ใบรับรองวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า	วิศวกรรมไฟฟ้า
สาขา	**ภาควิชา**

เรื่อง การจัดวางตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า

Optimal Capacitor Placement for Reliability Enhancement of Distribution Systems Using Cuckoo Search Algorithm

นามผู้วิจัย นายฉลองชัย อย่างธารา

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก .....

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา .....

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์วชิระ จงบุรี, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

.....

(รองศาสตราจารย์กัญจนา ธีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

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

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การจัดวางตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า

Optimal Capacitor Placement for Reliability Enhancement of Distribution Systems Using Cuckoo Search Algorithm

โดย

นายฉลองชัย อย่างธารา

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
พ.ศ. 2557

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ฉลองชัย อย่างธารา 2557: การจัดวางตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์, Ph.D. 111 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอวิธีการจัดวางตำแหน่งตัวเก็บประจุ (Capacitors, C) อย่างเหมาะสมในระบบจำหน่าย เพื่อให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (Total Cost of Distribution System, TCDS) มีค่าต่ำที่สุด ซึ่งค่าใช้จ่ายนี้คือผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (Expected Interruption Cost, ECOST) ค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุและต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย โดยประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) ซึ่งวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่าจะทำการสุ่มหาตำแหน่งที่เป็นไปได้สำหรับติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่าย จากนั้นทำการประเมินผลตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และปรับปรุงคำตอบโดยใช้หลักการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights จนกระทั่งได้คำตอบที่เหมาะสมที่สุด ในการศึกษาได้ทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายเรเดียล 9 บัส และระบบจำหน่ายเรเดียล 23 บัส โดยทำการเปรียบเทียบผลจากกรณีศึกษาต่างๆ ของระบบจำหน่ายทดสอบ ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าตำแหน่งและขนาดของตัวเก็บประจุที่ถูกกำหนดโดยวิธีการที่นำเสนอ ช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ และให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่ายต่ำที่สุด

_____ _____ ___ / ___ / ___

ลายมือชื่อนิสิต ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Chalongchai Yangthara 2014: Optimal Capacitor Placement for Reliability Enhancement of 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. 111 pages.

This thesis presents a method for optimal placement of shunt capacitors in power distribution systems in order to minimize the Total Cost of Distribution System (TCDS), which consists of the expected interruption cost (ECOST), the investment cost of capacitors and cost of distribution losses. This objective function is optimized by Cuckoo Search Algorithm (CSA). First, CSA will randomly search for locations and sizes of capacitors to be installed in distribution systems. Then the objective function is evaluated before the theory of Lévy Flights is used to find new locations to achieve a better result. The proposed method is tested with the 9-bus and 23-bus test systems, and comparative studies are conducted through a number of case studies. The results have shown that reliability enhancement is achieved with the minimized TCDS by using the proposed method.

_____ _____ ___ / ___ / ___

Student's signature Thesis Advisor's signature

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

กิตติกรรมประกาศ

ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ ผศ.ดร.ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้สละเวลาช่วยเหลือในการวางแผนงานวิจัย ตลอดจนให้คำปรึกษา แนะนำข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่องานวิจัย และตรวจแก้ไขข้อบกพร่อง จนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

สุดท้ายผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณพ่อ และแม่ที่ให้การสนับสนุนส่งเสริมให้ผู้วิจัยทุกๆ ด้าน และคอยตักเตือนช่วยเหลือให้ผู้วิจัยสามารถศึกษา วิจัย ค้นคว้า และเรียนรู้จนกระทั่งสำเร็จได้เป็นวิทยานิพนธ์ที่สมบูรณ์ฉบับนี้

ฉลองชัย อย่างธารา

ธันวาคม 2557

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญ

หน้า

สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(5)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์	3
การตรวจเอกสาร	4
อุปกรณ์และวิธีการ	29
อุปกรณ์	29
วิธีการ	29
ผลและวิจารณ์	38
สรุปและข้อเสนอแนะ	102
สรุป	102
ข้อเสนอแนะ	103
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	104
ภาคผนวก	106
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	111

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	แสดงพารามิเตอร์ความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายพื้นฐาน	21
2	แสดงจำนวนผู้ใช้ไฟแต่ละจุดโหลดที่ต่ออยู่กับระบบพื้นฐาน	22
3	แสดงค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ของระบบพื้นฐาน	22
4	เกณฑ์การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้า	24
5	อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของ กฟภ. (IER) แบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	25
6	รายการค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ	31
7	แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	39
8	แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	41
9	แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	42
10	แสดงขนาดและตำแหน่งติดตั้งของตัวเก็บประจุของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	43
11	แสดงผลของแรงดันและกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	44
12	แสดงการเปรียบเทียบอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	44
13	แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	45
14	แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	47
15	แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	48

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
16	แสดงขนาดและตำแหน่งติดตั้งของตัวเก็บประจุของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	50
17	แสดงค่าแรงดันต่ำสุดและกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	51
18	แสดงการเปรียบเทียบอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	52
19	แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	52
20	แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	55
21	แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	56
22	แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	59
23	แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	67
24	แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	68
25	แสดงขนาดและตำแหน่งติดตั้งของตัวเก็บประจุของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	70
26	แสดงผลของแรงดันและกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	71
27	แสดงการเปรียบเทียบอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	72
28	แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	74

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
29	แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	82
30	แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	83
31	แสดงขนาดและตำแหน่งติดตั้งของตัวเก็บประจุของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	86
32	แสดงผลของแรงดันและกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	87
33	แสดงการเปรียบเทียบอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	88
34	แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	91
35	แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	99
36	แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	100

ตารางผนวกที่

1	ข้อมูลโหลดและสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 9 บัส	107
2	สัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภทและอัตราความล้มเหลวสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 9 บัส	108
3	ข้อมูลโหลดและสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 23 บัส	108
4	สัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภทและอัตราความล้มเหลวสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 23 บัส	109

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	ตัวเก็บประจุกำลังในระบบจำหน่าย	4
2	แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงการต่อวงจรก่อนต่อตัวเก็บประจุ	6
3	แผนภาพเฟสเซอร์ไดอะแกรมของวงจรก่อนต่อตัวเก็บประจุ	6
4	แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรมเข้าสู่ระบบ	7
5	แผนภาพเฟสเซอร์ไดอะแกรมของวงจรเมื่อมีการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรม	7
6	แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงการต่อตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าสู่ระบบ	8
7	แผนภาพเฟสเซอร์ไดอะแกรมของวงจรเมื่อมีการต่อตัวเก็บประจุแบบขนาน	8
8	กราฟแสดงค่าใช้จ่ายและความเสียหายของผู้ใช้ไฟที่เปลี่ยนแปลงตามระดับความเชื่อถือได้	16
9	ระบบจำหน่ายพื้นฐานก่อนการติดตั้งอุปกรณ์	21
10	แบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล	32
11	ภาพแสดงการเคลื่อนที่ของ Lévy Flights	33
12	รหัสเทียม หรือซูโดโค้ด (Pseudo Code) ของการค้นหาแบบนกดุเหว่า	34
13	ขั้นตอนของวิธี CSA เพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมที่สุด	36
14	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 9 บัส	38
15	แสดงตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	42
16	ความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 ($\gamma = 0$) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	49
17	ความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 3 ($\gamma = 1$) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส	56
18	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 23 บัส	57
19	แสดงตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส	69

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่ **หน้า**

20 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 ($\gamma = 0$) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส 84

21 แสดงตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส 85

22 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 3 ($\gamma = 1$) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส 101

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

การจัดวางตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายด้วยวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า

Optimal Capacitor Placement for Reliability Enhancement of Distribution Systems Using Cuckoo Search Algorithm

คำนำ

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่รับไฟจากระบบสายส่งไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่กระจายอยู่ในพื้นที่ต่างๆ โดยแรงดันที่ใช้ในระบบจำหน่ายแรงสูงมีหลายระดับ เช่น 22 kV และ 33 kV สำหรับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าภูมิภาค (กฟภ.) ส่วน 12 kV กับ 24 kV เป็นแรงดันที่ใช้ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) จากนั้นทำการแปลงระดับแรงดันของระบบจำหน่ายให้ต่ำลงจนอยู่ในระดับที่ใช้งานโดยใช้หม้อแปลงจำหน่าย ในประเทศไทยได้กำหนดระดับแรงดันใช้งานขนาด 220 โวลต์ สำหรับระบบไฟฟ้า 1 เฟส และ 380 โวลต์ สำหรับระบบไฟฟ้า 3 เฟส

ในการจ่ายไฟของระบบจำหน่ายนั้นอาจจะมีปัญหาด้านเทคนิคเกิดขึ้นในบางสายป้อน อันได้แก่ แรงดันตก หรือกำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าสูง ซึ่งการไฟฟ้าจำเป็นต้องดำเนินการแก้ไขปัญหาเหล่านี้ โดยแนวทางที่นิยมใช้อย่างแพร่หลาย คือ การใช้ตัวเก็บประจุทำหน้าที่ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่มาจากแหล่งจ่ายไฟ เพื่อช่วยยกระดับแรงดันของสายป้อนและลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียลง แต่อีกนัยหนึ่งตัวเก็บประจุยังสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายอีกด้วย โดยการที่ตัวเก็บประจุสามารถลดค่ากระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อน ทำให้อุณหภูมิของสายป้อนลดลง ซึ่งสายป้อนในระบบจำหน่ายประกอบด้วย สายเคเบิ้ลใต้ดินและสายอากาศเหนือดิน สำหรับระบบสายเคเบิ้ลใต้ดินในสภาวะปกติจะมีอุณหภูมิใช้งานที่สูง เนื่องจากการระบายอากาศภายในอุโมงค์ ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดปัญหากับฉนวนของสายเคเบิ้ลใต้ดินส่งผลให้อายุของฉนวนของสายเคเบิ้ลใต้ดินลดลงอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ยังจะเกิดการดูดซับความชื้นอย่างรวดเร็วทำให้ความสามารถในการทนแรงดันของสายลดลงและมีความเป็นไปได้ที่ฉนวนจะเกิดการเบรกดาวน์ อันเป็นสาเหตุทำให้อัตราความล้มเหลวของสายเคเบิ้ลใต้ดินเพิ่มขึ้น ในส่วนของระบบสายอากาศเหนือดิน อุณหภูมิก็มีผลกระทบต่ออัตราความล้มเหลวของสายอากาศเหนือดินเช่นกัน ถ้ากระแสในสายอากาศสูงจะเป็นสาเหตุทำให้สายเกิดการตกท้องช้างเป็นผลให้ระยะห่างปลอดภัยจากพื้นลดต่ำลง ส่งผลต่อ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย และอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบจำหน่ายก็จะทำงานที่สภาวะโหลดสูง ส่งผลทำให้อายุการใช้งานของอุปกรณ์สั้นลงด้วย

ดังนั้น วิทยานิพนธ์นี้จึงมุ่งเน้นศึกษาการจัดวางตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ทำให้ค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟดับในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าลดลง รวมถึงการลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายอีกด้วย โดยนำเกณฑ์ของแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมมาเป็นเงื่อนไขในการพิจารณาการจัดวางตัวเก็บประจุ อย่างไรก็ดีการไฟฟ้าจะมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุเหล่านี้ ดังนั้นการประเมินงบประมาณสำหรับการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย จะต้องพิจารณาเพื่อให้เกิดความสมดุลระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้าและความเสียหายจากการเกิดไฟฟ้าขัดข้องที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วัตถุประสงค์

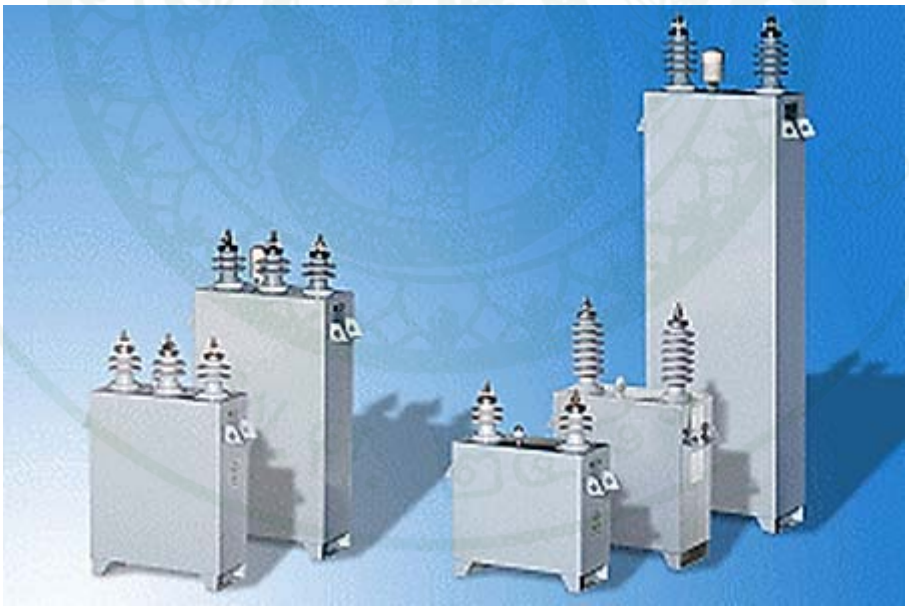
เพื่อพัฒนาวิธีการวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในระบบจำหน่ายเพื่อเพิ่มค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (Total Cost of Distribution System, TCDS) หรือผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (Expected Interruption Cost, ECOST) ค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุและต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้มีค่าต่ำที่สุด ซึ่งถูกกำหนดโดยจำนวน ขนาดและตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุ เพื่อใช้เป็นแนวทางในการวางแผนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายต่อไป

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

การตรวจเอกสาร

1. ตัวเก็บประจุกำลัง

ตัวเก็บประจุเป็นอุปกรณ์พื้นฐานทางไฟฟ้าตัวหนึ่ง ทำหน้าที่เก็บพลังงานในสนามไฟฟ้าที่สร้างขึ้นระหว่างคู่ฉนวน โดยมีค่าประจุไฟฟ้าเท่ากัน แต่มีชนิดของประจุตรงข้ามกัน บางครั้งเรียกตัวเก็บประจุนี้ว่า คอนเดนเซอร์ (Condenser) ตัวเก็บประจุนั้นประกอบด้วยขั้วอิเล็กโทรด (Electrode) สองขั้ว แต่ละขั้วจะเก็บประจุชนิดตรงข้ามกัน ซึ่งทั้งสองขั้วมีไดอิเล็กตริกคั่นกลางอยู่ ประจุจะถูกเก็บไว้ที่ผิวหน้าของขั้วอิเล็กโทรด เนื่องจากแต่ละขั้วอิเล็กตริกจะเก็บประจุชนิดตรงกันข้ามแต่มีปริมาณเท่ากัน ดังนั้นประจุสุทธิในตัวเก็บประจุกำลังจึงมีค่าเท่ากับศูนย์เสมอ ซึ่งตัวเก็บประจุกำลังมีความซับซ้อนและมีค่าความเครียดทางไฟฟ้าสูงกว่าตัวเก็บประจุโดยทั่วไป จึงทำให้ต้องใช้เทคโนโลยีในการผลิตและประกอบด้วยอุปกรณ์ที่มีความซับซ้อน ดังภาพที่ 1 แสดงตัวเก็บประจุกำลังที่ติดตั้งบนสายป้อนในระบบจำหน่าย



ภาพที่ 1 ตัวเก็บประจุกำลังในระบบจำหน่าย

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

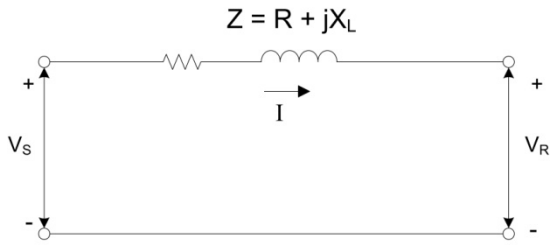
1.1 การต่อตัวเก็บประจุเข้ากับสายป้อน

ในการต่อตัวเก็บประจุเข้ากับสายป้อนนั้นแบ่งตามหน้าที่สามารถจำแนกได้เป็น 2 แบบ คือ การต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรม (Series Capacitor) และการต่อตัวเก็บประจุแบบขนาน (Shunt Capacitor) ซึ่งหน้าที่หลักของการต่อตัวเก็บประจุทั้งสองแบบ คือ เป็นตัวที่ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ โดยการต่อตัวเก็บประจุแบบขนานจะเปลี่ยนเป็นตัวพาวเวอร์แฟคเตอร์ของโหลดนั้น ในขณะที่การต่อแบบอนุกรมนั้นจะทำการชดเชยค่าความต้านทานที่เกิดจากตัวเหนี่ยวนำวงจรนั้น

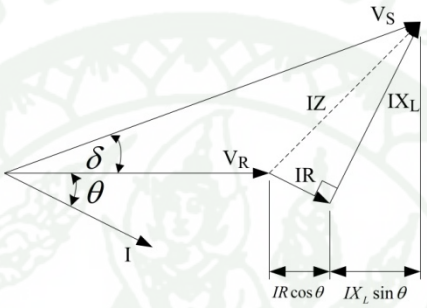
1.1.1 การต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรม

ตัวเก็บประจุที่ต่ออยู่ในสายจะถูกใช้ตามขนาดของระบบจำหน่าย ซึ่งจะมีการใช้งานต่างกันในแต่ละระบบจำหน่าย เนื่องจากความต้องการสำหรับการลงทุนทางด้านวิศวกรรม ดังนั้นการไฟฟ้าจึงไม่นิยมที่จะติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมโดยเฉพาะตัวเก็บประจุที่มีขนาดเล็ก ตัวเก็บประจุแบบอนุกรมนั้นมีหน้าที่ชดเชยค่าความต้านทานที่เกิดจากตัวเหนี่ยวนำ ในแง่ที่ว่าตัวเก็บประจุอนุกรมมีค่าความต้านทานรีแอคแตนซ์เป็นลบ และตัวเหนี่ยวนำมีค่าความต้านทานรีแอคแตนซ์เป็นบวกที่มีผลต่อการชดเชยซึ่งกันและกัน ดังนั้นผลกระทบเบื้องต้นของการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรมจึงมีค่าน้อยมากจนเหมือนจะไม่มีผลกระทบใดๆ โดยการต่อตัวเก็บประจุแบบนี้จะสามารถเพิ่มระดับแรงดันในส่วนของขนาดและพาวเวอร์แฟคเตอร์ ซึ่งการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรมสามารถทำให้ระดับแรงดันสูงขึ้นโดยอัตโนมัติเมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดไฟฟ้า รวมทั้งการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรมนั้นจะเพิ่มระดับแรงดันสุทธิได้มากกว่าเมื่อเทียบกับการต่อตัวเก็บประจุแบบขนาน และให้ค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์ที่ดีกว่าเนื่องจากค่าแรงดันตกที่น้อยลง แต่อย่างไรก็ตามการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรมนั้นจะสร้างผลกระทบต่อระบบน้อยกว่าการต่อตัวเก็บประจุแบบขนาน แต่จะมีผลเสียเมื่อตัวเก็บประจุเกิดความเสียหายไม่สามารถใช้งานได้ จะทำให้ระบบไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ครบวงจร

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



ภาพที่ 2 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงการต่อวงจรก่อนต่อตัวเก็บประจุ



ภาพที่ 3 แผนภาพเฟสเซอร์ไดอะแกรมของวงจรก่อนต่อตัวเก็บประจุ

พิจารณาตามภาพที่ 3 จะได้ระดับแรงดันตก ดังสมการที่ 1

$$VD = IR\cos\theta + IX_L \sin\theta \qquad \text{โวลต์} \tag{1}$$

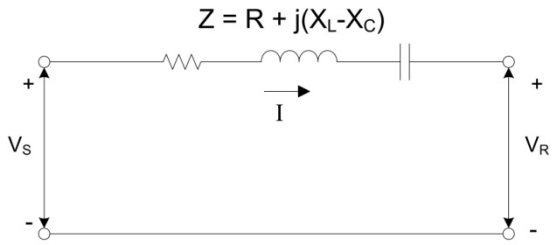
โดยที่ R คือ ค่าความต้านทานของสาย

X_L คือ ค่าความต้านทานรีแอคแตนซ์ของสาย

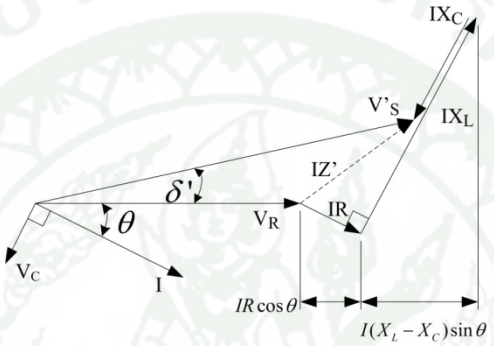
$\cos\theta$ คือ ค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์

เมื่อมีการต่อตัวเก็บประจุเข้าไปจะได้แผนภาพเส้นเดี่ยวดังรูป

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



ภาพที่ 4 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรมเข้าสู่ระบบ



ภาพที่ 5 แผนภาพเฟสเซอร์ไดอะแกรมของวงจรเมื่อมีการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรม

พิจารณาตามภาพที่ 5 จะได้ระดับแรงดันตก ดังสมการที่ 2

$$VD = IR\cos\theta + I(X_L - X_C)\sin\theta \quad \text{โวลต์} \tag{2}$$

โดยที่ X_C คือ ค่าความต้านทานรีแอคแตนซ์ของตัวเก็บประจุที่ต่อเข้าระบบแบบอนุกรม

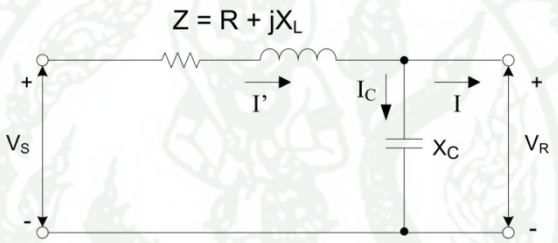
จากสมการที่ 2 แสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรมเข้ากับวงจรจะทำให้เกิดระดับแรงดันตกน้อยกว่าเมื่อไม่ได้ใส่ตัวเก็บประจุ และเมื่อใดที่ $\cos\theta = 1.0$ จะทำให้ $\sin\theta \cong 0$ ทำให้ $(X_L - X_C)\sin\theta \cong 0$ และจะได้สมการที่ 3

$$VD \approx IR \quad \text{โวลต์} \tag{3}$$

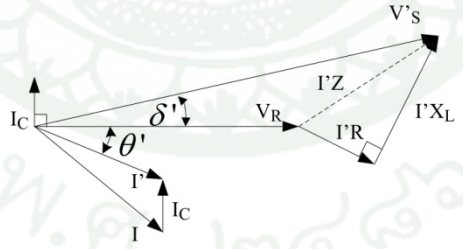
ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

1.1.2 การต่อตัวเก็บประจุแบบขนาน

การต่อตัวเก็บประจุแบบขนานเป็นการต่อตัวเก็บประจุที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในระบบจำหน่าย ตัวเก็บประจุที่ต่อแบบขนานนั้นเป็นอุปกรณ์ที่สามารถชดเชยในส่วนของกำลังไฟฟ้าเสมือน และลดผลกระทบจากส่วนของกระแสที่เฟสไม่ตรงกับกระแสปกติที่เกิดเหนี่ยวนำได้ โดยพื้นฐานแล้วตัวเก็บประจุที่ต่อแบบขนานนั้นสามารถที่จะเปลี่ยนแปลงลักษณะเฉพาะของแผนภาพเฟสเซอร์โดยจะมีการเพิ่มกระแสที่นำหน้าอยู่เข้าไป ส่งผลให้เป็นการลดผลกระทบจากกระแสที่ตามหลังที่เกิดจากตัวเหนี่ยวนำในบริเวณที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าไป แต่อย่างไรก็ตามตัวเก็บประจุที่ต่อแบบขนานนั้นก็ยังคงมีผลกระทบจากสถานะ Overexcited เหมือนกับ Synchronous Condenser ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และมอเตอร์



ภาพที่ 6 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงการต่อตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าสู่ระบบ



