



ใบรับรองวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

เรื่อง การวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจาก
สถานีไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา
โดย นายสมชาย ทรงศิริ

ได้รับอนุมัติให้นับเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

(อาจารย์ ดร.มงคล หวังสถิตย์วงศ์)

16 พฤษภาคม 2550

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

ประธานกรรมการ

(อาจารย์ ดร.สมพร สิริสำราญกุล)

กรรมการ

(อาจารย์ ดร.ธีรธรรม บุญยะกุล)

กรรมการ

(ดร.สุเทพ นิมคล้าย)

การวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย
ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

นายสมชาย ทรงศิริ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
บัณฑิตวิทยาลัย สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
ปีการศึกษา 2549
ลิขสิทธิ์ของสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

ชื่อ : นายสมชาย ทรงศิริ
ชื่อวิทยานิพนธ์ : การวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยคำนึงถึง
เหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์
โลในลักษณะลำดับเวลา
สาขาวิชา : วิศวกรรมไฟฟ้า
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ : อาจารย์ ดร.สมพร สิริสำราญกุล
ปีการศึกษา : 2549

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการวิเคราะห์และประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลาโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นภายในสถานีไฟฟ้าย่อย สถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งเป็นตัวเชื่อมระหว่างระบบส่งจ่ายไฟฟ้าย่อยและระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น มีผลกระทบอย่างสำคัญต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยรวม วิธีการมอนติ-คาร์โลจะแสดงพฤติกรรมแบบสุ่มของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า เช่นระยะเวลาทำงาน, ระยะเวลาการซ่อม และระยะเวลาการปลด-สับสวิตช์ ด้วยการเลือกตัวอย่างโดยวิธีสุ่มแบบมีลำดับเวลาและทำการจำลองเหตุการณ์เป็นเวลาหลายคาบการทำงาน สถานะของอุปกรณ์จะถูกนำมาพิจารณาร่วมกันเพื่อหาสถานะของระบบและทำการวิเคราะห์และประเมินความเชื่อถือได้ต่อไป

คุณค่าของความเชื่อถือได้สามารถประเมินได้จากความเสียหายหรือความสูญเสียของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากไฟฟ้าดับ ซึ่งแปลค่าออกมาในรูปของฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Damage Function : CDF) และรวบรวมข้อมูลจาก CDF มาจัดทำเป็นฟังก์ชันความเสียหายของลูกค้าเป็นรายกลุ่มหรือประเภท (Sector Customer Damage Function : SCDF) ที่สะท้อนภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ที่เกิดจากไฟฟ้าดับในรูปของฟังก์ชันค่าความเสียหายที่แตกต่างกันตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า และจากข้อมูลความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละจุดโหลดที่ถูกตัดออกจากระบบในขณะที่เกิดไฟฟ้าดับ ระยะเวลาไฟฟ้าดับ และค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ย ทำให้สามารถประเมินคุณค่าของความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลดได้

ในการทดสอบโปรแกรมการจำลองเหตุการณ์ด้วยวิธีมอนติคาร์โลที่พัฒนาขึ้นนี้ ได้ใช้ระบบทดสอบของ Roy Billinton (Roy Billinton Test System : RBTS) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยพิจารณาร่วมกับสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีรูปแบบแตกต่างกัน ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าวิธีการจำลองเหตุการณ์สามารถให้ผลลัพธ์ที่เป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่เปรียบเทียบกับ

วิธีวิเคราะห์ (Analytical Method) นอกจากนี้ยังสามารถประเมินค่าความเชื่อถือได้ของจุดโหลดในรูปของค่าความเสียหาย (ECOST) พร้อมการกระจายตัวของความน่าจะเป็น และรวมทั้งดัชนีอัตราการผลิตพลังงานจากไฟฟ้าดับ (IEAR) ที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าความเชื่อถือได้และต้นทุนทางการเงินได้อีกด้วย

(วิทยานิพนธ์มีจำนวนทั้งสิ้น 107 หน้า)

คำสำคัญ : การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล การประเมินค่าความเชื่อถือได้ ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์

Name : Mr.Somchai Songsiri
Thesis Title : Reliability Worth Analysis in Distribution Systems with Substation Originated
Outage using Time Sequential Monte Carlo Simulation
Major Field : Electrical Engineering
King Mongkut's Institute of Technology North Bangkok
Thesis Advisor : Dr.Somporn Sirisumrannukul
Academic Year : 2006

Abstract

This thesis presents a time sequential Monte Carlo simulation approach to distribution reliability evaluation and distribution reliability worth, taking into account equipment failure originated from substations. Substations, which transfer electrical energy between subtransmission systems and distribution systems, can have significant impact on the overall system reliability of customers. The Monte Carlo method represents the random behaviors of the system components, such as time to failure, time to repair and switching time by randomly sampling sequences of component states in chronological manner for several periods of time. Each of the component state is superimposed to determine system states for reliability evaluation.

Reliability worth is assessed by relating it to the costs or losses incurred by utility customers due to electric supply interruption interpreted in terms of customer damage functions (CDFs). The CDFs can then be determined for given customer types and aggregated to make sector customer damage functions (SCDFs), which reflect economic consequences of supply interruption as a function of cost in different groups of customers. With average disconnected load, outage duration, average interruption cost, reliability worth at the load points can be estimated.

A developed Monte Carlo Simulation programme is tested by the Roy Billinton test system (RBTS) and a system of Provincial Electricity Authority (PEA) with different substation configurations. The study results show that the simulation method can provide reliability indices comparable with those calculated from an analytical method. Reliability worth of load points in terms of expected cost and their probability distributions, and a useful

index known as the interrupted energy assessment rate (IEAR) that relates the reliability indices and the momentary implications of customer supply interruptions, are also evaluated.

(Total 107 pages)

Keywords : Monte Carlo simulation, Reliability worth, Distribution reliability, Substation reliability

Advisor

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยความร่วมมือ และการสนับสนุนของบุคคลมากมายที่ไม่สามารถนำมากล่าวไว้ในที่นี้ได้หมด ก่อนสิ่งใด ขอกล่าวขอบพระคุณพ่อและแม่ผู้ให้กำเนิดข้าพเจ้าขึ้นมา ขอขอบคุณ อาจารย์ ดร. สมพร สิริสำราญกุล ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ เป็นอย่างสูงที่ให้ความรู้ และให้คำปรึกษา จนข้าพเจ้าสามารถทำการวิจัย และจัดทำวิทยานิพนธ์สำเร็จตามเป้าหมาย ขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ได้ให้ประสบการณ์จากการทำงาน และสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในงานวิจัยของข้าพเจ้าได้เป็นอย่างดี ขอขอบคุณอาจารย์ พี่ พ้อง น้อง เพื่อน ทั้งที่อยู่ในที่ทำงาน และห้องวิจัย ที่ช่วยเป็นกำลังใจ และแรงขับเคลื่อนให้ข้าพเจ้าสามารถฝ่าฟันอุปสรรคต่างๆ ได้

ที่สำคัญที่สุด ที่ต้องกล่าวถึงคือ ขอขอบคุณคุณกุลธิดา ทรงศิริ ผู้หญิงที่เข้ามาในชีวิตของข้าพเจ้ามานานกว่า 13 ปี ที่คอยเป็นกำลังใจให้กับข้าพเจ้าด้วยดีมาโดยตลอดทั้งในการทำงาน การศึกษา และชีวิตครอบครัว ตลอด 3 ปีที่ผ่านมา ข้าพเจ้าจำต้องละทิ้งภารกิจประจำครอบครัวที่ต้องปฏิบัติไปบ้าง เช่น ไม่ได้ช่วยตากเสื้อผ้า ไม่ได้ช่วยทำความสะอาดบ้าน หรือแต่การล้างขวนนมให้ลูก เนื่องจากต้องเรียน และทำงานวิจัยในวันหยุด และขอขอบใจ และขออภัยลูกของข้าพเจ้าทั้งสองคนของข้าพเจ้า (ค.ญ. นุชอัณิย์ ทรงศิริ และ ค.ช. นวาวี ทรงศิริ) ที่ขาดตกบกพร่องในการทำหน้าที่ของพ่อไปบ้าง และต้องกลับบ้านดึก ทำให้ลูกทั้งสองคิดถึงและเป็นห่วง

ท้ายที่สุดนี้ ข้าพเจ้าขอสัญญาว่าจะได้นำความรู้ และประสบการณ์ที่ได้รับในครั้งนี้ ไปใช้ให้เกิดประโยชน์ต่อทั้งส่วนตัว สังคม และต่อประเทศชาติของเราต่อไป

สมชาย ทรงศิริ

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ง
กิตติกรรมประกาศ	ฉ
สารบัญตาราง	ญ
สารบัญภาพ	ฎ
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	4
1.3 ขอบเขตของการวิจัย	4
1.4 วิธีการวิจัย	5
1.5 ประโยชน์ของการวิจัย	5
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์	5
บทที่ 2 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	7
2.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	7
2.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	8
2.3 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล	11
2.4 การสร้างแบบจำลองของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	12
2.5 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	13
2.6 เทคนิคการค้นหาอุปกรณ์ที่ชำรุด	15
บทที่ 3 การวิเคราะห์ค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	19
3.1 สถานีไฟฟ้าย่อย	19
3.2 ดัชนีค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย	20
3.3 การล้มเหลวแบบเอกทีฟและแพสซีฟ	20
3.4 การทำงานผิดพลาดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดปกติปิด	22

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.5 แบบจำลองของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์	23
3.6 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	24
3.7 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	27
3.8 เทคนิคการค้นหาอุปกรณ์ที่ชำรุด	28
3.9 เทคนิคการจำลองเหตุการณ์ที่มีเซอร์กิตเบรกเกอร์ในระบบป้องกันหลักคิดขัด	28
บทที่ 4 การวิเคราะห์คุณค่าของความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	31
4.1 การประเมินค่าของความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่าย	31
4.2 ค่าดัชนีที่ใช้ในการประเมินคุณค่าของความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	32
4.3 ข้อมูลโหนดของระบบ RBTS บัส 2	34
4.4 เทคนิคการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่มีผลกระทบระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยและระบบจำหน่ายไฟฟ้า	35
4.5 การคำนวณค่า ECOST และ IEAR ของจุดโหลด	36
4.6 ขั้นตอนการคำนวณหาค่า ECOST และ IEAR โดยใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	37
บทที่ 5 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าย่อยที่ทำการศึกษานงานวิจัย	43
5.1 ระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton	43
5.2 รูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ใช้ในการศึกษาระบบ RBTS บัส 2	45
5.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	48
5.4 ข้อมูลความเสียหายจากการเกิดไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	53
5.5 รูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ใช้ในการศึกษาระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	54

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 6 ผลการวิเคราะห์และประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	57
6.1 ผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายด้วยวิธีวิเคราะห์	57
6.2 ผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายด้วยวิธีการ จำลองเหตุการณ์	60
6.3 ผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีการ จำลองเหตุการณ์	71
6.4 ผลการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดย คำนึงถึงเหตุขัดข้องภายในสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีการจำลอง เหตุการณ์	77
6.5 ผลการประเมินความเชื่อถือได้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค	79
6.6 สรุป	87
บทที่ 7 สรุปผลและข้อเสนอแนะ	89
7.1 สรุปผล	89
7.2 ข้อเสนอแนะ	90
เอกสารอ้างอิง	91
ภาคผนวก ก ข้อมูลความยาวสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	93
ภาคผนวก ข ข้อมูลโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	99
ประวัติผู้วิจัย	107

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2-1	สถิติระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่มีสาเหตุจากส่วนต่างๆ ของระบบไฟฟ้า	7
4-1	ข้อมูลโหลดของระบบ RBTS บัส 2	34
5-1	ข้อมูลความยาวของสายไฟฟ้าของ RBTS บัส 2	45
5-2	ข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้า	45
5-3	ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระยะเวลาการทำงานของสายเหนือดินและหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่าย	51
5-4	ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระยะเวลาการซ่อมสายเคเบิล,สายเหนือดินและหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่าย	51
5-5	เกณฑ์การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	53
5-6	แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	53
6-1	ผลการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของวงจรที่ 1 ด้วยวิธีการวิเคราะห์	58
6-2	ผลการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของวงจรที่ 2 ด้วยวิธีการวิเคราะห์	58
6-3	ผลการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของวงจรที่ 3 ด้วยวิธีการวิเคราะห์	59
6-4	ผลการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของวงจรที่ 4 ด้วยวิธีการวิเคราะห์	60
6-5	การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดระหว่างวิธีการวิเคราะห์กับการจำลองเหตุการณ์	63
6-6	การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RBTS บัส 2 ระหว่างวิธีการวิเคราะห์กับการจำลองเหตุการณ์	67
6-7	การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยระหว่างวิธีการวิเคราะห์กับการจำลองเหตุการณ์ที่ใช้การกระจายตัวความน่าจะเป็นแบบเอ็กซ์โปเนนเชียล	74
ก-1	ข้อมูลความยาวสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	95
ข-1	ข้อมูลโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	101

สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
1-1 การเชื่อมโยงระหว่างส่วนต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ตั้งแต่ระบบผลิตไฟฟ้าจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้า	1
1-2 ค่าใช้จ่ายและความเสียหายจากการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายระหว่างการใช้ไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า	3
2-1 วงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเบเรเดิล	8
2-2 กำลังไฟฟ้าสูงสุด (L_p), กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (L_a), พลังงานไฟฟ้ารวม (E_d) และช่วงเวลาที่พิจารณา (t)	10
2-3 การกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบเอกซ์โปเนนเชียล	12
2-4 ประวัติการทำงานและการซ่อมแซมของอุปกรณ์	13
2-5 แผนผังการทำงานของโปรแกรมการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	15
2-6 ตัวอย่างของมินิมัลคัทเซตของจุดโหลด LP1 ที่มีอุปกรณ์ 2 ตัวต่อร่วมกันแบบอนุกรม ตามระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเบเรเดิล	16
2-7 การค้นหาอุปกรณ์ที่ชำรุดในปีที่ 1 และการเก็บสะสมค่าดัชนีแสดงจำนวนเหตุการณ์ชำรุดที่เกิดขึ้นของอุปกรณ์ A และ B	16
3-1 รูปแบบการจัดวางอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยที่แตกต่างกัน	20
3-2 ไดอะแกรมแสดงปริภูมิสถานะ (State Space Diagram) ของการล้มเหลวแบบเอกทีฟ และแพสซีฟ	21
3-3 รูปแบบการล้มเหลวของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ	23
3-4 การกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์	25
3-5 ประวัติการทำงานของอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบเอกทีฟ	26
3-6 ประวัติการทำงานของอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแพสซีฟ	27
3-7 แผนผังการทำงานของโปรแกรมการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	29
4-1 SCDF ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ที่ใช้ในงานวิจัย	33
4-2 การเชื่อมต่อระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า	35

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
4-3 แผนผังการทำงานของโปรแกรมการวิเคราะห์คุณค่าของความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา	39
5-1 แสดงระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton (RBTS)	43
5-2 ระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton (RBTS) บัส 2	44
5-3 รูปแบบสถานีไฟฟ้า 6 รูปแบบที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบ RBTS บัส 2	47
5-4 สภาพระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง	48
5-5 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง วงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ 1, 2 และ 4	49
5-6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง วงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ 6, 7 และ 8	50
5-7 รูปแบบสถานีไฟฟ้า 3 รูปแบบที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	55
6-1 ระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton (RBTS) บัส 2 วงจรที่ 1	57
6-2 ระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton (RBTS) บัส 2 วงจรที่ 2	58
6-3 ระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton (RBTS) บัส 2 วงจรที่ 3	59
6-4 ระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton (RBTS) บัส 2 วงจรที่ 4	60
6-5 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP3 ใน RBTS บัส 2	61
6-6 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP9 ใน RBTS บัส 2	61
6-7 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP14 ใน RBTS บัส 2	62
6-8 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP22 ใน RBTS บัส 2	62
6-9 การลู่เข้าของค่าดัชนี SAIFI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	65
6-10 การลู่เข้าของค่าดัชนี SAIDI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	65
6-11 การลู่เข้าของค่าดัชนี CAIDI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	65
6-12 การลู่เข้าของค่าดัชนี ASAI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	66
6-13 การลู่เข้าของค่าดัชนี ASUI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	66
6-14 การลู่เข้าของค่าดัชนี ENS ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	66
6-15 การลู่เข้าของค่าดัชนี AENS ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	67
6-16 การกระจายตัวของค่าดัชนี SAIFI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	68

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
6-17 การกระจายตัวของค่าดัชนี SAIDI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	68
6-18 การกระจายตัวของค่าดัชนี CAIDI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	69
6-19 การกระจายตัวของค่าดัชนี ASAI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	69
6-20 การกระจายตัวของค่าดัชนี ASUI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	69
6-21 การกระจายตัวของค่าดัชนี ENS ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	70
6-22 การกระจายตัวของค่าดัชนี AENS ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2	70
6-23 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ A	71
6-24 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ B	72
6-25 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ C	72
6-26 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ D	72
6-27 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ E	73
6-28 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ F	73
6-29 เปรียบเทียบค่าดัชนี ของสถานีไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่มีระยะเวลาการซ่อม กระจายตัวแบบเอ็กซ์โปเนนเชียล	74
6-30 เปรียบเทียบค่าดัชนี ของสถานีไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่มีระยะเวลาการซ่อม กระจายตัวแบบไวบูลล์	75
6-31 เปรียบเทียบค่าดัชนี ของสถานีไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่มีระยะเวลาการซ่อม กระจายตัวแบบไวบูลล์ และมีสถานะติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์	76
6-32 เปรียบเทียบค่าดัชนีของสถานีไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่มีระยะเวลาการซ่อมกระจาย ตัวแบบไวบูลล์ มีสถานะติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และการบำรุงรักษา	77
6-33 เปรียบเทียบ ECOST แยกตามวงจรในระบบไฟฟ้า RBTS	78
6-34 เปรียบเทียบ IEAR แยกตามวงจรในระบบไฟฟ้า RBTS	78
6-35 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP6 ในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	79
6-36 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP41 ในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	79
6-37 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP72 ในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	80
6-38 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP92 ในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	80
6-39 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP108 ในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	80

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
6-40 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP153 ในในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	80
6-41 การกระจายตัวของค่าดัชนี SAIFI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	81
6-42 การกระจายตัวของค่าดัชนี SAIDI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	81
6-43 การกระจายตัวของค่าดัชนี CAIDI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	81
6-44 การกระจายตัวของค่าดัชนี ASAI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	82
6-45 การกระจายตัวของค่าดัชนี ASUI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	82
6-46 การกระจายตัวของค่าดัชนี ENS ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	82
6-47 การกระจายตัวของค่าดัชนี AENS ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	83
6-48 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย รูปแบบ A ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	83
6-49 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย รูปแบบ B ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	83
6-50 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย รูปแบบ C ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	84
6-51 เปรียบเทียบค่าดัชนีอัตราการล้มเหลวที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้า ของสถานีไฟฟ้าย่อย ในแต่ละรูปแบบ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	84
6-52 เปรียบเทียบค่าดัชนีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี ที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้า ของสถานีไฟฟ้าย่อย ในแต่ละรูปแบบ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	84
6-53 เปรียบเทียบ ECOST แยกตามวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	85
6-54 เปรียบเทียบ IEAR แยกตามวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	85
6-55 การกระจายตัวของ ECOST ของสถานีไฟฟ้าย่อย รูปแบบ A	86
6-56 การกระจายตัวของ ECOST ของสถานีไฟฟ้าย่อย รูปแบบ B	86
6-57 การกระจายตัวของ ECOST ของสถานีไฟฟ้าย่อย รูปแบบ C	86

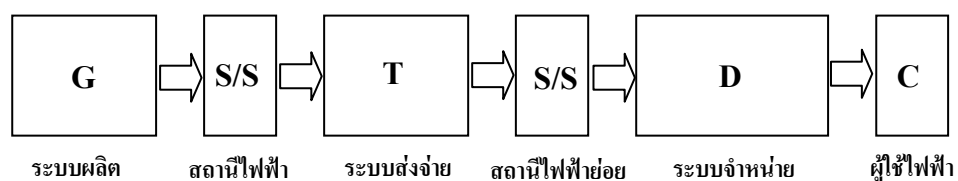
บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่เชื่อมต่อระหว่างระบบส่งจ่ายไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งถือเป็นระบบที่มีความสำคัญและส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟโดยตรง การเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ไฟฟ้าดับมากกว่าร้อยละ 90 มีสาเหตุมาจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า [1] นอกจากนี้ในปัจจุบันหลายๆประเทศรวมถึงประเทศไทยได้มีการกำหนดเกณฑ์คุณภาพการให้บริการของการไฟฟ้าระบบจำหน่าย ด้วยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เพื่อเป็นปัจจัยในการประเมินประสิทธิภาพของการไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น ดัชนี SAIFI และ SAIDI เป็นต้น ความหมายของดัชนีดังกล่าวนี้จะอธิบายไว้ในบทที่ 2 โดยทั่วไปการศึกษาหรือการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นจะกระทำใน 2 ลักษณะ คือ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่แต่ละจุดโหลด (Load Point Indices) และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ (System Indices) หรือดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟ (Customer-oriented Indices) [2]

ตามภาพที่ 1-1 จะพบว่าระหว่างระบบส่งจ่ายไฟฟ้า กับระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นส่วนเชื่อมโยงอยู่ โดยทำหน้าที่ในการลดระดับแรงดันไฟฟ้า และสับ-จ่ายวงจรจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้ครอบคลุมพื้นที่บริการ ดังนั้นในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า นอกจากการปรับปรุง หรือเปลี่ยนแปลงรูปแบบการจ่ายกระแสไฟฟ้า หรืออุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว การปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อย ก็มีส่วนช่วยในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ด้วย เนื่องจากเมื่อเกิดเหตุขัดข้องจากอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า จะเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างในระบบจำหน่ายไฟฟ้า การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยรวมผลกระทบจากเกิดเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อยจะทำให้เห็นภาพรวมของการปรับปรุงความเชื่อถือได้มากยิ่งขึ้น



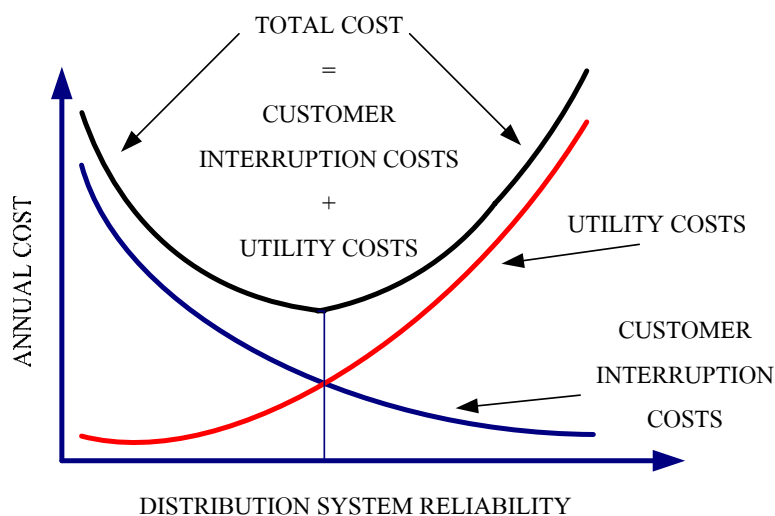
ภาพที่ 1-1 การเชื่อมโยงระหว่างส่วนต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ตั้งแต่ระบบผลิตไฟฟ้าจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้า

การปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะมีส่วนสำคัญอย่างยิ่งต่อการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้โดยภาพรวมของระบบไฟฟ้า ทั้งนี้วิธีการที่ใช้ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ที่นิยมใช้กันสามารถแบ่งได้เป็น 2 ลักษณะ คือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical Method) คือวิธีการที่ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ แทนพฤติกรรมแบบสุ่มของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา และคำนวณค่าดัชนีต่างๆ ด้วยกระบวนการทางคณิตศาสตร์ และ วิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation Method) คือวิธีการที่มีการจำลองเหตุการณ์ด้วยเทคนิคของมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation Method: MCS) โดยจะจำลองพฤติกรรมของอุปกรณ์ในระบบที่ตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นแบบสุ่ม และทำการประเมินด้วยการจำลองเหตุการณ์ซ้ำๆ หลายครั้ง จากนั้นทำการประเมินผลเป็นค่าดัชนี [3]

หากระบบมีเงื่อนไขที่จะต้องพิจารณาไม่ซับซ้อนมากหรือมีจำนวนอุปกรณ์ไม่มากนัก การประเมินความเชื่อถือได้โดยวิธีการวิเคราะห์จะมีความรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ แต่หากมีเงื่อนไขที่ซับซ้อนมากขึ้น และมีจำนวนอุปกรณ์มากแล้ว วิธีการวิเคราะห์จะมีความยุ่งยากซับซ้อนมากกว่าการใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์ ข้อดี ข้อเสีย ของทั้งสองวิธีสามารถสรุปคร่าวๆ ได้ดังนี้ [4]

เวลาที่ใช้ในการวิเคราะห์จะน้อยกว่าเวลาที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ วิธีการวิเคราะห์จะให้ผลคงเดิมหากวิเคราะห์ระบบเดิม และมีข้อมูลเหมือนเดิม ขณะที่ผลที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์จะขึ้นกับวิธีการสุ่มตัวเลข และจำนวนครั้งของการจำลองเหตุการณ์ แบบจำลองที่ใช้ในวิธีการวิเคราะห์เป็นแบบจำลองอย่างง่าย อาจทำให้ผลลัพธ์ที่ได้รับไม่สะท้อนถึงระบบที่แท้จริง แต่วิธีการจำลองเหตุการณ์สามารถเลียนแบบเหตุการณ์ต่างๆ ได้เหมือนจริง นอกจากนี้แล้ววิธีการจำลองเหตุการณ์สามารถให้ผลลัพธ์ที่เป็นข้อมูลในเชิงสถิติ ในขณะที่ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์เป็นแค่เพียงค่าความคาดหวัง (Expected Values)

ภาพที่ 1-2 แสดงให้เห็นว่า การปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้า มีค่าเพิ่มขึ้น ในขณะที่ความเสียหายในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าลดลง ดังนั้นในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ต้องพิจารณาเพื่อให้เกิดความสมดุล ระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้า และความเสียหายจากการเกิดไฟฟ้าขัดข้องที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบ ซึ่งจากการสำรวจบทความทางวิชาการ พบว่าการหาค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องจากการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง เป็นวิธีการที่นิยมใช้ เพื่อวิเคราะห์หาความเหมาะสมในการเลือกแนวทางการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือเรียกว่า การวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีการวิเคราะห์ (Analytical Method) แล้ว ยังสามารถทำการประเมินได้ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา [5] ได้อีกด้วย



ภาพที่ 1-2 ค่าใช้จ่ายและความเสียหายจากการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย
ระหว่างการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า

ในการวิจัยนี้ จะทำการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยการใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา มีการจำลองรูปแบบการล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นแบบ 4 สถานะ โดยพิจารณาผลของการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยเอง รวมทั้งเหตุการณ์ที่เป็นผลกระทบระหว่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าย่อยที่เกิดจากการทำงานของระบบป้องกันหลักทำงานเนื่องจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการทำงานของระบบป้องกันสำรองเนื่องจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและระบบป้องกันหลักไม่ทำงาน [6] ซึ่งเป็นการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่คำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา โดยพิจารณาร่วมกัน แตกต่างจากงานวิจัยอื่นที่ใช้วิธีการวิเคราะห์ หรือพิจารณาแยกกันระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยและระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยข้อดีของการจำลองเหตุการณ์คือ สามารถให้ผลที่เป็นข้อมูลเชิงสถิติที่จะช่วยให้มีการตัดสินใจเลือกรูปแบบ และวิธีการในการลงทุนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสมและคุ้มค่าต่อไป

ทั้งนี้ในการวิจัยนี้จึงได้มีการวิเคราะห์คุณค่า (Worth) ของการปรับปรุงความเชื่อถือได้โดยการเปลี่ยนแปลงรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยหลากหลายรูปแบบคิดค่าความเสียหาย (Outage Costs) ของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า [7] ซึ่งมีความสัมพันธ์กับระยะเวลาไฟฟ้าดับ ตามฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามกลุ่ม (Sector Customer Damage Function หรือ SCDF) [8, 9] มีทำการ

ทดสอบกับระบบจำหน่าย Roy Billinton Test System (RBTS) บัส 2 โดยเปรียบเทียบผลที่ได้กับวิธีการวิเคราะห์ด้วย และทำการศึกษาเกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่สถานีไฟฟ้าย่อยคลองขวาง จ. ฉะเชิงเทรา โดยใช้ข้อมูลของการไฟฟ้าที่มีอยู่ และได้ทดลองเปลี่ยนแปลงรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยทางด้านระบบ 115 kV เพื่อเปรียบเทียบหาความแตกต่างของค่าเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยแต่ละรูปแบบ ข้อมูลที่ได้จากการศึกษา จะเป็นประโยชน์ในการวางแผนเลือกรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่าย และรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้โดยพิจารณาค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นหลักในการพิจารณา เพื่อหาทางเลือกที่เหมาะสมที่สุดในการลงทุน

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษา และสร้างโปรแกรมช่วยในการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลาโดยทดสอบกับระบบไฟฟ้ามาตรฐาน RBTS

1.2.2 เพื่อนำโปรแกรมที่ได้สร้างขึ้น ไปใช้ในการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และทำการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลที่มีอยู่ในปัจจุบัน เพื่อเป็นแนวทางในการวางแผนระบบไฟฟ้าในอนาคต

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1.3.1 ศึกษาการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

1.3.2 ออกแบบ และสร้างโปรแกรมช่วยในการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ในลักษณะลำดับเวลา และทดสอบการทำงานด้วยระบบไฟฟ้ามาตรฐาน RBTS

1.3.3 ทำการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และศึกษาเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และความคุ้มค่าในการปรับปรุงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยการเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้า ในกรณีต่างๆ

1.4 วิธีการวิจัย

1.4.1 ศึกษาการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

1.4.2 ออกแบบและสร้างโปรแกรมช่วยในการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

1.4.3 ทดสอบโปรแกรมที่สร้างขึ้น และนำโปรแกรมที่ได้ออกแบบและสร้างแล้ว ไปทำการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

1.5 ประโยชน์ของการวิจัย

1.5.1 ได้มีการพัฒนาและสร้างโปรแกรมช่วยในการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ในลักษณะลำดับเวลา

1.5.2 สามารถใช้โปรแกรมที่สร้างขึ้น ไปทำการวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย

1.5.3 สามารถนำผลที่ได้จากการประเมิน ซึ่งเป็นค่าเชิงสถิติ ไปใช้ในการวางแผนการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในอนาคตได้

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึง การวิเคราะห์คุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา ซึ่งเนื้อหาของวิทยานิพนธ์จะประกอบด้วยบทต่างๆ ดังนี้ บทที่ 1 แนะนำความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา และกล่าวถึงวัตถุประสงค์ ขอบเขตการวิจัย ตลอดจนประโยชน์ของการวิจัย บทที่ 2 จะกล่าวถึงการวิเคราะห์หาค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา บทที่ 3 จะกล่าวถึงการวิเคราะห์หาค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา บทที่ 4 จะกล่าวถึงการวิเคราะห์คุณค่าของความเชื่อถือได้ระบบจำหน่าย โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย บทที่ 5 จะกล่าวถึงระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษา บทที่ 6 จะกล่าวถึงผลการใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นไปทำการทดสอบกับระบบไฟฟ้า และบทที่ 7 เป็นการสรุปผลการวิจัยและเสนอแนะการพัฒนางานวิจัยในอนาคต

บทที่ 2

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

2.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในอดีตที่ผ่านมาระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้รับความสนใจในการศึกษาด้านความเชื่อถือได้ของระบบน้อยกว่าระบบผลิตกำลังไฟฟ้า เนื่องจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้ามีการลงทุนสูง และการเกิดขัดข้องของระบบผลิตกำลังไฟฟ้า จะส่งผลให้เกิดผลกระทบเป็นบริเวณกว้าง ต่อทั้งสังคมและสิ่งแวดล้อม ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นส่วนที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำกว่า และผลกระทบจากการเกิดเหตุขัดข้องมีบริเวณที่แคบกว่า แต่จากประสบการณ์ของการไฟฟ้าต่างๆ พบว่า สถิติการเกิดไฟฟ้าดับที่มีผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้ามีสาเหตุจากระบบจำหน่ายมากที่สุด ตามที่แสดงในตารางที่ 2-1 [10]

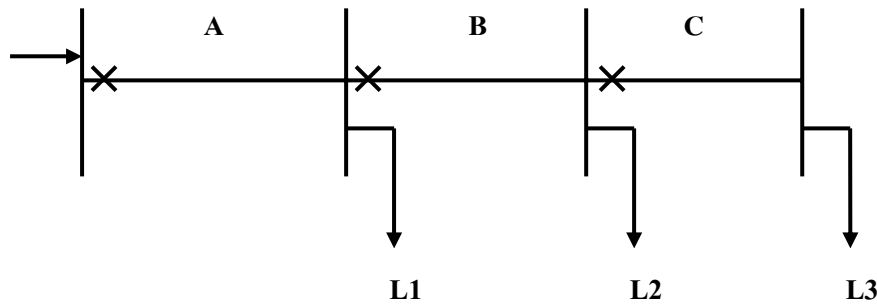
ตารางที่ 2-1 สถิติระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่มีสาเหตุจากส่วนต่างๆ ของระบบไฟฟ้า

ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้า	ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยต่อผู้ใช้ไฟฟ้าต่อปี	
	(นาทีก)	(ร้อยละ)
ระบบผลิต/ระบบส่ง	0.5	0.5
132 kV	2.3	2.4
69 kV และ 33 kV	8.0	8.3
11 kV และ 6.6 kV	58.8	60.7
แรงดันต่ำ	11.5	11.9
การดับไฟเพื่อทำงาน	15.7	16.2
รวม	96.8	100

จากสถิติดังกล่าวข้างต้นทำให้ผู้วางแผนระบบไฟฟ้าต้องคำนึงถึงการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างมาก ปัจจุบันในหลายประเทศได้มีการกำหนดเกณฑ์ของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เพื่อรับประกันคุณภาพการให้บริการต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยกำหนดเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ทั้งนี้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ดังกล่าว ได้มีการกำหนดไว้แตกต่างกันตามประสบการณ์ของการไฟฟ้าแต่ละแห่ง

2.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

โดยทั่วไปสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือดัชนีค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด (Load Point Reliability Indices) และดัชนีค่าความเชื่อถือได้ของระบบ (System Reliability Indices) [2]



ภาพที่ 2-1 วงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

2.2.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด (Load Point Reliability Indices)

เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต่อเชื่อมกับระบบไฟฟ้า โดยมีอุปกรณ์ต่ออยู่ระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้ากับแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นแบบเรเดียล ตามภาพที่ 2-1 ดังนั้นหากอุปกรณ์ใดเกิดขัดข้องจนทำให้ขาดการเชื่อมต่อระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้าและแหล่งจ่ายแล้ว จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดไฟฟ้าดับ ดัชนีที่จุดโหลดประกอบด้วย อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Failure Rate : λ_S) ระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ย (Average Outage Time : r_S) และ ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีเฉลี่ย (Average Annual Outage Time : U_S)

$$\lambda_S = \sum_i \lambda_i \quad \text{ครั้ง/ปี} \quad (2-1)$$

$$U_S = \sum_i \lambda_i r_i \quad \text{ชั่วโมง/ปี} \quad (2-2)$$

$$r_S = \frac{U_S}{\lambda_S} \quad \text{ชั่วโมง/ครั้ง} \quad (2-3)$$

โดยที่ λ_i คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่มีผลต่อจุดโหลดที่ทำการพิจารณา

r_i คือ ระยะเวลาในการนำอุปกรณ์กลับคืนสภาพปกติ

2.2.2 ดัชนีค่าความเชื่อถือได้ของระบบ (System Reliability Indices)

แม้ว่าดัชนีค่าความเชื่อถือได้ของจุดโหลดดังกล่าวข้างต้น จะเป็นดัชนีที่มีความสำคัญเป็นพื้นฐาน แต่ยังไม่สามารถแสดงภาพรวมของระบบได้ เช่น ค่าดัชนีค่าความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ไม่ว่าจะผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย หรือ 100 ราย ต่ออยู่ หรือไม่ว่าจะมีขนาดของโหลด 10 kW หรือ 100 kW ต่ออยู่ ก็จะมีค่าดัชนีที่เท่ากัน ดังนั้นเพื่อที่จะสะท้อนภาพความรุนแรงหรือความสำคัญของการเกิดไฟฟ้าดับของระบบ จึงได้มีการกำหนดค่าดัชนีค่าความเชื่อถือได้ของระบบขึ้นเพิ่มเติม ดังต่อไปนี้

2.2.2.1 ค่าดัชนีอ้างอิงกับผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented Indices) ได้แก่

ก) System Average Interruption Frequency Index หรือ SAIFI ซึ่งแสดงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad \text{ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี} \quad (2-4)$$

ข) System Average Interruption Duration Index หรือ SAIDI ซึ่งแสดงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad \text{ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี} \quad (2-5)$$

ค) Customer Average Interruption Duration Index หรือ CAIDI ซึ่งแสดงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ

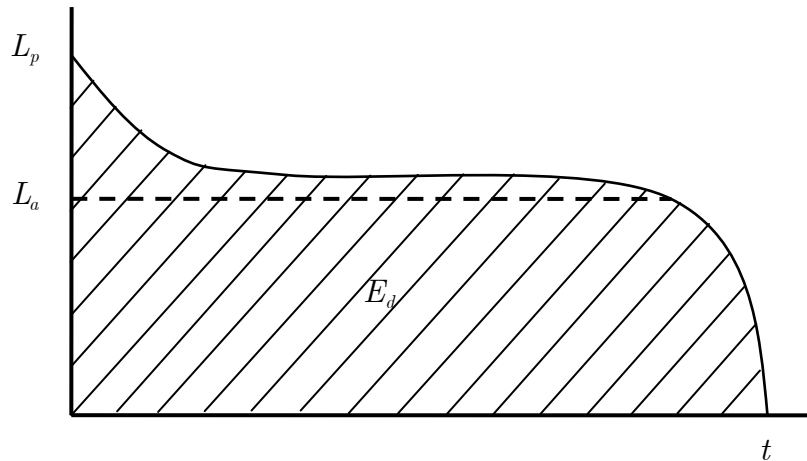
$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad \text{ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี} \quad (2-6)$$

ง) Average Service Availability Index หรือ ASAI ซึ่งแสดงค่าเฉลี่ยของการมีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (2-7)$$

จ) Average Service Unavailability Index หรือ ASUI ซึ่งแสดงค่าเฉลี่ยของการไม่มีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (2-8)$$



ภาพที่ 2-2 กำลังไฟฟ้าสูงสุด (L_p), กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (L_a), พลังงานไฟฟ้ารวม (E_d) และช่วงเวลาที่พิจารณา (t)

2.2.2.2 ค่าดัชนีที่มีความสัมพันธ์กับโหลดและพลังงานไฟฟ้า (Load-and-energy-oriented Indices) ภาพที่ 2-2 แสดงการใช้ไฟฟ้าของจุดโหลดจุดหนึ่ง โดยค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (Average load: L_a) สามารถหาได้จาก 2 แนวทางตามสมการที่ (2-9) และ (2-10)

$$L_a = L_p \times f \quad \text{กิโลวัตต์} \quad (2-9)$$

$$L_a = \frac{E_d}{t} \quad \text{กิโลวัตต์} \quad (2-10)$$

ค่าดัชนีที่สำคัญและนิยมใช้ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่อยู่ในกลุ่มนี้ได้แก่

ก) Energy Not Supplied Index หรือ ENS ซึ่งแสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้จ่ายในช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ

$$ENS = \sum L_{a(i)} U_i \quad \text{หน่วย} \quad (2-11)$$

ข) Average Energy Not Supplied Index หรือ AENS ซึ่งแสดงค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้จ่ายในช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

$$AENS = \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \quad \text{หน่วย/ผู้ใช้ไฟฟ้า} \quad (2-12)$$

โดยที่ λ_i คือ อัตราการล้มเหลวของจุดโหลด

U_i คือ ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยต่อปีของแต่ละจุดโหลด

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลด

$L_{av(i)}$ คือ ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของแต่ละจุดโหลด

2.3 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

วิธีมอนติคาร์โลเป็นวิธีการที่ถูกใช้ในตอนเริ่มแรกด้วยชื่อสามัญมากมาย อาทิเช่น วิธีการสุ่มตัวอย่างในเชิงสถิติ (Statistical Sampling) ซ้อมอนติคาร์โล (Monte Carlo) ได้ถูกอ้างอิงขึ้นเมื่อมีการนำมาใช้ในบ่อนกาสิโนในประเทศโมนาโก ด้วยการใช้ตัวเลขแบบสุ่มเพื่อแสดงเหตุการณ์ที่สนใจผ่านข้อมูลในเชิงสถิติ

วิธีการมอนติคาร์โล ได้ถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายในกระบวนการคิดคำนวณสำหรับการจำลองเหตุการณ์ของกระบวนการทางฟิสิกส์ และคณิตศาสตร์ ตลอดจนกระบวนการต่างๆ มากมาย รวมทั้งในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เนื่องจากระบบไฟฟ้าประกอบด้วยอุปกรณ์ต่างๆ มากมาย ดังนั้นความเชื่อถือได้ของระบบจึงขึ้นอยู่กับค่าการล้มเหลวของแต่ละอุปกรณ์ที่มีพฤติกรรมแบบสุ่ม

อุปกรณ์แต่ละตัวในระบบจะมีค่าเวลาเฉลี่ยในการใช้งานจนถึงการล้มเหลว (Mean-time-to-failure: MTTF), ค่าเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซมเพื่อนำกลับมาใช้งานใหม่ (Mean-time-to-repair: MTTR) รวมทั้งค่าเวลาเฉลี่ยในการปลด-สับสวิตช์ เพื่อนำอุปกรณ์ที่ชำรุดเสียหายออกจากระบบ (Mean-time-to-switch: MTTS) ซึ่งค่าระยะเวลาดังกล่าวของแต่ละอุปกรณ์จะมีพฤติกรรมแบบสุ่มตามลักษณะการกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบต่างๆ ซึ่งได้จากการเก็บรวบรวมข้อมูลในเชิงสถิติของอุปกรณ์ต่างๆ เหล่านั้นเป็นระยะเวลานาน

2.4 การสร้างแบบจำลองของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากการกระจายตัวของความน่าจะเป็นของอุปกรณ์ต่างๆ ที่กำหนดขึ้น และค่าตัวเลขแบบสุ่มที่ได้ สามารถนำมาแปลงค่าให้เป็นระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ (Time-to-Failure: TTF) ระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ที่ชำรุด (Time-to-Repair: TTR) และระยะเวลาปลด-สับสวิตช์ (Time-to-Switching: TTS) ของอุปกรณ์แต่ละตัวในระบบได้ และทำการสร้างข้อมูลประวัติการทำงาน of อุปกรณ์แต่ละตัว เพื่อใช้ในการจำลองเหตุการณ์ต่อไป

งานวิจัยนี้ได้กำหนดให้อุปกรณ์แต่ละตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีความน่าจะเป็นของเวลาทั้ง TTF, TTR และ TTS เป็นการกระจายตัวแบบเอกซ์โปเนนเชียล (Exponential Distribution) ที่มีการกระจายตัวของความน่าจะเป็นที่มีความต่อเนื่อง (Continuous Probability Distribution) ชนิดหนึ่ง ซึ่งนิยมใช้ในการจำลองรูปแบบของเวลาที่มีความสัมพันธ์ระหว่างเหตุการณ์ที่อิสระ (Independent Events) กับอัตราเฉลี่ยที่มีค่าคงที่ (Constant Average Rate) โดยมีฟังก์ชันการกระจายตัวของความน่าจะเป็น (Probability Density Function) ตามสมการที่ (2-13) และมีฟังก์ชันการกระจายตัวของความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative Distribution Function) ตามสมการที่ (2-14)

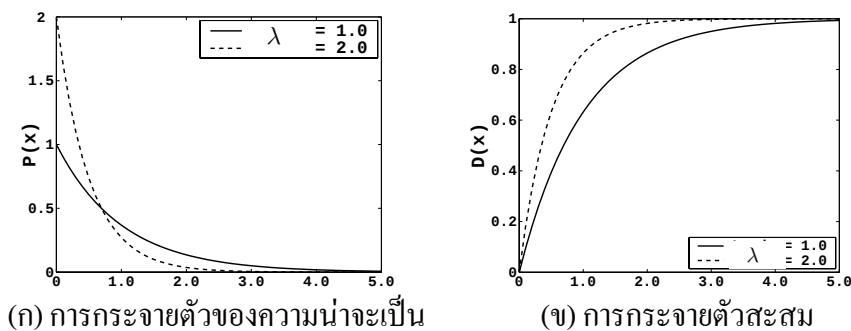
$$P(x) = \lambda e^{-\lambda x} \quad (2-13)$$

$$D(x) = 1 - e^{-\lambda x} \quad (2-14)$$

โดยที่ λ คือ อัตราเฉลี่ย (Average Rate)

x คือ ตัวแปรเวลา (Time Variables)

ลักษณะของการกระจายตัวของความน่าจะเป็น และความน่าจะเป็นสะสมที่มีรูปแบบเป็นเอ็กซ์โปเนนเชียลมีรูปร่าง ตามภาพที่ 2-3



(ก) การกระจายตัวของความน่าจะเป็น

(ข) การกระจายตัวสะสม

ภาพที่ 2-3 การกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบเอกซ์โปเนนเชียล

จากสมการที่ (2-14) สามารถหาความสัมพันธ์ระหว่างตัวเลขสุ่มกับระยะเวลาต่างๆ ได้ดังนี้

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U_F) \quad (2-15)$$

$$TTR = -\frac{1}{\mu_r} \ln(1 - U_R) \quad (2-16)$$

$$TTS = -\frac{1}{\mu_{sw}} \ln(1 - U_{SW}) \quad (2-17)$$

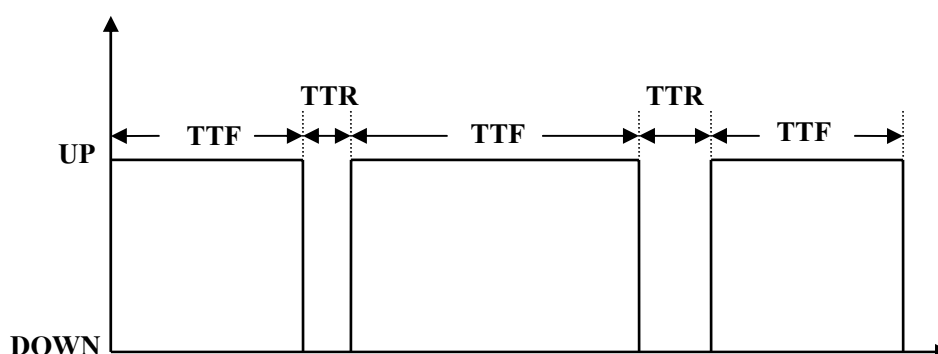
โดยที่ λ คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ (ครั้ง/ปี)

μ_r คือ อัตราการซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ (ครั้ง/ปี)

μ_{sw} คือ อัตราการสับ-ปลดสวิตช์เฉลี่ยของอุปกรณ์ (ครั้ง/ปี)

U_F, U_R , และ U_S คือ ตัวเลขสุ่มที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1

จากสมการที่ (2-15), (2-16) และ (2-17) เราสามารถหาค่าระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์แต่ละตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อสร้างประวัติการทำงานและการซ่อมแซมของอุปกรณ์แต่ละตัวตามตัวอย่างที่แสดงใน ภาพที่ 2-4



ภาพที่ 2-4 ประวัติการทำงานและการซ่อมแซมของอุปกรณ์

2.5 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

จากการสร้างแบบจำลองที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.4 ได้ทำการเขียนโปรแกรมเพื่อวิเคราะห์หาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลาโดยมีขั้นตอนการทำงานดังนี้

2.5.1 รับค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์และระบบจำหน่ายทั้งในส่วนข้อมูลความเชื่อถือได้ (Reliability Data) และ ข้อมูลโหลด (Load Data)

2.5.2 สร้างตัวเลขสุ่มที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 สำหรับค่า U_F , U_R และ U_S

2.5.3 หาค่า TTF, TTR และ TTS ของแต่ละอุปกรณ์ โดยใช้สมการที่ (2-15) - (2-17)

2.5.4 ทำขั้นตอนตามข้อ 2.5.3 จนครบทุกอุปกรณ์และครบตามเวลาที่กำหนด

2.5.5 สร้างประวัติการทำงานของอุปกรณ์ตามที่แสดงในภาพที่ 2-4

2.5.6 ค้นหาอุปกรณ์ที่มีการชำรุดก่อนเวลาที่กำหนด โดยใช้คาบเวลาละ 1 ปี หากพบว่ามีอุปกรณ์ตัวใดชำรุด ให้พิจารณาผลกระทบที่มีต่อแต่ละจุดโหลด โดยเมื่อพบว่ามีผลกระทบต่อจุดโหลดใด ให้เก็บค่าจำนวนครั้งในการเกิดไฟฟ้าดับ (N), สะสมค่าระยะเวลาที่จุดโหลดไม่เกิดไฟฟ้าดับ (T_u) และสะสมค่าระยะเวลาที่จุดโหลดเกิดไฟฟ้าดับ (T_d) ของแต่ละปีที่พิจารณา

2.5.7 ทำขั้นตอนในข้อ 2.5.6 ซ้ำจนครบทุกจุดโหลด

2.5.8 ทำขั้นตอนในข้อ 2.5.6 และ 2.5.7 จนครบตามจำนวนปีที่ต้องการ

2.5.9 คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละจุดโหลด ตามที่แสดงในสมการที่ (2-18), (2-19) และ (2-20)

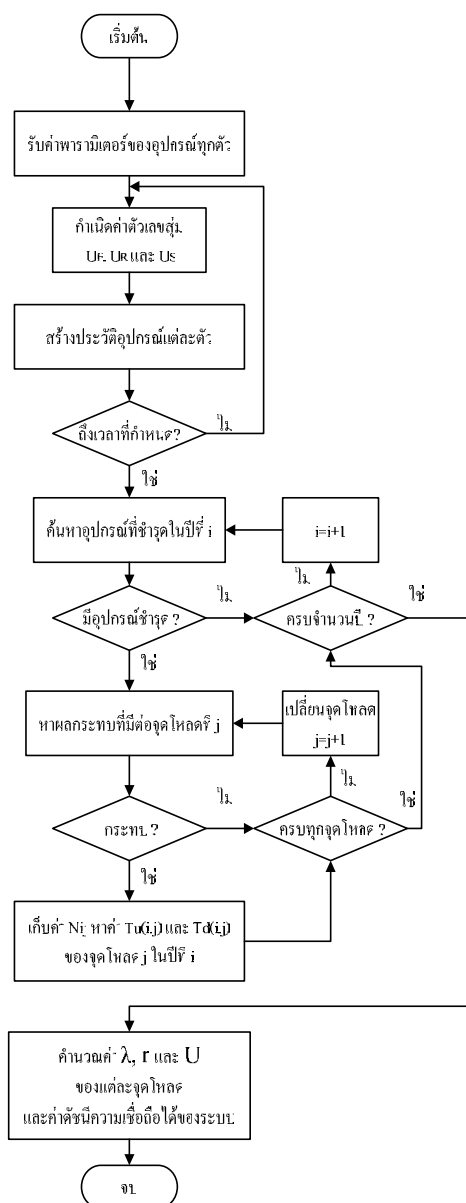
$$\lambda = \frac{N}{\sum T_u} \quad \text{ครั้ง/ปี} \quad (2-18)$$

$$r = \frac{\sum T_d}{N} \quad \text{ชั่วโมง/ครั้ง} \quad (2-19)$$

$$U = \lambda r \quad \text{ชั่วโมง/ปี} \quad (2-20)$$

2.5.10 คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, และ AENS ตามสมการที่ (2-4) - (2-8) และ (2-11) - (2-12)

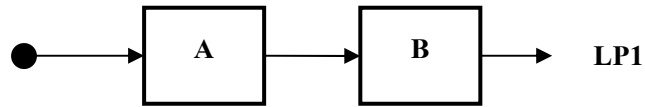
ขั้นตอนการทำงานที่ได้อธิบายตามข้อ 2.5.1 – 2.5.10 สามารถสรุปได้ตามแผนผังการทำงาน (Flow Chart) ได้ตามภาพที่ 2-5



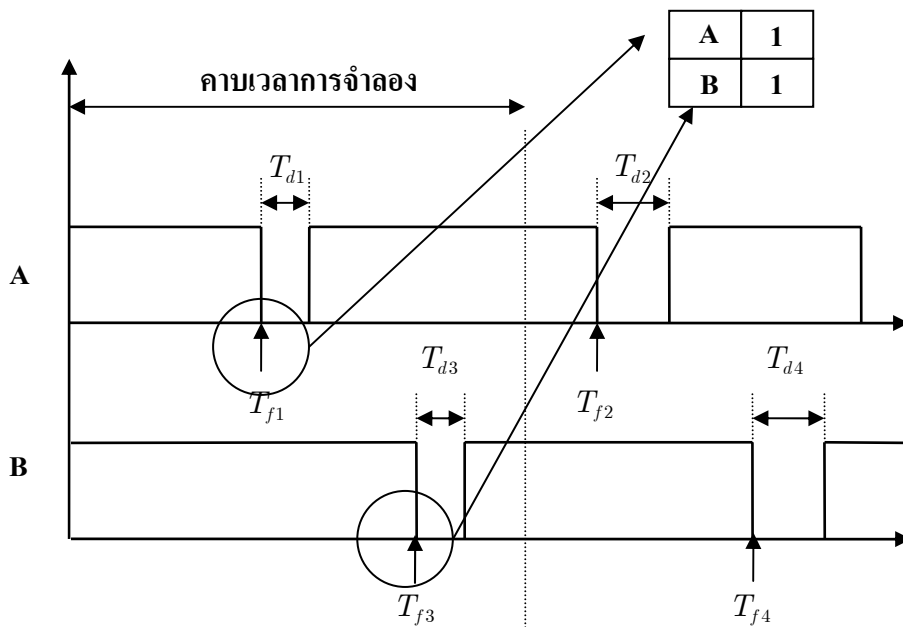
ภาพที่ 2-5 แผนผังการทำงานของโปรแกรมการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย
ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

2.6 เทคนิคการค้นหาอุปกรณ์ที่ชำรุด

หลังจากทำการแปลงค่าตัวเลขสุ่มให้เป็น TTF และ TTR สำหรับอุปกรณ์แต่ละตัวแล้ว จะทำการจัดรูปแบบข้อมูลการทำงานของอุปกรณ์ ให้อยู่ในรูปแบบของเวลาที่อุปกรณ์แต่ละตัวชำรุดโดยเทียบกับเวลาเริ่มต้นการจำลองเหตุการณ์ ($t=0$) และระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ในแต่ละเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ชำรุด ตัวอย่างเช่น สมมติว่าระบบมีจุดโหลด 1 จุด และมีอุปกรณ์ที่เป็นมินิมัลคัทเซต (Minimal Cut-set) จำนวน 2 อุปกรณ์ ตามภาพที่ 2-6



ภาพที่ 2-6 ตัวอย่างของมินิมัลลัทธิของจุดโหลด LP1 ที่มีอุปกรณ์ 2 ตัวต่อร่วมกันแบบอนุกรมตามระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล



ภาพที่ 2-7 การค้นหาอุปกรณ์ที่ชำรุดในปีที่ 1 และการเก็บสะสมค่าดัชนีแสดงจำนวนเหตุการณ์ชำรุดที่เกิดขึ้นของอุปกรณ์ A และ B

จากระบบที่จำลองตามภาพที่ 2-6 เราสามารถสร้างประวัติของอุปกรณ์ทั้ง A และ B ได้ตามภาพที่ 2-7 โดยโปรแกรมจะทำการค้นหาเหตุการณ์ชำรุดของอุปกรณ์แต่ละตัวโดยเรียงลำดับจาก A ไป B เพื่อดูว่าเวลาที่มีเหตุการณ์อุปกรณ์ชำรุด (Failed Time T_f) อยู่ภายในช่วงเวลาที่พิจารณาหรือไม่ ซึ่งพบว่าในปีที่ 1 อุปกรณ์ A ชำรุด 1 ครั้ง ที่เวลา T_{f1} ซึ่งเป็นเหตุให้จุดโหลด LP1 เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ 1 ครั้ง โดยมีระยะเวลาซ่อมแซม (Repair Time T_d) เท่ากับ T_{d1} และอุปกรณ์ B ชำรุด 1 ครั้ง ที่เวลา T_{f3} และทำให้จุดโหลด LP1 เกิดไฟฟ้าดับอีก 1 ครั้งด้วยระยะเวลา T_{d3}

รวมจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับของจุดโหลด LP1 ภายในคาบเวลาที่ 1 จำนวน 2 ครั้ง และมีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเท่ากับ $T_{d1} + T_{d3}$ เป็นต้น

เมื่อเกิดเหตุการณ์ที่อุปกรณ์แต่ละตัวชำรุด โปรแกรมจะทำการเพิ่มค่าในเวกเตอร์สะสมจำนวนเหตุการณ์การชำรุด ซึ่งขณะนี้จะมีค่าเท่ากับ 1 ในคาบเวลาที่ 1 ทั้งของอุปกรณ์ A และ B เพื่อใช้เป็นดัชนีในการค้นหาอุปกรณ์ที่ชำรุดในคาบเวลาถัดไป หลังจากนั้นโปรแกรมจะทำการเลื่อนหน้าต่างไปยังคาบเวลาถัดไป และค้นหาอุปกรณ์ที่ชำรุดต่อไป หลังจากทำงานจนครบตามระยะเวลาที่กำหนดแล้ว จะสามารถหาค่า $\sum T_d$, N และ $\sum T_u$ ของแต่ละจุดโหลดได้ เพื่อนำไปคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด และของระบบต่อไป

บทที่ 3

การวิเคราะห์ค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

3.1 สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation)

สถานีไฟฟ้าย่อยเป็นส่วนที่เชื่อมต่อระหว่างระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission Systems) กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Systems) ทำหน้าที่เป็นจุดเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะมีการลดระดับแรงดันไฟฟ้าลงให้เหมาะสมกับการจ่ายกระแสไฟฟ้าของระบบจำหน่าย และเป็นจุดที่สามารถตัด-จ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังจุดโหลดต่างๆ หากเกิดเหตุขัดข้อง หรือการชำรุดเสียหายของอุปกรณ์ที่ติดตั้งภายในสถานีไฟฟ้าแล้ว จะส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง เนื่องจากสถานีไฟฟ้าย่อยหนึ่งแห่ง จะเป็นต้นทางของวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำนวนหลายวงจร จึงถือได้ว่าสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นเสมือนหัวใจดวงหนึ่งในระบบไฟฟ้า

ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์หลักที่ทำหน้าที่แตกต่างกัน โดยสามารถจำแนกออกเป็นอุปกรณ์มีความสำคัญและมีผลต่อความเชื่อถือได้ ดังนี้

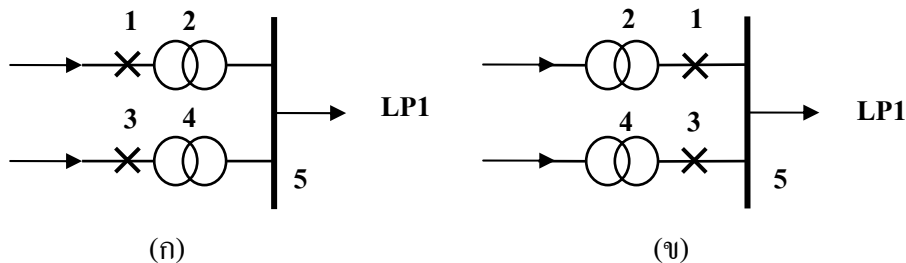
3.1.1 บัสบาร์ (Bus Bar) เป็นส่วนที่มีการเชื่อมต่อ หรือแยกวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้า หากบัสบาร์เกิดล้มเหลว จะส่งผลต่อวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าทั้งหมดที่เชื่อมต่ออยู่

3.1.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ปลด-สับ เพื่อตัดหรือต่อวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้า และยังเป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ป้องกันกรณีเกิดฟอลต์ (Fault) โดยมีการทำงานร่วมกับรีเลย์ เพื่อแยกส่วนที่เกิดฟอลต์ออกจากระบบให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณแคบที่สุด โดยปกติแล้วจะติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ชุด ต่อวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้า

3.1.3 หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เป็นอุปกรณ์ที่มีหน้าที่เปลี่ยนแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าให้มีความเหมาะสมตามความต้องการในการใช้งาน และเป็นอุปกรณ์ที่มีราคาสูงที่สุดในสถานีไฟฟ้าย่อย และต้องการการบำรุงรักษาที่ดี เนื่องจากมีความสำคัญต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้ามาก และเมื่อเกิดการล้มเหลวขึ้นต้องใช้เวลาในการซ่อมแซมมากกว่าอุปกรณ์อื่น

เหตุการณ์การชำรุดที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ทั้ง 3 ประเภท ดังกล่าวข้างต้น จะเป็นเหตุให้เกิดการขัดข้องของสถานีไฟฟ้าย่อย และทำให้ระบบจำหน่ายที่อยู่ถัดลงมาได้รับผลกระทบตามมาด้วย แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากสถานีไฟฟ้าย่อยมีรูปแบบการจัดวาง (Arrangement) อุปกรณ์ที่หลากหลาย จึงทำให้แม้ว่าอุปกรณ์ต่างๆ ที่อยู่ในสถานีไฟฟ้าย่อยจะมีอัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Failure Rate), ระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ย (Average Repair Time) และ ระยะเวลาในการปลด-สับสวิตช์

(Average Switching Time) เท่าเดิมแต่การจัดวางอุปกรณ์ที่แตกต่างกัน ก็จะส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยแตกต่างกัน



ภาพที่ 3-1 รูปแบบการจัดวางอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยที่แตกต่างกัน

ตัวอย่างเช่น หากพิจารณารูปแบบการจัดวางระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย (ก) และ (ข) ตามภาพที่ 3-1 แล้ว จะพบว่ามีจำนวนอุปกรณ์ และประเภทอุปกรณ์ที่เหมือนกัน แต่ที่แตกต่างกันคือตำแหน่งในการจัดวางเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยสถานีไฟฟ้าย่อย (ก) อยู่ด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้า แต่สำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย (ข) อยู่ด้านทุติยภูมิของหม้อแปลง หากเกิดเหตุขัดข้อง หรือชำรุดเสียหายที่หม้อแปลงไฟฟ้าถูกใดลูกหนึ่งของสถานีไฟฟ้าย่อยแต่ละแห่งแล้ว เมื่อพิจารณากรณีสถานีไฟฟ้าย่อย (ก) จะพบว่า เซอร์กิตเบรกเกอร์จะต้องถูกสั่งให้เปิดวงจรออกทั้ง 2 ชุด เพื่อแยกหม้อแปลงไฟฟ้าที่เกิดขัดข้องออกจากระบบ และเป็นเหตุให้หม้อแปลงไฟฟ้าที่ไม่เกิดขัดข้อง ต้องถูกตัดออกจากระบบด้วย ส่งผลให้ไม่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโหลด LP1 ได้ กรณีนี้สามารถกล่าวได้ว่าการขัดข้องของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยส่งผลกระทบต่อการเกิดไฟฟ้าดับในระบบจำหน่าย (Substation Originated Outage) ในทางกลับกันสำหรับกรณีสถานีไฟฟ้า (ข) เซอร์กิตเบรกเกอร์เพียงชุดเดียวที่ต่อทางด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้าที่เกิดขัดข้อง และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ติดตั้งด้านขาออกของสถานีไฟฟ้าต้นทาง จะถูกสั่งให้เปิดวงจรออก เพื่อแยกหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีปัญหาออกจากระบบ แต่ยังคงมีหม้อแปลงไฟฟ้า และเซอร์กิตเบรกเกอร์อีก 1 ชุดที่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังโหลด LP1 ได้ หรืออาจกล่าวได้ว่าการจัดวางตำแหน่งอุปกรณ์ของสถานีไฟฟ้า (ข) จะไม่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับที่โหลด LP1 หากมีการขัดข้องเกิดขึ้นกับหม้อแปลงไฟฟ้าลูกใดลูกหนึ่งในสถานีไฟฟ้าย่อย แต่ทั้งนี้ในการออกแบบจะต้องมีการเผื่อขนาดสำรองของหม้อแปลงไฟฟ้าให้สามารถรองรับโหลดได้เพียงลำพังประกอบด้วย

3.2 ดัชนีค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย

จะพิจารณาโดยใช้ค่าดัชนีค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด (Load Point Reliability Indices) เหมือนกรณีการพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งดัชนีที่จุดโหลดประกอบด้วย อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Failure Rate : λ_S), ระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ย (Average Outage Time : r_S) และระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีเฉลี่ย (Average Annual Outage Time : U_S)

$$\lambda_S = \sum_i \lambda_i \quad \text{ครั้ง/ปี} \quad (3-1)$$

$$U_S = \sum_i \lambda_i r_i \quad \text{ชั่วโมง/ปี} \quad (3-2)$$

$$r_S = \frac{U_S}{\lambda_S} \quad \text{ชั่วโมง/ครั้ง} \quad (3-3)$$

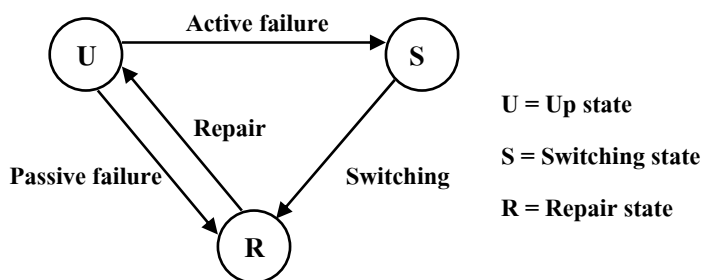
โดยที่ λ_i คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่มีผลต่อจุดโหลดที่ทำการพิจารณา
 r_i คือ ระยะเวลาในการนำอุปกรณ์กลับคืนสภาพปกติ

3.3 การล้มเหลวแบบแอกทีฟและแพสซีฟ (Active and Passive Failures) [11]

3.3.1 การล้มเหลวแบบแอกทีฟ (Active Failure) คือการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ทำให้ระบบป้องกันหลักของสถานีไฟฟ้าย่อยทำงานสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ติดตั้งอยู่รอบๆ ออก และทำให้อุปกรณ์อื่นๆ ที่ปกติได้รับผลกระทบ โดยถูกตัดออกจากระบบด้วย และเมื่อทำการแยกอุปกรณ์ที่ล้มเหลวออกจากระบบแล้ว จึงสามารถปิดกลับเซอร์กิตเบรกเกอร์เหล่านั้นได้ ทั้งนี้อุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวจะสามารถนำกลับเข้าสู่ระบบได้ภายหลังจากการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนทดแทนแล้วเท่านั้น

3.3.2 การล้มเหลวแบบแพสซีฟ (Passive Failure) คือการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ไม่ทำให้ระบบการป้องกันหลักของสถานีไฟฟ้าย่อยทำงาน และไม่ส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์อื่นๆ ที่ปกติอยู่ ทั้งนี้ อุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวจะสามารถนำกลับเข้าสู่ระบบได้ภายหลังจากการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนทดแทนแล้วเท่านั้น เช่นการเปิดวงจร หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดวงจรโดยไม่ได้สั่งการ

การล้มเหลวแบบแอกทีฟและแพสซีฟ สามารถอธิบายได้โดยใช้ไดอะแกรมแสดงปริภูมิสถานะ (State Space Diagram) ตามภาพที่ 3-2



ภาพที่ 3-2 ไดอะแกรมแสดงปริภูมิสถานะ (State Space Diagram) ของการล้มเหลวแบบแอกทีฟ และแพสซีฟ

จากสถานะที่อุปกรณ์ทำงานปกติ (Up State) จะแทนด้วยสถานะ U เมื่อการล้มเหลวแบบ แอกทีฟ (Active Failure) การกลับมาที่สถานะเดิม จะต้องเปลี่ยนสถานะจากสถานะ U ไปเป็น สถานะการสับ-ปลดสวิตช์ (Switching State) หรือสถานะ S หลังจากนั้นจะเปลี่ยนไปสู่สถานะ ซ่อมแซม (Repair State) หรือสถานะ R โดยการสับ-ปลดสวิตช์ และกลับสู่สถานะ U อีกครั้งโดยการ ซ่อมแซมอุปกรณ์ให้กลับคืนสภาพเดิม ทั้งนี้หากอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยเกิดการล้มเหลวแบบ แอกทีฟ จะทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งหมดที่อยู่ในระบบป้องกันหลักทริป โดยคำสั่งของรีเลย์ ป้องกัน หลังจากนั้นต้องทำการสับ-ปลดสวิตช์ที่เกี่ยวข้องเพื่อแยกอุปกรณ์ที่เกิดล้มเหลวนั้นออกจาก ระบบ และทำการปิดกลับเซอร์กิตเบรกเกอร์ซึ่งถูกทริปโดยระบบป้องกันหลักเพื่อนำระบบหรือ อุปกรณ์ที่ไม่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์ที่เกิดล้มเหลวคืนสู่สภาพปกติ โดยหลังจากการทำงานเหล่านี้เสร็จ สิ้นแล้วจะทำการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนทดแทนอุปกรณ์ที่เกิดล้มเหลว เมื่อซ่อมแซมหรือเปลี่ยน ทดแทนเสร็จแล้วอุปกรณ์จะกลับสู่สถานะการทำงานปกติอีกครั้ง

