ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า — **สาขา**

วิศวกรรมไฟฟ้า — **ภาควิชา**

เรื่อง การจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุด ในระบบจำหน่าย ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า

Optimal Placement of Fault Indicators in Distribution Systems Using Cuckoo Search Algorithm

นามผู้วิจัย นายอรรถพล วัฒนสาครกุล

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก ....

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา ....

(รองศาสตราจารย์วิชัย สุระพัฒน์, วศ.ม.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

....

(รองศาสตราจารย์กัญจนา ธีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ .... **เดือน** .... **พ.ศ.** ....

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุด ในระบบจำหน่าย ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า

Optimal Placement of Fault Indicators in Distribution Systems Using Cuckoo Search Algorithm

โดย

นายอรรถพล วัฒนสาครกุล

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
พ.ศ. 2557

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อรรถพล วัฒนสาครกุล 2557: การจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์, Ph.D. 133 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Indicators, FIs) ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (Total Cost of Reliability, TCR) ให้มีค่าต่ำที่สุด โดย TCR ประเมินจากผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง ซึ่งขึ้นอยู่กับประเภทผู้ใช้ไฟฟ้ากับค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้ง FIs โดยประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) ซึ่งวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าจะทำการสุ่มหาตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย จากนั้นทำการประเมินผลตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และปรับปรุงคำตอบโดยใช้หลักการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights จนกระทั่งได้คำตอบที่เหมาะสมที่สุด ในการศึกษาได้ทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่า วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าสามารถจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ได้เหมาะสมกว่าวิธีการเชิงวิเคราะห์ (Analysis Techniques)

____________________ __________________________________ ____ / ____ / ____

ลายมือชื่อนิสิต ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Auttapol Wattanasakornkul 2014: Optimal Placement of Fault Indicators in Distribution Systems Using Cuckoo Search Algorithm. Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Assistant Professor Dulpichet Rerkpreedapong, Ph.D. 133 pages.

This thesis presents a method for optimal placement of Fault Indicators (FIs) in power distribution systems to minimize the Total Cost of Reliability (TCR), which consists of the expected interruption cost (ECOST) depending on the types of customers, and the investment cost of FIs. This objective function is optimized by Cuckoo Search Algorithm (CSA). The process of CSA starts with a random set of locations for FIs installation. Then the locations are evaluated by the objective function. Next, the theory of Lévy Flights is used to generate new locations to achieve a better result. This process will continue iteratively until the best solution is found.
In this paper, two test systems which are the Roy Billinton test system (RBTS2) and a real power distribution network of the Provincial Electricity Authority (PEA) are used to illustrate the performance of the proposed method. The results show that CSA can locate FIs better than an analytical technique.

__________________________ __________________________ ___ / ___ / ___

Student's signature Thesis Advisor's signature

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก ที่กรุณาให้คำปรึกษาในการเรียน การค้นคว้าวิจัย แนะนำ ช่วยเหลือตลอดช่วงระยะเวลาการศึกษา ตลอดจนการตรวจแก้ไขวิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จลุล่วงไปด้วยดี และกราบขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ วิชัย สุระพัฒน์ ประธานการสอบ และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ประมุข อุณหเลขกะ ผู้ทรงคุณวุฒิภายนอก ที่กรุณาให้คำแนะนำ และแก้ไขวิทยานิพนธ์ให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอกราบขอบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทความรู้อันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการนำไปใช้ในอนาคตต่อไป ขอขอบคุณพี่ๆ เพื่อนๆ และน้องๆ ในโครงการวิจัยและพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้ากำลังที่สนับสนุน ช่วยเหลือ และให้คำแนะนำในการเรียน ขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่าน ที่ได้ให้คำแนะนำต่างๆ และขอขอบคุณคุณกฤษฎา กลีบเมฆ และเพื่อนๆ ในแผนกวิจัยระบบไฟฟ้าที่ให้การสนับสนุนการทำงานวิทยานิพนธ์ ขอขอบคุณ คุณนพรัตน์ อภิชาตสิริธรรม ที่คอยช่วยเหลือและให้กำลังใจ รวมถึงพี่ๆ เพื่อนๆ กองวิจัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ให้คำแนะนำที่เป็นประโยชน์ สำหรับการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จ

คุณค่าและประโยชน์อันใดที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ขอมอบแด่บิดา มารดา และครอบครัววัฒนสาครกุลที่เป็นกำลังใจ คอยอบรมสั่งสอน ให้ความรัก ความห่วงใย และให้การสนับสนุนผู้วิจัยในทุกๆ ด้านเป็นอย่างดียิ่ง

อรรถพล วัฒนสาครกุล

มิถุนายน 2557

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญ

หน้า

สารบัญ (1)
สารบัญตาราง (3)
สารบัญภาพ (5)
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (7)
คำนำ 1
วัตถุประสงค์ 3
การตรวจเอกสาร 4
อุปกรณ์และวิธีการ 45
อุปกรณ์ 45
วิธีการ 45
ผลและวิจารณ์ 66
ผล 66
วิจารณ์ 77
สรุปและข้อเสนอแนะ 81
สรุป 81
ข้อเสนอแนะ 81
เอกสารและสิ่งอ้างอิง 83
ภาคผนวก 90
ภาคผนวก ก ข้อมูลระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ใช้ในการศึกษา 91
ภาคผนวก ข การเลือกตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องของการศึกษา กรณีที่ 2 97

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

ภาคผนวก ค ตัวอย่าง Code โปรแกรม MATLAB สำหรับการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า 102

ภาคผนวก ง ตัวอย่างการแสดงผลคำตอบที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม MATLAB 131

ประวัติการศึกษาและการทำงาน 133

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

1 ดัชนีความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของ กฟภ. แบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 9
2 เกณฑ์การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 9
3 ข้อมูลความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายตัวอย่าง 50
4 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโหลดของระบบจำหน่ายตัวอย่าง 50
5 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ สำหรับกรณีที่ 1 51
6 ระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบด้วยวิธีการต่างๆ ของแต่ละสายป้อน 54
7 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ สำหรับกรณีที่ 2 54
8 สรุปผลกรณีศึกษาของระบบจำหน่ายตัวอย่าง 56
9 ข้อมูลความยาวสายป้อนในแต่ละช่วงของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 62
10 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโหลดของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 62
11 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของสายป้อนของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 62
12 ผลกรณีที่ 1 ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 66
13 ผลกรณีที่ 1 ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 67
14 สรุปข้อมูลระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ตามหลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง 68
15 สรุปข้อมูลระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามหลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง 68
16 ผลกรณีที่ 2.1 ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 70
17 ผลกรณีที่ 2.1 ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 70
18 ผลกรณีที่ 2.2 ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 71
19 ผลกรณีที่ 2.2 ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 72
20 ผลการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุด ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าตามจำนวนที่ใช้ติดตั้งในระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 73
21 สรุปผลกรณีที่ 3 ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 74

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

22 ผลการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุด ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าตามจำนวนที่ใช้ติดตั้งในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 75
23 สรุปผลกรณีที่ 3 ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 76
24 สรุปผลการศึกษาของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ทั้ง 3 กรณี 78
25 สรุปผลการศึกษาของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้ง 3 กรณี 79

ตารางผนวกที่

ก1 ข้อมูลความยาวสายป้อนของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 92
ก2 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโหลดของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วน 93
ก3 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 96

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญภาพ

ภาพที่ หน้า

ภาพที่		หน้า
1	ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายของระบบและความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า	11
2	การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่าย	19
3	แสดงลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่ติดตั้งในระบบจำหน่าย	21
4	ตัวอย่างลักษณะของสัญญาณการแจ้งเตือนของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง	21
5	การสื่อสารของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องกับระบบอื่นๆ	23
6	ชนิดของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องตามลักษณะการติดตั้ง	25
7	อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องชนิดติดตั้งที่สายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเหนือดิน	25
8	เซ็นเซอร์ของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง	26
9	อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องชนิดติดตั้งที่เสาไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเหนือดิน	26
10	แผนภาพกระบวนการแก้ไขความผิดพร่องในระบบไฟฟ้า	29
11	แสดงตำแหน่งที่เป็นไปได้ของการติดตั้งอุปกณ์ชี้บอกความผิดพร่องโดยใช้วิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรม	30
12	ขอบเขตพื้นที่ (REGION) ที่กำหนดแตกต่างกัน	35
13	ส่วนย่อยของสายป้อนสำหรับการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง	38
14	ตัวอย่างลักษณะการเคลื่อนที่แบบ LÉVY FLIGHTS	41
15	ตัวอย่างระบบจำหน่ายที่ติดตั้ง FIS จำนวน 2 ชุด	46
16	ภาพประกอบกรณีที่ 1 ระบบพื้นฐานที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง	51
17	ภาพประกอบกรณีที่ 2 ระบบพื้นฐานที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง	53
18	ภาพประกอบการแบ่งโซนจากการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง	53
19	แผนผังขั้นตอนของวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า เพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย	60
20	ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2	61
21	ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ที่ใช้ศึกษา	63
22	แผนภาพวงจรเส้นเดี่ยวของระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สถานีไฟฟ้าคลองขวาง วงจรสายป้อนที่ 1, 2 และ 4	64

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่ | **หน้า**

23 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) กับจำนวนอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องตามตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ... 75

24 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) กับจำนวนอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องตามตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุดของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ... 77

ภาพผนวกที่

ข1 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 โดยใช้หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องเพื่อศึกษากรณีที่ 2.1 ... 98

ข2 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องเพื่อศึกษากรณีที่ 2.1 ... 99

ข3 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 โดยใช้หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องเพื่อศึกษากรณีที่ 2.2 ... 100

ข4 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องเพื่อศึกษากรณีที่ 2.2 ... 101

ง1 ตัวอย่างการแสดงผลคำตอบที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม MATLAB กรณีศึกษาระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ... 132

ง2 ตัวอย่างการแสดงผลคำตอบที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม MATLAB กรณีศึกษาระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ... 132

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

AENS	=	ค่าดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยพลังงานที่ไม่ได้จ่ายในช่วงที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (Average Energy Not Supplied Index)
ASAI	=	ค่าดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า หรือดัชนีความพร้อมในการจ่ายไฟฟ้า (Average Service Availability Index)
ASUI	=	ค่าดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยการไม่สามารถให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า หรือดัชนีความไม่พร้อมในการจ่ายไฟฟ้า (Average Service Unavailability Index)
CAIDI	=	ค่าเฉลี่ยระยะเวลาของการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ
CSA	=	วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า (Cuckoo Search Algorithm)
ECOST	=	มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าที่คาดหวัง (Expected Interruption Cost)
ENS	=	ค่าดัชนีแสดงพลังงานทั้งหมดที่จ่ายไม่ได้จากระบบ (Energy Not Supplied Index)
FIs	=	อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Indicators)
IER	=	อัตราความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Interruption Energy Rate)
INVS	=	ค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Investment Cost of Fault Indicators)
kWh	=	หน่วยพลังงานไฟฟ้ากิโลวัตต์-ชั่วโมง
SAIDI	=	ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาของการเกิดไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (System Average Interruption Frequency Index)
SAIFI	=	ค่าดัชนีแสดงจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (System Average Interruption Frequency Index)
TCR	=	ค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (Total Cost of Reliability)
THB	=	หน่วยเงินบาทไทย

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

การจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุด ในระบบจำหน่าย ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า

Optimal Placement of Fault Indicators in Distribution Systems Using Cuckoo Search Algorithm

คำนำ

ระบบจำหน่ายเป็นส่วนสำคัญหนึ่งในระบบไฟฟ้ากำลัง ทำหน้าที่จำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง โดยส่วนใหญ่เป็นการจ่ายพลังงานไฟฟ้าผ่านสายไฟฟ้าเหนือดิน (Overhead Line) ซึ่งมีโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้ง่าย โดยสาเหตุของความผิดพร่องแบบถาวร (Permanent Fault) ที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายนั้นมีหลายสาเหตุ ทั้งจากที่ป้องกันได้และไม่สามารถป้องกันได้ เช่น เกิดจากสัตว์ ต้นไม้ล้มทับสายไฟฟ้า ธรรมชาติ อุบัติเหตุ รวมถึงเกิดจากความล้มเหลวหรือความบกพร่องของอุปกรณ์ที่ติดตั้งใช้งานในระบบเอง เป็นต้น ทำให้เสียโอกาสในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และถ้าระบบจำหน่ายเป็นแบบเรเดียล (Radial) ซึ่งมีลักษณะการจ่ายไฟฟ้าผ่านสายแยกย่อยมากมาย เมื่อเกิดความผิดพร่องขึ้น การค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องเพื่อซ่อมแซมแก้ไข (Repair) หรือฟื้นคืนระบบ (Restoration) จะทำได้ยากและใช้เวลานาน ส่งผลทำให้ระยะเวลาไฟฟ้าดับในแต่ละครั้งเกิดขึ้นเป็นเวลานานตามไปด้วย ก่อให้เกิดความเสียหายทางด้านเศรษฐกิจทั้งทางตรงและทางอ้อมกับผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงทำให้ดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability Index) ซึ่งเป็นตัวชี้วัดคุณภาพการให้บริการของการไฟฟ้านั้นมีค่าด้อยลง ดังนั้นการไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องหาแนวทางในการจัดการระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้ดีขึ้น โดยแนวทางการปรับปรุงระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าแบ่งเป็นสองแนวทาง แนวทางแรกเป็นการหาวิธีการเพื่อลดจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับ และแนวทางที่สองเป็นการหาวิธีการเพื่อลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับ ดังนั้นการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องในระบบจำหน่ายอย่างรวดเร็วจึงเป็นวิธีการหนึ่งที่มีจุดประสงค์เพื่อลดระยะเวลาไฟฟ้าดับให้สั้นลงได้ และถูกนำมาพิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้

การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Indicators, FIs) ในระบบจำหน่ายเป็นแนวทางหนึ่งที่สามารถลดระยะเวลาไฟดับให้สั้นลงได้ เนื่องจากอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องเป็นอุปกรณ์ที่มีความสามารถในการตรวจจับและระบุตำแหน่งความผิดพร่องหรือกระแสลัดวงจรที่ไหล

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ผ่านสายไฟฟ้าเหนือดินได้ จึงค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องในระบบจำหน่ายได้อย่างรวดเร็วและแม่นยำ อีกทั้งยังใช้เป็นตัวช่วยสำหรับการพิจารณาจำกัดส่วนที่เกิดความผิดพร่องในระบบจำหน่าย เพื่อที่จะแยกส่วนที่เกิดความผิดพร่องออกจากส่วนที่เป็นปกติ เพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าคืนแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่เกี่ยวข้องได้โดยเร็ว และดำเนินการซ่อมแซม แก้ไข ส่วนที่เกิดความผิดพร่องให้กลับสู่สภาวะปกติต่อไป ส่งผลทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายยกระดับสูงขึ้น

อย่างไรก็ตามการติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่ายมักมีข้อจำกัดอันเนื่องมาจากการลงทุนที่เพิ่มขึ้นของการไฟฟ้า ดังนั้นการประเมินงบประมาณสำหรับการติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่ายจึงจำเป็นต้องพิจารณาความสมดุลระหว่างเงินลงทุนของการไฟฟ้ากับความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น ซึ่งถูกกำหนดโดยจำนวนและตำแหน่งการติดตั้งของ FIs

งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิธีแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย ได้ประยุกต์ใช้วิธีการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดหลากหลายวิธี เช่น วิธีการค้นหาเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) วิธีการค้นหาแบบระบบภูมิต้านทานประดิษฐ์ (Artificial Immune Algorithm, AIA) วิธีตรรกศาสตร์คลุมเครือ (Fuzzy Logic) และวิธีการคำนวณเชิงวิวัฒนาการ (Evolutionary Computation) โดยพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่แตกต่างกัน แต่เมื่อเร็วๆ นี้ ได้มีผู้คิดค้นวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) เพื่อใช้ในการค้นหาค่าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับปัญหาวิจัยในสาขาต่างๆ โดยหลักการค้นหาแบบนกกาเหว่านั้นเป็นวิธีการที่เลียนแบบพฤติกรรมการวางไข่ของนกกาเหว่า โดยใช้ลักษณะการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights

ในวิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอการประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าเพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (Total Cost of Reliability, TCR) หรือผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้ง FIs ทั้งนี้เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับการลงทุน และใช้เป็นแนวทางในการวางแผนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายต่อไป ซึ่งวิธีการศึกษาจะทดสอบกับระบบจำหน่ายทดสอบ RTBS บัส 2 และระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาวิธีการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่าย และการประเมินมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

2. เพื่อศึกษาแนวทางการปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่าย และการลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ โดยการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

3. เพื่อศึกษาผลจากการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

4. เพื่อศึกษาวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า เพื่อนำไปประยุกต์ใช้แก้ปัญหาการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด

5. เพื่อจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) ให้มีค่าต่ำที่สุด โดย TCR ประเมินจากผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังกับค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง เพื่อประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ของการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

การตรวจเอกสาร

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าบอกถึงคุณภาพของการจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า หรือใช้วัดคุณภาพของการบริการของการไฟฟ้า อีกทั้งยังใช้เป็นเกณฑ์ในการวางแผนของระบบไฟฟ้า ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถแยกออกได้เป็นสามส่วน คือ ระบบกำเนิดไฟฟ้า ระบบส่งจ่าย และระบบจำหน่าย โดยทั่วไปมักแยกวิเคราะห์เป็นระบบ เนื่องจากดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละระบบไม่เหมือนกัน (ชำนาญ, 2549)

1. การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายนับว่าเป็นดัชนีที่สำคัญที่ใช้ในการแสดงระดับความเชื่อถือได้และประสิทธิภาพการให้บริการของการไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็นดัชนีต่างๆ มากมายขึ้นอยู่กับลักษณะการนำไปใช้งาน เนื่องจากดัชนีแต่ละค่าบ่งบอกถึงพฤติกรรมและผลตอบสนองของระบบที่แตกต่างกัน ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายนั้นจะต้องคำนึงถึงสถิติการทำงานหรือการคาดการณ์การทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ที่ประกอบขึ้นในระบบว่าจะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นบ่อยครั้งหรือเมื่อเกิดขึ้นแล้วจะต้องใช้ระยะเวลาในการแก้ไขนานเท่าใด ทั้งนี้เพื่อฟื้นคืนระบบและสามารถจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตามปกติอีกครั้ง (Billinton and Allan, 1996) โดยดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่นิยมใช้กันมาก ได้แก่ SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS และ ANS เป็นต้น การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้นั้นเป็นการประเมินจากข้อมูลในอดีต โดยนับจากจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับ ระยะเวลาไฟดับ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ และค่าโหลดเฉลี่ยที่สูญเสียไปเนื่องจากไฟฟ้าดับ ซึ่งรายละเอียดแต่ละดัชนีแสดงได้ดังนี้ (ชำนาญ, 2549)

1.1 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

คือ ค่าดัชนีแสดงจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา มีหน่วยเป็น ครั้งต่อรายต่อปี สามารถคำนวณตามสมการ (1)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{N_L} \lambda_i N_i}{N_T} \tag{1}$$

เมื่อ λ_i คือ อัตราความล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดโหลดที่ i (ครั้งต่อปี)
N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดโหลดที่ i (ราย)
N_T คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (ราย)
N_L คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

1.2 SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

คือ ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาของการเกิดไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา มีหน่วยเป็น ชั่วโมงต่อรายต่อปี สามารถคำนวณตามสมการ (2)

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N_L} (\lambda_i \times r_i) \times N_i}{N_T} \tag{2}$$

เมื่อ r_i คือ เวลาที่ใช้ในการฟื้นคืนระบบให้กลับมาใช้งานได้ตามปกติจากการเกิดไฟฟ้าดับแต่ละเหตุการณ์ในจุดโหลดที่ i (ชั่วโมง)

1.3 CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

คือ ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาของการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็น ชั่วโมงต่อครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับต่อราย สามารถคำนวณตามสมการ (3)

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N_L} (\lambda_i \times r_i) \times N_i}{\sum_{i=1}^{N_L} (\lambda_i \times N_i)} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \tag{3}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

1.4 ASAI (Average Service Availability Index)

คือ ค่าดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า หรือดัชนีความพร้อมในการจ่ายไฟฟ้า ไม่มีหน่วย และมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับหนึ่ง สามารถคำนวณตามสมการ (4)

$$ASAI = \frac{\sum_{i=1}^{N_L} N_i \times 8,760 - \sum_{i=1}^{N_L}\left(\lambda_i \times r_i \times N_i\right)}{\sum_{i=1}^{N_L} N_i \times 8,760} \quad (4)$$

เมื่อ 8,760 คือ จำนวนชั่วโมงในหนึ่งปี

1.5 ASUI (Average Service Unavailability Index)

คือ ค่าดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยการไม่สามารถให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า หรือดัชนีความไม่พร้อมในการจ่ายไฟฟ้า ไม่มีหน่วย และมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับหนึ่ง สามารถคำนวณตามสมการ (5)

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\sum_{i=1}^{N_L}\left(\lambda_i \times r_i \times N_i\right)}{\sum_{i=1}^{N_L} N_i \times 8,760} \quad (5)$$

1.6 ENS (Energy Not Supplied Index)

คือ ค่าดัชนีแสดงพลังงานทั้งหมดที่จ่ายไม่ได้จากระบบ มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี เมื่อเกิดไฟฟ้าดับจะเกิดความสูญเสียสองอย่าง คือ ความสูญเสียของการไฟฟ้า และความสูญเสียของผู้ใช้ไฟฟ้า ความสูญเสียของการไฟฟ้าก็คือ หน่วยไฟฟ้าที่ควรขายได้แต่ไม่ได้ขาย ส่วนความสูญเสียของผู้ใช้ไฟฟ้า คือ ความสูญเสียเนื่องจากต้องเริ่มกระบวนการผลิตใหม่ และความสูญเสียในผลผลิต ซึ่งขึ้นกับระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ สามารถคำนวณตามสมการ (6)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$ENS = \sum_{i=1}^{N_L} L_{a(i)} \times \left(\lambda_i \times r_i \right) \tag{6}$$

เมื่อ $L_{a(i)}$ คือ ค่าโหลดเฉลี่ยในแต่ละจุดโหลดที่ i (กิโลวัตต์)

1.7 AENS (Average Energy Not Supplied Index)

คือ ค่าดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยพลังงานที่ไม่ได้จ่ายในช่วงที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อรายต่อปี สามารถคำนวณตามสมการ (7)

$$AENS = \frac{\sum_{i=1}^{N_L} L_{a(i)} \times \left(\lambda_i \times r_i \right)}{\sum_{i=1}^{N_L} N_i} \tag{7}$$

ดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายที่กล่าวมาข้างต้นมีความสำคัญต่อการประเมินค่าความล้มเหลวในการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งจะช่วยประเมินการเปลี่ยนแปลงของค่าความเชื่อถือได้ของระบบในอนาคตได้

2. มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Interruption Cost)

ดัชนีที่เป็นตัวบอกความสำคัญของผู้ใช้ไฟฟ้าที่การไฟฟ้าต้องจ่ายไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพและเชื่อถือได้ ดัชนีหนึ่งจากหลายดัชนี คือ ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ซึ่งหมายถึงความเสียหายที่เกิดกับทั้งการไฟฟ้าเนื่องจากขายไฟฟ้าไม่ได้ และความเสียหายที่เกิดกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำให้ต้องสูญเสียผลผลิตที่ควรผลิตได้หรือทำให้สูญเสียการค้า หรือสูญเสียการตลาดด้วย ดังนั้นจะเห็นว่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของการไฟฟ้า ประกอบด้วยหน่วยไฟฟ้าที่การไฟฟ้าขายไม่ได้ในช่วงไฟฟ้าดับ ซึ่งเมื่อคิดออกมาเป็นเงินค่าไฟฟ้าและเทียบกับความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าแล้วก็ถือว่าน้อยมาก (ชำนาญ, 2549)

การประเมินมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจึงจำเป็นที่จะต้องเข้าใจถึงผลกระทบหรือความเสียหายที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ ผลจากการประเมินมูลค่าความเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับจึงสามารถใช้เป็นดัชนีวัดความไม่น่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่มีต่อสังคม

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ซึ่งใช้ทดแทนคุณค่าของความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าและสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบผลสำหรับใช้ในการวางแผนและปฏิบัติงานต่อไป (สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2544)

วิธีการที่นิยมใช้วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ออกมาในรูปของมูลค่าเงิน คือ การประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า วิธีที่สะดวกในการสื่อความหมายของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ คือ ฟังก์ชันความเสียหายเนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Damage Function, CDF) ที่ได้มาจากการสำรวจและเก็บข้อมูลความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทและสามารถนำมาคำนวณฟังก์ชันความเสียหายแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้ารายกลุ่ม (Sector Customer Damage Function, SCDF) ซึ่งสะท้อนผลกระทบทางเศรษฐกิจเนื่องจากไฟฟ้าดับสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ (สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, 2556)

การคำนวณดัชนีซึ่งใช้ประเมินมูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับที่เชื่อมโยงระหว่างความเสียหายทางเศรษฐกิจของผู้ใช้ไฟฟ้าเข้ากับคุณค่าความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้า คือ อัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Interruption Energy Rate, IER) ดัชนี IER ถูกนำไปใช้งานอย่างแพร่หลายในการวางแผนและการดำเนินงานระบบไฟฟ้ากำลัง เนื่องจากดัชนี IER สามารถสะท้อนมิติของความเสียหายในเทอมของระดับความรุนแรงของการเกิดไฟฟ้าดับในรูปของกิโลวัตต์ และระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับ

2.1 อัตราความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Interruption Energy Rate, IER)

อัตราความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ หรือ ดัชนี IER เป็นดัชนีซึ่งบ่งบอกว่าหนึ่งหน่วยพลังงานที่หายไปจากการเกิดไฟฟ้าดับมีมูลค่าความเสียหายเท่าใด มีหน่วยเป็น บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (THB/kWh) สำหรับการคำนวณค่าดัชนี IER ต้องทราบฟังก์ชันความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (Composite Customer Damage Function, CCDF) และสถิติไฟฟ้าดับ

$$IER = \frac{\sum_{k=1}^{N} \left(CCDF\left(t_k\right) \times P_k \right)}{\sum_{k=1}^{N} \left(P_k \times t_k \right)} \qquad (8)$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เมื่อ $CCDF(t_k)$ คือ มูลค่าความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของการเกิดไฟฟ้าดับครั้งที่ k

P_k คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้เมื่อเกิดไฟฟ้าดับครั้งที่ k

t_k คือ ระยะเวลาไฟฟ้าดับของการเกิดไฟฟ้าดับครั้งที่ k

N คือ จำนวนการเกิดไฟฟ้าดับทั้งหมด

จากรายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่) ของสำนักนโยบายและแผนพลังงาน ที่จัดทำโดยภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ได้คำนวณดัชนี IER ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จากฟังก์ชันความเสียหายแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้ารายกลุ่ม (SCDF) โดยแบ่งกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าเป็น 6 ประเภท คือ บ้านอยู่อาศัย กิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลาง กิจการขนาดใหญ่ กิจการเฉพาะอย่าง และส่วนราชการหรือองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร ตามตารางที่ 1 โดยมีเกณฑ์การพิจารณาแบ่งประเภทสำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลาง และกิจการขนาดใหญ่ของ กฟภ. ตามตารางที่ 2

ตารางที่ 1 ดัชนีความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) แบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	**IER (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)**
บ้านอยู่อาศัย	8.62
กิจการขนาดเล็ก	72.27
กิจการขนาดกลาง	108.40
กิจการขนาดใหญ่	124.04
กิจการเฉพาะอย่าง	52.80
ส่วนราชการหรือองค์กรไม่แสวงหากำไร	9.62

ที่มา: สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (2556)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 2 เกณฑ์การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	**ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (kW)**
กิจการขนาดเล็ก	น้อยกว่า 30 kW
กิจการขนาดกลาง	ตั้งแต่ 30 kW ขึ้นไป แต่ไม่เกิน 1,000 kW
กิจการขนาดใหญ่	ตั้งแต่ 1,000 kW ขึ้นไป

ที่มา: สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (2556)

2.2 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (Expected Interruption Cost, ECOST)

มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง หรือ ECOST มีหน่วยเป็น บาทต่อปี โดย ECOST เป็นดัชนีที่นิยมใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายในรูปแบบของมูลค่าเงิน ซึ่งการคำนวณจะต้องทราบข้อมูลค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (Energy Not Supplied, ENS) มีหน่วยเป็น หน่วยพลังงานต่อปี และค่าอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (Interruption Energy Rate, IER) มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยพลังงาน สามารถคำนวณ ECOST ได้ตามสมการ (9)

$$ECOST_i = \sum_{i=1}^{N_L} ENS_i \times IER_i \qquad (9)$$

เมื่อ $ECOST_i$ คือ มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด i (บาทต่อปี)

ENS_i คือ ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด i (กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)

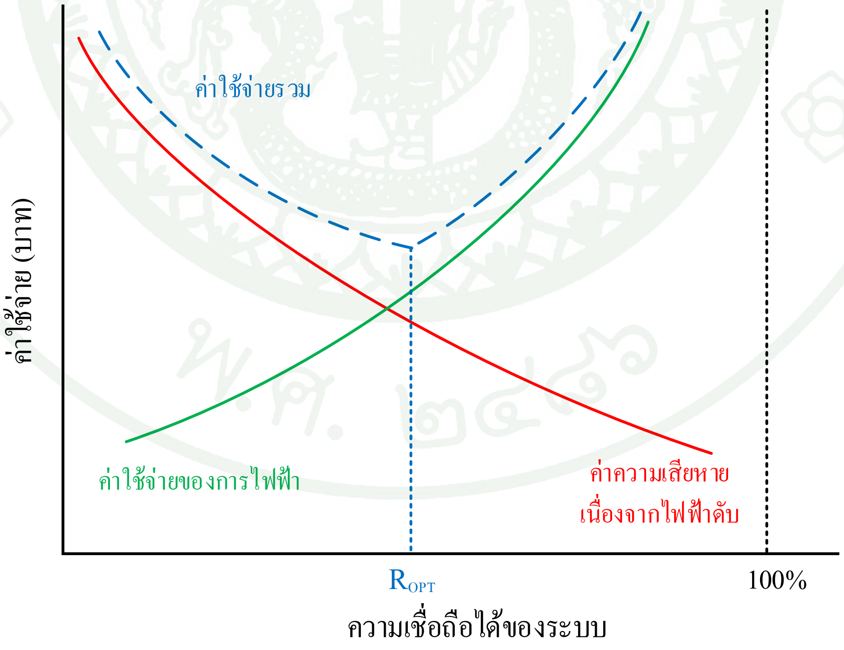
IER_i คือ อัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด i (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)

N_L คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จากการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับข้างต้น จะมีประโยชน์ต่อการไฟฟ้าก็คือสามารถนำไปวิเคราะห์เพื่อวางแผนระบบไฟฟ้า และนำไปออกแบบ วางแผนการปรับปรุงระบบให้สอดคล้องกับงบประมาณหรือเงินลงทุน ซึ่งการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบเป็นกระบวนการหนึ่งในการวางแผนระบบไฟฟ้า เพื่อให้ได้ระบบที่มีความเชื่อถือได้มากที่สุดและประสิทธิภาพมากที่สุด

การปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพื่อให้มีความเชื่อถือได้ของระบบที่สูงขึ้นนั้น การไฟฟ้าจะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นด้วย เนื่องจากต้องมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนมากขึ้น เพื่อต้องการให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าลดลง ดังนั้นหลักการสำคัญในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า คือ ต้องทำให้เกิดความสมดุลระหว่างค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้าและมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ หรือการทำให้ค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ในระบบนั้นมีค่าต่ำที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ ขณะที่ยังคงรักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม ดังแสดงในภาพที่ 1 ที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายของระบบไฟฟ้าและความเชื่อถือได้ของระบบ โดยค่าใช้จ่ายของระบบประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้า และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ



ภาพที่ 1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายของระบบและความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า

ที่มา: สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (2556)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จากภาพที่ 1 จะเห็นว่า หากการไฟฟ้าลงทุนมากเกินไปเพื่อปรับปรุงระบบให้ดีขึ้น แม้ว่าจะทำให้ระยะเวลาไฟฟ้าดับสั้นลง แต่ค่าใช้จ่ายรวมในระบบอยู่ในระดับที่สูง ขณะเดียวกัน หากการไฟฟ้าลงทุนน้อยเกินไปก็จะทำให้ระยะเวลาไฟฟ้าดับนานขึ้น ส่งผลทำให้ค่าใช้จ่ายรวมในระบบสูงขึ้น ดังนั้นจุดที่มีความสมดุลกันระหว่างการไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้า คือ จุด R_{opt} หรือหากมองในทางเศรษฐศาสตร์แล้ว จุดดังกล่าวนั้นเกิดความสมดุลกันระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้าและมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า

การปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยการประยุกต์ใช้อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

การปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอาจแบ่งเป็นสองแนวทาง โดยแนวทางแรกเป็นการหาวิธีการเพื่อลดจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับ และแนวทางที่สองเป็นการหาวิธีการเพื่อลดระยะเวลาในการเกิดไฟฟ้าดับ ซึ่งการค้นหาตำแหน่งของความผิดพร่องในระบบจำหน่ายอย่างรวดเร็วเป็นวิธีการหนึ่งที่มีจุดประสงค์เพื่อลดระยะเวลาการเกิดไฟดับให้สั้นลง ทั้งนี้อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Indicators) เป็นอุปกรณ์หนึ่งที่น่าสนใจสำหรับนำมาประยุกต์ใช้ในระบบจำหน่ายเพื่อลดระยะเวลาในการค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง ซึ่งมีนักวิจัยหลายๆ ท่านได้ศึกษาการใช้งานอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบให้ดีขึ้น โดยผลการศึกษาวิจัยต่างๆ นำเสนอดังต่อไปนี้

ในงานของ Krajnak (2000) ได้นำเสนอการใช้อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Circuit Indicators, FCIs) เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เนื่องจาก FCIs เป็นอุปกรณ์ที่ช่วยให้ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องลดระยะเวลาที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย ซึ่งส่งผลทำให้ระยะเวลาไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าสั้นลงได้ ดังนั้นจึงทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เช่น ดัชนี SAIDI และดัชนี CAIDI ซึ่งเป็นดัชนีที่แสดงระยะเวลาไฟฟ้าดับที่กระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าลดลงด้วย อีกทั้งยังช่วยให้การไฟฟ้าประหยัดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสำหรับเดินทางเพื่อค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องและทำให้ผลกำไรของการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งยังสามารถสร้างความพึงพอใจให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากระยะเวลาไฟฟ้าดับสั้นลง โดยเฉพาะอย่างยิ่งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรมหรือธุรกิจการค้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับขึ้นจะเกิดความเสียหายอย่างมาก

การศึกษาประโยชน์ของการใช้งาน FCIs เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยใช้ซอร์ฟแวร์ Cooper Power System Distrely™ สำหรับการศึกษากรณีศึกษา 2 กรณี คือ กรณีแรก

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สมมุติให้ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องเริ่มต้นการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องจากสถานีไฟฟ้า และใช้ FCIs ที่ติดตั้งที่จุดทางแยกของสายป้อนเป็นตัวบอกทิศทางการเคลื่อนที่ของกระแสลัดวงจร ส่วนกรณีที่สองสมมุติให้ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้รับข้อมูลเกี่ยวกับตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องจากการร้องเรียนของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องเริ่มต้นจากจุดที่ได้รับรายงานไฟฟ้าดับซึ่งสามารถลดระยะทางของการค้นหาได้ จากผลการวิเคราะห์ด้วยซอร์ฟแวร์พบว่า กรณีศึกษาแรกสามารถลดระยะทางในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องได้ถึง 46% ของระยะทางทั้งหมด และกรณีศึกษาที่สองลดลงได้ถึง 80% ของระยะเวลาในการเดินทางค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง ซึ่งการลดระยะเวลาในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องจะนำไปสู่การลดระยะเวลาไฟฟ้าดับด้วย และจากผลการจำลอง พบว่า กรณีศึกษาแรกสามารถลดระยะเวลาไฟฟ้าดับได้ 15% และกรณีศึกษาที่สองสามารถลดลงได้ถึง 26% ของระยะเวลาไฟฟ้าดับกรณีที่ไม่ติดตั้ง FCIs นอกจากนี้ผู้เขียนได้เสนอให้ใช้อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องร่วมกับรีโคลสเซอร์ (Recloser) หรือระบบป้องกันกระแสเกินอื่นๆ ในระบบไฟฟ้า เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการวางแผนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้มีค่าใช้จ่ายที่เหมาะสมกับผลตอบแทนที่ได้รับ