ภาพที่ 7 แผนภาพเฟสเซอร์ไดอะแกรมของวงจรเมื่อมีการต่อตัวเก็บประจุแบบขนาน

ตามที่ได้แสดงจากภาพที่ 6-7 การใช้งานของการต่อตัวเก็บประจุแบบขนานเข้ากับสายป้อนนั้นจะทำให้ขนาดของแหล่งกำเนิดกระแสสามารถลดลงได้ และสามารถเพิ่มค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์ขึ้นได้ และด้วยเหตุนี้ระดับแรงดันตกระหว่างต้นทางและปลายทางก็จะลดลงด้วย แต่อย่างไรก็ตาม การต่อตัวเก็บประจุแบบขนานไม่ได้ส่งผลกระทบต่อกระแสและพาวเวอร์แฟคเตอร์ที่อยู่ไกลออกไปจากบริเวณที่ได้รับการติดตั้งตัวเก็บประจุ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ข้อดีของการต่อตัวเก็บประจุแบบขนานนั้นคือ เมื่อตัวเก็บประจุที่ต่อเข้ากับระบบเกิดความเสียหายไม่สามารถใช้งานได้ ระบบก็ยังสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ ซึ่งแตกต่างจากการต่อตัวเก็บประจุแบบอนุกรม ตามที่แสดงไว้ดังภาพที่ 2-3 จะเป็นภาพที่แสดง Single Line Diagram และ Voltage Phasor Diagram ก่อนที่จะทำการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าไป โดยระดับแรงดันไฟฟ้าตกสายป้อนหรือสายส่งระยะสั้นระหว่างต้นทางและปลายทางนั้น สามารถคำนวณได้โดยประมาณ ดังสมการที่ 4

$$VD \approx I_R R + I_X X_L \qquad \text{โวลต์} \tag{4}$$

โดยที่ R คือ ผลรวมของความต้านทานของสายป้อน (โอห์ม)

X_L คือ ผลรวมของค่าความต้านทานรีแอคแตนต์ที่เกิดจากตัวเหนี่ยวนำของสายป้อน (โอห์ม)

I_R คือ กระแสจริงที่เกิดจากตัวต้านทานที่เฟสตรงกัน (แอมแปร์)

I_X คือ กระแสที่เกิดจากตัวเหนี่ยวนำทำมุม 90° กับกระแสจริง (แอมแปร์)

เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุที่ปลายสายป้อนดังภาพที่ 6 จะทำให้เกิดแรงดันตกที่สามารถคำนวณได้โดยประมาณ ดังสมการที่ 5

$$VD \approx I_R R + I_X X_L - I_C X_L \qquad \text{โวลต์} \tag{5}$$

โดยที่ I_C คือ องค์ประกอบของกระแสส่วนจินตภาพที่นำหน้า V_R เป็นมุม 90 องศา

ความแตกต่างระหว่างค่าแรงดันตกที่คำนวณได้จากสมการที่ 4 และสมการที่ 5 คือแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้น (Voltage Rise, VR) เนื่องจากการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานและสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 6

$$VR \approx I_C X_L \qquad \text{โวลต์} \tag{6}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

1.2 การประยุกต์ใช้ตัวเก็บประจุ

โดยทั่วไปตัวเก็บประจุสามารถประยุกต์ใช้ได้กับระดับแรงดันที่หลากหลาย โดยตัวเก็บประจุแต่ละตัวนั้นสามารถนำมาต่อกันแบบขนานเพื่อที่จะออกแบบขนาดตัวเก็บประจุให้ได้กิโลวาร์ (Kilovar) ตามที่ต้องการ และสามารถต่อเพิ่มในลักษณะของการต่อแบบอนุกรมเพื่อให้ได้ระดับแรงดันตามที่ต้องการ การพิจารณาติดตั้งเก็บประจุนั้นจะดูจากข้อดีทางด้านเศรษฐศาสตร์ร่วมด้วย จากข้อมูลในปัจจุบันจำนวนของโรงงานอุตสาหกรรมเพิ่มมากขึ้นและมีการติดตั้งตัวเก็บประจุมากขึ้น โดยประมาณได้ว่า 60 เปอร์เซ็นต์ของตัวเก็บประจุถูกประยุกต์ใช้สำหรับสายป้อน อีก 30 เปอร์เซ็นต์ใช้ที่บัส (Bus) ของสถานีไฟฟ้าย่อย และอีก 10 เปอร์เซ็นต์ถูกใช้ในระบบสายส่ง

โหลดที่เกี่ยวข้องทางไฟฟ้ามีองค์ประกอบโดยรวม 2 ส่วน คือ กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) โดยกำลังไฟฟ้าจริงสามารถสร้างได้จากโรงไฟฟ้าเท่านั้น ในขณะที่กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจะสามารถสร้างได้ทั้งในโรงไฟฟ้าและในตัวเก็บประจุ ซึ่งเป็นที่รู้กันดีเกี่ยวกับข้อเท็จจริงที่ว่าตัวเก็บประจุที่ต่อแบบขนานนั้นเป็นแหล่งกำเนิดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ประหยัดที่สุด สามารถตอบสนองความต้านทานเหนี่ยวนำที่เกิดจากโหลด และสายป้อนที่มีพาวเวอร์แฟคเตอร์แบบล้าหลัง เมื่อกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่สร้างจากโรงไฟฟ้าเป็นผลทำให้ส่วนประกอบของระบบ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า สายจำหน่าย สวิตซ์เกียร์ และอุปกรณ์ป้องกัน จะมีการเพิ่มขึ้นตามขนาดที่เหมาะสม ในขณะที่ตัวเก็บประจุสามารถลดเงื่อนไขต่างๆ เหล่านี้ได้ โดยลดความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่สร้างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลออกจากตำแหน่งที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุไปยังแหล่งกำเนิดไฟฟ้ามีค่าลดลง เป็นผลให้เกิดการสูญเสียน้อยลง และปริมาณการจ่ายโหลดถูกลดลงในสายจำหน่าย การติดตั้งตัวเก็บประจุสามารถทดแทนแหล่งกำเนิดไฟฟ้าและเพิ่มความสามารถในการจ่ายโหลดของสถานีไฟฟ้าย่อยได้อย่างน้อย 30 เปอร์เซ็นต์ และเพิ่มความสามารถของการแบ่งกระแสจากจุดที่ควบคุมแรงดันไฟฟ้า ประมาณ 30-100 เปอร์เซ็นต์

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

1.3 ประโยชน์ของการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่าย

ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่าย สามารถสรุปได้ดังนี้

1.3.1 ลดค่าแรงดันไฟฟ้าตกในสายป้อน

ในระบบไฟฟ้ากำลังแบบสามเฟส ค่าแรงดันไฟฟ้าตกระหว่างสายเกิดขึ้นเนื่องจากการที่มีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านสายป้อนที่มีค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ของตัวสายป้อนเอง โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 7

$$VD \approx \sqrt{3} I(R\cos\theta + X_L \sin\theta) \tag{7}$$

โดยที่ I คือ ค่ากระแสในสาย
R คือ ค่าความต้านทานของสาย
X_L คือ ค่าความต้านทานรีแอคแตนต์ของสาย
$\cos\theta$ คือ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

เมื่อทำการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้น จะทำให้ความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟลดลง ซึ่งส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจริง และกระแสไฟฟ้าในสายลดลงด้วย ดังนั้นจึงทำให้แรงดันตกระหว่างสายที่เกิดขึ้นลดลงด้วย

1.3.2 ลดกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อน

เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียภายในสายจะแปรผันตามค่ากระแสที่ไหลผ่านสายยกกำลังสอง เมื่อตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นจะทำให้กระแสไฟฟ้าลดลง โดยสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่ากระแสไฟฟ้าและตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ดังสมการที่ 8

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos\theta} \tag{8}$$

โดยที่ค่า P เป็นค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลด และ V เป็นค่าแรงดันไฟฟ้าคร่อมโหลด เมื่อค่าทั้งสองคงที่ ค่ากระแสจะแปรผกผันกับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ถ้าให้ค่า I_1 และค่า I_2 เป็นค่ากระแสก่อนและหลังปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า โดยที่ค่า PF_1 และ PF_2 เป็นค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเดิมและค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าใหม่ ทำให้สามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียเดิม หาได้จากสมการที่ 9 และกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียใหม่ หาได้จากสมการที่ 10 ดังนี้

$$P_{L1} = I^2{}_1 R = \frac{P^2 R}{3V^2 (PF_1)^2} \tag{9}$$

$$P_{L2} = I^2{}_2 R = \frac{P^2 R}{3V^2 (PF_2)^2} \tag{10}$$

กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดและแรงดันไฟฟ้าที่ตกคร่อมโหลดมีค่าคงที่ ดังนั้นความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียเดิมและค่ากำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียใหม่จะเป็นไปตามสมการที่ 11

$$P_{L2} = \left[\frac{PF_1}{PF_2} \right]^2 P_{L1} \tag{11}$$

ดังนั้น ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง คิดเป็นร้อยละได้ตามสมการที่ 12

$$\text{กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง} \;=\; \left[1 - \left(\frac{PF_1}{PF_2} \right) \right]^2 \text{x } 100 \tag{12}$$

1.3.3 ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับโหลดได้มากขึ้น

เมื่อทำการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้น จะทำให้กระแสที่ไหลผ่านอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้ามีค่าลดลง มีผลทำให้ระบบมีความสามารถรองรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้มากขึ้น ทั้งนี้ค่าพิกัดของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบจะเป็นค่ากระแส (แอมแปร์) หรือค่ากำลังพิกัด (โวลต์-แอมแปร์) ถ้ากระแสไหลผ่านอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบมีค่าลดลง ย่อมส่งผลให้ระบบสามารถรองรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้มากขึ้นด้วย

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

2. การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

การจัดวางตำแหน่งตัวเก็บประจุเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ได้ใช้โปรแกรมการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเข้ามาช่วยในการพิจารณา เพื่อหาค่าแรงดันไฟฟ้าที่โหนดและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน วิธีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ คือ วิธีนิวตัน – ราฟสัน การพิจารณาตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายนั้น จำเป็นจะต้องใช้พารามิเตอร์บางส่วนที่ได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า คือ ค่าของกำลังไฟฟ้าจริง (Real Power) และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power) ที่ไหลในแต่ละสายป้อน รวมทั้งการคำนวณหาค่าขนาด (Magnitude) และค่าของมุม (Phase Angle) ของค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบจำหน่ายทดสอบ ซึ่งวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้านั้นจะทำการคำนวณด้วยโปรแกรม MATLAB และด้วยความก้าวหน้าทางด้านคอมพิวเตอร์ทำให้การประมวลผลของวิธีนิวตัน – ราฟสัน มีความรวดเร็วยิ่งขึ้นและเป็นวิธีที่มีความเชื่อถือได้สูง

ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้น ขั้นต้นจะต้องทราบข้อมูลต่างๆ ของระบบจำหน่าย คือ แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า จำนวนบัส ค่าพารามิเตอร์ของสายป้อนย่อยในแต่ละสาขา และค่ากำลังไฟฟ้าของโหลดในแต่ละบัส เพื่อประกอบการวิเคราะห์ ดังรายละเอียดต่อไปนี้

1) แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า คือ หม้อแปลงกำลังไฟฟ้าที่สถานีจำหน่ายไฟฟ้า กำหนดให้เป็นแหล่งจ่ายแรงดันคงที่ เรียกว่า รูทบัส ที่ใช้เป็นบัสอ้างอิง

2) บัส คือ จุดต่อร่วมของสาขา ตั้งแต่สองสาขาขึ้นไป สำหรับระบบจำหน่ายแทน จุดต่อแยกของสายย่อยหรือจุดที่เป็นตำแหน่งหม้อแปลงจำหน่าย

3) สาขา คือ สายตัวนำที่ต่อระหว่างบัสสองบัสใดๆ ค่าพารามิเตอร์ที่ต้องการ คือ ค่าความต้านทาน และค่ารีแอคแตนซ์ มีหน่วยเป็น โอห์มต่อหน่วยความยาว ค่าความต้านทานและค่ารีแอคแตนซ์รวมของตัวนำแต่ละสาขา หาได้เมื่อทราบความยาวของสาย ค่าพารามิเตอร์ทั้งสองแปลงให้อยู่ในรูปต่อหน่วย (Per Unit)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

4) โหลด คือ ค่ากำลังไฟฟ้าของโหลด แทนด้วยกำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ทั้งสองค่านี้คิดจากเปอร์เซ็นต์การจ่ายโหลดจริงเทียบกับพิกัดกำลังของหม้อแปลงแต่ละตัว อัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ กำหนดให้มีค่าอัตราส่วนคงที่เมื่อกำหนดค่าประกอบกำลัง (Power Factor)

สมการกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส i ใด ๆ (ชำนาญ, 2552) ในระบบไฟฟ้ากำลังเป็นความสัมพันธ์กันระหว่างแรงดันไฟฟ้าและกระแส โดยหามาจากสมมติฐานที่ว่าค่ากำลังรีแอคทีฟมีค่าเป็นลบสำหรับโหลดล้าหลัง (Lagging Load) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 13

$$S_{ij}^{*} = P_{ij} - jQ_{ij} = V_i^{*} I_{ij} \tag{13}$$

โดยที่ S_{ij} คือ กำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ไหลจากบัสที่ i ไปยังบัสที่ j

P_{ij} คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลจากบัสที่ i ไปยังบัสที่ j

Q_{ij} คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ไหลจากบัสที่ i ไปยังบัสที่ j

V_i คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i

I_{ij} คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลจากบัสที่ i ไปยังบัสที่ j

และสามารถหาค่ากระแส I_k ที่ไหลในสายป้อนย่อย k ซึ่งหาได้จาก

$$I_k = I_{ij} = \frac{P_{ij} - jQ_{ij}}{V_i^{*}}$$

$$= \frac{V_i \angle \theta_i - V_j \angle \theta_j}{R_{ij} + jX_{ij}}$$

$$= \frac{V_i \angle \theta_i - V_j \angle \theta_j}{R_{ij} + jX_{ij}} \cdot \frac{R_{ij} - jX_{ij}}{R_{ij} - jX_{ij}}$$

$$= \frac{|V_i||Z_{ij}| \angle \theta_i - \theta_{ij} - |V_j||Z_{ij}| \angle \theta_j - \theta_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$= \frac{|Z_{ij}|}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}\Big[|V_i|\cos(\theta_i - \theta_{ij}) + j|V_i|\sin(\theta_i - \theta_{ij}) - |V_j|\cos(\theta_j - \theta_{ij}) - j|V_j|\sin(\theta_j - \theta_{ij})\Big]$$

$$= \frac{1}{\sqrt{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}}\Big[|V_i|\cos(\theta_i - \theta_{ij}) + j|V_i|\sin(\theta_i - \theta_{ij}) - |V_j|\cos(\theta_j - \theta_{ij}) - j|V_j|\sin(\theta_j - \theta_{ij})\Big]$$

$$= \frac{1}{\sqrt{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}}\Big[\Big\{|V_i|\cos(\theta_i - \theta_{ij}) - |V_j|\cos(\theta_j - \theta_{ij})\Big\} + j\Big\{|V_i|\sin(\theta_i - \theta_{ij}) - |V_j|\sin(\theta_j - \theta_{ij})\Big\}\Big]$$

โดยที่ $I_k = I_{ij} = I_{ij}^A + I_{ij}^R$

เมื่อ I_{ij}^A คือ กระแสไฟฟ้าส่วนจริงที่ไหลจากบัสที่ i ไปยังบัสที่ j

I_{ij}^R คือ กระแสไฟฟ้าส่วนจินตภาพที่ไหลจากบัสที่ i ไปยังบัสที่ j

ดังนั้น กระแสไฟฟ้าส่วนจินตภาพที่ไหลจากบัสที่ i ไปยังบัสที่ j สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 14

$$\therefore I_{ij}^R = \frac{|V_i|\sin(\theta_i - \theta_{ij}) - |V_j|\sin(\theta_j - \theta_{ij})}{\sqrt{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}} \tag{14}$$

เมื่อ $\theta_{ij} = \tan^{-1}\left(\frac{X_{ij}}{R_{ij}}\right)$

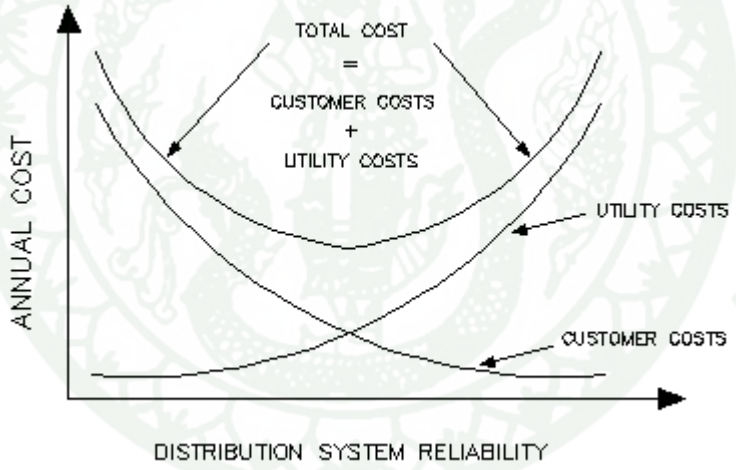
โดยที่ค่ากระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อนย่อย k คือ ส่วนจินตภาพของค่ากระแส I_k ตามสมการที่ 15

$$I_k^R = \mathrm{Im}(I_k) = \mathrm{Im}(I_{ij}) \tag{15}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

3. การประเมินค่าของความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่าย

การกำหนดระดับความพึงพอใจของการจ่ายกระแสไฟฟ้าทำได้โดยการเปรียบเทียบค่าดัชนีความถี่ของการเกิดไฟฟ้าดับ (Outage Frequency) และระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ (Outage Duration) กับค่าเป้าหมาย โดยค่าเป้าหมายดังกล่าวกำหนดขึ้นบนพื้นฐานของความเข้าใจและความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้า แต่เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในระบบไฟฟ้ามีด้วยกันหลายกลุ่มหลายประเภทตั้งแต่ประเภทที่อยู่อาศัย ธุรกิจการค้า อุตสาหกรรม ตลอดจนหน่วยงานของรัฐบาล เป็นต้น ดังนั้นการที่จะดำเนินการให้ระบบไฟฟ้ามีระดับความพึงพอใจอยู่ในเกณฑ์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกกลุ่มต้องการนั้นจึงเป็นเรื่องที่ไม่สามารถกระทำได้ เนื่องจากการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจะทำให้การไฟฟ้าต้องใช้เงินลงทุนเพิ่มขึ้น ในขณะที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้ประโยชน์จากการที่ได้รับผลกระทบจากความเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับลดลง โดยสามารถอธิบายได้ตามภาพที่ 8



ภาพที่ 8 กราฟแสดงค่าใช้จ่ายและความเสียหายของผู้ใช้ไฟที่เปลี่ยนแปลงตามระดับความเชื่อถือได้

ที่มา: Etemadi and Fotuhi-Firuzabad (2008)

ดังนั้น การปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ต้องทำให้เกิดความสมดุลระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้า กับประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับจากการปรับปรุงนั้น ซึ่งการไฟฟ้าจะต้องทำการประเมินค่าของความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่สามารถบอกได้ด้วยดัชนีต่างๆ กัน แต่เมื่อต้องการใช้ดัชนีเพื่อบอกความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว จำเป็นต้องมีดัชนีที่สามารถบอกคุณภาพของระบบได้ชัดเจน ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าควรมี

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

การบอกถึงความถี่ของไฟฟ้าดับ และระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีดัชนีสำหรับระบบจำหน่าย คือ ค่า SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง และค่า SAIDI (System Average Interruption Duration Index) หมายถึง ค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง นอกจากค่าดัชนีดังกล่าวแล้วยังมีดัชนีอื่นๆ อีก ซึ่งขึ้นกับการเลือกใช้งานเพื่อให้เกิดประโยชน์กับการวัดคุณภาพของระบบนั้นๆ สำหรับวิทยานิพนธ์นี้จะขอกล่าวถึงค่า SAIFI ค่า SAIDI และค่า ENS เท่านั้น

การประเมินค่าของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่นิยมใช้กันโดยทั่วไป สามารถแบ่งได้เป็น 2 รูปแบบ (ชำนาญ, 2549) คือ การประเมินความเชื่อถือได้ในอดีต (Past Performance Assessment) และการประเมินความเชื่อถือได้ในอนาคต (Future Performance Prediction) ซึ่งแต่ละรูปแบบจะมีวัตถุประสงค์เพื่อนำไปวิเคราะห์ปัญหาที่แตกต่างกันออกไป ดังนี้

3.1 การประเมินความเชื่อถือได้ในอดีต

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบในอดีตดำเนินการด้วยการเก็บสะสมข้อมูลเหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าดับและเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า และทำการวิเคราะห์จากข้อมูลที่เก็บสะสม ซึ่งการไฟฟ้าหรือผู้ให้บริการจำเป็นต้องทำการวัดค่าที่แท้จริงของระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และกำหนดตัวชี้วัดประสิทธิภาพเพื่อประเมินค่าในเชิงของค่าความเสียหายที่เหมาะสมกับผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละกลุ่ม ทั้งนี้เพื่อทำให้ทราบว่าระบบมีความเชื่อถือได้ที่ระดับใดและจะต้องทำการปรับปรุงอย่างไร โดยการประเมินดังกล่าวเหมาะสมกับระบบไฟฟ้าที่ได้มีการติดตั้งและใช้งานแล้ว เมื่อได้ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบเดิมแล้วก็ต้องวางแผนปรับปรุงระบบเดิมให้ดีขึ้นถ้าความเชื่อถือได้ไม่อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ดังนั้นเราจำเป็นต้องมีการกำหนดระดับความเชื่อถือได้ของระบบว่าจะยอมรับได้ที่เกณฑ์เท่าใด โดยปกติแล้วการประเมินในลักษณะนี้จะทำการวิเคราะห์เหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าขัดข้องในพื้นที่หนึ่งและเวลาใดเวลาหนึ่งแบบไม่ต่อเนื่อง และทำการแก้ไขเป็นกรณีเฉพาะ โดยการคำนวณหาค่า SAIFI และ SAIDI เป็นดังนี้

3.1.1 ค่าดัชนี SAIFI จากข้อมูลในอดีตของระบบ

ค่าดัชนีแสดงจำนวนครั้งไฟฟ้าขัดข้องเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา มีหน่วยเป็น ครั้ง/ราย/ปี สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 16

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$SAIFI = \frac{\Sigma N_C}{\Sigma N_T} \quad (16)$$

เมื่อ N_C คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าขัดข้อง

N_T คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในสายป้อน

3.1.2 ค่าดัชนี SAIDI จากข้อมูลในอดีตของระบบ

ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาไฟฟ้าขัดข้องเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา มีหน่วยเป็น นาที/ราย/ปี สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 17

$$SAIDI = \frac{\Sigma N_C \times d}{\Sigma N_T} \quad (17)$$

เมื่อ N_C คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าขัดข้อง

N_T คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในสายป้อน

d คือ ระยะเวลาไฟฟ้าขัดข้อง

3.1.3 ค่าดัชนี ENS จากข้อมูลในอดีตของระบบ

ค่าดัชนีแสดงพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่จ่ายไม่ได้จากระบบเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้อง มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์ชั่วโมง/ปี สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 18

$$ENS = \Sigma L_c d \quad (18)$$

เมื่อ L_c คือ ค่าโหลดไฟฟ้าเฉลี่ยที่สูญเสียไปเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้อง

d คือ ระยะเวลาไฟฟ้าขัดข้อง

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

3.2 การประเมินความเชื่อถือได้ในอนาคต

การประเมินความเชื่อถือได้ในอนาคตนั้นจำเป็นต้องอาศัยการเก็บข้อมูลเพื่อนำไปคำนวณหาคุณสมบัติแต่ละอุปกรณ์เพื่อหาสมรรถนะความเชื่อถือได้ของระบบ ถ้าต้องการคำนวณค่า SAIFI และSAIDI ของระบบก็จำเป็นจะต้องคำนวณค่าอัตราความล้มเหลว (Failure Rate) และระยะเวลาการซ่อม (Repair Rate) ของแต่ละอุปกรณ์แล้วนำค่าดังกล่าวไปใช้เพื่อทำการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ของระบบต่อไป สำหรับการคาดเดาสมรรถนะในอนาคตนั้น มีความจำเป็นต้องทำเพื่อใช้ในการวางแผนเพราะถ้าหากระบบมีโหลดมากขึ้นและต้องมีการสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมา จะต้องสามารถคาดเดาได้ว่าระบบที่จะต่อเติมหรือสร้างเพิ่มขึ้นมานั้นมีค่าความเชื่อถือได้ของระบบมากน้อยเพียงใด นั่นคือต้องสามารถคาดเดาได้โดยการคำนวณเพราะถ้าเราไม่สามารถคาดเดาได้ นั่นก็หมายถึง การขยายระบบเพิ่มขึ้นไม่ได้ใช้เรื่องความเชื่อถือได้มาเป็นเกณฑ์ในการออกแบบระบบ ทำให้ไม่ทราบว่าระบบที่สร้างขึ้นมามีค่าความเชื่อถือได้เท่าระบบเดิมหรือด้อยกว่าเดิม โดยการคำนวณหาค่า SAIFI และ SAIDI จากสมรรถนะของระบบเป็นดังนี้