แต่หากอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยเกิดการล้มเหลวแบบแพสซีฟ จะไม่เป็นเหตุให้ระบบ ป้องกันหลักทำงาน จึงไม่มีเซอร์กิตเบรกเกอร์ในระบบป้องกันหลักทริป จึงไม่มีสถานะการสับ-ปลด สวิตช์ และปิดกลับเซอร์กิตเบรกเกอร์เหมือนกรณีการล้มเหลวแบบแอกทีฟ การนำอุปกรณ์ที่เกิดการ ล้มเหลวแบบแพสซีฟกลับสู่สถานะการทำงานปกติ จึงเป็นเพียงการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนทดแทน อุปกรณ์ที่ล้มเหลวอย่างเดียวเท่านั้น

3.4 การทำงานผิดพลาดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดปกติปิด (Malfunction of Normally Closed Circuit Breaker)

โดยปกติแล้วในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จะกำหนดให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ ที่มีสถานะปกติปิดมีการทำงานเปิดวงจรได้โดยสมบูรณ์ เมื่อได้รับคำสั่งให้จากรีเลย์ป้องกันในกรณีที่ เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวแบบแอกทีฟ แต่ในความเป็นจริงแล้ว เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีสถานะปกติ ปิดยังมีความน่าจะเป็นที่จะไม่ทำงาน หรือทริปตามคำสั่ง เนื่องจากการทำงานผิดพลาดของระบบ ป้องกัน (Protection System), รีเลย์ป้องกัน (Protective Relay) หรือจากความผิดพลาดจากกลไกการ ทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์เอง การทำงานผิดพลาดในลักษณะนี้ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดปกติ ปิด สามารถเรียกได้ว่าเป็นสภาวะการติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Stuck Breaker Condition)

ทั้งนี้ สามารถอธิบายกลไก และความเสียหายจากสภาวะการติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ จากภาพที่ 3-1 กรณีสถานีไฟฟ้าย่อย (ข) หากหม้อแปลงไฟฟ้า 2 เกิดล้มเหลวแบบแอกทีฟ ระบบ ป้องกันหลักจะสั่งการให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ทริป เพื่อแยกหม้อแปลงไฟฟ้า 2 ออกจากระบบ หากเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 สามารถทำงานได้สมบูรณ์ จุดโหลด LP1 จะไม่ได้รับผลกระทบและไม่

เกิดไฟฟ้าดับ แต่หากเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ไม่ทำงานตามหน้าที่ เนื่องจากเกิดสภาวะติดขัด ส่งผลให้ระบบป้องกันสำรองทำงานและสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ 3 ทริปด้วย เพื่อทำการแยกหม้อแปลงไฟฟ้า 2 ที่เกิดการล้มเหลวออกจากระบบ และป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับระบบ หรืออุปกรณ์อื่นที่ยังสามารถทำงานได้ปกติ จากการทำงานของระบบป้องกันสำรองดังกล่าว ทำให้จุดโหลด LP1 เกิดไฟฟ้าดับ

3.5 แบบจำลองของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

3.5.1 สมมติฐานของการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยในงานวิจัยนี้ ได้กำหนดสมมติฐานของการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยไว้ดังนี้

3.5.1.1 ทำการพิจารณาเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ล้มเหลวซ้อนกันถึงลำดับที่ 2 (Second Order Failure Events) เท่านั้น หรือพิจารณาเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ล้มเหลวซ้อนกัน 2 อุปกรณ์ขึ้นไปมีความน่าจะเป็นต่ำมาก และเกิดขึ้นในความเป็นจริงได้ยากมาก จึงไม่ทำการพิจารณา และจากการตรวจสอบบทความวิชาการที่ทำการศึกษการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย พบว่าส่วนใหญ่จะทำการศึกษการล้มเหลวซ้อนที่ลำดับที่ 2 เท่านั้น

3.5.1.2 อุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยที่ทำการพิจารณาประกอบด้วย บัสบาร์, เซอร์กิตเบรกเกอร์ และหม้อแปลงไฟฟ้า โดยอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์ จะพิจารณาทั้งการเกิดล้มเหลวแบบแอกทีฟ (Active Failure) และ แบบพาสซีฟ (Passive Failure) ส่วนหม้อแปลงไฟฟ้าและบัสบาร์ จะพิจารณาเฉพาะการล้มเหลวแบบแอกทีฟ (Active Failure) เท่านั้น

3.5.1.3 อุปกรณ์หม้อแปลงไฟฟ้า และเซอร์กิตเบรกเกอร์ สามารถแยกออกจากระบบได้ด้วยการสับ-ปลดสวิตช์ที่ติดตั้งไว้ใกล้เคียง

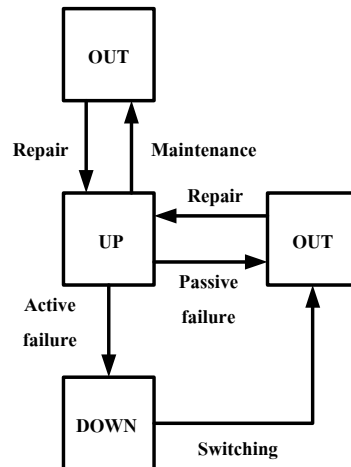
3.5.2 การจำลองรูปแบบการล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าย่อย

การจำลองรูปแบบการล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้า ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยจะใช้ตามรูปแบบที่แสดงในภาพที่ 3-3 [4]

3.5.2.1 แบบจำลองการล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดปกติปิด

มีการล้มเหลว 2 ลักษณะ คือ การล้มเหลวแบบพาสซีฟ เป็นการล้มเหลวที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ได้เกิดการลัดวงจร และไม่ทำให้อุปกรณ์ป้องกันอื่นทำงาน โดยมีเส้นทางการเปลี่ยนแปลงสถานะตามที่แสดงในภาพที่ 3-3 จาก $UP \rightarrow OUT \rightarrow UP$ และการล้มเหลวแบบแอกทีฟเป็นการ

ล้มเหลวที่เซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดการลัดวงจรและทำให้อุปกรณ์ป้องกันทำงาน โดยมีเส้นทางการเปลี่ยนแปลงสถานะตามภาพที่ 3-3 จาก $UP \rightarrow DOWN \rightarrow OUT \rightarrow UP$



ภาพที่ 3-3 รูปแบบการล้มเหลวของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ

3.5.2.2 แบบจำลองการล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดปกติเปิด

มีการล้มเหลวเฉพาะแบบแอกทีฟเท่านั้น โดยมีเส้นทางการเปลี่ยนแปลงสถานะตามที่แสดงในภาพที่ 3-3 จาก $UP \rightarrow DOWN \rightarrow OUT \rightarrow UP$

3.5.2.3 แบบจำลองการล้มเหลวของหม้อแปลงไฟฟ้า

มีการล้มเหลวเฉพาะแบบแอกทีฟเท่านั้น โดยมีเส้นทางการเปลี่ยนแปลงสถานะตามที่แสดงในภาพที่ 3-3 จาก $UP \rightarrow DOWN \rightarrow OUT \rightarrow UP$ เหมือนแบบจำลองของหม้อแปลงไฟฟ้า

3.5.2.4 แบบจำลองการล้มเหลวของบัสบาร์

มีการล้มเหลวเฉพาะแบบแอกทีฟเท่านั้น โดยมีเส้นทางการเปลี่ยนแปลงสถานะตามที่แสดงในภาพที่ 3-3 จาก $UP \rightarrow DOWN \rightarrow OUT \rightarrow UP$ เหมือนแบบจำลองของหม้อแปลงไฟฟ้า

3.6 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

จากการกระจายตัวของความน่าจะเป็นของอุปกรณ์ต่างๆ และค่าตัวเลขแบบสุ่มที่ได้ จะสามารถแปลงค่าให้เป็นระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ (TTF) ระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ที่ชำรุด (TTR) และระยะเวลาปลด-สับสวิตช์ (TTS) ของอุปกรณ์แต่ละตัวในระบบได้ และสร้างข้อมูลประวัติการทำงานของอุปกรณ์

งานวิจัยนี้ได้กำหนดให้อุปกรณ์แต่ละตัวในสถานีไฟฟ้าย่อย มีรูปแบบการกระจายตัวของความน่าจะเป็นของ TTF, TTR และ TTS เป็นแบบเอกซ์โปเนนเชียล (Exponential Distribution)

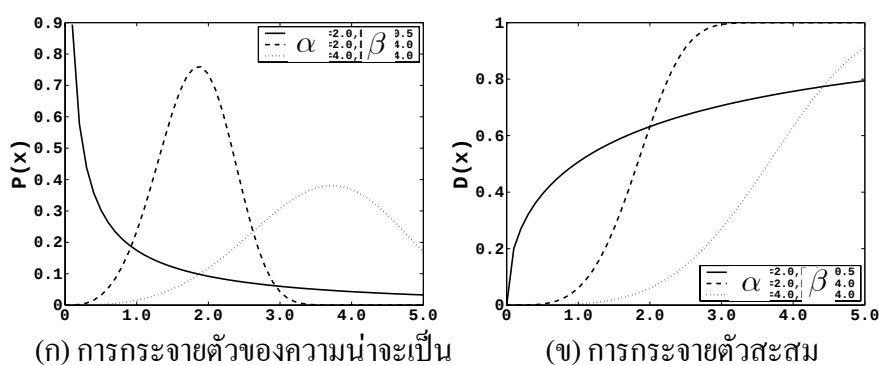
เหมือนการจำลองเหตุการณ์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 2 โดยสามารถหาความสัมพันธ์ระหว่างตัวเลขลุ่มกับระยะเวลาต่างๆ ของอุปกรณ์ ได้ดังนี้

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U_F) \quad (3-4)$$

$$TTR = -\frac{1}{\mu_r} \ln(1 - U_R) \quad (3-5)$$

$$TTS = -\frac{1}{\mu_{sw}} \ln(1 - U_{SW}) \quad (3-6)$$

นอกจากนี้แล้วการจำลองระยะเวลาซ่อมแซมอุปกรณ์ (TTR) ในสถานีไฟฟ้าก็ยังให้มีการกระจายตัวของความน่าจะเป็นของเป็นแบบไวบูลล์ (Weibull Distribution) เพิ่มเติมด้วย [4]



ภาพที่ 3-4 การกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์

$$D(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta} \quad (3-7)$$

โดยที่ α คือ พารามิเตอร์กำหนดเวลา (Scale Parameter)

β คือ พารามิเตอร์กำหนดรูปร่าง (Shape Parameter)

พารามิเตอร์ α ที่เพิ่มขึ้นหรือลดจะทำให้การกระจายเปลี่ยนแปลงไปตามแกนเวลา ซึ่งพารามิเตอร์นี้จะถูกใช้ในการวาดกราฟ

พารามิเตอร์ β จะบอกว่าการกระจายแบบใด ซึ่งพารามิเตอร์นี้มีช่วงที่น่าสนใจอยู่ 3 ช่วง คือ

1. ช่วงที่ พารามิเตอร์กำหนดรูปร่าง มีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 ($0 < \beta < 1$) จะเป็นช่วงที่ฟังก์ชันความน่าจะเป็น และอัตราความเสียหายเพิ่มขึ้นอย่างไม่สิ้นสุด แล้วจะลดลงอย่างรวดเร็วเมื่อเวลาเพิ่มขึ้น

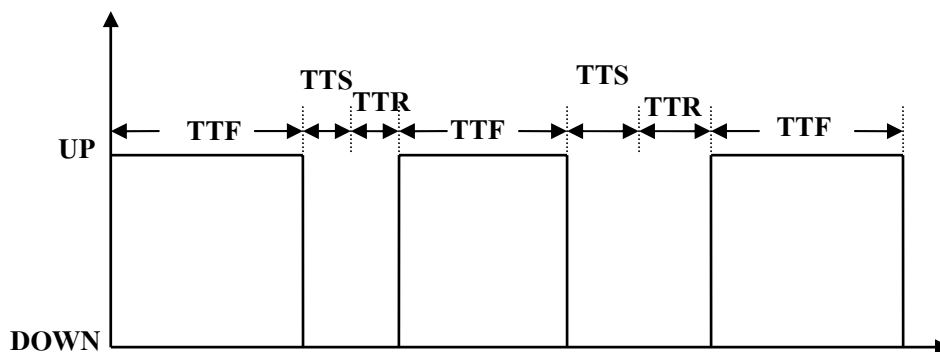
2. ช่วงที่ พารามิเตอร์กำหนดรูปร่าง มีค่าเท่ากับ 1 ($\beta = 1$) ฟังก์ชันความน่าจะเป็นจะเป็นแบบเอ็กซ์โปเนนเชียล โดยฟังก์ชันความน่าจะเป็นจะลดลงเพียงอย่างเดียว แต่อัตราความเสียหายจะมีค่าคงที่

3. ช่วงที่ พารามิเตอร์กำหนดรูปร่าง มีค่ามากกว่า 1 ($\beta > 1$) เส้นโค้งจะเปลี่ยนแปลงขึ้นและลง ซึ่งชี้ให้เห็นถึงลักษณะของอุปกรณ์ที่ผ่านช่วงที่ทดลองไปแล้ว และกำลังใช้งานอยู่ ในช่วงเวลานี้ อัตราความเสียหายจะค่อยๆ เพิ่มขึ้นตลอดเวลา

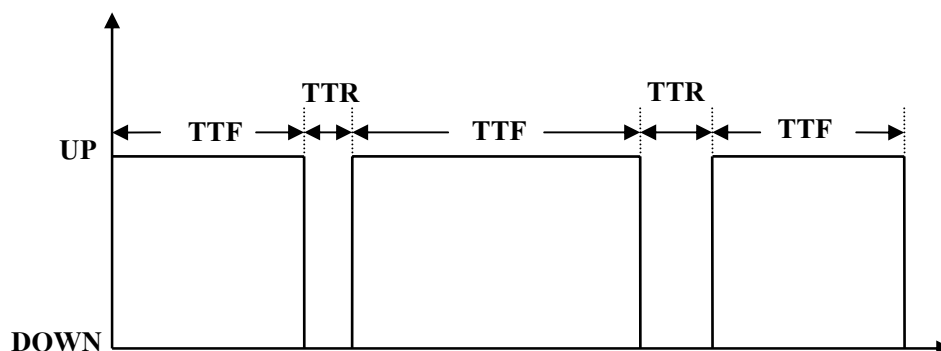
เราสามารถหาความสัมพันธ์ระหว่างตัวเลขสุ่มกับระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ที่ชำรุด (TTR) โดยความสัมพันธ์ตามการกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์ ได้ดังนี้

$$TTR = \alpha [-\ln(1 - U_R)]^{\frac{1}{\beta}} \quad (3-8)$$

จากสมการที่ (3-4), (3-5), (3-6) และ (3-8) ทำการหาค่าระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์แต่ละตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อสร้างประวัติการทำงานและการซ่อมแซมของอุปกรณ์แต่ละตัว โดยอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแอททิฟ มีลักษณะตามที่แสดงในภาพที่ 3-5 และอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแพสซีฟ มีลักษณะตามที่แสดงใน ภาพที่ 3-6



ภาพที่ 3-5 ประวัติการทำงานของอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแอททิฟ



ภาพที่ 3-6 ประวัติการทำงานของอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแพสซีฟ

3.7 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

จากการสร้างแบบจำลองที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นได้ทำการเขียนโปรแกรมการทำงานหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลาโดยมีขั้นตอนการทำงานดังนี้

- 3.7.1 รับค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ในส่วนของคุณสมบัติความเชื่อถือได้ และ ข้อมูลโหลด
- 3.7.2 สร้างตัวเลขสุ่มที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 สำหรับค่า U_F , U_R และ U_S
- 3.7.3 หาค่า TTF, TTR และ TTS ของแต่ละอุปกรณ์ โดยใช้สมการที่ (3-4), (3-5), (3-6) และ (3-8) แล้วแต่กรณีที่ทำการศึกษา
- 3.7.4 ทำขั้นตอนตามข้อ 3.7.3 จนครบทุกอุปกรณ์และครบตามระยะเวลาที่กำหนด
- 3.7.5 สร้างประวัติการทำงานของอุปกรณ์ตามที่แสดงในภาพที่ 3-5 และ 3-6
- 3.7.6 ค้นหาอุปกรณ์ที่มีการชำรุดก่อนเวลาที่พิจารณา โดยใช้คาบเวลาละ 1 ปี หากพบว่ามีอุปกรณ์ตัวใดชำรุด ให้พิจารณาผลกระทบที่มีต่อแต่ละจุดโหลด โดยเมื่อพบว่ามีผลกระทบต่อจุดโหลดใด ให้เก็บค่าจำนวนครั้งในการเกิดไฟฟ้าดับ (N), สะสมค่าระยะเวลาที่จุดโหลดไม่เกิดไฟฟ้าดับ (T_u) และสะสมค่าระยะเวลาที่จุดโหลดเกิดไฟฟ้าดับ (T_d) ของแต่ละปีที่พิจารณา
- 3.7.7 ทำขั้นตอนในข้อ 3.7.6 ซ้ำจนครบทุกจุดโหลด
- 3.7.8 ทำขั้นตอนในข้อ 3.7.6 และ 3.7.7 จนครบตามจำนวนปีที่ต้องการ
- 3.7.9 คำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละจุดโหลด ตามที่แสดงในสมการที่ (2-18), (2-19) และ (2-20) ในบทที่ 2

ขั้นตอนการทำงานที่ได้อธิบายตามข้อ 3.7.1 – 3.7.9 สามารถสรุปได้ตามแผนผังการทำงานได้ตามภาพที่ 3-7 และ ภาพที่ 3-8

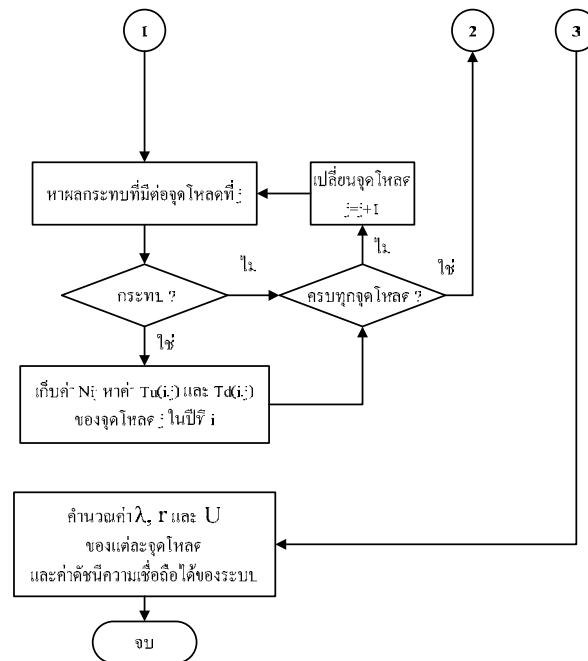
3.8 เทคนิคการค้นหาอุปกรณ์ที่ชำรุด

หลังจากทำการแปลงค่าตัวเลขสุ่มให้เป็น TTF, TTR และ TTS และสร้างประวัติการทำงานสำหรับอุปกรณ์แต่ละตัวแล้ว จะมีการจัดรูปแบบข้อมูลการทำงานของอุปกรณ์ ให้อยู่ในรูปแบบของเวลาที่อุปกรณ์แต่ละตัวชำรุดโดยเทียบกับเวลาเริ่มต้นการจำลองเหตุการณ์ ($t=0$) และระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ในแต่ละเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ชำรุดเหมือนกับการค้นหาอุปกรณ์ชำรุดของระบบจำหน่ายที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 2

3.9 เทคนิคการจำลองเหตุการณ์ที่มีเซอร์กิตเบรกเกอร์ในระบบป้องกันหลักติดขัด

เหตุการณ์นี้เกิดจากสาเหตุตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 3.4 ซึ่งเกิดขึ้นหลังจากมีอุปกรณ์ล้มเหลวแบบแอกทีฟ แต่มีเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่ง หรือหลายตัวที่อยู่ในระบบป้องกันหลัก (Main Protection System) ไม่ทำงาน เพื่อแยกอุปกรณ์ที่ล้มเหลวออกจากระบบ เป็นเหตุให้ระบบป้องกันสำรอง (Backup Protection System) ทำงานและสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ในระบบป้องกันสำรองทำงาน ทำให้เกิดไฟฟ้าดับที่จุดโหลดอื่นๆ และเป็นบริเวณกว้างเพิ่มขึ้น

โดยการจำลองเหตุการณ์นี้ จะมีการสุ่มตัวเลขแทนความน่าจะเป็นของการเกิดติดขัดในการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หากพบว่าค่าที่สุ่มมีค่าต่ำกว่าค่าความน่าจะเป็นของการเกิดติดขัดที่กำหนดขึ้น ตัวอย่างจากสถานีไฟฟ้าย่อย (ข) ตามภาพที่ 3-1 สมมติให้ความน่าจะเป็นของการติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์มีค่าเท่ากับ 0.05 เมื่อหม้อแปลงไฟฟ้า 2 เกิดล้มเหลวแบบแอกทีฟ ระบบป้องกันหลักจะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ทริปเพื่อแยกหม้อแปลง 2 ออกจากระบบ สมมติเมื่อสุ่มตัวเลขแทนการติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 แล้ว มีค่าเท่ากับ 0.01 แสดงว่า เซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ติดขัดไม่สามารถทริปได้ เป็นเหตุให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 3 ที่อยู่ในระบบป้องกันสำรองเกิดการทริป และทำให้จุดโหลด LP1 ถูกตัดขาดออกจากแหล่งจ่าย ทำให้เกิดไฟฟ้าดับ



ภาพที่ 3-7 (ต่อ)

บทที่ 4

การวิเคราะห์คุณค่าของความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึง เหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์ แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

4.1 การประเมินค่าของความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่าย

การประเมินค่าของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่นิยมใช้กันโดยทั่วไป สามารถแบ่งได้เป็น 2 วิธี คือ การประเมินค่าจากข้อมูลในอดีต (Historical Assessment) และการประเมินค่าด้วยการทำนาย (Predictive Assessment) [12]

4.1.1 การประเมินความเชื่อถือได้จากข้อมูลในอดีต

ดำเนินการได้ด้วยการเก็บสะสมข้อมูลเหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าดับ และเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า และทำการวิเคราะห์จากข้อมูลที่เก็บสะสมนั้น ซึ่งการไฟฟ้า หรือผู้ให้บริการ จำเป็นต้องทำการวัดค่าที่แท้จริงของระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และกำหนดตัวชี้วัดประสิทธิภาพเพื่อประเมินค่าในเชิงของค่าความเสียหายที่เหมาะสมกับผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละกลุ่ม โดยปกติแล้ว การประเมินในลักษณะนี้ จะทำการวิเคราะห์เหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าขัดข้องในพื้นที่หนึ่งและเวลาที่ใดเวลาหนึ่งแบบไม่ต่อเนื่อง และทำการแก้ไขเป็นกรณีเฉพาะ

4.1.2 การประเมินความเชื่อถือได้ด้วยการทำนาย

เป็นการประเมินที่ให้ผลลัพธ์ ที่แสดงถึงพฤติกรรมในระยะยาว ที่ประกอบด้วย อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า และระยะเวลาในการซ่อมแซม, การนำระบบกลับคืน, การปลด-ดับสวิตช์ ซึ่งจะสามารถอธิบายให้เห็นถึงภาพรวมของระบบไฟฟ้า ตามรูปแบบการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่มีการออกแบบและก่อสร้างแตกต่างกันได้ การประเมินวิธีนี้นอกจากให้ผลลัพธ์ที่เป็นปัจจุบันแล้ว ยังใช้ในการทำนายผลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ทำการปรับปรุงใหม่ เพื่อประเมินคุณค่าในการลงทุน จึงถือเป็นเครื่องมือที่มีประสิทธิภาพ และเป็นประโยชน์ต่อผู้วางแผนระบบไฟฟ้า

หากข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ที่ติดตั้งใช้งานในระบบไฟฟ้าที่มีความถูกต้องแม่นยำแล้ว จะยิ่งทำให้ผลที่ได้จากการประเมินในลักษณะนี้มีประสิทธิภาพ สะท้อนให้เห็นคุณค่าความเชื่อถือได้มากยิ่งขึ้น ซึ่งหมายถึงจะทำให้สามารถตัดสินใจปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าได้อย่างคุ้มค่าที่สุด แต่อย่างไรก็ตามหากข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในการวิเคราะห์มีความผิดพลาด จะส่งผลกระทบต่อการลงทุน และทำให้การลงทุนที่ดำเนินการไม่คุ้มค่าได้

ในความเป็นจริงนั้น การกำหนดระดับความพึงพอใจของการจ่ายกระแสไฟฟ้า จะทำได้โดยการเปรียบเทียบค่าดัชนีความถี่ของการเกิดไฟฟ้าดับ (Outage Frequency) และระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ (Outage Duration) กับค่าเป้าหมาย โดยค่าเป้าหมายดังกล่าวกำหนดขึ้นบนพื้นฐานของความเข้าใจและพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้า แต่เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในระบบไฟฟ้านั้น มีหลายกลุ่ม หลายประเภทตั้งแต่ที่อยู่อาศัย ธุรกิจการค้า อุตสาหกรรม ตลอดจนหน่วยงานของรัฐบาล เป็นต้น ดังนั้น การที่จะดำเนินการให้ระบบไฟฟ้ามีระดับความพึงพอใจอยู่ในเกณฑ์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกกลุ่ม ทุกรายต้องการนั้นจึงเป็นเรื่องที่ไม่สามารถกระทำได้ เนื่องการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจะทำให้การไฟฟ้า หรือผู้ให้บริการ ต้องใช้เงินลงทุนเพิ่มขึ้น ในขณะที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้ประโยชน์จากการที่ได้รับผลกระทบจากความเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับลดลง โดยสามารถอธิบายได้ตามภาพที่ 1-2

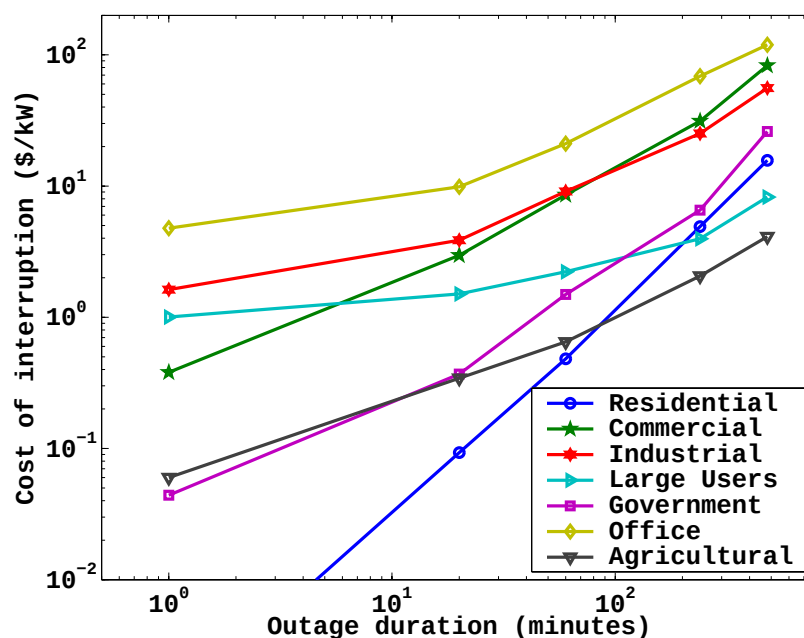
ดังนั้นการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ต้องทำให้เกิดความสมดุลระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้า หรือผู้ให้บริการ กับประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับจากการปรับปรุงนั้น ในการประเมินค่าของความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย นิยมใช้การประเมินคุณค่าจากความเสียหายที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับจากการเกิดไฟฟ้าดับ (Customer Outage Cost)

4.2 ค่าดัชนีที่ใช้ในการประเมินคุณค่าของความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย

การประเมินค่าความเชื่อถือได้ โดยตรงนั้นทำได้ยากมาก และทางเลือกที่เป็นไปได้ในการปฏิบัติจริง คือการประเมินผลกระทบ และความเสียหายที่คิดเป็นเงิน ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับจากเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า [1] ซึ่งแนวทางที่สะดวกที่สุด ในการแปลความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในรูปของ ฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Damage Function : CDF) ที่ได้มาจากการสำรวจและเก็บข้อมูลจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท และนำมาสร้างเป็น ฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยกลุ่ม (Sector Customer Damage Function : SCDF) ซึ่งในการวิจัยนี้ได้ใช้ SCDF ที่อ้างอิงตามเอกสารอ้างอิงที่ [13] โดยมีการแยกกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าเป็น 7 กลุ่ม ได้แก่

1. กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย (Residential Customer)
2. กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจการค้า (Commercial Customer)
3. กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม (Industrial Customer)
4. กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (Large Customer)
5. กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นหน่วยงานรัฐบาล (Government Agency)
6. กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสำนักงาน (Office Building)
7. กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าเกษตรกรรม (Agricultural Customer)

โดยมี ฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ารายกลุ่ม (SCDF) ที่กำหนดเป็นค่าความเสียหายต่อกำลังไฟฟ้า (\$/kW) กับระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ (นาที) ตามที่แสดงในภาพที่ 4-1



ภาพที่ 4-1 SCDF ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ที่ใช้ในงานวิจัย

ภาพที่ 4-1 แสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ กับความเสียหายที่กำหนดเป็นมูลค่าทางการเงินที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องสูญเสียจากการเกิดไฟฟ้าดับ โดยจะพบว่ากลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัยมีค่าความเสียหายต่ำที่สุดเมื่อเปรียบเทียบทุกกลุ่ม แต่เมื่อระยะเวลาไฟฟ้าดับเพิ่มสูงขึ้นนานกว่า 100 นาที จะพบว่าค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัยจะมีมูลค่าเพิ่มขึ้นสูงกว่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเกษตรกรรม และเมื่อระยะเวลาไฟฟ้าดับนานกว่า 200 นาที จะพบว่ามีค่าความเสียหายสูงกว่าค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ส่วนกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสำนักงานมีค่าความเสียหายจากการเกิดไฟฟ้าดับสูงที่สุด และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม และธุรกิจการค้ามีความเสียหายจากการเกิดไฟฟ้าดับรองลงมาตามลำดับ และ ค่าความเสียหายจากการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจการค้า และประเภทอุตสาหกรรมในช่วงที่มีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับตั้งแต่ 20 นาทีเป็นต้นไปนั้นมีค่าใกล้เคียงกัน

ดัชนีที่ใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่นิยมใช้โดยทั่วไปคือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการเกิดไฟฟ้าดับที่คาดหวัง (Expected Interruption Cost หรือ ECOST)

และอัตราการประเมินค่าพลังงานจากการเกิดไฟฟ้าดับ (Interrupted Energy Assessment Rate หรือ IEAR) โดยสามารถหาได้ตามสมการที่ (4-1) และ (4-2) ตามลำดับ

$$ECOST_{p,i} = \sum_{j=1}^N C_{j,p}(r_j)L_{av,p} \quad \$/\text{ปี} \quad (4-1)$$

$$IEAR_{p,i} = \frac{ECOST_{p,i}}{\sum_{j=1}^N L_{av,p}r_j} \quad \$/\text{kWh} \quad (4-2)$$

โดยที่ r_j คือ ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับในเหตุการณ์ j

$C_{j,p}$ คือ ค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับของจุดโหลด p ที่มี
ระยะเวลาไฟฟ้าดับ j

$L_{av,p}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่จุดโหลด p

4.3 ข้อมูลโหลดของระบบ RBTS บัส 2

ข้อมูลที่มีความสำคัญ และมีความจำเป็นในการประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบ จำหน่ายที่ใช้วิธีการหาค่าความเสียหายที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับจากการเกิดไฟฟ้าดับ คือข้อมูลที่จะระบุความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของแต่ละจุดโหลด เพื่อนำไปใช้แทนค่าตามสมการที่ (4-1) และ (4-2) เพื่อหาค่า ECOST และ IEAR โดยข้อมูลโหลดของระบบ RBTS บัส 2 ที่ค่าตามตารางที่ 4-1

ตารางที่ 4-1 ข้อมูลโหลดของระบบ RBTS บัส 2

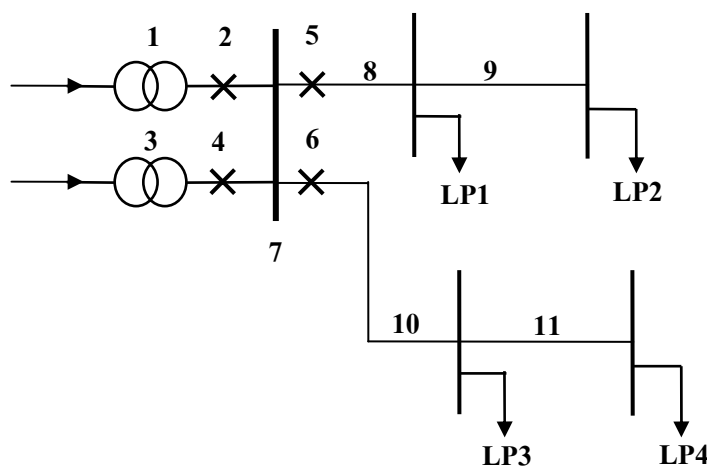
จุดโหลดที่ (LP)	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (MW)	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า/จุดโหลด (ราย)
1,2,3,10,11	ที่อยู่อาศัย	0.535	210
12, 17, 18, 19	ที่อยู่อาศัย	0.450	200
8	อุตสาหกรรม	1.00	1
9	อุตสาหกรรม	1.15	1
4, 5, 13, 14, 20, 21	หน่วยงานรัฐบาล	0.566	1
6, 7, 15, 16, 22	ธุรกิจการค้า	0.454	10

4.4 เทคนิคการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่มีผลกระทบระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เมื่อทำการวิเคราะห์แบบระบบรวม (Composite System) เหตุการณ์ขัดข้องที่เกิดขึ้นในสถานีไฟฟ้าย่อย หรือที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะส่งผลกระทบต่อกันและเป็นเหตุให้มีผลต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของทั้งที่จุดโหลด และของระบบ และต้องนำมาพิจารณาความเสียหายที่ปรากฏขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในแต่ละจุดโหลดด้วย โดยเหตุขัดข้องที่เกิดผลกระทบระหว่างกันของสถานีไฟฟ้าย่อย และระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถจำแนกได้ 2 ลักษณะ ดังนี้