ในงานของ Lehtonen *et al.* (2000) ได้นำเสนอระบบประมวลผลความผิดพร่องในระบบจำหน่ายอย่างอัตโนมัติ เพื่อใช้ในการหาตำแหน่งและแยกส่วนความผิดพร่อง รวมทั้งการฟื้นคืนระบบไฟฟ้า โดยรูปแบบการทำงานของระบบการจัดการความผิดพร่องนั้นเป็นส่วนหนึ่งของระบบ SCADA ซึ่งจะใช้ข้อมูลจากอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ รวมถึงอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Indicators, FIs) ซึ่งวิธีการแบบดั้งเดิมที่ใช้สำหรับการจัดการความผิดพร่องในระบบจำหน่าย คือ วิธีการลองผิดลองถูก (trial and error method) โดยสายป้อนที่เป็นปกติจะถูกจ่ายไฟฟ้ากลับคืนระบบเมื่อระบบสามารถระบุส่วนที่เกิดความผิดพร่องได้ และรีเลย์ป้องกันจะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดวงจร และปลดสวิตช์ตัดตอน (sectionalizing switches) ที่ติดตั้งในระบบจำหน่าย ซึ่งส่วนใหญ่ดำเนินการอย่างไม่อัตโนมัติ แต่ปัจจุบันนี้การพัฒนาของรีเลย์แบบดิจิตอล (Numerical Relays) และการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ทำให้การจัดการความผิดพร่องสามารถหาระยะทางของตำแหน่งความผิดพร่อง และแยกส่วนความผิดพร่อง รวมถึงการฟื้นคืนระบบไฟฟ้าโดยควบคุมการสับ-ปลดสวิตช์ตัดตอนในระยะไกลได้ ดังนั้นการทำงานของระบบการจัดการความผิดพร่องจะใช้เทคนิคในการหาตำแหน่งความผิดพร่องที่แตกต่างกัน 3 เทคนิค คือ การคำนวณหาระยะทางของตำแหน่งความผิดพร่อง การวิเคราะห์จากการอ่านสถานะการทำงานของ FIs และการวิเคราะห์ทางสถิติของการเกิดความผิดพร่องของสายป้อน ดังนั้นทันทีที่ระบบสามารถระบุส่วนที่เกิดความผิดพร่องได้นั้น มันจะถูกแยกส่วนความผิดพร่องด้วยการควบคุมสวิตช์ตัดตอนที่ติดตั้งในสายป้อนในระยะไกล และจ่ายไฟฟ้ากลับคืนในส่วนที่เป็นปกติอย่างอัตโนมัติ ซึ่งประโยชน์หลักของระบบจัดการความผิดพร่อง

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อย่างอัตโนมัติจะช่วยลดความเสียหายที่เกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้า นอกเหนือไปจากการลดจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากการระบุตำแหน่งของความผิดพร่องที่ไม่ถูกต้อง

ในงานของ Cho and Ha (1998) ได้นำเสนอความสำเร็จจากการพัฒนา KODAS (Korea Distribution Automation System) ที่มีการทดสอบติดตั้งในพื้นที่แห่งหนึ่ง ซึ่งในช่วงระหว่างการทดลองได้เกิดปัญหามากมายเกี่ยวกับอุปกรณ์ที่ทำงานแบบอัตโนมัติ โดยนักวิจัยได้พยายามหาสาเหตุของปัญหาดังกล่าวและทำการพัฒนาระบบ KODAS เพื่อให้ระบบมีความเสถียรมากยิ่งขึ้น ซึ่งระบบ KODAS นี้มีฟังก์ชันการทำงานดังนี้ 1) ตรวจสอบสถานะการทำงานของอุปกรณ์ที่ติดตั้งในสายป้อนระบบจำหน่ายโดยทำงานอย่างอัตโนมัติ 2) ควบคุมสวิตซ์อัตโนมัติและอุปกรณ์อื่นๆ โดยการควบคุมระยะไกลจากศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า 3) ฟังก์ชันที่ช่วยให้สายป้อนสามารถตรวจจับความผิดพร่องและฟื้นคืนระบบอย่างอัตโนมัติแบบ real time 4) การอ่านมิเตอร์อย่างอัตโนมัติโดยไม่ต้องไปปฏิบัติงานในพื้นที่จริง และยังมีข้อมูลการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าที่ได้จากอุปกรณ์ต่างๆ แบบ real time ทำให้การบริการมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น โดยเฉพาะระยะเวลาในการปฏิบัติงาน ตั้งแต่การตรวจจับความผิดพร่อง การแจ้งเตือน การค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง การคำนวณเพื่อปรับเปลี่ยนการถ่ายโอนโหลดของสายป้อน และการฟื้นคืนระบบไฟฟ้า ซึ่งปกติจะใช้เวลาประมาณ 40-60 นาที แต่หลังจากการพัฒนาระบบ KODAS แล้วเวลาที่ใช้จะลดลงเหลือ 2 นาที ดังนั้นระบบ KODAS จึงสามารถช่วยลดระยะเวลาและระยะทางในการปฏิบัติงานได้

ในงานของ Choi *et al.* (1999) ได้นำเสนอระบบควบคุมระยะไกลบนคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลมาใช้สำหรับควบคุมสายป้อนระบบจำหน่ายในสำนักงานของ Korea Electric Power Corporation (KEPCO) จำนวน 16 สาขา ภายใต้ระบบปฏิบัติการ WindowNT ซึ่งสามารถควบคุมดูแล และทำการบันทึกด้วย Full-Graphic CRT ได้เป็นอย่างดี การใช้สวิตซ์อัตโนมัติที่ได้พัฒนาขึ้นใหม่ร่วมกับอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องนั้นจะทำให้ผู้ปฏิบัติงานสามารถค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องได้อย่างง่ายดาย โดยการใช้สัญญาณที่ได้จากอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง และอุปกรณ์สวิตซ์ที่มีอยู่ในระบบ เช่น รีโคลสเซอร์ สวิตช์ตัดตอนอัตโนมัติ และ สวิตช์ SF6 Gas-Insulated ซึ่งถูกควบคุมด้วยอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล และ KEPCO จะทยอยเปลี่ยนสวิตซ์แบบธรรมดาให้เป็นสวิตซ์อัตโนมัติ เพื่อเป็นการลดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงาน

ในงานของ Tang *et al.* (2000) ได้ศึกษาเทคนิคการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องและการประยุกต์ใช้อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง ทั้งในระบบส่งจ่าย (Transmission Systems) และระบบจำหน่าย (Distribution Systems) ที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า หรือที่เสาไฟฟ้าตามสายป้อนเพื่อลด

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ระยะเวลาในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง รวมทั้งได้เสนอข้อดีและข้อด้อยของแต่ละเทคนิค ทั้งนี้ผู้เขียนได้สรุปวิธีการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง คือ จะขึ้นอยู่กับโครงสร้างของระบบ ความพร้อมของข้อมูล ระบบสื่อสาร และความต้องการของการไฟฟ้า

ในงานของ Baker *et al.* (2001) ได้นำเสนอการใช้ Fault Distance Monitor (FDM) เพื่อตรวจสอบวงจรระบบไฟฟ้าและคำนวณระยะทางของตำแหน่งความผิดพร่อง โดย FDM มีข้อได้เปรียบกว่าอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Circuit Indicators, FCIs) คือ FDM ไม่ขึ้นอยู่กับกระแสลัดวงจร ซึ่งข้อได้เปรียบนี้ยังช่วยลดความยุ่งยากในการตั้งค่าการทำงานและการใช้งาน เนื่องจาก FDM สามารถใช้งานได้โดยไม่มีการแก้ไขดัดแปลงใดๆ และในหลายๆ พื้นที่ที่ลักษณะของกระแสลัดวงจรไม่เพียงพอที่จะให้ FCIs ทำงานได้อย่างถูกต้อง นอกจากนี้ลักษณะการทำงานของ FDM เหมาะสำหรับระบบจำหน่ายแบบอัตโนมัติ

ในงานของ Falaghi *et al.* (2005) ได้นำเสนอวิธีการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Indicators, FIs) ในสายป้อนหลัก (Main Feeder) รวมทั้งวิธีการประเมินและการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ เช่น SAIFI, SAIDI และ CAIDI ซึ่งการศึกษาได้ทดสอบกับระบบจำหน่ายจริงของประเทศอิหร่าน เพื่อวิเคราะห์ผลจากจำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs ต่อการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ซึ่งจากการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่าดัชนีความเชื่อถือได้มีความสัมพันธ์กับตำแหน่งที่ติดตั้ง FIs เป็นอย่างมาก ดัชนีความเชื่อถือได้นั้นสามารถปรับให้ดีขึ้นได้ตามจำนวน FIs ที่มีการติดตั้งมากขึ้น นอกจากนี้ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้ง FIs นั้นมีแนวโน้มว่าจะมีขีดจำกัด เมื่อมีการติดตั้ง FIs ในจำนวนที่เพียงพอแล้ว

ในงานของ Kazemi *et al.* (2007) ได้นำเสนอวิธีการประเมินความพร้อมเชิงปริมาณของระบบจำหน่ายอย่างอัตโนมัติ ซึ่งถูกออกแบบให้เป็นระบบที่มีจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับในระดับต่ำ (Low Interruption System, LIS) โดยระบบจำหน่ายจะใช้การสื่อสารความเร็วสูงและติดตั้งเซ็นเซอร์ที่สายจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อให้ระบบทำงานอย่างอัตโนมัติ ซึ่งสามารถลดจำนวนครั้งและลดระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ รวมไปถึงลดพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากการเกิดความผิดพร่องได้เป็นอย่างมาก ทั้งนี้งานวิจัยระบบจำหน่ายอย่างอัตโนมัติได้ใช้วิธีการที่ง่ายและประหยัดค่าใช้จ่ายด้วยการใช้สวิตซ์ที่สามารถควบคุมจากระยะไกลเพื่อช่วยให้แยกส่วนที่เกิดความผิดพร่องได้อย่างรวดเร็ว และฟื้นคืนระบบส่วนที่ไม่เกิดความผิดพร่องโดยการเลือกรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าใหม่ ผู้เขียนได้นำเสนอขั้นตอนการคำนวณทีละขั้นตอนโดยการใช้ระบบจำหน่ายอัตโนมัติขนาดเล็กและนำไปประยุกต์ใช้ในระบบจำหน่ายขนาดใหญ่ เพื่อตรวจสอบประสิทธิภาพทั้งทางเทคนิคและ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ระดับความเชื่อถือได้ที่ได้รับการพัฒนาจากระบบอัตโนมัติ ซึ่งผลการทำงานโดยอัตโนมัตินี้สามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายได้เป็นอย่างมาก เนื่องจากช่วยเพิ่มความรวดเร็วในการฟื้นคืนระบบซึ่งหมายถึงสามารถลดระยะเวลาที่ไฟดับได้เป็นอย่างดี

ในงานของ Dashti and Sadeh (2010) ได้นำเสนอวิธีการใหม่สำหรับการประเมินส่วนที่เกิดความผิดพร่องในระบบจำหน่าย ซึ่งการระบุส่วนที่เกิดความผิดพร่องเป็นขั้นตอนที่จำเป็นมากสำหรับการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องในระบบจำหน่าย เนื่องจากความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายมีปัจจัยและเงื่อนไขการเกิดความผิดพร่องที่แตกต่างกันมากมาย อาจทำให้การประเมินส่วนที่เกิดความผิดพร่องมีหลายส่วนหรือประเมินตำแหน่งความผิดพร่องไม่ถูกต้อง ซึ่งวิธีการประเมินจะแบ่งออกเป็นส่วนหลักๆ คือ เริ่มจากการกำหนดโซนที่แตกต่างกันโดยใช้อิมพีแดนซ์เป็นตัวจำแนก และกำหนดตำแหน่งติดตั้งของฟิวส์ (Fuses) จากนั้นวิเคราะห์รูปคลื่นกระแสโดยเปรียบเทียบเวลาการทำงานของฟิวส์ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้า และใช้วิธีอิมพีแดนซ์ (Impedance Method) เพื่อประเมินส่วนของตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง ซึ่งวิธีการนี้มีผลทำให้ค่าดัชนีชี้วัดความต่อเนื่องของการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบจำหน่ายดีขึ้น

ในงานของ Vidyasagar *et al.* (2011) ได้นำเสนอการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายแบบเรเดียลโดยการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (FIs) ซึ่งการปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าไม่มีการเปลี่ยนแปลงสามารถทำได้โดยการลดระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยใช้เทคนิคการฟื้นคืนระบบที่เร็วกว่าแบบเดิม ดังนั้นหลังจากที่เกิดความผิดพร่องขึ้น ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการฟื้นคืนระบบของจุดโหลดจะขึ้นอยู่กับเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง รวมไปถึงเวลาที่ใช้ในการซ่อมแซมแก้ไข (repair time) หรือเวลาในการสับ-ปลดสวิตช์ (switching time) ซึ่ง FIs คืออุปกรณ์ที่ช่วยให้การไฟฟ้าสามารถฟื้นคืนระบบได้เร็วขึ้น เนื่องจากช่วยให้ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องลดระยะเวลาในการค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องในระบบจำหน่าย ทั้งนี้เพื่อให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นการพิจารณาจัดวางตำแหน่งที่เหมาะสมเพื่อติดตั้ง FIs จึงเป็นสิ่งจำเป็น งานวิจัยดังกล่าวจึงได้นำเสนอผลของการติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่ายแบบเรเดียลของการไฟฟ้าประเทศอินเดีย ซึ่งมีรูปแบบโครงสร้างของระบบที่แตกต่างกัน 5 รูปแบบ สำหรับการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เช่น ดัชนี SAIDI, ENS และ ASUI เป็นต้น โดยผลการวิเคราะห์สรุปได้ว่า จำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่ต่างกันมีผลต่อการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่แตกต่างกัน

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

สาเหตุของไฟฟ้าดับในระบบจำหน่ายมีหลายสาเหตุ เช่น สภาพภูมิอากาศ ต้นไม้ล้มทับสายไฟฟ้า อุปกรณ์ไฟฟ้าเกิดความผิดพร่อง และอุบัติเหตุที่ไม่คาดคิด ซึ่งเหตุการณ์ต่างๆ เหล่านี้ลดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลงอย่างเห็นได้ชัด เนื่องจากเป็นการดับไฟโดยที่ไม่ได้แจ้งให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบล่วงหน้า การค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องเป็นปัญหาหลักที่การไฟฟ้าต้องเผชิญเมื่อเกิดไฟฟ้าดับขึ้น เพราะทำให้ต้องเสียทั้งค่าใช้จ่ายและเวลาที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง (Baldwin *et al.,* 2001, 2003) เหตุการณ์เหล่านี้จึงมีผลกระทบโดยตรงต่อความเชื่อถือได้ของการจ่ายไฟฟ้า ดังนั้นถ้ามีข้อมูลที่สามารถระบุตำแหน่งความผิดพร่องได้ทันทีการแก้ไขความผิดพร่องและการจ่ายไฟฟ้ากลับคืนระบบก็จะสามารถทำได้เร็วยิ่งขึ้น (Tang *et al.*, 2000)

อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง หรือ FIs คือ อุปกรณ์ที่ถูกนำมาใช้ในการระบุตำแหน่งความผิดพร่อง โดยจะมีการส่งสัญญาณทันทีที่ตรวจพบการลัดวงจรหรือกระแสที่มีค่าสูงเกินกว่าค่าที่ตั้งไว้ที่ไหลในสายป้อนที่มีการติดตั้ง FIs ซึ่งตำแหน่งที่ได้จากการส่งข้อมูลของ FIs จะช่วยให้ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องของการไฟฟ้าสามารถไปยังตำแหน่งนั้นได้อย่างรวดเร็วเพื่อดำเนินการแยกวงจรที่เกิดความผิดพร่องออกจากระบบ และดำเนินการซ่อมแซมแก้ไขส่วนที่เกิดความผิดพร่อง เพื่อฟื้นคืนระบบให้กลับสู่สภาวะปกติ (Muench *et al.*, 1982, Zhang *et al.*, 2004, Falaghi *et al.*, 2005, Kazemi *et al.* 2007)

เพื่อให้เข้าใจ FIs ดียิ่งขึ้น จำเป็นที่จะต้องเข้าใจโครงสร้างพื้นฐานและการทำงานของ FIs ดังนั้นจึงได้ศึกษาบทความที่เกี่ยวข้องกับ FIs เช่น ประเภท ลักษณะและคุณสมบัติการใช้งาน และการติดตั้งของ FIs เป็นต้น

1. ความเป็นมาของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Indicators, FIs) ได้ถูกประดิษฐ์ขึ้นในปี 1946 โดยบริษัท Horstmann (ประเทศเยอรมัน) ซึ่งเป็นบริษัทแรกที่ผลิตอุปกรณ์ที่สามารถส่งสัญญาณเพื่อแจ้งความผิดพร่องของกระแสลัดวงจรในระบบจำหน่าย และในปี 1948 บริษัท E.O. Schweitzer Manufacturing ได้เปิดตัว FIs ในประเทศสหรัฐอเมริกา โดย FIs รุ่นแรกนั้นการแสดงผลเมื่อเกิดความผิดพร่องจะเป็นแบบทางกลโดยใช้จานหมุน ซึ่ง FIs นี้จะต้องให้ผู้ปฏิบัติงานไปทำการปรับตั้ง

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ค่าเริ่มต้นใหม่ (reset) หลังจากที่อุปกรณ์ได้ส่งสัญญาณแจ้งเตือนเมื่อเกิดความผิดพร่องแล้ว ต่อมาเทคโนโลยีของ FIs ได้ถูกพัฒนามาอีกขั้นหลังจากอุปกรณ์สามารถทำการปรับตั้งค่าเริ่มต้นได้อย่างอัตโนมัติเมื่อทำการฟื้นคืนระบบในระบบจำหน่ายแล้วหรือหลังจากเวลาที่ได้ตั้งค่าการทำงานไว้ การพัฒนานี้ทำให้เวลาที่ใช้ในการฟื้นคืนระบบลดลง อย่างไรก็ตามอายุการใช้งานของอุปกรณ์จะมีข้อจำกัดซึ่งต่างจากเดิมที่จะต้องปรับค่าเริ่มต้นใหม่ด้วยตัวเอง

ในปี 1976 บริษัท Horstmann ได้พัฒนา FIs ให้มีอายุการใช้งานและเพิ่มความเชื่อถือได้ที่มากขึ้น เนื่องจากมีการเพิ่มแบตเตอรี่ภายในให้กับ FIs ทำให้ FIs พร้อมที่จะทำงานได้ตลอดเวลาโดยไม่ต้องคำนึงถึงการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า ทำให้มีบริษัทจำนวนมากเริ่มให้ความสนใจในการผลิต FIs ที่มีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น ซึ่งการผลิตส่วนใหญ่จะใช้อุปกรณ์สารกึ่งตัวนำ

ในปี 1987 บริษัท Horstmann ได้มีการพัฒนา FIs ให้เป็นแบบไร้สายโดยสื่อสารผ่านคลื่นความถี่วิทยุ (Radio Frequency) ไปยังกล่องรับสัญญาณ (Receiver Box)โดยข้อมูลความผิดพร่องจะถูกส่งผ่านระบบ SCADA ไปยังศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ (Angerer, 2001)

ในปี 2005 บริษัท Liander ได้พัฒนา FIs ให้สามารถสื่อสารผ่านทางสัญญาณโทรศัพท์มือถือ (Global System for Mobile Communications, GSM) ได้ โดยการเพิ่มอุปกรณ์ระบบสื่อสาร RTU (Remote Terminal Unit) หรือตัวรับสัญญาณที่ติดตั้งที่เสาไฟฟ้า เพื่อรับ-ส่งข้อมูลความผิดพร่องไปยังเครื่องแม่ข่าย Host (Web Based SACDA) ซึ่งช่วยให้พนักงานสามารถจัดการกับความผิดพร่องเมื่อ FIs ตรวจจับความผิดพร่องได้ (Hodgson, 2010)

ปัจจุบัน FIs ได้รับความสนใจสำหรับนำมาใช้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อใช้ในการจัดการความผิดพร่องอย่างอัตโนมัติ และเพิ่มระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย

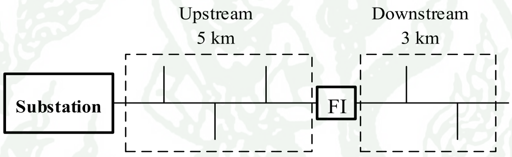
2. ลักษณะทั่วไปของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

ตามที่ได้กล่าวไปในข้างต้นแล้วว่าการติดตั้ง FIs สามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายและประสิทธิภาพการให้บริการของการไฟฟ้า เนื่องจาก FIs จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบจำหน่าย เนื่องจากสามารถระบุตำแหน่งความผิดพร่องได้อย่างรวดเร็วขึ้น และเป็นตัวช่วยในการพิจารณาการแยกวงจรที่เกิดความผิดพร่อง

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ออกจากระบบ เพื่อดำเนินการซ่อมแซมแก้ไขและฟื้นคืนระบบให้กลับสู่สภาวะปกติ จากการศึกษาพบว่า FIs ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายสามารถลดระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบได้มากถึง 60 เปอร์เซ็นต์ เนื่องจากทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องสามารถค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องได้อย่างรวดเร็ว และส่งผลทำให้ระยะเวลาไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าสั้นลง (Krajnak, 2000)

FIs มีฟังก์ชันที่ใช้ในการส่งสัญญาณแจ้งเตือนตำแหน่งกระแสลัดวงจรหรือความผิดพร่องในจุดที่ได้มีการติดตั้งอุปกรณ์บนสายป้อนระบบจำหน่าย ซึ่งออกแบบให้สามารถทำงานร่วมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ เพื่อให้มีทางเลือกที่จะบ่งบอกถึงความผิดพร่องทั้งแบบชั่วคราวหรือแบบถาวร นอกจากนี้ยังสามารถติดตั้งได้ง่าย และมีราคาถูก จากภาพที่ 2 จะอธิบายให้เข้าใจผลจากการติดตั้ง FIs ซึ่งได้แสดงการแบ่งช่วงของการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องตามสายป้อนระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้ง FIs



ภาพที่ 2 การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่าย

ที่มา: Falaghi *et al*. (2005)

จากภาพที่ 2 แสดงถึงความเป็นไปได้ของการลดระยะเวลาในการค้นหาตำแหน่งอ้างอิงของจุดที่เกิดความผิดพร่องในระบบจำหน่าย โดยสมมุติให้ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องกรณีที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องจะใช้เวลาประมาณ 45 นาที (0.75 ชั่วโมง) ซึ่งทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องต้องเริ่มต้นการค้นหาจากที่สถานีไฟฟ้า (Substation) จนกระทั่งปลายสายระบบจำหน่าย แต่หลังจากการติดตั้ง FIs แล้วจะช่วยลดระยะเวลาในการค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องให้สั้นลง เนื่องจากทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องจะตรงไปยังตำแหน่งติดตั้ง FIs ก่อนแล้วจึงไปยังตำแหน่งอื่นๆ ซึ่งระยะเวลาที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดติดตั้ง FIs (Upstream) สามารถคำนวณได้ตามสมการ (10) และจากจุดติดตั้ง FIs ถึงปลายสายระบบจำหน่าย (Downstream) คำนวณได้ตามสมการ (11) (Falaghi *et al*., 2005)

$$time_{upstream} = \frac{5}{5+3} \times 0.75 = 0.47 \quad \text{hours} \tag{10}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$time_{downstream} = \frac{3}{5+3} \times 0.75 = 0.28 \quad \text{hours} \tag{11}$$

โดยทั่วไปการติดตั้ง FIs บนสายป้อนระบบจำหน่ายจะมี n ชุด ซึ่งการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องจะถูกแบ่งช่วงออกเป็น $n+1$ โซน โดยระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง (average fault identification time) แต่ละโซนสามารถคำนวณได้ตามสมการ (12)

$$T_i = T_0 \left(\frac{L_i}{\sum_{j=1}^{n+1} L_j} \right) \qquad ; i = 1, 2, 3, \ldots, n+1 \tag{12}$$

เมื่อ L_i คือ ความยาวของสายป้อนของโซน i

$\sum_{j=1}^{n+1} L_j$ คือ ผลรวมของความยาวของสายป้อนทั้งหมด

T_0 คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องกรณีที่ระบบไม่มีการติดตั้ง FIs

เพื่อให้เข้าใจการทำงานของ FIs มากขึ้น ในหัวข้อนี้จะนำเสนอคุณลักษณะที่สำคัญของ FIs ที่ผลิตใช้งานในปัจจุบัน

2.1 ฟังก์ชันการทำงาน

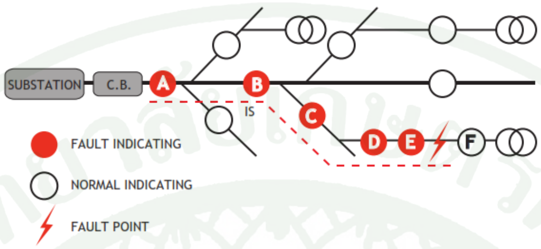
เมื่อเกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบจำหน่าย FIs จะทำการส่งสัญญาณแจ้งเตือนการลัดวงจร ณ จุดที่ติดตั้ง โดยเงื่อนไขของการตรวจจับความผิดพร่องนั้นขึ้นอยู่กับเซ็นเซอร์ (Sensor) ที่ใช้ในการตรวจจับกระแสที่ไหลผ่านสายป้อนของระบบจำหน่าย ซึ่งเซ็นเซอร์เหล่านี้มีเงื่อนไขในการตรวจจับความผิดพร่องที่ต่างกัน จะขึ้นอยู่กับความไวต่อการกระตุ้นของสนามแม่เหล็กที่เกิดจากกระแสไฟฟ้า ซึ่งลักษณะการทำงานของ FIs ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายสามารถแสดงตามภาพที่ 3

2.2 การส่งสัญญาณชี้บอกความผิดพร่อง (Indication)

เมื่อกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านวงจรที่มีการติดตั้ง FIs มีค่าสูงเกินกว่าที่ได้กำหนดหรือตั้งค่าไว้ FIs จะทำการแสดงสัญญาณชี้บอกเพื่อระบุตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องขึ้น ตามภาพที่ 4 ซึ่งลักษณะของสัญญาณชี้บอกความผิดพร่องมีหลายแบบ เช่น ธงสี (Flag) เพื่อให้สามารถเห็นได้

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ชัดเจนในตอนกลางวัน หลอดไฟ LED เพื่อให้สามารถเห็นได้ชัดเจนในตอนกลางคืน Xenon Gas และอื่นๆ ซึ่งผู้ผลิตจะสร้างสัญญาณชี้บอกที่มีลักษณะแตกต่างกันตามชนิดความผิดพร่องเพื่อแยกรูปแบบของความผิดพร่องที่เกิดขึ้นระหว่างความผิดพร่องแบบชั่วคราว (Temporary Fault) กับความผิดพร่องแบบถาวร (Permanent Fault)



ภาพที่ 3 แสดงลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่ติดตั้งในระบบจำหน่าย

ที่มา: Smart Grid Solutions Inc. (2013)

ภาพที่ 4 ตัวอย่างลักษณะของสัญญาณการแจ้งเตือนของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

ที่มา: EMG Fault Indicator Type FLA3.1 (2013) ; MV Technology Solutions (2009)

2.3 การตั้งค่าเริ่มต้นใหม่ (Reset)

การตั้งค่าเริ่มต้นใหม่เป็นคุณสมบัติหนึ่งของ FIs เมื่อระบบจำหน่ายเกิดความผิดพร่องขึ้น FIs จะทำงานโดยการส่งสัญญาณชี้บอกความผิดพร่อง ซึ่งหลังจากฟื้นคืนระบบไฟฟ้าแล้ว FIs สามารถปรับเปลี่ยนสถานะกลับเข้าสู่สภาวะปกติได้ คุณสมบัติข้อนี้จะเป็นประโยชน์อย่างมากในการใช้งานจริง เพราะหลังจากที่ FIs สามารถตรวจจับความผิดพร่องได้ และทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องดำเนินการซ่อมแซมแก้ไขสายป้อนที่เกิดความผิดพร่องเพื่อฟื้นคืนระบบไฟฟ้าแล้ว FIs จำเป็นจะต้องมีการตั้งค่าเริ่มต้นใหม่อีกครั้ง

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

การตั้งค่าเริ่มต้นใหม่ของ FIs นั้นสามารถตั้งค่าได้ทั้งแบบกำหนดเอง (Manual Reset) หรือแบบอัตโนมัติ (Automatic Reset) ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับผลิตภัณฑ์ รุ่น และการเขียนโปรแกรม ซึ่งข้อดีของการตั้งค่าเริ่มต้นใหม่แบบอัตโนมัติ คือ ช่วยให้การไฟฟ้าลดค่าใช้จ่ายและเวลาในการดำเนินการได้ โดยทั่วไปการตั้งค่าแบบอัตโนมัติจะใช้กระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า เวลา และอื่นๆ เป็นตัวกำหนดการทำงานใหม่ของอุปกรณ์ ซึ่งสามารถอธิบายรูปแบบต่างๆ ส่วนการตั้งค่าเริ่มต้นใหม่ด้วยการกำหนดเองจะต้องใช้เครื่องมือหรืออุปกรณ์เฉพาะของผู้ผลิต ยกตัวอย่างเช่น FIs ของผลิตภัณฑ์ LineTroll 110 Eμ การตั้งค่าเริ่มต้นใหม่จะต้องรื้อถอนออกจากสายป้อนก่อนแล้วจึงตั้งค่าเริ่มต้นใหม่ได้ ส่วนของผลิตภัณฑ์ EMG FLA3.1 จะใช้ Remote Control ในการตั้งค่าเริ่มต้นใหม่ ซึ่งไม่จำเป็นต้องรื้อถอนออกจากสายป้อนที่กำลังจ่ายไฟฟ้าอยู่ เป็นต้น

2.4 แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (Power Supply)

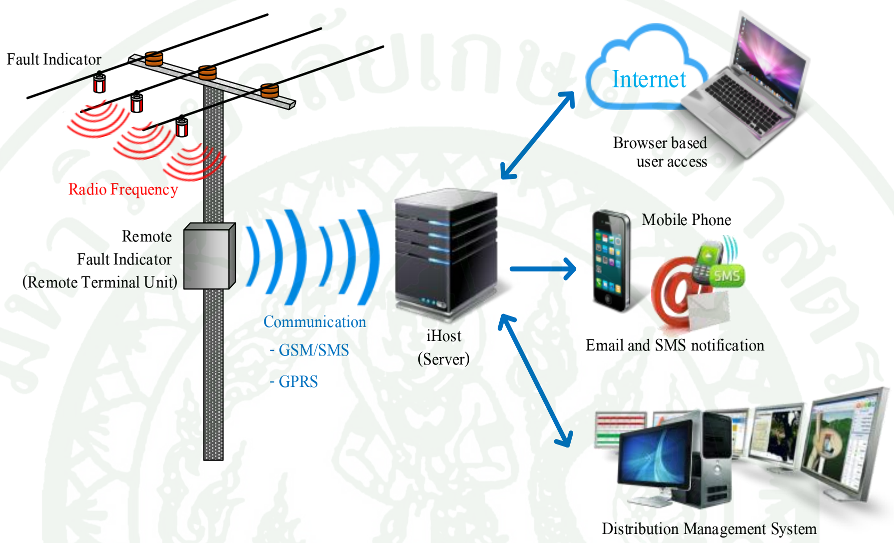
แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของ FIs มาจากแบตเตอรี่ (Battery) ที่บรรจุอยู่ภายในอุปกรณ์ ซึ่งทำให้อุปกรณ์พร้อมที่จะทำงานได้ตลอดเวลาโดยไม่ต้องคำนึงถึงการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า ซึ่งการที่ FIs จะทำงานได้ถูกต้องหรือไม่นั้นขึ้นอยู่กับพลังงานที่มีในแบตเตอรี่ อย่างไรก็ตาม แบตเตอรี่ของ FIs บางรุ่นมีความจุน้อย ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการเปลี่ยนแบตเตอรี่ตามระยะเวลา โดยทั่วไปแล้วผู้ผลิตจะให้ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับประเภท ชนิด ขนาด และอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ด้วย

2.5 การสื่อสาร (Communication)

ในปัจจุบันการเชื่อมต่อเพื่อการสื่อสารข้อมูลของ FIs สามารถทำงานร่วมกับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ ในระบบ SCADA ได้ ทั้งนี้เพื่อแจ้งให้ผู้ควบคุมการจ่ายไฟ (Operator) ทราบถึงสถานะการทำงานของ FIs ในระบบจำหน่าย ดังนั้นความเชื่อถือได้ของการสื่อสารระยะไกลของ FIs จึงมีความสำคัญ โดยวิธีการสื่อสารต่างๆ ถูกนำมาใช้เพื่อหาความเหมาะสมที่ดีที่สุดระหว่างค่าใช้จ่ายและความเชื่อถือได้ในการส่งสัญญาณจาก FIs ซึ่งการสื่อสารที่นิยมนำมาใช้ คือ การสื่อสารผ่านทางสัญญาณโทรศัพท์มือถือ (Global System for Mobile Communications, GSM) แต่ยังมีวิธีการอื่นๆ ที่สามารถนำมาใช้ได้อย่างเช่น การสื่อสารผ่านคลื่นความถี่วิทยุ (Radio Frequency, RF) สายใยแก้วนำแสง (Optical Fiber Cable) และอื่น ๆ ตามภาพที่ 5 อย่างไรก็ตาม โมเด็ม GSM มีความเหมาะสมอย่างยิ่งเนื่องจากใช้พลังงานจากแบตเตอรี่ต่ำมาก สำหรับการเปิดใช้งาน การส่งสัญญาณ และมีอายุการใช้งานได้ถึง 5 ปี ซึ่งเมื่อใดก็ตามที่ระบบจำหน่ายเกิด

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ความผิดพร่องขึ้น FIs จะส่งข้อมูลไปยังโมเด็ม GSM และโมเด็ม GSM จะส่งข้อมูลความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในรูปแบบ SMS ไปที่ SCADA Gateway หรืออาจจะส่งโดยตรงไปยังโทรศัพท์ระบบ GSM ของผู้ปฏิบัติงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่งในอนาคตการสื่อสารแบบ GPRS และ TCP/IP จะถูกนำมาใช้เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเปลี่ยนแปลงการตั้งค่าของ FIs การส่งสัญญาณความผิดพร่อง ค่ากระแสโหลด และข้อมูลอื่นๆ ไปยังระบบ SCADA (Bjerkan, 2009)



ภาพที่ 5 การสื่อสารของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องกับระบบอื่นๆ

FIs ที่มีการสื่อสารระยะไกล (Remote Fault Indicator) ที่มีจำหน่ายในปัจจุบันมีทั้งรุ่นที่ใช้การสื่อสารผ่านคลื่นความถี่วิทยุ (RF) และการสื่อสารผ่านทางสัญญาณโทรศัพท์มือถือ (GSM) ซึ่งการส่งสัญญาณของ FIs เมื่อเกิดความผิดพร่องขึ้นจะช่วยให้ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องหรือผู้ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าสามารถตรวจสอบได้ว่าสัญญาณนั้นถูกส่งมาจากตำแหน่งใด ดังนั้นประโยชน์ของ FIs ที่มีการสื่อสารระยะไกลมีดังต่อไปนี้

ก. สามารถระบุตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องได้อย่างรวดเร็ว

ข. ลดระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบไฟฟ้า

ค. เพิ่มประสิทธิภาพในการจัดแบ่งทีมพนักงานเพื่อปฏิบัติงานและค้นหาตำแหน่งผิดพร่อง

ง. สามารถแบ่งส่วนที่เกิดความผิดพร่องได้อย่างอัตโนมัติ และสามารถควบคุมการทำงานในระยะไกลได้

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

2.6 การตั้งค่าการทำงาน (Setting)

FIs จะตรวจจับกระแสลัดวงจรได้ก็ต่อเมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านสูงเกินกว่าค่าที่กำหนดไว้ ซึ่งแต่ละผู้ผลิตจะกำหนดค่าการทำงานของกระแสไฟฟ้าไว้แตกต่างกัน โดยทั่วไปแล้ว วิธีการตั้งค่าการทำงานของ FIs จะสามารถทำได้โดยการกำหนดค่ากระแสเริ่มต้น (Current threshold) และการกำหนดค่ากระแสแบบปรับเองอัตโนมัติตามค่ากระแสโหลด

