การจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

นายสิทธิพร ตระกูลไทย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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 2559
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

OPTIMAL BUDGET ALLOCATION FOR PREVENTIVE MAINTENANCE OF DISTRIBUTION SYSTEM

Mr. Sitthiporn Tragoonthai

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Chulalongkorn University
Academic Year 2016

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
โดย	นายสิทธิพร ตระกูลไทย
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร. สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร. สถาพร ลิมป์ปัทมปาณี)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สิทธิพร ตระกูลไทย : การจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า (OPTIMAL BUDGET ALLOCATION FOR PREVENTIVE MAINTENANCE OF DISTRIBUTION SYSTEM) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์, 102 หน้า.

ในปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เพิ่มสูงขึ้นทั้งทางด้านปริมาณและคุณภาพ ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าถือได้ว่าเป็นดัชนีชี้วัดคุณภาพการบริการของผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ดัชนีที่สำคัญประกอบไปด้วย System Average Interruption Frequency Index (*SAIFI*) ซึ่งแสดงถึงค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในช่วงระยะเวลาหนึ่งปี และ System Average Interruption Duration Index (*SAIDI*) ซึ่งแสดงถึงค่าเฉลี่ยระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในช่วงระยะเวลาหนึ่งปี โดยสามารถคำนวณได้จากข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละปี การรักษาระบบไฟฟ้าให้อยู่ในสภาพที่ดีจำเป็นต้องมีการบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าอย่างเพียงพอ การบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นกิจกรรมหลักที่ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าทำเป็นประจำ เนื่องจากสามารถช่วยลดโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุสำคัญบางประการได้ ส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นและมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าลดลง อย่างไรก็ตาม ต้นทุนและผลที่ได้จากการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแบบป้องกันนั้นแตกต่างกันตามประเภทกิจกรรมและพื้นที่ที่เลือกทำ ดังนั้นการจัดสรรงบประมาณให้เหมาะสมจึงเป็นสิ่งสำคัญ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ภายใต้มาตรฐานความเชื่อถือได้ที่กำหนด โดยใช้ข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในอดีตเพื่อใช้คำนวณสำหรับวางแผนเลือกทำกิจกรรมบำรุงรักษาแบบป้องกันสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอแนวทางการจัดสรรงบประมาณทั้งสิ้นสามมุมมอง คือ มุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า ซึ่งมองถึงประโยชน์ของทั้งทางฝั่งผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกัน มุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งมองถึงประโยชน์ของทางฝั่งผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าเป็นหลัก และมุมมองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ซึ่งมองถึงผลในการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นหลัก ผลการจัดสรรงบประมาณที่ได้สามารถใช้เป็นแนวทางในการตัดสินใจวางแผนสำหรับการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อไป

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

ปีการศึกษา 2559

5770567021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEYWORDS: BUDGET ALLOCATION / PREVENTIVE MAINTENANCE / CUSTOMER OUTAGE COST / SAIFI / SAIDI

SITTHIPORN TRAGOONTHAI: OPTIMAL BUDGET ALLOCATION FOR PREVENTIVE MAINTENANCE OF DISTRIBUTION SYSTEM. ADVISOR: ASST. PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 102 pp.

Electricity demand has been increasing in both quantity and quality. Power distribution system reliability is considered as an important indicator to measure service quality of all licensed electric power distribution utilities. Key performance indices are System Average Interruption Frequency Index, *SAIFI*, and System Average Interruption Duration Index, *SAIDI*. These indices can be calculated from statistical recorded interruption data. Adequate maintenance activities are required to maintain the system in good condition. Preventive maintenance of power distribution system usually are routine works of every utilities. These preventive maintenance activities can reduce the chances of power outages from some particular causes and result in higher reliability of power distribution system and lower customer outage cost. However, the costs and benefits of preventive maintenance activities vary by activity types and implemented areas. Therefore, it is important to budget appropriately. This thesis proposes the method to determine the optimal budget allocation for preventive maintenance of distribution system in order to improve the reliability of the power distribution system and maintain within the standards. The actual statistical recorded interruption data are used in this method.

In this thesis, three perspectives of budget allocation are presented, i.e. power system perspective, utility perspective, and reliability perspective. The optimal allocated budgets and associated maintenance activities which are the obtained results from the proposed method can be used as a guideline for preventive maintenance planning.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Department: Electrical Engineering Student's Signature .....
Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature .....
Academic Year: 2016

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลือเป็นอย่างดียิ่งจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนเสร็จสิ้นเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบไปด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี และ ดร. สถาพร ลิมป์ปัทมปาณี ที่ได้สละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจสำคัญในการทำวิทยานิพนธ์ ตลอดจนรุ่นพี่ เพื่อน และรุ่นน้องทุกคนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญรูปภาพ ..... ฏ

สารบัญตาราง ..... ฒ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 3

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์ 3

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน 3

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับวิทยานิพนธ์ 4

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 4

บทที่ 2 การบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า 5

2.1 กลยุทธการบำรุงรักษา 5

2.1.1 การบำรุงรักษาแบบแก้ไข 6

2.1.2 การบำรุงรักษาแบบตามกำหนดเวลา 6

2.1.3 การบำรุงรักษาแบบตรวจสภาพ 6

2.1.4 การบำรุงรักษาแบบความเชื่อถือได้เป็นศูนย์กลาง 7

2.1.5 การบำรุงรักษาแบบความเสี่ยง 8

2.2 กิจกรรมการบำรุงรักษาแบบป้องกันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทย 10

บทที่ 3 มาตรฐานในการประเมินระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 12

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ตามมาตรฐาน IEEE Std 1366™-2012 12
3.1.1 นิยามตัวแปรพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง 12
3.1.2 ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าดับถาวร 14
3.1.3 ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับโหลด 17
3.1.4 ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าดับชั่วคราว 18
3.2 แนวทางการเก็บข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับตามมาตรฐาน IEEE Std 1782™-2014 19
3.2.1 ปัจจัยที่มีผลต่อการเปรียบเทียบข้อมูล 20
3.2.2 ข้อมูลที่เก็บบันทึกเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ 21
3.2.3 ลักษณะของระบบไฟฟ้า 21
3.2.4 การจำแนกหมวดหมู่สาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ 22
3.2.5 ระบบไฟฟ้าที่อยู่ในความรับผิดชอบ 24
3.2.6 ปัจจัยแวดล้อม 25
3.2.7 ระดับแรงดันไฟฟ้า 25
3.2.8 อุปกรณ์ตัดตอน 26
3.2.9 การสั่งการอุปกรณ์ตัดตอน 26
3.2.10 การกู้คืนการจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า 26
3.2.11 อุปกรณ์ล้มเหลวหรือเสื่อมสภาพ 28
3.3 มาตรฐานคุณภาพบริการของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย 29
3.3.1 ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี 29
3.3.2 ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี 31
บทที่ 4 การประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า 33
4.1 ฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 33
4.2 ฟังก์ชันความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 36

หน้า

4.3 การคำนวณอัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับและอัตราค่าความเสียหายต่อครั้งเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ 39

บทที่ 5 การจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกัน ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 42

5.1 สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณ 42

5.2 มุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า 43

5.2.1 การคำนวณค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า 45

5.2.2 การคำนวณค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ 47

5.2.3 ค่าคงที่สำคัญที่ใช้ในการคำนวณ 49

5.3 มุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า 50

5.4 มุมมองความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 52

5.4.1 การพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก 52

5.4.2 การพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก 54

บทที่ 6 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ 56

6.1 ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้า 56

6.1.1 ลักษณะทางกายภาพของพื้นที่ให้บริการ 56

6.1.2 ความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 57

6.2 ข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ 59

6.2.1 ฐานข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ 59

6.2.2 ข้อมูลอัตราส่วนสาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ 61

6.2.3 ข้อมูลอัตราการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละปี 62

6.3 ข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า 62

6.3.1 ฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF) 62

6.3.2 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท 63

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

6.3.3 ค่าตัวประกอบโหลด 64
6.3.4 ฟังก์ชันความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (CCDF) 65
6.4 ข้อมูลเกณฑ์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 67
6.4.1 มาตรฐานการให้บริการฯ ประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า 67
6.4.2 ค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงานด้านมาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 68
6.5 ข้อมูลต้นทุนการทำกิจกรรมบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69
6.6 ข้อมูลค่าไฟฟ้า 69
6.7 ข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง 70
บทที่ 7 ผลการทดสอบและวิเคราะห์ผล 71
7.1 มุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า 71
7.1.1 สถานะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา 71
7.1.2 ผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า 81
7.1.3 ผลที่คาดว่าจะได้รับหลังการทำกิจกรรมบำรุงรักษากรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า 84
7.2 มุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า 85
7.2.1 ผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า 85
7.2.2 ผลที่คาดว่าจะได้รับหลังการทำกิจกรรมบำรุงรักษากรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า 87
7.3 มุมมองความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 88
7.3.1 ผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก 88

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

7.3.2 ผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก 91
7.4 สรุปเปรียบเทียบผลทั้งสามมุมมอง.....93
บทที่ 8 สรุปและข้อเสนอแนะ 100
รายการอ้างอิง..... 101
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 102

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญรูปภาพ

หน้า

ภาพที่ 2.1 การพัฒนากลยุทธ์การบำรุงรักษาตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน 5

ภาพที่ 2.2 เมทริกซ์ประเมินความเสี่ยงของอุปกรณ์ 9

ภาพที่ 2.3 กลยุทธ์การบำรุงรักษาตามลักษณะการดำเนินงาน 10

ภาพที่ 4.1 ลำดับขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี IER และ ICPE 41

ภาพที่ 6.1 พื้นที่ให้บริการของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณา 57

ภาพที่ 6.2 สรุปความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาในหน่วยวงจรกิโลเมตร 58

ภาพที่ 6.3 จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแยกตามสาเหตุ (ร้อยละ) 61

ภาพที่ 6.4 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) แยกตามสาเหตุ (ร้อยละ) 61

ภาพที่ 6.5 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*) แยกตามสาเหตุ (ร้อยละ) 62

ภาพที่ 6.6 ฟังก์ชันความเสียหาย SCDF แบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 63

ภาพที่ 6.7 ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 66

ภาพที่ 6.8 ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แยกตามพื้นที่การให้บริการ 67

ภาพที่ 7.1 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านบาท) 72

ภาพที่ 7.2 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (บาทต่อวงจรกิโลเมตร) 73

ภาพที่ 7.3 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากไฟฟ้าดับของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านบาท) 75

ภาพที่ 7.4 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากไฟฟ้าดับเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (บาทต่อวงจรกิโลเมตร) 76

หน้า

ภาพที่ 7.5 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านราย).....77

ภาพที่ 7.6 อัตราส่วนของค่า *CI* ในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIFI* รวมของทุกภูมิภาค ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ร้อยละ).....78

ภาพที่ 7.7 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (CMI) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านราย-นาที).....80

ภาพที่ 7.8 อัตราส่วนของค่า *CMI* ในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIDI* รวมของทุกภูมิภาค ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ร้อยละ).....81

ภาพที่ 7.9 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาแต่ละประเภทกรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (พันวงจรกิโลเมตร).....82

ภาพที่ 7.10 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (ล้านบาท).....83

ภาพที่ 7.11 ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดว่าจะลดลงกรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (ล้านบาท).....84

ภาพที่ 7.12 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดว่าจะลดลงกรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (ล้านบาท).....84

ภาพที่ 7.13 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (พันวงจรกิโลเมตร).....86

ภาพที่ 7.14 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (ล้านบาท).....87

ภาพที่ 7.15 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดว่าจะลดลงกรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (ล้านบาท).....88

ภาพที่ 7.16 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก (พันวงจรกิโลเมตร).....89

ภาพที่ 7.17 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก (ล้านบาท).....90

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

ภาพที่ 7.18 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก (พันวงจรกิโลเมตร).....92

ภาพที่ 7.19 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก (ล้านบาท).....93

ภาพที่ 7.20 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาค.....95

ภาพที่ 7.21 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้ หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษา.....96

ภาพที่ 7.22 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดการณ์ไว้หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษา.....97

ภาพที่ 7.23 ค่า *SAIFI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้.....98

ภาพที่ 7.24 ค่า *SAIDI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้.....99

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 ตัวอย่างเกณฑ์การประเมินความเสี่ยงของอุปกรณ์ 8
ตารางที่ 3.1 มาตรฐานค่าดัชนี *SAIFI* ของเขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ 30
ตารางที่ 3.2 มาตรฐานค่าดัชนี *SAIFI* ของเขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ 30
ตารางที่ 3.3 มาตรฐานค่าดัชนี *SAIDI* ของเขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ ... 31
ตารางที่ 3.4 มาตรฐานค่าดัชนี *SAIDI* ของเขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ 31
ตารางที่ 4.1 ข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดกลางทั้ง 5 ราย 34
ตารางที่ 4.2 ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดกลางทั้ง 5 รายที่เวลาต่างๆ 35
ตารางที่ 4.3 ฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 37
ตารางที่ 4.4 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท 37
ตารางที่ 4.5 ฟังก์ชันความเสียหายรวม 39
ตารางที่ 6.1 สรุปความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาในหน่วยวงจรกิโลเมตร 58
ตารางที่ 6.2 หมวดหมู่สาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ 60
ตารางที่ 6.3 ฟังก์ชันความเสียหาย SCDF แบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 63
ตารางที่ 6.4 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (ร้อยละ) 64
ตารางที่ 6.5 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทแยกตามพื้นที่ (ร้อยละ) 64
ตารางที่ 6.6 ค่าตัวประกอบโหลดของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 65
ตารางที่ 6.7 ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 65
ตารางที่ 6.8 ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แยกตามพื้นที่การให้บริการ 66
ตารางที่ 6.9 เกณฑ์มาตรฐานค่าดัชนี *SAIFI* 67
ตารางที่ 6.10 เกณฑ์มาตรฐานค่าดัชนี *SAIDI* 68
ตารางที่ 6.11 ค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงานด้านมาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 68
ตารางที่ 6.12 ราคาการตัดต้นไม้ 69

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

ตารางที่ 7.1 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านบาท) 72

ตารางที่ 7.2 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (บาทต่อวงจรกิโลเมตร) 73

ตารางที่ 7.3 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากไฟฟ้าดับของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านบาท) 74

ตารางที่ 7.4 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากไฟฟ้าดับเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (บาทต่อวงจรกิโลเมตร) 75

ตารางที่ 7.5 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านราย) 77

ตารางที่ 7.6 อัตราส่วนของค่า *CI* ในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIFI* รวมของทุกภูมิภาค ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ร้อยละ) 78

ตารางที่ 7.7 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (CMI) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านราย-นาที) 79

ตารางที่ 7.8 อัตราส่วนของค่า *CMI* ในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIDI* รวมของทุกภูมิภาค ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ร้อยละ) 80

ตารางที่ 7.9 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (วงจรกิโลเมตร) 82

ตารางที่ 7.10 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (ล้านบาท) 83

ตารางที่ 7.11 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (วงจรกิโลเมตร) 85

ตารางที่ 7.12 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (ล้านบาท) 86

ตารางที่ 7.13 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก (วงจรกิโลเมตร) 88

หน้า

ตารางที่ 7.14 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก (ล้านบาท) 89

ตารางที่ 7.15 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก (วงจรกิโลเมตร) 91

ตารางที่ 7.16 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก (ล้านบาท) 92

ตารางที่ 7.17 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาค (ล้านบาท) 94

ตารางที่ 7.18 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษา 95

ตารางที่ 7.19 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดการณ์ไว้หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษา 96

ตารางที่ 7.20 ค่า *SAIFI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้ 97

ตารางที่ 7.21 ค่า *SAIDI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้ 98

ตารางที่ 7.22 สรุปค่ารวมของแต่ละมุมมอง 99

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

ในบทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยในแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันจากความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีและการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศที่เพิ่มมากขึ้นส่งผลให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทั้งในด้านปริมาณและด้านคุณภาพอย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นหน้าที่ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่จะจัดให้ได้มา จัดส่งและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่รับผิดชอบให้ได้อย่างเพียงพอทั้งด้านคุณภาพและบริการ

ระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านับได้ว่าเป็นดัชนีสำคัญที่ใช้ชี้วัดคุณภาพการบริการของผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งในปัจจุบันคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้กำหนดมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าเพื่อคุ้มครองผู้ใช้ไฟฟ้าให้ได้รับบริการที่มีมาตรฐานและคุณภาพการให้บริการที่ดี อีกทั้งทางสำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (สคร.) ก็ได้กำหนดค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงานด้านมาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าไว้ด้วยเช่นกัน ผู้ที่ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าจำเป็นต้องรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานดังกล่าวทุกปี ดัชนีวัดผลการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับระดับความเชื่อถือได้ประกอบไปด้วย System Average Interruption Frequency Index (*SAIFI*) ซึ่งเป็นดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในช่วงระยะเวลาหนึ่งปี และ System Average Interruption Duration Index (*SAIDI*) ซึ่งเป็นดัชนีแสดงค่าเฉลี่ยระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในช่วงระยะเวลาหนึ่งปี ดัชนีทั้งสองค่านี้เป็นดัชนีพื้นฐานที่ใช้สำหรับวัดค่าระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยแสดงถึงจำนวนครั้งและผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้ารวมทั้งสะท้อนประสิทธิภาพการทำงานของผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าในการแก้ไขเหตุไฟฟ้าขัดข้องด้วยเช่นกัน และในอีกแง่มุมหนึ่งผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับนอกจากจะทำให้ผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าสูญเสียรายได้จากการขายไฟในช่วงเวลาไฟฟ้าดับแล้วถ้ามองในมุมของผู้ใช้ไฟฟ้ายังสามารถคิดเป็นมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจาก

เหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้อีกด้วย ดังนั้นการเพิ่มขึ้นของระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจึงเป็นผลดีต่อทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้อง

ปัจจัยที่มีผลต่อระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีหลายประการ เช่น โครงสร้างของระบบไฟฟ้า โครงการลงทุนเพื่อปรับปรุงระบบไฟฟ้า เป็นต้น หนึ่งในวิธีการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่นิยมใช้ คือ การทำกิจกรรมบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า อาจกล่าวได้ว่ากิจกรรมบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าที่ทำในแต่ละปีส่งผลโดยตรงต่อระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับมีสาเหตุได้จากหลายประการทั้งจากปัจจัยภายใน ได้แก่ สาเหตุจากอุปกรณ์เสียหาย และการจ่ายเกินพิกัด เป็นต้น และจากปัจจัยภายนอก ได้แก่ สาเหตุจากต้นไม้ สัตว์ วัสดุแปลกปลอม และสภาพสิ่งแวดล้อม เป็นต้น ด้วยโครงสร้างระบบไฟฟ้าของประเทศไทยโดยเฉพาะอย่างยิ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่มีลักษณะเป็นวงจรแบบเรเดียล วิ่งพาดผ่านพื้นที่ต่างๆ ทั้งในพื้นที่ตัวเมือง พื้นที่ชนบท และพื้นที่ห่างไกล เช่น ภูเขาหรือป่า เป็นต้น ทำให้มีโอกาสที่จะเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องจากสิ่งแวดล้อมภายนอกสูง ดังจะสังเกตได้จากข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทยมีสาเหตุมาจากต้นไม้และสัตว์สูงเป็นอันดับต้นๆ ดังนั้นเพื่อที่จะลดและป้องกันเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่จะเกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าจึงได้จัดทำกิจกรรมบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าขึ้นเป็นประจำทุกปี ซึ่งกิจกรรมบำรุงรักษาแบบป้องกัน เช่น การตัดต้นไม้ การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์ เป็นต้น สามารถช่วยลดโอกาสการเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องจากสาเหตุบางประการได้ ส่งผลให้ระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงขึ้น แต่ทว่ากิจกรรมบำรุงรักษาแต่ละกิจกรรมใช้งบประมาณในการจัดทำไม่เท่ากัน รวมทั้งผลที่ได้ในการลดโอกาสการเกิดเหตุขัดข้องที่จะนำไปสู่การเพิ่มขึ้นของระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการลดลงของค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับก็ไม่เท่ากันเช่นกัน ขึ้นอยู่กับประเภทกิจกรรมและพื้นที่ที่เลือกทำกิจกรรมบำรุงรักษานั้นๆ ดังนั้นการจัดสรรงบประมาณเพื่อทำกิจกรรมการบำรุงรักษาให้เหมาะสมในแต่ละปีจึงเป็นสิ่งสำคัญ

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้เสนอวิธีการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้และลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ โดยพิจารณาจากข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าและข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งในประเทศไทย

