

การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกับการพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

นายไชยยศ มิตรเชื้อชาติ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2555

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)

are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

Reliability Evaluation of Electrical Substations with economic
cost benefit considerations

Mr. Chaiyos Mitchurechart

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2012

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกับการ พิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์
โดย	นายไชยยศ มิตรเชื้อชาติ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	อาจารย์ ดร. สุรัชย์ ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโทบริหารธุรกิจ

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร. บุญสม เลิศศิริวงษ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. คมสัน เพ็ชรรัักษ์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(อาจารย์ ดร. สุรัชย์ ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.คณาธิป สพันธุ์พงษ์)

ไชยยศ มิตรเชื้อชาติ : การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกับการพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์. (RELIABILITY EVALUATION OF ELECTRICAL SUBSTATIONS WITH ECONOMIC COST BENEFIT CONSIDERATIONS) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อ.ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์, 278 หน้า.

เนื่องด้วยความต้องการกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องในปัจจุบัน จึงจำเป็นต้องมีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้น เพื่อใช้สำหรับรองรับความต้องการกำลังไฟฟ้าเหล่านี้ ซึ่งในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยโดยทั่วไปจะมีปัจจัยที่ควรพิจารณา เช่น รูปแบบการจัดเรียงบัส จำนวนอุปกรณ์ที่ใช้มูลค่าการดำเนินการ มูลค่าการบำรุงรักษา และ มูลค่าการลงทุนในการก่อสร้างเริ่มต้น เป็นต้น โดยปัจจัยเหล่านี้จะส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า รวมถึงมูลค่าการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยอีกด้วย ดังนั้นการวางแผนและการออกแบบสถานีไฟฟ้าย่อยที่ดีและเหมาะสมจึงถือเป็นประเด็นที่ควรให้ความสำคัญ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการประเมินความเชื่อถือได้และคำนวณการลงทุนของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย รวมทั้งพิจารณาเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในทั้งหมด โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมด 7 รูปแบบ คือ Single bus, Sectionalized single bus, Main-and-transfer, Breaker-and-a-half, Ring Bus, Double-bus-double-breaker และ Double-bus-single-breaker รวมทั้งพิจารณาเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมด 3 เหตุการณ์ คือ การล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failures) การล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failures) และ การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษา (Maintenance outage) และคำนวณการลงทุนในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสมโดยการพิจารณาดัชนีตามหลักเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น คือ ค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) และค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อนิสิต.....
 สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....
 ปีการศึกษา..... 2555.....

5570170321: MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: ELECTRICAL SUBSTATION / FAILURE MODE / MINIMAL CUT SET / MONTE CARLO SIMULATION / RELIABILITY

CHAIYOS MITCHURECHART: RELIABILITY EVALUATION OF ELECTRICAL SUBSTATIONS WITH ECONOMIC COST BENEFIT CONSIDERATIONS. ADVISOR: SURACHAI CHAITUSANEY, 278 pp.

Due to the increase of electrical power demand at the present, the need of substation construction also increases. Normally, the construction of substations should be considered on several factors, for example, configuration of bus arrangement, number of substation components, operation cost, maintenance cost overall and initial construction cost. These factors will affect system reliability and construction cost of substation. Therefore, the proper planning and design of substation are the issues that must be paid attention.

This thesis proposes the reliability evaluation method and investment calculation for the construction of substation including the consideration of failure events of all components in substation. The thesis evaluates the reliability of the all seven substation configurations, i.e. Single bus, Sectionalized single bus, Main-and-transfer, Breaker-and-a-half, Ring Bus, Double-bus-double-breaker and Double-bus-single-breaker. Besides, this thesis considers the three failure modes of all components in substation, i.e. passive failures, active failures and maintenance outage. The investment calculation for an appropriate substation construction considers the economic indices, that is, Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR).

Department :Electrical Engineering..... Student's Signature

Field of Study :Electrical Engineering..... Advisor's Signature

Academic Year :2012.....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี กระผมขอกราบขอบพระคุณอย่างสูงจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ด้านวิศวกรรมด้านไฟฟ้ากำลัง รวมทั้งคอยให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิทยานิพนธ์ ตลอดจนได้กรุณาตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย

นอกจากนั้นกระผมขอขอบพระคุณท่านคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. คมสัน เพ็ชรรัักษ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์ และดร.คณาธิป สพันธุ์พงษ์ ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

สุดท้ายนี้ กระผมขอกราบขอบพระคุณบิดามารดา ญาติทุกๆ ท่าน ตลอดจนเพื่อน พี่ น้องทุกๆ ท่าน ที่คอยเป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฅ
สารบัญภาพ	ด
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	6
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	7
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินการ	7
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	9
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	9
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ..	11
2.1 แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	11
2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	12
2.3 การแบ่งระดับขั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	13
2.4 สรุป	17
บทที่ 3 การออกแบบทางไฟฟ้า รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อยและแนวทาง การเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัส.....	18
3.1 การออกแบบทางไฟฟ้า	18
3.1.1 การจัดวาง (Arrangement).....	19
3.1.2 ความเชื่อถือได้ (Reliability).....	19
3.1.3 ความยืดหยุ่นการดำเนินงาน (Operation flexible).....	19
3.1.4 การจัดเพื่อการเจริญเติบโตของโหลด (Load growth)	19
3.1.5 การจัดเพื่อเพื่อสะดวก และปลอดภัย (Convenient and safety).....	19
3.1.6 ความปลอดภัยของการติดตั้งโครงสร้าง (Safety of the structure)	19

3.1.7 การต่อเติมขั้วขยายของสถานีไฟฟ้า (Extensions of substation)	20
3.1.8 ระยะห่างในการติดตั้ง หรือซ่อมแซม (Distance of installed or maintenance).....	20
3.1.9 มาตรฐานของการติดตั้งอุปกรณ์ (Standard equipment installation)	20
3.2 รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย.....	20
3.2.1 Single bus.....	20
3.2.2 Sectionalized single bus.....	21
3.2.3 Main-and-transfer-bus.....	22
3.2.4 Breaker-and-a-half.....	22
3.2.5 Ring bus	23
3.2.6 Double-bus-double-breaker.....	24
3.2.7 Double-bus-single-breaker.....	24
3.2.8 Double-main-and-transfer	25
3.3 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยแบบต่างๆ.....	26
3.3.1 จำแนกตามระดับแรงดัน	27
3.3.2 จำแนกตามประเภทของสถานีไฟฟ้า	27
3.4 สรุป	28
บทที่ 4 การวิเคราะห์อุปกรณ์ในสถานไฟฟ้าย่อย	29
4.1 ชนิดของอุปกรณ์ในสถานไฟฟ้าย่อย	29
4.1.1 หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer).....	29
4.1.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker: CB).....	31
4.1.3 บัสบาร์ (Bus bars).....	31
4.1.4 สายไฟฟ้า (Conductor).....	32
4.1.5 เครื่องปลดวงจร (Disconnecting switches: DS).....	32
4.2 การกระจายความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์	32
4.3 การจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์.....	35
4.3.1 การล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failures).....	36
4.3.2 การล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failures).....	36
4.3.3 การล้มเหลวของการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน (Stuck condition)	37

4.3.4 การล้มเหลวแบบซ้อนกัน (Overlapping failure)	37
4.3.5 การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษา (Maintenance outage).....	37
4.4 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์	38
4.4.1 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ (Two-state model).....	38
4.4.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three-state model)	39
4.4.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four-state model)	40
4.5 สรุป	41
บทที่ 5 ทฤษฎี และหลักที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้	42
5.1 การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล	43
5.1.1 การสุ่มสถานะ	43
5.1.2 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน	44
5.1.3 การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ	48
5.1.4 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้	48
5.1.4 เกณฑ์การหยุดการคำนวณ	50
5.2 การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการวิเคราะห์	51
5.2.1 วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduction method)	51
5.2.2 วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method)	53
5.2.3 วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method).....	54
5.2.4 วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้ (Fault tree analysis method).....	57
5.3 สรุป.....	59
บทที่ 6 การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย	60
6.1 การป้อนข้อมูลโครงสร้างของระบบ และข้อมูลทางสถิติ.....	62
6.2 การพิจารณาที่ละจุดโหนดและกำหนดค่าเริ่มต้นของอุปกรณ์ทุกตัว.....	63
6.3 การสุ่มระยะเวลาการล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ละตัว และแต่ละประเภทการล้มเหลว	64
6.4 การสร้างกลุ่มมินิมัลคัตเซต	64
6.4.1 การตรวจหาเส้นทางที่สั้นที่สุด (Minimal path set).....	65
6.4.2 การสร้างกลุ่มมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set)	79
6.5 การตรวจสอบสถานะการทำงาน และเวลาอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป	82
6.6 การตรวจสอบผลการล้มเหลวของอุปกรณ์ และส่งผลกระทบต่อระบบหรือจุดโหนด	84

	หน้า
6.7 การบันทึกการล้มเหลวของระบบ.....	88
6.8 การเก็บค่าเวลาและตำแหน่งของอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป.....	88
6.9 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ	88
6.10 การตรวจสอบการลู่เข้าของระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณา	88
6.11 สรุป.....	89
บทที่ 7 ทฤษฎีและหลักที่ใช้ในการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	90
7.1 มูลค่าการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย	90
7.1.1 มูลค่าอุปกรณ์	90
7.1.2 มูลค่าค่าการบำรุงรักษา	91
7.1.3 มูลค่าค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ	91
7.2 การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	96
7.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value)	97
7.2.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)	98
7.3 สรุป.....	98
บทที่ 8 การทดสอบและวิเคราะห์ผลความเชื่อถือได้.....	99
8.1 ระบบทดสอบ	99
8.1.1 รูปแบบการจัดเรียงบัส.....	99
8.1.2 ข้อมูลทางสถิติของอุปกรณ์	101
8.2 ผลทดสอบความเชื่อถือได้.....	105
8.2.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus	105
8.2.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus	111
8.2.3 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus	125
8.2.4 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half.....	132
8.2.5 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus.....	146
8.2.6 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker.....	160
8.2.7 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker	167
8.3 การวิเคราะห์ผลทดสอบความเชื่อถือได้	175
8.2.1 รูปแบบ Single bus	175
8.2.2 รูปแบบ Sectionalized single bus.....	176

	หน้า
8.2.3 รูปแบบ Main-and-transfer-bus	177
8.2.4 รูปแบบ Breaker-and-a-half	178
8.2.5 รูปแบบ Ring bus	179
8.2.6 รูปแบบ Double-bus-double-breaker	180
8.2.7 รูปแบบ Double-bus-single-breaker	180
8.3 สรุป.....	181
บทที่ 9 การทดสอบและวิเคราะห์ผลความเชื่อถือได้.....	182
9.1 การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	182
9.1.1 มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น.....	182
9.1.2 มูลค่าบำรุงรักษาต่อปี	186
9.1.3 อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อ	186
9.1.4 อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด.....	186
9.1.5 อัตราตอบแทนที่ได้จากโครงการ.....	186
9.2 ผลทดสอบการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	187
9.2.1 การทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ไม่พิจารณาการถ่ายโอนโหลด	188
9.2.2 การทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่พิจารณาการถ่ายโอนโหลด	208
9.2.3 ผลการทดสอบอัตราตอบแทนภายในไม่พิจารณาการถ่ายโอนโหลด	227
9.2.4 ผลการทดสอบอัตราตอบแทนภายในไม่พิจารณาการถ่ายโอนโหลด	244
9.3 การวิเคราะห์ผลทดสอบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	261
9.4 สรุป.....	262
บทที่ 10 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	263
10.1 สรุปผลการดำเนินงาน	263
10.2 ข้อเสนอแนะ	264
รายการอ้างอิง	265
ภาคผนวก.....	268
ภาคผนวก ก.....	269
ภาคผนวก ข.....	272
ภาคผนวก ค.....	275
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	278

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใน PDP 2010 และ PDP 2012 โดยกำหนดให้ Load factor ที่ใช้ในแผนทั้งสองเท่ากัน.....	2
ตารางที่ 3.1 จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และตัวสวิตซ์ซึ่ง ของทั้ง 7 รูปแบบการจัดเรียงบัส	26
ตารางที่ 3.2 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสตามระดับแรงดันของ กฟผ.	27
ตารางที่ 3.3 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสตามประเภทสถานีไฟฟ้าของ กฟผ.	27
ตารางที่ 4.1 นิยามเรียกจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลว	38
ตารางที่ 6.1 ข้อมูลโครงสร้างของระบบ	62
ตารางที่ 6.2 ข้อมูลโครงสร้างของระบบตัวอย่างที่ 2	76
ตารางที่ 6.3 ตารางผู้มาก่อนของสาขา ของโนดที่ 5.....	77
ตารางที่ 6.4 เส้นทางของระบบตัวอย่างที่ 2.....	78
ตารางที่ 6.5 เส้นทางที่สั้นที่สุดของระบบตัวอย่างที่ 2.....	78
ตารางที่ 6.6 เส้นทางที่สั้นที่สุดของระบบตัวอย่างที่ 1	79
ตารางที่ 6.7 กลุ่มมินิมัลคัตเซตที่มีการล้มเหลวแบบพาสซีฟของระบบตัวอย่างที่ 1	80
ตารางที่ 6.8 กลุ่มมินิมัลคัตเซตที่มีการล้มเหลวแบบแอคทีฟของระบบตัวอย่างของภาพที่ 6.2.....	82
ตารางที่ 6.9 ค่าสถานะล้มเหลวของอุปกรณ์และนำมาตรวจสอบกับมินิมัลคัตเซต	87
ตารางที่ 7.1 แบบจำลองความเสียหายของลูกค้ำการไฟฟ้านครหลวง (บาท/kWเฉลี่ย).....	93
ตารางที่ 7.2 แบบจำลองความเสียหายของลูกค้ำการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (บาท/kWเฉลี่ย).....	93
ตารางที่ 7.3 แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟน.และ กฟภ (บาท/kWเฉลี่ย)..	95
ตารางที่ 8.1 ค่าสถิติอัตราการทำงานล้มเหลวของแต่ละอุปกรณ์.....	102
ตารางที่ 8.2 ค่าสถิติอัตราการซ่อมของแต่ละอุปกรณ์	103
ตารางที่ 8.3 ตารางการบำรุงรักษาอุปกรณ์ประจำปี 2556 ของการบำรุงรักษาของกองบำรุงรักษา อุปกรณ์สถานีย่อย ฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง	104
ตารางที่ 8.4 มินิมัลคัตเซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Single bus...	106
ตารางที่ 8.5 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Single bus	111
ตารางที่ 8.6 มินิมัลคัตเซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Sectionalized single bus (NC).....	113
ตารางที่ 8.7 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Sectionalized single bus (N/C)	118

ตารางที่ 8.8	มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มหเลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)	120
ตารางที่ 8.9	ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Sectionalized single bus (N/O)	125
ตารางที่ 8.10	มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มหเลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Main-and-transfer-bus.....	127
ตารางที่ 8.11	ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Main-and-transfer-bus.....	132
ตารางที่ 8.12	มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มหเลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)	134
ตารางที่ 8.13	ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Breaker-and-a-half (A)	139
ตารางที่ 8.14	มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มหเลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Breaker-and-a-half (B).....	141
ตารางที่ 8.15	ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Breaker-and-a-half (B).....	146
ตารางที่ 8.16	มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มหเลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Ring bus (A)	148
ตารางที่ 8.17	ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Ring bus (A).....	153
ตารางที่ 8.18	มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มหเลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Ring bus (B).....	155
ตารางที่ 8.19	ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Ring bus (B).....	160
ตารางที่ 8.20	มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มหเลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Double-bus-double-breaker	162
ตารางที่ 8.21	ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Double-bus-double-breaker.....	167
ตารางที่ 8.22	มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มหเลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Double-bus-single-breaker	169
ตารางที่ 8.23	ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Double-bus-single-breaker	174
ตารางที่ 8.24	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมด	175
ตารางที่ 9.1	ราคาอุปกรณ์ 115 kV 2,000 A GIS ของสถานีไฟฟ้าย่อย เขต ฉิมพลี.....	183
ตารางที่ 9.2	รายละเอียดราคาของแต่ละอุปกรณ์โดยประมาณ	184
ตารางที่ 9.3	ราคาเริ่มต้นในการลงทุนการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ Breaker-and-a-half.....	185
ตารางที่ 9.4	สรุปราคาเริ่มต้นในการลงทุนการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส.....	185

ตารางที่ 9.5	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Single bus	189
ตารางที่ 9.6	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)	192
ตารางที่ 9.7	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O).....	193
ตารางที่ 9.8	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Main-and-transfer-bus.	195
ตารางที่ 9.9	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Breaker-and-a-half (A).	197
ตารางที่ 9.10	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Breaker-and-a-half (B).	198
ตารางที่ 9.11	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Ring bus (A)	200
ตารางที่ 9.12	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Ring bus (B).....	201
ตารางที่ 9.13	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Double-bus-double-breaker	203
ตารางที่ 9.14	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Double-bus-single-breaker	205
ตารางที่ 9.15	มูลค้ำปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 30 ปี.....	206
ตารางที่ 9.16	ปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 25 ปี.....	207
ตารางที่ 9.17	ปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 20 ปี.....	207
ตารางที่ 9.18	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Single bus	209
ตารางที่ 9.19	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)	211
ตารางที่ 9.20	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O).....	212
ตารางที่ 9.21	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Main-and-transfer-bus	214
ตารางที่ 9.22	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)	216
ตารางที่ 9.23	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)	217
ตารางที่ 9.24	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Ring bus (A)	219
ตารางที่ 9.25	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Ring bus (B).....	220
ตารางที่ 9.26	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค้ำปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Double-bus-double-breaker	222

ตารางที่ 9.27	รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Double-bus-single-breaker.....	224
ตารางที่ 9.28	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 30 ปี.....	225
ตารางที่ 9.29	ปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 25 ปี.....	226
ตารางที่ 9.30	ปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 20 ปี.....	226
ตารางที่ 9.31	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C).....	228
ตารางที่ 9.32	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Main-and-transfer-bus	231
ตารางที่ 9.33	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)	233
ตารางที่ 9.34	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)	234
ตารางที่ 9.35	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Ring bus (A)	236
ตารางที่ 9.36	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Ring bus (B).....	237
ตารางที่ 9.37	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Double-bus-double-breaker.....	239
ตารางที่ 9.38	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Double-bus-single-breaker.....	241
ตารางที่ 9.39	อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 30 ปี..	242
ตารางที่ 9.40	อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 25 ปี..	243
ตารางที่ 9.41	อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 20 ปี..	243
ตารางที่ 9.42	ตารางที่ 9.42 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Single bus	245
ตารางที่ 9.43	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Main-and-transfer-bus	248
ตารางที่ 9.44	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)	250
ตารางที่ 9.45	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)	251

ตารางที่ 9.46	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราทดแทนภายในรูปแบบ Ring bus (A)	253
ตารางที่ 9.47	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราทดแทนภายในรูปแบบ Ring bus (B).....	254
ตารางที่ 9.48	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราทดแทนภายในรูปแบบ Double-bus-double-breaker.....	256
ตารางที่ 9.49	รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราทดแทนภายในรูปแบบ Double-bus-single-breaker.....	258
ตารางที่ 9.50	อัตราทดแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 30 ปี..	259
ตารางที่ 9.51	อัตราทดแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 25 ปี..	260
ตารางที่ 9.52	อัตราทดแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 20 ปี..	261
ตารางที่ ก	ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบ.....	269
ตารางที่ ข 1	สัดส่วนการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ปี 2543.....	272
ตารางที่ ข 2	สัดส่วนการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี 2543.....	269
ตารางที่ ค	พารามิเตอร์ของการแจกแจงแบบไวบูลล์และผลการคำนวณอัตราความเสียหายของแต่ละฟีดเดอร์ในเขตภาคกลาง.....	275

สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 1.1 รูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อย	4
ภาพที่ 1.2 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมกับความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย.....	6
ภาพที่ 2.1 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	11
ภาพที่ 2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	12
ภาพที่ 2.3 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้.....	14
ภาพที่ 2.4 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1	14
ภาพที่ 2.5 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2.....	15
ภาพที่ 2.6 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3.....	16
ภาพที่ 3.1 รูปแบบ Single bus	21
ภาพที่ 3.2 รูปแบบ Sectionalized single bus	21
ภาพที่ 3.3 รูปแบบ Main-and-transfer-bus	22
ภาพที่ 3.4 รูปแบบ Breaker-and-a-half.....	23
ภาพที่ 3.5 รูปแบบ Ring bus.....	23
ภาพที่ 3.6 รูปแบบ Double-bus-double-breaker	24
ภาพที่ 3.7 รูปแบบ Double-bus-single-breaker	25
ภาพที่ 3.8 รูปแบบ Double-main-and-transfer.....	25
ภาพที่ 4.1 ช่วงเวลาการทำงานปกติของอุปกรณ์	33
ภาพที่ 4.2 การทำงานค่าสถานะการทำงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า.....	33
ภาพที่ 4.3 พารามิเตอร์ต่างๆ ของอุปกรณ์ช่วงเวลาการทำงาน	34
ภาพที่ 4.4 แผนผังการล้มเหลวแบบพาสซีฟและแอกทีฟ	36
ภาพที่ 4.5 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์	38
ภาพที่ 4.6 แบบจำลอง 3 สถานะของอุปกรณ์	39
ภาพที่ 4.7 แบบจำลอง 4 สถานะของอุปกรณ์	40
ภาพที่ 5.1 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง	42
ภาพที่ 5.2 วิธีการสุ่มสถานการณ์ทำงานของแต่ละอุปกรณ์.....	44
ภาพที่ 5.3 ระบบตัวอย่างสำหรับวิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน	46
ภาพที่ 5.4 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์แต่ละตัวที่เกิดจากการสุ่ม	47

	หน้า
ภาพที่ 5.5 (ก) ระบบอนุกรม และ (ข) ระบบขนาน	52
ภาพที่ 5.6 ตัวอย่างการยุบส่วนของระบบที่ต่อขนานและอนุกรม	52
ภาพที่ 5.7 ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อน	53
ภาพที่ 5.8 การแยกเงื่อนไขเพื่อวิเคราะห์ระบบซับซ้อน	53
ภาพที่ 5.9 มินิมัลลิตีของระบบในภาพที่ 5.7	54
ภาพที่ 5.10 การใช้ OR gate และ AND gate ในการคำนวณค่า U	57
ภาพที่ 5.11 ระบบตัวอย่าง	57
ภาพที่ 5.12 แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลวของระบบ	58
ภาพที่ 6.1 ขั้นตอนแสดงการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย	61
ภาพที่ 6.2 ระบบตัวอย่างที่ 1 และถูกกำหนดหมายเลขของโนดและสาขาในระบบ	62
ภาพที่ 6.3 ขั้นตอนการเก็บระยะเวลาการล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ละตัว แต่ละประเภทการล้มเหลว	63
ภาพที่ 6.4 ขั้นตอนการการสร้าง และการจัดเก็บโครงสร้างของระบบ	65
ภาพที่ 6.5 ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อน และการสร้างเมตริกซ์	66
ภาพที่ 6.6 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางในวิธีย้อนกลับไปมา	73
ภาพที่ 6.7 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางแบบสุ่มซึ่งมีเส้นทางซ้ำกัน	73
ภาพที่ 6.8 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางแบบวิธีจัดจำปม	74
ภาพที่ 6.9 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางจากผู้มาก่อนของสาขา	75
ภาพที่ 6.10 ระบบตัวอย่างที่ 2	76
ภาพที่ 6.11 ขั้นตอนการหามินิมัลลิตีของระบบที่มีการล้มเหลวแบบแอดทีฟ	81
ภาพที่ 6.12 การตรวจสอบสถานะการทำงาน และเวลาอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป	83
ภาพที่ 6.13 การตรวจสอบผลการล้มเหลวของอุปกรณ์ แล้วส่งผลต่อระบบหรือจุดโหลด	84
ภาพที่ 6.14 ตัวอย่างรูปแบบการจัดเรียงบัสอย่างง่าย	85
ภาพที่ 6.15 ตัวอย่างอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย และกำหนดหมายเลขโครงสร้างในรูปแบบการ จัดเรียงบัสประเภท Single bus	86
ภาพที่ 8.1 รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย	100
ภาพที่ 8.2 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Single bus (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลข ของอุปกรณ์ ในการหามินิมัลลิตีของระบบ	105

ภาพที่ 8.3	การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	108
ภาพที่ 8.4	การลู่เข้าของดัชนี LOD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	109
ภาพที่ 8.5	การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	111
ภาพที่ 8.6	รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/C) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต	112
ภาพที่ 8.7	การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	115
ภาพที่ 8.8	การลู่เข้าของดัชนี LOD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	116
ภาพที่ 8.9	การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	118
ภาพที่ 8.10	รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/O) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต	119
ภาพที่ 8.11	การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	122
ภาพที่ 8.12	การลู่เข้าของดัชนี LOD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	123

ภาพที่ 8.13 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	125
ภาพที่ 8.14 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ บัส Main-and-transfer-bus ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต.....	126
ภาพที่ 8.15 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	129
ภาพที่ 8.16 การลู่เข้าของดัชนี LOD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	130
ภาพที่ 8.17 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	132
ภาพที่ 8.18 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-half (A) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต.....	133
ภาพที่ 8.19 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	136
ภาพที่ 8.20 การลู่เข้าของดัชนี LOD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	137
ภาพที่ 8.21 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	139
ภาพที่ 8.22 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-half (B) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต.....	140
ภาพที่ 8.23 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	143

ภาพที่ 8.24 การลู่เข้าของดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก)สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	144
ภาพที่ 8.25 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	146
ภาพที่ 8.26 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Ring bus (A) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต.....	147
ภาพที่ 8.27 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	150
ภาพที่ 8.28 การลู่เข้าของดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	151
ภาพที่ 8.29 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	153
ภาพที่ 8.30 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Ring bus (B) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต.....	154
ภาพที่ 8.31 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก)สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	157
ภาพที่ 8.32 การลู่เข้าของดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานการณ์ขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	158
ภาพที่ 8.33 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	160
ภาพที่ 8.34 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Double-bus-double-breaker ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต.....	161

ภาพที่ 8.35 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	164
ภาพที่ 8.36 การลู่เข้าของดัชนี LOD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	165
ภาพที่ 8.37 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	167
ภาพที่ 8.38 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Double-bus-single-breaker ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดียว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต.....	168
ภาพที่ 8.39 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	171
ภาพที่ 8.40 การลู่เข้าของดัชนี LOD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	172
ภาพที่ 8.41 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา	174

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้จะกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ นอกจากนี้จะกล่าวถึงเนื้อหาในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็นในการดำรงชีวิตประจำวัน และเป็นหนึ่งในปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญในการขับเคลื่อนทางเศรษฐกิจ ซึ่งในปัจจุบันพบว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าได้เพิ่มสูงขึ้นทุกปี ดังตารางที่ 1.1 แสดงการเปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในแผนพัฒนาการการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan: PDP) ของประเทศไทยในปี 2010 และปี 2012 ดังนั้นหน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย จำเป็นต้องมีการพยากรณ์ความต้องการกำลังไฟฟ้า รวมทั้งพิจารณาการขยายระบบไฟฟ้ากำลังควบคู่กัน เนื่องจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าในระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ต้องใช้เวลานานหลายปี นับตั้งแต่ขั้นตอนการวางแผนการออกแบบ ตลอดจนการก่อสร้างซึ่งอาจใช้เวลา 5–7 ปี ซึ่งหากหน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบนั้นไม่สามารถก่อสร้างสถานีไฟฟ้าได้ ส่งผลให้ไม่สามารถผลิต และส่งกำลังไฟฟ้าได้ตามความต้องการ ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังต่ำลง และอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อระบบเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศได้ ดังนั้น การขยายกำลังผลิตกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอ กับความต้องการกำลังไฟฟ้า พร้อมทั้งการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย และสายส่ง เพื่อการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ ตัวอย่างเช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้มีการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่าง ๆ ได้แก่ 115, 230 และ 500 กิโลโวลต์ เพื่อเชื่อมโยงระบบส่งเข้าด้วยกันหมดทั้งประเทศ นอกจากนี้ทางการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ยังมีแผนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย และสายส่งแรงสูงเพิ่มขึ้นเพื่อรองรับความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าที่จะเพิ่มสูงขึ้นอีกด้วย [1]

ตารางที่ 1.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใน PDP 2010 และ PDP 2012 โดยกำหนดให้ Load factor ที่ใช้ในแผนทั้งสองเท่ากัน

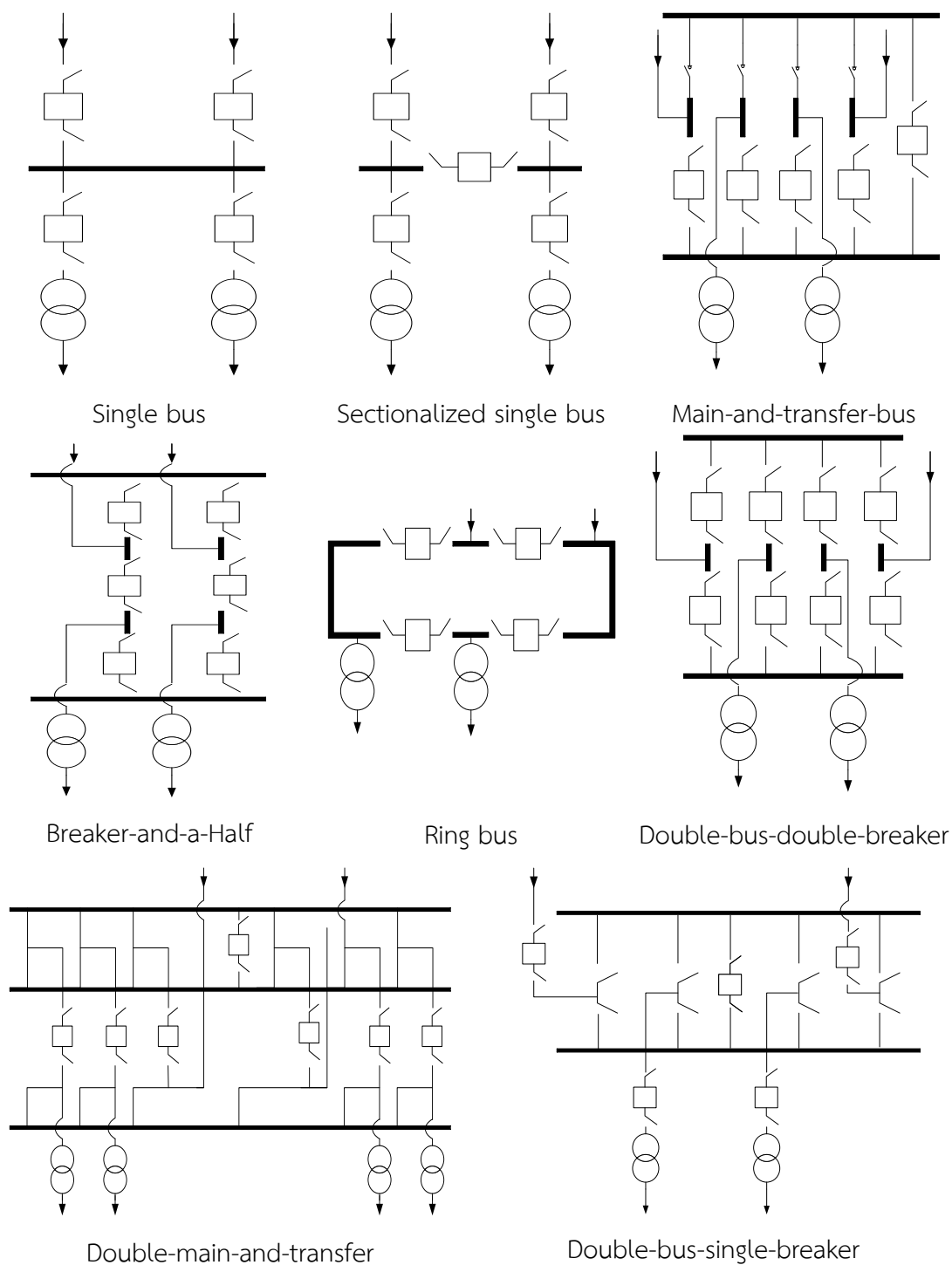
ปี	PDP 2010				PDP 2012				โหลด แฟค เตอร์ %
	กำลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงาน GWh	กำลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงาน GWh	
	กำลังไฟฟ้า	เพิ่มขึ้นต่อปี			กำลังไฟฟ้า	เพิ่มขึ้นต่อปี			
		MW	MW			%	MW		
2554	24,568	0	0.00%	160,331	23,900*	0*	0.00%	155,972	74.50%
2555	25,913	1,345	5.47%	168,049	24,731	831	3.48%	160,385	74.03%
2556	27,188	2,620	10.66%	175,631	25,562	1,662	6.95%	165,129	73.74%
2557	28,341	3,773	15.36%	183,452	26,393	2,493	10.43%	170,845	73.89%
2558	29,436	4,895	19.81%	191,224	27,225	3,325	13.91%	176,696	74.09%
2559	30,754	6,186	25.18%	200,012	28,056	4,156	17.39%	182,463	74.24%
2560	32,225	7,657	31.17%	209,329	28,887	4,987	20.87%	187,645	74.15%
2561	33,688	9,120	37.12%	218,820	29,718	5,818	24.34%	193,033	74.15%
2562	34,988	10,420	42.41%	227,599	30,549	6,649	27.82%	198,724	74.26%
2563	36,336	11,768	47.90%	236,956	31,380	7,480	31.30%	204,639	74.44%
2564	37,856	13,288	54.09%	246,730	32,211	8,311	34.77%	209,941	74.40%
2565	39,308	14,740	60.00%	256,483	33,043	9,143	38.26%	215,601	74.49%
2566	40,781	16,213	65.99%	266,488	33,874	9,974	41.73%	221,352	74.60%
2567	42,236	17,668	71.91%	276,805	34,705	10,805	45.21%	227,448	74.81%
2568	43,962	19,394	78.94%	287,589	35,536	11,636	48.69%	232,468	74.68%
2569	45,621	21,053	85.69%	298,779	36,367	12,467	52.16%	238,174	74.76%
2570	47,344	22,785	92.71%	310,387	37,198	13,298	55.64%	243,870	74.84%
2571	49,039	24,480	99.61%	322,427	38,861	14,129	62.60%	250,040	74.06%
2572	50,959	26,400	107.42%	334,921	38,861	14,961	62.60%	255,406	74.03%
2573	52,890	28,331	115.28%	347,947	39,692	15,792	66.08%	261,120	74.10%

* ตัวเลขในพื้นที่แรเงาเป็นค่าจริง ที่ไม่ได้จากค่าประมาณการ

แหล่งข้อมูล: สนพ., <http://www.eppo.go.th/power>

จากตารางที่ 1.1 แสดงให้เห็นว่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบุใน PDP 2010 และ PDP 2012 จะเพิ่มสูงขึ้นทุกปี แสดงให้เห็นว่าความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกๆ ปี แต่เหตุที่กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบุใน PDP 2010 สูงกว่า PDP 2012 เนื่องจากปี 2010 เป็นการพยากรณ์ของรัฐบาลที่อยู่บนสมมติฐานว่าการเติบโตของเศรษฐกิจ (Gross domestic product: GDP) จะสูงขึ้นแบบก้าวกระโดด (Exponential) โดยที่ไม่คิดปัจจัยของผลกระทบภายใน และภายนอกอย่างใดเลย แต่ความเป็นจริงแนวโน้มที่เกิดขึ้นในอดีตมิได้เป็นเช่นนั้น ในความเป็นจริงการพยากรณ์ความต้องการกำลังไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ที่ไม่คาดหมายมากมาย อย่างเช่น ความไม่แน่นอนของเศรษฐกิจ และภัยธรรมชาติ ที่อาจส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจ และการบริโภคไฟฟ้า ดังนั้น จึงเป็นสาเหตุที่กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบุใน PDP 2012 จึงน้อยกว่า PDP 2010 [1]

สถานีไฟฟ้าย่อยมีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้า เพราะเป็นจุดเชื่อมโยงของระบบไฟฟ้า และจุดจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นการล้มเหลว (Failure) หรือ การเกิดเหตุขัดข้อง (Outage) ของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยสามารถส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งการออกแบบสถานีไฟฟ้าย่อยเริ่มจากแผนภาพเส้นเดียว (Single-line diagram) ซึ่งแสดงการจัดวางอุปกรณ์ต่างๆ ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยโดยประกอบไปด้วย ระบบตัดตอน (Switching) ระบบควบคุมและป้องกัน (Control and protection) และระบบวัด (Metering) ขั้นตอนสำคัญในการทำแผนภาพเส้นเดียว คือ การเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งมีหลายรูปแบบ เช่น Single bus, Sectionalized single bus, Main-and-transfer, Breaker-and-a-half, Ring Bus, Double-main-and-transfer, Double-bus-single-breaker และ Double-bus-double-breaker ดังแสดงในภาพที่ 1.1 รูปแบบการจัดเรียงบัสแต่ละรูปแบบมีทั้งข้อดี ข้อเสีย ข้อจำกัด และ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนที่แตกต่างกันไป ซึ่งผู้ออกแบบต้องเลือกให้เหมาะสมกับสภาพของงาน และเงินลงทุน การเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสที่เหมาะสมจะทำให้สถานีไฟฟ้าย่อยมีความเชื่อถือได้ที่ดีในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า และมีมูลค่าการลงทุนที่คุ้มค่า



ภาพที่ 1.1 รูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อย

ปัจจุบันรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยในประเทศไทยมีหลายรูปแบบ ซึ่งทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้กำหนดแนวทางในการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยโดยพิจารณาจากระดับแรงดันไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย และความสำคัญของสถานีไฟฟ้าย่อย เช่น สถานีไฟฟ้าย่อยที่เป็น

จุดเชื่อมต่อที่สำคัญในระบบ และสถานีไฟฟ้าย่อยในแหล่งท่องเที่ยว โดยมากเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-Half และ Double-bus-double-breaker เท่านั้น หรือ แนวทางดังกล่าวส่วนหนึ่งกำหนดขึ้นจากการสะสมประสบการณ์และอีกส่วนหนึ่งกำหนดขึ้นจากผลการศึกษาบนฐานข้อมูลและเทคโนโลยีในอดีต ซึ่งอาจไม่สอดคล้องกับเทคโนโลยีและมูลค่าการลงทุนในปัจจุบัน นอกจากนี้แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสในอดีตยังไม่ได้พิจารณาประเด็นอื่นๆ เช่น [2]-[3]

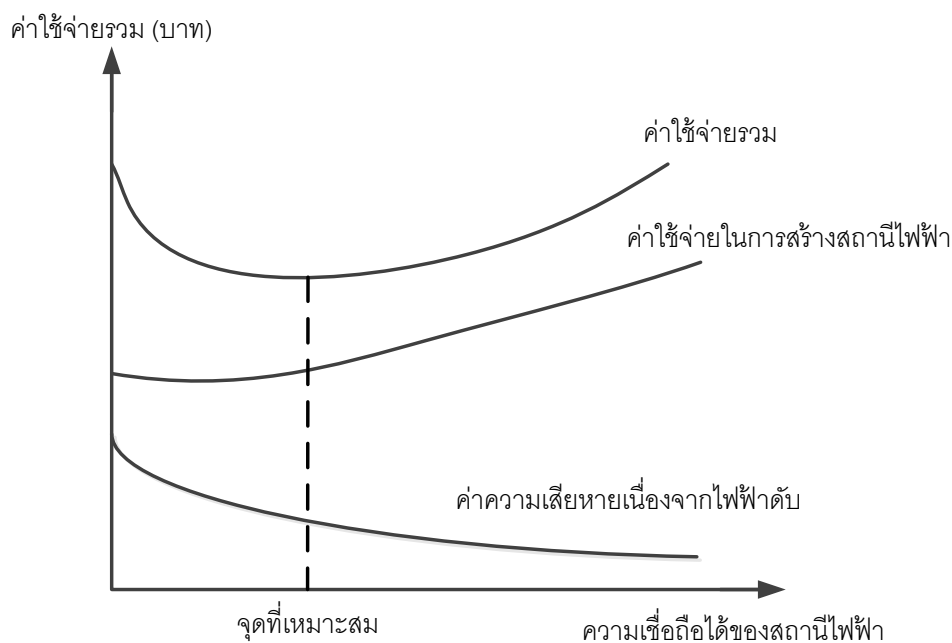
- 1) ผลจากการบำรุงรักษา (Scheduled maintenance)
- 2) การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ อาทิเช่น มูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ (Outage costs) และ การคำนวณค่าใช้จ่ายตลอดอายุ (Life cycle costs: LCC)

การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ โดยเฉพาะการคำนวณค่าใช้จ่ายตลอดอายุ นั้น มีความสำคัญต่อการตัดสินใจลงทุน เนื่องจากค่าใช้จ่ายตลอดอายุจะสะท้อนค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment costs) เช่น ค่าที่ดิน ค่าอุปกรณ์ ค่าใช้จ่ายในการใช้งาน และการบำรุงรักษา (Operation and maintenance costs) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage costs)

โดยทั่วไปการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยจะอาศัยเพียงหลักเกณฑ์ N-1 ซึ่งความหมายของการประเมินความเชื่อถือได้โดยหลักเกณฑ์ N-1 คือ การพิจารณาว่าอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยเกิดเสียหายหรือล้มเหลวเพียง 1 อุปกรณ์จะส่งผลกระทบต่อสถานีไฟฟ้าย่อยหรือระบบโดยรวมหรือไม่ ซึ่งถ้าส่งผลกระทบก็จะประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยหรือระบบได้ว่าไม่ผ่านหลักเกณฑ์ N-1 โดยการประเมินความเชื่อถือได้จากจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยวิธีที่กล่าวมาข้างต้นไม่สามารถระบุความถี่และระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ (Frequency & Duration) ตลอดจนถึงชีวิตอื่นๆ ที่จะประเมินความเชื่อถือได้ออกมาเป็นดัชนีเชิงปริมาณ ส่งผลให้ไม่สามารถประเมินความเสี่ยงและมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับได้ นอกจากนี้ จะส่งผลต่อไปให้ไม่สามารถวางแผนการลงทุนได้อย่างมีประสิทธิภาพ และไม่สามารถเปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบต่างๆ ได้อย่างชัดเจน

ในส่วนของค่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Interrupted energy rate) ดัชนีนี้ถูกคำนวณจากความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage costs) [4], [5] ซึ่งหมายถึงค่าใช้จ่ายหรือมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการเกิดไฟฟ้าดับ ตัวอย่างเช่น ผลตอบแทนหรือผลกำไรที่เสียไปหรือวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ที่ได้รับความเสียหาย เป็นต้น ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับดังกล่าวถูกสำรวจจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ โดยสถาบันวิจัยด้านพลังงานต่างๆ เป็นผู้แบ่งประเภทเหตุการณ์ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมาใช้คำนวณควบคู่กับดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบเพื่อประเมินเป็นอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ จึงเห็นได้ว่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับเป็นดัชนีที่บอกถึงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่จะเกิดขึ้นจริงของสถานีไฟฟ้าย่อย การลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสามารถทำได้โดยออกแบบรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยให้มีความเชื่อถือได้ที่สูงซึ่งจะทำให้ค่าใช้จ่ายในการ

สร้างสถานีไฟฟ้าย่อยสูงขึ้นตามไปด้วยจากภาพที่ 1.2 แสดงให้เห็นถึงจุดที่ระบบมีความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมที่สุดนั้นค่าใช้จ่ายรวมจะมีค่าต่ำที่สุด



ภาพที่ 1.2 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมกับความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย

จากภาพที่ 1.2 เห็นว่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับสามารถใช้ในการเปรียบเทียบและวิเคราะห์รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อยได้ ซึ่งช่วยตัดสินใจในการออกแบบสถานีไฟฟ้าย่อยและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงศึกษาการประเมินสถานีไฟฟ้าย่อยโดยใช้ดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ โดยคำนวณดัชนีด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบสุ่ม (Sequential monte carlo simulation) ร่วมกับวิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัทเซต (Minimal cut set method) และใช้รูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ต้องการความเชื่อถือได้สูงเป็นระบบทดสอบ

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อย
- 2) เพื่อศึกษามูลค่าการลงทุน มูลค่าความเสี่ยง และ วิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทต่างๆ

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประเมินความเชื่อถือได้สำหรับ AIS และ GIS substation และวิเคราะห์คุ่มค่าทางเศรษฐศาสตร์
- 2) พิจารณาการจัดเรียงบัสในรูปแบบมาตรฐาน 7 รูปแบบ ประกอบด้วย Single bus, Sectionalized single bus, Main-and-transfer-bus, Breaker-and-a-half, Ring bus, Double-bus-double-breaker และ Double-bus-single-breaker
- 3) พิจารณาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย 4 อุปกรณ์ ประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ สายไฟ และหม้อแปลง
- 4) พิจารณาเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ 3 ประเภท คือ เหตุการณ์การล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failures) เหตุการณ์การล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failures) และ เหตุการณ์การขัดข้องของบำรุงรักษา (Maintenance outage)
- 5) พิจารณาอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยดัดแปลงข้อมูลมาจาก กฟผ.
- 6) ไม่คำนึงถึงผลของการทำงานผิดพลาดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Stuck breaker)
- 7) พิจารณาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ 2 วิธี คือ วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และวิธีการวิเคราะห์แบบมินิมไลซ์เซต
- 8) พิจารณาดัชนีที่ใช้ประเมินความเชื่อถือได้ 3 ดัชนี คือ LOLF LOLD และ LOLP
- 9) พิจารณาการออกแบบไฟฟ้าในเรื่องการจัดวาง และความเชื่อถือได้
- 10) พิจารณาช่วงการบำรุงรักษา ในช่วงการบำรุงรักษาประจำปี
- 11) พิจารณาการความคุ่มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยพิจารณาดัชนี 2 ดัชนี คือ ค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) และค่าอัตราการตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)
- 12) พิจารณาปัจจัยมูลค่าลงทุนเริ่มต้นของสถานีไฟฟ้าย่อย 2 ปัจจัย คือ มูลค่าของอุปกรณ์ และมูลค่าการบำรุงรักษา
- 13) พิจารณาปัจจัยมูลค่าตอบแทนจากโครงการ เพียงปัจจัยค่าเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าเท่านั้น
- 14) ศึกษา และสรุปผลการศึกษาเพื่อกำหนดหลักเกณฑ์รูปแบบการจัดเรียงบัส เพื่อใช้ในการออกแบบสถานีไฟฟ้าย่อย

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินการ

- 1) ศึกษาการประเมินความเชื่อถือได้ (Reliability evaluation) และสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

- 2) ศึกษาารูปแบบการจัดเรียงบัส การออกแบบสถานีไฟฟ้าย่อย และการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในสถานีไฟฟ้าย่อย
- 3) วิเคราะห์ปัญหา อุปสรรค ของการเลือกการจัดเรียงบัสในปัจจุบัน และสรุปประเด็นที่จะศึกษา
- 4) เตรียมและศึกษาข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของการจัดเรียงบัส ซึ่งประกอบด้วย
 - 4.1) สถิติการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในสถานีไฟฟ้าย่อย ตัวอย่างเช่น อัตราความเสียหายของอุปกรณ์ (Failure rate) และ ระยะเวลาในการซ่อมของอุปกรณ์ (Repair time) เป็นต้น
 - 4.2) เวลาแยกตัว (Isolating time) ของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องในกรณีเกิดความผิดปกติ ตัวอย่างเช่น เมื่อเกิดความผิดปกติกับอุปกรณ์ตัวหนึ่งแล้วส่งผลทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงาน โดยช่วงระยะเวลาที่เซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดวงจร เพื่อนำอุปกรณ์ที่เกิดความผิดปกติออกและเมื่อนำอุปกรณ์ตัวนั้นออกแล้ว เซอร์กิตเบรกเกอร์จึงปิดวงจรกลับเข้ามาอีกครั้งหนึ่งเพื่อให้กระแสไฟฟ้าไหลได้ตามปกติ ซึ่งระยะเวลาที่ระบบได้รับผลกระทบจากกระบวนการข้างต้นนี้คือ เวลาแยกตัว (Isolating time)
 - 4.3) รูปแบบ หรือ ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในสถานีไฟฟ้าย่อยเมื่อเกิดความผิดปกติต่างๆ เพื่อให้กระบวนการประเมินความเชื่อถือได้มีความถูกต้องแม่นยำ
- 5) เสนอวิธีการพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ และออกแบบพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของการจัดเรียงบัสในรูปแบบต่างๆ ที่กำหนด โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) ร่วมกับวิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) แบบมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set)
- 6) พิจารณาความเป็นไปได้ในการวิเคราะห์ผลจากการซ่อมบำรุง (Scheduled maintenance) โดยการกำหนดสถานะของอุปกรณ์ไฟฟ้าในจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) ให้เป็นไปตามผลจากการซ่อมบำรุงที่กำหนดไว้
- 7) วิเคราะห์ปัญหา อุปสรรค ของการจัดเรียงบัสในประเด็นทางด้านความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และสรุปประเด็นที่จะศึกษา
- 8) เสนอวิธีการพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ และออกแบบพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ สำหรับการประเมินประเด็นด้านความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์
- 9) พิจารณาควบคู่กันระหว่างประเด็นด้านความเชื่อถือได้ และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์
- 10) สรุปหลักการ ข้อเสนอแนะในการเลือกการจัดเรียงบัสสำหรับการออกแบบสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีความเหมาะสมทั้งความเชื่อถือได้ และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

11) วิเคราะห์ผลการทดสอบ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) โปรแกรมคอมพิวเตอร์ต้นแบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ (Reliability) ของการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อย และวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อนำผลการวิเคราะห์มาประกอบในการตัดสินใจลงทุน
- 2) หลักเกณฑ์การเปรียบเทียบ และกำหนดหลักเกณฑ์ในการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อย ที่มีความเหมาะสมในเชิงความเชื่อถือได้และมูลค่าการลงทุน
- 3) หลักเกณฑ์การวางแผน ตัดสินใจเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยได้อย่างมีประสิทธิภาพ

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 10 บท โดยแต่ละบทมีเนื้อหา ดังนี้

บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในบทต่อไป

บทที่ 2 นำเสนอทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ ในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งแสดงรายละเอียด 3 ประเด็นสำคัญ คือ 1) เรื่องแนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง 2) ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง และ 3) การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 3 กล่าวถึงการออกแบบทางไฟฟ้า และรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยมีรายละเอียด 2 ส่วนหลัก คือ 1) เรื่องการออกแบบทางไฟฟ้าว่ามีหลักการออกแบบที่คำนึงถึงรายละเอียดใดบ้าง 2) รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย และแนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยแบบต่างๆ

บทที่ 4 นำเสนอการวิเคราะห์อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดประกอบด้วย 4 ประเด็นสำคัญ คือ 1) ชนิดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า 2) การกระจายความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์ 3) การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง และ 4) แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

บทที่ 5 กล่าวถึงทฤษฎี และหลักที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ ซึ่งมีรายละเอียดประกอบด้วย 2 ประเด็นสำคัญ คือ 1) การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และ 2) การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการวิเคราะห์

บทที่ 6 ในบทนี้อธิบายถึงการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าด้วยวิธีการมอนติคาร์โล ร่วมกับวิธีการมินิมัลคัตเซต โดยมีรายละเอียดขั้นตอนการป้อนข้อมูลโครงสร้างของระบบ และข้อมูลทางสถิติ การพิจารณาที่ละจุดโหลดและกำหนดค่าเริ่มต้นของอุปกรณ์ทุกตัว การสุ่มระยะเวลาการล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ละตัว และแต่ละประเภทการล้มเหลว การสร้างกลุ่มมินิมัลคัตเซต การตรวจสอบสถานะการทำงาน และเวลาอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป การตรวจสอบผลการล้มเหลวของอุปกรณ์ และส่งผลกระทบต่อระบบหรือจุดโหลด การบันทึกการล้มเหลวของระบบ การเก็บค่าเวลาและตำแหน่งของอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ และ สุดท้ายอธิบายถึงการตรวจสอบการลู่เข้าของระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณา

บทที่ 7 อธิบายถึงทฤษฎีและหลักที่ใช้ในการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งแสดงรายละเอียดประกอบด้วย 2 ประเด็นสำคัญ คือ 1) เรื่องมูลค่าการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย และ 2) การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

บทที่ 8 การทดสอบและวิเคราะห์ผลความเชื่อถือได้ ในบทนี้อธิบายถึง 2 ส่วนหลัก โดยส่วนแรกอธิบายถึงรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยมี 7 รูปแบบที่ใช้จริงในการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แสดงข้อมูลทางสถิติของอุปกรณ์ 4 อุปกรณ์ และแสดงตารางการบำรุงรักษาประจำปี โดยที่สองอธิบายถึงการประเมินความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อยทั้ง 7 รูปแบบ โดยที่พิจารณาเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ครอบคลุมกับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นจริง 3 เหตุการณ์ และ การวิเคราะห์ผลการทดสอบ

บทที่ 9 การทดสอบและวิเคราะห์ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ในบทนี้อธิบายถึง 2 ส่วน คือ ส่วนแรกอธิบายถึงปัจจัยที่ต้องคำนึงถึงการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยส่วนที่ 2 อธิบายถึงการวิเคราะห์การลงทุนการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสให้คุ้มค่าและเหมาะสมตามหลักของเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น โดยมีค่าดัชนีชี้วัด 2 ดัชนี คือ ค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) และอัตราค่าการแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)

บทที่ 10 บทสรุปของวิทยานิพนธ์ และข้อเสนอแนะต่างๆ

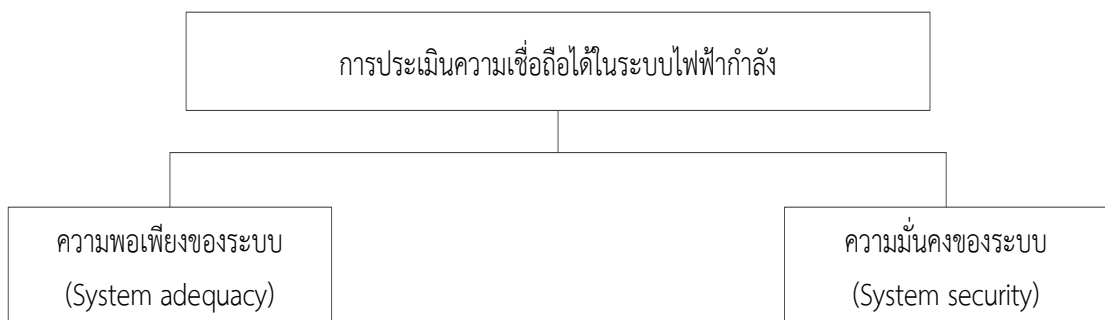
บทที่ 2

ทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทนี้อธิบายถึงทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งได้เป็น 3 ส่วน ดังนี้ 1) แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง 2) ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง 3) การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยรายละเอียดในส่วนต่างๆ สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

2.1 แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง หมายถึง ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลดได้ตรงตามมาตรฐานที่กำหนดไว้และอยู่ในระดับที่จุดโหลดต้องการ การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะ คือ 1) ความพอเพียงของระบบ (System adequacy) 2) ความมั่นคงของระบบ (System security) แสดงดังภาพที่ 2.1 [4]-[9]



ภาพที่ 2.1 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความพอเพียงของระบบ (System adequacy) หมายถึง ความสามารถของระบบที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของโหลด โดยที่อุปกรณ์ในระบบยังคงทำงานภายในพิกัดและมีระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความพอเพียงของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state condition) เพื่อตรวจสอบปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยใช้แบบจำลองระบบในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state network model) เช่น การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load flow analysis) สำหรับปัญหาที่จะทำการตรวจสอบ ได้แก่ การมีกำลังผลิตไม่เพียงพอ (Insufficient generation) อุปกรณ์ในระบบส่งรับโหลดเกินพิกัด (Line overload) หรือปัญหาเกี่ยวกับระดับแรงดันที่บัสไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด (Voltage violation) เป็นต้น

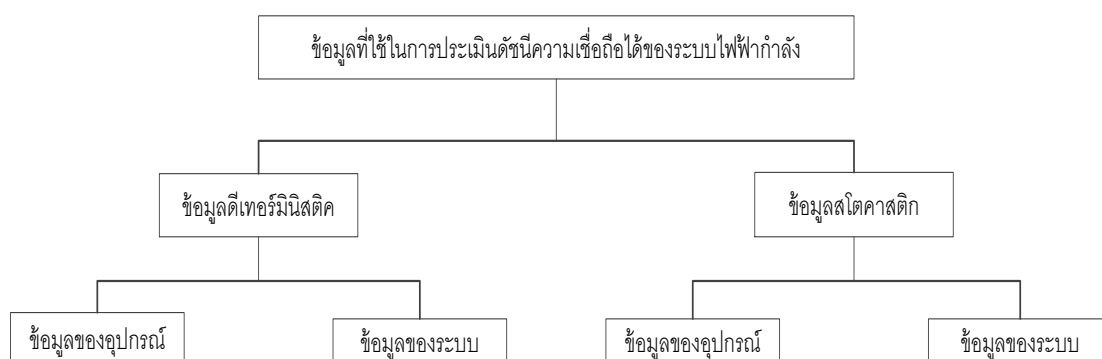
ความมั่นคงของระบบ (System security) หมายถึง ความสามารถของระบบที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดที่เกิดขึ้นกับระบบ เช่น การเกิดลัดวงจรขึ้นในระบบ หรือมี

อุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะพลวัต (Dynamic condition) โดยใช้แบบจำลองพลวัต (Dynamic model) เพื่อที่จะตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้น โดยที่ปัญหาที่อาจเกิดขึ้น ได้แก่ ความไม่มีเสถียรภาพ (Instability) การเกิดโหลดเกินแบบต่อเนื่อง (Overload cascading) เป็นต้น อีกแง่มุมที่สำคัญของความมั่นคงของระบบ คือ ความคงสภาพไว้ของระบบ (Integrity) ซึ่งหมายถึงความสามารถในการรักษาการเชื่อมต่อกันของระบบไว้เมื่อเกิดการรบกวนที่รุนแรงในระบบ เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงในส่วนของความพอเพียงของระบบเท่านั้น เนื่องจากศึกษาในส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่พอเพียงต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบหรือจุดโหลดที่สนใจ

2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

การประเมินหรือการวิเคราะห์พฤติกรรมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยอาศัยข้อมูลทางสถิติการทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบเริ่มแพร่หลายตั้งแต่ช่วงทศวรรษ 1930 เป็นต้นมา เหตุผลที่การประเมินความเชื่อถือได้ไม่เป็นที่แพร่หลายในช่วงก่อนเวลาดังกล่าวก็คือ การขาดแคลนข้อมูลเหตุผลในด้านข้อจำกัดของเครื่องคอมพิวเตอร์ซึ่งยังไม่มีประสิทธิภาพสูงพอ และขาดเทคนิควิธีการประเมินค่าความเชื่อถือได้ที่เหมาะสม แต่ในปัจจุบันข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นต้องใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้นั้นได้รับการจัดเก็บข้อมูลอย่างเป็นระบบมากขึ้น และเทคโนโลยีเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์ก็มีการพัฒนาอย่างรวดเร็ว เทคนิควิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังจึงถูกพัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่อง สำหรับข้อมูลที่ใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.2 [4], [9]



ภาพที่ 2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

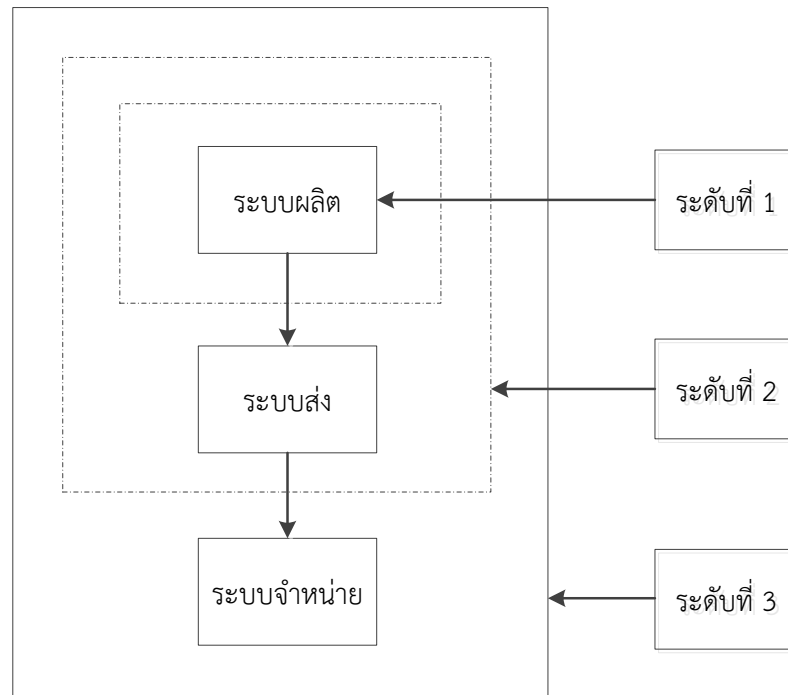
การจัดประเภทข้อมูลสำหรับใช้ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

ข้อมูลดีเทอร์มิเนติก (Deterministic data) คือ ข้อมูลที่ประกอบด้วยข้อมูลของอุปกรณ์ (Component data) และข้อมูลของระบบ (System data) ซึ่งข้อมูลของอุปกรณ์เป็นข้อมูลที่สอดคล้องกับคุณสมบัติเฉพาะของอุปกรณ์แต่ละชนิด เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่าความนำไฟฟ้า (Susceptance) ของสายส่ง ตลอดจนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งค่าที่กล่าวมาข้างต้นเป็นค่าพารามิเตอร์ที่ใช้อยู่ทั่วไปแล้วในการคำนวณทางวิศวกรรม สำหรับข้อมูลของระบบเป็นข้อมูลที่ใช้อธิบายผลตอบแทนของระบบและวิธีการแก้ไข (Remedial action) ภายใต้อุบัติการณ์การเกิดเหตุขัดข้อง ตัวอย่างเช่น มีสายส่ง 2 สายส่งเดินขนานกันหากมีเส้นใดเส้นหนึ่งเกิดเหตุขัดข้องขึ้นแล้ว จะมีวิธีการจัดการกับการรับโหลดของสายส่งที่เหลืออย่างไร อาจจะตัดสายส่งเส้นนั้นออกจากระบบไปหรือว่าปล่อยให้ทำงานต่อไปในภาวะโหลดเกินหรือว่ามีวิธีการแก้ไขอื่น ๆ ที่จะจัดการเพื่อรักษาการทำงานของระบบโดยรวมให้สามารถทำงานต่อไปได้

ข้อมูลสุโตคาสติก (Stochastic data) ข้อมูลประเภทนี้เป็นข้อมูลของตัวแปรสุ่ม (Random variable) ซึ่งจะใช้ในการจำลองพฤติกรรมหรือความน่าจะเป็นของอุปกรณ์สำหรับสถานการณ์การทำงานที่แตกต่างกัน โดยมีค่าที่ไม่แน่นอน สามารถแบ่งได้ออกเป็น 2 ประเภทเช่นเดียวกับข้อมูลดีเทอร์มิเนติก โดยข้อมูลของอุปกรณ์ (Component data) ได้แก่ ค่าพารามิเตอร์เกี่ยวกับโอกาสที่จะเกิดการขัดข้อง (Failure parameter) ค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับช่วงระยะเวลาที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์ (Repair parameter) เป็นต้น สำหรับข้อมูลของระบบ (System data) ได้แก่ ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับกรณีการเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ภายในระบบตั้งแต่ 2 อุปกรณ์ขึ้นไป เป็นต้น

2.3 การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

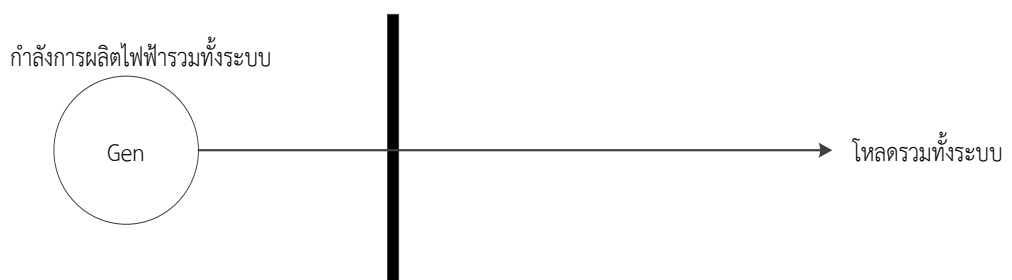
โดยทั่วไปสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ดังนั้นการศึกษาความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้ 3 ระดับเช่นกัน แสดงได้ดังภาพที่ 2.3 [4]-[9]



ภาพที่ 2.3 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้

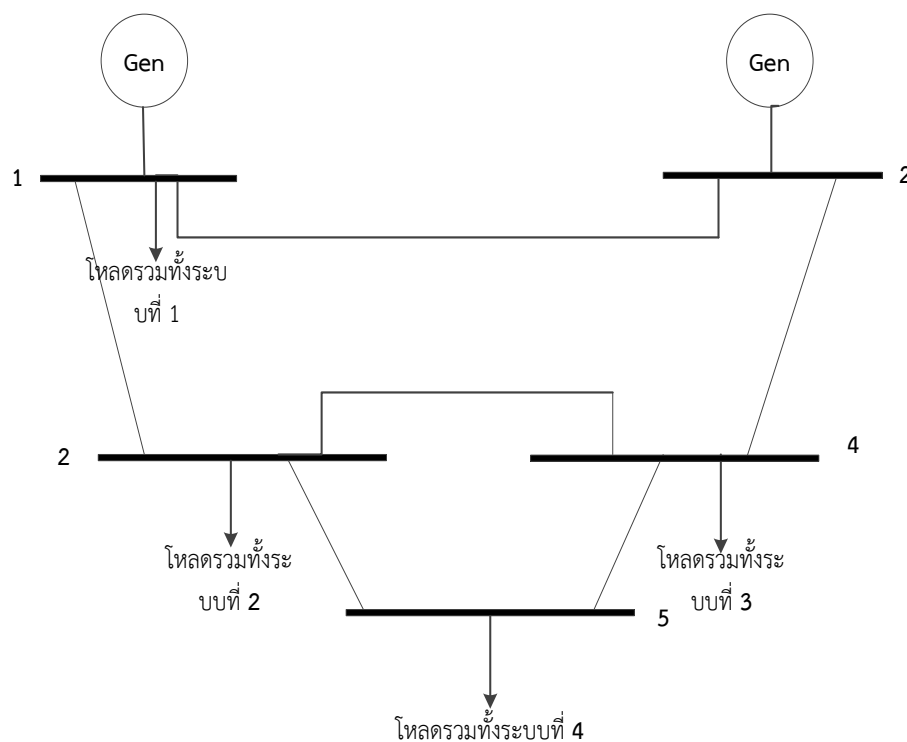
จากภาพที่ 2.3 จะเห็นว่าการการศึกษาความเชื่อถือได้ในระดับที่ 1 นั้นจะศึกษาเฉพาะระบบผลิต และระดับที่ 2 เป็นการศึกษาาระบบผลิตและระบบส่งรวมเข้าด้วยกัน ส่วนระดับที่ 3 จะศึกษารวมทั้งระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่ายรวมเข้าด้วยกันทั้งหมด

ระดับที่ 1 (Hierarchical level one: HL 1) เป็นการพิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยเป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งเป็นการหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบอันเป็นผลเนื่องมาจากสถานะของการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอกับความต้องการของโหลด ในการสร้างแบบจำลองจะพิจารณารายละเอียดเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และแบบจำลองความต้องการไฟฟ้า ดังนั้น เราจึงสามารถทำการจำลองระบบสำหรับประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 แสดงได้ดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1

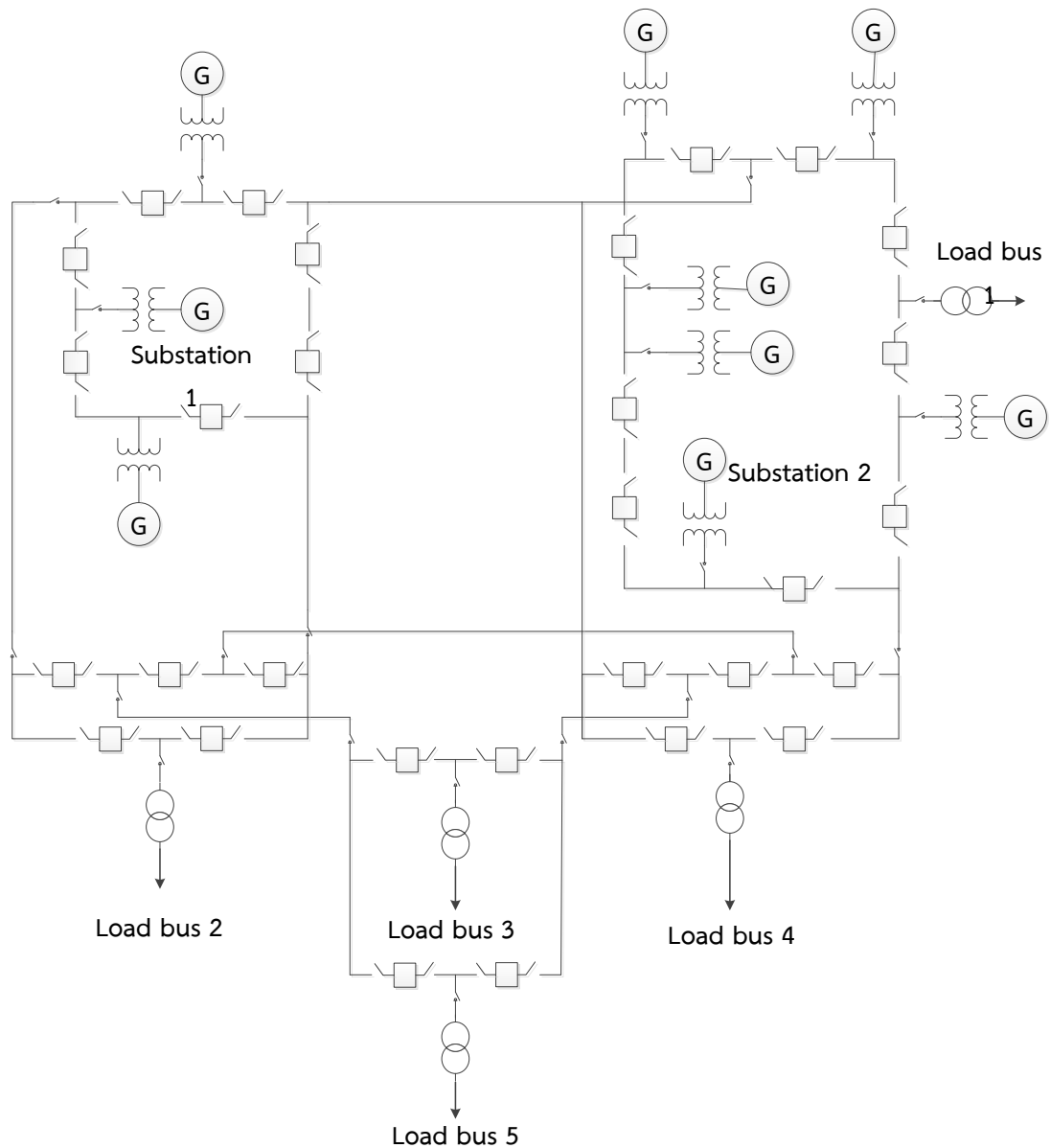
ระดับที่ 2 (Hierarchical level two : HL 2) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้า และระบบส่งไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยจะเรียกว่าระบบไฟฟ้าผสม (Composite system) หรือระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ (Bulk power system) ซึ่งจะรวมผลของแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระดับชั้นที่ 1 เข้ากับแบบจำลองระบบส่ง และรวมถึงหม้อแปลงไฟฟ้าตลอดจนอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ จากนั้นใช้เทคนิคการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายให้กับโหลดบัสต่างๆ ในแต่ละสถานะของการเกิดเหตุขัดข้อง โดยปัญหาหลักที่เราจะพิจารณาในส่วนนี้จะประกอบด้วย ปัญหา กำลังการผลิตในสถานะของการเกิดเหตุขัดข้องนั้นไม่เพียงพอที่จะจ่ายให้กับโหลดบัสต่างๆ ในระบบ ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน และปัญหาระดับแรงดันในระบบ โดยหากระบบไฟฟ้ากำลังเกิดปัญหาดังกล่าวขึ้น วิธีการจัดสรรกำลังการผลิต และการตัดโหลด (Generation rescheduling and load shedding) จะถูกนำมาใช้แก้ไขปัญหา ตัวอย่างของระบบที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2 แสดงได้ดังภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2

ระดับที่ 3 (Hierarchical level three: HL 3) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดเข้าด้วยกัน ซึ่งหากวิเคราะห์โดยละเอียดจะมีความยุ่งยากและซับซ้อนมาก ดังนั้น ในทางปฏิบัติเราจึงทำการวิเคราะห์ในส่วน of ระบบจำหน่าย แต่จะนำผลของดัชนีความเชื่อถือได้ที่ตำแหน่งต่างๆ ในระบบ จากการคำนวณในระดับ HL 2 มาใช้วิเคราะห์ร่วมด้วย ในระดับนี้จะพิจารณาความเชื่อถือได้ที่โหลดบัสต่างๆ ในภาพแบบของ ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ

จุดโหลด และดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า ตัวอย่างของระบบที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3 แสดงได้ดังภาพที่ 2.6



ภาพที่ 2.6 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย (Electrical substation) ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละจุดโหลด ซึ่งการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยพิจารณาในระบบจำหน่าย โดยอยู่ระหว่างระดับ HL 2 และ ระดับ HL 3 ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้นั้นพิจารณาถึงการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายในระบบ การต่อเชื่อมต่อกัน และระดับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยกำหนดให้

สถานีไฟฟ้าย่อยที่พิจารณาเป็นสถานีไฟฟ้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้วส่งกำลังไฟฟ้าไปยังการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) แล้วส่งกำลังไฟฟ้าไป ณ จุดโหลด โดยจะประเมินความเชื่อถือได้ที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้จุดโหลดต่างๆ ในรูปแบบของดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด

2.4 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยอธิบายถึงแนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะ คือ ความพอเพียงของระบบ (System adequacy) ความมั่นคงของระบบ (System security) ต่อมาอธิบายถึงข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยที่ประเภทข้อมูลสำหรับใช้ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ ข้อมูลดีเทอร์มินิสติก (Deterministic data) และ ข้อมูลสโตคาสติก (Stochastic data) สุดท้ายอธิบายถึงการแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งแบ่งได้ 3 ระดับ คือ ระดับที่ 1 (Hierarchical level one: HL 1) ระดับที่ 2 (Hierarchical level two : HL 2) และ ระดับที่ 3 (Hierarchical level three: HL 3)

บทที่ 3

การออกแบบทางไฟฟ้า รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีย่อย

และแนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัส

สถานีย่อย (Substation) คือ สถานีกลางซึ่งรับกำลังไฟฟ้าจากระบบส่ง เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสู่ระบบสายจำหน่าย โดยในขบวนการส่งผ่าน อาจประกอบด้วยการเปลี่ยนแรงดัน การตัดตอนด้วยสวิตช์ การควบคุม และอำนวยความสะดวกให้แก่ระบบ ฯลฯ ในขณะที่สถานีย่อย (Switchyard) คือ สถานีรับกำลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตโดยตรง เพื่อถ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านสู่ระบบส่ง ซึ่งสถานีย่อย และ สถานีไฟฟ้าแรงสูงมีข้อที่แตกต่างกัน คือ สถานีไฟฟ้าย่อยอาจตั้งอยู่ใกล้หรือไกลจากแหล่งผลิตก็ได้ แต่สถานีไฟฟ้าแรงสูง จะต้องตั้งอยู่ใกล้กับแหล่งผลิตเสมอ และมักตั้งอยู่กลางแจ้ง (Outdoor) เนื่องจากมีขนาดใหญ่และแรงดันสูง ทำให้อุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ก็ต้องมีขนาดใหญ่ และไม่สะดวกแก่การติดตั้งภายในอาคาร ส่วนสถานีย่อยอาจตั้งอยู่กลางแจ้ง หรือภายในอาคารก็ได้ แล้วแต่ขนาด และแรงดันที่เกี่ยวข้อง

แม้ว่าสถานีย่อย และ สถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้นจะมีคุณสมบัติบางอย่างที่แตกต่างกัน แต่การคำนวณออกแบบ การเลือกอุปกรณ์ วัสดุ การติดตั้ง ตลอดจนการดำเนินการ และการบำรุงรักษา (Operation and maintenance) นั้นอาศัยหลักการเดียวกัน ดังนั้นรายละเอียดที่เกี่ยวข้องในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กล่าวถึงเพียงสถานีย่อย

3.1 การออกแบบทางไฟฟ้า

การออกแบบทางไฟฟ้าสำหรับการก่อสร้างสถานีย่อย ในเบื้องต้นผู้ออกแบบจะต้องมีความรู้เกี่ยวข้องกับวัสดุ และอุปกรณ์ต่างๆ ที่จะนำมาประกอบกันเข้าเป็นสถานีย่อย โดยที่จะต้องรู้ถึงหน้าที่รวมถึงวิธีการทำงานของอุปกรณ์เหล่านี้ ตลอดจนรู้จักเลือกสรร และจัดวางให้เหมาะสมกับสภาพของสถานีย่อยแต่ละแห่ง เพื่อให้มีการทำงานประสานงานกันของอุปกรณ์ให้ผลดีที่สุด และส่งผลให้มีความปลอดภัยภายใต้สภาวะของสถานีย่อยแห่งนั้นๆ อีกทั้งต้องคำนึงถึงความประหยัดในการลงทุน ความสะดวกในการใช้งาน และการบำรุงรักษาไปพร้อมๆ กัน [3], [22]

โดยในการออกแบบจะต้องเริ่มจากแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single-line diagram) ก่อน ซึ่งเป็นแผนผังที่แสดงถึงระบบต่างๆ ภายในสถานีย่อย เช่น ระบบสวิตซ์ (Switching), ระบบการต่อลงดิน (Grounding), ระบบการควบคุม (Control), ระบบป้องกัน (Protection) และ ระบบตรวจวัด (Metering) เป็นต้น ในการทำแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single-line diagram) มีสิ่งที่จะต้องคำนึงถึงที่สำคัญๆ ดังนี้ [10], [11]

3.1.1 การจัดวาง (Arrangement)

การจัดวางโครงสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยนั้น ต้องวางแผนให้มีคุณลักษณะสมบูรณ์ทางไฟฟ้า คือ มีสายป้อนเข้า (Incoming circuit) และ สายป้อนออก (Outgoing circuit) พร้อมด้วยอุปกรณ์ที่จำเป็นครบถ้วนตามแผน และความต้องการ

3.1.2 ความเชื่อถือได้ (Reliability)

ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย ต้องมีการศึกษาและออกแบบให้มีค่าความเชื่อถือได้ของระบบมีค่ามากที่สุด หรือเหมาะสมต่อพื้นที่ที่ต้องส่งกำลังไฟฟ้า

3.1.3 ความยืดหยุ่นการดำเนินงาน (Operation flexible)

ความยืดหยุ่นการดำเนินงานต้องให้ได้อย่างเพียงพอ เช่น สามารถสับเปลี่ยนใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ แทนกันได้โดยง่ายเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่งเกิดการขัดข้อง แต่ก็ไม่ควรให้มีเกินจำเป็น เนื่องจากเป็นการไม่ประหยัด และจะทำความยุ่งยากในการปฏิบัติงานได้ นอกจากนี้การติดตั้งจะกินเนื้อที่มาก และสายไฟจะมีการสวนกัน รวมทั้งมีความซับซ้อนกันหลายแห่ง ทำให้ความปลอดภัยลดลง

3.1.4 การจัดเพื่อการเจริญเติบโตของโหลด (Load growth)

การจัดเผื่อไว้สำหรับต่อเติมขยายสถานีไฟฟ้าย่อยในอนาคต เมื่อมีการเจริญเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้น ซึ่งตามปกติจะแสดงเป็นเส้นประ ไว้ในแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single-line diagram)

3.1.5 การจัดเพื่อเพื่อสะดวก และปลอดภัย (Convenient and safety)

การจัดเผื่อไว้เพื่อสะดวก และปลอดภัยในการตรวจสอบ หรือทดสอบอุปกรณ์ในระบบ เช่น ติดสวิตช์ตัดตอน หรือต่อ Bypass ครอบอุปกรณ์ไว้ จะได้ไม่ต้องดับไฟทั้งสถานีไฟฟ้าย่อยเมื่อต้องการจะบำรุงรักษาที่อุปกรณ์นั้นๆ

จากนั้นเมื่อได้แผนภาพเส้นเดี่ยว (Single-line diagram) อันเป็นแม่บทของการจัดวางสถานีไฟฟ้าย่อยออกมาแล้ว การออกแบบอันดับต่อไปก็จะเป็นการจัดทำการจัดการทางกายภาพ (Physical arrangement) ของวัสดุและอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งในการนี้มีสิ่งที่จะต้องพิจารณาดังนี้

3.1.6 ความปลอดภัยของการติดตั้งโครงสร้าง (Safety of the structure)

ความปลอดภัยของการติดตั้งโครงสร้าง เช่น โครงเหล็กรับบัสบาร์ และอุปกรณ์ต่างๆ ต้องแข็งแรงพอที่จะรับน้ำหนักและแรงต่างๆ ได้อย่างปลอดภัย ฯลฯ

3.1.7 การต่อเติมขั้วขยายของสถานีไฟฟ้า (Extensions of substation)

การต่อเติมขั้วขยายสถานีไฟฟ้าย่อยในอนาคต จะต้องให้สอดคล้องกับความเป็นจริงของสถานที่ตั้งสถานีไฟฟ้าย่อย เช่น ส่วนขยายในอนาคตจะต้อง ไม่ติดอาคาร ติดรั้ว หรือ แม่น้ำลำคลอง เป็นต้น

3.1.8 ระยะห่างในการติดตั้ง หรือซ่อมแซม (Distance of installed or maintenance)

อุปกรณ์ต่างๆ ที่ติดตั้งจะต้องอยู่ห่างกันพอที่จะทำการติดตั้ง หรือปลดออกมาตรวจซ่อม ภายหลังได้สะดวก ไม่ควรให้อยู่ชิดติดกันเกินไป จนไม่สามารถทำงานได้

3.1.9 มาตรฐานของการติดตั้งอุปกรณ์ (Standard equipment installation)