4.4.1 เหตุขัดข้องภายในสถานีไฟฟ้าย่อยที่ส่งผลต่อจุดโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เหตุการณ์ในลักษณะนี้เกิดจากความล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นเหตุให้วงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าวงจรใดวงจรหนึ่ง หรือหลายวงจร ไม่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดในระบบจำหน่ายได้ ส่งผลให้จุดโหลดทุกจุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่รับกระแสไฟฟ้าจากวงจรของสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งเกิดขัดข้องได้รับผลกระทบทั้งหมด ตัวอย่างเช่น ตามภาพที่ 4-2 หากเกิดเหตุขัดข้องที่อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย แล้วเป็นเหตุให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 5 ทริป เหตุการณ์นี้จะทำให้จุดโหลด LP1 และ LP2 ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งรับกระแสไฟฟ้าจากวงจรที่มีเซอร์กิตเบรกเกอร์ 5 เป็นต้นทางเกิดไฟฟ้าดับด้วย



ภาพที่ 4-2 การเชื่อมต่อระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.4.2 เหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ส่งผลกระทบต่อสถานีไฟฟ้าและวงจรอื่นๆ

เหตุการณ์ในลักษณะนี้ เกิดจากเหตุขัดข้องภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้อุปกรณ์ป้องกันภายในสถานีไฟฟ้าย่อยทำงานและสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เป็นต้นทางของวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่เกิดเหตุขัดข้องทริป เพื่อปลดวงจรดังกล่าวออกทั้งหมด แต่เกิดการติดขัด (Stuck Condition) ที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันสำรองทำงาน สั่งทริปเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ในระบบป้องกันสำรอง เป็นเหตุให้วงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าอื่นๆ เกิดขัดข้องด้วย และจุดโหลดอื่นๆ ที่อยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่รับกระแสไฟฟ้าจากวงจรที่ถูกปลดออกทั้งหมด เกิดไฟฟ้าดับเพิ่มขึ้น และเป็นบริเวณกว้างขึ้น ตัวอย่างเช่น ตามภาพที่ 4-2 หากเกิดเหตุขัดข้องที่อุปกรณ์หมายเลข 8 ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 5 ได้รับคำสั่งจากระบบป้องกันให้ทริป แต่เกิดการติดขัดขึ้นทำให้ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 5 ไม่สามารถทำงานได้ ส่งผลให้ระบบป้องกันสำรองสั่งทริปเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2, 4 และ 6 เหตุการณ์นี้จะทำให้จุดโหลด LP1, LP2, LP3 และ LP4 ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกิดไฟฟ้าดับทั้งหมด

4.5 การคำนวณค่า ECOST และ IEAR ของจุดโหลด

การคำนวณค่า ECOST และ IEAR ของจุดโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถทำได้ 3 วิธี [14] ได้แก่

4.5.1 วิธีการคำนวณจากค่าดัชนีพื้นฐาน (Basic Indices Method : BIM)

วิธีการนี้จะทำการคำนวณโดยใช้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด λ และ r ตามสมการที่ (4-3) และ (4-4) โดย C_p ได้มาจากการหาความสัมพันธ์ระหว่างค่าระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อครั้ง r_p กับค่าความเสียหายที่จุดโหลด p ตาม SCDF ที่แสดงในภาพที่ 4-1

$$ECOST_p = L_{av,p} \lambda_p C_p \quad \text{\$/ปี} \quad (4-3)$$

$$IEAR_p = \frac{ECOST_p}{EENS_p} \quad \text{\$/kWh} \quad (4-4)$$

วิธีการนี้จะให้ผลลัพธ์เป็นค่าที่คาดหวังเพียงค่าเดียว ซึ่งเหมาะกับการคำนวณด้วยวิธีวิเคราะห์

4.5.2 วิธีการคำนวณจากเหตุการณ์ที่เกิดขัดข้อง (Contingency Enumeration Method : CEM)

วิธีการนี้จะทำการคำนวณจากเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นกับจุดโหลด p ในแต่ละเหตุการณ์ซึ่งจะทำให้ได้ค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อเหตุการณ์ r_p และหาความสัมพันธ์ระหว่างค่าระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้า

ดับต่อครั้ง r_p กับค่าความเสียหายที่จุดโหลด p ตาม SCDF ที่แสดงในภาพที่ 4-1 ทำการหา ECOST ของจุดโหลด p ในแต่ละเหตุการณ์เมื่อคำนวณครบทุกเหตุการณ์แล้วจึงนำมารวมกันตามสมการที่ (4-5) และคำนวณค่า IEAR ตามสมการที่ (4-6)

$$ECOST_p = \sum_{j=1}^N C_{j,p}(r_j) L_{av,p} \lambda_{j,p} \quad \$/\text{ปี} \quad (4-5)$$

$$IEAR_p = \frac{ECOST_p}{\sum_{j=1}^N L_{av,p} r_j} \quad \$/\text{kWh} \quad (4-6)$$

วิธีการนี้ยังคงให้ผลลัพธ์เป็นค่าที่คาดหวังเพียงค่าเดียว ซึ่งเหมาะกับการคำนวณด้วยวิธีวิเคราะห์

4.5.3 วิธีการคำนวณจากเหตุการณ์ที่เกิดขัดข้องตามลำดับเวลา

เนื่องจากการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการวิจัยนี้เป็นการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา ซึ่งเมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นและทำให้จุดโหลดใดเกิดไฟฟ้าดับจะทำการหาค่า ECOST ในแต่ละเหตุการณ์ โดยการใช้ค่าระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับจริงในแต่ละเหตุการณ์ (r_j) ที่พบ ในการคำนวณค่าความเสียหาย $C_{j,p}(r_j)$ และสะสมค่า ECOST ของแต่ละจุดโหลดที่เกิดขึ้นในแต่ละปีที่ทำการจำลองเหตุการณ์ ตามสมการที่ (4-1) และคำนวณหาค่า IEAR ของแต่ละจุดโหลดในแต่ละปี ตามสมการที่ (4-2)

การคำนวณด้วยวิธีนี้จะทำให้ได้ค่า ECOST และ IEAR ของแต่ละปีที่ทำการจำลองเหตุการณ์ ซึ่งทำให้เห็นภาพของการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่เป็นลักษณะข้อมูลในเชิงสถิติและสามารถใช้ในการทำนายผลได้ตามการกระจายตัวของความน่าจะเป็นของค่า ECOST และ IEAR ที่ปรากฏ

4.6 ขั้นตอนการคำนวณหาค่า ECOST และ IEAR โดยใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

จากการสร้างแบบจำลองที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น การคำนวณหาค่า ECOST และ IEAR ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา มีขั้นตอนดังนี้

4.6.1 รับค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ในส่วนของคุณค่าความเชื่อถือได้ และ ข้อมูลโหลด ของทั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าย่อย

4.6.2 สร้างตัวเลขสุ่มที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 สำหรับค่า U_F , U_R และ U_S สำหรับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย และหาค่า TTF, TTR และ TTS ของแต่ละอุปกรณ์ โดยใช้สมการที่ (3-4), (3-5), (3-6) และ (3-8) แล้วแต่กรณีที่ทำการศึกษา

4.6.3 ทำขั้นตอนตามข้อ 4.6.2 จนครบทุกอุปกรณ์และครบตามระยะเวลาที่กำหนด

4.6.4 สร้างประวัติการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย

4.6.5 สร้างตัวเลขสุ่มที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 สำหรับค่า U_F , U_R และ U_S สำหรับอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และหาค่า TTF, TTR และ TTS ของแต่ละอุปกรณ์ โดยใช้สมการที่ (2-12) - (2-14)

4.6.6 ทำขั้นตอนตามข้อ 4.6.5 จนครบทุกอุปกรณ์และครบตามระยะเวลาที่กำหนด

4.6.7 สร้างประวัติการทำงานของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

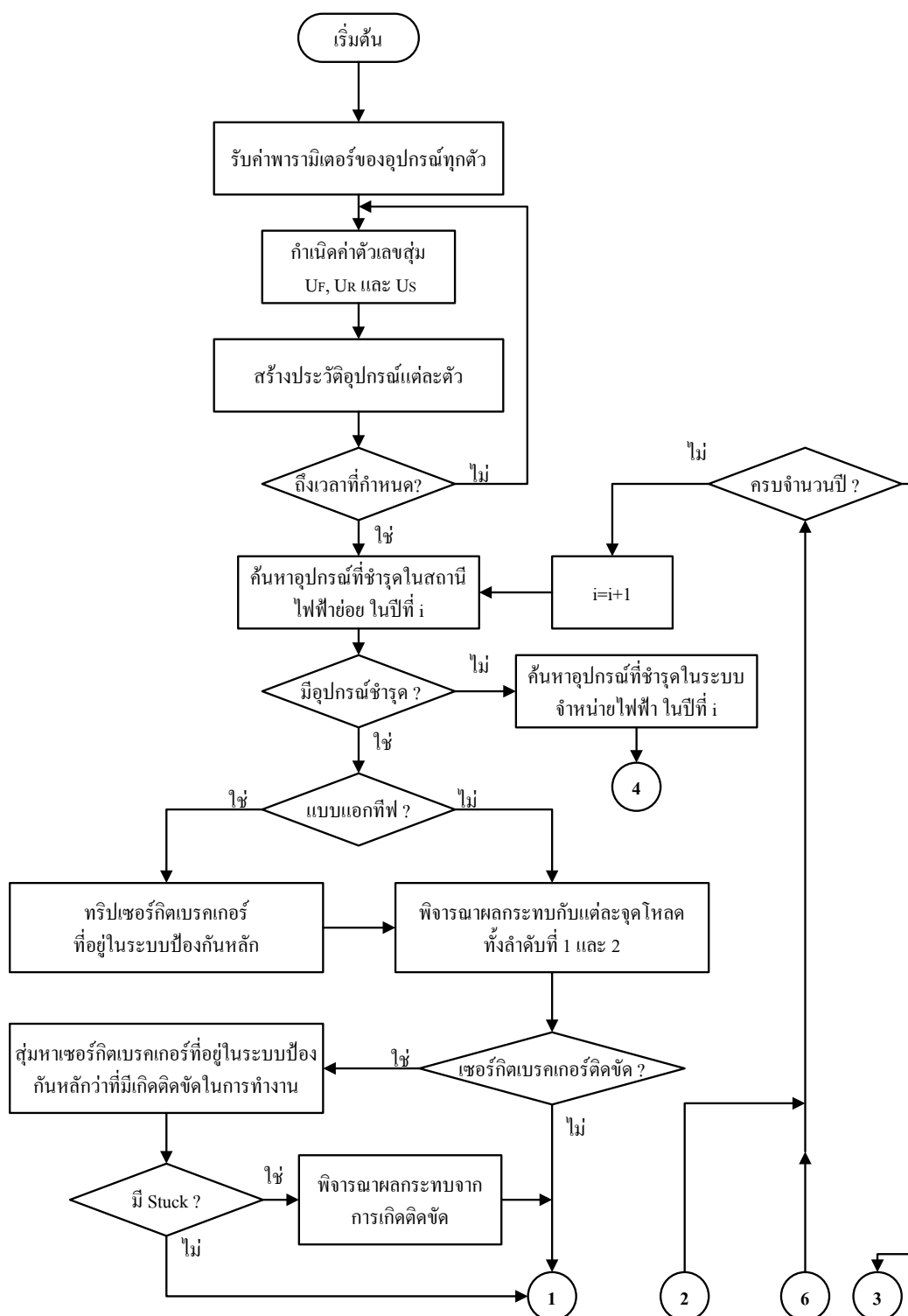
4.6.8 ค้นหาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีการชำรุดก่อนเวลาที่พิจารณา โดยใช้คาบเวลาละ 1 ปี หากพบว่ามีอุปกรณ์ตัวใดชำรุด ให้พิจารณาผลกระทบที่มีต่อแต่ละวงจร โดยเมื่อพบว่ามีผลกระทบต่อวงจรใด ให้เก็บค่าจำนวนครั้งในการเกิดไฟฟ้าดับ (N), สะสมค่าระยะเวลาที่แต่ละวงจรไม่เกิดไฟฟ้าดับ (T_u) และสะสมค่าระยะเวลาที่แต่ละวงจรเกิดไฟฟ้าดับ (T_d) ของแต่ละปีที่พิจารณา โดยเมื่อพบเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละครั้งจะทำการหาค่า ECOST ของแต่ละจุดโหลดตามสมการที่ (4-1) และเก็บค่าไว้ ทำซ้ำจนครบทุกวงจร

4.6.9 ค้นหาอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการชำรุดก่อนเวลาที่พิจารณา โดยใช้คาบเวลาละ 1 ปี หากพบว่ามีอุปกรณ์ตัวใดชำรุด ให้พิจารณาผลกระทบที่มีต่อแต่ละจุดโหลด โดยเมื่อพบว่ามีผลกระทบต่อจุดโหลดใด ให้เก็บค่าจำนวนครั้งในการเกิดไฟฟ้าดับ (N), สะสมค่าระยะเวลาที่แต่ละจุดโหลดไม่เกิดไฟฟ้าดับ (T_u) และสะสมค่าระยะเวลาที่แต่ละจุดโหลดเกิดไฟฟ้าดับ (T_d) ของแต่ละปีที่พิจารณา โดยเมื่อพบเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละครั้งจะทำการหาค่า ECOST ของแต่ละจุดโหลดตามสมการที่ (4-1) ทำซ้ำจนครบทุกจุดโหลด

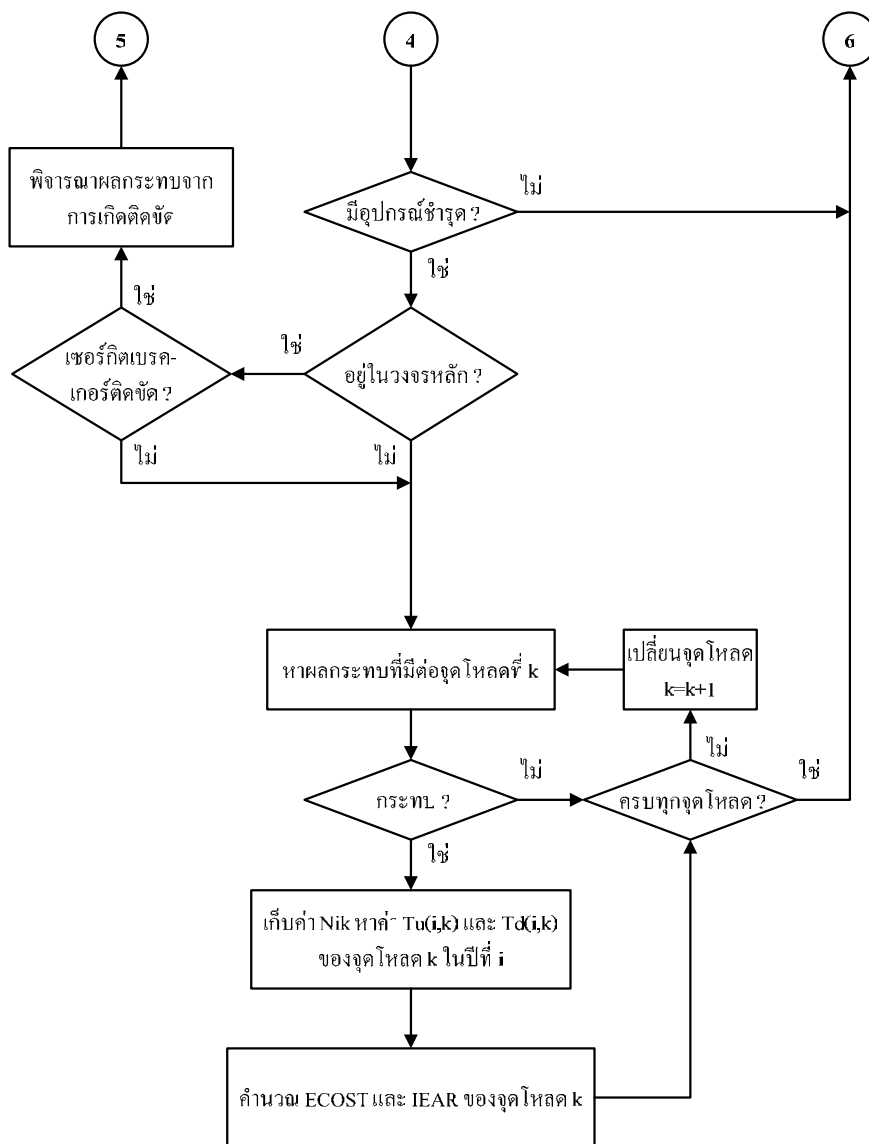
4.6.10 ทำขั้นตอนในข้อ 4.6.8 และ 4.6.9 จนครบตามจำนวนปีที่ต้องการ

4.6.11 คำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ของแต่ละจุดโหลด ตามที่แสดงในสมการที่ (2-15), (2-16) และ (2-17) ในบทที่ 2 และค่า ECOST และ IEAR โดยรวมผลกระทบที่เกิดไฟฟ้าดับในแต่ละวงจรของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ได้จากขั้นตอนในข้อ 4.6.8 ด้วย

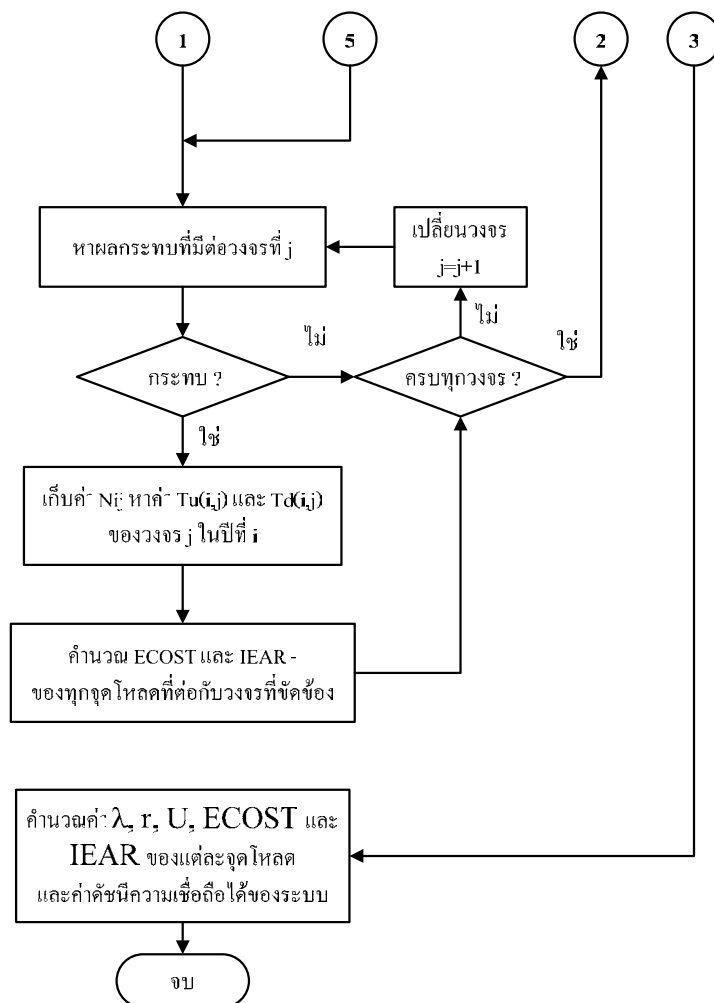
ขั้นตอนการทำงานที่ได้อธิบายตามข้อ 4.6.1 – 4.6.11 สามารถสรุปได้ตามแผนผังการทำงาน (Flow Chart) ได้ตามภาพที่ 4-3 ถึง ภาพที่ 4-5



ภาพที่ 4-3 แผนผังการทำงานของโปรแกรมการวิเคราะห์คุณค่าของความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา



ภาพที่ 4-3 (ต่อ)



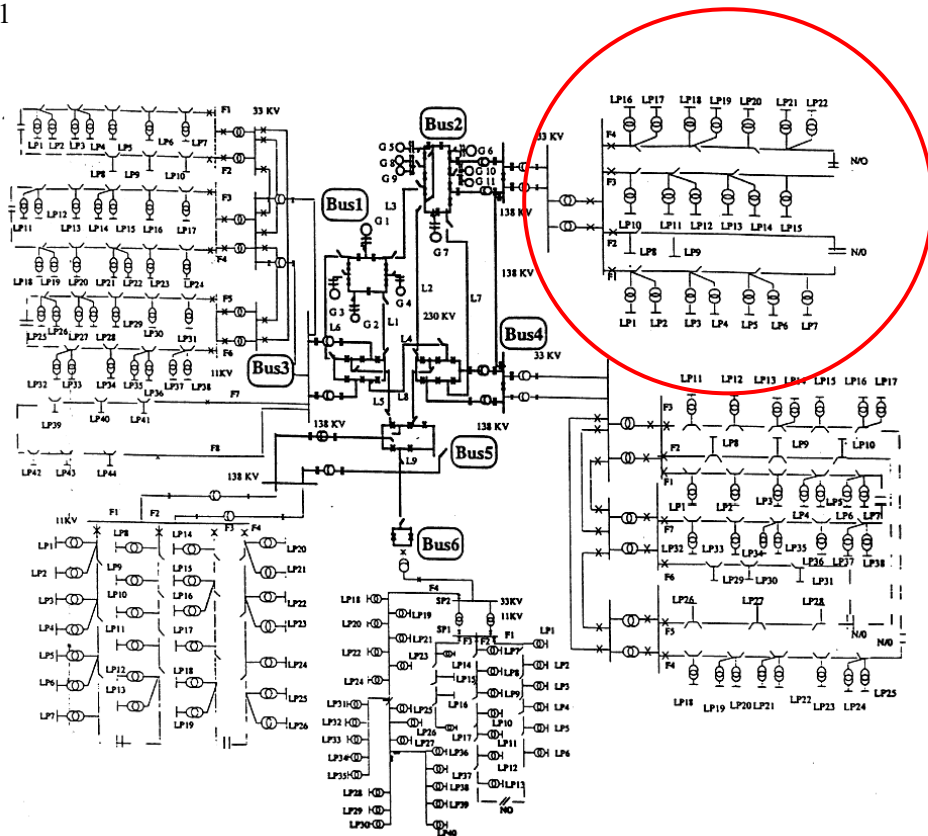
ภาพที่ 4-3 (ต่อ)

บทที่ 5

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าย่อยที่ทำการศึกษานในงานวิจัย

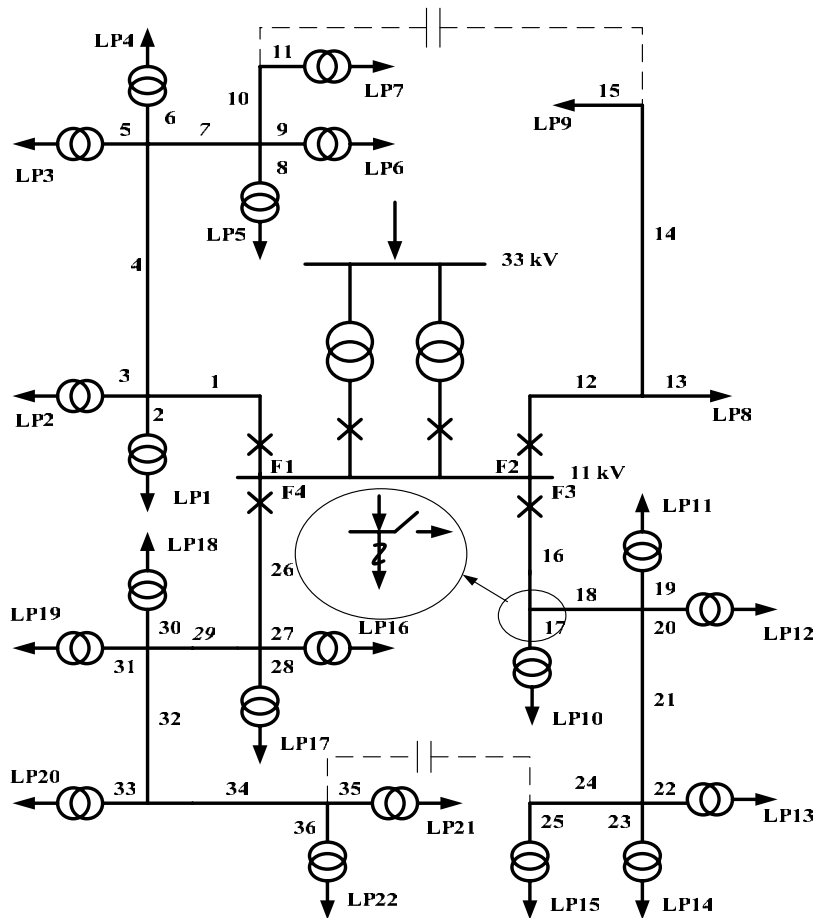
5.1 ระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton (Roy Billinton Test System; RBTS)

RBTS เป็นระบบไฟฟ้าที่ถูกพัฒนาขึ้นมาเพื่อใช้ในการศึกษา [2] เพื่อให้เกิดความเข้าใจในการกำหนดรูปแบบการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยสามารถคำนวณด้วยมือ ก่อนนำไปใช้งาน หรือสร้างโปรแกรมการวิเคราะห์ต่อไป โดย RBTS ประกอบด้วยบัสจำนวน 6 บัส ตามภาพที่ 5-1



ภาพที่ 5-1 ระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton (RBTS)

ในงานวิจัยนี้ได้ทดสอบโปรแกรมวิเคราะห์ค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา โดยใช้ระบบไฟฟ้า RBTS บัส 2 กรณีเป็นระบบสายเหนือดิน (Overhead System) ที่อยู่ในกรอบวงกลม ตามภาพที่ 5-1 ซึ่งนำมาเขียนใหม่โดยพิจารณาตั้งแต่สถานีไฟฟ้าย่อยและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้ตามที่แสดงในภาพที่ 5-2



ภาพที่ 5-2 ระบบไฟฟ้าทดสอบของ Roy Billinton (RBTS) บัส 2 ที่พิจารณาจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในการวิเคราะห์จะใช้เงื่อนไขที่มีการติดตั้งฟิวส์ (Lateral Fuse) ที่จุดแยกเข้าหม้อแปลงไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลด, ติดตั้งสวิตช์ไบเมทัลที่สายหลักด้านที่จ่ายไปปลายทางตามภาพที่ 5-2, มีการจ่ายกระแสไฟฟ้าสำรองย้อนมาจากปลายทาง และในกรณีที่หม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเกิดล้มเหลว ใช้การเปลี่ยนทดแทนด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่เพื่อนำจุดโหลดกลับคืนสู่ระบบอีกครั้ง ค่าพารามิเตอร์ที่มีความจำเป็นต่อการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า RBTS บัส 2 ได้แก่ ความยาวของสายไฟฟ้าในแต่ละส่วน และ ข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งในสถานีไฟฟ้าย่อยและในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งมีค่าตามที่แสดงในตามรางที่ 5-1 และ 5-2 ตามลำดับ

ตารางที่ 5-1 ข้อมูลความยาวของสายไฟฟ้าของ RBTS บัส 2

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

ตารางที่ 5-2 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้า

ชนิดอุปกรณ์	λ_a	λ_p	r	r_p	s
<u>หม้อแปลงไฟฟ้า</u>					
33/11 kV	0.0150	0.0150	-	15	1.0
11/0.4 kV	0.0150	0.0150	200	10	1.0
<u>เซอร์กิตเบรกเกอร์</u>					
33 kV	0.0015	0.0020	4	-	1.0
11 kV	0.0040	0.0060	4	-	1.0
<u>บัสบาร์</u>					
33 kV	0.0010	0.0010	2	-	1.0
11 kV	0.0010	0.0010	2	-	1.0
<u>สายไฟฟ้าเหนือดิน</u>					
11 kV	0.0650*	0.0650*	5	-	1.0

λ_a = อัตราการล้มเหลวแบบเอกทิฟ (ครั้ง/ปี [*สายไฟฟ้า (ครั้ง/กม.-ปี)])

λ_p = อัตราการล้มเหลวรวม (ครั้ง/ปี [*สายไฟฟ้า (ครั้ง/กม.-ปี)])

r, r_p = เวลาการซ่อมแซม และเวลาการเปลี่ยนทดแทน (ชั่วโมง)

s = ระยะเวลาปลด-สับสวิตช์ (ชั่วโมง)

5.2 รูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ใช้ในการศึกษาระบบ RBTS บัส 2

ในงานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยสำหรับระบบไฟฟ้า RBTSที่มีการจัดรูปแบบ (Substation Configuration) แตกต่างกัน 6 รูปแบบ ดังนี้

5.2.1 สถานีไฟฟ้ารูปแบบ A มีบัสบาร์ 1 ชุด และเซอร์กิตเบรกเกอร์ป้องกันเฉพาะด้านขาเข้า โดยไม่มีเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้า (Single-busbar Single-circuit Breaker Scheme without Breaker at Primary Side of Transformer) สถานีไฟฟ้ารูปแบบนี้เป็นรูปแบบเดียวกันกับสถานีไฟฟ้าย่อยที่กำหนดไว้ในระบบไฟฟ้า RBTS บัส 2 เป็นรูปแบบที่มีความซับซ้อนน้อย และมีความคุ้มค่าในการลงทุนไม่สูงมาก แต่เมื่อต้องการบำรุงรักษาอุปกรณ์ไม่ว่าจะเป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์

หรือบัสบาร์ ต้องทำการหยุดการจ่ายกระแสไฟฟ้าทั้งสถานีก่อนการทำงาน โดยมีรายละเอียดรูปแบบของสถานีไฟฟ้า ตามที่แสดงในภาพที่ 5-3

5.2.2 สถานีไฟฟ้ารูปแบบ B มีบัสบาร์ 2 ชุด และเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 3 ชุดต่อ 1 ขา (One-and-a Half Circuit Breaker Scheme) สถานีไฟฟ้ารูปแบบนี้จะมีการจ่ายกระแสไฟฟ้าพร้อมกันทั้ง 2 บัสบาร์ และมีการติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์เพิ่มขึ้นจากแบบ A สามารถบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์และบัสบาร์ได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อสถานีโดยรวม มีความมั่นคงสูง ในขณะที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงเช่นกัน โดยมีรายละเอียดรูปแบบของสถานีไฟฟ้า ตามที่แสดงในภาพที่ 5-3

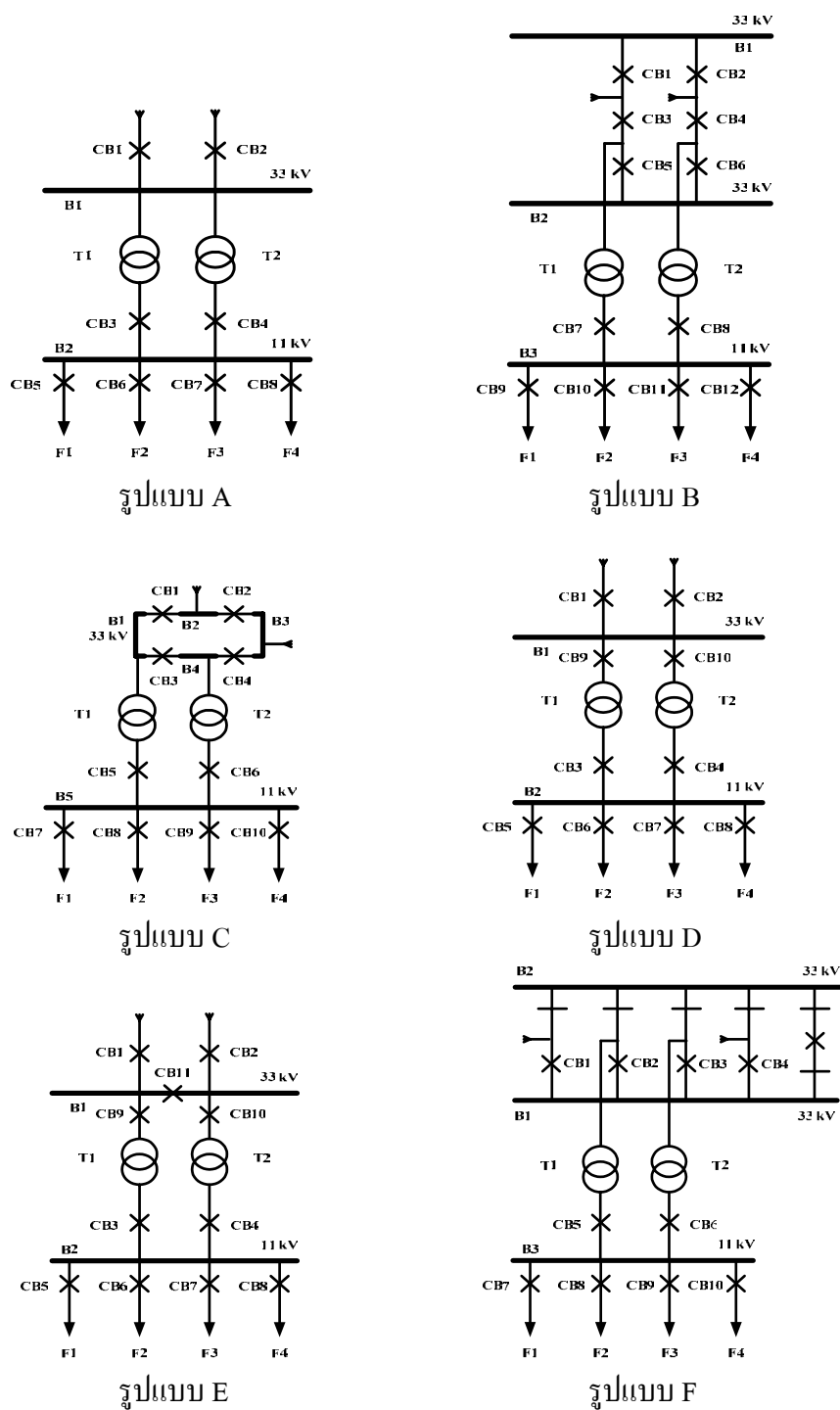
5.2.3 สถานีไฟฟ้ารูปแบบ C มีบัสบาร์วางตัวคล้ายวงแหวน จึงเรียกว่าเป็นการจัดรูปแบบสถานีไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring Bus Scheme) สถานีไฟฟ้ารูปแบบนี้จะมีลักษณะคล้ายรูปแบบ B แต่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์น้อยกว่า และมีจำนวนบัสบาร์เท่ากับจำนวนวงจรการรับและจ่ายกระแสไฟฟ้าที่มีอยู่ในสถานีไฟฟ้า ในขณะทำการจ่ายกระแสไฟฟ้า เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งหมดจะถูกใช้งาน สามารถบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานี แต่ในการบำรุงรักษาบัสบาร์ต้องมีการหยุดจ่ายกระแสไฟฟ้าในบางวงจร มีความมั่นคงสูง ในขณะที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงเช่นกัน โดยมีรายละเอียดรูปแบบของสถานีไฟฟ้า ตามที่แสดงในภาพที่ 5-3