1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อพัฒนากระบวนการจัดสรรงบประมาณสำหรับกิจกรรมบำรุงรักษาแบบเหมาะที่สุด เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้และลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1) ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณคือข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทย
2) พิจารณากิจกรรมบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าแบบป้องกัน 4 กิจกรรม คือ การตัดต้นไม้ใกล้แนวระบบจำหน่าย การลาดตระเวนระบบไฟฟ้า การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันนกและการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันงู
3) การประเมินค่าใช้จ่ายในการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแต่ละประเภทจะคิดในรูปค่าใช้จ่ายต่อความยาวระบบจำหน่าย ในหน่วย บาทต่อวงจรกิโลเมตร
4) ผลตอบแทนที่ได้จากกิจกรรมบำรุงรักษาจะพิจารณาในรูปของค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ลดลง และค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่ลดลง

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1) ศึกษาทฤษฎีเบื้องต้นในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและค่ามาตรฐานที่เกี่ยวข้อง
2) ศึกษาฐานข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทย
3) ศึกษาทฤษฎีการประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า
4) ศึกษาแนวทางในการวางแผนการบำรุงรักษาระบบจำน่ายไฟฟ้า
5) พัฒนาวิธีการในการวางแผนจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำน่ายไฟฟ้า
6) ทดสอบวิธีการในการวางแผนจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
7) สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับวิทยานิพนธ์

แนวทางการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้และลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เพื่อใช้เป็นแนวทางประกอบการตัดสินใจสำหรับการวางแผนบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วยเนื้อหาจำนวน 8 บท โดยแต่ละบทมีเนื้อหาที่แตกต่างกันดังต่อไปนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงหลักการของการบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าแบบต่างๆ และกิจกรรมการบำรุงรักษาแบบป้องกันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทย

บทที่ 3 กล่าวถึงมาตรฐานในการประเมินระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 4 กล่าวถึงการประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า

บทที่ 5 กล่าวถึงขั้นตอนการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 6 กล่าวถึงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ

บทที่ 7 กล่าวถึงผลการทดสอบและวิเคราะห์ผล

บทที่ 8 กล่าวถึงสรุปและข้อเสนอแนะ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2
การบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า

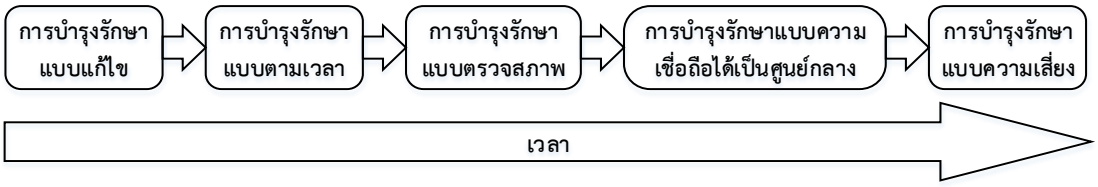
เมื่อมีการใช้งานอุปกรณ์ไประยะเวลาหนึ่ง ย่อมมีการเสื่อมสภาพจากวัสดุของอุปกรณ์หรือจากการใช้งานอุปกรณ์อย่างหนัก ซึ่งอาจทำให้อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวและส่งผลกระทบต่อการทำงานโดยรวมของระบบได้ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการปรับปรุงให้อุปกรณ์เหล่านั้นมีสภาพพร้อมใช้งานอยู่เสมอ และมีความเชื่อถือได้ในระดับที่ต้องการ หนึ่งในวิธีการที่นิยมในการปรับปรุงอุปกรณ์คือการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (Maintenance activity) ความหมายของการทำกิจกรรมบำรุงรักษาอาจกล่าวได้ว่า “การกระทำที่คงสภาพหรือรักษาสภาพในการดำรงอยู่ที่จำเป็น เพื่อให้อุปกรณ์ทำงานได้ดังเดิม” ภายใต้แนวคิดหลัก เพิ่มระยะเวลาการทำงาน และลดระยะเวลาที่ใช้ซ่อมแซมอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว นอกจากนี้การบำรุงรักษายังมีวัตถุประสงค์ดังต่อไปนี้

1) ลดโอกาสการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์
2) ยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ให้ยาวนานขึ้น
3) ทำให้เกิดความมั่นใจว่าระบบอยู่ในสถานะทำงานและมีความปลอดภัย
4) ทำให้ระบบมีสมรรถนะตามที่ต้องการ เช่น ความเชื่อถือได้ เป็นต้น
5) ลดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาทั้งหมดด้วยการวางแผนงานอย่างเหมาะสม

จากความสำคัญข้างต้น ทำให้ต้องทำความเข้าใจถึงวิธีการบำรุงรักษาอย่างเป็นระบบ และนำการบำรุงรักษาดังกล่าวไปประยุกต์ใช้ เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลสูงสุด บทนี้จึงได้นำเสนอรายละเอียดของการบำรุงรักษา มีสาระสำคัญต่อไปนี้ [1], [2]

2.1 กลยุทธการบำรุงรักษา

กลยุทธ์การบำรุงรักษาได้ถูกพัฒนาตามกาลเวลามาอย่างต่อเนื่อง ด้วยเทคโนโลยีและความรู้ของมนุษย์ที่มีมากขึ้น เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการบำรุงรักษา กลยุทธ์การบำรุงรักษาตั้งแต่อดีตถึงปัจจุบัน สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.1 [1]



ภาพที่ 2.1 การพัฒนากลยุทธ์การบำรุงรักษาตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน

2.1.1 การบำรุงรักษาแบบแก้ไข

การบำรุงรักษาแบบแก้ไข (Corrective maintenance: CM) จะดำเนินการเฉพาะช่วงเวลาที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวเท่านั้น เพื่อแก้ไขให้อุปกรณ์กลับคืนสู่สถานะทำงานโดยเร็วที่สุด การบำรุงรักษารูปแบบนี้จะมีระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซมที่ค่อนข้างนาน เนื่องจากเป็นการบำรุงรักษาที่ไม่ได้วางแผนไว้ล่วงหน้า จึงไม่มีความพร้อมในการเตรียมการบำรุงรักษา เช่น แรงงานในการซ่อมแซม เอกสารทางเทคนิคที่สำคัญ หรืออะไหล่ที่ใช้ในการซ่อมแซม เป็นต้น ดังนั้นจึงมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาค่อนข้างสูง ทั้งทางตรงที่เกิดจากความเสียหายของอุปกรณ์ และทางอ้อมที่เกิดจากความเสียหายที่ไม่สามารถใช้อุปกรณ์ได้ การบำรุงรักษาแบบแก้ไขสามารถดำเนินการได้ 2 รูปแบบ คือ การซ่อมแซม และการเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่ การตัดสินใจที่จะเลือกการบำรุงรักษาแบบแก้ไขให้เป็นรูปแบบใด ขึ้นอยู่กับราคาและสมรรถนะของอุปกรณ์ภายหลังการบำรุงรักษา

2.1.2 การบำรุงรักษาแบบตามกำหนดเวลา

การบำรุงรักษาแบบตามกำหนดเวลา (Time based maintenance: TBM) เป็นการบำรุงรักษาตามแผนงานที่ได้กำหนดไว้ เพื่อลดโอกาสที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว หรือปรับปรุงความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ โดยทั่วไปกิจกรรมการบำรุงรักษาแบบป้องกันอาจมีการบำรุงรักษาตามเวลา จำนวนครั้ง หรือระยะทาง เช่น การเปลี่ยนหน้าสัมผัสสวิตซ์ตัดตอนเมื่อใช้งานไป 10,000 ครั้ง การเปลี่ยนน้ำมันหม้อแปลงไฟฟ้าทุก 5 ปี เป็นต้น จะเห็นได้ว่าการบำรุงรักษาทั้งหมดถูกควบคุมด้วยเวลา จำนวนครั้ง หรือระยะทางที่แน่นอน ค่าใช้จ่ายของการบำรุงรักษาแบบป้องกันถูกกำหนดได้ตามกิจกรรมในตารางการบำรุงรักษา จึงทำให้สามารถกำหนดค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นได้อย่างชัดเจน

2.1.3 การบำรุงรักษาแบบตรวจสภาพ

การบำรุงรักษาแบบตรวจสภาพ (Condition based maintenance: CBM) เป็นการบำรุงรักษาที่ใช้เทคนิคการตรวจสอบสภาพอุปกรณ์ ในการตัดสินใจว่าควรบำรุงรักษาอุปกรณ์นั้นหรือไม่ ทำให้สามารถที่หลีกเลี่ยงการบำรุงรักษาที่ไม่จำเป็นได้ และสามารถเน้นการบำรุงรักษาไปที่อุปกรณ์ที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวได้ การตัดสินใจในการบำรุงรักษาขึ้นอยู่กับปัจจัย 3 ประการ คือ (1) กำหนดเทคโนโลยีการตรวจสภาพให้เหมาะสมกับอุปกรณ์, (2) กำหนดความถี่ในการตรวจสภาพอุปกรณ์ และ (3) กำหนดดัชนีชี้วัดของการตรวจสภาพเพื่อดำเนินการบำรุงรักษา ตัวอย่างเทคนิคการตรวจสอบสภาพ เช่น การวิเคราะห์น้ำมัน การวิเคราะห์การสั่นสะเทือน การวิเคราะห์ด้วยกล้องส่งผ่านความร้อน เป็นต้น สังเกตได้ว่า การบำรุงรักษาแบบตรวจสภาพ มีลักษณะการดำเนินงาน

ที่คล้ายคลึงกับการบำรุงรักษาแบบป้องกัน กล่าวคือ เมื่อตรวจสภาพพบว่าอุปกรณ์มีแนวโน้มที่จะเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวจึงทำการบำรุงรักษา มีการป้องกันอุปกรณ์ไม่ให้เกิดเหตุการณ์ และยังกำหนดแผนงานในการตรวจสภาพล่วงหน้า ดังนั้น จึงสามารถถือได้ว่าการบำรุงรักษาแบบตรวจสภาพเป็นการบำรุงรักษาแบบป้องกันอีกแขนงหนึ่งได้เช่นกัน

2.1.4 การบำรุงรักษาแบบความเชื่อถือได้เป็นศูนย์กลาง

การบำรุงรักษาแบบความเชื่อถือได้เป็นศูนย์กลาง (Reliability centered maintenance: RCM) เป็นกระบวนการคัดเลือกการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับอุปกรณ์ในระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ ด้วยหลักการของความเชื่อถือได้ กระบวนการนี้ถูกนำเสนอเป็นครั้งแรกในปี ค.ศ. 1978 โดย Nowlad F. Stanley และ Howard F. Heap [2] เพื่อจัดการงานบำรุงรักษาเครื่องบินโดยสารที่มีขนาดใหญ่ จึงได้นำเสนอกระบวนการจัดการบำรุงรักษาที่เป็นการปฏิวัติความคิดใหม่ทั้งหมด ด้วยการเปลี่ยนมุมมองจากการพยายามบำรุงรักษาที่ตัวอุปกรณ์ มาเป็นการบำรุงรักษาที่หน้าที่ของอุปกรณ์แทน การเปลี่ยนมุมมองดังกล่าวทำให้อุปกรณ์ที่ต้องเข้ารับการบำรุงรักษามีปริมาณที่ลดลงเป็นอย่างมาก เพราะเครื่องบินโดยสารได้รับการออกแบบมาให้มีชิ้นส่วนที่เกินความต้องการใช้งาน เนื่องจากมีอุปกรณ์สำรองสำหรับหน้าที่รองรับระบบที่มีความเสี่ยงสูง จึงทำให้อุปกรณ์ไม่จำเป็นต้องทำงานพร้อมกันทั้งหมดในคราวเดียว แต่ขึ้นอยู่กับหน้าที่ที่แตกต่างกันในภารกิจที่ต่างกัน เช่น การนำเครื่องบินขึ้นต้องการใช้เครื่องยนต์ทั้ง 4 เครื่องในการขึ้นบิน แต่เมื่อบินถึงระดับหนึ่งอาจใช้กำลังขับเพียง 1 เครื่องยนต์ จะเห็นได้ว่า เครื่องยนต์มีการสึกหรอที่ไม่เท่ากันจึงทำให้ความถี่ของการบำรุงรักษาเครื่องยนต์ไม่เท่ากันไปด้วย เป็นต้น

จุดเด่นของการบำรุงรักษาแบบความเชื่อถือได้เป็นศูนย์กลาง คือ การนำความรู้ด้านความเชื่อถือได้เข้ามาใช้ในการตัดสินใจเลือกการบำรุงรักษา และจัดการงานตามความสำคัญและหน้าที่ของอุปกรณ์เป็นสำคัญ กลยุทธ์การบำรุงรักษาดังกล่าวประสบความสำเร็จอย่างมากในธุรกิจการบิน และปัจจุบันได้พัฒนาเพื่อนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรม ระบบไฟฟ้า และระบบสาธารณูปโภคอื่นๆ จนเป็นที่รู้จักและยอมรับ รายละเอียดขั้นตอนการวิเคราะห์การบำรุงรักษาแบบความเชื่อถือเป็นศูนย์กลางไม่มีแบบแผนที่แน่นอนขึ้นอยู่กับระบบที่นำไปใช้ อย่างก็ตาม สาระสำคัญของกระบวนการทั้งหมดมีอยู่ 4 กระบวนการหลัก ดังต่อไปนี้

1) การวิเคราะห์หน้าที่และจัดลำดับความสำคัญของอุปกรณ์ในระบบ
2) การรับข้อมูลอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ (Failure rate) ที่ชัดเจนและแม่นยำ
3) การวิเคราะห์สาเหตุของการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์และผลกระทบที่ตามมา (Failure mode and effect analysis: FMEA)

4) การคัดเลือกงานบำรุงรักษาให้แก่อุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด

2.1.5 การบำรุงรักษาแบบความเสี่ยง

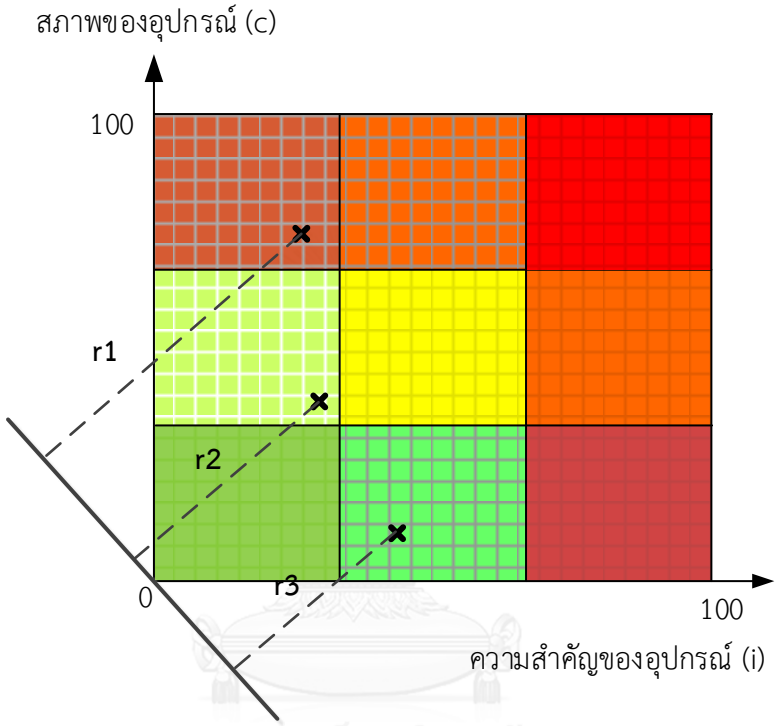
การบำรุงรักษาแบบความเสี่ยง (Risk based maintenance: RBM) เป็นการบำรุงรักษาที่ใช้ความเสี่ยงของอุปกรณ์ในการตัดสินใจคัดเลือกงานบำรุงรักษา สำหรับการประเมินความเสี่ยงของอุปกรณ์พิจารณาได้จาก 2 ปัจจัยหลัก คือ (1) ความสำคัญของอุปกรณ์ (Importance: i) และ (2) สภาพของอุปกรณ์ (Condition: c) เมื่อนำทั้งสองปัจจัยมาประเมินความเสี่ยงร่วมกันด้วยเมทริกซ์ความเสี่ยง (Risk matrix) สามารถจัดลำดับความสำคัญและกำหนดแผนการบำรุงรักษาที่เหมาะสมได้ อย่างไรก็ตาม การกำหนดหลักเกณฑ์เพื่อประเมินความเสี่ยงตามปัจจัยทั้งสองนั้น ต้องอาศัยข้อมูลทางสถิติในอดีตและประสบการณ์ของผู้ปฏิบัติงานเป็นจำนวนมาก และไม่มีหลักเกณฑ์ที่แน่นอนขึ้นอยู่กับหน่วยงานกำหนดขึ้นตามความเหมาะสม นอกจากนี้ หลักเกณฑ์ที่ได้กำหนดขึ้นอาจมีหลายหลักเกณฑ์ แต่ละหลักเกณฑ์ไม่ได้มีความสำคัญในระดับเดียวกันทั้งหมด ดังนั้น จึงมีการให้คะแนนและถ่วงน้ำหนักตามลำดับความสำคัญในรูปแบบของร้อยละ ตัวอย่างเกณฑ์การประเมินความเสี่ยงของอุปกรณ์ [2] แสดงได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ตัวอย่างเกณฑ์การประเมินความเสี่ยงของอุปกรณ์

เกณฑ์ความสำคัญของอุปกรณ์	ร้อยละ	เกณฑ์สภาพของอุปกรณ์	ร้อยละ
พลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียจากไฟฟ้าดับ	50	ระยะที่ผ่านการใช้งาน	30
ความถี่ของระบบไฟฟ้าที่เกิดล้มเหลว	25	สภาพอุปกรณ์ตามจริงทางกายภาพ	20
ความสำคัญของโหลดที่เชื่อมต่ออยู่	25	ความทนทานต่อโหลดสูงสุด	20
-	-	ประสิทธิภาพการซ่อมแซม	15
-	-	ประสบการณ์การใช้งาน	15
รวม	100	**รวม**	100

อุปกรณ์ทั้งหมดได้รับการประเมินความสำคัญและสภาพของอุปกรณ์ตามเกณฑ์ที่กำหนด นำผลการประเมินของแต่ละอุปกรณ์มาจัดเป็นคู่อันดับ (X,Y) โดยค่า X คือ ความสำคัญของอุปกรณ์ (i) และค่า Y คือ สภาพของอุปกรณ์ (c) ผลจากการประเมินร่วมกันระหว่างความสำคัญและสภาพของอุปกรณ์ด้วยการกำหนดลงบนระบบพิกัดฉากเรียกว่า “เมทริกซ์ความเสี่ยง” แสดงได้ดังภาพที่ 2.2 [2] จากเมทริกซ์ความเสี่ยงดังกล่าวสามารถจัดลำดับการบำรุงรักษาอุปกรณ์ก่อนหลังได้ เช่น บริเวณพื้นที่

มุมล่างซ้ายมือ คือ อุปกรณ์มีสภาพที่ดีและมีความสำคัญต่อระบบน้อยแสดงว่ามีความเสี่ยงน้อย จึงควรจัดการบำรุงรักษาไว้ลำดับหลัง ในทางตรงกันข้าม บริเวณพื้นที่มุมบนขวามือ คือ อุปกรณ์มีสภาพที่แย่และมีความสำคัญต่อระบบมากแสดงว่ามีความเสี่ยงมาก จึงควรจัดการบำรุงรักษาไว้ลำดับแรก การจัดลำดับการบำรุงรักษาจะลดหลั่นกันลงมาตามสมมุติฐานข้างต้น



ภาพที่ 2.2 เมทริกซ์ประเมินความเสี่ยงของอุปกรณ์

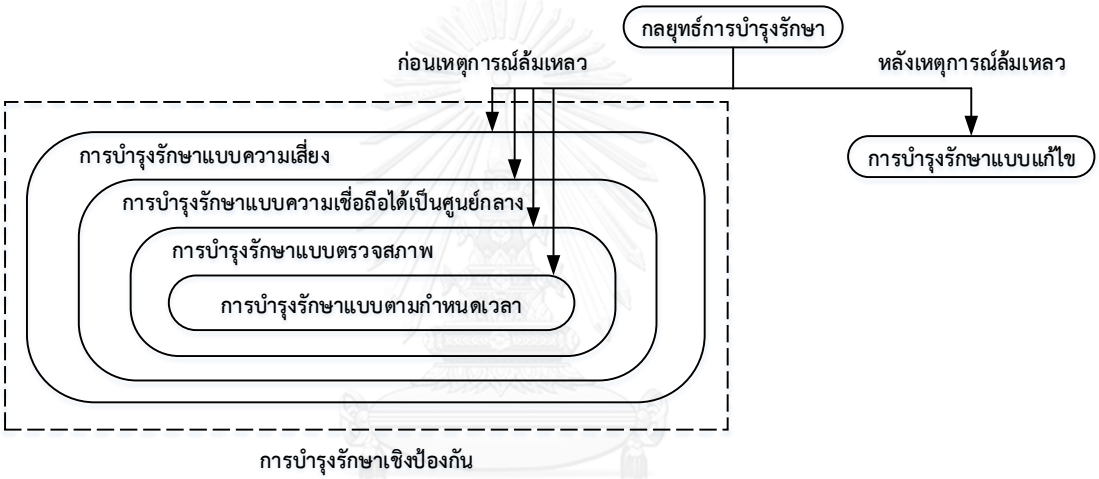
หากนำกลยุทธ์การบำรุงรักษาทั้งหมดตามที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 2.1.1 ถึง 2.1.5 มาจัดกลุ่มตามลักษณะการดำเนินงาน สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 กลุ่ม ดังต่อไปนี้