3.2.1 ค่าดัชนี SAIFI จากสมรรถนะของระบบ

ค่าดัชนีแสดงจำนวนครั้งไฟฟ้าขัดข้องเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา มีหน่วยเป็น ครั้ง/ราย/ปี สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 19

$$SAIFI = \frac{\Sigma \lambda_i N_i}{N_T} \tag{19}$$

เมื่อ λ_i คือ อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลด i

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบของแต่ละจุดโหลด i

N_T คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในสายป้อน

3.2.2 ค่าดัชนี SAIDI จากสมรรถนะของระบบ

ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาไฟฟ้าขัดข้องเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา มีหน่วยเป็น นาที/ราย/ปี สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 20

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$SAIDI = \frac{\sum(\lambda_i \times r_i) N_i}{N_T} \quad (20)$$

เมื่อ λ_i คือ อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลด i

r_i คือ เวลาที่ใช้ในการนำระบบไฟฟ้ากลับมาใช้งานได้ตามปกติของการเกิดไฟฟ้าขัดข้องแต่ละจุดโหลด i

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบของแต่ละจุดโหลด i

N_T คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในสายป้อน

3.2.3 ค่าดัชนี ENS จากสมรรถนะของระบบ

ค่าดัชนีแสดงพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่จ่ายไม่ได้จากระบบเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้อง มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์ชั่วโมง/ปี สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 21

$$ENS = \sum L_{a(i)}(\lambda_i \times r_i) \quad (21)$$

เมื่อ $L_{a(i)}$ คือ ค่าโหลดไฟฟ้าเฉลี่ยของแต่ละจุดโหลด i

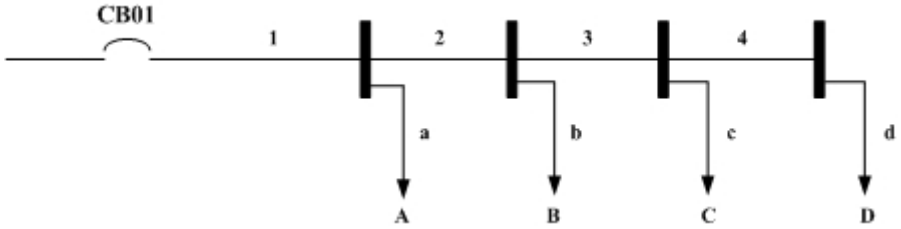
λ_i คือ อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลด i

r_i คือ เวลาที่ใช้ในการนำระบบไฟฟ้ากลับมาใช้งานได้ตามปกติของการเกิดไฟฟ้าขัดข้องแต่ละจุดโหลด i

3.3 การประยุกต์ใช้การคาดเดาสมรรถนะสำหรับระบบเรเดียล

การคำนวณค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ของระบบจำหน่ายจากอัตราการล้มเหลวด้วยวิธีพิจารณาที่จุดโหลดหรือบัส โดยผลของการติดตั้งอุปกรณ์ในระบบจำหน่าย เช่น การติดตั้งฟิวส์ในสายป้อนย่อย การมีสวิทซ์ตัดตอนในสายป้อนหลักนั้น ส่งผลอย่างไรต่อค่า SAIFI และ SAIDI ซึ่งจะยกตัวอย่างโดยกล่าวถึงกรณีระบบพื้นฐานก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ในระบบจำหน่าย แสดงดังภาพที่ 9

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



ภาพที่ 9 ระบบจำหน่ายพื้นฐานก่อนการติดตั้งอุปกรณ์

ระบบจำหน่ายพื้นฐานประกอบด้วยสายป้อนหลักที่มีค่าอัตราความล้มเหลว (Failure Rate) เท่ากับ 0.1 ครั้งต่อวงจรกิโลเมตรต่อปี ส่วนสายป้อนย่อยมีค่าอัตราความล้มเหลวเท่ากับ 0.2 ครั้งต่อวงจรกิโลเมตรต่อปี ข้อมูลพารามิเตอร์ความเชื่อถือได้ของระบบแสดงไว้ตามตารางที่ 1 และมีจำนวนผู้ใช้ไฟแต่ละจุดโหลดที่ต่ออยู่กับระบบแสดงไว้ตามตารางที่ 2

ตารางที่ 1 แสดงพารามิเตอร์ความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายพื้นฐาน

องค์ประกอบ	ความยาว (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)
สายป้อนหลัก			
1	2	0.2	4
2	1	0.1	4
3	3	0.3	4
4	2	0.2	4
สายป้อนย่อย			
a	1	0.2	2
b	3	0.6	2
c	2	0.4	2
d	1	0.2	2

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 2 แสดงจำนวนผู้ใช้ไฟแต่ละจุดโหลดที่ต่ออยู่กับระบบพื้นฐาน

จุดโหลด	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า(ราย)
A	1000
B	800
C	700
D	500

เมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายป้อนหลักที่ 1,2,3,4 หรือสายป้อนย่อยที่ a,b,c,d เบรคเกอร์ต้นทางจะเปิดวงจรออก ทำให้เกิดไฟฟ้าดับกับทุกจุดโหลด A,B,C,D ด้วยอัตราความล้มเหลวของสายป้อนหลักหรือสายป้อนย่อยนั้น ๆ เช่น สายป้อนหลักที่ 2 ที่มีอัตราความล้มเหลวเท่ากับ 0.1 ครั้งต่อปี เกิดลัดวงจรจะทำให้ทุกจุดโหลดมีอัตราการเกิดไฟดับเท่ากับ 0.1 ครั้งต่อปี โดยมีเวลาเฉลี่ยในการซ่อม 4 ชั่วโมงต่อครั้ง เป็นต้น จากวิธีการดังกล่าวคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้แสดงดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 แสดงค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ของระบบพื้นฐาน

การเสีย	จุดโหลด A			จุดโหลด B			จุดโหลด C			จุดโหลด D		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	R	U
สายป้อน												
1	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
2	0.1	4.0	0.4	0.1	4.0	0.4	0.1	4.0	0.4	0.1	4.0	0.4
3	0.3	4.0	1.2	0.3	4.0	1.2	0.3	4.0	1.2	0.3	4.0	1.2
4	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
สายป้อนย่อย												
a	0.2	2.0	0.4	0.2	2.0	0.4	0.2	2.0	0.4	0.2	2.0	0.4
b	0.6	2.0	1.2	0.6	2.0	1.2	0.6	2.0	1.2	0.6	2.0	1.2
c	0.4	2.0	0.8	0.4	2.0	0.8	0.4	2.0	0.8	0.4	2.0	0.8
d	0.2	2.0	0.4	0.2	2.0	0.4	0.2	2.0	0.4	0.2	2.0	0.4
รวม	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$\text{SAIFI} = \frac{(2.2 \times 1,000) + (2.2 \times 800) + (2.2 \times 700) + (2.2 \times 500)}{1,000 + 800 + 700 + 500} = 2.2 \text{ ครั้ง/ราย/ปี}$$

$$\text{SAIDI} = \frac{(6.0 \times 1,000) + (6.0 \times 800) + (6.0 \times 700) + (6.0 \times 500)}{1,000 + 800 + 700 + 500} = 6.0 \text{ ชั่วโมง/ราย/ปี}$$

$$\text{ENS} = \frac{(5,000 + 4,000 + 3,000 + 2,000) \times 6.0}{1,000} = 84.0 \text{ MWh/ปี}$$

พารามิเตอร์ที่ใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดหรือบัสก่อนและหลังติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่าย ได้แก่ อัตราความล้มเหลว (Failure Rate, λ) ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย (Average Repair Time, r) และระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมตลอดปี (Annual Outage Time, U) สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 22

$$U_i = \sum_{k \in I} \lambda_k \cdot r_k \tag{22}$$

เมื่อ U_i คือ ระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมตลอดปีของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส i

λ_k คือ อัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อย k

r_k คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่สายป้อนย่อย k

I คือ เซตของสายป้อนย่อยที่ส่งผลให้บัส i เกิดไฟฟ้าดับ

ดัชนีที่นิยมใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย คือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (Expected Interruption Cost, ECOST) มีหน่วยเป็น บาทต่อปี สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 23

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$ECOST = \sum_{i=1}^{N_L} ECOST_i \quad (23)$$

เมื่อ $ECOST_i$ คือ มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังของโหลดที่บัส i

N_L คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบ

การประเมินค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการเกิดไฟฟ้าดับจำเป็นต้องทราบประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากต้องนำมาคำนวณความเสียหายที่แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ในงานวิจัยนี้ได้กำหนดประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยแบ่งกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น 6 ประเภทคือ บ้านอยู่อาศัย กิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลาง กิจการขนาดใหญ่ กิจการเฉพาะอย่าง และส่วนราชการ โดยมีเกณฑ์การพิจารณาแบ่งประเภทสำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลาง และกิจการขนาดใหญ่ ตามที่แสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 เกณฑ์การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้า

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

ข้อมูลดัชนี IER (สำนักงานนโยบายและพลังงาน, 2556) ในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) คำนวณได้จากฟังก์ชันความเสียหายแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้ารายกลุ่ม (Sector Customer Damage Function, SCDF) ที่ได้มาจากการสำรวจและเก็บข้อมูลความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทและสถิติไฟฟ้าดับ โดยแบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็น 6 ประเภท ดังแสดงในตารางที่ 5

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 5 อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของ กฟภ. (IER) แบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ประเภทที่ m	ประเภทผู้ใช้ไฟ	IER (บาท/kWh)
1	บ้านอยู่อาศัย	8.62
2	กิจการขนาดเล็ก	72.27
3	กิจการขนาดกลาง	108.40
4	กิจการขนาดใหญ่	124.04
5	กิจการเฉพาะอย่าง	52.80
6	ส่วนราชการหรือองค์กรไม่แสวงหากำไร	9.62

ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังจะแสดงการเชื่อมโยงระหว่างความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้ากับความเชื่อถือได้ของการจ่ายไฟฟ้า โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 24 โดยจะต้องทราบค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (Energy Not Supplied, ENS) มีหน่วยเป็น หน่วยพลังงานต่อปี สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 25 และ 26 และค่าอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (Interruption Energy Rate, IER) มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยพลังงาน ดังแสดงในตารางที่ 5

$$ECOST_i = \sum_{m=1}^{6} ENS_{i,\mathrm{m}} \cdot IER_m \tag{24}$$

$$ENS_{i,\mathrm{m}} = \beta_m \cdot ENS_i \tag{25}$$

$$ENS_i = U_i \cdot L_i \tag{26}$$

เมื่อ $ENS_{i,\mathrm{m}}$ คือ ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าที่บัส i ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ m

IER_m คือ อัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ m

L_i คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส i

β_m คือ สัดส่วนของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทที่ m

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

4. ผลของกระแสรีแอคทีฟต่ออัตราความล้มเหลวของสายป้อน

สายป้อนในระบบจำหน่ายเป็นอุปกรณ์ที่ส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลาง จากสถานีไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงจำหน่ายเพื่อแปลงระดับแรงดันเป็นแรงต่ำก่อนจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบสายป้อนที่ดีนั้นจะถูกออกแบบให้สามารถทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ พลังงานไฟฟ้าสูญเสียต่ำ สามารถรองรับโหลดที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกๆ ปี และรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน โดยจะต้องพิจารณารวมไปถึงเรื่องความเชื่อถือได้ของระบบด้วย

สายป้อนในระบบจำหน่ายที่ใช้กัน สามารถจำแนกออกตามคุณสมบัติและลักษณะการใช้งานได้เป็น 2 ประเภท (Brown, 2002) คือ

1) สายอากาศพาดเสาเหนือดิน (Overhead Distribution Lines) เป็นสายไฟฟ้าที่เดินลอยอยู่ในอากาศ ที่มีอากาศเป็นฉนวนหลัก มีข้อดีที่อากาศเป็นฉนวนที่กลับคืนความเป็นฉนวนได้เอง หลังจากเกิดดีสชาร์จหรือเบรกดาวน์ผ่านไป โดยจะติดตั้งสายจำหน่ายให้อยู่บนเสาไฟฟ้าที่มีฉนวนลูกถ้วย (Insulator) เป็นตัวเกาะยึดการพาดวางสาย ดังนั้นระยะห่างระหว่างสายและความสูงของเสาจะถูกกำหนดโดยค่าความคงทนฉนวนของอากาศ (Dielectric Strength)

2) สายเคเบิ้ลใต้ดิน (Underground Cable) เป็นสายไฟฟ้าที่ใช้ตัวนำที่มีฉนวนหุ้มซึ่งได้รับการออกแบบเป็นพิเศษ ทำการวางสายไฟฟ้าไว้ใต้พื้นดินในช่องขุด (Trench) ที่สร้างเตรียมไว้ซึ่งอาจจะก่อขึ้นรูปโดยใช้คอนกรีตหรืออาจวางสายไฟฟ้าไว้ในคูที่ขุดไว้โดยตรง หรือทำการร้อยสายในท่อ (Conduit) หรือวางบนรางเดินสาย แล้วทำการกลบทับสายไฟฟ้า โดยใช้เทคนิคกรรมวิธีต่าง ๆ ดังนั้นเทคนิคของการออกแบบฉนวนที่หุ้มสายเคเบิ้ลใต้ดินจึงมีความสำคัญอย่างมากต่อระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าประเภทนี้

ดังจะเห็นได้จากคุณสมบัติของระบบสายจำหน่ายทั้งสองประเภทนี้มีความแตกต่างกันอย่างมาก ทั้งในด้านคุณสมบัติตัวนำ ลักษณะการเป็นฉนวนและรูปแบบโครงสร้างการใช้งาน โดยระบบสายอากาศพาดเสาเหนือดินจะต้องคำนึงถึงแรงทางกลที่จะเกิดขึ้น ทั้งจากน้ำหนักของตัวสายเองหรือสภาวะแวดล้อมอื่น ๆ ด้วย เช่น แรงลม ฝน เป็นต้น ที่จะกระทำต่อสายตัวนำและเสาไฟฟ้าอันอาจจะทำให้เกิดการพังทลายของเสาไฟ หรือสายตัวนำอาจจะขาดได้ ซึ่งในสภาวะปกติแรงดึงและ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ระยะหย่อนตัวของสายมีความสัมพันธ์กับน้ำหนักของสาย และระยะห่างของช่วงเสา (Span) แต่ถ้าอุณหภูมิของสายเปลี่ยนแปลง หรือมีแรงอื่นมากระทำบนสายไฟฟ้า เช่น น้ำฝน ลูกเห็บ หิมะ หรือลมพัด จะทำให้แรงดึงและระยะหย่อนของสายเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม ดังนั้นการขึงสายไฟฟ้าให้ตึงมากหรือน้อยเท่าไร จะต้องพิจารณาประกอบกับสภาวะอุณหภูมิแวดล้อมเป็นหลัก โดยสภาวะที่อากาศร้อนจัด เมื่อมีการส่งไฟฟ้าผ่านสายไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก จะทำให้อุณหภูมิของสายไฟฟ้าสูงขึ้น สายไฟฟ้าจะยืดตัวออกและมีความหย่อนตัวมาก ซึ่งอาจจะเป็นการไม่ปลอดภัย เพราะสายไฟฟ้าจะหย่อนลงมาใกล้พื้นดินมากเกินไป เป็นผลให้มีค่าระยะห่างปลอดภัย (Clearance From Ground) สูงจากพื้นดินน้อยกว่าที่มาตรฐานกำหนด ทำให้ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ดังนั้นจึงต้องมีการพิจารณาว่าจะยอมให้มีระยะหย่อนได้มากที่สุดเท่าไรด้วย ส่วนสายเคเบิ้ลใต้ดินในสภาวะปกติจะมีอุณหภูมิใช้งานที่สูง เนื่องจากการระบายอากาศภายในอุโมงค์ ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดปัญหากับฉนวนของสายเคเบิ้ลใต้ดินส่งผลให้อายุของฉนวนของสายเคเบิ้ลใต้ดินจะลดลงอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ยังจะเกิดการดูดซับความชื้นอย่างรวดเร็วทำให้ความสามารถในการทนแรงดันของสายลดลงและมีความเป็นไปได้ที่ฉนวนจะเกิดการเบรกดาวน์ อันเป็นสาเหตุทำให้อัตราความล้มเหลวของสายเคเบิ้ลใต้ดินเพิ่มขึ้น

อุณหภูมิของสายป้อนในระบบจำหน่ายมีสัดส่วนมาจากขนาดของกระแสยกกำลังสองที่ไหลในสายป้อน โดยกระแสที่ไหลในสายป้อนมีองค์ประกอบอยู่ 2 ส่วน คือ กระแสไฟฟ้าใช้งาน (I^A) และกระแสไฟฟ้ารีแอคทีฟ (I^R) การติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายอย่างเหมาะสมนั้นจะลดขนาดของกระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อน ส่งผลให้อุณหภูมิของสายป้อนลดลง และอัตราความล้มเหลวในสายป้อนนั้นจะลดลงไปตามสัดส่วนด้วย เหตุผลเหล่านี้แสดงให้เห็นว่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีค่าสูงขึ้นเมื่อมีการติดตั้งตัวเก็บประจุ โดยก่อนทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ อัตราความล้มเหลวในสายป้อนย่อยที่ k มีค่าเท่ากับ λ_k^{uncomp} (Sallam *et al.*, 1994) และหลังทำการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าไปในระบบจำหน่ายจะทำให้กระแสรีแอคทีฟถูกชดเชย ซึ่งอัตราความล้มเหลวในสายป้อนย่อยที่ k ในกรณีที่มีการชดเชยกระแสรีแอคทีฟโดยสมบูรณ์มีค่าเท่ากับ λ_k^{comp} ซึ่งมีค่าประมาณ 85% ของ λ_k^{uncomp} (Etemadi and Fotuhi-Firuzabad, 2008) โดยสัมประสิทธิ์การชดเชยของกระแสรีแอคทีฟในสายป้อนย่อยที่ k (α_k) สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 27

$$\alpha_k = \left| \frac{I_k^{R-new}}{I_k^{R-old}} \right| \tag{27}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เมื่อ I_k^{R-old} คือ ค่ากระแสรีแอคทีฟในสายป้อนย่อยที่ k (ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ)

I_k^{R-new} คือ ค่ากระแสรีแอคทีฟในสายป้อนย่อยที่ k (หลังติดตั้งตัวเก็บประจุ)

และอัตราความล้มเหลวค่าใหม่ในสายป้อนย่อยที่ k (λ_{k-new}) สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 28

$$\lambda_{k-new} = \alpha_k(\lambda_k^{uncomp} - \lambda_k^{comp}) + \lambda_k^{comp} \quad (28)$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
2. ระบบปฏิบัติการ Window 7
3. โปรแกรม Microsoft office
4. โปรแกรมช่วยวิเคราะห์ข้อมูลทางวิศวกรรม MATLAB 7.01
5. เครื่องพิมพ์ (Printer), เครื่องสแกนเนอร์ (Scanner) และ อื่น ๆ

วิธีการ

ในการจัดวางตำแหน่งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ได้ประยุกต์ใช้การค้นหาแบบนกดุเหว่าเพื่อหาจำนวน ตำแหน่งและขนาดติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมที่สุด โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (Total Cost of Distribution System, TCDS) หรือผลรวมของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (Expected Interruption Cost, ECOST) ค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุและต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้มีค่าต่ำที่สุด ทั้งนี้เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับการลงทุน และใช้เป็นแนวทางในการวางแผนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายต่อไป

การปรับปรุงความเชื่อถือได้โดยการติดตั้งตัวเก็บประจุเพื่อลดค่า ECOST นั้นขึ้นอยู่กับระยะเวลาไฟฟ้าดับ ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า และปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้า โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุนด้วย อย่างไรก็ดีต้นทุนเนื่องจากกำลังสูญเสียเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่จะมองข้ามไม่ได้ เพราะเหตุผลหลักของการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่าย นอกเหนือจากการยกระดับแรงดันที่บัสแล้ว คือ การลดกำลังสูญเสียในระบบ ดังนั้นวัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้คือ การเลือกขนาดและตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมในระบบจำหน่าย โดยการพิจารณาค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (TCDS) ให้มีค่าต่ำที่สุด โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) ตามสมการที่ 29

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$Minimize\ TCDS = \gamma \sum_{i=1}^{N_L} ECOST_i + \sum_{n=1}^{N_C} ICC_n + CoL \quad (29)$$

โดยที่

$$CoL = L \cdot \mathrm{hr} \cdot E \quad (30)$$

เมื่อ ICC_n คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุตัวที่ n

N_C คือ จำนวนตัวเก็บประจุที่ติดตั้งทั้งหมด

CoL คือ ต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

L คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยในระบบ (kW)

hr คือ 8,760 ชั่วโมง (จำนวนชั่วโมงใน 1 ปี)

E คือ ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยที่การไฟฟ้าต้องซื้อจากระบบผลิตเท่ากับ 3.123 บาทต่อ kWh

γ คือ ค่าถ่วงน้ำหนักของ ECOST ในฟังก์ชั่นวัตถุประสงค์ โดยมีค่าตั้งแต่ 0-1

ค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุจะขึ้นอยู่กับขนาดของตัวเก็บประจุติดตั้ง โดยจะพิจารณาเลือกขนาดที่จะช่วยยกระดับของแรงดันทุกบัสในระบบให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด (Baghipour and Hosseini, 2012) โดยแรงดันไฟฟ้าจะต้องเปลี่ยนแปลงไม่เกิน ±5 เปอร์เซ็นต์ ดังแสดงตามสมการที่ 31 ซึ่งงานวิจัยนี้ได้กำหนดขนาดตัวเก็บประจุให้เลือกใช้งานตามรายละเอียดในตารางที่ 6

$$V_{\min} \le |V_i| \le V_{\max} \quad (31)$$

เมื่อ V_i คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i

$V_{\min}$ คือ แรงไฟฟ้าบัสที่ต่ำที่สุด เท่ากับ 0.95 เปอร์ยูนิต

$V_{\min}$ คือ แรงไฟฟ้าบัสที่สูงที่สุด เท่ากับ 1.05 เปอร์ยูนิต

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 6 รายการค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ

ขนาดตัวเก็บประจุ	ราคา (CC)	ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง (INST)	อายุการใช้งาน (LT)
150 kVAR	30,000 บาท		
300 kVAR	60,000 บาท		
450 kVAR	90,000 บาท	5% ของราคาตัวเก็บประจุ	2 ปี
600 kVAR	120,000 บาท		
900 kVAR	180,000 บาท		
1,200 kVAR	240,000 บาท		

การคำนวณค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) มีหน่วยเป็น บาท/ปี สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 32

$$ICC = \frac{CC + INST}{LT} \tag{32}$$

เมื่อ CC คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับตัวเก็บประจุ (Capacitor Cost)

$INST$ คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้งตัวเก็บประจุ (Installation Cost)

LT คือ อายุการใช้งานของตัวเก็บประจุ (Life Time)

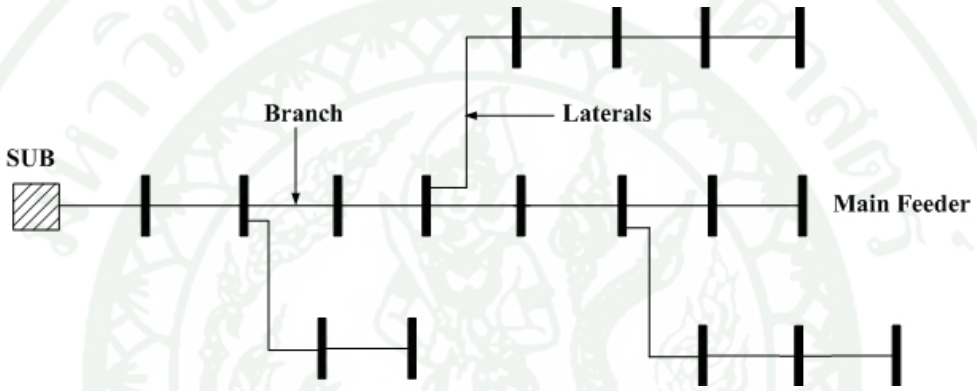
การประเมินวิธีการค้นหาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งตัวเก็บประจุที่ได้นำเสนอไปข้างต้น จะใช้โปรแกรม MATLAB ช่วยในการคำนวณค่ากระแสที่ไหลในสายป้อน ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า โดยทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายเรเดียล 9 บัส และระบบจำหน่ายเรเดียล 23 บัส จากนั้นทำการวิเคราะห์และสรุปผลที่ได้

1. ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

แบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้วิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์นี้เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ดังแสดงตามภาพที่ 10 ซึ่งประกอบไปด้วย สายป้อนหลัก (Main Feeder) และสายป้อนย่อย (Laterals) ซึ่งเป็นสายป้อนที่แยกออกจากสายป้อนหลัก และสายป้อนแต่ละส่วน