5.2.4 สถานีไฟฟ้ารูปแบบ D เป็นรูปแบบที่มีการปรับปรุงมาจากสถานีไฟฟ้ารูปแบบ A โดยเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้าทั้ง 2 ชุด เพื่อช่วยป้องกันกรณีที่เกิดหม้อแปลงไฟฟ้าเกิดลัดวงจร ด้วยการปลดหม้อแปลงไฟฟ้างดออกจากกระบบ ไม่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับทั้งสถานีไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดรูปแบบของสถานีไฟฟ้า ตามที่แสดงในภาพที่ 5-3

5.2.5 สถานีไฟฟ้ารูปแบบ E เป็นรูปแบบที่มีการปรับปรุงมาจากสถานีไฟฟ้ารูปแบบ D โดยแยกบัสบาร์ออกเป็น 2 ชุด และเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ระหว่างบัสบาร์ทั้งสอง ทำให้สามารถแยกส่วนที่ปัญหาออกจากกระบบได้ ในกรณีที่เกิดการลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านขาเข้าของสถานี หรือที่บัสบาร์ หรือที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นการเพิ่มความมั่นคงของสถานีไฟฟ้าได้มาก ในขณะที่มีค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย โดยมีรายละเอียดรูปแบบของสถานีไฟฟ้า ตามที่แสดงในภาพที่ 5-3

5.2.6 สถานีไฟฟ้ารูปแบบ F เป็นรูปแบบที่มีบัสบาร์ 2 ชุด แต่มีการใช้งานในสภาวะปกติเพียง 1 ชุด เรียกว่าบัสบาร์หลัก (Main Busbar) โดยอีก 1 ชุดเป็นบัสบาร์สำหรับถ่ายเทกระแสไฟฟ้า (Transfer Busbar) ซึ่งในสภาวะปกติจะไม่มีการใช้งาน ยกเว้นกรณีมีการบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่งที่วงจรใดวงจรหนึ่ง โดยมีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับจำนวนวงจรรับ และจ่ายกระแสไฟฟ้าที่มีอยู่ บวกกับอีก 1 ตัว ที่เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์สำรอง (Spare Circuit Breaker) ใช้

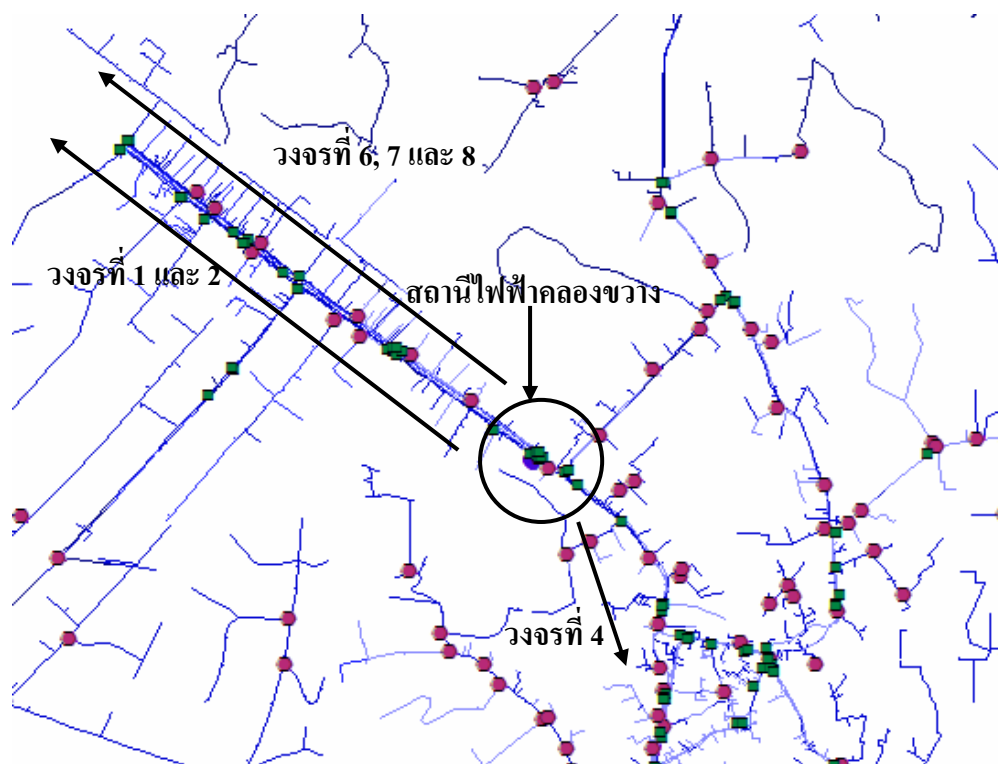
ร่วมกับบัตรสำหรับถ่ายกระแสไฟฟ้าในขณะที่ทำการบำรุงรักษา โดยมีรายละเอียดรูปแบบของสถานีไฟฟ้า ตามที่แสดงในภาพที่ 5-3



ภาพที่ 5-3 รูปแบบสถานีไฟฟ้า 6 รูปแบบที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบ RBTS บัส 2

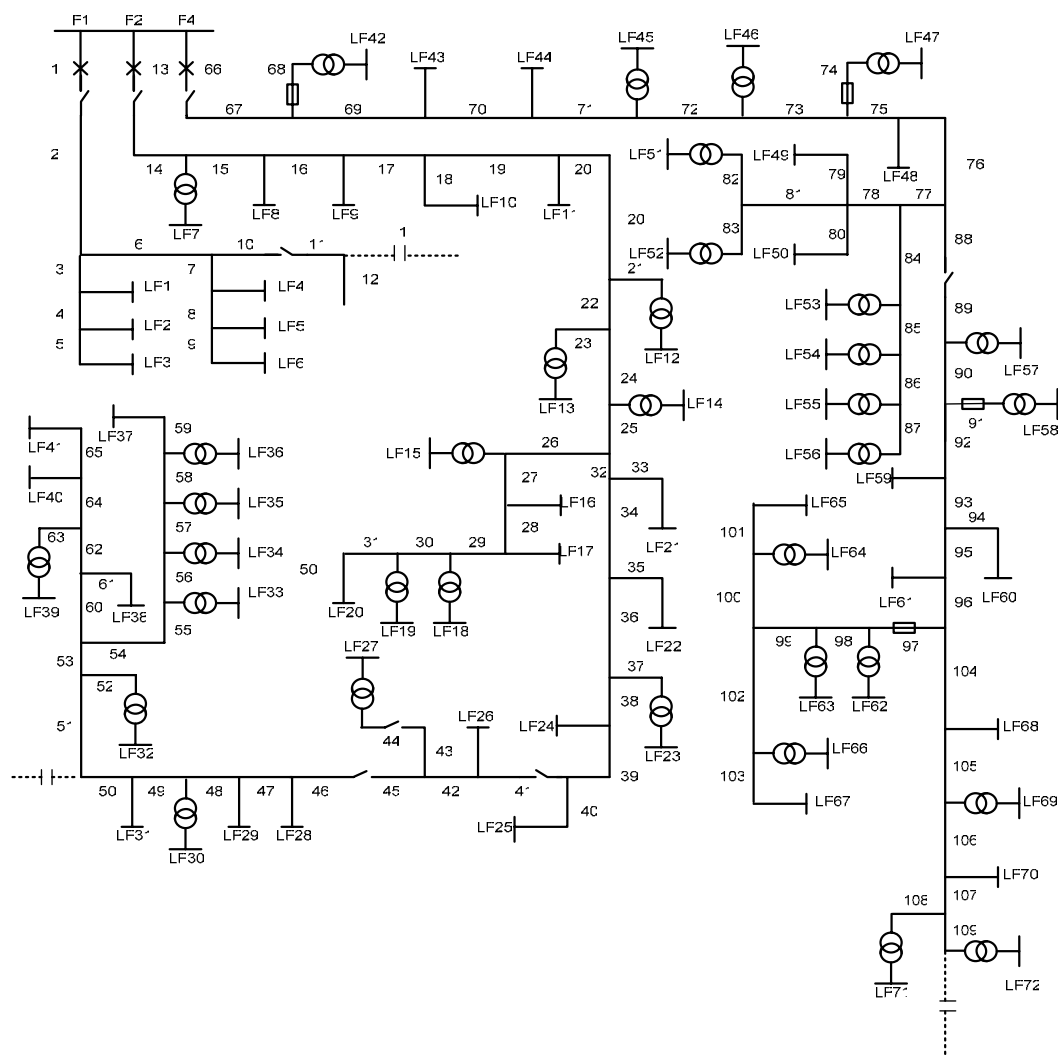
5.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในงานวิจัยนี้ นอกจากมีการวิเคราะห์และประเมินความคุ้มค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยใช้ระบบไฟฟ้าทดสอบ RBTS แล้ว ยังได้ทำการวิเคราะห์และประเมินความคุ้มค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยเลือกใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง จ. ฉะเชิงเทรา โดยใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าจากระบบฐานข้อมูลแผนที่ภูมิศาสตร์ระบบไฟฟ้า ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามที่แสดงในภาพที่ 5-4 โดยปกติแล้วสถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังจำนวน 2 ลูกต่อสถานีไฟฟ้า ดังนั้นในการศึกษานี้ จึงเลือกวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ 1, 2 และ 4 สำหรับวงจรที่จ่ายโดยหม้อแปลงไฟฟ้าลูกที่ 1 และวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ 6, 7 และ 8 สำหรับวงจรที่จ่ายโดยหม้อแปลงไฟฟ้าลูกที่ 2

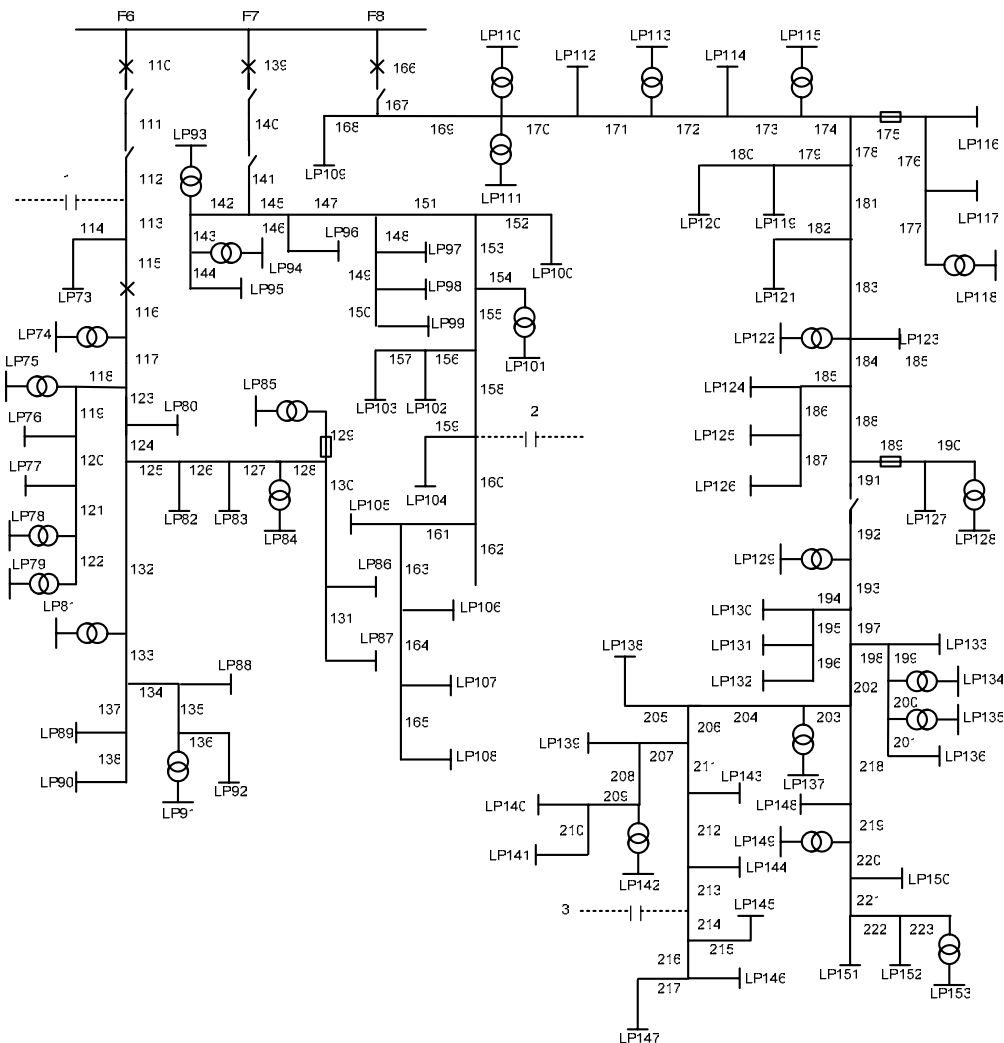


ภาพที่ 5-4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง แสดงวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ 1, 2, 4, 6, 7 และ 8 ที่ใช้ในการศึกษา

จากข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้จากระบบฐานข้อมูลแผนที่ภูมิศาสตร์ระบบไฟฟ้า นำมาเขียนเป็นไดอะแกรมเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram) เพื่อให้เห็นภาพอย่างง่าย ที่ประกอบด้วย สายไฟฟ้า, หม้อแปลงไฟฟ้า, ฟิวส์ และสวิตช์ที่ติดตั้งในระบบ รวมทั้งจุดโหลดที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ ได้ตามภาพที่ 5-5 และ 5-6 สำหรับวงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าของหม้อแปลงลูกที่ 1 และ 2 ตามลำดับ



ภาพที่ 5-5 ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง
วงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ 1, 2 และ 4



ภาพที่ 5-6 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง
วงจรการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ 6, 7 และ 8

ทำการจัดเตรียมข้อมูลความเชื่อถือได้และข้อมูลโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าคลองขวาง ตามภาพที่ 5-5 และ 5-6 ซึ่งจำเป็นต้องใช้ในการวิเคราะห์ และประเมินความคุ้มค่าความเชื่อถือได้ ซึ่งประกอบด้วย

5.3.1 ความยาวสายไฟฟ้า

ความยาวสายไฟฟ้าในแต่ละช่วงได้มาจากการวัดความยาวในระบบฐานข้อมูลแผนที่ระบบไฟฟ้า โดยแสดงค่าความยาวไว้ในภาคผนวก

5.3.2 ข้อมูลความเชื่อถือได้

จากโครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความเสียหายและอัตราการซ่อมของอุปกรณ์ในระบบจ่ายไฟฟ้า [15] พบว่าอัตราการล้มเหลวและเวลาการทำงานของสายไฟฟ้าเหนือดิน และ

หม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่ายจะมีลักษณะการกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์ ซึ่งในการหาค่าเวลาการทำงานของอุปกรณ์ (TTF) จะใช้การคำนวณตามสมการที่ (3-8) ที่ใช้หาค่าระยะเวลาการซ่อม (TTR) โดยมีค่าพารามิเตอร์กำหนดเวลา (α) และ พารามิเตอร์กำหนดรูปร่าง (β) ตามตารางที่ 5-3

ตารางที่ 5-3 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระยะเวลาการทำงานของสายเหนือดินและหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

อุปกรณ์	พารามิเตอร์ กำหนดรูปร่าง (β)	พารามิเตอร์ กำหนดเวลา (α)	ระยะเวลาทำงานเฉลี่ย
สายไฟฟ้าเหนือดิน	1.0000	0.0450	0.0450 ปี-100 กม./ครั้ง
หม้อแปลงไฟฟ้า	1.0442	91.2059	89.6405 ปี/ครั้ง

แต่เนื่องจากอัตราการล้มเหลวหรือเวลาในการทำงานของสายเคเบิล ไม่มีข้อมูลเพียงพอในการหาพารามิเตอร์การกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์ได้ [15] จึงได้ใช้ลักษณะการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โปเนนเชียลโดยมีค่าอัตราการล้มเหลวเท่ากับ 2.400 ครั้ง/100 กม.-ปี และใช้สมการที่ (3-4) ในการหาค่าระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์

ข้อมูลระยะเวลาการซ่อมอุปกรณ์ทั้งสายเคเบิล, สายเหนือดิน และหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่ายมีลักษณะการกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์ ซึ่งในการหาค่าเวลาการซ่อมอุปกรณ์ (TTR) จะใช้การคำนวณตามสมการที่ (3-8) โดยมีค่า พารามิเตอร์กำหนดเวลา (α) และ พารามิเตอร์กำหนดรูปร่าง (β) ตามตารางที่ 5-4

ตารางที่ 5-4 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระยะเวลาการซ่อมสายเคเบิล,สายเหนือดินและหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

อุปกรณ์	พารามิเตอร์ กำหนดรูปร่าง (β)	พารามิเตอร์ กำหนดเวลา (α)	ระยะเวลาการซ่อมเฉลี่ย (นาท./ครั้ง)
สายเคเบิล	0.80	61.54	69.65
สายไฟฟ้าเหนือดิน	1.29	69.52	64.31
หม้อแปลงไฟฟ้า	1.55	66.56	59.87

แต่เนื่องจากไม่มีการนำเสนอข้อมูลระยะเวลาการปลด-สับสวิตช์ จึงขอใช้ค่าเวลาการปลด-สับสวิตช์แบบมีการควบคุมระยะไกล (SCADA) ซึ่งมีใช้งานในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้ค่าเฉลี่ยระยะเวลาการปลด-สับสวิตช์เท่ากับ 15 นาที และมีลักษณะการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โปเนนเชียล และใช้สมการที่ (3-6) ในการหาค่าระยะเวลาการปลด-สับสวิตช์ (TTS)

5.3.3 ข้อมูลโหลด

ในฐานะข้อมูลแผนที่ภูมิศาสตร์ระบบไฟฟ้า มีการระบุขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานในแต่ละจุดโหลด และระบุเจ้าของหม้อแปลงไฟฟ้าว่าเป็นของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยในการศึกษานี้ แต่ไม่มีข้อมูลขนาดกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของแต่ละจุดโหลด จึงจำเป็นต้องใช้ข้อมูลการใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้าที่ได้จากรายงานผลการศึกษาโครงการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า [16] โดยใช้ค่าตัวประกอบการใช้งาน (Utilization Factor : UF) และค่าตัวประกอบโหลด (Load Factor : LF) ของหม้อแปลงไฟฟ้า โดยค่าตัวประกอบทั้ง 2 ค่าสามารถอธิบายได้ตามสมการที่ (5-1) และสมการที่ (5-2)

$$UF = \frac{L_p}{S \times PF} \quad (5-1)$$

$$LF = \frac{L_{av}}{L_p} \quad (5-2)$$

โดยที่ L_p คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ต้องการ (kW)

S คือ ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้ง (kVA)

PF คือ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor)

L_{av} คือ กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่ต้องการ (kW)

จากสมการที่ (5-1) และสมการที่ (5-2) เมื่อทราบขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้ง (S), ค่าตัวประกอบการใช้งาน (UF), ค่าตัวประกอบโหลด (LF) และ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (PF) ของแต่ละจุดโหลดแล้ว ก็สามารถคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ยได้ โดยในการศึกษารั้งนี้ได้กำหนดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นเจ้าของมีค่า UF ของเท่ากับ 0.50 และ LF เท่ากับ 0.65 [9] โดยสมมุติให้ ค่า PF เท่ากับ 1 ส่วนหม้อแปลงที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นเจ้าของกำหนดให้มีค่า UF เท่ากับ 0.7 และค่า LF เท่ากับ 0.5 โดยค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของแต่ละจุดโหลดได้คำนวณและแสดงในภาคผนวก

5.4 ข้อมูลความเสียหายจากการเกิดไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การประเมินค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการเกิดไฟฟ้าดับจำเป็นต้องทราบประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากต้องนำไปคำนวณความเสียหายจาก SCDF ที่แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ในงานวิจัยนี้ได้กำหนดประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยแบ่งกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น 6 ประเภทคือ บ้านอยู่อาศัย, กิจการขนาดเล็ก, กิจการขนาดกลาง, กิจการขนาดใหญ่, กิจการเฉพาะอย่าง และส่วนราชการ โดยมีเกณฑ์การพิจารณาแบ่งประเภทสำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็ก, กิจการขนาดกลาง และกิจการขนาดใหญ่ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามที่แสดงในตารางที่ 5-5

ตารางที่ 5-5 เกณฑ์การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

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

จากรายงานผลการศึกษ้อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ของสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สณพ.) ที่จัดทำโดยสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยสำนักบริการวิชาการ[17] ได้สรุปแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการเกิดไฟฟ้าดับในรูปของ SCDF ในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไว้ ตามตารางที่ 5-6

ตารางที่ 5-6 แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ประเภท	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (บาท/kW _{เฉลี่ย})					
	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
บ้านอยู่อาศัย	0.272	4.078	8.694	19.050	39.762	80.716
กิจการขนาดเล็ก	46.740	96.447	166.172	288.467	591.748	1054.216
กิจการขนาดกลาง	7.855	29.482	55.006	92.647	193.661	363.221
กิจการขนาดใหญ่	10.824	34.311	50.877	79.913	145.614	251.938
กิจการเฉพาะอย่าง	0.000	0.529	1.890	4.044	8.248	15.904
ส่วนราชการ	6.104	11.219	20.025	28.827	40.175	50.941

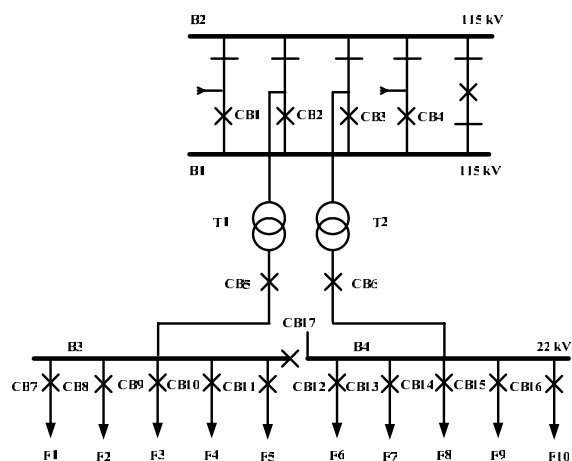
5.5 รูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ใช้ในการศึกษาระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

งานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยการเปลี่ยนรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยให้มีการจัดรูปแบบ (Substation Configuration) แตกต่างกัน 3 รูปแบบ ดังนี้

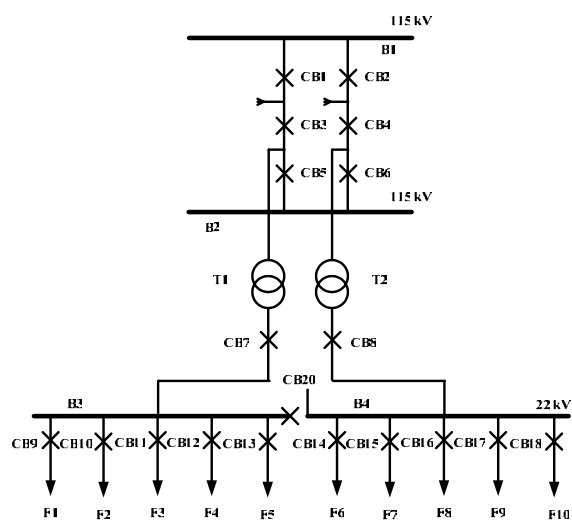
5.5.1 สถานีไฟฟ้ารูปแบบ A เป็นรูปแบบที่มีบัสบาร์ 2 ชุด แต่มีการใช้งานในสถานะปกติเพียง 1 ชุด เรียกว่าบัสบาร์หลัก (Main Busbar) โดยอีก 1 ชุดเป็นบัสบาร์สำหรับถ่ายเทกระแสไฟฟ้า (Transfer Busbar) ซึ่งในสถานะปกติจะไม่มีการใช้งานยกเว้นกรณีมีการบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่งที่วงจรใดวงจรหนึ่ง โดยมีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับจำนวนวงจรรับและจ่ายกระแสไฟฟ้าที่มีอยู่ บวกกับอีก 1 ตัว ที่เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์สำรอง (Spare Circuit Breaker) ใช้ร่วมกับบัสบาร์สำหรับถ่ายเทกระแสไฟฟ้าในขณะทำการบำรุงรักษา ซึ่งสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบนี้เป็นรูปแบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้เป็นรูปแบบมาตรฐานในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยระบบ 115 เควี ชนิดภายนอกอาคาร (Outdoor Type Substation) โดยมีรายละเอียดรูปแบบของสถานีไฟฟ้า ตามที่แสดงในภาพที่ 5-7

5.5.2 สถานีไฟฟ้ารูปแบบ B มีบัสบาร์ 2 ชุด และเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 3 ชุดต่อ 1 ขา (One-and-a Half Circuit Breaker Scheme) สถานีไฟฟ้ารูปแบบนี้จะมีการจ่ายกระแสไฟฟ้าพร้อมกันทั้ง 2 บัสบาร์ และมีการติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์เพิ่มขึ้นจากแบบ A สามารถบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์และบัสบาร์ได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อสถานีโดยรวม มีความมั่นคงสูง ในขณะที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงเช่นกัน ซึ่งสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบนี้เป็นรูปแบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้เป็นรูปแบบมาตรฐานในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าที่เป็นจุดแยกจ่ายกระแสไฟฟ้า (Switching Station) ระบบ 115 เควี ชนิดภายนอกอาคาร (Outdoor Type Substation) โดยมีรายละเอียดรูปแบบของสถานีไฟฟ้า ตามที่แสดงในภาพที่ 5-7

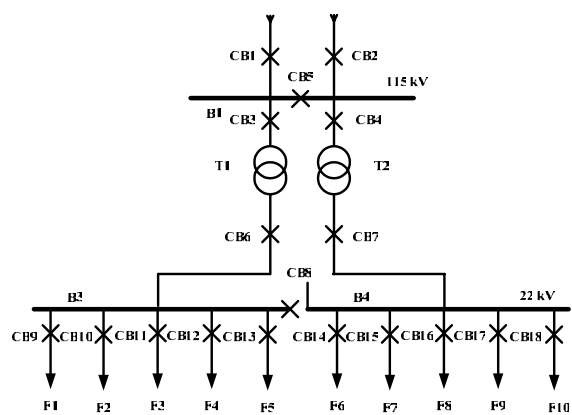
5.5.3 สถานีไฟฟ้ารูปแบบ C เป็นรูปแบบที่ปรับปรุงขึ้น เพื่อลดค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าจากรูปแบบ A และรูปแบบ B เพื่อให้มีความเหมาะสมในการลงทุน โดยใช้บัสบาร์ร่วมกันในการจ่ายกระแสไฟฟ้าตามปกติ แต่เพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ระหว่างบัสบาร์ทั้งสอง ทำให้สามารถแยกส่วนที่ปัญหาออกจากระบบได้ ในกรณีที่เกิดการล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านขาเข้าของสถานี หรือที่บัสบาร์ หรือที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นการเพิ่มความมั่นคงของสถานีไฟฟ้าได้มาก โดยมีรายละเอียดรูปแบบของสถานีไฟฟ้า ตามที่แสดงในภาพที่ 5-7



รูปแบบ A



รูปแบบ B



รูปแบบ C

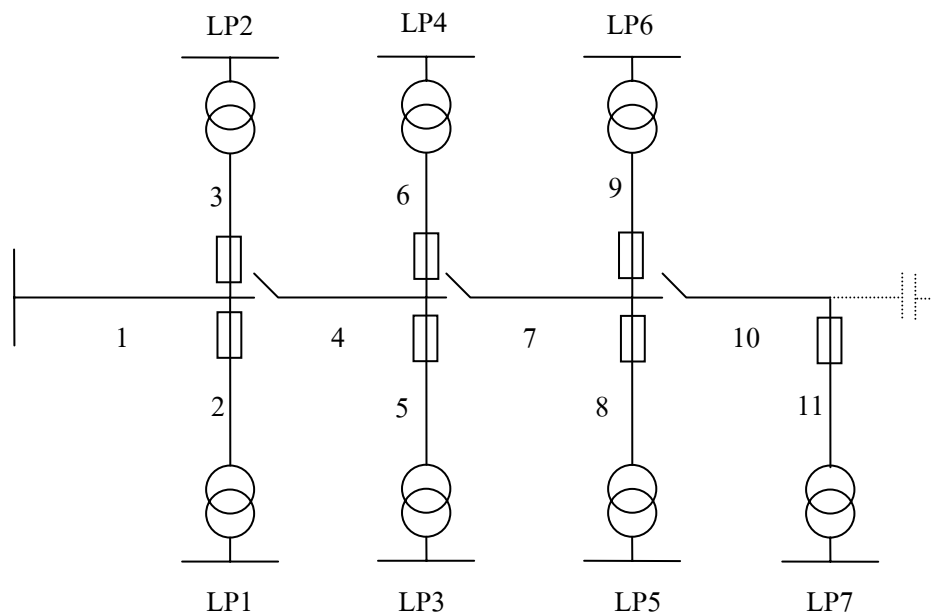
ภาพที่ 5-7 รูปแบบสถานีไฟฟ้า 3 รูปแบบที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้า
ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

บทที่ 6

ผลการวิเคราะห์และประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

6.1 ผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายด้วยวิธีวิเคราะห์

เพื่อใช้เป็นข้อมูลเปรียบเทียบผลการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์ด้วยการใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้น จึงต้องทำการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ด้วยวิธีวิเคราะห์ ขึ้นก่อนจากแผนผังระบบจำหน่ายไฟฟ้า RBTS บัส 2 ตามภาพที่ 5-2 สามารถนำมาเขียนแยกแต่ละวงจรได้ตามภาพที่ 6-1 ถึง ภาพที่ 6-4

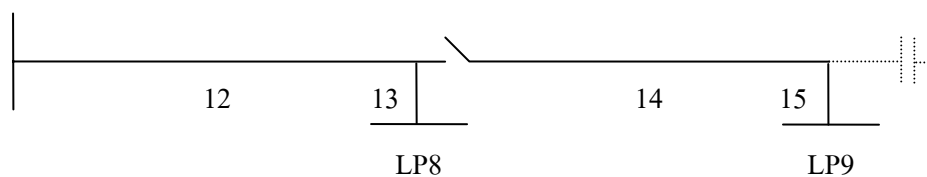


ภาพที่ 6-1 ระบบไฟฟ้าทดสอบ RBTS บัส 2 วงจรที่ 1

จากข้อมูลในตารางที่ 5-1 ตารางที่ 5-2 สามารถแสดงตัวอย่างการคำนวณค่าความเชื่อถือได้แต่ละจุดโหนดตั้งแต่ 1 ถึง 7 ของวงจรที่ 1 ได้ตามภาพที่ 6-1 และแสดงผลการคำนวณตามตารางที่ 6-1

ตารางที่ 6-1 ผลการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของวงจรที่ 1 ด้วยวิธีการวิเคราะห์

จุดโหลด	ค่าดัชนีที่จุดโหลด		
	λ	r	U
LP1	0.2393	3.03	0.7253
LP2	0.2523	3.13	0.7903
LP3	0.2523	3.13	0.7903
LP4	0.2393	3.03	0.7253
LP5	0.2523	3.13	0.7903
LP6	0.2490	3.11	0.7740
LP7	0.2523	2.98	0.7513

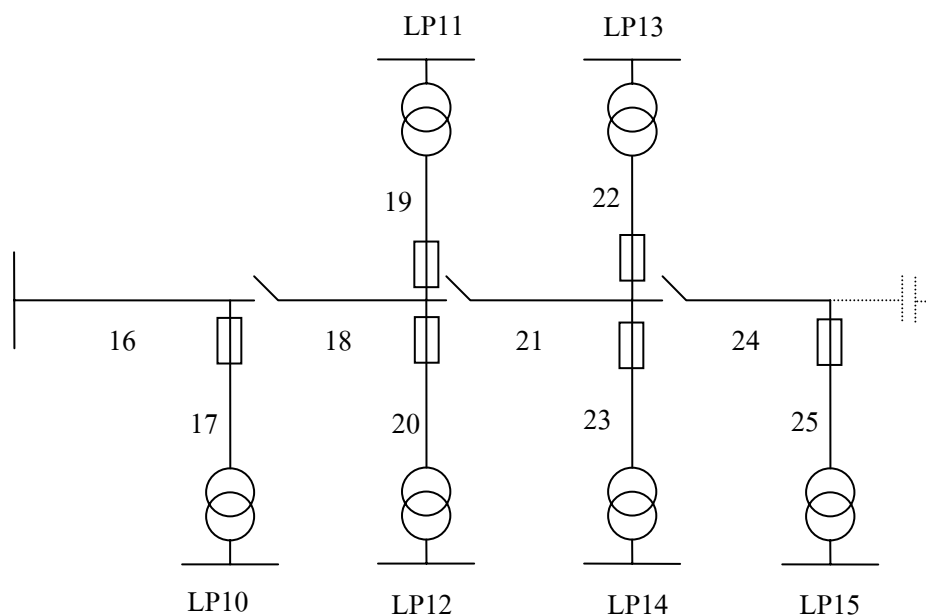


ภาพที่ 6-2 ระบบไฟฟ้าทดสอบ RBTS บัส 2 วงจรที่ 2

จากข้อมูลในตารางที่ 5-1 ตารางที่ 5-2 สามารถแสดงตัวอย่างการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่แต่ละจุดโหลดตั้งแต่ 8 ถึง 9 ของวงจรที่ 2 ได้ตามภาพที่ 6-2 และแสดงผลการคำนวณตามตารางที่ 6-2

ตารางที่ 6-2 ผลการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของวงจรที่ 2 ด้วยวิธีการวิเคราะห์

จุดโหลด	ค่าดัชนีที่จุดโหลด		
	λ	r	U
LP8	0.1398	3.88	0.5428
LP9	0.1398	3.60	0.5038



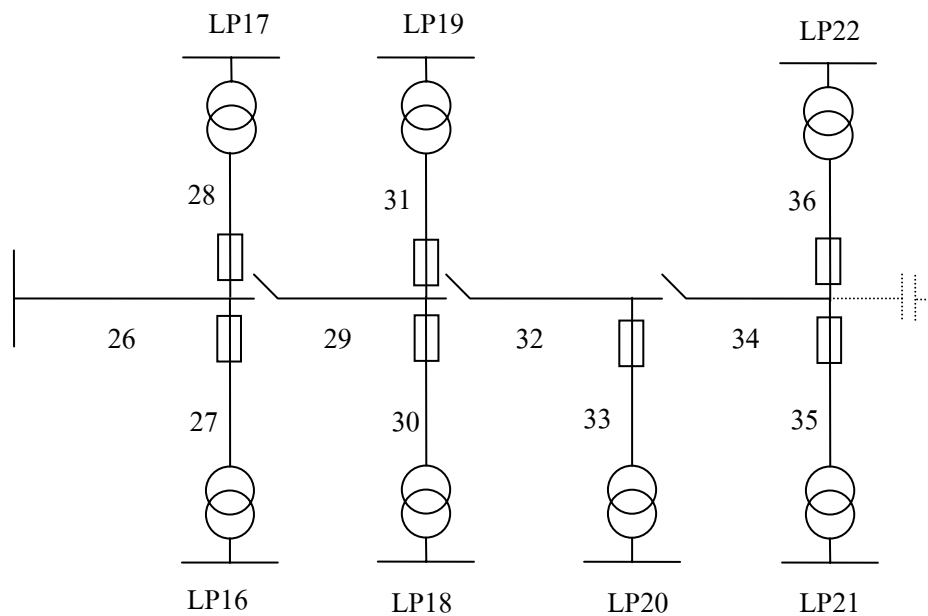
ภาพที่ 6-3 ระบบไฟฟ้าทดสอบ RBTS บัส 2 วงจรที่ 3