1) การบำรุงรักษาก่อนเหตุการณ์ล้มเหลว มีวัตถุประสงค์เพื่อป้องกันอุปกรณ์ให้เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวน้อยที่สุด กลยุทธ์ของการบำรุงรักษากลุ่มนี้ประกอบไปด้วย การบำรุงรักษาตามเวลา, แบบตรวจสภาพ, แบบความเชื่อถือได้เป็นศูนย์กลาง และแบบความเสี่ยง การบำรุงรักษาแต่ละรูปแบบมีลักษณะการวิเคราะห์ที่แตกต่างกัน เริ่มต้นจากการพิจารณาตามวงรอบเวลาที่ตายตัว ตามสภาพของอุปกรณ์ คำนึงเฉพาะความเชื่อถือได้ ตลอดจนการประเมินจากความสำคัญและสภาพของอุปกรณ์ร่วมกัน ตามลำดับ จะเห็นได้ว่าการบำรุงรักษากลุ่มนี้ได้ถูกพัฒนาอย่างต่อเนื่องด้วยการนำ

จุดเด่นและจุดด้อยของแต่ละกลยุทธ์มาปรับใช้ร่วมกัน อาจกล่าวได้ว่าการบำรุงรักษากลุ่มนี้เป็นการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน เพื่อป้องกันให้อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวน้อยที่สุด

2) การบำรุงรักษาหลังเหตุการณ์ล้มเหลว มีวัตถุประสงค์เพื่อแก้ไขอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวให้กลับมาใช้งานได้อย่างรวดเร็ว ซึ่งเรียกกลยุทธ์การบำรุงรักษาดังกล่าวว่า การบำรุงรักษาแบบแก้ไข

กล่าวโดยสรุป กลยุทธ์การบำรุงรักษาสามารถแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม คือ การบำรุงรักษาก่อนและหลังเหตุการณ์ล้มเหลว ซึ่งอาจเรียกการบำรุงรักษาก่อนเหตุการณ์ล้มเหลวว่าเป็นการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive maintenance: PM) ดังภาพที่ 2.3 [1]



ภาพที่ 2.3 กลยุทธ์การบำรุงรักษาตามลักษณะการดำเนินงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2 กิจกรรมการบำรุงรักษาแบบป้องกันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทย

ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยโดยเฉพาะอย่างยิ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่มีลักษณะเป็นวงจรแบบเรเดียล มีสายอากาศวิ่งพาดผ่านพื้นที่ต่างๆ ทั้งในพื้นตัวเมือง พื้นที่ชนบท และพื้นที่ห่างไกล เช่น ผ่านภูเขาหรือป่า เป็นต้น ทำให้มีโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสิ่งแวดล้อมภายนอกสูง ประกอบกับพื้นที่รับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่คลอบคลุมพื้นที่ 74 จังหวัดของประเทศไทย ยกเว้นพื้นที่รับผิดชอบของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) คิดเป็นร้อยละ 99.98 ของพื้นที่ประเทศไทย [3] มีความยาวของระบบจำหน่ายและสายส่งไฟฟ้าหลายแสนวงจร-กิโลเมตร ทำให้มีจำนวนอุปกรณ์ในระบบที่เกี่ยวข้องกับการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไปให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก ดังนั้นเพื่อให้ กฟภ. ยังคงสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างมั่นคงและมีคุณภาพ การบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งจำเป็น กฟภ. เองได้มีการทำกิจกรรมบำรุงรักษาระบบ

ไฟฟ้าเชิงป้องกันหลายกิจกรรมในแต่ละปี ซึ่งแต่ละกิจกรรมสามารถช่วยเพิ่มระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วยการลดโอกาสในการเกิดเหตุขัดข้องจากสาเหตุบางประการได้ ในปัจจุบันสาเหตุหลักของการเกิดเหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ส่วนมากเกิดจาก ต้นไม้ อุปกรณ์ และสัตว์ กว่า 70% ในส่วนของกิจกรรมบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าที่ช่วยลดและป้องกันการเกิดเหตุขัดข้องจากสาเหตุเหล่านั้นมีตัวอย่างดังต่อไปนี้

1) กิจกรรมตัดต้นไม้ใกล้แนวระบบจำหน่าย (Tree trimming)

กิจกรรมบำรุงรักษานี้เป็นการดำเนินการออกไปตัดต้นไม้ที่อยู่ใกล้สายไฟที่อาจเจริญเติบโตมาแตะสาย หรือล้มทับสายไฟเมื่อเกิดมีพายุ สามารถช่วยลดโอกาสการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุต้นไม้ได้เป็นอย่างดี

2) การลาดตระเวนตรวจสอบระบบจำหน่ายและสายส่งไฟฟ้า (System patrol)

การลาดตระเวนตรวจสอบระบบจำหน่ายและสายส่งไฟฟ้าทำเพื่อตรวจสอบหาความผิดปกติของระบบจำหน่ายและสายส่งไฟฟ้า ก่อนที่จะมีการชำรุดและส่งผลให้ไฟฟ้าขัดข้อง ขั้นตอนการดำเนินงาน ประกอบด้วย การตรวจสอบระบบจำหน่ายเพื่อการบำรุงรักษา แก้ไข ป้องกัน เพื่อไม่ให้เกิดไฟฟ้าขัดข้อง โดย Patrolman ที่มีความรู้ความชำนาญและใช้อุปกรณ์ในการช่วยตรวจสอบได้อาทิ กล้องส่องทางไกล กล้องถ่ายรูป กล้องส่องจุดร้อน (Thermal Viewer) กล้องตรวจสอบโคโรน่า และกล้องติดอากาศยานไร้คนขับ (Drone) จากนั้นนำผลการตรวจสอบมาออกแบบแก้ไขระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาจากความเร่งด่วนของปัญหาที่พบ สรุปหาสาเหตุการชำรุดของอุปกรณ์หรือสาเหตุของปัญหาที่เกิดขึ้นและหาแนวทางป้องกันเพื่อลดปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง สามารถช่วยลดโอกาสการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุอุปกรณ์ขัดข้องและต้นไม้ได้

3) การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันนกหรืองู (Bird or snake guard)

เป็นการติดอุปกรณ์เพื่อป้องกันนก หรืองู เข้าไปสัมผัสกับอุปกรณ์หรือสายไฟฟ้า สามารถช่วยลดโอกาสการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุจากสัตว์ได้

ประโยชน์ที่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับจากการที่ กฟภ. ทำกิจกรรมบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าเชิงป้องกัน คือคุณภาพระบบไฟฟ้าที่มีความมั่นคง เชื่อถือได้และมีประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้า สร้างความพึงพอใจให้ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. และสามารถป้องกันอันตรายจากความผิดปกติของระบบไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นกับประชาชน ทำให้ประชาชนมีความปลอดภัยในชีวิตและทรัพย์สิน ประโยชน์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้รับคือสถิติไฟฟ้าขัดข้องเนื่องจากปัจจัยบางประการ เช่น ต้นไม้ สัตว์และอุปกรณ์ลดลง เพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าผ่านระบบจำหน่ายของ กฟภ.

บทที่ 3
มาตรฐานในการประเมินระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า หมายถึง ความสามารถของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการจัดส่งพลังงานไฟฟ้าสนองตอบความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอในช่วงเวลาที่กำหนด โดยที่การประเมินระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถวิเคราะห์ได้โดยผ่านค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability index) ต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้รายละเอียดนิยามของดัชนีและวิธีการคำนวณจะอ้างอิงจากมาตรฐาน IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE Std 1366™-2012) [4] และรายละเอียดการเก็บข้อมูลสำหรับใช้ในการคำนวณค่าดัชนีจะอ้างอิงจากมาตรฐาน IEEE Guide for Collecting, Categorizing, and Utilizing Information Related to Electric Power Distribution Interruption Events (IEEE Std 1782™-2014) [5] รวมทั้งเกณฑ์มาตรฐานค่าดัชนีความเชื่อถือได้จะอ้างอิงจากเกณฑ์มาตรฐานการให้บริการพลังงานด้านกิจการไฟฟ้า ประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า แนบท้ายระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้า ประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [6] โดยในแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ตามมาตรฐาน IEEE Std 1366™-2012

ระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถประเมินได้ด้วยค่าดัชนีความเชื่อถือได้หลายประเภท ซึ่งค่าดัชนีแต่ละประเภทนั้นมีนิยามและวัตถุประสงค์การชี้วัดต่างกันไป ดัชนีที่ใช้สำหรับประเมินระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอ้างอิงจากมาตรฐาน IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE Std 1366™-2012) [4] ประกอบไปด้วยดัชนีที่นิยมใช้กัน ได้แก่ System Average Interruption Frequency Index (*SAIFI*), System Average Interruption Duration Index (*SAIDI*) และดัชนีอื่นๆ โดยนิยามและรายละเอียดการคำนวณตามมาตรฐานมีดังต่อไปนี้

3.1.1 นิยามตัวแปรพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง

นิยามของตัวแปรพื้นฐานที่ใช้สำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ตามมาตรฐาน IEEE Std 1366™-2012 มีดังต่อไปนี้

CI	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (ราย)
CMI	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (ราย-นาที)
CN	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรในช่วงเวลาที่กำหนด (ไม่นับซ้ำ) (ราย)
$CN_{(k\geq n)}$	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวร 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	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรและชั่วคราว 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)

3.1.2 ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าดับถาวร

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่พิจารณาเฉพาะเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรมีดังต่อไปนี้

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

ดัชนี *SAIFI* คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรภายในช่วงเวลาที่กำหนด โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.1 และ 3.2

$$SAIFI = \frac{\sum Total\ Number\ of\ Customers\ Interrupted}{Total\ Number\ of\ Customers\ Served} \tag{3.1}$$

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \tag{3.2}$$

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

ดัชนี *SAIDI* คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรภายในช่วงเวลาที่กำหนด โดยทั่วไปจะคิดเป็นนาทีหรือชั่วโมง สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.3 และ 3.4

$$SAIDI = \frac{\sum Customer\ Minutes\ of\ Interruption}{Total\ Number\ of\ Customers\ Served} \tag{3.3}$$

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \tag{3.4}$$

3) Customer Average Interruption Duration Index (*CAIDI*)

ดัชนี *CAIDI* คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงเวลาเฉลี่ยในการกู้คืนการจ่ายไฟเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.5 และ 3.6

$$CAIDI = \frac{\sum Customer\ Minutes\ of\ Interruption}{Total\ Number\ of\ Customers\ Interrupted} = \frac{CMI}{CI} \tag{3.5}$$

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \tag{3.6}$$

4) Customer Total Average Interruption Duration Index (*CTAIDI*)

ดัชนี *CTAIDI* คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยตรงต้องพบเจอภายในช่วงเวลาที่กำหนด ดัชนีนี้จะมีการคำนวณที่ใกล้เคียงกับดัชนี *CAIDI* ยกเว้นแต่ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับหลายครั้งจะนับเพียงแค่ครั้งเดียวเท่านั้น โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.7 และ 3.8

$$CTAIDI = \frac{\sum Customer\ Interruption\ Durations}{Total\ Number\ of\ Distinct\ Customers\ Interrupted} \tag{3.7}$$

$$CTAIDI = \frac{\sum_i r_i N_i}{CN} = \frac{CMI}{CN} \tag{3.8}$$

<u>หมายเหตุ</u> : จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยตรงจะถูกนับเพียงครั้งเดียวโดยไม่ขึ้นอยู่กับจำนวนครั้งของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในช่วงเวลาที่กำหนด

5) Customer Average Interruption Frequency Index (*CAIFI*)

ดัชนี *CAIFI* คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรโดยตรงต้องพบเจอกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวรภายในช่วงเวลาที่กำหนด โดยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับหลายครั้งจะนับเพียงแค่ครั้งเดียวเท่านั้น โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.9 และ 3.10

$$CAIFI = \frac{\sum Total\ Number\ of\ Customer\ Interruptions}{Total\ Number\ of\ Distinct\ Customers\ Interrupted} \tag{3.9}$$

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} = \frac{CI}{CN} \tag{3.10}$$

<u>หมายเหตุ</u> : จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยตรงจะถูกนับเพียงครั้งเดียวโดยไม่ขึ้นอยู่กับจำนวนครั้งของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในช่วงเวลาที่กำหนด

6) Average Service Availability Index (*ASAI*)

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

$$ASAI = \frac{Customer\ Hours\ Service\ Availability}{Customer\ Hours\ Service\ Demand} \tag{3.11}$$

$$ASAI = \frac{N_T \times (Number\ of\ hours\ /\ yr) - \sum r_i N_i}{N_T \times (Number\ of\ hours\ /\ yr)} \tag{3.12}$$

<u>หมายเหตุ</u> : 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

$$CEMI_n = \frac{Total\ Number\ of\ Customers\ that\ Experienced\ n\ or\ More\ Sustained\ Interruptions}{Total\ Number\ of\ Customers\ Served} \tag{3.13}$$

$$CEMI_n = \frac{CN_{(k \geq n)}}{N_T} \tag{3.14}$$

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 :

$$CELID-S = \frac{\begin{matrix}Total\ Number\ of\ Customers\ that\ Experienced\ S\ or\ More \\ Hours\ Duration\end{matrix}}{Total\ Number\ of\ Customers\ Served} \quad (3.15)$$

$$CELID-S = \frac{CN_{(k \geq S)}}{N_T} \quad (3.16)$$

ระยะเวลาไฟฟ้าดับรวม :

$$CELID-T = \frac{\begin{matrix}Total\ Number\ of\ Customers\ that\ Experienced\ T\ or\ More \\ Hours\ Duration\end{matrix}}{Total\ Number\ of\ Customers\ Served} \quad (3.17)$$

$$CELID-T = \frac{CN_{(k \geq T)}}{N_T} \quad (3.18)$$

3.1.3 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

$$ASIFI = \frac{\sum Total\ Connected\ kVA\ of\ Load\ Interrupted}{Total\ Connected\ kVA\ Served} \quad (3.19)$$

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (3.20)$$

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

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

$$ASIDI = \frac{\sum Connected\ kVA\ Duration\ of\ Load\ Interrupted}{Total\ Connected\ kVA\ Served} \quad (3.21)$$

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (3.22)$$

3.1.4 ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าดับชั่วคราว

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่พิจารณาเหตุการณ์ไฟฟ้าดับชั่วคราวมีดังต่อไปนี้

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

ดัชนี *MAIFI* คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับชั่วคราว โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.23 และ 3.24

$$MAIFI = \frac{\sum Total\ Number\ of\ Customer\ Momentary\ Interruptions}{Total\ Number\ of\ Customers\ Served} \quad (3.23)$$

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T} \quad (3.24)$$

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

ดัชนี $MAIFI_E$ คือ ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับชั่วคราว ดัชนีนี้จะไม่นับรวมเหตุการณ์ที่ต่อเนื่องด้วยไฟฟ้าดับถาวร โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.25 และ 3.26

$$MAIFI_E = \frac{\sum Total\ Number\ of\ Customer\ Momentary\ Interruption\ Events}{Total\ Number\ of\ Customers\ Served} \quad (3.25)$$

$$MAIFI_E = \frac{\sum IM_E N_{mi}}{N_T} \quad (3.26)$$

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

$$CEMSMI_n = \frac{Total\ Number\ of\ Customers\ Experiencing\ n\ or\ More\ Interruptions}{Total\ Number\ of\ Customers\ Served} \quad (3.27)$$

$$CEMSMI_n = \frac{CNT_{(k \geq n)}}{N_T} \quad (3.28)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.2 แนวทางการเก็บข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับตามมาตรฐาน IEEE Std 1782™-2014

ในการประเมินระดับความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านดัชนีต่างๆ ที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 3.1 นั้น ข้อมูลสำคัญที่จำเป็นต้องมีคือข้อมูลรายละเอียดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและข้อมูลอื่นๆ เช่น จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับการจ่ายไฟในระบบ เป็นต้น อย่างไรก็ตามการได้มาซึ่งข้อมูลเหล่านี้รวมทั้งการเก็บและแบ่งประเภทข้อมูลนั้นอาจจะมีความแตกต่างกันระหว่างฐานข้อมูลของบริษัทผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ทำให้การประเมินเพื่อเปรียบเทียบและวิเคราะห์แนวโน้มระหว่างบริษัทต่างๆ หรือการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นไปได้ยาก ดังนั้นเพื่อให้มีความสอดคล้องและเป็นรูปแบบเดียวกันระหว่างฐานข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้อ้างอิงตามมาตรฐาน IEEE Guide for Collecting, Categorizing, and Utilizing

Information Related to Electric Power Distribution Interruption Events (IEEE Std 1782™-2014) [5] เป็นตัวอย่างในการกำหนดรูปแบบฐานข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า มาตรฐาน IEEE Std 1782™-2014 ในส่วนของการเก็บข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.2.1 ปัจจัยที่มีผลต่อการเปรียบเทียบข้อมูล

ปัจจัยต่างๆ ที่มีผลทำให้การเปรียบเทียบข้อมูลของแต่ละบริษัทและการตั้งค่าเกณฑ์มาตรฐานเป็นไปได้ยากยกตัวอย่างได้ดังต่อไปนี้

1) วิธีการเก็บข้อมูล

วิธีการเก็บข้อมูลต่างๆ ดังต่อไปนี้สามารถทำให้เกิดปัญหาในการเปรียบเทียบข้อมูลได้

- ความแตกต่างของระบบการเก็บข้อมูล (ตั้งแต่การกรอกข้อมูลด้วยมือลงบนกระดาษจนถึงระบบคอมพิวเตอร์อัตโนมัติโดยสมบูรณ์)
- ขีดความสามารถในการบันทึกข้อมูลรายละเอียดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากระบบไฟฟ้า (ตั้งแต่ระดับสถานีไฟฟ้าจนถึงระดับผู้ใช้ไฟฟ้า)
- การใช้หรือไม่ใช้การกู้คืนการจ่ายไฟแบบทีละขั้น (Step restoration) เมื่อทำการเก็บข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ
- การคำนวณเวลาเริ่มต้น
- นิยามของไฟฟ้าดับถาวร (ตั้งแต่นิยามว่าไฟฟ้าดับมากกว่า 1 นาทีจนถึงมากกว่า 5 นาที)
- นิยามของผู้ใช้ไฟฟ้า (บัญชี, มิเตอร์ หรือ สิ่งปลูกสร้าง เป็นต้น)
- คำอธิบายของการหยุดจ่ายไฟฟ้า (วางแผน, ไม่ได้วางแผน หรือ เหตุการณ์ใหญ่ เป็นต้น)

2) ตำแหน่งที่ตั้ง

บางกรณีสถานที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสามารถก่อให้เกิดปัญหาในการเปรียบเทียบข้อมูลได้

- ลักษณะของระบบไฟฟ้า (ชนบท, ชานเมือง, ในเมือง)
- ข้อมูลสภาพภูมิประเทศและภูมิอากาศ (ร้อน, หนาว, ชื้น, แห้ง เป็นต้น)

3) การออกแบบระบบไฟฟ้า

การออกแบบระบบไฟฟ้าก็สามารถก่อให้เกิดปัญหาในการเปรียบเทียบข้อมูลได้

- การวางแผนผังระบบไฟฟ้า (เรเดียล, ลูป เป็นต้น)
- การวางระบบ (ใต้ดิน หรือ เหนือดิน)

ในส่วนที่จะกล่าวต่อไปนี้ประกอบด้วยข้อมูลขั้นต่ำที่จำเป็น โดยมีโครงสร้างการเก็บข้อมูลและการแยกประเภทข้อมูลอย่างสอดคล้องกันเพื่อใช้สำหรับเปรียบเทียบสมรรถนะของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3.2.2 ข้อมูลที่เก็บบันทึกเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

ในขั้นตอนการเก็บข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ สาเหตุของไฟฟ้าดับควรถูกเก็บพร้อมกับข้อมูลสำคัญดังต่อไปนี้

- จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*)
- ระยะเวลาไฟฟ้าดับ โดยขึ้นอยู่กับวันเวลาเริ่มต้นเหตุการณ์และวันเวลากู้คืนการจ่ายไฟ
- จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*)

