

การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีมัลติเอเจนต์สำหรับระบบรีเลย์ป้องกันเชิงปรับตัว

นายดุสิต อุทิศสุนทร



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ปีการศึกษา 2557

**APPLICATION OF MULTI-AGENT TECHNOLOGY
FOR ADAPTIVE POWER SYSTEM RELAYING**

Dusit Uthitsunthorn



**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering
Suranaree University of Technology
Academic Year 2014**

การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีมัลติเอเจนต์สำหรับระบบรู้จำเสียงปรับตัว

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาคุณวุฒิปบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(รศ. ดร.กิตติ อรรถกิจมงคล)

ประธานกรรมการ

(รศ. ดร.ชนัดชัย กุลวรรณิพงษ์)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(ผศ. ดร.บุญเรือง มะรังศรี)

กรรมการ

(ผศ. ดร.เผด็จ เผ่าละออ)

กรรมการ

(อ. ดร.กฤตยา สมสัย)

กรรมการ

(ศ. ดร.ชูกิจ ลิมปิจำนงค์)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและนวัตกรรม

(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

คู่มือ อภิธานศัพท์ : การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีมัลติเอเจนต์สำหรับระบบรีเลย์ป้องกันเชิงปรับตัว (APPLICATION OF MULTI-AGENT TECHNOLOGY FOR ADAPTIVE POWER SYSTEM RELAYING) อาจารย์ที่ปรึกษา : รองศาสตราจารย์ ดร.ธนัชชัย กุลวรรณิพงษ์, 294 หน้า.

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการศึกษาและพัฒนาสร้างแบบจำลองระบบรีเลย์เชิงปรับตัวโดยการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีมัลติเอเจนต์ด้วยโปรแกรม JADE เพื่อเชื่อมต่อข้อมูลผ่านระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ และการสร้างเอเจนต์เพื่อกำหนดหน้าที่ความรับผิดชอบมาช่วยในการตัดสินใจการปรับตั้งค่ารีเลย์ป้องกันกระแสเกินประกอบด้วย กระแสเริ่มต้นทำงานและจำนวนเท่าเวลาทำงาน ดังนั้นเมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงเพื่อให้เกิดความถูกต้องในการทำงานและป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นจึงต้องปรับตั้งค่าใหม่ โดยทำการศึกษาเปรียบเทียบการปรับตั้งค่า 3 กรณี ประกอบด้วยขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติ สายส่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ระบบมัลติเอเจนต์ที่สามารถส่งข้อมูลการไหลของกระแสไฟฟ้าในสายส่ง การเรียนรู้สถานะเซอร์กิตเบรกเกอร์ ในการตัดสินใจประเมินผลและการส่งข้อมูลเพื่อปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ทำให้เกิดความยืดหยุ่นและสามารถปรับตัวตามความเหมาะสม สำหรับการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์นั้นใช้โปรแกรม Matlab Toolbox ค้นหาคำตอบตามขอบเขตเงื่อนไขบังคับ โดยใช้ระบบทดสอบขนาด 5 บัส, IEEE 6 บัส, WSCC 9 บัส, IEEE 14 บัส และ IEEE 30 บัส ซึ่งผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าระบบสามารถคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ในการปรับตั้งใหม่เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงซึ่งเป็นคุณสมบัติของเทคโนโลยีมัลติเอเจนต์ ซึ่งอนาคตนั้นมีแนวโน้มในการพัฒนาเป็นการควบคุมและวางแผนอย่างอัตโนมัติโดยไม่จำเป็นต้องอาศัยผู้ปฏิบัติการดูแลและควบคุมอยู่ตลอดเวลา

DUSIT UTHITSUNTHORN : APPLICATION OF MULTI-AGENT
TECHNOLOGY FOR ADAPTIVE POWER SYSTEM RELAYING.
THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF. THANATCHAI
KULWORAWANICHPONG, Ph.D., 294 PP.

PICK-UP CURRENT/TIME DUAL SETTING/COORDINATION/MULTI-
AGENT SYSTEM

This research presents a study and development of adaptive power system relaying model using multi-agent technology. The JADE software provides data transferring via computer network. It is used to determine a relay setting. There consist of pick-up current and time dial setting. When the topology of power system was changed, the protective relay was correctly operation to protected damage in abnormal system. The case studies of this research compared the relay setting, normal load, line outage and add distributed generator. Multi-agent system transfers data from current flow and status of circuit breaker to judgment and evaluated, their are using to adaptive relay setting. The relay setting process obtained from MATLAB Toolbox. The system was tested on 5 bus, 6 bus, WSCC 9 bus, IEEE 14 bus and IEEE 30 bus. The multi-agent technology has ability to adopt the parameter setting when topology of power system changed. The system will improve autonomous system for planning and controlling with out human.

School of Electrical Engineering

Academic Year 2014

Student's Signature _____

Advisor's Signature _____

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้ดำเนินการสำเร็จลุล่วงด้วยดี ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบุคคลที่ให้การสนับสนุนต่าง ๆ ในการให้คำแนะนำแนวทาง ความรักและความห่วงใยตลอดระยะเวลา 6 ปี รวมทั้งความช่วยเหลืออย่างดียิ่งทั้งด้านวิชาการและด้านการดำเนินงานวิจัย ดังนี้

รองศาสตราจารย์ ดร.ธนัชชัย กุลวรรณิขพงษ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้โอกาสทางการศึกษา คำปรึกษา แนะนำวิธีการทำงานและแนะแนวทางอันเป็นประโยชน์ทั้งด้านการศึกษาและสังคม เป็นแบบอย่างที่ดีในการศึกษาตลอดชีวิต ตลอดจนการดำเนินชีวิต

อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี สำหรับความกรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ และความรู้ทางด้านวิชาการ

คณาจารย์คณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยราชภัฏบุรีรัมย์ ที่ให้โอกาสในการทำงานเพื่อพัฒนาตนเองทางด้านการเพิ่มพูนองค์ความรู้

ขอบคุณ พี่ ๆ เพื่อน ๆ น้อง ๆ บัณฑิตศึกษาทุกท่านในการทำงานอย่างเป็นระบบ คอยช่วยเหลือซึ่งกันและกันในทุกด้านและให้กำลังใจในการทำวิจัยมาตลอด

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ผู้ทำให้เกิดขึ้นมาก่อตั้งชีวิต คณาจารย์ทุกท่านที่แนะนำความรู้ทางด้านต่าง ๆ ทั้งในอดีตและปัจจุบัน รวมทั้งเพื่อน พี่ น้องของผู้วิจัยทุกท่านที่ได้ให้ความรัก ความอบอุ่น ความห่วงใย และให้การสนับสนุนอย่างดีเสมอมาตลอดระยะเวลา 6 ปี กำลังใจที่ยิ่งใหญ่จะนำไปสู่ความสำเร็จช่วยให้มีพลังเข้มแข็งต่อสู้กับปัญหาอุปสรรคต่าง ๆ จนประสบความสำเร็จ

คุณิต อุทิศสุนทร

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย).....	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ).....	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ค
สารบัญ.....	ง
สารบัญตาราง	ช
สารบัญรูป	ซ
บทที่	
1 บทนำ	1
1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของงานวิจัย	2
1.4 ขอบเขตของงานวิจัย	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	3
1.6 การจัดรูปแบบวิทยานิพนธ์	3
2 ปรัชณวกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
2.1 บทนำ.....	5
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์.....	5
2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบมัลติเอเจนต์	17
2.4 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประยุกต์ใช้ระบบเอเจนต์ในประเทศไทย.....	31
2.5 สรุป	40
3 ปรัชณวกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	41
3.1 บทนำ.....	41
3.2 ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธ์	41
3.3 การออกแบบระบบผู้เชี่ยวชาญของรีเลย์เชิงปรับตัว	50
3.4 การออกแบบระบบมัลติเอเจนต์สำหรับระบบรีเลย์ป้องกันเชิงปรับตัว.....	55

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.5	สรุป	63
4	การทดสอบระบบป้องกันเชิงปรับตัวโดยใช้มัลติเอเจนต์.....	65
4.1	บทนำ	65
4.2	ขั้นตอนการดำเนินการ	65
4.3	การปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินระบบทดสอบขนาด 5 บัส	67
4.4	การปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินระบบทดสอบขนาด 6 บัส	91
4.5	การปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินของระบบทดสอบขนาด 9 บัส	115
4.6	การปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินของระบบทดสอบขนาด 14 บัส	140
4.7	การปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินของระบบทดสอบขนาด 30 บัส	169
4.8	สรุป	222
5	บทสรุปและข้อเสนอแนะ.....	223
5.1	บทนำ	223
5.2	ข้อเสนอแนะ	224
	รายการอ้างอิง	225
	ภาคผนวก	
	ภาคผนวก ก. ข้อมูลระบบทดสอบในการจำลองผลระบบไฟฟ้ากำลัง.....	233
	ภาคผนวก ข. โปรแกรมสำหรับจำลองผลของงานวิจัยในวิทยานิพนธ์.....	247
	ภาคผนวก ค. บทความและวารสารที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	258
	ประวัติผู้เขียน	294

สารบัญตาราง

ตารางที่

หน้า

2.1	ผลงานวิจัยการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์.....	34
2.2	ผลงานวิจัยการใช้มัลติเอเจนต์ในการป้องกันในระบบไฟฟ้า.....	38
3.1	กฎระบบผู้เชี่ยวชาญของระบบทดสอบ 5 บัส.....	54
3.2	การกำหนดส่วนประกอบของ ACLMessage.....	61
4.1	กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติระบบทดสอบ 5 บัส.....	69
4.2	เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 5 บัส.....	69
4.3	กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 5 บัส.....	71
4.4	เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดจากระบบทดสอบขนาด 5 บัส.....	72
4.5	กระแสไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบทดสอบขนาด 5 บัส.....	74
4.6	เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 5 บัส.....	74
4.7	การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 5 บัส.....	76
4.8	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 2-4 หลุด.....	79
4.9	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 2-4 หลุด.....	80
4.10	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	80
4.11	กรณีเกิดฟลัดต์เปรียบเทียบกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 2-4 หลุด.....	81
4.12	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่ขณะสายส่ง 2-4 หลุดออกจากระบบ.....	86
4.13	กรณีเกิดฟลัดต์เปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	87
4.14	กรณีเกิดฟลัดต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	88
4.15	กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติระบบทดสอบ 6 บัส.....	93
4.16	เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 6 บัส.....	93
4.17	กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 6 บัส.....	96
4.18	เขตการรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดจากระบบทดสอบขนาด 6 บัส.....	96
4.19	กระแสไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ 6 บัส.....	98
4.20	เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 6 บัส.....	98

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.21 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 6 บัส.....	100
4.22 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 1-6 หลุด.....	103
4.23 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 1-6 หลุด.....	104
4.24 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	105
4.25 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 1-6 หลุด.....	107
4.26 ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่ขณะสายส่ง 1-6 หลุดออกจากระบบ.....	109
4.27 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	111
4.28 กรณีเกิดฟอลต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	112
4.29 กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติของระบบทดสอบ 9 บัส.....	117
4.30 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 9 บัส.....	117
4.31 กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 9 บัส.....	119
4.32 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 9 บัส.....	119
4.33 กระแสไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ 9 บัส.....	121
4.34 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 9 บัส.....	121
4.35 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 9 บัส.....	122
4.36 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 5-6 หลุด.....	126
4.37 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 5-6 หลุด.....	127
4.38 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	128
4.39 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	129
4.40 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 5-6 หลุด.....	132
4.41 ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่ขณะสายส่ง 5-6 หลุดออกจากระบบ.....	134
4.42 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	136
4.43 กรณีเกิดฟอลต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	137
4.44 กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติระบบทดสอบ 14 บัส.....	142
4.45 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 14 บัส.....	143

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.46	กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 14 บัส.....146
4.47	เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดจากระบบทดสอบขนาด 14 บัส.....147
4.48	กระแสไฟฟ้าติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ 14 บัส.....150
4.49	เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 14 บัส.....151
4.50	การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ระบบทดสอบขนาด 14 บัส ที่พิกัดแรงดัน 69 kV.....153
4.51	การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ระบบทดสอบขนาด 14 บัส ที่พิกัดแรงดัน 13.8 kV.....154
4.52	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 2-4 หลุด.....157
4.53	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 2-4 หลุด.....158
4.54	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....159
4.55	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....160
4.56	กรณีเกิดฟลัดต์เปรียบเทียบกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 3-4 หลุด.....163
4.57	กรณีเกิดฟลัดต์เปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า165
4.58	กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติระบบทดสอบ 30 บัส.....172
4.59	เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....173
4.60	กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 30 บัส.....178
4.61	เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดจากระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....179
4.62	กระแสไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กระบบทดสอบ 30 บัส.....184
4.63	เขตการป้องกันรีเลย์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....185
4.64	การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 30 บัส189
4.65	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 10-22 หลุด.....196
4.66	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 10-22 หลุด.....200
4.67	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....202

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.68	กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า205
4.69	กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 10-22 หลุด.....210
4.70	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่ขณะสายส่ง 10-22 หลุดออกจากระบบ.....213
4.71	เกิดฟอลต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....215
4.72	เกิดฟอลต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....218



สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1	ทิศทางการแสฟอลต์ขณะเกิดฟอลต์ตำแหน่งที่ 1..... 8
2.2	ทิศทางการแสฟอลต์ขณะเกิดฟอลต์ตำแหน่งที่ 2..... 8
2.3	ระบบทดสอบแบบวงแหวน..... 12
2.4	ระบบทดสอบขนาด 6 บัส..... 13
2.5	ระบบทดสอบขนาด 8 บัส..... 14
2.6	ระบบทดสอบขนาด 6 บัส..... 15
2.7	การจัดความสัมพันธ์ระหว่างรีเลย์ป้องกันกระแสเกินกับรีเลย์ป้องกันเชิงระยะทาง..... 16
2.8	โครงสร้างของระบบมัลติเอเจนต์ในระบบการป้องกันสายส่งไฟฟ้า..... 20
2.9	สถาปัตยกรรมมัลติเอเจนต์ IDAPS ส่งข้อมูลระหว่างเอเจนต์ผ่านระบบ TCP/IP..... 21
2.10	การเชื่อมโยงอุปกรณ์อัจฉริยะในระบบไฟฟ้าโดยระบบอินทราเน็ต..... 22
2.11	การทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ของ IDAPS..... 23
2.12	การจำลองระบบ IDAPS..... 24
2.13	ระบบมัลติเอเจนต์ในติดตามและควบคุมระบบไฟฟ้า..... 25
2.14	โครงสร้างระบบมัลติเอเจนต์ในเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า..... 25
2.15	โครงสร้างของระบบจำหน่ายอัตโนมัติในประเทศเกาหลี..... 26
2.16	โครงสร้างของเอเจนต์ระบบป้องกัน..... 26
2.17	การติดต่อข้อมูลสำหรับการสื่อสารใน Sniffer Agent..... 27
2.18	ระบบมัลติเอเจนต์สำหรับการจัดลำดับความสัมพันธ์ของการป้องกันในระบบไฟฟ้า..... 28
2.19	โครงสร้างทางกายภาพและระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ในระบบไมโครกริด..... 29
2.20	โครงสร้างไดอะแกรมของการป้องกันระบบไฟฟ้า..... 29
2.21	กลไกการทำงานของเอเจนต์ของการป้องกัน..... 30
2.22	แบบการกระจายของระบบป้องกันโดยใช้ระบบมัลติเอเจนต์..... 30
2.23	การทดสอบระบบมัลติเอเจนต์โดยใช้โปรแกรม JADE..... 31
3.1	แผนผังการทำงานของการทำงานหาค่าเหมาะสมของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน..... 50

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.2	โครงสร้างของระบบผู้เชี่ยวชาญ..... 52
3.3	การออกแบบระบบผู้เชี่ยวชาญของระบบทดสอบขนาด 5 บัต์..... 53
3.4	แผนผังการทำงานระบบผู้เชี่ยวชาญของรีเลย์เชิงปรับตัว..... 55
3.5	ระบบมัลติเอเจนต์สำหรับการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน 56
3.6	ระบบมัลติเอเจนต์ของสถานีไฟฟ้าและศูนย์กลางควบคุม..... 57
3.7	การเชื่อมต่อข้อมูลระหว่าง JADE and MATLAB..... 59
3.8	หน้าต่างติดต่อผู้ใช้ของ JADE 60
3.9	เส้นทางการรับ-ส่งข้อความของเอเจนต์..... 63
4.1	ขั้นตอนการดำเนินการของระบบปรับตั้งค่ารีเลย์..... 66
4.2	ระบบทดสอบขนาด 5 บัต์..... 67
4.3	กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบทดสอบขนาด 5 บัต์..... 68
4.4	สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 5 บัต์..... 71
4.5	เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบทดสอบขนาด 5 บัต์..... 73
4.6	กระแสในสายส่งแต่ละบัต์ของระบบทดสอบขนาด 5 บัต์..... 78
4.7	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร..... 80
4.8	ขณะเกิดฟอลต์กรณีสายส่ง 2-4 หลุด ของระบบทดสอบขนาด 5 บัต์..... 82
4.9	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร..... 84
4.10	ขณะเกิดฟอลต์กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 5 บัต์..... 86
4.11	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร..... 88
4.12	การทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ของระบบทดสอบ 5 บัต์..... 89
4.13	หมายเลขระบุตัวเอเจนต์ของระบบทดสอบ 5 บัต์..... 90
4.14	Sniffer Agent GUI การปรับตั้งค่ารีเลย์ของระบบทดสอบ 5 บัต์..... 90
4.15	ระบบทดสอบขนาด 6 บัต์..... 91
4.16	กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบทดสอบขนาด 6 บัต์..... 92

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.17	สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 6 บัส..... 95
4.18	เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบทดสอบขนาด 6 บัส..... 97
4.19	กระแสในสายส่งแต่ละบัสของระบบทดสอบขนาด 6 บัส..... 102
4.20	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร..... 104
4.21	ขณะเกิดฟลัดต์กรณีสายส่ง 1-6 หลุด ของระบบทดสอบขนาด 6 บัส..... 106
4.22	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....108
4.23	ขณะเกิดฟลัดต์กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 6 บัส.....110
4.24	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....112
4.25	การทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ของระบบทดสอบ 6 บัส.....113
4.26	หมายเลขระบุตัวเอเจนต์ของระบบทดสอบ 6 บัส.....114
4.27	Sniffer Agent GUI การปรับตั้งค่ารีเลย์ของระบบทดสอบ 6 บัส.....114
4.28	ระบบทดสอบขนาด 9 บัส..... 115
4.29	กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบทดสอบขนาด 9 บัส..... 116
4.30	สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 9 บัส..... 118
4.31	เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบทดสอบขนาด 9 บัส..... 120
4.32	กระแสในสายส่งแต่ละบัสของระบบทดสอบขนาด 9 บัส.....125
4.33	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร..... 127
4.34	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร..... 129
4.35	ขณะเกิดฟลัดต์กรณีสายส่ง 5-6 หลุด ของระบบทดสอบขนาด 9 บัส.....131
4.36	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....133
4.37	ขณะเกิดฟลัดต์กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 9 บัส.....135
4.38	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร..... 137
4.39	การทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ของระบบทดสอบ 9 บัส..... 138
4.40	หมายเลขระบุตัวเอเจนต์ของระบบทดสอบ 9 บัส..... 139
4.41	Sniffer Agent GUI การปรับตั้งค่ารีเลย์ของระบบทดสอบ 9 บัส..... 139
4.42	ระบบทดสอบขนาด 14 บัส..... 140

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.43 กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบทดสอบขนาด 14 บัส.....	141
4.44 สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 14 บัส.....	145
4.45 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบทดสอบขนาด 14 บัส.....	149
4.46 ขณะจ่ายโหลดที่พิกัดของระบบทดสอบขนาด 14 บัส.....	155
4.47 กระแสในสายส่งแต่ละบัสของระบบทดสอบขนาด 14 บัส.....	156
4.48 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....	158
4.49 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....	160
4.50 กระแสฟอลต์ของระบบทดสอบขนาด 14 บัส.....	162
4.51 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....	164
4.52 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....	166
4.53 การทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ของระบบทดสอบ 14 บัส.....	167
4.54 หมายเลขระบุตัวเอเจนต์ของระบบทดสอบ 14 บัส.....	168
4.55 Sniffer Agent GUI การปรับตั้งค่ารีเลย์ของระบบทดสอบ 14 บัส.....	169
4.56 ระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	170
4.57 กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	171
4.58 สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	177
4.59 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	183
4.60 ขณะจ่ายโหลดที่พิกัดของระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	193
4.61 เมื่อสายส่ง 10-22 หลุดของระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	194
4.62 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	195
4.63 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....	199
4.64 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....	204
4.65 กระแสฟอลต์ของระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	207
4.66 กระแสฟอลต์เมื่อสายส่ง 10-22 หลุดของระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	208
4.67 กระแสฟอลต์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 30 บัส.....	209
4.68 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร.....	212

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.69	รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร..... 217
4.70	การทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ของระบบทดสอบ 30 บัส..... 221
4.71	Sniffer Agent GUI การปรับตั้งค่ารีเลย์ของระบบทดสอบ 30 บัส..... 222



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าระหว่างศูนย์ควบคุมเขตกับสถานีไฟฟ้าแรงสูงจะใช้ระบบควบคุมระยะไกล (Substation Remote Control) โดยที่ศูนย์ควบคุมและสถานีไฟฟ้าจะติดตั้งระบบคอมพิวเตอร์แบบ SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition)ไว้ใช้ประโยชน์ในการกำกับดูแลและเก็บข้อมูล ซึ่งเป็นประเภทหนึ่งของระบบการควบคุมอุตสาหกรรมนำมาประยุกต์ในการสั่งการจ่ายไฟและรับส่งข้อมูลสถานะของอุปกรณ์จ่ายไฟต่าง ๆ ในสถานีไฟฟ้า เมื่อเกิดเหตุการณ์ขัดข้องขึ้นที่สถานีไฟฟ้าจะส่งสัญญาณเตือนผ่านหน่วยควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ไปที่คอมพิวเตอร์ของศูนย์ควบคุมพนักงานจะต้องใช้เวลาและความชำนาญเพื่อทำการวิเคราะห์เหตุปกติและผิดปกติต่างๆ ซึ่งใช้ระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้ากลับคืนสู่สภาวะปกติ เช่นเมื่อเกิดฟอลต์ในสายส่งที่สำคัญถ้าใช้เวลาในการกำจัดฟอลต์นานอาจทำให้เกิดไฟดับบริเวณกว้างขึ้น (Black Out) จนไม่สามารถทำการจ่ายโหลดได้

จากการพัฒนาทางด้านเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าในการพัฒนาประเทศเพิ่มมากขึ้นแต่ไม่เพียงพอ จึงได้มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อเสริมความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า เช่น ชยะ, พลังงานลม, พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ซึ่งส่งผลทำให้โครงสร้างระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงเกิดปัญหาต่าง ๆ เช่น การไหลของกำลังไฟฟ้า, ค่ากำลังไฟฟ้าล้นวงจร, ขนาดของกระแสไฟฟ้าล้นวงจร และการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพื่อป้องกันอันตรายในระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นสิ่งที่สำคัญต้องวิเคราะห์พิจารณาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลัง งานวิจัยนี้นำเสนอการประยุกต์ใช้มัลติเอเจนต์ในการจัดลำดับความสัมพันธของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินเมื่อโครงสร้างของระบบเปลี่ยนแปลงเพื่อให้เกิดความถูกต้องในการทำงานและวิธีการปรับตั้งค่าป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นในแต่ละกรณี ตัวอย่างเช่น เมื่อมีแหล่งจ่ายเพิ่มขึ้นจากการกระจายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสิ่งสำคัญในการวิเคราะห์ก็คือการเชื่อมต่อกับระบบหลักควบคู่ไปกับการจัดการป้องกันเพื่อทำหน้าที่ป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้าที่สำคัญและมีราคาแพง เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, หม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น สิ่งที่จะต้องพิจารณาก็คือการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ไม่สัมพันธ์กัน (Mis-coordination) อันเนื่องมาจากเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของระบบไฟฟ้า ดังนั้นระบบป้องกันต้องทำงานตามเงื่อนไขตามสภาพแวดล้อมที่มีการเปลี่ยนแปลง

ระบบมัลติเอเจนต์จะทำการเชื่อมต่อข้อมูลปริมาณทางไฟฟ้าผ่านระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์เพื่อใช้ในการจัดลำดับความสัมพันธ์ให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานอย่างถูกต้องปลอดภัยในแต่ละสถานีตามขอบเขตและข้อจำกัดในระบบป้องกัน

ในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์นั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อเลือกจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ทั้งหมดในระบบให้ทำงานร่วมโดยใช้เวลาดำสุดตามขอบเขตการทำงาน ซึ่งในทางปฏิบัตินั้นเมื่อระบบเกิดการเปลี่ยนแปลงหน่วยงานส่วนกลางจะทำหน้าที่ในการปรับตั้งค่ารีเลย์โดยผู้เชี่ยวชาญ เมื่อก่อนนั้นระบบไฟฟ้ามีขนาดเล็กจะใช้วิธีการการทำงานคุณสมบัติของรีเลย์มาจัดความสัมพันธ์บนตาราง Log- Log แต่ปัจจุบันมีการประยุกต์นำเอาวิธีทางคณิตศาสตร์มาแก้ปัญหาในการหาค่าที่เหมาะสมของการปรับตั้งรีเลย์ประกอบด้วยค่าจำนวนเท่าเวลาในการปรับตั้ง (TMS) และกระแสดัดตั้ง (Iset) เพื่อให้ระบบมีประสิทธิภาพจำกัดขอบเขตของการทำงานทำให้เกิดไฟดับบริเวณกว้าง ซึ่งได้ประยุกต์การติดต่อสื่อสารของข้อมูลการจำลองการสื่อสารของแต่ละสถานีไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรมเอเจนต์ซอฟต์แวร์ทำหน้าที่เป็นผู้แทนทำงาน

ในงานวิจัยนี้นำเสนอการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินโดยการนำระบบมัลติเอเจนต์ (Multi-Agent System: MAS) มาพัฒนาปรับปรุงเชื่อมต่อข้อมูลผ่านระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ในการป้องกันมาช่วยในการตัดสินใจซึ่งมัลติเอเจนต์มีความสามารถในการเรียนรู้ตามสภาพแวดล้อม สามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลการเรียนรู้สถานะของรีเลย์ป้องกันและเซอร์กิตเบรกเกอร์ขณะเกิดฟอลต์ทำให้เกิดความยืดหยุ่นและสามารถปรับตัวตามความเหมาะสม ทั้งนี้เพื่อเป็นแนวทางในการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเอเจนต์ที่เกี่ยวกับการป้องกันหรืองานวิจัยอื่น ๆ อีกต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1.2.1 เพื่อนำเทคโนโลยีเอเจนต์มาประยุกต์ใช้ในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน
- 1.2.2 เพื่อระบุตำแหน่งของรีเลย์สำรองในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 1.2.3 เพื่อนำโปรแกรม JADE (Java Agent Development framework) มาช่วยในการควบคุมการทำงานในระบบป้องกันไฟฟ้ากำลัง

1.3 ข้อตกลงเบื้องต้น

- 1.3.1 ระบบทดสอบกับระบบทดสอบ 5 บัส ระบบทดสอบ 6 บัส ระบบทดสอบ 9 บัส ระบบทดสอบ IEEE 14 บัส ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

- 1.3.2 พิจารณาการเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟสสมมาตร
- 1.3.3 รีเลย์ที่ใช้เป็นดิจิทัลรีเลย์
- 1.3.4 ใช้โปรแกรม Power World Simulator ในการจำลองระบบทดสอบ
- 1.3.5 ใช้โปรแกรมแมทแล็บในการหาผลลัพธ์ของจำนวนเท่าของเวลาการทำงานของรีเลย์แบบดิจิทัล

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1.4.1 ศึกษาและแก้ปัญหาการประสานสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางโดยใช้วิธีกำหนดการเชิงเส้นในระบบทดสอบ 5 บัส ระบบทดสอบ 6 บัส ระบบทดสอบ 9 บัส ระบบทดสอบ IEEE 14 บัส ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

1.4.2 การแก้ปัญหาการระบุตำแหน่งรีเลย์สำรองในระบบป้องกันไฟฟ้ากำลังในระบบทดสอบ 5 บัส ระบบทดสอบ 6 บัส ระบบทดสอบ 9 บัส ระบบทดสอบ IEEE 14 บัส ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

1.4.3 การนำโปรแกรม JADE มาช่วยในการเชื่อมต่อข้อมูลในระบบไฟฟ้ากำลัง

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.5.1 ความรู้ด้านการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบ
- 1.5.2 ระบุตำแหน่งของรีเลย์หลักและสำรองในระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อเกิดความผิดปกติ ณ บัสใด ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 1.5.3 การเขียนโปรแกรม Matlab ในการหาค่าที่เหมาะสมการการจัดลำดับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน
- 1.5.4 การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเอเจนต์กับระบบควบคุมในอนาคต

1.6 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้ประกอบด้วย 5 บท ซึ่งในแต่ละบทได้นำเสนอดังต่อไปนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงบทนำ ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของงานวิจัยวิทยานิพนธ์ รวมทั้งขอบเขตของงานวิจัยวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงปริทัศน์วรรณกรรม และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินเชิงปรับตัวในระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 3 อธิบายความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับการออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้าเชิงปรับตัว การหาค่าที่เหมาะสมจัดลำดับความสัมพันธ์ด้วยรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน การออกแบบระบบผู้เชี่ยวชาญของรีเลย์เชิงปรับตัว ตลอดจนการออกแบบพัฒนาระบบมัลติเอเจนต์มาประยุกต์ใช้ในระบบป้องกันเชิงปรับตัว การเชื่อมโยงข้อมูลค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ โปรแกรม JADE สำหรับการควบคุมการทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ และการเชื่อมต่อโปรแกรม Matlab สำหรับคำนวณหาค่าที่เหมาะสมบน M-file

บทที่ 4 การทดสอบระบบป้องกันเชิงปรับตัวด้วยมัลติเอเจนต์ นำเสนอวิธีการหาขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งและขนาดพิกัดของกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส จากการจำลองผลด้วยโปรแกรม Power World การหาค่าอัตราส่วนของหม้อแปลงกระแส CT ratio ผลเฉลยจากการคำนวณหาค่าที่เหมาะสมในการปรับตั้งค่ารีเลย์ประกอบด้วยค่ากระแสเริ่มต้นทำงานและค่าจำนวนเท่าของเวลาการทำงาน

บทที่ 5 บทสรุปและข้อเสนอแนะ

ภาคผนวกของงานวิจัยประกอบด้วย 3 ส่วน ดังนี้

- ภาคผนวก ก. แสดงรายละเอียดของระบบทดสอบที่นำเสนอในงานวิจัย
- ภาคผนวก ข. แสดงรายละเอียดโปรแกรม Matlab สำหรับการปรับปรุงค่าปรับตั้งรีเลย์เมื่อโครงสร้างระบบเปลี่ยนแปลง โปรแกรม JADE ของระบบมัลติเอเจนต์สำหรับการเชื่อมโยงข้อมูล
- ภาคผนวก ค. แสดงรายการบทความและวารสารวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ผลงานวิจัย

บทที่ 2

ปรัทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์หลักคือ การประยุกต์ใช้มัลติเอเจนต์สำหรับหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินของระบบการป้องกันไฟฟ้า ซึ่งในเรื่องดังกล่าวนี้มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ในส่วนนี้จึงนำเสนอการสำรวจวรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้องสามารถสรุปทฤษฎี หลักการ และวิธีการดำเนินงานวิจัยต่าง ๆ รวมถึงอธิบายสาระสำคัญที่ได้จากการวิจัยในแต่ละบทความตามที่คุณวิจัยได้รวบรวมไว้ โดยใช้ฐานข้อมูลที่เป็นแหล่งสะสมงานวิจัยและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องทางด้านวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยี เช่น ฐานข้อมูล IEEE, Springer, Science Direct และ เว็บไซต์ Google เป็นต้น โดยมีรายละเอียดแสดงดังนี้

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์

การเปรียบเทียบวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน จากการค้นคว้าจากงานวิจัยในอดีต พบว่าค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญคือค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการหาค่าเวลาการทำงานที่น้อยที่สุดซึ่งมีตัวแปรที่สำคัญคือการปรับตั้งค่าจำนวนเท่าของเวลา (TMS) และกระแสเริ่มต้นในการทำงาน (I_p) ในแต่ละงานวิจัยนั้นใช้ระบบทดสอบที่แตกต่างกัน นอกจากนั้นอัลกอริทึมในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของการปรับตั้งรีเลย์นั้นก็จะมีการปรับตั้งค่าภายในที่แตกต่างกันด้วย

Alberto et al. (1988) นำเสนอเทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางด้วยวิธี Direct Methods and Decomposition Techniques, ทดสอบกับระบบ 30 บัส

Chattopahyay et al. (1994) ทำการพัฒนาแบบป้องกันจึงนำเสนอเทคนิคการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ด้วยวิธีการโปรแกรมเชิงเส้นแบบซิมเพล็กซ์ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อใช้ในการตัดสินใจปรับตั้งรีเลย์แยกส่วนกระกอบที่เกิดฟลัดต์ออกจากระบบ โดยแบ่งการทำงานออกเป็น 2 ส่วน ประกอบด้วย 1.ใช้ในการตัดสินใจเลือกขอบเขตและเงื่อนไขในการทำงานของรีเลย์หลักและรีเลย์สำรอง 2.ใช้ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในการปรับตั้งค่ารีเลย์ นำผลลัพธ์ที่ได้มาทดสอบการป้องกันโดยทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางในระบบ

จำหน่ายแบบรูป ซึ่งมีวัตถุประสงค์หลักในการหาค่าที่ต่ำที่สุดของเวลาการทำงานของรีเลย์ในระบบไฟฟ้า ดังนั้นเวลาในการทำงานจะสามารถหาค่าตามความสัมพันธ์ได้ดังสมการที่ (2.1)

$$Z = \sum_{i=1}^m t_{i,j} \quad (2.1)$$

เมื่อ $t_{i,i}$ คือค่าเวลาการทำงานของรีเลย์หลักที่ i เมื่อเกิดฟอลต์ใกล้ตำแหน่ง i ส่วนเวลาในการทำงานของรีเลย์สำรองนั้นจะต้องมีค่ามากกว่าเวลาทำงานของรีเลย์หลักโดยมีการเผื่อช่วงเวลาดังแสดงในสมการที่ (2.2)

$$t_{bi} \geq t_{i,i} + \Delta t \quad \text{for } i=1 \text{ to } m \quad (2.2)$$

เมื่อ $t_{i,i}$ คือเวลาการทำงานสำหรับรีเลย์ป้องกันหลักใกล้ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์
 t_{bi} คือเวลาการทำงานสำหรับรีเลย์ป้องกันสำรองใกล้ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์
 Δt คือเวลาเผื่อในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์

Chattopahyayc et al. (1994) เลือกใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินตามมาตรฐาน IEC แสดงดังสมการที่ (2.3)

$$t = \frac{k \times TMS}{I_{mpu}^n - 1} \quad (2.3)$$

เมื่อ k คือค่าคงที่

N คือค่าคุณลักษณะของรีเลย์

I_{mpu} คือค่าจำนวนเท่าของกระแสเริ่มต้นทำงาน

TMS คือจำนวนเท่าของเวลาการทำงานในการปรับตั้ง

ดังนั้นค่าของกระแสในการทำงานของรีเลย์ที่ใช้ในการตัดสินใจสามารถเขียนแทนโดยกำหนดเป็นค่าคงที่แสดงดังสมการที่ (2.4)

$$t = a \times TMS \quad (2.4)$$

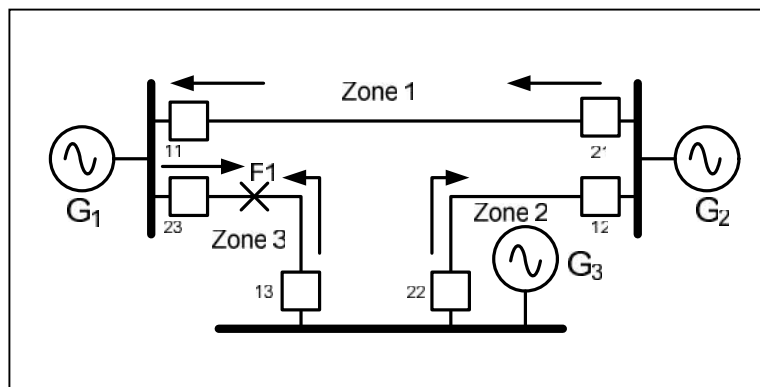
เมื่อ
$$a = \frac{k}{I_{mpu}^n - 1}$$

เมื่อนำค่าไปแทนในสมการที่ (2.3) จะทำให้ได้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ใหม่

$$Z = \sum_{i=1}^m a_i TMS_i \quad (2.5)$$

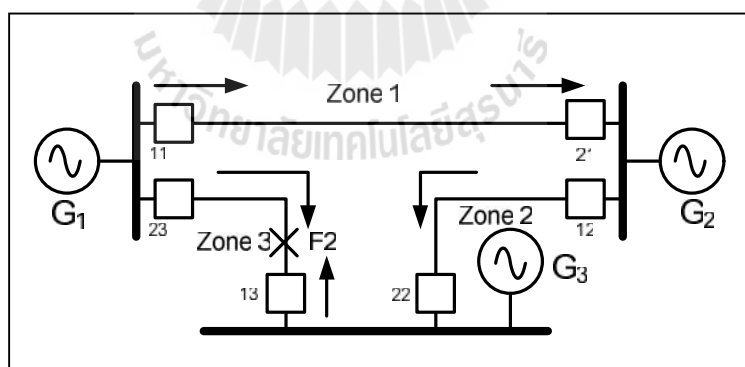
จากสมการที่ (2.5) พิจารณาได้ว่าการที่จะทำให้เวลาการทำงานต่ำที่สุดจะต้องหาค่า TMS_i ในการจัดลำดับความสำคัญของรีเลย์หลักและรีเลย์สำรอง ในการแก้ปัญหาเลือกใช้วิธีโปรแกรมเชิงเส้นแบบซิมเพล็กซ์ ซึ่งจะกำหนด Phase I เป็นข้อมูลขอบเขตของเงื่อนไขที่ใช้ในการตัดสินใจ ส่วน Phase II นั้นจะใช้สำหรับการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยมีเงื่อนไขวัตถุประสงค์ในการทำงานของรีเลย์สำรองมาเกี่ยวข้อง

Aggarwal et al. (2008) นำเสนอปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสำคัญของรีเลย์ในระบบที่มีการเชื่อมต่อแหล่งจ่ายอื่น ๆ เข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิดความไวและรวดเร็วในการกำจัดฟอลต์ โดยทำการวิเคราะห์ผลกระทบของตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ตามทิศทางทางไหลของกระแสในแต่ละส่วน และหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสำคัญของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางประกอบด้วยการหาค่าของเวลาในการปรับตั้ง (TDS) และกระแสเริ่มต้นในการทำงาน (I_p) ในการพิจารณาหาค่าที่เหมาะสมนี้ทำการวิเคราะห์ผลกระทบของกระแสขณะเกิดฟอลต์ประกอบด้วย สามเฟสฟอลต์, ฟอลต์แบบสองสายลงดิน และฟอลต์แบบเส้นเดียวลงดิน โดยกำหนดปัญหาแบบเชิงเส้นและไม่เป็นเชิงเส้นรวมกัน สำหรับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานแบบต่อเนื่องก็จะเป็นปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น แต่ถ้าเป็นค่าแบบไม่ต่อเนื่องก็จะใช้โปรแกรมรวมปัญหามูลฐานเต็มไม่เป็นเชิงเส้น ซึ่งมีรูปแบบของปัญหาและระบบทดสอบแสดงดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ทิศทางกระแสฟอลต์ขณะเกิดฟอลต์ตำแหน่งที่ 1

ระบบทดสอบในรูปที่ 2.1 จะสังเกตได้ว่าเมื่อเกิดฟอลต์ที่ตำแหน่ง F_1 ในโซนที่ 3 โดยในการป้องกันนั้นใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางติดตั้งตำแหน่งต่าง ๆ ตามการแบ่งโซนการป้องกันในแต่ละเขต โดยใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางจำนวน 2 ตัว โดยตัวแรกจะมีทิศทางเดียวกันส่วนรีเลย์ตัวที่เหลือจะมีทิศทางย้อนกลับ กำหนดให้รีเลย์ R_{21} เป็นรีเลย์ป้องกันสำรองเพียงตัวเดียวของระบบเพื่อป้องกันรีเลย์ป้องกันหลัก R_{23} เมื่อไม่ทำงาน ในสภาวะปกติรีเลย์ R_{13}, R_{12} เป็นรีเลย์ป้องกันสำรองของรีเลย์หลัก R_{23}, R_{13} และรีเลย์ป้องกันสำรองของ R_{21}, R_{12}



รูปที่ 2.2 ทิศทางกระแสฟลัดซ์ขณะเกิดฟลัดซ์ตำแหน่งที่ 2

พิจารณาระบบทดสอบในรูปที่ 2.2 เมื่อเกิดฟอลต์ที่ตำแหน่ง F_2 ทิศทางของกระแสจะเกิดการเปลี่ยนแปลงในโซนที่ 1 และโซนที่ 2 จึงทำให้ยากต่อการจัดความสัมพันธ์ เพราะฉะนั้นรีเลย์ R_{21} จะไม่เป็นรีเลย์สำรองของรีเลย์หลัก R_{23} เพราะว่ารีเลย์สำรอง R_{21} จะทำงานตามทิศทางของกระแส ดังนั้นรีเลย์ R_{21} อาจจะไม่เป็นรีเลย์สำรองและจะทำให้เกิดความผิดพลาดในการป้องกันของ

รีเลย์สำรอง ในการป้องกันรีเลย์ป้องกันหลักจะทำการจัดความสัมพันธ์กับรีเลย์สำรองสองตัว
ตัวแรกจะทำงานตามทิศทางกระแสและอีกตัวจะทำงานเมื่อเกิดกระแสย้อนกลับ

การประยุกต์ใช้อัลกอริทึมที่ใช้กำหนดวัตถุประสงค์หลักในการหาค่าเวลาของการปรับตั้ง
และกระแสเริ่มต้นทำงาน สำหรับหาค่าเวลาต่ำที่สุดของการทำงานของ การจัดความสัมพันธ์ของ
รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง ดังสมการที่ (2.6)

$$Objective = \min \sum w'_i T_{ik} \quad (2.6)$$

เมื่อ T_{ik} คือเวลาการทำงานของรีเลย์ R_i เมื่อเกิดฟอลต์ในโซน k
 w'_i คือค่าสัมประสิทธิ์คงที่โดยปกติจะถูกกำหนดให้เป็น 1
วัตถุประสงค์ในการหาค่าเวลาทำงานต่ำสุดถูกกำหนดขอบเขตดังนี้

$$T_{R1k}(F_1) - T_{Rij}(F_1) \geq \Delta T \quad (2.7)$$

$$T_{R2k}(F_1) - T_{Rij}(F_1) \geq \Delta T \quad (2.8)$$

เมื่อ $T_{Rij}(F_1)$ คือเวลาการทำงานของรีเลย์หลัก R_i เมื่อเกิดฟอลต์ที่ j
 $T_{R1k}(F_1)$ คือเวลาการทำงานของรีเลย์สำรองตัวที่ 1 R_1 เมื่อเกิดฟอลต์ที่ k
 $T_{R2k}(F_1)$ คือเวลาการทำงานของรีเลย์สำรองตัวที่ 2 R_2 เมื่อเกิดฟอลต์ที่ k
 Δt คือเวลาเพื่อการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์กำหนดเวลาเท่ากับ 0.2 วินาที
ขอบเขตของการปรับตั้งค่าทำงานของรีเลย์

$$TDS_{ij} \min \leq TDS_{ij} \leq TDS_{ij} \max \quad (2.9)$$

$$Ip_{ij} \min \leq Ip_{ij} \leq Ip_{ij} \max \quad (2.10)$$

$$t_{ijk} \min \leq t_{ijk} \leq t_{ijk} \max \quad (2.11)$$

คุณสมบัติของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางแสดงดังสมการที่ (2.12)

$$T_{ik} = \frac{0.14 \times TDS_i}{\left(\frac{I_{ik}}{I_{pi}} \right)^{0.04} - 1} \quad (2.12)$$

เมื่อ I_{ik} คือกระแสฟอลต์ที่ไหลผ่านรีเลย์เมื่อเกิดฟอลต์ในโซน k

I_{pi} คือกระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์

Zeineldin et al. (2005) ได้นำเสนอเป็นการใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางมาทำการป้องกันระบบที่มีแหล่งจ่ายอื่นเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายแบบลูบ ซึ่งรูปแบบเทคนิคที่ใช้ในการหาค่าในการจัดความสัมพันธ์นั้น เน้นการพิจารณาลักษณะของค่ากระแสเริ่มต้นในการทำงานเป็นแบบไม่ต่อเนื่อง ซึ่งปัญหาในการจัดลำดับความสัมพันธ์นี้จะเป็นการแก้ปัญหารูปแบบของโปรแกรมการรวมค่าจำนวนจริง การค้นหาคำตอบจะใช้โปรแกรม GAMS (General Algebraic Modeling System) ซึ่งรูปแบบปัญหามีข้อกำหนดดังนี้

A. รูปแบบปัญหาแบบเชิงเส้น

ในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อคำนวณหาค่าจำนวนเท่าของเวลา (TDS) และกระแสเริ่มต้นในการทำงาน (I_p) ในการหาค่าเวลาต่ำสุดของปัญหาแบบเชิงเส้นในการทำงานของรีเลย์โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ แสดงดังสมการที่ (2.13)

$$Objective = \min \sum w'_i T_{ik} \quad (2.13)$$

ขอบเขตเงื่อนไข

$$T_{nk} - T_{nk} \geq \Delta t \quad (2.14)$$

ขอบเขตของการปรับตั้งค่าทำงานของรีเลย์

$$TDS_{ij} \min \leq TDS_{ij} \leq TDS_{ij} \max \quad (2.15)$$

$$Ip_{ij} \min \leq Ip_{ij} \leq Ip_{ij} \max \quad (2.16)$$

$$t_{ijk} \min \leq t_{ijk} \leq t_{ijk} \max \quad (2.17)$$

คุณสมบัติการทำงานของรีเลย์

$$T_{ik} = 0.14 \times TDS_i / \left[\left(I_{ik} / I_{pi} \right)^{0.02} - 1 \right] \quad (2.18)$$

$$T_{ik} = a_i \times TDS_i \quad (2.19)$$

เมื่อ a_i เป็นค่าคงที่ของค่ากระแสเริ่มต้นในการทำงานและกระแสฟอลต์

B. รูปแบบปัญหาไม่เป็นเชิงเส้น

คุณสมบัติของรีเลย์ในการจัดความสัมพันธ์จะใช้เส้นโค้งคุณลักษณะของเวลา-กระแสมีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้นค่าเวลาปรับตั้งที่แตกต่างกัน ความสัมพันธ์ระหว่างเวลาการทำงานและค่าเวลาปรับตั้งของรีเลย์ในแต่ละตัว สามารถเขียนความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$T_i = a_0 + a_1 (TDS_i) + a_2 (TDS_i)^2 + a_3 (TDS_i)^3 + a_4 (TDS_i)^4 \quad (2.20)$$

เมื่อ T_i คือเวลาการทำงานของรีเลย์

$a_0 - a_4$ คือค่าที่ใช้ในการปรับเส้นโค้งโดยใช้การหาค่าที่เหมาะสมของเส้นโค้งแบบลิทสแควร์

C. การรวมรูปแบบการหาค่าไม่เป็นเชิงเส้นของจำนวนจริง

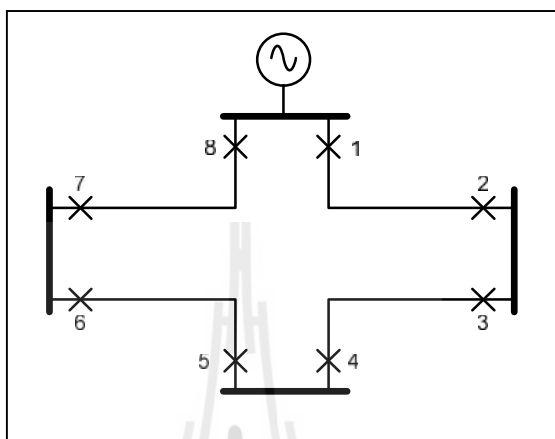
รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบดิจิทัลจะมีจำนวนเท่าของกระแสปรับตั้งในช่วง 50-200% ช่วงเวลา 1% และเวลาในการปรับตั้งอยู่ในช่วง 0.01 ถึง 1 ความแตกต่างของช่วงเวลา 0.01 เมื่อทำการปรับตั้งค่าจะเกิดการเปลี่ยนแปลงระหว่างเวลาปรับตั้งและกระแสเริ่มต้นในการทำงาน สำหรับการแก้ปัญหาใช้โปรแกรมการรวมของจำนวนจริงไม่เป็นเชิงเส้น วิธีการจินตคณิตอรรถิ์ทิมก็ จะใช้ในการแก้ปัญหาและการจัดความสัมพันธ์ซึ่งมีรูปแบบดังนี้

$$\begin{aligned} \text{objective} = & c \times \sum \text{relay operating time} + b \times \sum (\text{relay TDS} - \text{user preferred TDS})^2 + \\ & a \times \sum (\text{relay CSM} - \text{user preferred CSM})^2 + d \times \sum (T_{nk} - T_{ik} - \Delta t) \end{aligned} \quad (2.21)$$

เมื่อ c, b, a และ d เป็นตัวประกอบในการถ่วงน้ำหนักของแต่ละขอบเขต

ในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีขนาดใหญ่จะมีอุปกรณ์ป้องกันจำนวนมากเพราะฉะนั้นจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีเลย์จะถูกใช้ในระบบการป้องกันเพิ่มมากขึ้นด้วย ดังนั้นรีเลย์ในระบบไฟฟ้าจะต้องทำการจัดความสัมพันธ์ตามขอบเขตของการป้องกัน แต่เมื่อรีเลย์ทำงานผิดปกติ (Mal operation) จะทำให้เกิดการปลดวงจรอย่างไม่จำเป็นของระบบปกติทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างโดยส่วนมากจะใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินเป็นรีเลย์หลักและรีเลย์สำรองของการป้องกันในระบบจำหน่าย แต่บางวงจรการจ่ายไฟอาจจะใช้การป้องกันหลักเพียงอย่างเดียว ในการออกแบบระบบป้องกันรีเลย์จะต้องทำงานครอบคลุมภายในเขตการป้องกันหลัก แต่เมื่อรีเลย์ป้องกันหลักไม่ทำงานรีเลย์ป้องกันสำรองจะต้องทำงาน

Bedekar et al. (2009) นำเสนอการพิจารณาใช้วิธีการ โปรแกรมเชิงเส้นแบบซิมเพล็กซ์ สำหรับหาค่าที่เหมาะสมในการจัดความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางในระบบ แบบมีการจัดวงจรแบบวงแหวน (Ring fed) ในระบบจำหน่ายแสดงดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 ระบบทดสอบแบบวงแหวน

ในระบบการจ่ายไฟแบบวงแหวนบทความนี้กำหนดให้รีเลย์ R_1 และรีเลย์ R_8 เป็นรีเลย์ที่ไม่มีทิศทาง ส่วนรีเลย์ที่เหลือประกอบด้วยรีเลย์ R_2, R_3, R_4, R_5, R_6 และ R_7 เป็นรีเลย์ที่มีทิศทาง สำหรับในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์นั้นจะใช้รีเลย์ R_2, R_4, R_6 และ R_8 จัดให้มีการทำงานในกลุ่มเดียวกัน ส่วนรีเลย์ R_1, R_3, R_5 และ R_7 ก็แบ่งเป็นอีกกลุ่มของการทำงาน สำหรับในกลุ่มแรกนั้นจะเริ่มจากรีเลย์ R_2 เพราะฉะนั้นในการกำหนดเวลาที่มีความสัมพันธ์ดังนี้

$$T_{R8} > T_{R6} > T_{R4} > T_{R2} \quad (2.22)$$

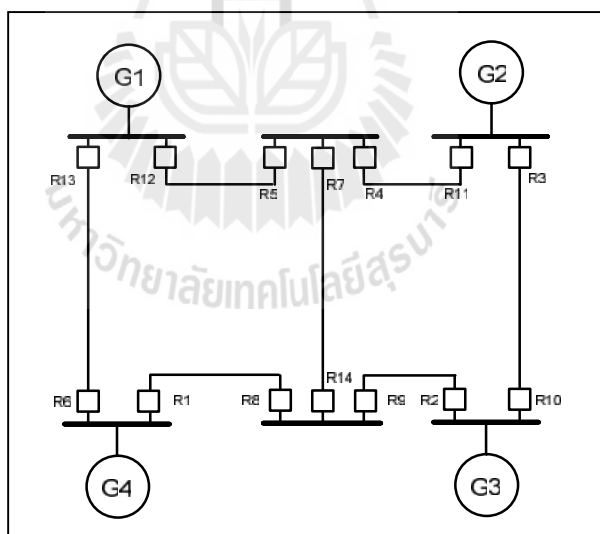
สำหรับในกลุ่มที่สองจะเริ่มต้นที่รีเลย์ R_7 เพราะฉะนั้นในการกำหนดเวลาที่มีความสัมพันธ์ดังนี้

$$T_{R1} > T_{R3} > T_{R5} > T_{R7} \quad (2.23)$$

El-khattam et al. (2008) นำเสนอการแก้ปัญหาในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์แบบมีทิศทาง สำหรับปัญหาในการติดตั้งเครื่องกำเนิดแบบกระจาย ในระบบรูป ผลลัพธ์ในการจัดความสัมพันธ์ของการปรับตั้งค่านับบทความนี้เลือกใช้วิธีการ โปรแกรมเชิงเส้น และ วิธีการของโปรแกรมไม่เป็นเชิงเส้น ร่วมกับระบบทดสอบของ IEEE 30 บัส โดยทำการติดตั้งเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้าแบบกระจาย ในการหาค่าที่เหมาะสมจะใช้วิธีฟูเฟสในการหาจากการใช้โปรแกรม GAMS (General Algebraic Modeling System) โดยกำหนด Phase I ใช้วิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีโปรแกรมไม่เป็นเชิงเส้นประกอบด้วยค่า TDS และ IP พิจารณาโดยกำหนดเงื่อนไขของขอบเขตของ IP ตั้งแต่ 1.25 – 2 เท่าของค่ากระแสโหลดสูงสุด และกำหนดค่าต่ำสุดของ TDS เท่ากับ 0.1 ส่วนใน Phase II เป็นการหาค่าที่เหมาะสมโดยใช้วิธีการโปรแกรมเชิงเส้นตามของเขตเงื่อนไขการทำงานของค่า TDS และเวลาในการเพื่อจัดความสัมพันธ์รีเลย์ป้องกันกระแสเกินและรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางถูกใช้อย่างแพร่หลายในวงจรสายส่งแบบเรเดียลและแบบวงแหวนของระบบส่งจ่ายย่อยและระบบจำหน่าย

Vijayakumar and Nema (2008) นำเสนอการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางจะใช้วิธีการโปรแกรมเชิงเส้น, วิธีการโปรแกรมไม่เป็นเชิงเส้นและวิธีการของโปรแกรมการรวมจำนวนเต็ม ในการหาค่าที่เหมาะสมบทความนี้ได้พัฒนาวิธีการของกลุ่มอนุภาคมาใช้ในการพิจารณาสำหรับการหาค่าที่เหมาะสมของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางในระบบไฟฟ้า โดยทำการเปรียบเทียบกับการใช้โปรแกรม GAMS (General Algebraic Modeling System) ทำการทดสอบกับระบบไฟฟ้าขนาด 6 บัส 3 แหล่งจ่าย ใช้รีเลย์ทั้งหมด 14 ตัว ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 ระบบทดสอบขนาด 6 บัส

กำหนดขอบเขตของค่า TDS ตั้งแต่ 0.5 – 1.1 และค่ากระแส IP ตั้งแต่ 0.5-1.5 โดยไม่พิจารณาภาวะชั่วคราวของการติดตั้งใช้กราฟคุณสมบัติรีเลย์เวลาผกผันธรรมดา เวลาในการจัดความสัมพันธ์เท่ากับ 0.2

Asadi and Kouhsari (2009) นำเสนอวิธีการของกลุ่มฟังก์ชันอนุภาคหาค่าที่เหมาะสมปรับตั้งรีเลย์โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดังนี้

$$OF = a_1 \sum (t_i)^2 + a_2 \sum [\Delta t_{mb} - b_2 \cdot (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|)]^2 \quad (2.24)$$

เมื่อ Δt_{mb} คือผลต่างของเวลาของการทำงานของแต่ละรีเลย์

t_m, t_b คือเวลาในการทำงานของรีเลย์หลักและรีเลย์สำรอง

b_2 คือค่าคงที่ของตัวแปรที่ใช้ในการตัดสินใจเมื่อไม่เกิดการขัดข้องความล้มเหลว

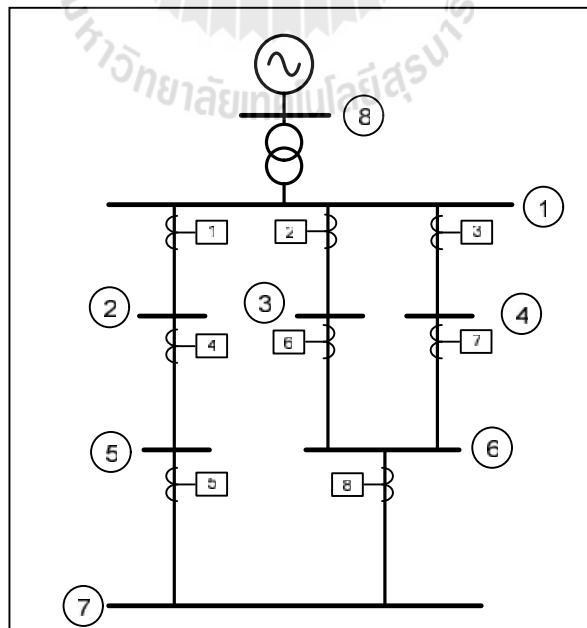
a_1 คือตัวควบคุมผลรวมเวลาการทำงานของรีเลย์หลัก $\sum (t_i)^2$

a_2 คือตัวควบคุมผลต่างของเวลาการทำงานของรีเลย์ $\sum (\Delta t_{mb})^2$

ในการพิจารณาเมื่อ Δt_{mb} มีค่าเป็นบวก ดังนั้นจะทำให้ $[\Delta t_{mb} - b_2 \cdot (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|)]$ มีค่าเท่ากับ Δt_{mb} แต่ถ้าหากค่า Δt_{mb} มีค่าเป็นลบ ดังนั้นจะทำให้ได้ค่าดังสมการที่ (2.25)

$$[\Delta t_{mb} - b_2 \cdot (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|)] = (1 + 2b_2)(\Delta t_{mb}) \quad (2.25)$$

จากสมการที่ (2.24) จะสังเกตได้ว่าค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์นั้นจะขึ้นอยู่กับตัวถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการหาคำตอบ



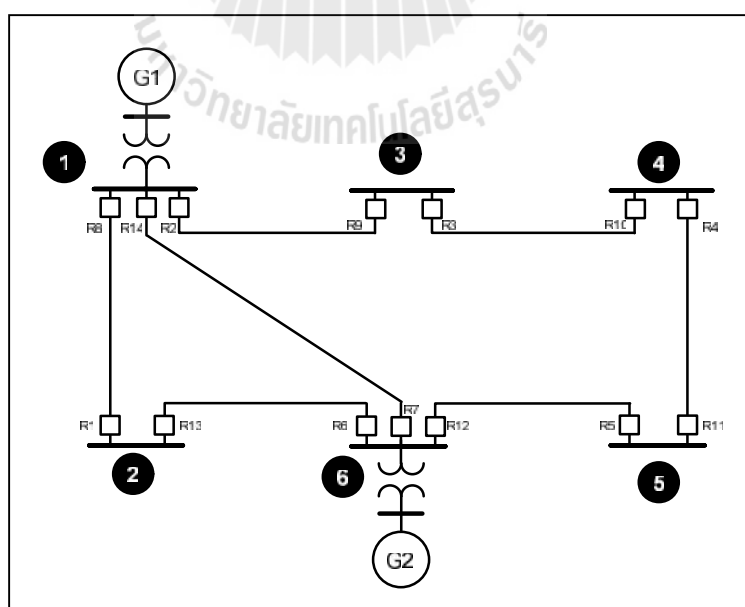
รูปที่ 2.5 ระบบทดสอบขนาด 8 บัส

จากรูปที่ 2.5 แสดงตำแหน่งของการติดตั้งรีเลย์โดยใช้ระบบทดสอบขนาด 8 บัส ซึ่งระบบทดสอบนี้จะเป็นตัวกำหนดเงื่อนไขลำดับในการทำงานตามขอบเขตของการป้องกันในแต่ละส่วน เพราะฉะนั้นค่าเวลาที่ใช้ในการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินก็จะขึ้นอยู่กับระบบทดสอบที่นำมาใช้

Zeineldin et al. (2006) นำเสนอระบบไฟฟ้าที่มีการกระจายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไมโครกริดจะมีความยุ่งยากและซับซ้อนในการออกแบบระบบป้องกันนี้เน้นไปที่ระบบไมโครกริดที่มีการใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางสำหรับการป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส ซึ่งในการแก้ปัญหาคำถามการวัดความสัมพันธ์นำเสนอรูปแบบของปัญหาเป็นวิธีการรวมจำนวนเต็มโปรแกรมไม่เป็นเชิงเส้น โดยใช้วิธีการหาค่าจาก DICOPT ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโปรแกรม GAMS และใช้วิธีของกลุ่มฝูงอนุภาคในการแก้ปัญหา

Koochaki et al. (2008) นำเสนอวิธีการหาค่าที่เหมาะสมอย่างชาญฉลาดเป็นอีกแนวทางหนึ่งที่นิยมนำมาใช้แก้ปัญหาโดยสามารถหาค่าแบบเชิงเส้นและไม่เป็นเชิงเส้นทำให้ได้ผลลัพธ์ที่ดีบทความนี้นำเสนอวิธีการของจินตคณิตอัลกอริทึมในการแก้ปัญหาโดยหาค่าต่อเนื่องและคี่สคริตของจำนวนเท่าของเวลาปรับตั้ง TSM และ จำนวนเท่าของกระแสปรับตั้ง PSM

Razavi et al. (2007) นำเสนอวิธีการของจินตคณิตอัลกอริทึมมาใช้แก้ปัญหาโดยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ถูกพัฒนาขึ้นและใช้ระบบทดสอบที่มีความแตกต่างกัน ดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 ระบบทดสอบขนาด 6 บัส

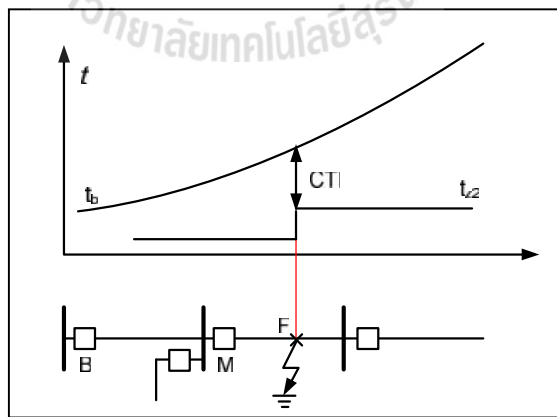
Mousavi et al. (2009) นำเสนอการจัดความสัมพันธ์ของรีเลย์ในระบบจำหน่ายโดยพิจารณาผลกระทบอุณหภูมิของสายส่ง เมื่อเกิดฟอลต์ที่มีความรุนแรงจะทำให้อุณหภูมิในสายส่งเพิ่มขึ้นส่งผลทำให้ฉนวนเกิดความเสียหาย รีเลย์ป้องกันกระแสเกินจะต้องทำการกำจัดฟอลต์ที่เกิดขึ้น เพราะฉะนั้นกรณีนี้ทำให้รีเลย์ป้องกันหลักทำงานผิดพลาดรีเลย์สำรองจะต้องทำงานโดยตัดวงจรเซอร์กิตตามเวลาเพื่อในการจัดความสัมพันธ์ โดยทำการพิจารณาผลของอุณหภูมิของสายเคเบิลในฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพิ่ม ดังนั้นฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะรวมผลกระทบของอุณหภูมิของสายไฟ ดังสมการที่ (2.26)

$$OF = a_1 \sum (t_i)^2 + a_2 \sum [\Delta t_{mb} - b_2 \cdot (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|)]^2 + g \times \sum (I^2 t) \quad (2.26)$$

เมื่อ $I^2 t$ แสดงค่าความเค้นของอุณหภูมิฉนวนของสาย
 g ตัวถ่วงน้ำหนักของค่าสูงสุดในการควบคุม

ถ้าเกิดการลัดวงจรค่าสูงสุดจะมีกระแสไหลผ่านสายปริมาณมากทำให้เกิดอุณหภูมิความเครียดในสายซึ่งจะเป็นสัดส่วน $I^2 t$

Abyaneh et al. (2008) นำเสนอวิธีการของจินตคติอัลกอริทึมในการแก้ปัญหาของการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินร่วมกับรีเลย์ป้องกันเชิงระยะทาง โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของรีเลย์ป้องกันเชิงระยะทางเพิ่มขึ้นมา แสดงดังสมการที่ (2.27)



รูปที่ 2.7 การจัดความสัมพันธ์ระหว่างรีเลย์ป้องกันกระแสเกินกับรีเลย์ป้องกันเชิงระยะทาง

$$OF = a_1 \sum_{i=1}^N (t_i)^2 + b_2 \sum_{k_1}^P \left(\Delta t_{mb|k_1|} - |\Delta t_{mb|k_1|}| \right)^2 + b_3 \sum_{k_2}^P \left(\Delta t_{mbDISOC|k_2|} - |\Delta t_{mbDISOC|k_2|}| \right)^2 \quad (2.27)$$

เมื่อ a_1, b_2, b_3 คือค่าตัวประกอบของการถ่วงค่าตัวเลข

k_1 คือค่าจำนวนรีเลย์ป้องกันกระแสเกินหลักและรีเลย์สำรอง

k_2 คือค่าจำนวนรีเลย์ป้องกันเชิงระยะทางหลักและรีเลย์สำรอง

$\Delta t_{mb|k_1|}$ คือค่าเวลาเพื่อในการจัดความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

$\Delta t_{mbDISOC|k_2|}$ คือค่าเวลาเพื่อการจัดความสัมพันธ์ของรีเลย์หลักป้องกันเชิงระยะทางกับ
รีเลย์สำรองป้องกันกระแสเกิน

$$\text{กำหนดให้} \quad \Delta t_{mbDISOC|k_2|} = t_{bOC|k_2|} - t_{mDIS|k_2|} - CTI \quad (2.28)$$

เมื่อ $t_{bOC|k_2|}$ คือค่าเวลาการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินสำรองเมื่อเกิดฟอลต์
ภายในโซนแรกของรีเลย์หลักป้องกันเชิงระยะทาง

$t_{mDIS|k_2|}$ คือค่าเวลาการทำงานในโซนที่สองของของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินหลัก
และเวลาเพื่อจัดความสัมพันธ์ของรีเลย์เท่ากับ 0.3 วินาที

Xu et al. (2008) นำเสนอการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบใหม่ ในการปรับตั้งรีเลย์กระแสเกินโดยใช้วิธีการไฮบริดอีโวลูชันอัลกอริทึม บนพื้นฐานของการค้นหาแบบดาบเปรียบเทียบวิธีการค้นหาแบบกลุ่มฝูงนกฮูก

Chabanloo et al. (2008) เสนอวิธีการของเจเนติกอัลกอริทึมใหม่ถูกนำเสนอในการค้นหาปัญหาการค่าเหมาะสมที่สุดในการจัดความสัมพันธ์ของรีเลย์กระแสเกินและรีเลย์ป้องกันเชิงระยะทาง โดยทำการปรับปรุงฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามกราฟคุณสมบัติของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

Noghabi et al. (2009) นำเสนอปัญหาในการจัดความสัมพันธ์โดยมีการเชื่อมต่อแหล่งจ่ายอื่น ๆ เข้ากับระบบ โดยทำการทดสอบระบบจริงเมื่อทำการปลดของสายไฟฟ้า หม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและเครื่องกำเนิด ใช้การเปรียบเทียบกันระหว่างวิธีการเจเนติกอัลกอริทึมร่วมกับโปรแกรมเชิงเส้นเป็นวิธีการใหม่เรียกว่าไฮบริดเจเนติกอัลกอริทึม

2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบมัลติเอเจนต์

ปัจจุบันนั้นเทคโนโลยีคอมพิวเตอร์ถูกพัฒนานำมาประยุกต์ใช้กับงานต่าง ๆ ซึ่งสามารถแก้ไขปัญหาและตัดสินใจในการควบคุมสั่งการเชื่อมต่อข้อมูลกับอุปกรณ์ภายในและภายนอกระบบ

ในส่วนนี้นำเสนองานวิจัยที่ประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเอเจนต์ (Agent) มาใช้ในการจัดการและควบคุมระบบป้องกันไฟฟ้าซึ่งในเรื่องดังกล่าวนี้มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องโดยทำการรวบรวมงานวิจัยที่เกี่ยวข้องดังนี้

Tomita et al. (1998) นำเสนอความร่วมมือการประสานงานระบบป้องกันด้วยระบบมัลติเอเจนต์ซึ่งเป็นแนวคิดใหม่ ชื่อว่า Relay Agent โดยคำนึงถึงระบบการป้องกัน ซึ่งเป็นการทำงานร่วมกับเครือข่ายการสื่อสารเพื่อปรับฟังก์ชันการป้องกัน เอเจนต์แต่ละตัวสามารถเคลื่อนที่ระหว่างอุปกรณ์ได้เพื่อใช้ประโยชน์จากข้อมูลจากสิ่งแวดล้อมของระบบไฟฟ้า เอเจนต์ถูกจำแนกตามบทบาทและหน้าที่ป้องกันภายใต้บางเงื่อนไขที่ถูกจำลองขึ้นมา การพิจารณาอยู่บนพื้นฐานของการจำลองแสดงแนวคิดระบบการป้องกัน เพื่อให้ปกป้องโซนที่รับผิดชอบกับการเปลี่ยนแปลงใด ๆ ด้วยการรักษาความปลอดภัย น่าเชื่อถือสูง แนวคิดใหม่มีเอเจนต์จะให้ประสิทธิภาพของฟังก์ชันการป้องกันขั้นสูงโดยการรวมกันของเทคโนโลยีไมโครโพรเซสเซอร์และเทคโนโลยีการสื่อสารข้อมูล

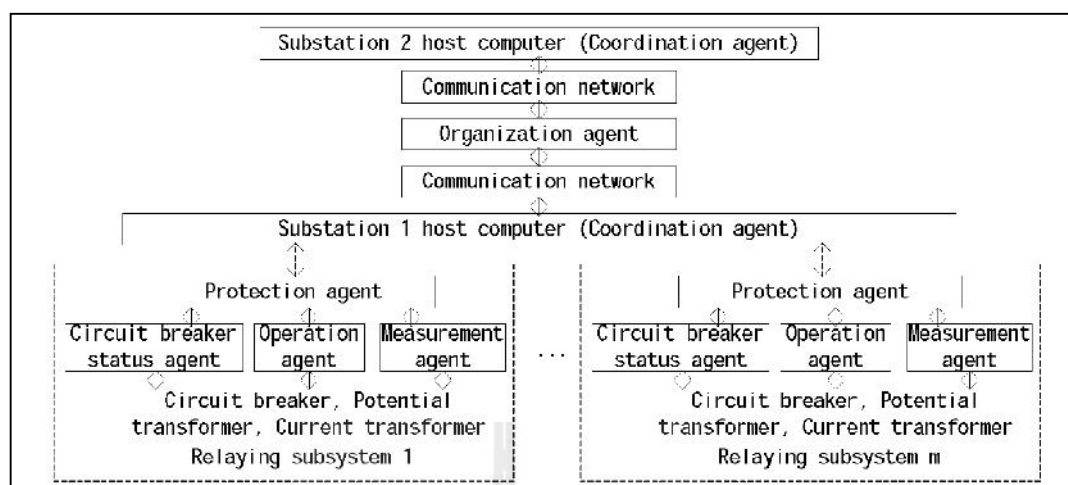
Hossack et al. (2002) นำเสนอแนวคิดของระบบมัลติเอเจนต์ใช้งานในระบบไฟฟ้ากำลังด้านวินิจฉัยการรบกวน ซึ่งการวินิจฉัยความผิดปกติของระบบมีความซับซ้อนและต้องใช้เวลาาน ต้องใช้วิศวกรที่มีทักษะดี ระบบอัจฉริยะช่วยสนับสนุนข้อมูล การวินิจฉัยต้องมีวิศวกรเพื่อตีความและตรวจสอบข้อมูลที่สร้างขึ้นเพื่อการตรวจวินิจฉัยได้อย่างถูกต้อง บทความเสนอแนวทางระบบมัลติเอเจนต์ในการวินิจฉัยการรบกวนระบบที่มีอยู่อย่างชาญฉลาด ระบบจะเป็นตัวแทนชาญฉลาดโดยผ่านกระบวนการของการสื่อสารระหว่างเอเจนต์ เพื่อการทำงานร่วมกันให้การวินิจฉัยความผิดปกติเป็นไปอย่างรวดเร็ว บทความนำเสนอวิธีการช่วยให้รบกวนเวลาที่เหมาะสมโดยอัตโนมัติการวินิจฉัยภายในสถาปัตยกรรมที่ยืดหยุ่นและคล่องตัว

Nagata and Sasaki (2002) นำเสนอระบบมัลติเอเจนต์ที่จะฟื้นฟูระบบไฟฟ้า ระบบมัลติเอเจนต์ที่นำเสนอประกอบด้วยบัสเอเจนต์ และเอเจนต์บริการเพียงตัวเดียว หลายกลยุทธ์วิธีการฟื้นฟูระบบไฟฟ้าจะถูกฝังลงในบัสเอเจนต์ จะการสื่อสารกับเอเจนต์ตัวอื่น ๆ ขณะที่เอเจนต์บริการทำการกระบวนการตัดสินใจใน เอเจนต์บัสดำเนินการค้นหาในบัสข้อมูลท้องถิ่น ด้วยความถูกต้องด้วยประสิทธิภาพระบบมัลติเอเจนต์ใช้งานในเครือข่ายที่ออกแบบไว้ ระบบมัลติเอเจนต์สามารถตัดสินใจได้ตามค่าที่กำหนดเป้าหมายสามารถแก้ปัญหาที่ซับซ้อนในเครือข่ายขนาดใหญ่

McArthur et al. (2004) นำเสนอการวินิจฉัยความผิดปกติพ่วงในระบบไฟฟ้ากำลังแบบอัตโนมัติด้วยเทคโนโลยีมัลติเอเจนต์ การวินิจฉัยความผิดปกติพ่วงในระบบไฟฟ้าใช้เวลาวินิจฉัยนานและยุ่งยากซับซ้อน ระบบ SCADA เป็นการบันทึกความผิดปกติพ่วงแบบดิจิทัลด้วยการเดินทางของคลื่นและการตรวจสอบด้วยอุปกรณ์อื่น ๆ ตามที่แจ้งให้วิศวกรในพื้นที่ที่รับผิดชอบแก้ไขเหตุการณ์ที่มีปัญหา การวิจัยมีอยู่ 2 ประเด็น ประเด็นแรกแรกจัดการข้อมูลและวิเคราะห์ความสามารถการจัดการได้ในแง่ของ

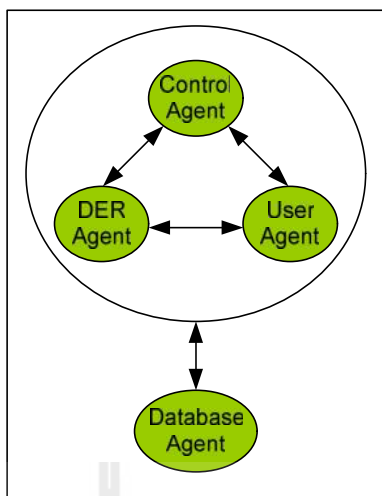
เวลาที่รวดเร็ว ประเด็นที่สองปริมาณของข้อมูลที่ต้องการจัดการที่นำไปสู่การวินิจฉัย บทความจะอธิบายวิธีการใช้เทคโนโลยีระบบมัลติเอเจนต์ร่วมกับระบบอัจฉริยะที่สามารถนำมาใช้เพื่อทำให้การวินิจฉัยความผิดปกติในระบบมัลติเอเจนต์โดยใช้เหตุผลความรู้พื้นฐานเพื่อตีความข้อมูลโดยอัตโนมัติของระบบ SCADA และบันทึกความผิดปกติ การออกแบบของสถาปัตยกรรมระบบมัลติเอเจนต์ถูกใช้งานให้เป็นผู้ช่วยทางวิศวกรรมเพื่อให้สนับสนุนการตัดสินใจของวิศวกรได้ในแง่ของการทันเวลาและการสรุปการวินิจฉัยข้อมูลเพื่อตอบสนองความต้องการของผู้ดูแลระบบ

Shaohua et al. (2005) นำเสนอแนวความคิดระบบมัลติเอเจนต์มาวิเคราะห์ข้อบกพร่องของรีเลย์แบบดั้งเดิมในการป้องกันสายส่ง โดยซอฟต์แวร์เอเจนต์สามารถค้นหาข้อมูลในระบบไฟฟ้า โดยที่มีการโต้ตอบปฏิสัมพันธ์กันเครื่องมือในระบบการป้องกัน โดยอาศัยคุณสมบัติที่เป็นอัตโนมัติ (Autonomy) ทำงานเป็นทีม (Cooperation) และสามารถกระจายการทำงาน (Distribution) ของเอเจนต์ได้ ผลการทดลองเห็นว่าระบบของรีเลย์ มีข้อดีในด้านการป้องกันสถานะชั่วคราวในพื้นที่การป้องกันของสายส่ง (Protective Zone) และไม่จำเป็นต้องเชื่อมต่อกับรีเลย์ตลอดเวลาเนื่องจากเอเจนต์ทำงานเองอย่างอัตโนมัติ ซึ่งได้เปรียบเทียบกับการป้องกันแบบรีเลย์กระแสและการป้องกันแบบรีเลย์ระยะทาง และมีข้อดีทางด้านเศรษฐศาสตร์ดีกว่าการลงทุนกับรีเลย์แบบไฟล๊อต (Pilot Relaying) ซึ่งในปัจจุบันส่วนใหญ่ใช้สายส่งใยแก้วนำแสงซึ่งคุณสมบัติมีความเร็วสูงและมีเสถียรภาพของการส่งข้อมูลแต่ต้นทุนสูง โครงสร้างเอเจนต์ของรีเลย์ประกอบด้วย เอเจนต์กลุ่มปฏิบัติงาน (Execution Agent) เป็นระบบการป้องกันพื้นฐานที่ทำงานโดยตรงกับเครื่องมือและการเปลี่ยนแปลงระบบให้มีความสอดคล้องกันในการตัดสินใจทำงาน ประกอบด้วย เอเจนต์ระบบการป้องกันย่อย เอเจนต์ตรวจสอบสถานะ เอเจนต์เครื่องมือวัด เอเจนต์ดำเนินการ และอีกหนึ่งองค์ประกอบเอเจนต์กลุ่มประสานงาน (Coordination Agent) เป็นการแลกเปลี่ยนข้อมูลและการปรับเปลี่ยนสถานะเอเจนต์ในพื้นที่เอเจนต์รับผิดชอบ เอเจนต์ประสานงานจะส่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องกันทุก ๆ ระบบย่อยที่สถานีไปยังเอเจนต์กลางโดยเครือข่ายการติดต่อสื่อสาร (Communication Network) ระบบการป้องกันจะสามารถจะทำงานตามฟังก์ชันที่กำหนดไว้ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 โครงสร้างของระบบมัลติเอเจนต์ในระบบการป้องกันสายส่งไฟฟ้า

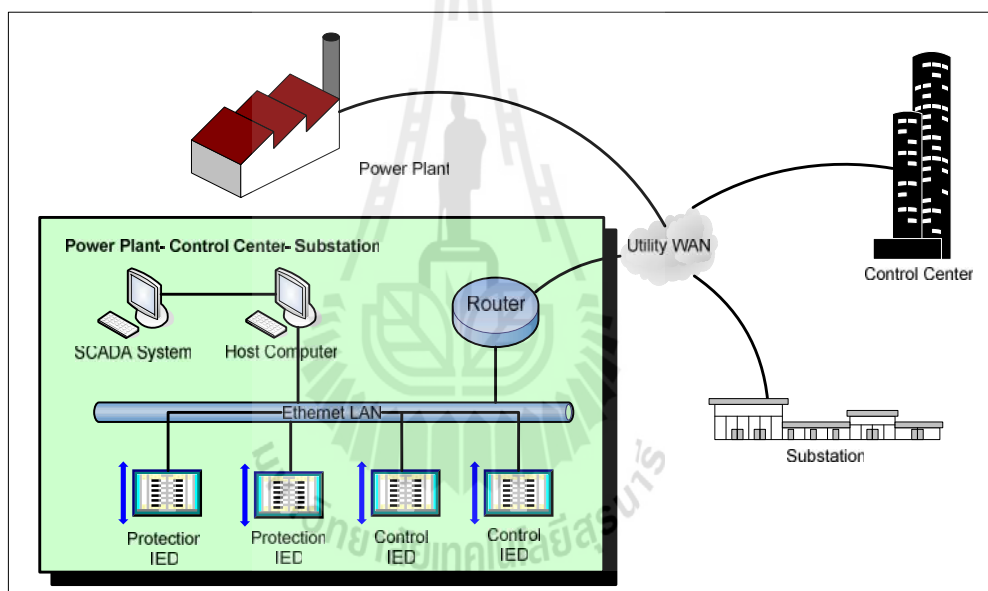
Pipattanasomporn et al. (2009) นำเสนอการออกแบบ (Design) และการประยุกต์ใช้งาน (Implementation) ของระบบมัลติเอเจนต์ ใช้กับระบบทดสอบกริดจำหน่ายอัจฉริยะ วัตถุประสงค์ของการวิจัยนี้คือเพื่อออกแบบและประยุกต์ระบบมัลติเอเจนต์กับระบบกริดจำหน่ายอัจฉริยะ การพัฒนาโปรแกรมประยุกต์มัลติเอเจนต์จะเกี่ยวข้องกับข้อกำหนดเอเจนต์ การวิเคราะห์การประยุกต์ใช้การออกแบบโปรแกรมและการนำไปใช้งานจริง การแลกเปลี่ยนข้อมูลในระบบมัลติเอเจนต์ เสนอถูกออกแบบมาให้ใช้งานร่วมกับเครือข่ายไอพี (IP = Internet Protocol) ซึ่งจะขึ้นอยู่กับมาตรฐาน IEEE เกี่ยวกับมูลนิธิเพื่อการพัฒนาตัวแทนทางกายภาพอัจฉริยะ (Foundation for Intelligent Physical Agent: FIPA) บทความแสดงให้เห็นถึงการใช้งานของระบบมัลติเอเจนต์ในการควบคุมกริดจำหน่ายอัจฉริยะ ในสภาพแวดล้อมจำลอง ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าระบบมัลติเอเจนต์ที่นำเสนอสามารถอำนวยความสะดวกอย่างราบรื่นจากการเชื่อมต่อกับสถานะแยกโคด (Islanding) เมื่อต้นสายมีการตรวจพบ และแสดงถึงความสามารถของระบบมัลติเอเจนต์เป็นเทคโนโลยีสำหรับการจัดการการดำเนินการไมโครกริด สถาปัตยกรรมระบบมัลติเอเจนต์ในระบบไมโครกริด IDAPS (Intelligent Distributed Autonomous Power System) เป็นแนวคิดที่อยู่เบื้องหลังที่นำระบบมัลติเอเจนต์มาใช้งาน คือ การแก้ปัญหาที่ซับซ้อนการจัดการโดยองค์กรหน่วยเดียวไม่ได้ มัลติเอเจนต์จะต้องเป็นระบบรวมศูนย์ (Centralized System) แก่ปัญหาที่เรียบง่ายที่มีขนาดเล็กดำเนินการโดยหลาย ๆ หน่วยงาน ระบบกระจายสามารถกระจายการทำงานการประมวลผลได้ สถาปัตยกรรมของระบบมัลติเอเจนต์ IDAPS - Agent จะถูกนำเสนอในรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 สถาปัตยกรรมมัลติเอเจนต์ IDAPS ส่งข้อมูลระหว่างเอเจนต์ผ่านระบบ TCP/IP

ระบบมัลติเอเจนต์ IDAPS ประกอบด้วยเอเจนต์ 4 ชนิดคือ เอเจนต์ควบคุม เอเจนต์แหล่งกำเนิด เอเจนต์ผู้ใช้ เอเจนต์ฐานข้อมูล ซึ่งเอเจนต์แต่ละตัวมีวัตถุประสงค์และหน้าที่ต่างกันเมื่อระบบเกิดสถานะที่วิกฤตจะต้องทำงานเพื่อให้ระบบเกิดความปลอดภัย เอเจนต์ควบคุม (Control Agent: CA) รับผิดชอบตรวจสอบแรงดันไฟฟ้าและความถี่ในสถานการณ์ฉุกเฉินหรือความผิดปกติในระบบ และส่งสัญญาณไปตัดวงจรหลักที่จะต้องแยก IDAPS ออกจากการไฟฟ้า เมื่อมีการตรวจพบต้นทาง รวมถึงราคาค่าไฟฟ้าที่ได้รับ (\$ /kWh) สัญญาณจากกริดหลักซึ่งอาจจะวัดและทราบโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อเป็นการเก็บข้อมูลของหน่วยงาน IDAPS เอเจนต์แหล่งกำเนิดพลังงาน (Distributed Energy Resource: DER) เอเจนต์รับผิดชอบสำหรับการจัดเก็บข้อมูลที่เกี่ยวข้องแหล่งกำเนิดพลังงาน ตรวจสอบและการควบคุม DER คู่ระดับพลังงานและการเชื่อมต่อ / ปลดสถานะของ DER ข้อมูลจะถูกเก็บไว้อาจรวมถึงชนิด DER เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ เซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น อัตราการใช้ไฟฟ้า (กิโลวัตต์) พร้อมน้ำมันเชื้อเพลิงในประเทศ ฟังก์ชันต้นทุนหรือราคาที่ใช้ตกลงที่จะขาย รวมทั้งการวางแผนตารางการบำรุงรักษา เอเจนต์ผู้ใช้ (User Agent: UA) ทำหน้าที่เป็นประตูเชื่อมต่อระหว่างลูกค้ากับระบบ ที่ทำให้ทราบคุณสมบัติของระบบกริด รวมถึงความรับผิดชอบในการให้ข้อมูลของผู้ใช้ที่เป็นแบบเรียลไทม์ นอกจากนี้ยังมีเอเจนต์ตรวจสอบการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ทั้งสถานะปกติและสถานะวิกฤตของโหลดได้ เอเจนต์ผู้ช่วยยังช่วยให้ผู้ใช้ควบคุมสถานะของการจ่ายโหลดตามลำดับความสำคัญที่กำหนดไว้ล่วงหน้า เอเจนต์ฐานข้อมูล (Database Agent: DA) เอเจนต์ฐานข้อมูลเป็นผู้รับผิดชอบสำหรับการจัดเก็บข้อมูลระบบ รวมทั้งการบันทึกข้อความและใช้ร่วมกันของข้อมูลระหว่างเอเจนต์และเอเจนต์ฐานข้อมูล

Hopkinson et al. (2006) นำเสนอการศึกษาเอเจนต์โดยใช้โปรแกรม EPOCHS (Electric Power and Communication Synchronizing Simulation) ในการสร้างและทดสอบการสื่อสารระหว่างเอเจนต์ในระบบไฟฟ้าเพื่อทำการวัดและการตัดสินใจแก้ปัญหาต่างๆ ของระบบไฟฟ้า เนื่องจากระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบันมีการเปลี่ยนแปลงตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้ามีการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและขยายเขตของสายส่งเพื่อให้ระบบมีความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าจึงทำให้เกิดปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ามากขึ้น เพราะฉะนั้นจะต้องทำการควบคุมระบบไฟฟ้าภายใต้สถานะแวดล้อมใหม่ โดยใช้เทคโนโลยีเอเจนต์ในการติดต่อสื่อสารภายในระบบเครือข่ายขององค์กรมีรูปแบบแสดงดังรูปที่ 2.10 ระบบเอเจนต์ทั้งหมดในแต่ละพื้นที่จะเชื่อมต่อกัน

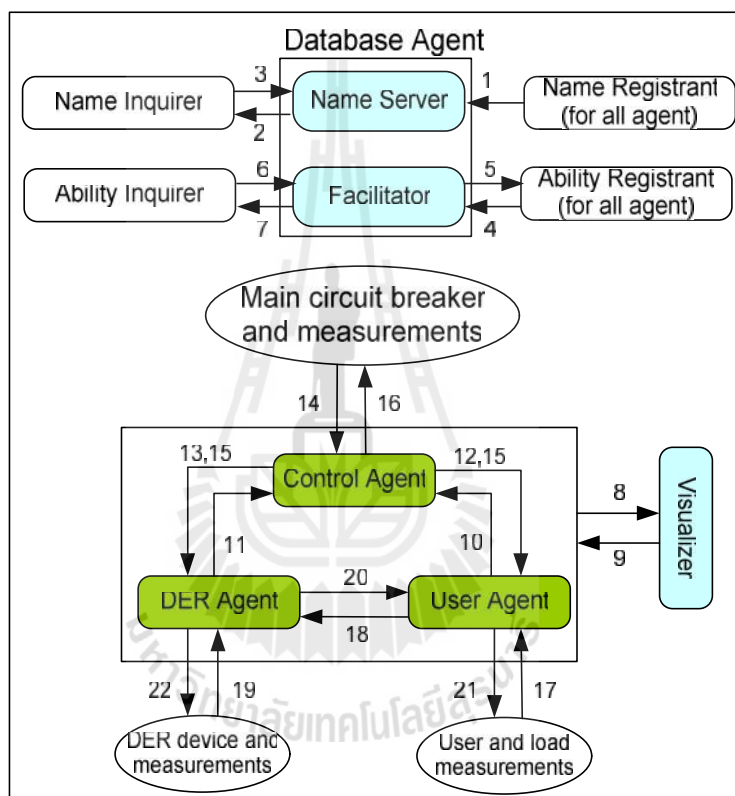


รูปที่ 2.10 การเชื่อมโยงอุปกรณ์อัจฉริยะในระบบไฟฟ้าโดยระบบอินทราเน็ต

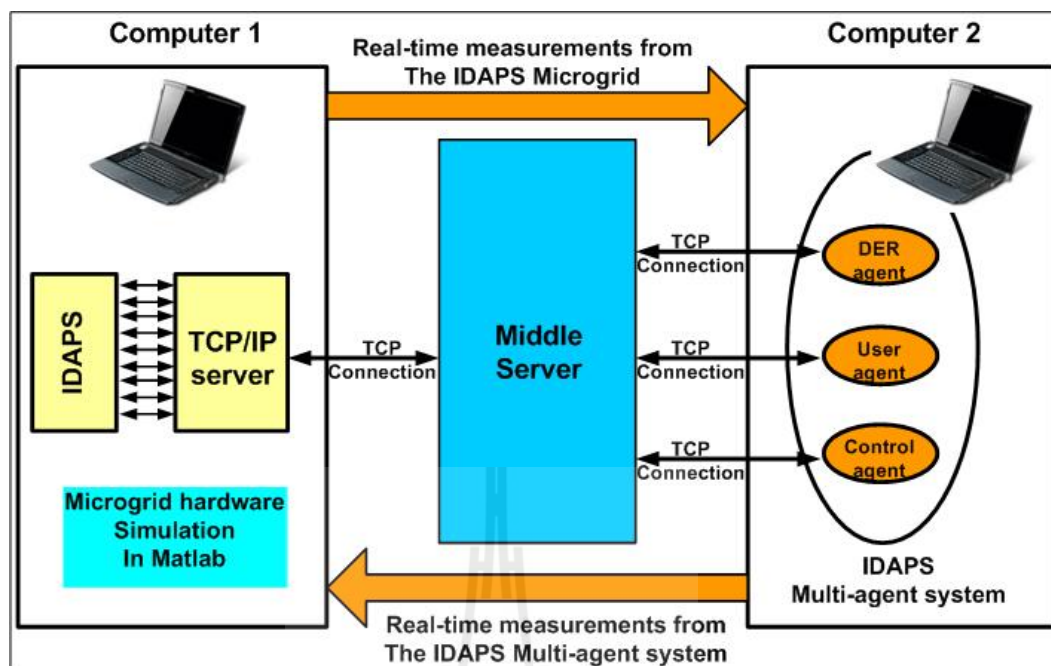
Pipattanasomporn et al. (2009) ได้ออกแบบและทดสอบเทคโนโลยีเอเจนต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง โดยระบบมัลติเอเจนต์จะเชื่อมต่อผ่านระบบอินเทอร์เน็ตโปรโตคอล (IP Network) แสดงดังรูปที่ 2.11 การควบคุมระบบจำหน่ายตามสถานะแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลง ทำการแบ่งขอบเขตหน้าที่รับผิดชอบในการป้องกันของแต่ละเอเจนต์ประกอบด้วย

- เอเจนต์ของการควบคุม ใช้สำหรับการตอบสนองในการติดตามประเมินผลของแรงดันและความถี่ในการตรวจจับเหตุการณ์ล่อแหลม หรือ การหลุดของกริดและส่งสัญญาณมายังเซิร์ฟเวอร์เกอรัลแยกกริดออกจากระบบ

- DER เอเจนต์ ใช้ตอบสนองสำหรับการเก็บ DER ข้อมูลในการติดตามและประเมินผลระดับกำลังไฟฟ้าและ การตัด/ต่อ ของระบบไฟฟ้า
- เอเจนต์ผู้ใช้ เป็นกลุ่มลูกค้าประกอบด้วยระยะเวลาปัจจุบันของระบบ ใช้สำหรับติดตามสถานะของโหลดที่ไม่สมดุล เพื่อควบคุมสถานะของโหลดและลำดับความสำคัญของผู้ใช้
- เอเจนต์ฐานข้อมูล ใช้ตอบสนองของระบบข้อมูลให้ดีขึ้นในการบันทึกข้อความและข้อมูลของเอเจนต์ ฐานข้อมูลจะถูกใช้ในการสืบค้นข้อมูลในแต่ละเอเจนต์

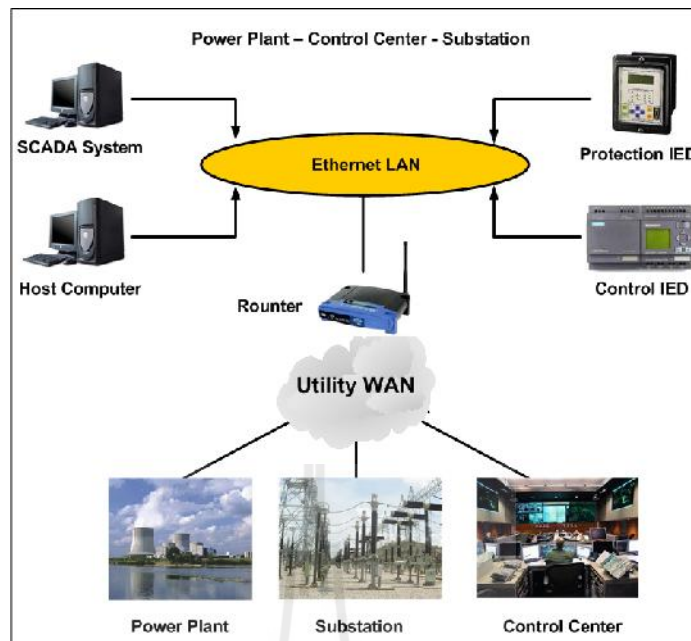


รูปที่ 2.11 การทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ของ IDAPS

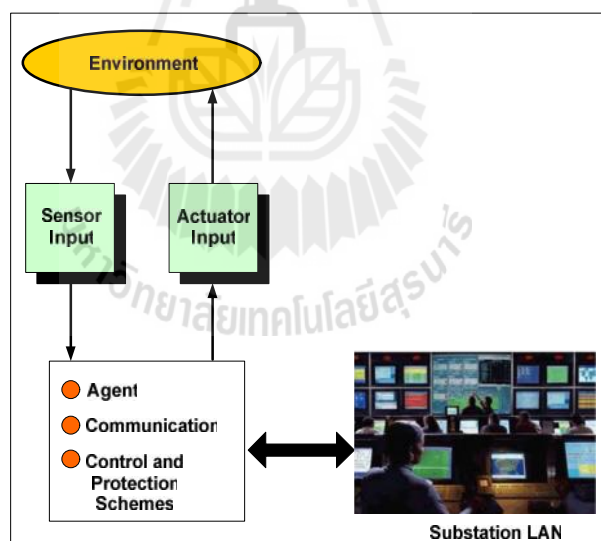


รูปที่ 2.12 การจำลองระบบ IDAPS

Renan et al. (2006) นำเสนอการจัดความสัมพันธ์ของระบบการป้องกันหลักและสำรองด้วยเอเจนต์เครือข่ายบริเวณกว้าง ใช้การสื่อสารในการจัดความสัมพันธ์ของรีเลย์หลักและสำรองใช้เอเจนต์ในการควบคุมและความสามารถในการสื่อสาร โดยทำการจำลองบนโปรแกรม PSCAD/EMTDC กับระบบเครือข่าย NS_2 ผลการจำลองแสดงการพัฒนาประสิทธิภาพของวงจรระบบป้องกัน ดังรูปที่ 2.13 เนื้อหานี้เป็นการป้องกันใหม่ซึ่งใช้เอเจนต์และรีเลย์อัจฉริยะดังรูปที่ 2.14 ในการติดต่อข้อมูลและการสื่อสารในแต่ละเอเจนต์ สำหรับข้อมูลสามารถใช้ในการตรวจจับและควบคุมระยะไกล สถานะรีเลย์ทำงานผิดปกติ การผิดพลาดเนื่องจากเบรกเกอร์และการชดเชยกำลังไฟฟ้า ผลลัพธ์ที่ได้อาจจะใช้การแยกสัญญาณรบกวนและการเกิดการหลุดจากวงจร



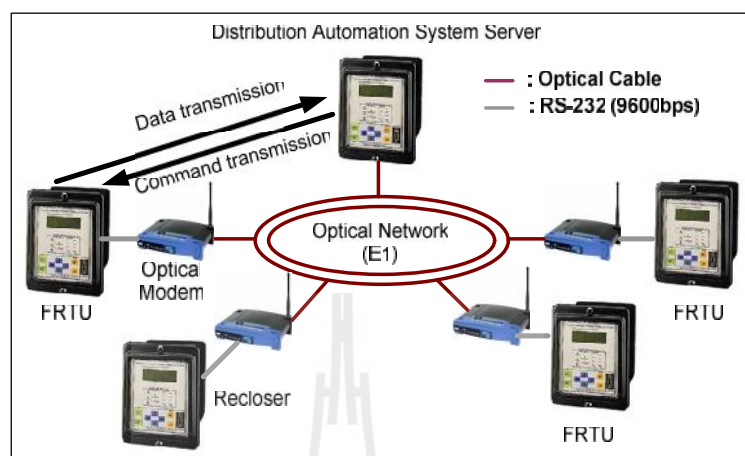
รูปที่ 2.13 ระบบมัลติเอเจนต์ในติดตามและควบคุมระบบไฟฟ้า



รูปที่ 2.14 โครงสร้างระบบมัลติเอเจนต์ในเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

Lim et al. (2006) ใช้วิธีการพัฒนาระบบจำหน่ายอัตโนมัติให้กลับสู่สภาพปกติซึ่งใช้ระบบมัลติเอเจนต์ ในการแลกเปลี่ยนข้อมูลจากศูนย์กลางไปยังระบบจำหน่ายแล้วกลับคืนสู่สภาวะปกติเมื่อเกิดฟอลต์ ใช้ระบบไฟฟ้าทดสอบจริงในประเทศเกาหลีซึ่งเป็นระบบจำหน่ายอัตโนมัติ โดยสร้างเครือข่ายคอมพิวเตอร์ทำการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ตรวจวัดข้อมูลต่างๆ เช่น แรงดัน กระแส

สถานะของอุปกรณ์ ข้อมูลจะถูกเลือกจากระบบผ่านเครือข่ายคอมพิวเตอร์ที่สามารถที่จะติดตาม ประเมินผลและควบคุมแสดงดังรูปที่ 2.15