จากข้อมูลในตารางที่ 5-1 ตารางที่ 5-2 สามารถแสดงตัวอย่างการคำนวณค่าความเชื่อถือได้แต่ละจุดโหลดตั้งแต่ 10 ถึง 15 ของวงจรที่ 3 ได้ตามภาพที่ 6-3 และแสดงผลการคำนวณตามตารางที่ 6-3

ตารางที่ 6-3 ผลการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของวงจรที่ 3 ด้วยวิธีการวิเคราะห์

จุดโหลด	ค่าดัชนีที่จุดโหลด		
	λ	r	U
LP10	0.2425	3.00	0.7285
LP11	0.2523	3.13	0.7903
LP12	0.2555	3.16	0.8065
LP13	0.2523	3.03	0.7383
LP14	0.2555	2.93	0.7545
LP15	0.2425	3.00	0.7285

จากข้อมูลในตารางที่ 5-1 ตารางที่ 5-2 สามารถแสดงตัวอย่างการคำนวณค่าความเชื่อถือได้แต่ละจุดโหลดตั้งแต่ 16 ถึง 22 ของวงจรที่ 4 ได้ตามภาพที่ 6-4 และแสดงผลการคำนวณตามตารางที่ 6-4



ภาพที่ 6-4 ระบบไฟฟ้าทดสอบ RBTS บัส 2 วงจรที่ 4

ตารางที่ 6-4 ผลการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของวงจรที่ 4 ด้วยวิธีการวิเคราะห์

จุดโหลด	ค่าดัชนีที่จุดโหลด		
	λ	r	U
LP16	0.2523	3.13	0.7903
LP17	0.2425	3.06	0.7415
LP18	0.2425	3.00	0.7285
LP19	0.2555	3.11	0.7935
LP20	0.2555	3.11	0.7935
LP21	0.2523	2.93	0.73825
LP22	0.2555	2.95	0.7545

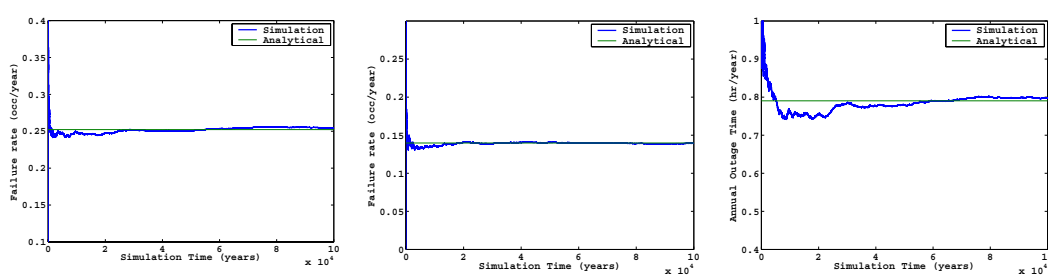
6.2 ผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์

เพื่อทำการทดสอบความถูกต้องของโปรแกรมวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า จึงได้ทำการทดลองวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทดสอบ RBTS บัส 2 ซึ่งมีรายละเอียดตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 5.1 โดยรายละเอียดและขั้นตอนการวิเคราะห์ด้วยการ

จำลองเหตุการณ์ด้วยวิธีมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา ตามที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 2 และเพื่อให้สามารถตรวจสอบผลการวิเคราะห์กับวิธีการวิเคราะห์ได้ จึงกำหนดให้อุปกรณ์ทุกตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามี ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ก่อนล้มเหลว, ระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์, และระยะเวลาปลด-สับสวิตช์ มีรูปแบบการกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบเอ็กซ์โปเนนเชียล โดยใช้คาบเวลาการจำลองเหตุการณ์ 1 ปี จำนวน 100,000 คาบ คิดเป็นเวลา 100,000 ปี โดยมีผลการวิเคราะห์ดังนี้

6.2.1 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด

จากการทำงานของโปรแกรมที่สร้างขึ้นได้แสดงตัวอย่างการเข้าสู่ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดทั้ง 3 ดัชนี ได้แก่ ค่าอัตราการล้มเหลว หรือการเกิดไฟฟ้าดับต่อปี, ค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อเหตุการณ์ และค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีโดยมีการเปรียบเทียบกับค่าที่ได้จากวิธีการวิเคราะห์ตามที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 6.1 ตามภาพที่ 6.1 ถึงภาพที่ 6-4 ทั้งนี้ได้แสดงผลค่าดัชนีที่จุดโหลดที่ LP3, LP9, LP14 และ LP22 ที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย, อุตสาหกรรม, หน่วยงานรัฐบาล และธุรกิจการค้า ตามลำดับ

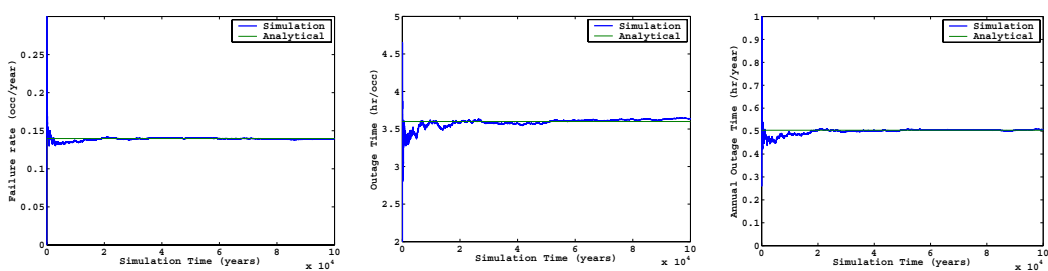


(ก) อัตราการล้มเหลว

(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-5 การเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP3 ใน RBTS บัส 2

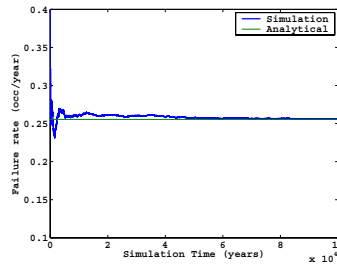


(ก) อัตราการล้มเหลว

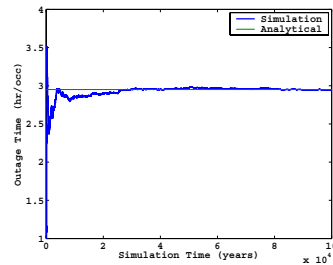
(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

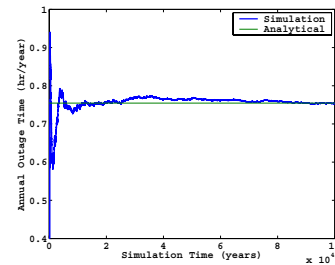
ภาพที่ 6-6 การเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP9 ใน RBTS บัส 2



(ก) อัตราการล้มเหลว

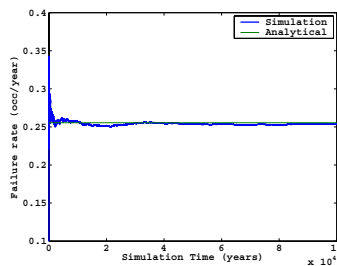


(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

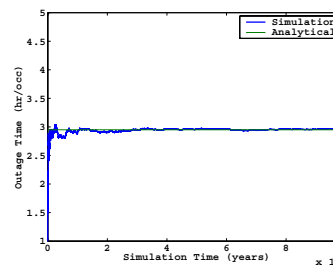


(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

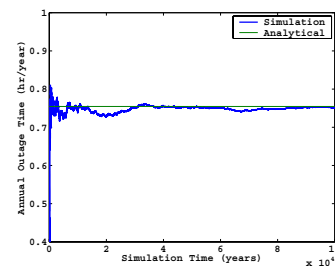
ภาพที่ 6-7 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP14 ใน RBTS บัส 2



(ก) อัตราการล้มเหลว



(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ



(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-8 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP22 ใน RBTS บัส 2

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า RBTS บัส 2 จากการวิเคราะห์ด้วยการจำลองเหตุการณ์ จะพบว่าค่าดัชนีที่จุดโหลดทั้ง 3 เริ่มลู่เข้าสู่ค่าที่ค่าคาดหวังซึ่งได้จากวิธีวิเคราะห์ ตั้งแต่การจำลองผ่านไปมากกว่า 40,000 ปี และพบว่าเมื่อเพิ่มเวลาในการจำลองเหตุการณ์ขึ้น ค่าที่ได้จะมีค่าความแม่นยำเพิ่มสูงขึ้น ทั้งนี้ความคลาดเคลื่อนในการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าระหว่างผลที่ได้จากวิธีวิเคราะห์ และวิธีการจำลองเหตุการณ์ในการวิจัยนี้ สามารถเปรียบเทียบได้ตามตารางที่ 6-5

ตารางที่ 6-5 การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหนดระหว่างวิธีการ
วิเคราะห์กับการจำลองเหตุการณ์

วงจร/ จุดโหนด	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)			ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (ชั่วโมง/ครั้ง)			ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี (ชั่วโมง/ปี)		
	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)
วงจรที่ 1									
LP1	0.2393	0.2407	0.59	3.03	3.09	1.92	0.7253	0.7436	2.52
LP2	0.2523	0.2546	0.93	3.13	3.14	0.24	0.7903	0.7996	1.17
LP3	0.2523	0.2544	0.81	3.13	3.14	0.15	0.7903	0.7979	0.96
LP4	0.2393	0.2417	1.01	3.03	3.04	0.14	0.7253	0.7337	1.16
LP5	0.2523	0.2544	0.85	3.13	3.13	-0.16	0.7903	0.7957	0.69
LP6	0.2490	0.2502	0.49	3.11	3.05	-1.74	0.774	0.7643	1.26
LP7	0.2523	0.2554	1.21	2.98	2.98	-0.03	0.7513	0.7602	1.18
วงจรที่ 2									
LP8	0.1398	0.1404	0.45	3.88	3.94	1.53	0.5428	0.5536	1.98
LP9	0.1398	0.1392	-0.41	3.60	3.64	0.97	0.5038	0.5066	0.55
วงจรที่ 3									
LP10	0.2425	0.2443	0.76	3.00	3.03	0.82	0.7285	0.7400	1.58
LP11	0.2523	0.2524	0.05	3.13	3.14	0.22	0.7903	0.7924	0.27
LP12	0.2555	0.2563	0.32	3.16	3.12	-1.25	0.8065	0.7990	-0.93
LP13	0.2523	0.2520	-0.12	2.93	2.92	-0.16	0.7383	0.7362	-0.29
LP14	0.2555	0.2557	0.07	2.95	2.95	-0.21	0.7545	0.7535	-0.14
LP15	0.2425	0.2431	0.24	3.00	2.99	-0.46	0.7285	0.7269	-0.22
วงจรที่ 4									
LP16	0.2523	0.2531	0.31	3.13	3.17	1.20	0.7903	0.8022	1.51
LP17	0.2425	0.2410	-0.62	3.06	3.07	0.55	0.7415	0.7409	-0.08
LP18	0.2425	0.2425	-0.02	3.00	3.08	2.48	0.7285	0.7464	2.46
LP19	0.2555	0.2545	-0.41	3.11	3.11	0.23	0.7935	0.7921	-0.18

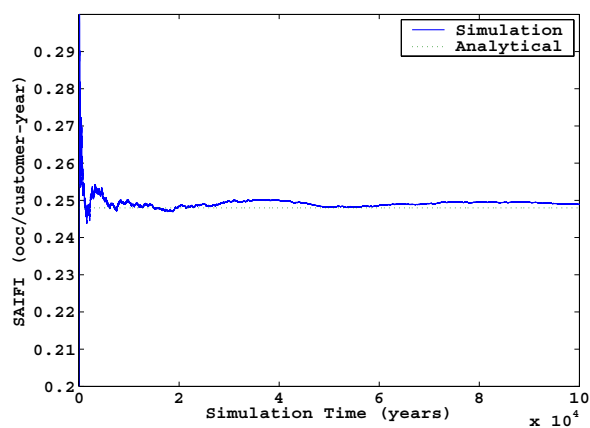
ตารางที่ 6-5 (ต่อ)

วงจร/ จุดโหลด	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)			ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (ชั่วโมง/ครั้ง)			ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี (ชั่วโมง/ปี)		
	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)
วงจรที่ 4									
LP20	0.2555	0.2570	0.57	3.11	3.13	0.93	0.7935	0.8055	1.51
LP21	0.2523	0.2523	0.02	2.93	2.93	0.02	0.7383	0.7386	0.03
LP22	0.2555	0.2536	-0.76	2.95	2.96	0.24	0.7545	0.7506	-0.52

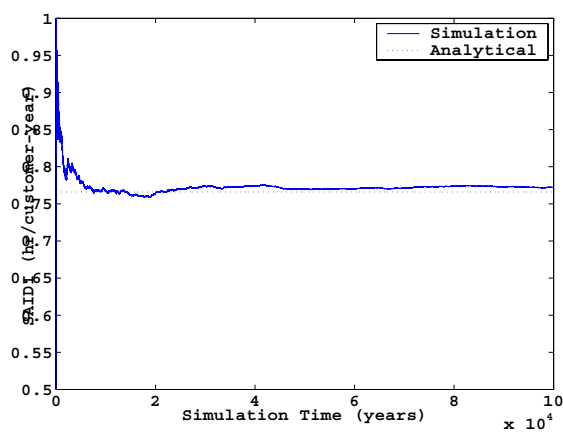
จากการเปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างผลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า RBTS บัส 2 ที่ได้จากวิธีวิเคราะห์กับผลที่ได้จากวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา ตามตารางที่ 5-7 จะพบว่ามีความแตกต่างอยู่ระหว่าง 0.02% ถึง 2.52% และพบว่าส่วนใหญ่มีค่าแตกต่างต่ำกว่า 1.0% ซึ่งตามปกติแล้วการวิเคราะห์ด้วยการจำลองเหตุการณ์ที่มีความคลาดเคลื่อนไม่เกิน $\pm 5\%$ ถือว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ [3]

6.2.2 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ

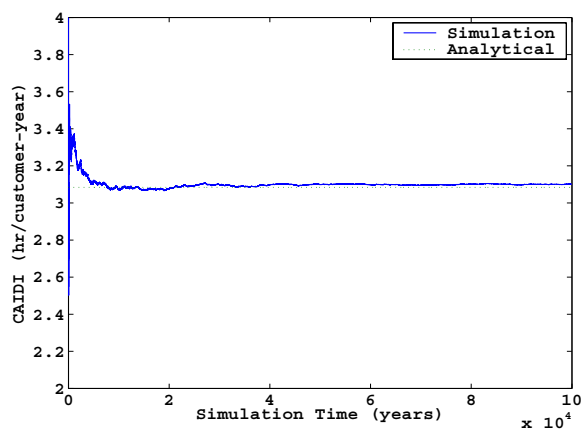
นอกจากผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดแล้ว ในงานวิจัยนี้ยังได้ทำการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ได้แก่ SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, และ AENS ตามที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 2 ด้วย เนื่องจากเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่มีความสำคัญและนิยมใช้ในการประเมินความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ตลอดจนประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้า หรือผู้ให้บริการ ทั้งในและต่างประเทศ โดยผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า RBTS บัส 2 จากวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลาได้แสดงไว้ตามภาพที่ 6-9 ถึง ภาพที่ 6-15



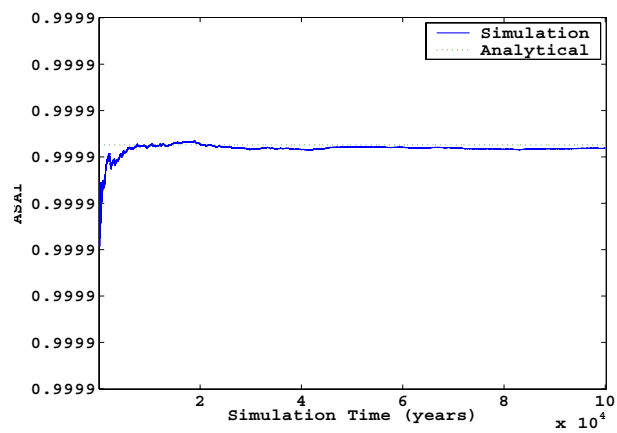
ภาพที่ 6-9 การลู่เข้าของค่าดัชนี SAIFI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2



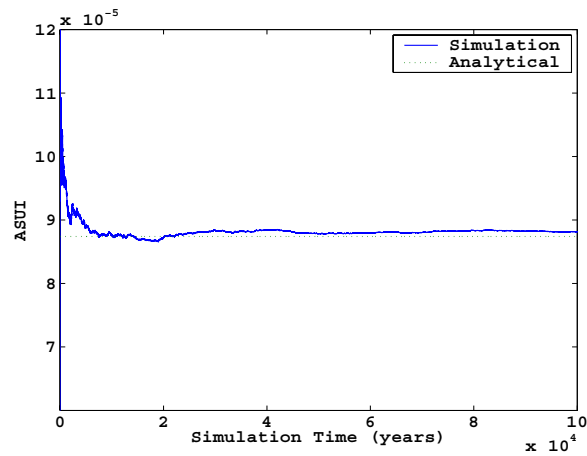
ภาพที่ 6-10 การลู่เข้าของค่าดัชนี SAIDI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2



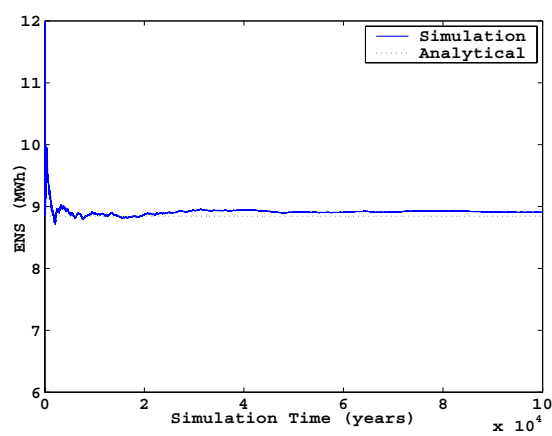
ภาพที่ 6-11 การลู่เข้าของค่าดัชนี CAIDI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2



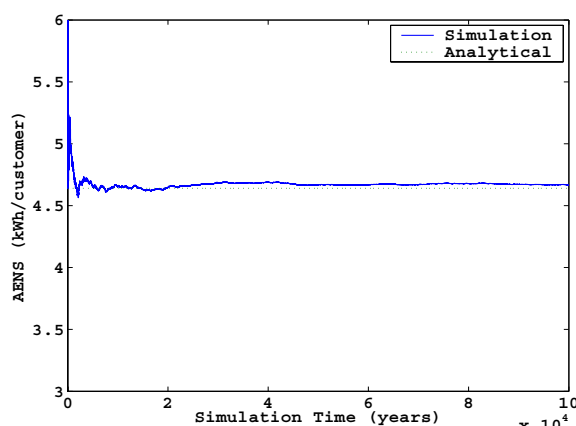
ภาพที่ 6-12 การลู่เข้าของค่าดัชนี ASAI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2



ภาพที่ 6-13 การลู่เข้าของค่าดัชนี ASUI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2



ภาพที่ 6-14 การลู่เข้าของค่าดัชนี ENS ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2



ภาพที่ 6-15 การลู่เข้าของค่าดัชนี AENS ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ที่ได้จากการวิเคราะห์ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา จะพบว่าค่าดัชนีทั้ง 7 ค่า จะเริ่มลู่เข้าสู่ค่าที่ค่าคาดหวังซึ่งได้จากวิธีวิเคราะห์ ตั้งแต่การจำลองผ่านไปมากกว่า 20,000 ปี และพบว่าเมื่อเพิ่มเวลาในการจำลองเหตุการณ์ขึ้น ค่าที่ได้จะมีค่าความแม่นยำเพิ่มสูงขึ้น

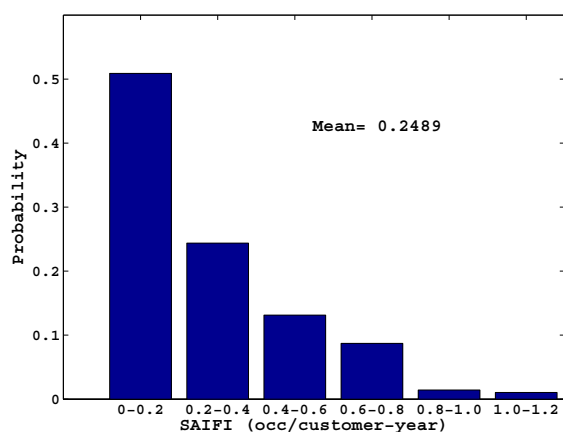
ทั้งนี้ความคลาดเคลื่อนในการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าระหว่างผลที่ได้จากการวิเคราะห์ และวิธีการจำลองเหตุการณ์ในการวิจัยนี้ สามารถเปรียบเทียบได้ตามตารางที่ 6-6

ตารางที่ 6-6 การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RBTS บัส 2 ระหว่างวิธีการวิเคราะห์กับการจำลองเหตุการณ์

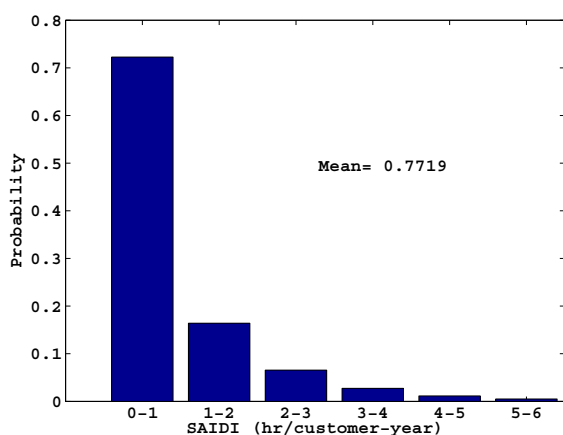
ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ	ผลลัพธ์		
	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)
SAIFI	0.2482	0.2489	0.28
SAIDI	0.7656	0.7719	0.82
CAIDI	3.0842	3.1009	0.54
ASIA	0.999913	0.999912	-0.0001
ASUI	0.000087	0.000088	1.15
ENS	8.8442	8.9035	0.67
AENS	4.6353	4.6664	0.67

จากตารางที่ 6-6 พบว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้าทดสอบ RBTS บัส 2 มีค่าความแตกต่างเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีวิเคราะห์น้อยมาก โดยมีความคลาดเคลื่อนสูงสุดที่ 1.15% เท่านั้น ซึ่งให้ผลเป็นที่น่าพอใจ

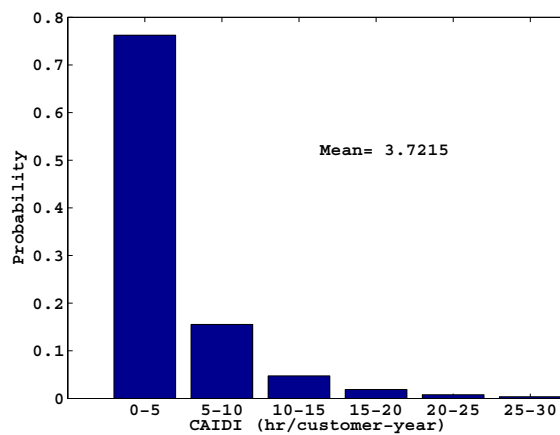
ข้อดีอย่างหนึ่งของวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์ คือสามารถให้ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ที่เป็นข้อมูลเชิงสถิติ นอกเหนือจากข้อมูลที่เป็นค่าที่คาดหวังเพียงค่าเดียว เนื่องจากการจำลองเหตุการณ์ ได้ใช้ข้อมูลในเชิงสถิติในการกำหนดระยะเวลาการล้มเหลว, ระยะเวลาการซ่อมแซม และระยะเวลาการปลด-สับสวิตช์ ของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ทำการพิจารณา ดังนั้นผลการวิเคราะห์ที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์ จึงเป็นข้อมูลในรูปแบบเชิงสถิติด้วย โดยได้แสดงผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทั้ง 7 ดัชนี ได้แก่ SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, และ AENS ที่มีลักษณะการกระจายตัวของความน่าจะเป็นดัชนีต่างๆ โดยได้นำเสนอไว้ตามภาพที่ 6-16 ถึงภาพที่ 6-22



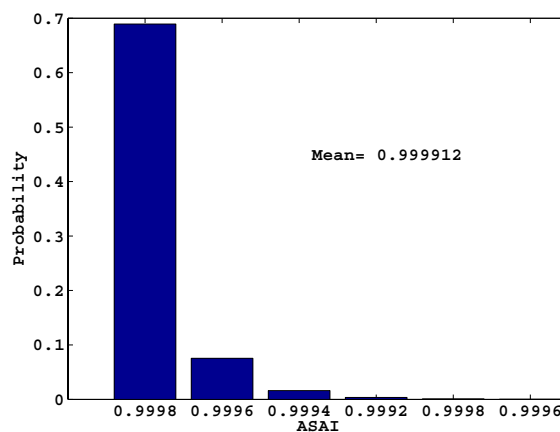
ภาพที่ 6-16 การกระจายตัวของค่าดัชนี SAIFI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2



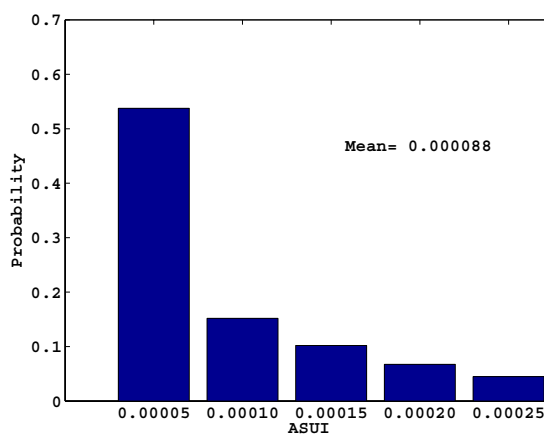
ภาพที่ 6-17 การกระจายตัวของค่าดัชนี SAIDI ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2



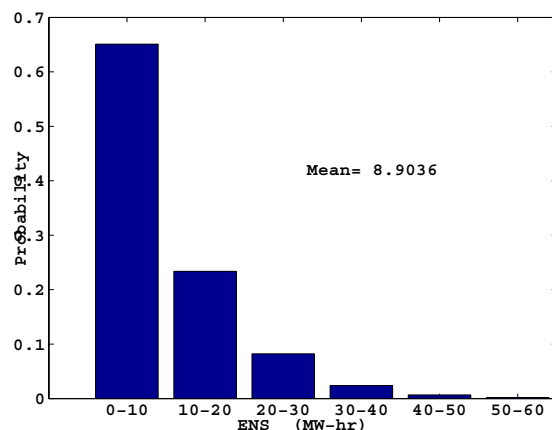
ภาพที่ 6-18 การกระจายตัวของค่าดัชนี CAIDI ของระบบจำหน่าย RBTS ปี 2



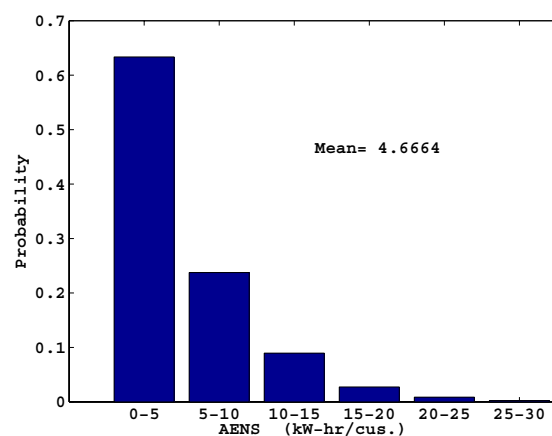
ภาพที่ 6-19 การกระจายตัวของค่าดัชนี ASAI ของระบบจำหน่าย RBTS ปี 2



ภาพที่ 6-20 การกระจายตัวของค่าดัชนี ASUI ของระบบจำหน่าย RBTS ปี 2



ภาพที่ 6-21 การกระจายตัวของค่าดัชนี ENS ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2



ภาพที่ 6-22 การกระจายตัวของค่าดัชนี AENS ของระบบจำหน่าย RBTS บัส 2

จากภาพที่ 6-16 ถึงภาพที่ 6-22 จะพบว่าจากการจำลองเหตุการณ์การทำงานของอุปกรณ์ โดยใช้ข้อมูลในเชิงสถิติมาทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากจะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบออกมาเป็นค่าที่คาดหวัง หรือค่าเฉลี่ยเพียงค่าเดียวแล้ว ยังให้ผลลัพธ์ออกมาเป็นข้อมูลเชิงสถิติด้วย ซึ่งจะทำให้มองเห็นภาพของความเชื่อถือได้ของระบบในภาพรวม และใช้ประโยชน์ในการวางแผนระบบไฟฟ้า โดยจากภาพที่ 6-16 จะเห็นว่า ค่าดัชนี SAIFI จะมีค่าไม่เกิน 0.2 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี ที่ค่าความน่าจะเป็น 50% หรือ 0.5 และ จะมีค่าไม่เกิน 0.4 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี ที่ค่าความน่าจะเป็น 75% หรือ 0.75 และสามารถกล่าวได้ว่ามีความมั่นใจเกิน 80% ที่ระบบจำหน่ายนี้จะมีค่าดัชนี SAIFI ไม่เกิน 0.6 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี แตกต่างจากการหาคำตอบด้วยวิธีวิเคราะห์ ที่สามารถบอกได้เพียงว่า ค่าเฉลี่ยของดัชนี SAIFI ของระบบนี้มีค่า 0.2489 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี เท่านั้น

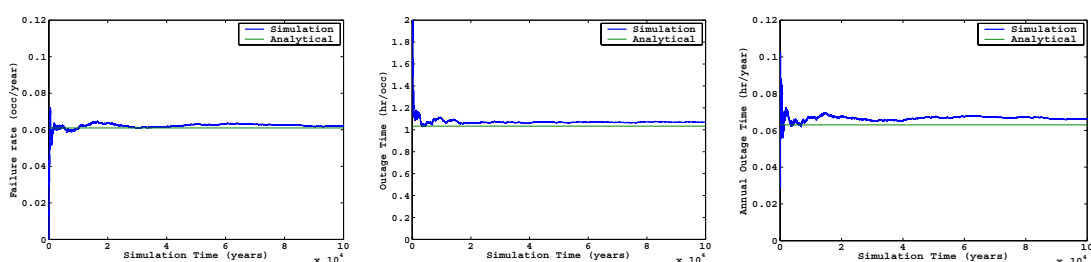
ในขณะเดียวกันเราสามารถกล่าวได้ว่า มีความมั่นใจเกิน 80% ที่จะมียาคดัชนี SAIDI ไม่เกิน 2 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี มียาคดัชนี CAIDI ไม่เกิน 10 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี มียาคดัชนี ASAI ไม่น้อยกว่า 0.9996 มียาคดัชนี ASUI ไม่เกิน 0.00015 มียาคดัชนี ENS ไม่เกิน 20 MW-hr และมีค่าดัชนี AENS ไม่เกิน 10 kW-hr/ผู้ใช้ไฟฟ้า

6.3 ผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์

ในงานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบไฟฟ้าทดสอบ RBTS โดยเปลี่ยนรูปแบบโครงสร้างของสถานีไฟฟ้าย่อย แตกต่างกัน 6 รูปแบบ ตามที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 5.2 ด้วย

6.3.1 ผลการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เกิดจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยเองนั้น จะพิจารณาที่ความเชื่อถือได้ที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าออกจากสถานีไฟฟ้าย่อยเหมือนดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดทั้ง 3 ดัชนี ได้แก่ ค่าอัตราการล้มเหลว หรือการเกิดไฟฟ้าดับต่อปี, ค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อเหตุการณ์ และค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี ซึ่งจากรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยแบบต่างๆ ที่แสดงในภาพที่ 5-3 นั้นจะพบว่าที่แต่ละจุดจ่ายกระแสไฟฟ้าทั้ง 4 จุด หรือ 4 วงจร มีความสมมาตรกัน ดังนั้นในการนำเสนอผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยจะนำเสนอเฉพาะจุดจ่ายกระแสไฟฟ้า หรือวงจรที่ 1 วงจรเดียวเท่านั้น โดยได้แสดงการลู่เข้าของค่าดัชนีทั้ง 3 ค่าสำหรับรูปแบบสถานีไฟฟ้าทั้ง 6 รูปแบบ ตามภาพที่ 6-23 ถึงภาพที่ 6-28

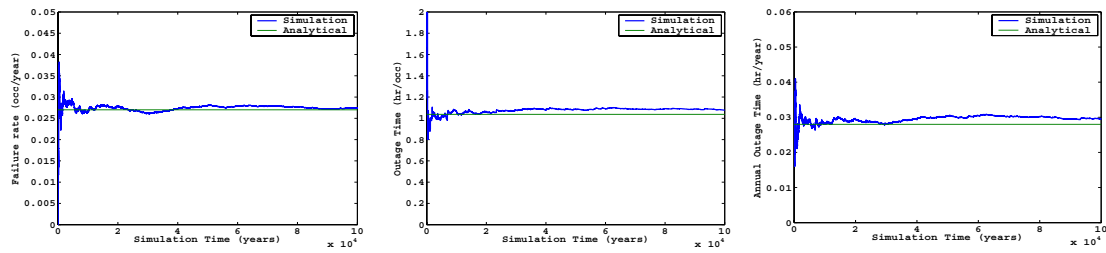


(ก) อัตราการล้มเหลว

(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-23 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ A

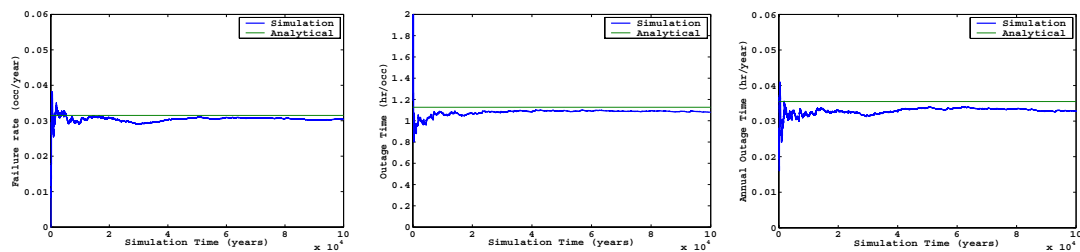


(ก) อัตราการล้มเหลว

(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-24 การเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ B