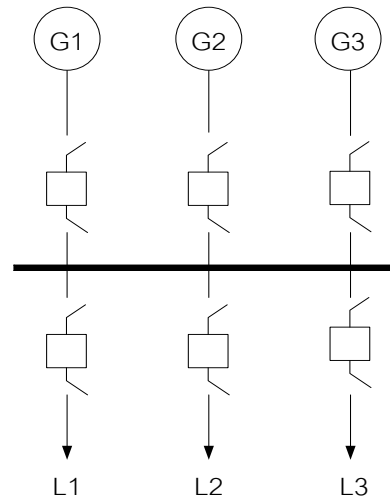
มาตรฐานของการติดตั้งอุปกรณ์ ตัวอย่างเช่น Phase and ground clearance ของตัวนำไฟฟ้า (conductor) และอุปกรณ์อื่นๆ จะต้องเป็นไปตามกฎเกณฑ์ตามมาตรฐาน เพื่อความปลอดภัยทางไฟฟ้า

3.2 รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย

การจัดเรียงบัสนั้นมีหลายรูปแบบ โดยที่แต่ละรูปแบบมีข้อได้เปรียบเสียเปรียบแตกต่างกัน ซึ่งจะต้องเลือกสรรให้เหมาะสมกับสภาพของงาน และวงเงินลงทุนเป็นกรณีๆ ไป จะแสดงทั้งหมด 8 รูปแบบด้วยกัน ซึ่งใช้ในทางปฏิบัติโดยทั่วไป ดังภาพที่ 3.1 ถึง ภาพที่ 3.8 การจัดเรียงบัสเหล่านี้ ในแต่ละรูปแบบ [10], [11] จะแสดงให้เห็นมีสายป้อนเข้า (Incoming line) จำนวน 3 เส้น คือ G1, G2, G3 และสายป้อนออก (Outgoing line) จำนวน 3 เส้น คือ L1, L2, L3 [3], [22]

3.2.1 Single bus

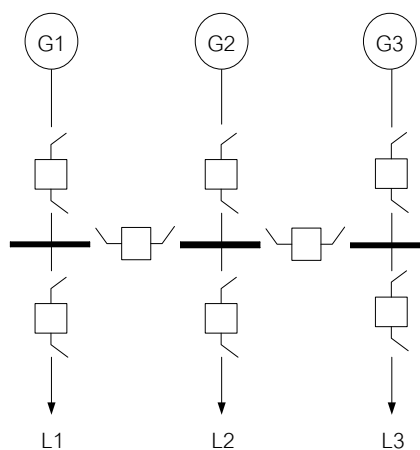
รูปแบบ Single bus ดังภาพที่ 3.1 เป็นลักษณะที่ง่าย และประหยัดที่สุด แต่มีข้อเสียคือ ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่งขัดข้อง หรือต้องการนำมาตรวจซ่อม จำเป็นจะต้องตัดสายป้อนเข้า (Incoming line) หรือ สายป้อนออก (Outgoing line) ออกไป รูปแบบ Single bus นี้ใช้ได้ทุกระวางต้น และควรพิจารณาใช้ในเฉพาะกรณีที่หากเกิดการขัดข้องเป็นครั้งคราวได้ และในกรณีที่ต้องคำนึงถึงความประหยัดในการลงทุนประกอบ



ภาพที่ 3.1 รูปแบบ Single bus

3.2.2 Sectionalized single bus

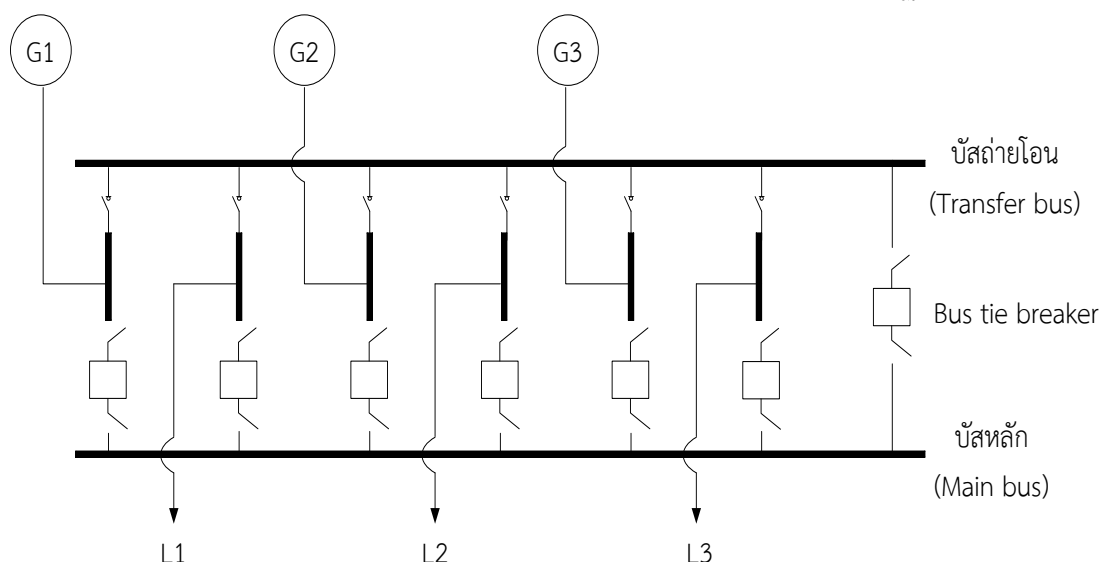
รูปแบบ Sectionalized single bus ดังภาพที่ 3.2 แบบนี้เป็นแบบที่เหมาะสมที่สุดที่จะใช้ในกรณีที่มี สายป้อนเข้า (Incoming line) และสายป้อนออก (Outgoing line) หลายๆ ชุด โดยมีความมุ่งหมายว่า เมื่อมี Short circuit breaker หรือ Overload fault เกิดขึ้นที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ ตัวใดตัวหนึ่ง หรือบัสตอนใดตอนหนึ่งแล้ว เฉพาะส่วนนั้นๆ จะถูกตัดขาดออกไป โดยที่ส่วนที่เหลืออยู่ จะไม่ถูกกระทบกระเทือน นอกจากนั้นหากจะตรวจสอบหรือต่อเติมส่วนใดส่วนหนึ่งของสถานีไฟฟ้า ย่อยก็อาจดับไฟเป็นตอนๆ ไปเพื่อใช้งานเฉพาะส่วนนั้นได้โดยง่าย อนึ่งรูปแบบ Sectionalized single bus นี้อาจใช้ 2 บัส แทนบัสเดี่ยวตามที่แสดงในภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3.2 รูปแบบ Sectionalized single bus

3.2.3 Main-and-transfer-bus

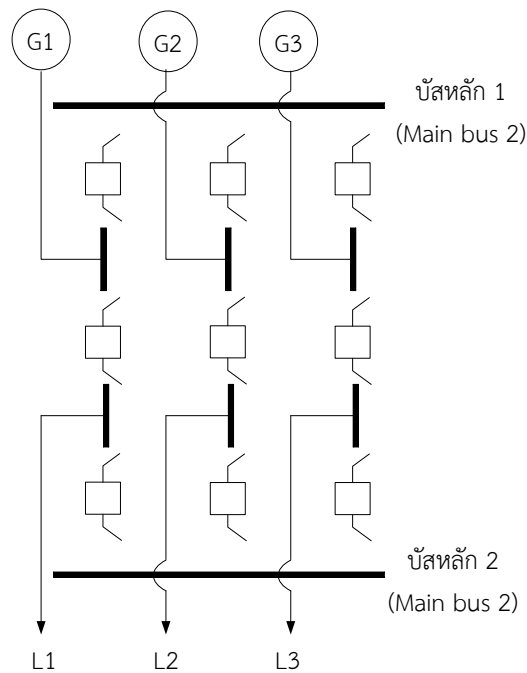
รูปแบบ Main-and-transfer-bus ดังภาพที่ 3.3 แบบนี้คล้ายกับแบบ Single bus แต่เพิ่มเติม Transfer bus และ Bus tie breaker เข้าไปเพื่อประโยชน์ที่ว่า หากเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดขัดข้อง หรือต้องการตัดตอนออกจากวงจรเพื่อมาตรวจซ่อมก็ยังสามารถจ่ายไฟทาง Transfer bus และ Bus tie breaker ได้ อย่างไรก็ตามหากเกิดเหตุขัดข้อง หรือมีการซ่อมแซม Bus tie breaker แล้วก็ต้องดับไฟทั้งสถานีไฟฟ้าย่อยเช่นกัน แต่โดยส่วนมากสำหรับรูปแบบ Main-and-transfer-bus จะใช้บัสหลักในการจ่ายกระแสไฟฟ้าเป็นหลัก และบัสสำรองจะใช้ในช่วงการบำรุงรักษา ดังนั้นรูปแบบ Main-and-transfer-bus จะมีความยืดหยุ่น มีความเชื่อถือได้ที่ดี และภายภาคหน้ายังมีการขยายต่อเติมด้วยความปลอดภัย โดยไม่จำเป็นต้องงดจ่ายกระแสไฟฟ้าในระหว่างปฏิบัติงานอีกด้วย



ภาพที่ 3.3 รูปแบบ Main-and-transfer-bus

3.2.4 Breaker-and-a-half

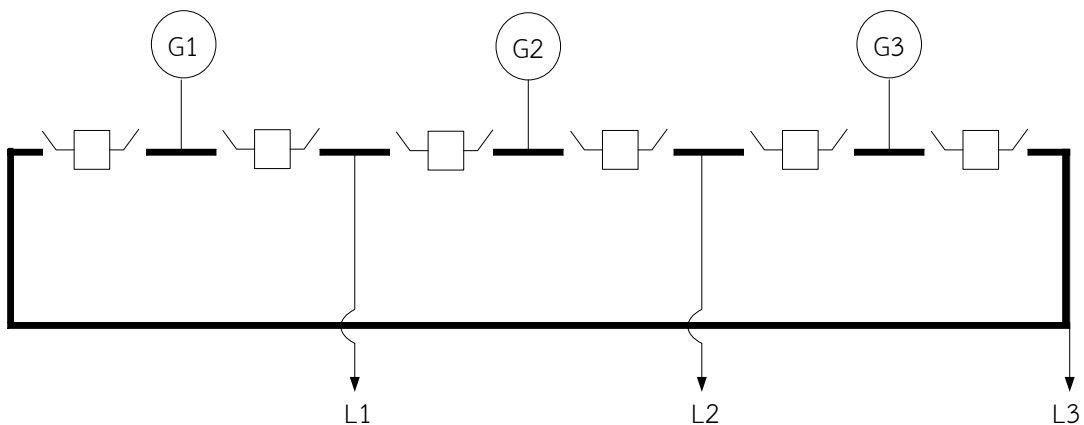
รูปแบบ Breaker-and-a-half ดังภาพที่ 3.4 คล้ายกับแบบ Double-bus-double-breaker หากแต่รูปแบบ Breaker-and-a-half นี้ใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 3 ตัว ต่อ 1 สายป้อนเข้า (Incoming line) และสายป้อนออก (Outgoing line) ดังนั้นจึงช่วยลดจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และส่งผลให้ประหยัดการลงทุนไปได้ ซึ่งการติดตั้งแบบนี้สามารถตรวจสอบบัส หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้โดยไม่ต้องดับไฟ เช่นเดียวกับกรณี Double-bus-double-breaker หากแต่ว่ากระแสลัดวงจร (Fault level) สูงกว่าเท่านั้น



ภาพที่ 3.4 รูปแบบ Breaker-and-a-half

3.2.5 Ring bus

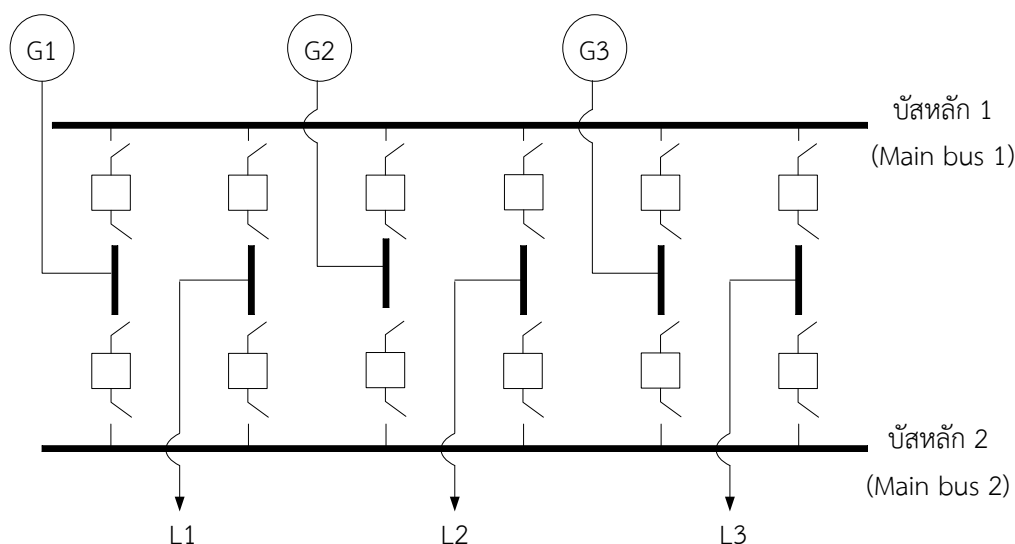
รูปแบบ Ring bus ดังภาพที่ 3.5 แบบนี้สามารถตัดตอนเอาเซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือสวิตช์ตัวใดตัวหนึ่งออกจากวงจรเพื่อทำการบำรุงรักษาได้ โดยที่การจ่ายไฟจะไม่ดับ และ โดยที่การป้องกัน (Protection) ของระบบก็ยังคงมีครบสมบูรณ์ตามปกติ หรือถ้าหากเกิดข้อขัดข้องขึ้นในส่วนหนึ่งของรูปแบบ Ring bus เซอร์กิตเบรกเกอร์ ก็จะตัดเฉพาะส่วนที่อุปกรณ์ขัดข้องนั้นออกไป โดยที่ส่วนอื่นๆ ที่เหลือจะยังคงทำงานเป็นปกติ



ภาพที่ 3.5 รูปแบบ Ring bus

3.2.6 Double-bus-double-breaker

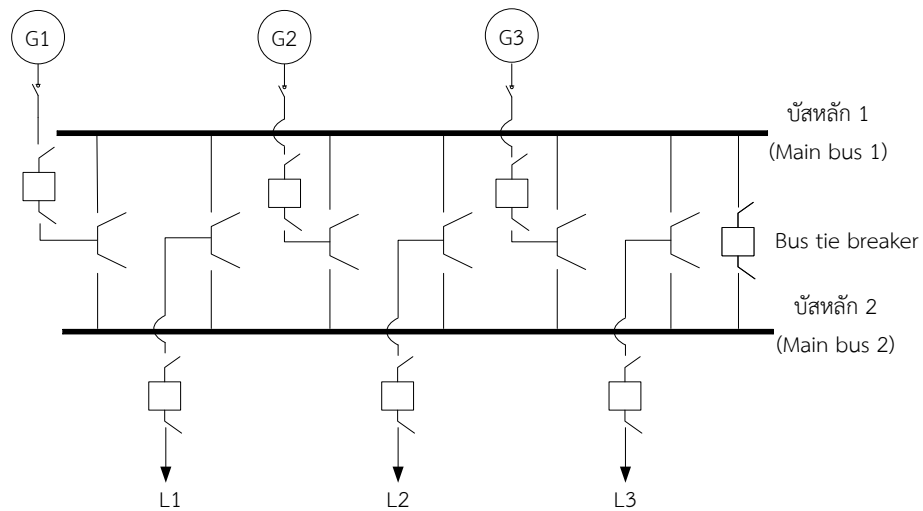
รูปแบบ Double-bus-double-breaker ดังภาพที่ 3.6 แบบนี้ใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 4 ตัวต่อ 1 สายป้อนเข้า (Incoming line) และสายป้อนออก (Outgoing line) โดยที่แต่ละสายมีค่าการลงทุนที่สูง แต่มีข้อดีอยู่ที่ว่าหากเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่งขัดข้อง อาจตัดตอนออกมาตรวจสอบได้โดยไม่ต้องมีการดับไฟ และระบบป้องกันต่างๆ ก็ยังคงมีความสมบูรณ์อยู่ตามเดิม สถานีไฟฟ้าย่อยแบบนี้เหมาะสำหรับใช้งานในกรณีการติดตั้งที่มีขนาดใหญ่ และสถานีนี้นั้นต้องการความเชื่อถือได้สูง โดยถือว่าวงเงินในการลงทุนมีความสำคัญรองลงมา



ภาพที่ 3.6 รูปแบบ Double-bus-double-breaker

3.2.7 Double-bus-single-breaker

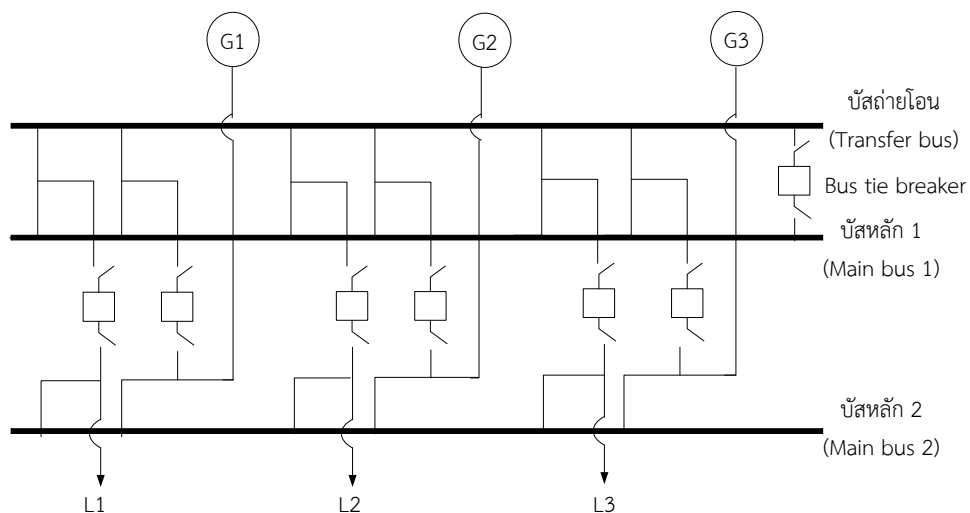
รูปแบบ Double-bus-single-breaker ดังภาพที่ 3.7 แบบนี้เป็นแบบที่ลงทุนต่ำที่สุดในกรณีที่สามารถตรวจสอบ หรือทำการบำรุงรักษาที่บัสได้โดยไม่ต้องมีการดับไฟ หรือ อีกนัยหนึ่งโดยถือว่าเป็นโอกาสที่จะตรวจสอบบัส มากกว่าตรวจสอบเซอร์กิตเบรกเกอร์ แต่อย่างไรก็ตามหากเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่งขัดข้อง ก็จำเป็นต้องตัดสายส่งนั้นออกจากระบบ



ภาพที่ 3.7 รูปแบบ Double-bus-single-breaker

3.2.8 Double-main-and-transfer

รูปแบบ Double-main-and-transfer ดังภาพที่ 3.8 การจัดวางบัส และอุปกรณ์ตัดตอนแบบนี้เหมือนกับมีรูปแบบ main-and-transfer-bus 2 ชุด แต่มีการเพิ่ม Bus coupling breaker พร้อม Bus tie breaker ให้ 1 ชุด โดยที่ สามารถใช้ Bus tie breaker แทนเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ เป็นการจัดการอุปกรณ์ที่แก้ไขจุดอ่อนกรณีเกิดความผิดปกติ (Bus fault) ที่บัสได้ระดับหนึ่ง ทั้งในเรื่องปริมาณกระแสลัดวงจร และจำนวนวงจรที่จะหลุดออกจากบัส และยังสามารถบำรุงรักษาโดยไม่ต้องดับไฟ



ภาพที่ 3.8 รูปแบบ Double-main-and-transfer

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทต่างๆ ที่แสดงมาทั้ง 8 รูปแบบนี้ต่างก็มี 3 สายป้อนเข้า (Incoming line) และ 3 สายป้อนออก (Outgoing line) แต่จำนวนของอุปกรณ์ป้องกัน เช่น เซอร์

กิตเบรกเกอร์ และตัวสวิตซ์ซึ่ง ที่ใช้ในแต่ละรูปแบบนั้นแตกต่างกันไป ซึ่งจำนวนที่แตกต่างกันจะให้คุณลักษณะในแง่ของระบบป้องกัน, ความเชื่อถือได้ และ ความยืดหยุ่นในการทำงาน ที่แตกต่างกันตามไปด้วยจากตารางที่ 3.1 แสดงจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และตัวสวิตซ์ซึ่ง ของทั้ง 7 รูปแบบการจัดเรียงบัส

ตารางที่ 3.1 จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และตัวสวิตซ์ซึ่ง ของทั้ง 7 รูปแบบการจัดเรียงบัส

รูปแบบการจัดเรียงบัส	จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์	จำนวนสวิตซ์ซึ่ง
1) Single bus (a)	6	12
(b)	6	18
(c)	6	16
2) Sectionalized single bus	8	16
3) Main-and-transfer-bus	7	20
4) Breaker-and-a-half	9	18
5) Ring bus	6	12
6) Double-bus-double-breaker	12	24
7) Double-bus-single-breaker	7	20

หมายเหตุ ข้อมูลการแสดงจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และตัวสวิตซ์ซึ่ง ของทั้ง 7 รูปแบบการจัดเรียงบัสนำมาจากเอกสารสัมมนาทางวิชาการ เรื่องความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า กฟผ. 1993.

โดยจำนวนของอุปกรณ์เหล่านี้ เป็นแนวทางที่จะชี้บอกถึงขนาดวงเงินลงทุนในการก่อสร้างได้เป็นอย่างดี ดังนั้นในการออกแบบสถานีไฟฟ้าย่อยแต่ละแห่งนั้น จึงต้องพิจารณาเสียก่อนว่า ต้องการระบบป้องกัน (Protection), ความเชื่อถือได้ (Reliability) และความยืดหยุ่น (Flexibility) ในการปฏิบัติงานเพียงใด แล้วจึงเลือกสรรรูปแบบของสถานีไฟฟ้าย่อยให้เหมาะสม และสอดคล้องกับความต้องการ ทั้งนี้ต้องคำนึงในเรื่องความคุ้มค่า และความประหยัดในการลงทุนพร้อมๆ กัน

3.3 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยแบบต่างๆ

ในปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีแนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าแบบต่างๆ ซึ่งรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในปัจจุบันอาศัยการจำแนกได้เป็น 2 ประเภท คือ 1) จำแนกตามระดับแรงดัน และ 2) จำแนกตามประเภทของสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้ [10], [11]

3.3.1 จำแนกตามระดับแรงดัน

การจำแนกตามระดับแรงดันจะแบ่งประเภทเป็น 3 ระดับแรงดัน คือ 115, 230 และ 500 กิโลโวลต์ โดยแต่ละระดับแรงดันนั้นจะมีการจัดเรียงรูปแบบบัสแตกต่างกันซึ่งมีรายละเอียดดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสตามระดับแรงดันของ กฟผ.

ระดับแรงดัน (kV)	การจัดเรียงบัส	หมายเหตุ
500	Breaker-and-a-half	-
230	Breaker-and-a-half	-
115	Main-and-transfer	สถานีไฟฟ้าย่อยเดี่ยว
	Breaker-and-a-half	เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าย่อย
	Double-main-and-transfer	สถานีไฟฟ้าย่อยที่มีจำนวน วงจรมาก
	Double-bus-double-breaker	

3.3.2 จำแนกตามประเภทของสถานีไฟฟ้าย่อย

การจำแนกตามประเภทของสถานีไฟฟ้าย่อยจะแบ่งประเภทเป็น 2 ประเภท คือ Air insulated substation: AIS และ Gas insulated substation: GIS โดยแต่ละประเภทของสถานีไฟฟ้าย่อยจะมีการจัดเรียงรูปแบบบัสแตกต่างกัน ซึ่งมียละเอียดดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสตามประเภทสถานีไฟฟ้าของ กฟผ.

รูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อย	การจัดเรียงบัส	หมายเหตุ
AIS	Breaker-and-a-half	-
	Main-and-transfer	-
	Double-main-and-transfer	สถานีไฟฟ้าย่อยที่มีจำนวนวงจรมาก
GIS	Double-bus-single-breaker	-
	Breaker-and-a-half	-
	Double-bus-double-breaker	สถานีไฟฟ้าย่อยที่มีจำนวนวงจรมาก

แนวทางการกำหนดรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้ากำหนดขึ้นจากประสิทธิภาพในการส่งกำลังไฟฟ้า (Efficiency of power transmission) ของผู้ผลิต ให้มีความเชื่อถือได้ตามมาตรฐานที่กำหนดไว้ หรือเพียงพอต่อความต้องการของผู้บริโภคได้อย่างเพียงพอ

3.4 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอการออกแบบทางไฟฟ้า รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย และแนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัส โดยรายละเอียดแสดงดังนี้ คือ การออกแบบทางไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็น 7 ประการ ต่อมากล่าวถึงรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย 8 รูปแบบสำคัญ และสุดท้ายนำเสนอถึงแนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าแบบต่างๆ ซึ่งในปัจจุบันมีวิธีเลือก 2 วิธี คือ เลือกตามระดับแรงดัน และเลือกตามประเภทของสถานีไฟฟ้าย่อย

บทที่ 4

การวิเคราะห์อุปกรณ์ในสถานไฟฟ้าย่อย

ในส่วนของ การวิเคราะห์อุปกรณ์ในสถานไฟฟ้าย่อย จะกล่าวถึงหน้าที่และการทำงานของ อุปกรณ์ต่างๆ ในสถานไฟฟ้าย่อย โดยจะแบ่งได้เป็น 4 ส่วน ดังนี้ 1) ชนิดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า 2) การกระจายความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์ 3) การจำแนกประเภทการล้มเหลวของ อุปกรณ์ และ 4) แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ โดยรายละเอียดในส่วนต่างๆ สามารถแสดงได้ ดังต่อไปนี้

4.1 ชนิดของอุปกรณ์ในสถานไฟฟ้าย่อย

ภายในสถานไฟฟ้าย่อยประกอบด้วยอุปกรณ์ต่างๆ โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะแสดงอุปกรณ์หลักๆ ภายในสถานไฟฟ้าย่อยมีหน้าที่และการทำงานดังต่อไปนี้ [11]

4.1.1 หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)

หม้อแปลงไฟฟ้า คือ อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้สำหรับปรับระดับแรงดันไฟฟ้าจากระดับหนึ่งไปอีกระดับหนึ่งโดยอาศัยหลักการของการเหนี่ยวนำของแม่เหล็กไฟฟ้า โดยที่มีโครงสร้างแบ่งออกตามการใช้งานของระบบไฟฟ้ากำลังได้ 2 แบบคือ หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 1 เฟส และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส แต่ละชนิดมีโครงสร้างสำคัญประกอบด้วย 1) ขดลวดตัวนำปฐมภูมิ (Primary winding) ทำหน้าที่รับแรงเคลื่อนไฟฟ้า 2) ขดลวดทุติยภูมิ (Secondary winding) ทำหน้าที่จ่ายแรงเคลื่อนไฟฟ้า ซึ่งหม้อแปลงไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

4.1.1.1 หม้อแปลงกำลัง (Power transformer: PT)

หม้อแปลงกำลัง คือ หม้อแปลงที่ใช้ในการส่งผ่านพลังงานในระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยทั่วไปจะมีขนาดตั้งแต่ 1 เมกกะโวลต์-แอมป์ (MVA) ขึ้นไปจนถึงหลายร้อยเมกกะโวลต์-แอมป์

4.1.1.2 หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution transformer: DT)

หม้อแปลงจำหน่าย คือ หม้อแปลงที่ใช้ในระบบจำหน่ายของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง เป็นหม้อแปลงที่ใช้สำหรับแปลงแรงดันไฟฟ้าจากระบบแรงดันปานกลาง (Medium voltage system) เป็นระบบแรงดันต่ำ (Low voltage system) ซึ่งทั่วไปเรียกว่าหม้อแปลงจำหน่าย (Distribution transformer) โดยปกติหม้อแปลงจำหน่ายจะถูกเรียกชื่อตามวัสดุที่ใช้เป็นฉนวนและระบายความร้อน ซึ่งปัจจุบันมี 2 แบบ คือ

1. หม้อแปลงแบบใช้ของเหลว (Liquid-immersed transformer)

หม้อแปลงแบบใช้ของเหลว คือ หม้อแปลงชนิดนี้นิยมใช้ของเหลวที่เป็นฉนวนและตัวระบายความร้อน คือ น้ำมันหม้อแปลง (Mineral oil) หรือของเหลวที่ติดไฟยากหรือไม่สามารถติดไฟได้ (Less-flammable or Non-flammable liquid) หม้อแปลงน้ำมันนั้น (Oil-type transformers) นิยมใช้กันมากกับงานภายนอกอาคารเนื่องจากมีราคาถูกและไม่นิยมติดตั้งภายในอาคารเพราะน้ำมันสามารถติดไฟได้ ส่วนหม้อแปลงแบบใช้ของเหลวติดไฟยาก (Less-flammable liquid-insulated transformer) โดยทั่วไปใช้สารซิลิโคน (Silicone) เป็นฉนวน ซึ่งจุดติดไฟยากและไม่เป็นอันตรายต่อคนและสิ่งแวดล้อม หม้อแปลงชนิดนี้จึงถูกอนุญาตให้ติดตั้งภายในอาคารได้

2. หม้อแปลงแบบแห้ง (Dry-type transformer)

หม้อแปลงแบบแห้ง คือ หม้อแปลงชนิดนี้นิยมใช้สารเรซิน (Resin) ซึ่งมีคุณสมบัติติดไฟยาก เป็นฉนวนฉนวนและตัวระบายความร้อน โดยการอัดสารเรซินไว้ระหว่างขดลวดของหม้อแปลง ดังนั้นจึงเรียกหม้อแปลงชนิดนี้ว่า หม้อแปลงคาสท์เรซิน (Cast resin transformer) หม้อแปลงชนิดนี้นิยมติดตั้งภายในอาคารเนื่องจากมีความปลอดภัยจากอันตรายที่เกิดจากการระเบิดเนื่องจากน้ำมันของหม้อแปลงน้ำมัน โดยทั่วไปหม้อแปลงชนิดนี้ใช้ระบบพัดลมในการป้องกันความร้อนเกินสำหรับขดลวด

4.1.1.3 หม้อแปลงวัด (Instrument transformer)

หม้อแปลงวัด คือ หม้อแปลงที่มีได้ใช้เพื่อการส่งผ่านพลังงาน แต่ใช้เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้าหรือแรงดันไฟฟ้าจากระบบแรงดันสูงให้มีขนาดที่เหมาะสมกับเครื่องมือวัดค่าต่างๆ ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ

1. หม้อแปลงกระแส (Current transformer: CT)

หม้อแปลงกระแส คือ หม้อแปลงที่ใช้ในระบบไฟฟ้าแรงสูง เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้าทางด้านแรงดันสูงเป็นกระแสทางด้านแรงดันต่ำที่มีค่าเหมาะสม เพื่อใช้ในการวัดและการป้องกัน ซึ่งหม้อแปลงกระแส นั้นจะแยกเป็น เครื่องมือในการวัด หรือป้องกันระบบจากแรงดันด้านปฐมภูมิ (Primary) และยังช่วยป้องกันความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นกับอุปกรณ์อื่น เนื่องมาจากกระแสเกิน (Overcurrent) และการใช้งานหม้อแปลงกระแส ต้องไม่เปิดวงจรทางด้านทุติยภูมิ (Secondary) เพราะอาจเกิดอันตรายเนื่องจากไฟฟ้าแรงดันสูงได้

2. หม้อแปลงแรงดัน (Voltage transformer: VT)

หม้อแปลงแรงดัน คือ เป็นหม้อแปลงซึ่งแปลงแรงดันสูงเป็นแรงดันต่ำ เพื่อใช้ในการวัดและการป้องกันหม้อแปลงแรงดัน ส่วนมากจะใช้งานขณะไม่มีโหลด และเวลาใช้งานห้ามลัดวงจรด้านทุติยภูมิ (Secondary) เพราะกระแสจะสูงมากทำให้เกิดอันตรายได้

4.1.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker: CB)

เซอร์กิตเบรกเกอร์ คือ บริภัณฑ์ไฟฟ้าที่ทำหน้าที่เป็นสวิตช์สำหรับเปิดปิดวงจรไฟฟ้าในภาวะปกติ และจะเปิดวงจรโดยอัตโนมัติเมื่อเกิดภาวะผิดปกติอันเนื่องมาจากการใช้กำลังเกิน (Overload) หรือการลัดวงจร (Short circuit) หลังจากแก้ไขสิ่งผิดปกติเรียบร้อยแล้วก็สามารถสับสวิตช์เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดอีกครั้ง เซอร์กิตเบรกเกอร์สามารถแบ่งออกเป็น 2 ชนิดตามลักษณะภายนอกและการใช้งานดังนี้

4.1.2.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบโมลด์เคส (Molded case circuit breaker: MCCB)

เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบโมลด์เคส คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่บริภัณฑ์ตรวจจับและตัดต่ออยู่ภายในโครงกรอบที่ทำด้วยวัสดุฉนวนซึ่งสามารถป้องกันอาร์กและความร้อน และทนต่อแรงทางกลได้ ดังนั้นเซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดนี้จึงไม่จำเป็นต้องมีการบำรุงรักษา เนื่องจากความชื้น ฝุ่นและวัสดุแปลกปลอมเข้าถึงอุปกรณ์ที่อยู่ในโครงกรอบได้ยาก

4.1.2.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบแอร์ (Air circuit breaker: ACB)

เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบแอร์ คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ดับอาร์กไฟฟ้าในอากาศ เซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดนี้มีขนาดใหญ่และติดตั้งอย่างเปิดโล่งเห็นได้ชัดเจน ACB มีบริภัณฑ์และกลไกอยู่เป็นจำนวนมากและสามารถเพิ่มเติมบริภัณฑ์เข้าไปได้อย่างสะดวก โดย ACB สามารถแบ่งชนิดตามการติดตั้งได้ 2 ชนิด คือ

1. แบบติดตั้งอยู่กับที่ (Fixed type) คือ ตัวเซอร์กิตเบรกเกอร์จะยึดติดกับวงจรหลัก โดยยึดติดด้วยสกรูอย่างแข็งแรง เวลาถอดออกเพื่อซ่อมบำรุงจะต้องดับไฟและใช้เวลามาก
2. แบบดึงออกได้ (Drawout type) คือ ตัวเซอร์กิตเบรกเกอร์จะติดตั้งบนโครงล้อเลื่อนที่สามารถเลื่อนไปตามรางที่เตรียมไว้ ซึ่งจะสะดวกในการถอดเซอร์กิตเบรกเกอร์ออก ทำให้สามารถลดเวลาไฟฟ้าดับจากการซ่อมบำรุงได้

4.1.3 บัสบาร์ (Bus bars)

บัสบาร์ คือ อุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างสายประธาน และสายป้อน บัสบาร์ส่วนมากทำจากทองแดงที่มีความบริสุทธิ์สูงมาก เนื่องจากต้องนำกระแสปริมาณมากๆ เสมอ ดังนั้นถ้าหากเกิดการผิพรองขึ้นจะก่อให้เกิดแรงกระชากที่ตัวบัสบาร์ ซึ่งการยึดบัสบาร์จึงเป็นสิ่งสำคัญที่ควรคำนึงถึงในการออกแบบระบบ โดยทั่วไปบัสบาร์มี 2 ประเภทคือ บัสบาร์เปลือย (Bare bus bar) และบัสบาร์ที่ถูกหุ้มด้วยฉนวน (Insulated bus bar)

4.1.4 สายไฟฟ้า (Conductor)

สายไฟฟ้า คือ อุปกรณ์ตัวนำไฟฟ้าที่ทำหน้าที่นำพลังงานไฟฟ้าไปสู่อุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆโดยลักษณะของสายไฟฟ้ามี่ 2 ลักษณะ คือ หุ้มฉนวนและไม่หุ้มฉนวน โดยการนำพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไปสู่อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ

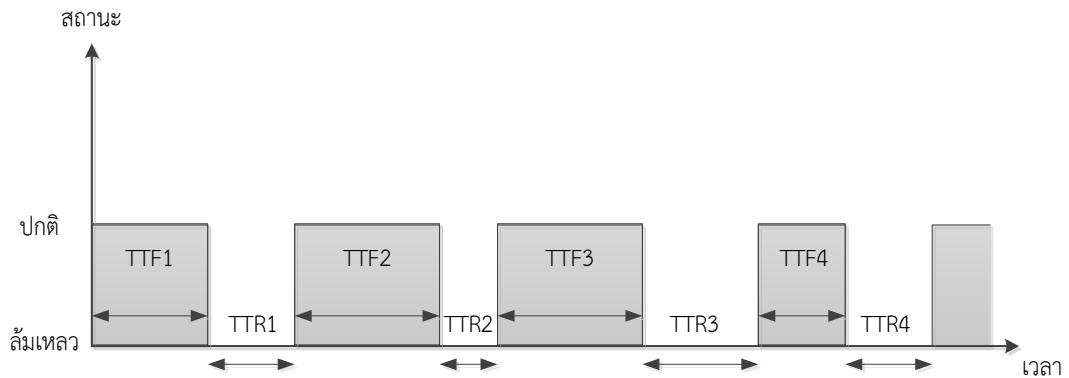
4.1.5 เครื่องปลดวงจร (Disconnecting switches: DS)

เครื่องปลดวงจร คือ บริภัณฑ์ที่ใช้ในการตัดวงจรไฟแรงสูงขณะที่ไม่มีโหลด ซึ่งเครื่องปลดวงจรมีกลไกการทำงาน (Operation mechanism) ได้หลายแบบ คือ ใช้มือหมุน ใช้มอเตอร์ หรือใช้ลม เพื่อความปลอดภัย และป้องกันความผิดพลาดในการทำงาน จึงต้องใช้ร่วมกับอุปกรณ์ป้องกันประเภทอื่นด้วย เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ สวิตช์ต่อลงดิน เป็นต้น ซึ่งเครื่องปลดวงจรมีการใช้งานดังต่อไปนี้

1. เปิดหรือปิดวงจรไฟฟ้าแรงสูง ขณะที่กระแสไฟมีค่าน้อยมาก กระแสดังกล่าวอาจเป็นกระแสของหม้อแปลงกระแส (CT) หรือ กระแสคาปาซิทีฟ (Capacitive current) ของบัสชิ่งบัสบาร์ (Bashing bus bar) เป็นต้น
2. เมื่อเปิดดวงจรแล้วจะทำให้เกิดระยะห่าง (Isolation distance) ระหว่างแต่ละขั้ว ซึ่งให้ความปลอดภัยสำหรับป้องกันบุคคล และบริภัณฑ์ต่างๆ

4.2 การกระจายความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์

โดยปกติแล้วอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบจะมีหน้าที่แตกต่างกันตามที่กล่าวไว้ข้างต้น แต่หากพิจารณาพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์แล้วการทำงานปกติของอุปกรณ์ต่างๆ จะมีความคล้ายคลึงกัน ถ้าพิจารณาการทำงานเพียงสองสถานะแล้วการทำงานปกติของอุปกรณ์จะประกอบด้วยสถานะทำงานปกติ (Up) สลับกับสถานะล้มเหลว (Down) โดยพบว่าการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ เหล่านี้จะมีลักษณะเป็นวัฏจักรของเวลา ดังแสดงในภาพที่ 4.1 [2], [8], [9], [12]



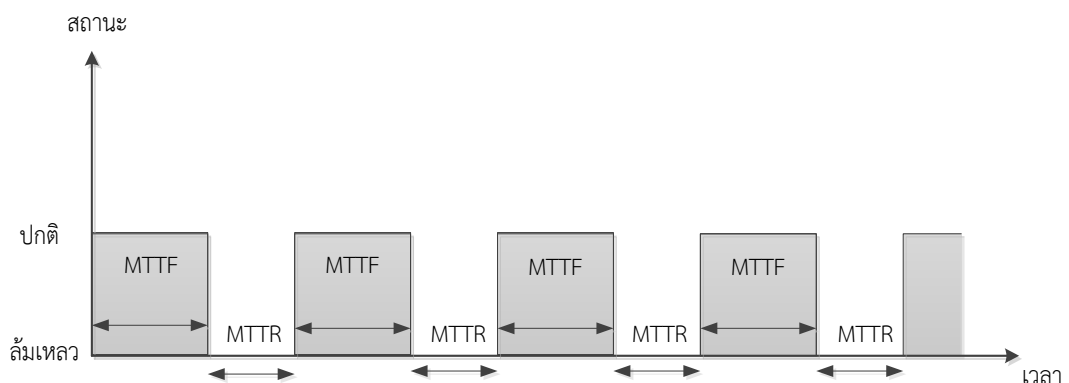
ภาพที่ 4.1 ช่วงเวลาการทำงานปกติของอุปกรณ์

โดยที่

TTF_i (Time to failure) คือ ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในสถานะทำงานปกติ ซึ่งแสดงการทำงานได้ในครั้งที่ i (ปี)

TTR_i (Time to repair) คือ ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในสถานะล้มเหลว หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์ทำการซ่อมแซมเสร็จเรียบร้อยแล้วจนกลับมาใช้งานได้เป็นปกติ ซึ่งแสดงถึงระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ครั้งที่ i (ชั่วโมง)

จากภาพที่ 4.1 จะเห็นว่าช่วงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ (TTF) และ ช่วงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว (TTR) ในแต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้นในการพิจารณาแบบจำลองของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเพื่อเป็นตัวแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในระยะยาวจะใช้ค่าประมาณเป็นระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะทำงานปกติ และระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว ซึ่งในการประเมินความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์จะใช้ค่าเฉลี่ยของช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ และช่วงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว ดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 การทำงานค่าสถานะการทำงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

โดยที่

MTTF (Mean time to failure) คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ (ปี/ครั้ง)

MTTR (Mean time to repair) คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว (ชั่วโมง/ครั้ง)

โดยที่ผลรวมของระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ (MTTF) และ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว (MTTR) ซึ่งถูกเรียกว่า Mean time between failure (MTBF) นั้นหมายถึง ช่วงเวลาในหนึ่งคาบการทำงานของอุปกรณ์ตั้งแต่ช่วงเวลาที่อุปกรณ์ทำงานจนเกิดเหตุขัดข้องและทำการซ่อมแซมจนสามารถกลับมาทำงานได้อีกครั้ง นอกจากนี้ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ และ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว สามารถใช้คำนวณอัตราเฉลี่ยการล้มเหลวของอุปกรณ์ (Failure rate: λ) และ อัตราเฉลี่ยการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Repair rate: μ) ดังแสดงในสมการที่ (4.1) และ (4.2) และ พารามิเตอร์ที่กล่าวมาทั้งหมดแสดงได้ดังภาพที่ 4.3

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (4.1)$$

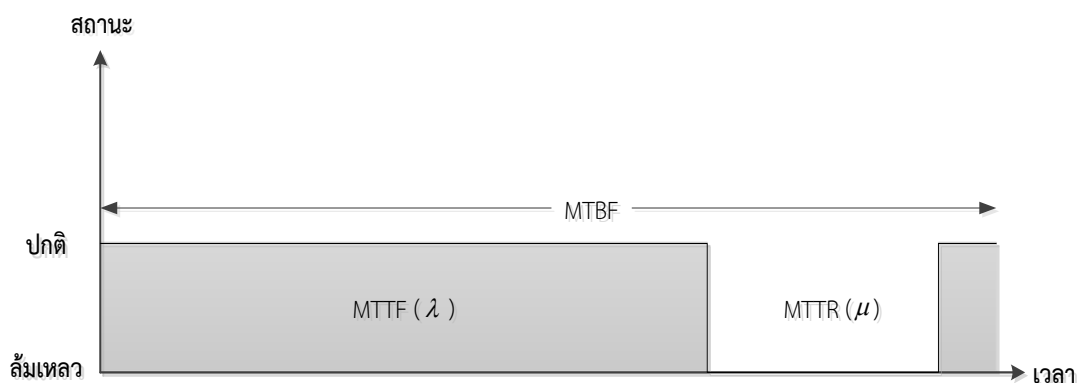
โดยที่

λ คือ อัตราเฉลี่ยการล้มเหลวของอุปกรณ์

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (4.2)$$

โดยที่

μ คือ อัตราเฉลี่ยการซ่อมแซมของอุปกรณ์



ภาพที่ 4.3 พารามิเตอร์ต่างๆ ของอุปกรณ์ช่วงเวลาการทำงาน

แนวคิดทางด้านความถี่ และช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์สามารถอธิบายได้โดยอาศัยแบบจำลองของอุปกรณ์ที่สามารถซ่อมได้ (Repairable component) ดังแสดงในภาพที่ 4.3 จะเห็นว่า สถานะการทำงานของอุปกรณ์มี 2 สถานะ คือ สถานะทำงานปกติ (Up) และสถานะล้มเหลว (Down) ดังนั้น สามารถคำนวณความน่าจะเป็นของภาวะในสถานะต่างๆ ได้ ดังสมการที่ (4.3)

$$P(s) = \frac{M(s)}{T(s)} \quad (4.3)$$

โดยที่

$P(s)$ คือ ความน่าจะเป็นของภาวะที่อยู่ในสถานะ s

$M(s)$ คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่จะอยู่ในสถานะ s (ปี/ครั้ง)

$T(s)$ คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยเมื่อกลับมาสู่สถานะ s อีกครั้ง หรือคาบของเวลา (ปี/ครั้ง)

จากภาพที่ 4.3 ความน่าจะเป็นที่จะอยู่ในสถานะทำงานปกติ (Up) และ สถานะล้มเหลว (Down) แสดงได้ดังสมการที่ (4.4) คือ

$$P_{up} = \frac{m}{m+r} : P_{down} = \frac{r}{m+r} \quad (4.4)$$

โดยที่

m คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ (ปี)

r คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว (ชั่วโมง)

P_{up} คือ ความน่าจะเป็นของภาวะที่ทำงานปกติ

P_{down} คือ ความน่าจะเป็นของภาวะที่ทำงานล้มเหลว

4.3 การจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์

การจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์สามารถแบ่งได้ตามเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ซึ่งเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ คือ เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ในระบบล้มเหลว หรืออยู่ในช่วงบำรุงรักษา แล้วส่งผลให้แหล่งจ่ายไฟฟ้า หรือสถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าไปยังจุดโหลดหรือระบบได้ โดยสามารถแบ่งเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ได้ ดังนี้ [13]-[15]

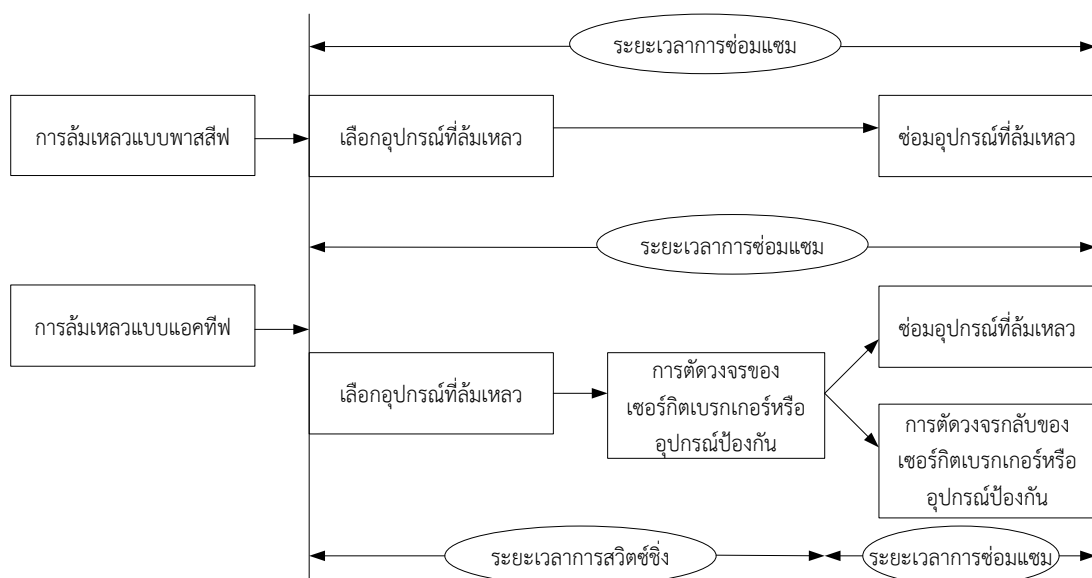
4.3.1 การล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failures)

การล้มเหลวแบบพาสซีฟ คือ การล้มเหลวหรือเสียของอุปกรณ์แล้วไม่ส่งผลต่ออุปกรณ์ป้องกัน โดยอุปกรณ์ที่เหลือยังคงทำงานได้ตามปกติ ซึ่งอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวดังกล่าวสามารถทำงานได้อีกครั้งโดยการซ่อมหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวนั้น ตัวอย่างเช่น การเปิดวงจรของ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ผิดปกติ โดยอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ข้างเคียงไม่ทำงาน

4.3.2 การล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failures)

การล้มเหลวแบบแอคทีฟ คือ การล้มเหลวของอุปกรณ์ที่เป็นเหตุให้เกิดการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันในเขตการป้องกันปฐมภูมิ (Primary protection zone) ที่อยู่รอบอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้น ในทางปฏิบัติหลังจากที่อุปกรณ์ป้องกันจะทำงานเพื่อจัดการกับอุปกรณ์ที่ล้มเหลวดังกล่าว เพื่อที่จะทำการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์ส่วนที่เกิดล้มเหลวแบบแอคทีฟออกไป และอุปกรณ์ป้องกันจะปิดวงจรกลับมาอีกครั้งหนึ่ง ทำให้การทำงานบางส่วนกลับคืนมา จะสังเกตได้ว่าอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้นจะกลับมาใช้งานได้อีกครั้งจะต้องมีการซ่อมแซม หรือเปลี่ยนอุปกรณ์ทดแทน ตัวอย่างเช่น การเกิดความผิดพลาดในอุปกรณ์ใดๆ ต้องมีการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ข้างเคียงเพื่อตัดอุปกรณ์ที่เกิดความผิดพลาดออกจากวงจร

ตามหลักการข้างต้นสามารถอธิบายความแตกต่างระหว่างการล้มเหลวแบบแอคทีฟ และการล้มเหลวแบบพาสซีฟ โดยมีแผนผังการล้มเหลวของอุปกรณ์แบบพาสซีฟและแอคทีฟ ดังภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 แผนผังการล้มเหลวแบบพาสซีฟและแอคทีฟ

ระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time) เป็นระยะเวลาซ่อมอุปกรณ์ที่ล้มเหลว หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์เกิดการล้มเหลว คือ เป็นช่วงเวลานับตั้งแต่เกิดการล้มเหลวจนถึงเวลาที่อุปกรณ์กลับมาใช้งานได้อีกครั้ง โดยการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่

ระยะเวลาสวิตซ์ซิง (Switching time) เป็นระยะเวลาที่นับจากเริ่มเปิดวงจรของอุปกรณ์ป้องกัน หรือสวิตซ์ตัดตอน เพื่อนำอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวแบบแอกทีฟ ออกจากวงจรสำเร็จ แล้วทำการปิดอุปกรณ์ป้องกันหรือสวิตซ์ตัดตอนกลับคืนวงจรได้สำเร็จ

4.3.3 การล้มเหลวของการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน (Stuck condition)

การล้มเหลวของการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน คือ การที่อุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ทำงานเมื่อมีอุปกรณ์ล้มเหลวแบบแอกทีฟ ตัวอย่างเช่น เมื่อเกิดเหตุการณ์ลัดวงจรของสายส่ง ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวที่ใกล้ที่สุดทำงานก่อน แต่อุปกรณ์ป้องกันหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ทำงานทำงานตามปกติ และปล่อยให้เกิดการลัดวงจร ซึ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ไม่ทำงานตัวดังกล่าวจะถูกเรียกว่า การล้มเหลวของการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน

4.3.4 การล้มเหลวแบบซ้อนกัน (Overlapping failure)

การล้มเหลวแบบซ้อนกัน คือ การล้มเหลวของอุปกรณ์ตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไปที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟ พาสซีฟ หรือเกิดเหตุการณ์ทำงานในช่วงบำรุงรักษา หรือการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ของอุปกรณ์ตัวหนึ่งเพิ่มขึ้นมาเมื่อยังมีเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ตัวอื่นอยู่ โดยที่จะเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวหรือเกิดเหตุขัดข้องในประเภทใดประเภทหนึ่งและเกิดในช่วงระยะเวลาเดียวกัน ตัวอย่างเช่น เมื่อเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์และหม้อแปลงไฟฟ้าในเวลาเดียวกัน โดยที่เหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์นั้นอาจจะเป็นการล้มเหลวแบบแอกทีฟ พาสซีฟ หรือในช่วงระยะเวลาที่มีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ประเภทใดก็ได้ แต่อุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันนั้นต้องล้มเหลวคนละประเภท

4.3.5 การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษา (Maintenance outage)

การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษา คือ เมื่อมีการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ตามช่วงเวลาของตารางการบำรุงรักษา จำเป็นต้องมีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ส่งผลต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้า ณ จุดโหลดโดยตรง แล้วส่งผลให้ระบบหรือจุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น ในช่วงที่มีการบำรุงรักษาตามตารางบำรุงรักษาบัสบาร์ในรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Single bus ส่งผลให้ระบบหรือจุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า

จากนิยามการจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย การล้มเหลวของอุปกรณ์นั้นสามารถเกิดการล้มเหลวได้หลายๆ อุปกรณ์พร้อมกันได้ แต่ไม่สามารถที่จะล้มเหลวหลายๆ ประเภทพร้อมกันภายในอุปกรณ์ตัวเดียวได้ ซึ่งการที่อุปกรณ์สามารถล้มเหลวหลายๆ อุปกรณ์พร้อมกัน จะมีนิยามที่เรียกต่างกันไป ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 นิยามเรียกจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลว

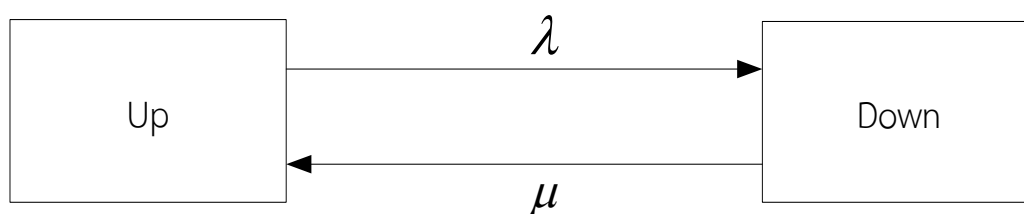
จำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลว	ชื่อเรียกจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลว
1	First order failure
2	Second order failure
3	Third order failure
4	Fourth order failure

4.4 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

ในทางปฏิบัติพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ นอกจากจะสามารถจำลองได้สองสถานะตามที่ได้กล่าวมา ยังสามารถจำลองสถานะได้หลายสถานะตามความซับซ้อนของการทำงานของอุปกรณ์ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ [2], [13]-[15]

4.4.1 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ (Two-state model)

โดยทั่วไปแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์จะเป็นแบบ 2 สถานะ ดังแสดงในภาพที่ 4.5 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์ คือ สถานะที่อุปกรณ์ทำงานตามปกติ (Up) และสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลว (Down) ดังนั้น



ภาพที่ 4.5 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์

แบบจำลองนี้มีข้อดี คือ ง่ายแก่การเข้าใจและการวิเคราะห์ แต่มีข้อเสีย คือ ไม่สามารถจำลองการทำงานที่ซับซ้อนของบางอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์ที่เมื่อล้มเหลวแล้วสามารถโอนย้ายอุปกรณ์

ออกจากระบบโดยอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือเอทีเอส เป็นต้น หรืออุปกรณ์ที่จะต้องทำการซ่อมบำรุง เป็นต้น

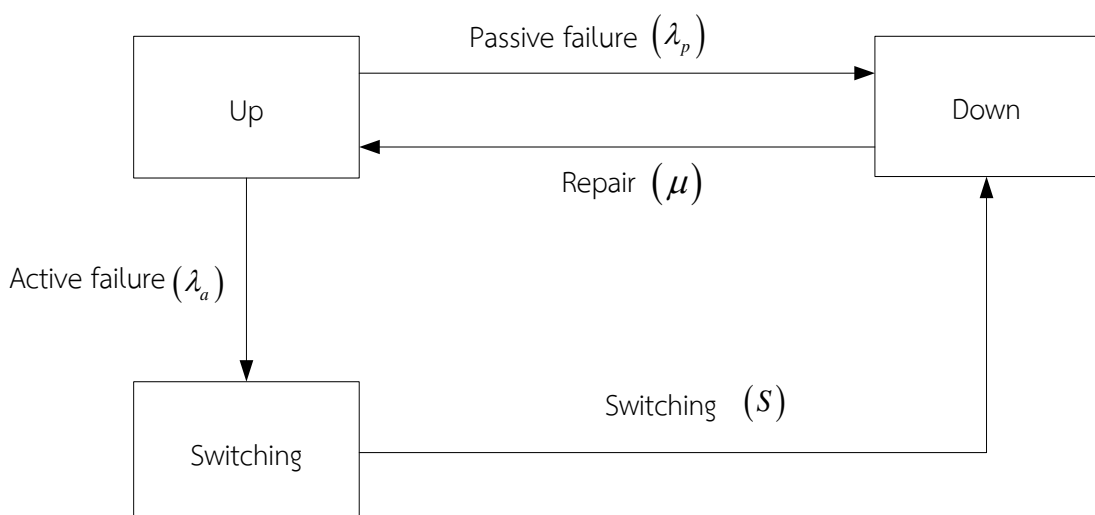
4.4.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three-state model)

แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three-state model) ถูกพัฒนามาจากแบบจำลองแบบ 2 สถานะ โดยสามารถนำมาใช้กับอุปกรณ์ที่เมื่อล้มเหลวแล้วสามารถโอนย้ายอุปกรณ์ออกจากระบบได้ โดยใช้อุปกรณ์สวิตช์อย่างเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือเอทีเอส เป็นต้น การโอนย้ายอุปกรณ์สามารถแบ่งได้สองกรณีโดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

กรณีแรก เมื่ออุปกรณ์ล้มเหลว อุปกรณ์สวิตช์ขั้นปฐม (Primary zone) อย่างเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ของวงจรประธาน (Main circuit breaker) จะถูกเปิดวงจรเพื่อนำอุปกรณ์มาซ่อมแซมเพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ ซึ่งในกรณีนี้จุดโหลดที่ไม่ถูกต่อจากอุปกรณ์นี้จะได้รับไฟฟ้าหลังจากอุปกรณ์นี้ถูกแยกออกไปซ่อมแซมแล้วอุปกรณ์สวิตช์ขั้นปฐมถูกปิดวงจร ในขณะที่จุดโหลดที่ต่อจากอุปกรณ์นี้จะไม่ได้รับไฟฟ้าจนกระทั่งอุปกรณ์กลับมาทำงานได้ตามปกติ

กรณีที่สอง คือ กรณีที่ระบบมีแหล่งจ่ายพลังงานสำรอง เมื่ออุปกรณ์ล้มเหลว อุปกรณ์สวิตช์จะถูกเปิดวงจรเพื่อโอนย้ายจุดโหลดที่ต่อจากอุปกรณ์นี้ไปยังแหล่งจ่ายสำรอง จากนั้นอุปกรณ์จะถูกซ่อมแซมเพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ จุดโหลดจะกลับมารับไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหลักได้อีกครั้ง

แบบจำลอง 3 สถานะจึงประกอบด้วยสถานะที่อุปกรณ์ทำงานตามปกติ (Up) สถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching) และสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลว (Down) ดังแสดงในภาพที่ 4.6

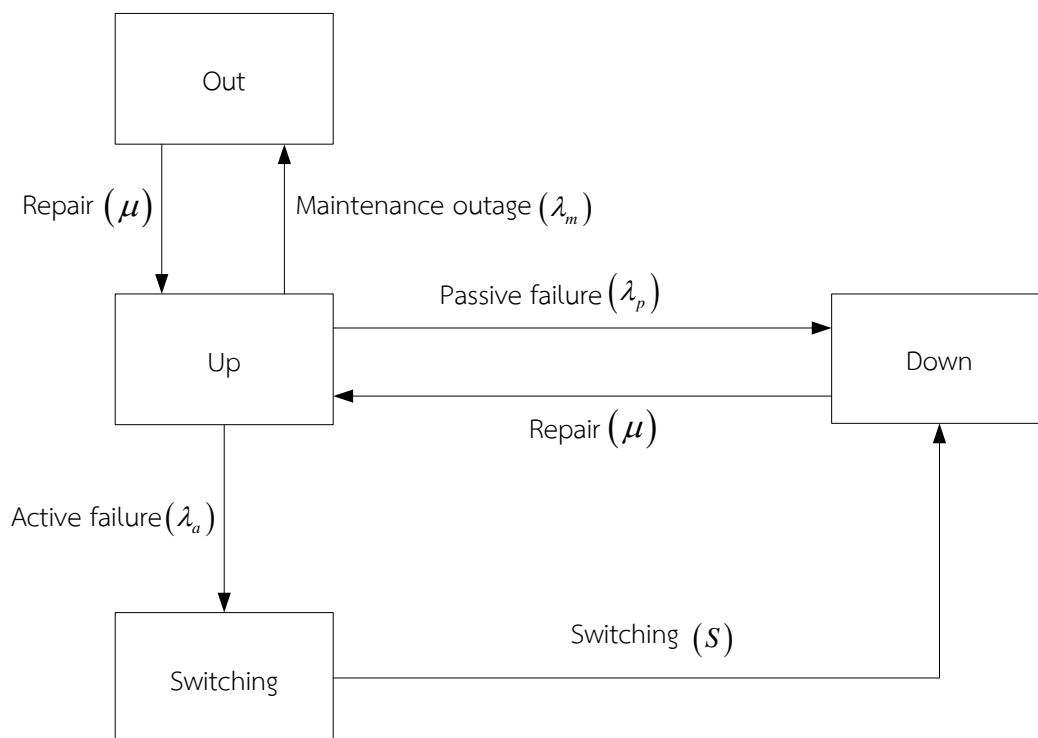


ภาพที่ 4.6 แบบจำลอง 3 สถานะของอุปกรณ์

จากภาพที่ 4.6 จะสังเกตได้ว่า ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวแล้วสามารถกลับมาทำงานหลังจากการซ่อมแซมจะเรียกว่าความล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failures) ในขณะที่ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวแล้วอุปกรณ์ถูกโอนย้ายโดยอุปกรณ์สวิตช์ จะเรียกว่าความล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failures)

4.2.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four-state model)

แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four-state model) ถูกพัฒนามาจากแบบจำลอง 3 สถานะ โดยสามารถนำมาใช้กับอุปกรณ์ที่ต้องการบำรุงรักษาได้ แบบจำลองอุปกรณ์ 4 สถานะ ประกอบด้วย สถานะที่อุปกรณ์ทำงานตามปกติ (Up) สถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching) สถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลว (Down) และสถานะที่อุปกรณ์ถูกบำรุงรักษา (Maintenance) ดังแสดงในภาพที่ 4.7



ภาพที่ 4.7 แบบจำลอง 4 สถานะของอุปกรณ์

จากภาพที่ 4.7 จะสังเกตได้ว่าพบเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ทั้งหมด 3 เหตุการณ์ ใน 4 สถานะ คือ เหตุการณ์แรกถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวและไม่ส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันหรืออุปกรณ์อื่น โดยที่สามารถกลับมาทำงานหลังจากการซ่อมแซมจะเรียกว่าเหตุการณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failures) ในขณะเหตุการณ์ที่ 2 ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวและส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันทำงาน โดยที่อุปกรณ์ป้องกันทำการตัดวงจรเพื่อให้อุปกรณ์ที่ล้มเหลวออกจากระบบ หลังจากนั้นโอนย้ายระบบหรือโหลดโดยอุปกรณ์สวิตช์ซึ่งหรืออุปกรณ์ป้องกัน จะเรียกว่าเหตุการณ์ล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active

failures) และเหตุการณ์สุดท้ายถ้าอุปกรณ์ถึงช่วงระยะเวลาต้องบำรุงรักษา ต้องนำอุปกรณ์ตัวนั้นออกไปซ่อมบำรุงรักษาเหตุการณ์นี้เรียกว่าการเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษา (Maintenance outage)

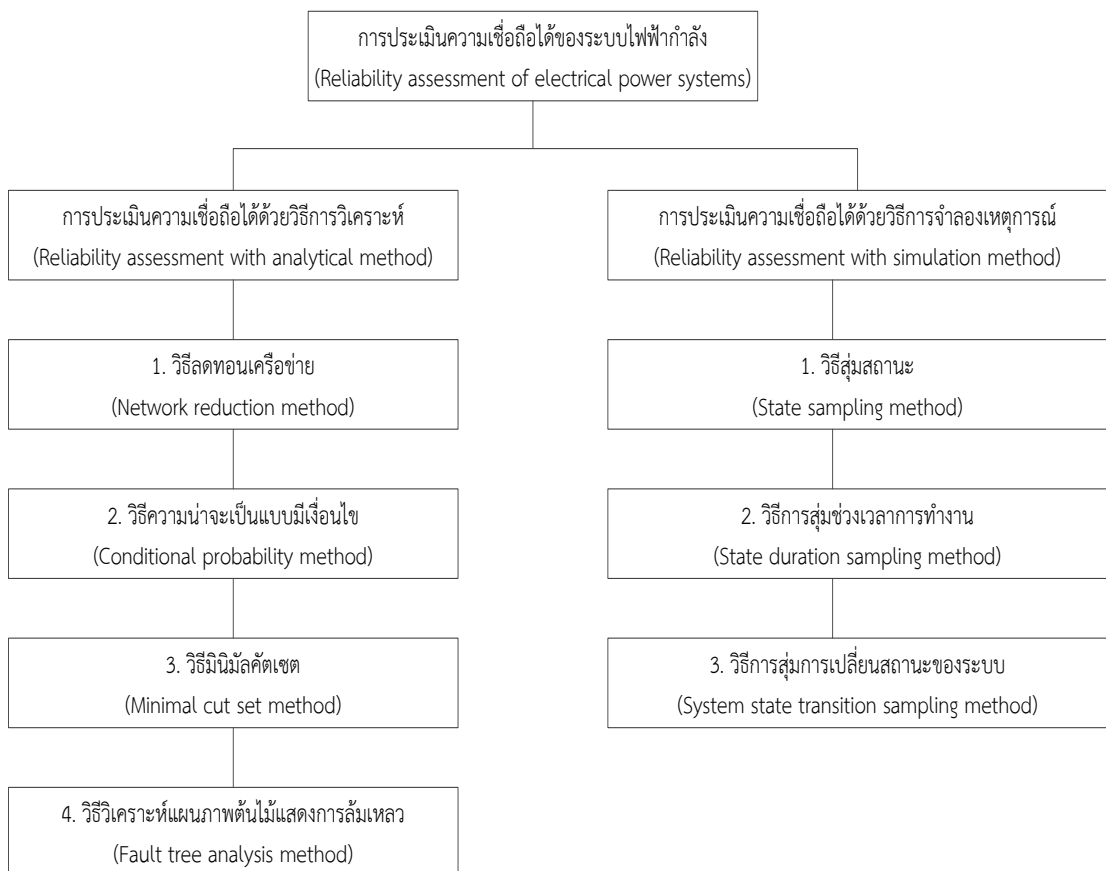
4.5 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอการวิเคราะห์อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า โดยที่มีรายละเอียดแบ่งเป็น 4 ส่วน คือ ชนิดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าที่ใช้ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย การกระจายความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์ การจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ ซึ่งแบ่งออกเป็น 5 ประเภท และสุดท้ายกล่าวถึงแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ โดยแบ่งเป็น 3 แบบจำลอง

บทที่ 5

ทฤษฎี และหลักที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้

โดยทั่วไปการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังจะแบ่งออกเป็น 2 วิธีคือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) โดยแต่ละวิธีสามารถแบ่งออกเป็นวิธีการย่อยได้อีก คือ สำหรับวิธีการวิเคราะห์ที่นำมาใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 วิธี คือ วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduction method) วิธีการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method) วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method) และ วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลว (Fault tree analysis method) ในทำนองเดียวกันวิธีการจำลองเหตุการณ์ที่นำมาใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแบ่งออกได้ 3 วิธี คือ วิธีการสุ่มสถานะ (State sampling method) วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State duration sampling method) และ วิธีการสุดท้ายคือ วิธีการสุ่มการเปลี่ยนแปลงสถานะของระบบ (System state transition sampling method) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 5.1 [9], [12], [16]-[24]



ภาพที่ 5.1 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ โดยวิธีการวิเคราะห์ที่เป็นวิธีที่อาศัยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของการทำงานของอุปกรณ์แล้วคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ตามแบบจำลอง ซึ่งจะให้ผลแม่นยำ และเหมาะสมกับระบบที่ไม่ซับซ้อนมากนัก แต่มีจุดด้อยเนื่องจาก การคำนวณจะมีความซับซ้อน และคำนวณได้ยากหากระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น อย่างไรก็ตามวิธีการจำลองเหตุการณ์แม้ว่าจะต้องใช้เวลาในการคำนวณมาก แต่สามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) อาศัยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการสุ่มผ่านแบบจำลองที่จำลองพฤติกรรมของระบบจริงโดยที่อุปกรณ์ต่างๆ ที่ทำงานในระบบจะมีพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันไป เช่น จำนวนครั้งที่เกิดการล้มเหลว ช่วงเวลาขณะเกิดการล้มเหลว ช่วงเวลาในการซ่อมแซม เป็นต้น โดยการสุ่มนั้นจะถูกกระทำซ้ำหลาย ๆ ครั้งจากกระบวนการดังกล่าวจะนำไปสู่การตรวจสอบ และทำนายรูปแบบพฤติกรรมของระบบในช่วงเวลาที่จำลองเหตุการณ์ เพื่อที่จะได้ค่าการกระจายของความถี่หรือความน่าจะเป็นของดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง และเป็นการประมาณค่าความคาดหวังหรือค่าเฉลี่ยของดัชนีความเชื่อถือได้แบบต่างๆ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการ 2 วิธีการนี้ ประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกัน โดยแสดงดังต่อไปนี้

5.1 การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

วิธีการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) นั้นเป็นวิธีที่นิยมใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ เนื่องจากเป็นวิธีที่สามารถจัดการกับปัญหาที่มีความซับซ้อนได้ดีกว่า และสามารถวิเคราะห์ถึงความน่าจะเป็นของอุปกรณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุดก่อน แต่การประเมินความเชื่อถือได้โดยวิธีวิเคราะห์จะมีจุดด้อยเนื่องจากหากระบบมีขนาดใหญ่การคำนวณจะมีความยุ่งยากมากขึ้น และมีความซับซ้อนในการคำนวณมาก ดังนั้นในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงแม้ว่าขนาดของระบบจะใหญ่มากขึ้นก็ตาม

ในบทนี้จะกล่าวถึงการสุ่มแบบมอนติคาร์โล 3 แบบได้แก่ 1) การสุ่มสถานะ 2) การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน และ 3) การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ ซึ่งเป็นการสุ่มที่แต่ละสถานะเกี่ยวเนื่องกัน [12], [16]-[19]

5.1.1 การสุ่มสถานะ

การสุ่มสถานะเป็นการสุ่มสถานะของอุปกรณ์แต่ละตัวโดยการสุ่มตัวเลข U ในช่วง $[0, 1]$ หากตัวเลขที่สุ่มมากกว่าค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์ตัวนั้นล้มเหลว ถือว่าอุปกรณ์นั้นอยู่ในสถานะปกติ แต่หากว่าตัวเลขที่สุ่มน้อยกว่าหรือเท่ากับค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์ตัวนั้นล้มเหลว ถือว่าอุปกรณ์นั้นอยู่ในสถานะล้มเหลว [19], [20], [23] แสดงดังภาพที่ 5.2



ภาพที่ 5.2 วิธีการสุ่มสถานการณ์ทำงานของแต่ละอุปกรณ์

โดยข้อดีของวิธีการนี้คือเป็นวิธีการสุ่มที่ไม่ยุ่งยาก และข้อมูลที่จำเป็นก็มีเพียงค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์ตัวนั้นๆ จะล้มเหลว แต่ถ้าต้องการคำนวณค่าดัชนีที่เกี่ยวข้องกับความถี่ต้องอาศัยหลักการคำนวณเพิ่มเติมที่ซับซ้อนยิ่งขึ้น และทำให้เสียเวลามากขึ้น

5.1.2 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

การสุ่มช่วงเวลาการทำงานเป็นการสุ่มโดยมีสมมติฐานว่า ช่วงเวลา (T) ของอุปกรณ์หนึ่งๆ ที่อยู่ในสถานะปกติ หรือ สถานะล้มเหลว ซึ่งสถานะปกติของอุปกรณ์เป็นการกระจายตัวแบบเอ็กโปเนนเชียล (Exponential distribution) และสถานะล้มเหลวของอุปกรณ์เป็นการกระจายแบบปกติ (Normal distribution) พิจารณาสถานะปกติของอุปกรณ์ที่มีการกระจายตัวแบบซึ่งมีรูปแบบแบบเอ็กโปเนนเชียล (Exponential distribution) โดยมีรูปแบบของฟังก์ชันความหนาแน่นดังสมการที่ (5.1)

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (5.1)$$

โดยที่

λ คือ อัตราความล้มเหลว

t คือ เวลา

ดังนั้น ค่าความไม่พร้อมมูล (U) ที่เวลา T คำนวณได้จากสมการที่ (5.2)

$$U = F(T) = \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} = 1 - e^{-\lambda T} \quad (5.2)$$

จะได้

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (5.3)$$

แต่ 1-U มีการกระจายเช่นเดียวกับ U ดังนั้น

$$T_{up} = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (5.4)$$

โดยที่

T_{up} คือ ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ (ชั่วโมง)

ในทำนองเดียวกัน หากเราสมมติให้ช่วงเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์โดยเริ่มตั้งแต่อุปกรณ์ล้มเหลวจนกลับมาใช้งานได้อีกครั้ง มีการกระจายแบบปกติ โดยสามารถคำนวณได้ตาม สมการที่ (5.5)

$$T_{down} = r + (Z \times \sigma_r) \quad (5.5)$$

โดยที่

T_{down} คือ ระยะเวลาการล้มเหลว หรือซ่อมแซมของอุปกรณ์ (ชั่วโมง)

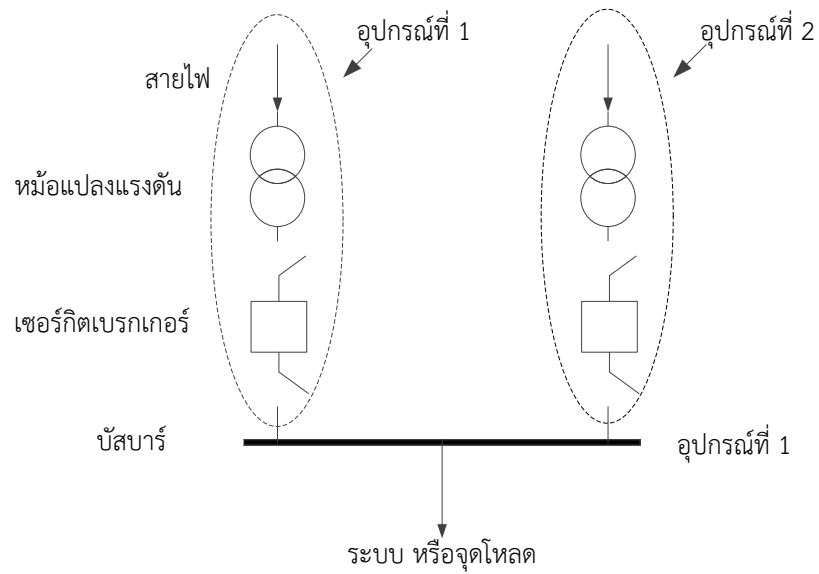
U คือ ตัวเลขสุ่มสำหรับการกระจายแบบสม่ำเสมอ (Uniform distributed random numbers)

Z คือ ตัวเลขสุ่มสำหรับการกระจายแบบปกติ (Normally distributed random numbers)

r คือ ระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซมอุปกรณ์ มีค่าเท่ากับ $\frac{1}{\mu}$ (เวลา)

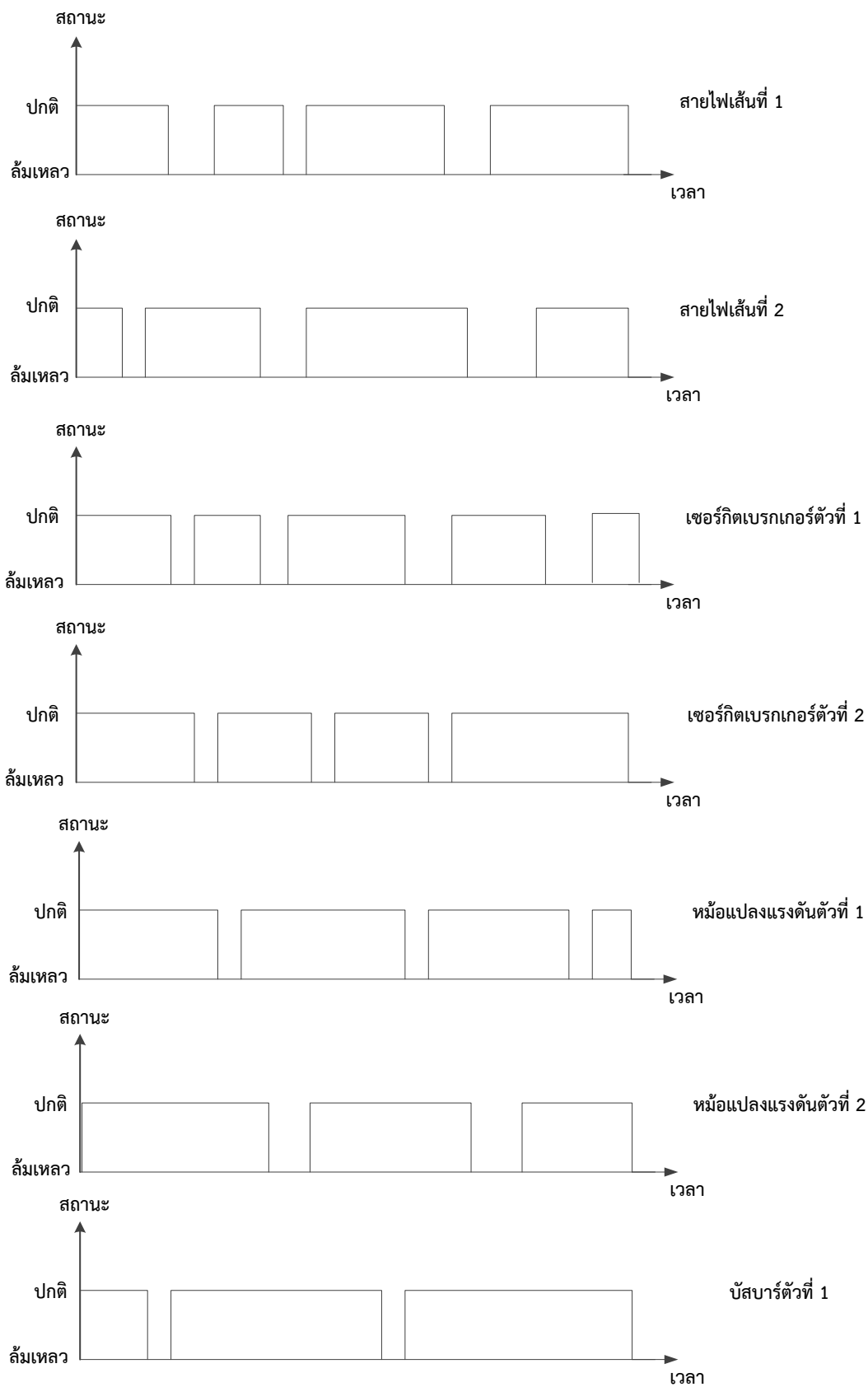
σ_r คือ ความแปรปรวนของระยะเวลาซ่อมแซม มีค่าเท่ากับ $0.1 \times r$

ด้วยวิธีที่กล่าวมาจะสามารถสุ่มช่วงระยะเวลาการทำงานของแต่ละอุปกรณ์ซึ่งอยู่ในสถานะหนึ่งๆ จนกระทั่งเปลี่ยนสถานะได้ และเมื่อทำการสุ่มซ้ำกับอุปกรณ์ทุกตัวจนครบ และทำจนครบ ระยะเวลา ก็จะได้ข้อมูลของระบบ จากตัวอย่างภาพที่ 5.3 ระบบตัวอย่างสำหรับวิธีการสุ่มช่วงระยะเวลาการทำงาน แสดงตัวอย่างกรณีที่อุปกรณ์ในระบบมีเพียง 7 อุปกรณ์



ภาพที่ 5.3 ระบบตัวอย่างสำหรับวิธีการคุ้มครองช่วงเวลาการทำงาน

โดยระบบตัวอย่างดังภาพที่ 5.3 เมื่อทำการคุ้มครองช่วงระยะเวลาการทำงานของแต่ละอุปกรณ์จนครบ
 จะได้ข้อมูลของระบบซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 5.4



ภาพที่ 5.4 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์แต่ละตัวที่เกิดจากการสุ่ม

วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงานของแต่ละอุปกรณ์มีข้อดี คือ สามารถจำลองลักษณะการกระจายของสถานะการทำงานของอุปกรณ์ โดยใช้การกระจายตัวของความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์แบบใดก็ได้ และสามารถคำนวณดัชนีเกี่ยวกับความถี่ และระยะเวลาได้อย่างถูกต้องแม่นยำ แต่ก็มีข้อเสีย คือ ต้องใช้หน่วยความจำของคอมพิวเตอร์สูงกว่า ใช้เวลาการคำนวณมากกว่า และมีความซับซ้อนสูง แต่เนื่องจากในปัจจุบันสมรรถนะของคอมพิวเตอร์นั้นเพิ่มสูงขึ้นมาก ดังนั้นข้อเสียดังกล่าวจึงไม่เป็นปัญหาสำหรับวิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

5.1.3 การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ

ระบบที่พิจารณามีจำนวนอุปกรณ์ทั้งสิ้น m อุปกรณ์ โดยมีสมมติฐานว่าช่วงเวลาของอุปกรณ์แต่ละตัวที่จะอยู่ในสถานะปกติ หรือ ล้มเหลว มีการกระจายแบบเอ็กโพเนนเชียล ระบบจะมีสถานะเปลี่ยนแปลงไปตามลำดับ $\{S^{(1)}, S^{(2)}, S^{(3)}\}$ หากสถานะปัจจุบันคือ $S^{(k)}$ และอัตราการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ทุกอุปกรณ์ที่สอดคล้องกับสถานะดังกล่าว คือ λ_i (i คือ $1, \dots, m$) โดย λ_i จะหมายถึงอัตราการล้มเหลวหากอุปกรณ์ตัวที่ i อยู่ในสภาวะปกติ และ λ_i จะหมายถึงอัตราการซ่อมแซมหากอุปกรณ์ตัวที่ i อยู่ในสภาวะล้มเหลว [19], [20], [23]