ฐานข้อมูลนี้ถ้าถูกเก็บมาเป็นเวลาหลายปี ข้อมูลสาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสามารถนำมาใช้วิเคราะห์ร่วมกับจำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ, ค่า *CI* หรือค่า *CMI* ได้อีกหลายรูปแบบ

3.2.3 ลักษณะของระบบไฟฟ้า

ลักษณะของระบบไฟฟ้าโดยส่วนมากสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 หมวดหมู่ นิยามตามความหนาแน่นของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนี้

1) ชนบท (จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า 31 รายต่อวงจรกิโลเมตร หรือน้อยกว่า 50 รายต่อวงจรไมล์)

2) ชานเมือง (จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 31 ถึง 93 รายต่อวงจรกิโลเมตร หรืออยู่ระหว่าง 50 ถึง 150 รายต่อวงจรไมล์)
3) ในเมือง (จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่า 93 รายต่อวงจรกิโลเมตร หรือมากกว่า 150 รายต่อวงจรไมล์)

3.2.4 การจำแนกหมวดหมู่สาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

หมวดหมู่สาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับมีได้หลายหมวดหมู่ แต่ในมาตรฐานนี้จะแนะนำ 10 หมวดหมู่เพื่อเป้าหมายสำหรับเปรียบเทียบให้เป็นรูปแบบเดียวกัน หมวดหมู่ทั้ง 10 นี้เป็นหมวดหมู่กว้างๆ เพื่อทำให้การเปรียบเทียบระหว่างต่างบริษัทกันมีความแม่นยำมากยิ่งขึ้น ดังนี้

1) อุปกรณ์
2) ฟ้าผ่า
3) วางแผนดับไฟ
4) แหล่งจ่ายไฟ
5) สาธารณะ
6) พืช
7) สภาพอากาศ (นอกเหนือจากฟ้าผ่า)
8) สัตว์ป่า
9) ไม่ทราบสาเหตุ
10) อื่นๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หมวดหมู่สาเหตุที่แนะนำมานี้ไม่ได้จำกัดว่าฐานข้อมูลของบริษัทต้องเก็บเท่านี้ ถ้ามีการเก็บรายละเอียดมากกว่านี้ก็เป็นการดียิ่งขึ้นเพียงแต่ว่าข้อมูลที่เก็บควรจะสามารถจำแนกลงในหมวดหมู่ทั้ง 10 ที่แนะนำมานี้ได้

ตัวอย่างรายละเอียดประเภทเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่ควรจะนับรวมอยู่ในหมวดหมู่สาเหตุทั้ง 10 ที่แนะนำมานี้ แน่นอนว่าไม่ใช่ทุกเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่จะสามารถจำแนกสาเหตุได้ แต่เหตุการณ์ไฟฟ้าดับส่วนใหญ่มักจะทราบสาเหตุชัดเจน ดังนี้

1) อุปกรณ์ หมายรวมถึง ชิ้นส่วนของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายที่ชำรุดหรือล้มเหลวจนทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับกับผู้ใช้ไฟฟ้า ยกตัวอย่างประเภทของอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์ควบคุม, ตัวนำ, อุปกรณ์ตัดตอน, สวิตช์ และหม้อแปลง เป็นต้น
2) ฟ้าผ่า หมายรวมถึง เหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดจากฟ้าผ่า ทั้งจากการโดนฟ้าผ่าโดยตรงที่สายไฟหรืออุปกรณ์ หรือจากแฟลชโอเวอร์ที่เกิดจากการเหนี่ยวนำของฟ้าผ่าในสายหรืออุปกรณ์
3) วางแผนดับไฟ หมายรวมถึง การสร้างถนน, การบำรุงรักษาและซ่อม, การสลับโหลด, การเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่, การย้ายบ้าน และอื่นๆ เป็นต้น โดยปรกติแล้วการวางแผนดับไฟ คือ เหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่สามารถเลื่อนออกไปได้โดยเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องและจะทำเฉพาะหลังจากได้มีการแจ้งให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบอย่างเหมาะสมแล้ว
4) แหล่งจ่ายไฟ หมายรวมถึง เหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดจากการล้มเหลวของระบบส่งไฟฟ้าที่รวมทั้งส่วนของระบบส่งไฟฟ้าหรือการสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งที่เกี่ยวข้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย แต่จะไม่นับรวมในส่วนของไฟดับที่เกิดจากการสูญเสียอุปกรณ์ในสถานีจำหน่ายไฟฟ้า
5) สาธารณะ หมายรวมถึง เหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เป็นผลมาจากการกระทำของบุคคลสาธารณะทั่วไป ยกตัวอย่างเช่น ปัญหาของผู้ใช้ไฟฟ้า, เจ้าหน้าที่ที่ไม่ใช่ของบริษัท, ผู้รับเหมา, คำร้องขอของเจ้าหน้าที่ดับเพลิงหรือตำรวจ, สิ่งแปลกปลอมมาสัมผัส (บอลลูน, ขาตั้งเครน และบันไดอลูมิเนียม เป็นต้น), อุบัติเหตุทางท้องถนน, การทำลายทรัพย์สินโดยเฉพาะของรัฐอย่างไร้เหตุผล และไฟไหม้หรือระเบิดที่ไม่ได้เกิดที่อุปกรณ์ของบริษัท
6) พืช หมายรวมถึง เหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดจากต้นไม้ล้มทับ, การเจริญเติบโตของต้นไม้เถาวัลย์และราก หรือเน้นย้ำได้ว่าถ้ามีการเกี่ยวข้องกับต้นไม้ สาเหตุไฟฟ้าดับจะถูกจัดเป็นพืช แต่ถ้าเป็นกรณีเกิดพายุอาจจะทำให้ไม่สามารถแยกได้ว่าเป็นสาเหตุจากพืชถ้าเหตุการณ์ครั้งนั้นถูกบันทึกว่าเป็นสาเหตุจากลม ทั้งๆ ที่ในความเป็นจริงแล้วเกี่ยวข้องกับต้นไม้
7) สภาพอากาศ (นอกเหนือจากฟ้าผ่า) หมายรวมถึง เหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับปรากฏการณ์ทางภูมิอากาศ รวมทั้ง ลม, หิมะ, น้ำแข็ง, ลูกเห็บ และฝน

8) สัตว์ป่า หมายรวมถึง สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม, นก, สัตว์เลื้อยคลาน, แมลง หรืออื่นๆ ที่ไม่ใช่มนุษย์และอยู่ในอาณาจักรสัตว์ สัตว์ป่าทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้ ทั้งจากทางตรงโดยการสัมผัส เช่น งู, หนู, มด, แรคคูน, กระรอก และนก เป็นต้น หรือทางอ้อม เช่น จากรังหรือมูลนก เป็นต้น
9) ไม่ทราบสาเหตุ หมายรวมถึง เหตุการณ์ไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ท้ายที่สุดแล้วไม่สามารถระบุสาเหตุได้หลังจากการตรวจสอบ ความละเอียดและระดับของการตรวจสอบขึ้นอยู่กับบริษัทแต่ละแห่งเป็นผู้กำหนด
10) อื่นๆ หมายรวมถึง เหตุการณ์ไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่สามารถระบุลงไปในหมวดหมู่สาเหตุที่กล่าวมา ยกตัวอย่างเช่น ข้อผิดพลาดในการก่อสร้าง, ซ่อมบำรุง, ดำเนินงาน, การป้องกัน หรือภาวะโหลดเกินและการปนเปื้อน

3.2.5 ระบบไฟฟ้าที่อยู่ในความรับผิดชอบ

ระบบไฟฟ้าที่อยู่ในความรับผิดชอบจะนิยามจากส่วนของระบบที่เหตุผิดพร่องเริ่มต้นขึ้น ซึ่งสามารถแบ่งหมวดหมู่ออกได้เป็นดังต่อไปนี้

1) ระบบจำหน่ายเหนือดิน
2) ระบบจำหน่ายใต้ดิน
3) ระบบผลิต
4) สถานีไฟฟ้า
5) ระบบส่ง
6) อุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้า

สำหรับหมวดหมู่อุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้า หมายรวมถึงอุปกรณ์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นเจ้าของเองและเป็นส่วนประกอบสำคัญของระบบไฟฟ้าของบริษัท และเมื่อมีเหตุผิดพร่องเกิดขึ้นที่อุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้าแล้วทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นในระบบเกิดไฟฟ้าดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2.6 ปัจจัยแวดล้อม

ปัจจัยแวดล้อมในหัวข้อนี้หมายถึงปัจจัยแวดล้อม ณ ตอนที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ในหลายครั้งปัจจัยแวดล้อมก็มีส่วนเกี่ยวข้องกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับหรือระยะเวลาที่ใช้ในการกู้คืนการจ่ายไฟให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ปัจจัยแวดล้อมนี้อาจจะเป็นส่วนสำคัญเมื่อทำการวิเคราะห์ข้อมูลและเปรียบเทียบข้อมูล ปัจจัยแวดล้อมที่นำเสนอประกอบไปด้วย

- เหตุการณ์ประจำ (วันต่อวัน) (Routine)
- เหตุการณ์ใหญ่ (Major event)

เหตุการณ์ประจำมีนิยามคือเป็นปัจจัยแวดล้อมประจำวันที่ไม่ได้เป็นวันเหตุการณ์ใหญ่ (Major Event Day: MED) วันเหตุการณ์ใหญ่นิยามโดยมาตรฐาน IEEE Std 1366^{TM}-2012

นอกจากนี้แต่ละบริษัทสามารถเลือกเก็บปัจจัยแวดล้อมอื่นๆ ในช่วงที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เช่น ปัจจัยสภาพอากาศ โดยจัดทำเป็นรายการสภาพอากาศที่ขึ้นกับภูมิอากาศท้องถิ่น เป็นต้น

3.2.7 ระดับแรงดันไฟฟ้า

ในการเก็บข้อมูลบางครั้งข้อมูลถูกเก็บโดยแบ่งแยกเป็นระดับแรงดันไฟฟ้าดังที่แสดงข้างล่าง โดยที่ข้อมูลระดับแรงดันไฟฟ้าสำหรับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าควรจะเป็นระดับแรงดันสูงที่สุดที่ได้รับผลกระทบ

1) แรงดันต่ำ
2) 5 kV
3) 15 kV
4) 25 kV
5) 35 kV
6) >35 kV
7) ระบบส่ง

Chulalongkorn University

3.2.8 อุปกรณ์ตัดตอน

อุปกรณ์ตัดตอนคืออุปกรณ์ที่เริ่มต้นเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า หมวดหมู่ของอุปกรณ์ตัดตอนที่แนะนำมีดังต่อไปนี้

1) เซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือ รีโคลสเซอร์ที่สถานีไฟฟ้า
2) ฟิวส์
3) รีโคลสเซอร์ที่สาย
4) Sectionalizer
5) สวิตช์
6) อื่นๆ

3.2.9 การสั่งการอุปกรณ์ตัดตอน

การสั่งการอุปกรณ์ตัดตอนสามารถแบ่งวิธีการทำงานเมื่อเปิดหรือปิดวงจรออกได้เป็นหมวดหมู่ดังต่อไปนี้

1) อัตโนมัติ (Automatic)
2) ด้วยมือ (Manual)

“อัตโนมัติ” หมายถึง การดำเนินการใดๆ โดยปราศจากการแทรกแซงของมนุษย์

“ด้วยมือ” หมายถึง การดำเนินการที่มีเจ้าหน้าที่เกี่ยวข้องทั้งที่ตำแหน่งที่ตั้งของอุปกรณ์หรือจากระยะไกล

3.2.10 การกู้คืนการจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

การกู้คืนการจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบหลังจากเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสามารถทำได้หลายวิธีการ หมวดหมู่ที่แนะนำมีดังต่อไปนี้

1) Automatic substation transfer
2) Automatic circuit sectionalizing

3) Manual circuit sectionalizing

4) Left disconnected

5) Reenergized at station

6) Repaired defective equipment

7) Replaced defective equipment

8) Replaced fuse

9) Reset transformer breaker

10) Installed temporary

หมวดหมู่แรก “Automatic substation transfer” หมายรวมถึงแผนการโยกย้ายผู้ใช้ไฟฟ้าไปยังแหล่งจ่ายสำรองในกรณีที่แหล่งจ่ายหลักดับไป กระบวนการนี้จะดำเนินการโดยปราศจากการแทรกแซงของมนุษย์

หมวดหมู่ที่สอง “Automatic circuit sectionalizing” หมายรวมถึงแผนการอัตโนมัติที่ดำเนินการนอกสถานีไฟฟ้าที่โยกย้ายผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับไปยังส่วนของวงจรอื่นที่ยังมีการจ่ายไฟอยู่ ไม่ว่าจะอยู่ในวงจรเดียวกันหรือเป็นวงจรอื่น

หมวดหมู่ที่สาม “Manual circuit sectionalizing”หมายรวมถึงการดำเนินการใดๆ ที่กระทำโดยเจ้าหน้าที่สนามหรือการสั่งการจากระยะไกลโดยผู้ควบคุมในการโยกย้ายผู้ใช้ไฟฟ้าที่ประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับไปยังฟีดเดอร์หรือวงจรอื่น และยังหมายรวมถึงการตั้งเครื่องรีโคลสเซอร์กลางสายหรือสวิตช์ที่ทำงานใหม่เพื่อจ่ายไฟคืนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนอื่นของวงจรที่อยู่ในฟีดเดอร์หรือวงจรเดียวกัน

ในบางกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถได้รับการจ่ายไฟคืนได้เนื่องจากไฟไหม้, น้ำท่วม หรือการทำลายส่วนของระบบ จะถูกจัดอยู่ในหมวดหมู่ “Left disconnected”

บางครั้งฟีดเดอร์หรือวงจรถูกปลดที่สถานีไฟฟ้าแต่ไม่พบสาเหตุ จากนั้นเซอร์กิตเบรกเกอร์หรือรีโคลสเซอร์ปิดวงจรอีกครั้งและถ้าสามารถค้างไว้ได้ จะถูกจัดเป็นหมวดหมู่ “Reenergized at station” ในกรณีนี้อาจใช้ได้กับกรณีหม้อแปลงหรือบัสในสถานีไฟฟ้าชำรุด หมวดหมู่ที่เหลือทั้ง 5 หมวดสามารถอธิบายได้ในตัวมันเอง

3.2.11 อุปกรณ์ล้มเหลวหรือเสื่อมสภาพ

อุปกรณ์ที่ทำงานล้มเหลวหรือเสื่อมสภาพจนทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้า สามารถแบ่งออกได้เป็นหลายหมวดหมู่ ข้อมูลที่เก็บอาจจะเก็บร่วมกับข้อมูลจำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ, จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ หรือข้อมูลระยะเวลาของไฟฟ้าดับ ผลลัพธ์ที่ได้จากข้อมูลนี้อาจจะทำให้ทราบอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทต่างๆ อย่างไรก็ตามประเภทของอุปกรณ์และการใช้งานอาจจะแตกต่างกันระหว่างบริษัทได้ ดังนั้นรายการของหมวดหมู่อุปกรณ์ที่แนะนำมีดังต่อไปนี้

1) สายเคเบิ้ล (Cable)
2) สายไฟ (Wire)
3) อุปกรณ์เชื่อมต่อ (Connector)
4) อุปกรณ์ควบคุม (Control)
5) Insulated transition
6) อุปกรณ์ตัดตอน (Interrupting device)
7) อุปกรณ์ป้องกันฟ้าผ่าและไฟกระชาก (Lightning/surge arrester)
8) อุปกรณ์อื่นๆ (Other equipment)
9) Structural support
10) สวิตช์ (Switch)
11) หม้อแปลง (Transformer)

หมวดหมู่ “สายเคเบิ้ล” หมายรวมถึง สายเคเบิ้ลที่ถูกฝังโดยตรงหรือวางอยู่ในท่อ

หมวดหมู่ “สายไฟ” หมายรวมถึง สายเหนือดิน สายไฟพ่วง แต่ไม่รวมถึงจุดต่อเชื่อม splice และอุปกรณ์อื่นๆ

หมวดหมู่ “อุปกรณ์เชื่อมต่อ” หมายรวมถึง อุปกรณ์เชื่อมต่อ, insulinks, splices เป็นต้น

หมวดหมู่ “อุปกรณ์ควบคุม” หมายรวมถึง รีเลย์ (relay), มิเตอร์อัจฉริยะ (smart meter) และอุปกรณ์ควบคุมอื่นๆ

หมวดหมู่ “Insulated transition” หมายรวมถึง bushings, insulators, separable connectors, polymetric terminations, potheads, stress relief cones เป็นต้น

หมวดหมู่ “อุปกรณ์ตัดตอน” หมายรวมถึง เซอร์กิตเบรกเกอร์, รีโคลสเซอร์ และฟิวส์

หมวดหมู่ “อุปกรณ์ป้องกันฟ้าผ่าและไฟกระชาก” และ “อื่นๆ” อธิบายได้ในตัวมันเอง

หมวดหมู่ “Structural support” หมายรวมถึง anchors, poles, towers, cross arms, braces เป็นต้น

หมวดหมู่ “สวิตช์” หมายรวมถึง disconnect, isolation and load break switches และ solid-blade cutouts เป็นต้น

หมวดหมู่ “หม้อแปลง” หมายรวมถึงหม้อแปลง auxiliary, current, distribution grounding, potential or voltage, power, rectifying, step-down/conversion และ voltage regulating transformers

3.3 มาตรฐานคุณภาพบริการของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

อ้างอิงจาก “ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้า ประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า” [6] การกำหนดมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าเพื่อคุ้มครองผู้ใช้ไฟฟ้าให้ได้รับบริการที่มีมาตรฐานและคุณภาพการให้บริการที่ดีและเกิดการพัฒนาด้านการให้บริการ อันจะก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยที่ผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยต้องจัดให้มีการให้บริการ การตรวจสอบ และการประเมินคุณภาพการให้บริการ ไม่ต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐานการให้บริการที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับดัชนีความเชื่อถือได้มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.3.1 ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี

ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: *SAIFI*) ต้องมีค่าไม่มากกว่าที่เกณฑ์มาตรฐานการให้บริการกำหนดไว้ดังนี้

1) เขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 มาตรฐานค่าดัชนี *SAIFI* ของเขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ

พื้นที่	***SAIFI* (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)**
รวม	1.73
เขตนิคมอุตสาหกรรม	0.78
เขตเมืองและย่านธุรกิจ	1.52
เขตชานเมือง	2.67

2) เขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ ดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 มาตรฐานค่าดัชนี *SAIFI* ของเขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ

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
เทศบาลนครหรือ พื้นที่สำคัญพิเศษ	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

ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับเป็นค่าดัชนีสากลที่ใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ที่แสดงค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายได้รับผลกระทบในรอบปี ในการประเมินจะคำนวณค่าดังกล่าวจากจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบเทียบกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด สูตรคำนวณแสดงดังสมการที่ 3.29

$$SAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบในรอบปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \quad (3.29)$$

หน่วยวัด : (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

3.3.2 ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี

ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: *SAIDI*) ต้องมีค่าไม่มากกว่าที่เกณฑ์มาตรฐานการให้บริการกำหนดไว้ดังนี้

1) เขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ ดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 มาตรฐานค่าดัชนี *SAIDI* ของเขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ

พื้นที่	***SAIDI* (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)**
รวม	49.88
เขตนิคมอุตสาหกรรม	21.31
เขตเมืองและย่านธุรกิจ	44.44
เขตชานเมือง	73.77

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2) เขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ ดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 มาตรฐานค่าดัชนี *SAIDI* ของเขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ

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

พื้นที่	*SAIDI* (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)				
	เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
เทศบาลนครหรือพื้นที่สำคัญพิเศษ	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

ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเป็นดัชนีสากลที่ใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยแสดงค่าเฉลี่ยระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด สูตรคำนวณแสดงดังสมการที่ 3.30

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบในรอบปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \quad (3.30)$$

หน่วยวัด : นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4
การประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า

เนื้อหาในบทนี้กล่าวถึงวิธีการประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยอ้างอิงจากรายงาน “โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost)” [7] มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

วิธีทั่วไปที่ใช้วิเคราะห์คุณค่าของความเชื่อถือได้ คือ การประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า วิธีที่สะดวกในการสื่อความหมายของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ คือ ฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Damage Function) เราสามารถคำนวณฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทและรวมฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าดังกล่าวเป็นฟังก์ชันความเสียหายแยกตามประเภท (Sector Customer Damage Function: SCDF) ซึ่งสะท้อนผลกระทบทางเศรษฐกิจเนื่องจากไฟฟ้าดับสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ โดยปกติ ฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับมาจากการสำรวจความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยข้อมูลมักจะทำการประมวลผลตามกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าหลักๆ หรือ กลุ่มอุตสาหกรรม

การคำนวณอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเริ่มจากการสร้างแบบจำลองความเสียหายของการเกิดไฟฟ้าดับ ซึ่งใช้หามูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ จากนั้นจึงอธิบายวิธีนำมูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับไปสร้างฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (Sector Customer Damage Function: SCDF) และ ฟังก์ชันความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (Composite Customer Damage Function: CCDF) ที่คำนึงถึงสัดส่วนการกระจายการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่กำลังพิจารณา