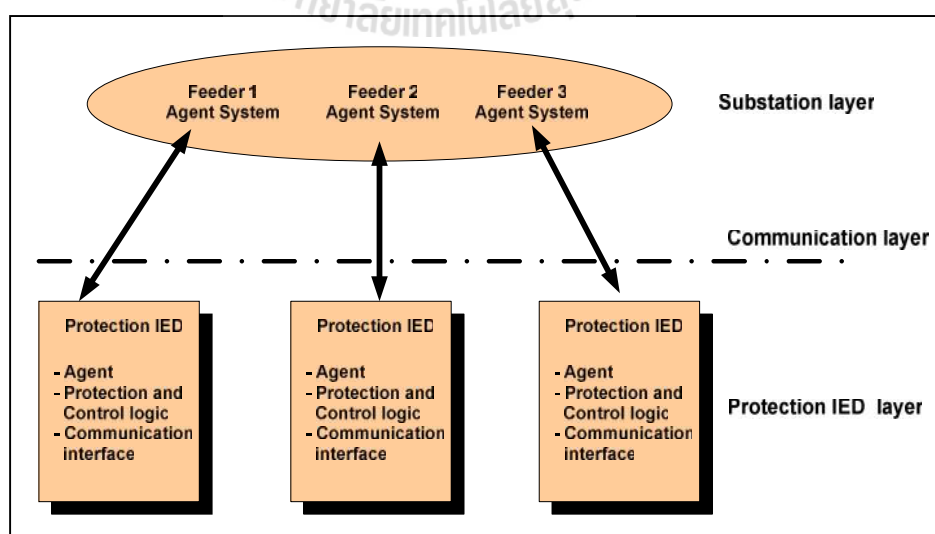


รูปที่ 2.15 โครงสร้างของระบบจำหน่ายอัตโนมัติในประเทศเกาหลี

จากผลกระทบของการกระจายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าย่อยทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของขนาด กระแสไฟฟ้าลัดวงจร, กำลังไฟฟ้าลัดวงจร และทิศทางกระแสไฟฟ้า

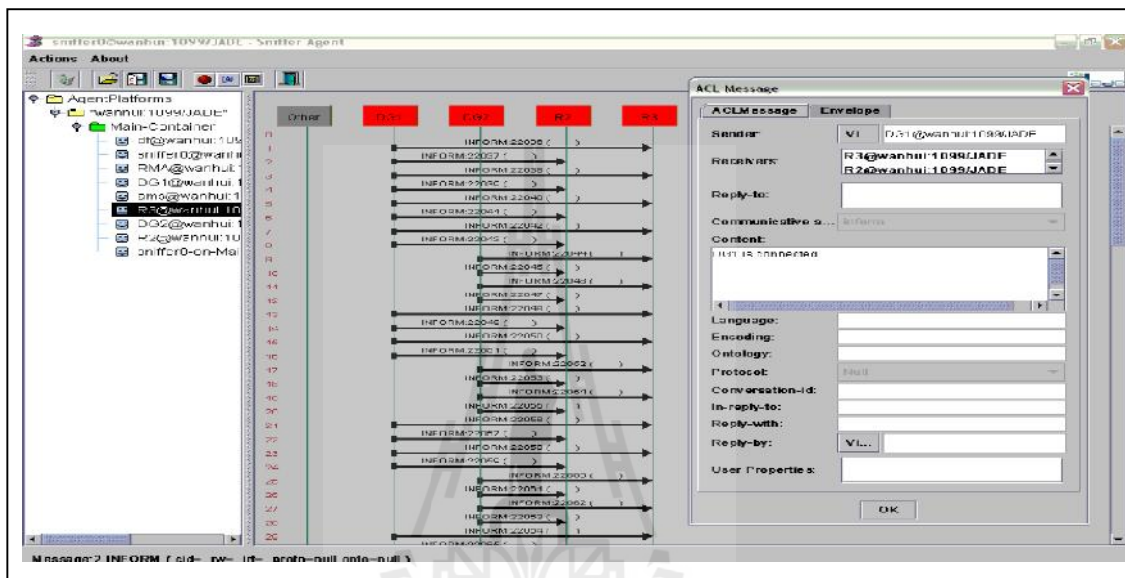
Chen and Kong (2009) นำเสนอการจัดลำดับความสัณพันธ์ของการป้องกันบนมัลติเอเจนต์สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้เทคโนโลยีเอเจนต์ในการติดต่อสื่อสารปรับปรุงระบบ ป้องกันให้ดียิ่งขึ้น การจัดลำดับความสัณพันธ์ของการป้องกันโดยใช้มัลติเอเจนต์ แสดงดังรูปที่

2.16



รูปที่ 2.16 โครงสร้างของเอเจนต์ระบบป้องกัน

Wan et al. (2008) นำเสนอการประยุกต์ใช้มัลติเอเจนต์ในการจัดลำดับความสัมพันธภาพการป้องกันของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เพื่อทำการจัดลำดับความสัมพันธภาพการป้องกันในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยพิจารณาผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งรูปแบบของระบบมัลติเอเจนต์ในการติดต่อสื่อสารข้อมูลการปรับตั้งรีเลย์ทำการจำลองโดยใช้โปรแกรม JADE ดังรูปที่ 2.17



รูปที่ 2.17 การติดต่อข้อมูลสำหรับการสื่อสารใน Sniffer Agent

การวิเคราะห์ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบป้องกันในการจัดลำดับความสัมพันธภาพประกอบด้วย ขนาดกระแสไฟฟ้าลัดวงจร, การไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้า และการแยกของระบบไฟฟ้า การจัดลำดับความสัมพันธภาพของการป้องกันใช้เทคโนโลยีเอเจนต์เป็นระบบคอมพิวเตอร์ที่มีคุณสมบัติอัตโนมัติปรับสถานะตามสภาพแวดล้อม ดังนั้นโปรโตคอลในการติดต่อสื่อสารสามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างเอเจนต์ การใช้มัลติเอเจนต์ในการจัดลำดับความสัมพันธภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแสดงดังรูปที่ 2.18 และเอเจนต์ของอุปกรณ์ในส่วนนี้จะทำการวัดสัญญาณทั้งหมดและสถานะของรีเลย์

■ เอเจนต์การจัดการสถานีไฟฟ้า

ในแต่ละสถานีไฟฟ้าจะมีเอเจนต์สำหรับบริหารจัดการเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าอื่นๆ ทำหน้าที่จัดการเกี่ยวกับข้อมูลข่าวสาร สถานะของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดขนาดเล็ก สถานะของเบรกเกอร์และอื่น ๆ นำการส่งโดยใช้เอเจนต์

■ รีเลย์เอเจนต์

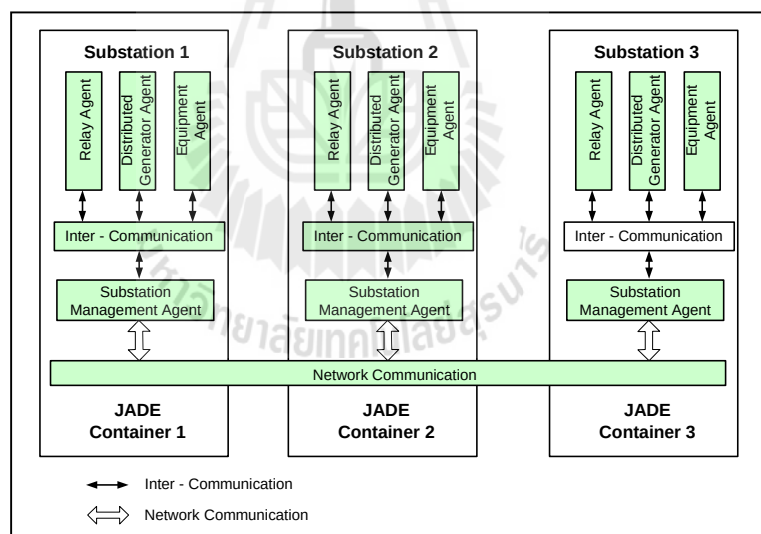
รีเลย์ที่ติดอยู่ในระบบไฟฟ้าจะใช้เอเจนต์เพียงตัวเดียว รีเลย์เอเจนต์แสดงดังรูปที่ 2.18 ใช้สำหรับการตรวจจับเมื่อรีเลย์ทำงานผิดพลาด เบรกเกอร์ทำงานผิดพลาด สถานะการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดขนาดเล็ก และสมรรถนะการทำงานของรีเลย์ป้องกันสำรอง

■ เอเจนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ในระบบจำหน่ายเครื่องกำเนิดขนาดเล็กทุก ๆ หนึ่งหน่วยก็จัดเป็นหนึ่งเอเจนต์ ในการจัดลำดับการป้องกันจะพิจารณาเป็นส่วนใหญ่ในการสื่อสารกับรีเลย์เอเจนต์ เพื่อเชื่อมต่อสถานะการทำงานสำหรับการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์

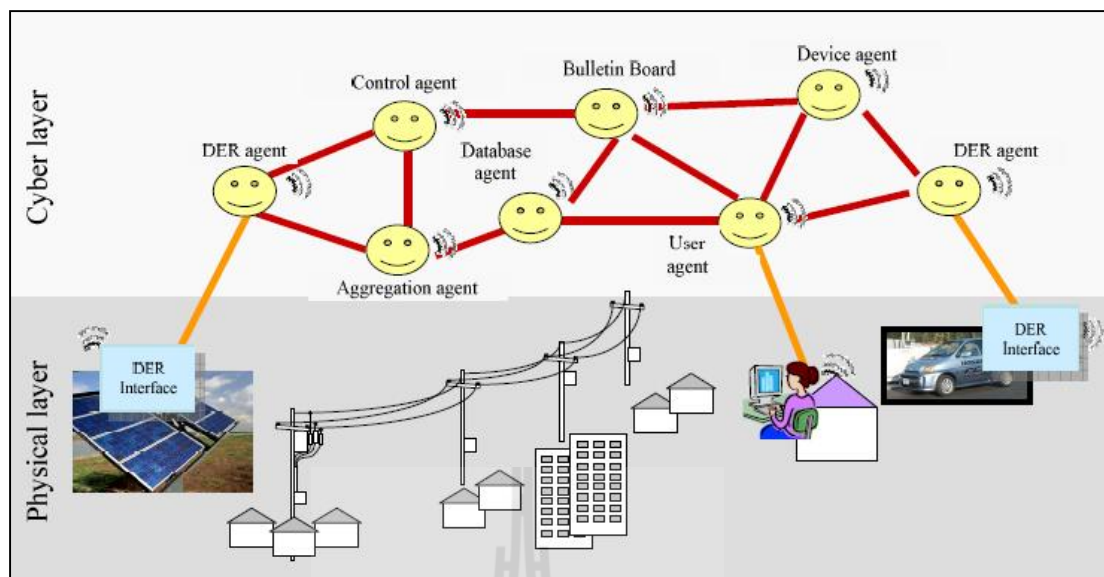
■ เอเจนต์อุปกรณ์

เอเจนต์อุปกรณ์จะประกอบด้วยการเชื่อมต่อข้อมูลอุปกรณ์ภายในระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยเอเจนต์หม้อแปลงกระแส เซอร์กิตเบรกเกอร์เอเจนต์ ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้จะทำการส่งข้อมูลสื่อสารโดยทำงานร่วมกับรีเลย์เอเจนต์ ในการส่งข้อมูลสื่อสารของการป้องกันและการจัดลำดับความสัมพันธ์



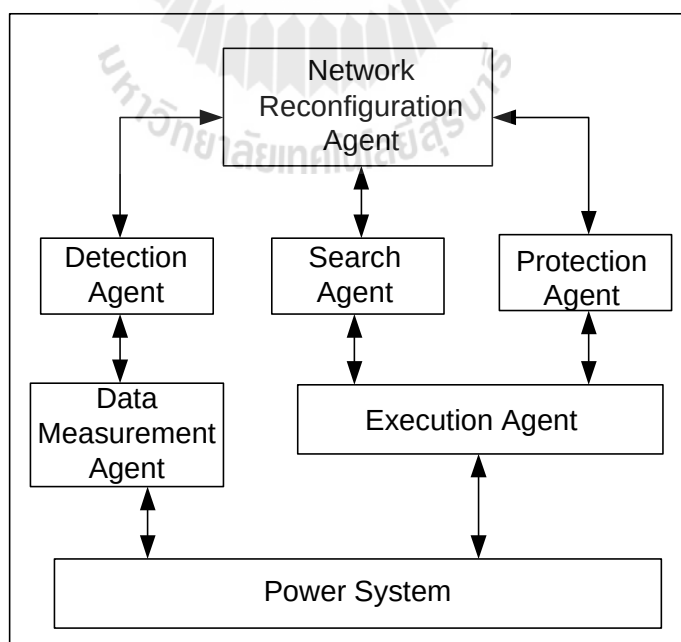
รูปที่ 2.18 ระบบมัลติเอเจนต์สำหรับการจัดลำดับความสัมพันธ์ของการป้องกันในระบบไฟฟ้า

Rahman et al. (2007) นำเสนอโครงสร้างของระบบไฟฟ้าแบบกริดซึ่งเรียกว่า IDAP (Intelligent Distributed Autonomus Power System) ในการพัฒนาออกแบบระบบอัตโนมัติซึ่งใช้ระบบอัจฉริยะในการจัดการ ในการจ่ายพลังงานไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยศึกษาในกรณีจ่ายไฟฟ้าแบบปกติและเครื่องกำเนิดหยุดการจ่ายไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 2.19



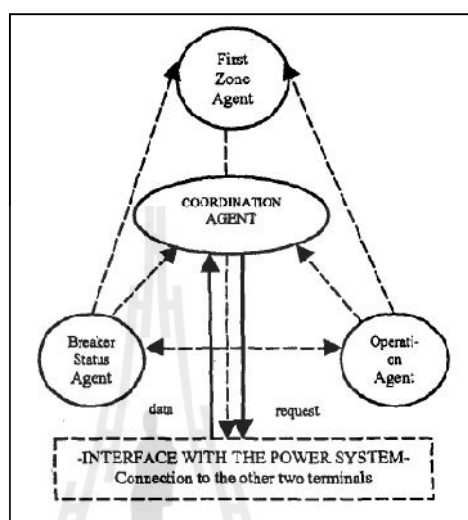
รูปที่ 2.19 โครงสร้างทางกายภาพและระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ในระบบไมโครกริด

Zhao and Liu (2011) นำเสนอแนวคิดการใช้มัลติเอเจนต์ในการป้องกันเพื่อใช้ในการตัดสินใจของรีเลย์ป้องกันตามคุณสมบัติของรีเลย์ เพื่อรองรับระบบไฟฟ้าในอนาคตซึ่งจะเป็นระบบอัจฉริยะมาควบคุมรีเลย์ เพื่อเพิ่มความเชื่อมั่นในการจ่ายไฟฟ้า โดยสร้างรีเลย์ร่วมกับเบรกเกอร์เอเจนต์ แสดงดังรูปที่ 2.20



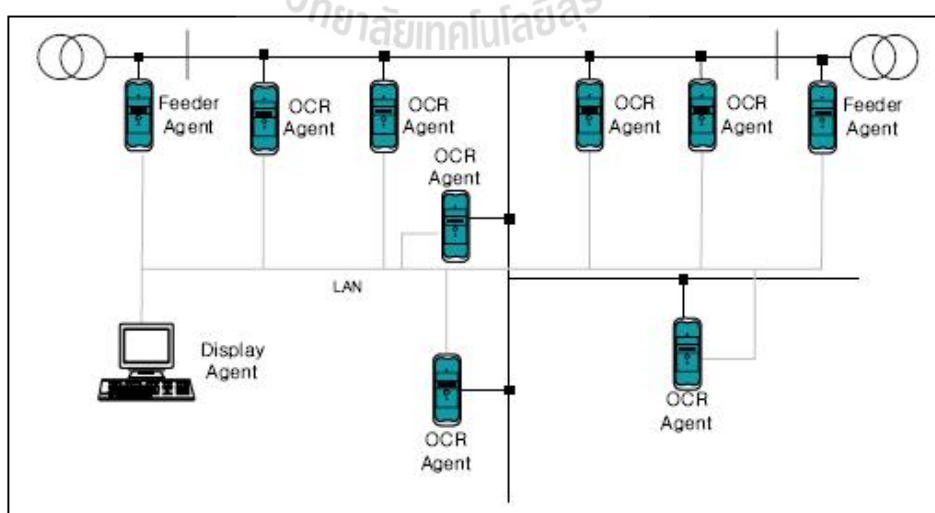
รูปที่ 2.20 โครงสร้างไดอะแกรมของการป้องกันระบบไฟฟ้า

Coury et al. (2000) เสนอการประยุกต์การปรับตั้งค่าของรีเลย์เชิงระยะทางโดยใช้ระบบมัลติเอเจนต์ของสายส่งที่มีการเชื่อมโยงกัน โดยสามารถเชื่อมต่อสื่อสารแลกเปลี่ยนข้อมูลในระบบเครือข่ายในแต่ละอุปกรณ์ ค่าในการปรับตั้งรีเลย์เชิงระยะทางสามารถเปลี่ยนแปลงค่าตามข้อมูลสภาพแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลง แสดงดังรูปที่ 2.21



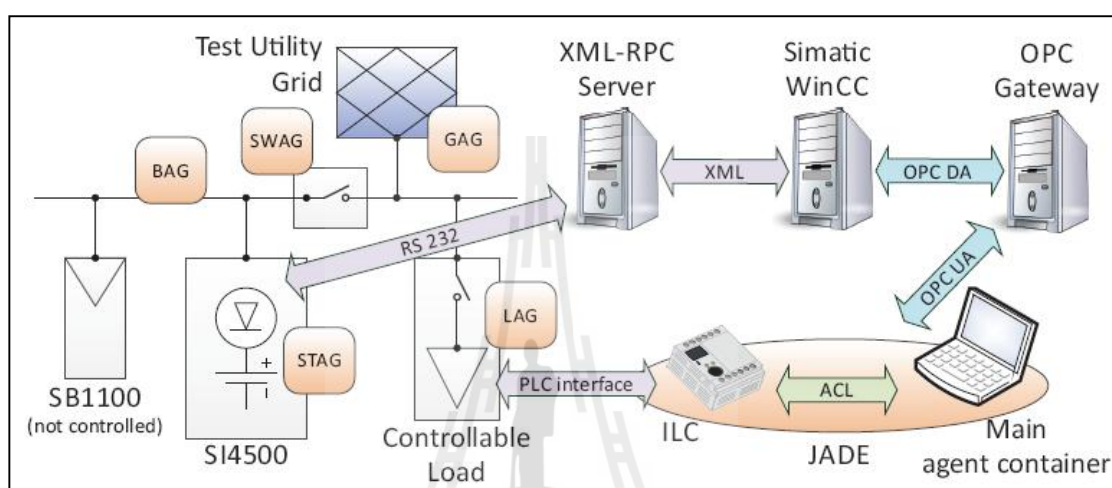
รูปที่ 2.21 กลไกการทำงานของเอเจนต์ของการป้องกัน

Lim et al. (2007) เสนอการปรับปรุงค่าของระบบป้องกันด้วยมัลติเอเจนต์ โดยการใช้การตรวจจับฟอลต์และปรับปรุงค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบภายใต้เงื่อนไขใหม่ ซึ่งทำการจำลองระบบเอเจนต์ในกรณีต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 2.22



รูปที่ 2.22 แบบการกระจายของระบบป้องกันโดยใช้ระบบมัลติเอเจนต์

Prostejovsky et al. (2013) เสนอการกระจายของพลังงานการรวมกันของระบบกริดของเขตการจำกัดของการ โครงสร้างกริดและการเพิ่มขึ้นของโครงสร้างระบบไฟฟ้า การควบคุมพลังงานไฟฟ้าในระบบกริด จำเป็นจะต้องทำงานแบบอัตโนมัติ การนำระบบมัลติเอเจนต์มาใช้ควบคุมตามสภาพจริงเมื่อสภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลง เมื่อเกิดการแยกระบบและระบบกลับคืนสู่ปกติ แสดงดังรูปที่ 2.23



รูปที่ 2.23 การทดสอบระบบมัลติเอเจนต์โดยใช้โปรแกรม JADE

2.4 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประยุกต์ใช้ระบบเอเจนต์ในประเทศไทย

จตุรพิช เกราะแก้ว (2550) นำเสนอระบบควบคุมไฟจราจรชาญฉลาดด้วยเอเจนต์ ได้นำเอาระบบมัลติเอเจนต์ มาใช้กับการควบคุมไฟจราจรชาญฉลาด ด้วยการสร้างระบบที่ประกอบด้วยเอเจนต์หลาย ๆ ตัว โดยประกอบด้วย รถ เครื่องข่ายถนน สัญญาณไฟจราจร เอเจนต์เหล่านี้จะทำการสังเกตสภาพการจราจรที่ทางแยก และนำข้อมูลที่ได้จากการสังเกตและจากการสื่อสารของเอเจนต์ข้างเคียงมาวินิจฉัยเพื่อทำการตัดสินใจว่าควรควบคุมสัญญาณไฟจราจรอย่างไร จุดเด่น สามารถลดเวลาของรถแต่ละคันที่จะต้องเสียเวลาในการรอสัญญาณไฟจราจรที่ทางแยก

จามิกร หิรัญรัตน์ และ อำนาจ เปาะทอง (2550) นำเสนอโครงสร้างการทำงานโดยอาศัยเทคโนโลยีเอเจนต์แบบเคลื่อนที่สำหรับตลาดอิเล็กทรอนิกส์ กรณีศึกษา:ตลาดกลางยางพาราของประเทศไทยตลาดอิเล็กทรอนิกส์โดยใช้เอเจนต์แบบเคลื่อนที่ได้เป็นตัวแทนของผู้ซื้อขาย ในการเจรจาต่อรองหรือประมูลราคาเพื่อซื้อขายสินค้า ซึ่งทำการจำลองระบบการซื้อขายประมูลราคายางรมควันของตลาดกลางยางพารา อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา ในการแสดงการทำงานของเอเจนต์โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อการออกแบบโครงสร้างการทำงานและการพัฒนาโปรแกรมและการพัฒนา

โปรแกรมประยุกต์โดยใช้เอเจนต์แบบเคลื่อนที่สำหรับตลาดอิเล็กทรอนิกส์ จุดเด่นคือการแก้ปัญหาการทำงานของเอเจนต์ที่มีการทำงานได้บนเซิร์ฟเวอร์ที่สร้างเอเจนต์ขึ้นเท่านั้น

ณัฐกฤต กนิษฐคนธ์ (2549) นำเสนอโปรแกรมเอเจนต์อัจฉริยะและการจัดการกระแสนงาน สำหรับพัฒนาโปรแกรมประยุกต์แบบกระจายบนระบบอินเทอร์เน็ต การศึกษาและสร้างระบบบันทึกเวลาการปฏิบัติงานออนไลน์ผ่านเครือข่ายอินเทอร์เน็ตโดยใช้กรณีศึกษาของระบบบันทึกเวลาการปฏิบัติงานออนไลน์ของธนาคารนครหลวงไทย จำกัด (มหาชน) ทำให้ได้ต้นแบบของระบบงานมาตรฐานที่นำโปรแกรมเอเจนต์อัจฉริยะและการจัดการกระแสนงาน มาช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานของระบบ ซึ่งสามารถให้ข้อมูลเชิงสถิติเกี่ยวกับเวลาปฏิบัติงาน ข้อมูลการลาประเภทต่าง ๆ ของพนักงานและการประมวลผลข้อมูลในรูปแบบของรายงาน เพื่อใช้ในการประเมินผลพนักงาน จุดเด่น เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบบันทึกเวลาการปฏิบัติงานประจำวันและเพื่อขออนุมัติการลาประเภทต่าง ๆ โดยการใช้โปรแกรมเอเจนต์อัจฉริยะแบบออนไลน์ และนำหลักของการจัดการกระแสนงานเข้ามาช่วย

ทวีศักดิ์ กาญจนสุวรรณ (2549) นำเสนอการพัฒนาแบบการวางแผนจัดสรรทรัพยากรการเรียนการสอน โดยใช้มัลติเอเจนต์ในระบบจัดการสื่อการเรียนรู้โดยมีวัตถุประสงค์ 3 ประการ ได้แก่

- 1) เพื่อพัฒนารูปแบบการวางแผนจัดสรรทรัพยากรการเรียนการสอนโดยใช้มัลติเอเจนต์
- 2) เพื่อพัฒนาระบบการวางแผนจัดสรรทรัพยากรการเรียนการสอนอัจฉริยะ (II-RPS)
- 3) เพื่อประเมินรูปแบบการวางแผนจัดสรรทรัพยากรการเรียนการสอนโดยใช้มัลติเอเจนต์และระบบ II-RPS โดยผู้เชี่ยวชาญและผู้ใช้ระบบงานทั่วไป

จุดเด่นคือการวางแผนจัดสรรทรัพยากรการเรียนการสอนโดยใช้มัลติเอเจนต์ สามารถตรวจสอบความถูกต้องของรูปแบบได้จากทฤษฎีทางคณิตศาสตร์ของรูปแบบการวางแผนพื้นฐานและอัลกอริทึมในการวางแผนโดยใช้มัลติเอเจนต์ด้วยเชิงเหตุผลและผล

อุราพร สุขะทัต และคณะ (2550) นำการนำมัลติเอเจนต์มาใช้ในการปรับสารสนเทศการเรียนตามความสนใจของผู้เรียนในสภาพแวดล้อมการเรียนการสอนผ่านเว็บ ในการออกแบบและพัฒนาแบบจำลองการปรับสารสนเทศการเรียน (Adaptive Learning Information: ALIN) ผสมผสานสารสนเทศจากเว็บที่สัมพันธ์กับเนื้อหาบทเรียนเข้าในระบบการเรียนการสอนผ่านเว็บ โดยนำวิธีการมัลติเอเจนต์มาใช้ในการติดตามพฤติกรรมและความสนใจของผู้เรียนที่มีการปฏิสัมพันธ์กับบทเรียน สารสนเทศที่ ALIN แนะนำเป็นสารสนเทศเสริมจากเว็บตามความต้องการของผู้เรียนที่สัมพันธ์กับเนื้อหาบทเรียนและตรงตามวัตถุประสงค์ของผู้สอน เพื่อเปรียบเทียบภาพรวมของการเรียนผ่านระบบ ALIN กับการเรียนออนไลน์แบบเดิมด้วยการใช้ Google เป็นเครื่องมือในการ

สืบค้น และประเมินความพึงพอใจในการปฏิสัมพันธ์กับการปรับสารสนเทศที่ระบบแนะนำ ซึ่งข้อมูลที่ระบบใช้ในการแนะนำได้มาจากการติดตามพฤติกรรมความสนใจสารสนเทศการเรียนบนเว็บ จากตัวบ่งชี้โดยนัย (Implicit Indicator) ของกลุ่มผู้เรียน ได้แก่ การใช้เวลาบนหน้าเว็บ การอ่าน การเก็บ การพิมพ์ และการค้นเอกสาร นำมาบันทึก และใช้ในแบบจำลองการวิเคราะห์การให้น้ำหนัก จุดเด่น 1) ผู้เรียนได้รับสารสนเทศตามความต้องการเสริมเนื้อหาบทเรียน 2) ทำการสืบค้นสารสนเทศตามความต้องการด้วยเกณฑ์การสืบค้นที่ผู้สอนเตรียมไว้เพื่อให้เกิดการกลั่นกรอง 3) แหล่งสารสนเทศที่ผู้เรียนได้รับมีความสัมพันธ์กับเนื้อหาบทเรียนหรือตรงตามวัตถุประสงค์ของผู้สอน 4) มีการจัดการและการเข้าถึงสารสนเทศตามที่ผู้เรียนสนใจ

พนมศักดิ์ พรหมบุรณย์ และคณะ (2551) นำเสนอการพัฒนาแบบจำลองระบบมัลติเอเจนต์สำหรับระบบการผลิตและการจัดการทรัพยากรธรรมชาติบนที่สูง ระบบการเกษตรบนที่สูง ประกอบด้วยระบบสังคม การผลิตทางเกษตร และระบบทรัพยากรสิ่งแวดล้อมที่ซับซ้อน สามารถใช้แนวคิดด้านระบบมัลติเอเจนต์มาใช้ในการวิเคราะห์และพัฒนาเป็นแบบจำลองอย่างง่ายในเบื้องต้นโดยใช้ Object ที่เป็นตัวแทนของเอเจนต์ต่าง ๆ ที่มีคุณสมบัติและพฤติกรรมที่แตกต่างกัน รวมทั้ง Object ที่เป็นตัวแทนองค์ประกอบด้านสิ่งแวดล้อมทั้งทางกายภาพและชีวภาพ ซึ่งแบบจำลองนี้สามารถใช้เป็นเครื่องมือในการทำความเข้าใจพฤติกรรมของผู้มีส่วนได้ ส่วนเสียที่ก่อให้เกิดพลวัตของคุณสมบัติเชิงองค์รวมของระบบ จึงนำไปสู่การจำลองสถานการณ์ของระบบชุมชนเกษตรที่สูงภายใต้นโยบายการจัดการทรัพยากรธรรมชาติ และรูปแบบการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่รัฐต่าง ๆ จุดเด่น เพื่อช่วยสนับสนุนการตัดสินใจในการจัดการทรัพยากรธรรมชาติเชิงบูรณาการเพื่อ การพัฒนาที่ยั่งยืนของระบบ

เทอดพร สุโพธิ์ และคณะ(2552) นำเสนอระบบมัลติเอเจนต์ภายในระบบโลจิสติกส์ในการขนส่ง ซึ่งเจ้าของธุรกิจต้องหาทางลดต้นทุนในการขนส่งและเพิ่มกำไรทางธุรกิจเป็นจัดการการหมุนเวียนของวัตถุและสินค้า โดยจะทำให้ได้คือต้องอาศัยการทำงานเป็นทีมจึงต้องมีการจัดลำดับของกระบวนการทั้งหมดที่มีต่อการสร้างความพอใจให้กับลูกค้าโดยมีการจัดการการไหลของข้อมูลผ่านระบบเทคโนโลยีสารสนเทศด้วยความรวดเร็ว โดยนำระบบเอเจนต์เป็นตัวทำหน้าที่แทนผู้ใช้ในการทำงานต่างๆ โดยจะทำหน้าที่เป็นตัวกลางช่วยในการประมวลผลและการสื่อสาร ให้เป็นไปอย่างอัตโนมัติ จุดเด่นนำเอาความสามารถเฉพาะตัวของแต่ละเอเจนต์มาใช้ร่วมกันเพื่อ แก้ปัญหาที่ต้องการ เพื่อให้เกิดการทำงานร่วมกันกลายเป็นระบบที่เรียกว่าระบบมัลติเอเจนต์ซึ่งเป็นแนวคิดสำคัญที่ถูกใช้งานอย่างกว้างขวางโดยเฉพาะในการจัดการระบบเครือข่าย

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธของรีเลย์

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
1988	Urdaneta et al. (1988)	ใช้วิธีการโปรแกรมเชิงเส้นในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง ซึ่งใช้ระบบทดสอบที่มีการเชื่อมต่อ (Interconnected)
1994	Jimenez et al. (1994)	เป็นการเปรียบเทียบวิธีการจัดความสัมพันธด้วยวิธีการโปรแกรมเชิงเส้นแบบซิมเพล็กซ์ ควบคู่กับแบบเบนด์เลอร์ (Benders Algorithm) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อหาวิธีการที่ดีที่สุด
1995	Urdaneta et al. (1995)	นำเสนอผลการพิจารณาภาวะชั่วคราวเมื่อเกิดฟอลต์ ทำให้ระบบเปลี่ยนแปลงขณะที่รีเลย์หลักทำงาน ขนาดและทิศทางของกระแสฟอลต์ก็จะเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นจึงต้องค่าที่เหมาะสมที่สุดในการจัดความสัมพันธของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง
1996	Chattopahyay et al. (1996)	เป็นการหาค่าที่เหมาะสมในการปรับตั้งรีเลย์โดยใช้โปรแกรมเชิงเส้นแบบสองเฟส ในระบบจำหน่ายจริงของสถานีไฟฟ้าย่อย “City of Saskatoon” นอกจากนั้นนำผลลัพธ์ของค่าคำตอบที่ได้มาทำการทดสอบจริงโดยใช้ไมโครคอนโทรลเลอร์รุ่น TMS320C25 DSP
1996	Urdaneta et al. (1996)	เป็นหาค่าที่เหมาะสมโดยใช้วิธีโปรแกรมเชิงเส้น เมื่อโครงสร้างระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลงเมื่อเกิดฟอลต์ในช่วงชับทรานเซียน โดยใช้อัลกอริทึมนี้หาค่าจำนวนเท่าของเวลา (TDS) ทำการทดสอบระบบขนาด 48 บัส 6 แหล่งจ่าย

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธของรีเลย์ (ต่อ)

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
1997	Urdaneta et al. (1997)	การจัดความสัมพันธของรีเลย์โดยใช้วิธีการโปรแกรมเชิงเส้น เมื่อระบบมีรูปแบบเปลี่ยนแปลงเมื่อเกิดฟอลต์ โดยจะพิจารณาสถานะชั่วคราวของรีเลย์หลักที่ส่งผลกระทบต่อกระแสทั้งหมดของระบบ บทความนี้ทำการทดสอบกับระบบจริง ซึ่งเป็นระบบจำหน่ายของอุตสาหกรรม
1997	So et al. (1997)	ได้นำวิธีการของจินตนิมิตมาทำการหาค่าที่เหมาะสม โดยมีค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ใหม่ซึ่งประกอบด้วยตัวถ่วงน้ำหนักในการหาค่าตอบ ซึ่งเป็นจุดเริ่มต้นของการนำวิธีการอย่างชาญฉลาดมาประยุกต์ใช้ในการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธ ซึ่งทำการทดสอบกับระบบแบบวงแหวน (Ring-fed) จำนวนรีเลย์ทั้งหมด 9 ตัว
1999	Prez et al. (1999)	การหาค่าปรับตั้งที่เหมาะสมของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางร่วมกับรีเลย์ป้องกันเชิงระยะทางแบบเวลาตายตัวซึ่งทำหน้าที่เป็นรีเลย์ป้องกันสำรอง โดยใช้วิธีการโปรแกรมเชิงเส้น กับระบบทดสอบที่มีเครื่องกำเนิด 2 ตัว ขนาด 9 บัส
2001	Urdaneta et al. (2001)	ใช้วิธีการโปรแกรมเชิงเส้นแบบอินทีเรีย (Linear Programming Interior Point) ในการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางในระบบที่มีการเชื่อมต่อแหล่งจ่ายมากกว่าหนึ่งแห่ง ขนาด 108 บัส จำนวนรีเลย์ที่ใช้ทั้งหมด 97 ตัว ค่าผลลัพธ์ของการหาค่าตอบจะเกิดขึ้นในจำนวนรอบที่น้อย

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสำคัญของรีเลย์ (ต่อ)

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2002	Abdelazi et al. (2002)	การหาค่าในการปรับตั้งรีเลย์ที่มีแหล่งจ่ายเชื่อมต่อ ซึ่งจะทำงานโดยใช้ระบบ SCADA ส่วนรีเลย์ที่ใช้จะเป็นรีเลย์แบบดิจิทัลซึ่งสามารถส่งข้อมูลผ่านสายการสื่อสารใยแก้วนำแสง เมื่อระบบเกิดการเปลี่ยนแปลงก็จะทำการติดตามประเมินผลตลอดเวลา โดยทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัส
2005	Zeineldin et al. (2005)	การหาค่าที่เหมาะสมในการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันแบบมีทิศทาง โดยเน้นไปที่ค่าของกระแสเริ่มต้นทำงานที่ไม่ต่อเนื่อง (Discrete Pickup Current Values) โดยกำหนดรูปแบบของปัญหาแบบโปรแกรมการรวมจำนวนจริง (Mixed Integer-programming Problem) ซึ่งจะใช้โปรแกรม General Algebraic Modeling System (GAMS) ในการหาผลเฉลยของคำตอบ
2006	Zeineldin et al. (2006)	การกำหนดรูปแบบของปัญหาใหม่ของการหาค่าที่เหมาะสมในการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง มีรูปแบบของปัญหาการรวมจำนวนจริงแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Mixed Integer Nonlinear Problem) และปัญหาค่าของกระแสเริ่มต้นทำงานที่ไม่ต่อเนื่อง (Discrete Pickup Current Values) โดยใช้วิธีการพัฒนาของวิธีฝูงกลุ่มอนุภาคซึ่งจะทำการเปรียบเทียบกับการใช้โปรแกรม General Algebraic Modeling System (GAMS)

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ (ต่อ)

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2008	Razavi et al. (2008)	การปรับปรุงฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการจัดความสัมพันธ์ เน้นปัญหาที่ความต่อเนื่อง, การไม่สามารถจัดลำดับความสัมพันธ์ และการปรับตั้งค่าตัวคูณจำนวนเท่าของเวลาแบบไม่ต่อเนื่อง
2009	Asadi et al. (2009)	ใช้วิธีการของกลุ่มฝูงอนุภาคในการค้นหาคำตอบ ซึ่งมีรูปแบบของปัญหาเกี่ยวกับความต่อเนื่องและไม่ต่อเนื่องของค่าปรับตั้งประกอบด้วยจำนวนเท่าของเวลา (TSM) และ จำนวนเท่าของกระแสปรับตั้ง (PSM) เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา
2010	Thangaraj et al. (2010)	เป็นการพัฒนาวิธีการของดิฟเฟอเรนเชียลอีโวลูชัน เพื่อหาค่าเวลาและจำนวนเท่าของกระแสปรับตั้ง ค่าผลลัพธ์ที่ได้จะทำการเปรียบเทียบกับวิธีการเดิม โดยใช้ระบบทดสอบ IEEE 3 บัส IEEE 4 บัส และ IEEE 6 บัส

ตารางที่ 2.2 ผลงานวิจัยการใช้มัลติเอเจนต์ในการป้องกันระบบไฟฟ้า

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2002	Yanxia et al. (2002)	ใช้ระบบมัลติเอเจนต์ซึ่งเป็นแบบอัตโนมัติในการจัดการทำงานเพื่อให้เกิดความไว ความน่าเชื่อถือ โดยใช้ระบบปัญญาประดิษฐ์ ในการทำงานประสานกันระหว่างรีเลย์ป้องกันกระแสเกินและรีเลย์ป้องกันกระแสเกินลงดินในสถานีไฟฟ้า โดยการจำลองการทำงานบนโปรแกรม ATP ผลลัพธ์แสดงการจัดลำดับความสำคัญของเอเจนต์ระบบป้องกันตลอดจนความแม่นยำในการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินลงดิน
2004	Thorp et al. (2004)	ประยุกต์ใช้ระบบมัลติเอเจนต์ในการป้องกันในการแลกเปลี่ยนข้อมูลข่าวสารผ่านระบบเครือข่าย โดยทำการจำลองบนโปรแกรม PSCAD/EMTDC ผลลัพธ์สามารถที่จะทำการแลกเปลี่ยนและควบคุมอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในแต่ละเขตการป้องกันได้
2005	Wan et al. (2005)	เสนอการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเอเจนต์ในการจัดลำดับความสำคัญของรีเลย์ป้องกันในระบบไฟฟ้า โดยมีผลกระทบจากกระจายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยใช้โปรแกรม JADE ในการสื่อสารแลกเปลี่ยนข้อมูลภายในมัลติเอเจนต์
2005	Shaohua et al. (2005)	การใช้มัลติเอเจนต์ในการควบคุมรีเลย์ในสายส่งไฟฟ้าเพื่อตอบสนองการทำงานแบบอัตโนมัติ โดยทำการจำลองการทำงานของรีเลย์เชิงระยะทาง ติดต่อสื่อสารการทำงานส่งข้อมูลสถานะการทำงานของรีเลย์

ตารางที่ 2.2 ผลงานวิจัยการใช้มัลติเอเจนต์ในการป้องกันระบบไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2006	Giovanini et al. (2006)	นำเสนอการศึกษาเกี่ยวกับการจัดลำดับความสัมพันธ์โดยใช้รีเลย์ป้องกันหลักและรีเลย์ป้องกันสำรองในการจัดลำดับความสัมพันธ์โดยสามารถควบคุมสื่อสารผ่านระบบเอเจนต์ ผลลัพธ์ใช้ในการพิจารณาปรับปรุงแบบการป้องกันผ่านการสื่อสารระบบระยะไกลจากภายนอกสถานีไฟฟ้า
2006	Sheng et al. (2006)	เสนอการใช้เอเจนต์พื้นฐานในการหาค่าการป้องกันที่ปลอดภัย โดยใช้รีเลย์เชิงตัวเลขในการติดต่อสื่อสารผ่านอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่มี TCP/IP ทำการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์
2007	Lim et al. (2004)	ทำการปรับปรุงมัลติเอเจนต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้อุปกรณ์ในการตรวจจับกระแสไฟฟ้าลัดวงจรและจะทำการเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ในการปรับตั้งอย่างอัตโนมัติ
2007	Chen and Kong (2007)	เสนอผลกระทบของการกระจายการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าซึ่งทำให้ขนาดของกระแสไฟฟ้าลัดวงจรเปลี่ยนแปลงเป็นอุปสรรคต่อการจัดลำดับความสัมพันธ์ โดยนำระบบมัลติเอเจนต์มาใช้ในการแก้ปัญหาเมื่อระบบและสภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลง
2008	Wan et al. (2008)	เสนอการใช้เทคโนโลยีเอเจนต์ในการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันภายในสถานีไฟฟ้า ส่งข้อมูลการสื่อสารภายในรีเลย์แต่ละตัวทำให้สามารถทำงานได้ถูกต้องเมื่อระบบมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ตารางที่ 2.2 ผลงานวิจัยการใช้มัลติเอเจนต์ในการป้องกันระบบไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2009	Pipattanasomporn et al. (2009)	การใช้มัลติเอเจนต์แบบอัจฉริยะในการควบคุมระบบ จำหน่ายแบบกริดย่อย โดยจำลองสถานการณ์ต่าง ๆ และ ทำให้เกิดการ ปรับปรุงค่าในการควบคุมตาม สภาพแวดล้อมอย่างอัตโนมัติ
2009	Shi et al. (2009)	นำเสนอการใช้มัลติเอเจนต์ในการติดตามและป้องกัน โดยการสร้างมัลติเอเจนต์ร่วมกัน สำหรับระบบไฟฟ้า อัตโนมัติของการกระจายแบบชาญฉลาด (IDAP) โดย การติดตามข้อมูลในระบบไมโครกริดในการประมวลผล ความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า

2.5 สรุป

ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องดังกล่าว นำเสนอแนวคิดหลักการปรับตั้งรีเลย์
เชิงปรับตัวด้านการจัดลำดับความล้มพันธ์รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน ตลอดจนเทคนิคการจัดลำดับ
ความล้มพันธ์ของรีเลย์ด้วยวิธีการทางคณิตศาสตร์ในการหาค่าที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้ากำลัง
เพื่อใช้ในการตัดสินใจปรับตั้งรีเลย์แยกส่วนประกอบที่เกิดฟอลต์ออกจากระบบ โดยแบ่งการ
ทำงานออกเป็น 2 ส่วน ประกอบด้วย 1.ใช้ในการตัดสินใจเลือกขอบเขตและเงื่อนไขในการทำงาน
ของรีเลย์หลักและรีเลย์สำรอง 2.ใช้ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในการปรับตั้งค่ารีเลย์ ตาม
ฟังก์ชันวัตถุประสงค์แล้วนำผลลัพธ์ที่ได้มาทดสอบการป้องกัน ซึ่งรีเลย์ป้องกันหลักและรีเลย์
ป้องกันสำรองสามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลปริมาณทางไฟฟ้าควบคุมสื่อสารผ่านระบบเอเจนต์ ในแต่
ละเอเจนต์จะกำหนดหน้าที่รับผิดชอบตามผู้ออกแบบผ่านระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ จากการ
ทดสอบผลลัพธ์ที่ได้ใช้ในการพิจารณาปรับปรุงแบบการป้องกันผ่านการสื่อสารระบบระยะไกล
จากภายนอกสถานีไฟฟ้าในการเชื่อมโยงระบบเครือข่ายไฟฟ้ากำลัง ซึ่งผลงานวิจัยต่าง ๆ ในข้างต้น
ถือเป็นพื้นฐานที่สำคัญอย่างยิ่งต่อผู้วิจัยสำหรับการทำวิจัยวิทยานิพนธ์ และการพัฒนาประสิทธิภาพ
ของการปรับตั้งค่ารีเลย์ป้องกันกระแสเกินให้เพิ่มมากขึ้น

บทที่ 3

การออกแบบระบบมัลติเอเจนต์สำหรับรีเลย์ป้องกัน

3.1 บทนำ

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงการออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้ากำลังเชิงปรับตัว อันเนื่องมาจากกระแสไฟฟ้าลัดวงจรเมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง เพื่อป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้าและจำกัดขอบเขตความเสียหายที่จะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ดังนั้นจะต้องจัดลำดับความสัมพันธ์ในการทำงานของระบบป้องกันไฟฟ้าตามขอบเขตที่รับผิดชอบ โดยในส่วนพื้นฐานการป้องกันไฟฟ้านั้นจะกล่าวไว้ใน (ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์, 2545) และ (न्छชัย กุลรวานิชพงษ์, 2552). ซึ่งถ้าระบบป้องกันทำงานไม่สัมพันธ์กันจะทำให้เกิดการลัดวงจรโดยไม่จำเป็นและไม่สามารถควบคุมการผิดปกติไฟฟ้าให้อยู่ภายในขอบเขต เพราะฉะนั้นระบบไฟฟ้าที่ดีจะต้องมีความสามารถจ่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟอย่างต่อเนื่อง โดยทำการออกแบบให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำการกำจัดสิ่งผิดปกติออกจากระบบให้เร็วที่สุดเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับระบบส่งจ่ายและอุปกรณ์ไฟฟ้าตามวัตถุประสงค์ ในอนาคตนั้นมีแนวโน้มเป็นการควบคุมและวางแผนอย่างอัตโนมัติโดยไม่จำเป็นต้องอาศัยผู้ปฏิบัติการดูแลและควบคุมอยู่ตลอดเวลา โดยในส่วนนี้ทำออกแบบจำลองระบบการทำงานป้องกันเชิงปรับตัวเรียกว่า ระบบมัลติเอเจนต์ด้วยโปรแกรม JADE (Leeton, U. 2014). ในการเชื่อมต่อข้อมูลผ่านระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ ซึ่งมีความสามารถในการกำหนดหน้าที่ความรับผิดชอบตามแต่ผู้ใช้งานให้ รวมไปถึงการออกแบบระบบมัลติเอเจนต์ที่ใช้ในงานวิจัยเพื่อให้ระบบสามารถปรับตัวได้ตามสภาพแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลง ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

3.2 ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธ์

ในการจัดลำดับความสัมพันธ์โดยทั่วไปในระบบจำหน่ายวงจรแบบเรเดียลจะใช้วิธีการคำนวณโดยใช้คุณลักษณะเส้นโค้งกระแส-เวลา ของรีเลย์กระแสเกิน ลงในกระดาษกราฟ แต่ถ้าระบบมีขนาดใหญ่ขึ้นก็จะทำให้การคำนวณยุ่งยากซับซ้อน ดังนั้นจึงใช้วิธีทางคณิตศาสตร์มาใช้ในการแก้ปัญหาโดยจะเริ่มพิจารณาและทำความเข้าใจปัญหาโดยกำหนดตัวแปรในการปรับตั้งค่ารีเลย์ จากนั้นกำหนดวัตถุประสงค์ของปัญหาเพื่อหาเวลาการทำงานของรีเลย์ทั้งหมดค่าที่สุกภายใต้เงื่อนไขบังคับของตัวแปรที่ต้องการควบคุมค่าให้อยู่ในขอบเขต โดยที่ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสม

ในการจัดลำดับความสัมพันธ์นี้มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้น เป็นผลเฉลยของคำตอบ ดังนั้นจึงต้องนำเทคนิคการแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้นมาช่วยในการแก้ปัญหา (ธนัชชัย กุลรวานิชพงษ์, 2550)

3.2.1 การหาค่าเหมาะสมที่สุด

การหาค่าเหมาะสมที่สุดของปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธ์ เพื่อหาค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ให้มีค่าต่ำสุดอยู่ภายใต้ขอบเขตเงื่อนไขบังคับของตัวแปรที่ต้องการปรับปรุงค่าหรือขอบเขตของอุปกรณ์ระบบไฟฟ้ากำลัง จำแนกได้เป็น 2 ประเภท คือ เงื่อนไขสมการ (Equality Constraints) และ เงื่อนไขอสมการ (Inequality Constraints) โดยที่เงื่อนไขบังคับแบบสมการ คือเวลาในการทำงานของรีเลย์ในระบบไฟฟ้า และเงื่อนไขอสมการคือขีดจำกัดการทำงานต่ำสุด-สูงสุดของอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้า ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดแบบมีเงื่อนไขบังคับมีรูปทั่วไปดังต่อไปนี้

<i>Minimize</i>	$f(x)$	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์
<i>Subject to</i>	$g(x) = 0$	เงื่อนไขบังคับสมการ
	$h(x) \leq 0$	เงื่อนไขบังคับอสมการ

การแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธ์ เป็นการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบมีเงื่อนไขบังคับ เพื่อให้ง่ายแก่การแก้ปัญหาดังกล่าวได้มีระเบียบวิธีที่แปลงการแก้ปัญหากจากการแก้ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบมีเงื่อนไขบังคับ ไปเป็นการแก้ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบไม่มีเงื่อนไขบังคับ เช่น วิธีของลากรอง (Lagrange Method) วิธีการปรับโทษ (Penalty Method) การแก้ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุดจึงง่ายขึ้น ในงานวิจัยนี้จึงได้นำระเบียบวิธีการปรับโทษมาใช้ เนื่องจากบางครั้งกระบวนการค้นหาที่ใช้สร้างจุดคำตอบที่ไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับ ถึงแม้จุดคำตอบนั้นจะทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นที่น่าสนใจ ก็ต้องไม่นำจุดดังกล่าวมาใช้งาน การจะทำเช่นนี้ได้นั้น ต้องมีการกำหนดค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพิ่มเติมในกรณีที่คำตอบไม่สอดคล้องกับสมการ ซึ่งอยู่ในรูปของการบวกค่าปรับโทษ (Penalty term) ที่กำหนดขึ้นมา ทำให้เมื่อจุดคำตอบที่ได้ไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับจะทำให้ได้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์สูง และจุดนี้จะโดนกำจัดออกไปในกระบวนการค้นหาช่วงกว้างที่เหมาะสม ดังนั้นปัญหาที่เหมาะสมที่สุดแบบมีเงื่อนไขบังคับจะถูกลดรูปไปเป็นปัญหาแบบไม่มีเงื่อนไขบังคับ โดยฟังก์ชันการปรับโทษอยู่ในรูปฟังก์ชันสมการกำลังสอง ดังนี้

$$\Omega((x,u), r) = r \left\{ g^2(x,u) + \min[0, h^2(x,u)] \right\} \quad (3-1)$$

เมื่อ r แทน พารามิเตอร์การปรับโทษ (Penalty Parameter)

$\Omega((x,u), r)$ แทน พจน์การปรับโทษ ดังนี้

$$\Omega((x,u), r) = \begin{cases} 0 & , (x,u) \in S \\ +\infty & , (x,u) \notin S \end{cases} \quad (3-2)$$

ทำให้ได้ปัญหาในรูปแบบฟังก์ชันการปรับโทษ (Penalty Function) $P(x,u)$ ดังนี้

$$\text{Minimize } P(x,u) = f(x,u) + \Omega((x,u), r) \quad (3-3)$$

3.2.2 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function)

ในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์โดยใช้เทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของเวลาทำงานเป็นวัตถุประสงค์หลักโดยมีเวลาการทำงานของรีเลย์สำรองเป็นเงื่อนไข ซึ่งจะต้องทำการปรับตั้งค่าให้ได้เวลาในการทำงานทั้งหมดของรีเลย์ต่ำที่สุดตามสมการที่ (3.42)

$$F_{\text{Relay time}} = a_1 \sum (t_i)^2 + a_2 \sum [\Delta t_{mb} - b_2 \cdot (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|)]^2 \quad (3-4)$$

เมื่อ Δt_{mb} คือผลต่างของเวลาของการทำงานของแต่ละรีเลย์

t_m, t_b คือเวลาในการทำงานของรีเลย์หลักและรีเลย์สำรอง

b_2 คือค่าคงที่ของตัวแปรที่ใช้ในการตัดสินใจเมื่อไม่เกิดการจับความสัมพันธ์

a_1 คือตัวควบคุมผลรวมเวลาการทำงานของรีเลย์หลัก $\sum (t_i)^2$

a_2 คือตัวควบคุมผลต่างของเวลาการทำงานของรีเลย์ $\sum (\Delta t_{mb})^2$

โดยค่า $\alpha_1, \alpha_2, \beta_2$ เป็นการปรับตั้งค่าตัวถ่วงน้ำหนักผู้เข้าหาคำตอบ ซึ่งในการพิจารณา

เมื่อ Δt_{mb} มีค่าเป็นบวก ดังนั้นจะทำให้ $[\Delta t_{mb} - \beta_2 \cdot (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|)]$ มีค่าเท่ากับ Δt_{mb} แต่ถ้าหากค่า Δt_{mb} มีค่าเป็นลบ ดังนั้นจะทำให้ได้ค่าดังสมการที่ (2-34)

$$[\Delta t_{mb} - \beta_2 \cdot (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|)] = (1 + 2\beta_2)(\Delta t_{mb}) \quad (3-5)$$

กำหนดให้ $t_b - t_m \geq 0.3$ (3-6)

เมื่อ t_b คือ เวลาในการทำงานของรีเลย์สำรอง
 t_m คือ เวลาในการทำงานของรีเลย์หลัก
 0.3 คือ ระยะเวลาเพื่อในการจัดลำดับความสัมพันธ

3.2.3 เงื่อนไขบังคับอสมการ (Inequality constrain)

ในการจัดลำดับความสัมพันธจะกำหนดขอบเขตการหาค่าเวลาในการทำงานขอบเขตของการปรับตั้งเวลาของรีเลย์ต่ำสุด ดังสมการที่ (6.10) ถึง (6.13)

$$TDS_{ij}^{\min} \leq TDS_{ij} \leq TDS_{ij}^{\max} \quad (3-7)$$

$$Ip_{ij}^{\min} \leq Ip_{ij} \leq Ip_{ij}^{\max} \quad (3-8)$$

$$t_{ijk}^{\min} \leq t_{ijk} \leq t_{ijk}^{\max} \quad (3-9)$$

เมื่อ $TDS_{ij}^{\min}, TDS_{ij}^{\max}$ คือขอบเขตของจำนวนเท่าเวลาปรับตั้งที่ 0.05 - 1.0
 $Ip_{ij}^{\min}, Ip_{ij}^{\max}$ คือขอบเขตของกระแสเริ่มต้นทำงานที่ 1.25-2.0 เท่าของกระแสโหลด
 $t_{ijk}^{\min}, t_{ijk}^{\max}$ คือขอบเขตของเวลาในการทำงานของรีเลย์

ปัญหาของตัวแปรควบคุมในการจัดลำดับความสัมพันธของรีเลย์ ในกรณีนี้เลือกใช้วิธีการค้นหา (Search Method) ทำการเลือกค่าพารามิเตอร์ของตัวแปรควบคุม ภายใต้เงื่อนไขที่ผู้ออกแบบกำหนดดังนั้นจึงนำเทคนิคการหาค่าเหมาะที่สุดด้วยวิธีระเบียบวิธีการปรับโทษ (Penalty Method) ที่ใช้การหาค่าตอบด้วยวิธีคล้ายนิวตัน (Quasi-Newton Method) สูตรการปรับปรุง BFGS โดยเงื่อนไขอันดับแรกที่สุดต่ำสุดจะได้เกรเดียนต์ของฟังก์ชันเป็นศูนย์ $\nabla f(x_k) = 0$ เมื่อกำหนดให้ X เป็นคำตอบที่จะทำการค้นหาประกอบด้วยค่ากระแสเริ่มต้นทำงาน Ip และ จำนวนเท่าของเวลาทำงาน TDS ซึ่งสามารถเขียนได้ดังสมการที่ 3.25

$$x = \begin{bmatrix} I_p & TDS \end{bmatrix} \quad (3-10)$$

จากนั้นทำการแปลงปัญหาค่าเหมาะที่สุดแบบมีเงื่อนไขบังคับ (Constraint Optimization) ให้เป็นปัญหาค่าเหมาะที่สุดแบบไม่มีเงื่อนไขบังคับ (Unconstraint Optimization) โดยการแปลงเงื่อนไขบังคับที่เป็นสมการและอสมการเหล่านั้นให้เป็นฟังก์ชันการปรับโทษ โดยอาศัยทฤษฎีของการปรับโทษเป็นตัวประจักษ์ในการหาค่าของเทอมการปรับโทษ

$$P(x) = F_{Min\ time} + \Omega_{Ip} + \Omega_{TDS} \quad (3-11)$$

เมื่อ

$$\Omega_{Ip} = r \sum_{i=1}^{N_{Ip}} \left\{ \max(0, Ip_i - p_i^{\max}) \right\}^2 + r \sum_{i=1}^{N_{Ip}} \left\{ \max(0, p_i - p_i^{\max}) \right\}^2 \quad (3-12)$$

$$\Omega_{TDS} = r \sum_{i=1}^{N_{TDS}} \left\{ \max(0, TDS_i - TDS_i^{\max}) \right\}^2 + r \sum_{i=1}^{N_{TDS}} \left\{ \max(0, TDS_i - TDS_i^{\max}) \right\}^2 \quad (3-13)$$

เมื่อ N_{Ip} คือ ผลรวมของกระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์แต่ละตัว

N_{TDS} คือ ผลรวมของจำนวนเท่าของเวลารีเลย์แต่ละตัว

ถ้าคำตอบสอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับ $\Omega(x) = 0$ แต่ถ้าคำตอบไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับต้องทำการปรับโทษ ผลเฉลยของคำตอบขึ้นอยู่กับพารามิเตอร์การปรับโทษ (Penalty Parameter : ρ) โดยที่ค่าของพจน์การปรับโทษ (ρ) ต้องมีค่าสูง ๆ เพื่อให้คำตอบเข้าสู่จุดคำตอบที่เหมาะสม ดังนั้นการแก้ปัญหาจึงต้องกำหนดค่าพารามิเตอร์การปรับโทษให้สอดคล้องกับปัญหานั้น ๆ หลังจากนั้นใช้ระเบียบวิธีการแก้ปัญหาแบบไม่มีเงื่อนไขเพื่อหาคำตอบ

3.2.4 การแก้ปัญหาค่าเหมาะด้วยระเบียบวิธีคล้ายนิวตัน

การแก้ปัญหาค่าเหมาะด้วยระเบียบวิธีคล้ายนิวตันจะใช้ในการหาจุดต่ำสุดโดยการหาอนุพันธ์อันดับหนึ่งและอันดับสองของฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดทิศทางในการค้นหาค่าต่ำสุด จะทำให้อัตราการเข้าสู่จุดต่ำสุดเร็วขึ้น โดยเฉพาะบริเวณใกล้จุดต่ำสุดจึงได้รับความนิยมมากที่สุดเนื่องจากคุณสมบัติการเข้าสู่ที่รวดเร็วแบบเชิงเส้นยิ่งยวด (Super-Linear Convergence) และถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดแบบไม่มีเงื่อนไขบังคับและการรับประกันการเข้าสู่

ของจุดคำตอบ โดยไม่ต้องอาศัยการคำนวณเมทริกซ์เฮสเซียนของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ต้องการเฉพาะเกรเดียนต์เท่านั้น (न्छชัย กุลวรวาณิชพงษ์, 2550) โดยกำหนดทิศทางการค้นหาดังนี้

$$P_k = -[B_k]^{-1} \nabla f(x_k) \quad (3-14)$$

กรณีของฟังก์ชันตัวแปรเดียวการประมาณค่าเฮสเซียนหรืออนุพันธ์อันดับสองนี้ ใช้เทคนิคเชิงตัวเลขดังต่อไปนี้

$$f''(x_{k+1}) \approx \frac{f'(x_{k+1}) - f'(x_k)}{x_{k+1} - x_k} \quad (3-15)$$

นิยมเรียกวิธีเบี่ยงวิธีคล้ายนิวตันสำหรับตัวแปรเดียวว่าวิธีซีแคนต์ (Secant Method) อย่างไรก็ตาม ในกรณีของหลายตัวแปรรูปแบบการประมาณค่าจะอยู่ในรูปความสัมพันธ์ดังต่อไปนี้

$$\nabla^2 f(x_{k+1})(x_{k+1} - x_k) \approx \nabla f(x_{k+1}) - \nabla f(x_k) \quad (3-16)$$

ให้ B_{k+1} แทนการประมาณค่าเฮสเซียนจะได้

$$B_{k+1}(x_{k+1} - x_k) = \nabla f(x_{k+1}) - \nabla f(x_k) \quad (3-17)$$

กำหนดให้ $s_k = x_{k+1} - x_k$, $y_k = \nabla f(x_{k+1}) - \nabla f(x_k)$ จะได้

$$B_{k+1}s_k = y_k \quad (3-18)$$

เรียกสมการนี้ว่าสมการซีแคนต์ (Secant Equation)

ระเบียบวิธีการนิวตันมีข้อเสียที่จะต้องมีการคำนวณเมทริกซ์เฮสเซียนผกผันทุกๆ การกระทำซึ่งใช้เวลาในการคำนวณมากเมื่อเมทริกซ์มีขนาดใหญ่ ในบางครั้งความถูกต้องจะลดลงเมื่อดีเทอร์มิแนนต์มีขนาดเข้าใกล้ศูนย์ ด้วยเหตุนี้จึงมีระเบียบวิธีการควาไซ-นิวตัน ถูกพัฒนาขึ้นแต่ยังคงหลักการและสูตรการกระทำซ้ำตามระเบียบวิธีการนิวตัน แต่ใช้หลักการประมาณค่าของเมทริกซ์เฮสเซียนผกผัน ในการกระทำซ้ำจนกระทั่งแสดงคุณสมบัติของเมทริกซ์เฮสเซียนผกผันจาก

การปรับปรุงจากเมทริกซ์บวกแน่นอนใดๆ ขั้นตอนวิธีการใช้การหาซ้ำแสดงดังสมการที่ 3-19 ถึง 3-21 (ธนัญชัย ลีภักดีปริดา, 2543)

$$\bar{d}^{(k-1)} = -H^{(k-1)} \bar{f}'(\bar{x}^{(k-1)}) \quad (3-19)$$

$$\bar{x}^{(k)} = \bar{x}^{(k-1)} + d^{(k-1)} \bar{d}^{(k-1)} \quad (3-20)$$

$$H^{(k)} = H^{(k-1)} + \text{เทอมที่ใช้ในการแก้ไข} \quad (3-21)$$

โดยที่ δ เป็นขนาดก้าว (Step Size) และ H เป็นเมทริกซ์ประมาณค่าเมทริกซ์เฮสเซียน ผกผันการประมาณค่าของเมทริกซ์เฮสเซียนผกผัน

การประมาณค่านี้อาศัยหลักการเปลี่ยนแปลงเมทริกซ์เฮสเซียนให้มีคุณสมบัติสมมาตรและเป็น *pdf* การเริ่มต้นกระบวนการอาจกำหนดให้ B_0 เป็นเมทริกซ์เอกลักษณ์ได้ โดยใช้หลักการ

$$B_{k+1} = B_k + \Delta B_k \quad (3-22)$$

การประมาณค่า B_{k+1} ให้ได้เมทริกซ์สมมาตร แต่ไม่ใช่ *pdf* เรียกว่าสูตรการปรับปรุงสมมาตรลำดับขั้นที่หนึ่ง (Symmetric Rank-one update Formular) ดังนี้

$$B_{k+1} = B_k + \frac{(y_k - B_k s_k)(y_k - B_k s_k)^T}{(y_k - B_k s_k)^T s_k} \quad (3-23)$$

เนื่องจากสูตรการปรับปรุงสมมาตรลำดับขั้นที่หนึ่งนี้ ไม่รับประกันความเป็น *pdf* ดังนั้นถ้าเลือกค่าเริ่มต้นของเมทริกซ์ B ไม่เหมาะสมปัญหาจะไม่ถ่วงน้ำหนัก นอกจากสูตรการปรับปรุงสมมาตรลำดับขั้นที่หนึ่งแล้ว ยังมีสูตรการปรับปรุงขั้นอื่น ๆ ซึ่งนอกจากจะทำให้เมทริกซ์ B มีความสมมาตรแล้ว ยังมีคุณสมบัติ *pdf* อีกด้วย ซึ่งจะช่วยรับประกันการถ่วงน้ำหนักของปัญหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชันไม่เป็นเชิงเส้นใด ๆ ได้ ด้วยการประมาณค่ากำลังสอง ดังนั้น การใช้สูตรการปรับปรุงสมมาตรลำดับขั้นที่สองจะช่วยให้เมทริกซ์มีความเป็น *pdf* เนื่องจากการปรับปรุงสมมาตรลำดับขั้นที่สองนี้

สูตรการปรับปรุง BFGS (BFGS update formular) นำเสนอโดย บรอยเดน (Broyden) เฟตเชอร์ (Fletcher) โกลด์ฟาร์บ (Goldfarb) และชานนอน (Shannon) ในปี ค.ศ.1970 จึงเรียกสูตรการแก้ไข BFGS เขียนอยู่ในรูป

$$H_{BFGS}^{(k)} = H^{(k-1)} + \left(1 + \frac{(\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T H^{(k-1)} \Delta \bar{g}^{(k-1)}}{(\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T \Delta \bar{x}^{(k-1)}} \right) \frac{\Delta \bar{x}^{(k-1)} (\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T}{(\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T \Delta \bar{g}^{(k-1)}} - \frac{[H^{(k-1)} \Delta \bar{g}^{(k-1)} (\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T]^T [H^{(k-1)} \Delta \bar{g}^{(k-1)} (\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T]^T}{(\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T \Delta \bar{x}^{(k-1)}} \quad (3-24)$$

สูตรข้างบนใช้หาค่าประมาณของเมทริกซ์เฮสเซียนผกผัน โดยพิจารณาสูตรปรับปรุง BFGS ด้วยการเริ่มจากสูตรแก้ไข DFP สำหรับการประมาณค่าเมทริกซ์เฮสเซียนผกผัน

$$H_{DFP}^{(k)} = H^{(k-1)} + \frac{\Delta \bar{x}^{(k-1)} (\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T}{(\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T \Delta \bar{g}^{(k-1)}} - \frac{[H^{(k-1)} \Delta \bar{g}^{(k-1)}] [H^{(k-1)} \Delta \bar{g}^{(k-1)}]^T}{(\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T H^{(k-1)} \Delta \bar{g}^{(k-1)}} \quad (3-25)$$

โดยการใช้แนวคิดเดิมเต็มเราสามารถปรับเปลี่ยนเมทริกซ์ที่ประมาณค่าเฮสเซียน $B^{(k)}$

$$B^{(k)} = B^{(k-1)} + \frac{\Delta \bar{g}^{(k-1)} (\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T}{(\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T \Delta \bar{x}^{(k-1)}} - \frac{[B^{(k-1)} \Delta \bar{x}^{(k-1)}] [B^{(k-1)} \Delta \bar{x}^{(k-1)}]^T}{(\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T B^{(k-1)} \Delta \bar{x}^{(k-1)}} \quad (3-26)$$

จากนั้นเราหาผลผกผันของเมทริกซ์ $B^{(k)}$ จะทำให้ได้รับสูตรปรับปรุง BFGS ดังนี้

$$H_{BFGS}^{(k)} = (B^{(k)})^{-1} = \left(B^{(k-1)} + \frac{\Delta \bar{g}^{(k-1)} (\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T}{(\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T \Delta \bar{x}^{(k-1)}} - \frac{[B^{(k-1)} \Delta \bar{x}^{(k-1)}] [B^{(k-1)} \Delta \bar{x}^{(k-1)}]^T}{(\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T B^{(k-1)} \Delta \bar{x}^{(k-1)}} \right)^{-1} \quad (3-27)$$

เพื่อคำนวณหาค่าเมทริกซ์ผกผันทางด้านขวามือของสมการที่ 3-27 โดยใช้สูตรเชอร์แมน-มอร์ริสัน (Sherman-Morrison formular) ที่ว่า

$$(A + \bar{u} \bar{v}^T)^{-1} = A^{-1} - \frac{(A^{-1} + \bar{u}) (\bar{v}^T A^{-1})}{1 + \bar{v}^T A^{-1} \bar{u}} \quad (3-28)$$

โดยใช้สูตรเซอร์แมน-มอร์ริสัน สองครั้งในการหาผลผกผันของเมทริกซ์ $B^{(k)}$ เราจะได้ดังสมการที่ 3-29

$$H_{BFGS}^{(k)} = H^{(k-1)} + \left(1 + \frac{(\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T H^{(k-1)} \Delta \bar{g}^{(k-1)}}{(\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T \Delta \bar{x}^{(k-1)}} \right) \frac{\Delta \bar{x}^{(k-1)} (\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T}{(\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T \Delta \bar{g}^{(k-1)}} - \frac{[H^{(k-1)} \Delta \bar{g}^{(k-1)} (\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T]^T [H^{(k-1)} \Delta \bar{g}^{(k-1)} (\Delta \bar{x}^{(k-1)})^T]^T}{(\Delta \bar{g}^{(k-1)})^T \Delta \bar{x}^{(k-1)}} \quad (3-29)$$

วิธีนี้มีข้อดีคือไม่ต้องหาค่า $\nabla^2 f(x_k)$ หรือ $[\nabla^2 f(x_k)]^{-1}$ ซึ่งใช้เวลานานโดยวิธีคล้ายนิวตันนี้เป็นวิธีของ fminunc.m ซึ่งเป็นชุดคำสั่งสำเร็จรูปในโปรแกรม Matlab ที่ใช้ในการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดแบบไม่มีเงื่อนไขบังคับ

สรุปขั้นตอนวิธีการของระเบียบวิธีการควาไซ-นิวตัน สูตรปรับปรุง BFGS

ขั้นตอนที่ 1

เลือก $\bar{x}^{(k=0)}$ กำหนดจุดประมาณต่ำสุด และ $H^{(k=0)}$ เป็นเมทริกซ์บวกแน่นอนสมมาตร

คำนวณ $\bar{f}'(\bar{x}^{(k=0)})$ กำหนดค่าความแม่นยำ ϵ

ขั้นตอนที่ 2

กำหนด $k = k+1$ และ $\bar{d}^{(k-1)} = -H^{(k-1)} \bar{f}'(\bar{x}^{(k=0)})$

ขั้นตอนที่ 3

หาค่าต่ำสุด $f(\bar{x}^{(k-1)} + d^{(k-1)} \bar{d}^{(k-1)})$ โดยเลือก $d^{(k-1)}$ ที่เหมาะสม

ขั้นตอนที่ 4

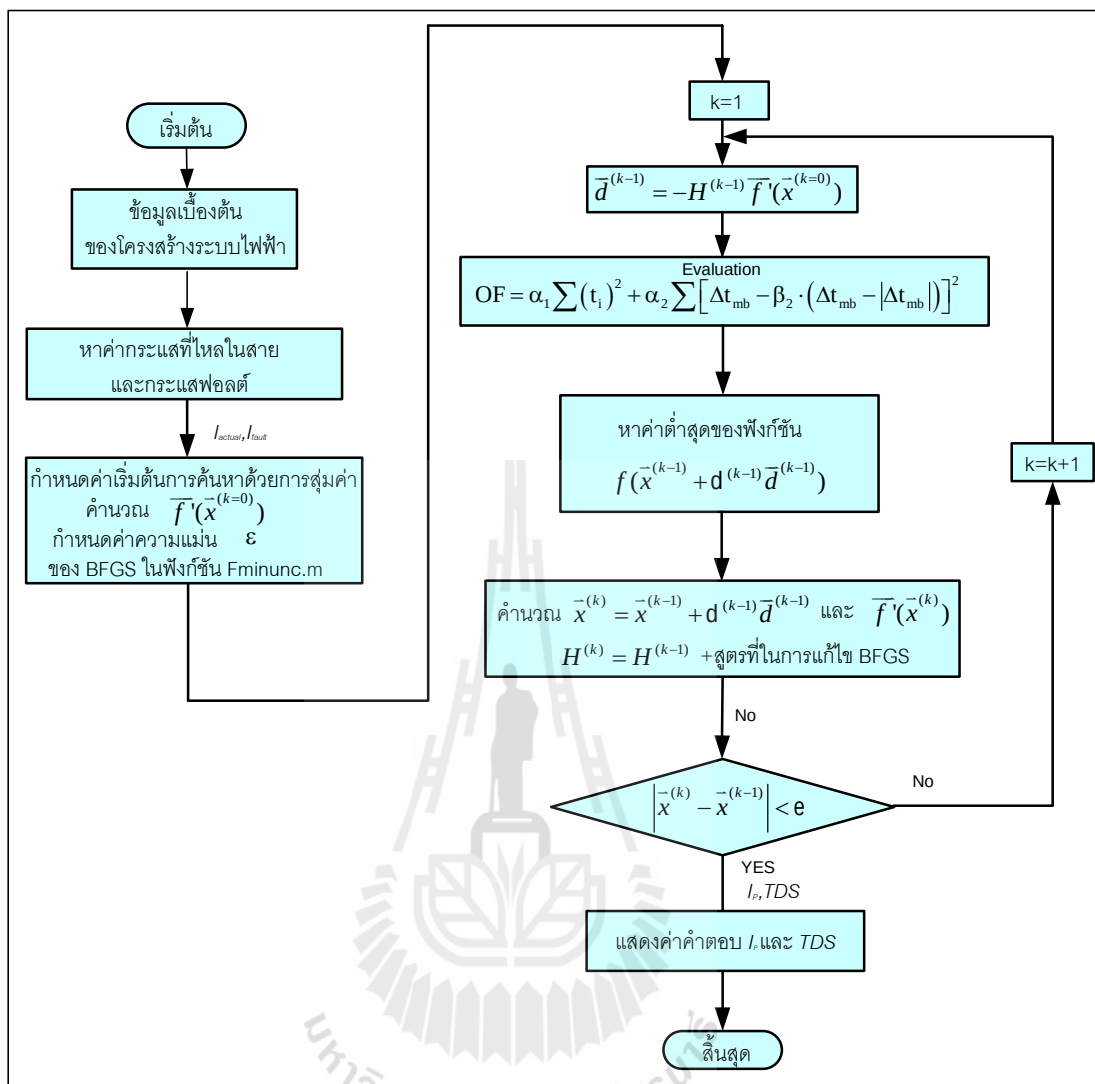
คำนวณ $\bar{x}^{(k)} = \bar{x}^{(k-1)} + d^{(k-1)} \bar{d}^{(k-1)}$ และ $\bar{f}'(\bar{x}^{(k)})$ และ

$H^{(k)} = H^{(k-1)} +$ สูตรที่ในการแก้ไข BFGS

ขั้นตอนที่ 5

ถ้า $|\bar{x}^{(k)} - \bar{x}^{(k-1)}| < \epsilon$ หรือ $|\bar{f}'(\bar{x}^{(k)})| < \epsilon$ แสดงผลเฉลยของคำตอบ ถ้ามีค่ามากกว่าให้

กระทำซ้ำในขั้นตอนที่ 2



รูปที่ 3.1 แผนผังการทำงานของการทำงานหาค่าเหมาะสมของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

3.3 การออกแบบระบบผู้เชี่ยวชาญของรีเลย์เชิงปรับตัว

3.3.1 ระบบผู้เชี่ยวชาญ (Expert System)

ในการการป้องกันเชิงรีเลย์เชิงปรับตัวนี้ได้เลือกใช้ระบบผู้เชี่ยวชาญ (Expert System) ซึ่งมีคุณสมบัติทางด้านปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence : AI) เป็นระบบคอมพิวเตอร์ที่มีคุณลักษณะความฉลาดเหมือนกับมนุษย์เข้ามาช่วยในการตัดสินใจโดยขบวนการทางคอมพิวเตอร์ที่ทำการรวบรวมเหตุผลทางตรรกะเข้าด้วยกัน ซึ่งระบบผู้เชี่ยวชาญจะเรียกใช้องค์ความรู้จากฐานความรู้ (Knowledge Base) ขึ้นอยู่กับค่าความจริงของเหตุการณ์ใดๆ ที่ต้องการตัดสินใจผ่านกลไกการวินิจฉัยของข้อมูลและให้เหตุผลเปรียบได้กับสมองของระบบจะทำการ

ตรวจสอบข้อมูลที่มีอยู่ในฐานความรู้ และเลือกข้อมูลที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการในการคิดหาคำตอบอย่างมีเหตุผลและเป็นขั้นเป็นตอน พร้อมกับต้องมีส่วนของการติดต่อกับผู้ใช้ที่มีความสะดวก เพื่อให้เกิดความพึงพอใจ และใช้งานระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในการแก้ปัญหาที่ย่งยากซึ่งโดยปกติแล้วต้องใช้ความรู้ ความชำนาญของผู้เชี่ยวชาญจึงจะแก้ปัญหาคำถามนี้ได้ความรู้ในที่นี้ก็คือความจริง ซึ่งอาจจะมาจากเอกสารทางวิชาการ ตำราต่างๆ และประสบการณ์ของผู้เชี่ยวชาญที่เป็นมนุษย์ในการพัฒนาระบบและแทนความรู้ในรูปแบบกฎ IF-THEN Rules จากการประเมินการทำงานของระบบ

3.3.2 โปรแกรมระบบผู้เชี่ยวชาญ

โปรแกรมระบบผู้เชี่ยวชาญ จะใช้ความรู้ (Knowledge) ที่เราสนใจหรือเกี่ยวข้อง โดยอาจเก็บความรู้เป็นแบบกฎซึ่งมีลักษณะเงื่อนไข เช่น IF (ส่วนเงื่อนไข) THEN (ส่วนข้อสรุป หรือส่วนการปฏิบัติ) ส่วนกลไกการอนุมาน (Inference Engine) เป็นการนำเอาความรู้มาหาข้อเท็จจริง กลไกการอนุมานแบ่งออกเป็น 2 ประเภทคือ การอนุมานเป็นห่วงโซ่แบบไปหน้า (Forward Chaining Inference) และการอนุมานเป็นห่วงโซ่แบบย้อนหลัง (Backward Chaining Inference)

3.3.3 ส่วนประกอบของระบบผู้เชี่ยวชาญ

ระบบผู้เชี่ยวชาญโดยทั่วไปจะประกอบด้วยส่วนประกอบพื้นฐานดังนี้

- ฐานความรู้ (Knowledge Base)

ทำหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลองค์ความรู้ทุกประเภทที่ได้จากตำรา เอกสารวิชาการ หรือความรู้ที่ได้จากประสบการณ์ ประกอบด้วยความจริงและกฎต่าง ๆ ในการแก้ปัญหาเฉพาะด้าน โดยวิศวกรรมความรู้ (Knowledge Engineering) จะต้องศึกษาวิธีการต่าง ๆ ในการแก้ปัญหา

- กลไกการอนุมาน (Inference Engine)

เป็นส่วนที่ควบคุมการใช้ความรู้ที่อยู่ในฐานความรู้มาแก้ปัญหาต่าง ๆ เปรียบเสมือนอัลกอริทึมทางคอมพิวเตอร์ ในการหาผลลัพธ์ที่เป็นไปได้จากข้อมูลในระบบเพื่อตรวจสอบความจริงและกฎที่มีอยู่ และเพิ่มความจริงเข้าไปเมื่อจำเป็นและตัดสินใจเกี่ยวกับลำดับก่อนหลังของการอนุมาน กลไกการอนุมานมีหลายแบบแต่แยกเป็นประเภทใหญ่ ๆ ได้ 2 ประเภทคือ การอนุมานเป็นห่วงโซ่แบบไปหน้า (Forward Chaining Inference) และการอนุมานเป็นห่วงโซ่แบบย้อนหลัง (Backward Chaining Inference)

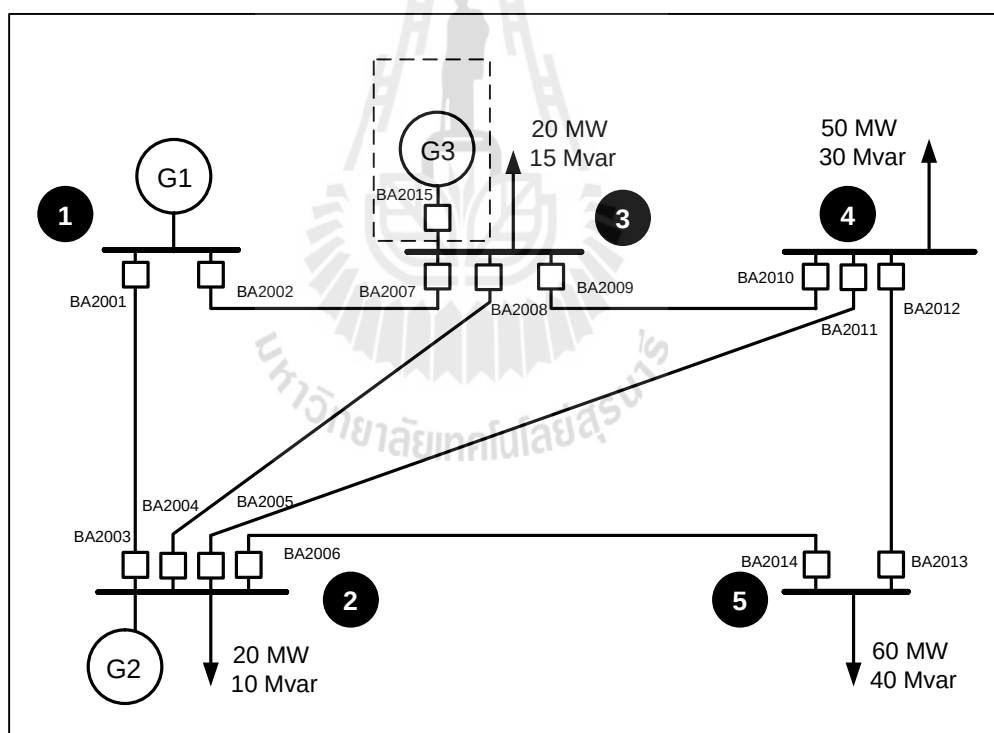
- ส่วนเพิ่มเติมความรู้ (Knowledge Acquisition Module)

ส่วนนี้ของระบบผู้เชี่ยวชาญใช้สำหรับดึงเอาความรู้จากตำราหรือฐานข้อมูล และจากผู้เชี่ยวชาญ โดยการจัดความรู้ดังกล่าวให้เป็นระบบกับโครงสร้างของฐานความรู้ก็จะสามารถ

แทนความรู้ที่รวบรวมอยู่ในรูปแบบของกฎ IF-THEN Rules เป็นส่วนสำคัญในการทำงานอนุมานของระบบผู้เชี่ยวชาญ แล้วนำมาพิจารณาในการตรวจสอบระบบมีขั้นตอนดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 การวิเคราะห์จำแนกปัญหาและวิเคราะห์ความรู้ที่จะสรุปใส่ฐานความรู้ เป็นการจำแนกปัญหาเป็นขั้นตอนและการวิเคราะห์ความรู้ คุณลักษณะการทำงานของรีเลย์ขอบเขตการป้องกัน คำนวณข้อมูลเกี่ยวกับการจัดความสัมพันธ์ ตลอดจนการคำนวณการปรับตั้งค่ารีเลย์ด้วยเอกสารทางวิชาการต่าง ๆ และจากผู้เชี่ยวชาญ

ขั้นตอนที่ 2 ออกแบบระบบเทคนิคกลไกในการอนุมาน ซึ่งเป็นส่วนสำคัญในการกำหนดความสามารถของระบบ ความเร็วของระบบและความถูกต้องในการแก้ปัญหาเพื่อให้ได้ผลลัพธ์ที่เหมาะสม ดำเนินการเปรียบเทียบเงื่อนไขของกฎที่มีอยู่ทั้งหมด ซึ่งถ้าเป็นความจริงก็จะถูกปฏิบัติตามข้อสรุปโดยสร้างความรู้แบบกฎ (Rule-Base) ดังตารางที่ 3.1 ซึ่งมีลักษณะเป็นเงื่อนไขที่มีบทสรุปเป็นขั้นตอนแสดงดังตัวอย่างระบบทดสอบ 5 บัส ในรูปที่ 3.5



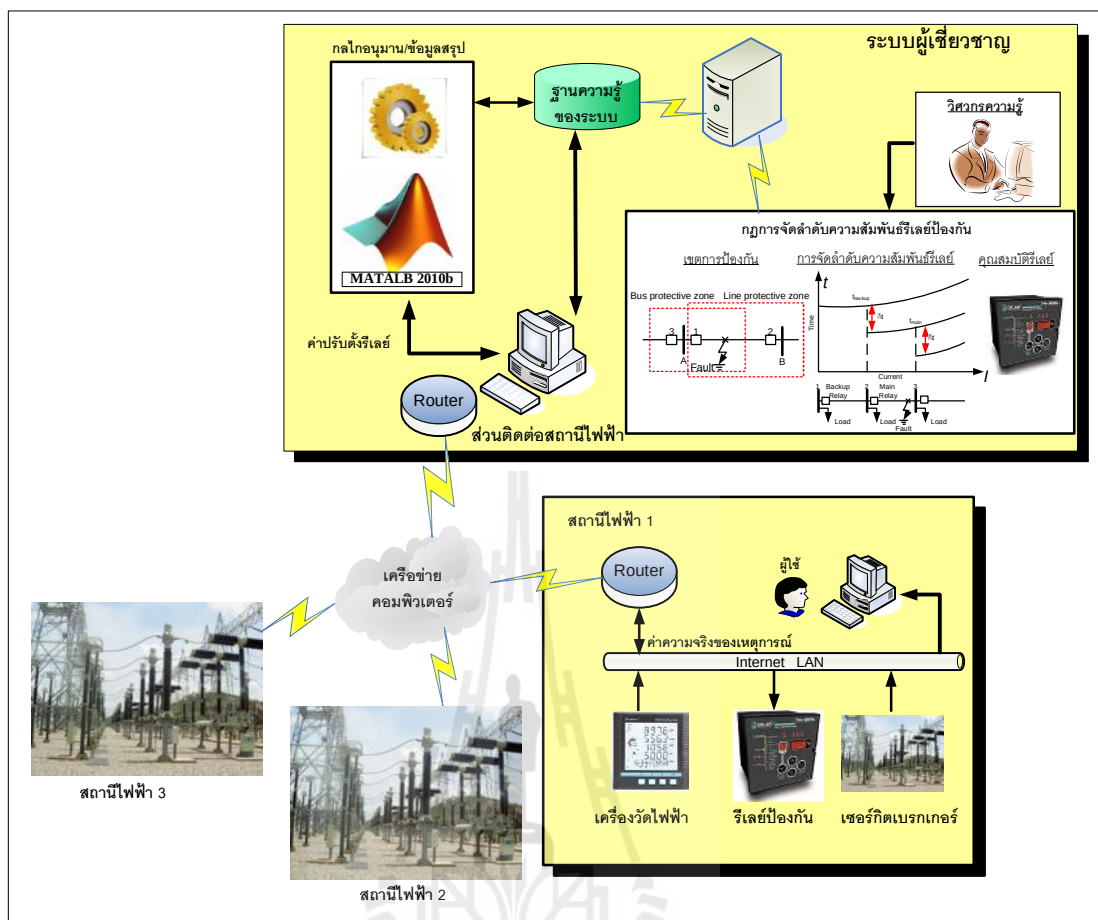
รูปที่ 3.3 การออกแบบระบบผู้เชี่ยวชาญของระบบทดสอบขนาด 5 บัส

ตารางที่ 3.1 กฎระบบผู้เชี่ยวชาญของระบบทดสอบ 5 บัส

เลขที่กฎ (Rule)	กฎ (IF)	คำอธิบาย (Then)	ดำเนินการ (Operate)
1	BA 2001 = 1 & BA 2003 = 1	สายส่ง 1-2 หลุด	ปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่
2	BA 2002 = 1 & BA 2007 = 1	สายส่ง 1-3 หลุด	ปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่
3	BA 2004 = 1 & BA 2008 = 1	สายส่ง 2-3 หลุด	ปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่
4	BA 2005 = 1 & BA 2011 = 1	สายส่ง 2-4 หลุด	ปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่
5	BA 2006 = 1 & BA 2014 = 1	สายส่ง 2-5 หลุด	ปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่
6	BA 2009 = 1 & BA 2010 = 1	สายส่ง 3-4 หลุด	ปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่
7	BA 2012 = 1 & BA 2013 = 1	สายส่ง 4-5 หลุด	ปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่
8	BA2015 = 1 & BA2001-2014= 0	ติดตั้งเครื่องกำเนิด	ปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่

ขั้นตอนที่ 3 การติดต่อผู้ใช้ผ่านระบบเครือข่ายเป็นส่วนติดต่อสื่อสารระหว่างศูนย์ควบคุมกลางซึ่งเป็นผู้ดูแลระบบมีหน้าที่จัดการข้อมูลกฎ และข้อมูลอื่น ๆ เพื่อทำการวินิจฉัย และสถานีไฟฟ้ามีหน้าที่ส่งข้อมูลที่ได้จากเครื่องมือวัด สถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ไปประมวลผลยังส่วนกลาง เมื่อระบบเปลี่ยนแปลงจะรับค่าที่ได้จากส่วนติดต่อกับผู้ใช้มาปรับตั้งรีเลย์ใหม่แสดงดังรูปที่ 3.4

ขั้นตอนที่ 4 การทดสอบการทำงานของระบบโดยผู้เชี่ยวชาญหรือวิศวกรเป็นผู้ประเมินความถูกต้อง ซึ่งจะทำกาการกำหนดปัญหาของโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง 3 กรณีประกอบด้วย ขณะจ่ายโหลดสภาวะปกติ เมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบ และกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบ ซึ่งผลการทดสอบแสดงไว้ในบทที่ 4



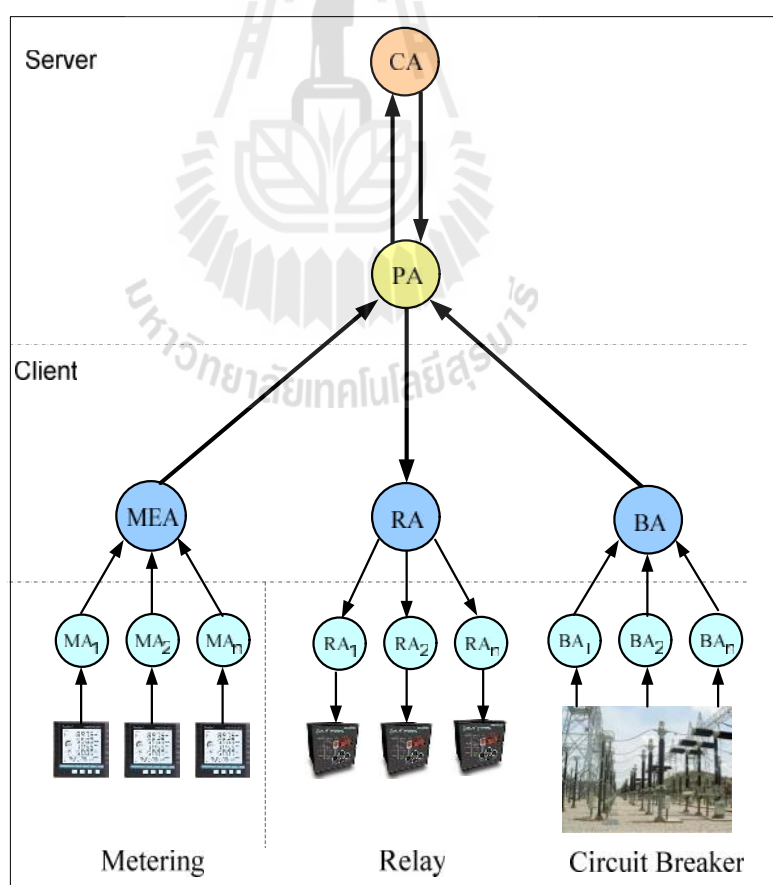
รูปที่ 3.4 แผนผังการทำงานของระบบผู้เชี่ยวชาญของรีเลย์เชิงปรับตัว

3.4 การออกแบบระบบมัลติเอเจนต์สำหรับระบบรีเลย์ป้องกันเชิงปรับตัว

งานวิจัยนี้ได้ทำการจำลองระบบป้องกันโดยใช้รีเลย์แบบดิจิทัลในการป้องกันระบบไฟฟ้าเชื่อมต่อกันระหว่างระบบส่งจ่ายและโหลดตามโครงสร้างของระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง ซึ่งจะต้องปรับตั้งค่าตามสภาพแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลง โดยรีเลย์จะทำการป้องกันเมื่อเกิดฟอลต์และเงื่อนไขผิดปกติจากกระแสเกินตามขอบเขตเพื่อไม่ให้เกิดไฟดับบริเวณกว้างและลดความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ที่มีราคาสูง ซึ่งจะต้องใช้การวิเคราะห์ตัดสินใจในการปรับตั้งรีเลย์ซึ่งในปัจจุบันนั้นมีการพัฒนาใช้ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ทำหน้าที่ในการติดต่อสื่อสารแลกเปลี่ยนข้อมูล ซึ่งเป็นประโยชน์ในการควบคุมการตัดสินใจการทำงานและการป้องกันอุปกรณ์ภายในสถานี่ไฟฟ้า ระบบป้องกันสมัยใหม่จะเป็นการรวมเอาข้อมูลของแต่ละสถานี่ไฟฟ้ามาวิเคราะห์ปรับตั้งค่ารีเลย์ป้องกันเพื่อใช้ในการควบคุมสั่งการทำงานของอุปกรณ์ตัดตอนซึ่งจะเป็นการทำงานแบบอัตโนมัติเพื่อติดตามประมวลผลการทำงาน

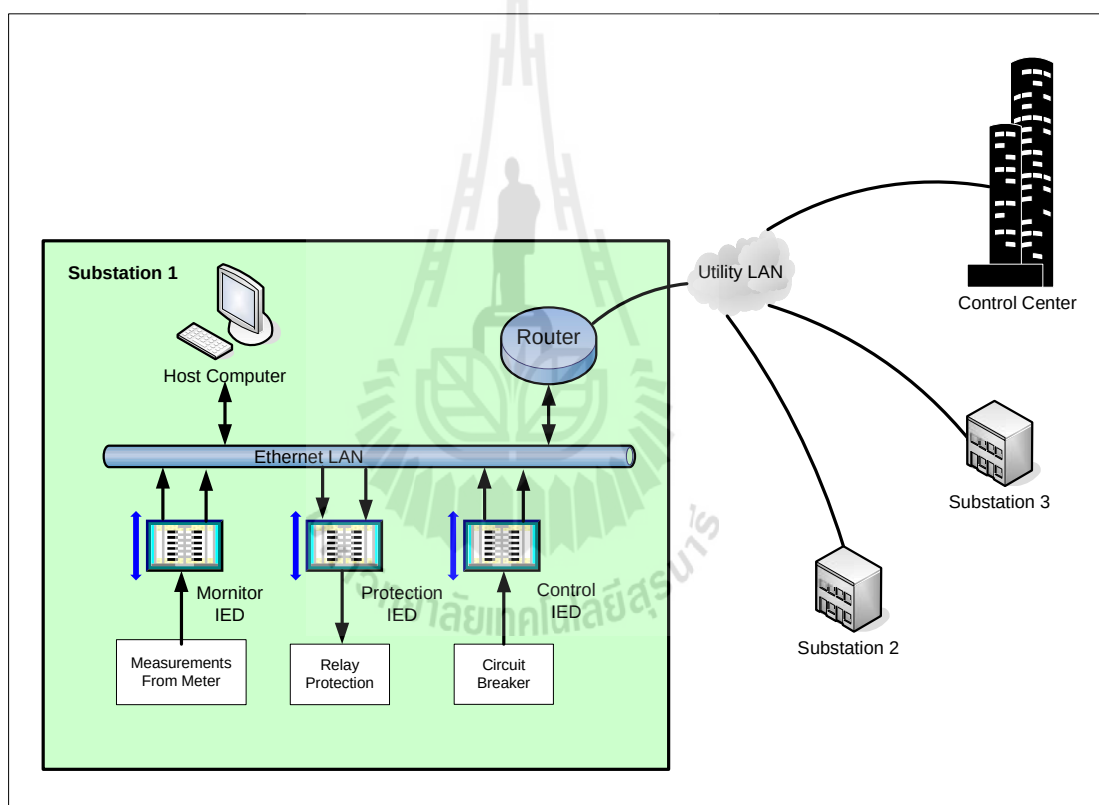
3.4.1 การออกแบบระบบมัลติเจนต์สำหรับรีเลย์ป้องกัน

ในส่วนงานวิจัยนี้จะกล่าวถึงสถาปัตยกรรมของมัลติเอเจนต์ภายในสถานีไฟฟ้า แสดงในรูปที่ 3.5 ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ การควบคุมกลางระบบไฟฟ้ากำลัง (Server) และส่วนที่เป็นสถานีไฟฟ้า (Client) ในการจำลองระบบมัลติเอเจนต์จะใช้คอมพิวเตอร์ประจำสถานี (Host computer) ทำหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลในแต่ละเอเจนต์ในแต่ละส่วน เช่น ปริมาณทางไฟฟ้า รีเลย์ เบรกเกอร์ ซึ่งอุปกรณ์แต่ละตัวจะถูกเชื่อมต่อการสื่อสารระหว่างกันและติดต่อในส่วนอื่น ๆ โดยจะส่งข้อมูลไปยังคอมพิวเตอร์ประจำสถานีเพื่อบันทึกค่าข้อมูลภายใต้เงื่อนไขของการเปลี่ยนแปลงต่างๆ ตามสภาพแวดล้อมของแต่ละสถานีไฟฟ้า จากนั้นทำการส่งข้อมูลต่อไปยังคอมพิวเตอร์ส่วนกลางซึ่งจะทำหน้าที่บริหารจัดการและวิเคราะห์ประเมินค่าเพื่อในการตัดสินใจจากข้อมูลที่ได้จากเอเจนต์ใกล้เคียงและข้อมูลจากส่วนประกอบอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบ เมื่อเอเจนต์ทำงานประสานกันในการตัดสินใจประเมินผลเสร็จเรียบร้อยแล้วก็จะส่งข้อมูลกับมายังเอเจนต์เพื่อควบคุมหรือปรับตั้งค่าอุปกรณ์ที่มีอยู่ภายในระบบไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ระบบมัลติเอเจนต์สำหรับการจัดลำดับความสำคัญของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

จากรูปที่ 3.5 สามารถแบ่งการทำงานออกเป็นสองส่วนด้วยกันคือส่วนที่เป็นเครื่องคอมพิวเตอร์ลูกค้า (Client) ซึ่งประกอบด้วยเอเจนต์ MEA, RA และ BA ทำหน้าที่ติดตามการทำงานของระบบไฟฟ้าซึ่งแต่ละเอเจนต์จะอยู่ภายในแต่ละสถานีไฟฟ้า (Substation) กระจายออกไปตามการติดตั้งตามตำแหน่งต่างๆ และอีกส่วนหนึ่งคือส่วนเครื่องคอมพิวเตอร์หลัก (Server) ซึ่งเป็นการควบคุมจากส่วนกลางของหน่วยงานไฟฟ้า (Control Center) ทำหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลจากสถานีไฟฟ้าเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ประเมินผลในการตัดสินใจเปรียบเสมือนผู้เชี่ยวชาญ ประกอบด้วยเอเจนต์ PA และ CA อยู่ในคอมพิวเตอร์เครื่องหลักเชื่อมต่อทำงานประสานกันเป็นเครือข่ายคอมพิวเตอร์



รูปที่ 3.6 ระบบมัลติเอเจนต์ของสถานีไฟฟ้าและศูนย์กลางควบคุม

การปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์นั้นจะเปลี่ยนแปลงตามโครงสร้างระบบไฟฟ้า ซึ่งมีหลักในการปรับตั้งและการออกแบบต่างกันออกไปตามวงจรการป้องกันของรีเลย์ในแต่ละเขตการป้องกัน โดยเริ่มต้นการทำงานจากเอเจนต์สำหรับการวัดและติดตามปริมาณไฟฟ้าจากเครื่องมือวัดมาทำการประเมินผลคำนวณหาค่าในสภาวะปกติและผิดปกติแล้ว ส่วนเบรกเกอร์เอเจนต์จะทำการ

ตรวจสอบสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในการตัดต่อวงจรไฟฟ้า เพื่อส่งข้อมูลไปยังศูนย์ควบคุมกลาง ดังแสดงในรูปที่ 3.6 ในส่วนของศูนย์ควบคุมกลางนั้นจะมีเอเจนต์การป้องกันทำหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลเพื่อใช้ในการตัดสินใจในการส่งค่าปรับตั้งไปยังเอเจนต์รีเลย์ ในการปรับตั้งการทำงานของรีเลย์นั้นต้องทำการคำนวณหาค่าปรับตั้งให้ตรงตามวัตถุประสงค์ร่วมกับรีเลย์อื่น ๆ ตามเงื่อนไขการจัดลำดับความสัมพันธ์เมื่อระบบมีการเปลี่ยนแปลงโดยใช้เอเจนต์การจัดลำดับความสัมพันธ์ทำหน้าที่ดังกล่าวแล้วส่งข้อมูลกลับมายังเอเจนต์ป้องกันดำเนินการต่อไป ระบบมัลติเอเจนต์ที่ออกแบบมาสามารถเชื่อมต่อข้อมูลติดตามและประเมินผลในการตัดสินใจปรับตั้งค่ารีเลย์ตามขอบเขตที่กำหนดซึ่งเป็นองค์ประกอบในแต่ละเอเจนต์ ผลลัพธ์ที่ได้จากข้อมูลนำไปใช้ในการปรับตั้งการทำงานของรีเลย์ เช่น เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงหรือเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มขึ้นก็จะทำให้โครงสร้างระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงตามค่าอิมพีแดนซ์ เพราะฉะนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่เพื่อลดความเสียหายที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

ในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยใช้ระบบมัลติเอเจนต์ที่น่าเสนอจะใช้โปรแกรม JADE (Jave Agent Develop) มาดำเนินการจัดการข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าโดยบรรจุเป็นส่วนหนึ่งของ JADE agent ซึ่งจะมีเอเจนต์อยู่ข้างในสามารถทำการติดต่อสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าผ่านระบบ LAN แสดงดังรูปที่ 3.6 มีรายละเอียดดังนี้