ดังนั้นช่วงเวลาในแต่ละสถานะของอุปกรณ์ตัวที่ i ในระบบ T_i ในสถานะ $S^{(k)}$ จะมีฟังก์ชันความหนาแน่น $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ สำหรับการเปลี่ยนสถานะของระบบจะถูกกำหนดโดยการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ตัวแรกในระบบ ซึ่งก็คือช่วงเวลา T_i ที่ระบบจะอยู่ในสถานะ $S^{(k)}$ จะเป็นไปตามสมการที่ (5.6)

$$T = \min\{T_i\} \quad (5.6)$$

5.1.4. การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณจากวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล สามารถคำนวณได้จากนิยามดังต่อไปนี้

5.1.4.1 LOLP (Loss of load probability)

LOLP คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลวซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบอยู่ในสถานะล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

5.1.4.2 EPNS (Expected power not served)

EPNS คือ โหลดในระบบที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณจากอัตราส่วนระหว่าง โหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละสถานะคูณกับระยะเวลาในสถานะที่ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

5.1.4.3 LOLF (Loss of load frequency)

LOLF คือ ความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว หรือ ล้มเหลวไปปกติ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างจำนวนครั้งที่ทั้งหมดที่ระบบเกิดการเปลี่ยนสถานะจาก ปกติไปล้มเหลว ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

5.1.4.4 LOLD (Loss of load duration)

LOLD คือ ระยะเวลาที่ระบบจะอยู่ในสถานะล้มเหลวแต่ละครั้ง สามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ต่อ จำนวนครั้งที่ทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์

5.1.4.5 LOLE (Loss of load expectation)

LOLE คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงช่วงเวลาที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยมีหน่วยเป็นจำนวนชั่วโมงหรือจำนวนวัน เมื่อเทียบกับระยะเวลาที่สนใจโดยมากมักเทียบกับระยะเวลาหนึ่งปี ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5.7)

$$LOLE = LOLP \times 365 \quad (5.7)$$

5.1.4.6 EENS (Expected energy not supplied)

EENS คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้า โดยมากมีหน่วยเป็น MWh/year ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5.8)

$$EENS = EPNS \times 8760 \quad (5.8)$$

5.1.4.7 SAIFI (System average interruption frequency index)

SAIFI คือ ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย ซึ่งหมายถึงค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งที่จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟในระยะเวลาหนึ่ง โดยทั่วไปคือ 1 ปี ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก ผลรวมของค่า LOLF แต่ละจุดโหลดต่อจำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

5.1.4.8 SAIDI (System average interruption duration index)

SAIDI คือ ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยต่อจุดโหลด 1 จุด ในระยะเวลาหนึ่ง โดยทั่วไปในรอบ 1 ปี ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก ผลรวมของค่า LOLD แต่ละจุดโหลดต่อจำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

5.1.5 เกณฑ์การหยุดการคำนวณ

สำหรับเกณฑ์การหยุดการคำนวณของการจำลองเหตุการณ์ตามวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้นนิยมใช้เกณฑ์ 3 แบบ คือ 1) การกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการทำงานไว้ที่ค่าหนึ่ง 2) การหาค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยน้อยที่สุดเป็นเปอร์เซ็นต์ และ 3) การกำหนดค่าสูงสุดของค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (Relative uncertainty) ของดัชนีไว้ที่ค่าหนึ่ง ซึ่งแต่ละวิธีแสดงดังนี้

การกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการทำงานไว้ที่ค่าหนึ่ง

การกำหนดจำนวนรอบสูงสุดจะกำหนดตามความเหมาะสมตามแต่ละเหตุการณ์ที่ทดสอบ ซึ่งวิธีนี้จะไม่ได้รับความยอมรับมากนัก เนื่องจากการทดสอบไม่สามารถรู้ได้ว่าต้องกำหนดจำนวนรอบการทดสอบเท่าไร

การหาค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยน้อยที่สุดเป็นเปอร์เซ็นต์

การหาค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยน้อยที่สุดเป็นเปอร์เซ็นต์แสดงไว้ในสมการที่ (5.9)

$$\mathcal{E} = \frac{|x_i - \hat{X}|}{\hat{X}} \times 100 \quad (5.9)$$

โดยที่

\mathcal{E} คือ ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ย (เปอร์เซ็นต์)

x_i คือ ค่าดัชนีตัวที่ i

\hat{X} คือ ค่าเฉลี่ยของดัชนี

5.1.5.3 การคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์

การคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของดัชนีแสดงไว้ในสมการที่ (5.10)

$$U = \frac{S}{\hat{X}\sqrt{n}} \quad (5.10)$$

โดยที่

U คือ ค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของดัชนี

S คือ ค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.) ของดัชนี

n คือ จำนวนครั้งของการสุ่ม

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้เกณฑ์การหยุดการคำนวณโดยการกำหนดค่าสูงสุดของค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยน้อยที่สุดเป็นเปอร์เซ็นต์ และอาศัยวิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงานดังที่กล่าวในหัวข้อ (5.1.2) เนื่องจากเป็นวิธีที่นิยมใช้และสามารถคำนวณดัชนีทุกชนิดได้โดยง่าย

5.2 การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการวิเคราะห์

การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) วิธีการวิเคราะห์เป็นวิธีที่อาศัยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของการทำงานของอุปกรณ์แล้วคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ตามแบบจำลอง ซึ่งจะให้ผลแม่นยำ และเหมาะสมกับระบบที่ไม่ซับซ้อนมากนัก โดยวิธีการวิเคราะห์สามารถทำได้หลายวิธีดังต่อไปนี้ [9], [20]-[24]

1. วิธีการลดทอนเครือข่าย
 2. วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข
 3. วิธีมินิมัลคัตเซต
 4. วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้
- โดยที่แต่ละวิธีการมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.2.1 วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduction method)

วิธีนี้ใช้หลักการต่ออนุกรมและขนาน โดยระบบที่มีอุปกรณ์ต่ออนุกรมกันดังภาพที่ 5.5 ก จะทำงานได้เมื่ออุปกรณ์ทุกตัวทำงานได้ นั่นคือ

$$R_{system} = \Pi R = R_A \times R_B \quad (5.11)$$

โดยที่

R_{system} คือ ความเชื่อถือได้ของระบบ

R_A และ R_B คือ ความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ A และ B

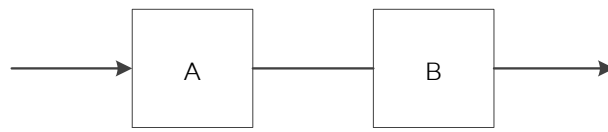
ระบบที่มีอุปกรณ์ต่อขนานกันดังภาพที่ 5.5 ข จะขัดข้องเมื่ออุปกรณ์ทุกตัวขัดข้อง นั่นคือ

$$Q_{system} = \Pi Q = Q_A \times Q_B \quad (5.12)$$

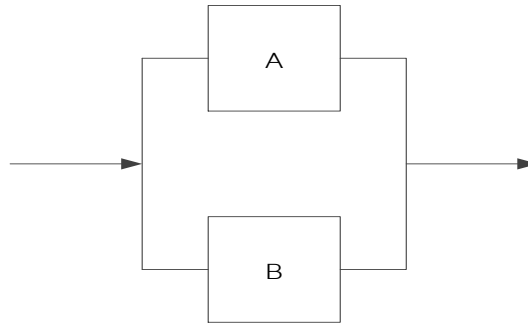
โดยที่

Q_{system} คือ ความเสี่ยงของระบบ

Q_A และ Q_B คือ ความเสี่ยงของอุปกรณ์ A และ B



(ก)

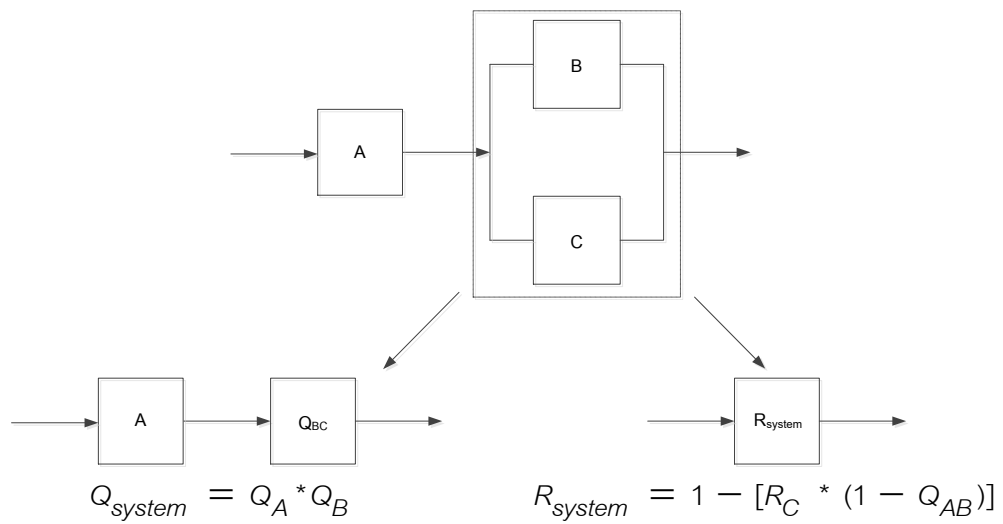


(ข)

ภาพที่ 5.5 (ก) ระบบอนุกรม และ (ข) ระบบขนาน และความสัมพันธ์ระหว่าง R_{system} หรือ Q_{system} มีดังนี้

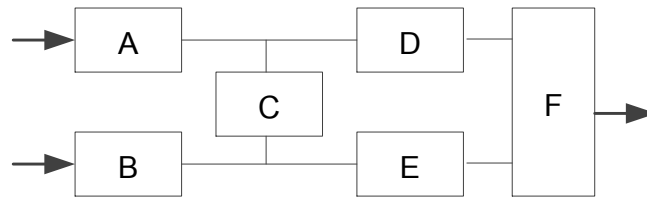
$$Q_{system} = 1 - R_{system} \tag{5.13}$$

สำหรับระบบที่ประกอบด้วยการต่ออนุกรมและขนานผสมกัน สามารถวิเคราะห์ความเชื่อถือได้โดยการลดทอนเครือข่ายดังภาพที่ 5.6



ภาพที่ 5.6 ตัวอย่างการยุบส่วนของระบบที่ต่อขนานและอนุกรม

ระบบที่ซับซ้อนขึ้นดังภาพที่ 5.7 วิธีลดทอนเครือข่ายไม่สามารถวิเคราะห์ได้



ภาพที่ 5.7 ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อน

5.2.2 วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method)

การวิเคราะห์ระบบที่ซับซ้อนดังภาพที่ 5.7 ทำได้โดยอาศัยทฤษฎีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข ถ้าให้ P คือความน่าจะเป็น จะได้สมการดังต่อไปนี้

$$P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว}) = P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว ถ้าอุปกรณ์ } \times \text{ ปกติ}) \times P(\text{อุปกรณ์ } \times \text{ ปกติ}) + P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว ถ้าอุปกรณ์ } \times \text{ ล้มเหลว}) \times P(\text{อุปกรณ์ } \times \text{ ล้มเหลว}) \quad (5.14)$$

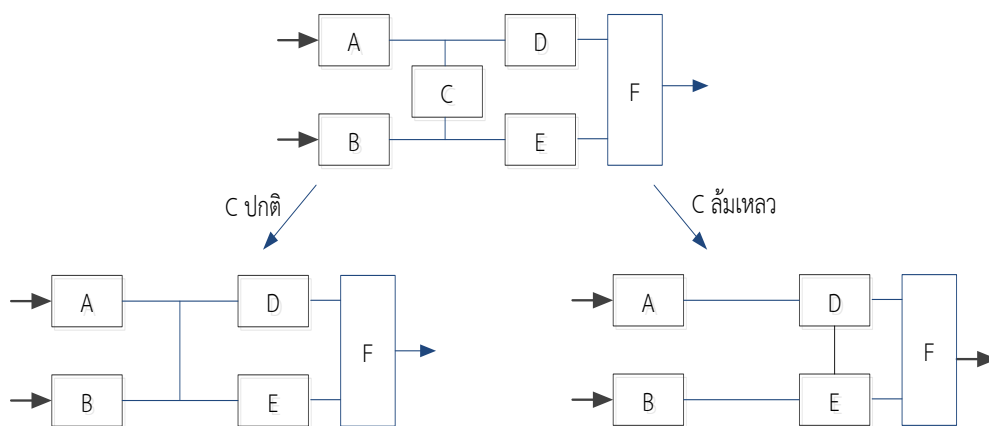
ดังนั้น ระบบในภาพที่ 5.7 สามารถวิเคราะห์ R_{system} จากภาพที่ 5.8 และได้สมการดังนี้

$$R_{system} = R_{system}(\text{ถ้า } E \text{ ปกติ}) R_E + R_{system}(\text{ถ้า } E \text{ ล้มเหลว}) Q_E \quad (5.15)$$

เงื่อนไข : ให้ E ปกติ จะได้ $R_{system1} = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D)$ (5.16)

เงื่อนไข : ให้ E ล้มเหลว จะได้ $R_{system2} = (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D)$ (5.17)

$$R_{system} = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D)R_E + (1 - (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D))Q_E \quad (5.18)$$

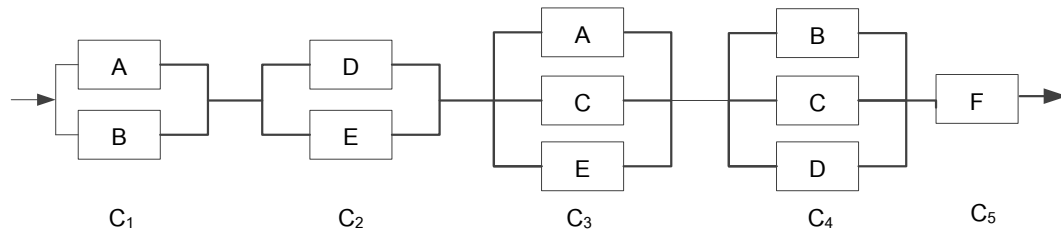


ภาพที่ 5.8 การแยกเงื่อนไขเพื่อวิเคราะห์ระบบซับซ้อน

5.2.3 วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method)

วิธีคัตเซตเป็นวิธีที่นิยมใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากเป็นวิธีที่ง่ายต่อการประยุกต์ใช้คอมพิวเตอร์จะให้ผลอย่างรวดเร็วและมีความถูกต้องแม่นยำ และเป็นวิธีที่สามารถบ่งบอกถึงอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแล้วจะทำให้ระบบเกิดการขัดข้อง

คัตเซต คือ กลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่อล้มเหลวแล้วทำให้ระบบล้มเหลวตามไปด้วย ดังนั้นมินิมัลคัตเซต คือ คัตเซตที่เล็กที่สุดที่เป็นกลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่อล้มเหลวแล้วจะทำให้ระบบล้มเหลวด้วยและถ้าอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งในกลุ่มมินิมัลคัตเซตใช้งานได้ ระบบก็จะไม่ล้มเหลว กล่าวโดยสรุปว่าอุปกรณ์ทุกตัวในมินิมัลคัตเซตจะต้องล้มเหลวทั้งหมดจึงจะทำให้ระบบล้มเหลว ดังนั้นมินิมัลคัตเซตของระบบจะสามารถจำลองได้ว่ากลุ่มอุปกรณ์ในมินิมัลคัตเซตจะต่อขนานกันเนื่องจากระบบจะล้มเหลวก็ต่อเมื่อทุกอุปกรณ์ในมินิมัลคัตเซตล้มเหลว และแต่ละมินิมัลคัตเซตในระบบจะต่อกันในรูปแบบอนุกรมเนื่องจากระบบล้มเหลวก็ต่อเมื่อมีอย่างน้อย 1 มินิมัลคัตเซตที่ล้มเหลว ตัวอย่างเช่น จากภาพที่ 5.7 มีมินิมัลคัตเซตทั้งหมด 5 ชุดคือ AB, DE, ACE, BCD และ F และจากนิยามของมินิมัลคัตเซตจะจำลองอุปกรณ์ได้ดังภาพที่ 5.9 โดยกำหนดให้ C_1, C_2, C_3, C_4 และ C_5 คือ มินิมัลคัตเซตที่ 1, 2, 3, 4 และ 5 ตามลำดับ ดังนั้นสามารถหาความน่าจะเป็นของการล้มเหลวของอุปกรณ์ทั้งหมดของระบบที่ส่งผลให้ระบบล้มเหลวดังสมการที่ (5.19) และ (5.20)



ภาพที่ 5.9 มินิมัลคัตเซตของระบบใน 5.7

$$Q_{system} = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup C_4 \cup C_5) \quad (5.19)$$

$$\begin{aligned} Q_{system} = & P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) + P(C_5) - P(C_1 \cap C_2) - P(C_1 \cap C_3) \\ & - P(C_1 \cap C_4) - P(C_1 \cap C_5) - P(C_2 \cap C_3) - P(C_2 \cap C_4) \\ & - P(C_2 \cap C_5) - P(C_3 \cap C_4) - P(C_3 \cap C_5) - P(C_4 \cap C_5) \\ & + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_5) \\ & + P(C_1 \cap C_3 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_3 \cap C_5) + P(C_1 \cap C_4 \cap C_5) \\ & + P(C_2 \cap C_3 \cap C_5) + P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) + P(C_2 \cap C_4 \cap C_5) \\ & - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_5) - P(C_1 \cap C_2 \cap C_4 \cap C_5) \\ & - P(C_1 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5) - P(C_2 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5) \\ & - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5) \end{aligned} \quad (5.20)$$

โดยที่

$$P(C_1) = Q_A Q_B$$

$$P(C_2) = Q_D Q_E$$

$$P(C_3) = Q_A Q_C Q_E$$

$$P(C_4) = Q_B Q_C Q_D$$

$$P(C_5) = Q_F$$

$$P(C_1 \cap C_2) = P(C_1)P(C_2) = Q_A Q_B Q_D Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_3) = P(C_1)P(C_3) = Q_A Q_B Q_C Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_4) = P(C_1)P(C_4) = Q_A Q_B Q_C Q_D$$

$$P(C_1 \cap C_5) = P(C_1)P(C_5) = Q_A Q_B Q_F$$

$$P(C_2 \cap C_3) = P(C_2)P(C_3) = Q_A Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_2 \cap C_4) = P(C_2)P(C_4) = Q_B Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_2 \cap C_5) = P(C_2)P(C_5) = Q_D Q_E Q_F$$

$$P(C_3 \cap C_4) = P(C_3)P(C_4) = Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_4 \cap C_5) = P(C_4)P(C_5) = Q_B Q_C Q_D Q_F$$

$$P(C_3 \cap C_5) = P(C_3)P(C_5) = Q_D Q_E Q_F$$

$$P(C_1 \cap C_2 \cap C_5) = P(C_1)P(C_2)P(C_5) = Q_A Q_B Q_D Q_E Q_F$$

$$P(C_1 \cap C_3 \cap C_5) = P(C_1)P(C_3)P(C_5) = Q_A Q_B Q_C Q_E Q_F$$

$$P(C_1 \cap C_4 \cap C_5) = P(C_1)P(C_4)P(C_5) = Q_A Q_B Q_C Q_D Q_F$$

$$P(C_2 \cap C_3 \cap C_5) = P(C_2)P(C_3)P(C_5) = Q_A Q_C Q_D Q_E Q_F$$

$$P(C_2 \cap C_4 \cap C_5) = P(C_2)P(C_4)P(C_5) = Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F$$

$$P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) = P(C_1 \cap C_2 \cap C_4)$$

$$= P(C_1 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= P(C_2 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_2 \cap C_4 \cap C_5) = P(C_2 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5)$$

$$= P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_5)$$

$$= P(C_1 \cap C_2 \cap C_4 \cap C_5)$$

$$= P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5)$$

$$= Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F$$

$$\begin{aligned}
\text{ดังนั้น } Q_{system} = & Q_A Q_B + Q_D Q_E + Q_A Q_C Q_E + Q_B Q_C Q_D + Q_F - Q_A Q_B Q_D Q_E \\
& - Q_A Q_B Q_C Q_F - Q_A Q_B Q_C Q_D - Q_A Q_B Q_F - Q_A Q_C Q_D Q_E \\
& - Q_B Q_C Q_D Q_E - Q_D Q_E Q_F - Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E - Q_B Q_C Q_D Q_F \\
& - Q_D Q_E Q_F + Q_A Q_B Q_C Q_E Q_F + Q_A Q_B Q_C Q_E Q_F + Q_A Q_B Q_C Q_D Q_F \\
& + Q_A Q_C Q_D Q_E Q_F + Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F + 4 Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E \\
& - Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E - 4 Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F + Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F \quad (5.21)
\end{aligned}$$

จะเห็นได้ว่าถ้าระบบมีอุปกรณ์ในระบบมากจะทำให้ยุ่งยากในการคำนวณ อย่างไรก็ตามหากพิจารณาจากสมการที่ (5.21) จะเห็นได้ว่ามีพจน์ที่มีค่าความน่าจะเป็นต่ำมากอยู่ เนื่องจากค่าพจน์ Q นั้นมีค่าน้อยกว่า 1 เมื่อมีพจน์ Q คูณกันหลายๆ พจน์ ทำให้ค่าความน่าจะเป็นที่ได้นั้นต่ำมาก จึงสามารถจะละเลยพจน์ Q ที่คูณกันหลายๆ พจน์ได้ดังสมการที่ (5.22) ดังนั้นสามารถเขียนสมการที่ (5.21) ใหม่ได้ดังสมการที่ (5.22)

$$Q_{system} = P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + \dots + P(C_j) + \dots + P(C_n) = \sum_{i=1}^n P(C_i) \quad (5.22)$$

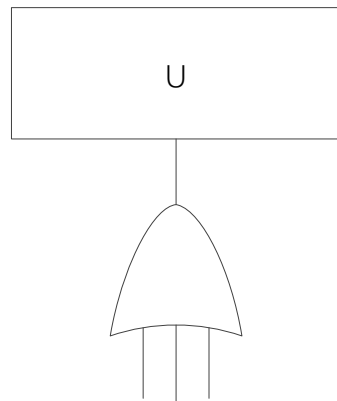
ดังนั้นผลการคำนวณ Q_{system} จากสมการที่ (5.22) จะเหลือดังสมการที่ (5.23)

$$Q_{system} = Q_A Q_B + Q_D Q_E + Q_A Q_C Q_E + Q_B Q_C Q_D + Q_F \quad (5.23)$$

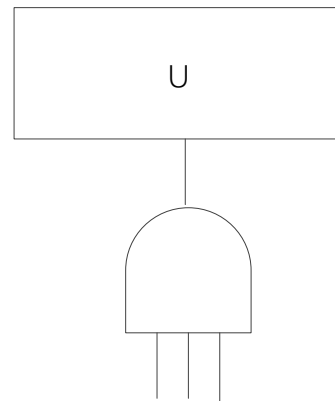
มินิมัลลิตีเซตนั้นสามารถแบ่งได้หลายประเภทตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะแบ่งประเภทเป็น 3 ประเภท ดังนี้ 1) มินิมัลลิตีเซตของประเภทการล้มเหลวแบบแอดที่ฟ 2) มินิมัลลิตีเซตของประเภทการล้มเหลวแบบพาสสี่ฟ 3) มินิมัลลิตีเซตของประเภทการล้มเหลวแบบบำรุงรักษา และในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาประเภทเหตุการณ์การล้มเหลว 3 ประเภท คือ 1) การล้มเหลวแบบพาสสี่ฟ 2) การล้มเหลวแบบแอดที่ฟ 3) การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษา

5.2.4. วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้ (Fault tree analysis method)

การวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้อาศัยหลักการของ Logic gate โดยประยุกต์เข้ากับการคำนวณความเชื่อถือได้ดังภาพที่ 5.10 ข้อมูลเข้าเกตแต่ละตัวคือเหตุการณ์พื้นฐาน (Basic event) k เหตุการณ์ โดยมีผลลัพธ์ (Output) คือการขาดพลังงานไฟฟ้าทางด้านขาออกของสถานีไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่า Top event หรือ Fault event ดังตัวอย่างในภาพที่ 5.11 และ ภาพที่ 5.12

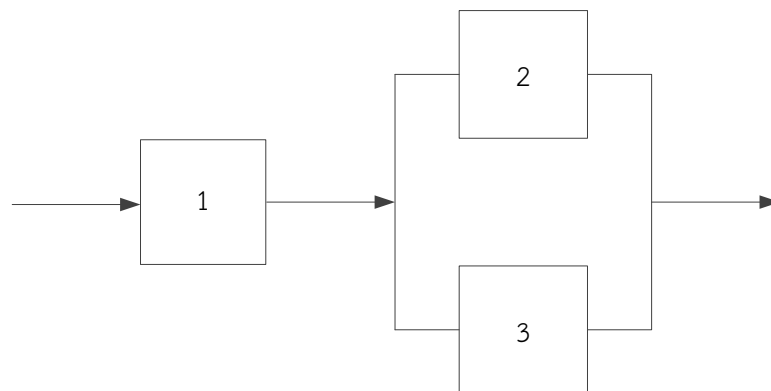


$$U = U_1 U_2 U_3$$

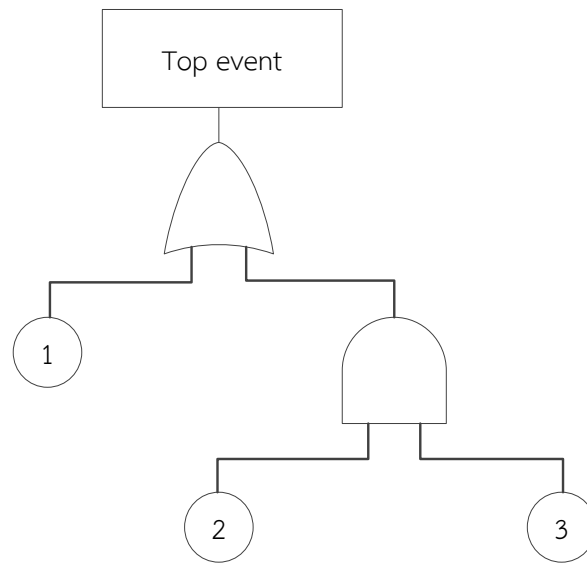


$$U = 1 - (1 - U_1)(1 - U_2)(1 - U_3)$$



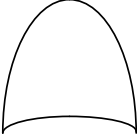
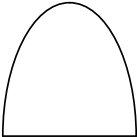

ภาพที่ 5.10 การใช้ OR gate และ AND gate ในการคำนวณค่า U



ภาพที่ 5.11 ระบบตัวอย่าง



ภาพที่ 5.12 แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลวของระบบ

โดยที่	   	<p>หมายถึง ผลลัพธ์ที่ได้จากเกต (กรณีที่ใช้กับ Logic gates)</p> <p>หมายถึง เหตุการณ์พื้นฐาน (กรณีที่ใช้กับ Logic gates)</p> <p>หมายถึง เกต 'OR'</p> <p>หมายถึง เกต 'AND'</p>
และ		<p>หมายถึง ความไม่พร้อมมูล</p>

วิธีนี้มีข้อดีในด้านความเป็นระบบในการวิเคราะห์ กล่าวคือเมื่อมีข้อมูลก็สามารถใส่ในแผนภาพแล้วคำนวณได้ทันที แต่มีข้อเสียคือหากระบบซับซ้อนจะสามารถทำการสร้างแผนภาพต้นไม้ได้ยาก

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) ร่วมกับวิธีการมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set) เพราะเนื่องจากวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล เป็นวิธีที่จำลองเหตุการณ์การทำงานของอุปกรณ์ภายในระบบ ซึ่งสามารถจำลองเหตุการณ์ของสถานะของอุปกรณ์ได้เพียง 2 สถานะ คือ สถานะปกติ และสถานะล้มเหลว แต่ในวิทยานิพนธ์นี้ได้จำแนกสถานะของอุปกรณ์เป็น 4 สถานะ คือ สถานะปกติ สถานะล้มเหลว สถานะสวิตซ์ซึ่ง และสถานะบำรุงรักษา โดยพิจารณาประเภทเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ถึง 3 เหตุการณ์ คือ การล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องในช่วงการ

บำรุงรักษา ซึ่งการจำแนกสถานะและประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ได้นั้นต้องใช้วิธีการมินิมัลคัตเซตเข้ามาช่วย เพื่อที่จะเป็นตัวตรวจสอบว่าอุปกรณ์ตัวที่ล้มเหลวนั้นจะส่งผลให้ระบบหรือจุดโหลดที่สนใจล้มเหลวหรือไม่ และเมื่อทราบว่าอุปกรณ์ตัวที่ทำให้ระบบหรือจุดโหลดที่สนใจล้มเหลว ก็จะทราบด้วยว่าเป็นการล้มเหลวประเภทใด และเมื่อนำวิธีการ 2 วิธีมาใช้ร่วมกันจะทำให้ครอบคลุมในการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยได้ครบทุกรูปแบบ ซึ่งเหมาะสมและสะดวกในการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยที่ไม่ถูกจำกัดด้วยความซับซ้อนของระบบดังเช่นวิธีอื่นๆ ดังที่นำเสนอไปแล้วข้างต้น

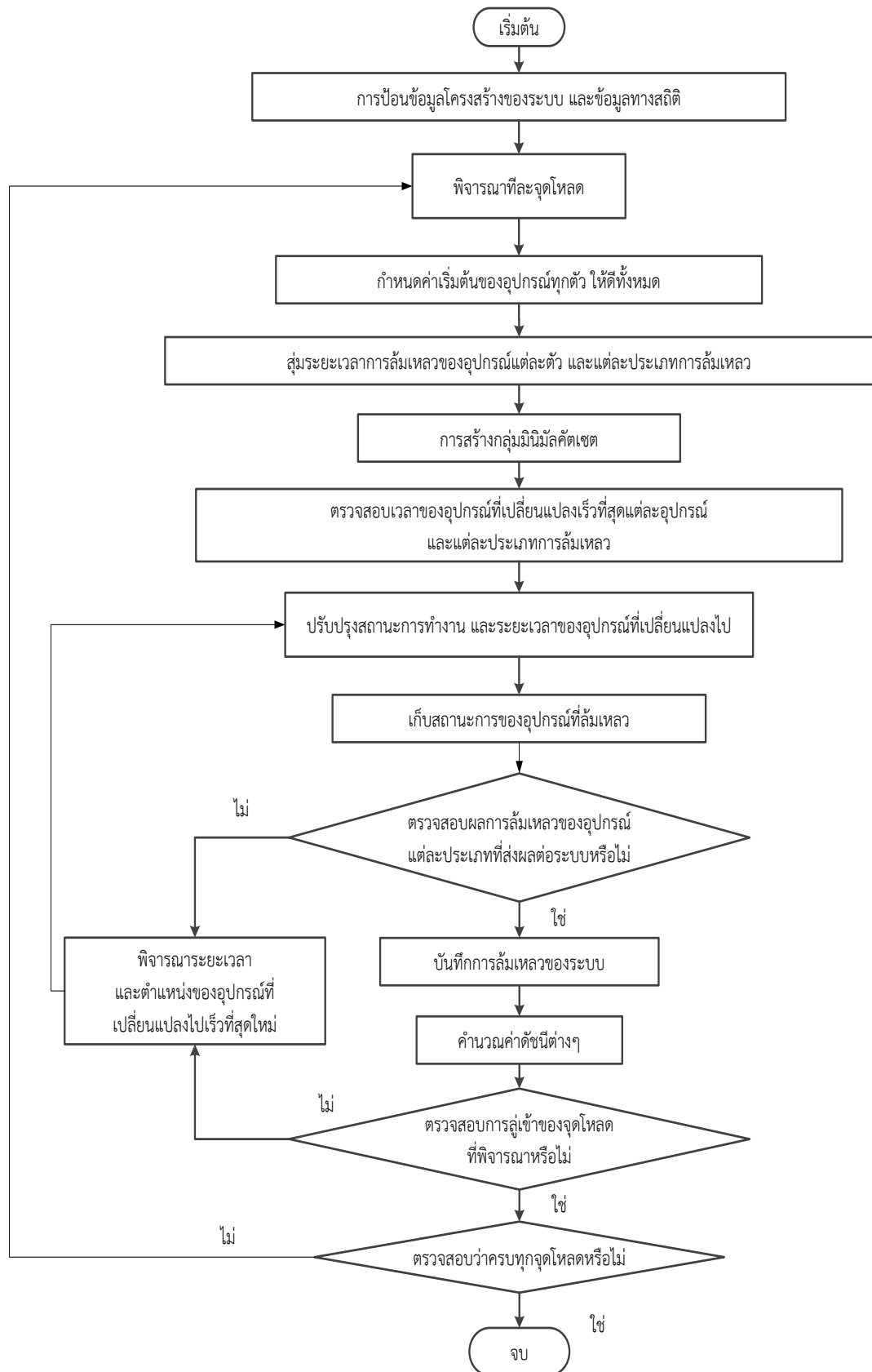
5.3 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอทฤษฎีและหลักที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ ซึ่งทฤษฎีและหลักที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้มีอยู่ 2 วิธี คือ วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) และวิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) แบบมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set) ซึ่ง 2 วิธีนี้จะมีจุดเด่นและจุดด้อยแตกต่างกัน โดยที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเอาข้อดีของแต่ละวิธีมาใช้ร่วมกัน เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งจะกล่าวในบทถัดไป

บทที่ 6

การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย

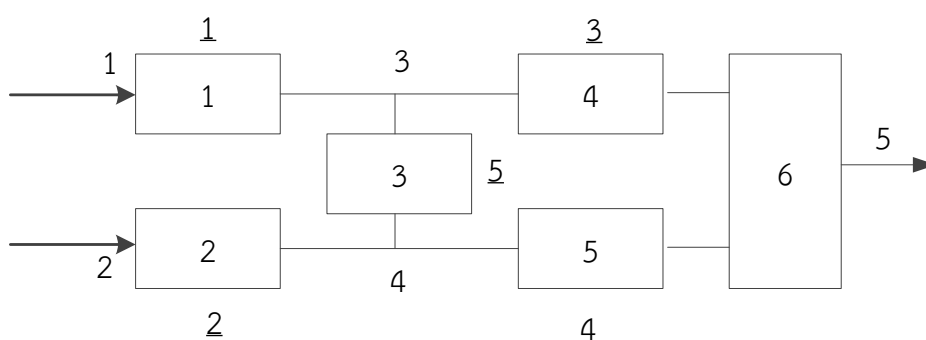
จากในบทที่ 5 กล่าวถึงวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ 2 วิธีการ คือ วิธีการมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) และวิธีการมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set) ซึ่งทั้งสองวิธีการนี้มีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำข้อดีของทั้ง 2 วิธีการมาใช้ประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกัน โดยอย่างแรกใช้วิธีการมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) ในการจำลองเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์และพิจารณาว่าอุปกรณ์ปกติหรือล้มเหลวเมื่อใด ใช้ระยะเวลาเท่าใด มีอุปกรณ์ตัวใดบ้างที่ล้มเหลว เพื่อนำไปตรวจสอบกับวิธีการมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set) ซึ่งวิธีมินิมัลคัตเซต ใช้เป็นตัวกำหนดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยที่จะมีเหตุการณ์ล้มเหลวประเภทต่างๆ เช่น การล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failures) การล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failures) เป็นต้น ดังนั้นบทนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ด้วย 2 วิธีข้างต้น โดยรายละเอียดหลักของแต่ละขั้นตอนแสดงดังแผนผังในภาพที่ 6.1



ภาพที่ 6.1 ขั้นตอนแสดงการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย

6.1 การป้อนข้อมูลโครงสร้างของระบบ และข้อมูลทางสถิติ

สำหรับการป้อนข้อมูลโครงสร้างของระบบ ในส่วนของข้อมูลโครงสร้างของระบบนั้นจะถูกจัดเตรียมในรูปแบบของตารางโดยที่มีรายละเอียดในตาราง คือ สาขา (Branch) โหนดผู้ส่ง (Sending end) และโหนดผู้รับ (Receiving end) โดยที่ข้อมูลของแต่ละสาขา (Branch) ในระบบ จะประกอบด้วยอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรมกันจากโหนดผู้ส่ง (Sending end) ไปยังโหนดผู้รับ (Receiving end) ทุกสาขา และโหนดทั้งสองของทุกสาขาในระบบจะต้องถูกระบุหมายเลข และระบุทิศทางการส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อใช้ในการหาเส้นทางจ่ายกำลังไฟฟ้าง่ายที่สุดแสดงในระบบตัวอย่างในภาพที่ 6.2 และข้อมูลหมายเลขของระบบจะถูกรวบรวมในตารางที่ 6.2 ในส่วนของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ ดัชนีที่สำคัญในการประเมินความเชื่อถือได้เชิงปริมาณได้แก่ อัตราการล้มเหลว (Failure rate: λ) และระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซม (Repair time: r) ของแต่ละอุปกรณ์ในระบบ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าจากข้อมูลตัดแปลงอ้างอิงมาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นอกจากนี้ดัชนีความเชื่อถือได้ดังกล่าวแล้วระยะเวลาในการสวิตช์ซึ่ง (Switching time: s) ของอุปกรณ์สวิตช์ก็เป็นสิ่งสำคัญในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้เช่นกัน [6], [9], [20], [21]



ภาพที่ 6.2 ระบบตัวอย่างที่ 1 และถูกกำหนดหมายเลขของโหนดและสาขาในระบบ

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลโครงสร้างของระบบ

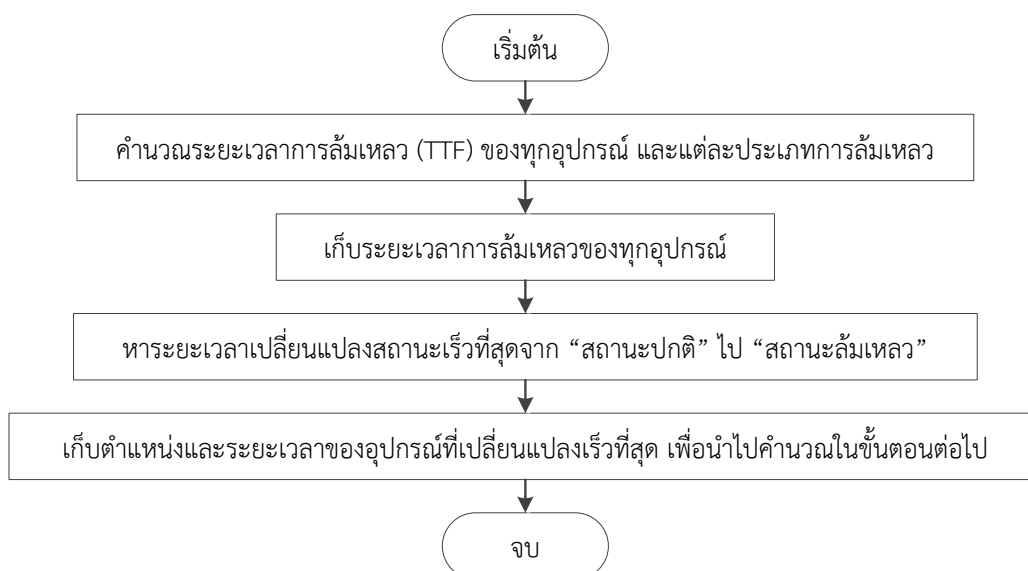
สาขา (Branch)	โหนดผู้ส่ง (Sending end)	โหนดผู้รับ (Receiving end)	อุปกรณ์	ทิศทางการส่งกำลังไฟฟ้า
1	1	3	1	1-3
2	2	4	2	2-4
3	3	5	4, 6	3-5
4	4	5	5, 6	4-5
5	3	4	3	3-4, 4-3

6.2 การพิจารณาที่ละจุดโหนดและกำหนดค่าเริ่มต้นของอุปกรณ์ทุกตัว

การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยเริ่มจากการพิจารณาที่ละจุดโหนดและกำหนดค่าของสถานะเริ่มต้นของอุปกรณ์ให้ปกติทั้งหมด เพื่อเป็นสถานะอ้างอิงกับระบบและอุปกรณ์ เนื่องจากในเหตุการณ์จริงแรกเริ่มนั้นต้องอยู่ในสถานะปกติก่อนจึงค่อยล้มเหลว ดังนั้นในโปรแกรมจึงกำหนดให้สถานะของระบบและสถานะของอุปกรณ์แรกเริ่มในการวนหาค่าความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหนด จะกำหนดให้ปกติเสมอ [6], [9], [20], [21]

6.3 การสุ่มระยะเวลาการล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ละตัว และแต่ละประเภทการล้มเหลว

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึง การสุ่มระยะเวลาการล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ละตัว และแต่ละประเภทการล้มเหลว โดยจะแสดงดังภาพที่ 6.3



ภาพที่ 6.3 ขั้นตอนการเก็บระยะเวลาการล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ละตัว แต่ละประเภทการล้มเหลว

การคำนวณหาระยะเวลาการล้มเหลว (TTF) ของทุกอุปกรณ์ จะแบ่งการคำนวณระยะเวลาตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ ซึ่งประเภทการล้มเหลวจะแบ่งออกเป็น 2 ประเภท และอีก 1 เหตุการณ์ขัดข้อง คือ การล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษา โดยที่การคำนวณระยะเวลาการล้มเหลวของอุปกรณ์แบบพาสซีฟ และแอกทีฟสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (6.1) และ (6.2)

$$TTF_{p,i} = -\frac{1}{\lambda_{p,i}} \ln(U) \quad (6.1)$$

โดยที่

$\lambda_{p,i}$ คือ อัตราล้มเหลวแบบพาสซีฟของอุปกรณ์ตัวที่ i (ครั้ง/ปี)

$TTF_{p,i}$ คือ ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในสถานะทำงานปกติ จนถึงระยะเวลาล้มเหลวแบบพาสซีฟ ของอุปกรณ์ตัวที่ i

U คือ ตัวเลขสุ่มสำหรับการกระจายแบบเอ็กโปเนนเชียล (Exponential distributed random numbers)

$$TTF_{a,i} = -\frac{1}{\lambda_{a,i}} \ln(U) \quad (6.2)$$

โดยที่

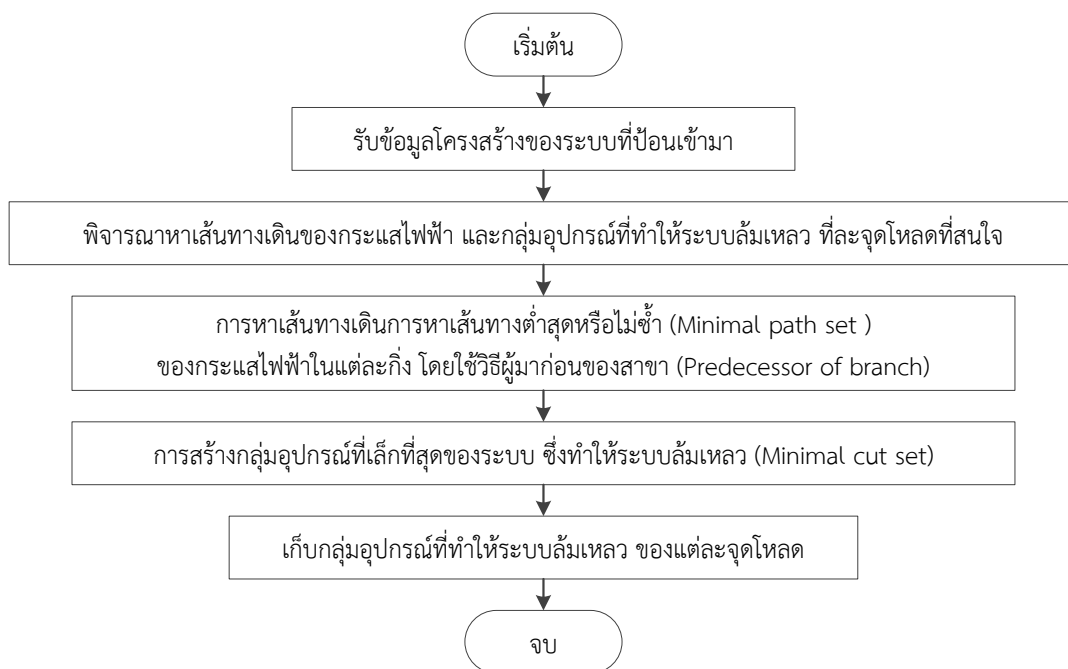
$\lambda_{a,i}$ คือ อัตราล้มเหลวแบบแอคทีฟของอุปกรณ์ตัวที่ i (ครั้ง/ปี)

$TTF_{a,i}$ คือ ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในสถานะทำงานปกติ จนถึงระยะเวลาล้มเหลวแบบแอคทีฟของอุปกรณ์ตัวที่ i (ปี)

ส่วนระยะเวลาการล้มเหลวของอุปกรณ์ในช่วงการบำรุงรักษาจะกำหนดเป็นตารางการบำรุงรักษาที่กำหนดขึ้นไว้อยู่แล้ว ซึ่งจะเป็นตารางการซ่อมบำรุงของอุปกรณ์แต่ละตัว เนื่องจากในความเป็นจริงสถานีไฟฟ้าจะมีช่วงการบำรุงรักษาที่กำหนดไว้แน่นอนแล้ว เช่น ตารางการบำรุงรักษาประจำปี เป็นต้น โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ตารางการบำรุงรักษาของกองบำรุงรักษาอุปกรณ์สถานีย่อย ฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง เป็นตารางอ้างอิง

6.4 การสร้างกลุ่มมินิมัลคัตเซต

ในหัวข้อนี้จะอธิบายถึงการสร้างกลุ่มมินิมัลคัตเซต เพื่อใช้ตรวจสอบการล้มเหลวของระบบหรือจุดโหลด และใช้ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย มีขั้นตอนการทำดังภาพที่ 6.4 [12], [13], [21]



ภาพที่ 6.4 ขั้นตอนการการสร้าง และการจัดเก็บโครงสร้างของระบบ

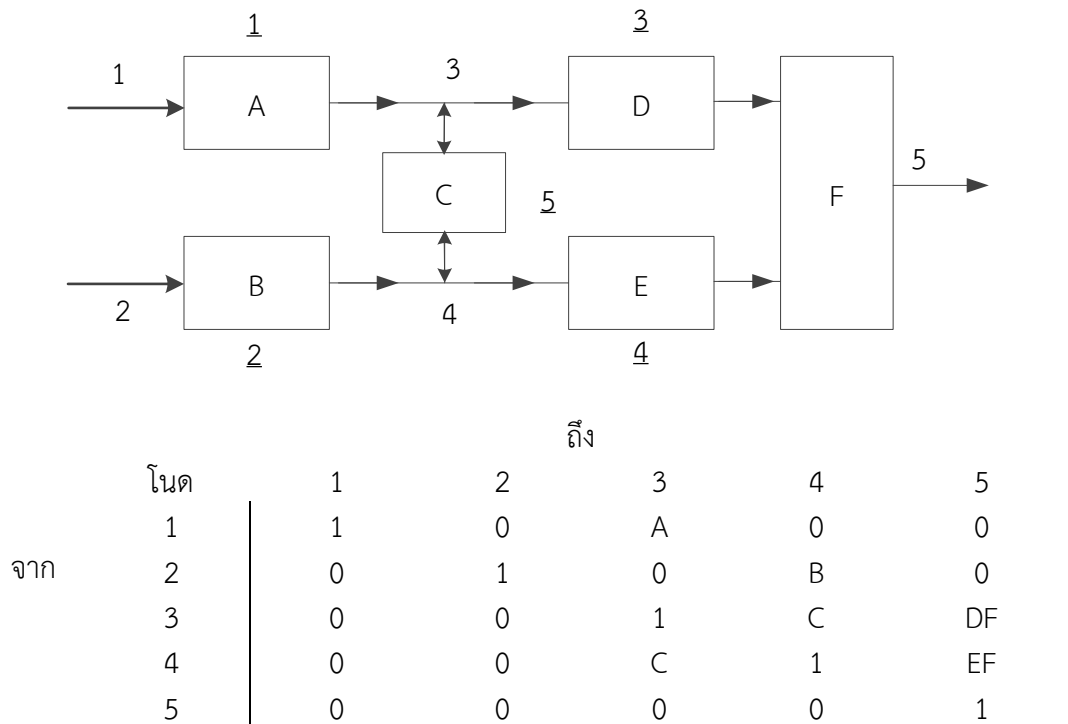
จากภาพที่ 6.4 ขั้นแรกต้องรับข้อมูลจากการป้อนข้อมูลโครงสร้างรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อย จากนั้นพิจารณาหาเส้นทางเดินของกระแสไฟฟ้า โดยพิจารณาที่ละจุดโหลดที่สนใจ เพื่อที่จะทราบเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าหรือเส้นทางที่สั้นที่สุดจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าไปยังจุดโหลด เมื่อทราบเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดแล้วจะทำให้ทราบถึงอุปกรณ์ต่างๆ ที่อยู่บนแต่ละเส้นทางนั้น หลังจากนั้นตรวจสอบหาอุปกรณ์ว่าอุปกรณ์ตัวที่ล้มเหลวตัวใดจะส่งผลให้จุดโหลดหรือระบบไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยนี้จะใช้วิธีการตรวจหาเส้นทางการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่สั้นที่สุด เพื่อหากกลุ่มอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแล้วส่งผลต่อจุดโหลดหรือระบบไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งจะเรียกกลุ่มอุปกรณ์ที่ล้มเหลวกลุ่มนี้ว่า มินิมัลลิตเซตของอุปกรณ์ โดยที่มินิมัลลิตเซตของอุปกรณ์แต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อย มีวิธีการตรวจหาที่แตกต่างกันโดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.4.1 การตรวจหาเส้นทางที่สั้นที่สุด (Minimal path set)

เส้นทางที่สั้นที่สุด (Minimal path set) ของเส้นทางจ่ายไฟฟ้าของระบบ หมายถึง กลุ่มอุปกรณ์ที่ต่อกันในระบบแบบอนุกรมจากต้นทางไปยังปลายทางหรือจุดโหลดโดยกลุ่มอุปกรณ์นั้นต้องอยู่บนเส้นทางที่สั้นที่สุด ซึ่งการหาเส้นทางที่สั้นที่สุดสามารถทำได้หลายวิธีดังต่อไปนี้

6.4.1.1 วิธีเทคนิคความสัมพันธ์ของเมตริกซ์ (Connection matrix techniques)

วิธีการนี้อาศัยหลักการความสัมพันธ์ของเมตริกซ์ โดยนำระบบที่ต้องการหาเส้นทางมาแปลงให้อยู่ในรูปเมตริกซ์ดังตัวอย่างใน และข้อมูลของอุปกรณ์ทั้งหมด 6 อุปกรณ์ ต้องการทราบเส้นทางจากโนด 1 ไปยังโนด 5 สามารถสร้างเมตริกซ์ได้ดังนี้ [4]



ภาพที่ 6.5 ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อน และการสร้างเมตริกซ์

หลักการในการสร้างเมตริกซ์ อย่างแรกถ้าหมายเลขที่อยู่ระหว่างโนดที่ไม่มีอุปกรณ์ต่ออยู่ให้เติม 0 ส่วนหมายเลขที่อยู่ระหว่างโนดเดียวกันให้ใส่ 1 ส่วนหมายเลขที่อยู่ระหว่างโนดที่มีอุปกรณ์ต่ออยู่ให้ใส่ชื่อของอุปกรณ์นั้น และต้องพิจารณาด้วยว่าอุปกรณ์ตัวนั้นสามารถถูกจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ 2 ทางหรือไม่ เช่นอุปกรณ์ C

จากเมตริกซ์ที่สร้างขึ้นสามารถหาเส้นทางการเดินทางจากจุดเริ่มต้นไปยังจุดสิ้นสุดได้ 2 วิธี คือ วิธีคูณเมตริกซ์และวิธีเคลื่อนย้ายโนด ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. วิธีคูณเมตริกซ์ (Matrix multiplication)

วิธีการนี้ใช้วิธีคูณเมตริกซ์ที่ถูกสร้างจากหลักการข้างต้นด้วยตัวเมตริกซ์นั่นเอง หรือการยกกำลังนั่นเอง โดยยกกำลังจนกว่าเมตริกซ์จะไม่เปลี่ยนแปลง ให้เมตริกซ์ M เป็นเมตริกซ์ที่ถูกสร้างขึ้น ทำการยกกำลังเมตริกซ์ M ไปเรื่อยๆ จนกว่าจะเมตริกซ์ไม่เปลี่ยนแปลง โดยมีวิธีการคำนวณดังต่อไปนี้

		1	2	3	4	5
M=	1	1	0	A	0	0
	2	0	1	0	B	0
	3	0	0	1	C	DF
	4	0	0	C	1	EF
	5	0	0	0	0	1

ดังนั้นจะได้ว่า M^2 มีค่า

		1	2	3	4	5
$M^2=$	1	1	0	A	AC	ADF
	2	0	1	BC	B	BEF
	3	0	0	1+C	1+C	DF+CEF
	4	0	0	C	C+1	CDF+EF
	5	0	0	0	0	1

ดังนั้นจะได้ว่า M^3 มีค่า

		1	2	3	4	5
$M^3=$	1	1	0	A+AC	A+AC	ADF+ACEF
	2	0	1	BC	BC+B	BEF+BCDF
	3	0	0	1+C	1+C	DF+CEF+CDF
	4	0	0	1+C	1+C	CDF+CEF+EF
	5	0	0	0	0	1

ดังนั้นจะได้ว่า M^4 มีค่า

		1	2	3	4	5
$M^4=$	1	1	0	A+AC	A+AC	ADF+ACEF+ACDF
	2	0	1	BC+B	BC+B	BEF+BCDF+BCEF
	3	0	0	1+C	1+C	DF+CEF+CDF
	4	0	0	1+C	1+C	CDF+CEF+EF
	5	0	0	0	0	1

เมื่อเมตริกซ์ยกกำลัง 4 ผลลัพธ์ของเมตริกซ์จะไม่เปลี่ยนแปลง ผลดังกล่าวทำให้ทราบเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าจากทุกๆ โหนดไปยังทุกๆ โหนด ตัวอย่างเช่น จากโหนด 1 ไปยังโหนด 5 มีเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ต่างๆ ได้ 3 วิธีด้วยกันคือ ADF, ACDF และ ACEF หรือจากโหนด 2 ไปยังโหนด 5 มีเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ต่างๆ ได้ 3 วิธีด้วยกันคือ BEF, BCDF, และ BCEF แต่เส้นทางที่ใช้จริงต้องเป็นเส้นทางที่ไม่ซ้ำกับเส้นทางที่เคยมีแล้ว และต้องเป็นเส้นทางที่สั้นที่สุด ดังนั้น ACDF และ BCEF จะถูกตัดทิ้งด้วยเหตุผลข้างต้น จึงเหลือเส้นทางที่ใช้ได้จริงจากโหนด 1 ไปยังโหนด 5 เพียง 2 เส้นทาง คือ ADF และ ACEF และเส้นทางที่ใช้ได้จริงจากโหนด 2 ไปยังโหนด 5 เพียง 2 เส้นทาง คือ BEF และ BCDF โดยวิธีนี้จะเสียเวลาในการคำนวณมาก เพราะต้องคำนวณที่โหนดที่ไม่ต้องการทราบเส้นทางด้วย ยิ่งถ้าระบบมีอุปกรณ์และโหนดจำนวนมากจะทำให้เสียเวลาในการคำนวณมากยิ่งขึ้น

2. วิธีเคลื่อนย้ายโหนด (Node removal)

วิธีการนี้สามารถหาเส้นทางที่สั้นที่สุดเฉพาะระหว่างโหนดเริ่มต้น และโหนดสิ้นสุดที่ต้องการเท่านั้น โดยการเคลื่อนย้ายโหนดที่ไม่ใช่โหนดเริ่มต้น และโหนดสิ้นสุดออกจากเมตริกซ์จนกระทั่งขนาดเมตริกซ์ลดลงเหลือขนาด 2×2 สมการที่ใช้คำนวณในการเคลื่อนย้ายโหนด k ออกจากเมตริกซ์ คือ

$$M_{ij} = N_{ij} + (N_{ik}N_{kj}) \quad (6.3)$$

โดยที่

M_{ij} คือ เมตริกซ์ใหม่ที่เคลื่อนย้ายโหนด k แล้ว โดยที่ $i, j \neq k$

จากภาพที่ 6.5 สามารถแสดงเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์จากโหนด 1 ไปยังโหนด 5 ด้วยวิธีการเคลื่อนย้ายโหนด 2 ของเมตริกซ์ที่สร้างขึ้นดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned}
 M_{11} &= 1 + (0)(0) = 1 \\
 M_{13} &= A + (0)(0) = A \\
 M_{14} &= 0 + (0)(B) = 0 \\
 M_{15} &= 0 + (0)(0) = 0 \\
 M_{31} &= 0 + (0)(0) = 0 \\
 M_{33} &= 1 + (0)(0) = 1 \\
 M_{34} &= C + (0)(B) = C \\
 M_{35} &= DF + (0)(0) = DF \\
 M_{41} &= 0 + (0)(0) = 0 \\
 M_{43} &= C + (0)(0) = C \\
 M_{44} &= 1 + (0)(B) = 1 \\
 M_{45} &= EF + (0)(0) = EF \\
 M_{51} &= 0 + (0)(0) = 0 \\
 M_{53} &= 0 + (0)(0) = 0 \\
 M_{54} &= 0 + (0)(B) = 0 \\
 M_{55} &= 1 + (0)(0) = 1
 \end{aligned}$$

เมตริกซ์ที่เคลื่อนย้ายโนด 2 แล้วคือ

$$M = \begin{array}{c|cccc}
 & & 1 & 3 & 4 & 5 \\
 \hline
 1 & & 1 & A & 0 & 0 \\
 3 & & 0 & 1 & C & DF \\
 4 & & 0 & C & 1 & EF \\
 5 & & 0 & 0 & 0 & 1 \\
 \hline
 \end{array}$$

ต่อไปเคลื่อนย้ายโนด 3

$$M_{11} = 1 + (A)(0) = 1$$

$$M_{14} = 0 + (A)(C) = AC$$

$$M_{15} = 0 + (A)(DF) = ADF$$

$$M_{41} = 0 + (C)(0) = 0$$

$$M_{44} = 1 + (C)(C) = 1 + C$$

$$M_{45} = EF + (C)(DF) = EF + CDF$$

$$M_{51} = 0 + (0)(0) = 0$$

$$M_{54} = 0 + (0)(C) = 0$$

$$M_{55} = 1 + (0)(DF) = 1$$

เมตริกซ์ที่เคลื่อนย้ายโนด 3 แล้วคือ

$$M = \begin{array}{c|ccc} & & 1 & 4 & 5 \\ \hline 1 & & 1 & AC & ADF \\ 4 & & 0 & C & EF+CDF \\ 5 & & 0 & 0 & 1 \end{array}$$

ต่อไปเคลื่อนย้ายโนด 4

$$M_{11} = 1 + (AC)(0) = 1$$

$$M_{15} = ADF + (AC)(EF + CDF) = ADF + ACEF + ACDF$$

$$M_{51} = 0 + (0)(0) = 0$$

$$M_{55} = 1 + (0)(EF + CDF) = 1$$

เมตริกซ์สุดท้ายที่เคลื่อนย้ายโนด 4 แล้วคือ

$$M = \begin{array}{c|cc} & & 1 & 5 \\ \hline 1 & & 1 & ADF+ACEF+ACDF \\ 5 & & 0 & 1 \end{array}$$

จากเมตริกซ์นี้ทำให้ทราบเส้นทางที่สั้นที่สุดจากโนด 1 ไปยังโนด 5 จะได้เส้นทางการจ่ายไฟฟ้ามี คือ ADF, ACEF และ ACDF แต่เส้นทางที่ใช้ได้จริงจะมีเพียง 2 เส้นทางคือ ADF และ ACEF เนื่องจากเส้นทาง ACDF เป็นเส้นทางที่ซ้ำกับ ADF และไม่ใช่วางเส้นทางที่สั้นสุด ซึ่งเห็นว่าให้ผล

เหมือนกับจากวิธีคูณเมตริกซ์ แต่ใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่าเนื่องจากไม่ต้องทำการคำนวณโนดที่ไม่สนใจ

จากภาพที่ 6.5 สามารถแสดงเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์จากโนด 2 ไปยังโนด 5 ด้วยวิธีการเคลื่อนย้ายโนด 1 ของเมตริกซ์ที่สร้างขึ้นดังต่อไปนี้

$$M_{22} = 1 + (0)(0) = 1$$

$$M_{23} = 0 + (0)(A) = 0$$

$$M_{24} = B + (0)(0) = B$$

$$M_{25} = 0 + (0)(0) = 0$$

$$M_{32} = 0 + (0)(0) = 0$$

$$M_{33} = 1 + (0)(A) = 1$$

$$M_{34} = C + (0)(0) = C$$

$$M_{35} = DF + (0)(0) = DF$$

$$M_{42} = 0 + (0)(0) = 0$$

$$M_{43} = C + (0)(A) = C$$

$$M_{44} = 1 + (0)(0) = 1$$

$$M_{45} = EF + (0)(0) = EF$$

$$M_{51} = 0 + (0)(0) = 0$$

$$M_{53} = 0 + (0)(0) = 0$$

$$M_{54} = 0 + (0)(B) = 0$$

$$M_{55} = 1 + (0)(0) = 1$$

เมตริกซ์ที่เคลื่อนย้ายโนด 1 แล้วคือ

$$M = \begin{array}{c|ccccc} & & 2 & 3 & 4 & 5 \\ \hline 2 & & 1 & 0 & B & 0 \\ 3 & & 0 & 1 & C & DF \\ 4 & & 0 & C & 1 & EF \\ 5 & & 0 & 0 & 0 & 1 \\ \hline \end{array}$$

ต่อไปเคลื่อนย้ายโนด 3

$$M_{22} = 1 + (0)(0) = 1$$

$$M_{24} = B + (0)(C) = B$$

$$M_{25} = 0 + (0)(DF) = 0$$

$$M_{42} = 0 + (C)(0) = 0$$

$$M_{44} = 1 + (C)(C) = 1 + C$$

$$M_{45} = EF + (C)(DF) = EF + CDF$$

$$M_{52} = 0 + (0)(0) = 0$$

$$M_{54} = 0 + (0)(C) = 0$$

$$M_{55} = 1 + (0)(DF) = 1$$

เมตริกซ์ที่เคลื่อนย้ายโนด 3 แล้วคือ

$$M = \begin{array}{c|ccc} & & 1 & 4 & 5 \\ \hline 1 & & 1 & B & 0 \\ 4 & & 0 & 1+C & EF+CDF \\ 5 & & 0 & 0 & 1 \end{array}$$

ต่อไปเคลื่อนย้ายโนด 4

$$M_{22} = 1 + (B)(0) = 1$$

$$M_{25} = 0 + (B)(EF + CDF) = BEF + BCDF$$

$$M_{52} = 0 + (0)(0) = 0$$

$$M_{55} = 1 + (0)(EF + CDF) = 1$$

เมตริกซ์สุดท้ายที่เคลื่อนย้ายโนด 4 แล้วคือ

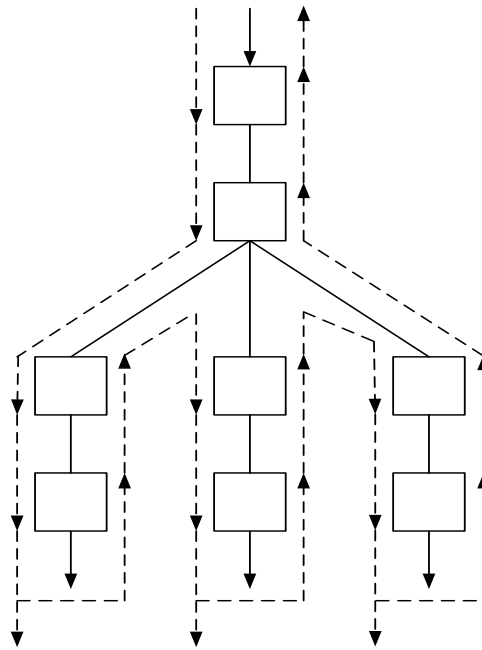
$$M = \begin{array}{c|cc} & & 1 & 5 \\ \hline 1 & & 1 & BEF+BCDF \\ 5 & & 0 & 1 \end{array}$$

จากเมตริกซ์นี้ทำให้ทราบเส้นทางที่สั้นที่สุดจากโนด 2 ไปยังโนด 5 จะได้เส้นทางการจ่ายไฟฟ้ามี 2 เส้นทางคือ BEF และ BCDF ซึ่งเห็นว่าให้ผลเหมือนกับจากวิธีคูณเมตริกซ์ แต่ใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่าเนื่องจากไม่ต้องทำการคำนวณโนดที่ไม่สนใจ

วิธีเทคนิคความสัมพันธ์ของเมตริกซ์ (Connection matrix techniques) มีข้อดี คือ ให้ผลการคำนวณที่ถูกต้อง และแม่นยำ แต่มีข้อเสียในด้านการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ เพราะว่าผลการคำนวณที่ได้เป็นสมการตัวแปรทางคณิตศาสตร์ ซึ่งยากที่จะนำผลที่ได้ไปคำนวณหาตัวอื่น ๆ ด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

6.4.1.2 วิธีการตรวจหาเส้นทางแบบวิธีย้อนกลับไปกลับมา

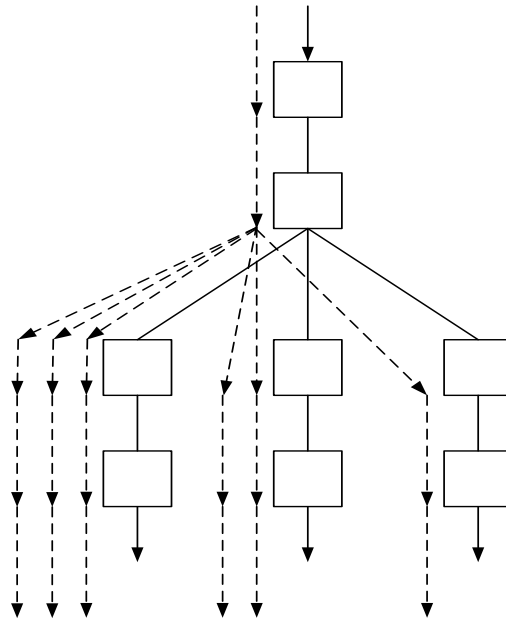
วิธีนี้เป็นการตรวจหาเส้นทางแบบพิจารณาย้อนกลับไปกลับมาแบบดั้งเดิม ดังแสดงในภาพที่ 6.6 จากภาพนี้จะเห็นว่าเส้นประ ซึ่งแสดงเส้นทางที่โปรแกรมคอมพิวเตอร์ได้ตรวจสอบหาเส้นทางที่เป็นไปได้จะมีลักษณะที่ต้องผ่านอุปกรณ์ทั้งขาไปและขากลับ วิธีการนี้ถึงจะมีข้อดีในด้านที่ง่ายต่อความเข้าใจ แต่มีข้อเสียในด้านที่คอมพิวเตอร์ต้องทำงานหนัก เพราะต้องพิจารณาผ่านอุปกรณ์ทุกตัวทั้งขาไปและขากลับ



ภาพที่ 6.6 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางในวิธีย้อนกลับไปมา

6.4.1.3 วิธีการตรวจหาเส้นทางแบบสุ่ม

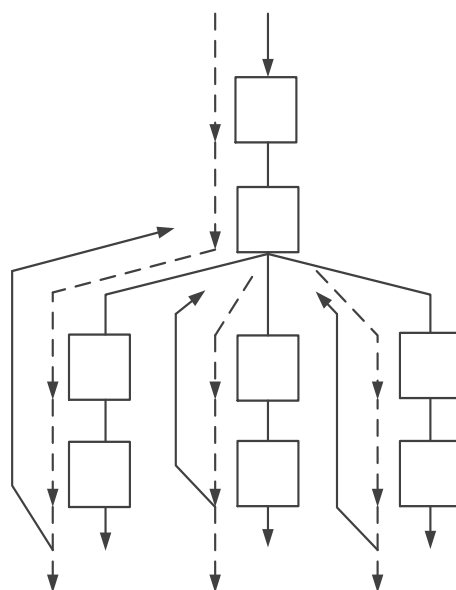
ในภาพที่ 6.7 แสดงวิธีการหาเส้นทางโดยอาศัยการสุ่มหาอุปกรณ์ที่ต่ออยู่ตัวถัดไป วิธีนี้มีข้อดีในด้านที่ง่ายต่อการพัฒนาโปรแกรมเพราะไม่ต้องสร้างฟังก์ชันในการพิจารณาเส้นทางที่ซับซ้อน แต่ใช้ฟังก์ชันสุ่มซึ่งเป็นฟังก์ชันมาตรฐานที่มีอยู่แล้วในภาษาคอมพิวเตอร์ แต่มีข้อเสียในด้านที่คอมพิวเตอร์ยังคงต้องทำงานหนักเพราะการสุ่มนั้นต้องทำหลายครั้งเพื่อให้ได้ครบทุกเส้นทางที่เป็นไปได้ประกอบกับการสุ่มนั้นมีโอกาสทำให้เกิดเส้นทางที่ซ้ำซ้อนกับเส้นทางที่เคยหาไว้แล้ว



ภาพที่ 6.7 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางแบบสุ่มซึ่งมีเส้นทางซ้ำกัน

6.4.1.4 การตรวจหาเส้นทางแบบวิธีจดจำปม

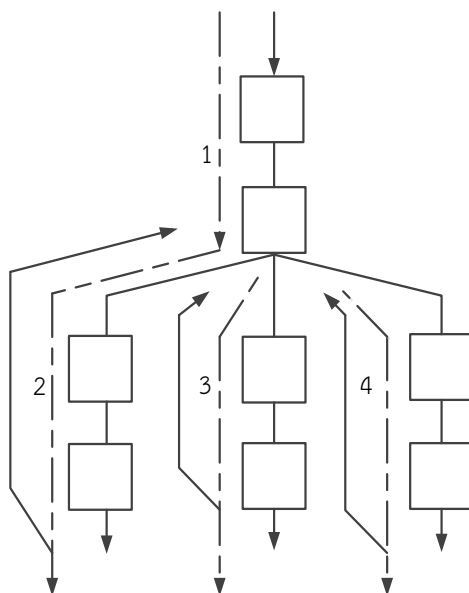
การตรวจหาเส้นทางแบบวิธีจดจำปมดังแสดงในภาพที่ 6.8 นี้ใช้หลักการพิจารณาอุปกรณ์ ถัดไปที่ตัวจนถึงปลายทาง จากการที่ได้ผ่านอุปกรณ์ตัวที่อยู่ถัดไปอยู่หลายตัว ซึ่งอาจจะเป็น อุปกรณ์ที่เป็นจุดปม เช่น บัสบาร์หรือไม่ก็ได้ โดยให้คอมพิวเตอร์จำอุปกรณ์นั้นไว้ เมื่อถึงปลายทางจึง กระโดดย้อนกลับไปเริ่มที่จุดแยกนั้นเป็นการเริ่มต้นเส้นทางใหม่ วิธีนี้ไม่ต้องสุ่มเป็นจำนวนครั้งมากๆ การตรวจสอบการวนรอบก็ยังเหมือนเดิม เพียงแต่หากพบว่ามีการวนรอบแล้วไม่ต้องไปเริ่มต้นที่ จุดเริ่มต้นใหม่



ภาพที่ 6.8 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางแบบวิธีจดจำปม

6.4.1.5 การตรวจหาเส้นทางจากผู้มาก่อนของสาขา

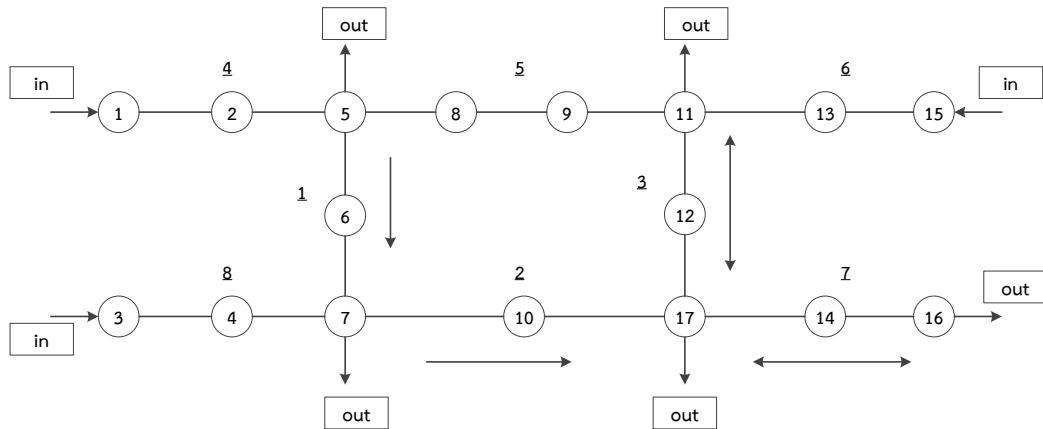
การตรวจหาเส้นทางแบบผู้มาก่อนของสาขา (Predecessor of branch) ดังแสดงในภาพที่ 6.9 พิจารณาสาขา (Branch) ถัดไปที่ละสาขาจากต้นทางไปยังปลายทาง โดยนิยามของสาขา คือ เส้นทางเดินของกระแสไฟฟ้าจากจุดส่งไปถึงจุดแยกของกระแสไฟฟ้าหรือจุดสิ้นสุดทางเดินของกระแสไฟฟ้า จากภาพที่ 6.9 พบว่ามีสาขาของระบบ 4 สาขา ซึ่งวิธีนี้ข้อดี คือ เพียงทราบแค่สาขาของระบบโดยไม่จำเป็นต้องพิจารณาอุปกรณ์ที่อยู่ในสาขา ซึ่งการหาเส้นทางจะพิจารณาอุปกรณ์ที่อยู่ ที่ต้นสุดและปลายสุดของแต่ละสาขาเท่านั้น ดังนั้นคอมพิวเตอร์จึงไม่ต้องทำงานหนักในการที่จะต้องพิจารณาทุกอุปกรณ์ นอกจากนี้วิธีนี้สามารถจำสาขาที่ปลายของสาขาเป็นจุดปมได้จึงไม่จำเป็นต้องพิจารณาย้อนกลับไปกลับมาซึ่งเป็นข้อดีที่เหมือนกับวิธีแบบจดจำปม



ภาพที่ 6.9 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางจากผู้มาก่อนของสาขา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้วิธีการตรวจหาเส้นทางของการจ่ายของไฟฟ้า โดยวิธีผู้มาก่อนของสาขา เนื่องจากเป็นวิธีที่ไม่ซับซ้อนสามารถจัดการหาเส้นทางของระบบที่มีรูปแบบซับซ้อนได้ดีกว่ารวดเร็วกว่าวิธีอื่น เนื่องจากวิธีนี้จะหาเฉพาะเส้นทางจากสาขาที่เชื่อมต่อกันระหว่างแหล่งจ่ายถึงจุดโหลด จึงทำให้ทราบได้ว่าเส้นทางใดที่เคยผ่านมาแล้ว โดยไม่จำเป็นต้องหาเส้นทางซ้ำ และการหาเส้นทางจะไม่สนใจว่าจะมีอุปกรณ์อยู่บนเส้นทางก็อุปกรณ์ ซึ่งการหาเส้นทางพอลถึงจุดสุดท้ายไม่จำเป็นต้องไปเริ่มที่จุดเริ่มต้นใหม่ จึงช่วยทำให้คอมพิวเตอร์ไม่ต้องทำงานหนักในการพิจารณาเส้นทางเพื่อหาคำตอบ และง่ายในการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ จากเหตุผลข้างต้นที่กล่าวมาทั้งหมดนี้จึงได้เลือกใช้วิธีการนี้

วิธีผู้มาก่อนของสาขาสามารถอธิบายขั้นตอนการหาเส้นทางต่ำสุดของตัวอย่างดังภาพที่ 6.10 โดยแสดงรายละเอียดดังนี้



ภาพที่ 6.10 ระบบตัวอย่างที่ 2

จากภาพที่ 6.10 ระบบตัวอย่างนี้มีข้อมูลโครงสร้างของระบบ แสดงดังนี้ คือ สาขาที่จำลอง ขึ้นใหม่ (New branch) สาขาเดิม (Original branch) โหนดผู้ส่ง (Sending end) และโหนดผู้รับ (Receiving end) และข้อมูลของแต่ละสาขา (Comment of branch) ในระบบ มีข้อมูลดังตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลโครงสร้างของระบบตัวอย่างที่ 2

สาขาที่จำลองขึ้นใหม่	สาขาเดิม	โหนดผู้ส่ง	โหนดผู้รับ	ข้อมูลของแต่ละสาขา
1	1	5	7	กิ่งที่มีทิศทางเดินไฟฟ้าเพียง
2	2	7	17	ทิศเดียว
3	4	-1	5	กิ่งของแหล่งจ่าย และมีทิศ
4	8	-1	7	
5	6	-1	11	
6	5	11	5	กิ่งที่เชื่อมต่อระหว่างโหนดที่
7	3	11	17	สนใจ กับโหนดจ่ายออก
8	7	17	16	
9		5	0	โหนดที่สนใจ
10	7	16	17	กิ่งจำลอง ของกิ่งที่มี
11	3	17	11	

หมายเหตุ ถ้าเป็นโหนดแหล่งจ่าย (Source) จะกำหนดให้มีเครื่องหมายเป็น -1 และถ้าเป็นโหนดที่สนใจ หรือโหนดผลลัพธ์ (Node output) กำหนดให้มีเครื่องหมายเป็น 0

เมื่อเตรียมข้อมูลโครงสร้างของระบบเรียบร้อยแล้วจะทำการจัดทำตารางหาผู้มาก่อนของสาขา (Array of predecessors) โดยมีหลักการพิจารณาหาจุดโนดที่สนใจหรือโนดผลลัพธ์ (Node output) ซึ่งในกรณีนี้สนใจโนดที่ 5 ซึ่งจะอยู่ในสาขาที่จำลองขึ้นใหม่ (New branch number) ที่ 9 โดยจะหาผู้มาก่อนของสาขา (Predecessors of branch) โดยดูจากข้อมูลโครงสร้างของระบบ ซึ่งพิจารณาว่ามีโนดผู้ส่ง (Sending end) ไตเป็นโนดที่ส่งต่อไปยังโนดที่ 5 แล้วทำให้โนดที่ 5 กลายเป็นโนดผู้รับ (Receiving end) จะพบว่าไม่มีโนดที่เป็นแหล่งจ่าย (-1) และโนดที่ 11 เป็นโนดที่เป็นผู้ส่งต่อไปยังโนดที่ 5 ซึ่งโนดผู้ส่งข้างต้นนี้จะอยู่ในสาขาที่จำลองขึ้นใหม่ (New branch number) ที่ 3 และ 6 ตามลำดับ ดังนั้นสาขาที่จำลองขึ้นใหม่ที่ 9 จะมีผู้มาก่อนของสาขา (Predecessors of branch) เป็นสาขาจำลองขึ้นใหม่ที่ 3 และ 6 แสดงดังตารางที่ 6.3 ต่อมาพิจารณาสาขาจำลองขึ้นใหม่ที่ 3 และ 6 พบว่าที่สาขาที่จำลองขึ้นใหม่ที่ 3 เป็นโนดที่แหล่งจ่ายแล้ว ก็จะสิ้นสุดการพิจารณา ต่อมาพิจารณาสาขาจำลองขึ้นใหม่ที่ 6 พบว่ามีโนดที่ 11 เป็นโนดผู้ส่ง ทั้งนี้ต้องพิจารณาว่าโนดที่ 11 จะเป็นโนดผู้รับเมื่ออยู่ในสาขาที่จำลองขึ้นใหม่ใด ซึ่งพบว่าอยู่ในสาขาที่จำลองใหม่ที่ 5 และ 11 ดังนั้นสาขาที่จำลองขึ้นใหม่ที่ 6 ดังตารางที่ 6.3 จะมีผู้มาก่อนของสาขา (Predecessors of branch) เป็นสาขาจำลองขึ้นใหม่ที่ 5 และ 11 ต่อมาก็พิจารณาสาขาจำลองขึ้นใหม่ที่ 5 และ 11 ซึ่งจะพิจารณาโดยใช้หลักการเดียวกันจนครบทุกสาขาที่จำลองขึ้นใหม่ แต่การจัดทำตารางหาผู้มาก่อนของสาขานั้นมีข้อเงื่อนไขยกเว้น คือ สาขาที่จำลองขึ้นใหม่ (New branch number) ที่เป็นกิ่งที่มีทิศทางเดินของกระแสไฟฟ้าสองทิศทางนั้น และกิ่งจำลองที่มีสองทิศทาง ต้องไม่อยู่ในบรรทัดเดียวกันหรือแถวเดียวกัน เนื่องจากถ้ามีกิ่งที่มีทิศทางเดินของกระแสไฟฟ้าสองทิศทางนั้น และกิ่งจำลองที่มีสองทิศทางอยู่ในแถวเดียวกันก็จะเป็นเส้นทางที่ซ้ำ ซึ่งแสดงข้อมูลดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 ตารางผู้มาก่อนของสาขา ของโนดที่ 5

สาขาที่จำลองขึ้นใหม่ (New branch number)	ผู้มาก่อนของสาขา (Predecessors of branch)	
1	3	6
2	1	4
3	-1	-
4	-1	-
5	-1	-
6	5	11
7	5	-
8	2	7
9	3	6
10	-	-
11	2	10

เมื่อได้ตารางผู้มาก่อนของสาขา (Array of predecessors) จะสังเกตว่าการหาตารางผู้มาก่อนของสาขานั้น สามารถช่วยให้ทราบสาขาที่เชื่อมต่อกันจากจุดโหนดไปยังแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ ซึ่งสาขาที่เชื่อมต่อกันนี้ หมายถึง เส้นทางที่สั้นที่สุดนั่นเอง และการหาตารางผู้มาก่อนของสาขานั้นจะเริ่มต้นจากการหาสาขาที่จุดโหนดที่สนใจ เนื่องจากจะช่วยให้สามารถหาเส้นทางที่สั้นที่สุดได้ง่ายขึ้น ซึ่งการหาเส้นทางที่สั้นที่สุดต้องตรวจสอบว่าไม่เป็นเส้นทางซ้ำ และไม่ทำให้เกิดเป็นวงรอบ ซึ่งแสดงในตารางที่ 6.4