2.7 การบำรุงรักษา (Maintenance)

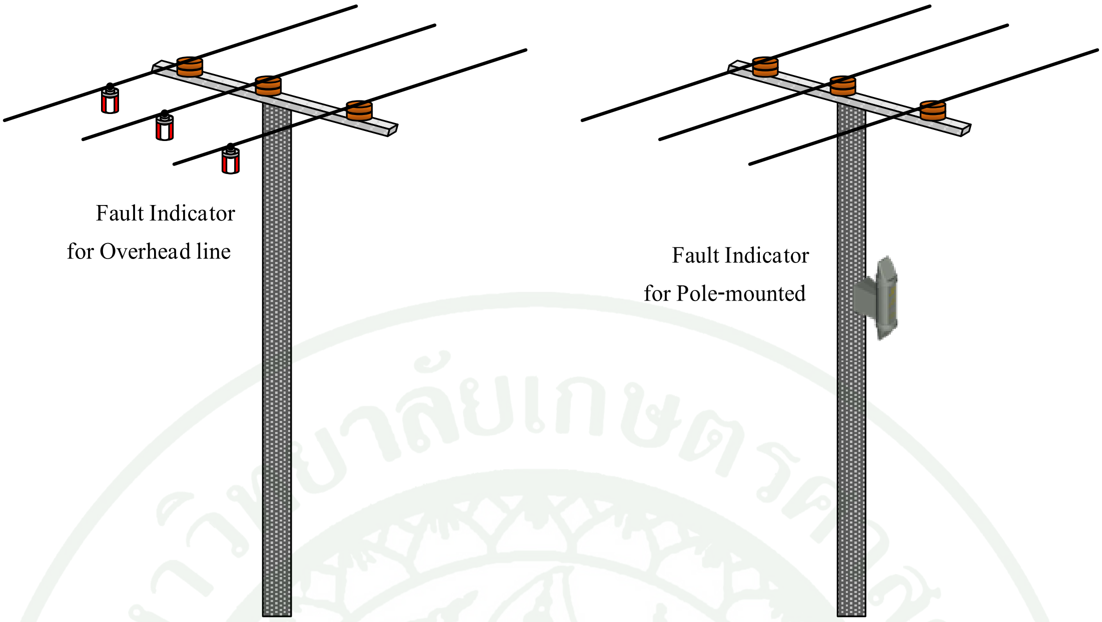
FIs จำเป็นจะต้องมีระยะเวลาในการตรวจสอบ โดยทั่วไปแล้วผู้ผลิตจะแนะนำให้มีการตรวจสอบอุปกรณ์ทุกๆ 1 ปีหลังจากการใช้งานล่าสุด ซึ่งอาจจะต้องมีการเปลี่ยนแบตเตอรี่ภายใน รวมทั้งทดสอบการทำงานเพื่อตรวจสอบความเข้มและความถี่ของ LED ว่าอยู่ในสภาพปกติหรือไม่ เป็นต้น

2.8 ชนิดของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องสำหรับระบบจำหน่ายเหนือดิน

FIs สามารถนำไปติดตั้งได้ทั้งระบบจำหน่ายใต้ดิน (Underground Distribution Systems) และระบบจำหน่ายเหนือดิน (Overhead Distribution Systems) แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะกล่าวถึงเฉพาะ FIs ที่ใช้กับระบบจำหน่ายเหนือดิน การติดตั้ง FIs ที่สายไฟฟ้าเหนือดินนั้นมีประโยชน์อย่างมาก เนื่องจากระบบจำหน่ายเหนือดินมีโอกาสที่จะเกิดความผิดพร่องได้ง่ายกว่าระบบจำหน่ายใต้ดิน

FIs สำหรับระบบจำหน่ายเหนือดินสามารถแบ่งตามลักษณะการติดตั้งได้เป็น 2 ชนิด คือ ชนิดติดตั้งที่สายไฟฟ้า และชนิดติดตั้งที่เสาไฟฟ้า แสดงตามภาพที่ 6 FIs ชนิดติดตั้งโดยตรงที่สายไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ที่มีขนาดเล็กและติดตั้งที่สายไฟฟ้าทั้ง 3 เฟส สามารถติดตั้งได้ง่าย และมีความปลอดภัย ตามภาพที่ 7 ซึ่งวัตถุประสงค์ของการติดตั้งในลักษณะนี้เพื่อตรวจสอบปริมาณกระแสและแรงดันไฟฟ้าของสายป้อนระบบจำหน่ายแต่ละเฟส และระบุตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร ซึ่งในกรณีที่เกิดความผิดพร่องแบบชั่วคราว FIs จะแสดงสัญญาณชี้บอกความผิดพร่องให้ผู้ควบคุมการจ่ายไฟ (Operator) ทราบ เพื่อทำการตัดวงจรไฟฟ้าที่สายป้อนนั้นๆ โดยอัตโนมัติ เพื่อป้องกันอุปกรณ์ชำรุดเสียหาย แต่สำหรับกรณีที่เกิดความผิดพร่องแบบถาวรจะต้องให้ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องเข้าไปดำเนินการซ่อมแซมแก้ไข โดย FIs จะมีหลอดไฟ LED กระพริบเพื่อให้สามารถมองเห็นได้ง่ายทั้งในเวลากลางวันและกลางคืน ซึ่งจะทำให้ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องสามารถค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องได้อย่างแม่นยำมากยิ่งขึ้น

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



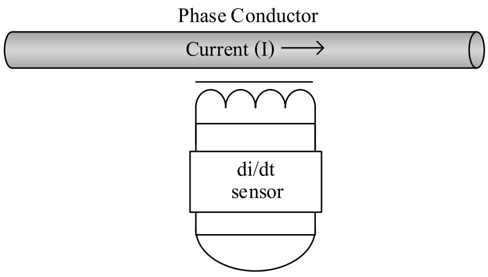
ภาพที่ 6 ชนิดของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องตามลักษณะการติดตั้ง

ภาพที่ 7 อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องชนิดติดตั้งที่สายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเหนือดิน

ที่มา: Schweitzer Engineering Laboratories Inc. (2009)

เมื่อระบบจำหน่ายเกิดความผิดพร่องขึ้น FIs จะส่งสัญญาณการเกิดกระแสลัดวงจรที่ถูกตรวจจับได้โดยเซ็นเซอร์ (Sensor) ซึ่งทำหน้าที่ตรวจจับการเปลี่ยนแปลงของกระแสไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่งหรือ di/dt โดยใช้สนามแม่เหล็ก (Magnetic field) ที่สร้างขึ้นจากกระแสไฟฟ้าเหนี่ยวนำให้เกิดสัญญาณในตัว pickup coil ซึ่งสัญญาณเหนี่ยวนำนี้จะนำไปใช้กับเซ็นเซอร์ di/dt เพื่อที่จะแยกแยะระหว่างกระแสลัดวงจรกับกระแสโหลด โดยเซ็นเซอร์ di/dt จะตรวจจับการเพิ่มขึ้นของกระแสอย่างทันทีทันใดเช่นในกรณีที่เกิดความผิดพร่องขึ้น ตามภาพที่ 8

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



ภาพที่ 8 เซ็นเซอร์ของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

สำหรับ FIs ชนิดติดตั้งที่เสาไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเหนือดินจะถูกติดตั้งที่ความสูงระดับหนึ่งเพื่อตรวจจับความผิดพร่องแบบสามเฟส แสดงตามภาพที่ 9 โดย FIs ชนิดติดตั้งที่เสาไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเหนือดินจะตรวจจับความผิดพร่องชนิดเฟส-เฟส และเฟส-กราวด์ โดยใช้เซ็นเซอร์ในการตรวจสอบความผิดพร่องที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของกระแสไฟฟ้า ซึ่งเซ็นเซอร์มีทั้งแบบเซ็นเซอร์สนามไฟฟ้าและเซ็นเซอร์สนามแม่เหล็ก โดยทำหน้าที่ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าตลอดเวลา (Nortroll, 2010)

FIs ชนิดติดตั้งที่เสาไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเหนือดินจะตรวจสอบความผิดพร่องที่สายป้อนระบบจำหน่ายทั้ง 3 เฟสไปพร้อมๆ กัน ด้วยอุปกรณ์เพียงชิ้นเดียว อย่างไรก็ตาม FIs ชนิดติดตั้งที่เสาไฟฟ้าอาจมีสัญญาณรบกวนจากระบบแรงต่ำของเสาไฟฟ้าต้นเดียวกัน ซึ่งในกรณีนี้ทำให้ FIs ชนิดติดตั้งที่สายไฟฟ้ามีความเหมาะสมมากกว่า อีกทั้งราคาของอุปกรณ์ชนิดติดตั้งที่เสาไฟฟ้าไม่ต่างกับชนิดติดตั้งที่สายไฟฟ้า (รวมทั้ง 3 เฟส)

ภาพที่ 9 อุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องชนิดติดตั้งที่เสาไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเหนือดิน

ที่มา: Nortech Management Ltd. (2012)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

2.9 ตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายเหนือดิน

FIs ไม่เพียงแต่ปรับปรุงคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าให้ดีขึ้นเท่านั้น แต่ยังเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบจำหน่ายมากขึ้นด้วย เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับความพึงพอใจและมีการร้องเรียนที่ลดลง เพราะช่วงเวลาที่ไฟฟ้าดับสั้นลง อย่างไรก็ตามการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่ายก็เป็นสิ่งจำเป็นที่จะต้องพิจารณาให้มีความเหมาะสม แต่ในการปฏิบัติงานจริงการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs มักจะกำหนดโดยผู้เชี่ยวชาญที่มีประสบการณ์ในด้านการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาในพื้นที่นั้นๆ โดยไม่ได้พิจารณาตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้

3. บทความวิชาการที่เกี่ยวข้องกับการประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

การจัดการคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเป็นการช่วยรักษาความต่อเนื่องในการจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น FIs จึงจำเป็นที่จะต้องมีการพิจารณาเพื่อติดตั้งในระบบจำหน่าย เนื่องจาก FIs จะสามารถตรวจจับความผิดพร่องที่เกิดขึ้นได้ และเป็นตัวช่วยในการพิจารณาการแยกส่วนความผิดพร่องเพื่อฟื้นคืนระบบได้อย่างรวดเร็ว สามารถลดความสูญเสียทั้งทางด้านการเงินและแรงงาน ตามที่ได้กล่าวข้างต้น จึงมีนักวิจัยให้ความสนใจในการพัฒนา FIs เป็นจำนวนมาก

ในงานวิจัยของ Gangel *et al.* (1970) ได้อธิบายถึงการพัฒนาของชุดโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สามารถนำมาใช้ในการทำนายความพร้อมของวงจรจำหน่ายไฟฟ้าเคเบิลใต้ดินจากสถานีไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งการคำนวณจะขึ้นอยู่กับการใส่ค่าของอัตราความล้มเหลว และเวลาที่ใช้ในการปฏิบัติงาน โดยโปรแกรมนี้ได้นำไปใช้ในการตั้งค่าโครงสร้างวงจรที่ต่อกับอุปกรณ์ เช่น Fault Indicator, Fault Current Interrupters, Manual-Sectionalizing-Points และ Manual/Automatic Tie-Point ทั้งในวงจรหลักและวงจรย่อย ซึ่งผลของงานวิจัยได้แสดงถึงผลกระทบของอุปกรณ์ต่างๆ รวมไปถึงการกำหนดค่าวงจรพื้นฐาน และวิธีการปฏิบัติงาน

ในงานของ Thomas and Kalmuck (1982) ได้อธิบายถึงการประยุกต์ใช้ FIs ชนิดหนึ่งเฟสในระบบเคเบิลใต้ดิน ซึ่งผู้เขียนได้อธิบายว่า ขณะที่ FIs ได้ส่งสัญญาณแจ้งเตือนอยู่นั้น อุปกรณ์อาจทำการตั้งค่าเริ่มต้นใหม่ (reset) เอง เนื่องจากถูกเหนี่ยวนำจากสายเคเบิลใต้ดินเฟสข้างเคียง ทำให้ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องไม่พบสัญญาณชี้บอกจากตัวอุปกรณ์ เหตุการณ์ลักษณะนี้ทำให้ความเชื่อถือได้ของ FIs ลดน้อยลง บริษัท Long Island Lighting และบริษัท RTE จึงได้ร่วมกันพัฒนา FIs สำหรับระบบเคเบิลใต้ดิน 3 เฟสขึ้น

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ในงานของ Muench and Wright (1984) ให้คำแนะนำในการประยุกต์ใช้ FIs เกือบทุกประเภทที่มีอยู่ในขณะนั้น และเปรียบเทียบความแตกต่างของอุปกรณ์แต่ละชนิด เช่น วิธีการตั้งค่าเริ่มต้น (Reset) การนำไปใช้ในระบบจำหน่ายเหนือดินหรือเคเบิลใต้ดิน จำนวนเฟสของระบบ ผลการทำงานของอุปกรณ์ ตำแหน่งการวางเซ็นเซอร์ ตำแหน่งการติดตั้ง ความไวเมื่อทำงานร่วมกับฟิวส์จำกัดกระแส และผลกระทบของสายป้อนข้างเคียง รวมถึงการตั้งค่าเริ่มต้นใหม่ (reset)

ในงานของ Baldwin *et al.* (2001, 2003) ได้นำเสนองานวิจัยที่เกี่ยวกับการระบุตำแหน่งการเกิดความผิดพร่องในระบบที่ไม่มีการต่อลงดิน (Ungrounded System) และระบบที่มีการต่อลงดินผ่านความต้านทานสูง (High Resistance Grounded System) ซึ่งผู้เขียนได้กล่าวว่า ขนาดของกระแสลัดวงจรที่เกิดกับระบบดังกล่าวไม่สูงพอที่จะทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์หรือฟิวส์ทำงานได้ ทำให้ยากต่อการระบุตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง ซึ่งเทคนิคที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องนั้นยุ่งยากและใช้เวลานาน จึงได้มีการพัฒนาการระบุตำแหน่งความผิดพร่องชนิดลงดิน (ground-fault localization) ในระบบที่ไม่มีการต่อลงดิน และระบบที่มีการต่อลงดินผ่านความต้านทานสูงสำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ โดยระบบดังกล่าวประกอบด้วยรีเลย์ ground-fault ที่ทำงานร่วมกับ FIs ราคาถูกที่ติดตั้งในวงจรไฟฟ้า ซึ่งรีเลย์ ground-fault จะใช้เทคนิคการประมวลผลสัญญาณดิจิตอลในการตรวจจับความผิดพร่องและระบุเฟสที่เกิดความผิดพร่อง รวมทั้งวัดระยะทางจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งความผิดพร่อง ทั้งนี้ FIs ระยะไกล (Remote fault indicator) จะใช้ในการตรวจสอบตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง ซึ่งระบบนี้จะช่วยให้การระบุตำแหน่งของความผิดพร่องชนิดลงดินเป็นไปอย่างรวดเร็ว ง่าย ประหยัด และปลอดภัย

ในงานวิจัยของ Angerer (2008) ได้กล่าวถึงการพัฒนาและการประยุกต์ใช้ FIs เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และลดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงาน ผู้เขียนได้เน้นถึงวิธีการตั้งค่าเริ่มต้นใหม่ (reset) ได้แก่ การตั้งค่าเริ่มต้นใหม่อัตโนมัติแบบใช้แรงดันไฟฟ้า และการตั้งค่าเริ่มต้นใหม่อัตโนมัติแบบใช้กระแสไฟฟ้า และกล่าวถึงการเปรียบเทียบการประเมินมูลค่าความเสียหายเนื่องจากการเกิดความผิดพร่องสำหรับกรณีก่อนและหลังการติดตั้ง FIs

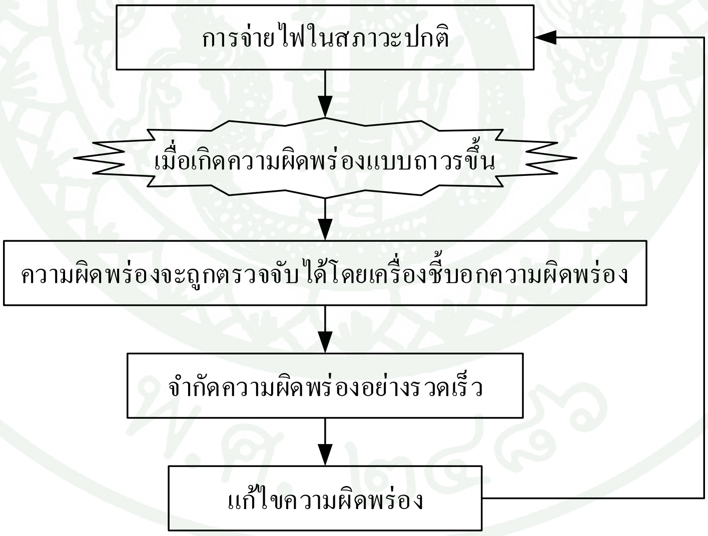
ในงานวิจัยของ Bjerkan (2009) กล่าวถึงการใช้งาน FIs พร้อมกับเทคโนโลยีการสื่อสาร ซึ่งผู้เขียนได้อธิบายว่า เทคโนโลยีการสื่อสารจะทำให้สามารถควบคุม FIs จากระยะไกลได้ โดยไม่ต้องไปถึงบริเวณที่ติดตั้งอุปกรณ์ ซึ่งคุณสมบัตินี้จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการปฏิบัติงานแก้ไขระบบไฟฟ้าที่เกิดจากความผิดพร่องในระบบจำหน่ายได้

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

กลยุทธ์ในการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุด

ในงานของ Cong *et al.* (2005) ได้นำเสนอวิธีการหาตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้วิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithms, GA) ซึ่งได้พิจารณาระบบจำหน่ายที่มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Dispersed Generation, DG) ต่อร่วมอยู่ด้วย การจัดวางตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้ง FIs จะขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ เช่น โครงสร้างของระบบ โหลด ชนิดของสายตัวนำ และสวิตช์ เป็นต้น

ภาพที่ 10 อธิบายให้เข้าใจถึงกระบวนการแก้ไขความผิดพร่องได้ง่ายขึ้น ซึ่งปัจจัยที่สำคัญของกระบวนการ คือ “เวลา” เมื่อความผิดพร่องแบบถาวรถูกตรวจจับได้จาก FIs ผู้ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า (Operator) จะใช้เบรกเกอร์หรือสวิตช์เพื่อจำกัดและแยกส่วนของระบบที่เกิดความผิดพร่องออกไปและจ่ายไฟฟ้าคืนกับส่วนที่ไม่ได้รับผลกระทบ ขั้นตอนนี้เรียกว่า “จำกัดความผิดพร่องอย่างรวดเร็ว” สำหรับส่วนที่เกิดความผิดพร่องจะถูกดำเนินการซ่อมแซมแก้ไขเพื่อฟื้นคืนระบบ ซึ่งขั้นตอนนี้เรียกว่า “แก้ไขความผิดพร่อง”



ภาพที่ 10 แผนภาพกระบวนการแก้ไขความผิดพร่องในระบบไฟฟ้า

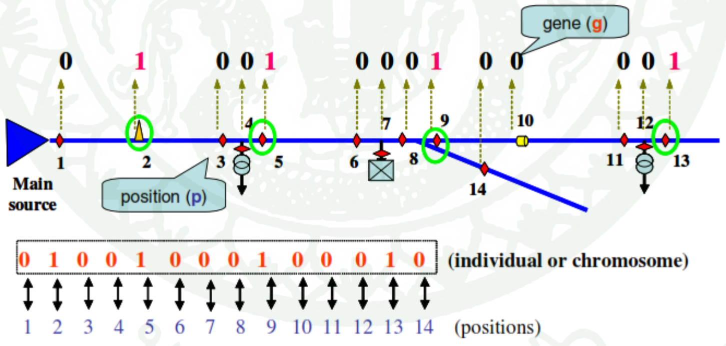
ที่มา: Cong *et al.* (2005)

ในขั้นตอน “จำกัดความผิดพร่องอย่างรวดเร็ว” เวลาในการจำกัดความผิดพร่องจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งติดตั้ง ชนิดของ FIs (มีหรือไม่มีระบบสื่อสารไปยังศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าได้ทันที)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตำแหน่งของสวิตช์เกียร์ และชนิดของสวิตช์เกียร์ (Remote Command หรือ Local Command) ส่วนในขั้นตอน "แก้ไขความผิดพร่อง" ความเร็วในการแก้ไขขึ้นอยู่กับลักษณะโครงสร้างของระบบ (สายเหนือดิน หรือ สายเคเบิลใต้ดิน) ในกรณีที่มีการติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมากจะช่วยลดระยะเวลาในการค้นหาและแก้ไขความผิดพร่องได้ ดังนั้นการจัดวางตำแหน่งติดตั้งและจำนวนของ FIs จะมีผลต่อระยะเวลาไฟฟ้าดับ (รวมเวลาทั้งการจำกัดและเวลาแก้ไขความผิดพร่อง) ซึ่งระยะเวลาไฟฟ้าดับจะมีความสัมพันธ์กับพลังงานที่ไม่ได้จำหน่าย (Non-Distributed Energy) และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost) ด้วย ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาตำแหน่งติดตั้งที่ทำให้ค่าดังกล่าวมีค่าต่ำที่สุด โดยใช้วิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (GA) เนื่องจากวัตถุประสงค์ของปัญหามีความไม่ต่อเนื่องและมีความไม่เป็นเชิงเส้นที่มีหลายตัวแปร

ข้อมูลที่ใช้เพื่อให้บรรลุเป้าหมายของการจัดวางตำแหน่งที่ดีที่สุดของการติดตั้ง FIs จะต้องคำนึงถึงโครงสร้างของระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ตัดตอนหรือสวิตช์เกียร์ โหลด ความน่าจะเป็นของความผิดพร่อง และอื่นๆ ซึ่งวิธีการใช้ GA ในการแก้ปัญหากรณีนี้จะกำหนดให้ โครโมโซม (Chromosome) คือตำแหน่งที่เป็นไปได้ของการติดตั้งอุปกณ์ชี้บอกความผิดพร่อง และยีน (gene) แต่ละตัวคือตำแหน่งที่มี (1) หรือ ไม่มี (0) การติดตั้ง FIs ในตำแหน่งที่เป็นไปได้ตามภาพที่ 11



ภาพที่ 11 แสดงตำแหน่งที่เป็นไปได้ของการติดตั้งอุปกณ์ชี้บอกความผิดพร่องโดยใช้วิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรม

ที่มา: Cong *et al.* (2005)

จากภาพที่ 11 จะเห็นว่าตำแหน่งที่เป็นไปได้ของการติดตั้ง FIs บนสายป้อนมีทั้งหมด 13 ตำแหน่ง (1, 2, ... , 13) ในกรณีนี้ได้แสดงตำแหน่งติดตั้ง FIs เพียง 4 ตำแหน่ง คือ 2, 5, 9 และ 13 ส่วนตำแหน่งอื่นๆ ไม่ได้มีการติดตั้ง FIs

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เป้าหมายหลักของปัญหาการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด คือ จำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ 4 ฟังก์ชัน ดังนี้

1. ระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย (Average outage time of each customer, ATO) มีหน่วยเป็น ชั่วโมงต่อปี
2. พลังงานที่ไม่ได้จำหน่าย (Non-distributed energy, NDE) มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี
3. ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost, OuC) โดยรวมทั้งค่าใช้จ่ายพลังงานที่ไม่ได้จำหน่ายและค่าใช้จ่ายพลังงานที่ไม่ได้จ่ายไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก มีหน่วยเป็น ยูโรต่อปี
4. ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด (Global Cost, Global) โดยรวมทั้งค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับและเงินลงทุนสำหรับการติดตั้ง FIs มีหน่วยเป็น ยูโรต่อปี

สำหรับการคำนวณค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้ง FIs (FI_cost) ในระบบที่พิจารณา มีหน่วยเป็น ยูโรต่อปี สามารถคำนวณได้ตามกสมการ (13)

$$FI_cost = \frac{FI_price + FI_inst}{FI_age} + FI_maint \tag{13}$$

เมื่อ FI_price คือ ราคาของ FIs (ยูโร)

FI_inst คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้ง FIs (ยูโร)

FI_maint คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการบำรุงรักษา FIs (ยูโรต่อปี)

FI_age คือ อายุการใช้งานของ FIs (ปี)

ผู้เขียนได้ใช้วิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (GA) และทดสอบกับระบบไฟฟ้าจริงของประเทศฝรั่งเศส โดยกรณีศึกษาได้แบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ระบบไฟฟ้าไม่มีการต่อเชื่อมกับ DG และกรณีที่สองระบบไฟฟ้ามีการต่อเชื่อมกับ DG ซึ่งจากผลการทดสอบ พบว่า การติดตั้ง FIs ในระบบไฟฟ้าเพียง 4 ตำแหน่ง สามารถลดค่าพลังงานที่ไม่ได้จำหน่าย (NDE) และระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย (ATO) ได้มากกว่า 50% ของกรณีที่ไม่ได้ติดตั้ง FIs อย่างไรก็ตามผู้เขียนได้นำเสนอวิธีการเลือกตำแหน่งติดตั้ง FIs จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ซึ่งแต่ละฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะมีการจัดวางตำแหน่งติดตั้งที่แตกต่างกัน และได้กำหนดจำนวนสูงสุดของการติดตั้งเท่ากับ 10 ชุด ซึ่งได้แสดงผลการวิเคราะห์พลังงานที่ไม่ได้จำหน่าย ระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ และค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด นอกจากนี้ยังได้เสนอข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบไฟฟ้า คือ ไม่จำเป็นต้องติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งใกล้กันกับ FIs เอง หรืออุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ ที่มีความสามารถในการรับรู้หรือตรวจจับความผิดพร่องได้ ทั้งนี้จะทำให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนลดต่ำลงได้

ในงานของ Souza *et al.* (2008, 2009) ได้นำเสนอวิธีการประเมินพฤติกรรมของตัวแปรหลักที่มีอิทธิพลต่อการหาจำนวนและตำแหน่งที่เป็นไปได้ของการติดตั้ง FIs ตามสายป้อนของระบบจำหน่าย โดยใช้วิธีตรรกศาสตร์คลุมเครือ หรือฟัซซี่ลอจิก (fuzzy logic) ในการจัดวางตำแหน่งที่ดีที่สุดของการติดตั้ง FIs ซึ่งคำนึงถึงระยะทางของสายป้อนที่สัมพันธ์กับอุปกรณ์ป้องกัน ข้อมูลโหลด ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ค่าต่ำสุดของกระแสลัดวงจร ซึ่งผลของการทดสอบแสดงตำแหน่งที่เป็นไปได้สำหรับการติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย แต่การศึกษาไม่ได้ประเมินแสดงผลของการติดตั้ง FIs

ในงานของ Ho *et al.* (2011) ได้ศึกษาการประยุกต์ใช้เทคนิควิธีการค้นหาแบบระบบภูมิต้านทาน (Immune Algorithm) มาใช้แก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุด โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อให้ค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (Total Cost of Reliability, TCR) ให้มีค่าต่ำที่สุด โดย TCR ประเมินจากค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับและค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้ง FIs ซึ่งทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายของ Taipower เพื่อหาความคุ้มค่า (Cost-Benefit) ของการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบไฟฟ้า

การประเมินความเชื่อถือได้ของการให้บริการของระบบจำหน่ายของ Taipower ได้จากการนำสถิติข้อมูลไฟฟ้าดับจากระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Management System, OMS) มาใช้ในการประเมินค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Customer Interruption Cost, CIC) ของระบบจำหน่าย ตามสมการ (14)

$$CIC = \sum_{i=1}^{n} IC_i = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i l_i \left(\sum_{j=1}^{n} C_{ij} L_j \right) \tag{14}$$

เมื่อ n คือ จำนวนของ line Segment ทั้งหมด

IC_i คือ มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับใน line Segment i

λ_i คือ อัตราความล้มเหลวของ line Segment i

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

l_i คือ ความยาวของ line Segment i

C_{ij} คือ ค่าความเสียหายของโหลดที่ Segment j เนื่องจากไฟฟ้าดับที่ Segment i

L_j คือ จำนวนโหลดทั้งหมดของ line Segment j

ค่า C_{ij} ในสมการ (14) แสดงให้เห็นถึงค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับรวมทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ซึ่งได้มาจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ธุรกิจ และอุตสาหกรรม นอกจากนี้ผู้เขียนได้พิจารณาผู้ใช้ไฟฟ้ารายสำคัญ 3 ประเภทที่จะต้องให้บริการในระดับสูง ซึ่งระดับขั้นของผู้ใช้ไฟฟ้ารายสำคัญจะบอกถึงระดับของการบริการ โดยแบ่งระดับขั้นได้ดังนี้

ระดับ 1) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลจากไฟฟ้าดับแล้ว อาจทำให้เกิดความไม่สะดวกและความเดือดร้อนได้ เช่น โรงเรียน ซูเปอร์มาร์เก็ต ศูนย์กีฬา และสถานที่เพื่อความบันเทิง ฯลฯ

ระดับ 2) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลจากไฟฟ้าดับแล้ว อาจทำให้เกิดความเสียหายทางการเงินอย่างร้ายแรง เช่น ธนาคาร โรงกลั่นน้ำมัน โรงงานที่ใช้เทคโนโลยีสูง ฯลฯ

ระดับ 3) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลจากไฟฟ้าดับแล้ว อาจทำให้เกิดอันตราย และอาจส่งผลต่อความปลอดภัย เช่น โรงพยาบาล สถานีตำรวจ สถานีดับเพลิง การสื่อสารโทรคมนาคมที่สำคัญ ฯลฯ

ดังนั้นค่า C_{ij} แสดงได้ตามสมการ (15)

$$Cij = Res_j \cdot f_R(r_{ij}) + Com_j \cdot f_c(r_{ij}) + Ind_j \cdot f_I(r_{ij}) + \sum_{l=1}^{3} Pri_j^l \cdot f_P^l(r_{ij}) \tag{15}$$

เมื่อ Res, Com, Ind, Pri คือ เปอร์เซ็นต์โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ประเภทธุรกิจ ประเภทอุตสาหกรรม และประเภทที่ต้องให้การบริการระดับสูง (ผู้ใช้ไฟฟ้ารายสำคัญ) ตามลำดับ

f_r, f_c, f_i, f_p คือ ฟังก์ชันค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ประเภทธุรกิจ ประเภทอุตสาหกรรม และประเภทที่ต้องให้การบริการระดับสูง (ผู้ใช้ไฟฟ้ารายสำคัญ) ตามลำดับ

r_{ij} คือ ระยะเวลาของการเกิดไฟฟ้าดับของ Segment j เนื่องจากความล้มเหลวที่ Segment i

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

l คือ ระดับขั้นของผู้ใช้ไฟฟ้ารายสำคัญ

ผู้เขียนได้เสนอฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่สายป้อนหลักและสายป้อนย่อยในระบบจำหน่าย เพื่อประเมินค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (Total cost of Reliability, TCR) ให้มีค่าต่ำที่สุด แสดงได้ตามสมการ (16)

$$Minimize\ TCR = CIC + INVC \tag{16}$$

เมื่อ CIC คือ มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับ

$INVC$ คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้ง FIs

จากการแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธีการค้นหาแบบระบบภูมิต้านทาน (Immune Algorithm, IA) ในระบบจำหน่ายของบริษัท Taipower พบว่า สามารถลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับได้ถึง 32% ต่อปี อย่างไรก็ตามผู้เขียนไม่ได้ศึกษาอิทธิพลของตำแหน่งติดตั้ง FIs ร่วมกับอุปกรณ์ที่มีความสามารถในการตรวจจับความผิดพร่องอื่นๆ ที่อยู่บริเวณใกล้เคียงกันในระบบไฟฟ้า

ในงานของ Dashti and Sadeh (2011) ได้นำ FIs มาใช้ในวิธี Impedance Based เพื่อพัฒนาการประเมินส่วนที่เกิดความผิดพร่องบนสายป้อนระบบจำหน่าย โดยนำเสนอวิธีการหาตำแหน่งและจำนวนของ FIs ในระบบจำหน่าย ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ 4 ฟังก์ชัน เพื่อพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ในมุมของการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยใช้วิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรมที่มีหลายวัตถุประสงค์ (Multi-Objective Genetic Algorithm, MOGA) ซึ่งฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัญหาการหาจำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs มี 4 ฟังก์ชัน ดังนี้

1. ค่าความสูญเสียเนื่องจากพลังงานทั้งหมดที่จ่ายไม่ได้จากระบบ (Energy Not Supply (ENS) Cost) การเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละครั้ง ระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบจะขึ้นอยู่กับชนิดของความผิดพร่องและตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง ด้วยเหตุนี้การไฟฟ้าจึงมีค่าความสูญเสียในส่วนนี้เพิ่มขึ้น

2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Operation Cost) และค่าใช้จ่ายในการฟื้นคืนระบบ (Restoration Cost) แบ่งเป็น 2 ส่วน โดยส่วนแรกจะเป็นค่าใช้จ่ายของวิศวกร พนักงาน และคนงาน

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

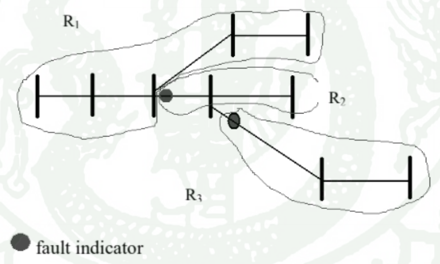
ที่ปฏิบัติงานฟื้นคืนระบบ และส่วนที่สองจะเป็นค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในการฟื้นคืนระบบ

3. ค่าใช้จ่ายเนื่องจากความไม่พึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้า (Unsatisfied Customer Cost) เมื่อใดที่เกิดไฟฟ้าดับขึ้นจะเป็นสาเหตุให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับเดือดร้อน ดังนั้นการไฟฟ้าจะต้องชดเชยค่าใช้จ่ายเนื่องจากไฟฟ้าดับให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย

4. ค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้ง FIs (Cost of Fault Indicators) โดยจะรวมทั้งค่าใช้จ่ายในการซื้อ ค่าติดตั้ง และค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงรักษา FIs ซึ่งมีผลต่อการดำเนินการทั้งสิ้น

เมื่อตำแหน่งติดตั้งของ FIs ถูกกำหนดโดย MOGA แล้ว ควรจะมีการกำหนดขอบเขตพื้นที่ (Region) ที่แตกต่างกันในระบบจำหน่าย ซึ่งมีหนึ่งในเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1. ส่วนที่อยู่ระหว่าง FIs 2 ชุด
2. ส่วนที่อยู่ระหว่าง FIs และปลายสุดของสายป้อน
3. ส่วนที่อยู่ระหว่างจุดเริ่มต้นสายป้อนและ FIs ชุดแรก



ภาพที่ 12 ขอบเขตพื้นที่ (Region) ที่กำหนดแตกต่างกัน

ที่มา: Dashti and Sadeh (2011)

ภาพที่ 12 แสดงให้เห็นถึงขอบเขตพื้นที่ (Region) ที่กำหนดแตกต่างกัน ซึ่งจากภาพได้กำหนดขอบเขตพื้นที่ 3 พื้นที่ คือ R1, R2 และ R3

การติดตั้ง FIs และการกำหนดขอบเขตพื้นที่ (Region) จะทำให้ระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบแต่ละขอบเขตพื้นที่ใช้เวลาสั้นลง ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการ (17)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$T_i = T_{0i}\left(\frac{l_i}{\sum_{j=1}^{n} l_j}\right) \tag{17}$$

เมื่อ l_i คือ ความยาวของ region i

T_i คือ ระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบของ region i หลังการติดตั้ง FIs

T_{0i} คือ ระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบของ region i ก่อนการติดตั้ง FIs

จากการทดสอบกับสายป้อนทดสอบ IEEE 13-bus และระบบจำหน่ายของประเทศอิหร่าน พบว่า การหาจำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้วิธี MOGA สามารถปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้ดีขึ้นได้ (ดัชนี SAIDI และ ENS แต่ไม่มีผลต่อดัชนี SAIFI)