4.1 ฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า หรือฟังก์ชัน SCDF เป็นมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเมื่อไฟดับนานเป็นระยะเวลาต่างๆ กัน ฟังก์ชัน SCDF สร้างจากการนำผลรวมมูลค่าความเสียหาย (Damage Cost: DC) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายในผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ต้องการจากนั้นหารด้วยความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak kW) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายในผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท

นั้นดังสมการที่ 4.1 หมายความว่าฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าคำนวณได้จากผลรวมของค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับหารด้วยผลรวมของค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด มีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์สูงสุด (Baht/kW_{peak})

$$SCDF_j(d) = \frac{\sum_{i=1}^{NI_j} DC_{j,i}(d)}{\sum_{i=1}^{NI_j} Ppeak_{j,i}} \tag{4.1}$$

โดยที่

$SCDF_j(d)$	คือ	มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j เมื่อไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลา d (บาทต่อกิโลวัตต์สูงสุด)
$DC_{j,i}(d)$	คือ	มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่ i ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j เมื่อไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลา d (บาท)
d	คือ	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (นาที)
$Ppeak_{j,i}$	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่ i ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j (กิโลวัตต์)
NI_j	คือ	จำนวนทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j (ราย)

ยกตัวอย่างเช่น หากเราต้องการคำนวณหาค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดอยู่ในกลุ่มประเภทขนาดกลาง (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3) ซึ่งเรามีข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจำนวน 5 ตัวอย่างดังตารางที่ 4.1 และ ข้อมูลความเสียหาย ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เรามาประมวลผลความเสียหายที่แปรเปลี่ยนตามเวลาเป็นไปตามตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดกลางทั้ง 5 ราย

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่	**ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (kW)**
1	400
2	500
3	900

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (kW)
4	800
5	600

ตารางที่ 4.2 ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดกลางทั้ง 5 รายที่เวลาต่างๆ

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่	ความเสียหายที่ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับ (บาท)			
	3 นาที	30 นาที	90 นาที	180 นาที
1	0	0	2,000	5,000
2	0	1,500	6,000	10,500
3	1,000	10,000	30,000	60,000
4	200	3,000	7,000	13,000
5	0	0	8,000	16,000

จากข้อมูลดังกล่าวข้างต้น เราสามารถคำนวณค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทขนาดกลางที่ระยะเวลาต่างๆได้ดังนี้

$$SCDF_3(3\ \text{min}) = \frac{0+0+1000+200+0}{400+500+900+800+600} = 0.375 \quad \text{Baht/ kW}_{peak}$$

$$SCDF_3(30\ \text{min}) = \frac{0+1500+10000+3000+0}{400+500+900+800+600} = 4.531 \quad \text{Baht/ kW}_{peak}$$

$$SCDF_3(90\ \text{min}) = \frac{2000+6000+30000+7000+8000}{400+500+900+800+600} = 16.563 \quad \text{Baht/ kW}_{peak}$$

$$SCDF_3(180\ \text{min}) = \frac{5000+10500+60000+13000+16000}{400+500+900+800+600} = 32.656 \quad \text{Baht/ kW}_{peak}$$

<u>หมายเหตุ</u> ดัชนีล่างหมายเลข 3 หมายถึง ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 หรือ ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดกลาง

จากสมการความสัมพันธ์ระหว่างค่าความเสียหายที่แปรตามเวลาสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดกลาง เราจะเห็นได้ว่าที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับนานขึ้น มูลค่าความเสียหายก็จะยิ่งมากขึ้น อันเนื่องจากตัวตั้ง

ของสมการที่ 4.1 มีค่ามากขึ้นขณะที่ตัวหารยังคงมีค่าเท่าเดิม สำหรับความเสียหายสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ก็สามารถคำนวณได้ในลักษณะเดียวกัน นอกจากนี้แล้วเรายังสามารถคำนวณหาคุณลักษณะความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่แบ่งตามประเภทอุตสาหกรรมหรือแบ่งตามพื้นที่โดยใช้หลักการเดียวกัน

4.2 ฟังก์ชันความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ฟังก์ชันความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า หรือ ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF คือแบบจำลองถ่วงน้ำหนักแบบเฉลี่ย (Average Weighted Model) ที่ใช้วัดค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าดับในลักษณะฟังก์ชันของเวลาสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ในพื้นที่ หรือกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่สนใจ หรือรวมทั้งระบบ ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF สามารถคำนวณได้จากฟังก์ชันความเสียหาย SCDF, ตัวประกอบโหลด (Load Factor: LF) และสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท นิยามตามสมการที่ 4.2 จากสมการ ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF เป็นการรวมฟังก์ชันความเสียหาย SCDF ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทเมื่อไฟดับเป็นระยะเวลาเท่ากันเข้าด้วยกัน โดยคำนึงถึงสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทและปรับหน่วยค่าความเสียหายจากบาทต่อกิโลวัตต์สูงสุด (Baht/kW_{peak}) เป็นบาทต่อกิโลวัตต์เฉลี่ย (Baht/kW_{avg}) โดยการหารด้วยค่าตัวประกอบโหลด

$$CCDF(d) = \sum_{j=1}^{NJ} \frac{a_j \times SCDF_j(d)}{LF_j} \qquad (4.2)$$

โดยที่

$CCDF(d)$	คือ	มูลค่าความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อไฟฟ้าดับเป็นเวลา d (บาทต่อกิโลวัตต์เฉลี่ย)
$SCDF_j(d)$	คือ	มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j เมื่อไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลา d (บาทต่อกิโลวัตต์สูงสุด)
d	คือ	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (นาที)
a_j	คือ	สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j (ร้อยละ)
LF_j	คือ	ค่าตัวประกอบโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j (ร้อยละ)

NJ คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท (ประเภท)

สมมติว่าเราได้ SCDF ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 7 ประเภทดังตารางที่ 4.3 ในที่นี้กำหนดให้สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 7 ประเภทแสดงได้ดังตารางที่ 4.4 ดังนี้

ตารางที่ 4.3 ฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	**ความเสียหายที่ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับ (บาท/กิโลวัตต์สูงสุด)**			
	3 นาที	**30 นาที**	**90 นาที**	**180 นาที**
บ้านอยู่อาศัย	0.010	0.050	1.000	2.000
กิจการขนาดเล็ก	0.200	1.500	5.000	20.000
กิจการขนาดกลาง	0.375	4.531	16.563	32.656
กิจการขนาดใหญ่	0.400	6.000	20.000	50.000
กิจการเฉพาะอย่าง	0.150	4.000	10.000	15.000
องค์กรไม่แสวงหากำไร	0.800	2.500	6.000	10.000
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	0.050	1.000	3.000	5.000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.4 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	**สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า (%)**	**ตัวประกอบโหลด (%)**
บ้านอยู่อาศัย	23.00	45.00
กิจการขนาดเล็ก	9.00	40.00
กิจการขนาดกลาง	16.00	35.00
กิจการขนาดใหญ่	45.00	65.00
กิจการเฉพาะอย่าง	3.00	70.00
องค์กรไม่แสวงหากำไร	3.50	25.00

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า (%)	ตัวประกอบโหลด (%)
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	0.50	30.00
รวม	100.00	

จากข้อมูลสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าข้างต้น เราสามารถคำนวณค่าฟังก์ชันความเสียหายรวมได้ดังนี้

$$CCDF(3\ \text{min}) = \frac{0.23\times 0.010}{0.45}+\frac{0.09\times 0.200}{0.40}+\frac{0.16\times 0.375}{0.35}+\frac{0.45\times 0.400}{0.65}+\frac{0.030\times 0.150}{0.70}+\frac{0.035\times 0.800}{0.25}+\frac{0.005\times 0.050}{0.30} = 0.618 \quad \text{Baht/ kW}_{avg}$$

$$CCDF(30\ \text{min}) = \frac{0.23\times 0.050}{0.45}+\frac{0.09\times 1.500}{0.40}+\frac{0.16\times 4.531}{0.35}+\frac{0.45\times 6.000}{0.65}+\frac{0.030\times 4.000}{0.70}+\frac{0.035\times 2.500}{0.25}+\frac{0.005\times 1.000}{0.30} = 7.126 \quad \text{Baht/ kW}_{avg}$$

$$CCDF(90\ \text{min}) = \frac{0.23\times 1.000}{0.45}+\frac{0.09\times 5.000}{0.40}+\frac{0.16\times 16.563}{0.35}+\frac{0.45\times 20.000}{0.65}+\frac{0.030\times 10.000}{0.70}+\frac{0.035\times 6.000}{0.25}+\frac{0.005\times 3.000}{0.30} = 24.372 \quad \text{Baht/ kW}_{avg}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$CCDF(180\ \text{min}) = \frac{0.23 \times 2.000}{0.45} + \frac{0.09 \times 20.000}{0.40} + \frac{0.16 \times 32.656}{0.35} + \frac{0.45 \times 50.000}{0.65} + \frac{0.030 \times 15.000}{0.70} + \frac{0.035 \times 10.000}{0.25} + \frac{0.005 \times 5.000}{0.30} = 57.192 \quad \text{Baht/ kW}_{avg}$$

ตารางที่ *4.5* แสดงฟังก์ชันความเสียหายรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เวลาต่างๆ กันสี่ระยะเวลา เมื่อเราได้มูลค่าความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับเป็นเวลาต่างๆ กันแล้ว เราสามารถนำค่าที่ได้ไปเขียนกราฟและสร้างสมการแสดงความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าความเสียหายและระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับด้วยการกำหนดเส้นโค้งเหมาะสม (Curve Fitting) ด้วยการสร้างสมการเส้นตรงแบบแยกส่วน (Piecewise Linear) ที่ซึ่งความชันระหว่างจุดพัก (Breakpoint) มีค่าคงที่สมการที่ได้รับ คือ ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF สำหรับมูลค่าความเสียหายสำหรับระยะเวลาไฟฟ้าดับที่นอกเหนือจากระยะเวลาไฟฟ้าดับ 4 จุดของตัวอย่างข้างต้นสามารถหาได้จากการประมาณภายในช่วง (Interpolation) หรือ การประมาณแบบภายนอกช่วง (Extrapolation)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.5 ฟังก์ชันความเสียหายรวม

ความเสียหายที่ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับ (บาท/กิโลวัตต์เฉลี่ย)			
3 นาที	**30 นาที**	**90 นาที**	**180 นาที**
0.618	7.126	24.372	57.192

4.3 การคำนวณอัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับและอัตราค่าความเสียหายต่อครั้งเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ

อัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ หรือดัชนี IER (Interruption Energy Rate) มีหน่วยเป็นบาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง (Baht/kWh) โดย IER เป็นดัชนีซึ่งบอกว่าหนึ่งหน่วยพลังงานที่หายไปจากการเกิดไฟฟ้าดับมีมูลค่าความเสียหายเท่าใด อัตราค่าความเสียหายต่อครั้งเมื่อเกิดไฟฟ้า

ดับ หรือดัชนี ICPE (Interruption Cost per Event) มีหน่วยเป็น บาท/ครั้ง (Baht/event) โดย ICPE เป็นดัชนีซึ่งบอกว่าการเกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งมีมูลค่าความเสียหายเท่าใด สำหรับการคำนวณค่าดัชนี IER และดัชนี ICPE เราต้องการฟังก์ชันความเสียหาย CCDF และสถิติไฟฟ้าดับ ตามสมการที่ 4.3 และ 4.4

$$IER = \frac{\sum_{e=1}^{NE}(CCDF(d_e) \times P_e)}{\sum_{e=1}^{NE}(P_e \times d_e)} \tag{4.3}$$

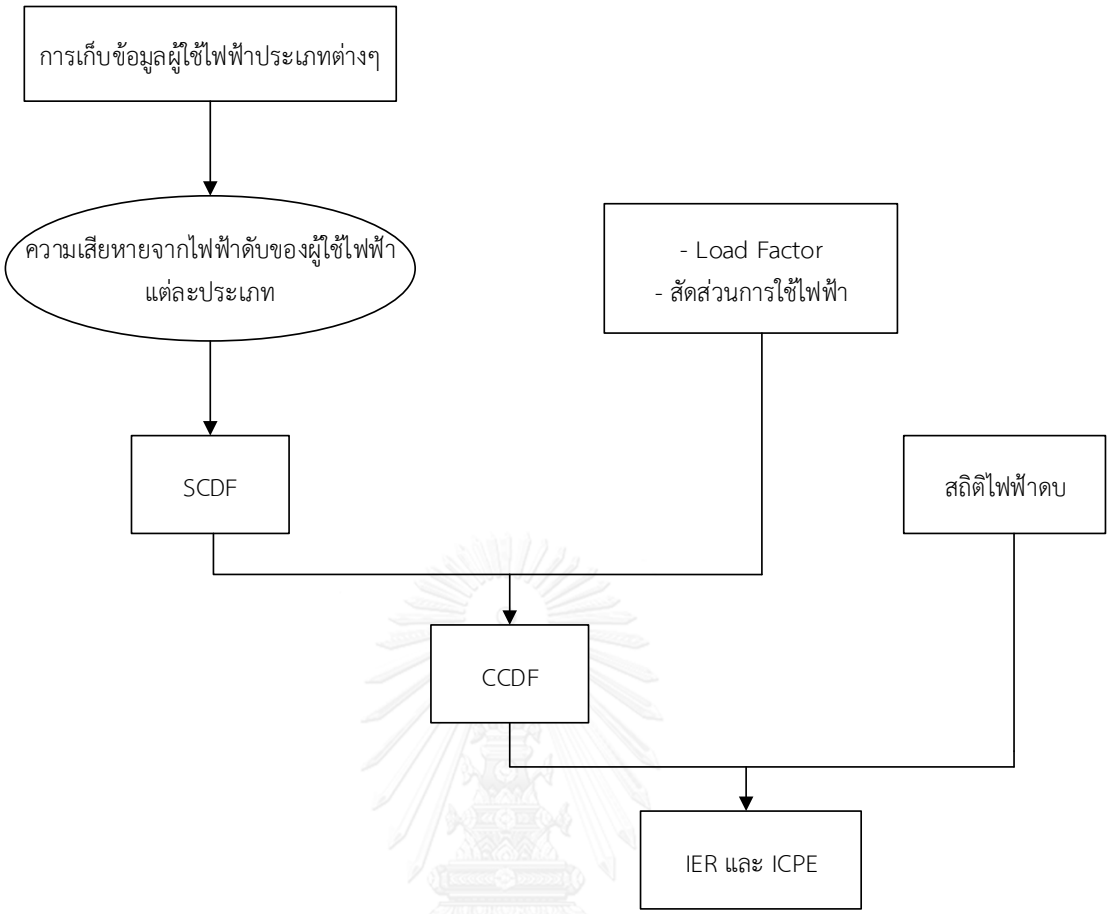
$$ICPE = \frac{\sum_{e=1}^{NE}(CCDF(d_e) \times P_e)}{NE} \tag{4.4}$$

โดยที่

$CCDF(d_e)$	คือ	มูลค่าความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของการเกิดไฟฟ้าดับครั้งที่ e (บาทต่อกิโลวัตต์เฉลี่ย)
P_e	คือ	ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้เมื่อเกิดไฟฟ้าดับครั้งที่ e (กิโลวัตต์)
d_e	คือ	ระยะเวลาไฟฟ้าดับของการเกิดไฟฟ้าดับครั้งที่ e (นาที)
NE	คือ	จำนวนการเกิดไฟฟ้าดับทั้งหมด (ครั้ง)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ขั้นตอนการคำนวณเพื่อหาค่าดัชนี IER และดัชนี ICPE มีรายละเอียดตามภาพที่ 4.1



ภาพที่ 4.1 ลำดับขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี IER และ ICPE

จากภาพที่ 4.1 การคำนวณค่าดัชนี IER และ ดัชนี ICPE เริ่มจากการเก็บข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ เพื่อให้ทราบมูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ซึ่งข้อมูลดังกล่าวจะถูกนำไปสร้างฟังก์ชันความเสียหาย SCDF จากนั้นเราจึงสร้างฟังก์ชันความเสียหาย CCDF โดยใช้ฟังก์ชันความเสียหาย SCDF รวมทั้งสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าและค่าตัวประกอบโหลด

เมื่อนำฟังก์ชันความเสียหาย CCDF ไปคำนวณร่วมกับข้อมูลสถิติไฟฟ้าดับซึ่งประกอบด้วยจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับและรายละเอียดที่ระบุว่าเกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งมีระยะเวลานานเท่าใด ทำให้ปริมาณโหลดหายไปเท่าใด เราก็จะได้ค่าดัชนี IER และดัชนี ICPE

บทที่ 5
การจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าช่วยทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ในสภาพที่ดี และช่วยลดโอกาสการเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องจากสาเหตุบางประการได้ ส่งผลให้ค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น อย่างไรก็ตามการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแต่ละกิจกรรมก็มีต้นทุนและผลที่ได้ในการช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ที่แตกต่างกัน ดังนั้นการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งจำเป็น

ในบทนี้จะอธิบายถึงรายละเอียดขั้นตอนการคำนวณการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอมุมมองในการจัดสรรงบประมาณออกเป็น 3 มุมมอง ดังต่อไปนี้ และสมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณอธิบายไว้ในหัวข้อที่ 5.1

1) มุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า
2) มุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า
3) มุมมองความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5.1 สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณ

ในการคำนวณการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีสมมติฐานดังต่อไปนี้

1) การทำกิจกรรมบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะช่วยลดโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุที่เกี่ยวข้องได้ แต่ไม่ได้ช่วยทำให้ระยะเวลาไฟฟ้าดับของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นแต่ละครั้งสั้นลง
2) ตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ คือ ความยาวของระบบจำหน่ายที่ถูกจัดสรรให้ทำกิจกรรมบำรุงรักษา (x) โดยแบ่งแยกย่อยออกได้ตามจำนวนประเภทของกิจกรรมบำรุงรักษาและตามพื้นที่ ดังนี้

   $x_{r,k}$ คือ ความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ถูกจัดสรรให้ทำกิจกรรมบำรุงรักษา k ในเขตภูมิภาค r (วงจรกิโลเมตร)

3) ต้นทุนของการทำกิจกรรมบำรุงรักษาจะพิจารณาในรูปแบบต้นทุนต่อความยาวระบบจำหน่าย (บาทต่อวงจรกิโลเมตร) หมายความว่ายิ่งทำมาก ต้นทุนรวมยิ่งเพิ่มสูงขึ้นตามความยาวระบบจำหน่ายที่ทำกิจกรรมบำรุงรักษา

4) ผลของการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแบบป้องกันในการช่วยลดโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุที่เกี่ยวข้องต่างๆ จะพิจารณาให้มีผลเหมือนกันถ้าทำในพื้นที่เดียวกัน ยกตัวอย่าง เช่น ถ้าทำกิจกรรมตัดต้นไม้ใกล้แนวระบบจำหน่าย (Tree trimming) ด้วยปริมาณงานเท่ากัน ไม่ว่าจะทำบริเวณไหนในพื้นที่เดียวกัน ก็จะให้ผลเท่ากัน

5.2 มุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า

ในมุมมองนี้จะมองถึงผลประโยชน์ในภาพรวมของทั้งทางฝั่งผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าและทางฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกัน ทางฝั่งผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าจะเป็นการคำนวณหาต้นทุนสำหรับการทำกิจกรรมบำรุงรักษาและลดค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ และในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าจะเป็นการลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ โดยที่ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ายังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด

มุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้าสามารถพิจารณาฟังก์ชันเป้าหมายของปัญหาค่าขีดสุดได้ดังสมการที่ 5.1

$$Min\left\{Budget + E_{loss\ profit} + OC_{total}\right\} \tag{5.1}$$

เมื่อ

$$Budget = \sum_{r=1}^{NR}\left(M_r\right) = \sum_{r=1}^{NR}\left(\sum_{k=1}^{NK}\left(c_{r,k} \times x_{r,k}\right)\right) \tag{5.2}$$

$$E_{loss\ profit} = \sum_{r=1}^{NR}\left(E_r^{\ existing} - \sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(E_{r,t}^{existing} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{X_r^{\ total}} - g_{r,t}\right)\right)\right) \tag{5.3}$$

$$OC_{total} = \sum_{r=1}^{NR}\left(OC_r^{\ existing} - \sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(OC_{r,t}^{existing} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{X_r^{\ total}} - g_{r,t}\right)\right)\right) \tag{5.4}$$