ตารางที่ 6.4 เส้นทางของระบบตัวอย่างที่ 2

หมายเลขเส้นทาง	สาขาที่จำลองขึ้นใหม่ในเส้นทาง					
1	9	3	-1	-	-	-
2	9	6	11	2	1	3
3	9	6	5	-1	-	-
4	9	6	11	10	0	-
5	9	6	11	2	4	-1
6	9	6	11	2	1	6

จากตารางที่ 6.4 พบว่าเส้นทางทั้งหมดจากโหนดที่ 5 (Node output) ถึงแหล่งจ่าย (Source) มีทั้งหมด 6 เส้นทาง ซึ่งเส้นทางทั้งหมดนั้นไม่ใช่เส้นทางที่สั้นที่สุดที่ต้องการ จึงต้องทำการตรวจสอบก่อน โดยพบว่าเส้นทางที่ 2, 4 และ 6 ต้องถูกตัดทิ้งเนื่องจาก เส้นทางที่ 2 เป็นเส้นทางที่ซ้ำกับเส้นทางที่ 1 ส่วนเส้นทางที่ 4 เป็นเส้นทางที่ตันไม่สามารถไปถึงแหล่งจ่ายได้ และเส้นทางที่ 6 เป็นเส้นทางที่เป็นวงรอบ หลังจากการตรวจสอบเส้นทางทุกเส้นทาง จะได้ว่าเส้นทางที่สั้นที่สุดของระบบตัวอย่างของภาพที่ 6.10 มีเพียง 3 เส้นทางที่ใช้ได้ แสดงดังตารางที่ 6.5

ตารางที่ 6.5 เส้นทางที่สั้นที่สุดของระบบตัวอย่างที่ 2

หมายเลขเส้นทางที่สั้นที่สุด	สาขาเดิมในเส้นทางที่สั้นที่สุด	จุดโหนด หรืออุปกรณ์ในเส้นทางที่สั้นที่สุด
1	4	1, 2, 5
2	5, 6	5, 8, 9, 11, 13, 15
3	5, 3, 2, 8	5, 8, 9, 11, 12, 7, 10, 3, 4

จากหลักการการหาเส้นทางจากผู้มาก่อนของสาขา และตรวจสอบเส้นทางที่สั้นที่สุด สามารถหาเส้นทางที่สั้นที่สุดของระบบตัวอย่างของภาพที่ 6.2 ดังตารางที่ 6.6

ตารางที่ 6.6 เส้นทางที่สั้นที่สุดของระบบตัวอย่างที่ 1

หมายเลขเส้นทางที่สั้นที่สุด	สาขาเดิมในเส้นทางที่สั้นที่สุด	จุดโนด หรืออุปกรณ์ในเส้นทางที่สั้นที่สุด
1	1, 3	1, 4, 6
2	1, 5, 4	1, 3, 5, 6
3	2, 4	2, 5, 6
4	2, 5, 3	2, 3, 4, 6

6.4.2 การสร้างกลุ่มมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set)

จากที่กล่าวมาข้างต้น เส้นทางที่สั้นที่สุด (Minimal path set) หมายถึง กลุ่มอุปกรณ์ที่ต่อกันในระบบแบบอนุกรมจากต้นทางไปยังปลายทางหรือจุดโหลดโดยกลุ่มอุปกรณ์นั้นต้องอยู่บนเส้นทางที่สั้นที่สุด เพราะฉะนั้นถ้าเพียงหนึ่งกลุ่มอุปกรณ์ในเส้นทางที่สั้นที่สุดล้มเหลว เส้นทางที่สั้นที่สุดดังกล่าวจะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลดได้ และถ้าทุกเส้นทางที่สั้นที่สุดของจุดโหลดที่สนใจล้มเหลว ส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าตามไปด้วย ดังนั้นสามารถตรวจหากกลุ่มมินิมัลคัตเซตได้โดยการตรวจสอบว่ากลุ่มอุปกรณ์ใดที่อยู่บนเส้นทางต่ำสุดล้มเหลวแล้วจะส่งผลให้ทุกเส้นทางไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าไปยังจุดโหลดที่สนใจ ก็จะเรียกกลุ่มอุปกรณ์นี้ว่า “กลุ่มมินิมัลคัตเซต”

มินิมัลคัตเซต คือ กลุ่มอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวแล้วส่งผลให้จุดโหลดเกิดการล้มเหลวด้วย ซึ่งกลุ่มมินิมัลคัตเซตสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 กลุ่มหลัก คือ กลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่มีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ และกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่มีการล้มเหลวแบบแอกทีฟ ซึ่งหลักการหากกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตแต่ละประเภทนั้นจะมีหลักการหาที่แตกต่างกัน โดยจะแสดงรายละเอียดดังนี้

6.4.2.1 หลักการหากกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่มีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ

หลักการหากกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่มีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ คือ การตรวจหาอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์ที่อยู่บนเส้นทางสั้นที่สุด เมื่อเกิดการล้มเหลวแล้วส่งผลให้เส้นทางในระบบขาดหาย ซึ่งทำให้การจ่ายกระแสไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไฟฟ้า (Source) ไม่สามารถจ่ายส่งไปถึงโหลดที่สนใจได้ โดยที่จำนวนการล้มเหลวของอุปกรณ์จะแสดงถึงลำดับ (Order) การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าวไว้ในหัวที่ 3.3 ดังนั้นสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังนี้ จากภาพที่ 6.2 สามารถหากกลุ่มมินิมัลคัตเซตได้ โดยพบมีกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่มีการล้มเหลวแบบพาสซีฟมีแค่ตัวเดียว (First order) คือ 6 เนื่องจากเมื่ออุปกรณ์หมายเลข 6 ล้มเหลวเพียงตัวเดียวก็ส่งผลให้เส้นทางจ่ายไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไม่สามารถ

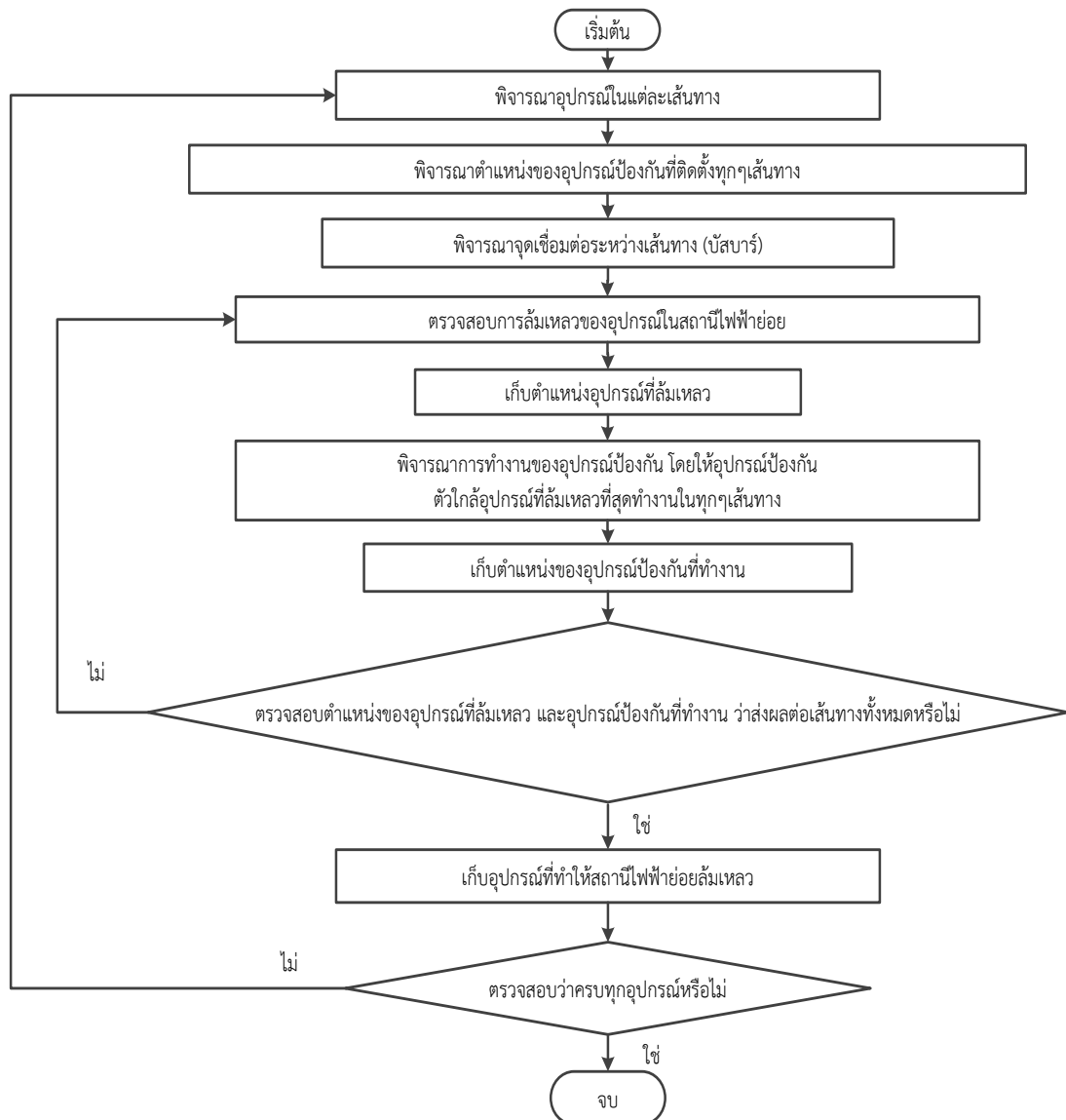
ส่งไปถึงโหลดได้ จึงทำให้ระบบไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า แสดงรายละเอียดกลุ่มมินิมัลต์เซตที่มีการล้มเหลวแบบพาสซีฟของระบบตัวอย่างที่ 1 ดังตารางที่ 6.7

ตารางที่ 6.7 กลุ่มมินิมัลต์เซตที่มีการล้มเหลวแบบพาสซีฟของระบบตัวอย่างที่ 1

กลุ่มมินิมัลต์เซต	กลุ่มอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่มีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ
1	[6]
2	[1, 2]
3	[4, 5]
4	[1, 3, 5]
5	[2, 3, 4]

6.4.2.2 หลักการหากกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่มีการล้มเหลวแบบแอคทีฟ

หลักการหากกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่มีการล้มเหลวแบบแอคทีฟ คือ การตรวจหาอุปกรณ์ที่อยู่บนเส้นทางที่สั้นที่สุดแต่ละเส้นทางเมื่อการเกิดล้มเหลวแล้ว จะส่งผลให้มีการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่ใกล้กับอุปกรณ์ที่ล้มเหลว โดยมีขั้นตอนการหามินิมัลต์เซตที่มีการล้มเหลวแบบแอคทีฟแสดงดังภาพที่ 6.11



ภาพที่ 6.11 ขั้นตอนการหาหมินิมัลลิตีเซตที่มีการล้มเหลวแบบแอกทีฟ

จากภาพที่ 6.11 ขั้นแรกต้องพิจารณาว่าเส้นทางที่สั้นที่สุดแต่ละเส้นทางมีอุปกรณ์ตัวใดบ้าง ต่อมาพิจารณาดำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันว่าติดตั้งที่ตำแหน่งใด จากนั้นพิจารณาจุดเชื่อมต่อของระบบว่าอยู่ตำแหน่งใด เนื่องจากจุดเชื่อมต่อนี้จะมีผลกระทบจากอุปกรณ์ล้มเหลวจากเส้นทางอื่นในระบบได้ ต่อมาตรวจสอบอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวแบบแอกทีฟในแต่ละเส้นทางที่สั้นที่สุด จากนั้นพิจารณาอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้กับอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้นที่สุดจะต้องตัดอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้นออกจากระบบ เมื่อทราบอุปกรณ์ป้องกันตัวใดทำงาน ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับอุปกรณ์ตัวที่ล้มเหลว และนำไปตรวจสอบกับเส้นทางทั้งหมดของระบบและพิจารณาว่ายังมีเส้นทางใดบ้างที่เหลือที่ยังสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดได้หรือไม่ ถ้าไม่เหลือเส้นทางใดแสดงว่าระบบไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า ดังนั้นอุปกรณ์ที่ล้มเหลวตัวนั้นจะอยู่ในกลุ่มหมินิมัลลิตีเซตที่มีการล้มเหลวแบบแอกทีฟ

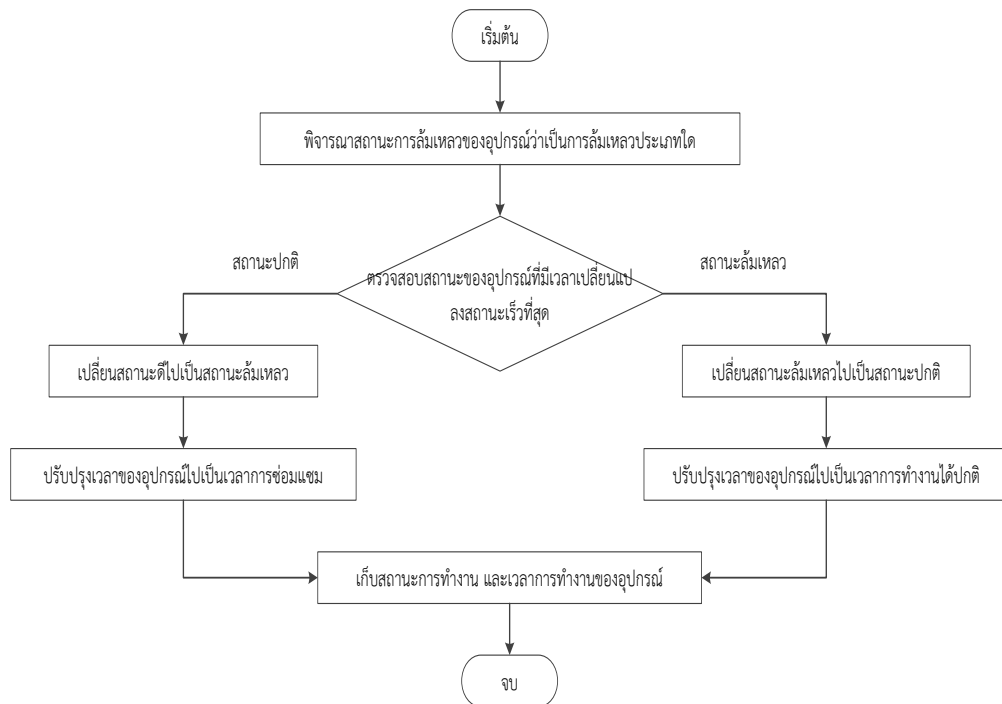
ตัวอย่างเช่น จากภาพที่ 6.2 ถ้าสมมติว่าอุปกรณ์ในระบบหมายเลข 1 และ 2 เป็นอุปกรณ์ที่เป็นสายไฟหรือสายส่ง อุปกรณ์หมายเลข 3 เป็นอุปกรณ์ ที่เป็นสวิทซ์ชิง อุปกรณ์หมายเลข 4 และ 5 เป็นอุปกรณ์ที่เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ และอุปกรณ์หมายเลข 6 เป็นอุปกรณ์ที่เป็นบัสบาร์ ซึ่งเมื่อพิจารณา กลุ่มมินิมัลคัตเซตกลุ่มที่ 3 ดังตารางที่ 6.8 พบว่าอุปกรณ์ตัวที่ 5 ล้มเหลวแบบแอกทีฟจะส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันตัวที่ใกล้ที่สุดทั้งหน้าและหลัง คือ สวิทซ์ชิงและเซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 3 และ 4 ตามลำดับ ซึ่งเมื่อตรวจสอบเส้นทางทั้งหมดกับอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟ และอุปกรณ์ป้องกันที่ทำงานทั้งหมด พบว่าเส้นทางเดินของกระแสไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไม่สามารถจ่ายไปยังโหลดได้ เป็นต้น

ตารางที่ 6.8 กลุ่มมินิมัลคัตเซตที่มีการล้มเหลวแบบแอกทีฟของระบบตัวอย่างของภาพที่ 6.2

กลุ่มมินิมัลคัตเซต	กลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่มีการล้มเหลวแบบแอกทีฟ
1	[3]
2	[4]
3	[5]
4	[6]
5	[1, 2]

6.5 การตรวจสอบสถานะการทำงาน และเวลาอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป

จากหัวข้อที่ 6.3 เมื่อทราบระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในสถานะทำงานปกติ จนถึงระยะเวลาล้มเหลวแบบประเภทต่างๆ และจากนั้นทำการตรวจสอบเวลาของแต่ละอุปกรณ์ว่ามีระยะเวลาในสถานะทำงานปกติ จนถึงระยะเวลาล้มเหลวแบบประเภทต่างๆ ของอุปกรณ์ใดสั้นที่สุด หรือมีระยะเวลาการเปลี่ยนแปลงจากสถานะทำงานเร็วที่สุด ซึ่งการตรวจสอบนี้เพื่อที่จะเก็บสถานะของแต่ละอุปกรณ์ โดยจะแบ่งสถานะปกติ และสถานะล้มเหลว ซึ่งสถานะทำงานที่ปกติจะกำหนดค่าเป็นเลข 1 และสถานะทำงานที่ล้มเหลวจะกำหนดค่าเป็นเลข 0 โดยเริ่มต้นนั้นจะกำหนดให้ทุกอุปกรณ์มีสถานะปกติทั้งหมด ดังภาพที่ 6.12 หลังจากนั้นจะเก็บสถานะการทำงานของแต่ละอุปกรณ์เพื่อนำไปตรวจสอบต่อไป



ภาพที่ 6.12 การตรวจสอบสถานะการทำงาน และเวลาอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป

ในส่วนของการปรับปรุงเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์นั้น จะเปลี่ยนแปลงตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ตัวนั้น ดังเช่น ถ้าอุปกรณ์ตัวนั้นล้มเหลวแบบพาสซีฟ เวลาในการซ่อมแซมของอุปกรณ์นั้นจะเป็นเวลาซ่อมแซม ตามสมการที่ (6.4) ส่วนถ้าอุปกรณ์ตัวนั้นล้มเหลวแบบแอคทีฟ เวลาในการซ่อมแซมของอุปกรณ์นั้นจะเป็นเวลาสวิตซ์ซิงของอุปกรณ์ป้องกัน และเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ตัวนั้น ตามสมการที่ (6.5) และสุดท้ายถ้าอุปกรณ์ตัวนั้นเกิดขัดข้องในช่วงบำรุงรักษา เวลาในการซ่อมแซมของอุปกรณ์นั้นจะเป็นเวลาการบำรุงรักษา ตามสมการที่ (6.6)

$$TTR_p = r + (Z \times \sigma_r) \quad (6.4)$$

โดยที่

Z คือ ตัวเลขสุ่มสำหรับการกระจายแบบปกติ (Normally uniform distributed random numbers)

r คือ ระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซมอุปกรณ์ มีค่าเท่ากับ $\frac{1}{\mu}$ (เวลา)

σ_r คือ ความแปรปรวนของระยะเวลาซ่อมแซม มีค่าเท่ากับ $0.1 \times r$

TTR_p คือ ระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ชั่วโมง)

$$TTR_a = TTR_p + TTS \quad (6.5)$$

โดยที่

TTS คือ ระยะเวลาสวิตซ์ซิงของอุปกรณ์ป้องกัน หรืออุปกรณ์อื่นที่อยู่รอบๆ อุปกรณ์ที่ล้มเหลว ซึ่งจะมีค่ากำหนดไว้ (ชั่วโมง)

TTR_o คือ ระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟ (ชั่วโมง)

$$TTR_m = \text{Time schedule maintenance} \quad (6.6)$$

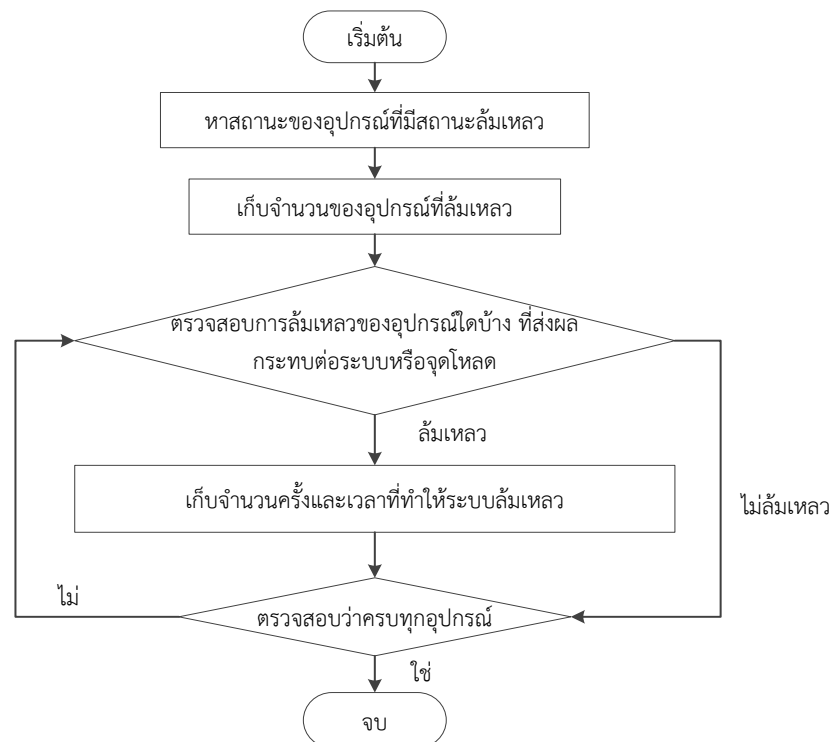
โดยที่

Time schedule maintenance คือ ตารางเวลาการบำรุงรักษา (ชั่วโมง)

TTR_m คือ ระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ที่บำรุงรักษา (ชั่วโมง)

6.6 การตรวจสอบผลการล้มเหลวของอุปกรณ์ และส่งผลกระทบต่อระบบหรือจุดไหลด

จากหัวข้อที่ 6.4 เมื่อเก็บค่าสถานะการทำงานของทุกอุปกรณ์เรียบร้อยแล้ว ต่อไปจะเป็นการตรวจสอบถึงการทำงานของระบบ หรือจุดไหลดว่าอุปกรณ์ตัวใดบ้างที่เกิดการล้มเหลวแล้ว จะส่งผลให้ระบบล้มเหลวหรือจุดไหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า ดังภาพที่ 6.13



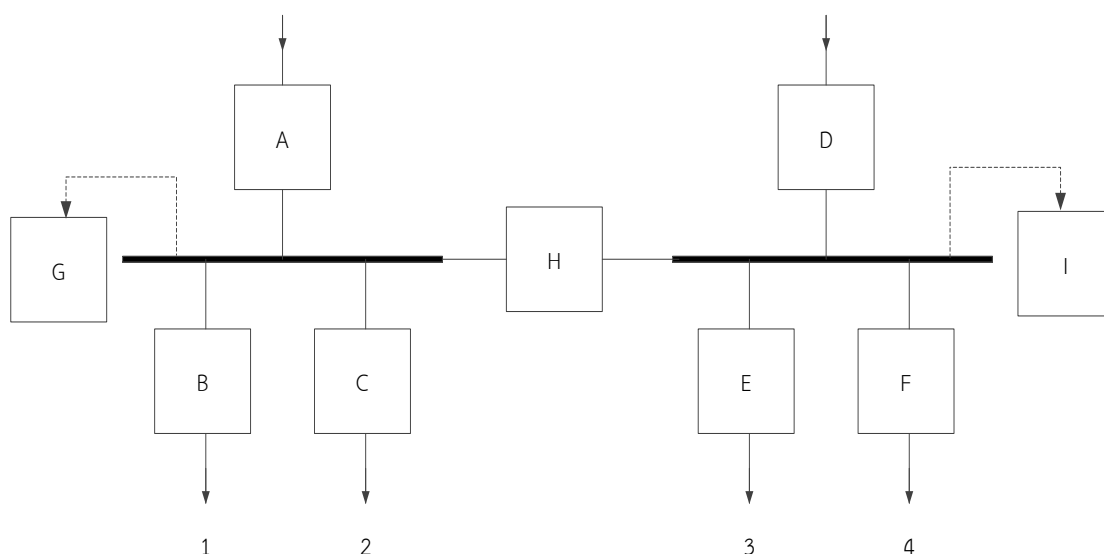
ภาพที่ 6.13 การตรวจสอบผลการล้มเหลวของอุปกรณ์ แล้วส่งผลกระทบต่อระบบหรือจุดไหลด

การตรวจสอบการล้มเหลวของอุปกรณ์ ที่ส่งผลกระทบต่อระบบหรือจุดโหนดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้านั้น จะทำการตรวจสอบอุปกรณ์ทุกอุปกรณ์ที่ส่งผลกระทบต่อระบบหรือจุดโหนด ไม่ว่าจะอุปกรณ์นั้นจะอยู่บนเส้นทางหลัก หรือเส้นทางรอง โดยนิยามของเส้นทางหลัก เส้นทางเทียม และเส้นทางรองมีนิยามดังนี้

เส้นทางหลัก คือ เส้นทางของกระแสไฟฟ้าจากจุดโหนดที่สนใจหรือจุดของระบบที่สนใจไปยังแหล่งจ่ายโดยตรง แล้วพิจารณาว่าเส้นทางนั้นต้องผ่านอุปกรณ์ตัวใดบ้าง แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 6.14

เส้นทางเทียม คือ เส้นทางของกระแสไฟฟ้าจากจุดโหนดที่สนใจหรือจุดของระบบที่สนใจไปยังแหล่งจ่ายที่ไม่ได้ปรากฏจริงในสถานะการทำงานปกติ แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 6.14

เส้นทางรอง คือ เส้นทางที่ไม่ได้เป็นเส้นทางของกระแสไฟฟ้าจากจุดโหนดที่สนใจหรือจุดของระบบไปยังแหล่งจ่าย แต่อาจจะมีอุปกรณ์ที่อยู่บนเส้นทางรองนั้นซึ่งมีผลกระทบต่อจุดโหนดที่สนใจหรือจุดของระบบที่สนใจ แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 6.14

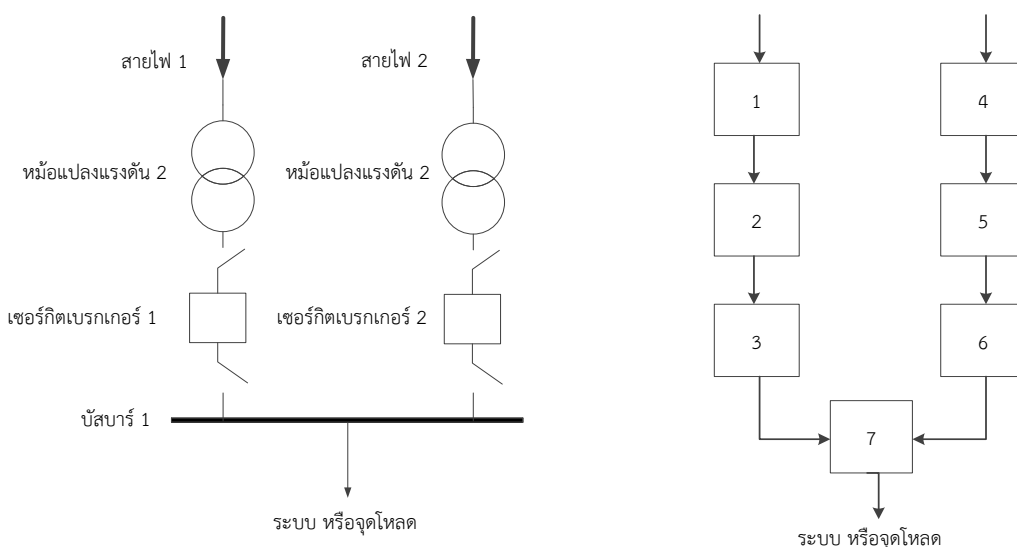


ภาพที่ 6.14 ตัวอย่างรูปแบบการจัดเรียงบัสอย่างง่าย

จากภาพที่ 6.14 รูปแบบการจัดเรียงบัสอย่างง่าย ซึ่งมีอุปกรณ์ทั้งหมด 7 อุปกรณ์ คือ A, B, C, D, E, F, G, H และ I และมีจุดโหนดทั้งหมด 4 จุด คือ 1, 2, 3 และ 4 ถ้าพิจารณาที่จุดโหนดที่ 2 เป็นจุดโหนดที่สนใจ ถ้าสมมติว่าอุปกรณ์ H เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์แบบปกติเปิด พบว่าเส้นทางหลักจากจุดโหนดที่ 2 ถึงแหล่งจ่ายจะมี 1 เส้นทางหลัก ซึ่งต้องผ่านอุปกรณ์ คือ A, G และ C เส้นทางเทียมจะมี 1 เส้นทาง ซึ่งต้องผ่านอุปกรณ์ คือ D, I, และ H ส่วนเส้นทางรองจะพบทั้งหมด 6 เส้นทาง แต่มีเส้นทางรองเพียงหนึ่งเส้นทางที่มีผลกระทบต่อระบบหรือจุดโหนดที่สนใจ คือเส้นทางจากจุดโหนดที่ 1 ไปยังแหล่งจ่าย พบว่าเส้นทางหลักของจุดโหนดที่ 1 ต้องผ่านอุปกรณ์ A, G และ B ซึ่งพบว่า

อุปกรณ์ B ไม่ได้เป็นอุปกรณ์ที่อยู่บนเส้นทางหลักของจุดโหลดที่ 2 แต่จะส่งผลกระทบต่อระบบหรือจุดโหลดที่สนใจล้มเหลวได้ คือ ถ้าสมมติว่าอุปกรณ์ B เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ซึ่งเกิดการล้มเหลวแบบแอกทีฟ อุปกรณ์ป้องกันตัวที่ใกล้กับอุปกรณ์ที่ล้มเหลวตัวนั้นที่สุดต้องทำงาน แต่ถ้ารอบๆ อุปกรณ์ B นั้นไม่มีอุปกรณ์ป้องกันหรืออุปกรณ์ตัดตอน จะส่งผลให้แทนที่กระแสไฟฟ้าจะไหลจ่ายไปยังจุดโหลดที่สนใจ แต่กลับไปจ่ายกระแสไปยังอุปกรณ์ B ที่เกิดการล้มเหลวแบบแอกทีฟแทน ทำให้ระบบหรือจุดโหลดที่สนใจไม่ได้รับกระแสไฟฟ้าได้

การตรวจสอบการล้มเหลวของอุปกรณ์ ที่ส่งผลกระทบต่อระบบหรือจุดโหลดล้มเหลวจะอาศัยหลักการมอนิเตอร์โล ร่วมกับมินิมัลคัตเซต โดยเมื่อเก็บค่าสถานะล้มเหลวของแต่ละอุปกรณ์แล้ว จะนำมาตรวจสอบกับกลุ่มมินิมัลคัตเซตที่เตรียมไว้ ซึ่งถ้าพบว่าสถานะล้มเหลวของอุปกรณ์ตัวใดไปตรงกับกลุ่มมินิมัลคัตเซตก็จะสามารถสรุปได้ว่าระบบหรือจุดโหลดนั้นจะไม่สามารถรับกระแสไฟฟ้าเมื่ออุปกรณ์ตัวนั้นล้มเหลว แสดงดังภาพที่ 6.15 ตารางที่ 6.9 ซึ่งต้องตรวจสอบกับกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตทุกประเภทมินิมัลคัตเซตดังที่กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 5.2.3



ภาพที่ 6.15 ตัวอย่างอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย และกำหนดหมายเลขโครงสร้างในรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Single bus

จากภาพที่ 6.15 มีรายละเอียดของอุปกรณ์ คือ สายไฟ 2 อุปกรณ์ หม้อแปลงแรงดัน 2 อุปกรณ์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 อุปกรณ์ และบัสบาร์ 1 อุปกรณ์ รวมทั้งสิ้นเป็น 7 อุปกรณ์ เมื่อนำแต่ละอุปกรณ์ไปตรวจสอบกับกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตทุกประเภทการล้มเหลว ซึ่งมีรายละเอียดแสดงดังตารางที่ 6.9

ตารางที่ 6.9 ค่าสถานะล้มเหลวของอุปกรณ์และนำมาตรวจสอบกับมินิมัลคัตเซต

สถานะการล้มเหลวของอุปกรณ์	กลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซต	กลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซต	กลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซต	กลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซต
	ประเภทการล้มเหลวแบบพาสซีฟ	ประเภทการล้มเหลวแบบแอคทีฟ	ประเภทการขัดข้องโดยการซ่อมบำรุง	ประเภทการล้มเหลวแบบซ้อนกัน
1, 5	[7]	[3]	[7]	[7]
	[1, 4]	[6]	[1, 4]	[1, 4]
	[1, 5]	[7]	[1, 5]	[1, 5]
	[1, 6]	[1, 4]	[1, 6]	[1, 6]
	[2, 4]	[1, 5]	[2, 4]	[2, 4]
	[2, 5]	[2, 4]	[2, 5]	[2, 5]
	[2, 6]	[2, 5]	[2, 6]	[2, 6]
	[3, 4]	-	[3, 4]	[3, 4]
	[3, 5]	-	[3, 5]	[3, 5]
	[3, 6]	-	[3, 6]	[3, 6]

จากตารางที่ 6.9 พบว่ากลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตแต่ละประเภทการล้มเหลวนั้น ถ้ามีอุปกรณ์เพียงตัวเดียวที่ล้มเหลวแล้วส่งผลให้ระบบหรือจุดโหนดที่พิจารณาล้มเหลวทันที จะไม่นำอุปกรณ์ตัวนั้นมาใส่ในกลุ่มอุปกรณ์ที่ล้มเหลวในอันดับการล้มเหลวอื่นอีก ตัวอย่างเช่น ถ้าพิจารณากลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตประเภทการล้มเหลวแบบพาสซีฟ พบว่าอุปกรณ์ตัวที่ 7 เมื่อล้มเหลวแล้วจะส่งผลให้ระบบหรือจุดโหนดที่พิจารณาล้มเหลวทันที ซึ่งอุปกรณ์ตัวที่ 7 นั้น จะไม่นำมาใส่ในกลุ่มอุปกรณ์ที่ล้มเหลว 2 ตัวอีก เช่น กลุ่มอุปกรณ์ [1, 4] จะไม่นำอุปกรณ์ตัวที่ 7 ด้วย เนื่องจากไม่คิดกรณีซ้ำกัน เนื่องจากอุปกรณ์ 7 อุปกรณ์เดียวก็ส่งผลให้ระบบหรือจุดโหนดที่พิจารณาไต่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าทันที โดยที่ไม่ต้องไปคำนึงถึงอุปกรณ์ตัวอื่นเลย และจากตารางที่ 6.9 อุปกรณ์ในระบบจากภาพที่ 6.15 มีอุปกรณ์ที่มีสถานะล้มเหลว คือ 1 และ 5 ซึ่งจะนำสถานะล้มเหลวของแต่ละอุปกรณ์นี้ไปตรวจสอบกับกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตประเภทการล้มเหลว จะได้ว่าอุปกรณ์ 1 และ 5 ดังนั้นจึงเก็บกลุ่มอุปกรณ์ 1 และ 5 เข้าไปในทุกกลุ่มประเภทการล้มเหลว หลังจากนั้นเมื่อเก็บกลุ่มของมินิมัลคัตเซตทุกประเภทการล้มเหลวแล้ว จะนำไปตรวจกับการสุ่มระยะเวลาการทำงานของแต่ละอุปกรณ์ ซึ่งตรวจสอบแล้วจะไปตรงกับกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตกลุ่มใด ก็จะมีเก็บจำนวนครั้งที่ล้มเหลวของแต่ละประเภท และระยะเวลาของการล้มเหลวของแต่ละประเภท เพื่อไปคำนวณจำนวนครั้งการล้มเหลวของระบบ และระยะเวลาที่ล้มเหลวของระบบ หลังจากนั้นนำไปคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่อไป

6.7 การบันทึกการล้มเหลวของระบบ

หลังจากการตรวจสอบผลการล้มเหลวของระบบหรือจุดโหลดที่สนใจ พบว่าในการหาสถานะการล้มเหลวของอุปกรณ์ในแต่ละรอบอาจส่งผลให้ระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าหรือไม่ก็ได้ ตัวอย่างเช่น การล้มเหลวของอุปกรณ์ตัวที่ไม่ได้อยู่บนเส้นทางหลักล้มเหลว แต่ระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณายังมีเส้นทางอื่นที่แหล่งจ่ายยังสามารถจ่ายมาได้ ดังภาพที่ 6.15 ถ้าอุปกรณ์ตัวที่ 4 ล้มเหลวแบบพาสซีฟ ระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณายังสามารถใช้งานได้ปกติ แต่ถ้าหากระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณามีโครงสร้างของระบบต่อกันเป็นอนุกรมทั้งหมดแล้ว ถ้ามีอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งล้มเหลวก็ส่งผลให้ระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งก็ถือได้ว่าระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณานั้นล้มเหลว ซึ่งการบันทึกการล้มเหลวของระบบ จะทำการรวบรวมจำนวนครั้งที่ล้มเหลวและระยะเวลาการล้มเหลวของทุกประเภท ที่ส่งผลต่อระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาล้มเหลวเท่านั้น แต่ถ้าไม่ส่งผลต่อระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาล้มเหลวก็ข้ามไปคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ต่อไป

6.8 การเก็บค่าเวลาและตำแหน่งของอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป

ในการวนหาค่าสถานะของอุปกรณ์ในแต่ละรอบนั้น จำเป็นต้องเก็บค่าเวลาและตำแหน่งของอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงสถานะเร็วที่สุด เพื่อนำไปใช้ในการวนหาค่าสถานะของอุปกรณ์ในรอบต่อไป

6.9 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ

การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้นั้น ใช้วิธีการคำนวณจากวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล สามารถคำนวณได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากหัวข้อที่ 5.1.4 ซึ่งในวิทยานิพนธ์จะแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ 3 ดัชนี คือ LOLF, LOD และ LOLP

6.10 การตรวจสอบการลู่เข้าของระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณา

การตรวจสอบการลู่เข้าของระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณา ซึ่งใช้เกณฑ์การลู่เข้าโดยการตรวจสอบว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทุกดัชนี แล้วหาค่าเบี่ยงเบนจากค่าเฉลี่ยหรือค่าเบี่ยงเบนจากค่ามาตรฐานจากทุกค่าดัชนี และหาว่าดัชนีตัวใดมีค่าเบี่ยงเบนจากค่าเฉลี่ยหรือค่าเบี่ยงเบนจากค่ามาตรฐานมากที่สุด เนื่องจากถ้าหาดัชนีดังกล่าวนี้เบี่ยงเบนไปเท่าไร จะพบว่าค่าดัชนีตัวที่เหลือก็จะมีค่าเบี่ยงเบนจากค่าเฉลี่ยหรือค่าเบี่ยงเบนจากค่ามาตรฐานน้อยกว่าแน่นอน โดยที่โปรแกรมจะหาค่าดัชนีที่เบี่ยงเบนจากค่าเฉลี่ยหรือค่ามาตรฐานน้อยที่สุด ซึ่งค่าเบี่ยงเบนจากค่าเฉลี่ยหรือค่าเบี่ยงเบนจากค่ามาตรฐานของดัชนีตัวนั้นจะเป็นความละเอียดของคำตอบ และถ้าหาค่าดัชนีตัวใดมีค่าเบี่ยงเบน

จากค่าเฉลี่ยหรือค่าเบี่ยงเบนจากค่ามาตรฐานมากที่สุดดูเข้า ก็ถือได้ว่าค่าดัชนีทุกๆ ตัวดูเข้าทั้งหมด และต้องพิจารณาการดูเข้าครบทุกจุดโหนด ถ้าไม่ก็กลับไปเริ่มต้นใหม่

6.11 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้วิธีการมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) ร่วมกับวิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set) ซึ่งมีขั้นตอนการประเมิน 10 ขั้นตอน คือ 1) การป้อนข้อมูลโครงสร้างของระบบ และข้อมูลทางสถิติ 2) การพิจารณาที่ละจุดโหนดและกำหนดค่าเริ่มต้นของอุปกรณ์ทุกตัว 3) การสุ่มระยะเวลาการล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ละตัว และแต่ละประเภทการล้มเหลว 4) การสร้างกลุ่มมินิมัลคัตเซต 5) การตรวจสอบสถานะการทำงาน และเวลาอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป 6) การตรวจสอบผลการล้มเหลวของอุปกรณ์ และส่งผลกระทบต่อระบบหรือจุดโหนด 7) การบันทึกการล้มเหลวของระบบ 8) การเก็บค่าเวลาและตำแหน่งของอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป 9) การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ 10) การตรวจสอบการดูเข้าของระบบหรือจุดโหนดที่พิจารณา

บทที่ 7

ทฤษฎีและหลักที่ใช้ในการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ในบทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีและหลักการที่ใช้ในการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เพื่อพิจารณาว่าโครงการหรืองานวิจัยนั้นๆ สมควรได้รับการลงทุนหรือสนับสนุนหรือไม่ การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ประกอบด้วยมูลค่าของผลประโยชน์ที่เกิดจากโครงการหรืองานวิจัย หรือต้นทุนวิจัยที่สามารถวัดด้วยราคาที่ปรากฏและไม่ปรากฏในระบบ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ใช้เกณฑ์การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ประกอบด้วย 2 เกณฑ์ คือ 1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) และ 2) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR) และในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอแนวคิดของการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เพื่อพิจารณาการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยให้เหมาะสมที่สุด โดยจะถือว่าแต่ละโครงการ หรืองานวิจัยมีลักษณะไม่ขึ้นต่อกัน และไม่มีข้อจำกัดด้านทรัพยากรที่ใช้ โดยวิธีการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์สามารถนำเสนอแสดงได้ดังต่อไปนี้ [3], [25]-[27]

7.1 มูลค่าการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

มูลค่าการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย จะประกอบไปด้วยค่าใช้จ่ายในส่วนต่างๆ ตัวอย่างเช่น ค่าที่ดิน ค่าอุปกรณ์ ค่าก่อสร้าง ค่าการปฏิบัติงาน และค่าการบำรุงรักษา และค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ เป็นต้น ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะคำนึงถึง 3 ส่วน คือ ค่าอุปกรณ์ ค่าการบำรุงรักษา และมูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ดังแสดงดังนี้

7.1.1 มูลค่าอุปกรณ์

สายไฟที่ใช้ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ส่วนใหญ่จะเป็นสายอะลูมิเนียมแกนโลหะผสมเป็นสายไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งส่วนใหญ่ใช้ในหน่วยงานควบคุมไฟฟ้า เช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยราคาของอุปกรณ์ที่ใช้มีรายละเอียดดังนี้

7.1.1.1 สายไฟ

สายไฟที่ใช้ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ส่วนใหญ่จะเป็นสายอะลูมิเนียมแกนโลหะผสมเป็นสายไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งส่วนใหญ่ใช้ในหน่วยงานควบคุมไฟฟ้า เช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

7.1.1.2 หม้อแปลงไฟฟ้า

หม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนใหญ่โดยปกติมี 2 ขนาด คือ ถ้าเป็นสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทางของการไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่รับกำลังไฟฟ้ามาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยมักจะเป็นหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าที่มีขนาดแรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป ส่วนถ้าเป็นสถานีไฟฟ้าย่อยปลายทางของการไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหนดมักจะเป็นหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าที่มีขนาดแรงดันตั้งแต่ 33 กิโลโวลต์ลงมา

7.1.1.3 เซอร์กิตเบรกเกอร์

เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ติดตั้งภายในสถานีไฟฟ้าย่อยทำหน้าที่ในการป้องกันการเกิดความผิดปกติของอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งจะทำหน้าที่ตัดอุปกรณ์ที่เกิดความผิดปกติพร่องออกไป โดยราคาของเซอร์กิตเบรกเกอร์ขึ้นอยู่กับขนาดพิกัดที่ใช้ในการติดตั้ง

7.1.1.4 บัสบาร์

บัสบาร์โดยทั่วไปทำจากทองแดง หรืออลูมิเนียม โดยออกแบบให้มีขนาดตามพิกัดกระแสต่อเนื่อง (Rated continuous current) ระยะความห่างของจุดจับยึด (support) ขึ้นอยู่กับแรงทางกลขณะเกิดลัดวงจร ที่ปลายบัสบาร์ทั้ง 2 ข้าง จะเคลือบด้วยเงิน หรือ Chromium copper การต่อกับอุปกรณ์มีทั้งแบบยึดด้วย Bolt และ แบบเสียบ (Plug-in)

7.1.2 มูลค่าค่าการบำรุงรักษา

การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นนอกจากการลงทุนเบื้องต้นในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ต้องคำนึงถึงมูลค่าการบำรุงรักษา เพราะเป็นมูลค่าที่จะเกิดขึ้นในระหว่างการดำเนินการผลิตกำลังไฟฟ้า ซึ่งมูลค่าการบำรุงรักษานี้จะมีผลกระทบในการพิจารณาในการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัส โดยที่มูลค่าการบำรุงรักษานั้นจะพิจารณาได้ 2 วิธี คือ 1) มูลค่าการบำรุงรักษามีค่าประมาณ 2-5 % ของมูลค่าการลงทุนทั้งหมด 2) มูลค่าการบำรุงรักษามีค่าเท่ากับระยะเวลาการทำงาน (ชั่วโมง) คูณกับค่าแรงมาตรฐาน ณ ช่วงเวลานั้นคูณกับจำนวนแรงงานที่ใช้

7.1.3 มูลค่าค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ

ในหัวข้อเรื่องมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับนี้เป็นปัจจัยสำคัญปัจจัยหนึ่งในการวิเคราะห์เรื่องการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสให้เหมาะสม เนื่องจากเป็นปัจจัยที่แสดงถึงมูลค่าความเสียหายที่เกิดจากแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสนั้น จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่แตกต่างกัน เพราะมูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับมีความเกี่ยวข้องกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับได้มีการพัฒนาแบบจำลองความเสียหายจะอาศัยการสำรวจข้อมูลผู้ใช้ 7 ประเภทหลัก ซึ่งแบ่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันคือ

1. บ้านอยู่อาศัย
2. กิจการขนาดเล็ก
3. กิจการขนาดกลาง
4. กิจการขนาดใหญ่
5. กิจการเฉพาะอย่าง
6. หน่วยงานราชการและองค์กรไม่แสวงผลกำไร
7. สูบน้ำเพื่อการเกษตร.

โดยรายละเอียดของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือ แบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ และการคำนวณอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ แสดงดังต่อไปนี้

7.1.3.1 แบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

แบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในหัวข้อนี้จะเป็นการนำข้อมูลที่ได้รับจากการสำรวจจริง สำหรับผู้ใช้ประเภทต่างๆ มาเป็นแบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยแบ่งแยกออกเป็น 4 ประเภทคือ

- 1) แบบจำลองแยกตามโครงสร้างค่าไฟฟ้า
- 2) แบบจำลองของผู้ใช้ในนิคมอุตสาหกรรม
- 3) แบบจำลองแยกตาม Thai Standard Industrial Classification (TSIC)
- 4) แบบจำลองของโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่

ทั้งนี้แบบจำลองแต่ละประเภทจะถูกนำไปใช้ประเมินอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามความเหมาะสม โดยในหัวข้อนี้จะนำเสนอเฉพาะแบบจำลองแยกตามโครงสร้างค่าไฟฟ้า เพราะเป็นแบบจำลองที่ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าได้ทุกประเภท ซึ่งจะใช้ในการคำนวณความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่อไป โดยแบบจำลองความเสียหายแยกตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าของลูกค้าการไฟฟ้านครหลวง และ ลูกค้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แสดงดังตารางที่ 7.1 และ ตารางที่ 7.2 ตามลำดับ

ตารางที่ 7.1แบบจำลองความเสียหายของลูกค้านการไฟฟ้านครหลวง (บาท/kW_{เฉลี่ย})

ประเภท	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ						
	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
บ้านอยู่อาศัย	0.000	0.487	5.361	11.454	25.364	53.184	114.031
กิจการขนาดเล็ก	0.000	0.234	10.995	76.918	180.284	409.187	833.323
กิจการขนาดกลาง	8.271	3.903	30.710	97.775	178.019	293.841	505.871
กิจการขนาดใหญ่	0.299	0.977	10.239	29.549	70.417	100.581	182.753
กิจการเฉพาะอย่าง	0.753	0.000	0.308	3.049	8.470	13.610	26.107
ส่วนราชการ	0.000	0.000	5.479	9.324	15.454	26.916	47.447

ตารางที่ 7.2 แบบจำลองความเสียหายของลูกค้านการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (บาท/kW_{เฉลี่ย})

ประเภท	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ						
	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
บ้านอยู่อาศัย	0.000	0.272	4.078	8.694	19.050	39.762	80.716
กิจการขนาดเล็ก	38.287	46.740	96.447	166.172	288.467	591.748	1054.216
กิจการขนาดกลาง	3.287	7.855	29.482	55.006	92.647	193.661	363.221
กิจการขนาดใหญ่	6.661	10.824	34.311	50.877	79.913	145.614	251.938
กิจการเฉพาะอย่าง	0.000	0.000	0.529	1.890	4.044	8.248	15.904
ส่วนราชการ	0.277	6.104	11.219	20.025	28.827	40.175	50.941

7.1.3.2 การคำนวณหาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

การคำนวณหาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Interrupted energy rate: IER) ซึ่งโดยทั่วไปเรียก มูลค่าไฟฟ้าดับ (Outage cost) หรือมูลค่าของโหลดที่สูญเสีย (Value of lost load: VOLL) โดยอาศัยแบบจำลองความเสียหายแต่ละส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า (Sectoral customer damage function: SCDF) หรือแบบจำลองตามโครงสร้างค่าไฟฟ้า ซึ่งจัดแบ่งตามกลุ่มหรือประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อให้ผลการคำนวณค่าดังกล่าวมีความยืดหยุ่นและสามารถนำไปใช้ตามความต้องการที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต จึงได้มีการกำหนดพื้นที่ที่จะทำการคำนวณหาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับดังนี้

- 1) อัตราความเสียหายแยกตามพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า
- 2) อัตราความเสียหายภาพรวมทั้งประเทศ

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาการคำนวณหาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่นำไปประเมินผลในภาพรวมของสถานีไฟฟ้าย่อยในประเทศไทย และประเมินผลสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าทั่วไปในประเทศ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะประเมินค่าอัตราความเสียหายภาพรวมทั้งประเทศ

จากแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่นำเสนอไว้ดังตารางที่ 7.1 และ ตารางที่ 7.2 ตามลำดับ สามารถคำนวณหาแบบจำลองมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (Cost customer damage function: CCDF) ของ กฟน. และ กฟภ. ได้โดยการถ่วงน้ำหนัก SCDF ของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทตามสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า และค่าตัวประกอบโหลดของแต่ละพื้นที่ที่สนใจ ทั้งนี้จะสังเกตได้ว่าแบบจำลองมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า นั้นแสดงถึงความสัมพันธ์ของความเสียหาย (บาท/kW_{เฉลี่ย}) ที่อยู่ในรูปฟังก์ชันของระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ ดังนั้นจึงอาจแสดงสัญลักษณ์ย่อของแบบจำลองดังกล่าวได้เป็น CCDF(t) นั่นเอง ซึ่งเราจะนำไปใช้ในการประเมินค่าอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่อไป

$$CCDF = \sum_{i=1}^n \frac{c_i \times SCDF_i(t)}{LF_i} \quad (7.1)$$

โดยที่

i คือ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

n คือ จำนวนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแบ่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประกอบด้วยผู้ใช้ไฟฟ้า 7 ประเภท

c_i คือ สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ประเภท i

$SCDF_i$ คือ แบบจำลองแต่ละความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท i

LF_i คือ ค่าตัวประกอบโหลดของผู้ใช้ประเภทที่ i

$CCDF(t)$ คือ แบบจำลองมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kW_{เฉลี่ย})

จากผลการคำนวณของแบบจำลองมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kW_{เฉลี่ย}) ของ กฟน. และการไฟฟ้าเขตต่างๆ ของ กฟภ. ได้นำสรุปไว้ในตารางที่ 7.3

ตารางที่ 7.3 แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟน.และกฟภ (บาท/kWh_{เฉลี่ย})

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
กฟน.	3.033	1.944	19.020	65.996	136.717	245.184	458.956
กฟภ.	8.533	13.131	37.661	62.794	105.610	208.010	374.720
กฟน. 1	11.003	15.988	42.866	74.089	128.080	257.370	467.600
กฟน. 2	9.882	14.428	38.198	67.943	119.760	242.870	444.600
กฟน. 3	9.067	14.047	40.190	69.033	118.460	236.270	429.870
กฟภ. 1	8.691	13.596	40.324	64.161	104.880	201.200	357.100
กฟภ. 2	9.427	14.387	41.484	67.662	112.110	218.870	391.470
กฟภ.3	10.382	15.837	44.900	75.370	126.210	250.760	452.120
กฟฉ. 1	13.232	18.304	45.172	78.545	136.970	276.190	499.610
กฟฉ. 2	13.010	17.941	43.592	76.669	134.810	272.790	494.540
กฟฉ. 3	11.570	16.632	43.810	74.623	128.020	255.560	461.400
กฟต 1	7.792	12.107	35.039	58.716	99.269	195.630	353.300
กฟต 2	8.435	12.492	33.821	59.558	103.460	209.510	382.540
กฟต. 3	8.506	12.903	35.827	61.735	105.770	211.760	384.550
รวมทั้งประเทศ	6.452	8.905	30.587	63.881	117.097	221.618	405.735

จากตารางที่ 7.3 แสดงแบบจำลองมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟน. และ กฟภ.หรือสำหรับผู้ใช้ทั้งประเทศนั้น สามารถนำมาประกอบกับสถิติไฟฟ้าดับจริง (Actual performance) ของแต่ละการไฟฟ้าเพื่อทำการประเมินอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Expected interruption cost: ECOST) มีทั้งแบบดับชั่วคราวและดับถาวร มีหน่วยเป็นบาท/ปี สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (7.2)

$$ECOST = \sum_{i=1}^n L_i \times LOLP_i \times t \times C(t) + \sum_{j=1}^m L_j \times LOLP_j \times t \times C(t) \quad (7.2)$$

โดยที่

L_i, L_j คือ ขนาดโหลดทั้งหมด ณ ที่เกิดเหตุขัดข้องหรือล้มเหลวแบบถาวร หรือชั่วคราว i และ j ตามลำดับ

$LOLP_i, LOLP_j$ คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบเกิดเหตุขัดข้องหรือล้มเหลวแบบถาวร และชั่วคราว i และ j ตามลำดับ

$C(t)$ คือ ค่าความเสียหายต่อหน่วยของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟน.และกฟภ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาของผู้ใช้ไฟฟ้า

n, m คือ จำนวนเหตุการณ์ที่เกิดเหตุขัดข้องหรือล้มเหลวแบบถาวร และชั่วคราว i และ j ตามลำดับ

t คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องหรือล้มเหลว

ในการคำนวณมูลค่าความเสียหายสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยนั้น จะต้องมีการประมาณค่าของมูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ เพราะในตารางที่ 7.3 มีช่วงของระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ ซึ่งถ้าค่าระยะเวลาของไฟฟ้าดับอยู่ในช่วงที่ไฟฟ้าดับ หรือ ถ้าค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับอยู่นอกช่วงระยะเวลาไฟฟ้าดับในตารางคือ 8 ชั่วโมงและวิธีการประมาณค่าจะเลือกใช้วิธีการประมาณค่าในช่วงเชิงเส้น ซึ่งสามารถแบ่งการประมาณค่าได้ 2 วิธี คือ การประมาณค่าในช่วง (Interpolation) และมีการประเมินค่านอกช่วง (Extrapolation) โดยสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (7.3) และ สมการที่ (7.4) (6.4) ตามลำดับ

$$C_{inter}(t) = c_0 + (c_1 - c_0) \left(\frac{t - t_0}{t_1 - t_0} \right) \quad (7.3)$$

$$C_{extra}(t) = c_0 + (c_1 - c_0) \left(\frac{t - t_1}{t_1 - t_0} \right) \quad (7.4)$$

โดยที่

$C_{inter}(t), C_{extra}(t)$ คือ ค่าประมาณในช่วง และนอกช่วงของค่าความเสียหายต่อหน่วยของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟน. และ กฟภ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาของผู้ใช้ไฟฟ้า ตามลำดับ (บาท)

C_0 คือ ค่ามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับขอบล่าง (บาท)

C_1 คือ ค่ามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับขอบบน (บาท)

t_0 คือ ค่าเวลาขอบล่าง (ชั่วโมง)

t_1 คือ ค่าเวลาขอบบน (ชั่วโมง)

t คือ ค่าเวลาที่ต้องการพิจารณา (ชั่วโมง)

7.2 การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ในหัวข้อการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์นี้จะพิจารณาการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น โดยที่จะพิจารณาค่าดัชนี 2 ดัชนี คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) และอัตราค่าการแทนภายใน (Internal rate of return: IRR) โดยที่ 2 ค่าดัชนีเบื้องต้นนี้เพียงพอต่อการประเมินความคุ้มค่าหรือความเหมาะสมต่อการเลือกรูปแบบการจัดเลือกบัส ซึ่งแสดงรายละเอียดดังนี้

7.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value)

การประเมินค่าโครงการตามปกติจะใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิซึ่ง โดยสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (7.5)

$$NPV = \frac{\sum_{t=1}^n (B_t - C_t)}{(1+r)^t} \quad (7.5)$$

โดยที่

NPV คือ ค่าปัจจุบันสุทธิ

B_t คือ มูลค่าของผลประโยชน์จากงานวิจัยที่เกิดขึ้นในปีที่ t ($t = 0, 1, 2, \dots, n$) (บาท)

C_t คือ มูลค่าของต้นทุนงานวิจัยที่เกิดขึ้นในปีที่ t ($t = 0, 1, 2, \dots, n$) (บาท)

r คือ อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (Discount rate)

n คือ ระยะเวลาทั้งหมดในการดำเนินงานรวมถึงระยะเวลาที่โครงการคาดว่าจะให้ผลประโยชน์ต่อกลุ่มเป้าหมาย

ค่าปัจจุบันสุทธิอีกชื่อหนึ่งว่าค่าเทียบเท่าปัจจุบัน (Present equivalent) ซึ่งแสดงถึงความมั่งคั่งขององค์กร หรือของบริษัทที่เป็นผลมาจากการดำเนินโครงการที่พิจารณา ดังนั้นหากวัตถุประสงค์หลักขององค์กร หรือบริษัททั่วไปคือ การสร้างความมั่งคั่งสูงสุด จึงควรรับโครงการทุกโครงการที่มีค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวกเมื่อคำนวณ ณ อัตราดอกเบี้ยหรืออัตราส่วนลดที่เป็นต้นทุนเงินทุนขององค์กร หรือบริษัท กฎการตัดสินใจเมื่อใช้ค่าปัจจุบันสุทธิเป็นเกณฑ์ประเมินโครงการในสถานการณ์ที่เป็นโครงการเอกเทศ และไม่มีข้อจำกัดใด ๆ ทางด้านทรัพยากร จึงเป็นดังนี้

ถ้า $NPV > 0$ รับโครงการ

ถ้า $NPV < 0$ ไม่รับโครงการ

วิธีการประเมินโครงการที่ใช้รับโครงการที่ $NPV > 0$ นั้นจะสามารถใช้ได้กับโครงการที่เน้นเฉพาะกำไร หรือผลประโยชน์ที่ได้กลับมาเป็นสำคัญ แต่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการประเมินโครงการนี้ได้ เนื่องจากเป็นโครงการที่เกี่ยวกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งเป็นโครงการที่เกี่ยวกับสาธารณสุขของประชาชน ซึ่งมีได้เน้นถึงกำไรหรือผลประโยชน์ที่ได้กลับมา แต่จะเน้นถึงความ เป็นอยู่ที่ดีขึ้นของประชาชนเป็นสำคัญ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีวิธีการประเมินการรับโครงการ โดยที่พิจารณาค่าของ NPV ที่มากที่สุดของโครงการทั้งหมด ไม่ว่าค่าของ NPV ที่คำนวณได้นั้นมีค่า เป็นลบ หรือ บวก

7.2.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)

เกณฑ์ประเมินค่าโครงการลงทุนที่นิยมใช้กันแพร่หลายที่สุดในปัจจุบันก็คือ อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ ซึ่งอัตราผลตอบแทนภายใน คือ อัตราผลตอบแทนจากโครงการที่สามารถคำนวณจากอัตราที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ หรือการเท่าทุน โดยเกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจยอมรับโครงการ โดยสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (7.6)

$$\sum_{t=1}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (7.6)$$

โดยที่

IRR คือ อัตราผลตอบแทนภายใน

เกณฑ์การตัดสินใจอัตราผลตอบแทนภายใน โดยพิจารณาว่าอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการสูงกว่าอัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้ของบริษัทให้รับโครงการนั้น ทั้งนี้เนื่องจากเมื่อโครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในสูงกว่าอัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้ ค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการซึ่งคำนวณที่อัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้ของบริษัทก็จะมีค่าเป็นบวก ดังนั้นการรับโครงการเช่นนี้มาดำเนินการก็จะเพิ่มความมั่งคั่งให้แก่บริษัทได้

กฎการตัดสินใจซึ่งอาศัยอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเป็นเกณฑ์ในการพิจารณาโครงการเอกเทศแบบธรรมดาในสถานการณ์ที่ไม่มีข้อจำกัดด้านทรัพยากร จึงเป็นดังนี้

ถ้า $IRR > i$ รับโครงการ

ถ้า $IRR < i$ ไม่รับโครงการ

โดยที่

i คือ อัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้ หรือต้นทุนเงินทุนของบริษัท

7.3 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอทฤษฎีและหลักที่ใช้ในการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยมีรายละเอียด 2 ส่วน คือ ส่วนแรกเสนอข้อมูลของมูลค่าการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยต้องคำนึงถึงมูลค่าอุปกรณ์ มูลค่าการบำรุงรักษา มูลค่าความเสียหายเหตุจากไฟฟ้าดับ เป็นต้น ส่วนสองเสนอวิธีการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งจะพิจารณาการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น โดยที่จะพิจารณาค่าดัชนี 2 ดัชนี คือ ค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) และอัตราค่าการแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)

บทที่ 8

การทดสอบและวิเคราะห์ผลความเชื่อถือได้

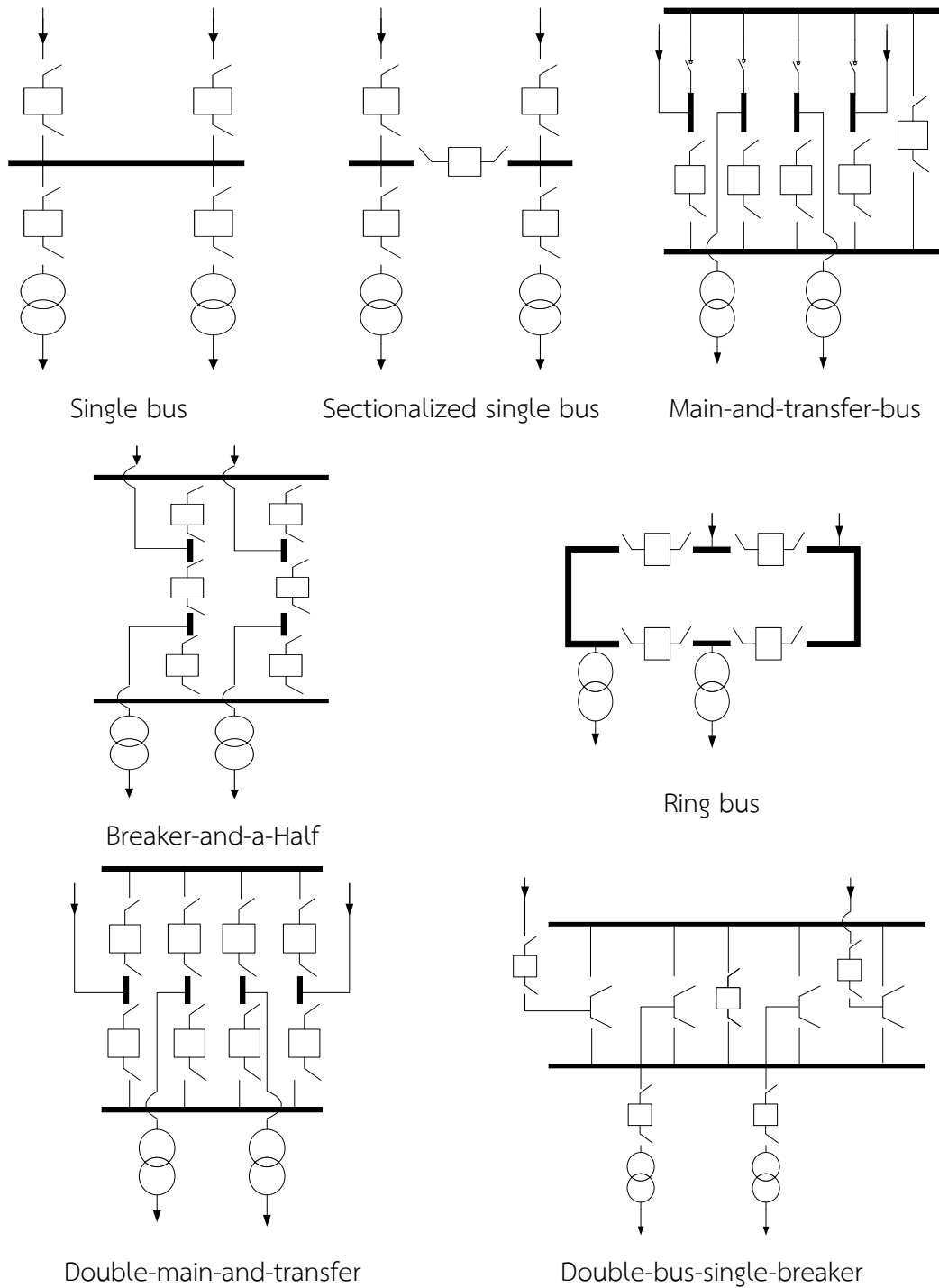
ในบทนี้จะนำเสนอตัวอย่างรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ได้ประเมินความเชื่อถือได้ 7 รูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยทั้ง 7 รูปแบบนี้เป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่สำคัญและนิยมใช้ในปัจจุบัน ซึ่งการประเมินความเชื่อถือได้นั้นจะพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ 3 ดัชนี คือ LOLF LOLD และ LOLP โดย 3 ดัชนีนี้จะชี้ให้เห็นถึงจำนวนครั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ต่อปี ระยะเวลาที่สถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ต่อครั้ง และระยะเวลาที่สถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ต่อปี ตามลำดับ สุดท้ายจะทำการวิเคราะห์ผลที่ได้จากการศึกษาดังกล่าว

8.1 ระบบทดสอบ

วิธีการที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทดสอบวิธีการที่นำเสนอกับระบบทดสอบที่เป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่นิยมใช้กันในปัจจุบัน พร้อมกับแสดงรายละเอียดข้อมูลทางสถิติของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

8.1.1 รูปแบบการจัดเรียงบัส

รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อยที่นำมาประเมินความเชื่อถือได้นี้ เป็นรูปแบบที่นิยมใช้จริงในการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปัจจุบัน ซึ่งแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสจะนำมาประเมินความเชื่อถือได้โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) ร่วมกับวิธีการมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set) ประกอบด้วย 7 รูปแบบดังภาพที่ 8.1



ภาพที่ 8.1 รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานี่ไฟฟ้าย่อย

รายละเอียดรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้ง 7 รูปแบบข้างต้นได้นำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 4.1 แต่ทั้งนี้รูปแบบที่นำมาประเมินความเชื่อถือได้ เพื่อง่ายต่อการวิเคราะห์จะพิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสที่ประกอบด้วยการจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานี่ไฟฟ้าย่อยทางด้านขาเข้า 2 ทาง ส่วนการจ่ายไฟฟ้าของสถานี่ไฟฟ้าย่อยออกสู่ระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาด้านขาออกก็มีอยู่ 2 ทางเช่นกัน

8.1.2 ข้อมูลทางสถิติของอุปกรณ์

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงข้อมูลทางสถิติของอุปกรณ์ ซึ่งข้อมูลทางสถิติการทำงานล้มเหลว อัตราการซ่อม และตารางการบำรุงรักษาของแต่ละอุปกรณ์ ได้อาศัยข้อมูลดัดแปลงอ้างอิงมาจากข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งอยู่ในเอกสารสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย [25] แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 8.1

ตารางที่ 8.1 ค่าสถิติอัตราการทำงานล้มเหลวของแต่ละอุปกรณ์

ประเภทของอุปกรณ์	สายเหนือดิน หรือสายไฟ	หม้อแปลง	อุปกรณ์ป้องกัน หรืออุปกรณ์ตัดตอน	บัสบาร์
อัตราการล้มเหลวรวมทั้งหมด (ครั้ง / กิโลเมตร / ปี)	0.0424	0.1033	0.0071	0.0010
อัตราการล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ครั้ง / ปี)	0.0000	0.0000	0.0007	0.0000
อัตราการล้มเหลวแบบแอคทีฟ (ครั้ง / ปี)	0.0424	0.1033	0.0064	0.0010
อัตราการล้มเหลวของการ บำรุงรักษา (ครั้ง / ปี)	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

หมายเหตุ ข้อมูลสถิติการล้มเหลวที่ได้อ้างอิงมาจากกรไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 8.2 ค่าสถิติอัตราการซ่อมของแต่ละอุปกรณ์

ประเภทของอุปกรณ์	สายเหนือดิน หรือสายไฟ	หม้อแปลงสถานี	อุปกรณ์ป้องกัน หรืออุปกรณ์ตัดตอน	บัสบาร์
ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของ อุปกรณ์ (ชั่วโมง / ครั้ง)	1.3265	0.6778	1.4903	2.0000
ระยะเวลาสวิตซ์ซึ่งเฉลี่ยของ อุปกรณ์ (ชั่วโมง / ครั้ง)	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500
ระยะเวลาซ่อมบำรุงเฉลี่ยของ อุปกรณ์ (ชั่วโมง / ครั้ง)	8.0000	40.0000	32.0000	16.0000

หมายเหตุ ข้อมูลสถิติการล้มเหลวที่ได้อ้างอิงมาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สำหรับข้อมูลสถิติอัตราการทำงานล้มเหลวของแต่ละอุปกรณ์ และข้อมูลสถิติอัตราการซ่อมของแต่ละอุปกรณ์อ้างอิงมาจากไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และตารางการบำรุงรักษาของแต่ละอุปกรณ์นั้น ใช้ตารางการบำรุงรักษาของการบำรุงรักษาของกองบำรุงรักษาอุปกรณ์สถานีย่อย ฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง ซึ่งแสดงดังตารางที่ 8.3

ตารางที่ 8.3 ตารางการบำรุงรักษาอุปกรณ์ประจำปี 2556 ของการบำรุงรักษาของกองบำรุงรักษาอุปกรณ์สถานีย่อย ฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง

รายการบำรุงรักษาประจำปี	ทุก 4 เดือน	ทุก 1/2 ปี	ทุก 1 ปี	ทุก 2 ปี	ทุก 3 ปี	ทุก 5 ปี	เดือน														
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.			
สายเหนือดิน หรือสายไฟ																					
หม้อแปลงสถานี																					
เซอร์กิตเบรกเกอร์																					
บัสบาร์																					

หมายเหตุ ข้อมูลสถิติการล้มเหลวที่ได้อ้างอิงมาจากการไฟฟ้านครหลวง เขตวัดเลียบ

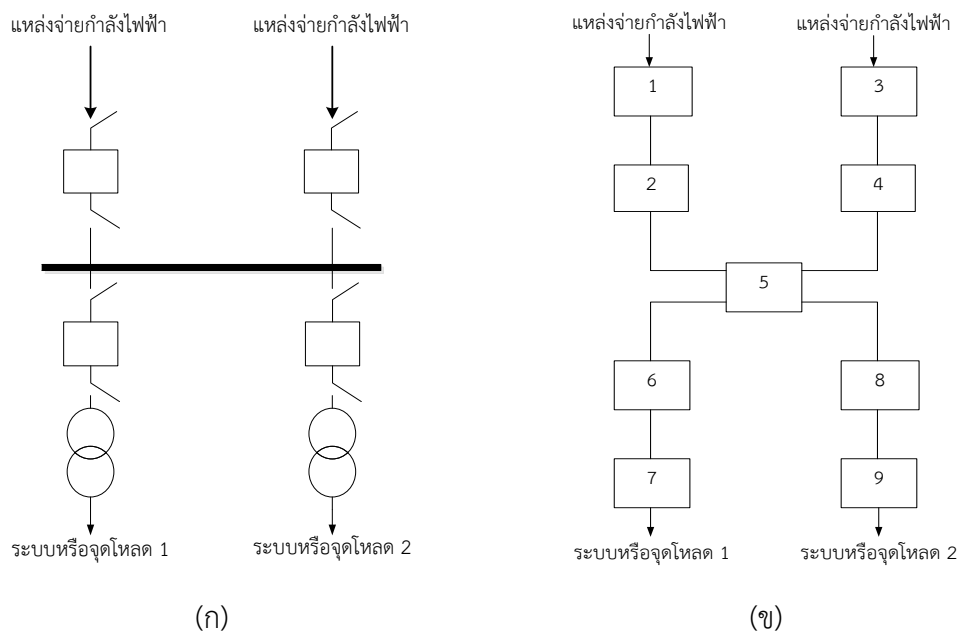
จากตารางที่ 8.3 แสดงรายละเอียดโดยสรุปของการบำรุงรักษา ซึ่งรายละเอียดการบำรุงรักษาทั้งหมดจะอยู่ในส่วนของภาคผนวก ดังนั้นเมื่อทราบข้อมูลสถิติอัตราการทำงานล้มเหลว ข้อมูลสถิติอัตราการซ่อม และข้อมูลตารางการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ทั้งหมด จะสามารถประเมินความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยได้ดังหัวข้อต่อไป

8.2 ผลทดสอบความเชื่อถือได้

ในหัวข้อนี้เป็นการนำเสนอผลทดสอบการประเมินความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อยทั้ง 7 รูปแบบ ซึ่งในแต่ละรูปแบบจะแสดงรูปแบบของโครงสร้างการจัดเรียงบัส การบ่อนข้อมูลของการจัดเรียงบัส มินิมัลคัตเซตของแต่ละรูปแบบ กราฟการลู่เข้าของค่าความไม่พร้อมมูล อัตราการล้มเหลว และระยะเวลาการซ่อมแซม ซึ่งค่าต่างๆ เหล่านี้จะเป็นค่าดัชนีเบื้องต้นที่นำไปสู่การคำนวณค่าดัชนีอื่นๆ เช่น ดัชนีค่าความพร้อมมูล ความถี่ของการล้มเหลว อัตราในการซ่อมแซม เป็นต้น ซึ่งดัชนีต่างๆ จะแสดงดังต่อไปนี้

8.2.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus

รูปแบบการจัดเรียงบัส Single bus ที่ใช้ในการทดสอบประกอบด้วย การจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าทางด้านขาเข้า 2 ทาง ส่วนการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยออกสู่ระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาด้านขาออกก็มีอยู่ 2 ทาง โดยอุปกรณ์ที่ประกอบภายในสถานีไฟฟ้าย่อยประกอบด้วย สายไฟ เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงไฟฟ้าของสถานี และบัสบาร์ ซึ่งรูปแบบนี้เป็นรูปแบบที่มีการจัดเรียงง่ายที่สุด จะแสดงระบบทดสอบนี้ดังในภาพที่ 8.2



ภาพที่ 8.2 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Single bus (ก) แผนภาพเส้นเดียว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลคัตเซต

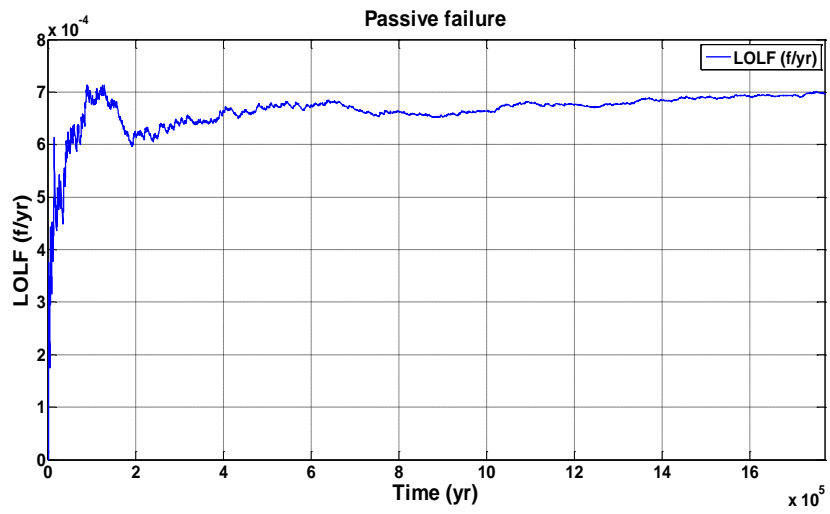
จากภาพที่ 8.2 (ก) สามารถแปลงเป็นภาพที่ 8.2 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัสตามรูปแบบ Single bus หลังจากนั้นทำการหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของ Single bus จะได้กลุ่มมินิมัลคัตเซตของประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Single bus ดังตารางที่ 8.4

ตารางที่ 8.4 มินิมัลคัตเซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Single bus

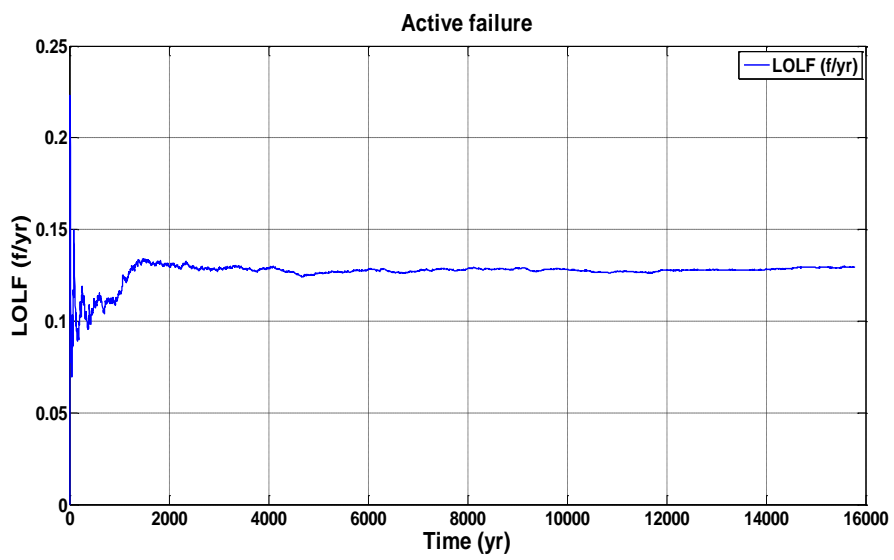
รูปแบบ Single bus พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลคัตเซตแบบ พาสซีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลคัตเซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลคัตเซตแบบ บำรุงรักษา
1	[5]	1	[2]	1	[5]
2	[6]	2	[4]	2	[6]
3	[7]	3	[5]	3	[7]
4	[1, 3]	4	[6]	4	[1, 3]
5	[1, 4]	5	[7]	5	[1, 4]
6	[2, 3]	6	[8]	6	[2, 3]
7	[2, 4]	7	[1, 3]	7	[2, 4]

เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้ว นำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LODD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีมอนติคาร์โลนั้น จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้ง 3 ดัชนี คือ LOLF, LODD, LOLP ลู่เข้าทั้ง 3 ดัชนีเสียก่อน ซึ่งการลู่เข้านั้นวิทยานิพนธ์นี้ใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเป็นการตรวจสอบการลู่เข้าโดยให้ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ดังนั้นจึงแสดงกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี ดังต่อไปนี้

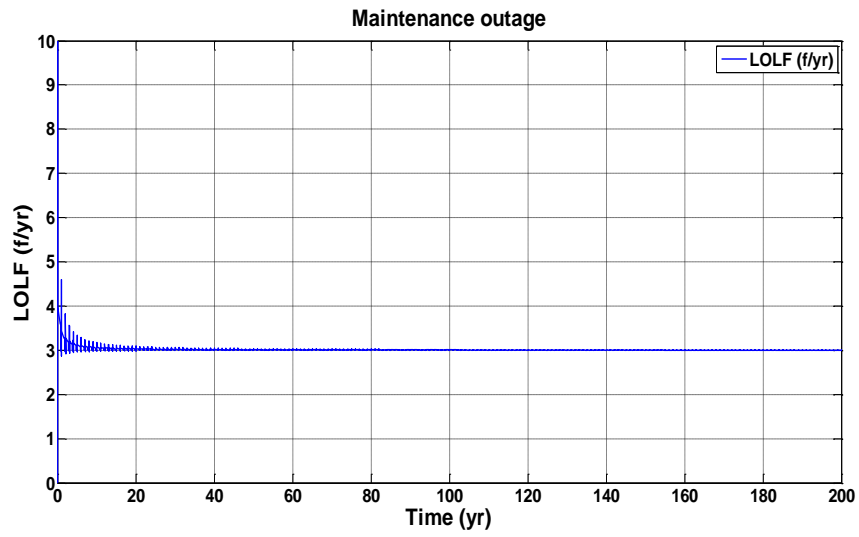
1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Single bus โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.3



(ñ)



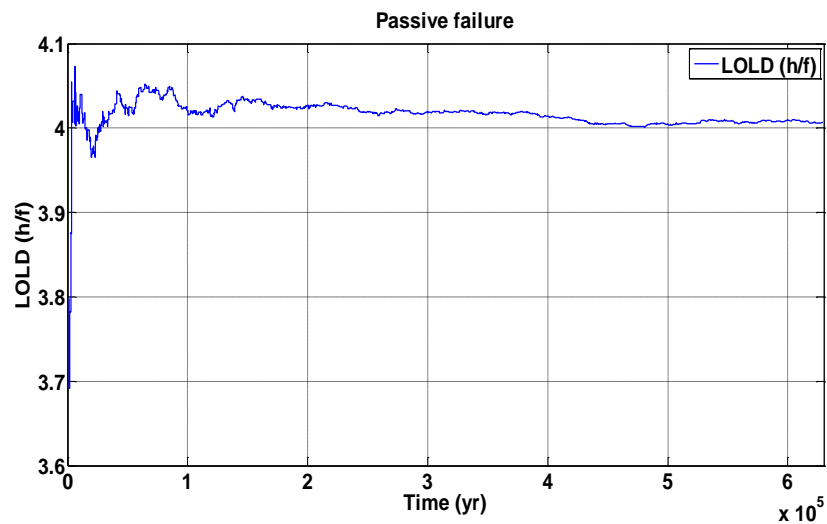
(ñ)