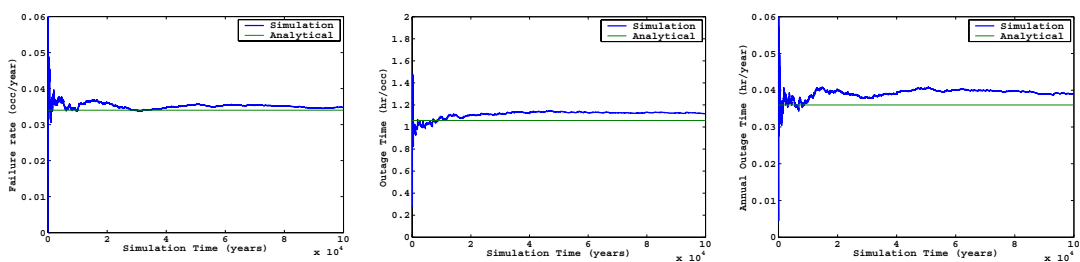


(ก) อัตราการล้มเหลว

(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-25 การเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ C

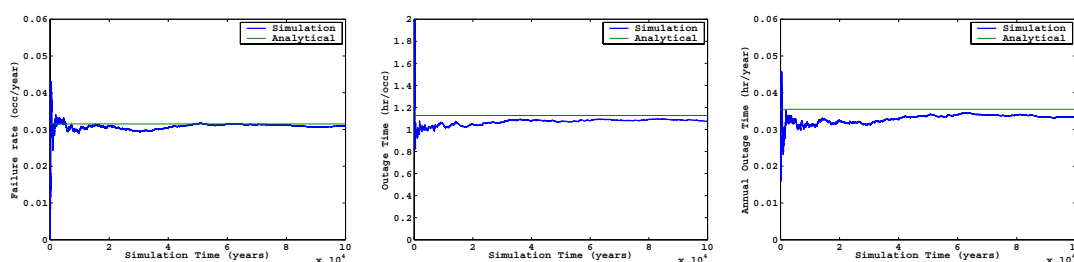


(ก) อัตราการล้มเหลว

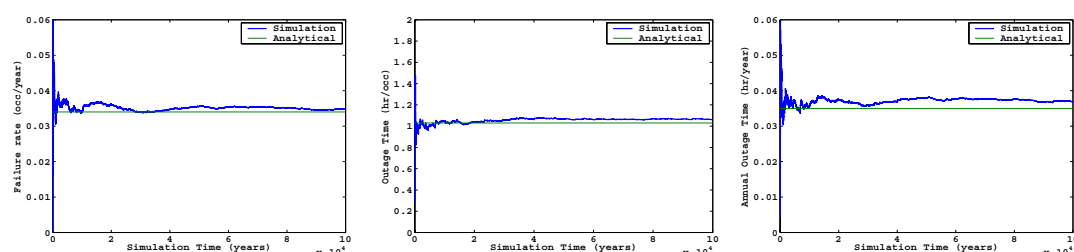
(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-26 การเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ D



(ก) อัตราการล้มเหลว (ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี
 ภาพที่ 6-27 การดูเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ E



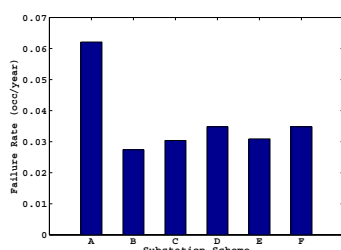
(ก) อัตราการล้มเหลว (ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี
 ภาพที่ 6-28 การดูเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ F

จากภาพที่ 6-23 ถึงภาพที่ 6-28 จะพบว่าค่าดัชนีทั้ง 3 จะเริ่มมีแนวโน้มที่ดูเข้าหาก่าที่เป็นคำตอบซึ่งได้จากวิธีวิเคราะห์ ที่เวลาประมาณ 30,000 ถึง 40,000 ปี และมีค่าคงที่โดยเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยที่เวลาตั้งแต่ 60,000 ปีขึ้นไป ทั้งนี้ความคลาดเคลื่อนในการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยระหว่างผลที่ได้จากวิธีวิเคราะห์ และวิธีการจำลองเหตุการณ์ในการวิจัยนี้สามารถเปรียบเทียบได้ตามตารางที่ 6-7

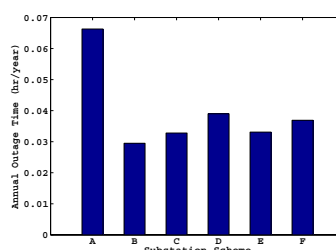
ตารางที่ 6-7 การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยระหว่างวิธีการวิเคราะห์กับการจำลองเหตุการณ์ที่ใช้การกระจายตัวความน่าจะเป็นแบบเอ็กซ์โปเนนเชียล

รูปแบบ สถานี ไฟฟ้า	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)			ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (ชั่วโมง/ครั้ง)			ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี (ชั่วโมง/ปี)		
	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)	วิเคราะห์	จำลอง	ผลต่าง(%)
แบบ A	0.0610	0.0621	1.8	1.0330	1.0680	3.39	0.0630	0.0663	5.24
แบบ B	0.0270	0.0274	1.48	1.0373	1.0763	3.76	0.0280	0.0295	5.36
แบบ C	0.0315	0.0300	-4.76	1.1272	1.0790	-4.28	0.0355	0.0330	-7.04
แบบ D	0.0340	0.0348	2.35	1.0590	1.1204	5.8	0.0360	0.0390	8.33
แบบ E	0.0315	0.0331	5.08	1.1272	1.0720	-4.9	0.0355	0.0331	-6.76
แบบ F	0.0340	0.0348	2.35	1.0296	1.0607	3.02	0.0350	0.0369	5.43

จากผลที่ได้จากการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยแต่ละรูปแบบซึ่งใช้การกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบเอ็กซ์โปเนนเชียล ตามตารางที่ 6-7 พบว่ามีความแตกต่างจากค่าที่ได้จากวิธีวิเคราะห์ ระหว่าง 1.8% ถึง 8.33% ซึ่งแตกต่างจากการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ที่มีค่าความแตกต่างจากค่าที่ได้จากวิธีวิเคราะห์ไม่เกิน 3% ปัจจัยหนึ่งที่ส่งผลต่อความคลาดเคลื่อนของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยคือ ค่าอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยมีค่าต่ำมากเมื่อเปรียบเทียบกับค่าอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ส่งผลให้มีจำนวนครั้งการล้มเหลวในช่วงระยะเวลาที่มีการจำลองเหตุการณ์น้อยกว่าการชำรุดของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า หากต้องการให้มีความแตกต่างลดลงใกล้เคียงค่าที่ได้จากวิธีวิเคราะห์ต้องเพิ่มรอบการคำนวณให้มากขึ้น



(ก) อัตราการล้มเหลว



(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

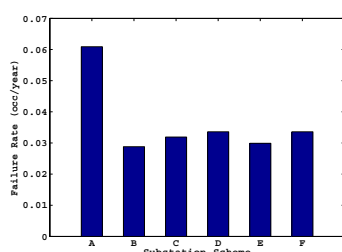
ภาพที่ 6-29 เปรียบเทียบค่าดัชนี ระหว่างสถานีไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่มีระยะเวลาการซ่อมกระจายตัวแบบเอ็กซ์โปเนนเชียล

จากภาพที่ 6-29 จะพบว่าสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ A มีความเชื่อถือได้ต่ำที่สุด รองลงมาคือ สถานีไฟฟ้ารูปแบบ F, สถานีไฟฟ้ารูปแบบ D, สถานีไฟฟ้ารูปแบบ E, สถานีไฟฟ้ารูปแบบ C และ สถานีไฟฟ้ารูปแบบ B ที่มีความเชื่อถือได้สูงที่สุด

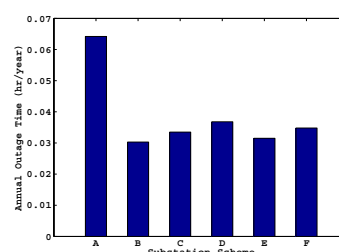
6.3.2 ผลการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีระยะเวลาการซ่อมเป็นการกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์

เนื่องจากการซ่อมแซมอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าที่เกิดการล้มเหลวขึ้น จะขึ้นอยู่กับการทำงานของผู้ที่ทำหน้าที่ซ่อมแซม ดังนั้นเพื่อให้สอดคล้องกับสภาพความเป็นจริง ระยะเวลาในการซ่อมแซม จึงไม่ควรขึ้นอยู่กับการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โปเนนเชียล แต่ควรมีความน่าจะเป็นที่มีการกระจายตัวแบบไวบูลล์มากกว่า [4] และจากภาพที่ 3-4 (ก) กราฟการกระจายตัวของความน่าจะเป็นที่มีค่า $\beta = 4.0$ จะมีลักษณะคล้ายการกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบปกติ (Normal Distribution) ซึ่งน่าจะเป็นการกระจายตัวที่เหมาะสมสำหรับการใช้ในการหาค่าระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์

ผลจากการวิเคราะห์ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลาโดยใช้สมการการแปลงค่าจากตัวเลขสุ่มให้เป็น TTR ตามสมการที่ 3-8 พบว่ามีค่าดัชนีค่าอัตราการล้มเหลว หรือการเกิดไฟฟ้าดับต่อปี, ค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อเหตุการณ์ และค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี ที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้า ตามภาพที่ 6-30



(ก) อัตราการล้มเหลว



(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

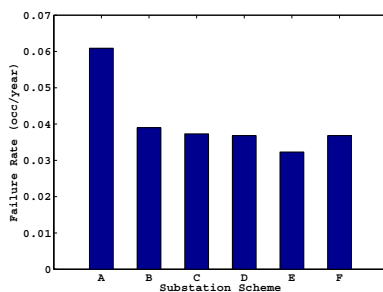
ภาพที่ 6-30 เปรียบเทียบค่าดัชนี ระหว่างสถานีไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่มีระยะเวลาการซ่อมกระจายตัวแบบไวบูลล์

จากภาพที่ 6-30 จะพบว่าแนวโน้มของความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 6 รูปแบบยังคงเหมือนกับกรณีที่ใช้การกระจายตัวความน่าจะเป็นแบบเอ็กซ์โปเนนเชียลสำหรับระยะเวลาการซ่อมอุปกรณ์ เนื่องจากว่าระยะเวลาการซ่อมที่เปลี่ยนแปลงไปมีผลต่อการล้มเหลวของจุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแต่ละรูปแบบน้อยมาก เพราะโดยส่วนใหญ่การกลับคืนสู่สภาพการจ่ายปกติกรณีเกิดเหตุการณ์ความล้มเหลวที่อุปกรณ์ตัวเดียว หรือการล้มเหลวลำดับที่ 1 (First Order

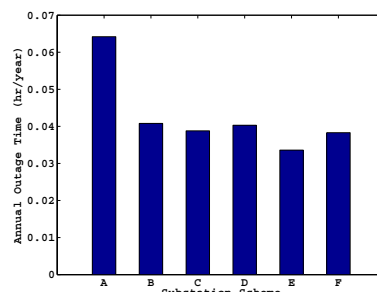
Event) จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าจะคืนกลับสู่สภาวะปกติด้วยการปลด-สวิตช์ ยกเว้นกรณีบัสบาร์ล้มเหลว ของสถานีไฟฟ้ารูปแบบ A และ D เท่านั้นที่ต้องซ่อมแซมก่อนการจ่ายกระแสไฟฟ้าคืน

6.3.3 ผลการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยโดยคำนึงถึงสภาวะติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยในกรณีนี้ ได้กำหนดให้เซอร์กิตเบรกเกอร์มีความน่าจะเป็นในการเกิดสภาวะติดขัด (Stuck Condition) เท่ากับ 0.05 และให้ระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์มีการกระจายตัวของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์ที่มี $\beta = 4.0$ โดยมีผลการวิเคราะห์ตามที่แสดงไว้ในภาพที่ 6-31



(ก) อัตราการล้มเหลว



(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-31 เปรียบเทียบค่าดัชนี ระหว่างสถานีไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่มีระยะเวลาการซ่อมกระจายตัวแบบไวบูลล์ และมีสภาวะติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์

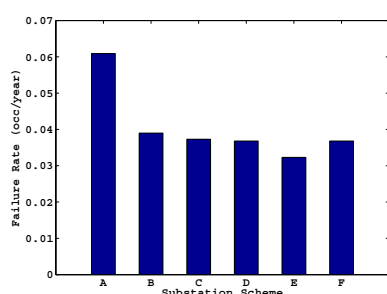
จากภาพที่ 6-31 จะพบว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยมีค่าที่แย่งกว่าเดิมอย่างมาก ยกเว้นสถานีไฟฟ้ารูปแบบ A ที่มีค่าดัชนีความเชื่อถือได้เหมือนเดิม โดยสถานีไฟฟ้ารูปแบบ A ยังเป็นสถานีไฟฟ้าที่มีอัตราการล้มเหลวสูงสุด รองลงมาเป็นสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ B, C, D, F, และ E ตามลำดับ ซึ่งแตกต่างไปจากกรณีที่ไม่พิจารณาสภาวะติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในหัวข้อ 6.3.1 และ 6.3.2 ที่มีลำดับของความน่าเชื่อถือใกล้เคียงกันมาก แสดงให้เห็นว่าเหตุการณ์การติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยอย่างมาก

สาเหตุที่สถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ A มีค่าดัชนีความเชื่อถือได้เหมือนเดิม เนื่องจากผลจากการติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ได้ทำให้เกิดการล้มเหลวเพิ่มขึ้น เพราะทุกเหตุการณ์ที่อุปกรณ์เกิดการล้มเหลวแบบแอกทีฟขึ้นจะทำให้สถานีไฟฟ้าเกิดการล้มเหลวทุกเหตุการณ์อยู่แล้ว และที่น่าสนใจอีกอย่างคือสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ B ที่เมื่อพิจารณาการติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์แล้ว ทำให้มีความเชื่อถือได้ลดลงต่ำกว่ารูปแบบ C, D, E และ F เนื่องจากมีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์มาก

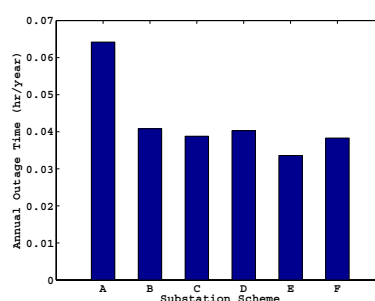
ที่สุด และสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ E มีความเชื่อถือได้สูงสุดเนื่องจากมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางระหว่างบัสบาร์ที่สามารถช่วยเป็นระบบป้องกันสำรองกรณีเซอร์กิตเบรกเกอร์ขาเข้า และขาออก เกิดติดขัดได้

6.3.4 ผลการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยโดยคำนึงถึงสภาวะติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์และการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแบบไม่มีการประสานงาน

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยในกรณีนี้ ได้กำหนดให้มีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแบบไม่มีการประสานงาน (Uncoordinated Maintenance) โดยมีผลการวิเคราะห์ตามที่แสดงไว้ในภาพที่ 6-32



(ก) อัตราการล้มเหลว



(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

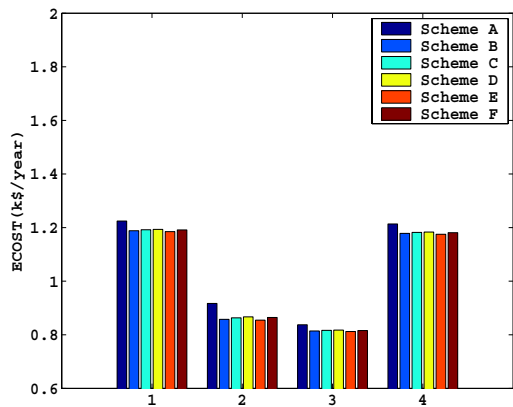
ภาพที่ 6-32 เปรียบเทียบค่าดัชนีสถานีไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่มีระยะเวลาการซ่อมกระจายตัวแบบไวลบูลล์ มีสภาวะติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และการบำรุงรักษา

จากภาพที่ 6-32 พบว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยทุกรูปแบบมีค่าไม่เปลี่ยนแปลงไปจากกรณีที่ได้กล่าวถึงในหัวข้อ 6.3.3 หรือไม่มีการล้มเหลวของสถานีไฟฟ้าย่อยจากสาเหตุจากการบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยแบบไม่มีการประสานงาน เนื่องจากอุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยมีอัตราการล้มเหลวก่อนข้างต่ำจึงทำให้ไม่พบเหตุการณ์ที่มีอุปกรณ์ล้มเหลวซ้ำซ้อนในขณะที่ทำการบำรุงรักษาอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่ง

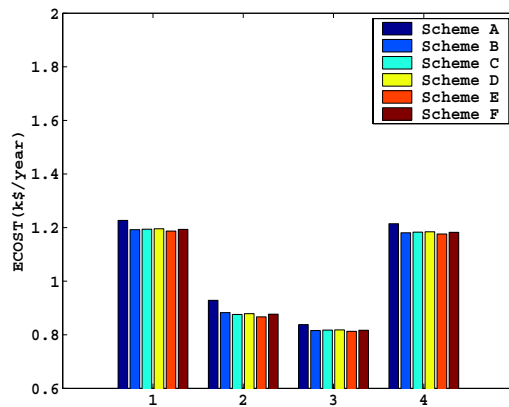
6.4 ผลการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องภายในสถานี

ไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์

ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า RBTS ได้พิจารณาใน 2 กรณี กล่าวคือ กรณีที่ไม่มีเหตุการณ์การติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และกรณีที่มีเหตุการณ์ติดขัด โดยเปรียบเทียบผลของ ECOST และ IEAR ที่เกิดขึ้นกับสถานีไฟฟ้าย่อยทั้ง 6 รูปแบบ ซึ่งให้ผลลัพธ์ตามที่แสดงในภาพที่ 6-33 และภาพที่ 6-34

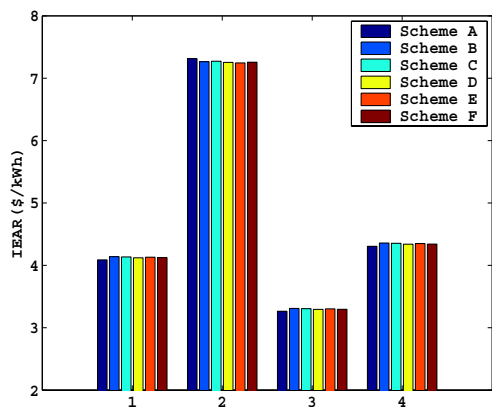


(ก) ไม่คิดการติดตั้งของเซอร์กิตเบรกเกอร์

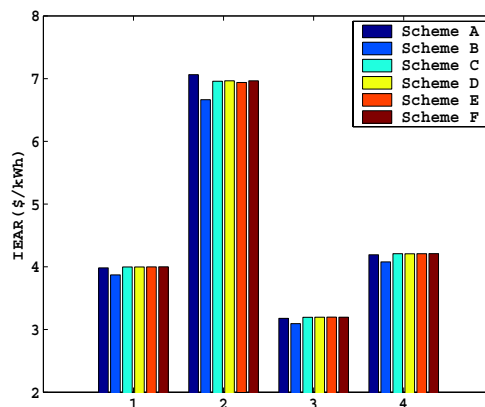


(ข) คิดการติดตั้งของเซอร์กิตเบรกเกอร์

ภาพที่ 6-33 เปรียบเทียบ ECOST แยกตามวงจรในระบบไฟฟ้า RBTS



(ก) ไม่คิดการติดตั้งของเซอร์กิตเบรกเกอร์



(ข) คิดการติดตั้งของเซอร์กิตเบรกเกอร์

ภาพที่ 6-34 เปรียบเทียบ IEAR แยกตามวงจรในระบบไฟฟ้า RBTS

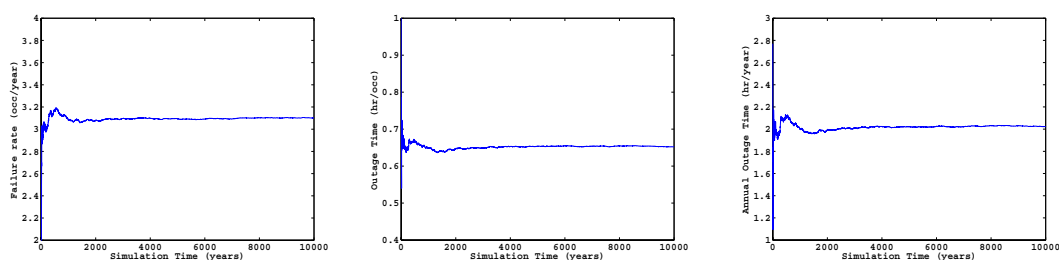
จากภาพที่ 6-33 และภาพที่ 6-34 จะไม่พบความแตกต่างของผลการประเมินในรูปของ ECOST และ IEAR ระหว่างกรณีที่ไม่คิด และคิดการติดตั้งของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ถึงแม้ว่าการติดตั้งของเซอร์กิตเบรกเกอร์จะส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยอย่างมากก็ตาม แต่เนื่องจากผลกระทบจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งมีอัตราต่ำมากเมื่อเปรียบเทียบกับอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการแก้ไขปัญหาของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยหลังการล้มเหลวส่วนใหญ่สามารถสับ-ปลดสวิตช์เพื่อแยกอุปกรณ์ที่มีปัญหาออกได้เร็วทำให้ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับจึงไม่สูงมากจนทำให้เห็นความแตกต่างอย่างเด่นชัด แต่จะเห็นว่าเมื่อพิจารณาการติดตั้งของเซอร์กิตเบรกเกอร์แล้ว สถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ E มีค่าความเสียหายต่ำที่สุดสอดคล้องกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่มีค่าต่ำสุดเช่นกัน

6.5 ผลการประเมินความเชื่อถือได้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เพื่อทำการทดสอบความการทำงานของโปรแกรมในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า จึงได้ทำการทดลองประเมินความเชื่อถือได้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 5 โดยกำหนดให้อุปกรณ์แต่ละตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ก่อนล้มเหลว, ระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์, และระยะเวลาปลด-สับสวิตช์ มีรูปแบบการกระจายตัวตามที่กำหนดไว้ตามหัวข้อ 5.3.2 โดยใช้คาบเวลาการจำลองเหตุการณ์ 1 ปี จำนวน 10,000 คาบ คิดเป็นเวลา 10,000 ปี โดยมีผลดังนี้

6.5.1 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด

จากการทำงานของโปรแกรมที่สร้างขึ้นได้แสดงตัวอย่างการเข้าสู่ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดทั้ง 3 ดัชนี ได้แก่ ค่าอัตราการล้มเหลว หรือการเกิดไฟฟ้าดับต่อปี, ค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อเหตุการณ์ และค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี โดยได้แสดงผลค่าดัชนีที่จุดโหลดที่ LP6, LP41, LP72, LP92, LP108 และ LP153 ซึ่งมีตำแหน่งอยู่ที่ปลายสายของแต่ละวงจร

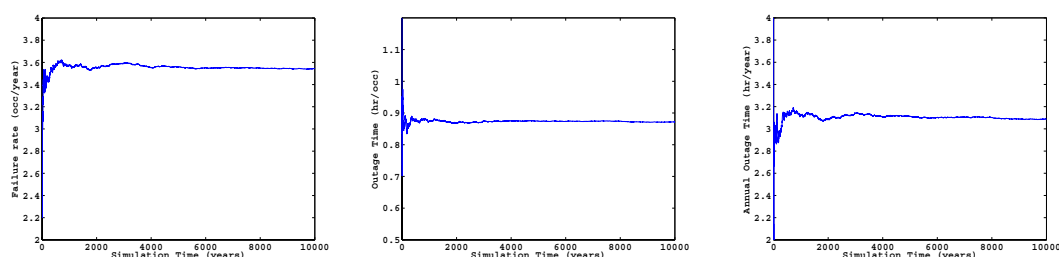


(ก) อัตราการล้มเหลว

(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-35 การเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP6 ในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

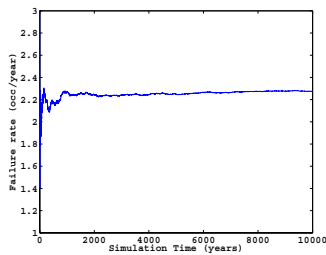


(ก) อัตราการล้มเหลว

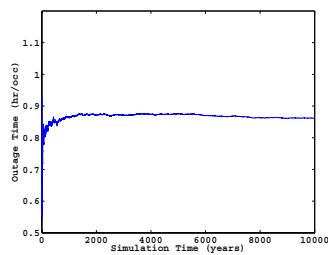
(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

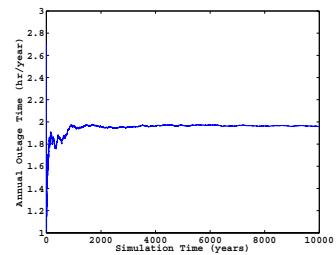
ภาพที่ 6-36 การเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP41 ในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



(ก) อัตราการล้มเหลว

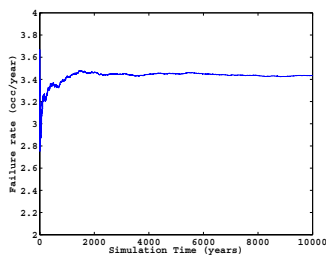


(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

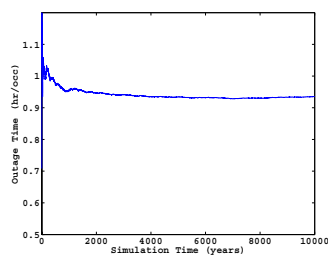


(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

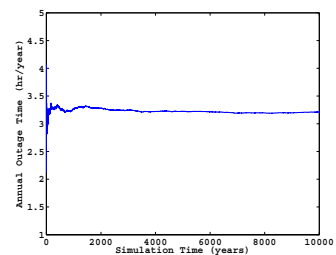
ภาพที่ 6-37 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP72 ในในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



(ก) อัตราการล้มเหลว

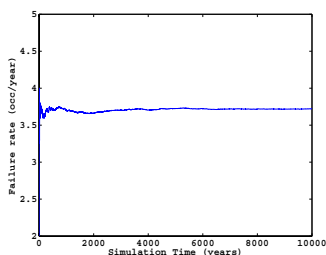


(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

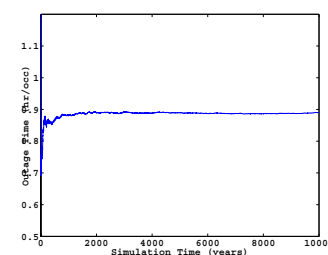


(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

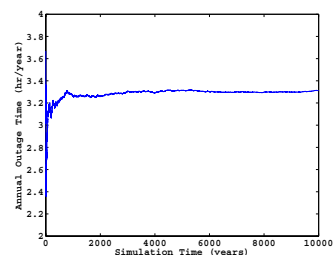
ภาพที่ 6-38 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP92 ในในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



(ก) อัตราการล้มเหลว

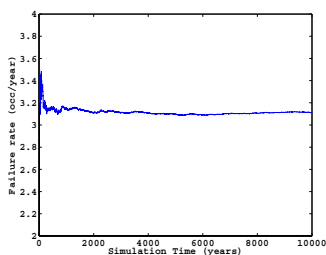


(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

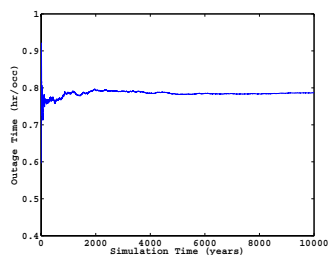


(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

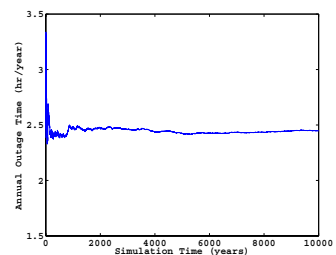
ภาพที่ 6-39 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP108 ในในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



(ก) อัตราการล้มเหลว



(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

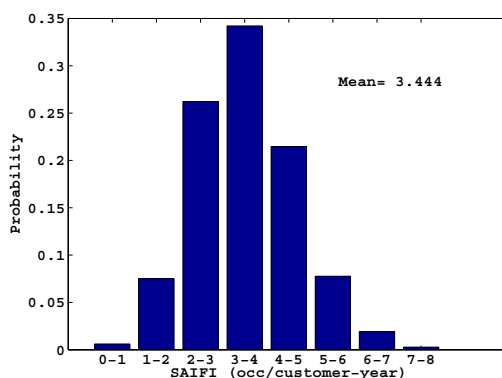


(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

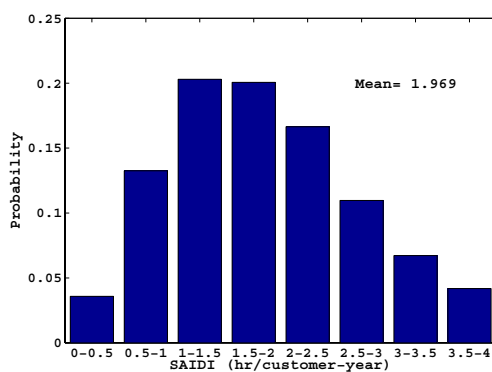
ภาพที่ 6-40 การลู่เข้าของค่าดัชนีที่จุดโหลดของ LP153 ในในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.5.2 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ

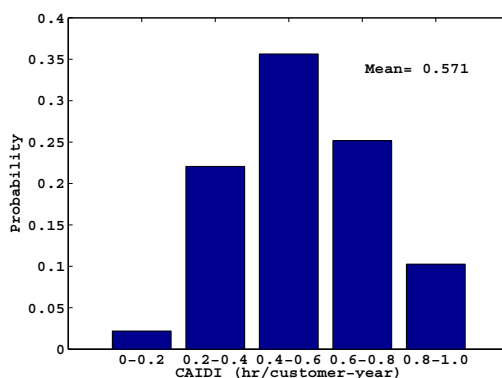
นอกจากผลการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดแล้ว ยังได้ทำการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ได้แก่ SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, และ AENS ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย



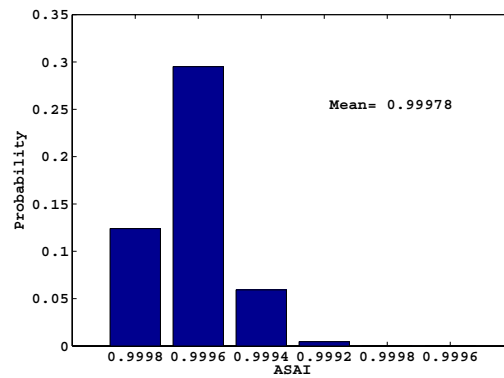
ภาพที่ 6-41 การกระจายตัวของค่าดัชนี SAIFI ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



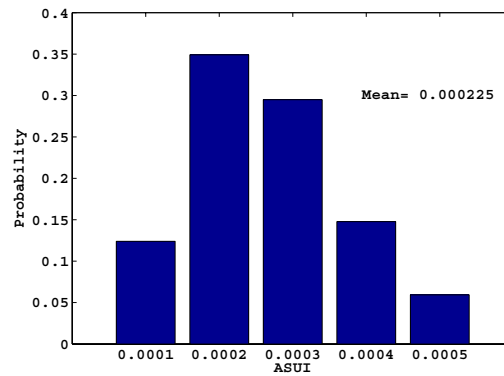
ภาพที่ 6-42 การกระจายตัวของค่าดัชนี SAIDI ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



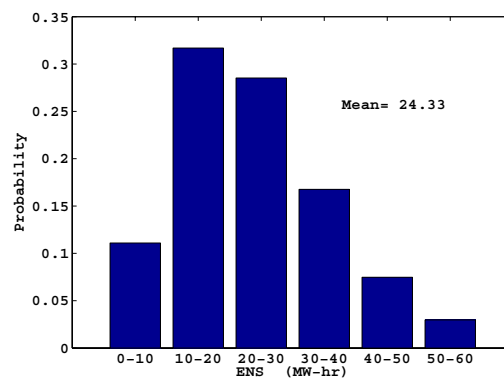
ภาพที่ 6-43 การกระจายตัวของค่าดัชนี CAIDI ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



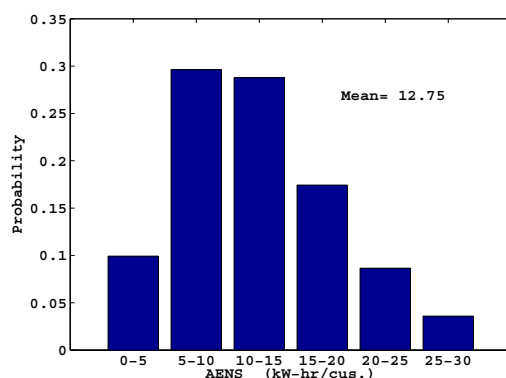
ภาพที่ 6-44 การกระจายตัวของค่าดัชนี ASAI ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



ภาพที่ 6-45 การกระจายตัวของค่าดัชนี ASUI ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



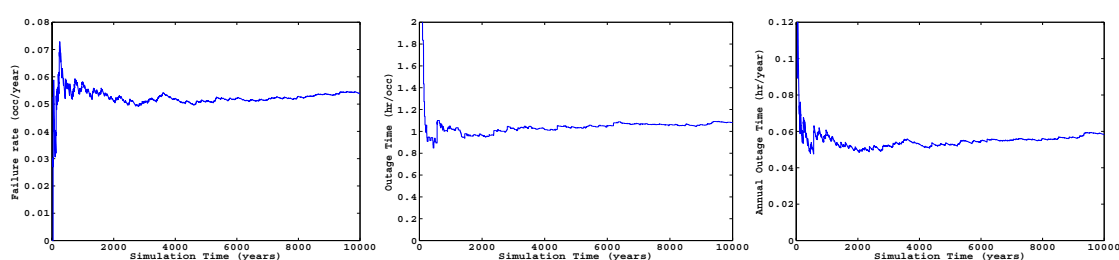
ภาพที่ 6-46 การกระจายตัวของค่าดัชนี ENS ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



ภาพที่ 6-47 การกระจายตัวของค่าดัชนี AENS ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.5.3 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานไฟฟ้า

จากรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยแบบต่างๆ ที่แสดงในภาพที่ 5-7 นั้น เมื่อทำการวิเคราะห์ค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยแต่ละรูปแบบแล้ว สามารถแสดงการเข้าสู่ของค่าดัชนีทั้ง 3 ค่าสำหรับรูปแบบสถานีไฟฟ้าทั้ง 3 รูปแบบ ตามภาพที่ 6-48 ถึงภาพที่ 6-50

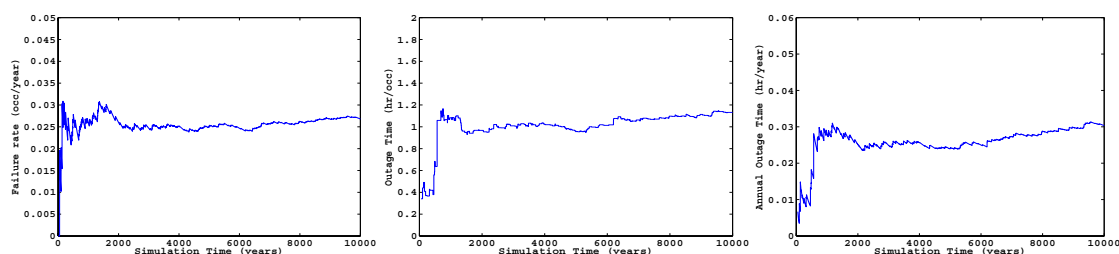


(ก) อัตราการล้มเหลว

(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-48 การเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ A ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