■ เอเจนต์สำหรับการวัดและติดตาม (Measurement and monitoring Agent :MEA)

การวัดและการติดตามแสดงผลของสถานีไฟฟ้าซึ่งเป็นจุดเริ่มต้นของกระบวนการป้องกันในการตรวจสอบสถานะผิดปกติที่จะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เช่น การเกิดกระแสลัดวงจร, การเกิดกระแสเกิน, การเกิดแรงดันเกิน เป็นต้น ซึ่งใช้เครื่องมือวัดปริมาณของกระแสผ่านหม้อแปลงลดระดับเพื่อความปลอดภัยในการทำงานและสะดวกในการออกแบบวงจรควบคุมเพื่อนำไปใช้ในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

■ เอเจนต์รีเลย์ (Relay Agent :RA)

เอเจนต์รีเลย์นี้จะทำหน้าที่ในการปรับตั้งค่าที่ได้รับมาจากเอเจนต์การป้องกัน โดยค่าที่ได้จะทำการปรับตั้งผ่านเครือข่าย เมื่อระบบมีสภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลงก็จะทำการปรับตั้งค่าใหม่และส่งค่าที่ปรับตั้งไปยังคอมพิวเตอร์ระบบเครือข่ายที่เชื่อมโยงติดต่อกับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์

■ เอเจนต์เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Breaker Agent :BA)

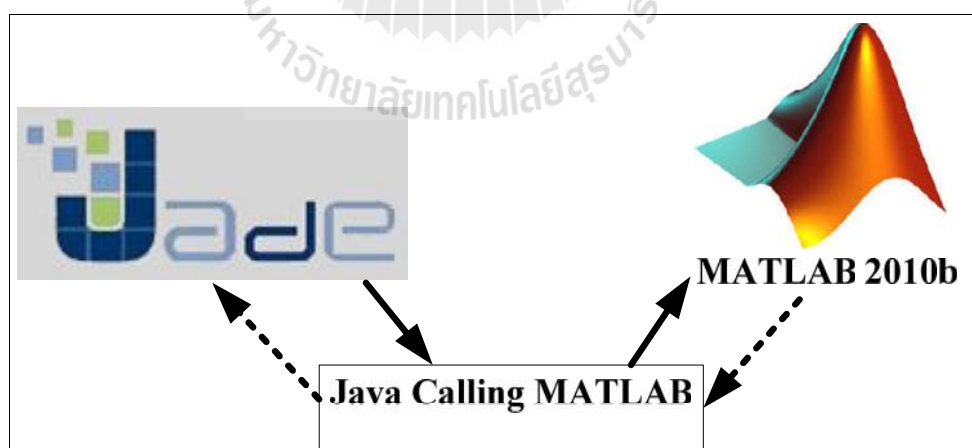
เมื่อเกิดสิ่งผิดปกติหรือโครงสร้างเกิดการเปลี่ยนแปลงเซอร์กิตเบรกเกอร์นั้นทำหน้าที่แสดงสถานะการทำงาน เปิด-ปิดวงจรสายส่งในแต่ละบัส จากนั้นทำการส่งข้อมูลสถานะการทำงานต่อไปยังเอเจนต์การป้องกันในการตัดสินใจประเมินผลต่อไป

■ เอเจนต์การป้องกัน (Protection Agent :PA)

ทำหน้าที่วิเคราะห์จากข้อมูลที่ได้รับจากการวัดติดตามผลจากเครื่องมือวัดทางไฟฟ้า เมื่อระบบรับค่าปริมาณไฟฟ้าและสถานการณ์ทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์แล้วนั้น จะทำการประเมินผลและตัดสินใจเพื่อส่งข้อมูลไปคำนวณหาค่าปรับตั้งค่าใหม่เมื่อโครงสร้างเกิดการเปลี่ยนแปลง

■ เอเจนต์การจัดลำดับความสัมพันธ (Coordination Agent :CA)

วัตถุประสงค์ของการจัดลำดับความสัมพันธก็เพื่อจัดลำดับเวลาการทำงานของรีเลย์ป้องกันที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้าให้ทำงานคาบเกี่ยวประสานกัน ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อให้เวลาในการทำงานของรีเลย์ทั้งระบบต่ำสุด ดังนั้นรีเลย์จะต้องทำงานเร็วตามขอบเขตเงื่อนไขบังคับ ซึ่งจะต้องปรับตั้งค่าตัวคูณจำนวนเท่าของกระแส และกระแสเริ่มต้นทำงาน ส่วนที่สำคัญในการจัดลำดับความสัมพันธนั้นจะต้องใช้คุณลักษณะเส้นโค้งเวลากับกระแสของรีเลย์ ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการจัดลำดับความสัมพันธได้แก่ ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุด, ระยะเวลาการจัดลำดับความสัมพันธการป้องกัน, กระแสเริ่มทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน, การป้องกันกระแสเกินตามมาตรฐาน IEC, ANSI, เส้นโค้งเวลา – กระแสของอุปกรณ์ป้องกัน, กระแสโหลดสูงสุด ซึ่งจะต้องใช้วิธีการทางคณิตศาสตร์ในการคำนวณหาค่าปรับตั้ง โดยการเชื่อมต่อข้อมูลระหว่างโปรแกรม JADE และ MEAtlab ดังแสดงในรูปที่ 3.7



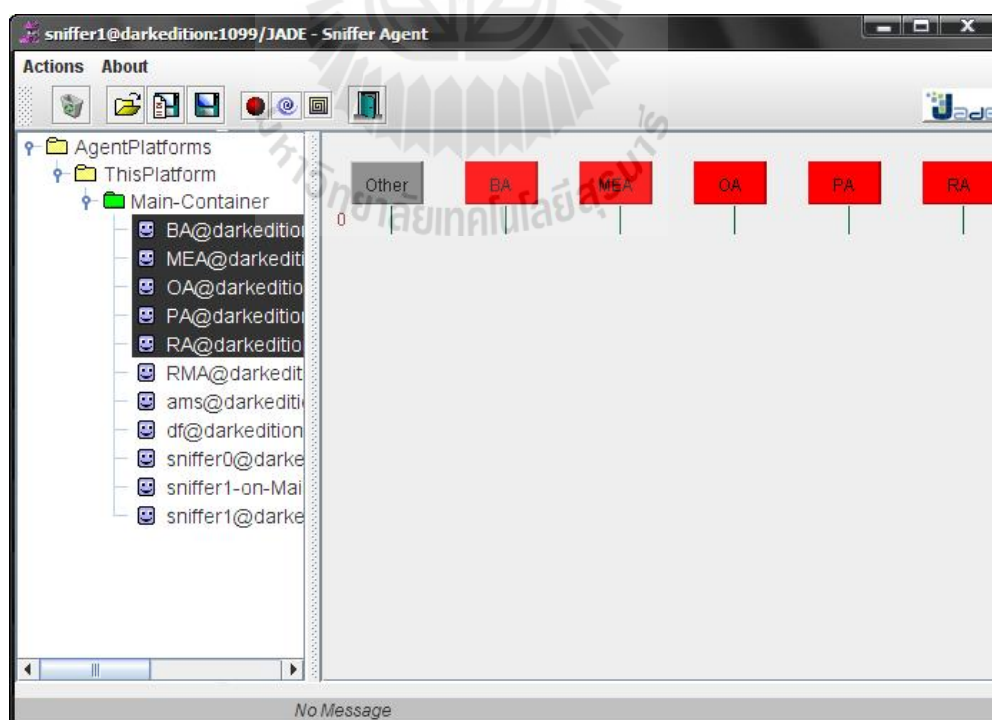
รูปที่ 3.7 การเชื่อมต่อข้อมูลระหว่าง JADE and MATLAB

3.4.2 การปฏิบัติการด้วยเครื่องมือ JADE

ระบบมัลติเอเจนต์ในงานวิจัยนี้ใช้ Sniffer ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโปรแกรม JADE ในการตรวจสอบการรับ - ส่งข้อความติดต่อประสานงานทำงานร่วมกันตามหน้าที่รับผิดชอบของแต่ละเอเจนต์ ในการทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ที่ได้ออกแบบไว้นั้นประกอบด้วยส่วนควบคุมกลาง (Server) และสถานีไฟฟ้า (Client) เริ่มจากการสั่งให้เอเจนต์ทำงานด้วยคำสั่งในบรรทัดคำสั่ง (Command line) เพื่อเปิดการทำงานของเอเจนต์และสั่งให้เอเจนต์เข้าสู่สถานะทำงาน โดยคำสั่งด้านล่างนี้เป็นตัวอย่างคำสั่งการเริ่มทำงานของเอเจนต์ PA

```
>> java jade.Boot -gui MEA:Recieve_MEA PA:ReceiveAgent_PA CA:ReceiveAgent_CA
RA:ReceiveAgent_RA BA:RecieveAgent_BA
```

คำสั่งดังกล่าวด้านบนคือ การเปิดการทำงานของจาวาและเครื่องมือ JADE ถูกเรียกใช้มาเพื่อเริ่มทำงาน ซึ่งโปรแกรมกำหนดไว้เพื่อกำหนดชื่อเอเจนต์สำหรับการรับและส่งข้อมูล ดังแสดงข้อความเริ่มต้นของ JADE ด้านล่างนี้ และด้วยคำสั่ง -gui เป็นคำสั่งสำหรับเปิดหน้าต่างติดต่อผู้ใช้ขึ้นมาดังแสดงในรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 หน้าต่างติดต่อผู้ใช้ของ JADE

เพื่อให้ระบบมัลติเอเจนต์เริ่มทำงานต้องทำการเปิดใช้งานของเอเจนต์ด้วยคำสั่งที่ได้กล่าวมาแล้ว โดยในเครื่องหลักต้องทำการเริ่มต้นเอเจนต์ PA และเอเจนต์ CA ส่วนเครื่องลูกข่ายแต่ละเครื่องต้องทำการเริ่มต้นเอเจนต์ MEA, BA และ RA ซึ่งในเอเจนต์ MEA และ BA ต้องทำการติดต่อส่งข้อมูลไปยังเอเจนต์ PA ภายในเครือข่ายภายในด้วยการกำหนด IP address ของเครื่องหลัก ซึ่งทำการกำหนด IP address ในตอนที่พิมพ์คำสั่งเริ่มต้นการทำงานของเอเจนต์ MEA ดังแสดงคำสั่งด้านล่างนี้

```
>> java jade.Boot -container -container-name bus2 -host 172.32.149.163
```

```
MA1001:SendAgent_MA1001 MA1013:SendAgent_MA1013 RA3001:ReceiveAgent_RA3001  
RA3013:ReceiveAgent_RA3013 BR2001:SendAgent_BA2001 BR2013:SendAgent_BA2013
```

ส่วนสำคัญที่นำไปใช้ทุกเอเจนต์คือความสารถในการติดต่อสื่อสารระหว่างเอเจนต์ใน JADE นั้นการสื่อสารระหว่างเอเจนต์คือการรับ-ส่งข้อความ ซึ่งเป็นข้อความในรูปแบบ ACL Message ตามมาตรฐานของ FIPA โดยเอเจนต์ที่ได้ออกแบบได้กำหนดรูปแบบของ ACLMessage ไว้ดังนี้

ตารางที่ 3.2 การกำหนดส่วนประกอบของ ACLMessage

ส่วนประกอบ	คำอธิบายและการกำหนด
Sender	ชื่อผู้ส่งข้อความ
Receivers	ชื่อผู้รับข้อความ ซึ่งเป็นไปตามรูปแบบของ AID คือ <nickname>@<platform-name>
PerforMEAtive	ความมุ่งหมายในการสื่อสาร ซึ่งในงานนี้เป็นการสื่อสารทางเดียวจึงใช้ REQUEST
Content	เป็นเนื้อหาที่ทำการส่ง
Language	กำหนดข้อตกลงความถูกต้องของการรับ-ส่งข้อความ

โดยตัวอย่างด้านล่างนี้เป็นตัวอย่างของคำสั่งสำหรับการส่งข้อความในรูปแบบของ ACLMessage ออกจากตัวเอเจนต์ ซึ่งในตัวอย่างนี้เป็นการส่งข้อความจากเอเจนต์ MEA1001 ไปยังเอเจนต์ PA4010

```
private void sendMessage() {
    AID r = new AID ("MEA1001"+"@"+getHap(),AID.ISGUID);
    ACLMessage aclMessage = new ACLMessage(ACLMessage.REQUEST);
    aclMessage.addReceiver(r);
    aclMessage.setLanguage("4001"); //Code "4001" is for message from PA
    aclMessage.setContent(LoadDeMEAndP);
    this.send(aclMessage);}
```

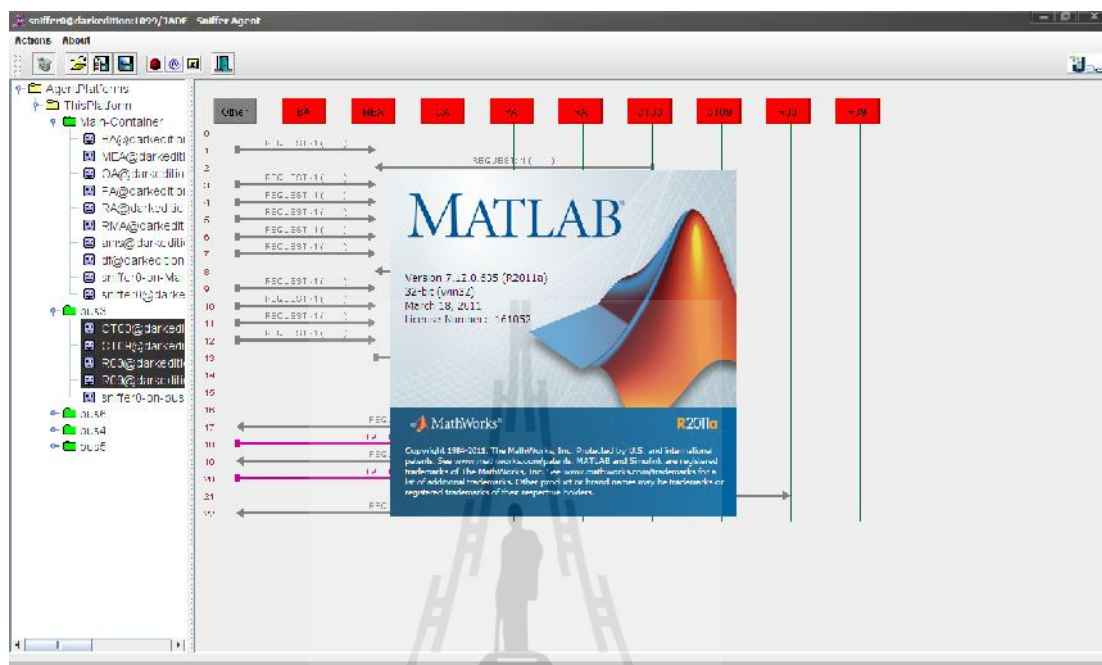
จากตัวอย่างดังกล่าวทุกเอเจนต์ที่ทำการรับข้อความต้องทำการตรวจสอบ Language ว่าถูกต้องตามที่ได้ออกแบบหรือไม่ ถ้าใช้จึงทำการประมวลผลทางข้อมูลต่อไป ส่วนในเอเจนต์ CA ต้องมีการเรียกใช้โปรแกรม MEATLAB ช่วยในการคำนวณทางคณิตศาสตร์ด้วยคำสั่งจากเอเจนต์ด้านล่างนี้

```
try{ String[] cmd = { "C:\\Program Files\\MATLAB\\R2012a\\bin\\Matlab", "-r",
"Runoptimal_6BUS_normal" };
    Process p = Runtime.getRuntime().exec(cmd);}
catch (Exception e) { System.out.println("exception happened – here’s what I know: ");
    e.printStackTrace();}
```

ด้วยคำสั่งนี้เป็นการเรียกใช้โปรแกรม MATLAB และรันฟังก์ชันชื่อ Runoptimal_6BUS_normal.m ที่เป็นโปรแกรมทางคณิตศาสตร์ที่มีหน้าที่คำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์และบันทึกผลลัพธ์ไว้ในรูปแบบไฟล์ข้อความซึ่งได้กำหนดให้เอเจนต์ CA ทำการเรียกใช้โปรแกรมทุก 40 วินาที เพื่อเว้นระยะเวลาพอให้โปรแกรม MATLAB ประมวลผล โดยไฟล์ Runoptimal_6BUS_normal.m และโปรแกรมย่อย ได้แสดงไว้ในภาคผนวก ข.

โดยการทำงานของระบบมัลติเอเจนต์นี้ในส่วนของเครื่องถูกถ่ายสำหรับส่งค่าจากเครื่องวัดซึ่งพิมพ์คำสั่งเริ่มต้นการทำงานของเอเจนต์ MA, BA, RA และ MEA โดยการทำงานของ

ระบบมัลติเอเจนต์นี้ได้แสดงเส้นทางการรับ-ส่งข้อมูลระหว่าง เอเจนต์ซึ่งใช้เครื่องมือ sniffer ของ JADE ตามรูปที่ 3.9 นี้



รูปที่ 3.9 เส้นทางการรับ-ส่งข้อมูลของเอเจนต์

จากรูปที่ 3.9 เป็นภาพแสดงส่วนติดต่อผู้ใช้ที่เป็นเครื่องสำหรับการติดตามดูเส้นทางการรับ-ส่งข้อมูลของเอเจนต์ที่มีชื่อว่า Sniffer ซึ่งจากรูปแสดงให้เห็นว่าเริ่มจากการส่งข้อมูลจากเอเจนต์ MEA1001, BA2001 ไปยังเอเจนต์ PA4001 แล้วเอเจนต์ PA4001 จึงส่งต่อข้อมูลประมวลผลยังเอเจนต์ CA5001 เมื่อทำการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์โดยเชื่อมต่อกับโปรแกรม MATLAB เมื่อดำเนินการเสร็จแล้วเอเจนต์ PA5001 ก็ส่งไปยังเอเจนต์ RA3001 ถือเป็นจุดสิ้นสุดของการส่งข้อมูล

3.5 สรุป

ในบทที่ 3 กล่าวถึงทฤษฎีความรู้ในการใช้วิธีการทางคณิตศาสตร์มาแก้ปัญหาการหาค่าเหมาะในการปรับตั้งรีเลย์ ซึ่งมีวัตถุประสงค์ของฟังก์ชันและขอบเขตการทำงานเป็นเงื่อนไขบังคับ ในบทนี้ได้นำเสนอวิธีการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดด้วยวิธี BFGS จากนั้นทำการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีมัลติเอเจนต์เพื่อการปรับตั้งค่ารีเลย์ โดยทำการออกแบบระบบมัลติเอเจนต์โดยใช้โปรแกรม JADE เป็นเครื่องมือในการสร้างเอเจนต์ตามข้อกำหนดหน้าที่รับผิดชอบการทำงานของ

แต่ละเอเจนต์ ระบบมัลติเอเจนต์ที่ทำหน้าที่รับ-ส่งข้อมูลค่าจากเครื่องมือวัดและสถานการณ์ทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยการทำงานเริ่มจากนำข้อมูลจากเครื่องมือวัดและเซอร์กิตเบรกเกอร์ส่งไปยังเครื่องคอมพิวเตอร์ศูนย์กลางผ่านเครื่องข่ายภายในองค์กร ซึ่งเครื่องหลักมีหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลไว้ประเมินผลตัดสินใจคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ แล้วส่งผลลัพธ์ที่ได้กลับไปปรับตั้งค่าใหม่ที่รีเลย์ โดยผลลัพธ์ในการดำเนินงานวิจัยจะกล่าวต่อไปในบทที่ 4



บทที่ 4

การทดสอบระบบป้องกันแบบปรับตัวโดยใช้มัลติเอเจนต์

4.1 บทนำ

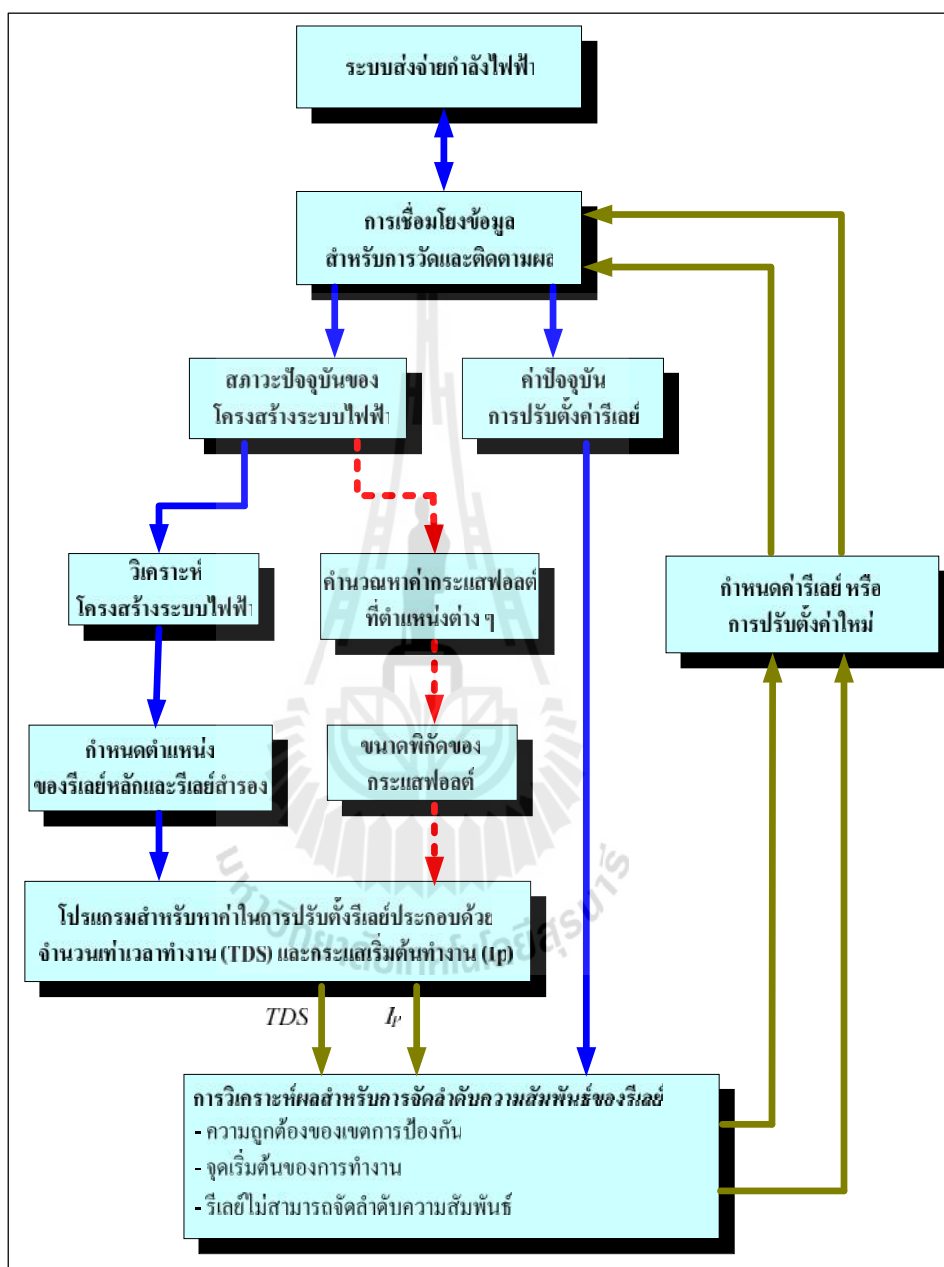
ในส่วนนี้ทำการศึกษากระบวนการป้องกันแบบปรับตัวโดยการประยุกต์ใช้มัลติเอเจนต์ เพื่อควบคุมและวางแผนในระบบป้องกันไฟฟ้าดังนี้

- 1.) ทำการทดสอบจำลองผลของระบบไฟฟ้าในสถานะต่าง ๆ ที่เปลี่ยนแปลงด้วยโปรแกรม Power World
 - 2.) ใช้เทคโนโลยีระบบมัลติเอเจนต์เข้ามาสร้างระบบการทำงานด้วยโปรแกรม JADE ในการเชื่อมต่อข้อมูลประกอบการตัดสินใจประเมินผล
 - 3.) การคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์นั้นใช้โปรแกรม Matlab Toolbox ฟังก์ชัน fminuncon ค้นหาตอบตามขอบเขตเงื่อนไขบังคับ
- ระบบสามารถปรับเปลี่ยนค่าปรับตั้งใหม่ตามสภาพแวดล้อมของโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง โดยใช้ระบบทดสอบขนาด 5 บัส IEEE 6 บัส WSCC 9 บัส IEEE 14 บัส และ IEEE 30 บัส มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.2 ขั้นตอนการดำเนินการ

ในการทดสอบระบบการป้องกันนั้นจะต้องทราบค่ากระแสที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสและขนาดระดับกระแสไฟฟ้าลัดวงจร ในส่วนนี้ทำการจำลองระบบทดสอบโดยใช้โปรแกรม Power World สิ่งที่ต้องพิจารณาประกอบด้วย ขนาดของสายส่ง แรงดันไฟฟ้า และขนาดพิกัดโหลดในแต่ละบัส ข้อมูลดังกล่าวถูกกำหนดไว้เป็นค่าเริ่มต้นของระบบทดสอบแต่ละบัส เมื่อทราบกระแสที่ไหลในสายส่งแล้วนั้น ลำดับต่อไปจะต้องเลือกค่าอัตราส่วนของหม้อแปลงกระแสที่มีค่าใกล้เคียงกับกระแสที่ไหลในสายนั้น นอกจากนั้นยังดำเนินการหาค่ากระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ตลอดจนกระแสที่ไหลในสายส่งขณะเกิดฟอลต์ ทั้งนี้เพื่อกำหนดตำแหน่งเขตการป้องกันรีเลย์สำหรับการปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันนั้น โดยทั่วไปจะใช้ผู้เชี่ยวชาญในการปรับตั้งค่าในแต่ละครั้งที่ระบบเกิดการเปลี่ยนแปลง ผลลัพธ์จากการศึกษานำมาวิเคราะห์หาค่าที่เหมาะสมในการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน (Optimal Coordination Overcurrent Relay) เพื่อใช้คำนวณค่าปรับตั้งของรีเลย์ในระบบส่งจ่ายไฟฟ้าในแต่ละบัส โดยคำนึงถึงขนาดของกระแสเริ่มต้น

เริ่มต้นการทำงานและค่าจำนวนเท่าของเวลา และค่าเวลาเพื่อในการจัดลำดับความสัมพันธ์ให้อยู่ในขอบเขตที่รับได้ และระบบป้องกันยังคงทำงานตามเงื่อนไขที่กำหนด ดังแสดงในรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 ขั้นตอนการดำเนินการของระบบปรับตั้งค่ารีเลย์

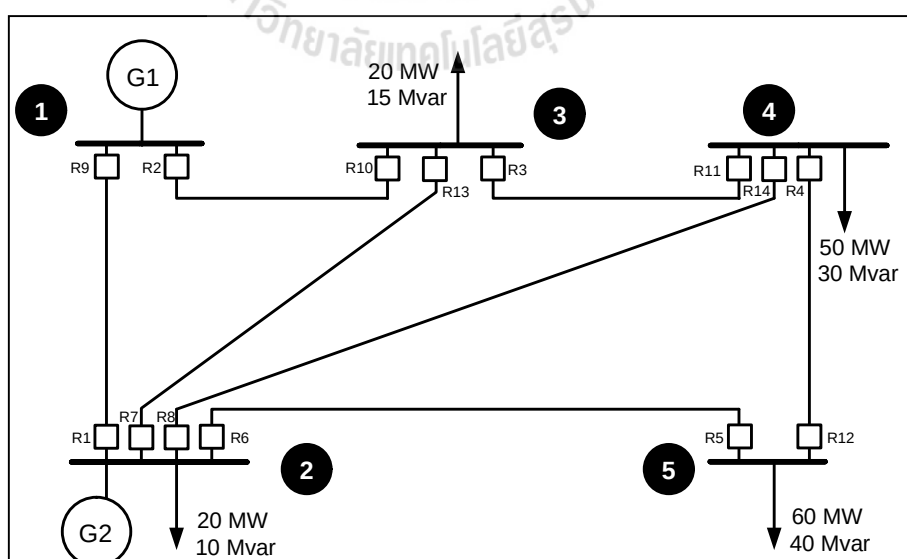
จากขั้นตอนการดำเนินการในรูปที่ 4.1 หน้าทีของระบบผู้เชี่ยวชาญด้านการป้องกันไฟฟ้า ต้องศึกษาพฤติกรรมของระบบส่งไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงซึ่งมีผลกระทบต่อการทำงานของรีเลย์ดังนี้

กล่าวมาแล้วในบทที่ 3 เช่น เมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการส่งจ่ายไฟฟ้าซึ่งจะต้องทำการซ่อมบำรุงรักษาระบบซึ่งทำให้กระแสที่ไหลในสายส่งมีค่าเพิ่มมากขึ้น การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของผู้ผลิตไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อกับระบบต้องพิจารณาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรเพราะเป็นการเพิ่มแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบ เป็นต้น เมื่อเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวระบบป้องกันไฟฟ้าที่มีการปรับตั้งค่าอยู่อาจก่อให้เกิดการทำงานผิดพลาด ในงานวิจัยนี้จะทำการประเมินผลกระแสไฟฟ้าในระบบส่งจ่ายไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงตามลักษณะของโครงสร้างเพื่อทำการศึกษาการปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ในระบบไฟฟ้ามาเป็นหัวข้อในการศึกษา 3 กรณีประกอบด้วย

- การทดสอบระบบป้องกันในกรณีทำการจ่ายโหลดในสภาวะปกติ
- การทดสอบระบบป้องกันในกรณีสายส่งหลุดออกจากระบบ
- การทดสอบระบบป้องกันในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบ

4.3 การปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินระบบทดสอบขนาด 5 บัส

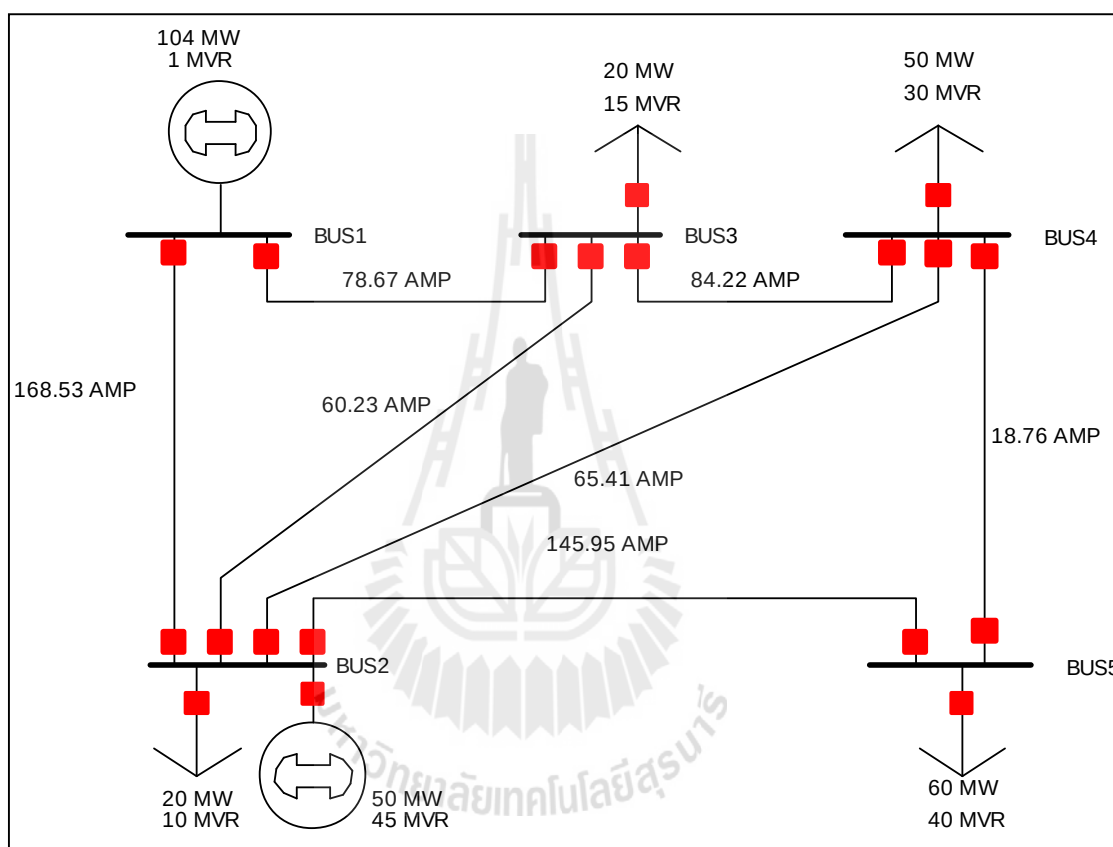
ระบบทดสอบขนาด 5 บัส ที่ใช้ในการจำลองผลมีระดับแรงดัน 230 kV มีค่ากำลังไฟฟ้าฐาน 100 MVA มีปริมาณโหลดรวมของระบบขนาด 150 MW 95 Mvar ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง สายส่งทั้งหมด 7 เส้น สำหรับข้อมูลเบื้องต้นของระบบทดสอบนั้น กำหนดให้บัสที่ 1 เป็นบัสอ้างอิง (Slack Bus) บัสที่ 2 เป็นบัสเครื่องกำเนิด (PV Bus) สำหรับบัสที่ 3 บัสที่ 4 และ บัสที่ 5 เป็นโหลดบัส (PQ Bus) แสดงดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 ระบบทดสอบขนาด 5 บัส

4.3.1 กรณีสถานะปกติในการจ่ายโหลด

เมื่อระบบทำการจ่ายโหลดในสถานะปกติจะหาค่าการไหลของกระแสไฟฟ้าในสายส่งของแต่ละบัสโดยใช้โปรแกรม Power World ดังรูปที่ 4.3 เมื่อทราบขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลดแล้วก็นำค่าที่ได้ไปทำการเลือกอัตราส่วนหม้อแปลงกระแส



รูปที่ 4.3 กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบทดสอบขนาด 5 บัส

ผลจากการจำลองระบบทดสอบ 5 บัส ทำให้ทราบขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งจากขนาดสูงสุดจากบัสที่ 1 ไปยังบัสที่ 2 มีค่าเท่ากับ 168.53 A และค่ากระแสไฟฟ้าต่ำสุดจากบัสที่ 4 ไปยังบัสที่ 5 มีค่าเท่ากับ 18.76 A แล้วนำไปเลือกขนาดของอัตราส่วนหม้อแปลง แสดงดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติระบบทดสอบ 5 บัส

สายส่งที่	โหนด		กระแส โหลด	อัตราส่วน CT ratio	รีเลย์
	บัส	บัส			
1	1	2	168.53	200/5	R1, R9
2	1	3	78.67	100/5	R2, R10
3	2	3	60.23	100/5	R7, R13
4	2	4	64.41	50/5	R8, R14
5	2	5	144.95	200/5	R6, R5
6	3	4	84.22	100/5	R3, R11
7	4	5	18.76	50/5	R4, R12

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์นั้นจะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญในการป้องกัน นอกจากนั้นแล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์จะใช้ในการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ แสดงดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 5 บัส

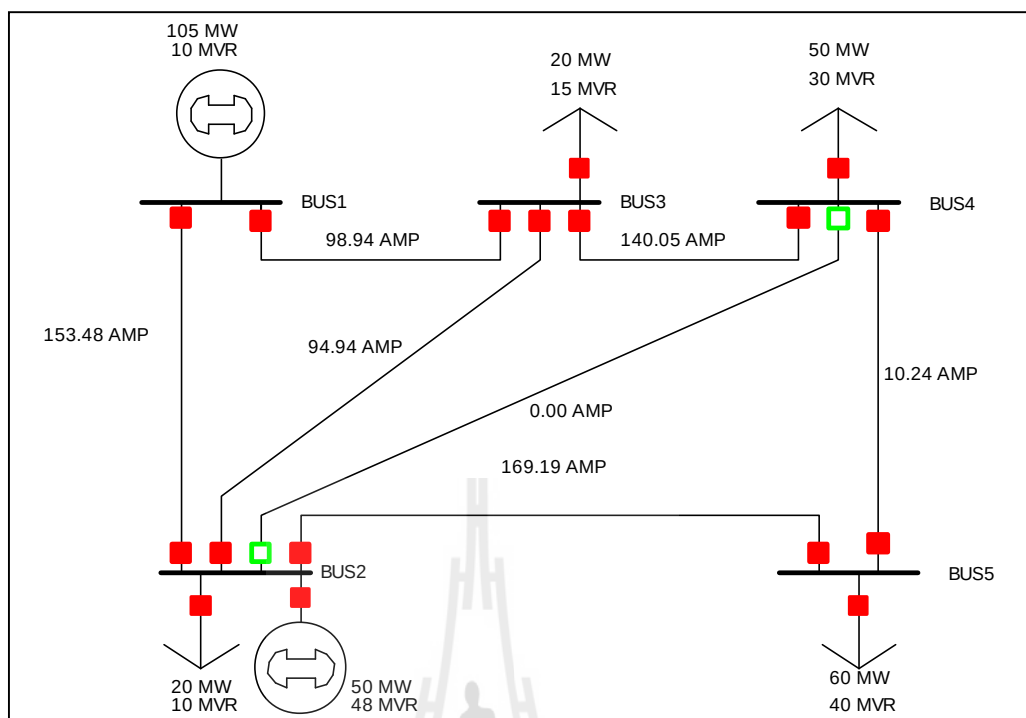
ฟอลต์ บัส	รีเลย์ หลัก	รีเลย์ สำรอง	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์หลัก	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์สำรอง	สายส่ง
1 (Gen)	9	10	509.56	148.88	1-3
	2	1	728.97	437.77	1-2
2 (Gen)	1	13	622.07	114.36	2-3
	1	14	622.07	92.87	2-4
	1	5	622.07	44.39	2-5
	7	9	782.65	370.91	2-1
	7	14	782.65	90.62	2-4
	7	5	782.65	43.13	2-5
	8	9	804.42	371.19	2-1
	8	13	804.42	114.04	2-3
	8	5	804.42	42.77	2-5

ตารางที่ 4.2 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 5 บัส (ต่อ)

ฟอลต์ บัส	รีเลย์ หลัก	รีเลย์ สำรอง	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์หลัก	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์สำรอง	สายส่ง
2 (Gen)	6	9	858.45	372.42	2-1
	6	13	858.45	114.82	2-3
	6	14	858.45	92.10	2-4
3	10	7	694.48	187.21	3-2
	10	11	694.48	218.55	3-4
	13	2	674.80	179.98	3-1
	13	11	674.80	218.39	3-4
	3	2	648.79	181.69	3-1
	3	7	648.79	189.70	3-2
4	14	8	212.93	212.93	4-2
	11	3	529.56	529.56	4-3
	4	12	102.82	102.82	4-5
5	5	6	501.71	501.71	5-2
	12	4	234.63	234.63	5-4

4.3.2 กรณีสภาวะสายส่งหลุดออกจากระบบ

เมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบอันเนื่องมาจากการปรับเปลี่ยนโครงสร้างของระบบ ทำให้ให้สายส่งที่เชื่อมโยงไปยังบัสรับภาระโหลดและมีกระแสไหลเพิ่มมากขึ้น ส่งผลทำให้รีเลย์ที่มีการปรับตั้งค่าไว้เดิมนั้นทำงานผิดพลาดส่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ให้เหมาะสม จากการจำลองระบบทดสอบกำหนดให้สายส่งหลุดออกจากระบบระหว่างบัสที่ 2 ไปยังบัสที่ 4 แต่ยังคงจ่ายโหลดที่พิกัดขนาด 150 MW 95 Mvar แสดงดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 5 บัส

จะสังเกตได้ว่ากระแสที่ไหลในสายส่งเกิดการเปลี่ยนแปลงตามการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยสายส่งที่ใกล้เคียงระหว่างบัสที่ 2 ไปยังบัสที่ 3 มีค่ากระแสเท่ากับ 94.94 A และสายส่งที่ไหลระหว่างบัสที่ 2 ไปยังบัสที่ 5 มีค่ากระแสเท่ากับ 169.19 A ซึ่งมีกระแสเพิ่มขึ้น แสดงดังตารางที่ 4.3 ดังนั้นเพื่อให้รีเลย์ทำงานถูกต้องจะต้องปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่

ตารางที่ 4.3 กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 5 บัส

สายส่งที่	โหนด		กระแสโหลด	รีเลย์
	บัส	บัส		
1	1	2	153.48	R1, R9
2	1	3	98.94	R2, R10
3	2	3	94.94	R7, R13
4	-	-	-	R8, R14
5	2	5	169.19	R6, R5
6	3	4	140.05	R3, R11
7	4	5	10.24	R4, R12

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่นั้นจะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่ง เป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะ ใช้ในการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.4

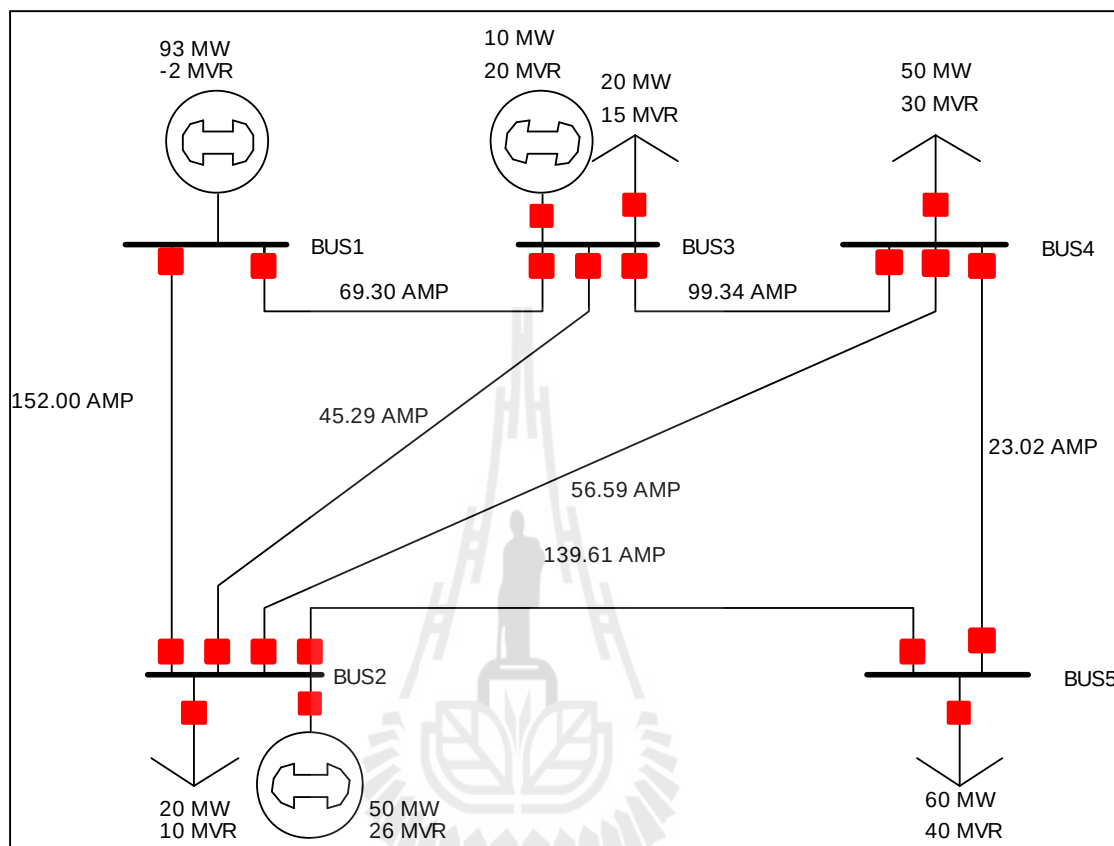
ตารางที่ 4.4 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 5 บัส

ฟอลต์ บัส	รีเลย์ หลัก	รีเลย์ สำรอง	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์หลัก	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์สำรอง	สายส่ง
1 (Gen)	9	10	523.46	169.82	1-3
	2	1	723.76	429.34	1-2
2 (Gen)	1	13	594.75	167.99	2-3
	1	5	594.75	73.82	2-5
	7	9	737.44	391.25	2-1
	7	5	737.44	72.06	2-5
3	10	7	670.20	240.42	3-2
	10	11	670.20	104.06	3-4
	13	2	624.99	210.47	3-1
	13	11	624.99	104.19	3-4
	3	2	764.91	212.80	3-1
	3	7	764.91	244.02	3-2
4	11	3	67.44	67.44	4-3
	4	12	150.03	150.03	4-5
5	5	6	509.88	509.88	5-2
	12	4	238.73	238.73	5-4

4.3.3 กรณีมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก VSPP เข้ามาในระบบ

เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อทำการซื้อขายไฟฟ้าในการลด กำลังการผลิตของระบบไฟฟ้าหลักในบัสที่ 3 แสดงดังรูปที่ 4.5 ทำให้กระแสที่ไหลในสายส่งและ ขนาดกระแสฟอลต์เกิดการเปลี่ยนแปลงส่งผลทำให้รีเลย์ที่มีการปรับตั้งค่าไว้เดิมนั้นทำงานไม่

ถูกต้อง ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ให้เหมาะสมแต่ยังคงจ่ายโหลดที่พิกัดขนาด 150 MW 95 Mvar



รูปที่ 4.5 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบทดสอบขนาด 5 บัส

จะสังเกตได้ว่ากระแสที่ไหลในสายส่งเกิดการเปลี่ยนแปลงตามการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยสายส่งที่เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กระหว่างบัสที่ 3 ไปยังบัสที่ 1 มีค่ากระแสเท่ากับ 69.30 A, บัสที่ 3 ไปยังบัสที่ 2 มีค่ากระแสเท่ากับ 44.29 A และ บัสที่ 3 ไปยังบัสที่ 4 มีค่ากระแสเท่ากับ 99.34 A แสดงดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 กระแสไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบทดสอบขนาด 5 บัส

สายส่งที่	โหนด		กระแส โหลด	รีเลย์
	บัส	บัส		
1	1	2	152.00	R1, R9
2	1	3	69.30	R2, R10
3	2	3	44.29	R7, R13
4	2	4	54.59	R8, R14
5	2	5	139.61	R6, R5
6	3	4	99.34	R3, R11
7	4	5	23.02	R4, R12

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้น จะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส โดยมีค่ากระแสฟอลต์สูงสุดบัสที่ 2 ขนาด 969.09 A ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะเป็นการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 5 บัส

ฟอลต์ บัส	รีเลย์ หลัก	รีเลย์ สำรอง	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์หลัก	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์สำรอง	สายส่ง
1 (Gen)	9	10	557.60	182.79	1-3
	2	1	841.40	554.97	1-2
2 (Gen)	1	13	817.56	134.08	2-3
	1	14	817.56	117.09	2-4
	1	5	817.56	210.85	2-5
	7	9	950.76	374.95	2-1
	7	14	950.76	114.24	2-4
	7	5	950.76	208.71	2-5
	8	9	969.09	374.28	2-1

ตารางที่ 4.6 เขตการป้องกันรีเลย์หลักเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 5 บัส (ต่อ)

ฟอลต์ บัส	รีเลย์ หลัก	รีเลย์ สำรอง	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์หลัก	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์สำรอง	สายส่ง
2 (Gen)	8	13	969.09	131.20	2-3
	8	5	969.09	208.32	2-5
	6	9	893.83	377.67	2-1
	6	13	893.83	133.58	2-3
	6	14	893.83	114.28	2-4
3 (Gen)	10	7	834.01	224.19	3-2
	10	11	834.01	313.64	3-4
	13	2	793.12	197.50	3-1
	13	11	793.12	313.71	3-4
	3	2	709.81	199.62	3-1
	3	7	709.81	228.43	3-2
4	14	8	248.39	248.39	4-2
	11	3	572.11	572.11	4-3
5	5	6	492.59	492.59	5-2
	12	4	230.61	230.61	5-4

เมื่อทราบค่ากระแสและขนาดกระแสฟอลต์ ทำการกำหนดขอบเขตการทำงานของเขตการป้องกันรีเลย์ของระบบทดสอบตามโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง หลังจากนั้นทำการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์โดยใช้วิธีหาค่าที่เหมาะสมทางคณิตศาสตร์ด้วยวิธี BFGS บนโปรแกรม Matlab นำผลลัพธ์ที่ประกอบไปด้วยค่ากระแสปรับตั้งและจำนวนเท่าเวลาในการทำงาน โดยทำการเปรียบเทียบผลลัพธ์ตามการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างระบบไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 4.7

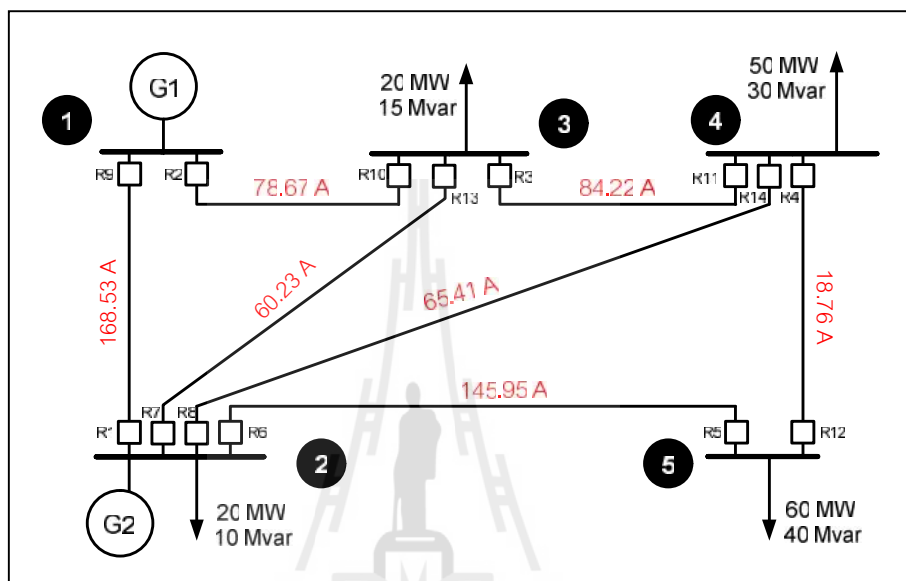
ตารางที่ 4.7 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 5 บัส

รีเลย์	ขณะจ่ายโหลดที่พิกัด		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
	Base Case		Outage Case		Add-gen Case	
	กระแส ปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า ของเวลา (TDS)	กระแส ปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า ของเวลา (TDS)	กระแส ปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า ของเวลา (TDS)
1	4.2666	0.2492	4.7962	0.4737	4.7500	0.0506
2	4.9169	0.8978	6.1837	0.2068	4.3312	0.3274
3	4.2638	0.9693	4.3766	0.4856	6.2088	0.8137
4	2.3450	0.8801	1.2800	0.2830	2.8775	0.0938
5	4.5609	0.7533	4.2872	0.9802	4.8171	0.7022
6	4.5609	0.4497	4.2872	0.2206	4.8171	0.4491
7	3.7644	0.0501	4.9337	0.6952	4.6612	0.4764
8	4.0881	0.4390	-	-	7.0738	0.4123
9	4.2666	0.2007	4.7962	0.7026	4.7500	0.7359
10	4.9169	0.5065	6.1837	0.2644	4.3312	0.3675
11	4.2638	0.8986	4.3766	0.0582	6.2088	0.3503
12	2.3450	0.7567	1.2800	0.2288	2.8775	0.0697
13	3.7644	0.6482	4.9337	0.8167	4.6612	0.6087
14	4.0881	0.7295	-	-	7.0738	0.3050

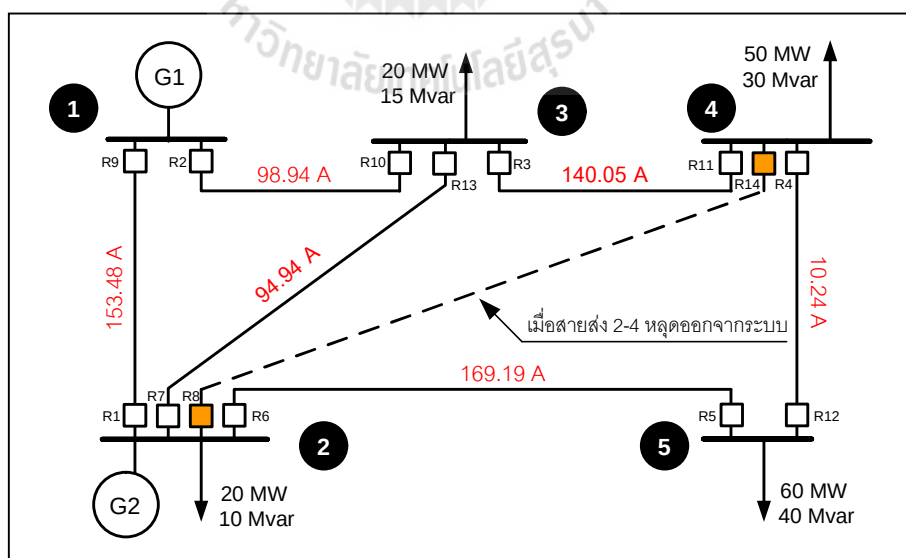
จะสังเกตได้ว่าเมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลงจะทำให้กระแสที่ไหลในสายส่งและกระแสฟอลต์เปลี่ยนแปลง จากผลดังกล่าวทำให้รีเลย์ในระบบทำงานผิดพลาด ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่เพื่อให้รีเลย์ทำงานถูกต้องตามขอบเขตเงื่อนไข

4.3.4 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ขณะจ่ายโหลดที่พิกัด

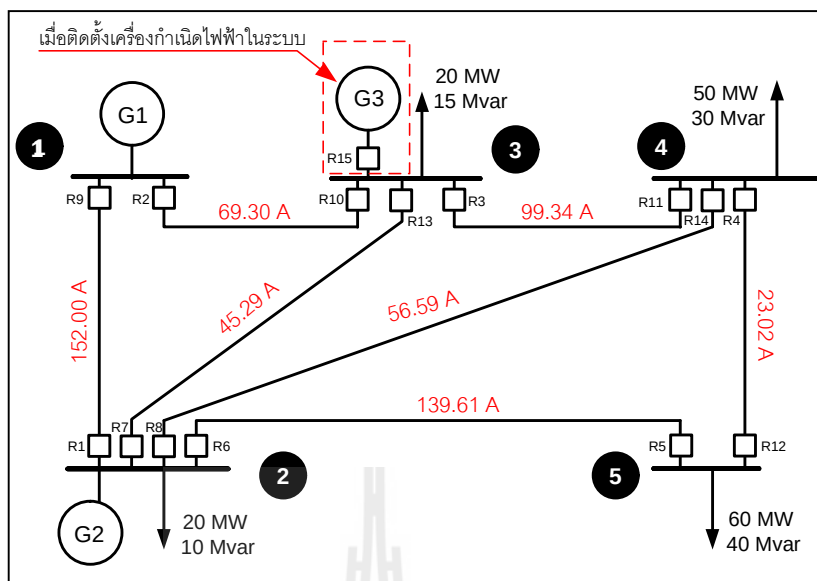
ในกรณีนี้พิจารณาหาเวลาการทำงานของรีเลย์ที่ไม่มีการปรับตั้งค่ารีเลย์โดยใช้ค่าในตารางที่ 4.7 ทำการเปรียบเทียบกระแสในสายส่งแต่ละบัสจากการจ่ายโหลดในสภาวะต่าง ๆ เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง ดังรูปที่ 4.6



a) ขณะจ่ายโหลดที่พิกัดของระบบทดสอบขนาด 5 บัส



b) เมื่อสายส่ง 2-4 หลุดของระบบทดสอบขนาด 5 บัส



c) เมื่อตัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 5 บัส
รูปที่ 4.6 กระแสในสายส่งแต่ละบัสของระบบทดสอบขนาด 5 บัส

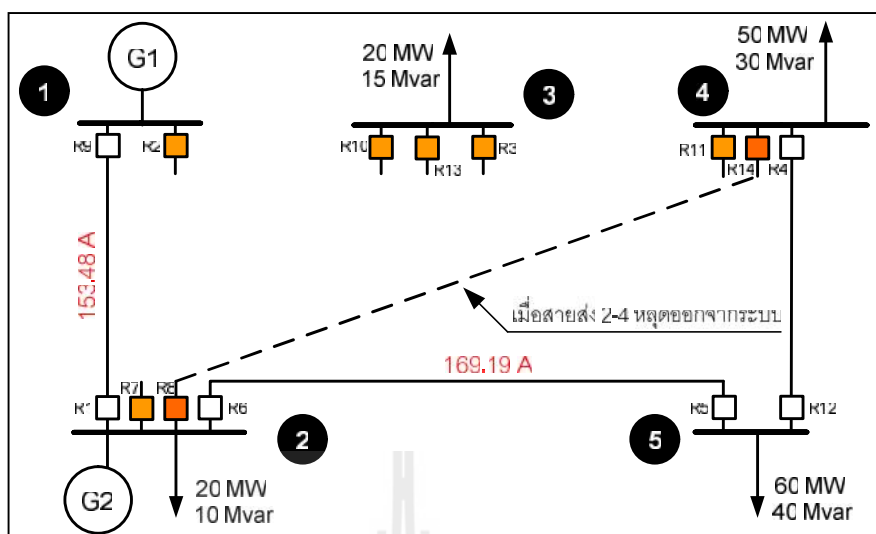
เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย ซึ่งต้องทำการเพื่อกระแสเกินมากกว่ากระแสปกติ จากรูปที่ 4.6 b) จะสังเกตได้ว่ามีกระแสเพิ่มขึ้นในสายส่ง 3-4 มีขนาด 140.05 A และ สายส่ง 2-3 มีขนาด 94.94 A ตามลำดับ จากผลดังกล่าวทำให้รีเลย์ทำงาน ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งรีเลย์ใหม่ให้เหมาะสมแสดงดังตารางที่ 4.8 ถึง ตารางที่ 4.9 ส่วนในกรณีตัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 3 ดังรูปที่ 4.6 c) มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหลักเพราะฉะนั้นกระแสในสายส่งจะมีค่าลดลง ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งรีเลย์ใหม่ให้เหมาะสมดังตารางที่ 4.10 ถึง ตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.8 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 2-4 หลุด

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	200/5	153.48	3.837	4.2666	0.2492	Nop
R2	100/5	98.94	<u>4.947</u>	<u>4.9169</u>	0.8978	1.0296
R3	100/5	140.05	<u>7.002</u>	<u>4.2638</u>	0.9693	23.711
R4	50/5	10.24	1.024	2.3450	0.8801	Nop
R5	200/5	169.19	4.229	4.5609	0.7533	Nop
R6	200/5	169.19	4.229	4.5609	0.4497	Nop
R7	100/5	94.94	<u>4.747</u>	<u>3.7644</u>	0.0501	1.5086
R8	100/5	-	-	-	-	-
R9	200/5	153.48	3.837	4.2666	0.2007	Nop
R10	100/5	98.94	<u>4.947</u>	<u>4.9169</u>	0.5065	1.0296
R11	100/5	140.05	<u>7.002</u>	<u>4.2638</u>	0.8986	23.7110
R12	50/5	10.24	1.024	2.3450	0.7567	Nop
R13	100/5	94.94	<u>4.747</u>	<u>3.7644</u>	0.6482	1.5086
R14	100/5	-	-	-	-	-

Nop หมายถึง รีเลย์ไม่ทำงาน No-operation

จากตารางจะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มี การปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อสายส่ง 2-4 หลุดออกจากระบบทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินกว่าค่ากระแสเกินที่เพื่อไว้ จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.8 จึงทำให้รีเลย์ R2, R3, R7, R10, R11 และ R13 ทำงาน ซึ่งจากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างดังรูปที่ 4.7 ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ ดังตารางที่ 4.9 จะทำให้ระบบสามารถจ่ายโหลดตามปกติ



รูปที่ 4.7 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

ตารางที่ 4.9 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 2-4 หลุด

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	200/5	153.48	3.837	4.7962	0.4737	Nop
R2	100/5	98.94	4.947	6.1837	0.2068	Nop
R3	150/5	80.04	4.002	4.3766	0.4856	Nop
R4	50/5	10.24	1.024	1.2800	0.2830	Nop
R5	200/5	169.19	4.229	4.2872	0.9802	Nop
R6	200/5	169.19	4.229	4.2872	0.2206	Nop
R7	100/5	94.94	4.747	4.9337	0.6952	Nop
R8	100/5	-	-	-	-	-
R9	200/5	153.48	3.837	4.7962	0.7026	Nop
R10	150/5	98.94	4.947	6.1837	0.2644	Nop
R11	100/5	80.04	4.002	4.3766	0.0582	Nop
R12	50/5	10.24	1.024	1.2800	0.2288	Nop
R13	100/5	94.94	4.747	4.9337	0.8167	Nop
R14	100/5	-	-	-	-	-

จากตารางที่ 4.9 จะสังเกตเห็นว่าเมื่อทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งมีไม่เกินค่ากระแสเกินเริ่มทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ไม่ทำงาน

ตารางที่ 4.10 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	200/5	152.00	3.800	4.2666	0.2492	Nop
R2	100/5	69.30	3.465	4.9169	0.8978	Nop
R3	100/5	99.34	4.967	4.2638	0.9693	Nop
R4	50/5	23.02	2.302	2.3450	0.8801	Nop
R5	200/5	139.61	3.490	4.5609	0.7533	Nop
R6	200/5	139.61	3.490	4.5609	0.4497	Nop
R7	100/5	44.29	2.264	3.7644	0.0501	Nop
R8	100/5	56.59	2.829	4.0881	0.4390	Nop
R9	200/5	152.00	3.800	4.2666	0.2007	Nop
R10	100/5	69.30	3.465	4.9169	0.5065	Nop
R11	100/5	99.34	4.967	4.2638	0.8986	Nop
R12	50/5	23.02	2.302	2.3450	0.7567	Nop
R13	100/5	44.29	2.264	3.7644	0.6482	Nop
R14	100/5	56.59	2.829	4.0881	0.7295	Nop

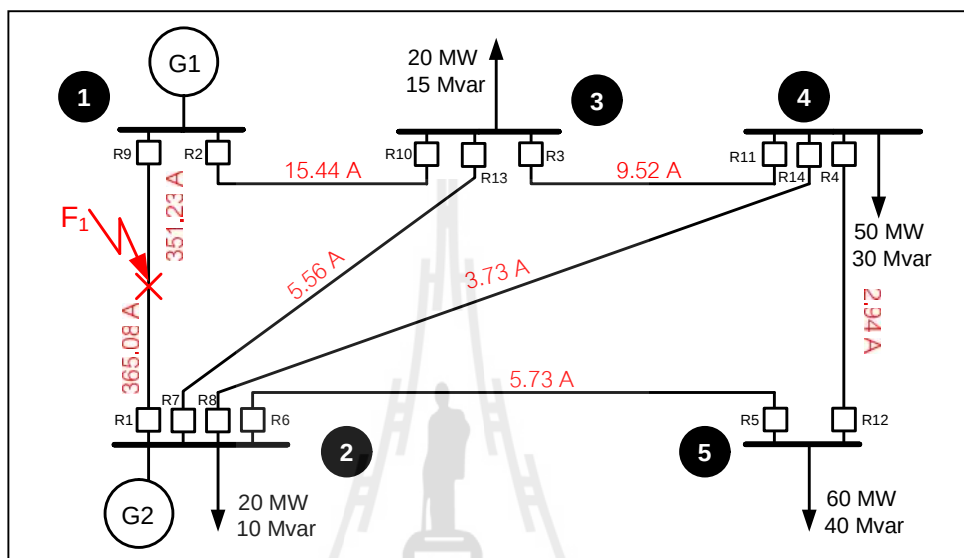
จากตารางที่ 4.10 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบ รีเลย์ไม่ทำงานเนื่องจากกระแสในสายส่งมีค่าไม่เกินกระแสปรับตั้ง

4.3.4 กรณีเกิดฟอลต์ที่สายส่งขณะทำการจ่ายโหลด

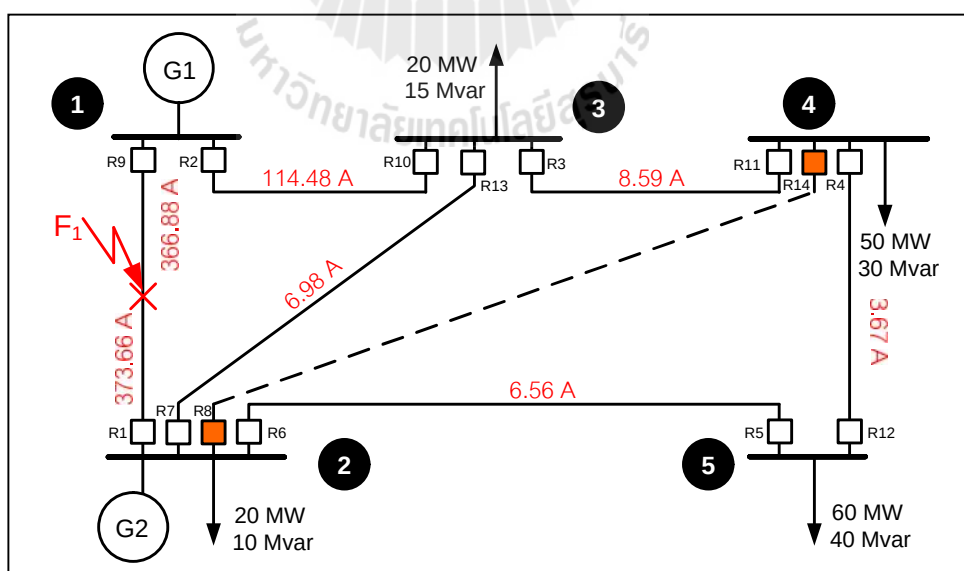
ระบบที่นำมาพิจารณาเป็นการหาค่าเวลาการทำงานของรีเลย์กรณีเกิดฟอลต์ที่สายส่งของระบบทดสอบขนาด 5 บัส ทำการจ่ายโหลดในสภาวะปกติซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดและโหลด เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่จุด F1 ของสายส่งจากบัสที่ 1 ไปยังบัสที่ 2 ดังรูปที่ 4.8 ขนาดกระแส

ฟอลต์จะไหลในสายส่งของแต่ละบัสยังตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ดังนั้นรีเลย์ R1 และ R9 จะทำหน้าที่ในการป้องกันหลักโดยปริมาณขึ้นอยู่กับค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิด

Case I หมายถึง เกิดฟอลต์ขณะจ่ายโหลดของระบบทดสอบขนาด 5 บัส



Case II หมายถึง เกิดฟอลต์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 5 บัส



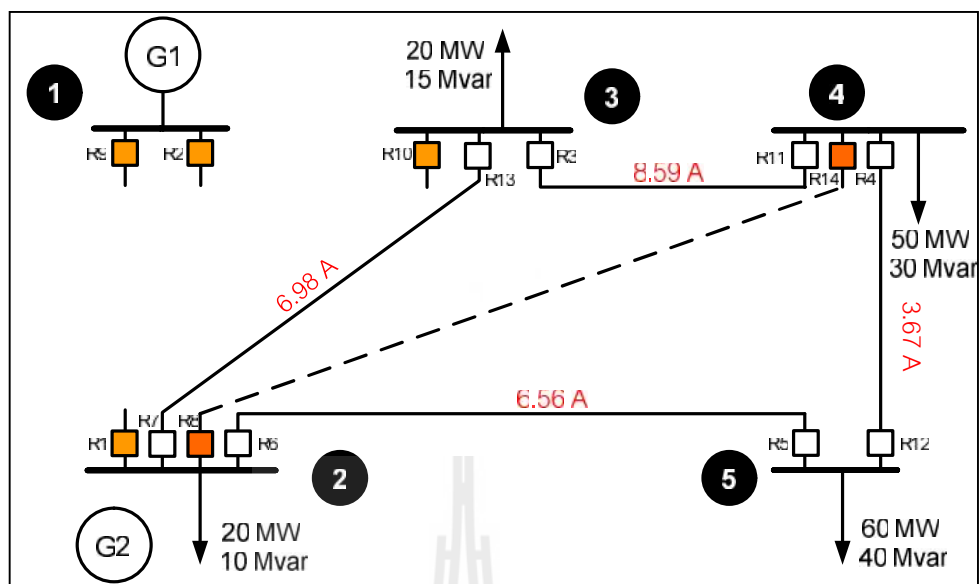
รูปที่ 4.8 ขณะเกิดฟอลต์กรณีสายส่ง 2-4 หลุด ของระบบทดสอบขนาด 5 บัส

เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสฟอลต์ที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จากรูปที่ 4.8 จะสังเกตได้ว่าเมื่อสายส่ง 2-4 หลุดออกจากระบบจะมีกระแสฟอลต์ไหลผ่านรีเลย์ R1 ขนาด 373.66 A และ R9 ขนาด 366.88 A ดังนั้นจึงทำการเปรียบเทียบเวลาการทำงานของรีเลย์ เมื่อไม่ได้ทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ แสดงดังตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 2-4 หลุด

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	9.127	4.2666	0.2492	3.1551	9.341	4.2666	0.2492	3.0268
R2	0.772	4.9169	0.8978	Nop	4.724	4.9169	0.8978	41.2861
R3	0.476	4.2638	0.9693	Nop	0.429	4.2638	0.9693	Nop
R4	0.294	2.3450	0.8801	Nop	0.367	2.3450	0.8801	Nop
R5	0.143	4.5609	0.7533	Nop	0.164	4.5609	0.7533	Nop
R6	0.143	4.5609	0.4497	Nop	0.164	4.5609	0.4497	Nop
R7	0.278	3.7644	0.0501	Nop	0.349	3.7644	0.0501	Nop
R8	0.186	4.0881	0.4390	Nop	-	-	-	-
R9	8.780	4.2666	0.2007	2.7348	9.172	4.2666	0.2007	2.5184
R10	0.772	4.9169	0.5065	Nop	4.724	4.9169	0.5065	41.2861
R11	0.476	4.2638	0.8986	Nop	0.429	4.2638	0.8986	Nop
R12	0.294	2.3450	0.7567	Nop	0.367	2.3450	0.7567	Nop
R13	0.278	3.7644	0.6482	Nop	0.349	3.7644	0.6482	Nop
R14	0.186	4.0881	0.7295	Nop	-	-	-	-

จากตารางจะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มี การปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์และสายส่ง 2-4 หลุดออกจากระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินจากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.11 จึงทำให้รีเลย์ R1, R2, R9 และ R10 ทำงาน จากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้าง ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่



รูปที่ 4.9 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

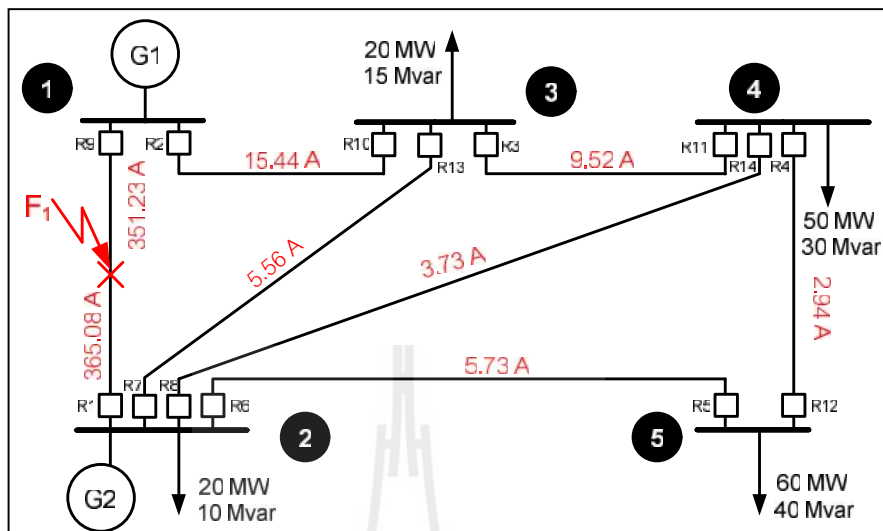
จากรูปที่ 4.9 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีเกิดฟอลต์รีเลย์ R1 และ R9 จะทำงานเพราะเป็นเขตการป้องกันหลัก แต่รีเลย์ R2 และ R10 ทำงานผิดพลาด จากผลดังกล่าวต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ดังตารางที่ 4.12 ค่าปรับตั้งใหม่ของรีเลย์มีกระแสเริ่มต้นทำงานเพิ่มขึ้น จึงทำให้รีเลย์ไม่ทำงาน โดยจำกัดขอบเขตเฉพาะส่วนที่เกิดฟอลต์เท่านั้น

ตารางที่ 4.12 ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่ขณะสายส่ง 2-4 หลุดออกจากระบบ

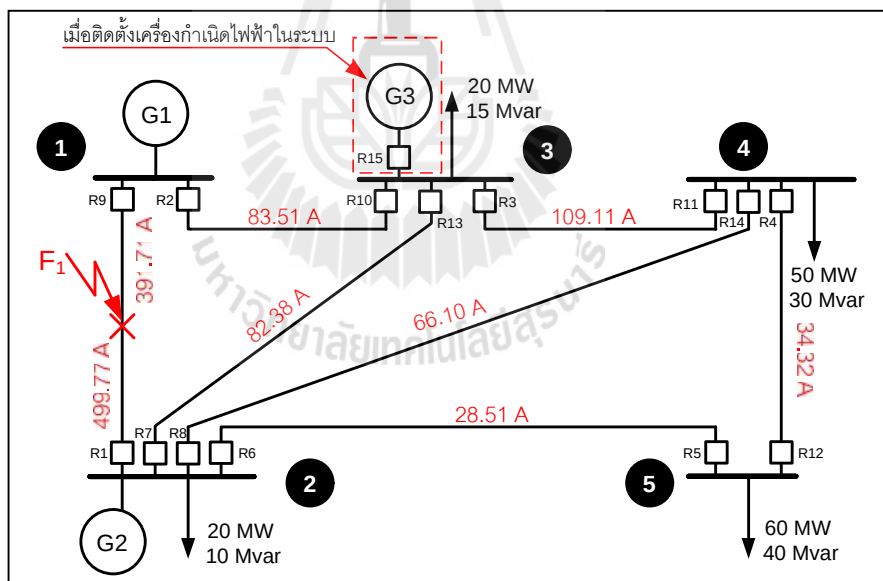
รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	9.341	4.2666	0.2492	3.0268	9.341	4.7962	0.4737	4.9413
R2	4.724	4.9169	0.8978	41.2861	4.724	6.1837	0.2068	Nop
R3	0.429	4.2638	0.9693	Nop	0.429	4.3766	0.4856	Nop
R4	0.367	2.3450	0.8801	Nop	0.367	1.2800	0.2830	Nop
R5	0.164	4.5609	0.7533	Nop	0.164	4.2872	0.9802	Nop
R6	0.164	4.5609	0.4497	Nop	0.164	4.2872	0.2206	Nop
R7	0.349	3.7644	0.0501	Nop	0.349	4.9337	0.6952	Nop
R8	-	-	-	-	-	-	-	-
R9	9.172	4.2666	0.2007	2.5184	9.172	4.7962	0.7026	7.5369
R10	4.724	4.9169	0.5065	41.2861	0.724	6.1837	0.2644	Nop
R11	0.429	4.2638	0.8986	Nop	0.429	4.3766	0.0582	Nop
R12	0.367	2.3450	0.7567	Nop	0.367	1.2800	0.2288	Nop
R13	0.349	3.7644	0.6482	Nop	0.349	4.9337	0.8167	Nop
R14	-	-	-	-	-	-	-	Nop

จากผลของการปรับตั้งค่าใหม่ตามตารางที่ 4.12 จะสังเกตได้ว่ามีค่ามากโดยที่กระแสฟอลต์คงเดิม แสดงให้เห็นว่ารีเลย์บริเวณใกล้ตำแหน่งฟอลต์คือ R1 และ R9 ทำงานภายในขอบเขตการป้องกันหลักเท่านั้น

Case I หมายถึง เกิดฟอลต์ขณะจ่ายโหลดของระบบทดสอบขนาด 5 บัส



Case III หมายถึง เกิดฟอลต์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 5 บัส



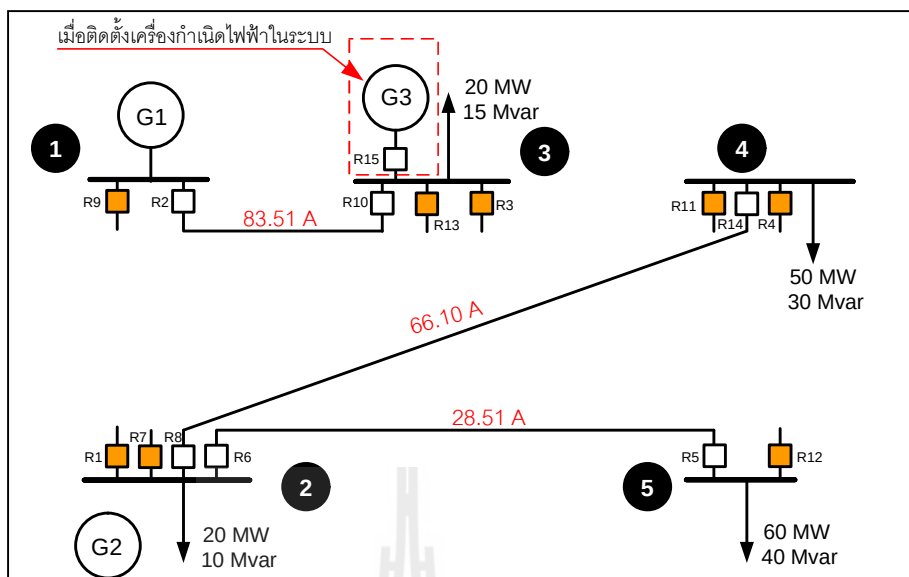
รูปที่ 4.10 ขณะเกิดฟอลต์กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 5 บัส

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาบัสที่ 3 ดังรูปที่ 4.10 โครงสร้างเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสฟอลต์ที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จะสังเกตได้ว่าในระบบจะมีกระแสฟอลต์ไหลผ่านรีเลย์ R1 ขนาด 499.77 A และ R9 ขนาด 391.71 A ตามลำดับ ซึ่ง จะทำการเปรียบเทียบเวลาการทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	<u>9.127</u>	<u>4.2666</u>	0.2492	3.1551	<u>12.49</u>	<u>4.2666</u>	0.2492	2.0027
R2	0.772	4.9169	0.8978	Nop	4.175	4.9169	0.8978	Nop
R3	0.476	4.2638	0.9693	Nop	<u>4.455</u>	<u>4.2638</u>	0.9693	190.100
R4	0.294	2.3450	0.8801	Nop	<u>4.432</u>	<u>2.3450</u>	0.8801	9.6166
R5	0.143	4.5609	0.7533	Nop	0.712	4.5609	0.7533	Nop
R6	0.143	4.5609	0.4497	Nop	0.712	4.5609	0.4497	Nop
R7	0.278	3.7644	0.0501	Nop	<u>4.119</u>	<u>3.7644</u>	0.0501	50.3579
R8	0.186	4.0881	0.4390	Nop	3.305	4.0881	0.4390	Nop
R9	<u>8.780</u>	<u>4.2666</u>	0.2007	2.7348	<u>9.792</u>	<u>4.2666</u>	0.2007	2.2513
R10	0.772	4.9169	0.5065	Nop	4.175	4.9169	0.5065	Nop
R11	0.476	4.2638	0.8986	Nop	<u>4.455</u>	<u>4.2638</u>	0.8986	190.100
R12	0.294	2.3450	0.7567	Nop	<u>4.432</u>	<u>2.3450</u>	0.7567	9.6166
R13	0.278	3.7644	0.6482	Nop	<u>4.119</u>	<u>3.7644</u>	0.6482	50.3579
R14	0.186	4.0881	0.7295	Nop	3.305	4.0881	0.7295	Nop

จากตารางที่ 4.13 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มีทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสฟอลต์ไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้น จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ R1, R3, R4, R7, R9, R11, R12 และ R13 ทำงาน โดยรีเลย์ R3, R4, R7, R11, R12 และ R13 ทำงานผิดพลาด จากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างดังรูปที่ 4.11 ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ตามตารางที่ 4.14 แสดงให้เห็นว่ารีเลย์บริเวณใกล้ตำแหน่งฟอลต์ทำงานภายในขอบเขตการป้องกันหลักเท่านั้น



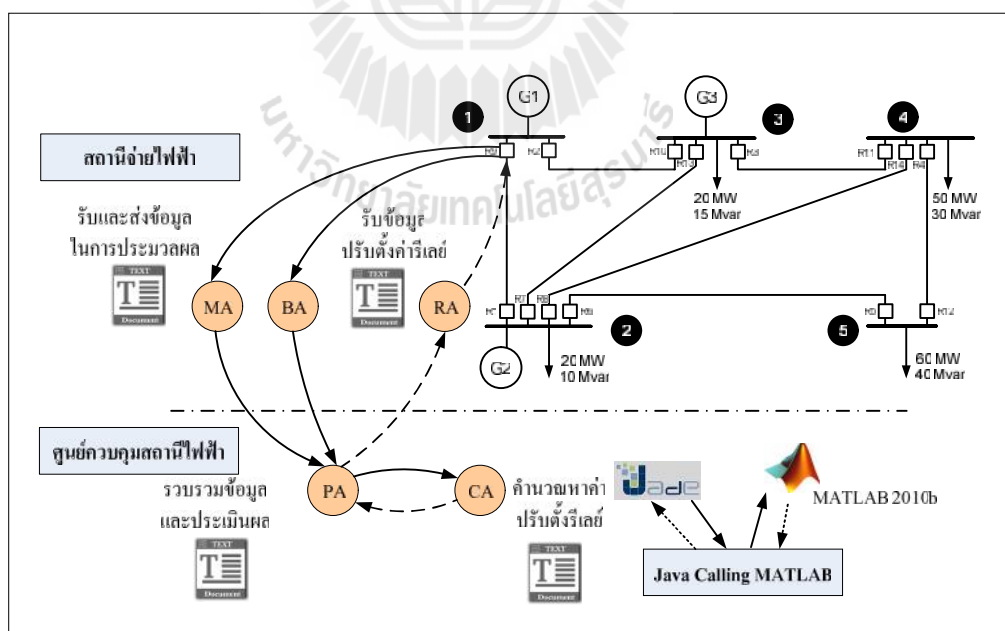
รูปที่ 4.11 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

ตารางที่ 4.14 กรณีเกิดฟอลต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

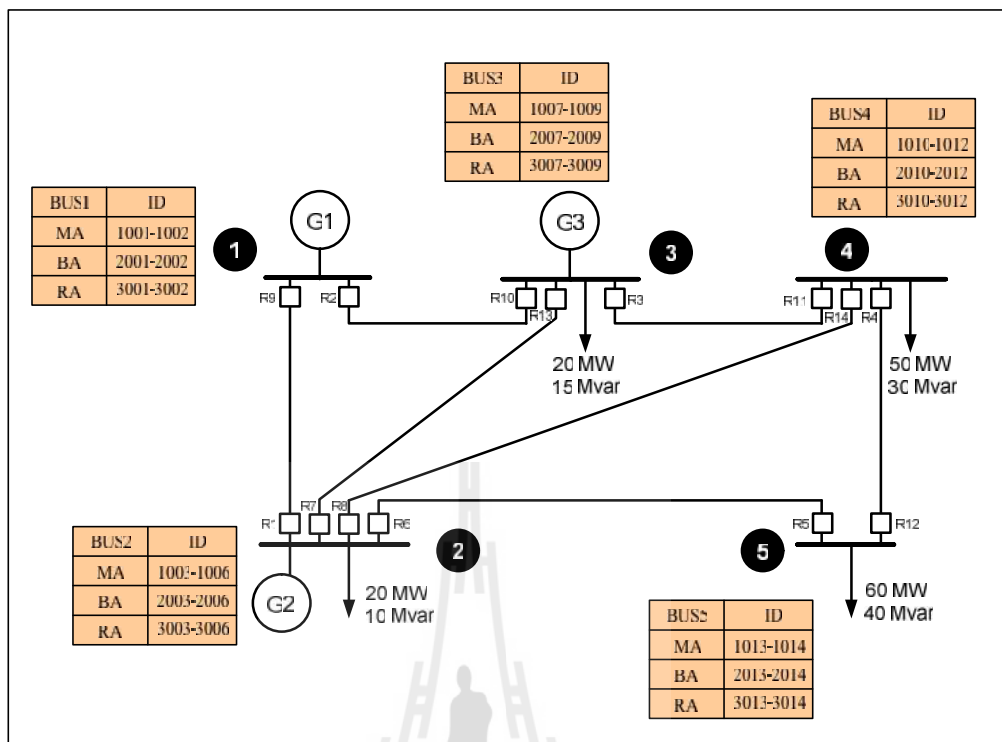
รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	<u>12.49</u>	<u>4.2666</u>	0.2492	2.0027	<u>12.49</u>	<u>4.7500</u>	0.0506	0.3628
R2	4.175	4.9169	0.8978	Nop	4.175	4.3312	0.3274	Nop
R3	<u>4.455</u>	<u>4.2638</u>	0.9693	190.10	4.455	6.2088	0.8137	Nop
R4	<u>4.432</u>	<u>2.3450</u>	0.8801	9.616	2.432	2.8775	0.0938	Nop
R5	0.712	4.5609	0.7533	Nop	0.712	4.8171	0.7022	Nop
R6	0.712	4.5609	0.4497	Nop	0.712	4.8171	0.4491	Nop
R7	<u>4.119</u>	<u>3.7644</u>	0.0501	50.3579	4.119	4.6612	0.4764	Nop
R8	3.305	4.0881	0.4390	Nop	3.305	7.0738	0.4123	Nop
R9	<u>9.792</u>	<u>4.2666</u>	0.2007	2.2513	<u>9.792</u>	<u>4.7500</u>	0.7359	7.0694
R10	4.175	4.9169	0.5065	Nop	4.175	4.3312	0.3675	Nop
R11	4.455	4.2638	0.8986	190.10	4.455	6.2088	0.3503	Nop
R12	<u>4.432</u>	<u>2.3450</u>	0.7567	9.6166	2.432	2.8775	0.0697	Nop
R13	<u>4.119</u>	<u>3.7644</u>	0.6482	50.3579	4.119	4.6612	0.6087	Nop
R14	3.305	4.0881	0.7295	Nop	3.305	7.0738	0.3050	Nop

4.3.6 การจำลองระบบมัลติเอเจนต์ระบบทดสอบ 5 บัส

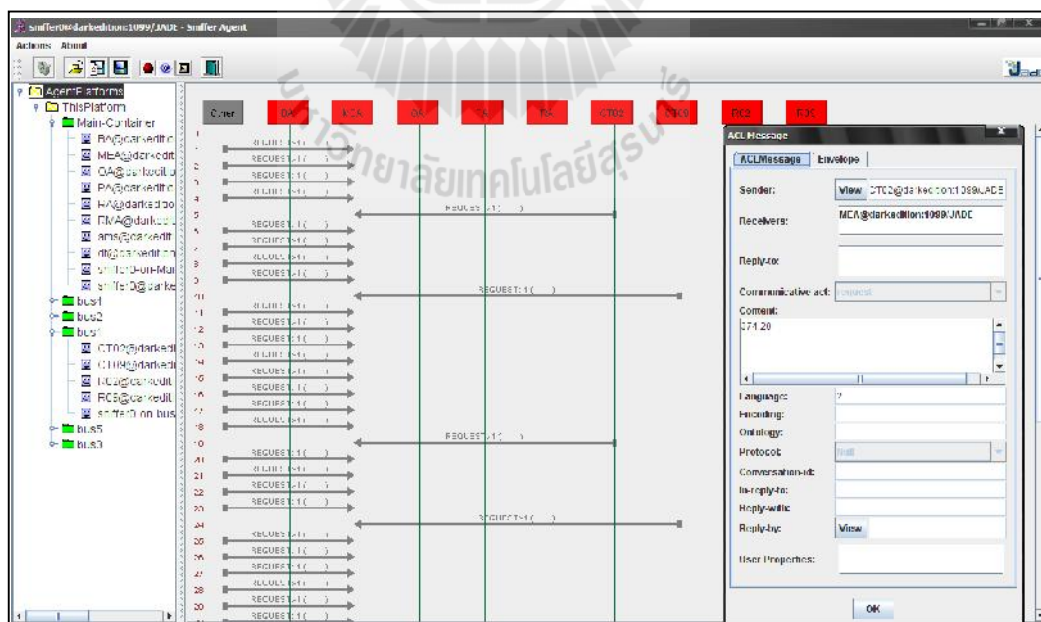
ในการจำลองระบบมัลติเอเจนต์เป็นส่วนที่สำคัญอย่างมากในการจัดการเชื่อมต่อข้อมูลต่าง ๆ ของสถานีจ่ายไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแต่ละบัส เมื่อทำการวัดและจำลองผลแล้วจะได้ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ทำการจัดเก็บในรูปแบบไฟล์ข้อความ (Text file) เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประกอบการประมวลผลโดยผ่านเอเจนต์สำหรับการวัดและติดตามผล (Measurement Agent : MEA) เอเจนต์เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Breaker Agent : BA) ทำหน้าที่รับและส่งไปยังเอเจนต์ระบบป้องกัน (Protection Agent : PA) ทำการตรวจสอบประมวลผลข้อมูลสถานะต่าง ๆ ของโครงสร้างระบบไฟฟ้า เมื่อระบบมีการเปลี่ยนแปลงก็จะส่งข้อมูลไปยังเอเจนต์จัดลำดับความสัมพันธ์ (Coordination Agent : CA) เอเจนต์นี้ทำหน้าที่สำหรับคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ในการปรับตั้งค่ารีเลย์ โดยเอเจนต์นี้ทำการเรียกใช้โปรแกรม MATLAB ในการคำนวณทางคณิตศาสตร์ เมื่อได้พารามิเตอร์ของคำตอบออกมาแล้วจึงทำการจัดเก็บในรูปแบบไฟล์ข้อความ (Text file) จากนั้นส่งกลับไปยังเอเจนต์ระบบป้องกัน (Protection Agent : PA) เพื่อส่งข้อมูลค่าปรับตั้งดังกล่าวต่อไปยังรีเลย์เอเจนต์ (Relay Agent : RA) ดังแสดงในรูปที่ 4.12 ในการติดต่อสื่อสารเพื่อรับส่งข้อมูลระหว่างเอเจนต์และอื่น ๆ นั้นต้องทำการกำหนดหมายเลขระบุตัวเอเจนต์ (ID of Agent) ขึ้นมาโดยกำหนดหมายเลขระบุตัวเอเจนต์แสดงในรูปที่ 4.13



รูปที่ 4.12 การทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ของระบบทดสอบ 5 บัส



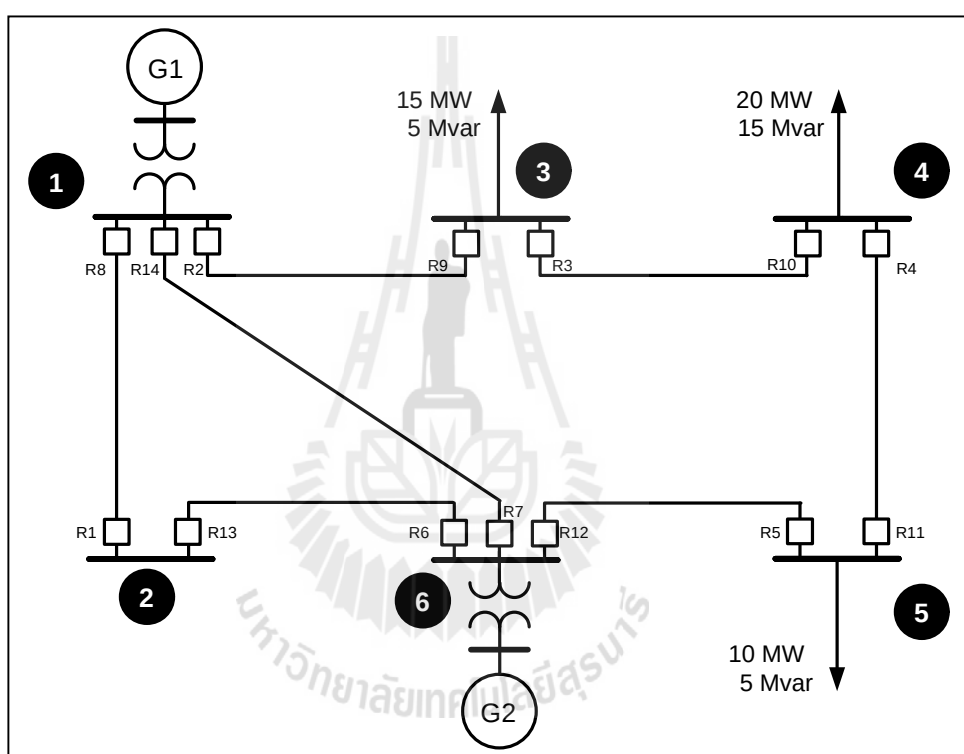
รูปที่ 4.13 หมายเลขระบุตัวเอนต์ของระบบทดสอบ 5 บัส



รูปที่ 4.14 Sniffer Agent GUI การปรับตั้งค่ารีเลย์ของระบบทดสอบ 5 บัส

4.4 การปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินของระบบทดสอบขนาด 6 บัส

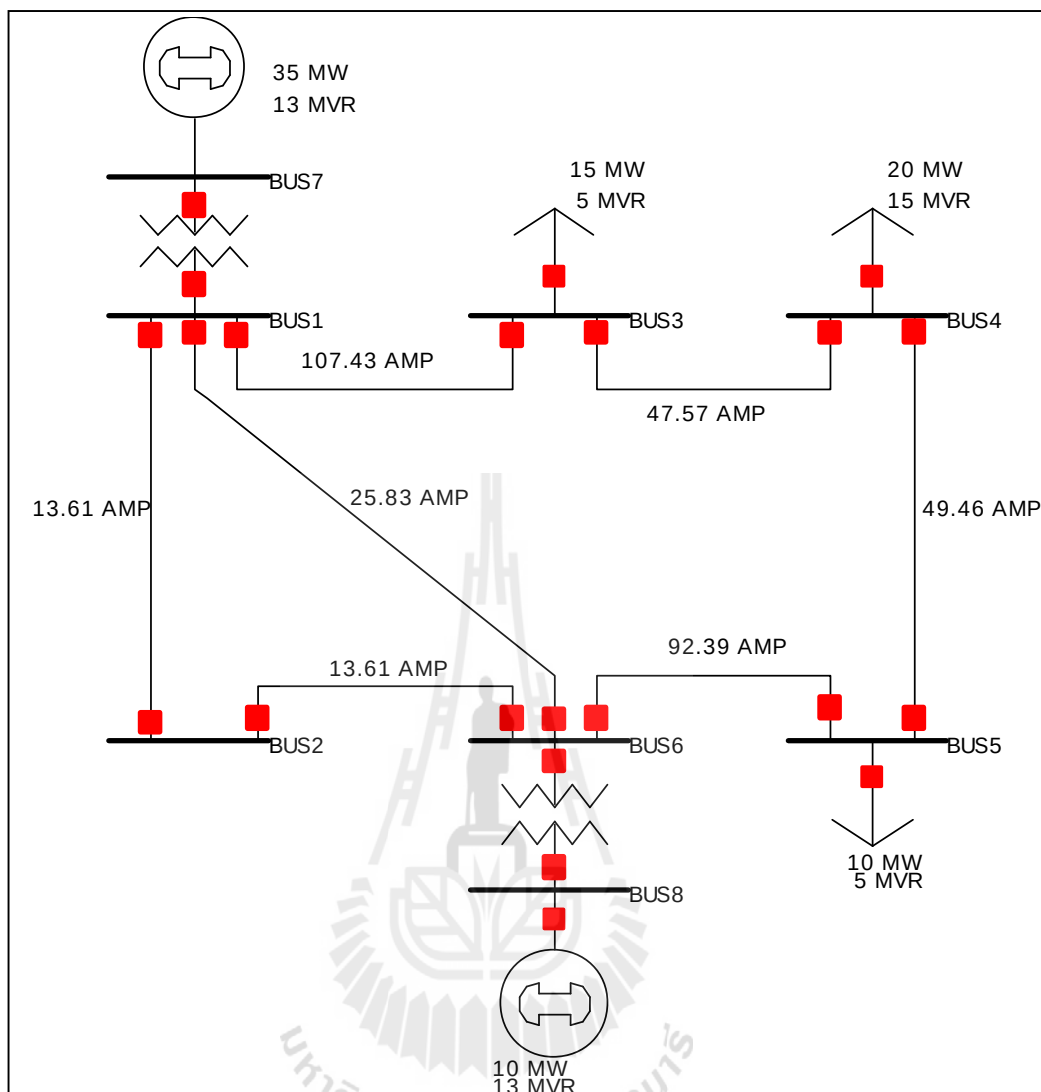
ระบบทดสอบขนาด 6 บัส ที่ใช้ในการจำลองผลมีระดับแรงดัน 150 kV มีกำลังไฟฟ้าฐาน 100 MVA มีปริมาณโหลดรวมของระบบขนาด 45 MW 25 Mvar ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง สายส่งทั้งหมด 7 เส้น สำหรับข้อมูลเบื้องต้นของระบบทดสอบนั้น กำหนดให้บัส 1 เป็นบัสอ้างอิง (Slack Bus) บัสที่ 6 เป็นบัสเครื่องกำเนิด (PV Bus) สำหรับบัสที่ 2, บัสที่ 4 และบัสที่ 5 เป็นโหลดบัส (PQ Bus) แสดงรูปที่ 4.15



รูปที่ 4.15 ระบบทดสอบขนาด 6 บัส

4.4.1 กรณีสถานะปกติในการจ่ายโหลด

เมื่อระบบทำการจ่ายโหลดในสถานะปกติจะหาค่าการไหลของกระแสไฟฟ้าในสายส่งของแต่ละบัสโดยใช้โปรแกรม Power World ดังรูปที่ 4.16 เมื่อทราบขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลดแล้วก็นำค่าที่ได้ไปทำการเลือกอัตราส่วนหม้อแปลงกระแส



รูปที่ 4.16 กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบทดสอบขนาด 6 บัส

ผลจากการจำลองระบบทดสอบ 6 บัส ทำให้ทราบขนาดของกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละหน่วยทำโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 7 จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 35 MW 13 MVar และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 8 จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 10 MW 13 MVar มีขนาดกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งสูงสุดจากบัสที่ 1 ไปยังบัสที่ 3 มีค่าเท่ากับ 107.43 A และค่ากระแสไฟฟ้าต่ำสุดจากบัสที่ 1 ไปยังบัสที่ 2 มีค่าเท่ากับ 13.61 A จากนั้นนำไปเลือกขนาดของอัตราส่วนหม้อแปลง แสดงดังตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติระบบทดสอบ 6 บัส

สายส่งที่	โหลด		กระแสโหลด	อัตราส่วน CT Ratio	รีเลย์
	บัส	บัส			
1	1	2	13.61	50/5	R1, R8
2	1	3	107.43	100/4	R2, R9
3	1	6	24.83	50/5	R14, R7
4	2	6	13.61	50/5	R13, R6
5	3	4	47.57	50/5	R3, R10
6	4	5	49.46	50/5	R4, R11
7	5	6	92.39	100/5	R5, R12

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์นั้นนอกจากจะทราบค่ากระแสที่ไหลในสายส่งแล้วจะต้องทราบค่าฟลักตกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญในปรับตั้งรีเลย์ป้องกัน นอกจากนี้แล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์จะใช้ในการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 6 บัส