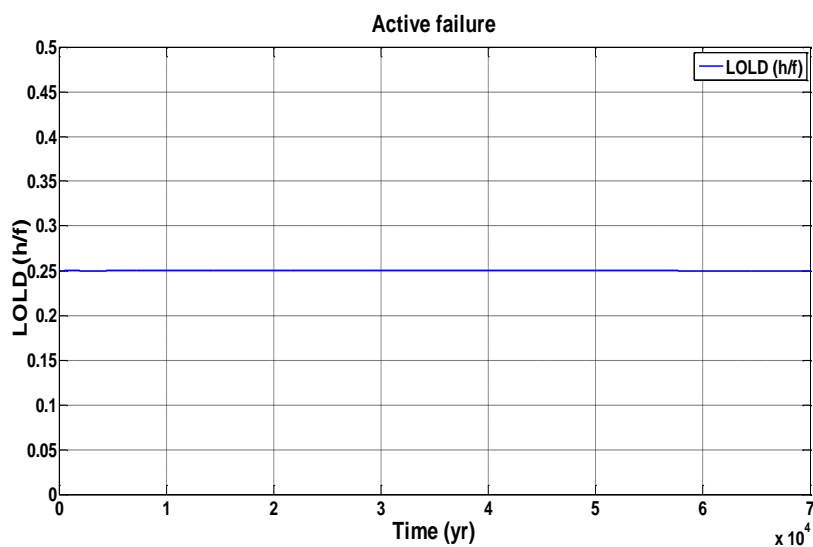
(ค)

ภาพที่ 8.3 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

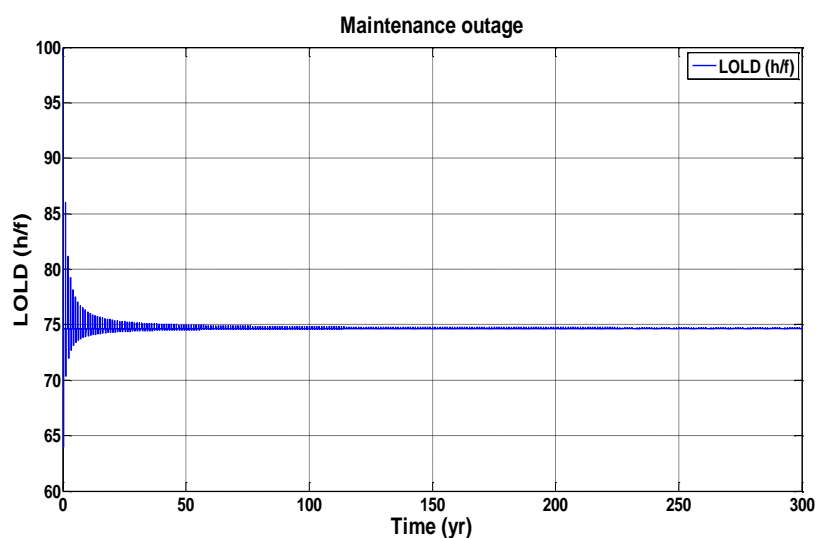
2) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Single bus โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.4



(ก)



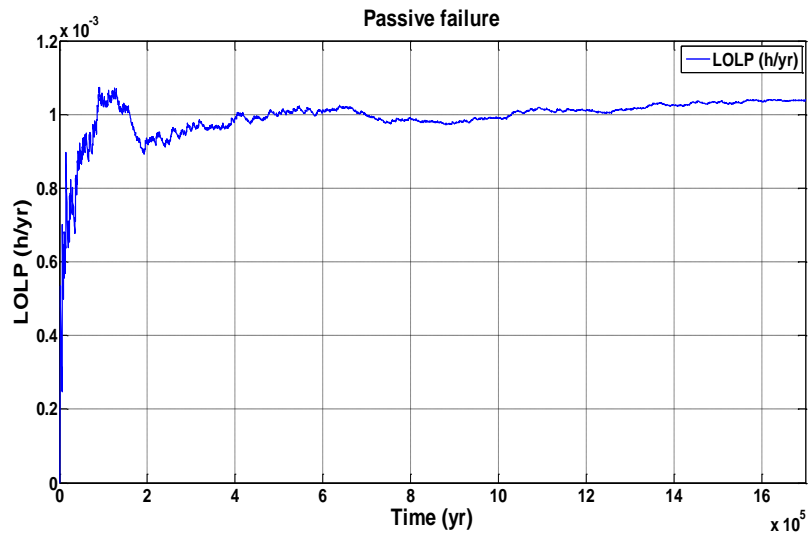
(จ)



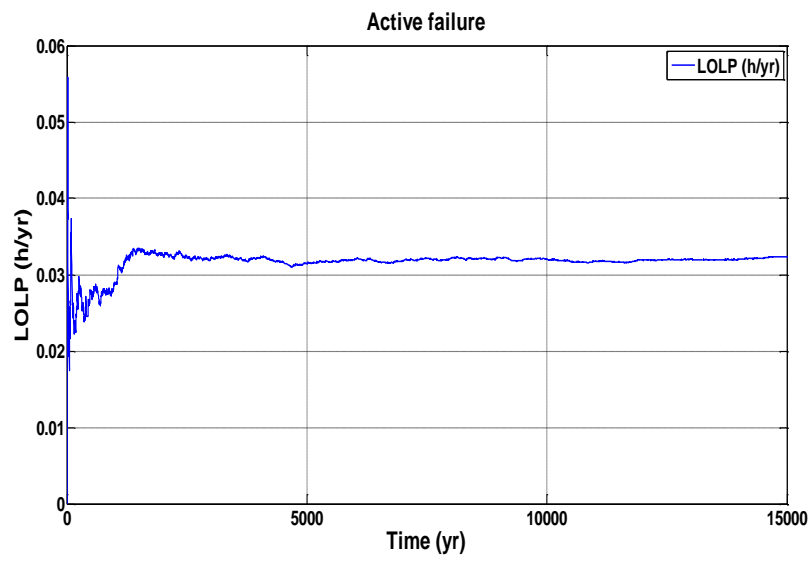
(ค)

ภาพที่ 8.4 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

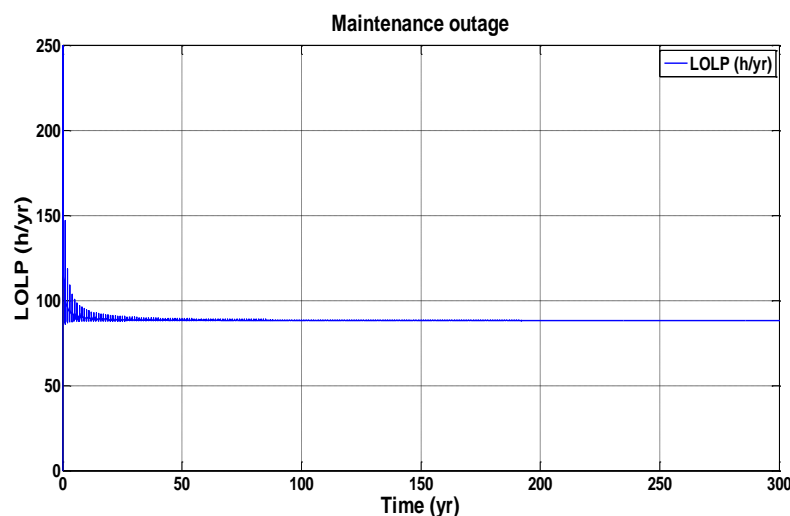
3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Single bus โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.5



(၈)



(၉)



(ค)

ภาพที่ 8.5 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

จากภาพภาพที่ 8.3 ถึง ภาพที่ 8.5 แสดงถึงการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.5

ตารางที่ 8.5 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Single bus

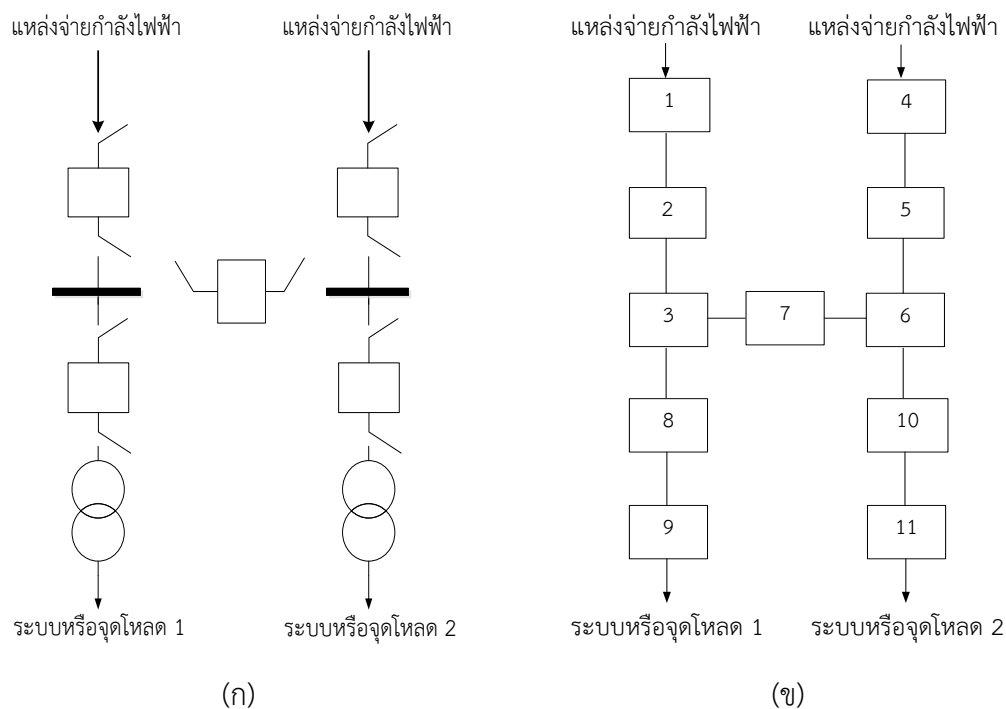
รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Single bus			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0.0007	1.4272	0.0010
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1296	0.2500	0.0324
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	3.0030	29.3413	88.1133
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	3.1333	28.1320	88.1468

8.2.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus

รูปแบบการจัดเรียงบัส Sectionalized single bus ที่ใช้ในการทดสอบประกอบด้วยการจ่ายกำลังไฟฟ้าทางด้านขาเข้า 2 ทาง ส่วนการจ่ายระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาด้านขาออกก็มีอยู่ 2 โดยอุปกรณ์ที่ประกอบภายในสถานีไฟฟ้าย่อยประกอบด้วย สายไฟ เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงไฟฟ้าของสถานี และบัสบาร์ ซึ่งรูปแบบนี้จะเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ตัวเชื่อมเข้ามาระหว่างบัสบาร์ ซึ่งลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสถานะปกติมันจะมี 2 ลักษณะ คือ ปกติเปิด (Normally open: N/O) และปกติปิด (Normally close: N/C) สามารถแสดงแต่ละรูปแบบดังนี้

8.2.2.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)

รูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) สามารถแสดงแผนภาพเส้นเดียวของระบบ และแสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต ได้ดังภาพที่ 8.6



ภาพที่ 8.6 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/C) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดียว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต

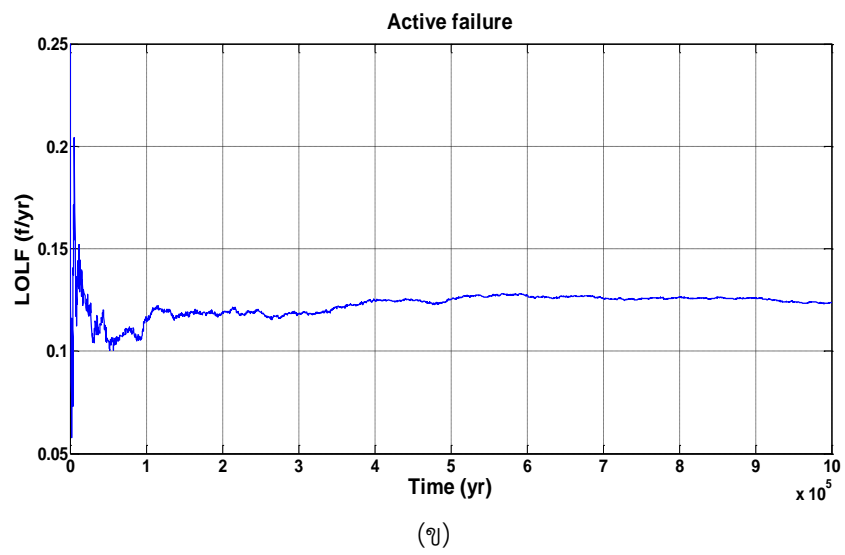
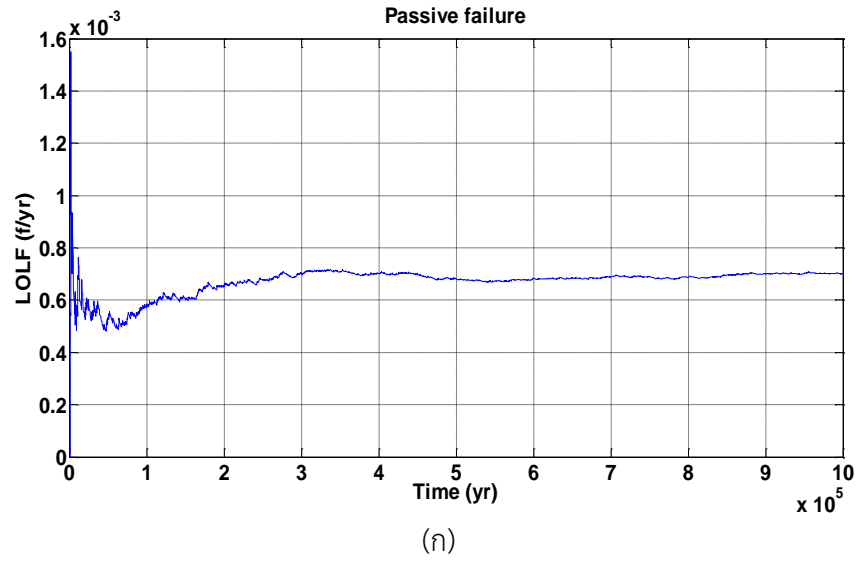
จากภาพที่ 8.6 (ก) สามารถแปลงเป็นภาพที่ 8.6 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัสตามรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) หลังจากนั้นทำการหามินิมัลลิตีเซตของ Sectionalized single bus (N/C) จะได้มินิมัลลิตีเซตของประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) ดังตารางที่ 8.6

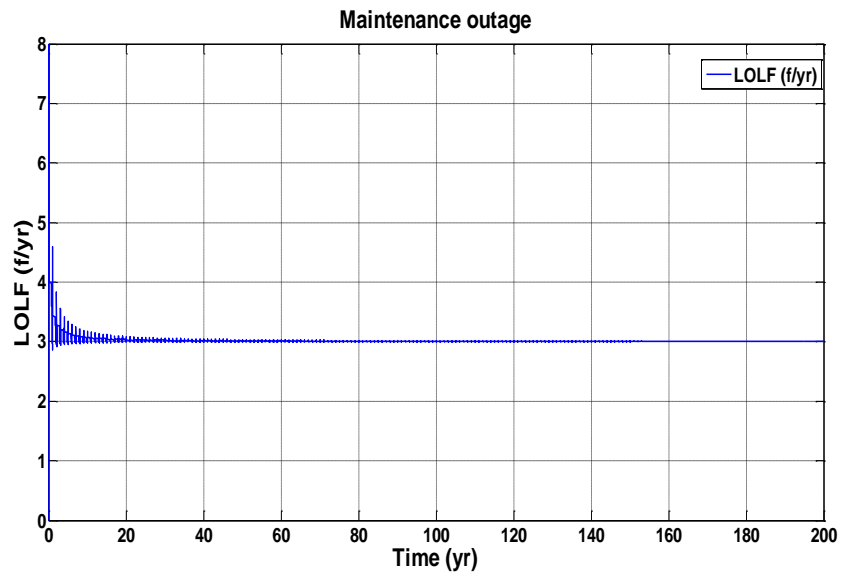
ตารางที่ 8.6 มินิมัลลัดเซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Sectionalized single bus (NC)

รูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัดเซตแบบ พาสซีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัดเซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัดเซตแบบ บำรุงรักษา
1	[3]	1	[2]	1	[3]
2	[8]	2	[3]	2	[8]
3	[9]	3	[7]	3	[9]
4	[1, 4]	4	[8]	4	[1, 4]
5	[1, 5]	5	[9]	5	[1, 5]
6	[1, 6]	6	[1, 4]	6	[1, 6]
7	[1, 7]	7	[1, 5]	7	[1, 7]
8	[2, 4]	8	[1, 6]	8	[2, 4]
9	[2, 5]	9	-	9	[2, 5]
10	[2, 6]	10	-	10	[2, 6]
11	[2, 7]	11	-	11	[2, 7]

เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลลัดเซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้วนำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LODD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีนี้ จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้งสามนี้ ลู่เข้าทั้ง 3 ดัชนีเสียก่อน โดยใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ซึ่งกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนีจะแสดงดังต่อไปนี้

1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/C) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.7

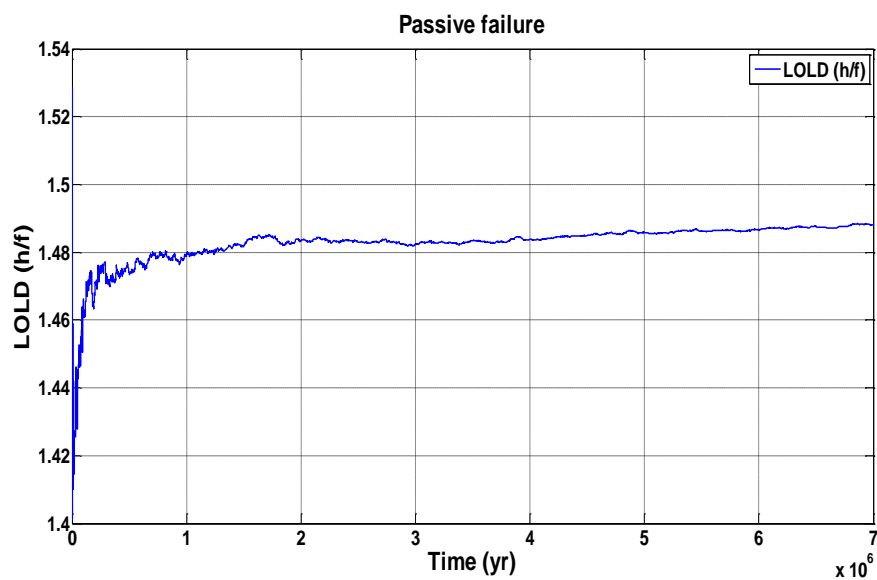




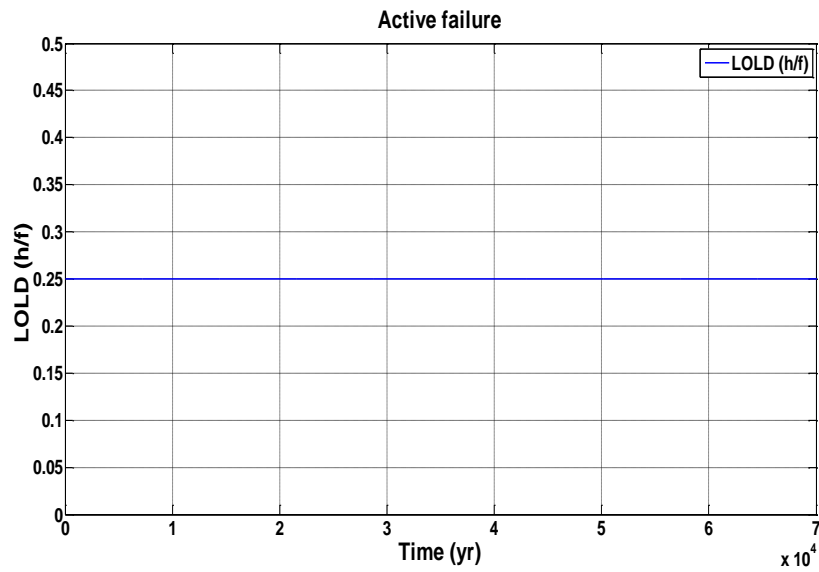
(ค)

ภาพที่ 8.7 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานการณ์ขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

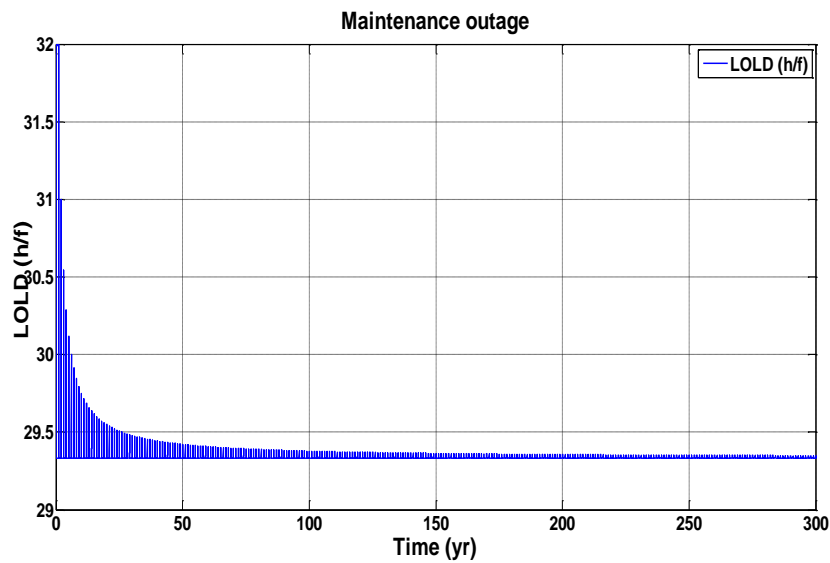
2) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/C) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.8



(ก)



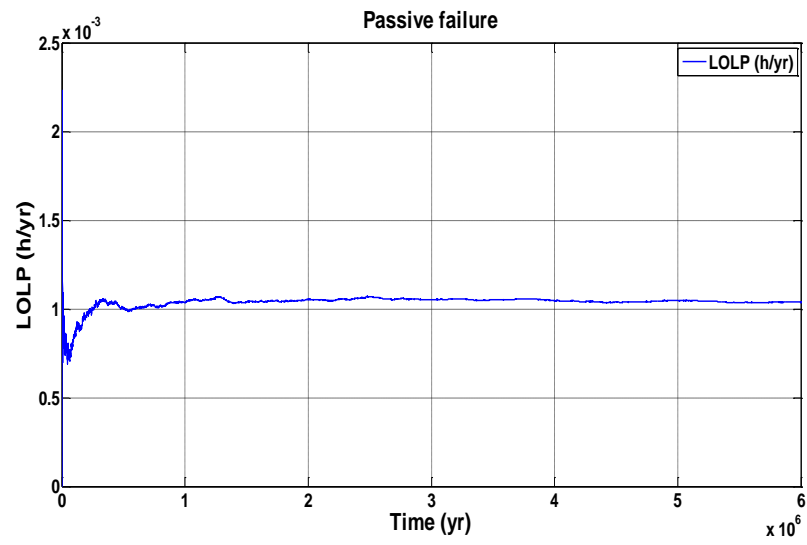
(ข)



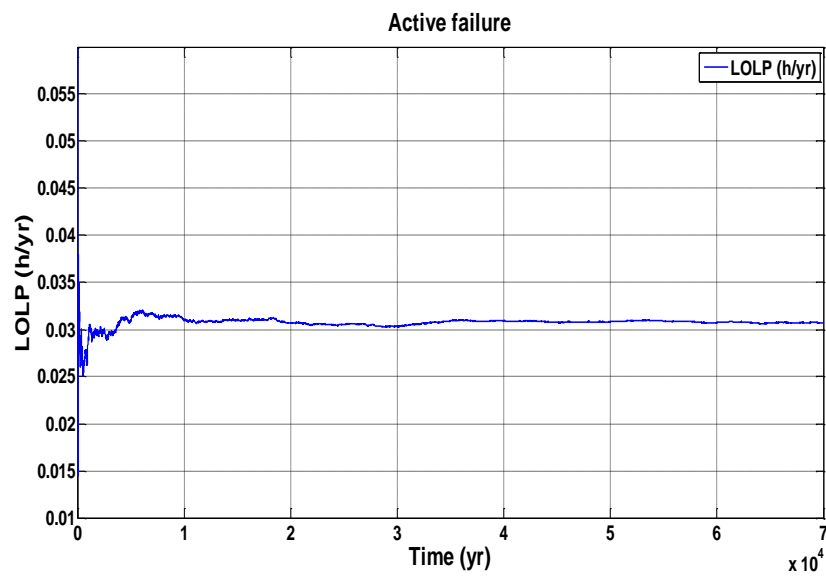
(ค)

ภาพที่ 8.8 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

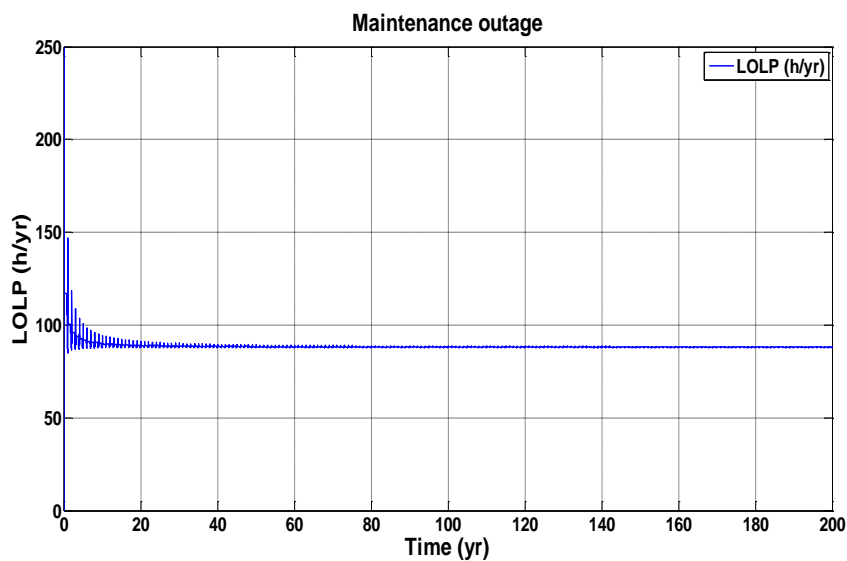
3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/C) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.9



(ñ)



(ñ)



(ค)

ภาพที่ 8.9 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก)สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

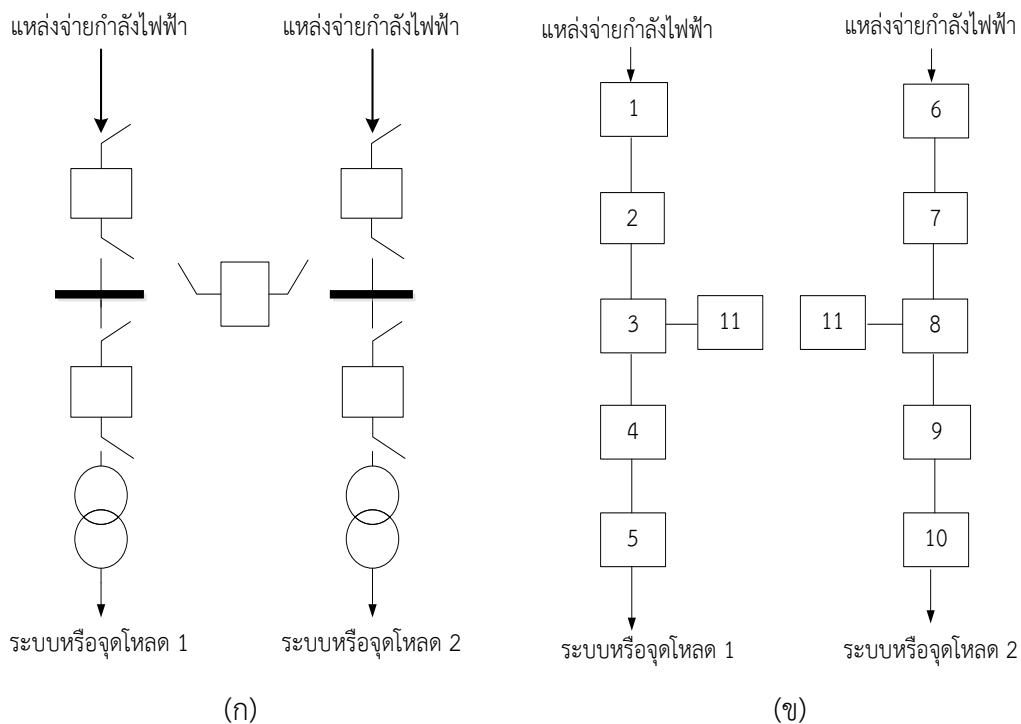
จากภาพที่ 8.7 ถึง ภาพที่ 8.9 แสดงถึงการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.7

ตารางที่ 8.7 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Sectionalized single bus (N/C)

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Sectionalized single bus (N/C)			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0.0007	1.4879	0.0011
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1225	0.2500	0.0306
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	3.0003	29.3033	88.0014
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	3.1235	28.1835	88.0311

8.2.2.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)

รูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) สามารถแสดงแผนภาพเส้นเดียวของระบบ และแสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลัลเซต ได้ดังภาพที่ 8.10



ภาพที่ 8.10 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/O) ดังภาพ (ก) แผนภาพ
เส้นเดียว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลัคเซต

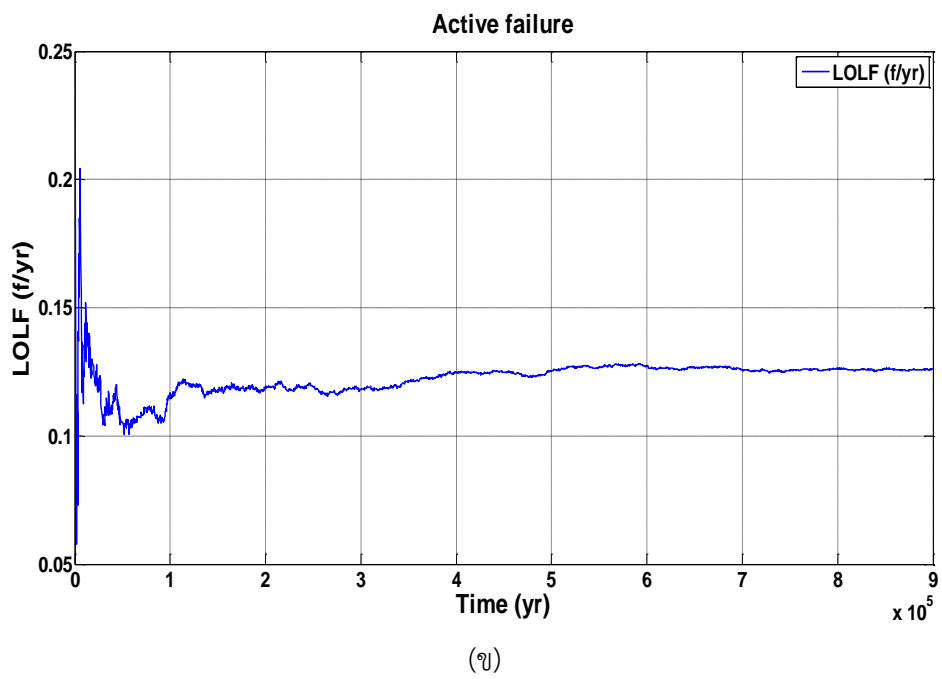
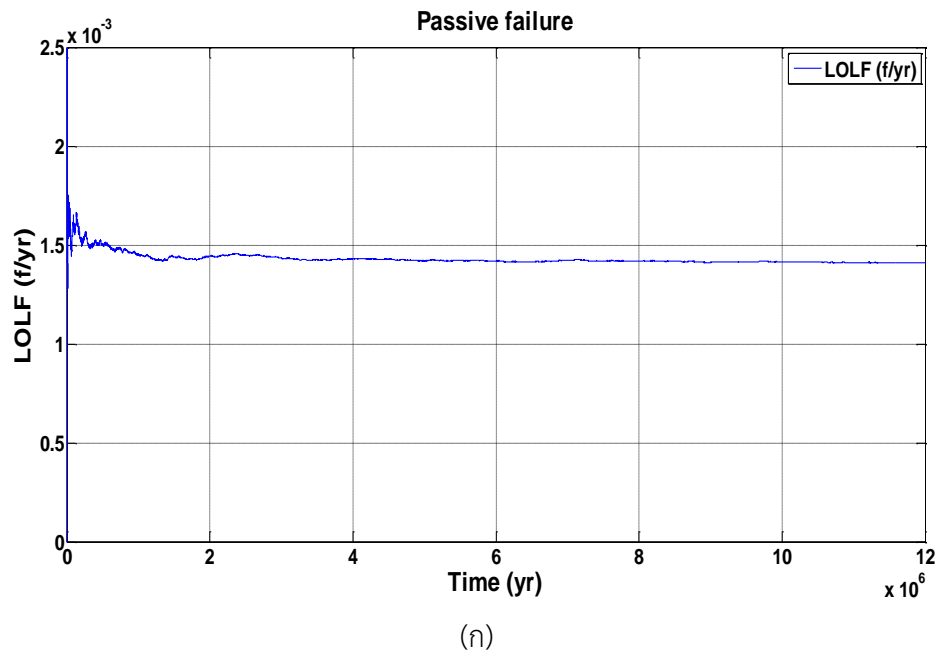
จากภาพที่ 8.10 (ก) สามารถแปลงเป็นภาพที่ 8.10 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัสตามรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) หลังจากนั้นทำการหามินิมัลลัคเซตของ Sectionalized single bus (N/O) จะได้มินิมัลลัคเซตของประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) ดังตารางที่ 8.8

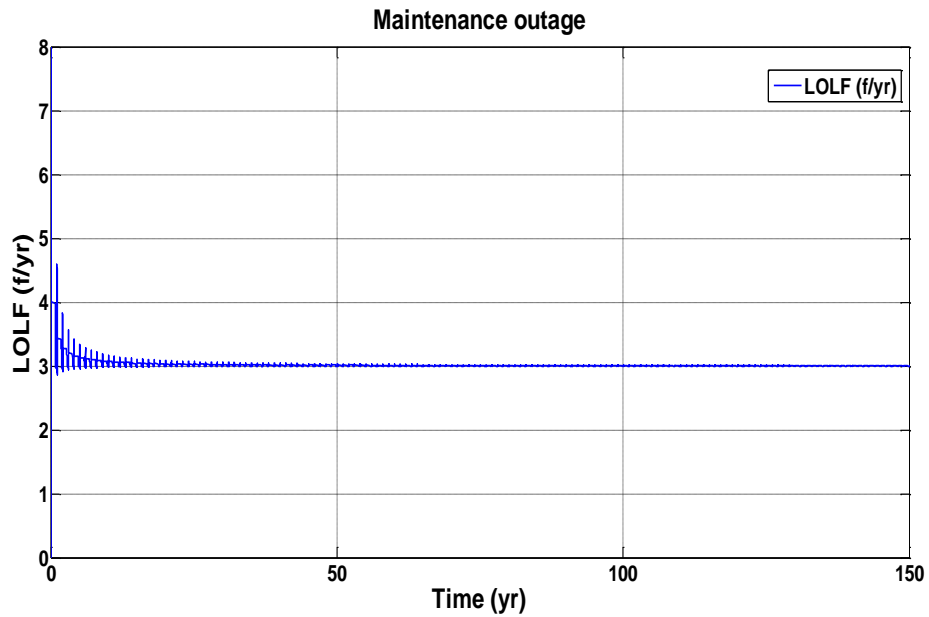
ตารางที่ 8.8 มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)

รูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ พาสซีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ บำรุงรักษา
1	[1]	1	[2]	1	[3]
2	[2]	2	[3]	2	[4]
3	[3]	3	[4]	3	[5]
4	[4]	4	[5]	4	[1, 6]
5	[5]	5	[11]	5	[1, 7]
6	-	6	-	6	[2, 6]
7	-	7	-	7	[2, 7]

เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลลัคต์เซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้วนำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LOD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีนี้ จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้งสามนี้ ลู่เข้าทั้ง 3 ดัชนีเสียก่อน โดยใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ซึ่งกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนีจะแสดงดังต่อไปนี้

1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/O) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.11

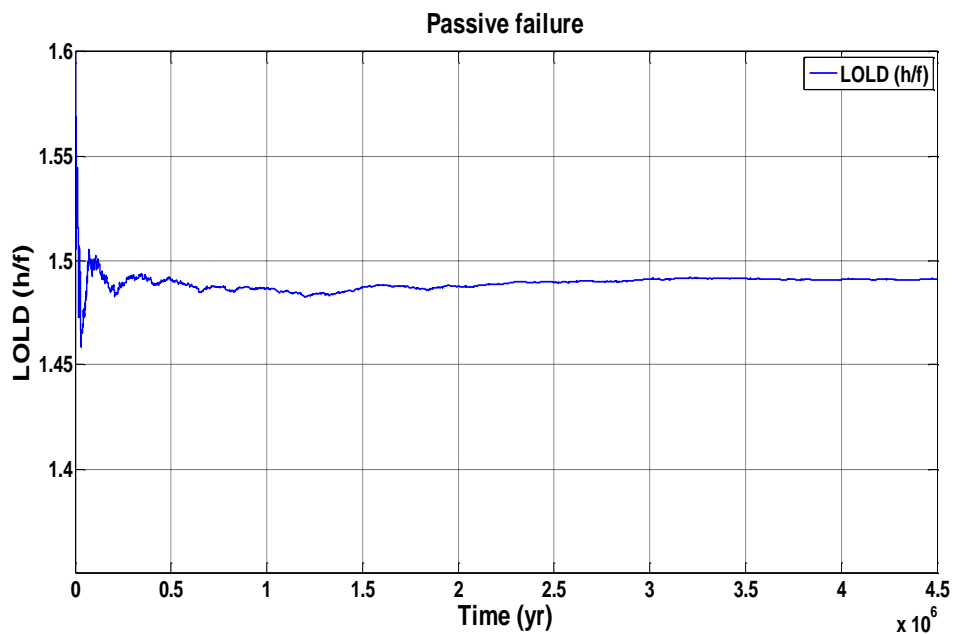




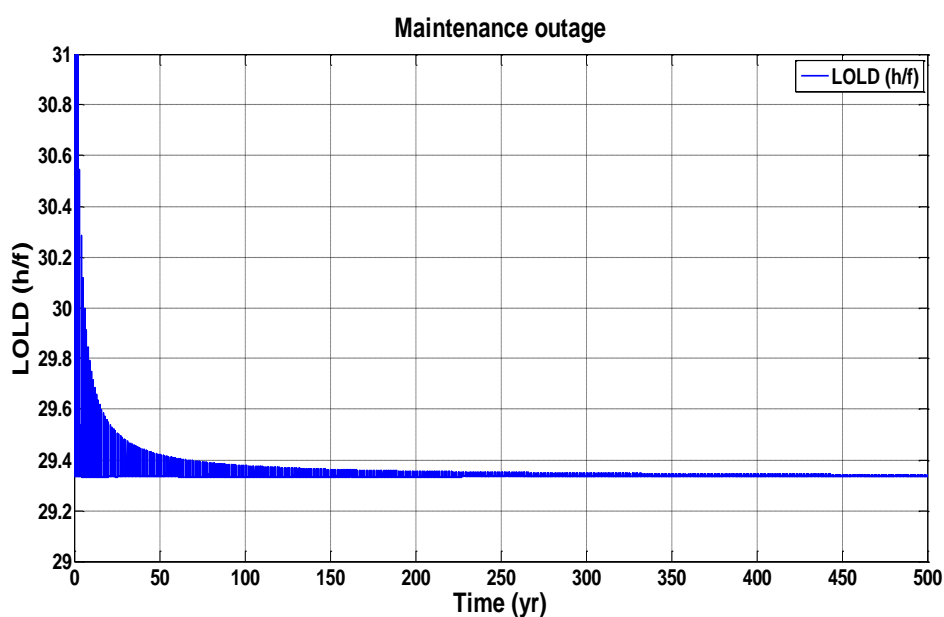
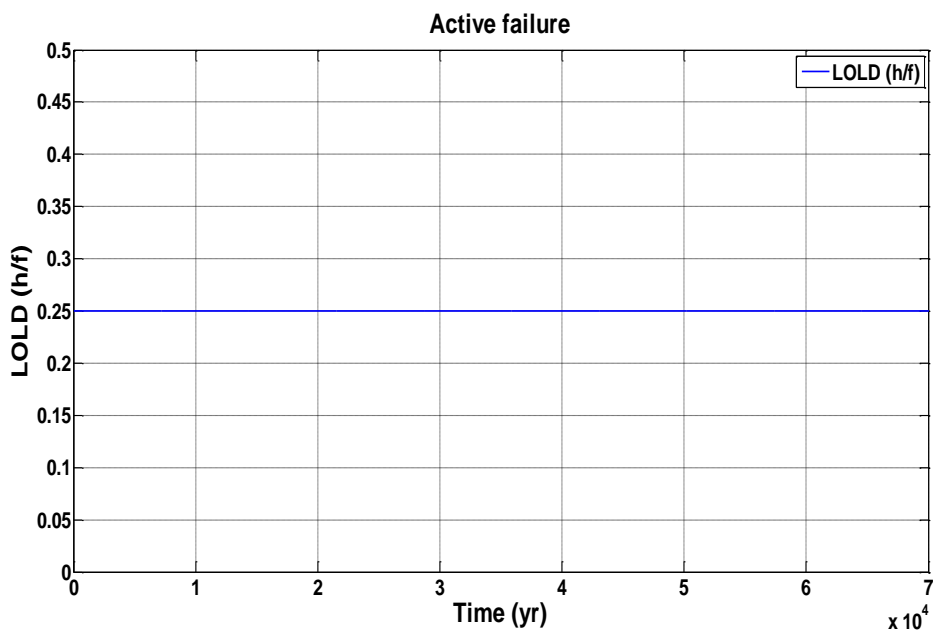
(ค)

ภาพที่ 8.11 การรู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

2) กราฟการรู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/O) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.12

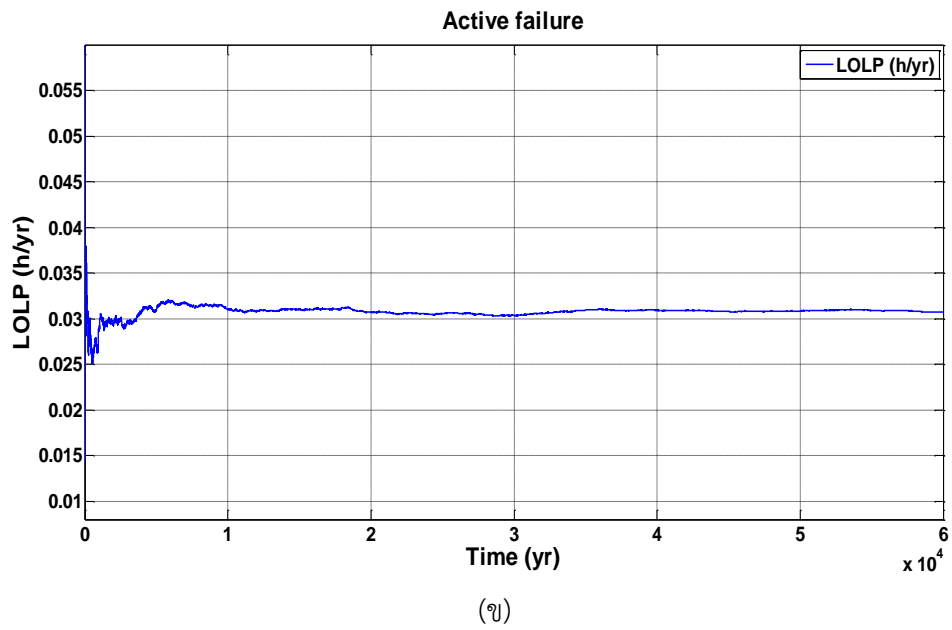
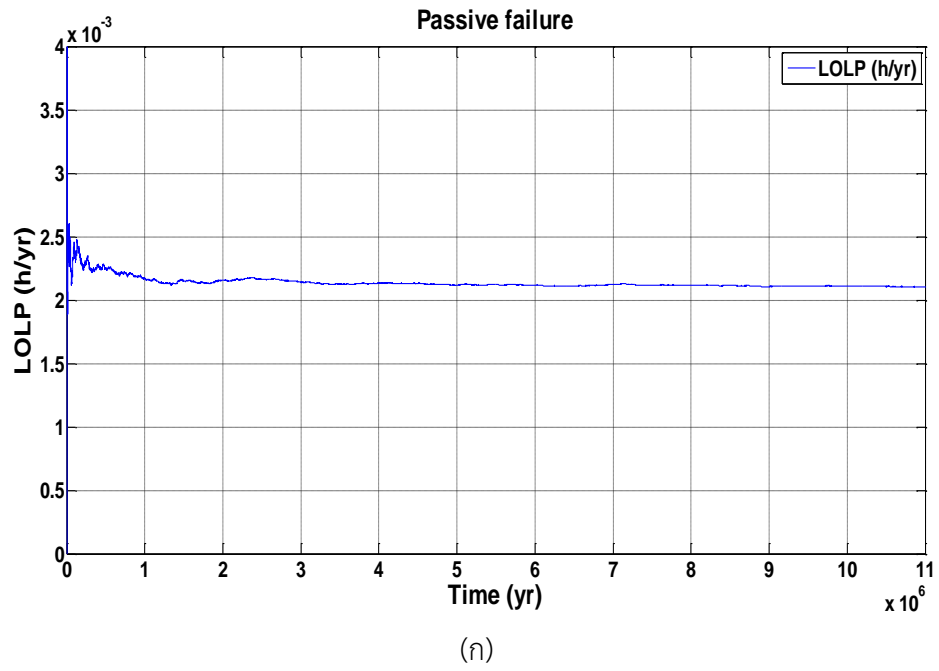


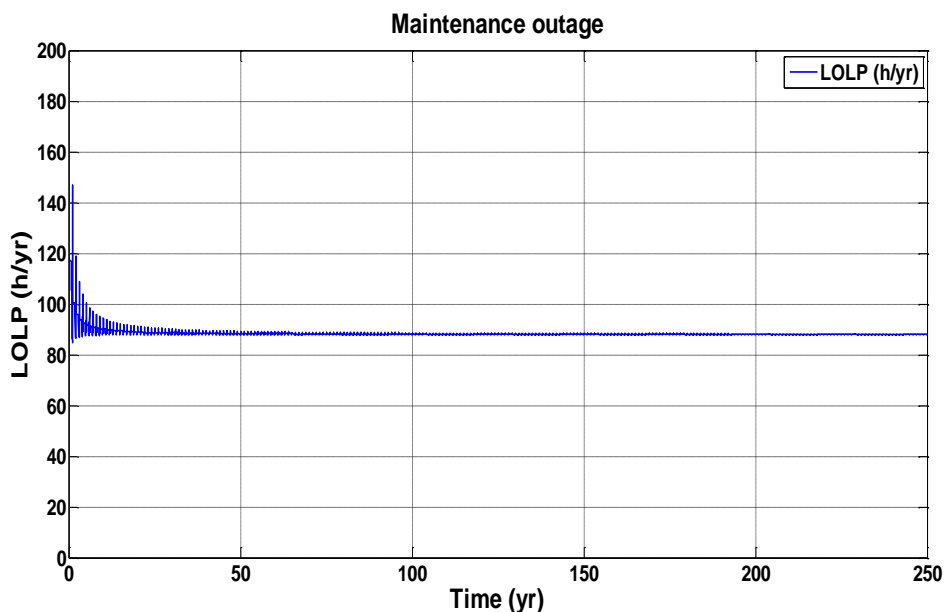
(ก)



ภาพที่ 8.12 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการตัดข้องช่วงบำรุงรักษา

3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Sectionalized single bus (N/O) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการตัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.13





(ค)

ภาพที่ 8.13 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

จากภาพที่ 8.11 ถึง ภาพที่ 8.13 แสดงถึงการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.9

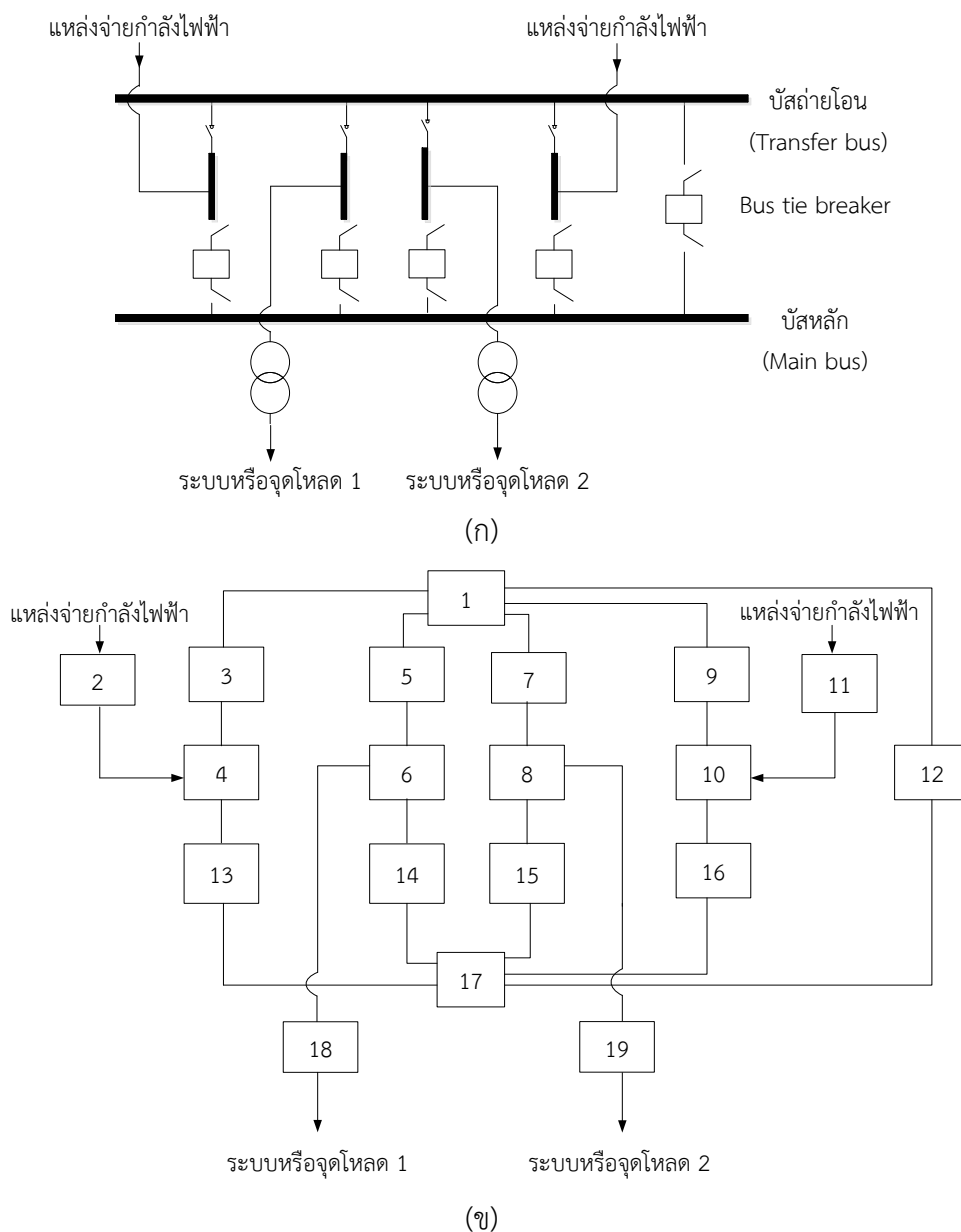
ตารางที่ 8.9 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Sectionalized single bus (N/O)

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Sectionalized single bus (N/O)			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0.0014	1.5714	0.0022
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1235	0.2502	0.0309
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	3.0002	29.3362	88.0101
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	3.1251	28.1729	88.0432

8.2.3 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus

รูปแบบการจัดเรียงบัส Main-and-transfer-bus ที่ใช้ในการทดสอบประกอบด้วย การจ่ายกำลังไฟฟ้าทางด้านขาเข้า 2 ทาง ส่วนการจ่ายระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาทางด้านขาออกก็มีอยู่ 2 โดยอุปกรณ์ที่ประกอบภายในสถานีไฟฟ้าย่อยประกอบด้วย สายไฟ เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงไฟฟ้าของสถานี และบัสบาร์ ซึ่งรูปแบบนี้จะประกอบด้วย 2 บัสบาร์ในสถานะปกติจะจ่ายไฟฟ้าเพียงบัส

เดียวทางบัสหลัก (Main bus) และมีเซอร์กิตเบรกเกอร์เชื่อมโยงเพิ่มเข้ามาระหว่างบัสบาร์ สามารถแสดงระบบทดสอบนี้ดังในภาพที่ 8.14



ภาพที่ 8.14 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ บัส Main-and-transfer-bus ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดียว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต

จากภาพที่ 8.14 (ก) สามารถแปลงเป็นภาพที่ 8.14 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัสตามรูปแบบ Main-and-transfer-bus หลังจากนั้นทำการหามินิมัลลิตีเซตของ Main-and-transfer-

bus จะได้มีนิมัลต์เซตของประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Main-and-transfer-bus ดังตารางที่ 8.10

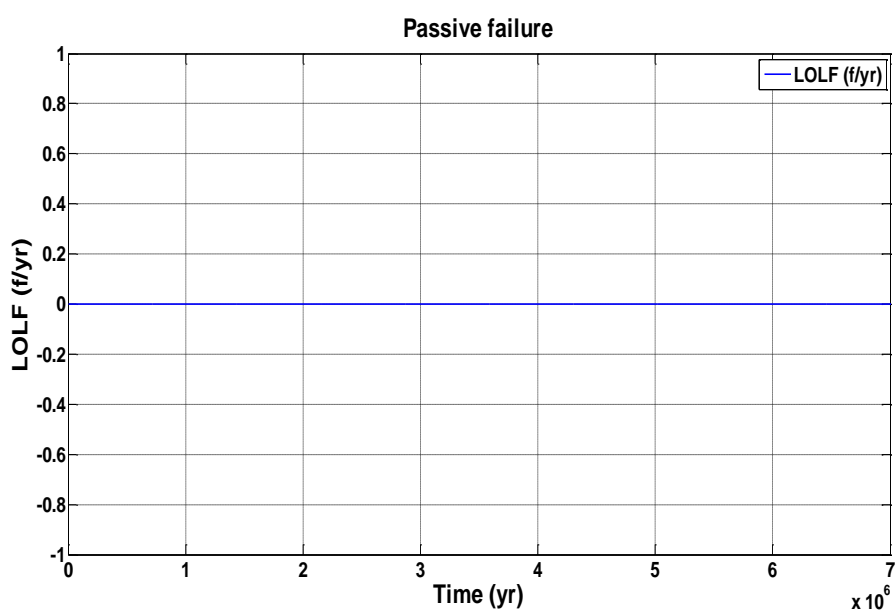
ตารางที่ 8.10 มีนิมัลต์เซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Main-and-transfer-bus

รูปแบบ Main-and-transfer-bus พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ นิมัลต์เซตแบบ พาสซีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ นิมัลต์เซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ นิมัลต์เซตแบบ บำรุงรักษา
1	[17]	1	[3]	1	[17]
2	[18]	2	[5]	2	[18]
3	[1, 14]	3	[7]	3	[1, 14]
4	[2, 11]	4	[9]	4	[2, 11]
5	[5, 14]	5	[12]	5	[5, 14]
6	[12, 14]	6	[13]	6	[12, 14]
7	[1, 2, 16]	7	[14]	7	[1, 2, 16]
8	[1, 11, 13]	8	[15]	8	[1, 11, 13]
9	[1, 13, 16]	9	[16]	9	[1, 13, 16]
10	[2, 9, 16]	10	[17]	10	[2, 9, 16]
11	[2, 12, 16]	11	[18]	11	[2, 12, 16]
12	[2, 14, 16]	12	[2, 11]	12	[2, 14, 16]
13	[3, 11, 13]	13	-	13	[3, 11, 13]
14	[11, 12, 13]	14	-	14	[11, 12, 13]
15	[11, 13, 14]	15	-	15	[11, 13, 14]
16	[12, 13, 16]	16	-	16	[12, 13, 16]
17	[13, 14, 16]	17	-	17	[13, 14, 16]

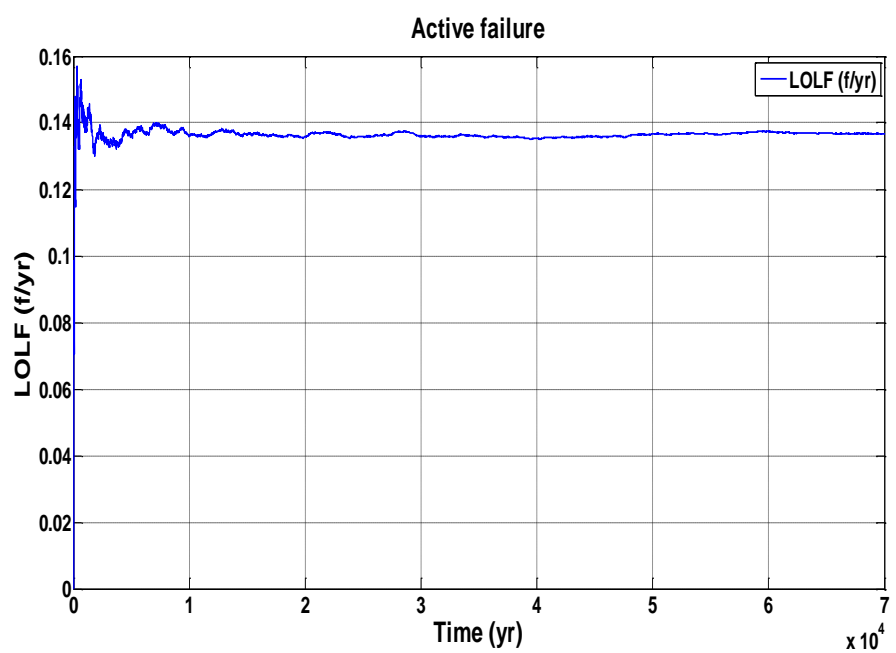
เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์นิมัลต์เซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้วนำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LODD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีนี้ จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้งสามนี้ ลู่เข้าทั้ง

3 ดัชนีเสียก่อน โดยใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ซึ่งกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนีจะแสดงดังต่อไปนี้

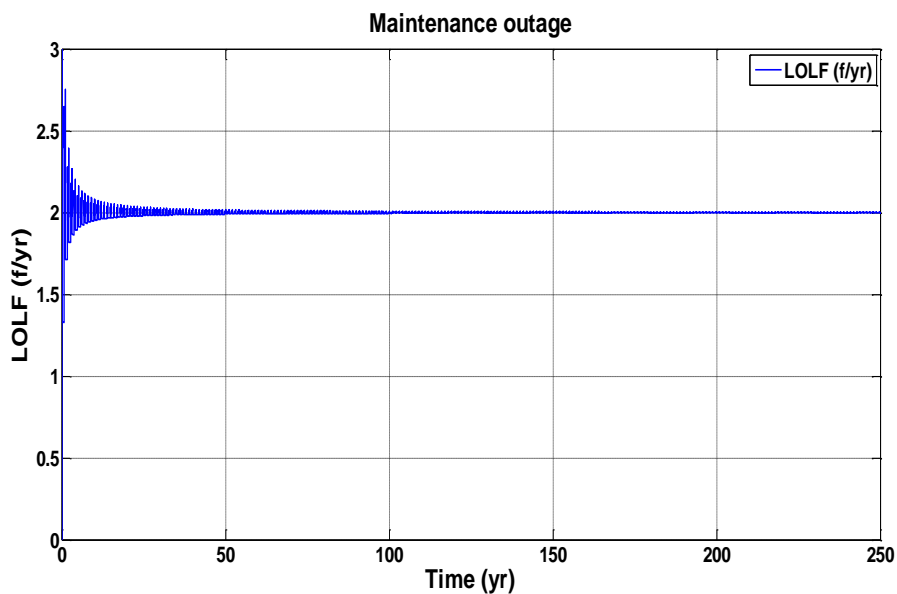
1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Main-and-transfer-bus โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.15



(ก)



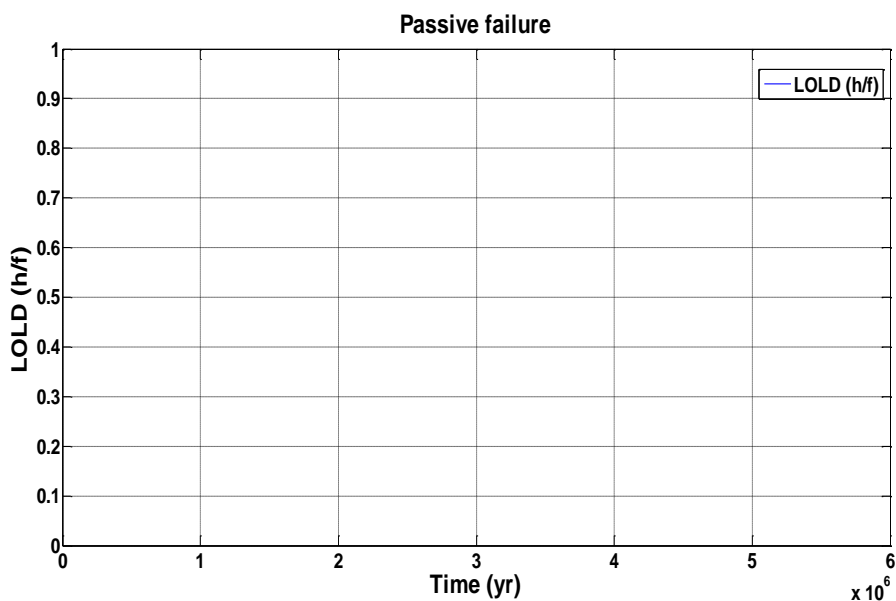
(ข)



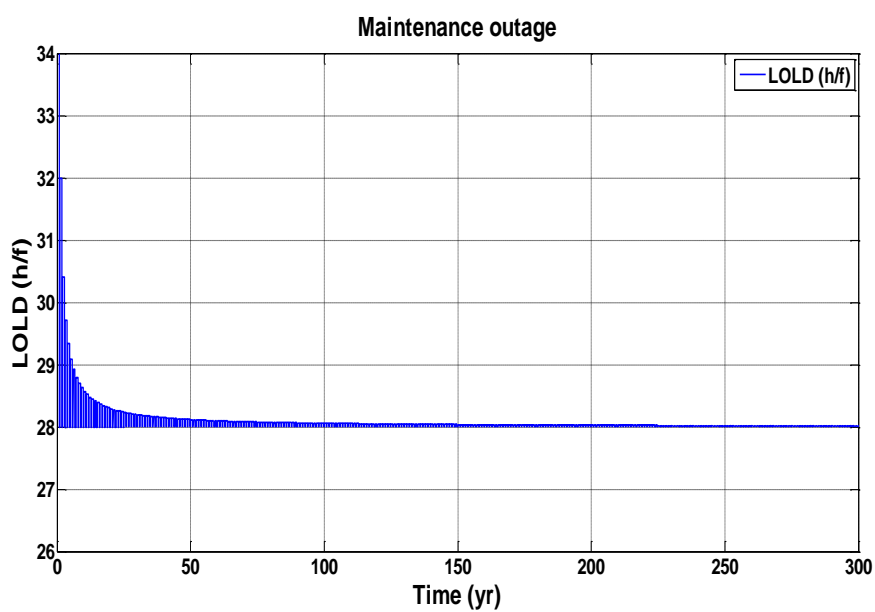
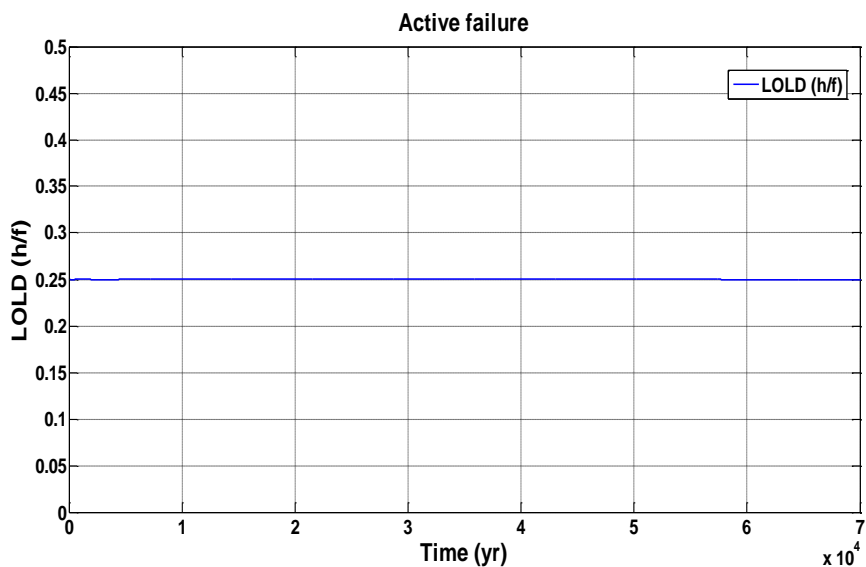
(ค)

ภาพที่ 8.15 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

2) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัส Main-and-transfer-bus โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.16

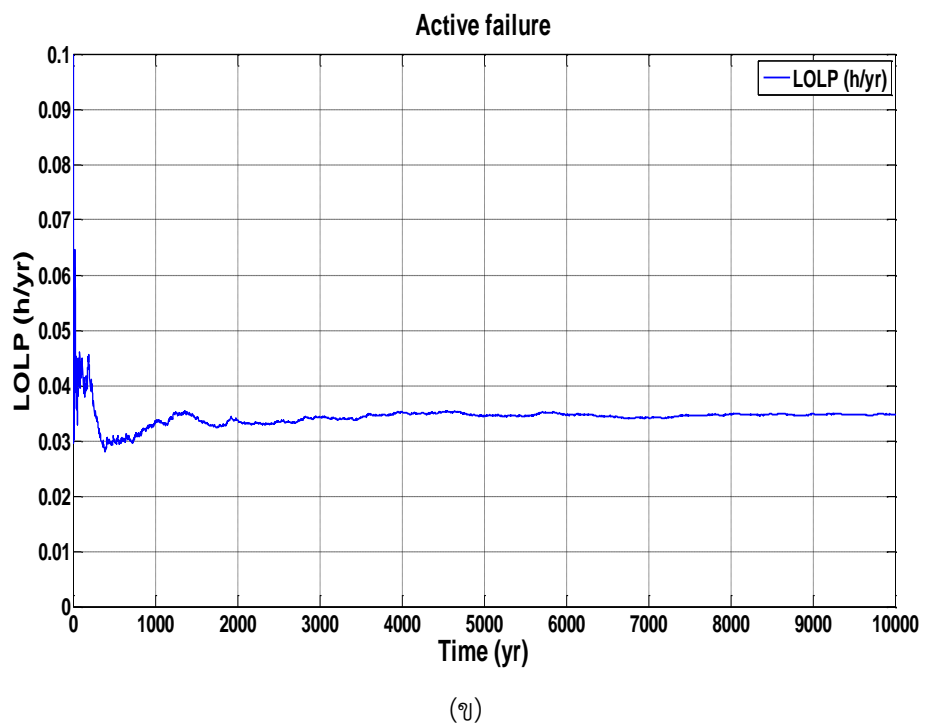
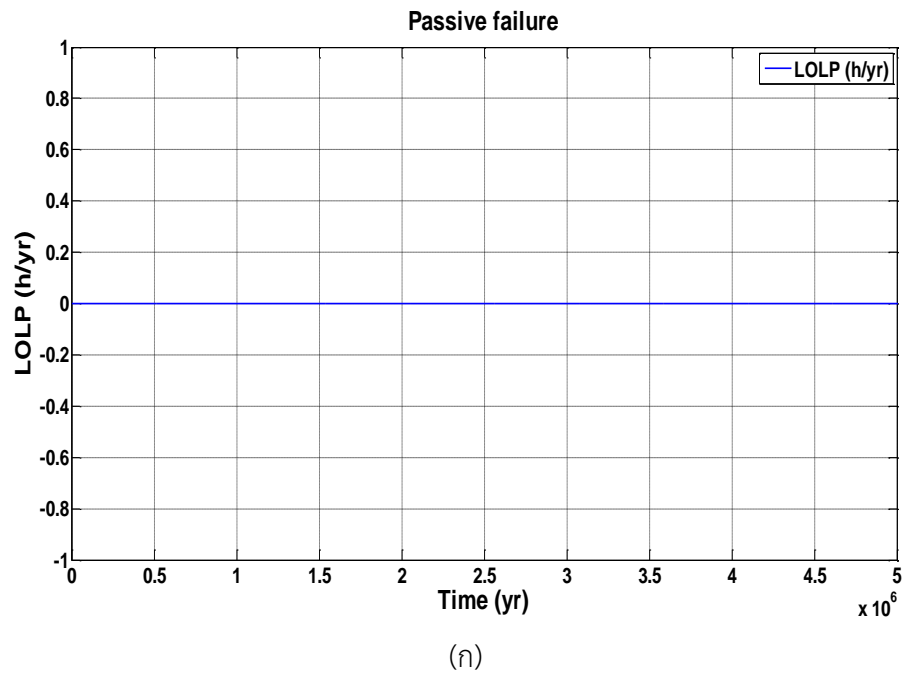


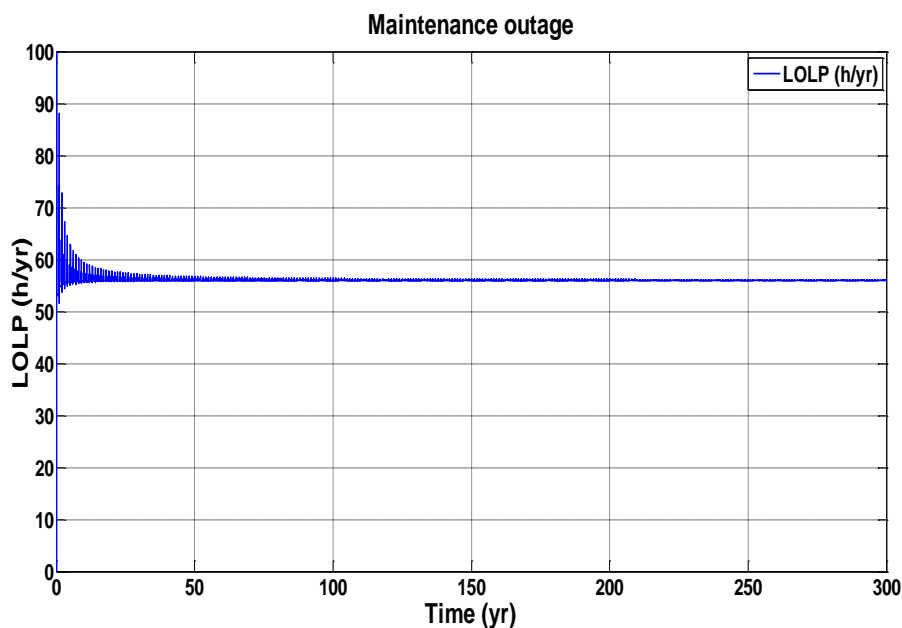
(ก)



ภาพที่ 8.16 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Main-and-transfer-bus โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.17





(ค)

ภาพที่ 8.17 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

จากภาพที่ 8.15 ถึง ภาพที่ 8.17 แสดงถึงการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.11

ตารางที่ 8.11 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Main-and-transfer-bus

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Main-and-transfer-bus			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0	-	0
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1373	0.2500	0.0343
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	2.0002	28.0000	55.9997
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	2.1375	26.2171	56.0340

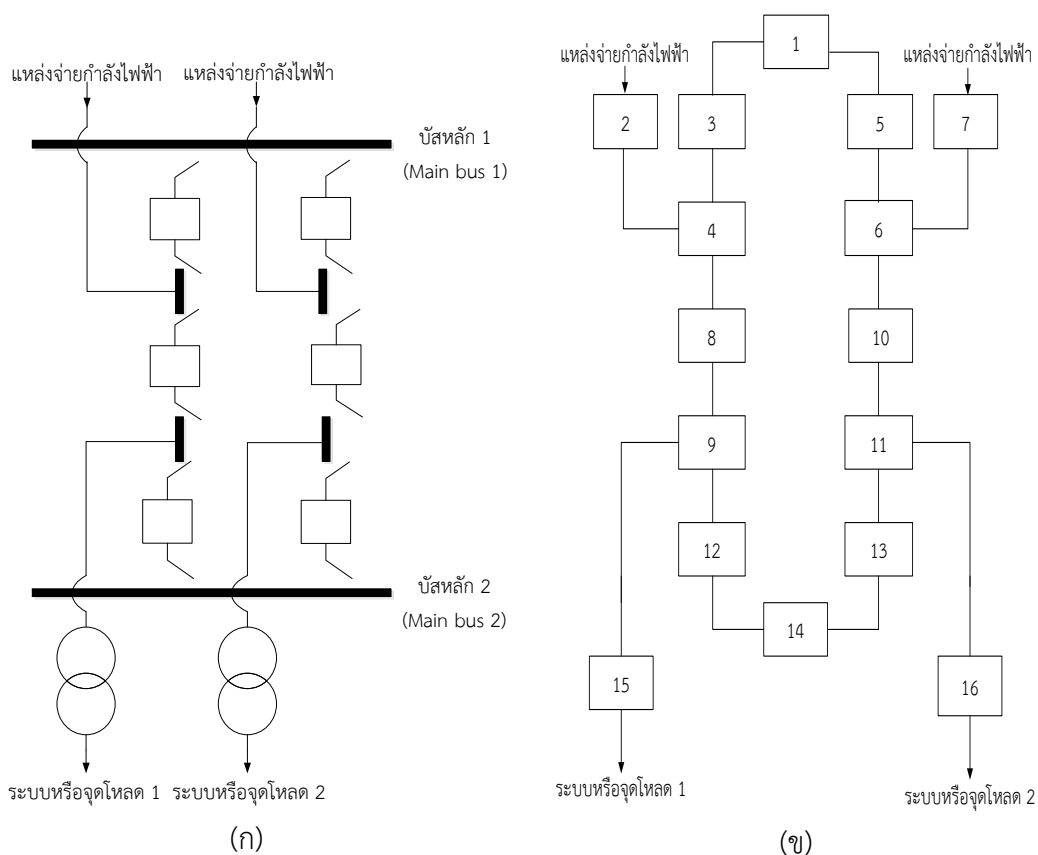
8.2.4 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half

รูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker-and-a-half ที่ใช้ในการทดสอบประกอบด้วยการจ่ายกำลังไฟฟ้าทางด้านขาเข้า 2 ทาง ส่วนการจ่ายระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาด้านขาออกก็มีอยู่ 2 โดยอุปกรณ์ที่ประกอบภายในสถานีไฟฟ้าย่อยประกอบด้วย สายไฟ เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงไฟฟ้าของสถานี และบัสบาร์ ซึ่งรูปแบบนี้จะประกอบด้วยบัสหลัก (Main bus) 2 ชุด และใช้เซอร์กิตเบรก

เกอร์ 3 ชุด ต่อกับ 2 วงจรโดยรูปแบบนี้จะสามารถรับไฟฟ้าจากสายส่งไปยังบัสบาร์ใดก่อนก็ได้ ซึ่งรูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker-and-a-half นี้มีรูปแบบการจัดวางสายป้อนเข้าและสายป้อนออกได้ 2 รูปแบบ สามารถแสดงแต่ละรูปแบบดังนี้

8.2.4.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (A) สามารถแสดงแผนภาพเส้นเดียวของระบบ และแสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต ได้ดังภาพที่ 8.18



ภาพที่ 8.18 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-half (A) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดียว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต

จากภาพที่ 8.18 (ก) สามารถแปลงเป็นภาพที่ 8.18 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัสตามรูปแบบ Breaker-and-a-half (A) หลังจากนั้นทำการหามินิมัลลิตีเซตของ Breaker-and-a-half (A) จะได้มินิมัลลิตีเซตของประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Breaker-and-a-half (A) ดังตารางที่ 8.12

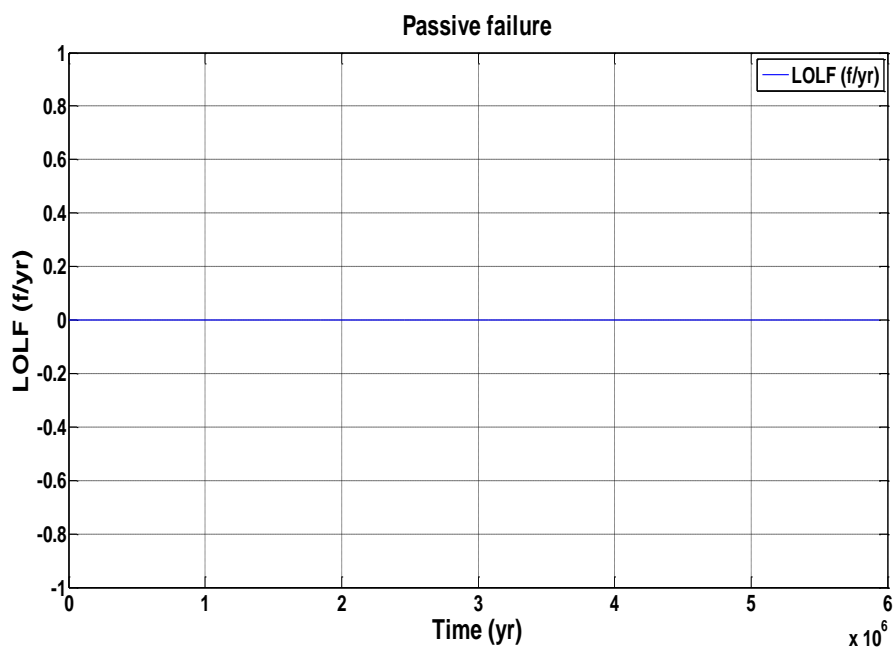
ตารางที่ 8.12 มินิมัลลิตีเซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (A) พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลิตีเซตแบบ พาสซีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลิตีเซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลิตีเซตแบบ บำรุงรักษา
1	[15]	1	[8]	1	[15]
2	[2, 7]	2	[12]	2	[2, 7]
3	[8, 10]	3	[15]	3	[8, 10]
4	[8, 12]	4	[2, 7]	4	[8, 12]
5	[8, 13]	5	-	5	[8, 13]
6	[8, 14]	6	-	6	[8, 14]
7	[1, 2, 10]	7	-	7	[1, 2, 10]
8	[1, 2, 12]	8	-	8	[1, 2, 12]
9	[1, 2, 13]	9	-	9	[1, 2, 13]
10	[1, 2, 14]	10	-	10	[1, 2, 14]
11	[1, 7, 8]	11	-	11	[1, 7, 8]
12	[2, 3, 10]	12	-	12	[2, 3, 10]
13	[2, 3, 12]	13	-	13	[2, 3, 12]
14	[2, 3, 13]	14	-	14	[2, 3, 13]
15	[2, 3, 14]	15	-	15	[2, 3, 14]
16	[2, 5, 10]	16	-	16	[2, 5, 10]
17	[2, 5, 12]	17	-	17	[2, 5, 12]
18	[2, 5, 13]	18	-	18	[2, 5, 13]
19	[2, 5, 14]	19	-	19	[2, 5, 14]
20	[3, 7, 8]	20	-	20	[3, 7, 8]
21	[5, 7, 8]	21	-	21	[5, 7, 8]

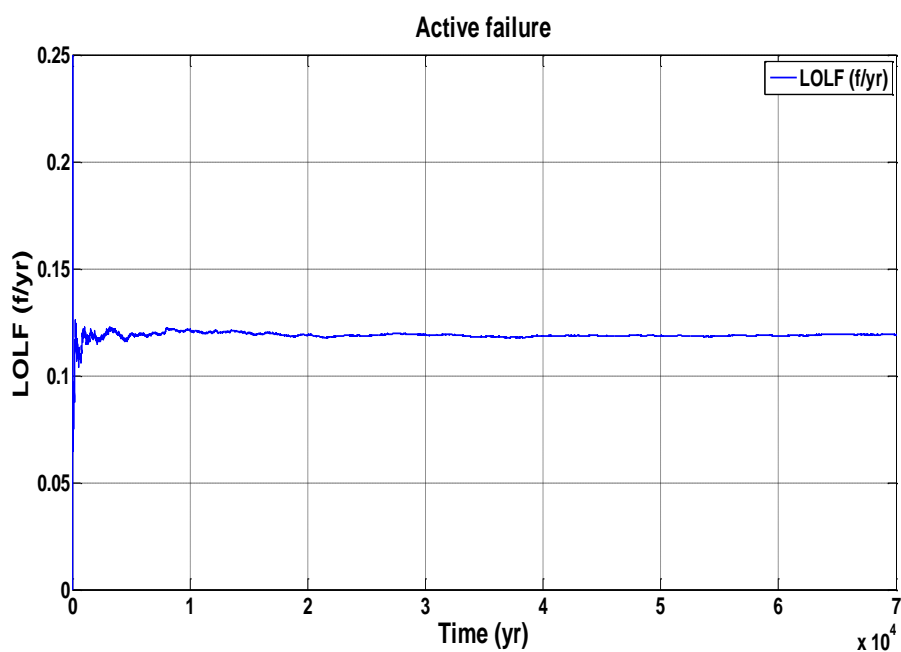
เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลลิตีเซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้วนำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LORD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีนี้ จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้งสามนี้ ลู่เข้าทั้ง

3 ดัชนีเสียก่อน โดยใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ซึ่งกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนีจะแสดงดังต่อไปนี้

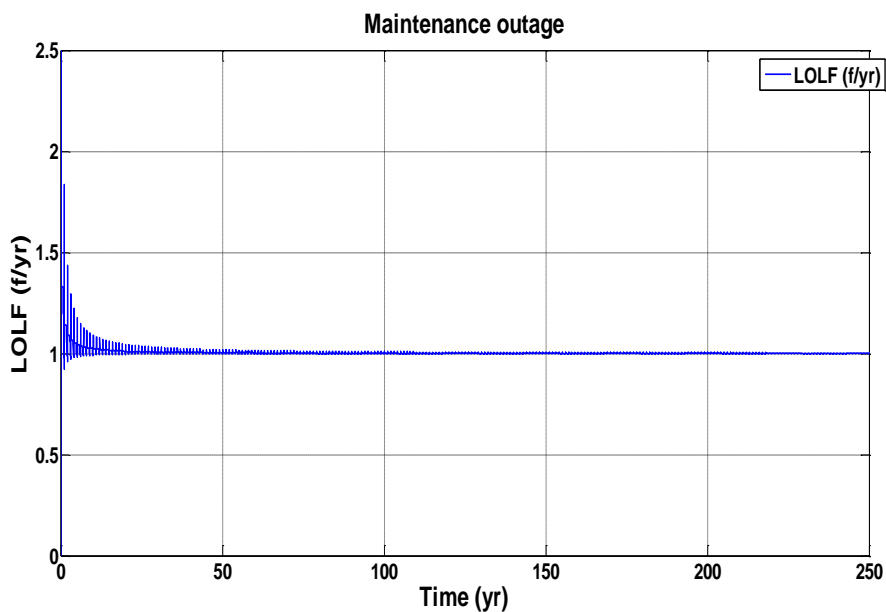
1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-half (A) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.19