ภายใต้เงื่อนไข

$$M_r^{\ min} \le M_r \tag{5.5}$$

$$SAIFI_r^{existing} \times \left(1 - \sum_{k=1}^{NK} \sum_{t=1}^{NT} \left(p_{r,t} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{x_r^{total}} - g_{r,t} \right) \right) \right) \leq SAIFI_r^{target} \quad (5.6)$$

$$SAIDI_r^{existing} \times \left(1 - \sum_{k=1}^{NK} \sum_{t=1}^{NT} \left(q_{r,t} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{x_r^{total}} - g_{r,t} \right) \right) \right) \leq SAIDI_r^{target} \quad (5.7)$$

โดยที่

Budget	คือ	งบประมาณทั้งหมดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกัน (บาท)
$E_{loss\ profit}$	คือ	ขาดทุนกำไรจากการขายไฟไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (บาท)
OC_{total}	คือ	ผลรวมค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท)
M_r	คือ	ผลรวมงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันในเขตภูมิภาค *r* (บาท)
NR	คือ	จำนวนเขตภูมิภาคทั้งหมดที่พิจารณา (เขตภูมิภาค)
$c_{r,k}$	คือ	ต้นทุนสำหรับกิจกรรมบำรุงรักษา *k* ในเขตภูมิภาค *r* (บาทต่อวงจรกิโลเมตร)
$x_{r,k}$	คือ	ความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ถูกจัดสรรให้ทำกิจกรรมบำรุงรักษา *k* ในเขตภูมิภาค *r* (วงจรกิโลเมตร)
NK	คือ	จำนวนประเภทของกิจกรรมบำรุงรักษาทั้งหมดที่พิจารณา (กิจกรรม)
$E_r^{exitsting}$	คือ	ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในเขตภูมิภาค *r* (บาท)
$E_{r,t}^{existing}$	คือ	ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดจากสาเหตุ *t* ในเขตภูมิภาค *r* (บาท)
$\eta_{k,t}$	คือ	ผลของกิจกรรมบำรุงรักษา *k* ในการช่วยลดโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากสาเหตุ *t* (ร้อยละ)
X_r^{total}	คือ	ผลรวมความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดในเขตภูมิภาค *r* (วงจรกิโลเมตร)
$g_{r,t}$	คือ	อัตราการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ *t* ในแต่ละปี (ร้อยละ)
NT	คือ	จำนวนสาเหตุที่ทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เฉพาะที่เกี่ยวข้องกับการบำรุงรักษาแบบป้องกันที่พิจารณา (สาเหตุ)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$OC_r^{exitsting}$ คือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในเขตภูมิภาค r (บาท)

$OC_{r,t}^{existing}$ คือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่เกิดจากสาเหตุ t ในเขตภูมิภาค r (บาท)

M_r^{min} คือ งบประมาณขั้นต่ำสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของเขตภูมิภาค r (บาท)

$p_{r,t}$ คือ สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ t ในการคำนวณค่า *SAIFI* ในเขตภูมิภาค r (ร้อยละ)

$SAIFI_r^{existing}$ คือ ค่า *SAIFI* ในเขตภูมิภาค r ในปีที่พิจารณา (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

$SAIFI_r^{target}$ คือ ค่าเป้าหมาย *SAIFI* ในเขตภูมิภาค r ในปีที่วางแผนทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

$q_{r,t}$ คือ สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ t ในการคำนวณค่า *SAIDI* ในเขตภูมิภาค r (ร้อยละ)

$SAIDI_r^{existing}$ คือ ค่า *SAIDI* ในเขตภูมิภาค r ในปีที่พิจารณา (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

$SAIDI_r^{target}$ คือ ค่าเป้าหมาย *SAIDI* ในเขตภูมิภาค r ในปีที่วางแผนทำกิจกรรมบำรุงรักษา (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

รายละเอียดการคำนวณที่เกี่ยวข้องนั้นมีดังต่อไปนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.2.1 การคำนวณค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอ้างอิงจากวิธีการประเมินอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ [7] ประกอบกับข้อมูลสถิติไฟฟ้าดับเพื่อคำนวณค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดการคำนวณเริ่มต้นจากฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า หรือ ฟังก์ชันความเสียหาย SCDF ที่แสดงมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเมื่อไฟดับนานเป็นระยะเวลาต่างๆ กัน ดังสมการที่ 5.8

$$SCDF_j(d) = \frac{\sum_{i=1}^{Nl_j} DC_{j,i}(d)}{\sum_{i=1}^{Nl_j} Ppeak_{j,i}} \tag{5.8}$$

โดยที่

$SCDF_j(d)$ คือ มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j เมื่อไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลา d (บาท/กิโลวัตต์สูงสุด)

$DC_j(d)$ คือ มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่ i ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j เมื่อไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลา d (บาท)

d คือ ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (นาที)

$Ppeak_{j,i}$ คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่ i ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j (กิโลวัตต์)

NI_j คือ จำนวนทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j (ราย)

จากนั้นหาค่าฟังก์ชั่นความเสียหายแบบรวมผู้ใช้ไฟฟ้า หรือ ฟังก์ชั่นความเสียหาย CCDF ของแต่ละพื้นที่การจ่ายไฟ โดยสามารถคำนวณได้จากฟังก์ชั่นความเสียหาย SCDF ร่วมกับข้อมูลค่าตัวประกอบโหลด (LF) และข้อมูลสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในแต่ละพื้นที่การจ่ายไฟ ดังสมการที่ 5.9

$$CCDF_z(d) = \sum_{j=1}^{NJ} \frac{a_{j,z} \times SCDF_j(d)}{LF_j} \tag{5.9}$$

โดยที่

$CCDF_z(d)$ คือ มูลค่าความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของพื้นที่การจ่ายไฟ z เมื่อไฟฟ้าดับเป็นเวลา d (บาท/กิโลวัตต์เฉลี่ย)

$a_{j,z}$ คือ สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j ในพื้นที่การจ่ายไฟ z (ร้อยละ)

LF_j คือ ค่าตัวประกอบโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j (ร้อยละ)

NJ คือ จำนวนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (ประเภท)

เมื่อแทนค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับที่ได้จากข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับลงในฟังก์ชั่นความเสียหาย CCDF และคูณด้วยปริมาณโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกดับจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับครั้งนั้น จะได้ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละครั้งออกมา ซึ่งค่าปริมาณโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกดับจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสามารถคำนวณได้จากขนาดของหม้อแปลงจ่ายโหลดที่ดับจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับครั้งนั้น ดังสมการที่ 5.10

$$P_{z,e,r} = kVA_{z,e,r} \times UF_{z,r} \times PF_{z,r} \times LF_{z,r} \quad (5.10)$$

โดยที่

$P_{z,e,r}$ คือ ปริมาณโหลดในพื้นที่การจ่ายไฟ z ที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ e ที่เกิดในเขตภูมิภาค r (กิโลวัตต์)

$kVA_{z,e,r}$ คือ ขนาดของหม้อแปลงจ่ายโหลดที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟ z ที่ดับจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ e ในเขตภูมิภาค r (kVA)

$UF_{z,r}$ คือ ค่า Utilization factor ของหม้อแปลงที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟ z ในเขตภูมิภาค r (ร้อยละ)

$PF_{z,r}$ คือ ค่า Power factor ของโหลดที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟ z ในเขตภูมิภาค r

$LF_{z,r}$ คือ ค่าตัวประกอบโหลดของพื้นที่การจ่ายไฟ z ในเขตภูมิภาค r (ร้อยละ)

จากนั้นเมื่อทำการรวมค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นทั้งหมดในภูมิภาค r จะได้ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในเขตภูมิภาค r ($OC_r^{exitsting}$) ดังสมการที่ 5.11

$$OC_r^{existing} = \sum_{e=1}^{NE} \left(\sum_{z=1}^{NZ} CCDF_z(d_{z,e}) \times P_{z,e,r} \right) \quad (5.11)$$

โดยที่

$d_{z,e}$ คือ ระยะเวลาไฟฟ้าดับของโหลดในพื้นที่การจ่ายไฟ z จากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ e (นาที)

การคำนวณค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสามารถแยกในรายละเอียดได้มากขึ้น ขึ้นอยู่กับความละเอียดของข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ยกตัวอย่างเช่น ถ้าแยกเฉพาะเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดจากสาเหตุ t ที่สนใจมาคำนวณด้วยวิธีการเดียวกันก็จะได้ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่เกิดจากสาเหตุ t ในเขตภูมิภาค r ($OC_{r,t}$) หรือถ้าแยกเหตุการณ์ไฟฟ้าดับออกเป็นข้อมูลแต่ละเดือนก็จะได้ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับแยกเป็นรายเดือน เป็นต้น

5.2.2 การคำนวณค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ นอกเหนือจากที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับความเดือดร้อนที่ประเมินได้ในรูปของค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับดังที่ได้อธิบายมาแล้วนั้น ทางฝั่งของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า

ก็จะได้รับความเสียหายในรูปของค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้ในช่วงเวลาที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับด้วยเช่นกัน ซึ่งสามารถคำนวณได้จากค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยค่ากำไรต่อหน่วยขายไฟดังสมการที่ 5.12 ถึงสมการที่ 5.14

$$ENS_e = \sum_{e=1}^{NE}\left(P_e \times \frac{d_e}{60} \right) \tag{5.12}$$

โดยที่

ENS_e คือ พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ e (กิโลวัตต์ชั่วโมง)

P_e คือ ปริมาณโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ e (กิโลวัตต์)

d_e คือ ระยะเวลาไฟฟ้าดับของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ e (นาที)

NE คือ จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั้งหมดในปีที่พิจารณา (เหตุการณ์)

$$E_{profit} = E_{sale\ price} - E_{cost} \tag{5.13}$$

โดยที่

E_{profit} คือ กำไรต่อหน่วยขายไฟ (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

$E_{sale\ price}$ คือ ราคาขายไฟ (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

E_{cost} คือ ต้นทุนค่าไฟ (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$E_{loss\ profit,e} = ENS_e \times E_{profit} \tag{5.14}$$

โดยที่

$E_{loss\ profit,e}$ คือ ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ e (บาท)

ดังนั้นเมื่อทำการรวมค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นทั้งหมดในภูมิภาค r จะได้ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในเขตภูมิภาค r ($E_r^{exitsting}$) ดังสมการที่ 5.15

$$E_r^{existing} = \sum_{r=1}^{NR}\sum_{e=1}^{NE}\left(\sum_{z=1}^{NZ} P_{z,e,r} \times \frac{d_{e,r}}{60} \right) \times E_{profit} \tag{5.15}$$

โดยที่

$d_{e,r}$ คือ ระยะเวลาไฟฟ้าดับของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ e ที่เกิดในเขตภูมิภาค r (นาที)

NZ คือ จำนวนประเภทพื้นที่การจ่ายไฟที่พิจารณา (พื้นที่)

5.2.3 ค่าคงที่สำคัญที่ใช้ในการคำนวณ

ค่าคงที่สำคัญที่ใช้ในการคำนวณประกอบไปด้วยค่าดังต่อไปนี้

1) ผลของกิจกรรมบำรุงรักษา k ในการช่วยลดโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากสาเหตุ t ($\eta_{k,t}$)

สามารถคำนวณได้จากข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับย้อนหลัง โดยคำนวณจากสัดส่วนของสาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่กิจกรรมบำรุงรักษาแบบป้องกันที่พิจารณาสามารถช่วยลดได้ ยกตัวอย่างเช่น

- สาเหตุไฟฟ้าดับจาก “พืช” ประกอบไปด้วยสาเหตุย่อย กิ่งไม้พาดสาย, ต้นไม้เลื้อยมาแตะสาย, ต้นไม้โตมาแตะสาย และต้นไม้ล้มทับสาย ถ้ากรณีกิจกรรม “ตัดต้นไม้ใกล้แนวระบบจำหน่าย” สามารถช่วยลดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุดังกล่าวทั้งหมดได้ ค่า $\eta_{k,t}$ จะเท่ากับ 1 (ร้อยละ 100)
- สาเหตุไฟฟ้าดับจาก “สัตว์” ประกอบไปด้วยสาเหตุย่อย นก/ค้างคาว, งู, แมลง/แมง, ลิง/ค่าง, แมว, กระรอก/กระแต/หนู และตุ๊กแก ถ้ากรณีกิจกรรม “ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันนก” สามารถช่วยลดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุย่อย “นก” ได้เท่านั้น ค่า $\eta_{k,t}$ จะเท่ากับสัดส่วนจำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุย่อย “นก” ต่อจำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ “สัตว์” ทั้งหมด

ค่า $\eta_{k,t}$ นั้นอาจจะมีค่าแตกต่างกันตามแต่ละพื้นที่ที่พิจารณาและกิจกรรมบำรุงรักษาบางกิจกรรมอาจสามารถช่วยลดโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้หลายสาเหตุ

2) อัตราการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ t ในแต่ละปี ($g_{r,t}$)

สามารถประมาณค่าได้จากข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับย้อนหลัง โดยนำข้อมูลจำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในพื้นที่เดียวกันมาเทียบกันปีต่อปีก็จะสามารถคำนวณค่าอัตราการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้ ค่านี้อาจจะมีค่าแตกต่างกันขึ้นอยู่กับสาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับและพื้นที่ที่พิจารณา

3) สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ *t* ในการคำนวณค่า *SAIFI* ในเขตภูมิภาค *r* ($p_{r,t}$)

สามารถคำนวณได้จากข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับย้อนหลัง โดยคำนวณค่าสัดส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) จากสาเหตุที่พิจารณาต่อค่า *CI* รวมทุกสาเหตุ ค่านี้อาจจะมีค่าแตกต่างกันขึ้นอยู่กับพื้นที่ที่พิจารณา

4) สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ *t* ในการคำนวณค่า *SAIDI* ในเขตภูมิภาค *r* ($q_{r,t}$)

สามารถคำนวณได้จากข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับย้อนหลัง โดยคำนวณค่าสัดส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*) จากสาเหตุที่พิจารณาต่อค่า *CMI* รวมทุกสาเหตุ ค่านี้อาจจะมีค่าแตกต่างกันขึ้นอยู่กับพื้นที่ที่พิจารณา

5.3 มุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า

ในมุมมองนี้จะมองถึงผลประโยชน์ของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าเป็นหลักในการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า นั่นก็คือจะพิจารณาต้นทุนสำหรับการทำกิจกรรมบำรุงรักษาและลดค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ โดยที่ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ายังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนดเช่นเดียวกันกับมุมมองแรก

มุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าสามารถพิจารณาฟังก์ชั่นเป้าหมายของปัญหาค่าขีดสุดได้ดังสมการที่ 5.16

$$Min\left\{Budget + E_{loss\ profit}\right\} \tag{5.16}$$

เมื่อ

$$Budget = \sum_{r=1}^{NR}\left(M_r\right) = \sum_{r=1}^{NR}\left(\sum_{k=1}^{NK}\left(C_{r,k} \times X_{r,k}\right)\right) \tag{5.17}$$

$$E_{loss\ profit} = \sum_{r=1}^{NR}\left(E_r^{\ existing} - \sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(E_{r,t}^{existing} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times X_{r,k}}{X_r^{\ total}} - g_{r,t}\right)\right)\right) \tag{5.18}$$

ภายใต้เงื่อนไข

$$M_r^{\ min} \le M_r \tag{5.19}$$

$$SAIFI_r^{existing} \times \left(1 - \sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(p_{r,t} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{X_r^{total}} - g_{r,t}\right)\right)\right) \leq SAIFI_r^{target} \quad (5.20)$$

$$SAIDI_r^{existing} \times \left(1 - \sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(q_{r,t} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{X_r^{total}} - g_{r,t}\right)\right)\right) \leq SAIDI_r^{target} \quad (5.21)$$

โดยที่

Budget คือ งบประมาณทั้งหมดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกัน (บาท)

$E_{loss\ profit}$ คือ ขาดทุนกำไรจากการขายไฟไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (บาท)

M_r คือ ผลรวมงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันในเขตภูมิภาค *r* (บาท)

NR คือ จำนวนเขตภูมิภาคทั้งหมดที่พิจารณา (เขตภูมิภาค)

$c_{r,k}$ คือ ต้นทุนสำหรับกิจกรรมบำรุงรักษา *k* ในเขตภูมิภาค *r* (บาทต่อวงจรกิโลเมตร)

$x_{r,k}$ คือ ความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ถูกจัดสรรให้ทำกิจกรรมบำรุงรักษา *k* ในเขตภูมิภาค *r* (วงจรกิโลเมตร)

NK คือ จำนวนประเภทของกิจกรรมบำรุงรักษาทั้งหมดที่พิจารณา (กิจกรรม)

$E_r^{exitsting}$ คือ ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในเขตภูมิภาค *r* (บาท)

$E_{r,t}^{existing}$ คือ ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดจากสาเหตุ *t* ในเขตภูมิภาค *r* (บาท)

$\eta_{k,t}$ คือ ผลของกิจกรรมบำรุงรักษา *k* ในการช่วยลดโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากสาเหตุ *t* (ร้อยละ)

X_r^{total} คือ ผลรวมความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดในเขตภูมิภาค *r* (วงจรกิโลเมตร)

$g_{r,t}$ คือ อัตราการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ *t* ในแต่ละปี (ร้อยละ)

NT คือ จำนวนสาเหตุที่ทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เฉพาะที่เกี่ยวข้องกับการบำรุงรักษาแบบป้องกันที่พิจารณา (สาเหตุ)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

M_r^{min} คือ งบประมาณขั้นต่ำสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของเขตภูมิภาค *r* (บาท)

$p_{r,t}$ คือ สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ *t* ในการคำนวณค่า *SAIFI* ในเขตภูมิภาค *r* (ร้อยละ)

$SAIFI_r^{existing}$ คือ ค่า *SAIFI* ในเขตภูมิภาค *r* ในปีที่พิจารณา (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

$SAIFI_r^{target}$ คือ ค่าเป้าหมาย *SAIFI* ในเขตภูมิภาค *r* ในปีที่วางแผนทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

$q_{r,t}$ คือ สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ *t* ในการคำนวณค่า *SAIDI* ในเขตภูมิภาค *r* (ร้อยละ)

$SAIDI_r^{existing}$ คือ ค่า *SAIDI* ในเขตภูมิภาค *r* ในปีที่พิจารณา (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

$SAIDI_r^{target}$ คือ ค่าเป้าหมาย *SAIDI* ในเขตภูมิภาค *r* ในปีที่วางแผนทำกิจกรรมบำรุงรักษา (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

5.4 มุมมองความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในมุมมองนี้จะมองถึงผลของการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นหลัก โดยการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเน้นไปที่เพื่อลดค่าดัชนี *SAIFI* หรือ *SAIDI* ให้มากที่สุด ภายใต้งบประมาณที่มีอยู่จำกัด

มุมมองความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 มุมมองย่อยตามเป้าหมายการลดค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังนี้

1) การพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก
2) การพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก

5.4.1 การพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก

ในมุมมองที่พิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก สามารถพิจารณาฟังก์ชันเป้าหมายของปัญหาค่าขีดสุดได้ดังสมการที่ 5.22 ซึ่งก็คือเน้นไปที่การลดค่าจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Customers interrupted: *CI*)

$$Min\ CI \tag{5.22}$$

เมื่อ

$$CI = \sum_{r=1}^{NR}\left(CI_{r}^{existing} - \sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(CI_{r,t}^{existing} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{X_{r}^{total}} - g_{r,t} \right) \right) \right) \tag{5.23}$$

ภายใต้เงื่อนไข

$$\sum_{r=1}^{NR}\left(M_{r} \right) = \sum_{r=1}^{NR}\left(\sum_{k=1}^{NK}\left(c_{r,k} \times x_{r,k} \right) \right) \leq Budget \tag{5.24}$$

$$M_{r}^{min} \leq M_{r} \tag{5.25}$$

$$SAIFI_{r}^{existing} \times \left(1 - \sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(p_{r,t} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{x_{r}^{total}} - g_{r,t} \right) \right) \right) \leq SAIFI_{r}^{target} \tag{5.26}$$

$$SAIDI_{r}^{existing} \times \left(1 - \sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(q_{r,t} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{x_{r}^{total}} - g_{r,t} \right) \right) \right) \leq SAIDI_{r}^{target} \tag{5.27}$$

โดยที่

CI	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (ราย)
$CI_{r}^{existing}$	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในเขตภูมิภาค r (ราย)
$CI_{r,t}^{existing}$	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดจากสาเหตุ t ในเขตภูมิภาค r (ราย)
$\eta_{k,t}$	คือ	ผลของกิจกรรมบำรุงรักษา k ในการช่วยลดโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากสาเหตุ t (ร้อยละ)
$x_{r,k}$	คือ	ความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ถูกจัดสรรให้ทำกิจกรรมบำรุงรักษา k ในเขตภูมิภาค r (วงจรกิโลเมตร)
x_{r}^{total}	คือ	ผลรวมความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดในเขตภูมิภาค r (วงจรกิโลเมตร)
$g_{r,t}$	คือ	อัตราการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ t ในแต่ละปี (ร้อยละ)
NT	คือ	จำนวนสาเหตุที่ทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เฉพาะที่เกี่ยวข้องกับการบำรุงรักษาแบบป้องกันที่พิจารณา (สาเหตุ)