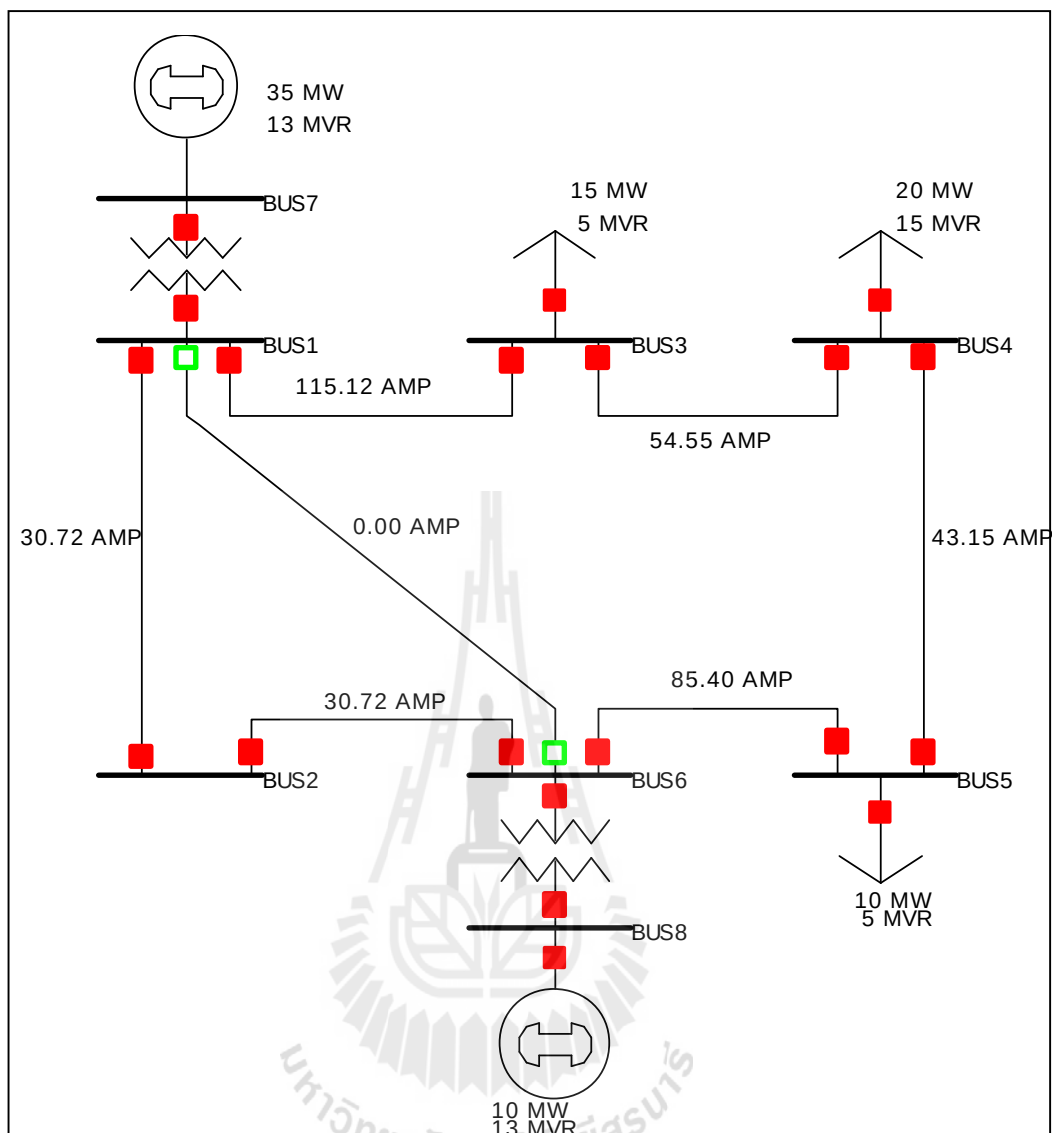
Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 (Gen1)	8	9	4961.85	410.84	1-3
	8	7	4961.85	1520.96	1-6
	2	7	5362.40	1528.13	1-6
	2	1	5362.40	804.91	1-2
	14	1	4232.78	811.00	1-2
	14	9	4232.78	414.90	1-3
2	1	6	2702.58	2702.58	2-6
	13	8	2508.30	2508.30	2-1

ตารางที่ 4.16 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 6 บัส (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
3	9	10	1453.21	1453.21	3-4
	3	2	3347.84	3347.84	3-1
4	4	3	2243.81	2243.81	4-3
	10	11	2244.37	2244.37	4-5
5	5	4	1361.52	1361.52	5-4
	11	12	3494.81	3494.81	5-6
6 (Gen2)	6	5	4964.19	411.37	6-5
	6	14	4964.19	1522.91	6-1
	12	14	5364.20	1529.36	6-1
	12	13	5364.20	804.56	6-2
	7	5	4232.78	407.25	6-5

4.4.2 กรณีสภาวะสายส่งหลุดออกจากระบบ

เมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทำให้ให้สายส่งที่เชื่อมโยงไปยังบัสต่าง ๆ รับภาระโหลดและมีกระแสไหลเพิ่มมากขึ้น ส่งผลทำให้รีเลย์ที่มีการปรับตั้งค่าไว้เดิมนั้นทำงานผิดพลาดสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ให้เหมาะสม จากการจำลองระบบทดสอบกำหนดให้สายส่งหลุดออกจากระบบระหว่างบัสที่ 1 ไปยังบัสที่ 6 แต่ยังคงจ่ายโหลดที่พิกัดขนาด 45 MW 25 Mvar แสดงดังรูปที่ 4.17



รูปที่ 4.17 สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 6 บัส

จะสังเกตได้ว่ากระแสที่ไหลในสายส่งเกิดการเปลี่ยนแปลงตามมีค่าเพิ่มขึ้นตามการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยสายส่งที่ใกล้เคียงระหว่างบัสที่ 2 ไปยังบัสที่ 1 มีค่ากระแสเท่ากับ 30.72 A และสายส่งที่ไหลระหว่างบัสที่ 1 ไปยังบัสที่ 3 มีค่ากระแสเท่ากับ 114.12 A แสดงดังตารางที่ 4.17 ดังนั้นเพื่อให้รีเลย์ทำงานถูกต้องจะต้องปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่

ตารางที่ 4.17 กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 6 บัส

สายส่งที่	โหนด		กระแส โหลด	รีเลย์
	บัส	บัส		
1	1	2	30.72	R1, R8
2	1	3	114.12	R2, R9
3	-	-	-	R14, R7
4	2	6	30.72	R13, R6
5	3	4	54.55	R3, R10
6	4	5	43.15	R4, R11
7	5	6	84.40	R5, R12

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่นั้นจะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะใช้ในการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.18

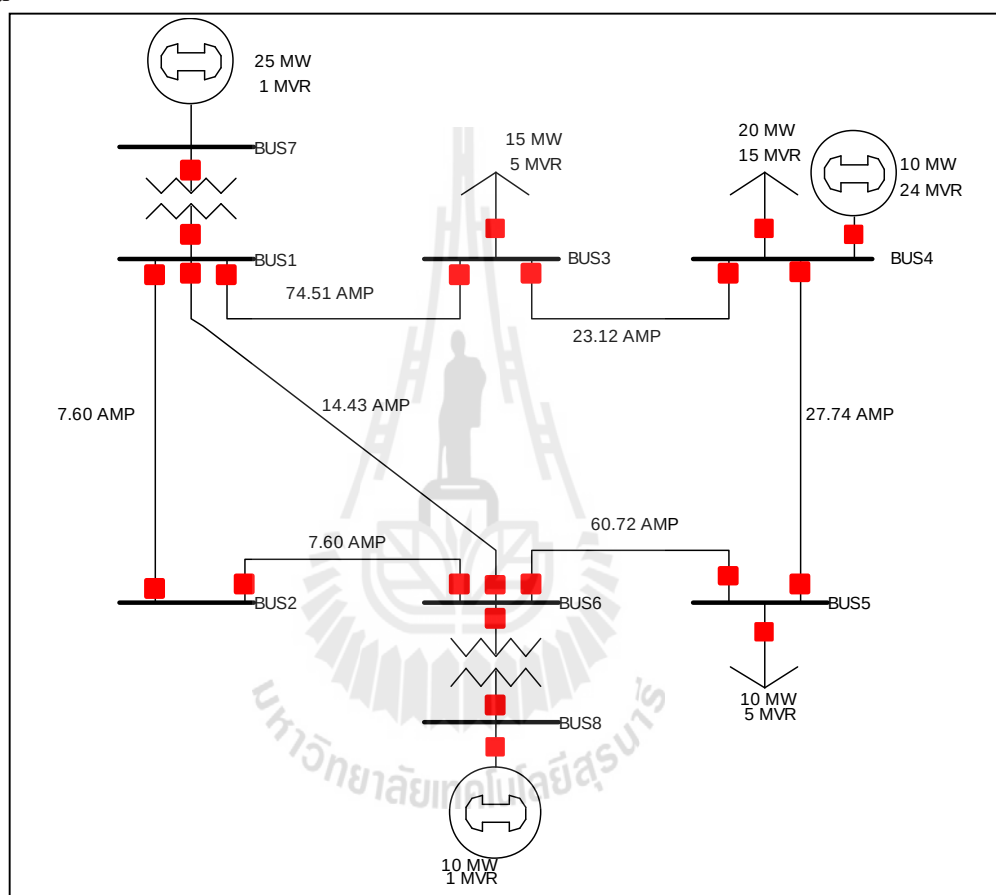
ตารางที่ 4.18 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 6 บัส

ฟอลต์ บัส	รีเลย์ หลัก	รีเลย์ สำรอง	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์หลัก	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์สำรอง	สายส่ง
1 (Gen)	8	9	3911.26	839.21	1-3
	2	1	4722.72	1652.66	1-2
2	1	8	2577.77	2577.77	2-1
	13	6	2687.64	2687.64	2-6
3	9	2	3180.82	3180.82	3-1
4	10	3	2280.10	2280.10	4-3
	4	11	2362.62	2362.62	4-5
5	11	4	1559.37	1559.37	5-4
	5	12	3297.65	3297.65	5-6
6	6	5	3912.06	840.15	6-5
	12	13	4723.59	1653.89	6-2

4.4.3 กรณีมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก VSPP เข้ามาในระบบ

เมื่อทำการการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อทำการซื้อขายไฟฟ้าในการลดกำลังการผลิตของระบบไฟฟ้าหลักในบัสที่ 4 แสดงดังรูปที่ 4.18 ทำให้กระแสที่ไหลในสายส่งและขนาดกระแสฟอลต์เกิดการเปลี่ยนแปลงส่งผลทำให้รีเลย์ที่มีการปรับตั้งค่าไว้เดิมนั้นทำงานไม่ถูกต้อง ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ให้เหมาะสมแต่ยังคงจ่ายโหลดที่พิกัดขนาด 45 MW 25

Mvar



รูปที่ 4.18 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบทดสอบขนาด 6 บัส

เมื่อทำการจำลองของระบบทดสอบ 6 บัส แล้วจะทำให้ทราบขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งแต่ละบัส เพื่อใช้ในการคำนวณค่าปรับตั้งรีเลย์ที่เหมาะสม ดังตารางที่ 4.19

ตารางที่ 4.19 กระแสไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ 6 บัส

สายส่งที่	โหลด		กระแสโหลด	รีเลย์
	บัส	บัส		
1	1	2	7.60	R1, R8
2	1	3	74.51	R2, R9
3	1	6	14.43	R14, R7
4	2	6	7.60	R13, R6
5	3	4	23.12	R3, R10
6	4	5	27.74	R4, R11
7	5	6	60.72	R5, R12

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นจะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้ว กระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะเป็นการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 6 บัส

ฟอลต์ บัส	รีเลย์ หลัก	รีเลย์ สำรอง	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์หลัก	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์สำรอง	สายส่ง
1 (Gen)	8	9	5324.76	654.29	1-3
	8	7	5324.76	1634.25	1-6
	2	1	5541.25	864.58	1-2
	2	7	5541.25	1643.30	1-6
	14	1	4540.95	853.87	1-2
	14	9	4540.95	652.66	1-3

ตารางที่ 4.20 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 6 บัส (ต่อ)

ฟอลต์ บัส	รีเลย์ หลัก	รีเลย์ สำรอง	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์หลัก	ขนาดกระแสฟอลต์ ของรีเลย์สำรอง	สายส่ง
2	1	8	2671.33	2671.33	2-1
	13	6	2880.25	2880.25	2-6
3	9	2	3417.96	3417.96	3-1
	3	10	1784.96	1784.96	3-4
4 (Gen)	10	11	2809.13	2332.99	4-5
	4	3	2709.03	2233.00	4-3
5	11	4	1697.95	1697.95	5-4
	5	12	3564.63	3564.63	5-6
6 (Gen)	7	13	4547.56	851.37	6-2
	7	5	4547.56	663.39	6-5
	6	14	5331.75	1632.64	6-1
	6	5	5331.75	667.64	6-5
	12	14	5534.04	1639.90	6-1
	12	13	5534.04	863.79	6-2

เมื่อทราบค่ากระแสและขนาดกระแสฟอลต์ ทำการกำหนดขอบเขตการทำงานของเขตการป้องกันรีเลย์ของระบบทดสอบตามโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง หลังจากนั้นทำการคำนวณค่าปรับตั้งรีเลย์โดยใช้วิธีหาค่าที่เหมาะสมทางคณิตศาสตร์ด้วยวิธี BFGS บนโปรแกรม Matlab นำผลลัพธ์ที่ประกอบไปด้วยค่ากระแสปรับตั้งและจำนวนเท่าเวลาในการทำงาน โดยทำการเปรียบเทียบผลลัพธ์ตามการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างระบบไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 4.21

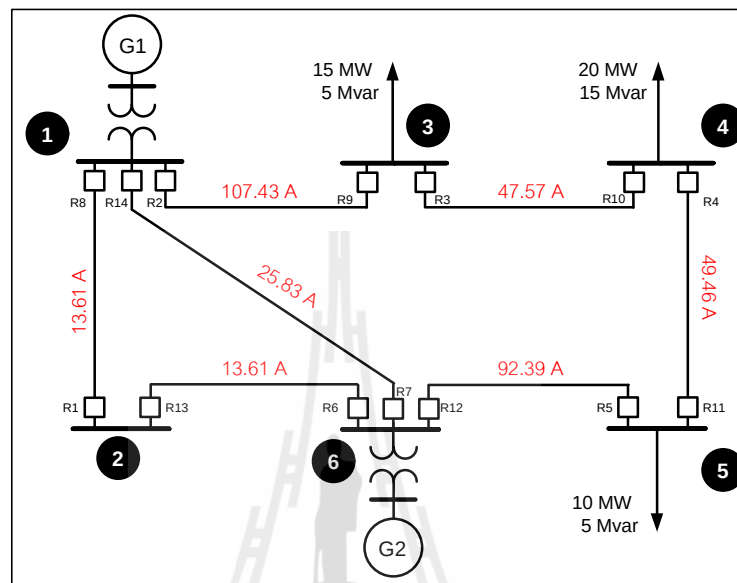
ตารางที่ 4.21 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 6 บัส

รีเลย์	สถานะจ่ายโหลดปกติ		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	
	กระแสปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่าของเวลา (TDS)	กระแสปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่าของเวลา (TDS)	กระแสปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่าของเวลา (TDS)
1	1.7012	0.1165	3.8400	0.1233	0.9500	0.4371
2	9.4763	0.8231	6.7967	0.4866	4.6569	0.7400
3	9.5463	0.2206	6.8188	0.5480	2.8900	0.4695
4	6.1825	0.7360	4.3938	0.7826	3.4675	0.6727
5	4.7744	0.0526	4.3375	0.6495	3.7950	0.7314
6	7.7012	0.3022	3.8400	0.4312	0.9500	0.9295
7	7.3228	0.4999	-	-	1.8038	0.6183
8	1.7012	0.3973	3.8400	0.2233	0.9500	0.3772
9	9.4763	0.4602	6.7967	0.8880	4.6569	0.0657
10	9.5463	0.6235	6.8188	0.5800	2.8900	0.0850
11	6.1825	0.2766	4.3938	0.8206	3.4675	0.3562
12	4.7744	0.6847	4.3375	0.0511	3.7950	0.5963
13	1.7012	0.2454	3.8400	0.7533	0.9500	0.0652
14	7.3228	0.2390	-	-	1.8038	0.2860

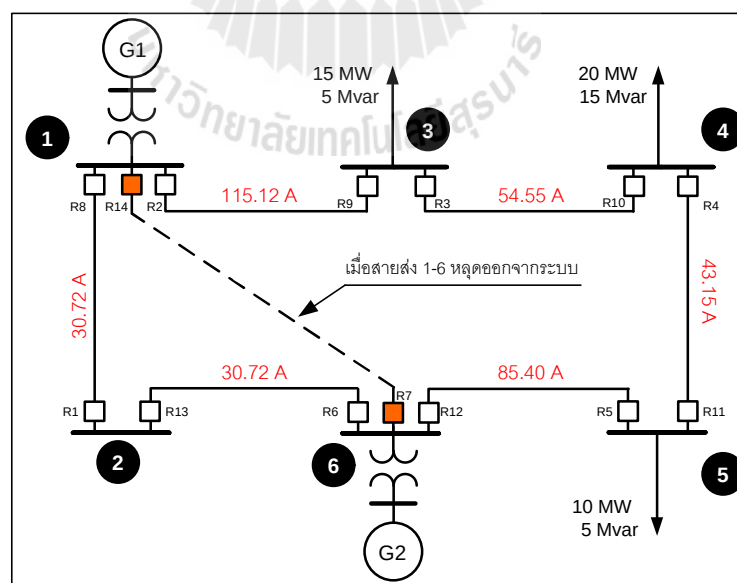
จะสังเกตได้ว่าเมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลงจะทำให้กระแสที่ไหลในสายส่งและกระแสฟอลต์เปลี่ยนแปลง จากผลดังกล่าวทำให้รีเลย์ในระบบทำงานผิดพลาด ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่เพื่อให้รีเลย์ทำงานถูกต้องตามขอบเขตเงื่อนไข

4.4.4 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ขณะจ่ายโหลดที่ปกติ

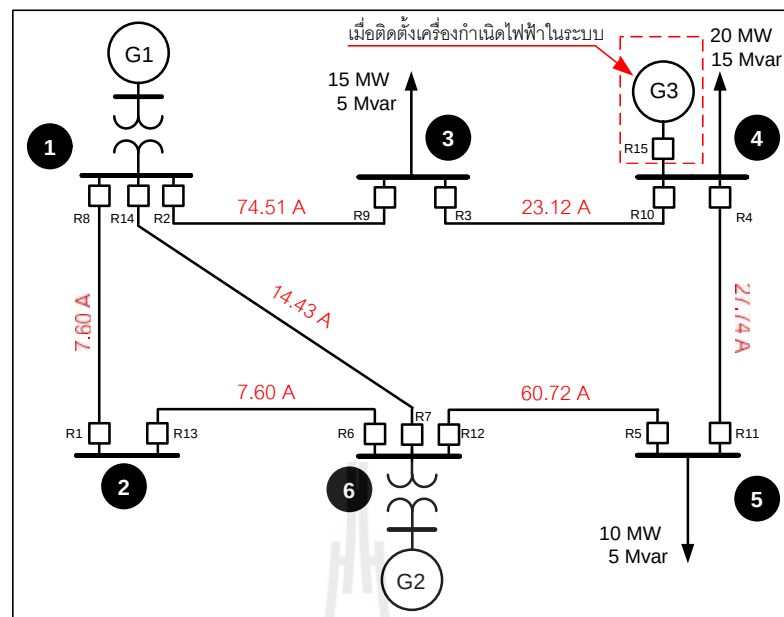
ในกรณีนี้พิจารณาหาเวลาการทำงานของรีเลย์ที่ไม่มีการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่โดยใช้ค่าในตารางที่ 4.21 ทำการเปรียบเทียบกระแสในสายส่งแต่ละบัสจากการจ่ายโหลดในสถานะต่าง ๆ เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง ดังรูปที่ 4.19



a) ขณะจ่ายโหลดที่พิกัดของระบบทดสอบขนาด 6 บัส



b) เมื่อสายส่ง 1-6 หลุดของระบบทดสอบขนาด 6 บัส



c) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 4 บัส

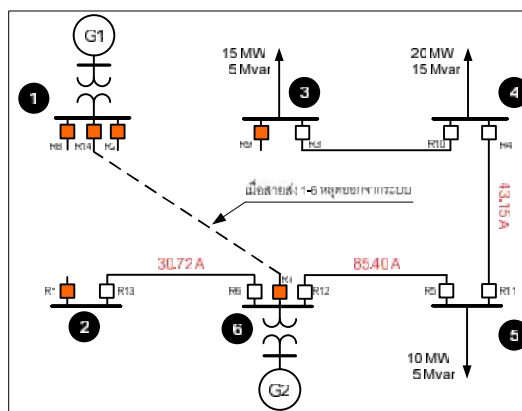
รูปที่ 4.19 กระแสในสายส่งแต่ละบัสของระบบทดสอบขนาด 6 บัส

เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย ซึ่งต้องทำการเพื่อกระแสเกินมากกว่ากระแสปกติ จากรูปที่ 4.19 b) จะสังเกตได้ว่ามีกระแสเพิ่มขึ้นในสายส่ง 1-3 มีขนาด 114.12 A และ สายส่ง 2-6 มีขนาด 30.72 A ตามลำดับ ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งรีเลย์ใหม่ให้เหมาะสม แสดงดังตารางที่ 4.22 – ตารางที่ 4.23 ส่วนในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 4 ดังรูปที่ 4.19 c) มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหลัก เพราะฉะนั้นกระแสในสายส่งจะมีค่าลดลง ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งรีเลย์ใหม่ให้เหมาะสม แสดงดังตารางที่ 4.24

ตารางที่ 4.22 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 1-6 หลุด

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	50/5	30.72	<u>3.072</u>	<u>1.7012</u>	0.1165	7.9443
R2	100/5	114.12	<u>4.756</u>	<u>9.4763</u>	0.8231	58.7048
R3	50/5	54.55	4.455	9.5463	0.2206	Nop
R4	50/5	43.15	4.315	6.1825	0.7360	Nop
R5	100/5	84.40	4.270	4.7744	0.0526	Nop
R6	50/5	30.72	3.072	7.7012	0.3022	Nop
R7	50/5	-	-	7.3228	0.4999	-
R8	50/5	30.72	<u>3.072</u>	<u>1.7012</u>	0.3973	7.9443
R9	100/5	114.12	<u>4.756</u>	<u>9.4763</u>	0.4602	58.7048
R10	50/5	54.55	4.455	9.5463	0.6235	Nop
R11	50/5	43.15	4.315	6.1825	0.2766	Nop
R12	100/5	84.40	4.27	4.7744	0.6847	Nop
R13	50/5	30.72	3.072	1.7012	0.2454	Nop
R14	50/5	-	-	7.3228	0.2390	-

จากตารางจะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มีกรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อสายส่ง 1-6 หลุดออกจากระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินกว่าค่ากระแสเกินที่เพื่อไว้ จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.22 จึงทำให้รีเลย์ R1, R2, R8 และ R9 ทำงาน ซึ่งจากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างดังรูปที่ 4.20 ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ ดังตารางที่ 4.23 จะทำให้ระบบสามารถจ่ายโหลดตามปกติ



รูปที่ 4.20 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

จากตารางที่ 4.23 จะสังเกตเห็นว่าเมื่อทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ จากผลดังกล่าว ทำให้มีกระแสไหลในสายส่งมีไม่เกินค่ากระแสเกินเริ่มทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ไม่ทำงาน ตารางที่ 4.23 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 1-6 หลุด

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				In	TDS	
R1	50/5	30.72	3.072	3.8400	0.1233	Nop
R2	100/5	114.12	4.756	6.7967	0.4866	Nop
R3	50/5	54.55	4.455	6.8188	0.5480	Nop
R4	50/5	43.15	4.315	4.3938	0.7826	Nop
R5	100/5	84.40	4.270	4.3375	0.6495	Nop
R6	50/5	30.72	3.072	3.8400	0.4312	Nop
R7	50/5	-	-	-	-	-
R8	50/5	30.72	3.072	3.8400	0.2233	Nop
R9	100/5	114.12	4.756	6.7967	0.8880	Nop
R10	50/5	54.55	4.455	6.8188	0.5800	Nop
R11	50/5	43.15	4.315	4.3938	0.8206	Nop
R12	100/5	84.40	4.27	4.3375	0.0511	Nop
R13	50/5	30.72	3.072	3.8400	0.7533	Nop
R14	50/5	-	-	-	-	-

จากตารางที่ 4.24 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบ รีเลย์ ยังคงทำงานปกติเนื่องจากกระแสในสายส่งมีค่าไม่เกินกระแสปรับตั้ง

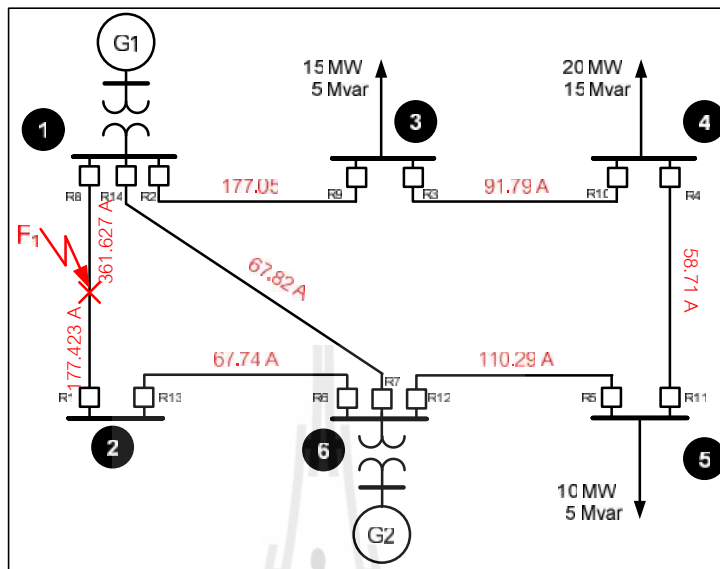
ตารางที่ 4.24 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	50/5	7.60	0.76	1.7012	0.1165	Nop
R2	100/5	74.51	3.7255	9.4763	0.8231	Nop
R3	50/5	23.12	2.312	9.5463	0.2206	Nop
R4	50/5	27.74	2.774	6.1825	0.7360	Nop
R5	100/5	60.72	3.036	4.7744	0.0526	Nop
R6	50/5	7.60	0.76	7.7012	0.3022	Nop
R7	50/5	14.43	1.443	7.3228	0.4999	Nop
R8	50/5	7.60	0.76	1.7012	0.3973	Nop
R9	100/5	74.51	3.7255	9.4763	0.4602	Nop
R10	50/5	23.12	2.312	9.5463	0.6235	Nop
R11	50/5	27.74	2.774	6.1825	0.2766	Nop
R12	100/5	60.72	3.036	4.7744	0.6847	Nop
R13	50/5	7.60	0.76	1.7012	0.2454	Nop
R14	50/5	14.43	1.443	7.3228	0.2390	Nop

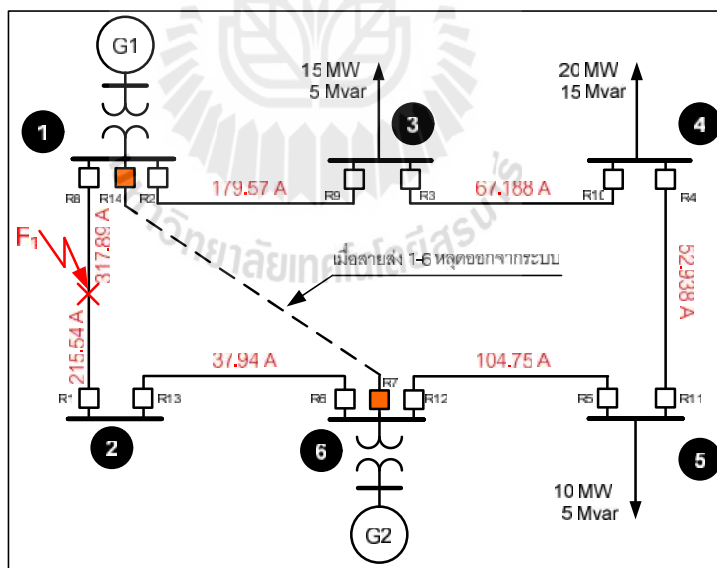
4.3.4 เกิดฟอลต์ที่สายส่งขณะทำการจ่ายโหลด

ระบบที่นำมาพิจารณาเป็นการหาค่าเวลาการทำงานของรีเลย์กรณีเกิดฟอลต์ที่สายส่งของระบบทดสอบขนาด 6 บัส ทำการจ่ายโหลดในสภาวะปกติซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดและโหลด เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่จุด F1 ของสายส่งที่ 1 จากบัสที่ 1 ไปยังบัสที่ 2 ดังรูปที่ 4.21 ขนาดกระแสฟอลต์จะไหลในสายส่งของแต่ละบัสมายังตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ดังนั้นรีเลย์ R1 และ R8 จะทำหน้าที่ในการป้องกันหลักโดยปริมาณขึ้นอยู่กับการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากเครื่องกำเนิด

Case I หมายถึง เกิดฟอลต์ขณะจ่ายโหลดของระบบทดสอบขนาด 6 บัส



Case II หมายถึง เกิดฟอลต์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 6 บัส



รูปที่ 4.21 ขณะเกิดฟอลต์กรณีสายส่ง 1-6 หลุด ของระบบทดสอบขนาด 6 บัส

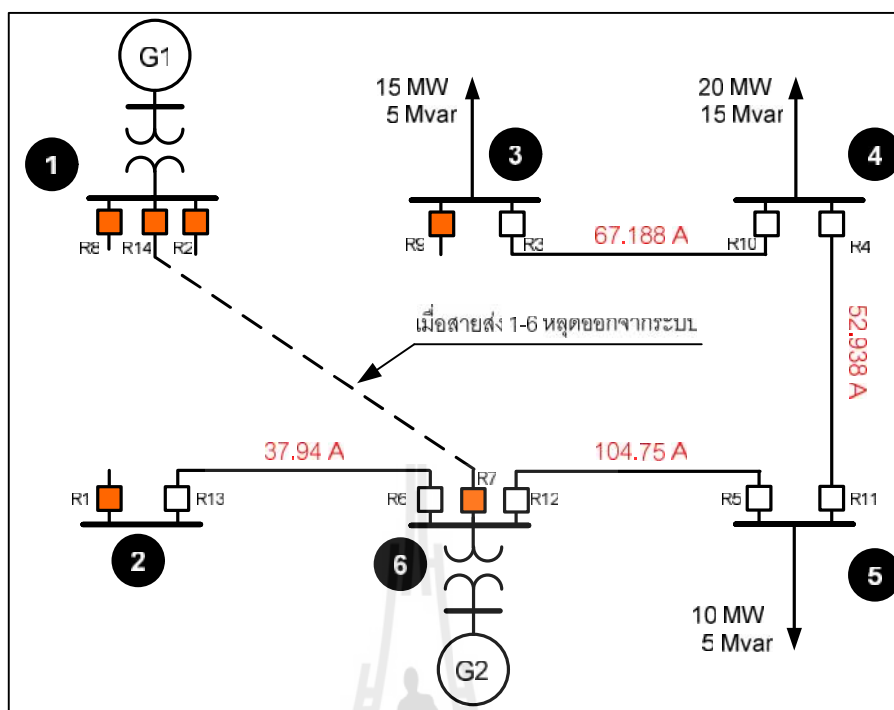
เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสฟอลต์ที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จากรูปที่ 4.21 จะสังเกตได้ว่าเมื่อสายส่ง 1-6 หลุดออก

จากระบบจะมีกระแสฟอลต์ไหลผ่านรีเลย์ R1 ขนาด 214.15 A และ R8 ขนาด 317.8 A ดังนั้นจึงทำการเปรียบเทียบเมื่อไม่ได้ทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่แสดงดังตารางที่ 4.25

ตารางที่ 4.25 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 1-6 หลุด

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	17.7423	1.7012	0.1165	0.3397	21.548	1.7012	0.1165	0.3131
R2	8.8525	9.4763	0.8231	Nop	8.9785	8.4763	0.8231	100.0435
R3	9.1793	9.5463	0.2206	Nop	6.7188	9.5463	0.2206	Nop
R4	4.8718	6.1825	0.7360	Nop	4.2938	6.1825	0.7360	Nop
R5	4.5145	4.7744	0.0526	Nop	4.2375	4.7744	0.0526	Nop
R6	6.7742	7.7012	0.3022	Nop	3.794	7.7012	0.3022	Nop
R7	6.7828	7.3228	0.4999	Nop	-	-	-	-
R8	36.1627	1.7012	0.3973	0.8823	31.78	1.7012	0.3973	0.9225
R9	8.8525	9.4763	0.4602	Nop	8.9785	8.4763	0.4602	54.9349
R10	9.1793	9.5463	0.6235	Nop	6.7188	9.5463	0.6235	Nop
R11	4.8718	6.1825	0.2766	Nop	4.2938	6.1825	0.2766	Nop
R12	4.5145	4.7744	0.6847	Nop	4.2375	4.7744	0.6847	Nop
R13	6.7742	7.7012	0.2454	Nop	3.794	1.7012	0.2454	Nop
R14	6.7828	7.3228	0.2390	Nop	-	-	-	-

จากตารางจะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มีกรปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์และสายส่ง 1-6 หลุดออกจากระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินจากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.25 จึงทำให้รีเลย์ R1, R2, R8 และ R9 ทำงาน จากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้าง ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่



รูปที่ 4.22 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังจริง

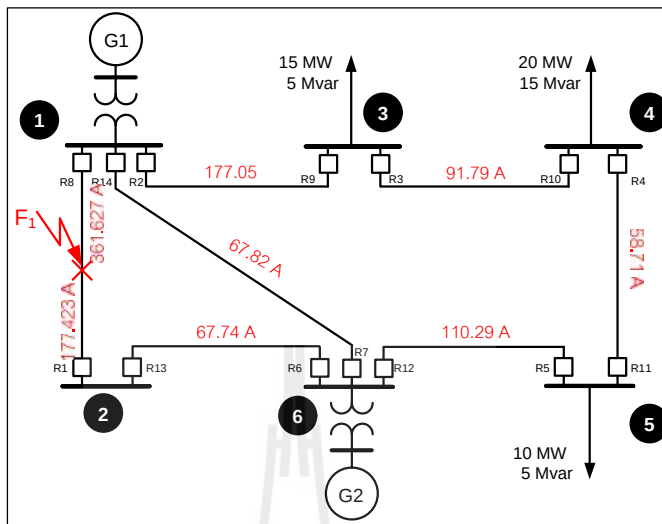
จากรูปที่ 4.22 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีเกิดฟอลต์รีเลย์ R1 และ R8 จะทำงานเพราะเป็นเขตการป้องกันหลัก แต่รีเลย์ R2 และ R9 ทำงานผิดพลาด จากผลดังกล่าวต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ดังตารางที่ 4.26 ค่าปรับตั้งใหม่ของรีเลย์มีกระแสเริ่มต้นทำงานเพิ่มขึ้น จึงทำให้รีเลย์ไม่ทำงานโดยจำกัดขอบเขตเฉพาะส่วนที่เกิดฟอลต์เท่านั้น

ตารางที่ 4.26 ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่ขณะสายส่ง 1-6 หลุดออกจากระบบ

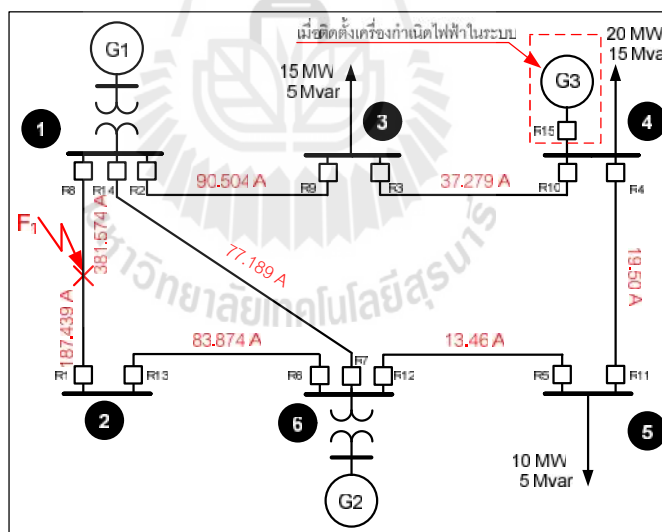
รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	<u>21.548</u>	<u>1.7012</u>	0.1165	0.3131	<u>21.548</u>	<u>3.8400</u>	0.1233	4.9413
R2	<u>8.9785</u>	<u>8.4763</u>	0.8231	100.0435	8.9785	9.7967	0.4866	Nop
R3	6.7188	9.5463	0.2206	Nop	6.7188	6.8188	0.5480	Nop
R4	4.2938	6.1825	0.7360	Nop	4.2938	4.3938	0.7826	Nop
R5	4.2375	4.7744	0.0526	Nop	4.2375	4.3375	0.6495	Nop
R6	3.794	7.7012	0.3022	Nop	3.794	3.8400	0.4312	Nop
R7	-	-	-	-	-	-	-	-
R8	<u>31.78</u>	<u>1.7012</u>	0.3973	0.9225	<u>31.78</u>	<u>3.8400</u>	0.2233	0.7241
R9	<u>8.9785</u>	<u>8.4763</u>	0.4602	54.9349	8.9785	9.7967	0.8880	Nop
R10	6.7188	9.5463	0.6235	Nop	6.7188	6.8188	0.5800	Nop
R11	4.2938	6.1825	0.2766	Nop	4.2938	4.3938	0.8206	Nop
R12	4.2375	4.7744	0.6847	Nop	4.2375	4.3375	0.0511	Nop
R13	3.794	7.7012	0.2454	Nop	3.794	3.8400	0.7533	Nop
R14	-	-	-	-	-	-	-	-

จากตารางจะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มีกรปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินจึงทำให้รีเลย์ R1, R2, R8 และ R9 ทำงาน จากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้าง ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ดังตารางที่ 4.26 จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์จึงจำกัดเฉพาะเขตป้องกันที่เกิดฟอลต์เท่านั้น

Case I หมายถึง เกิดฟอลต์ขณะจ่ายโหลดของระบบทดสอบขนาด 6 บัส



Case III หมายถึง เกิดฟอลต์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 6 บัส



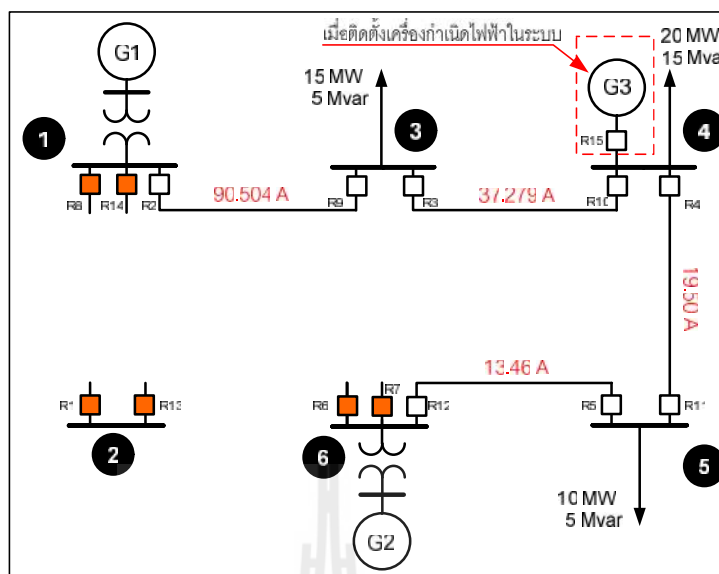
รูปที่ 4.23 ขณะเกิดฟอลต์กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 6 บัส

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาบัสที่ 4 ดังรูปที่ 4.23 โครงสร้างเกิดการเปลี่ยนแปลง มีให้กระแสฟอลต์ที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จะสังเกตได้ว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจะมีกระแสฟอลต์ไหลผ่านรีเลย์ R1 ขนาด 187.43 A และ R9 ขนาด 381.57 A ตามลำดับ ซึ่งจะทำให้การเปรียบเทียบเวลาการทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.27

ตารางที่ 4.27 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	<u>17.7423</u>	<u>1.7012</u>	0.1165	0.3397	<u>18.743</u>	<u>1.7012</u>	0.1165	0.3318
R2	8.8525	9.4763	0.8231	Nop	4.5252	9.4763	0.8231	Nop
R3	9.1793	9.5463	0.2206	Nop	3.7279	9.5463	0.2206	Nop
R4	4.8718	6.1825	0.7360	Nop	1.95	6.1825	0.7360	Nop
R5	4.5145	4.7744	0.0526	Nop	0.673	4.7744	0.0526	Nop
R6	6.7742	<u>7.7012</u>	0.3022	Nop	<u>8.3874</u>	<u>7.7012</u>	0.3022	24.7626
R7	6.7828	<u>7.3228</u>	0.4999	Nop	<u>7.7183</u>	<u>7.3228</u>	0.4999	66.4899
R8	<u>36.1627</u>	<u>1.7012</u>	0.3973	0.8823	<u>38.157</u>	<u>1.7012</u>	0.3973	0.8666
R9	8.8525	9.4763	0.4602	Nop	4.5252	9.4763	0.4602	Nop
R10	9.1793	9.5463	0.6235	Nop	3.7279	9.5463	0.6235	Nop
R11	4.8718	6.1825	0.2766	Nop	1.95	6.1825	0.2766	Nop
R12	4.5145	4.7744	0.6847	Nop	0.673	4.7744	0.6847	Nop
R13	6.7742	<u>7.7012</u>	0.2454	Nop	<u>8.3874</u>	<u>7.7012</u>	0.2454	20.1083
R14	6.7828	<u>7.3228</u>	0.2390	Nop	<u>7.7183</u>	<u>7.3228</u>	0.2390	31.7885

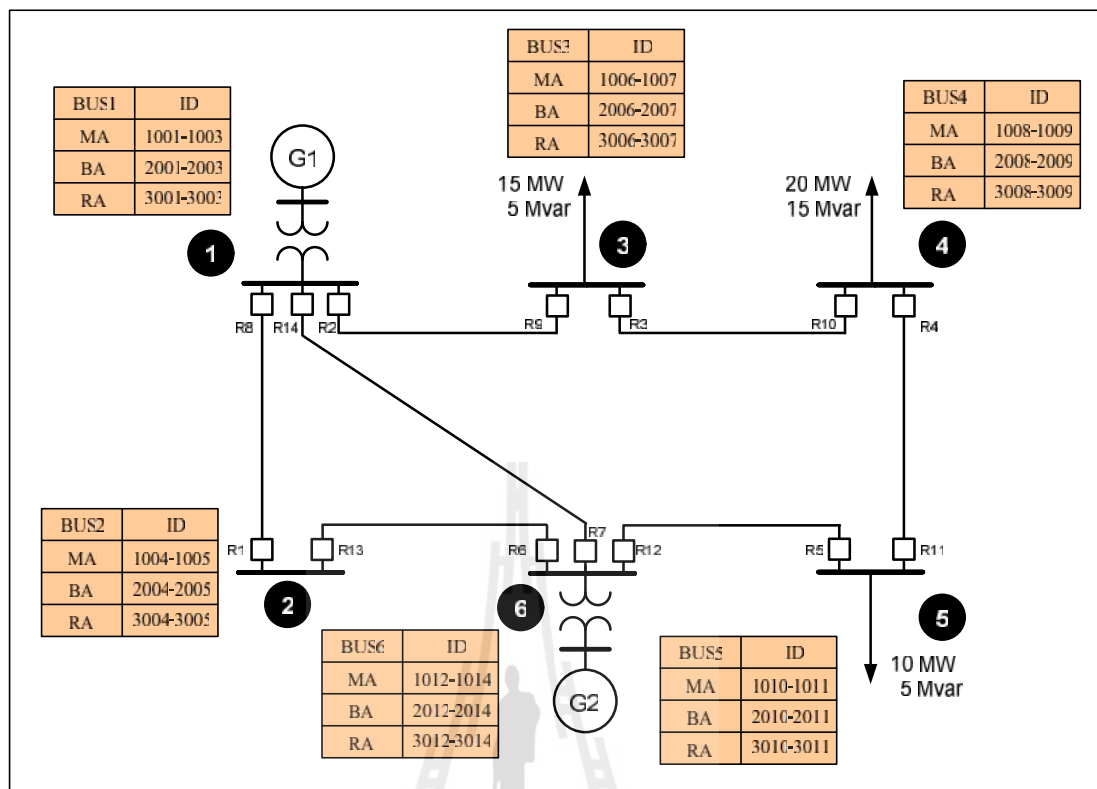
จากตารางที่ 4.27 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มีทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสฟอลต์ไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้น จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ R1, R6, R7, R8, R13 และ R14 ทำงาน โดยรีเลย์ R6, R7, R13 และ R14 ทำงานผิดพลาด จากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างดังรูปที่ 4.24 ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ตามตารางที่ 4.28 แสดงให้เห็นว่ารีเลย์บริเวณใกล้ตำแหน่งฟอลต์ทำงานภายในขอบเขตการป้องกันหลักเท่านั้น



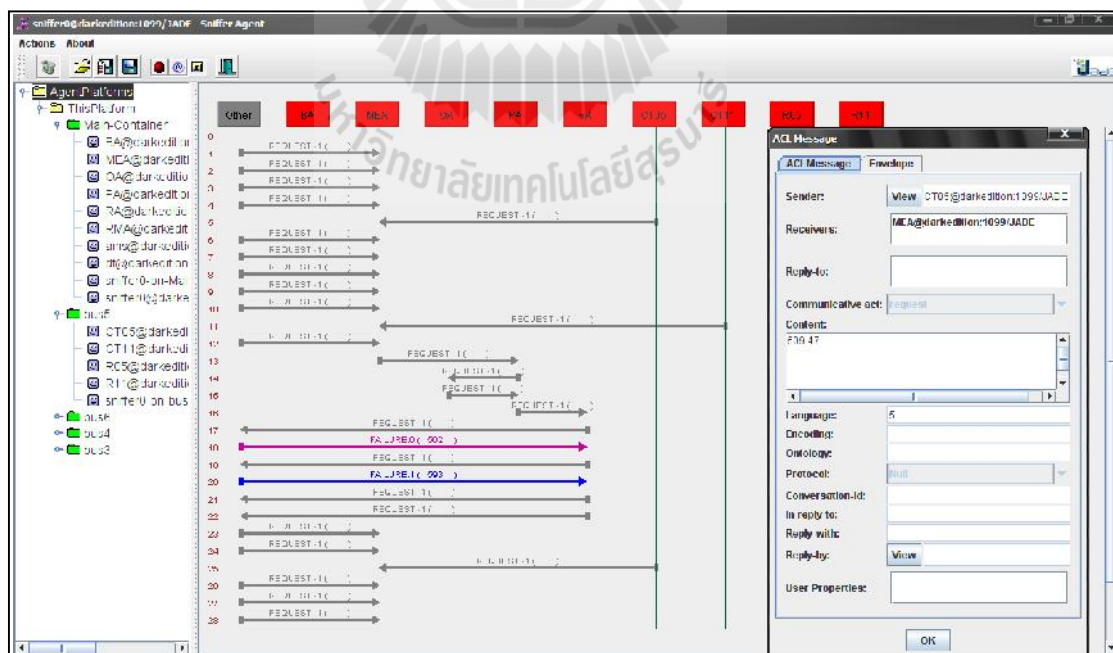
รูปที่ 4.24 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

ตารางที่ 4.28 กรณีเกิดฟอลต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	<u>18.743</u>	<u>1.7012</u>	0.1165	0.3318	<u>18.743</u>	<u>1.9500</u>	0.4371	0.3628
R2	4.5252	9.4763	0.8231	Nop	4.5252	4.6569	0.7400	Nop
R3	3.7279	9.5463	0.2206	Nop	3.7279	3.8900	0.4695	Nop
R4	1.95	6.1825	0.7360	Nop	1.95	3.4675	0.6727	Nop
R5	0.673	4.7744	0.0526	Nop	0.673	3.7950	0.7314	Nop
R6	<u>8.3874</u>	<u>7.7012</u>	0.3022	24.7626	8.3874	8.9500	0.9295	Nop
R7	<u>7.7183</u>	<u>7.3228</u>	0.4999	66.4899	7.7183	7.8038	0.6183	Nop
R8	<u>38.157</u>	<u>1.7012</u>	0.3973	0.8666	<u>38.157</u>	<u>1.9500</u>	0.3772	0.8617
R9	4.5252	9.4763	0.4602	Nop	4.5252	4.6569	0.0657	Nop
R10	3.7279	9.5463	0.6235	Nop	3.7279	3.8900	0.0850	Nop
R11	1.95	6.1825	0.2766	Nop	1.95	3.4675	0.3562	Nop
R12	0.673	4.7744	0.6847	Nop	0.673	3.7950	0.5963	Nop
R13	<u>8.3874</u>	<u>7.7012</u>	0.2454	20.1083	8.3874	8.9500	0.0652	Nop
R14	<u>7.7183</u>	<u>7.3228</u>	0.2390	31.7885	7.7183	7.8038	0.2860	Nop



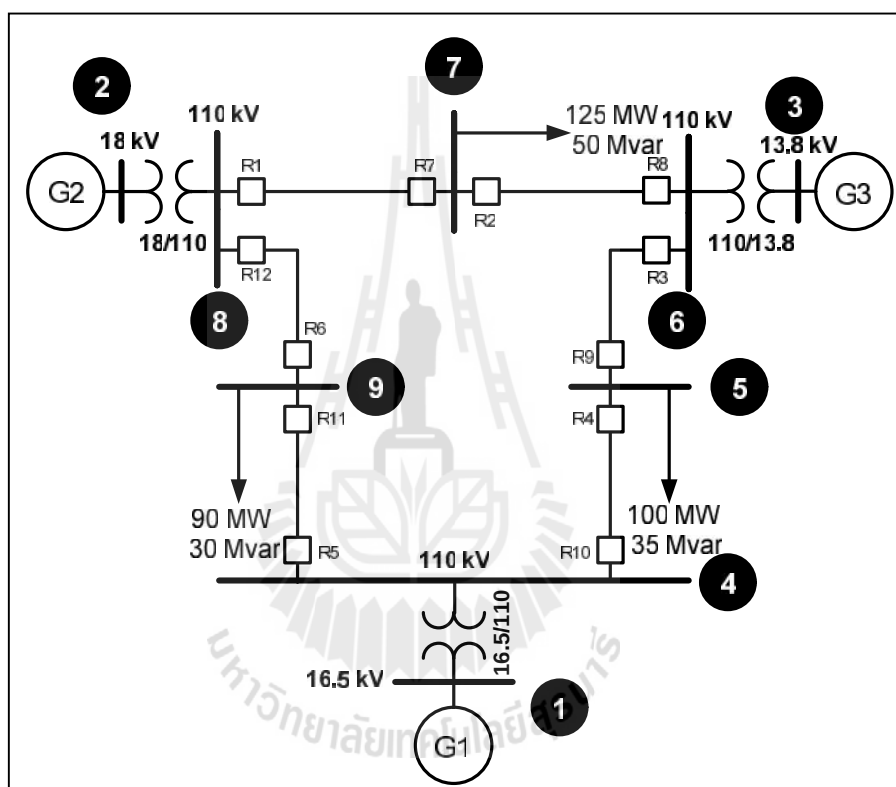
รูปที่ 4.26 หมายเลขบัสตัวเอนคณ์ของระบบทดสอบ 6 บัส



รูปที่ 4.27 Sniffer Agent GUI การปรับตั้งค่าวิเญของระบบทดสอบ 6 บัส

4.5 การปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินของระบบทดสอบขนาด 9 บัส

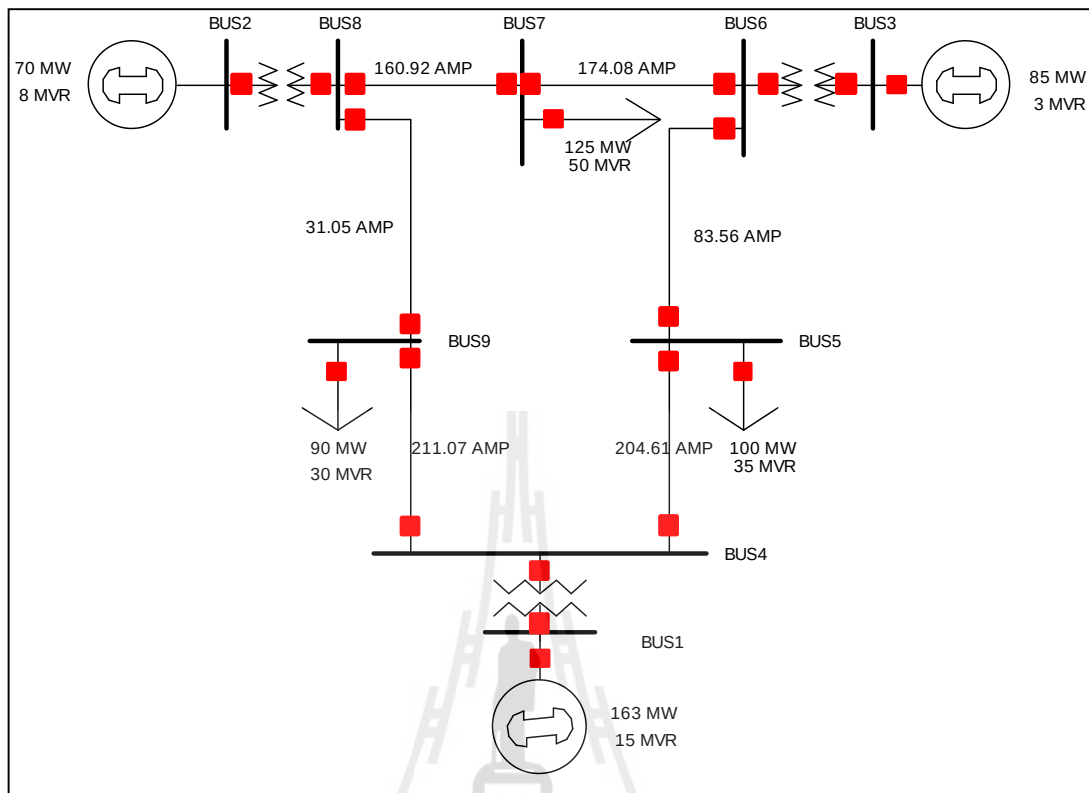
ระบบทดสอบขนาด 9 บัส ที่ใช้ในการจำลองผลมีระดับแรงดัน 230 kV มีค่ากำลังไฟฟ้าฐาน 100 MVA มีปริมาณโหลดรวมของระบบขนาด 315 MW 115 Mvar ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 3 เครื่อง สายส่งทั้งหมด 6 เส้น สำหรับข้อมูลเบื้องต้นของระบบทดสอบนั้น กำหนดให้บัส 2 เป็นบัสอ้างอิง (Slack Bus) บัสที่ 1 และ บัสที่ 3 เป็นบัสเครื่องกำเนิด (PV Bus) สำหรับบัสที่ 5 บัสที่ 7 และ บัสที่ 9 เป็น โหลดบัส (PQ Bus) แสดงรูปที่ 4.28



รูปที่ 4.28 ระบบทดสอบขนาด 9 บัส

4.4.1 กรณีสถานะปกติในการจ่ายโหลด

เมื่อระบบทำการจ่ายโหลดในสถานะปกติจะหาค่าการไหลของกระแสไฟฟ้าในสายส่งของแต่ละบัสโดยใช้โปรแกรม Power World ดังรูปที่ 4.29 เมื่อทราบขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลดแล้วนั้นนำค่าที่ได้ไปทำการเลือกอัตราส่วนหม้อแปลงกระแส



รูปที่ 4.29 กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบทดสอบขนาด 9 บัส

ผลจากการจำลองระบบทดสอบ 9 บัส ทำให้ทราบขนาดของกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละหน่วยทำโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 3 จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 85 MW 3 MVar เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 1 จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 163 MW 15 MVar และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2 จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 70 MW 8 MVar มีขนาดกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งสูงสุดจากบัสที่ 4 ไปยังบัสที่ 9 มีค่าเท่ากับ 211.07 A และค่ากระแสไฟฟ้าต่ำสุดจากบัสที่ 5 ไปยังบัสที่ 6 มีค่าเท่ากับ 83.61 A แล้วนำไปเลือกขนาดของอัตราส่วนหม้อแปลง แสดงดังตารางที่ 4.29

ตารางที่ 4.29 กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติของระบบทดสอบ 9 บัส

สายส่งที่	โหลด		กระแส โหลด	อัตราส่วน CT Ratio	รีเลย์
	บัส	บัส			
1	4	5	204.61	200/5	R10, R4
2	5	6	83.56	100/5	R9, R3
3	6	7	174.08	150/5	R8, R2
4	7	8	160.92	150/5	R7, R1
5	8	9	31.05	50/5	R12, R6
6	9	4	211.07	200/5	R11, R5

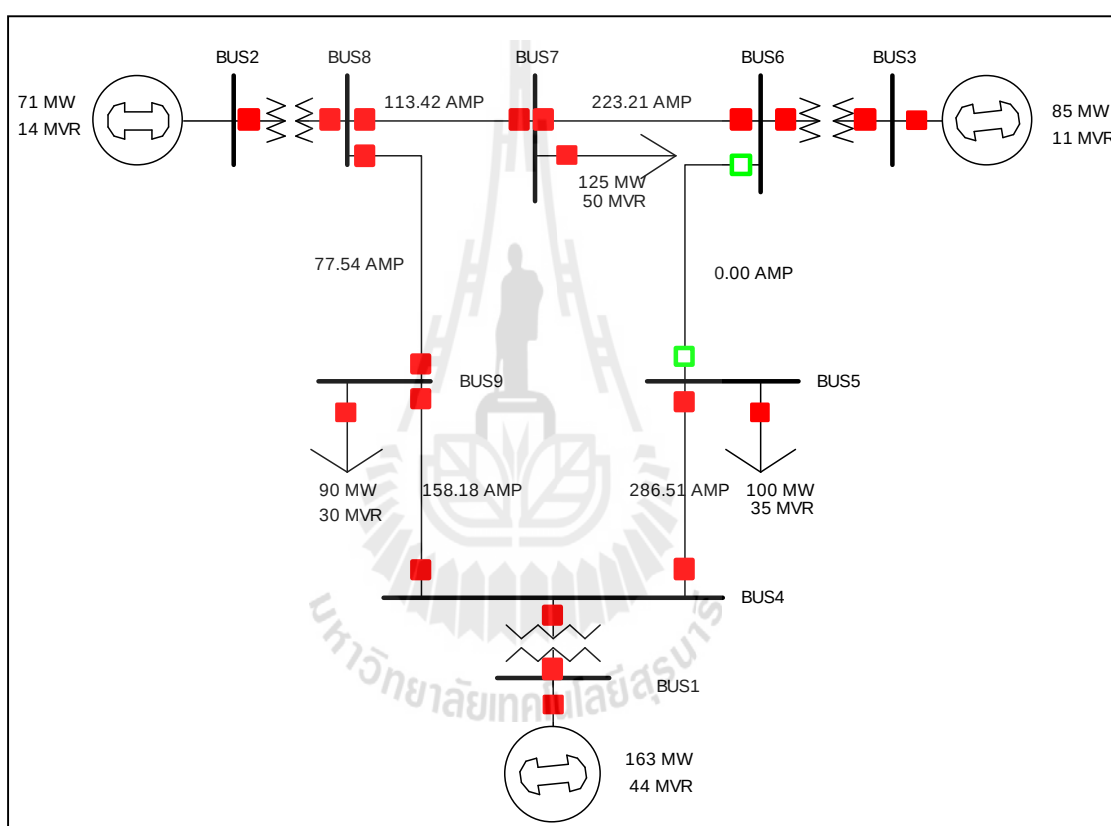
ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์นั้นนอกจากจะทราบค่ากระแสที่ไหลในสายส่งแล้ว จะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญในปรับตั้งรีเลย์ป้องกัน นอกจากนั้นแล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์จะใช้ในการกำหนดขอบเขตการป้องกันของ เขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.30

ตารางที่ 4.30 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 9 บัส

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
4 (Gen 1)	5	4	618.90	262.48	4-5
	10	11	642.09	284.57	4-9
5	9	3	372.90	372.90	5-6
	4	10	477.18	477.18	5-4
6 (Gen 3)	3	2	667.76	329.27	6-7
	8	9	578.17	243.31	6-5
7	2	8	419.01	419.01	7-6
	7	1	493.05	493.05	7-8
8 (Gen 2)	1	6	621.29	248.26	8-9
	12	7	680.74	307.44	8-7
9	6	12	390.96	390.96	9-8
	11	5	471.19	471.19	9-4

4.4.2 กรณีสถานะสายส่งหลุดออกจากระบบ

เมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทำให้ให้สายส่งที่เชื่อมโยงไปยังบัสรับภาระโหลด และมีกระแสไหลเพิ่มมากขึ้น ส่งผลทำให้รีเลย์ที่มีการปรับตั้งค่าไว้เดิมนั้นทำงานผิดพลาดสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ให้เหมาะสม จากการจำลองระบบทดสอบกำหนดให้สายส่งหลุดออกจากระบบระหว่างบัสที่ 5 ไปยังบัสที่ 6 แต่ยังคงจ่ายโหลดที่พิกัดขนาด 315 MW 115 Mvar แสดงดังรูปที่ 4.30



รูปที่ 4.30 สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 9 บัส

จะสังเกตได้ว่ากระแสที่ไหลในสายส่งเกิดการเปลี่ยนแปลงตามการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยสายส่งที่ใกล้เคียงระหว่างบัสที่ 5 ไปยังบัสที่ 4 มีค่ากระแสเท่ากับ 286.51 A และสายส่งที่ไหลระหว่างบัสที่ 6 ไปยังบัสที่ 7 มีค่ากระแสเท่ากับ 223.21 A แสดงดังตารางที่ 4.31 ดังนั้นเพื่อให้รีเลย์ทำงานถูกต้องจะต้องปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่

ตารางที่ 4.31 กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 9 บัส

สายส่งที่	โหนด		กระแส โหลด	รีเลย์
	บัส	บัส		
1	4	5	284.51	R10, R4
2	-	-	-	R9, R3
3	6	7	223.21	R8, R2
4	7	8	113.42	R7, R1
5	8	9	77.54	R12, R6
6	9	4	158.18	R11, R5

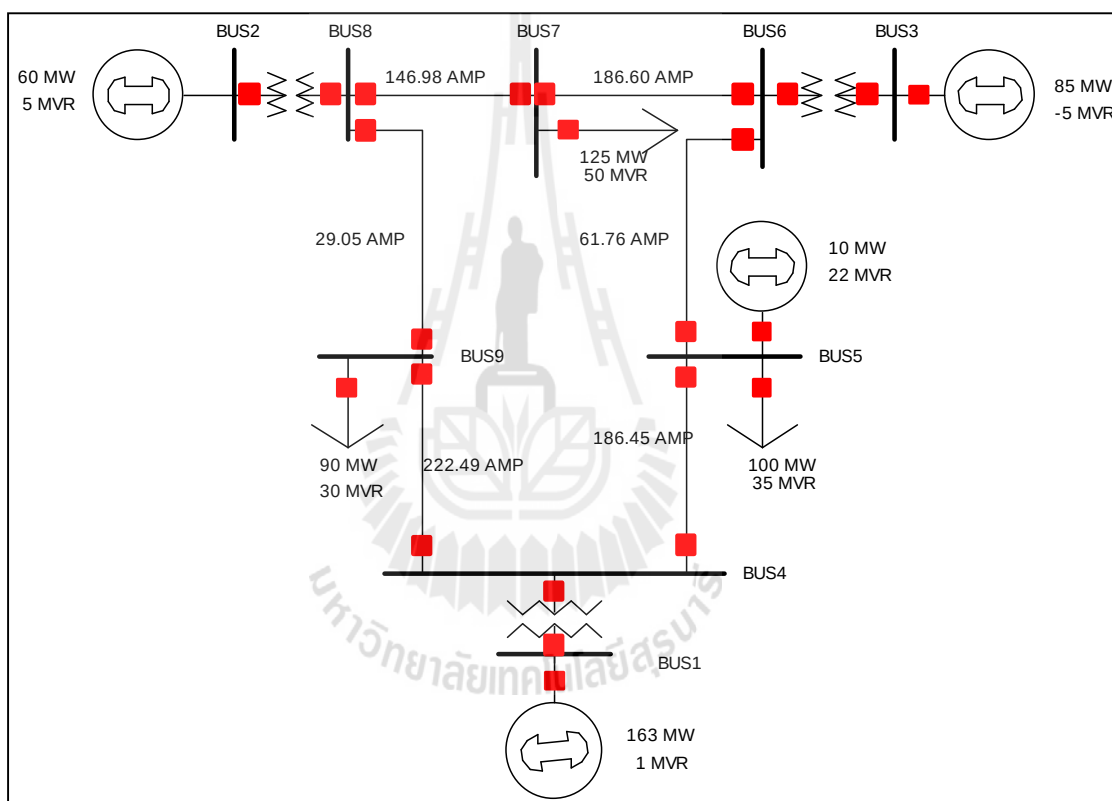
ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่นั้นจะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะใช้ในการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.32

ตารางที่ 4.32 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 9 บัส

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
4 (Gen 1)	10	11	874.73	452.31	4-9
	5	4	454.47	0.43	4-5
5	4	10	711.95	711.95	5-4
6 (Gen3)	8	-	454.26	0	-
7	2	8	311.14	311.14	7-6
	7	1	573.08	573.08	7-8
8 (Gen 2)	1	6	663.01	294.83	8-9
	12	7	703.65	300.07	8-7
9	11	5	378.84	378.84	9-4
	6	12	514.81	514.81	9-8

4.4.3 กรณีมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(VSPP) ในระบบ

เมื่อทำการการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อทำการซื้อขายไฟฟ้าในการลดกำลังการผลิตของระบบไฟฟ้าหลักในบัสที่ 5 แสดงดังรูปที่ 4.31 ทำให้กระแสที่ไหลในสายส่งและขนาดกระแสฟอลต์เกิดการเปลี่ยนแปลงส่งผลทำให้รีเลย์ที่มีการปรับตั้งค่าไว้เดิมนั้นทำงานไม่ถูกต้อง ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ให้เหมาะสมแต่ยังคงจ่ายโหลดที่พิกัดขนาด 315 MW 115 Mvar



รูปที่ 4.31 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบทดสอบขนาด 9 บัส

เมื่อทำการจำลองของระบบทดสอบ 9 บัส แล้วจะทำให้ทราบขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งแต่ละบัส และค่าพิกัดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุดในแต่ละบัส ดังตารางที่ 4.33

ตารางที่ 4.33 กระแสไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ 9 บัส

สายส่งที่	โหนด		กระแสโหลด	รีเลย์
	บัส	บัส		
1	4	5	184.45	R10, R4
2	5	6	61.76	R9, R3
3	6	7	184.60	R8, R2
4	7	8	144.98	R7, R1
5	8	9	29.05	R12, R6
6	9	4	222.49	R11, R5

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้น จะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้ว กระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะเป็นการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.34

ตารางที่ 4.34 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 9 บัส

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
4 (Gen 1)	10	11	760.85	444.20	4-9
	5	4	600.66	264.25	4-5
5	4	10	548.35	548.35	5-4
	9	3	380.09	380.09	5-6
6 (Gen 3)	3	2	684.01	361.47	6-7
	8	9	604.29	284.24	6-5
7	2	8	438.00	438.00	7-6
	7	1	540.28	540.28	7-8

ตารางที่ 4.34 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 9 บัส (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
8 (Gen 2)	1	6	691.94	367.50	8-9
	12	7	664.40	323.23	8-7
9	11	5	448.27	448.27	9-4
	6	12	368.84	368.84	9-8

เมื่อทราบค่ากระแสและขนาดกระแสฟอลต์ ทำการกำหนดขอบเขตการทำงานของเขตการป้องกันรีเลย์ของระบบทดสอบตามโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง หลังจากนั้นทำการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์โดยใช้วิธีหาค่าที่เหมาะสมทางคณิตศาสตร์ด้วยวิธี BFGS บนโปรแกรม Matlab นำผลลัพธ์ที่ประกอบไปด้วยค่ากระแสปรับตั้งและจำนวนเท่าเวลาในการทำงาน โดยทำการเปรียบเทียบผลลัพธ์ตามการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างระบบไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 4.35

ตารางที่ 4.35 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 9 บัส

รีเลย์	สถานะจ่ายโหลดปกติ		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็ก	
	กระแส ปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า ของเวลา (TDS)	กระแส ปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า ของเวลา (TDS)	กระแส ปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า ของเวลา (TDS)
1	4.0287	0.5323	4.7258	0.2674	4.5931	0.3606
2	4.4400	0.2260	4.6502	0.7571	4.8313	0.3421
3	4.2225	0.6287	-	-	3.8600	0.3088
4	4.2627	0.6836	7.4767	0.6696	4.8266	0.7345
5	4.3973	0.4167	4.9431	0.6913	4.6352	0.1361
6	3.8813	0.2481	7.8463	0.3030	3.6313	0.2331
7	4.0287	0.3989	4.7258	0.4770	4.5931	0.2980

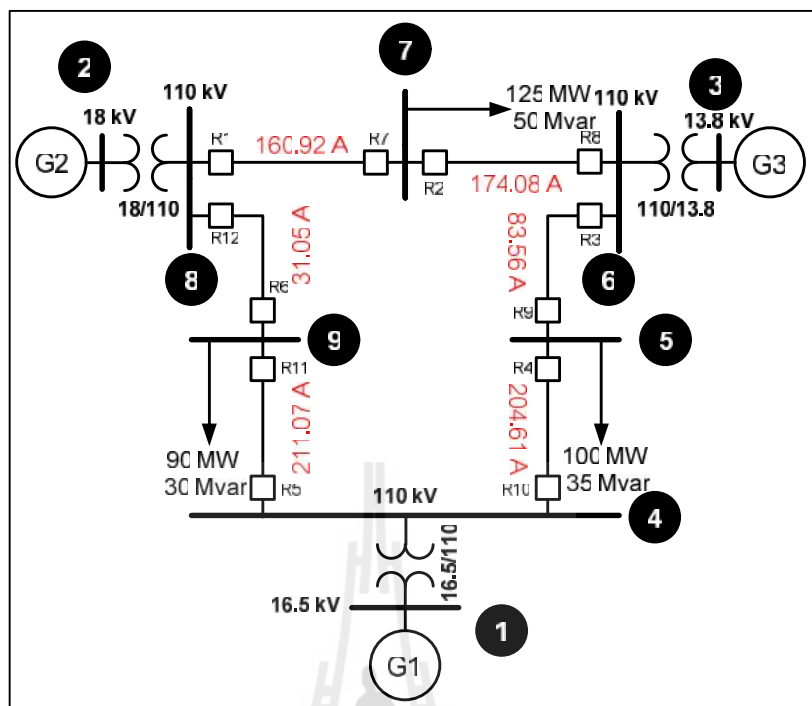
ตารางที่ 4.35 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 9 บัส (ต่อ)

รีเลย์	สถานะจ่ายโหลดปกติ		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	
	กระแสปรับตั้ง	จำนวนเท่าของเวลา	กระแสปรับตั้ง	จำนวนเท่าของเวลา	กระแสปรับตั้ง	จำนวนเท่าของเวลา
8	4.4400	0.6008	4.6502	0.8743	4.9313	0.0515
9	4.2225	0.6567	-	-	3.8600	0.4339
10	4.2627	0.1567	7.4767	0.4829	4.8266	0.5207
11	4.3973	0.0506	4.9431	0.2852	4.6344	0.6275
12	3.8813	0.5409	7.8463	0.0502	3.6313	0.3260

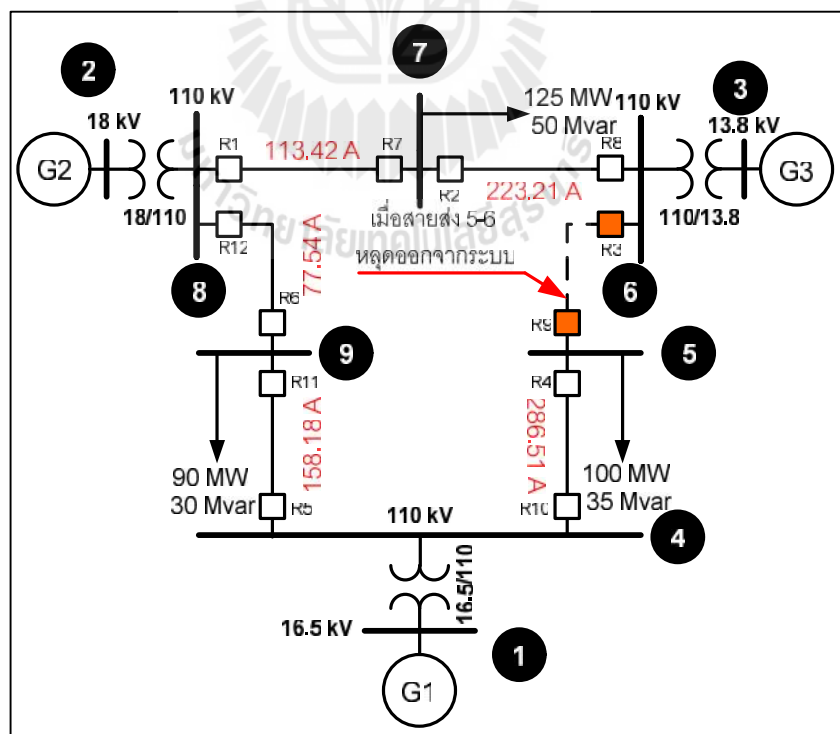
จะสังเกตได้ว่าเมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลงจะทำให้กระแสที่ไหลในสายส่งและกระแสฟอลต์เปลี่ยนแปลง จากผลดังกล่าวทำให้รีเลย์ในระบบทำงานผิดพลาด ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่เพื่อให้รีเลย์ทำงานถูกต้องตามขอบเขตเงื่อนไข

4.4.4 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ขณะจ่ายโหลดที่พิกัด

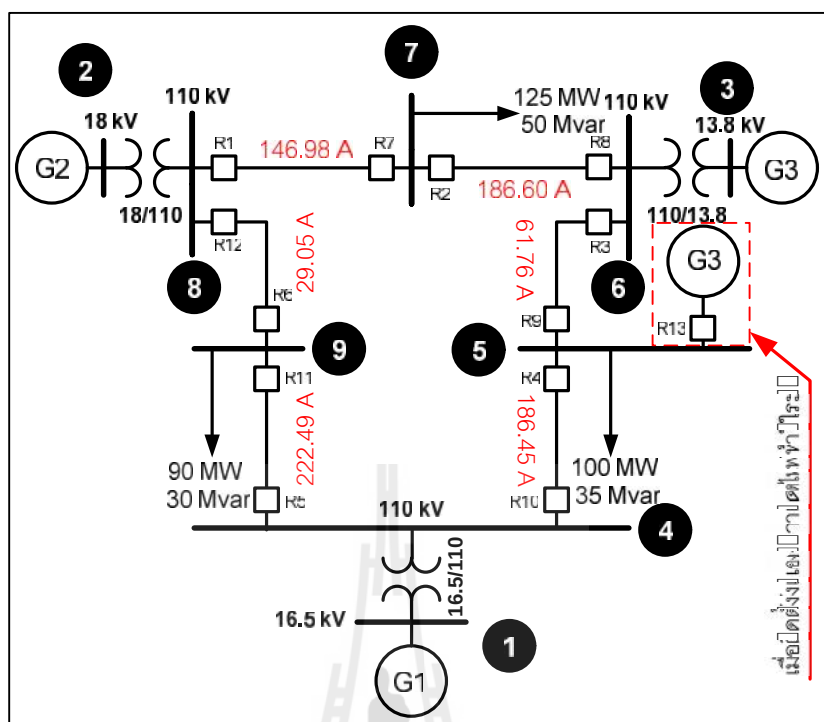
ในกรณีนี้พิจารณาหาเวลาการทำงานของรีเลย์ที่ไม่มีการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่โดยใช้ค่าในตารางที่ 4.35 ทำการเปรียบเทียบกระแสในสายส่งแต่ละบัสจากการจ่ายโหลดในสถานะต่าง ๆ เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง ดังรูปที่ 4.32



a) ขณะจ่ายโหลดที่พิกัดของระบบทดสอบขนาด 9 บัส



b) เมื่อสายส่ง 5-6 หลุดของระบบทดสอบขนาด 9 บัส



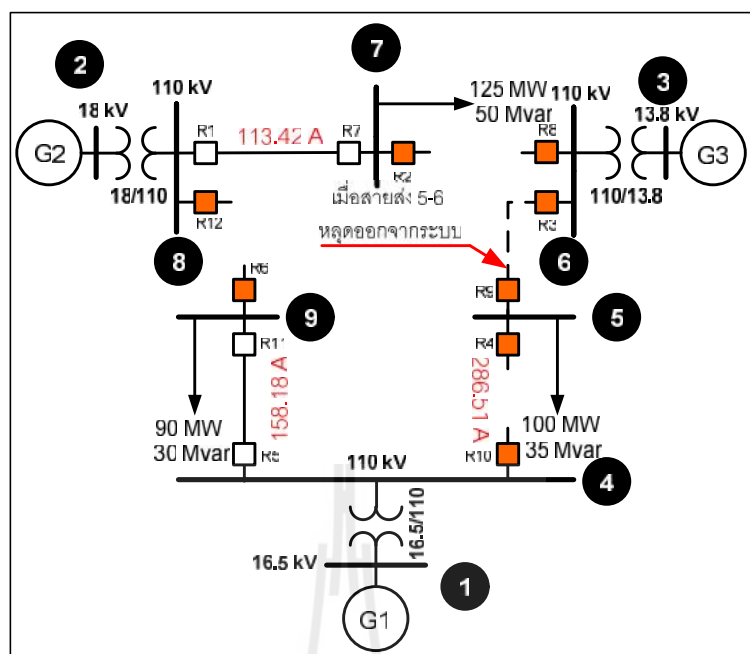
ค) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 9 บัส
รูปที่ 4.32 กระแสในสายส่งแต่ละบัสของระบบทดสอบขนาด 9 บัส

เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย ซึ่งทำการเพื่อกระแสเกินมากกว่ากระแสปกติ จากรูปที่ 4.32 b) จะสังเกตได้ว่ามีกระแสเพิ่มขึ้นในสายส่ง 5-4 มีขนาด 286.51 A และ สายส่ง 6-7 มีขนาด 223.21 A ตามลำดับ ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งรีเลย์ใหม่ให้เหมาะสม แสดงดังตารางที่ 4.36 – ตารางที่ 4.37 ส่วนในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 5 ดังรูปที่ 4.32 c) มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหลัก ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งรีเลย์ใหม่ให้เหมาะสม แสดงดังตารางที่ 4.38 – ตารางที่ 4.39

ตารางที่ 4.36 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 5-6 หลุด

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	200/5	113.42	2.8355	4.0287	0.5323	Nop
R2	200/5	223.21	<u>4.5802</u>	<u>4.4400</u>	0.2260	62.1342
R3	100/5	-	-	-	-	-
R4	200/5	286.51	<u>7.1627</u>	<u>4.2627</u>	0.6836	9.1724
R5	200/5	158.18	3.9545	4.3973	0.4167	Nop
R6	50/5	77.54	<u>7.754</u>	<u>3.8813</u>	0.2481	2.4922
R7	200/5	113.42	2.8355	4.0287	0.3989	Nop
R8	200/5	223.21	<u>4.5802</u>	<u>4.4400</u>	0.6008	164.1781
R9	100/5	-	-	-	-	-
R10	200/5	286.51	<u>7.1627</u>	<u>4.2627</u>	0.1567	2.1026
R11	200/5	158.18	3.9545	4.3973	0.0506	Nop
R12	50/5	77.54	<u>7.754</u>	<u>3.8813</u>	0.5409	4.4335

จากตารางจะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มีกรับปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อสายส่ง 5-6 หลุดออกจากระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินกว่าค่ากระแสเกินที่เพื่อไว้ จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.36 จึงทำให้รีเลย์ R2, R4, R6, R8, R10 และ R12 ทำงาน ซึ่งจากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างดังรูปที่ 4.33 ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ ดังตารางที่ 4.37 จะทำให้ระบบสามารถจ่ายโหลดตามปกติ



รูปที่ 4.33 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

ตารางที่ 4.37 กรณีใช้ค่าปรับตั้งร้อยละใหม่เมื่อสายส่ง 5-6 หลุด

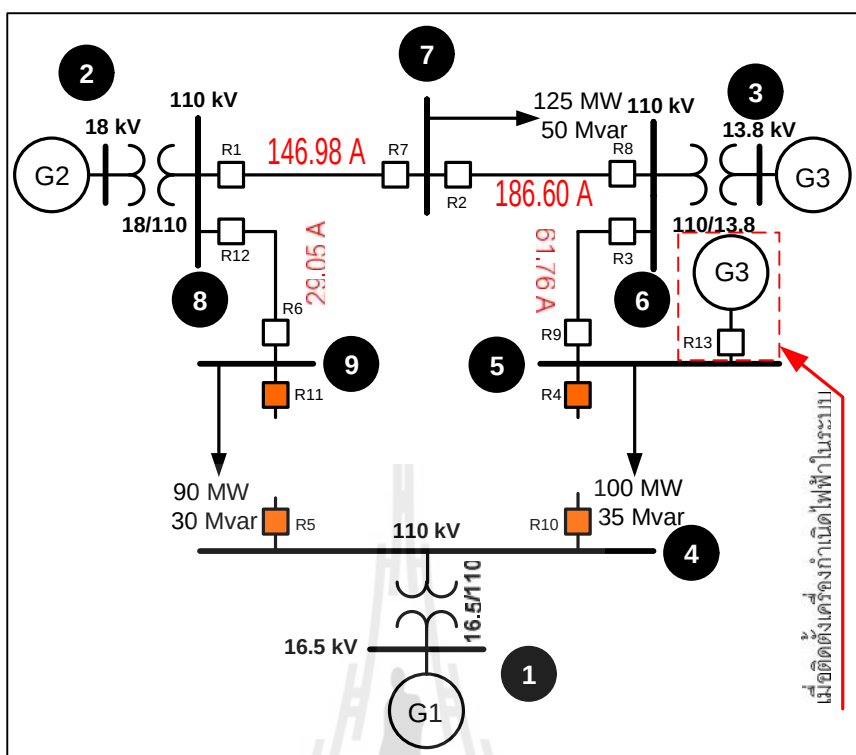
รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	200/5	113.42	2.8355	4.7258	0.2674	Nop
R2	200/5	223.21	4.58025	4.6502	0.7571	Nop
R3	100/5	-	-	-	-	-
R4	200/5	286.51	7.16275	7.4767	0.6696	Nop
R5	200/5	158.18	3.9545	4.9431	0.6913	Nop
R6	50/5	77.54	7.754	7.8463	0.3030	Nop
R7	200/5	113.42	2.8355	4.7258	0.4770	Nop
R8	200/5	223.21	4.58025	4.6502	0.8743	Nop
R9	100/5	-	-	-	-	-
R10	200/5	286.51	7.16275	7.4767	0.4829	Nop
R11	200/5	158.18	3.9545	4.9431	0.2852	Nop
R12	50/5	77.54	7.754	7.8463	0.0502	Nop

จากตารางที่ 4.37 จะสังเกตเห็นว่าเมื่อทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ จากผลดังกล่าว ทำให้มีกระแสไหลในสายส่งมีไม่เกินค่ากระแสเกินเริ่มทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ไม่ทำงาน

ตารางที่ 4.38 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	200/5	146.98	3.6745	4.0287	0.5323	Nop
R2	200/5	186.60	4.665	4.4400	0.2260	Nop
R3	100/5	61.76	3.088	4.2225	0.6287	Nop
R4	200/5	186.45	<u>4.6612</u>	<u>4.2627</u>	0.6836	53.4893
R5	200/5	222.49	<u>4.5622</u>	<u>4.3973</u>	0.4167	12.3826
R6	50/5	29.05	2.905	3.8813	0.2481	Nop
R7	200/5	146.98	3.6745	4.0287	0.3989	Nop
R8	200/5	186.60	4.665	4.4400	0.6008	Nop
R9	100/5	61.76	3.088	4.2225	0.6567	Nop
R10	200/5	186.45	<u>4.6612</u>	<u>4.2627</u>	0.1567	12.2612
R11	200/5	222.49	<u>4.5622</u>	<u>4.3973</u>	0.0506	1.5036
R12	50/5	29.05	2.905	3.8813	0.5409	Nop

จากตารางที่ 4.38 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบ จากการเปรียบเทียบกระแสทางด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงกระแส กับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ R4, R5, R10 และ R11 ทำงาน สังเกตจากรูปที่ 4.34 ดังนั้นจึงต้องปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ ตามตารางที่ 4.39 เพื่อให้ระบบสามารถจ่ายโหลดได้ต่อเนื่อง



รูปที่ 4.34 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

ตารางที่ 4.39 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	200/5	146.98	3.6745	4.5931	0.3606	Nop
R2	200/5	186.60	4.665	4.8313	0.3421	Nop
R3	100/5	61.76	3.088	3.8600	0.3088	Nop
R4	200/5	186.45	4.6612	4.8266	0.7345	Nop
R5	200/5	222.49	4.5622	4.6352	0.1361	Nop
R6	50/5	29.05	2.905	3.6313	0.2331	Nop
R7	200/5	146.98	3.6745	4.5931	0.2980	Nop
R7	200/5	146.98	3.6745	4.5931	0.2980	Nop
R8	200/5	186.60	4.665	4.9313	0.0515	Nop

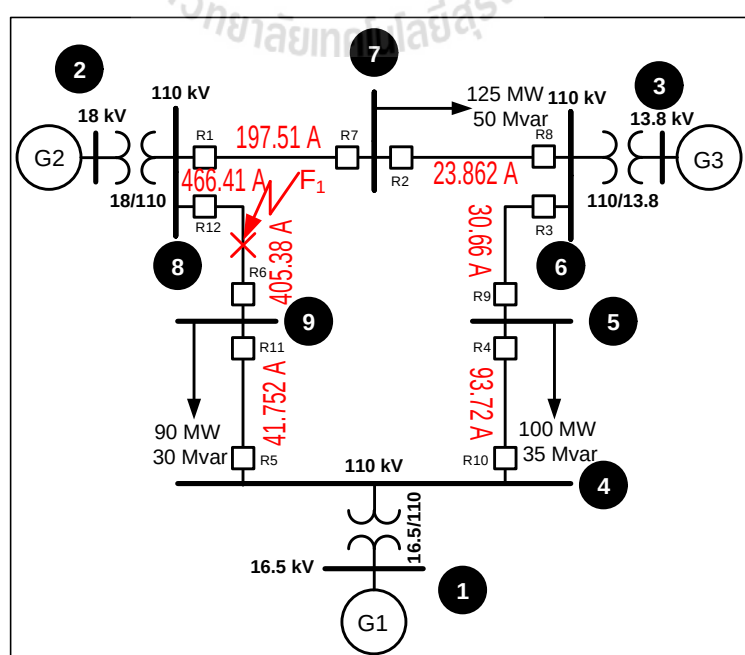
ตารางที่ 4.39 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ต่อ)

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R9	100/5	61.76	3.088	3.8600	0.4339	Nop
R10	200/5	186.45	4.66125	4.8266	0.5207	Nop
R11	200/5	222.49	4.56225	4.6344	0.6275	Nop
R12	50/5	29.05	2.905	3.6313	0.3260	Nop

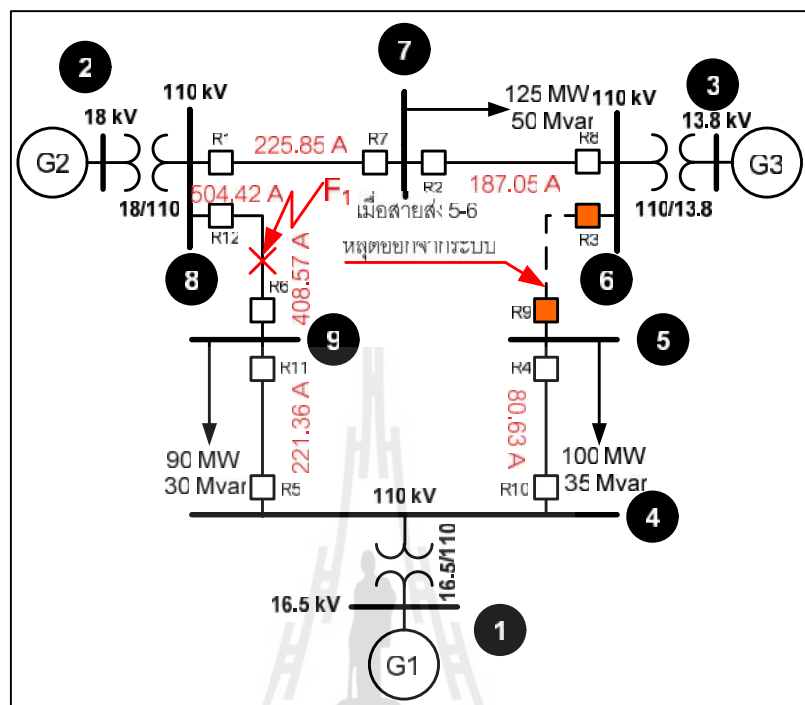
4.4.5 กรณีเกิดฟอลต์ที่สายส่งขณะทำการจ่ายโหลด

ระบบที่นำมาพิจารณาเป็นการหาเวลาการทำงานของรีเลย์กรณีเกิดฟอลต์ที่สายส่งของระบบทดสอบขนาด 9 บัส ทำการจ่ายโหลดในสภาวะปกติซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดและโหลด เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่จุด F1 ของสายส่งจากบัสที่ 8 ไปยังบัสที่ 9 ดังรูปที่ 4.35 ขนาดกระแสฟอลต์จะไหลในสายส่งของแต่ละบัสตามตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ดังนั้นรีเลย์ R6 และ R12 จะทำหน้าที่ในการป้องกันหลักโดยปริมาณขึ้นอยู่กับกระแสไหลของกำลังไฟฟ้า

Case I หมายถึง เกิดฟอลต์ขณะจ่ายโหลดของระบบทดสอบขนาด 9 บัส



Case II หมายถึง เกิดฟอลต์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 9 บัส



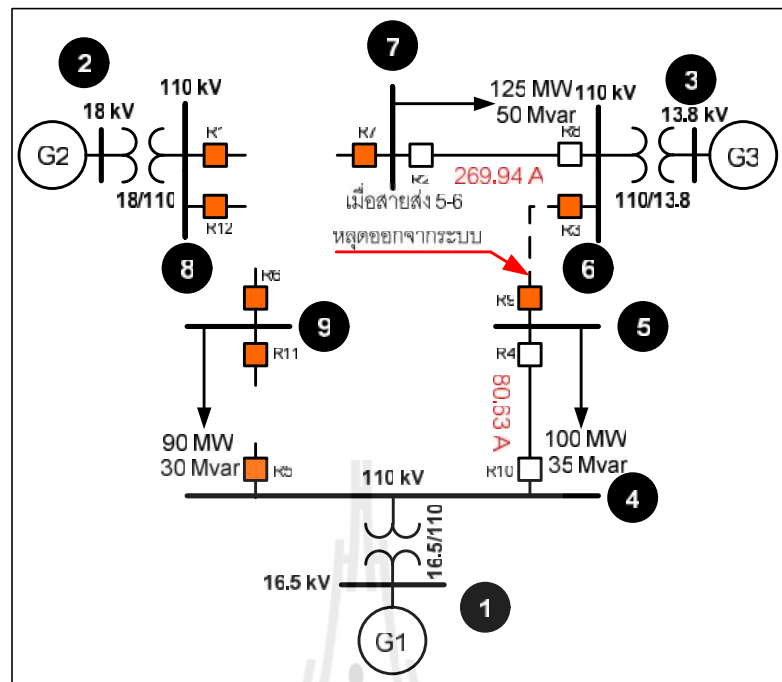
รูปที่ 4.35 ขณะเกิดฟอลต์กรณีสายส่ง 5-6 หลุด ของระบบทดสอบขนาด 9 บัส

เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสฟอลต์ที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จากรูปที่ 4.35 จะสังเกตได้ว่าเมื่อสายส่ง 5-6 หลุดออกจากระบบจะมีกระแสฟอลต์ไหลผ่านรีเลย์ R6 ขนาด 408.57 A และ R12 ขนาด 504.42 A ดังนั้นจึงทำการเปรียบเทียบเวลาการทำงาน เมื่อไม่ได้ทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ แสดงดังตารางที่ 4.40

ตารางที่ 4.40 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบกับกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 5-6 หลุด

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	4.9377	4.0287	0.5323	Nop	<u>4.6462</u>	<u>4.0287</u>	0.5323	32.1314
R2	0.5965	4.4400	0.2260	Nop	4.6762	4.4400	0.2260	Nop
R3	1.533	4.2225	0.6287	Nop	-	-	-	-
R4	2.343	4.2627	0.6836	Nop	2.0157	4.2627	0.6836	Nop
R5	1.0438	4.3973	0.4167	Nop	<u>4.534</u>	<u>4.3973</u>	0.4167	12.6574
R6	<u>40.538</u>	<u>3.8813</u>	0.2481	0.7230	<u>40.857</u>	<u>3.8813</u>	0.2481	0.7206
R7	4.9377	4.0287	0.3989	Nop	<u>4.6462</u>	<u>4.0287</u>	0.3989	24.0789
R8	0.5965	4.4400	0.6008	Nop	4.6762	4.4400	0.6008	Nop
R9	1.533	4.2225	0.6567	Nop	-	-	-	-
R10	2.343	4.2627	0.1567	Nop	2.0157	4.2627	0.1567	Nop
R11	1.0438	4.3973	0.0506	Nop	<u>4.5337</u>	<u>4.3973</u>	0.0506	1.5373
R12	<u>46.641</u>	<u>3.8813</u>	0.5409	1.4853	<u>50.442</u>	<u>3.8813</u>	0.5409	1.4388

จากตารางที่ 4.40 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มี การปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์และสายส่ง 5-6 หลุดออกจากระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้น จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ R1, R5, R6, R7, R11 และ R12 ทำงาน จากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างดังรูปที่ 4.36 ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่



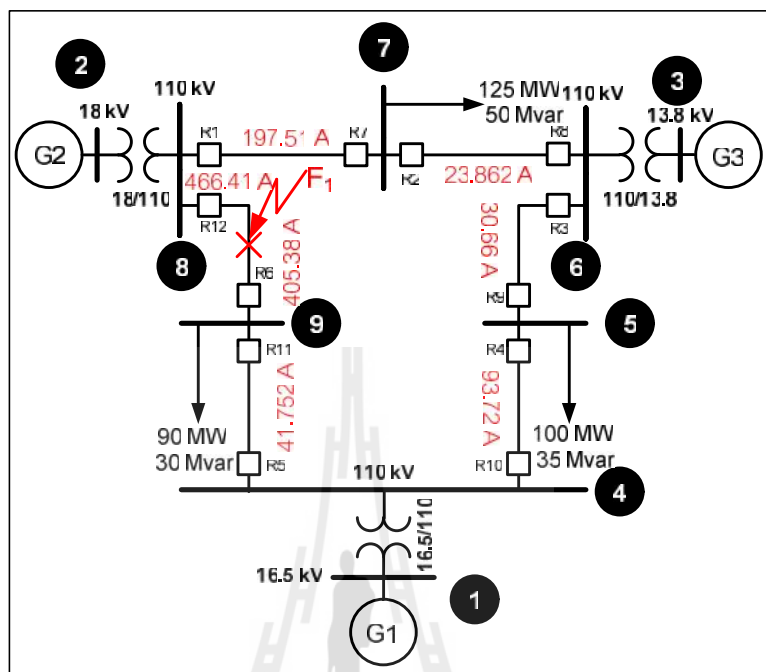
รูปที่ 4.36 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังวงจร

จากรูปที่ 4.36 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีเกิดฟอลต์รีเลย์ R6 และ R12 จะทำงานเพราะเป็นเขตการป้องกันหลัก แต่รีเลย์ R1, R7, R5 และ R11 ทำงานผิดพลาด จากผลดังกล่าวต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ดังตารางที่ 4.41 ค่าปรับตั้งใหม่ของรีเลย์มีกระแสเริ่มต้นทำงานเพิ่มขึ้น จึงทำให้รีเลย์ไม่ทำงาน โดยจำกัดขอบเขตเฉพาะส่วนที่เกิดฟอลต์เท่านั้น

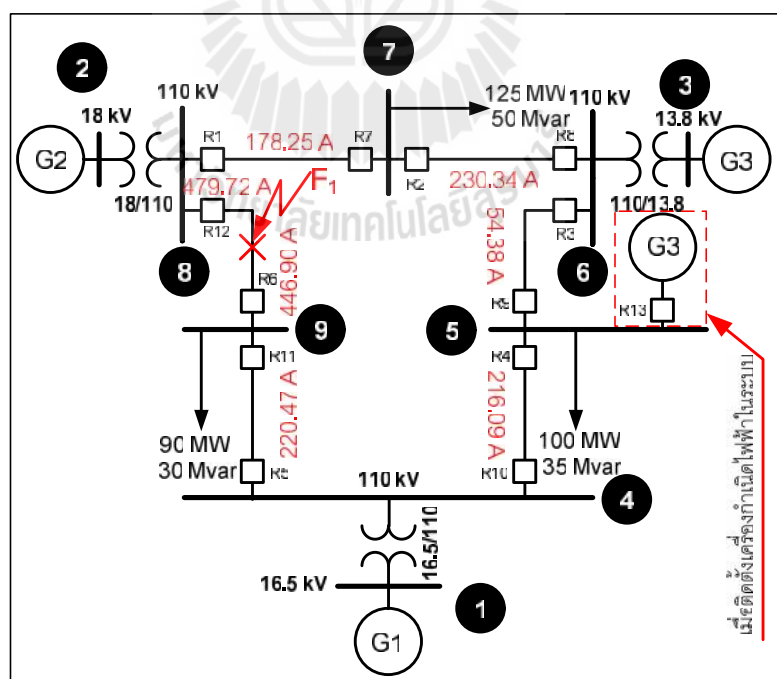
ตารางที่ 4.41 ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่ขณะสายส่ง 5-6 หลุดออกจากระบบ

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	<u>4.6462</u>	<u>4.0287</u>	0.5323	32.1314	4.6462	4.7258	0.2674	Nop
R2	4.6762	4.4400	0.2260	Nop	4.6762	4.6502	0.7571	Nop
R3	-	-	-	-	-	-	-	-
R4	2.0157	4.2627	0.6836	Nop	2.0157	7.4767	0.6696	Nop
R5	<u>4.534</u>	<u>4.3973</u>	0.4167	12.6574	4.534	4.9431	0.6913	Nop
R6	<u>40.857</u>	<u>3.8813</u>	0.2481	0.7206	40.857	7.8463	0.3030	1.2643
R7	<u>4.6462</u>	<u>4.0287</u>	0.3989	24.0789	4.6462	4.7258	0.4770	Nop
R8	4.6762	4.4400	0.6008	Nop	4.6762	4.6502	0.8743	Nop
R9	-	-	-	-	-	-	-	-
R10	2.0157	4.2627	0.1567	Nop	2.0157	7.4767	0.4829	Nop
R11	<u>4.5337</u>	<u>4.3973</u>	0.0506	1.5373	4.5337	4.9431	0.2852	Nop
R12	<u>50.442</u>	<u>3.8813</u>	0.5409	1.4388	50.442	7.8463	0.0502	0.1854

Case I หมายถึง เกิดฟลัดซ์ขณะจ่ายโหลดของระบบทดสอบขนาด 9 บัส



Case III หมายถึง เกิดฟลัดซ์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 9 บัส



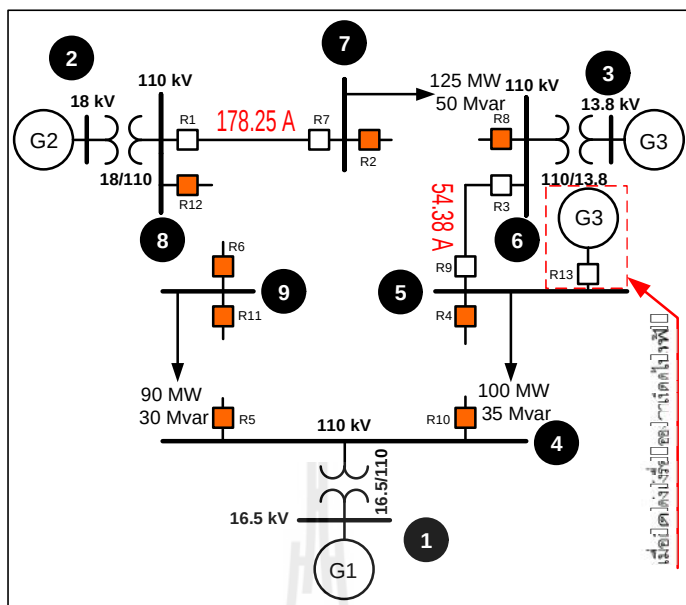
รูปที่ 4.37 ขณะเกิดฟลัดซ์กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 9 บัส

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามา巴士ที่ 5 ดังรูปที่ 4.37 โครงสร้างเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสฟอลต์ที่ไหลในสายส่งแต่ละ巴士เกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จะสังเกตได้ว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจะมีกระแสฟอลต์ไหลผ่านรีเลย์ R6 ขนาด 446.90 A และ R12 ขนาด 479.72 A ตามลำดับ ซึ่งจะทำให้การเปรียบเทียบเวลาการทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.42

ตารางที่ 4.42 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	4.9377	4.0287	0.5323	Nop	4.4562	4.0287	0.5323	Nop
R2	0.5965	4.4400	0.2260	Nop	<u>4.7585</u>	<u>4.4400</u>	0.2260	27.7883
R3	1.533	4.2225	0.6287	Nop	2.719	4.2225	0.6287	Nop
R4	2.343	4.2627	0.6836	Nop	<u>4.4022</u>	<u>4.2627</u>	0.6836	20.1503
R5	1.0438	4.3973	0.4167	Nop	<u>4.5117</u>	<u>4.3973</u>	0.4167	12.8837
R6	<u>40.538</u>	<u>3.8813</u>	0.2481	0.7230	<u>44.69</u>	<u>3.8813</u>	0.2481	0.6935
R7	4.9377	4.0287	0.3989	Nop	4.4562	4.0287	0.3989	Nop
R8	0.5965	4.4400	0.6008	Nop	<u>4.7585</u>	<u>4.4400</u>	0.6008	73.8727
R9	1.533	4.2225	0.6567	Nop	2.719	4.2225	0.6567	Nop
R10	2.343	4.2627	0.1567	Nop	<u>4.4022</u>	<u>4.2627</u>	0.1567	4.6190
R11	1.0438	4.3973	0.0506	Nop	<u>4.5117</u>	<u>4.3973</u>	0.0506	1.5645
R12	<u>46.641</u>	<u>3.8813</u>	0.5409	1.4853	<u>47.972</u>	<u>3.8813</u>	0.5409	1.4683

จากตารางที่ 4.13 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มีทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสฟอลต์ไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้น จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ R2, R4, R5, R6, R8, R10, R11 และ R12 ทำงาน โดยรีเลย์ R2, R4, R5, R8, R10 และ R11 ทำงานผิดพลาด จากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างดังรูปที่ 4.38 ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ตามตารางที่ 4.43 แสดงให้เห็นว่ารีเลย์บริเวณใกล้ตำแหน่งฟอลต์ จะทำงานภายในขอบเขตการป้องกันหลักเท่านั้น