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ประกอบด้วยช่วงสาย (Branch) แต่ละช่วงสายจะมีสวิตซ์ตัดตอนเพื่อทำหน้าที่ตัดตอนส่วนของระบบที่มีปัญหาออกจากระบบ ซึ่งมีเวลาในการซ่อมของสายป้อนแต่ละช่วงสายเท่ากับ 8 ชั่วโมง ในกรณีที่สามารถแยกสายป้อนย่อยที่เกิดขัดข้องออกจากระบบได้ จะพิจารณาใช้เวลาในการสวิตซ์ของสวิตซ์ตัดตอนแทน โดยกำหนดให้เท่ากับ 0.5 ชั่วโมง ส่วนอัตราความล้มเหลวในสายป้อนแต่ละช่วงสายจะขึ้นกับค่าความยาวของช่วงสายป้อนนั้นๆ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้สมมติให้ช่วงสายที่ยาวที่สุด มีอัตราความล้มเหลวในสายป้อนเท่ากับ 0.5 ครั้ง/ปี และช่วงสายที่สั้นที่สุด มีอัตราความล้มเหลวในสายป้อนเท่ากับ 0.1 ครั้ง/ปี (Etemadi and Fotuhi-Firuzabad, 2008)



ภาพที่ 10 แบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

ข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบด้วย ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของโหลดที่จุดโหลดต่างๆ ค่าอิมพีแดนซ์ของสายป้อนแต่ละช่วง สัดส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าตามประเภท ค่ากำลังไฟฟ้าฐาน (MVA Base) รวมถึงข้อมูลความเชื่อถือได้ โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของโหลดมีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW) และเมกะวาร์ (Mvar) ตามลำดับ ส่วนค่าอิมพีแดนซ์ของสายป้อนแต่ละช่วงมีหน่วยเป็นเปอร์ยูนิต (pu)

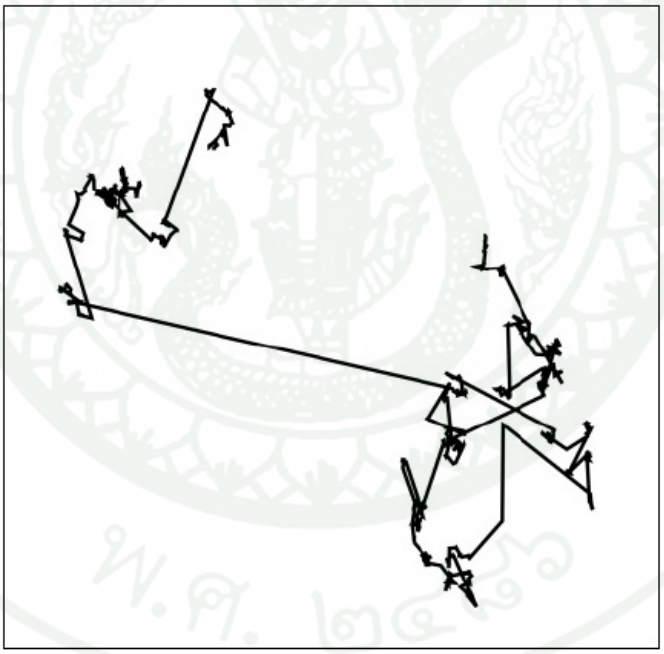
2. วิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA)

วิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) เป็นวิธีการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด โดยผู้คิดค้นแรกเริ่ม (Yang and Deb, 2009) ได้รับแรงบันดาลใจมาจากการวางไข่ของนกดุเหว่า โดยปกตินกดุเหว่าจะไม่สร้างรังและจะไม่ฟักไข่เอง แต่จะให้นกชนิดอื่นกกไข่และฟักไข่ให้ ดังนั้นนกดุเหว่าจึงต้องแอบเข้าไปวางไข่ในรังของนกอีกาที่จะทำรังวางไข่ในช่วงฤดูเดียวกัน ทำให้มีโอกาสที่นกอีกาจะตรวจพบไข่แปลกปลอมในรังและจะกำจัดไข่ของนกดุเหว่าทิ้ง แต่ถ้านกอีกา

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตรวจไม่พบก็จะทำให้ลูกนกดุเหว่าเจริญเติบโตอยู่ในรังของนกอีกาและเมื่อถึงช่วงฤดูวางไข่ของนกดุเหว่ามันก็จะบินออกไปหารังใหม่ที่เหมาะสมต่อไป

การค้นหารังที่เหมาะสม (n) ในการวางไข่ของนกดุเหว่า เพื่อเพิ่มโอกาสที่จะทำให้ไข่ของนกดุเหว่ารอดพ้นจากการถูกค้นพบจากนกอีกา ไข่ของนกดุเหว่าที่มีคุณภาพจะมีลักษณะคล้ายคลึงกับไข่ของนกอีกา ทำให้มีโอกาสเติบโตเป็นนกดุเหว่ารุ่นถัดไปได้ ส่วนไข่ของนกดุเหว่าที่ไม่มีคุณภาพจะมีค่าความน่าจะเป็นในการที่ไข่ของนกดุเหว่าจะถูกค้นพบจากนกอีกาอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 ($P_a \in [0,1]$) การกระจายค่าเริ่มต้นของรัง (x_i^t) จะถูกสร้างขึ้นโดยการสุ่ม หลังจากนั้นจะใช้วิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่าที่มีลักษณะการเคลื่อนที่แบบ Lévy Flights ดังแสดงตามภาพที่ 11 เพื่อทำการสุ่มเลือกตำแหน่งรังถัดไป ($x_i^{(t+1)}$) จนกระทั่งได้ค่าที่เป็นคำตอบ สามารถแทนได้ด้วยสมการที่ 33 และ 34



ภาพที่ 11 ภาพแสดงการเคลื่อนที่ของ Lévy Flights

ที่มา: กิตติพงษ์ และคณะ (2555)

$$x_i^{(t+1)} = x_i^{(t)} + \alpha \oplus Lévy(\lambda) \tag{33}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เครื่องหมาย $\oplus$ คือ Entrywise Multiplications

$$Lévy(\lambda) = \left[\frac{\Gamma(1+\lambda) \cdot \sin\left(\frac{\pi\lambda}{2}\right)}{\Gamma\left(\frac{1+\lambda}{2}\right) \cdot \lambda \cdot 2^{\left(\frac{\lambda-1}{2}\right)}} \right]^{1/\lambda} \tag{34}$$

เมื่อ λ เป็นตัวแปรที่ควบคุมการกระจายตัวแบบ Lévy มีค่าอยู่ในช่วง 1 ถึง 3 และ α เป็นช่วงของการสุ่ม (Step Size) ซึ่งส่วนใหญ่แล้วจะใช้ค่า $\alpha = 1$ ส่วน Γ คือ ฟังก์ชั่นแกมมาที่เป็นส่วนขยายของฟังก์ชั่นแฟกทอเรียลบนจำนวนเชิงซ้อน

```
begin
  Objective function f(x),  x = (x_1, ..., x_d)^T
  Generate initial population of
      n host nests x_i (i = 1, 2, ..., n)
  while (t <MaxGeneration) or (stop criterion)
    Get a cuckoo randomly by Lévy flights
      evaluate its quality/fitness F_i
    Choose a nest among n (say, j) randomly
    if (F_i > F_j),
        replace j by the new solution;
    end
    A fraction (p_a) of worse nests
        are abandoned and new ones are built;
    Keep the best solutions
        (or nests with quality solutions);
    Rank the solutions and find the current best
  end while
  Postprocess results and visualization
end
```

ภาพที่ 12 รหัสเทียม หรือซูโดโค้ด (Pseudo Code) ของการค้นหาแบบนกดุเหว่า

ที่มา: Yang and Deb (2009)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

โดยจากพฤติกรรมการวางไข่ของนกดุเหว่า ทำให้สามารถสรุปเป็นขั้นตอนพื้นฐานของการค้นหาแบบนกดุเหว่า (Cuckoo Search) ตามรหัสเทียม หรือซูโดโค้ด (Pseudo Code) ดังแสดงตามภาพที่ 12 โดยมีขั้นตอนดังต่อไปนี้

1) กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $f(x)$, $x = (x_1,\ldots,x_d)^T$

2) สร้างประชากรเริ่มต้นของ n โดยเป็นจำนวนรังเริ่มต้น x_i $(i = 1,2,\ldots,n)$

3) ตรวจสอบว่าครบจำนวนรอบที่กำหนด หรือถึงเกณฑ์ที่ต้องหยุดหรือไม่ ถ้าใช่ให้ทำขั้นตอนที่ 9 แต่ถ้าไม่ก็ให้ทำขั้นตอนที่ 4

4) ประเมินคุณภาพของรังจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ F_i หลังจากนั้นเลือกรังใหม่มาประเมินคุณภาพของรังด้วยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ F_j

5) นำค่าที่ได้มาเปรียบเทียบ ถ้าค่า F_i มีค่ามากกว่า F_j ให้ทำการแทนที่รัง j เป็นคำตอบใหม่

6) การค้นพบรังใหม่นั้นจะต้องมีค่าความน่าจะเป็นมากกว่าค่า P_a ที่กำหนดไว้ สำหรับรังที่ไม่ผ่านค่า P_a ให้ทิ้งค่ารังแล้วสุ่มเลือกค่ารังใหม่

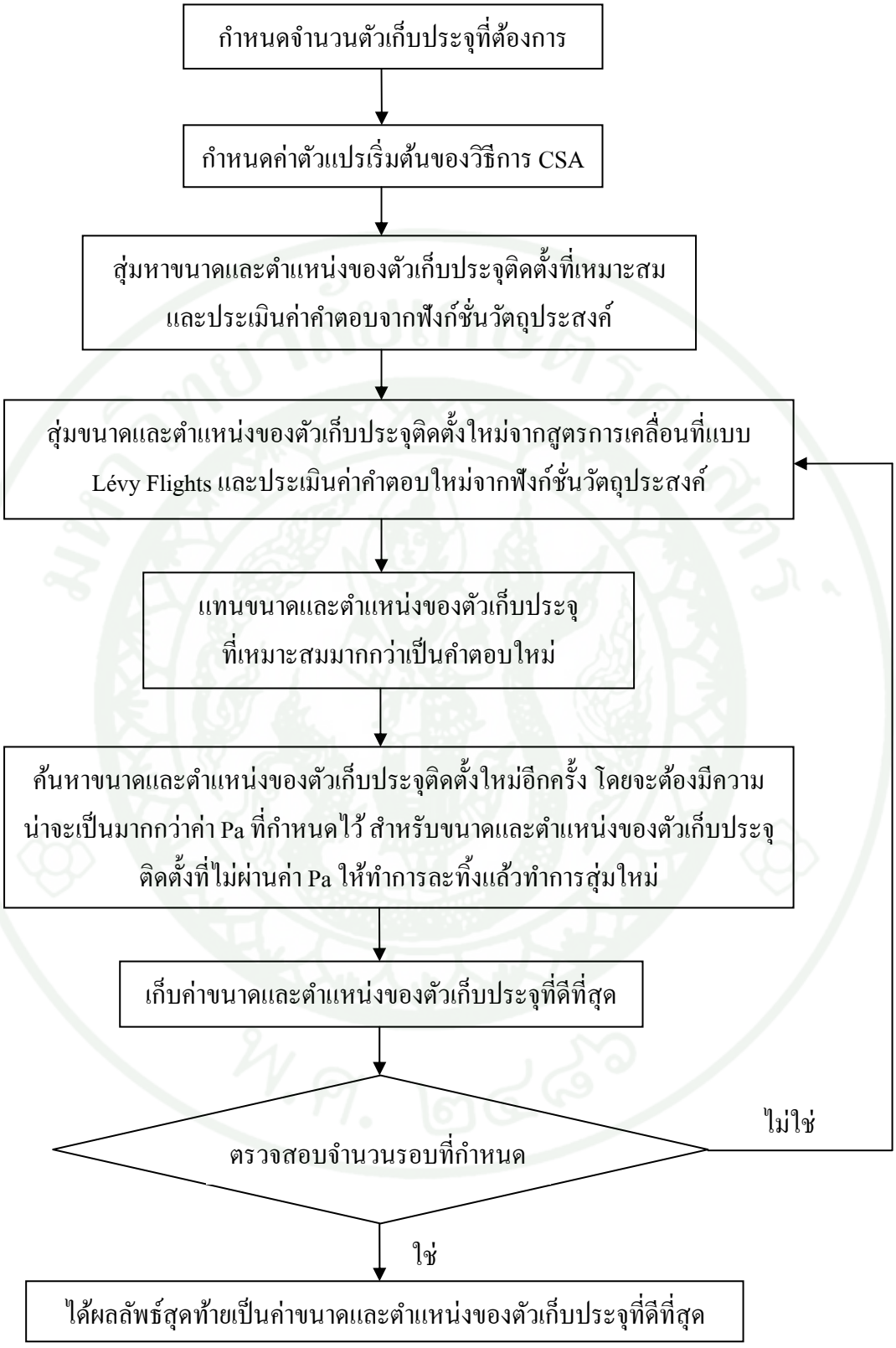
7) เก็บคำตอบที่ดีที่สุด หรือรังที่มีคุณภาพ

8) เรียงลำดับผลลัพธ์ที่ได้จากนั้นกลับไปทำขั้นตอนที่ 3

9) ผลลัพธ์สุดท้าย จะได้คำตอบที่ดีที่สุดและรังที่มีคุณภาพ

ขั้นตอนพื้นฐานของการค้นหาแบบนกดุเหว่า (Cuckoo Search) สามารถนำมาประยุกต์ใช้เพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมที่สุดเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ แสดงตามแผนผังขั้นตอนดังภาพที่ 13

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



ภาพที่ 13 ขั้นตอนของวิธี CSA เพื่อแก้ปัญหาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมที่สุด

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

3. แนวทางการศึกษาและทดสอบวิธีการจัดวางตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย

การศึกษาเพื่อหาวิธีการจัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายที่ผ่านมา (Baran and Wu, 1989) มุ่งเน้นการลดผลกระทบจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียและแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป แต่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ทำการศึกษาการจัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายเพื่อทำให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (Total Cost of Distribution System, TCDS) มีค่าต่ำที่สุด ส่งผลทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายดีขึ้น ในงานวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัสและ 23 บัส ซึ่งได้ทำการศึกษาเพื่อเปรียบเทียบผลของกรณีต่างๆ โดยแบ่งการศึกษาออกเป็น 3 กรณี ดังนี้

กรณีศึกษาที่ 1 : ระบบก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ

กรณีศึกษาที่ 2 : จัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุด้วยวิธี CSA โดยคำนึงถึงค่า TCDS ให้มีค่าต่ำที่สุด โดยกำหนดให้ค่า $\gamma = 0$ กล่าวคือ พิจารณาเพียงค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) เท่านั้น โดยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 35

$$Minimize\ TCDS = \sum_{n=1}^{N_C} ICC_n + CoL \tag{35}$$

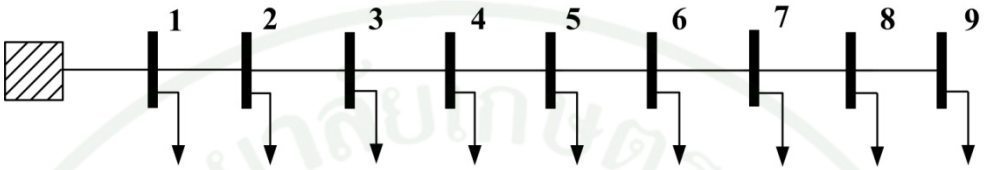
กรณีศึกษาที่ 3 : จัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุด้วยวิธี CSA โดยคำนึงถึงค่า TCDS ให้มีค่าต่ำที่สุด โดยกำหนดให้ค่า $\gamma = 1$ กล่าวคือ พิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) ค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) โดยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 36

$$Minimize\ TCDS = \sum_{i=1}^{N_L} ECOST_i + \sum_{n=1}^{N_C} ICC_n + CoL \tag{36}$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ผลและวิจารณ์

1. ระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส



ภาพที่ 14 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 9 บัส

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส ดังภาพที่ 14 ประกอบด้วย สถานีไฟฟ้า เบรกเกอร์ต้นทาง จุดโหลดจำนวน 9 จุดและสายป้อนย่อย 9 ช่วงสาย แต่ละช่วงสายจะมีสวิตซ์ตัดตอนเพื่อทำหน้าที่ตัดตอนส่วนของระบบที่มีปัญหาออกจากระบบ ซึ่งมีเวลาในการซ่อมของสายป้อนแต่ละช่วงสายเท่ากับ 8 ชั่วโมง ในกรณีที่สามารถแยกสายป้อนย่อยที่เกิดขัดข้องออกจากระบบได้ จะพิจารณาใช้เวลาในการสวิตซ์ของสวิตซ์ตัดตอนแทน โดยกำหนดให้เท่ากับ 0.5 ชั่วโมง โดยรายละเอียดข้อมูลของระบบแสดงไว้ในตารางผนวกที่ 1 และ 2

1.1 กรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

กรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB พบว่าระบบเริ่มต้นของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส มีกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนทั้งหมดเท่ากับ 349.47 กิโลวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 4.03 ของกำลังไฟฟ้าจริงทั้งหมดของระบบ และมีระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดของระบบ มีค่าเท่ากับ 0.938 เปอร์ยูนิต ซึ่งจะเห็นว่ามีระดับแรงดันต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ข้างต้น ทำให้ต้องมีการพิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อยกระดับแรงดันขึ้นให้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

จากกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนทั้งหมดของระบบเริ่มต้นของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส เมื่อพิจารณาเป็นต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) ตามสมการที่ 30 จะได้ว่า การไฟฟ้าจะมีต้นทุนเริ่มต้นเนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนทั้งหมด คิดเป็นเงินทั้งสิ้น 9,560,619 บาทต่อปี

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เมื่อพิจารณาอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยในกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส สามารถที่จะประเมินเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ ดังแสดงตามตารางที่ 7 โดยใช้ข้อมูลเริ่มต้นของอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส ดังแสดงไว้ในตารางผนวกที่ 2 มาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ทำให้ทราบระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมตลอดทั้งปีของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 22

ตารางที่ 7 แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

สายป้อนย่อย	บัสที่ 1			บัสที่ 2			บัสที่ 3		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.106	8	0.8480	0.106	8	0.8480	0.106	8	0.8480
2	0.100	0.5	0.0500	0.100	8	0.0800	0.100	8	0.0800
3	0.153	0.5	0.0765	0.153	0.5	0.0765	0.153	8	1.2240
4	0.150	0.5	0.0750	0.150	0.5	0.0750	0.150	0.5	0.0750
5	0.247	0.5	0.1235	0.247	0.5	0.1235	0.247	0.5	0.1235
6	0.165	0.5	0.0825	0.165	0.5	0.0825	0.165	0.5	0.0825
7	0.252	0.5	0.1260	0.252	0.5	0.1260	0.252	0.5	0.1260
8	0.459	0.5	0.2295	0.459	0.5	0.2295	0.459	0.5	0.2295
9	0.500	0.5	0.2500	0.500	0.5	0.2500	0.500	0.5	0.2500
รวม	2.132	0.873	1.8610	2.132	1.225	2.6110	2.132	1.763	3.7585

ตารางที่ 7 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 4			บัสที่ 5			บัสที่ 6		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.106	8	0.8480	0.106	8	0.8480	0.106	8	0.8480
2	0.100	8	0.0800	0.100	8	0.0800	0.100	8	0.0800
3	0.153	8	1.2240	0.153	8	1.2240	0.153	8	1.2240

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 7 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 4			บัสที่ 5			บัสที่ 6		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
4	0.150	8	1.2000	0.150	8	1.2000	0.150	8	1.200
5	0.247	0.5	0.1235	0.247	8	1.9760	0.247	8	1.976
6	0.165	0.5	0.0825	0.165	0.5	0.0825	0.165	8	1.320
7	0.252	0.5	0.1260	0.252	0.5	0.1260	0.252	0.5	0.126
8	0.459	0.5	0.2295	0.459	0.5	0.2295	0.459	0.5	0.229
9	0.500	0.5	0.2500	0.500	0.5	0.2500	0.500	0.5	0.250
รวม	2.132	2.291	4.8835	2.132	3.159	6.7360	2.132	3.740	7.973

ตารางที่ 7 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 7			บัสที่ 8			บัสที่ 9		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.106	8	0.8480	0.106	8	0.8480	0.106	8	0.848
2	0.100	8	0.0800	0.100	8	0.0800	0.100	8	0.080
3	0.153	8	1.2240	0.153	8	1.2240	0.153	8	1.224
4	0.150	8	1.2000	0.150	8	1.2000	0.150	8	1.200
5	0.247	8	1.9760	0.247	8	1.9760	0.247	8	1.976
6	0.165	8	1.3200	0.165	8	1.3200	0.165	8	1.320
7	0.252	8	2.0160	0.252	8	2.0160	0.252	8	2.016
8	0.459	0.5	0.2295	0.459	8	3.6720	0.459	8	3.672
9	0.500	0.5	0.2500	0.500	0.5	0.2500	0.500	8	4.000
รวม	2.132	4.626	9.8635	2.132	6.241	13.306	2.132	8	17.056

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จากตารางที่ 7 แสดงการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดหรือบัสก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งสามารถคำนวณเป็นดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส นั่นคือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) โดยสามารถคำนวณได้จากสมการ 24 โดยจะต้องทราบค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) สามารถคำนวณได้จากสมการ 25 และ 26 และค่าอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (IER) จะต้องแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังแสดงไว้แล้วในตารางที่ 5 โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส มีสัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภท (β_m) แสดงไว้ในตารางผนวกที่ 2 จะได้ว่าระบบเริ่มต้นของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) และพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) ดังแสดงผลตามตารางที่ 8

ตารางที่ 8 แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง, ECOST (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า, ENS (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
1	20,694	2,401
2	80,926	1,802
3	568,060	4,698
4	210,684	5,465
5	314,408	7,612
6	125,318	4,385
7	221,427	7,989
8	262,360	9,181
9	2,432,970	19,614
รวม	4,236,846	63,147

เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (TCDS) ของกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 9

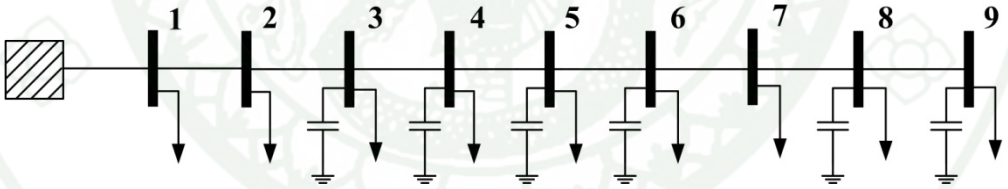
ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 9 แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

กรณีศึกษาที่ 1 (บาทต่อปี)		TCDS (บาทต่อปี)	
		(2) + (3)	(1) + (2) + (3)
(1) ECOST	4,236,846	9,560,619	13,797,465
(2) ICC	0		
(3) CoL	9,560,619		

จากตารางที่ 9 เมื่อพิจารณาเพียงค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) เท่านั้น จะได้ค่าเริ่มต้นของค่า TCDS ในกรณีศึกษาที่ 1 เท่ากับ 9,560,619 บาทต่อปี ถ้าพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) ค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) จะได้ค่าเริ่มต้นของค่า TCDS ในกรณีศึกษาที่ 1 เท่ากับ 13,797,465 บาทต่อปี

1.2 กรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส



ภาพที่ 15 แสดงตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

จากการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) ซึ่งจะสุ่มหาตำแหน่งที่เป็นไปได้สำหรับติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายเพื่อทำให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (Total Cost of Distribution System, TCDS) มีค่าต่ำที่สุด ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของกรณีศึกษาที่ 2 ที่กำหนดให้ค่า $\gamma = 0$ คือ พิจารณาเพียงค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) เท่านั้น เมื่อทำการเปรียบเทียบค่าของฟังก์ชั่นวัตถุประสงค์ที่ได้จากการกำหนดจำนวนตัวเก็บประจุที่ต้องการติดตั้งที่ค่าต่างๆ กัน พบว่ากรณีศึกษาที่ 2 ได้ผลของจำนวนตัวเก็บประจุที่เหมาะสมที่จะติดตั้งในระบบจำนวน 6 ชุด ดังแสดงตามภาพที่ 15 โดยใช้ตัวเก็บประจุตามขนาดและตำแหน่งตัวเก็บประจุ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ติดตั้งที่เหมาะสมได้แสดงตามตารางที่ 10 ซึ่งการไฟฟ้าจะมีค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) คิดเป็นเงิน 252,000 บาทต่อปี ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 32

