

การตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณาแผนการลงทุน
ปรับปรุงระบบไฟฟ้า

นายปณณพัทธ์ สมหวัง



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2559

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

TARGET SETTING OF RELIABILITY INDICES FOR POWER DISTRIBUTION SYSTEMS
WITH CONSIDERATION OF POWER SYSTEM IMPROVEMENT PLANS

Mr. Pannaphat Somwang



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 2016

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า
โดย	นายปณณพัทธ์ สมหวัง
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศน์ีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศน์ีย์)

..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.สันต์ สัมปัตตะวนิช)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.ประสิทธิ์ สิริทิพย์รัศมี)

ปณณพัทธ์ สมหวัง : การตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า (TARGET SETTING OF RELIABILITY INDICES FOR POWER DISTRIBUTION SYSTEMS WITH CONSIDERATION OF POWER SYSTEM IMPROVEMENT PLANS) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. สุรัชชัย ชัยทัศนีย์ , 151 หน้า.

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าถือเป็นระบบที่มีความสำคัญต่อการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ เนื่องจากเป็นระบบที่จ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ของประเทศ ดังนั้นคุณภาพไฟฟ้าและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายจึงมีความสำคัญ ทั้งนี้ในปัจจุบัน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้มีการกำหนดเกณฑ์คุณภาพการให้บริการของระบบจำหน่าย ซึ่งค่าดัชนีที่ใช้ในการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานด้านความเชื่อถือได้ คือ ค่าดัชนี System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) ซึ่งเป็นค่าดัชนีแสดงจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงเวลา 1 ปี และ System Average Interruption Duration Index (SAIDI) ซึ่งเป็นค่าดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงเวลา 1 ปี แต่การตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายในประเทศไทยมักจะอาศัยค่าเฉลี่ยในอดีตซึ่งไม่สะท้อนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่แท้จริง

ด้วยเหตุผลดังกล่าว วิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอการตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้วิธีการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่จะดำเนินการในอนาคตอย่างเหมาะสม (Optimization) ผลการคัดเลือกโครงการปรับปรุงจะนำมาใช้ในการตั้งค่าเป้าหมายดัชนี SAIFI และ SAIDI ต่อไป เพื่อให้ค่าเกณฑ์มาตรฐานเป้าหมายที่ตั้งขึ้นมานั้นสามารถสะท้อนถึงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างแท้จริง

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2559

5770223121 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: POWER SYSTEM IMPROVEMENT / OUTAGE COST / TARGET SETTING OF RELIABILITY INDICES / SAIFI / SAIDI

PANNAPHAT SOMWANG: TARGET SETTING OF RELIABILITY INDICES FOR POWER DISTRIBUTION SYSTEMS WITH CONSIDERATION OF POWER SYSTEM IMPROVEMENT PLANS. ADVISOR: ASST. PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 151 pp.

Distribution systems are crucially important to economic and social development of the country, since they are aimed to deliver electricity to consumers, i.e. end-users of electric power systems. Ones of the most concerned issues are power quality and reliability of distribution systems. Nowadays, Energy Regulatory Commission (ERC) has set the target of quality service of Thailand distribution systems by the following 2 power system reliability indices, System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), which represents the average number of electricity interruptions experienced by a customer per year, customer experiences a sustained interruption over a year and System Average Interruption Duration Index (SAIDI), which represents the average duration of electricity interruptions experienced by a customer per year. To set the target of reliability indices for power distribution systems in Thailand, the target setting is often based on the average historical data, which does not reflect the actual investment on power distribution systems for improving the power system reliability.

From all the mentioned reasons, this thesis proposes a method for optimally setting target of reliability indices for power distribution systems with consideration of power system improvement plans. The selected improvement projects are used to set the target indices, i.e. SAIFI and SAIDI, and the target setting reflects the actual investment power distribution systems.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2016

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ทั้งนี้เนื่องจากการได้รับการสนับสนุน คำแนะนำ และความช่วยเหลือจากบุคคลหลายท่าน ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุธัชชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ของการทำ วิทยานิพนธ์มาด้วยดีตลอด รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาในวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์ นอกจากนี้ ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์ อาจารย์ ดร.สันต์ สัมปตตะวนิช และ ดร.ประสิทธิ์ สิริทิพย์รัตมี ที่ได้ เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยต้องขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ที่คอยให้กำลังใจและคอยให้ ความสนับสนุนตลอดมา ตลอดจนเพื่อนนิสิต และ นิสิตรุ่นพี่รุ่นน้องทุกๆ คนในห้องปฏิบัติการวิจัย ที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญรูป.....	ฅ
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	3
1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์	3
1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	4
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์.....	4
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	5
บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า	8
2.1 วิธีประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	9
2.2 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้	12
2.3 การประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้	15
2.3.1 การประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอดีต.....	15
2.3.2 การประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอนาคต	16
2.4 มาตรฐานคุณภาพบริการของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย	16
2.5 วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้อยู่ในต่างประเทศ.....	18

2.5.1	วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศ ออสเตรเลีย	18
2.5.2	วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศอิตาลี..	20
2.5.3	วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศ สหรัฐอเมริกา	21
บทที่ 3	ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า	24
3.1	รูปแบบการจ่ายโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	24
3.1.1	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial Network)	24
3.1.2	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring Network)	25
3.1.3	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย (Mesh Network)	26
3.2	อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	27
3.3	แนวทางการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	28
3.2.1	การเปลี่ยนประเภทของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่าย	29
3.2.2	การติดตั้งสวิตช์ตัดตอนและรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	30
3.2.3	การเพิ่มจุดถ่ายโอนโหลดจากสายป้อนอื่น	32
3.2.4	การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์	33
3.2.5	การปรับปรุงสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย	33
บทที่ 4	ความรู้พื้นฐานทางเศรษฐศาสตร์	35
4.1	วิธีการประเมินผลตอบแทนของโครงการลงทุน	35
4.1.1	ค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value)	36
4.1.2	อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return)	36
4.1.3	ช่วงเวลาคืนทุนอย่างง่าย (Simple Payback Period)	37
4.2	มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า	38
4.3	การหาอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	39

บทที่ 5 พื้นฐานการใช้งานโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	42
5.1 พื้นฐานการสร้างแบบจำลองไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY.....	42
5.1.1 ส่วนประกอบต่างๆ ของหน้าต่าง Main Window.....	42
5.1.2 แนะนำ Tool bar ต่างๆ ของโปรแกรม	43
5.1.2.1 Main Tool Bar	43
5.1.2.2 Drawing Tool bar	45
5.1.3 การสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	46
5.1.4 การป้อนข้อมูลหรือการแก้ไขข้อมูลของอุปกรณ์ในแบบจำลองไฟฟ้า	47
5.2 การคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY....	52
บทที่ 6 วิธีการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ที่นำเสนอและระบบทดสอบ	54
6.1 วิธีการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังโดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่นำเสนอ	54
6.1.1 การเลือกโครงการปรับปรุงที่วางแผนจะนำมาใช้ในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของพื้นที่ที่พิจารณา.....	55
6.1.2 การคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ตามรายโครงการปรับปรุง	56
6.1.3 การหาความสัมพันธ์ระหว่างงบประมาณที่ใช้กับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้.....	57
6.1.4 การเลือกโครงการปรับปรุงที่เหมาะสมที่สุด ภายใต้งบประมาณที่กำหนดในแต่ละปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์	58
6.1.5 การกำหนดค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ ตามโครงการที่เลือกลงทุน	60
6.2 ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์	61
บทที่ 7 ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผล	98
7.1 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ	98
7.1.1 ข้อมูลอัตราความขัดข้องและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบ	98

7.1.2 เงินลงทุนสำหรับแต่ละอุปกรณ์.....	99
7.1.3 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์	100
7.2 ผลการทดสอบ	100
7.2.1 การเลือกโครงการปรับปรุงที่วางแผนจะนำมาใช้ในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของพื้นที่ที่พิจารณา.....	101
7.2.2 การคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ตามรายโครงการปรับปรุง.....	102
7.2.3 การหาความสัมพันธ์ระหว่างบที่ใช้กับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้	107
7.2.4 การเลือกโครงการปรับปรุงที่เหมาะสมที่สุด ภายใต้งบประมาณที่กำหนดในแต่ละปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์	111
7.2.5 การกำหนดค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ตามโครงการที่เลือกลงทุน.....	121
7.3 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุน.....	131
บทที่ 8 สรุปผลและข้อเสนอแนะ.....	145
8.1 สรุปผลการวิจัย.....	145
8.2 ข้อเสนอแนะ	146
รายการอ้างอิง.....	147
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	151

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1 มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคเขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ.....	17
ตารางที่ 2.2 มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคเขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ	17
ตารางที่ 2.3 ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของ Ausgrid.....	19
ตารางที่ 2.4 ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของ Powercor	20
ตารางที่ 2.5 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีในปี 2004 - 2007.....	21
ตารางที่ 2.6 ค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีในปี 2008 - 2011.....	21
ตารางที่ 2.7 ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของรัฐนิวยอร์ก	22
ตารางที่ 4.1 ดัชนีความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของ กฟน. แยกตามพื้นที่	38
ตารางที่ 4.2 ดัชนีความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของ กฟภ. แยกตามพื้นที่	38
ตารางที่ 6.1 ตัวอย่างตารางรายละเอียดการลงทุน	58
ตารางที่ 6.2 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA01	64
ตารางที่ 6.3 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA01.....	64
ตารางที่ 6.4 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA02	65
ตารางที่ 6.5 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA02.....	66
ตารางที่ 6.6 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA03	67
ตารางที่ 6.7 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA03.....	67
ตารางที่ 6.8 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA04	68
ตารางที่ 6.9 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA04.....	69
ตารางที่ 6.10 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA05	70
ตารางที่ 6.11 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA05.....	70
ตารางที่ 6.12 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA06	71

ตารางที่ 6.13	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA06.....	72
ตารางที่ 6.14	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA07	73
ตารางที่ 6.15	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA07.....	73
ตารางที่ 6.16	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA08	75
ตารางที่ 6.17	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA08.....	75
ตารางที่ 6.18	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA09	76
ตารางที่ 6.19	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA09.....	77
ตารางที่ 6.20	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA10	78
ตารางที่ 6.21	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA10.....	78
ตารางที่ 6.22	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA01	79
ตารางที่ 6.23	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA01.....	80
ตารางที่ 6.24	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA02	81
ตารางที่ 6.25	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA02.....	82
ตารางที่ 6.26	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA04	83
ตารางที่ 6.27	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA04.....	84
ตารางที่ 6.28	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA05	85
ตารางที่ 6.29	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA05.....	86
ตารางที่ 6.30	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA09	87
ตารางที่ 6.31	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA09.....	88
ตารางที่ 6.32	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA10	89
ตารางที่ 6.33	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA10.....	90
ตารางที่ 6.34	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LGA01	91
ตารางที่ 6.35	ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2- LGA01	91
ตารางที่ 6.36	ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LGA02.....	92

ตารางที่ 6.37 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2- LGA02	93
ตารางที่ 6.38 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LGA04	94
ตารางที่ 6.39 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2- LGA04	95
ตารางที่ 6.40 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LGA05	96
ตารางที่ 6.41 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2- LGA05	97
ตารางที่ 7.1 ค่าอัตราความขัดข้องและระยะเวลาการซ่อมของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	98
ตารางที่ 7.2 เงินลงทุนสำหรับแต่ละอุปกรณ์ที่จะใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า	99
ตารางที่ 7.3 ข้อมูลรายละเอียดของระบบทดสอบ	101
ตารางที่ 7.4 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบกรณีฐาน	102
ตารางที่ 7.5 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสาย เปลี่ยนเป็นสายหุ้มฉนวน.....	104
ตารางที่ 7.6 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสาย เหนือดินเป็นสายเคเบิลใต้ดิน.....	105
ตารางที่ 7.7 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโกลส เซอร์เข้าไปในระบบ	106
ตารางที่ 7.8 ความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือของระบบ ทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลี่ยนเป็นสายหุ้มฉนวน.....	107
ตารางที่ 7.9 ความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือของระบบ ทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายเคเบิลใต้ดิน.....	108
ตารางที่ 7.10 ความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือของระบบ ทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโกลสเซอร์เข้าไปในระบบ	109
ตารางที่ 7.11 ผลการคัดเลือกโครงการที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 ต้องการให้ค่าดัชนี ΔCMI มีค่ามากที่สุด.....	111
ตารางที่ 7.12 ผลการคัดเลือกโครงการที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 ต้องการให้ค่าดัชนี $\Delta CENS$ มีค่ามากที่สุด.....	114

ตารางที่ 7.13 ผลการคัดเลือกโครงการที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 ต้องการให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้และให้ได้ค่าดัชนี $\Delta CENS$ มีค่ามากที่สุด	118
ตารางที่ 7.14 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIFI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1.....	121
ตารางที่ 7.15 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIDI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1	122
ตารางที่ 7.16 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIFI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2.....	124
ตารางที่ 7.17 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIDI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2.....	125
ตารางที่ 7.18 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIFI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3.....	128
ตารางที่ 7.19 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIDI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2.....	129
ตารางที่ 7.20 รายละเอียดกระแสเงินสดรายปีของฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1	132
ตารางที่ 7.21 รายละเอียดกระแสเงินสดรายปีของฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2.....	136
ตารางที่ 7.22 รายละเอียดกระแสเงินสดรายปีของฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3.....	140

สารบัญรูป

รูปที่ 1.1 ค่าใช้จ่ายและความเสียหายจากการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายระหว่าง การไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า.....	2
รูปที่ 1.2 โครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์.....	6
รูปที่ 2.1 การแบ่งระดับชั้นความเชื่อถือได้.....	8
รูปที่ 2.2 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง	10
รูปที่ 2.3 แบบจำลองการทำงานสองสถานะของมาร์คอฟ.....	11
รูปที่ 2.4 กราฟค่า SAIFI และ SAIDI ในอดีตและเส้นกราฟแนวโน้มของ Ausgrid.....	19
รูปที่ 3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล	25
รูปที่ 3.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน	26
รูปที่ 3.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย	27
รูปที่ 3.4 สายไฟฟ้าประเภทต่างๆ.....	29
รูปที่ 3.5 รีโคลสเซอร์พร้อมตู้ควบคุม.....	30
รูปที่ 3.6 ระบบจำหน่ายทั่วไป.....	31
รูปที่ 3.7 ระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ตัดตอน.....	31
รูปที่ 3.8 ระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ตัดตอนและรีโคลสเซอร์.....	32
รูปที่ 3.9 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีสวิตช์ถ่ายโอนโหลด	32
รูปที่ 3.10 ระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ถ่ายโอนโหลด	33
รูปที่ 3.11 ตาข่ายตะแกรงป้องกันงู	33
รูปที่ 4.1 กราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่ภาคกลางเขต 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	41
รูปที่ 5.1 ส่วนประกอบต่างๆ ของหน้า Main Window	43
รูปที่ 5.2 ตัวอย่างแบบจำลองระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 22 kV	47
รูปที่ 5.3 Dialog ของ Terminal	48
รูปที่ 5.4 Dialog ของ Line.....	48

รูปที่ 5.5 หน้าต่างกำหนด Parameter ของ Line.....	49
รูปที่ 5.6 หน้าต่างกำหนดค่าด้านความเชื่อถือได้ของ Line.....	49
รูปที่ 5.7 Dialog ของ External Grid.....	50
รูปที่ 5.8 หน้าต่าง Load Flow ของ External Grid.....	50
รูปที่ 5.9 หน้าต่าง Load Flow ของ Load.....	51
รูปที่ 5.10 หน้าต่าง Reliability ของ Load.....	51
รูปที่ 5.11 การคำนวณความเชื่อถือได้หน้า Basic Option.....	52
รูปที่ 5.12 ตัวอย่างการแสดงผลการคำนวณความเชื่อถือได้ใน Output Window.....	53
รูปที่ 6.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังโดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า.....	55
รูปที่ 6.2 ระบบทดสอบ LCA02.....	56
รูปที่ 6.3 ผลการคำนวณความเชื่อถือได้ระบบทดสอบ LCA02.....	57
รูปที่ 6.4 แผนที่การไฟฟ้าเขตทั้ง 12 เขตในประเทศไทย.....	62
รูปที่ 6.5 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA01.....	63
รูปที่ 6.6 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA02.....	65
รูปที่ 6.7 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA03.....	66
รูปที่ 6.8 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA04.....	68
รูปที่ 6.9 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA05.....	69
รูปที่ 6.10 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA06.....	71
รูปที่ 6.11 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA07.....	72
รูปที่ 6.12 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA08.....	74
รูปที่ 6.13 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA09.....	76
รูปที่ 6.14 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA10.....	77
รูปที่ 6.15 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-BLA01.....	79

รูปที่ 6.16 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-BLA02.....	81
รูปที่ 6.17 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-BLA04.....	83
รูปที่ 6.18 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-BLA05.....	85
รูปที่ 6.19 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-BLA09.....	87
รูปที่ 6.20 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-BLA10.....	89
รูปที่ 6.21 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LGA01	90
รูปที่ 6.22 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LGA02	92
รูปที่ 6.23 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LGA04	94
รูปที่ 6.24 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LGA05	96
รูปที่ 7.1 ค่าดัชนี ΔCMI สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1	112
รูปที่ 7.2 ค่าดัชนี $\Delta CENS$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1	113
รูปที่ 7.3 ค่าดัชนี $\Delta LOEC$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1	113
รูปที่ 7.4 ค่าดัชนี ΔCMI สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2	116
รูปที่ 7.5 ค่าดัชนี $\Delta CENS$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2	116
รูปที่ 7.6 ค่าดัชนี $\Delta LOEC$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2	117
รูปที่ 7.7 ค่าดัชนี ΔCMI สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3	119
รูปที่ 7.8 ค่าดัชนี $\Delta CENS$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3	120
รูปที่ 7.9 ค่าดัชนี $\Delta LOEC$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3	120
รูปที่ 7.10 ค่าดัชนี SAIFI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1	123
รูปที่ 7.11 ค่าดัชนี SAIDI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1	123
รูปที่ 7.12 ค่าดัชนี SAIFI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2	126
รูปที่ 7.13 ค่าดัชนี SAIDI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2	127
รูปที่ 7.14 ค่าดัชนี SAIFI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3	130
รูปที่ 7.15 ค่าดัชนี SAIDI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3.....	131



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1

บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง และในหัวข้อสุดท้ายจะเป็นการกล่าวถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ โดยเนื้อหาในแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังนี้

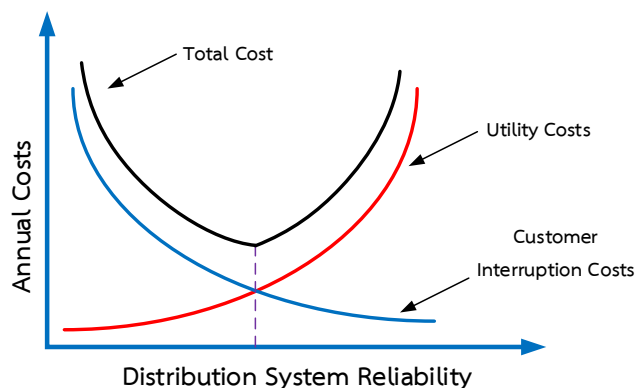
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญที่สุดปัจจัยหนึ่งสำหรับการดำเนินชีวิตประจำวันของมนุษย์ ในการใช้ประโยชน์ในด้านต่างๆ เช่น การสื่อสาร การคมนาคม การศึกษา เป็นต้น รวมถึงเป็นปัจจัยสำคัญในการสร้างความเจริญก้าวหน้าในทุกๆด้านของประเทศ สร้างผลผลิต ช่วยส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาเศรษฐกิจ และสังคมอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นอัตราการใช้ไฟฟ้าของประเทศจึงมีความสัมพันธ์โดยตรงกับปริมาณการขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ รายได้ประชาชาติ และการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ

ดังนั้นการเกิดไฟฟ้าดับซึ่งเกิดจากการขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังจึงส่งผลกระทบต่อกระบวนการผลิตในภาคอุตสาหกรรมและการดำเนินธุรกิจต่างๆ และความขัดข้องในระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่เกิดขึ้นที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นเมื่อเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้าย่อมส่งผลกระทบต่อโรงงานอุตสาหกรรมและอาคารพาณิชย์ ทำให้เกิดการหยุดชะงักในการประกอบกิจการและการดำเนินธุรกิจ ส่งผลให้เกิดความเสียหายต่อผลการดำเนินงานและสูญเสียรายได้จากการดำเนินธุรกิจ ทำให้ต้นทุนการผลิตที่เป็นปัจจัยสำคัญในการแข่งขันทางการค้ามีค่าสูงมากขึ้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งเป็นระบบที่เชื่อมต่อระหว่างระบบส่งจ่ายไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า จึงเป็นระบบที่มีความสำคัญและส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟโดยตรง โดยที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายถือเป็นหน่วยงานหนึ่งที่มีหน้าที่ในการดูแลคุณภาพไฟฟ้าและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เป็นที่พอใจต่อผู้ใช้บริการ ซึ่งจำเป็นต้องมีการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านโครงการลงทุนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบ เช่น การเปลี่ยนสายอลูมิเนียมไม่หุ้มฉนวนให้เป็นสายหุ้มฉนวน หรือเปลี่ยนเป็นสายเคเบิลใต้ดิน การตรวจตราต้นไม้ใกล้แนวสายไฟฟ้า และการติดตั้งรีโคลสเซอร์ เป็นต้น นอกจากการลงทุนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจะเป็นการทำให้ความเชื่อถือได้ของพื้นที่ที่ได้รับการปรับปรุงเพิ่มขึ้นแล้ว ยังทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของ

ผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ลดลงด้วย อย่างไรก็ตามการลงทุนในโครงการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะทำให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีค่าเพิ่มขึ้น ดังรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 ค่าใช้จ่ายและความเสียหายจากการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายระหว่างกรไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า

ดังนั้นในการเลือกโครงการลงทุนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จึงควรเลือกโครงการลงทุนที่มีประสิทธิภาพและคุ้มค่างบเงินที่ได้ลงทุนไป นอกจากนี้ในปัจจุบันหลายๆ ประเทศรวมถึงประเทศไทยได้มีการกำหนดเกณฑ์คุณภาพการให้บริการของการไฟฟ้าระบบจำหน่าย ซึ่งค่าดัชนีที่ใช้ในการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานด้านความเชื่อถือได้ คือ System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) ซึ่งเป็นค่าดัชนีแสดงจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงเวลา 1 ปี และ System Average Interruption Duration Index (SAIDI) ซึ่งเป็นค่าดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงเวลา 1 ปี ดังนั้นจะเห็นว่าค่าเกณฑ์มาตรฐานที่ตั้งขึ้นมาจะเป็นตัวบ่งบอกถึงประสิทธิภาพด้านความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเอง ซึ่งการตั้งค่าเกณฑ์มาตรฐานความเชื่อถือได้เหล่านี้ควรจะมีการตั้งให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่และโครงสร้างระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้นๆ โดยที่การตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทยมักจะอาศัยค่าเฉลี่ยในอดีตซึ่งไม่สะท้อนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่แท้จริง

จากเหตุผลที่ได้กล่าวมาทั้งหมด วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้เสนอวิธีการตั้งค่าเกณฑ์มาตรฐานจากโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ผ่านวิธีการคัดเลือกโครงการด้วยวิธีการวิเคราะห์ประสิทธิภาพของโครงการลงทุน เพื่อให้ค่าเกณฑ์มาตรฐานเป้าหมายที่ตั้งขึ้นมานั้นสามารถสะท้อนถึงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้จริง

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อนำเสนอแนวทางการคัดเลือกโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาถึงประสิทธิภาพของโครงการตามเป้าหมายวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้
2. เพื่อนำเสนอแนวทางการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1. ศึกษาโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้วิธีการพิจารณาประสิทธิภาพของโครงการลงทุนตามเป้าหมายวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้
2. พิจารณาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ โดยใช้โปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY
3. วิเคราะห์โครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาโครงการ 3 รูปแบบ คือ การเปลี่ยนสายไฟฟ้าแบบเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน การเปลี่ยนสายไฟฟ้าเหนือดินเป็นสายไฟฟ้าใต้ดิน การเพิ่มรีโครเซอร์เข้าไปในระบบ โดยใช้วิธีการพิจารณาประสิทธิภาพของโครงการลงทุนตามเป้าหมายวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้ ทดสอบด้วยระบบที่ดัดแปลงมาจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดัน 22/33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่ภาคกลางเขต 2
4. ตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ของระบบทดสอบ ด้วยผลจากโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ที่คัดเลือก ด้วยวิธีการพิจารณาประสิทธิภาพของโครงการลงทุนตามเป้าหมายวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้
5. พิจารณาการลงทุนโครงการแบบลงทุนทำทั้งหมดในพื้นที่
6. พิจารณาผลตอบแทนจากโครงการลงทุนทั้งทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์

1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

1. ศึกษาวิธีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้กันทั่วไป ในต่างประเทศ รวมถึงในงานวิจัยต่างๆ
2. ศึกษาทฤษฎีเบื้องต้นในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง
3. ศึกษาวิธีการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
4. ทำการทดสอบผลที่ได้จากการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้โปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY
5. วิเคราะห์ผลของโครงการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้วิธีการพิจารณาประสิทธิภาพของโครงการลงทุนตามเป้าหมายวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้

6. ตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ ด้วยผลจากโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ที่คัดเลือก
7. สรุปและวิเคราะห์ผลที่ได้

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. สามารถวิเคราะห์โครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้วิธีการพิจารณาประสิทธิภาพของโครงการลงทุนตามเป้าหมายวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้และนำมาประกอบการพิจารณาการคัดเลือกโครงการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2. ได้รับแนวทางการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังโดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะเป็นงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการคัดเลือกกิจกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทความ [1] ได้นำเสนอแนวทางการตั้งแผนการพัฒนาค่าเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณา 3 องค์ประกอบ คือ 1) การออกแบบระบบและการพิจารณาประสิทธิภาพในอดีตของระบบ 2) การสร้างแบบจำลองระบบและการศึกษาพฤติกรรมของระบบ 3) การจัดลำดับความสำคัญของแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้า ซึ่งในบทความจะประยุกต์ใช้วิธีการทั้ง 3 ขั้นตอนกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งจะแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนที่ลงในแผนการพัฒนาค่าเชื่อถือได้กับค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ที่ได้จากแผนการพัฒนาค่าเชื่อถือได้ที่กำหนดขึ้นมา ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำหลักการการสร้างแบบจำลองระบบและการศึกษาพฤติกรรมของระบบไฟฟ้า และการจัดลำดับความสำคัญของแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้ามาใช้ รวมถึงปรับปรุงให้มีหลักเกณฑ์ในการจัดทำแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้าให้มีหลากหลายมิติมากยิ่งขึ้น

บทความ [2] ได้นำเสนอแนวทางการพิจารณาแผนการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงผลกระทบด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ผลที่ได้จากระบบทดสอบแสดงให้เห็นว่าการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการติดตั้งอุปกรณ์ในการป้องกันและตัดตอนเข้าไปจะส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า พร้อมทั้งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนในแผนการปรับปรุงและค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ลดลงจากผลของแผนการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์

ฉบับนี้จะนำหลักการในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนเข้าไปในระบบเป็นหนึ่งในวิธีการปรับปรุงระบบไฟฟ้า และยังมีการพิจารณาถึงโครงการปรับปรุงรูปแบบอื่นๆด้วย

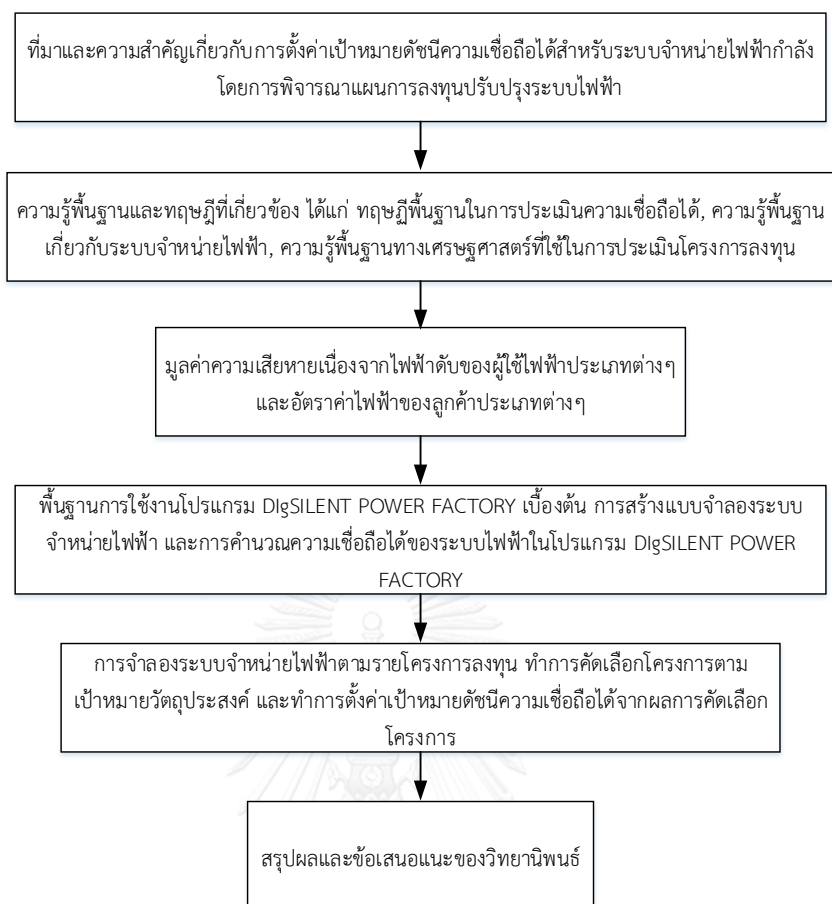
บทความ [3] ได้นำเสนอวิธีการตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ของแต่ละการไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์เส้นห่อหุ้ม (Data Envelopment Analysis หรือ DEA) ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแต่ละการไฟฟ้าย่อยเพื่อหาการไฟฟ้าตัวกำหนดเกณฑ์เปรียบเทียบสมรรถนะ (Benchmark) แล้วกำหนดดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ของแต่ละการไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำหลักการตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI มาใช้ แต่จะพิจารณาจากแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าแทนการเปรียบเทียบกันระหว่างการไฟฟ้าย่อยแต่ละเขตเอง

บทความ [4] ได้นำเสนอวิธีการตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ของแต่ละเขตการไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยการวางแผนการบำรุงรักษาอย่างเหมาะสมภายใต้งบประมาณที่เหมาะสม แล้วนำผลการปรับปรุงความเชื่อถือได้จากแผนการบำรุงรักษามา กำหนดดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ของแต่ละการไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำหลักการในการวางแผนการลงทุนอย่างเหมาะสมภายใต้งบประมาณที่เหมาะสม รวมถึงนำผลที่ได้มา กำหนดเป็นค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ แต่จะปรับปรุงในเรื่องของการวิเคราะห์โครงการที่จะใช้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY มาทำการวิเคราะห์โครงการแทนการใช้ค่าประมาณ และการคัดเลือกโครงการที่มีหลากหลายมิติมากกว่าที่กล่าวไว้ในบทความ

บทความ [5] ได้นำเสนอวิธีการตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI ของสายป้อนในภาคกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ด้วยการดูการกระจายตัวของความขัดข้องที่เกิดขึ้นของแต่ละอุปกรณ์ป้องกัน แล้วใช้วิธีการฟิชชี เพื่อหาอัตราความไม่แน่นอนของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวว่าจะส่งผลกระทบต่ออัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ละตัวอย่างไร แล้วนำอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ป้องกันที่ได้มา คำนวณค่า SAIFI ของสายป้อนที่พิจารณา ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ค่าอัตราความขัดข้องของอุปกรณ์ที่เป็นค่าสถิติย้อนหลัง ซึ่งเป็นการหาค่าเฉลี่ยแทนการหาการกระจายตัวด้วยวิธีฟิชชี แล้วใช้แบบจำลองระบบประเมินหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สามารถพิจารณาได้จากความสัมพันธ์ของโครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์ ดังแสดงในรูปที่ 1.2



รูปที่ 1.2 โครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์

จากโครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์ในรูปที่ 1.2 สามารถแสดงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ทั้งหมดได้ดังต่อไปนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง รวมทั้งข้อมูลที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ภายในระบบ ค่าเป้าหมายด้านความเชื่อถือได้ที่ใช้ในประเทศไทย และการตั้งค่าเป้าหมายความเชื่อถือได้ที่ใช้กันในประเทศ

บทที่ 3 กล่าวถึงความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง เช่น รูปแบบของระบบจำหน่ายโดยทั่วไป อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่าย และการพัฒนาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ

บทที่ 4 กล่าวถึงความรู้พื้นฐานทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการประเมินโครงการลงทุนต่างๆ การหามูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า และการหาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

บทที่ 5 กล่าวถึงการใช้งานโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY พื้นฐานการสร้างแบบจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

บทที่ 6 กล่าวถึงการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง โดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยใช้วิธีการพิจารณาประสิทธิภาพของโครงการลงทุนตามเป้าหมายวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้และระบบทดสอบที่จะใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 7 กล่าวถึงผลการทดสอบ การวิเคราะห์ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุน

บทที่ 8 กล่าวถึงสรุปผลของวิทยานิพนธ์ และข้อเสนอแนะ



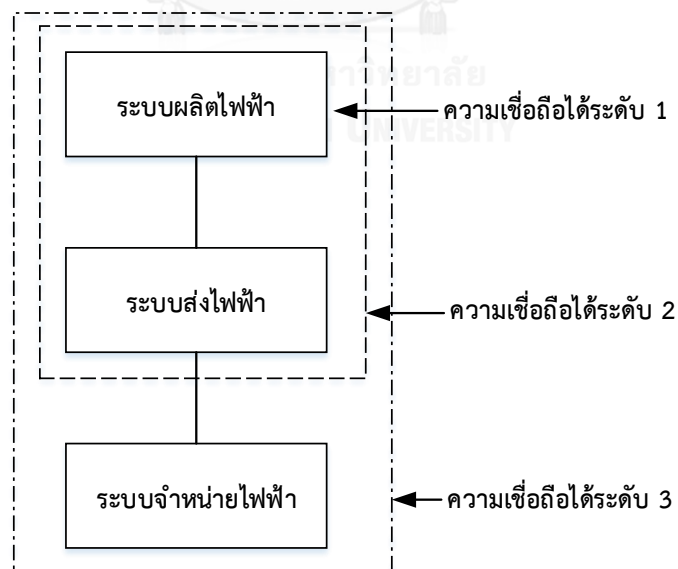
บทที่ 2

ทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ความเชื่อถือได้ หมายถึง โอกาสที่ระบบนั้นๆ จะทำงานได้ตามหน้าที่ที่กำหนดไว้ภายในระยะเวลาที่กำหนด ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด [6] โดยระบบไฟฟ้าจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่างๆ มากมาย เช่น สายไฟฟ้า หม้อแปลง สวิตช์ต่างๆ ดังนั้นเวลาวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จึงจำเป็นที่จะต้องวิเคราะห์องค์ประกอบย่อยๆ ต่างๆ เหล่านั้นและนำมาประกอบกันเป็นระบบไฟฟ้า ขนาดใหญ่ๆนั้นเอง เราสามารถแบ่งความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าตามแนวทางที่กำหนดกันทั่วไปดังนี้ [7]

1. ความเพียงพอ (System adequacy) คือ ความสามารถของระบบไฟฟ้าในการจัดส่งพลังงานไฟฟ้าสนองต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟได้ตลอดเวลา
2. ความมั่นคงในระบบ (System security) คือ ความสามารถในการจัดการแก้ไขเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เช่น การเกิดไฟฟ้าลัดวงจร หรือการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าฉุกเฉิน เช่น มีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่หลุดออกจากระบบ เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะทำการวิเคราะห์ในสภาวะพลวัต (Dynamic condition)

ในระบบไฟฟ้าระดับความเชื่อถือได้ (Hierarchical Levels) จะแบ่งออกได้เป็น 3 ระดับชั้น [8] ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 การแบ่งระดับชั้นความเชื่อถือได้

ระดับขั้นที่ 1 พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียว โดยจะเป็นการศึกษาถึงความพอเพียงของระบบผลิตไฟฟ้าว่าเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าหรือไม่

ระดับขั้นที่ 2 พิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยเรียกว่า ระบบไฟฟ้าผสม (Composite system) หรือระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Bulk Power System)

ระดับขั้นที่ 3 พิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้า, ระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าด้วยกัน

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจึงมีความสำคัญ เนื่องจากการเกิดเหตุขัดข้องภายในระบบไฟฟ้า จะส่งผลให้เกิดความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าและของประเทศชาติ ดังนั้นการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องพิจารณา ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาเฉพาะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากเป็นระบบที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงและสัดส่วนการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องในระบบจำหน่ายมีมากกว่าระบบอื่นๆ

2.1 วิธีประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

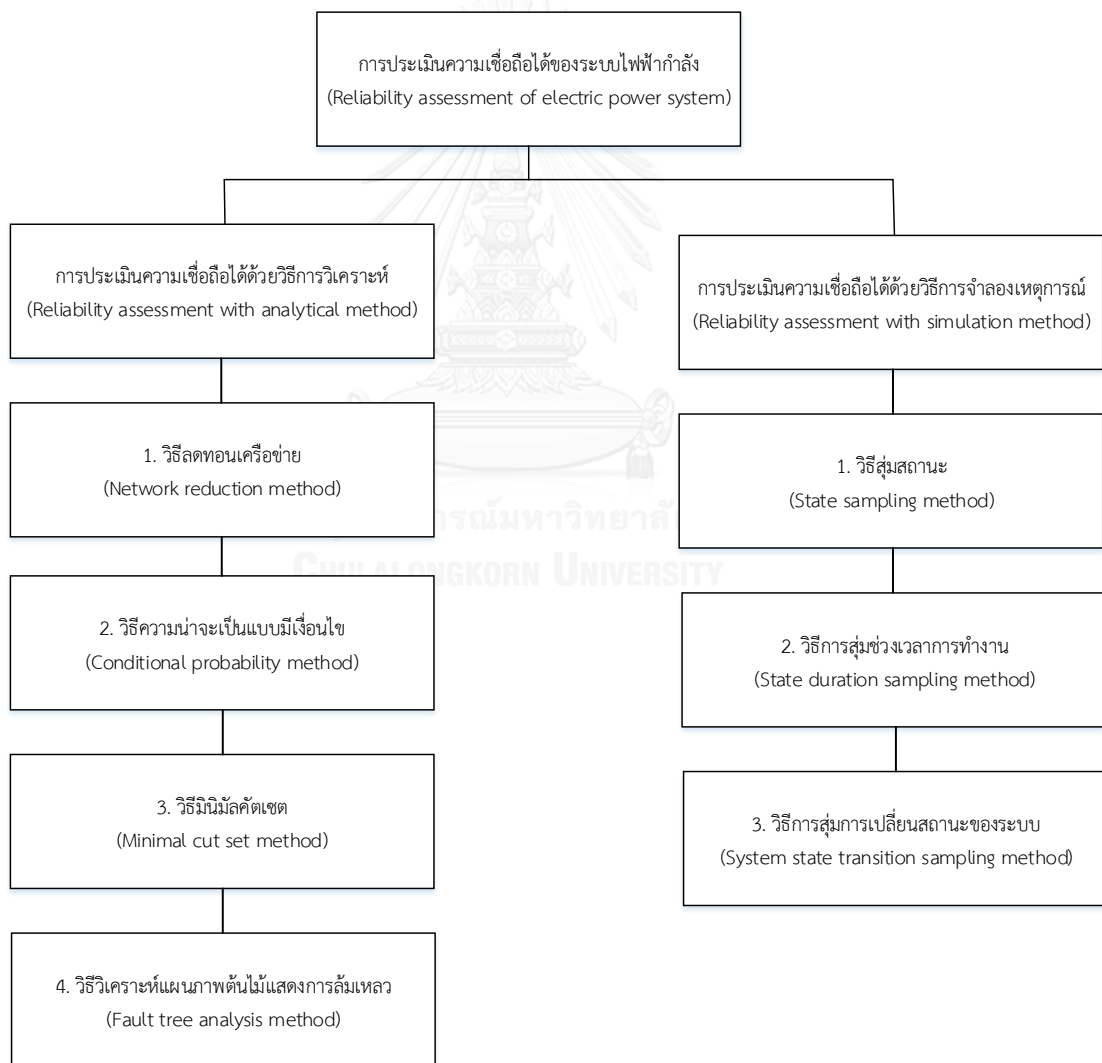
โดยทั่วไปวิธีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังแบ่งได้เป็น 2 วิธี คือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) เป็นวิธีการที่ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ แทนพฤติกรรมแบบสุ่มของอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่พิจารณา และคำนวณหาค่าดัชนีต่างๆ ด้วยกระบวนการทางคณิตศาสตร์ และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) เป็นวิธีการที่มีการจำลองเหตุการณ์ด้วยเทคนิคของมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation method: MCS) โดยการจำลองพฤติกรรมของอุปกรณ์ในระบบที่ตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นแบบสุ่ม และทำการประเมินด้วยการจำลองเหตุการณ์ซ้ำๆ หลายครั้ง จากนั้นทำการประเมินผลเป็นค่าดัชนี