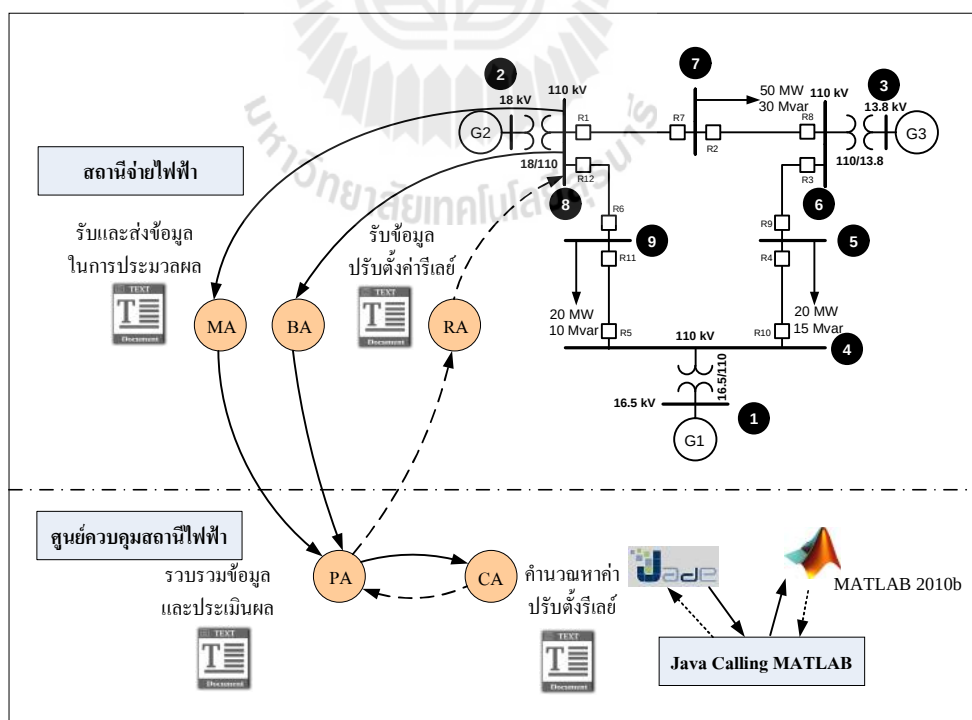
รูปที่ 4.38 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

ตารางที่ 4.43 กรณีเกิดฟอลต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

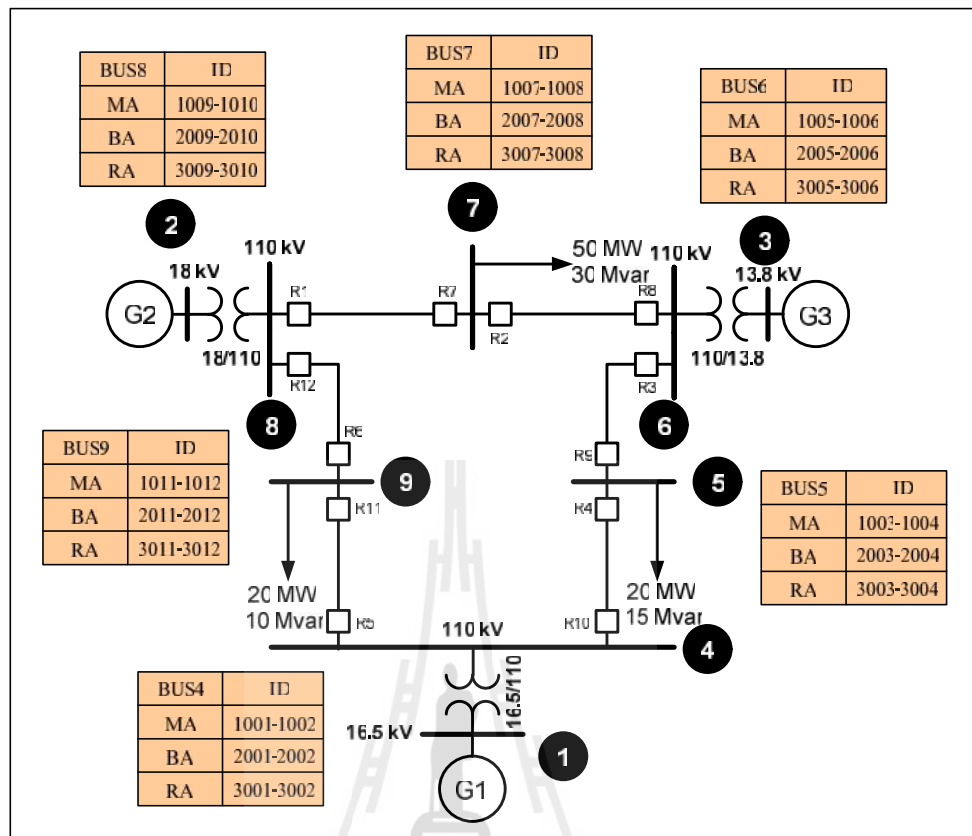
รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	4.4562	4.0287	0.5323	Nop	4.4562	4.5931	0.3606	Nop
R2	4.7585	4.4400	0.2260	27.7883	4.7585	4.8313	0.3421	Nop
R3	2.719	4.2225	0.6287	Nop	2.719	3.8600	0.3088	Nop
R4	4.4022	4.2627	0.6836	20.1503	4.4022	4.8266	0.7345	Nop
R5	4.5117	4.3973	0.4167	12.8837	4.5117	4.6352	0.1361	Nop
R6	44.69	3.8813	0.2481	0.6935	44.69	3.6313	0.2331	0.6339
R7	4.4562	4.0287	0.3989	Nop	4.4562	4.5931	0.2980	Nop
R8	4.7585	4.4400	0.6008	73.8727	4.7585	4.9312	0.2980	Nop
R9	2.719	4.2225	0.6567	Nop	2.719	3.8600	0.4339	Nop
R10	4.4022	4.2627	0.1567	4.6190	4.4022	4.8266	0.5207	Nop
R11	4.5117	4.3973	0.0506	1.5645	4.5117	4.6344	0.6275	Nop
R12	47.972	3.8813	0.5409	1.4683	47.972	3.6313	0.3260	0.8615

4.4.4 การจำลองระบบมัลติเอเจนต์ระบบทดสอบ 9 บัส

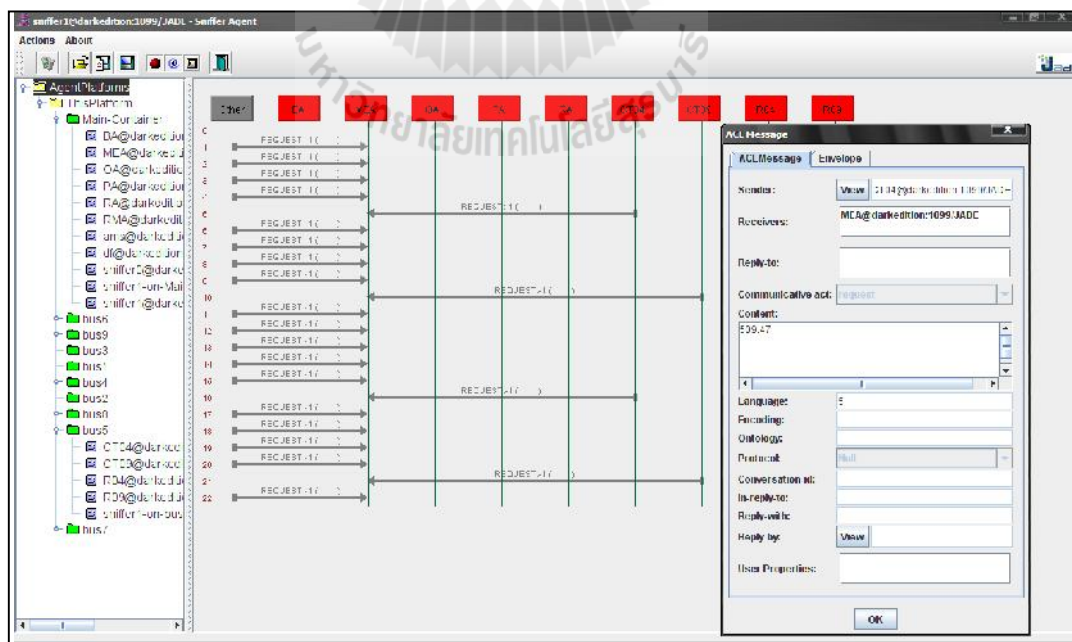
ในการจำลองระบบมัลติเอเจนต์เป็นส่วนที่สำคัญอย่างมากในการจัดการเชื่อมต่อข้อมูลต่าง ๆ ของสถานีจ่ายไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแต่ละบัส เมื่อทำการวัดและจำลองผลแล้วจะได้ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ทำการจัดเก็บในรูปแบบไฟล์ข้อความ (Text file) เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประกอบการประมวลผลโดยผ่านเอเจนต์สำหรับการวัดและติดตามผล (Measurement Agent : MEA) เอเจนต์เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Breaker Agent : BA) ทำหน้าที่รับและส่งไปยังเอเจนต์ระบบป้องกัน (Protection Agent : PA) ทำการตรวจสอบประมวลผลข้อมูลสถานะต่าง ๆ ของโครงสร้างระบบไฟฟ้า เมื่อระบบมีการเปลี่ยนแปลงก็จะส่งข้อมูลไปยังเอเจนต์จัดลำดับความสัมพันธ (Coordination Agent : CA) เอเจนต์นี้ทำหน้าที่สำหรับคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ในการปรับตั้งค่ารีเลย์ โดยเอเจนต์นี้ทำการเรียกใช้โปรแกรม MATLAB ในการคำนวณทางคณิตศาสตร์ เมื่อได้พารามิเตอร์ของคำตอบออกมาแล้วจึงทำการจัดเก็บในรูปแบบไฟล์ข้อความ (Text file) จากนั้นส่งกลับไปยังเอเจนต์ระบบป้องกัน (Protection Agent : PA) เพื่อส่งข้อมูลค่าปรับตั้งดังกล่าวต่อไปยังรีเลย์เอเจนต์ (Relay Agent : RA) ดังแสดงในรูปที่ 4.39 ในการติดต่อสื่อสารเพื่อรับส่งข้อมูลระหว่างเอเจนต์และอื่น ๆ นั้นต้องทำการกำหนดหมายเลขระบุตัวเอเจนต์ (ID of Agent) ขึ้นมาโดยกำหนดหมายเลขระบุตัวเอเจนต์แสดงในรูปที่ 4.40



รูปที่ 4.39 การทำงานของระบบมัลติเอเจนต์ของระบบทดสอบ 9 บัส



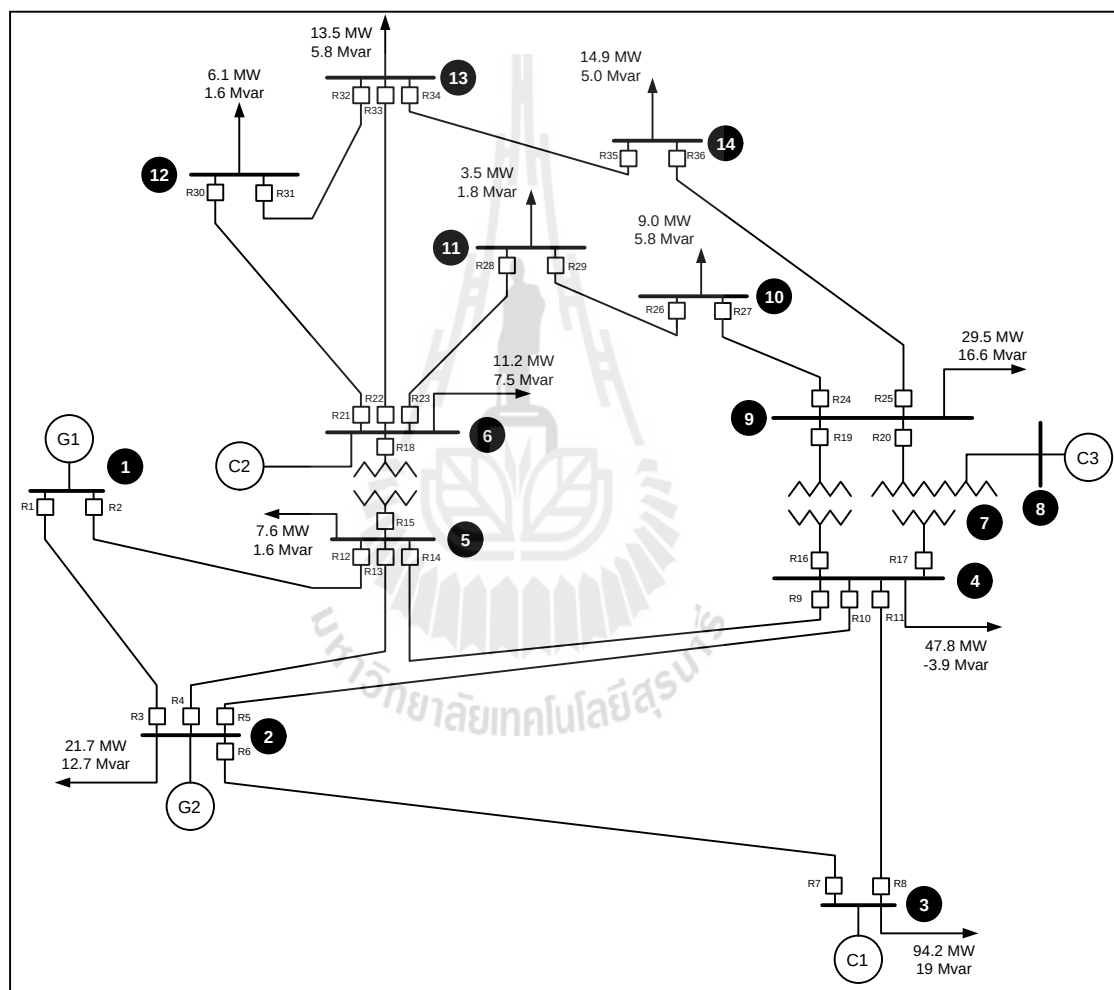
รูปที่ 4.40 หมายเลขระบุตัวเอเจนต์ของระบบทดสอบ 9 บัส



รูปที่ 4.41 Sniffer Agent GUI การปรับตั้งค่ารีเลย์ของระบบทดสอบ 9 บัส

4.6 การปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินของระบบทดสอบขนาด 14 บัส

ระบบทดสอบขนาด 14 บัส ที่ใช้ในการจำลองผลมีระดับแรงดัน 69 kV และ 13.8 kV มีค่ากำลังไฟฟ้าฐาน 100 MVA มีปริมาณโหลดรวมของระบบขนาด 259 MW 73.5 Mvar ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้า 2 เครื่อง สายส่งทั้งหมด 15 เส้น สำหรับข้อมูลเบื้องต้นของระบบทดสอบนั้นกำหนดให้บัสที่ 1 เป็นบัสอ้างอิง (Slack Bus) บัสที่ 3 บัสที่ 6 และ บัสที่ 8 เป็นบัสที่ต่อเครื่องชดเชยกำลังไฟฟ้าแสดงรูปที่ 4.42

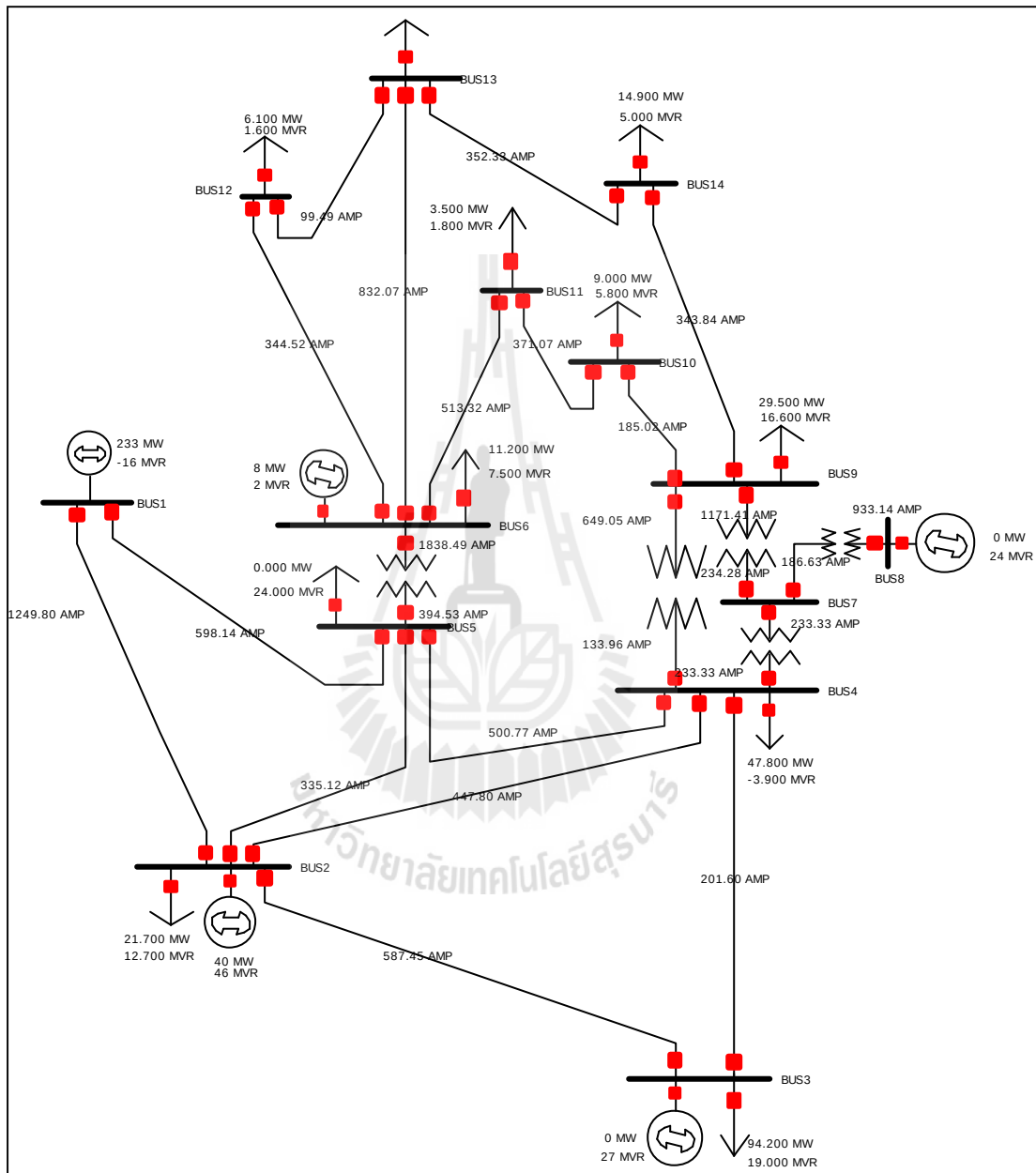


รูปที่ 4.42 ระบบทดสอบขนาด 14 บัส

4.6.1 กรณีสภาวะปกติในการจ่ายโหลด

เมื่อระบบทำการจ่ายโหลดในสภาวะปกติจะหาค่าการไหลของกระแสไฟฟ้าในสายส่งของแต่ละบัสโดยใช้โปรแกรม Power World ดังรูปที่ 4.43 เมื่อทราบขนาดของกระแสที่

โหลดในสายส่งจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลดแล้วนั้นนำค่าที่ได้ไปทำการเลือกอัตราส่วนหม้อแปลงกระแส



รูปที่ 4.43 กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบทดสอบขนาด 14 บัส

ผลจากการจำลองระบบทดสอบ 14 บัส ทำให้ทราบขนาดของกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละหน่วยทำโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 1 จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 233 MW -16 MVar

และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2 จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 40 MW 46 MVar มีขนาดกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งสูงสุดจากบัสที่ 1 ไปยังบัสที่ 2 มีค่าเท่ากับ 1249.80 A และค่ากระแสไฟฟ้าต่ำสุดจากบัสที่ 3 ไปยังบัสที่ 12 มีค่าเท่ากับ 99.49 A แล้วนำไปเลือกขนาดของอัตราส่วนหม้อแปลง แสดงดังตารางที่ 4.44

ตารางที่ 4.44 กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติระบบทดสอบ 14 บัส

สายส่งที่	โหนด		กระแส โหลด	อัตราส่วน CT Ratio	รีเลย์
	บัส	บัส			
1	1	2	1249.80	1200/5	R1, R3
2	1	5	598.14	800/5	R2, R12
3	2	5	334.12	400/5	R4, R13
4	2	4	447.80	600/5	R5, R10
5	2	3	587.45	800/5	R6, R7
6	3	4	201.60	300/5	R8, R11
7	4	5	500.77	600/5	R9, R14
8	6	12	344.52	400/5	R21, R30
9	6	13	832.07	1000/5	R22, R33
10	6	11	513.32	600/5	R23, R28
11	10	11	317.07	400/5	R29, R26
12	10	9	184.02	200/5	R27, R24
13	9	14	343.84	400/5	R25, R36
14	14	13	352.33	400/5	R35, R34
15	13	12	99.49	100/5	R32, R31

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์นั้นนอกจากจะทราบค่ากระแสที่ไหลในสายส่งแล้วจะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟลัดในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญในปรับตั้งรีเลย์ป้องกัน นอกจากนั้นแล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟลัดจะใช้ในการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.45

ตารางที่ 4.45 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 14 บัส

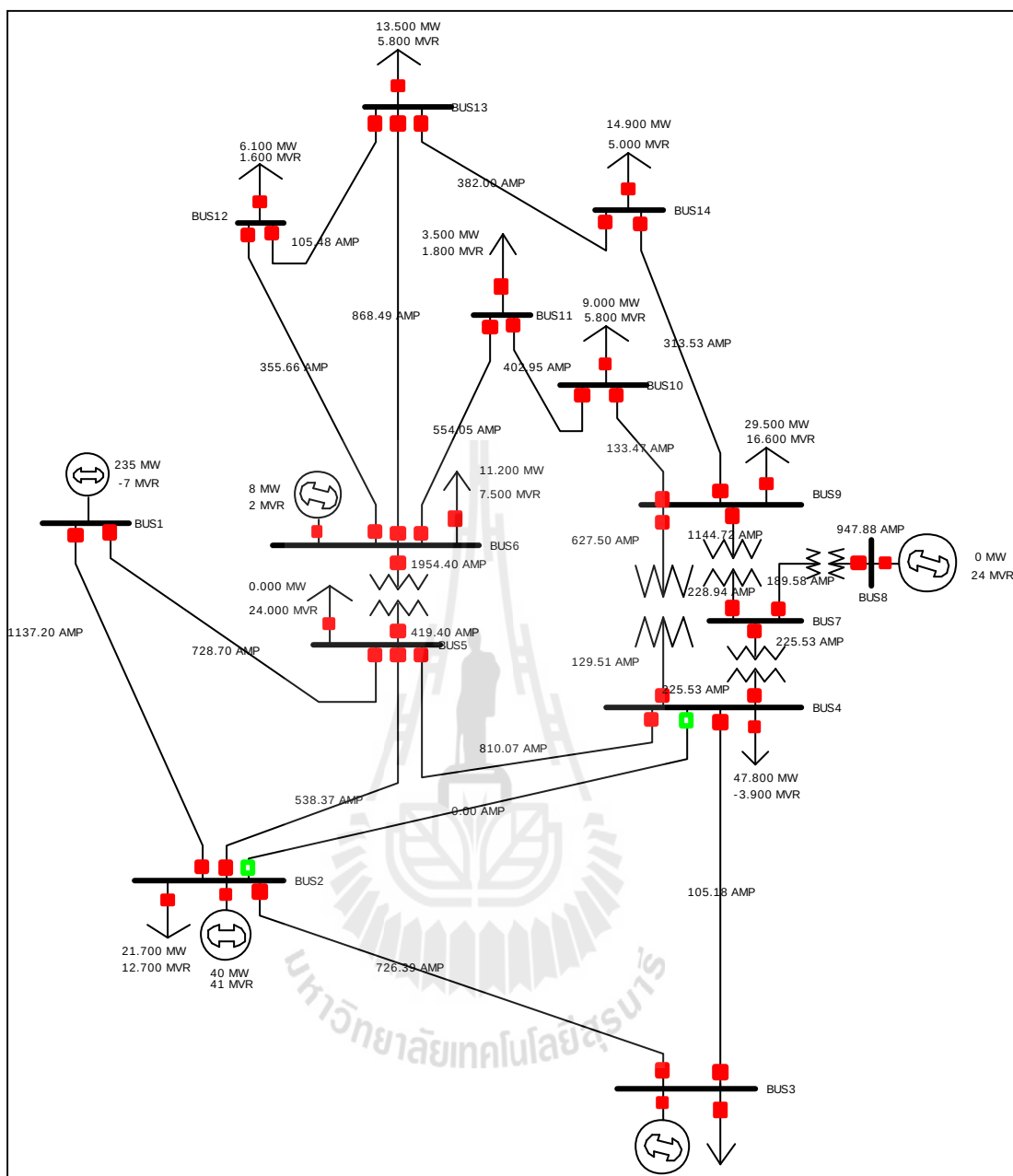
Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 (Gen 1)	1	12	14684.36	2184.83	1-5
	2	3	19408.98	7371.11	1-2
2 (Gen 2)	3	7	19604.36	2828.36	2-3
	3	10	19604.36	2073.25	2-4
	3	13	19604.36	2010.42	2-5
3 (Gen 3)	7	11	14597.32	2893.42	3-4
	8	6	14977.23	3224.57	3-2
4	10	5	3270.27	3270.27	4-2
	11	8	3351.39	3351.39	4-3
	9	14	5602.25	5602.25	4-5
5	12	2	2829.96	2829.96	5-1
	13	4	3290.90	3290.90	5-2
	14	9	5824.99	5824.99	5-4
6 (Gen 3)	23	30	77537.35	557.15	6-12
	23	33	77537.35	2184.38	6-13
	21	28	80097.35	4373.03	6-11
	21	33	80097.35	1909.64	6-13
	22	28	80482.82	4480.52	6-11
	22	30	80482.82	437.93	6-12
9	24	27	7114.17	7114.17	9-10
	25	36	4501.07	4501.07	9-14
10	27	24	17348.66	17348.66	10-9
	26	29	8820.59	8820.59	10-11
11	28	23	16068.66	16068.66	11-6
	29	26	9024.25	9024.25	11-10

ตารางที่ 4.45 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 14 บัส (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
12	30	21	12437.57	12437.57	12-6
	31	32	8644.18	8644.18	12-13
13	33	22	21154.37	21154.37	13-6
	32	31	5438.15	5438.15	13-12
	34	35	4519.37	4519.37	13-14
14	36	25	9608.48	9608.48	14-9
	35	34	7742.53	7742.53	14-13

4.6.2 กรณีสภาวะสายส่งหลุดออกจากระบบ

เมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทำให้ให้สายส่งที่เชื่อมโยงไปยังบัสรับภาระโหลด และมีกระแสไหลเพิ่มมากขึ้น ส่งผลทำให้รีเลย์ที่มีการปรับตั้งค่าไว้เดิมนั้นทำงานผิดพลาดส่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ให้เหมาะสม จากการจำลองระบบทดสอบกำหนดให้สายส่งหลุดออกจากระบบระหว่างบัสที่ 2 ไปยังบัสที่ 4 ที่ระดับแรงดัน 69 kV แต่ระบบยังคงจ่ายโหลดที่พิกัดขนาด 259 MW 73.5 Mvar แสดงดังรูปที่ 4.44



รูปที่ 4.44 สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 14 บั๊ต

จะสังเกตได้ว่ากระแสที่ไหลในสายส่งเกิดการเปลี่ยนแปลงตามการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยสายส่งที่ใกล้เคียงระหว่างบัสที่ 2 ไปยังบัสที่ 3 มีค่ากระแสเท่ากับ 726.39 A และสายส่งที่ไหลระหว่างบัสที่ 4 ไปยังบัสที่ 3 มีค่ากระแสเท่ากับ 104.18 A แสดงดังตารางที่ 4.46 ดังนั้นเพื่อให้รีเลย์ทำงานถูกต้องจะต้องปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่

ตารางที่ 4.46 กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 14 บัส

สายส่งที่	โหนด		กระแส โหลด	รีเลย์
	บัส	บัส		
1	1	2	1137.20	R1, R3
2	1	5	728.70	R2, R12
3	2	5	538.37	R4, R13
4	-	-	-	R5, R10
5	2	3	724.39	R6, R7
6	3	4	104.18	R8, R11
7	4	5	810.07	R9, R14
8	6	12	354.66	R21, R30
9	6	13	868.49	R22, R33
10	6	11	554.05	R23, R28
11	10	11	402.95	R29, R26
12	10	9	133.47	R27, R24
13	9	14	313.53	R25, R36
14	14	13	382.09	R35, R34
15	13	12	104.48	R32, R31

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่นั้นจะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะใช้ในการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.47

ตารางที่ 4.47 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 14 บัส

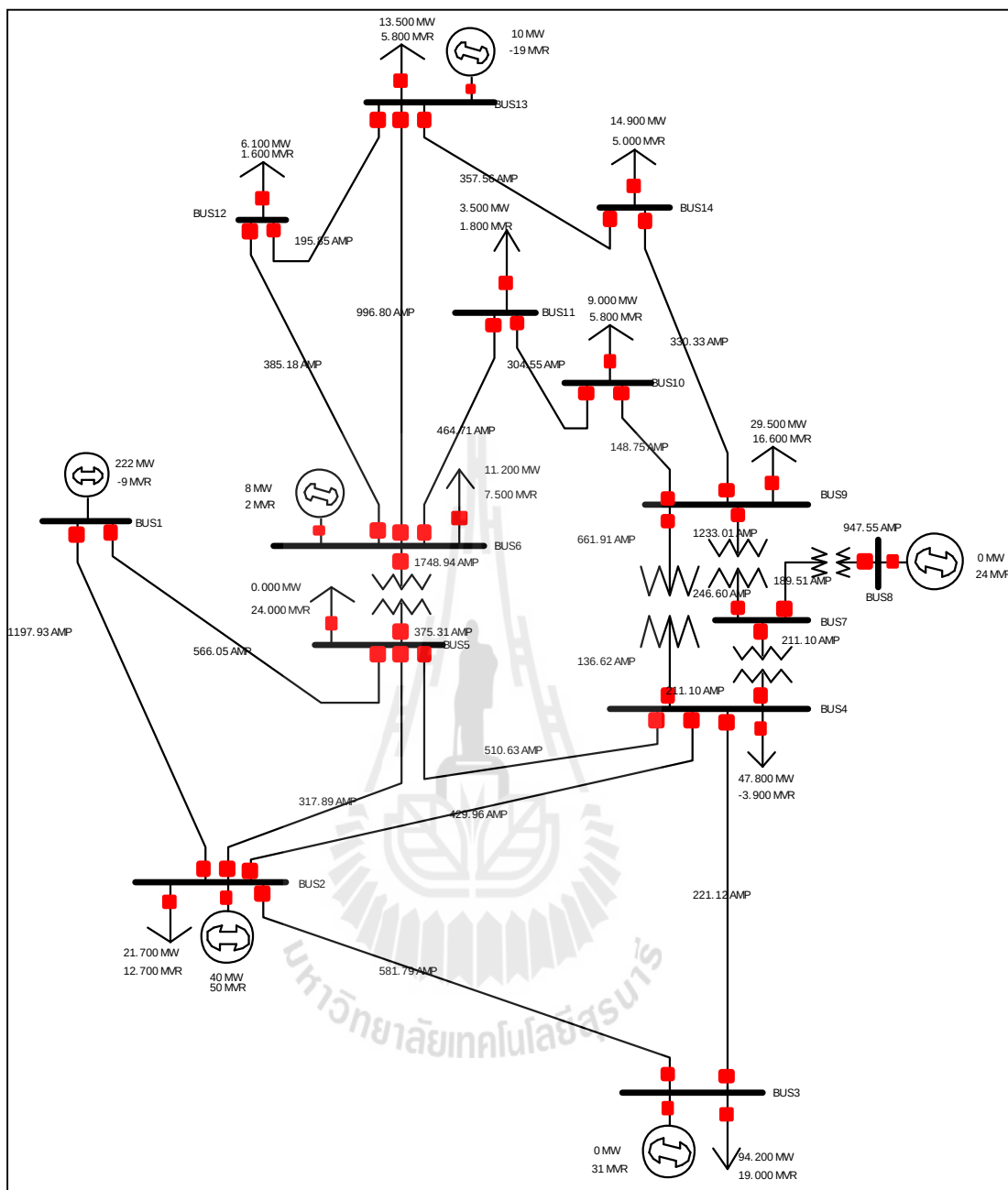
Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 (Gen 1)	1	12	14774.62	2224.45	1-5
	2	3	19338.68	7224.48	1-2
2 (Gen 2)	3	7	18104.89	2983.85	2-3
	3	13	18104.89	2454.96	2-5
	6	13	20917.39	2362.50	2-5
	6	1	20917.39	6543.73	2-1
	4	1	21463.46	6554.33	2-1
	4	7	21463.46	2874.30	2-3
3 (Gen 3)	7	11	14504.02	2672.35	3-4
	8	6	15074.60	3293.28	3-2
4	11	8	3467.76	3467.76	4-3
	9	14	6034.96	6034.96	4-5
5	12	2	2948.76	2948.76	5-1
	13	4	3588.14	3588.14	5-2
	14	9	4484.77	4484.77	5-4
6 (Gen 3)	23	30	75994.83	528.14	6-12
	23	33	75994.83	2074.10	6-13
	21	28	78411.30	4157.21	6-11
	21	33	78411.30	1804.36	6-13
	22	28	78821.96	4258.71	6-11
	22	30	78821.96	411.42	6-12
9	24	27	6977.30	6977.30	9-10
	25	36	4410.52	4410.52	9-14
10	27	24	16740.31	16740.31	10-9
	26	29	8660.19	8660.19	10-11

ตารางที่ 4.47 เขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 14 บัส (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
11	28	23	15791.89	15791.89	11-6
	29	26	8749.26	8749.26	11-10
12	30	22	12234.83	12234.83	12-6
	31	32	8488.53	8488.53	12-13
13	33	22	20792.84	20792.84	13-6
	34	35	4484.79	4484.79	13-14
	32	31	5343.88	5343.88	13-12
14	36	25	9350.26	9350.26	14-9
	35	34	7609.42	7609.42	14-13

4.6.3 กรณีมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(VSPP)ในระบบ

เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อทำการซื้อขายไฟฟ้าในการลดกำลังการผลิตของระบบไฟฟ้าหลักในบัสที่ 13 แสดงดังรูปที่ 4.45 ทำให้กระแสที่ไหลในสายส่งและขนาดกระแสฟอลต์เกิดการเปลี่ยนแปลงส่งผลทำให้รีเลย์ที่มีการปรับตั้งค่าไว้เดิมนั้นทำงานไม่ถูกต้อง ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ให้เหมาะสมแต่ยังคงจ่ายโหลดที่พิกัดขนาด 259 MW 73.5 Mvar



รูปที่ 4.45 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบทดสอบขนาด 14 บัส

เมื่อทำการจำลองของระบบทดสอบ 14 บัส แล้วจะทำให้ทราบขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งแต่ละบัส และค่าพิกัดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุดในแต่ละบัส ดังตารางที่

4.48

ตารางที่ 4.48 กระแสไฟฟ้าติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ 14 บัส

สายส่งที่	โหนด		กระแสโหลด	รีเลย์
	บัส	บัส		
1	1	2	1197.93	R1, R3
2	1	5	564.05	R2, R12
3	2	5	317.89	R4, R13
4	2	4	429.96	R5, R10
5	2	3	581.79	R6, R7
6	3	4	221.12	R8, R11
7	4	5	510.63	R9, R14
8	6	12	384.18	R21, R30
9	6	13	994.80	R22, R33
10	6	11	464.71	R23, R28
11	10	11	304.55	R29, R26
12	10	9	148.75	R27, R24
13	9	14	330.33	R25, R36
14	14	13	357.56	R35, R34
15	13	12	194.85	R32, R31

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้น จะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้ว กระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะเป็นการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ดังตารางที่ 4.49

ตารางที่ 4.49 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 14 บัส

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 (Gen 1)	1	12	14710.65	2154.62	1-5
	2	3	19438.58	7352.76	1-2
2 (Gen 2)	3	7	19572.51	2830.54	2-3
	3	10	19572.51	2047.74	2-4
	3	13	19572.51	1982.92	2-5
3 (Gen 3)	7	11	14604.43	2864.92	3-4
	8	6	15014.72	3223.02	3-2
4	10	5	3278.06	3278.06	4-2
	11	8	3362.21	3362.21	4-3
	9	14	5579.08	5579.08	4-5
5	12	2	2838.34	2838.34	5-1
	13	4	3299.42	3299.42	5-2
	14	9	5809.69	5809.69	5-4
6 (Gen 3)	23	30	77884.80	1032.21	6-12
	23	33	77884.80	4037.98	6-13
	21	33	80062.76	3753.00	6-13
	21	28	80062.76	4422.05	6-11
	22	28	79119.86	4534.96	6-11
	22	30	79119.86	924.17	6-12
9	24	27	6949.24	6949.24	9-10
	25	36	4457.11	4457.11	9-14
10	27	24	17171.77	17171.77	10-9
	26	29	8599.16	8599.16	10-11

ตารางที่ 4.49 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 14 บัส (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
11	28	23	15683.36	15683.36	11-6
	29	26	8931.75	8931.75	11-10
12	30	21	12230.67	12230.67	12-6
	31	32	8842.75	8842.75	12-13
13	33	22	20637.20	20637.20	13-6
	32	31	5302.02	5302.02	13-12
	34	35	4558.85	4558.85	13-14
14	36	25	9494.16	9494.16	14-9
	35	34	7711.45	7711.45	14-13

เมื่อทราบค่ากระแสและขนาดกระแสฟอลต์ ทำการกำหนดขอบเขตการทำงานของเขตการป้องกันรีเลย์ของระบบทดสอบตามโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง หลังจากนั้นทำการคำนวณค่าปรับตั้งรีเลย์โดยใช้วิธีหาค่าที่เหมาะสมทางคณิตศาสตร์ด้วยวิธี BFGS บนโปรแกรม Matlab นำผลลัพธ์ที่ประกอบไปด้วยค่ากระแสปรับตั้งและจำนวนเท่าเวลาในการทำงาน โดยทำการเปรียบเทียบผลลัพธ์ตามการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างระบบไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 4.50

ตารางที่ 4.50 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ระบบทดสอบขนาด 14 บัส ที่พิกัดแรงดัน 69 kV

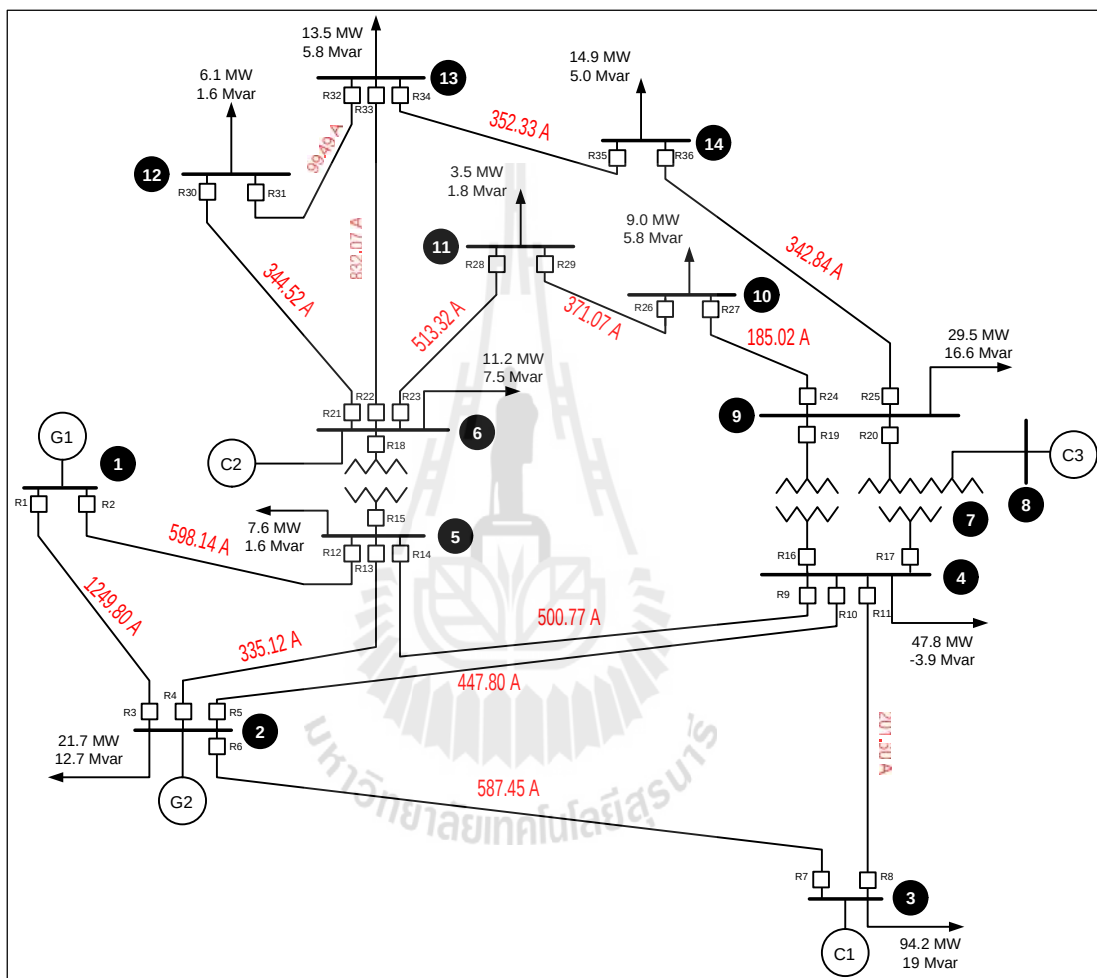
รีเลย์	สภาวะจ่ายโหลดปกติ		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	
	กระแสปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่าของเวลา (TDS)	กระแสปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่าของเวลา (TDS)	กระแสปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่าของเวลา (TDS)
1	6.5094	0.5700	4.9229	0.6141	4.9914	0.4814
2	4.6730	0.7050	4.0604	0.1561	4.7171	0.6960
3	6.5094	0.5075	4.9229	0.5968	4.9914	0.6182
4	4.2363	0.5766	4.6080	0.0501	4.2982	0.6260
5	4.6646	0.2780	-	-	4.3745	0.1268
6	4.6895	0.4668	4.0444	0.0974	4.8482	0.6668
7	4.6895	0.2953	4.0444	0.7059	4.8482	0.0722
8	4.2000	0.7144	4.3825	0.9177	4.5280	0.5860
9	4.2164	0.7879	4.0629	0.7892	4.1063	0.2247
10	4.6646	0.1579	-	-	4.3745	0.5408
11	4.2000	0.6931	4.3825	0.8632	4.5280	0.7011
12	4.6730	0.0610	4.0604	0.2391	4.7171	0.8258
13	4.2363	0.3860	4.6080	0.1682	4.2982	0.3787
14	4.2164	0.2087	4.0629	0.6857	4.1063	0.7071

ตารางที่ 4.51 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ระบบทดสอบขนาด 14 บัส ที่พิกัดแรงดัน 13.8 kV

รีเลย์	สภาวะจ่ายโหลดปกติ		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	
	กระแสปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่าของเวลา (TDS)	กระแสปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่าของเวลา (TDS)	กระแสปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่าของเวลา (TDS)
21	4.3831	0.7182	4.4458	0.7362	4.8148	0.3611
22	4.2004	0.1599	4.3425	0.1696	4.1917	0.5909
23	4.3471	0.0865	4.6171	0.2289	4.8407	0.5100
24	4.7819	0.9696	4.4490	0.1950	4.6484	0.6977
25	4.3725	0.5418	3.9191	0.7712	4.1614	0.7198
26	4.9542	0.2745	4.0295	0.6279	4.7586	0.7490
27	4.7819	0.5096	4.4490	0.0579	4.6484	0.9165
28	4.3471	0.0562	4.6171	0.1577	4.8407	0.9312
29	4.9542	0.1096	4.0295	0.3619	4.7586	0.2936
30	4.3831	0.5673	4.4458	0.8186	4.8148	0.8630
31	6.2181	0.8272	3.5160	0.3128	7.1203	0.8468
32	6.2181	0.2616	3.5160	0.1587	7.1203	0.3555
33	4.2004	0.2894	4.3425	0.0735	4.1917	0.0632
34	4.5052	0.0515	3.8209	0.7670	4.5869	0.5496
35	4.5052	0.6600	3.8209	0.6901	4.5869	0.6661
36	4.3725	0.4741	3.9191	0.4418	4.1614	0.8279

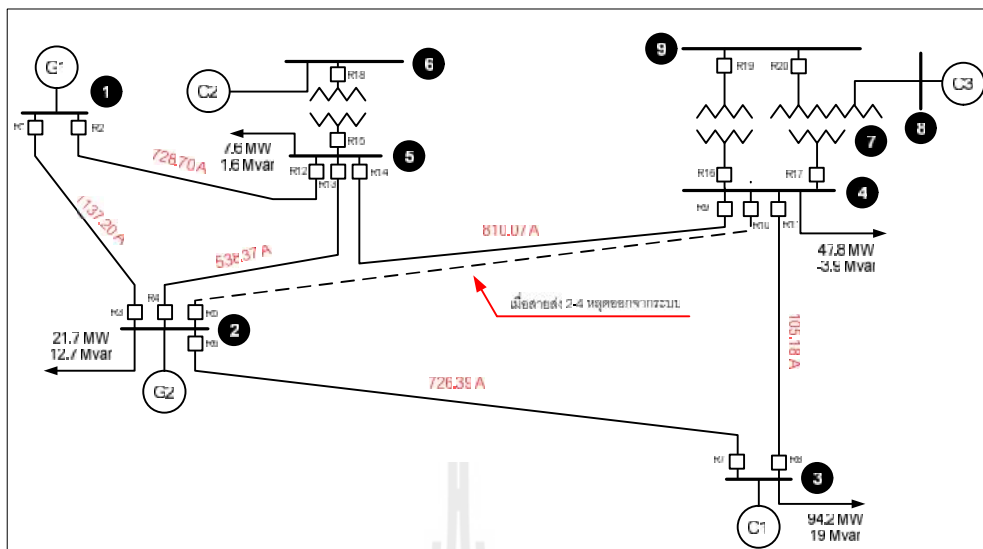
4.6.4 ใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ขณะจ่ายโหลดที่พิกัด

ในกรณีนี้พิจารณาหาเวลาการทำงานของรีเลย์ที่ไม่มีการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่โดยใช้ค่าในตารางที่ 4.50 – ตารางที่ 4.51 ทำการเปรียบเทียบกระแสในสายส่งแต่ละบัสจากการจ่ายโหลดในสถานะต่าง ๆ เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง ดังรูปที่ 4.46

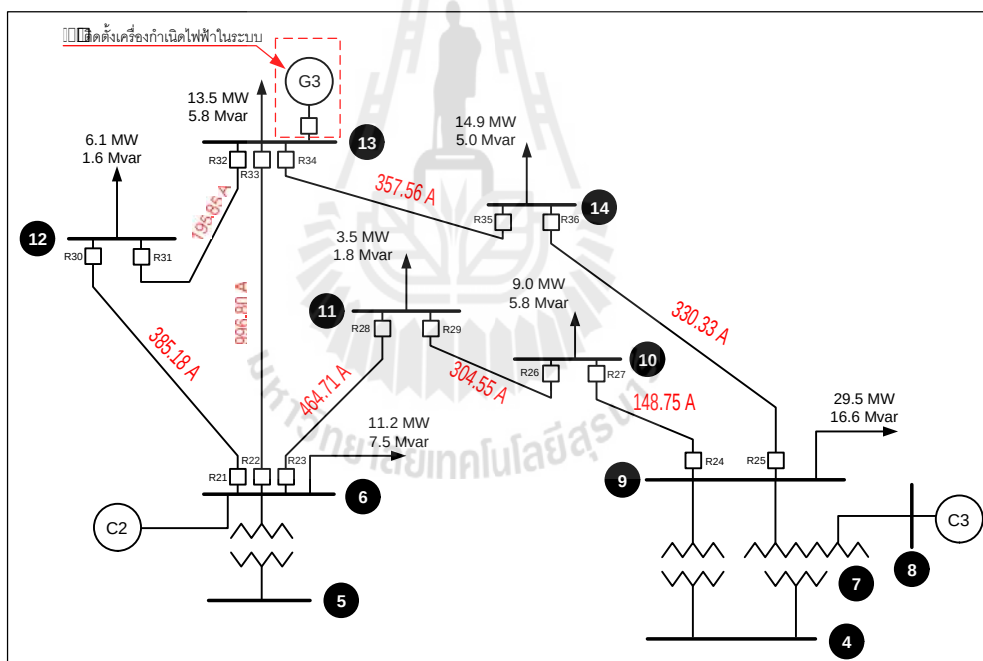


รูปที่ 4.46 ขณะจ่ายโหลดที่พิกัดของระบบทดสอบขนาด 14 บัส

เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย ซึ่งทำการเผื่อกระแสเกินมากกว่ากระแสปกติ จากรูปที่ 4.47 a) จะสังเกตได้ว่ามีกระแสเพิ่มขึ้นในสายส่ง 2-3 มีขนาด 726.39 A และ สายส่ง 4-5 มีขนาด 810.07A ตามลำดับ ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งรีเลย์ใหม่ให้เหมาะสม แสดงดังตารางที่ 4.52 – ตารางที่ 4.53



a) เมื่อสายส่ง 2-4 หลุดจากระบบทดสอบขนาด 14 บัส



b) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 14 บัส

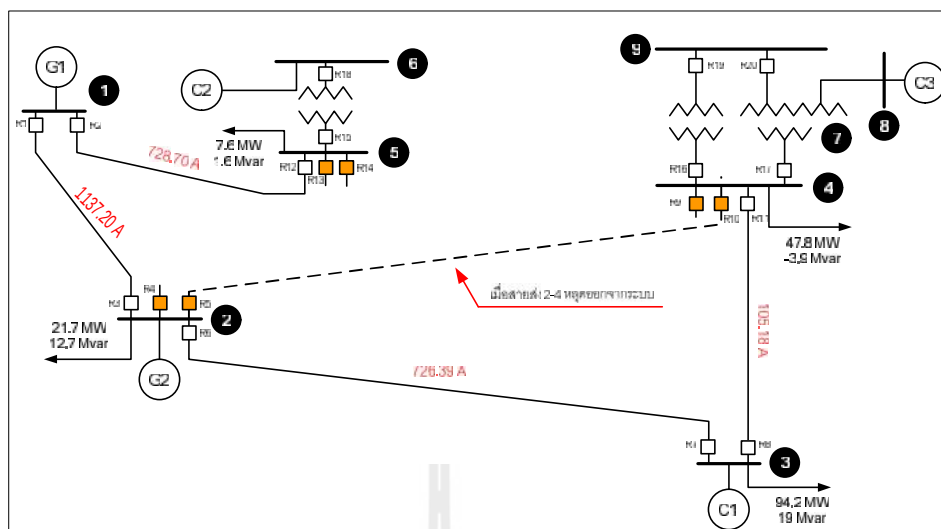
รูปที่ 4.47 กระแสในสายส่งแต่ละบัสของระบบทดสอบขนาด 14 บัส

ส่วนในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 13 ดังรูปที่ 4.47 b) มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหลัก กระแสในสายส่ง 12-13 มีค่าเพิ่มขึ้น ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งรีเลย์ใหม่ให้เหมาะสม แสดงดังตารางที่ 4.52 – ตารางที่ 4.53

ตารางที่ 4.52 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 2-4 หลุด

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	1200/5	1137.20	4.7383	6.5094	0.5700	Nop
R2	800/5	728.70	4.5543	4.6730	0.7050	Nop
R3	1200/5	1137.20	4.7383	6.5094	0.5075	Nop
R4	400/5	538.37	<u>6.7296</u>	<u>4.2363</u>	0.5766	16.0463
R5	600/5	-	-	-	-	-
R6	800/5	726.39	4.5399	4.6895	0.4668	Nop
R7	800/5	726.39	4.5399	4.6895	0.2953	Nop
R8	300/5	104.18	1.753	4.2000	0.7144	Nop
R9	600/5	810.07	<u>6.7505</u>	<u>4.2164</u>	0.7879	21.3368
R10	600/5	-	-	-	-	-
R11	300/5	104.18	1.753	4.2000	0.6931	Nop
R12	800/5	728.70	4.5543	4.6730	0.0610	Nop
R13	400/5	538.37	<u>6.7296</u>	<u>4.2363</u>	0.3860	10.7420
R14	600/5	810.07	<u>6.7505</u>	<u>4.2164</u>	0.2087	4.6517

จากตารางจะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มี การปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อสายส่ง 2-4 หลุดออกจากระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินกว่าค่ากระแสเกินที่เพื่อไว้ จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.52 จึงทำให้รีเลย์ R4, R9, R13 และ R14 ทำงาน ซึ่งจากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างดังรูปที่ 4.48 ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ ดังตารางที่ 4.53 จะทำให้ระบบสามารถจ่ายโหลดตามปกติ



รูปที่ 4.48 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

ตารางที่ 4.53 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 2-4 หลุด

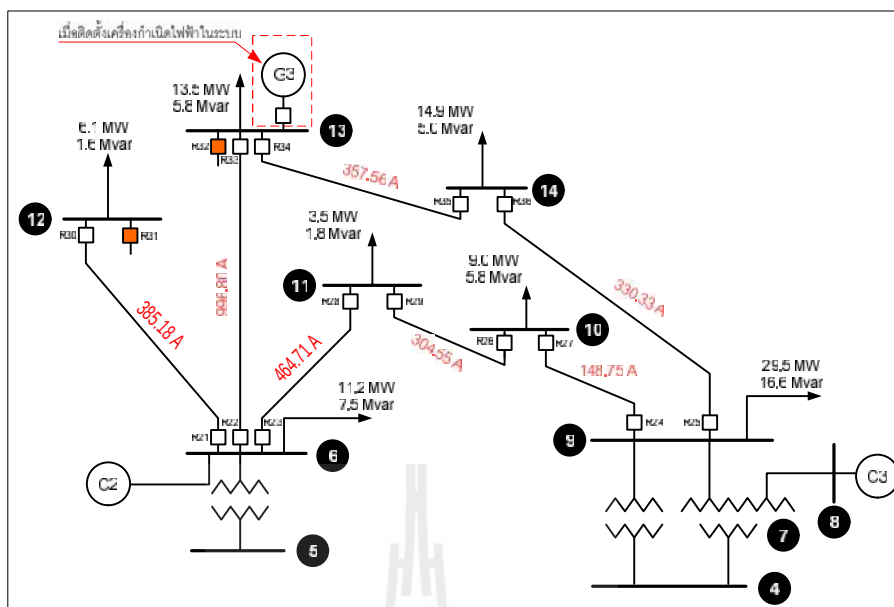
รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R1	1200/5	1137.20	4.7383	4.9229	0.6141	Nop
R2	800/5	728.70	4.5543	4.0604	0.1561	Nop
R3	1200/5	1137.20	4.7383	4.9229	0.5968	Nop
R4	400/5	538.37	6.7296	7.6080	0.0501	Nop
R5	600/5	-	-	-	-	-
R6	800/5	726.39	4.5399	4.0444	0.0974	Nop
R7	800/5	726.39	4.5399	4.0444	0.7059	Nop
R8	300/5	104.18	1.753	4.3825	0.9177	Nop
R9	600/5	810.07	6.7505	7.0629	0.7892	Nop
R10	600/5	-	-	-	-	-
R11	300/5	104.18	1.753	4.3825	0.8632	Nop
R12	800/5	728.70	4.5543	4.0604	0.2391	Nop
R13	400/5	538.37	6.7296	7.6080	0.1682	Nop
R14	600/5	810.07	6.7505	7.0629	0.6857	Nop

จากตารางที่ 4.53 จะสังเกตเห็นว่าเมื่อทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ จากผลดังกล่าว ทำให้มีกระแสไหลในสายส่งมีไม่เกินค่ากระแสเกินเริ่มทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ไม่ทำงาน

ตารางที่ 4.54 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R21	400/5	384.18	4.8147	4.3831	0.7182	Nop
R22	1000/5	996.80	4.984	4.2004	0.1599	Nop
R23	600/5	464.71	3.8725	4.3471	0.0865	Nop
R24	200/5	148.75	3.7187	4.7819	0.9696	Nop
R25	400/5	330.33	4.1291	4.3725	0.5418	Nop
R26	400/5	304.55	3.8068	4.9542	0.2745	Nop
R27	200/5	148.75	3.7187	4.7819	0.5096	Nop
R28	600/5	464.71	3.8725	4.3471	0.0562	Nop
R29	400/5	304.55	3.8068	4.9542	0.1096	Nop
R30	400/5	384.18	4.8147	4.3831	0.5673	Nop
R31	100/5	194.85	<u>6.7925</u>	<u>6.2181</u>	0.8272	64.4780
R32	100/5	194.85	<u>6.7925</u>	<u>6.2181</u>	0.2616	20.7076
R33	1000/5	996.80	4.984	4.2004	0.2894	Nop
R34	400/5	357.56	4.4695	4.5052	0.0515	Nop
R35	400/5	357.56	4.4695	4.5052	0.6600	Nop
R36	400/5	330.33	4.1291	4.3725	0.4741	Nop

จากตารางที่ 4.54 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบ รีเลย์ R31 และ R32 จะทำงาน เพราะมีค่ากระแสเกินค่าปรับตั้งเดิม ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่เพื่อให้สามารถจ่ายโหลดได้ดังเดิม



รูปที่ 4.49 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

จากตารางที่ 4.54 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มี การปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อติดตั้ง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า巴士ที่ 13 จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินกว่า ค่ากระแสเกินที่เพื่อไว้ จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.54 จึง ทำให้รีเลย์ R31 และ R32 ทำงาน ซึ่งจากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับดังรูปที่ 4.49 ดังนั้นจึง ต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ ดังตารางที่ 4.55 จะทำให้ระบบสามารถจ่ายโหลดตามปกติ

ตารางที่ 4.55 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Times (s)
				Ip	TDS	
R21	400/5	384.18	4.8147	4.8148	0.3611	Nop
R22	1000/5	996.80	4.984	4.1917	0.5909	Nop
R23	600/5	464.71	3.8725	4.8407	0.5100	Nop
R24	200/5	148.75	3.7187	4.6484	0.6977	Nop
R25	400/5	330.33	4.1291	4.1614	0.7198	Nop

ตารางที่ 4.55 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ต่อ)

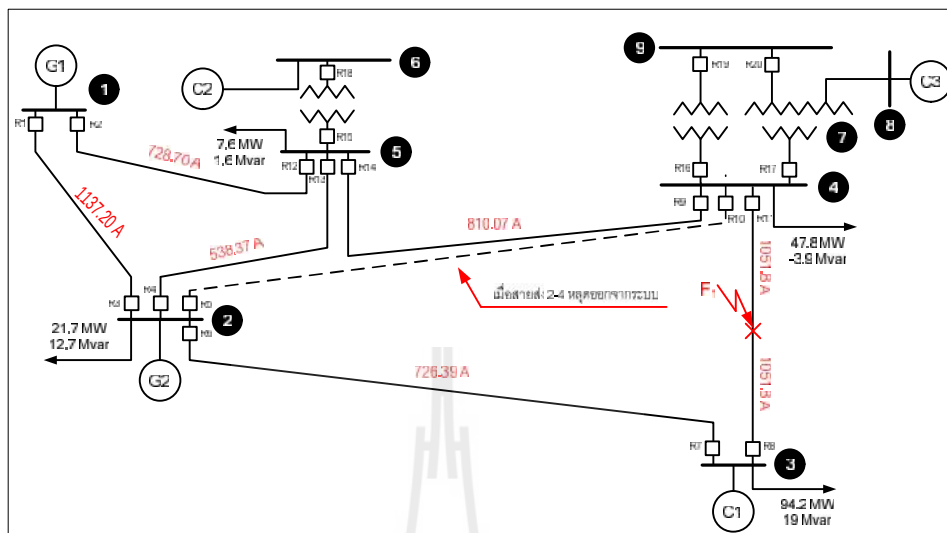
รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R26	400/5	304.55	3.8068	4.7586	0.7490	Nop
R27	200/5	148.75	3.7187	4.6484	0.9165	Nop
R28	600/5	464.71	3.8725	4.8407	0.9312	Nop
R29	400/5	304.55	3.8068	4.7586	0.2936	Nop
R30	400/5	384.18	4.8147	4.8148	0.8630	Nop
R31	100/5	194.85	6.7925	7.1203	0.8468	Nop
R32	100/5	194.85	6.7925	7.1203	0.3555	Nop
R33	1000/5	996.80	4.984	4.1917	0.0632	Nop
R34	400/5	357.56	4.4695	4.5869	0.5496	Nop
R35	400/5	357.56	4.4695	4.5869	0.6661	Nop
R36	400/5	330.33	4.1291	4.1614	0.8279	Nop

จากตารางที่ 4.55 จะสังเกตเห็นว่าเมื่อทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ จากผลดังกล่าว รีเลย์ไม่ทำงาน โดยที่ระบบไฟฟ้ายังสามารถจ่ายโหลดดั้งเดิม

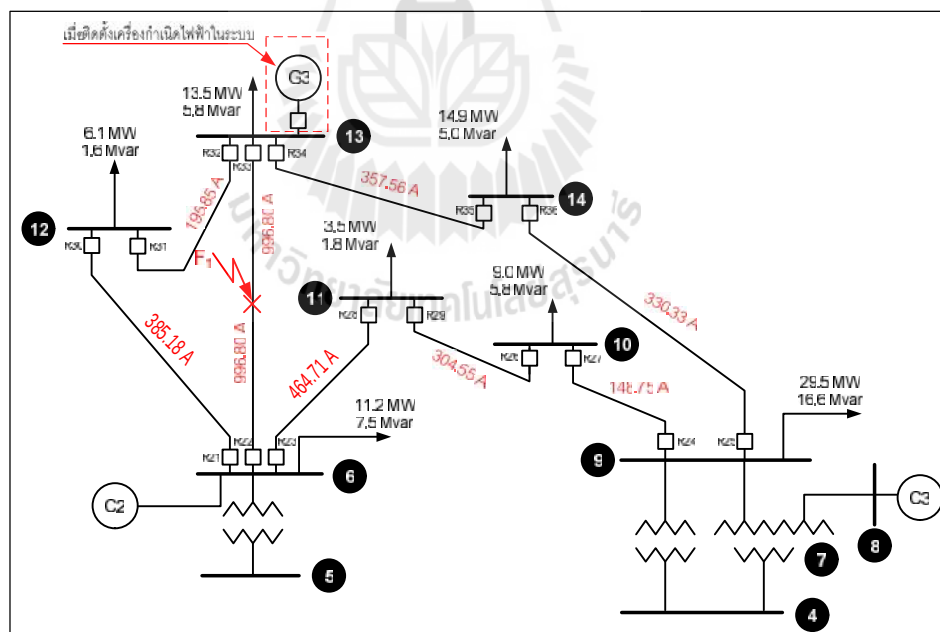
4.6.5 เกิดฟอลต์ที่สายส่งขณะทำการจ่ายโหลด

ระบบที่นำมาพิจารณาเป็นการหาค่าเวลาการทำงานของรีเลย์กรณีเกิดฟอลต์ที่สายส่งของระบบทดสอบขนาด 14 บัส ทำการจ่ายโหลดในสภาวะปกติซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดและโหลด เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่จุด F1 ของสายส่งจากบัสที่ 3 ไปยังบัสที่ 4 ดังรูปที่ 4.50 ขนาดกระแสฟอลต์จะไหลในสายส่งของแต่ละบัสมายังตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ดังนั้นรีเลย์ R8 และ R11 จะทำหน้าที่ในการป้องกันหลักโดยปริมาณขึ้นอยู่กับกระแสไหลของกำลังไฟฟ้าที่ไหลของเครื่องกำเนิด

Case I หมายถึง เกิดฟอลต์เมื่อสายส่ง 3-4 หลุด ของระบบทดสอบขนาด 14 บัส



Case II หมายถึง เกิดฟอลต์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบขนาด 14 บัส



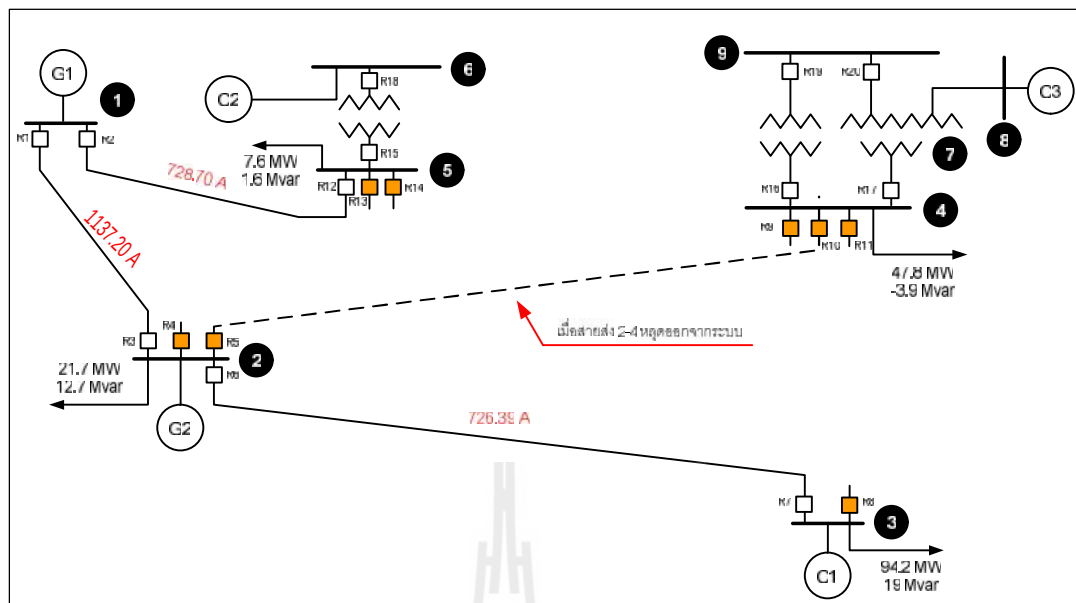
รูปที่ 4.50 กระแสฟอลต์ของระบบทดสอบขนาด 14 บัส

เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสฟอลต์ที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จากรูปที่ 4.50 จะสังเกตได้ว่าเมื่อสายส่ง 3-4 หลุดออกจากระบบจะมีกระแสฟอลต์ไหลผ่านรีเลย์ R8 ขนาด 1051.8 A และ R11 ขนาด 1051.8 A ดังนั้นจึงทำการเปรียบเทียบเมื่อไม่ได้ทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ แสดงดังตารางที่ 4.56

ตารางที่ 4.56 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 3-4 หลุด

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case I Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R1	4.7383	6.5094	0.5700	Nop	4.7383	4.9229	0.6141	Nop
R2	4.5543	4.6730	0.7050	Nop	4.5543	4.0604	0.1561	Nop
R3	4.7383	6.5094	0.5075	Nop	4.7383	4.9229	0.5968	Nop
R4	<u>6.7296</u>	<u>4.2363</u>	0.5766	16.0463	6.7296	7.6080	0.0501	Nop
R5	-	-	-	-	-	-	-	-
R6	4.5399	4.6895	0.4668	Nop	4.5399	4.0444	0.0974	Nop
R7	4.5399	4.6895	0.2953	Nop	4.5399	4.0444	0.7059	Nop
R8	<u>17.53</u>	<u>4.2000</u>	0.7144	3.4502	<u>17.53</u>	<u>4.3825</u>	0.9177	4.5699
R9	<u>6.7505</u>	<u>4.2164</u>	0.7879	21.3368	6.7505	7.0629	0.7892	Nop
R10	-	-	-	-	-	-	-	-
R11	<u>17.53</u>	<u>4.2000</u>	0.6931	3.3473	<u>17.53</u>	<u>4.3825</u>	0.8632	4.2985
R12	4.5543	4.6730	0.0610	Nop	4.5543	4.0604	0.2391	Nop
R13	<u>6.7296</u>	<u>4.2363</u>	0.3860	10.7420	6.7296	7.6080	0.1682	Nop
R14	<u>6.7505</u>	<u>4.2164</u>	0.2087	4.6517	6.7505	7.0629	0.6857	Nop

จากตารางจะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มี การปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์และสายส่ง 3-4 หลุดออกจากระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินจากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.56 จึงทำให้รีเลย์ R4, R8, R9, R11, R13 และ R14 ทำงาน จากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้าง ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่



รูปที่ 4.51 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

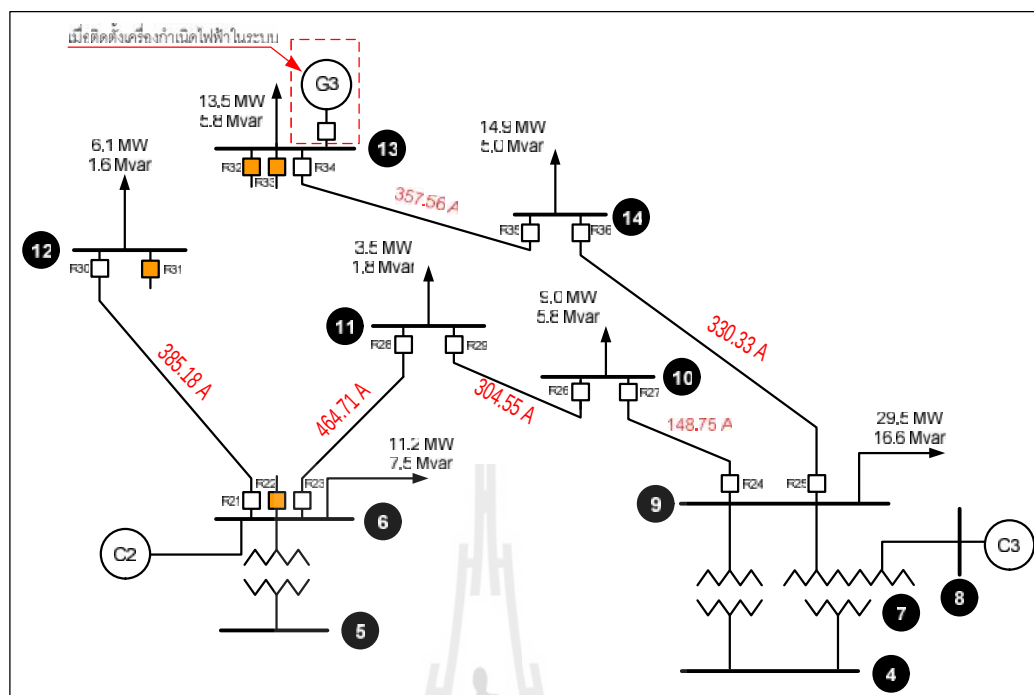
จากรูปที่ 4.51 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีเกิดฟลัดรีเลย์ R8 และ R11 จะทำงานเพราะเป็นเขตการป้องกันหลัก แต่รีเลย์ R4, R9, R13 และ R14 ทำงานผิดพลาด จากผลดังกล่าวต้องทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ดังตารางที่ 4.57 ค่าปรับตั้งใหม่ของรีเลย์มีกระแสเริ่มต้นทำงานเพิ่มขึ้น จึงทำให้รีเลย์ไม่ทำงานโดยจำกัดขอบเขตเฉพาะส่วนที่เกิดฟลัดเท่านั้น

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาบัสที่ 13 ดังรูปที่ 4.50 โครงสร้างเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสฟลัดที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จะสังเกตได้ว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจะมีกระแสฟลัดไหลผ่านรีเลย์ R22 ขนาด 996.80 A และ R33 ขนาด 996.80 A ตามลำดับ ซึ่งจะทำให้การเปรียบเทียบเวลาการทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.57

ตารางที่ 4.57 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R21	4.8147	4.3831	0.7182	Nop	4.8147	4.8148	0.3611	Nop
R22	<u>6.4984</u>	<u>4.2004</u>	0.1599	4.0121	<u>6.4984</u>	<u>4.1917</u>	0.5909	18.3836
R23	3.8725	4.3471	0.0865	Nop	3.8725	4.8407	0.5100	Nop
R24	3.7187	4.7819	0.9696	Nop	3.7187	4.6484	0.6977	Nop
R25	4.1291	4.3725	0.5418	Nop	4.1291	4.1614	0.7198	Nop
R26	3.8068	4.9542	0.2745	Nop	3.8068	4.7586	0.7490	Nop
R27	3.7187	4.7819	0.5096	Nop	3.7187	4.6484	0.9165	Nop
R28	3.8725	4.3471	0.0562	Nop	3.8725	4.8407	0.9312	Nop
R29	3.8068	4.9542	0.1096	Nop	3.8068	4.7586	0.2936	Nop
R30	4.8147	4.3831	0.5673	Nop	4.8147	4.8148	0.8630	Nop
R31	<u>6.7925</u>	<u>6.2181</u>	0.8272	64.4780	6.7925	7.1203	0.8468	Nop
R32	<u>6.7925</u>	<u>6.2181</u>	0.2616	20.7073	6.7925	7.1203	0.3555	Nop
R33	<u>6.4984</u>	<u>4.2004</u>	0.2894	9.0714	<u>6.4984</u>	<u>4.1917</u>	0.0632	1.9662
R34	4.4695	4.5052	0.0515	Nop	4.4695	4.5869	0.5496	Nop
R35	4.4695	4.5052	0.6600	Nop	4.4695	4.5869	0.6661	Nop
R36	4.1291	4.3725	0.4741	Nop	4.1291	4.1614	0.8279	Nop

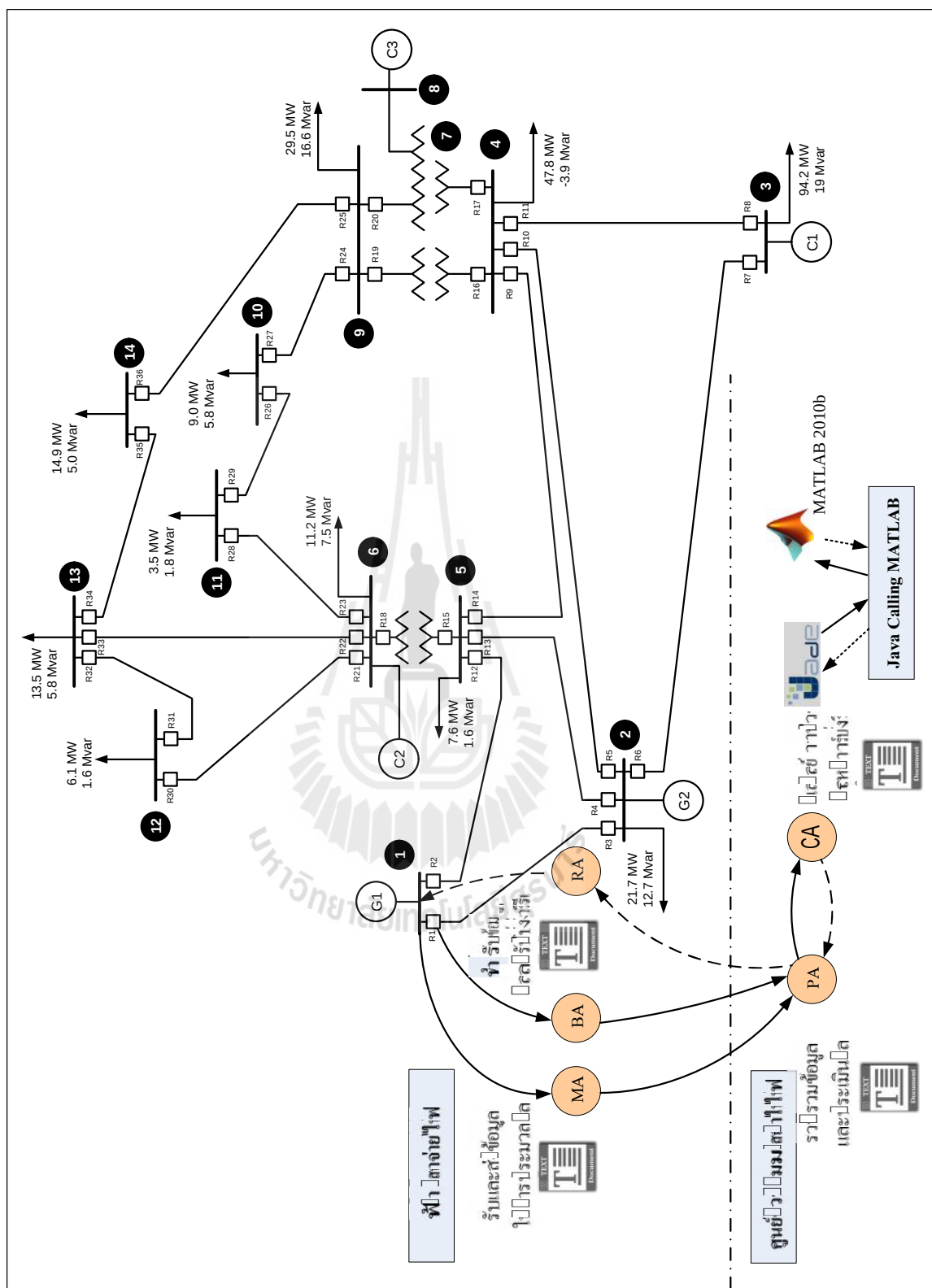
จากตารางที่ 4.13 จะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มีทำการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสฟอลต์ไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้น จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ จึงทำให้รีเลย์ R22, R31, R32 และ R33 ทำงาน โดยรีเลย์ R31 และ R32 ทำงานผิดพลาด จากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างดังรูปที่ 4.52 ดังนั้นจึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ตามตารางที่ 4.57 แสดงให้เห็นว่ารีเลย์บริเวณใกล้ตำแหน่งฟอลต์ทำงานภายในขอบเขตการป้องกันหลักเท่านั้น

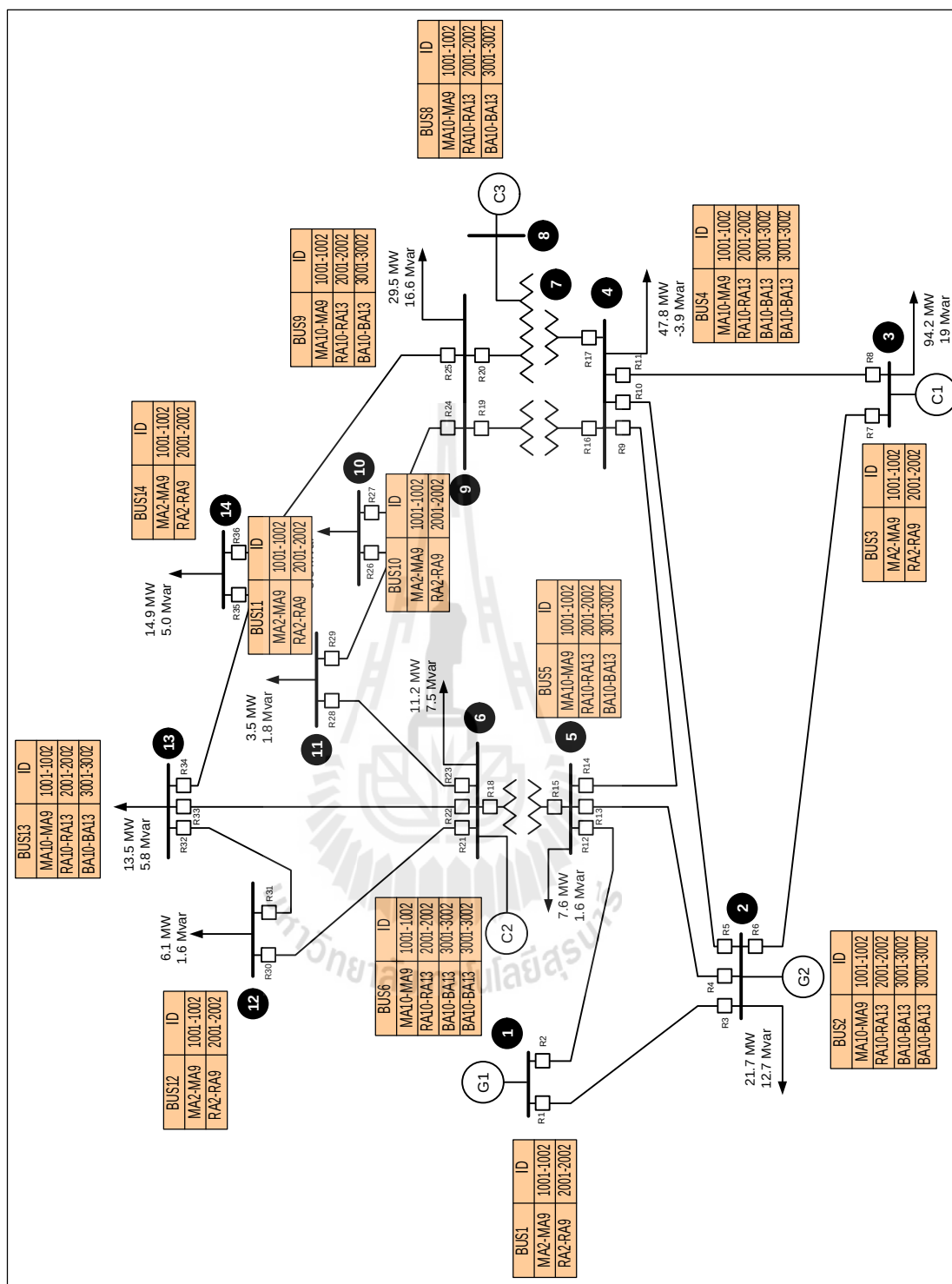


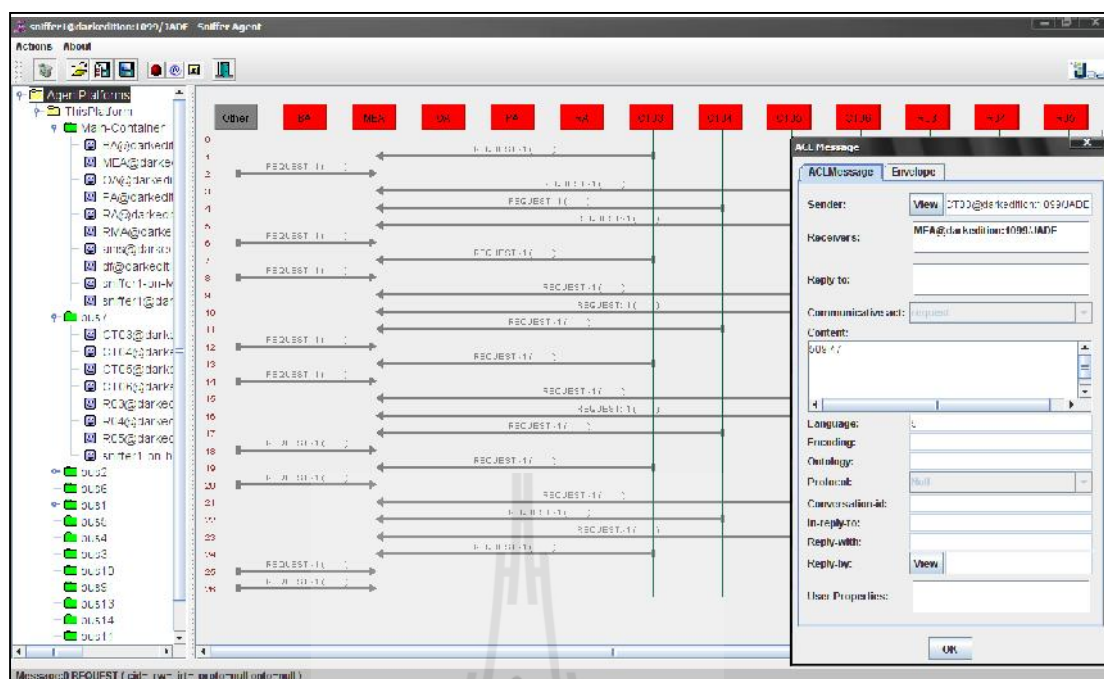
รูปที่ 4.52 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

4.6.4 การจำลองระบบมัลติเอเจนต์ระบบทดสอบ 14 บัส

ในการจำลองระบบมัลติเอเจนต์เป็นส่วนที่สำคัญอย่างมากในการจัดการเชื่อมต่อข้อมูลต่าง ๆ ของสถานีจ่ายไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแต่ละบัส เมื่อทำการวัดและจำลองผลแล้วจะได้ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ทำการจัดเก็บในรูปแบบไฟล์ข้อความ (Text file) เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประกอบการประมวลผลโดยผ่านเอเจนต์สำหรับการวัดและติดตามผล (Measurement Agent : MEA) เอเจนต์เบรกเกอร์ (Breaker Agent : BA) ทำหน้าที่รับและส่งไปยังเอเจนต์ระบบป้องกัน (Protection Agent : PA) ทำการตรวจสอบประมวลผลข้อมูลสถานะต่าง ๆ ของโครงสร้างระบบไฟฟ้า เมื่อระบบมีการเปลี่ยนแปลงก็จะส่งข้อมูลไปยังเอเจนต์จัดลำดับความสัมพันธ์ (Coordination Agent : CA) เอเจนต์นี้ทำหน้าที่สำหรับคำนวณค่าพารามิเตอร์ในการปรับตั้งค่ารีเลย์ โดยเอเจนต์นี้ทำการเรียกใช้โปรแกรม MATLAB ในการคำนวณทางคณิตศาสตร์ เมื่อได้พารามิเตอร์ของคำตอบออกมาแล้วจึงทำการจัดเก็บในรูปแบบไฟล์ข้อความ (Text file) จากนั้นส่งกลับไปยังเอเจนต์ระบบป้องกัน (Protection Agent : PA) เพื่อส่งข้อมูลค่าปรับตั้งดังกล่าวต่อไปยังรีเลย์เอเจนต์ (Relay Agent : RA) ดังแสดงในรูปที่ 4.53 ในการติดต่อสื่อสารเพื่อรับส่งข้อมูลระหว่างเอเจนต์และอื่น ๆ นั้นต้องทำการกำหนดหมายเลขระบุตัวเอเจนต์ (ID of Agent) ขึ้นมาโดยกำหนดหมายเลขระบุตัวเอเจนต์แสดงในรูปที่ 4.54





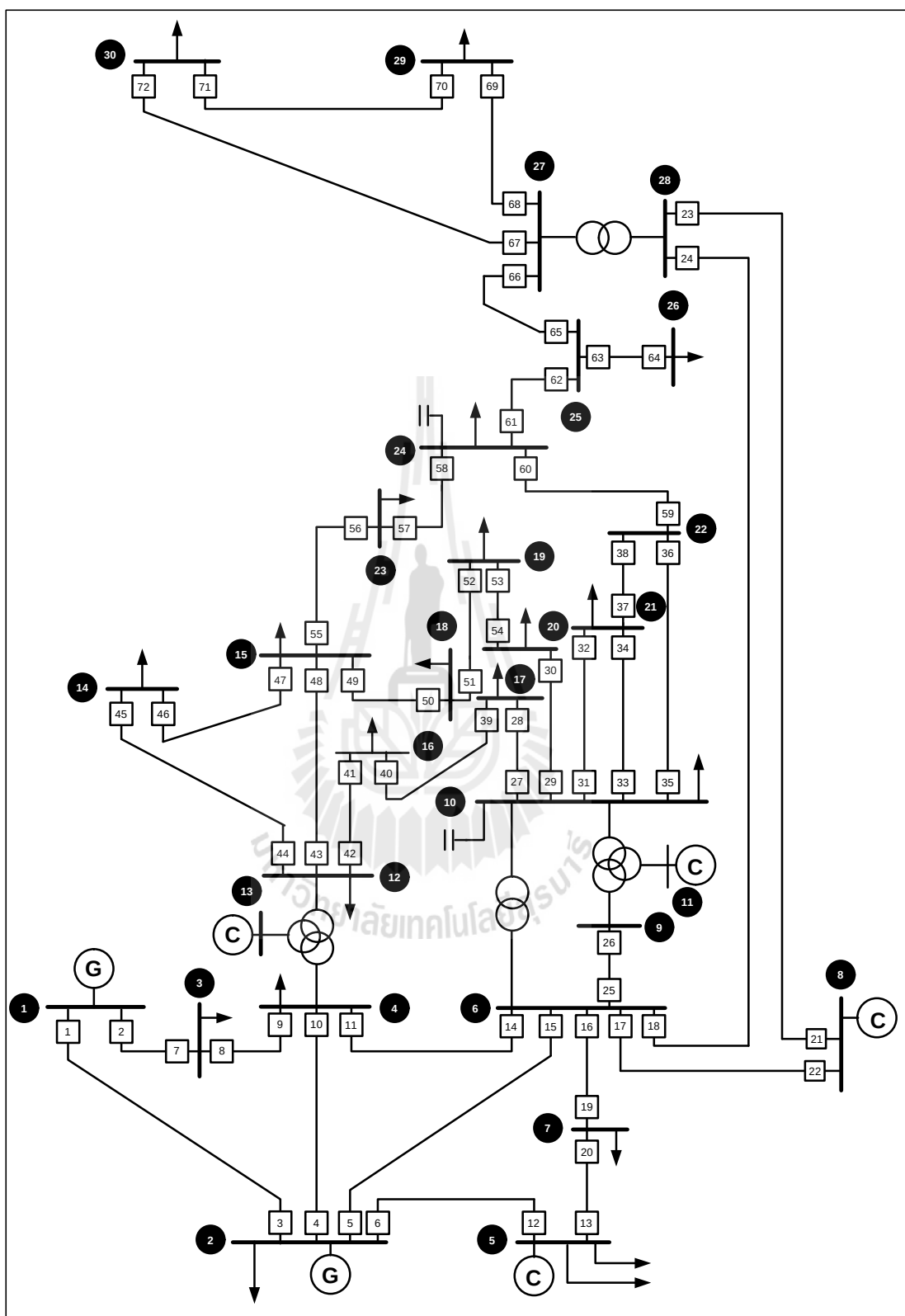


ภาพที่ 4.55 Sniffer Agent GUI การปรับตั้งค่ารีเลย์ของระบบทดสอบ 14

4.7 ระบบการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

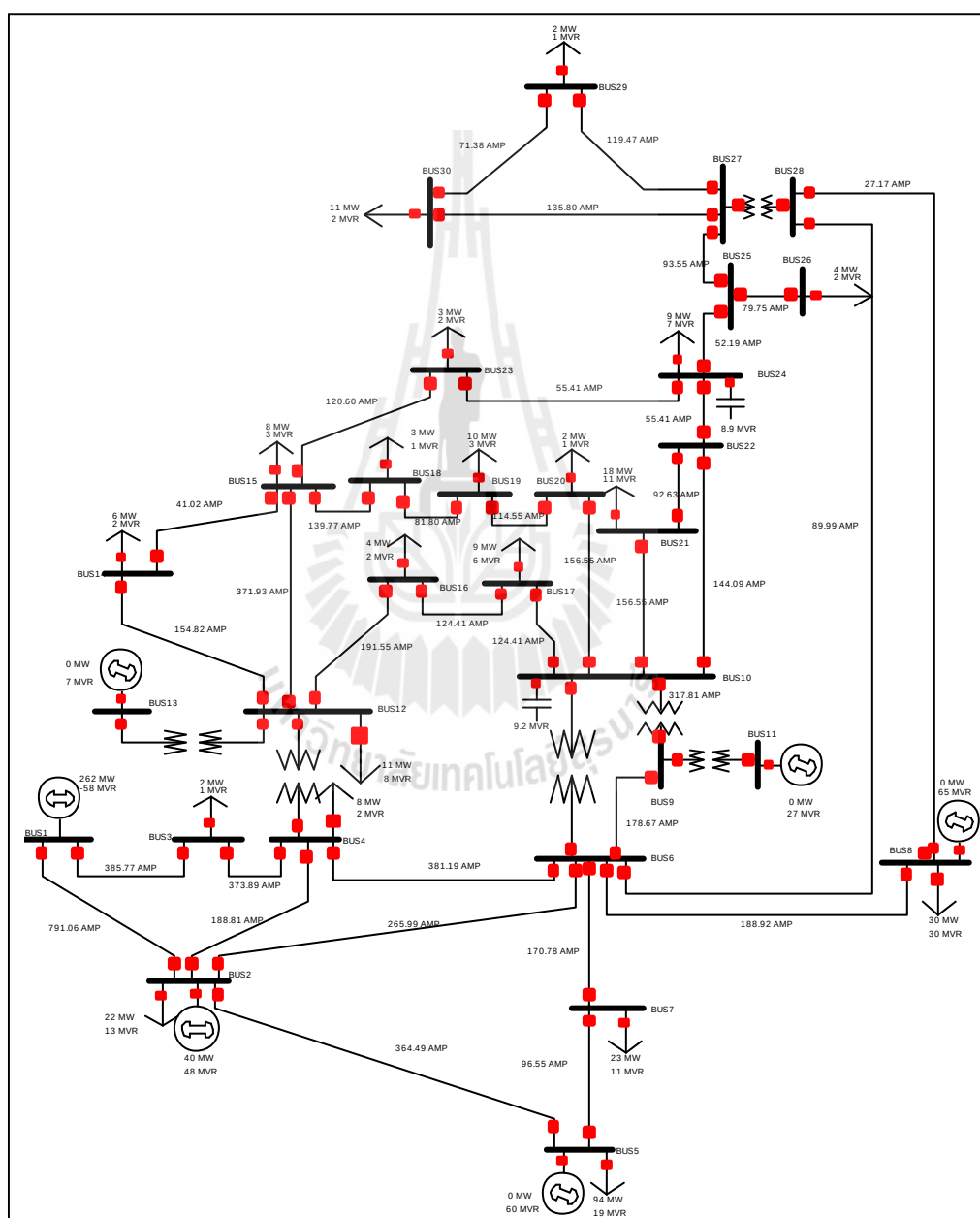
ระบบการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน 30 บัส ที่ใช้ในการจำลองผลมีระดับแรงดัน 123 kV ถึง 33 kV มีค่ากำลังไฟฟ้าฐาน 100 MVA ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 สายส่งทั้งหมด 32 เส้น สำหรับข้อมูลเบื้องต้นของระบบทดสอบนั้นกำหนดให้บัส 1 เป็นบัสอ้างอิง (Slack Bus) เป็นบัสเครื่องกำเนิด (PV Bus)

ภาพที่ 4.56



4.7.1 กรณีสภาวะปกติในการจ่ายโหลด

ในสภาวะปกติเมื่อทำการจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบจะทำการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม Power World ซึ่งจะทำให้ทราบขนาดของกระแสที่ไหลในสายส่งจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลด เพื่อนำค่าที่ได้ไปทำการเลือกอัตราส่วนหม้อแปลงกระแส ดัง



รูปที่ 4.57 กระแสที่ไหลในสายส่งของระบบ 30 bus

การกระจายโหลด 30 บัส ทำให้ทราบขนาดของกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละหน่วยทำโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 1 จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 262 MW -58 MVar ขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2 จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 40 MW 48 MVar มีขนาดกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งของแต่ละบัส ตารางที่ 4.58 แสดงผลการป้องกันของรีเลย์แสดงดังตารางที่ 4.59

ตารางที่ 4.58 กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติระบบทดสอบ 30 บัส

สายส่งที่	บัส		กระแสไฟฟ้า (A)	อัตราส่วน CT Ratio	รีเลย์
	จาก	ถึง			
1	1	2	791.06	1000/5	R1,R3
2	1	3	384.77	500/5	R2,R7
3	3	4	373.89	500/5	R8,R9
4	2	4	188.81	200/5	R4,R10
5	4	6	381.19	500/5	R11,R14
6	2	6	264.99	300/5	R15,R5
7	2	5	364.49	500/5	R6,R12
8	5	7	94.55	100/5	R13,R20
9	7	6	170.78	200/5	R19,R16
10	6	8	188.92	200/5	R17,R22
11	6	9	178.67	200/5	R25,R26
12	6	28	89.99	100/5	R18,R24
13	8	28	27.17	50/5	R21,R23
14	10	22	144.09	150/5	R35,R36
15	10	21	156.55	200/5	R33,R34
16	21	22	92.63	100/5	R37,R38
17	10	21	156.55	150/5	R31,R32
18	10	20	156.55	200/5	R29,R30
19	10	17	124.41	150/5	R27,R28
20	17	16	124.41	150/5	R39,R40
21	16	12	191.55	200/5	R41,R42
22	12	15	371.93	400/5	R43,R48

ตารางที่ 458 กระแสไฟฟ้าขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติระบบทดสอบ 30 (ต่อ)

สายส่งที่	กระแสไฟฟ้า		กระแสไฟฟ้า	อัตราส่วน CT Ratio	รีเลย์
	สายส่งที่	สายส่งที่	สายส่งที่		
23	12	14	154.82	150/4	R44,R45
24	14	15	41.02	50/5	R46,R47
25	15	18	139.77	150/5	R49,R50
26	18	19	81.80	100/5	R51,R52
27	20	19	114.55	150/5	R53,R54
28	15	23	120.60	150/5	R55,R56
29	23	24	54.41	100/5	R57,R58
30	22	24	54.41	100/5	R59,R60
31	24	25	52.19	100/5	R61,R62
32	25	26	79.75	100/5	R63,R64
33	25	27	93.55	100/5	R65,R66
34	27	30	134.80	150/5	R67,R72
35	27	29	119.47	150/5	R68,R69
36	29	30	71.38	100/5	R70,R71

ตารางที่ 459 เขตการป้องกันรีเลย์สายส่งในระบบทดสอบ 30

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 (Gen 1)	1	7	4993.47	820.74	1-3
	2	3	7034.25	2961.37	1-2
2 (Gen 2)	3	10	6270.77	562.93	2-4
	3	12	6270.77	548.93	2-5
	3	15	6270.77	609.77	2-6

๔๕๙ เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 30 (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
3	7	2	1621.33	1621.33	3-1
	8	9	2712.21	2712.2	3-4
4	10	4	1348.54	1348.54	4-2
	9	8	1280.73	1280.73	4-3
	11	14	2147.22	2147.22	4-6
5 (Gen 2)	12	20	1858.81	1187.80	5-7
	13	6	2170.00	1498.45	5-2
6	15	5	1319.67	1319.67	6-2
	14	11	1889.85	1889.85	6-4
	16	19	801.46	801.46	6-7
	17	22	614.86	614.86	6-8
	25	24	324.32	324.32	6-9
	18	24	193.55	193.55	6-28
7	20	13	1227.60	1227.60	7-5
	19	16	2213.16	2213.16	7-6
8	21	23	2577.13	343.53	8-28
	22	17	3583.14	633.72	8-6
9	26	25	1301.13	1301.13	9-6
10	27	28	1427.97	1427.97	10-17
	29	30	811.91	811.91	10-20
	31	32	694.34	694.34	10-21
	35	36	462.12	462.12	10-22
	33	34	694.34	694.34	10-21

๔๕๙ เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบขนาด 30 (ต่อ)

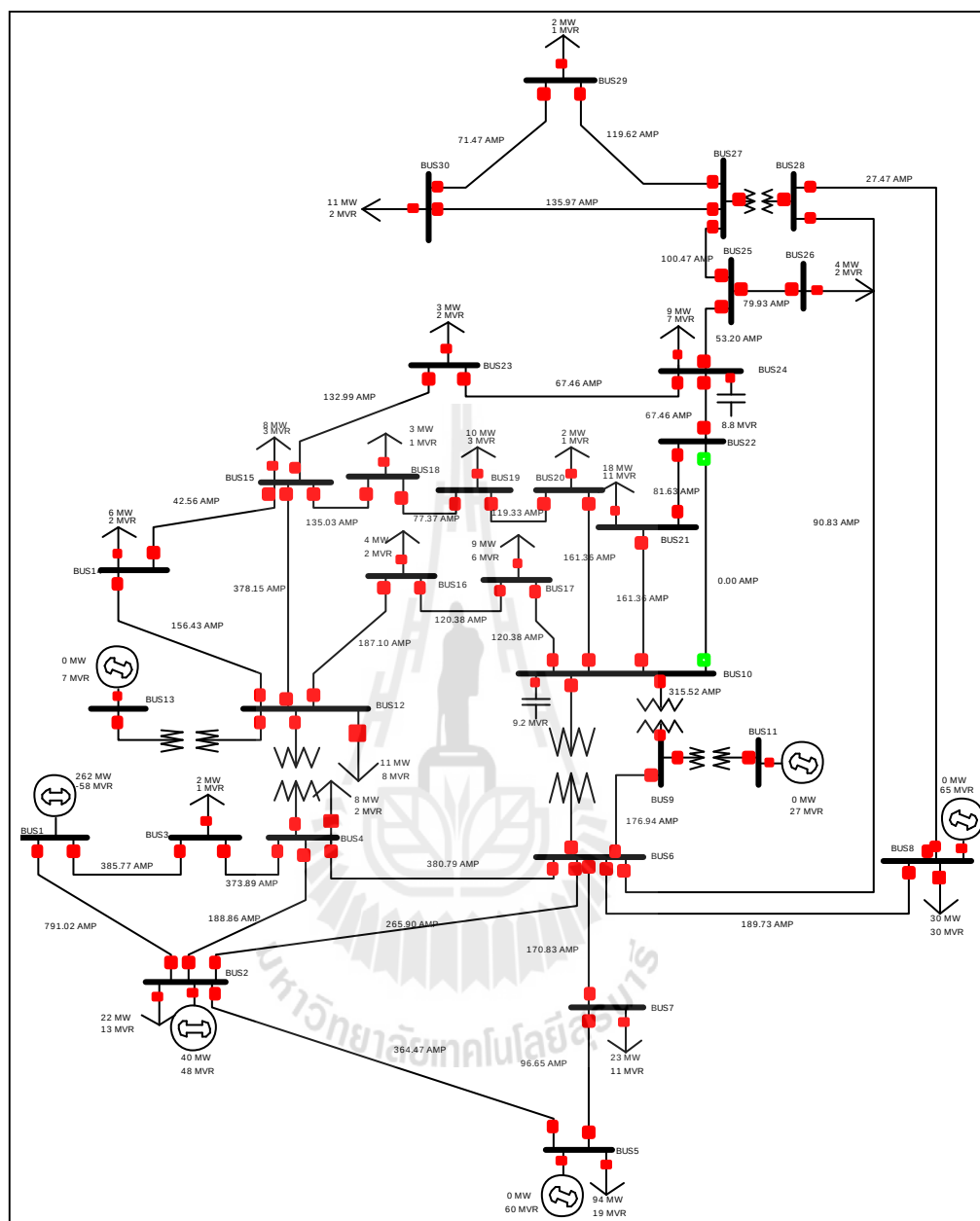
Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
12	44	45	324.88	324.88	12-14
	43	48	1282.02	1282.02	12-15
	42	41	1453.10	1453.10	12-16
14	45	44	2968.84	2968.84	14-12
	46	47	2330.79	2330.79	14-15
15	48	43	3822.11	3822.11	15-12
	47	46	971.55	971.55	15-14
	49	50	1224.83	1224.83	15-18
	55	56	1244.03	1244.03	15-23
16	41	42	3511.72	3511.72	16-12
	40	39	2904.31	2904.31	16-17
17	28	27	5391.94	5391.94	17-10
	39	40	2934.52	2934.52	17-16
18	50	49	2942.48	2942.48	18-15
	51	52	2231.65	2231.65	18-19
19	52	51	2152.07	2152.07	19-18
	53	54	3078.12	3078.12	19-20
20	54	53	1821.47	1821.47	20-19
	30	29	3718.69	3718.69	20-10
21	37	38	3223.34	3223.34	21-22
	34	33	4570.07	4570.07	21-10
	32	31	4570.07	4570.07	21-10
22	59	60	1584.03	1584.03	22-24
	36	35	6460.60	6460.60	22-10
	38	37	3694.28	3694.28	22-21