ในงานของ Almeida *et al.* (2011) ได้นำ FIs มาใช้ในการพัฒนาวิธี Impedance-Based เพื่อหาตำแหน่งความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย โดยนำเสนอเทคนิคการหาตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย ซึ่งได้กำหนดจำนวนของ FIs ไว้แล้ว โดยใช้วิธี Chu–Beasley Genetic Algorithm ในการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่นำเสนอร่วมกัน 3 เกณฑ์ซึ่งมีความสัมพันธ์กับจำนวนของตำแหน่งและระยะทางระหว่างตำแหน่งที่สงสัยว่าเป็นตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องในระบบไฟฟ้า และการพิจารณาผู้ใช้ไฟฟ้ารายสำคัญ ทั้งนี้เพื่อต้องการให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Operation Cost) ต่ำที่สุดโดยทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายแบบเรเดียล IEEE 34-bus และระบบจำหน่ายแบบเรเดียลของการไฟฟ้าประเทศบราซิล พบว่า เกณฑ์ระยะทางมีความละเอียดมากกว่าเกณฑ์จำนวนของตำแหน่งที่สงสัยว่าเป็นตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง จะสังเกตได้จากการลดค่าความต้านทานให้ต่ำกว่าขีดจำกัดนั้นไม่สามารถยืนยันได้ว่าจะทำให้ได้ค่าที่แม่นยำขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการ ad hoc และเกณฑ์การพิจารณาผู้ใช้ไฟฟ้ารายสำคัญจะถูกให้ความสนใจเป็นลำดับแรก และตามที่ผู้เขียนได้กำหนดจำนวน FIs ให้มีค่าคงที่จึงไม่สามารถปรับให้เข้ากับสูตรที่นำเสนอได้ แต่การจำลองโดยใช้จำนวน FIs ที่ต่างกันจะสามารถช่วยให้วิศวกรวางแผนจัดวางตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมได้ดีขึ้น

ในงานของ Hendi *et al.* (2012) ได้นำเสนอวิธีการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย ซึ่งวัตถุประสงค์หลัก คือ เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ โดยพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์จากการประเมินค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (Total cost of Reliability, TCR) ให้มีค่าต่ำสุดซึ่งพิจารณาจากมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับ และค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้ง FIs (HO *et al.*, 2011) โดยใช้วิธีการค้นหาแบบระบบภูมิต้านทานประดิษฐ์ (Artificial

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Immune Algorithm, AIA) เพื่อแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด และได้ทดสอบกับระบบจำหน่ายของประเทศอิหร่าน ซึ่งผู้เขียนได้นำเสนอผลการเปรียบเทียบค่า TCR ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (ENS, SAIDI และ CAIDI) กรณีก่อนและหลังการติดตั้ง FIs และผลจากการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายจะช่วยลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับได้

ในงานของ Usida *et al.* (2012) ได้นำเสนอกลยุทธ์การคำนวณเชิงวิวัฒนาการ (Evolutionary Computing) ในการแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดในสายป้อนหลัก (main feeder) ของระบบจำหน่าย โดยใช้วิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและให้มีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด ซึ่งในขั้นตอนการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs จะคำนึงถึงตัวแปรในสายป้อนอย่างเช่น โหลด จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า และระยะทางระหว่างอุปกรณ์ป้องกันที่มีฟังก์ชันการส่งสัญญาณความผิดพร่องและ FIs ที่ติดตั้งแล้ว

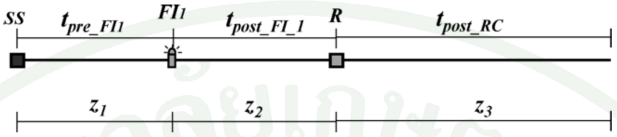
โหลดและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าจะมีความสำคัญต่อการพิจารณาการติดตั้ง FIs ที่บัสนั้น ถ้าโหลดกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่บริเวณนั้นๆ มีจำนวนมาก บัสนั้นจะมีความเหมาะสมต่อการติดตั้ง FIs ในทางกลับกัน ถ้า FIs ตัวอื่นถูกติดตั้งอยู่บริเวณใกล้เคียง บัสนั้นจะกลายเป็นจุดที่ไม่น่าสนใจ หรือสามารถกล่าวอีกทางหนึ่งได้ว่าศักยภาพในการติดตั้ง FIs จะลดลงถ้าติดตั้งใกล้กับบริเวณที่มีการติดตั้ง FIs ตัวอื่นๆ อยู่แล้ว ดังนั้นระยะห่างระหว่างบัสของสายป้อนหลักกับ FIs หรืออุปกรณ์ที่มีลักษณะคล้ายๆ กันจึงมีความสำคัญเช่นเดียวกับบัสที่ใกล้กับอุปกรณ์อื่นๆ เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และอุปกรณ์ป้องกันที่ทำงานร่วมกับรีโคลสเซอร์ (Sectionalizer) เพราะอุปกรณ์เหล่านี้มีตัวตรวจจับความผิดพร่องเช่นกัน

การประเมินผลการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ซึ่งตามทฤษฎีแล้วจะสามารถจัดวางตำแหน่งที่เหมาะสมได้โดยการกำหนดจำนวนของ FIs ในสายป้อนหลักของระบบจำหน่าย แต่ในทางปฏิบัติจำนวนของ FIs มีอย่างจำกัด ดังนั้นจึงจำเป็นจะต้องตรวจสอบด้วยว่าตำแหน่งติดตั้งที่ได้จากวิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (GA) นั้นเป็นประโยชน์จริง ทั้งในส่วนของการลดระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบ ความเชื่อถือได้ของการจ่ายไฟฟ้า และงบประมาณที่ยอมรับได้

ระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบส่วนใหญ่ประกอบด้วยเวลาที่ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง ซึ่งสามารถลดเวลาลงได้โดยการติดตั้ง FIs ในระบบ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จำหน่าย ระยะเวลาเฉลี่ยในการค้นหาตำแหน่งผิดพร่องของสายป้อนหลักกรณีที่มีและไม่มีการติดตั้ง FIs สามารถประมาณค่าได้ ภาพที่ 13 แสดงตัวอย่างของสายป้อนหลักอย่างง่ายที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ 2 อย่าง คือ FIs และ Recloser ในตัวอย่างนี้สายป้อนจะถูกแบ่งออกเป็นสามโซนซึ่งสามารถค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องโดยใช้อุปกรณ์ดังกล่าวได้



ภาพที่ 13 ส่วนย่อยของสายป้อนสำหรับการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง

ที่มา: Usida *et al*. (2012)

ระยะทางในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง (z_1, z_2 และ z_3) และระยะทางทั้งหมดของสายป้อนในภาพที่ 13 แสดงตามสมการ (18)

$$z_{total} = z_1 + z_2 + z_3 \tag{18}$$

สมมุติให้เวลาที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องทั้งสายป้อนคือ t_{total} ดังนั้น เวลาที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องแต่ละโซน สามารถคำนวณตามสมการ (19) ถึงสมการ (21)

$$t_{pre_FI_1} = \left(\frac{z_1}{z_{total}} \right) \times t_{total} \tag{19}$$

$$t_{post_FI_1} = \left(\frac{z_2}{z_{total}} \right) \times t_{total} \tag{20}$$

$$t_{post_RC} = \left(\frac{z_3}{z_{total}} \right) \times t_{total} \tag{21}$$

ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องของสายป้อนที่มีการติดตั้ง FIs คือ ค่าเฉลี่ยของเวลาที่ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องใช้ในการทำงานในแต่ละโซนระหว่าง

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อุปกรณ์ที่อยู่ติดกัน กำหนดให้ t_{total} คือ เวลาที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องทั้งสายป้อน กรณีไม่มี FIs ดังนั้น ระยะเวลาเฉลี่ยต่อระยะทางสามารถคำนวณได้ รวมถึงเวลาในแต่ละโซนด้วย ซึ่งสามารถนำมาประมาณจำนวนใดๆ ของ FIs ที่อาจจะถูกติดตั้งในสายป้อนหลัก นอกจากนี้ ยังสามารถที่จะลดเวลาในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องโดยเฉลี่ยได้ตามจำนวนของ FIs ที่ติดตั้งมากขึ้น โดยนักวางแผนสามารถนำข้อมูลนี้ไปประเมินเงินลงทุนเพื่อติดตั้ง FIs ในพื้นที่ที่เหมาะสมที่สุด ด้วยเหตุนี้จึงมีความจำเป็นที่จะประเมินดัชนีความเชื่อถือได้จากผลการลดระยะเวลาในการค้นหาความผิดพร่องและค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นจากการติดตั้ง FIs ที่มากขึ้น

การประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย เพื่อจัดวางตำแหน่งสำหรับการติดตั้ง FIs ในสายป้อนหลัก สิ่งสำคัญลำดับแรกคือการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยการสมมุติตำแหน่งในการติดตั้ง FIs โดยวิธี GA การประเมินค่านี้เป็นการตรวจสอบว่าสายป้อนนั้นจะมีความเชื่อถือได้ตามเป้าหมายที่การไฟฟ้าตั้งไว้หรือไม่ วิธีการนี้ใช้เพื่อประเมินคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าอันเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ไม่ได้คาดการณ์ไว้ล่วงหน้า ซึ่งมีการกำหนดไว้ตามสมการ (22) และสมการ (23)

$$SAIDI_{est} = \sum_{i=1}^{n_s} \left(f_f \cdot t_f \cdot z_i \cdot \frac{N_a}{N_c} \cdot t_i \right) \qquad (22)$$

$$ENS_{est} = \sum_{i=1}^{n_s} \left(f_f \cdot t_f \cdot D_i \cdot t_i \right) \qquad (23)$$

เมื่อ $SAIDI_{est}$ คือ ค่าดัชนีระยะเวลาของการเกิดไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย

f_f คือ ตัวประกอบความผิดพร่องแบบถาวร (อัตราส่วนของความผิดพร่องแบบถาวรต่อความผิดพร่องทั้งหมดในระบบจำหน่าย)

t_f คือ อัตราความล้มเหลวต่อกิโลเมตรต่อปี

z_i คือ ระยะทางของ section i (กิโลเมตร)

N_a คือ จำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากการไฟฟ้าดับ

N_c คือ จำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส i

t_i คือ ค่าประมาณเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบหลังจากการเกิดความผิดพร่อง (ประกอบด้วย เวลาที่ระบบแจ้งเตือนไปยังทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง เวลาเฉลี่ยในการค้นหาความผิดพร่องและเวลาที่ใช้ในการแก้ไขและฟื้นคืนระบบ)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

N_s คือ จำนวน section ในสายป้อน

ENS_{est} คือ พลังงานทั้งหมดที่ไม่ได้จ่ายจากระบบ

D_i คือ ความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี ใน section i

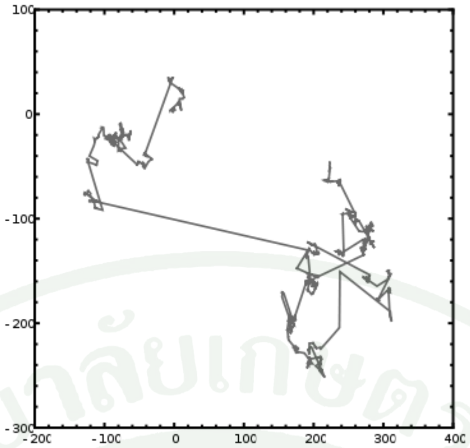
ผู้เขียนใช้วิธี GA แก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs เพื่อประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายเปรียบเทียบกับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) กับค่าใช้จ่ายในการลงทุน โดยทดสอบกับระบบจำหน่ายของประเทศบราซิล ซึ่งลักษณะโครงสร้างของสายป้อนหลักประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตเมืองและชนบท และได้กำหนดจำนวนของ FIs ที่ติดตั้งไว้ล่วงหน้า เริ่มตั้งแต่ 1 ถึง 10 ชุด ซึ่งจากผลทดสอบ พบว่า ตำแหน่งติดตั้ง FIs ส่วนใหญ่จะอยู่บริเวณพื้นที่ของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตเมือง จากนั้นประเมินหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้และเงินลงทุน เพื่อช่วยให้ผู้วางแผนสามารถเปรียบเทียบการติดตั้ง FIs ในรูปแบบต่างๆ กับผลประโยชน์ที่ได้รับได้

การค้นหาแบบนกกาเหว่า

วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) ถูกนำเสนอในปี 2009 โดย Yang และDeb เพื่อนำมาใช้แก้ปัญหาการค้นหาค่าที่เหมาะสมที่สุด โดยวิธีการนี้ได้แรงบันดาลใจจากกลยุทธ์การสืบพันธุ์ของนกกาเหว่า เนื่องจากนกกาเหว่ามีวิธีพิเศษในการขยายพันธุ์ โดยการไม่สร้างรังและไม่ฟักไข่เอง แต่จะไปวางไข่ในรังของนกอื่นแล้วให้กกไข่และฟักไข่ให้ ซึ่งเรียกว่า “นกเจ้าของรัง (Host Bird)” แต่ถ้านกเจ้าของรังรู้ว่าไข่ที่อยู่ในรังไม่ใช่ไข่ของมัน มันอาจจะโยนไข่ของนกกาเหว่าทิ้ง หรือทิ้งรังแล้วสร้างรังใหม่ที่อื่น โดยทั่วไปไข่ของนกกาเหว่าจะฟักเป็นตัวเร็วกว่าไข่ของนกเจ้าของรัง ด้วยเหตุนี้เมื่อลูกนกกาเหว่าฟักออกจากไข่ไม่นานนัก มันจะมีสัญชาตญาณที่จะขับไล่ไข่ของนกเจ้าของรังออกจากรังจนไข่ของนกเจ้าของรังตกจากรังหมด เพื่อที่มันจะได้เป็นลูกนกเพียงตัวเดียว ซึ่งเป็นวิวัฒนาการในการลดโอกาสขยายพันธุ์ของนกชนิดอื่นและกำจัดคู่แข่งในการแย่งอาหารไปในตัว

จากการศึกษาต่างๆ พบว่า พฤติกรรมการบินของสัตว์หลายชนิดมีระยะการเคลื่อนที่ไม่สม่ำเสมอและไร้รูปแบบ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงลักษณะการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights ตามภาพที่ 14 หรือแม้กระทั่งแสงก็สามารถเกี่ยวข้องกับลักษณะการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights ได้เช่นกัน ดังนั้นการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights จึงนิยมนำมาใช้แก้ปัญหาการค้นหาค่าที่เหมาะสมที่สุด

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



ภาพที่ 14 ตัวอย่างลักษณะการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights

ที่มา: กิตติพงษ์ และคณะ (2555)

วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า ประกอบด้วย สมาชิกในรังหรือไข่ ซึ่งไข่แต่ละฟองใช้แทนคำตอบของปัญหา ไข่ของนกกาเหว่าที่มีคุณภาพ (มีค่าใกล้เคียงกับคำตอบที่ดีที่สุด) จะมีลักษณะคล้ายคลึงกับไข่ของนกเจ้าของรัง นั่นหมายความว่า ไข่ของนกกาเหว่ามีโอกาสที่จะรอดพ้นจากการถูกค้นพบและโยนทิ้งไป และเติบโตเป็นนกกาเหว่ารุ่นถัดไปได้ ส่วนไข่ของนกกาเหว่าที่ไม่มีคุณภาพ (มีค่าห่างไกลกับคำตอบที่ดีที่สุด) จะมีค่าความน่าจะเป็นในการที่ไข่ของนกกาเหว่าจะถูกค้นพบจากนกเจ้าของรังอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 ($Pa \in [0,1]$) และอาจจะถูกโยนทิ้ง หรือนกเจ้าของรังจะทิ้งรังแล้วสร้างรังใหม่ที่อื่น การกระจายประชากรเริ่มต้นของรัง (x_i^t) จะถูกสร้างขึ้นโดยการสุ่ม หลังจากนั้นจะใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าที่มีลักษณะการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights สุ่มเลือกตำแหน่งรังถัดไป ($x_i^{(t+1)}$) จนกระทั่งได้ประชากรหรือไข่ที่เป็นคำตอบ สามารถแทนได้ด้วยสมการ (24) และสมการ (25)

$$x_i^{(t+1)} = x_i^t + \alpha \oplus Levy(\lambda) \tag{24}$$

$$Levy(\lambda) = \left[\frac{\Gamma(1+\lambda) \cdot \sin\left(\frac{\pi\lambda}{2}\right)}{\Gamma\left(\frac{1+\lambda}{2}\right) \cdot \lambda \cdot 2^{\left(\frac{\lambda-1}{2}\right)}} \right]^{1/\lambda} \tag{25}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เมื่อ λ คือ ค่าคงที่ มีค่าอยู่ในช่วง 1 ถึง 2

α คือ ช่วงการสุ่ม (Step Size) ที่สัมพันธ์กับมาตราส่วนของปัญหาที่สนใจ ส่วนใหญ่จะใช้ค่า $\alpha = 1$

Γ คือ ฟังก์ชันแกมมาที่เป็นส่วนขยายของฟังก์ชันแฟกทอเรียลบนจำนวนเชิงซ้อน

เพื่อให้เข้าใจง่ายในการอธิบายการค้นหาแบบนกกาเหว่า จะใช้กฎอุดมคติ 3 ข้อ (Yang and Deb, 2009) คือ

1. นกกาเหว่าจะวางไข่ 1 ฟองต่อครั้ง และจะทิ้งไข่ของมันไว้ในรังของนกเจ้าของรังที่เลือกจากการสุ่ม

2. รังที่ดีที่สุดที่มีไข่คุณภาพสูง (คำตอบของปัญหา) จะดำเนินไปยังรุ่นถัดไปได้

3.จำนวนรังของนกเจ้าของรังที่ใช้ได้ (n) ได้ถูกกำหนดไว้แล้ว และไข่ที่วางโดยนกกาเหว่าจะถูกค้นพบโดยนกเจ้าของรัง ซึ่งมีค่าความน่าจะเป็นอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 ($p_a \in [0, 1]$) ในกรณีนี้นกเจ้าของรังสามารถโยนไข่นกกาเหว่าทิ้งไปหรือทิ้งรังแล้วสร้างรังใหม่ที่อื่นได้

จากกฎทั้งสามข้อสามารถสรุปขั้นตอนพื้นฐานของการค้นหาแบบนกกาเหว่า (Cuckoo Search Algorithm) ในอุดมคติได้ดังนี้ (Civicioglu and Besdok, 2011; กิตติพงษ์ และคณะ, 2555)

<u>ขั้นตอนที่ 1</u>: กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $f(x), x = (x_1, \ldots, x_d)^T$ และสร้างสมาชิกเริ่มต้นของรัง n โดยเป็นจำนวนรังเริ่มต้น x_i $(i = 1,2, \ldots, n)$

<u>ขั้นตอนที่ 2</u>: ตรวจสอบว่าครบจำนวนรอบที่กำหนด หรือถึงเกณฑ์ที่ต้องหยุดหรือไม่ ถ้าใช่ให้ทำขั้นตอนที่ 7 แต่ถ้าไม่ใช่ให้ทำการปรับค่ารังใหม่จากสูตรการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights จากนั้นทำการประเมินคุณภาพของรังจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ F_i หลังจากนั้นนำรังเก่ามาประเมินคุณภาพของรังด้วยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ F_j

<u>ขั้นตอนที่ 3</u>: นำค่าที่ได้มาเปรียบเทียบ ถ้าค่า F_i มีค่ามากกว่า F_j ให้ทำการแทนที่รัง j เป็นคำตอบใหม่ (กรณีหาค่าต่ำสุด)

<u>ขั้นตอนที่ 4</u>: ค้นหารังใหม่อีกครั้ง โดยให้การค้นพบรังใหม่นั้นจะต้องมีค่าความน่าจะเป็นมากกว่าค่า p_a ที่กำหนดไว้ สำหรับรังที่ไม่ผ่านค่า p_a ให้ทำการทิ้งรัง แล้วสุ่มเลือกค่ารังใหม่

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ขั้นตอนที่ 5: เก็บคำตอบที่ดีที่สุด หรือรังที่มีคุณภาพ

ขั้นตอนที่ 6: เรียงลำดับผลลัพธ์ที่ได้ จากนั้นกลับไปทำขั้นตอนที่ 2

ขั้นตอนที่ 7: ผลลัพธ์สุดท้าย จะได้คำตอบที่ดีที่สุดและรังที่ดีที่สุดด้วยขั้นตอนวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า

การประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า
เพื่อแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในระบบไฟฟ้า

ในงานของ Arcanjo *et al.* (2012) ได้ศึกษาการประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าเพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อให้ระบบจำหน่ายมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำที่สุด โดยทดสอบกับระบบจำหน่ายทดสอบ IEEE 16-bus IEEE 33-bus และ IEEE 69-bus ที่เป็นระบบขนาดเล็กและขนาดกลาง โดยผลการคำนวณแสดงให้เห็นว่าการจัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุสามารถช่วยลดความสูญเสียในระบบได้ดีเช่นเดียวกับการปรับปรุง voltage profile ของระบบ อย่างไรก็ตามผู้เขียนไม่ได้ทำการเปรียบเทียบผลการคำนวณกับวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดวิธีอื่นๆ

ในงานของ Tan *et al.* (2012) ได้ศึกษาการประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าเพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation, DG) ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชัน ทั้งนี้เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดและปรับปรุงเสถียรภาพของแรงดันภายในระบบและขณะเดียวกันยังคงรักษาแรงดันให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ วิธีการที่พัฒนาขึ้นได้ทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายแบบเรเดียล จำนวน 69 บัส ซึ่งผลการทดสอบการคำนวณแสดงให้เห็นว่าวิธีการค้นหาคำตอบแบบนกกาเหว่าสามารถแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งและขนาดของ DG ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงเสถียรภาพของแรงดันได้ โดยการเปรียบเทียบกรณีก่อนและหลังการติดตั้ง DG และอีกทางหนึ่งได้ทำการเปรียบเทียบผลการคำนวณกับวิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (GA) และวิธีหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบกลุ่มอนุภาค (PSO) พบว่า วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า (CSA) มีประสิทธิภาพในการแก้ปัญหาที่ดีกว่าวิธีขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (GA) และวิธีหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบกลุ่มอนุภาค (PSO)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ในงานของ ฐิติพร (2556) ได้ศึกษาการประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าเพื่อแก้ปัญหาการจ่ายโหลดอย่างประหยัด (Economic Dispatch) โดยทำการทดสอบเปรียบเทียบผลลัพธ์กับวิธีหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบกลุ่มอนุภาค (PSO) โดยพิจารณากรณีศึกษา 2 กรณี คือ กรณีที่ 1 ฟังก์ชันราคาที่ราบเรียบ (Smooth Cost Function) และไม่มีค่าความสูญเสียของระบบ และกรณีที่ 2 ฟังก์ชันราคาที่ไม่ราบเรียบ (Non-Smooth Cost Function) อันเนื่องมาจากผลที่เกิดจากจุดวาล์ว (Valve Point Effect) และพิจารณาค่าความสูญเสียของระบบ ซึ่งจากการศึกษาพบว่าการค้นหาแบบนกกาเหว่านั้นมีพารามิเตอร์ที่จำเป็นต้องปรับ และจำนวนรอบหรือเวลาในการคำนวณน้อยกว่าในวิธีอื่นๆ ส่วนการเปรียบเทียบผลลัพธ์ของการคำนวณทั้งสองวิธี พบว่า วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่านั้นจะได้ค่าเชื้อเพลิงรวมน้อยกว่าวิธีหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบกลุ่มอนุภาค

ในงานของ Buaklee and Hongesombut (2013) ได้ศึกษาการประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าเพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation, DG) ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อให้กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียมีค่าต่ำที่สุด โดยยังรักษาระดับการลัดวงจร (Fault Level) และการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่ยอมรับได้ วิธีการที่พัฒนาขึ้นได้ทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายแบบเรเดียลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 9 บัส โดยจำลองด้วยโปรแกรม DIgSILENT ซึ่งผลการทดสอบการคำนวณแสดงให้เห็นว่าวิธีการค้นหาคำตอบแบบนกกาเหว่าสามารถแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งและขนาดของ DG ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ช่วยลดกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียและยังคงรักษาระดับการลัดวงจร (Fault Level) และการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่ยอมรับได้ ทั้งนี้ผู้เขียนได้ศึกษาผลของการปรับตั้งค่าพารามิเตอร์เริ่มต้นของวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า แบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีแรกปรับตั้งค่าความน่าจะเป็น (Pa) เท่ากับ 0.05 และ 0.5 โดยกำหนดจำนวนรัง (Nests) ให้คงที่เท่ากับ 25 ส่วนกรณีที่สองปรับตั้งจำนวนรัง (Nests) เท่ากับ 10 และ 50 โดยกำหนดค่าความน่าจะเป็น (Pa) ให้คงที่เท่ากับ 0.25 ซึ่งผลการทดสอบสามารถสรุปได้ว่า การปรับตั้งค่าความน่าจะเป็น (Pa) และจำนวนรัง (Nests) ไม่มีผลต่อการค้นหาคำตอบของปัญหา แต่การลู่เข้าเริ่มต้นของแต่ละกรณีจะแตกต่างกันเล็กน้อย นั่นหมายความว่าอัตราการลู่เข้าไม่ไวต่อพารามิเตอร์ที่ปรับตั้ง ดังนั้นการปรับตั้งค่าพารามิเตอร์เริ่มต้นที่ดีไม่มีความจำเป็นสำหรับการแก้ปัญหา

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

วัสดุอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับทำวิทยานิพนธ์นี้ ประกอบด้วย

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
2. ระบบปฏิบัติการ Microsoft Windows 7
3. โปรแกรม Microsoft Office 2013 (Words, Excel และ Power Point)
4. โปรแกรมช่วยวิเคราะห์ข้อมูลเชิงวิศวกรรม คณิตศาสตร์ MATLAB

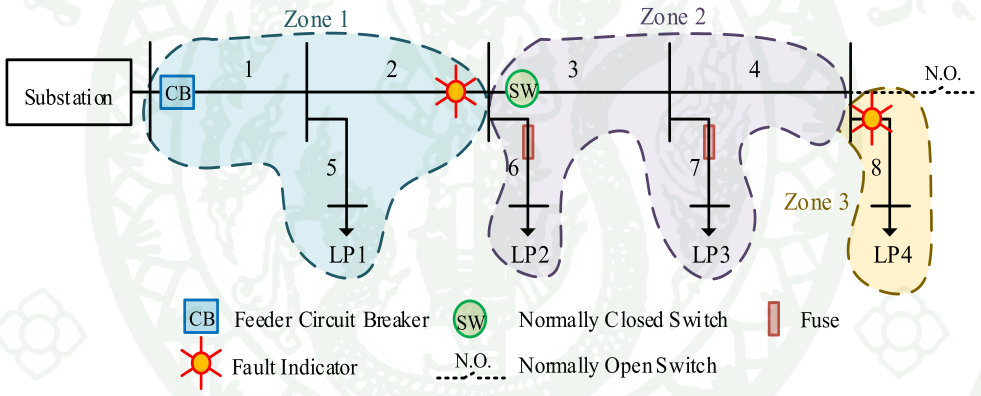
วิธีการ

จากปัญหาในการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Indicators, FIs) ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ แต่เนื่องจากการติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่ายทำให้การไฟฟ้าต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการลงทุนที่เพิ่มขึ้น ดังนั้นการประเมินงบประมาณลงทุนสำหรับติดตั้ง FIs จึงจำเป็นต้องพิจารณาความสมดุลกันระหว่างเงินลงทุนของการไฟฟ้ากับการเปลี่ยนแปลงของความเชื่อถือได้ หรือมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ซึ่งตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่แตกต่างกัน ส่งผลต่อดัชนีความเชื่อถือได้และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่างกัน วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าเพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (Total Cost of Reliability, TCR) ให้มีค่าต่ำที่สุด ซึ่งประเมินจากผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังกับค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้ง FIs เพื่อประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ ดังนั้นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่พิจารณาจะขึ้นอยู่กับโครงสร้างของระบบจำหน่าย ตำแหน่งอุปกรณ์ตัดตอนและอุปกรณ์ป้องกัน ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า ประเภทและจำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้า จำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs ซึ่งวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าจะทำการสุ่มหาตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย จากนั้นนำตำแหน่งที่ได้ไปคำนวณหาระยะเวลาการฟื้นคืนระบบ (restoration time) เพื่อใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ และคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และปรับปรุงคำตอบโดยใช้หลักการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights จนกระทั่งได้คำตอบที่เหมาะสมที่สุด

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

1. วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย

เมื่อระบบจำหน่ายเกิดความผิดพร่องแบบถาวร ส่งผลให้ไม่สามารถจ่ายไฟไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าและไม่สามารถฟื้นคืนระบบได้อย่างอัตโนมัติ การจ่ายไฟกลับคืนสู่สภาวะปกติ ทีมแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องจะต้องเดินทางสำรวจและค้นหาตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง เรียกเวลาในการปฏิบัติงานนี้ว่า "เวลาในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง (Fault Identification Time)" หลังจากระบุตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องได้แล้ว จึงสามารถสั่งให้อุปกรณ์ป้องกันทำงาน เพื่อแยกส่วนที่เกิดความผิดพร่องออกจากระบบ และจ่ายไฟฟ้ากลับคืนให้ระบบตามปกติ เรียกเวลานี้ว่า "เวลาในการสับ-ปลดสวิตช์ (Switching Time)" สำหรับส่วนที่เกิดความผิดพร่องจะต้องใช้เวลาในการซ่อมแซม เรียกเวลานี้ว่า "เวลาในการซ่อมแซม (Repair Time)" ซึ่งการติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย จะทำให้ระยะเวลาในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องลดลง ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับจำนวนและตำแหน่งติดตั้งของ FIs



ภาพที่ 15 ตัวอย่างระบบจำหน่ายที่ติดตั้ง FIs จำนวน 2 ชุด

จากภาพที่ 1 แสดงการแบ่งโซนของการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องหลังจากติดตั้ง FIs จำนวน 2 ชุด ในระบบจำหน่ายตัวอย่าง ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น 3 โซน ส่วนระยะเวลาเฉลี่ยในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องในแต่ละโซนขึ้นอยู่กับตำแหน่งติดตั้ง FIs นั่นคือ ผลรวมของความยาวสายป้อนในโซนนั้นๆ ต่อความยาวสายป้อนทั้งหมดคูณกับระยะเวลาเฉลี่ยในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องของระบบจำหน่ายก่อนติดตั้ง FIs

โดยทั่วไปการติดตั้ง FIs บนสายป้อนระบบจำหน่าย จำนวน n ชุด จะแบ่งโซนการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องได้เป็น $n+1$ โซน โดยระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง (average fault identification time) ของโซน i (T_i) สามารถคำนวณได้ตามสมการ (26)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$T_i = T_0 \left(\frac{L_i}{\sum_{j=1}^{n+1} L_j} \right) \quad ; i = 1, 2, 3, \ldots, n+1 \qquad (26)$$

เมื่อ L_i คือ ความยาวของสายป้อนโซน i

$\sum_{j=1}^{n+1} L_j$ คือ ผลรวมของความยาวสายป้อนทั้งหมด

T_0 คือ ระยะเวลาเฉลี่ยในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องกรณีที่ระบบไม่ติดตั้ง FIs

ดัชนีความเชื่อถือได้สามารถคำนวณจากการพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด ซึ่งพารามิเตอร์ที่ใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดภายหลังการติดตั้ง FIs ได้แก่ อัตราความล้มเหลวเฉลี่ย (failure rate, λ) ระยะเวลาเฉลี่ยในการฟื้นคืนระบบ (average restoration time, r) และระยะเวลาไฟฟ้าดับตลอดปี (annual outage, U) โดยมีขั้นตอนการประเมินดังนี้

<u>ขั้นตอนที่ 1</u>: พิจารณาจุดโหลดแต่ละจุดในระบบจำหน่าย

<u>ขั้นตอนที่ 2</u>: พิจารณาโหมดความล้มเหลวของอุปกรณ์หรือสายป้อนด้วยวิธี Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) ในแต่ละจุดโหลด

<u>ขั้นตอนที่ 3</u>: คำนวณระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องของแต่ละโซนภายหลังการติดตั้ง FIs ตามสมการ (26)

<u>ขั้นตอนที่ 4</u>: คำนวณระยะเวลาเฉลี่ยในการฟื้นคืนระบบ (average restoration time, r) ซึ่งขึ้นอยู่กับรูปแบบในการฟื้นคืนระบบ โดยนำผลที่ได้จากข้อ 3) มารวมกับเวลาในการสับ-ปลดสวิตช์ (switching time) กรณีที่ฟื้นคืนระบบด้วยการสับ-ปลดสวิตซ์ หรือรวมกับเวลาในการซ่อมแซม (repair time) กรณีที่จุดโหลดนั้นต้องได้รับการซ่อมแซมก่อนที่จะรับการจ่ายไฟจากระบบได้อีกครั้ง

<u>ขั้นตอนที่ 5</u>: ประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด โดยวิเคราะห์เหตุการณ์ความผิดพร่องที่มีโอกาสเกิดขึ้นในระบบจำหน่ายให้ครบทุกรูปแบบ

<u>ขั้นตอนที่ 6</u>: นำผลที่ได้ไปใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังได้ต่อไป

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

2. การคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (Expected Interruption Cost, ECOST)

วิธีการที่นิยมใช้วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายในรูปแบบของเงิน คือ การประเมินมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง(Expected Interruption Cost) หรือค่า ECOST มีหน่วยเป็น บาทต่อปี โดยค่า ECOST จะแสดงการเชื่อมโยงระหว่างความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ากับความเชื่อถือได้ของการจ่ายไฟฟ้า การคำนวณจะต้องทราบข้อมูลค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (Energy Not Supplied, ENS) มีหน่วยเป็น หน่วยพลังงานต่อปี และค่าอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (Interruption Energy Rate, IER) มีหน่วยเป็นบาทต่อหน่วยพลังงาน สามารถคำนวณได้ตามสมการ (27) และสมการ (28)

$$ECOST_i = ENS_i \cdot IER_i \tag{27}$$

$$ECOST = \sum_{i=1}^{N_L} ECOST_i = \sum_{i=1}^{N_L} U_i \cdot L_i \cdot IER_i \tag{28}$$

โดยที่

$$U_i = \sum_{j=1}^{N_i} \lambda_j \cdot r_j \tag{29}$$

เมื่อ $ECOST_i$ คือ มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด i

ENS_i คือ ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด i

IER_i คือ อัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด i

N_L คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

U_i คือ ช่วงเวลาไฟฟ้าดับตลอดปีของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด i

L_i คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด i

N_i คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ส่งผลให้จุดโหลด i เกิดไฟฟ้าดับ

λ_j คือ อัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ j

r_j คือ ระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยของเหตุการณ์ที่เกิดจากอุปกรณ์ j

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

3. การคำนวณค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Investment Cost of Fault Indicator, INVS)

3.1 ค่าใช้จ่ายสำหรับการซื้ออุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Fault Indicator Cost, FIC)

ค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดซื้อ FIs จะขึ้นอยู่กับชนิด ลักษณะการติดตั้ง และคุณสมบัติการใช้งาน ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ได้เลือก FIs ชนิดติดตั้งที่สายไฟฟ้าเหนือดินแบบ 1 เฟส และมีคุณสมบัติที่สามารถรับ-ส่งข้อมูลแจ้งเตือนความผิดพร่องไปยังศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าในระยะไกลได้ (Remote Fault Indicator) ดังนั้นการติดตั้ง FI 1 ตำแหน่ง (ระบบ 3 เฟส) ประกอบไปด้วย FIs ชนิดติดตั้งที่สายไฟฟ้าเหนือดินแบบ 1 เฟส จำนวน 3 ตัว และกล่องรับ-ส่งสัญญาณ (Remote Terminal Unit, RTU) จำนวน 1 ชุด ซึ่งคิดเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับการซื้อ FIs ต่อ 1 ตำแหน่ง เป็นเงิน 35,000 บาท

3.2 ค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Installation Cost, INST)

ค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้ง FIs จะขึ้นอยู่กับชนิดและลักษณะการติดตั้ง ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ได้คิดค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้งเป็น 5% ของค่า FIC

3.3 ค่าใช้จ่ายสำหรับการบำรุงรักษาอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Maintenance Cost, MAINT)

ค่าใช้จ่ายสำหรับการบำรุงรักษา FIs จะขึ้นอยู่กับชนิด ลักษณะการติดตั้ง และคุณสมบัติการใช้งาน ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ได้คิดค่าใช้จ่ายสำหรับการบำรุงรักษาต่อปีเป็น 5% ของค่า FIC

3.4 อายุการใช้งานของอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (Life Time, LT)

อายุการใช้งานของ FIs จะขึ้นอยู่กับความถี่ของการใช้งาน และผลิตภัณฑ์ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดอายุการใช้งานของ FIs เท่ากับ 8 ปี

ดังนั้น ค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้ง FIs สามารถคำนวณได้ตามสมการ (30)

$$INVS = \frac{FIC + INST}{LT} + MAINT \tag{30}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เพื่อให้เกิดความเข้าใจถึงการเปลี่ยนแปลงดัชนีความเชื่อถือได้ มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง และค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ จากการติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย จึงขอยกตัวอย่างระบบจำหน่ายแบบเรเดียล โดยแบ่งเป็น 2 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1 ระบบพื้นฐานที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง
กรณีที่ 2 ระบบพื้นฐานที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