สำหรับวิธีการวิเคราะห์ที่นำมาใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแบ่งย่อยออกได้เป็น 4 วิธี คือ วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduction method) วิธีการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method) วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method) และ วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลว (Fault tree analysis method) ในทำนองเดียวกันวิธีการจำลองเหตุการณ์ที่นำมาใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแบ่งออกได้ 3 วิธี คือ วิธีการสุ่มสถานะ (State sampling method) วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State duration sampling method) และ วิธีการสุ่มการเปลี่ยนแปลงสถานะของระบบ (System state transition sampling method) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.2

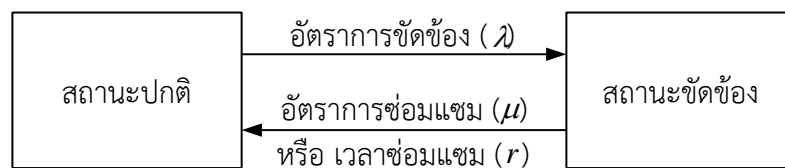
วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ โดยวิธีการวิเคราะห์จะให้ผลแม่นยำ และเหมาะสมกับระบบที่ไม่ซับซ้อนมากหรือมีจำนวนอุปกรณ์ไม่มากนัก แต่มีจุดด้อยคือการคำนวณจะมีความซับซ้อน และ

คำนวณได้ยากหากระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น สำหรับวิธีการจำลองเหตุการณ์ แม้ว่าจะต้องใช้เวลาในการคำนวณมาก แต่วิธีนี้จะสามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการวิเคราะห์ โดยการสร้างแบบจำลองไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY แล้ววิเคราะห์หาความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการเชื่อมต่อ (Connectivity Analysis)

สำหรับรายละเอียดการประเมินความเชื่อถือได้นั้น จะอาศัยข้อมูลทางสถิติการขัดข้องของอุปกรณ์ไฟฟ้าตั้งที่ได้กล่าวไปก่อนหน้านี้ จากนั้นจะนำมาพิจารณาในแบบจำลองพฤติกรรมการทำงานของแต่ละอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้จากการศึกษาบทความวิชาการและรายงานวิจัยต่างๆ พบว่าแบบจำลองที่เป็นที่นิยมได้แก่แบบจำลองการทำงานอุปกรณ์สองสถานะของมาร์คอฟ (Two State Markov Model) แสดงได้ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.2 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง



รูปที่ 2.3 แบบจำลองการทำงานสองสถานะของมาร์คอฟ

แบบจำลองการทำงานอุปกรณ์สองสถานะของมาร์คอฟมีพารามิเตอร์ที่ใช้อธิบายการทำงาน
ของแบบจำลองจำนวน 3 พารามิเตอร์ คืออัตราการขัดข้อง อัตราการซ่อมแซมและเวลาการซ่อมแซม
ดังนี้

$$\text{อัตราการขัดข้อง } (\lambda) = \frac{\text{จำนวนเหตุการณ์การขัดข้องของอุปกรณ์ในช่วงเวลาที่กำหนด}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่อุปกรณ์ทำงานได้}} \quad (2.1)$$

$$\text{อัตราการซ่อมแซม } (\mu) = \frac{\text{จำนวนเหตุการณ์การซ่อมแซมอุปกรณ์ในช่วงเวลาที่กำหนด}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์}} \quad (2.2)$$

$$\text{เวลาการซ่อมแซม } (r) = \frac{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์}}{\text{จำนวนเหตุการณ์การซ่อมแซมอุปกรณ์ในช่วงเวลาที่กำหนด}} \quad (2.3)$$

จะเห็นว่า ช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติและช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะขัดข้องใน
แต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้น เพื่อจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึง
จำเป็นต้องประมาณด้วยระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะทำงานปกติ (Mean time to failure: MTTF) และ
ระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะขัดข้อง (Mean time to repair: MTTR) ดังนี้

$$MTTF = \frac{\sum_{i=1}^N T_{n,i}}{N} = \frac{1}{\lambda} \quad (2.4)$$

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^N T_{f,i}}{N} = \frac{1}{\mu} \quad (2.5)$$

โดย N คือ จำนวนวงจรการทำงานทั้งหมด (ปี)

- T_n คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ ปกติ ซึ่งสามารถทำงานได้ในครั้งที่ i (ชั่วโมง)
- T_f คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ ชัดข้อง ซึ่งแสดงถึงระยะเวลาในการซ่อมแซมครั้งที่ i (ชั่วโมง)

หมายเหตุ: ในทางปฏิบัตินั้น ระบบโครงข่ายไฟฟ้าหนึ่งๆ ของการไฟฟ้าจะไม่อนุญาตให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นเวลานาน โดยการไฟฟ้าจะมีการถ่ายโอนโหลดไปยังแหล่งพลังงานไฟฟ้าอื่นเพื่อให้จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ตามปกติ เช่น การถ่ายโอนโหลดโดยใช้เส้นทางกรไลของพลังงานไฟฟ้าเส้นทางอื่น ลักษณะเช่นนี้จะถือว่าเป็นเวลาในการสวิตช์ (Switching) และจะไม่นับว่าเป็นเวลาในการซ่อมแซม (Repair)

2.2 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ระดับความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถประเมินได้ด้วยค่าดัชนีต่างๆ ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ที่ต้องการใช้งาน โดยการใช้ค่าดัชนีเพื่อบ่งบอกถึงประสิทธิภาพของระบบ ทำให้สามารถเปรียบเทียบกันระหว่างระบบต่างๆ ได้และยังสามารถตั้งเป้าหมายเพื่อปรับปรุงให้ค่าดัชนีดีขึ้นและดำเนินการให้เป็นไปตามเป้าหมายได้ ดัชนีที่ใช้กันโดยทั่วไปได้แก่ [9]

ค่าดัชนี SAIFI

ค่าดัชนี SAIFI (System Average Interruption Frequency Index, ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี) คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งของการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ ตามระยะเวลาที่พิจารณา โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$SAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (2.6)$$

- โดย N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับครั้งที่ i (ราย)
- N_T คือ จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด (ราย)

ค่าดัชนี SAIDI

ค่าดัชนี SAIDI (System Average Interruption Duration Index, นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี) คือ ค่าดัชนีที่แสดงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของระบบที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ ในระยะเวลาที่พิจารณา โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (2.7)$$

โดย r_i คือ ระยะเวลาของไฟฟ้าดับครั้งที่ i (นาท)
 N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับครั้งที่ i (ราย)
 N_T คือ จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด (ราย)

ค่าดัชนี CMI

ค่าดัชนี CMI (Customer-Minute of Interruption, ผู้ใช้ไฟฟ้า-นาท) คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงผลกระทบจากการเกิดไฟดับโดยถูกแสดงในปริมาณของจำนวนผู้ใช้ไฟ-นาทที่ได้รับผลกระทบ โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$CMI = \text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว} = \sum r_i N_i \quad (2.8)$$

โดย r_i คือ ระยะเวลาของไฟฟ้าดับครั้งที่ i (นาท)
 N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับครั้งที่ i (ราย)

ค่าดัชนี CAIFI

ค่าดัชนี CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index, ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี) คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดผลกระทบ ตามระยะเวลาที่พิจารณา โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$CAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่เกิดไฟฟ้ดับ}} = \frac{\sum N_i}{CI} \quad (2.9)$$

โดย N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับครั้งที่ i (ราย)
 CI คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟฟ้ดับ (ราย)

ค่าดัชนี CAIDI

ค่าดัชนี CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index, นาท/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี) คือ ค่าดัชนีที่แสดงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของระบบที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดผลกระทบ ในระยะเวลาที่พิจารณา โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$CAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{ผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟฟ้ดับ}} = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.10)$$

โดย r_i คือ ระยะเวลาของไฟฟ้าดับครั้งที่ i (นาท)
 N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับครั้งที่ i (ราย)

ค่าดัชนี ASAI

ค่าดัชนี ASAI (Average Service Availability Index) คือ ค่าดัชนีที่แสดงค่าเฉลี่ยของการมีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$ASAI = \frac{\text{จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่มีไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้}} = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum r_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (2.11)$$

โดย N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับครั้งที่ i (ราย)

ค่าดัชนี ASUI

ค่าดัชนี ASUI (Average Service Unavailability Index) คือ ค่าดัชนีที่แสดงค่าเฉลี่ยของการไม่มีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$ASUI = \frac{\text{จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายไม่มีไฟฟ้าใช้}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้}} = 1 - ASAI \quad (2.12)$$

ค่าดัชนี ENS

ค่าดัชนี ENS (Energy Not Supplied Index, MWh/ปี) คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าพลังงานไฟฟ้าที่จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$ENS = \text{พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้า} = \sum r_i P_i \quad (2.13)$$

โดย r_i คือ ระยะเวลาของไฟฟ้าดับครั้งที่ i (นาท)
 P_i คือ กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่หายไปในช่วงเวลาที่ไฟฟ้าดับ (kW)

ค่า CENS

ค่า CENS (Cost of Energy Not Supplied, บาท) คือ ค่าที่บ่งบอกถึงมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

$$CENS = \text{มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับ} = ENS \times IER \quad (2.14)$$

โดย ENS คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้จ่ายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (kWh)
 IER คือ อัตรามูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท/kWh)

ค่า LOEC

ค่า LOEC (Loss of Electricity Cost, บาท) คือ ค่าที่บ่งบอกถึงเงินค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าสูญเสียไปเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

$$LOEC = \text{เงินค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าสูญเสียไปเนื่องจากไฟฟ้าดับ} = ENS \times ER \quad (2.15)$$

โดย ENS คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้จ่ายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (kWh)

ER คือ อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)

2.3 การประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้

การคำนวณค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI สามารถแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบ ซึ่งแต่ละรูปแบบจะมีจุดประสงค์ในการนำไปใช้งานที่แตกต่างกัน

2.3.1 การประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอดีต

เป็นการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบที่ติดตั้งใช้งานแล้ว เพื่อจะได้ทราบว่าระบบมีความเชื่อถือได้ที่ระดับใด โดยจะต้องมีการวางแผนปรับปรุงระบบเดิมให้ดีขึ้นหากความเชื่อถือได้ไม่อยู่ในเกณฑ์ที่รับได้ สำหรับการประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอดีตนี้ จะสามารถคำนวณหาค่า SAIFI และ SAIDI ได้ดังนี้

$$SAIFI = \frac{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum N_c}{\sum N_i} \quad (2.16)$$

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum (r_i \times N_c)}{\sum N_i} \quad (2.17)$$

โดย N_c คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าล้มเหลวในแต่ละครั้ง (ราย)

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i (ราย)

r_i คือ ระยะเวลาของเหตุการณ์ไฟฟ้าล้มเหลวในแต่ละครั้ง (นาท./ปี)

2.3.2 การประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอนาคต

การประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอนาคตนั้นจำเป็นต้องอาศัยการเก็บข้อมูลเพื่อนำไปคำนวณหาคุณสมบัติของแต่ละอุปกรณ์ที่จะนำไปใช้คำนวณความเชื่อถือได้ของระบบ หมายความว่า จะต้องสามารถหาค่าของ Failure Rate และ Repair Rate ของแต่ละอุปกรณ์แล้วนำค่าดังกล่าวไปใช้เพื่อทำการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบต่อไป ซึ่งการประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอนาคตนั้นมีความสำคัญในการวางแผนโครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพราะถ้าหากระบบมีโหลดมากขึ้นและต้องมีการสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าขึ้นมา ก็ต้องสามารถประเมินได้ว่าระบบที่จะต่อเติมหรือสร้างเพิ่มขึ้นมานั้น มีการเปลี่ยนแปลงค่าความเชื่อถือได้ของระบบมากน้อยเพียงใด หรือจะช่วยปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบเดิมให้ดีขึ้นเพียงใด โดยการประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอนาคตนี้ รูปแบบสมการจะเหมือนกับสมการ (2.9) และ (2.10) เนื่องจากวิธีการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้วิธีต่างๆ มักเป็นการประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอนาคต

$$SAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.18)$$

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.19)$$

โดย	λ_i	คือ	อัตราการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบที่ i (ครั้ง/ปี)
	N_i	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i (ราย)
	U_i	คือ	ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i (ชั่วโมง/ปี)

โดยในการคำนวณความเชื่อถือได้ของวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการประเมินสมรรถนะความเชื่อถือได้ในอนาคต เพื่อเป็นการประเมินความเชื่อถือได้ว่าหลังจากที่การไฟฟ้าได้ลงทุนในแผนพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้วโครงการที่ได้ลงทุนพัฒนาไปนั้นมีผลช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบเพียงใด

2.4 มาตรฐานคุณภาพบริการของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

ในส่วนของหน่วยงานที่ได้รับใบอนุญาตในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยมีทั้งหมด 143 ราย ในปี 2559 [10] แต่จะมีหน่วยงานหลักๆ ที่ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าในระดับใหญ่อยู่ 2 หน่วยงาน

คือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ที่ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ กรุงเทพมหานคร, นนทบุรี, สมุทรปราการ และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งประเทศไทยที่ นอกเหนือจากสามจังหวัดของ กฟน. โดยที่มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟน. ในปี 2559 จะเป็นไปดังตารางที่ 2.1 และมาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟภ. จะเป็นไปดังตารางที่ 2.2 [11]

ตารางที่ 2.1 มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคเขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี
สมุทรปราการ

พื้นที่	ค่าดัชนีจำนวนไฟฟ้าดับต่อรายต่อปี (SAIFI) (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)	ค่าดัชนีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อรายต่อปี (SAIDI) (นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)
รวม	1.73	49.88
เขตอุตสาหกรรม	0.78	21.31
เขตเมือง	1.52	44.44
เขตชานเมือง	2.67	73.77

ตารางที่ 2.2 มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคเขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ

ค่าดัชนีรายภาค		พื้นที่					
		รวมทุก เขต	อุตสาหกรรม	เทศบาล นคร	เทศบาล เมือง	เทศบาล ตำบล	ชนบท
SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟฟ้า/ปี)	รวม	7.89	1.76	3.93	4.39	6.11	9.09
	เหนือ	7.51	1.29	3.14	4.34	6.29	8.50
	ตะวันออกเฉียงเหนือ	8.06	2.54	3.50	4.21	5.70	8.97
	กลาง	6.15	1.76	3.55	4.18	5.45	7.12
	ใต้	10.22	1.02	5.00	4.99	7.71	12.36
(SAIDI) (นาที/ผู้ใช้ ไฟฟ้า/ปี)	รวม	292.14	42.45	114.13	116.75	197.79	351.07
	เหนือ	236.86	40.45	78.26	85.11	188.20	275.36
	ตะวันออกเฉียงเหนือ	329.79	78.76	90.01	121.13	212.26	378.50
	กลาง	176.77	41.47	69.65	93.20	144.17	218.61
	ใต้	430.76	33.24	181.30	177.82	281.98	539.97

จากตารางมาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของทั้ง กฟน. และ กฟภ. จะเห็นได้ว่ามาตรฐานคุณภาพบริการของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีดัชนีชี้วัดที่สำคัญอยู่ 2 ประเภท คือ ดัชนี SAIFI และ ดัชนี SAIDI ซึ่งจะเป็นดัชนีที่ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งเป็นลูกค้าหลักของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง จึงจำเป็นที่หน่วยงานทั้งสองต้องปรับปรุงคุณภาพความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของตนเอง ให้ผ่านเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพบริการที่กำหนดขึ้นให้ได้

2.5 วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้อยู่ในต่างประเทศ

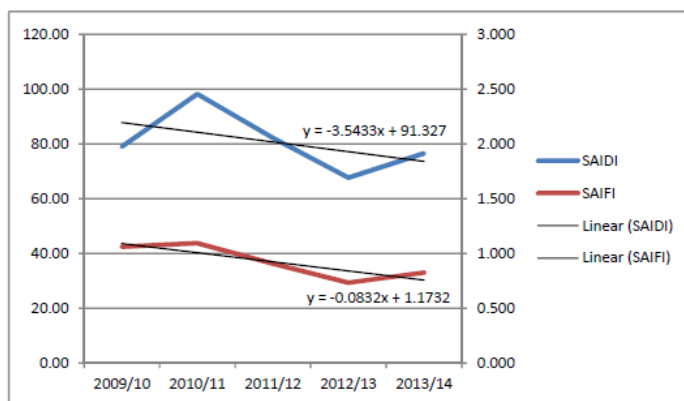
หัวข้อนี้จะนำเสนอวิธีตั้งค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้ที่ใช้น้อยในต่างประเทศ ได้แก่ ประเทศออสเตรเลีย ประเทศอิตาลีและประเทศสหรัฐอเมริกา เพื่อเป็นแนวทางพัฒนาการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ต่อไป

2.5.1 วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย

ในประเทศออสเตรเลียการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้จะมาจากการเฉลี่ยค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากผลการดำเนินการที่ผ่านมา คือ 5 ปีย้อนหลัง และถ่วงน้ำหนักด้วยแผนการปรับปรุงความเชื่อถือได้และองค์ประกอบอื่นๆที่คาดว่าจะมีผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบนั้นๆ โดยที่ค่ามาตรฐานของดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศออสเตรเลียจะตั้งตามประเภทของเขตของสายป้อนนั้น โดยแบ่งเป็น 4 เขต คือ

- 1) เขตศูนย์กลางธุรกิจ (CBD) – เป็นสายป้อนที่จ่ายไฟฟ้าให้กับศูนย์กลางการค้า อาคารสูง และสายป้อนส่วนใหญ่เป็นสายใต้ดินรวมถึงมีระบบที่เข้มแข็งเมื่อเทียบกับเขตเมือง
- 2) เขตเมือง (Urban) – เป็นสายป้อนที่จ่ายไฟฟ้าให้กับเขตเมืองมีความต้องการของพลังงานไฟฟ้าต่อความยาวสายป้อนสูงกว่า 0.3 MVA/km
- 3) เขตชนบทใกล้ (Short rural) – เป็นสายป้อนที่จ่ายไฟฟ้าให้กับเขตชนบทที่ไม่ไกลจากเมืองมากมีระยะทางของสายป้อนไม่เกิน 200 km
- 4) เขตชนบทไกล (Long rural) – เป็นสายป้อนที่จ่ายไฟฟ้าให้กับเขตชนบทที่อยู่ไกลๆมีระยะทางของสายป้อนเกิน 200 km

ตัวอย่างการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของบริษัท Ausgrid ซึ่งเป็นบริษัทที่ให้บริการทางด้านระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรัฐ New South Wales ของประเทศออสเตรเลีย จะใช้ข้อมูลค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ทำได้ในอดีตตั้งแต่ปี 2009-2014 ดังรูปที่ 2.4 เป็นพื้นฐานในการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ที่จะใช้เป็นเกณฑ์ในปี 2014



รูปที่ 2.4 กราฟค่า SAIFI และ SAIDI ในอดีตและเส้นกราฟแนวโน้มของ Ausgrid

จากรูปที่ 2.4 ค่า SAIDI ณ จุดสุดท้ายของเส้นแนวโน้มจะมีค่าเท่ากับ 73.61 นาฬิกา/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งมีค่าต่ำกว่าค่าเฉลี่ย SAIDI 5 ปี ย้อนหลังอยู่ 8.78 เปอร์เซ็นต์ จึงตั้งค่ามาตรฐานโดยใช้ค่า 8.78 เปอร์เซ็นต์เป็นตัวเลขจากค่าเฉลี่ย SAIDI ย้อนหลัง 5 ปี ทุกประเภทลูกค้า ส่วนค่า SAIFI ณ จุดสุดท้ายของเส้นแนวโน้มจะมีค่าเท่ากับ 0.757 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า /ปี ซึ่งมีค่าต่ำกว่าค่าเฉลี่ย SAIFI 5 ปี ย้อนหลังอยู่ 18.02 เปอร์เซ็นต์ จึงตั้งค่ามาตรฐานโดยใช้ค่า 18.02 เปอร์เซ็นต์เป็นตัวเลขจากค่าเฉลี่ย SAIFI ย้อนหลัง 5 ปี ทุกประเภทลูกค้า โดยค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของ Ausgrid ในปี 2015 แสดงได้ดังตารางที่ 2.3 [12]

ตารางที่ 2.3 ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของ Ausgrid

เขต	ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 5 ปี	ค่ามาตรฐาน	ความแตกต่าง (%)
SAIDI (นาฬิกา/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)			
CBD	18.04	16.58	8.78
Urban	67.89	62.41	8.78
Short rural	171.09	157.28	8.78
Long rural	474.86	436.53	8.78
SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)			
CBD	0.064	0.054	18.02
Urban	0.795	0.674	18.02
Short rural	1.683	1.426	18.02
Long rural	3.644	3.088	18.02

อีกตัวอย่างหนึ่งคือการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของบริษัท Powercor ซึ่งเป็นบริษัทที่ให้บริการทางด้านระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรัฐ Victoria ของประเทศออสเตรเลีย ซึ่งจะตั้งค่า

มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้จากการเฉลี่ยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ 5 ปี ย้อนหลังเท่านั้น โดยไม่ได้มีค่าปรับแก้ใดๆ โดยค่ามาตรฐานของ Powercor ในปี 2014 แสดงได้ดังตารางที่ 2.4 [13]

ตารางที่ 2.4 ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของ Powercor

เขต	ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 5 ปี	ค่ามาตรฐาน	ความแตกต่าง (%)
SAIDI (นาทิจำหน่ายไฟฟ้า/ปี)			
Urban	86.51	86.51	0
Short rural	116.98	116.98	0
Long rural	280.76	280.76	0
SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)			
Urban	1.088	1.088	0
Short rural	1.399	1.399	0
Long rural	2.434	2.434	0

จากตัวอย่างการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของทั้ง 2 บริษัทที่ให้บริการด้านระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลียจะเห็นว่าการคำนวณค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้จะคิดขึ้นมาจากผลประกอบการที่ผ่านมาเป็นหลัก ทำให้ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มที่จะลดลงทุกปี จากการที่แต่ละบริษัทต่างก็ต้องทำการลงทุนเพื่อเพิ่มดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบตนเองให้ผ่านเกณฑ์ให้ได้

2.5.2 วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศอิตาลี

ในประเทศอิตาลีระบบการจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกควบคุมโดยหน่วยงานกำกับกิจการไฟฟ้าและก๊าซแห่งอิตาลี (The Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas: AEEG) โดย AEEG จะเป็นผู้กำหนดมาตรฐานคุณภาพของไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยที่ค่ามาตรฐานของดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีจะตั้งตามเขต โดยแบ่งออกเป็น 3 เขต ตามจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า คือ

- 1) เขตเมือง (Urban) – มีผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่า 50,000 คน
- 2) เขตชานเมือง (Semi-urban) – มีผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 5,000 – 50,000 คน
- 3) เขตชนบท (Rural) – มีผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า 5,000 คน

การตั้งค่ามาตรฐานความดัชนีเชื่อถือได้ของอิตาลี จะเป็นเป้าหมายในการพัฒนาความเชื่อถือได้ระยะยาว เช่น การตั้งค่ามาตรฐาน SAIFI สำหรับรอบการควบคุมที่ 3 (2008-2011) จะถูกตั้งให้มีค่าลดลงจาก จากค่า SAIFI จริงในปี 2006 ประมาณ 20-33 เปอร์เซ็นต์ ส่วนการตั้งค่ามาตรฐาน

SAIDI สำหรับเขตชานเมืองและชนบทจะตั้งให้มีค่าลดลงประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์จากจากค่าเฉลี่ย 2 ปี ย้อนหลัง สำหรับเขตเมืองจะตั้งให้มีค่าลดลงประมาณ 30 เปอร์เซ็นต์จากจากค่าเฉลี่ย 2 ปี ย้อนหลัง โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของอิตาลีในช่วงปี 2004 – 2007 จะแสดงได้ดังตารางที่ 2.5 และค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีในปี 2008 – 2011 จะแสดงได้ดังตารางที่ 2.6 [14]

ตารางที่ 2.5 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีในปี 2004 - 2007

เขต	2004	2005	2006	2007
SAIDI (นาทีกู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)				
Urban	41.31	43.70	42.40	48.28
Semi rural	72.21	63.71	58.13	65.65
Rural	129.82	98.57	73.03	77.79
SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)				
Urban	1.42	1.55	1.68	1.71
Semi rural	2.41	2.33	2.35	2.48
Rural	3.79	3.30	3.08	2.74

ตารางที่ 2.6 ค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีในปี 2008 - 2011

เขต	SAIDI (นาทีกู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)		SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)	
	ไม่รวมเหตุการณ์	รวมเหตุการณ์	ไม่รวมเหตุการณ์	รวมเหตุการณ์
	ภายนอก	ภายนอก	ภายนอก	ภายนอก
Urban	25	28	1	1.20
Semi rural	40	45	2	2.25
Rural	60	68	4	4.30

จากตารางที่ 2.5 และตารางที่ 2.6 จะเห็นได้ว่าการตั้งค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้ที่เป็นแผนช่วงสี่ปีนั้น ทำให้ทุกบริษัทการจำหน่ายไฟฟ้าของอิตาลี จะต้องช่วยกันลงทุนเพื่อพัฒนาระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้ ซึ่งเป็นเกณฑ์ที่ตั้งมาเพื่อการพัฒนาการพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศอิตาลีให้ดียิ่งขึ้นไป

2.5.3 วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา

ในประเทศสหรัฐอเมริกาการควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกแยกออกเป็นหลายหน่วยงานตามพื้นที่ต่างๆ โดยในรัฐนิวยอร์กจะมีหน่วยงานที่คอยกำกับดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ สำนักงาน

คณะกรรมการกำกับบริการสาธารณะแห่งนิวยอร์ก (The New York Public Service Commission; NYPSC) ซึ่งคอยควบคุมดูแลบริษัทที่ได้รับใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้ารายใหญ่ทั้งหมด 6 บริษัท ได้แก่

- 1) Consolidated Edison Co of New York Inc (Con Edison)
- 2) Central Hudson Gas & Electric Corp (CHGE)
- 3) New York State Electric & Gas Corp (NYSEG)
- 4) Niagara Mohawk Power Corp (NMPC)
- 5) Orange & Rockland Utilities Inc (O&R)
- 6) Rochester Gas & Electric Corp (RG&E)

โดยที่ NYPSC จะเป็นผู้ตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละบริษัท ซึ่งจะแตกต่างกันไป ตามแต่ละพื้นที่ การตั้งค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้จะเริ่มจากที่บริษัททั้งหมดจะต้องส่งข้อมูลต่างๆ ให้เพียงพอต่อการคำนวณ เช่น รายละเอียดข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ, ข้อมูลรายละเอียดของระบบไฟฟ้าที่ดำเนินการอยู่ในพื้นที่ เป็นต้น แล้วทาง NYPSC จะเป็นผู้คำนวณค่ามาตรฐาน SAIFI และ SAIDI ออกมาเพื่อเป็นเกณฑ์มาตรฐานของแต่ละบริษัท ซึ่งค่ามาตรฐานนี้จะในช่วงที่ยอมรับได้ของดัชนีความเชื่อถือได้ของพื้นที่นั้นๆ โดยค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของนิวยอร์กแสดงได้ดังตารางที่ 2.7 [15]

ตารางที่ 2.7 ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของรัฐนิวยอร์ก

บริษัท	SAIDI (นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)	SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี)
Central Hudson Gas & Electric	69.30 – 192.00	0.77 – 1.60
Con Edison (Radial)	19.53 – 82.66	0.29 – 1.23
Con Edison (Network)	0.41 – 3.38	0.003 – 0.02
New York State Electric & Gas	32.23 – 262.50	0.41 – 2.75
Niagara Mohawk Power	31.98 – 253.80	0.41 – 1.41
Orange & Rockland Utilities	112.35 – 255.0	1.75 – 2.50
Rochester Gas & Electric	69.12 – 194.04	0.72 – 2.20

จากตารางด้านบนจะเห็นว่าค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้ของแต่ละบริษัทจะมีค่าแตกต่างกันไป ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความแตกต่างของพื้นที่ให้บริการของแต่ละบริษัทและระบบไฟฟ้าที่ใช้อยู่ เช่น บริษัท Con Edison ที่ระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นสายไฟฟ้าใต้ดิน และมีการวางระบบไฟฟ้าเป็นระบบเครือข่าย ทำให้มีผลการตั้งค่ามาตรฐานที่ต่ำกว่าของบริษัทอื่นๆ เป็นต้น

จากวิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้อยู่ในต่างประเทศ คือ ประเทศออสเตรเลีย ประเทศอิตาลี และประเทศสหรัฐอเมริกา รัฐนิวยอร์ก แสดงให้เห็นว่าในแต่ละประเทศ หน่วยงานที่มีหน้าที่กำกับและควบคุมดูแลกิจการพลังงานและไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้ที่ตั้งค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้ขึ้นมาเพื่อที่จะเป็นเกณฑ์ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของผู้ที่ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าในประเทศว่ามีคุณภาพความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่ตั้งเอาไว้หรือเปล่า เพื่อที่จะเป็นแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการดูแลรักษาและพัฒนาระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้ให้ดีขึ้นไปจากเดิม โดยวิธีการตั้งค่ามาตรฐานนั้นก็มีความแตกต่างกันไปตามแต่ละประเทศ เช่น ประเทศออสเตรเลีย จะทำการคำนวณจากค่าดัชนีความเชื่อถือได้จริงของบริษัทย้อนหลัง 5 ปี ส่วนในประเทศอิตาลีจะตั้งค่า SAIFI และ SAIDI มาตรฐานแบ่งตามพื้นที่ และใช้เป็นค่าเปรียบเทียบรวมของทุกบริษัท ส่วนในนิวยอร์กค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้จะมาจากการคำนวณโดยใช้ข้อมูลทางกายภาพร่วมกับรายละเอียดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของแต่ละบริษัท เพื่อตั้งเป็นช่วงเกณฑ์มาตรฐานของแต่ละบริษัทขึ้น

ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้แนวความคิดการตั้งค่ามาตรฐานของนิวยอร์กที่ใช้ข้อมูลทางกายภาพของระบบของแต่ละพื้นที่นำมาตั้งเกณฑ์มาตรฐานความเชื่อถือได้ เนื่องจากเป็นการตั้งเกณฑ์ที่สะท้อนสภาพของแต่ละระบบมากที่สุด แต่วิธีนี้ก็ยังมีข้อเสียตรงที่มีความยุ่งยากในการจำลองระบบที่จะตั้งเกณฑ์มาตรฐาน เนื่องจากต้องใช้ข้อมูลในหลายส่วนที่จำเป็นต่อการนำมาจำลองระบบให้มีความเสมือนจริงมากที่สุด เพื่อความถูกต้องและแม่นยำของค่าเกณฑ์มาตรฐานที่ตั้งขึ้นมา

บทที่ 3

ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีหน้าที่หลักในการรับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตมาจากระบบผลิตไฟฟ้า (Generation System) ผ่านระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission System) และทำการลดระดับแรงดันลงเพื่อจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า (End User) เพื่อนำไฟฟ้าไปใช้ในการดำเนินกิจกรรมต่างๆ ต่อไป โดยทั่วไประบบจำหน่ายประกอบไปด้วยส่วนหลักๆ คือ สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย (Substation) สายป้อน (Feeder) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) สายจำหน่ายแรงดันต่ำและอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ เช่น รีโคสเซอร์ ทรอปเอ๊าท์ฟิวส์คัทเอาท์ เป็นต้น โดยมีศูนย์ปฏิบัติการและควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System Operator; DSO) เป็นผู้ตรวจสอบและติดตามควบคุมการปฏิบัติการของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยในประเทศไทยจะมีผู้ที่ทำหน้าที่ DSO อยู่ 2 ราย คือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ที่ดูแลการจำหน่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และจังหวัดใกล้เคียง คือนนทบุรี, สมุทรปราการ และปทุมธานี และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่ดูแลการจำหน่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ

หน้าที่หลักอย่างหนึ่งของผู้ดูแลการจำหน่ายไฟฟ้า คือ การดูแลให้การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นไปอย่างต่อเนื่อง มีความมั่นคงสูง เมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องก็สามารถแก้ไขให้ระบบไฟฟ้ากลับคืนมาสู่สภาวะปกติได้อย่างรวดเร็วหรือทำให้ระยะเวลาในการเกิดเหตุขัดข้องน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ หากการทำหน้าที่ของผู้ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สมบูรณ์หรือเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในระบบไฟฟ้าบ่อยๆ จะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบต่ำลงได้ ดังนั้นจึงมีความสำคัญสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จะต้องประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่มีรูปแบบต่างๆ ได้ รวมถึงมีวิธีการในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้ดีขึ้น เพื่อทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

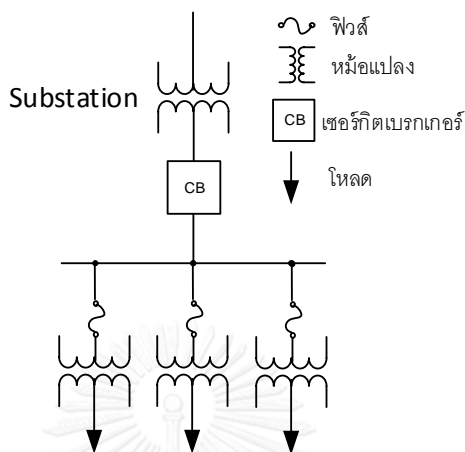
3.1 รูปแบบการจ่ายโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

รูปแบบการจ่ายโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถแยกออกได้เป็น 3 ประเภทหลักๆ คือ

3.1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial Network)

เป็นระบบไฟฟ้าที่มีการป้อนแหล่งจ่ายไฟฟ้าเข้าไปในระบบเพียงด้านเดียว และมีสายไฟฟ้าแยกย่อยออกไปสำหรับจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่โหลด ดังแสดงในรูปที่ 3.1

เป็นแบบที่นิยมใช้สำหรับจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไป หรือพื้นที่ชนบท เพราะเป็นระบบไฟฟ้าที่ลงทุนต่ำ ออกแบบระบบป้องกันได้ง่าย ลักษณะการวางสายไฟไม่ซับซ้อน แต่มีข้อเสียคือมีความเชื่อถือได้ของระบบต่ำ

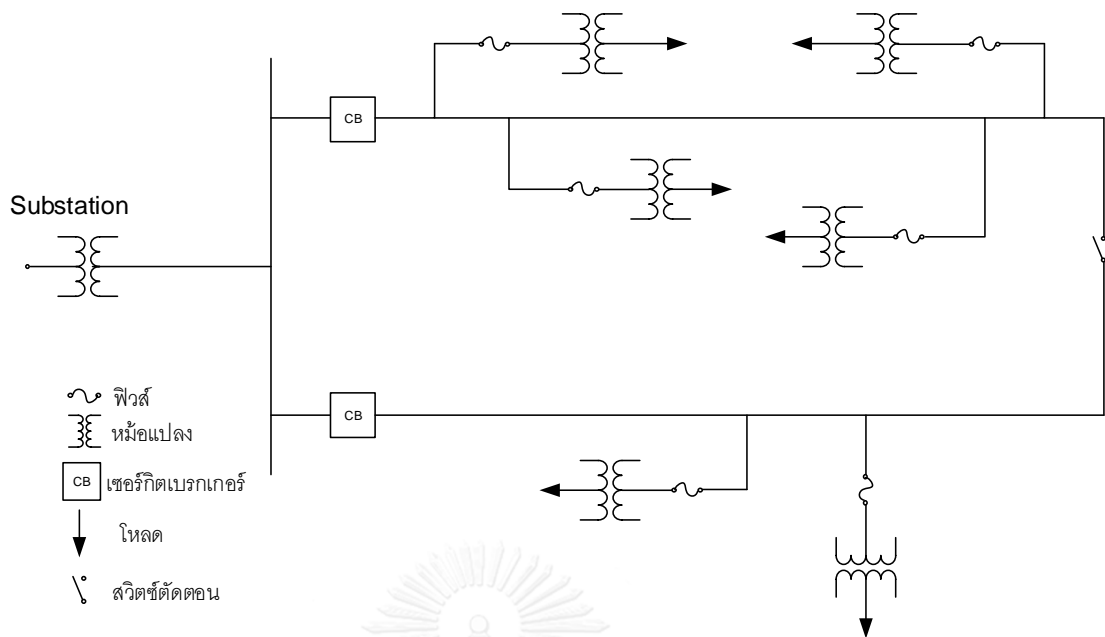


รูปที่ 3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

3.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring Network)

เป็นแบบที่มีสถานีจ่ายไฟฟ้าเพียงแห่งเดียว แต่ที่สายไฟฟ้าที่ปลายสุดจะมีการเชื่อมต่อกันวนมาที่จุดตั้งต้นได้ ดังแสดงในรูปที่ 3.2 ซึ่งสามารถที่จะเปิดวงจรออกได้ เมื่อต้องการจ่ายกำลังไฟฟ้าใหม่ กรณีเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบไฟฟ้า ทำให้กลายเป็นลักษณะเรเดียลได้

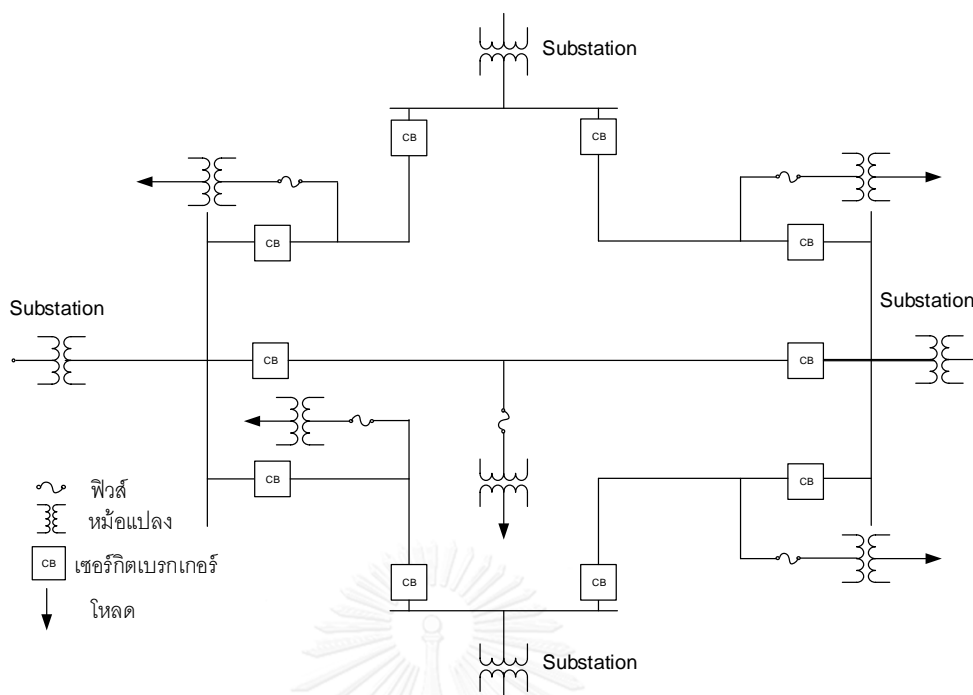
นิยมนำไปใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ชุมชนขนาดใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรม ข้อดีของระบบนี้คือ เมื่ออุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งในระบบเกิดขัดข้องสามารถตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลือของระบบสามารถที่จะจ่ายไฟฟ้าต่อไปได้ ทำให้ระบบมีความน่าเชื่อถือสูงกว่าแบบเรเดียล แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนคือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะจ่ายผ่านสถานีไฟฟ้าเพียงแห่งเดียวทำให้เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องขึ้นภายในสถานีไฟฟ้านี้จะทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง และการตั้งค่าของระบบป้องกันจะมีความยุ่งยากกว่าระบบแบบเรเดียลเนื่องจากระบบป้องกันต้องสามารถระบุให้แน่ชัดได้ว่าเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในอุปกรณ์ใดเพื่อที่จะได้ตัดอุปกรณ์นั้นออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 3.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน

3.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย (Mesh Network)

เป็นระบบไฟฟ้าที่มีลักษณะกระจายออกไปครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้า และมีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ามากกว่า 1 แหล่ง ดังรูปที่ 3.3 ระบบแบบนี้จะมีความเชื่อถือได้สูง สามารถสร้างสถานีไฟฟ้าเพิ่มเติมได้ง่ายเมื่อมีผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ข้อเสียคือต้องใช้งบลงทุนในการก่อสร้างสูง และเมื่อเกิดการลัดวงจรจะทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูง



รูปที่ 3.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย

3.2 อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะประกอบไปด้วยอุปกรณ์หลักต่างๆ ดังต่อไปนี้

1. สายไฟฟ้า (Conductor) เป็นส่วนที่ทำหน้าที่ส่งพลังงานไฟฟ้าให้แก่โหลด มีหลายประเภท ทั้งสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายใต้ดิน การเลือกใช้สายไฟฟ้าแต่ละประเภทขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น ราคา สภาพพื้นที่ เป็นต้น

2. หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลงเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ด้วยระบบแรงดันต่ำต่อไป

3. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) เป็นอุปกรณ์ป้องกันหลักที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า ใช้ในการตัดวงจรในกรณีที่ระบบเกิดความผิดปกติเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดกับอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ

4. รีโคลสเซอร์ (Recloser) เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ตัดต่อวงจรกระแสไฟฟ้าแรงสูงในสถานะจ่ายโหลดธรรมดาหรือเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้น โดยภายในรีโคลสเซอร์ จะมีอุปกรณ์สามารถตัด-ต่อเข้ากั้บวงจรได้อัตโนมัติ แต่มีขนาดที่ให้กระแสไฟฟ้าผ่านได้น้อยกว่า เพื่อป้องกันปัญหาเรื่องไฟฟ้าขัดข้องชั่วคราว (Temporary Fault) ที่เกิดขึ้นบ่อยๆ

5. สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้แยกวงจรไฟฟ้าออกจากกันใช้กรณีไม่มีโหลด เพื่อสะดวกในการปฏิบัติหน้าที่ การเปิดปิดจะใช้ไม้ชักฟิวส์เป็นตัวดึงออกหรือสับเข้า

6. สวิตช์สำหรับตัดโหลด (Load Break Switch) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับตัดโหลดออกจากระบบไฟฟ้า แต่ไม่สามารถตัดกระแส fault ได้

7. ทรอปเอาท์ฟิวส์ (Dropout Fuse Cutout) เป็นอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายแรงสูง ใช้ป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า หม้อแปลงเครื่องวัด เป็นต้น จากกระแสไฟฟ้าเกินพิกัด โดยมีฟิวส์ ลิง (fuse link) เป็นตัวกำหนดพิกัดของโหลด การปลด-สับกระบอกฟิวส์ในการทำงานสำหรับป้องกันกระแสไฟฟ้าเกิน โดยที่ใส่ฟิวส์ในกระบอกจะขาด ทำให้เกิดอาร์กในกระบอกฟิวส์ อากาศภายในจะขยายตัวอย่างรวดเร็วและระบายออกมาภายนอกทำให้เกิดเสียงดัง

8. สวิตช์แบบอากาศ (Air Break Switch) เป็นอุปกรณ์ตัดตอนแรงสูงในระบบจำหน่ายที่ใช้ตัดวงจรของระบบจำหน่ายออกเป็นช่วง ๆ การทำงานอาศัยหลักการผ่อนแรงด้วยการดึงลงหรือผลักขึ้น แต่เนื่องจากอุปกรณ์ชนิดนี้ไม่มีอะไรช่วยดับอาร์ก จึงใช้ปลด หรือตัดวงจรขณะมีโหลดมากๆ ไม่ได้ การปลดหรือตัดวงจร ขณะมีโหลดมากๆ ต้องลดโหลดลงหรือดับไฟก่อน ค่อยโยก สวิตช์แล้วค่อยจ่ายไฟ

9. สายล่อฟ้า (Overhead Grounded Wires) เป็นสายไฟที่ทำหน้าที่ป้องกันฟ้าผ่าลงบนอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีลักษณะเป็นสายโลหะซึ่งอยู่บนส่วนสูงสุดของเสาโครงเหล็ก สายโลหะนี้จะจับกับตัวเสาโครงเหล็กซึ่งจะใช้เป็นทางไหลของไฟฟ้าผ่านสายที่ต่อลงดิน (Tower Grounding) ตรงโคนเสาไฟฟ้างสู่ระบบ Grounding System ที่อยู่ใต้ดิน

10. เสาไฟฟ้า คอนสายและลูกถ้วย (Pole, Crossarm and Insulator) เป็นอุปกรณ์ส่วนโครงสร้างที่ใช้เพื่อรองรับน้ำหนักของอุปกรณ์ต่างๆ ที่กล่าวมา และจับยึดสายไฟฟ้าให้อยู่ในระดับสูงเหนือพื้นดินเพื่อให้ความสูงของสายไฟฟ้าได้ระยะห่างที่ปลอดภัย

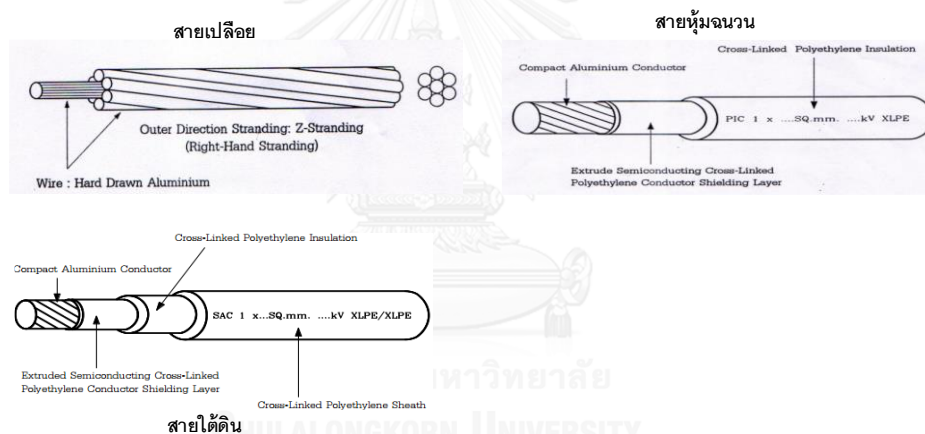
3.3 แนวทางการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นประเด็นสำคัญที่การไฟฟ้าทั่วโลกต้องใช้พิจารณาประกอบการปรับปรุงระบบ [16] ตามหลักเกณฑ์การวางแผนปรับปรุงระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะใช้ดัชนี SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) ดัชนี SAIDI (System Average Interruption Duration Index) และ ดัชนี CENS (Cost of Energy Not Supply) [17] เพื่อประกอบพิจารณาลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบภายใต้โครงการ เช่น การเปลี่ยนสายอลูมิเนียมไม่หุ้มฉนวนให้เป็นสายหุ้มฉนวนหรือหุ้มฉนวนบางส่วน หรือเปลี่ยนเป็นสายเคเบิลใต้ดิน การติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนอัตโนมัติระยะไกล (Remote Control Switch; RCS) การตรวจตราต้นไม้ใกล้แนวสายไฟฟ้า และ การติดตั้งรีโคสเซอร์ เป็นต้น [18]

การปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถทำได้หลายวิธี ทั้งนี้ต้องค้นหาสาเหตุที่ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้ต่ำก่อน แล้วจึงวิเคราะห์หาวิธีการที่จะทำให้ระบบดีขึ้น เช่น การเลือกใช้อุปกรณ์ที่มีคุณภาพดี การลดระยะสายที่ยาวเกินไป การเพิ่มจุดถ่ายโอนโหลดจากสายป้อนอื่น การเพิ่มการบำรุงรักษาแบบป้องกัน การเพิ่มอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนให้เพียงพอ การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์ เป็นต้น

3.2.1 การเปลี่ยนประเภทของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

ในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การเปลี่ยนประเภทของสายไฟฟ้าที่ใช้ในการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับโหลดเป็นวิธีการหนึ่งที่สามารถทำได้ โดยการปรับปรุงสายเปลือยเปลี่ยนเป็นสายหุ้มฉนวนหรือสายบนดินเปลี่ยนเป็นสายใต้ดิน โดยจะเป็นการทำให้อัตราความขัดข้องที่เกิดจากปัจจัยแวดล้อมภายนอก เช่น ต้นไม้ สัตว์ วัตถุแปลกปลอม เกิดได้ยากขึ้น ส่งผลให้ระบบมีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น โดยลักษณะของสายประเภทต่างๆแสดงได้ดังรูปที่ 3.4 [19]



รูปที่ 3.4 สายไฟฟ้าประเภทต่างๆ

โดยการใช้สายเคเบิลใต้ดินซึ่งเป็นสายไฟฟ้าที่หุ้มฉนวนและฝังไว้ในท่อใต้ดินจะช่วยลดปัญหาการเกิดเหตุไฟฟ้าดับ อันเป็นส่วนสำคัญอีกส่วนหนึ่งในการเพิ่มความเชื่อถือได้แก่ระบบไฟฟ้า และยังช่วยเพิ่มทัศนวิสัยของสิ่งแวดล้อมเนื่องจากไม่ต้องมีการปักเสาพาดสายเหนือดินทำให้ไม่กีดขวางเส้นทางและไม่บดบังทิวทัศน์โดยรอบทำให้การใช้สายเคเบิลใต้ดินเหมาะสมกับการติดตั้งในเขตชุมชนเมืองหรือในเขตท่องเที่ยวที่สำคัญ เพราะการติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินมีราคาค่าใช้จ่ายสูงกว่าการเดินสายอากาศอย่างมาก

ในการจำลองระบบในโครงการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนนั้น การหุ้มฉนวนจะทำให้โอกาสในเกิดเหตุการณ์ขัดข้องจาก ต้นไม้ สัตว์และสิ่งแปลกปลอมลดลงนั่นคือ ทำให้ อัตราการขัดข้อง (Failure Rate) ลดลง ในส่วนของระยะเวลาซ่อมแซม (Repair Time) เนื่องจากเป็นสายเหนือดินทั้งคู่

ทำให้ระยะเวลาในการซ่อมแซมไม่ต่างกันมาก ส่วนในโครงการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน การเปลี่ยนเป็นสายใต้ดินทำให้โอกาสในการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องจาก ต้นไม้ สัตว์และสิ่งแวดล้อมภายนอกลดลงไปอย่างมากนั่นคือ ทำให้ อัตราการขัดข้อง (Failure Rate) ลดลงอย่างมาก แต่เนื่องจากเป็นสายที่อยู่ใต้ดินทำให้ยากต่อการเข้าไปแก้ไขทำให้ระยะเวลาซ่อมแซม (Repair Time) มีค่ามากกว่าสายเหนือดิน

3.2.2 การติดตั้งสวิตช์ตัดตอนและรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

รีโคลสเซอร์เป็นอุปกรณ์ตัดวงจรที่ติดตั้งอนุกรมในสายป้อนหลัก (Main Feeder) หรือกิ่งแยกเส้นสำคัญ (Lateral) เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้แก่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการตัดแยกส่วนวงจรที่เกิดเหตุผิดปกติอย่างถาวร (Permanent Fault) ออกไปและจะไม่ตัดวงจรแบบถาวรกรณีเกิดเหตุผิดปกติชั่วคราว (Temporary Fault) ลักษณะรีโคลสเซอร์พร้อมตู้ควบคุมแสดงได้ดังรูปที่ 3.5

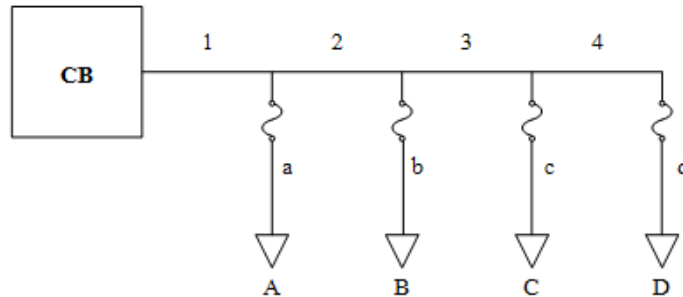


รูปที่ 3.5 รีโคลสเซอร์พร้อมตู้ควบคุม

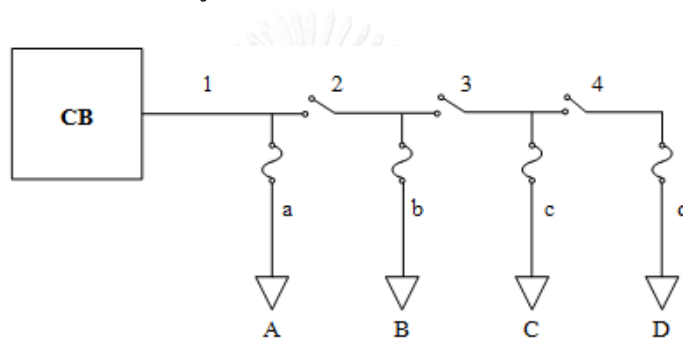
โดยเมื่อทำการติดตั้งสวิตช์ตัดตอนเข้าไปในวงจรแยกย่อยเมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นมาสวิตช์ตัดตอนจะเป็นตัวปลดวงจรออกทำให้ส่วนที่ไม่ได้เกิดเหตุขัดข้องยังสามารถมีกระแสไฟฟ้าใช้ได้อยู่ เกณฑ์พื้นฐานในการติดตั้งใช้งานรีโคลสเซอร์ในสายป้อนของโครงการจัดเรียงสายป้อนใหม่ (Network Reconfiguration) หรือโครงการก่อสร้างสายป้อนเพิ่มเติม ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีดังนี้

- ติดตั้งในสายป้อนหลักของพื้นที่เขตเมือง อำเภอ หรือที่ชุมชนหนาแน่นทุก ระยะทาง 10 km.
- สามารถพิจารณาติดตั้งเพิ่มเติมหรือย้ายจุดได้เมื่อมี กลุ่มโหลดสำคัญ เช่น สถานีราชการ สถานีที่ท่องเที่ยว โรงงาน หรือผู้ใช้ไฟรายใหญ่
- สามารถติดตั้งเพิ่มจำนวนจากเดิมโดยพิจารณาปัญหาเรื่องแรงดันหรือเกิดความความสูญเสียจากเหตุการณ์ไฟดับอย่างมีนัยสำคัญ

สามารถอธิบายการเพิ่มความเชื่อถือได้จากรูปเปรียบเทียบกันระหว่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีสวิตช์ตัดตอสดังรูปที่ 3.6 และระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ตัดตอสดังรูปที่ 3.7

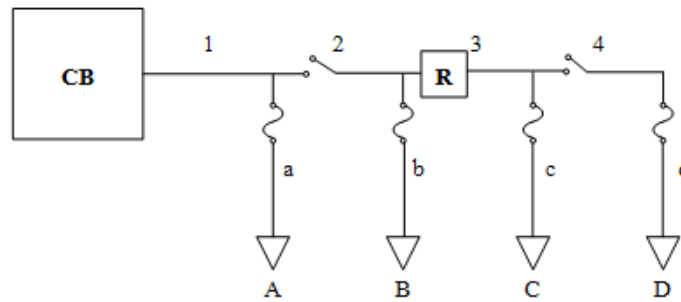


รูปที่ 3.6 ระบบจำหน่ายทั่วไป



รูปที่ 3.7 ระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ตัดตอน

จากรูปที่ 3.6 ถ้าระบบจำหน่ายเกิดการเหตุการณ์ผิดปกติที่สายป้อนหลักจะทำให้เบรกเกอร์ต้นทางเปิดวงจร และต้องรอจนกว่าจะซ่อมแซมส่วนที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้องแล้วเสร็จก่อนจึงจะทำการคืนไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ แต่ถ้าเป็นระบบจำหน่ายที่มีการเพิ่มสวิตช์ตัดตอสดังรูปที่ 3.7 สวิตช์ตัดตอนจะทำหน้าที่ตัดตอนส่วนที่ผิดปกติออกจากระบบ เช่น เมื่อเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในสายป้อนหลัก 3 ทำให้เบรกเกอร์ต้นทางเปิดวงจรออก และเมื่อเปิดวงจรสวิตช์ตัดตอนในช่วงสายป้อนหลัก 3 เพื่อตัดจุดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้องออกจากระบบ หลังจากนั้นจึงปิดเบรกเกอร์ต้นทางทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดโหลด A และ B มีไฟฟ้าใช้ ดังนั้นจะเห็นได้ว่าสวิตช์ตัดตอนทำให้ค่า SAIDI มีค่าลดลง เนื่องจากช่วยลดระยะเวลาไฟฟ้าดับของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดโหลด A และ B นอกจากนี้การเพิ่มรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ตัดตอสดังรูปที่ 3.8



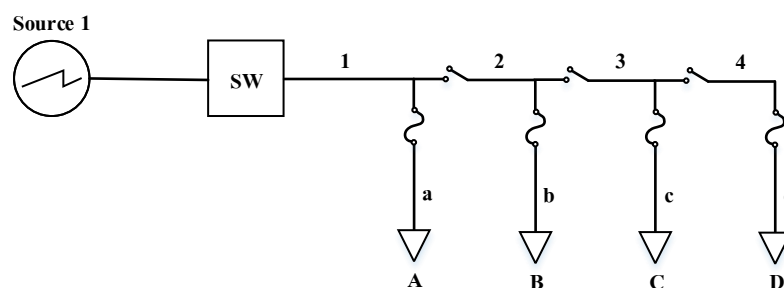
รูปที่ 3.8 ระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ตัดตอนและรีโคลสเซอร์

จากรูปที่ 3.8 การเพิ่มรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบทำให้สามารถแยกแยะการลัดวงจรชั่วคราว และการลัดวงจรถาวร และลดจำนวนครั้งการเกิดปัญหาไฟฟ้าดับกับผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดโหลด A และ B ทำให้ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ลดลง

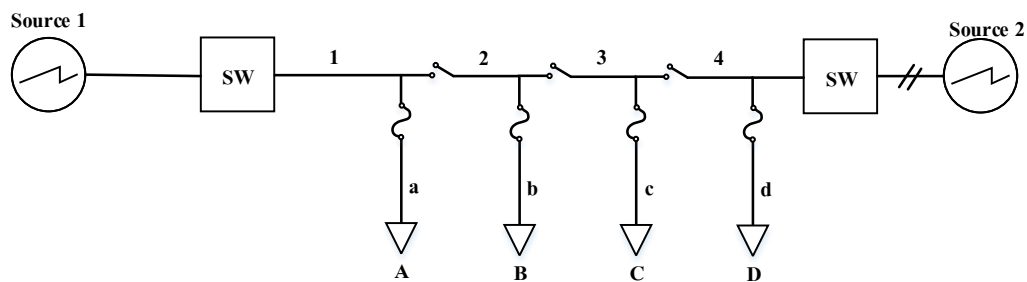
3.2.3 การเพิ่มจุดถ่ายโอนโหลดจากสายป้อนอื่น

ในระบบจำหน่ายแบบที่มีสวิตช์ถ่ายโอนโหลดจะเป็นระบบจำหน่ายที่มีเบรกเกอร์ที่มีสถานะปกติเปิดติดอยู่ที่ปลายสายของระบบ โดยจะทำงานก็ต่อเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายป้อนหลักแล้วมีการใช้สวิตช์แยกโหลดออกมาเพื่อย้ายไปเป็นโหลดของสายป้อนอื่น ซึ่งโดยปกติส่วนของโหลดที่อยู่ด้านหลังของสวิตช์แยกโหลดจะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจนกว่าจะแก้ไขฟอลต์แล้วเสร็จ แต่ถ้ามีสวิตช์ถ่ายโอนโหลดจะสามารถจ่ายไฟฟ้าจากอีกสายป้อนหนึ่งมาให้โหลดที่อยู่ด้านหลังสวิตช์แยกโหลดได้ทำให้ลดระยะเวลาไฟฟ้าดับของระบบลงได้

โดยจะสามารถอธิบายการเพิ่มความเชื่อถือได้จากรูปเปรียบเทียบกันระหว่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีสวิตช์ถ่ายโอนโหลดดังรูปที่ 3.9 และระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ถ่ายโอนโหลดดังรูปที่ 3.10



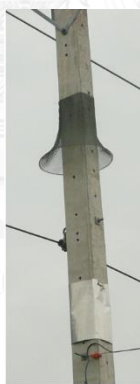
รูปที่ 3.9 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีสวิตช์ถ่ายโอนโหลด



รูปที่ 3.10 ระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ถ่ายโอนโหลด

3.2.4 การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์

สาเหตุในการเกิดเหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายที่มีอัตราการเกิดมาก คือ สาเหตุที่เกิดจากสัตว์ต่างๆ เช่น นก, งู, กระจง, เป็นต้น ซึ่งวิธีการป้องกันไม่ให้เกิดเหตุขัดข้องจากสัตว์ต่างๆ เหล่านี้ คือ ป้องกันไม่ให้สัตว์เหล่านี้ไปสัมผัสส่วนที่มีไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งวิธีการที่นิยมใช้ คือ ทำการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์ต่างๆ เช่น ตาข่ายตะแกรงลวดกันงูขึ้นเสาไฟฟ้า, แทนยี่นที่ติดตั้งด้านบนเสาไฟฟ้าเพื่อให้นักเกาะแทนที่จะเกาะบนสายไฟฟ้า, เป็นต้น ตัวอย่างของอุปกรณ์ตาข่ายตะแกรงป้องกันงู ดังแสดงในรูปที่ 3.11



รูปที่ 3.11 ตาข่ายตะแกรงป้องกันงู

3.2.5 การปรับปรุงสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย

สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) เป็นหัวใจสำคัญของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีหน้าที่ตัดต่อวงจรไฟฟ้าให้เหมาะสมและทำการแปลงแรงดันไฟฟ้าให้พอเหมาะเพื่อที่จะส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ได้อย่างปลอดภัย การเกิดข้อขัดข้องขึ้นกับสถานีไฟฟ้าย่อยย่อมส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นบริเวณกว้าง ก่อให้เกิดความเสียหายเป็นมูลค่ามหาศาล

ปัจจุบันอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่ภายนอกอาคาร (Outdoor) หรือที่เรียกว่า สถานีไฟฟ้าย่อยแบบฉนวนอากาศ (Air Insulated Substation: AIS) เป็นส่วนใหญ่ การ

ติดตั้งในลักษณะดังกล่าวทำให้อุปกรณ์มีโอกาสเกิดการขัดข้องได้ง่ายกว่าของอุปกรณ์ติดตั้งภายในอาคาร (Indoor) หรือสถานีไฟฟ้าย่อยแบบฉนวนก๊าซ (Gas Insulated Substation: GIS) เนื่องจากสิ่งแวดล้อมภายนอกที่อาจเกิดจากสภาพอากาศหรือสัตว์ เป็นต้น สิ่งเหล่านี้เป็นปัจจัยหลักที่ทำให้เกิดความขัดข้องขึ้นในสถานีไฟฟ้าส่งผลให้ไม่สามารถส่งพลังงานไฟฟ้าไปให้แก่ผู้ใช้ไฟได้ โดยข้อดีของการใช้สถานีไฟฟ้าย่อยแบบฉนวนก๊าซนอกจากเรื่องความน่าเชื่อถือได้ที่มากกว่าแล้วยังมีเรื่องของการใช้พื้นที่ติดตั้งที่น้อยกว่าสถานีไฟฟ้าย่อยแบบฉนวนอากาศ ทำให้เหมาะกับการก่อสร้างในพื้นที่เขตเมืองที่มีราคาพื้นที่สูงๆ เพราะราคาในการติดตั้งสถานีไฟฟ้าแบบฉนวนก๊าซมีราคาที่สูงกว่าสถานีไฟฟ้าแบบฉนวนอากาศ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกวิธีการปรับปรุงอยู่ 3 วิธี คือ (1) การเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน (2) การเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน (3) การเพิ่มรีโคลเซอร์เข้าไปในระบบ เนื่องจากเป็นวิธีการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่สามารถใช้แบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้อย่างชัดเจน อันจะทำให้ผลที่ได้จากการปรับปรุงระบบมีความแม่นยำและถูกต้อง เพื่อที่จะได้นำผลลัพธ์ที่ได้มาประเมินความเหมาะสมของโครงการลงทุนต่อไป

บทที่ 4

ความรู้พื้นฐานทางเศรษฐศาสตร์

มาตรการในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่างต้องใช้เวลาเพื่อลงทุนในโครงการปรับปรุงความเชื่อถือได้ ซึ่งผลตอบแทนที่ได้นอกเหนือจากการทำให้ดัชนีความเชื่อถือได้ของพื้นที่ลงทุนดีขึ้นแล้ว ยังมีผลตอบแทนทางการเงินหรือผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้รับจากโครงการลงทุนอยู่ด้วย โดยผลตอบแทนทางการเงิน จะเป็นผลตอบแทนสุทธิ หลังจากหัก ภาษีเงินได้แล้ว ซึ่งมองในเรื่องผลกำไร-ขาดทุนของบริษัทหรือองค์กรที่ลงทุนในโครงการ ส่วนผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ จะเป็นผลตอบแทนโดยรวมของระบบเศรษฐกิจหรือสังคมจากการที่ได้ลงทุนในโครงการไปแล้ว ซึ่งการที่หน่วยงานจะใช้เวลาคิดผลตอบแทนแบบใดในการตั้งเป็นเกณฑ์ในการคัดเลือกโครงการลงทุน จะขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น หน่วยงานนั้นเป็นหน่วยงานประเภทใด โครงการที่จะลงทุนเป็นโครงการประเภทไหน เป็นต้น

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่มีหน้าที่ดูแลรักษาระบบจำหน่ายนั้นจำเป็นต้องปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายให้ดีขึ้น ซึ่งต้องทำภายใต้โครงการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยในการคิดผลตอบแทนทางการเงินจะคิดจากเงินที่สามารถขายไฟฟ้าได้เพิ่มมากขึ้นจากการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้ดีขึ้น ซึ่งจะมีค่าที่น้อยกว่าผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์มาก เนื่องจากผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์นั้นจะคิดทั้งจากผลประโยชน์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเองทั้งในรูปของรายได้และผลตอบแทนทางสังคม เช่น การลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องขึ้นหรือการเพิ่มวิสัยทัศน์ให้แก่ชุมชนและแหล่งท่องเที่ยวจากการนำสายไฟฟ้าลงใต้ดิน เป็นต้น ซึ่งเป็นการประเมินผลกระทบต่อสังคมที่ดีขึ้นให้สามารถตีค่าออกมาเป็นตัวเงินได้ โดยส่วนมากจะใช้วิธีการสำรวจความคิดเห็นของผู้ที่ได้รับผลกระทบ เช่น วิธีการประเมินค่าโดยการสัมภาษณ์ประชาชนโดยตรง (Contingent Valuation Method: CVM) อย่างไรก็ตาม การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในฐานะที่เป็นรัฐวิสาหกิจมีพันธกิจที่จะต้องปรับปรุงคุณภาพและการบริการของระบบไฟฟ้าต่อผู้ใช้บริการอย่างสม่ำเสมอ แม้ว่าการลงทุนดังกล่าวจะไม่ก่อให้เกิดรายได้ทางตรงก็ตาม ดังนั้นในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนในโครงการประเภทนี้ โดยส่วนมากจะไม่พิจารณาผลตอบแทนทางการเงินโดยตรงแต่จะคิดผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์แทน

4.1 วิธีการประเมินผลตอบแทนของโครงการลงทุน

วิธีที่ใช้ในการประเมินผลตอบแทนของโครงการลงทุนนั้นมีอยู่หลายวิธีแต่วิธีที่นิยมใช้กันมากมี 3 วิธี คือ

4.1.1 ค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value)

ค่าปัจจุบันสุทธิรู้จักกันในอีกชื่อหนึ่งว่าค่าเทียบเท่าปัจจุบัน (Present Equivalent) ซึ่งแสดงถึงความมั่งคั่งของบริษัทที่เป็นผลมาจากการดำเนินโครงการที่พิจารณา ดังนั้นหากวัตถุประสงค์หลักของบริษัท คือ การสร้างความมั่งคั่งสูงสุด บริษัทจึงควรรับโครงการทุกโครงการที่มีค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวกเมื่อคำนวณ ณ อัตราดอกเบี้ยหรืออัตราส่วนลดที่เป็นต้นทุนเงินทุนของบริษัท โดยการประเมินค่าโครงการตามปกติเราจะใช้ค่าปัจจุบันสุทธิซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$NPV(i) = \sum_{t=0}^N \frac{\pi_t}{(1+i)^t} \quad (4.1)$$

โดย	NPV	คือ	ค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)
	π_0	คือ	เงินลงทุนเริ่มต้น (บาท)
	π_t	คือ	ผลการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ หรือผลประโยชน์ทางการเงินที่เกิดขึ้นในปีที่ t (บาท)
	i	คือ	อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราส่วนลด (Discount Rate) (%)
	N	คือ	อายุของโครงการ หรือมาตรการ (ปี)

กฎการตัดสินใจเมื่อใช้ค่าปัจจุบันสุทธิเป็นเกณฑ์ประเมินโครงการในสถานการณ์ที่เป็นโครงการเอกเทศและไม่มีข้อจำกัดใด ๆ ทางด้านทรัพยากร จึงเป็นดังนี้

ถ้า $NPV(i) > 0$ รับโครงการ

ถ้า $NPV(i) < 0$ ไม่รับโครงการ

4.1.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return)

เป็นเกณฑ์ประเมินค่าโครงการลงทุนที่นิยมใช้กันตัวหนึ่ง โดยที่อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ สำหรับโครงการปกติซึ่งใช้เงินลงทุนเฉพาะในตอนเริ่มโครงการ หลังจากนั้นจึงได้ผลตอบแทนเป็นกระแสเงินเข้าสู่สุทธิไปจนจบโครงการนั้น เราสามารถใช้เกณฑ์อัตราผลตอบแทนภายในได้โดยใช้การตัดสินใจว่า ถ้าหากอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการสูงกว่าอัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้ของบริษัทให้รับโครงการนั้น ทั้งนี้เนื่องจากเมื่อโครงการประเภทนี้มีอัตราผลตอบแทนภายในสูงกว่าอัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้ ค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการซึ่งคำนวณที่อัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้ของบริษัทก็จะมีค่าเป็นบวก ดังนั้นการรับโครงการเช่นนี้มาดำเนินการก็จะเพิ่มความมั่งคั่งให้แก่บริษัทได้ โดยมีสมการแสดงความสัมพันธ์ของอัตราผลตอบแทนภายในดังนี้

$$-I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{\pi_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (4.2)$$

โดย	IRR	คือ	อัตราผลตอบแทนภายใน (%)
	I_0	คือ	เงินจ่ายลงทุนตอนเริ่มโครงการ (บาท)
	π_t	คือ	ผลการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ หรือผลประโยชน์ทางการเงินที่เกิดขึ้นในปีที่ t (บาท)
	N	คือ	อายุของโครงการ หรือมาตรการ (ปี)

กฎการตัดสินใจซึ่งอาศัยอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเป็นเกณฑ์ในการพิจารณาโครงการเอกเทศแบบธรรมดาในสถานการณ์ที่ไม่มีข้อจำกัดด้านทรัพยากร จึงเป็นดังนี้

ถ้า $IRR > i$ รับโครงการ

ถ้า $IRR < i$ ไม่รับโครงการ

โดย i คือ อัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้ของบริษัท (%)

4.1.3 ช่วงเวลาคืนทุนอย่างง่าย (Simple Payback Period)

ช่วงเวลาคืนทุนเป็นหลักการพิจารณาอย่างง่ายในการช่วยตัดสินใจที่นิยมใช้กันทั่วไป โดยมากมักจะใช้ร่วมกับเกณฑ์ประเมินค่าโครงการที่คำนึงถึงค่าเวลาของเงิน เช่น อัตราผลตอบแทนภายใน และค่าปัจจุบันสุทธิ เป็นต้น

ช่วงเวลาคืนทุนคือ ช่วงเวลาที่ใช้ในการที่กระแสเงินสดจากการดำเนินโครงการจะไหลเข้าบริษัทมากพอที่จะได้เงินทุนที่ลงไปในตอนแรกกลับคืนมา

$$n = \frac{\text{Total Investment Cost}}{\text{Annual Benefit}} \quad (4.3)$$

โดย n คือ ช่วงเวลาคืนทุนของโครงการ

M คือ ช่วงเวลาคืนทุนสูงสุดที่บริษัทยอมรับได้

ตามที่ปฏิบัติกันทั่วไป กฎการตัดสินใจว่าจะเลือกรับโครงการเอกเทศโดยใช้เกณฑ์ช่วงเวลาคืนทุนก็คือ จะเลือกรับโครงการ ถ้าโครงการนั้นมีช่วงเวลาคืนทุนต่ำกว่าช่วงเวลาคืนทุนสูงสุดที่บริษัทยอมรับได้

ถ้า $n < M$ รับโครงการ

ถ้า $n > M$ ไม่รับโครงการ

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เนื่องจากการแสดงผลตอบแทนของโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามการลงทุนในแต่ละเป้าหมายวัตถุประสงค์ทั้งในด้านเงินค่าไฟฟ้าที่จะขายได้เพิ่มจากการลดเหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าดับและการลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ จึงจะใช้วิธีการประเมินผลตอบแทนด้วย วิธีการหาค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value; NPV) ซึ่งจะหาทั้งค่าปัจจุบันสุทธิทางการเงิน (Financial NPV) และค่าปัจจุบันสุทธิทางเศรษฐศาสตร์ (Economic NPV) เพื่อวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ในแต่ละเป้าหมายวัตถุประสงค์

4.2 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า

ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งผลของการปรับปรุงความเชื่อถือได้จากการลงทุนในโครงการปรับปรุงสามารถถูกประเมินเป็นผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Return) ได้โดยอาศัยแบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost) ซึ่งดัชนีที่ใช้ในการบอกถึงค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่นิยมจะใช้อ้อยู่ 2 ดัชนี ได้แก่ อัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Interrupted Energy Rate: IER) ในหน่วย บาทต่อหน่วย และอัตราค่าความเสียหายต่อครั้งเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Interruption Cost per Event: ICPE) ในหน่วย บาทต่อครั้ง [20]

โดยสามารถแสดงมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของทั้ง การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบบแบ่งตามประเภทพื้นที่ ได้ดังตารางที่ 4.1 และตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.1 ดัชนีความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของ กฟน. แยกตามพื้นที่

พื้นที่	IER (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)	ICPE (บาทต่อครั้ง)
รวม	74.96	80,213
เขตอุตสาหกรรม	105.35	89,697
เขตเมือง	71.90	71,555
เขตชานเมือง	80.14	65,176

ตารางที่ 4.2 ดัชนีความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของ กฟภ. แยกตามพื้นที่

พื้นที่	IER (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)	ICPE (บาทต่อครั้ง)
รวมทุกเขต	86.30	87,877
อุตสาหกรรม	111.32	87,528

พื้นที่	IER (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)	ICPE (บาทต่อครั้ง)
เทศบาลนคร	58.29	41,194
เทศบาลเมือง	64.64	30,321
เทศบาลตำบล	91.70	35,986
ชนบท	83.85	61,790

จากดัชนีในตารางทั้ง 2 จะเห็นว่า ค่ามูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ จะขึ้นอยู่กับพื้นที่ที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ซึ่งพื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจสูง เช่น เขตอุตสาหกรรม ก็จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสูงตามไปด้วย

โดยดัชนีที่จะนำไปใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ คือ ดัชนี IER ที่คำนวณตามพื้นที่ ในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ด้วยเหตุผลหลัก 2 ประการ คือ ดัชนี IER สามารถสะท้อนถึงความรุนแรงเกี่ยวกับการขาดกำลังผลิตทั้งในด้านขนาด (kW) และระยะเวลา (ชั่วโมง) เหตุผลที่สอง คือ การปรับปรุงความเชื่อถือได้มักจะกระทำโดยใช้ค่าดัชนี IER อ้างอิงกับพื้นที่ซึ่งสามารถสะท้อนถึงข้อมูลสถิติการเกิดไฟฟ้าดับ และ ขึ้นอยู่กับสัดส่วนปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในพื้นที่

4.3 การหาอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะใช้อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้นๆ ไปคิดเป็นผลตอบแทนทางการเงินในส่วนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถขายไฟฟ้าได้มากขึ้นเมื่อมีเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องในระบบลดน้อยลง โดยอัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้จะคิดเป็นค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเพื่อให้ง่ายต่อการนำไปใช้ และคิดเป็นแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อความสะดวกในการนำไปคำนวณในแต่ละพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะตั้งสมมุติฐานในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าไว้ดังนี้

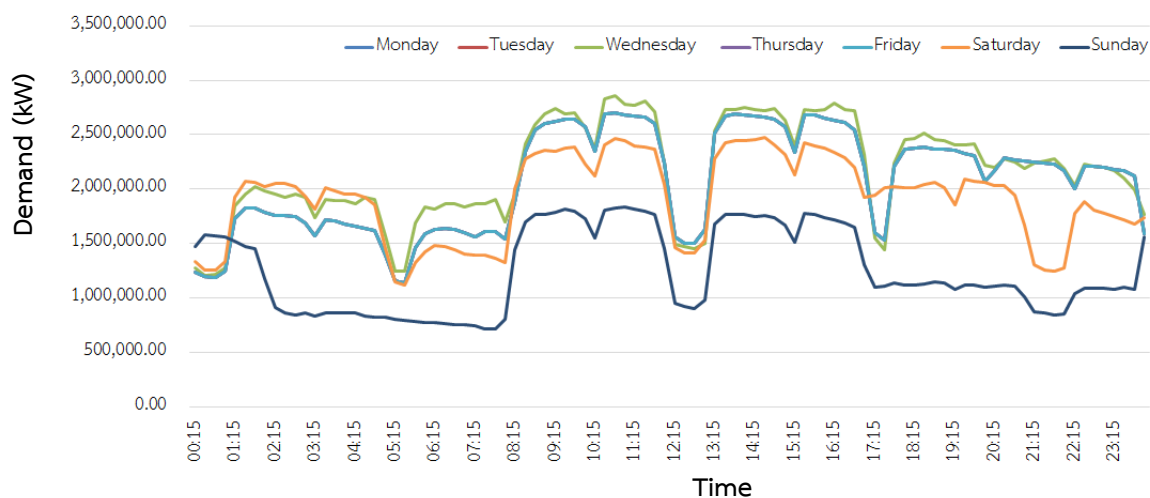
- ในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าจะใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) ในระดับแรงดัน 22 – 33 kV ซึ่งถือว่าเป็นระดับของระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่
- ในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าจะใช้ตัวอย่างหนึ่งสัปดาห์ในเดือนที่มีความต้องการสูงสุดของปี 2558 [21] ซึ่งคือเดือน มิถุนายน เป็นตัวแทนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

โดยวิธีการหาค่าอัตราไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจะใช้วิธีการหาผลรวมของค่าไฟฟ้าที่ได้ทั้งสัปดาห์หารด้วยผลรวมปริมาณพลังงานทั้งหมดที่ใช้ในหนึ่งสัปดาห์ หรือแสดงเป็นสมการได้ดังนี้ [22]

$$ER_i = \frac{\sum_{j=1}^n PE_{ij} \times PR_i + \sum_{j=1}^m OPE_{ij} \times OPR_i}{\sum_{j=1}^p PE_{ij-hr} + \sum_{j=1}^o OPE_{ij-hr}} \quad (4.4)$$

โดย	ER_i	คือ	อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ i (บาท/หน่วย)
	PE_{ij}	คือ	ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ i ใช้ในช่วงเวลา Peak ช่วงที่ j (kW)
	PR_i	คือ	อัตราค่าไฟฟ้า TOU ในช่วง Peak ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ i (บาท/หน่วย)
	OPE_{ij}	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ i ใช้ในช่วงเวลา Off Peak ช่วงที่ j (kW)
	OPR_i	คือ	อัตราค่าไฟฟ้า TOU ในช่วง Off Peak ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ i (บาท/หน่วย)
	n	คือ	ช่วงเวลาทั้งหมดของ Peak ในหนึ่งสัปดาห์
	m	คือ	ช่วงเวลาทั้งหมดของ Off Peak ในหนึ่งสัปดาห์
	PE_{ij-hr}	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ i ใช้ในช่วงเวลา Peak ในชั่วโมงที่ j (kW)
	OPE_{ij-hr}	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ i ใช้ในช่วงเวลา Off Peak ในชั่วโมงที่ j (kW)
	p	คือ	จำนวนชั่วโมงทั้งหมดของ Peak ในหนึ่งสัปดาห์
	o	คือ	จำนวนชั่วโมงทั้งหมดของ Off Peak ในหนึ่งสัปดาห์

โดยตัวอย่างกราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่เขตภาคกลางเขต 2 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้ากิจการขนาดใหญ่ในเดือน มิถุนายน ปี 2558 เป็นดังรูปที่ 4.1 [23]



รูปที่ 4.1 กราฟลักษณะการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่ภาคกลางเขต 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากรูปที่ 4.1 กราฟลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่ภาคกลางเขต 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะมีความละเอียดของข้อมูลอยู่ที่ขั้นละ 15 นาที ดังนั้นเมื่อนำไปเข้าสมการที่ 4.3 เพื่อหาอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของประเภทกิจการผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ โดยมีค่าไฟฟ้าตามอัตราช่วงเวลาของการใช้ ในระดับแรงดัน 22-33 kV ในช่วง Peak เป็น 4.2097 บาท/หน่วย และช่วงเวลา Off Peak เป็น 2.6295 บาท/หน่วย [24] จะได้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย คือ 1.9157 บาท/หน่วย

โดยในวิทยานิพนธ์จะใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ได้จากวิธีที่กล่าวไปในการหาผลตอบแทนทางการเงินจากการลงทุนในโครงการปรับปรุงความเชื่อถือได้ เพื่อเป็นการเปรียบเทียบผลประโยชน์ทางการเงินของโครงการลงทุนเพื่อเป็นการคัดเลือกโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมที่สุดต่อไป

บทที่ 5

พื้นฐานการใช้งานโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

DigSILENT POWER FACTORY เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง ที่สามารถสร้างแบบจำลองด้วยรูปภาพหรือป้อนข้อมูลด้วย Text file สามารถวิเคราะห์ได้ทั้งในระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และภาคอุตสาหกรรม ซึ่งสามารถวิเคราะห์ทางไฟฟ้าได้หลายอย่างเช่น

- 1) การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Analysis)
- 2) การวิเคราะห์การเกิดความผิดปกติของระบบไฟฟ้า (Fault Analysis)
- 3) การวิเคราะห์ระบบป้องกัน (Protection Analysis)
- 4) การวิเคราะห์ฮาร์มอนิก (Harmonic Analysis)
- 5) การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability Analysis)

โปรแกรมนี้ มีความสามารถในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้ทั้งในสภาวะคงตัว (Steady State) และสภาวะทรานเซียนต์ (Transient State) รวมถึงยังเป็นโปรแกรมที่ทั้ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิต การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง ใช้เป็นโปรแกรมในการวางแผนการลงทุนในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าอีกด้วย โดยโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นโปรแกรม DigSILENT POWER FACTOR รุ่น 15.1

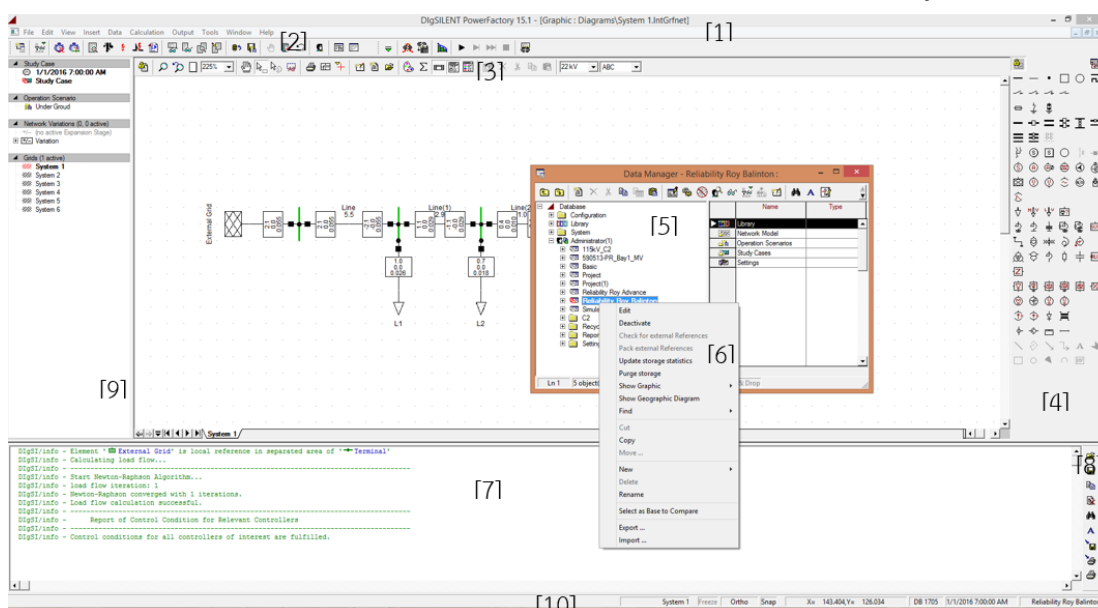
5.1 พื้นฐานการสร้างแบบจำลองไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

5.1.1 ส่วนประกอบต่างๆ ของหน้าต่าง Main Window

ส่วนประกอบของหน้าต่าง Main Window ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ประกอบด้วยส่วนประกอบหลักๆ 10 ส่วนตามรูปที่ 5.1 ได้แก่ [25]

- 1) Title bar แสดงชื่อและ Version ของโปรแกรม
- 2) Menu bar แสดงรายชื่อคำสั่งหลักของโปรแกรม ซึ่งมีลักษณะคล้ายกับโปรแกรมอื่น ๆ
- 3) Main Tool bar เป็นปุ่มที่ใช้แทนคำสั่งใน Menu bar หลัก ซึ่งสามารถเรียกใช้งานได้ทันที
- 4) Drawing Tool bar เป็นปุ่มที่ใช้ในการสร้างอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าในแบบจำลองต่างๆ
- 5) Data Manager Window เป็นหน้าต่างย่อยที่แสดงโครงสร้างการจัดเก็บของข้อมูลทั้งหมดโดยมีการใช้งานคล้ายกันกับ Window Explorer คือ เมื่อคลิกเลือกโฟลด์เดอร์ที่อยู่ด้านซ้าย ทางฝั่งขวาก็จะแสดงโฟลด์เดอร์ต่างๆ ที่อยู่ภายใต้โฟลด์เดอร์นั้น

- 6) Context Menu เป็นหน้าต่างที่แสดงเมื่อคลิกขวาที่ Object โพลต์เตอร์ใน Data Manager
- 7) Output Window เป็นหน้าต่างที่แสดงผลการคำนวณ หรือแสดง Error
- 8) Output Tool bar เป็น Tool bar ซึ่งใช้งานประกอบกับหน้าต่างของ Output Window
- 9) Workspace เป็นพื้นที่ที่ใช้ในการสร้าง Single line diagram
- 10) Status bar แสดงสถานะการกระทำใด ๆ บนชิ้นงานที่กำลัง Active อยู่



รูปที่ 5.1 ส่วนประกอบต่างๆ ของหน้า Main Window

5.1.2 แนะนำ Tool bar ต่างๆ ของโปรแกรม












ในที่นี้จะกล่าวถึง Tool bar 2 ส่วนหลัก ได้แก่ Main Tool bar และ Drawing Tool bar ซึ่งเป็นส่วนที่ใช้ในการจัดการต่างๆ ในโปรแกรมรวมถึงใช้ในการสร้างแบบจำลองของระบบไฟฟ้าที่เราจะใช้วิเคราะห์แบบต่างๆ ต่อไป






5.1.2.1 Main Tool Bar

ในส่วนของ Main Tool Bar จะมีปุ่มที่ใช้งานพื้นฐานมีดังนี้










- 1) **Open Data Manager** ใช้เปิดหน้าต่าง Data Manager สามารถเปิดพร้อมกันได้มากกว่า 1 หน้าต่าง






- 2)  **Edit Relevant Objects for Calculation** เป็นตารางสำหรับเรียกดูและแก้ไข Electrical Data ต่างๆ ที่อยู่ใน Study Case
- 3)  **Calculate Load-Flow** ใช้คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบตามที่มีอยู่ใน Study Case
- 4)  **Calculate Short-Circuit** ใช้คำนวณกระแสลัดวงจรในระบบตามที่มีอยู่ใน Study Case
- 5)  **Output Calculation Analysis** ใช้เลือกรูปแบบการแสดงผลงานผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณ
- 6)  **Documentation of Device Data** ใช้แสดงข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดที่มีในระบบ
- 7)  **Update Database** ใช้เมื่อต้องการให้นำค่าการ Setting ของอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการคำนวณไป Update ลงในฐานข้อมูล
- 8)  **Reset Calculation** ใช้สำหรับ Reset ค่าที่ตั้งไว้สำหรับการคำนวณหลังจากการคำนวณครั้งล่าสุด
- 9)  **User Settings** ใช้สำหรับตั้งค่าต่างๆ ของระบบที่ต้องการใช้งานภายใน User นั้นๆ
- 10)  **Rebuild** ใช้เพื่อวาดหน้าจอกราฟฟิกใหม่อีกครั้ง
- 11)  **Freeze Mode** ใช้เพื่อตรึงหน้าจอการวาดกราฟฟิกไว้หลังจากวาดอุปกรณ์ต่างๆ แล้วเสร็จ ซึ่งจะทำให้ไม่สามารถแก้ไขรูปได้
- 12)  **Graphic Options** ใช้สำหรับจัดการกับหน้าจอที่ใช้วาดกราฟฟิก เช่น แสดง/ไม่แสดง Snap or Not วาดเส้นตั้งฉากหรือไม่ เป็นต้น

- 13)  **Show Layers** ใช้สำหรับเลือกชั้นข้อมูลต่างๆ ที่ต้องการให้แสดงบนหน้าจอกราฟฟิก เช่น Result, Object Name เป็นต้น
- 14)  **Mark All Elements** ใช้เลือก (Select) อุปกรณ์ทุกตัวที่อยู่บนหน้าจอกราฟฟิก เช่น ต้องการ Move ทั้งระบบไปบริเวณอื่น เป็นต้น
- 15)  **Color Representation** ใช้เลือก Option ในการให้แสดงเฉดสีต่างๆ บนหน้าจอกราฟฟิก เช่น แสดงสีบริเวณที่ไม่มีการจ่ายไฟไปถึง เป็นต้น
- 16)  **Default voltage levels for Terminals and Busbars** เมื่อสร้างจุดโนด หรือบัสในกราฟฟิก โปรแกรมจะนำค่าที่อยู่ใน Box นี้ไปเป็นค่าแรงดันของบัสนั้น
- 17)  **Default Phase Technologies for Terminals** เมื่อสร้างจุดโนด หรือบัสในกราฟฟิก โปรแกรมจะนำค่าที่อยู่ใน Box นี้ไปเป็นค่าเฟสของบัสนั้น

5.1.2.2 Drawing Tool bar




ปุ่มอุปกรณ์พื้นฐานซึ่งใช้ในการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้ามีดังนี้



- 1)  **Busbar** ใช้สร้างจุดโนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น บัสที่สถานีไฟฟ้า
- 2)  **Busbar (Short)** ใช้สร้างจุดโนดแบบสั้นซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า
- 3)  **Junction/Internal Node** ใช้สร้างจุดโนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า ในกรณีนี้มักใช้บริเวณที่เป็นทางแยก
- 4)  **Disconnecter** ใช้สร้างสวิตช์ในสถานีไฟฟ้า หรือในระบบส่ง ระบบจำหน่าย
- 5)  **External Grid** ใช้สร้างแหล่งจ่ายไฟของระบบ ได้แก่ Source จาก EGAT หรือจากสถานีไฟฟ้าของ PEA
- 6)  **General Load** ใช้สร้างโหลดของระบบ
- 7)  **Shunt/Filter C** ใช้สร้างคาปาซิเตอร์แบบต่อขนานระบบ

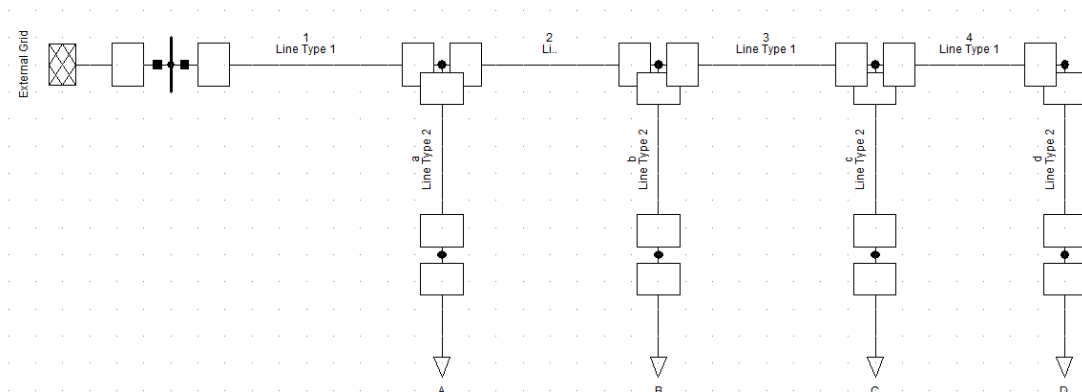
- 8)  **Line** ใช้สร้างสายส่ง หรือสายจำหน่าย
- 9)  **Fuse** ใช้สร้างฟิวส์ เช่น ฟิวส์ที่ต่ออยู่บริเวณ Line แยกของระบบจำหน่าย
- 10)  **2-Winding Transformer** ใช้สร้างหม้อแปลงกำลังที่สถานีไฟฟ้า และหม้อแปลงจำหน่าย 22,33/0.4 kV
- 11)  **3-Winding Transformer** ใช้สร้างหม้อแปลงกำลังที่สถานีไฟฟ้าแบบ 3 ขดลวด
- 12)  **Auto Transformer** ใช้สร้าง AVR หรือ Auto Voltage Regulator ในระบบจำหน่าย

5.1.3 การสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

ขั้นตอนนี้จะบอกถึงวิธีการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า ลงในพื้นที่ Workspace โดยในตัวอย่างนี้จะสร้างระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 22 kV ใน Grid ระบบไฟฟ้าที่จะสร้างประกอบด้วยบัสจำนวน 1 บัส จุดโนดจำนวน 8 จุด สายจำหน่ายจำนวน 8 เส้น แหล่งจ่ายไฟจำนวน 1 แหล่ง จุดโหลดจำนวน 4 จุดโหลด ดังรูปที่ 5.2 โดยมีขั้นตอนดังต่อไปนี้

- 1) การสร้างบัสหรือจุดโนด (Creating Terminal) ให้คลิกที่รูป Busbar  หรือ Junction  บนหน้าต่าง Drawing Toolbar ด้านขวามือ จากนั้นนำมาวางในพื้นที่ Workspace โดยเลื่อน mouse ไปยังบริเวณที่ต้องการสร้างบัสหรือจุดโนดแล้วคลิกซ้าย 1 ครั้ง เพื่อวางอุปกรณ์ให้คลิกวางบัสและจุดโนดให้ครบตามจำนวน
- 2) การสร้างอุปกรณ์แบบ 2 ขั้ว (Creating Branch Element) ได้แก่ สายไฟ, หม้อแปลงไฟฟ้า, สวิตช์ และฟิวส์ เป็นต้น ซึ่งในตัวอย่างนี้จะเป็นการสร้างสายส่งจำนวน 8 เส้น เชื่อมระหว่างบัสและจุดโนดโดยก่อนอื่นให้คลิกเลือกรูปอุปกรณ์สายไฟ  บนหน้าต่าง Drawing Toolbar ด้านขวามือ จากนั้นนำมาวางในพื้นที่ Workspace โดยให้คลิก mouse ที่ Terminal ตัวใดตัวหนึ่งก่อน แล้วจึงมาคลิก ที่ Terminal อีกตัวที่ต้องการเชื่อมต่อ
- 3) การสร้างอุปกรณ์แบบ 1 ขั้ว (Creating Single Port Element) ได้แก่ Source, Load, Shunt Capacitor, Generator และ Motor เป็นต้น ในตัวอย่างนี้ให้สร้าง External

Grid  และ General Load  โดยคลิกเลือกอุปกรณ์บนหน้าต่าง Drawing Toolbar ด้านขวามือก่อน จากนั้นจึงมาคลิกที่บัสหรือจุดโนดที่ต้องการเชื่อมต่ออุปกรณ์



รูปที่ 5.2 ตัวอย่างแบบจำลองระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 22 kV

5.1.4 การป้อนข้อมูลหรือการแก้ไขข้อมูลของอุปกรณ์ในแบบจำลองไฟฟ้า

มีหลายวิธีในการป้อนข้อมูลหรือแก้ไขข้อมูลของอุปกรณ์ เช่น การแก้ไขข้อมูลอุปกรณ์ผ่านหน้าจอกกราฟฟิกโดยตรงโดยการ Double click ที่ตัวอุปกรณ์ หรือการเข้าไปแก้ไขที่หน้าต่าง Data Manager โดยอุปกรณ์ทุกตัวจะมี Type object เพื่อให้สามารถป้อนข้อมูล หรือสร้างไว้ใน library ได้ เพื่อง่ายต่อการกำหนดค่าข้อมูลของอุปกรณ์

1) การแก้ไขข้อมูลของ Terminal

1.1) Double click ที่ Terminal ตัวซ้ายสุดในหน้าจอกกราฟฟิก ซึ่งจะมี Dialog ของ Terminal ปรากฏขึ้น ดังรูปที่ 5.3 โดยที่ในแต่ละหน้าของการวิเคราะห์ จะมีช่องให้ป้อนข้อมูลที่แตกต่างกันไป

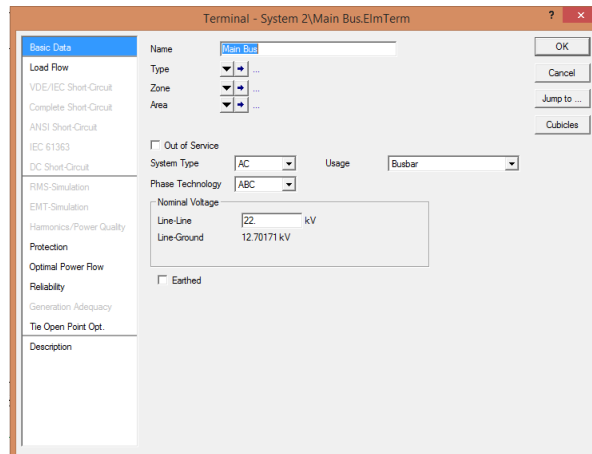
1.2) เลือกที่ Basic Data โดยช่องป้อนข้อมูลดังนี้

Name ชื่อที่ต้องการกำหนดให้กับ Terminal เช่น Main Bus

Type ชนิดของอุปกรณ์ที่ต้องการกำหนดให้กับ Terminal

Phase Technology รูปแบบการเชื่อมต่อของ Terminal เช่น ABC

Nominal Voltage ค่าแรงดันที่กำหนดให้กับ Terminal เช่น 22 kV



รูปที่ 5.3 Dialog ของ Terminal

2) การแก้ไขข้อมูลของ Line

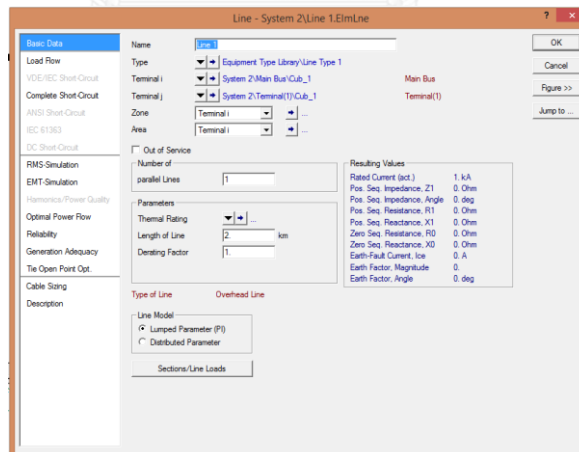
2.1) Double click ที่รูป Line ในหน้าจอรูปภาพฟิก จะมี Dialog ของ Line ปรากฏขึ้น ดังรูปที่ 5.4 โดยที่ในแต่ละหน้าของการวิเคราะห์ จะมีช่องให้ป้อนข้อมูลที่แตกต่างกันไป

2.2) เลือกที่ Basic Data โดยมีช่องป้อนข้อมูลดังนี้


Name ชื่อที่ต้องการกำหนดให้กับ Line เช่น Line 1

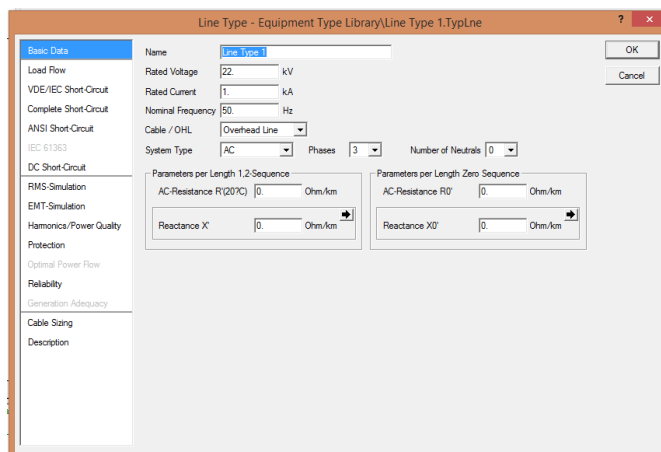
Type ชนิดของอุปกรณ์ที่ต้องการกำหนดให้กับ Line

Length of Line ความยาวของ Line ที่ต้องการกำหนด เช่น 2 km



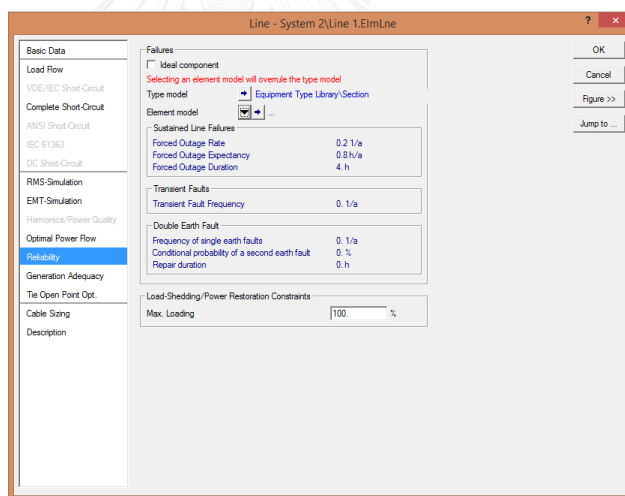
รูปที่ 5.4 Dialog ของ Line

2.3) การกำหนด Parameter ต่างๆของ Line ทำได้โดยการกด  ที่ Type จะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่ 5.5 โดยสามารถกำหนดค่าต่างๆ ของ Line ได้ เช่น Rate Voltage, Rated Current, ความต้านทานลำดับบวกและความต้านทานลำดับลบ



รูปที่ 5.5 หน้าต่างกำหนด Parameter ของ Line

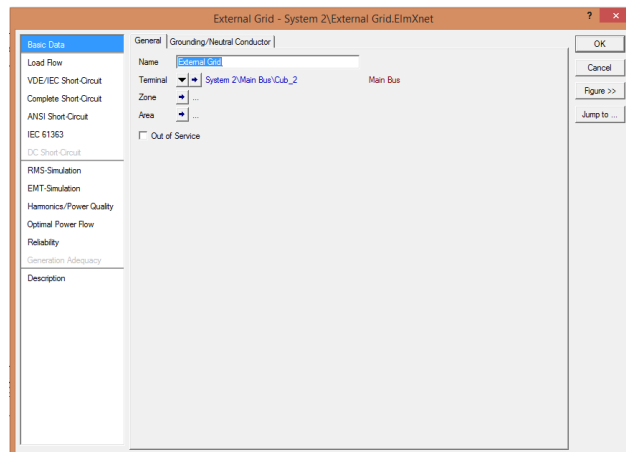
2.4) การกำหนด Parameter ด้านความเชื่อถือได้ของ Line ทำได้โดยการกดที่หัวข้อ Reliability จะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่ 5.6 โดยสามารถกำหนดค่า Parameter ด้านความเชื่อถือได้ของ Line ได้ เช่น Failure Frequency และ Repair Duration



รูปที่ 5.6 หน้าต่างกำหนดค่าด้านความเชื่อถือได้ของ Line

3) การแก้ไขข้อมูลของ External Grid และ Load

3.1) Double click ที่รูป External Grid หรือ Load ในหน้าจอกราฟฟิก จะมี Dialog ของ External Grid หรือ Load ปรากฏขึ้น ดังรูปที่ 5.6 โดยที่ในแต่ละหน้าของการวิเคราะห์ จะมีช่องให้ป้อนข้อมูลที่แตกต่างกันไป



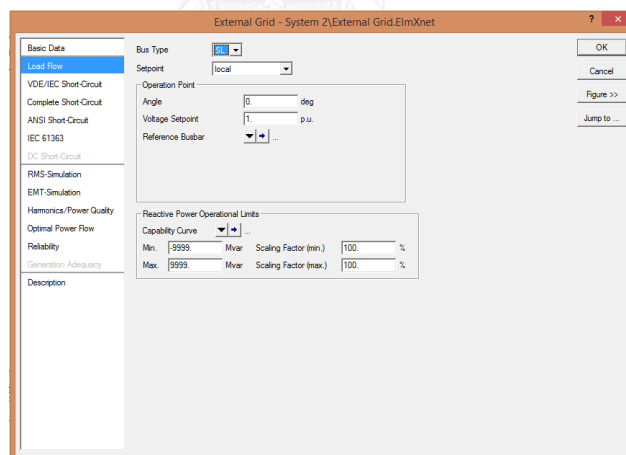
รูปที่ 5.7 Dialog ของ External Grid

3.2) เลือกที่ Load Flow ของ External Grid จะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่ 5.7 โดยมีช่องป้อนข้อมูลดังนี้

Bus Type ชนิดบัสของ External Grid ที่ต้องการกำหนด เช่น SL (Slack Bus)

Angle มุมเริ่มต้นของ External Grid ที่ต้องการกำหนด เช่น 0.0 deg

Voltage Set Point แรงดันเริ่มต้นของ External Grid ที่ต้องการกำหนด เช่น 1 p.u.



รูปที่ 5.8 หน้าต่าง Load Flow ของ External Grid

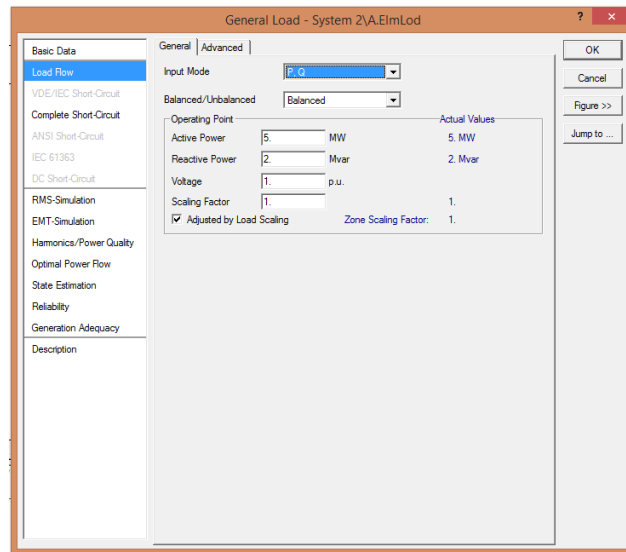
3.3) เลือกที่ Load Flow ของ Load จะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่ 5.8 โดยมีช่องป้อนข้อมูลดังนี้

Input Mode โหมดที่ต้องการกำหนดให้กับ Load เช่น P, Q

Balanced/Unbalanced ชนิดของโหลดที่จะกำหนดให้สมดุลหรือไม่สมดุล

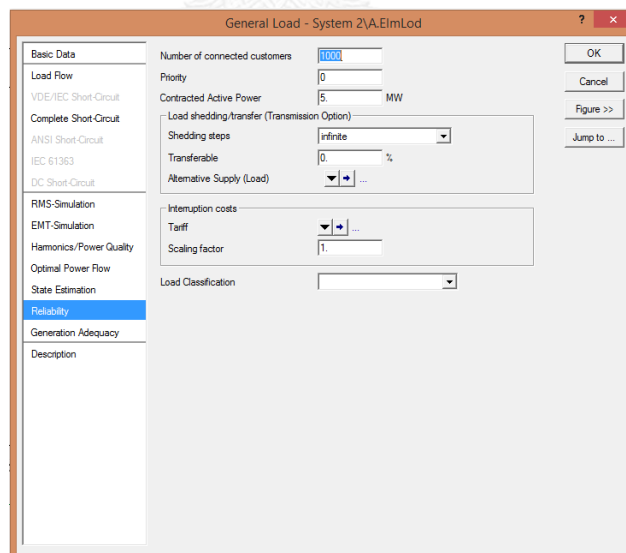
Active Power ขนาดกำลังไฟฟ้าของโหลดที่ต้องการกำหนด เช่น 5 MW

Reactive Power ขนาดกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ต้องการกำหนด เช่น 2 Mvar





รูปที่ 5.9 หน้าต่าง Load Flow ของ Load

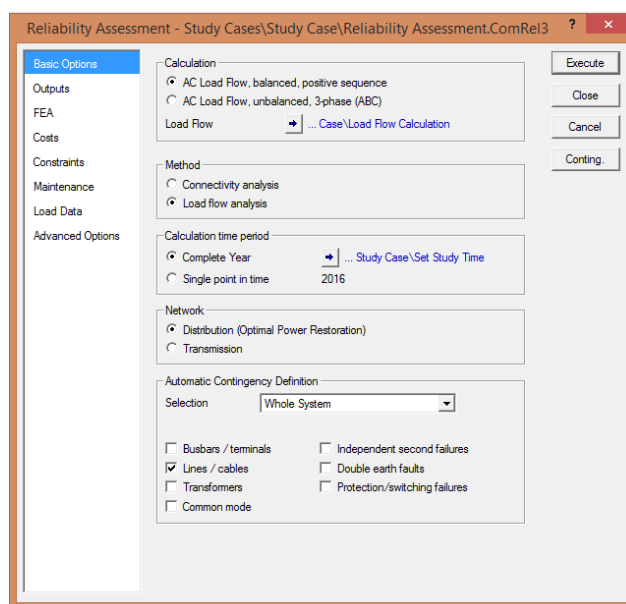
3.3) เลือกที่ Reliability ของ Load จะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่ 5.10 โดยสามารถที่จะกำหนดค่าที่เกี่ยวข้องกับความเชื่อถือได้ เช่น จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่ออยู่ ณ จุดโหลด เป็นต้น



รูปที่ 5.10 หน้าต่าง Reliability ของ Load

5.2 การคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY

การคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถทำได้โดยคลิกที่ปุ่ม  บน Main Tool Bar จากนั้นเลือกที่ Reliability Analysis จากนั้นคลิกที่ Reliability Assessment  จะปรากฏ Dialog Box ดังรูปที่ 5.11 ให้เลือกตั้งค่าต่างๆที่จะใช้ในการคำนวณความเชื่อถือได้จากนั้นจึงคลิกปุ่ม Execute เพื่อสั่งให้โปรแกรมทำการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าตามค่าที่กำหนดไว้



รูปที่ 5.11 การคำนวณความเชื่อถือได้หน้า Basic Option

โดยมีรายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับการกำหนดค่าต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณ ดังนี้

- 1) Calculation เป็นการเลือกว่าจะคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบแบบไหน เช่น balanced, positive sequence
- 2) Method เป็นการเลือกว่าจะให้โปรแกรมคำนวณความเชื่อถือได้ด้วยวิธีอะไร มี 2 วิธี คือ Connectivity analysis เป็นการคิดความเชื่อถือได้แบบดูแค่ค่าดัชนีแต่ละอุปกรณ์มาต่อกัน Load flow analysis เป็นการคิดความเชื่อถือได้แบบที่มีการดูด้านแรงดันด้วย
- 3) Calculation time period เป็นการเลือกช่วงเวลาในการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบ
- 4) Network เป็นการเลือกประเภทของระบบที่ต้องการคำนวณความเชื่อถือได้มี 2 แบบ คือ Distribution เป็นประเภทระบบจำหน่ายจะมีการคิดการต่อกลับของ Recloser ด้วย Transmission เป็นประเภทระบบส่งไม่คิดการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกัน

5) Automatic Contingency Definition เป็นการเลือกอุปกรณ์และขอบเขตของการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบ ให้คลิกเลือกอุปกรณ์และขอบเขตที่ต้องการให้โปรแกรมคำนวณ หลังจากที่กำหนดรายละเอียดในการคำนวณต่างๆ ครบถ้วนแล้วและคลิกปุ่ม Execute โปรแกรมจะทำการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ และแสดงผลใน Output Window ดังแสดงในรูปที่ 5.12

		DigSILENT	Project:
		PowerFactory	
		15.1.7	Date: 11/22/2016
Reliability Assessment			
Method	Load flow analysis		
Network	Distribution (Optimal Power Restoration)		
Calculation time period	2016		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Concurrently		
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes		
Time to open remote controlled switches	30.00 min.		
Automatic Contingency Definition			
Selection	Whole System		
Busbars / terminals	No	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	No	Double earth faults	No
		Protection/switching failures	No
Study Case: Study Case		Annex:	/ 1
System Summary			
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	2.200000 1/Ca	
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	2.200000 1/Ca	
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	6.000 h/Ca	
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	2.727 h	
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9993150685	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0006849315	
Energy Not Supplied	: ENS =	84.000 MWh/a	
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0.028 MWh/Ca	
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0.015 MWh/Ca	
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000 M\$/a	
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000 \$/kWh	
System energy shed	: SES =	0.000 MWh/a	
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	2.200000 1/a	
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	6.000000 h/a	
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0.000000 1/Ca	

รูปที่ 5.12 ตัวอย่างการแสดงผลการคำนวณความเชื่อถือได้ใน Output Window

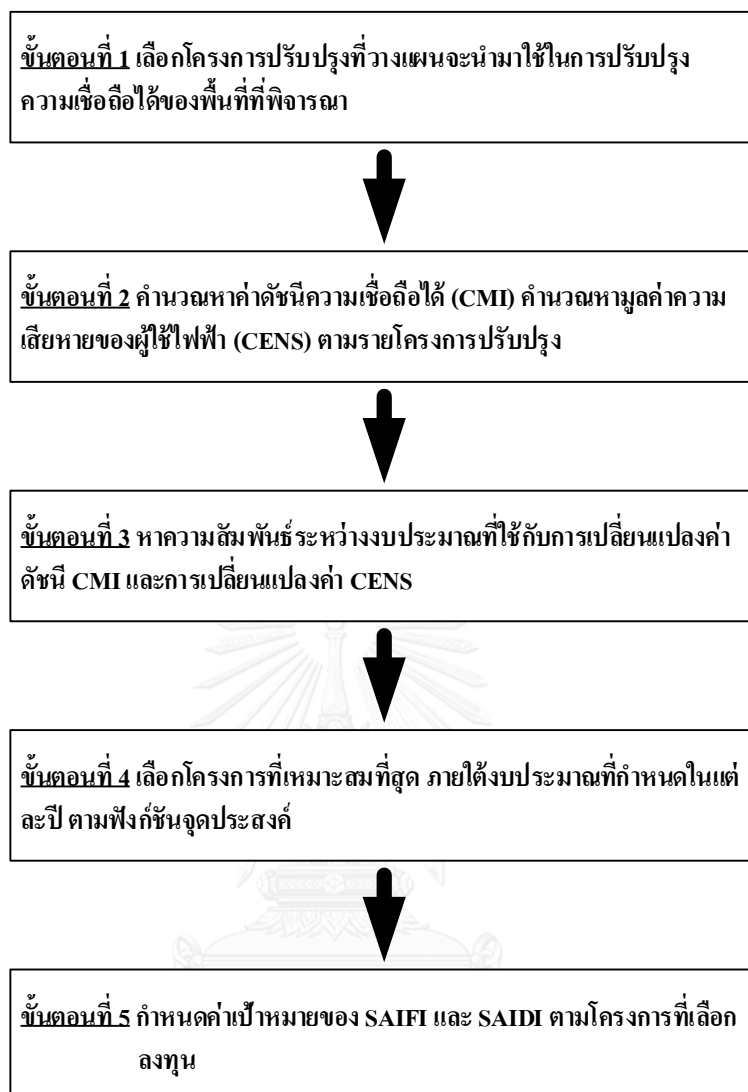
บทที่ 6

วิธีการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ที่นำเสนอและระบบทดสอบ

ในการตั้งค่าเป้าหมายความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังโดยการพิจารณาโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะเป็นวิธีการที่จะหาความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนที่ลงในโครงการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับผลตอบแทนที่ได้จากการลงทุนที่เพิ่มขึ้นว่ามีความสัมพันธ์กันอย่างไร ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (Customer-Minute of Interruption; *CMI*) และค่าอัตราความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (Cost of Energy Not Supply; *CENS*) เป็นเกณฑ์ในการหาการลงทุนในการปรับปรุงค่าความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมที่สุด รวมถึงจะมีการพิจารณาค่าความเชื่อถือได้ที่ตั้งไว้เป็นค่าเป้าหมาย เพื่อนำมาใช้เลือกโครงการที่เหมาะสมที่สุดที่จะลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ได้แก่ (1) วิธีการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังโดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่นำเสนอ (2) ระบบทดสอบที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังนี้

6.1 วิธีการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังโดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่นำเสนอ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอวิธีการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังโดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนอแสดงไว้ดังรูปที่ 6.1



รูปที่ 6.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า กำลังโดยการพิจารณาแผนการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า

จากแผนผังแสดงขั้นตอนดังรูปที่ 6.1 จะมีขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนออยู่ 5 ขั้นตอน โดยในแต่ละขั้นตอนจะมีรายละเอียดดังนี้

6.1.1 การเลือกโครงการปรับปรุงที่วางแผนจะนำมาใช้ในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของพื้นที่ที่พิจารณา

ขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนการเลือกโครงการปรับปรุงที่จะนำไปใช้ในการวางแผนการปรับปรุงในพื้นที่ที่กำหนด ซึ่งอาจจะเลือกเพียงโครงการเดียวหรือหลายโครงการเพื่อนำมาเปรียบเทียบกันก็ได้ เช่น ในพื้นที่เดียวกันอาจจะเลือก ทั้งโครงการติดตั้งรีโครเซอร์และโครงการเปลี่ยนสายเปลือยเป็น

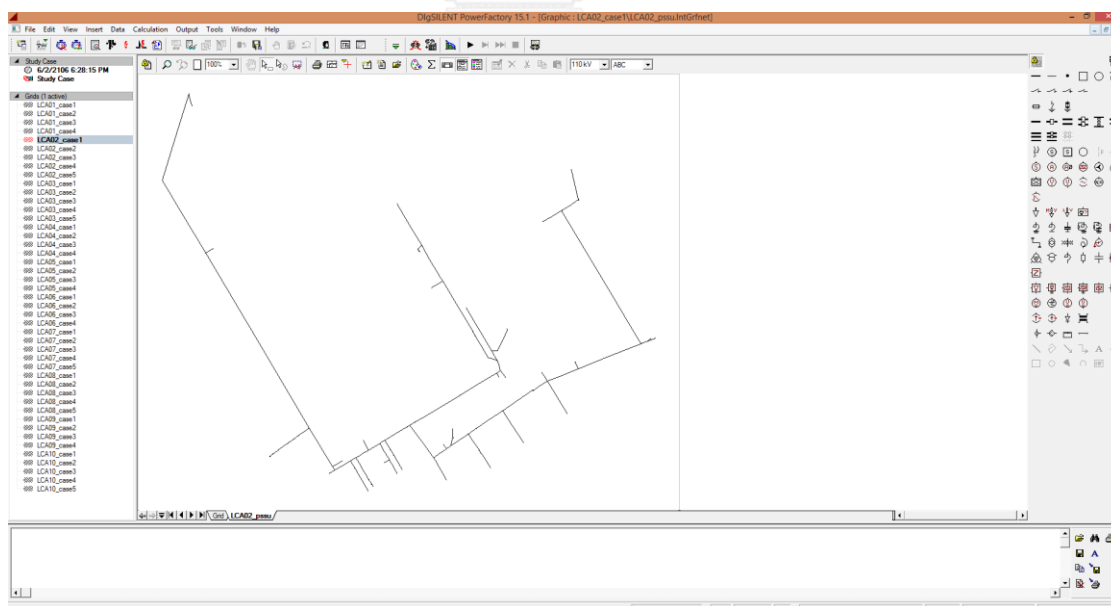
สายหุ้มฉนวน เป็นต้น โดยโครงการที่เลือกจะประกอบไปด้วยข้อมูลพื้นฐาน คือ ชื่อโครงการ พื้นที่เป้าหมาย เงินลงทุนของโครงการ โดยโครงการที่เลือกควรเป็นโครงการที่สามารถประเมินความเชื่อถือได้หลังจากโครงการแล้วเสร็จ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกโครงการปรับปรุงที่จะนำไปใช้ในการวางแผนการปรับปรุงอยู่ 3 ประเภทโครงการ คือ (1) โครงการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน (2) โครงการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน และ (3) โครงการเพิ่มรีโกลสเซอร์เข้าไปในระบบ

6.1.2 การคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ตามรายโครงการปรับปรุง

ในขั้นตอนนี้จะเป็นการคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้และคำนวณหามูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง ตามรายโครงการปรับปรุงที่เลือกจากขั้นตอนที่ 1 โดยคิดทั้งก่อนและหลังการปรับปรุง ซึ่งวิธีการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้และมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ดีขึ้นนั้น อาจจะได้มาจากประสบการณ์ของผู้เชี่ยวชาญหรือจากโปรแกรมในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า เช่น MATLAB หรือ ก็ได้

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ในการคำนวณค่า CMI และ CENS ออกมา โดยการสร้างแบบจำลองของระบบทดสอบในโปรแกรมดังตัวอย่างในรูปที่ 6.2



รูปที่ 6.2 ระบบทดสอบ LCA02

จากตัวอย่างระบบทดสอบในรูปที่ 6.2 เป็นระบบทดสอบ LCA02 (แหลมฉับ 1 ฟีดเดอร์ 2) ที่เป็นแบบจำลองในโปรแกรม สามารถที่จะหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (CMI) และมูลค่าความเสียหาย

ของผู้ใช้ไฟฟ้า (CENS) โดยใช้การคำนวณความเชื่อถือได้ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ออกมาได้ดังรูปที่ 6.3

		DigSILENT	Project:
		PowerFactory	
		15.1.7	Date: 11/29/2016
Reliability Assessment			
Method	Load flow analysis		
Network	Transmission		
Calculation time period	2106		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Concurrently		
Time to open remote controlled switches	15.00 min.		
Automatic Contingency Definition			
Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	No	Double earth faults	No
		Protection/switching failures	No
Study Case: Study Case		Annex:	/ 1
System Summary			
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	4.148821 1/Ca	
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	4.148821 1/Ca	
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	3.519 h/Ca	
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	0.848 h	
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9995983123	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0004016877	
Energy Not Supplied	: ENS =	112.666 MWh/a	
Average Energy Not Supplied	: AENS =	2.253 MWh/Ca	
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0.583 MWh/Ca	
Expected Interruption Cost	: EIC =	12.542 M\$/a	
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	111.320 \$/kWh	
System energy shed	: SES =	0.000 MWh/a	
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	4.148813 1/a	
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	3.414953 h/a	
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0.000000 1/Ca	

รูปที่ 6.3 ผลการคำนวณความเชื่อถือได้ระบบทดสอบ LCA02

6.1.3 การหาความสัมพันธ์ระหว่างงบประมาณที่ใช้กับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ในขั้นตอนนี้จะเป็นการหาความสัมพันธ์ระหว่างงบประมาณที่ใช้ในการลงทุนในแต่ละโครงการ กับผลที่ได้ คือ ดัชนีค่าความเชื่อถือได้ CMI ที่ดีขึ้น (ΔCMI_i) มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ลดลง ($\Delta CENS_i$) และเงินค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าสูญเสียไปเนื่องจากไฟฟ้าดับ ($\Delta LOEC_i$) ดังสมการที่ (6.1), (6.2) และ (6.3) ตามลำดับ

$$\Delta CMI_i = CMI_{i_existing} - CMI_{i_new} \quad (6.1)$$

$$\Delta CENS_i = CENS_{i_existing} - CENS_{i_new} \quad (6.2)$$

$$\Delta LOEC_i = LOEC_{i_existing} - LOEC_{i_new} \quad (6.3)$$

โดย $CMI_{i_existing}$	คือ	ค่าดัชนี CMI เดิมของพื้นที่โครงการปรับปรุงที่ i (ผู้ใช้ไฟ-นาที)
CMI_{i_new}	คือ	ค่าดัชนี CMI ใหม่หลังจากการปรับปรุงระบบไฟฟ้าของโครงการที่ i (ผู้ใช้ไฟ-นาที)
$CENS_{i_existing}$	คือ	ค่าดัชนี CENS เดิมของพื้นที่โครงการปรับปรุงที่ i (บาท)
$CENS_{i_new}$	คือ	ค่าดัชนี CENS ใหม่หลังจากการปรับปรุงระบบไฟฟ้าของโครงการที่ i (บาท)
$LOEC_{i_existing}$	คือ	ค่าดัชนี LOEC เดิมของพื้นที่โครงการปรับปรุงที่ i (บาท)
$LOEC_{i_new}$	คือ	ค่าดัชนี LOEC ใหม่หลังจากการปรับปรุงระบบไฟฟ้าของโครงการที่ i (บาท)

เมื่อทำการคำนวณค่า ΔCMI_i และค่า $\Delta CENS_i$ แล้วจึงนำข้อมูลทั้งหมดมาสร้างตารางความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนที่ต้องใช้ในการลงทุนและผลของ ΔCMI_i และ $\Delta CENS_i$ ซึ่งค่าของ ΔCMI_i และ $\Delta CENS_i$ ยังมีค่ามากแสดงว่าโครงการลงทุนนั้นสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้หรือลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าได้มาก โดยตัวอย่างรูปแบบของตารางที่ลงรายละเอียดการลงทุนจะเป็นดังตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 ตัวอย่างตารางรายละเอียดการลงทุน

ลำดับ ที่	สายป้อน	เงินลงทุน (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาที)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
1	XXX01	5.00	67.48	254,328	2,245,324
2	XXX02	3.98	176.00	1,058,477	12,541,311

6.1.4 การเลือกโครงการปรับปรุงที่เหมาะสมที่สุด ภายใต้งบประมาณที่กำหนดในแต่ละปี ตามฟังก์ชันจุดประสงค์

ในขั้นตอนนี้จะเป็นขั้นตอนในการเลือกโครงการปรับปรุงที่เหมาะสมที่สุดในการลงทุน ภายใต้งบประมาณที่กำหนดในแต่ละปี เช่น กำหนดไว้ที่ปีละ 10 ล้านบาท เป็นเวลา 5 ปี เป็นต้น ตามวัตถุประสงค์ของการลงทุน เช่น ลงทุนเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้มากที่สุด ลงทุนเพื่อลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ามากที่สุด หรือลงทุนเพื่อให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของพื้นที่ผ่านตามเกณฑ์ที่ตั้งไว้ เป็นต้น โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีฟังก์ชันจุดประสงค์ของการลงทุนอยู่ 3 แบบ ดังนี้

ฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 เน้นลงทุนเพื่อเพิ่มค่าความเชื่อถือได้ให้มากที่สุด

การลงทุนแบบนี้เราจะลงทุนเพื่อให้ได้ค่า ΔCMI_i ที่มากที่สุดภายใต้งบประมาณที่กำหนด โดยสามารถเขียนฟังก์ชันจุดประสงค์ได้ดังสมการที่ (6.4)

$$\text{maximize } \Delta CMI = \sum_{i=1}^n \Delta CMI_i(m_i) \quad (6.4)$$

$$\text{subject to: } \sum_{i=1}^n m_i \leq M$$

โดย ΔCMI_i	คือ	การเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี CMI ของโครงการลงทุนที่ i (ผู้ใช้ไฟฟ้านาที)
m_i	คือ	เงินที่ใช้ในโครงการลงทุนที่ i (ล้านบาท)
M	คือ	งบประมาณทั้งหมดที่มี (ล้านบาท)
n	คือ	โครงการทั้งหมดที่เลือกลงทุน (โครงการ)

ฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 เน้นลงทุนเพื่อลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าให้ได้มากที่สุด

การลงทุนแบบนี้เราจะลงทุนเพื่อให้ได้ค่า $\Delta CENS_i$ ที่มากที่สุดภายใต้งบประมาณที่กำหนด โดยสามารถเขียนฟังก์ชันจุดประสงค์ได้ดังสมการที่ (6.5)

$$\text{maximize } \Delta CENS = \sum_{i=1}^n \Delta CENS_i(m_i) \quad (6.5)$$

$$\text{subject to: } \sum_{i=1}^n m_i \leq M$$

โดย $\Delta CENS_i$	คือ	การเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี CENS ของโครงการลงทุนที่ i (บาท)
m_i	คือ	เงินที่ใช้ในโครงการลงทุนที่ i (ล้านบาท)
M	คือ	งบประมาณทั้งหมดที่มี (ล้านบาท)
n	คือ	โครงการทั้งหมดที่เลือกลงทุน (โครงการ)

ฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 เน้นลงทุนเพื่อให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้

การลงทุนแบบนี้เราจะลงทุนเพื่อให้ได้ค่าดัชนีความเชื่อถือในพื้นที่ที่พิจารณาผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้ โดยให้ได้ค่า $\Delta CENS_i$ ที่มากที่สุดด้วยภายใต้งบประมาณที่กำหนด โดยสามารถเขียนฟังก์ชันจุดประสงค์ได้ดังสมการที่ (6.6)

$$\text{maximize } \Delta CENS = \sum_{i=1}^n \Delta CENS_i(m_i) \quad (6.6)$$

$$\text{subject to: } \sum_{i=1}^n m_i \leq M,$$

$$SAIFI^{TARGET} \leq SAIFI^{SETTING}$$

$$SAIDI^{TARGET} \leq SAIDI^{SETTING}$$

โดย $\Delta CENS_i$	คือ	การเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี CENS ของโครงการลงทุนที่ i (บาท)
m_i	คือ	เงินที่ใช้ในโครงการลงทุนที่ i (ล้านบาท)
M	คือ	งบประมาณทั้งหมดที่มี (ล้านบาท)
n	คือ	โครงการทั้งหมดที่เลือกลงทุน (โครงการ)
$SAIFI^{TARGET}$	คือ	ค่าดัชนี SAIFI ที่ได้จากการลงโครงการปรับปรุงทั้งหมดแล้ว (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี)
$SAIFI^{SETTING}$	คือ	ค่าดัชนี SAIFI ที่ตั้งไว้เป็นเกณฑ์ในพื้นที่ที่พิจารณา (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี)
$SAIDI^{TARGET}$	คือ	ค่าดัชนี SAIDI ที่ได้จากการลงโครงการปรับปรุงทั้งหมดแล้ว (นาที่/ผู้ใช้ไฟ/ปี)
$SAIDI^{SETTING}$	คือ	ค่าดัชนี SAIDI ที่ตั้งไว้เป็นเกณฑ์ในพื้นที่ที่พิจารณา (นาที่/ผู้ใช้ไฟ/ปี)

6.1.5 การกำหนดค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ ตามโครงการที่เลือกลงทุน

ในขั้นตอนนี้จะเป็นขั้นตอนในการกำหนดค่าเป้าหมายของ SAIFI และ SAIDI หลังจากที่ได้คัดเลือกโครงการลงทุนที่จะทำการปรับปรุงระบบไฟฟ้าแล้วเสร็จ โดยค่าเป้าหมายทั้งค่า SAIFI และ SAIDI สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (6.7) และ (6.8) ตามลำดับ

$$SAIFI^{TARGET} = SAIFI^{BASE} + \Delta SAIFI_L x \left(\frac{N_L}{N_T} \right) \quad (6.7)$$

$$SAIDI^{TARGET} = SAIDI^{BASE} + \Delta SAIDI_L x \left(\frac{N_L}{N_T} \right) \quad (6.8)$$

โดย	$SAIFI^{BASE}$	คือ	ค่า SAIFI ฐานดั้งเดิมของพื้นที่ที่จะกำหนดเป้าหมาย (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี)
	$SAIDI^{BASE}$	คือ	ค่า SAIDI ฐานดั้งเดิมของพื้นที่ที่จะกำหนดเป้าหมาย (นาทีก่อน/ผู้ใช้ไฟ/ปี)
	$\Delta SAIFI_L$	คือ	ค่าผลต่างของ SAIFI ในพื้นที่ที่ทำการปรับปรุงระบบไฟฟ้า (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี)
	$\Delta SAIDI_L$	คือ	ค่าผลต่างของ SAIDI ในพื้นที่ที่ทำการปรับปรุงระบบไฟฟ้า (นาทีก่อน/ผู้ใช้ไฟ/ปี)
	N_L	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่ทำการปรับปรุงระบบ (ราย)
	N_T	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่จะทำการกำหนดเป้าหมาย (ราย)

6.2 ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์

ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะใช้ระบบทดสอบที่เป็นระบบที่ดัดแปลงมาจากสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV จำนวนทั้งหมด 20 สายป้อน ในเขตภาคกลางเขต 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยในการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะมีขอบเขตพื้นที่รับผิดชอบเป็น 4 ภาค 12 เขตดังนี้ [26]

1) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 1 (กพน. 1) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 7 จังหวัด คือ อุดรธานี, หนองคาย, ขอนแก่น, เลย, สกลนคร, นครพนมและหนองบัวลำภู

2) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 2 (กพน. 2) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 8 จังหวัด คือ อุบลราชธานี, ยโสธร, ร้อยเอ็ด, กาฬสินธุ์, มหาสารคาม, ศรีสะเกษ, มุกดาหารและอำนาจเจริญ

3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 3 (กพน. 3) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 4 จังหวัด คือ นครราชสีมา, ชัยภูมิ, บุรีรัมย์และสุรินทร์

4) ภาคเหนือ เขต 1 (กพน. 1) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 6 จังหวัด คือ เชียงใหม่, แม่ฮ่องสอน, ลำพูน, ลำปาง, เชียงรายและพะเยา

5) ภาคเหนือ เขต 2 (กพน. 2) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในเขตความรับผิดชอบ 8 จังหวัด คือ พิษณุโลก, พิจิตร, ตาก, กำแพงเพชร, สุโขทัย, แพร่, น่านและอุตรดิตถ์

6) ภาคเหนือ เขต 3 (กฟน. 3) ควบคุมการดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 6 จังหวัด คือ ลพบุรี, สิงห์บุรีเพชรบูรณ์, นครสวรรค์, อุทัยธานีและชัยนาท

7) ภาคกลาง เขต 1(กฟก. 1) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 7 จังหวัด คือ พระนครศรีอยุธยา, อ่างทอง, ปทุมธานี, สระบุรี, นครนายก, ปราจีนบุรีและสระแก้ว

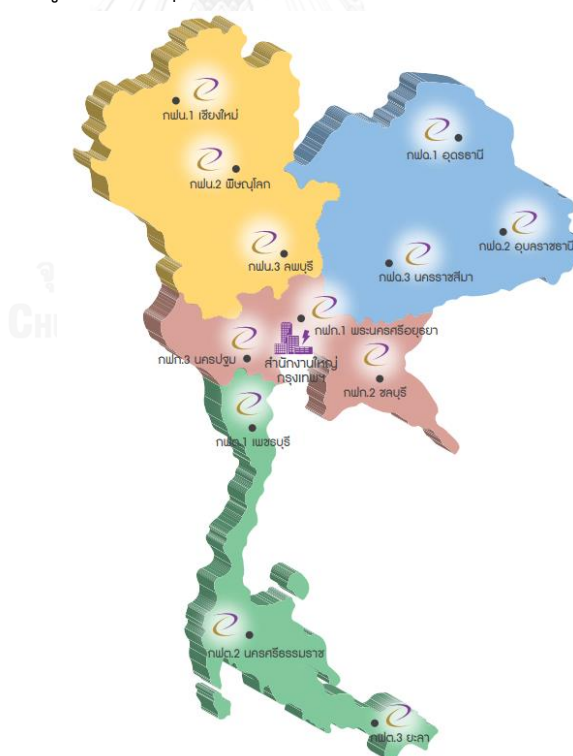
8) ภาคกลาง เขต 2 (กฟก. 2) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 5 จังหวัด คือ ชลบุรี, ฉะเชิงเทรา ระยอง,จันทบุรีและตราด

9) ภาคกลาง เขต 3 (กฟก. 3) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 4 จังหวัด คือ นครปฐม, สมุทรสาคร, สุพรรณบุรีและกาญจนบุรี

10) ภาคใต้ เขต 1 (กฟต. 1) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 6 จังหวัด คือ เพชรบุรี , ประจวบคีรีขันธ์, ราชบุรี, สมุทรสงคราม, ชุมพรและระนอง

11) ภาคใต้ เขต 2 (กฟต. 2) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในเขตความรับผิดชอบ 6 จังหวัด คือ นครศรีธรรมรา, ตรัง, กระบี่, สุราษฎร์ธานี, ภูเก็ตและพังงา

12) ภาคใต้ เขต 3 (กฟต. 3) ควบคุมดูแลการไฟฟ้าในความรับผิดชอบ 6 จังหวัด คือ ยะลา, ปัตตานี, นราธิวาส, สงขลา, สตูลและพัทลุง



รูปที่ 6.4 แผนที่การไฟฟ้าเขตทั้ง 12 เขตในประเทศไทย

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกระบบทดสอบที่ดัดแปลงมาจากภาคกลางเขต 2 (กฟก.2) เป็นระบบที่มีครบทุกภาคส่วนการใช้ไฟฟ้าทั้งเขตอุตสาหกรรม เขตเมืองและเขตชนบท เพื่อให้เห็นถึงผลกระทบต่อโครงการลงทุนที่เขตต่างๆ ได้อย่างชัดเจน

ซึ่งระบบทดสอบนี้จะเป็นระบบที่แสดงเป็น Single Line Diagram ที่ใช้กับโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY โดยมีรายละเอียดของแต่ละระบบทดสอบดังนี้ [27]

1) ระบบ C2-LCA01 (แหลมฉบัง1 ฟีดเดอร์ที่ 1)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟก.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 6.5 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LCA01

ระบบ C2-LCA01 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟก.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.5 ระบบ C2-LCA01 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 8.56 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 62 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 3 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.2 และ 6.3 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA01

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	68
3	Load	28
4	Line	62
5	Circuit Breaker/ Switch	5
6	Fuse	0
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

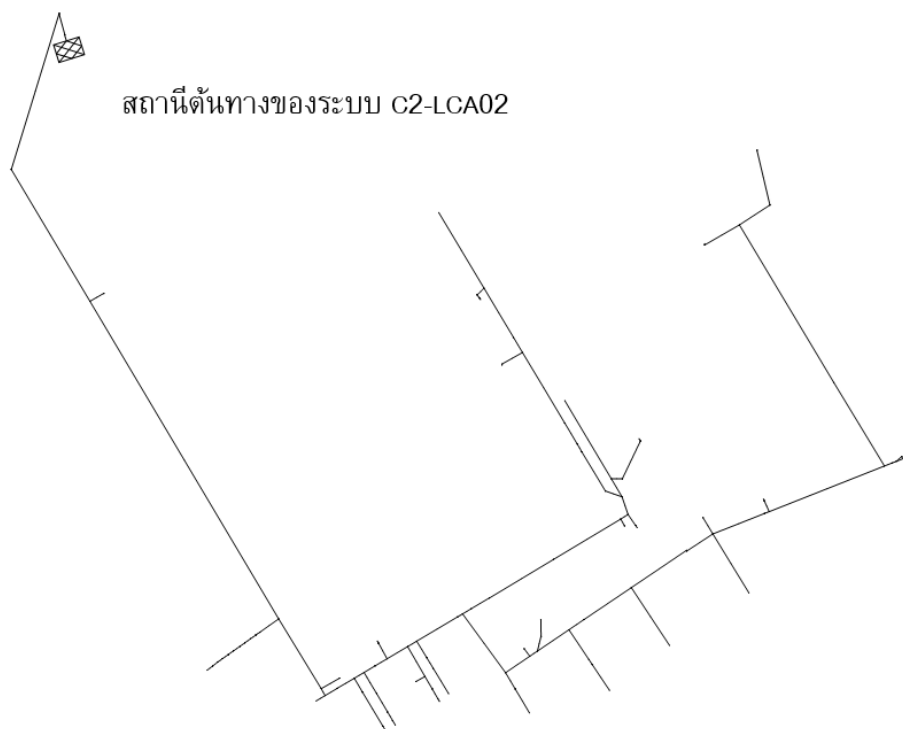
ตารางที่ 6.3 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA01

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185A_22kV/3	59	5.98
2	185SC_22kV/3	2	2.41
3	240UG_22kV/3	1	0.17

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185AC_22kV/3 มีความหมายว่า สายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

2) ระบบ C2-LCA02 (แหลมฉับัง1 ฟีดเตอร์ที่ 2)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 6.6 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LCA02

ระบบ C2-LCA02 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.6 ระบบ C2-LCA01 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 10.82 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 106 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 3 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.4 และ 6.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.4 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA02

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	120
3	Load	50
4	Line	106
5	Circuit Breaker/ Switch	13
6	Fuse	0

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

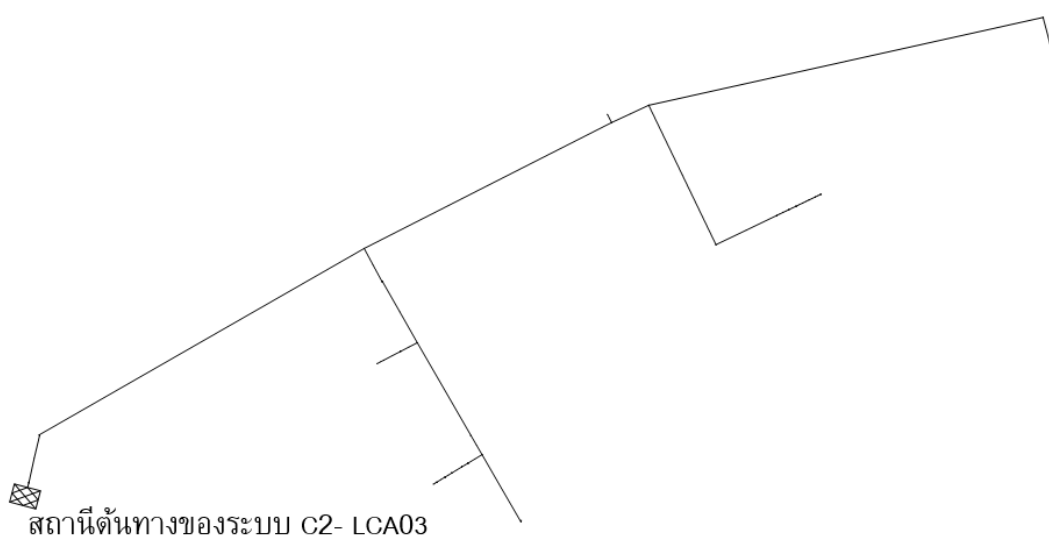
ตารางที่ 6.5 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA02

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185A_22kV/3	88	8.59
2	185PIC_22kV/3	17	2.10
3	240UG_22kV/3	1	0.13

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185AC_22kV/3 มีความหมายว่า สายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

3) ระบบ C2_LCA03 (แหลมฉบัง1 พิคเตอร์ที่ 3)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟก.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 6.7 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LCA03

ระบบ C2-LCA03 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟก.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.7 ระบบ C2-LCA03 เป็นระบบ

แบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 4.15 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 30 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 4 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.6 และ 6.7 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.6 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA03

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	36
3	Load	16
4	Line	30
5	Circuit Breaker/ Switch	5
6	Fuse	0
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

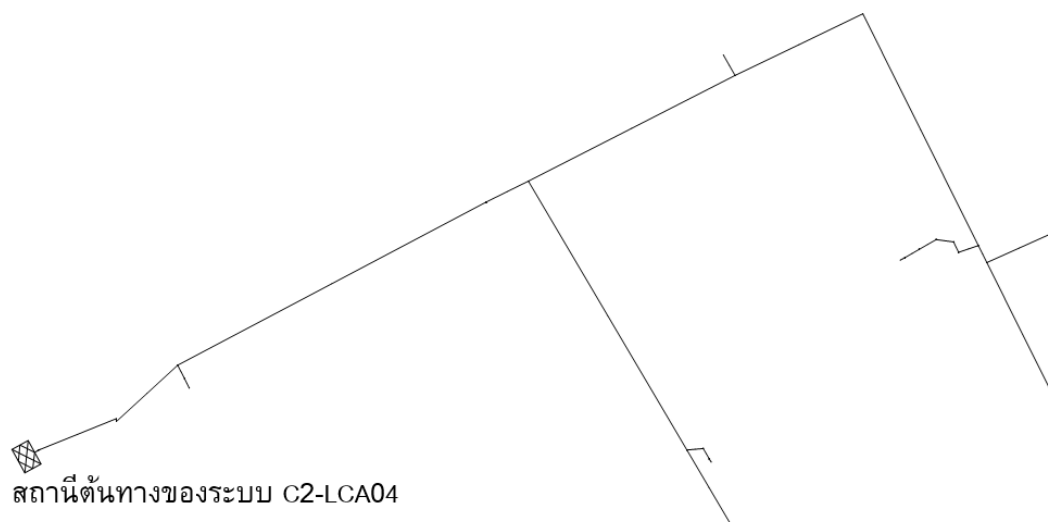
ตารางที่ 6.7 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA03

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185A_22kV/3	15	0.91
2	185PIC_22kV/3	3	1.10
3	185SC_22kV/3	11	2.00
4	240UG_22kV/3	1	0.14

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185AC_22kV/3 มีความหมายว่า สายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

4) ระบบ C2_LCA04 (แหลมฉบัง1 ฟีดเดอร์ที่ 4)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 6.8 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LCA04

ระบบ C2-LCA04 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.8 ระบบ C2-LCA04 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 3.38 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 25 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 2 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.8 และ 6.9 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.8 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA04

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	31
3	Load	10
4	Line	25
5	Circuit Breaker/ Switch	5
6	Fuse	0
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

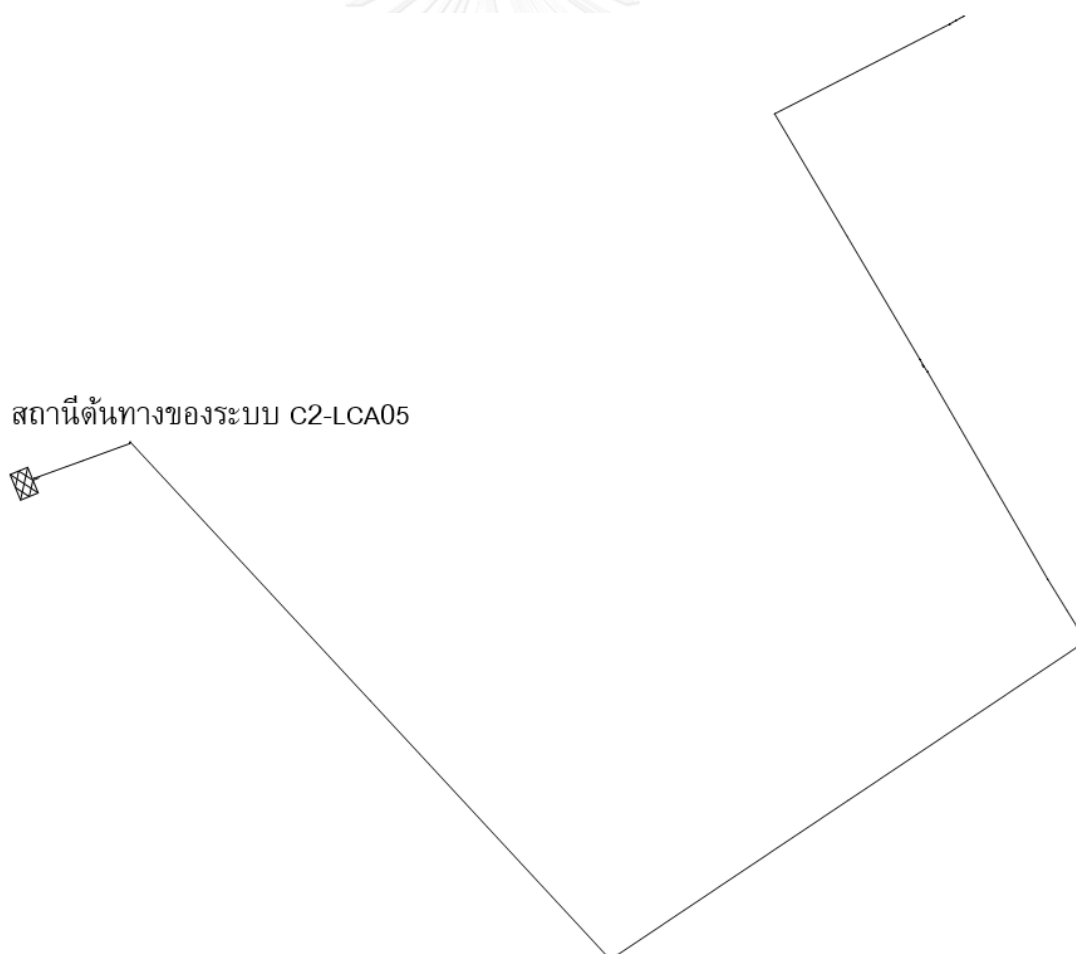
ตารางที่ 6.9 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA04

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185A_22kV/3	24	3.24
2	240UG_22kV/3	1	0.14

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185AC_22kV/3 มีความหมายว่า สายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

5) ระบบ C2_LCA05 (แหลมฉับัง1 พีดเดอร์ที่ 5)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 6.9 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LCA05

ระบบ C2-LCA05 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.9 ระบบ C2-LCA05 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 2.58 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 12 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 2 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.10 และ 6.11 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.10 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA05

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	15
3	Load	7
4	Line	12
5	Circuit Breaker/ Switch	2
6	Fuse	0
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

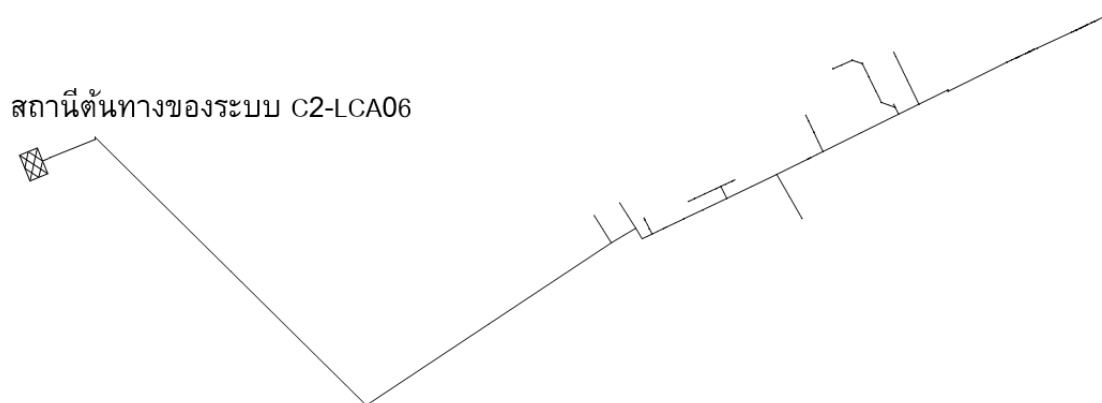
ตารางที่ 6.11 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA05

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185SC_22kV/3	11	2.47
2	240UG_22kV/3	1	0.11

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

6) ระบบ C2_LCA06 (แหลมฉบัง1 พีดเดอร์ที่ 6)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 6.10 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LCA06

ระบบ C2-LCA06 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.10 ระบบ C2-LCA06 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 3.49 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 75 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 3 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.12 และ 6.13 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.12 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA06

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	82
3	Load	48
4	Line	75
5	Circuit Breaker/ Switch	6
6	Fuse	0
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

ตารางที่ 6.13 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA06

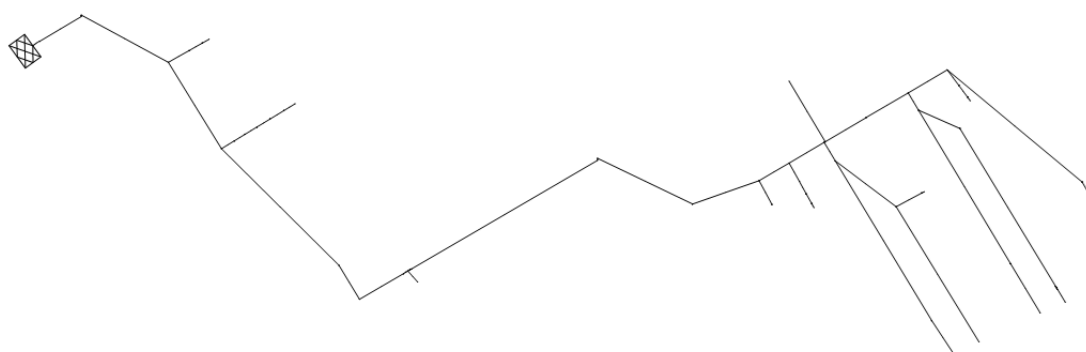
ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185A_22kV/3	73	2.49
2	185SC_22kV/3	1	0.90
3	240UG_22kV/3	1	0.10

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185AC_22kV/3 มีความหมายว่า สายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

7) ระบบ C2_LCA07 (แหลมฉับัง1 ฟีดเตอร์ที่ 7)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม

สถานีต้นทางของระบบ C2-LCA07



รูปที่ 6.11 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LCA07

ระบบ C2-LCA07 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.11 ระบบ C2-LCA07 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 5.62 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 55 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 3 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.14 และ 6.15 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.14 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA07

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	60
3	Load	27
4	Line	55
5	Circuit Breaker/ Switch	4
6	Fuse	0
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

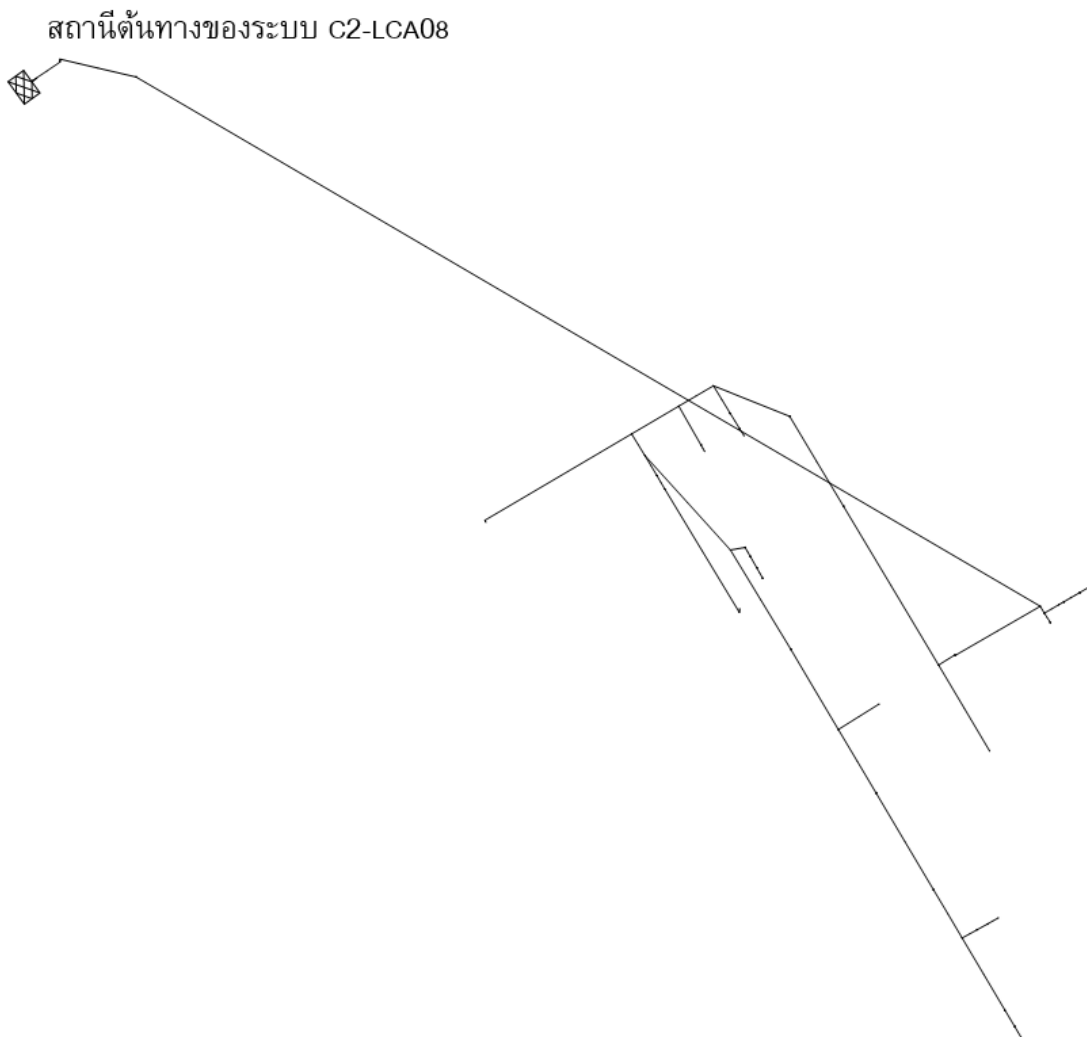
ตารางที่ 6.15 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA07

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185A_22kV/3	51	4.68
2	185PIC_22kV/3	3	0.84
3	240UG_22kV/3	1	0.09

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185AC_22kV/3 มีความหมายว่า สายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

8) ระบบ C2_LCA08 (แหลมฉบัง1 ฟีดเดอร์ที่ 8)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 6.12 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LCA08

ระบบ C2-LCA08 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.12 ระบบ C2-LCA08 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 5.58 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 45 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 4 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.16 และ 6.17 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.16 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA08

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	52
3	Load	24
4	Line	45
5	Circuit Breaker/ Switch	6
6	Fuse	0
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

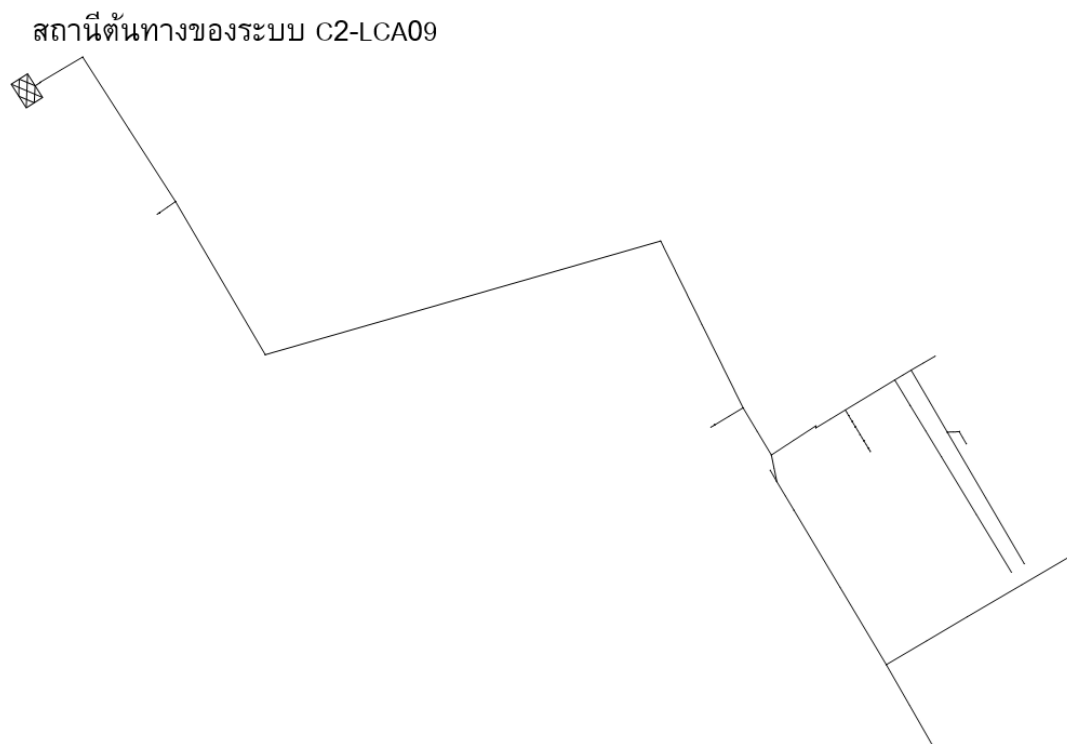
ตารางที่ 6.17 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA08

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185A_22kV/3	19	0.43
2	185PIC_22kV/3	21	2.63
3	185SC_22kV/3	4	2.48
4	240UG_22kV/3	1	0.05

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185AC_22kV/3 มีความหมายว่า สายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

9) ระบบ C2_LCA09 (แหลมฉบัง1 ฟีดเดอร์ที่ 9)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 6.13 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LCA09

ระบบ C2-LCA09 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดียวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.13 ระบบ C2-LCA09 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 5.26 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 36 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 2 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.18 และ 6.19 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.18 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA09

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	40
3	Load	13
4	Line	36
5	Circuit Breaker/ Switch	3

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
6	Fuse	0
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

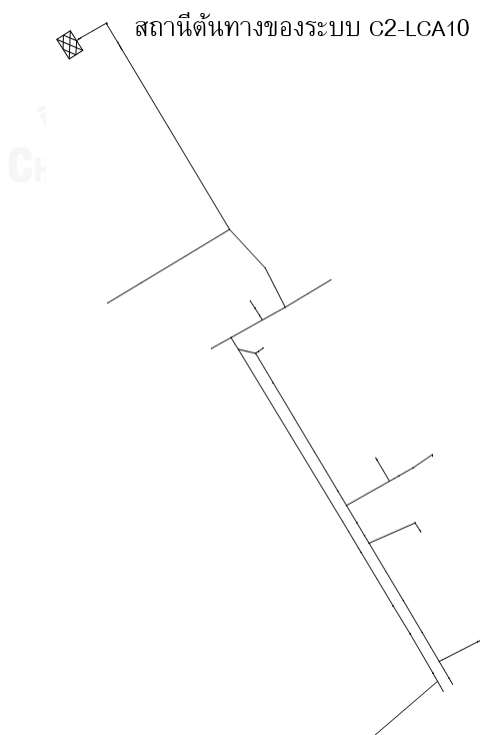
ตารางที่ 6.19 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA09

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185A_22kV/3	35	5.16
2	240UG_22kV/3	1	0.10

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

10) ระบบ C2_LCA10 (แหลมฉับัง1 ฟีดเดอร์ที่ 10)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม



รูปที่ 6.14 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LCA10

ระบบ C2-LCA10 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.14 ระบบ C2-LCA10 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 4.93 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 51 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 2 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.20 และ 6.21 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.20 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LCA10

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	55
3	Load	29
4	Line	51
5	Circuit Breaker/ Switch	3
6	Fuse	0
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

ตารางที่ 6.21 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-LCA10

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	185A_22kV/3	50	4.84
2	240UG_22kV/3	1	0.08

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

11) ระบบ C2_BLA01 (บางละมุง ฟีดเดอร์ที่ 1)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่เทศบาลนคร



รูปที่ 6.15 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-BLA01

ระบบ C2-BLA01 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่เทศบาลนคร แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.15 ระบบ C2-BLA01 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 14.51 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 286 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 9 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.22 และ 6.23 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.22 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA01

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	301
3	Load	120
4	Line	286
5	Circuit Breaker/ Switch	13
6	Fuse	1
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

ตารางที่ 6.23 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA01

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	050AA_22kV/3	9	0.34
2	050ACSR_22kV/3	145	3.91
3	050A_22kV/3	13	0.56
4	050SC_22kV/3	8	0.37
5	095AA_22kV/3	12	0.36
6	185A_22kV/3	26	4.82
7	185PIC_22kV/3	16	2.02
8	185SC_22kV/3	56	1.91
9	240UG_22kV/3	1	0.22

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 050AA_22kV/3, 050ACSR_22kV/3 และ 050A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 095AA_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 95 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 และ 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

12) ระบบ C2_BLA02 (บางละมุง ฟีดเดอร์ที่ 2)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ครอบคลุมพื้นที่เทศบาลนคร

สถานีต้นทาง 1 ของระบบ C2 BLA02



สถานีต้นทาง 2 ของระบบ C2 BLA02

รูปที่ 6.16 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-BLA02

ระบบ C2-BLA02 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ครอบคลุมพื้นที่เทศบาลนคร แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.16 ระบบ C2-BLA02 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 25.41 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 2 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 349 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 10 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.24 และ 6.25 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.24 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA02

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	2
2	Bus	367
3	Load	149
4	Line	349
5	Circuit Breaker/ Switch	15
6	Fuse	2
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

ตารางที่ 6.25 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA02

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	050AA_22kV/3	6	0.18
2	050ACSR_22kV/3	23	1.21
3	050A_22kV/3	171	10.03
4	050PIC_22kV/3	12	1.25
5	095AA_22kV/3	11	0.51
6	185AA_22kV/3	20	1.48
7	185A_22kV/3	14	1.25
8	185PIC_22kV/3	58	6.01
9	185SC_22kV/3	32	3.19
10	240UG_22kV/3	2	0.29

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 050AA_22kV/3, 050ACSR_22kV/3 และ 050A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 095AA_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 95 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185AA_23kV/3 และ 185A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 และ 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

13) ระบบ C2_BLA04 (บางละมุง ฟีดเดอร์ที่ 4)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่เทศบาลนคร



ระบบ C2-BLA04 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่เทศบาลนคร แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.17 ระบบ C2-BLA04 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 12.40 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 215 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 9 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.26 และ 6.27 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.26 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA04

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	227
3	Load	94
4	Line	215
5	Circuit Breaker/ Switch	10
6	Fuse	1
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

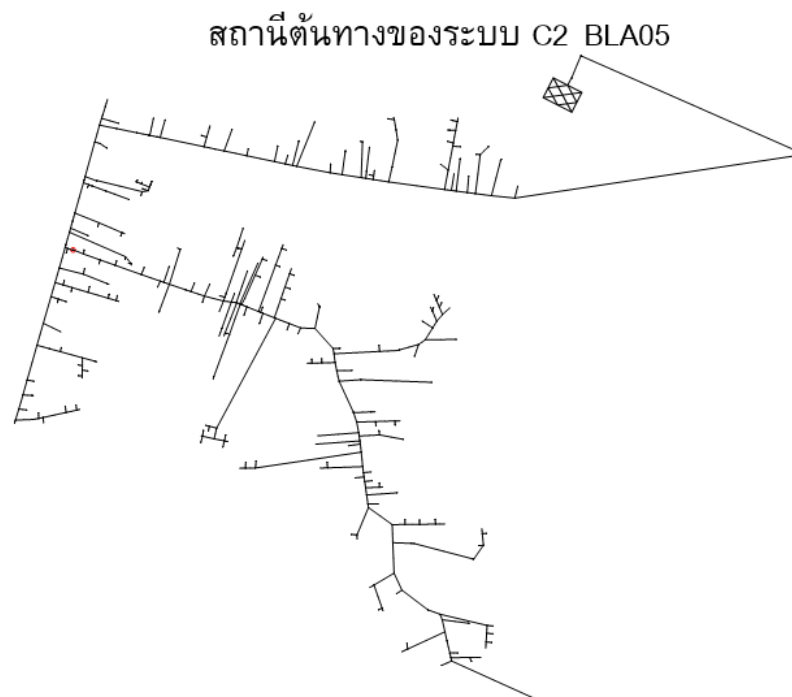
ตารางที่ 6.27 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA04

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	050ACSR_22kV/3	1	0.02
2	050A_22kV/3	96	3.38
3	050PIC_22kV/3	22	0.70
4	050SC_22kV/3	28	0.82
5	185AA_22kV/3	5	2.58
6	185A_22kV/3	37	3.00
7	185PIC_22kV/3	4	0.71
8	185SC_22kV/3	21	1.06
9	240UG_22kV/3	1	0.13

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 050ACSR_22kV/3 และ 050A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050PIC_22kV/3 และ 050SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185AA_23kV/3 และ 185A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 และ 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

14) ระบบ C2_BLA05 (บางละมุง ฟีดเดอร์ที่ 5)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ครอบคลุมพื้นที่เทศบาลนคร



รูปที่ 6.18 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-BLA05

ระบบ C2-BLA05 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ครอบคลุมพื้นที่เทศบาลนคร แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.18 ระบบ C2-BLA05 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 34.88 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 442 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 11 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.28 และ 6.29 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.28 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA05

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	451
3	Load	174
4	Line	442
5	Circuit Breaker/ Switch	7

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
6	Fuse	1
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

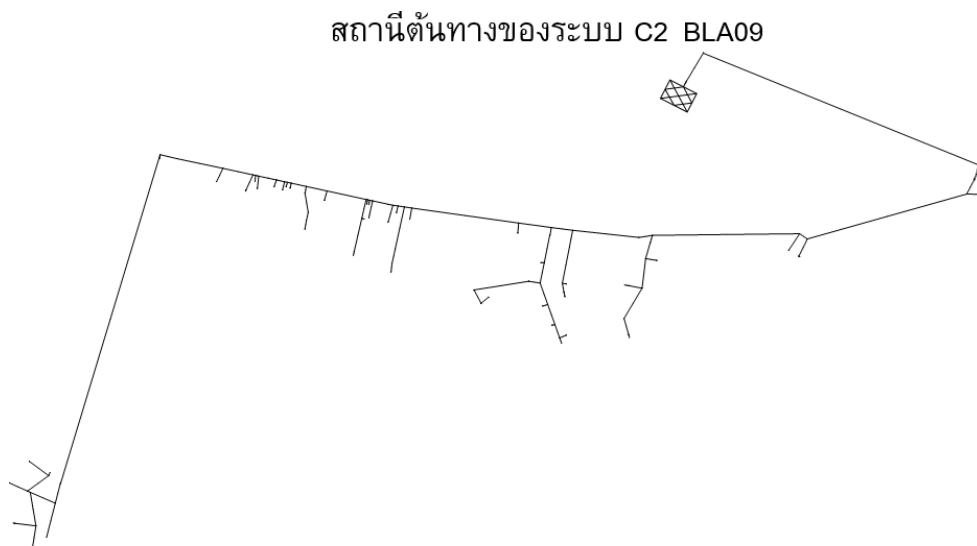
ตารางที่ 6.29 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA05

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	035A_22kV/3	1	0.02
2	050AA_22kV/3	8	0.83
3	050ACSR_22kV/3	8	0.95
4	050A_22kV/3	83	5.37
5	050PIC_22kV/3	39	3.85
6	050SC_22kV/3	145	9.71
7	185AA_22kV/3	2	1.44
8	185A_22kV/3	55	6.85
9	185PIC_22kV/3	66	4.04
10	185SC_22kV/3	34	1.68
11	240UG_22kV/3	1	0.14

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 035A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 35 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050AA_22kV/3, 050ACSR_22kV/3 และ 050A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050PIC_22kV/3 และ 050SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185AA_23kV/3 และ 185A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 และ 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

15) ระบบ C2_BLA09 (บางละมุง ฟีดเดอร์ที่ 9)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่เทศบาลนคร



รูปที่ 6.19 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-BLA09

ระบบ C2-BLA09 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่เทศบาลนคร แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.19 ระบบ C2-BLA09 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 13.97 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 114 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 11 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.30 และ 6.31 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.30 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA09

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	124
3	Load	51
4	Line	114
5	Circuit Breaker/ Switch	8
6	Fuse	1
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

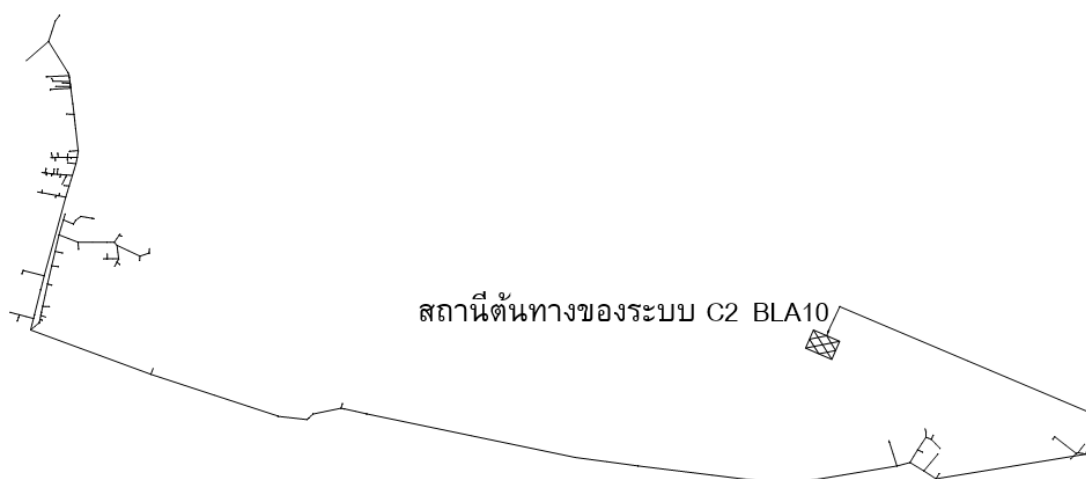
ตารางที่ 6.31 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA09

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	050AA_22kV/3	7	0.63
2	050ACSR_22kV/3	4	0.11
3	050A_22kV/3	47	2.81
4	050SC_22kV/3	2	0.07
5	095AA_22kV/3	7	0.62
6	095A_22kV/3	2	0.40
7	185AA_22kV/3	3	1.31
8	185A_22kV/3	7	1.41
9	185PIC_22kV/3	3	0.26
10	185SC_22kV/3	31	6.15
11	240UG_22kV/3	1	0.20

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 050AA_22kV/3, 050ACSR_22kV/3 และ 050A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 095AA_22kV/3 และ 095A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มเปลือย ขนาด 95 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185AA_23kV/3 และ 185A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 และ 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

16) ระบบ C2_BLA10 (บางละมุง ฟีดเดอร์ที่ 10)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ครอบคลุมพื้นที่เทศบาลนคร



รูปที่ 6.20 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-BLA10

ระบบ C2-BLA10 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ครอบคลุมพื้นที่เทศบาลนคร แผนภาพเส้นเดียวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.20 ระบบ C2-BLA10 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 14.93 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 164 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 8 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.32 และ 6.33 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.32 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-BLA10

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	173
3	Load	71
4	Line	164
5	Circuit Breaker/ Switch	7
6	Fuse	1
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

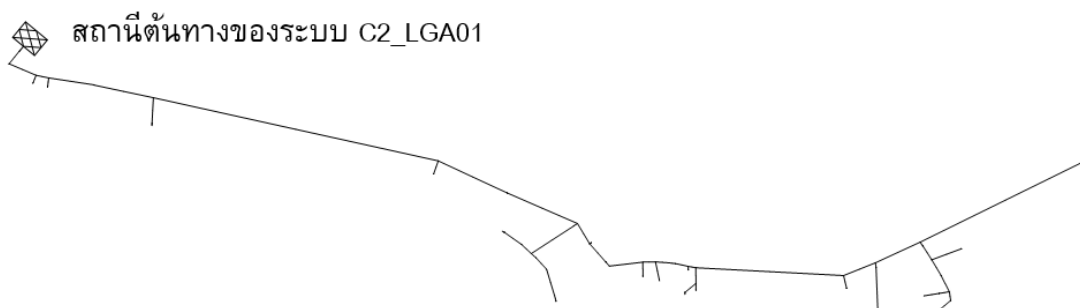
ตารางที่ 6.33 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2-BLA10

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	050AA_22kV/3	7	0.57
2	050ACSR_22kV/3	5	0.20
3	050A_22kV/3	53	1.63
4	050PIC_22kV/3	15	0.77
5	050SC_22kV/3	21	0.72
6	185A_22kV/3	16	3.32
7	185SC_22kV/3	46	7.56
8	240UG_22kV/3	1	0.16

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 050AA_22kV/3, 050ACSR_22kV/3 และ 050A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050PIC_22kV/3 และ 050SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 240UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 240 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

17) ระบบ C2_LGA01 (แหลมงอบ พืดเตอร์ที่ 1)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่ ชนบท



รูปที่ 6.21 แผนภาพเส้นเดียวสำหรับระบบ C2-LGA01

ระบบ C2-LGA01 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่ชนบท แผนภาพเส้นเดียวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.21 ระบบ C2-LGA01 เป็นระบบแบบเรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 26.69 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสายทั้งสิ้น 62 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 5 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.34 และ 6.35 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.34 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LGA01

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	73
3	Load	25
4	Line	62
5	Circuit Breaker/ Switch	8
6	Fuse	2
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

ตารางที่ 6.35 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2- LGA01

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	050ACSR_22kV/3	23	4.68
2	050A_22kV/3	14	2.79
3	050SC_22kV/3	2	0.30
4	185A_22kV/3	22	18.60
5	400UG_22kV/3	1	0.31

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 050ACSR_22kV/3 และ 050A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 400UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 400 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

18) ระบบ C2_LGA02 (แหลมงอบ ฟีดเดอร์ที่ 2)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่ ชนบท



รูปที่ 6.22 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LGA02

ระบบ C2-LGA02 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่ ชนบท แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.22 ระบบ C2-LGA02 เป็นระบบแบบ เรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 53.88 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสาย ทั้งสิ้น 144 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 7 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.36 และ 6.37 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.36 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LGA02

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	159
3	Load	82
4	Line	144
5	Circuit Breaker/ Switch	5
6	Fuse	10
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

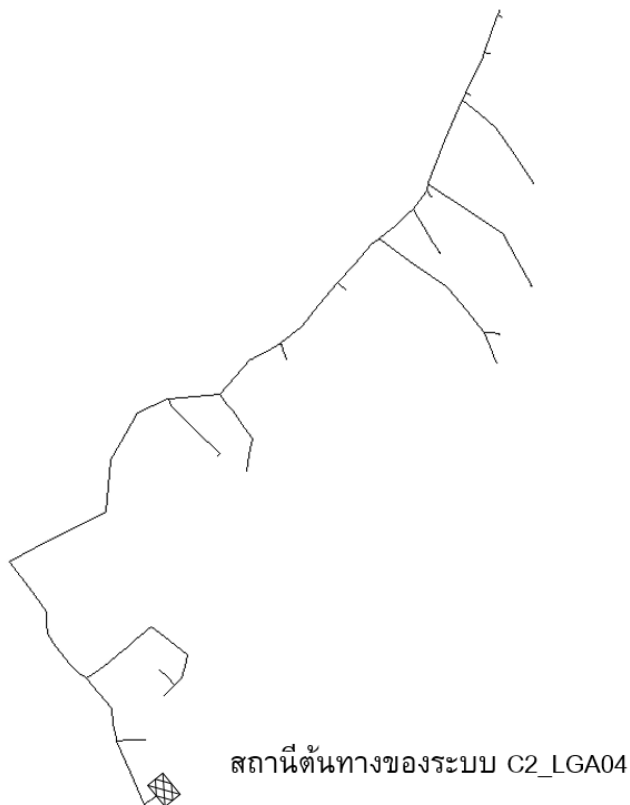
ตารางที่ 6.37 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2- LGA02

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	050ACSR_22kV/3	77	32.32
2	050AA_22kV/3	8	0.89
3	050A_22kV/3	5	2.22
3	050PIC_22kV/3	3	0.16
4	185AA_22kV/3	24	8.25
5	185A_22kV/3	2	0.06
6	185PIC_22kV/3	24	9.75
7	400UG_22kV/3	1	0.21

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 050ACSR_22kV/3, 050A_22kV/3 และ 050AA_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185AA_22kV/3 และ 185A_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือยมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวนมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 400UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 400 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

19) ระบบ C2_LGA04 (แหลมงอบ ฟีดเดอร์ที่ 4)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟก.2 / ประเภทพื้นที่ ชนบท



รูปที่ 6.23 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LGA04

ระบบ C2-LGA04 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟก.2 ประเภทพื้นที่ ชนบท แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.23 ระบบ C2-LGA04 เป็นระบบแบบ เรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 45.89 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสาย ทั้งสิ้น 89 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 5 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้สรุปไว้ใน ตารางที่ 6.38 และ 6.39 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.38 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LGA04

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	101
3	Load	54

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
4	Line	89
5	Circuit Breaker/ Switch	5
6	Fuse	7
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

ตารางที่ 6.39 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2- LGA04

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	050ACSR_22kV/3	32	17.09
2	050PIC_22kV/3	8	0.75
3	095PIC_22kV/3	1	0.22
4	185PIC_22kV/3	47	27.64
5	400UG_22kV/3	1	0.17

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 050ACSR_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 095PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 95 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวนมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 400UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 400 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

20) ระบบ C2_LGA05 (แหลมงอบ ฟีดเดอร์ที่ 5)

ระดับแรงดัน 22 kV / เขต กฟภ.2 / ประเภทพื้นที่ ชนบท



รูปที่ 6.24 แผนภาพเส้นเดี่ยวสำหรับระบบ C2-LGA05

ระบบ C2-LGA05 เป็นระบบสายป้อนระดับแรงดัน 22 kV ในเขต กฟภ.2 ประเภทพื้นที่ ชนบท แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 6.24 ระบบ C2-LGA05 เป็นระบบแบบ เรเดียลที่มีความยาวสายป้อน 56.86 วงจร-กิโลเมตร มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 1 แหล่ง และแบ่งเป็นช่วงสาย ทั้งสิ้น 161 ช่วงสาย มีการใช้สายตัวนำรวมทั้งสิ้น 6 ชนิด โดยข้อมูลเชิงกายภาพและชนิดของตัวนำในระบบได้ไว้ใน ตารางที่ 6.40 และ 6.41 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.40 ข้อมูลเชิงกายภาพของระบบ C2-LGA05

ลำดับที่	อุปกรณ์ในระบบ	จำนวน
1	Source	1
2	Bus	177
3	Load	69
4	Line	161
5	Circuit Breaker/ Switch	4
6	Fuse	11
7	Capacitor	0
8	Transformer	0

ตารางที่ 6.41 ข้อมูลชนิดของตัวนำของระบบ C2- LGA05

ลำดับที่	ชนิดของสายตัวนำ	จำนวน	ความยาว (ckt-km)
1	050ACSR_22kV/3	104	28.61
2	050PIC_22kV/3	16	3.34
3	050SC_22kV/3	11	1.14
4	095PIC_22kV/3	1	0.30
5	185PIC_22kV/3	28	23.13
6	400UG_22kV/3	1	0.33

หมายเหตุ: สำหรับความหมายชนิดของสายตัวนำสรุปได้ดังนี้ 050ACSR_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำเปลือย ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 050PIC_22kV/3 และ 050SC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 50 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 095PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวน ขนาด 95 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 185PIC_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายตัวนำหุ้มฉนวนมีขนาด 185 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส 400UG_22kV/3 มีความหมายว่าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ขนาด 400 mm² เป็นชนิด AC ใช้ในระดับแรงดัน 22 kV และเป็นระบบ 3 เฟส

บทที่ 7

ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผล

ในบทนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับการทดสอบวิธีการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้โดยการพิจารณาแผนการปรับปรุงระบบจำหน่าย โดยใช้ระบบทดสอบดังที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 6 ซึ่งในบทนี้สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ (1) สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ (2) ผลการทดสอบจากการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้โดยการพิจารณาแผนการปรับปรุงระบบไฟฟ้า (3) การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุน

7.1 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ

ในบทนี้จะนำเสนอสมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบวิธีการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้โดยการพิจารณาแผนการปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยสมมติฐานและข้อมูลที่ใช้มีดังนี้

7.1.1 ข้อมูลอัตราความขัดข้องและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบ

ในส่วนนี้จะ เป็นข้อมูลอัตราความขัดข้อง (Failure Rate) และระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบ (Repair Time) ที่จะนำไปใช้เพื่อประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยข้อมูลอัตราความขัดข้องและระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์แยกตามประเภทอุปกรณ์ และแยกตามรายภาค ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.1 [28]

ตารางที่ 7.1 ค่าอัตราความขัดข้องและระยะเวลาการซ่อมของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

อุปกรณ์	ภาคกลาง		ภาคเหนือ		ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ		ภาคใต้	
	λ	r	λ	r	λ	r	λ	r
สายเปลือย	45.651	63.55	40.434	71.69	25.292	92.72	105.945	78.30
สายหุ้มฉนวน	10.713	63.55	8.454	71.69	7.675	92.72	5.952	78.30
สายเคเบิลใต้ดิน	2.436	75.55	2.057	47.00	3.901	137.67	1.795	49.87

อุปกรณ์	ภาคกลาง		ภาคเหนือ		ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ		ภาคใต้	
	λ	r	λ	r	λ	r	λ	r
อุปกรณ์ป้องกัน/ตัดตอน	0.458	82.19	0.321	85.92	0.159	119.09	0.153	89.70
หม้อแปลงสถานี	0.061	20.70	0.182	48.79	0.136	48.32	0.139	27.45
หม้อแปลงจำหน่าย	0.004	59.11	0.003	68.78	0.002	100.02	0.005	76.60
คาปาซิเตอร์	0.021	66.58	0.049	45.71	0.026	55.51	0.027	40.15

หน่วย: λ = อัตราความขัดข้อง (ครั้ง/100 วงจร-กม./ปี), r = ระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย (นาที)

7.1.2 เงินลงทุนสำหรับแต่ละอุปกรณ์

ในส่วนนี้จะเป็นข้อมูลเงินลงทุนสำหรับแต่ละอุปกรณ์ที่จะนำมาคิดเป็นเงินลงทุนของโครงการปรับปรุง ซึ่งจะมีอยู่ 3 อุปกรณ์หลักๆ คือ ราคาของการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน ราคาของการเปลี่ยนสายบนดินเป็นสายเคเบิลใต้ดินและราคาของรีโคลสเซอร์ ดังตารางที่ 7.2 [29]

ตารางที่ 7.2 เงินลงทุนสำหรับแต่ละอุปกรณ์ที่จะใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

อุปกรณ์	ราคา (ล้านบาท/หน่วย)
สายหุ้มฉนวน	1.43
สายเคเบิลใต้ดิน	15.03
รีโคลสเซอร์	0.42

หมายเหตุ ในกรณีที่เป็นอุปกรณ์ประเภทสาย หน่วย คือ ก.ม. ในกรณีที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนหน่วย คือ ตัว

7.1.3 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์

1) ตัวประกอบคิดลด (Discount rate)

ตัวประกอบคิดลดที่ใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของผลตอบแทนจากการลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจะอ้างอิงจากอัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (ROE) เฉลี่ยระหว่างปี 2555-2564 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเองซึ่งมีค่า 8.62%

2) เงินลงทุน

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะตั้งสมมติฐานสำหรับเงินลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าในภาคกลางเขต 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นเงินปีละ 10 ล้านบาท เป็นระยะเวลา 5 ปี

3) ค่าใช้จ่ายในการใช้งานและบำรุงรักษา (O&M Cost) รายปี

ค่าใช้จ่ายในการใช้งานและบำรุงรักษาประจำปีกำหนดให้เป็นค่าเฉลี่ยคงที่ตามเงินลงทุนของโครงการ โดยกำหนดให้มีค่าร้อยละ 2 ของเงินลงทุนโครงการ

4) อายุโครงการ

อายุของโครงการที่พิจารณาเนื่องจากเป็นโครงการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าแบบเปลี่ยนหรือเพิ่มอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงให้อายุโครงการลงทุนเท่ากับอายุของอุปกรณ์ โดยที่อายุของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีอายุเฉลี่ยอยู่ที่ 30 ปี

5) อัตราการเติบโตของโหลด

ในการพิจารณาผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์จะพิจารณาอัตราการเติบโตของโหลดด้วย ซึ่งอ้างอิงการค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งมีค่าประมาณ ร้อยละ 2.7 ต่อปี [30]

7.2 ผลการทดสอบ

จากขั้นตอนวิธีการตั้งค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยการพิจารณาแผนการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามเป้าประสงค์ที่ตั้งไว้และจากระบบทดสอบในบทที่ 6 สามารถแสดงผลการทดสอบตามแต่ละลำดับขั้นตอนได้ดังนี้

7.2.1 การเลือกโครงการปรับปรุงที่วางแผนจะนำมาใช้ในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของพื้นที่ที่พิจารณา

ในโครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ภาคกลางเขต 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจำนวนทั้งหมด 20 สายป้อน จากระบบทดสอบในบทที่ 6 ซึ่งสามารถสรุปข้อมูลรายละเอียดของแต่ละพื้นที่ดังตารางที่ 7.3

ตารางที่ 7.3 ข้อมูลรายละเอียดของระบบทดสอบ

ลำดับที่	สายป้อน	ประเภทพื้นที่	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)	ความยาวสายป้อน (km)
1	LCA01	อุตสาหกรรม	28	8.56
2	LCA02	อุตสาหกรรม	50	10.82
3	LCA03	อุตสาหกรรม	16	4.15
4	LCA04	อุตสาหกรรม	10	3.38
5	LCA05	อุตสาหกรรม	7	2.58
6	LCA06	อุตสาหกรรม	48	3.49
7	LCA07	อุตสาหกรรม	27	5.61
8	LCA08	อุตสาหกรรม	24	5.59
9	LCA09	อุตสาหกรรม	13	5.26
10	LCA10	อุตสาหกรรม	29	4.92
11	BLA01	เทศบาลนคร	2,667	14.51
12	BLA02	เทศบาลนคร	6,210	25.4
13	BLA04	เทศบาลนคร	3,152	12.4
14	BLA05	เทศบาลนคร	6,901	34.88
15	BLA09	เทศบาลนคร	2,762	13.97
16	BLA10	เทศบาลนคร	4,030	14.93
17	LGA01	ชนบท	2,676	26.68
18	LGA02	ชนบท	4,231	53.89
19	LGA04	ชนบท	1,865	45.89
20	LGA05	ชนบท	6,456	56.85
รวม			41,202	353.76

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการวิเคราะห์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบที่ทำการปรับปรุงค่าความเชื่อถือได้จากโครงการลงทุนเพื่อปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยแบ่งการทดสอบเป็น 4 กรณี คือ

1. กรณีฐาน (ไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆกับระบบ)
2. กรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน
3. กรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน
4. กรณีปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบ

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในวิทยานิพนธ์นี้จะเป็นการใช้โปรแกรม DigSILENT Power Factory Version 15.1 เป็นเครื่องมือในการคำนวณผลออกมา

7.2.2 การคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ตามรายการปรับปรุง

ในขั้นตอนนี้จะทำการแสดงผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ของพื้นที่ที่เลือกพิจารณา โดยแยกตามรายการปรับปรุงต่างๆ ดังนี้

1) กรณีฐานไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ กับระบบ

เป็นกรณีดั้งเดิมของระบบที่นำมาทดสอบ โดยยังไม่มีโครงการเพื่อปรับปรุงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ใดๆ ทั้งสิ้น เพื่อนำกรณีนี้มาเป็นตัวเปรียบเทียบหลังจากมีการลงเงินลงทุนในโครงการปรับปรุงระบบไฟฟ้าแล้ว ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีฐานของระบบทดสอบ แสดงได้ ดังตารางที่

7.4

ตารางที่ 7.4 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบกรณีฐาน

ลำดับ ที่	สาย ป้อน	SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	SAIDI (นาทิต/ ผู้ใช้ไฟ/ ปี)	CMI (ผู้ใช้ไฟ- นาทิต)	ENS (MWh/ปี)	LOEC (บาท/ปี)	CENS (บาท/ปี)
1	LCA01	2.99	2.41	67.48	20.17	38,639	2,245,324
2	LCA02	4.15	3.52	176.00	112.66	215,822	12,541,311
3	LCA03	0.75	0.69	11.04	11.29	21,628	1,256,802
4	LCA04	1.48	1.57	15.70	9.64	18,467	1,073,124
5	LCA05	0.27	0.28	1.96	5.14	9,846	572,184
6	LCA06	1.24	1.26	60.48	18.11	34,693	2,016,005

ลำดับ ที่	สาย ป้อน	SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	SAIDI (นาทิต/ ผู้ใช้ไฟ/ ปี)	CMI (ผู้ใช้ไฟ- นาทิต)	ENS (MWh/ปี)	LOEC (บาท/ปี)	CENS (บาท/ปี)
7	LCA07	2.23	1.82	49.14	48.74	93,371	5,425,736
8	LCA08	0.75	0.73	17.52	17.95	34,386	1,998,194
9	LCA09	2.36	2.41	31.33	13.55	25,957	1,508,386
10	LCA10	2.21	2.34	67.89	30.15	57,758	3,356,298
11	BLA01	5.03	4.36	11,628.12	76.77	168,180	4,474,923
12	BLA02	3.72	2.59	16,083.90	53.23	116,610	3,102,776
13	BLA04	4.45	4.27	13,459.04	89.77	196,659	5,232,693
14	BLA05	9.13	8.45	58,313.45	234.61	513,960	13,675,416
15	BLA09	4.03	3.62	9,998.44	26.85	58,820	1,565,086
16	BLA10	3.58	3.29	13,258.70	71.48	156,591	4,166,569
17	LGA01	11.94	10.09	27,000.84	14.91	36,217	1,250,203
18	LGA02	17.85	10.98	46,456.38	65.81	159,859	5,518,168
19	LGA04	10.87	7.42	13,838.30	19.29	46,857	1,617,466
20	LGA05	5.19	5.50	35,508	11.25	27,327	943,312

2) กรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน

เป็นกรณีที่ได้ทำการปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนแล้ว ซึ่งในกรณีนี้จะใช้รหัสโครงการเป็น xxx_1 โดย 3 ตัวอักษรแรกและหมายเลขสองตำแหน่งเป็นชื่อของสายป้อนและ 1 ที่ต่อท้ายเป็นรหัสของโครงการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนของระบบทดสอบแสดงได้ ดังตารางที่ 7.5

ตารางที่ 7.5 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน

ลำดับ ที่	รหัส โครงการ	SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	SAIDI (นาทิต/ ผู้ใช้ไฟ/ ปี)	CMI (ผู้ใช้ไฟ- นาทิต)	ENS (MWh/ปี)	LOEC (บาท/ปี)	CENS (บาท/ปี)
1	LCA01_1	0.90	0.62	17.36	5.20	9,961	578,864
2	LCA02_1	1.15	0.94	47.00	30.56	58,543	3,401,939
3	LCA03_1	0.43	0.43	6.88	7.50	14,367	834,900
4	LCA04_1	0.35	0.37	3.7	2.28	4,367	253,809
5	LCA05_1	0.27	0.28	1.96	5.14	9,846	572,184
6	LCA06_1	0.37	0.38	18.24	5.40	10,344	601,128
7	LCA07_1	0.59	0.50	13.50	13.48	25,823	1,500,593
8	LCA08_1	0.59	0.59	14.16	14.56	27,892	1,620,819
9	LCA09_1	0.55	0.57	7.41	3.19	6,111	355,110
10	LCA10_1	0.52	0.55	15.95	7.1	13,601	790,372
11	BLA01_1	1.54	1.32	3,520.44	23.28	50,999	1,356,991
12	BLA02_1	1.48	1.20	7,452.00	23.56	51,612	1,373,312
13	BLA04_1	1.32	1.26	3,971.52	26.57	58,206	1,548,765
14	BLA05_1	3.73	3.35	23,118.35	92.87	203,450	5,413,392
15	BLA09_1	1.48	1.39	3,839.18	10.32	22,608	601,552
16	BLA10_1	1.59	1.49	6,004.7	32.27	70,693	1,881,018
17	LGA01_1	2.83	2.39	6,395.64	3.54	8,599	296,829
18	LGA02_1	5.76	3.99	16,881.69	23.89	58,031	2,003,176
19	LGA04_1	4.90	3.85	7,180.25	10.02	24,339	840,177
20	LGA05_1	2.78	2.95	19,045.20	6.02	14,623	504,777

3) กรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน

เป็นกรณีที่ได้ทำการปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดินแล้วแล้ว ซึ่งในกรณีนี้จะใช้รหัสโครงการเป็น xxx_2 โดย 3 ตัวอักษรแรกและหมายเลขสองตำแหน่งเป็นชื่อของสายป้อนและ 2 ที่ต่อท้ายเป็นรหัสของโครงการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ค่าดัชนีความ

เชื่อถือได้ของกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายเคเบิลใต้ดินของระบบทดสอบ แสดงได้ ดังตารางที่ 7.6

ตารางที่ 7.6 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายเคเบิลใต้ดิน

ลำดับ ที่	รหัส โครงการ	SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	SAIDI (นาท/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	CMI (ผู้ใช้ไฟ- นาท)	ENS (MWh/ปี)	LOEC (บาท/ปี)	CENS (บาท/ปี)
1	LCA01_2	0.21	0.17	4.76	1.4	2,681	155,848
2	LCA02_2	0.26	0.25	12.5	7.99	15,306	889,446
3	LCA03_2	0.10	0.12	1.92	2.06	3,946	229,319
4	LCA04_2	0.08	0.10	1.00	0.64	1,226	71,244
5	LCA05_2	0.06	0.08	0.56	1.43	2,739	159,187
6	LCA06_2	0.08	0.10	4.80	1.49	2,854	165,866
7	LCA07_2	0.14	0.13	3.51	3.57	6,839	397,412
8	LCA08_2	0.14	0.16	3.84	3.84	7,356	427,468
9	LCA09_2	0.13	0.16	2.08	0.87	1,666	96,848
10	LCA10_2	0.12	0.15	4.35	1.94	3,716	215,960
11	BLA01_2	0.35	0.35	933.45	6.17	13,516	359,649
12	BLA02_2	0.34	0.32	1,987.20	6.38	13,976	371,890
13	BLA04_2	0.30	0.34	1,071.68	7.14	15,641	416,190
14	BLA05_2	0.85	0.89	6,141.89	24.55	53,781	1,431,019
15	BLA09_2	0.34	0.37	10,21.94	2.77	6,068	161,463
16	BLA10_2	0.36	0.40	1,612	8.64	18,927	503,625
17	LGA01_2	0.65	0.63	1,685.88	0.93	2,259	77,980
18	LGA02_2	1.31	1.00	4,231.00	6.00	14,574	503,100
19	LGA04_2	1.12	0.99	1,846.35	2.58	6,267	216,333
20	LGA05_2	0.64	0.80	5,164.80	1.64	3,983	137,514

4) กรณีปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบ

เป็นกรณีที่ได้ทำการปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบ โดยใช้หลักการติดตั้ง คือ ถ้าในระบบมีโหลดเบรกสวิตช์อยู่แล้ว จะทำการเปลี่ยนโหลดเบรกสวิตช์เป็นรีโคลสเซอร์ หรือถ้าระบบไม่มีโหลดเบรกสวิตช์จะติดตั้งทุกระยะทาง 10 km ของสายป้อน หรือถ้าสายป้อนของระบบที่พิจารณามีระยะทางไม่ถึง 10 km จะติดตั้งไว้ที่ระยะทางครึ่งหนึ่งของสายป้อนรวมในระบบที่พิจารณา ซึ่งในกรณีนี้จะใช้รหัสโครงการเป็น xxx_3 โดย 3 ตัวอักษรแรกและหมายเลขสองตำแหน่งเป็นชื่อของสายป้อนและ 3 ที่ต่อท้ายเป็นรหัสของโครงการติดตั้งรีโคลสเซอร์ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโคลสเซอร์เข้าไปของระบบทดสอบแสดงได้ ดังตารางที่ 7.7

ตารางที่ 7.7 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบ

ลำดับ ที่	รหัส โครงการ	SAIFI (ครั้ง/ ผู้ใช้ไฟ/ ปี)	SAIDI (นาทิต/ ผู้ใช้ไฟ/ ปี)	CMI (ผู้ใช้ไฟ- นาทิต)	ENS (MWh/ปี)	LOEC (บาท/ปี)	CENS (บาท/ปี)
1	LCA01_3	2.08	1.95	54.6	16.55	31,704	1,842,346
2	LCA02_3	2.58	2.74	137	83.76	160,459	9,324,163
3	LCA03_3	0.53	0.57	9.12	8.46	16,206	941,767
4	LCA04_3	1.04	1.10	11.00	6.72	12,873	748,070
5	LCA05_3	0.25	0.27	1.89	5.01	9,597	557,713
6	LCA06_3	1.09	1.16	55.68	16.52	31,647	1,839,006
7	LCA07_3	1.25	1.20	32.40	31.32	59,999	3,486,542
8	LCA08_3	0.59	0.63	15.12	13.19	25,268	1,468,310
9	LCA09_3	1.74	1.85	24.05	10.14	19,425	1,128,784
10	LCA10_3	1.83	1.93	55.97	25.56	48,965	2,845,339
11	BLA01_3	3.42	3.45	9,201.15	60.69	132,953	3,537,620
12	BLA02_3	2.16	2.27	14,096.70	47.71	104,518	2,781,015
13	BLA04_3	3.44	3.65	11,504.80	76.69	168,004	4,470,260
14	BLA05_3	6.43	6.82	47,064.82	189.12	414,305	11,023,804
15	BLA09_3	2.89	2.79	7,705.98	20.71	45,369	1,207,185
16	BLA10_3	2.59	2.72	10,961.60	59.06	129,382	3,442,607

ลำดับ ที่	รหัส โครงการ	SAIFI (ครั้ง/ ผู้ใช้ไฟ/ ปี)	SAIDI (นาทิต/ ผู้ใช้ไฟ/ ปี)	CMI (ผู้ใช้ไฟ- นาทิต)	ENS (MWh/ปี)	LOEC (บาท/ปี)	CENS (บาท/ปี)
17	LGA01_3	8.98	8.61	23,040.36	12.72	30,898	1,066,572
18	LGA02_3	5.28	4.50	19,039.50	26.94	65,439	2,258,919
19	LGA04_3	5.55	4.33	8,075.45	11.28	27,400	945,828
20	LGA05_3	4.25	4.50	29,052.00	9.20	22,347	771,420

จากการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของทั้ง 4 กรณีทดสอบซึ่งแบ่งเป็น 1 ระบบฐานและ 3 ประเภทโครงการปรับปรุงตั้งข้อมูลที่ได้กล่าวไว้แล้ว ทำให้ทราบถึงผลกระทบต่อดัชนีความเชื่อถือได้ภายในพื้นที่หลังจากที่ทำการลงโครงการปรับปรุงต่างๆ แล้วเสร็จ ซึ่งจะเป็นข้อมูลเบื้องต้นที่จะนำไปใช้คัดเลือกโครงการปรับปรุงที่เหมาะสมที่สุดภายใต้เป้าหมายวัตถุประสงค์ในหัวข้อถัดๆ ไป

7.2.3 การหาความสัมพันธ์ระหว่างบที่ที่ใช้กับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ในขั้นตอนนี้จะทำการแสดงตารางแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเงินที่ลงทุนในการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากับผลลัพธ์ที่ได้หลังจากการลงทุน คือค่าการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ทั้ง CMI, CENS และ LOEC โดยแยกตามรายการปรับปรุงต่างๆ ดังนี้

1) กรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน

เป็นกรณีที่ได้ทำการปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนแล้ว ความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีต่างๆ ของโครงการปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนของระบบทดสอบ แสดงได้ ดังตารางที่ 7.8

ตารางที่ 7.8 ความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน

ลำดับที่	สายป้อน	Δm (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาทิต)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
1	LCA01_1	8.52	50.12	28,678	1,666,460
2	LCA02_1	12.24	129.00	157,278	9,139,372
3	LCA03_1	1.29	4.16	7,260	421,902

ลำดับที่	สายป้อน	Δm (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาทีก)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
4	LCA04_1	4.62	12.00	14,099	819,315
5	LCA05_1	0	0	0	0
6	LCA06_1	3.55	42.24	24,348	1,414,877
7	LCA07_1	6.67	35.64	67,547	3,925,143
8	LCA08_1	0.61	3.36	6,494	377,374
9	LCA09_1	7.36	23.92	19,846	1,153,275
10	LCA10_1	6.89	51.91	44,156	2,565,926
11	BLA01_1	14.24	8,107.68	117,180	3,117,932
12	BLA02_1	20.89	8,631.90	64,998	1,729,464
13	BLA04_1	12.80	9,487.52	138,452	3,683,928
14	BLA05_1	22.04	35,195.10	310,509	8,262,024
15	BLA09_1	10.39	6,159.26	36,212	963,533
16	BLA10_1	8.15	7,254.00	85,897	2,285,550
17	LGA01_1	37.16	20,605.20	27,618	953,374
18	LGA02_1	49.34	29,574.69	101,827	3,514,992
19	LGA04_1	24.36	6,658.05	22,517	777,289
20	LGA05_1	40.78	16,462.80	12,704	438,535

2) กรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน

เป็นกรณีที่ได้ทำการปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายเคเบิลใต้ดินแล้ว ความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีต่างๆ ของโครงการปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายเคเบิลใต้ดินของระบบทดสอบ แสดงได้ ดังตารางที่ 7.9

ตารางที่ 7.9 ความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือของระบบทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายเคเบิลใต้ดิน

ลำดับที่	สายป้อน	Δm (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาทีก)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
1	LCA01_2	126.14	62.72	35,957	2,089,476
2	LCA02_2	160.72	163.50	200,516	11,651,864

ลำดับที่	สายป้อน	Δm (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาท)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
3	LCA03_2	60.29	9.12	17,681	1,027,483
4	LCA04_2	48.71	14.7	17,241	1,001,880
5	LCA05_2	37.14	1.40	7,107	412,997
6	LCA06_2	50.97	55.68	31,838	1,850,138
7	LCA07_2	82.99	45.63	86,532	5,028,324
8	LCA08_2	83.29	13.68	27,030	1,570,725
9	LCA09_2	77.58	29.25	24,291	1,411,537
10	LCA10_2	72.77	63.51	54,041	3,140,337
11	BLA01_2	214.85	10,694.67	154,663	4,115,274
12	BLA02_2	377.53	14,096.70	102,634	2,730,886
13	BLA04_2	184.48	12,387.36	181,017	4,816,502
14	BLA05_2	522.31	52,171.56	460,178	12,244,397
15	BLA09_2	207.03	8,976.50	52,752	1,403,623
16	BLA10_2	222.06	11,646.70	137,663	3,662,943
17	LGA01_2	396.47	25,314.96	33,958	1,172,223
18	LGA02_2	806.92	42,225.38	145,284	5,015,068
19	LGA04_2	687.39	11,991.95	40,590	1,401,133
20	LGA05_2	849.77	30,343.20	23,343	805,798

3) กรณีปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโกลสเซอร์เข้าไปในระบบ

เป็นกรณีที่ได้ทำการปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโกลสเซอร์เข้าไปในระบบแล้ว ความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีต่างๆ ของโครงการปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโกลสเซอร์เข้าไปของระบบทดสอบ แสดงได้ ดังตารางที่ 7.10

ตารางที่ 7.10 ความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนกับการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือของระบบทดสอบกรณีปรับปรุงระบบด้วยการติดตั้งรีโกลสเซอร์เข้าไปในระบบ

ลำดับที่	สายป้อน	Δm (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาท)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
1	LCA01_3	0.83	12.88	6,934	402,978

ลำดับที่	สายป้อน	Δm (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาทีก)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
2	LCA02_3	1.25	39.00	55,363	3,217,148
3	LCA03_3	0.83	1.92	5,421	315,035
4	LCA04_3	0.83	4.70	5,593	325,054
5	LCA05_3	0.83	0.07	249	14,471
6	LCA06_3	0.83	4.80	3,045	176,998
7	LCA07_3	0.83	16.74	33,371	1,939,194
8	LCA08_3	0.83	2.40	9,118	529,883
9	LCA09_3	0.83	7.28	6,532	379,601
10	LCA10_3	0.83	11.89	8,793	510,958
11	BLA01_3	1.25	2,426.97	35,226	937,303
12	BLA02_3	1.66	1,987.20	12,092	321,760
13	BLA04_3	1.66	1,954.24	28,654	762,433
14	BLA05_3	1.66	11,248.63	99,654	2,651,612
15	BLA09_3	1.25	2,292.46	13,450	357,900
16	BLA10_3	1.66	2,297.10	27,208	723,961
17	LGA01_3	0.83	3,960.48	5,319	183,631
18	LGA02_3	2.49	27,416.88	94,419	3,259,249
19	LGA04_3	1.66	5,762.85	19,457	671,638
20	LGA05_3	2.08	6,456.00	4,979	171,892

จากการหาความสัมพันธ์ระหว่างงบประมาณที่ต้องใช้ในการลงทุนในโครงการปรับปรุงทั้ง 3 โครงการและค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่เปลี่ยนแปลงไปหลังจากที่โครงการแล้วเสร็จ ทำให้ทราบถึงผลกระทบต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ CMI และมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ CENS ของโครงการ ซึ่งสามารถนำความสัมพันธ์ดังกล่าวนี้ไปคัดเลือกโครงการลงทุนที่เหมาะสมที่สุดตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ภายใต้งบประมาณที่จำกัดได้ดังหัวข้อถัดไป

7.2.4 การเลือกโครงการปรับปรุงที่เหมาะสมที่สุด ภายใต้งบประมาณที่กำหนดในแต่ละปี ตามฟังก์ชันจุดประสงค์

ในขั้นตอนนี้จะเป็นขั้นตอนในการเลือกโครงการปรับปรุงที่เหมาะสมที่สุดในการลงทุน ภายใต้งบประมาณที่กำหนดใน โดยกำหนดไว้ที่ปีละ 10 ล้านบาท เป็นเวลา 5 ปี โดยอ้างอิงระยะเวลาการลงทุนจากโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ 3 ของ กฟภ. [31] ซึ่งจะคัดเลือกโครงการตามตามวัตถุประสงค์ที่ได้กล่าวไว้แล้วในบทที่ 6 ซึ่งจะได้ผลการคัดเลือกโครงการปรับปรุงที่เหมาะสมที่สุดของแต่ละฟังก์ชันเป้าหมายดังนี้

1) ฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 เน้นลงทุนเพื่อเพิ่มค่าความเชื่อถือได้ให้มากที่สุด

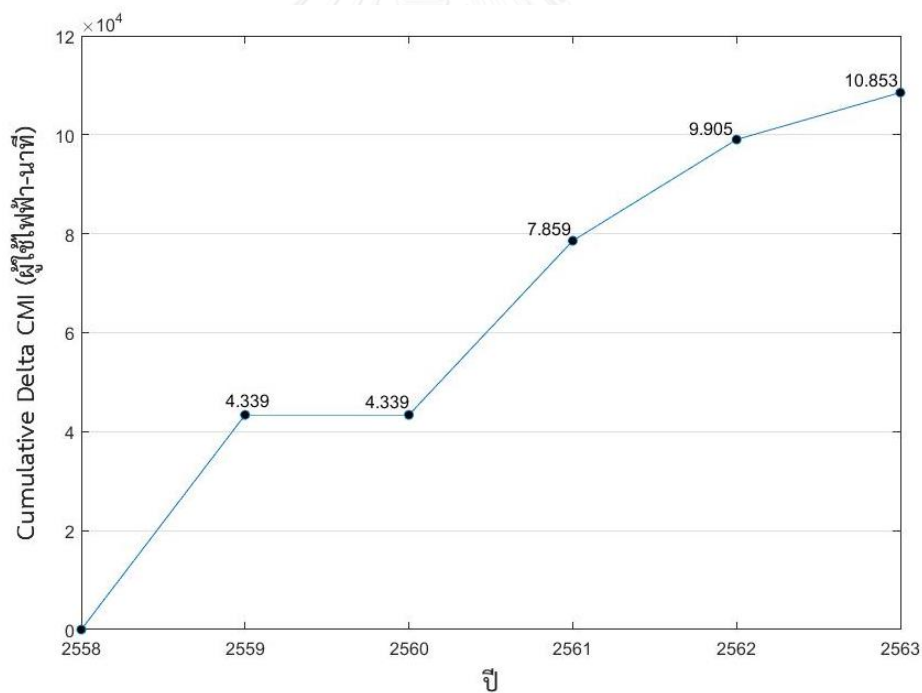
จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 เป็นการลงทุนที่ต้องการให้สามารถเพิ่มค่าความเชื่อถือได้ของระบบมากที่สุดนั่นคือ ทำให้ได้ผลรวมดัชนีแสดงการเปลี่ยนแปลงของจำนวนผู้ใช้ไฟ - นาฬิกา ที่ได้รับผลกระทบ (ΔCMI) มีค่ามากที่สุด

ผลการคัดเลือกโครงการที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 แสดงผลในตารางที่ 7.11 และแสดงเป็นกราฟค่าดัชนี ΔCMI , $\Delta CENS$ และ $\Delta LOEC$ สละสมตามปีได้ดังรูปที่ 7.1 รูปที่ 7.2 และรูปที่ 7.3

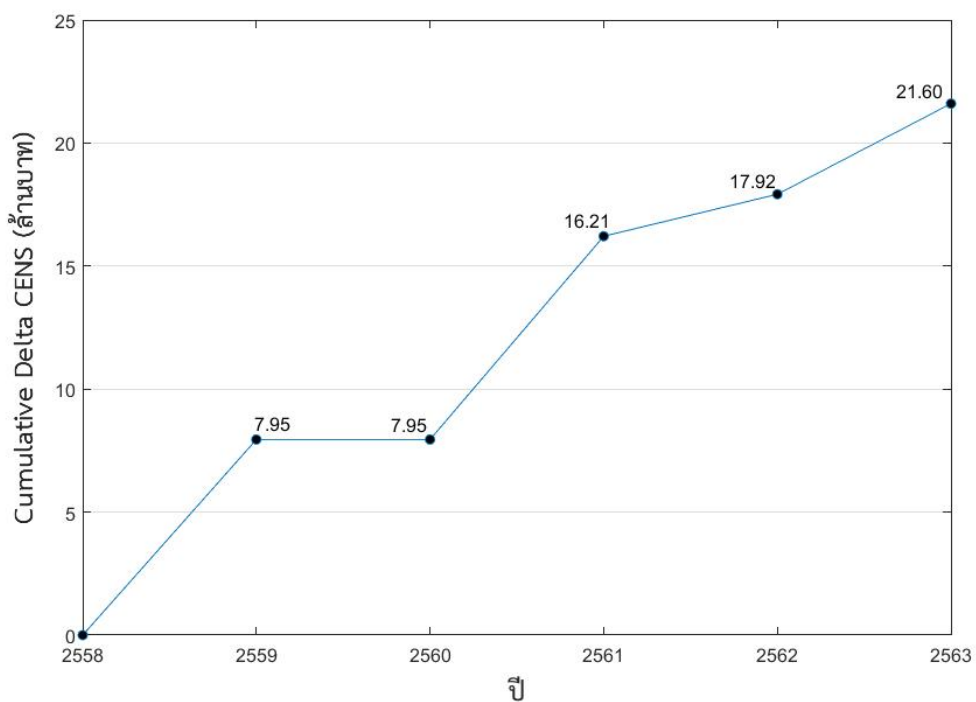
ตารางที่ 7.11 ผลการคัดเลือกโครงการที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 ต้องการให้ค่าดัชนี ΔCMI มีค่ามากที่สุด

ปีที่	โครงการปรับปรุงที่เลือก	m_i (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาฬิกา)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
1	LGA02_3	2.49	27,416.88	94,419	3,259,249
	BLA05_3	1.66	11,248.63	99,654	2,651,612
	BLA01_3	1.25	2,426.97	35,226	937,303
	BLA10_3	1.66	2,297.10	27,208	723,961
	LCA08_1	0.61	3.36	6,494	377,374
รวมปีที่ 1		7.67	43,392	263,001	7,949,499
2	-	-	-	-	-
รวมปีที่ 2		-	-	-	-
3	BLA05_1	22.04	35,195.10	310,509	8,262,024
รวมปีที่ 3		22.04	35,195.10	310,509	8,262,024

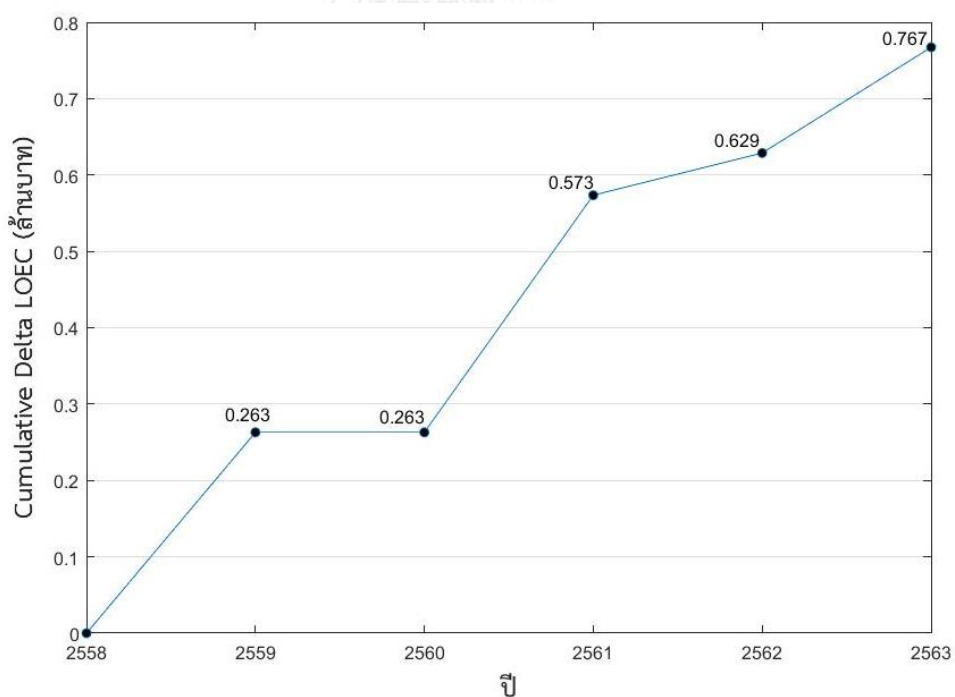
ปีที่	โครงการ ปรับปรุง ที่เลือก	m_i (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาทีก)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
4	LGA05_3	2.08	6,456.00	4,979	171,892
	LGA04_3	1.66	5,762.85	19,457	671,638
	LGA01_3	0.83	3,960.48	5,319	183,631
	BLA09_3	1.25	2,292.46	13,450	357,900
	BLA02_3	1.66	1,987.20	12,092	321,760
รวมปีที่ 4		7.48	20,459	55,297	1,706,821
5	BLA04_01	12.8	9,487.52	138,452	3,683,928
รวมปีที่ 5		12.8	9,487.52	138,452	3,683,928
รวม		49.99	108,534.55	767,259	21,602,272



รูปที่ 7.1 ค่าดัชนี ΔCMI สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1



รูปที่ 7.2 ค่าดัชนี $\Delta CENS$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1



รูปที่ 7.3 ค่าดัชนี $\Delta LOEC$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1

จากผลของการเลือกโครงการลงทุนแบบเน้นเพิ่มดัชนีความเชื่อถือได้ให้มากที่สุด ดังตารางที่ 7.11 ทำให้ได้โครงการที่เลือกลงทุนทั้งหมด 12 โครงการ ใช้เงินลงทุนทั้งหมด 49.99 ล้านบาท

บาท โดยพื้นที่ส่วนใหญ่ที่เลือกลงทุนเป็นพื้นที่ชนบทและพื้นที่เมือง ค่าความแตกต่างของดัชนีความเชื่อถือได้ CMI สะสมเมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปีที่ 5 เท่ากับ 108,534.55 ผู้ใช้ไฟ-นาท ค่าความแตกต่างของมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ CENS สะสมเมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปีที่ 5 เท่ากับ 21,602,272 บาท/ปี และค่าความแตกต่างของมูลค่าเงินค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าสูญเสียไปเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ LOEC สะสมเมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปีที่ 5 เท่ากับ 767,259 บาท/ปี

2) ฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 เน้นลงทุนเพื่อลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าให้ได้มากที่สุด

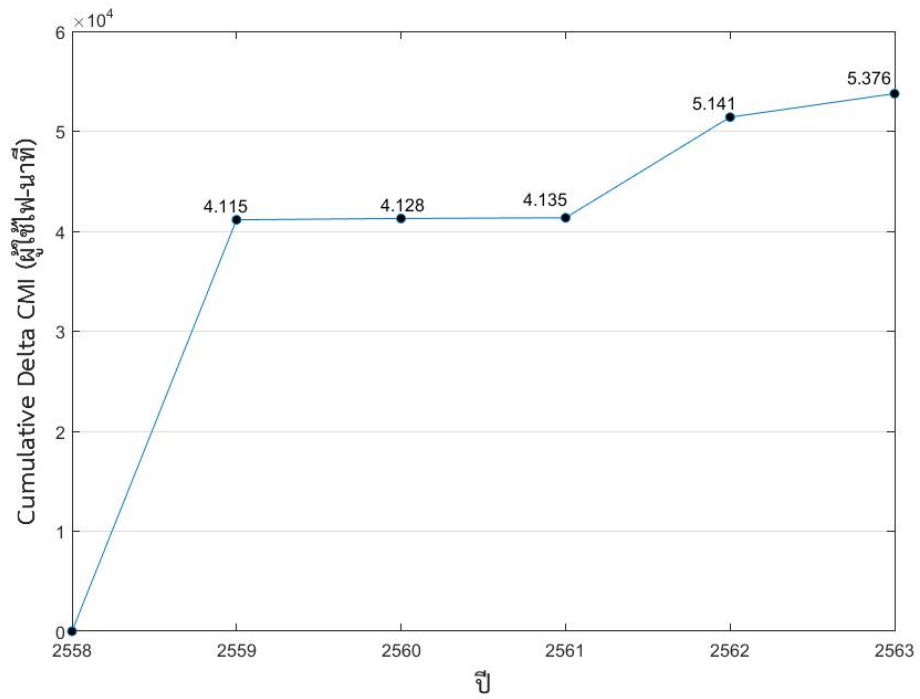
จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 เป็นการลงทุนที่ต้องการให้ลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับให้มากที่สุดนั่นคือ ทำให้ได้ดัชนีแสดงการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ($\Delta CENS$) มีค่ามากที่สุด

ผลการคัดเลือกโครงการที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 แสดงผลในตารางที่ 7.12 และแสดงเป็นกราฟค่าดัชนี ΔCMI , $\Delta CENS$ และ $\Delta LOEC$ สะสมตามปีได้ดังรูปที่ 7.4 รูปที่ 7.5 และรูปที่ 7.6

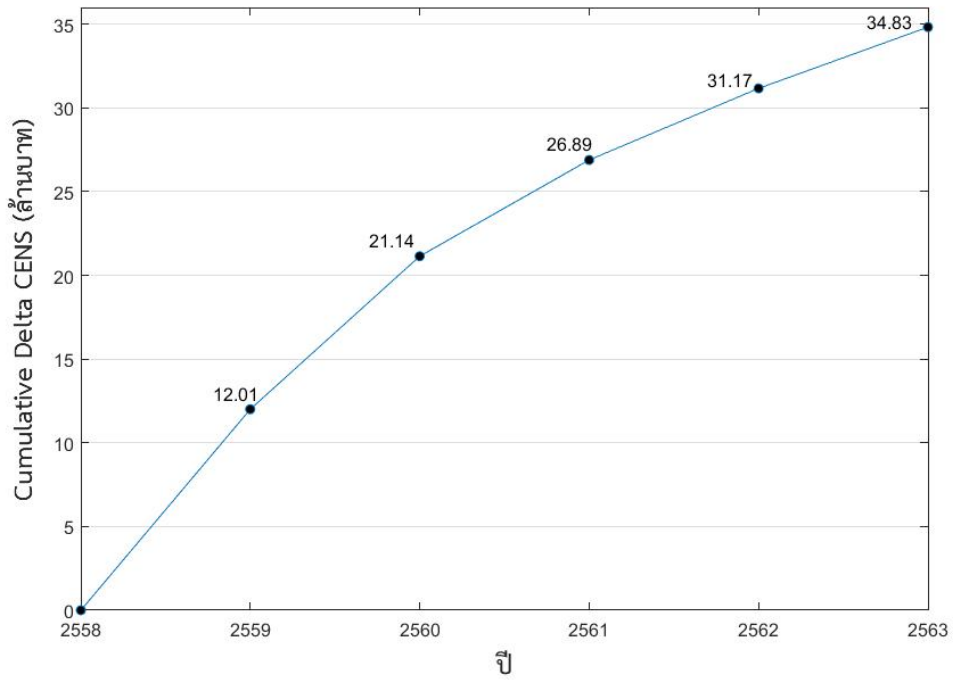
ตารางที่ 7.12 ผลการคัดเลือกโครงการที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 ต้องการให้ค่าดัชนี $\Delta CENS$ มีค่ามากที่สุด

ปีที่	โครงการปรับปรุงที่เลือก	m_i (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาท)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
1	LGA02_3	2.49	27,416.88	94,419	3,259,249
	LCA02_3	1.25	39	55,363	3,217,148
	BLA05_3	1.66	11,248.63	99,654	2,651,612
	LCA07_3	0.83	16.74	33,371	1,939,194
	BLA01_3	1.25	2,426.97	35,226	937,303
รวมปีที่ 1		7.48	41,148	318,033	12,004,506
2	LCA02_1	12.24	129	157,278	9,139,372
รวมปีที่ 2		12.24	129	157,278	9,139,372
3	LCA07_1	6.67	35.64	67,547	3,925,143
	LCA08_3	0.83	2.4	9,118	529,883
	LCA10_3	0.83	11.89	8,793	510,958

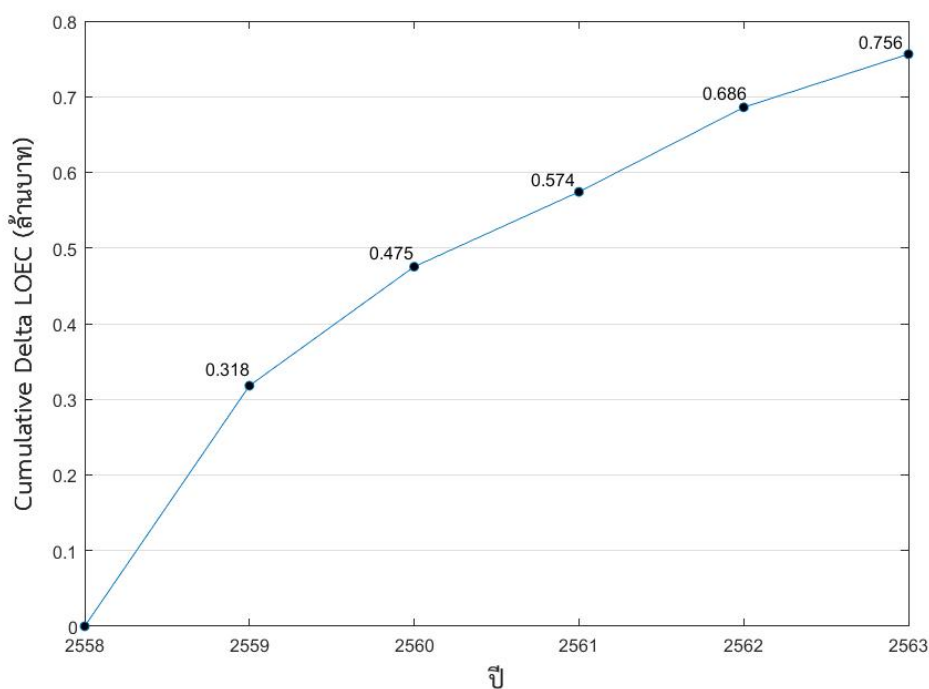
ปีที่	โครงการ ปรับปรุง ที่เลือก	m_i (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาทื)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
	LCA01_3	0.83	12.88	6,934	402,978
	LCA09_3	0.83	7.28	6,532	379,601
รวมปีที่ 3		9.99	70.09	98,924	5,748,563
4	LCA06_1	3.55	42.24	24,348	1,414,877
	BLA04_3	1.66	1,954.24	28,654	762,433
	BLA10_3	1.66	2,297.10	27,208	723,961
	LGA04_3	1.66	5,762.85	19,457	671,638
	LCA08_1	0.61	3.36	6,494	377,374
	LCA04_3	0.83	4.7	5,593	325,054
รวมปีที่ 4		9.97	10,064.49	111,754	4,275,337
5	LCA10_1	6.89	51.91	44,156	2,565,926
	LCA03_1	1.29	4.16	7,260	421,902
	BLA09_3	1.25	2,292.46	13,450	357,900
	LCA03_3	0.83	1.92	5,421	315,035
รวมปีที่ 5		10.26	2,350.45	70,287	3,660,763
รวม		49.94	53,762.25	756,276	34,828,541



รูปที่ 7.4 ค่าดัชนี ΔCMI สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2



รูปที่ 7.5 ค่าดัชนี $\Delta CENS$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2



รูปที่ 7.6 ค่าดัชนี $\Delta LOEC$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2

จากผลของการเลือกโครงการลงทุนแบบเน้นลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าให้มากที่สุด ดังตารางที่ 7.12 ทำให้ได้โครงการที่เลือกลงทุนทั้งหมด 21 โครงการ ใช้เงินลงทุนทั้งหมด 49.94 ล้านบาท โดยพื้นที่ส่วนใหญ่ที่เลือกลงทุนเป็นพื้นที่อุตสาหกรรมและพื้นที่เมือง ค่าความแตกต่างของดัชนีความเชื่อถือได้ CMI สะสมเมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปีที่ 5 เท่ากับ 53,762.25 ผู้ใช้ไฟ- นาทີ ค่าความแตกต่างของมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ CENS สะสมเมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปีที่ 5 เท่ากับ 34,828,541 บาท/ปี และค่าความแตกต่างของมูลค่าเงินค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าสูญเสียไปเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ LOEC สะสมเมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปีที่ 5 เท่ากับ 756,276 บาท/ปี

3) ฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 เน้นลงทุนเพื่อให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้

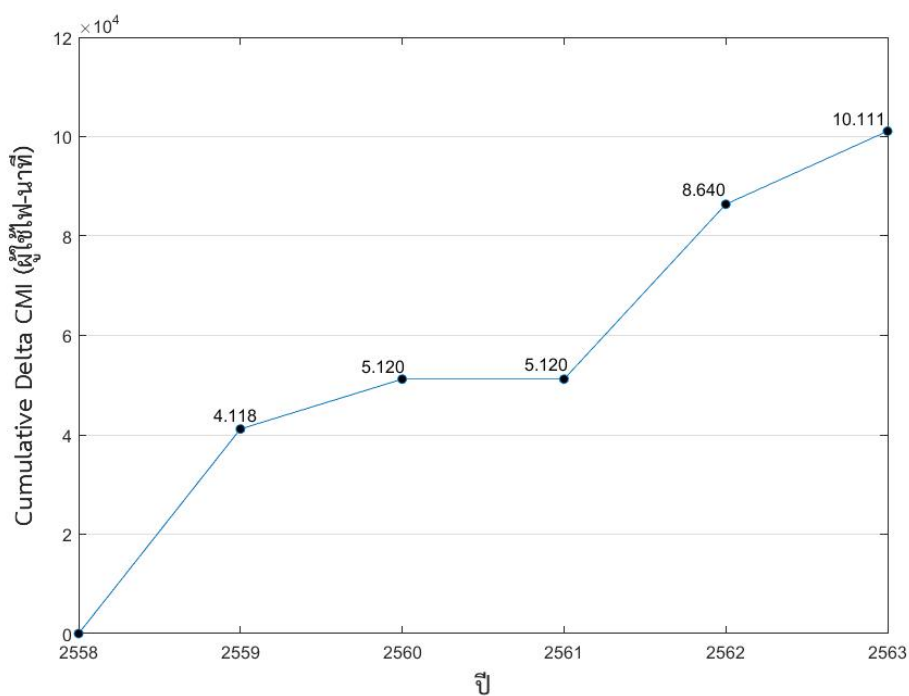
จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 ที่จะลงทุนเพื่อให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในพื้นที่ที่พิจารณาผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้ โดยในที่นี่กำหนดให้ค่า $SAIFI^{SETTING} = 4.61$ ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี และ $SAIDI^{SETTING} = 123.11$ นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี โดยให้ได้ค่า $\Delta CENS$ ที่มากที่สุดด้วยภายใต้งบประมาณที่กำหนด

ผลการคัดเลือกโครงการที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 แสดงผลในตารางที่ 7.13 และแสดงเป็นกราฟค่าดัชนี ΔCMI , $\Delta CENS$ และ $\Delta LOEC$ สะสมตามปีได้ดังรูปที่ 7.7 รูปที่ 7.8 และรูปที่ 7.9

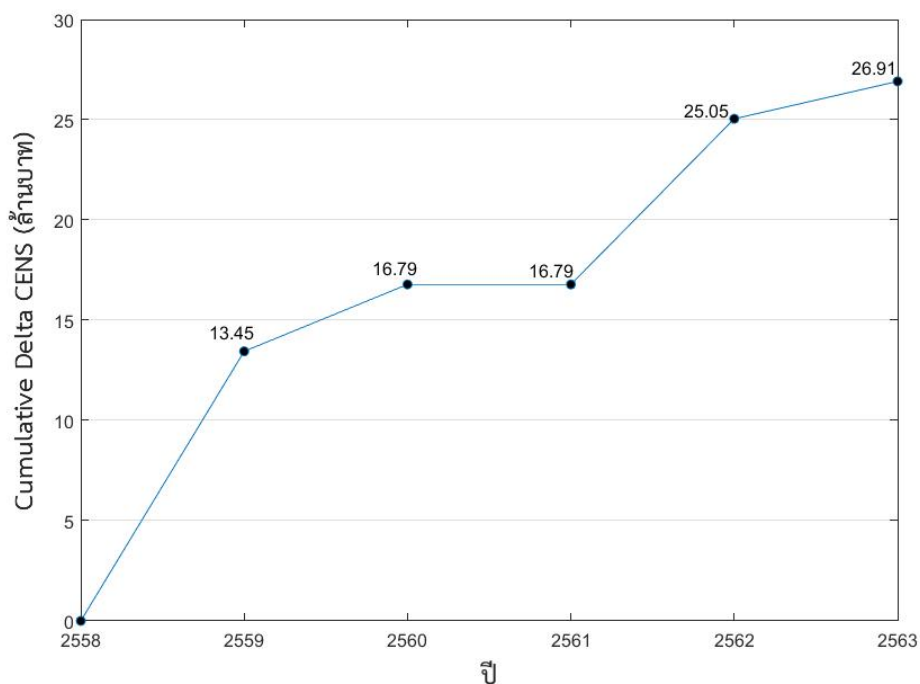
ตารางที่ 7.13 ผลการคัดเลือกโครงการที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 ต้องการให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้และให้ได้ค่าดัชนี $\Delta CENS$ มีค่ามากที่สุด

ปีที่	โครงการปรับปรุงที่เลือก	m_i (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาทีก)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
1	LGA02_3	2.49	27,416.88	94,419	3,259,249
	LCA02_3	1.25	39	55,363	3,217,148
	BLA05_3	1.66	11,248.63	99,654	2,651,612
	LCA07_3	0.83	16.74	33,371	1,939,194
	BLA01_3	1.25	2,426.97	35,226	937,303
	LCA08_3	0.83	2.4	9,118	529,883
	LCA10_3	0.83	11.89	8,793	510,958
	LCA01_3	0.83	12.88	6,934	402,978
รวมปีที่ 1		9.97	41,175.39	342,878	13,448,325
2	BLA04_3	1.66	1,954.24	28,654	762,433
	BLA10_3	1.66	2,297.10	27,208	723,961
	LGA04_3	1.66	5,762.85	5,593	671,638
	LCA03_1	1.29	4.16	7,260	421,902
	LCA09_3	0.83	7.28	6,532	379,601
	LCA08_1	0.61	3.36	6,494	377,374
รวมปีที่ 2		7.71	10,028.99	81,741	3,336,909
3	-	-	-	-	-
รวมปีที่ 3		-	-	-	-
4	BLA05_1	22.04	35,195.1	310,509	8,262,024
รวมปีที่ 4		22.04	35,195.1	310,509	8,262,024
5	BLA09_3	1.25	2,292.46	13,450	357,900
	LCA04_3	0.83	4.7	5,593	325,054
	BLA02_3	1.66	1,987.2	12,092	321,760
	LCA03_3	0.83	1.92	5,421	315,035
	LGA01_3	0.83	3,960.48	5,319	183,631

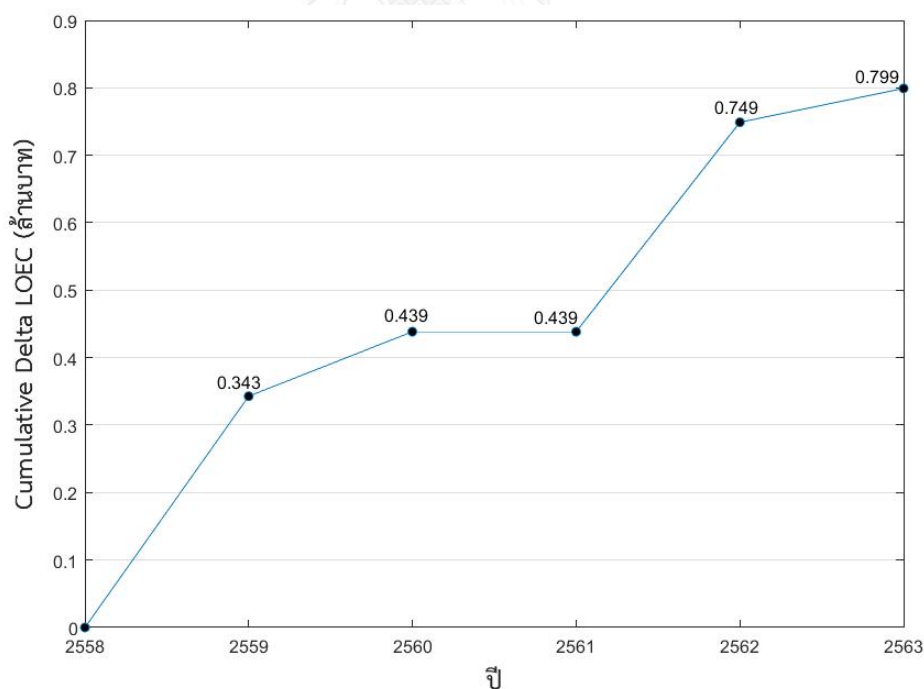
ปีที่	โครงการ ปรับปรุง ที่เลือก	m_i (ล้านบาท)	ΔCMI (ผู้ใช้ไฟ-นาที)	$\Delta LOEC$ (บาท/ปี)	$\Delta CENS$ (บาท/ปี)
	LCA06_3	0.83	4.8	3,045	176,998
	LGA05_3	2.08	6,456	4,979	171,892
	LCA05_3	0.83	0.07	249	14,471
รวมปีที่ 5		9.14	14,707.63	50,148	1,866,741
รวม		48.86	101,107.11	785,276	26,913,999



รูปที่ 7.7 ค่าดัชนี ΔCMI สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3



รูปที่ 7.8 ค่าดัชนี $\Delta CENS$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3



รูปที่ 7.9 ค่าดัชนี $\Delta LOEC$ สะสมรายปีตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3

จากผลของการเลือกโครงการลงทุนแบบเน้นเพื่อให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้ และให้ลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับมากที่สุดด้วย ดังตารางที่

7.13 ทำให้ได้โครงการที่เลือกลงทุนทั้งหมด 23 โครงการ ใช้เงินลงทุนทั้งหมด 48.86 ล้านบาท โดยลงทุนในพื้นที่ทั้ง 3 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าค่าความแตกต่างของดัชนีความเชื่อถือได้ CMI สะสมเมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปีที่ 5 เท่ากับ 101,107.11 ผู้ใช้ไฟ- นาที ค่าความแตกต่างของมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ CENS สะสมเมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปีที่ 5 เท่ากับ 26,913,999 บาท/ปี และค่าความแตกต่างของมูลค่าเงินค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าสูญเสียไปเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ LOEC สะสมเมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปีที่ 5 เท่ากับ 785,276 บาท/ปี

7.2.5 การกำหนดค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ตามโครงการที่เลือกลงทุน

ในขั้นตอนนี้จะเป็นขั้นตอนในการกำหนดค่าเป้าหมายของ SAIFI และ SAIDI ตามโครงการที่เลือกลงทุน โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดเป้าหมายของ SAIFI และ SAIDI ของพื้นที่ภาคกลาง เขต 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีผู้ใช้ไฟฟ้า 1,535,763 รายและมีค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ในปี 2558 คือ 4.71 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี และ 123.18 นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี ตามลำดับ [32]

โดยการตั้งค่าเป้าหมายค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของ SAIFI และ SAIDI ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ทั้ง 3 เป็นดังต่อไปนี้

1) ค่าเป้าหมายจากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1

จากโครงการลงทุนตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 ที่เป็นโครงการที่เน้นการเพิ่มความเชื่อถือได้ของพื้นที่ที่พิจารณาทำให้ได้ผลรวมดัชนีแสดงการเปลี่ยนแปลงของจำนวนผู้ใช้ไฟ - นาที ที่ได้รับผลกระทบ (ΔCMI) มีค่าสูงที่สุด

ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 แสดงผลในตารางที่ 7.14 และ ตารางที่ 7.15 ตามลำดับ และแสดงเป็นกราฟค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่เปลี่ยนแปลงไปตามปีได้ดังรูปที่ 7.10 และรูปที่ 7.11

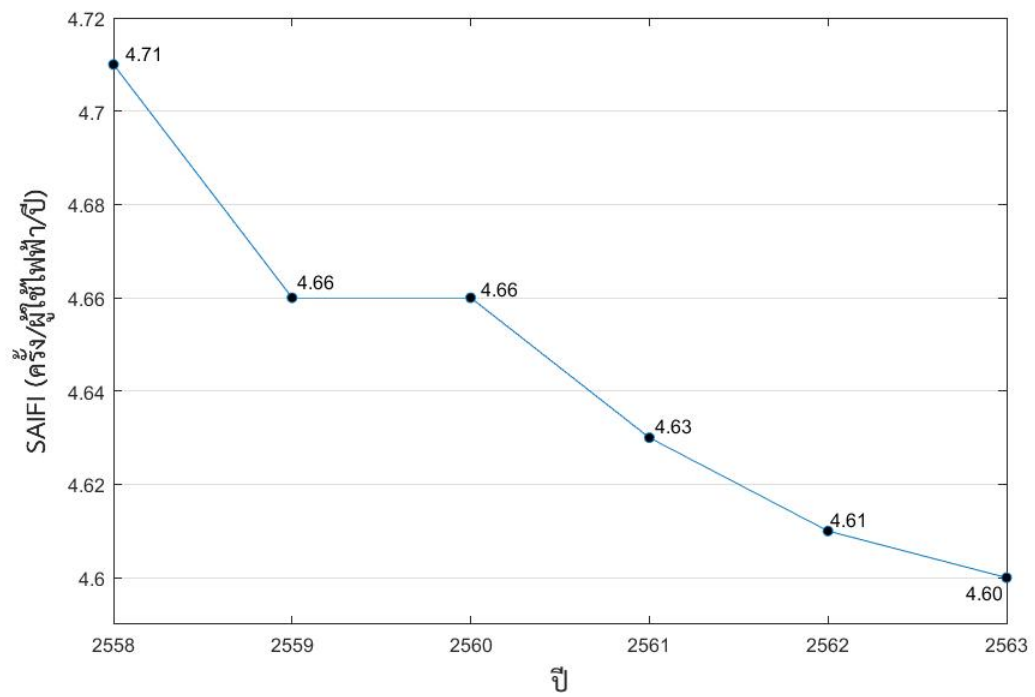
ตารางที่ 7.14 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIFI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1

ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIFI_L$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIFI^{BASE}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIFI^{TARGET}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
2559	LGA02_3	-12.57	4,231	4.71	4.68
	BLA05_3	-2.70	6,901	4.68	4.67
	BLA01_3	-1.61	2,667	4.67	4.67

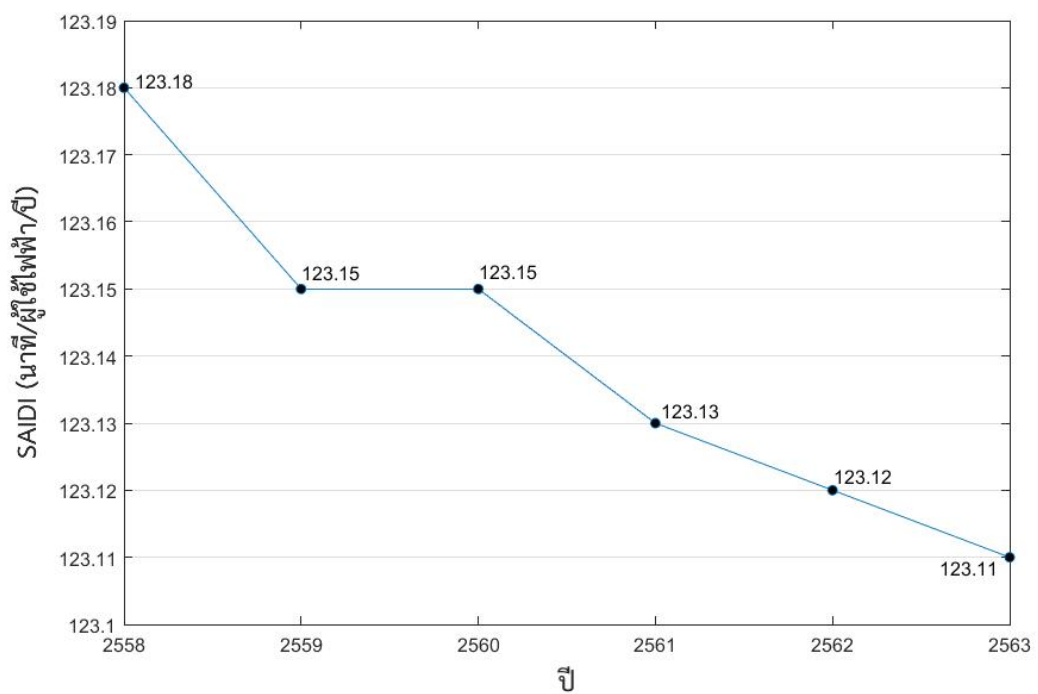
ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIFI_L$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIFI^{BASE}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIFI^{TARGET}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
	BLA10_3	-0.99	4,030	4.67	4.66
	LCA08_1	-0.16	24	4.66	4.66
2560	-	-	-	4.66	4.66
2561	BLA05_1	-5.4	6,901	4.66	4.63
2562	LGA05_3	-0.94	6,456	4.63	4.63
	LGA04_3	-5.32	1,865	4.63	4.63
	LGA01_3	-2.96	2,676	4.63	4.63
	BLA09_3	-1.14	2,762	4.62	4.63
	BLA02_3	-1.56	6,210	4.62	4.61
2563	BLA04_01	-3.13	3,152	4.61	4.60

ตารางที่ 7.15 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIDI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1

ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIDI_L$ (นาที/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIDI^{BASE}$ (นาที/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIDI^{TARGET}$ (นาที/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
2559	LGA02_3	-6.48	4,231	123.18	123.16
	BLA05_3	-1.63	6,901	123.16	123.15
	BLA01_3	-0.91	2,667	123.15	123.15
	BLA10_3	-0.57	4,030	123.15	123.15
	LCA08_1	-0.14	24	123.15	123.15
2560	-	-	-	123.15	123.15
2561	BLA05_1	-4.35	6,901	123.15	123.13
2562	LGA05_3	-1	6,456	123.13	123.13
	LGA04_3	-3.09	1,865	123.13	123.12
	LGA01_3	-1.48	2,676	123.12	123.12
2562	BLA09_3	-0.83	2,762	123.12	123.12
	BLA02_3	-0.32	6,210	123.12	123.12
2563	BLA04_01	-3.01	3,152	123.12	123.11



รูปที่ 7.10 ค่าดัชนี SAIFI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1



รูปที่ 7.11 ค่าดัชนี SAIDI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1

จากการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้จากโครงการลงทุนที่เน้นการเพิ่มความเชื่อถือได้ของพื้นที่ลงทุน ทำให้ได้ค่าดัชนี SAIFI เมื่อโครงการแล้วเสร็จในปี 2563 มีค่าเท่ากับ 4.60 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี และค่าดัชนี SAIDI เมื่อโครงการแล้วเสร็จในปี 2563 มีค่าเท่ากับ 123.11 นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี ซึ่งจะเห็นได้ว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 2 ตัว มีค่าที่ลดลงตามปีที่ลงทุนในโครงการปรับปรุงตลอด ยกเว้นปี 2560 ที่ไม่ได้มีการลงทุนในโครงการใดๆ เพื่อเก็บเงินมาลงทุนในโครงการใหญ่ในปี 2561

2) ค่าเป้าหมายจากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2

จากโครงการลงทุนตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 ที่เป็นโครงการที่เน้นการลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับให้มากที่สุดนั่นคือ ทำให้ได้ดัชนีแสดงการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ($\Delta CENS$) มีค่ามากที่สุด

ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 แสดงผลในตารางที่ 7.16 และ ตารางที่ 7.17 ตามลำดับ และแสดงเป็นกราฟค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่เปลี่ยนแปลงไปตามปีได้ดังรูปที่ 7.12 และรูปที่ 7.13

ตารางที่ 7.16 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIFI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2

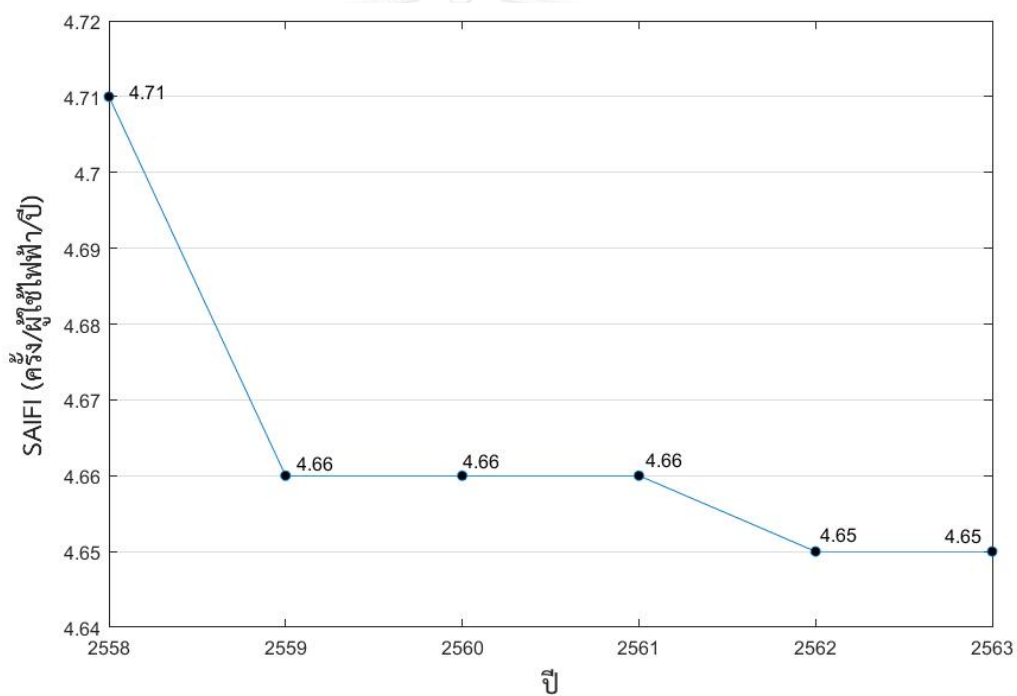
ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIFI_L$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIFI^{BASE}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIFI^{TARGET}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
2559	LGA02_3	-12.57	4,231	4.71	4.68
	LCA02_3	-2.00	50	4.68	4.68
	BLA05_3	-2.70	6,901	4.68	4.66
	LCA07_3	0.98	27	4.66	4.66
	BLA01_3	-1.61	2,667	4.66	4.66
2560	LCA02_1	-1.93	50	4.66	4.66
2561	LCA07_1	-0.89	27	4.66	4.66
	LCA08_3	-0.16	24	4.66	4.66
	LCA10_3	-0.38	29	4.66	4.66
	LCA01_3	-0.91	28	4.66	4.66
	LCA09_3	-0.62	13	4.66	4.66
2562	LCA06_1	-0.87	48	4.66	4.66
	BLA04_3	-1.01	3,152	4.66	4.66

ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIFI_L$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIFI^{BASE}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIFI^{TARGET}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
	BLA10_3	-0.99	4,030	4.66	4.66
	LGA04_3	-5.32	1,865	4.66	4.65
	LCA08_1	-0.11	24	4.65	4.65
	LCA04_3	-0.44	10	4.65	4.65
2563	LCA10_1	-1.40	29	4.65	4.65
	LCA03_1	-0.17	16	4.65	4.65
	BLA09_3	-1.14	2,762	4.65	4.65
	LCA03_3	-0.22	16	4.65	4.65

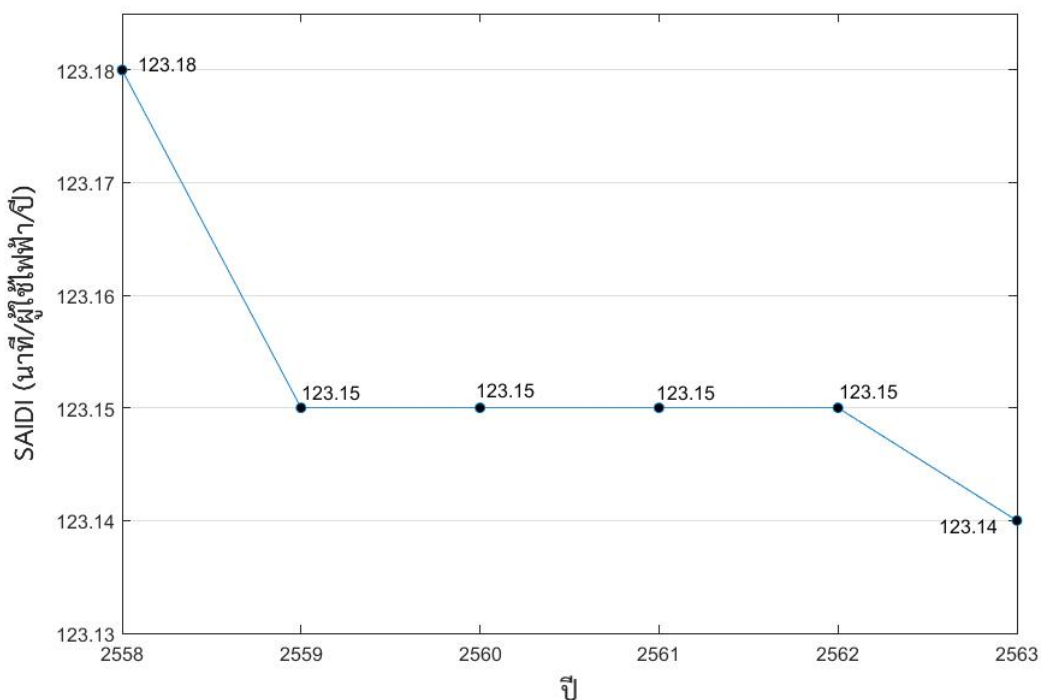
ตารางที่ 7.17 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIDI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2

ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIDI_L$ (นาที/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIDI^{BASE}$ (นาที/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIDI^{TARGET}$ (นาที/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
2559	LGA02_3	-6.48	4,231	123.18	123.16
	LCA02_3	-0.78	50	123.16	123.16
	BLA05_3	-1.63	6,901	123.16	123.15
	LCA07_3	-0.62	27	123.15	123.15
	BLA01_3	-0.91	2,667	123.15	123.15
2560	LCA02_1	-2.05	50	123.15	123.15
2561	LCA07_1	-0.84	27	123.15	123.15
	LCA08_3	-0.1	24	123.15	123.15
	LCA10_3	-0.41	29	123.15	123.15
	LCA01_3	-0.46	28	123.15	123.15
	LCA09_3	-0.56	13	123.15	123.15
2562	LCA06_1	-0.88	48	123.15	123.15
	BLA04_3	-0.62	3,152	123.15	123.15
	BLA10_3	-0.57	4,030	123.15	123.15

ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIDI_L$ (นาทิต/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIDI^{BASE}$ (นาทิต/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIDI^{TARGET}$ (นาทิต/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
	LGA04_3	-3.09	1,865	123.15	123.15
	LCA08_1	-0.12	24	123.15	123.15
	LCA04_3	-0.47	10	123.15	123.15
2563	LCA10_1	-1.47	29	123.15	123.15
	LCA03_1	-0.19	16	123.15	123.15
	BLA09_3	-0.83	2,762	123.15	123.15
	LCA03_3	-0.12	16	123.15	123.14



รูปที่ 7.12 ค่าดัชนี SAIFI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2



รูปที่ 7.13 ค่าดัชนี SAIDI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2

จากการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้จากโครงการลงทุนที่เน้นลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของพื้นที่ลงทุน ทำให้ได้ค่าดัชนี SAIFI เมื่อโครงการแล้วเสร็จในปี 2563 มีค่าเท่ากับ 4.65 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี และค่าดัชนี SAIDI เมื่อโครงการแล้วเสร็จในปี 2563 มีค่าเท่ากับ 123.14 นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี ซึ่งจะเห็นได้ว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 2 ตัว ไม่ได้ลดลงตามปีที่ลงทุนมากนัก แต่จากรูปที่ 7.5 ที่เป็นผลต่างมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสะสม จะเห็นว่าค่า $\Delta CENS$ มีค่าที่เพิ่มขึ้นทุกปี ซึ่งหมายความว่า มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับมีค่าลดลงอย่างต่อเนื่องทุกปีที่โครงการลงทุนแล้วเสร็จ

3) ค่าเป้าหมายจากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3

จากโครงการลงทุนตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 ที่เน้นลงทุนเพื่อให้ค่าดัชนีความเชื่อถือในพื้นที่ที่พิจารณาผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดให้ค่า $SAIFI^{SETTING} = 4.61$ ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี และ $SAIDI^{SETTING} = 123.11$ นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี โดยให้ค่า $\Delta CENS$ ที่มากที่สุดด้วยภายใต้งบประมาณที่กำหนด

ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 แสดงผลในตารางที่ 7.18 และ ตารางที่ 7.19 ตามลำดับ และแสดงเป็นกราฟค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่เปลี่ยนแปลงไปตามปีได้ดังรูปที่ 7.14 และรูปที่ 7.15

ตารางที่ 7.18 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIFI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3

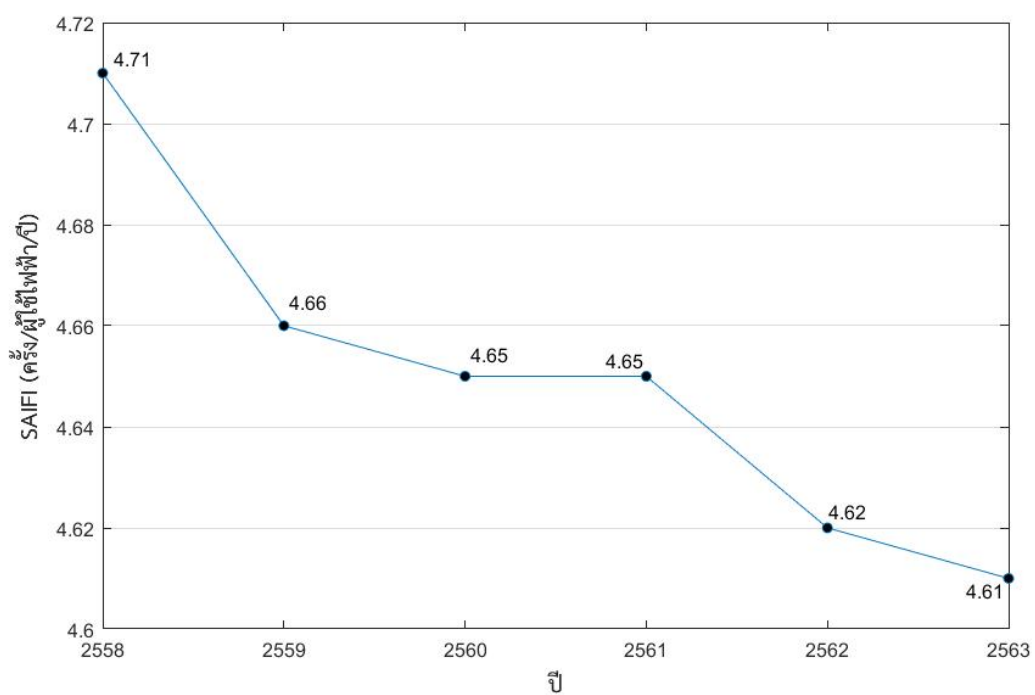
ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIFI_L$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIFI^{BASE}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIFI^{TARGET}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
2559	LGA02_3	-12.57	4,231	4.71	4.68
	LCA02_3	-2.00	50	4.68	4.68
	BLA05_3	-2.70	6,901	4.68	4.66
	LCA07_3	-0.98	27	4.66	4.66
	BLA01_3	-1.61	2,667	4.66	4.66
	LCA08_3	-0.16	24	4.66	4.66
	LCA10_3	-0.38	29	4.66	4.66
	LCA01_3	-0.91	28	4.66	4.66
2560	BLA04_3	-1.01	3,152	4.66	4.66
	BLA10_3	-0.99	4,030	4.66	4.65
	LGA04_3	-0.44	10	4.65	4.65
	LCA03_1	-0.17	16	4.65	4.65
	LCA09_3	-0.62	13	4.65	4.66
	LCA08_1	-0.11	24	4.65	4.65
2561	-	-	-	4.65	4.65
2562	BLA05_1	-5.4	6,901	4.65	4.62
2563	BLA09_3	-1.14	2,762	4.62	4.62
	LCA04_3	-0.44	10	4.62	4.62
	BLA02_3	-1.56	6,210	4.62	4.62
	LCA03_3	-0.22	16	4.62	4.62
	LGA01_3	-2.96	2676	4.62	4.62
2563	LCA06_3	-0.15	48	4.62	4.62
	LGA05_3	-0.94	6456	4.62	4.61

ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIFI_L$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIFI^{BASE}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIFI^{TARGET}$ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
	LCA05_3	-0.02	7	4.61	4.61

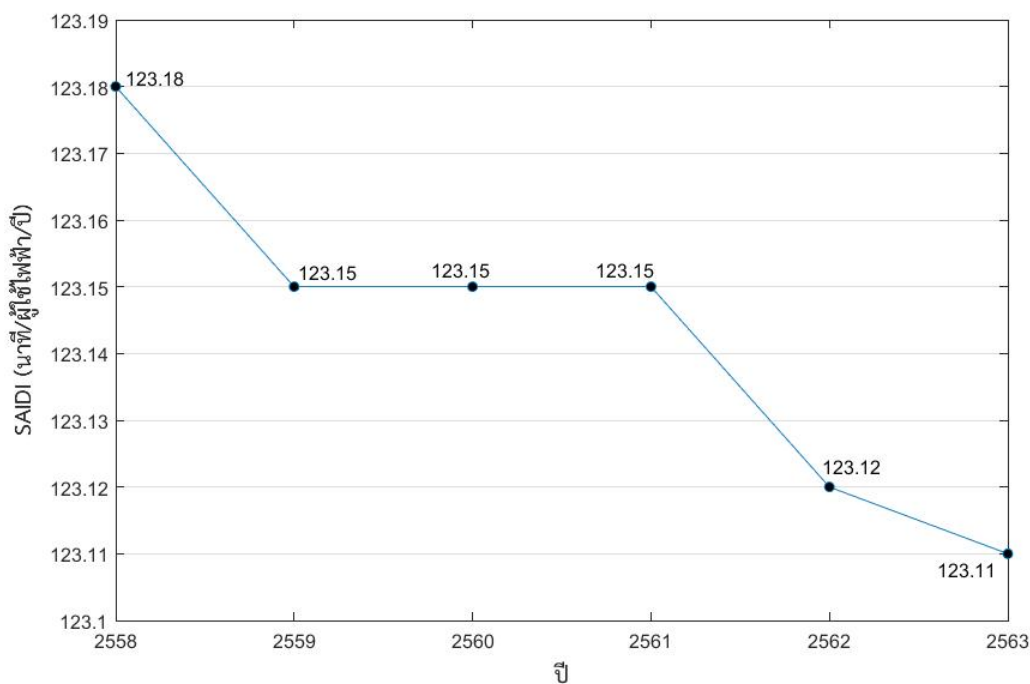
ตารางที่ 7.19 ค่าเป้าหมายของดัชนี SAIDI ตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2

ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIDI_L$ (นาที/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIDI^{BASE}$ (นาที/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIDI^{TARGET}$ (นาที/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
2559	LGA02_3	-6.48	4,231	123.18	123.16
	LCA02_3	-0.78	50	123.16	123.16
	BLA05_3	-1.63	6,901	123.16	123.15
	LCA07_3	-0.62	27	123.15	123.15
	BLA01_3	-0.91	2,667	123.15	123.15
	LCA08_3	-0.1	24	123.15	123.15
	LCA10_3	-0.41	29	123.15	123.15
	LCA01_3	-0.46	28	123.15	123.15
2560	BLA04_3	-0.62	3,152	123.15	123.15
	BLA10_3	-0.57	4,030	123.15	123.15
	LGA04_3	-3.09	10	123.15	123.15
	LCA03_1	-0.26	16	123.15	123.15
	LCA09_3	-0.56	13	123.15	123.15
	LCA08_1	-0.14	24	123.15	123.15
2561	-	-	-	123.15	123.15
2562	BLA05_1	-5.1	6,901	123.15	123.12
2563	BLA09_3	-0.83	2,762	123.12	123.12
	LCA04_3	-0.47	10	123.12	123.12
	BLA02_3	-0.32	6,210	123.12	123.12
	LCA03_3	-0.12	16	123.12	123.12
	LGA01_3	-1.48	2676	123.12	123.11
	LCA06_3	-0.1	48	123.11	123.11

ปี	โครงการปรับปรุง ที่เลือก	$\Delta SAIDI_L$ (นาทิต/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	N_L (ราย)	$SAIDI^{BASE}$ (นาทิต/ผู้ใช้ ไฟ/ปี)	$SAIDI^{TARGET}$ (นาทิต/ผู้ใช้ไฟ/ ปี)
	LGA05_3	-1	6456	123.11	123.11
	LCA05_3	-0.01	7	123.11	123.11



รูปที่ 7.14 ค่าดัชนี SAIFI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3



รูปที่ 7.15 ค่าดัชนี SAIDI รายปีที่โครงการตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3

จากการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้จากโครงการลงทุนที่เน้นเพื่อให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่ได้ตั้งเอาไว้ คือให้ค่า $SAIFI^{SETTING} = 4.61$ ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี และ $SAIDI^{SETTING} = 123.11$ นาทีกู้ใช้ไฟฟ้า/ปี โดยที่ให้ผลการลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับมากที่สุดในพื้นที่ลงทุน ทำให้ได้ค่าดัชนี SAIFI เมื่อโครงการแล้วเสร็จในปี 2563 มีค่าเท่ากับ 4.61 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี และค่าดัชนี SAIDI เมื่อโครงการแล้วเสร็จในปี 2563 มีค่าเท่ากับ 123.11 นาทีกู้ใช้ไฟฟ้า/ปี ซึ่งจะเห็นได้ว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 2 ค่า ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้ทั้งหมด

7.3 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุน

ในบทนี้จะนำเสนอการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนจากโครงการลงทุนที่ได้เลือกตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ทั้ง 3 จุดประสงค์

โดยผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนทางการเงิน (Financial NPV) และทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic NPV) ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ทั้ง 3 เป็นดังต่อไปนี้

1) การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนจากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1

จากโครงการลงทุนตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 ที่เป็นโครงการที่เน้นการเพิ่มความน่าเชื่อถือได้ของพื้นที่ที่พิจารณาทำให้ได้ผลรวมดัชนีแสดงการเปลี่ยนแปลงของจำนวนผู้ใช้ไฟ - นาที่ ที่ได้รับผลกระทบ (ΔCMI) มีค่าสูงที่สุด

ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1 แสดงเป็นรายละเอียดในตารางกระแสเงินสดรายปี ได้ดังตารางที่ 7.20

ตารางที่ 7.20 รายละเอียดกระแสเงินสดรายปีของฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 1



Discount Rate		8.62%													
Time	(Year)	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569			
เงินลงทุน	(ล้านบาท)	7.67	0	22.03	7.47	12.80									
Delta LOEC	(ล้านบาท)	0.26	0.27	0.59	0.65	0.79	0.81	0.84	0.86	0.89	0.92	0.94			
Delta CENS	(ล้านบาท)	7.95	8.19	16.69	18.46	22.25	22.92	23.61	24.31	25.04	25.79	26.57			
O&M	(2% constant)	0.16	0.16	0.6	0.75	1	1	1	1	1	1	1			
Financial Cash	(Real Time Value)	-7.57	0.12	-22.05	-7.58	-13.02	-0.19	-0.17	-0.14	-0.12	-0.09	-0.06			
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	-7.57	0.11	-18.23	-5.7	-8.9	-0.12	-0.1	-0.08	-0.06	-0.04	-0.03			
Financial NPV	(ล้านบาท)														
Economic Cash	(Real Time Value)	0.39	8.3	-5.36	10.89	9.24	22.74	23.45	24.18	24.94	25.72	26.52			
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	0.39	7.55	-4.43	8.19	6.32	14.12	13.24	12.41	11.64	10.91	10.23			
Economic NPV	(ล้านบาท)														

Discount Rate		8.62%															
Time	(Year)	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580					
เงินลงทุน	(ล้านบาท)																
Delta LOEC	(ล้านบาท)	0.97	1.00	1.03	1.06	1.09	1.13	1.16	1.19	1.23	1.27	1.31					
Delta CENS	(ล้านบาท)	27.36	28.18	29.03	29.90	30.79	31.72	32.68	33.66	34.66	35.71	36.78					
O&M	(2% constant)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
Financial Cash	(Real Time Value)	-0.03	0.01	0.04	0.07	0.1	0.13	0.17	0.2	0.24	0.27	0.31					
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	-0.02	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05					
Financial NPV	(ล้านบาท)	-39.93															
Economic Cash	(Real Time Value)	27.34	28.19	29.07	29.97	30.9	31.86	32.84	33.86	34.9	35.98	37.09					
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	9.59	8.99	8.43	7.9	7.4	6.94	6.5	6.1	5.71	5.35	5.02					
Economic NPV	(ล้านบาท)	206.32															

Discount Rate		8.62%															
Time	(Year)	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588	2589	2590	2591	2592					
เงินลงทุน	(ล้านบาท)																
Delta LOEC	(ล้านบาท)	1.38	1.43	1.47	1.51	1.56	1.61	1.65	1.43	1.48	1.20	1.18					
Delta CENS	(ล้านบาท)	39.02	40.19	41.39	42.63	43.91	45.23	46.59	39.79	40.99	33.71	32.96					
O&M	(2% constant)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
Financial Cash	(Real Time Value)	0.39	0.43	0.48	0.52	0.56	0.61	0.66	0.44	0.48	0.21	0.19					
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.03	0.03	0.01	0.01					
Financial NPV	(ล้านบาท)																
Economic Cash	(Real Time Value)	39.41	40.62	41.87	43.15	44.48	45.84	47.25	40.24	41.47	33.92	33.15					
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	4.41	4.13	3.87	3.63	3.4	3.18	2.98	2.31	2.17	1.61	1.43					
Economic NPV	(ล้านบาท)																

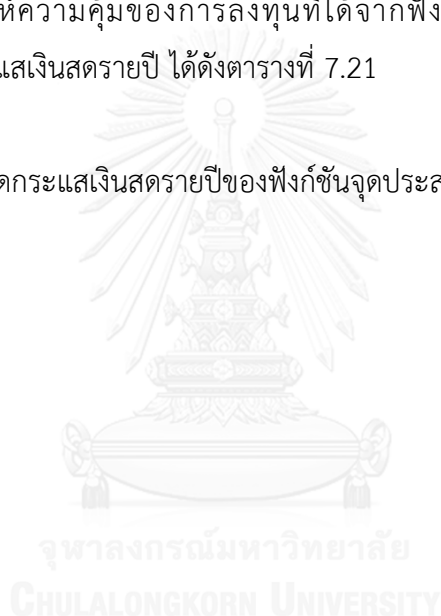
จากผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนในโครงการลงทุนที่เน้นเพิ่มความเชื่อถือได้ในพื้นที่ลงทุน จะได้ว่าผลตอบแทนทางการเงิน (Financial NPV) เมื่อครบอายุโครงการ 30 ปี มีค่าเท่ากับ -39.93 ล้านบาท และผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic NPV) เมื่อครบอายุโครงการ 30 ปี มีค่าเท่ากับ 206.32 ล้านบาท

2) การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนจากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2

จากโครงการลงทุนตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 ที่เป็นโครงการที่เน้นการลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับให้มากที่สุดนั่นคือ ทำให้ได้ดัชนีแสดงการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ($\Delta CENS$) มีค่ามากที่สุด

ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2 แสดงเป็นรายละเอียดในตารางกระแสเงินสดรายปี ได้ดังตารางที่ 7.21

ตารางที่ 7.21 รายละเอียดกระแสเงินสดรายปีของฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 2



Discount Rate		8.62%																
Time	(Year)	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569						
เงินลงทุน	(ล้านบาท)	7.48	12.24	9.99	9.97	10.26												
Delta LOEC	(ล้านบาท)	0.32	0.49	0.59	0.71	0.78	0.80	0.83	0.85	0.88	0.90	0.93						
Delta CENS	(ล้านบาท)	12.00	21.78	27.69	32.10	35.87	36.95	38.06	39.19	40.38	41.59	42.83						
O&M	(2% constant)	0.15	0.4	0.6	0.8	1	1	1	1	1	1	1						
Financial Cash Flow (ล้านบาท)	(Real Time Value)	-7.31	12.16	-10.01	-10.07	-10.49	-0.2	-0.18	-0.15	-0.13	-0.1	-0.07						
	(Present Value)	-7.31	11.06	-8.28	-7.57	-7.17	-0.13	-0.11	-0.08	-0.07	-0.05	-0.03						
Financial NPV	(ล้านบาท)																	
Economic Cash Flow (ล้านบาท)	(Real Time Value)	4.7	9.63	17.7	22.04	25.39	36.76	37.89	39.06	40.26	41.5	42.77						
	(Present Value)	4.7	8.76	14.63	16.56	17.35	22.83	21.39	20.05	18.79	17.61	16.49						
Economic NPV	(ล้านบาท)																	

Discount Rate		8.62%															
Time	(Year)	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580					
เงินลงทุน	(ล้านบาท)																
Delta LOEC	(ล้านบาท)	0.96	0.99	1.02	1.05	1.08	1.11	1.14	1.18	1.21	1.25	1.29					
Delta CENS	(ล้านบาท)	44.12	45.44	46.81	48.21	49.66	51.15	52.68	54.26	55.89	57.57	59.29					
O&M	(2% constant)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
Financial Cash	(Real Time Value)	-0.05	-0.02	0.02	0.05	0.08	0.12	0.15	0.18	0.22	0.26	0.29					
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	-0.02	-0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04					
Financial NPV	(ล้านบาท)	-41.15															
Economic Cash	(Real Time Value)	44.08	45.44	46.83	48.26	49.74	51.26	52.83	54.45	56.11	57.82	59.59					
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	15.45	14.48	13.57	12.71	11.91	11.16	10.46	9.8	9.18	8.6	8.06					
Economic NPV	(ล้านบาท)	364.61															

Discount Rate		8.62%															
Time	(Year)	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588	2589	2590	2591	2592				
เงินลงทุน	(ล้านบาท)																
Delta LOEC	(ล้านบาท)	1.33	1.36	1.41	1.45	1.49	1.54	1.58	1.63	1.35	1.23	1.17	1.08				
Delta CENS	(ล้านบาท)	61.07	62.91	64.79	66.74	68.74	70.79	72.92	75.11	64.99	57.54	53.34	50.54				
O&M	(2% constant)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
Financial Cash	(Real Time Value)	0.33	0.37	0.41	0.45	0.5	0.54	0.59	0.64	0.36	0.24	0.17	0.09				
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01				
Financial NPV	(ล้านบาท)	-41.15															
Economic Cash	(Real Time Value)	61.4	63.28	65.2	67.19	69.23	71.34	73.51	75.75	65.36	57.77	53.51	50.63				
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	7.55	7.07	6.62	6.21	5.81	5.45	5.1	4.78	3.75	3.01	2.54	2.18				
Economic NPV	(ล้านบาท)	364.61															

จากผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนในโครงการลงทุนที่เน้นลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของพื้นที่ลงทุน จะได้ว่าผลตอบแทนทางการเงิน (Financial NPV) เมื่อครบอายุโครงการ 30 ปี มีค่าเท่ากับ -41.15 ล้านบาท และผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic NPV) เมื่อครบอายุโครงการ 30 ปี มีค่าเท่ากับ 364.61 ล้านบาท

3) การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนจากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3

จากโครงการลงทุนตามฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 ที่เน้นลงทุนเพื่อให้ค่าดัชนีความเชื่อถือในพื้นที่ที่พิจารณาผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้ โดยให้ได้ค่า $\Delta CENS$ ที่มากที่สุดด้วย

ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนที่ได้จากฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3 แสดงเป็นรายละเอียดในตารางกระแสเงินสดรายปี ได้ดังตารางที่ 7.22

ตารางที่ 7.22 รายละเอียดกระแสเงินสดรายปีของฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ 3



Discount Rate		8.62%															
Time	(Year)	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569					
เงินลงทุน	(ล้านบาท)	9.97	7.71	0	22.04	9.13											
Delta LOEC	(ล้านบาท)	0.34	0.45	0.45	0.77	0.82	0.85	0.87	0.89	0.93	0.95	0.98					
Delta CENS	(ล้านบาท)	13.45	17.29	17.29	25.79	27.72	28.55	29.41	30.29	31.20	32.14	33.10					
O&M	(2% constant)	0.2	0.36	0.36	0.8	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98					
Financial Cash	(Real Time Value)	-9.83	-7.63	0.1	-22.07	-9.29	-0.14	-0.11	-0.09	-0.06	-0.03	0.01					
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	-9.83	-6.94	0.09	-16.59	-6.35	-0.09	-0.07	-0.05	-0.03	-0.02	0.01					
Financial NPV	(ล้านบาท)																
Economic Cash	(Real Time Value)	3.63	9.67	17.39	3.74	18.44	28.43	29.31	30.22	31.15	32.12	33.11					
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	3.63	8.8	14.38	2.81	12.6	17.66	16.55	15.51	14.54	13.63	12.77					
Economic NPV	(ล้านบาท)																

Discount Rate		8.62%																	
Time	(Year)	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588	2589	2590	2591	2592						
เงินลงทุน	(ล้านบาท)																		
Delta LOEC	(ล้านบาท)	1.40	1.44	1.49	1.53	1.58	1.62	1.67	1.72	1.42	1.37	1.41	1.13						
Delta CENS	(ล้านบาท)	47.19	48.61	50.07	51.57	53.12	54.71	56.35	58.04	45.93	43.87	45.19	38.03						
O&M	(2% constant)																		
Financial Cash	(Real Time Value)	0.43	0.47	0.51	0.56	0.6	0.65	0.7	0.75	0.45	0.39	0.43	0.15						
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.03	0.03	0.03	0.01						
Financial NPV	(ล้านบาท)	-38.83																	
Economic Cash	(Real Time Value)	47.62	49.08	50.58	52.13	53.72	55.36	57.05	58.79	46.38	44.26	45.62	38.19						
Flow (ล้านบาท)	(Present Value)	5.85	5.49	5.14	4.82	4.51	4.23	3.96	3.71	2.66	2.31	2.17	1.65						
Economic NPV	(ล้านบาท)	276.54																	

จากผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนในโครงการลงทุนที่เน้นให้ค่าดัชนีเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์และให้ลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับให้มากที่สุด จะได้ว่าผลตอบแทนทางการเงิน (Financial NPV) เมื่อครบอายุโครงการ 30 ปี มีค่าเท่ากับ -38.83 ล้านบาท และผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic NPV) เมื่อครบอายุโครงการ 30 ปี มีค่าเท่ากับ 276.54 ล้านบาท



บทที่ 8

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

8.1 สรุปผลการวิจัย

จากโครงการปรับปรุงที่ได้คัดเลือกตามฟังก์ชันทั้ง 3 จะเห็นว่าค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ 1 ที่เน้นลงทุนเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้จะมีค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่ต่ำที่สุด ในส่วนของการลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ 2 ที่เน้นลงทุนเพื่อลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าให้มากที่สุดนั้นจะมีค่าผลรวมของการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า ($\Delta CENS$) ที่มากที่สุด ส่วนฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ 3 นั้นจะมีทั้งค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI รวมถึง ผลรวมของการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า ($\Delta CENS$) อยู่ในระดับปานกลาง จากการเลือกโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้นี้ ทำให้ได้แนวทางในการเลือกโครงการที่จะลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าซึ่งขึ้นกับเป้าหมายของการลงทุนว่าเราจะลงทุนเพื่อจะเน้นลดค่าดัชนีความเชื่อถือได้ หรือลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ เพราะถ้าหากเราเลือกลงทุนเพื่อเน้นลดค่าดัชนีความเชื่อถือได้เป็นหลักเราควรที่จะเลือกลงทุนในแหล่งที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าเยอะ ซึ่งอาจจะเป็นเขตเมืองหรือเขตชนบท แต่ถ้าเราเลือกลงทุนเพื่อเน้นลดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเราควรที่จะเลือกลงทุนในแหล่งที่มีการใช้กำลังไฟฟ้าสูง และอัตรามูลค่าความเสียหาย (IER หรือ ICPE) สูง ซึ่งอาจจะเป็นเขตอุตสาหกรรม หรือเขตเมือง เป็นต้น

จากผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการลงทุนทำให้พบว่าในการลงทุนเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในผลการทดสอบของวิทยานิพนธ์นี้ ถ้าพิจารณาแต่ผลตอบแทนทางการเงิน (Financial) จะเห็นว่าการลงทุนทั้ง 3 แบบนี้ให้ผลที่ติดลบทั้งหมดนั่นคือ ไม่เหมาะสมที่จะลงทุนเพราะจะทำให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขาดทุน แต่หากพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ทั้ง 3 โครงการนั้นก็กลับให้ค่าที่เป็นผลบวกทั้งหมด นั่นเป็นเพราะค่า Outage cost ของผู้ใช้ไฟฟ้ามักจะมีค่าที่สูงกว่าราคาอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้ามากทำให้เมื่อมองในแง่ของสังคมโดยรวม การลงทุนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเป็นสิ่งที่สมควรที่จะลงทุน

จากผลการคัดเลือกโครงการที่เหมาะสมและการตั้งค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้จากผลการคัดเลือกโครงการลงทุนนั้น จะเห็นว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้เป้าหมายนั้น หน่วยงานกำกับดูแล (Regulator) สามารถนำไปตั้งเป็นค่ามาตรฐานของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ โดยถ้ามีการนำไปใช้จริงอาจจะต้องมีการเพิ่มแพ็คเกจสำหรับค่า Error ที่เกิดจากการคำนวณด้วย ซึ่งถ้าการตั้งค่ามาตรฐานของระบบจำหน่ายเกิดจากวิธีการนี้ก็ทำให้ค่ามาตรฐานที่ตั้งขึ้นมาสามารถสะท้อนถึง

แผนการปรับปรุงระบบไฟฟ้าของระบบจำหน่ายและสะท้อนถึงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายนั้นๆ ได้จริง

8.2 ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนางานวิจัยหรือการนำไปใช้งานจริง พอจะสรุปได้ ดังนี้

- 1) ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ ข้อมูลอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ (Failure Rate) และข้อมูลระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Repair time) ของแต่ละอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ควรจะมีการอัปเดตมาจากค่าสถิติการใช้งานจริงของระบบไฟฟ้าที่ต้องการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เพื่อความถูกต้องและแม่นยำของการประเมินความเชื่อถือได้
- 2) ในการประเมินความเชื่อถือได้ของโครงการลงทุน ควรจะต้องมีการวิเคราะห์และมีวิธีการประเมินผลของโครงการลงทุนนั้น ให้ถูกต้องที่สุดเพื่อความถูกต้องและแม่นยำของผลการประเมินหลังจากโครงการแล้วเสร็จ โดยอาจเก็บข้อมูลมาจากค่าสถิติของการปรับปรุงจริงๆ มาใช้ได้
- 3) ควรจะพัฒนาโปรแกรมที่สามารถบ่งบอกถึงเงินลงทุนที่น้อยที่สุด เพื่อที่ทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน เพื่อใช้เป็นเครื่องมือในการวางแผนจัดงบประมาณการลงทุนให้เหมาะสม
- 4) ในการปรับปรุงโปรแกรมอาจมีการเขียนเงื่อนไขเพิ่มเติมว่าในแต่ละปีต้องมีเงินลงทุนขั้นต่ำอย่างน้อยเท่าไร เพื่อไม่ให้เกิดกรณีที่มีการลงทุนเป็นศูนย์ในบางปี
- 5) ในอนาคตที่มีการเข้ามาของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กแบบกระจายตัวและการเข้ามาของรถยนต์ไฟฟ้าแบบปลั๊กอิน อาจจะส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นการไฟฟ้าควรมีแผนลงทุนของโครงการที่ป้องกันหรือลดผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กแบบกระจายตัวและการเข้ามาของรถยนต์ไฟฟ้าแบบปลั๊กอินด้วย ซึ่งในการเลือกโครงการลงทุนปรับปรุงความเชื่อถือได้ควรจะต้องนำผลกระทบดังกล่าวมาร่วมพิจารณาด้วย

รายการอ้างอิง

1. Taylor, T., Marshall M., and Neumann E. *Developing a Reliability Improvement Strategy For Utility Distribution Systems*. in *IEEE/PES 2001 T&D Conference and Exposition*. 2001. IEEE.
2. Mike, W., Marshall, and David, M., Farmer. *Integrating reliability into distribution planning*. in *Rural Electric Power Conference*. 2005. USA: IEEE.
3. J. Klunvaree, P., Raphisak. *A data-envelopment-analysis inspired method for reliability target Setting*. in *Proceedings of the ECTI conference*. 2010. Thailand.
4. N. Teera-achariyakul, K., Chulakhum, D. Rerkpreedapong, P. Raphisak. *Optimal Allocation of Maintenance Budgets for Reliability Target Setting*. in *Proceedings of the IEEE Conference*. 2010. China.
5. S. Katithummarugs, A., Apiwattananon, P. Labchareonwong, N. Teera-achariyakul, D. Rerkpreedapong, and P. Raphisak. *Reliability index forecast by fuzzy principle*. in *Proceedings of the IEEE Conference*. 2010. Thailand.
6. Anthony, M.S., and Glenn, R.H., *RCM Gateway to World Class Maintenance*. 2003: Butterworth-Heinemann.
7. Billinton, R., and Allan, R.N., *Reliability evaluation of power systems*. 1984, First published in Great Britain.
8. Billinton, R., and Allan, R.N., *Power System Reliability and Its Assessment Part 3 Distribution System*. *Power Engineering journal*, 1993: p. 185-192.
9. IEEE, *1366-2012-IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. 2012, IEEE.
10. ERC. รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า. 2559; Available from: http://app04.erc.or.th/ELicense/Licenser/05_Reporting/504_ListLicensing_Columns_New.aspx?LicenseType=3.
11. ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้าพ.ศ. ๒๕๕๙, คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, Editor. 2559.

12. *FINAL DECISION Ausgrid distribution determination 2015–16 to 2018–19*, Ausgrid, Editor. 2015.
13. *2016–2020 Price Reset Service target performance incentive scheme*, Powercor, Editor. 2015.
14. Serena, H., William Z., and Toby B., *Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes*. 2012: The Brattle Group.
15. *Order Adopting Changes to Standards on Reliability of Electric Service*. 2004, STATE OF NEW YORK PUBLIC SERVICE COMMISSION.
16. Richard E. B., *Electric Power Distribution Reliability*, ed. 2nd. 2008: Power Engineering series (Willis).
17. การประเมินดัชนีสากล: SAIFI & SAIDI, ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า, Editor. 2538, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. p. 1-10.
18. หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2553.
19. ในพระบรมราชูปถัมภ์, ว., มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย พ.ศ. 2556. 2556.
20. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, Editor. 2558.
21. กฟผ, ก.ฝ. ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด. 2559; Available from: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=348&Itemid=116.
22. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, รายงานสรุปผลการศึกษาค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า. 2545.
23. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า. 2558; Available from: <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/>.
24. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558. 2558.
25. จำกัต์, บ.อ.ป., คู่มือการฝึกอบรมโปรแกรมประยุกต์ *Network Analysis and Power Flow Modeling (Training Manual)*, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2552.
26. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, รายงานประจำปี 2558. 2558.
27. สถาบันวิจัยพลังงาน, โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ 3, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2552.

28. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, โครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความขัดข้องและอัตราการซ่อมของอุปกรณ์ในระบบจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2550.
29. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, รายละเอียดประกอบงบประมาณประจำปี 2558. 2558.
30. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015). 2558.
31. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, แผนงานและโครงการที่สำคัญตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10-11. 2554.
32. รายงานผลการดำเนินงานตามแผนการดำเนินงาน ของ กฟภ., การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2558.





ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายปณณพัทธ์ สมหวัง เกิดวันที่ 17 ตุลาคม พ.ศ. 2531 ที่จังหวัดกรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง เมื่อปี พ.ศ. 2553 และได้เข้าทำงานที่ ฝ่ายก่อสร้างพลังน้ำ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต เมื่อปี พ.ศ. 2554 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตร วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี 2558

นอกจากนี้ ในระหว่างที่ได้ศึกษาในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ณ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยผู้เขียนวิทยานิพนธ์ได้ทำหน้าที่เป็นผู้ช่วยวิจัยในโครงการที่ปรึกษา/โครงการวิจัย จำนวน 3 โครงการ ได้แก่ (1) โครงการจ้างเหมาบริการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบโครงข่าย พลังงาน และศูนย์ควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า (จัดจ้างโดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการ พลังงาน) (2) โครงการจ้างเหมาบริการปรับปรุงคู่มือการรายงาน และการตรวจวัดการวิเคราะห์ รับรองการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving : PES) (จัดจ้างโดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน) และ (3) โครงการศึกษาศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนในพื้นที่กรุงเทพมหานคร (ได้รับ ทุนสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ผ่านสำนักนโยบายและแผนพลังงาน)