ตารางที่ 10 แสดงขนาดและตำแหน่งติดตั้งของตัวเก็บประจุของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง (ชุด)	ตำแหน่งติดตั้ง (บัส)	ขนาดตัวเก็บประจุติดตั้ง (กิโลวาร์)
1	6	1200
2	6,4	900,1200
3	9,5,4	300,900,1200
4	9,7,5,4	150,300,600,1200
5	9,8,6,5,4	150,150,150,600,1200
6	9,8,6,5,4,3	150,150,150,600,1200,150
7	9,8,7,6,5,4,3	150,150,150,150,450,1200,150
8	9,8,7,6,5,4,3,2	150,150,150,150,450,1200,150,150
9	9,8,7,6,5,4,3,2,1	150,150,150,150,600,900,150,150,150

จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB หลังจากทำการติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในกรณีศึกษาที่ 2 ทำให้สามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้า มีค่าสูงขึ้นเป็น 0.961 เปอร์ยูนิต ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ตามกำหนดในข้างต้น และได้กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมเท่ากับ 314.65 กิโลวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 3.63 ของกำลังไฟฟ้าจริงทั้งหมด ดังแสดงผลตามตารางที่ 11

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมเป็นต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) ที่สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 30 ทำให้การไฟฟ้าจะมีต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย คิดเป็นเงินทั้งสิ้น 8,608,031 บาทต่อปี ซึ่งจะเห็นได้ว่าต้นทุนเนื่องจากกำลังงานไฟฟ้าสูญเสียมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ คิดเป็นเงิน 952,588 บาทต่อปี หรือคิดเป็น 9.96 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 11 แสดงผลของแรงดันและกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง	แรงดันต่ำสุด (เปอร์ยูนิต)	กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวม (กิโลวัตต์)
1	0.952	326.91
2	0.956	318.02
3	0.962	315.13
4	0.959	315.46
5	0.960	315.26
6	0.961	314.65
7	0.962	314.68
8	0.962	314.40
9	0.962	315.09

หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส จะทำให้ขนาดของกระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อนลดลง ซึ่งสามารถคำนวณกระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อนได้จากสมการที่ 14 โดยใช้ผลการคำนวณแรงดันในแต่ละบัสหลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมที่ได้จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB จากนั้นก็สามารถคำนวณอัตราความล้มเหลวใหม่ในสายป้อน ซึ่งจะลดลงไปตามสัดส่วน เนื่องกระแสรีแอคทีฟที่ลดลง ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 27 และ 28 ดังแสดงผลตามตารางที่ 12

ตารางที่ 12 แสดงการเปรียบเทียบอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

สายป้อนย่อย	อัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อย λ_i (ครั้ง/ปี)	
	ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ	หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสม
1	0.106	0.0942
2	0.100	0.0876
3	0.153	0.1324

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 12 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	อัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อย λ_i (ครั้ง/ปี)	
	ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ	หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสม
4	0.150	0.1284
5	0.247	0.2110
6	0.165	0.1472
7	0.252	0.2305
8	0.459	0.4094
9	0.500	0.4581
รวม	2.132	1.8988

เมื่อพิจารณาอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยในกรณีศึกษาที่ 2 หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส จะเห็นได้ว่าอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 ดังแสดงตามตารางที่ 12 เมื่อนำอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยค่าใหม่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส มาประเมินเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสหลังติดตั้งตัวเก็บประจุ แสดงตามตารางที่ 13 จะทำให้ทราบระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมตลอดทั้งปีของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 22

ตารางที่ 13 แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

สายป้อน	บัสที่ 1			บัสที่ 2			บัสที่ 3		
ย่อย	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0942	8	0.7533	0.0942	8	0.7533	0.0942	8	0.753
2	0.0876	0.5	0.0438	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.701
3	0.1324	0.5	0.0662	0.1324	0.5	0.0662	0.1324	8	1.059
4	0.1284	0.5	0.0642	0.1284	0.5	0.0642	0.1284	0.5	0.064
5	0.2110	0.5	0.1055	0.2110	0.5	0.1055	0.2110	0.5	0.105
6	0.1472	0.5	0.0736	0.1472	0.5	0.0736	0.1472	0.5	0.073

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 13 (ต่อ)

สายป้อน	บัสที่ 1			บัสที่ 2			บัสที่ 3		
ย่อย	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
7	0.2305	0.5	0.1153	0.2305	0.5	0.1153	0.2305	0.5	0.115
8	0.4094	0.5	0.2047	0.4094	0.5	0.2047	0.4094	0.5	0.204
9	0.4581	0.5	0.2291	0.4581	0.5	0.2291	0.4581	0.5	0.229
รวม	1.8988	0.872	1.6556	1.8988	1.218	2.3128	1.8988	1.741	3.305

ตารางที่ 13 (ต่อ)

สายป้อน	บัสที่ 4			บัสที่ 5			บัสที่ 6		
ย่อย	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0942	8	0.7533	0.0942	8	0.7533	0.0942	8	0.753
2	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.701
3	0.1324	8	1.0591	0.1324	8	1.0591	0.1324	8	1.059
4	0.1284	8	1.0270	0.1284	8	1.0270	0.1284	8	1.027
5	0.2110	0.5	0.1055	0.2110	8	1.6881	0.2110	8	1.688
6	0.1472	0.5	0.0736	0.1472	0.5	0.0736	0.1472	8	1.177
7	0.2305	0.5	0.1153	0.2305	0.5	0.1153	0.2305	0.5	0.115
8	0.4094	0.5	0.2047	0.4094	0.5	0.2047	0.4094	0.5	0.204
9	0.4581	0.5	0.2291	0.4581	0.5	0.2291	0.4581	0.5	0.229
รวม	1.8988	2.248	4.2684	1.8988	3.082	5.8510	1.8988	3.663	6.955

ตารางที่ 13 (ต่อ)

สายป้อน	บัสที่ 7			บัสที่ 8			บัสที่ 9		
ย่อย	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0942	8	0.7533	0.0942	8	0.7533	0.0942	8	0.7533
2	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.701

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 13 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 7			บัสที่ 8			บัสที่ 9		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
3	0.1324	8	1.0591	0.1324	8	1.0591	0.1324	8	1.059
4	0.1284	8	1.0270	0.1284	8	1.0270	0.1284	8	1.027
5	0.2110	8	1.6881	0.2110	8	1.6881	0.2110	8	1.688
6	0.1472	8	1.1778	0.1472	8	1.1778	0.1472	8	1.177
7	0.2305	8	1.8441	0.2305	8	1.8441	0.2305	8	1.844
8	0.4094	0.5	0.2047	0.4094	8	3.2749	0.4094	8	3.274
9	0.4581	0.5	0.2291	0.4581	0.5	0.2291	0.4581	8	3.664
รวม	1.8988	4.574	8.6841	1.8988	6.191	11.7543	1.8988	8	15.191

เมื่อทำการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดหรือบัส ของกรณีศึกษาที่ 2 ตามตารางที่ 13 ก็จะสามารถหาค่าดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส นั่นคือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) โดยสามารถคำนวณได้จากสมการ 24 โดยจะต้องทราบค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) สามารถคำนวณได้จากสมการ 25 และ 26 และค่าอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (IER) จะต้องแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังแสดงไว้แล้วในตารางที่ 5 โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส มีสัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภท (β_m) แสดงไว้ในตารางผนวกที่ 2 ดังนั้นมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง และพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส สามารถแสดงผลได้ดังตารางที่ 14

ตารางที่ 14 แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
1	18,410	2,401
2	71,683	1,802

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 14 (ต่อ)

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
3	499,616	4,698
4	184,148	5,465
5	273,101	7,612
6	109,314	4,385
7	194,951	7,989
8	231,764	9,181
9	2,166,799	19,614
รวม	3,749,786	55,690

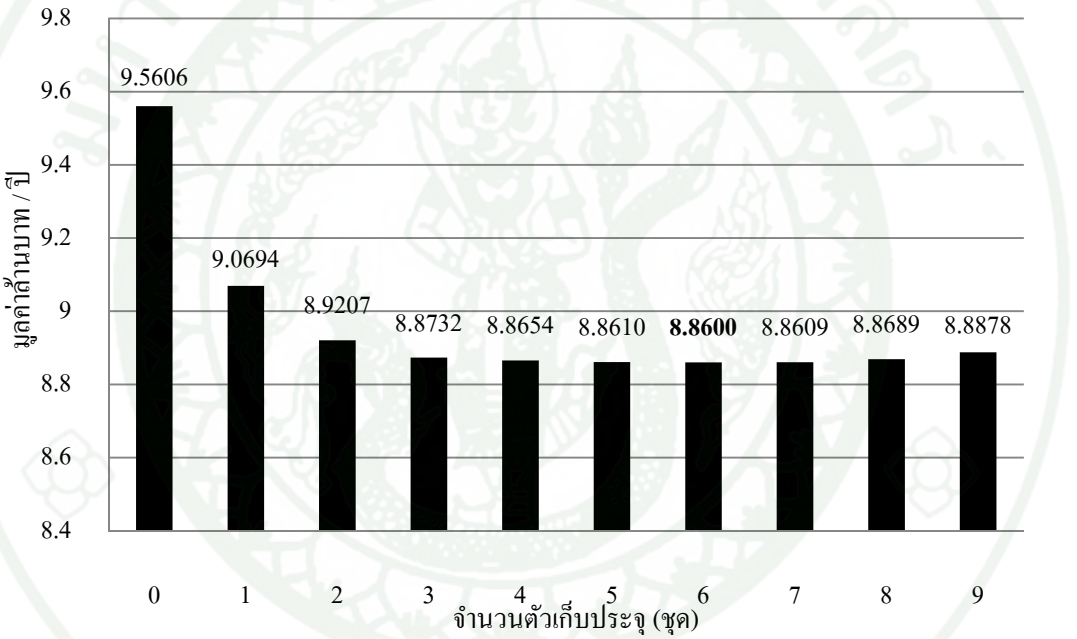
ค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส ของกรณีศึกษาที่ 2 ตามที่แสดงในตารางที่ 14 สามารถบ่งชี้ได้ว่าการติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบมีค่าสูงขึ้น โดยพิจารณาจากมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ที่ลดลง ซึ่งสามารถลด ECOST ได้ 487,060 บาทต่อปี หรือคิดเป็น 11.50 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 และค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) ที่ลดลง โดยค่า ENS ลดลงเท่ากับ 7,457 กิโลวัตต์ต่อปี หรือคิดเป็น 11.81 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1

ตารางที่ 15 แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

กรณีศึกษาที่ 2 (บาทต่อปี)		TCDS (บาทต่อปี)	
		(2) + (3)	(1) + (2) + (3)
(1) ECOST	3,749,786	8,860,031*	12,609,817
(2) ICC	252,000		
(3) CoL	8,608,031	[redacted]	

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จากตารางที่ 15 แสดงค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (TCDS) ของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส เมื่อพิจารณาค่า TCDS ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของกรณีศึกษาที่ 2 คือ พิจารณาเพียงค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) เท่านั้น จะได้ค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 2 เท่ากับ 8,860,031 บาทต่อปี แต่ถ้าพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) มารวมเพิ่มกับค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) จะได้ค่า TCDS เท่ากับ 12,609,817 บาทต่อปี โดยสามารถแสดงเป็นความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 ($\gamma = 0$) ดังแสดงตามภาพที่ 16



ภาพที่ 16 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 ($\gamma = 0$) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

1.3 กรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

จากการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) ที่จะสุ่มหาตำแหน่งที่เป็นไปได้สำหรับติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายเพื่อทำให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (Total Cost of Distribution System, TCDS) มีค่าต่ำที่สุดตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของกรณีศึกษาที่ 3 ที่กำหนดให้ค่า $\gamma = 1$ คือ พิจารณามูลค่าความเสียหาย

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) ค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) เมื่อทำการเปรียบเทียบค่าของฟังก์ชั่นวัตถุประสงค์ที่ได้จากการกำหนดจำนวนตัวเก็บประจุที่ต้องการติดตั้งที่ค่าต่างๆ กัน พบว่ากรณีศึกษาที่ 3 ได้ผลของจำนวนตัวเก็บประจุที่เหมาะสมที่จะติดตั้งในระบบ จำนวน 6 ชุดเท่ากับกรณีศึกษาที่ 2 ดังแสดงในภาพที่ 15 แต่ขนาดของตัวเก็บประจุมีค่าเพิ่มขึ้นในบางตำแหน่งที่ติดตั้ง โดยใช้ตัวเก็บประจุตามขนาดและตำแหน่งตัวเก็บประจุติดตั้งที่เหมาะสมได้แสดงตามตารางที่ 16 ทำให้การไฟฟ้าจะมีค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) เพิ่มขึ้นเป็น 283,500 บาทต่อปี ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 32

ตารางที่ 16 แสดงขนาดและตำแหน่งติดตั้งของตัวเก็บประจุของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง (ชุด)	ตำแหน่งติดตั้ง (บัส)	ขนาดตัวเก็บประจุติดตั้ง (กิโลวาร์)
1	6	1200
2	9,5	300,1200
3	9,5,4	300,900,1200
4	9,8,5,4	300,150,600,1200
5	9,8,5,4,3	300,150,600,1200,450
6	9,8,6,5,4,3	300,150,150,450,1200,450
7	9,8,6,5,4,3,2	300,150,150,450,1200,450,150
8	9,8,6,5,4,3,2,1	300,150,150,450,1200,450,150,150
9	9,8,7,6,5,4,3,2,1	300,150,150,150,300,1200,450,150,150

จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB หลังจากทำการติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในกรณีศึกษาที่ 3 ทำให้สามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้า มีค่าสูงขึ้นเป็น 0.965 เปอร์ยูนิต ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ตามกำหนดในข้างต้น และได้กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมเท่ากับ 314.25 กิโลวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 3.63 ของกำลังไฟฟ้าจริงทั้งหมด ดังแสดงผลตามตารางที่ 17

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมเป็นต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) ที่สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 30 การไฟฟ้าจะมีต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย คิดเป็นเงินทั้งสิ้น 8,597,088 บาทต่อปี ซึ่งจะเห็นได้ว่าต้นทุนเนื่องจากกำลังงานไฟฟ้าสูญเสียมีค่าลดลงไปอีก เมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2 ซึ่งคิดเป็นเงิน 963,531 บาทต่อปี หรือคิดเป็น 10.08 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1

ตารางที่ 17 แสดงค่าแรงดันต่ำสุดและกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง	แรงดันต่ำสุด (เปอร์ยูนิต)	กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวม (กิโลวัตต์)
1	0.952	326.91
2	0.957	322.23
3	0.962	315.13
4	0.962	315.81
5	0.964	314.24
6	0.965	314.25
7	0.965	314.00
8	0.965	313.89
9	0.966	314.20

หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส จะทำให้ขนาดของกระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อนลดลง ซึ่งสามารถคำนวณกระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อนได้จากสมการที่ 14 โดยใช้ผลการคำนวณแรงดันในแต่ละบัสหลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมที่ได้จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB จากนั้นก็สามารถคำนวณอัตราความล้มเหลวใหม่ในสายป้อน ซึ่งจะลดลงไปตามสัดส่วน เนื่องกระแสรีแอคทีฟที่ลดลง ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 27 และ 28 ดังแสดงผลตามตารางที่ 18

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 18 แสดงการเปรียบเทียบอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

สายป้อนย่อย	อัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อย λ_i (ครั้ง/ปี)	
	ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ	หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสม
1	0.106	0.0927
2	0.100	0.0861
3	0.153	0.1303
4	0.150	0.1285
5	0.247	0.2114
6	0.165	0.1412
7	0.252	0.2191
8	0.459	0.3967
9	0.500	0.4371
รวม	2.132	1.8430

เมื่อพิจารณาอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยในกรณีศึกษาที่ 3 หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส จะเห็นได้ว่าอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยมีค่าลดลง เมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2 ดังแสดงตามตารางที่ 18 เมื่อนำอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยค่าใหม่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส มาประเมินเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสหลังติดตั้งตัวเก็บประจุ แสดงตามตารางที่ 19 จะทำให้ทราบระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมตลอดทั้งปีของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 22

ตารางที่ 19 แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

สายป้อน	บัสที่ 1			บัสที่ 2			บัสที่ 3		
ย่อย	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0927	8	0.7414	0.0927	8	0.7414	0.0927	8	0.741

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 19 (ต่อ)

สายป้อน	บัสที่ 1			บัสที่ 2			บัสที่ 3		
ย่อย	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
2	0.0861	0.5	0.0430	0.0861	8	0.6886	0.0861	8	0.688
3	0.1303	0.5	0.0652	0.1303	0.5	0.0652	0.1303	8	1.042
4	0.1285	0.5	0.0642	0.1285	0.5	0.0642	0.1285	0.5	0.064
5	0.2114	0.5	0.1057	0.2114	0.5	0.1057	0.2114	0.5	0.105
6	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.070
7	0.2191	0.5	0.1095	0.2191	0.5	0.1095	0.2191	0.5	0.109
8	0.3967	0.5	0.1984	0.3967	0.5	0.1984	0.3967	0.5	0.198
9	0.4371	0.5	0.2186	0.4371	0.5	0.2186	0.4371	0.5	0.218
รวม	1.8430	0.877	1.6165	1.8430	1.227	2.2621	1.8430	1.758	3.239

ตารางที่ 19 (ต่อ)

สายป้อน	บัสที่ 4			บัสที่ 5			บัสที่ 6		
ย่อย	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0927	8	0.7414	0.0927	8	0.7414	0.0927	8	0.741
2	0.0861	8	0.6886	0.0861	8	0.6886	0.0861	8	0.688
3	0.1303	8	1.0425	0.1303	8	1.0425	0.1303	8	1.042
4	0.1285	8	1.0276	0.1285	8	1.0276	0.1285	8	1.027
5	0.2114	0.5	0.1057	0.2114	8	1.6914	0.2114	8	1.691
6	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	8	1.129
7	0.2191	0.5	0.1095	0.2191	0.5	0.1095	0.2191	0.5	0.109
8	0.3967	0.5	0.1984	0.3967	0.5	0.1984	0.3967	0.5	0.198
9	0.4371	0.5	0.2186	0.4371	0.5	0.2186	0.4371	0.5	0.218
รวม	1.8430	2.280	4.2028	1.8430	3.141	5.7885	1.8430	3.715	6.847

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 19 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 7			บัสที่ 8			บัสที่ 9		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0927	8	0.741	0.0927	8	0.741	0.0927	8	0.7414
2	0.0861	8	0.688	0.0861	8	0.688	0.0861	8	0.6886
3	0.1303	8	1.042	0.1303	8	1.042	0.1303	8	1.0425
4	0.1285	8	1.027	0.1285	8	1.027	0.1285	8	1.0276
5	0.2114	8	1.691	0.2114	8	1.691	0.2114	8	1.6914
6	0.1412	8	1.129	0.1412	8	1.129	0.1412	8	1.1293
7	0.2191	8	1.752	0.2191	8	1.752	0.2191	8	1.7526
8	0.3967	0.5	0.198	0.3967	8	3.173	0.3967	8	3.1739
9	0.4371	0.5	0.218	0.4371	0.5	0.218	0.4371	8	3.4966
รวม	1.8430	4.607	8.490	1.8430	6.221	11.465	1.8430	8	14.744

เมื่อทำการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดหรือบัส ของกรณีศึกษาที่ 3 ตามตารางที่ 19 ก็จะสามารถหาค่าดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายทดสอบขนาด 9 บัส นั่นคือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) โดยสามารถคำนวณได้จากสมการ 24 โดยจะต้องทราบค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) สามารถคำนวณได้จากสมการ 25 และ 26 และค่าอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (IER) จะต้องแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังแสดงไว้แล้วในตารางที่ 5 โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส มีสัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภท (β_m) แสดงไว้ในตารางผนวกที่ 2 ดังนั้นมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง และพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส สามารถแสดงผลได้ดังตารางที่ 20

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 20 แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
1	17,976	2,085
2	70,112	1,561
3	489,606	4,049
4	181,317	4,703
5	270,182	6,541
6	107,615	3,766
7	190,598	6,877
8	226,074	7,911
9	2,103,180	16,956
รวม	3,656,660	54,449

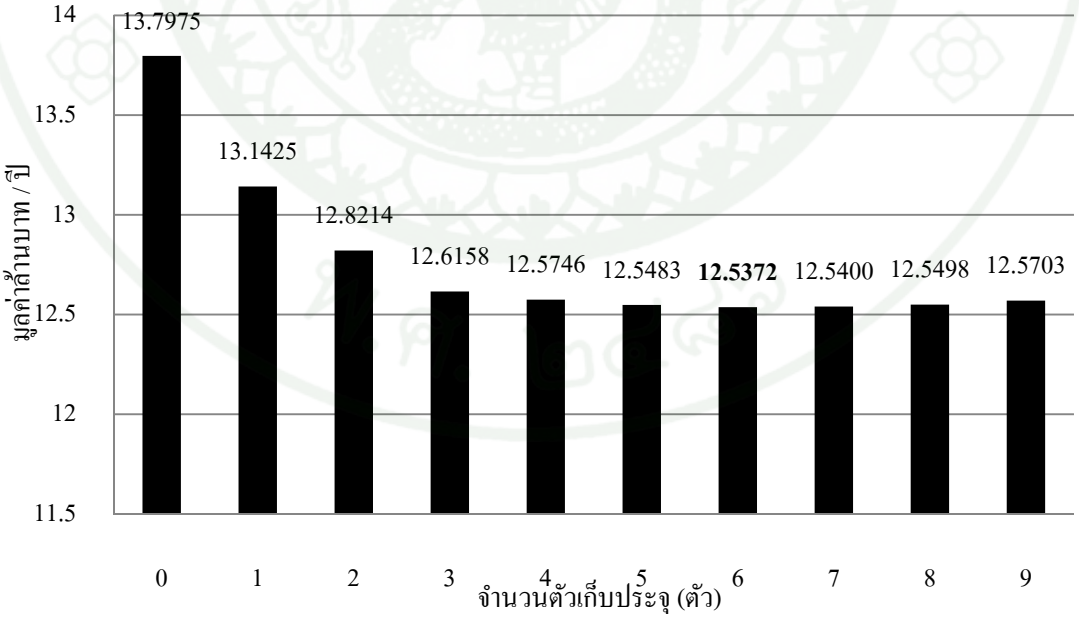
ค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส ของกรณีศึกษาที่ 3 ตามที่แสดงในตารางที่ 20 สามารถบ่งชี้ได้ว่าการติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบมีค่าสูงขึ้น โดยพิจารณาจากมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ของกรณีศึกษาที่ 3 ที่ลดลงไปอีก เมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 2 ซึ่งสามารถลด ECOST ได้ 580,186 บาทต่อปี หรือคิดเป็น 13.69 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 และค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) ของกรณีศึกษาที่ 3 ที่ลดลงไปอีก เมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 2 โดยค่า ENS ลดลงเท่ากับ 8,698 กิโลวัตต์ต่อปี หรือคิดเป็น 13.77 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 21 แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

กรณีศึกษาที่ 3 (บาทต่อปี)		TCDS (บาทต่อปี)	
		(2) + (3)	(1) + (2) + (3)
(1) ECOST	3,656,660	8,880,588	12,537,248*
(2) ICC	283,500		
(3) CoL	8,597,088		

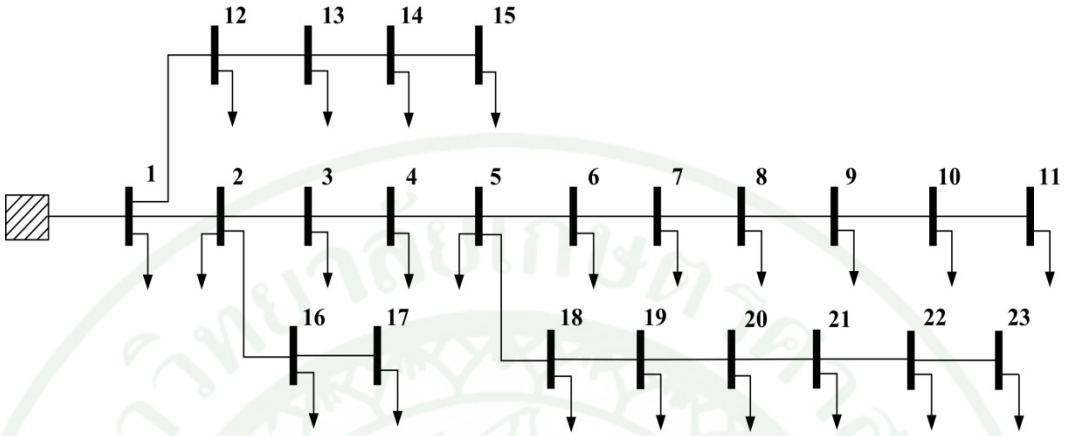
จากตารางที่ 21 แสดงค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (TCDS) ของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส เมื่อพิจารณาค่า TCDS ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของกรณีศึกษาที่ 3 คือ พิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) ค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) จะได้ค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 3 เท่ากับ 12,537,248 บาทต่อปี ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบค่า TCDS กับกรณีศึกษาที่ 2 พบว่าได้ค่า TCDS ที่ต่ำกว่า โดยสามารถแสดงเป็นความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 3 ($\gamma = 1$) ดังแสดงตามภาพที่ 17