ข้อมูลความเชื่อถือได้ ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโหลดของระบบจำหน่ายตัวอย่าง แสดงตามตารางที่ 3 และตารางที่ 4 ตามลำดับ

ตารางที่ 3 ข้อมูลความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายตัวอย่าง

องค์ประกอบ	ความยาว (กม.)	อัตราความล้มเหลว (ครั้ง/ปี-กม.)	เวลาในการซ่อมแซม (ชั่วโมง)	เวลาในการสับ-ปลดสวิตช์ (ชั่วโมง)
สายป้อน 1	2	0.1	4	0.5
สายป้อน 2	1	0.1	4	0.5
สายป้อน 3	3	0.1	4	0.5
สายป้อน 4	2	0.1	4	0.5
สายป้อน 5	1	0.1	2	0.5
สายป้อน 6	3	0.1	2	0.5
สายป้อน 7	2	0.1	2	0.5
สายป้อน 8	1	0.1	2	0.5

ตารางที่ 4 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโหลดของระบบจำหน่ายตัวอย่าง

จุดโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (kW)
LP1	บ้านอยู่อาศัย	1,000	2,500
LP2	กิจการขนาดกลาง	50	5,000

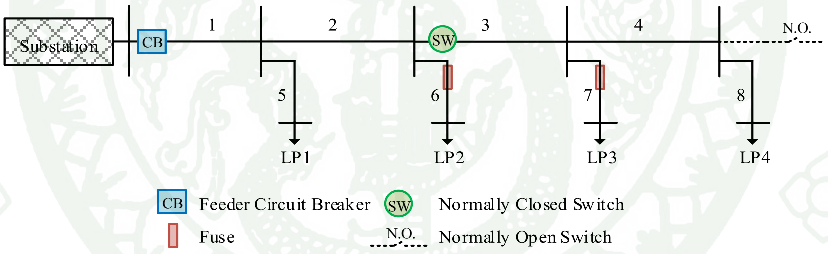
ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 4 (ต่อ)

จุดโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (kW)
LP3	กิจการขนาดเล็ก	150	4,000
LP4	บ้านอยู่อาศัย	1,200	3,000
รวม	**-**	**2,400**	**14,500**

กรณีที่ 1 ระบบพื้นฐานที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

ระบบพื้นฐานที่ไม่มีการติดตั้ง FIs แสดงดังภาพที่ 16 โดยกำหนดให้ระยะเวลาเฉลี่ยในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องของระบบพื้นฐานที่ไม่มีการติดตั้ง FIs มีค่าเท่ากับ 0.75 ชั่วโมง ซึ่งผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ สำหรับกรณีที่ 1 แสดงตามตารางที่ 5



ภาพที่ 16 ภาพประกอบกรณีที่ 1 ระบบพื้นฐานที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

ตารางที่ 5 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด สำหรับกรณีที่ 1

ความล้มเหลว	LP1			LP2			LP3			LP4		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
สายป้อน 1	0.20	4.75	0.95	0.20	4.75	0.95	0.20	1.25	0.25	0.20	1.25	0.25
สายป้อน 2	0.10	4.75	0.48	0.10	4.75	0.48	0.10	1.25	0.13	0.10	1.25	0.13
สายป้อน 3	0.30	1.25	0.38	0.30	1.25	0.38	0.30	4.75	1.43	0.30	4.75	1.43
สายป้อน 4	0.20	1.25	0.25	0.20	1.25	0.25	0.20	4.75	0.95	0.20	4.75	0.95
สายป้อน 5	0.10	2.75	0.28	0.10	2.75	0.28	0.10	1.25	0.13	0.10	1.25	0.13

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 5 (ต่อ)

ความล้มเหลว	LP1			LP2			LP3			LP4		
	λ	***r***	***U***	**λ**	***r***	***U***	**λ**	***r***	***U***	**λ**	***r***	***U***
สายป้อน 6				0.30	2.75	0.83						
สายป้อน 7							0.20	2.75	0.55			
สายป้อน 8	0.10	1.25	0.13	0.10	1.25	0.13	0.10	2.75	0.28	0.10	2.75	0.28
รวม	**1.00**	**2.45**	**2.45**	**1.30**	**2.52**	**3.28**	**1.20**	**3.08**	**3.70**	**1.00**	**3.15**	**3.15**

หมายเหตุ λ คือ อัตราความล้มเหลวของจุดโหลด *i* (ครั้ง/ปี)

r คือ ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับของจุดโหลด *i* (ชั่วโมง)

U คือ ช่วงเวลาที่ไฟฟ้าดับตลอดปีของผู้ใช้ไฟฟ้าจุดโหลด *i* (ชั่วโมง/ปี)

โดยที่ $U_i = \lambda_i \cdot r_i$ และ $r_{total} = \sum U_i / \sum \lambda_i$

จากตารางที่ 5 นำค่า λ, *r* และ *U* ของแต่ละจุดโหลดมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ดังนี้

$$SAIFI = \frac{(1.0 \times 1{,}000) + (1.3 \times 50) + (1.2 \times 150) + (1 \times 1{,}200)}{1{,}000 + 50 + 150 + 1{,}200} = 1.02 \text{ ครั้ง/ราย/ปี}$$

$$SAIDI = \frac{(2.45 \times 1{,}000) + (3.28 \times 50) + (3.70 \times 150) + (3.15 \times 1{,}200)}{1{,}000 + 50 + 150 + 1{,}200} = 2.90 \text{ ชม./ราย/ปี}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{2.90}{1.02} = 2.84 \text{ ชั่วโมง/ราย}$$

$$ASAI = \frac{(2{,}400 \times 8760) - (6{,}948.8)}{(2{,}400 \times 8760)} = 0.9996695$$

$$ASUI = 1 - ASAI = 1 - 0.9996695 = 0.0003305$$

$$ENS = \frac{(2{,}500 \times 2.45) + (5{,}000 \times 3.28) + (4{,}000 \times 3.70) + (3{,}000 \times 3.15)}{1{,}000} = 46.75 \text{ MWh/ปี}$$

$$AENS = \frac{46.75 \times 1{,}000}{2{,}400} = 19.48 \text{ kWh/ราย/ปี}$$

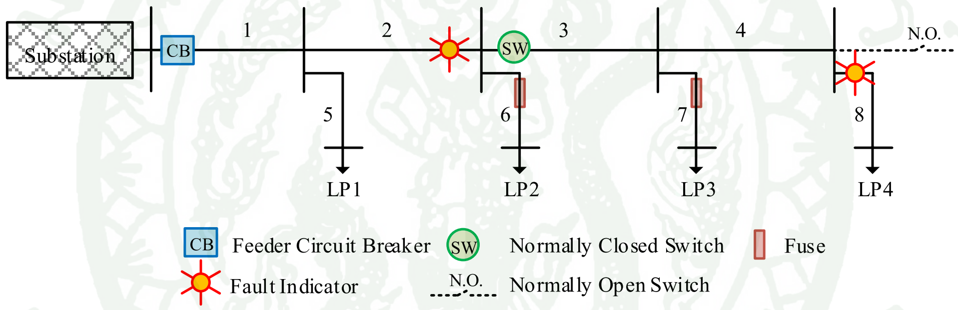
ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$ECOST = (6{,}125 \times 8.62) + (16{,}375 \times 108.4) + (14{,}800 \times 72.27) + (9{,}450 \times 8.62)$
= 2.98 ล้านบาท/ปี

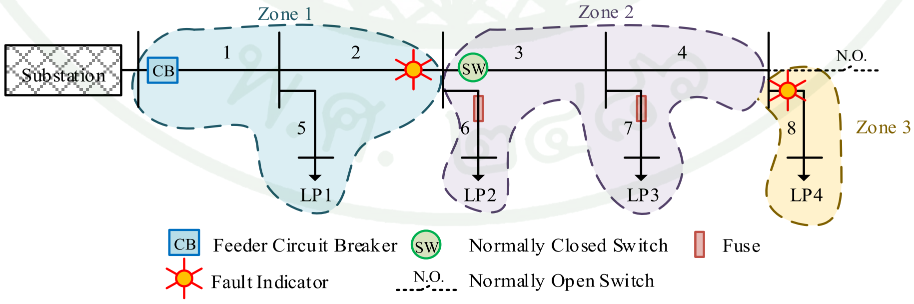
$INVS = 0$; เนื่องจากไม่มีการติดตั้ง FIs

กรณีที่ 2 ระบบพื้นฐานที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

ระบบพื้นฐานที่มีการติดตั้ง FIs ที่สายป้อนที่ 2 และสายป้อนที่ 8 แสดงตามภาพที่ 17 โดยกำหนดให้ระยะเวลาเฉลี่ยในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องของระบบพื้นฐานที่ไม่มีการติดตั้ง FIs มีค่าเท่ากับ 0.75 ชั่วโมง โดยการแบ่งโซนของการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องหลังจากติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย สามารถแบ่งได้เป็น 3 โซน แสดงตามภาพที่ 18



ภาพที่ 17 ภาพประกอบกรณีที่ 2 ระบบพื้นฐานที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง



ภาพที่ 18 ภาพประกอบการแบ่งโซนจากการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

การคำนวณระยะเวลาเฉลี่ยในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องแต่ละโซน ตามขั้นตอนที่ 3 สามารถคำนวณได้ดังนี้

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$Zone\ 1:\ T_1 = \frac{2+1+1}{15} \times 0.75 \quad = 0.20 \text{ ชั่วโมง}$$

$$Zone\ 2:\ T_2 = \frac{3+2+3+2}{15} \times 0.75 \quad = 0.50 \text{ ชั่วโมง}$$

$$Zone\ 3:\ T_3 = \frac{1}{15} \times 0.75 \quad = 0.05 \text{ ชั่วโมง}$$

จากผลการคำนวณระยะเวลาเฉลี่ยในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องในแต่ละโซนของระบบพื้นฐานสามารถนำมาคำนวณหาระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบของแต่ละสายป้อนตามขั้นตอนที่ 4 แสดงตามตารางที่ 6 และผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ สำหรับกรณีที่ 2 ตามตารางที่ 7

ตารางที่ 6 ระยะเวลาเฉลี่ยในการฟื้นคืนระบบด้วยวิธีการต่างๆ ของแต่ละสายป้อน

องค์ประกอบ	เวลาเฉลี่ยในการค้นหาตำแหน่งความผิดพร่อง (T_i, ชั่วโมง)	ระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบ (r, ชั่วโมง) โดยการซ่อมแซม	ระยะเวลาในการฟื้นคืนระบบ (r, ชั่วโมง) โดยการสับ-ปลดสวิตช์
สายป้อน 1	0.20	4.20	0.70
สายป้อน 2	0.20	4.20	0.70
สายป้อน 3	0.50	4.50	1.00
สายป้อน 4	0.50	4.50	1.00
สายป้อน 5	0.20	2.20	0.70
สายป้อน 6	0.50	2.50	1.00
สายป้อน 7	0.50	2.50	1.00
สายป้อน 8	0.05	2.05	0.55

ตารางที่ 7 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด สำหรับกรณีที่ 2

ความล้มเหลว	LP1			LP2			LP3			LP4		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
สายป้อน 1	0.20	4.20	0.84	0.20	4.20	0.84	0.20	0.70	0.14	0.20	0.70	0.14
สายป้อน 2	0.10	4.20	0.42	0.10	4.20	0.42	0.10	0.70	0.07	0.10	0.70	0.07

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 7 (ต่อ)

ความล้มเหลว	LP1			LP2			LP3			LP4		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
สายป้อน 3	0.30	1.00	0.30	0.30	1.00	0.30	0.30	4.50	1.35	0.30	4.50	1.35
สายป้อน 4	0.20	1.00	0.20	0.20	1.00	0.20	0.20	4.50	0.90	0.20	4.50	0.90
สายป้อน 5	0.10	2.20	0.22	0.10	2.20	0.22	0.10	0.70	0.07	0.10	0.70	0.07
สายป้อน 6				0.30	2.50	0.75						
สายป้อน 7							0.20	2.50	0.50			
สายป้อน 8	0.10	0.55	0.06	0.10	0.55	0.06	0.10	2.05	0.21	0.10	2.05	0.21
รวม	**1.00**	**2.04**	**2.04**	**1.30**	**2.14**	**2.79**	**1.20**	**2.70**	**3.24**	**1.00**	**2.74**	**2.74**

หมายเหตุ λ คือ อัตราความล้มเหลวของจุดโหลด *i* (ครั้ง/ปี)

r คือ ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับของจุดโหลด *i* (ชั่วโมง)

U คือ ช่วงเวลาที่ไฟฟ้าดับตลอดปีของผู้ใช้ไฟฟ้าจุดโหลด *i* (ชั่วโมง/ปี)

โดยที่ $U_i = \lambda_i \cdot r_i$ และ $r_{total} = \sum U_i / \sum \lambda_i$

จากตารางที่ 7 นำค่า λ, *r* และ *U* ของแต่ละจุดโหลดมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ดังนี้

$$SAIFI = \frac{(1.0 \times 1{,}000) + (1.3 \times 50) + (1.2 \times 150) + (1 \times 1{,}200)}{1{,}000 + 50 + 150 + 1{,}200} = 1.02 \text{ ครั้ง/ราย/ปี}$$

$$SAIDI = \frac{(2.04 \times 1{,}000) + (2.79 \times 50) + (3.24 \times 150) + (2.74 \times 1{,}200)}{1{,}000 + 50 + 150 + 1{,}200} = 2.48 \text{ ชม./ราย/ปี}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{2.48}{1.02} = 2.43 \text{ ชั่วโมง/ครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าถูกกระทบ 1 ราย}$$

$$ASAI = \frac{(2{,}400 \times 8760) - (5{,}941.5)}{(2{,}400 \times 8760)} = 0.9997174$$

$$ASUI = 1 - ASAI = 1 - 0.9997174 = 0.0002826$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$ENS = \frac{(2{,}500 \times 2.04) + (5{,}000 \times 2.79) + (4{,}000 \times 3.24) + (3{,}000 \times 2.74)}{1{,}000}$$ = 40.16 MWh/ปี

$$AENS = \frac{40.16 \times 1{,}000}{2{,}400}$$ = 16.73 kWh/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี

$$ECOST = (5{,}088 \times 8.62) + (13{,}925 \times 108.4) + (12{,}940 \times 72.27) + (8{,}205 \times 8.62)$$
= 2.56 ล้านบาท/ปี

$$INVS = 2 \times (\frac{35{,}000 + 1{,}750}{8} + 1{,}750)$$ = 12,688 บาท/ปี

ตารางที่ 8 สรุปผลกรณีศึกษาของระบบจำหน่ายตัวอย่าง ทั้ง 2 กรณี จะเห็นได้ว่า กรณีที่ 2 ระบบจำหน่ายที่ติดตั้ง FIs จะมีระยะเวลาไฟฟ้าดับสั้นกว่ากรณีที่ 1 ซึ่งส่งผลทำให้ระบบจำหน่ายมีความเชื่อถือได้ดีขึ้น และมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังลดลง อย่างไรก็ตาม การติดตั้ง FIs ไม่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี SAIFI กล่าวคือ ระบบจำหน่ายที่มีติดตั้ง FIs จะมีผลทำให้ระยะเวลาของการเกิดไฟฟ้าดับสั้นลง แต่ระบบยังคงมีจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับเท่าเดิม

ตารางที่ 8 สรุปผลกรณีศึกษาของระบบจำหน่ายตัวอย่าง

ดัชนี/ค่าใช้จ่าย	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	1.02	1.02
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	2.89	2.48
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	2.84	2.43
ASAI	0.9996695	0.9997174
ASUI	0.0003305	0.0002826
ENS (MWh/ปี)	46.75	40.16
AENS (kWh/ราย/ปี)	19.48	16.73
ECOST (บาท/ปี)	2,978,903	2,559,225
INVS (บาท/ปี)	0	12,688

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

4. ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

ในวิทยานิพนธ์นี้นำเสนอแนวทางการปรับปรุงความเชื่อถือได้โดยการติดตั้ง FIs เพื่อลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง หรือ ECOST ซึ่งขึ้นอยู่กับระยะเวลาไฟฟ้าดับ ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า และปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้า โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุนเพื่อประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์และผลตอบแทนที่จะได้รับ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับจำนวนและตำแหน่งติดตั้งของ FIs ดังนั้นการพิจารณาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย โดยการพิจารณาค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (Total Cost of Reliability, TCR) ให้มีค่าต่ำที่สุด ซึ่งประเมินจากผลรวมของค่า ECOST กับค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้ง FIs สามารถกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function) ได้ดังสมการ (31)

$$Minimize\,TCR = \sum_{i=1}^{N_L} ECOST_i + \sum_{n=1}^{nFI} INVS_n \qquad (31)$$

เมื่อ $ECOST_i$ คือ มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังของจุดโหลด i สามารถคำนวณตามสมการ (27)

$INVS_n$ คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้ง FIs ชุดที่ n สามารถคำนวณตามสมการ (30)

N_L คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

nFI คือ จำนวน FIs ที่ติดตั้งทั้งหมด

โดยเงื่อนไขหรือข้อจำกัด (Constraint) ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ

1. กำหนดให้ตำแหน่งติดตั้ง FIs สามารถติดตั้งได้ไม่เกิน 1 ชุดต่อ 1 ช่วงสายป้อน

$$n_s \le 1 \quad ; s = 1, 2, 3, ..., N_s \qquad (32)$$

เมื่อ n_s คือ จำนวน FIs ที่ติดตั้งบริเวณสายป้อนที่ตำแหน่ง s

N_S คือ จำนวนสายป้อนทั้งหมดในระบบที่พิจารณา

2. กำหนดให้จำนวนสูงสุดของ FIs ที่ติดตั้งไม่เกินจำนวนช่วงทั้งหมดของสายป้อน

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$n_t \leq N_s \tag{33}$$

เมื่อ n_t คือ จำนวน FIs ที่ติดตั้งทั้งหมด

5. วิธีการเชิงวิเคราะห์ (Analysis Techniques)

วิธีการเชิงวิเคราะห์เป็นวิธีการที่ผู้วิจัยได้นำผลสรุปและข้อเสนอแนะจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจัดวางตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายต่างๆ มาวิเคราะห์ร่วมกับวิธีการประเมินในหัวข้อข้างต้น เพื่อสรุปหลักเกณฑ์การพิจารณาจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย สามารถอธิบายเป็นหลักเกณฑ์การพิจารณาได้ดังต่อไปนี้

5.1 พิจารณาติดตั้ง FIs ที่สายป้อนหลักหรือสายป้อนย่อยในบริเวณที่เกิดความผิดพร่องบ่อยครั้งหรือสายป้อนที่มีช่วงความยาวมากๆ เนื่องจากจำนวนครั้งของการเกิดความผิดพร่องแบบถาวรในระบบจำหน่ายส่งผลโดยตรงกับระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งระยะเวลาไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับการค้นหาและการแก้ไขตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่อง ดังนั้นการติดตั้ง FIs ตำแหน่งนี้จะช่วยลดระยะเวลาไฟฟ้าดับบริเวณสายป้อนที่เกิดความผิดพร่องบ่อยครั้งให้สั้นลงได้ และจะเห็นผลชัดเจนยิ่งขึ้นในกรณีที่สายป้อนนั้นมีความยาวมากๆ เพราะการติดตั้ง FIs จะช่วยจำกัดพื้นที่การค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องให้สั้นลง

5.2 พิจารณาติดตั้ง FIs ที่สายป้อนหลักหรือสายป้อนย่อยบริเวณใกล้กับตำแหน่งอุปกรณ์ตัดตอนและอยู่บริเวณต้นทางก่อนถึงตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอน เนื่องจากการติดตั้ง FIs จะช่วยระบุตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องขึ้น ทำให้สามารถแยกส่วนที่เกิดความผิดพร่องและลดระยะเวลาในการเกิดไฟฟ้าดับได้

5.3 ไม่จำเป็นต้องติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งเดียวกันหรือใกล้กันกับอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายที่มีความสามารถในการตรวจจับความผิดพร่องได้ เช่น รีโคลสเซอร์ หรือแม้กระทั่งตัว FIs เอง เป็นต้น รวมทั้งตำแหน่งสวิตช์ Normally Open-Tie เพื่อลดค่าใช้จ่ายในลงทุน

5.4 หากต้องการลดระยะเวลาไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 รายหรือดัชนี SAIDI ควรพิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งสายป้อนหลักหรือสายป้อนย่อยที่จ่ายกำลังไฟฟ้า

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ไปยังจุดโหลดที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่เป็นจำนวนมาก เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย โดยพิจารณาร่วมกับข้อ 5.1 ถึงข้อ 5.3

5.5 หากต้องการลดค่า ECOST ควรพิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งสายป้อนหลักหรือสายป้อนย่อยที่จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าสูง หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีดัชนี IER สูง โดยพิจารณาร่วมกับข้อ 5.1 ถึงข้อ 5.3

6. ขั้นตอนการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า

จากหลักการของวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) สามารถนำมาประยุกต์ใช้เพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ดังแสดงแผนผังขั้นตอนในภาพที่ 19 ตามขั้นตอนทั้ง 9 ขั้นตอน โดยมีรายละเอียดขั้นตอนดังนี้

<u>ขั้นตอนที่ 1</u>: กำหนดจำนวน FIs ที่ต้องการติดตั้ง

<u>ขั้นตอนที่ 2</u>: กำหนดค่าพารามิเตอร์เริ่มต้นของวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า โดยกำหนดจำนวนสมาชิกในรังเริ่มต้น (ชุดตำแหน่งที่สุ่มติดตั้ง, n) ช่วงการสุ่ม (Step size: α) ความน่าจะเป็นของรังที่ถูกค้นพบโดยนกเจ้าของรัง (Pa) และจำนวนรอบที่ต้องหยุด ($MaxGen$)

<u>ขั้นตอนที่ 3</u>: สุ่มค่าสมาชิกของรังเริ่มต้น (ตำแหน่ง) และประเมินคุณภาพของรังตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเก็บค่ารังไว้

<u>ขั้นตอนที่ 4</u>: สุ่มค่ารังใหม่จากสูตรการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights จากนั้นทำการประเมินคุณภาพของรังใหม่ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์

<u>ขั้นตอนที่ 5</u>: นำค่าที่ได้มาเปรียบเทียบ ถ้ารัง (ตำแหน่ง) ที่ถูกเลือกจากการสุ่มใหม่มีไข่ที่มีคุณภาพดีกว่าไข่จากรังเดิม ให้แทนที่รังใหม่เป็นคำตอบใหม่

<u>ขั้นตอนที่ 6</u>: ค้นหารังใหม่อีกครั้ง โดยให้การค้นพบรังใหม่นั้น จะต้องมีความน่าจะเป็น

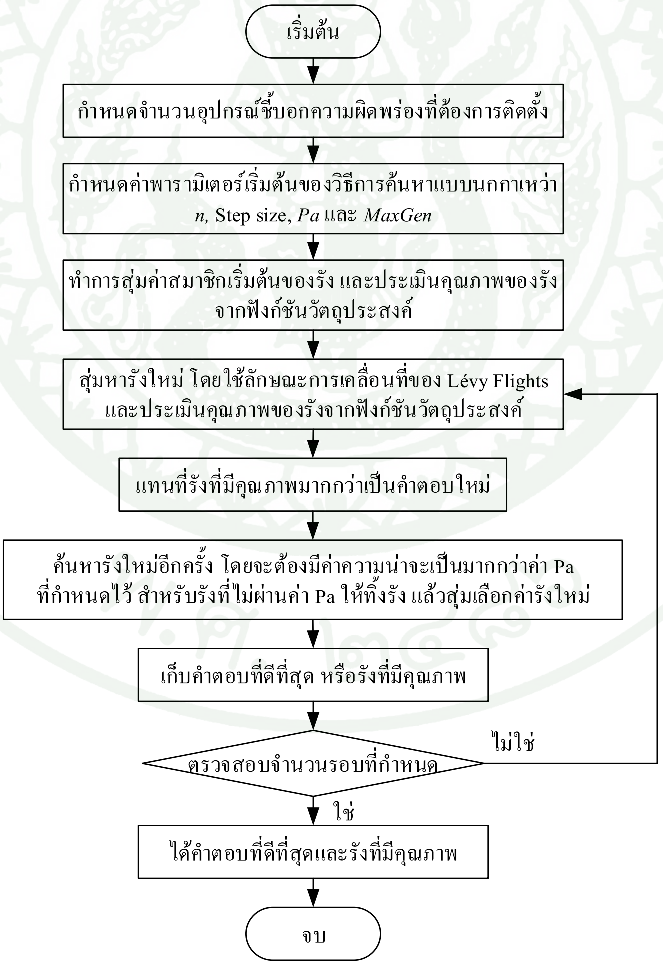
ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

มากกว่า *Pa* ที่กำหนดไว้ สำหรับรังที่ไม่มีคุณภาพหรือไม่ผ่านค่า *Pa* ให้ละทิ้ง แล้วสุ่มเลือกค่ารังใหม่

<u>ขั้นตอนที่ 7</u>: เก็บคำตอบที่ดีที่สุด และรังที่มีคุณภาพ

<u>ขั้นตอนที่ 8</u>: จากนั้นตรวจสอบว่าครบจำนวนรอบที่ต้องหยุดหรือไม่ ถ้าใช่ให้ทำขั้นตอนต่อไป แต่ถ้าไม่ใช่ ให้กลับไปทำตามข้อ 4)

<u>ขั้นตอนที่9</u>: ผลลัพธ์สุดท้าย จะได้ไข่ที่มีคุณภาพ (ค่าตอบของปัญหาที่ดีที่สุด) และรัง (ตำแหน่งติดตั้ง FIs) ที่ดีที่สุดสำหรับติดตั้ง FIs ตามจำนวนที่กำหนด ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์



ภาพที่ 19 แผนผังขั้นตอนของวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า เพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย

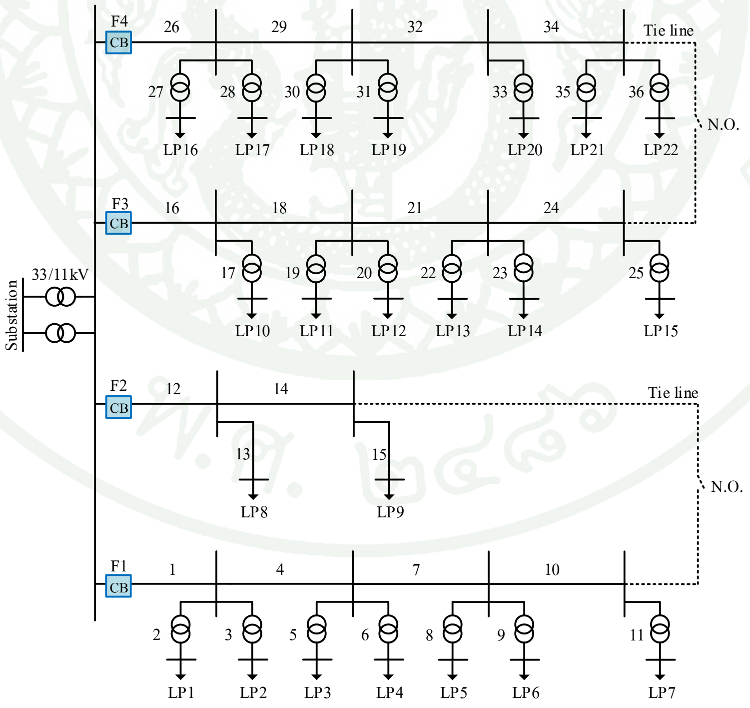
ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

7. ข้อมูลระบบจำหน่ายที่ใช้ในการศึกษา

ในวิทยานิพนธ์นี้จะประเมินวิธีการที่ใช้ในการจัดวางตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้ง FIs ที่ได้นำเสนอไปในข้างต้น โดยใช้โปรแกรม MATLAB ช่วยในการคำนวณตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ รวมไปถึงศึกษาการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยทำการทดสอบกับระบบจำหน่าย 2 ระบบ คือ ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 (Roy Billinton Test System - Bus 2) และระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

7.1 ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS เป็นระบบจำหน่ายที่พัฒนาขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยจะมีข้อมูลพื้นฐานทั้งหมดที่จำเป็นต้องใช้สำหรับนำไปคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS ประกอบด้วยบัสจำนวน 6 บัส ซึ่งวิทยานิพนธ์นี้เลือกใช้บัส 2 ในการทำการศึกษา แสดงตามภาพที่ 20



ภาพที่ 20 ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

ที่มา: Allan *et al*. (1991)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 จะจ่ายไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายเดียวกัน โดยมีขนาด 20 MW สายป้อนที่ระดับแรงดัน 11 kV ทั้งหมดเป็นสายป้อนเหนือดิน โดยข้อมูลพารามิเตอร์ที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ได้แก่ ความยาวสายป้อนในแต่ละช่วง ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโหลด และข้อมูลความเชื่อถือได้ของสายป้อนตามตารางที่ 9 ถึงตารางที่ 11 ตามลำดับ

ตารางที่ 9 ข้อมูลความยาวสายป้อนในแต่ละช่วงของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

หมายเลขของสายป้อนแต่ละช่วง	ความยาว (กิโลเมตร)
2 6 10 14 17 21 25 28 30 34	0.60
1 4 7 9 12 16 19 22 24 27 29 32 35	0.75
3 5 8 11 13 15 18 20 23 26 31 33 36	0.80

ตารางที่ 10 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโหลดของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

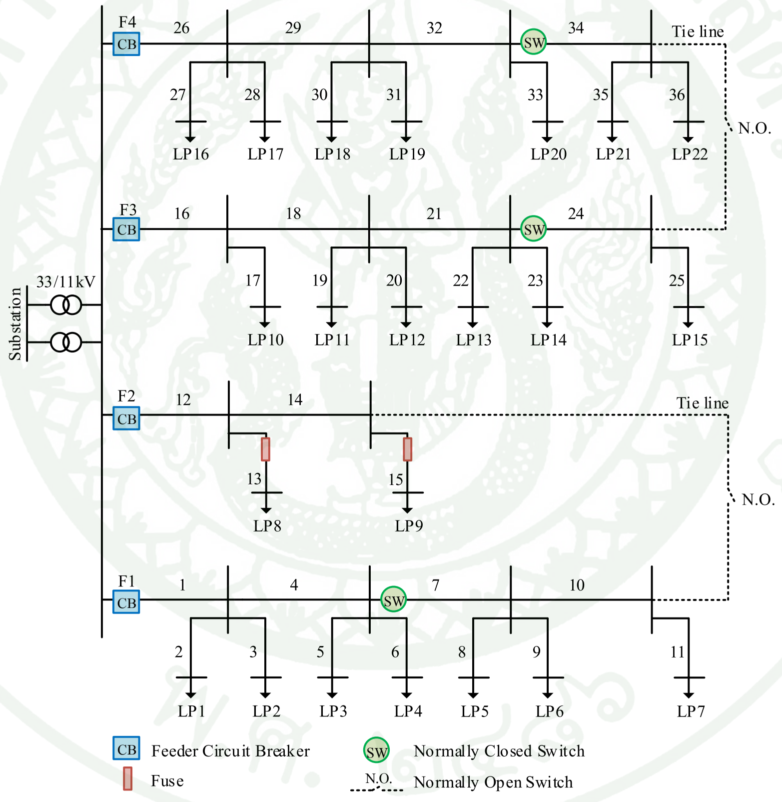
จำนวนจุดโหลด	จุดโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้า (MW)	
				โหลดเฉลี่ย	โหลดสูงสุด
5	1-3,10,11	บ้านอยู่อาศัย	210	0.535	0.8668
4	12,17-19	บ้านอยู่อาศัย	200	0.45	0.7291
1	8	ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็ก	1	1.00	1.6279
1	9	ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็ก	1	1.15	1.8721
6	4,5,13,14,20,21	หน่วยงานราชการ	1	0.566	0.9167
5	6,7,15,16,22	พาณิชย์	10	0.454	0.7500
รวม	**22**	**-**	**1908**	**12.291**	**20.00**

ตารางที่ 11 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของสายป้อนของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

อุปกรณ์	อัตราความล้มเหลว (ครั้งต่อปี-กม.)	เวลาในการซ่อมแซม (ชั่วโมง)	เวลาในการสับ-ปลดสวิตช์ (ชั่วโมง)
สายป้อน	0.0650	5	1

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ในการศึกษาจะพิจารณาความล้มเหลวที่สายป้อนเหนือดิน 11 kV เท่านั้น (ไม่พิจารณาความล้มเหลวที่เกิดจากหม้อแปลงไฟฟ้า เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และสายป้อน 33 kV) ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ที่ใช้ศึกษาจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนและอุปกรณ์ป้องกันที่สายป้อนหลักตามภาพที่ 21 และให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ อุปกรณ์ตัดตอน และอุปกรณ์ป้องกันทำงานสำเร็จทุกครั้งหรือมีความน่าจะเป็นในการล้มเหลวเท่ากับศูนย์ สวิตช์ตัดตอนจะเปิดวงจรเพื่อแยกส่วนที่เกิดความผิดพร่องและทุกจุดโหลดสามารถรับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองจากสายป้อนอื่นจากปลายทางได้อย่างไม่มีข้อจำกัด และกำหนดให้ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้สำหรับค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องในระบบจำหน่าย กรณีไม่ติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (T_0) เท่ากับ 0.75 ชั่วโมง



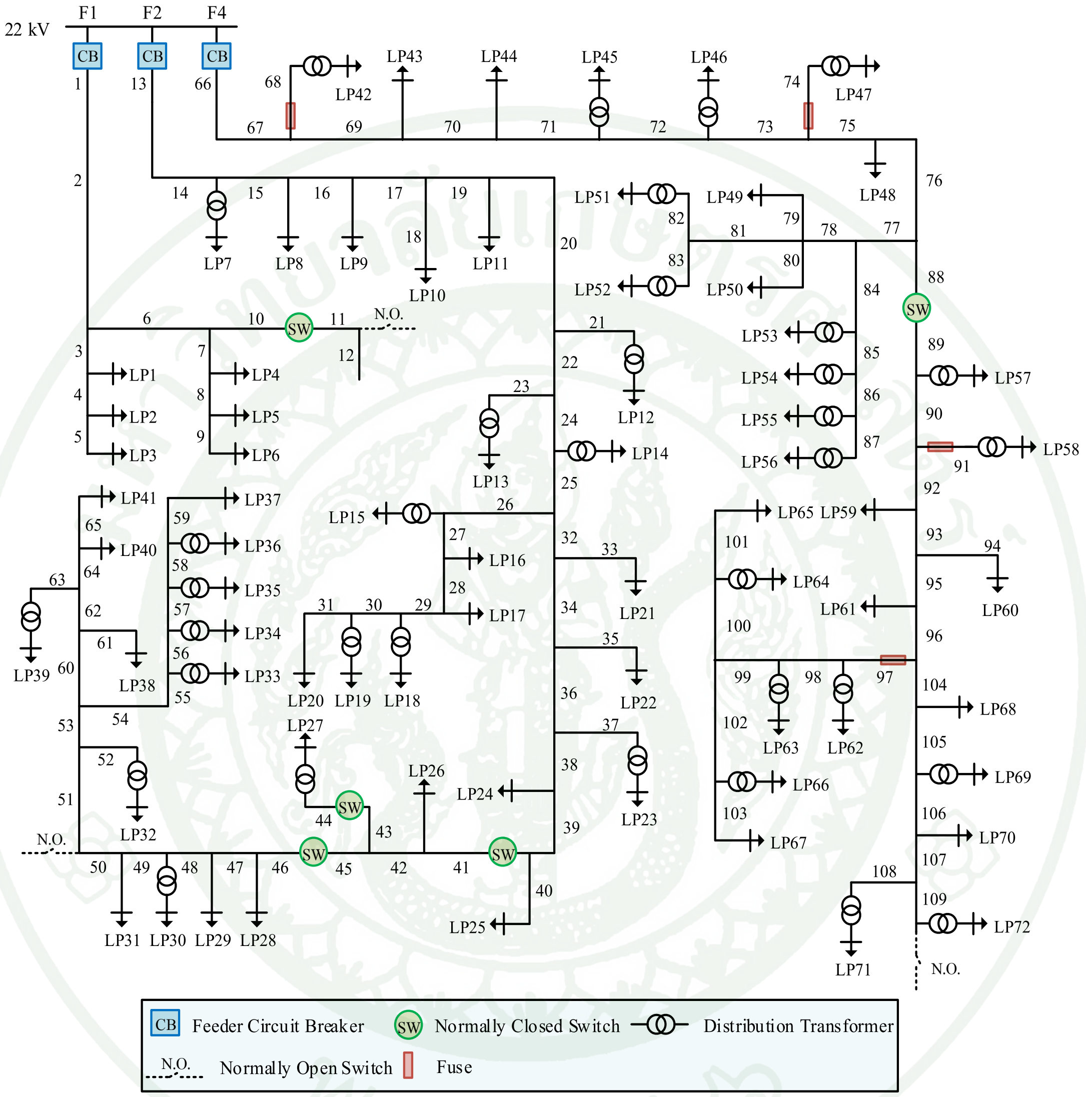
ภาพที่ 21 ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ที่ใช้ศึกษา