(ก)



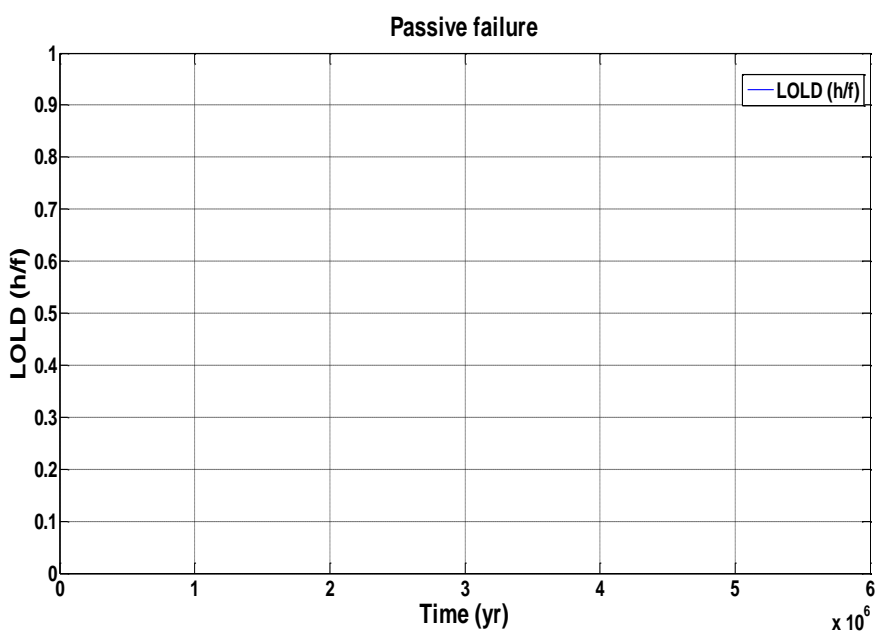
(ข)



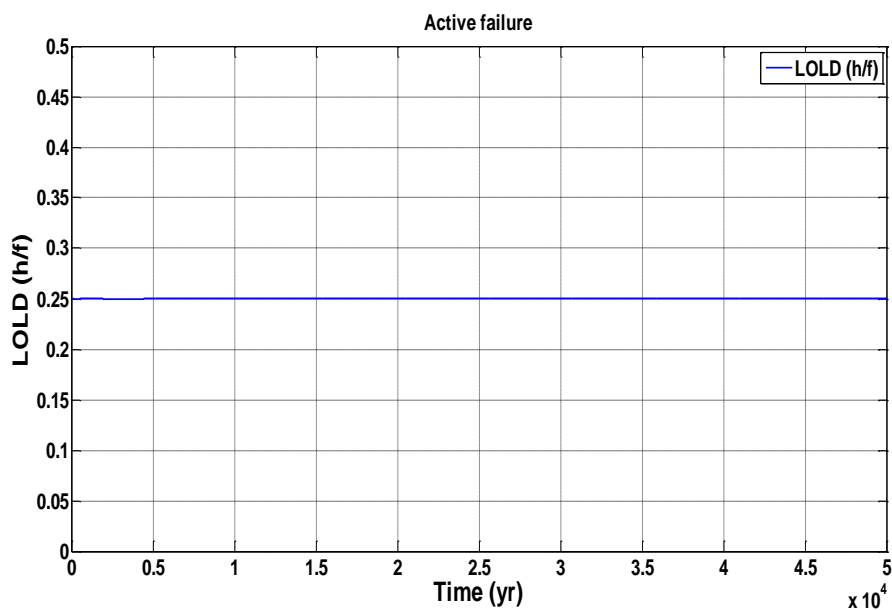
(ค)

ภาพที่ 8.19 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

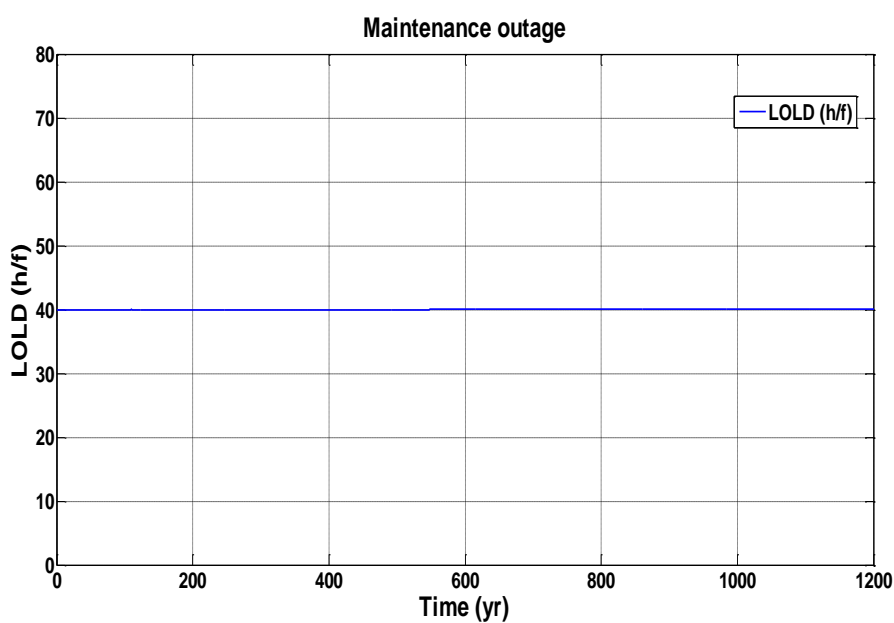
2) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker-and-a-half (A) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.20



(ก)



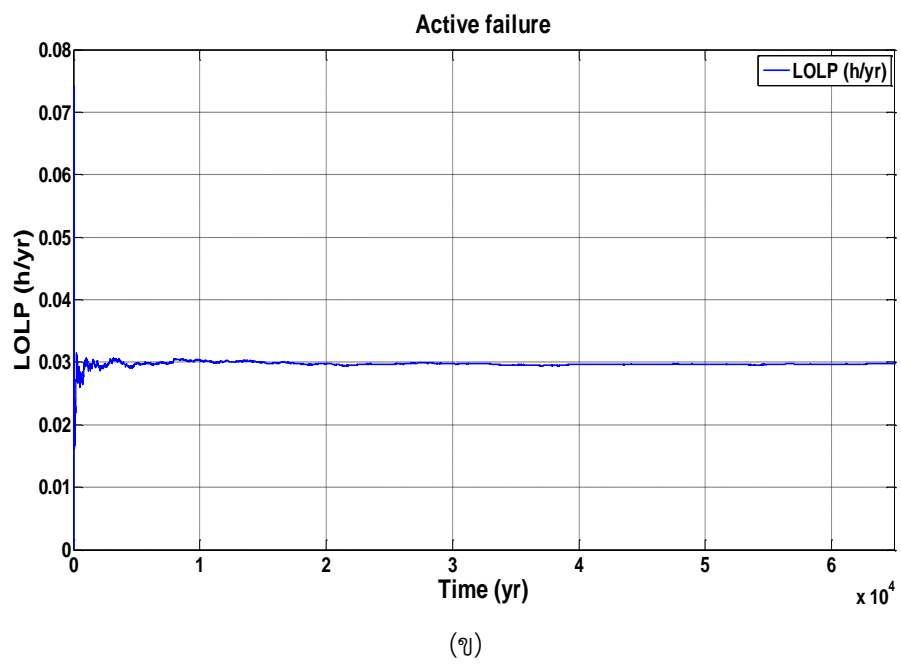
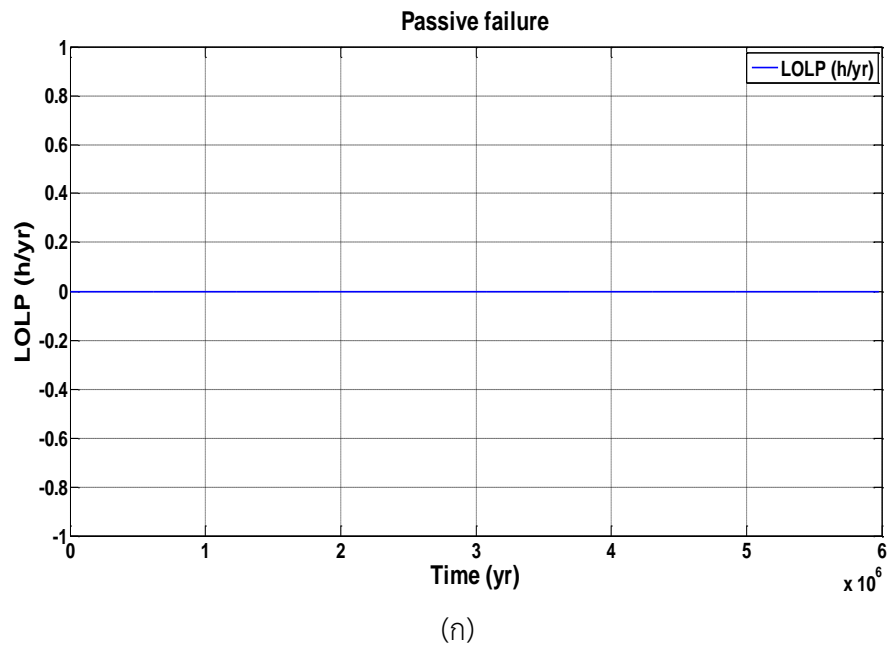
(ข)

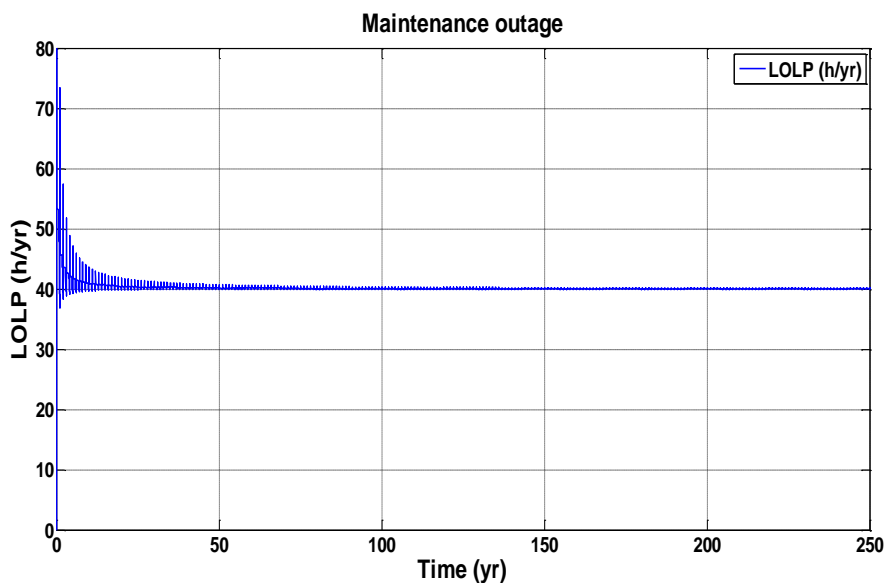


(ค)

ภาพที่ 8.20 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-half (A) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.21





(ค)

ภาพที่ 8.21 การรู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

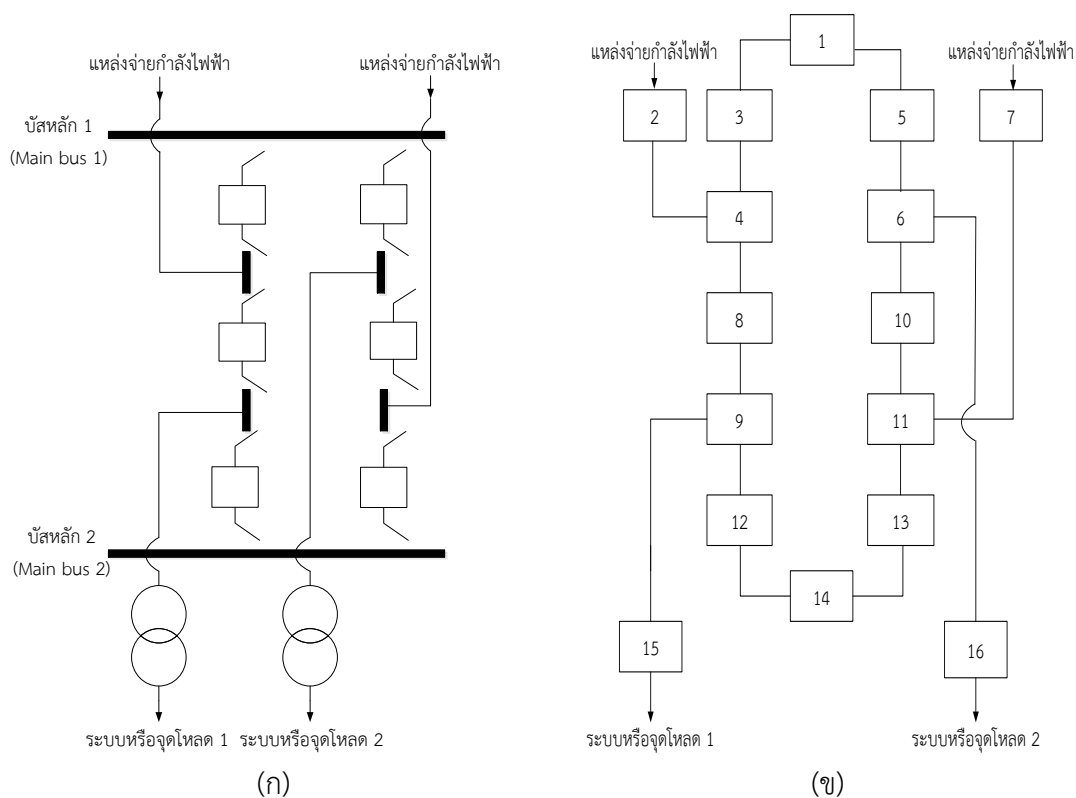
จากภาพที่ 8.19 ถึง ภาพที่ 8.21แสดงถึงการรู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.13

ตารางที่ 8.13 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Breaker-and-a-half (A)

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Breaker and a half (A)			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0	-	0
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1193	0.2500	0.0298
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	1.0000	40.0000	39.999
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	1.1193	35.7616	40.0289

8.2.4.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (B) สามารถแสดงแผนภาพเส้นเดียวของระบบ และแสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต ได้ดังภาพที่ 8.22



ภาพที่ 8.22 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-half (B) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตเซต

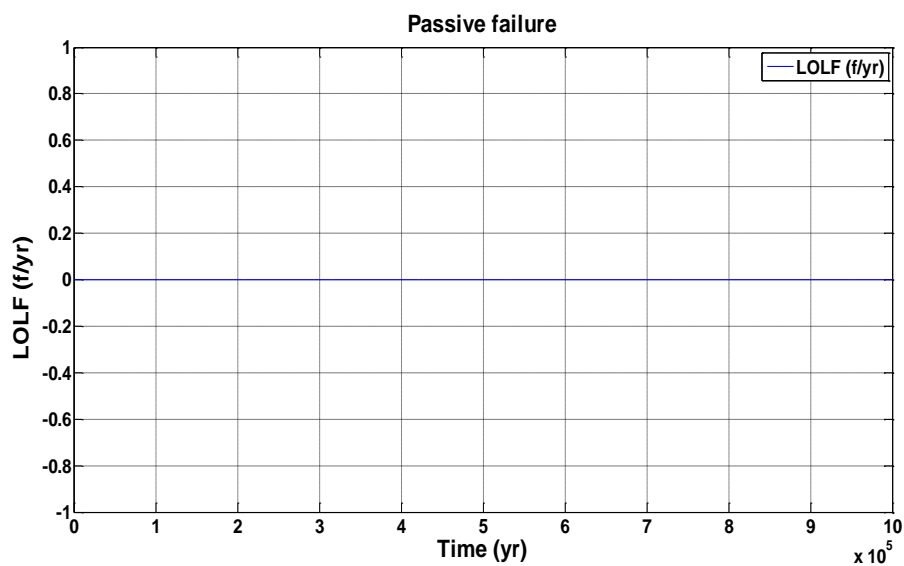
จากภาพที่ 8.22 (ก) สามารถแปลงเป็นภาพที่ 8.22 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัสรูปแบบ Breaker-and-a-half (B) เมื่อทำการหามินิมัลลิตเซตของ Breaker-and-a-half (B) จะได้มินิมัลลิตเซตของประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Breaker-and-a-half (B) ดังตารางที่ 8.14

ตารางที่ 8.14 มินิมัลลิตีเซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)

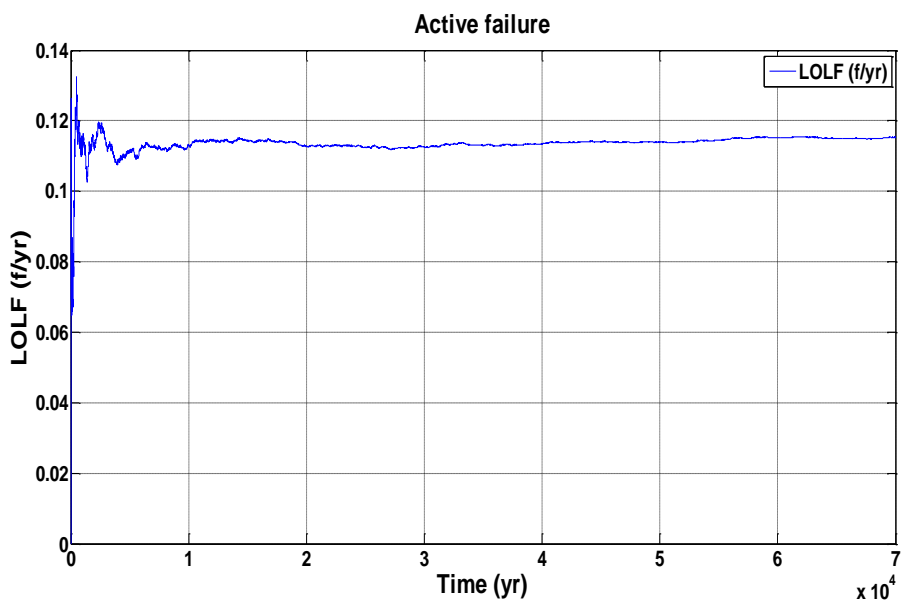
รูปแบบ Breaker-and-a-half (B) พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลิตีเซตแบบ พาสซีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลิตีเซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลิตีเซตแบบ บำรุงรักษา
1	[15]	1	[8]	1	[15]
2	[2, 7]	2	[12]	2	[2, 7]
3	[8, 12]	3	[15]	3	[8, 12]
4	[8, 13]	4	[2, 7]	4	[8, 13]
5	[8, 14]	5	-	5	[8, 14]
6	[1, 2, 12]	6	-	6	[1, 2, 12]
7	[1, 2, 13]	7	-	7	[1, 2, 13]
8	[1, 2, 14]	8	-	8	[1, 2, 14]
9	[1, 7, 8]	9	-	9	[1, 7, 8]
10	[2, 3, 12]	10	-	10	[2, 3, 12]
11	[2, 3, 13]	11	-	11	[2, 3, 13]
12	[2, 3, 14]	12	-	12	[2, 3, 14]
13	[2, 5, 12]	13	-	13	[2, 5, 12]
14	[2, 5, 13]	14	-	14	[2, 5, 13]
15	[2, 5, 14]	15	-	15	[2, 5, 14]
16	[3, 7, 8]	16	-	16	[3, 7, 8]
17	[5, 7, 8]	17	-	17	[5, 7, 8]

เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลลิตีเซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้วนำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LODD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีนี้ จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้งสามนี้ ลู่เข้าทั้ง 3 ดัชนีเสียก่อน โดยใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ซึ่งกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนีจะแสดงดังต่อไปนี้

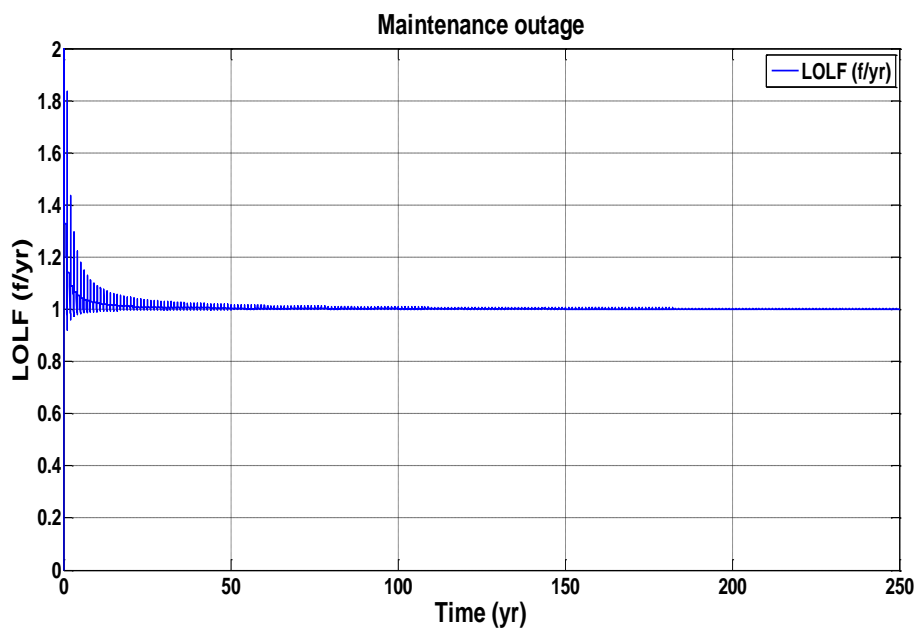
1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-half (B) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอคทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.23



(ก)



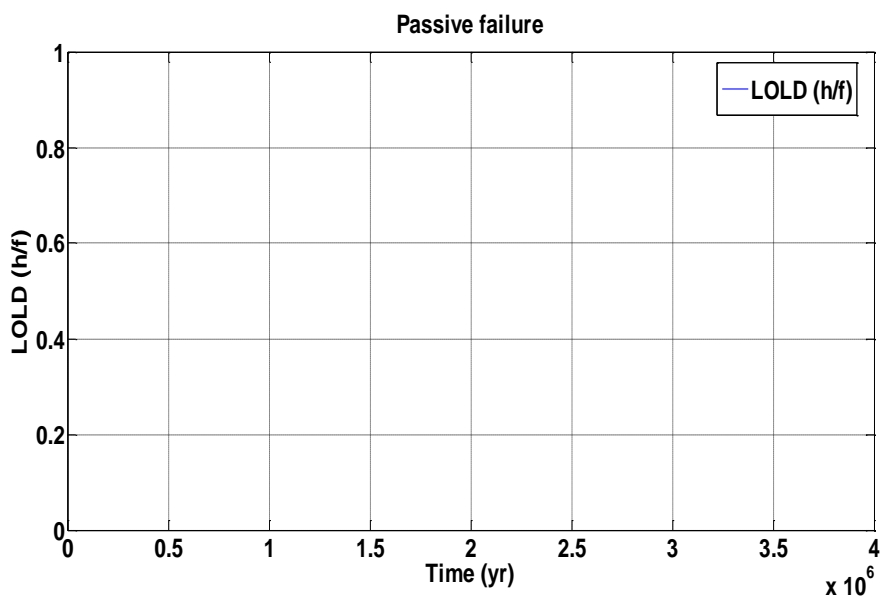
(ข)



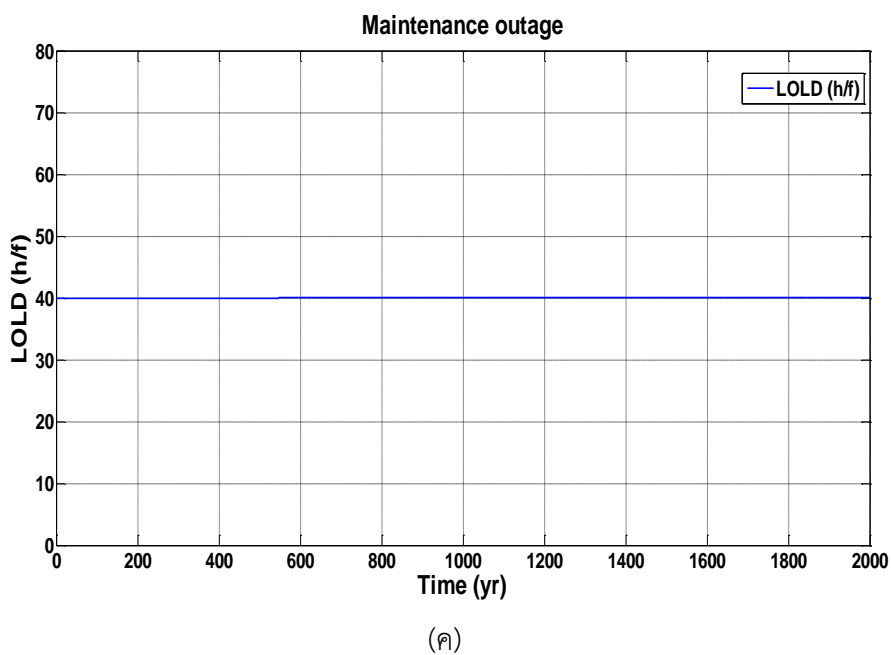
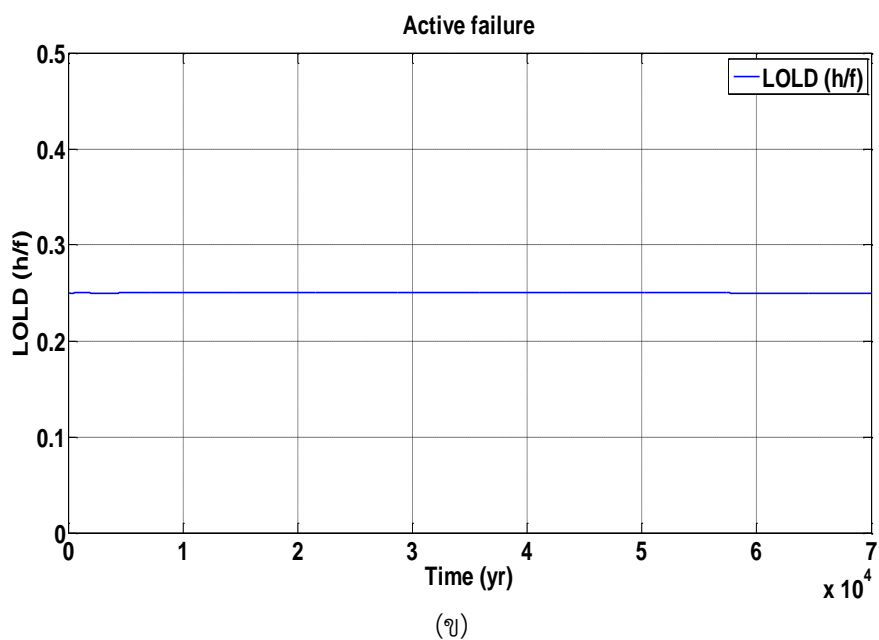
(ค)

ภาพที่ 8.23 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

2) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-half (B) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.24

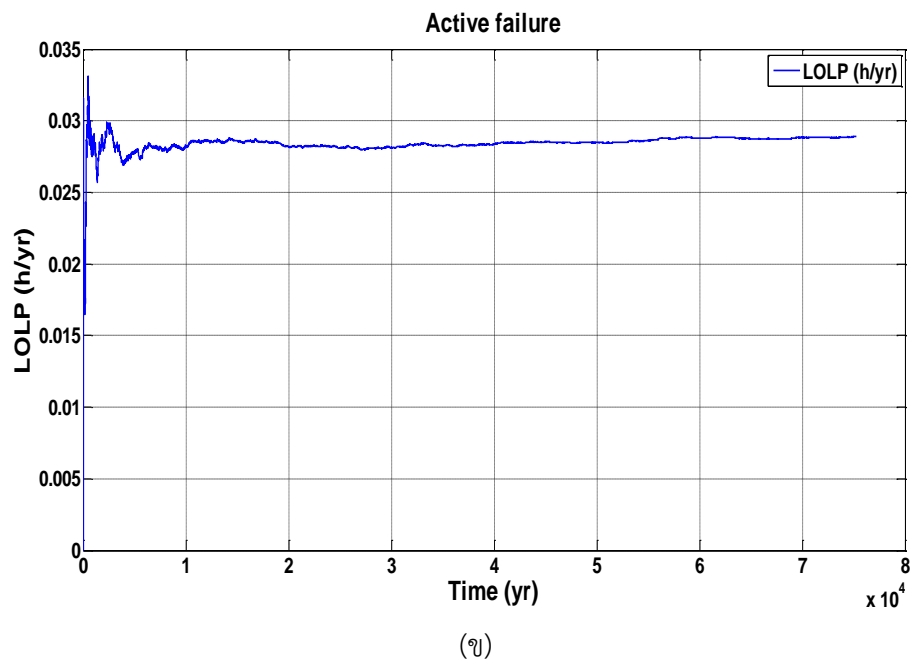
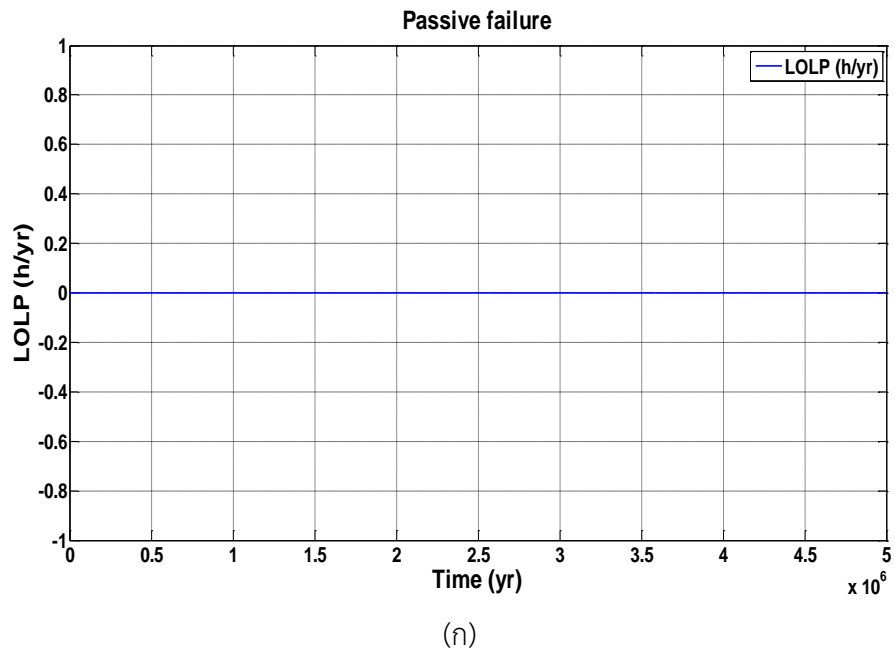


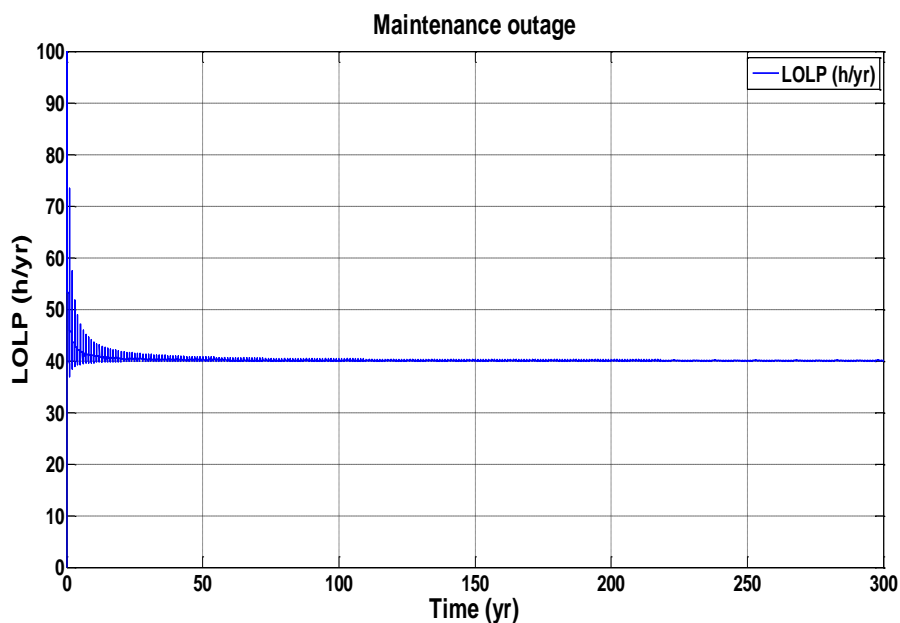
(ก)



ภาพที่ 8.24 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker-and-a-half (B) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.25





(ค)

ภาพที่ 8.25 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

จากภาพที่ 8.23 ถึง ภาพที่ 8.25 แสดงถึงการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.15

ตารางที่ 8.15 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Breaker-and-a-half (B)

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Breaker-and-a-half (B)			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0	-	0
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1155	0.2500	0.0289
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	1.0000	40.0000	39.9990
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	1.1155	35.8825	40.0279

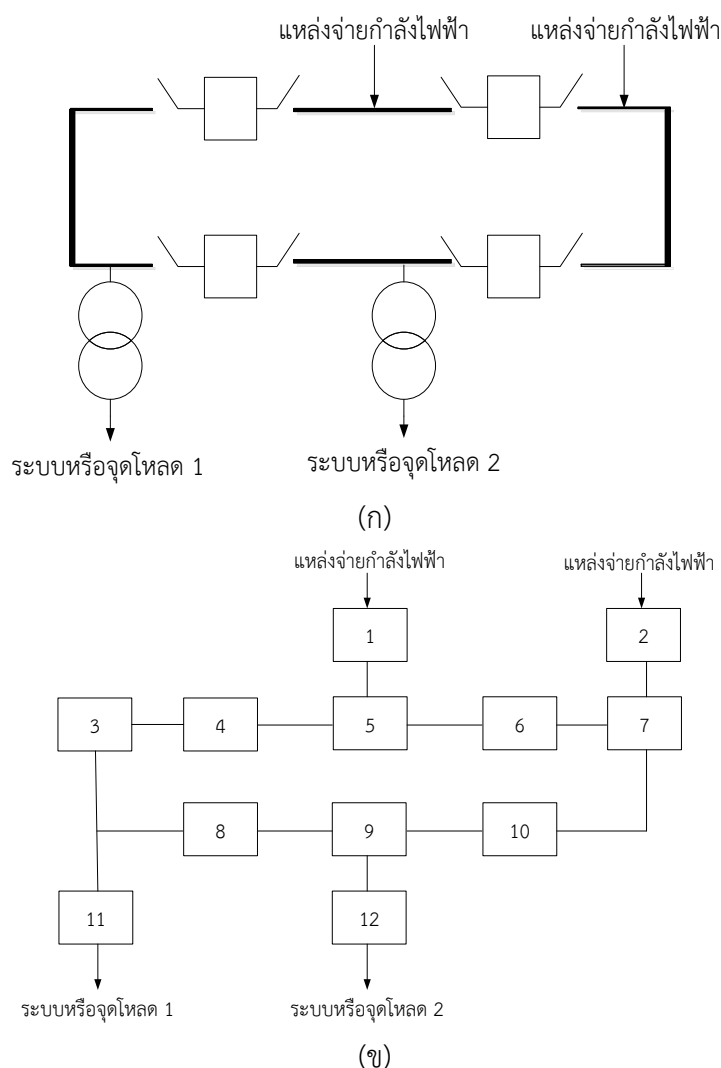
8.2.5 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus

รูปแบบการจัดเรียงบัส Ring bus ที่ใช้ในการทดสอบประกอบด้วย การจ่ายกำลังไฟฟ้าทางด้านขาเข้า 2 ทาง ส่วนการจ่ายระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาทางด้านขาออกก็มีอยู่ 2 โดยอุปกรณ์ที่ประกอบภายในสถานีไฟฟ้าย่อยประกอบด้วย สายไฟ เซอร์คิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงไฟฟ้าของสถานี

และบัสบาร์ ซึ่งรูปแบบนี้จะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ชุด ต่อกับ 1 วงจรที่เข้าหรือออกจากระบบ โดยรูปแบบนี้จะสามารถรับไฟฟ้าจากสายส่งไปยังระบบหรือโหลดได้ 2 ทิศทาง ซึ่งรูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker-and-a-half นี้มีรูปแบบการจัดวางสายป้อนเข้าและสายป้อนออกได้ 2 รูปแบบ สามารถแสดงแต่ละรูปแบบดังนี้

8.2.5.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (A)

รูปแบบ Ring bus (A) สามารถแสดงแผนภาพเส้นเดียวของระบบ และแสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิสต์ ได้ดังภาพที่ 8.26



ภาพที่ 8.26 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Ring bus (A) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดียว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิสต์

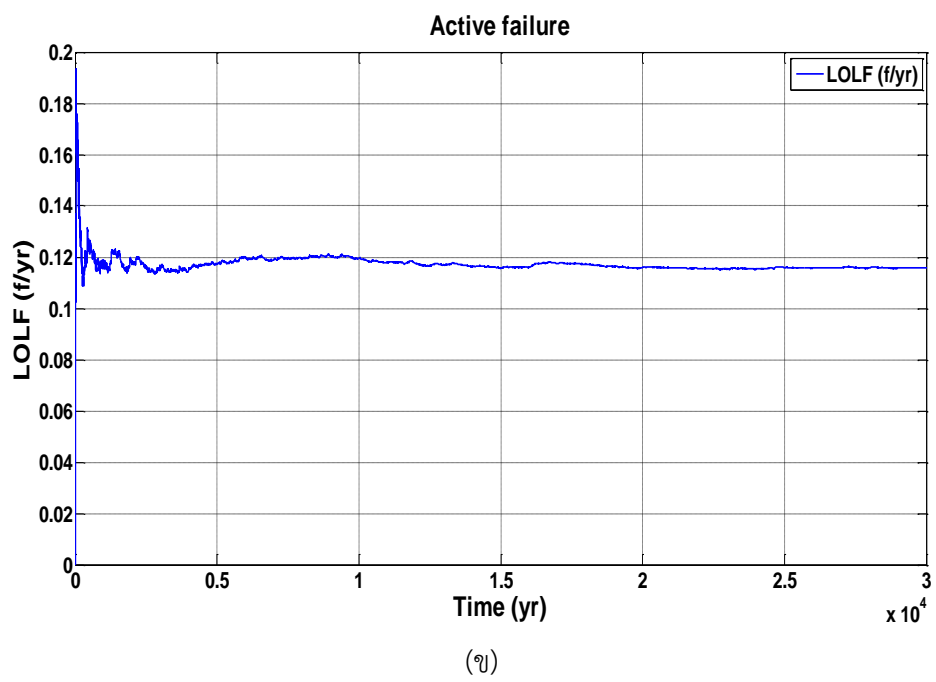
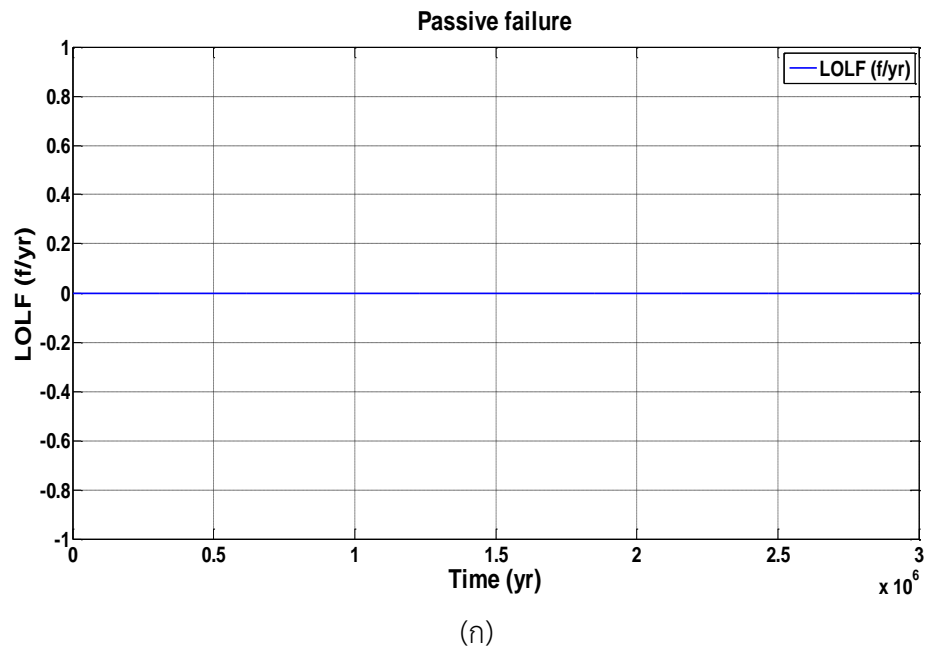
จากภาพที่ 8.26 (ก) สามารถแปลงเป็นภาพที่ 8.26 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัสตามรูปแบบ Ring bus (A) หลังจากนั้นทำการหามินิมัลลัคต์เซตของ Ring bus (A) จะได้มินิมัลลัคต์เซตของประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Ring bus (A) ดังตารางที่ 8.16

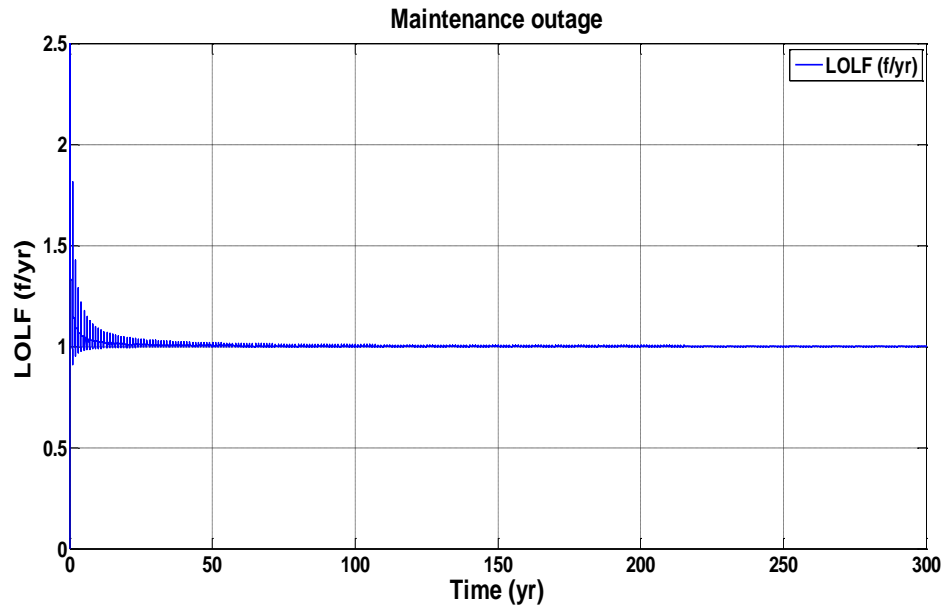
ตารางที่ 8.16 มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Ring bus (A)

รูปแบบ Ring bus (A) พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ พาสซีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ บำรุงรักษา
1	[3]	1	[3]	1	[3]
2	[11]	2	[4]	2	[11]
3	[1, 2]	3	[8]	3	[1, 2]
4	[1, 7]	4	[11]	4	[1, 7]
5	[4, 7]	5	[1, 2]	5	[4, 7]
6	[4, 8]	6	[1, 7]	6	[4, 8]
7	[4, 10]	7	-	7	[4, 10]
8	[1, 6, 8]	8	-	8	[1, 6, 8]
9	[1, 6, 10]	9	-	9	[1, 6, 10]
10	[2, 4, 6]	10	-	10	[2, 4, 6]

เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลลัคต์เซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้วนำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LODD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีนี้ จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้งสามนี้ ลู่เข้าทั้ง 3 ดัชนีเสียก่อน โดยใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ซึ่งกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนีจะแสดงดังต่อไปนี้

1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Ring bus (A) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.27

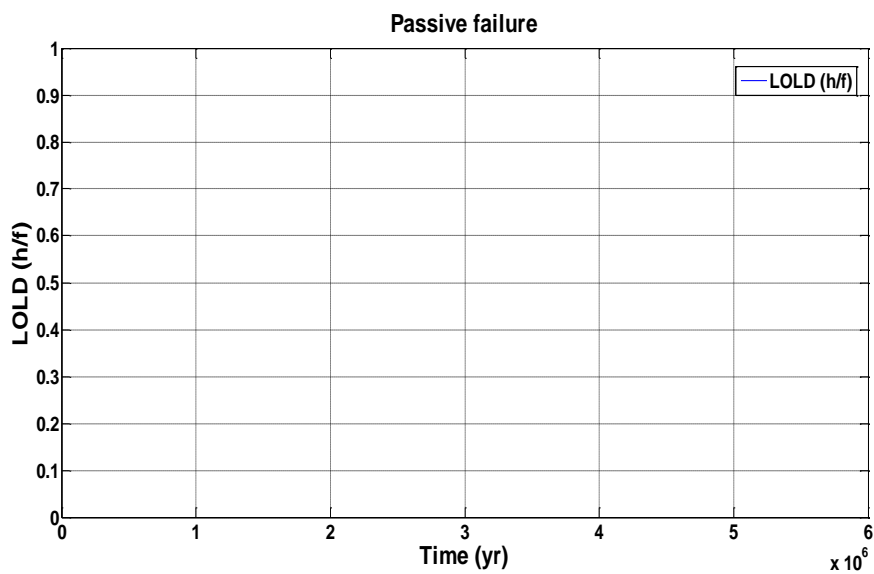




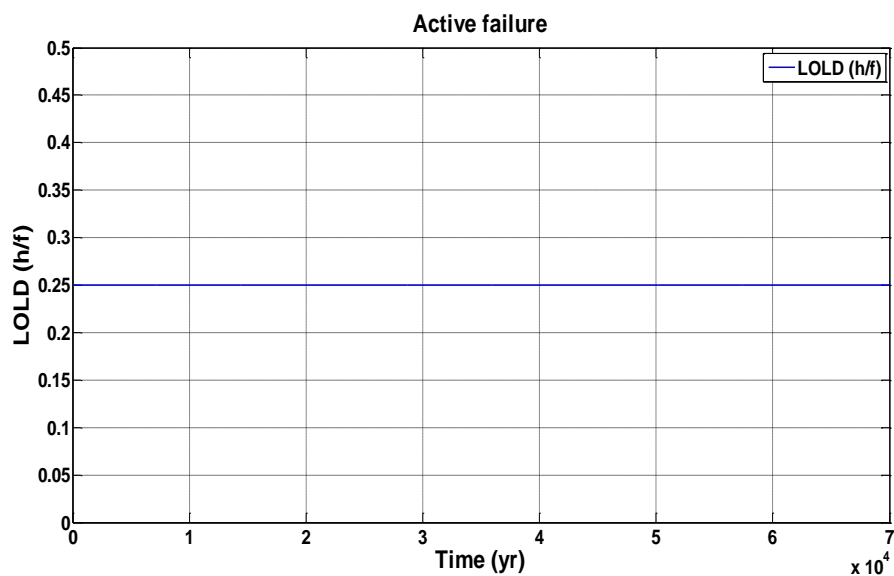
(ค)

ภาพที่ 8.27 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการตัดข้องช่วงบำรุงรักษา

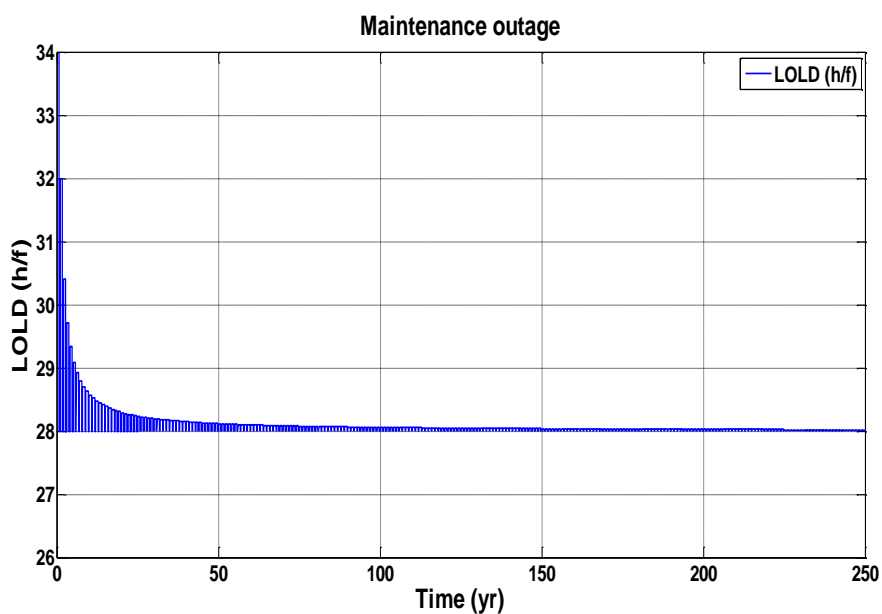
2) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัส Ring bus (A) โดยพิจารณา สถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการตัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.28



(ก)



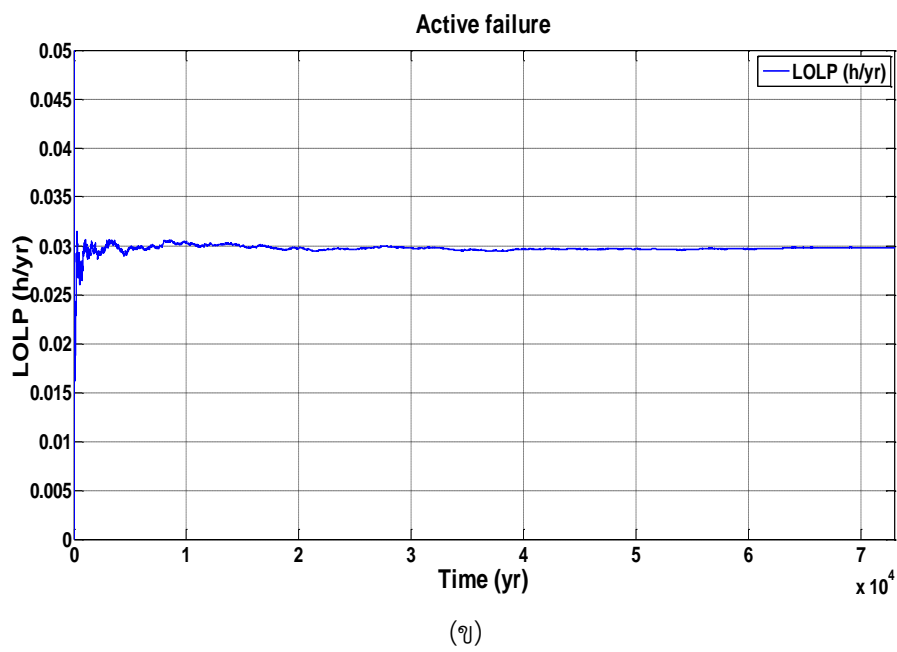
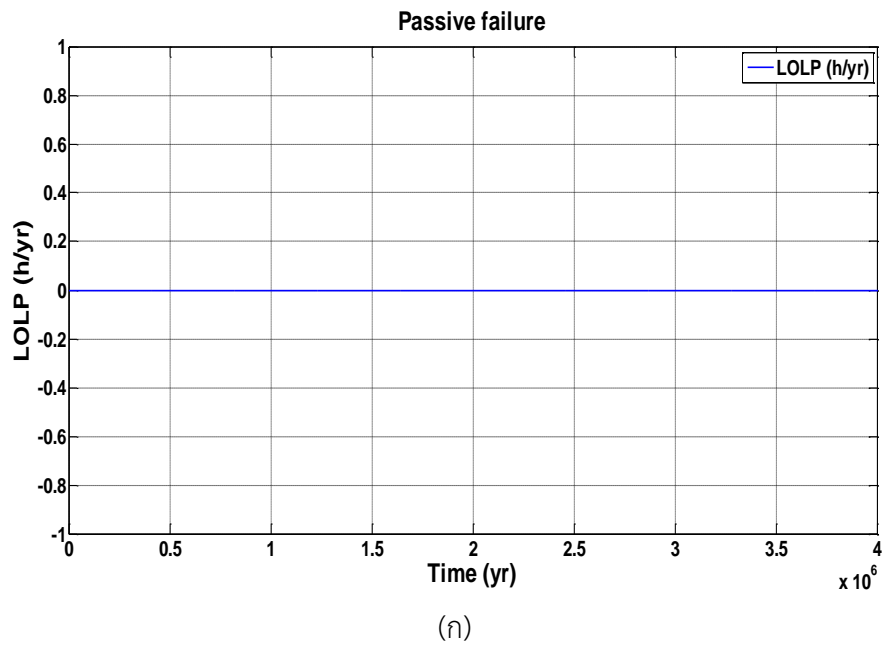
(ก)

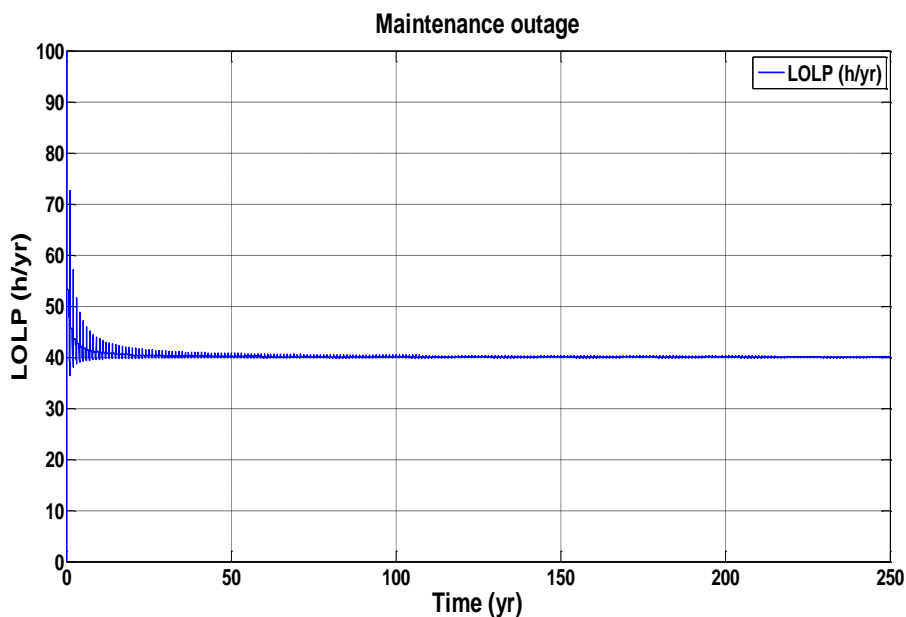


(ค)

ภาพที่ 8.28 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Ring bus (A) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.29





(ค)

ภาพที่ 8.29 การดูเข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

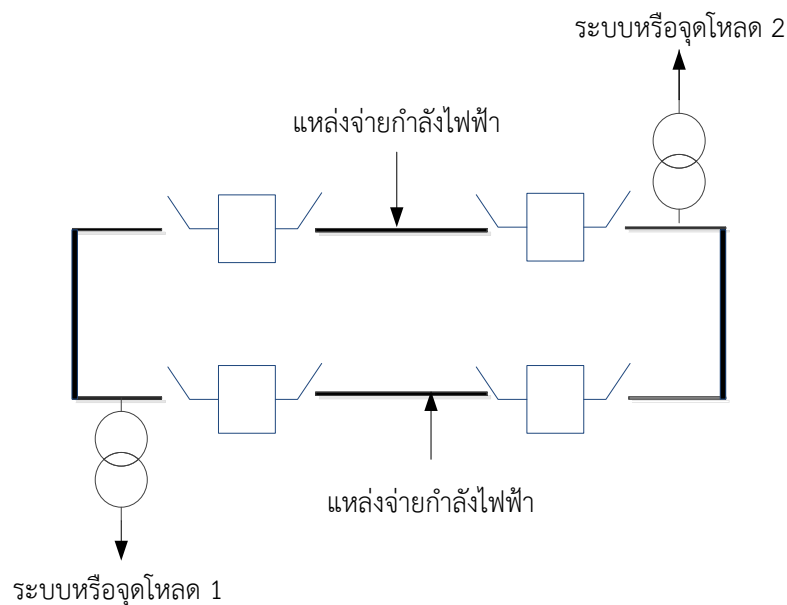
จากภาพที่ 8.27 ถึง ภาพที่ 8.29 แสดงถึงการดูเข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.17

ตารางที่ 8.17 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Ring bus (A)

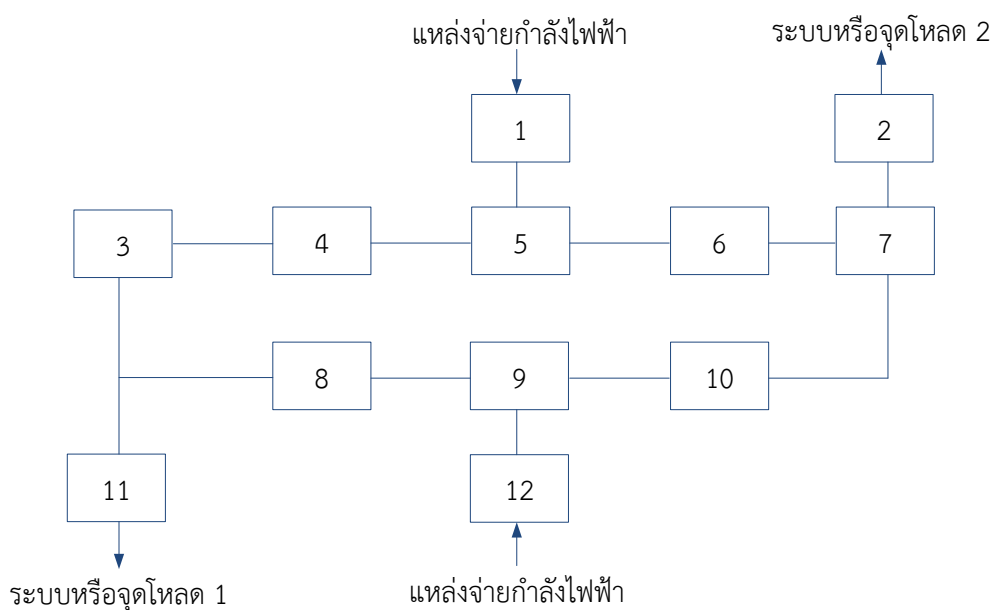
รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Ring bus (A)			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0	-	0
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1201	0.2500	0.0299
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	2.0000	28.0002	56.0003
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	2.1201	26.4281	56.0302

8.2.5.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (B)

รูปแบบ Ring bus (B) สามารถแสดงแผนภาพเส้นเดียวของระบบ และแสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลคัลเซต ได้ดังภาพที่ 8.30



(ก)



(ข)

ภาพที่ 8.30 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Ring bus (B) ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดียว (ข) แสดงภาพ
หมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลิตีเซต

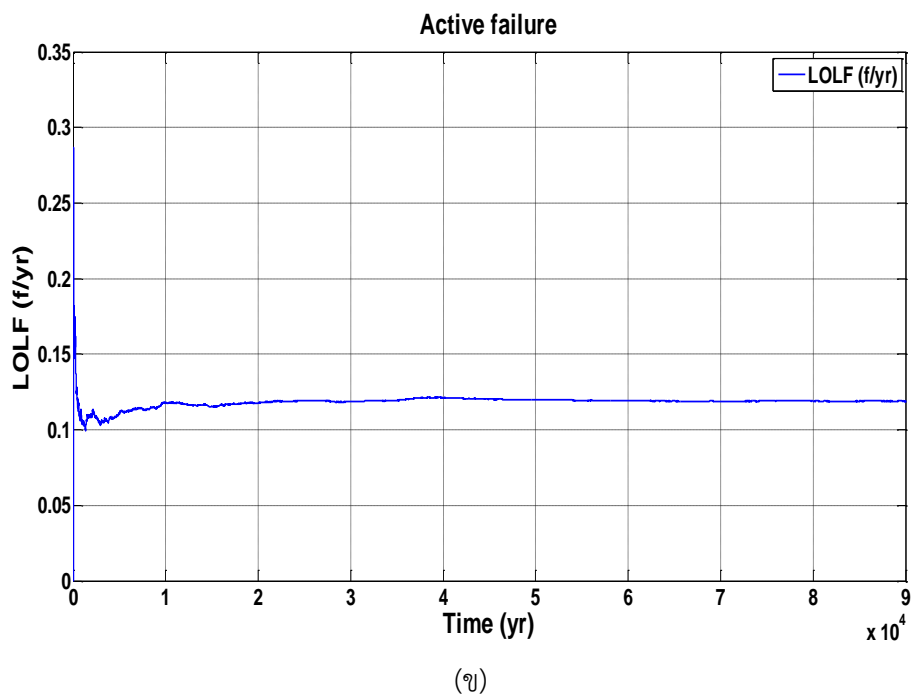
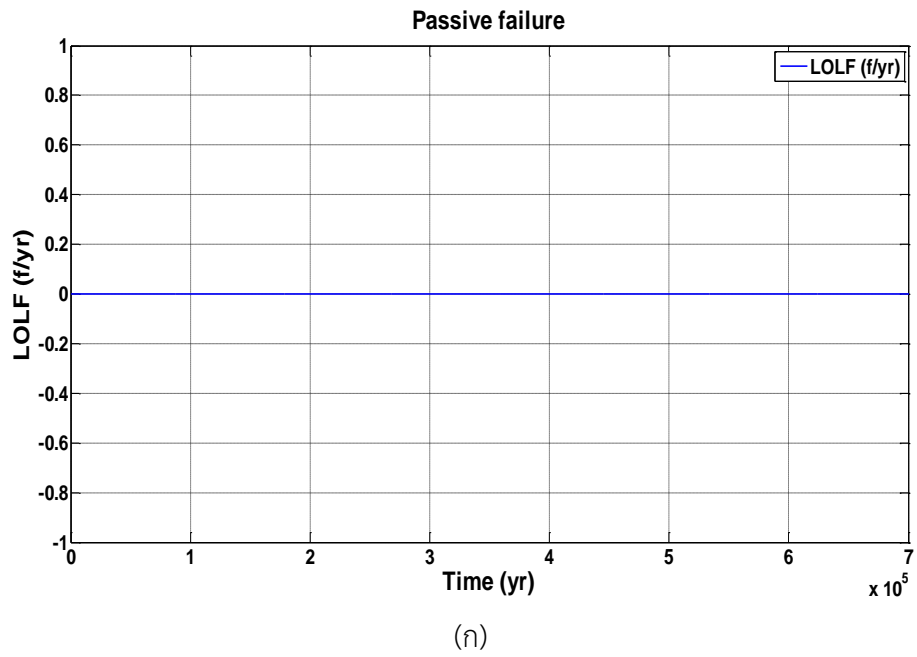
จากภาพที่ 8.30 (ก) สามารถแปลงเป็นภาพที่ 8.30 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัส
รูปแบบ Ring bus (B) เมื่อทำการหามินิมัลลิตีเซตของ Ring bus (B) จะได้มินิมัลลิตีเซตของประเภท
การล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Ring bus (B) ดังตารางที่ 8.18

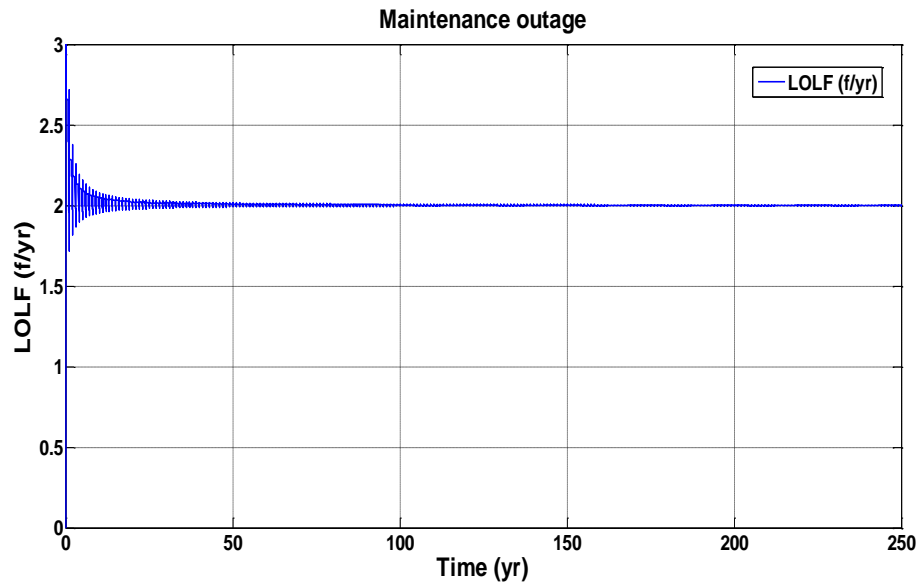
ตารางที่ 8.18 มิнімัลคัตเซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Ring bus (B)

รูปแบบ Ring bus (B) พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มิнімัลคัตเซตแบบ พาสส์ฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มิнімัลคัตเซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มิнімัลคัตเซตแบบ บำรุงรักษา
1	[3]	1	[3]	1	[3]
2	[11]	2	[4]	2	[11]
3	[1, 12]	3	[8]	3	[1, 12]
4	[4, 8]	4	[11]	4	[4, 8]
5	[1, 6, 8]	5	[1, 12]	5	[1, 6, 8]
6	[1, 7, 8]	6	-	6	[1, 7, 8]
7	[1, 8, 10]	7	-	7	[1, 8, 10]
8	[4, 6, 12]	8	-	8	[4, 6, 12]
9	[4, 7, 12]	9	-	9	[4, 7, 12]
10	[4, 10, 12]	10	-	10	[4, 10, 12]

เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์มิнімัลคัตเซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้วนำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LODD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีนี้ จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้งสามนี้ ลู่เข้าทั้ง 3 ดัชนีเสียก่อน โดยใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ซึ่งกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนีจะแสดงดังต่อไปนี้

1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Ring bus (B) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสส์ฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.31

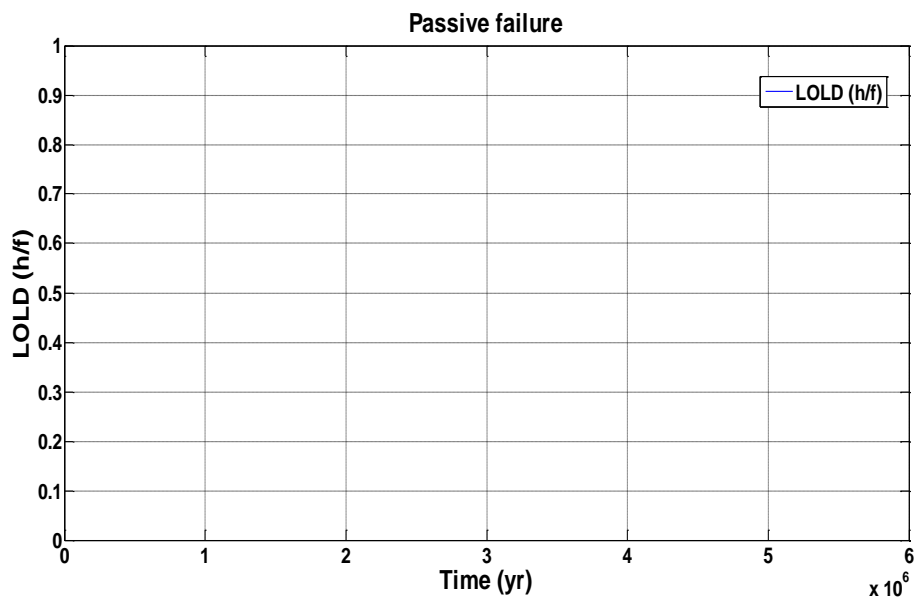




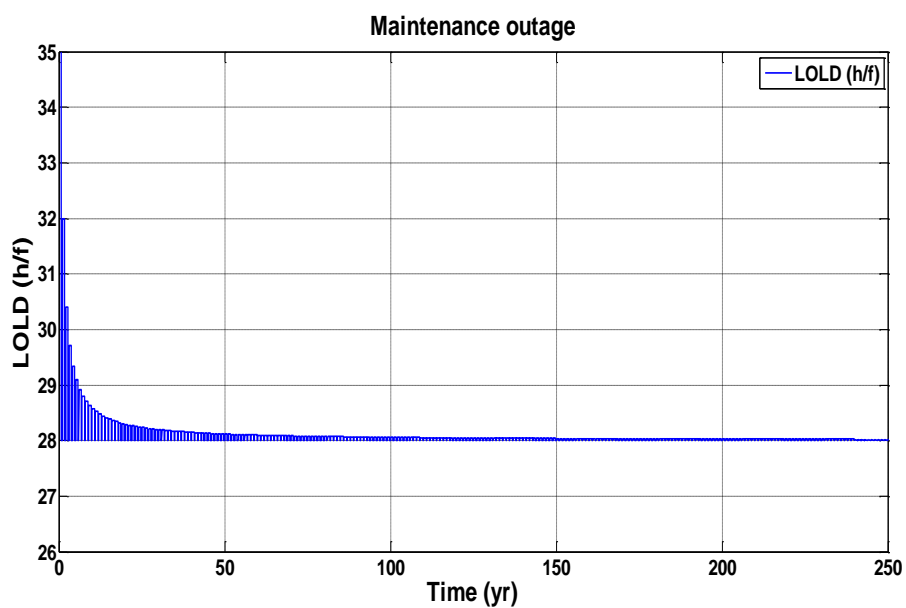
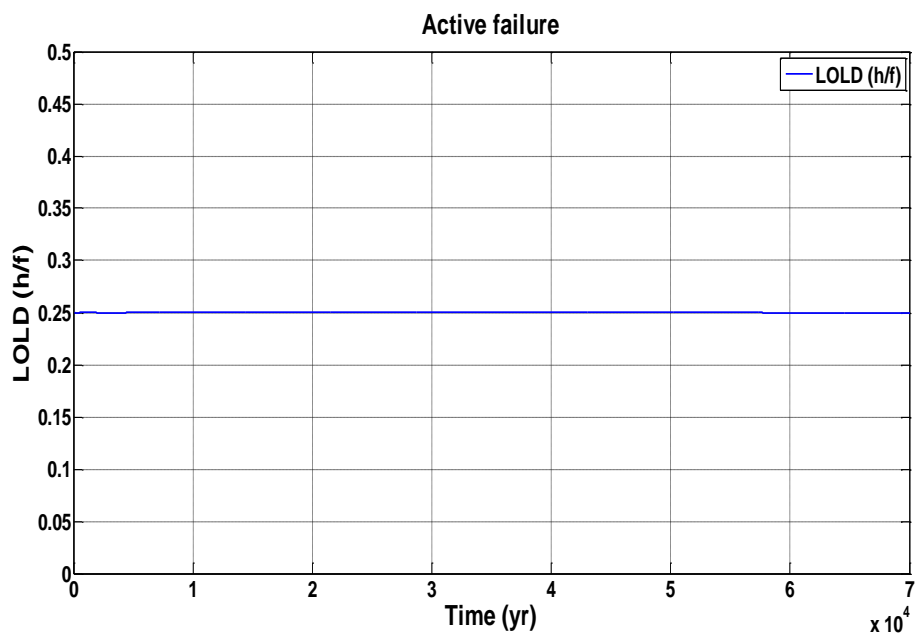
(ค)

ภาพที่ 8.31 การรู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

2) กราฟการรู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัส Ring bus (B) โดยพิจารณา สถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.32

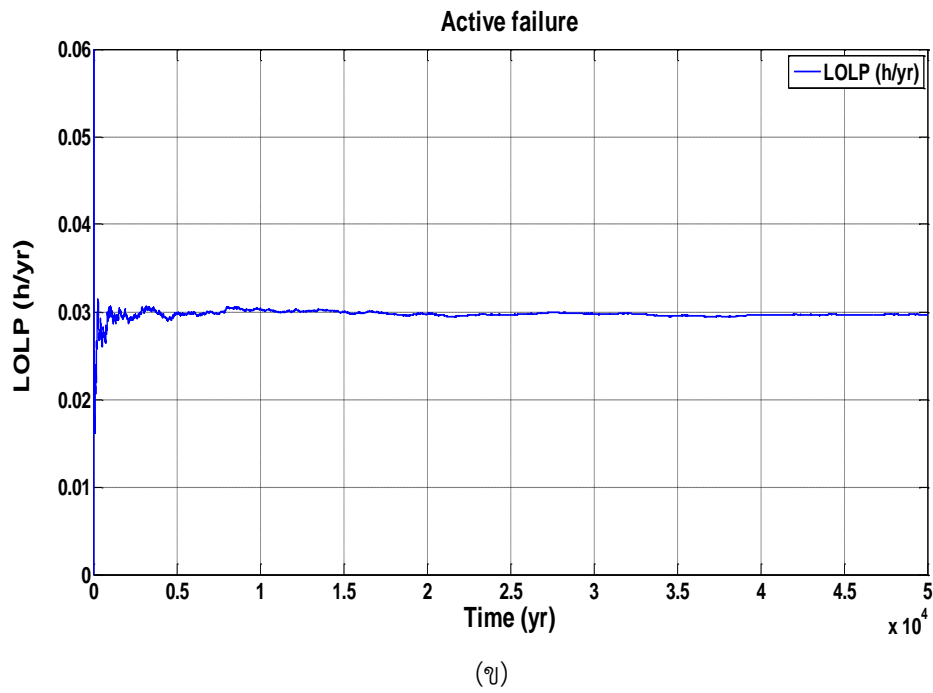
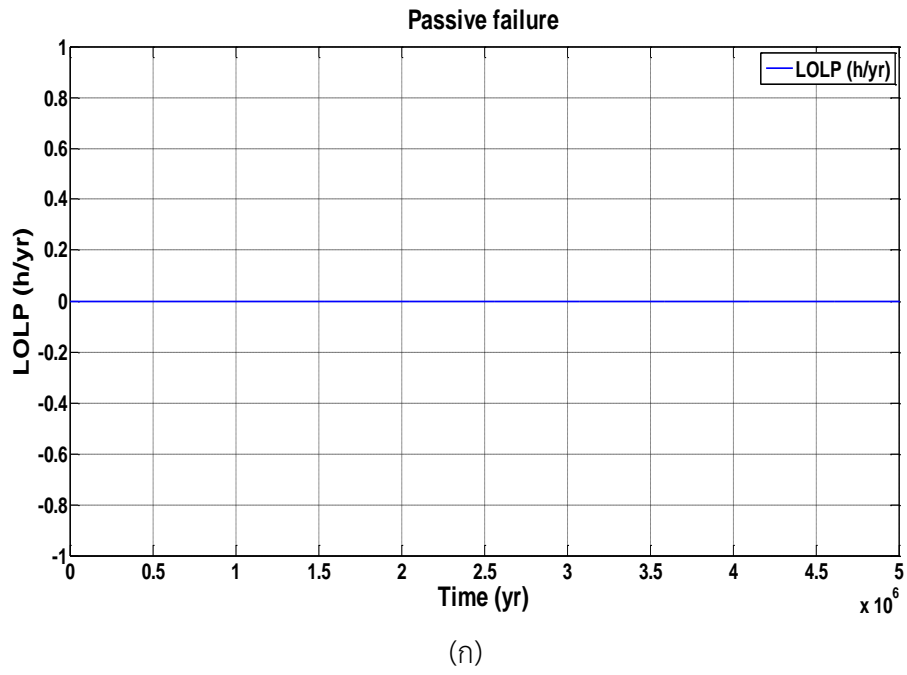


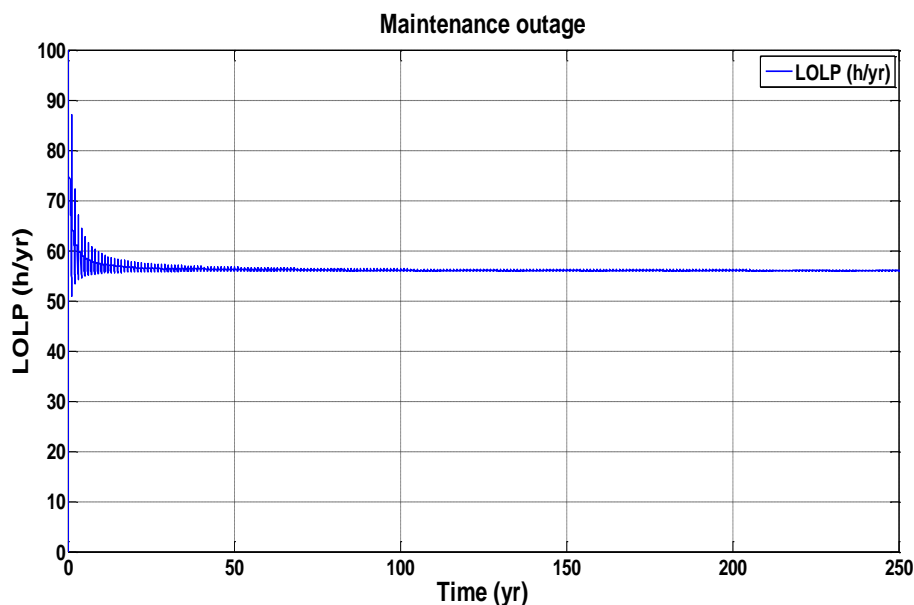
(ก)



ภาพที่ 8.32 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานการณ์ขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Ring bus (B) โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.33





(ค)

ภาพที่ 8.33 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

จากภาพที่ 8.31 ถึง ภาพที่ 8.33 แสดงถึงการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.19

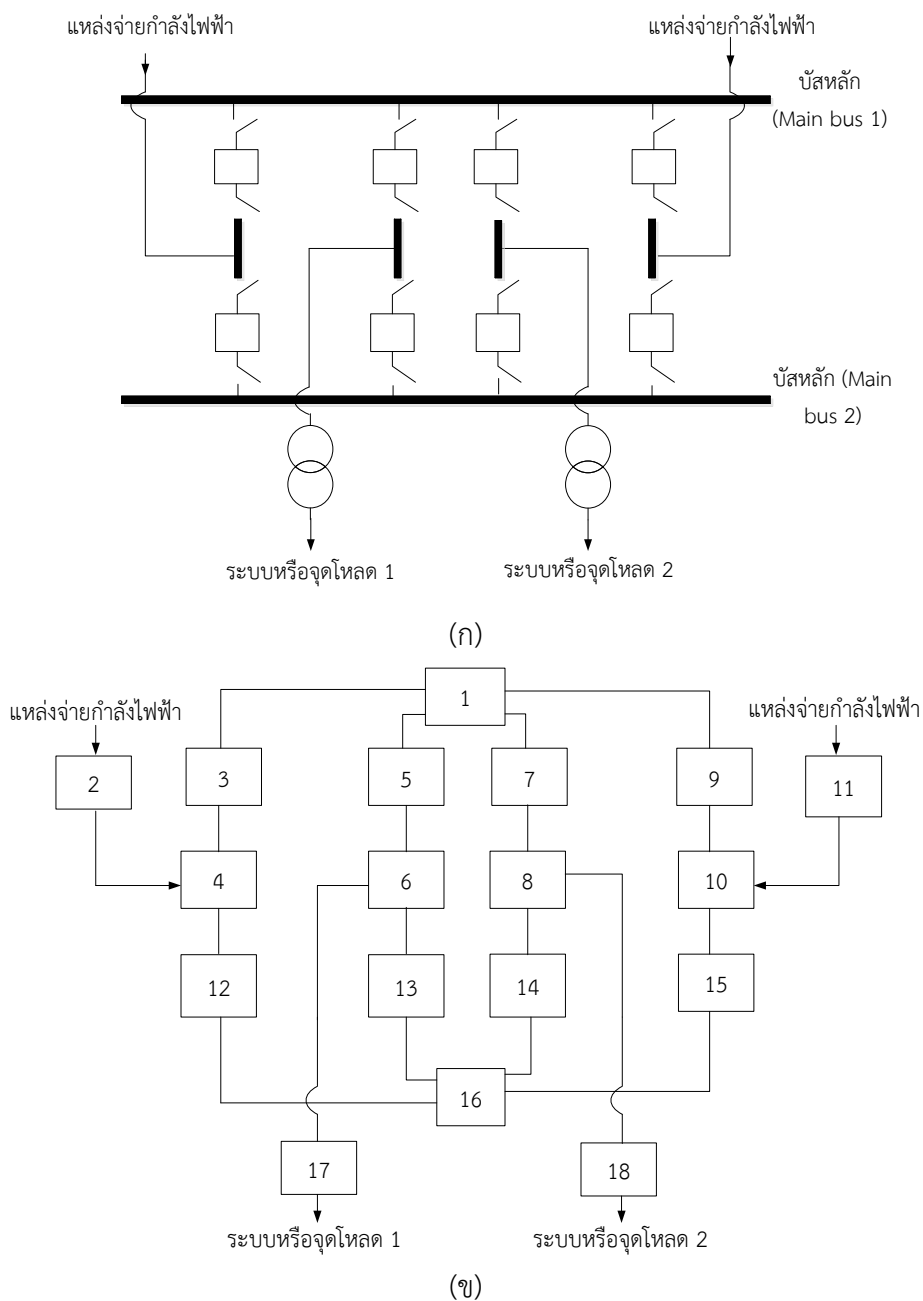
ตารางที่ 8.19 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Ring bus (B)

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Ring bus (B)			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0	-	0
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1190	0.2500	0.0299
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	2.0003	27.9953	55.9990
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	2.1165	26.4725	56.0290

8.2.6 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker

รูปแบบการจัดเรียงบัส Double-bus-double-breaker ที่ใช้ในการทดสอบประกอบด้วย การจ่ายกำลังไฟฟ้าทางด้านขาเข้า 2 ทาง ส่วนการจ่ายระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาด้านขาออกก็มีอยู่ 2 โดยอุปกรณ์ที่ประกอบภายในสถานีไฟฟ้าย่อยประกอบด้วย สายไฟ เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อ

แปลงไฟฟ้าของสถานี และบัสบาร์ ซึ่งรูปแบบนี้จะประกอบด้วยบัสหลัก (Main bus) 2 ชุด เซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 ชุด ต่อกับ 1 วงจรที่เข้าหรือออกจากระบบ โดยรูปแบบนี้จะสามารถรับไฟฟ้าจากสายส่งไปยังบัสบาร์ได้ก่อนก็ได้ ซึ่งสามารถแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบนี้ดังในภาพที่ 8.34



ภาพที่ 8.34 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Double-bus-double-breaker ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลเซต

จากภาพที่ 8.34 (ก) สามารถแปลงเป็น ภาพที่ 8.34 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัสตามรูปแบบ Double-bus-double-breaker หลังจากนั้นทำการหามินิมัลลัคต์เซตของ Double-bus-double-breaker จะได้มินิมัลลัคต์เซตของประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Double-bus-double-breaker ดังตารางที่ 8.20