ภาพที่ 17 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 3 ($\gamma = 1$) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

2. ระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส



ภาพที่ 18 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 23 บัส

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส ดังภาพที่ 18 ประกอบด้วย สถานีไฟฟ้า เบรกเกอร์ต้นทาง จุดโหลดจำนวน 23 จุดและสายป้อนย่อย 23 ช่วงสาย แต่ละช่วงสายจะมีสวิตซ์ตัดตอนเพื่อทำหน้าที่ตัดตอนส่วนของระบบที่มีปัญหาออกจากระบบ ซึ่งมีเวลาในการซ่อมของสายป้อนแต่ละช่วงสายเท่ากับ 8 ชั่วโมง ในกรณีที่สามารถแยกสายป้อนย่อยที่เกิดขัดข้องออกจากระบบได้ จะพิจารณาใช้เวลาในการสวิตซ์ของสวิตซ์ตัดตอนแทน โดยกำหนดให้เท่ากับ 0.5 ชั่วโมง โดยรายละเอียดข้อมูลของระบบแสดงไว้ในตารางผนวกที่ 3 และ 4

2.1 กรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

กรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB พบว่าระบบเริ่มต้นของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส มีกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนทั้งหมดเท่ากับ 576.70 กิโลวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 7.24 ของกำลังไฟฟ้าจริงทั้งหมดของระบบ และมีระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดของระบบ มีค่าเท่ากับ 0.935 เปอร์ยูนิต ซึ่งจะเห็นว่ามีระดับแรงดันต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ข้างต้น ทำให้ต้องมีการพิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในระบบจำหน่ายเพื่อยกระดับแรงดันขึ้นให้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จากกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนทั้งหมดของระบบเริ่มต้นของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส เมื่อพิจารณาเป็นต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) ตามสมการที่ 30 จะได้ว่า การไฟฟ้าจะมีต้นทุนเริ่มต้นเนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนทั้งหมด คิดเป็นเงินทั้งสิ้น 15,777,086 บาทต่อปี

เมื่อพิจารณาอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยในกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส สามารถที่จะประเมินเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ ดังแสดงตามตารางที่ 22 โดยใช้ข้อมูลเริ่มต้นของอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส ดังแสดงไว้ในตารางผนวกที่ 4 มาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ทำให้ทราบระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมตลอดทั้งปีของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 22

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

สายป้อนย่อย	บัสที่ 1			บัสที่ 2			บัสที่ 3		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.800
2	0.239	0.5	0.1195	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.912
3	0.184	0.5	0.0920	0.184	0.5	0.0920	0.184	8	1.472
4	0.500	0.5	0.2500	0.500	0.5	0.2500	0.500	0.5	0.250
5	0.390	0.5	0.1950	0.390	0.5	0.1950	0.390	0.5	0.195
6	0.393	0.5	0.1965	0.393	0.5	0.1965	0.393	0.5	0.196
7	0.136	0.5	0.0680	0.136	0.5	0.0680	0.136	0.5	0.068
8	0.268	0.5	0.1340	0.268	0.5	0.1340	0.268	0.5	0.134
9	0.240	0.5	0.1200	0.240	0.5	0.1200	0.240	0.5	0.120
10	0.358	0.5	0.1790	0.358	0.5	0.1790	0.358	0.5	0.179
11	0.200	0.5	0.1000	0.200	0.5	0.1000	0.200	0.5	0.100
12	0.125	0.5	0.0625	0.125	0.5	0.0625	0.125	0.5	0.062
13	0.242	0.5	0.1210	0.242	0.5	0.1210	0.242	0.5	0.121
14	0.210	0.5	0.1050	0.210	0.5	0.1050	0.210	0.5	0.105
15	0.313	0.5	0.1565	0.313	0.5	0.1565	0.313	0.5	0.156
16	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.181
17	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.189
18	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.069
19	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.083
20	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.130
21	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.086
22	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.154
23	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.093
รวม	5.870	0.628	3.6850	5.870	0.933	5.4775	5.870	1.168	6.857

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 4			บัสที่ 5			บัสที่ 6		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000
2	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120
3	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720
4	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000
5	0.390	0.5	0.1950	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200
6	0.393	0.5	0.1965	0.393	0.5	0.1965	0.393	8	3.1440
7	0.136	0.5	0.0680	0.136	0.5	0.0680	0.136	0.5	0.0680
8	0.268	0.5	0.1340	0.268	0.5	0.1340	0.268	0.5	0.1340
9	0.240	0.5	0.1200	0.240	0.5	0.1200	0.240	0.5	0.1200
10	0.358	0.5	0.1790	0.358	0.5	0.1790	0.358	0.5	0.1790
11	0.200	0.5	0.1000	0.200	0.5	0.1000	0.200	0.5	0.1000
12	0.125	0.5	0.0625	0.125	0.5	0.0625	0.125	0.5	0.0625
13	0.242	0.5	0.1210	0.242	0.5	0.1210	0.242	0.5	0.1210
14	0.210	0.5	0.1050	0.210	0.5	0.1050	0.210	0.5	0.1050
15	0.313	0.5	0.1565	0.313	0.5	0.1565	0.313	0.5	0.1565
16	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.1810
17	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.1890
18	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690
19	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830
20	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305
21	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865
22	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540
23	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930
รวม	5.870	1.807	10.6075	5.870	2.305	13.5325	5.870	2.807	16.480

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 7			บัสที่ 8			บัสที่ 9		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000
2	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120
3	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720
4	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000
5	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200
6	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440
7	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880
8	0.268	0.5	0.1340	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440
9	0.240	0.5	0.1200	0.240	0.5	0.1200	0.240	8	1.9200
10	0.358	0.5	0.1790	0.358	0.5	0.1790	0.358	0.5	0.1790
11	0.200	0.5	0.1000	0.200	0.5	0.1000	0.200	0.5	0.1000
12	0.125	0.5	0.0625	0.125	0.5	0.0625	0.125	0.5	0.0625
13	0.242	0.5	0.1210	0.242	0.5	0.1210	0.242	0.5	0.1210
14	0.210	0.5	0.1050	0.210	0.5	0.1050	0.210	0.5	0.1050
15	0.313	0.5	0.1565	0.313	0.5	0.1565	0.313	0.5	0.1565
16	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.1810
17	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.1890
18	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690
19	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830
20	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305
21	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865
22	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540
23	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930
รวม	5.870	2.981	17.5000	5.870	3.324	19.5100	5.870	3.630	21.310

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 10			บัสที่ 11			บัสที่ 12		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000
2	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120
3	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720
4	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000
5	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200
6	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440
7	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880
8	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440
9	0.240	8	1.9200	0.240	8	1.9200	0.240	8	1.9200
10	0.358	8	2.8640	0.358	8	2.8640	0.358	8	2.8640
11	0.200	0.5	0.1000	0.200	8	1.6000	0.200	8	1.6000
12	0.125	0.5	0.0625	0.125	0.5	0.0625	0.125	8	1.0000
13	0.242	0.5	0.1210	0.242	0.5	0.1210	0.242	0.5	0.1210
14	0.210	0.5	0.1050	0.210	0.5	0.1050	0.210	0.5	0.1050
15	0.313	0.5	0.1565	0.313	0.5	0.1565	0.313	0.5	0.1565
16	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.1810
17	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.1890
18	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690
19	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830
20	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305
21	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865
22	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540
23	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930
รวม	5.870	4.088	23.9950	5.870	4.343	25.4950	5.870	4.503	26.432

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 13			บัสที่ 14			บัสที่ 15		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000
2	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120
3	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720
4	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000
5	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200
6	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440
7	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880
8	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440
9	0.240	8	1.9200	0.240	8	1.9200	0.240	8	1.9200
10	0.358	8	2.8640	0.358	8	2.8640	0.358	8	2.8640
11	0.200	8	1.6000	0.200	8	1.6000	0.200	8	1.6000
12	0.125	8	1.0000	0.125	8	1.0000	0.125	8	1.0000
13	0.242	8	1.9360	0.242	8	1.9360	0.242	8	1.9360
14	0.210	0.5	0.1050	0.210	8	1.6800	0.210	8	1.6800
15	0.313	0.5	0.1565	0.313	0.5	0.1565	0.313	8	2.5040
16	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.1810	0.362	0.5	0.1810
17	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.1890	0.378	0.5	0.1890
18	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690
19	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830
20	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305
21	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865
22	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540
23	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930
รวม	5.870	4.812	28.2475	5.870	5.081	29.8225	5.870	5.480	32.170

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 16			บัสที่ 17			บัสที่ 18		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000
2	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120
3	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720
4	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000
5	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200
6	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440
7	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880
8	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440
9	0.240	8	1.9200	0.240	8	1.9200	0.240	8	1.9200
10	0.358	8	2.8640	0.358	8	2.8640	0.358	8	2.8640
11	0.200	8	1.6000	0.200	8	1.6000	0.200	8	1.6000
12	0.125	8	1.0000	0.125	8	1.0000	0.125	8	1.0000
13	0.242	8	1.9360	0.242	8	1.9360	0.242	8	1.9360
14	0.210	8	1.6800	0.210	8	1.6800	0.210	8	1.6800
15	0.313	8	2.5040	0.313	8	2.5040	0.313	8	2.5040
16	0.362	8	2.8960	0.362	8	2.8960	0.362	8	2.8960
17	0.378	0.5	0.1890	0.378	8	3.0240	0.378	8	3.0240
18	0.138	0.5	0.0690	0.138	0.5	0.0690	0.138	8	1.1040
19	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830	0.166	0.5	0.0830
20	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305	0.261	0.5	0.1305
21	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865
22	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540
23	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930
รวม	5.870	5.943	34.8850	5.870	6.426	37.7200	5.870	6.602	38.755

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 19			บัสที่ 20			บัสที่ 21		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000
2	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120
3	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720
4	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000
5	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200
6	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440
7	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880
8	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440
9	0.240	8	1.9200	0.240	8	1.9200	0.240	8	1.9200
10	0.358	8	2.8640	0.358	8	2.8640	0.358	8	2.8640
11	0.200	8	1.6000	0.200	8	1.6000	0.200	8	1.6000
12	0.125	8	1.0000	0.125	8	1.0000	0.125	8	1.0000
13	0.242	8	1.9360	0.242	8	1.9360	0.242	8	1.9360
14	0.210	8	1.6800	0.210	8	1.6800	0.210	8	1.6800
15	0.313	8	2.5040	0.313	8	2.5040	0.313	8	2.5040
16	0.362	8	2.8960	0.362	8	2.8960	0.362	8	2.8960
17	0.378	8	3.0240	0.378	8	3.0240	0.378	8	3.0240
18	0.138	8	1.1040	0.138	8	1.1040	0.138	8	1.1040
19	0.166	8	1.3280	0.166	8	1.3280	0.166	8	1.3280
20	0.261	0.5	0.1305	0.261	8	2.0880	0.261	8	2.0880
21	0.173	0.5	0.0865	0.173	0.5	0.0865	0.173	8	1.3840
22	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540	0.308	0.5	0.1540
23	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930	0.186	0.5	0.0930
รวม	5.870	6.814	40.0000	5.870	7.148	41.9575	5.870	7.369	43.255

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 22			บัสที่ 23		
	λ	r	U	λ	r	U
1	0.100	8	0.8000	0.100	8	0.8000
2	0.239	8	0.9120	0.239	8	0.9120
3	0.184	8	1.4720	0.184	8	1.4720
4	0.500	8	4.0000	0.500	8	4.0000
5	0.390	8	3.1200	0.390	8	3.1200
6	0.393	8	3.1440	0.393	8	3.1440
7	0.136	8	1.0880	0.136	8	1.0880
8	0.268	8	2.1440	0.268	8	2.1440
9	0.240	8	1.9200	0.240	8	1.9200
10	0.358	8	2.8640	0.358	8	2.8640
11	0.200	8	1.6000	0.200	8	1.6000
12	0.125	8	1.0000	0.125	8	1.0000
13	0.242	8	1.9360	0.242	8	1.9360
14	0.210	8	1.6800	0.210	8	1.6800
15	0.313	8	2.5040	0.313	8	2.5040
16	0.362	8	2.8960	0.362	8	2.8960
17	0.378	8	3.0240	0.378	8	3.0240
18	0.138	8	1.1040	0.138	8	1.1040
19	0.166	8	1.3280	0.166	8	1.3280
20	0.261	8	2.0880	0.261	8	2.0880
21	0.173	8	1.3840	0.173	8	1.3840
22	0.308	8	2.4640	0.308	8	2.4640
23	0.186	0.5	0.0930	0.186	8	1.4880
รวม	5.870	7.762	45.5650	5.870	8	46.960

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จากตารางที่ 22 แสดงการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดหรือบัสก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งสามารถคำนวณเป็นดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส นั่นคือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) โดยสามารถคำนวณได้จากสมการ 24 โดยจะต้องทราบค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) สามารถคำนวณได้จากสมการ 25 และ 26 และค่าอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (IER) จะต้องแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังแสดงไว้แล้วในตารางที่ 5 โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส มีสัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภท (β_m) แสดงไว้ในตารางผนวกที่ 4 จะได้ว่า ระบบเริ่มต้นของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) และพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) ดังแสดงผลตามตารางที่ 23

ตารางที่ 23 แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง, ECOST (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า, ENS (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
1	15,735	737
2	38,012	986
3	47,030	1,646
4	1,368,384	11,032
5	78,811	1,624
6	42,222	1,978
7	13,577	1,575
8	2,613,622	21,071
9	54,596	2,557
10	79,803	2,879
11	104,264	3,059
12	27,342	3,172
13	588,089	15,254
14	182,943	5,368

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 23 (ต่อ)

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง, ECOST (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า, ENS (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
15	82,420	3,860
16	4,413,678	35,583
17	1,537,727	31,685
18	99,290	4,651
19	41,376	4,800
20	139,542	5,035
21	200,118	5,191
22	6,330,109	51,033
23	48,575	5,635
รวม	18,147,266	220,409

เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (TCDS) ของกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 24

ตารางที่ 24 แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 1 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

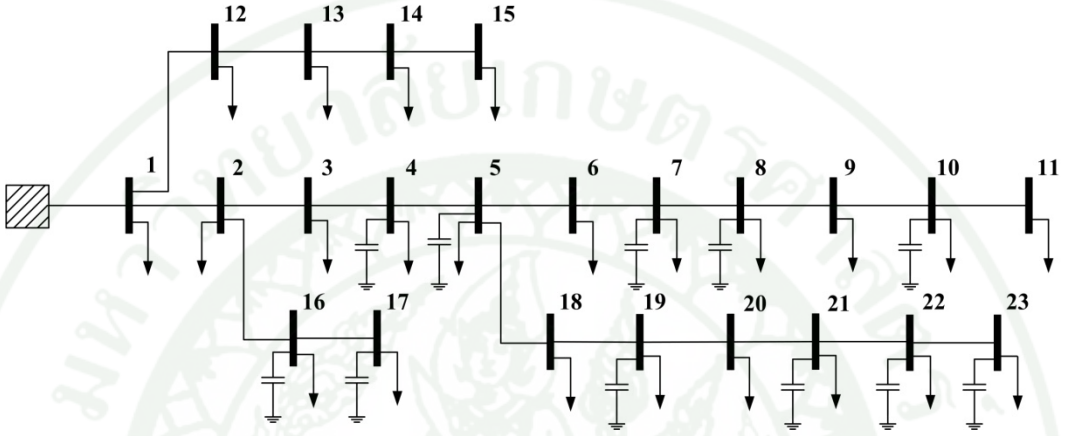
	กรณีศึกษาที่ 1 (บาทต่อปี)	TCDS (บาทต่อปี)	
		(2) + (3)	(1) + (2) + (3)
(1) ECOST	18,147,266	15,777,086	33,924,352
(2) ICC	0		
(3) CoL	15,777,086		

จากตารางที่ 24 เมื่อพิจารณาเพียงค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) เท่านั้น จะได้ค่าเริ่มต้นของค่า TCDS ในกรณีศึกษาที่ 1 เท่ากับ 15,777,086 บาทต่อปี ถ้าพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) จะได้ค่าเริ่มต้นของค่า TCDS ในกรณีศึกษาที่ 1 เท่ากับ 33,924,352 บาทต่อปี

2.2 กรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส



ภาพที่ 19 แสดงตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

จากการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) ซึ่งจะสุ่มหาตำแหน่งที่เป็นไปได้สำหรับติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายเพื่อทำให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (Total Cost of Distribution System, TCDS) มีค่าต่ำที่สุด ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของกรณีศึกษาที่ 2 ที่กำหนดให้ค่า $\gamma = 0$ คือ พิจารณาเพียงค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) เท่านั้น เมื่อทำการเปรียบเทียบค่าของฟังก์ชั่นวัตถุประสงค์ที่ได้จากการกำหนดจำนวนตัวเก็บประจุที่ต้องการติดตั้งที่ค่าต่างๆ กัน พบว่ากรณีศึกษาที่ 2 ได้ผลของจำนวนตัวเก็บประจุที่เหมาะสมที่จะติดตั้งในระบบจำนวน 11 ชุด ดังแสดงตามภาพที่ 19 โดยใช้ตัวเก็บประจุตามขนาดและตำแหน่งตัวเก็บประจุติดตั้งที่เหมาะสมได้แสดงตามตารางที่ 25 ซึ่งการไฟฟ้าจะมีค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) คิดเป็นเงิน 441,000 บาทต่อปี ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 32

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 25 แสดงขนาดและตำแหน่งติดตั้งของตัวเก็บประจุของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง (ชุด)	ตำแหน่งติดตั้ง (บัส)	ขนาดตัวเก็บประจุติดตั้ง (กิโลวาร์)
1	22	1200
2	22,8	1200,1200
3	22,21,8	1200,900,1200
4	22,21,16,8	1200,900,900,900
5	23,22,17,8,4	600,1200,600,900,900
6	23,22,19,17,8,4	450,1200,450,600,900,450
7	23,22,20,17,16,8,4	450,1200,300,450,150,900,600
8	23,22,20,17,16,9,8,4	450,1200,300,450,300,300,600,600
9	23,22,21,17,16,10,8,7,4	300,1200,450,450,300,150,600,150,600
10	23,22,21,19,17,16, 10,8,7,5,4	300,1200,300,450,300, 150,600,150,300,450
11	23,22,21,19,17,16, 10,8,7,5,4	300,1200,300,150,450,300, 150,600,150,150,450
12	23,22,21,19,17,16, 9,8,7,6,5,4	450,1200,150,150,450,300, 300,300,150,150,150,450
13	23,22,21,19,18,17,16, 14,10,8,7,4,3	300,1200,300,150,150,450,300, 150,150,600,150,300,150
14	23,22,21,18,17,16,14, 10,9,8,7,4,3,2	450,1200,150,300,450,150,150, 150,150,450,150,300,150,150
15	23,22,21,19,17,16,14, 10,9,8,7,6,5,4,3	300,1200,300,150,450,150,150, 150,150,150,300,150,150,450,150
16	23,22,21,20,18,17,16, 14,10,9,8,7,6,4,3,2	150,1200,300,300,150,450,150, 150,150,150,300,150,150,300,150,150

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB หลังจากทำการติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในกรณีศึกษาที่ 2 ทำให้สามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้า มีค่าสูงขึ้นเป็น 0.976 เปอร์ยูนิต ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ตามกำหนดในข้างต้น และได้กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมเท่ากับ 364.09 กิโลวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 4.57 ของกำลังไฟฟ้าจริงทั้งหมด ดังแสดงผลตามตารางที่ 26

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมเป็นต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) ที่สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 30 ทำให้การไฟฟ้าจะมีต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย คิดเป็นเงินทั้งสิ้น 9,960,530 บาทต่อปี ซึ่งจะเห็นได้ว่าต้นทุนเนื่องจากกำลังงานไฟฟ้าสูญเสียมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับกรณีก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ คิดเป็นเงิน 5,816,556 บาทต่อปี หรือคิดเป็น 36.87 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1

ตารางที่ 26 แสดงผลของแรงดันและกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง	แรงดันต่ำสุด (เปอร์ยูนิต)	กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวม (กิโลวัตต์)
1	0.950	456.44
2	0.963	394.87
3	0.975	375.01
4	0.973	368.42
5	0.975	365.15
6	0.975	365.27
7	0.974	364.97
8	0.975	364.28
9	0.975	364.16
10	0.976	364.11
11	0.976	364.09
12	0.975	364.26
13	0.975	363.80

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 26 (ต่อ)

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง	แรงดันต่ำสุด (เปอร์ยูนิต)	กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวม (กิโลวัตต์)
14	0.976	364.10
15	0.976	364.19
16	0.975	364.41

หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส จะทำให้ขนาดของกระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อนลดลง ซึ่งสามารถคำนวณกระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อนได้จากสมการที่ 14 โดยใช้ผลการคำนวณแรงดันในแต่ละบัสหลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมที่ได้จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB จากนั้นก็สามารถคำนวณอัตราความล้มเหลวใหม่ในสายป้อน ซึ่งจะลดลงไปตามสัดส่วน เนื่องกระแสรีแอคทีฟที่ลดลง ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 27 และ 28 ดังแสดงผลตามตารางที่ 27

ตารางที่ 27 แสดงการเปรียบเทียบอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

สายป้อนย่อย	อัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อย λ_i (ครั้ง/ปี)	
	ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ	หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสม
1	0.100	0.0876
2	0.239	0.2059
3	0.184	0.1574
4	0.500	0.4257
5	0.390	0.3317
6	0.393	0.3373
7	0.136	0.1157
8	0.268	0.2322
9	0.240	0.2053
10	0.358	0.3277

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 27 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	อัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อย λ_i (ครั้ง/ปี)	
	ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ	หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสม
11	0.200	0.2021
12	0.125	0.1250
13	0.242	0.2421
14	0.210	0.2101
15	0.313	0.3131
16	0.362	0.3158
17	0.378	0.3297
18	0.138	0.1178
19	0.166	0.1412
20	0.261	0.2236
21	0.173	0.1476
22	0.308	0.2686
23	0.186	0.2259
รวม	5.870	5.2892

เมื่อพิจารณาอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยในกรณีศึกษาที่ 2 หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส จะเห็นได้ว่าอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 ดังแสดงตามตารางที่ 27 เมื่อนำอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยค่าใหม่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส มาประเมินเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสหลังติดตั้งตัวเก็บประจุ แสดงตามตารางที่ 28 จะทำให้ทราบระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมตลอดทั้งปีของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 22

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 28 แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

สายป้อนย่อย	บัสที่ 1			บัสที่ 2			บัสที่ 3		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.701
2	0.2059	0.5	0.1030	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.647
3	0.1574	0.5	0.0787	0.1574	0.5	0.0787	0.1574	8	1.259
4	0.4257	0.5	0.2129	0.4257	0.5	0.2129	0.4257	0.5	0.212
5	0.3317	0.5	0.1658	0.3317	0.5	0.1658	0.3317	0.5	0.165
6	0.3373	0.5	0.1687	0.3373	0.5	0.1687	0.3373	0.5	0.168
7	0.1157	0.5	0.0578	0.1157	0.5	0.0578	0.1157	0.5	0.057
8	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	0.5	0.116
9	0.2053	0.5	0.1026	0.2053	0.5	0.1026	0.2053	0.5	0.102
10	0.3277	0.5	0.1638	0.3277	0.5	0.1638	0.3277	0.5	0.163
11	0.2021	0.5	0.1011	0.2021	0.5	0.1011	0.2021	0.5	0.101
12	0.1250	0.5	0.0625	0.1250	0.5	0.0625	0.1250	0.5	0.062
13	0.2421	0.5	0.1210	0.2421	0.5	0.1210	0.2421	0.5	0.121
14	0.2101	0.5	0.1050	0.2101	0.5	0.1050	0.2101	0.5	0.105
15	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	0.5	0.156
16	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.157
17	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.164
18	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.058
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.070
20	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.111
21	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.073
22	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.134
23	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.113
รวม	5.2892	0.624	3.3017	5.2892	0.916	4.8460	5.2892	1.139	6.026