7.2 ระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในวิทยานิพนธ์นี้จะทำการศึกษาระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยเลือกระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง จังหวัดฉะเชิงเทรา วงจรสายป้อนที่ 1, 2 และ 4

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ซึ่งประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ สายป้อนระดับแรงดัน 22 kV หม้อแปลงไฟฟ้า อุปกรณ์ตัดตอน และฟิวส์ที่ติดตั้งในระบบ รวมทั้งจุดโหลดที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ แสดงตามภาพที่ 22



ภาพที่ 22 แผนภาพวงจรเส้นเดี่ยวของระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสถานีไฟฟ้า คลองขวาง วงจรสายป้อนที่ 1, 2 และ 4

ระบบจำหน่ายของของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง วงจรสายป้อนที่ 1, 2 และ 4 จะจ่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV ทั้งหมดเป็นสายป้อนเหนือดิน โดยข้อมูลระบบไฟฟ้าและข้อมูลความเชื่อถือได้ที่จำเป็นต้องใช้ในการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ ความยาวสายป้อนในแต่ละช่วง ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโหลด และข้อมูลความเชื่อถือได้ของสายป้อน แสดงไว้ดังตารางผนวกที่ ก1 ถึงตารางผนวกที่ ก3 ตามลำดับ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ในการศึกษาจะพิจารณาความล้มเหลวที่สายป้อนเหนือดิน 22 kV เท่านั้น (ไม่พิจารณาความล้มเหลวที่เกิดจากหม้อแปลงไฟฟ้า เซอร์กิตเบรกเกอร์ และบัสบาร์) การทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ อุปกรณ์ตัดตอน และอุปกรณ์ป้องกันทำงานสำเร็จทุกครั้งหรือมีความน่าจะเป็นในการล้มเหลวเท่ากับศูนย์ สวิตช์ตัดตอนจะเปิดวงจรเพื่อแยกส่วนที่เกิดความผิดพร่องและทุกจุดโหลดสามารถรับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองจากสายป้อนอื่นจากปลายทางได้อย่างไม่มีข้อจำกัด และกำหนดให้ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้สำหรับค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องในระบบจำหน่าย กรณีไม่ติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง (T_0) เท่ากับ 0.75 ชั่วโมง

ส่วนข้อมูลอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ หรือดัชนี IER ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และเกณฑ์การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามตารางที่ 1 และตารางที่ 2

ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาการศึกษาระบบจำหน่ายทดสอบของ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1 ไม่ติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

กรณีที่ 2 ติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายด้วยวิธีการเชิงวิเคราะห์ โดยพิจารณาตามหลักเกณฑ์การติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย โดยแบ่งออกเป็น 2 วัตถุประสงค์ คือ

- กรณีที่ 2.1 ติดตั้ง FIs เพื่อลดดัชนี SAIDI
- กรณีที่ 2.2 ติดตั้ง FIs เพื่อลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST)

กรณีที่ 3 ติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขที่กำหนด

ผลและวิจารณ์

ผล

จากการศึกษาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย โดยทำการทดสอบกับระบบจำหน่าย 2 ระบบ คือ ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สถานีไฟฟ้าคลองขวาง โดยแบ่งกรณีศึกษาเป็น 3 กรณี ซึ่งผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง จากการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่าย แสดงดังต่อไปนี้

1. ผลจากกรณีที่ 1

จากกรณีที่ 1 ศึกษาระบบจำหน่ายที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง โดยทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลการศึกษาแสดงตามตารางที่ 12 และตารางที่ 13 ตามลำดับ

ตารางที่ 12 ผลกรณีที่ 1 ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

รายการ	F1	F2	F3	F4	รวม
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.520	0.140	0.468	0.520	0.502
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	2.023	0.804	2.321	2.414	2.248
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	3.890	5.750	4.960	4.642	4.475
ASAI	0.999769	0.999908	0.999735	0.999724	0.999743
ASUI	0.000231	0.000092	0.000265	0.000276	0.000257
ENS (MWh/ปี)	7.162	1.728	6.737	7.260	22.886
AENS (kWh/ราย/ปี)	10.985	863.830	10.660	11.672	11.995
ECOST (บาท/ปี)	233,548	124,858	113,722	241,458	713,586
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	-	-	-	-	-
INVS (บาท/ปี)	-	-	-	-	-
TCR (บาท/ปี)	233,548	124,858	113,722	241,458	713,586
ตำแหน่งติดตั้ง	-	-	-	-	-

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 13 ผลกรณีที่ 1 ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายการ	**F1**	**F2**	**F4**	**รวม**
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.349	0.459	0.245	0.330
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	0.522	0.666	0.390	0.4996
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	1.496	1.451	1.593	1.5141
ASAI	0.999940	0.999924	0.999956	0.9999430
ASUI	0.000060	0.000076	0.000044	0.0000570
ENS (MWh/ปี)	0.975	2.864	0.933	4.772
AENS (kWh/ราย/ปี)	162.426	1.985	0.428	1.315
ECOST (บาท/ปี)	115,274	288,655	74,205	478,133
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	-	-	-	-
INVS (บาท/ปี)	-	-	-	-
TCR (บาท/ปี)	115,274	288,655	74,205	478,133
ตำแหน่งติดตั้ง	-	-	-	-

2. ผลจากกรณีที่ 2

จากกรณีที่ 2 ศึกษาระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้ง FIs ด้วยวิธีการเชิงวิเคราะห์โดยพิจารณาจากหลักเกณฑ์การติดตั้ง FIs โดยแบ่งวัตถุประสงค์ของการศึกษาเป็น 2 กรณี คือ

กรณีที่ 2.1 มีวัตถุประสงค์ในการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs เพื่อลดดัชนี SAIDI

กรณีที่ 2.2 มีวัตถุประสงค์ในการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs เพื่อลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST)

ซึ่งจากข้อมูลระบบศึกษาทั้ง 2 ระบบ สามารถนำมาเขียนสรุปตามหลักเกณฑ์การติดตั้ง FIs ได้ตามตารางที่ 14 และตารางที่ 15 ตามลำดับ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 14 สรุปข้อมูลระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ตามหลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง	หมายเลขสายป้อน/จุดโหลด
1. พิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งสายป้อนที่เกิดไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง (อัตราการเกิดไฟฟ้าดับคำนวณจากอัตราความล้มเหลวของสายป้อนคูณกับความยาวของสายป้อนช่วง แต่เนื่องจากข้อมูลความเชื่อได้ของสายป้อนมีค่าอัตราความล้มเหลวเท่ากันทุกสายป้อน ดังนั้นจึงพิจารณาสายป้อนที่มีช่วงระยะทางไกลๆ)	3, 5, 8, 11, 13, 15, 18, 20, 23, 26, 31, 33 และ 36
2. พิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งใกล้กับอุปกรณ์ตัดตอน	4, 21 และ 32
3. ไม่จำเป็นต้องติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งเดียวกันหรือใกล้กันกับอุปกรณ์ที่มีความสามารถในการตรวจจับความผิดพร่องได้ เช่น รีโคลสเซอร์ และที่ตำแหน่ง Normally Open-Tie	-
4. พิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งสายป้อนที่จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่เป็นจำนวนมาก เช่น บ้านอยู่อาศัย	จุดโหลดที่ 1-3, 10-12 และ 17-19
5. พิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งสายป้อนที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้ารายสำคัญ โรงงานอุตสาหกรรม หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (IER) สูง	จุดโหลดที่ 6-7, 15-16 และ 22

ตารางที่ 15 สรุปข้อมูลระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามหลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง

หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง	หมายเลขสายป้อน/จุดโหลด
1. พิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งสายป้อนที่เกิดไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง (อัตราการเกิดไฟฟ้าดับคำนวณจากอัตราความล้มเหลวของสายป้อนคูณกับความยาวของสายป้อนช่วง แต่เนื่องจากข้อมูลความเชื่อได้ของสายป้อนมีค่าอัตราความล้มเหลวเท่ากันทุกสายป้อน ดังนั้นจึงพิจารณาสายป้อนที่มีช่วงระยะทางไกลๆ)	2, 3, 6, 10, 11, 12, 33, 41, 42, 45, 46, 50, 64, 76 และ 81 (มากกว่า 0.8 กม.)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 15 (ต่อ)

หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง	หมายเลขสายป้อน/จุดโหลด
2. พิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งใกล้กับอุปกรณ์ตัดตอน	10, 39, 43, 45 และ 88
3. ไม่จำเป็นต้องติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งเดียวกันหรือใกล้กันกับอุปกรณ์ที่มีความสามารถในการตรวจจับความผิดพร่องได้ เช่น รีโคลสเซอร์ และที่ตำแหน่ง Normally Open-Tie	-
4. พิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งสายป้อนที่จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่เป็นจำนวนมาก เช่น บ้านอยู่อาศัย	จุดโหลดที่ 18, 28, 30, 33, 35, 36, 44, 46, 52, 53, 54, 55, 56, 69 และ 72 (มากกว่า 100 ราย)
5. พิจารณาติดตั้ง FIs ที่ตำแหน่งสายป้อนที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้ารายสำคัญ โรงงานอุตสาหกรรม หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (IER) สูง	จุดโหลดที่ 1, 2, 3, 5, 6, 12, 13, 15, 16, 17, 22, 43, 60 และ 67

2.1 ผลจากกรณีที่ 2.1

การจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ด้วยวิธีการเชิงวิเคราะห์โดยพิจารณาจากหลักเกณฑ์การติดตั้ง FIs ซึ่งมีวัตถุประสงค์ของการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs เพื่อลดดัชนี SAIDI ควรพิจารณาตามข้อที่ 1 ถึงข้อ 4 จากตารางที่ 14 และตารางที่ 15 ตามลำดับ โดยพิจารณาความสำคัญของข้อ 4 เป็นอันดับแรก

2.1.1 ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

กำหนดจำนวนติดตั้ง FIs ทั้งหมด 8 ชุด ตำแหน่งสายป้อนที่ 1, 4, 17, 18, 21, 26, 29 และ 32 แสดงตามภาพผนวกที่ ข1 และผลการศึกษาตามตารางที่ 16

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 16 ผลกรณีที่ 2.1 ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

รายการ	F1	F2	F3	F4	รวม
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.520	0.140	0.468	0.520	0.502
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	1.823	0.804	2.077	2.136	2.008
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	3.506	5.750	4.439	4.108	3.998
ASAI	0.999792	0.999908	0.999763	0.999756	0.999771
ASUI	0.000208	0.000092	0.000237	0.000244	0.000229
ENS (MWh/ปี)	6.434	1.728	5.979	6.317	20.457
AENS (kWh/ราย/ปี)	9.867	863.830	9.460	10.156	10.722
ECOST (บาท/ปี)	208929.7029	124,858	95,856	207,829	637,472
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	2	-	3	3	8
INVS (บาท/ปี)	12,688	-	19,031	19,031	50,750
TCR (บาท/ปี)	221,617	124,858	114,887	226,860	688,222
ตำแหน่งติดตั้ง	1, 4	-	17, 18, 21	26, 29, 32	-

2.1.2 ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กำหนดจำนวนติดตั้ง FIs ทั้งหมด 12 ชุด ตำแหน่งสายป้อนที่ 26, 39, 45, 53, 70, 72, 76, 81, 84, 88, 105 และ 109 แสดงตามภาพผนวกที่ ข2 และผลการศึกษาตามตารางที่ 17

ตารางที่ 17 ผลกรณีที่ 2.1 ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายการ	F1	F2	F4	รวม
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.349	0.459	0.245	0.330
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	0.522	0.406	0.236	0.304
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	1.496	0.885	0.963	0.921
ASAI	0.999940	0.999954	0.999973	0.999965
ASUI	0.000060	0.000046	0.000027	0.000035
ENS (MWh/ปี)	0.975	1.771	0.545	3.291
AENS (kWh/ราย/ปี)	162.426	1.227	0.250	0.907

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 17 (ต่อ)

รายการ	F1	F2	F4	รวม
ECOST (บาท/ปี)	115,274	178,919	42,604	336,798
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	-	4	8	12
INVS (บาท/ปี)	-	25,375	50,750	76,125
TCR (บาท/ปี)	115,274	204,294	93,354	412,923
ตำแหน่งติดตั้ง	-	26, 39, 45, 53	70, 72, 76, 81, 84, 88, 105, 109	-

2.2 ผลจากกรณีที่ 2.2

การจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ด้วยวิธีการเชิงวิเคราะห์โดยพิจารณาจากหลักเกณฑ์การติดตั้ง FIs ซึ่งมีวัตถุประสงค์ของการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs เพื่อลดค่า ECOST ควรพิจารณาตามข้อที่ 1 ถึงข้อ 3 และข้อ 5 จากตารางที่ 14 และตารางที่ 15 ตามลำดับ โดยพิจารณาความสำคัญของข้อ 5 เป็นอันดับแรก

2.2.1 ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

กำหนดจำนวนติดตั้ง FIs ทั้งหมด 8 ชุด ตำแหน่งสายป้อนที่ 4, 7, 11, 21, 24, 26, 32 และ 34 แสดงตามภาพผนวกที่ ข3 และผลการศึกษาตามตารางที่ 18

ตารางที่ 18 ผลกรณีที่ 2.2 ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

รายการ	F1	F2	F3	F4	รวม
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.520	0.140	0.468	0.520	0.502
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	1.745	0.804	2.134	2.165	2.009
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	3.355	5.750	4.560	4.163	4.000
ASAI	0.999801	0.999908	0.999756	0.999753	0.999771

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 18 (ต่อ)

รายการ	F1	F2	F3	F4	รวม
ASUI	0.000199	0.000092	0.000244	0.000247	0.000229
ENS (MWh/ปี)	6.147	1.728	6.154	6.414	20.443
AENS (kWh/ราย/ปี)	9.428	863.830	9.738	10.312	10.714
ECOST (บาท/ปี)	199,249	124,858	99,992	211,286	635,385
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	3	0	2	3	8
INVS (บาท/ปี)	19031.25	0	12687.5	19031.25	50750
TCR (บาท/ปี)	218,280	124,858	112,679	230,317	686,135
ตำแหน่งติดตั้ง	4,7,11	-	21, 24	26,32,34	-

2.2.2 ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กำหนดจำนวนติดตั้ง FIs ทั้งหมด 12 ชุด ตำแหน่งสายป้อนที่ 2, 3, 10, 22, 26, 32, 36, 45, 69, 76, 95 และ 99 แสดงตามภาพผนวกที่ ข4 และผลการศึกษาตามตารางที่ 19

ตารางที่ 19 ผลกรณีที่ 2.2 ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายการ	F1	F2	F4	รวม
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.349	0.459	0.245	0.330
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	0.376	0.406	0.264	0.321
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	1.078	0.885	1.079	0.971
ASAI	0.999957	0.999954	0.999970	0.999963
ASUI	0.000043	0.000046	0.000030	0.000037
ENS (MWh/ปี)	0.702	1.769	0.616	3.087
AENS (kWh/ราย/ปี)	116.997	1.226	0.283	0.851
ECOST (บาท/ปี)	83,034	178,763	48,354	310,150
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	3	5	4	12
INVS (บาท/ปี)	19,031	31,719	25,375	76,125
TCR (บาท/ปี)	102,065	210,482	73,729	386,275

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 19 (ต่อ)

รายการ	F1	F2	F4	รวม
ตำแหน่งติดตั้ง	2, 3, 10,	22, 26, 32, 36, 45	69, 76, 95, 99	

3. ผลจากกรณีที่ 3

จากกรณีที่ 3 ศึกษาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุด ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) ให้มีค่าต่ำที่สุด โดยประเมินจากผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) กับค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้ง FIs โดยทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.1 ระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

ผลการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า โดยทดลองเปลี่ยนจำนวนชุด FIs ที่ค่าต่างๆ กัน ตั้งแต่ 1 ถึง 12 ชุด แสดงตามตารางที่ 20 ซึ่งจะได้จำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการลงทุน โดยภาพที่ 23 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) กับจำนวน FIs ที่ติดตั้งในระบบตามตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งพบว่า การติดตั้ง FIs จำนวน 6 ชุด จะให้ค่า TCR ต่ำสุด แสดงสรุปผลการศึกษาได้ตามตารางที่ 21

ตารางที่ 20 ผลการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุด ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าตามจำนวนที่ใช้ติดตั้งในระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

จำนวนติดตั้ง (ชุด)	ตำแหน่งติดตั้ง	ECOST (บาท/ปี)	INVS (บาท/ปี)	TCR (บาท/ปี)
0	-	713,586	-	713,586
1	7	691,226	6,344	697,570
2	7,32	669,265	12,688	681,953
3	7,21,32	656,903	19,031	675,935

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

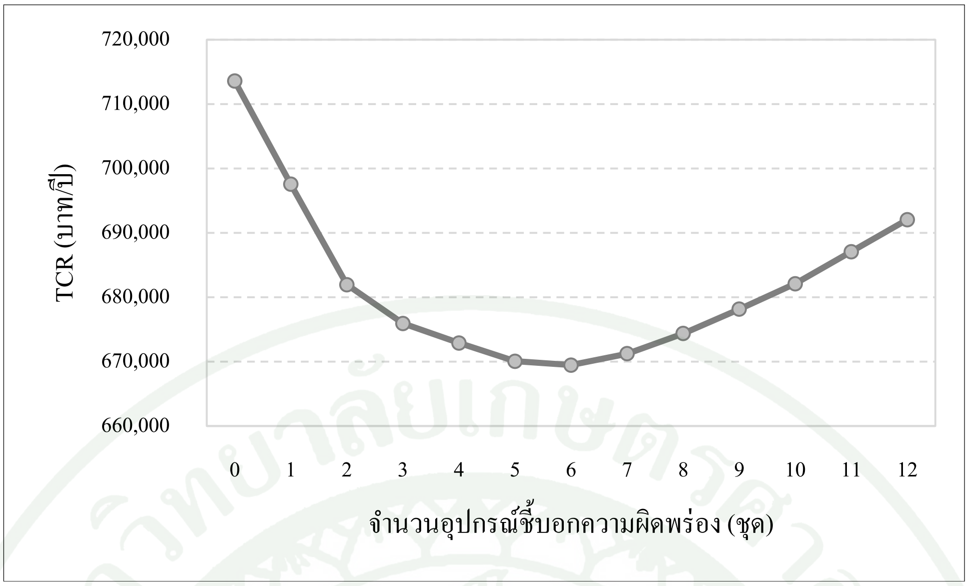
ตารางที่ 20 (ต่อ)

จำนวนติดตั้ง (ชุด)	ตำแหน่งติดตั้ง	ECOST (บาท/ปี)	INVS (บาท/ปี)	TCR (บาท/ปี)
4	4,7,21,32	647,545	25,375	672,920
5	4,7,21,29,32	638,354	31,719	670,073
6	**4,7,12,21,29,32**	**631,421**	**38,063**	**669,484**
7	4,7,12,18,21,29,32	626,839	44,406	671,245
8	4,7,12,18,21,29,32,34	623,640	50,750	674,390
9	4,7,10,12,18,21,29,32,34	621,058	57,094	678,152
10	4,7,10,12,18,21,27,29,32,34	618,681	63,438	682,119
11	4,7,10,12,18,21,27,29,30,32,34	617,310	69,781	687,092
12	4,7,10,12,18,21,24,27,29,30,32,34	615,942	76,125	692,067

ตารางที่ 21 สรุปผลกรณีที่ 3 ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

รายการ	F1	F2	F3	F4	รวม
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.520	0.140	0.468	0.520	0.502
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	1.765	0.759	2.153	2.156	2.020
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	3.395	5.431	4.600	4.147	4.021
ASAI	0.999798	0.999913	0.999754	0.999754	0.999769
ASUI	0.000202	0.000087	0.000246	0.000246	0.000231
ENS (MWh/ปี)	6.223	1.632	6.212	6.387	20.454
AENS (kWh/ราย/ปี)	9.545	815.865	9.830	10.268	10.720
ECOST (บาท/ปี)	201,830	117,925	101,360	210,306	631,421
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	2	1	1	2	6
INVS (บาท/ปี)	12687.5	6343.75	6343.75	12687.5	38062.5
TCR (บาท/ปี)	214,518	124,269	107,704	222,993	669,484
ตำแหน่งติดตั้ง	4, 7	12	21	29, 32	-

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



ภาพที่ 23 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) กับจำนวนอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องตามตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

3.2 ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผลการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า โดยทดลองเปลี่ยนจำนวนชุด FIs ที่ค่าต่างๆ กัน ตั้งแต่ 1 ถึง 15 ชุด แสดงตามตารางที่ 22 ซึ่งจะได้จำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการลงทุน โดยภาพที่ 24 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) กับจำนวน FIs ที่ติดตั้งในระบบตามตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งพบว่า การติดตั้ง FIs จำนวน 8 ชุด จะให้ค่า TCR ต่ำสุด แสดงสรุปผลการศึกษาได้ตามตารางที่ 23

ตารางที่ 22 ผลการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าตามจำนวนที่ใช้ติดตั้งในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จำนวนติดตั้ง (ชุด)	ตำแหน่งติดตั้งที่สายป้อน	ECOST (บาท/ปี)	INVS (บาท/ปี)	TCR (บาท/ปี)
0	-	478,133	-	478,133
1	41	405,621	6,344	411,965

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 (ต่อ)

จำนวนติดตั้ง (ชุด)	**ตำแหน่งติดตั้งที่สายป้อน**	**ECOST (บาท/ปี)**	**INVS (บาท/ปี)**	**TCR (บาท/ปี)**
2	10,41	377,412	12,688	390,099
3	10,34,45	353,349	19,031	372,381
4	10,34,45,76	335,262	25,375	360,637
5	10,32,42,53,76	324,241	31,719	355,960
6	10,32,39,42,53,76	316,242	38,063	352,950
7	10,11,32,39,42,53,76	306,886	44,406	351,290
8	**10,11,32,39,42,53,76,88**	**300,042**	**50,750**	**350,792**
9	10,11,25,34,41,45,53,76,88	294,878	57,094	351,972
10	10,11,25,34,41,45,53,70,76,88	291,936	63,438	355,374
11	10,11,25,34,41,45,53,62,70,76,88	289,423	69,781	359,204
12	10,11,25,32,34,41,45,53,62,70,76,88	287,587	76,125	363,712
13	10,11,25,32,34,41,45,53,62,70,76,88,95	285,978	82,469	368,446
14	10,11,25,32,34,41,45,53,62,70,76,78,88,95	284,437	88,813	373,249
15	10,11,25,32,34,41,45,46,53,62,70,76,78,88,95	283,077	95,156	378,234

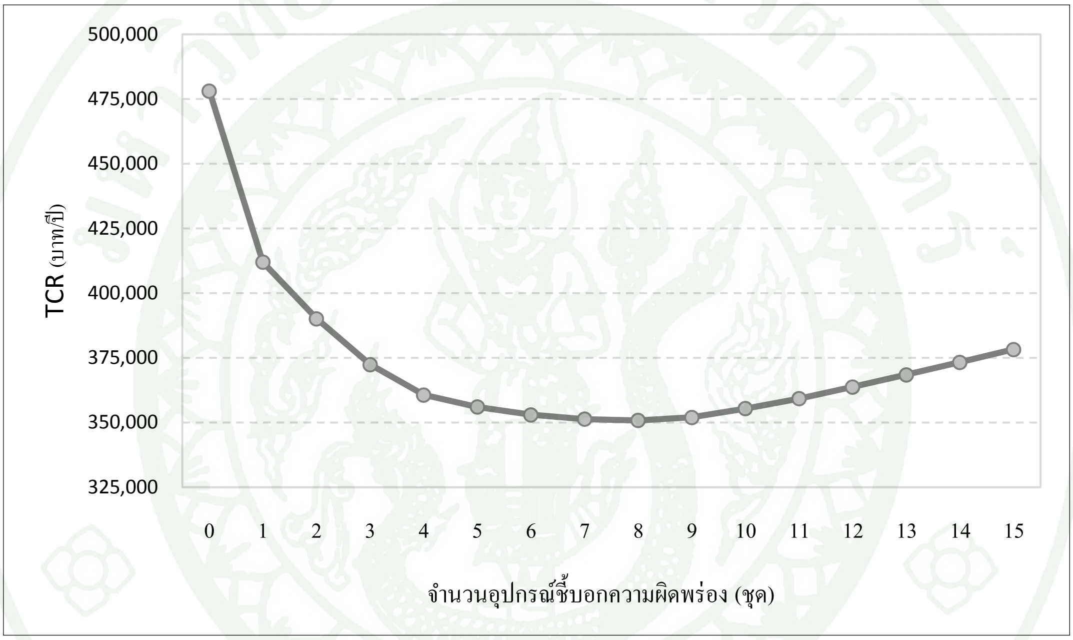
ตารางที่ 23 สรุปผลกรณีที่ 3 ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายการ	**F1**	**F2**	**F4**	**รวม**
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.349	0.459	0.245	0.330
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	0.352	0.392	0.268	0.318
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	1.009	0.855	1.097	0.963
ASAI	0.999960	0.999955	0.999969	0.999964
ASUI	0.000040	0.000045	0.000031	0.000036
ENS (MWh/ปี)	0.657	1.713	0.627	2.997
AENS (kWh/ราย/ปี)	109.494	1.187	0.288	0.826
ECOST (บาท/ปี)	77,709	173,060	49,274	300,042

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 23 (ต่อ)

รายการ	F1	F2	F4	รวม
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	2	4	2	8
INVS (บาท/ปี)	12,688	25,375	12,688	50,750
TCR (บาท/ปี)	90,396	198,435	61,961	350,792
ตำแหน่งติดตั้ง	10, 11	32, 39, 42, 53	76, 88	



ภาพที่ 24 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) กับจำนวนอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องตามตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุดของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

วิจารณ์

จากผลการคำนวณทั้ง 3 กรณี สามารถสรุปผลการศึกษาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามตารางที่ 24 และตารางที่ 25 ตามลำดับ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 24 สรุปผลการศึกษาของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 ทั้ง 3 กรณี

รายการ	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2.1	กรณีที่ 2.2	กรณีที่ 3
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.502	0.502	0.502	0.502
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	2.248	2.008	2.009	2.020
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	4.475	3.998	4.000	4.021
ASAI	0.999743	0.999771	0.999771	0.999769
ASUI	0.000257	0.000229	0.000229	0.000231
ENS (MWh/ปี)	22.886	20.457	20.443	20.454
AENS (kWh/ราย/ปี)	11.995	10.722	10.714	10.720
ECOST (บาท/ปี)	713,586	637,472	635,385	631,421
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	-	8	8	6
INVS (บาท/ปี)	-	50,750	50,750	38,063
TCR (บาท/ปี)	713,586	688,222	686,135	669,484
ตำแหน่งติดตั้ง	-	1, 4, 17, 18, 21, 26, 29, 32	4, 7, 11, 21, 24, 26, 32, 34	4, 7, 12, 21, 29, 32

ผลการศึกษาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องของระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 จากตารางที่ 24 พบว่า การติดตั้ง FIs สามารถปรับปรุงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย และลดค่า ECOST ได้ เมื่อเปรียบเทียบกับระบบก่อนติดตั้ง FIs สำหรับผลกรณีที่ 2.1 สามารถลดดัชนี SAIDI ได้ 0.24 ชั่วโมง/ราย/ปี หรือคิดเป็น 10.67% เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1 โดยใช้ FIs จำนวน 8 ชุด ในส่วนของกรณีที่ 2.2 สามารถลดค่า ECOST ได้ 78,201 บาท/ปี หรือคิดเป็น 10.96% เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1 โดยใช้ FIs จำนวน 8 ชุด แต่สำหรับกรณีที่ 3 จัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า โดยทดลองเปลี่ยนจำนวนชุด FIs ที่ค่าต่างๆ กัน พบว่า การติดตั้ง FIs จำนวน 6 ชุด จะให้ค่า TCR ต่ำสุด คือ 669,484 บาท/ปี ซึ่งสามารถลดค่า ECOST ได้ 82,165 บาท/ปี หรือคิดเป็น 11.51% เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 25 สรุปผลการศึกษาของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้ง 3 กรณี

รายการ	**กรณีที่ 1**	**กรณีที่ 2.1**	**กรณีที่ 2.2**	**กรณีที่ 3**
SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	0.330	0.330	0.330	0.330
SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี)	0.4996	0.304	0.321	0.318
CAIDI (ชั่วโมง/ราย)	1.5141	0.921	0.971	0.963
ASAI	0.9999430	0.999965	0.999963	0.999964
ASUI	0.0000570	0.000035	0.000037	0.000036
ENS (MWh/ปี)	4.772	3.291	3.087	2.997
AENS (kWh/ราย/ปี)	1.315	0.907	0.851	0.826
ECOST (บาท/ปี)	478,133	336,798	310,150	300,042
จำนวนติดตั้ง (ชุด)	-	12	12	8
INVS (บาท/ปี)	-	76,125	76,125	50,750
TCR (บาท/ปี)	478,133	412,923	386,275	350,792
ตำแหน่งติดตั้ง	-	26, 39, 45, 53, 70, 72, 76, 81, 84, 88, 105, 109	2, 3, 10, 22, 26, 32, 36, 45, 69, 76, 95, 99	10, 11, 32, 39, 42, 53, 76, 88

สำหรับผลการศึกษาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากตารางที่ 25 พบว่า การติดตั้ง FIs สามารถปรับปรุงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังได้ สำหรับผลกรณีที่ 2.1 สามารถลดดัชนี SAIDI ได้ 0.2 ชั่วโมง/ราย/ปี หรือคิดเป็น 39.2% เมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 โดยใช้ FIs จำนวน 12 ชุด ในส่วนของกรณีที่ 2.2 สามารถลดค่า ECOST ได้167,983 บาท/ปี หรือคิดเป็น 35.13% เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1 โดยใช้ FIs จำนวน 12 ชุด แต่สำหรับกรณีที่ 3 จัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า โดยทดลองเปลี่ยนจำนวนชุด FIs ที่ค่าต่างๆ กัน พบว่า การติดตั้ง FIs จำนวน 8 ชุด จะให้ค่า TCR ต่ำสุด คือ 350,792 บาท/ปี ซึ่งสามารถลดค่า ECOST ได้ 178,091 บาท/ปี หรือคิดเป็น 37.25% เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1

จากการศึกษาวิธีการที่นำเสนอกับระบบทดสอบทั้ง 2 ระบบ พบว่าผลลัพธ์ที่ได้มีความสอดคล้องกันในทุกกรณี โดยผลการศึกษากรณีที่ 2.1 จัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs เพื่อลดดัชนี SAIDI ให้มีค่าต่ำที่สุด ดังนั้นการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs จะต้องคำนึงถึงจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ผลกระทบ ซึ่งตำแหน่งที่ติดตั้งจะอยู่บริเวณที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย การติดตั้งในระบบจำหน่ายจริงส่วนใหญ่อยู่ในเขตพื้นที่ชุมชน ในเมือง และจากผลการศึกษากรณีที่ 2.2 ติดตั้ง FIs เพื่อลดค่า ECOST ให้มีค่าต่ำที่สุด ดังนั้นการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs จะต้องคำนึงถึงผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อัตราความเสียหายต่อพลังงานไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (IER) สูง ซึ่งตำแหน่งที่ติดตั้ง FIs จะอยู่บริเวณโรงงานอุตสาหกรรม หรือผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งตั้งอยู่บริเวณชานเมือง ส่วนผลจากกรณีที่ 3 จัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า โดยคำนึงถึงผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) กับค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุน หรือ TCR ซึ่งหากเปรียบเทียบผลของค่า ECOST กับกรณีที่ 2.2 พบว่า กรณีที่ 3 ใช้จำนวน FIs ที่ติดตั้งน้อยกว่า แต่สามารถลดค่า ECOST ได้มากกว่า นอกจากนี้กรณีที่ 3 ให้ค่า TCR ต่ำที่สุด เมื่อพิจารณาผลจากทุกกรณีร่วมกัน

ผลการศึกษาทั้ง 3 กรณี จากตารางที่ 12 ถึงตารางที่ 25 พบว่าจำนวนและตำแหน่งที่ติดตั้ง FIs ที่ต่างกันมีผลต่อดัชนีความเชื่อถือได้ และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่างกัน การจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ด้วยวิธีการเชิงวิเคราะห์โดยพิจารณาหลักเกณฑ์การติดตั้ง FIs สามารถนำไปใช้ในการประมาณการอย่างคร่าวๆ ได้ แต่อาจจะต้องอาศัยผู้ที่มีความเชี่ยวชาญหรือผู้ที่มีประสบการณ์ในระบบที่พิจารณานั้นๆ จะทำให้ได้ผลคำตอบที่ดีขึ้น เนื่องจากจะทราบตำแหน่งของสายป้อนใดที่มีการเกิดความผิดพร่องบ่อยครั้ง จุดโหลดใดควรให้ความสนใจ เป็นต้น ส่วนการจัดวางตำแหน่งติดตั้งด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า จะทำให้การไฟฟ้าใช้เงินลงทุนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับได้อย่างคุ้มค่าที่สุด

แนวคิดในการทำวิทยานิพนธ์นี้สามารถนำไปใช้ในการประเมินจำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ โดยคำนึงถึงความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ แนวคิดดังกล่าวก่อให้เกิดประโยชน์ต่อการไฟฟ้าในส่วนของผู้ออกแบบหรือนักวางแผน คือ จะช่วยให้สามารถประเมินงบประมาณสำหรับลงทุนติดตั้ง FIs ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทำให้ใช้เงินลงทุนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับให้ดีขึ้นได้อย่างคุ้มค่า เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายขององค์กรและประเทศชาติได้

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

ในวิทยานิพนธ์นี้นำเสนอวิธีแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) ให้มีค่าต่ำที่สุด โดยค่า TCR ประเมินจากผลรวมของค่า ECOST กับค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้ง FIs เพื่อประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ของการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ วิทยานิพนธ์นี้ประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า ซึ่งเป็นวิธีการหนึ่งที่ช่วยประหยัดเวลาในการแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดได้ โดยประเมินวิธีการที่ได้เสนอผ่านระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผลของการศึกษากับระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พบว่า ระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้ง FIs มีระยะเวลาไฟฟ้าดับสั้นกว่าระบบจำหน่ายเดียวกันที่ไม่มีการติดตั้ง FIs ส่งผลทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่แสดงถึงระยะเวลาไฟฟ้าดับมีค่าลดลง รวมถึงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับลดลงเช่นกัน ซึ่งจำนวนและตำแหน่งติดตั้ง FIs มีผลสำคัญต่อการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ เมื่อทำการเปรียบเทียบผลที่ได้จากวิธีการเชิงวิเคราะห์ (Analysis Techniques) กับวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า พบว่า วิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าสามารถจัดวางตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้ง FIs โดยให้ค่า TCR มีค่าต่ำกว่าวิธีการเชิงวิเคราะห์ อีกทั้งยังใช้ FIs จำนวนน้อยกว่าด้วย อย่างไรก็ตาม วิธีการเชิงวิเคราะห์อาจเหมาะสำหรับการนำไปใช้ในการวางแผนจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในเบื้องต้นหรือในกรณีที่เงินลงทุนไม่ใช่ข้อจำกัดสำคัญ

ดังนั้นจากผลการศึกษาของวิทยานิพนธ์นี้สามารถนำไปใช้ในการวางแผนสำหรับจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในระบบจำหน่าย เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับได้

ข้อเสนอแนะ

การจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของความเชื่อถือได้ (TCR) ให้มีค่าต่ำที่สุด ซึ่งประเมินจากผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจาก

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ไฟฟ้าดับกับค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้ง เพื่อประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ของการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอนั้น ยังมีปัจจัยอื่นที่ยังไม่ได้นำมาพิจารณาศึกษา เช่น

1. การเพิ่มจำนวนฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในกรณีที่พิจารณาฟังก์ชันหลายจุดประสงค์ เช่น เพิ่มการพิจารณาค่าใช้จ่ายของการดำเนินการแก้ไขความผิดพร่องเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ เพิ่มการพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ตัวอื่นๆ ร่วมด้วย เป็นต้น

2. พิจารณาการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ร่วมกับอุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ ในระบบจำหน่าย เช่น พิจารณาตำแหน่งติดตั้ง FIs ร่วมกับการติดตั้งรีโคลสเซอร์ หรือ พิจารณาตำแหน่งติดตั้ง FIs ร่วมกับการติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอน หรืออุปกรณ์อื่นๆ ที่มีความสามารถในการตรวจจับความผิดพร่องได้ เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ซึ่งผลที่ได้รับจากการพิจารณาปัจจัยต่างๆ เหล่านี้สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางในการวางแผนปรับปรุงระบบจำหน่าย เพื่อเพิ่มระดับความเชื่อถือได้และลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับได้ดียิ่งขึ้น

ในส่วนของการไฟฟ้าควรพิจารณาการจัดเก็บสถิติข้อมูลระยะเวลาที่ใช้ในการค้นหาความผิดพร่อง เพื่อที่จะได้ใช้เป็นข้อมูลสำหรับวางแผนการจัดวางตำแหน่งติดตั้ง FIs ในอนาคตได้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น

นอกจากนี้การนำวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่ามาใช้แก้ปัญหาการจัดวาง FIs ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย หากปรับค่าพารามิเตอร์ไม่เหมาะสมกับระบบที่พิจารณาอาจจะได้คำตอบที่ไม่ดี หรืออาจจะใช้เวลานานเกินความจำเป็น เช่น พิจารณาระบบจำหน่ายขนาดใหญ่ แต่กำหนดจำนวนรอบการคำนวณน้อยเกินไป คำตอบที่ได้อาจจะไม่ใช่คำตอบที่ดีที่สุด เนื่องจากยังสุ่มไม่พบตำแหน่งที่ดีที่สุด แต่ครบรอบการคำนวณแล้ว หรือพิจารณาระบบจำหน่ายขนาดเล็ก แต่กำหนดจำนวนรอบมากเกินไป คำตอบที่ได้จะเป็นคำตอบที่ดีที่สุด แต่จะใช้เวลาในการคำนวณนานเกินความจำเป็น เนื่องจากสุ่มพบตำแหน่งที่ดีที่สุดแล้ว แต่ยังไม่ครบรอบการคำนวณที่กำหนด ทำให้ต้องคำนวณและสุ่มหาต่อไปแต่ผลสุดท้ายยังคงเป็นคำตอบเดิม เป็นต้น ดังนั้นควรพิจารณาการปรับพารามิเตอร์ของวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่าให้เหมาะสมเพื่อที่จะได้คำตอบที่ดีที่สุด และช่วยประหยัดเวลา

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2549. **รายงานสรุปผลการศึกษาโครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความเสียหายและอัตราการซ่อมของอุปกรณ์ในระบบจ่ายไฟฟ้า**. กรุงเทพฯ.