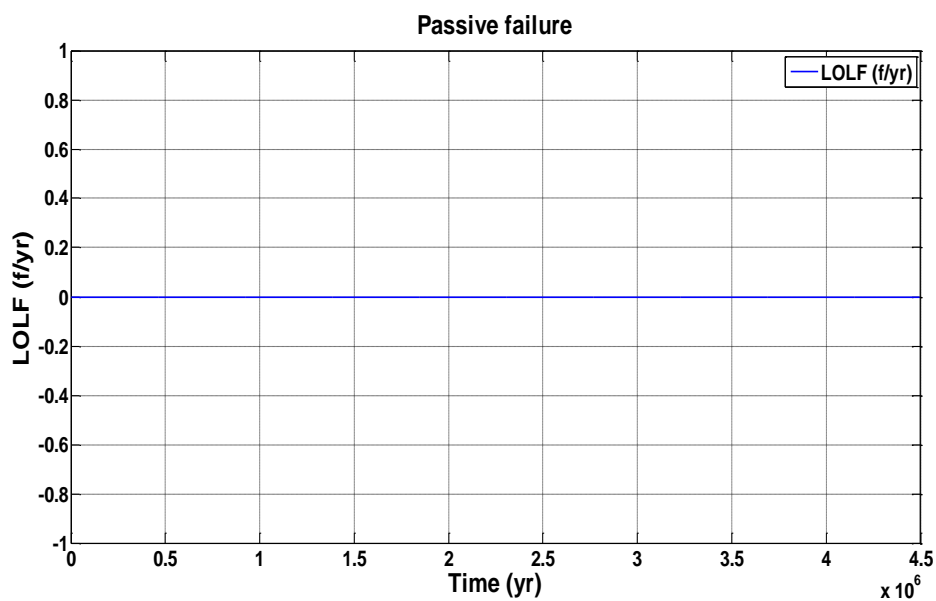
ตารางที่ 8.20 มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Double-bus-double-breaker

รูปแบบ Double-bus-double-breaker พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ พาสซีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ บำรุงรักษา
1	[17]	1	[3]	1	[17]
2	[1, 13]	2	[5]	2	[1, 13]
3	[1, 16]	3	[7]	3	[1, 16]
4	[2, 11]	4	[9]	4	[2, 11]
5	[5, 13]	5	[12]	5	[5, 13]
6	[5, 16]	6	[13]	6	[5, 16]
7	[1, 2, 15]	7	[15]	7	[1, 2, 15]
8	[1, 11, 12]	8	[17]	8	[1, 11, 12]
9	[1, 12, 15]	9	[1, 16]	9	[1, 12, 15]
10	[2, 9, 15]	10	[2, 11]	10	[2, 9, 15]
11	[2, 9, 16]	11	-	11	[2, 9, 16]
12	[3, 9, 16]	12	-	12	[3, 9, 16]
13	[3, 11, 12]	13	-	13	[3, 11, 12]

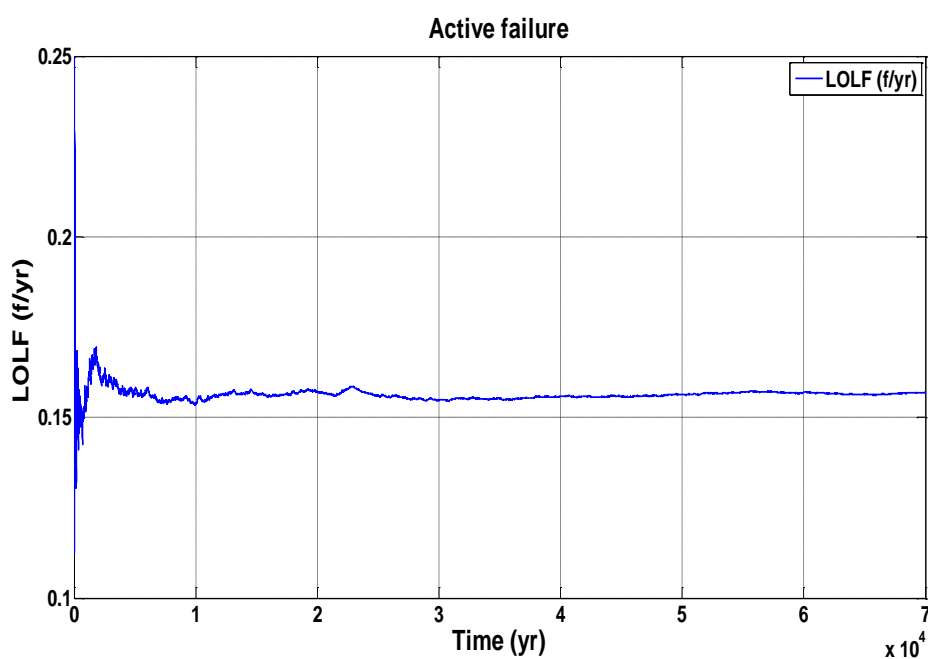
เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลลัคต์เซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้วนำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LORD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีนี้ จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้งสามนี้ ลู่เข้าทั้ง

3 ดัชนีเสียก่อน โดยใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ซึ่งกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนีจะแสดงดังต่อไปนี้

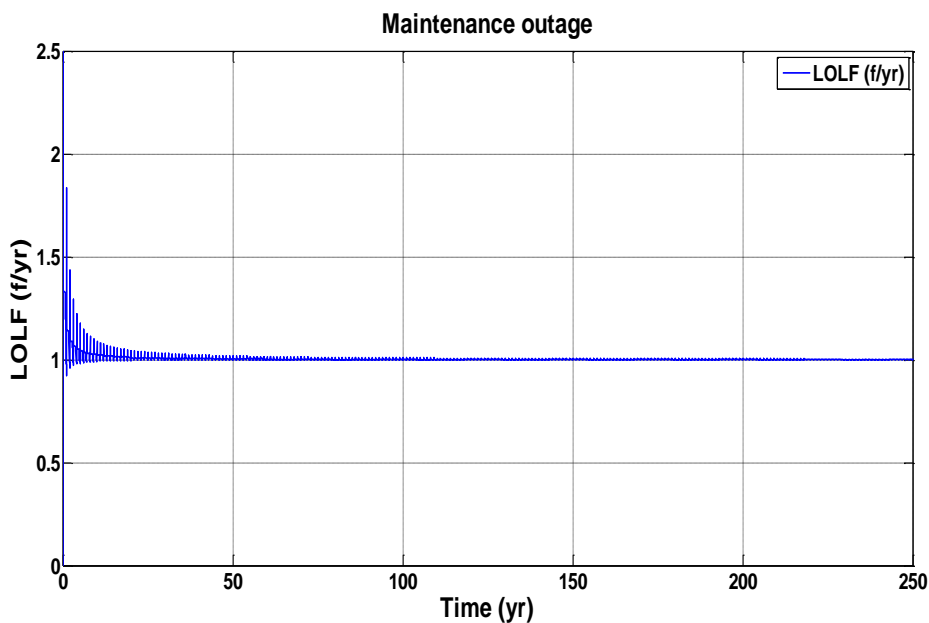
1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Double-bus-double-breaker โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.35



(ก)



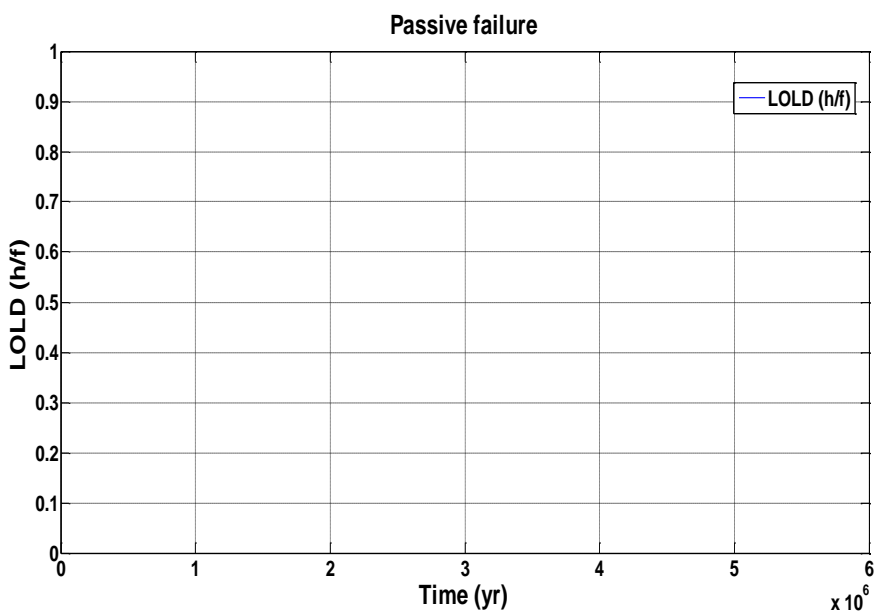
(ข)



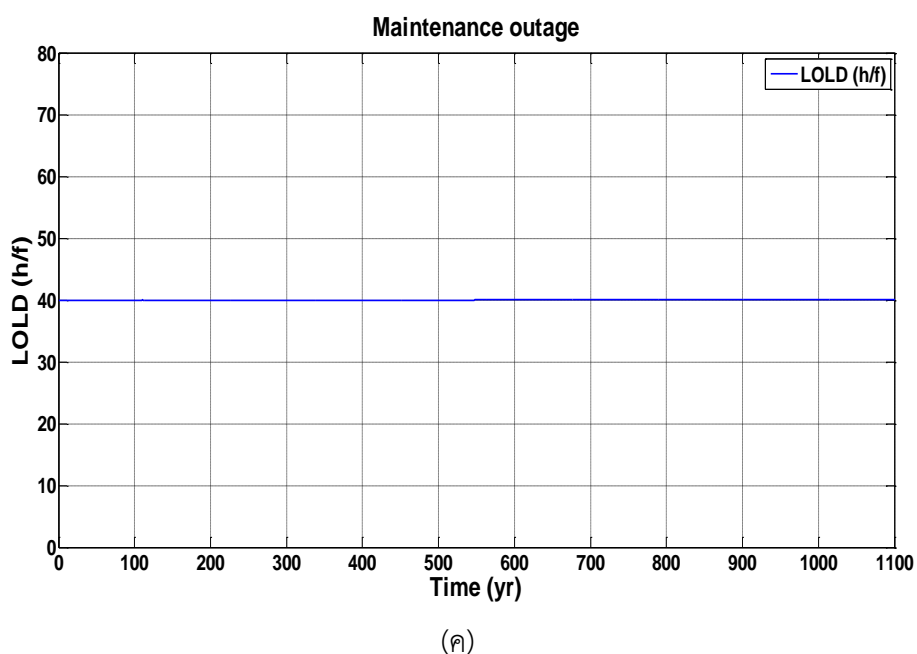
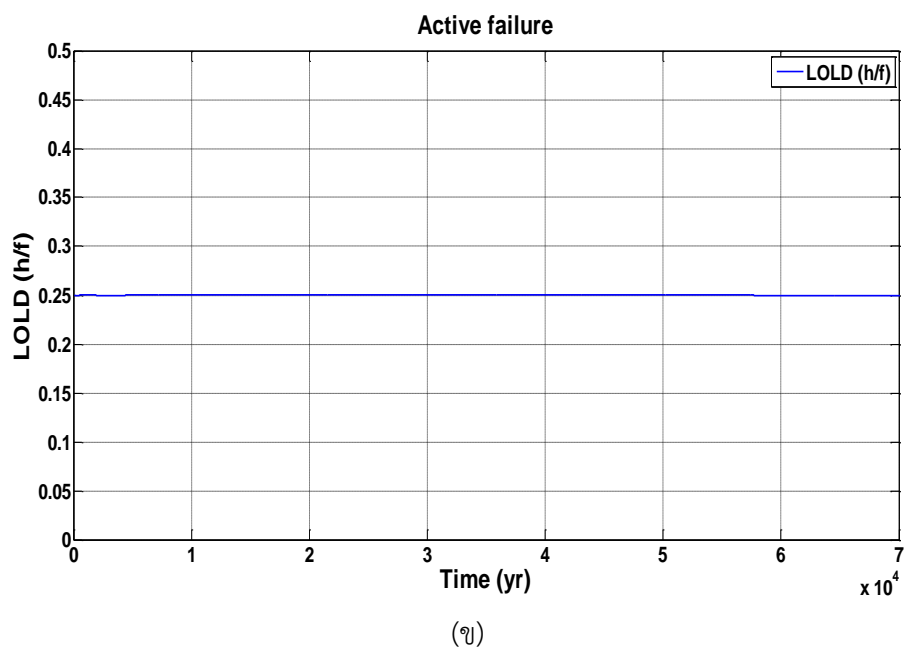
(ค)

ภาพที่ 8.35 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานการณ์ขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

2) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัส Double-bus-double-breaker โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.36

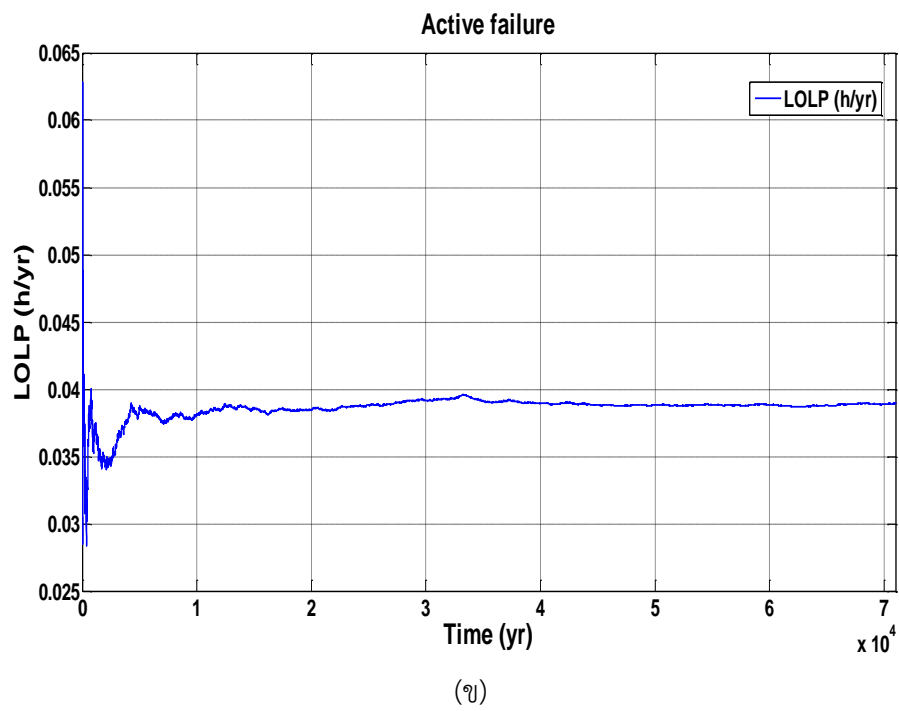
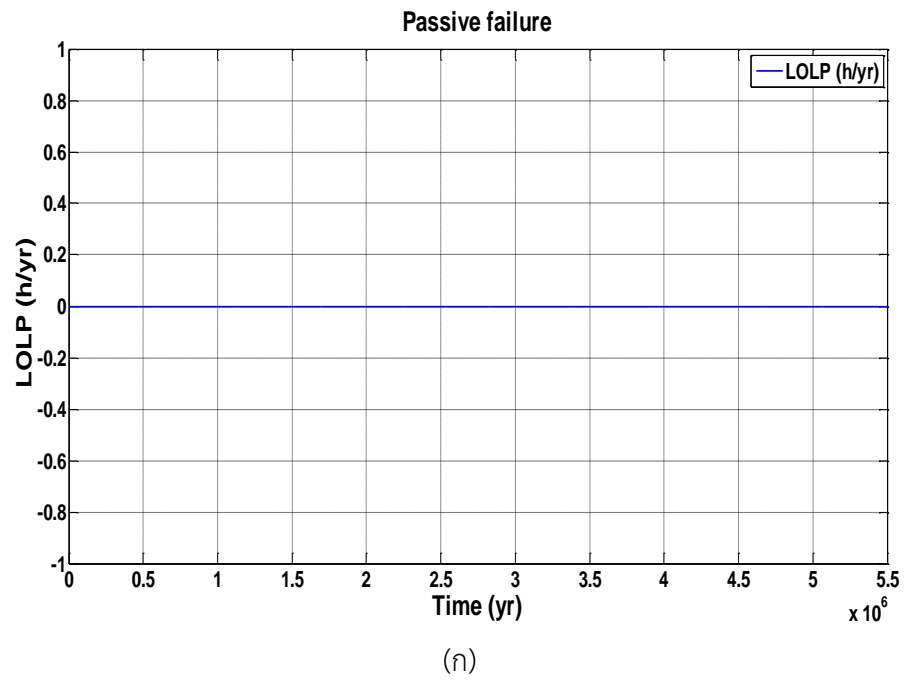


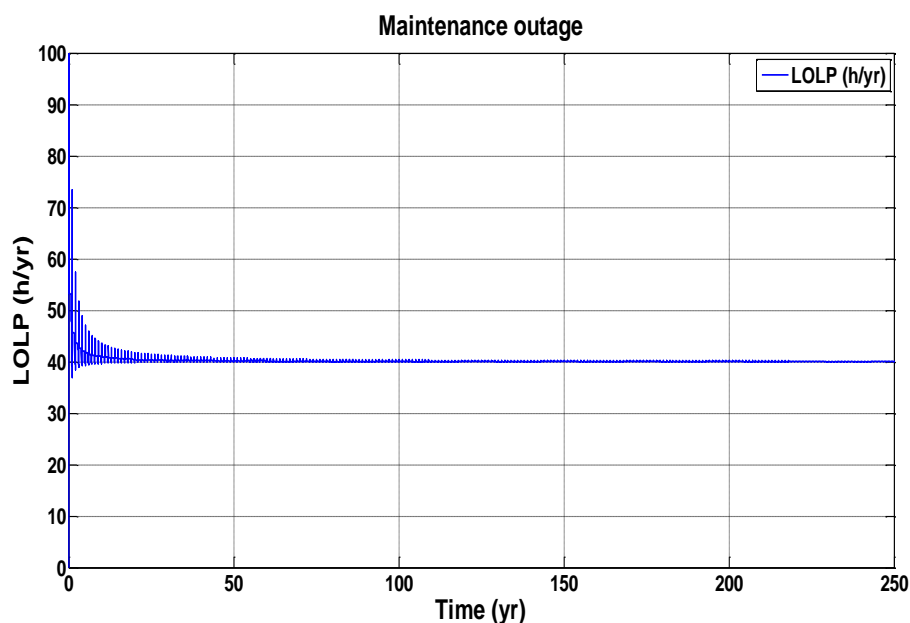
(ก)



ภาพที่ 8.36 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Double-bus-double-breaker โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.37





(ค)

ภาพที่ 8.37 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

จากภาพที่ 8.35 ถึง ภาพที่ 8.37 แสดงถึงการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.21

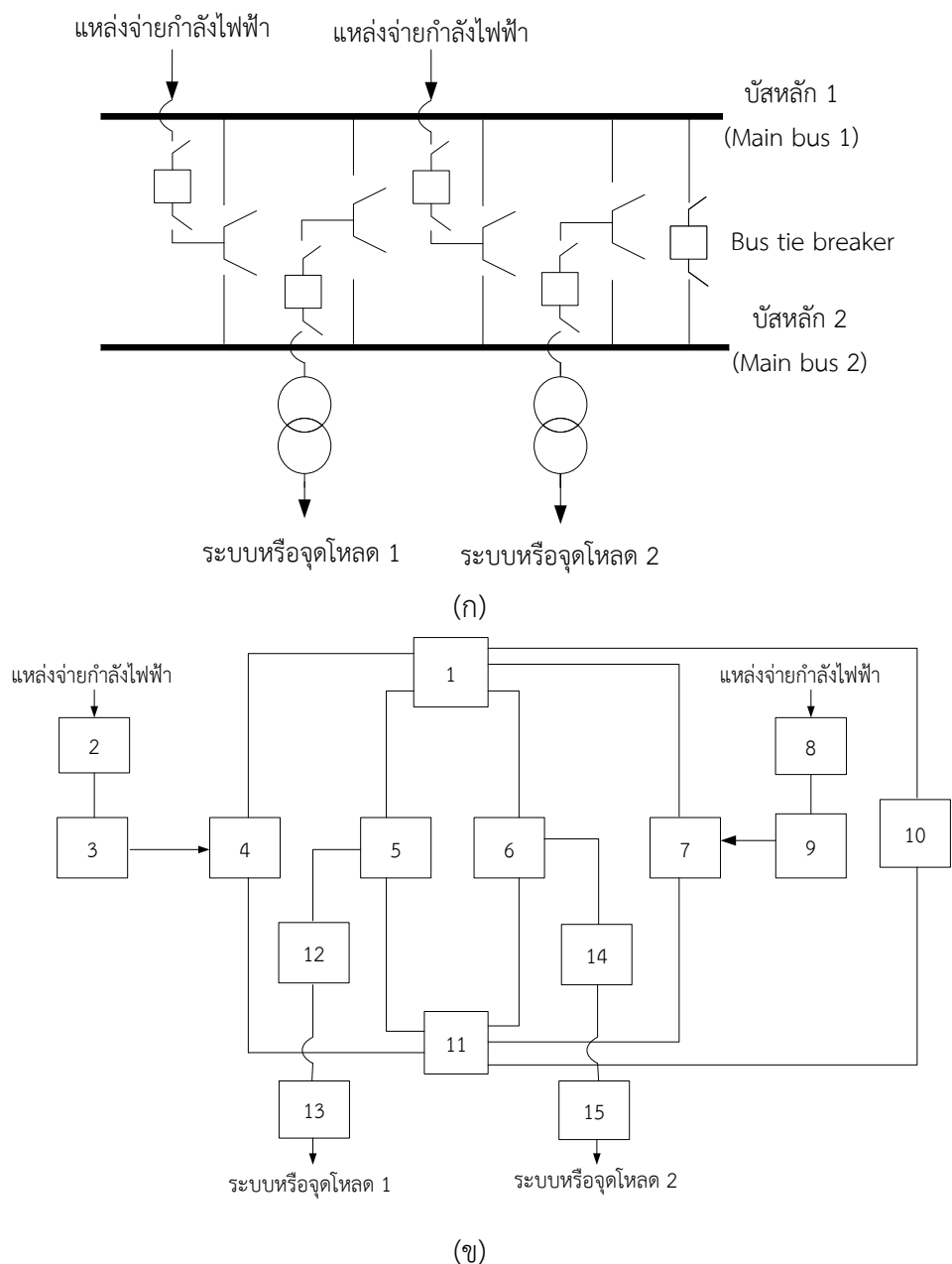
ตารางที่ 8.21 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Double-bus-double-breaker

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Double-bus-double-breaker			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0	-	0
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1557	0.2500	0.0392
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	1.0001	40.0000	40.0056
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	1.1557	34.6506	40.0056

8.2.7 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker

รูปแบบการจัดเรียงบัส Double-bus-single-breaker ที่ใช้ในการทดสอบเป็นรูปแบบที่พัฒนาขึ้นมาจากรูปแบบ Single bus ประกอบด้วยการจ่ายกำลังไฟฟ้าทางด้านขาเข้า 2 ทาง ส่วนการจ่ายระบบหรือจุดโหลดที่พิจารณาด้านขาออกก็มีอยู่ 2 โดยอุปกรณ์ที่ประกอบภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ประกอบด้วย สายไฟ เซอร์คิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงไฟฟ้าของสถานี และบัสบาร์ ซึ่งรูปแบบนี้จะ

แตกต่างจากรูปแบบ Single คือ ประกอบด้วยบัสหลัก (Main bus) 2 ชุด วงจรที่เข้าหรือออกจากระบบ โดยรูปแบบนี้จะสามารถรับไฟฟ้าจากสายส่งไปยังบัสบาร์ใดก่อนก็ได้ ซึ่งสามารถแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบนี้ดังในภาพที่ 8.38



ภาพที่ 8.38 รูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Double-bus-single-breaker ดังภาพ (ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว (ข) แสดงภาพหมายเลขของอุปกรณ์ ในการทำมินิมัลลเซต

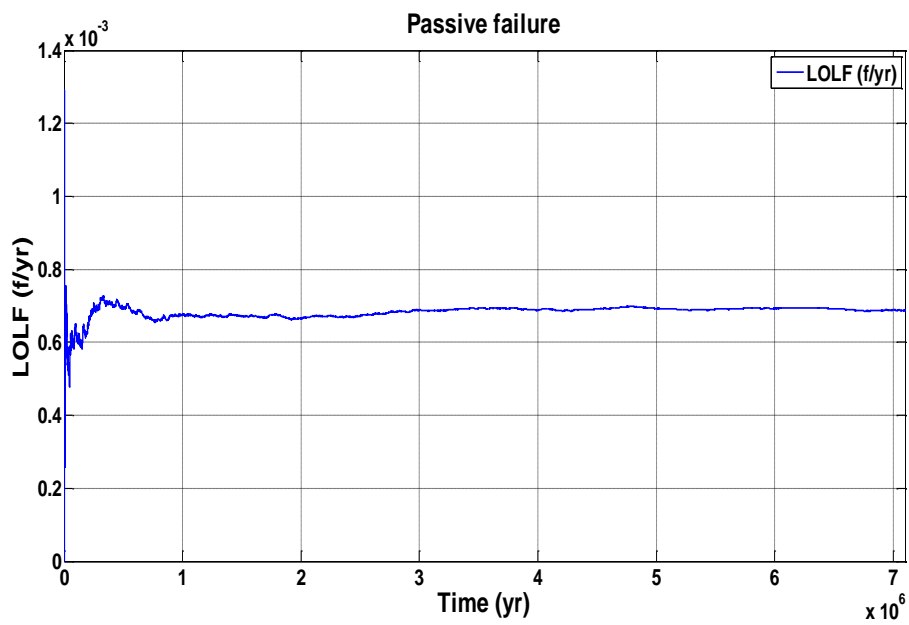
จากภาพที่ 8.38 (ก) สามารถแปลงเป็น ภาพที่ 8.38 (ข) โดยแสดงหมายเลขการจัดเรียงบัสตามรูปแบบ Double-bus-single-breaker หลังจากนั้นทำการหามินิมัลลัคต์เซตของ Double-bus-single-breaker จะได้มินิมัลลัคต์เซตของประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Double-bus-single-breaker ดังตารางที่ 8.22

ตารางที่ 8.22 มินิมัลลัคต์เซตประเภทการล้มเหลวต่างๆ ของการจัดเรียงบัสรูปแบบ Double-bus-single-breaker

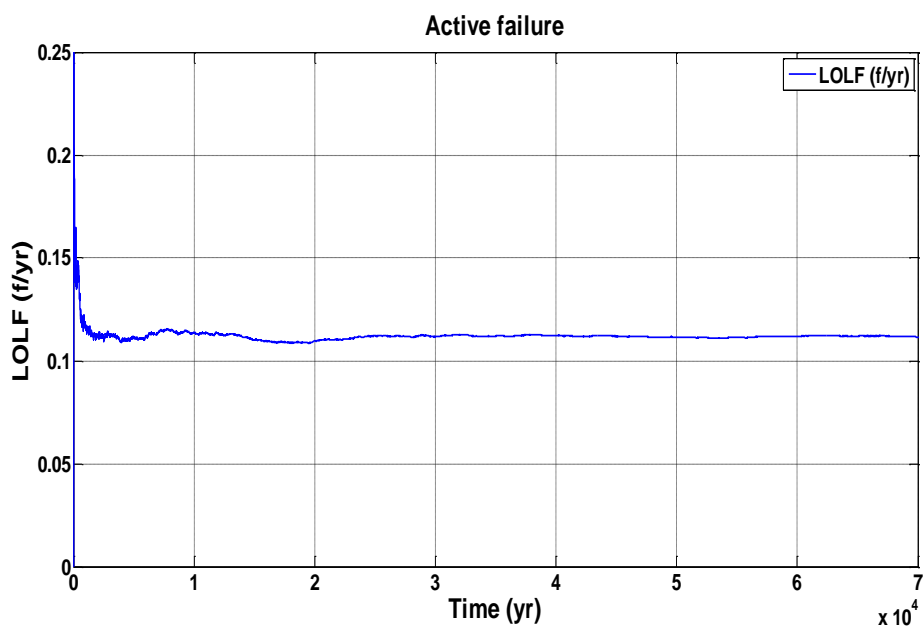
รูปแบบ Double-bus-single-breaker พิจารณาที่จุดโหลด 1					
กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ พาสตีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ แอกทีฟ	กลุ่ม	กลุ่มอุปกรณ์ มินิมัลลัคต์เซตแบบ บำรุงรักษา
1	[12]	1	[12]	1	[12]
2	[13]	2	[13]	2	[13]
3	[1, 11]	3	[1, 11]	3	[1, 11]
4	[2, 7]	4	[2, 8]	4	[2, 7]
5	[2, 8]	5	[2, 9]	5	[2, 8]
6	[2, 9]	6	[3, 8]	6	[2, 9]
7	[3, 7]	7	[3, 9]	7	[3, 7]
8	[3, 8]	8	-	8	[3, 8]
9	[3, 9]	9	-	9	[3, 9]
10	[4, 7]	10	-	10	[4, 7]
11	[4, 8]	11	-	11	[4, 8]
12	[4, 9]	12	-	12	[4, 9]

เมื่อทราบกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลลัคต์เซตในเหตุการณ์ล้มเหลวต่างๆ แล้วนำมาตรวจสอบกับวิธีมอนติคาร์โล จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด ได้แก่ LOLF, LODD และ LOLP ซึ่งการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีนี้ จำเป็นต้องให้ค่าดัชนีทั้งสามนี้ ลู่เข้าทั้ง 3 ดัชนีเสียก่อน โดยใช้เกณฑ์ค่าความคลาดเคลื่อนจากค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.01% ของค่าเฉลี่ยดัชนี ซึ่งกราฟการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนีจะแสดงดังต่อไปนี้

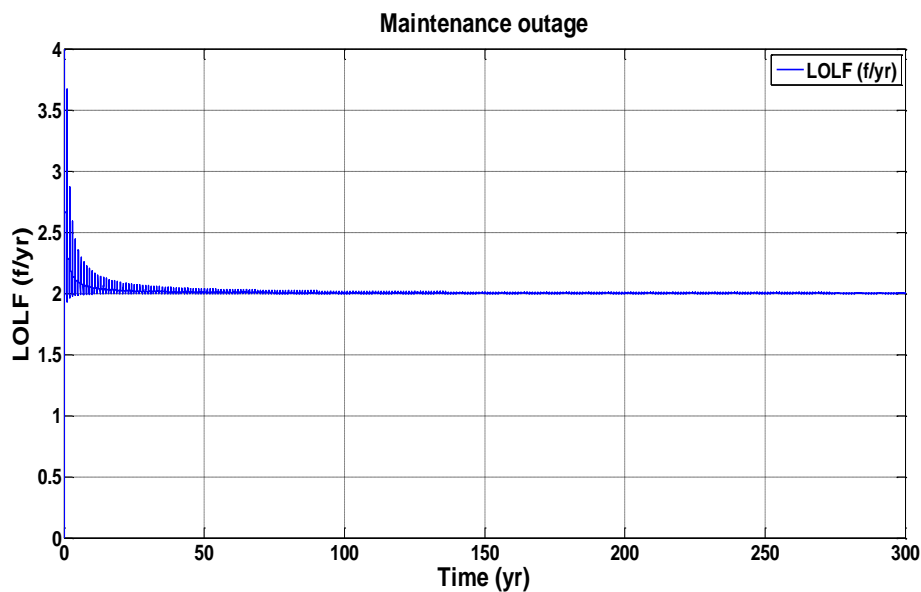
1) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Double-bus-single-breaker โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.39



(ก)



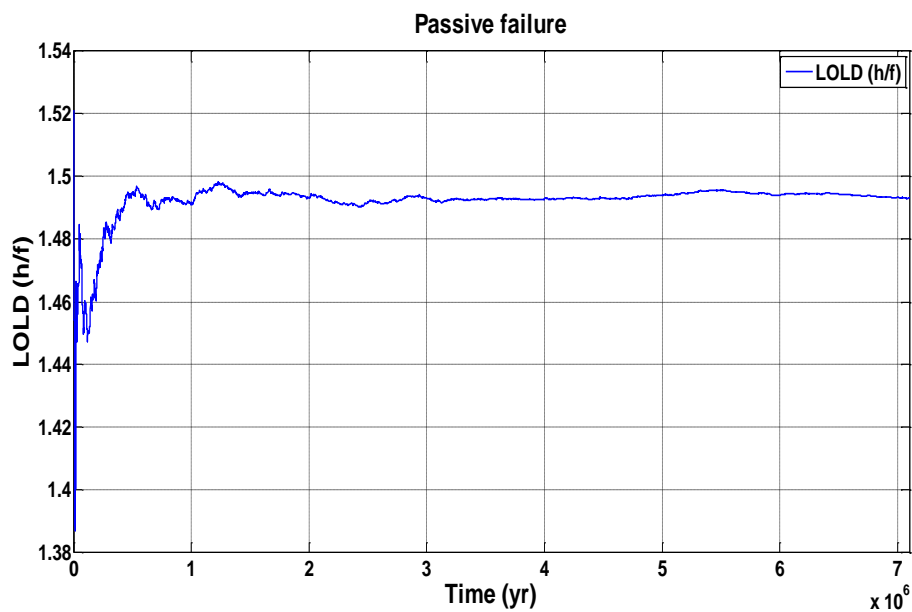
(ข)



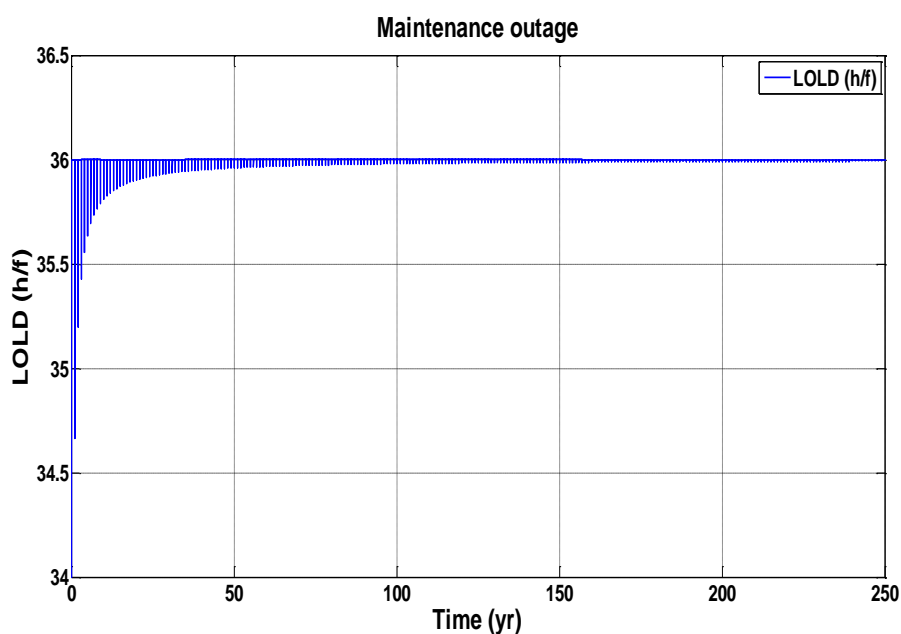
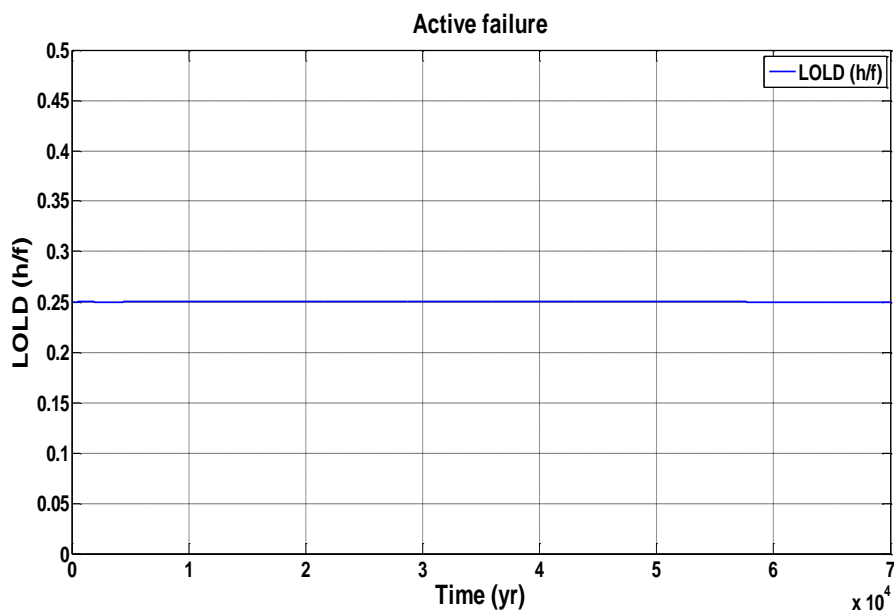
(ค)

ภาพที่ 8.39 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLF ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

2) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ของรูปแบบการจัดเรียงบัส Double-bus-single-breaker โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.40

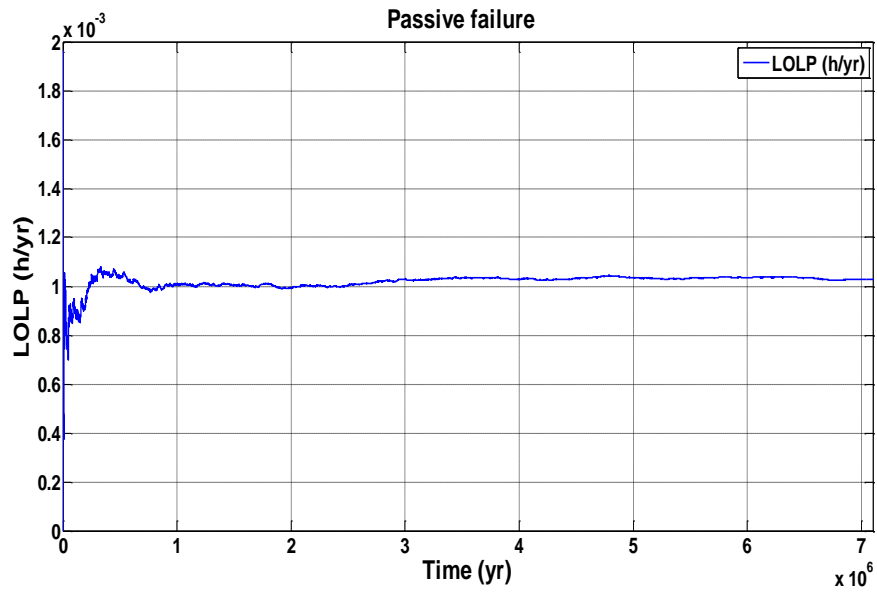


(ก)

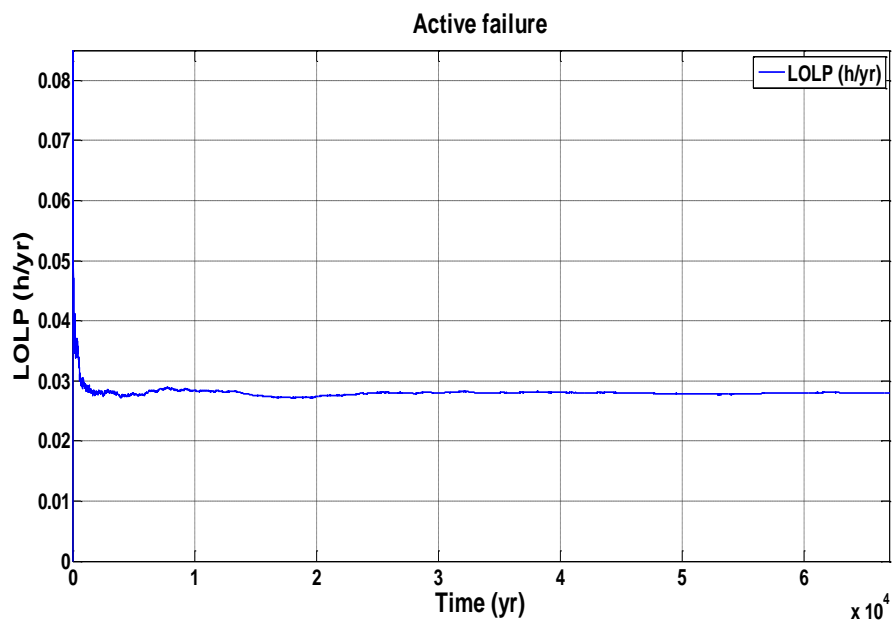


ภาพที่ 8.40 การลู่เข้าของค่าดัชนี LOLD ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการตัดข้องช่วงบำรุงรักษา

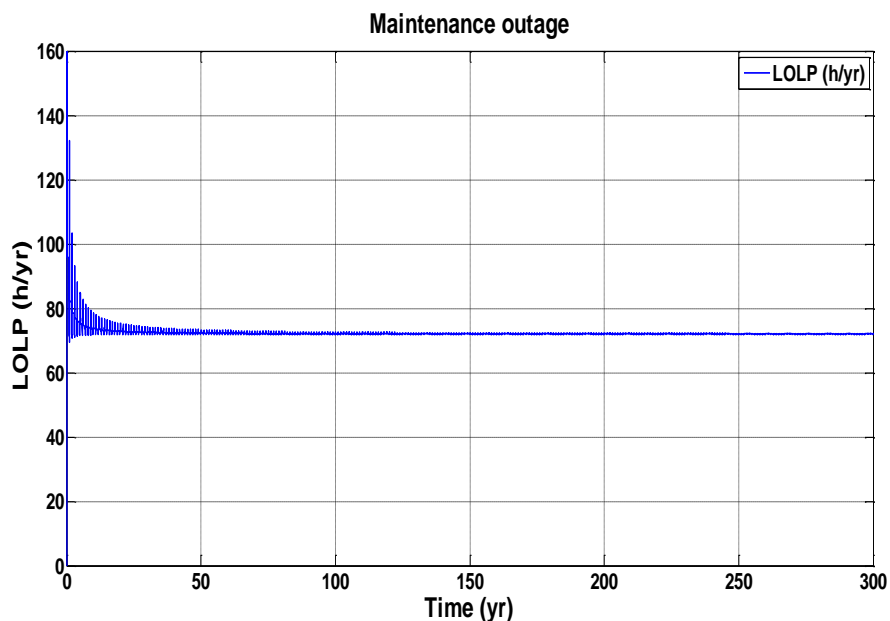
3) กราฟการลู่เข้าของค่าดัชนี LOLP ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Double-bus-single-breaker โดยพิจารณาสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ ซึ่งมีการล้มเหลวแบบพาสซีฟ การล้มเหลวแบบแอกทีฟ และการตัดข้องช่วงบำรุงรักษา แสดงดังภาพที่ 8.41



(f)



(g)



(ค)

ภาพที่ 8.41 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ในสถานะการล้มเหลวแบบต่างๆ แสดงดังภาพ (ก) สถานะล้มเหลวแบบพาสซีฟ (ข) สถานะล้มเหลวแบบแอกทีฟ และ (ค) สถานะการขัดข้องช่วงบำรุงรักษา

จากภาพที่ 8.39 ถึง ภาพที่ 8.41แสดงถึงการลู่เข้าของทั้ง 3 ดัชนี และทั้ง 3 ประเภทการล้มเหลว สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 3 ดัชนี ดังตารางที่ 8.23

ตารางที่ 8.23 ค่าความเชื่อถือได้รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Double-bus-single-breaker

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Double-bus-single-breaker			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
การล้มเหลวแบบพาสซีฟ	0.0007	1.4931	0.0010
การล้มเหลวแบบแอกทีฟ	0.1114	0.2500	0.0278
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	2.0002	36.0000	72.0078
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	2.1123	34.1036	72.0366

จากผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีการจำลองเหตุการณ์โดยมอนติคาร์โลรวมกับวิธีการวิเคราะห์ สามารถสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้แสดงดังตารางที่ 8.24

ตารางที่ 8.24 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมด

รูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อย	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชม./ครั้ง)	LOLP (ชม./ปี)
Single bus	3.1333	28.1323	88.1468
Sectionalized single bus (NC)	3.1235	28.1835	88.0311
Sectionalized single bus (NO)	3.1251	28.1729	88.0432
Main-and-transfer-bus	2.1375	26.2140	56.0340
Breaker-and-a-half (A)	1.1193	35.7624	40.0289
Breaker-and-a-half (B)	1.1155	35.8825	40.0279
Ring bus (A)	2.1201	26.4281	56.0302
Ring bus (B)	2.1165	26.4725	56.0290
Double bus double breaker	1.1567	34.6196	40.0445
Double bus single breaker	2.1123	34.1034	72.0366

8.3 การวิเคราะห์ผลทดสอบความเชื่อถือได้

การประเมินความเชื่อถือได้ของการจัดเรียงรูปแบบบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้ง 7 รูปแบบ สามารถวิเคราะห์ผลการคำนวณของดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบต่างๆ โดยมีรายละเอียดดังนี้

8.3.1 รูปแบบ Single bus

ผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปแบบ Single bus จะมีค่าดัชนีความถี่ที่ระบบ เปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว (LOLF) และค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (LOLP) มีค่าสูงสุด หมายความว่าความเชื่อถือได้ของรูปแบบนี้มีค่าต่ำที่สุด เนื่องจากรูปแบบนี้เป็น โครงสร้างพื้นฐานของรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งรูปแบบนี้มีวัตถุประสงค์ในการจ่ายไฟในช่วงเริ่มต้น เหมาะสมสำหรับกรณีที่มีโหลดน้อย ซึ่งเมื่อพิจารณาถึงการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์หรือ ต้องปลดอุปกรณ์ออกเพื่อการบำรุงรักษาจะส่งผลกระทบต่อระบบล้มเหลวหรือสถานีไฟฟ้าย่อยไม่ สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดได้ ตัวอย่างเช่น เหตุการณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟในตารางที่ 8.4 พบว่าถ้า มีเหตุการณ์ล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์แบบพาสซีฟแล้ว ส่งผลให้จุดโหลดที่ 1 ไม่ได้รับการจ่าย ไฟฟ้าทันที หรือ ถ้ามีเหตุการณ์บำรุงรักษาที่บัสบาร์ก็จะส่งผลให้จุดโหลดที่ 1 ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า เช่นกัน หรือถ้าพิจารณาการล้มเหลวแบบแอกทีฟ เช่น หากเกิดเหตุการณ์ลัดวงจรที่บัสบาร์จะส่งผลให้ การจ่ายไฟฟ้าในระบบจะหยุดชะงักทันทีมีผลทำให้สถานีไฟฟ้าย่อยดับทั้งสถานี และ เมื่อเกิด เหตุการณ์ผิดปกติของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ที่ต่อกับบัสบาร์ จะส่งผลให้ไฟดับทั้งสถานีไฟฟ้าย่อยเช่นกัน

เพราะเสมือนว่าเกิดการผิดพลาดบนบัสบาร์และส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันที่ติดกับบัสบาร์ทั้งหมดทำงาน จึงทำให้เส้นทางจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยถูกตัดขาดทั้งหมด

8.3.2 รูปแบบ Sectionalized single bus

ผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปแบบของ Sectionalized single bus นั้น สามารถจำแนกประเภทได้เพิ่มอีก 2 ประเภท คือ Sectionalized single bus (N/C) และ Sectionalized single bus (N/O) ซึ่งพบว่ารูปแบบ Sectionalized single bus จะมีค่าดัชนีความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว (LOLF) และค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (LOLP) ของทั้ง 2 รูปแบบ มีค่าน้อยลงมาจากรูปแบบ Single bus หมายความว่า รูปแบบนี้มีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่ารูปแบบ Single bus เนื่องจากการที่มีเซอร์กิตเบรกเกอร์เพิ่มเข้ามาระหว่างบัสบาร์ช่วยให้การจ่ายไฟฟ้ามีทางเลือกการจ่ายหรือรับไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ตัวอย่างเช่น ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ระหว่างบัสบาร์ในสถานะปกติเป็นแบบปกติปิด (Normally close: N/C) หากมีการเกิดการขัดข้องเนื่องจากการเกิดความผิดพลาด ที่บัสบาร์อีกชุดหนึ่ง ส่งผลให้ต้องเปิดวงจรเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวที่อยู่รอบๆ บัสบาร์นั้น รวมทั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์เชื่อมระหว่างบัสบาร์ เพื่อแยกชุดบัสบาร์ที่เกิดการขัดข้องเนื่องจากการเกิดความผิดพลาดออก ส่งผลให้ของสถานีไฟฟ้าย่อยยังสามารถจ่ายไฟฟ้าต่อได้ จึงทำให้ความเสี่ยงระบบหรือจุดโหลดลดลง ความเชื่อถือได้ของรูปแบบ Sectionalized single bus จึงสูงกว่า Single bus อย่างไรก็ตามรูปแบบนี้ยังมีทางเลือกให้กระแสไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบหรือจุดโหลดยังมีน้อย

เมื่อพิจารณาถึงเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ดังตารางที่ 8.6 พบว่าจำนวนเหตุการณ์การล้มเหลวทั้ง 2 รูปแบบมีจำนวนเหตุการณ์ที่ไม่เท่ากัน เนื่องจากสภาวะการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ตรงกลางช่วงเวลาการทำงานปกติที่ต่างกัน ส่งผลให้มีเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ส่งผลกระทบต่อระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งเมื่อพิจารณาถึงรายละเอียดสามารถแสดงได้ดังนี้

โดยพบว่าจำนวนเหตุการณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ แอคทีฟ และเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษาของรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) มีจำนวนเหตุการณ์ที่มากกว่ารูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) เนื่องจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) มีโครงสร้างของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เชื่อมต่อกันมากกว่ารูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) ดังนั้นอุปกรณ์ที่ล้มเหลวจะส่งผลกระทบต่อระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยที่มากกว่า แต่เมื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของทั้ง 2 รูปแบบ พบว่ารูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) กลับมาความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าทั้งที่มีจำนวนเหตุการณ์ล้มเหลวที่มากกว่า เพราะว่าประเภทของจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวมีผลกระทบต่อความเชื่อถือได้เช่นกัน ซึ่งประเภทของจำนวนที่ล้มเหลวในวิทยานิพนธ์นี้ค่านิ่งถึงมี 3 ประเภท คือ 1)

ประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์เพียง 1 อุปกรณ์แล้วส่งผลกระทบต่อระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยล้มเหลว (First order) 2) ประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์เพียง 2 อุปกรณ์แล้วส่งผลกระทบต่อระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยล้มเหลว (Second order) และ 3) ประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์เพียง 3 อุปกรณ์แล้วส่งผลกระทบต่อระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยล้มเหลว (Third order) โดยที่รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทใดมีจำนวนประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์เพียง 1 ตัวแล้วส่งผลกระทบต่อระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยล้มเหลวมาก จะส่งผลให้รูปแบบนั้นมีความเชื่อถือได้ของรูปแบบนั้นต่ำ ซึ่งเมื่อพิจารณาถึงประเภทของจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวพบว่ารูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) มีจำนวนประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์เพียง 1 ตัวแล้วส่งผลกระทบต่อระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยล้มเหลวมากกว่ารูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) ดังนั้นจึงเป็นเหตุผลที่ว่ารูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) มีความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่า ตัวอย่างเช่น ในรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ ส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าทันที เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ระหว่างบัสบาร์ในสถานะปกติแบบเปิด เมื่อมีอุปกรณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟจะไม่ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันทำงาน จึงไม่มีการถ่ายโอนโหลดส่งผลให้เส้นทางที่จ่ายไฟฟ้ามายังโหลดขาดหายไปหมด

8.3.3 รูปแบบ Main-and-transfer-bus

ผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปแบบ Main-and-transfer-bus จะมีค่าดัชนีความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว (LOLF) และค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (LOLP) มีค่าน้อยลงมาจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) และ Sectionalized single bus (N/O) หมายความว่า รูปแบบนี้มีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่ารูปแบบ Single bus และ รูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) เนื่องจากการจัดเรียงบัสประกอบด้วยบัสบาร์ 2 ชุด ซึ่งบัสบาร์ชุดที่ใช้งานในสถานะการจ่ายไฟฟ้าตามปกติ (Main bus) ส่วนบัสบาร์ชุดที่สองจะใช้ในเมื่ออุปกรณ์มีการขัดข้อง ซึ่งเมื่อพิจารณาถึงเหตุการณ์การขัดข้องช่วงบำรุงรักษา ตัวอย่างเช่น ถ้าต้องการบำรุงรักษาอุปกรณ์ไม่จำเป็นต้องดับไฟฟ้าทั้งสถานีไฟฟ้า เพราะรูปแบบนี้จะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์อีกชุดเพิ่มขึ้นมาเพื่อช่วยให้สถานะขัดข้อง เรียกว่า (Transfer bus) ส่งผลให้การจัดเรียงบัสรูปแบบนี้มีความเชื่อถือได้ในระบบสูงขึ้น แต่ทั้งนี้รูปแบบนี้ยังมีปัญหา คือ ถ้ามีปัญหาการจ่ายไฟฟ้าขณะเกิดการล้มเหลวแบบ ที่บัสบาร์อุปกรณ์ป้องกันที่ติดอยู่กับบัสบาร์ตัวนั้นต้องทำงาน ส่งผลกระทบให้เส้นทางจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยขาดทั้งหมด จึงทำให้ระบบหรือจุดโหลดไม่ได้รับได้จ่ายไฟฟ้าได้

8.3.4 รูปแบบ Breaker-and-a-half

การวิเคราะห์ถึงรูปแบบ Breaker-and-a-half นั้นสามารถจำแนกการจัดเรียงโครงสร้างภายในได้เพิ่มอีก 2 โครงสร้าง แต่ยังคงเป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสเดิมอยู่ คือ Breaker-and-a-half แบบ A และ Breaker-and-a-half แบบ B ซึ่งรูปแบบ Breaker-and-a-half นั้นจะมีโครงสร้างการจัดเรียงบัสโดยการต่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ 3 ตัว เข้ากับ 2 บัสบาร์ ต่อ 1 เบย์ แสดงว่าการจ่ายไฟฟ้าใน 1 เบย์ จะใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 3 ตัว โดยที่ 2 บัสบาร์ที่ใช้นั้นจะใช้ทำงานแตกต่างจากรูปแบบ Mian-and-transfer-bus คือจะใช้บัสบาร์ทั้ง 2 ทำงานในสถานะปกติ ส่งผลให้สามารถรับหรือจ่ายไฟฟ้าเข้าไปยังบัสบาร์ใดก็ได้ จึงมีลักษณะการจ่ายหรือรับไฟฟ้าผ่านบัสทั้งสอง ส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของรูปแบบนี้สูงกว่ารูปแบบ Single bus รูปแบบ Sectionalized single bus และ รูปแบบ Mian-and-transfer-bus และเมื่อพิจารณาผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปแบบ Breaker-and-a-half ทั้ง 2 แบบ พบว่าจะมีค่าดัชนีความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว (LOLF) และค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (LOLP) มีค่าต่ำมาก หมายความว่า ความเชื่อถือได้ของรูปแบบนี้มีค่าสูงมากเมื่อเทียบกับ 3 รูปแบบข้างต้น และถ้าพิจารณาถึงจำนวนประเภทเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์เพียง 1 อุปกรณ์ที่ส่งผลให้ระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ทันที พบว่าเหตุการณ์การล้มเหลวแบบพาสซีฟ และแบบการขัดข้องในช่วงบำรุงรักษา มีจำนวนเหตุการณ์น้อยมาก ดังนั้นจึงส่งผลให้มีค่าความเชื่อถือได้ที่สูง แต่เมื่อพิจารณาถึงเหตุการณ์ล้มเหลวแบบแอกทีฟ พบว่ายังมีจำนวนเหตุการณ์ล้มเหลวแบบแอกทีฟที่ทำให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น เมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติบัสบาร์ ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันที่ติดกับบัสบาร์นั้นตัดบัสบาร์ออกจากสถานีไฟฟ้าย่อย แต่สถานีไฟฟ้าย่อยยังสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบหรือโหลดได้ จึงทำให้ความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าสูง และรูปแบบนี้ยังมีจุดด้อย คือ รูปแบบนี้มีการจ่ายไฟฟ้าขาเข้าอยู่ใกล้กับขาออก ทำให้ผ่านอุปกรณ์ป้องกันน้อย ซึ่งอาจส่งผลให้ถ้ามีการขัดข้องของอุปกรณ์ที่อยู่ใกล้กับจุดโหลดล้มเหลวอาจจะส่งผลให้สถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าไปยังระบบหรือโหลดได้ทันที ตัวอย่างเช่น การเกิดการล้มเหลวที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวตรงกลางระหว่างเส้นทางขาเข้าและขาออก จะส่งผลให้ระบบหรือจุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อยได้ ต่อไปจะวิเคราะห์ถึง 2 แบบ ของรูปแบบ Breaker-and-a-half

ส่วนแรกวิเคราะห์ถึงรูปแบบ Breaker-and-a-half แบบ A พบว่าผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปแบบ Breaker-and-a-half (A) จะมีค่าดัชนีความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว (LOLF) และค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (LOLP) มีค่าสูงกว่ารูปแบบ Breaker-and-a-half แบบ B เล็กน้อย หมายความว่า ความเชื่อถือได้ของระบบในรูปแบบ A มีความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่ารูปแบบ B เนื่องจากเมื่อพิจารณาถึงจำนวนเหตุการณ์ล้มเหลวที่ส่งผลให้จุด

โหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดแล้ว จะพบว่าเหตุการณ์การล้มเหลวของแบบ A มีจำนวนที่มากกว่า ตัวอย่างเช่น เหตุการณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟของรูปแบบ A จะมีจำนวนเหตุการณ์ล้มเหลวที่มากกว่ารูปแบบ B และเมื่อพิจารณาเหตุการณ์การล้มเหลวอย่างละเอียดจะพบว่าเหตุการณ์ล้มเหลวที่ต่างกันจะมีเพียงประเภทเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ (Second order) และ ประเภทเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ 3 อุปกรณ์ (third order) จึงส่งผลให้รูปแบบ B มีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่ารูปแบบ A เล็กน้อย

8.3.5 รูปแบบ Ring bus

การวิเคราะห์ถึงรูปแบบ Ring bus นั้นสามารถจำแนกการจัดเรียงโครงสร้างภายในได้เพิ่มอีก 2 โครงสร้าง แต่ยังคงเป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสเดิมอยู่ คือ Ring bus แบบ A และ Ring bus แบบ B ซึ่งรูปแบบ Ring bus นั้นจะมีโครงสร้างการจัดเรียงบัสโดยมีการเชื่อมต่อเป็นวงรอบ ส่งผลให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ 2 ทิศทาง ในสถานะการทำงานปกติ ซึ่งแตกต่างจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus ดังนั้นความเชื่อถือได้ของรูปแบบนี้สูงกว่า รูปแบบ Main-and-transfer-bus และเมื่อพิจารณาผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปแบบ Ring bus ทั้ง 2 แบบ พบว่าจะมีค่าดัชนีความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว (LOLF) มีค่าอยู่ระหว่างรูปแบบ Main-and-transfer-bus และ Double-bus-single-breaker และค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (LOLP) มีค่าอยู่ระหว่างรูปแบบ Main-and-transfer-bus และ Double-bus-double-breaker หมายความว่า ความเชื่อถือได้ของรูปแบบนี้มีความเชื่อถือได้ที่สูงกว่า รูปแบบ Main-and-transfer-bus เนื่องจากสถานะปกติรูปแบบ Main-and-transfer-bus จ่ายไฟฟ้าเพียงแคंबัสเดียว ซึ่งเมื่อเกิดการล้มเหลวแบบแอกทีฟ จะส่งผลให้สถานไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ แต่การล้มเหลวแบบแอกทีฟของบัสบาร์ในรูปแบบ Ring bus ยังไม่ส่งผลกระทบต่อให้สถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ แต่จะส่งผลให้การเชื่อมต่อบัสขาดออกจ่ายกันทำให้เสมือนเป็นรูปแบบ Single bus ทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบต่ำลง แต่ถ้าพิจารณาชี้เฉพาะลงไปถึงแต่ละดัชนีความเชื่อถือได้พบว่า ถ้าพิจารณาดัชนีความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลวรูปแบบ Ring-bus จะมีความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่ารูปแบบ Double-bus-single-breaker แต่ถ้าเป็นดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลวรูปแบบ Ring bus จะมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่า เนื่องจากรูปแบบ Ring bus มีโครงสร้างระบบเป็นวงรอบเมื่อเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์จะส่งผลกระทบต่อระบบโดยรอบได้ อย่งไรก็ตามที่รูปแบบ Ring bus มีลักษณะเป็นวงรอบจะสามารถทดแทนการจ่ายไฟฟ้าของระบบข้างเคียงได้รวดเร็วยิ่งขึ้น ต่อไปจะวิเคราะห์ถึง 2 แบบ ของรูปแบบ Ring bus

ส่วนแรกวิเคราะห์ถึงรูปแบบ Ring bus แบบ A พบว่าผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปแบบ Ring bus (A) จะมีค่าดัชนีความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว (LOLF) และ

ค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (LOLP) มีค่าสูงกว่า รูปแบบ Ring bus (B) เล็กน้อย หมายความว่า ความเชื่อถือได้ของระบบในรูปแบบ B มีความเชื่อถือได้ที่สูงกว่ารูปแบบ A เนื่องจากเมื่อพิจารณาถึงเหตุการณ์ล้มเหลวที่ส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดแล้ว จะพบว่าเหตุการณ์การล้มเหลวของแบบ B จะมีจำนวนที่น้อยกว่าแบบ A ตัวอย่างเช่น เหตุการณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟของรูปแบบ B จะมีจำนวนเหตุการณ์ล้มเหลวที่น้อยกว่ารูปแบบ A และเมื่อพิจารณาเหตุการณ์การล้มเหลวอย่างละเอียดจะพบว่าเหตุการณ์ล้มเหลวที่ต่างกันจะมีเพียงเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ (Second order) จึงส่งผลให้รูปแบบ B มีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่ารูปแบบ A เล็กน้อย

8.3.6 รูปแบบ Double-bus-double-breaker

ผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปแบบ Double-bus-double-breaker จะมีค่าดัชนีความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว (LOLF) และค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (LOLP) มีค่าต่ำมากเช่นกับรูปแบบ Breaker-and-a-half หมายความว่า ความเชื่อถือได้ของระบบในรูปแบบนี้มีค่าสูงมาก เทียบเท่ากับรูปแบบ Breaker-and-a-half เนื่องจากรูปแบบนี้มีลักษณะที่คล้ายกับรูปแบบ Breaker-and-a-half แต่แตกต่างกันคือโครงสร้างของระบบต่อ 1 สายป้อนเข้าและออก ใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 ตัว เข้ากับ 2 บัสบาร์ ต่อ 1 เบย์ แต่รูปแบบ Breaker-and-a-half มีโครงสร้างของระบบ 1 สายป้อนเข้าและออกใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ตัวครึ่ง เข้ากับ 2 บัสบาร์ ต่อ 1 เบย์ จึงจะสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ แต่อย่างไรก็ตามการจัดเรียงรูปแบบนี้ส่งผลให้ความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าสูง เพราะมีการป้องกันการขัดข้องของระบบเพิ่มขึ้น และสามารถเลือกจ่ายหรือรับไฟฟ้าจากบัสบาร์ใดก็ได้ ระบบนี้จึงมีลักษณะการจ่ายหรือรับไฟฟ้าผ่านบัสทั้งสอง ถึงแม้มีการขัดข้องของอุปกรณ์หรือมีการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ระบบยังสามารถรับไฟฟ้าได้ แต่รูปแบบนี้ก็ยังมีจุดด้อย คือ ถ้าหากเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ป้องกันจุดโหลดค้างหรือไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ แล้วเกิดเมื่อเกิดการล้มเหลวแบบแอกทีฟของบัสบาร์ตัวที่ติดกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวดังกล่าว ส่งผลให้สถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าไปยังระบบหรือจุดโหลดได้

8.3.7 รูปแบบ Double-bus-single-breaker

ผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปแบบ Double-bus-single-breaker จะมีค่าดัชนีความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติไปล้มเหลว (LOLF) และค่าดัชนีความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (LOLP) มีค่าที่สูงกว่ารูปแบบ Breaker-and-a-half และ Double-bus-single-breaker นั้นหมายความว่ารูปแบบ Double-bus-single-breaker มีความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่า 2 รูปแบบดังกล่าว เพราะ โอกาสที่โหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าที่มากกว่า อย่างไรก็ตามรูปแบบนี้มี

ลักษณะที่คล้ายกับรูปแบบ Breaker-and-a-half และ Double-bus-single-breaker แต่มีโครงสร้างที่แตกต่าง คือ มีจำนวนการต่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ตัวเข้ากับแต่ละบัสบาร์ ส่งผลให้ความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าลดลงเมื่อเทียบกับ 2 รูปแบบข้างต้น เนื่องจาก มีการป้องกันการขัดข้องของระบบที่ลดลง และแต่ยังสามารถเลือกจ่ายหรือรับไฟฟ้าจากบัสบาร์ใดก็ได้ ระบบนี้จึงมีลักษณะการจ่ายหรือรับไฟฟ้าผ่านบัสทั้งสอง ถึงแม้จะมีการขัดข้องของอุปกรณ์หรือมีการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ระบบยังสามารถรับไฟฟ้าได้ แต่รูปแบบนี้ก็มีจุดด้อย คือ ถ้าหากเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ป้องกันจุดโหลดมีจำนวนที่ลดลง ส่งผลให้เมื่อเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ที่อยู่ใกล้กับโหลด ส่งผลให้สถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าไปยังระบบหรือจุดโหลดได้ หรือถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดล้มเหลวหรือไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ แล้วเกิดเมื่อเกิดการล้มเหลวแบบแอกทีฟของที่บัสบาร์ตัวที่ติดกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวดังกล่าว ส่งผลให้สถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าไปยังระบบหรือจุดโหลดได้เช่นกัน

8.4 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอระบบทดสอบ ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ และการวิเคราะห์ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของทั้ง 7 รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อย พบว่าเมื่อพิจารณาผลการวิเคราะห์ของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมด ทำให้สามารถจำแนกกลุ่มความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อยได้ เพื่อนำไปพิจารณาถึงเรื่องการวิเคราะห์เรื่องการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

บทที่ 9

การทดสอบและวิเคราะห์ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ในบทนี้จะนำเสนอการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งจะพิจารณามูลค่าของการลงทุนของโครงการ ดังเช่น มูลค่าการก่อสร้างของโครงการ มูลค่าการบำรุงรักษา มูลค่าผลประโยชน์ที่ได้รับ เป็นต้น ซึ่งมูลค่าการลงทุนทั้งหมดนี้เป็นปัจจัยในการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยให้เหมาะสมที่สุด โดยในวิทยานิพนธ์นี้ใช้เกณฑ์พิจารณาการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ประกอบด้วย 2 เกณฑ์ คือ 1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) และ 2) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)

9.1 การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ พิจารณาค่าดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ 2 ดัชนีหลักๆ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) เป็นมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิที่ได้จากโครงการตลอดช่วงระยะเวลาที่โครงการนั้นคาดว่าจะให้ผลประโยชน์ต่อกลุ่มเป้าหมาย โดยเกณฑ์การตัดสินใจยอมรับโครงการ คือ NPV มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการที่ (7.5) และ อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR) เป็นอัตราผลตอบแทนจากโครงการวิจัยที่สามารถคำนวณจากอัตราที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์หรือการเท่าทุนนั่นเอง โดยเกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจยอมรับโครงการ คือ IRR มีค่ามากกว่าอัตราคิดลดหรืออัตราดอกเบี้ยในตลาด โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าดัชนีทั้ง 2 นี้ และต้องคำนวณประกอบด้วย 5 ปัจจัย คือ มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น มูลค่าบำรุงรักษาต่อปี อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อ อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด และอัตราผลตอบแทนที่ได้จากโครงการ เช่น มูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับที่ลดน้อยลง โดยสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

9.1.1 มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น

มูลค่าการลงทุนเริ่มต้นของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสนั้น มีมูลค่าแต่ละรูปแบบไม่เท่ากัน เนื่องจากขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ที่ติดตั้งมีจำนวนไม่เท่ากัน และมูลค่าของแต่ละอุปกรณ์นั้นมีราคาที่แตกต่างกัน โดยสามารถแสดงรายละเอียดราคากลางในการจัดซื้อ จัดจ้างของประกวดราคา ของการไฟฟ้านครหลวง เขต ฉิมพลี ณ วันที่ 18 เมษายน 2012 เป็นราคาข้อมูลตัวอย่างในการประเมินมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น สามารถแสดงราคาอุปกรณ์ 115 kV 2,000 A GIS ของสถานีไฟฟ้าย่อย เขต ฉิมพลี ดังตารางที่ 9.1

ตารางที่ 9.1 ราคาอุปกรณ์ 115 kV 2,000 A GIS ของสถานีไฟฟ้าย่อย เขต ฉิมพลี

ประเภทของอุปกรณ์	ราคาอุปกรณ์ต่อ 1 อุปกรณ์* (EUR)	% ขึ้นราคาตาม โครงสร้างราคา 1	ราคาใหม่อุปกรณ์ต่อ 1 อุปกรณ์* (EUR)
Incoming line bay	182,619.85	10.45	201,702.57
Transformer bay	170,105.00	10.45	187,879.99
Bus coupler bay	155,868.00	10.45	172,155.31
Busbar earthing switch	included	-	included
cable sealing end for 800 sq.mm.115 kV single conductor (normal type)	3,268.00	10.45	3,609.49
sq.mm.115 kV single conductor (normal type)			
Local control board	included	-	included
Fitting & Hardware & special tools	included	-	included
One set of special tools	33,798.00	10.45	37,329.70

หมายเหตุ 1EUR เท่ากับ 38.25 บาท ณ วันที่ 16 เมษายน 2013

จากตารางที่ 9.1สามารถระบุถึงรายละเอียดราคาของแต่ละอุปกรณ์โดยประมาณ ซึ่งมี
อุปกรณ์ทั้งหมด 4 อุปกรณ์ แสดงดังตารางที่ 9.2

ตารางที่ 9.2 รายละเอียดราคาของแต่ละอุปกรณ์โดยประมาณ

จำนวน	ชนิดของอุปกรณ์	ลักษณะของอุปกรณ์	พิกัด	ราคา (บาท)
1	สายไฟ/1 ก.ม.	Single circuit single conductor	400 A, 115kV	3,421,590
		Single circuit double conductor	400 A, 115kV	4,098,820
		Single circuit single conductor	185 A, 22kV	1,425,546
		Single circuit single conductor	185 A, 33kV	1,600,328
2	หม้อแปลงสถานีไฟฟ้า	3 เฟส	115-13.8 kV, 75 MVA	29,723,500
		3 เฟส	230-115 kV, 300 MVA	59,447,000
		3 เฟส	345-138 kV, 500 MVA	118,894,000
		3 เฟส	765-345 kV, 750 MVA	222,926,250
		1 เฟส	765-345 kV, 500 MVA	133,755,750
3	เซอร์กิตเบรกเกอร์	Circuit switcher	400 A, 115 kV	14,190,000
		Load break switch	400 A, 115 kV	3,289,000
4	บัสบาร์	ทองแดง	4000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 6 feeder bar	219,648
		ทองแดง	2000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 6 feeder bar	78,321
		ทองแดง	2000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	128,265
		ทองแดง	1000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	74,391
		ทองแดง	450 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	17,518

หมายเหตุ อ้างอิงมาจากโครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความเสียหายและอัตราซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบจ่ายไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2549

จากตารางที่ 9.2 ทำให้สามารถคำนวณราคาเริ่มต้นในการลงทุนการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยแต่ละรูปแบบได้ โดยที่แสดงรายละเอียดการคำนวณดังนี้ ตัวอย่างเช่น ราคาเริ่มต้นในการลงทุนการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ Breaker-and-a-half มีจำนวนอุปกรณ์ดังนี้ 1) สายไฟ 2 เส้น 2) หม้อแปลงสถานีไฟฟ้า 2 ลูก 3) เซอร์กิตเบรกเกอร์ 6 ตัว และ 4) บัสบาร์ 2 บัสบาร์ โดยที่มีราคารวมทั้งสิ้นแสดงดังตารางที่ 9.3

ตารางที่ 9.3 ราคาเริ่มต้นในการลงทุนการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ Breaker-and-a-half

รายละเอียด	ราคา (บาท)
สายไฟ 2เส้น พิกัด 400 A, 115kV	$3,421,590 \times 2 = 6,843,180$
หม้อแปลงสถานีไฟฟ้า 2 ลูก พิกัด 115-13.8 kV, 75 MVA	$29,723,500 \times 2 = 59,447,000$
เซอร์กิตเบรกเกอร์ 6 ตัว พิกัด 400 A, 115 kV	$14,190,000 \times 6 = 85,140,000$
บัสบาร์ 2 บัสบาร์ พิกัด 2000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	$128,265 \times 2 = 256,530$
ราคารวมทั้งสิ้น (บาท)	151,686,710

ดังนั้นสามารถสรุปราคาเริ่มต้นในการลงทุนการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสได้ดังตารางตารางที่ 9.4

ตารางที่ 9.4 สรุปราคาเริ่มต้นในการลงทุนการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส

ประเภทรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อย	ราคารวมทั้งสิ้น (บาท)
Single bus	123,178,445
Sectionalized single bus	137,496,710
Main-and-transfer-bus	137,496,710
Breaker-and-a-half	151,686,710
Ring bus	123,306,710
Double bus double breaker	180,066,710
Double bus single breaker	137,496,710

9.1.2 มูลค่าบำรุงรักษาต่อปี

มูลค่าบำรุงรักษานั้นจะพิจารณาได้ 2 วิธี คือ 1) มูลค่าการบำรุงรักษามีค่าประมาณ 2-5 % ของมูลค่าการลงทุนทั้งหมด 2) มูลค่าการบำรุงรักษามีค่าเท่ากับระยะเวลาการทำงาน (ชั่วโมง) คูณกับค่าแรงมาตรฐาน ณ ช่วงเวลานั้นคูณกับจำนวนแรงงานที่ใช้ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาวิธีที่ 1) คือ มูลค่าการบำรุงรักษามีค่าประมาณ 2-5 % ของมูลค่าการลงทุนทั้งหมด เนื่องจากการพิจารณาตามค่าแรงมาตรฐานเป็นค่าที่ไม่แน่นอนซึ่งขึ้นอยู่กับเวลา ณ ตอนนั้น ไม่เหมาะสมต่อการวางแผนเพื่อนำไปเป็นแนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงที่เหมาะสม

9.1.3 อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อ

อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อนั้นพิจารณาจากค่าปัจจุบัน ซึ่งที่มาจากประกาศของธนาคารแห่งประเทศไทย ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ค่าอัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อทั่วไป ในการพิจารณาเนื่องจากเป็นการพิจารณาเฉลี่ยรายปี โดยมีค่าอัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อทั่วไป ณ ปี 2556 เท่ากับ 2.7%

9.1.4 อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด

อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลดเป็นค่าที่พิจารณาถึงผลตอบแทนที่เกิดขึ้นกับโครงการ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ค่าอัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลดเท่ากับ 7.9% เนื่องจากเป็นผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับของทางการไฟฟ้านครหลวงใช้ในปัจจุบัน

9.1.5 อัตราผลตอบแทนที่ได้จากโครงการ

อัตราผลตอบแทนที่ได้จากโครงการ คือ ผลประโยชน์ หรือมูลค่าที่ได้จากโครงการ โดยที่ผลประโยชน์หรือมูลค่าที่ได้รับกลับนั้นจะเป็นผลประโยชน์ในทางตรง หรือมูลค่าเป็นตัวเงินจริงๆ หรือเป็นมูลค่าความเสียหายที่ลดลงไปก็ตาม ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาอัตราความเสียหายเนื่องจากสถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ โดยมีรายละเอียดการคำนวณดังสมการที่

$$ECOST = \sum_{i=1}^n L_i \times LOLP_i \times t \times C(t) \quad (9.1)$$

โดยที่

L_i คือ ขนาดโหลดทั้งหมด ณ ที่เกิดเหตุขัดข้องหรือล้มเหลวแบบถาวร (MW)

$LOLP_i$ คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบเกิดเหตุขัดข้องหรือล้มเหลวแบบถาวร

$C(t)$ คือ ค่าความเสียหายต่อหน่วยของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของ กฟน.และกฟภ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาของผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท)

n คือ จำนวนเหตุการณ์ที่เกิดเหตุขัดข้องหรือล้มเหลวแบบถาวร และชั่วคราว i
(เหตุการณ์)

t คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องหรือล้มเหลว (ชั่วโมง/ปี)

9.2 ผลทดสอบการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ในหัวข้อนี้กล่าวถึงผลทดสอบการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่พิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้ง 7 รูปแบบ เพื่อเป็นแนวทางในการเลือกการลงทุนที่คุ้มค่า และเหมาะสมที่สุด โดยการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ 2 ดัชนี คือ

1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) คือ มูลค่าของโครงการทั้งหมดที่ใช้ในการลงทุน ซึ่งจะแสดงเป็นมูลค่า ณ ปัจจุบัน ที่พิจารณาในการประเมินค่าโครงการ ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการประเมินการรับโครงการ โดยที่พิจารณาค่าของ NPV ที่มากที่สุดของโครงการทั้งหมด

2) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) คือ อัตราผลตอบแทนจากโครงการ เพื่อให้มูลค่าการลงทุนและค่าตอบแทนเท่ากัน หรือเรียกอีกชื่อว่า การเท่าทุน ซึ่งการจะหาค่าอัตราผลตอบแทนภายในจะหาค่าได้ก็ต่อเมื่อมีค่าตอบแทนที่เป็นผลประโยชน์ของกำไร หรือตัวเงินที่แท้จริง แต่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการพิจารณาโครงการสาธารณะสุขซึ่งไม่เน้นผลประโยชน์ของกำไร ดังนั้นการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายในในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการ โดยที่นำผลต่างค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยมาเปรียบเทียบกับกัน ซึ่งจะเปรียบเทียบกับความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่มีค่าสูงสุดของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมด และวิธีการประเมินการรับโครงการจะพิจารณาค่าของ IRR ที่มากที่สุดของโครงการทั้งหมด

อย่างไรก็ตามดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิและดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอค่าดัชนี ดัชนีละ 2 แบบด้วยกัน คือ 1) ค่าดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ที่พิจารณาค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นกับผู้บริโภคไฟฟ้าซึ่งเกิดจากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของความน่าจะเป็นที่ระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้า หรือความน่าจะเป็นที่สถานีไฟฟ้าย่อยที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้านี้ไปรบกวนสถานีไฟฟ้าย่อยอื่น (LOLP) โดยที่ค่าดัชนี LOLP นี้จะไม่คำนึงถึงผลของการสวิตซ์ชิงหรือการถ่ายโอนโหลดของสถานีไฟฟ้าย่อยส่งผลให้จุดโหลดที่รับจากสถานีไฟฟ้าย่อยนี้ได้รับความเสียหายทันที 2) ค่าดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ที่พิจารณาค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นกับผู้บริโภคไฟฟ้าซึ่งเกิดจากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของความน่าจะเป็นที่ระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายไฟฟ้า หรือความน่าจะเป็นที่สถานีไฟฟ้าย่อยที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้านี้ไปรบกวนสถานีไฟฟ้าย่อยอื่น (LOLP) โดยที่ค่าดัชนี LOLP นี้จะคำนึงถึงผลของการสวิตซ์ชิงหรือการถ่ายโอนโหลดของสถานีไฟฟ้าย่อย ส่งผลให้จุดโหลดที่รับจากสถานีไฟฟ้าย่อยนี้ไม่ได้รับความเสียหาย โดย

รายละเอียดจะแสดงดังต่อไปนี้แสดงรายละเอียดตั้งการคำนวณทั้ง 2 ดัชนีของทุกรูปแบบการจัดเรียง
บัสดังต่อไปนี้

9.2.1 การทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ไม่พิจารณาการถ่ายโอนโหลด

หัวข้อนี้กล่าวถึงผลการทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ซึ่งมีวิธีการประเมินการรับโครงการโดยที่
พิจารณาค่าของมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่มากที่สุดของโครงการทั้งหมด โดยรายละเอียดจะแสดงดังต่อไปนี้

9.2.1.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus จะนำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทาง
เศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.5

ตารางที่ 9.5 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Single bus

รูปแบบ Single bus						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,178,445.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,178,445	0	0	0	...	0
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,463,568.90	2,530,085.26	2,598,397.56	...	5,334,670.22
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,178,445.00	2,463,568.90	2,530,085.26	2,598,397.56	...	5,334,670.22
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,178,445.00	2,283,196.39	2,173,162.82	2,068,432.09	...	545,085.01
รวมทั้งหมด (บาท)	159,789,341.11					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-1,684,548,813.70	-1,684,548,813.70	-1,684,548,813.70	...	-1,684,548,813.70
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-1,5612,12,987.67	-144,6907,310.17	-1,340,970,630.37	...	-172,123,536.13
รวมทั้งหมด (บาท)	-19,144,623,766.71				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-19,304,413,107.82					

จากตารางที่ 9.5 แสดงรายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ โดยเริ่มแรกจะคำนึงถึงมูลค่าการลงทุนทั้งหมดของโครงการ ซึ่ง 5 ปีจ้าย คือ

- 1) มูลค่าการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเริ่มตั้งที่กล่าวในตารางที่ 9.4
- 2) ค่าบำรุงรักษาซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะให้เท่ากับ 2 % ของมูลค่าการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเริ่มต้น
- 3) อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อทั่วไป เท่ากับ 2.7 % ณ ปี พ.ศ. 2556
- 4) อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลดของโครงการเท่ากับ 7.9 ซึ่งเป็นค่าอัตราเบี้ยมาจากทางการไฟฟ้านครหลวงที่ได้ใช้จริง
- 5) ระยะเวลาของโครงการทั้งหมด ส่วนใหญ่ในระยะเวลาการใช้งานของสถานีไฟฟ้าย่อยอยู่ที่ 20 ปี ถึง 30 ปี

มูลค่าลงทุน คิดจากสมการที่ (7.5)

ปีที่ 0: มูลค่าการลงทุนการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยรูปแบบ Single bus เริ่มต้น 123,178,445 บาท ซึ่งมีปีแรกเพียงปีเดียว

$$\text{ค่าปัจจุบันสุทธิ } C_0 = \frac{123,178,445}{(1 + 0.079)^0} = 123,178,445 \text{ บาท}$$

ปีที่ 1: ค่าบำรุงรักษาต่อปี $123,178,445 \times 0.02 \times (1 + 0.027)^{1-1} = 2,463,568.90$ บาท

$$\text{ค่าปัจจุบันสุทธิ } C_1 = \frac{2,463,568.90}{(1 + 0.079)^1} = 2,283,196.33 \text{ บาท}$$