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 28 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 4			บัสที่ 5			บัสที่ 6		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010
2	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472
3	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594
4	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059
5	0.3317	0.5	0.1658	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534
6	0.3373	0.5	0.1687	0.3373	0.5	0.1687	0.3373	8	2.6985
7	0.1157	0.5	0.0578	0.1157	0.5	0.0578	0.1157	0.5	0.0578
8	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	0.5	0.1161
9	0.2053	0.5	0.1026	0.2053	0.5	0.1026	0.2053	0.5	0.1026
10	0.3277	0.5	0.1638	0.3277	0.5	0.1638	0.3277	0.5	0.1638
11	0.2021	0.5	0.1011	0.2021	0.5	0.1011	0.2021	0.5	0.1011
12	0.1250	0.5	0.0625	0.1250	0.5	0.0625	0.1250	0.5	0.0625
13	0.2421	0.5	0.1210	0.2421	0.5	0.1210	0.2421	0.5	0.1210
14	0.2101	0.5	0.1050	0.2101	0.5	0.1050	0.2101	0.5	0.1050
15	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	0.5	0.1566
16	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.1579
17	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.1649
18	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118
21	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738
22	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343
23	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130
รวม	5.2892	1.743	9.2197	5.2892	2.213	11.707	5.2892	2.692	14.237

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 28 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 7			บัสที่ 8			บัสที่ 9		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010
2	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472
3	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594
4	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059
5	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534
6	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575
9	0.2053	0.5	0.1026	0.2053	0.5	0.1026	0.2053	8	1.6421
10	0.3277	0.5	0.1638	0.3277	0.5	0.1638	0.3277	0.5	0.1638
11	0.2021	0.5	0.1011	0.2021	0.5	0.1011	0.2021	0.5	0.1011
12	0.1250	0.5	0.0625	0.1250	0.5	0.0625	0.1250	0.5	0.0625
13	0.2421	0.5	0.1210	0.2421	0.5	0.1210	0.2421	0.5	0.1210
14	0.2101	0.5	0.1050	0.2101	0.5	0.1050	0.2101	0.5	0.1050
15	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	0.5	0.1566
16	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.1579
17	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.1649
18	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118
21	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738
22	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343
23	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130
รวม	5.2892	2.856	15.1047	5.2892	3.185	16.846	5.2892	3.476	18.385

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 28 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 10			บัสที่ 11			บัสที่ 12		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010
2	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472
3	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594
4	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059
5	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534
6	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575
9	0.2053	8	1.6421	0.2053	8	1.6421	0.2053	8	1.6421
10	0.3277	8	2.6214	0.3277	8	2.6214	0.3277	8	2.6214
11	0.2021	0.5	0.1011	0.2021	8	1.6170	0.2021	8	1.6170
12	0.1250	0.5	0.0625	0.1250	0.5	0.0625	0.1250	8	1.0004
13	0.2421	0.5	0.1210	0.2421	0.5	0.1210	0.2421	0.5	0.1210
14	0.2101	0.5	0.1050	0.2101	0.5	0.1050	0.2101	0.5	0.1050
15	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	0.5	0.1566
16	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.1579
17	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.1649
18	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118
21	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738
22	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343
23	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130
รวม	5.2892	3.941	20.8431	5.2892	4.227	22.359	5.2892	4.405	23.296

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 28 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 13			บัสที่ 14			บัสที่ 15		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010
2	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472
3	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594
4	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059
5	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534
6	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575
9	0.2053	8	1.6421	0.2053	8	1.6421	0.2053	8	1.6421
10	0.3277	8	2.6214	0.3277	8	2.6214	0.3277	8	2.6214
11	0.2021	8	1.6170	0.2021	8	1.6170	0.2021	8	1.6170
12	0.1250	8	1.0004	0.1250	8	1.0004	0.1250	8	1.0004
13	0.2421	8	1.9367	0.2421	8	1.9367	0.2421	8	1.9367
14	0.2101	0.5	0.1050	0.2101	8	1.6806	0.2101	8	1.6806
15	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	0.5	0.1566	0.3131	8	2.5050
16	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.1579	0.3158	0.5	0.1579
17	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	0.5	0.1649
18	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118
21	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738
22	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343
23	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130
รวม	5.2892	4.748	25.1126	5.2892	5.046	26.688	5.2892	5.490	29.036

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 28 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 16			บัสที่ 17			บัสที่ 18		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010
2	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472
3	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594
4	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059
5	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534
6	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575
9	0.2053	8	1.6421	0.2053	8	1.6421	0.2053	8	1.6421
10	0.3277	8	2.6214	0.3277	8	2.6214	0.3277	8	2.6214
11	0.2021	8	1.6170	0.2021	8	1.6170	0.2021	8	1.6170
12	0.1250	8	1.0004	0.1250	8	1.0004	0.1250	8	1.0004
13	0.2421	8	1.9367	0.2421	8	1.9367	0.2421	8	1.9367
14	0.2101	8	1.6806	0.2101	8	1.6806	0.2101	8	1.6806
15	0.3131	8	2.5050	0.3131	8	2.5050	0.3131	8	2.5050
16	0.3158	8	2.5264	0.3158	8	2.5264	0.3158	8	2.5264
17	0.3297	0.5	0.1649	0.3297	8	2.6377	0.3297	8	2.6377
18	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	0.5	0.0589	0.0876	8	0.9423
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	0.5	0.1118
21	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738
22	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343
23	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130
รวม	5.2892	5.934	31.4050	5.2892	6.405	33.878	5.2892	6.572	34.761

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 28 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 19			บัสที่ 20			บัสที่ 21		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010
2	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472
3	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594
4	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059
5	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534
6	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575
9	0.2053	8	1.6421	0.2053	8	1.6421	0.2053	8	1.6421
10	0.3277	8	2.6214	0.3277	8	2.6214	0.3277	8	2.6214
11	0.2021	8	1.6170	0.2021	8	1.6170	0.2021	8	1.6170
12	0.1250	8	1.0004	0.1250	8	1.0004	0.1250	8	1.0004
13	0.2421	8	1.9367	0.2421	8	1.9367	0.2421	8	1.9367
14	0.2101	8	1.6806	0.2101	8	1.6806	0.2101	8	1.6806
15	0.3131	8	2.5050	0.3131	8	2.5050	0.3131	8	2.5050
16	0.3158	8	2.5264	0.3158	8	2.5264	0.3158	8	2.5264
17	0.3297	8	2.6377	0.3297	8	2.6377	0.3297	8	2.6377
18	0.0876	8	0.9423	0.0876	8	0.9423	0.0876	8	0.9423
19	0.1412	8	1.1298	0.1412	8	1.1298	0.1412	8	1.1298
20	0.2236	0.5	0.1118	0.2236	8	1.7888	0.2236	8	1.7888
21	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	0.5	0.0738	0.1476	8	1.1806
22	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343	0.2686	0.5	0.1343
23	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	0.5	0.1130
รวม	5.2892	6.772	35.8205	5.2892	7.090	37.498	5.2892	7.299	38.604

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 28 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 22			บัสที่ 23		
	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0876	8	0.7010	0.0876	8	0.7010
2	0.2059	8	1.6472	0.2059	8	1.6472
3	0.1574	8	1.2594	0.1574	8	1.2594
4	0.4257	8	3.4059	0.4257	8	3.4059
5	0.3317	8	2.6534	0.3317	8	2.6534
6	0.3373	8	2.6985	0.3373	8	2.6985
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8575	0.2322	8	1.8575
9	0.2053	8	1.6421	0.2053	8	1.6421
10	0.3277	8	2.6214	0.3277	8	2.6214
11	0.2021	8	1.6170	0.2021	8	1.6170
12	0.1250	8	1.0004	0.1250	8	1.0004
13	0.2421	8	1.9367	0.2421	8	1.9367
14	0.2101	8	1.6806	0.2101	8	1.6806
15	0.3131	8	2.5050	0.3131	8	2.5050
16	0.3158	8	2.5264	0.3158	8	2.5264
17	0.3297	8	2.6377	0.3297	8	2.6377
18	0.0876	8	0.9423	0.0876	8	0.9423
19	0.1412	8	1.1298	0.1412	8	1.1298
20	0.2236	8	1.7888	0.2236	8	1.7888
21	0.1476	8	1.1806	0.1476	8	1.1806
22	0.2686	8	2.1488	0.2686	8	2.1488
23	0.2259	0.5	0.1130	0.2259	8	1.8074
รวม	5.2892	7.680	40.6189	5.2892	8	42.313

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เมื่อทำการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดหรือบัส ของกรณีศึกษาที่ 2 ตามตารางที่ 28 ก็จะสามารถหาค่าดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส นั่นคือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) โดยสามารถคำนวณได้จากสมการ 24 โดยจะต้องทราบค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) สามารถคำนวณได้จากสมการ 25 และ 26 และค่าอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (IER) จะต้องแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังแสดงไว้แล้วในตารางที่ 5 โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส มีสัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภท (β_m) แสดงไว้ในตารางผนวกที่ 4 ดังนั้นมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง และพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส สามารถแสดงผลได้ดังตารางที่ 29

ตารางที่ 29 แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
1	14,098	660
2	33,630	872
3	41,332	1,446
4	1,189,353	9,588
5	68,181	1,405
6	36,476	1,708
7	11,718	1,359
8	2,256,747	18,194
9	47,104	2,206
10	69,320	2,501
11	91,440	2,683
12	24,098	2,796
13	522,822	13,561
14	163,716	4,804
15	74,392	3,484

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 29 (ต่อ)

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
16	3,973,386	32,033
17	1,381,094	28,457
18	89,058	4,171
19	37,053	4,298
20	124,709	4,500
21	178,602	4,633
22	5,642,968	45,493
23	43,769	5,078
รวม	16,115,067	195,932

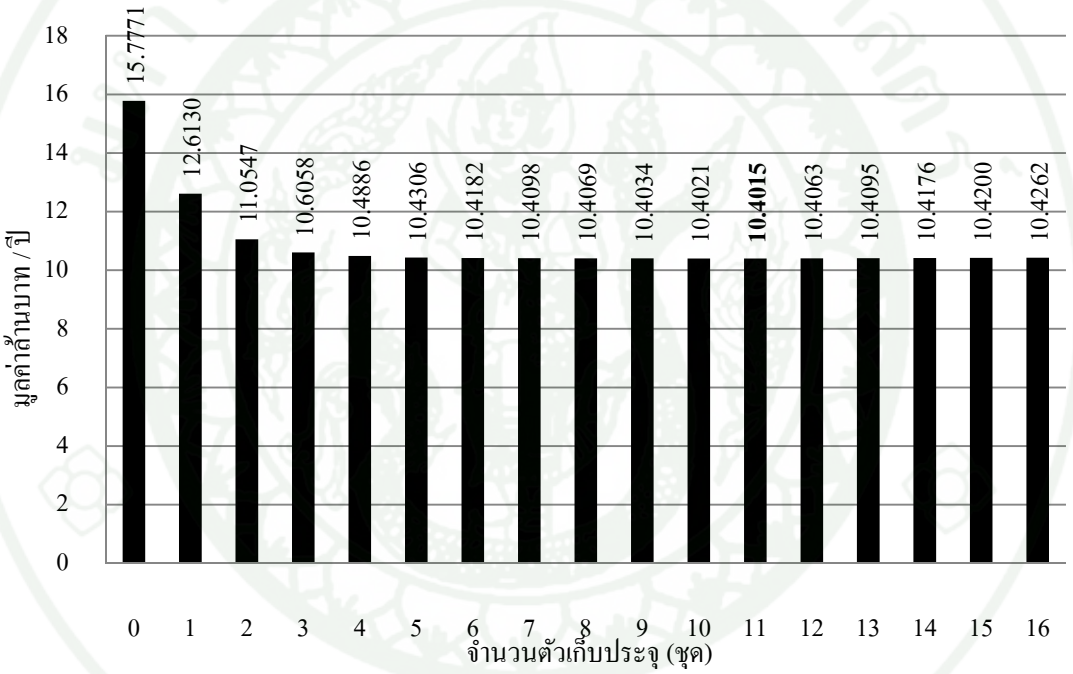
ค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส ของกรณีศึกษาที่ 2 ตามที่แสดงในตารางที่ 29 สามารถบ่งชี้ได้ว่าการติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบมีค่าสูงขึ้น โดยพิจารณาจากมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ที่ลดลง ซึ่งสามารถลด ECOST ได้ 2,032,199 บาทต่อปี หรือคิดเป็น 11.20 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 และค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) ที่ลดลง โดยค่า ENS ลดลงเท่ากับ 24,477 กิโลวัตต์ต่อปี หรือคิดเป็น 11.11 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1

ตารางที่ 30 แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

กรณีศึกษาที่ 2 (บาทต่อปี)		TCDS (บาทต่อปี)	
		(2) + (3)	(1) + (2) + (3)
(1) ECOST	16,115,067	10,401,530*	26,516,597
(2) ICC	441,000		
(3) CoL	9,960,530		

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

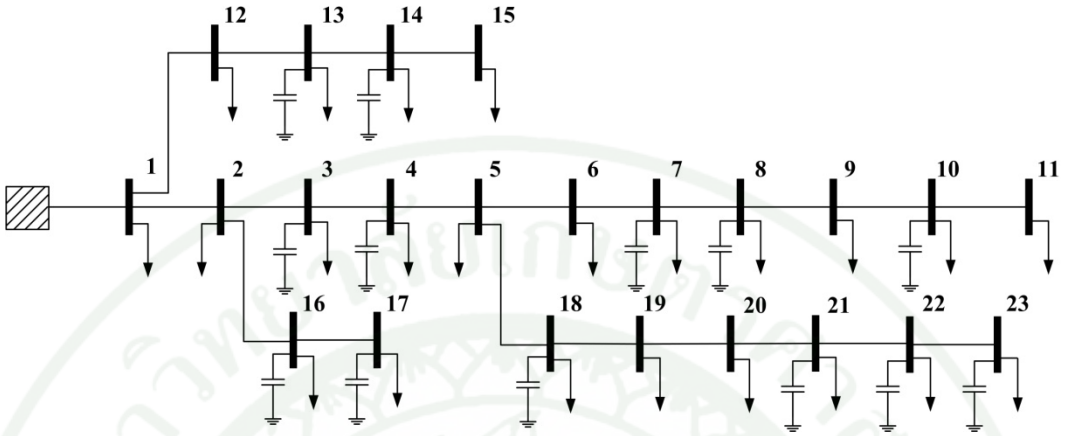
จากตารางที่ 30 แสดงค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (TCDS) ของกรณีศึกษาที่ 2 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส เมื่อพิจารณาค่า TCDS ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของกรณีศึกษาที่ 2 คือ พิจารณาเพียงค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) เท่านั้น จะได้ค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 2 เท่ากับ 10,401,530 บาทต่อปี แต่ถ้าพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) มารวมเพิ่มกับค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) จะได้ค่า TCDS เท่ากับ 26,516,597 บาทต่อปี โดยสามารถแสดงเป็นความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 ($\gamma = 0$) ดังแสดงตามภาพที่ 20



ภาพที่ 20 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 2 ($\gamma = 0$) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

2.3 กรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส



ภาพที่ 21 แสดงตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

จากการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยวิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า (Cuckoo Search Algorithm, CSA) ที่จะสุ่มหาตำแหน่งที่เป็นไปได้สำหรับติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายเพื่อทำให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (Total Cost of Distribution System, TCDS) มีค่าต่ำที่สุด ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของกรณีศึกษาที่ 3 ที่กำหนดให้ค่า $\gamma = 1$ คือ พิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) ค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) เมื่อทำการเปรียบเทียบค่าของฟังก์ชั่นวัตถุประสงค์ที่ได้จากการกำหนดจำนวนตัวเก็บประจุที่ต้องการติดตั้งที่ค่าต่างๆ กัน พบว่ากรณีศึกษาที่ 3 ได้ผลของจำนวนตัวเก็บประจุที่เหมาะสมที่จะติดตั้งในระบบ จำนวน 13 ชุด ดังแสดงในภาพที่ 21 โดยใช้ตัวเก็บประจุตามขนาดและตำแหน่งตัวเก็บประจุติดตั้งที่เหมาะสมได้แสดงตามตารางที่ 31 ทำให้การไฟฟ้าจะมีค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) เพิ่มขึ้นเป็น 504,000 บาทต่อปี ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 32

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 31 แสดงขนาดและตำแหน่งติดตั้งของตัวเก็บประจุของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง (ชุด)	ตำแหน่งติดตั้ง (บัส)	ขนาดตัวเก็บประจุติดตั้ง (กิโลวาร์)
1	22	1200
2	22,8	1200,1200
3	22,20,8	1200,1200,900
4	22,21,16,8	1200,900,900,900
5	22,21,16,10,8	1200,900,900,150,900
6	22,21,16,14,10,8	1200,900,900,150,150,900
7	22,21,17,16,13,10,8	1200,900,450,450,300,150,900
8	22,21,17,14,13,10,8,4	1200,600,450,150,150,150,900,600
9	22,21,17,16,14,10,8,7,4	1200,900,300,600,150,150,600,150,450
10	22,21,17,16,14, 13,10,8,6,4	1200,600,450,450,150 150,150,600,300,600
11	22,21,17,16,14 13,10,8,7,5,4	1200,600,450,450,150, 150,150,600,150,450,300
12	23,22,21,17,16,14, 13,10,8,7,5,4	150,1200,600,450,450,150, 150,150,600,150,150,450
13	23,22,21,18,17,16,14, 13,10,8,7,4,3	150,1200,600,150,450,450,150, 150,150,600,150,450,150
14	23,22,21,17,16,14,13, 12,10,8,7,5,4,3	150,1200,450,450,450,150,150, 150,150,600,150,300,450,150
15	23,22,21,17,16,14,13, 12,10,8,7,5,4,3,1	150,1200,450,450,450,150,150, 150,150,600,150,300,450,150,150
16	23,22,21,20,19,17,16, 14,13,12,10,8,7,5,4,3	300,900,450,150,150,450,450, 150,150,150,150,600,150,150,450,150
17	23,22,21,19,18,17,16, 14,13,10,8,7,5,4,3,2,1	150,1200,450,150,150,450,300, 150,150,150,600,150,150,300,150,150,150

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 31 (ต่อ)

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง (ชุด)	ตำแหน่งติดตั้ง (บัส)	ขนาดตัวเก็บประจุติดตั้ง (กิโลวาร์)
18	23,22,21,19,18,17,16,14, 13,12,10,8,7,5,4,3,2,1	150,1200,600,150,150,450,300,150, 150,150,150,600,150,150,150,150,150,150

จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB หลังจากทำการติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในกรณีศึกษาที่ 3 ทำให้สามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้า มีค่าสูงขึ้นเป็น 0.977 เปอร์ยูนิต ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ตามกำหนดในข้างต้น และได้กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมเท่ากับ 363.14 กิโลวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 4.55 ของกำลังไฟฟ้าจริงทั้งหมด ดังแสดงผลตามตารางที่ 32

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวมเป็นต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) ที่สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 30 ทำให้การไฟฟ้าจะมีต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย คิดเป็นเงินทั้งสิ้น 9,934,650 บาทต่อปี ซึ่งจะเห็นได้ว่าต้นทุนเนื่องจากกำลังงานไฟฟ้าสูญเสียมีค่าลดลงไปอีก เมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2 ซึ่งคิดเป็นเงิน 5,842,436 บาทต่อปี หรือคิดเป็น 37.03 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1

ตารางที่ 32 แสดงผลของแรงดันและกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง	แรงดันต่ำสุด (เปอร์ยูนิต)	กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวม (กิโลวัตต์)
1	0.950	456.44
2	0.963	394.87
3	0.974	375.45
4	0.973	368.42
5	0.975	367.42
6	0.975	367.00

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 32 (ต่อ)

จำนวนตัวเก็บประจุติดตั้ง	แรงดันต่ำสุด (เปอร์ยูนิต)	กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในสายป้อนรวม (กิโลวัตต์)
7	0.975	366.22
8	0.974	366.09
9	0.976	364.33
10	0.975	363.84
11	0.976	363.93
12	0.976	363.38
13	0.977	363.14
14	0.976	363.01
15	0.976	362.99
16	0.976	363.48
17	0.976	363.27
18	0.977	363.85

หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส จะทำให้ขนาดของกระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อนลดลง ซึ่งสามารถคำนวณกระแสรีแอคทีฟที่ไหลในสายป้อนได้จากสมการที่ 14 โดยใช้ผลการคำนวณแรงดันในแต่ละบัสหลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมที่ได้จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB จากนั้นก็สามารถคำนวณอัตราความล้มเหลวใหม่ในสายป้อน ซึ่งจะลดลงไปตามสัดส่วน เนื่องกระแสรีแอคทีฟที่ลดลง ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 27 และ 28 ดังแสดงผลตามตารางที่ 33

ตารางที่ 33 แสดงการเปรียบเทียบอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

สายป้อนย่อย	อัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อย λ_i (ครั้ง/ปี)	
	ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ	หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสม
1	0.100	0.0857

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 33 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	อัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อย λ_i (ครั้ง/ปี)	
	ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุ	หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสม
2	0.239	0.2034
3	0.184	0.1566
4	0.500	0.4257
5	0.390	0.3317
6	0.393	0.3374
7	0.136	0.1157
8	0.268	0.2322
9	0.240	0.2053
10	0.358	0.3276
11	0.200	0.2022
12	0.125	0.1105
13	0.242	0.2102
14	0.210	0.1863
15	0.313	0.3132
16	0.362	0.3090
17	0.378	0.3297
18	0.138	0.1184
19	0.166	0.1412
20	0.261	0.2233
21	0.173	0.1487
22	0.308	0.2725
23	0.186	0.1775
รวม	5.870	5.1640

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เมื่อพิจารณาอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยในกรณีศึกษาที่ 3 หลังติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส จะเห็นได้ว่าอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยมีค่าลดลง เมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2 ดังแสดงตามตารางที่ 33 เมื่อนำอัตราความล้มเหลวของสายป้อนย่อยค่าใหม่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส มาประเมินเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสหลังติดตั้งตัวเก็บประจุ แสดงตามตารางที่ 34 จะทำให้ทราบระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมตลอดทั้งปีของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 22

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 34 แสดงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บัสของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

สายป้อนย่อย	บัสที่ 1			บัสที่ 2			บัสที่ 3		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.685
2	0.2034	0.5	0.1017	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.627
3	0.1566	0.5	0.0783	0.1566	0.5	0.0783	0.1566	8	1.252
4	0.4257	0.5	0.2129	0.4257	0.5	0.2129	0.4257	0.5	0.212
5	0.3317	0.5	0.1658	0.3317	0.5	0.1658	0.3317	0.5	0.165
6	0.3374	0.5	0.1687	0.3374	0.5	0.1687	0.3374	0.5	0.168
7	0.1157	0.5	0.0578	0.1157	0.5	0.0578	0.1157	0.5	0.057
8	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	0.5	0.116
9	0.2053	0.5	0.1027	0.2053	0.5	0.1027	0.2053	0.5	0.102
10	0.3276	0.5	0.1638	0.3276	0.5	0.1638	0.3276	0.5	0.163
11	0.2022	0.5	0.1011	0.2022	0.5	0.1011	0.2022	0.5	0.101
12	0.1105	0.5	0.0553	0.1105	0.5	0.0553	0.1105	0.5	0.055
13	0.2102	0.5	0.1051	0.2102	0.5	0.1051	0.2102	0.5	0.105
14	0.1863	0.5	0.0932	0.1863	0.5	0.0932	0.1863	0.5	0.093
15	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	0.5	0.156
16	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.154
17	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.164
18	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.059
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.070
20	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.111
21	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.074
22	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.136
23	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.088
รวม	5.1640	0.625	3.2249	5.1640	0.920	4.7505	5.1640	1.147	5.925

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 34 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 4			บัสที่ 5			บัสที่ 6		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858
2	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272
3	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529
4	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058
5	0.3317	0.5	0.1658	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534
6	0.3374	0.5	0.1687	0.3374	0.5	0.1687	0.3374	8	2.6988
7	0.1157	0.5	0.0578	0.1157	0.5	0.0578	0.1157	0.5	0.0578
8	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	0.5	0.1161
9	0.2053	0.5	0.1027	0.2053	0.5	0.1027	0.2053	0.5	0.1027
10	0.3276	0.5	0.1638	0.3276	0.5	0.1638	0.3276	0.5	0.1638
11	0.2022	0.5	0.1011	0.2022	0.5	0.1011	0.2022	0.5	0.1011
12	0.1105	0.5	0.0553	0.1105	0.5	0.0553	0.1105	0.5	0.0553
13	0.2102	0.5	0.1051	0.2102	0.5	0.1051	0.2102	0.5	0.1051
14	0.1863	0.5	0.0932	0.1863	0.5	0.0932	0.1863	0.5	0.0932
15	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	0.5	0.1566
16	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.1545
17	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.1648
18	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116
21	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0763
22	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363
23	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888
รวม	5.1640	1.766	9.1180	5.1640	2.247	11.605	5.1640	2.737	14.136