ตารางที่ 4.59 เขตการป้องกันรีเลย์ในสภาวะปกติของระบบทดสอบ 30 บัส (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
23	56	55	3088.47	3088.47	23-15
	57	58	2133.15	2133.15	23-24
24	58	57	1631.11	1631.11	24-23
	60	59	3124.80	3124.80	24-22
	61	62	1254.20	1254.20	24-25
25	62	61	2184.83	2184.83	25-24
	65	66	2169.51	2169.51	25-27
26	64	63	2004.77	2004.77	26-25
27	66	65	1570.04	1570.04	27-25
	67	72	1778.87	1778.87	27-30
	68	69	1778.87	1778.87	27-29
28	24	18	2277.45	2277.45	28-6
	23	21	564.63	564.63	28-8
29	69	68	1778.87	1778.87	29-27
	70	71	683.10	683.10	29-30
30	72	67	1337.66	1337.66	30-27
	71	70	923.89	923.89	30-29

4.7.2 กรณีสถานะสายส่งหลุดออกจากระบบ

เมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทำให้ให้สายส่งที่เชื่อมโยงไปยังบัสรับภาระโหลด และมีกระแสไหลเพิ่มมากขึ้น ส่งผลทำให้รีเลย์ที่มีการปรับตั้งค่าไว้เดิมนั้นทำงานผิดพลาดส่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร ดังนั้นจะต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่ให้เหมาะสม จากการจำลองระบบทดสอบกำหนดให้สายส่งหลุดออกจากระบบระหว่างบัสที่ 10 และ 22 แต่ยังคงจ่ายโหลดดังเดิม



□□□□ 458 สายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบขนาด 30 □□□□

จะสังเกตได้ว่ากระแสที่ไหลในสายส่งเกิดการเปลี่ยนแปลงตามการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยสายส่งที่ใกล้เคียงระหว่างบัสที่ 21 □□□□□□ 22 มีค่ากระแสเท่ากับ 81.63 A และสายส่งที่ไหลระหว่างบัสที่ 22 □□□□□□ 24 มีค่ากระแสเท่ากับ 67.46 A □□□□□□□□□□ 460 ดังนั้นเพื่อให้รีเลย์ทำงานถูกต้องจะต้องปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่

460 กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 30

สายส่งที่	สายส่ง		ค่าเฉลี่ย	รีเลย์
	สายส่ง	สายส่ง		
1	1	2	791.02	R1,R3
2	1	3	384.77	R2,R7
3	3	4	373.89	R8,R9
4	2	4	188.86	R4,R10
5	4	6	380.79	R11,R14
6	2	6	264.90	R15,R5
7	2	5	364.47	R6,R12
8	5	7	94.65	R13,R20
9	7	6	170.83	R19,R16
10	6	8	189.73	R17,R22
11	6	9	174.94	R25,R26
12	6	28	90.83	R18,R24
13	8	28	27.47	R21,R23
14	10	22	-	R35,R36
15	10	21	161.36	R33,R34
16	21	22	81.63	R37,R38
17	10	21	161.36	R31,R32
18	10	20	161.36	R29,R30
19	10	17	120.38	R27,R28
20	17	16	120.38	R39,R40
21	16	12	187.10	R41,R42
22	12	15	378.15	R43,R48

ตารางที่ 4/60 กระแสไฟฟ้าเมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 30 นาที(ต่อ)

สายส่งที่	ค่ากระแส		ค่ากระแส รวม	รีเลย์
	ค่ากระแส หลัก	ค่ากระแส สำรอง		
23	12	14	156.43	R44,R45
24	14	15	42.56	R46,R47
25	15	18	134.03	R49,R50
26	18	19	77.37	R51,R52
27	20	19	119.33	R53,R54
28	15	23	132.99	R55,R56
29	23	24	67.46	R57,R58
30	22	24	67.46	R59,R60
31	24	25	53.20	R61,R62
32	25	26	79.93	R63,R64
33	25	27	100.47	R65,R66
34	27	30	134.97	R67,R72
35	27	29	119.62	R68,R69
36	29	30	71.47	R70,R71

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่นั้นจะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟลัดต์ในแต่ละบัส ซึ่ง
เป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้วกระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟลัดต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะ
ใช้ในการกำหนดขอบเขตการป้องกันของเขตการป้องกันรีเลย์ ตารางที่ 4/36

ตารางที่ 4/61 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดออกจากระบบทดสอบ 30 นาที

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 (Gen 1)	1	7	4993.66	820.85	1-3
	2	3	7034.55	2961.63	1-2

461 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 30 (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
2 (Gen 2)	3	10	2544.85	563.07	2-4
	3	12	2544.85	549.02	2-5
	3	15	2544.85	609.98	2-6
	4	1	7827.44	2442.99	2-1
	4	12	7827.44	532.54	2-5
	4	15	7827.44	580.84	2-6
	6	1	7854.41	2438.28	2-1
	6	10	7854.41	543.18	2-4
	6	15	7854.41	584.18	2-6
	5	1	7784.80	2444.58	2-1
	5	10	7784.80	534.49	2-4
	5	12	7784.80	529.62	2-5
3	7	2	1621.40	1621.40	3-1
	8	9	2712.55	2712.55	3-4
4	10	4	1348.61	1348.61	4-2
	9	8	1280.78	1280.78	4-3
	11	14	2147.88	2147.88	4-6
5 (Gen 2)	12	20	1858.93	1187.89	5-7
	13	6	2170.05	1498.50	5-2
6	15	5	1319.71	1319.71	6-2
	14	11	1889.95	1889.95	6-4
	16	19	810.48	810.48	6-7
	17	22	614.49	614.49	6-8
	25	24	324.23	324.23	6-9
	18	24	193.60	193.60	6-28

461 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 30 (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
7	20	13	1227.64	1227.64	7-5
	19	16	2213.38	2213.38	7-6
8	22	17	2564.30	2564.30	8-6
	21	23	348.42	348.42	8-28
9	26	25	1302.35	1302.35	9-6
10	27	28	1438.67	1438.67	10-17
	29	30	823.87	823.87	10-20
	33	34	1082.98	1082.98	10-21
	31	32	1082.98	1082.98	10-21
12	44	45	323.73	323.73	12-14
	43	48	1273.59	1273.59	12-15
	42	41	1458.83	1458.83	12-16
14	45	44	2969.23	2969.23	14-12
	46	47	2324.66	2324.66	14-15
15	48	43	3830.64	3830.64	15-12
	47	46	973.71	973.71	15-14
	49	50	1234.60	1234.60	15-18
	55	56	1214.37	1214.37	15-23
16	41	42	3513.13	3513.13	16-12
	40	39	2904.41	2904.41	16-17
17	28	27	5374.12	5374.12	17-10
	39	40	2042.06	2042.06	17-16
18	50	49	2939.07	2939.07	18-15
	51	52	2234.82	2234.82	18-19

461 เขตการป้องกันรีเลย์เมื่อสายส่งหลุดของระบบทดสอบขนาด 30 (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
19	52	51	2151.89	2151.89	19-18
	53	54	3078.11	3078.11	19-20
20	54	53	1822.86	1822.86	20-19
	30	29	3714.76	3714.76	20-10
21	37	38	1579.21	1579.21	21-22
	34	33	5798.26	5798.26	21-10
	32	31	5798.26	5798.26	21-10
22	59	60	1713.94	1713.94	22-24
	38	37	5244.29	5244.29	22-21
23	56	55	3111.21	3111.21	23-15
	57	58	2058.92	2058.92	23-24
24	58	57	1673.44	1673.44	24-23
	60	59	2843.83	2843.83	24-22
	61	62	1272.21	1272.21	24-25
25	62	61	2124.35	2124.35	25-24
	65	66	2174.49	2174.49	25-27
26	64	63	1990.97	1990.97	26-25
27	66	65	1534.81	1534.81	27-25
28	24	18	2278.92	2278.92	28-6
	23	21	567.04	567.04	28-8
29	69	68	1772.77	1772.77	29-27
	70	71	680.70	680.70	29-30
30	72	67	1333.33	1333.33	30-27
	71	70	920.88	920.88	30-29

462 กระแสไฟฟ้าติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก 30

สายส่งที่	สายส่ง		สายส่ง สายส่ง	รีเลย์
	สายส่ง	สายส่ง		
1	1	2	756.00	R1,R3
2	1	3	376.46	R2,R7
3	3	4	354.35	R8,R9
4	2	4	177.40	R4,R10
5	4	6	364.01	R11,R14
6	2	6	252.76	R15,R5
7	2	5	357.71	R6,R12
8	5	7	99.67	R13,R20
9	7	6	176.47	R19,R16
10	6	8	173.38	R17,R22
11	6	9	163.55	R25,R26
12	6	28	86.63	R18,R24
13	8	28	22.72	R21,R23
14	10	22	113.47	R35,R36
15	10	21	133.19	R33,R34
16	21	22	144.02	R37,R38
17	10	21	133.19	R31,R32
18	10	20	133.19	R29,R30
19	10	17	121.37	R27,R28
20	17	16	121.37	R39,R40
21	16	12	189.59	R41,R42
22	12	15	271.24	R43,R48
23	12	14	124.68	R44,R45
24	14	15	14.77	R46,R47
25	15	18	162.90	R49,R50
26	18	19	106.74	R51,R52

ตารางที่ 4.62 กระแสไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบทดสอบ 30 bus (ต่อ)

สายส่งที่	กระแส (A)		กระแส (kA)	รีเลย์
	สายส่ง	สายส่ง		
27	20	19	93.45	R53,R54
28	15	23	107.53	R55,R56
29	23	24	178.86	R57,R58
30	22	24	178.86	R59,R60
31	24	25	81.94	R61,R62
32	25	26	78.25	R63,R64
33	25	27	77.41	R65,R66
34	27	30	134.11	R67,R72
35	27	29	118.00	R68,R69
36	29	30	70.49	R70,R71

ในการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้น จะต้องทราบค่าพิกัดกระแสฟอลต์ในแต่ละบัส ซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์สำคัญ นอกจากนั้นแล้ว กระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์ไปยังบัสต่าง ๆ จะเป็นการกำหนดขอบเขตการป้องกันของรีเลย์ การป้องกันรีเลย์ ตารางที่ 4.63

ตารางที่ 4.63 เขตการป้องกันรีเลย์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบทดสอบ 30 bus

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 (Gen 1)	1	7	5029.57	858.09	1-3
	2	3	7071.06	2994.79	1-2
2 (Gen 2)	3	10	6368.83	612.87	2-4
	3	12	6368.83	564.84	2-5
	3	15	6368.83	658.77	2-6
3	7	2	1524.34	1524.34	3-1
	8	9	2818.06	2818.06	3-4

463 เขตการป้องกันรีเลย์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กระบบทดสอบขนาด 30 MVA (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
4	10	4	1350.88	1350.88	4-2
	9	8	1280.68	1280.68	4-3
	11	14	2227.89	2227.89	4-6
5 (Gen 2)	12	20	1881.63	1214.06	5-7
	13	6	2177.02	1507.99	5-2
6	15	5	1321.94	1321.94	6-2
	14	11	1961.13	1961.13	6-4
	16	19	801.31	801.31	6-7
	17	22	608.06	608.06	6-8
	25	26	391.73	391.73	6-9
	18	24	218.58	218.58	6-28
7	19	16	2273.40	2273.40	7-6
	20	13	1231.73	1231.73	7-5
8	21	23	2672.19	362.03	8-28
	22	17	3670.80	2594.07	8-6
9	26	25	1321.63	1321.63	9-6
10	27	28	1564.57	1564.57	10-17
	29	30	988.68	988.68	10-20
	31	32	941.64	941.64	10-21
	35	36	624.22	624.22	10-22
12	44	45	482.85	482.85	12-14
	43	48	1899.25	1899.25	12-15
	42	41	1567.03	1567.03	12-16
14	45	44	3117.59	3117.59	14-12
	46	47	2614.15	2614.15	14-15

463 เขตการป้องกันรีเลย์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก 30 (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
15	48	44	3837.68	3837.68	15-12
	47	46	974.66	974.66	15-14
	49	50	1278.63	1278.63	15-18
	55	56	2269.71	2269.71	15-23
16	41	42	3743.53	3743.53	16-12
	40	39	3070.89	3070.89	16-17
17	28	27	5729.57	5729.57	17-10
	39	40	2188.13	2188.13	17-16
18	50	49	3274.25	3274.25	18-15
	51	52	2330.47	2330.47	18-19
19	52	51	2384.92	2384.92	19-18
	53	54	3212.49	3212.49	19-20
20	54	53	2024.20	2024.20	20-19
	30	29	3884.33	3884.33	20-10
21	37	38	3669.78	3669.78	21-22
	34	33	4763.45	4763.45	21-10
	32	31	4763.45	4763.45	21-10
22	59	60	2029.67	2029.67	22-24
	36	35	2550.35	2550.35	22-10
	38	37	3832.20	3832.20	22-21
23	56	55	3053.79	3053.79	23-15
	57	58	2117.08	2117.08	23-24
24	58	57	2354.24	2354.24	24-23
	60	59	3218.04	3218.04	24-22
	61	62	1264.63	1264.63	24-25

4.63 เขตการป้องกันรีเลย์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบทดสอบขนาด 30 bus (ต่อ)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
25	62	61	2402.43	2402.43	25-24
	65	66	2194.04	2194.04	25-27
26	64	63	2064.86	2064.86	26-25
27	66	65	1711.89	1711.89	27-25
28	24	18	2334.14	2334.14	28-6
	23	21	574.97	574.97	28-8
29	69	68	1817.01	1817.01	29-27
	70	71	697.99	697.99	29-30
30	72	67	1364.45	1364.45	30-27
	71	70	942.47	942.47	30-29

เมื่อทราบค่ากระแสและขนาดกระแสฟอลต์ ทำการกำหนดขอบเขตการทำงานของ
 ป้องกันรีเลย์ของระบบทดสอบตามโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง หลังจากนั้นทำการ
 คำนวณค่าปรับตั้งรีเลย์โดยใช้วิธีหาค่าที่เหมาะสมทางคณิตศาสตร์ด้วยวิธี BFGS
 นำผลลัพธ์ที่ประกอบไปด้วยค่ากระแสปรับตั้งและจำนวนเท่าเวลาในการทำงาน โดยทำ
 การเปรียบเทียบผลลัพธ์ตามการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างระบบไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 4.64

464 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 30 รีเลย์

รีเลย์	สถานะจ่ายโหลดปกติ		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)
1	3.9553	0.4237	3.9551	0.3609	4.2000	0.2839
2	3.8577	0.6908	3.8577	0.8366	3.7640	0.9377
3	3.9553	0.7613	3.9551	0.8132	4.2000	0.7838
4	4.7203	0.6360	4.7215	0.1214	4.4350	0.1335
5	4.4332	0.6876	4.4317	0.1497	4.2127	0.4372
6	3.6449	0.7118	3.6447	0.4768	4.4714	0.9275
7	3.8577	0.9264	3.8577	0.9990	3.7640	0.5333
8	3.7389	0.9334	3.7389	0.3939	4.4423	0.8078
9	3.7389	0.5153	3.7389	0.8987	4.4423	0.6153
10	4.7203	0.4408	4.7215	0.9062	4.4350	0.6236
11	3.8119	0.1152	3.8079	0.8441	3.6401	0.0611
12	3.6449	0.7887	3.6447	0.1337	4.4714	0.9050
13	4.7775	0.1758	4.7825	0.7952	4.9835	0.2894
14	3.8119	0.6866	3.8079	0.4644	3.6401	0.8034
15	4.4332	0.2701	4.4317	0.7240	4.2127	0.9476
16	4.2695	0.1588	4.2708	0.5031	4.4118	0.5958
17	4.7230	0.3369	4.7432	0.3083	4.3345	0.4802
18	4.4995	0.3886	4.5415	0.5688	4.3315	0.7893
19	4.2695	0.8487	4.2708	0.5983	4.4118	0.1654
20	4.7775	0.0548	4.7825	0.7385	4.9835	0.1560
21	2.7170	0.2970	2.7470	0.4584	2.2720	0.1928
22	4.7230	0.3044	4.7432	0.7995	4.3345	0.4149

464 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 30 (ต่อ)

รีเลย์	สภาวะจ่ายโหลดปกติ		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)
23	2.7170	0.6947	2.7470	0.5463	2.2720	0.5976
24	4.4995	0.2698	4.5415	0.5799	4.3315	0.0972
25	4.4668	0.5217	4.3985	0.9127	4.0888	0.4828
26	4.4668	0.4941	4.3985	0.0678	4.0888	0.3187
27	4.1837	0.5234	4.0158	0.2919	4.0571	0.8945
28	4.1837	0.2204	4.0158	0.6699	4.0571	0.7536
29	4.8922	0.9297	4.0425	0.8188	4.5496	0.0501
30	4.8922	0.6434	4.0425	0.3339	4.5496	0.3367
31	4.8922	0.6269	4.0425	0.8327	4.5496	0.4304
32	4.8922	0.5962	4.0425	0.7368	4.5496	0.2820
33	4.8922	0.6678	4.0425	0.3891	4.5496	0.1171
34	4.8922	0.4684	4.0425	0.1272	4.5496	0.4786
35	4.5028	0.7952	-	-	4.7279	0.8541
36	4.5028	0.8842	-	-	4.7279	0.1530
37	4.7894	0.0500	7.1019	0.4898	7.5006	0.6705
38	4.7894	0.3530	7.1019	0.2337	7.5006	0.2274
39	4.1837	0.0813	4.0158	0.1696	4.0571	0.2011
40	4.1837	0.0833	4.0158	0.9458	4.0571	0.8660
41	4.9859	0.2288	4.8469	0.6869	4.9247	0.5796
42	4.9859	0.2545	4.8469	0.0832	4.9247	0.2664
43	4.6491	0.8620	4.8269	0.6880	4.6508	0.8067

464 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 30 (ต่อ)

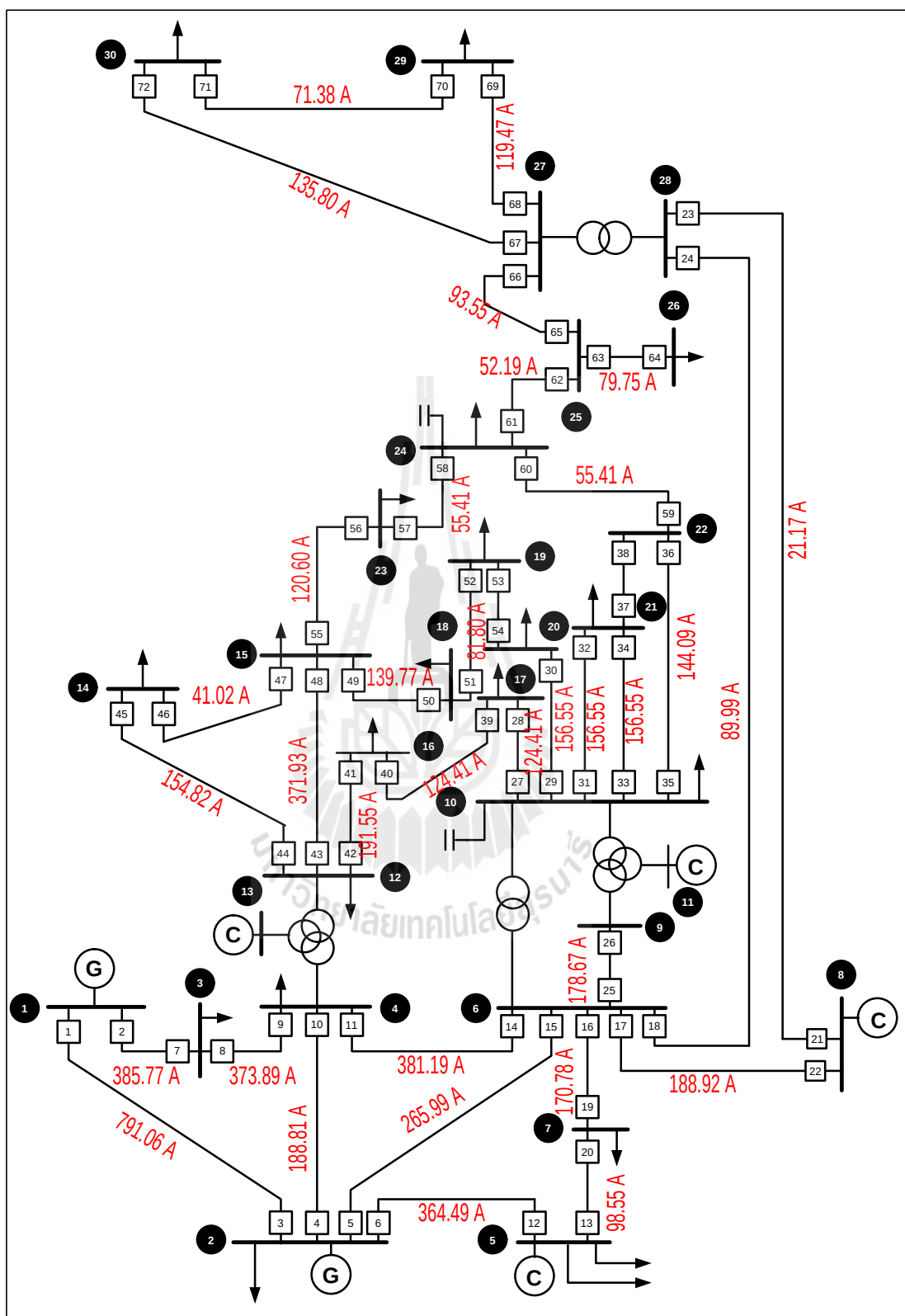
รีเลย์	สภาวะจ่ายโหลดปกติ		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)
44	4.8381	0.7940	4.8884	0.5998	4.1950	0.5709
45	4.8381	0.2371	4.8884	0.8215	4.1950	0.3196
46	4.1275	0.5340	4.3200	0.4172	1.8462	0.6445
47	4.1275	0.6836	4.3200	0.5843	1.8462	0.5862
48	4.6491	0.3996	4.8269	0.8194	4.6508	0.5427
49	4.8238	0.5386	4.6262	0.2415	4.0906	0.5293
50	4.8238	0.7526	4.6262	0.1433	4.0906	0.3305
51	4.1125	0.3904	4.8356	0.9322	4.4475	0.1342
52	4.1125	0.8154	4.8356	0.5355	4.4475	0.7720
53	4.7729	0.2774	4.9721	0.5452	4.8406	0.0587
54	4.7729	0.6538	4.9721	0.5479	4.8406	0.5973
55	4.0250	0.5519	4.5413	0.1617	4.4804	0.1767
56	4.0250	0.1413	4.5413	0.2499	4.4804	0.5648
57	6.4262	0.4757	7.2162	0.1456	6.8589	0.1040
58	6.4262	0.9158	7.2162	0.4618	6.8589	0.3365
59	6.4262	0.2719	7.2162	0.2907	9.5894	0.3771
60	6.4262	0.6028	7.2162	0.0784	9.5894	0.5295
61	6.5237	0.9791	6.6500	0.8669	4.1212	0.2161
62	6.5237	0.0952	6.6500	0.7068	4.1212	0.3386
63	4.9844	0.5045	4.9956	0.6750	4.8906	0.0500
64	4.9844	0.7072	4.9956	0.1452	4.8906	0.6874

4.6.4 การเปรียบเทียบค่าปรับตั้งรีเลย์ของระบบทดสอบขนาด 30 MVA (ต่อ)

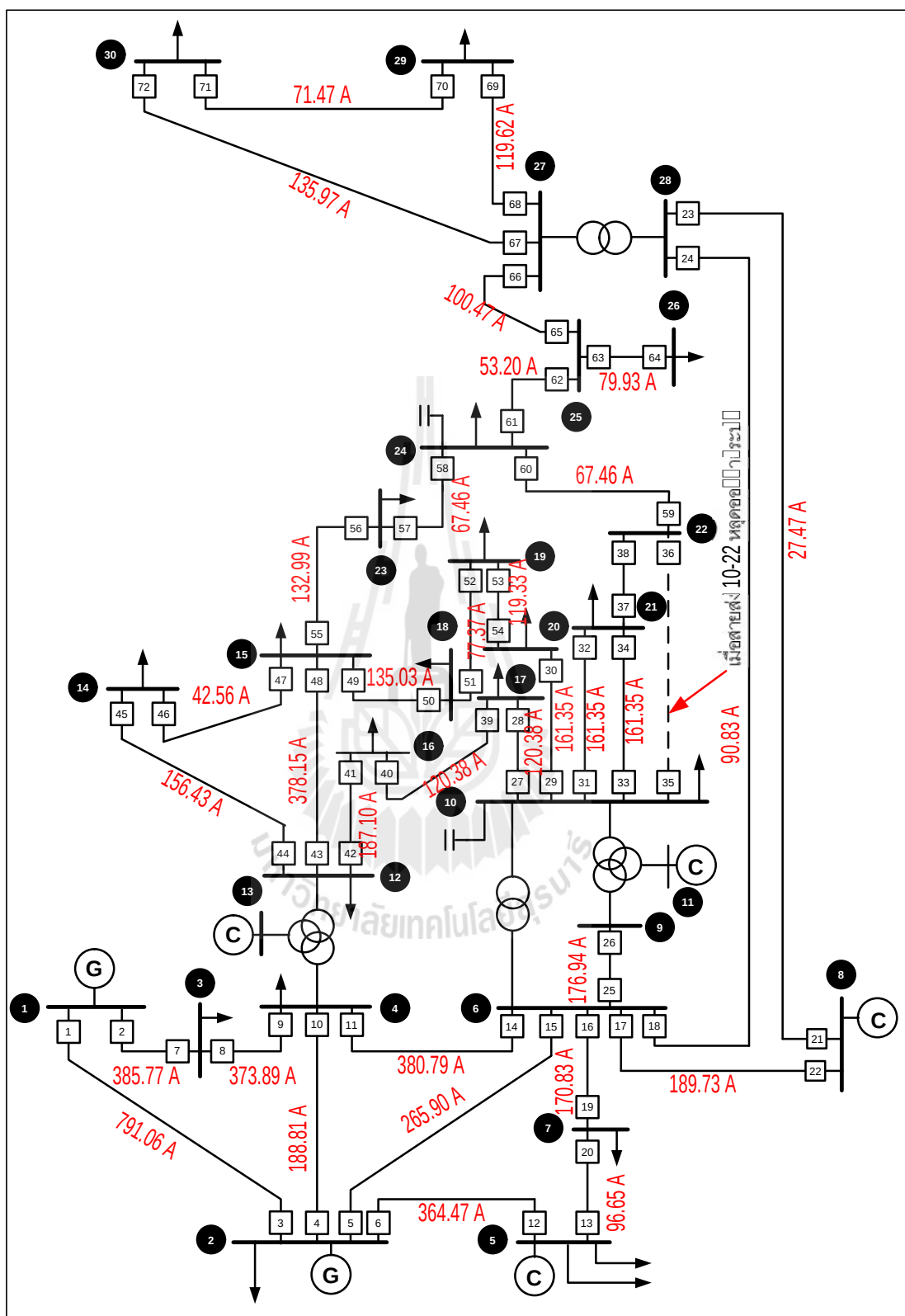
รีเลย์	สถานะจ่ายโหลดปกติ		สายส่งหลุด		ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)	ค่าปรับตั้ง (Ip)	จำนวนเท่า (TDS)
65	4.8469	0.8835	4.1863	0.3962	4.8381	0.9254
66	4.8469	0.7765	4.1863	0.4076	4.8381	0.2957
67	4.6583	0.8121	4.6654	0.7378	4.5879	0.3046
68	4.9779	0.9367	4.9842	0.3433	4.9167	0.3890
69	4.9779	0.1250	4.9842	0.5918	4.9167	0.8395
70	4.4612	0.2158	4.4669	0.8223	4.4056	0.6462
71	4.4612	0.4430	4.4669	0.5710	4.4056	0.7574
72	4.6583	0.5673	4.6654	0.4405	4.5879	0.2947

4.7.4 การใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ขณะจ่ายโหลดที่พิกัด

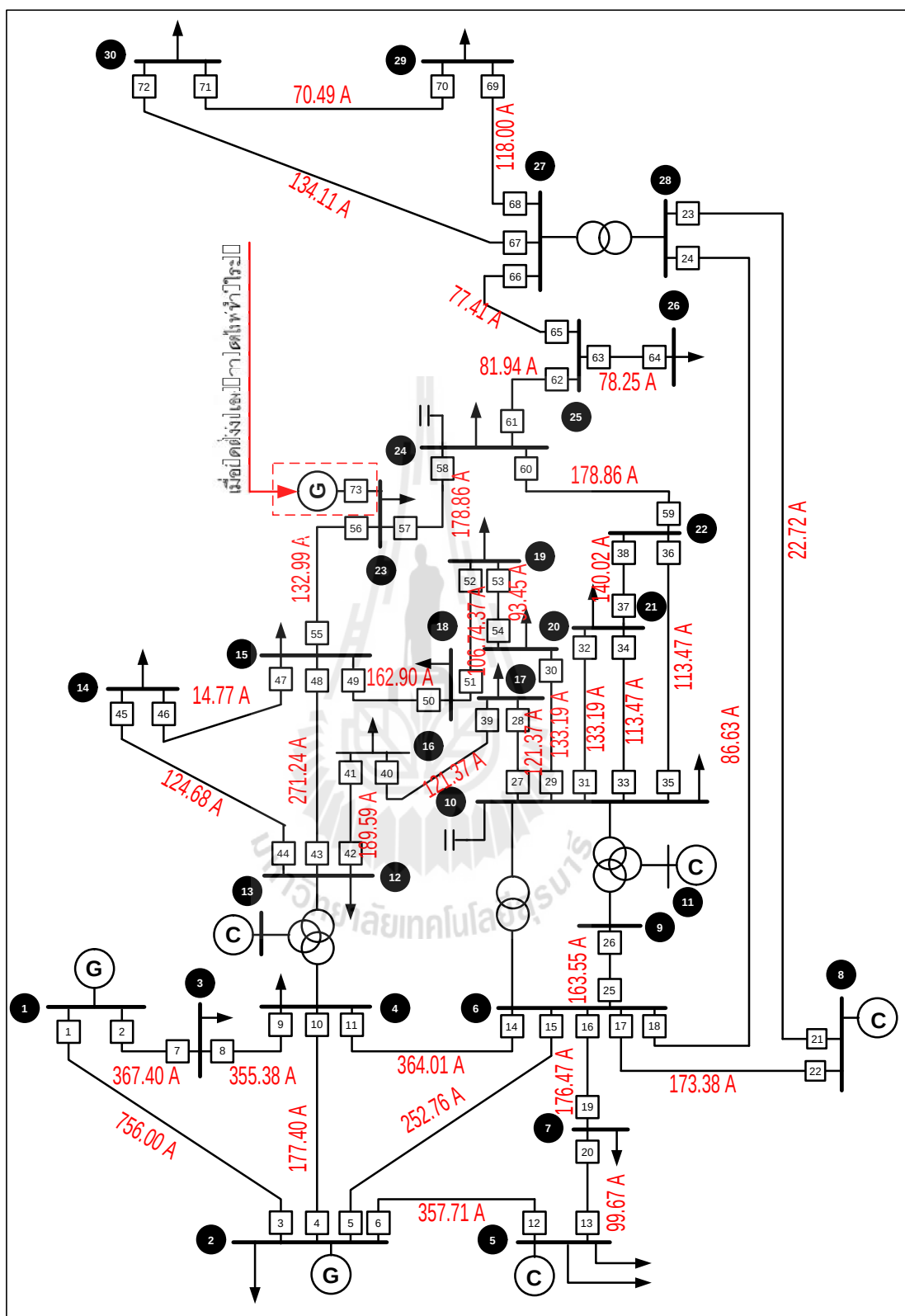
ในกรณีนี้พิจารณาการทำงานของรีเลย์ที่ไม่มีการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่โดยใช้ค่า
4.6.4 เปรียบเทียบกระแสในสายส่งแต่ละบัสจากการจ่ายโหลดในสถานะต่าง ๆ
เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง ดังรูปที่ 4.60 4.62



□□□□ 4160 ขณะจ่ายโหลดที่พิกัดของระบบ □□□□□□□□ 30 □□□



เมื่อสายส่ง 10-22 30



462 ได้ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 30

สายส่ง 10-22 โครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผล
ทำให้กระแสในสายส่งแต่ โดยในสายส่งเพิ่มสูงกว่า
จะสังเกตได้ว่ามีกระแสเกินในสายส่ง 22-24 67.46 A และ สายส่ง 15-
23 67.46 A ตามลำดับ ดังนั้นจึงทำการเปรียบเทียบค่าปรับตั้ง ดังตารางที่ 4.65

4.65 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 10-22

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R27	150/5	120.38	4.012667	4.1837	0.5234	Nop
R28	150/5	120.38	4.012667	4.1837	0.2204	Nop
R29	200/5	161.35	4.03375	4.8922	0.9297	Nop
R30	200/5	161.35	4.03375	4.8922	0.6434	Nop
R31	200/5	161.35	4.03375	4.8922	0.6269	Nop
R32	200/5	161.35	4.03375	4.8922	0.5962	Nop
R33	200/5	161.35	4.03375	4.8922	0.6678	Nop
R34	200/5	161.35	4.03375	4.8922	0.4684	Nop
R35	200/5	-	-	-	-	-
R36	200/5	-	-	-	-	-
R37	100/5	81.63	4.0815	4.7894	0.0500	Nop
R38	100/5	81.63	4.0815	4.7894	0.3530	Nop
R39	150/5	120.38	4.012667	4.1837	0.0813	Nop
R40	150/5	120.38	4.012667	4.1837	0.0833	Nop
R41	200/5	187.10	4.6775	4.9859	0.2288	Nop
R42	200/5	187.10	4.6775	4.9859	0.2545	Nop
R43	400/5	378.15	4.7268	4.6491	0.8620	363.985
R44	200/5	156.43	3.91075	4.8381	0.7940	Nop
R45	200/5	156.43	3.91075	4.8381	0.2371	Nop

□□□□□ 465 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 10-22 □□□(ต่อ)

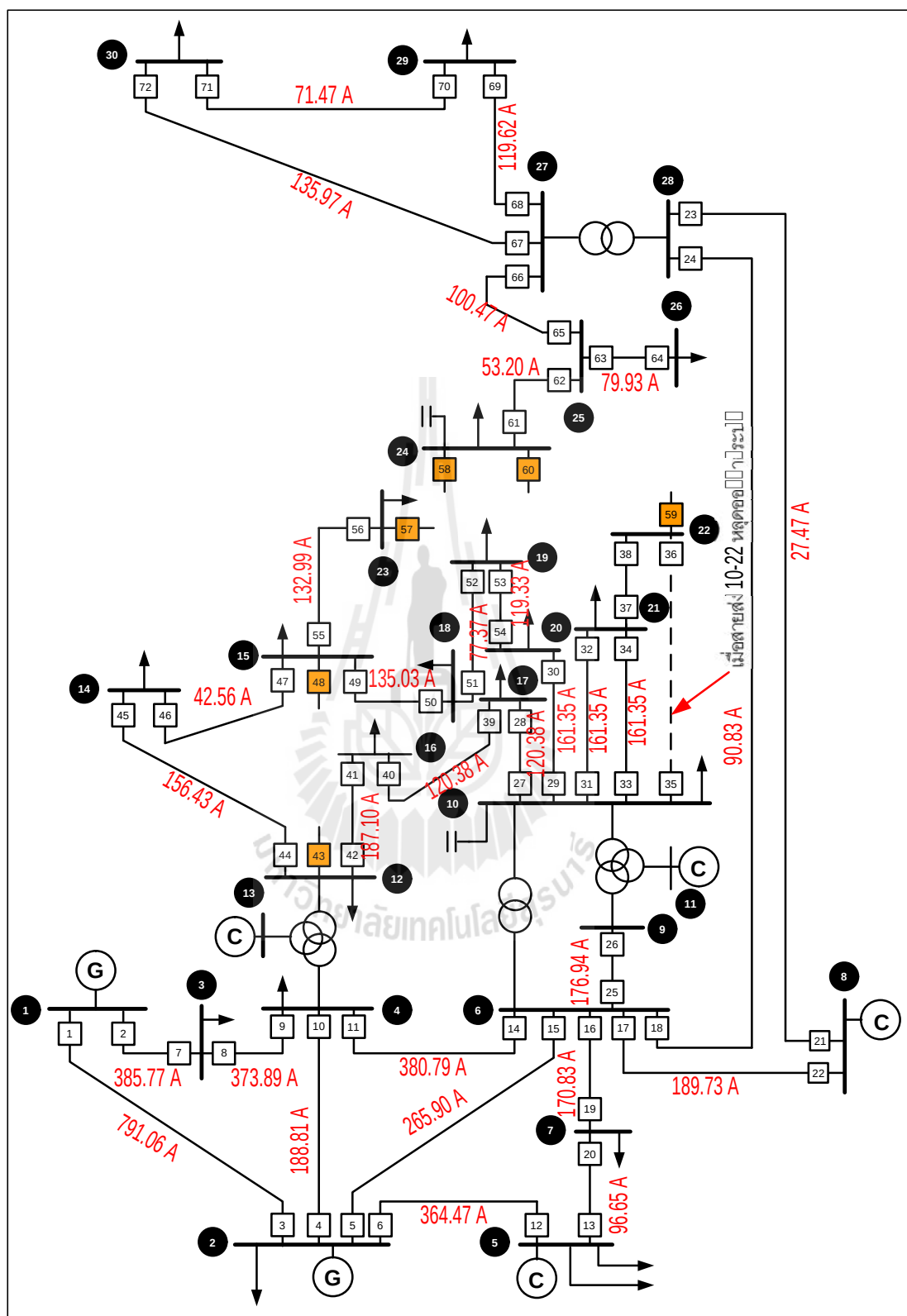
รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R46	50/5	42.56	4.256	4.1275	0.5340	Nop
R47	50/5	42.56	4.256	4.1275	0.6836	Nop
R48	400/5	378.15	<u>4.7268</u>	<u>4.6491</u>	0.3996	168.7344
R49	150/5	134.03	4.501	4.8238	0.5386	Nop
R50	150/5	134.03	4.501	4.8238	0.7526	Nop
R51	100/5	77.37	3.8685	4.1125	0.3904	Nop
R52	100/5	77.37	3.8685	4.1125	0.8154	Nop
R53	150/5	119.33	3.977667	4.7729	0.2774	Nop
R54	150/5	119.33	3.977667	4.7729	0.6538	Nop
R55	150/5	132.99	4.433	4.0250	0.5519	Nop
R56	150/5	132.99	4.433	4.0250	0.1413	Nop
R57	50/5	67.46	<u>6.746</u>	<u>6.4262</u>	0.4757	68.5306
R58	50/5	67.46	<u>6.746</u>	<u>6.4262</u>	0.9158	131.932
R59	50/5	67.46	<u>6.746</u>	<u>6.4262</u>	0.2719	39.1707
R60	50/5	67.46	<u>6.746</u>	<u>6.4262</u>	0.6028	86.8410
R61	50/5	53.20	4.32	6.5237	0.9791	Nop
R62	50/5	53.20	4.32	6.5237	0.0952	Nop
R63	100/5	79.93	3.9965	4.9844	0.5045	Nop
R64	100/5	79.93	3.9965	4.9844	0.7072	Nop
R65	100/5	100.47	4.0235	4.8469	0.8835	Nop
R66	100/5	100.47	4.0235	4.8469	0.7765	Nop
R67	150/5	134.97	4.5323	4.6583	0.8121	Nop
R68	150/5	119.62	3.9873	4.9779	0.9367	Nop
R69	150/5	119.62	3.9873	4.9779	0.1250	Nop

4.65 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อสายส่ง 10-22 (ต่อ)

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R70	100/5	71.47	3.5735	4.4612	0.2158	Nop
R71	100/5	71.47	3.5735	4.4612	0.4430	Nop
R72	150/5	134.97	4.5323	4.6583	0.5673	Nop

จากตารางจะสังเกตเห็นว่าในกรณีที่ไม่มี การปรับตั้งค่ารีเลย์ในระบบใหม่ เมื่อสายส่ง 10-22 หลุดออกจากระบบ จากผลดังกล่าวทำให้มีกระแสไหลในสายส่งเพิ่มมากขึ้นเกินกว่าค่ากระแส เริ่มต้นทำงานของรีเลย์ จากการเปรียบเทียบกับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ในตารางที่ 4.65 จึงทำให้รีเลย์ R43, R48, R57, R58, R59 และ R60 ทำงาน ซึ่งจากผลดังกล่าวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับ บริเวณกว้างดังรูปที่ 4.63 จึงต้องทำการปรับตั้งค่าใหม่





รูปที่ 4.63 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

□□□□□ 466 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 10-22 □□□□

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R27	150/5	120.38	4.012667	4.0158	0.2919	Nop
R28	150/5	120.38	4.012667	4.0158	0.6699	Nop
R29	200/5	161.35	4.03375	4.0425	0.8188	Nop
R30	200/5	161.35	4.03375	4.0425	0.3339	Nop
R31	200/5	161.35	4.03375	4.0425	0.8327	Nop
R32	200/5	161.35	4.03375	4.0425	0.7368	Nop
R33	200/5	161.35	4.03375	4.0425	0.3891	Nop
R34	200/5	161.35	4.03375	4.0425	0.1272	Nop
R35	200/5	-	-	-	-	-
R36	200/5	-	-	-	-	-
R37	100/5	81.63	4.0815	4.1019	0.4898	Nop
R38	100/5	81.63	4.0815	4.1019	0.2337	Nop
R39	150/5	120.38	4.012667	4.0158	0.1696	Nop
R40	150/5	120.38	4.012667	4.0158	0.9458	Nop
R41	200/5	187.10	4.6775	4.8469	0.6869	Nop
R42	200/5	187.10	4.6775	4.8469	0.0832	Nop
R43	400/5	378.15	4.7268	4.8269	0.6880	Nop
R44	200/5	156.43	3.91075	4.8884	0.5998	Nop
R45	200/5	156.43	3.91075	4.8884	0.8215	Nop
R46	50/5	42.56	4.256	4.3200	0.4172	Nop
R47	50/5	42.56	4.256	4.3200	0.5843	Nop
R48	400/5	378.15	4.7268	4.8269	0.8194	Nop
R49	150/5	134.03	4.501	4.6262	0.2415	Nop
R50	150/5	134.03	4.501	4.6262	0.1433	Nop

□□□□□ 466 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อสายส่ง 10-22 □□□(ต่อ)

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R51	100/5	77.37	3.8685	4.8356	0.9322	Nop
R52	100/5	77.37	3.8685	4.8356	0.5355	Nop
R53	150/5	119.33	3.977667	4.9721	0.5452	Nop
R54	150/5	119.33	3.977667	4.9721	0.5479	Nop
R55	150/5	132.99	4.433	4.5413	0.1617	Nop
R56	150/5	132.99	4.433	4.5413	0.2499	Nop
R57	50/5	67.46	6.746	7.2162	0.1456	Nop
R58	50/5	67.46	6.746	7.2162	0.4618	Nop
R59	50/5	67.46	6.746	7.2162	0.2907	Nop
R60	50/5	67.46	6.746	7.2162	0.0784	Nop
R61	50/5	53.20	4.32	6.6500	0.8669	Nop
R62	50/5	53.20	4.32	6.6500	0.7068	Nop
R63	100/5	79.93	3.9965	4.9956	0.6750	Nop
R64	100/5	79.93	3.9965	4.9956	0.1452	Nop
R65	100/5	100.47	4.0235	4.1863	0.3962	Nop
R66	100/5	100.47	4.0235	4.1863	0.4076	Nop
R67	150/5	134.97	4.532333	4.6654	0.7378	Nop
R68	150/5	119.62	3.987333	4.9842	0.3433	Nop
R69	150/5	119.62	3.987333	4.9842	0.5918	Nop
R70	100/5	71.47	3.5735	4.4669	0.8223	Nop
R71	100/5	71.47	3.5735	4.4669	0.5710	Nop
R72	150/5	134.97	4.5323	4.6654	0.4405	Nop

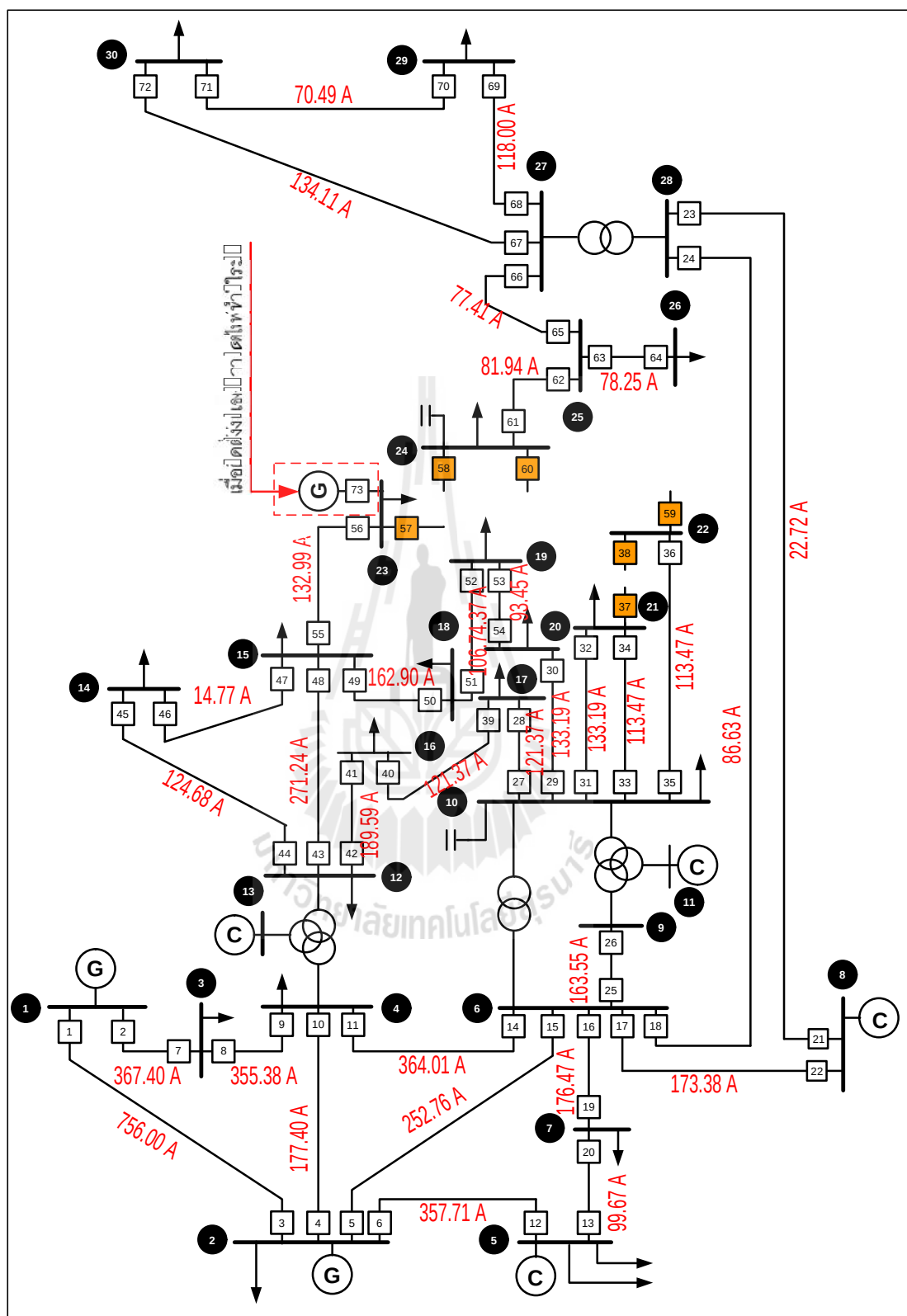
ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพิจารณาการทำงานของรีเลย์ที่ไม่มีการปรับตั้งค่ารีเลย์ใหม่โดยใช้ค่าในตารางที่ 4.64 เปรียบเทียบกระแสในสายส่งแต่จ่ายโหลดในต่าง ๆ เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง ดังรูปที่ 4.64

4.67 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R27	150/5	121.37	4.0456	4.1837	0.5234	Nop
R28	150/5	121.37	4.0456	4.1837	0.2204	Nop
R29	200/5	133.19	3.3297	4.8922	0.9297	Nop
R30	200/5	133.19	3.3297	4.8922	0.6434	Nop
R31	200/5	133.19	3.3297	4.8922	0.6269	Nop
R32	200/5	133.19	3.3297	4.8922	0.5962	Nop
R33	200/5	133.19	3.3297	4.8922	0.6678	Nop
R34	200/5	133.19	3.3297	4.8922	0.4684	Nop
R35	200/5	113.47	2.8367	4.5028	0.7952	Nop
R36	200/5	113.47	2.8367	4.5028	0.8842	Nop
R37	100/5	144.02	7.201	4.7894	0.0500	1.6006
R38	100/5	144.02	7.201	4.7894	0.3530	11.3002
R39	150/5	121.37	4.0456	4.1837	0.0813	Nop
R40	150/5	121.37	4.0456	4.1837	0.0833	Nop
R41	200/5	189.59	4.7397	4.9859	0.2288	Nop
R42	200/5	189.59	4.7397	4.9859	0.2545	Nop
R43	400/5	271.24	3.3905	4.6491	0.8620	Nop
R44	200/5	124.68	3.117	4.8381	0.7940	Nop
R45	200/5	124.68	3.117	4.8381	0.2371	Nop
R46	50/5	14.77	1.477	4.1275	0.5340	Nop
R47	50/5	14.77	1.477	4.1275	0.6836	Nop

□□□□□ 467 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ต่อ)

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R48	400/5	271.24	3.3905	4.6491	0.3996	Nop
R49	150/5	162.90	4.4321	4.8238	0.5386	Nop
R50	150/5	162.90	4.4321	4.8238	0.7526	Nop
R51	100/5	106.74	4.3371	4.1125	0.3904	Nop
R52	100/5	106.74	4.3371	4.1125	0.8154	Nop
R53	150/5	93.45	3.115	4.7729	0.2774	Nop
R54	150/5	93.45	3.115	4.7729	0.6538	Nop
R55	150/5	107.53	3.5843	4.0250	0.5519	Nop
R56	150/5	107.53	3.5843	4.0250	0.1413	Nop
R57	50/5	178.86	17.8860	6.9262	0.4757	3.4803
R58	50/5	178.86	17.8860	6.9262	0.9158	6.7002
R59	50/5	178.86	17.8860	6.9262	0.2719	1.9893
R60	50/5	178.86	17.8860	6.9262	0.6028	4.4102
R61	50/5	81.94	8.1942	6.5237	0.9791	7.1634
R62	50/5	81.94	8.1942	6.5237	0.0952	0.6965
R63	100/5	78.25	3.9125	4.9844	0.5045	Nop
R64	100/5	78.25	3.9125	4.9844	0.7072	Nop
R65	100/5	77.41	3.8705	4.8469	0.8835	Nop
R66	100/5	77.41	3.8705	4.8469	0.7765	Nop
R67	150/5	134.11	4.4703	4.6583	0.8121	Nop
R68	150/5	118.00	3.9333	4.9779	0.9367	Nop
R69	150/5	118.00	3.9333	4.9779	0.1250	Nop
R70	100/5	70.49	3.5245	4.4612	0.2158	Nop
R71	100/5	70.49	3.5245	4.4612	0.4430	Nop
R72	150/5	134.11	4.4703	4.6583	0.5673	Nop



รูปที่ 4.64 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

□□□□□ 4.68 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Times (s)
				Ip	TDS	
R27	150/5	121.37	4.0456	4.0571	0.8945	Nop
R28	150/5	121.37	4.0456	4.0571	0.7536	Nop
R29	200/5	133.19	3.3297	4.5496	0.0501	Nop
R30	200/5	133.19	3.3297	4.5496	0.3367	Nop
R31	200/5	133.19	3.3297	4.5496	0.4304	Nop
R32	200/5	133.19	3.3297	4.5496	0.2820	Nop
R33	200/5	133.19	3.3297	4.5496	0.1171	Nop
R34	200/5	133.19	3.3297	4.5496	0.4786	Nop
R35	200/5	113.47	2.8367	4.7279	0.8541	Nop
R36	200/5	113.47	2.8367	4.7279	0.1530	Nop
R37	100/5	144.02	7.2013	7.5006	0.6705	Nop
R38	100/5	144.02	7.2013	7.5006	0.2274	Nop
R39	150/5	121.37	4.0456	4.0571	0.2011	Nop
R40	150/5	121.37	4.0456	4.0571	0.8660	Nop
R41	200/5	189.59	4.7397	4.9247	0.5796	Nop
R42	200/5	189.59	4.7397	4.9247	0.2664	Nop
R43	400/5	271.24	3.3905	4.6508	0.8067	Nop
R44	200/5	124.68	3.1172	4.1950	0.5709	Nop
R45	200/5	124.68	3.1172	4.1950	0.3196	Nop
R46	50/5	14.77	1.4773	1.8462	0.6445	Nop
R47	50/5	14.77	1.4773	1.8462	0.5862	Nop
R48	400/5	271.24	3.3905	4.6508	0.5427	Nop
R49	150/5	162.90	4.4301	4.0906	0.5293	Nop
R50	150/5	162.90	4.4301	4.0906	0.3305	Nop

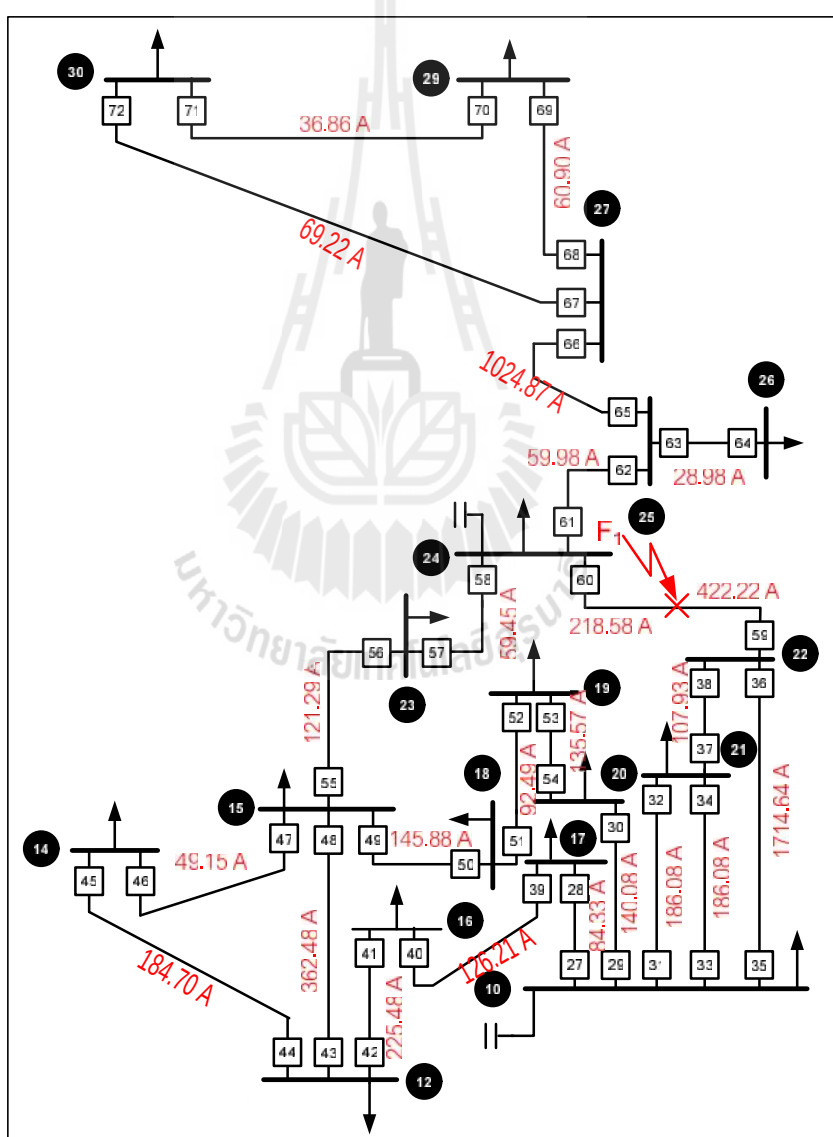
□□□□□ 468 กรณีใช้ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำ□□(ต่อ)

รีเลย์	CT Ratio	Primary current	Secondary current	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่		Operating Time (s)
				Ip	TDS	
R51	100/5	106.74	4.3371	4.4475	0.1342	Nop
R52	100/5	106.74	4.3371	4.4475	0.7720	Nop
R53	150/5	93.45	3.1152	4.8406	0.0587	Nop
R54	150/5	93.45	3.1152	4.8406	0.5973	Nop
R55	150/5	107.53	3.5841	4.4804	0.1767	Nop
R56	150/5	107.53	3.5841	4.4804	0.5648	Nop
R57	50/5	178.86	17.886	18.589	0.1040	Nop
R58	50/5	178.86	17.886	18.589	0.3365	Nop
R59	50/5	178.86	17.886	18.589	0.3771	Nop
R60	50/5	178.86	17.886	18.589	0.5295	Nop
R61	50/5	81.94	8.1940	9.1212	0.2161	Nop
R62	50/5	81.94	8.1940	9.1212	0.3386	Nop
R63	100/5	78.25	3.9125	4.8906	0.0500	Nop
R64	100/5	78.25	3.9125	4.8906	0.6874	Nop
R65	100/5	77.41	3.8705	4.8381	0.9254	Nop
R66	100/5	77.41	3.8705	4.8381	0.2957	Nop
R67	150/5	134.11	4.4703	4.5879	0.3046	Nop
R68	150/5	118.00	3.9333	4.9167	0.3890	Nop
R69	150/5	118.00	3.9333	4.9167	0.8395	Nop
R70	100/5	70.49	3.5245	4.4056	0.6462	Nop
R71	100/5	70.49	3.5245	4.4056	0.7574	Nop
R72	150/5	134.11	4.4703	4.5879	0.2947	Nop

4.7.5 การเกิดฟอลต์ที่สายส่งขณะทำการจ่ายโหลด

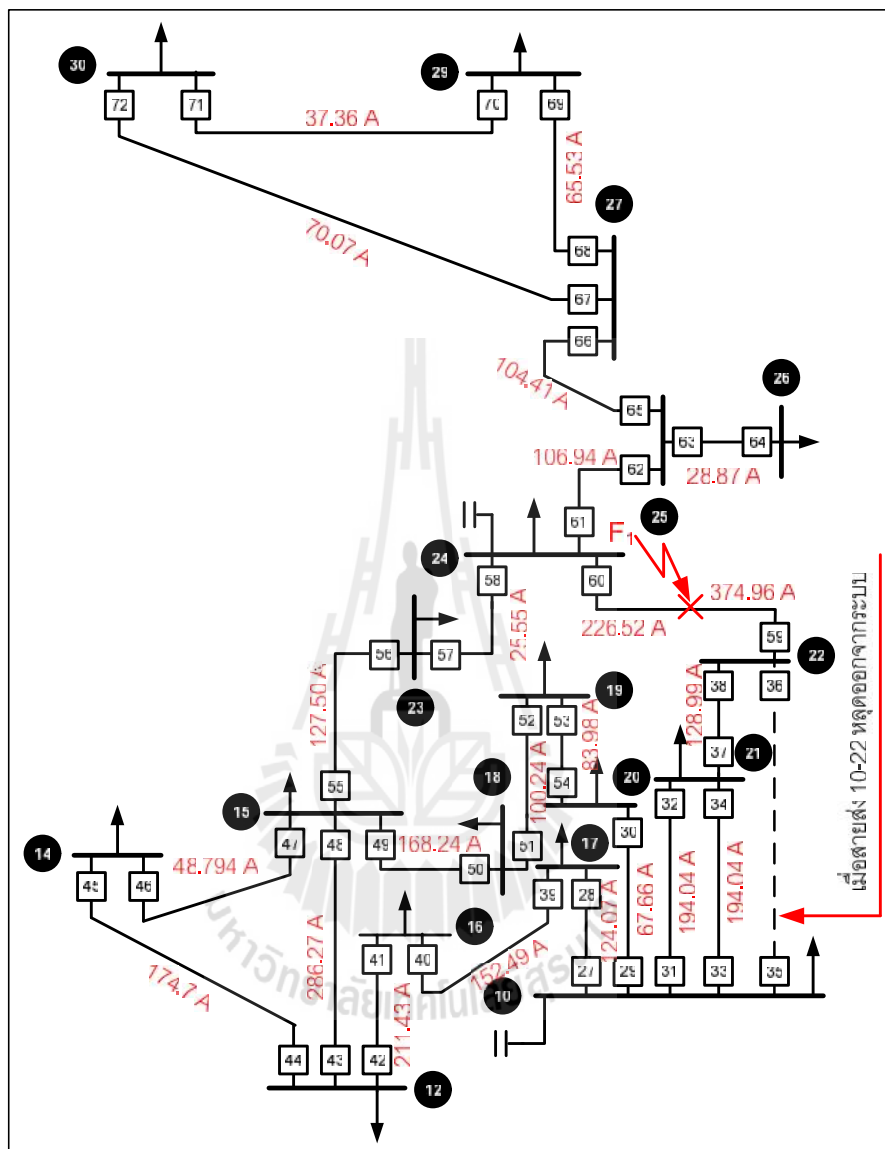
การที่นำมาพิจารณาเป็นการหาค่าเวลาการทำงานของรีเลย์กรณีเกิดฟอลต์ที่สายส่งของระบบ 30 การจ่ายโหลดซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดและโหลด เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่จุด F1 สายส่งที่ 22-23 ขนาดกระแสฟอลต์จะไหลไปสายส่งของแต่ละบัสมายังตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ดังนั้นรีเลย์ R59 และ R60 จะทำหน้าที่ในการป้องกันอยู่กับการไหลของกำลังไฟฟ้า

Case I การเกิดฟอลต์ขณะจ่ายโหลดของระบบ 30



ขนาดกระแสฟอลต์ของระบบ 30

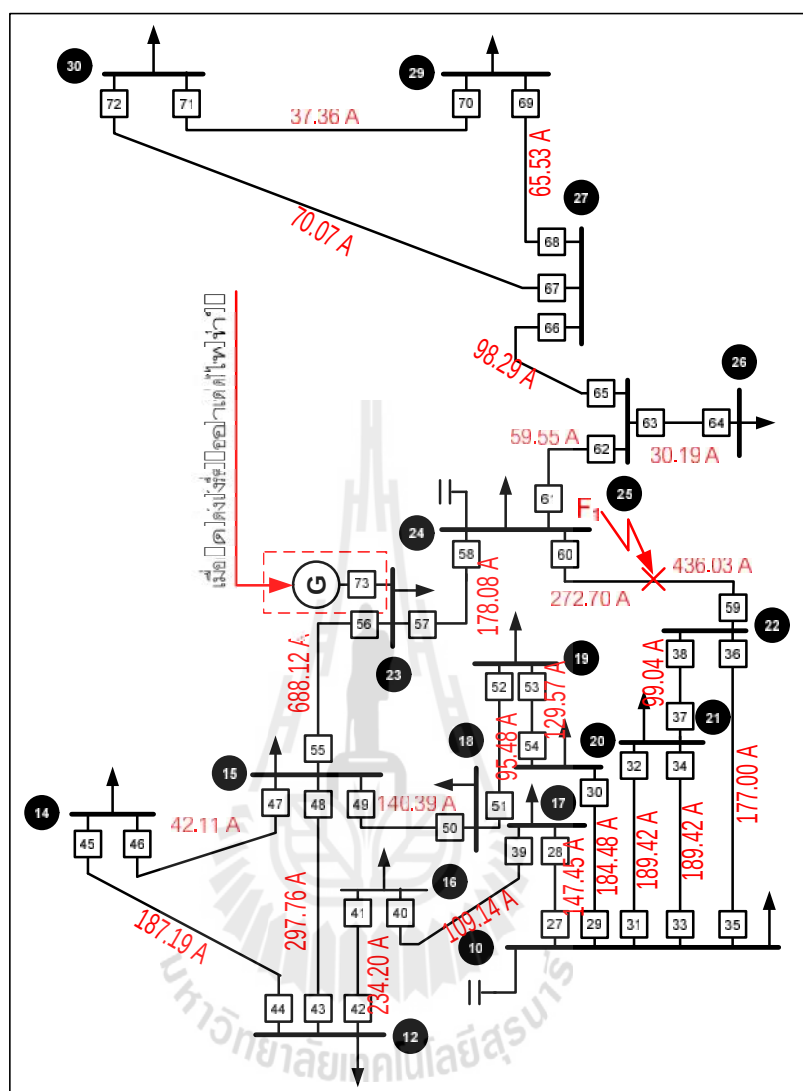
Case II ผลลัพธ์การคำนวณฟลด์เมื่อสายส่ง 10-22 ถูกตัดออกจากระบบ 30 นาที



รูปที่ 4.66 ผลลัพธ์การคำนวณฟลด์เมื่อสายส่ง 10-22 ถูกตัดออกจากระบบ 30 นาที

เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสฟลด์ที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จากรูปที่ 4.66 จะสังเกตได้ว่าเมื่อสายส่ง 10-22 ถูกตัดออกจากระบบจะมีกระแสฟลด์ไหลผ่านรีเลย์ R59 มีค่า 374.66 A และ R60 มีค่า 226.52 A

Case III ผลลัพธ์การคำนวณฟลด์เมื่อสายส่ง 10-22 ถูกตัดออกจากระบบ 30 นาที



รูปที่ 4.67 กระแสฟอลต์เมื่อติดตั้งเครื่องตัดไฟฟ้าของระบบ 30

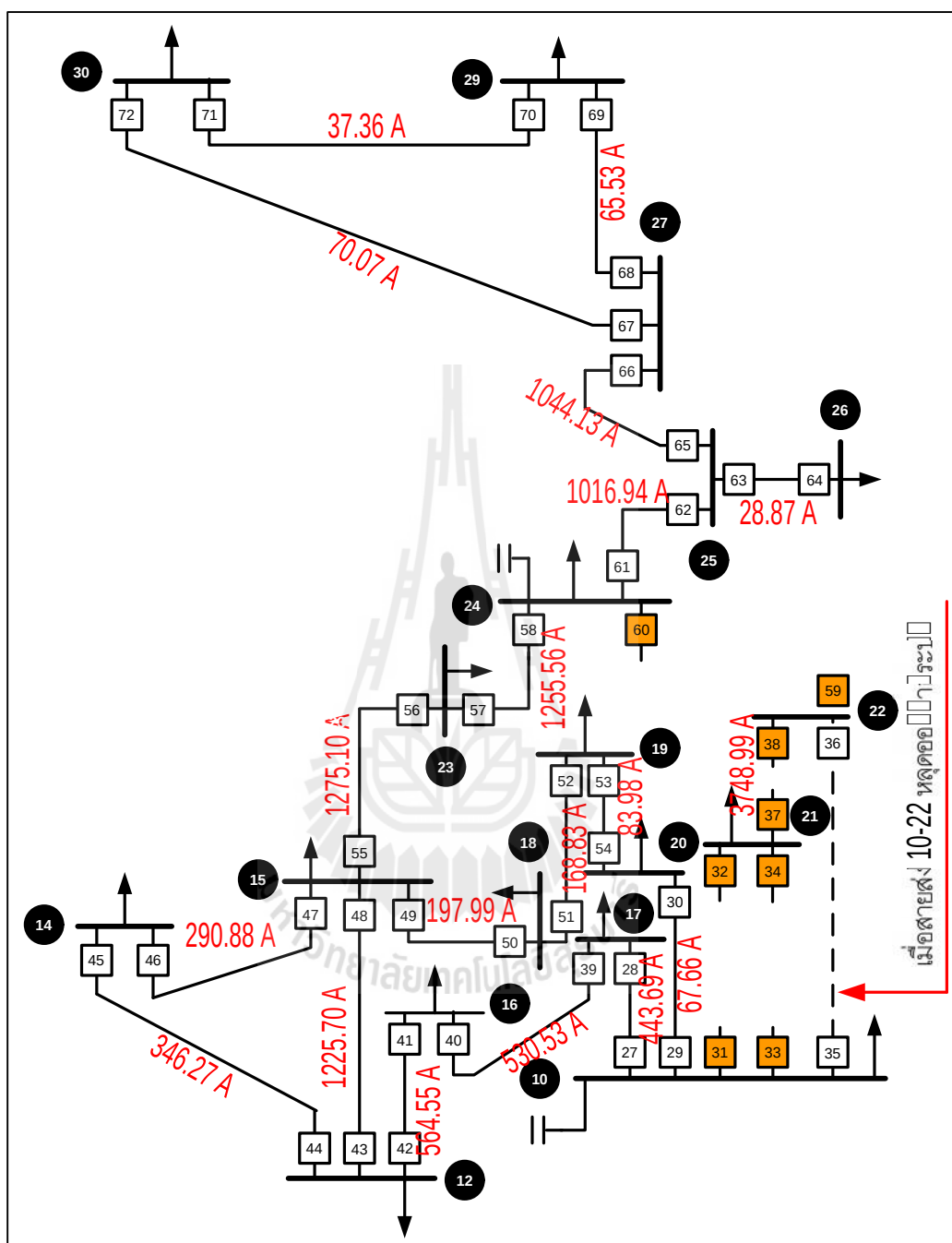
เมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง มีผลทำให้กระแสฟอลต์ที่ไหลในสายส่งแต่ละบัสเกิดการเปลี่ยนแปลงตามด้วย จากรูปที่ 4.67 จะสังเกตได้ว่าเมื่อระบบไฟฟ้าจะมีกระแสฟอลต์ไหลผ่านรีเลย์ R59 436.03 A และ R60 272.70 A

□□□□□ 469 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 10-22 □□□□

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R27	2.811	4.1837	0.5234	Nop	4.1357	4.1837	0.5234	Nop
R28	2.811	4.1837	0.2204	Nop	4.1357	4.1837	0.2204	Nop
R29	3.5022	4.8922	0.9297	Nop	1.6915	4.8922	0.9297	Nop
R30	3.5022	4.8922	0.6434	Nop	1.6915	4.8922	0.6434	Nop
R31	4.652	4.8922	0.6269	Nop	<u>4.9620</u>	<u>4.8922</u>	0.6269	309.7159
R32	4.652	4.8922	0.5962	Nop	<u>4.9620</u>	<u>4.8922</u>	0.5962	294.5487
R33	4.652	4.8922	0.6678	Nop	<u>4.9620</u>	<u>4.8922</u>	0.6678	329.9223
R34	4.652	4.8922	0.4684	Nop	<u>4.9620</u>	<u>4.8922</u>	0.4684	231.4100
R35	4.2866	4.5028	0.7952	Nop	-	-	-	-
R36	4.2866	4.5028	0.8842	Nop	-	-	-	-
R37	4.3965	4.7894	0.0500	Nop	<u>6.4495</u>	<u>4.7894</u>	0.0500	3.2380
R38	4.3965	4.7894	0.3530	Nop	<u>6.4495</u>	<u>4.7894</u>	0.3530	22.8604
R39	4.207	4.1837	0.0813	Nop	4.0831	4.1837	0.0813	Nop
R40	4.207	4.1837	0.0833	Nop	4.0831	4.1837	0.0833	Nop
R41	4.6372	4.9859	0.2288	Nop	4.2859	4.9859	0.2288	Nop
R42	4.6372	4.9859	0.2545	Nop	4.2859	4.9859	0.2545	Nop
R43	4.531	4.6491	0.8620	Nop	3.5784	4.6491	0.8620	Nop
R44	4.6177	4.8381	0.7940	Nop	4.3675	4.8381	0.7940	Nop
R45	4.6177	4.8381	0.2371	Nop	4.3675	4.8381	0.2371	Nop
R46	4.9156	4.1275	0.5340	Nop	4.8794	4.1275	0.5340	Nop
R47	4.9156	4.1275	0.6836	Nop	4.8794	4.1275	0.6836	Nop
R48	4.53108	4.6491	0.3996	Nop	3.5784	4.6491	0.3996	Nop
R49	4.8628	4.8238	0.5386	Nop	4.6083	4.8238	0.5386	Nop
R50	4.8628	4.8238	0.7526	Nop	4.6083	4.8238	0.7526	Nop

□□□□□ 469 กรณีเกิดฟอลต์เปรียบเทียบกับกรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมขณะสายส่ง 10-22 □□□□(ต่อ)

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R51	4.6245	4.1125	0.3904	Nop	4.0123	4.1125	0.3904	Nop
R52	4.6245	4.1125	0.8154	Nop	4.0123	4.1125	0.8154	Nop
R53	4.5191	4.7729	0.2774	Nop	2.7993	4.7729	0.2774	Nop
R54	4.5191	4.7729	0.6538	Nop	2.7993	4.7729	0.6538	Nop
R55	4.0430	4.0250	0.5519	Nop	4.2503	4.0250	0.5519	Nop
R56	4.0430	4.0250	0.1413	Nop	4.2503	4.0250	0.1413	Nop
R57	4.9450	6.4262	0.4757	Nop	2.5556	6.4262	0.4757	Nop
R58	4.9450	6.4262	0.9158	Nop	2.5556	6.4262	0.9158	Nop
R59	14.201	6.4262	0.2719	2.3814	17.4965	6.4262	0.2719	1.8813
R60	11.304	6.4262	0.6028	7.4292	12.2652	6.4262	0.6028	6.1867
R61	4.9984	6.5237	0.9791	Nop	6.194	6.5237	0.9791	Nop
R62	4.9984	6.5237	0.0952	Nop	6.194	6.5237	0.0952	Nop
R63	1.4490	4.9844	0.5045	Nop	4.1935	4.9844	0.5045	Nop
R64	1.4490	4.9844	0.7072	Nop	4.1935	4.9844	0.7072	Nop
R65	4.1243	4.8469	0.8835	Nop	4.2206	4.8469	0.8835	Nop
R66	4.1243	4.8469	0.7765	Nop	4.2206	4.8469	0.7765	Nop
R67	2.3070	4.6583	0.8121	Nop	2.369	4.6583	0.8121	Nop
R68	2.3000	4.9779	0.9367	Nop	2.0843	4.9779	0.9367	Nop
R69	2.3000	4.9779	0.1250	Nop	2.0843	4.9779	0.1250	Nop
R70	1.8430	4.4612	0.2158	Nop	1.868	4.4612	0.2158	Nop
R71	1.8430	4.4612	0.4430	Nop	1.868	4.4612	0.4430	Nop
R72	2.3070	4.6583	0.5673	Nop	2.369	4.6583	0.5673	Nop



รูปที่ 4.68 รีเลย์ในระบบทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร

□□□□□ 470 ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่ขณะสายส่ง 10-22 □□□□□□□□□□

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R27	4.1357	4.1837	0.5234	Nop	4.1357	4.0158	0.2919	Nop
R28	4.1357	4.1837	0.2204	Nop	4.1357	4.0158	0.6699	Nop
R29	1.6915	4.8922	0.9297	Nop	1.6915	4.0425	0.8188	Nop
R30	1.6915	4.8922	0.6434	Nop	1.6915	4.0425	0.3339	Nop
R31	4.9620	4.8922	0.6269	309.7159	4.9620	4.0425	0.8327	Nop
R32	4.9620	4.8922	0.5962	294.5487	4.9620	4.0425	0.7368	Nop
R33	4.9620	4.8922	0.6678	329.9223	4.9620	4.0425	0.3891	Nop
R34	4.9620	4.8922	0.4684	231.4100	4.9620	4.0425	0.1272	Nop
R35	-	-	-	-	-	-	-	-
R36	-	-	-	-	-	-	-	-
R37	6.4495	4.7894	0.0500	3.2380	6.4495	7.1019	0.4898	Nop
R38	6.4495	4.7894	0.3530	22.8604	6.4495	7.1019	0.2337	Nop
R39	4.0831	4.1837	0.0813	Nop	4.0831	4.0158	0.1696	Nop
R40	4.0831	4.1837	0.0833	Nop	4.0831	4.0158	0.9458	Nop
R41	4.2859	4.9859	0.2288	Nop	4.2859	4.8469	0.6869	Nop
R42	4.2859	4.9859	0.2545	Nop	4.2859	4.8469	0.0832	Nop
R43	3.5784	4.6491	0.8620	Nop	3.5784	4.8269	0.6880	Nop
R44	4.3675	4.8381	0.7940	Nop	4.3675	4.8884	0.5998	Nop
R45	4.3675	4.8381	0.2371	Nop	4.3675	4.8884	0.8215	Nop
R46	4.8794	4.1275	0.5340	Nop	4.8794	4.3200	0.4172	Nop
R47	4.8794	4.1275	0.6836	Nop	4.8794	4.3200	0.5843	Nop
R48	3.5784	4.6491	0.3996	Nop	3.5784	4.8269	0.8194	Nop
R49	4.6083	4.8238	0.5386	Nop	4.6083	4.6262	0.2415	Nop
R50	4.6083	4.8238	0.7526	Nop	4.6083	4.6262	0.1433	Nop

□□□□□ 470 ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่ขณะสายส่ง 10-22 □□□□□□□□□□ (ต่อ)

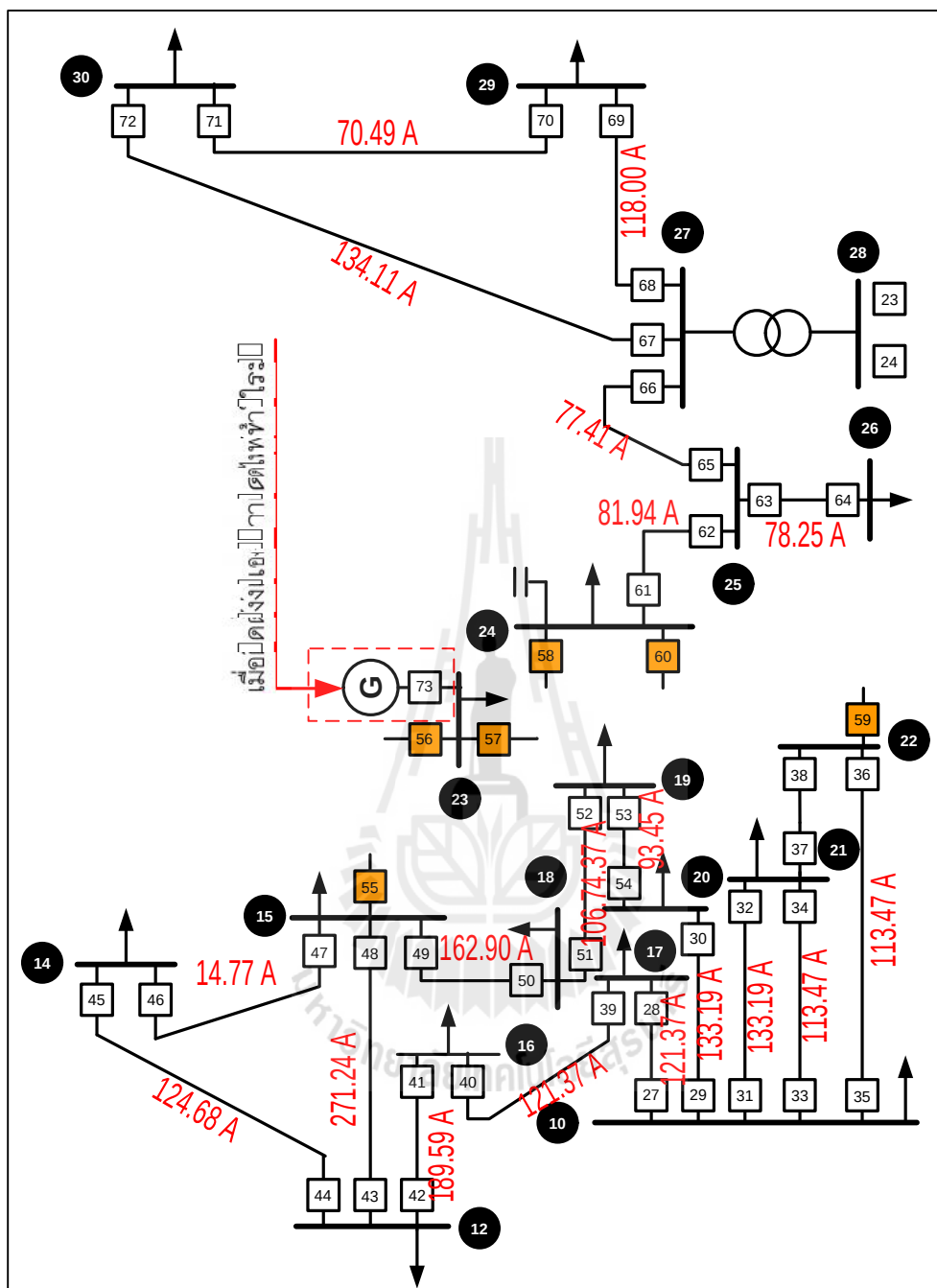
รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case II Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case II Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R51	4.0123	4.1125	0.3904	Nop	4.0123	4.8356	0.9322	Nop
R52	4.0123	4.1125	0.8154	Nop	4.0123	4.8356	0.5355	Nop
R53	2.7993	4.7729	0.2774	Nop	2.7993	4.9721	0.5452	Nop
R54	2.7993	4.7729	0.6538	Nop	2.7993	4.9721	0.5479	Nop
R55	4.2503	4.0250	0.5519	Nop	4.2503	4.5413	0.1617	Nop
R56	4.2503	4.0250	0.1413	Nop	4.2503	4.5413	0.2499	Nop
R57	2.5556	6.4262	0.4757	Nop	2.5556	7.2162	0.1456	Nop
R58	2.5556	6.4262	0.9158	Nop	2.5556	7.2162	0.4618	Nop
R59	<u>17.496</u>	<u>6.4262</u>	0.2719	1.8813	<u>17.496</u>	<u>7.2162</u>	0.2907	2.2774
R60	<u>12.652</u>	<u>6.4262</u>	0.6028	6.1867	<u>12.265</u>	<u>7.2162</u>	0.0784	1.0292
R61	6.194	6.5237	0.9791	Nop	6.194	6.6500	0.8669	Nop
R62	6.194	6.5237	0.0952	Nop	6.194	6.6500	0.7068	Nop
R63	4.1935	4.9844	0.5045	Nop	4.1935	4.9956	0.6750	Nop
R64	4.1935	4.9844	0.7072	Nop	4.1935	4.9956	0.1452	Nop
R65	4.2206	4.8469	0.8835	Nop	4.2206	4.1863	0.3962	Nop
R66	4.2206	4.8469	0.7765	Nop	4.2206	4.1863	0.4076	Nop
R67	2.3690	4.6583	0.8121	Nop	2.3690	4.6654	0.7378	Nop
R68	2.0843	4.9779	0.9367	Nop	2.0843	4.9842	0.3433	Nop
R69	2.0843	4.9779	0.1250	Nop	2.0843	4.9842	0.5918	Nop
R70	1.8680	4.4612	0.2158	Nop	1.8680	4.4669	0.8223	Nop
R71	1.8680	4.4612	0.4430	Nop	1.8680	4.4669	0.5710	Nop
R72	2.3690	4.6583	0.5673	Nop	2.3690	4.6654	0.4405	Nop

□□□□□ 471 เกิดฟอลต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R27	2.811	4.1837	0.5234	Nop	4.9153	4.1837	0.5234	Nop
R28	2.811	4.1837	0.2204	Nop	4.9153	4.1837	0.2204	Nop
R29	3.5022	4.8922	0.9297	Nop	4.6122	4.8922	0.9297	Nop
R30	3.5022	4.8922	0.6434	Nop	4.6122	4.8922	0.6434	Nop
R31	4.652	4.8922	0.6269	Nop	4.7356	4.8922	0.6269	Nop
R32	4.652	4.8922	0.5962	Nop	4.7356	4.8922	0.5962	Nop
R33	4.652	4.8922	0.6678	Nop	4.7356	4.8922	0.6678	Nop
R34	4.652	4.8922	0.4684	Nop	4.7356	4.8922	0.4684	Nop
R35	4.2866	4.5028	0.7952	Nop	4.4252	4.5028	0.7952	Nop
R36	4.2866	4.5028	0.8842	Nop	4.4252	4.5028	0.8842	Nop
R37	4.3965	4.7894	0.0500	Nop	4.9523	4.7894	0.0500	Nop
R38	4.3965	4.7894	0.3530	Nop	4.9523	4.7894	0.3530	Nop
R39	4.207	4.1837	0.0813	Nop	3.638	4.1837	0.0813	Nop
R40	4.207	4.1837	0.0833	Nop	3.638	4.1837	0.0833	Nop
R41	4.6372	4.9859	0.2288	Nop	4.855	4.9859	0.2288	Nop
R42	4.6372	4.9859	0.2545	Nop	4.855	4.9859	0.2545	Nop
R43	4.531	4.6491	0.8620	Nop	3.722	4.6491	0.8620	Nop
R44	4.6177	4.8381	0.7940	Nop	4.6799	4.8381	0.7940	Nop
R45	4.6177	4.8381	0.2371	Nop	4.6799	4.8381	0.2371	Nop
R46	4.9156	4.1275	0.5340	Nop	4.2115	4.1275	0.5340	Nop
R47	4.9156	4.1275	0.6836	Nop	4.2115	4.1275	0.6836	Nop
R48	4.53108	4.6491	0.3996	Nop	3.722	4.6491	0.3996	Nop
R49	4.8628	4.8238	0.5386	Nop	4.6799	4.8238	0.5386	Nop
R50	4.8628	4.8238	0.7526	Nop	4.6799	4.8238	0.7526	Nop

□□□□□ 471 เกิดฟลัดกรณีสถิติค่าปรับตั้งรีเลย์เดิมเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ต่อ)

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case I Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R51	4.6245	4.1125	0.3904	Nop	4.7741	4.1125	0.3904	Nop
R52	4.6245	4.1125	0.8154	Nop	4.7741	4.1125	0.8154	Nop
R53	4.5191	4.7729	0.2774	Nop	4.319	4.7729	0.2774	Nop
R54	4.5191	4.7729	0.6538	Nop	4.319	4.7729	0.6538	Nop
R55	4.043	4.0250	0.5519	Nop	8.229	4.0250	0.5519	7.7934
R56	4.043	4.0250	0.1413	Nop	8.229	4.0250	0.1413	1.9953
R57	4.945	6.4262	0.4757	Nop	8.085	6.4262	0.4757	14.4681
R58	4.945	6.4262	0.9158	Nop	8.085	6.4262	0.9158	27.8534
R59	14.201	6.4262	0.2719	2.3626	14.3603	6.4262	0.2719	2.3481
R60	11.304	6.4262	0.6028	7.4292	12.7270	6.4262	0.6028	6.1328
R61	4.99847	6.5237	0.9791	Nop	4.9551	6.5237	0.9791	Nop
R62	4.99847	6.5237	0.0952	Nop	4.9551	6.5237	0.0952	Nop
R63	1.449	4.9844	0.5045	Nop	1.5095	4.9844	0.5045	Nop
R64	1.449	4.9844	0.7072	Nop	1.5095	4.9844	0.7072	Nop
R65	4.1243	4.8469	0.8835	Nop	4.9146	4.8469	0.8835	Nop
R66	4.1243	4.8469	0.7765	Nop	4.9146	4.8469	0.7765	Nop
R67	2.307	4.6583	0.8121	Nop	2.355	4.6583	0.8121	Nop
R68	2.3	4.9779	0.9367	Nop	2.072	4.9779	0.9367	Nop
R69	2.3	4.9779	0.1250	Nop	2.072	4.9779	0.1250	Nop
R70	1.843	4.4612	0.2158	Nop	1.857	4.4612	0.2158	Nop
R71	1.843	4.4612	0.4430	Nop	1.857	4.4612	0.4430	Nop
R72	2.307	4.6583	0.5673	Nop	2.355	4.6583	0.5673	Nop



รีเลย์ในระบบทำงานตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวจริง

□□□□□ 472 เกิดฟอลต์กรณีค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R27	4.9153	4.1837	0.5234	Nop	4.9153	4.0571	0.8945	Nop
R28	4.9153	4.1837	0.2204	Nop	4.9153	4.0571	0.7536	Nop
R29	4.6122	4.8922	0.9297	Nop	4.6122	4.5496	0.0501	Nop
R30	4.6122	4.8922	0.6434	Nop	4.6122	4.5496	0.3367	Nop
R31	4.7356	4.8922	0.6269	Nop	4.7356	4.5496	0.4304	Nop
R32	4.7356	4.8922	0.5962	Nop	4.7356	4.5496	0.2820	Nop
R33	4.7356	4.8922	0.6678	Nop	4.7356	4.5496	0.1171	Nop
R34	4.7356	4.8922	0.4684	Nop	4.7356	4.5496	0.4786	Nop
R35	4.4252	4.5028	0.7952	Nop	4.4252	4.7279	0.8541	Nop
R36	4.4252	4.5028	0.8842	Nop	4.4252	4.7279	0.1530	Nop
R37	4.9523	4.7894	0.0500	Nop	4.9523	7.5006	0.6705	Nop
R38	4.9523	4.7894	0.3530	Nop	4.9523	7.5006	0.2274	Nop
R39	3.638	4.1837	0.0813	Nop	3.638	4.0571	0.2011	Nop
R40	3.638	4.1837	0.0833	Nop	3.638	4.0571	0.8660	Nop
R41	4.855	4.9859	0.2288	Nop	4.855	4.9247	0.5796	Nop
R42	4.855	4.9859	0.2545	Nop	4.855	4.9247	0.2664	Nop
R43	3.722	4.6491	0.8620	Nop	3.722	4.6508	0.8067	Nop
R44	4.6799	4.8381	0.7940	Nop	4.6799	4.1950	0.5709	Nop
R45	4.6799	4.8381	0.2371	Nop	4.6799	4.1950	0.3196	Nop
R46	4.2115	4.1275	0.5340	Nop	4.2115	1.8462	0.6445	Nop
R47	4.2115	4.1275	0.6836	Nop	4.2115	1.8462	0.5862	Nop
R48	3.722	4.6491	0.3996	Nop	3.722	4.6508	0.5427	Nop
R49	4.6799	4.8238	0.5386	Nop	4.6799	4.0906	0.5293	Nop
R50	4.6799	4.8238	0.7526	Nop	4.6799	4.0906	0.3305	Nop

□□□□□ 472 เกิดฟลัดกรณีสถิติค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ต่อ)

รีเลย์	ค่าปรับตั้งรีเลย์เดิม			Case III Operating Time (s)	ค่าปรับตั้งรีเลย์ใหม่			Case III Operating Time (s)
	Isc	Ip	TDS		Isc	Ip	TDS	
R51	4.7741	4.1125	0.3904	Nop	4.7741	4.0906	0.3305	Nop
R52	4.7741	4.1125	0.8154	Nop	4.7741	4.4475	0.1342	Nop
R53	4.319	4.7729	0.2774	Nop	4.319	4.4475	0.7720	Nop
R54	4.319	4.7729	0.6538	Nop	4.319	4.8406	0.0587	Nop
R55	8.229	4.0250	0.5519	7.7934	8.229	8.8406	0.5973	Nop
R56	8.229	4.0250	0.1413	1.9953	8.229	8.4804	0.1767	Nop
R57	8.085	6.4262	0.4757	14.4681	8.085	6.8804	0.5648	Nop
R58	8.085	6.4262	0.9158	27.8534	8.085	8.8589	0.1040	Nop
R59	14.3603	6.4262	0.2719	2.3481	14.3603	18.5894	0.3365	4.5597
R60	12.7270	6.4262	0.6028	6.1328	12.7270	9.5894	0.3771	9.2988
R61	4.9551	6.5237	0.9791	Nop	4.9551	9.5894	0.5295	Nop
R62	4.9551	6.5237	0.0952	Nop	4.9551	4.1212	0.2161	Nop
R63	1.5095	4.9844	0.5045	Nop	1.5095	4.1212	0.3386	Nop
R64	1.5095	4.9844	0.7072	Nop	1.5095	4.8906	0.0500	Nop
R65	4.9146	4.8469	0.8835	Nop	4.9146	4.8381	0.9254	Nop
R66	4.9146	4.8469	0.7765	Nop	4.9146	4.8381	0.2957	Nop
R67	2.355	4.6583	0.8121	Nop	2.355	4.5879	0.3046	Nop
R68	2.072	4.9779	0.9367	Nop	2.072	4.9167	0.3890	Nop
R69	2.072	4.9779	0.1250	Nop	2.072	4.9167	0.8395	Nop
R70	1.857	4.4612	0.2158	Nop	1.857	4.4056	0.6462	Nop
R71	1.857	4.4612	0.4430	Nop	1.857	4.4056	0.7574	Nop
R72	2.355	4.6583	0.5673	Nop	2.355	4.5879	0.2947	Nop

4.7.6 การจำลองระบบมัลติเอเจนต์ระบบทดสอบ 30 □□

ในการจำลองระบบมัลติเอเจนต์เป็นส่วนที่สำคัญอย่างมากในการจัดการเชื่อมต่อข้อมูลต่าง ๆ ของสถานีจ่ายไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแต่□□□□ เมื่อทำการวัดและจำลองผลแล้วจะได้ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ทำการจัดเก็บในรูปแบบไฟล์ข้อความ (Text file) เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประกอบการประมวลผลโดยผ่านเอเจนต์สำหรับการวัดและติดตามผล (Measurement Agent : MEA) เอเจนต์เบรกเกอร์ (Breaker Agent : BA) ทำหน้าที่รับและส่งไปยังเอเจนต์ระบบป้องกัน (Protection Agent : PA) ทำการตรวจสอบประมวลผลข้อมูลสถานะต่าง ๆ ของโครงสร้างระบบไฟฟ้า เมื่อระบบมีการเปลี่ยนแปลงก็จะส่งข้อมูลไปยังเอเจนต์จัดลำดับความสัมพันธ์ (Coordination Agent : CA) เอเจนต์นี้ทำหน้าที่สำหรับคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ในการปรับตั้งค่ารีเลย์ โดยเอเจนต์นี้ทำการเรียกใช้โปรแกรม MATLAB ในการคำนวณทางคณิตศาสตร์ เมื่อได้พารามิเตอร์ของคำตอบออกมาแล้วจึงทำการจัดเก็บในรูปแบบ ไฟล์ข้อความ (Text file) จากนั้นส่งกลับไปยังเอเจนต์ระบบป้องกัน (Protection Agent : PA) เพื่อส่งข้อมูลค่าปรับตั้งดังกล่าวต่อไปยังรีเลย์เอเจนต์ (Relay Agent : RA) □□□□□□□□□□ 470 ในการติดต่อสื่อสารเพื่อรับส่งข้อมูลระหว่างเอเจนต์



บทที่ 5

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุป

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการศึกษาและพัฒนาระบบจำลองระบบเบรคเกอร์เชิงปรับตัวโดยการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีมัลติเอเจนต์ด้วยโปรแกรม JADE เพื่อเชื่อมต่อข้อมูลผ่านระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ภายในองค์กร โดยในแต่ละเอเจนต์มีการกำหนดหน้าที่ความรับผิดชอบในการรับและส่งข้อมูลจากเครื่องมือวัดที่อยู่ห่างไกลในแต่ละตำแหน่งมายังคอมพิวเตอร์ส่วนกลางเพื่อเก็บรวบรวมข้อมูลมาช่วยในการตัดสินใจปรับตั้งค่ารีเลย์ป้องกันกระแสเกินซึ่งประกอบด้วย กระแสเริ่มต้นทำงานและจำนวนเท่าเวลาทำงาน ดังนั้นเมื่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงจะต้องปรับตั้งค่ารีเลย์ป้องกันใหม่เพื่อให้เกิดความถูกต้องในการทำงานและป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้น ทำให้เกิดความยืดหยุ่นและสามารถปรับตัวตามความเหมาะสม โดยใช้ระบบทดสอบขนาด 5 บัส, IEEE 6 บัส, WSCC 9 บัส, IEEE 14 บัส และ IEEE 30 บัส ทำการศึกษาเปรียบเทียบการปรับตั้งค่า 3 กรณี ประกอบด้วยขณะจ่ายโหลดในสภาวะปกติ สายส่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ดังต่อไปนี้

1) นำเสนอการจำลองผลการทำงานของระบบทดสอบในภายใต้เงื่อนไขของโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงด้วยโปรแกรม PowerWorld เพื่อหาค่ากระแสที่ไหลในสายส่งในสภาวะต่าง ๆ เพื่อหาค่าอัตราส่วนของหม้อแปลงที่เหมาะสมใกล้เคียงขนาดกระแสไฟฟ้าจริงในสายส่ง

2) การหาค่าขนาดระดับของกระแสฟลัดในแต่ละบัสที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและบัสที่มีโหลด ทั้งนี้เพื่อหาค่ากระแสที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้นขณะเกิดฟลัดในการระบุตำแหน่งของรีเลย์หลักและรีเลย์สำรอง

3) การคำนวณหาค่าที่เหมาะสมในการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินตามมาตรฐาน IEC 60255 โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลักในการหาค่าเวลาการทำงานของรีเลย์ในระบบไฟฟ้าที่ต่ำสุดภายใต้ขอบเขตเงื่อนไขบังคับ

4) วิธีการสร้างและการจำลองการทำงานของเอเจนต์ด้วยโปรแกรม JADE เป็นเครื่องมือในการควบคุมการทำงานของเอเจนต์ในมัลติเอเจนต์ และการอธิบายลักษณะการทำงานของหน้าที่รับผิดชอบเกี่ยวกับแนวคิดการออกแบบสร้างเอเจนต์และการเลือกใช้เครื่องมือต่าง ๆ ภายใน JADE

5) ระบบมัลติเอเจนต์ที่ออกแบบไว้สำหรับการปรับตั้งค่ารีเลย์ประกอบด้วยเอเจนต์ประจำสถานีไฟฟ้าในแต่ละบัสซึ่งเป็นเครื่องคอมพิวเตอร์ลูกข่าย (Client) ประกอบด้วยเอเจนต์ MA, BA และ RA ทำหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลในแต่ละเอเจนต์ในแต่ละส่วน เช่น ปริมาณทางไฟฟ้า สถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ การรับค่าที่ใช้ในการปรับตั้งรีเลย์ อุปกรณ์แต่ละตัวจะถูกเชื่อมต่อการสื่อสารและติดต่อในส่วนอื่น ๆ โดยจะส่งข้อมูลไปยังคอมพิวเตอร์ประจำสถานีเพื่อบันทึกค่าข้อมูล จากนั้นทำการส่งข้อมูลต่อไปยังคอมพิวเตอร์ส่วนกลางเครื่องคอมพิวเตอร์หลัก (Server) ซึ่งเป็นการควบคุมจากส่วนกลางของหน่วยงานไฟฟ้า (Control Center) ทำหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลจากสถานีไฟฟ้าเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ประเมินผลในการตัดสินใจในการคำนวณหาค่าปรับตั้งเปรียบเสมือนผู้เชี่ยวชาญประกอบด้วยเอเจนต์ PA และ CA อยู่ในคอมพิวเตอร์เครื่องหลักเชื่อมต่อทำงานประสานกันเป็นเครือข่ายคอมพิวเตอร์

6) การจำลองการทำงานของมัลติเอเจนต์ด้วยโปรแกรม JADE ซึ่งมีความสามารถในการทำหน้าที่จัดการรับส่งข้อมูลและเก็บบันทึกข้อมูล ส่วนการคำนวณหาค่าปรับตั้งรีเลย์นั้นจะใช้วิธีการทางคณิตศาสตร์ด้วยโปรแกรม Matlab ผลลัพธ์ที่ได้จะถูกส่งกลับโดยการเชื่อมต่อกับโปรแกรม JADE เพื่อดำเนินการต่อไป

5.2 ข้อเสนอแนะ

ในการดำเนินงานวิทยานิพนธ์นี้มีปัญหาอุปสรรคซึ่งทำให้เกิดแนวคิดและข้อเสนอแนะในการดำเนินงานต่อไปในอนาคต ดังต่อไปนี้

- 1) ในการจำลองผลของระบบทดสอบควรเลือกใช้โปรแกรมที่สามารถบันทึกค่าเป็น Text File เพื่อที่จะสะดวกในการเชื่อมต่อรับและส่งข้อมูลไปยังแต่ละเอเจนต์ด้วยโปรแกรม JADE
- 2) การกำหนดตำแหน่งของรีเลย์หลักและรีเลย์สำรองต้องระบุตำแหน่งของสายส่งในแต่ละเส้นใกล้เคียงกับบัสที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อหาค่ากระแสที่ไหลในสายขณะเกิดฟอลต์เพื่อระบุตำแหน่งรีเลย์สำรอง
- 3) การเขียนโปรแกรมหาค่าที่เหมาะสมต้องปรับค่าตัวแปรในการค้นหาโดยคำตอบต้องอยู่ในขอบเขตเงื่อนไขที่กำหนด
- 4) ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อกันแต่ละเอเจนต์จำนวนมาก ควรออกแบบโดยระบุหมายเลขในการทำงานแต่ละส่วนเพื่อความถูกต้องในการส่งข้อมูลในเครือข่ายคอมพิวเตอร์

รายการอ้างอิง

- จตุรพิช เกราะแก้ว.(2550). ระบบควบคุมไฟจราจรชาญฉลาดด้วยมัลติเอเจนต์. กรุงเทพฯ: สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
- จามิกร หิรัญรัตน์ และ อำนาจ เปาะทอง. (2550), การประยุกต์เอเจนต์แบบเคลื่อนที่สำหรับการประมวลอิเล็กทรอนิกส์: กรณีศึกษา การประมวลผล ๓ ตลาดกลางยางพาราแห่งประเทศไทย , Proceedings of the 3rd National Conference on Computing and Information Technology (NCCIT2007), กรุงเทพฯ, ประเทศไทย, 25-26 พฤษภาคม 2550.
- ไชยชาญ หินเกิด. (2549). หม้อแปลงไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร : สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย-ญี่ปุ่น).
- ชวลิต คำรงรัตน์. (2538). การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร : ซีเอ็ดยูเคชั่น.
- ณัฐกฤต กนิษฐพันธ์. (2549). การประยุกต์เอเจนต์อัจฉริยะและการจัดการกระแสนงานสำหรับการพัฒนาแอปพลิเคชันแบบกระจายบนเครือข่ายอินเทอร์เน็ต . วิทยานิพนธ์ วิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรี ปทุม, 2549.
- โตศักดิ์ ทัศนานุตริยะ (2540). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. กรุงเทพมหานคร : ซีเอ็ดยูเคชั่น.
- ทวีศักดิ์ กาญจนสุวรรณ.(2549). การพัฒนารูปแบบการวางแผนจัดสรรทรัพยากรการเรียนการสอนโดยใช้มัลติเอเจนต์. กรุงเทพฯ: สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ.
- เทอดพร สุโพธิ์ นิรันดร์กุล มนต์ขลัง และ ฉัตรตระกูล สมบัติธีระ. (2552). ระบบมัลติเอเจนต์ภายในระบบโลจิสติกส์, สาขาวิชาเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร คณะวิทยาการสารสนเทศ มหาวิทยาลัยมหาสารคาม 3rd National CS&ICT Conference 2009 (NCSICT'2009)
- ธนบูรณ์ ศศิภาณุเดช (2548). การป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง.กรุงเทพมหานคร : ซีเอ็ดยูเคชั่น.
- ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์ (2552).การป้องกันและรีเลย์ (Protection and Relay)” เอกสารประกอบการสอน.จรัลสนิทวงศ์การพิมพ์.
- ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์ (2551).วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง” พิมพ์ครั้งที่ 2 . เอกสารประกอบการสอน.จรัลสนิทวงศ์การพิมพ์.
- ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์ (2551).ระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า” พิมพ์ครั้งที่ 2 . เอกสารประกอบการสอน.จรัลสนิทวงศ์การพิมพ์.

- ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์ (2550).เทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด (Optimization Techniques). พิมพ์ครั้งที่ 2 .จรัสสินทวงศ์การพิมพ์.
- ธนัญชัย ลีภักดีปรีดา (2543.). การหาค่าที่เหมาะสมที่สุด :หลักการพื้นฐานและขั้นตอนวิธีการ. สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ กรุงเทพมหานคร : บริษัทซีเอ็ดยูเคชั่น จำกัด.
- ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์ (2545). การป้องกันระบบไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร :เอ็มเอนด์อี.
- ปราโมทย์ เฉชะอำไพ และ นิพนธ์ วรรณโสภากย์ (2553). ระเบียบวิธีเชิงตัวเลขในงานวิศวกรรม. สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- พนมศักดิ์ พรหมบุรมย์ และคณะ (2551). การพัฒนาแบบจำลอง “Multi-Agent Systems” สำหรับระบบการผลิตและการจัดการทรัพยากรสูงราบสูง, <http://www.mcc.cmu.ac.th/mcceptprint/fulltxtfile/F969.pdf>, 15 ธันวาคม 2551
- อาทิตย์ ศรีแก้ว. ปัญญาเชิงคำนวณ (Computational Intelligence) . พิมพ์ครั้งที่ 1 เอกสารประกอบการสอนมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.
- อุราพร ศุขะทัต. (2550). การนำมัลติเอเจนต์มาใช้ในการปรับสารสนเทศการเรียนรู้ตามความสนใจของผู้เรียนในสภาพแวดล้อมการเรียนการสอนผ่านเว็บ .กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ.
- Abyaneh, H., Kamangar, S., Razavi, F. and Chabanloo, R. (2008). A new Genetic Algorithm Method for Optimal Coordination of Overcurrent Relays in a Mixed Protection Scheme with Distance Relays. **Universities Power Engineering Conference.** (pp. 1 – 5). IEEE Publisher.
- Aggarwal, C., Mangalvedekar, H. and Chaudhari, H. (2008). Effect of Fault Location on Optimal Coordination of Directional Over Current Relay. **TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference.** (pp. 1-5). IEEE Publisher.
- Asadi, M. and Kouhsari, S. (2009). Optimal Overcurrent Relays Coordination Using Particle Swarm Optimization Algorithm. **Power Systems Conference and Exposition.** (pp. 1 – 7). IEEE Publisher.
- Asadi, M., Askarian, H., Mahmoodan, M., Naghizadeh, R. and Koochaki, A. (2008). Optimal Overcurrent Relays Coordination Using Genetic Algorithm. **Optimization of Electrical and Electronic Equipment.** pp. (197 – 202).

- Askarian, A., Dabbagh M., Kazemi K., Hesameddin, H. and Abul, R. (2002). A New Optimal Approach for Coordination of Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems. **Power Engineering Review**. pp. (60 – 64).
- Audun, B., Matthew R., Thomas D., Heon R. and Ki-Won S. (2007). Multi-Agent Simulation of Generation Expansion in Electricity Markets. **Power Engineering Society General Meeting**. pp. (1-8).
- Bedekar, P., Bhide, S. and Kale V. (2009). Coordination of Overcurrent Relays in Distribution System Using Linear Programming Technique. **Control Automation Communication and Energy Conservation**. pp. (1 – 4).
- Bittencourt, A., Carvalho, M. and Rolim, J. (2009). Adaptive Strategies in Power Systems Protection Using Artificial Intelligence Techniques. **Intelligent System Applications to PowerSystems 2009**. pp.(1 – 6).
- Birla, D., Maheshwari, R. and Gupta, H. (2006). A New Nonlinear Directional Overcurrent Relay Coordination Technique and Banes and Boons of Near-End Faults Based Approach. **Power Delivery**). (Vol. 3, pp. 1176 – 1182) . IEEE Transactions on Volume: 21.
- Chabanloo, R., Abyaneh, H., Kamangar, S. and Razavi, F. (2008). A New Genetic Algorithm Method for Optimal Coordination of Overcurrent and Distance Relays Considering Various Characteristics for Overcurrent Relays. **Power and Energy Conference**. pp. (569 – 573).
- Chattopadhyay, B., Sachdev, M. and Sidhu, T. (1996). An On-line Relay Coordination Algorithm for Adaptive Protection Using Linear Programming Technique. **Power Delivery, IEEE Transactions on Volume: 11**. pp.(165 – 173).
- Chunlin, X., Xiufen, Z., Rongxiang, Y. and Chuansheng, Wu. (2008). Optimal Coordination of Protection Relays Using New Hybrid Evolutionary Algorithm. **IEEE World Congress on Computational Intelligence**. pp.(823 – 828).
- Davidson, E., McArthur, S., McDonald, J., Cumming, T. and Watt, I. (2006). Applying Multiagent System Technology in Practice: Automated Management and Analysis of SCADA and Digital Fault Recorder Data. **Power Systems IEEE Transactions**. (Vol. 21, pp. 559 – 567).

- Dong, L., Yunping, C., Guang, S. and Youping, F. (2005). A Multi-Agent Based Approach for Modeling and Simulation of Bulk Power System Restoration. **Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific**. pp.(1-6).
- El-khattam W. and Sidhu, T. (2009). Resolving the Impact of Distributed Renewable Generation on Directional Overcurrent Relay Coordination: A case Study. **Renewable Power Generation**. (Vol.3, pp. 415 – 425).
- El-Khattam, W. and Sidhu, T. (2008). Restoration of Directional Overcurrent Relay Coordination in Distributed Generation Systems Utilizing Fault Current Limiter”, **Power Delivery IEEE Transactions**. (Vol.23, pp. 576 – 585).
- Elrefaie, H., Irving, M. and Zitouni, S. (1994). A Parallel Processing Algorithm for Coordination of Directional Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems. **Generation Transmission and Distribution**. (Vol.141, pp. 514 – 520). IEEE Proceeding.
- Farzad, R., Hossein, A., Al-Dabbagh, M., Mohammadi, R. and Torkaman, H. (2008). A New Comprehensive Genetic Algorithm Method for Optimal Overcurrent Relays Coordination. **Electric Power Systems Research**. (Vol.78, pp.713-720).
- Funabashi,T., Tanabe,T., Nagata,T. and Yokoyama, R. (2008). An Autonomous Agent for Reliable Operation of Power Market and Systems Including Microgrids. **Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**. pp. (173-177).
- Gupta, B. (2005). **Power System Analysis and Design**. New delhi S.chand & Company Ltd.
- Giovanni Caire (2007). **JADE Tutorial: JADE Programming for Beginners**. Telecom Italia S.p.A.
- Giovanini, R., Hopkinson, K., Coury, D.V. and Thorp, J.S. (2006). A primary and backup Cooperative Protection System Based on Wide Area Agents. **Power Delivery**. (Vol. 21 , pp. 1222 – 1230). **IEEE Transactions**.
- Il-Hyung, L., Myeon-Song C., Seung-Jae L. and Kim, T. (2009). Intelligent Distributed Restoration by Multi-Agent System Concept in DAS. **Intelligent System Applications to Power Systems**. pp.(1 – 6).
- Kamangar, S., Abyaneh, H., Chabanloo, R. and Razavi, F. (2009). A new Genetic Algorithm Method for Optimal Coordination of Overcurrent and Earth Fault Relays in Networks with Different Levels of Voltages. **PowerTech 2009**. pp.(1 - 5).

- Kavehnia, F., Seifi, H., Keivani, H. and Askari, M. (2006). Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Power System Using Genetic Algorithm . **Universities Power Engineering Conference**. pp.(824 – 827).
- Leeton, U. (2014). Optimal Power Flow Using Multi-Agents Based for Smart Distribution System. **Thesis of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering Suranaree University of Technology**.
- Lim, S., Choi, M. and Lee S. (2006). Adaptive Protection Setting and Coordination for Power Distribution Systems. **Power Systems Conference**. (Vol.1, pp. 129 – 134). IEEE Conference Publications.
- Li, K. and So, C. (2000). Evolutionary Algorithm for Protection Relay Setting Coordination. **Power System Technology Power Conference**. (Vol.2, pp.(813 – 817).
- Lim, I.H., Lee, S.J., Choi, M.S. and Crossley P. (2007). Multi-Agent System-based Protection Coordination of Distribution Feeders. **Intelligent Systems Applications to Power Systems**. pp.(1 – 6).
- Mousavi, S.M., Abyaneh, H.A. and Mahdavi, M. (2009). Optimum setting and Coordination of Overcurrent Relays Considering Cable Damage Curve. **PowerTech 2009**. pp.(1 – 5). IEEE Bucharest.
- Mansour, M., Mekhamer, S. and El-Kharbawe, N. (2007). A Modified Particle Swarm Optimizer for the Coordination of Directional Overcurrent Relays. **Power Delivery**. (Vol.22, pp.1400 – 1410). IEEE Transactions.
- Noghabi, A., Sadeh, J. and Mashhadi H. (2009). Considering Different Network Topologies in Optimal Overcurrent Relay Coordination Using a Hybrid GA. **IEEE transactions on Power Delivery**. pp. (1857 – 1863).
- Paithankar, Y. G. (1998). Transmission Network Protection Theory and Praticce. **New York, Marcel Dekker, Inc**.
- Perez, L.G. and Urdaneta, A.J. (1999). Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Definite time Backup Relaying. **Power Delivery**. (Vol.4 , pp. 1276 – 1284). IEEE Transactions.

- Pipattanasomporn, M., Feroze, H. and Rahman, S. (2009). Multi-agent Systems in a Distributed Smart Grid: Design and Implementation. **Power Systems Conference and Exposition**. pp. (1 – 8).
- Perez, L. and Urdaneta, A. (2001). Optimal Computation of Distance Relays Second Zone Timing in a Mixed Protection Scheme with Directional Overcurrent Relays. **Power Engineering Review**. (Vol.16 , pp. 385 – 388). IEEE Journals & Magazines.
- Rahman, S., Pipattanasomporn M. and Teklu Y. (2007). Intelligent Distributed Autonomous Power Systems (IDAPS). **Power Engineering Society General Meeting**. pp. (1 – 8).
- So, C.W. and Li, K.K. (1999). Time Coordination Method for Power System Protection by Evolutionary Algorithm. **Industry Applications Conference**. (Vol.4, pp. 2348 – 2354).
- So, C.W., Li, K.K., Lai, K.T. and Fung, K.Y. (1997). Application of Genetic Algorithm for Overcurrent Relay Coordination. **Developments in Power System Protection International Conference**. pp. (66 – 69).
- Su, S., Li, K.K., Chan, W.L., Xiangjun, Z. and Xianzhong, D. (2006). Agent-Based Self-Healing Protection System. **IEEE Power Delivery**. (Vol. 21, pp. 610 – 618), IEEE Transactions.
- Turan Gonen “Electrical Power Distribution System Engineering” **Second edition: CRE Press, 2008**.
- Tousi, M.R., Hosseinian, S.H., Jadidinejad, A.H. and Menhaj, M.B. (2008). Multi-agent Based Voltage Control of STATCOM to Enhance Elimination of Voltage Disturbances in Power System Contingencies. **Universities Power Engineering Conference**. pp (1 – 5).
- Thorp, J., Wang, X., Hopkinson, K., Coury, D. and Giovanini, R. (2004). Agent Technology Applied to The Protection of Power Systems. **Securing Critical Infrastructures**.
- Urdaneta, A., Perez, L., Restrepo H., Sanchez, J. and Fajardo, J. (1995). Consideration of the Transient Configurations in the Optimal Coordination Problem of Directional Overcurrent Relays. **Devices, Circuits and Systems**. pp.(169 – 173).
- Urdaneta, A., Nadira, R. and Perez, L. (1988). Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems. **IEEE Power Delivery**. (Vol.3 , pp. 903 – 911). **IEEE Transactions**.

- Uthitsunthorn, D., Kwannetr, U., Sinsuphun, N., Leeton, U. and Kulworawanichpong, T. (2010). Control of STATCOM by Using Optimal Reactive Power Flow Solutions. **ECTI-CON 2010**. pp.(1181 – 1185).
- Uthitsunthorn, D. and Kulworawanichpong, T. (2010). Optimal Overcurrent Relay Coordination using Genetic Algorithm. **International Conference on Advances in Energy Engineering**. pp. (156-160).
- Uthitsunthorn, D. and Kulworawanichpong, T. (2010). Distance Protection of a Renewable Energy Plant in Electric Power Distribution Systems. **International Conference on Power System Technology**. pp.(1 – 6).
- Vijayakumar D.and Nema R.K. (2008). Superiority of PSO Relay Coordination Algorithm Over Non-Linear Programming: A Comparison, Review and Verification. **Power System Technology and IEEE Power India Conference**. pp. (1 – 6).
- Wan H., Wong K.P. and Chung, C.Y.(2008). Multi-agent Application in Protection Coordination Of Power System with Distributed Generations” , **Power and Energy Society General Meeting -Conversion and Delivery of Electrical Energy**. pp. (1 – 6).
- Wan, H., Li, K. and Wong K. (2005). An Multi-Agent Approach to Protection Relay Coordination with Distributed Generators in Industrial Power Distribution System. **Industry Applications Conference**. (Vol. 2 , pp. 830 – 836).
- Wang X. R., Hopkinson K. M., Thorp J. S., Giovanini R., Birman, K. and Coury, D. (2002). Developing an Agent-based Backup Protection System for Transmission Networks. **Power Systems and Communications Infrastructures for the Future**, Sep. 2002.
- Yinhong, L., Dongyuan, S. and Xianzhong, D. (2003). A study on Optimal Coordination of Definite-time Relay Based on Genetic Algorithm. **Transmission and Distribution Conference and Exposition**. (Vol.1 , pp. 279 – 284). IEEE PES.
- Yang, Z., Shi, D. and Duan, X. (2006). Optimal Coordination of Distance Relays in Interconnected Power Systems. **PowerCon 2006**. pp. (1 – 5).
- Zhao, W., Niu, C. and Wang, F. (2011). Application of Multi-agent in Power Term Load Forecasting. **International Conference on Computer Science and Network Technology**. pp.(359-362).

- Zeineldin, H., El-Saadany E.F. and Salama M.A. (2005). Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relay Coordination. **Power Engineering Society General Meeting**. (Vol. 2, pp. (1101 – 1106).
- Zeineldin, H., El-Saadany, E. and Salama M. (2006). Protective Relay Coordination for Micro Grid Operation Using Particle Swarm Optimization. **Power Engineering, 2006 Large Engineering Systems Conference on Digital Object Identifier**. pp.(152 – 157).

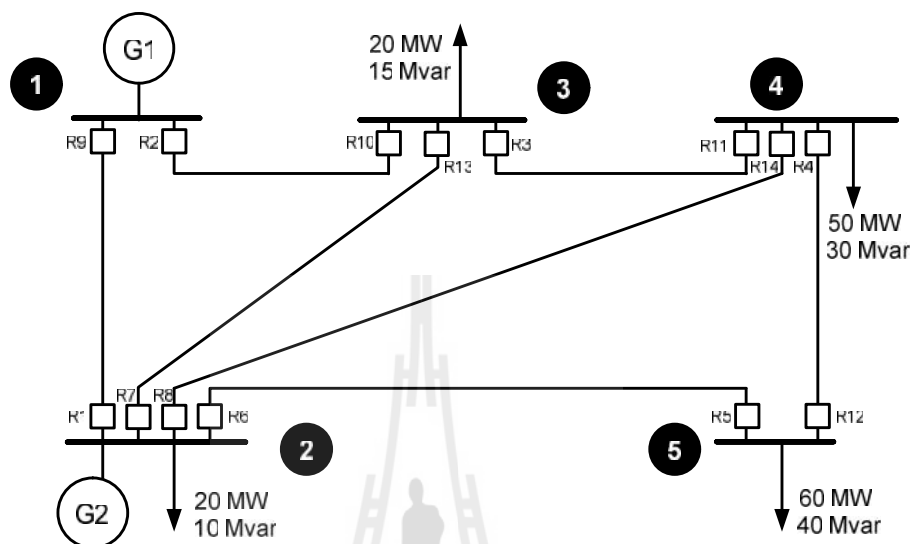


ภาคผนวก ก

ข้อมูลระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง



ก.1 ระบบทดสอบขนาด 5 บัสของการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน



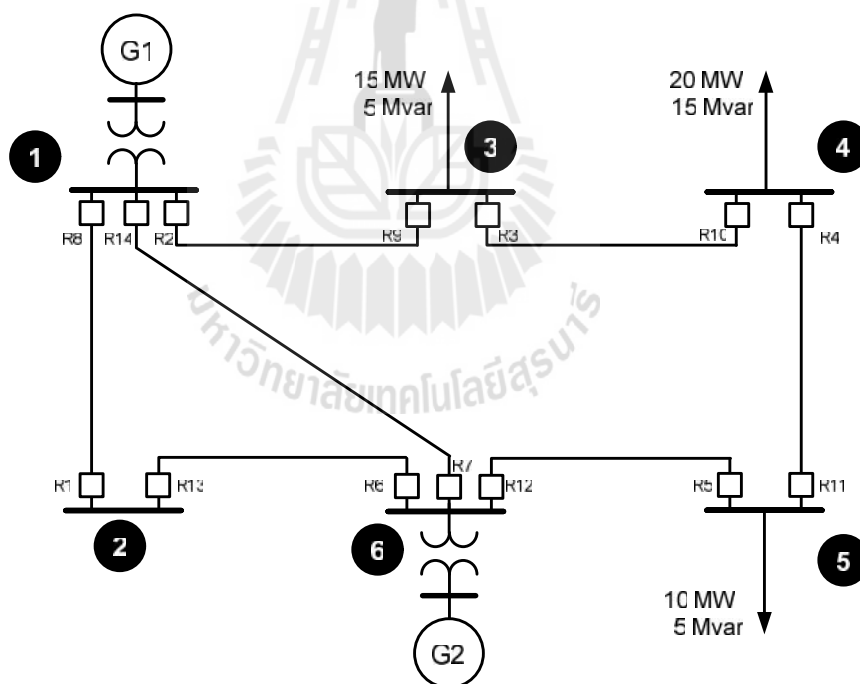
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลสายส่งระบบทดสอบขนาด 5 บัส

สายส่ง	R (pu)	X (pu)	Y (pu)	Tab
1-2	0.02	0.06	0.03	1
1-3	0.08	0.24	0.025	1
2-3	0.06	0.18	0.02	1
2-4	0.06	0.18	0.02	1
2-5	0.04	0.12	0.015	1
3-4	0.01	0.03	0.01	1
4-5	0.08	0.24	0.025	1

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลบัสระบบทดสอบขนาด 5 บัส

บัสที่	ชนิด	เครื่องกำเนิด		โหลด		แรงดัน	Q min.	Q max.	V min.	V max.
		MW	Mvar	MW	Mvar					
1	3	0	0	0	0	1.06	0	0	0.95	1.1
2	2	0.4	0.3	0.2	0.1	1	-0.4	0.5	0.95	1.1
3	2	0	0	0.45	0.15	1	-0.06	0.24	0.95	1.1
4	2	0	0	0.4	0.05	1	0	0.4	0.95	1.1
5	2	0	0	0.6	0.1	1	-0.06	0.24	0.95	1.1

ก.2 ระบบทดสอบขนาด 6 บัสของการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน



ระบบทดสอบขนาด 6 บัส

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งระบบทดสอบขนาด 6 บัส

สายส่ง	R (pu)	X(pu)	แรงดัน (kV)
1-2	0.0018	0.0222	150
1-3	0.0018	0.0222	150
3-4	0.0018	0.02	150
4-5	0.0022	0.02	150
5-6	0.0022	0.02	150
6-2	0.0018	0.02	150
6-1	0.0022	0.0222	150

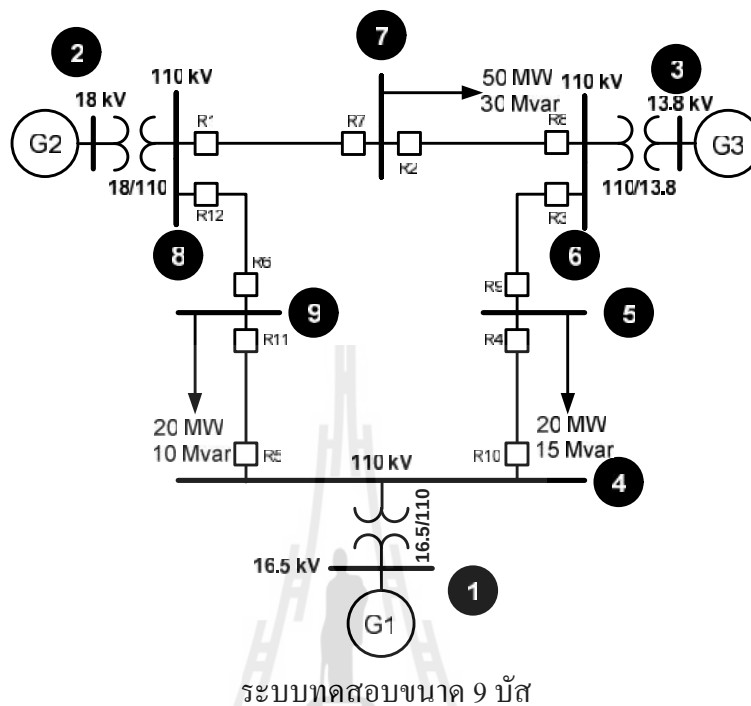
ตารางที่ ก.4 ข้อมูลเครื่องกำเนิดระบบทดสอบขนาด 6 บัส

เครื่องกำเนิดบัสที่	R (pu)	X(pu)	แรงดัน (kV)
1	0.000001	0.1	10
6	0.000001	0.1	10

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าระบบทดสอบขนาด 6 บัส

หม้อแปลงไฟฟ้าบัสที่	R (pu)	X(pu)
1	0.000001	0.026666
6	0.000001	0.026666

ก.3 ระบบทดสอบขนาด 9 บัสของการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

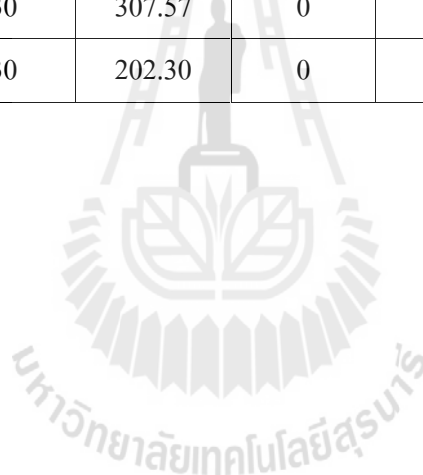


ตารางที่ ก.6 ข้อมูลสายส่งระบบทดสอบขนาด 9 บัส

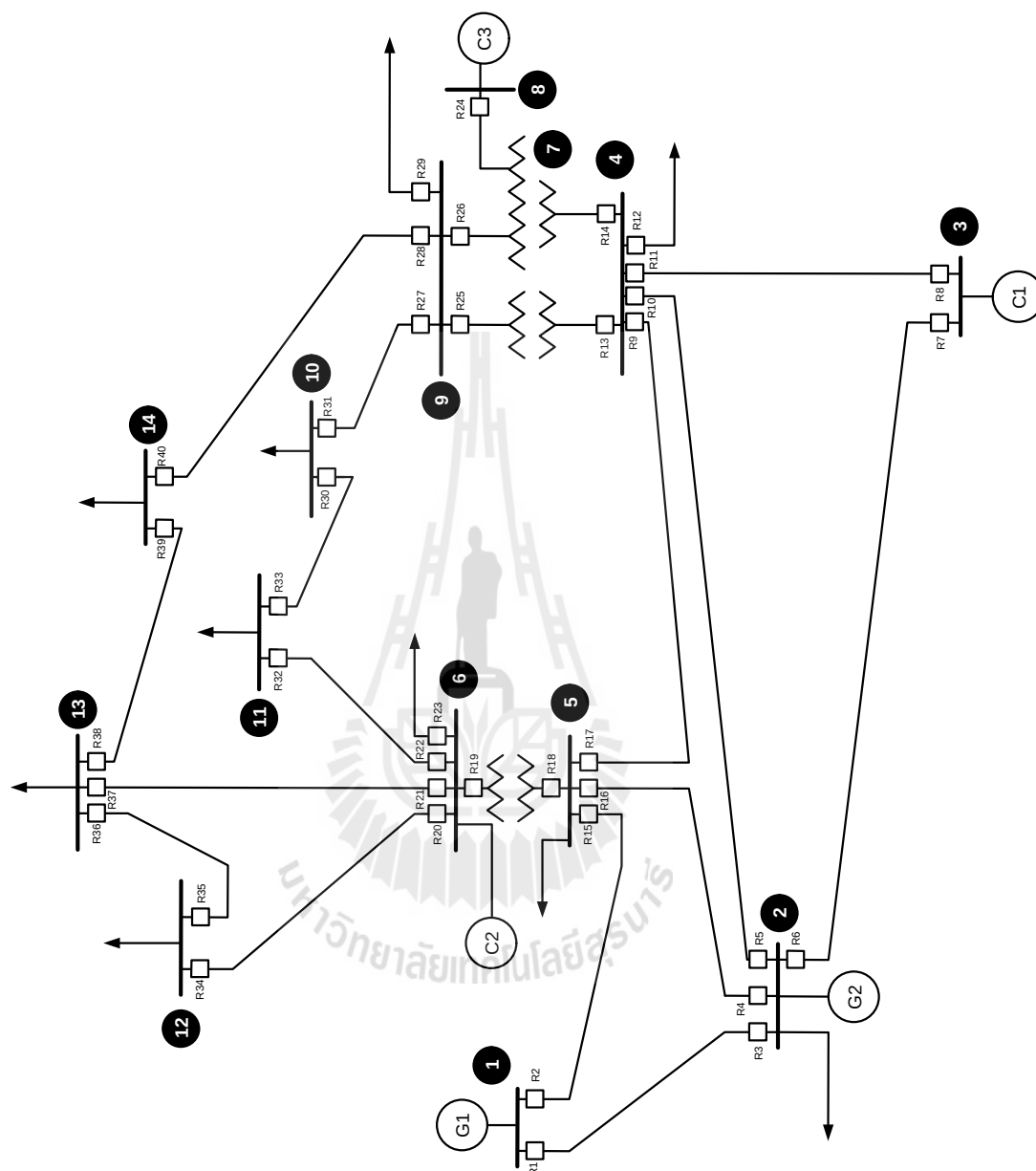
สายส่ง	R (pu)	X(pu)	B (pu)	Tab
1-4	0.0000	0.0576	0	1
4-5	0.0170	0.0920	0.158	1
5-6	0.0390	0.1700	0.358	1
3-6	0.0000	0.0586	0	1
6-7	0.0119	0.1008	0.209	1
7-8	0.0085	0.0720	0.149	1
8-2	0.0000	0.0625	0	1
8-9	0.0320	0.1610	0.306	1
9-4	0.0100	0.0850	0.176	1

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลบัตรระบบทดสอบขนาด 9 บัส

บัส	ชนิด	แรงดัน (kV)	มุม (Deg)	เครื่องกำเนิด		โหลด	
				MW	Mvar	MW	Mvar
1	1	16.5	0	1	27.95	0	0
2	3	18.0	168.31	163	4.903	0	0
3	3	13.8	70.95	85	11.449	0	0
4	3	230	-150.00	0	0	0	0
5	3	230	-126.44	0	0	125	50
6	3	230	-100.31	0	0	90	30
7	3	230	153.10	0	0	0	0
8	3	230	307.57	0	0	100	35
9	3	230	202.30	0	0	0	0



ก.4 ระบบทดสอบขนาด 14 บั๊ตของการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน



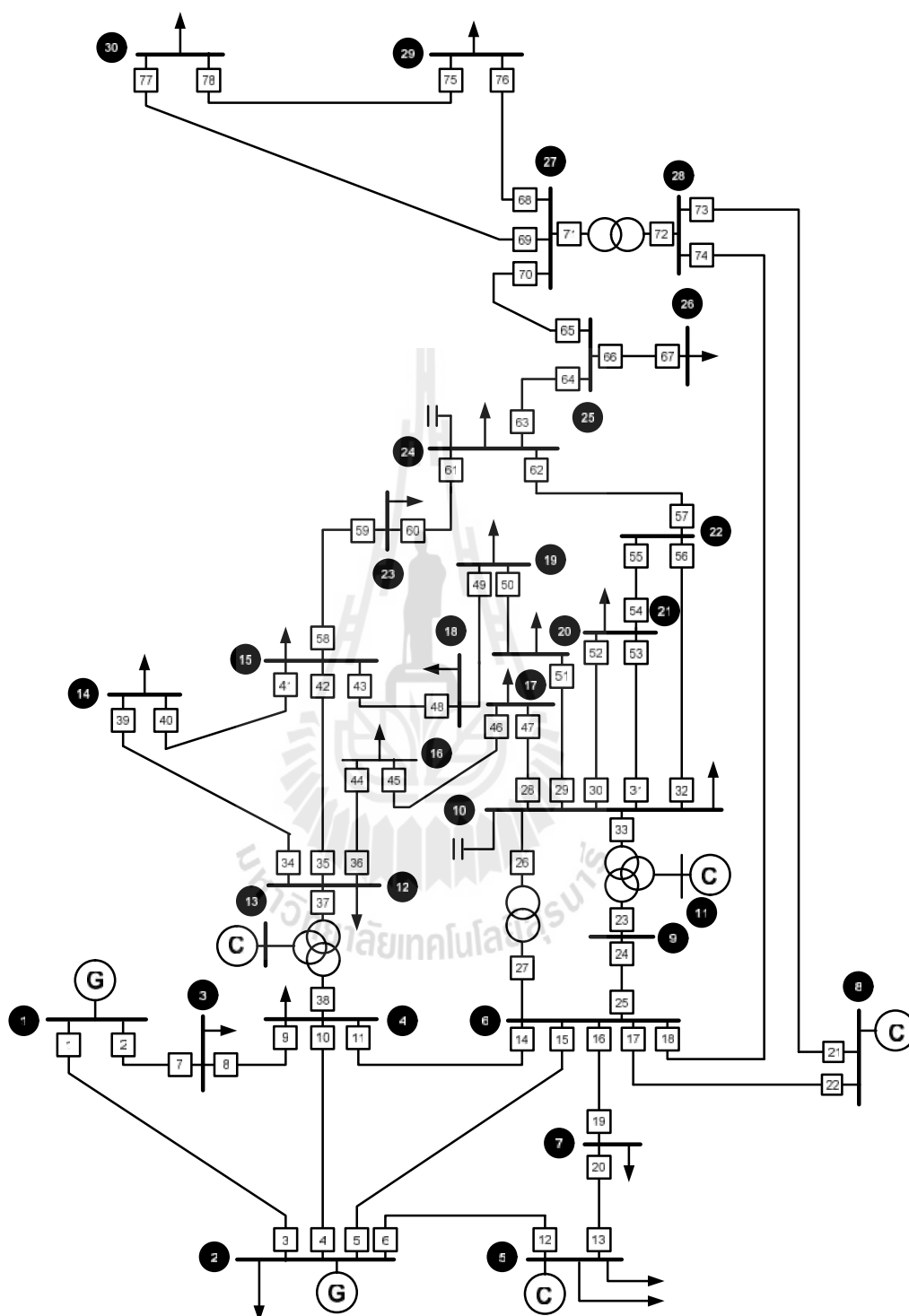
ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายส่งระบบทดสอบขนาด 14 บัส

สายส่ง	R (pu)	X(pu)	Y (pu)	Tab
1-2	0.01938	0.05917	0.0528	1
1-5	0.05403	0.22304	0.0492	1
2-3	0.04699	0.19797	0.0438	1
2-4	0.05811	0.17632	0.0340	1
2-5	0.05695	0.17388	0.0346	1
3-4	0.06701	0.17103	0.0128	1
4-5	0.01355	0.04211	0.0	1
4-7	0.0	0.20912	0.0	0.978
4-9	0.0	0.55618	0.0	0.969
5-6	0.0	0.25202	0.0	0.932
6-11	0.09498	0.19890	0.0	1
6-12	0.12291	0.25581	0.0	1
6-13	0.06615	0.13027	0.0	1
7-8	0.0	0.17615	0.0	1
7-9	0.0	0.11001	0.0	1
9-10	0.03181	0.08450	0.0	1
9-14	0.12711	0.27038	0.0	1
10-11	0.08205	0.19207	0.0	1
12-13	0.22092	0.19988	0.0	1
13-14	0.17093	0.34802	0.0	1

ตารางที่ ก.9 ข้อมูลบัตรระบบทดสอบขนาด 14 บัส

บัส	ชนิด	แรงดัน (kV)	มุม (Deg)	เครื่องกำเนิด		โหลด	
				MW	Mvar	MW	Mvar
1	1	132	0	232.4	-16.9	0	0
2	2	132	-4.98	40	42.4	21.7	12.7
3	2	132	-12.72	0	23.4	94.2	19
4	3	132	-10.33	0	0	47.8	-3.9
5	3	132	-8.78	0	0	7.6	1.6
6	2	33	-14.22	0	12.2	11.2	7.5
7	3	1	-13.37	0	0	0	0
8	2	10	-13.36	0	17.4	0	0
9	3	33	-14.94	0	0	29.5	16.6
10	3	33	-15.1	0	0	9	5.8
11	3	33	-14.79	0	0	3.5	1.8
12	3	33	-15.07	0	0	6.1	1.6
13	3	33	-15.16	0	0	13.5	5.8
14	3	33	-16.04	0	0	14.9	5

ก.5 ระบบทดสอบขนาด 30 บั๊ตของการปรับตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน



ตารางที่ ก.10 ข้อมูลสายส่งระบบทดสอบขนาด 30 บัส

สายส่ง	R (p.u)	X (p.u)	Ys	Tap
1-2	0.0192	0.0575	0.0264	1
1-27	0.0452	0.1852	0.0204	1
2-5	0.0472	0.1983	0.0209	1
2-11	0.057	0.1737	0.0184	1
2-13	0.0581	0.1763	0.0187	1
3-13	0.012	0.042	0.0045	1
3-28	0.0636	0.2	0.0214	1
4-7	0	0.208	0	1
5-12	0.046	0.116	0.0102	1
6-9	0	0.14	0	1
7-8	0	0.11	0	1
8-17	0.0324	0.0845	0	1
8-20	0.0936	0.209	0	1
8-21	0.0348	0.0749	0	1
8-22	0.0727	0.1499	0	1
9-14	0.1231	0.2559	0	1
9-15	0.0662	0.1304	0	1
9-16	0.0945	0.1987	0	1
10-25	0.1093	0.2087	0	1
10-29	0.2198	0.4153	0	1
10-30	0.3202	0.6027	0	1
11-13	0.0119	0.0414	0.0045	1
11-27	0.0132	0.0379	0.0042	1
12-13	0.0267	0.082	0.0085	1

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลสายส่งระบบทดสอบขนาด 30 บัส (ต่อ)

สายส่ง	R (p.u)	X (p.u)	Ys	Tap
13-28	0.0169	0.0599	0.0065	1
14-15	0.221	0.1997	0	1
15-18	0.107	0.2185	0	1
15-23	0.1	0.202	0	1
16-17	0.0824	0.1932	0	1
18-19	0.0639	0.1292	0	1
19-20	0.034	0.068	0	1
21-22	0.0116	0.0236	0	1
22-24	0.115	0.179	0	1
23-24	0.132	0.27	0	1
24-25	0.1885	0.3292	0	1
25-26	0.2544	0.38	0	1
29-30	0.2399	0.4533	0	1
13-7	0	0.208	0	0.978
13-8	0	0.556	0	0.969
11-9	0	0.256	0	0.962
28-10	0	0.396	0	0.968

SHUNT DATA

บัสที่. ADMITTANCE

10 0.19

24 0.043

ตารางที่ ก.11 ข้อมูลบัตรระบบทดสอบขนาด 30 บัส

บัสที่	ชนิด	เครื่องกำเนิด		โหลด		แรงดัน	Q	Q	V	V
		MW	Mvar	MW	Mvar		min.	max.	min.	max.
1	3	0	0	0	0	1.06	0	0	0.9	1.1
2	1	0.4	0	0.217	0.127	1.045	-0.4	0.5	0.9	1.1
3	1	0.2	0	0	0.3	1.01	-0.1	0.4	0.9	1.1
4	1	0	0	0.3	0	1.082	-0.06	0.24	0.9	1.1
5	1	0	0	0.942	0.19	1.01	-0.4	0.4	0.9	1.1
6	1	0	0	0	0	1.071	-0.06	0.24	0.9	1.1
7	2	0	0	0	0	1	0	0	0.9	1.1
8	2	0	0	0.058	0.02	1	0	0	0.9	1.1
9	2	0	0	0.112	0.075	1	0	0	0.9	1.1
10	2	0	0	0	0	1	0	0	0.9	1.1
11	2	0	0	0.076	0.016	1	0	0	0.9	1.1
12	2	0	0	0.228	0.109	1	0	0	0.9	1.1
13	2	0	0	0	0	1	0	0	0.9	1.1
14	2	0	0	0.062	0.016	1	0	0	0.9	1.1
15	2	0	0	0.082	0.025	1	0	0	0.9	1.1
16	2	0	0	0.035	0.018	1	0	0	0.9	1.1
17	2	0	0	0.09	0.058	1	0	0	0.9	1.1
18	2	0	0	0.032	0.009	1	0	0	0.9	1.1
19	2	0	0	0.095	0.034	1	0	0	0.9	1.1
20	2	0	0	0.022	0.007	1	0	0	0.9	1.1
21	2	0	0	0.175	0.112	1	0	0	0.9	1.1
22	2	0	0	0	0	1	0	0	0.9	1.1
23	2	0	0	0.032	0.016	1	0	0	0.9	1.1

ตารางที่ ก.11 ข้อมูลบัสระบบทดสอบขนาด 30 บัส (ต่อ)

บัสที่	ชนิด	เครื่องกำเนิด		โหลด		แรงดัน	Q	Q	V	V
		MW	Mvar	MW	Mvar		min.	max.	min.	max.
24	2	0	0	0.087	0.067	1	0	0	0.9	1.1
25	2	0	0	0	0	1	0	0	0.9	1.1
26	2	0	0	0.035	0.023	1	0	0	0.9	1.1
27	2	0	0	0.024	0	1	0	0	0.9	1.1
28	2	0	0	0	0	1	0	0	0.9	1.1
29	2	0	0	0.024	0.009	1	0	0	0.9	1.1
30	2	0	0	0.106	0.019	1	0	0	0.9	1.1



ภาคผนวก ข

โปรแกรมสำหรับจำลองผลของงานวิจัยในวิทยานิพนธ์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข.1 โปรแกรมสำหรับการหาที่เหมาะสมในการปรับตั้งรีเลย์

Runoptimal_6BUS_normal.m- โปรแกรมหลักสำหรับหาค่าปรับตั้งรีเลย์

```
clear all;clc;
global rho Amin Amax Ibase I Ip Ifp
CT_input = load('CT_Normal.txt')
I(1)=CT_input(1);
I(2)=CT_input(2);
I(3)=CT_input(3);
I(4)=CT_input(4);
I(5)=CT_input(5);
I(6)=CT_input(6);
I(7)=CT_input(7);
I(8)=CT_input(8);
I(9)=CT_input(9);
I(10)=CT_input(10);
I(11)=CT_input(11);
I(12)=CT_input(12);
I(13)=CT_input(13);
I(14)=CT_input(14);
[IL,Ip,CT,CT_select]=CT_ratio(I)
fault_current = load('fault_normal.txt')
If(1)=fault_current(1);
If(2)=fault_current(2);
If(3)=fault_current(3);
If(4)=fault_current(4);
If(5)=fault_current(5);
If(6)=fault_current(6);
If(7)=fault_current(7);
If(8)=fault_current(8);
If(9)=fault_current(9);
If(10)=fault_current(10);
If(11)=fault_current(11);
If(12)=fault_current(12);
If(13)=fault_current(13);
If(14)=fault_current(14);
Ifp = If.*CT;
[TDS,xopt]=cal_timerelay_normal;
[f]=checkfilepenalty(xopt);
fid = fopen('Optimal_TDS.txt','w');
for i=1:1:length(TDS)
    fprintf(fid,'%2f ',TDS(i));
end
fclose(fid);
fid = fopen('Optimal_Ip.txt','w');
for i=1:1:length(Ip)
    fprintf(fid,'%2f ',Ip(i));
end
fclose(fid);
quit;
```

CT_ratio.m – โปรแกรมย่อยสำหรับหาค่า CT Ratio

```

=====
function [IL,Ip,CT,CT_select]=CT_ratio(I)
%*****Primary short circuit*****
global ldata MVABase busdata Ibase line_current protelem relaydata
CT_select
CT_primary=[50 100 150 200 300 400 500 600 800 900 1000 1200];
%% ===== END ORDERING ===== %%
Ip=0;CT_select=[];CT=[];
for m=1:length(I)
    IL(m) = I(m)*1.25;
    Idiff = [];
    for n=1:length(CT_primary)
        Idiff(n)=abs(IL(m) - CT_primary(n));
    end
    [Y,id]=min(Idiff);
    CT_select(m)=CT_primary(id);
end
CT=5./CT_select;
Ip= IL.*CT;
return
=====

```

cal_timerelay_normal.m – โปรแกรมย่อยสำหรับหาค่าที่เหมาะสม

```

=====
function [TDS,xopt]=cal_timerelay_normal
global rho Amin Amax Ibase I Ip Ifp busf
TGM=0.3;
Amax=[1.0*ones(1,14)];
Amin=[0.05*ones(1,14)];
rho=10^(12);
TDS_int=inf;
max_iter=1;
for k=1:max_iter
    iiter(k)=k;
    rand('state',sum(100*clock))
    for n=1:length(Amax)
        x0(n)=Amin(n)+(Amax(n)-Amin(n))*rand;
    end
    tic
    options = optimset('MaxFunEvals',100,'MaxIter',1000,'TolX',1.000e-6);
    [xopt,fopt,exitflag,output] = fminunc('f_penaltynormal',x0,options)
    T(k)=toc;
    TDS1(k) = xopt(1);
    TDS2(k) = xopt(2);
    TDS3(k) = xopt(3);
    TDS4(k) = xopt(4);
    TDS5(k) = xopt(5);
    TDS6(k) = xopt(6);
    TDS7(k) = xopt(7);
    TDS8(k) = xopt(8);
end
=====

```

cal_timerelay_normal.m – โปรแกรมย่อยสำหรับหาค่าที่เหมาะสม (ต่อ)

```
TDS9(k) = xopt(9);
TDS10(k) = xopt(10);
TDS11(k) = xopt(11);
TDS12(k) = xopt(12);
TDS13(k) = xopt(13);
TDS14(k) = xopt(14);
TDS=xopt;
```

```
end
return
```

f_penaltynormal.m – โปรแกรมย่อยสำหรับหาค่าปรับตั้งรีเลย์

```
function [f]=f_penaltynormal(x)
global rho Amin Amax Ibase CT_select I Ip Ifp busf
TGM=0.3;
Amax=[1.0*ones(1,14) inf*ones(1,19)];
Amin=[0.05*ones(1,14) 0.3*ones(1,19)];
%*****Primary short circuit*****
objective function
tm(1)=(0.14*x(1))/(Ifp(1)/Ip(1)^0.02-1);
tm(2)=(0.14*x(2))/(Ifp(2)/Ip(2)^0.02-1);
tm(3)=(0.14*x(3))/(Ifp(3)/Ip(3)^0.02-1);
tm(4)=(0.14*x(4))/(Ifp(4)/Ip(4)^0.02-1);
tm(5)=(0.14*x(5))/(Ifp(5)/Ip(5)^0.02-1);
tm(6)=(0.14*x(6))/(Ifp(6)/Ip(6)^0.02-1);
tm(7)=(0.14*x(7))/(Ifp(7)/Ip(7)^0.02-1);
tm(8)=(0.14*x(8))/(Ifp(8)/Ip(8)^0.02-1);
tm(9)=(0.14*x(9))/(Ifp(9)/Ip(9)^0.02-1);
tm(10)=(0.14*x(10))/(Ifp(10)/Ip(10)^0.02-1);
tm(11)=(0.14*x(11))/(Ifp(11)/Ip(11)^0.02-1);
tm(12)=(0.14*x(12))/(Ifp(12)/Ip(12)^0.02-1);
tm(13)=(0.14*x(13))/(Ifp(13)/Ip(13)^0.02-1);
tm(14)=(0.14*x(14))/(Ifp(14)/Ip(14)^0.02-1);
fobj_old = sum(tm);
%=====
%=====inequality constrain=====
%case apply fault at bus 1
tcase(1)=rho*(tm(9)-tm(8)-0.3)^2;
tcase(2)=rho*(tm(7)-tm(8)-0.3)^2;
tcase(3)=rho*(tm(7)-tm(2)-0.3)^2;
tcase(4)=rho*(tm(1)-tm(2)-0.3)^2;
tcase(5)=rho*(tm(1)-tm(14)-0.3)^2;
tcase(6)=rho*(tm(9)-tm(14)-0.3)^2;
%case apply fault at bus 2
tcase(7)=rho*(tm(6)-tm(1)-0.3)^2;
tcase(8)=rho*(tm(8)-tm(13)-0.3)^2;
```

f_penaltynormal.m – โปรแกรมย่อยสำหรับหาค่าปรับตั้งรีเลย์(ต่อ)

```

%case apply fault at bus 3
tcase(9)=rho*(tm(10)-tm(9)-0.3)^2;
tcase(10)=rho*(tm(2)-tm(3)-0.3)^2;
%case apply fault at bus 4
tcase(11)=rho*(tm(3)-tm(4)-0.3)^2;
tcase(12)=rho*(tm(11)-tm(10)-0.3)^2;
%case apply fault at bus 5
tcase(13)=rho*(tm(4)-tm(5)-0.3)^2;
tcase(14)=rho*(tm(12)-tm(11)-0.3)^2;
%case apply fault at bus 6
tcase(15)=rho*(tm(5)-tm(6)-0.3)^2;
tcase(16)=rho*(tm(14)-tm(6)-0.3)^2;
tcase(17)=rho*(tm(14)-tm(12)-0.3)^2;
tcase(18)=rho*(tm(13)-tm(12)-0.3)^2;
tcase(19)=rho*(tm(5)-tm(7)-0.3)^2;
Var=[x tcase];
PT=0;
%=====make Penalty Function=====
for k=1:length(Amax)
    up(k)=0;
    down(k)=0;
    if Var(k)>Amax(k)
        up(k)=rho*(Var(k)-Amax(k))^2;
    end
    if Amin(k)>Var(k)
        down(k)=rho*(Amin(k)-Var(k))^2;
    end
    PT=PT+up(k)+down(k);
end
%=====
f=fobj_old+PT;
f;
PT;
return

```


ข.2 โปรแกรมระบบมัลติเอเจนต์

SendAgent_MA1001.java - เอเจนต์สำหรับส่งข้อมูลกระแสไฟฟ้า

```
import jade.core.Agent;
import jade.core.AID;
import jade.lang.acl.ACLMessage;
import jade.core.behaviours.*;
import java.io.*;
import java.util.*;

public class SendAgent_MA1001 extends Agent {
    private String CURRENT_CT1;
    private String receiver;
    private Scanner in;
    protected void setup() {
        System.out.println("Hello World! My name is "+this.getLocalName());
        addBehaviour(new TickerBehaviour(this,63100){
            protected void onTick(){
                //*****
                try        // Enable to Open File for Value Sender
                {
                    in = new Scanner(new File("CT1.txt"));
                }
                catch (FileNotFoundException fileNotFoundException) {
                    System.err.println("Error opening file");
                    System.exit(1);
                }
                try        // Read file
                { while (in.hasNext())
                    { CURRENT_CT1 = in.nextLine(); }
                }
                catch (NoSuchElementException elementException)
                { System.err.println("File improperly formed");
                    in.close();
                    System.exit(1);
                }
                in.close();
                //*****

                System.out.println("Sender name is "+getLocalName());
                System.out.println("Current CT1 is "+CURRENT_CT1);
```

SendAgent_MA1001.java – เอเจนต์สำหรับส่งข้อมูลกระแสไฟฟ้า (ต่อ)

```

        //System.out.println("My receiver is "+receiver);
        sendMessage();
    });
}

private void sendMessage() {
    AID r = new AID ("MEA"+"@"+getHap(),AID.ISGUID);
    ACLMessage aclMessage = new ACLMessage(ACLMessage.REQUEST);
    aclMessage.addReceiver(r);
    aclMessage.setContent(CURRENT_CT1);
    aclMessage.setLanguage("1001");
    this.send(aclMessage);
    System.out.println("My message has been sent out: "+aclMessage.getContent());
    System.out.println("\n");
}
}

```

Recieve_MEA.java – เอเจนต์สำหรับเก็บข้อมูลการวัด

```

import jade.core.Agent;
import jade.core.behaviours.CyclicBehaviour;
import jade.lang.acl.ACLMessage;
import jade.core.AID;
import jade.core.behaviours.*;
import jade.lang.acl.MessageTemplate;
import jade.lang.acl.*;

public class Recieve_MEA extends Agent {
    String Current_CT;
    String CT1,CT2,CT3,CT4,CT5,CT6,CT7,CT8,CT9,CT10,CT11,CT12,CT13,CT14;
    String sender_name,current;
    String msgContent;
    int input_CTindex;
    int
    indexCT1=1001,indexCT2=1002,indexCT3=1003,indexCT4=1004,indexCT5=1005,indexCT6=1006,indexCT7=1007,indexCT8=
    1008,indexCT9=1009,indexCT10=1010,indexCT11=1011,indexCT12=1012,indexCT13=1013,indexCT14=1014;

```

Recieve_MEA.java – เอเจนต์สำหรับเก็บข้อมูลการวัด (ต่อ)

```

int flag01=0,flag02=0,flag03=0,flag04=0,flag05=0,flag06=0,flag07=0,flag08=0,
int flag09=0,flag10=0,flag11=0,flag12=0,flag13=0,flag14=0;

public void setup() {
    System.out.println("Hello. My name is "+getLocalName());
    addBehaviour(new CyclicBehaviour() {
        public void action() {
            MessageTemplate mt = MessageTemplate.MatchPerformative(ACLMessage.REQUEST); //REQUEST
            ACLMessage aclMessage = receive(mt);
            if (aclMessage != null) {
                Current_CT = aclMessage.getContent();
                //sender_name = aclMessage.getSender().getLocalName();
                input_CTindex = Integer.parseInt(aclMessage.getLanguage());
                System.out.println("Indexinput on MEA Agent:" +input_CTindex);
                if (input_CTindex == indexCT1){
                    System.out.println("Current_CT1 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
                    CT1 = Current_CT;
                    //System.out.println("current CT1 is "+load1);
                    flag01=1;
                }else
                if (input_CTindex == indexCT2){
                    System.out.println("Current_CT2 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
                    //load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);
                    CT2 = Current_CT;
                    //System.out.println("load1 is "+load1);
                    flag02=1;}else
                if (input_CTindex == indexCT3){
                    System.out.println("Current_CT3 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
                    //load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);
                    CT3 = Current_CT;
                    //System.out.println("load1 is "+load1);
                    flag03=1;}else
                if (input_CTindex == indexCT4){
                    System.out.println("Current_CT4 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
                    //load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);
                    CT4 = Current_CT;

```

Recieve_MEA.java – เอเจนต์สำหรับเก็บข้อมูลการวัด (ต่อ)

```
//System.out.println("load1 is "+load1);

flag04=1;}else
if (input_CTindex == indexCT5){
System.out.println("Current_CT5 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
//load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);

CT5 = Current_CT;
//System.out.println("load1 is "+load1);

flag05=1;}else
if (input_CTindex == indexCT6){
System.out.println("Current_CT6 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
//load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);

CT6 = Current_CT;
//System.out.println("load1 is "+load1);

flag06=1;}else
if (input_CTindex == indexCT7){
System.out.println("Current_CT7 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
//load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);

CT7 = Current_CT;
//System.out.println("load1 is "+load1);

flag07=1;}else
if (input_CTindex == indexCT8)
{
System.out.println("Current_CT8 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
//load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);

CT8 = Current_CT;
//System.out.println("load1 is "+load1);

flag08=1;}else
if (input_CTindex == indexCT9)
{
System.out.println("Current_CT9 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
//load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);

CT9 = Current_CT;
//System.out.println("load1 is "+load1);

flag09=1;
}else
```

Recieve_MEA.java – เอเจนต์สำหรับเก็บข้อมูลการวัด (ต่อ)

```

if (input_CTindex == indexCT10)
{
    System.out.println("Current_CT10 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
    //load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);
    CT10 = Current_CT;
    //System.out.println("load1 is "+load1);
    flag10=1;}else
if (input_CTindex == indexCT11)
{
    System.out.println("Current_CT11 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
    //load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);
    CT11 = Current_CT;
    //System.out.println("load1 is "+load1);
    flag11=1;
}else
if (input_CTindex == indexCT12)
{
    System.out.println("Current_CT12 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
    //load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);
    CT12 = Current_CT;
    //System.out.println("load1 is "+load1);
    flag12=1;
}else
if (input_CTindex == indexCT13)
{
    System.out.println("Current_CT13 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
    //load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);
    CT13 = Current_CT;
    //System.out.println("load1 is "+load1);
    flag13=1;
    }else
if (input_CTindex == indexCT14)
{
    System.out.println("Current_CT14 "+ input_CTindex +" is "+Current_CT + " A");
    //load[1] = Double.parseDouble(LoadDemand);

```

Recieve_MEA.java – เอเจนต์สำหรับเก็บข้อมูลการวัด (ต่อ)

```

CT14 = Current_CT;

//System.out.println("load1 is "+load1);

flag14=1;}

if ((flag01 == 1) && (flag02 == 1) && (flag03 == 1)&&(flag04 == 1) && (flag05 == 1) && (flag06 == 1)&&
(flag07 == 1) && (flag08 == 1) && (flag09 == 1)&&(flag10 == 1) && (flag11 == 1) && (flag12 == 1)&&
(flag13 == 1)&& (flag14 == 1)){
("PA"+"@"+getHap(),AID.ISGUID);

//aclMessage.addReceiver(r);

msgContent = CT1+ " " + CT2 + " " + CT3+ " " + CT4 + " " +CT5+ " " + CT6 + " " + CT7+ " " + CT8 + " " + CT9+ " "
+ CT10 + " " + CT11+ " " + CT12+" " + CT13+" " + CT14;

    send(aclMessage);

    System.out.println("My message has been sent out: all 14 CT"+msgContent);

    //System.out.println("\n");

    sendMessage();

flag01=0;flag02=0;flag03=0;flag04=0;flag05=0;flag06=0;flag07=0;flag08=0;flag09=0;flag10=0;flag12=0;flag13=0;
flag14=0;

    } //else {System.out.println(" Requating Load is not match set is 1, 2 or 3\n");}

    }

    else{

        this.block();

    }

    } // end action
}); //end addBehaviour of CyclicBehaviour()

} // end setup()

private void sendMessage() {

    AID r = new AID ("PA"+"@"+getHap(),AID.ISGUID);

    ACLMessage aclMessage = new ACLMessage(ACLMessage.REQUEST);

    aclMessage.addReceiver(r);

    aclMessage.setContent(msgContent);

    aclMessage.setLanguage("4001");

    this.send(aclMessage);

}

} // end class HelloWorldAgent

```

ภาคผนวก ค

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

คูสิต อุทิศสุนทร และ ธนัตชัย กุลวรวานิชพงษ์ (2553). การป้องกันเชิงระยะทางสำหรับระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าที่มีการผลิตกำลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน. การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 6 ENETT-2010 , 2553.

คูสิต อุทิศสุนทร และ ธนัตชัย กุลวรวานิชพงษ์ (2533). การจัดลำดับความสำคัญของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้เทคนิคปัญญาประดิษฐ์. การประชุมเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 33 (EECON-33), 1-3 ธันวาคม 2553, 2553.

คูสิต อุทิศสุนทร, เพล้ง เพลาะอ และ ธนัตชัย กุลวรวานิชพงษ์ (2554). การจัดลำดับความสำคัญของรีเลย์กระแสเกินโดยใช้โหนดนิคมฝั่งประดิษฐ์. การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 7 ENETT2011 , 2554.

Uthitsunthorn, D., Kwannetr, U., Sinsuphun, N., Leeton, U. and Kulworawanichpong, T. (2010). **Control of STATCOM by Using Optimal Reactive Power Flow Solutions.** *ECTI-CON 2010*, Year 2010, pp 345-348.

Uthitsunthorn, D. and Kulworawanichpong, T. (2010). **Optimal Overcurrent Relay Coordination using Genetic Algorithm.** *International Conference on Advances in Energy Engineering (ICAEE 2010)*. Beijing, China, June 19 -20, Year 2010, pp 156-160.

Uthitsunthorn, D. and Kulworawanichpong, T. (2010). **Distance Protection of a Renewable Energy Plant in Electric Power Distribution Systems.** *International Conference on Power System Technology (POWERCON2010)*, October 24-28, 2010, Year 2010, pp 1-6.

Leeton, U., Uthitsunthorn, D., Kwannetr, U., Sinsuphun, N. and Kulworawanichpong, T. (2010). **Power Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Particle Swarm Optimization.** *Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON 2010)*, Year: 2010 , pp 440 - 444 .

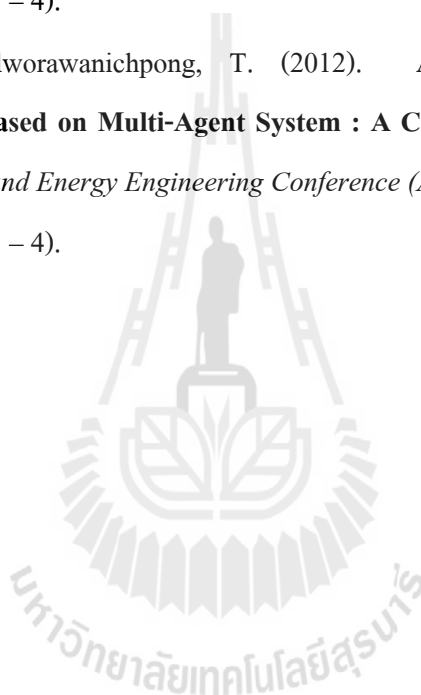
Uthitsunthorn, D. and Kulworawanichpong, T. (2010). **Optimal Overcurrent Relay Coordination Using Genetic Algorithms.** *Advances in Energy Engineering (ICAEE), 2010 International Conference on Year 2010.* pp.(162-165).

Uthitsunthorn, D., Pao-La-Or, P. and Kulworawanichpong, T.(2011). **Optimal Overcurrent Relay Coordination Using Artificial Bees Colony Algorithm.** *Electrical*

Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2011 8th International Conference on ECTICON-2011. Year: 2011. pp. (901 – 904).

Rodporn, S., Uthitsunthorn, D., Kulworawanichpong, T., Oonsivilai, R. and Oonsivilai, A. (2012). **Optimal coordination of over-current relays using differential evolution**. *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 9th International Conference on ECTICON-2012*. Year 2012 , pp.(1 – 4).

Uthitsunthorn, D. and Kulworawanichpong, T. (2012). **Adaptive Over-Current Relay Coordination Based on Multi-Agent System : A Case Study on Transmission Line Outage**. *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC-2012), Asia-Pacific 2012*. Year 2012, pp.(1 – 4).



Application of Artificial Bees Colony Algorithm for Optimal Overcurrent Relay Coordination Problems

Dusit Uthitsunthorn¹,

Padej Pao-la-or², and Thanatchai Kulworawanichpong³, Non-members

ABSTRACT

This paper presents optimal coordination of overcurrent relays by using artificial bees colony algorithm. The objective function of the relay coordination problem is to minimize the operation time of associated relays in the systems. The control variables used in this paper are the pickup current and time dial setting of relays. The proposed method was tested with four systems study consists 5-bus, 6-bus, 9-bus and 14-bus. Quasi-Newton (BFGS), particle swarm optimization (PSO) and artificial bees colony (ABC) are employed to evaluate the search performance. For test, there are study test power system was used. The simulation results showed that the artificial bees colony algorithm is capable to minimize the operation time of relays in the entire system. As a result, all search algorithms can solve optimal coordination relay which the artificial bees colony (ABC) gives the best solutions for coordination relay setting.

Keywords: Optimal Coordination, Time Dial Setting, Time Grand Margin

1. INTRODUCTION

Short-circuit conditions can occur unexpectedly in any part of a power system at any time due to various physical problems. Such situations cause a large amount of fault current flowing through some power system apparatus. The occurrence of the fault is harmful and must be isolated promptly by a set of protective devices. Over several decades, protective relaying has become the brain of power system protection [1]. Its basic function is to monitor abnormal operations as a "fault sensor" and the relay will open a contractor to separate a faulty part from the other parts of the network if there exists a fault event. To date, power transmission and distribution systems are bulky and complicated. These lead to the need for a

large number of protective relays cooperating with one another to assure the secure and reliable operation of a whole. Therefore, each protective device is designed to perform its action dependent upon a so-called "zone of protection" [2]. From this principle, no protective relay is operated by any fault outside the zone if the system is well designed. As widely known that old fashion analog relays are inaccurate and difficult to establish the coordination among protective relays, the relay setting is typically conducted based on the experience of an expert or only a simple heuristic algorithm. However, with the advancement of digital technologies, a modern digital protective relay is more efficient and flexible to enable the fine adjustment of the time-dial setting (TDS) different to that of the old fashion electromagnetic one.

This paper proposes an intelligent relay coordination method based on one of the most widely used intelligent search algorithms, called artificial bees colony (ABC) [3,4], for digital relaying, in which the time-dial setting is appropriately adjusted in order to minimize operating time while coordinated relays are also reliable. In this paper, the coordination of digital relaying systems is explained in Section II in such a way that the artificial bees colony (ABC) method in Section III is employed to achieve the system objective. A case study are include 5-bus, 6-bus, 9-bus and 14-bus power system protection, where setting of twelve digital over-current relays was challenged, was discussed in Section IV. The last section provides the conclusions of artificial bees colony algorithm.

2. OPTIMAL RELAY COORDINATION PROBLEMS

Overcurrent relays are devices which have ability to interrupt electricity supply service due to some severe fault. In a modern electrical power system, network interconnection is very complicated. This affects the difficulty of key parameter setting of protective relaying devices [5]. When a total number of overcurrent relays to be coordinated is increased or even feeding in closed-loop configuration is required according to a complex transmission network, overcurrent relay coordination setting is more difficult.

An overcurrent relay is a typical protective relay that allows a protected load operating within a pre-

Manuscript received on August 2, 2011 ; revised on October 19, 2011.

^{1,2,3} The authors are with the School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand 30000. Email: dusit.sut@gmail.com, padej@sut.ac.th and thanatchai@gmail.com

set value of the load current. The overcurrent relay is placed at the secondary side of the current transformer. The operating time of the overcurrent relay can vary due to relay type, time-dial setting (TDS) and magnitude of fault currents. For the inverse time overcurrent relay which corresponds to the ANSI device number of 51, the operating time of the overcurrent relay can be expressed as shown in (1) according to the IEC standard 255-4 [6].

$$t = \frac{\beta \times TDS}{PSM^\alpha - 1} \quad (1)$$

$$PSM = \frac{I_{act}}{I_{PICKUP}} \quad (2)$$

Where

α and β are arbitrary constant
 PSM is the plug setting multiplier
 I_{PICKUP} is the pickup current of the relay
 I_{act} is the actual current seen by the relay

α and β are constant. In this paper, a type of very inverse time overcurrent relay is used. Therefore, α is 1.0 and β is 13.5 can be specified according to the IEC standard.

A) Primary and Backup Relay Constraints

A primary or main protective device is a relay that is in the nearest position to the fault and must respond to the fault as fast as possible. To achieve a reliable protection system backup, relays are devices which will be initiated within a certain amount of time after the main relay fails to break the fault. An amount of delay time, called time grading margin, must be added to the main relay operating time. This can be explained by Fig. 1 [7]. Relay m and b are the main and the backup relays, respectively. F_1 and F_2 are two fault cases seen by both relays. The operating time of the backup relay must be at least the operating time of the main relay plus the time grading margin for every fault case.

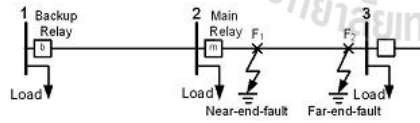


Fig.1: Simple feeder for overcurrent protection

To generalize the backup relaying constraint, (3) is defined as follows.

$$\Delta t_{mb} = t_b(F_i) - t_m(F_i) - TGM \geq 0, i \in FC \quad (3)$$

Where

$t_b(F_i)$ is the operating time of the backup relay due to Fault F_i

$t_m(F_i)$ is the operating time of the main relay due to Fault F_i

TGM is the time grading margin, 0.3 - 0.5 s

FC denotes a set of fault cases

B) Objective function To coordinate the protective relaying devices, the operating time of the main relay is minimized. As mentioned in the previous subsection, the operating time of the backup relay is set as inequality constraints. The objective function [8] used in this paper is given as follows.

$$f = w_1 \sum_{i=1}^n t_i^2 + w_2 \sum_{j \in FC} [\Delta t_{mb} - w_3 (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|)]^2 \quad (4)$$

Where

w_1, w_2, w_3 is the weighting factors
 n is a total number of relays

C) Bounds on relay and operation times

$$TDS_{ij} \min \leq TDS_{ij} \leq TDS_{ij} \max$$

$$I_{pij} \min \leq I_{pij} \leq I_{pij} \max$$

$$t_{ijk} \min \leq t_{ijk} \leq t_{ijk} \max$$

3. ARTIFICIAL BEES COLONY ALGORITHM

Artificial Bees Colony algorithm [9,10,11] was proposed by Karaboga for solving numerical optimization problems. It simulates the intelligent behavior of honey bee swarms. In artificial bees algorithm, the colony of artificial bees contains three groups of bees: employed bees, and unemployed bees: onlookers and scouts. First half of the colony consists of employed artificial bees and the second half constitutes the artificial onlookers. The employed bee whose food source has been exhausted becomes a scout bee. The position of a food source represents a possible solution to the optimization problem and the nectar amount of a food source corresponds to the quality or fitness of the associated solution. The number of the employed bees is equal to the number of food sources, each of which also represents a site, being exploited at the moment or to the number of solutions in the population. In artificial bees algorithm, the steps given below are repeated until a stopping criteria is satisfied. The flow chart of artificial bee colony algorithm as shown in figure 2 [12].

1) Initial phase

Initial population of artificial bee swarms is created randomly by the following formula.

$$X_{ij} = X_{minj} + rand(0,1) \times (X_{maxj} - X_{minj}) \quad (5)$$

2) Employed bees phase

Each employed bee determines a food source representing a site. Each employed bee shares its food

source information with onlookers waiting in the hive and then each onlooker selects a food source site depending on the information taken from employed bees. To simulate the information sharing by employed bees in the dance area, probability values are calculated for the solutions by means of their fitness values using the following equation. The fitness values might be calculated using the above definition as expressed in (7).

$$Pf_j = \frac{f_{iti}}{\sum_{j=1}^n f_{iti}} \quad (6)$$

$$f_{iti} = \begin{cases} \frac{1}{1+f_i} & , f_i \geq 0 \\ 1 + abs(f_i) & , f_i < 0 \end{cases} \quad (7)$$

3) Onlooker bees phase

Onlookers are placed onto the food source sites by using a fitness based selection technique, for example roulette wheel selection method.

4) Scout bees phase

Every bee swarm has scouts that are the swarm's explorers. The explorers do not have any guidance while looking for food. In case of artificial bees, the artificial scouts might have the fast discovery of the group of feasible solutions. In the searching algorithm, the artificial employed bee whose food source nectar has been exhausted or the profitability of the food source drops under a certain threshold level is selected and classified as the artificial scout. The classification is controlled by "abandonment criteria" or "limit". If a solution representing a food source position is not improved until a predetermined number of trials, then that solution is abandoned by its employed bee and the employed bee becomes a scout.

4. SIMULATION RESULTS

This section verifies the proposed algorithm for relay coordination. The objective is to minimize the different operating time between the primary and backup relays. The time grading margin is assumed to be 0.3 s. TDS is in the range of 0.05-1.0 for all backup-primary relay pairs. The test systems used for this study are the 5-bus, 6-bus, WSCC 9-bus and IEEE 14-bus test systems. Weighting factors for optimal relay coordination relay to verify the effectiveness of the proposed artificial bees colony (ABC) are set as follows: $w_1 = 1$, $w_2 = 100$ and $w_3 = 100$. For comparison, Quasi-Newton with BFGS updating formula, particle swarm optimization (PSO) and artificial bees colony (ABC) were used. A total of 30 trials was conducted for each test case. Minimum, average, maximum and standard deviation of 30 trial solutions were evaluated. All test cases were simulated by using the same computer which is an Intel®, Core 2 Duo, 2.4 GHz, 3.0 GB RAM. The followings are summary of each test case.

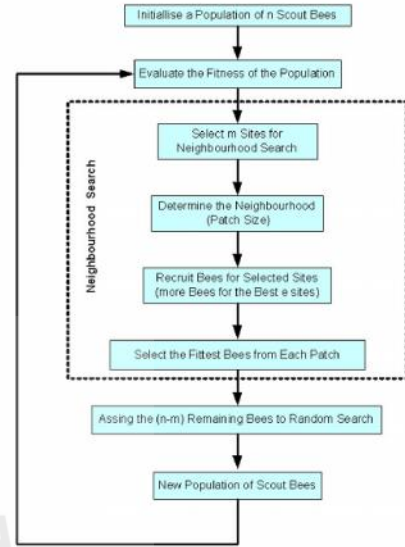


Fig.2: Flowchart of the Artificial Bees Colony Algorithm

Case I. The proposed method was tested with the 5-bus test system as shown in figure 3 [13]. Assume that loads were connected across bus 2, 3, 4 and 5 as 20+j10 MVA, 20+j15 MVA, 50+j30 MVA and 60+j40 MVA, respectively. The 14 over-current relays of the very inverse time type were used in this system. The zone protection and short circuit current of primary and back-up relay were shown in Table 2.

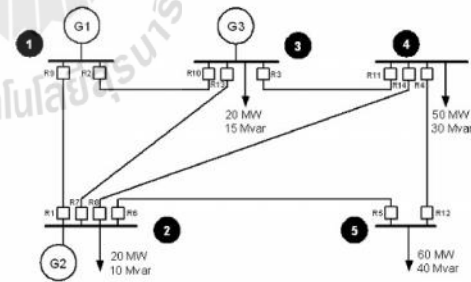


Fig.3: The 5 bus test system

The results of time dial settings and pickup current setting of over-current relays for the system were shown in Table 3. The results in Table 1 revealed the optimal value of objective function. It gave the best result when compared with those obtained from Quasi-Newton and particle swarm optimization.

Table 1: Computational results for the 5-bus test system.

Method	Objective function (sec)				CPU time(s)
	Min.	Average.	Max	SD	
BFGS	3.7801	62.6515	329.2785	72.300	0.2355
PSO	3.4379	6.3730	12.5700	3.6784	10.500
ABC	2.6748	2.7430	2.8336	0.0705	1.9491

Table 2: Primary and backup information for the 5-bus test system.

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 Gen1	9	10	7248.27	2576.53	1-3
	2	1	7773.89	7160.60	1-2
2 Gen 2	1	13	7248.27	1060.68	2-3
	1	14	7248.27	848.55	2-4
	1	5	7248.27	424.27	2-5
	7	14	8631.34	1415.92	2-4
	7	5	8631.34	707.96	2-5
	8	13	8993.04	1777.33	2-3
	8	5	8993.04	703.93	2-5
	6	13	9754.76	1797.38	2-3
3 Gen 3	6	14	9754.76	1433.23	2-4
	10	7	7773.89	1021.89	3-2
	10	11	7773.89	1226.26	3-4
	13	2	8631.34	942.46	3-1
	13	11	8631.34	2123.88	3-4
	3	2	8152.82	1273.79	3-1
	3	7	8152.82	1912.94	3-2
	11	8	6962.53	6962.53	4-2
4	4	3	1170.96	1170.96	4-3
	14	5	2341.92	2341.92	4-5
	12	6	3540.91	3540.91	5-4
5	5	4	6814.41	6814.41	5-2

Table 3: Optimal time dial setting and pick-up current for the 5-bus system

Relay	Time Dial Setting (TDS)			Pick-up Current (Ip)		
	BFGS	PSO	ABC	BFGS	PSO	ABC
R1	0.2468	0.5149	0.5017	7.9050	6.9470	6.1861
R2	0.5273	0.2909	0.5544	9.0955	8.4028	3.9600
R3	0.4971	0.4260	0.5284	4.4100	5.1351	3.6480
R4	0.2073	0.1368	0.2893	6.0972	6.1382	7.4495
R5	0.9958	0.3034	1.0000	6.3976	3.6279	3.5440
R6	0.5856	0.7910	0.6896	8.3134	4.7262	3.6931
R7	0.2661	0.1952	0.4383	7.4225	6.0573	6.8597
R8	0.2251	0.6618	0.6379	9.9419	10.4542	12.0000
R9	0.4364	0.3052	0.4520	8.8191	5.0916	5.0820
R10	0.0843	0.1464	0.1200	10.5426	8.8706	7.5763
R11	0.9224	0.2028	1.0000	5.3186	3.8624	3.6480
R12	0.1777	0.2449	0.4111	7.8515	6.7461	5.4659
R13	0.1298	0.2581	0.1743	9.9183	4.5315	4.7384
R14	0.2691	0.4790	0.3083	11.4706	6.6380	4.5550

The minimum operation time acquired were 3.7801 s, 3.4379 s and 2.6748 s for quasi-Newton, particle swarm and artificial bees colony, respectively. When considering the average operation time, the artificial bees colony gave the least average operation time of 2.7430 s. The standard deviations of artificial bees colony (ABC) was as small as 0.0705 s.

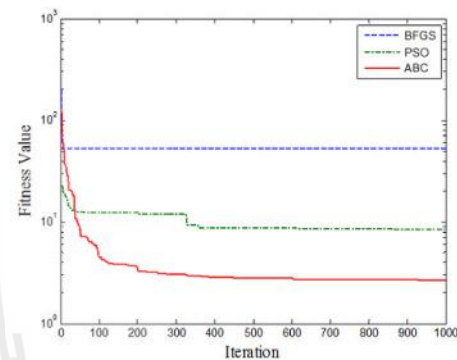
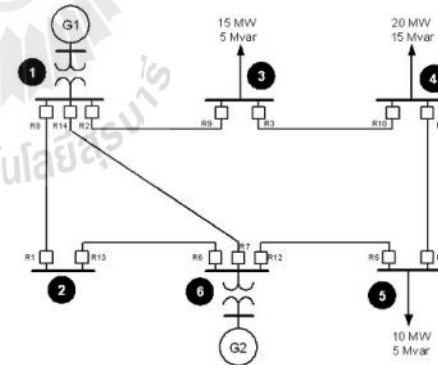
**Fig.4:** Evolution of fitness value for 5 bus test system.

Figure 4 showed the convergence properties among the proposed method and the others. It illustrated the comparative convergence performance of the objective functions. Remarkably, although artificial bees colony method convergences rapidly towards the solution, it exhibits relatively smallest standard deviation.

**Fig.5:** The 6 bus test system

Case II. The proposed method was tested with the 6-bus system as shown in figure 5 [14-15]. Assume that loads were connected across bus 3, 4 and 5 as 15+j5 MVA, 20+j15 MVA and 10+j5 MVA respectively. The over-current relays of the very inverse

time type were used. Information of this test case was shown in Table 4.

Table 4: Primary and backup information for the 6-bus test system

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 (Gen1)	8	9	4961.85	410.84	1-3
	8	7	4961.85	1520.96	1-6
	2	7	5362.40	1528.13	1-6
	2	1	5362.40	804.91	1-2
	14	1	4232.78	811.00	1-2
2	14	9	4232.78	415.90	1-3
	1	6	2702.58	2702.58	2-6
3	13	8	2508.30	2508.30	2-1
	9	10	1453.21	1453.21	3-4
4	3	2	3347.84	3347.84	3-1
	4	3	2243.81	2243.81	4-3
5	10	11	2244.37	2244.37	4-5
	5	4	1361.52	1361.52	5-4
6 (Gen2)	11	12	3494.81	3494.81	5-6
	6	5	4965.19	411.37	6-5
	6	14	4965.19	1522.91	6-1
	12	14	5365.20	1529.36	6-1
	12	13	5365.20	805.56	6-2
	7	5	4232.78	407.25	6-5

Table 5: Optimal time dial setting and pick-up current for the 6-bus system

Relay	Time Dial Setting (TDS)			Pick-up Current (Ip)		
	BFGS	PSO	ABC	BFGS	PSO	ABC
R1	0.9974	0.5969	0.6629	6.2635	12.1536	10.9097
R2	0.2222	0.3447	0.4522	10.3231	7.2907	5.5882
R3	0.8009	0.3133	0.4340	3.3738	7.7525	5.7331
R4	0.4626	0.5105	0.6019	7.9332	7.1947	6.1680
R5	0.4699	0.4848	0.3577	8.3015	8.1199	10.5489
R6	0.1738	0.2066	0.5124	9.7362	8.3626	3.5918
R7	0.1034	0.0642	0.0789	3.0211	4.2341	3.6764
R8	0.1441	0.2845	0.1513	11.4539	6.2068	10.9319
R9	0.7177	0.6654	0.5707	6.9412	7.4374	8.5034
R10	0.3568	0.7662	0.4784	10.8834	5.3846	8.3360
R11	0.6338	0.5096	0.2689	5.4808	6.5989	11.7740
R12	0.5737	0.6136	0.4103	4.0510	3.8102	5.6344
R13	0.8315	0.6560	0.7858	8.2878	10.3181	8.7349
R14	0.5433	0.2967	0.2598	4.1946	7.1038	8.0640

Table 6: Computational results for the 6-bus test system.

Method	Objective function (sec)				CPU time(s)
	Min.	Average.	Max	SD	
BFGS	1.0827	54.9455	255.7974	62.6153	0.3222
PSO	1.0805	1.2174	2.0781	0.2068	69.9275
ABC	1.0724	1.0725	1.0727	0.000142	1.9089

The results of the optimal setting value for 14 over-current relays of the 6-bus test system were presented

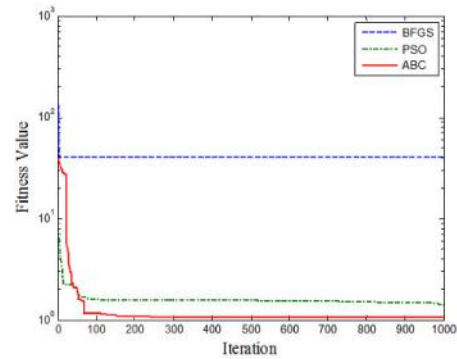


Fig.6: Convergence for the 6-bus test system.

in Tables 5 - 6. The optimal values of the objective function, the minimum operation time, were 1.0827 s, 1.0805 s and 1.0724 s for quasi-Newton, particle swarm and artificial bees colony, respectively. From this test, the artificial bee colony exhibited the least average operation time and also standard deviation at 1.0725 s and 0.000142 s, respectively. This revealed that the ABC method is the most efficient method among these three methods for solving the optimal relay coordination problem. Figure 6 showed the convergences among the proposed method and the other two methods. Remarkably, although artificial bees colony method convergences rapidly towards the solution, it exhibits relatively smallest standard deviation.

Case III. This paper employed the WSCC 9-bus test system as shown in figure 7. It consisted of 3 generators, 6 lines, 3 transformers and 12 over-current relays. The load are connected across bus 5, 7 and 9 as 20+j15 MVA, 50+j30 MVA and 20+j10 MVA, respectively. The optimal solutions obtained for this test case were given in Table 7 [16-18]. Information of the zone protection and short-circuit current of primary and back-up relays were shown in Table 8.

Table 7: Computational results for WSCC 9 bus test system.

Method	Objective function (sec)				CPU time(s)
	Min.	Average.	Max	SD	
BFGS	0.3589	15.6982	358.0720	64.8504	1.4877
PSO	0.7959	5.2780	11.6640	2.6800	7.0128
ABC	0.4359	0.4515	0.4650	0.0089	1.2654

The results showed the optimal setting value of the relay coordination time for the WSCC 9-bus test system. The ABC method gave the best results when compared with those obtained from quasi-Newton and particle swarm optimization. The average op-

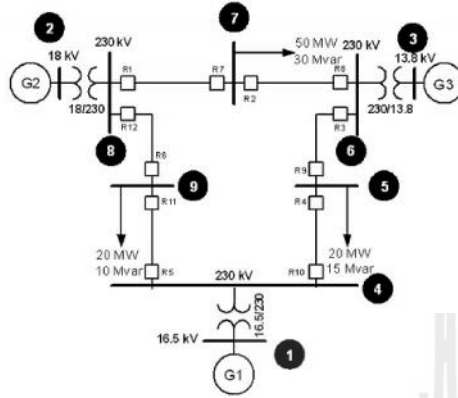


Fig.7: WSCC 9 bus test system

Table 8: Primary and backup information for the WSCC 9-bus test system

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
4 (Gen 1)	5	4	8204.39	3076.08	4-5
	10	11	8296.05	3182.82	4-9
5	4	3	7028.55	7028.55	5-6
	9	10	8274.09	8274.09	5-4
6 (Gen 3)	8	9	8075.53	2178.60	6-5
	3	2	8234.69	1978.90	6-7
7	7	12	8098.53	8098.53	7-8
	2	3	7296.58	7296.58	7-6
8	1	6	9749.44	4513.97	8-9
(Gen 2)	12	7	10875.63	5633.89	8-7
9	11	12	7136.62	7136.62	9-8
	6	5	8183.53	8183.53	9-4

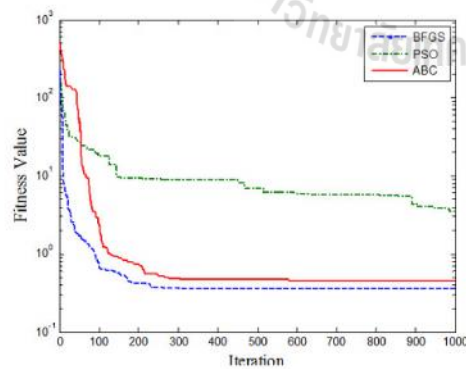


Fig.8: Evolution of fitness value for WSCC 9 bus test system.

Table 9: Optimal time dial setting and pick-up current for the WSCC 9-bus test system

Relay	Time Dial Setting (TDS)			Pick-up Current (Ip)		
	BFGS	PSO	ABC	BFGS	PSO	ABC
R1	0.0510	0.0529	0.0500	4.0252	6.7526	4.0252
R2	0.0500	0.0633	0.0500	5.0029	3.9334	5.7186
R3	0.4228	0.1276	0.4653	3.7542	8.3976	4.9564
R4	0.0537	0.1815	0.0500	4.5062	2.3994	5.0689
R5	0.1449	0.4968	0.2664	1.4225	6.7444	8.1072
R6	0.0506	0.0591	0.0500	3.2858	3.4401	3.2835
R7	0.0564	0.0978	0.0500	4.9314	4.2067	5.7677
R8	0.0500	0.1093	0.0500	4.5983	5.5715	2.4960
R9	0.0500	0.1103	0.0500	7.8188	5.5220	6.5437
R10	0.0874	0.0616	0.2038	7.5040	6.0308	3.8362
R11	0.0616	0.1064	0.0887	6.7397	4.6002	5.6487
R12	0.0531	0.2446	0.1704	7.7758	3.6853	3.3254

eration times were 15.6982 s, 5.2780 s and 0.4515 s for quasi-Newton, particle swarm and artificial bees colony, respectively. The artificial bees colony gave the least CPU time consumed when compared with those of other methods.

Figure 8 illustrated the convergence performance of objective function. Remarkably, although quasi-Newton method convergences rapidly towards the solution, it exhibits relatively large standard deviation. In addition, the artificial bees colony (ABC) gave the accurate and fast convergence.

Case IV. This case considered the IEEE14-bus test system as shown in figure 9. This test system consisted of two subsystems, 69-kV sub-transmission and 13.8-kV distribution. These two sub-transmissions were connected through the 69/13.8 kV transformers. The optimal results obtained by all three methods were put in Table 10 - 13. The system consisted of 30 over-current relays. Information of this test system was shown in Table 14 - 15 [19].

For the sub-transmission, the minimum operation times of this test case were 2.4741 s, 28.6930 s and 3.9024 s for quasi-Newton, particle swarm and artificial bees colony, respectively. However, when considering the average operation time, the artificial bee colony gave the least operation time at 3.9114 s with standard deviations as small as 0.0103 s (see also Table 10).

For the distribution, the minimum operation times of this test case were 4.8582 s, 18.7067 s and 9.2999 s for quasi-Newton, particle swarm and artificial bees colony, respectively. However, when considering the average operation time, the artificial bee colony gave the least operation time at 9.3146 s with standard deviations as small as 0.0092 s (see also Table 11).

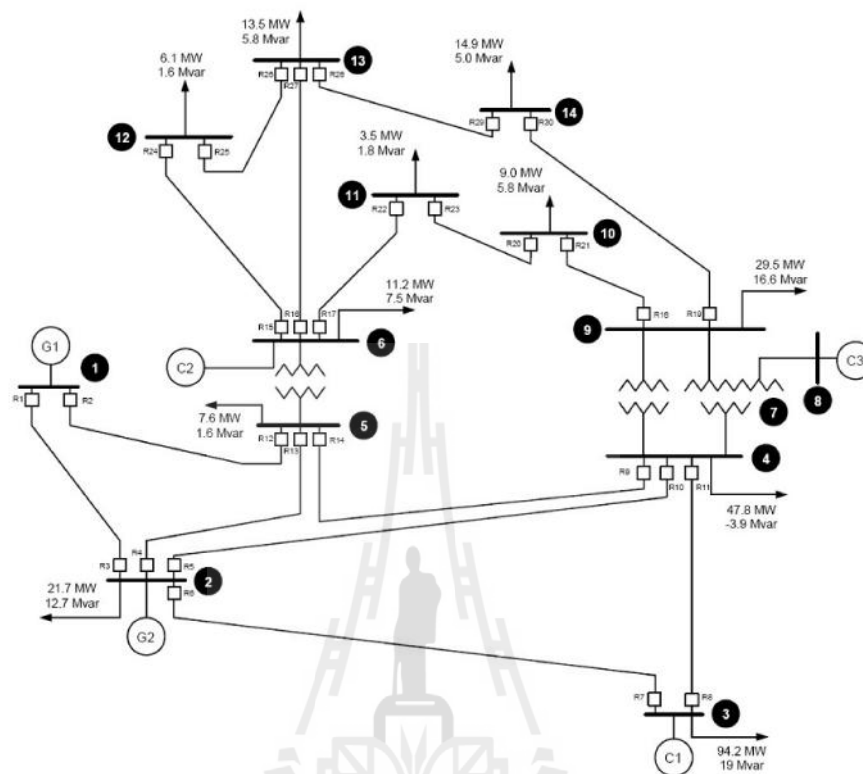


Fig.9: IEEE 14-bus test system

Table 10: Optimal results for the IEEE 14-bus test system (sub-transmission side)

Method	Objective function (sec)				CPU time(s)
	Min.	Average.	Max	SD	
BFGS	2.4741	27.9928	118.5417	50.8337	6.0696
PSO	28.6930	43.1894	60.8138	16.1312	12.1442
ABC	3.9024	3.9114	3.9253	0.0103	2.0630

Table 11: Optimal results for the IEEE 14-bus test system (distribution side)

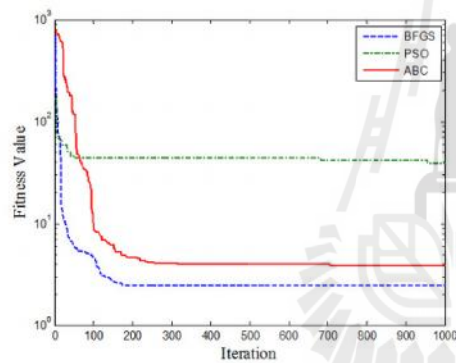
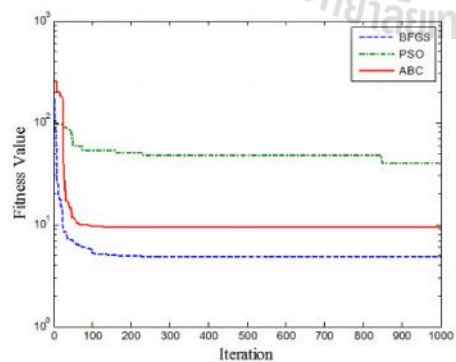
Method	Objective function (sec)				CPU time(s)
	Min.	Average.	Max	SD	
BFGS	4.8582	5.2247	6.2516	0.5821	2.7330
PSO	18.7067	27.3693	36.8830	8.7906	12.7359
ABC	9.2999	9.3146	9.3232	0.0092	2.1445

Table 12: Optimal settings for the IEEE 14-bus test system (sub-transmission side)

Relay	Time Dial Setting (TDS)			Pick-up Current (Ip)		
	BFGS	PSO	ABC	BFGS	PSO	ABC
R1	0.0505	0.3863	0.0500	4.7370	9.1755	3.9060
R2	0.0545	0.6382	0.0500	3.7478	6.9652	3.7440
R3	0.0500	0.2132	0.0569	7.2877	8.1256	5.0022
R4	0.1894	0.7797	0.2709	6.4680	7.9899	4.1890
R5	0.1035	0.3047	0.1370	9.5232	11.6311	5.7589
R6	0.0500	0.0500	0.0500	11.9997	8.3813	12.0000
R7	0.0760	0.8429	0.0500	6.6899	7.3617	4.5890
R8	0.0770	0.2782	0.0500	10.1156	9.6583	4.1430
R9	0.0500	0.5130	0.0565	7.9446	3.9933	4.3084
R10	0.0567	0.3289	0.0500	4.6650	5.6900	5.0856
R11	0.0500	0.2824	0.0500	4.5347	4.5150	4.1430
R12	0.0500	0.0616	0.0500	3.7814	4.6007	3.7440
R13	0.0499	0.2994	0.0500	7.3780	4.7717	6.9209
R14	0.0500	0.0839	0.0771	6.6495	11.5116	3.9120

Table 13: Optimal settings for the IEEE 14-bus test system (distribution side)

Relay	Time Dial Setting (TDS)			Pick-up Current (Ip)		
	BFGS	PSO	ABC	BFGS	PSO	ABC
R15	0.0500	0.1395	0.0822	8.3157	9.2617	5.4393
R16	0.0500	0.0501	0.0500	11.997	10.678	12.0000
R17	0.1219	0.5955	0.0500	5.4330	5.9484	12.0000
R18	0.4121	0.7376	0.3316	6.6078	7.1155	8.5621
R19	0.1196	0.6273	0.1749	10.085	6.9045	7.5920
R20	0.0888	0.1755	0.0611	4.6467	5.9589	5.5453
R21	0.0699	0.3275	0.1745	10.150	6.9914	5.0515
R22	0.0500	0.4898	0.0500	5.3064	7.2980	4.0101
R23	0.0890	0.2918	0.0903	5.7198	6.5130	6.2055
R24	0.0643	0.6326	0.1126	8.8098	10.391	7.4784
R25	0.0540	0.5098	0.0500	10.149	10.317	4.1460
R26	0.1029	0.6767	0.1125	11.402	8.2657	12.0000
R27	0.0500	0.0502	0.0500	9.8218	7.9989	11.0836
R28	0.0694	0.0505	0.0777	7.9831	10.538	7.7493
R29	0.1349	0.8571	0.2814	9.8867	5.2955	6.3700
R30	0.0549	0.5279	0.0703	6.4432	4.7875	5.5754

**Fig.10:** Convergences for the IEEE 14-bus test system (sub-transmission side)**Fig.11:** Convergences for the IEEE 14-bus test system (distribution side)**Table 14:** Primary and backup information for the IEEE 14-bus test system (sub-transmission side)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1 (Gen1)	1	12	14,689.85	2,186.84	1-2
	2	3	19,415.45	7,376.35	1-5
2	3	7	14,689.85	1,162.20	2-1
	3	10	14,689.85	488.30	
	3	13	14,689.85	232.41	
	6	1	22,264.66	6,345.65	2-4
	6	10	22,264.66	1,990.35	
	6	13	22,264.66	1,935.10	
	5	1	23,003.82	6,362.65	2-4
	5	7	23,003.82	2,716.67	
	5	13	23,003.82	1,908.22	
	4	1	23,069.35	6,357.32	2-5
3	4	7	23,069.35	2,722.79	
	4	10	23,069.35	1,969.74	
4	7	11	22,264.66	949.19	3-2
	8	6	11,325.47	580.43	3-4
5	9	5	3,192.71	3,192.71	4-2
	10	14	5,467.79	5,467.79	4-5
6	13	2	2,831.07	2,831.07	5-1
	14	4	3,293.31	3,293.31	5-2
7	13	9	5,852.46	5,852.46	5-4

Table 15: Primary and backup information for the IEEE 14-bus test system (distribution side)

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
6 (Gen2)	17	24	77,524.56	564.51	6-12
	17	27	77,524.56	2,214.90	6-13
	15	22	80,132.39	4,429.87	6-11
	15	27	80,132.39	1,938.10	6-13
	16	22	80,494.12	4,536.14	6-11
	16	24	80,494.12	445.10	6-12
9	18	30	27,538.81	4,471.05	9-14
	19	21	29,663.69	6,961.43	9-10
10	20	18	17,348.97	17,348.97	10-9
	21	23	8,820.66	8,820.66	10-11
11	22	20	9,024.42	9,024.42	11-10
	23	17	16,068.79	16,068.79	11-6
12	25	15	12,437.68	12,437.68	12-6
	24	26	8,645.27	8,645.27	12-13
13	26	16	21,155.55	21,155.55	13-6
	27	25	5,438.20	5,438.20	13-12
14	27	29	4,619.46	4,619.46	13-14
	29	19	9,608.65	9,608.65	14-9
15	30	28	7,742.59	7,742.59	14-13

5. CONCLUSIONS

In this paper, the implementation of Artificial Bees Colony Algorithm for solving the Optimal coordination overcurrent relay problem was established. The effectiveness of the Bees Algorithm was verified by testing with system study and compared its simulation results with those obtained by Quasi-Newton (BFGS) and particle swarm optimization approaches. The results are in boundary relay characteristics as the results from the artificial bees colony are given smallest standard deviation of the 30 trial solutions for every test case. The artificial bees colony algorithm

can converge towards the better solution slightly to decrease on small system, it can be considered as a potential alternative that is suitable for solving the relay coordination problem.

References

- [1] P.M. Anderson, *Power System Protection*, IEEE Press., McGraw-Hill, 1999.
- [2] J. L. Blackburn, *Protective Relaying: Principles and Applications*, Marcel Dekker, 1987.
- [3] V. Rashtchi, J. Gholinezhad and P. Farhang, "Optimal coordination of overcurrent relays using Honey Bee algorithm," *Ultra Modern Telecommunications and Control Systems and Workshops (ICUMT) 2010.*, pp. 401 - 405.
- [4] C. Sumpavakup, I. Srikun and S. Chusanapiputt, "A solution to the Optimal Power Flow using Artificial Bee Colony algorithm," *Power System Technology (POWERCON), 2010.*, pp.1 - 5.
- [5] Walter A. Elmore, *Protective Relay Theory and Applications*, ABB Power T&D Company Inc., 1994.
- [6] IEC Standard 255-4.
- [7] A.J. Urdaneta, R. Nadira, L.G.P. Jimenez, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, pp. 903-911, 1988.
- [8] D. Uthitsunthorn, and T. Kulworawanichpong, "Optimal Overcurrent Relay Coordination using Genetic Algorithms," *International Conference on Advanced Energy Engineering (ICAEE 2010)*, 19-20 June 2010, pp. 162 - 165.
- [9] U. Kwannetr, U. Leeton and T. Kulworawanichpong, "Optimal power flow using artificial bees algorithm," *Advances in Energy Engineering ICAEE 2010*, pp.215 - 218.
- [10] N.T. Linh and N.Q. Anh, "Application of artificial bee colony algorithm (ABC) for reconfiguring distribution network," *International Conference on Computer Modelling and Simulation*, pp. 102-106.
- [11] D. Karaboga and B. Bosturk, "A powerful and efficient algorithm for numerical function optimization: artificial bee colony optimization," *Journal of Global Optimization*, Vol.39, pp. 459-471.
- [12] N. Sinsuphun, U. Leeton, U. Kwannetr, D. Uthitsunthorn and T. Kulworawanichpong, "Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Swarm Intelligences," *ECTI Transactions on Electrical Eng., Electronics, And Communications*, Vol.9, No.1, pp.212-222, 2011.
- [13] Y. Wallach, *Calculation and programs for power System networks*, New Jersey, Prentice-hall, 1996.
- [14] Hossein K. K., Hossein A. A., Vivian O., Martin M., "Pre-processing of the optimal coordination of overcurrent relays," *Electric Power Systems Research*, Vol.75, pp. 134-141, 2005.
- [15] F. Razavi, H. A. Abyaneh, M. Al-Dabbagh, R. Mohammadi and H. Torkaman, "A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination," *Electric Power Systems Research*, Vol. 78, pp. 713-720, 2008.
- [16] Y. Xingbin and S. Chanan, "Probabilistic power system security analysis considering protection failures," *The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 23, 2004.
- [17] WSCC (West Systems Coordination Council) (1996), West Systems Coordinating Council, *Final Report*, 10 August 1996.
- [18] D. Uthitsunthorn, P. Pao-La-Or and T. Kulworawanichpong, "Optimal Overcurrent Relay Coordination Using Artificial Bees Colony Algorithm," *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunication and Information Technology (ECTI-CON 2011)*, pp. 901 - 904.
- [19] J. Arrillaga, N.R. Watson, S. Chen, *Power System Quality Assessment*, Wiley, UK, 2000.



Dusit Uthitsunthorn received the Master of Electrical Engineering degree from King Mongkut's University of Technology North Bangkok (KMUTNB), Thailand in 2007. Currently he is a Ph.D. Student and a research assistant at Power System Research Unit, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND. His research interest includes power system, power system intelligent protection and optimization technique.