กิตติพงษ์ จรัญศิริไพศาล, สิรภัทร เชี่ยวชาญวัฒนา และ คำรณ สุนัติ. 2555. เพิ่มความถูกต้องของตัวแบบซัพพอร์ตเวกเตอร์แมทชีนแบบค่ากำลังสองน้อยที่สุด ด้วยขั้นตอนวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า, น. 316-323. *ใน* **การประชุมวิชาการนำเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษา ครั้งที่ 13.** กุมภาพันธ์ 2555, มหาวิทยาลัยขอนแก่น, ขอนแก่น.

ชำนาญ ห่อเกียรติ. 2549. **ความเชื่อถือได้และการบำรุงรักษาระบบจำหน่าย**. บริษัท ธนภาค พริ้นติ้ง, กรุงเทพฯ.

ฐิติพร พงศ์กิดาการ. 2556. **การจ่ายโหลดอย่างประหยัดด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า**. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตบางเขน.

ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2554. **รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการวิจัยเพื่อหามูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง**. สถาบันวิจัยและให้คำปรึกษาแห่งมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, กรุงเทพฯ.

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. 2544. **รายงานฉบับสมบูรณ์การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ**. สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพฯ.

สำนักงานนโยบายและพลังงาน. 2556. **รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่)**. ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์ คณะวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, กรุงเทพฯ.

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Allen, R.N., R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel and K.S. So. 1991. A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Distribution System Data and Results, pp. 813-820. *In* **IEEE Transaction on Power Systems.** Minneapolis, Minnesota, July 15-19, 1990.

Almeida, M.C. de, F.F. Costa, S. Xavier-de-Souza and F. Santana. 2011. Optimal placement of faulted circuit indicators in power distribution systems, pp. 699-706. *In* **Electric Power Systems Research 81.**

Angerer, F.M. 2001. OH and UG fault indication via radio networks, pp. 991-992. *In* **IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE/PES).** November 2001, Atlanta.

Angerer. F.M. 2008. New developments in Faulted Circuit Indicators help utilities Reduce Cost and Improve service, pp. B4-B4-3. *In* **IEEE Rural Electric Power Conference.** April 2008.

Arcanjo, D.N., J.L.R. Pereira, E.J. Oliveira and W. Peres. 2012. Cuckoo Search Optimization technique applied to capacitor placement on distribution system problem, pp. 1-6. *In* **10th International Conference on Industry Applications (INDUSCON).** November 201.

Baker, G., J.P. Steiner and D. Rockwell. 2001. Performance of on-line fault distance monitor for distribution cable circuits, pp. 979-981. *In* **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition.**

Baldwin, T., F. Renovich and L.F. Saunders. 2003. Directional Ground-Fault Indicator for High-Resistance Grounded Systems, pp. 325-332. *In* **IEEE Transactions on Industry Applications.**

Baldwin, T., F. Renovich, L.F. Saunders and D. Lubkeman. 2001. Fault Locating in Ungrounded and High-Resistance Grounded Systems, pp. 1152-1159. *In* **IEEE Transactions on Industry Applications.**

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Billinton, R. and P. Wang. 1998. Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques, pp. 1245-1250. *In* **IEEE Transaction on Power Systems.** November 1998.

Billinton, R. and R.N. Allan. 1996. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2nd edition, Plenum Press, New York and London.

Bjerkan, E. 2009. Efficient fault management using remote fault indicators, pp. 1-4. *In* **CIRED – The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.** Prague.

Buaklee, W. and Hongesombut, K. 2013. Optimal DG Allocation in a Smart Distribution Grid Using Cuckoo Search Algorithm, pp. 1-6. *In* **10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON).** May 2013.

Cho, N. and B. Ha. 1998. The results of the field test in distribution automation system for the Korea Utility, pp. 48-52. *In* **Proceedings of Power System Technology - POWERCON '98.**

Choi, Tae-Il, In-Seok Koh, Bok-Hyun Kim, Won-Soon Song and Wan-Sung Jang. 1999. PC-based remote control and fault location system for distribution line, pp. 1085-1090. *In* **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting.**

Chowdhury, A.A. and D.O. Koval. 2009. **POWER DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY -Practical Methods and Applications**. IEEE Press. John Wiley and Sons, Inc. New Jersey.

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Chowdhury, A.A., T.C. Mielnik, L.E. Lawton, M.J. Sullivan, A. Katz amd D.O. Koval. 2009. System Reliability Worth Assessment Using the Customer Survey Approach, pp. 317-322. *In* **IEEE Transactions on Industry Applications.**

Civicioglu, P. and E. Besdok. 2011. A conceptual comparison of the Cuckoo-search, particle swarm optimization, differential evolution and artificial bee colony algorithms, pp. 1-32. *In* **Springer Science+Business Media B.V.** July 2011.

Cong, D.P., B. Raison, J.P. Rognon, S. Bonnoit and B. Manjal. 2005. Optimization of fault indicators placement with Dispersed generation insertion, pp. 355-362. *In* **IEEE Power Engineering Society General Meeting.**

Dashti, R. and J. Sadeh. 2010. A new method for fault section estimation in distribution network, pp. 1-5. *In* **International Conference on Power System Technology (POWERCON).** October 2010, Hangzhou.

Dashti, R. and J. Sadeh. 2011. Fault Indicator Allocation in Power Distribution Network for Improving Reliability and Fault Section Estimation, pp. 1406-1411. *In* **International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP).**

ELEKTRO-MECHANIK EM GMBH (EMG) Inc. 2013. **EMG Fault Indicator Type FLA3.1 for overhead lines - Datasheet**. Germany.

Falaghi, H., M.R. Haghifam and M.R. Osouli Tabrizi. 2005. Fault indicators effects on distribution reliability indices, pp. 1-4. *In* **18th International Conference on Electricity Distribution - CIRED2005**. June 2005, Turin.

Gangel, M.W., N.R. Schultz and J.W. Simpson. 1970. Predicting Underground Distribution System Availability, pp. 268–274. *In* **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems.**

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Hendi, R.B., Seyed-Jalal Seyed-Sheneva and M. Gandomkar. 2012. Electrical Distribution System Reliability Improvement by Optimal Placement of Fault Indicators using Immune Algorithm, pp.1383-1390. *In* **International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA).**

Ho, C.Y., T. Lee and C.H. Lin. 2011. Optimal Placement of Fault Indicators Using the Immune Algorithm, pp. 38-45. *In* **IEEE Transactions on Power Systems.**

Hodgson, S. 2010. The use GSM and web based SCADA for monitoring fault passage indicators, pp. 1-3. *In* **IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE/PES).** April 2010, New Orleans, LA.

Kazemi, S., M.F. Firuzabad and R. Billinton. 2007. Reliability assessment of an automated distribution system. Generation, pp. 223-233. *In* **IET Generation, Transmission and Distribution.** March 2007.

Krajnak, D.J. 2000. Faulted circuit indicators and system reliability, pp. A4/1 - A4/4. *In* **Rural Electric Power Conference.** Louisville, KY, USA.

Lehtonen, M. 2008. Novel techniques for fault location in distribution networks, pp. 199-204. *In* **Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ2008).** August 2008, Parnu.

Lehtonen, M., A. Matsinen, E. Antila and J. Kuru. 2000. An advanced model for automatic fault management in distribution networks, pp. 1900-1904. *In* **IEEE Power Engineering Winter Meeting Society.**

Muench, F.J. and G.A. Wright. 1984. Fault Indicators: Types, Strengths & Applications, pp. 3688-3693. *In* **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems.** 1984.

MV Technology Solutions. 2009. **Horstmann Fault Indicators for medium voltage networks - Brochure.** Australian.

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Nortech Management Ltd. 2012. **Remote Monitoring System for Fault Passage Indicators - Brochure.** United Kingdom.

NorTroll. 2010. **User Guide LineTroll 110Eµ & 110Eµr - Phase mounted indicator for overhead line.** Norway.

Smallwood, C., M. Lattner and T. Gardner. 2011. Expansion of distribution automation with communicating faulted circuit indicators, pp. B6-1 – B6-6. *In* **IEEE Rural Electric Power Conference (REPC).** April 2011, Chattanooga.

Smart Grid Solutions (SGS) Inc. 2013. **E-Scout FI-3A Smart-Detect Fault Circuit Indicator - Brochure.** Texas, USA.

Souza, D.M.B.S., A.F. Assis, I.N. Silva and W.F. Usida. 2008. Efficient Fuzzy Approach Indicators for Allocating Fault in Power Distribution Lines, pp. 1-6. *In* **IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition.** August 2008, Latin America.

Souza, D.M.B.S., I.N. Silva, V. Ziolkowski and R.A. Flauzino. 2009. Efficient Allocation Indicators of Fault in Distribution Circuits Using Fuzzy Logic, pp. 1-6. *In* **Power & Energy Society General Meeting.** Calgary, Canada.

Tan, W.S., M.Y. Hassan, M.S. Majid and H.A. Rahman. 2012. Allocation and sizing of DG using Cuckoo Search algorithm, pp. 133-138. *In* **IEEE International Conference on Power and Energy (PECon).** December 2012, Kota Kinabalu.

Tang, Y., H.F. Wang, R.K. Aggarwal and A.T. Johns. 2000. Fault indicators in transmission and distribution systems, pp. 238-243. *In* **Proceedings of Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies.** April 2000, London.

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Thomas, H. and J. Kalmuck. 1982. Reset Characteristics of Automatic Resetting Type Fault Indicators on Three-Phase URD Systems, pp. 2439-2442. *In* **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems.** August 1982.

Usida, W.F., D.V. Coury, R.A. Flauzino and I.N. da Silva. 2012. Efficient Placement of Fault Indicators in an Actual Distribution System Using Evolutionary Computing, pp. 1841-1849. *In* **IEEE Transactions on Power Systems.** November 2012.

Vidyasagar, E., P.V.N. Prasad and A. Fatima. 2011. Reliability Improvement of a Radial Feeder Using Multiple Fault Passage Indicators, pp. 223-228. *In* **2^{nd} International Conference on Advances in Energy Engineering (ICAEE).**

Yang, X.S. and S. Deb. 2009. Cuckoo Search via Lévy Flights, pp. 210-214. *In* **World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing (NaBIC).** December 2009, Coimbatore, India.

Yang, X.S. and S. Deb. 2010. Engineering Optimisation by Cuckoo Search, pp. 330-343. *In* **International Journal of Mathematical Modeling and Numerical Optimisation.** 23 December 2010.

Zhang, H.F., C.B. Pan and Z.Z. Sang. 2004. Fault locating in ungrounded and compensated systems, pp. 469-472. *In* **IEE International Conference. Developments in Power System Protection.**

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ภาคผนวก

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ภาคผนวก ก

ข้อมูลระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ใช้ในการศึกษา

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางผนวกที่ ก1 ข้อมูลความยาวสายป้อนของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

หมายเลข สายป้อน	ความยาว (กม.)	หมายเลข สายป้อน	ความยาว (กม.)	หมายเลข สายป้อน	ความยาว (กม.)
วงจรสายป้อนที่ 1					
1	0.260	5	0.196	9	0.013
2	1.076	6	2.175	10	0.980
3	0.974	7	0.415	11	4.867
4	0.007	8	0.061	12	3.520
วงจรสายป้อนที่ 2					
13	0.203	31	0.179	49	0.031
14	0.268	32	0.494	50	0.800
15	0.033	33	0.828	51	0.378
16	0.451	34	0.311	52	0.176
17	0.135	35	0.553	53	0.221
18	0.205	36	0.393	54	0.070
19	0.054	37	0.396	55	0.074
20	0.025	38	0.588	56	0.190
21	0.132	39	0.289	57	0.123
22	0.097	40	0.091	58	0.141
23	0.363	41	1.014	59	0.041
24	0.114	42	1.885	60	0.539
25	0.413	43	0.095	61	0.190
26	0.257	44	0.199	62	0.153
27	0.213	45	1.671	63	0.696
28	0.263	46	1.023	64	1.135
29	0.340	47	0.019	65	0.243
30	0.277	48	0.043		
วงจรสายป้อนที่ 4					
66	0.261	81	0.944	96	0.180
67	0.284	82	0.431	97	0.180

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางผนวกที่ ก1 (ต่อ)

หมายเลขสายป้อน	ความยาว (กม.)	หมายเลขสายป้อน	ความยาว (กม.)	หมายเลขสายป้อน	ความยาว (กม.)
68	0.340	83	0.274	98	0.033
69	0.791	84	0.068	99	0.189
70	0.395	85	0.123	100	0.330
71	0.420	86	0.115	101	0.122
72	0.697	87	0.082	102	0.033
73	0.167	88	0.219	103	0.208
74	0.452	89	0.211	104	0.035
75	0.216	90	0.481	105	0.056
76	0.900	91	0.454	106	0.142
77	0.337	92	0.345	107	0.334
78	0.186	93	0.076	108	0.192
79	0.385	94	0.141	109	0.039
80	0.262	95	0.294		

ตารางผนวกที่ ก2 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโหลดของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จุดโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	ความต้องการกำลังไฟฟ้า (kW)	
			โหลดเฉลี่ย	โหลดสูงสุด
วงจรสายป้อนที่ 1				
LP1	กิจการขนาดใหญ่	1	700.00	1400
LP2	กิจการขนาดใหญ่	1	700.00	1400
LP3	กิจการขนาดกลาง	1	220.50	441
LP4	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP5	กิจการขนาดกลาง	1	105.00	210
LP6	กิจการขนาดกลาง	1	105.00	210
วงจรสายป้อนที่ 2				
LP7	บ้านอยู่อาศัย	52	16.25	25

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางผนวกที่ ก2 (ต่อ)

จุดโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	ความต้องการกำลังไฟฟ้า (kW)	
			โหลดเฉลี่ย	โหลดสูงสุด
LP8	กิจการขนาดกลาง	1	87.50	175
LP9	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP10	กิจการขนาดเล็ก	1	10.50	21
LP11	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP12	กิจการขนาดกลาง	1	110.25	220.5
LP13	กิจการขนาดกลาง	1	350.00	700
LP14	บ้านอยู่อาศัย	31	9.75	15
LP15	กิจการขนาดใหญ่	1	535.50	1071
LP16	กิจการขนาดใหญ่	1	525.00	1050
LP17	กิจการขนาดใหญ่	1	700.00	1400
LP18	บ้านอยู่อาศัย	105	32.50	50
LP19	บ้านอยู่อาศัย	31	9.75	15
LP20	กิจการขนาดเล็ก	1	10.50	21
LP21	กิจการขนาดกลาง	1	87.50	175
LP22	กิจการขนาดใหญ่	1	787.50	1575
LP23	บ้านอยู่อาศัย	31	9.75	15
LP24	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP25	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP26	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP27	กิจการขนาดกลาง	1	87.50	175
LP28	บ้านอยู่อาศัย	264	81.25	125
LP29	กิจการเฉพาะอย่าง	1	17.50	35
LP30	บ้านอยู่อาศัย	264	81.25	125
LP31	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP32	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP33	บ้านอยู่อาศัย	169	52.00	80
LP34	บ้านอยู่อาศัย	52	16.25	25

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางผนวกที่ ก2 (ต่อ)

จุดโหลด	ประเภท ผู้ใช้ไฟฟ้า	จำนวน ผู้ใช้ไฟฟ้า	ความต้องการกำลังไฟฟ้า (kW)	
			โหลดเฉลี่ย	โหลดสูงสุด
LP35	บ้านอยู่อาศัย	264	81.25	125
LP36	บ้านอยู่อาศัย	105	32.50	50
LP37	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP38	กิจการขนาดเล็ก	1	10.50	21
LP39	บ้านอยู่อาศัย	52	16.25	25
LP40	กิจการขนาดกลาง	1	87.50	175
LP41	กิจการขนาดกลาง	1	87.50	175
วงจรสายป้อนที่ 4				
LP42	บ้านอยู่อาศัย	52	16.25	25
LP43	กิจการขนาดกลาง	1	350.00	700
LP44	บ้านอยู่อาศัย	105	32.50	50
LP45	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP46	บ้านอยู่อาศัย	169	52.00	80
LP47	บ้านอยู่อาศัย	31	9.75	15
LP48	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP49	กิจการขนาดกลาง	1	56.00	112
LP50	กิจการขนาดกลาง	1	56.00	112
LP51	บ้านอยู่อาศัย	31	9.75	15
LP52	บ้านอยู่อาศัย	169	52.00	80
LP53	บ้านอยู่อาศัย	105	32.50	50
LP54	บ้านอยู่อาศัย	264	81.25	125
LP55	บ้านอยู่อาศัย	264	81.25	125
LP56	บ้านอยู่อาศัย	264	81.25	125
LP57	บ้านอยู่อาศัย	31	9.75	15
LP58	บ้านอยู่อาศัย	52	16.25	25
LP59	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP60	กิจการขนาดใหญ่	1	875.00	1750

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางผนวกที่ ก2 (ต่อ)

จุดโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	ความต้องการกำลังไฟฟ้า (kW)	
			โหลดเฉลี่ย	โหลดสูงสุด
LP61	กิจการขนาดกลาง	1	56.00	70
LP62	บ้านอยู่อาศัย	52	16.25	25
LP63	บ้านอยู่อาศัย	31	9.75	15
LP64	บ้านอยู่อาศัย	52	16.25	25
LP65	หน่วยงานราชการ	1	35.00	70
LP66	บ้านอยู่อาศัย	31	9.75	15
LP67	กิจการขนาดกลาง	1	210.00	420
LP68	กิจการขนาดกลาง	1	87.50	175
LP69	บ้านอยู่อาศัย	169	52.00	80
LP70	กิจการเฉพาะอย่าง	1	17.50	35
LP71	บ้านอยู่อาศัย	31	9.75	15
LP72	บ้านอยู่อาศัย	264	81.25	125

ตารางผนวกที่ ก3 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

อุปกรณ์	**อัตราความล้มเหลว (ครั้งต่อปี-กม.)** λ	**เวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซม (ชั่วโมง)** r	**เวลาเฉลี่ยในการสับ-ปลดสวิตช์ (ชั่วโมง)** s
สายป้อนเหนือดิน	0.024	1.082	0.5

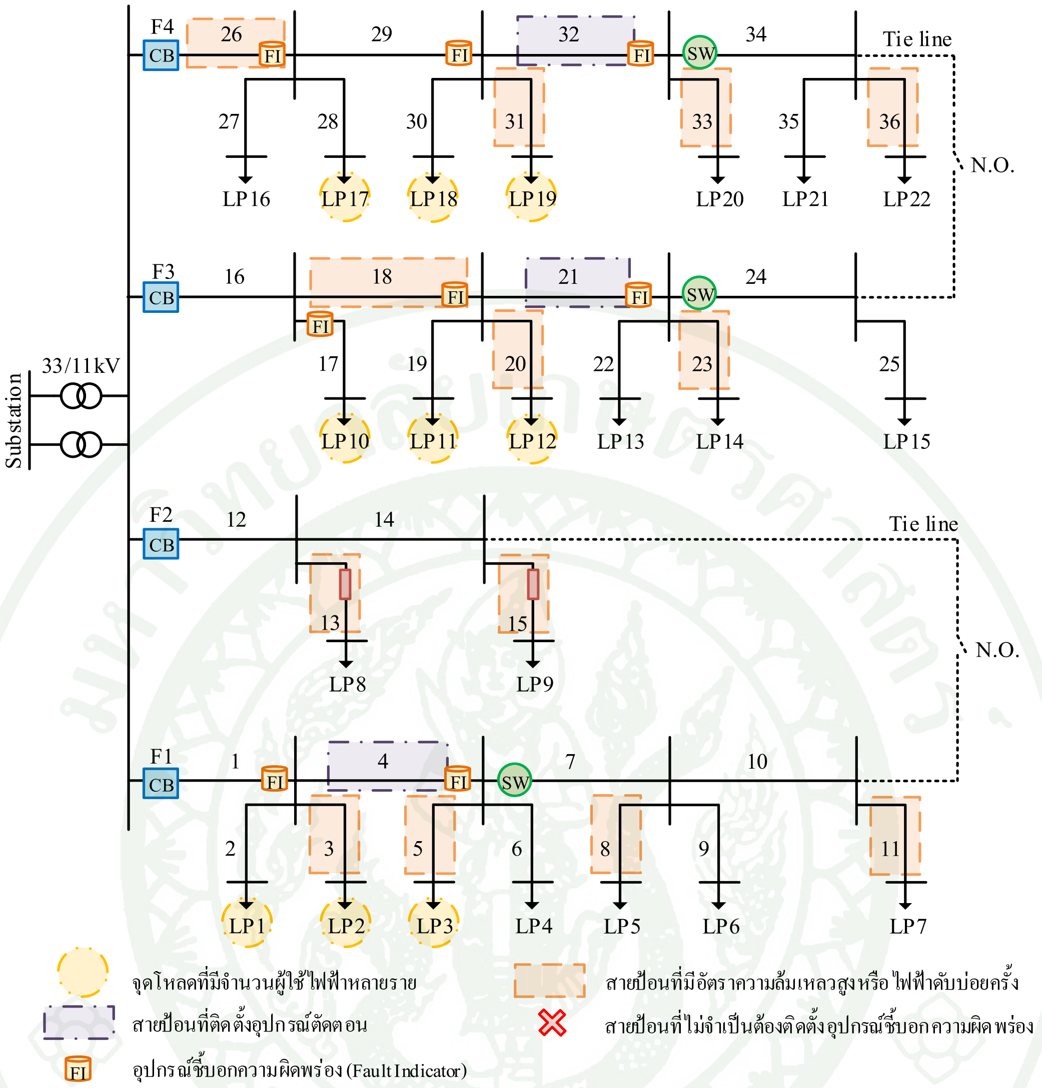
ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2549)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ภาคผนวก ข

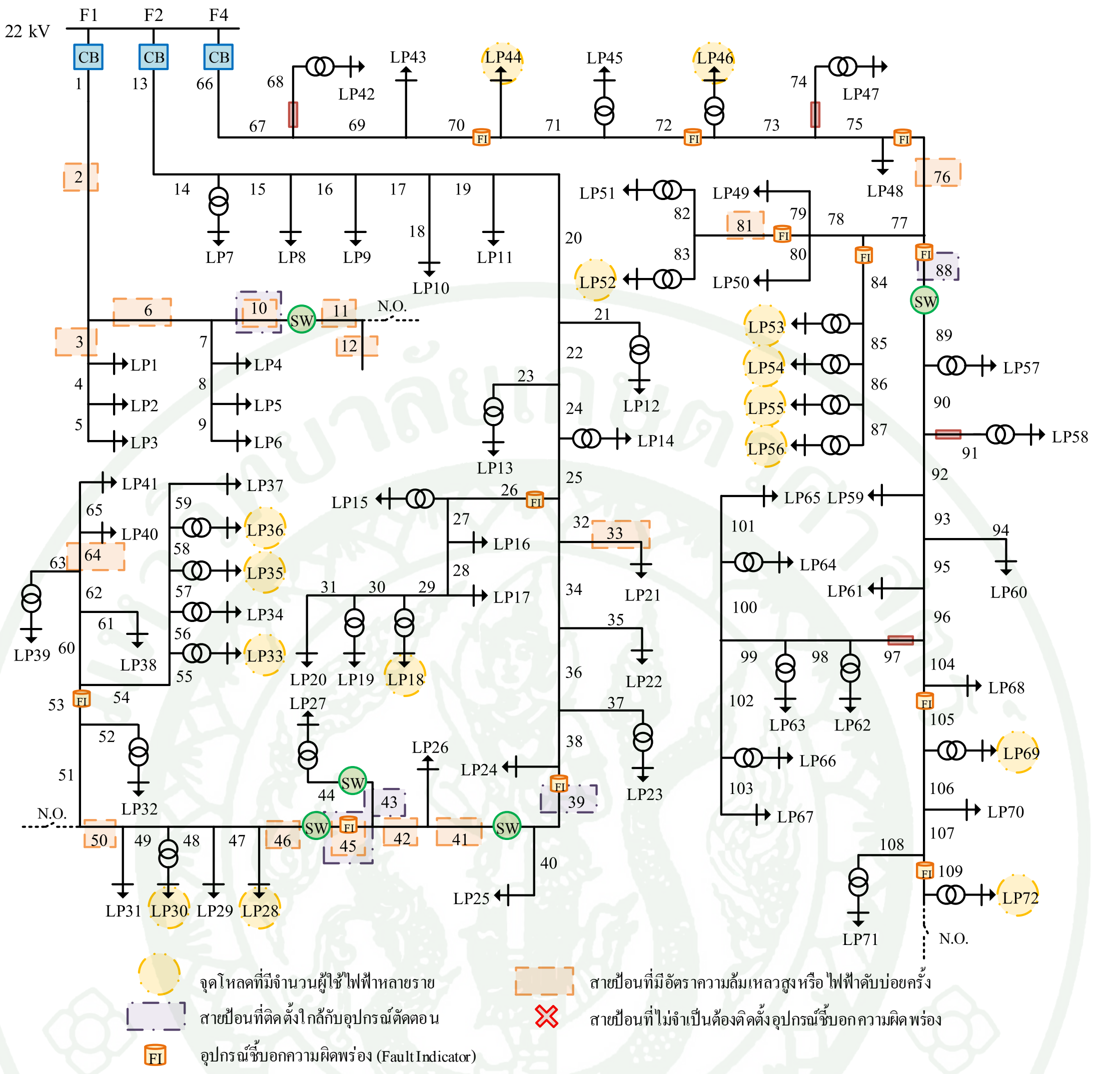
การเลือกตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องของการศึกษากรณีที่ 2

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



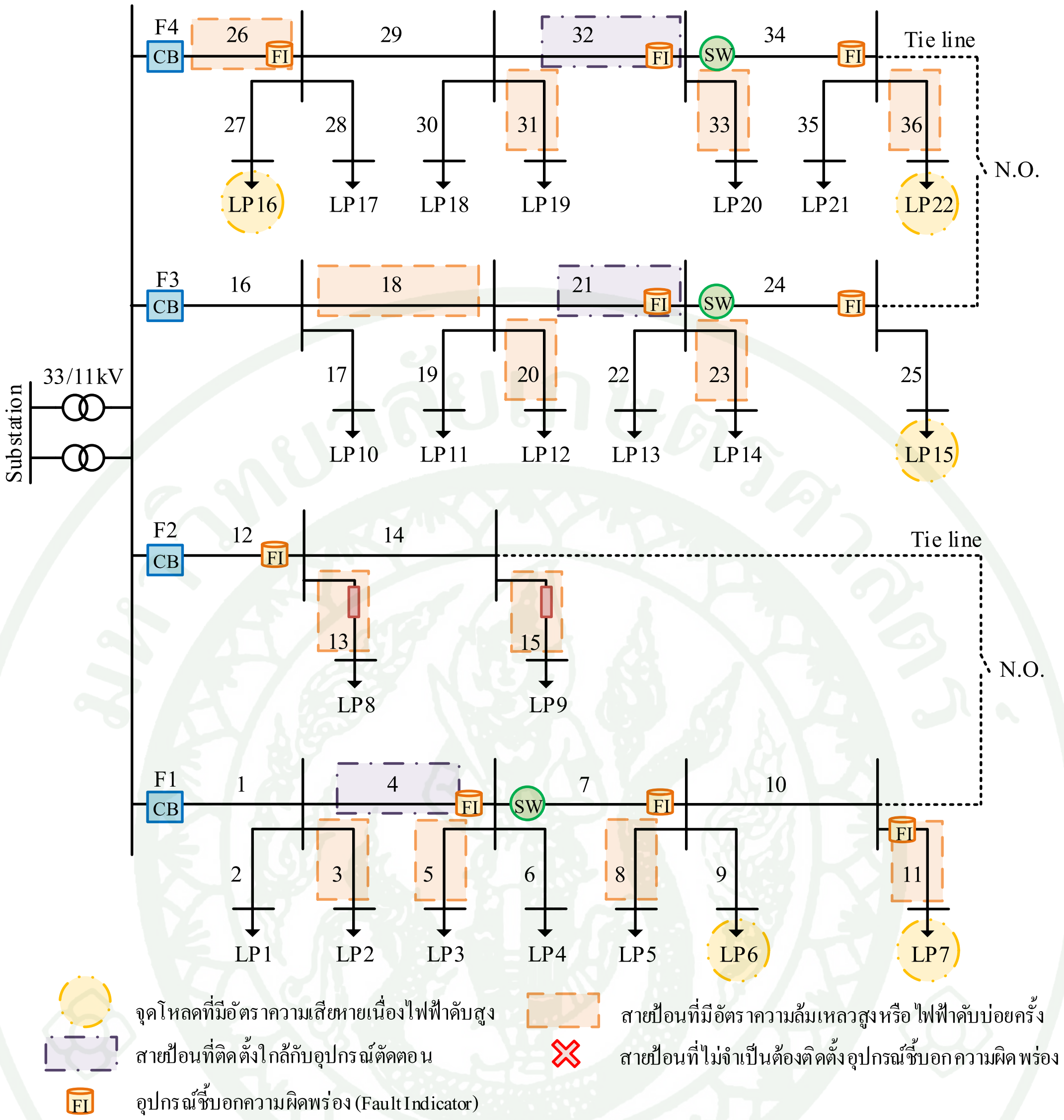
ภาพผนวกที่ ข1 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 โดยใช้หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องเพื่อศึกษากรณีที่ 2.1

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

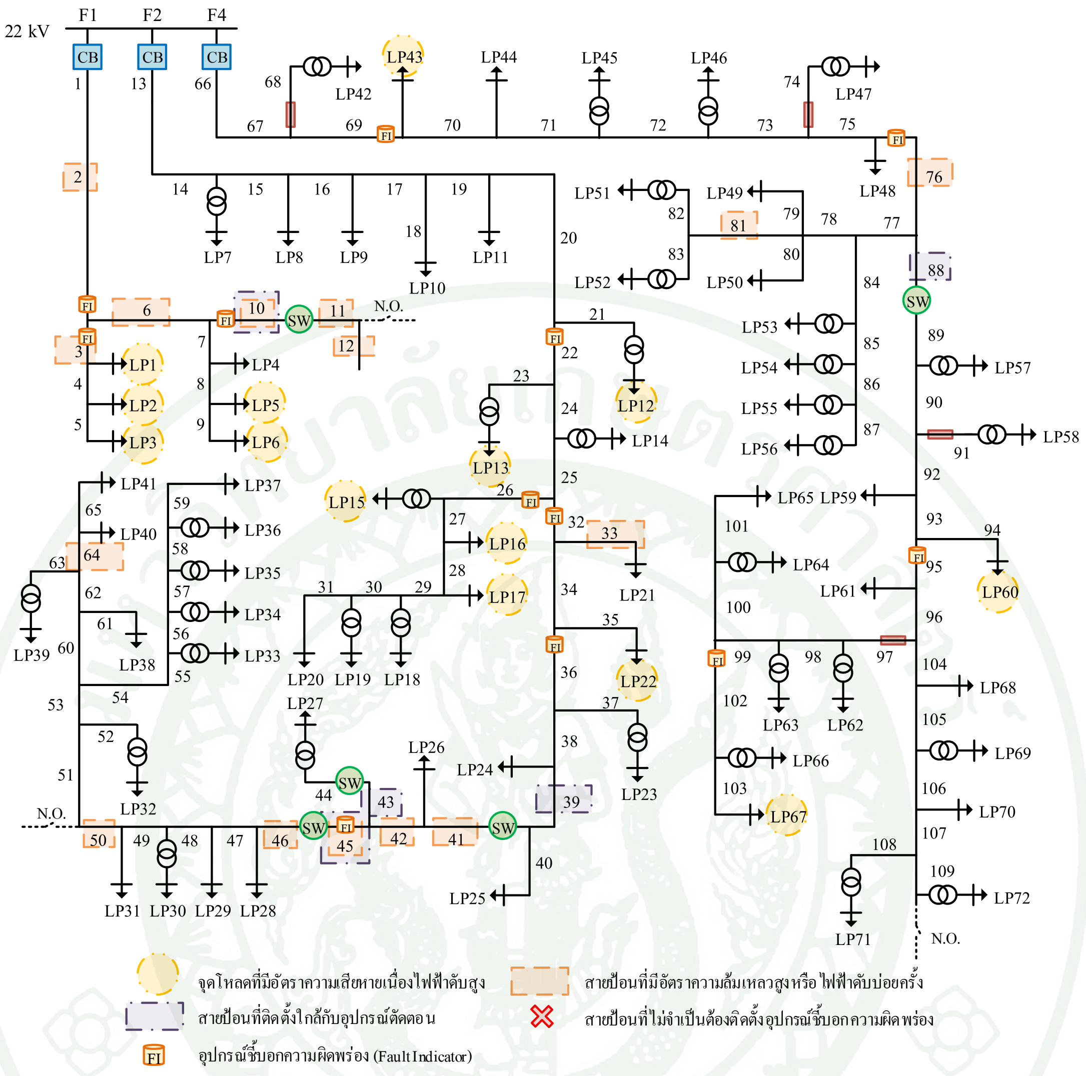


ภาพผนวกที่ ข2 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องเพื่อศึกษากรณีที่ 2.1

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



ภาพผนวกที่ ข3 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2 โดยใช้หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องเพื่อศึกษากรณีที่ 2.2



ภาพผนวกที่ ข4 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้หลักเกณฑ์การติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องเพื่อศึกษากรณีที่ 2.2