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 34 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 7			บัสที่ 8			บัสที่ 9		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858
2	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272
3	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529
4	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058
5	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534
6	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	0.5	0.1161	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577
9	0.2053	0.5	0.1027	0.2053	0.5	0.1027	0.2053	8	1.6425
10	0.3276	0.5	0.1638	0.3276	0.5	0.1638	0.3276	0.5	0.1638
11	0.2022	0.5	0.1011	0.2022	0.5	0.1011	0.2022	0.5	0.1011
12	0.1105	0.5	0.0553	0.1105	0.5	0.0553	0.1105	0.5	0.0553
13	0.2102	0.5	0.1051	0.2102	0.5	0.1051	0.2102	0.5	0.1051
14	0.1863	0.5	0.0932	0.1863	0.5	0.0932	0.1863	0.5	0.0932
15	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	0.5	0.1566
16	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.1545
17	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.1648
18	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116
21	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743
22	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363
23	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888
รวม	5.1640	2.905	15.0034	5.1640	3.243	16.745	5.1640	3.541	18.284

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 34 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 10			บัสที่ 11			บัสที่ 12		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858
2	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272
3	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529
4	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058
5	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534
6	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577
9	0.2053	8	1.6425	0.2053	8	1.6425	0.2053	8	1.6425
10	0.3276	8	2.6210	0.3276	8	2.6210	0.3276	8	2.6210
11	0.2022	0.5	0.1011	0.2022	8	1.6174	0.2022	8	1.6174
12	0.1105	0.5	0.0553	0.1105	0.5	0.0553	0.1105	8	0.8841
13	0.2102	0.5	0.1051	0.2102	0.5	0.1051	0.2102	0.5	0.1051
14	0.1863	0.5	0.0932	0.1863	0.5	0.0932	0.1863	0.5	0.0932
15	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	0.5	0.1566
16	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.1545
17	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.1648
18	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116
21	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743
22	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363
23	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888
รวม	5.1640	4.017	20.7420	5.1640	4.310	22.258	5.1640	4.471	23.087

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 34 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 13			บัสที่ 14			บัสที่ 15		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858
2	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272
3	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529
4	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058
5	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534
6	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577
9	0.2053	8	1.6425	0.2053	8	1.6425	0.2053	8	1.6425
10	0.3276	8	2.6210	0.3276	8	2.6210	0.3276	8	2.6210
11	0.2022	8	1.6174	0.2022	8	1.6174	0.2022	8	1.6174
12	0.1105	8	0.8841	0.1105	8	0.8841	0.1105	8	0.8841
13	0.2102	8	1.6812	0.2102	8	1.6812	0.2102	8	1.6812
14	0.1863	0.5	0.0932	0.1863	8	1.4905	0.1863	8	1.4905
15	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	0.5	0.1566	0.3132	8	2.5057
16	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.1545	0.3090	0.5	0.1545
17	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	0.5	0.1648
18	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116
21	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743
22	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363
23	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888
รวม	5.1640	4.776	24.6633	5.1640	5.047	26.061	5.1640	5.502	28.409

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 34 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 16			บัสที่ 17			บัสที่ 18		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858
2	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272
3	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529
4	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058
5	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534
6	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577
9	0.2053	8	1.6425	0.2053	8	1.6425	0.2053	8	1.6425
10	0.3276	8	2.6210	0.3276	8	2.6210	0.3276	8	2.6210
11	0.2022	8	1.6174	0.2022	8	1.6174	0.2022	8	1.6174
12	0.1105	8	0.8841	0.1105	8	0.8841	0.1105	8	0.8841
13	0.2102	8	1.6812	0.2102	8	1.6812	0.2102	8	1.6812
14	0.1863	8	1.4905	0.1863	8	1.4905	0.1863	8	1.4905
15	0.3132	8	2.5057	0.3132	8	2.5057	0.3132	8	2.5057
16	0.3090	8	2.4720	0.3090	8	2.4720	0.3090	8	2.4720
17	0.3297	0.5	0.1648	0.3297	8	2.6372	0.3297	8	2.6372
18	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	0.5	0.0592	0.1184	8	0.9472
19	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706	0.1412	0.5	0.0706
20	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	0.5	0.1116
21	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743
22	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363
23	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888
รวม	5.1640	5.950	30.7272	5.1640	6.429	33.200	5.1640	6.601	34.087

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 34 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 19			บัสที่ 20			บัสที่ 21		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858
2	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272
3	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529
4	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058
5	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534
6	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577
9	0.2053	8	1.6425	0.2053	8	1.6425	0.2053	8	1.6425
10	0.3276	8	2.6210	0.3276	8	2.6210	0.3276	8	2.6210
11	0.2022	8	1.6174	0.2022	8	1.6174	0.2022	8	1.6174
12	0.1105	8	0.8841	0.1105	8	0.8841	0.1105	8	0.8841
13	0.2102	8	1.6812	0.2102	8	1.6812	0.2102	8	1.6812
14	0.1863	8	1.4905	0.1863	8	1.4905	0.1863	8	1.4905
15	0.3132	8	2.5057	0.3132	8	2.5057	0.3132	8	2.5057
16	0.3090	8	2.4720	0.3090	8	2.4720	0.3090	8	2.4720
17	0.3297	8	2.6372	0.3297	8	2.6372	0.3297	8	2.6372
18	0.1184	8	0.9472	0.1184	8	0.9472	0.1184	8	0.9472
19	0.1412	8	1.1299	0.1412	8	1.1299	0.1412	8	1.1299
20	0.2233	0.5	0.1116	0.2233	8	1.7861	0.2233	8	1.7861
21	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	0.5	0.0743	0.1487	8	1.1894
22	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363	0.2725	0.5	0.1363
23	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	0.5	0.0888
รวม	5.1640	6.806	35.1469	5.1640	7.131	36.821	5.1640	7.346	37.936

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 34 (ต่อ)

สายป้อนย่อย	บัสที่ 22			บัสที่ 23		
	λ	r	U	λ	r	U
1	0.0857	8	0.6858	0.0857	8	0.6858
2	0.2034	8	1.6272	0.2034	8	1.6272
3	0.1566	8	1.2529	0.1566	8	1.2529
4	0.4257	8	3.4058	0.4257	8	3.4058
5	0.3317	8	2,6534	0.3317	8	2,6534
6	0.3374	8	2.6988	0.3374	8	2.6988
7	0.1157	8	0.9254	0.1157	8	0.9254
8	0.2322	8	1.8577	0.2322	8	1.8577
9	0.2053	8	1.6425	0.2053	8	1.6425
10	0.3276	8	2.6210	0.3276	8	2.6210
11	0.2022	8	1.6174	0.2022	8	1.6174
12	0.1105	8	0.8841	0.1105	8	0.8841
13	0.2102	8	1.6812	0.2102	8	1.6812
14	0.1863	8	1.4905	0.1863	8	1.4905
15	0.3132	8	2.5057	0.3132	8	2.5057
16	0.3090	8	2.4720	0.3090	8	2.4720
17	0.3297	8	2.6372	0.3297	8	2.6372
18	0.1184	8	0.9472	0.1184	8	0.9472
19	0.1412	8	1.1299	0.1412	8	1.1299
20	0.2233	8	1.7861	0.2233	8	1.7861
21	0.1487	8	1.1894	0.1487	8	1.1894
22	0.2725	8	2.1801	0.2725	8	2.1801
23	0.1775	0.5	0.0888	0.1775	8	1.4201
รวม	5.1640	7.742	39.9804	5.1640	8	41.3118

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เมื่อทำการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดหรือบัส ของกรณีศึกษาที่ 3 ตามตารางที่ 34 ก็จะสามารถหาค่าดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส นั่นคือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) โดยสามารถคำนวณได้จากสมการ 24 โดยจะต้องทราบค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) สามารถคำนวณได้จากสมการ 25 และ 26 และค่าอัตราความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (IER) จะต้องแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังแสดงไว้แล้วในตารางที่ 5 โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส มีสัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภท (β_m) แสดงไว้ในตารางผนวกที่ 4 ดังนั้นมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง และพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส สามารถแสดงผลได้ดังตารางที่ 35

ตารางที่ 35 แสดงค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
1	13,770	645
2	32,967	855
3	40,636	1,422
4	1,176,238	9,483
5	67,589	1,393
6	36,216	1,696
7	11,640	1,350
8	2,243,204	18,085
9	46,846	2,194
10	68,984	2,489
11	91,028	2,671
12	23,881	2,770
13	513,469	13,318
14	159,866	4,691
15	72,786	3,409

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 35 (ต่อ)

บัสที่	ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (บาทต่อปี)	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง)
16	3,887,632	31,342
17	1,353,444	27,888
18	87,332	4,091
19	36,356	4,218
20	122,461	4,419
21	175,513	4,552
22	5,554,269	44,778
23	42,733	4,957
รวม	15,858,857	192,715

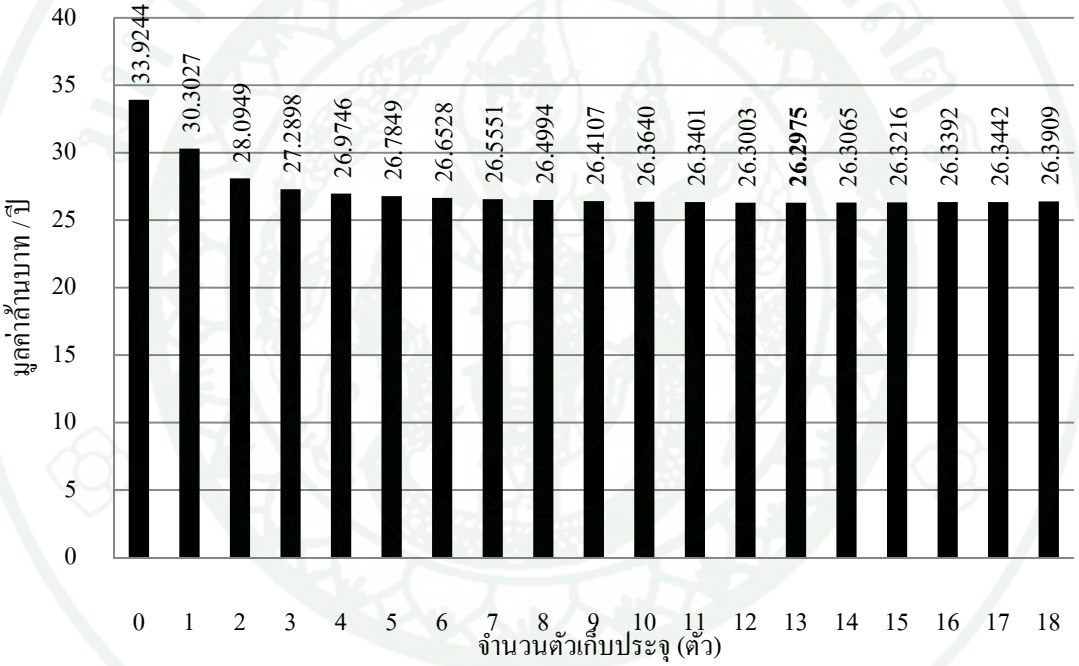
ค่าความเสียหายรวมเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังและค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส ของกรณีศึกษาที่ 3 ตามที่แสดงในตารางที่ 35 สามารถบ่งชี้ได้ว่าการติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบมีค่าสูงขึ้น โดยพิจารณาจากมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ของกรณีศึกษาที่ 3 ที่ลดลงไปอีก เมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 2 ซึ่งสามารถลด ECOST ได้ 2,288,409 บาทต่อปี หรือคิดเป็น 12.61 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 และค่าพลังงานรวมที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (ENS) ของกรณีศึกษาที่ 3 ที่ลดลงไปอีก เมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 2 โดยค่า ENS ลดลงเท่ากับ 27,694 กิโลวัตต์ต่อปี หรือคิดเป็น 12.56 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1

ตารางที่ 36 แสดงค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

กรณีศึกษาที่ 3 (บาทต่อปี)		TCDS (บาทต่อปี)	
		(2) + (3)	(1) + (2) + (3)
(1) ECOST	15,858,857	10,438,650	26,297,507*
(2) ICC	504,000		
(3) CoL	9,934,650	[redacted]	

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จากตารางที่ 36 แสดงค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (TCDS) ของกรณีศึกษาที่ 3 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส เมื่อพิจารณาค่า TCDS ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของกรณีศึกษาที่ 3 คือ พิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) ค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) จะได้ค่า TCDS ของกรณีศึกษาที่ 3 เท่ากับ 26,297,507 บาทต่อปี ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบค่า TCDS กับกรณีศึกษาที่ 2 พบว่าได้ค่า TCDS ที่ต่ำกว่า โดยสามารถแสดงเป็นความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 3 ($\gamma = 1$) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส ดังแสดงตามภาพที่ 22



ภาพที่ 22 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า TCDS กับจำนวนตัวเก็บประจุติดตั้งของกรณีศึกษาที่ 3 ($\gamma = 1$) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

ในงานวิจัยนี้นำเสนอวิธีการจัดวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (TCDS) ให้มีค่าต่ำที่สุด โดยค่า TCDS จะประเมินจากผลรวมของค่า ECOST ค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุและต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย โดยงานวิจัยนี้ได้ทำการประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาแบบนกดุเหว่า ซึ่งเป็นวิธีการหนึ่งที่ช่วยประหยัดเวลาในการแก้ปัญหาการวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมที่สุดได้ โดยประเมินวิธีการที่ได้เสนอผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัสและ 23 บัส

ผลของการศึกษากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 9 บัส พบว่าจากกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อเปรียบเทียบค่า TCDS กับกรณีศึกษาที่ 2 (หลังรวม ECOST เข้าไปด้วยแล้ว) พบว่าได้ค่า TCDS ที่ต่ำกว่า ถึงแม้ว่าจะมีค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุเพิ่มขึ้นเป็น 283,500 บาทต่อปี และระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 23 บัส พบว่าจากกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อเปรียบเทียบค่า TCDS กับกรณีศึกษาที่ 2 (หลังรวม ECOST เข้าไปด้วยแล้ว) พบว่าได้ค่า TCDS ที่ต่ำกว่า ถึงแม้ว่าจะมีค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุเพิ่มขึ้นเป็น 504,000 บาทต่อปี ซึ่งในการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าไปในระบบจำหน่ายนั้น ขนาดและตำแหน่งจะต้องมีความเหมาะสมเพื่อให้ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งตัวเก็บประจุที่ทางการไฟฟ้าจะต้องลงทุนเกิดความคุ้มค่ามากที่สุด

จากการศึกษาการจัดวางตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ผลลัพธ์ที่ได้จากการวิเคราะห์บ่งชี้ว่าในทางปฏิบัติเพื่อการติดตั้งตัวเก็บประจุให้ได้ประโยชน์สูงสุด ควรจะพิจารณาผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 3 คือ พิจารณาทั้งมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (ECOST) ค่าใช้จ่ายสำหรับลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ (ICC) และต้นทุนเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (CoL) ที่นอกจากจะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบลดลงแล้ว ยังลดค่าค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดหวังได้มากที่สุดด้วย

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ข้อเสนอแนะ

จากการวิจัยและทดสอบการจัดวางตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายนั้น ในวิทยานิพนธ์นี้ ได้ทำการทดสอบกับระบบพื้นฐานที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย ได้แก่ เบรกเกอร์ต้นทางและสวิตซ์ตัดตอนของแต่ละช่วงสายเท่านั้น ดังนั้น จึงควรมีการศึกษาผลของการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ เพิ่มเติมในระบบจำหน่าย เช่น การติดตั้งฟิวส์ในสายป้อนย่อย การติดตั้งรีโครสเซอร์ในสายป้อนหลัก เป็นต้น เพื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่เกิดขึ้น และดูว่ามีผลอย่างไรต่อค่าใช้จ่ายรวมของระบบจำหน่าย (TCDS)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

ชำนาญ ห่อเกียรติ. 2549. **ความเชื่อถือได้และการบำรุงรักษาระบบจำหน่าย.** พิมพ์ครั้งที่ 1. ธนภาคพริ้นติ้ง, กรุงเทพฯ.

ชำนาญ ห่อเกียรติ. 2552. **ระบบกำลังไฟฟ้า.** พิมพ์ครั้งที่ 4. จรัลสนิทวงศ์การพิมพ์, กรุงเทพฯ.

สำนักงานนโยบายและพลังงาน. 2556. **รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ.** ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์. คณะวิศวกรรมศาสตร์. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, กรุงเทพฯ.

Baghipour, R. and S.M. Hosseini. 2012. Placement of DG and Capacitor for Loss Reduction, Reliability and Voltage Improvement in Distribution Networks Using BPSO. **I.J. Intelligent Systems and Applications.** 12: 57-64.

Baran, M.E. and F.F. Wu. 1989. Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery.** 4 (1): 725-734.

Brown, R.E. 2002. **Electrical Power Distribution Reliability**. Marcel Dekker Inc, New York, Basel.

Etemadi, A.H. and M. Fotuhi-Firuzabad. 2008. Distribution System Reliability Enhancement Using Optimal Capacitor Placement. **IET Generation, Transmission & Distribution.** Vol. 2: 621-631.

Hamouda, A. and K. Zehar. 2006. **Efficient Load Flow Method for Radial Distribution Feeders.** Journal of Applied Sciences. 6 (13): 2741-2748.

Roy, S. and S.S. Chaudhuri. 2013. Cuckoo Search Algorithm Using Levy Fight: A Review. **I.J. Modern Education and Computer Science.** 12: 10-15.

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Sallam, A.A., M. Desouky and H. Desouk. 1994. Shunt Capacitor Effect on Electrical Distribution System Reliability. **IEEE Transactions on Reliability.** Vol. 43 (1): 170-176.

Yang, X.-S. and S. Deb. 2009. Cuckoo Search via Levy flights, pp. 210-214. In **World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing (NaBIC 2009)**. December 2009, India. IEEE Publications. USA.

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ภาคผนวก

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ข้อมูลระบบทดสอบ

ข้อมูลระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบโปรแกรมที่ได้พัฒนาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เพื่อศึกษาการวางตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายนั้น เป็นตัวอย่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้มีการตีพิมพ์ในวารสารมาแล้วจำนวน 2 ระบบ คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 9 บัส และระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 23 บัส ซึ่งผู้วิจัยได้ดัดแปลงระบบจำหน่ายทั้ง 2 ระบบดังกล่าวเพื่อใช้ในการทดสอบ โดยรายละเอียดข้อมูลของระบบทดสอบต่าง ๆ มีดังนี้

1. ข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 9 บัส

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 9 บัส (Etemadi and Fotuhi-Firuzabad, 2008) ประกอบด้วยสายป้อนจำนวน 9 ช่วงสาย ดังแสดงในภาพที่ 14 โดยความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 8.68 เมกะวัตต์ ดังรายละเอียดของระบบทดสอบ ตามที่แสดงไว้ในตารางผนวกที่ 1 และ 2

ตารางผนวกที่ 1 ข้อมูลโหลดและสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 9 บัส

หมายเลขช่วงสาย	บัสส่ง	บัสรับ	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)	End Bus Load		หมายเหตุ
					P(kW)	Q(kvar)	
1	0	1	0.123	0.413	1290	320	-
2	1	2	0.014	0.605	690	240	-
3	2	3	0.746	1.205	1250	310	-
4	3	4	0.698	0.608	1119	1288	-
5	4	5	1.983	1.728	1130	420	-
6	5	6	0.905	0.798	550	80	-
7	6	7	2.055	1.164	810	40	-
8	7	8	4.795	2.716	690	90	-
9	8	9	5.343	3.026	1150	140	-

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางผนวกที่ 2 สัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภทและอัตราความล้มเหลวสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 9 บัส

บัสที่	สัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภท (β_m)						สายป้อนย่อยที่	อัตราความล้มเหลว (ครั้ง/ปี)
	1	2	3	4	5	6		
1	1	0	0	0	0	0	0-1	0.106
2	0.6	0.1	0.3	0	0	0	1-2	0.100
3	0	0	0.2	0.8	0	0	2-3	0.153
4	0.7	0	0.3	0	0	0	3-4	0.150
5	0.6	0.2	0.2	0	0	0	4-5	0.247
6	0.8	0	0.2	0	0	0	5-6	0.165
7	0.7	0.3	0	0	0	0	6-7	0.252
8	0.8	0	0.2	0	0	0	7-8	0.459
9	0	0	0	1	0	0	8-9	0.500

2. ข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 23 บัส

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 23 บัส (Hamouda and Zehar, 2006) ประกอบด้วยสายป้อนจำนวน 23 ช่วงสาย ดังแสดงในภาพที่ 18 โดยความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 7.97 เมกะวัตต์ ดังรายละเอียดของระบบทดสอบ แสดงไว้ในตารางผนวกที่ 3 และ 4

ตารางผนวกที่ 3 ข้อมูลโหลดและสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 23 บัส

หมายเลขช่วงสาย	บัสส่ง	บัสรับ	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)	End Bus Load		หมายเหตุ
					P(kW)	Q(kvar)	
1	0	1	0.1844	0.0954	200	120	-
2	1	2	0.986	0.5022	180	80	-
3	2	3	0.672	0.3728	240	160	-
4	3	4	2.4974	1.710	1040	400	-
5	4	5	1.860	1.480	120	40	-

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางผนวกที่ 3 (ต่อ)

หมายเลขช่วงสาย	บัสส่ง	บัสรับ	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)	End Bus Load		หมายเหตุ
					P(kW)	Q(kvar)	
6	5	6	1.860	1.480	120	40	-
7	6	7	0.3932	0.130	90	60	-
8	7	8	1.158	1.0354	1080	600	-
9	8	9	0.9926	0.590	120	40	-
10	9	10	1.678	2.542	120	40	-
11	10	11	0.764	0.548	120	50	-
12	1	12	0.328	0.313	120	50	-
13	12	13	1.0084	0.7108	540	240	-
14	13	14	0.819	0.9568	180	80	-
15	14	15	1.4178	1.8746	120	50	-
16	2	16	1.6984	1.0348	1020	500	-
17	16	17	1.792	1.4022	840	400	-
18	5	18	0.406	0.2068	120	50	-
19	18	19	0.5684	0.2894	120	50	-
20	19	20	1.118	0.8674	120	40	-
21	20	21	0.6084	0.4012	120	70	-
22	21	22	1.3848	0.9668	1120	1540	-
23	22	23	0.682	1.0604	120	80	-

ตารางผนวกที่ 4 สัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภทและอัตราความล้มเหลวสายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ขนาด 23 บัส

บัสที่	สัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภท (β_m)						สายป้อนย่อยที่	อัตราความล้มเหลว (ครั้ง/ปี)
	1	2	3	4	5	6		
1	0.8	0.2	0	0	0	0	0-1	0.100
2	0.7	0	0.3	0	0	0	1-2	0.239

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางผนวกที่ 4 (ต่อ)

บัสที่	สัดส่วนของผู้ใช้ไฟตามประเภท (β_m)						สายป้อน	อัตราความล้มเหลว
	1	2	3	4	5	6	ย่อยที่	(ครั้ง/ปี)
3	0.8	0	0.2	0	0	0	2-3	0.184
4	0	0	0	1	0	0	3-4	0.500
5	0.6	0	0.4	0	0	0	4-5	0.390
6	0.8	0.2	0	0	0	0	5-6	0.393
7	1	0	0	0	0	0	6-7	0.136
8	0	0	0	1	0	0	7-8	0.268
9	0.8	0.2	0	0	0	0	8-9	0.240
10	0.7	0.3	0	0	0	0	9-10	0.358
11	0.6	0.4	0	0	0	0	10-11	0.200
12	1	0	0	0	0	0	1-12	0.125
13	0.7	0	0.3	0	0	0	12-13	0.242
14	0.6	0.4	0	0	0	0	13-14	0.210
15	0.8	0.2	0	0	0	0	14-15	0.313
16	0	0	0	1	0	0	2-16	0.362
17	0.6	0	0.4	0	0	0	16-17	0.378
18	0.8	0.2	0	0	0	0	5-18	0.138
19	1	0	0	0	0	0	18-19	0.166
20	0.7	0.3	0	0	0	0	19-20	0.261
21	0.7	0	0.3	0	0	0	20-21	0.173
22	0	0	0	1	0	0	21-22	0.308
23	1	0	0	0	0	0	22-23	0.186

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ –นามสกุล	นายฉลองชัย อย่างธารา
วัน เดือน ปี ที่เกิด	26 ตุลาคม 2525
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
ประวัติการศึกษา	วศ.บ.วิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ตำแหน่งปัจจุบัน	-
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	-
ผลงานดีเด่นและ/ หรือรางวัลทางวิชาการ	-
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	-

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์