Padej Pao-la-or is an assistant professor of the School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND. He received B.Eng. (1998), M.Eng. (2002) and D.Eng. (2006) in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Thailand. His fields of research interest include a broad range of power systems, electrical drives, FEM simulation and artificial intelligent techniques. He has joined the school since December 2005 and is currently a member in Power System Research, Suranaree University of Technology.



Thanatchai Kulworawanichpong is an associate professor of the School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND. He received B.Eng. with first-class honour in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Thailand (1997), M.Eng. in Electrical Engineering from Chulalongkorn

Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Swarm Intelligences

Numphetch Sinsuphun¹, Uthen Leeton², Umaporn Kwannetr³,
Dusit Uthitsunthorn⁴, and Thanatchai Kulworawanichpong⁵, Non-members

ABSTRACT

This paper describes optimal power flow based on swarm intelligences in which the power transmission loss function is used as the problem objective. Although most of optimal power flow problems involve the total production cost of the entire power system, in some cases some different objective may be chosen. In this paper, to minimize the overall power transmission losses, four decision variables are participated. They are i) power generated from generating plants, ii) specified voltage magnitude at control substations, iii) tap position of tapchanging transformers and iv) reactive power injection from reactive power compensators. Swarm intelligences are wellknown and widely accepted as potential intelligent search methods for solving such a problem. In this paper, Genetic Algorithms (GA), Particle Swarm Optimization (PSO), Artificial Bee Colony (ABC) and Differential Evolution (DE) are employed to solve optimal power flow problems. A 6-bus and 30-bus IEEE power systems are used for test. As a result, all swarm intelligences search algorithms can solve optimal power flow problems efficiently. The artificial bee colony and the differential evolution provide results better than other swarm intelligent techniques.

Keywords: Optimal Power Flow, Power Loss Minimization, Genetic Algorithm, Particle Swarm Optimization, Artificial Bee Colony, Differential Evolution

1. INTRODUCTION

Optimal power flow is one of nonlinear constrained and occasionally combinatorial optimization problems of power systems. The various algorithms for solving such problems can be found in the literature. The optimal power flow problem has been developed continually since its introduction by Carpentier in 1962 [1]. It is useful to determine the goals of optimal power flow problems. The primary goal of a

generic optimal power flow is to minimize the total production cost of the entire system to serve the load demand for a particular power system while maintaining the security of the system operation. The production costs of electrical power systems may depend on the situation, but in general they normally mean to the cost of generating power at each generating unit of power plants. This operation is subjected to keep each component in the power system within its desired operation range at steadystate. This will include maximum and minimum outputs for generators, maximum MVA flows of power transmission lines and transformers, as well as system bus voltages within specified ranges.

It has taken over decades to develop efficient algorithms for its solution because it is a very large, nonlinear mathematical programming problem. Many different mathematical approaches have been applied for seeking its solution. The methods discussed in the literature use one of the following five methods [2]. They are i) lambda iteration method as found in economic dispatch problem solving, ii) gradient method, iii) Newtons method, iv) linear programming and v) interior point method. Apart from analytical approaches, there also exist intelligent search methods.

Intelligent search methods (e.g. simulated annealing [3], genetic algorithm [4], evolutionary programming [5], particle swarm optimization [6]-[9], etc) have been recently released for the optimal power flow problem. The genetic algorithm (GA) based solution methods are found to be most suitable because of their ability of simultaneous multidimensional search for optimal solutions. They are wellknown and widely used at the beginning period of solving the optimal power flow problems based on intelligent search methods. However, in recently year, The ABC [10] is applied to solve optimal power flow. For economic dispatch problem, the results show that the ABC approach is able to obtain higher quality solutions efficiently and faster computational time than the conventional approaches. Also, DE [11] is applied to IEEE 30-bus test system for solving optimal power flow. The results reported are proficiency of methodology over other techniques and the DE solution give faster convergence than other existing techniques.

This paper proposes an application of swarm intelligences to solve optimal power flow problems. The

Manuscript received on July 31, 2010 ; revised on September 1, 2010.

This paper is extended from the paper presented in ECTI-CON 2010.

^{1,2,3,4,5} The authors are with Power System Research Unit, School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand 30000, E-mail: phetchty@hotmail.com, Uthen.leeton@gmail.com and Thanatchai@gmail.com

controllable system quantities are generator MW, controlled voltage magnitude, reactive power injection from reactive power sources and transformer tap setting. The objective used herein is to minimize the overall power transmission losses by optimizing the control variables within their limits. Therefore, no violation on other quantities (e.g. MVA flow of transmission lines, load bus voltage magnitude, generator MVAR) occurs in normal system operating conditions. A six-bus [12] and IEEE 30-bus test system are employed for test. The results obtained from various swarm intelligent techniques are compared.

This paper organizes a total of five sections. Next section, Section two, illustrates optimal power flow problems with corresponding mathematical expressions of its objective and various practical constraints. Section three gives the brief of four swarm intelligences (GA, PSO, ABC and DE) for comparative purposes. It also provides the algorithm procedure, described step-by-step. Section four is the simulation results and discussion. Conclusion remark is in Section five.

2. OPTIMAL POWER FLOW PROBLEMS

2.1 Problem Formulation

The optimal power flow problem is a nonlinear optimization problem. It consists of a nonlinear objective function defined with nonlinear constraints. The optimal power flow problem requires the solution of nonlinear equations, describing optimal and/or secure operation of power systems. The general optimal power flow problem can be expressed as a constrained optimization problem as follows.

$$\begin{aligned} &\text{Minimize} && f(x) \\ &\text{Subject to} && g(x) = 0, \text{equality constraints} \\ &&& h(x) \leq 0, \text{inequality constraints} \end{aligned}$$

By converting both equality and inequality constraints into penalty terms and therefore added to form the penalty function as described in (1) and (2).

$$P(x) = f(x) + \Omega(x) \quad (1)$$

$$\Omega(x) = \rho \{g^2(x) + [\max(0, h(x))]^2\} \quad (2)$$

Where $P(x)$ is the penalty function
 $\Omega(x)$ is the penalty term
 ρ is the penalty factor

By using a concept of the penalty method [13], the constrained optimization problem is transformed into an unconstrained optimization problem in which the penalty function as described above is minimized.

2.2 Objective Function

Although most of optimal power flow problems involve the total production cost of the entire power

system, in some cases some different objective may be chosen. In this paper, the power transmission loss function is set as the objective function. The power transmission loss can be expressed as given in (3).

$$F_{loss} = \sum_{i=1}^{N_L} g_{i,j} \{V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)\} \quad (3)$$

Where: V_i is the voltage magnitude at bus i
 V_j is the voltage magnitude at bus j
 $g_{i,j}$ is the conductance of line $i - j$
 δ_i is the voltage angle at bus i
 δ_j is the voltage angle at bus j
 N_L is the total number of transmission lines
 F_{loss} is the power loss function

2.3 System Constraints

The controllable system quantities are generator MW, controlled voltage magnitude, reactive power injection from reactive power sources and transformer tapping. The objective use herein is to minimize the power transmission loss function by optimizing the control variables within their limits. Therefore, no violation on other quantities (e.g. MVA flow of transmission lines, load bus voltage magnitude, generator MVAR) occurs in normal system operating conditions. These are system constraints to be formed as equality and inequality constraints as shown below.

1) Equality constraint: Power flow equations

$$P_{G,i} - P_{D,i} - \sum_{j=1}^{N_B} |V_i| |V_j| |Y_{i,j}| \cos(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (4)$$

$$Q_{G,i} - Q_{D,i} - \sum_{j=1}^{N_B} |V_i| |V_j| |Y_{i,j}| \sin(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (5)$$

Where: $P_{G,i}$ is the real power generation at bus i
 $Q_{G,i}$ is the reactive power generation at bus i
 $P_{D,i}$ is the real power demand at bus i
 $Q_{D,i}$ is the reactive power demand at bus i
 N_B is the total number of buses
 $\theta_{i,j}$ is the angle of bus admittance element i, j
 $Y_{i,j}$ is the magnitude of bus admittance element i, j

2) Inequality constraint: Variable limitations

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (6)$$

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max} \quad (7)$$

$$Q_{comp,i}^{min} \leq Q_{comp,i} \leq Q_{comp,i}^{max} \quad (8)$$

$$P_{G,i}^{min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{max} \quad (9)$$

Where: V_i^{min}, V_i^{max} are upper and lower limits of voltage magnitude at bus i
 T_i^{min}, T_i^{max} are upper and lower limits of tap position of transformer i
 $Q_{comp,i}^{min}, Q_{comp,i}^{max}$ are upper and lower limits of reactive power source i
 $P_{G,i}^{min}, P_{G,i}^{max}$ are upper and lower limits of power generated by generator i

The penalty function can be formulated as follows.

$$P(x) = F_{loss} + \Omega_P + \Omega_Q + \Omega_C + \Omega_T + \Omega_V + \Omega_G \quad (10)$$

Where:

$$\Omega_P = \rho \sum_{i=1}^{N_B} \left\{ P_{G,i} - P_{D,i} - \sum_{j=1}^{N_B} |V_i| |V_j| |V_y| \cos(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) \right\}^2 \quad (11)$$

$$\Omega_Q = \rho \sum_{i=1}^{N_B} \left\{ Q_{G,i} - Q_{D,i} - \sum_{j=1}^{N_B} |V_i| |V_j| |V_y| \sin(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) \right\}^2 \quad (12)$$

$$\Omega_C = \rho \sum_{i=1}^{N_C} \{ \max(0, Q_{comp,i} - Q_{comp,i}^{max}) \}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_C} \{ \max(0, Q_{comp,i}^{min} - Q_{comp,i}) \}^2 \quad (13)$$

$$\Omega_T = \rho \sum_{i=1}^{N_T} \{ \max(0, T_i - T_i^{max}) \}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_T} \{ \max(0, T_i^{min} - T_i) \}^2 \quad (14)$$

$$\Omega_V = \rho \sum_{i=1}^{N_B} \{ \max(0, V_i - V_i^{max}) \}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_B} \{ \max(0, V_i^{min} - V_i) \}^2 \quad (15)$$

$$\Omega_G = \rho \sum_{i=1}^{N_G} \{ \max(0, P_{G,i} - P_{G,i}^{max}) \}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_G} \{ \max(0, P_{G,i}^{min} - P_{G,i}) \}^2 \quad (16)$$

N_G is the total number of generators

N_C is the total number of reactive power sources

N_T is the total number of transformers

3. SWARM INTELLIGENT SEARCH METHODS

3.1 Genetic Algorithm (GA)

There exist many different approaches to adjust the control parameters. The GA is well-known [14] there exist a hundred of works employing the GA technique to optimize the system objective in various forms. The GA is a stochastic search technique that leads a set of population in solution space evolved using the principles of genetic evolution and natural selection, called genetic operators e.g. crossover, mutation, etc. With successive updating new generation, a set of updated solutions gradually converges to the real solution. Because the GA is very popular and widely used in most research areas where an intelligent search technique is applied, it can be summarized briefly as shown in the flowchart in figure 1 [15].

In this paper, the GA is selected to build up an algorithm to solve optimal power flow problems (all generation from available generating units). To reduce programming complication, the Genetic Algorithm (GADS TOOLBOX in MATLAB [16]) is employed to generate a set of initial random parameters. With the searching process, the parameters are adjusted to give the best result.

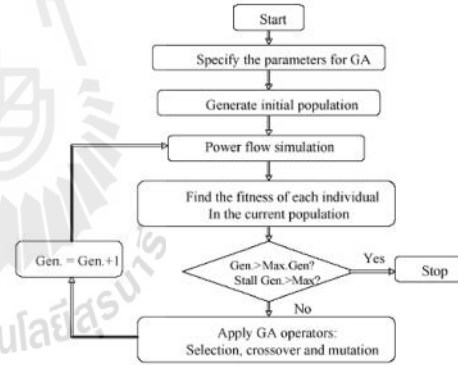


Fig.1: Flowchart of the GA procedure

3.2 Particle Swarm Optimization (PSO)

Kennedy and Eberhart developed a particle swarm optimization algorithm based on the behavior of individuals (i.e., particles or agents) of a swarm [17]. Its roots are in zoologists modeling of the movement of individuals (i.e., fish, birds, and insects) within a group. It has been noticed that members of the group seem to share information among them to lead to increased efficiency of the group. The particle swarm optimization algorithm searches in parallel using a

group of individuals similar to other AI-based heuristic optimization techniques. Each individual corresponds to a candidate solution to the problem. Individuals in a swarm approach to the optimum through its present velocity, previous experience, and the experience of its neighbors. In a physical n -dimensional search space, the position and velocity of individual i are represented as the velocity vectors. Using these information individual i and its updated velocity can be modified under the following equations in the particle swarm optimization algorithm. The procedure of the particle swarm optimization can be summarized in the flow diagram of figure 2.

$$x_i^{k+1} = x_i^{(k)} + v_i^{(k+1)} \quad (17)$$

$$v_i^{k+1} = v_i^k + \alpha_i (x_i^{lbest} - x_i^{(k)}) + \beta_i (x_i^{gbest} - x_i^{(k)}) \quad (18)$$

Where

$x_i^{(k)}$ is the individual i at iteration k

$v_i^{(k)}$ is the updated velocity of individual i at iteration k

α_i, β_i are uniformly random numbers between [0,1]

x_i^{lbest} is the individual best of individual i

x^{gbest} is the global best of the swarm

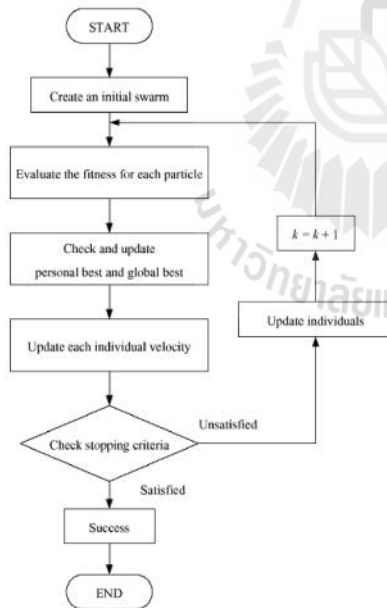


Fig.2: Flowchart of the PSO procedure

3.3 Artificial Bee Colony (ABC)

Artificial bees colony [18-20] was proposed by Karaboga for solving numerical optimization problems. It simulates the intelligent behavior of honey bee swarms. In artificial bees algorithm, the colony of artificial bees contains three groups of bees: employed bees, and unemployed bees: onlookers and scouts. First half of the colony consists of employed artificial bees and the second half constitutes the artificial onlookers. The employed bee whose food source has been exhausted becomes a scout bee. The position of a food source represents a possible solution to the optimization problem and the nectar amount of a food source corresponds to the quality or fitness of the associated solution. The number of the employed bees is equal to the number of food sources, each of which also represents a site, being exploited at the moment or to the number of solutions in the population. In artificial bees algorithm, the steps given below are repeated until a stopping criteria is satisfied.

1) Initial phase

Initial population of artificial bee swarms is created randomly by the following formula.

$$x_{ij} = x_{min,j} + rand(0,1) \times (x_{max,j} - x_{min,j}) \quad (19)$$

2) Employed bees phase

Each employed bee determines a food source representing a site. Each employed bee shares its food source information with onlookers waiting in the hive and then each onlooker selects a food source site depending on the information taken from employed bees. To simulate the information sharing by employed bees in the dance area, probability values are calculated for the solutions by means of their fitness values using the following equation.

$$P_j = \frac{f_{iti}}{\sum_{j=1}^{SN} f_{iti}} \quad (20)$$

$$f_{iti} = \begin{cases} \frac{1}{1+f_i} & , f_i \geq 0 \\ 1 + |f_i| & , f_i < 0 \end{cases} \quad (21)$$

The fitness values might be calculated using the above definition as expressed in (21).

3) Onlooker bees phase

Onlookers are placed onto the food source sites by using a fitness based selection technique, for example roulette wheel selection method.

4) Scout bees phase

Every bee swarm has scouts that are the swarms explorers. The explorers do not have any guidance while looking for food. In case of artificial bees, the artificial scouts might have the fast discovery of the group of feasible solutions. In the searching algorithm, the artificial employed bee whose food source nectar has been exhausted or the profitability of the

food source drops under a certain threshold level is selected and classified as the artificial scout. The classification is controlled by “abandonment criteria” or “limit”. If a solution representing a food source position is not improved until a predetermined number of trials, then that solution is abandoned by its employed bee and the employed bee becomes a scout. The procedure of the artificial bees algorithm can be summarized in the flow diagram of figure 3.

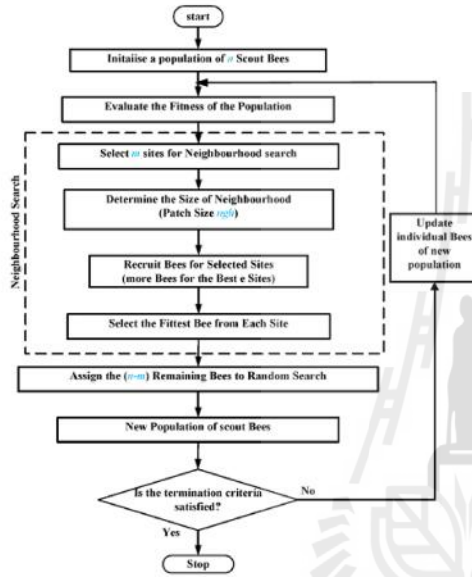


Fig.3: Flowchart of the artificial beecolony

3.4 Differential Evolution (DE)

Differential Evolution (DE) [21-22] is a recently developed evolutionary computation technique. DE is an extremely powerful yet simple evolutionary algorithm that improves a population of individuals over several generations through the operators of mutation, crossover and selection for global optimization introduced by Price and Storn. Differential evolution presents great convergence characteristics and requires few control parameters which remain fixed throughout the optimization process and need minimum tuning. DE differs from other EA in the mutation and recombination phase. Unlike stochastic techniques such as genetic algorithm and evolutionary strategy where perturbation occurs in accordance with a random quantity, DE uses weighted differences between solution vectors to perturb the population. It has a minimum number of EA control parameters, which can be efficiently tuned.

DE uses a population P of size N_P , composed of floating point encoded individuals that evolve over

G generations to reach an optimal solution. Each individual X_i is a vector that contains as many parameters as the problem decision variables D . The population size N_P is an algorithm control parameter selected by the user which remains constant throughout the optimization process.

$$P^G = [X_1^G, \dots, X_{N_P}^G] \quad (22)$$

$$X_i^G = [X_{1,i}^G, \dots, X_{D,i}^G]^T, i = 1, \dots, N_P \quad (23)$$

The optimization process in Differential Evolution is carried out by three basic genetic operations: Mutation, Crossover and Selection. The algorithm starts by creating an initial population of N_P vectors. Random values are assigned to each decision parameter in every vector according to:

$$X_{j,i}^0 = X_j^{min} + \eta(X_j^{max} - X_j^{min}) \quad (24)$$

Where:

X_j^{min} and X_j^{max} are the lower and upper bounds of the j^{th} decision parameter.

η is a uniformly distributed random number within $[0,1]$ generated a new for each value of j

$X_{j,i}^0$ is the j^{th} parameter of the i^{th} individual of the initial population

The mutation operator creates mutant vectors X'_i by perturbing a randomly selected vector (X_a) with difference of two other randomly selected vectors (X_b and X_c)

$$X'_i = X_a + F(X_b - X_c), i = 1, \dots, N_P \quad (25)$$

Where:

X_a, X_b, X_c are randomly chosen vectors $\in \{1, \dots, N_P\}$ and $a \neq b \neq c \neq i$.

X_a, X_b, X_c are selected anew for each parent vector. The scaling constant (F) is an algorithm control parameter used to adjust the perturbation size in the mutation operator and improve algorithm convergence. The crossover operation generates trial vectors (X''_i) by mixing the parameters of the mutant vectors (X'_i) with the target vectors (X_i) according to a selected probability distribution.

$$X''_{j,i} = \begin{cases} X'_{j,i}, & \text{if } \eta_i \leq C_R \\ X_{j,i}, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (26)$$

The crossover constant C_R is an algorithm parameter that controls the diversity of the population and aids the algorithm to escape from local optima. The new generation population is obtained by selection operator that chooses between the trial vectors and their predecessors (target vectors) those individuals that present a better fitness or are more optimal according to

$$X_i^{G+1} = \begin{cases} X_i^{''G}, & f(X_i^{''G}) \leq f(X_i^G), i = 1, \dots, N_p \\ X_i^G, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (27)$$

This optimization process is repeated for several generations, allowing individuals to improve their fitness as they explore the solution space in search for optimal values.

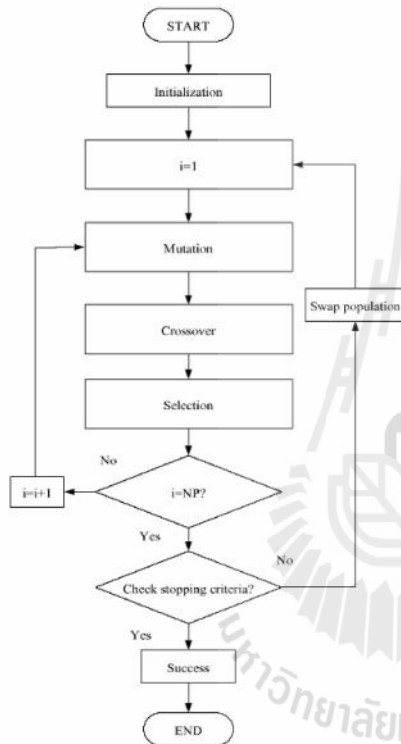


Fig.4: Flowchart of the differential evolution algorithm

DE has three essential control parameters: the scaling factor (F), the crossover constant (CR) and the population size (NP). The scaling factor is a value in the range (0, 2] that controls the amount of perturbation in the mutation process. The crossover constant is a value in the range [0, 1] that controls the diversity of the population. The population size determines the number of individuals in the population and provides the algorithm enough diversity to search the solution space. The procedure of the differential evolution algorithm can be summarized in the flow diagram as shown in figure 4.

4. SIMULATION RESULTS

To verify the effectiveness and performance of the swarm intelligent optimization, 6-bus and IEEE 30-bus test power systems were used for test. Information of the 6-bus test system was given in [12]. The simulations were performed using MATLAB software [16]. The test was carried out by solving the optimal power flow problem of the power loss objective. Variable limits given in Table 1 were used as system constraints. For comparison purposes, genetic algorithm, particle swarm optimization, artificial bees algorithm and differential evolution were applied to solve the test system with various cases. Each method was challenged by solving given optimal power flow problems of 30 trials randomly. Minimum, average, maximum and standard deviation of the 30 trial solutions for the 6-bus test system obtained by each method were evaluated and shown in Table 2. Table 3 showed the comparison of CPU time spent by each approach. The optimal control variables obtained by each method were shown in Tables 4-7. All test cases were simulated by using the same computer which was an Intel®, Core 2 Duo, 2.4 GHz, 3.0 GB RAM.

Table 1: Variable limit used for optimal power flow for the 6-bus test system

Variable	Limit	
	Min.	Max
V1 - V6 (p.u.)	0.90	1.1
T1,T2 (p.u.)	0.90	1.1
Q1, Q2(Mvar)	0	50
PG1 (MW)	25	80
PG2 (MW)	25	80

Table 2: OPF solutions obtained by using GA, PSO ABC and DE for the 6-bus test system

Method	Power transmission loss (MW)			
	Minimum	Average	Maximum	Deviation
GA	6.7747	6.9705	7.5292	0.1521
PSO	6.7486	6.8425	7.1517	0.0759
ABA	6.7361	6.7361	6.7364	0.0001
DE	6.7361	6.7361	6.7368	0.0001

Table 3: Computational time to obtain optimal solutions by GA, PSO, ABC and DE for the 6-bus system

Method	Computational Time (s)			
	Minimum	Average	Maximum	Deviation
GA	6.91	8.05	9.79	0.7
PSO	17.93	136.11	516.49	93.20
ABA	7.40	7.52	7.74	0.0597
DE	3.07	3.10	3.22	0.0286

The results showed that the ABC and the DE optimal methods gave the best power flow solution when compared with those obtained by the GA and the PSO. For the 6-bus test system, the average

power loss solutions were 6.9705 MW, 6.8425MW, 6.7361 and 6.7361MW for the GA, PSO, ABC and DE methods, respectively. However, when considering the minimum power loss, the ABC and DE were the two methods that can find the least loss function of 6.7361 MW. The standard deviation of the solutions obtained by the GA, PSO, ABC and DE were 0.1521, 0.0759, 0.0001 and 0.0001 respectively. The CPU times spent by each method to find the optimal solution showed that the DE consumed the least computational time effort. In addition, the DE method gave the least power transmission loss and spent the least computational time to reach the best solution. As a result, the power loss of the entire system can be improved with 65% reduction.

The voltage profile of the base case before improvement was set to be lower than the specified range. After adjust the control variables to their optimal values the system voltage profile can be resumed to the operating value within the specified range as shown in figure 5. Table 8 showed the parameter setting of each method used for conducting the test. Also, figure 8 gave the convergence characteristic of the solutions obtained by using these methods.

Table 4: Optimal solution by the PSO for the 6-bus system

Control Variables	Bus	Computational Time(s)				Optimal
		Mean	S.D.	Max.	Min.	
Generator (p.u.)	V1	6	1.1	0	1.1	1.1
	V2	5	1.09	0.02	1.1	1.03
Reactive Power (Mvar)	PG2	5	27.9	1.6	32	25
	Q1	4	29.7	6	47.1	16.9
Transformer Tap (p.u.)	T1	3-4	0.98	0.03	1.06	0.91
	T2	1-2	1.02	0.03	1.07	0.97
Computational Time (s)		136.11	93.2	516.49	17.93	131.9952
Power Transmission Loss (MW)		6.84	0.08	7.15	6.75	6.7486
Power Loss Saving(%)		65.13	-	63.55	65.61	65.61

Table 5: Optimal solution by the GA for the 6-bus system

Control Variables	Bus	Computational Time(s)				Optimal
		Mean	S.D.	Max.	Min.	
Generator (p.u.)	V1	6	1.09	0.01	1.10	1.06
	V2	5	1.09	0.01	1.10	1.05
Reactive Power (Mvar)	PG2	5	29.1	3.4	42.9	25.0
	Q1	4	28.1	4.7	38.9	15.9
Transformer Tap (p.u.)	T1	3-4	0.99	0.02	1.04	0.94
	T2	1-2	1.03	0.02	1.08	0.96
Computational Time (s)		8.05	0.70	9.70	6.91	7.1408
Power Transmission Loss (MW)		6.97	0.15	7.53	6.77	6.7747
Power Loss Saving(%)		64.48	-	61.63	65.48	65.48

Table 6: Optimal solution by the ABC for the 6-bus system

Control Variables	Bus	Computational Time(s)				Optimal
		Mean	S.D.	Max.	Min.	
Generator (p.u.)	V1	6	1.1	0	1.1	1.1
	V2	5	1.1	0	1.1	1.1
Reactive Power (Mvar)	PG2	5	27.5	0.0481	27.72	27.46
	Q1	4	27.17	0.1356	27.65	26.84
Transformer Tap (p.u.)	T1	3-4	0.9965	0.0002	0.9969	0.9959
	T2	1-2	1.0351	0.0003	1.0356	1.0337
Computational Time (s)		7.52	0.0597	7.74	7.40	7.49
Power Transmission Loss (MW)		6.7361	1.91	6.7364	6.7361	6.7361
Power Loss Saving(%)		65.67	-	65.67	65.67	65.67

Table 7: Optimal solution by the DE for the 6-bus system

Control Variables	Bus	Computational Time(s)				Optimal
		Mean	S.D.	Max.	Min.	
Generator (p.u.)	V1	6	1.1	0	1.1	1.1
	V2	5	1.1	0	1.1	1.1
Reactive Power (Mvar)	PG2	5	27.49	0.0167	27.51	27.43
	Q1	4	27.15	0.069	27.3	26.87
Transformer Tap (p.u.)	T1	3-4	0.9965	0.0001	0.9972	0.9963
	T2	1-2	1.0352	0.0003	1.0355	1.0338
Computational Time (s)		3.1	0.0286	3.22	3.07	3.12
Power Transmission Loss (MW)		6.7361	0.0001	6.7368	6.7361	6.7361
Power Loss Saving(%)		65.67	-	65.67	65.67	65.67

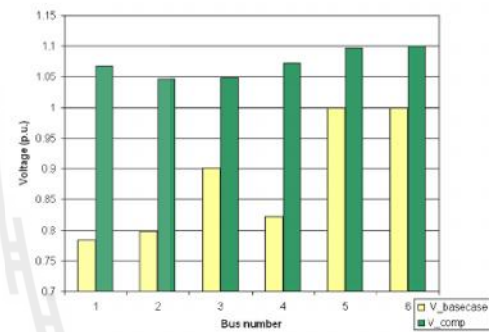


Fig.5: Voltage profiles for the 6-bus test system

Table 8: Variable limit used for optimal power flow for the 6-bus test system

Parameter	GA	PSO	ABC	DE
Population size(N_P)	30	30	30	30
Maximum iteration	200	200	200	200
Crossover Probability	0.85	-	-	0.895
Mutation Probability	0.0058	-	-	-
Maximum error	1×10^{-6}	1×10^{-6}	1×10^{-6}	1×10^{-6}

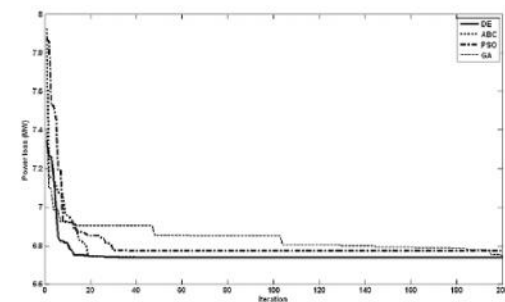


Fig.6: Convergence characteristics of each method for the 6-bus test system

The second test system to verify the effectiveness and performance of the swarm intelligences was the standard IEEE 30-bus test power system. The test was carried out by solving the optimal power flow problem of the power loss objective with variable limits used as system constraints given in Table 9. For comparison purposes, genetic algorithm, particle swarm optimization, artificial bee colony and differential evolution were applied to solve the test case of this test system. Each method was challenged by solving a given optimal power flow problem of 30 trials. Minimum, average, maximum and standard deviation of the 30 trial solutions for the 30-bus system obtained by each method were evaluated and shown in Table 10. Table 11 showed the comparison of CPU time spent by each approach. The optimal control variables obtained by each method were shown in Tables 12–15. All test cases were simulated by using the same computer which explained previously.

Table 9: Variable limit used for optimal power flow for the 30-bus test system

Variable	Limits	
	Min.	Max.
V1 to V30 (p.u.)	0.9	1.1
T1 to T7 (p.u.)	0.9	1.1
Q1 to Q4 (Mvar)	0	50
Q1 to Q4 (Mvar)	15	80

Table 10: OPF solutions obtained by using GA, PSO, ABC and DE for the 30-bus test system

Method	Power transmission losses (MW)			
	Minimum	Average	Maximum	Deviation
GA	10.90	15.95	31.32	5.83
PSO	13.55	17.72	22.66	2.39
ABC	11.74	15.74	19.34	2.08
DE	10.44	10.51	11.16	0.14

Table 11: Computational time to obtain optimal solutions by GA, PSO, ABC and DE for the 30-bus system

Method	Power transmission losses (MW)			
	Minimum	Average	Maximum	Deviation
GA	100.67	531.63	732.33	192.67
PSO	691.40	2335.84	4066.20	914.01
ABC	174.70	974.60	2366.30	542.20
DE	205.68	206.89	207.30	0.2786

The results showed that the DE-based optimal power flow method gave the best result when compared with those obtained by the GA, PSO and ABC. For the IEEE 30-bus test system, the average power loss solutions were 15.95 MW, 17.72 MW, 15.74 and 10.51 MW for the GA, PSO, ABC and DE, respectively. However, when considering the minimum power loss, the DE was the method that can find the

Table 12: Optimal solution by the GA for the 30-bus system

Control Variables			Statistic				
		Bus	Mean	S.D.	Min.	Max.	Optimal
Generator (pu)	V25	25	1.03	0.03	0.95	1.07	1.0565
	V26	26	1.07	0.04	0.91	1.10	1.0862
	V27	27	1.02	0.04	0.91	1.09	1.0475
	V28	28	1.07	0.04	0.93	1.10	1.0993
	V29	29	1.05	0.05	0.91	1.09	1.0914
	V30	30	1.06	0.05	0.91	1.10	1.0979
	PG25	25	36.2	15.0	15.4	75.1	39.5686
	PG26	26	20.2	7.1	15.1	36.7	15.2307
	PG27	27	41.8	15.6	17.8	80.6	28.5806
	PG28	28	61.2	17.5	19.5	80.0	77.741
	PG29	29	20.6	6.9	15.0	37.4	15.3489
Reactive Power (Mvar)	Q1	2	26.0	9.0	20.1	55.8	22.1001
	Q2	6	33.9	9.0	20.6	54.4	39.4685
	Q3	10	28.5	7.6	20.2	52.9	26.5212
	Q4	18	25.0	7.4	20.0	50.1	20.0381
Transformer Tap (p.u.)	T1	4-12	0.99	0.04	0.93	1.09	0.9865
	T2	6-9	0.96	0.05	0.91	1.07	0.9583
	T3	6-10	0.99	0.06	0.90	1.09	0.9443
	T4	9-11	0.97	0.05	0.90	1.07	0.9479
	T5	9-10	0.95	0.05	0.90	1.09	0.9067
	T6	12-13	0.98	0.05	0.91	1.10	0.908
	T7	28-27	1.07	0.04	0.92	1.10	1.0992
Computational Time (s)			531.63	192.67	100.67	732.33	644.91
Power Transmission loss (MW)			15.95	5.83	10.90	31.32	10.90
Real Power saving (%)			60.94	-	73.30	23.27	73.30

Table 13: Optimal solution by the PSO for the 30-bus system

	Control Variables	Bus	Statistic				
			Mean	S.D.	Min	Max	Optimal
Generator (pu)	V25	25	1.02	0.04	1.00	1.10	1.0597
	V26	26	1.03	0.05	1.00	1.10	1.0891
	V27	27	1.00	0.04	0.90	1.10	1.0596
	V28	28	1.03	0.05	1.00	1.10	1.0593
	V29	29	1.02	0.05	0.90	1.10	1.0794
	V30	30	1.03	0.05	1.00	1.10	1.0993
	PG25	25	38.1	13.9	16.2	71.6	25.0614
	PG26	26	19.8	4.3	15.0	29.6	16.0168
	PG27	27	41.5	15.1	18.6	73.3	43.028
	PG28	28	63.0	15.6	20.4	79.1	75.2901
	PG29	29	19.8	5.1	15.0	29.9	18.6751
Reactive Power (Mvar)	Q1	2	38.3	10.0	20.2	52.1	39.2182
	Q2	6	40.7	10.0	22.3	55.2	43.3492
	Q3	10	37.7	10.3	20.4	57.4	49.7789
	Q4	18	34.7	9.8	20.5	54.9	32.4971
Transformer Tap (p.u.)	T1	4-12	1.01	0.04	0.94	1.10	0.9729
	T2	6-9	1.00	0.05	0.90	1.08	1.0272
	T3	6-10	1.00	0.05	0.90	1.09	0.9042
	T4	9-11	1.00	0.05	0.90	1.10	1.0143
	T5	9-10	0.98	0.05	0.91	1.10	1.0121
	T6	12-13	1.00	0.05	0.92	1.10	1.0204
	T7	28-27	1.03	0.05	0.92	1.10	1.0629
Computational Time (s)		2335.8	914.01	691.40	4066.20	4066.20	
Power Transmission loss (MW)		17.12	2.39	13.55	22.66	13.55	
Real Power saving (%)		58.06	-	66.81	44.48	66.81	

Table 14: Optimal solution obtained by the ABC for the 30-bus system

	Control Variables		Bus	Statistic				
				Mean	S.D.	Min.	Max.	Optimal
Generator (pu)	V25	25	1.0341	0.0285	0.9749	1.0781	1.0522	
	V26	26	1.0833	0.02124	1.0326	1.1	1.0775	
	V27	27	1.0254	0.02899	0.9689	1.0675	1.0557	
	V28	28	1.0736	0.04591	0.9337	1.1	1.1	
	V29	29	1.0723	0.03316	0.985	1.1	1.0967	
	V30	30	1.0759	0.0265	1.015	1.1	1.1	
	PG25	25	36.070	15.8274	15	77.85	23.34	
	PG26	26	22.6	4.9974	15	33.68	17.52	
	PG27	27	41.6	15.5716	16.89	72.313	48.86	
	PG28	28	54.20	18.601	26.44	80.00	69.69	
	PG29	29	26.62	7.82234	15	39.13	16.93	
Reactive Power (Mvar)	Q1	2	12.74	11.4446	2.2483	48.05	6.5982	
	Q2	6	40.94	13.7958	0	50	50	
	Q3	10	22.25	13.4554	0	48.52	20.61	
	Q4	18	22.89	8.93215	1.5897	44.15	18.8	
Transformer Tap (p.u.)	T1	4-12	0.9934	0.04706	0.9188	1.1	0.9817	
	T2	6-9	0.9832	0.05316	0.9	1.1	0.9773	
	T3	6-10	0.9677	0.05069	0.9	1.1	0.9203	
	T4	9-11	1.0120	0.07139	0.9	1.1	1.0618	
	T5	9-10	0.9454	0.03876	0.9	1.0313	0.9725	
	T6	12-13	1.0381	0.08142	0.9	1.1	1.1	
	T7	28-27	1.0926	0.0235	0.9995	1.1	1.1	
Computation Time (s)			974.6	542.203	174.7	2366.3	1042.6	
Power Transmission loss (MW)			15.738	2.08755	11.74	19.345	11.74	
Real Power saving (%)			61.44	-	71.23	52.65	71.23	

least power loss function of 10.44 MW. The standard deviation of the solutions obtained by the GA, PSO, ABC and DE were 5.83, 2.39, 2.08 and 0.14 respectively. The CPU times spent by each method to find the optimal solution showed that the DE consumed the least computational time effort. In addition, the DE method gave the least power transmission loss and spent the least computational time to reach the best solution. As a result, the power loss of the entire system can be improved with 60-70% reduction.

The voltage profile of the base case before improvement was set to be lower than the specified range. After adjust the control variables to their optimal values the system voltage profile can be resumed to the operating value within the specified range as shown in figure 9. Table 16 showed the parameter setting of each method used for conducting the test. Also, figure 10 gave the convergence characteristics of the solutions obtained by using these methods.

Table 15: Optimal solution by the DE for the 30-bus system

Control Variables	Bus	Statistic					
		Mean	S.D.	Min.	Max.	Optimal	
Generator (pu)	V25	25	1.073803	0.001601	1.0712	1.0801	1.0739
	V26	26	1.099803	0.000548	1.0975	1.1	1.1
	V27	27	1.06865	0.001273	1.0644	1.071	1.0689
	V28	28	1.099883	3.79E-05	1.0999	1.1	1.1
	V29	29	1.09954	0.001044	1.0947	1.1	1.1
	V30	30	1.099883	0.00034	1.0984	1.1	1.1
	PG25	25	35.61541	3.067004	33.4197	51.315	34.9661
	PG26	26	15.00397	0.005512	15	15.0232	15
	PG27	27	30.55335	3.019784	15.0045	32.8194	31.1405
	PG28	28	79.99145	0.021448	79.8825	80	79.9981
Reactive Power (Mvar)	Q1	2	7.862173	8.710024	0	49.9982	5.8186
	Q2	6	43.46954	11.83968	0.005	49.9999	49.975
	Q3	10	29.02644	14.9968	0	49.9996	26.9473
	Q4	18	18.82517	0.800328	17.3027	21.4009	18.9169
Transformer Tap (p.u.)	T1	4-12	0.99989	0.003185	0.9888	1.0077	1
	T2	6-9	0.983317	0.049532	0.9	1.0528	0.9693
	T3	6-10	1.031557	0.084906	0.9	1.1	1.0992
	T4	9-11	0.937193	0.035572	0.9	0.9965	0.9
	T5	9-10	0.917743	0.07972	0.9	0.9481	0.9036
	T6	12-13	0.98559	0.06828	0.9	1.0842	0.9
	T7	28-27	1.093153	0.036485	0.9	1.1	1.1
Computational Time (s)		206.8961	0.278618	205.6862	207.3049	206.8236	
Power Transmission loss (MW)		10.51208	0.147691	10.4449	11.1629	10.4449	
Real Power saving (%)		73.99286657	-	74.15907966	72.38273132	74.15907	

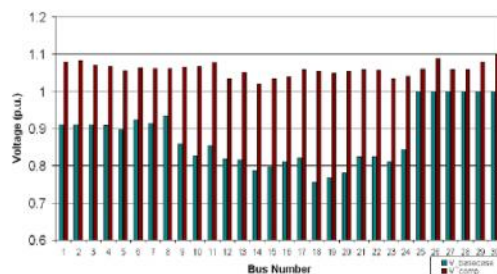


Fig. 7: Voltage profiles for the 30-bus test system

Table 16: Parameter setting of each method for the 30-bus

Algorithm	GA	PSO	ABC	DE
Population size (N_p)	30	30	30	30
Maximum iteration	500	500	500	500
Crossover Probability	0.85	-	-	0.895
Mutation Probability	0.0053	-	-	-
Maximum error	1×10^{-6}	1×10^{-6}	1×10^{-6}	1×10^{-6}

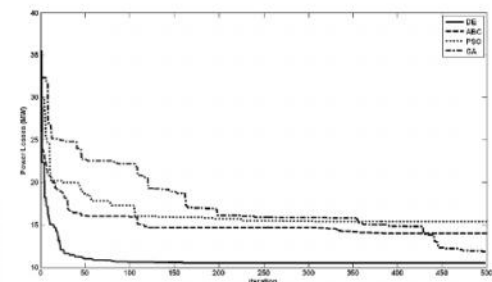


Fig. 8: Convergence characteristics of each method for the 30-bus test system

5. CONCLUSION

Solution methods for solving optimal power flow problems with the power transmission loss objective are described in this paper. Some efficient search methods in forms of swarm intelligences (e.g. genetic algorithm, particle swarm optimization, artificial bee algorithm and differential evolution) were employed. A 6-bus test system and the standard IEEE 30-bus power system were used for benchmarking. The results showed that a set of optimal solutions with respect to the power transmission loss objective can be efficiently solved by using the swarm intelligences. As a result, the DE and ABC methods showed satisfactory performances of finding the optimal power flow solutions. In these two test systems, the power loss can be minimized and the power losses of the entire network can be improved by 65% power loss reduction.

References

- [1] M.R. AlRashidi and M.E. El-Hawary, "Hybrid Particle Swarm Optimization Approach for Solving the Discrete OPF Problem Considering the Valve Loading Effects," *IEEE Transactions on Power Systems*, Issue 4, Vol. 22, pp.2030 - 2038, 2007.
- [2] B. Zhao, C.X. Guo and Y.J. Cao, "Improved particle swarm optimization algorithm for OPF problems," *IEEE-PES Power Systems Conference and Exposition*, Vol. 1, pp.233 - 238, 10-13 October 2004.
- [3] C.A. Roa-Sepulveda and B.J. Pavez-Lazo, "A solution to the optimal power flow using simulated

- annealing," *Power Tech Proceedings 2001*, Vol. 2, pp. 5, 10-13 September 2001.
- [4] R.N. Banu and D. Devaraj, "Optimal Power Flow for Steady state security enhancement using Genetic Algorithm with FACTS devices," *3rd International Conference on Industrial and Information Systems*, pp. 1 6, 8-10 December 2008.
- [5] L.L. Lai and J.T. Ma, "Power flow control in FACTS using evolutionary programming," *IEEE International Conference on Evolutionary Computation*, pp. 10, 29 November-1 December 1995.
- [6] C. Gonggui and Y. Junjie, "A new particle Swarm Optimization Solution to Optimal reactive power Flow Problem," *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, pp.1 4, 27-31 March 2009.
- [7] L. Weibing, L. Min and W. Xianjia, "An improved particle swarm optimization algorithm for optimal power flow," *IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference 2009*, pp. 2448 2450, 17-20 May 2009.
- [8] W. Cui-Ru, Y. He-Jin, H. Zhi-Qiang, Z. Jiang-Wei and S. Chen-Jun, "A modified particle swarm optimization algorithm and its application in optimal power flow problem," *International Conference on Machine Learning and Cybernetics 2005*, pp. 2885 2889, 18-21 August 2005.
- [9] S. M. Kumari, G. Priyanka and M. Sydulu, "Comparison of Genetic Algorithms and Particle Swarm Optimization for Optimal Power Flow Including FACTS devices," *IEEE Power Tech 2007*, pp. 1105 - 1110, 1-5 July 2007.
- [10] C. Chokpanyasuwan, S. Anantasatei, S. Pothiya, W. Pattaraparakom and P. Bhasaputra, "Honey Bee Colony Optimization to solve Economic Dispatch Problem with Generator Constraints," *ECTI-CON 2009, 6th International Conference*, Vol. 1, pp. 200 203, 2009.
- [11] S. Anantasate, C.Chokpanyasuwan and P. Bhasaputra, "Optimal Power Flow by using Bees Algorithm," *ECTI Conference*, pp.459 463, 2010.
- [12] U. Leeton, D. Uthitsunthorn, U. Kwannetr, N. Sinsuphun and T. Kulworawanichpong, "ower Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Particle Swarm Optimization," *ECTI Conference*, pp.469 473, 2010.
- [13] P. Dutta and A. K. Sinha, "Voltage Stability Constrained Multi-objective Optimal Power Flow using Particle Swarm Optimization," *1st International Conference on Industrial and Information Systems*, pp. 161 166, 8-11 August 2006.
- [14] Z. Haibo, Z. Lizi and M. Fanling, "Reactive power optimization based on genetic algorithm," *International Power Conference on Power System Technology*, pp.1448 1453, 18-21 August 1998.
- [15] K. Somsai, A. Oonsivilai, A. Srikaew, and T. Kulworawanichpong, "Optimal PI controller design and simulation of a static var compensator using MATLABs SIMULINK," *The 7th WSEAS International Conference on POWER SYSTEMS*, Beijing, China, pp. 30 35, September 2007.
- [16] The MathWorks Inc., Genetic Algorithms and Direct Search TOOLBOX, CD-ROM Manual, 2004.
- [17] J. Hazral and A. K. Sinha, "A Study on Real and Reactive Power Optimization using Particle Swarm Optimization," *International Conference on Industrial and Information Systems*, pp. 323 328, 9-11 August 2007.
- [18] N.T. Linh and N.Q. Anh, "Application of artificial beecolony algorithm (ABC) for reconfiguring distribution network," *International Conference on Computer Modelling and Simulation*, pp. 102-106.
- [19] N. Karaboga, "A new design method based on artificial bees colony algorithm for digital IRR filters," *Journal of the Franklin Institute*, Vol. 346, pp.328348, 2009.
- [20] D. Karaboga and B. Bosturk, "A powerful and efficient algorithm for numerical function optimization: artificial bee colony optimization," *Journal of Global Optimization*, Vol. 39, pp. 459- 471.
- [21] S.P. Karthikeyan, K. Palanisamy, L.J. Varghese, I.J. Raglend, and D.P. Kothari, "Comparison of Intelligent Techniques to Solve Economic Load Dispatch Problem with Line Flow Constraints," *Advance Computing Conference, 2009. IACC 2009. IEEE International*, pp. 446452, 6-7 March 2009.
- [22] M. Varadarajan, K. S. Swarup, "Solving multiobjective optimal power flow using differential evolution," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, Vol 2, pp. 720730, 2008.



Numphetch Sinsuphun is a Master Student of the School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND. She received B.Eng. in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Thailand (2008). Her fields of research interest include a power system analysis, application of harmony search in optimal power flow solution. She has joined the school since June 2009 and is a research assistant and a member in Power System Research Unit, Suranaree University of Technology.



Uthen Leeton is a Ph.D. Student of the School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND. He received B.Eng. with first-class honour in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Thailand (2007). His fields of research interest include a power system analysis, optimization and artificial intelligent techniques. He has joined the school since June 2009 and is a research assistant and a member in Power System Research Unit, Suranaree University of Technology.



Umaporn Kwannetr was born in Bansang, Thailand, on November 9, in 1986. She received the B.Eng. in Electrical Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand, in 2009. Currently she is pursuing the master degree at the University of Nakhon Ratchasima, Thailand. Her interests include the application of artificial intelligence techniques to power system optimization problems.



Dusit Uthitsunthorn He received the Master of Electrical Engineering degree from King Mongkuts University of Technology North Bangkok (KMUTNB), Thailand in 2007. Currently he is a Ph.D. Student and a research assistant at Power System Research Unit, School of Electrical Engineering Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND. His research interest includes power system, power system intelligent protection and optimization technique.



Thanatchai Kulworawanichpong is an associate professor of the School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND. He received B.Eng. with first-class honour in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Thailand (1997), M.Eng. in Electrical Engineering from Chulalongkorn University, Thailand (1999), and Ph.D. in Electronic and Electrical Engineering from the University of Birmingham, United Kingdom (2003). His fields of research interest include a broad range of power systems, power electronic, electrical drives and control, optimization and artificial intelligent techniques. He has joined the school since June 1998 and is currently a leader in Power System Research, Suranaree University of Technology, to supervise and co-supervise over 15 postgraduate students.

ISSN 1827-6660
Vol. 7 N. 4
July – August 2012

International Review of Electrical Engineering (IREE)

PART
B

Contents:

(continued from Part A)

- | | |
|--|------|
| Transient Stability Assessment Based Upon Differential Transform Method
<i>by D. Lauria, C. Pisani</i> | 4925 |
| A Two-Step Procedure for On-Line Detection of Power Oscillations
<i>by D. Lauria, C. Pisani</i> | 4936 |
| Mitigation of Voltage Sag and Swell Using Dynamic Voltage Restorer without Energy Storage Devices
<i>by S. Abdul Rahman, P. Somasundaram</i> | 4948 |
| Application of Multi-Objective Gravitational Search Algorithm (GSA) for Power System Stability Enhancement by Means of STATCOM
<i>by Ali Ajami, Mehdi Armaghani</i> | 4954 |
| Security Enhanced Optimal Power Flow with Transmission Cost Solution
<i>by Bastin Solai Nazaran J., Selvi K.</i> | 4963 |
| Analysis and Assessment of Power System Including Wind Farm by Using SVC and STATCOM
<i>by Saeid Jalilzadeh, Abad Kazemi, Peyman Farhang</i> | 4971 |
| Effects of Catenary, Compaction and Phase Conductor Arrangement of Double Circuit Lines on ROW Width Using Calculations and FEM
<i>by T. Jahangiri, M. Zarevari, V. Masouminia</i> | 4980 |
| A Fuzzy Based Under-Frequency Load Shedding Scheme for Islanded Distribution Network Connected with DG
<i>by H. Mokhtari, J. A. Laghari, A. H. A. Bakar, M. Karimi</i> | 4992 |
| A Power Flow Algorithm for Composite Meshed and Radial Systems Based on Topological Division
<i>by Yiming Li, Wenyuan Li, Wei Yan, Xiaofeng Jia, Xia Zhao</i> | 5001 |
| On the Subtransmission Systems Reliability Analysis Based on Optimal Load-Shedding Correlated between Load-Points
<i>by P. J. Martinez, A. de la Villa, J. L. Martinez</i> | 5010 |
| Improving the p-q Compensation Method in the Presence of Low-Order Harmonics by LWT: Theory and Implementation
<i>by J. Modarresi, M. Tavakoli Bina, M. A. Golkar</i> | 5022 |

(continued on inside back cover)



Praise Worthy Prize

International Review of Electrical Engineering (IREE)

Editor-in-Chief:

Santolo Meo
Department of Electrical Engineering
FEDERICO II University
21 Claudio - I80125 Naples, Italy
santolo@unina.it

Editorial Board:

Jorge Luis Aguero	(Argentina)	Gerard Ledwich	(Australia)
Drago Ban	(Croatia)	Emil Levi	(U.K.)
Barbi Ivo	(Brazil)	Leo Lorenz	(Germany)
M. El Hachemi Benbouzid	(France)	Junya Matsuki	(Japan)
Frede Blaabjerg	(Denmark)	Santolo Meo	(Italy)
Bimal K. Bose	(USA)	Linus Michaeli	(Slovak Republik)
Isaak Braslavsky	(Russia)	Mart Min	(Estonia)
Piet M.T. Broersen	(The Netherlands)	James E. Morris	(USA)
Hulusi Bülent Ertan	(Turkey)	Istvan Nagy	(Hungary)
Carlo Cecati	(Italy)	Shukla Padma-Kant	(Germany)
Leszek S. Czarnecki	(USA)	Po Gyu Park	(Korea)
Dominique Dallet	(France)	Michel Poloujadoff	(France)
Massimo D'Apuzzo	(Italy)	Jan-Hann C. Pretorius	(South Africa)
Serge Demidenko	(Malaysia)	Francesco Profumo	(Italy)
Ahmed M. El-Serafi	(Canada)	Zhaoming Qian	(China)
Ali Emadi	(USA)	Kaushik Rajashekara	(USA)
Enric Fossas	(Spain)	Muhammad H. Rashid	(USA)
Giuseppe Gentile	(Italy)	Alfred Rufer	(Switzerland)
Jacek F. Gieras	(USA)	Athanasios N. Safacas	(Greece)
Ferdinand Gubina	(Slovenia)	Yong-Hua Song	(U.K.)
Thierry Marie Guerra	(France)	Alfredo Testa	(Italy)
Peter Hanggi	(Germany)	Julio Usaola	(Spain)
Narain Hingorani	(USA)	Neville Watson	(New Zealand)
David Howe	(U.K.)	Cui Xiang	(China)
Maria Imecs	(Romania)	Inmaculada Zamora	(Spain)
Vittorio Isastia Cimino	(Italy)	Ahmed Faheem Zobaa	(U.K.)
Theodore Laopoulos	(Greece)		

The *International Review of Electrical Engineering (IREE)* is a publication of the **Praise Worthy Prize S.r.l.**. The Review is published bimonthly, appearing on the last day of February, April, June, August, October, December.

Published and Printed in Italy by **Praise Worthy Prize S.r.l.**, Naples, August 31, 2012.

Copyright © 2012 **Praise Worthy Prize S.r.l.** - All rights reserved.

This journal and the individual contributions contained in it are protected under copyright by **Praise Worthy Prize S.r.l.** and the following terms and conditions apply to their use:

Single photocopies of single articles may be made for personal use as allowed by national copyright laws.

Permission of the Publisher and payment of a fee is required for all other photocopying, including multiple or systematic copying, copying for advertising or promotional purposes, resale and all forms of document delivery. Permission may be sought directly from

Praise Worthy Prize S.r.l. at the e-mail address:

administration@praiseworthyprize.com

Permission of the Publisher is required to store or use electronically any material contained in this journal, including any article or part of an article. Except as outlined above, no part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise, without prior written permission of the Publisher. E-mail address permission request:

administration@praiseworthyprize.com

Responsibility for the contents rests upon the authors and not upon the **Praise Worthy Prize S.r.l.**.

Statement and opinions expressed in the articles and communications are those of the individual contributors and not the statements and opinions of **Praise Worthy Prize S.r.l.**. **Praise Worthy Prize S.r.l.** assumes no responsibility or liability for any damage or injury to persons or property arising out of the use of any materials, instructions, methods or ideas contained herein.

Praise Worthy Prize S.r.l. expressly disclaims any implied warranties of merchantability or fitness for a particular purpose. If expert assistance is required, the service of a competent professional person should be sought.

Optimal Over-Current Relay Coordination Using Improved Harmony Search Method

Dusit Uthitsunthorn^{1,2}, Thanatchai Kulworawanichpong¹

Abstract – This paper presents optimal coordination of over-current relays by using improved harmony search method (IHS). The objective function of the relay coordination problem is to minimize the operation time of associated relays for given fault conditions in the protection system. The control variables used in this paper are the pickup current and the time dial setting of the relays. The proposed method was tested with 5-bus, WSCC 9-bus and standard IEEE 14-bus test systems. For benchmarking, sequential quadratic programming (SQP) and genetic algorithm (GA) were employed to solve this optimal relay coordination problem. The results showed that the IHS is capable to minimize the operation time of relays in the entire system. As a result, all search algorithms can solve optimal coordination relay which the improved harmony search method gives the best solutions for optimal coordination relay setting. Copyright © 2012 Praise Worthy Prize S.r.l. - All rights reserved.

Keywords: Optimal Coordination, Time Dial Setting, Time Grading Margin

Nomenclature

α	Inverse time coefficient constant	$\bar{I}_p$	Pickup current setting of inverse time relay
β	Inverse time coefficient constant	SQP	Sequential quadratic programming
I_p	Pickup current of the relay	GA	Genetic algorithms
I_{act}	Actual current seen by the relay	IHS	Improved harmony search method
PSM	Plug setting multiplier		
TGM	Time grading margin		
Δt_{mb}	Operation time difference for each relays		
t_m	Operating time of the main relay		
t_b	Operating time of the backup relay		
t_{ij}^{min}	Lower limits of operating time of relay i		
t_{ij}^{max}	Upper limits of operating time of relay i		
TDS_{ij}^{min}	Lower limits of time dial setting of relay i		
TDS_{ij}^{max}	Upper limits of time dial setting of relay i		
I_{ijk}^{min}	Lower limits of pickup current of relay i		
I_{ijk}^{max}	Upper limits of pickup current of relay i		
$rand(0,1)$	Random function in the range of [0,1]		
x_i^L	Lower bound of the parameter i		
x_i^U	Upper bound of the parameter i		
HMS	Harmony memory size		
HMCR	Harmony memory consideration rate		
PAR^{min}	Lower limits of pitch adjustment rate		
PAR^{max}	Upper limits of pitch adjustment rate		
M	Maximum iteration		
k	Iteration index		
$\overline{TDS}$	Time dial setting of inverse time relay		

I. Introduction

Short-circuit events can occur unpredictably in any part of a power system at any time due to various physical problems. Such situations cause a large amount of fault current flowing through some power system apparatus. The occurrence of the fault is harmful and must be isolated promptly by a set of protective devices. Over several decades, protective relaying has become the brain of power system protection [1]. Its basic function is to monitor abnormal operations as a "fault sensor" and the relay will open a contractor to separate a faulty part from the other parts of the network if there exists a fault event [2], [3]. To date, power transmission and distribution systems are bulky and complicated. These lead to the need for a large number of protective relays cooperating with one another to assure the secure and reliable operation of a whole [4], [5]. Therefore, each protective device is designed to perform its action dependent upon a so-called "zone of protection" [6]. From this principle, no protective relay is operated by any fault outside the zone if the system is well designed. As widely known that old fashion analog relays are inaccurate and difficult to establish the coordination among protective relays, the relay setting is typically conducted based on the experience of an expert or only a simple heuristic algorithm. However, with the

advancement of digital technologies, a modern digital protective relay is more efficient and flexible to enable the fine adjustment of the time-dial setting (TDS) different to that of the old fashion electromagnetic one.

This paper proposes an intelligent relay coordination method based on one of the most recently-used intelligent search algorithms, called the improved harmony search method (IHS) [7,8] for digital relaying, in which the time-dial setting is appropriately adjusted in order to minimize operating time while coordinated relays are also reliable. In this paper, the coordination of digital relaying systems is explained in Section II in such a way that the improved harmony search method in Section III is employed to achieve the system objective. Coordination case studies include the 5-bus, WSCC 9-bus and IEEE 14-bus test systems, where the setting of digital over-current relays was challenged and discussed in Section IV. The last section provides the conclusion.

II. Optimal Relay Coordination Problem

An optimal over-current relay coordination problem is a type of non-linear optimization problems in which all control variables are adjusted in such a way that the operation time of all associated relays to some specified faults of the entire protection system is optimized. This can be summarized as follows.

II.1. Non-linear Optimization Problem

The optimal over-current relay coordination problem is a non-linear optimization problem. It consists of a nonlinear objective function defined with non-linear constraints. Such a problem requires the solution of non-linear equations, describing optimal and/or secure operation of the protection systems. The general optimal over-current coordination problem can be expressed as a non-linearly constrained optimization problem as follows:

$$\text{Minimize } f(x)$$

subject to:

$$\begin{aligned} g(x) &= 0, \text{ equality constraints} \\ h(x) &\leq 0, \text{ inequality constraints} \end{aligned}$$

II.2. Characteristics of Over-current Relays

Over-current relays are devices which have ability to interrupt electricity supply service due to some excessive current of a severe fault. In a modern power system, network interconnection is very complicated. This affects the difficulty of key parameter setting of protective relaying devices [9],[10]. When a total number of over-current relays to be coordinated is increased or even feeding in closed-loop configuration is required according to a complex transmission network, over-current relay coordination setting is very difficult.

An over-current relay is a typical protective relay that allows a protected load operating within a preset value of the load current. The over-current relay is placed at the secondary side of the current transformer.

The operating time of the over-current relay can vary due to relay type, time-dial setting and magnitude of fault currents. For the inverse time over-current relay, the operating time of the over-current relay can be expressed as shown in (1) and (2) according to the IEC standard 60255 [11]:

$$t = \frac{\beta \times TDS}{PSM^\alpha - 1} \quad (1)$$

$$PSM = \frac{I_{act}}{I_P} \quad (2)$$

where:

- α and β are arbitrary constant
- PSM is the plug setting multiplier
- I_{act} is the actual current seen by the relay
- I_P is the pickup current of the relay

In this paper, a type of very inverse time over-current relay is used. Therefore, α is 1.0 and β is 13.5 can be specified according to the IEC standard 60255 as shown in Fig. 1.

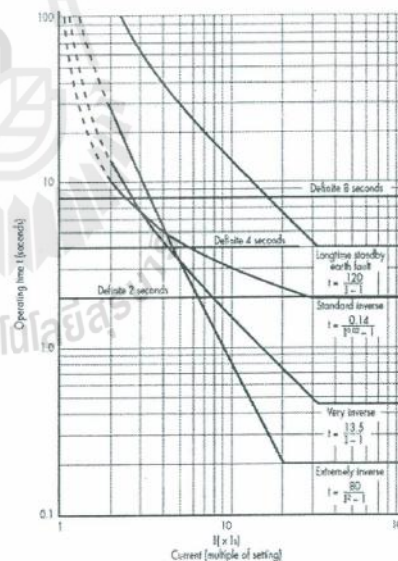


Fig. 1. IEC 60255 characteristic curves

II.3. Primary and Backup Relay Constraints

A primary or main protective device is a relay that is in the nearest position to the fault and must respond to

the fault as fast as possible. To achieve a reliable protection system, backup relays are devices which will be initiated within a certain amount of time after the main relay fails to break the fault. An amount of delay time, called the time grading margin, must be added to the main relay operating time. This can be explained by Fig. 2 [12]. Relay m and b are the main and the backup relays, respectively. F_1 and F_2 are two fault cases seen by both relays. The operating time of the backup relay must be at least the operating time of the main relay plus the time grading margin for every fault case as shown in Fig. 3.

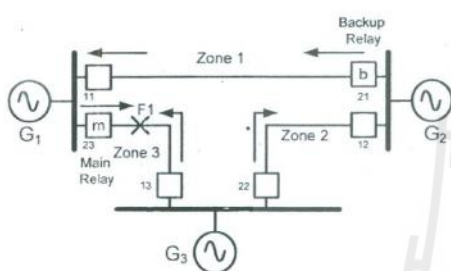


Fig. 2. Example network for over-current protection

To generalize the backup relaying constraint, (3) is defined as follows:

$$\Delta t_{mb} = t_b(F_i) - t_m(F_i) - TGM \geq 0, \quad i \in FC \quad (3)$$

where:

- $t_b(F_i)$ is the operating time of the backup relay due to Fault F_i
- $t_m(F_i)$ is the operating time of the main relay due to Fault F_i
- TGM is the time grading margin, 0.3 – 0.5 s
- FC denotes a set of fault cases

In practice, TDS and I_p of the over-current relay parameters can be adjusted in a certain interval. Their lower and upper limits are additional inequality constraints to this optimal over-current relay coordination problem as described follows:

$$TDS_{ij} \min \leq TDS_{ij} \leq TDS_{ij} \max \quad (4)$$

$$I_{p_{ij}} \min \leq I_{p_{ij}} \leq I_{p_{ij}} \max \quad (5)$$

$$t_{ijk} \min \leq t_{ijk} \leq t_{ijk} \max \quad (6)$$

II.4. Objective Function

To coordinate the protective relays, the operating time of the main relay is minimized while satisfying the backup relaying constraint. As mentioned in the previous sub-section, the operating time of the backup relay is set

as inequality constraints. The objective function used in this paper is given as follows:

$$f = w_1 \sum_{i=1}^n t_i^2 + w_2 \sum_{j \in FC} [\Delta t_{mb} - w_3 (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|)]^2 \quad (7)$$

where:

- w_1, w_2, w_3 is the weighting factors
- n is a total number of relays

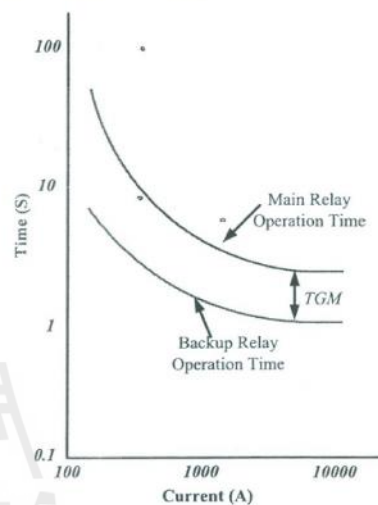


Fig. 3. Backup relaying constraint

III. Optimization with Harmony Search

The optimization of physical systems is the process of adjusting control variables to find the values that achieve the best possible objective. To find optimal solutions for the optimal relay coordination problem, an appropriate optimization method has to be chosen to handle its non-linear and non-convex nature [13]. In fact, although there is no restriction for making selection, searching speed and accuracy are mainly the matter of concern. This paper attempts to demonstrate effectiveness of three different optimization techniques, namely *SQP*, *GA* and *IHS*. As widely known, *SQP* and *GA* have been commonly used across the globe in most applications including optimal relay coordination. There exist many optimization tools to implement *SQP* and *GA* for use e.g. MATLAB's Optimization TOOLBOX. In this paper, only the harmony search method is reviewed as described follows [14],[15].

The harmony search algorithm was conceptualized from the musical process of searching for a 'perfect state' of harmony, such as jazz improvisation. Jazz improvisation seeks a best state (fantastic harmony)

determined by aesthetic estimation, just as the optimization algorithm seeks a best state (global optimum) [16],[17] determined by evaluating the objective function. Aesthetic estimation is performed by the set of pitches played by each instrument, just as the objective function evaluation is performed by the set of values assigned by each decision variable. The harmony quality is enhanced practice after practice, just as the solution quality is enhanced iteration by iteration.

Consider a jazz trio composed of a saxophone, double bass, and guitar. Assume there exists a certain number of preferable pitches in each musician's memory: saxophonist {Do, Mi, Sol}, double bassist {Ti, Sol, Re}, and guitarist {La, Fa, Do}. If the saxophonist plays note Sol, the double bassist plays Ti, and the guitarist plays Do, together their notes make a new harmony (Sol, Ti, Do) which is musically the chord C7. If the new harmony is better than the existing worst harmony in their memories, the new harmony is included in their memories and the worst harmony is excluded from their memories. This procedure is repeated until a fantastic harmony is found. This can be described as shown in Fig. 4.

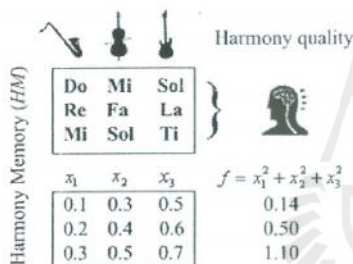


Fig. 4. Harmony search and real-valued optimization problem

However, its first version was invented as a combinatorial optimization where decision variables are discrete. To apply the harmony search method to the real world engineering in which many search spaces are continuous, some procedure of the harmony search method must be modified to be able to handle continuous search variables. Together, the parameter called bandwidth is used and adaptively changed by variance of population. Hence, it is an improved version of the harmony search method which is called as the improved harmony search method [18]-[21]. The steps in the harmony search method can be described as follows. Further this can be summarized in Fig. 5.

Step 1: Assign setting parameters and control variables

1.1 Variable limits x_i^L and x_i^U

$$x_i^L \leq x_i \leq x_i^U \quad \text{where } i = 1, 2, 3, \dots, N$$

N is the total number of control variables.

1.2 Assign the harmony memory size (HMS), where:

$$10 \leq HMS \leq 100$$

1.3 Set HMCR (harmony memory consideration rate) as follows:

$$0.0 \leq HMCR \leq 1.0$$

$$x_i' \leftarrow \begin{cases} x_i \in \{x_i^1, x_i^2, \dots, x_i^{HMS}\} & \text{with probability } HMCR \\ x_i \in X_i & \text{with probability } (1 - HMCR) \end{cases}$$

1.4 Set PAR (pitch adjustment rate) as follows:

$$0.0 \leq PAR \leq 1.0$$

$$x_i' \leftarrow \begin{cases} \text{Yes} & \text{with probability } PAR \\ \text{No} & \text{with probability } (1 - PAR) \end{cases}$$

1.5 Compute the step size (b) as described below

$$b(i) = \frac{x_i^U - x_i^L}{N} \quad (8)$$

1.6 Set the maximum number of iteration

Step 2: Initialize HM as expressed below

$$x_j^i = x_j^L + \text{rand}(0,1) \times (x_j^U - x_j^L) \quad (9)$$

The harmony memory is found as:

$$HM = \begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \dots & x_{N-1}^1 & x_N^1 \\ x_1^2 & x_2^2 & \dots & x_{N-1}^2 & x_N^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ x_1^{HMS-1} & x_2^{HMS-1} & \dots & x_{N-1}^{HMS-1} & x_N^{HMS-1} \\ x_1^{HMS} & x_2^{HMS} & \dots & x_{N-1}^{HMS} & x_N^{HMS} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Step 3: Update each member for all solution vectors in HM

3.1 Generate a uniform random number, $\alpha \in [0,1]$

If $\alpha \leq HMCR$ Then:

$$J = \text{ceil}(\alpha \times HMS)$$

$$x_j^i = x_j^J$$

END

3.2 Do the pitch adjustment by $b(i)$

If $\beta \leq PAR$ Then:

$$x_j^i = x_j^i + (2\beta - 1) \times b(i) \quad (11)$$

END

Step 4: Keep the old solution or be replaced by a new one.

Keep the old solution if the objective value of the updated one is not better than that of the old one. Otherwise, the old solution is replaced by the updated solution.

Step 5: After one of termination criteria is met

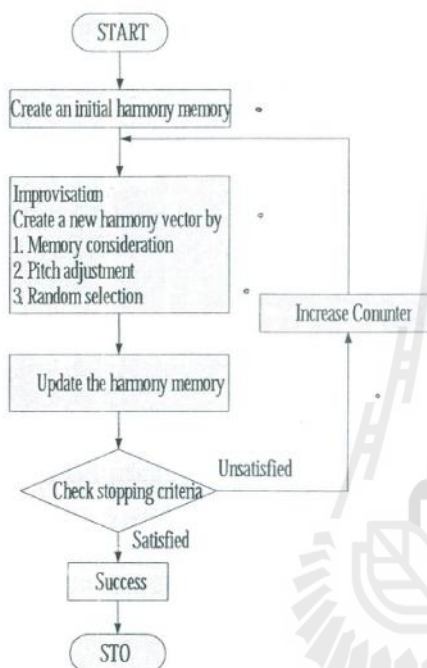


Fig. 5. Flowchart of the HS procedure

After one of termination criteria is met, the best solution in the recent harmony memory is the optimal solution found for this problem.

IV. Improved Harmony Search Method for Optimal Relay Coordination Problems

As described in the previous section, the *IHS* is inspired by the musical process of searching for a 'perfect state' of harmony.

The most interesting feature of the *IHS* is that it does not require any prior knowledge or space limitations, such as smoothness or convexity of the function to be optimized. It exhibits a very good performance on the majority of the problems applied. To employ the *IHS* for solving optimal power flow problems, a brief description of the solution framework is given as follows.

IV.1. Modification of the Pitch Adjustment Rate

In the *HS* algorithm, the pitch adjustment rate is arbitrarily fixed. Our *IHS* modifies this component. During any search iteration, *PAR* is varied and a simple linear relation is selected to define the modification as shown in (12) and also in Fig. 6:

$$PAR(k) = PAR_{min} + \frac{k}{M}(PAR_{max} - PAR_{min}) \quad (12)$$

where:

- PAR_{min} is the minimum value of *PAR*
- PAR_{max} is the maximum value of *PAR*
- M is the maximum iteration
- k is the iteration index

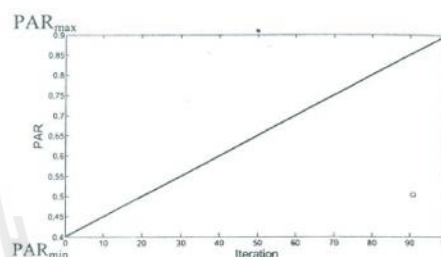


Fig. 6. Variation of pitch adjustment rate

IV.2. Control Parameters

Initially, the *IHS* was designed to work on a real-valued representation of the problem parameters. During the searching process, a musical notation as a collection of musical notes represents a solution vector. Let $\bar{x}_i$ be a created musical notation. The setting value of over-current relay in system ($\overline{TDS}, \overline{Ip}$) are typical members of the solution vector and it can be written as described in (13):

$$\bar{x}_i = [\overline{TDS} \quad \overline{Ip}]^T \quad (13)$$

IV.3. Objective Function and its Fitness

The total operating time is computed as the sum of the individual of over-current relay in system and therefore used as the system objective function. To account for all the system constraints (4) – (6), the total operating times is augmented by non-negative penalty terms to penalize the constraint violations. Thus, the augmented cost function, called the penalty function [22], is formed as (14):

$$P(\bar{x}_i) = \sum_{i=1}^N f_i(t_i) + \Omega_E + \Omega_I \quad (14)$$

where:

- Ω_E is the penalty terms to penalize equality constraints
- Ω_I is the penalty terms to penalize inequality constraints

V. Simulation Results and Discussion

This section verifies the proposed algorithm for relay coordination. The objective is to minimize the different operating time between the primary and backup relays.

The time grading margin is assigned as 0.3 s. TDS is in the range of 0.05-1.0 for all backup-primary relay pairs. The test systems used for this study are the 5-bus, WSCC 9-bus and IEEE 14-bus test systems. The weighting factors for optimal relay coordination to verify the effectiveness of the IHS are set as follows: $w_1 = 1$, $w_2 = 100$ and $w_3 = 100$. For comparison, sequential quadratic programming, and genetic algorithm were also employed. A total of 30 trials was conducted for each test case. Minimum, average, maximum and standard deviation (SD) of the obtained 30 trials were analyzed.

All test cases were simulated by using the same computer of an Intel®, Core 2 Duo, 2.4 GHz, 3.0 GB RAM. The followings are summary of each test case.

Case I. The proposed method was tested with the 5-bus test system as shown in Fig. 7 [23]. Assume that loads were connected across bus 2, 3, 4 and 5 as 20+j10 MVA, 20+j15 MVA, 50+j30 MVA and 60+j40 MVA, respectively. The 14 over-current relays of the very inverse time type were used in this system. The zone protection and short circuit current of primary and backup relay were shown in Table II.

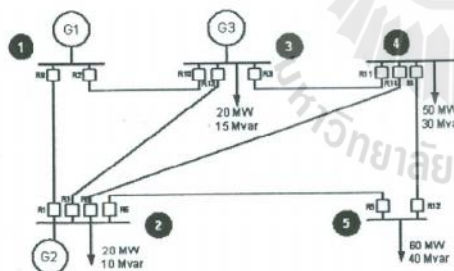


Fig. 7. The 5 bus test system

The results of time dial settings and pickup current setting of over-current relays for the system were shown in Table III. The results in Table I revealed the optimal value of objective function. It gave the best result when compared with those obtained from sequential quadratic programming and genetic algorithm. The minimum operation time acquired was 482.1135 s, 482.1135 s and 482.1135 s for sequential quadratic programming, genetic algorithm and the improved harmony search, respectively.

When considering the CPU time, the improved harmony search gave the time of 0.1173 s. The standard deviation of the IHS was as small as 0.1201 s.

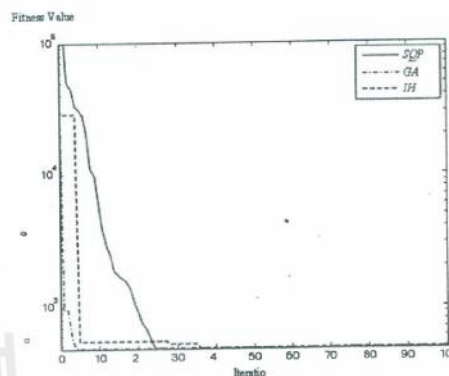


Fig. 8. Evolution of fitness value for 5 bus test system

TABLE I
COMPUTATIONAL RESULT FOR THE 5-BUS TEST SYSTEM

Method	Objective function (s)				CPU time(s)
	Min.	Average	Max	SD	
SQP	482.1135	482.1160	482.1680	0.0101	0.0532
GA	482.1135	482.1135	482.1135	2.501e-6	14.913
IHS	482.1135	482.1505	482.7637	0.1201	0.1173

TABLE II
PRIMARY AND BACKUP INFORMATION FOR THE 5-BUS TEST SYSTEM

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1	9	10	7248.27	2576.53	1-3
	2	1	7773.89	7160.60	1-2
	1	13	7248.27	1060.68	2-3
	1	14	7248.27	848.55	2-4
2	7	5	7248.27	424.27	2-5
	7	14	8631.34	1415.92	2-4
	7	5	8631.34	707.96	2-5
	8	13	8993.04	1777.33	2-3
	8	5	8993.04	703.93	2-5
	6	13	9754.76	1797.38	2-3
3	6	14	9754.76	1433.23	2-4
	10	7	7773.89	1021.89	3-2
	10	11	7773.89	1226.26	3-4
	13	2	8631.34	942.46	3-1
	13	11	8631.34	2123.88	3-4
	3	2	8152.82	1273.79	3-1
4	3	7	8152.82	1912.94	3-2
	11	8	6962.53	6962.53	4-2
	4	3	1170.96	1170.96	4-3
5	14	5	2341.92	2341.92	4-5
	12	6	3540.91	3540.91	5-4
	5	4	6814.41	6814.41	5-2

Fig. 8 showed the convergence properties among the proposed method and the others.

It illustrated the comparative convergence performance of the objective function.

Remarkably, although the improved harmony search method converges rapidly towards the solution, it also exhibits relatively smallest standard deviation.

Case II. This paper employed the WSCC 9-bus test system as shown in Fig. 9. It consisted of 3 generators, 6 lines, 3 transformers and 12 over-current relays. The load are connected across bus 5, 7 and 9 as 20+j15 MVA, 50+j30 MVA and 20+j10 MVA, respectively [24] - [26].

Information of the zone protection and short-circuit current of primary and back-up relays were shown in Table IV. The optimal solutions obtained for this test case were given in Table V.

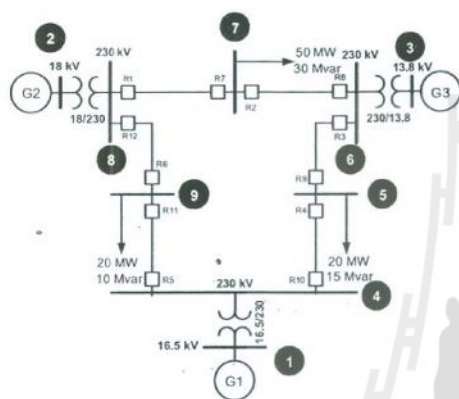


Fig. 9. WSCC 9 bus test system

TABLE III
OPTIMAL TIME DIAL SETTING AND PICK-UP CURRENT
FOR THE 5-BUS SYSTEM

Relay	Time Dial Setting (TDS)			Pick-up Current (I_p)		
	SQP	GA	IHS	SQP	GA	IHS
R1	0.5776	0.0500	0.8379	5.2713	12.000	5.1352
R2	0.7008	1.0000	0.3606	10.010	5.8333	9.1809
R3	0.8869	0.0500	0.9333	11.741	4.7430	10.226
R4	0.4964	1.0000	0.1984	4.2426	3.5800	6.2687
R5	0.1928	1.0000	0.5721	5.8561	4.5130	11.563
R6	0.4675	0.0500	0.4616	7.3171	9.3168	5.5740
R7	0.7555	0.0500	0.8038	7.0895	2.5910	2.8716
R8	0.3634	1.0000	0.8087	5.4397	3.6900	8.6721
R9	0.1554	0.0500	0.4544	10.710	8.1303	10.307
R10	0.0523	0.0500	0.8640	6.7021	4.0800	10.216
R11	0.1374	0.2777	0.1007	11.682	4.7430	6.4004
R12	0.5850	0.0500	0.4437	8.5793	12.000	4.1617
R13	0.7181	1.0000	0.5634	4.1765	2.5910	8.1426
R14	0.5791	0.0500	0.6069	4.6107	9.8520	4.1225

The results showed the optimal setting value of the relay coordination time for the WSCC 9-bus test system. The IHS method gave the best results when compared with those obtained from sequential quadratic programming and genetic algorithm.

The average operation times were 6.4226 s, 3.5722 s and 3.5733 s for sequential quadratic programming, genetic algorithm and improved harmony search, respectively.

The improved harmony search gave the least CPU time consumed when compared with those of other methods.

TABLE IV
COMPUTATIONAL RESULTS FOR WSCC 9 BUS TEST SYSTEM

Method	Objective function (s)				CPU time(s)
	Min.	Average.	Max	SD	
SQP	3.5722	6.4226	86.7212	15.1721	0.0459
GA	3.5722	3.5722	3.5722	2.821e-7	9.3824
IHS	3.5722	3.5733	3.5908	0.0036	0.0972

TABLE V
PRIMARY AND BACKUP INFORMATION FOR
THE WSCC 9-BUS TEST SYSTEM

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
4	5	4	8204.39	3076.08	4-5
(Gen 1)	10	11	8296.05	3182.82	4-9
5	4	3	7028.55	7028.55	5-6
	9	10	8274.09	8274.09	5-4
6	8	9	8075.53	2178.60	6-5
(Gen 3)	3	2	8234.69	1978.90	6-7
7	7	12	8098.53	8098.53	7-8
	2	3	7296.58	7296.58	7-6
8	1	6	9749.44	4513.97	8-9
(Gen 2)	12	7	10875.63	5633.89	8-7
9	11	12	7136.62	7136.62	9-8
	6	5	8183.53	8183.53	9-4

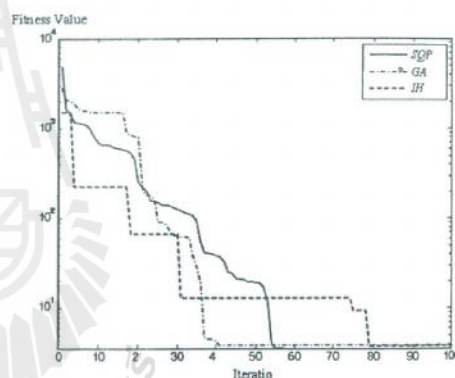


Fig. 10. Evolution of fitness value for WSCC 9 bus test system

TABLE VI
OPTIMAL SOLUTION FOR THE WSCC 9-BUS TEST SYSTEM

Relay	Time Dial Setting (TDS)			Pick-up Current (I_p)		
	SQP	GA	IHS	SQP	GA	IHS
R1	0.0874	0.0500	0.2699	5.6756	4.0252	7.9117
R2	0.0507	1.0000	0.0616	3.7401	2.4960	2.5857
R3	0.1208	0.0500	0.0796	5.2423	11.736	9.3120
R4	0.0517	1.0000	0.1951	7.6956	2.1404	3.1467
R5	0.2820	1.0000	0.6067	8.2122	12.000	3.4021
R6	0.0501	1.0000	0.2524	7.1387	12.000	3.2866
R7	0.3693	0.0500	0.1943	4.1861	4.0252	7.0408
R8	0.2282	0.3472	0.5224	11.418	12.000	11.123
R9	0.0513	1.0000	0.1122	11.421	12.000	8.9069
R10	0.0505	0.0700	0.1048	9.7542	2.1404	2.4415
R11	0.0543	1.0000	0.3924	8.4945	12.000	3.4498
R12	0.0503	0.0500	0.1355	4.8806	12.000	3.6668

For the average operation times of this test case were 29.2198 s, 29.2163 s and 29.2215 s for SQP, GA and IHS, respectively. However, when considering the

average operation time, the IHS gave the least standard deviation at 0.0099 s with CPU time as 0.3365 s (see also Table VII). Fig. 11 illustrated the convergence performance of objective function. Remarkably, although sequential quadratic programming converges rapidly towards the solution, it exhibits relatively large standard deviation. In addition, the improved harmony search gave the most accurate and fastest convergence. As a result, the IHS can find the same best solutions as SQP and GA do as shown in Table I, IV and VIII. However, the execution time of the IHS is just 0.1173 s, 0.0972 s and 0.3365 s for the 5-bus, WSCC 9-bus and IEEE 14-bus test systems, respectively, while GA is 14.913 s, 9.3825 s and 32.0068 s for the 5-bus, WSCC 9-bus and IEEE 14-bus test systems, respectively.

These confirmed that the IHS can find the best solution of the optimal over-current relay coordination problems with the most accurate and fastest results.

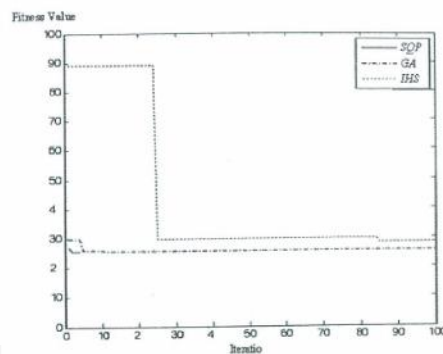


Fig. 11. Convergence for the IEEE 14-bus test system

TABLE VII
PRIMARY AND BACKUP INFORMATION FOR THE IEEE 14-BUS TEST SYSTEM

Fault BUS	Main Relay	Backup Relay	Primary SC current	Secondary SC current	Line
1	1	12	14,689.85	2,186.84	1-2
(Gen1)	2	3	19,415.45	7,376.35	1-5
	3	7	14,689.85	1,162.20	2-1
	3	10	14,689.85	488.30	
	3	13	14,689.85	232.41	
	6	1	22,264.66	6,345.65	2-4
	6	10	22,264.66	1,990.35	
	6	13	22,264.66	1,935.10	
2	5	1	23,003.82	6,362.65	2-4
	5	7	23,003.82	2,716.67	
	5	13	23,003.82	1,908.22	
	4	1	23,069.35	6,357.32	2-5
	4	7	23,069.35	2,722.79	
	4	10	23,069.35	1,969.74	
3	7	11	22,264.66	949.19	3-2
	8	6	11,325.47	580.43	3-4
	9	5	3,192.71	3,192.71	4-2
4	10	14	5,467.79	5,467.79	4-5
	13	2	2,831.07	2,831.07	5-1
5	14	4	3,293.31	3,293.31	5-2
	13	9	5,852.46	5,852.46	5-4
	17	24	77,524.56	564.51	6-12
	17	27	77,524.56	2,214.90	6-13
6 (Gen2)	15	22	80,132.39	4,429.87	6-11
	15	27	80,132.39	1,938.10	6-13
	16	22	80,494.12	4,536.14	6-11
	16	24	80,494.12	445.10	6-12
9	18	30	27,538.81	4,471.05	9-14
	19	21	29,663.69	6,961.43	9-10
10	20	18	17,348.97	17,348.97	10-9
	21	23	8,820.66	8,820.66	10-11
11	22	20	9,024.42	9,024.42	11-10
	23	17	16,068.79	16,068.79	11-6
12	25	15	12,437.68	12,437.68	12-6
	24	26	8,645.27	8,645.27	12-13
	26	16	21,155.55	21,155.55	13-6
13	27	25	5,438.20	5,438.20	13-12
	27	29	4,619.46	4,619.46	13-14
14	29	19	9,608.65	9,608.65	14-9
	30	28	7,742.59	7,742.59	14-13

TABLE VIII
OPTIMAL RESULTS FOR THE IEEE 14-BUS TEST SYSTEM

Method	Objective function (s)				CPU time(s)
	Min.	Average.	Max	SD	
SQP	29.2163	29.2198	29.3176	0.0184	0.1345
GA	29.2163	29.2163	29.2164	1.7104e-6	32.0068
IHS	29.2163	29.2215	29.2642	0.0099	0.3365

TABLE IX
OPTIMAL RESULTS FOR THE IEEE 14-BUS TEST SYSTEM

Relay	Time Dial Setting (TDS)			Pick-up Current (I_p)			Relay	Time Dial Setting (TDS)			Pick-up Current (I_p)		
	SQP	GA	IHS	SQP	GA	IHS		SQP	GA	IHS	SQP	GA	IHS
R1	0.0576	1.000	0.4969	7.6931	12.000	5.5037	R16	0.4831	1.000	0.9142	11.696	9.8976	8.5981
R2	0.3514	1.000	0.7497	11.387	12.000	6.7494	R17	0.6903	1.000	0.2672	7.3757	12.000	11.487
R3	0.1128	1.000	0.2088	8.8128	12.000	9.9470	R18	0.2405	1.000	0.3857	4.7003	12.000	9.5177
R4	0.6746	1.000	0.3368	9.2120	12.000	5.5051	R19	0.2573	1.000	0.1207	11.113	4.8589	5.7136
R5	0.6482	1.000	0.9681	10.265	12.000	11.967	R20	0.5429	1.000	0.6812	9.5199	12.000	11.671
R6	0.1731	0.550	0.2592	11.623	12.000	10.863	R21	0.6236	1.000	0.1837	8.1904	12.000	10.376
R7	0.0518	1.000	0.5489	5.8764	12.000	11.627	R22	0.5497	1.000	0.6131	9.3355	12.000	9.8881
R8	0.2366	1.000	0.7141	10.306	11.566	5.6925	R23	0.0636	1.000	0.0689	6.4855	12.000	9.7267
R9	0.4156	1.000	0.6003	10.735	12.000	7.1704	R24	0.2625	1.000	0.7606	7.2896	12.000	10.888
R10	0.9188	1.000	0.6141	11.159	11.088	10.866	R25	0.6425	1.000	0.8155	8.5058	11.552	9.9164
R11	0.8356	1.000	0.0614	5.1813	12.000	4.5571	R26	0.9248	1.000	0.3561	10.752	12.000	11.532
R12	0.4822	0.956	0.4836	9.0327	12.000	7.3004	R27	0.6621	1.000	0.4975	11.764	12.000	4.9394
R13	0.4974	1.000	0.0651	10.794	12.000	11.407	R28	0.1407	1.000	0.5177	5.9192	12.000	10.537
R14	0.0536	1.000	0.2478	5.1104	11.996	7.4970	R29	0.5215	1.000	0.3903	6.7279	12.000	8.9934
R15	0.8636	1.000	0.9354	8.3197	11.608	7.2132	R30	0.1807	1.000	0.8069	5.2338	9.8116	5.4632

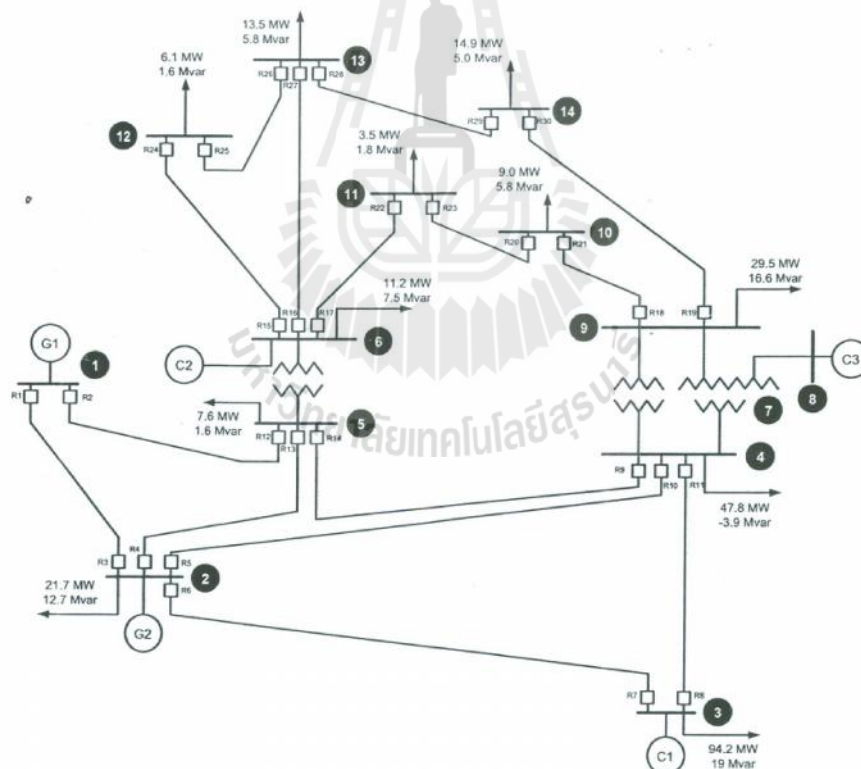


Fig. 12. IEEE 14-bus test system

VI. Conclusion

In this paper, the implementation of the improved harmony search method (IHS) for solving the optimal over-current relay coordination problem was established. The effectiveness of the IHS method was verified by testing with the 5-bus, WSCC 9-bus and IEEE 14-bus test systems.

The results of the proposed method were compared with those of the simulation results obtained by sequential quadratic programming (SQP) and genetic algorithms (GA). As a result, the IHS can find the same best solutions as SQP and GA do. Remarkably the execution time of the IHS is relatively shorter than that of GA. These confirmed that the IHS can find the best solution of the optimal over-current relay coordination problems with the most accurate and fastest results.

Acknowledgements

This work was supported by the Office of the National Research Council of Thailand and Suranaree University of Technology (Grant No. SUT7-711-54-12-57).

References

- [1] P.M. Anderson, *Power System Protection*, IEEE Press., (McGraw-Hill, 1999).
- [2] Y. Zhang, Z. Wang and S. Zhao, BDA Fault Detection in Complex Electric Power Systems, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 7 n. 1 (Part B), February 2012, pp. 3638-3645.
- [3] C. K. Tan and V. K. Ramachandaramurthy, PQ Monitor-based Automated Fault Location Using Database Technique for 11kV Distribution System, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 6 n. 2, April 2011, pp. 946-952.
- [4] M.L. Eslam and R. Keivani, Precise Modeling and Detection of High Impedance Faults in Microgrid System Based on Residual Current Harmonic Analysis, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 7 n. 1 (Part B), February 2012, pp. 3523-3531.
- [5] N. Kang and Y. Liao, New Fault Location Technique for Series Compensated Transmission Lines, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 4 n. 6, December 2009, pp. 1385-1390.
- [6] J. L. Blackburn, *Protective Relaying: Principles and Applications*, (Marcel Dekker, 1987).
- [7] A.R. Yildiz, Hybrid Taguchi-Harmony Search Algorithm for Solving Engineering Optimization Problems, *International Journal of Industrial Engineering Theory, Applications and Practice*, 2008, pp. 286-293.
- [8] M.M. Bhaskar, S. Muthyala and S. Maheswarapu, A Music Based Harmony Search (MBHS) Approach to Optimal Power Flow with Reactive Power Loss Optimization, *Proceedings of IEEE International Power and Energy Conference (PCon2010)*, 2010, pp. 7-11.
- [9] S.M. Tayebi, A. Kazemi and R. Rezaei-pour, A Fault Direction Discrimination Scheme Based on Transients Generated by Faults in Multi-Branch Power Systems, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 7 n. 1 (Part B), February 2012, pp. 3586-3591.
- [10] Walter A. Elmore, *Protective Relay Theory and Applications*, (ABB Power T&D Company Inc., 1994).
- [11] IEC Standard 60255.
- [12] A.J. Urdaneta, R. Nadira and L.G.P. Jimenez, Optimal Coordination of Directional Over-current Relays in Interconnected Power Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, 1988, pp. 903-911.
- [13] U. Kwannetr, U. Leeton and T. Kulworawanichpong, Optimal Power Flow Solution Using Artificial Bees Colony Algorithms, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 6 n. 4, August 2011, pp. 1870-1882.
- [14] Y. Wallach, *Calculation and Programs for Power System Networks*, New Jersey, (Prentice-Hall, 1996).
- [15] K.K. Hossein, A.A. Hossein, O. Vivian and M. Matin, Pre-Processing of the Optimal Coordination of Over-Current Relays, *Electric Power Systems Research*, vol. 75, 2005, pp. 134-141.
- [16] F. Razavi, H. A. Abyaneh, M. Al-Dabbagh, R. Mohammadi and H. Torkaman, A New Comprehensive Genetic Algorithm Method for Optimal Over-Current Relays Coordination, *Electric Power Systems Research*, vol. 78, 2008, pp. 713-720.
- [17] M. Mohammadi, A. Houshyar, A. Pahlavanhoseini and N. Ghadimi, Using Harmony Search Algorithm for Optimization the Component Sizing of Plug-in Hybrid Electric Vehicle, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 6 n. 7, December 2011, pp. 2990-2999.
- [18] W.J. Ren, Q.K. Pan and J.J. Liang, An Improved Harmony Search Algorithm for Multi-Dimensional Function Optimization Problem, *Proceedings of IEEE Fifth International Conference on Bio-Inspired Computing: Theories and Applications (BIC-TA)*, 2010, pp. 391-395.
- [19] A. Kazemi, A. Parizad and H.R. Baghaee, On the Use of Harmony Search Algorithm in Optimal Placement of FACTS Devices to Improve Power System Security, *Proceedings of EUROCON 2009*, pp. 570-576.
- [20] P.V. Ravikumar, B.K. Panigrahi, M.K. Mallick, A. Abraham and S. Das, Improved Harmony Search for Economic Power Dispatch, *Proceedings of Ninth International Conference on Hybrid Intelligent Systems (HIS '09)*, 2009, pp. 403-408.
- [21] D. Zou, L. Gao, S. Li and J. Wu, Solving 0-1 Knapsack Problem by a Novel Global Harmony Search Algorithm, *Computing*, 2011, pp. 1556-1564.
- [22] M.M. Bhaskar, S. Muthyala and S. Maheswarapu, A Music Based Harmony Search (MBHS) Approach to Optimal Power Flow with Reactive Power Loss Optimization, *Proceedings of IEEE International Power and Energy Conference (PCon2010)*, 2010, pp. 7-11.
- [23] N. Sinsuphun, U. Leeton, U. Kwannetr, D. Uthitsunthorn and T. Kulworawanichpong, Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Swarm Intelligences, *ECTI Transactions on Electrical Eng., Electronics, And Communications*, vol. 9, n.1, 2011, pp. 212-222.
- [24] Y. Xingbin and S. Chanan, Probabilistic Power System Security Analysis Considering Protection Failures, *The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering*, vol. 23, 2004.
- [25] WSCC (West Systems Coordination Council) (1996), West Systems Coordinating Council, Final Report, 10 August 1996.
- [26] D. Uthitsunthorn, P. Pao-La-Or and T. Kulworawanichpong, Optimal Over-current Relay Coordination Using Artificial Bees Colony Algorithm, *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunication and Information Technology (ECTI-CON 2011)*, pp. 901-904.
- [27] J. Arrillaga, N.R. Watson and S. Chen, *Power System Quality Assessment*, (Wiley, UK, 2000).

Authors' information

¹School of Electrical Engineering,
Suranaree University of Technology,
Nakhon Ratchasima, Thailand 30000.

²Faculty of Industrial Technology,
Buriram Rajabhat University,
Buriram, Thailand 31000.

D. Uthitsunthorn, T. Kulworawanichpong



Dusit Uthitsunthorn. He received the Master of Electrical Engineering degree from King Mongkut's University of Technology North Bangkok (KMUTNB), Thailand in 2007. Currently he is a Ph.D. Student and a research assistant at Power System Research, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND. His research interest includes power system, power system intelligent protection and optimization technique. Also, he is a full-time lecturer of EE school, Buriram Rajabhat University, Buriram, Thailand.



Thanatchai Kulworawanichpong (Corresponding author). He is an associate professor of the School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND. He received B.Eng. with first-class honor in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Thailand (1997), M.Eng. in Electrical Engineering from Chulalongkorn University, Thailand (1999), and Ph.D. in Electronic and Electrical Engineering from the University of Birmingham, United Kingdom (2003). His fields of research interest include a broad range of power systems, power electronic, electrical drives and control, optimization and artificial intelligent techniques. He is currently a leader in Power System Research, Suranaree University of Technology, to supervise and co-supervise over 15 postgraduate students.



ประวัติผู้เขียน

นายคณิศร อุทิศสุนทร สำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาตอนต้น จากโรงเรียนบุรีรัมย์พิทยาคม จังหวัดบุรีรัมย์ จากนั้นศึกษาต่อสายวิชาชีพจนสำเร็จการศึกษาระดับประกาศนียบัตรวิชาชีพชั้นสูง (ปวส.) สาขาวิชาไฟฟ้ากำลัง จากสถาบันเทคโนโลยีราชมงคล วิทยาเขตนครราชสีมา

ปี พ.ศ.2541 เข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาตรี สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะครุศาสตร์อุตสาหกรรม สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ได้รับใบอนุญาตเป็นผู้ประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม ระดับภาคีวิศวกร ฝวก. 40552 สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้างานไฟฟ้ากำลัง

ปี พ.ศ.2546 เข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า (ไฟฟ้ากำลัง) คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

ปัจจุบันทำงานในตำแหน่งพนักงานมหาวิทยาลัย สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมไฟฟ้า คณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยราชภัฏบุรีรัมย์