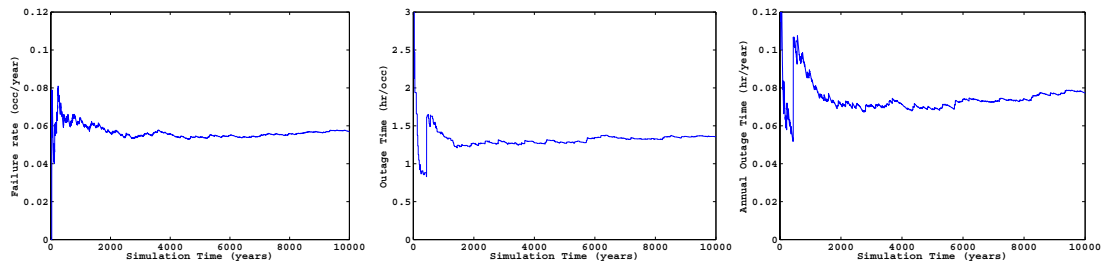


(ก) อัตราการล้มเหลว

(ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ

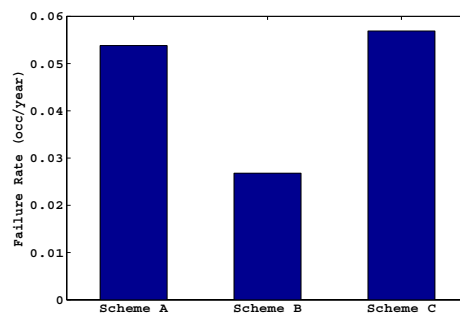
(ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี

ภาพที่ 6-49 การเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ B ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

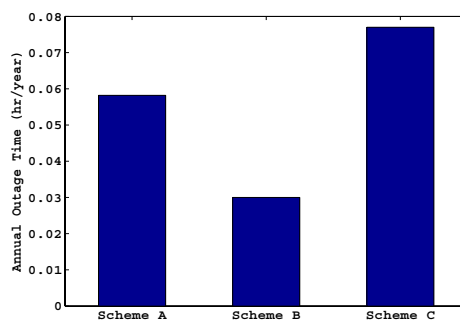


(ก) อัตราการล้มเหลว (ข) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (ค) ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี
 ภาพที่ 6-50 การดูเข้าสู่ของค่าดัชนีที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ C
 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผลจากการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้ง 3 รูปแบบ ทำให้สามารถเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือของสถานีไฟฟ้าย่อยได้ตามภาพที่ 6-51 และภาพที่ 6-52



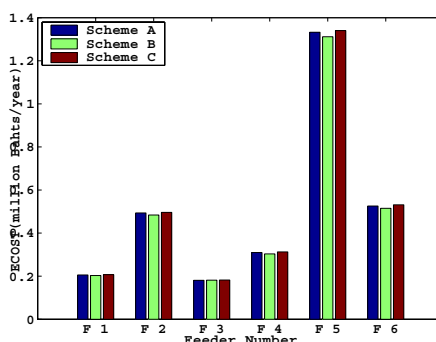
ภาพที่ 6-51 เปรียบเทียบค่าดัชนีอัตราการล้มเหลวที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้า ของสถานีไฟฟ้าย่อย
 ในแต่ละรูปแบบ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



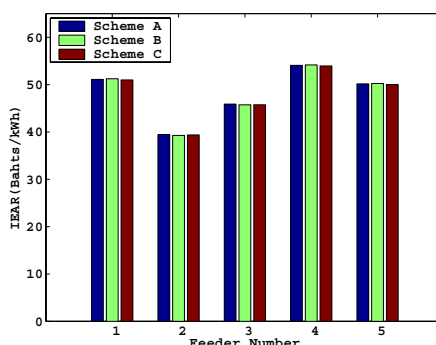
ภาพที่ 6-52 เปรียบเทียบค่าดัชนีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี ที่จุดจ่ายกระแสไฟฟ้า ของสถานีไฟฟ้าย่อย
 ในแต่ละรูปแบบ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.5.4 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากข้อมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีอยู่ทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยเปลี่ยนแปลงรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อย 3 รูปแบบตามภาพที่ 5-7 เพื่อคำนวณหาค่า ECOST และ IEAR โดยได้ผลลัพธ์จากการประเมิน และทำการเปรียบเทียบแยกตามวงจรได้ ตามภาพที่ 6-53 และ 6-54

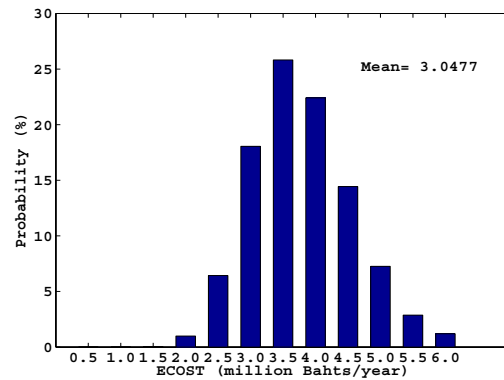


ภาพที่ 6-53 เปรียบเทียบความเสียหายจากไฟฟ้าดับจากการเปลี่ยนแปลงรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยแยกตามวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

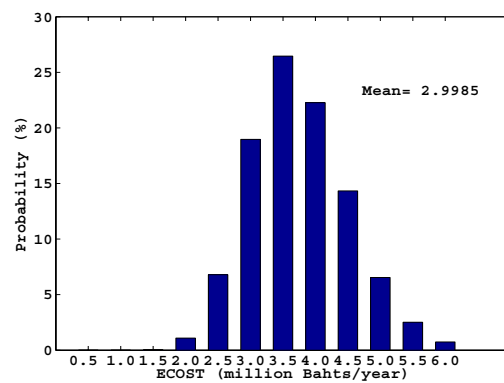


ภาพที่ 6-54 เปรียบเทียบอัตราการประเมินค่าพลังงานจากไฟฟ้าดับจากการเปลี่ยนแปลงรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยแยกตามวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

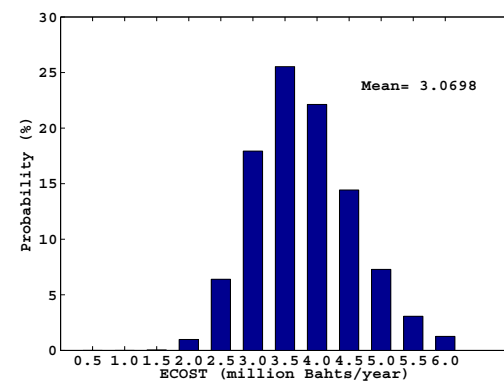
จากผลลัพธ์ที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์ในลักษณะลำดับเวลา ทำให้สามารถแสดงลักษณะการกระจายตัวของความน่าจะเป็นของค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับได้ โดยรวมทั้งผลที่เกิดจากล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และผลที่เกิดจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีรูปแบบต่างกัน 3 รูปแบบ ได้ ซึ่งได้นำเสนอในภาพที่ 6-55 ถึงภาพที่ 6-57



ภาพที่ 6-55 การกระจายตัวของความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ของสถานีไฟฟ้าย่อย แบบ A



ภาพที่ 6-56 การกระจายตัวของความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ของสถานีไฟฟ้าย่อย แบบ B



ภาพที่ 6-57 การกระจายตัวของความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ของสถานีไฟฟ้าย่อย แบบ C

จากการวิเคราะห์และประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยพิจารณารูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อย 3 รูปแบบ จะพบว่าสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ B มีความเชื่อถือได้สูงสุด และก่อให้เกิดความเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับที่มีผลมาจากเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยต่ำที่สุด

6.6 สรุป

จากผลการวิเคราะห์และการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องที่เกิดจากสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา ทั้งการทดสอบกับระบบทดสอบ RBTS บัส 2 และระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามที่ได้นำเสนอผลการดำเนินงานของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นข้างต้น พบว่าสามารถวิเคราะห์ค่าความเชื่อถือได้ของทั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าย่อยได้ ซึ่งให้ผลลัพธ์ค่าดัชนีต่างๆ ใกล้เคียงผลลัพธ์จากวิธีวิเคราะห์ อีกทั้งยังสามารถให้ผลลัพธ์ที่เป็นข้อมูลเชิงสถิติอีกด้วย

เนื่องจากอุปกรณ์ที่อยู่ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยมีอัตราการล้มเหลวค่อนข้างต่ำ และระยะเวลาในการคืนสภาพเข้าสู่สภาวะการทำงานปกติของวงจรจ่ายกระแสไฟฟ้า สามารถดำเนินการได้อย่างรวดเร็วด้วยการปลด-สับสวิตช์แยกอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้นออกไป ทำให้ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับมีระยะเวลาสั้นถึงแม้ว่าจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับในหลายจุดพร้อมๆ กัน ก็ตาม แต่จะส่งผลกระทบต่อความเสียหายที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับไม่มากนัก ซึ่งในความเป็นจริงแล้วผลกระทบที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้านั้นไม่ได้เกิดขึ้นโดยมีความสัมพันธ์กับระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเพียงอย่างเดียว แต่สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบางกลุ่มถึงแม้ว่าจะเกิดไฟฟ้าดับแล้วมีระยะเวลาไม่นานในแต่ละครั้ง แต่การเกิดไฟฟ้าดับเพียง 1 ครั้งในช่วงเวลาสั้นๆ อาจทำให้เกิดความเสียหายอย่างมากต่อผู้ใช้ไฟฟ้านั้น หรือกล่าวได้ว่า ความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าบางกลุ่มมีความสัมพันธ์กับความถี่ในการเกิดไฟฟ้าดับมากกว่าระยะเวลาไฟฟ้าดับ ดังนั้น เพื่อให้การประเมินความเสียหายจากไฟฟ้าดับสามารถเห็นภาพที่แท้จริง อาจต้องมีการใช้แบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่มีความสัมพันธ์กับความถี่ในการเกิดไฟฟ้าดับด้วย

จากการศึกษาพบว่าเหตุขัดข้องที่เกิดจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ติดขัดไม่ทำงานตามคำสั่ง เป็นเหตุให้เกิดไฟฟ้าดับอันเนื่องมาจากสถานีไฟฟ้า ดังนั้นการดูแลบำรุงรักษาให้อุปกรณ์โดยเฉพาะเซอร์กิตเบรกเกอร์อยู่ในสภาพพร้อมใช้งานได้ตลอดเวลาจะสามารถช่วยลดความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับจากเหตุขัดข้องที่เกิดจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยลดลง

บทที่ 7

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

7.1 สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยนี้ได้ศึกษาการวิเคราะห์และประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา จากผลการทำงานของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น สามารถสรุปได้ดังนี้

7.1.1 สามารถวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดและดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ เมื่อเปรียบเทียบกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้จากวิธีวิเคราะห์ มีค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในเกณฑ์ที่ดี คือต่ำกว่า 3 % ซึ่งหากมีการเพิ่มรอบระยะเวลาการจำลองเหตุการณ์ขึ้นอีก จะยังทำให้ได้ผลลัพธ์ที่มีความใกล้เคียงผลลัพธ์ที่ได้จากวิธีวิเคราะห์มากขึ้น

7.1.2 สามารถวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่มีความซับซ้อนในการทำงานทั้งรูปแบบการล้มเหลวของอุปกรณ์แบบแพสซีฟ และแบบแอกทีฟ, สภาวะการติดขัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ไม่สามารถทำการทริปเพื่อปลดส่วนที่เกิดฟอลต์ได้ และส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างขึ้น ตลอดจนผลกระทบที่เกิดจากการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าต่อความเชื่อถือได้ ค่าความแตกต่างของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์เมื่อเปรียบเทียบกับค่าที่ได้จากวิธีวิเคราะห์มีระหว่าง 1.8% ถึง 8.33% หากต้องการให้มีค่าความคลาดเคลื่อนลดลง สามารถทำได้โดยการเพิ่มรอบการทำงานของการจำลองเหตุการณ์ให้มากขึ้น ซึ่งจะส่งผลให้ต้องใช้เวลาการทำงานเพิ่มขึ้นเช่นกัน

7.1.3 สามารถทำการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องที่เกิดจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยได้ และสามารถพิจารณาเหตุการณ์ที่เกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและส่งผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าได้ เช่นการเกิดการล้มเหลวภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ดันทางที่สถานีไฟฟ้าต้องทำงาน แต่เกิดเหตุการณ์ติดขัดไม่สามารถทำงานได้ ส่งผลให้ระบบป้องกันสำรองทำงานและทำให้เกิดไฟฟ้าดับมากขึ้นได้

7.1.4 สามารถแสดงผลการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าย่อยที่อยู่ในรูปของข้อมูลเชิงสถิติที่มีการกระจายตัวของความน่าจะเป็นที่จะเกิดค่าดัชนีต่างๆ ได้ ทำให้สามารถมองภาพรวมของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าได้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น นอกเหนือจากการพิจารณาจากข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ย หรือค่าที่คาดหวังก่อนหน้านี้ ซึ่งจะส่งผลต่อการวางแผนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในอนาคต

7.1.5 สามารถประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อเข้ากับสถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งมีรูปแบบแตกต่างกันโดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยได้ โดยแสดงในรูปของค่าความเสียหาย (ECOST) พร้อมการกระจายตัวของความน่าจะเป็น และรวมทั้งดัชนีอัตราการประเมินค่าพลังงานจากไฟฟ้าดับ (IEAR) ที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่างคุณค่าความเชื่อถือได้ และต้นทุนทางการเงินได้อีกด้วย

7.1.6 สามารถนำโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น ไปใช้ในการวิเคราะห์และประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้ข้อมูลโหลด และ ข้อมูลความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย จากข้อมูลที่ใช้ในการปฏิบัติงานจริง ตลอดจนข้อมูลค่าความเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับจาก สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติด้วย

7.2 ข้อเสนอแนะ

7.2.1 เนื่องจากการวิเคราะห์และประเมินความเชื่อถือได้โดยการจำลองเหตุการณ์ด้วยวิธีมอนติคาร์โล ต้องใช้เวลาในการทำงานของโปรแกรมมาก และในการวิจัยครั้งนี้ ผู้วิจัยใช้โปรแกรม MATLAB ในการเขียนโปรแกรมการจำลองเหตุการณ์ ทำให้ต้องใช้ระยะเวลาในการทำงานนาน โดยหากเพิ่มรอบเวลาการจำลองเหตุการณ์มากขึ้น จะทำให้ได้ผลลัพธ์ที่ดียิ่งขึ้น และถ้าต้องการนำไปใช้งานในระบบจริงที่มีจำนวนอุปกรณ์จำนวนมากแล้ว จำเป็นที่จะต้องมีการพัฒนาโปรแกรม และวิธีการจัดเก็บข้อมูลที่ดี เพื่อให้มีความรวดเร็วในการทำงานมากกว่านี้

7.2.2 ในการวิจัยนี้ได้กำหนดให้การทำงานของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะหยุดการทำงานเมื่อรอบการทำงานครบตามจำนวนที่กำหนดไว้ ซึ่งจะทำให้โปรแกรมทำงานด้วยจำนวนรอบที่กำหนด ซึ่งเมื่อรอบการทำงานเพิ่มขึ้นจะทำให้ใช้เวลาในการคำนวณต่อรอบมากกว่าเดิม ดังนั้นเพื่อเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพของโปรแกรม ควรมีการพัฒนาให้โปรแกรมสามารถหยุดทำงานได้ก่อนเวลาที่กำหนด เช่น การใช้เทคนิคการลดค่าความแปรปรวน (Variance Reduction Technique) เป็นต้น

เอกสารอ้างอิง

1. L. Goel and Yan Ou. "Reliability Worth Assessment in Radial Distribution Systems using the Monte Carlo simulation technique." Electric Power Research, vol. 51 (1999) : 43-53.
2. R. Billinton and P. Wang. "Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14 No. 2 (May 1999) : 397-403.
3. R. Billinton and A. Jonnavithula. "Application of Sequential Monte Carlo Simulation to Evaluation of Distributions of Composite System Indices." IEE Proceeding-Gener. Transm. Distrib. Vol. 144 No. 2 (March 1997) : 87-90.
4. L. Goel. "Monte Carlo Simulation-based Reliability Studies of A Distribution Test System." Electric Power Systems Research, 54 (2000) : 55-65.
5. R. Billinton and P. Wang. "Distribution System Reliability Cost-worth Analysis using Analytical and Sequential Simulation Techniques." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13 No. 4 (November 1998) : 1245-1250.
6. T. F. Tsao and H. C. Chang. "Composite Reliability Evaluation Model for Different Types of Distribution Systems." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18 No. 2 (May 2003) : 924-930.
7. _____ . and H. C. Chang. "Comparative Case Studies for Value-based Distribution System Reliability Planning." Electric Power Systems Research, 68 (2004) : 229-237.
8. L. Goel and R. Billinton. "Evaluation of Interrupted Energy Assessment Rates in Distribution Systems." IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6 No. 4 (October 1991) : 1876-1882.
9. R. Billinton and P. Wang. "Reliability Worth of Distribution System Network Reinforcement Considering Dispersed Customer Cost Data." IEE Proceeding-Gener. Transm. Distrib. Vol. 146 No. 3 (May 1999) : 318-324.
10. R. Billinton and G. Lian. "Monte Carlo Approach to Substation Reliability Evaluation." IEE Proceedings-C, vol. 140 No. 2 (March 1993) : 147-152.
11. R. Billinton and R. N. Allan. Reliability Evaluation of Power System. New York and London : Plenum Press, 1984.

12. A. A. Chowdhury and Don O. Koval. "Value-Based Distribution System Reliability Planning." IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 34 (1998) : 23-29.
13. L. Goel, R. Billinton and R. Gupta. "Basic Data and Evaluation of Distribution System Reliability Worth." IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communication Systems in a Rural Environment. (1991) : 271-277.
14. L. Goel and R. Billinton. "Determination of Reliability Worth for Distribution System Planning." IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 9 No. 3 (July 1994) : 1577-1583.
15. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. รายงานสรุปผลการศึกษาโครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความเสียหายและอัตราการซ่อมของอุปกรณ์ในระบบจ่ายไฟฟ้า. กรุงเทพฯ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, [2549].
16. _____. รายงานผลการศึกษาโครงการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. กรุงเทพฯ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, [2549].
17. สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สนพ.). การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ. กรุงเทพฯ : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, [2544].

ภาคผนวก ก

ข้อมูลความยาวสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ ก-1 ข้อมูลความยาวและขนาดสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

หมายเลขสาย	ระยะทาง (กม.)	ขนาด (ตร.มม.)	หมายเลขสาย	ระยะทาง (กม.)	ขนาด (ตร.มม.)
วงจรที่ 1			28	0.263	185
1	0.26	240	29	0.34	185
2	1.076	185	30	0.277	185
3	0.974	185	31	0.179	185
4	0.0066	185	32	0.494	185
5	0.196	185	33	0.828	185
6	2.175	185	34	0.311	50
7	0.415	185	35	0.553	185
8	0.061	185	36	0.393	185
9	0.013	185	37	0.396	185
10	0.98	185	38	0.588	35
11	4.867	185	39	0.289	185
12	3.52	185	40	0.091	185
วงจรที่ 2			41	1.014	50
13	0.203	240	42	1.885	185
14	0.268	185	43	0.095	185
15	0.033	185	44	0.199	185
16	0.451	185	45	1.671	185
17	0.135	185	46	1.023	185
18	0.205	50	47	0.019	185
19	0.054	185	48	0.043	185
20	0.0247	185	49	0.031	185
21	0.132	185	50	0.8	185
22	0.097	185	51	0.378	185
23	0.363	185	52	0.176	185
24	0.114	185	53	0.221	50
25	0.413	185	54	0.07	185
26	0.257	185	55	0.074	185
27	0.213	185	56	0.19	185

ตารางที่ ก-1 (ต่อ)

หมายเลขสาย	ระยะทาง (กม.)	ขนาด (ตร.มม.)	หมายเลขสาย	ระยะทาง (กม.)	ขนาด (ตร.มม.)
57	0.123	185	87	0.082	50
58	0.141	185	88	0.219	185
59	0.041	185	89	0.211	185
60	0.539	185	90	0.481	185
61	0.19	185	91	0.454	50
62	0.153	185	92	0.345	185
63	0.696	50	93	0.076	185
64	1.135	185	94	0.141	50
65	0.243	185	95	0.294	185
วงจรที่ 3			97	0.18	96
66	0.261	240	97	0.18	50
67	0.284	185	98	0.033	50
68	0.34	185	99	0.189	50
69	0.791	185	100	0.33	50
70	0.395	185	101	0.122	50
72	0.697	185	102	0.033	50
73	0.167	185	103	0.208	50
74	0.452	185	104	0.035	185
75	0.216	185	105	0.056	185
76	0.9	185	106	0.142	185
77	0.337	185	107	0.334	185
78	0.186	50	108	0.192	50
79	0.385	50	109	0.039	185
80	0.262	50	วงจรที่ 4		
81	0.944	50	110	0.31	240
82	0.431	50	111	8.74	185
83	0.274	50	112	0.383	185
84	0.068	50	113	0.429	185
85	0.123	50	114	0.289	185
86	0.115	50	115	3.006	185

ตารางที่ ก-1 (ต่อ)

หมายเลขสาย	ระยะทาง (กม.)	ขนาด (ตร.มม.)	หมายเลขสาย	ระยะทาง (กม.)	ขนาด (ตร.มม.)
116	0.19	50	145	0.133	185
117	1.069	50	146	0.296	120
118	0.854	50	147	0.34	185
119	0.017	50	148	0.383	50
120	0.222	50	149	0.138	50
121	0.518	50	150	0.158	50
122	0.081	50	151	0.148	185
123	0.508	50	152	0.838	120
124	0.064	50	153	0.177	185
125	0.312	50	154	0.407	50
126	0.051	50	155	1.251	185
127	0.466	50	156	0.6	120
128	0.091	50	157	0.38	120
129	0.41	50	158	0.616	185
130	0.166	50	159	0.911	50
131	0.319	50	160	4.967	185
132	0.505	50	161	0.602	50
133	0.13	50	162	0.498	185
134	0.394	50	163	0.258	50
135	0.693	50	164	0.114	50
136	0.43	50	165	0.116	50
137	0.291	50	วงจรที่ 6		
138	0.091	50	166	0.37	240
วงจรที่ 5			167	0.186	185
139	0.345	240	168	0.16	50
140	4.304	185	169	0.037	185
141	0.14	185	170	0.491	185
142	0.153	185	171	0.2	185
143	0.06	185	172	0.087	185
144	0.493	185	173	0.892	185

ตารางที่ ก-1 (ต่อ)

หมายเลขสาย	ระยะทาง (กม.)	ขนาด (ตร.มม.)	หมายเลขสาย	ระยะทาง (กม.)	ขนาด (ตร.มม.)
174	0.186	185	203	0.084	185
175	0.157	50	204	0.272	185
176	0.157	50	205	0.242	185
177	0.193	50	206	0.23	185
178	0.27	185	207	0.653	120
179	0.146	50	208	0.212	120
180	0.104	50	209	0.258	120
181	0.438	185	210	0.114	120
182	0.683	50	211	0.382	185
183	0.355	185	212	0.432	185
184	0.08	185	213	0.31	185
185	0.37	95	214	0.306	185
186	0.383	95	215	0.146	50
187	0.446	95	216	0.15	185
188	0.656	185	217	1.028	185
189	0.338	50	218	0.061	50
190	0.354	50	219	0.116	50
191	0.285	185	220	0.138	50
192	0.188	185	221	0.224	50
193	0.26	185	222	0.26	50
194	0.07	50	223	0.205	50
195	0.244	50			
196	0.069	50			
197	0.41	185			
198	0.415	120			
199	0.266	120			
200	0.322	120			
201	0.12	120			
202	0.512	185			

ภาคผนวก ข

ข้อมูลโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ ข-1 ข้อมูลโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จุดโหลดที่	ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า ที่ติดตั้ง (kVA)	ค่า Utilization Factor (UF)	ค่า Load factor (LF)	ค่า กำลังไฟฟ้า สูงสุดที่ PF=1 (kW)	ค่า กำลังไฟฟ้า เฉลี่ย (kW)	จำนวน ผู้ใช้ ไฟฟ้า (ราย)
วงจรที่ 1						
LP1	2000	0.7	0.5	1400	700	1
LP2	2000	0.7	0.5	1400	700	1
LP3	630	0.7	0.5	441	220.5	1
LP4	100	0.7	0.5	70	35	1
LP5	300	0.7	0.5	210	105	1
LP6	300	0.7	0.5	210	105	1
รวม	5330	-	-	3731	1865.5	6
วงจรที่ 2						
LP7	50	0.5	0.65	25	16.25	52
LP8	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP9	100	0.7	0.5	70	35	1
LP10	30	0.7	0.5	21	10.5	1
LP11	100	0.7	0.5	70	35	1
LP12	315	0.7	0.5	220.5	110.25	1
LP13	1000	0.7	0.5	700	350	1
LP14	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP15	1530	0.7	0.5	1071	535.5	1
LP16	1500	0.7	0.5	1050	525	1
LP17	2000	0.7	0.5	1400	700	1
LP18	100	0.5	0.65	50	32.5	105
LP19	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP20	30	0.7	0.5	21	10.5	1
LP21	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP22	2250	0.7	0.5	1575	787.5	1
LP23	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP24	100	0.7	0.5	70	35	1
LP25	100	0.7	0.5	70	35	1

ตารางที่ ข-1 (ต่อ)

จุดโหลดที่	ขนาดหม้อ แปลงไฟฟ้า ที่ติดตั้ง (kVA)	ค่า Utilization Factor (UF)	ค่า Load factor (LF)	ค่า กำลังไฟฟ้า สูงสุดที่ PF=1 (kW)	ค่า กำลังไฟฟ้า เฉลี่ย (kW)	จำนวน ผู้ใช้ ไฟฟ้า (ราย)
LP26	100	0.7	0.5	70	35	1
LP27	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP28	250	0.5	0.65	125	81.25	264
LP29	50	0.7	0.5	35	17.5	1
LP30	250	0.5	0.65	125	81.25	264
LP31	100	0.7	0.5	70	35	1
LP32	100	0.7	0.5	70	35	1
LP33	160	0.5	0.65	80	52	169
LP34	50	0.5	0.65	25	16.25	52
LP35	250	0.5	0.65	125	81.25	264
LP36	100	0.5	0.65	50	32.5	105
LP37	100	0.7	0.5	70	35	1
LP38	30	0.7	0.5	21	10.5	1
LP39	50	0.5	0.65	25	16.25	52
LP40	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP41	250	0.7	0.5	175	87.5	1
รวม	12135	-	-	8224.5	4213.5	1443
วงจรที่ 3						
LP42	50	0.5	0.65	25	16.25	52
LP43	1000	0.7	0.5	700	350	1
LP44	100	0.5	0.65	50	32.5	105
LP45	100	0.7	0.5	70	35	1
LP46	160	0.5	0.65	80	52	169
LP47	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP48	100	0.7	0.5	70	35	1
LP49	160	0.7	0.5	112	56	1
LP50	160	0.7	0.5	112	56	1
LP51	30	0.5	0.65	15	9.75	31

ตารางที่ ข-1 (ต่อ)

จุดโหลดที่	ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า ที่ติดตั้ง (kVA)	ค่า Utilization Factor (UF)	ค่า Load factor (LF)	ค่า กำลังไฟฟ้า สูงสุดที่ PF=1 (kW)	ค่า กำลังไฟฟ้า เฉลี่ย (kW)	จำนวน ผู้ใช้ ไฟฟ้า (ราย)
LP52	160	0.5	0.65	80	52	169
LP53	100	0.5	0.65	50	32.5	105
LP54	250	0.5	0.65	125	81.25	264
LP55	250	0.5	0.65	125	81.25	264
LP56	250	0.5	0.65	125	81.25	264
LP57	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP58	50	0.5	0.65	25	16.25	52
LP59	100	0.7	0.5	70	35	1
LP60	2500	0.7	0.5	1750	875	1
LP61	100	0.7	0.8	70	56	1
LP62	50	0.5	0.65	25	16.25	52
LP63	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP64	50	0.5	0.65	25	16.25	52
LP65	100	0.7	0.5	70	35	1
LP66	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP67	600	0.7	0.5	420	210	1
LP68	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP69	160	0.5	0.65	80	52	169
LP70	50	0.7	0.5	35	17.5	1
LP71	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP72	250	0.5	0.65	125	81.25	264
รวม	7280	-	-	4684	2517.5	2179
วงจรที่ 4						
LP73	8945	0.7	0.5	6261.5	3130.75	1
LP74	100	0.5	0.65	50	32.5	105
LP75	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP76	315	0.7	0.5	220.5	110.25	1
LP77	30	0.5	0.65	15	9.75	31

ตารางที่ ข-1 (ต่อ)

จุดโหลดที่	ขนาดหม้อ แปลงไฟฟ้า ที่ติดตั้ง (kVA)	ค่า Utilization Factor (UF)	ค่า Load factor (LF)	ค่า กำลังไฟฟ้า สูงสุดที่ PF=1 (kW)	ค่า กำลังไฟฟ้า เฉลี่ย (kW)	จำนวน ผู้ใช้ ไฟฟ้า (ราย)
LP78	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP79	20	0.5	0.65	10	6.5	21
LP80	100	0.7	0.5	70	35	1
LP81	20	0.5	0.65	10	6.5	21
LP82	30	0.7	0.5	21	10.5	1
LP83	500	0.7	0.5	350	175	1
LP84	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP85	80	0.5	0.65	40	26	84
LP86	160	0.7	0.5	112	56	1
LP87	500	0.7	0.5	350	175	1
LP88	50	0.7	0.5	35	17.5	1
LP89	50	0.7	0.5	35	17.5	1
LP90	100	0.7	0.5	70	35	1
LP91	20	0.5	0.65	10	6.5	21
LP92	30	0.5	0.65	15	9.75	1
รวม	11140	-	-	7720	3889.25	387
วงจรที่ 5						
LP93	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP94	315	0.7	0.5	220.5	110.25	1
LP95	4130	0.7	0.5	2891	1445.5	1
LP96	4000	0.7	0.5	2800	1400	1
LP97	1250	0.7	0.5	875	437.5	1
LP98	1250	0.7	0.5	875	437.5	1
LP99	630	0.7	0.5	441	220.5	1
LP100	2250	0.7	0.5	1575	787.5	1
LP101	50	0.7	0.5	35	17.5	1
LP102	1000	0.7	0.5	700	350	1
LP103	1500	0.7	0.5	1050	525	1

ตารางที่ ข-1 (ต่อ)

จุดโหลดที่	ขนาดหม้อ แปลงไฟฟ้า ที่ติดตั้ง (kVA)	ค่า Utilization Factor (UF)	ค่า Load factor (LF)	ค่า กำลังไฟฟ้า สูงสุดที่ PF=1 (kW)	ค่า กำลังไฟฟ้า เฉลี่ย (kW)	จำนวน ผู้ใช้ ไฟฟ้า (ราย)
LP104	8200	0.7	0.5	5740	2870	1
LP105	100	0.7	0.5	70	35	1
LP106	500	0.7	0.5	350	175	1
LP107	315	0.7	0.5	220.5	110.25	1
LP108	50	0.7	0.5	35	17.5	1
รวม	25790	-	-	18053	9026.5	16
วงจรที่ 6						
LP109	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP110	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP111	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP112	50	0.7	0.5	35	17.5	1
LP113	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP114	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP115	30	0.5	0.65	15	9.75	1
LP116	20	0.7	0.5	14	7	1
LP117	315	0.7	0.5	220.5	110.25	1
LP118	160	0.5	0.65	80	52	169
LP119	315	0.7	0.5	220.5	110.25	1
LP120	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP121	30	0.7	0.5	21	10.5	1
LP122	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP123	160	0.7	0.5	112	56	1
LP124	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP125	250	0.7	0.5	175	87.5	1
LP126	50	0.7	0.5	35	17.5	1
LP127	100	0.7	0.5	70	35	1
LP128	100	0.5	0.65	50	32.5	105
LP129	30	0.5	0.65	15	9.75	31

ตารางที่ ข-1 (ต่อ)

จุดโหลดที่	ขนาดหม้อ แปลงไฟฟ้า ที่ติดตั้ง (kVA)	ค่า Utilization Factor (UF)	ค่า Load factor (LF)	ค่า กำลังไฟฟ้า สูงสุดที่ PF=1 (kW)	ค่า กำลังไฟฟ้า เฉลี่ย (kW)	จำนวน ผู้ใช้ ไฟฟ้า (ราย)
LP130	2500	0.7	0.5	1750	875	1
LP131	630	0.7	0.5	441	220.5	1
LP132	2000	0.7	0.5	1400	700	1
LP133	100	0.7	0.5	70	35	1
LP134	50	0.5	0.65	25	16.25	52
LP135	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP136	315	0.7	0.5	220.5	110.25	1
LP137	100	0.5	0.65	50	32.5	105
LP138	1000	0.7	0.5	700	350	1
LP139	1200	0.7	0.5	840	420	1
LP140	50	0.7	0.5	35	17.5	1
LP141	1000	0.7	0.5	700	350	1
LP142	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP143	100	0.7	0.5	70	35	1
LP144	100	0.7	0.5	70	35	1
LP145	10	0.7	0.5	7	3.5	1
LP146	20	0.7	0.5	14	7	1
LP147	100	0.7	0.5	70	35	1
LP148	660	0.7	0.5	462	231	1
LP149	30	0.5	0.65	15	9.75	31
LP150	50	0.7	0.5	35	17.5	1
LP151	100	0.7	0.5	70	35	1
LP152	500	0.7	0.5	350	175	1
LP153	250	0.5	0.65	125	81.25	264
รวม	13655	-	-	9372.5	4756	975

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ : นายสมชาย ทรงศิริ

ชื่อวิทยานิพนธ์ : การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายและคุณค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดย
คำนึงถึงเหตุขัดข้องจากสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์
แบบมอนติคาร์โลในลักษณะลำดับเวลา

สาขาวิชา : วิศวกรรมไฟฟ้า

ประวัติ

ประวัติส่วนตัว เกิดเมื่อวันที่ 15 มีนาคม 2514 ที่เขตสวนหลวง กรุงเทพมหานคร

ประวัติการศึกษา สำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาตอนต้นจากโรงเรียนสาธิตมหาวิทยาลัย
รามคำแหงเมื่อปี พ.ศ. 2530 ระดับมัธยมปลายจากโรงเรียนช่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อปี พ.ศ.
2533 ระดับปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วศ.บ.) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า (ไฟฟ้ากำลัง) จาก
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี เมื่อปี พ.ศ. 2537

ประวัติการทำงาน พ.ศ. 2540 ถึงปัจจุบัน ดำรงตำแหน่งหัวหน้าแผนกตรวจสอบแบบและ
อุปกรณ์การก่อสร้างระบบไฟฟ้า กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค