

การกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับประเทศไทยโดยใช้แบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
แบบสุ่มในโปรแกรม DigSILENT



บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

DETERMINATION OF RELIABILITY INDEX CRITERIA FOR THAILAND BY USING RANDOM
DISTRIBUTION SYSTEM MODEL IN DigSILENT PROGRAM

Miss Laksika Tuekdee



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 2017

Copyright of Chulalongkorn University

ลักษณะ ทิศ : การกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับประเทศไทยโดยใช้แบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบสุ่มในโปรแกรม DIGSILENT (DETERMINATION OF RELIABILITY INDEX CRITERIA FOR THAILAND BY USING RANDOM DISTRIBUTION SYSTEM MODEL IN DIGSILENT PROGRAM) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร.สุรัชชัย ศักดิ์ชัย, 117 หน้า.

เนื่องจากการขยายตัวของจำนวนประชากรและการเติบโตของภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทยที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุกปี ส่งผลให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน จำเป็นต้องมีการประกาศเกี่ยวกับมาตรฐานคุณภาพบริการไฟฟ้าขึ้น ทั้งนี้เพื่อเป็นการกำหนดมาตรฐานของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอการพัฒนาแบบจำลองสังเคราะห์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบสุ่มในโปรแกรม DIGSILENT เพื่อกำหนดมาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยและสะท้อนค่าดัชนีความเชื่อถือได้เมื่อเปลี่ยนแปลงผลของปัจจัยที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ต่างๆ และเพื่อรวบรวมรูปแบบต่างๆ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ รวมถึงประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามพื้นที่ โดยผลลัพธ์ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่เกิดขึ้นจากแบบจำลองนั้นจะนำไปพิจารณาร่วมกับต้นทุนที่เหมาะสมในการวางแผนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อไป

ผลการทดสอบจากแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าพบว่าปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้คือ ประเภทของสายป้อน และความยาวของสายป้อนภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมไปถึงจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบ โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายป้อนประเภทสายใต้ดินจะมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าสายป้อนประเภทสายเหนือดิน หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันหลายตัวจะมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ละเลยการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน เป็นต้น นอกจากนี้ ผลการทดสอบยังแสดงให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ที่ดี ไม่จำเป็นต้องมีต้นทุนการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สูงเสมอไป โดยทางเลือกที่ควรนำมาประกอบการพิจารณาคือ ความเหมาะสมระหว่างชนิดของสายป้อนและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และนอกจากนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังนำเสนอแนวคิดของค่าผ่านส่งไฟฟ้าผ่านต้นทุนติดตั้งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกันอีกด้วย

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2560

5870233521 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: DETERMINATION OF RELIABILITY INDEX CRITERIA / DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE / RANDOM ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM MODEL / RELIABILITY OF ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM / WHEELING CHARGES

LAKSIKA TUEKDEE: DETERMINATION OF RELIABILITY INDEX CRITERIA FOR THAILAND BY USING RANDOM DISTRIBUTION SYSTEM MODEL IN DigSILENT PROGRAM. ADVISOR: ASST. PROF. DR.SURACHAI CHAITUSANEY, 117 pp.

Due to the increase of population and the continuous growth of industrial and business sectors in Thailand, Energy Regulatory Commission needs to set up standards for electrical service quality of electrical distribution systems, especially the system reliability.

Therefore, this thesis proposes a synthetic random model of electrical distribution systems by using DigSILENT program to find the standardized reliability indices for electrical distribution systems in Thailand and to obtain the results of electrical distribution systems when they are affected by influential factors such as the physical characteristics of distribution lines or the number of protection equipment, as well as the location and the number of electrical customers. Moreover, the possible results will be taken into account along with the reasonable costs of building up distribution systems with appropriate reliability indices and the determination of wheeling charges.

The results of the electrical distribution system model shows that the major factor that leads to the change of the reliability indices are the type and length of distribution lines in the system, as well as the number of protection equipment. Furthermore, the results also show the appropriate costs of distribution systems with standardized reliability indices as well as the demonstrated wheeling charges in distribution systems.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2017

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งสำหรับการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์ นอกจากนี้ ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล รองศาสตราจารย์ ดร.โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์ และ ดร.สมชาย ทรงศิริ กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย ที่ได้สละเวลาตรวจสอบ แก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ บิดา มารดา และครอบครัว ที่ให้กำลังใจในการทำวิทยานิพนธ์ตลอดมา รวมทั้ง พี่ น้อง และเพื่อนทุกคน ในห้องปฏิบัติการวิจัยที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จของวิทยานิพนธ์นี้



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	2
1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับต่อไป	3
1.6 ทบทวนวรรณกรรม.....	3
1.6.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	3
1.6.2 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	4
1.6.3 การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	4
1.6.4 ข้อจำกัดในการออกแบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	6
1.6.5 วิธีการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า	7
1.6.6 การตั้งเกณฑ์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้เพื่อกำหนดมาตรฐานบทปรับ-ลงโทษ.....	7
1.6.7 การออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	9
1.6.8 แนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับอุตสาหกรรมตามมาตรฐาน IEEE ..	10
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	18
บทที่ 2 แนวทางการตั้งค่ามาตรฐานด้านความเชื่อถือได้	19
2.1 มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละประเทศ.....	19

2.1.1	มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศไทย	19
2.1.2	มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของสหรัฐอเมริกา	21
2.1.3	มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของทวีปยุโรป	21
2.2	วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ที่อยู่ในต่างประเทศ.....	22
2.2.1	วิธีตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา	22
2.2.2	วิธีตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศอิตาลี	24
2.2.3	วิธีตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศอังกฤษ	25
2.2.4	วิธีตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย	26
2.3	วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้จากงานวิจัยต่างๆ.....	27
บทที่ 3	ทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง	29
3.1	แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	29
3.2	ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	30
3.3	การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	31
3.4	วิธีประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง	35
3.5	ดัชนีความเชื่อถือได้ตามมาตรฐาน IEEE Std 1366 TM -2012.....	37
3.5.1	นิยามตัวแปรพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง	38
3.5.2	ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าดับถาวร	39
3.5.3	ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับโหลด.....	42
3.5.4	ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าดับชั่วคราว	43
3.6	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศไทย	44
บทที่ 4	ปัจจัยที่มีผลต่อการประเมินค่าความเชื่อถือได้.....	46
4.1	ประเภทของสายไฟหรือสายป้อนในระบบจำหน่าย	47
4.2	ขนาดความยาวของสายไฟและขนาดของโหลดทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	49

4.3 ความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่การใช้งาน	51
4.3.1 นิยามความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ตามมาตรฐาน IEEE Std 1366™-2012	51
4.3.2 นิยามความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย	52
4.4 ติดตั้งสวิตช์ตัดตอนและรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	52
บทที่ 5 การใช้งานโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	56
5.1 พื้นฐานการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	56
5.2 การเขียน DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	60
บทที่ 6 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า	65
6.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า	65
6.2 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า	66
บทที่ 7 ผลการทดสอบแบบจำลอง	74
7.1 พิจารณารูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อกำหนดค่าดัชนีความเชื่อถือได้	74
7.1.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อพิจารณาปัจจัยของประเภทสายจำหน่าย	75
7.1.1.1 พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือยและ สายหุ้มฉนวน	76
7.1.1.2 พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือย สาย หุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน	80
7.1.2 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อพิจารณาปัจจัยของจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน	86
7.1.3 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อพิจารณาจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	89
7.2 พิจารณาต้นทุนในการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าและค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า	93
7.2.1 การพิจารณาต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้	93

7.2.2 กรณีศึกษาเกี่ยวกับการพิจารณาต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับเกณฑ์ดัชนี ความเชื่อถือได้	103
บทที่ 8 สรุปผลและข้อเสนอแนะ	110
รายการอ้างอิง	113
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	117



สารบัญรูปร่างภาพ

รูปที่ 1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลางมาตรฐาน	5
รูปที่ 1.2 ระบบทดสอบจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลางของประเทศเยอรมัน	5
รูปที่ 1.3 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าสังเคราะห์ โดยใช้หลักการของจุดโนดและสายส่ง โดยที่ X คือ จุดจ่ายไฟ.....	6
รูปที่ 1.4 การวางขอบเขตการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	6
รูปที่ 1.5 การกระจายตัวแบ่งตามจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	6
รูปที่ 1.6 Reward and Penalty Scheme (RPS)	8
รูปที่ 1.7 ANN (Artificial Neural Network).....	9
รูปที่ 1.8 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไปแบบรัศมี (Simple Radial System).....	12
รูปที่ 1.9 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าขยายแบบรัศมี (Expanded Radial System)	12
รูปที่ 1.10 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าปฐมภูมิแบบเลือกได้ (Primary Selective System).....	13
รูปที่ 1.11 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าปฐมภูมิแบบวงรอบ (Primary Loop System).....	14
รูปที่ 1.12 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบตาข่าย (Network System).....	15
รูปที่ 1.13 การพัฒนารูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอนาคต	16
รูปที่ 1.14 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่างของโรงงานอุตสาหกรรมในมาตรฐาน IEEE std. 141-1993.....	17
รูปที่ 1.15 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่างของมาตรฐาน IEEE-33 Bus ใน NEPLAN	17
รูปที่ 3.1 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	29
รูปที่ 3.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	30
รูปที่ 3.3 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้.....	32
รูปที่ 3.4 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1	32
รูปที่ 3.5 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2	33
รูปที่ 3.6 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3	34

รูปที่ 3.7 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง	36
รูปที่ 3.8 แบบจำลองการทำงานสองสถานะของมาร์คอฟ.....	36
รูปที่ 4.1 ตัวแปรที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้.....	46
รูปที่ 4.2 ลักษณะของสายไฟประเภทต่างๆ	47
รูปที่ 4.3 รีโคลสเซอร์พร้อมตู้ควบคุม.....	53
รูปที่ 4.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไปที่ไม่มีสวิตช์ตัดตอน	54
รูปที่ 4.5 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสวิตช์ตัดตอน.....	54
รูปที่ 4.6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสวิตช์ตัดตอนและรีโคลสเซอร์	55
รูปที่ 5.1 หน้าต่างแสดงพื้นที่ว่างสำหรับวาดรูประบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT	57
รูปที่ 5.2 ตัวอย่างแผนภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางในโปรแกรม DigSILENT	58
รูปที่ 5.3 Dialog ของ Line.....	58
รูปที่ 5.4 การป้อนข้อมูล Line	59
รูปที่ 5.5 การใส่ชื่อของ External Grid.....	59
รูปที่ 5.6 การใส่ข้อมูลชื่อและชนิดของโหลด	60
รูปที่ 5.7 การนิยาม By the General Selection ในแผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram)..	61
รูปที่ 5.8 การเขียน DPL Scripts เพื่อเลือกสายไฟทุกเส้นในการนิยามแบบ General Selection ..	61
รูปที่ 5.9 การเขียน DPL Scripts เพื่อให้โปรแกรมแสดงชื่อของวัตถุที่อยู่ในเขต	61
รูปที่ 5.10 ตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เรียกเขตของสายไฟในระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง	62
รูปที่ 5.11 ตัวอย่างการเขียน DPL Script เพื่อแสดงผลทดสอบจากการคำนวณ	64
รูปที่ 6.1 โครงร่างฐานของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า จุดเริ่มต้นของการเริ่มสุ่มรูปแบบ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	65
รูปที่ 6.2 ตัวอย่างระบบที่สุ่มออกมาได้จากแบบจำลองหลังจากพิจารณาสมการข้อจำกัดที่กำหนด ไว้.....	66
รูปที่ 6.3 ระบบทดสอบที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้.....	66

รูปที่ 7.1 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIFI เมื่อพิจารณาผลของชนิดของสายป้อน 2 ชนิด	79
รูปที่ 7.2 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIDI เมื่อพิจารณาผลของชนิดของสายป้อน 2 ชนิด	79
รูปที่ 7.3 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIFI เมื่อพิจารณาเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน.....	85
รูปที่ 7.4 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIDI เมื่อพิจารณาเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน.....	85
รูปที่ 7.5 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIFI เมื่อพิจารณาจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน.....	88
รูปที่ 7.6 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIDI เมื่อพิจารณาจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน.....	89
รูปที่ 7.7 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIFI เมื่อพิจารณาผลของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย	92
รูปที่ 7.8 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIDI เมื่อพิจารณาผลของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย.....	92
รูปที่ 7.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี SAIFI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีที่ 1-5 กับ เงินลงทุนการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า	99
รูปที่ 7.10 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี SAIDI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีที่ 1-5 กับ เงินลงทุนการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า	99
รูปที่ 7.11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี SAIFI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีที่ 6-8 กับ เงินลงทุนการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า	102
รูปที่ 7.12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี SAIDI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีที่ 6-8 กับ เงินลงทุนการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า	103
รูปที่ 7.13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมต่อ รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามเกณฑ์ดัชนีมาตรฐาน.....	105
รูปที่ 7.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเกณฑ์ดัชนีมาตรฐาน SAIFI กับการเปลี่ยนแปลง ปัจจัยการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	106
รูปที่ 7.15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเกณฑ์ดัชนีมาตรฐาน SAIDI กับการเปลี่ยนแปลง ปัจจัยการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	107

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1	มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟน.....	19
ตารางที่ 2.2	มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟภ. (SAIFI).....	20
ตารางที่ 2.3	มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟภ. (SAIDI)	20
ตารางที่ 2.4	มาตรฐานค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสหรัฐอเมริกา เมื่อปี ค.ศ. 2008.....	21
ตารางที่ 2.5	ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของทวีปยุโรป เมื่อปี ค.ศ. 2015	22
ตารางที่ 2.6	ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของรัฐนิวยอร์ก	23
ตารางที่ 2.7	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีแยกตามเขตพื้นที่ปี 2004-2007	25
ตารางที่ 2.8	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีแยกตามเขตพื้นที่ปี 2008-2011	25
ตารางที่ 2.9	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอังกฤษแยกตามเขตพื้นที่ปี 2008-2011.....	26
ตารางที่ 4.1	ค่าอัตราความขัดข้องและระยะเวลาการซ่อมแซมของสายไฟฟ้าประเภทต่างๆ.....	48
ตารางที่ 4.2	ข้อมูลสัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ของประเทศไทย.....	48
ตารางที่ 4.3	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ตัวอย่าง) ของการไฟฟ้าฝ่าย จำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย.....	49
ตารางที่ 5.1	การคำนวณในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY	63
ตารางที่ 6.1	ข้อมูลระบบไฟฟ้าตัวอย่างโดยแยกประเภทตามพื้นที่การใช้งานของการไฟฟ้าฝ่าย จำหน่ายของประเทศไทย	68
ตารางที่ 6.2	ข้อมูลสัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ของประเทศไทย.....	70
ตารางที่ 6.3	ค่าอัตราความขัดข้องและระยะเวลาการซ่อมแซมของสายป้อนประเภทต่างๆ	70
ตารางที่ 7.1	ตัวอย่างข้อมูลการสำรวจความยาวสายป้อนแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของการ ไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย.....	75
ตารางที่ 7.2	ข้อมูลชนิดของสายป้อน 22/33 kV ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศ ไทย	76

ตารางที่ 7.3 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือยและสายหุ้มฉนวน	77
ตารางที่ 7.4 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือยและสายหุ้มฉนวน	77
ตารางที่ 7.5 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน	80
ตารางที่ 7.6 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน	81
ตารางที่ 7.7 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน	82
ตารางที่ 7.8 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน	82
ตารางที่ 7.9 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน	83
ตารางที่ 7.10 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาผลของจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน	86
ตารางที่ 7.11 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาผลของจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน	87
ตารางที่ 7.12 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาการกระจายตัวของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	90
ตารางที่ 7.13 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาการกระจายตัวของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	90
ตารางที่ 7.14 เงินลงทุนสำหรับแต่ละอุปกรณ์	93
ตารางที่ 7.15 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 1	95
ตารางที่ 7.16 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 2	95
ตารางที่ 7.17 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 3	96
ตารางที่ 7.18 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 4	97
ตารางที่ 7.19 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 5	97
ตารางที่ 7.20 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 6	100
ตารางที่ 7.21 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 7	100

ตารางที่ 7.22 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 8.....	101
ตารางที่ 7.23 เกณฑ์ของดัชนี SAIFI และ SAIDI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีศึกษา	103
ตารางที่ 7.24 ค่าผ่านส่งไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่าง	108



บทที่ 1

บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของการวิจัย ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการ และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และในหัวข้อสุดท้ายจะเป็นการกล่าวถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากการขยายตัวของจำนวนประชากรและการเติบโตของภาคธุรกิจอุตสาหกรรมในประเทศที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุกปี และมีแนวโน้มว่าจะเพิ่มขึ้นอีกในอนาคต ทำให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมถึงผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่มีลูกค้าของตนเอง ต้องดูแลคุณภาพบริการไฟฟ้าและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้เป็นอย่างดี ดังนั้นเพื่อเป็นการควบคุมคุณภาพบริการไฟฟ้าของผู้จำหน่ายไฟฟ้าทุกรายในประเทศไทย คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) จึงจำเป็นต้องกำหนดมาตรฐานคุณภาพบริการไฟฟ้าขึ้น โดยหนึ่งในมาตรฐานคุณภาพบริการไฟฟ้าที่หน่วยงานส่วนใหญ่ให้ความสำคัญ ซึ่งในปัจจุบันใช้กันอย่างแพร่หลายทั่วโลกคือ ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นก็คือ เพื่อนำไปพิจารณาประกอบการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้ดียิ่งขึ้น ยกตัวอย่างเช่น การปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบันด้วยวิธีการพิจารณาความยาวของสายไฟฟ้าที่เหมาะสม การเปลี่ยนสายอลูมิเนียมไม่หุ้มฉนวนให้เป็นสายหุ้มฉนวน หรือเปลี่ยนเป็นสายเคเบิลใต้ดิน และ การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันชนิดต่างๆ เป็นต้น และเพื่อเป็นการกำหนดมาตรฐานของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ระบบจำหน่ายไฟฟ้า การรวบรวมรูปแบบต่างๆ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ รวมถึงประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามพื้นที่ และนำรูปแบบต่างๆ ไปประกอบกับการพิจารณาดัชนีที่เหมาะสมของการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมตามเกณฑ์มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ต่อไป

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอการสร้างแบบจำลองสังเคราะห์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบสุ่ม เพื่อมาใช้เป็นเครื่องมือในการพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาขอบเขตแบ่งตามพื้นที่การให้บริการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทย และนำเสนอการพัฒนาแบบจำลองสังเคราะห์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบสุ่มด้วยโปรแกรม DIGSILENT เพื่อกำหนดมาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและสะท้อนค่าดัชนีความเชื่อถือได้เมื่อเปลี่ยนแปลงผลของปัจจัยที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ต่างๆ ผ่านรูปแบบที่เกิดขึ้นแบบสุ่มจาก

แบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ประกาศบังคับใช้ในการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานความเชื่อถือได้ของประเทศไทยในปัจจุบันคือ 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 โดยผลลัพธ์ของค่าดัชนีความเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้ารูปแบบต่าง ๆ นั้น จะนำไปพิจารณาร่วมกับต้นทุนที่เหมาะสมในการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีค่าดัชนีความเชื่อถือผ่านเกณฑ์มาตรฐานในอนาคตต่อไปนั่นเอง

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อนำเสนอแนวทางการกำหนดมาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณาจากการพัฒนาแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบสุ่ม โดยที่แบบจำลองต้องครอบคลุมปัจจัยที่ส่งผลต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2. เพื่อนำเสนอต้นทุนที่เหมาะสมจากการพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์โดยใช้แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบสุ่ม

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. ใช้ฐานข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลาง 22/33 kV ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย
2. พิจารณารูปแบบของการไฟฟ้าระบบจำหน่ายแรงดันกลางแบ่งประเภทตามพื้นที่การใช้งานของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย
3. พิจารณาอุปกรณ์ภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลางของการไฟฟ้าระบบจำหน่าย
4. พิจารณาปัจจัยที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้เพียง 4 ปัจจัยเท่านั้นคือ การเปลี่ยนความยาวสายไฟ ขนาดโหนดทั้งหมด การเปลี่ยนชนิดของสายไฟจากสายไฟแบบเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน สายไฟเหนื่อดินเป็นสายไฟฟ้าใต้ดิน จำนวนอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า
5. การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้จะพิจารณาเพียงค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เท่านั้น

6. พิจารณาดำเนินการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย

1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

1. ศึกษาวิธีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้กันทั่วไป ในต่างประเทศ รวมถึงในงานวิจัยต่างๆ
2. ศึกษาทฤษฎีเบื้องต้นในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง
3. ศึกษาปัจจัยที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
4. ทดสอบผลของการเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY
5. วิเคราะห์ผลการทดสอบที่ได้โดยการเปรียบเทียบแนวโน้มกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงเมื่อเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่ส่งผลต่อดัชนีความเชื่อถือได้
6. นำผลการทดสอบที่ได้มาวิเคราะห์ร่วมกับเงินลงทุนการติดตั้งอุปกรณ์ภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อพิจารณาแนวคิดค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) ต่อไป
7. สรุปผลงานวิจัยและข้อเสนอแนะ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับต่อไป

1. โปรแกรมแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถนำมาวิเคราะห์และประกอบการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานด้านคุณภาพการให้บริการของการไฟฟ้าในด้านของการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย
2. สามารถนำเสนอต้นทุนที่เหมาะสมจากการพิจารณาดำเนินการติดตั้งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนดได้
3. สามารถนำแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้ามาประยุกต์ใช้ในการสร้างแนวคิดค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charges) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าภายในประเทศ

1.6 ทบทวนวรรณกรรม

1.6.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าที่ส่งมาจากระบบผลิตไฟฟ้า (Generating System) ฝ่ายระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission System) เพื่อทำการจำหน่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ประเภทต่างๆต่อไป โดยทั่วไปแล้วระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าประกอบด้วยส่วนประกอบหลักต่างๆ

คือ สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) สายป้อน (Feeder) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) สายจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าต่ำและอุปกรณ์ป้องกัน (Protective devices)

หน้าที่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สำคัญประการหนึ่งคือ การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา มีความมั่นคงในการส่งไฟฟ้าสูง หากเกิดเหตุขัดข้องก็สามารถแก้ไขให้ไฟดับกลับคืนในเวลารวดเร็วหรือทำให้มีระยะเวลาการขัดข้องน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้โดยอาศัยอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ซึ่งเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นอาจเกิดจากการลัดวงจร (Short Circuit) สายป้อนหรือหม้อแปลง การเกิดการลัดวงจรนี้อาจเกิดได้ใน 2 ลักษณะ คือ แบบถาวร (Permanent Failure) และแบบชั่วคราว (Temporary Failure) ที่อาจส่งผลให้เกิดแรงดันตก หรือ ไฟกระพริบแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ อันเป็นสาเหตุในการเกิดไฟฟ้าดับแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งมีการใช้อุปกรณ์ที่มีความไวต่อแรงดันตก ซึ่งจะพบบ่อยในย่านผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม หากการทำหน้าที่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สมบูรณ์หรือไม่สามารถทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เนื่องจากเกิดการขัดข้องของอุปกรณ์หรือปัจจัยภายนอกอื่นๆ ก็จะมีผลต่อความเชื่อถือได้ต่อระบบโดยรวมได้

ด้วยเหตุผลดังกล่าวส่งผลให้การไฟฟระบบจำหน่ายหรือรวมไปถึงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีใบอนุญาตในการจำหน่ายไฟฟ้าจำเป็นต้องรายงานผลการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ให้แก่หน่วยงานกลางหรือกองกำกับกิจการพลังงาน เพื่อกำหนดเกณฑ์ค่ามาตรฐานของค่าดัชนีเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าต่อไป

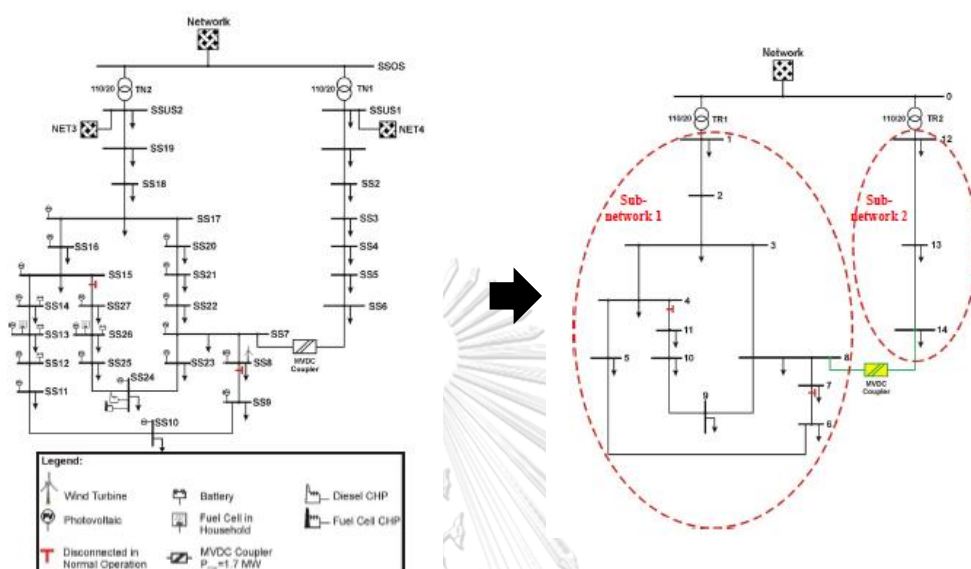
1.6.2 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ระบบ คือระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดในอากาศ (Overhead Aerial System) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground Cable System) การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการเช่น ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อมและความประหยัด เป็นต้น แต่ที่พบเห็นโดยทั่วไปในประเทศไทยจะเป็นระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าเหนือหัวเนื่องจากมีราคาต่ำกว่าระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบบใต้ดินมาก แต่อย่างไรก็ตามในบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น

1.6.3 การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในบทความ [1] ได้นำเสนอหลักเกณฑ์การสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้ามาตรฐานกลางเพื่อนำไปใช้วิเคราะห์ผลกระทบจาก Distributed Generation (DG) ที่เข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลางและต่ำ โดยการศึกษาแบบโครงสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงที่มีอยู่ของประเทศเยอรมันหลายระบบ เช่น ขนาดโหลดทั่วไปของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลาง รูปแบบโครงสร้างของระบบส่วนใหญ่ใช้สายเคเบิลใต้ดินเป็นหลัก แต่ก็มีบางส่วนที่ใช้สายบนดินด้วย ขนาดความยาวโดยเฉลี่ยของสายส่งแรงดันกลาง ระดับขนาดแรงดันปานกลางของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่า 20 kV เมื่อ

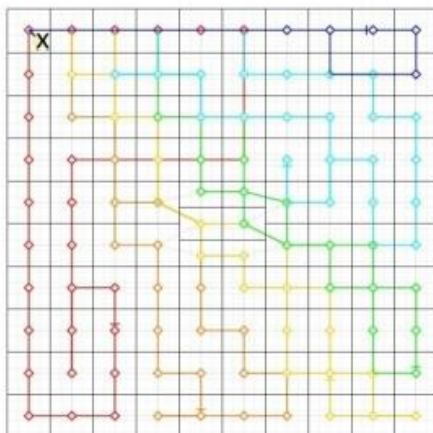
ออกมาจากหม้อแปลงที่แรงดัน 110 kV เป็นต้น ซึ่งเมื่อสำรวจและศึกษาข้อมูลจนมากเพียงพอแล้วก็นำมากำหนดรูปแบบโครงสร้างมาตรฐานกลางเพื่อใช้ในการคำนวณผลของ Distributed Generation (DG) ในลำดับต่อไป



รูปที่ 1.2 ระบบทดสอบจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลางของประเทศเยอรมัน

รูปที่ 1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลางมาตรฐาน

แต่การสร้างระบบมาตรฐานกลางจากการวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลายระบบ ที่มีอยู่ในปัจจุบันแล้วถือว่า โครงสร้างระบบดังกล่าวนี้คือมาตรฐานกลางที่จะนำไปวิเคราะห์ในลำดับถัดๆไปนั้น อาจจะไม่เพียงพอ เพราะระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบันมีรูปแบบและลักษณะแตกต่างกันจึงยากที่จะหาโครงสร้างระบบมาตรฐานกลางที่แน่นอนและเป็นหนึ่งเดียวได้ ทำให้ผลลัพธ์ที่ออกมาในลำดับท้ายสุดไม่สมบูรณ์ ดังนั้น ในบทความ [2] ได้นำเสนอวิธีการวิเคราะห์ด้วยการสร้างแบบจำลองสังเคราะห์ขึ้น เพื่อลดข้อจำกัดของรูปแบบที่แตกต่างกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการสรุปแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำนวนอนันต์ระบบจากหลักการจุดโนดและสายส่งดังรูปที่ 1.3



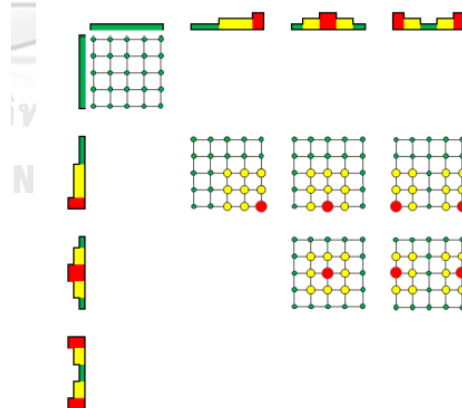
รูปที่ 1.3 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าสังเคราะห์ โดยใช้
หลักการของจุดโนดและสายส่ง โดยที่ X คือ จุดจ่ายไฟ

จากรูปที่ 1.3 การสร้างแบบจำลองสังเคราะห์จะสร้างโดยการมองระบบทั้งหมดนั้นเกิดขึ้นจากจุดและเส้น โดยจุดแทนจุดโนดในระบบ และ เส้นตรงแต่ละเส้นแทนสายส่งในระบบ หลักการในการจำลองระบบนั้นเกิดจากการสุ่มจำนวนเส้นให้ไปตามแต่ละจุดโนดเพื่อให้เกิดรูปร่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแตกต่างกันเรื่อยๆ อนันต์ระบบตามขอบเขตหรือข้อจำกัดที่กำหนดไว้

1.6.4 ข้อจำกัดในการออกแบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 1.5 การกระจายตัวแบ่งตามจำนวน
ผู้ใช้ไฟฟ้า



รูปที่ 1.4 การวางขอบเขตการสร้าง
แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เนื่องจากจำนวนประชากรในแต่ละพื้นที่มีจำนวนที่แตกต่างกันออกไป ดังนั้นในการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงกำหนดขอบเขตแตกต่างกันตามประเภทของจำนวนประชากรในพื้นที่นั้น ดังแสดงในรูปที่ 1.4 และ 1.5 พื้นที่บริเวณสีเขียวคือพื้นที่ชนบท (Rural) สีเหลืองคือหมู่บ้านขนาดกลาง (Medium Size Villages) และ สีแดงคือเมืองหลวง (City Center)

1.6.5 วิธีการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

- 1) กำหนดขอบเขตพื้นที่ประชากรที่พิจารณาและตำแหน่งที่ตั้งของจุดจ่ายไฟ
- 2) กำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณา เช่น ขนาดโหลด, รูปแบบของ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นต้น
- 3) กำหนดฟังก์ชัน จุดประสงค์ของระบบจำหน่าย และสมการข้อจำกัดของระบบจำหน่าย เช่น ขนาดความยาวทั้งหมดของสายส่ง, ขนาดแรงดันภายในระบบ เป็นต้น
- 4) สุ่มรูปแบบของระบบเพื่อนำไปใช้วิเคราะห์ในด้านอื่นๆต่อไป

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำแนวคิดการสร้างระบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามาใช้เป็นเครื่องมือในการพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยโดยพิจารณาขอบเขตแบ่งตามพื้นที่การให้บริการของการไฟฟ้าระบบจำหน่าย และใช้สมการข้อจำกัดของระบบจำหน่ายจากการสำรวจรูปร่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากฐานข้อมูลของการไฟฟ้าระบบจำหน่ายในประเทศไทย และนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปพิจารณาต่อในเรื่องของการตั้งเกณฑ์มาตรฐานบทปรับ-ลงโทษ ในกรณีผู้ประกอบการประเภทระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้

1.6.6 การตั้งเกณฑ์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้เพื่อใช้กำหนดมาตรฐานบทปรับ-ลงโทษ

ในบทความ [3] ได้นำเสนอวิธีการตั้งเกณฑ์มาตรฐานบทปรับ-ลงโทษเกี่ยวกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ซึ่งในที่นี้คือ ค่าดัชนีที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานประกาศบังคับใช้ในการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานความเชื่อถือได้คือ System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) ซึ่งเป็นค่าดัชนีแสดงจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในช่วงเวลา 1 ปี และ System Average Interruption Duration Index (SAIDI) โดยใช้วิธีสร้างกราฟที่เรียกว่า Reward and Penalty Scheme (RPS) ซึ่งรูปร่างกราฟมีลักษณะดังรูปที่ 1.6



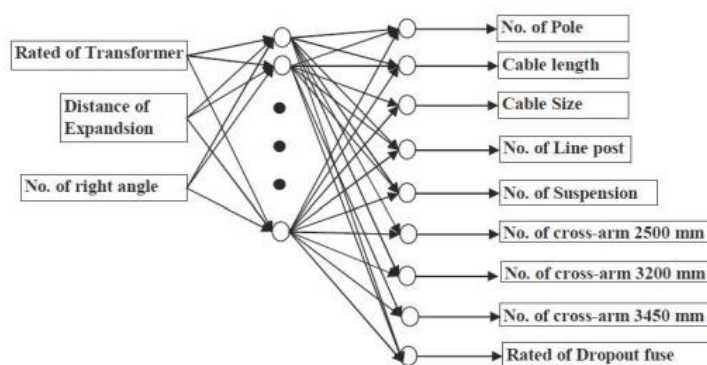
รูปที่ 1.6 Reward and Penalty Scheme (RPS)

จากรูปที่ 1.6 มีหลักการพอสั่งเขปดังนี้คือ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ประกอบการรายใดๆ อยู่ภายใต้ Dead Zone ถือว่ายังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ตั้งไว้ แต่ถ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบการรายนั้นมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้มากกว่าค่า Dead Zone หรือมากกว่าจุด Penalty Point ถือว่าผู้ประกอบการรายนั้นจะต้องถูกปรับหรือชดเชย ตามสัดส่วนของ Outage Cost ที่สูญเสียไป ในทางกลับกันถ้าผู้ประกอบการรายนั้นมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้น้อยกว่าค่า Dead Zone หรือน้อยกว่าจุด Reward Point ผู้ประกอบการรายนั้นก็จะได้รับรางวัลตอบแทน โดยในบทความฉบับนี้ใช้หลักการสถิติในการเปรียบเทียบค่าประสิทธิภาพของผู้ประกอบการแต่ละราย ที่เรียกว่า Data Envelopment Analysis (DEA) มาเป็นเครื่องมือชี้วัดค่ากลางของ Dead Zone ประกอบกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ย้อนหลังมาใช้ในการสร้างเกณฑ์มาตรฐานหรือ Reward and Penalty Scheme (RPS) แต่การใช้หลักการทางสถิติเชิงเปรียบเทียบค่าประสิทธิภาพมาเป็นตัวชี้วัดอาจจะไม่ได้บ่งบอกถึงลักษณะของค่าระบบที่แท้จริงของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแต่ละประเภท และไม่สามารถนำวิธีนี้มาประยุกต์ใช้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเทศไทยได้ เนื่องจากหลักการทางสถิติเปรียบเทียบประสิทธิภาพจะต้องใช้ภายใต้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทุกผู้ประกอบการเป็นเอกชน หรือมีการแข่งขันสมบูรณ์ในธุรกิจการประกอบกิจการไฟฟ้า และมีการเปิดเผยข้อมูลมากพอเพื่อใช้ในการจัดอันดับผลของค่าประสิทธิภาพของแต่ละผู้ประกอบการเพื่อกระตุ้นธุรกิจการประกอบกิจการไฟฟ้าต่อไปในอนาคต

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำแนวคิดการกำหนดเกณฑ์ของค่าดัชนีมาตรฐานโดยประยุกต์จากการสร้าง Dead Zone ของบทความ ซึ่งคิดมาจากค่าเฉลี่ยของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ย้อนหลัง มาปรับกับการกำหนดค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้แบบจำลองสังเคราะห์แบบสุ่มหลายๆ รูปแบบตามปัจจัยที่กำหนด แล้วหาค่าเฉลี่ยของค่าดัชนี เพื่อนำไปใช้ในการกำหนดเกณฑ์ดัชนีมาตรฐานต่อไป

1.6.7 การออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในบทความที่ [4] ได้นำเสนอวิธีการออกแบบรูปแบบของสายเหนือดิน ขนาด 22kV ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อนำไปคิดต้นทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้วิธีการที่มีชื่อว่า ANN (Artificial Neural Network) เป็นโปรแกรมที่ช่วยคำนวณขอบเขตและจำนวนของอุปกรณ์ในการสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งข้อดีของวิธีการนี้ คือ ลดจำนวนมาตรฐานที่มีอยู่ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในการก่อสร้างสายส่งเหนือดินได้ เพราะใช้เพียง 3 ปัจจัยเท่านั้นในการนำมาออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือ ขนาดของหม้อแปลงทุกขนาดที่มีอยู่ในประเทศไทย, จำนวนมุมฉากที่ต้องการในการวางเสาไฟ และ ขอบเขตในการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า และผลลัพธ์ที่ได้จากการใช้วิธีนี้คือ จำนวนของเสาไฟที่ต้องใช้, ความยาวและขนาดสายป้อน, ขนาดของอุปกรณ์ป้องกัน และจำนวน ไม้คองที่ระยะต่างๆ โดยสุดท้ายก็สามารถคำนวณต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้จากผลลัพธ์ที่ออกมานั่นเอง ดังแสดงในรูปที่ 1.7



รูปที่ 1.7 ANN (Artificial Neural Network)

แต่วิธีการนี้มีข้อจำกัดคือ ละเลยสิ่งก่อสร้างทุกชนิด เช่น อาคาร สวนสาธารณะ หรือ บ้านเรือน ที่จะมาขวางในการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพราะวิธีการนี้ไม่ได้สนใจรูปร่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สนใจเพียงแค่ผลลัพธ์ของจำนวนและขอบเขตของอุปกรณ์ทั้งหมดที่ต้องนำมาสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งจะแตกต่างจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กล่าวคือวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้หลักการศึกษาค้นคว้าในการสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า และมีจุดประสงค์ในการคิดต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าเช่นเดียวกับบทความ แต่จะไม่ละเลยผลของสิ่งก่อสร้าง เพราะจะใช้วิธีสุ่มรูปร่างของระบบเพื่อให้ครอบคลุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีรูปร่างต่างกันให้มากที่สุด โดยจะแสดงออกมาในรูปของค่าดัชนีความเชื่อถือได้นั่นเอง

1.6.8 แนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับอุตสาหกรรมตามมาตรฐาน IEEE

ในการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ผู้ออกแบบระบบควรคำนึงถึงความรู้เกี่ยวกับกระบวนการของโรงงานเพื่อเลือกระบบที่เหมาะสมและส่วนประกอบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งขั้นตอนการพิจารณาออกเป็น 4 ขั้นตอนดังต่อไปนี้ [5, 6]

1.6.8.1 พิจารณาปริมาณโหลดหรือปริมาณผู้ใช้ไฟฟ้า

ในการหารูปแบบทั่วไปของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และกำหนดปริมาณการใช้งานโดยรวมของโรงงานเป็นกิโลวัตต์หรือกิโลวัตต์แอมแปร์ ขั้นตอนแรกนั้นควรคำนึงถึงจำนวนข้อมูลของโหลดที่ถูกต้อง โดยเฉพาะอุตสาหกรรมบางแห่งอาจมีข้อจำกัดของโหลดบางชนิดเช่น โหลดของเครื่องใช้ไฟฟ้าประเภทส่องสว่างหรือเครื่องปรับอากาศ ซึ่งการประมาณโหลดทั่วไปหรือโหลดโรงงานอุตสาหกรรมส่วนใหญ่จำเป็นต้องศึกษาข้อมูลจากผู้ออกแบบโดยการประมาณของกำลังไฟฟ้าที่ใช้ยกตัวอย่างเช่น ต้องประมาณกำลังไฟฟ้าที่ใช้เมื่อเกิดการเปลี่ยนจากการใช้พลังงานไฟฟ้าไปเป็นเครื่องทำความเย็นแบบดูดกลืนหรือการประมาณภาระของระบบไฟฟ้าจะต้องมีการปรับแต่งอย่างต่อเนื่องจนกว่าจะเสร็จสิ้นงาน เป็นต้น

นอกจากนี้ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าก็เป็นหนึ่งในปัจจัยที่ต้องคำนึงถึงโดยเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม สาเหตุเพราะธุรกิจอุตสาหกรรมเป็นเรื่องละเอียดอ่อน และต้องการกำลังไฟฟ้าที่ต่อเนื่องตลอดเวลา จึงจำเป็นที่จะต้องมีความพร้อมเรื่องระบบป้องกันและความเชื่อถือได้ของระบบที่ดี



1.6.8.2 ความต้องการการใช้ไฟฟ้าและความเหมาะสมของการติดตั้งอุปกรณ์

ผลรวมของปริมาณไฟฟ้าของแต่ละอุปกรณ์ก็เป็นอีกปัจจัยที่ต้องคำนึงถึง เพราะอุปกรณ์บางชนิดทำงานที่โหลดน้อยกว่าโหลดเต็มและอุปกรณ์บางชนิดทำงานที่โหลดบางช่วงความต้องการที่เกิดขึ้นเมื่อแหล่งจ่ายไฟน้อยกว่าภาระที่เชื่อมต่อ อย่างไรก็ตามความเหมาะสมของการติดตั้งอุปกรณ์จะขึ้นกับมาตรฐานของอุปกรณ์ประเภทนั้นๆ [7]

1.6.8.3 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การตรวจสอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าชนิดต่างๆและเลือกระบบหรือระบบที่เหมาะสมกับความต้องการของโรงงาน ในทางมาตรฐาน IEEE std. 141-1993 ได้กำหนดการจัดวางพื้นฐานที่หลากหลายสำหรับการกระจายกำลังของโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งการเลือกระบบที่ดีที่สุดหรือการรวบรวมรูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับความต้องการของกระบวนการผลิต โดยทั่วไป

ค่าใช้จ่ายของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะแปรผันตรงกับความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ยกตัวอย่างเช่นถ้าคุณภาพขององค์ประกอบระบบเท่ากับ ความน่าเชื่อถือได้สูงสุดต่อหน่วยลงทุนจะถือว่าระบบดังกล่าวได้รับความปลอดภัยโดยใช้ส่วนประกอบที่ได้รับการออกแบบอย่างถูกต้องและเหมาะสม

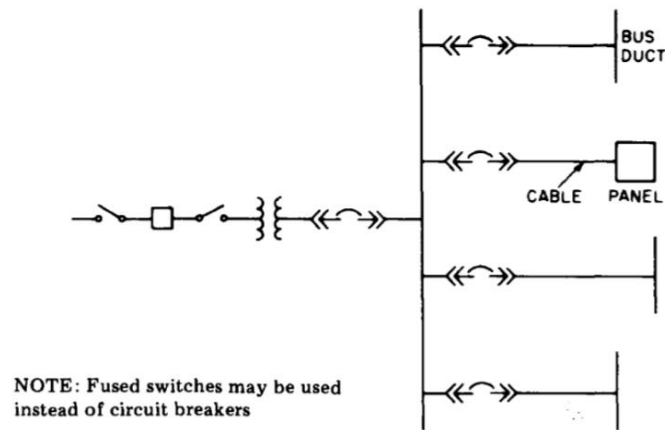
ขั้นตอนแรกของการเลือกระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือการวิเคราะห์กระบวนการผลิตเพื่อกำหนดความต้องการเกี่ยวกับความน่าเชื่อถือและความสูญเสียที่อาจเกิดขึ้นในกรณีไฟฟ้าขัดข้อง กระบวนการบางอย่างได้รับผลกระทบเล็กน้อยจากการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง และกระบวนการอื่น ๆ อาจทำให้เกิดความเสียหายในระยะยาวได้โดยการหยุดชะงักสั้น ๆ โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความซับซ้อนมากขึ้น ก็จะนำมาซึ่งการพิจารณาเกี่ยวกับแหล่งพลังงานสำรองสำหรับโหลดที่สำคัญ เพื่อช่วยให้การบำรุงรักษาอุปกรณ์ แม้ว่าความน่าเชื่อถือของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีค่าสูง แต่ความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยที่ดีที่สุดของการใช้งานจำเป็นต้องมีการบำรุงรักษาเป็นประจำ เพราะระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่สามารถบำรุงรักษาได้เนื่องจากความต้องการของกระบวนการต่อเนื่องนั้นส่วนใหญ่มีสาเหตุมาจากการออกแบบไม่ถูกต้อง ยิ่งไปกว่านั้นทำให้การเลือกระบบจำหน่ายที่เหมาะสมกว่าการพิจารณาเงินลงทุนของอุปกรณ์ กล่าวอีกนัยหนึ่งคือการลดค่าใช้จ่ายไม่ควรทำโดยละทิ้งปัจจัยของความปลอดภัยและประสิทธิภาพโดยใช้อุปกรณ์ที่ราคาต่ำกว่า การลดค่าใช้จ่ายควรได้กระทำโดยการใช้ระบบจัดจำหน่ายไฟฟ้าที่ราคาไม่แพงโดยยังคงรักษาไว้ซึ่งความสามารถในการสำรองและความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ดี โดยรูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบันแบ่งการพิจารณาออกเป็น 5 ประเภทดังนี้คือ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไปแบบรัศมี (Simple Radial System)

คือระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีรูปแบบการกระจายของแรงดันไฟฟ้าที่ใช้จุดจ่ายไฟหลักกับหม้อแปลงเพียงแห่งเดียวเพื่อจำหน่ายให้สายป้อนทั้งหมด โดยไม่มีการทำซ้ำของอุปกรณ์ การลงทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายประเภทนี้จะน้อยที่สุดเมื่อเทียบกับระบบจำหน่ายประเภทอื่นทั้งหมด ข้อดีของระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทนี้คือการดำเนินงานและการขยายตัวทำได้ง่าย หากมีการใช้ส่วนประกอบหรือติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆที่มีคุณภาพและความน่าเชื่อถือได้ดี ประสิทธิภาพของระบบนั้นก็สูง แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทนี้คือเมื่อเกิดการสูญเสียสายเคเบิลที่แหล่งจ่ายไฟหลักหรือหม้อแปลงไฟฟ้า ต้องปิดอุปกรณ์เพื่อทำการบำรุงรักษาโดยอาจจะกระทบต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าและต้องซ่อมบำรุงเป็นประจำ ระบบนี้เป็นที่น่าพอใจและนิยมอย่างมากสำหรับการติดตั้งในอุตสาหกรรมขนาดเล็กกับอุตสาหกรรมขนาดกลางบางประเภทที่มีกระบวนการสำหรับการบำรุงรักษาที่เพียงพอและ

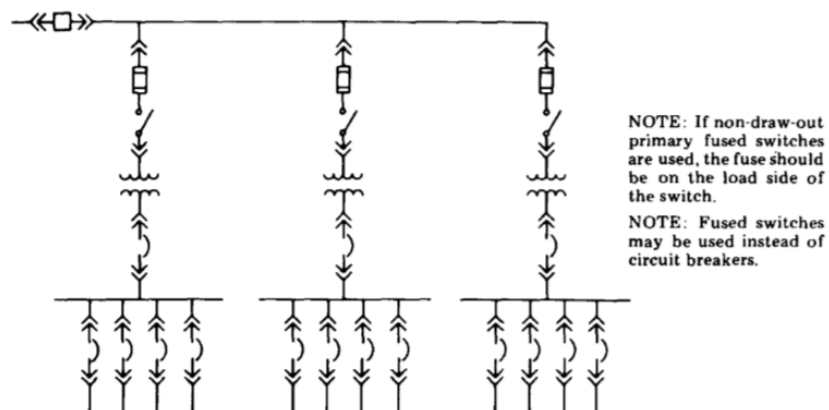
โรงงานอุตสาหกรรมนั้นสามารถรองรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยใช้หม้อแปลงไฟฟ้าตัวเดียว โดยแสดงได้ดังรูปที่ 1.8



รูปที่ 1.8 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไปแบบรัศมี (Simple Radial System)

2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าขยายแบบรัศมี (Expanded Radial System)

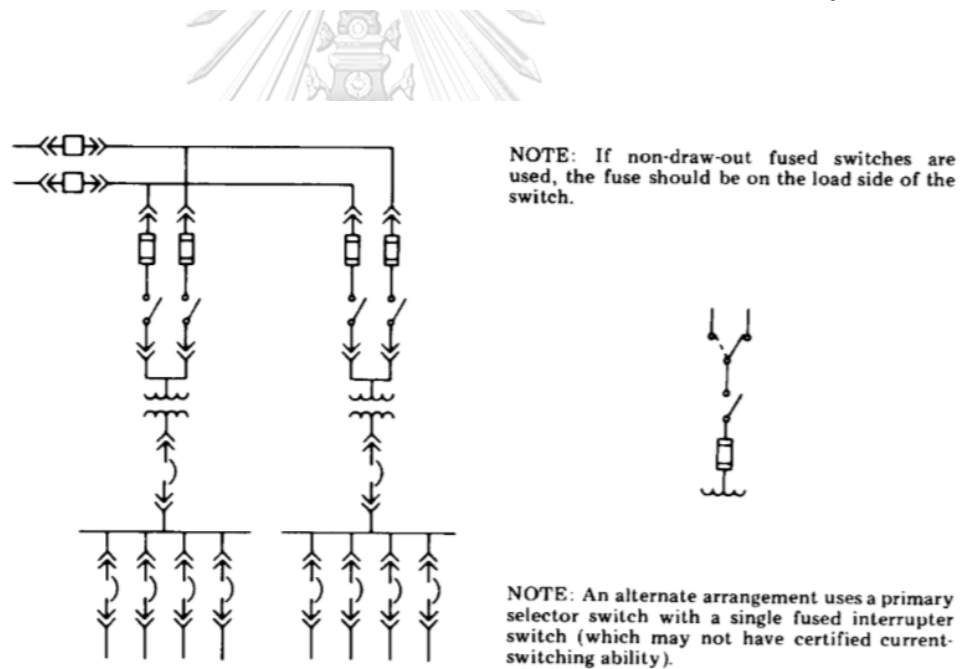
ข้อดีของระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทนี้คือใช้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ได้ดี โดยใช้ระบบการแจกจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านสายเคเบิลหลักแล้วแบ่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายป้อนย่อยแบบรัศมีเพื่อส่งกำลังไฟฟ้าต่อไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยจำนวนหนึ่งที่ตั้งอยู่ใกล้กับศูนย์กลางของโหลด แล้วจากสถานีไฟฟ้าย่อยกำลังไฟฟ้าก็จะถูกส่งไปยังโหลดผ่านระบบรัศมีแบบทุติยภูมิต่อไป ข้อดีและข้อเสียเป็นเช่นเดียวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไปแบบรัศมี โดยแสดงได้ดังรูปที่ 1.9



รูปที่ 1.9 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าขยายแบบรัศมี (Expanded Radial System)

3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าปฐมภูมิแบบเลือกได้ (Primary Selective System)

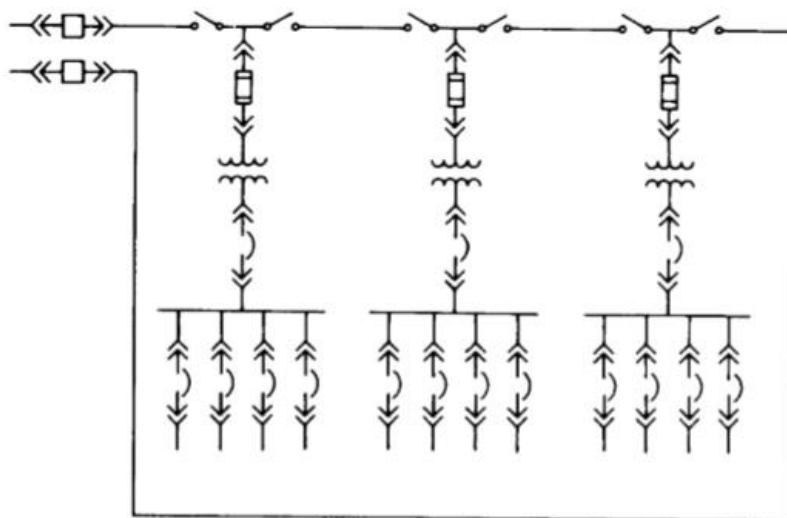
การป้องกันการสูญเสียกำลังไฟฟ้าผ่านสายป้อนหลักสามารถทำได้โดยการเลือกระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายป้อนหลักมากกว่า 1 เส้น โดยส่วนประกอบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทนี้นั้นจะประกอบไปด้วยสถานีย่อย โดยแต่ละสถานีจะเชื่อมต่อกับตัวป้อนหลักสองตัวแยกกันโดยการเปลี่ยนผ่านอุปกรณ์ที่เรียกว่าสวิตช์เพื่อเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าให้เป็นแหล่งกำเนิดหลักหรือแหล่งกำเนิดสำรอง กล่าวอีกนัยหนึ่งคือเมื่อเกิดความผิดปกติหรือไฟฟ้าขัดข้องบริเวณแหล่งกำเนิดหลัก แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำรองจะถูกนำมาจ่ายกำลังไฟฟ้าแทนผ่านการสับสวิตช์ ซึ่งการสับสวิตช์ดังกล่าวสามารถทำได้ทั้งแบบ manual หรือแบบอัตโนมัติ แต่จะมีการหยุดชะงักงานกว่าโหลดจะถูกโอนไปยังแหล่งอื่น นอกจากนี้หากต้องการให้ทั้งสองแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสามารถขนานการทำงานระหว่างการบำรุงรักษากับการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างอัตโนมัติ เพื่อให้ลดระยะเวลาการหยุดชะงักหรือไม่มีเลยสามารถทำได้ แต่ต้นทุนการก่อสร้างค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบทั่วไปรัศมีเพราะต้องติดตั้งสายเคเบิลหลักและสถานีไฟฟ้าย่อยจำนวนมาก โดยแสดงได้ดังรูปที่ 1.10



รูปที่ 1.10 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าปฐมภูมิแบบเลือกได้ (Primary Selective System)

4) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าปฐมภูมิแบบวงรอบ (Primary Loop System)

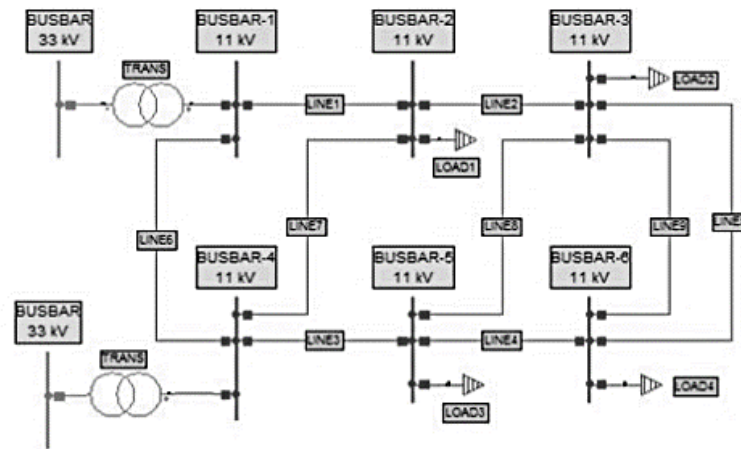
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทนี้มีข้อดีและข้อเสียเหมือนกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทปฐมภูมิแบบเลือกได้ แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายประเภทนี้คือ เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมกันในระบบจำหน่ายขึ้น ต้องทำการเปิดวงจรแต่ละส่วนออกจากกัน และจ่ายไฟฟ้าคืนทีละส่วน อย่างไรก็ตามการค้นหาข้อผิดพลาดในสายเคเบิลอาจเป็นเรื่องยาก และนำมาซึ่งอันตรายต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ในบางกรณีเพราะวิธีที่เร็วที่สุดในการหาข้อผิดพลาดคือการแบ่งส่วนของวงแหวนและค่อยๆจ่ายไฟฟ้าคืนทีละส่วน นอกจากนี้ในมุมมองของค่าใช้จ่ายอาจน้อยกว่าเมื่อเทียบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทปฐมภูมิแบบเลือกได้ อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาประกอบกับประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอนาคต ระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทปฐมภูมิแบบเลือกได้จึงเป็นทางเลือกที่ดีกว่า โดยแสดงได้ดังรูปที่ 1.11



รูปที่ 1.11 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าปฐมภูมิแบบวงรอบ (Primary Loop System)

5) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบตาข่าย (Network System)

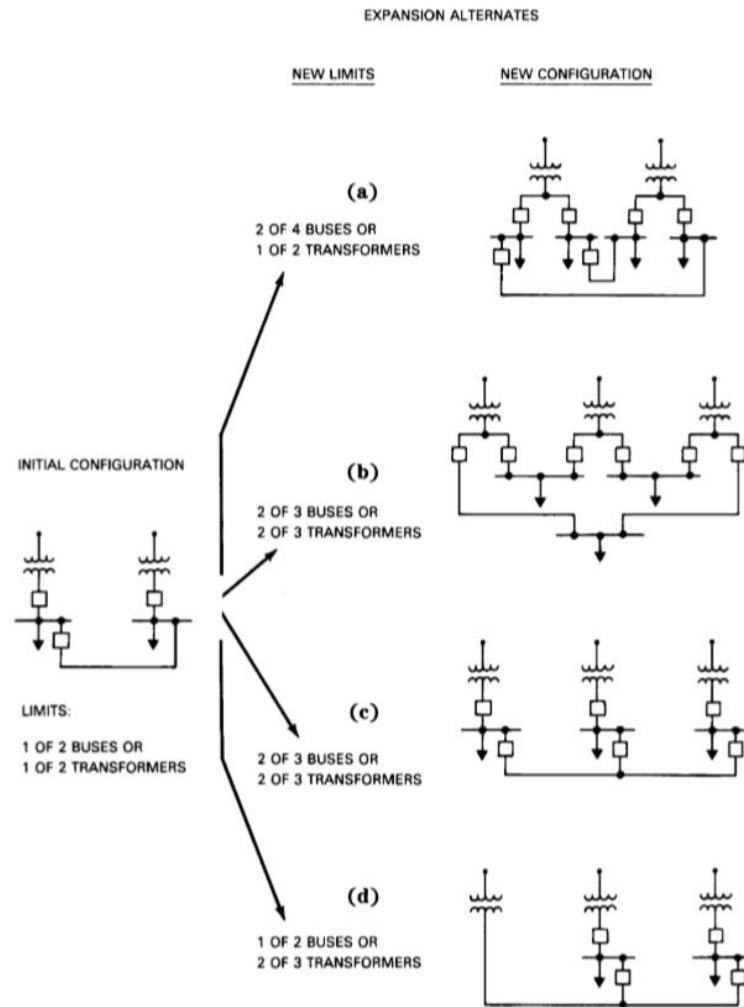
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทนี้มีข้อดีคือ ระบบจำหน่ายจะเชื่อมต่อกันทั้งหมด เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมกันในระบบจำหน่ายขึ้น ระบบจะสามารถถ่ายโอนไปยังสายป้อนหลักอีกเส้นหนึ่งได้ เพราะลักษณะของระบบจะประกอบไปด้วยสายป้อนหลักมากกว่า 1 เส้น ส่วนใหญ่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทนี้ นิยมติดตั้งบริเวณพื้นที่ที่มีความหนาแน่นของประชากรสูงเช่นในเขตเมือง เป็นต้น หรือบริเวณพื้นที่ที่ต้องการความเชื่อถือของระบบจำหน่ายที่สูง โดยแสดงได้ดังรูปที่ 1.12



รูปที่ 1.12 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบตาข่าย (Network System)

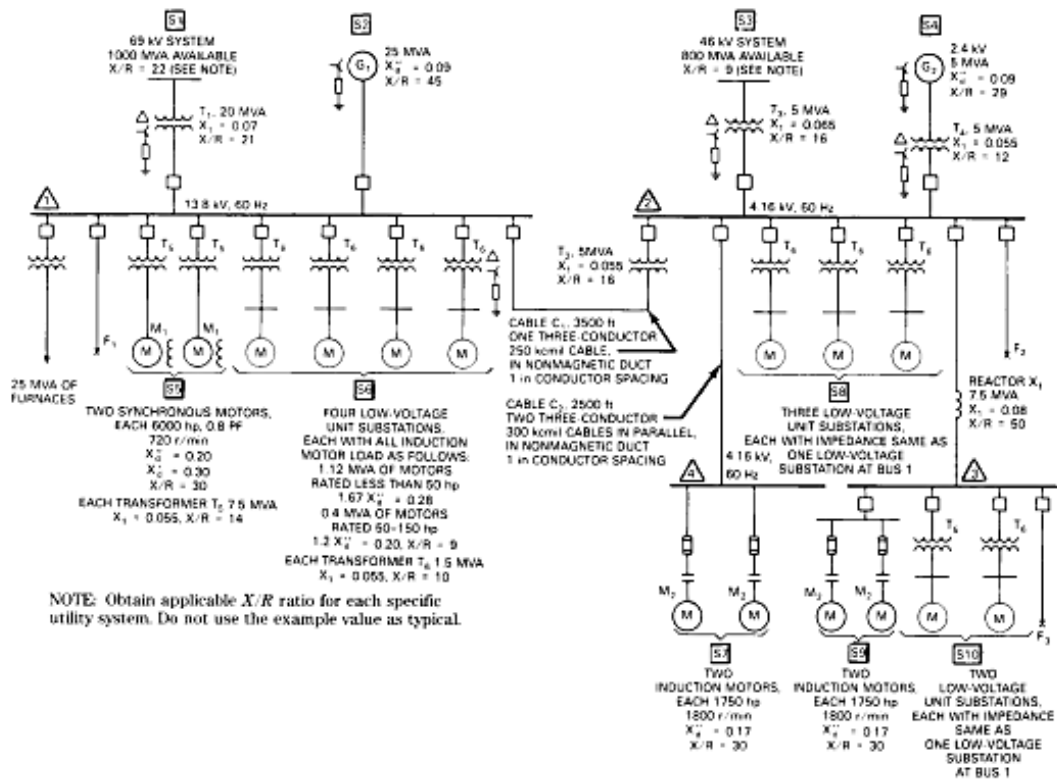
1.6.8.4 การขยายตัวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอนาคต

ไม่ว่าจะเป็นโรงงานอุตสาหกรรมใหม่หรือโรงงานอุตสาหกรรมที่มีอยู่เดิม การพิจารณาถึงอนาคตเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่ง เมื่อผ่านการพิจารณาอย่างถูกต้องแล้ว การขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่ว่าประเภทใดก็ตาม ต้องคำนึงถึงลักษณะทางกายภาพเดิมของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีอยู่ โดยอธิบายได้ด้วยการอธิบายต่อไปนี้เพื่อกระตุ้นให้เกิดความคิดเกี่ยวกับปัญหาและวิธีการในการขยายตัวในอนาคตในช่วงเริ่มต้นของการพัฒนา ในเวลาเดียวกันก็หวังว่าเจ้าหน้าที่วิศวกรรมจะรับรู้ว่ามีหลายวิธีที่จะใช้การขยายตัวในอนาคต การเลือกจำนวนบัสหลักที่ใช้ในการแจกจ่ายและวิธีการเชื่อมต่อต้องคำนึงถึงปัจจัยหลายอย่างเช่นขนาดของสิ่งปลูกสร้างที่เกิดขึ้นในทันทีและขั้นสุดท้ายแรงดันและความพร้อมของสายส่งที่เหมาะสมและปัจจัยอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกักระบบสาธารณูปโภค ยกตัวอย่างทางเลือกรูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่างๆ แสดงดังรูปที่ 1.12 เพื่อวัตถุประสงค์เพื่อแสดงให้เห็นว่ามีหลายวิธีในการพัฒนารูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ตรงตามข้อกำหนดหรือข้อจำกัดที่เฉพาะเจาะจง

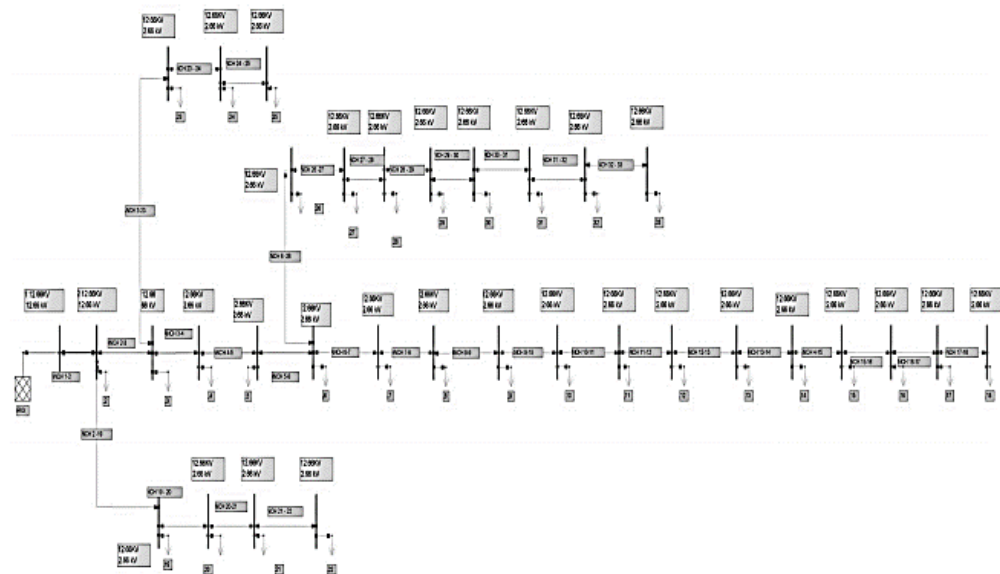


รูปที่ 1.13 การพัฒนารูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอนาคต

จากรูปที่ 1.13 สามารถสรุปพอสังเขปได้ว่า ระบบ (a) ขยายจากเดิมด้วยการเพิ่มขึ้นของจำนวนสายป้อน แต่ต้องดำเนินการภายใต้เงื่อนไขที่จำกัดเพื่อไม่ให้เกินความสามารถในการทนกระแสลัดวงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ส่วนระบบ (b), (c) และ (d) นั้นจะเป็นระบบที่ขยายด้วยการเพิ่มขึ้นของจำนวนหม้อแปลง โดยรูปแบบ (c) เป็นรูปแบบที่ติดตั้งบ่อยที่สุด ถึงแม้ว่าจะมีข้อจำกัดของพิกัดอุปกรณ์ภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และ รูปแบบ (b) เป็นรูปแบบที่ใช้เงินลงทุนติดตั้งสูงที่สุด อย่างไรก็ตามรูปแบบต่างๆ แสดงให้เห็นว่านอกจากต้นทุนติดตั้งที่เหมาะสมแล้วนั้น ยังต้องคำนึงควบคู่ไปกับรูปแบบการพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอนาคตที่มีประสิทธิภาพด้วย และตัวอย่าง single-line diagram ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าภายในโรงงานอุตสาหกรรมตามมาตรฐาน IEEE std. 141-1993 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 1.14 และตัวอย่าง single-line diagram ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าภายในโรงงานอุตสาหกรรมตามมาตรฐาน IEEE-33 Bus ของ NEPLAN ดังรูปที่ 1.15 [8]



รูปที่ 1.14 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่างของโรงงานอุตสาหกรรมในมาตรฐาน IEEE std. 141-1993



รูปที่ 1.15 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่างของมาตรฐาน IEEE-33 Bus ใน NEPLAN

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต และขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และ การทบทวนวรรณกรรมจากงานวิจัยต่างประเทศและมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 2 กล่าวถึงการตั้งค่าเกณฑ์มาตรฐานด้านความเชื่อถือได้ที่ใช้กันทั่วไป รวมถึงที่ใช้กันในต่างประเทศ และวิธีการตั้งค่าเป้าหมายด้านความเชื่อถือได้จากงานวิจัยต่างๆ

บทที่ 3 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 4 กล่าวถึงปัจจัยที่มีผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในรูปแบบต่างๆ

บทที่ 5 กล่าวถึงขั้นตอนใช้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เบื้องต้น เพื่อใช้ประกอบกับงานที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

บทที่ 6 กล่าวถึงขั้นตอนการออกแบบระบบจำลองที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 7 กล่าวถึงผลการทดสอบจากการพัฒนาแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 8 กล่าวถึงสรุปผลการทดสอบ และข้อเสนอแนะในการพัฒนางานวิจัยต่อไป

บทที่ 2

แนวทางการตั้งค่ามาตรฐานด้านความเชื่อถือได้

บทนี้จะกล่าวถึง มาตรฐานคุณภาพบริการของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเป็นเกณฑ์ที่ทางหน่วยงานมีหน้าที่กำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ตั้งขึ้นมาเพื่อให้ผู้ได้รับใบอนุญาตส่งและจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้คุณภาพการบริการเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดและเป็นค่าที่แสดงถึงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ให้บริการประชาชนทั่วไปทั่วประเทศ ซึ่งในบางกรณีการตั้งค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้ก็เพื่อเป็นแผนที่โน้มน้าวให้ผู้ให้บริการไฟฟ้าทำการปรับปรุงการให้บริการคุณภาพไฟฟ้าให้เป็นไปตามค่ามาตรฐานที่กำหนดขึ้น

2.1 มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละประเทศ

2.1.1 มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศไทย

ในส่วนของหน่วยงานที่ได้รับใบอนุญาตในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยจะมีเพียง 2 หน่วยงาน คือ กฟน. ที่ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ กรุงเทพมหานคร, นนทบุรี, สมุทรปราการ และ กฟภ. ที่ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งประเทศไทยที่นอกเหนือจากสามจังหวัดของ กฟน. โดยที่มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟน. จะเป็นไปดังตารางที่ 2.1 และมาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟภ. จะเป็นไปดังตารางที่ 2.2 และ ตารางที่ 2.3 [9]

ตารางที่ 2.1 มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟน.

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

ตารางที่ 2.2 มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟภ. (SAIFI)

พื้นที่	SAIFI (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)				
	เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
รวมทุกพื้นที่	7.51	8.06	6.15	10.22	7.89
อุตสาหกรรม	1.29	2.54	1.76	1.02	1.76
เทศบาลนครหรือพื้นที่สำคัญพิเศษ	3.14	3.50	3.55	5.00	3.93
เทศบาลเมือง	4.34	4.21	4.18	4.99	4.39
เทศบาลตำบล	6.29	5.70	5.45	7.71	6.11
ชนบท	8.50	8.97	7.12	12.36	9.09

ตารางที่ 2.3 มาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคของ กฟภ. (SAIDI)

พื้นที่	SAIDI (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)				
	เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
รวมทุกพื้นที่	236.86	329.79	176.77	430.76	292.14
อุตสาหกรรม	40.45	78.76	41.47	33.24	42.45
เทศบาลนคร	78.26	90.01	69.65	181.30	114.13
เทศบาลเมือง	85.11	121.13	93.20	177.82	116.75
เทศบาลตำบล	188.20	212.26	144.17	281.98	197.79
ชนบท	275.36	378.50	218.61	539.97	351.07

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

2.1.2 มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของสหรัฐอเมริกา

หนึ่งในวิธีการสำรวจค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศสหรัฐอเมริกานั้น คือการสำรวจจากการแบ่งพื้นที่กองสำรวจสามะโนประชากร ซึ่งจะสรุปรายงานผ่านหน่วยงาน Public Utility Commissions (PUC) โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้จะแสดงดังตารางที่ 2.4 [10]

ตารางที่ 2.4 มาตรฐานค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสหรัฐอเมริกา เมื่อปี ค.ศ. 2008

พื้นที่สำรวจ	SAIFI (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)	SAIDI (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)
New England	1.44	198
Middle Atlantic	1.28	225
East North Central	1.46	498
West North Central	1.31	166
South Atlantic	1.86	320
West South Central	1.38	134
Mountain	1.22	118
Pacific	1.99	296
U.S. Average	1.49	244

จากตารางสำรวจดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศสหรัฐอเมริกา พบว่าดัชนีชี้วัดที่สำคัญอยู่ 2 ประเภท คือ ดัชนี SAIFI และ ดัชนี SAIDI เช่นเดียวกับประเทศไทย แสดงให้เห็นว่า ดัชนีทั้งสองจำเป็นที่หน่วยงานต่างๆ ต้องใช้เพื่อปรับปรุงคุณภาพความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของตนเอง ให้ผ่านเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพบริการที่กำหนดขึ้นให้ได้

2.1.3 มาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของทวีปยุโรป

หน่วยงานที่ดูแลเรื่องการกำหนดมาตรฐานค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของทวีปยุโรปนั้น คือ Council of European Energy Regulators (CEER) โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้จะแสดงดังตารางที่ 2.5 [11]

ตารางที่ 2.5 ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของทวีปยุโรป เมื่อปี ค.ศ. 2015

ประเทศ	SAIFI (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)	SAIDI (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)
Austria	0.74	33.42
Croatia	1.63	144.25
Czech Republic	1.76	97.88
Denmark	0.33	10.02
France	0.75	54.70
Germany	0.46	12.85
Greece	1.50	91.00
Hungary	0.86	48.34
Italy	1.28	25.36
Netherland	0.20	15.90
Switzerland	0.19	12.00

จากตารางมาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของทวีปยุโรป จะเห็นได้ว่าประเทศส่วนใหญ่ในทวีปยุโรป จะมีดัชนีชี้วัดที่สำคัญอยู่ 2 ประเภท คือ ดัชนี SAIFI และ ดัชนี SAIDI เช่นเดียวกับประเทศไทย แสดงให้เห็นว่า ดัชนีทั้งสองจำเป็นที่หน่วยงานต่างๆ ต้องใช้เพื่อปรับปรุงคุณภาพความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของตนเอง ให้ผ่านเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพบริการที่กำหนดขึ้นให้ได้

2.2 วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้อยู่ในต่างประเทศ

ในการกำหนดแนวทางวิธีการกลางเพื่อกำหนดค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ให้กับผู้ได้รับใบอนุญาตการส่งและจำหน่ายไฟฟ้า หัวข้อนี้จึงนำเสนอวิธีการตั้งค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้ที่ใช้กัน ในต่างประเทศ ได้แก่ ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศอิตาลี ประเทศอังกฤษ และ ประเทศออสเตรเลีย เพื่อเป็นแนวทางพัฒนาการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ต่อไป [12]

2.2.1 วิธีตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา

ในประเทศสหรัฐอเมริการการควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกแยกออกเป็นหลายหน่วยงานตามพื้นที่ต่างๆ โดยในรัฐนิวยอร์กจะมีหน่วยงานที่คอยกำกับดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ สำนักงานคณะกรรมการกำกับบริการสาธารณะแห่งนิวยอร์ก (The New York Public Service

Commission; NYPSC) ซึ่งคอยควบคุมดูแลบริษัทที่ได้รับใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายใหญ่ทั้งหมด 6 บริษัท

- 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)

โดยในการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละบริษัทดังกล่าวมาข้างต้น NYPSC จะเป็นผู้ตั้งค่ามาตรฐาน ซึ่งจะแตกต่างกันไปตามแต่ละพื้นที่ การตั้งค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้จะเริ่มจากที่บริษัททั้งหมดจะต้องส่งข้อมูลต่างๆ ให้เพียงพอต่อการคำนวณ เช่น ข้อมูลรายละเอียดของระบบไฟฟ้าที่ดำเนินการอยู่ในพื้นที่, รายละเอียดข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เป็นต้น แล้วทาง NYPSC จะเป็นผู้คำนวณค่ามาตรฐาน SAIFI และ SAIDI ออกมาเพื่อเป็นเกณฑ์มาตรฐานของแต่ละบริษัท ซึ่งค่ามาตรฐานนี้จะเป็นช่วงที่ยอมรับได้ของดัชนีความเชื่อถือได้ของพื้นที่นั้นๆ โดยค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของรัฐนิวยอร์กแสดงได้ดังตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.6 ค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของรัฐนิวยอร์ก

บริษัท	SAIDI (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)	SAIFI (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)
Con Edison (Radial)	19.53-82.66	0.29-1.23
Con Edison (Network)	0.41-3.38	0.003-0.02
CHGE	69.30-192.00	0.77-1.60
NYSEG	32.23-262.50	0.41-2.75
NMPC	31.98-253.80	0.41-1.41
O&R	112.35-255.0	1.75-2.50
RG&E	69.12-194.04	0.72-2.20

จากตารางที่ 2.4 จะเห็นว่าค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละบริษัทจะมีค่าแตกต่างกันไป ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความแตกต่างของพื้นที่การให้บริการของแต่ละบริษัทและระบบไฟฟ้า เช่น

Con Edison จะมีระบบไฟฟ้าอยู่ที่ดินที่มีลักษณะเป็นโครงข่าย ทำให้การตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าต่ำกว่าบริษัทอื่นๆ เป็นต้น

2.2.2 วิธีตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศอิตาลี

ในประเทศอิตาลีระบบการจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกควบคุมโดยหน่วยงานกำกับกิจการไฟฟ้าและก๊าซแห่งประเทศอิตาลี(The Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas; AEEG) โดย AEEG จะเป็นผู้กำหนดมาตรฐานคุณภาพของไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยที่ค่ามาตรฐานของดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีจะตั้งตามเขต โดยแบ่งออกเป็น 3 เขต ตามจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า [9] 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

การตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลี จะเป็นเป้าหมายในการพัฒนาความเชื่อถือได้ในระยะยาว เช่น การตั้งค่ามาตรฐานดัชนี SAIFI ทาง AEEG จะวางแผนเป็นรอบการควบคุมโดยในรอบที่ 3 (2008-2011) ค่าดัชนี SAIFI จะถูกตั้งค่าเป้าหมายให้ลดลงจากค่าดัชนี SAIFI ในปี 2006 ประมาณ 20-33 เปอร์เซ็นต์ ส่วนการตั้งค่าเป้าหมาย SAIDI จะตั้งให้มีค่าลดลงประมาณ 30 เปอร์เซ็นต์จากค่าเฉลี่ย 2 ปีย้อนหลัง และสำหรับเขตชานเมืองและชนบทจะตั้งให้มีค่าลดลงประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์จากค่าเฉลี่ย 2 ปีย้อนหลัง เริ่มนับจากรอบการควบคุมที่ 2 (2004-2007) โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของอิตาลีในช่วงปี 2004-2007 จะแสดงได้ดังตารางที่ 2.4 และค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีในปี 2008-2011 จะแสดงได้ดังตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.7 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีแยกตามเขตพื้นที่ปี 2004-2007

เขต	2004	2005	2006	2007
SAIDI (นาทีก่อน/ผู้ใช้ไฟฟ้า)				
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/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)				
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 2.8 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอิตาลีแยกตามเขตพื้นที่ปี 2008-2011

เขต	ไม่รวมเหตุการณ์ภายนอก	รวมเหตุการณ์ภายนอก
SAIDI (นาทีก่อน/ผู้ใช้ไฟฟ้า)		
Urban	25	28
Semi-rural	40	45
Rural	60	68
SAIFI(ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)		
Urban	1	1.20
Semi-rural	2	2.25
Rural	4	4.30

จากตารางที่ 2.5 และ 2.6 จะเห็นได้ว่าการตั้งค่ามาตรฐานความเชื่อถือได้จะมีการกำหนดเป้าหมายเป็นรอบควบคุมเป็นระยะเวลารอบละสี่ปี เพื่อเป็นข้อกำหนดให้ทุกบริษัทการจำหน่ายไฟฟ้ามีการพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศอิตาลีให้ดียิ่งขึ้น

2.2.3 วิธีตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเศอังกฤษ

ในประเทศอังกฤษการควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกแยกออกเป็นหลายหน่วยงานตามพื้นที่ต่างๆ โดยมีหน่วยงานที่คอยกำกับดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ หน่วยงานการตลาดค่าไฟฟ้าและ

ก๊าซ (The Office of the Gas and Electricity Markets; Ofgem) ซึ่งคอยควบคุมดูแลบริษัทที่ได้รับใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายใหญ่ทั้งหมด 7 บริษัท [9]

การตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอังกฤษ จะคำนวณจากค่า CI ต่อจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 100 ราย ($CI=100*SAIFI$) และ CML แทนการใช้ค่า SAIFI และ SAIDI โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอังกฤษจะแสดงในตารางที่ 2.7

ตารางที่ 2.9 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอังกฤษแยกตามเขตพื้นที่ปี 2008-2011

		2012/13	2013/14	2014/15
CI	Min	33.4	33.4	33.4
	Max	109.9	109.9	109.9
	Avg.	70.2	70.0	69.9
CMI	Min	41.0	41.0	41.0
	Max	95.6	94.9	94.2
	Avg.	65.3	64.8	63.7

จากตารางที่ 2.7 จะเห็นได้ว่าการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศอังกฤษจะมีการกำหนดขอบเขตค่าสูงสุดและต่ำสุด และมีการตั้งเป้าหมายให้มีแนวโน้มลดลงทุกๆปี เพื่อเป็นข้อกำหนดให้ทุกบริษัทการจำหน่ายไฟฟ้ามีการพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศอังกฤษให้ดียิ่งขึ้น

2.2.4 วิธีตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย

ในประเทศออสเตรเลียการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้จะมาจากการเฉลี่ยค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากผลการดำเนินการผ่านมา คือ 5 ปีย้อนหลัง และถ่วงน้ำหนักด้วยแผนการปรับปรุงความเชื่อถือได้และปัจจัยอื่นที่คาดว่าจะมีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบนั้นๆ โดยที่ค่ามาตรฐานของดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศออสเตรเลียจะตั้งตามประเภทของเขตของสายป้อนนั้น โดยแบ่งเป็น 4 เขต คือ [13]

- 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

2.3 วิธีการตั้งค่ามาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้จากงานวิจัยต่างๆ

ในบทความ [14] ได้นำเสนอแนวทางการตั้งแผนการพัฒนาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณา 3 องค์ประกอบ คือ 1) การออกแบบระบบและการพิจารณาประสิทธิภาพในอดีตของระบบ 2) การสร้างแบบจำลองระบบและการศึกษาพฤติกรรมของระบบ 3) การจัดลำดับความสำคัญของแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้า ซึ่งในบทความจะประยุกต์ใช้วิธีการทั้ง 3 ขั้นตอนกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนที่ลงในแผนการพัฒนาความเชื่อถือได้กับค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ที่ได้จากแผนการพัฒนาความเชื่อถือได้ที่กำหนดขึ้น ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำแนวคิดในเรื่องของการพัฒนาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณาจากการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าและดำเนินการพิจารณาประสิทธิภาพของระบบเป็นหลัก เพื่อนำมาสร้างเกณฑ์มาตรฐานของค่าดัชนีความเชื่อถือได้และพัฒนาต่อถึงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนีความเชื่อถือได้กับเงินลงทุนต่อไป

ในบทความ [15] ได้นำเสนอวิธีการตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ของแต่ละการไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์เส้นท่อหุ้ม (Data Envelopment Analysis หรือ DEA) ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแต่ละการไฟฟ้าย่อยเพื่อหาการไฟฟ้าตัวกำหนดเกณฑ์เปรียบเทียบสมรรถนะ (Benchmark) แล้วกำหนดดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ของแต่ละการไฟฟ้า

ข้อดีของบทความนี้คือเทคนิคการวิเคราะห์เส้นท่อหุ้ม (Data Envelopment Analysis หรือ DEA) เป็นเทคนิคที่ใช้กันอย่างแพร่หลายเพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแต่ละหน่วยวิเคราะห์ แต่ข้อเสียคือในความเป็นจริงของหน่วยวิเคราะห์บางประเภทนั้นก็ไม่สามารถนำมาวิเคราะห์ด้วยหลักสถิติได้ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาถึงระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งมีรูปแบบที่หลากหลายดังนั้นเทคนิคดังกล่าวไม่สามารถนำมาประยุกต์ได้

ในบทความ [16] ได้นำเสนอวิธีการตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI ของสายป้อนในภาคกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ด้วยการดูการกระจายตัวของความขัดข้องที่เกิดขึ้นของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันแล้วใช้วิธีการพีชชี เพื่อหาอัตราความไม่แน่นอนของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ว่า

จะส่งผลกระทบต่ออัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ละตัวอย่างไร แล้วนำอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ป้องกันที่ได้มาคาดการณ์ค่า SAIFI ของสายป้อนที่พิจารณา

ข้อดีของบทความนี้คือเทคนิควิธีการพีชชี ใช้เพื่อพิจารณาการกระจายตัวของหน่วยวิเคราะห์ที่พิจารณาโดยในบทความพิจารณาเพียงอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบจำหน่ายเท่านั้น แต่ข้อเสียคือถ้านำวิธีการนี้มาประยุกต์ใช้กับการพิจารณาผลของอุปกรณ์ทุกตัวในระบบจำหน่าย วิธีการนี้อาจจะซับซ้อนมากเกินไป

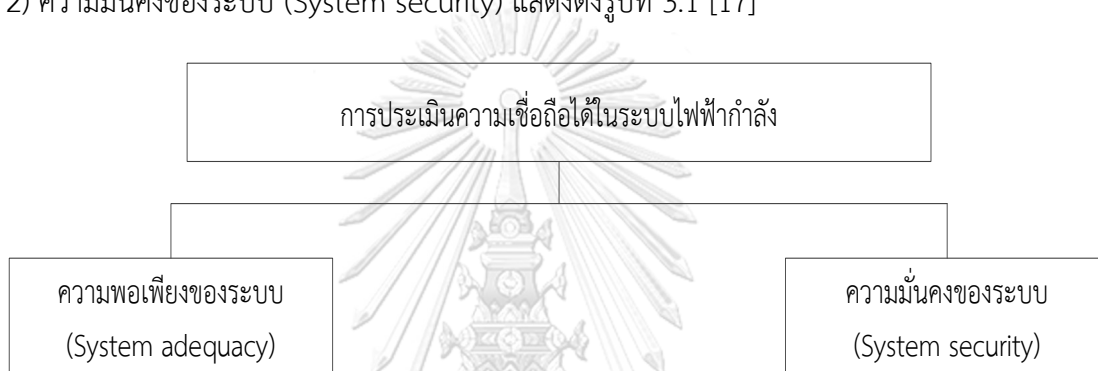


บทที่ 3

ทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

3.1 แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง หมายถึง ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลดได้ตรงตามมาตรฐานที่กำหนดไว้และอยู่ในระดับที่จุดโหลดต้องการ การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะ คือ 1) ความพอเพียงของระบบ (System adequacy) 2) ความมั่นคงของระบบ (System security) แสดงดังรูปที่ 3.1 [17]



รูปที่ 3.1 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

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

ความมั่นคงของระบบ (System security) หมายถึง ความสามารถของระบบที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดที่เกิดขึ้นกับระบบ เช่น การเกิดลัดวงจรขึ้นในระบบ หรือมีอุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะพลวัต (Dynamic condition) โดยใช้

แบบจำลองพลวัต (Dynamic model) เพื่อที่จะตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้น โดยที่ปัญหาที่อาจเกิดขึ้น ได้แก่ ความไม่เสถียรภาพ (Instability) การเกิดโหลตเกินแบบต่อเนื่อง (Overload cascading) เป็นต้น อีกแง่มุมที่สำคัญของความมั่นคงของระบบ คือ ความคงสภาพไว้ของระบบ (Integrity) ซึ่งหมายถึงความสามารถในการรักษาการเชื่อมต่อกันของระบบไว้เมื่อเกิดการรบกวนที่รุนแรงในระบบ เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

3.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

การประเมินหรือการวิเคราะห์พฤติกรรมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยอาศัยข้อมูลทางสถิติการทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบเริ่มแพร่หลายตั้งแต่ช่วงทศวรรษ 1930 เป็นต้นมา เหตุผลที่การประเมินความเชื่อถือได้ไม่เป็นที่แพร่หลายในช่วงก่อนเวลาดังกล่าวก็คือ การขาดแคลนข้อมูลเหตุผลในด้านข้อจำกัดของเครื่องคอมพิวเตอร์ซึ่งยังไม่มีประสิทธิภาพสูงพอ และขาดเทคนิควิธีการประเมินค่าความเชื่อถือได้ที่เหมาะสม แต่ในปัจจุบันข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นต้องใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้นั้นได้รับการจัดเก็บข้อมูลอย่างเป็นระบบมากขึ้น และเทคโนโลยีเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์ก็มีการพัฒนาอย่างรวดเร็ว เทคนิควิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังจึงถูกพัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่อง สำหรับข้อมูลที่ใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

การจัดประเภทข้อมูลสำหรับใช้ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

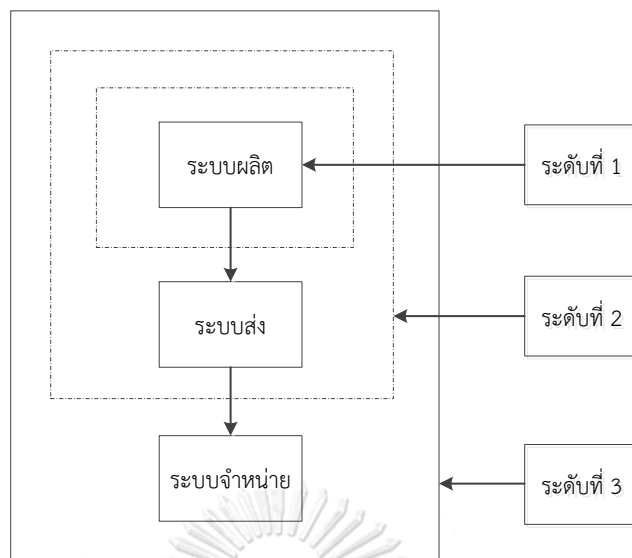
ข้อมูลดีเทอร์มิเนติก (Deterministic data) คือ ข้อมูลที่ประกอบด้วยข้อมูลของอุปกรณ์ (Component data) และข้อมูลของระบบ (System data) ซึ่งข้อมูลของอุปกรณ์เป็นข้อมูลที่

สอดคล้องกับคุณสมบัติเฉพาะของอุปกรณ์แต่ละชนิด เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่าความนำไฟฟ้า (Susceptance) ของสายส่ง ตลอดจนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งค่าที่กล่าวมาข้างต้นเป็นค่าพารามิเตอร์ที่ใช้อยู่ทั่วไปแล้วในการคำนวณทางวิศวกรรม สำหรับข้อมูลของระบบเป็นข้อมูลที่ใช้อธิบายผลตอบแทนของระบบและวิธีการแก้ไข (Remedial action) ภายใต้เหตุการณ์การเกิดเหตุขัดข้อง ตัวอย่างเช่น มีสายส่ง 2 สายส่งเดินขนานกันหากมีเส้นใดเส้นหนึ่งเกิดเหตุขัดข้องขึ้นแล้ว จะมีวิธีการจัดการกับการรับโหลดของสายส่งที่เหลืออย่างไร อาจจะต้องสายส่งเส้นนั้นออกจากระบบไปหรือว่าปล่อยให้ทำงานต่อไปในภาวะโหลดเกินหรือว่ามีวิธีการแก้ไขอื่น ๆ ที่จะจัดการเพื่อรักษาการทำงานของระบบโดยรวมให้สามารถทำงานต่อไปได้

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

3.3 การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

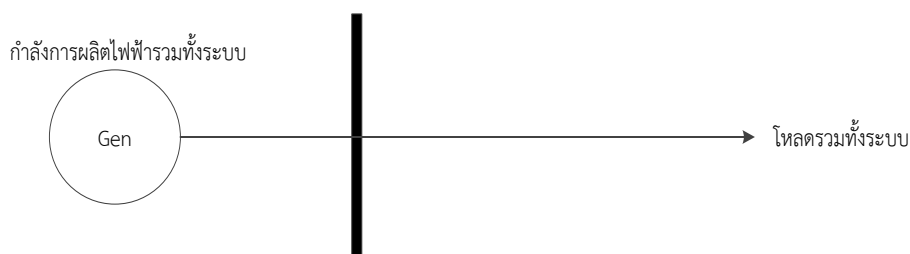
โดยทั่วไปสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ดังนั้นการศึกษาความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้ 3 ระดับเช่นกัน แสดงได้ดังรูปที่ 3.3 [18]



รูปที่ 3.3 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้

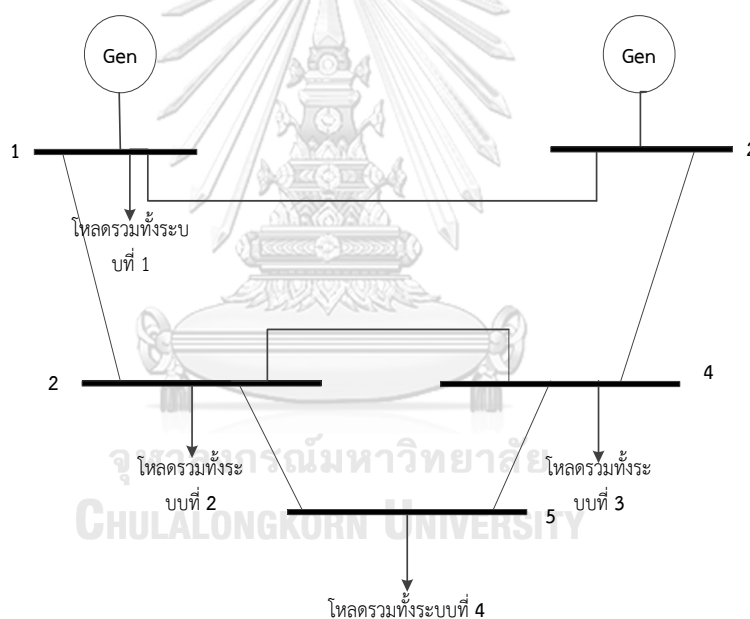
จากรูปที่ 3.3 จะเห็นว่าการศึกษาความเชื่อถือได้ในระดับที่ 1 นั้นจะศึกษาเฉพาะระบบผลิต และระดับที่ 2 เป็นการศึกษาเฉพาะระบบผลิตและระบบส่งรวมเข้าด้วยกัน ส่วนระดับที่ 3 จะศึกษารวมทั้งระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่ายรวมเข้าด้วยกันทั้งหมด

ระดับที่ 1 (Hierarchical level one: HL 1) เป็นการพิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยเป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งเป็นการหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบอันเป็นผลเนื่องจากสถานะของการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลด ในการสร้างแบบจำลองจะพิจารณารายละเอียดเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และแบบจำลองความต้องการไฟฟ้า ดังนั้น เราจึงสามารถทำการจำลองระบบสำหรับประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 แสดงได้ดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1

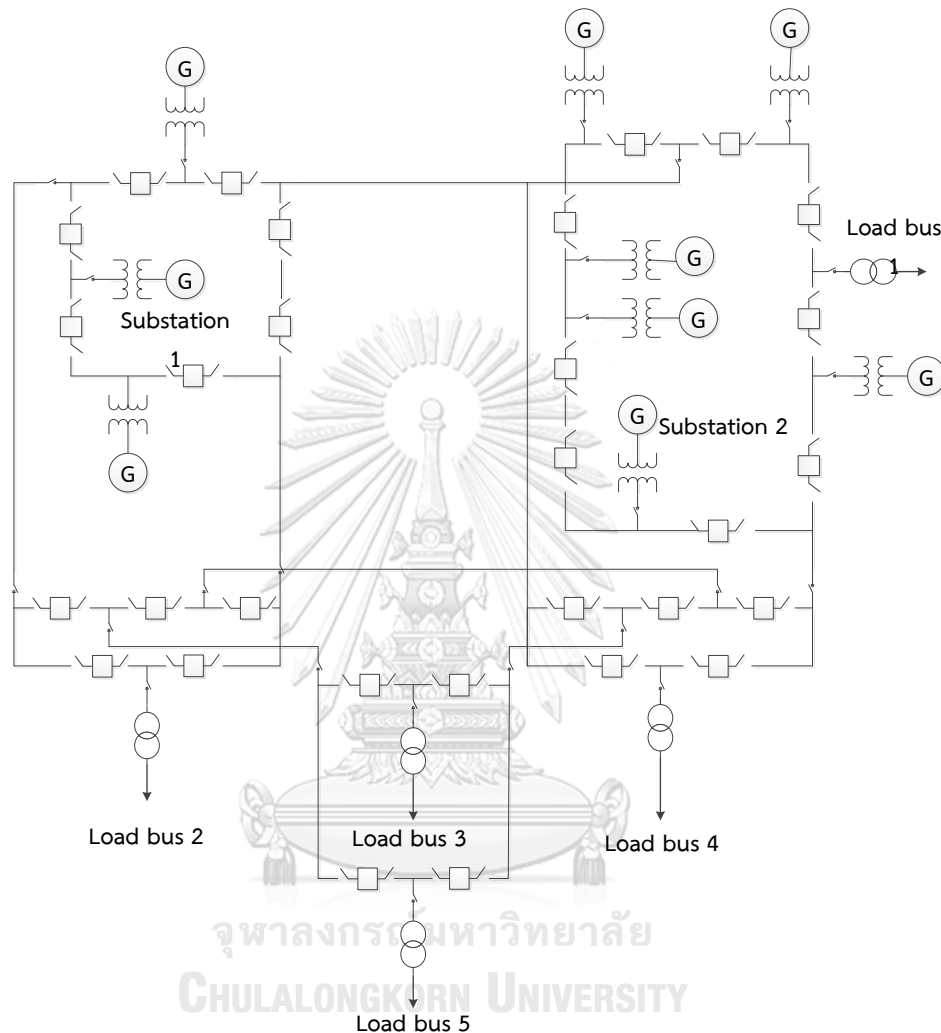
ระดับที่ 2 (Hierarchical level two : HL 2) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้า และระบบส่งไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยจะเรียกว่าระบบไฟฟ้าผสม (Composite system) หรือระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ (Bulk power system) ซึ่งจะรวมผลของแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระดับชั้นที่ 1 เข้ากับแบบจำลองระบบส่ง และรวมถึงหม้อแปลงไฟฟ้าตลอดจนอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ จากนั้นใช้เทคนิคการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายให้กับโหลดบัสต่างๆ ในแต่ละสถานะของการเกิดเหตุขัดข้อง โดยปัญหาหลักที่เราจะพิจารณาในส่วนนี้จะประกอบด้วย ปัญหากำลังการผลิตในสถานะของการเกิดเหตุขัดข้องนั้นไม่เพียงพอที่จะจ่ายให้กับโหลดบัสต่างๆ ในระบบ ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน และปัญหาระดับแรงดันในระบบ โดยหากระบบไฟฟ้ากำลังเกิดปัญหาดังกล่าวขึ้น วิธีการจัดสรรกำลังการผลิต และการตัดโหลด (Generation rescheduling and load shedding) จะถูกนำมาใช้แก้ไขปัญหา ตัวอย่างของระบบที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2 แสดงได้ดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2

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

จุดโหลด และดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า ตัวอย่างของระบบที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3 แสดงได้ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละจุดโหลด ซึ่งการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย โดยอยู่ระหว่างระดับ HL 2 และ ระดับ HL 3 ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้นั้นพิจารณาถึงการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายในระบบ การต่อเชื่อมต่อกัน และระดับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

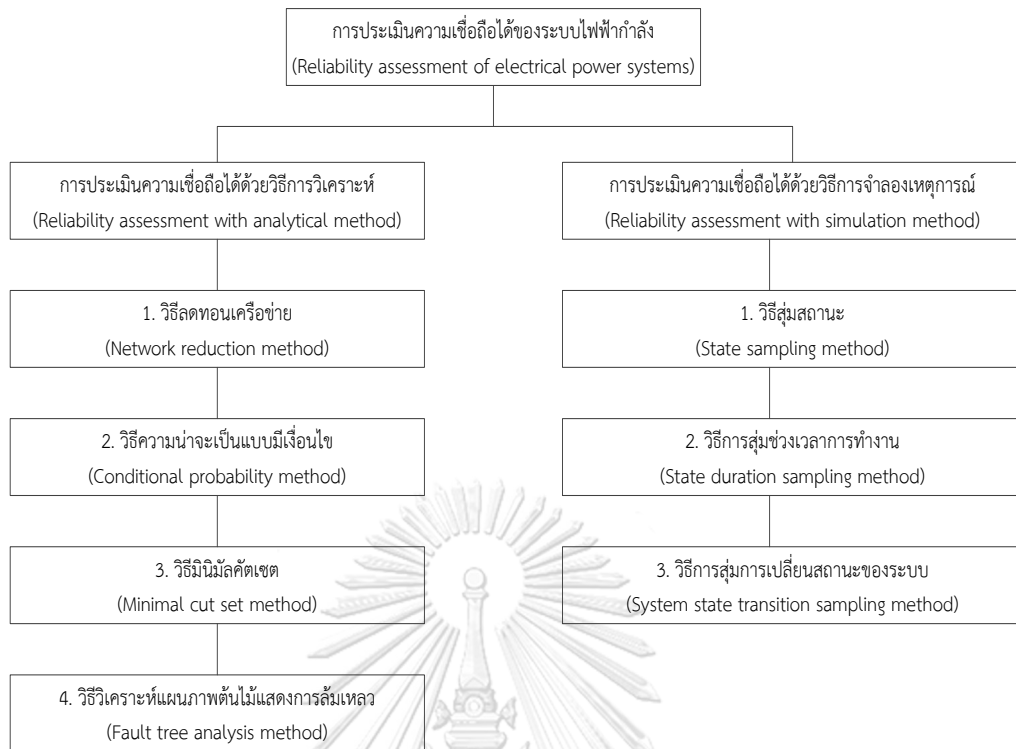
3.4 วิธีประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

โดยทั่วไปวิธีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังแบ่งได้เป็นสองวิธี คือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) เป็นวิธีการที่ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ แทนพฤติกรรมแบบสุ่มของอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่พิจารณา และคำนวณค่าดัชนีต่างๆ ด้วยกระบวนการทางคณิตศาสตร์ และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) เป็นวิธีการที่มีการจำลองเหตุการณ์ด้วยเทคนิคของมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation method: MCS) โดยการจำลองพฤติกรรมของอุปกรณ์ในระบบที่ตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นแบบสุ่ม และทำการประเมินด้วยการจำลองเหตุการณ์ซ้ำๆ หลายครั้ง จากนั้น ทำการประเมินผลเป็นค่าดัชนี

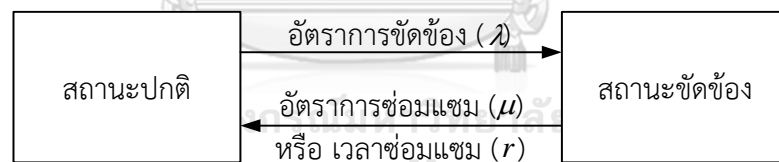
สำหรับวิธีการวิเคราะห์ที่นำมาใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแบ่งย่อยออกได้เป็นสี่วิธี คือ วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduction method) วิธีการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method) วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method) และ วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลว (Fault tree analysis method) ในทำนองเดียวกันวิธีการจำลองเหตุการณ์ที่นำมาใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแบ่งออกได้สามวิธี คือ วิธีการสุ่มสถานะ (State sampling method) วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State duration sampling method) และ วิธีการสุ่มการเปลี่ยนแปลงสถานะของระบบ (System state transition sampling method) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.7

วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ โดยวิธีการวิเคราะห์จะให้ผลแม่นยำ และเหมาะสมกับระบบที่ไม่ซับซ้อนมากหรือมีจำนวนอุปกรณ์ไม่มากนัก แต่มีจุดด้อยคือการคำนวณจะมีความซับซ้อน และคำนวณได้ยากหากระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น สำหรับวิธีการจำลองเหตุการณ์ แม้ว่าจะต้องใช้เวลาในการคำนวณมาก แต่วิธีนี้จะสามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี

สำหรับรายละเอียดการประเมินความเชื่อถือได้นั้น จะอาศัยข้อมูลทางสถิติการขัดข้องของอุปกรณ์ไฟฟ้าตั้งที่ได้กล่าวไปก่อนหน้านี้ จากนั้นจะนำมาพิจารณาในแบบจำลองพฤติกรรมการทำงานของแต่ละอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้จากการศึกษาบทความวิชาการและรายงานวิจัยต่างๆ พบว่าแบบจำลองที่เป็นที่นิยมได้แก่แบบจำลองการทำงานอุปกรณ์สองสถานะของมาร์คอฟ (Two State Markov Model) แสดงได้ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.7 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง



รูปที่ 3.8 แบบจำลองการทำงานสองสถานะของมาร์คอฟ

แบบจำลองการทำงานอุปกรณ์สองสถานะของมาร์คอฟมีพารามิเตอร์ที่ใช้อธิบายการทำงาน ของแบบจำลองจำนวน 2 พารามิเตอร์ คืออัตราการขัดข้อง และ อัตราการซ่อมแซม ดังนี้

$$\text{อัตราการขัดข้อง } (\lambda) = \frac{\text{จำนวนเหตุการณ์การขัดข้องของอุปกรณ์ในช่วงเวลาที่กำหนด}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่อุปกรณ์ทำงานได้}} \quad (3.1)$$

$$\text{เวลาการซ่อมแซม } (r) = \frac{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์}}{\text{จำนวนเหตุการณ์การซ่อมแซมอุปกรณ์ในช่วงเวลาที่กำหนด}} \quad (3.2)$$

จะเห็นว่า ช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติและช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะขัดข้องในแต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้น เพื่อจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องประมาณด้วยระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะทำงานปกติ (Mean time to failure: MTTF) และระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะขัดข้อง (Mean time to repair: MTTR) ดังนี้

$$MTTF = \frac{\sum_{i=1}^N T_{n,i}}{N} = \frac{1}{\lambda} \quad (3.3)$$

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^N T_{f,i}}{N} = \frac{1}{\mu} \quad (3.4)$$

โดย N คือ จำนวนวงจรการทำงานทั้งหมด
 T_n คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ ปกติ ซึ่งสามารถทำงานได้ในครั้งที่ i
 T_f คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ ขัดข้อง ซึ่งแสดงถึงระยะเวลาในการซ่อมแซมครั้งที่ i

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

3.5 ดัชนีความเชื่อถือได้ตามมาตรฐาน IEEE Std 1366TM-2012

ระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถประเมินได้ด้วยค่าดัชนีความเชื่อถือได้หลายประเภท ซึ่งค่าดัชนีแต่ละประเภทยังมีนิยามและวัตถุประสงค์การชี้วัดต่างกันไป ดัชนีที่ใช้สำหรับประเมินระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอ้างอิงจากมาตรฐาน IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE Std 1366TM-2012) ประกอบไปด้วยดัชนีที่นิยมใช้กัน ได้แก่ System Average Interruption Frequency Index

(SAIFI), System Average Interruption Duration Index (SAIDI) และดัชนีอื่นๆ โดยนิยามและรายละเอียดการคำนวณตามมาตรฐานมีดังต่อไปนี้ [19, 20]

3.5.1 นิยามตัวแปรพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง

นิยามของตัวแปรพื้นฐานที่ใช้สำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ตามมาตรฐาน IEEE Std 1366TM-2012 มีดังต่อไปนี้

CI	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (ราย)
CMI	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (ราย-นาทีก)
CN	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรในช่วงเวลาที่กำหนด (ไม่นับซ้ำ) (ราย)
$CN_{(k \geq n)}$	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวร n ครั้งหรือมากกว่าในช่วงเวลาที่กำหนด (ราย)
$CN_{(k \geq S)}$	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับระยะเวลาไฟฟ้าดับ S ชั่วโมงหรือมากกว่า (ราย)
$CN_{(k \geq T)}$	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับระยะเวลาไฟฟ้าดับ T ชั่วโมงหรือมากกว่า (ราย)
$CNT_{(k \geq n)}$	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรและชั่วคราว n ครั้งหรือมากกว่าในช่วงเวลาที่กำหนด (ราย)
E	คือ	จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (ครั้ง)
IM_i	คือ	จำนวนครั้งของไฟฟ้าดับชั่วคราว (ครั้ง)
IM_E	คือ	จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับชั่วคราว (เหตุการณ์)
K	คือ	จำนวนครั้งของไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายประสบในช่วงเวลาที่กำหนด (ครั้ง)
L_i	คือ	โหลดที่ถูกระงับการจ่ายไฟที่เป็นผลจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละครั้ง (kVA)
L_T	คือ	โหลดทั้งหมดที่ต่ออยู่กับระบบ (kVA)

N_i	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรแต่ละครั้งในช่วงเวลาที่กำหนด (ราย)
N_{mi}	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับชั่วคราวแต่ละครั้งในช่วงเวลาที่กำหนด (ราย)
N_T	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ได้รับการจ่ายไฟในระบบ (ราย)
r_i	คือ	ระยะเวลาการกู้คืนการจ่ายไฟของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละครั้ง (นาที)

3.5.2 ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าดับถาวร

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่พิจารณาเฉพาะเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรมีดังต่อไปนี้

1) System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

ดัชนี SAIFI คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรภายในช่วงเวลาที่กำหนด โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.1 และ 3.2

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Total Number of Customers Interrupted}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (3.5)$$

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (3.6)$$

2) System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

ดัชนี SAIDI คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรภายในช่วงเวลาที่กำหนด โดยทั่วไปจะคิดเป็นนาทีหรือชั่วโมง สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.3 และ 3.4

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Customer Minutes of Interruption}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (3.7)$$

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \quad (3.8)$$

3) Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)

ดัชนี CAIDI คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงเวลาเฉลี่ยในการกู้คืนการจ่ายไฟเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.5 และ 3.6

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Customer Minutes of Interruption}}{\text{Total Number of Customers Interrupted}} = \frac{CMI}{CI} \quad (3.9)$$

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3.10)$$

4) Customer Total Average Interruption Duration Index (CTAIDI)

ดัชนี CTAIDI คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยตรงต้องพบเจอภายในช่วงเวลาที่กำหนด ดัชนีนี้จะมีการคำนวณที่ใกล้เคียงกับดัชนี CAIDI ยกเว้นแต่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับหลายครั้งจะนับเพียงแค่ครั้งเดียวเท่านั้น โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.7 และ 3.8

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Customer Interruption Durations}}{\text{Total Number of Distinct Customers Interrupted}} \quad (3.11)$$

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} = \frac{CMI}{CN} \quad (3.12)$$

หมายเหตุ : จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยตรงจะถูกลบเพียงครั้งเดียวโดยไม่ขึ้นอยู่กับจำนวนครั้งของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในช่วงเวลาที่กำหนด

5) Customer Average Interruption Frequency Index (CAIFI)

ดัชนี CAIFI คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรโดยตรงต้องพบเจอกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรภายในช่วงเวลาที่กำหนด โดยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับหลายครั้งจะนับเพียงแค่ครั้งเดียวเท่านั้น โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.9 และ 3.10

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Total Number of Customer Interruptions}}{\text{Total Number of Distinct Customers Interrupted}} \quad (3.13)$$

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} = \frac{CI}{CN} \quad (3.14)$$

หมายเหตุ : จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยตรงจะถูกลบเพียงครั้งเดียวโดยไม่ขึ้นอยู่กับจำนวนครั้งของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในช่วงเวลาที่กำหนด

6) Average Service Availability Index (ASAI)

ดัชนี *ASAI* คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงสัดส่วนของเวลา (โดยมากแสดงเป็นร้อยละ) ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับการจ่ายไฟในช่วงเวลาที่กำหนด โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.11 และ 3.12

$$ASAI = \frac{\text{Customer Hours Service Availability}}{\text{Customer Hours Service Demand}} \quad (3.15)$$

$$ASAI = \frac{N_T \times (\text{Number of hours / yr}) - \sum r_i N_i}{N_T \times (\text{Number of hours / yr})} \quad (3.16)$$

หมายเหตุ : ปีปกติสุรทินมี 8,760 ชั่วโมง และปีอธิกสุรทิน มี 8,784 ชั่วโมง

7) Customers Experiencing Multiple Interruptions ($CEMI_n$)

ดัชนี $CEMI_n$ คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงสัดส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรเป็นจำนวน n ครั้งหรือมากกว่าต่อจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.13 และ 3.14

$$CEMI_n = \frac{\text{Total Number of Customers that Experienced } n \text{ or More Sustained Interruptions}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (3.17)$$

$$CEMI_n = \frac{CN_{(k \geq n)}}{N_T} \quad (3.18)$$

8) Customers Experiencing Long Interruption Durations (*CELID*)

ดัชนี *CELID* คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงสัดส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่มีระยะเวลาไฟฟ้าดับมากกว่าหรือเท่ากับเวลาที่กำหนด ไม่ว่าจะเป็นระยะเวลาไฟฟ้าดับของเหตุการณ์เดียวหรือระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประสบในช่วงเวลาที่กำหนด โดยกรณีระยะเวลาไฟฟ้าดับของเหตุการณ์เดียวสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.15 และ 3.16 ส่วนกรณีระยะเวลาไฟฟ้าดับรวมสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.17 และ 3.18

ระยะเวลาไฟฟ้าดับของเหตุการณ์เดียว :

$$CELID - S = \frac{\text{Total Number of Customers that Experienced } S \text{ or More Hours Duration}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (3.19)$$

$$CELID - S = \frac{CN_{(k \geq S)}}{N_T} \quad (3.20)$$

ระยะเวลาไฟฟ้าดับรวม :

$$CELID - T = \frac{\text{Total Number of Customers that Experienced } T \text{ or More Hours Duration}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (3.21)$$

$$CELID - T = \frac{CN_{(k \geq T)}}{N_T} \quad (3.22)$$

3.5.3 ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับโหลด

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่พิจารณาเกี่ยวกับโหลดมีดังต่อไปนี้

1) Average System Interruption Frequency Index (*ASIFI*)

การคำนวณดัชนี *ASIFI* จะพิจารณาที่โหลดเป็นหลักมากกว่าจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ ดัชนี *ASIFI* ในบางครั้งจะใช้เพื่อบ่งบอกถึงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายในพื้นที่ที่มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยแต่มีปริมาณโหลดรวมสูง เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมหรือธุรกิจ เป็นต้น

ในทางทฤษฎีถ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีลักษณะการกระจายตัวของโหลดเหมือนกันทั้งพื้นที่ ดัชนี *ASIFI* จะเหมือนกันกับดัชนี *SAIFI* โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.19 และ 3.20

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Total Connected kVA of Load Interrupted}}{\text{Total Connected kVA Served}} \quad (3.23)$$

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (3.24)$$

2) Average System Interruption Duration Index (*ASIDI*)

การคำนวณดัชนี *ASIDI* จะพิจารณาที่โหลดเป็นหลักมากกว่าจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ ในการใช้งานและข้อจำกัดจะเหมือนกันกับของดัชนี *ASIFI* ที่ได้อธิบายไว้แล้วข้างต้น โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.21 และ 3.22

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Connected kVA Duration of Load Interrupted}}{\text{Total Connected kVA Served}} \quad (3.25)$$

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (3.26)$$

3.5.4 ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าดับชั่วคราว

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่พิจารณาเหตุการณ์ไฟฟ้าดับชั่วคราวมีดังต่อไปนี้

1) Momentary Average Interruption Frequency Index (*MAIFI*)

ดัชนี *MAIFI* คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับชั่วคราว โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.23 และ 3.24

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Total Number of Customer Momentary Interruptions}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (3.27)$$

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T} \quad (3.28)$$

2) Momentary Average Interruption Event Frequency Index ($MAIFI_E$)

ดัชนี $MAIFI_E$ คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับชั่วคราว ดัชนีนี้จะไม่นับรวมเหตุการณ์ที่ต่อเนื่องด้วยไฟฟ้าดับถาวร โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.25 และ 3.26

$$MAIFI_E = \frac{\sum \text{Total Number of Customer Momentary Interruption Events}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (3.29)$$

$$MAIFI_E = \frac{\sum IM_E N_{mi}}{N_T} \quad (3.30)$$

3) Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events ($CEMSMI_n$)

ดัชนี $CEMSMI_n$ คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงอัตราส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรและชั่วคราวเป็นจำนวน n เหตุการณ์หรือมากกว่า ต่อจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ วัตถุประสงค์ของดัชนีคือช่วยระบุปัญหาของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่สามารถบอกได้ถ้าใช้ค่าเฉลี่ย โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.27 และ 3.28

$$CEMSMI_n = \frac{\text{Total Number of Customers Experiencing } n \text{ or More Interruptions}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (3.31)$$

$$CEMSMI_n = \frac{CNT_{(k \geq n)}}{N_T} \quad (3.32)$$

3.6 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของประเทศไทย

จากมาตรฐาน IEEE Std 1366TM-2012 ดัชนีที่นิยมใช้สำหรับประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ประกอบด้วย ดัชนี SAIFI ดัชนี SAIDI ซึ่งแต่ละดัชนีมีความหมายและการคำนวณดังต่อไปนี้ [16]

3.6.1 ค่าดัชนี SAIFI

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

$$SAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (3.33)$$

โดย λ_i คือ อัตราการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบที่ i (ครั้ง/ปี)

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i

3.6.2 ค่าดัชนี SAIDI

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

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (3.34)$$

โดย U_i คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i (ชั่วโมง/ปี)

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i

บทที่ 4

ปัจจัยที่มีผลต่อการประเมินค่าความเชื่อถือได้

บทนี้จะกล่าวถึงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นประเด็นสำคัญที่ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งการไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยทั่วโลกต้องใช้พิจารณาประกอบกับการปรับปรุงระบบ ตามหลักเกณฑ์การวางแผนปรับปรุงระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะใช้ดัชนี SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) ดัชนี SAIDI (System Average Interruption Duration Index) เพื่อประกอบพิจารณาการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถแบ่งประเภทของตัวแปรที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ออกเป็น 4 ตัวแปรใหญ่ คือ ประเภทของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น, ลักษณะพื้นที่ตามภูมิศาสตร์, วิธีการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ และการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยแสดงดังรูปที่ 4.1 [21]

<p>Definition & Data Classification</p> <ul style="list-style-type: none"> • Major Events • Interruption • Planned/Unplanned • Distribution/Transmission 	<p>Service Territory</p> <ul style="list-style-type: none"> • Geography • Weather Pattern • Vegetation Pattern • Vehicle Access Pattern • Animal Activity
<p>Data Collection Process</p> <ul style="list-style-type: none"> • Outage Notification • Outage Reporting • Step Restoration Process • Customer to Network Connectivity 	<p>System Design</p> <ul style="list-style-type: none"> • Urban/Rural/Downtown • Load Characteristics • Underground/Overhead • Voltage Level • Protection Scheme

รูปที่ 4.1 ตัวแปรที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ทั้งนี้เนื่องจาก วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ต้องการเสนอแบบจำลองแบบสุ่มของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นจึงสนใจเพียงตัวแปรของการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งสามารถแยกประเภทของปัจจัยได้เป็น 4 ปัจจัย อ้างอิงจากรูปที่ 4.1 ได้ดังนี้

1. ประเภทของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2. ขนาดความยาวของสายไฟและขนาดของโหลดทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
3. ความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่การใช้งาน
4. การติดตั้งสวิตช์ตัดตอนและรีโกลสเซอร์เข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.1 ประเภทของสายไฟหรือสายป้อนในระบบจำหน่าย

การเปลี่ยนประเภทของสายไฟหรือสายป้อนที่ใช้ในการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับโหลดเป็นวิธีการหนึ่งที่สามารถทำได้ โดยสายไฟที่ใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยในปัจจุบันประกอบไปด้วยสายเปลือย สายหุ้มฉนวน สายใต้ดิน เป็นต้น ลักษณะของสายไฟประเภทต่างๆแสดงได้ดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 ลักษณะของสายไฟประเภทต่างๆ

โดยสิ่งที่ต้องพิจารณาในการเปลี่ยนประเภทของสายป้อน คือค่าอัตราความขัดข้อง (Failure Rate) และระยะเวลาการซ่อม (Repair Time) ว่าเมื่อเปลี่ยนประเภทสายไฟฟ้าไปแล้วจะมีค่าที่ดีขึ้นเท่าไร โดยค่าอัตราความขัดข้องและระยะเวลาการซ่อมของสายประเภทต่างๆ จะแสดงดังตารางที่ 4.1 [22] และ สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายของประเทศไทยรวมถึงสัดส่วนชนิดของสายป้อนประเภทสายเคเบิลใต้ดินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในต่างประเทศซึ่งในที่นี้คือประเทศต่างๆในทวีปยุโรป สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.2 และ ตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.1 ค่าอัตราความขัดข้องและระยะเวลาการซ่อมแซมของสายไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ชนิดของสาย	ภาคกลาง		ภาคเหนือ		ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ		ภาคใต้	
	λ	r	λ	r	λ	r	λ	r
สายเปลือย	45.65	63.55	40.43	71.69	25.29	92.72	105.95	78.30
สายหุ้มฉนวน	10.71	63.55	8.45	71.69	7.67	92.72	5.95	78.30
สายเคเบิลใต้ดิน	2.44	75.55	2.06	47.00	3.90	137.67	1.80	49.87

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

ตารางที่ 4.2 ข้อมูลสัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายของประเทศไทย

เขตพื้นที่การทำงาน	ความยาวสายจำหน่ายระบบ 22/33 kV			
	สายเมนและสายแยก (วงจร-กม.)		สายเมนและสายแยก (%)	
	สายหุ้มฉนวน	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวน	สายเปลือย
ภาคเหนือ	14,760.89	50,619.67	22.58	77.42
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	17,250.10	63,705.03	21.31	78.69
ภาคกลาง	20,972.52	36,100.21	36.75	63.25
ภาคใต้	22,835.49	34,343.57	36.75	63.25
รวม	75,819	184,768.48	29.10	70.90

อ้างอิง [21]

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลสัดส่วนชนิดของสายป้อนประเภทสายเคเบิลใต้ดินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศต่างๆใน ทวีปยุโรป

ประเทศ	สัดส่วนของสายเคเบิลใต้ดินในระบบจำหน่ายแรงดันกลาง	สัดส่วนของสายเคเบิลใต้ดินในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ
Austria	57.80%	77.80%
Belgium	92.00%	59.00%
Czech Republic	22.90%	56.30%
France	44.90%	41.90%
Germany	78.10%	89.00%
Greece	10.60%	61.70%
Hungary	19.80%	26.90%
Italy	44.40%	37.20%
Netherlands	100.00%	100.00%
Norway	40.70%	53.30%
Switzerland	73.60%	91.80%
United Kingdom	48.30%	83.70%

อ้างอิง [10]

4.2 ขนาดความยาวของสายไฟและขนาดของโหลดทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ขนาดของความยาวของสายไฟและขนาดของโหลดทั้งหมดในระบบเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่มีผลต่อการประเมินความเชื่อถือได้ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงจำเป็นต้องศึกษารูปแบบและขนาดของโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบัน ซึ่งแสดงได้ดังตารางที่ 4.3 [23]

ตารางที่ 4.3 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ตัวอย่าง) ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย

ประเภทพื้นที่การใช้งาน	ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง	ความยาวสายป้อน (วงจรถม.)	โหลดทั้งหมด (MW)	ดัชนีความเชื่อถือได้	
				SAIFI (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้)	SAIDI (ชม./ปี/ผู้ใช้)
อุตสาหกรรม	LCA01	8.56	8.80	2.9918	2.5642
	LCA02	11.82	32.99	4.1486	3.4150

ประเภทพื้นที่ การใช้งาน	ระบบไฟฟ้า ตัวอย่าง	ความยาว สายป้อน (วงจร- กม.)	โหลด ทั้งหมด (MW)	ดัชนีความเชื่อถือได้	
				SAIFI (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้)	SAIDI (ชม./ปี/ผู้ใช้)
	LCA03	4.56	17.83	0.7505	0.6335
	LCA04	3.38	6.13	1.4828	1.5711
	LCA05	2.58	18.09	0.2676	0.2840
	LCA06	3.49	14.36	1.2366	1.2606
	LCA07	5.61	27.07	2.2292	1.8004
	LCA08	5.59	28.36	0.7451	0.6328
	LCA09	5.26	5.62	2.3561	2.4126
	LCA10	4.92	12.86	2.2131	2.3443
	CLU05	3.01	0.92	0.1644	0.2094
เทศบาลนคร	CMA05	9.56	3.35	2.3279	2.2038
	CMA06	19.39	6.02	5.0427	4.6023
	CMA09	29.08	10.67	4.4898	4.0358
	CMA10	10.13	5.46	2.6579	2.7915
	CMC03	40.17	6.05	9.5353	9.3130
	KKA03	7.82	6.71	0.5316	0.7709
	KKA04	9.20	12.81	0.8487	1.1056
	KKA08	5.35	6.69	0.7871	1.2163
	KKA14	7.81	8.80	0.8301	1.0280
	KKD01	22.80	2.15	4.8170	7.4438
	BLA01	14.51	17.61	4.7957	4.2447
	BLA02	25.41	23.10	3.1043	2.3925
	BLA04	12.40	21.01	4.1865	4.1377
	BLA05	34.88	27.74	7.5104	7.6492
	BLA09	13.97	7.42	3.5574	3.3837
	BLA10	14.93	21.73	3.3730	3.1845
	NTA05	22.71	4.75	4.4436	3.8658

ประเภทพื้นที่ การใช้งาน	ระบบไฟฟ้า ตัวอย่าง	ความยาว สายป้อน (วงจร- กม.)	โหลด ทั้งหมด (MW)	ดัชนีความเชื่อถือได้	
				SAIFI (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้)	SAIDI (ชม./ปี/ผู้ใช้)
	SLA02	34.05	7.60	18.2339	12.9768
เมืองธุรกิจ	CYA01	196.05	5.70	9.6777	14.3755
ชนบท	CUN07	71.42	1.68	8.5977	9.7933
	BUA03	81.20	1.96	7.7256	9.7095
	BUA07	118.09	4.21	8.7964	11.6544
	LGA01	26.69	1.48	10.7200	9.4777
	LGA05	56.68	2.04	5.1930	5.5016
	NTB09	204.97	11.53	60.1417	74.5250

อ้างอิง [21]

จากรายละเอียดค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ตัวอย่าง) ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย จะพบว่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบมีความสัมพันธ์อย่างมากกับคุณลักษณะของระบบสองประการ คือ ความยาวของสายป้อน และขนาดของโหลดทั้งหมดในสายป้อน โดยดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI นั้นจะแปรผันโดยตรงอย่างมีนัยสำคัญกับความยาวสายป้อน นอกจากนี้ เมื่อแยกพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ตามประเภทพื้นที่การใช้งานพบว่า พื้นที่เมืองธุรกิจและชนบทจะมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI สูงกว่าพื้นที่อื่นเนื่องจากความยาวสายป้อนมีความยาวมากกว่าพื้นที่อื่นอย่างมีนัยสำคัญ

4.3 ความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่การใช้งาน

4.3.1 นิยามความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ตามมาตรฐาน IEEE Std 1366TM-2012

ลักษณะของระบบไฟฟ้าโดยส่วนมากสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 หมวดหมู่ นิยามตามความหนาแน่นของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนี้ [16]

- 1) ชนบท (จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า 31 รายต่อวงจรกิจิโลเมตร หรือน้อยกว่า 50 รายต่อวงจรมลล์)

- 2) ชานเมือง (จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 31 ถึง 93 รายต่อวงจรกิจิโลเมตร หรืออยู่ระหว่าง 50 ถึง 150 รายต่อวงจจรไมล์)
- 3) ในเมือง (จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่า 93 รายต่อวงจรกิจิโลเมตร หรือมากกว่า 150 รายต่อวงจจรไมล์)

4.3.2 นิยามความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย

การแบ่งพื้นที่การใช้งานของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย ได้แบ่งพื้นที่การให้บริการออกเป็น 5 พื้นที่ คือ พื้นที่อุตสาหกรรม พื้นที่เทศบาลนคร พื้นที่เทศบาลเมือง พื้นที่เทศบาลตำบล และ พื้นที่ชนบท ซึ่งยึดตามการแบ่งพื้นที่ของกระทรวงมหาดไทย โดยนิยามของแต่ละพื้นที่สามารถนิยามได้ดังต่อไปนี้คือ [24]

นิยามพื้นที่อุตสาหกรรม หมายถึง พื้นที่ที่ได้รับการวางแผนสำหรับจุดประสงค์ของการพัฒนาทางด้านอุตสาหกรรมโดยมีโครงสร้างพื้นฐานโดยเฉพาะ และเป็นพื้นที่ที่ต้องการการพิจารณาเป็นพิเศษในการได้รับกำลังไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง

พื้นที่เทศบาลนคร และ พื้นที่เทศบาลเมือง ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย อ้างอิงกับกรมการปกครอง กระทรวงมหาดไทย โดยมีเกณฑ์หลักในการพิจารณาเช่น ด้านความหนาแน่นของประชากร ด้านการเติบโตของเศรษฐกิจ และ ด้านการท่องเที่ยว เทศบาลนคร คือ พื้นที่อำเภอเมือง ที่ถูกยกระดับขึ้นมาเนื่องจากมีประชากรมากกว่า 50,000 คน

พื้นที่ระหว่าง เทศบาลตำบล และ ชนบท ยังคงไม่มีความชัดเจน ในที่นี้ สามารถ กล่าวได้ว่า พื้นที่เทศบาลตำบลมีความหนาแน่นของประชากรมากกว่าพื้นที่ชนบท แต่อย่างไรก็ตาม ณ ปัจจุบันไม่มีพื้นที่ชนบทแล้ว โดยกระทรวงมหาดไทย ได้กำหนดให้พื้นที่ชนบททั้งหมดเป็นส่วนหนึ่งของพื้นที่เทศบาลนคร (อ้างอิงข้อมูลของปี พ.ศ. 2561)

4.4 ติดตั้งสวิตช์ตัดตอนและรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

รีโคลสเซอร์เป็นอุปกรณ์ตัดวงจรที่ติดตั้งอนุกรมในสายป้อนหลัก (Main Feeder) หรือกิ่งแยกเส้นสำคัญ (Lateral) เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้แก่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการตัดแยกส่วนวงจรที่เกิดเหตุผิดปกติพร้อมแบบถาวร (Permanent Fault) ออกไปจะไม่ตัดวงจรแบบถาวรกรณีเกิดเหตุผิดปกติชั่วคราว (Temporary Fault) ลักษณะรีโคลสเซอร์พร้อมตู้ควบคุมแสดงได้ดังรูปที่ 4.3



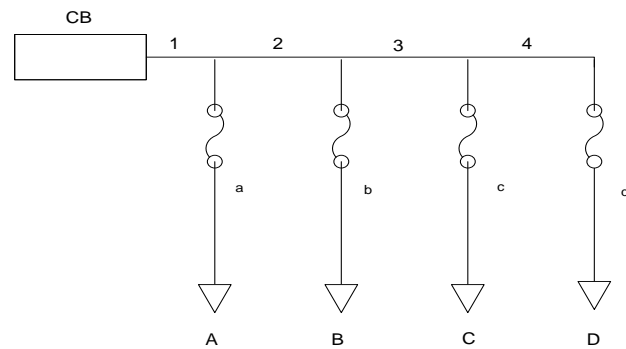
รูปที่ 4.3 รีโคลสเซอร์พร้อมตู้ควบคุม
ที่มา <http://www.hellotrade.com>

โดยเมื่อทำการติดตั้งสวิตช์ตัดตอนเข้าไปในวงจรแยกย่อยเมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นมาสวิตช์ตัดตอนจะเป็นตัวปลดวงจรออกทำให้ส่วนที่ไม่ได้เกิดเหตุขัดข้องยังสามารถมีกระแสไฟฟ้าใช้ได้อยู่ เกณฑ์พื้นฐานในการติดตั้งใช้งานรีโคลสเซอร์ในสายป้อนของโครงการจัดเรียงสายป้อนใหม่ (Network Reconfiguration) หรือ โครงการก่อสร้างสายป้อนเพิ่มเติม ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้ [25]

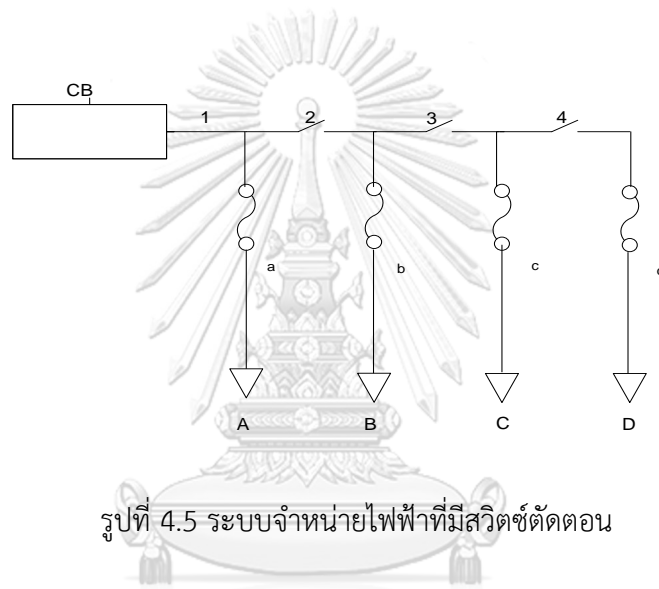
- 1) ติดตั้งในสายป้อนหลักของพื้นที่เขตเมือง อำเภอ หรือที่ชุมชนหนาแน่นทุกระยะทาง 10 วงจร-กม.
- 2) สามารถพิจารณาติดตั้งเพิ่มเติมหรือย้ายจุดได้เมื่อมี กลุ่มโหลดสำคัญ เช่น สถานที่ราชการ สถานที่ท่องเที่ยว โรงงาน หรือผู้ใช้ไฟรายใหญ่
- 3) สามารถติดตั้งเพิ่มจำนวนจากเดิมโดยพิจารณาปัญหาเรื่องแรงดันไฟฟ้าหรือเกิดความสูญเสียจากเหตุการณ์ไฟดับอย่างมีนัยสำคัญ

CHULALONGKORN UNIVERSITY

สามารถอธิบายการเพิ่มความเชื่อถือได้จากรูปเปรียบเทียบกันระหว่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีสวิตช์ตัดตอนดังรูปที่ 4.4 และระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ตัดตอนดังรูปที่ 4.5

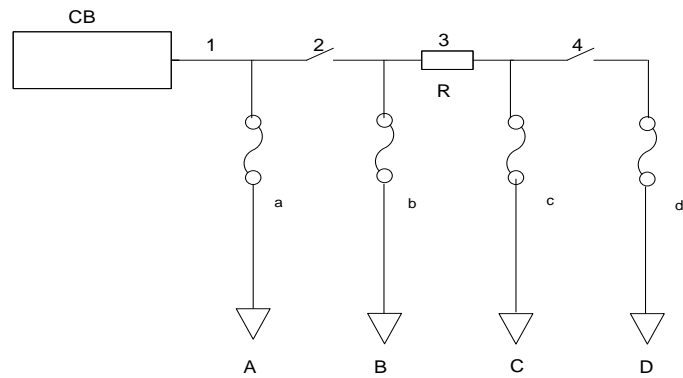


รูปที่ 4.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไปที่ไม่มีสวิตช์ตัดตอน



รูปที่ 4.5 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสวิตช์ตัดตอน

จากรูป 4.4 ถ้าระบบจำหน่ายเกิดการเหตุการณ์ผิดปกติที่สายป้อนหลักจะทำให้เบรกเกอร์ต้นทางเปิดวงจร และต้องรอกันกว่าจะซ่อมแซมส่วนที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้องแล้วเสร็จก่อนจึงจะทำการคืนไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้แต่ถ้าเป็นระบบจำหน่ายที่มีการเพิ่มสวิตช์ตัดตอนดังรูปที่ 4.5 สวิตช์ตัดตอนจะทำหน้าที่ตัดตอนส่วนที่ผิดปกติออกจากระบบ เช่นเมื่อเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในสายป้อนหลัก 3 เพื่อตัดจุดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้องออกจากระบบหลังจากนั้นจึงปิดเบรกเกอร์ต้นทางทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดโหลด A และ B มีไฟฟ้าใช้ ดังนั้นจะเห็นได้ว่าสวิตช์ตัดตอนทำให้ค่า SAIDI มีค่าลดลง เนื่องจากช่วยลดระยะเวลาไฟฟ้าดับของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดโหลด A และ B นอกจากนี้การเพิ่มรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบจำหน่ายที่มีสวิตช์ตัดตอนดังรูปที่ 4.6



รูปที่ 4.6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสวิตช์ตัดตอนและรีโคลสเซอร์

จากรูปที่ 4.6 การเพิ่มรีโคลสเซอร์เข้าไปในระบบทำให้สามารถแยกแยะการลัดวงจรชั่วคราว และการลัดวงจรถาวร และลดจำนวนครั้งการเกิดปัญหาไฟฟ้าดับกับผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดโหลด A และ B ทำให้ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ลดลง

บทที่ 5

การใช้งานโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังที่สามารถสร้างแบบจำลองด้วยรูปภาพหรือป้อนข้อมูลด้วย Text file โดยวิเคราะห์ได้ทั้งในระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่ายและ ภาคอุตสาหกรรม ซึ่งความสามารถของโปรแกรมนี้นี้คือ

- 1) การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Analysis)
- 2) การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability Analysis)
- 3) การวิเคราะห์เสถียรภาพด้านแรงดัน (Voltage Stability Analysis)
- 4) การวิเคราะห์ฮาร์มอนิก (Harmonics Analysis)
- 5) การวิเคราะห์ระบบป้องกัน (Protection Analysis)
- 6) การวิเคราะห์การเกิดความผิดปกติ (Fault Analysis)

นอกจากนี้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ยังสามารถใช้วางแผนหรือทดสอบการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังได้ ซึ่งในปัจจุบัน โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เป็นโปรแกรมที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวงใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อเป็นข้อมูลประกอบการวางแผนการผลิตและพัฒนาระบบไฟฟ้ากำลัง โดยโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY Version 15.1 [26]








CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.1 พื้นฐานการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

5.1.1 เครื่องมือพื้นฐานที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

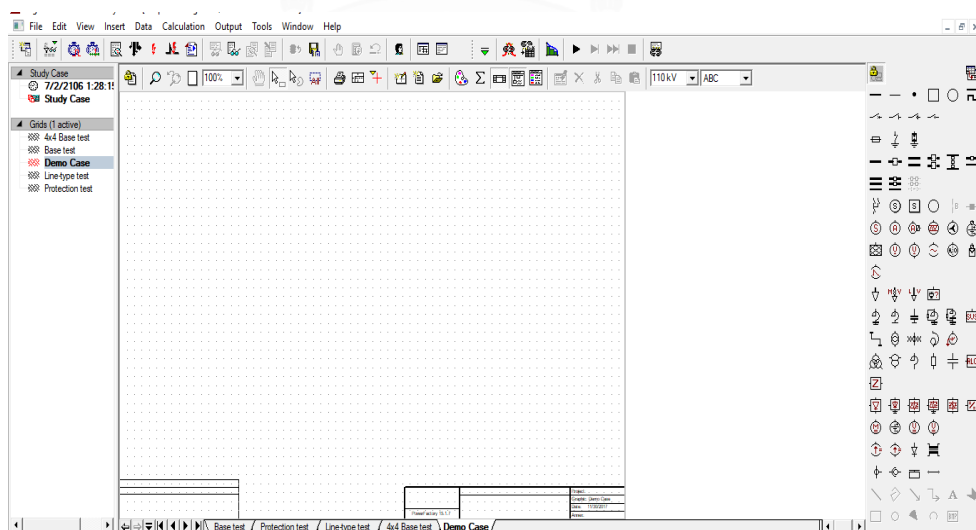
ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงเครื่องมือที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า ค่าต่างๆที่ต้องกำหนดเพื่อใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า [12]

- 1)  Terminal ใช้สร้างจุดโนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น Bus ที่สถานีไฟฟ้า

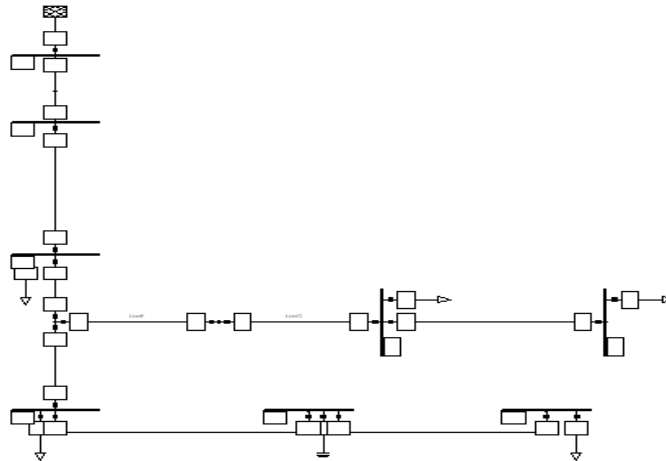
- 2)  Point Terminal ใช้สร้างจุดโนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า ในกรณีนี้มักใช้บริเวณที่เป็นทางแยก
- 3)  Disconnecter ใช้สร้างสวิตช์ในสถานีไฟฟ้า หรือในระบบส่ง ระบบจำหน่าย
- 4)  External Grid ใช้สร้างแหล่งจ่ายไฟของระบบ
- 5)  General Load : ใช้สร้างโหลดของระบบ
- 6)  Line ใช้สร้างสายส่ง หรือสายจำหน่าย
- 7)  Fuse ใช้สร้างฟิวส์ เช่น ฟิวส์ที่ต่ออยู่บริเวณ Line แยกของระบบจำหน่าย
- 8)  2-Winding Transformer ใช้สร้างหม้อแปลงกำลังที่สถานีไฟฟ้า และหม้อแปลงจำหน่าย 22,33/0.4 kV

5.1.2 การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY

ขั้นตอนนี้จะกล่าวถึงวิธีการวาดรูปแผนภาพระบบจำหน่ายลงในพื้นที่ว่าง (Workspace) โดยใช้เครื่องมือในข้อ 5.1.1 เพื่อวาดระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 5.1 ระบบตัวอย่างที่จะให้ทดลองสร้างจะเป็นเพียงระบบอย่างง่ายเพื่อให้เข้าใจขั้นตอนพื้นฐาน ดังแสดงในรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.1 หน้าต่างแสดงพื้นที่ว่างสำหรับวาดรูประบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DIGSILENT



รูปที่ 5.2 ตัวอย่างแผนภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางในโปรแกรม DigSILENT

5.1.3 การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์หรือแก้ไขข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีหลายวิธีเช่น การแก้ไขข้อมูลผ่านหน้าจอกกราฟิกโดยตรง การคลิกแก้ไขที่รูปภาพกราฟิกของอุปกรณ์โดยตรง หรือการเข้าไปแก้ไขที่หน้าต่าง Data Manager ยกตัวอย่างเช่น

1) การแก้ไขข้อมูลของ Line

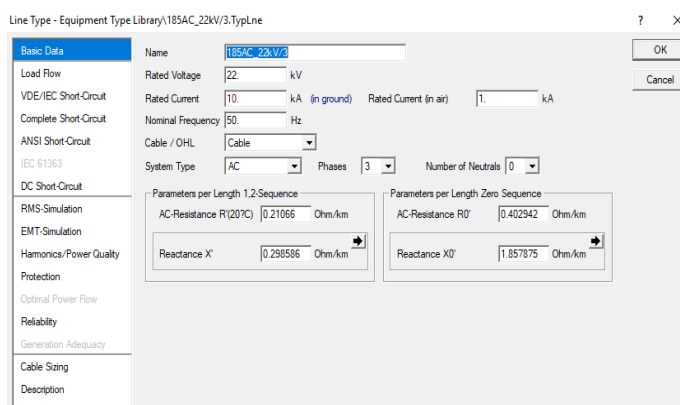
1.1) ใส่ชื่อของ Line โดยคลิกที่รูป Line บนหน้าจอกกราฟิกจะมี Dialog ของ Line ปรากฏขึ้นดังรูปที่ 5.3 เลือกหน้า Basic Data และป้อนข้อมูลดังนี้

Name คือ ชื่อที่ต้องการกำหนดให้กับ Line เช่น Line1

Length of Line คือ ความยาวที่ต้องการกำหนดให้ Line เช่น 1 km

รูปที่ 5.3 Dialog ของ Line

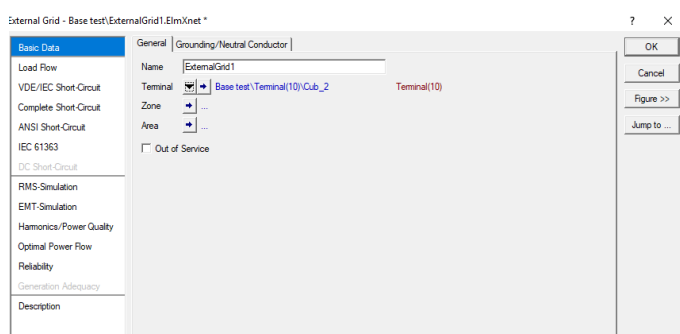
1.2) การใส่ข้อมูลของ Line โดยคลิกที่ Type เลือกที่ Select Project Type แล้วสามารถกำหนดค่าพารามิเตอร์ความต้านทานลำดับศูนย์ (Zero Sequence) ความต้านทานลำดับบวก (Positive Sequence) และความต้านทานลำดับลบ (Negative Sequence) ดังแสดงในรูปที่ 5.4 หรือสามารถเลือกที่ Select Global Type ซึ่งจะมีชนิดของสายไฟแบบกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆไว้แล้วในโปรแกรม DigSILENT FACTORY



รูปที่ 5.4 การป้อนข้อมูล Line

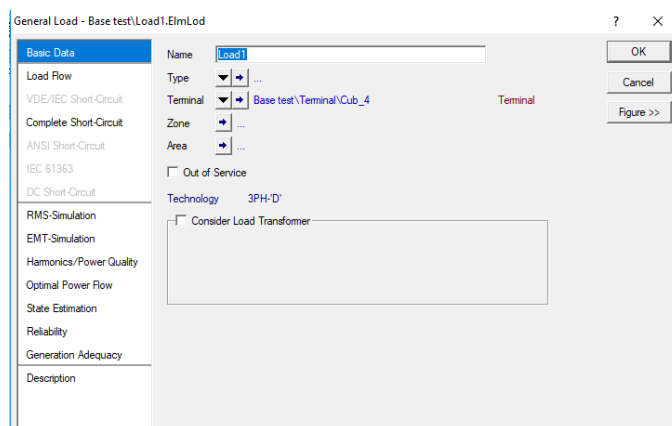
2) การแก้ไขข้อมูลของ External Grid และ Load

2.1) ใส่ชื่อของ External Grid โดยคลิกที่ External Grid ในหน้าจอกราฟฟิค จะมี Dialog ของ External Grid ปรากฏขึ้นดังรูปที่ 5.5 เลือกหน้า Basic Data และป้อนชื่อ Name ของ External Grid เช่น ExternalGrid1 และป้อนข้อมูลของ External Grid ในหน้า Load Flow



รูปที่ 5.5 การใส่ชื่อของ External Grid

2.2) ใส่ข้อมูลของโหลดโดยคลิกที่โหลดจะมี Dialog ของ General Load ปรากฏขึ้นดังแสดง
 ในรูปที่ 5.6 เลือกหน้า Basic Data และป้อนข้อมูลของโหลด



รูปที่ 5.6 การใส่ข้อมูลชื่อและชนิดของโหลด

5.2 การเขียน DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

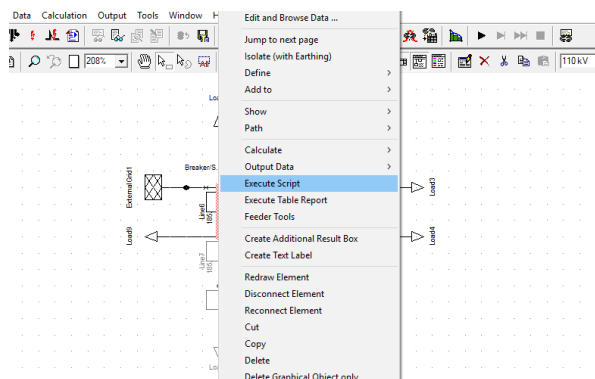
หัวข้อนี้จะอธิบายวิธีการเขียนโปรแกรม DigSILENT Programming Language เบื้องต้น สำหรับการสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการคำนวณที่เกี่ยวข้องกับโครงข่ายไฟฟ้ากำลังแบบพอสั่งเซป [27]

5.2.1 การนิยามระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

การนิยามระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถนิยามได้ 4 วิธี คือ

- 1) By the General Selection

การนิยามรูปแบบนี้เป็นการนิยามรูปแบบเซต (Set) สามารถนิยามในหน้า Basic Options หรือสามารถนิยามโดยเลือกอุปกรณ์ที่เราต้องการโดยคลิกขวาที่แผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram) และเลือก Execute DPL Scripts ดังรูปที่ 5.7



รูปที่ 5.7 การนิยาม By the General Selection ในแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram)

ตัวอย่างการเขียน DPL Scripts เพื่อเลือกสายไฟทุกเส้นในการนิยามแบบ General Selection สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.8

```
set sLines;
! Get the set of lines contained in the general selection
sLines = SEL.AllLines();
```

รูปที่ 5.8 การเขียน DPL Scripts เพื่อเลือกสายไฟทุกเส้นในการนิยามแบบ General Selection

2) By Sets

ตัวอย่างการนิยาม By Sets เป็นการนิยามวัตถุในระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังในรูปแบบเซตที่ชื่อว่า Set และจากรูปที่ 5.9 เป็นตัวอย่างการเขียน DPL Scripts เพื่อให้โปรแกรมแสดงชื่อของวัตถุที่อยู่ในเซต

```
object oObj;
! Cycle through the objects in the set and print out the full name
oObj = Set.First();
while(oObj) {
oObj.ShowFullName();
oObj = Set.Next();
}
```

รูปที่ 5.9 การเขียน DPL Scripts เพื่อให้โปรแกรมแสดงชื่อของวัตถุที่อยู่ในเซต

3) By Code

สามารถใช้ DPL Scripts อย่างเดียวเพื่อเรียกวัตถุที่ต้องการในระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง โดยใช้คำสั่ง AllRelevant และสามารถใช้คำสั่ง Filters คือ FirstFilt หรือ NextFilt เพื่อให้ได้วัตถุในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่เราต้องการได้ ตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เรียกเซตของสายไฟและแสดงชื่อของสายไฟทุกเส้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 5.10

```

object aLine;
set Lines;

! Get the set of all lines
Lines = AllRelevant('*.ElmLine', 1, 1);

! Cycle through the lines and print out the full name
aLine = Lines.First();
while(aLine) {
  aLine.ShowFullName();
  aLine = Lines.Next();
}

```

รูปที่ 5.10 ตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เรียกเซตของสายไฟในระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

5.2.2 การระบุและเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ของวัตถุในระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

การเข้าถึงพารามิเตอร์ของวัตถุให้ระบุโดยใช้ชื่อของวัตถุแล้วค้นพารามิเตอร์ด้วยเครื่องหมายโคลอน (:) เช่น

Object_name: Variable_name;

1) การหาชื่อพารามิเตอร์

ชื่อพารามิเตอร์สามารถหาได้จากการใช้เมาส์ชี้ไปที่ช่องของวัตถุที่ต้องการพิจารณา ยกตัวอย่างเช่น ถ้าต้องการทราบค่าความยาวของสายไฟให้นำเมาส์ชี้ไปที่ช่องของความยาวของสายไฟ จะปรากฏชื่อพารามิเตอร์ คือ dline

2) การตั้งค่าชื่อตัวแปรสำหรับพารามิเตอร์

ตัวอย่างเช่น มีวัตถุสายไฟชื่อ oLine ต้องการตั้งชื่อว่า dLineLength ให้กับความยาวสายไฟ ซึ่งมีชื่อพารามิเตอร์ว่า dline สามารถใช้คำสั่ง

```
dLineLength = oLine : dline;
```

แต่เมื่อพารามิเตอร์เป็นเมทริกซ์หรือเวกเตอร์ให้ใช้คำสั่ง GetVal (variable, parameter, row[column]); ตัวอย่างเช่น

```
oLine.GetVal (dLineLength, 'dline' 0);
```

3) การเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์

ตัวอย่างเช่น วัตถุสายไฟชื่อ oLine และต้องการจะเปลี่ยนความยาวสายไฟ ซึ่งมีชื่อพารามิเตอร์ว่า dline เป็นความยาว 2 กิโลเมตร สามารถใช้คำสั่ง

```
oLine : dline =2;
```

แต่เมื่อพารามิเตอร์เป็นเมทริกซ์หรือเวกเตอร์ให้ใช้คำสั่ง GetVal(value, parameter, row, [column]); ตัวอย่างเช่น

```
oLine.SetVal(2, 'dline',0);
```

5.2.3 การคำนวณที่เกี่ยวข้องกับโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

การใช้คำสั่งคำนวณ สามารถใช้คำสั่ง GetCaseObject (String) เพื่อสร้างการคำนวณขึ้นมา และใช้คำสั่ง Execute () ซึ่งการคำนวณในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY มีการคำนวณหลายอย่าง สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 การคำนวณในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY

ComLdf	Load flow
ComSch	Short circuit
ComSim	Time domain (RMS or EMT) simulation
ComInc	Time domain initial conditions
ComSimoutage	Contingency analysis
ComRel3	Reliability assessment
ComMod	Modal analysis
ComHldf	Harmonic load flow
ComVstab	Load flow sensitivities
ComVsag	Voltage sag table assessment

ตัวอย่างการเขียน DPL Script เพื่อสั่งให้มีการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Reliability Assessment) สามารถแสดงได้ดังนี้

```
Object oRel3;
! Get Reliability Indices from calculation case (or create it)
oRel3 = GetCaseObject ('ComRel3');
! Execute Reliability Assessment
oRel3.Excecute ();
```

5.2.4 การแสดงผลการทดสอบจากการคำนวณ

การเข้าถึงผลการทดสอบให้ระบุโดยใช้ชื่อของวัตถุแล้วค้นชื่อพารามิเตอร์ของผลการทดสอบด้วยเครื่องหมายโคลอน (:) เช่น

```
Object_name:Result_variable_name;
```

ตัวอย่าง ถ้าต้องการค่าแรงดันของบัส 1 ในหน่วย p.u. เก็บในพารามิเตอร์ที่ชื่อ dVoltage สามารถ DPL Script ได้ดังนี้

```
dVoltage = Bus1:m:u;
```

ตัวอย่างการเขียน DPL Script เพื่อให้คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ให้แสดงค่า %Loading ของสายไฟทุกสาย และแสดงชื่อของสายไฟทุกสาย สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.11

```
object ldf, aLine;
set Lines;

! Run a load flow
ldf = GetCaseObject ('ComLdf');
ldf.Execute();

! Get the set of all lines
Lines = AllRelevant ('ElmLne', 1, 1);
aLine = Lines.First();

! Go through each line, and show name and loading
while (aLine) {
printf('Loading for %s: %6f %%%', aLine:loc_name, aLine:c:loading);
aLine = Lines.Next();
}
```

รูปที่ 5.11 ตัวอย่างการเขียน DPL Script เพื่อแสดงผลทดสอบจากการคำนวณ

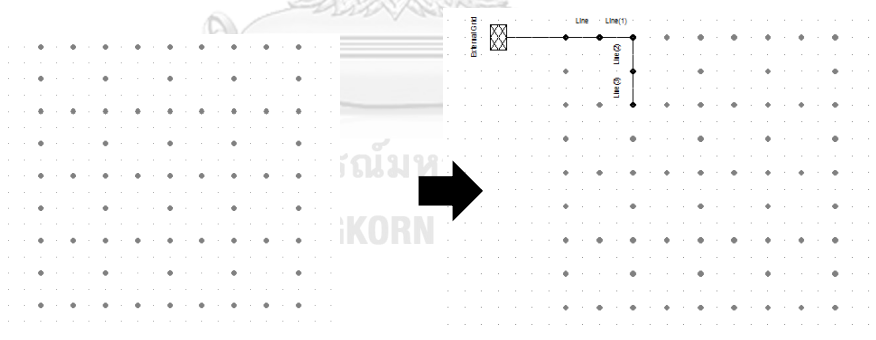
บทที่ 6

แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

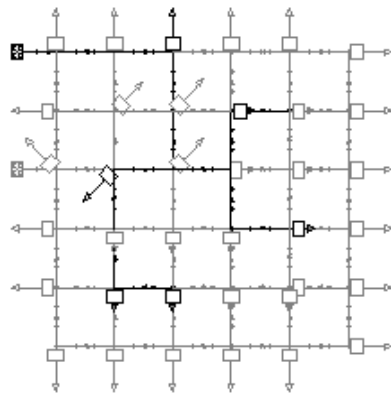
6.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สร้างจากโครงร่างพื้นฐานลักษณะดังรูปที่ 6.1 โดยเบื้องต้น กำหนดให้มีลักษณะเป็นจุดโครงข่ายสี่เหลี่ยมจัตุรัส และการสร้างระบบจำหน่ายด้วยโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY จะใช้หลักการสร้างระบบไฟฟ้าลงไปโปรแกรมโดยกำหนดจุดจ่ายไฟ ดังรูปที่ 6.2 และ 6.3 ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงใช้แนวคิดดังกล่าวของการออกแบบระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY มาประยุกต์ใช้กับการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า และวิเคราะห์แบบจำลองเพิ่มเติมภายใต้สมการข้อจำกัดที่กำหนดไว้ดังต่อไปนี้

1. ชนิดและความยาวของสายไฟฟ้า
2. ขนาดความยาวของสายไฟและขนาดของโหลดทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
3. จำนวนอุปกรณ์ป้องกันติดตั้งเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
4. ความหนาแน่นของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



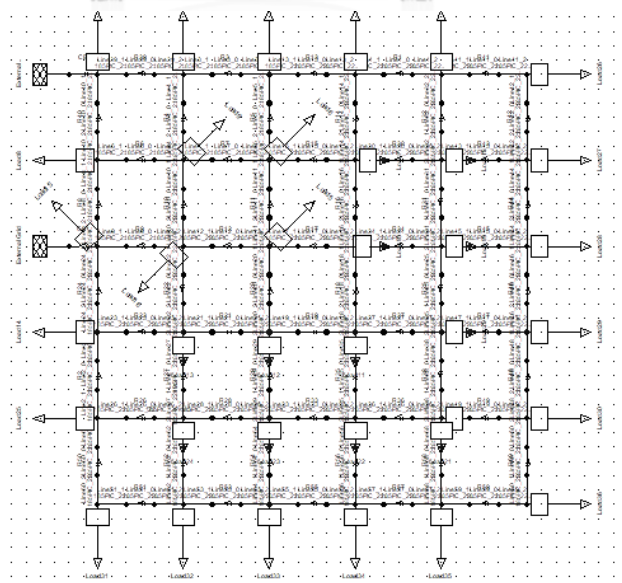
รูปที่ 6.1 โครงร่างฐานของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า จุดเริ่มต้นของการเริ่มสู่รูปแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 6.2 ตัวอย่างระบบที่สู่มออกมาได้จาก
แบบจำลองหลังจากพิจารณาสมการ
ข้อจำกัดที่กำหนดไว้

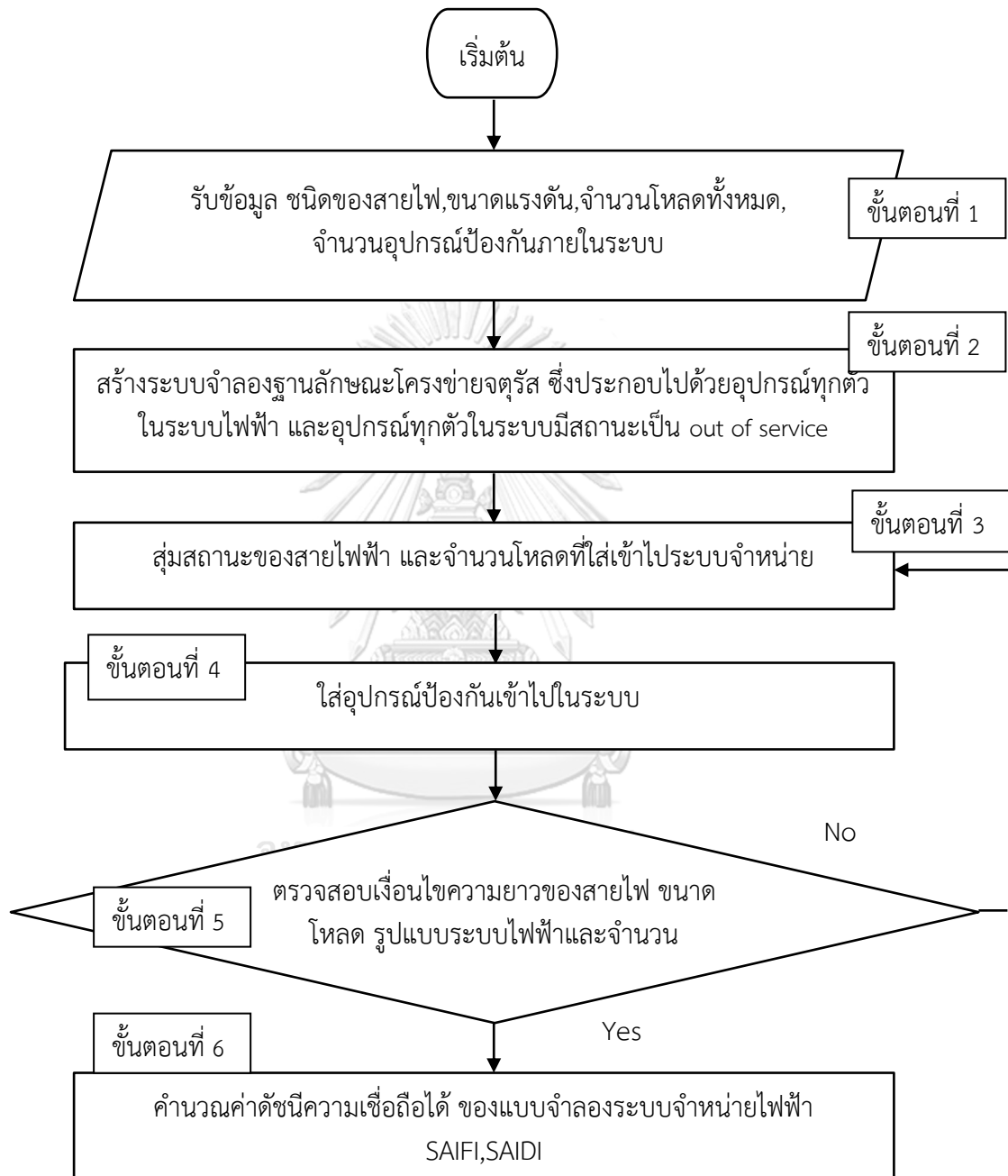
6.2 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ต้องการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สามารถสู่มระบบจำหน่ายไฟฟ้าขึ้นมากกว่า 1 ระบบเพื่อตอบสนองกับสมการข้อจำกัดหรือปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่เปลี่ยนไปและนำผลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้มาตั้งเกณฑ์มาตรฐานค่าความเชื่อถือได้รวมถึงการตั้งเกณฑ์บทปรับ-ชดเชยในกรณีไม่ผ่านตามเกณฑ์มาตรฐานค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังนั้นเพื่อให้สามารถใช้ความสามารถของโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY อย่างมีประสิทธิภาพ จึงได้สร้างระบบทดสอบขึ้นมาดังรูปที่ 6.3 เพื่อเป็นระบบทดสอบพื้นฐานที่ใช้ในการสู่มระบบจำหน่ายทั้งหมด และปรับเปลี่ยนรูปแบบของระบบและการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ รวมถึงการปรับขนาดตัวแปรทั้งหมดของระบบด้วย DigSILENT Programming Language และขั้นตอนการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะแสดงดังแผนภาพที่ 6.1 และ 6.2



รูปที่ 6.3 ระบบทดสอบที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

แผนภาพที่ 6.1 ภาพรวมขั้นตอนการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ภายใต้เงื่อนไขของปัจจัยต่างๆที่พิจารณา



ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูล ชนิดของสายไฟ, ขนาดแรงดัน, จำนวนโหลดทั้งหมด, จำนวนอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบ

ขั้นตอนนี้คือการขั้นตอนการกำหนดขอบเขตของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เราต้องการพิจารณาซึ่ง ข้อมูลขอบเขตที่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาคือ ข้อมูลระบบไฟฟ้าตัวอย่างโดยแยกประเภทตามพื้นที่การใช้งานของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายของประเทศไทย และข้อมูลสัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายของประเทศไทย ซึ่งจะแสดงดังตารางที่ 6.1 และ ตารางที่ 6.2 ตามลำดับ [19]

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลระบบไฟฟ้าตัวอย่างโดยแยกประเภทตามพื้นที่การใช้งานของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายของประเทศไทย

ประเภทพื้นที่การใช้งาน	ระบบไฟฟ้า ตัวอย่าง	ความยาวสาย ป้อน (วงจร-กม.)	โหลดทั้งหมด (MW)
อุตสาหกรรม	C2_LCA01	8.56	8.80
	C2_LCA02	11.82	32.99
	C2_LCA03	4.56	17.83
	C2_LCA04	3.38	6.13
	C2_LCA05	2.58	18.09
	C2_LCA06	3.49	14.36
	C2_LCA07	5.61	27.07
	C2_LCA08	5.59	28.36
	C2_LCA09	5.26	5.62
	C2_LCA10	4.92	12.86
เทศบาลนคร	S3_CLU05	3.01	0.92
	N1_CMA05	9.56	3.35
	N1_CMA06	19.39	6.02
	N1_CMA09	29.08	10.67
	N1_CMA10	10.13	5.46
	N1_CMC03	40.17	6.05
	NE1_KKA03	7.82	6.71
NE1_KKA04	9.20	12.81	

ประเภทพื้นที่การใช้งาน	ระบบไฟฟ้า ตัวอย่าง	ความยาวสาย ป้อน (วงจร-กม.)	โหลดทั้งหมด (MW)
	NE1_KKA08	5.35	6.69
	NE1_KKA14	7.81	8.80
	NE1_KKD01	22.80	2.15
	C2_BLA01	14.51	17.61
	C2_BLA02	25.41	23.10
	C2_BLA04	12.40	21.01
	C2_BLA05	34.88	27.74
	C2_BLA09	13.97	7.42
	C2_BLA10	14.93	21.73
	S2_NTA05	22.71	4.75
	S2_SLA02	34.05	7.60
เมืองธุรกิจ	NE3_CYA01	196.05	5.70
ชนบท	N1_CUN07	71.42	1.68
	NE1_BUA03	81.20	1.96
	NE1_BUA07	118.09	4.21
	C2_LGA01	26.69	1.48
	C2_LGA05	56.68	2.04
	S2_NTB09	204.97	11.53

อ้างอิง [23]

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลสัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายของประเทศไทย [19]

เขตพื้นที่การทำงาน	ความยาวสายจำหน่ายระบบ 22/33 kV			
	สายเมนและสายแยก (วงจร-กม.)		สายเมนและสายแยก (%)	
	สายหุ้มฉนวน	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวน	สายเปลือย
ภาคเหนือ	14,760.89	50,619.67	22.58	77.42
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	17,250.10	63,705.03	21.31	78.69
ภาคกลาง	20,972.52	36,100.21	36.75	63.25
ภาคใต้	22,835.49	34,343.57	36.75	63.25
รวม	75,819	184,768.48	29.10	70.90

อ้างอิง [23]

และ ค่าอัตราความขัดข้องและระยะเวลาการซ่อมแซมของสายป้อนประเภทต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 ค่าอัตราความขัดข้องและระยะเวลาการซ่อมแซมของสายป้อนประเภทต่างๆ [22]

ชนิดของสาย	ภาคกลาง		ภาคเหนือ		ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ		ภาคใต้	
	λ	r	λ	r	λ	r	λ	r
สายเปลือย	45.65	63.55	40.43	71.69	25.29	92.72	105.95	78.30
สายหุ้มฉนวน	10.71	63.55	8.45	71.69	7.67	92.72	5.95	78.30
สายเคเบิลใต้ดิน	2.44	75.55	2.06	47.00	3.90	137.67	1.80	49.87

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

ขั้นตอนที่ 2 สร้างระบบทดสอบ ลักษณะโครงข่าย ซึ่งประกอบไปด้วยอุปกรณ์ทุกตัวในระบบไฟฟ้า และอุปกรณ์ทุกตัวในระบบมีสถานะเป็น Out of Service

ขั้นตอนนี้คือการสร้างฐานโครงสร้างของระบบทั้งหมดที่จะทำการสุ่มตัวแปรทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยกำหนดให้สถานะของอุปกรณ์ทุกตัวภายในระบบฐานมีสถานะเป็น Out of Service ซึ่งหมายถึงอุปกรณ์ทั้งหมดไม่ส่งผลต่อการคำนวณ Load Flow หรือ การประเมินความเชื่อถือได้

ขั้นตอนที่ 3 สุ่มสถานะของสายไฟฟ้า และจำนวนโหลดที่ใส่เข้าไประบบจำหน่าย

ขั้นตอนนี้คือขั้นตอนเริ่มต้นของการสุ่มอุปกรณ์ภายในระบบจำหน่าย โดยจะเริ่มต้นที่กำหนดความยาวสายไฟทั้งหมดของระบบก่อนจากนั้นจึงทำการสุ่มลักษณะเส้นทางของสายไฟภายในระบบทั้งหมด แล้วจึงใส่โหลดเข้าไปในระบบตามขอบเขตของจำนวนโหลดทั้งหมดที่กำหนดไว้

ขั้นตอนที่ 4 ใส่อุปกรณ์ป้องกันเข้าไปในระบบ พร้อมสุ่มสถานะของอุปกรณ์ป้องกัน

ขั้นตอนนี้คือขั้นตอนการเพิ่มกรณีพิจารณาอีกกรณีหนึ่ง โดยพิจารณาเพิ่มจากระบบจำหน่ายเดิมที่มีอุปกรณ์ป้องกันแค่ต้นทางตัวเดียวเท่านั้น เป็นระบบจำหน่ายที่ใส่อุปกรณ์เพิ่มเข้าไปมากกว่า 1 ตัว เพื่อให้สามารถนำไปใช้พิจารณาผลเทียบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงได้

ขั้นตอนที่ 5 ตรวจสอบเงื่อนไขความยาวของสายไฟ ขนาดโหลดทั้งหมด รูปแบบระบบไฟฟ้าและจำนวนอุปกรณ์

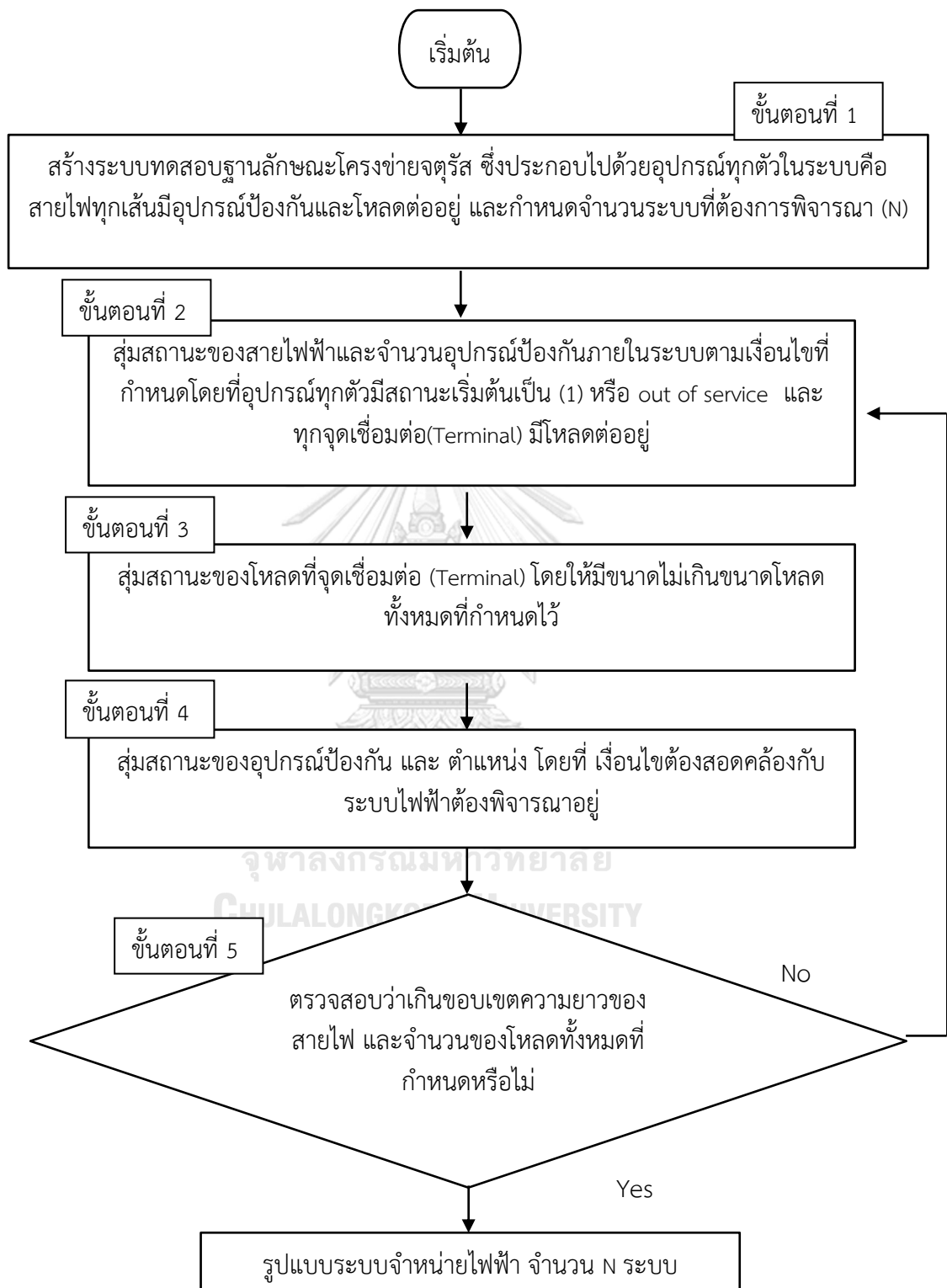
ขั้นตอนนี้คือการตรวจสอบเงื่อนไขของการสุ่มระบบจำหน่ายว่าผ่านตามขอบเขตที่กำหนดไว้หรือไม่ ถ้าไม่ผ่านก็จะให้ระบบทดสอบทำการสุ่มระบบใหม่

ขั้นตอนที่ 6 คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า SAIFI, SAIDI

ขั้นตอนนี้คือผลลัพธ์ที่ต้องการจากระบบทดสอบ นั่นคือค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระบบทดสอบทำการสุ่มออกมาโดยในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาเพียงแค่ 2 ดัชนีคือ SAIFI และ SAIDI เท่านั้น

จากแผนภาพที่ 6.1 แสดงถึงภาพรวมของการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งหมด จากระบบทดสอบ และในแผนภาพที่ 6.2 จะอธิบายถึงการสร้างแบบจำลองซึ่งจะอธิบายถึงการออกแบบและสุ่มการทำงานของอุปกรณ์ทั้งหมดภายในระบบจำหน่ายอย่างละเอียด

แผนภาพที่ 6.2 ขั้นตอนการสู่การทำงานของอุปกรณ์ทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



ขั้นตอนที่ 1 สร้างระบบทดสอบฐานและกำหนดจำนวนระบบที่ต้องการพิจารณา

ขั้นตอนนี้คือ ขั้นตอนเดียวกับขั้นตอนแรกในภาพรวมการสร้างแบบทดสอบประเมินความเชื่อถือได้ซึ่งก็คือการสร้างระบบพื้นฐานและกำหนดค่าขอบเขตที่ต้องการ รวมถึงจำนวนของระบบที่ต้องการนำมาพิจารณา จำนวน N ระบบ

ขั้นตอนที่ 2 สุ่มสถานะของสายไฟฟ้าและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบ

ขั้นตอนนี้คือ การกำหนดสถานะเริ่มต้นของอุปกรณ์โดยอุปกรณ์ทุกตัวภายในระบบ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณา 3 อุปกรณ์คือ สายไฟ อุปกรณ์ป้องกัน และ โหลด โดยตั้งสถานะของทุกอุปกรณ์เป็น Out of Service หมายถึงอุปกรณ์ทุกตัวไม่มีผลต่อการคำนวณใดๆ ในระบบไฟฟ้า โดยลำดับการสุ่มการทำงานของอุปกรณ์นั้น แบบทดสอบดังกล่าวจะเริ่มต้นสุ่มสถานะของสายไฟในระบบก่อน จากนั้นจึงสุ่มสถานะของโหลดที่ต่อกับสายไฟที่มีพลังงานไฟฟ้าไหลผ่าน แล้วสุดท้ายจึงสุ่มสถานะและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเข้าไปในระบบในภายหลัง

ขั้นตอนที่ 3 สุ่มสถานะของโหลดที่จุดเชื่อมต่อ (Terminal)

ขั้นตอนนี้คือ ขั้นตอนการสุ่มสถานะของโหลด ซึ่งเดิมทีนั้นมีโหลดเกาะอยู่ที่จุดเชื่อมต่อหรือจุดโหนดทุกจุดอยู่แล้ว แต่ทำการสุ่มสถานะของโหลดขึ้นเพื่อแสดงถึงการกระจายตัวของโหลดในระบบจำหน่ายจริงๆ โดยกำหนดขอบเขตเป็นขนาดของโหลดทั้งหมดไว้ และกำหนดเงื่อนไขว่าโหลดที่ถูกสุ่มสถานะให้ทำงาน ต้องต่ออยู่กับสายไฟที่มีกำลังไฟฟ้าไหลเท่านั้น

ขั้นตอนที่ 4 สุ่มสถานะของอุปกรณ์ป้องกัน และกำหนดเงื่อนไขของตำแหน่งระบบป้องกัน

ขั้นตอนนี้คือ เมื่อได้ระบบจำหน่ายที่มีโหลดต่ออยู่แบบสุ่มแล้วนั้น ก็ทำการใส่ระบบป้องกันเพิ่มเข้าไปในระบบโดยที่กำหนดจำนวนและตำแหน่งของระบบป้องกันที่ต้องการเช่น ต้องการอุปกรณ์ป้องกันเพียง 2 ตัวภายในระบบวางอยู่ในตำแหน่งที่มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยเท่ากัน เป็นต้น

ขั้นตอนที่ 5 ตรวจสอบว่าเกินขอบเขตความยาวของสายไฟ และขนาดขอโหลดทั้งหมดที่กำหนดหรือไม่

ขั้นตอนนี้คือ การตรวจสอบเงื่อนไขเพื่อให้ได้รูปแบบระบบจำหน่ายตามขอบเขตที่ต้องการ เพื่อนำผลลัพธ์ของบททดสอบไปพิจารณาต่อในด้านอื่นๆ ซึ่งในที่นี้คือการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 7

ผลการทดสอบแบบจำลอง

การออกแบบและกำหนดลักษณะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่รองรับโหลดประเภทต่างๆ จะต้องพิจารณาให้ครอบคลุมถึงรูปแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ปัจจุบันที่มีอยู่ให้มากที่สุด เพื่อกำหนดดัชนีความเชื่อถือได้ในปัจจุบัน และสร้างรูปแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ โดยผ่านค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ซึ่งในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงผลการทดสอบในการดำเนินการทดสอบแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY Version 15.1 ซึ่งผลการทดสอบจะแบ่งพิจารณาออกเป็น 2 หัวข้อคือ

- 1) พิจารณารูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อกำหนดค่าดัชนีความเชื่อถือได้
- 2) พิจารณาการต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า และ ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า

7.1 พิจารณารูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อกำหนดค่าดัชนีความเชื่อถือได้

จากที่กล่าวในบทที่ 3 ในการกำหนดความเชื่อถือได้ในแต่ละประเทศก็จะแตกต่างกันออกไป ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกที่จะนำการพัฒนาแบบจำลองการล่มของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตามเงื่อนไขที่กำหนดในการพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้เมื่อเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ต่างๆ โดยปัจจัยที่พิจารณามีดังนี้คือ

- 1) ประเภทของสายจำหน่าย ได้แก่ สายจำหน่ายชนิดเปลือย หุ้มฉนวนและสายเคเบิลใต้ดิน
- 2) จำนวนอุปกรณ์ป้องกัน
- 3) การกระจายตัวของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า

ดังนั้นเพื่อที่จะกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า จึงเริ่มต้นจากการจำลองพฤติกรรมของรูปแบบต่างๆ ของระบบจำหน่ายไฟ ผ่านตัวแปรของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ คือ SAIFI และ SAIDI โดยผลการทดสอบดังกล่าว แบ่งผลการทดสอบออกเป็น 3 ประเภทตามปัจจัยที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ ดังนี้

7.1.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อพิจารณาปัจจัยของประเภทสายจำหน่าย

ฐานข้อมูลที่ใช้อ้างอิง ในการสร้างแบบจำลองจะใช้ข้อมูลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่างของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งในประเทศไทยซึ่งจะแยกตามพื้นที่การใช้งาน แสดงดังตารางที่ 7.1 และ 7.2

ตารางที่ 7.1 ตัวอย่างข้อมูลการสำรวจความยาวสายป้อนแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย

ลำดับ ที่	ประเภทระบบจำหน่ายไฟฟ้า	ความยาวสาย ป้อน (วงจร-กม.)	โหลดทั้งหมด (MW)
1	อุตสาหกรรมภาคกลาง	8.56	8.80
2	อุตสาหกรรมภาคกลาง	11.82	32.99
3	อุตสาหกรรมภาคกลาง	4.56	17.83
5	อุตสาหกรรมภาคกลาง	2.58	18.09
7	อุตสาหกรรมภาคกลาง	5.61	27.07
8	อุตสาหกรรมภาคกลาง	5.59	28.36
9	อุตสาหกรรมภาคกลาง	5.26	5.62
10	เทศบาลนครภาคเหนือ	9.56	3.35
11	เทศบาลนครภาคเหนือ	10.13	5.46
12	เทศบาลนครภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	7.82	6.71
13	เทศบาลนครภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	9.20	12.81
14	เทศบาลนครภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	5.35	6.69
15	เทศบาลนครภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	7.81	8.80
16	เทศบาลนครภาคกลาง	12.40	21.73
17	เทศบาลนครภาคกลาง	13.97	23.10
18	เทศบาลนครภาคกลาง	14.51	17.61

อ้างอิง [23]

ตารางที่ 7.2 ข้อมูลชนิดของสายป้อน 22/33 kV ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย

เขตพื้นที่การทำงาน	ความยาวสายจำหน่ายระบบ 22/33 kV			
	สายเมนและสายแยก (วงจร-กม.)		สายเมนและสายแยก (%)	
	สายหุ้มฉนวน	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวน	สายเปลือย
ภาคเหนือ	14,760.89	50,619.67	22.58	77.42
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	17,250.10	63,705.03	21.31	78.69
ภาคกลาง	20,972.52	36,100.21	36.75	63.25
ภาคใต้	22,835.49	34,343.57	36.75	63.25
รวม	75,819	184,768.48	29.10	70.90

อ้างอิง [23]

จากระบบฐานข้อมูลที่นำมาใช้ประกอบการพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้า พบว่า ความยาวสายป้อนของพื้นที่การใช้งานประเภทอุตสาหกรรม จะไม่เกิน 13 วง-กม และค่าเฉลี่ยความยาวสายป้อนอยู่ที่ประมาณ 6 วงจร-กม ดังนั้นจึงเริ่มต้นพัฒนารูปแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากแบบจำลองแบบสุ่มโดยมีขอบเขตของความยาวสายคือ 6-13 วงจร-กม. และกำหนดขนาดโหลดสูงสุดเท่ากันทั้งหมดคือ 20 MW ซึ่งพิจารณาจากโหลดเฉลี่ยจากการสำรวจข้อมูลระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยปัจจัยเพิ่มเติมในการพิจารณาในหัวข้อนี้คือ สัดส่วนของชนิดของสายป้อนโดยอ้างอิงตารางที่ 7.2 และเพิ่มพิจารณาการเพิ่มของสายป้อนประเภทสายเคเบิลใต้ดิน เพื่อให้ครอบคลุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีในปัจจุบัน ดังนั้นกรณีที่พิจารณามีดังนี้คือ

7.1.1.1 พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือยและสายหุ้มฉนวน

ในหัวข้อนี้ จะพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วย สายเปลือยและสายหุ้มฉนวนเท่านั้น และมีจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน 2 ตัว (ไม่นับเซอร์กิตเบรกเกอร์ต้นสาย) โดยแสดงออกมาในรูปแบบของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI แสดงดังตารางที่ 7.3 และ ตารางที่ 7.4

ตารางที่ 7.3 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือยและสายหุ้มฉนวน

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 1 : สายเปลือยทั้งหมด		กรณีที่ 2 : สายเปลือยต่อสายหุ้มฉนวน 4:1	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 2	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 2
1	6	1.7401	1.8429	0.7582	0.8030
2	7	1.9653	2.0815	0.9200	0.9744
3	8	2.2800	2.4147	1.3198	1.3978
4	9	2.5517	2.7025	1.4326	1.5173
5	10	2.9247	3.0976	1.8048	1.9115
6	11	3.1989	3.3879	2.1453	2.2721
7	12	3.4849	3.6909	2.2397	2.3721
8	13	3.8043	4.0292	2.5904	2.7435

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.4 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือยและสายหุ้มฉนวน

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 3 : สายเปลือยต่อสายหุ้มฉนวน 3:2		กรณีที่ 4 : สายหุ้มฉนวนทั้งหมด	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 3	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 3	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 4	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 4
1	6	0.6342	0.6717	0.6166	0.6531
2	7	0.7499	0.7942	0.7178	0.7602
3	8	0.9321	0.9872	0.8121	0.8601
4	9	1.1859	1.2560	0.8622	0.9132
5	10	1.5327	1.6233	1.0092	1.0688
6	11	1.7382	1.8409	1.1656	1.2345

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 3 : สายเปลี่ยต่อสายหุ้ม ฉนวน 3:2		กรณีที่ 4 : สายหุ้มฉนวนทั้งหมด	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 3	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 3	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 4	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 4
7	12	2.0107	2.1296	1.2727	1.3479
8	13	2.1282	2.2540	1.3927	1.4750

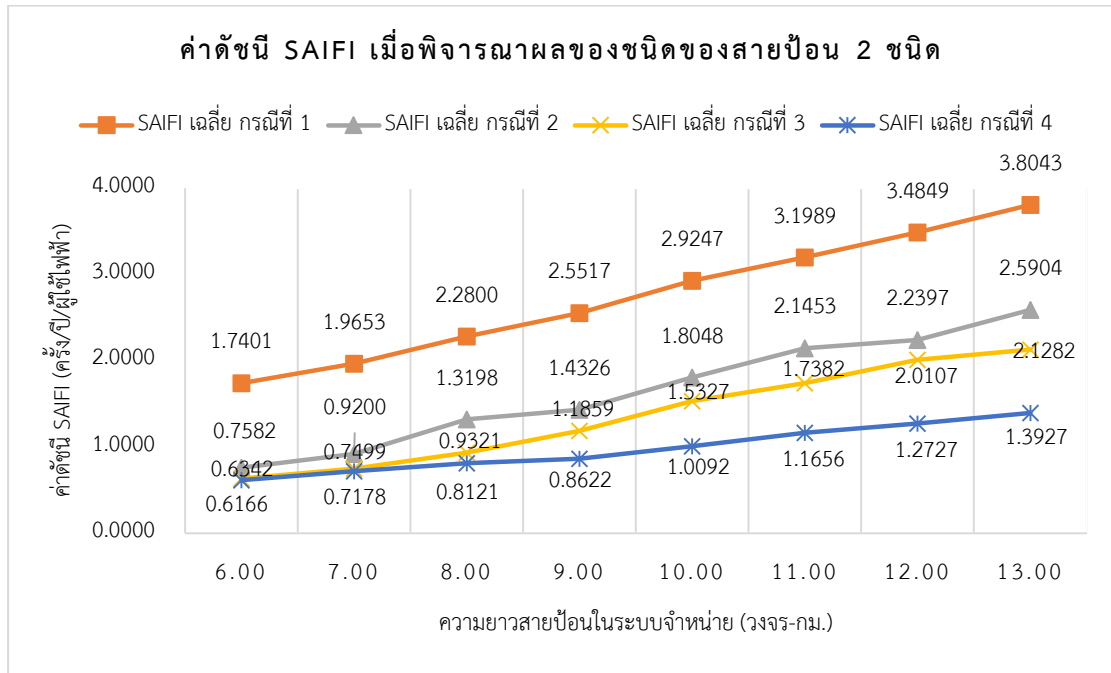
หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

วิเคราะห์ผลการทดสอบ

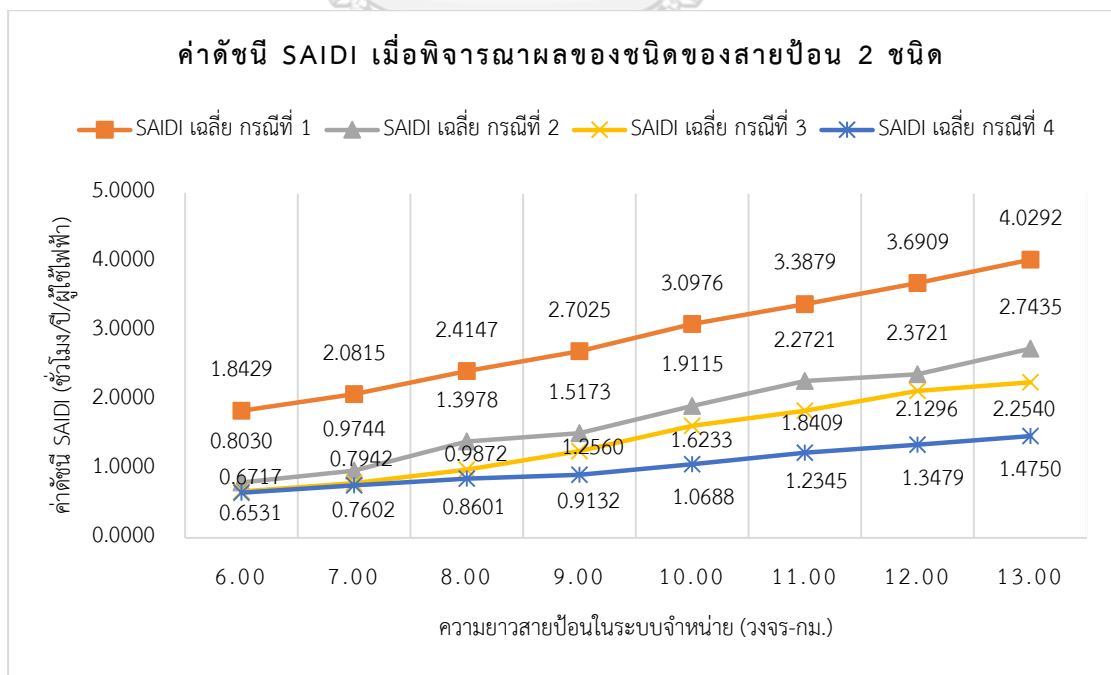
จากตารางที่ 7.3 และ 7.4 สามารถวิเคราะห์ผลการประเมินค่าความเชื่อถือได้ซึ่งในที่นี้คือ ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อเปลี่ยนปัจจัยทางกายภาพในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ภายใต้เงื่อนไขของชนิดของสายป้อน โดยลำดับการวิเคราะห์ในหัวข้อนี้ประกอบไปด้วย การพิจารณาปัจจัยทางกายภาพของสายป้อนประเภทสายเหนื่อดิน 2 ชนิดคือ สายเปลี่ยกับสายหุ้มฉนวน โดยจากผลของค่าดัชนีสามารถวิเคราะห์ได้ว่า แนวโน้มของการลดลงของค่าดัชนีเมื่อเปลี่ยนสัดส่วนของชนิดสายป้อนตั้งแต่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบไปด้วยสายชนิดเปลี่ยทั้งหมด (กรณีที่ 1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสัดส่วนของสายชนิดเปลี่ยต่อสายหุ้มฉนวน 4:1 (กรณีที่ 2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสัดส่วนของสายชนิดเปลี่ยต่อสายหุ้มฉนวน 3:2 (กรณีที่ 3) และ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายชนิดหุ้มฉนวนทั้งหมด (กรณีที่ 4) ตามลำดับ อธิบายได้ดังนี้คือ

ความสัมพันธ์ระหว่างการเปลี่ยนสัดส่วนจาก ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีเฉพาะสายป้อนชนิดเปลี่ย(กรณีที่ 1) กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสัดส่วนของสายชนิดเปลี่ยต่อสายหุ้มฉนวน 4:1 (กรณีที่ 2) ได้ว่า แนวโน้มของการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เมื่อเปลี่ยนชนิดของสายป้อน 2 ชนิดลดลงประมาณร้อยละ 50 ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้เดิม เท่ากันทุกช่วงความยาวสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แต่ถ้าเป็นกรณีแนวโน้มความสัมพันธ์ ระหว่างการเปลี่ยนสัดส่วนจาก ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีเฉพาะสายป้อนชนิดเปลี่ยต่อสายหุ้มฉนวน 3:2 (กรณีที่ 3) กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายชนิดหุ้มฉนวนทั้งหมด (กรณีที่ 4) ลดลงประมาณร้อยละ 30 ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้เดิม แสดงให้เห็นว่า การลดลงของสายป้อนประเภทสายเปลี่ยหรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ การเปลี่ยนสายป้อนชนิดสายเปลี่ยทั้งหมด ด้วยสายป้อนชนิดหุ้มฉนวน ส่งผลอย่างมากต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อเทียบกับกรณีที่มีการต่อเติมหรือเปลี่ยนแปลงชนิดของสายป้อนเป็นชนิดสายหุ้ม

ฉนวนให้มีจำนวนเพิ่มมากขึ้น ดังนั้นเพื่อให้สะดวกต่อการเปรียบเทียบผลการทดสอบจึงแสดงผลทดสอบดังรูปที่ 7.1 และรูปที่ 7.2 ตามลำดับ



รูปที่ 7.1 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIFI เมื่อพิจารณาผลของชนิดของสายป้อน 2 ชนิด



รูปที่ 7.2 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIDI เมื่อพิจารณาผลของชนิดของสายป้อน 2 ชนิด

7.1.1.2 พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน

ในหัวข้อนี้ จะพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยชนิดของสายป้อนทั้ง 3 ชนิด ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณา คือ สายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน โดยจะเปลี่ยนจากระบบจำหน่ายที่ประกอบด้วยสายเปลือยทั้งหมด ไปจนถึงระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายทั้ง 3 ชนิด ซึ่งสามารถแบ่งกรณีการพิจารณาได้ดังนี้

- 1) กรณีที่ 1 : สายเหนือดินชนิดเปลือยทั้งหมด
- 2) กรณีที่ 2 : เปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณต้นสาย
- 3) กรณีที่ 3 : เปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณกลางสาย
- 4) กรณีที่ 4 : เปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณปลายสาย
- 5) กรณีที่ 5 : เปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายเคเบิลใต้ดินทั้งหมด
- 6) กรณีที่ 6 : เปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนทั้งหมด
- 7) กรณีที่ 7 : เปลี่ยนสายหุ้มฉนวนเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณต้นสาย
- 8) กรณีที่ 8 : เปลี่ยนสายหุ้มฉนวนเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณกลางสาย
- 9) กรณีที่ 9 : เปลี่ยนสายหุ้มฉนวนเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณปลายสาย
- 10) กรณีที่ 10 : เปลี่ยนสายเหนือดิน 2 ชนิด เป็นสายเคเบิลบริเวณต้นสาย

ตารางที่ 7.5 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 1 : สายเหนือดินชนิดเปลือยทั้งหมด		กรณีที่ 2 : เปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณต้นสาย	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 2	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 2
1	6	1.7401	1.8429	0.8634	0.9144
2	7	1.9653	2.0815	1.0479	1.1098
3	8	2.2800	2.4147	1.3198	1.3978
4	9	2.5517	2.7025	1.4326	1.5173
5	10	2.9247	3.0976	1.8048	1.9115
6	11	3.1989	3.3879	1.9417	2.0565
7	12	3.4849	3.6909	2.2397	2.3721

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 1 : สายเหนือดินชนิดเปลี่ยนทั้งหมด		กรณีที่ 2 : เปลี่ยนสายเปลี่ยนเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณต้นสาย	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 2	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 2
8	13	3.8043	4.0292	2.4540	2.5990

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.6 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 3 : เปลี่ยนสายเปลี่ยนเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณกลางสาย		กรณีที่ 4 : เปลี่ยนสายเปลี่ยนเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณปลายสาย	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 3	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 3	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 4	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 4
1	6	1.2283	1.3009	1.6344	1.7310
2	7	1.3224	1.4006	1.7033	1.8040
3	8	1.6960	1.7963	1.8560	1.9657
4	9	1.8498	1.9591	2.1905	2.3200
5	10	2.0851	2.2083	2.3664	2.5063
6	11	2.2040	2.3343	2.4614	2.6969
7	12	2.4980	2.6457	2.6046	2.7586
8	13	2.6314	2.7870	2.8847	3.0552

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.7 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อน ชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 5 : เปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายเคเบิลใต้ดินทั้งหมด		กรณีที่ 6 : เปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนทั้งหมด	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 5	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 5	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 6	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 6
1	6	0.6166	0.6531	0.6166	0.6531
2	7	0.7178	0.7602	0.7178	0.7602
3	8	0.8121	0.8601	0.8121	0.8601
4	9	0.8622	0.9132	0.8622	0.9132
5	10	1.0092	1.0688	1.0092	1.0688
6	11	1.1656	1.2345	1.1656	1.2345
7	12	1.2727	1.3479	1.2727	1.3479
8	13	1.3927	1.4750	1.3927	1.4750

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.8 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อน ชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 7 : เปลี่ยนสายหุ้มฉนวนเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณต้นสาย		กรณีที่ 8 : เปลี่ยนสายหุ้มฉนวนเป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณกลางสาย	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 7	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 7	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 8	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 8
1	6	0.3117	0.3496	0.3662	0.3947
2	7	0.4188	0.4631	0.5260	0.5765
3	8	0.6087	0.6593	0.6363	0.6904
4	9	0.7159	0.7728	0.7402	0.8035
5	10	0.8230	0.8863	0.8449	0.9067

ระบบ	ความยาว สายภายใน ระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 7 : เปลี่ยนสายหุ้มฉนวน เป็นสายเคเบิลใต้ดินบริเวณต้นสาย		กรณีที่ 8 : เปลี่ยนสายหุ้มฉนวน เป็นสายเคเบิลใต้ดิน บริเวณกลางสาย	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 7	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 7	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 8	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 8
6	11	0.8717	0.9476	0.8814	0.9384
7	12	0.9545	1.0304	0.9876	1.0635
8	13	0.9788	1.0611	1.1200	1.1960

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.9 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อน
ชนิดสายเปลือย สายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน

ระบบ	ความยาว สายภายใน ระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบ			
		กรณีที่ 9 : เปลี่ยนสายหุ้มฉนวน เป็นสายเคเบิลใต้ดิน บริเวณปลายสาย		กรณีที่ 10 : เปลี่ยนสายเหนือดิน 2 ชนิด เป็นสายเคเบิลบริเวณต้น สาย	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 9	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 9	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 10	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 10
1	6	0.5357	0.5673	0.6973	0.7434
2	7	0.6428	0.6808	0.8287	0.8855
3	8	0.7499	0.7942	1.0710	1.1416
4	9	0.8142	0.8623	1.2416	1.3228
5	10	0.9213	0.9758	1.3245	1.4101
6	11	0.9885	1.0518	1.4251	1.5142
7	12	1.1963	1.2670	1.5565	1.6549
8	13	1.2588	1.3332	1.6916	1.7964

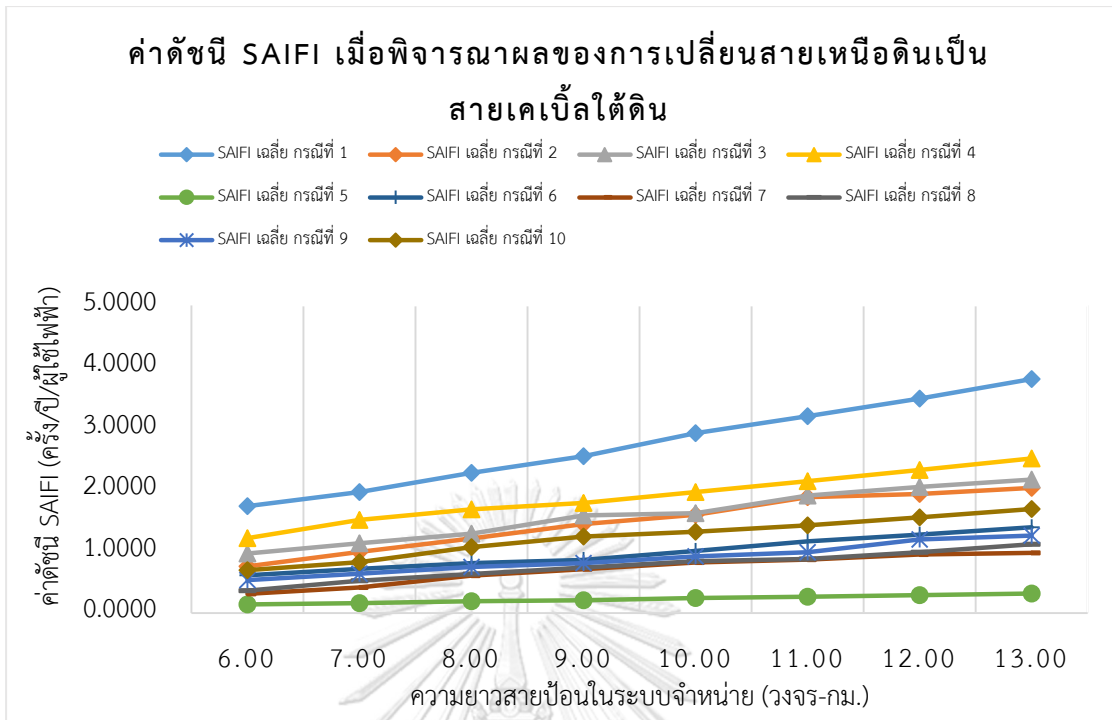
หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

วิเคราะห์ผลการทดสอบ

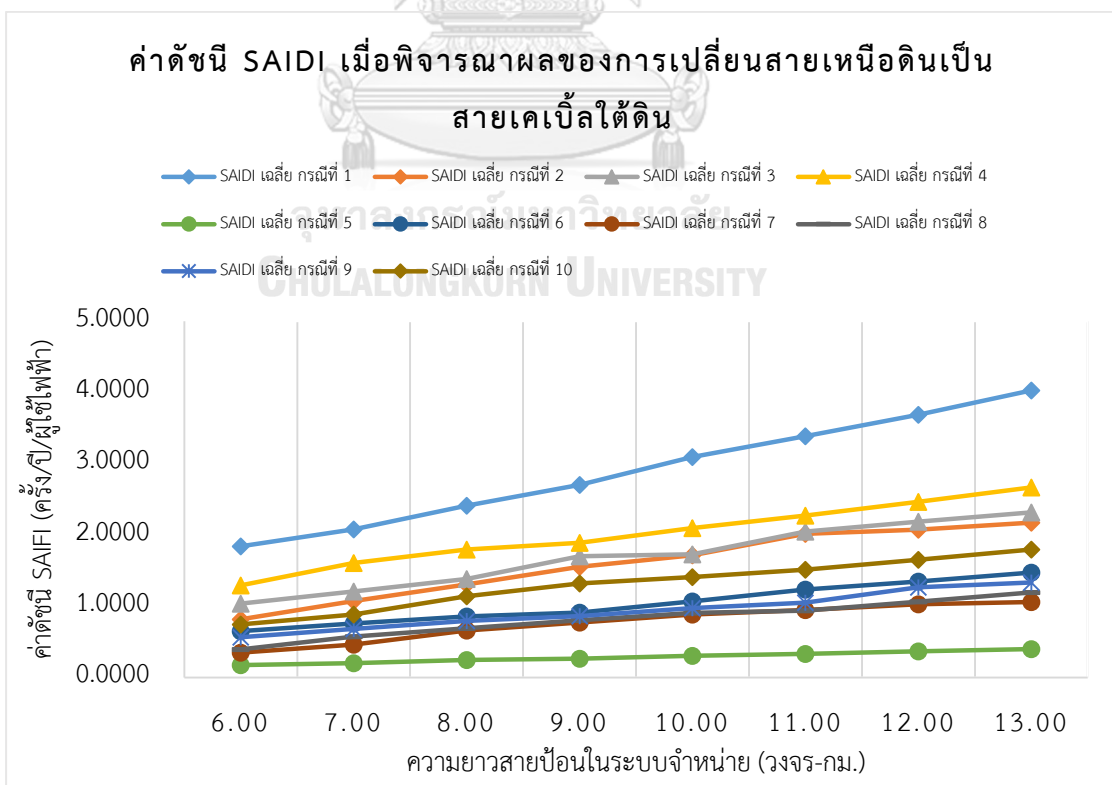
จากตารางที่ 7.5-7.9 สามารถวิเคราะห์ผลการประเมินค่าความเชื่อถือได้ซึ่งในที่นี้คือ ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อเปลี่ยนปัจจัยทางกายภาพในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเช่นเดียวกับหัวข้อ 7.1.1.1 ภายใต้เงื่อนไขของชนิดของสายป้อน แต่จะพิจารณาในขอบเขตของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบไปด้วยสายทั้งเหนือดินและเคเบิลใต้ดิน โดยลำดับการวิเคราะห์ในหัวข้อนี้จะประกอบไปด้วย การพิจารณาปัจจัยทางกายภาพของสายป้อนประเภทสายเหนือดิน 2 ชนิด คือ สายเปลือยกับสายหุ้มฉนวน และสายเคเบิลใต้ดิน โดยจากผลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้สามารถวิเคราะห์ได้ว่า การเปลี่ยนสัดส่วนและตำแหน่งของชนิดสายนั้น ไม่ว่าจะเป็นสายเหนือดินอย่างเดียว หรือทั้งสายเหนือดินและสายเคเบิลใต้ดิน ล้วนส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งสิ้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากเดิมเคยเป็นสายเปลือยทั้งหมดมีการเปลี่ยนเป็นสายหุ้มฉนวนบริเวณต้นสายและกลางสายจะมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ใกล้เคียงกันและน้อยกว่าบริเวณปลายสาย ดังนั้นสามารถวิเคราะห์จากการสำรวจรูปแบบจำนวนมากที่เกิดจากแบบจำลองแบบสุ่ม ได้ว่า บริเวณต้นสายของระบบจำหน่ายนั้นอยู่ใกล้จุดจ่ายไฟ ซึ่งบริเวณนั้นมีอุปกรณ์ป้องกันหลักคือเซอร์กิตเบรกเกอร์ ทำให้มีค่าความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าบริเวณปลายสาย ดังนั้นถ้าผู้ประกอบการต้องการเปลี่ยนชนิดของสายในระบบจำหน่ายของตนก็ควรเลือกเปลี่ยนจากบริเวณต้นสายเพื่อลดค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า แต่การวิเคราะห์ดังกล่าวเป็นผลลัพธ์ที่เกิดจากผลการทดสอบจากแบบจำลองเท่านั้น ซึ่งในความเป็นจริงในการศึกษาพฤติกรรมเพื่อกำหนดดัชนีความเชื่อถือได้ หรือ การก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นอาจจะต้องพิจารณาร่วมกับความสำคัญของโหลดเช่น บริเวณดังกล่าวเป็นพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม หรือพื้นที่การค้าที่มีความสำคัญต่อประเทศ จึงต้องได้รับการพิจารณาเป็นพิเศษ นอกเหนือจากการพิจารณารูปแบบต่างๆที่เกิดจากแบบจำลองแบบสุ่ม เป็นต้น

นอกจากนี้เมื่อเปลี่ยนการพิจารณาจากสายเหนือดินเป็นสายใต้ดินพบว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายหุ้มฉนวน กับสายเคเบิลใต้ดิน จะมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ดี โดยเฉพาะระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายเคเบิลใต้ดินทั้งหมดจะมีค่าความเชื่อถือได้ที่ดีที่สุด แต่ประเด็นที่น่าสนใจคือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายเหนือดินผสมทั้ง 2 ชนิด และมีสายเคเบิลใต้ดินบริเวณต้นสายนั้น มีค่าความเชื่อถือได้ที่ดีและใกล้เคียงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายหุ้มฉนวนทั้งหมด ทำให้สันนิษฐานได้ว่า การเลือกเปลี่ยนแปลงชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถทำได้หลากหลายทางนั่นเอง และเพื่อให้สะดวกต่อการเปรียบเทียบผลการทดสอบจึงแสดงผลทดสอบดังรูปที่ 7.3 และรูปที่ 7.4 ตามลำดับ



รูปที่ 7.3 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIFI เมื่อพิจารณาเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน



รูปที่ 7.4 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIDI เมื่อพิจารณาเปลี่ยนสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน

7.1.2 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อพิจารณาปัจจัยของจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน

ในหัวข้อนี้ จะพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าจาก หัวข้อที่ 7.1.1.1 โดยเลือกระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนประเภทสายป้อนชนิดเปลือยและสายป้อนชนิดหุ้มฉนวน คิดเป็นสัดส่วน 4:1 ตามลำดับ สาเหตุเพราะเป็นสัดส่วนที่อ้างอิงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย ดังระบุไว้ดัง ตารางที่ 7.2 โดยเปรียบเทียบกับกรณีไม่มีอุปกรณ์ป้องกัน และเพิ่มจำนวนอุปกรณ์ป้องกันเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 2 ตัว และ 3 ตัว ตามลำดับ เพื่อให้สอดคล้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบัน และระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอนาคต โดยแสดงออกมาในรูปของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI แสดงดังตารางที่ 7.7 และตารางที่ 7.8

ตารางที่ 7.10 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาผลของจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	จำนวนของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ			
		กรณีที่ 1 : ไม่มีอุปกรณ์ป้องกัน		กรณีที่ 2 : ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน 1 ตัว	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 2	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 2
1	6	1.1918	1.2623	0.7582	0.8030
2	7	1.4898	1.5778	0.9200	0.9744
3	8	1.7877	1.8934	1.3198	1.3978
4	9	2.0857	2.2090	1.4326	1.5173
5	10	2.3836	2.5245	1.8048	1.9115
6	11	2.6816	2.8401	2.1453	2.2721
7	12	2.9796	3.1557	2.2397	2.3721
8	13	3.2775	3.4712	2.5904	2.7435

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.11 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาผลของจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	จำนวนของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ			
		กรณีที่ 3 : ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน 2 ตัว		กรณีที่ 4 : ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน 3 ตัว	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 3	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 3	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 4	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 4
1	6	1.1918	1.2623	0.7582	0.8030
2	7	1.4898	1.5778	0.9200	0.9744
3	8	1.7877	1.8934	1.3198	1.3978
4	9	2.0857	2.2090	1.4326	1.5173
5	10	2.3836	2.5245	1.8048	1.9115
6	11	2.6816	2.8401	2.1453	2.2721
7	12	2.9796	3.1557	2.2397	2.3721
8	13	3.2775	3.4712	2.5904	2.7435

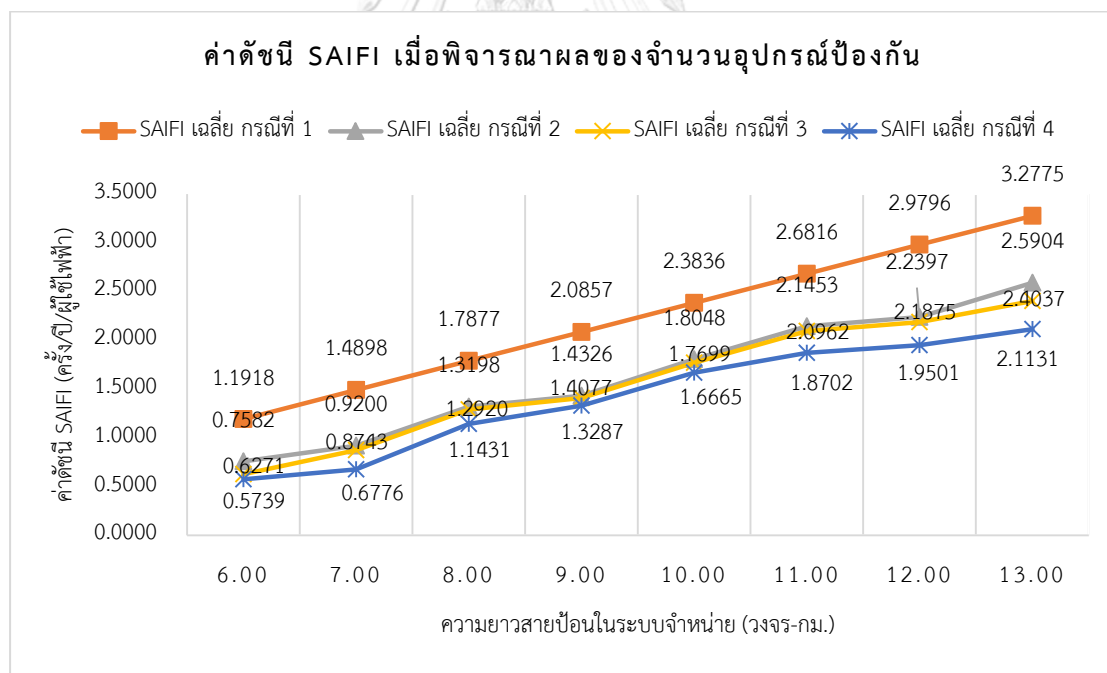
หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

วิเคราะห์ผลการทดสอบ

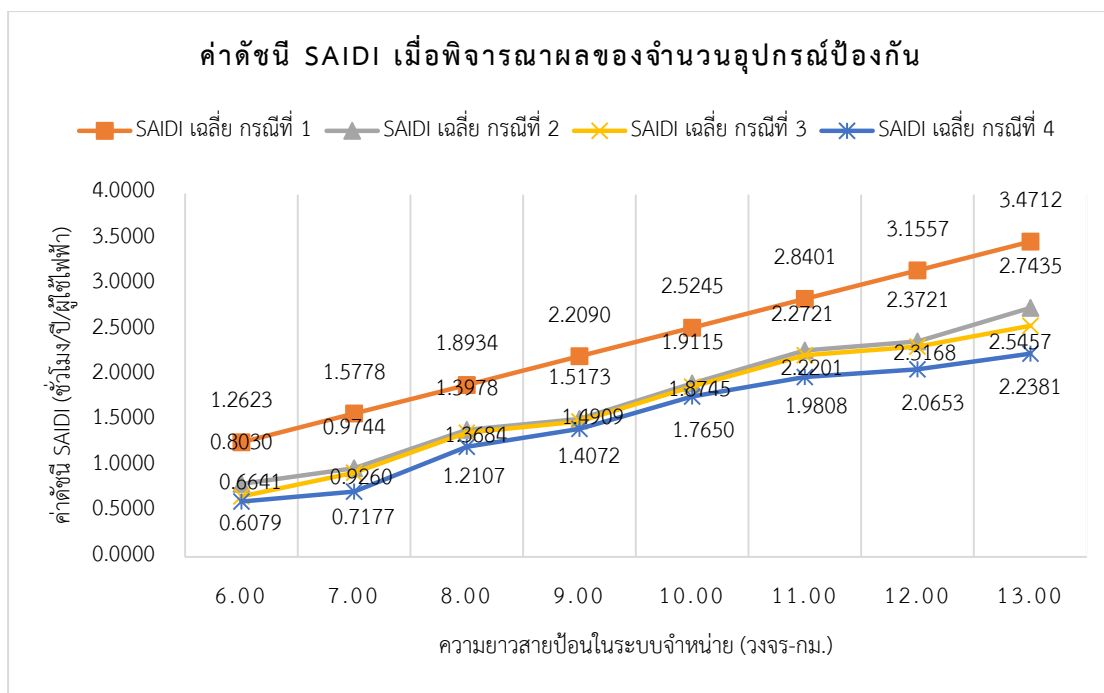
จากตารางที่ 7.10 และ 7.11 สามารถวิเคราะห์ผลการประเมินค่าความเชื่อถือได้ซึ่งในที่นี้คือค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อเปลี่ยนปัจจัยทางกายภาพในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ภายใต้เงื่อนไขของจำนวนอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเพียงอุปกรณ์ป้องกัน คือ รีโคลสเซอร์เท่านั้น เพราะรีโคลสเซอร์จะรองรับกรณีการลัดวงจรแบบชั่วคราวได้ ซึ่งแตกต่างกับฟิวส์ ที่ไม่รองรับการลัดวงจรแบบชั่วคราวได้ ทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ดีกว่าอุปกรณ์ป้องกันชนิดอื่น ซึ่งลำดับการวิเคราะห์ในหัวข้อนี้ก็จะประกอบไปด้วย การพิจารณาปัจจัยทางกายภาพของจำนวนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนี้คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเลย (กรณีที่ 1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจำนวน 1 ตัว (กรณีที่ 2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจำนวน 2 ตัว (กรณีที่ 3) และ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจำนวน 3 ตัว (กรณีที่ 4) ตามลำดับ อธิบายได้ดังนี้คือ

ความสัมพันธ์ ระหว่างการเปลี่ยนแปลงจำนวนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเลย (กรณีที่ 1) กับ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจำนวน 1 ตัว (กรณีที่ 2) ได้ว่า แนวโน้มของการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เมื่อเพิ่ม

จำนวนของอุปกรณ์ป้องกัน 1 ตัวจากเดิมที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเลย จะลดลงประมาณร้อยละ 30 ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้เดิม เท่ากับบริเวณช่วงความยาวสายป้อนประมาณ 10 วงจร-กม. เป็นต้นไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเมื่อเทียบกรณีแนวโน้มความสัมพันธ์ ระหว่างการเปลี่ยนสัดส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเลย (กรณีที่ 1) กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจำนวน 2 ตัว (กรณีที่ 3) จะลดลงประมาณร้อยละ 40-50 ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้เดิม ตลอดทุกช่วงความยาวสายป้อนภายในระบบ และ กรณีแนวโน้มความสัมพันธ์ ระหว่างการเปลี่ยนสัดส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเลย (กรณีที่ 1) กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจำนวน 3 ตัว (กรณีที่ 4) จะลดลงประมาณร้อยละ 50-60 ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้เดิม ตลอดทุกช่วงความยาวสายป้อนภายในระบบ แสดงให้เห็นว่า การเพิ่มขึ้นของจำนวนอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ ยิ่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันมากขึ้นเท่าไร ล้วนส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอัตราที่มากขึ้นนั้น เพื่อให้สะดวกต่อการเปรียบเทียบผลการทดสอบจึงแสดงผลทดสอบดังรูปที่ 7.5 และรูปที่ 7.6 ตามลำดับ



รูปที่ 7.5 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIFI เมื่อพิจารณาจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน



รูปที่ 7.6 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIDI เมื่อพิจารณาจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน

7.1.3 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อพิจารณาจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้ จะพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าจาก หัวข้อที่ 7.1.1.1 โดยเลือกระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนประเภทสายป้อนชนิดเปลือยและสายป้อนชนิดหุ้มฉนวน คิดเป็นสัดส่วน 4:1 ตามลำดับ สาเหตุเพราะเป็นสัดส่วนที่อ้างอิงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย ดังระบุไว้ดัง ตารางที่ 7.2 โดยพิจารณาผลของการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าภายในระบบจำหน่าย ที่แตกต่างกันตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังต่อไปนี้คือ [28]

- 1) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม ลักษณะของโหลดหรือจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าจะอยู่บริเวณต้นสาย หรือเฉลี่ยเท่ากัน และมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า 50,000 ราย
- 2) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ลักษณะของโหลดหรือจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าจะกระจายตัวไม่สม่ำเสมอ ส่วนใหญ่จะอยู่บริเวณปลายสาย เพราะสายป้อนส่วนใหญ่ค่อนข้างยาวเมื่อเปรียบเทียบกับนิคมอุตสาหกรรม

ดังนั้นเพื่อให้สอดคล้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบัน และลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท สามารถแสดงออกมาในรูปของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI แสดงดังตารางที่ 7.12 และ ตารางที่ 7.13

ตารางที่ 7.12 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาการกระจายตัวของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	ลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ			
		กรณีที่ 1 : ผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายตัวเท่ากัน		กรณีที่ 2 : ผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายตัวบริเวณต้นสาย	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 1	SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 2	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 2
1	6	0.7582	0.8030	0.6849	0.7254
2	7	0.9200	0.9744	0.8262	0.8751
3	8	1.3198	1.3978	1.0705	1.1338
4	9	1.4326	1.5173	1.2621	1.3367
5	10	1.8048	1.9115	1.4802	1.5677
6	11	2.1453	2.2721	1.7402	1.8431
7	12	2.2397	2.3721	2.1504	2.2775
8	13	2.5904	2.7435	2.4305	2.5742

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.13 ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อพิจารณาการกระจายตัวของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า

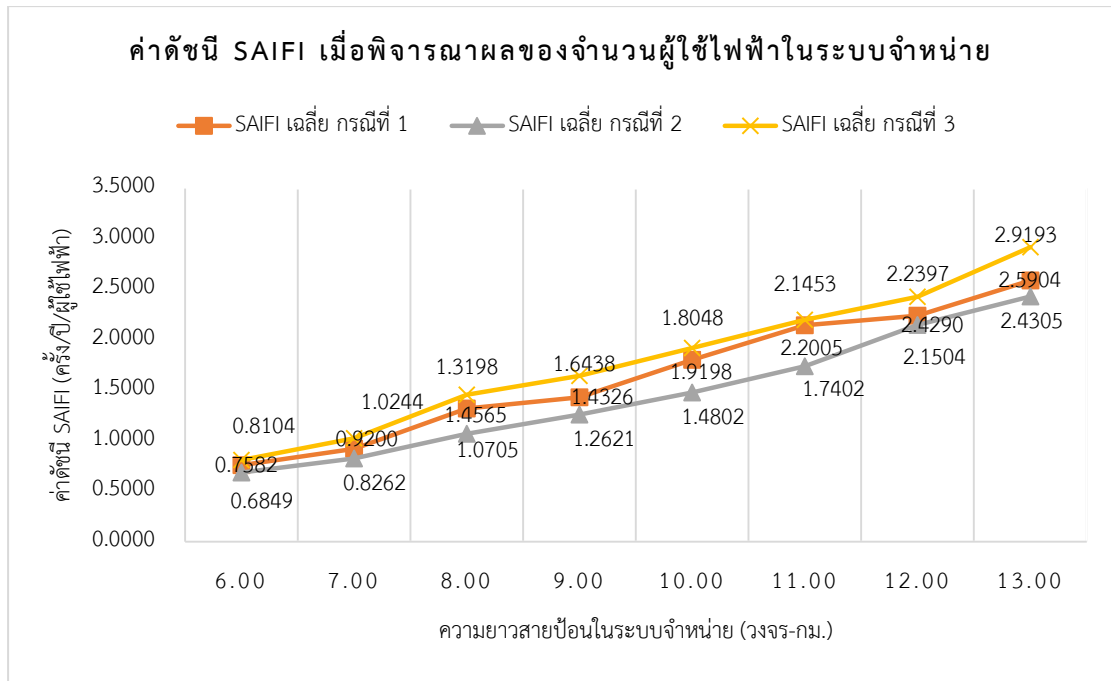
ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	ลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ	
		กรณีที่ 3 : ผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายตัวบริเวณปลายสาย	
		SAIFI เฉลี่ย กรณีที่ 3	SAIDI เฉลี่ย กรณีที่ 3
1	6	0.8104	0.8583
2	7	1.0244	1.0850
3	8	1.4565	1.5426
4	9	1.6438	1.7409
5	10	1.9198	2.0333
6	11	2.2005	2.3306
7	12	2.4290	2.5726
8	13	2.9193	3.0919

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

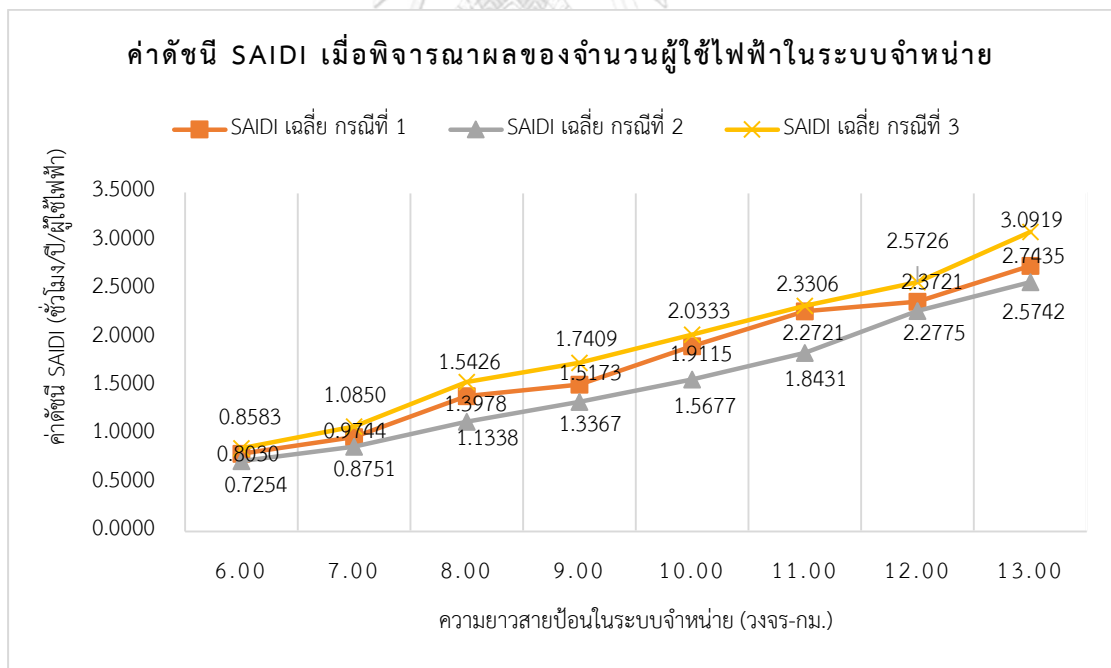
วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากตารางที่ 7.12 และ 7.13 สามารถวิเคราะห์ผลการประเมินค่าความเชื่อถือได้ซึ่งในที่นี้คือ ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI เมื่อเปลี่ยนปัจจัยทางกายภาพในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ภายใต้เงื่อนไขของการกระจายตัวของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าดังนี้คือ ลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณต้นสาย ลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณปลายสาย และลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าเท่ากัน ซึ่งลำดับการวิเคราะห์ในหัวข้อนี้ก็จะประกอบไปด้วย การพิจารณาปัจจัยทางกายภาพของลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนี้คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายตัวเท่ากัน (กรณีที่ 1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายตัวบริเวณต้นสาย (กรณีที่ 2) และ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายตัวบริเวณปลายสาย(กรณีที่ 3) ตามลำดับ อธิบายได้ดังนี้คือ

ความสัมพันธ์ ระหว่างการเปลี่ยนแปลงของลักษณะการกระจายตัวของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า จากระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายตัวเท่ากัน (กรณีที่ 1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายตัวบริเวณต้นสาย (กรณีที่ 2) ได้ว่า แนวโน้มของการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เมื่อเปรียบเทียบการกระจายตัวจากที่มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเท่ากัน (กรณีที่ 1) กับ ลักษณะการกระจายตัวเฉพาะบริเวณต้นสาย (กรณีที่ 2) พบว่า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่อยู่บริเวณต้นสาย (กรณีที่ 2) จะมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ น้อยกว่าลักษณะการกระจายตัวเท่ากันทั้งระบบจำหน่ายประมาณร้อยละ 10 ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่กระจายตัวเท่าๆกัน ซึ่งเมื่อเทียบกรณีเปรียบเทียบความสัมพันธ์ ระหว่างการเปลี่ยนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่อยู่บริเวณต้นสาย (กรณีที่ 2) กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายตัวบริเวณปลายสาย(กรณีที่ 3) จะเห็นความแตกต่างมากกว่า โดยจะลดลงประมาณร้อยละ 30 ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณต้นสาย แสดงให้เห็นว่า จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ามีผลต่อความค่าดัชนีความเชื่อถือได้ หรือกล่าวอีกนัยคือระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าหนาแน่นบริเวณต้นสาย จะมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ดีกว่า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีลักษณะการกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าหนาแน่นบริเวณปลายสาย เพื่อให้สะดวกต่อการเปรียบเทียบผลการทดสอบจึงแสดงผลทดสอบดังรูปที่ 7.7 และรูปที่ 7.8 ตามลำดับ



รูปที่ 7.7 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIFI เมื่อพิจารณาผลของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย



รูปที่ 7.8 กราฟแสดงค่าดัชนี SAIDI เมื่อพิจารณาผลของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

7.2 พิจารณาต้นทุนในการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าและค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า

จากวัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ คือการพัฒนาแบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อกำหนดมาตรฐานดัชนีความเชื่อถือได้ในประเทศไทย และแสดงให้เห็นถึงแนวโน้มของค่าดัชนีเมื่อวิเคราะห์ผลของปัจจัยต่างๆ ซึ่งในที่นี้หมายถึงชนิดของสายบ่อน การเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวน หรือการเปลี่ยนจากสายบนดินเป็นสายใต้ดิน การกระจายตัวของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าและการเพิ่มจำนวนอุปกรณ์ป้องกันเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ วัตถุประสงค์อีกอย่างหนึ่งของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือ รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้นจากแบบจำลองแบบสุ่มโดยพิจารณาเฉพาะปัจจัยของปัจจัยที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้นั้น สามารถสะท้อนต้นทุนที่เหมาะสมของการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ซึ่งหนึ่งในความสำคัญ of ต้นทุนของการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือ เพื่อนำไปประกอบในการคำนวณค่าผ่านส่งไฟฟ้า (Wheeling Charges) นั้นเอง แต่ปัจจุบันประเทศไทยใช้ค่าผ่านส่งไฟฟ้าเท่ากันทั้งประเทศโดยละเลยรูปแบบที่ต่างกันของระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ ซึ่งในความเป็นจริงมีความแตกต่างกัน โดยในหัวข้อนี้จะแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 หัวข้อย่อยดังนี้คือ

7.2.1 การพิจารณาต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้

สิ่งที่วิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอต่อไปคือการนำค่าดัชนีมาตรฐานซึ่งเป็นตัวแทนของระบบจำหน่ายแต่ละระบบ มาพิจารณาร่วมกับเงินลงทุนในการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อนำไปประกอบการหาต้นทุนการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสม และต่อยอดต้นทุนการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้ามาพิจารณาการคิดค่าผ่านส่งไฟฟ้า (Wheeling Charges) โดยต้นทุนติดตั้งของอุปกรณ์ต่างๆในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่นำมาอ้างอิงคือต้นทุนติดตั้งของการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทย ดังตารางที่ 7.14

ตารางที่ 7.14 เงินลงทุนสำหรับแต่ละอุปกรณ์

รายละเอียดอุปกรณ์	หน่วย	เงินลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ (บาท)
สายส่ง		
- Single circuit, Single conductor	วงจร-กม.	3,421,590
- Single circuit, Double conductor	วงจร-กม.	4,098,820
	วงจร-กม.	34,982,240

รายละเอียดอุปกรณ์	หน่วย	เงินลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ (บาท)
- Underground cable 800 sqmm		
สายไฟในระบบจำหน่าย 22/33 kV		
- 22 kV, 1 st Circuit, 185 A	วงจร-กม.	913,740
- 33 kV, 1 st Circuit, 185 A	วงจร-กม.	976,582
- 22 kV, 1 st Circuit, 185 SAC	วงจร-กม.	1,425,546
- 33 kV, 1 st Circuit, 185 SAC	วงจร-กม.	1,600,328
สายใต้ดิน (Underground Cable)		
- 22 kV Underground Cable 240 sqmm	วงจร-กม.	15,034,857
- 33 kV Underground Cable 240 sqmm	วงจร-กม.	15,159,199
อุปกรณ์ป้องกัน		
- รีโคสเซอร์ 22/33 kV	หน่วย	774,466
- เซอร์กิตเบรกเกอร์	หน่วย	788,921

อ้างอิง [19],[28]

จากตารางที่ 7.14 ในการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีค่าดัชนีความเชื่อถือได้เหมาะสมกับเกณฑ์ดัชนีมาตรฐาน ตามลักษณะรูปแบบที่แตกต่างกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น โดยเปรียบเทียบความแตกต่างกันของเงินลงทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า 6 กรณี คือ

- 1) กรณีที่ 1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายหุ้มฉนวนกับสายเคเบิลใต้ดินต้นสาย
- 2) กรณีที่ 2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายหุ้มฉนวนทั้งหมด
- 3) กรณีที่ 3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายเหนือดินทั้ง 2 ชนิดกับสายเคเบิลใต้ดินต้นสาย
- 4) กรณีที่ 4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายเปลือยกับสายเคเบิลใต้ดินต้นสาย
- 5) กรณีที่ 5 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายเปลือยกับสายหุ้มฉนวน
- 6) กรณีที่ 6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ตัว และ รีโคสเซอร์ 1 ตัว

- 7) กรณีที่ 7 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ตัว และ รีโคสเซอร์ 2 ตัว
- 8) กรณีที่ 8 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ตัว และ รีโคสเซอร์ 3 ตัว

ซึ่งใน 5 กรณีแรกนั้นจะพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้เพียงปัจจัยของชนิดของสายกับต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าเท่านั้น โดยระบบจำหน่ายในแต่ละกรณีจะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน 3 ตัว คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์บริเวณต้นสายและรีโคสเซอร์จำนวน 2 ตัว และมีความยาวของสายป้อนภายในระบบเท่ากับ 13 วงจร-กม.เท่ากัน ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนติดตั้งของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ของทั้ง 5 กรณีได้ดังตารางที่ 7.15-7.19

ตารางที่ 7.15 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 1

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายสายหุ้มฉนวนกับสายเคเบิลใต้ดินต้นสาย		ราคาก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
1	6	0.3117	0.3496	16.71
2	7	0.4188	0.4631	19.10
3	8	0.6087	0.6593	21.50
4	9	0.7159	0.7728	23.89
5	10	0.8230	0.8863	26.29
6	11	0.8717	0.9476	28.68
7	12	0.9545	1.0304	31.08
8	13	0.9788	1.0611	33.47

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.16 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 2

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายสายหุ้มฉนวนทั้งหมด		ราคาก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
1	6	0.6166	0.6531	11.94

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่าย สายหุ้มฉนวนทั้งหมด		ราคาก่อสร้างระบบ จำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
2	7	0.7178	0.7602	13.54
3	8	0.8121	0.8601	15.14
4	9	0.8622	0.9132	16.74
5	10	1.0092	1.0688	18.34
6	11	1.1656	1.2345	19.94
7	12	1.2727	1.3479	21.54
8	13	1.3927	1.4750	23.14

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.17 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 3

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่าย สายเหนือดิน 2 ชนิดและสายเคเบิลใต้ดิน		ราคาก่อสร้างระบบ จำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
1	6	0.6973	0.7434	18.39
2	7	0.8287	0.8855	21.07
3	8	1.0710	1.1416	23.74
4	9	1.2416	1.3228	26.42
5	10	1.3245	1.4101	29.09
6	11	1.4251	1.5142	31.77
7	12	1.5565	1.6549	34.44
8	13	1.6916	1.7964	37.12

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 7.18 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 4

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่าย สายเปลือยกับสายเคเบิลใต้ดินต้นสาย		ราคาก่อสร้างระบบ จำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
1	6	0.7585	0.8187	16.71
2	7	0.9963	1.0722	19.10
3	8	1.2146	1.3058	21.50
4	9	1.4480	1.5547	23.89
5	10	1.5994	1.7159	26.29
6	11	1.8852	2.0161	28.68
7	12	1.9339	2.0774	31.08
8	13	2.0341	2.1739	33.47

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

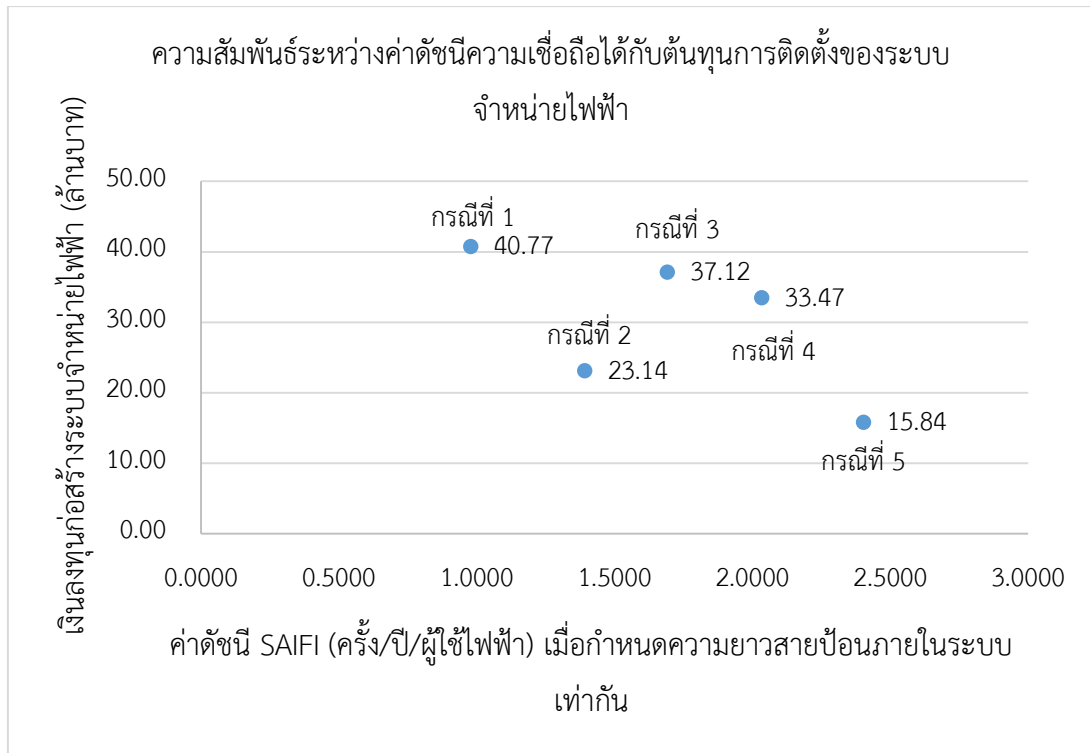
ตารางที่ 7.19 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 5

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่าย สายเปลือยกับสายหุ้มฉนวน		ราคาก่อสร้างระบบ จำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
1	6	0.8634	0.9144	8.57
2	7	1.0479	1.1098	9.61
3	8	1.3198	1.3978	10.65
4	9	1.4326	1.5173	11.69
5	10	1.8048	1.9115	12.73
6	11	1.9417	2.0565	13.77
7	12	2.2397	2.3721	14.81
8	13	2.4037	2.5457	15.84

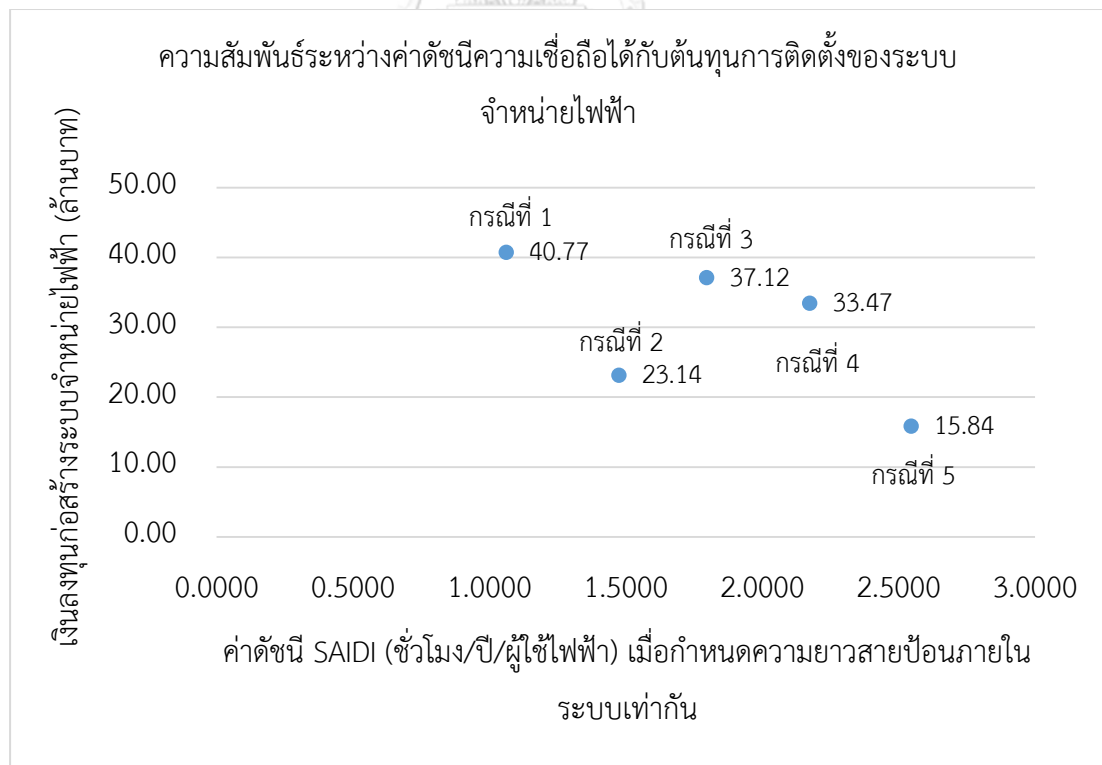
หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

ในการลงทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยมีจุดประสงค์เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้นั้น เมื่อพิจารณาผลของปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้ง 4 ปัจจัย พบว่ามีเพียงปัจจัยของชนิดสายและจำนวนอุปกรณ์เท่านั้นที่นำมาพิจารณาร่วมกับต้นทุนการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ดังนั้นจากตารางที่ 7.15-7.19 สามารถวิเคราะห์ได้ว่า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ดี ไม่จำเป็นต้องมีต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูงเสมอไป ยกตัวอย่างเช่น ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายหุ้มฉนวนทั้งหมด กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จากเดิมเป็นสายเหนื่อดินทั้งสายเปลือยและสายหุ้มฉนวนมาก่อนแล้วเปลี่ยนบริเวณต้นสายเป็นสายเคเบิลใต้ดิน เมื่อเปรียบเทียบต้นทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งสองระบบ พบว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายหุ้มฉนวนทั้งหมดมีค่าน้อยกว่าเพราะต้นทุนของสายเคเบิลใต้ดินมีค่าค่อนข้างสูง แต่ค่าความเชื่อถือได้ดีกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสายเคเบิลใต้ดินบริเวณต้นสาย อย่างไรก็ตาม ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ดีที่สุดเมื่อเปรียบเทียบทั้ง 5 กรณี ซึ่งก็คือระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายหุ้มฉนวนทั้งหมดกับสายเคเบิลใต้ดินบริเวณต้นสายนั่นเอง และเมื่อพิจารณาต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าพบว่าต้นทุนติดตั้งมีค่าสูงที่สุดเช่นเดียวกัน

ดังนั้นจากผลการทดสอบสามารถวิเคราะห์ได้ว่า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ดีที่ไม่จำเป็นต้องมีต้นทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูงเสมอไป เพราะมีทางเลือกในการปรับปรุงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ขอระบบจำหน่ายไฟฟ้านอกจากเปลี่ยนสายเหนื่อดินเป็นสายใต้ดิน ยังสามารถเปลี่ยนชนิดของสายเหนื่อดินชนิดเปลือยเป็นสายเหนื่อดินชนิดสายหุ้มฉนวนทั้งหมดได้เช่นเดียวกัน ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 7.9 และ 7.10 ตามลำดับ



รูปที่ 7.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี SAIFI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีที่ 1-5 กับ
การลงทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 7.10 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี SAIDI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีที่ 1-5 กับ
เงินลงทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณากรณีที่ 6-8 คือระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนของ สายป้อนเหนือดิน เท่านั้น และเปลี่ยนแปลงผลของจำนวนอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบแทน โดยสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ของกรณีที่ 6-8 ได้ดังตารางที่ 7.20-7.22

ตารางที่ 7.20 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 6

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	จำนวนอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า		ราคาก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
1	6	0.7582	0.8030	8.95
2	7	0.9200	0.9744	10.05
3	8	1.3198	1.3978	11.15
4	9	1.4326	1.5173	12.25
5	10	1.8048	1.9115	13.35
6	11	2.1453	2.2721	14.45
7	12	2.2397	2.3721	15.55
8	13	2.5904	2.7435	16.66
9	14	0.7582	0.8030	8.95

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 7.21 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 7

ระบบ	ความยาวสายภายในระบบ (วงจร-กม.)	จำนวนอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า		ราคาก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
1	6	0.6271	0.6641	9.72
2	7	0.8743	0.9260	10.82
3	8	1.2920	1.3684	11.92
4	9	1.4077	1.4909	13.02
5	10	1.7699	1.8745	14.12

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	จำนวนอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า		ราคาก่อสร้างระบบ จำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
6	11	2.0962	2.2201	15.22
7	12	2.1875	2.3168	16.32
8	13	2.4037	2.5457	17.43
9	14	0.6271	0.6641	9.72

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

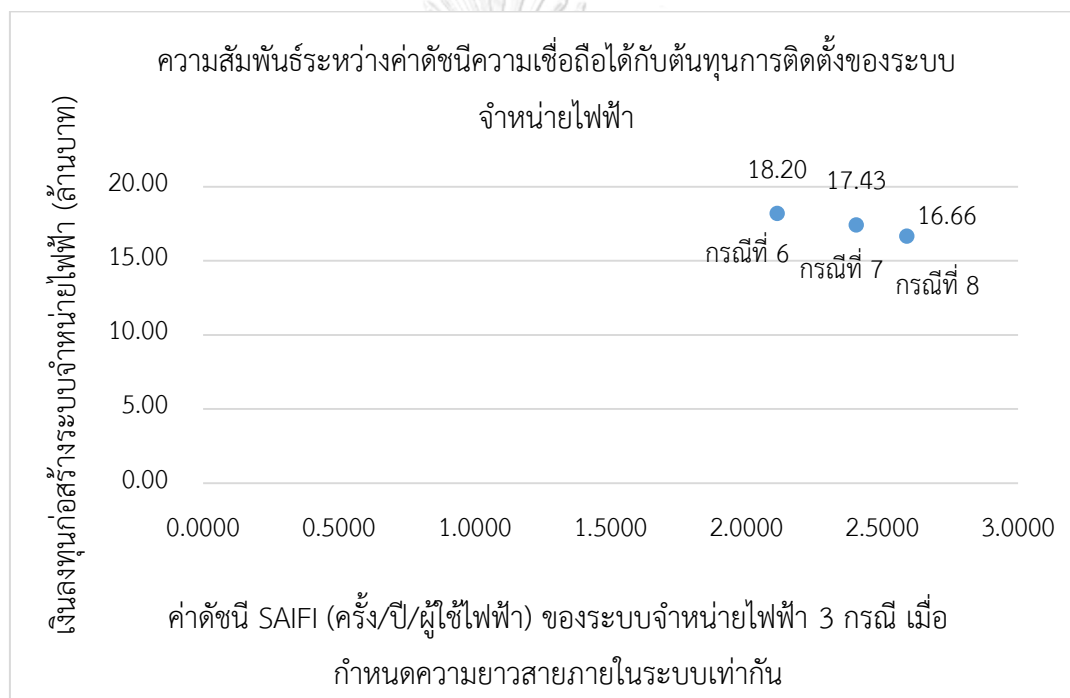
ตารางที่ 7.22 เงินลงทุนสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 8

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	จำนวนอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า		ราคาก่อสร้างระบบ จำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย	
1	6	0.5739	0.6079	10.49
2	7	0.6776	0.7177	11.59
3	8	1.1431	1.2107	12.69
4	9	1.3287	1.4072	13.79
5	10	1.6665	1.7650	14.89
6	11	1.8702	1.9808	15.99
7	12	1.9501	2.0653	17.09
8	13	2.1131	2.2381	18.20
9	14	0.5739	0.6079	10.49

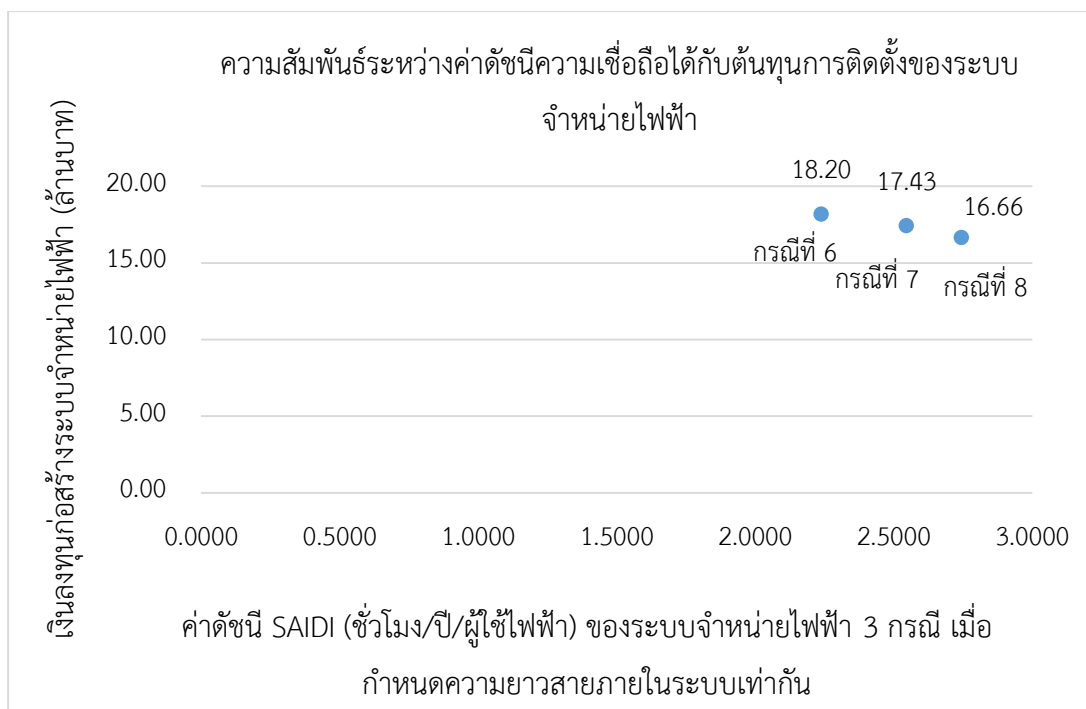
หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

จากตารางที่ 7.20-7.22 สามารถวิเคราะห์ในมิติของปัจจัยที่ผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเช่นเดียวกับกรณีเปลี่ยนแปลงผลของสัดส่วนของการเพิ่มสายเคเบิลใต้ดินภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะได้ความสัมพันธ์คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ที่ดี ก็จะต้องใช้เงินลงทุนในการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูง เพราะราคาต้นทุนในการติดตั้งอุปกรณ์แปรผันตรงกับ การเพิ่มขึ้นของจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งแนวโน้มการเพิ่มสูงขึ้นของต้นทุนในการติดตั้งระบบ

จำหน่ายไฟฟ้าต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้นั้นจะแปรผกผันในอัตราประมาณร้อยละ 10 ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเดิมและใช้ต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่น้อยกว่าการเปลี่ยนชนิดของสายป้อนประมาณร้อยละ 40-50 ของต้นทุนการติดตั้งสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นสามารถวิเคราะห์ได้ว่าเมื่อไม่คำนึงถึงอายุการใช้งานที่น้อยกว่า หรือข้อจำกัดของสัดส่วนจำนวนอุปกรณ์ป้องกันต่อความยาวของสาย การเพิ่มจำนวนอุปกรณ์ป้องกันจึงเป็นทางเลือกที่ควรนำมาพิจารณาแทนที่การเปลี่ยนสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้ง 3 กรณี กับการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 7.11 และ 7.12 ตามลำดับ



รูปที่ 7.11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี SAIFI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีที่ 6-8 กับเงินลงทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 7.12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนี SAIDI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีที่ 6-8 กับ
เงินลงทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า

7.2.2 กรณีศึกษาเกี่ยวกับการพิจารณาดำเนินการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้
ในหัวข้อนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับการยกตัวอย่างกรณีศึกษาของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อ
เปลี่ยนแปลงปัจจัยทางกายภาพ 2 ปัจจัยคือ การเปลี่ยนชนิดของสายป้อนและจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน
โดยนำผลของเกณฑ์ดัชนีที่ได้จากแบบจำลองสังเคราะห์แบบสุ่มของระบบจำหน่ายไฟฟ้ารูปแบบนั้นๆ
มาพิจารณาร่วมกับต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อเปลี่ยนแปลงผลของชนิดสายป้อนและจำนวน
อุปกรณ์ป้องกัน ดังนั้นจึงกำหนดกรณีศึกษาเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายเหนือดิน
เท่านั้น คือสายเหนือดินชนิดเปลือยและสายหุ้มฉนวน และมีจำนวนอุปกรณ์ป้องกันติดตั้งคือ เซอร์กิต
เบรกเกอร์ต้นสาย และ รีโคลสเซอร์ 2 ตัว โดยเกณฑ์ของดัชนี SAIFI และ SAIDI ของระบบจำหน่าย
ไฟฟ้างกล่าวสามารถแสดงดังตารางที่ 7.23

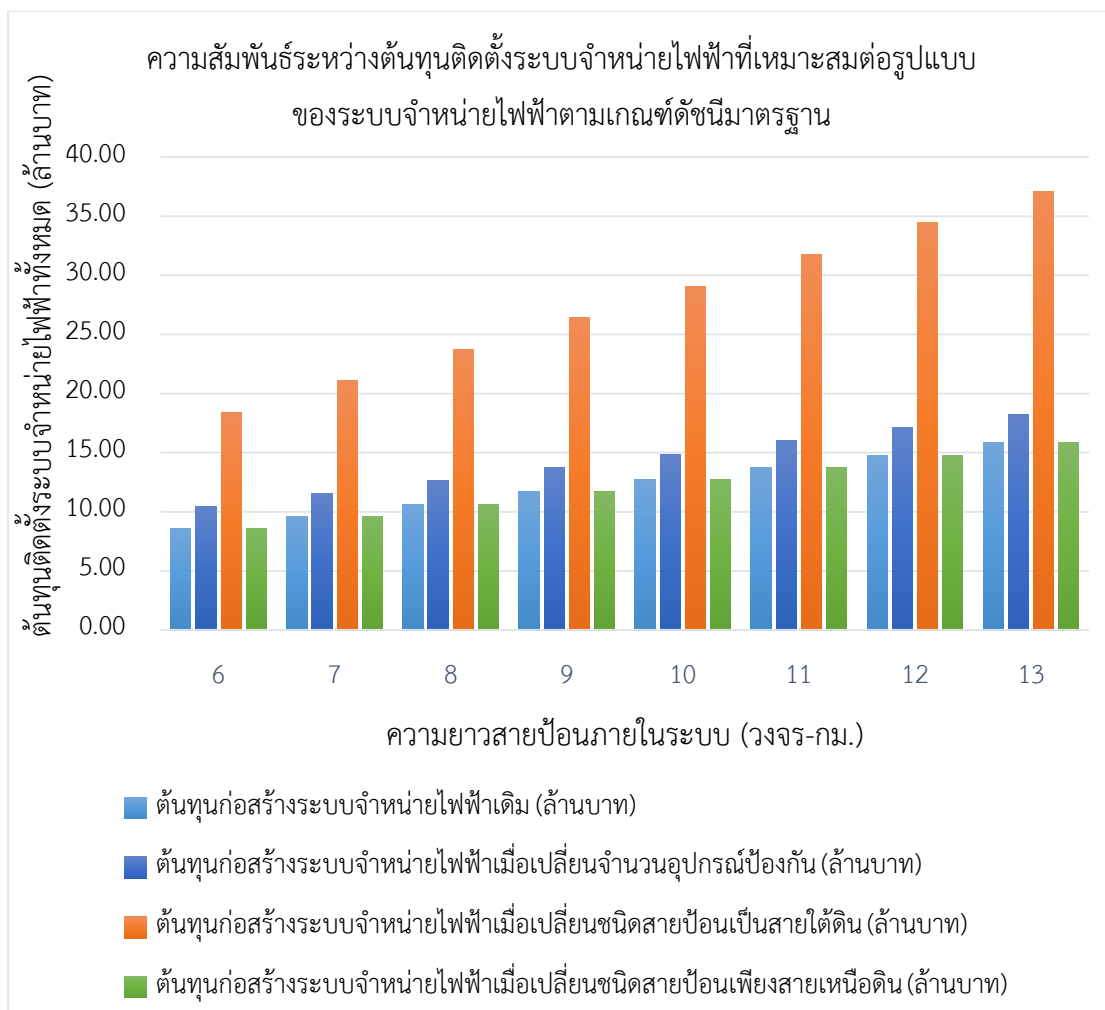
ตารางที่ 7.23 เกณฑ์ของดัชนี SAIFI และ SAIDI ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีศึกษา

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	ดัชนี SAIFI ของ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เดิม	ดัชนี SAIDI ของ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เดิม	ต้นทุนก่อสร้างระบบ จำหน่ายไฟฟ้า ทั้งหมด (ล้านบาท)
1	6	0.8634	0.9144	8.57

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	ดัชนี SAIFI ของ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เดิม	ดัชนี SAIDI ของ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เดิม	ต้นทุนก่อสร้างระบบ จำหน่ายไฟฟ้า ทั้งหมด (ล้านบาท)
2	7	1.0479	1.1098	9.61
3	8	1.3198	1.3978	10.65
4	9	1.4326	1.5173	11.69
5	10	1.8048	1.9115	12.73
6	11	1.9417	2.0565	13.77
7	12	2.2397	2.3721	14.81
8	13	2.4037	2.5457	15.84

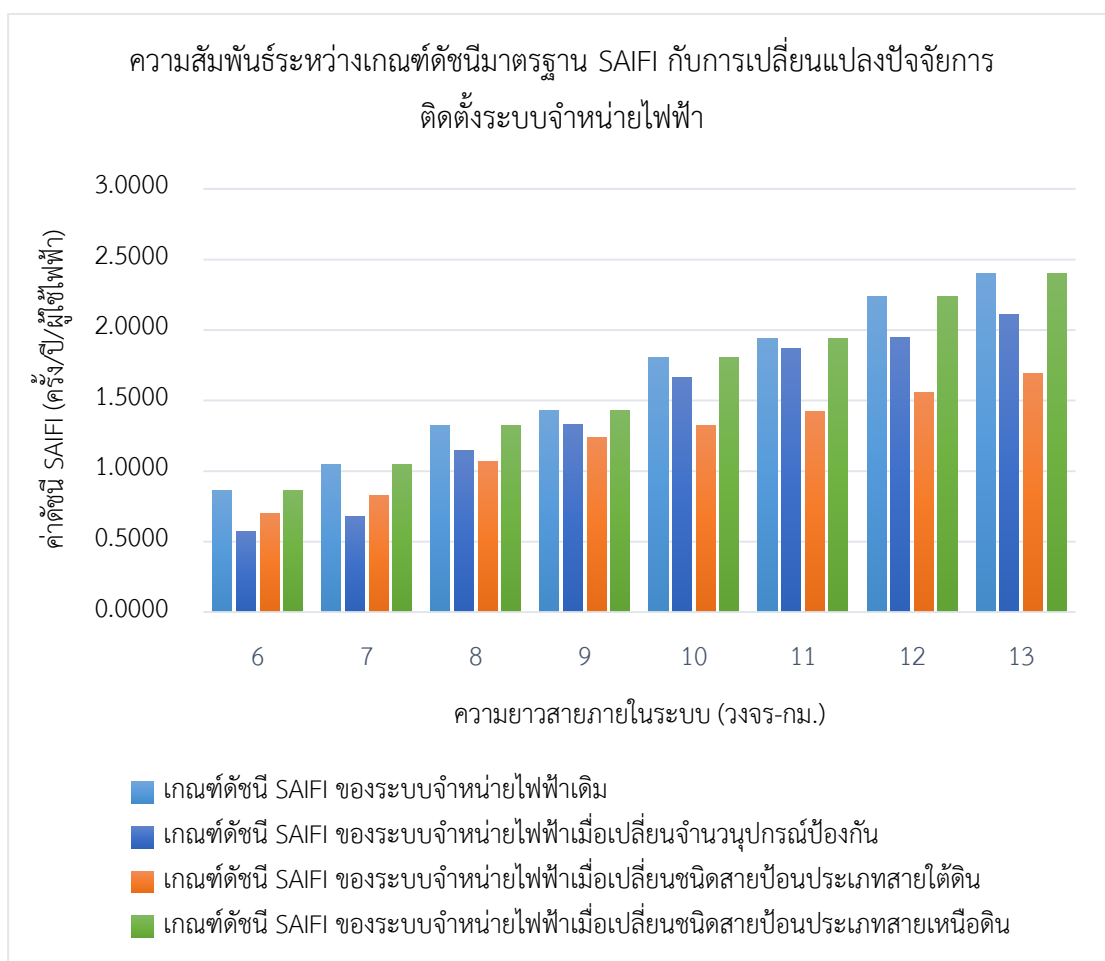
หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

จากตารางที่ 7.23 เมื่อเปลี่ยนแปลงปัจจัยทางกายภาพทั้ง 2 ปัจจัยคือ ชนิดของสายป้อนซึ่ง
ในกรณีศึกษานี้จะเปลี่ยนแปลงจากสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนทั้งหมด และเปลี่ยนจากสายเหนือดิน
เป็นสายใต้ดิน และการเพิ่มขึ้นของจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน โดยพิจารณาเทียบกับต้นทุนติดตั้งระบบ
จำหน่ายไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 7.13

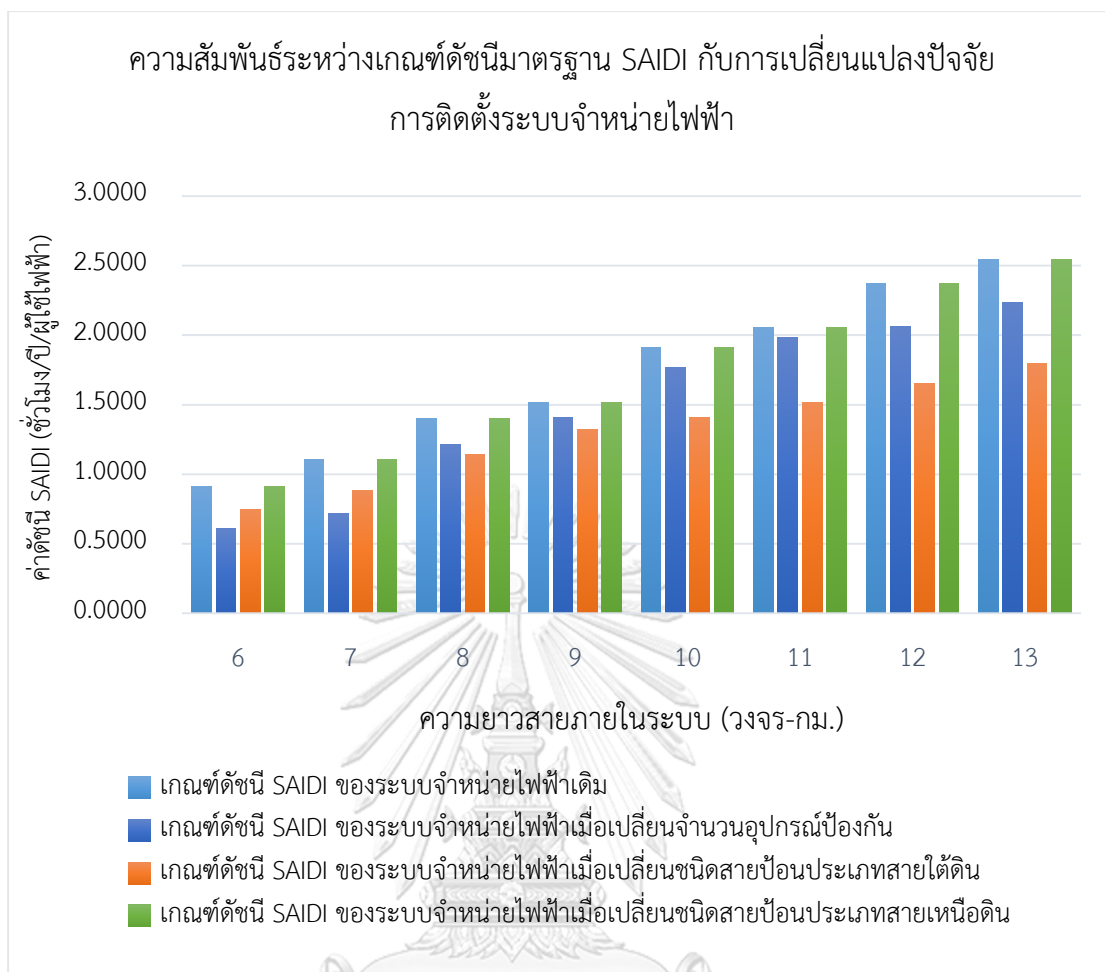


รูปที่ 7.13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมต่อรูปแบบ
ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามเกณฑ์ดัชนีมาตรฐาน

จากรูปที่ 7.13 สามารถวิเคราะห์ได้ว่า ต้นทุนที่เหมาะสมในการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้างดงกล่าว อยู่ในเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ซึ่งได้แสดงในหัวข้อที่ 7.2.1) จะพิจารณาได้จากการเปลี่ยนแปลงชนิดของสายป้อนและการเปลี่ยนแปลงจำนวนอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเท่านั้น ดังนั้นในกรณีศึกษา นี้ จะสังเกตได้ว่า ต้นทุนที่สูงที่สุดสำหรับการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือการเปลี่ยนแปลงสายป้อนภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากสายเหนือดินเป็นสายใต้ดิน อย่างไรก็ตามเพื่อวิเคราะห์ความเหมาะสมของต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าในลำดับถัดไป จะพิจารณาร่วมกับการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.14 และ 7.15



รูปที่ 7.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเกณฑ์ดัชนีมาตรฐาน SAIFI กับการเปลี่ยนแปลงปัจจัยการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 7.15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเกณฑ์ดัชนีมาตรฐาน SAIDI กับการเปลี่ยนแปลงปัจจัย
การติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากรูปที่ 7.14 และ รูปที่ 7.15 สามารถวิเคราะห์ร่วมกับต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ว่า ภายใต้ข้อกำหนดของกรณีศึกษา ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีขนาดเล็ก หรือมีความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าน้อยกว่า 7 วงจร-กม. การเพิ่มจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด โดยต้องคำนึงถึงสัดส่วนระหว่างจำนวนอุปกรณ์ที่เหมาะสมกับความยาวของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามมาตรฐานด้วย และเมื่อพิจารณาต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ แต่ถ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีขนาดความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากกว่า 7 วงจร-กม. การเปลี่ยนแปลงชนิดของสายป้อนเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด โดยเฉพาะการเปลี่ยนเฉพาะสายเหนือดินเท่านั้น เพราะต้นทุนการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าน้อยกว่าสายป้อนประเภทสายเคเบิลใต้ดินและเหมาะสมเมื่อพิจารณาร่วมกับเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ ในทางปฏิบัติจริงต้องพิจารณาความสำคัญของโหลดด้วยยกตัวอย่างเช่น

พื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจก็จำเป็นต้องเลือกวิธีการที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูงสุดถึงแม้ว่าจะใช้ต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าสูงก็ตาม

นอกจากนี้ จากที่ได้ระบุในประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับคือ หนึ่งในความสำคัญของต้นทุนการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเพื่อนำมาคิดค่าผ่านส่งไฟฟ้า (Wheeling Charges) ได้นั่นเอง โดยวิธีการคำนวณค่าผ่านส่งไฟฟ้า (Wheeling Charges) ของวิทยานิพนธ์นี้จะใช้การคำนวณค่าผ่านสายส่งวิธี Postage Stamp [29] โดยวิธีดังกล่าวจะคำนวณจากต้นทุนการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมด รวมถึงค่าซ่อมบำรุงต่างๆทั้งหมด ส่วนกำลังไฟฟ้าทั้งหมดของผู้ผลิตในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น ซึ่งข้อดีของวิธีการคำนวณแบบนี้คือเป็นวิธีที่ง่ายต่อการนำไปใช้และสามารถคำนวณค่าผ่านส่งไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามรูปแบบที่แตกต่างกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

ดังนั้นเพื่อนำเสนอตัวอย่างของค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charges) จึงเลือกระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่างที่ประกอบด้วยสายเหนือดินประเภทสายเปลือยและสายหุ้มฉนวน โดยบริเวณต้นสายของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นสายเคเบิลใต้ดิน นอกจากนี้ยังมีจำนวนอุปกรณ์ป้องกันซึ่งประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ต้นสาย และรีโคลสเซอร์จำนวน 3 ตัว และกำหนดให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้คือ 20 MW และอายุเฉลี่ยของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือ 20 ปี ซึ่งค่าผ่านส่งไฟฟ้าจะแสดงดังตารางที่ 7.24

ตารางที่ 7.24 ค่าผ่านส่งไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่าง

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนใน ระบบจำหน่าย		ต้นทุนก่อสร้าง ระบบจำหน่าย ไฟฟ้าทั้งหมด (ล้านบาท)	ค่าผ่านสายส่ง ไฟฟ้า (บาท/ kW)
		สายหุ้มฉนวนกับสายเคเบิลใต้ดิน ต้นสาย			
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย		
1	6	0.3117	0.3496	20.85	52.12
2	7	0.4188	0.4631	23.81	59.51
3	8	0.6087	0.6593	26.76	66.91
4	9	0.7159	0.7728	29.72	74.30
5	10	0.8230	0.8863	32.67	81.69
6	11	0.8717	0.9476	35.63	89.08
7	12	0.9545	1.0304	38.59	96.47

ระบบ	ความยาวสาย ภายในระบบ (วงจร-กม.)	สัดส่วนชนิดของสายป้อนใน ระบบจำหน่าย		ต้นทุนก่อสร้าง ระบบจำหน่าย ไฟฟ้าทั้งหมด (ล้านบาท)	ค่าผ่านสายส่ง ไฟฟ้า (บาท/ kW)
		สายหุ้มฉนวนกับสายเคเบิลใต้ดิน ต้นสาย			
		SAIFI เฉลี่ย	SAIDI เฉลี่ย		
8	13	0.9788	1.0611	41.54	103.86

หมายเหตุ SAIFI มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า และ SAIDI มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

จากตารางที่ 7.24 สามารถวิเคราะห์ได้ว่าหากมีการคิดค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charges) ต้องทบทวนโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐานอีกครั้ง เนื่องจากในปัจจุบันได้มีการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charges) ในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐานซึ่งมีค่าเท่ากันหมดของทั้งประเทศไทย ยกตัวอย่างเช่น ในปัจจุบัน(อ้างอิงปี พ.ศ. 2558) อัตราค่าไฟฟ้าจริง(Demand Charge) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 22-33 kV ของกิจการขนาดกลางและใหญ่มีค่าเท่ากันหมดคือ 132.93 บาท/กิโลวัตต์ [30] ซึ่งการคิดอัตราค่าไฟฟ้าจริงดังกล่าวไม่สะท้อนถึงปริมาณการใช้สายป้อนที่แท้จริงของรูปแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกัน รวมไปถึงจำนวนผู้ใช้ระบบไฟฟ้าที่กระจายตัวต่างกันในแต่ละพื้นที่ ดังนั้นการคำนวณค่าผ่านส่งไฟฟ้า(Wheeling Charges) แยกตามรูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงจึงเป็นประโยชน์ต่อการเปลี่ยนแปลงการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charges) ในอนาคตได้ดีกว่าการคำนวณจากอัตราค่าไฟฟ้าฐานนั่นเอง

บทที่ 8

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยแบบจำลองสังเคราะห์แบบสุ่มในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY โดยสิ่งที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้คำนึงถึงสำหรับการกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือการจำลองพฤติกรรมหรือรูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการพัฒนาแบบจำลองสังเคราะห์แบบสุ่ม ซึ่งเงื่อนไขในการนำมาประกอบการพัฒนาแบบจำลองคือ ปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาทั้งหมด 4 ปัจจัย ได้แก่ ความยาวของสายป้อนหรือสายจำหน่ายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ชนิดของสายป้อนหรือสายจำหน่ายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งสายป้อนเหนือดิน ประเภทสายเปลือย และประเภทสายหุ้มฉนวน หรือการเปลี่ยนจากสายป้อนประเภทสายเหนือดินเป็นสายเคเบิลใต้ดิน ซึ่งนอกจากปัจจัยทางกายภาพของสายป้อน วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังพิจารณาถึงจำนวนอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและความหนาแน่นของโหลดหรือผู้ใช้ไฟฟ้าภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอีกด้วย และเพื่อความชัดเจนของวัตถุประสงค์และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ในทางปฏิบัติคือต้องการเสนอแนวทางสำหรับผู้ใช้งานไม่ว่าจะเป็นผู้ประกอบการประเภทรัฐวิสาหกิจหรือผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่มีลูกค้าเป็นของตนเองสามารถทราบเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมผ่านการใช้แบบจำลองแบบสุ่มดังกล่าวในอนาคตได้ ซึ่งอาจจะอยู่ในรูปของโปรแกรมสำเร็จรูปโดยแบบจำลองต้องครอบคลุมปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆตามความเป็นจริง

ทั้งนี้จากขอบเขตของวิทยานิพนธ์สำหรับการพัฒนาแบบจำลองแบบสุ่มดังกล่าว พบว่าการสุ่มพฤติกรรมของอุปกรณ์ภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและทำให้เกิดรูปแบบของระบบจำหน่ายที่มีลักษณะแตกต่างกัน จะส่งผลต่อการกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแตกต่างกันด้วย และผลการทดสอบภายใต้การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ พบว่า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบไปด้วยสายป้อนเหนือดินประเภทสายหุ้มฉนวนจะมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าสายป้อนเหนือดินประเภทสายเปลือย แต่เมื่อพิจารณาระหว่างสายป้อนเหนือดินกับสายเคเบิลใต้ดินนั้นพบว่า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบไปด้วยสายเคเบิลใต้ดินจะมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบไปด้วยสายป้อนเหนือดินไม่ว่าจะเป็นสายป้อนเหนือดินประเภทใดก็ตาม และนอกจากประเด็นทางกายภาพของชนิดของสายป้อน จากการศึกษาารูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านการสุ่มของแบบจำลองยังพบว่าจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือจำนวนโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้เช่นเดียวกัน ยิ่งใน

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันมากขึ้นเท่าไร ความเชื่อถือได้ก็จะดีขึ้นเท่านั้น และลักษณะการกระจายตัวของโหลดหรือจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายก็มีผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าหนาแน่นบริเวณต้นสายมากจะมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีลักษณะของผู้ใช้ไฟฟ้าหนาแน่นบริเวณปลายสายนั่นเอง

นอกจากนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังคำนึงถึงความสำคัญของการศึกษารูปแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากการล่มของแบบจำลองอีกประการหนึ่งคือสามารถนำเสนอต้นทุนที่เหมาะสมจากการพิจารณาต้นทุนติดตั้งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์มาตรฐานได้ ซึ่งจากผลการเปรียบเทียบต้นทุนที่เหมาะสมในการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับค่าดัชนีความเชื่อถือได้พบว่า ในมุมมองหนึ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่จะแปรผันตรงกับต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สูง แต่ในอีกมุมมองหนึ่งระบบจำหน่ายที่มีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ดีไม่จำเป็นต้องมาจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายเคเบิลใต้ดินเสมอไป ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสายป้อนเหนือดินประเภทสายหุ้มฉนวนทั้งหมดจะมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าและใช้ต้นทุนติดตั้งต่ำกว่าสายเคเบิลใต้ดิน นอกจากนั้น การเพิ่มจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันยังส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้เทียบเท่ากับการเปลี่ยนชนิดของสายป้อนในบางกรณีและใช้ต้นทุนติดตั้งที่ต่ำกว่าการเปลี่ยนแปลงชนิดของสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอีกด้วย ซึ่งประโยชน์อีกประการหนึ่งของต้นทุนติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้านอกเหนือจากการใช้ประกอบการวางแผนก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมตามเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้แล้วนั้น ยังสามารถต่อยอดหรือนำไปประกอบกับแนวคิดการพิจารณาค่าผ่านส่งไฟฟ้า(Wheeling Charges) ที่เหมาะสมต่อรูปแบบของระบบจำหน่ายที่แตกต่างกันของประเทศไทยต่อไปในอนาคตได้

สำหรับข้อเสนอแนะในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีดังนี้ คือ

1. ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้พิจารณาถึงลักษณะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีจุดจ่ายไฟต้นทางหลายจุด และจำนวนสายป้อนหลักมากกว่า 1 เส้น เพราะจุดประสงค์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ต้องการพิจารณาระบบจำหน่ายประเภทนิคมอุตสาหกรรมเป็นหลัก ซึ่งส่วนใหญ่ประกอบไปด้วยระบบจำหน่ายที่มีจุดจ่ายไฟเพียงจุดเดียวและสายป้อนหลักจำนวน 1 เส้น
2. ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้พิจารณาเงินลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามราคาจริงในปัจจุบัน แต่อ้างอิงเงินลงทุนจากโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ 3 ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (ปี พ.ศ. 2552) เป็นส่วนใหญ่ ทำให้ผลของเงินลงทุนมีความคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงได้

3. ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้พิจารณาเหตุการณ์ที่ทำให้เกิดไฟฟ้าช็อตเช่น อุบัติเหตุต่างๆ ภัยพิบัติ เป็นต้น ทำให้ผลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีความคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงได้
4. ถ้าหากสามารถพิจารณาปัจจัยที่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ที่ละเอียดกว่าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ การพัฒนาแบบจำลองและการวิเคราะห์จะมีความเหมาะสมมากขึ้นในการนำมาใช้ปฏิบัติจริง



รายการอ้างอิง

- [1] A. O. K. Rudion, Z. A. Styczynski and K. Strunz, "Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration," presented at the 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [2] M. A. a. W. H. W. H. Rui, "Synthetic medium voltage grids for the assessment of Smart Grid techniques," presented at the 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012.
- [3] M. R. H. Mohsen Simab, "Quality performance based regulation through designing reward and penalty scheme for electric distribution companies," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 539-545, 2012.
- [4] K. B. a. K. Anukulphirom, "Estimation Scheme of 22 kV Overhead Lines Power System using ANN," in *Eco-Energy and Materials Science and Engineering* 2013, no. Energy Procedia 34 (2013) pp. 228 – 234.
- [5] *IEEE Std. 141-1993 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*, 1993.
- [6] *IEEE Std 493-2007 Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, 2007.
- [7] *IEEE Std 3001.5-2013 Recommended Practice for the Application of Power Distribution Apparatus in Industrial and Commercial Power Systems*, 2013.
- [8] V. Vita, "Electricity distribution networks' analysis with particular references to distributed generation and protection," School of Engineering and Mathematical Sciences Department of Electrical and Electronic Engineering City University 2016.
- [9] ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. ๒๕๕๙, 2559.
- [10] L. R. 1092E, "Tracking the Reliability of the U.S. Electric Power System: An Assessment of Publicly Available Information Reported to State Public Utility Commissions," 2008.

- [11] C. o. E. E. R. (CEER), "CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply Data update " 2015, issue C14-EQS-62-03
- [12] W. Z. a. T. B. S. Hermondhalgh, "Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcones," The Brattle Group 2012.
- [13] Ausgrid, "FINAL DECISION Ausgrid distribution determination 2015 -16 to 2018-19," 2015.
- [14] m. M. a. E. N. T. Taylor, "Developing a Reliability Improvement Strategy For Utility Distribution Systems," in *Proceeing of the IEEE/PES 2001 T&D Conference and Exposition*, 2001, pp. 444-449.
- [15] P. R. J. Klunvaree, "A data-envelopment Analysis inspired method for reliability target Setting," presented at the Proceedings of the ECTI conference, Thailand, 2010.
- [16] A. A. S. Katithummarugs, P. Labchareonwong, N. Teera-achariyakul, D. Rerlpreedapong and P. Raphisak, "Reliability index forecast by fuzzy principle," in *Proceedings of the IEEE Conference*, Thailand, 2010, pp. 1-6.
- [17] a. A. Bilinton R., R.N., "Reliability evaluation of power systems", first published in Great Britain, Great Britain, 1984. [Online]. Available.
- [18] ไชยยศมิตรเชื้อชาติ, "การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกับการพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์," จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 2555.
- [19] *1366-2012-IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, 2012.
- [20] *IEEE Std 1782-2014 Guide for Collecting, Categorizing, and Utilizing Information Related to Electric Power Distribution Interruption Events*, 2014.
- [21] E. P. R. I. (EPRI), "Distribution Reliability Indices Tracking Within the United States," 2003.
- [22] มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, "โครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความขัดข้องและอัตราการซ่อมอุปกรณ์ในระบบจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค," การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2550.
- [23] สถาบันวิจัยพลังงาน, "โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ 3," จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 2552.
- [24] มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, "รายงานฉบับสมบูรณ์: โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost)," มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ 2556.

- [25] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค," 2553.
- [26] บ. อ. ป. จำกัด. คู่มือการฝึกอบรมโปรแกรมประยุกต์ Network Analysis and PowerFlow Modeling (Training Manual) [Online].
- [27] D.GmbH. DPL tutorial DIgSILENT Technical Documentation. Germany; DIgSILENT GmbH [Online].
- [28] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ตารางแสดงวงเงินงบประมาณที่ได้รับการจัดสรร และราคากลาง (ราคาอ้างอิง) ในการจัดซื้อจัดจ้างที่ไม่ใช่งานก่อสร้างของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค," การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค2018.
- [29] คณะทำงานย่อยเพื่อศึกษาค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า, "รายงานสรุปค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย2545.
- [30] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "อัตราค่าไฟฟ้า จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า และอัตราค่าไฟฟ้า จำแนกตามกิจการไฟฟ้า," 2558.





ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาว ลักษิกา ตีกดี เกิดเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม พ.ศ. 2535 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2558 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2558