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ภาคผนวก ค

ตัวอย่าง Code โปรแกรม MATLAB สำหรับการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่อง ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตัวอย่าง Code โปรแกรม MATLAB สำหรับการจัดวางตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ชี้บอกความผิดพร่องที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการค้นหาแบบนกกาเหว่า กรณีศึกษาระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

```
% ========================================================== %
% Cuckoo Search for optimal placement of fault indicators  %
% in distribution system by Auttapol Wattanasakornkul      %
% @Kasetsart University 2014                       %
% Edited from Cuckoo Search for nonlinear constrained      %
% optimization by Xin-She Yang @ Cambridge University 2009 %
% Usage: cuckoo_spring(25000) or cuckoo_spring;           %
% ========================================================== %
function main()
clc %clear screen
clear %clear all of variables
%++++++++++++++++++++ Use for running time calculation ++++++++++++++++++%
Time = clock;
Hour = Time(4);
Min = Time(5);
Sec = Time(6);
used_time = Hour*60+Min+Sec/60;
%+++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++%
%++++++++++++++++++++ Variables for cuckoo search ++++++++++++++++++++++++%
num_Nest = 50;     % number of nests
disc_Pa = 0.25;  % discovery foreign eggs/solutions
alpha = 1;  % the step size parameter
max_gen = 10;  % the maximum number of generation as termination criteria
num_FI = 12; % number of fault indicators
%+++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++%

%++++++++++++++++++++++ Case study information ++++++++++++++++++++++++++%
%_____________________________________________________
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
%|            Customers Classified                        |
%|________________________________________________________|
%| 1 = Residential                                        |
%| 2 = Small general service                              |
%| 3 = Medium general service                             |
%| 4 = Large general service                              |
%| 5 = Specific business service                          |
%| 6 = Non-profit organizations                           |
%|________________________________________________________|
%__________________________________________________________________________________%
%________________________________PEA Feeder 1 ____________________________%
feeder(1).Section =
{1,[1,2],[1,2,3],[1,2,3,4],[1,2,3,4,5],[1,2,6],[1,2,6,7],[1,2,6,7,8],[1,2,6,7,8,9],[1,2,6,10],[1,2,6,10,1
1],[1,2,6,10,11,12]};
feeder(1).Length_S =
[0.260,1.076,0.976,0.007,0.196,2.175,0.415,0.061,0.013,0.980,4.867,3.520];
feeder(1).Lamda_S =
[0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024];
feeder(1).T_repair = [1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082];
feeder(1).T_switch = 0.5;
feeder(1).T_woFI = 0.75;
feeder(1).Load_Point = {[1,2,3],[1,2,3,4],[1,2,3,4,5],[1,2,6,7],[1,2,6,7,8],[1,2,6,7,8,9]};
feeder(1).CustClass = [4,4,3,6,3,3];
feeder(1).Avg_Load = [700,700,220.50,35,105,105];
feeder(1).num_Cust = [1,1,1,1,1,1];
feeder(1).Recloser = [];
feeder(1).Fuse = [];
feeder(1).Switch = [11];
feeder(1).TieSwitch = [12];
%__________________________________________________________________________________%
%________________________________PEA Feeder 2 ____________________________%
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

feeder(2).Section =

{13,[13,14],[13,14,15],[13,14,15,16],[13,14,15,16,17],[13,14,15,16,17,18],[13,14,15,16,17,19],[13,14,15,16,17,19,20],[13,14,15,16,17,19,20,21],[13,14,15,16,17,19,20,22],[13,14,15,16,17,19,20,22,23],[13,14,15,16,17,19,20,22,24],[13,14,15,16,17,19,20,22,25],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26,27],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26,27,28],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26,27,28,29],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26,27,28,29,30],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26,27,28,29,30,31],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,33],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,35],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,37],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,40],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,43],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,43,44],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,52],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,54],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,54,55],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,54,55,56],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,54,55,56,57],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,54,55,56,57,58],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,54,55,56,57,58,59],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60,61],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60,62],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60,62,63],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60,62,64],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60,62,64,65]};

feeder(2).Length_S =

[0.203,0.268,0.033,0.451,0.135,0.205,0.054,0.025,0.132,0.097,0.363,0.114,0.413,0.257,0.213,0.2

63,0.340,0.277,0.179,0.494,0.828,0.311,0.553,0.393,0.396,0.588,0.289,0.091,1.014,1.885,0.095,0
.199,1.671,1.023,0.019,0.043,0.031,0.800,0.378,0.176,0.221,0.070,0.074,0.190,0.123,0.141,0.041
,0.539,0.190,0.153,0.696,1.135,0.243];

feeder(2).Lamda_S =

[0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.0
24,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0
.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024
,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024];

feeder(2).T_repair =

[1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.0
82,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1
.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082
,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082];

feeder(2).T_switch = 0.5;

feeder(2).T_woFI = 0.75;

feeder(2).Load_Point =

{[13,14],[13,14,15],[13,14,15,16],[13,14,15,16,17,18],[13,14,15,16,17,19],[13,14,15,16,17,19,20,
21],[13,14,15,16,17,19,20,22,23],[13,14,15,16,17,19,20,22,24],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26],[
13,14,15,16,17,19,20,22,25,26,27],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26,27,28],[13,14,15,16,17,19,20,
22,25,26,27,28,29],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26,27,28,29,30],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,26,
27,28,29,30,31],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,33],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,35],[13,14
,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,37],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38],[13,14,15,16,17,19,
20,22,25,32,34,36,38,39,40],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41],[13,14,15,16,17,19,
20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,43,44],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46],[
13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36
,38,39,41,42,45,46,47,48],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49],[13,
14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,52],[13,14,15,16,17,19,20,22
,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,54,55],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,3
8,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,54,55,56],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,
45,46,47,48,49,50,51,53,54,55,56,57],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47
,48,49,50,51,53,54,55,56,57,58],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,4

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

9,50,51,53,54,55,56,57,58,59],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60,61],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60,62,63],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60,62,64],[13,14,15,16,17,19,20,22,25,32,34,36,38,39,41,42,45,46,47,48,49,50,51,53,60,62,64,65]};

feeder(2).CustClass = [1,3,6,2,6,3,3,1,4,4,4,1,1,2,3,4,1,6,6,6,3,1,5,1,6,6,1,1,1,1,6,2,1,3,3];

feeder(2).Avg_Load =

[16.25,87.50,35,10.5,35,110.25,350,9.75,535.50,525,700,32.50,9.75,10.5,87.5,787.5,9.75,35,35,35,87.50,81.25,17.50,81.25,35,35,52,16.25,81.25,32.50,35,10.5,16.25,87.50,87.50];

feeder(2).num_Cust =

[52,1,1,1,1,1,31,1,1,1,105,31,1,1,1,31,1,1,1,1,264,1,264,1,1,169,52,264,105,1,1,52,1,1];

feeder(2).Recloser = [];

feeder(2).Fuse = [];

feeder(2).Switch = [41,44,46];

feeder(2).TieSwitch = [50];

%____%

%______________________________PEA Feeder 4 ____________________________%

feeder(3).Section =

{66,[66,67],[66,67,68],[66,67,69],[66,67,69,70],[66,67,69,70,71],[66,67,69,70,71,72],[66,67,69,70,71,72,73],[66,67,69,70,71,72,73,74],[66,67,69,70,71,72,73,75],[66,67,69,70,71,72,73,75,76],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,78],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,78,79],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,78,80],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,78,81],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,78,81,82],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,78,81,83],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,84],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,84,85],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,84,85,86],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,84,85,86,87],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,91],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,94],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97,98],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97,98,99],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97,98,99,100],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97,98,99,100,101],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,9

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
3,95,96,97,98,99,102],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97,98,99,102,103],[66,6
7,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,104],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95
,96,104,105],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,104,105,106],[66,67,69,70,71,72,
73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,104,105,106,107],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,
96,104,105,106,107,108],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,104,105,106,107,109
]};
feeder(3).Length_S =
[0.261,0.284,0.340,0.791,0.395,0.420,0.697,0.167,0.452,0.216,0.9,0.337,0.186,0.385,0.262,0.944
,0.431,0.274,0.068,0.123,0.115,0.082,0.219,0.211,0.481,0.454,0.345,0.076,0.141,0.294,0.180,0.1
80,0.033,0.189,0.330,0.122,0.033,0.208,0.035,0.056,0.142,0.334,0.192,0.039];
feeder(3).Lamda_S =
[0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.0
24,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0
.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024,0.024];
feeder(3).T_repair =
[1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.0
82,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1
.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082,1.082];
feeder(3).T_switch = 0.5;
feeder(3).T_woFI = 0.75;
feeder(3).Load_Point =
{[66,67,68],[66,67,69],[66,67,69,70],[66,67,69,70,71],[66,67,69,70,71,72],[66,67,69,70,71,72,73,
74],[66,67,69,70,71,72,73,75],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,78,79],[66,67,69,70,71,72,73,75,76
,77,78,80],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,78,81,82],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,78,81,83],[6
6,67,69,70,71,72,73,75,76,77,84],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,84,85],[66,67,69,70,71,72,73,7
5,76,77,84,85,86],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,77,84,85,86,87],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,8
9],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,91],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92],[66,67,69,
70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,94],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95],[66,67,69,
70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97
,98],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97,98,99,100],[66,67,69,70,71,72,73,75,7
6,88,89,90,92,93,95,96,97,98,99,100,101],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97,9
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
8,99,102],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,97,98,99,102,103],[66,67,69,70,71,7
2,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,104],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,104,105]
,[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,104,105,106],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,
89,90,92,93,95,96,104,105,106,107,108],[66,67,69,70,71,72,73,75,76,88,89,90,92,93,95,96,104,1
05,106,107,109]};
feeder(3).CustClass = [1,3,1,6,1,1,6,3,3,1,1,1,1,1,1,1,6,4,3,1,1,1,6,1,3,3,1,5,1,1];
feeder(3).Avg_Load =
[16.25,350,32.5,32.5,52,9.75,35,56,56,9.75,52,32.5,81.25,81.25,81.25,9.75,16.25,35,875,56,16.2
5,9.75,16.25,35,9.75,210,87.5,52,17.5,9.75,81.25];
feeder(3).num_Cust =
[52,1,105,1,169,31,1,1,1,31,169,105,264,264,264,31,52,1,1,1,52,31,52,1,31,1,1,169,1,31,264];
feeder(3).Recloser = [];
feeder(3).Fuse = [68,74,91,97];
feeder(3).Switch = [89];
feeder(3).TieSwitch = [109];
%______________________________________________________________________%
%______________________________Fault Indicators __________________________%
VN_FI = 35000;
VU_FI = 8;
CI_FI = 5*VN_FI/100;
CM_FI = 5*VN_FI/100;
INVS = num_FI*(((VN_FI+CI_FI)/VU_FI)+CM_FI);
%______________________________________________________________________%
%+++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++%

%++++++++++++++++++++++++ Main command ++++++++++++++++++++++++++++%
[bestsol,bestTCR,N_iter,bestSAIFI,bestSAIDI,bestCAIDI,bestASUI,bestASAI,bestENS,bestAEN
S,bestECOST] = cuckoo_search_FI(alpha,max_gen,num_Nest,disc_Pa,num_FI,feeder,INVS);
PrintOut(bestsol,bestSAIFI,bestSAIDI,bestCAIDI,bestASUI,bestASAI,bestENS,bestAENS,bestE
COST,bestTCR,used_time);
%+++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++%
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
end

function
[bestsol,bestTCR,N_iter,bestSAIFI,bestSAIDI,bestCAIDI,bestASUI,bestASAI,bestENS,bestAEN
S,bestECOST] = cuckoo_search_FI(alpha,max_gen,num_Nest,disc_Pa,num_FI,feeder,INVS)
format long;
disp('Computing ... it may take a few minutes.');

num_section = 0;
Recloser = [];
Fuse = [];
for i = 1:numel(feeder)
   num_section = numel(feeder(i).Section)+num_section;
   Recloser = [Recloser,feeder(i).Recloser];
   Fuse = [Fuse,feeder(i).Fuse];
   feeder(i).Lamda = Cal_Lamda(feeder(i));
   [Upstream,Downstream] = Cal_UpandDownstream(feeder(i).Section);
   feeder(i).Upstream = Upstream;
   feeder(i).Downstream = Downstream;
end

% Simple bounds of the search domain
% Lower bounds and upper bounds (location)
Lb=ones(1,num_FI);
Ub=repmat(num_section,1,num_FI);

% Random initial solutions
for i=1:num_Nest,
   A = randperm(num_section);
   nest(i,:) = A(1:num_FI);
end
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
% Get the current best
fitness=10^10*ones(num_Nest,1);
Output = ones(num_Nest,9);

[fmin,bestnest,nest,fitness,SAIFI,SAIDI,CAIDI,ASUI,ASAI,ENS,AENS,ECOST,Output]=get_be
st_nest(nest,nest,fitness,Output,num_section,feeder,INVS);

N_iter=0;

% Starting iterations
k = 1;
iteration = 0;

SAIFI_best = inf;
SAIDI_best = inf;
CAIDI_best = inf;
ASUI_best = inf;
ASAI_best = inf;
ENS_best = inf;
AENS_best = inf;
ECOST_best = inf;
while(k)
  for t=1:max_gen,
    iteration = iteration+1;
    % Generate new solutions (but keep the current best)
    new_nest=get_cuckoos(nest,bestnest,Lb,Ub,alpha);

[fnew,best,nest,fitness,SAIFI,SAIDI,CAIDI,ASUI,ASAI,ENS,AENS,ECOST,Output]=get_best_
nest(nest,new_nest,fitness,Output,num_section,feeder,INVS);

    % Update the counter
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
    N_iter=N_iter+num_Nest;

    % Discovery and randomization
    for i=1:num_Nest,
       A = randperm(num_section);
       new_nest(i,:) = A(1:num_FI);
    end

    % Evaluate this solution

[fnew,best,nest,fitness,SAIFI,SAIDI,CAIDI,ASUI,ASAI,ENS,AENS,ECOST,Output]=get_best_
nest(nest,new_nest,fitness,Output,num_section,feeder,INVS);

    % Update the counter again
    N_iter=N_iter+num_Nest;

    % Find the best objective so far
    if fnew<=fmin
       fmin=fnew;
       bestnest=best;
       SAIFI_best = SAIFI;
       SAIDI_best = SAIDI;
       CAIDI_best = CAIDI;
       ASUI_best = ASUI;
       ASAI_best = ASAI;
       ENS_best = ENS;
       AENS_best = AENS;
       ECOST_best = ECOST;
    end
  end %% End of iterations
  if fmin ~= inf
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
        bestTCR = fmin;
        bestsol = bestnest;
        bestSAIFI = SAIFI_best;
        bestSAIDI = SAIDI_best;
        bestCAIDI = CAIDI_best;
        bestASUI = ASUI_best;
        bestASAI = ASAI_best;
        bestENS = ENS_best;
        bestAENS = AENS_best;
        bestECOST = ECOST_best;
        k = 0;
    end
end
end

function nest=get_cuckoos(nest,best,Lb,Ub,alpha)
% Levy flights
n=size(nest,1);
% Levy exponent and coefficient
% For details, see equation (2.21), Page 16 (chapter 2) of the book
% X. S. Yang, Nature-Inspired Metaheuristic Algorithms, 2nd Edition, Luniver Press, (2010).
beta=3/2;
sigma=(gamma(1+beta)*sin(pi*beta/2)/(gamma((1+beta)/2)*beta*2^((beta-1)/2)))^(1/beta);

    for j=1:n
        s=nest(j,:);
        % This is a simple way of implementing Levy flights
        % For standard random walks, use step=1;

        % Levy flights by Mantegna's algorithm
        u=randn(size(s))*sigma;
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
        v=randn(size(s));
        step=u./abs(v).^(1/beta);

        % In the next equation, the difference factor (s-best) means that
        % when the solution is the best solution, it remains unchanged.
        % stepsize=(alpha/100)*step.*(s-best)
        stepsize= (alpha/5 *step).*(s-best);
        % stepsize = step
        % Here the factor 0.01 comes from the fact that L/100 should the typical
        % step size of walks/flights where L is the typical lenghtscale;
        % otherwise, Levy flights may become too aggresive/efficient,
        % which makes new solutions (even) jump out side of the design domain
        % (and thus wasting evaluations).
        % Now the actual random walks or flights
        s=s+round(stepsize.*randn(size(s)));
        % Apply simple bounds/limits
        nest(j,:)=simplebounds(s,Lb,Ub);
    end
end

function
[fmin,best,nest,fitness,SAIFI_best,SAIDI_best,CAIDI_best,ASUI_best,ASAI_best,ENS_best,AE
NS_best,ECOST_best,Output]=get_best_nest(nest,newnest,fitness,Output,num_section,feeder,IN
VS)
% Evaluating all new solutions
for j=1:size(nest,1)
    clear T_outage Zone NA_Group
    notAttractive = 0;
    Total_Lamda = [];
    Total_T_annual = [];
    Total_num_Cust = [];
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
Total_Avg_Load = [];
Total_ECOST = 0;
for i = 1:numel(feeder)
  A = union(feeder(i).Recloser,feeder(i).Fuse);
  if numel(A)
    B = setdiff(A,newnest(j,:));
    if numel(A)==numel(B)
      FI = intersect(newnest(j,:),unique(cell2mat(feeder(i).Section)));
      T_outage = Cal_Toutage(feeder(i),FI);
      [NA_Group,Zone] =
SetZone(feeder(i).Recloser,FI,feeder(i).Section,feeder(i).Upstream,feeder(i).Downstream);
      if (NA_Group)
        notAttractive = 1;
        break;
      else
        sum_Lamda = sum(cell2mat(feeder(i).Lamda)); %sumary of lamda
        T_annual = sum(cell2mat(feeder(i).Lamda).*cell2mat(T_outage));
        IER = IER_index(feeder(i).CustClass);
        ECOST = sum(T_annual.*feeder(i).Avg_Load.*IER);
        Total_Lamda = [Total_Lamda,sum_Lamda];
        Total_T_annual = [Total_T_annual,T_annual];
        Total_num_Cust = [Total_num_Cust,feeder(i).num_Cust];
        Total_Avg_Load = [Total_Avg_Load,feeder(i).Avg_Load];
        Total_ECOST = Total_ECOST+ECOST;
      end
    else
      notAttractive = 1;
      break;
    end
  else
    FI = intersect(newnest(j,:),unique(cell2mat(feeder(i).Section)));
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
        T_outage = Cal_Toutage(feeder(i),FI);
        [NA_Group,Zone] =
SetZone(feeder(i).Recloser,FI,feeder(i).Section,feeder(i).Upstream,feeder(i).Downstream);
        if (NA_Group)
            notAttractive = 1;
            break;
        else
            sum_Lamda = sum(cell2mat(feeder(i).Lamda)); %sumary of lamda
            T_annual = sum(cell2mat(feeder(i).Lamda).*cell2mat(T_outage));
            IER = IER_index(feeder(i).CustClass);
            ECOST = sum(T_annual.*feeder(i).Avg_Load.*IER);
            Total_Lamda = [Total_Lamda,sum_Lamda];
            Total_T_annual = [Total_T_annual,T_annual];
            Total_num_Cust = [Total_num_Cust,feeder(i).num_Cust];
            Total_Avg_Load = [Total_Avg_Load,feeder(i).Avg_Load];
            Total_ECOST = Total_ECOST+ECOST;
        end
    end
end
if (notAttractive)
    SAIFI = inf;
    SAIDI = inf;
    CAIDI = inf;
    ASUI = inf;
    ASAI = inf;
    ENS = inf;
    AENS = inf;
    ECOST = inf;
    TCR = inf;
else
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
    [SAIFI,SAIDI,CAIDI,ASUI,ASAI,ENS,AENS,TCR] =
fobj(Total_Lamda,Total_num_Cust,Total_T_annual,Total_Avg_Load,Total_ECOST,INVS);
  end
  if TCR<=fitness(j)
    fitness(j)=TCR;
    nest(j,:)=newnest(j,:);
    Output(j,1) = SAIFI;
    Output(j,2) = SAIDI;
    Output(j,3) = CAIDI;
    Output(j,4) = ASUI;
    Output(j,5) = ASAI;
    Output(j,6) = ENS;
    Output(j,7) = AENS;
    Output(j,8) = Total_ECOST;
    Output(j,9) = TCR;
  end
end
% Find the current best
[fmin,K]=min(fitness);
best=nest(K,:);
SAIFI_best = Output(K,1);
SAIDI_best = Output(K,2);
CAIDI_best = Output(K,3);
ASUI_best = Output(K,4);
ASAI_best = Output(K,5);
ENS_best = Output(K,6);
AENS_best = Output(K,7);
ECOST_best = Output(K,8);
end

function new_nest=empty_nests(nest,Lb,Ub,disc_Pa)
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
  % A fraction of worse nests are discovered with a probability pa
  n=size(nest,1);
  % Discovered or not -- a status vector
  K=rand(size(nest))>disc_Pa;

  % In real world, if a cuckoo's egg is very similar to a host's eggs, then
  % this cuckoo's egg is less likely to be discovered, thus the fitness should
  % be related to the difference in solutions.  Therefore, it is a good idea
  % to do a random walk in a biased way with some random step sizes.
  nestn1=nest(randperm(n),:);
  nestn2=nest(randperm(n),:);
  %% New solution by biased/selective random walks
  stepsize=round(rand*(nestn1-nestn2));
  new_nest=nest+stepsize.*K
  for j=1:size(new_nest,1)
     s=new_nest(j,:);
     new_nest(j,:)=simplebounds(s,Lb,Ub);
  end
end

% Application of simple constraints
function s=simplebounds(s,Lb,Ub)
 % Apply the lower bound
 ns_tmp=s;
 I=ns_tmp<Lb;
 ns_tmp(I)=Lb(I);

 % Apply the upper bounds
 J=ns_tmp>Ub;
 ns_tmp(J)=Ub(J);
 % Update this new move
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
  s=ns_tmp;
end

function [SAIFI,SAIDI,CAIDI,ASUI,ASAI,ENS,AENS,TCR] =
fobj(Total_Lamda,Total_num_Cust,Total_T_annual,Total_Avg_Load,Total_ECOST,INVS)
SAIFI = sum(Total_Lamda.*Total_num_Cust)/sum(Total_num_Cust);
SAIDI = sum(Total_T_annual.*Total_num_Cust)/sum(Total_num_Cust);
CAIDI = SAIDI/SAIFI;
ASUI = SAIDI/8760;
ASAI = 1-ASUI;
ENS =  sum(Total_Avg_Load.*Total_T_annual)/1000;
AENS = ENS/sum(Total_num_Cust);
TCR = Total_ECOST+INVS;
end
function IER = IER_index(CustClass)
IER = [];
for i = 1:numel(CustClass)
  if CustClass(i) == 1
    IER(i) = 8.62;
  elseif CustClass(i) == 2
    IER(i) = 72.27;
  elseif CustClass(i) == 3
    IER(i) = 108.40;
  elseif CustClass(i) == 4
    IER(i) = 124.04;
  elseif CustClass(i) == 5
    IER(i) = 52.80;
  elseif CustClass(i) == 6
    IER(i) = 9.62;
  end
end
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
end


%%%%%%%%%%%%%%%% Calculate Lamda %%%%%%%%%%%%%%%%%%%
function Lamda = Cal_Lamda(feeder)


num_section = numel(feeder.Section);
num_load = numel(feeder.Load_Point);
Section = feeder.Section;
Load_Point = feeder.Load_Point;
Recloser = feeder.Recloser;
Fuse = feeder.Fuse;
Length_S = feeder.Length_S;
Lamda_S = feeder.Lamda_S;
Lamda = [];
for i = 1:num_section
   for j = 1:num_load
      A = intersect(Section{i},union(Recloser,Fuse));
      B = intersect(Load_Point{j},union(Recloser,Fuse));
         if isempty(setdiff(A,B))
            %setdiff = select only element in C which is not same with element in D
            Lamda{i,j} = Length_S(i)*Lamda_S(i);
         else
            Lamda{i,j} = 0;
         end
      clear A B;
   end
end


end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
%%%%%%%%%%%%%%% Calculate upstream and downstream %%%%%%%%%%%%%%%
function [Upstream,Downstream] = Cal_UpandDownstream(Section)
Upstream{1,numel(Section)} = [];% numel = num_row*num_column
Downstream{1,numel(Section)} = [];
Total_Section = unique(cell2mat(Section));

for i = 1:numel(Section)
   for j = i+1:numel(Section)
      for k = 1:numel(Section{j})
         if Total_Section(i) == Section{j}(k)
            if isempty(Downstream)
               Downstream{i} = Total_Section(j);
            else
               Downstream{i} = [Downstream{i},Total_Section(j)];
            end
            break;
         end
      end
   end
end

for i = 1:numel(Downstream)
   if isempty(Downstream{i})
      Downstream{i} = setdiff(Total_Section,Total_Section(i));
   end
end

for i = 1:numel(Downstream)
   Upstream{i} = setdiff(Total_Section,Downstream{i});
end
end
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%% Calculate Outage time %%%%%%%%%%%%%%%%%%%

function T_outage = Cal_Toutage(feeder,FI)
Upstream = feeder.Upstream;
Downstream = feeder.Downstream;
num_section = numel(feeder.Section);
num_load = numel(feeder.Load_Point);
Section = feeder.Section;
Load_Point = feeder.Load_Point;
Recloser = feeder.Recloser;
Fuse = feeder.Fuse;
Switch = feeder.Switch;
TieSwitch = feeder.TieSwitch;
T_repair = feeder.T_repair;
T_switch = feeder.T_switch;
T_woFI = feeder.T_woFI;
Length_S = feeder.Length_S;
T_FI = Cal_FaultLocationTime(Recloser,FI,T_woFI,Length_S,Section,Upstream,Downstream);
Locat_TieSwitch = [];

if numel(TieSwitch)
  for i = 1:numel(TieSwitch)
    for j = 1:num_section
      if Section{j}(numel(Section{j})) == TieSwitch(i)
        Locat_TieSwitch(i) = j;
      end
    end
  end
end
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
for i = 1:num_section
   for j = 1:num_load
      A = intersect(Section{i},union(Recloser,Fuse));
      B = intersect(Load_Point{j},union(Recloser,Fuse));
      C = intersect(Section{i},Switch);
      D = intersect(Load_Point{j},Switch);
      %Check installed Reclosers or Fueses help load_j to protect interruption from fault occured
at section_i.
      if isempty(setdiff(A,B))
         if isempty(A)
            if numel(TieSwitch)
               NH = setdiff(Switch,Section{Locat_TieSwitch(1)});
               if numel(TieSwitch) > 1
                  for k = 2:numel(TieSwitch)
                     NH = setdiff(NH,Section{Locat_TieSwitch(k)});
                  end
               end
               if isempty(C)
                  if isempty(D)
                     T_outage{i,j} = T_repair(i)+T_FI(i);
                  else
                     T_outage{i,j} = T_switch+T_FI(i);
                  end
               else
                  if isequal(C,D)
                     T_outage{i,j} = T_repair(i)+T_FI(i);
                  else
                     if isempty(setdiff(setdiff(D,C),NH))
                        if isempty(setdiff(C,D))
                           T_outage{i,j} = T_repair(i)+T_FI(i);
                        else
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
                    T_outage{i,j} = T_switch+T_FI(i);
                  end
                else
                  T_outage{i,j} = T_switch+T_FI(i);
                end
              end
            end
          else
            if isempty(setdiff(C,D))
              T_outage{i,j} = T_repair(i)+T_FI(i);
            else
              T_outage{i,j} = T_switch+T_FI(i);
            end
          end
        else
          if isequal(C,D)
            T_outage{i,j} = T_repair(i)+T_FI(i);
          elseif isequal(B,Recloser)
            T_outage{i,j} = T_repair(i)+T_FI(i);
          else
            T_outage{i,j} = T_switch+T_FI(i);
          end
        end
      else
        T_outage{i,j} = 0;
      end
      clear A B C D;
    end
  end


  end
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%% Calculate faul location time %%%%%%%%%%%%%%%%%%
function T_FI =
Cal_FaultLocationTime(Recloser,FI,T_woFI,Length_S,Section,Upstream,Downstream)
T_FI = [];
Total_Section = unique(cell2mat(Section));
if isempty(FI)
    %create matrix for fault location time = repmat(value,num_row,num_column)
    T_FI = repmat(T_woFI,1,numel(Section));
else
    [NA_Group,Zone] = SetZone(Recloser,FI,Section,Upstream,Downstream);
    for i = 1:numel(Zone)
        length = 0;
        for j = 1:numel(Zone{i})
            length = length+Length_S(find(Total_Section == Zone{i}(j)));
        end
        for j = 1:numel(Zone{i})
            T_FI(find(Total_Section ==Zone{i}(j))) = T_woFI*length/sum(Length_S);
        end
    end
end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Set Zone %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
function [NA_Group,Zone] = SetZone(Recloser,FI,Section,Upstream,Downstream)
if numel(FI)==0
    NA_Group = 0;
    Zone = [];
else
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
Delete_R_FI = [];
num_zone = 1;
check_zone = 0;
NA_Group = 0;  %Not available group
R_FI = union(Recloser,FI);
Total_Section = unique(cell2mat(Section));

if numel(R_FI)==1
   Zone{1} = Upstream{find(Total_Section == R_FI)};
   Zone{2} = Downstream{find(Total_Section == R_FI)};
else
   Old_R_FI = R_FI;
   %Check order of fault location which are installed
   for i = 1:numel(R_FI)
      Ordered_R_FI = vertcat(ones(1,numel(R_FI)),R_FI).';
      if (numel(Upstream{find(Total_Section == R_FI(i))}) ==
1)||(numel(Downstream{find(Total_Section == R_FI(i))}) == 1)
         if numel(Upstream{find(Total_Section == R_FI(i))}) == 1
            Zone{num_zone} = Upstream{find(Total_Section == R_FI(i))};
            num_zone = num_zone+1;
         elseif numel(Downstream{find(Total_Section == R_FI(i))}) == 1
            Zone{num_zone} = Downstream{find(Total_Section == R_FI(i))};
            num_zone = num_zone+1;
         end
         if isempty(Delete_R_FI)
            Delete_R_FI = [R_FI(i)];
         else
            Delete_R_FI = [Delete_R_FI,R_FI(i)];
         end
      end
   end
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
R_FI = setdiff(R_FI,Delete_R_FI);
if isempty(R_FI)
   if numel(Upstream{find(Total_Section == Old_R_FI(i))}) == 1
      Zone{num_zone} = Downstream{find(Total_Section == Old_R_FI(i))};
   else
      Zone{num_zone} = Upstream{find(Total_Section == Old_R_FI(i))};
   end
else
   for i = 1:numel(R_FI)
      a = 0;
      for j = 1:numel(R_FI)
         for k = 1:numel(Upstream{find(Total_Section == R_FI(j))})
            if R_FI(i) == Upstream{find(Total_Section == R_FI(j))}(k)
               a = a+1;
            end
         end
      end
      Count(i) = a;
    end
    Ordered_R_FI = vertcat(Count,R_FI).';
    clear Count
    Ordered_R_FI = sortrows(Ordered_R_FI);
    if (num_zone-1 == (numel(Old_R_FI)-numel(R_FI)))&&(numel(R_FI)==1)
       if numel(Upstream{find(Total_Section == Delete_R_FI(num_zone-1))})==1
          Zone{num_zone} = intersect(Upstream{find(Total_Section ==
Ordered_R_FI(1,2))},Downstream{find(Total_Section == Delete_R_FI(num_zone-1))});
          check_zone = 1;
       elseif numel(Downstream{find(Total_Section == Delete_R_FI(num_zone-1))})==1
          Zone{num_zone} = intersect(Upstream{find(Total_Section ==
Ordered_R_FI(1,2))},Upstream{find(Total_Section == Delete_R_FI(num_zone-1))});
          check_zone = 1;
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
        end
        num_zone = num_zone+1;
    else
        Zone{num_zone} = Downstream{find(Total_Section == Ordered_R_FI(1,2))};
        num_zone = num_zone+1;
    end
    if num_zone <= numel(R_FI)+numel(Delete_R_FI)+1
        i = num_zone;
        a = 1;
        if i <= numel(R_FI)+numel(Delete_R_FI)
            for j = num_zone:numel(R_FI)+numel(Delete_R_FI)
                i = i+1;
                a = a+1;
                Zone{j} = intersect(Upstream{find(Total_Section == Ordered_R_FI(a-
1,2))},Downstream{find(Total_Section == Ordered_R_FI(a,2))});
            end
        end
        if check_zone
            Zone{i} = Downstream{find(Total_Section == Ordered_R_FI(a,2))};
        else
            Zone{i} = Upstream{find(Total_Section == Ordered_R_FI(a,2))};
        end
    end
    for i = numel(Zone):-1:1
      for j = i-1:-1:1
        Zone{i} = setdiff(Zone{i},Zone{j});
        if isempty(Zone{i})
            NA_Group = 1;
            break;
        end
      end
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
        if (NA_Group)
            break;
        end
    end
  end
end
end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Print out %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
function
PrintOut(bestnest,SAIFI_best,SAIDI_best,CAIDI_best,ASUI_best,ASAI_best,ENS_best,AENS_
best,ECOST,TCR,used_time)
fprintf('_______________________________________________________________________________
______________________________________________________\n\n');
fprintf(' Number of Fault Indicators\t\t\t\t\t\t\t\t:\t %d \t Location(s)\n',numel(bestnest));
fprintf(' Best Location\t\t\t\t\t\t\t\t\t\t:\t %s \n',mat2str(bestnest));
fprintf(' System Average Interruption Frequency Index \t\t\t:\t SAIFI \t=\t %4.4f \t
int/customer/year \n',SAIFI_best);
fprintf(' System Average Interruption Duration Index \t\t\t:\t SAIDI \t=\t %4.4f \t h/customer/year
\n',SAIDI_best);
fprintf(' Customer Average Interruption Duration Index \t\t\t:\t CAIDI \t=\t %4.4f \t h
\n',CAIDI_best);
fprintf(' Average Service Availability Index \t\t\t\t\t:\t ASAI \t=\t %4.10f \n',ASAI_best);
fprintf(' Average Service Unavailability Index \t\t\t\t\t:\t ASUI \t=\t %4.10f \n',ASUI_best);
fprintf(' Energy not Supplied \t\t\t\t\t\t\t\t\t:\t ENS \t=\t %4.4f \t MWh/year \n',ENS_best);
fprintf(' Average Energy not Supplied \t\t\t\t\t\t\t:\t AENS \t=\t %4.4f \t MWh/customer/year
\n',AENS_best);
fprintf(' Expected outage cost \t\t\t\t\t\t\t:\t ECOST \t=\t %4.4f \t THB/year \n',ECOST);
fprintf(' TCR \t\t\t\t\t\t\t:\t TCR \t=\t %4.4f \t THB/year \n',TCR);
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
fprintf('________________________________________________________________________________
_______________________________________________________\n\n');
Time = clock;
Hour = Time(4);
Min = Time(5);
Sec = Time(6);
used_time2 = (Hour*60+Min+Sec/60)-used_time;
fprintf(' Used Time for Optimal Placement of FI(s)\t\t\t\t:\t %4.2f \t min \n',used_time2);
fprintf('________________________________________________________________________________
_______________________________________________________\n');
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ภาคผนวก ง

ตัวอย่างการแสดงผลคำตอบที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม MATLAB

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
Number of Fault Indicators                              :    3   Location(s)
Best Location                                           :    [32 21 7]
System Average Interruption Frequency Index             :    SAIFI  =    0.5024       int/customer/year
System Average Interruption Duration Index              :    SAIDI  =    2.0709       h/customer/year
Customer Average Interruption Duration Index            :    CAIDI  =    4.1222       h
Average Service Availability Index                      :    ASAI   =    0.9997635985
Average Service Unavailability Index                    :    ASUI   =    0.0002364015
Energy not Supplied                                     :    ENS    =    21.0847      MWh/year
Average Energy not Supplied                             :    AENS   =    0.0111       MWh/customer/year
Expected outage cost                            :    ECOST  =    656903.3681     THB/year
TCR                             :     TCR    =    675934.6181      THB/year

Used Time for Optimal Placement of FI(s)                :    1.22    min
```

ภาพผนวกที่ ง1 ตัวอย่างการแสดงผลคำตอบที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม MATLAB กรณีศึกษาระบบจำหน่ายทดสอบ RBTS บัส 2

```
Number of Fault Indicators                              :    1   Location(s)
Best Location                                           :    41
System Average Interruption Frequency Index             :    SAIFI  =    0.3300       int/customer/year
System Average Interruption Duration Index              :    SAIDI  =    0.4654       h/customer/year
Customer Average Interruption Duration Index            :    CAIDI  =    1.4104       h
Average Service Availability Index                      :    ASAI   =    0.9999468718
Average Service Unavailability Index                    :    ASUI   =    0.0000531282
Energy not Supplied                                     :    ENS    =    4.2792       MWh/year
Average Energy not Supplied                             :    AENS   =    0.0012       MWh/customer/year
Expected outage cost                            :    ECOST  =    427514.4869     THB/year
TCR                             :     TCR    =    433858.2369      THB/year

Used Time for Optimal Placement of FI(s)                :    50.38   min
```

ภาพผนวกที่ ง2 ตัวอย่างการแสดงผลคำตอบที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม MATLAB กรณีศึกษาระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ประวัติการศึกษาและการทำงาน

ชื่อ-นามสกุล	นายอรรถพล วัฒนสาครกุล
วัน เดือน ปี ที่เกิด	12 ตุลาคม 2528
สถานที่เกิด	อำเภอเมือง จังหวัดชัยภูมิ
ประวัติการศึกษา	ปี 2551 ระดับปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตศรีราชา จังหวัดชลบุรี
ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน	วิศวกร ระดับ 4
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	กองวิจัย ฝ่ายวิจัยและพัฒนาระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์