ปีที่ 2: ค่าบำรุงรักษาต่อปี $123,178,445 \times 0.02 \times (1 + 0.027)^{2-1} = 2,530,085.26$ บาท

$$\text{ค่าปัจจุบันสุทธิ } C_2 = \frac{2,530,085.26}{(1 + 0.079)^2} = 2,173,162.82 \text{ บาท}$$

ปีที่ 3: ค่าบำรุงรักษาต่อปี $123,178,445 \times 0.02 \times (1 + 0.027)^{3-1} = 2,598,397.56$ บาท

$$\text{ค่าปัจจุบันสุทธิ } C_3 = \frac{2,598,397.56}{(1 + 0.079)^3} = 2,068,432.09 \text{ บาท}$$

หลังจากนั้นขั้นตอนกระบวนการคิดมูลค่าลงทุนปี 4 ถึง ปีที่ 30 จะมีกระบวนการคิดเช่นเดียวกับข้างต้นที่กล่าวมา ต่อมาจะกล่าวถึงขั้นตอนกระบวนการคิดค่าตอบแทน ซึ่งค่าตอบแทนที่จะกล่าวต่อไปนี้จะค่าตอบแทนที่เกิดจากค่าเสียหายจากไฟฟ้าดับ โดยที่ค่าเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับนั้นจะขึ้นอยู่กับแต่ละรูปแบบที่แตกต่างกันไป แต่ทว่าค่าเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับนั้นจะไม่แสดงเป็นตัวเงินที่แท้จริง แต่จะเป็นค่าความเสียหายที่ลดน้อยลง จึงสามารถพิจารณาได้ว่าเป็นมูลค่าการตอบแทนที่ได้จากโครงการ แสดงรายละเอียดขั้นตอนดังต่อไปนี้

ค่าตอบแทน

ปีที่ 0: ไม่มีค่าตอบแทน

ปีที่ 1: ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่อปี คิดจากสมการที่ (9.1)

$$-(88.1468 \times 60 \times 10^3 \times 0.85 \times 374.720) = -1,684,548,813.7 \text{ บาท}$$

$$\text{ค่าปัจจุบันสุทธิ } R_1 = \frac{-1,684,548,813.7}{(1 + 0.079)^1} = -1,561,212,987.67 \text{ บาท}$$

ปีที่ 2: ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่อปี คิดจากสมการที่ (9.1)

$$-(88.1468 \times 60 \times 10^3 \times 0.85 \times 374.720) = -1,684,548,813.7 \text{ บาท}$$

$$\text{ค่าปัจจุบันสุทธิ } R_2 = \frac{-1,684,548,813.7}{(1 + 0.079)^2} = -1,446,907,310.17 \text{ บาท}$$

ปีที่ 3: ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่อปี คิดจากสมการที่ (9.1)

$$-(88.1468 \times 60 \times 10^3 \times 0.85 \times 374.720) = -1,684,548,813.7 \text{ บาท}$$

$$\text{ค่าปัจจุบันสุทธิ } R_3 = \frac{-1,684,548,813.7}{(1 + 0.079)^3} = -1,340,970,630.37 \text{ บาท}$$

จากขั้นตอนการคิดค่าตอบแทนจะพบว่าค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่อปีมีค่าเท่ากันเสมอ เนื่องจากสมมติฐานว่าถ้ารูปแบบการจัดเรียงบัสเดียวกัน ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าจะมีค่าที่ใกล้เคียงกัน ส่วนมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากไฟฟ้าดับใช้ข้อมูลการสำรวจของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเนื่องจากได้ใช้ค่าสถิติอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเช่นเดียวกัน หลังจากนั้นขั้นตอนกระบวนการคิดค่าตอบแทนปี 4 ถึง ปีที่ 30 จะมีกระบวนการคิดเช่นเดียวกับข้างต้นที่กล่าวมา

ต่อไปจะกล่าวถึงผลการทดสอบการประเมินค่าปัจจุบันสุทธิของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบต่างๆ แต่จะไม่ลงรายละเอียดอย่างละเอียดเนื่องจากเป็นวิธีการคำนวณวิธีเดียวกัน ดังนั้นจะแสดงเฉพาะตารางการคำนวณที่สรุปไว้เท่านั้น

9.2.1.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Sectionalized single bus (N/C) และ Sectionalized single bus (N/O) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.6 และ ตารางที่ 9.7

9.2.1.2.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)

ตารางที่ 9.6 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)

รูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,548,595.18	2,425,771.32	2,308,866.67	...	608,445.70
รวมทั้งหมด (บาท)	178,363,257.43					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-1,682,337,703.39	-1,682,337,703.39	-1,682,337,703.39	...	-1,682,337,703.39
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-1,559,163,765.89	-1,445,008,124.08	-1,339,210,494.98	...	-171,897,609.68
รวมทั้งหมด (บาท)	-19,119,494,857.10				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-19,297,858,114.53					

9.2.1.2.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)

ตารางที่ 9.7 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)

รูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,548,595.18	2,425,771.32	2,308,866.67	...	608,445.70
รวมทั้งหมด (บาท)	178,363,257.43					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-1,682,568,943.10	-1,682,568,943.10	-1,682,568,943.10	...	-1,682,568,943.10
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-1,559,378,075.17	-1,445,206,742.51	-1,339,394,571.37	...	-171,921,237.25
รวมทั้งหมด (บาท)	-19,122,122,858.88				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-19,300,486,116.31					

9.2.1.3 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.8

ตารางที่ 9.8 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Main-and-transfer-bus

รูปแบบ Main-and-transfer-bus						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
					...	
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,548,595.18	2,425,771.32	2,308,866.67	...	6,084,45.70
รวมทั้งหมด (บาท)	178,363,257.43					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-1,070,850,084	-1070850084.48	-1070850084.48	...	-1,070,850,084.48
					...	
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-992,446,788.21	-919783863.03	-852441022.27	...	-109,417,133.95
รวมทั้งหมด (บาท)	-12,170,037,348.42				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-12,348,400,605.85					

9.2.1.4 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Breaker-and-a-half (A) และ Breaker-and-a-half (B) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.9 และ ตารางที่ 9.10

9.2.1.4.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

ตารางที่ 9.9 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (A)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	151,686,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	15,168,6710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,686,710.00	3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าปัจจุบัน (บาท)	151,686,710.00	2,811,616.50	2,676,116.91	2,547,147.42	...	671,238.80
รวมทั้งหมด (บาท)	196,770,786.04					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-764,981,099.81	-764,981,099.81	-764,981,099.81	...	-764,981,099.81
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-708,972,288.98	-657,064,215.92	-608,956,641.26	...	-78,164,105.96
รวมทั้งหมด (บาท)	-8,693,885,998.08				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-8,886,439,255.51					

9.2.1.4.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)

ตารางที่ 9.10 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (B)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	151,686,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	151,686,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,686,710.00	3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าปัจจุบัน (บาท)	151,686,710.00	2,811,616.50	2,676,116.91	2,547,147.42	...	671,238.80
รวมทั้งหมด (บาท)	196,770,786.04					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-764,961,989.09	-764,961,989.09	-764,961,989.09	...	-764,961,989.09
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-708,954,577.47	-657,047,801.18	-608,941,428.34	...	-78,162,153.27
รวมทั้งหมด (บาท)	-8,693,668,807.85				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-8,886,222,065.28					

9.2.1.5 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Ring bus (A) และ Ring bus (B) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.11 และ ตารางที่ 9.12

9.2.1.5.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (A)

ตารางที่ 9.11 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Ring bus (A)

รูปแบบ Ring bus (A)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,306,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,306,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,306,710.00	2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,306,710.00	2,285,573.86	2,175,425.73	2,070,585.93	...	545,652.60
รวมทั้งหมด (บาท)	159,955,728.82					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-1,070,779,374.82	-1,070,779,374.82	-1,070,779,374.82	...	-1,070,779,374.82
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-992,381,255.62	-919,723,128.47	-852,384,734.45	...	-109,409,909.00
รวมทั้งหมด (บาท)	-12,169,233,744.57				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-12,329,189,473.39					

9.2.1.5.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (B)

ตารางที่ 9.12 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Ring bus (B)

รูปแบบ Ring bus (B)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,306,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,306,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,466,134.20	2532719.82	2601103.26	...	5340225.18
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,306,710.00	2,466,134.20	2532719.82	2601103.26	...	5340225.18
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,306,710.00	2,285,573.86	2175425.73	2070585.93	...	545652.60
รวมทั้งหมด (บาท)	159,955,728.82					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-1,070,754,530.88	-1,070,754,530.88	-1,070,754,530.88	...	-1,070,754,530.88
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-992,358,230.66	-919,701,789.30	-852,364,957.65	...	-109,407,370.50
รวมทั้งหมด (บาท)	-12,168,951,397.27				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-12,328,907,126.09					

9.2.1.6 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker จะนำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.13

ตารางที่ 9.13 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Double-bus-double-breaker

รูปแบบ Double-bus-double-breaker						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	180,066,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	180,066,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,601,334.20	3,698,570.22	3,798,431.62	...	7,798,414.04
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	180,066,710.00	3,601,334.20	3,698,570.22	3,798,431.62	...	7,798,414.04
ค่าปัจจุบัน (บาท)	180,066,710.00	3,337,659.13	3,176,808.09	3,023,708.90	...	796,825.00
รวมทั้งหมด (บาท)	233,585,843.26					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-765,279,227.04	-765,279,227.04	-765,279,227.04	...	-765,279,227.04
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-709,248,588.54	-657,320,285.95	-609,193,962.89	...	-78,194,567.95
รวมทั้งหมด (บาท)	-8,697,274,165.66				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-8,930,860,008.92					

9.2.1.7 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker จะนำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.14

ตารางที่ 9.14 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Double-bus-single-breaker

รูปแบบ Double-bus-single-breaker						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,548,595.18	2,425,771.32	2,308,866.67	...	608,445.70
รวมทั้งหมด (บาท)	178,363,257.43					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-1,376,671,292.35	-1,376,671,292.35	-1,376,671,292.35	...	-1,376,671,292.35
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-1,275,877,008.67	-1,182,462,473.28	-1,095,887,370.97	...	-140,665,280.22
รวมทั้งหมด (บาท)	-15,645,645,723.19				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-15,824,008,980.62					

จากผลการทดสอบดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อยทั้ง 7 รูปแบบ สามารถสรุปมูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงดังตารางที่ 9.15

ตารางที่ 9.15 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 30 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี	
	NPV (บาท)	การจัดเรียงลำดับการลงทุน
Single bus	-19,304,413,107.82	1
Sectionalized single bus (N/C)	-19,297,858,114.53	8
Sectionalized single bus (N/O)	-19,300,486,116.31	9
Main-and-transfer-bus	-12,348,400,605.85	6
Breaker-and-a-half (A)	-8,890,656,784.11	2
Breaker-and-a-half (B)	-8,890,439,593.88	1
Ring bus (A)	-12,329,189,473.39	4
Ring bus (B)	-12,329,189,473.39	4
Double-bus-double-breaker	-8,930,860,008.92	3
Double-bus-single-breaker	-15,824,008,980.62	7

จากตารางที่ 9.15 แสดงผลการทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้ง 7 รูปแบบ ในระยะเวลาของสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี พบได้ว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิของรูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker and a half ทั้ง 2 แบบ มีค่าสูงสุด แสดงให้เห็นว่ามูลค่าการลงทุนทั้งหมด เมื่อรวมกับค่าตอบแทนจากโครงการทั้งหมดแล้ว เกิดผลประโยชน์หรือมูลค่าเงินทั้งหมดที่ติดลบน้อยที่สุด ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker and a half เหมาะสมต่อการลงทุนที่สุด เนื่องจากมีมูลค่าความเสียหายทั้งหมดของโครงการน้อยที่สุด อีกทั้งดัชนีความเชื่อถือได้ดีที่สุดใน 7 รูปแบบการจัดเรียงบัส

ถ้าพิจารณาระยะเวลาของโครงการทั้งหมด เป็นปัจจัยในการคำนึงถึงการลงทุนของโครงการว่าเกิดผลกระทบของมูลค่าปัจจุบันสุทธิเพียงใด โดยที่การพิจารณาระยะเวลาของโครงการเพิ่มอีก 2 ช่วงเวลา คือ 25 ปี และ 20 ปี แสดงดัง ตารางที่ 9.16 และ ตารางที่ 9.17

ตารางที่ 9.16 ปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 25 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 25 ปี	
	NPV (บาท)	การจัดเรียงลำดับการลงทุน
Single bus	-18,293,628,832	10
Sectionalized single bus (N/C)	-18,288,046,068.25	8
Sectionalized single bus (N/O)	-18,290,535,732.63	9
Main-and-transfer-bus	-11,704,406,381	6
Breaker-and-a-half (A)	-8,429,298,944	2
Breaker-and-a-half (B)	-8,429,093,187	1
Ring bus (A)	-11,685,584,960	5
Ring bus (B)	-11,685,317,476	4
Double-bus-double-breaker	-8,468,628,996	3
Double-bus-single-breaker	-14,997,059,542	7

ตารางที่ 9.17 ปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 20 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 20 ปี	
	NPV (บาท)	การจัดเรียงลำดับการลงทุน
Single bus	-16,815,868,289	9
Sectionalized single bus (N/C)	-16,811,771,390	8
Sectionalized single bus (N/O)	-16,814,058,730	10
Main-and-transfer-bus	-10,763,154,246	6
Breaker-and-a-half (A)	-7,755,222,872	2
Breaker-and-a-half (B)	-7,755,033,836	1
Ring bus (A)	-10,744,839,425	5
Ring bus (B)	-10,744,593,677	4
Double-bus-double-breaker	-7,793,402,614	3
Double-bus-single-breaker	-13,788,228,415	7

จากตารางที่ 9.16 และ ตารางที่ 9.17 พบว่าระยะเวลาการลงทุนของโครงการจะส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเปลี่ยนไป แต่จะยังไม่ส่งผลให้ลำดับการลงทุนเปลี่ยนแปลงไปในระยะช่วงระยะเวลา 20

ถึง 30 ปี อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาระยะเวลาการลงทุนที่สั้นลงแล้วพบว่าผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงปีสั้นลง แสดงให้เห็นว่าระยะเวลาของโครงการที่สั้นลงจะส่งผลให้ลำดับการลงทุนเปลี่ยนได้ ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าปัจจัยทางด้านระยะเวลาการลงทุนของโครงการนั้นก็มีความสำคัญ จำเป็นต้องคำนึงถึงเมื่อต้องประเมินมูลค่าปัจจุบันสุทธิเช่นกัน

9.2.2 การทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่พิจารณาการถ่ายโอนโหนด

หัวข้อนี้กล่าวถึงผลการทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ซึ่งมีวิธีการประเมินการรับโครงการโดยที่พิจารณาค่าของมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่มากที่สุดของโครงการทั้งหมด โดยรายละเอียดจะแสดงดังต่อไปนี้

9.2.2.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus จะนำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.18

ตารางที่ 9.18 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Single bus

รูปแบบ Single bus						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,178,445.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,178,445.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,463,568.90	2,530,085.26	2,598,397.56	...	5,334,670.22
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,178,445.00	2,463,568.90	2,530,085.26	2,598,397.56	...	5,334,670.22
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,178,445.00	2,283,196.39	2,173,162.82	2,068,432.09	...	
รวมทั้งหมด (บาท)	159,789,341.11					545,085.01
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-18,709,000.00	-18,709,000.00	-18,709,000.00	...	-18,709,000.00
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-17,339,202.97	-16,069,696.91	-14,893,138.93	...	
รวมทั้งหมด (บาท)	-212,624,747.43				...	-1,911,644.95
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-372,414,088.54					

9.2.2.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Sectionalized single bus (N/C) และ Sectionalized single bus (N/O) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.19 และ ตารางที่ 9.20

9.2.2.2.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)

ตารางที่ 9.19 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)

รูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,548,595.18	2,425,771.32	2,308,866.67	...	608,445.70
รวมทั้งหมด (บาท)	178,363,257.43					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-18,713,000.00	-18,713,000.00	-18,713,000.00	...	-18,713,000.00
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-17,342,910.10	-16,073,132.62	-14,896,323.10	...	-1,912,053.66
รวมทั้งหมด (บาท)	-212,670,206.78				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-391,033,464.21					

9.2.2.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)

ตารางที่ 9.20 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)

รูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,548,595.18	2,425,771.32	2,308,866.67	...	608,445.70
รวมทั้งหมด (บาท)	178,363,257.43					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-18,710,000.00	-18,710,000.00	-18,710,000.00	...	-18,710,000.00
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-17,340,129.75	-16,070,555.84	-14,893,934.98	...	-1,911,747.13
รวมทั้งหมด (บาท)	-212,636,112.27				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-390,999,369.70					

9.2.2.3 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.21

ตารางที่ 9.21 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Main-and-transfer-bus

รูปแบบ Main-and-transfer-bus						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3 ...	30	
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00 ...	0.00	
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35 ...	5,954,772.40	
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00 ...	0.00	
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35 ...	5,954,772.40	
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,548,595.18	2,425,771.32	2,308,866.67 ...	608,445.70	
รวมทั้งหมด (บาท)	178,363,257.43					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3 ...	30	
ค่าตอบแทน/ปี		-11,204,000.00	-11,204,000.00	-11,204,000.00 ...	-11,204,000.00	
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-10,383,688.60	-9,623,437.07	-8,918,848.07 ...	-1,144,800.37	
รวมทั้งหมด (บาท)	-127,331,640.93					
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-305,694,898.36					

9.2.2.4 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Breaker-and-a-half (A) และ Breaker-and-a-half (B) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.22 และ ตารางที่ 9.23

9.2.2.4.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

ตารางที่ 9.22 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (A)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	151,686,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	15,168,671.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,686,710.00	3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าปัจจุบัน (บาท)	151,686,710.00	2,811,616.50	2,676,116.91	2,547,147.42	...	671,238.80
รวมทั้งหมด (บาท)	196,770,786.04					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-10,453,000.00	-10,453,000.00	-10,453,000.00	...	-764,981,099.81
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-9,687,673.77	-8,978,381.62	-8,321,020.97	...	-78,164,105.96
รวมทั้งหมด (บาท)	-118,796,647.87				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-315,567,433.90					

9.2.2.4.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)

ตารางที่ 9.23 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Breaker-and-a-half B)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (B)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	151,686,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3 ...	30	
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	151,686,710.00	0.00	0.00	0.00 ...	0.00	
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44 ...	6,569,319.61	
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00 ...	0.00	
รวมทั้งหมด (บาท)	151,686,710.00	3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44 ...	6,569,319.61	
ค่าปัจจุบัน (บาท)	151,686,710.00	2,811,616.50	2,676,116.91	2,547,147.42 ...	671,238.80	
รวมทั้งหมด (บาท)	196,770,786.04					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3 ...	30	
ค่าตอบแทน/ปี		-10,484,000.00	-10,484,000.00	-10,484,000.00 ...	-10,484,000.00	
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-9,716,404.08	-9,005,008.41	-8,345,698.25 ...	-1,071,232.33	
รวมทั้งหมด (บาท)	-119,148,957.83					
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-315,919,743.87					

9.2.2.5 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Ring bus (A) และ Ring bus (B) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.24 และ ตารางที่ 9.25

9.2.2.5.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (A)

ตารางที่ 9.24 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Ring bus (A)

รูปแบบ Ring bus (A)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,306,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,306,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,306,710.00	2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,306,710.00	2,285,573.86	2,175,425.73	2,070,585.93	...	545,652.60
รวมทั้งหมด (บาท)	159,955,728.82					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-11,280,000.00	-11,280,000.00	-11,280,000.00	...	-11,280,000.00
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-10,454,124.19	-9,688,715.65	-8,979,347.22	...	-1,152,565.88
รวมทั้งหมด (บาท)	-128,195,368.60				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-288,151,097.42					

9.2.2.5.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (B)

ตารางที่ 9.25 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Ring bus (B)

รูปแบบ Ring bus (B)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,306,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,306,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,306,710.00	2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,306,710.00	2,285,573.86	2,175,425.73	2,070,585.93	...	545,652.60
รวมทั้งหมด (บาท)	159,955,728.82					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-11,285,000.00	-11,285,000.00	-11,285,000.00	...	-11,285,000.00
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-10,458,758.11	-9,693,010.30	-8,983,327.43	...	-1,153,076.77
รวมทั้งหมด (บาท)	-128,252,192.78				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-288,207,921.60					

9.2.2.6 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker จะนำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.26

ตารางที่ 9.26 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Double-bus-double-breaker

รูปแบบ Double-bus-double-breaker						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	180,066,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	180,066,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,601,334.20	3,698,570.22	3,798,431.62	...	7,798,414.04
รวมทั้งหมด (บาท)	180,066,710.00	3,601,334.20	3,698,570.22	3,798,431.62	...	7,798,414.04
ค่าปัจจุบัน (บาท)	180,066,710.00	3,337,659.13	3,176,808.09	3,023,708.90	...	796,825.00
รวมทั้งหมด (บาท)	233,585,843.26					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		-10,164,000.00	-10,164,000.00	-10,164,000.00	...	-10,164,000.00
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-9,419,833.18	-8,730,151.23	-8,090,965.00	...	-1,038,535.43
รวมทั้งหมด (บาท)	-115,512,209.79				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-349,098,053.04					

9.2.2.7 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker จะนำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.27

ตารางที่ 9.27 รายละเอียดการคำนวณดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิรูปแบบ Double-bus-single-breaker

รูปแบบ Double-bus-single-breaker						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (%)	7.90%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3 ...	30	
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00 ...	0.00	
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35 ...	5,954,772.40	
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00 ...	0.00	
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35 ...	5,954,772.40	
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,548,595.18	2,425,771.32	2,308,866.67 ...	608,445.70	
รวมทั้งหมด (บาท)	178,363,257.43					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3 ...	30	
ค่าตอบแทน/ปี		-18,046,000.00	-18,046,000.00	-18,046,000.00 ...	-18,046,000.00	
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	-16,724,745.13	-15,500,227.19	-14,365,363.47 ...	-1,843,901.05	
รวมทั้งหมด (บาท)	-205,089,860.08					
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	-383,453,117.51					

จากผลการทดสอบดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อยทั้ง 7 รูปแบบ สามารถสรุปมูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงดังตารางที่ 9.28

ตารางที่ 9.28 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 30 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี	
	NPV (บาท)	การจัดเรียงลำดับการนำลงทุน
Single bus	-372,414,088.5	7
Sectionalized single bus (N/C)	-391,033,464.2	10
Sectionalized single bus (N/O)	-390,999,369.7	9
Main-and-transfer-bus	-305,694,898.4	3
Breaker-and-a-half (A)	-315,567,433.9	4
Breaker-and-a-half (B)	-315,919,743.9	5
Ring bus (A)	-288,151,097.4	1
Ring bus (B)	-288,207,921.6	2
Double-bus-double-breaker	-349,098,053	6
Double-bus-single-breaker	-383,453,117.5	8

จากตารางที่ 9.28 แสดงผลการทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้ง 7 รูปแบบ ในระยะเวลาของสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี พบได้ว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิของรูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker and a half ทั้ง 2 แบบ มีค่าสูงสุด แสดงให้เห็นว่ามูลค่าการลงทุนทั้งหมด เมื่อรวมกับค่าตอบแทนจากโครงการทั้งหมดแล้ว เกิดผลประโยชน์หรือมูลค่าเงินทั้งหมดที่ติดลบน้อยที่สุด ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Ring bus เหมาะสมต่อการลงทุนที่สุด เนื่องจากมีมูลค่าความเสียหายทั้งหมดของโครงการน้อยที่สุด อีกทั้งดัชนีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่สูง

ถ้าพิจารณาระยะเวลาของโครงการทั้งหมด เป็นปัจจัยในการคำนึงถึงการลงทุนของโครงการว่าเกิดผลกระทบของมูลค่าปัจจุบันสุทธิเพียงใด โดยที่การพิจารณาระยะเวลาของโครงการเพิ่มอีก 2 ช่วงเวลา คือ 25 ปี และ 20 ปี แสดงดังตารางที่ 9.29 และตารางที่ 9.30

ตารางที่ 9.29 ปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 25 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 25 ปี	
	NPV (บาท)	การจัดเรียงลำดับการนำลงทุน
Single bus	-358205822.4	7
Sectionalized single bus (N/C)	-376472254.3	10
Sectionalized single bus (N/O)	-376439954.5	9
Main-and-transfer-bus	-295625890.7	3
Breaker-and-a-half (A)	-305600295.8	4
Breaker-and-a-half (B)	-305934060.2	5
Ring bus (A)	-278384033.7	1
Ring bus (B)	-278437866.7	2
Double-bus-double-breaker	-338608986.1	6
Double-bus-single-breaker	-369290935.3	8

ตารางที่ 9.30 ปัจจุบันสุทธิ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 20 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 20 ปี	
	NPV (บาท)	การจัดเรียงลำดับการนำลงทุน
Single bus	-337,975,779.2	7
Sectionalized single bus (N/C)	-355,789,959.9	10
Sectionalized single bus (N/O)	-355,760,285	9
Main-and-transfer-bus	-281,513,613.6	3
Breaker-and-a-half (A)	-291,700,376.5	4
Breaker-and-a-half (B)	-292,007,017.4	5
Ring bus (A)	-264,649,991.8	1
Ring bus (B)	-26,469,9450	2
Double-bus-double-breaker	-324,072,465	6
Double-bus-single-breaker	-349,192,234.1	8

จากตารางที่ 9.29 และ ตารางที่ 9.30 พบว่าระยะเวลาการลงทุนของโครงการจะส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเปลี่ยนไป แต่จะยังไม่ส่งผลให้ลำดับการลงทุนเปลี่ยนแปลงไปในระยะเวลา 20 ถึง 30 ปี อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาระยะเวลาการลงทุนที่สั้นลงแล้วพบว่าผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสน้อยลง แสดงให้เห็นว่าระยะเวลาของโครงการที่สั้นลงจะส่งผลให้ลำดับการลงทุนเปลี่ยนได้ ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าปัจจัยทางด้านระยะเวลาการลงทุนของโครงการนั้นก็มีความสำคัญ จำเป็นต้องคำนึงถึงเมื่อต้องประเมินมูลค่าปัจจุบันสุทธิเช่นกัน

ถัดมาแสดงรายละเอียดการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้ง 7 รูปแบบ

9.2.3 ผลการทดสอบอัตราผลตอบแทนภายในไม่พิจารณาการถ่ายโอนโหลด

หัวข้อนี้กล่าวถึงผลการทดสอบอัตราผลตอบแทนภายใน ซึ่งมีวิธีการประเมินการรับโครงการ โดยที่พิจารณาค่าของอัตราผลตอบแทนภายในที่มากที่สุดของโครงการทั้งหมด โดยรายละเอียดจะแสดงดังต่อไปนี้

9.2.3.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus จะนำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบ Single bus นี้ จะไม่สามารถพิจารณาได้ เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาโครงการการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยที่เป็นโครงการสาธารณูปโภคไม่คำนึงถึงกำไรเป็นสำคัญ ส่งผลให้มีการพิจารณาถึงแต่ค่าตอบแทนจากมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเท่านั้น ซึ่งไม่มีผลกำไร หรือผลประโยชน์ที่เป็นตัวเงินที่แท้จริง วิทยานิพนธ์นี้จึงได้จะนำรูปแบบการจัดเรียงบัสที่นำลงทุนน้อยที่สุด ไปเป็นฐานในการหาผลต่างของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ากับรูปแบบการจัดเรียงบัสต่างๆ เพื่อเป็นค่าตอบแทนของผลประโยชน์ในการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยในรูปแบบอื่น ซึ่งรูปแบบ Single bus เป็นรูปแบบที่มีค่า NPV น้อยที่สุดหรือมีความนำลงทุนน้อยที่สุด เมื่อพิจารณาไม่มีการถ่ายโอนโหลด

9.2.3.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Sectionalized single bus (N/C) และ Sectionalized single bus (N/O) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราผลตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.31

9.2.3.2.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)

ตารางที่ 9.31 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)

รูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (IRR) (%)	-4.65%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,884,103.84	3,106,489.76	3,346,023.29	...	24,861,244.72
รวมทั้งหมด (บาท)	447,377,601.10					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		6,554,993.29	6,554,993.29	6,554,993.29	...	6,554,993.29
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	6,874,812.24	7,210,235.20	7,562,023.48	...	27,367,174.00
รวมทั้งหมด (บาท)	447,377,601.10				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

จากตารางที่ 9.31 แสดงรายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายใน โดยเริ่มแรกจะคำนึงถึงมูลค่าการลงทุนทั้งหมดของโครงการ ซึ่ง 5 ปีจจัย คือ

- 1) มูลค่าการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเริ่มตั้งที่กล่าวในตารางที่ 9.4
- 2) ค่าบำรุงรักษาซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะให้เท่ากับ 2 % ของมูลค่าการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเริ่มต้น
- 3) อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อทั่วไป เท่ากับ 2.7 % ณ ปี พ.ศ. 2556
- 4) ระยะเวลาของโครงการทั้งหมด ส่วนใหญ่ในระยะเวลาการใช้งานของสถานีไฟฟ้าย่อยอยู่ที่ 20 ปี ถึง 30 ปี

หลังจากนั้นจะกล่าวถึงขั้นตอนกระบวนการคิดค่าตอบแทน ซึ่งค่าตอบแทนที่จะกล่าวต่อไปนี้จะค่าตอบแทนที่เกิดจากค่าเสียหายจากไฟฟ้าดับ โดยที่ค่าเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับนั้นจะขึ้นอยู่กับแต่ละรูปแบบที่แตกต่างกันไป แต่หว่าค่าเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับนั้นจะไม่แสดงเป็นตัวเงินที่แท้จริง แต่จะเป็นค่าความเสียหายที่ลดน้อยลง จึงสามารถพิจารณาได้ว่าเป็นมูลค่าการตอบแทนที่ได้จากโครงการ แสดงรายละเอียดขั้นตอนดังต่อไปนี้

ค่าตอบแทน

1) ผลต่างของอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสเทียบกับรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Single bus เป็นฐานอ้างอิง เพราะรูปแบบ Single bus มีค่าอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมากที่สุด ซึ่งมีค่าเท่ากับ

$$-1682337703.39 - (-19,304,413,107.82) = 6,554,993.29 \text{ บาท}$$

เนื่องจากกระบวนการคิดดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในมีกระบวนการที่ซับซ้อน จึงจะอธิบายเป็นคำบรรยายแทนการคำนวณเพื่อความเข้าใจ โดยที่เริ่มจากพิจารณาค่าตอบแทนในแต่ละซึ่งหาได้จากที่กล่าวไว้ข้างต้น ซึ่งการคิดค่าตอบแทนจะพบว่าค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่อปีมีค่าเท่ากันเสมอ เนื่องจากสมมติฐานว่าถ้ารูปแบบการจัดเรียงบัสเดียวกัน ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าจะมีค่าที่ใกล้เคียงกัน จากนั้นพิจารณามูลค่าการลงทุนทั้งหมดภายในระยะเวลาของโครงการ สุดท้ายพิจารณาค่าตอบแทนที่ได้ทั้งหมดจากโครงการให้มีการเท่ากับมูลค่าการลงทุนทั้งหมดภายในระยะเวลาของโครงการ ซึ่งจะทำให้ทราบถึงค่าอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ แต่ถ้าดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในมีค่าออกมาเป็นค่าลบ จะหมายถึงว่าไม่สามารถหาอัตราผลตอบแทนภายในที่ทำให้มูลค่าของโครงการเท่าทุนได้

ต่อไปจะกล่าวถึงผลการทดสอบการประเมินดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบต่างๆ แต่จะไม่ลงรายละเอียดอย่างละเอียดเนื่องจากเป็นวิธีการคำนวณวิธีเดียวกัน ดังนั้นจะแสดงเฉพาะตารางการคำนวณที่สรุปไว้เท่านั้น

9.2.3.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) เนื่องจากผลการทดสอบของ Sectionalized single bus (N/C) มีค่าอัตราผลตอบแทนภายในที่มีค่าเป็นลบ แสดงว่าไม่สามารถหาอัตราผลตอบแทนภายในที่สามารถทำให้มูลค่าการลงทุนทั้งหมดเท่ากับค่าตอบแทนของผลประโยชน์ได้ ดังนั้นผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) จึงไม่สามารถหาค่าอัตราผลตอบแทนภายในได้เช่นกัน เนื่องจากผลต่างของค่าความเสียหายเนื่องไฟฟ้าดับระหว่างรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) กับรูปแบบ Single bus เป็นค่าตอบแทนของการลงทุนโครงการ มีค่าเท่ากับ $-1682568943.10 - (-19,304,413,107.82) = 3,926,991.51$ บาท ซึ่งมีค่าตอบแทนน้อยกว่าผลต่างของรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) กับรูปแบบ Single bus ส่งผลให้ไม่สามารถหาค่าอัตราผลตอบแทนภายในเช่นกัน เพราะค่าตอบแทนน้อยจนไม่สามารถทำให้เท่าทุนได้

9.2.3.3 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราผลตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.32

ตารางที่ 9.32 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Main-and-transfer-bus

รูปแบบ Main-and-transfer-bus						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.0					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	5,057.04%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.0	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.0	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.0	23,968.69	214.55	1.92	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,520,895.1					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		6,956,012,501.97	6,956,012,501.97	6,956,012,501.97	...	6,956,012,501.97
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	134,883,867.08	2,615,529.74	50,717.67	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,551,117.4				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.3.4 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Breaker-and-a-half (A) และ Breaker-and-a-half (B) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ ดัชนีอัตราตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.33 และ ตารางที่ 9.34

9.2.3.4.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

ตารางที่ 9.33 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (A)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	151,686,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	6,863.30%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	151,686,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,686,710.00	3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าปัจจุบัน (บาท)	151,686,710.00	43,567.45	642.57	9.48	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,730,929.63					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		10,413,756,323.71	10,413,756,323.71	10,413,756,323.71	...	10,413,756,323.71
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	149,551,922.22	2,147,714.69	30,843.32	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,730,929.63				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.3.4.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)

ตารางที่ 9.34 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (B)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	151,686,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	6,863.45%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	151,686,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,686,710.00	3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าปัจจุบัน (บาท)	151,686,710.00	43,566.55	642.54	9.48	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,730,928.71					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		10,413,973,513.94	10,413,973,513.94	10,413,973,513.94	...	10,413,973,513.94
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	149,551,966.12	2,147,671.16	30,842.06	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,730,928.71				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.3.5 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Ring bus (A) และ Ring bus (B) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ ดัชนีอัตราผลตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดัง ตารางที่ 9.35 และ ตารางที่ 9.36

9.2.3.5.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (A)

ตารางที่ 9.35 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Ring bus (A)

รูปแบบ Ring bus (A)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,306,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	5,654.81%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,306,710	0	0	0	...	0
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,306,710.00	2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,306,710.00	42,853.47	764.76	13.65	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,350,342.12					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		6,975,223,634.43	6,975,223,634.43	6,975,223,634.43	...	6,975,223,634.43
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	121,206,910.65	2,106,185.54	36,598.72	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,350,342.12				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.3.5.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (B)

ตารางที่ 9.36 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Ring bus (B)

รูปแบบ Ring bus (B)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,306,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	5,654.81%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,306,710	0	0	0	...	0
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,306,710.00	2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,306,710.00	42,853.47	764.76	13.65	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,350,342.12					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		6,975,223,634.43	6,975,223,634.43	6,975,223,634.43	...	6,975,223,634.43
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	121,206,910.65	2,106,185.54	36,598.72	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,350,342.12				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.3.6 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.37

ตารางที่ 9.37 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Double-bus-double-breaker

รูปแบบ Double-bus-double-breaker						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	180,066,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	5,758.95%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	180,066,710	0	0	0	...	0
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,601,334.20	3,698,570.22	3,798,431.62	...	7,798,414.04
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	180,066,710.00	3,601,334.20	3,698,570.22	3,798,431.62	...	7,798,414.04
ค่าปัจจุบัน (บาท)	180,066,710.00	61,467.24	1,077.44	18.89	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	180,129,273.91					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		10,373,553,098.90	10,373,553,098.90	10,373,553,098.90	...	10,373,553,098.90
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	177,054,844.13	3,021,955.69	51,578.46	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	180,129,273.91				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.3.7 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.38

ตารางที่ 9.38 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Double-bus-single-breaker

รูปแบบ Double-bus-single-breaker						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	2,529.26%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710	0	0	0	...	0
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	104,589.61	4,085.31	159.57	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,605,550.98					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		3,480,404,127.20	3,480,404,127.20	3,480,404,127.20	...	3,480,404,127.20
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	132,371,931.02	5,034,567.10	191,482.18	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,605,550.98				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

จากผลการทดสอบดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อย ทั้ง 7 รูปแบบ สามารถสรุปอัตราผลตอบแทนภายใน แสดงดังตารางที่ 9.39

ตารางที่ 9.39 อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 30 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี	
	IRR (%)	การจัดเรียงลำดับการลงทุน
Single bus	-	-
Sectionalized single bus (N/C)	-4.65%	-
Sectionalized single bus (N/O)	ไม่สามารถหาค่าได้	-
Main-and-transfer-bus	5,057.04%	6
Breaker-and-a-half (A)	6,863.30%	2
Breaker-and-a-half (B)	6,863.45%	1
Ring bus (A)	5,654.81%	4
Ring bus (B)	5,654.81%	4
Double-bus-double-breaker	5,758.95%	3
Double-bus-single-breaker	2,529.26%	7

จากตารางที่ 9.36 แสดงผลการทดสอบดัชนีอัตราผลตอบแทนภายใน ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้ง 7 รูปแบบ ในระยะเวลาของสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี คำนวณได้ว่าอัตราผลตอบแทนภายในของทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส เมื่อเปรียบเทียบกับรูปแบบ Single bus พบว่ารูปแบบ Breaker-and-a-half มีมูลค่าการลงทุนทั้งหมด กับค่าตอบแทนภายในที่ได้จากโครงการเมื่อรวมทั้งหมดแล้ว เกิดผลประโยชน์หรือเปอร์เซ็นต์ของดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในสูงที่สุด แสดงให้เห็นว่าเป็นรูปแบบที่เหมาะสมต่อการลงทุนมากที่สุด อีกประเด็นหนึ่งที่ควรพิจารณากรณีไม่มีการถ่ายโอนโหลดของสถานีไฟฟ้าย่อยค่าอัตราผลตอบแทนภายในส่วนสำคัญจะขึ้นอยู่กับความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นสำคัญ และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้านั้นจะมีความสัมพันธ์กับค่าความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อย และพบว่ารูปแบบ Breaker-and-a-half มีความเชื่อถือได้ที่สูงที่สุดเช่นกัน ดังนั้นจึงสอดคล้องกับคำตอบที่ประเมินออกมาได้ว่ารูปแบบที่มีความน่าเชื่อถือได้ที่สูง จะมีค่าอัตราผลตอบแทนภายในมากที่สุด

ถ้าพิจารณาระยะเวลาของโครงการทั้งหมด เป็นปัจจัยในการคำนึงถึงการลงทุนของโครงการ ว่าเกิดผลกระทบของดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในเพียงใด โดยที่การพิจารณาระยะเวลาของโครงการ เพิ่มอีก 2 ช่วงเวลา คือ 25 ปี และ 20 ปี แสดงดังตารางที่ 9.40 และ ตารางที่ 9.41

ตารางที่ 9.40 อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 25 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 25 ปี	
	IRR (%)	การจัดเรียงลำดับการลงทุน
Single bus	-	-
Sectionalized single bus (N/C)	-9.19%	-
Sectionalized single bus (N/O)	ไม่สามารถหาค่าได้	-
Main-and-transfer-bus	4,790.28%	6
Breaker-and-a-half (A)	6,501.09%	1
Breaker-and-a-half (B)	6,501.23%	2
Ring bus (A)	5,357.03%	5
Ring bus (B)	5,357.25%	4
Double-bus-double-breaker	5,454.31%	3
Double-bus-single-breaker	2,395.56%	7

ตารางที่ 9.41 อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 20 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 20 ปี	
	IRR (%)	การจัดเรียงลำดับการลงทุน
Single bus	-	-
Sectionalized single bus (N/C)	ไม่สามารถหาค่าได้	-
Sectionalized single bus (N/O)	ไม่สามารถหาค่าได้	-
Main-and-transfer-bus	4,400.08%	6
Breaker-and-a-half (A)	5,971.26%	2
Breaker-and-a-half (B)	5,971.39%	1
Ring bus (A)	4,921.52%	5
Ring bus (B)	4,921.72%	4
Double-bus-double-breaker	5,008.62%	3
Double-bus-single-breaker	2,199.97%	7

จากตารางที่ 9.40 และ ตารางที่ 9.41 พบว่าระยะเวลาการลงทุนของโครงการจะส่งผลให้ของดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในเปลี่ยนไป แต่จะยังไม่ส่งผลให้ลำดับการนำลงทุนเปลี่ยนแปลงไปในระยะเวลา 20 ถึง 30 ปี อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาระยะเวลาการลงทุนที่สั้นลงแล้วพบว่าดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสน้อยลง แสดงให้เห็นว่าระยะเวลาของโครงการที่สั้นลงจะส่งผลให้ลำดับการลงทุนเปลี่ยนได้ ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าปัจจัยทางด้านระยะเวลาการลงทุนของโครงการนั้นก็มีความสำคัญ จำเป็นต้องคำนึงถึงเมื่อต้องประเมินค่าดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในเช่นกัน และพบว่าค่าอัตราผลตอบแทนภายในของบางรูปแบบนั้นมีค่าคิดลบ จะแสดงให้เห็นว่ารูปแบบที่ค่าอัตราผลตอบแทนภายในที่ติดลบนั้นไม่สามารถทำให้โครงการที่ทำคุ้มทุนได้ ดังแสดงในตารางที่ 9.40 รูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)

9.2.4 ผลการทดสอบอัตราผลตอบแทนภายในไม่พิจารณาการถ่ายโอนโหนด

หัวข้อนี้กล่าวถึงผลการทดสอบอัตราผลตอบแทนภายใน ซึ่งมีวิธีการประเมินการรับโครงการโดยที่พิจารณาค่าของอัตราผลตอบแทนภายในที่มากที่สุดของโครงการทั้งหมด โดยรายละเอียดจะแสดงดังต่อไปนี้

9.2.4.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Single bus โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราผลตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.42

ตารางที่ 9.42 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Single bus

รูปแบบ Single bus						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,178,445					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	12.26%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,178,445.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,463,568.90	2,530,085.26	2,598,397.56	...	5,334,670.22
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,178,445.00	2,463,568.90	2,530,085.26	2,598,397.56	...	5,334,670.22
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,178,445.00	2,194,568.40	2,007,723.84	1,836,787.13	...	166,203.38
รวมทั้งหมด (บาท)	147,168,652.80					
ค่าตอบแทน						
ปี						
ค่าตอบแทน/ปี		18,619,375.67	18,619,375.67	18,619,375.67		18,619,375.67
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	16,586,300.29	14,775,219.23	13,161,892.61		580,092.70
รวมทั้งหมด (บาท)	147,168,652.80					
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.4.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Sectionalized single bus (N/C) และ Sectionalized single bus (N/O) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราผลตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังต่อไปนี้

9.2.4.2.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C)

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) จะนำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) จะไม่สามารถพิจารณาได้ เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาโครงการการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยที่เป็นโครงการสาธารณูปโภคไม่คำนึงถึงกำไรเป็นสำคัญ ส่งผลให้มีการพิจารณาถึงแต่ค่าตอบแทนจากมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเท่านั้น ซึ่งไม่มีผลกำไร หรือผลประโยชน์ที่เป็นตัวเงินที่แท้จริง วิทยานิพนธ์นี้จึงได้จะนำรูปแบบการจัดเรียงบัสที่นำลงทุนน้อยที่สุด ไปเป็นฐานในการหาผลต่างของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ากับรูปแบบการจัดเรียงบัสต่างๆ เพื่อเป็นค่าตอบแทนของผลประโยชน์ในการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยในรูปแบบอื่น ซึ่งรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) เป็นรูปแบบที่มีค่า NPV น้อยที่สุดหรือมีความนำลงทุนน้อยที่สุด เมื่อพิจารณาการถ่ายโอนโหลด

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) ไม่สามารถหาค่าอัตราผลตอบแทนภายในได้เช่นกัน เนื่องจากผลต่างของค่าความเสียหายเนื่องไฟฟ้าดับระหว่างรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) กับรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) เป็นค่าตอบแทนของการลงทุนโครงการมีค่าเท่ากับ $-390,999,369.70 - (-391,033,464.21) = 34,094.51$ บาท ซึ่งมีค่าตอบแทนน้อยมากเมื่อเทียบกับมูลค่าที่ลงทุนไปทั้งหมด ส่งผลให้ไม่สามารถหาค่าอัตราผลตอบแทนภายในเช่นกัน เพราะค่าตอบแทนน้อยจนไม่สามารถทำให้เท่าทุนได้

9.2.4.2.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O)

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) ไม่สามารถหาค่าอัตราผลตอบแทนภายในได้เช่นกัน เนื่องจากผลต่างของค่าความเสียหายเนื่องไฟฟ้าดับระหว่างรูปแบบ Sectionalized single bus (N/O) กับรูปแบบ Sectionalized single bus (N/C) เป็นค่าตอบแทนของการลงทุนโครงการมีค่าเท่ากับ $-390,999,369.70 - (-391,033,464.21) = 34,094.51$ บาท ซึ่งมีค่าตอบแทนน้อยมากเมื่อเทียบกับมูลค่าที่ลงทุนไปทั้งหมด ส่งผลให้ไม่สามารถหาค่าอัตราผลตอบแทนภายในเช่นกัน เพราะค่าตอบแทนน้อยจนไม่สามารถทำให้เท่าทุนได้

9.2.4.3 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.43

ตารางที่ 9.43 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Main-and-transfer-bus

รูปแบบ Main-and-transfer-bus					
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00				
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%				
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%				
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	59.97%				
ระยะโครงการ (ปี)	30				
มูลค่าลงทุน					
ปี	0	1	2	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	1,719,014.37	1,103,588.47	...	4.50
รวมทั้งหมด (บาท)	142,298,271.73				
ค่าตอบแทน					
ปี	0	1	2	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		85,338,565.85	85,338,565.85	...	85,338,565.85
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	53,346,084.07	33,347,228.86	...	64.54
รวมทั้งหมด (บาท)	142,298,271.73			...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00				

9.2.4.4 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Main-and-transfer-bus โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.44 และ ตารางที่ 9.45

9.2.4.4.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

ตารางที่ 9.44 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Breaker-and-a-half (A)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (A)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	151,686,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	47.63%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	151,686,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,686,710.00	3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าปัจจุบัน (บาท)	151,686,710.00	2,054,948.28	1,429,534.73	994,462.76	...	55.24
รวมทั้งหมด (บาท)	158,438,615.90					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		75,466,030.31	75,466,030.31	75,466,030.31	...	-10,453,000.00
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	51,118,120.22	34,625,674.68	23,454,253.44	...	-1,068,064.82
รวมทั้งหมด (บาท)	158,438,615.90				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.4.4.2 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)

ตารางที่ 9.45 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Breaker-and-a-half (B)

รูปแบบ Breaker-and-a-half (B)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	151,686,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	47.40%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	151,686,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	151,686,710.00	3,033,734.20	3,115,645.02	3,199,767.44	...	6,569,319.61
ค่าปัจจุบัน (บาท)	151,686,710.00	2,058,195.32	1,434,055.93	999,184.28	...	57.92
รวมทั้งหมด (บาท)	158,473,791.51					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		75,113,720.34	75,113,720.34	75,113,720.34	...	75,113,720.34
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	50,959,872.42	34,573,025.88	23,455,594.79	...	662.20
รวมทั้งหมด (บาท)	158,473,791.51				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.4.5 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus ซึ่งมีรูปแบบ 2 รูปแบบ คือ Ring bus (A) และ Ring bus (B) โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ ดัชนีอัตราตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดัง ตารางที่ 9.46 และ ตารางที่ 9.47

9.2.4.5.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (A)

ตารางที่ 9.46 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Ring bus (A)

รูปแบบ Ring bus (A)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,306,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	81.37%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,306,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,306,710.00	2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,306,710.00	1,359,744.27	769,960.08	435,992.66	...	0.09
รวมทั้งหมด (บาท)	126,441,592.97					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		102,882,366.80	102,882,366.80	102,882,366.80	...	102,882,366.80
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	56,725,910.64	31,276,777.91	17,244,973.69	...	1.80
รวมทั้งหมด (บาท)	126,441,592.97				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.4.5.1 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Ring bus (B)

ตารางที่ 9.47 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Ring bus (B)

รูปแบบ Ring bus (B)						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	123,306,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	81.32%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	123,306,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	123,306,710.00	2,466,134.20	2,532,719.82	2,601,103.26	...	5,340,225.18
ค่าปัจจุบัน (บาท)	123,306,710.00	1,360,090.15	770,351.85	436,325.47	...	0.09
รวมทั้งหมด (บาท)	126,443,432.07					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		102,825,542.61	102,825,542.61	102,825,542.61	...	102,825,542.61
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	56,709,001.44	31,275,408.45	17,248,605.14	...	1.81
รวมทั้งหมด (บาท)	126,443,432.07				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.4.6 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-double-breaker โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราผลตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.48

ตารางที่ 9.48 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Double-bus-double-breaker

รูปแบบ Double-bus-double-breaker						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	180,066,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเพื่อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	20.93%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	180,066,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		3,601,334.20	3,698,570.22	3,798,431.62	...	7,798,414.04
รวมทั้งหมด (บาท)	180,066,710.00	3,601,334.20	3,698,570.22	3,798,431.62	...	7,798,414.04
					...	
ค่าปัจจุบัน (บาท)	180,066,710.00	2,977,985.23	2,529,019.03	2,147,739.75	...	26,048.32
รวมทั้งหมด (บาท)	199,672,906.11					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		41,935,411.17	41,935,411.17	41,935,411.17	...	41,935,411.17
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	34,676,880.35	28,674,716.61	23,711,457.43	...	140,072.97
รวมทั้งหมด (บาท)	199,672,906.11				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

9.2.4.7 ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker

ผลการทดสอบจากรูปแบบ Double-bus-single-breaker โดยที่นำเสนอรายละเอียดการคำนวณของดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ อัตราผลตอบแทนภายใน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9.49

ตารางที่ 9.49 รายละเอียดการคำนวณดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในรูปแบบ Double-bus-single-breaker

รูปแบบ Double-bus-single-breaker						
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	137,496,710.00					
ค่าบำรุงรักษา/ปี (%)	2.00%					
อัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ (%)	2.70%					
อัตราผลตอบแทนภายใน(IRR) (%)	-2.08%					
ระยะโครงการ (ปี)	30					
มูลค่าลงทุน						
ปี	0	1	2	3	...	30
มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	137,496,710.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
ค่าบำรุงรักษา/ปี (บาท)		2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าบริการจัดการ (บาท)		0.00	0.00	0.00	...	0.00
รวมทั้งหมด (บาท)	137,496,710.00	2,749,934.20	2,824,182.42	2,900,435.35	...	5,954,772.40
ค่าปัจจุบัน (บาท)	137,496,710.00	2,808,480.82	2,945,717.30	3,089,659.85	...	11,203,145.33
รวมทั้งหมด (บาท)	320,492,759.78					
ค่าตอบแทน						
ปี	0	1	2	3	...	30
ค่าตอบแทน/ปี		7,580,346.71	7,580,346.71	7,580,346.71	...	7,580,346.71
ค่าของเงินตามเวลา	0.00	7,741,733.72	7,906,556.70	8,074,888.79	...	14,261,456.21
รวมทั้งหมด (บาท)	320,492,759.78				...	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (บาท)	0.00					

จากผลการทดสอบดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อย ทั้ง 7 รูปแบบ สามารถสรุปอัตราผลตอบแทนภายใน แสดงดังตารางที่ 9.50

ตารางที่ 9.50 อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 30 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี	
	IRR (%)	การจัดเรียงลำดับการนำลงทุน
Single bus	12.26%	7
Sectionalized single bus (N/C)	-	-
Sectionalized single bus (N/O)	หาค่าไม่ได้	หาค่าไม่ได้
Main-and-transfer-bus	59.97%	5
Breaker-and-a-half (A)	47.63%	3
Breaker-and-a-half (B)	47.40%	4
Ring bus (A)	81.37%	1
Ring bus (B)	81.32%	2
Double-bus-double-breaker	20.93%	6
Double-bus-single-breaker	หาค่าไม่ได้	หาค่าไม่ได้

จากตารางที่ 9.50 แสดงผลการทดสอบดัชนีอัตราผลตอบแทนภายใน ของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้ง 7 รูปแบบ ในระยะเวลาของสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี คำนวณได้ว่าอัตราผลตอบแทนภายในของทุก รูปแบบการจัดเรียงบัส เมื่อเปรียบเทียบกับรูปแบบ Single bus พบว่ารูปแบบ Ring bus มีมูลค่าการลงทุนทั้งหมด กับค่าตอบแทนภายในที่ได้จากโครงการเมื่อรวมทั้งหมดแล้ว เกิดผลประโยชน์หรือเปอร์เซ็นต์ของดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในสูงที่สุด แสดงให้เห็นว่าเป็นรูปแบบที่เหมาะสมต่อการลงทุนมากที่สุด อีกประเด็นหนึ่งที่ควรพิจารณากรณีมีการถ่ายโอนโหลดของสถานีไฟฟ้าย่อยค่าอัตราผลตอบแทนภายในส่วนสำคัญจะขึ้นอยู่กับความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า และมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้านั้นจะมีความสัมพันธ์กับค่าความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อย โดยที่ทั้ง 2 ปัจจัยนี้จะมี ความสำคัญที่ใกล้เคียงกัน และพบอีกว่ารูปแบบ Ring bus มีความเชื่อถือได้ที่อยู่ในเกณฑ์ที่สูง ดังนั้น จึงสอดคล้องกับคำตอบที่ประเมินออกมาได้ว่ารูปแบบที่มีความน่าเชื่อถือได้ที่สูง จะมีค่าอัตราผลตอบแทนภายในมากที่สุด

ถ้าพิจารณาระยะเวลาของโครงการทั้งหมด เป็นปัจจัยในการคำนึงถึงการลงทุนของโครงการว่าเกิดผลกระทบของดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในเพียงใด โดยที่การพิจารณาระยะเวลาของโครงการเพิ่มอีก 2 ช่วงเวลา คือ 25 ปี และ 20 ปี แสดงดังตารางที่ 9.51 และ ตารางที่ 9.52

ตารางที่ 9.51 อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 25 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 25 ปี	
	IRR (%)	การจัดเรียงลำดับการนำลงทุน
Single bus	11.59%	7
Sectionalized single bus (N/C)	-	-
Sectionalized single bus (N/O)	หาค่าไม่ได้	หาค่าไม่ได้
Main-and-transfer-bus	56.70%	3
Breaker-and-a-half (A)	44.59%	4
Breaker-and-a-half (B)	44.37%	5
Ring bus (A)	77.48%	1
Ring bus (B)	77.43%	2
Double-bus-double-breaker	18.45%	6
Double-bus-single-breaker	หาค่าไม่ได้	หาค่าไม่ได้

ตารางที่ 9.52 อัตราผลตอบแทนภายในของรูปแบบการจัดเรียงบัสทั้งหมดภายในระยะเวลา 20 ปี

รูปแบบการจัดเรียงบัสของ สถานีไฟฟ้าย่อย	ระยะเวลาสถานีไฟฟ้าย่อย 20 ปี	
	IRR (%)	การจัดเรียงลำดับการนำลงทุน
Single bus	10.40%	7
Sectionalized single bus (N/C)	-	-
Sectionalized single bus (N/O)	หาค่าไม่ได้	หาค่าไม่ได้
Main-and-transfer-bus	51.90%	3
Breaker-and-a-half (A)	40.06%	4
Breaker-and-a-half (B)	39.86%	5
Ring bus (A)	71.83%	1
Ring bus (B)	71.79%	2
Double-bus-double-breaker	14.20%	6
Double-bus-single-breaker	หาค่าไม่ได้	หาค่าไม่ได้

จากตารางที่ 9.51 และ ตารางที่ 9.52 พบว่าระยะเวลาการลงทุนของโครงการจะส่งผลให้ของดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในเปลี่ยนไป แต่จะยังไม่ส่งผลให้ลำดับการนำลงทุนเปลี่ยนแปลงไปในระยะเวลา 20 ถึง 30 ปี อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาระยะเวลาการลงทุนที่สั้นลงแล้วพบว่าดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสน้อยลง แสดงให้เห็นว่าระยะเวลาของโครงการที่สั้นลงจะส่งผลให้ลำดับการลงทุนเปลี่ยนได้ ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าปัจจัยทางด้านระยะเวลาการลงทุนของโครงการนั้นก็มีความสำคัญ จำเป็นต้องคำนึงถึงเมื่อต้องประเมินค่าดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในเช่นกัน

9.3 การวิเคราะห์ผลทดสอบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส พบว่าการประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้า ไม่สามารถประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ตามปกติได้ เนื่องจากการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยไม่เน้นผลกำไร หรือผลตอบแทนที่ได้กลับ ดังนั้นจึงทำให้ค่าดัชนีที่ได้ไม่เป็นไปตามทฤษฎีในบทที่ 7 แต่สามารถพิจารณาการประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนโดยการหามูลค่าการลงทุนทั้งหมดที่ติดลบน้อยที่สุดในการพิจารณาค่าดัชนีปัจจุบันสุทธิ และดัชนีอัตราผลตอบแทนภายใน จะมีวิธีการโดยนำค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมาเปรียบเทียบกับ โดยที่จะนำมาเปรียบเทียบกับรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสูงสุดไปเป็นค่าของผลตอบแทนที่ได้กลับมาจากสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย และพิจารณามูลค่ารูปแบบการจัดเรียงบัสทั้ง 7 รูปแบบ ว่ารูปแบบใดมีมูลค่าผลตอบแทนกลับมาสูงสุด

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีปัจจุบันสุทธิเมื่อไม่ได้คำนึงถึงการสวิตซ์ซิงหรือการถ่ายโอนโหลด พบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker-and-a-half มีมูลค่าการลงทุนที่ติดลบน้อยที่สุด และเมื่อพิจารณาดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในเมื่อไม่ได้คำนึงถึงการสวิตซ์ซิงหรือการถ่ายโอนโหลด พบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker-and-a-half มีมูลค่าผลตอบแทนกลับมาสูงสุดเมื่อเปรียบเทียบกับ ซึ่งทั้งดัชนีปัจจุบันสุทธิ และดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในจะขึ้นอยู่กับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเป็นสำคัญ เพราะค่านี้เป็นมูลค่าส่วนใหญ่ของมูลค่าทั้งหมด ซึ่งค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจะมีค่าแตกต่างกันแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส หรือกล่าวอีกอย่างได้ว่าค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ดังนั้นจากผลการทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิพบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าที่คุ้มค่าที่สุดใน 7 รูปแบบการจัดเรียงบัส คือ Breaker-and-a-half ซึ่งเป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีความเชื่อถือได้สูงสุด

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีปัจจุบันสุทธิเมื่อคำนึงถึงการสวิตซ์ซิงหรือการถ่ายโอนโหลด พบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Ring bus มีมูลค่าการลงทุนที่ติดลบน้อยที่สุด และเมื่อพิจารณาดัชนีอัตรา

ตอบแทนภายในเมื่อไม่ได้คำนึงถึงการสวิตซ์ซึ่งหรือการถ่ายโอนโหลด พบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Ring bus มีมูลค่าผลตอบแทนกลับมาสูงสุดเมื่อเปรียบเทียบกัน ซึ่งทั้งดัชนีปัจจุบันสุทธิ และดัชนีอัตราผลตอบแทนภายในจะขึ้นอยู่กับค่ามูลค่าการเริ่มต้นการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเป็นสำคัญ เพราะทั้ง 2 ค่านี้เป็นมูลค่าส่วนใหญ่ของมูลค่าทั้งหมด ซึ่งค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจะมีค่าแตกต่างกันแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส หรือกล่าวอีกอย่างได้ว่าค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ดังนั้นจากการทดสอบมูลค่าปัจจุบันสุทธิพบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าที่คุ้มค่าที่สุดใน 7 รูปแบบการจัดเรียงบัส คือ Ring bus เป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีความเชื่อถือได้สูงสุด

ดังนั้นสามารถแสดงให้เห็นถึงประโยชน์ของการสร้างรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อยที่ดี ส่งผลให้ค่าความคุ้มค่าในทางเศรษฐศาสตร์ดีตามไปด้วย

9.4 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และผลการทดสอบการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งจะประเมิน 2 ดัชนี คือ ดัชนีค่าปัจจุบันสุทธิ และ ดัชนีอัตราผลตอบแทนภายใน โดยที่พบว่าดัชนีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์นี้ สามารถแสดงถึงลำดับของการนำลงทุนของโครงการได้ครบทั้ง 7 รูปแบบการจัดเรียงบัส

บทที่ 10

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

10.1 สรุปผลการดำเนินงาน

วิทยานิพนธ์นี้มุ่งเน้นเรื่องการประเมินความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าย่อยและการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย โดยเริ่มแรกพิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสโดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) แบบมอนติคาร์โล ร่วมกับวิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) แบบมินิมัลลิสต์ ซึ่งเมื่อนำ 2 วิธีการนี้มาประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกัน ทำให้สามารถแสดงการประเมินสถานะของอุปกรณ์ของสถานีไฟฟ้าได้ครบถ้วนตามหลักความเป็นจริง คือ มีสถานะการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ไม่ส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ใด (Passive failure) ซึ่งเมื่อเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ต้องมีสถานะการซ่อมแซมของอุปกรณ์ ส่วนสถานะการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่รอบข้างต้องทำงาน (Active failure) โดยจะเกิดสถานะการสวิตช์ซึ่งของอุปกรณ์ป้องกันเพื่อนำอุปกรณ์ที่ล้มเหลวออกจากสถานีไฟฟ้าย่อยก่อนและจึงนำไปซ่อมแซม และสุดท้ายสถานะการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ของสถานีไฟฟ้าย่อย จะมีการซ่อมบำรุงของแต่ละอุปกรณ์เมื่อถึงช่วงการบำรุงรักษา ซึ่งเมื่อพิจารณาผลการวิเคราะห์ของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมด ทำให้สามารถจำแนกกลุ่มความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อยได้ดังนี้

1. รูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีความเชื่อถือได้สูง คือ Breaker-and-a-Half Double-bus-double-breaker และ Ring bus
2. รูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีความเชื่อถือได้รองลงมา คือ Main-and-transfer-bus Double-bus-single-breaker Sectionalized single bus (N/O) และ Sectionalized single bus (N/C)
3. รูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีความเชื่อถือได้ต่ำ คือ Single bus

นอกจากนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้สังเกตเห็นนัยสำคัญของเหตุการณ์การขัดข้องของอุปกรณ์ต่างๆ ตัวอย่างเช่น เหตุการณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failures) เมื่อได้นำมาทดสอบกับรูปแบบการจัดบัสของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมด พบว่าเหตุการณ์การล้มเหลวแบบพาสซีฟจะส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยน้อยมากจึงอาจจะละเลยได้ แต่เหตุการณ์ล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failures) จะส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าสูงกว่าเหตุการณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ จึงต้องพิจารณาเหตุการณ์ล้มเหลวแบบแอคทีฟเป็นสำคัญ เนื่องจากส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์หลายตัวในสถานี

ไฟฟ้าย่อย และอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวแบบแอกทีฟที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นอย่างมาก คือ อุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวแบบแอกทีฟเพียงตัวเดียว และส่งผลให้สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ทันที เช่น บัสบาร์ เป็นต้น ส่วนเหตุการณ์ขัดข้องของอุปกรณ์แบบบำรุงรักษา มีผลต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยมากเช่น เพราะถ้าวางแผนการบำรุงรักษาหรือมีตารางการซ่อมบำรุงที่ไม่ดี หมายความว่า ถ้ามีตารางการซ่อมบำรุงที่ไม่สอดคล้องกับการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย อาจส่งผลให้สถานไฟฟ้าแรงสูงไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าไปยังระบบหรือโหลดได้เช่นกัน

เมื่อพิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้ของการจัดเรียงบัสเรียบร้อยแล้ว หลังจากนั้นทำการประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส พบว่าการประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าไม่สามารถประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ตามปกติได้ เนื่องจากการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยไม่เน้นผลกำไร หรือผลตอบแทนที่ได้กลับ ดังนั้นจึงทำให้ค่าดัชนีที่ได้ไม่เป็นไปตามทฤษฎีในบทที่ 7 แต่สามารถพิจารณาการประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนโดยการหามูลค่าการลงทุนทั้งหมดที่ติดลบน้อยที่สุดในการพิจารณาค่าดัชนีปัจจุบันสุทธิเมื่อไม่ได้คำนึงถึงการสวิตช์ซึ่งซึ่งพบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker-and-a-half มีมูลค่าการลงทุนที่ติดลบน้อยที่สุด และเมื่อพิจารณาพิจารณาค่าดัชนีอัตราผลตอบแทนภายใน พบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Breaker-and-a-half เมื่อเปรียบเทียบกับรูปแบบ Single bus มีค่าที่สูงสุดเช่นกัน แต่เมื่อพิจารณาค่าดัชนีปัจจุบันสุทธิเมื่อได้คำนึงถึงการสวิตช์ซึ่ง ซึ่งพบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Ring bus มีมูลค่าการลงทุนที่ติดลบน้อยที่สุด และเมื่อพิจารณาพิจารณาค่าดัชนีอัตราผลตอบแทนภายใน พบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัส Ring bus เมื่อเปรียบเทียบกับรูปแบบ Single bus มีค่าที่สูงสุดเช่นกัน

10.2 ข้อเสนอแนะ

การพัฒนาโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงภายในสถานีไฟฟ้าย่อยควรมีการรูปแบบโปรแกรมที่สามารถนำไปใช้ได้ง่าย หรืออาจมีคู่มือการใช้โปรแกรมอย่างละเอียดเพื่อที่จะทำให้โปรแกรมมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น และนำไปใช้ได้ถูกต้อง

รายการอ้างอิง

- [1] นโยบายและแผนพลังงานกระทรวงพลังงาน, สำนัก. ข้อเสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า PDP 2012. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: <http://www.eppo.go.th/>. [2556, มกราคม].
- [2] Billinton, R., and Allan, R.N. Reliability Evaluation of Power System. London: Pitman Publishing, 1984.
- [3] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ. กรุงเทพมหานคร: สถาบันวิจัยพลังงาน, 2544.
- [4] Billinton, R., and Allan, R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. New York: Plenum Press, 1996.
- [5] วรพงษ์ ดีอารมย์. การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2539.
- [6] โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์. การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าโดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2539.
- [7] สุทธิพงษ์ รัตนากาญจน์. การประเมินความเชื่อถือได้ของการจัดอันดับเพียร์สำหรับการออกแบบระบบไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.
- [8] รองฤทธิ์ ฉัตรถาวร. การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งอุปกรณ์เอชวีดีซีโดยพิจารณาผลของกระแสลัดวงจร. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.
- [9] สัมประสิทธิ์ ประสพสุข. การประเมินระบบไฟฟ้าบนพื้นฐานของดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.
- [10] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 1993.
- [11] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. การออกแบบระบบไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร: ทีซีจี พรินติ้ง, 2545.

- [12] กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลและการแบ่งแยกโครงข่าย. วิทยานิพนธ์ปริญญา มหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะ วิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
- [13] Tsao, T., and Chang, H. Composite Reliability Evaluation Model for Different Types of Distribution Systems. IEEE Transactions on Power System, 10, 3 (May 2003) : 924-930.
- [14] Nack, D. Reliability of Substation. Iowa: Iowa State University, 2005.
- [15] Duan, D.L., Wu, X.Y., and Deng, H.Z. Reliability Evaluation in Substations Considering Operating Conditions and Failure Modes. IEEE Transaction Power Delivery. 27, 1 (January 2012) : 309-316.
- [16] Billinton, R., and Lian, G. Monte Carlo Approach to Substation Reliability Evaluation. IEE Proceedings C Generation, Transmission & Distribution. 140, 2 (March 1993) : 147-152.
- [17] Billinton, R., and Li, W. Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods. New York: Plenum Press, 1994.
- [18] Billinton, R., and Lian, G. Station Reliability Evaluation Using a Monte Carlo Approach. IEEE Transactions on Power Delivery. 8, 3 (July 1993) : 1239-1245.
- [19] Kamat, Satish J., and Franzmeier, William E. Determination of Reliability Using Event-Based Monte Carlo Simulation part II. IEEE Transactions on Reliability. 25, 4 (October 1976) : 254-255.
- [20] Allan, R.N., Billinton, R., and M.F De Oliverira. An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of General Network Configuration. IEEE Transactions on Reliability. 25, 4 (October 1976) : 226-233.
- [21] Allan, R.N., Billinton, R., and M.F De Oliverira. Reliability Evaluation of Electrical Systems with Switching Actions. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers. 123, 4 (April 1976) : 325-330.

- [22] Grover, M. S., Billinton, R. A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation. IEEE Transaction on Power Apparatus and systems. 93, 5 (September 1974) : 1488-1497.
- [23] Billinton, R., and Allan, R.N. Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques. London: Plenum Press, 1992.
- [24] K. Nosrati. Substation Reliability Analysis Using PSS/E. Master's thesis, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, KTH Royal Institute of Technology, 2011.
- [25] คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. โครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความเสียหายและอัตราซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบจ่ายไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร: โครงการพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2549.
- [26] มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. การประเมินผลกระทบจากงานวิจัยทางวิทยาศาสตร์. กรุงเทพมหานคร: ศูนย์วิจัยเศรษฐศาสตร์ประยุกต์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. 2547.
- [27] Vijitsrikamol, Kampanat. An Ecological Economic Analysis of Swine Wastes in a Peri-urban Area of Thailand. Doctoral dissertation, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Justus-Liebig University of Giessen, 2009.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบ

ตารางที่ ก ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบ

Item description	Price (baht)
Cast resin transformer	
24kV: 415/240V, 2,000 kVA	1,666,000
24kV: 415/240V, 1,000 kVA	1,330,000
Diesel engine generator	
415/240V, 2,000 kVA	9,636,900
415/240V, 1,000 kVA	5,482,400
ATS switch	
5000 A	1,109,500
2000 A	668,500
1000 A	460,600
200 A	401,100
100 A	401,100
UPS	
600 kVA, 15 minutes-back up	5,600,000
ACB	
5000 A	378,000
2500 A	224,500
1250 A	144,500
MCCB	
630 A	18,300
400 A	17,050
250 A	15,200
100 A	11,150
100 A	11,150

ตารางที่ ก ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบ (ต่อ)

Item description	Price (baht)
CU busbar	
4000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 6 feeder bar	219,648
2000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 6 feeder bar	78,321
2000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	128,265
2000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 15 feeder bar	153,237
1000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	74,391
1000 A, 100% neutral, 25% ground, 6 main bar, 12 feeder bar	143,064
450 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	17,518
400 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	17,518
300 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 15 feeder bar	17,382
200 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 9 feeder bar	8,934
Cable	
4000 A, Length 100 m, 8(3x300, 1x240, G-35 mm ²) CV, 8(4") IMC	3,137,133
4000 A, Length 500 m, 8(3x300, 1x240, G-35 mm ²) CV, 8(4") IMC	15,685,667
4000 A, Length 600 m, 8(3x300, 1x240, G-35 mm ²) CV, 8(4") IMC	18,822,800
2000 A, Length 200 m, 4(3x300, 1x240, G-35 mm ²) CV, 4(4") IMC	3,137,133
1000 A, Length 200 m, 2(3x300, 1x240, G-35 mm ²) CV, 2(4") IMC	1,568,567
1000 A, Length 300 m, 2(3x300, 1x240, G-35 mm ²) CV, 2(4") IMC	2,352,850
1000 A, Length 500 m, 2(3x300, 1x240, G-35 mm ²) CV, 2(4") IMC	3,921,417
450 A, Length 600 m, 3x300, 1x240, G-35 mm ² CV, 4" IMC	2,352,850
400 A, Length 600 m 3x240, 1x185, G-25 mm ² CV, 3.5" IMC	1,853,245
300 A, Length 400 m, 3x150, 1x150, G-25 mm ² CV, 3" IMC	825,627
300 A, Length 500 m, 3x150, 1x150, G-25 mm ² CV, 3" IMC	1,032,033
200 A, Length 100 m, 3x95, 1x95, G-16 mm ² CV, 2.5" IMC	810,515
200 A, Length 600 m, 3x95, 1x95, G-16 mm ² CV, 2.5" IMC	810,515
100 A, Length 100 m, 3x35, 1x35, G-10 mm ² CV, 2" IMC	52,537

ตารางที่ ก ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบ (ต่อ)

Item description	Price (baht)
100 A, Length 800 m, 3x35, 1x35, G-10 mm ² CV, 2" IMC,	420,293
50 A, Length 100 m, 3x10, 1x10, G-6 mm ² CV, 1.25" IMC,	19,537
Load center	
LP#1-8, 16-17, Main lug 50 A, 18 way, + CB (1P) 20 A, 12 EA	31,300
LP#9-10, Main lug 100 A, 30 way, + CB (1P) 15 A, 30 EA	73,200
LP#11, Main lug 100 A, 36 way, + CB (3P) 20 A, 11 EA	39,600
LP#12-15, Main lug 100 A, 48 way, + CB (3P) 20 A, 14 EA	54,500
LP#18, Main lug 100 A, 30 way, + CB (1P) 30 A,	30,900

ภาคผนวก ข

ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวมทั้งประเทศ ปี 2543

ตารางที่ ข 1 สัดส่วนการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ปี 2543

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	หน่วยจำหน่าย (kW-hr/Year)	สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า (%)	*ตัวประกอบโหลด (%)
บ้านอยู่อาศัย	6,669,770,011	21.29	78.78
กิจการขนาดเล็ก	4,333,581,655	13.83	67.17
กิจการขนาดกลาง	7,494,029,395	23.92	68.99
กิจการขนาดใหญ่	10,247,235,776	32.71	77.70
กิจการเฉพาะอย่าง	1,441,700,934	4.60	88.99
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	1,141,333,883	3.64	59.90
รวม	31,327,651,654	100.00	76.15

*ที่มา: งานศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า สำนักคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2540

ตารางที่ ข 2 สัดส่วนการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี 2543

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	หน่วยจำหน่าย (kW-hr/Year)	สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า (%)	*ตัวประกอบโหลด (%)
ภาคเหนือ			
บ้านอยู่อาศัย	2,862,182,839	40.78	46.97
กิจการขนาดเล็ก	859,674,317	12.25	63.70
กิจการขนาดกลาง	1,256,480,055	17.90	62.04
กิจการขนาดใหญ่	1,335,025,273	19.02	71.63
กิจการเฉพาะอย่าง	197,106,057	2.81	78.44
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	507,538,105	7.23	70.58

*ที่มา: งานศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า สำนักคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2540

ตารางที่ ข 2 สัดส่วนการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี 2543 (ต่อ)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	หน่วยจำหน่าย (kW-hr/Year)	สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า (%)	*ตัวประกอบโหลด (%)
ภาคกลาง			
บ้านอยู่อาศัย	2,990,475,370	43.51	60.63
กิจการขนาดเล็ก	845,327,926	12.30	49.00
กิจการขนาดกลาง	1,090,153,381	15.86	73.66
กิจการขนาดใหญ่	1,306,058,837	19.00	90.33
กิจการเฉพาะอย่าง	133,580,282	1.94	79.07
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	506,809,911	7.37	69.52
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ			
บ้านอยู่อาศัย	3,649,701,314	12.44	52.52
กิจการขนาดเล็ก	1,532,989,436	5.22	46.36
กิจการขนาดกลาง	5,682,472,013	19.36	85.60
กิจการขนาดใหญ่	17,490,373,129	59.60	78.74
กิจการเฉพาะอย่าง	455,306,269	1.55	73.51
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	533,965,140	1.82	61.48
ภาคใต้			
บ้านอยู่อาศัย	2,687,149,529	31.78	54.89
กิจการขนาดเล็ก	874,362,029	10.34	72.67
กิจการขนาดกลาง	1,790,987,770	21.18	76.36
กิจการขนาดใหญ่	2,155,683,456	25.50	90.37
กิจการเฉพาะอย่าง	524,717,025	6.21	81.53
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	421,306,924	4.98	66.44

*ที่มา: งานศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า สำนักคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2540

ตารางที่ ข 2 สัดส่วนการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี 2543 (ต่อ)

รวมทั้ง กฟภ.			
บ้านอยู่อาศัย	12,189,509,052	23.58	55.51
กิจการขนาดเล็ก	4,112,353,708	7.96	67.80
กิจการขนาดกลาง	9,820,084,219	19.00	73.91
กิจการขนาดใหญ่	22,287,140,695	43.12	89.98
กิจการเฉพาะอย่าง	1,310,709,993	2.54	79.71
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	1,969,620,080	3.81	67.91
รวม	51,689,417,747	100.00	83.31

*ที่มา: งานศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า สำนักคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2540

ภาคผนวก ค

พารามิเตอร์ของการแจกแจงแบบไวบูลล์

และผลการคำนวณอัตราความเสียหายของแต่ละฟีดเดอร์

สูตรในการคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในการแจกแจงแบบไวบูลล์

- 1) ฟังก์ชันการแจกแจง (PDF)

$$PDF = \frac{\beta}{\alpha^\beta} (t)^{\beta-1} \exp\left(-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta\right)$$

- 2) ฟังก์ชันการแจกแจงสะสม (CDF)

$$CDF = 1 - \exp\left(-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta\right)$$

- 3) ระยะเวลาเฉลี่ย (MTTF) หน่วย (100 กม. ปี/ครั้ง)

$$MTTF = \alpha \Gamma\left[\frac{1}{\beta} + 1\right]$$

- 4) อัตราความเสียหาย (λ) หน่วย (ครั้ง/100 กม. ปี)

$$\lambda = \frac{1}{T} \left[\frac{t}{\alpha}\right]^\beta$$

โดยที่

λ คือ สเกลพารามิเตอร์

β คือ รูปร่างพารามิเตอร์

T คือ ช่วงเวลาที่พิจารณา

t คือ เวลาที่พิจารณา

โดยรายละเอียดพารามิเตอร์ของการแจกแจงแบบไวบูลล์และผลการคำนวณอัตราความเสียหายของแต่ละฟีดเดอร์ แสดงดังตาราง

ตารางที่ ค พารามิเตอร์ของการแจกแจงแบบไวบูลล์และผลการคำนวณอัตราความเสียหายของแต่ละฟีดเดอร์ในเขตภาคกลาง

ลำดับที่	เขต	รหัสฟีดเดอร์	ความยาว	พารามิเตอร์เสริม		ระยะเวลาทำงานเฉลี่ย	อัตราความเสียหาย
			(วงจรถักโบลเมตร)	สเกล (α)	รูปร่าง (β)	(100 กม. ปี/ครั้ง)	(ครั้ง/100 กม. ปี)
1	C1	ARA03	106.9934	0.0314	0.8297	0.0372	12.54
2	C1	ARA04	50.125	0.0495	0.7545	0.0294	12.98
3	C1	ARA05	141.7393	0.024	0.7008	0.043	5.96
4	C1	ARA06	316.0271	0.0131	0.7265	0.0508	4.74
5	C1	ARA09	34.5955	0.0797	0.6814	0.0358	9.7
6	C1	ARA10	12.663	0.1601	0.893	0.0214	34.13
7	C1	ATA01	76.6369	0.0423	0.6345	0.0456	5.39
8	C1	ATA02	95.1481	0.0329	0.6727	0.0413	6.17
9	C1	ATA04	86.8292	0.0424	0.6711	0.0486	5.65
10	C1	ATA05	2.5472	0.2602	0.7589	0.0078	74
11	C1	ATA06	19.6532	0.1385	0.5657	0.0444	7.74
12	C1	ATA07	2.8677	0.0565	0.6934	0.0021	156.11
13	C1	ATA08	24.4604	0.0755	0.7077	0.0231	15.9
14	C1	ATA09	7.0467	0.0446	0.452	0.0077	23.97

ตารางที่ ค พารามิเตอร์ของการแจกแจงแบบไวบูลล์และผลการคำนวณอัตราความเสียหายของแต่ละฟีดเดอร์ในเขตภาคกลาง (ต่อ)

ลำดับที่	เขต	รหัสฟีดเดอร์	ความยาว	พารามิเตอร์เสริม		ระยะเวลาทำงานเฉลี่ย	อัตราความเสียหาย
			(วงจรถักิโลเมตร)	สเกล (α)	รูปร่าง (β)	(100 กม. ปี/ครั้ง)	(ครั้ง/100 กม. ปี)
16	C1	ATB02	110.2197	0.0154	0.6281	0.0241	6.86
17	C1	ATB03	154.494	0.0382	0.662	0.0791	3.26
18	C1	ATB06	209.102	0.0233	0.552	0.0824	1.85
19	C1	ATB07	58.54	0.0695	0.698	0.0517	6.75
20	C1	ATB08	21.4123	0.0455	0.5506	0.0166	12.42
21	C1	AYA01	31.0342	0.0953	0.6672	0.0393	9.05
22	C1	AYA02	13.0253	0.0428	0.6296	0.0079	30.76
23	C1	AYA03	8.8303	0.1272	0.6608	0.0151	25.63
24	C1	AYA04	5.9631	0.0382	0.6584	0.0031	83
25	C1	AYA05	24.2738	0.039	0.6489	0.013	19.21
26	C1	AYA06	27.324	0.0265	0.5348	0.0129	12.06
27	C1	AYA07	38.2492	0.1155	0.5899	0.068	4.83
28	C1	AYA08	39.9772	0.0613	0.6519	0.0334	8.81

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายไชยยศ มิตรเชื้อชาติ เกิดวันที่ 4 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2532 ที่จังหวัด กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย จังหวัด กรุงเทพมหานคร ในปีการศึกษา 2554 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2554

ในระหว่างการศึกษาหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต นายไชยยศ มิตรเชื้อชาติ ได้ทำหน้าที่เป็นผู้ช่วยวิจัยห้องปฏิบัติการไฟฟ้ากำลัง (Power System Laboratory Research: PSRL) ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในงานวิจัย/โครงการที่ปรึกษา ได้แก่ โครงการศึกษาทบทวนระบบเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและระหว่างประเทศของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

นอกจากนี้งานวิจัยจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้รับการตีพิมพ์ในงานประชุมวิชาการ 2 แห่ง คือ (1) การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า (Electrical Engineering Conference ครั้งที่ 35) (EECON 35) และ (2) การประชุมวิชาการของสมาคมวิชาการไฟฟ้าอิเล็กทรอนิกส์ คอมพิวเตอร์ โทรคมนาคม และสารสนเทศ (Electrical Engineering Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology Association of Thailand) (ECTI 2013)