NK	คือ	จำนวนประเภทของกิจกรรมบำรุงรักษาทั้งหมดที่พิจารณา (กิจกรรม)
NR	คือ	จำนวนเขตภูมิภาคทั้งหมดที่พิจารณา (ภูมิภาค)
M_r	คือ	ผลรวมงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันในเขตภูมิภาค r (บาท)
M_r^{min}	คือ	งบประมาณขั้นต่ำสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของเขตภูมิภาค r (บาท)
$Budget$	คือ	งบประมาณทั้งหมดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกัน (บาท)
$p_{r,t}$	คือ	สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ t ในการคำนวณค่า *SAIFI* ในเขตภูมิภาค r (ร้อยละ)
$SAIFI_r^{existing}$	คือ	ค่า *SAIFI* ในเขตภูมิภาค r ในปีที่พิจารณา (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)
$SAIFI_r^{target}$	คือ	ค่าเป้าหมาย *SAIFI* ในเขตภูมิภาค r ในปีที่วางแผนทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)
$q_{r,t}$	คือ	สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ t ในการคำนวณค่า *SAIDI* ในเขตภูมิภาค r (ร้อยละ)
$SAIDI_r^{existing}$	คือ	ค่า *SAIDI* ในเขตภูมิภาค r ในปีที่พิจารณา (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)
$SAIDI_r^{target}$	คือ	ค่าเป้าหมาย *SAIDI* ในเขตภูมิภาค r ในปีที่วางแผนทำกิจกรรมบำรุงรักษา (นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.4.2 การพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก

ในมุมมองที่พิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก สามารถพิจารณาฟังก์ชันเป้าหมายของปัญหาค่าขีดสุดได้ดังสมการที่ 5.28 ซึ่งก็คือเน้นไปที่การลดค่าจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (Customer minutes of interruption: *CMI*)

$$Min\ \ CMI \tag{5.28}$$

เมื่อ

$$CMI = \sum_{r=1}^{NR}\left(CMI_r^{\ existing} - \sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(CMI_{r,t}^{existing} \times \left(\frac{\eta_{k,t} \times x_{r,k}}{X_r^{\ total}} - g_{r,t} \right) \right) \right) \tag{5.29}$$

ภายใต้เงื่อนไข

$$\sum_{r=1}^{NR}\left(M_r\right)=\sum_{r=1}^{NR}\left(\sum_{k=1}^{NK}\left(c_{r,k}\times x_{r,k}\right)\right)\le Budget \tag{5.30}$$

$$M_r^{\ min}\le M_r \tag{5.31}$$

$$SAIFI_r^{\ existing}\times\left(1-\sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(p_{r,t}\times\left(\frac{\eta_{k,t}\times x_{r,k}}{x_r^{\ total}}-g_{r,t}\right)\right)\right)\le SAIFI_r^{\ target} \tag{5.32}$$

$$SAIDI_r^{\ existing}\times\left(1-\sum_{k=1}^{NK}\sum_{t=1}^{NT}\left(q_{r,t}\times\left(\frac{\eta_{k,t}\times x_{r,k}}{x_r^{\ total}}-g_{r,t}\right)\right)\right)\le SAIDI_r^{\ target} \tag{5.33}$$

โดยที่

CMI คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (ราย-นาที)

$CMI_r^{\ existing}$ คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับในเขตภูมิภาค r (ราย-นาที)

$CMI_{r,t}^{\ existing}$ คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับที่เกิดจากสาเหตุ t ในเขตภูมิภาค r (ราย-นาที)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 6
ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ

ในบทนี้จะกล่าวถึงข้อมูลที่ใช้เป็นตัวอย่างในการคำนวณการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามวิธีที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดังที่ได้อธิบายไว้ในบทที่ 5 โดยข้อมูลที่ใช้จะอ้างอิงข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งในประเทศไทยของปี พ.ศ.2557 เพื่อใช้เป็นตัวอย่างแสดงการคำนวณการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของปี พ.ศ.2558 ข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับและข้อมูลอื่นๆ ที่จำเป็นต้องใช้มีดังต่อไปนี้

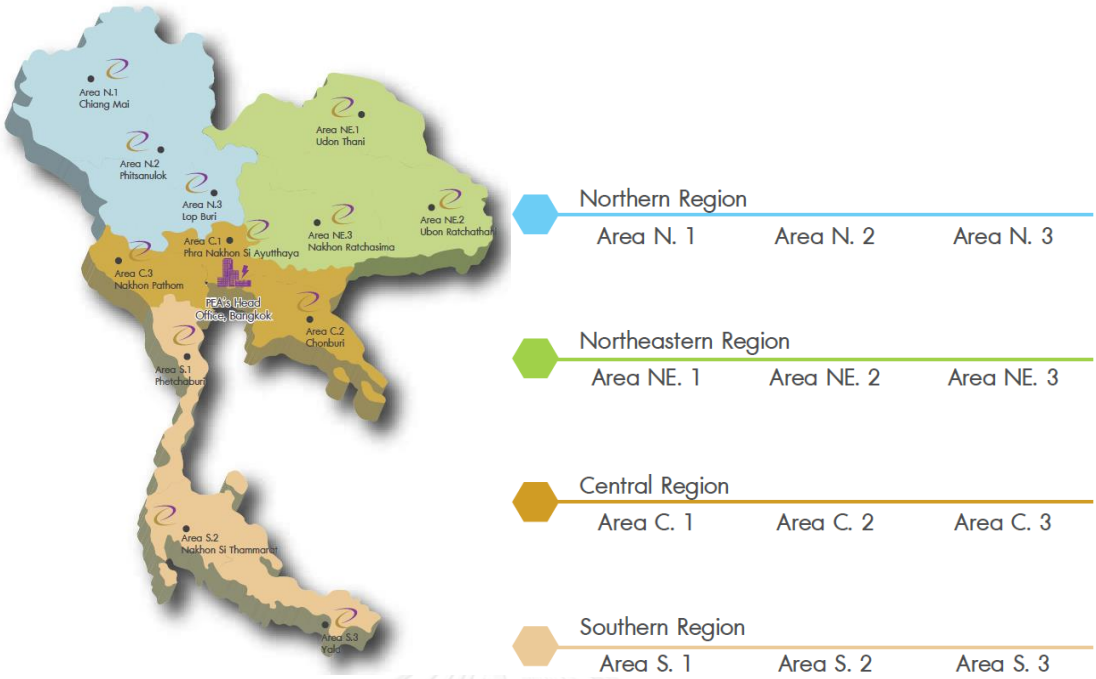
6.1 ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งของประเทศไทยสำหรับเป็นตัวอย่างในการคำนวณการจัดสรรงบประมาณ ข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณามีดังต่อไปนี้

6.1.1 ลักษณะทางกายภาพของพื้นที่ให้บริการ

พื้นที่ให้บริการของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาแบ่งออกได้เป็น 4 ภาค คือ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ แต่ละภาคประกอบด้วย 3 เขตภูมิภาค รวมเป็น 12 เขตภูมิภาค ดังภาพที่ 6.1 [3]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 6.1 พื้นที่ให้บริการของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณา

(ที่มา : รายงานประจำปี 2557 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)

ในแต่ละเขตภูมิภาคยังสามารถแบ่งพื้นที่การจ่ายไฟออกเป็น 5 พื้นที่ ซึ่งถือได้ว่ามีการแบ่งพื้นที่ละเอียดกว่าแนวทางที่แนะนำตามมาตรฐาน IEEE Std 1782™-2014 ที่มีการแบ่งเพียง 3 แบบ คือ ชนบท, ชานเมือง และในเมือง เท่านั้น ดังนี้

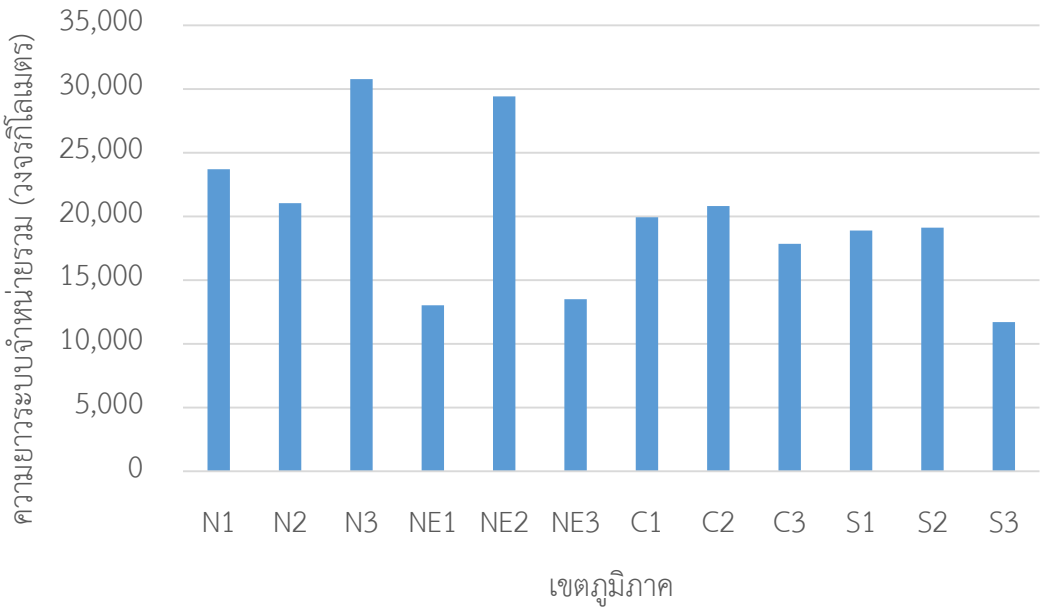
1) พื้นที่อุตสาหกรรม (Zone 1)
2) พื้นที่เทศบาลนครหรือพื้นที่สำคัญพิเศษ (Zone 2)
3) พื้นที่เทศบาลเมือง (Zone 3)
4) พื้นที่เทศบาลตำบล (Zone 4)
5) พื้นที่ชนบท (Zone 5)

6.1.2 ความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.1 และภาพที่ 6.2

ตารางที่ 6.1 สรุปความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาในหน่วยวงจรกิโลเมตร

เขตภูมิภาค	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	Zone 5	รวม
N1	0.00	459.58	410.06	9,875.86	12,965.74	23,711.24
N2	16.13	313.85	438.31	1,532.12	18,744.05	21,044.45
N3	2.85	592.37	342.15	1,820.09	28,020.96	30,778.42
NE1	0.00	0.00	318.85	333.38	12,381.49	13,033.72
NE2	2.10	122.36	803.64	2,395.35	26,095.75	29,419.20
NE3	2.24	2.60	179.83	951.61	12,370.25	13,506.53
C1	238.91	184.14	2,002.98	2,134.58	15,373.27	19,933.88
C2	492.56	659.56	651.54	5,308.96	13,709.17	20,821.79
C3	81.86	630.14	603.51	2,493.41	14,050.67	17,859.59
S1	4.78	603.31	449.96	1,950.35	15,887.77	18,896.17
S2	0.00	690.43	1,148.32	1,440.82	15,839.18	19,118.75
S3	5.73	2,175.83	1,167.79	1,275.97	7,093.03	11,718.35



ภาพที่ 6.2 สรุปความยาวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาในหน่วยวงจรกิโลเมตร

6.2 ข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

อ้างอิงตามแนวทางการเก็บข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าดับตามมาตรฐาน IEEE Std 1782™-2014 [5] ที่ได้อธิบายไว้ในบทที่ 3 หัวข้อที่ 3.2 ประกอบกับข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งในประเทศไทย สามารถสรุปข้อมูลรายละเอียดของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่ใช้ในการคำนวณได้ดังต่อไปนี้

6.2.1 ฐานข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

ฐานข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคือรูปแบบการเก็บข้อมูลรายละเอียดต่างๆ ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละครั้งที่เกิดขึ้น มีข้อมูลสำคัญดังต่อไปนี้

6.2.1.1 ข้อมูลที่เก็บบันทึกเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละครั้งมีรายละเอียดข้อมูลสำคัญที่ต้องเก็บบันทึกดังต่อไปนี้

1) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*)
2) ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (*d*)
3) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*)
4) ขนาดปริมาณโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอ้างอิงข้อมูลตัวอย่างจากฐานข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งในประเทศไทย ซึ่งมีข้อมูลโดยสรุปของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในปี พ.ศ. 2557 ดังต่อไปนี้

1) จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นในปี พ.ศ. 2557 ที่บันทึกไว้มีจำนวนทั้งสิ้น 95,495 เหตุการณ์
2) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) ในปี พ.ศ. 2557 ที่บันทึกไว้มีจำนวนทั้งสิ้น 105,346,073 ราย
3) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*) ในปี พ.ศ. 2557 ที่บันทึกไว้มีจำนวนทั้งสิ้น 3,530,998,847 ราย-นาที
4) ขนาดปริมาณโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากข้อมูลขนาดของหม้อแปลงจ่ายโหลดที่ดับจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ข้อมูลในปี พ.ศ. 2557 ที่บันทึกไว้มีค่ารวมทั้งสิ้น 232,777,737 kVA

6.2.1.2 การจำแนกหมวดหมู่สาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

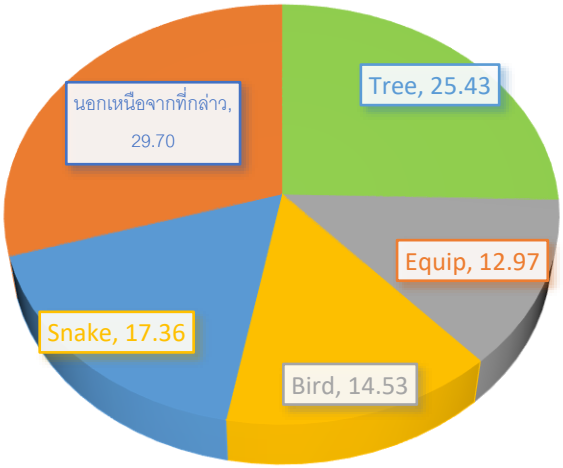
หมวดหมู่สาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่พิจารณาโดยอ้างอิงข้อมูลจากข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งในประเทศไทย มาทำการแยกตามหมวดหมู่ที่ระบุไว้ในมาตรฐาน IEEE Std 1782™-2014 [5] แสดงได้ดังตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.2 หมวดหมู่สาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

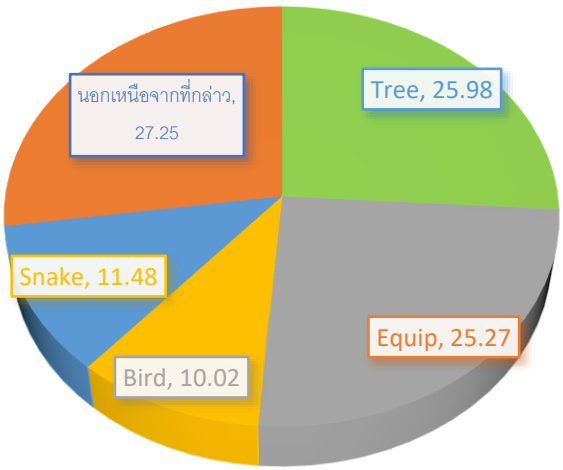
หมวดหมู่ตามมาตรฐาน IEEE	ประกอบด้วย
อุปกรณ์	ชำรุด, ทำงานผิดพลาด, ติดตั้งไม่ได้มาตรฐาน, อุปกรณ์ทำงานไม่สัมพันธ์กัน
พืช	กิ่งไม้พาดสาย, ต้นไม้เลื้อยมาแตะสาย, ต้นไม้โตมาแตะสาย, ต้นไม้ล้มทับสาย
สัตว์ป่า	นก/ค้างคาว, งู, แมลง/แมง, ลิง/ค่าง, แมว, กระรอก/กระแต/หนู, ตุ๊กแก
สาธารณะ	บุคคลภายนอก : คนตัดต้นไม้, คนงานพาดสายโทรศัพท์, คนยิงลูกถ้วย, คนลักไฟใช้ ยานพาหนะ : รถยนต์, รถก่อสร้าง, รถบรรทุก, ยานพาหนะทางน้ำ, ยานพาหนะทางอากาศ, เครื่องจักรกล/ปั้นจั่น/เครน วัสดุแปลกปลอม : ว่าว, โคมลอย, ป้ายโฆษณา, ลูกโป่ง, สังกะสีและแผ่นโลหะ, วัสดุก่อสร้างแตะสาย, ฟาง, ใบอ้อย, เสาอากาศทีวีล้มทับ สภาพสิ่งแวดล้อม : ไฟไหม้, ฝุ่น, น้ำเซาะ, ดินทรุด, ไอเกลือ, ตะไคร่น้ำจับสาย สงคราม/จลาจล
สภาพอากาศ และ ฟ้าผ่า	ฟ้าผ่า, พายุ/ดีเปรสชั่น/ใต้ฝุ่น, แผ่นดินไหว, น้ำท่วม (อุทกภัย), ไฟป่า, โคลมถล่ม, ลูกเห็บ
อื่นๆ	จ่ายเกินพิกัด, ผู้สั่งการ, พนักงานบำรุงรักษา, พนักงานก่อสร้าง, คนงาน, พนักงาน/ช่างบริษัทที่รับเหมา
ไม่ทราบสาเหตุ	

6.2.2 ข้อมูลอัตราส่วนสาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

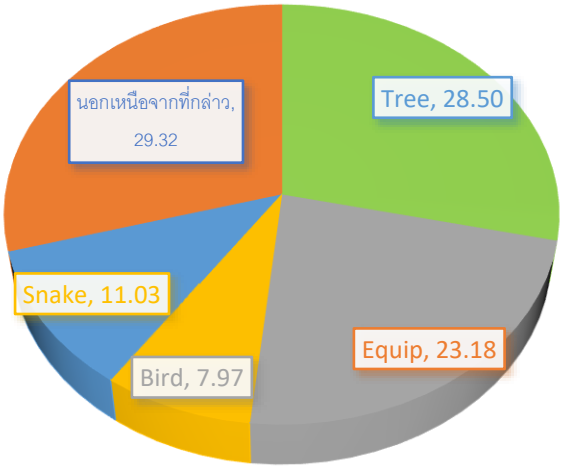
จากข้อมูลหมวดหมู่สาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 6.2.1.2 แล้วนั้น สามารถแยกอัตราส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับตามสาเหตุที่สูงที่สุด 4 อันดับแรกได้ดังภาพที่ 6.3 ถึง ภาพที่ 6.5 โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาสาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ 4 สาเหตุหลัก คือ “ต้นไม้” “อุปกรณ์” “นก” และ “งู” สำหรับพิจารณาจัดสรรงบประมาณสำหรับกิจกรรมบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากเป็นสาเหตุหลักที่มีสัดส่วนของจำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสูงที่สุด รวมกันมากกว่าร้อยละ 70



ภาพที่ 6.3 จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแยกตามสาเหตุ (ร้อยละ)



ภาพที่ 6.4 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) แยกตามสาเหตุ (ร้อยละ)



ภาพที่ 6.5 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*) แยกตามสาเหตุ (ร้อยละ)

6.2.3 ข้อมูลอัตราการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละปี

ตัวอย่างการคำนวณในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ค่าอัตราการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละปี ($g_{r,t}$) ของทุกสาเหตุมีค่าเท่ากับร้อยละ 30 [8]

6.3 ข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า

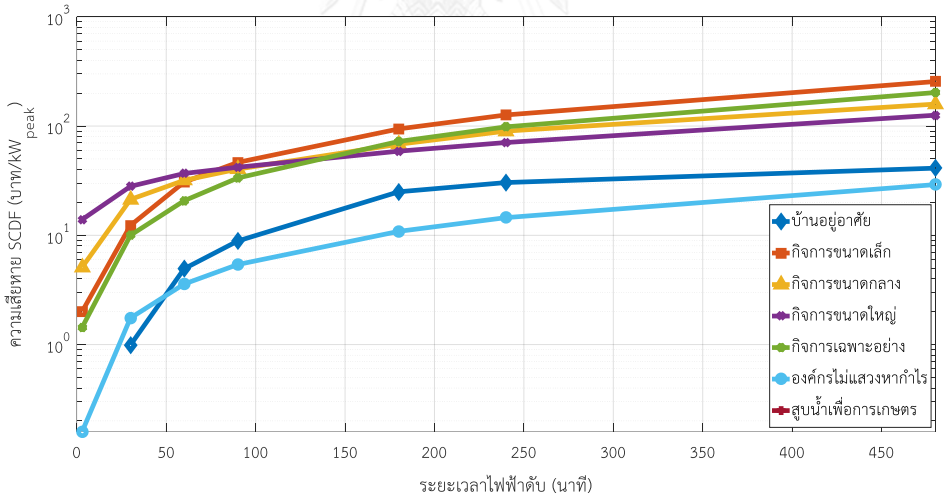
ข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอ้างอิงข้อมูลจากโครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost) [7] โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.3.1 ฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF)

ค่าฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF) ที่เวลาไฟฟ้าดับต่างกัน โดยแบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ 6.3 และภาพที่ 6.6 [7]

ตารางที่ 6.3 ฟังก์ชันความเสียหาย SCDF แบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าความเสียหายที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่างๆ (บาทต่อกิโลวัตต์สูงสุด)						
	3 นาที	30 นาที	60 นาที	90 นาที	180 นาที	240 นาที	480 นาที
บ้านอยู่อาศัย	0.00	0.99	4.94	8.87	25.02	30.41	41.18
กิจการขนาดเล็ก	2.01	12.31	30.70	46.49	94.16	126.43	255.67
กิจการขนาดกลาง	5.11	21.30	31.84	40.37	68.18	89.92	158.94
กิจการขนาดใหญ่	13.95	28.07	36.81	42.00	58.90	70.70	125.71
กิจการเฉพาะอย่าง	1.44	10.01	20.72	33.48	72.32	98.39	202.69
องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	0.16	1.75	3.58	5.40	10.87	14.52	29.12
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



ภาพที่ 6.6 ฟังก์ชันความเสียหาย SCDF แบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

6.3.2 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเมื่อพิจารณารวมทุกพื้นที่แสดงได้ดังตารางที่ 6.4 [7] และสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเมื่อพิจารณาแยกตามพื้นที่ให้บริการแสดงได้ดังตารางที่ 6.5 [7]

ตารางที่ 6.4 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (ร้อยละ)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	สัดส่วนการใช้ไฟฟ้ารวม (ร้อยละ)
บ้านอยู่อาศัย	22.09
กิจการขนาดเล็ก	10.47
กิจการขนาดกลาง	16.69
กิจการขนาดใหญ่	46.16
กิจการเฉพาะอย่าง	3.00
องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	0.53
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	0.25

ตารางที่ 6.5 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทแยกตามพื้นที่ (ร้อยละ)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	เทศบาลนคร	เทศบาลเมือง	เทศบาลตำบล	ชนบท
บ้านอยู่อาศัย	1.49	30.79	33.06	20.09	24.94
กิจการขนาดเล็ก	1.77	26.54	20.41	11.24	8.45
กิจการขนาดกลาง	9.00	22.42	21.52	17.04	16.87
กิจการขนาดใหญ่	86.49	3.53	18.22	47.29	46.36
กิจการเฉพาะอย่าง	1.13	13.76	3.45	2.69	1.90
องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	0.00	0.52	1.61	0.74	0.45
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	0.00	0.04	0.18	0.29	0.34

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6.3.3 ค่าตัวประกอบโหลด

ค่าตัวประกอบโหลดของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ 6.6 [7]

ตารางที่ 6.6 ค่าตัวประกอบโหลดของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าตัวประกอบโหลด
บ้านอยู่อาศัย	0.319
กิจการขนาดเล็ก	0.388
กิจการขนาดกลาง	0.391
กิจการขนาดใหญ่	0.561
กิจการเฉพาะอย่าง	0.403
องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	0.364
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	0.204

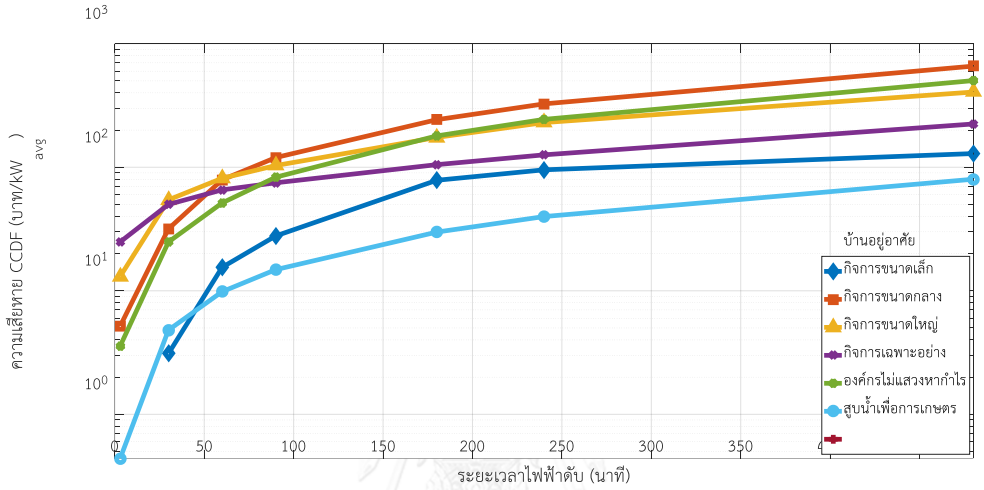
6.3.4 ฟังก์ชันความเสียหายแบบรวมประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (CCDF)

ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF สามารถคำนวณได้ตามวิธีที่อธิบายไว้ในบทที่ 4 หัวข้อที่ 4.2 โดยใช้สมการที่ 4.2 จะได้ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ 6.7 และภาพที่ 6.7 และฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แบ่งแยกตามพื้นที่การให้บริการแสดงได้ดังตารางที่ 6.8 และภาพที่ 6.8

ตารางที่ 6.7 ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าความเสียหายที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่างๆ (บาทต่อกิโลวัตต์เฉลี่ย)						
	3 นาที	30 นาที	60 นาที	90 นาที	180 นาที	240 นาที	480 นาที
บ้านอยู่อาศัย	0.00	3.10	15.49	27.81	78.43	95.33	129.09
กิจการขนาดเล็ก	5.18	31.73	79.12	119.82	242.68	325.85	658.94
กิจการขนาดกลาง	13.07	54.48	81.43	103.25	174.37	229.97	406.50
กิจการขนาดใหญ่	24.87	50.04	65.61	74.87	104.99	126.02	224.08
กิจการเฉพาะอย่าง	3.57	24.84	51.41	83.08	179.45	244.14	502.95
องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	0.44	4.81	9.84	14.84	29.86	39.89	80.00

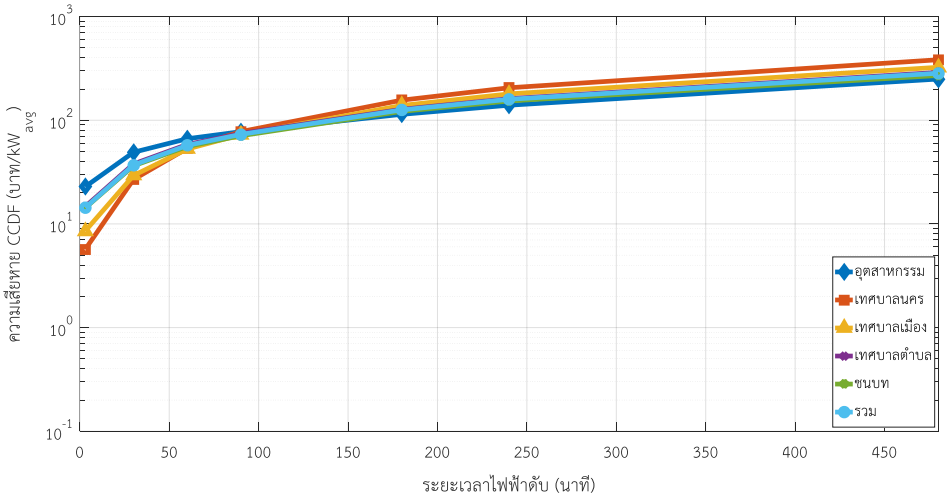
ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าความเสียหายที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่างๆ (บาทต่อกิโลวัตต์เฉลี่ย)						
	3 นาที	30 นาที	60 นาที	90 นาที	180 นาที	240 นาที	480 นาที
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



ภาพที่ 6.7 ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แบ่งแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 6.8 ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แยกตามพื้นที่การให้บริการ

พื้นที่	ค่าความเสียหายที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่างๆ (บาทต่อกิโลวัตต์เฉลี่ย)						
	3 นาที	30 นาที	60 นาที	90 นาที	180 นาที	240 นาที	480 นาที
อุตสาหกรรม	22.82	49.07	66.29	77.52	113.99	139.64	249.66
เทศบาลนคร	5.68	26.80	53.47	77.66	156.21	205.64	383.30
เทศบาลเมือง	8.53	29.28	52.68	72.61	138.79	179.54	324.11
เทศบาลตำบล	14.67	37.84	58.37	74.40	127.45	161.42	289.36
ชนบท	14.24	36.34	55.73	70.83	121.70	153.35	270.25
รวม	14.31	36.97	57.18	73.05	125.84	159.27	284.30



ภาพที่ 6.8 ฟังก์ชันความเสียหาย CCDF แยกตามพื้นที่การให้บริการ

6.4 ข้อมูลเกณฑ์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เกณฑ์ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้เป็นเป้าหมายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีดังต่อไปนี้

6.4.1 มาตรฐานการให้บริการฯ ประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตาม “ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้า ประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า” [6] ได้กำหนดเกณฑ์มาตรฐานการให้บริการไว้ดังตารางที่ 6.9 และตารางที่ 6.10

ตารางที่ 6.9 เกณฑ์มาตรฐานค่าดัชนี *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
เทศบาลนครหรือ พื้นที่สำคัญพิเศษ	3.14	3.50	3.55	5.00	3.93
เทศบาลเมือง	4.34	4.21	4.18	4.99	4.39

พื้นที่	*SAIFI* (ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)				
	เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
เทศบาลตำบล	6.29	5.70	5.45	7.71	6.11
ชนบท	8.50	8.97	7.12	12.36	9.09

ตารางที่ 6.10 เกณฑ์มาตรฐานค่าดัชนี *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
เทศบาลนครหรือ พื้นที่สำคัญพิเศษ	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

6.4.2 ค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงานด้านมาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงานด้านมาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งในประเทศไทยประจำปี 2558 แสดงดังตารางที่ 6.11

ตารางที่ 6.11 ค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงานด้านมาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

เขตภูมิภาค	ค่าเป้าหมาย	
	ค่าดัชนี *SAIFI*	ค่าดัชนี *SAIDI*
N1	6.02	177.17
N2	5.93	184.41
N3	6.01	161.69
NE1	6.74	218.96

เขตภูมิภาค	ค่าเป้าหมาย	
	ค่าดัชนี *SAIFI*	ค่าดัชนี *SAIDI*
NE2	6.41	227.07
NE3	6.02	212.37
C1	5.45	146.47
C2	5.66	162.12
C3	4.42	124.23
S1	6.19	221.23
S2	8.68	292.51
S3	6.79	290.11
รวม	6.19	200.60

6.5 ข้อมูลต้นทุนการทำกิจกรรมบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ต้นทุนการทำกิจกรรมบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ อ้างอิงจาก “รายงานการวิเคราะห์ผล จัดจ้างเหมาตัดต้นไม้ใกล้แนวระบบจำหน่าย ประจำปี 2558” [9] มีรายละเอียดดังตารางที่ 6.12

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.12 ราคาการตัดต้นไม้

ราคาจ้างเหมาตัดต้นไม้	969,000.00 บาท
ความยาวระบบจำหน่าย	542.55 วงจรกิโลเมตร
ราคาการตัดต้นไม้	1,786.01 บาทต่อวงจรกิโลเมตร

6.6 ข้อมูลค่าไฟฟ้า

อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกที่ใช้คำนวณผลกำไรจากการขายไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้อ้างอิงข้อมูลจากรายงาน “การรับฟังความคิดเห็นเรื่อง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558” [10] มีค่าดังนี้

- อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย 2.94 บาทต่อหน่วย
- อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย 3.76 บาทต่อหน่วย

6.7 ข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

1) กิจกรรมบำรุงรักษาที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีทั้งสิ้น 4 กิจกรรม อ้างอิงจากกิจกรรมบำรุงรักษาที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งหนึ่งในประเทศไทยทำเป็นประจำทุกปี โดยพิจารณาให้สามารถช่วยลดโอกาสการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุหลักทั้ง 4 สาเหตุที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ ดังนี้
   - กิจกรรมตัดต้นไม้ใกล้แนวระบบจำหน่าย (Tree trimming)

     โดยพิจารณาให้สามารถช่วยลดโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ “ต้นไม้” ได้ทั้งหมด นั่นคือ ค่า $\eta_{k,t}$ ของกิจกรรม “ตัดต้นไม้ใกล้แนวระบบจำหน่าย” ต่อสาเหตุ “ต้นไม้” มีค่าเท่ากับ 1 (ร้อยละ 100)
   - กิจกรรมลาดตระเวนระบบจำหน่ายไฟฟ้า (System patrol)

     โดยพิจารณาให้สามารถช่วยลดโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ “อุปกรณ์” ได้ทั้งหมด นั่นคือ ค่า $\eta_{k,t}$ ของกิจกรรม “ลาดตระเวนระบบจำหน่ายไฟฟ้า” ต่อสาเหตุ “อุปกรณ์” มีค่าเท่ากับ 1 (ร้อยละ 100)
   - กิจกรรมติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันนก (Installation of bird guards)

     โดยพิจารณาให้สามารถช่วยลดโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ “นก” ได้ทั้งหมด นั่นคือ ค่า $\eta_{k,t}$ ของกิจกรรม “ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันนก” ต่อสาเหตุ “นก” มีค่าเท่ากับ 1 (ร้อยละ 100)
   - กิจกรรมติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันงู (Installation of snake guards)

     โดยพิจารณาให้สามารถช่วยลดโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากสาเหตุ “งู” ได้ทั้งหมด นั่นคือ ค่า $\eta_{k,t}$ ของกิจกรรม “ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันงู” ต่อสาเหตุ “งู” มีค่าเท่ากับ 1 (ร้อยละ 100)
2) ขั้นต่ำของงบประมาณสำหรับการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแบบป้องกันที่แต่ละเขตภูมิภาคจะได้รับการจัดสรรในแต่ละปีกำหนดอยู่ที่ร้อยละ 10 ของงบประมาณที่ใช้สำหรับการทำกิจกรรมบำรุงรักษาในพื้นที่เขตภูมิภาคนั้นทั้งหมด

บทที่ 7
ผลการทดสอบและวิเคราะห์ผล

ในบทนี้จะอธิบายผลการทดสอบวิธีการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตามวิธีที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดังที่ได้อธิบายไว้ในบทที่ 5 โดยแบ่งกรณีทดสอบออกเป็น 3 มุมมองหลักดังนี้

1) มุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า
2) มุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า
3) มุมมองความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

7.1 มุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะแสดงผลการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า ผลการคำนวณในแต่ละขั้นตอนมีดังต่อไปนี้

7.1.1 สถานะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา

สถานะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา ประกอบไปด้วย

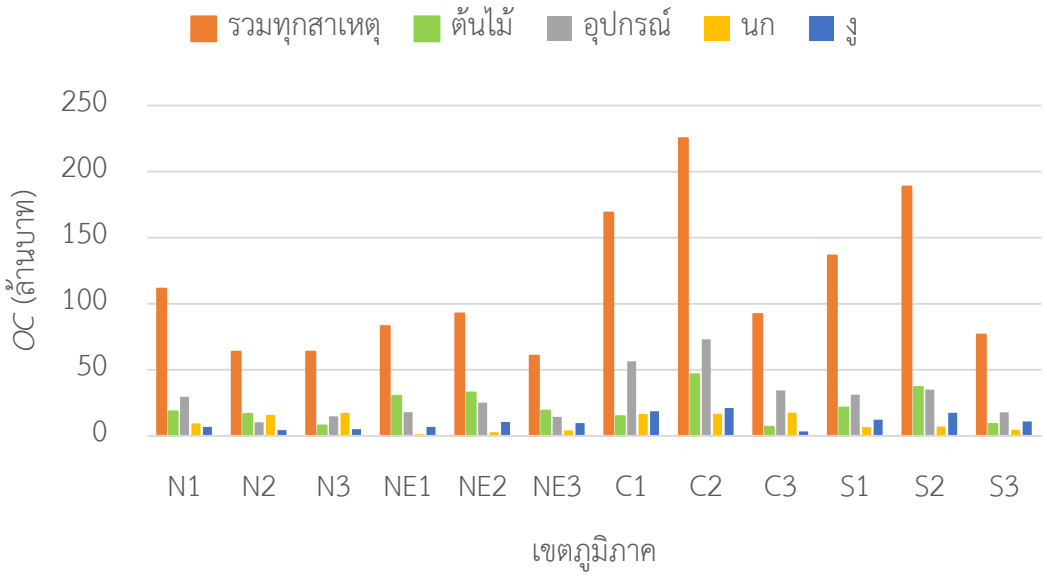
1) ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า
2) ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ
3) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*)
4) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*)

7.1.1.1 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา

ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแสดงได้ดังตารางที่ 7.1 และภาพที่ 7.1 และเมื่อทำการหารด้วยความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของแต่ละเขตภูมิภาคจะได้ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของแต่ละเขตภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.2 และภาพที่ 7.2

ตารางที่ 7.1 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านบาท)

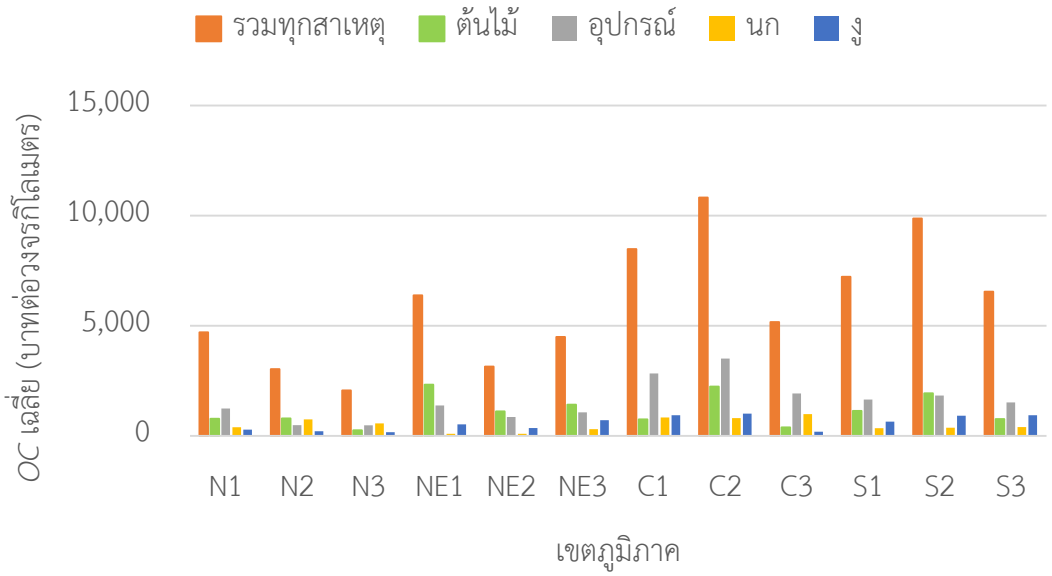
เขตภูมิภาค	รวมทุกสาเหตุ	ต้นไม้	อุปกรณ์	สัตว์	
				นก	งู
N1	111.49	18.56	29.57	9.44	6.79
N2	63.76	16.65	10.36	15.85	4.43
N3	63.68	7.94	14.78	17.42	5.14
NE1	83.15	30.34	18.01	1.26	6.84
NE2	92.72	32.81	25.22	2.80	10.60
NE3	60.65	19.19	14.43	4.16	9.69
C1	169.02	14.94	56.52	16.68	18.67
C2	225.26	46.69	73.11	16.77	21.15
C3	92.24	6.97	34.45	17.63	3.40
S1	136.48	21.48	31.22	6.65	12.26
S2	188.70	36.98	35.02	7.08	17.52
S3	76.70	8.99	17.81	4.70	10.98



ภาพที่ 7.1 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านบาท)

ตารางที่ 7.2 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (บาทต่อวงจรกิโลเมตร)

เขตภูมิภาค	รวมทุกสาเหตุ	ต้นไม้	อุปกรณ์	สัตว์	
				นก	งู
N1	4,701.93	782.66	1,247.00	398.10	286.20
N2	3,029.58	791.22	492.45	753.07	210.34
N3	2,069.07	257.86	480.10	565.98	166.87
NE1	6,379.75	2,327.53	1,381.85	96.93	524.54
NE2	3,151.82	1,115.25	857.13	95.13	360.26
NE3	4,490.61	1,420.98	1,068.50	308.29	717.54
C1	8,479.01	749.61	2,835.58	836.70	936.69
C2	10,818.53	2,242.18	3,511.28	805.54	1,015.89
C3	5,164.95	390.28	1,928.70	987.25	190.32
S1	7,222.72	1,136.77	1,652.08	351.88	648.56
S2	9,870.10	1,934.37	1,831.64	370.34	916.58
S3	6,545.13	767.10	1,520.04	401.03	937.42



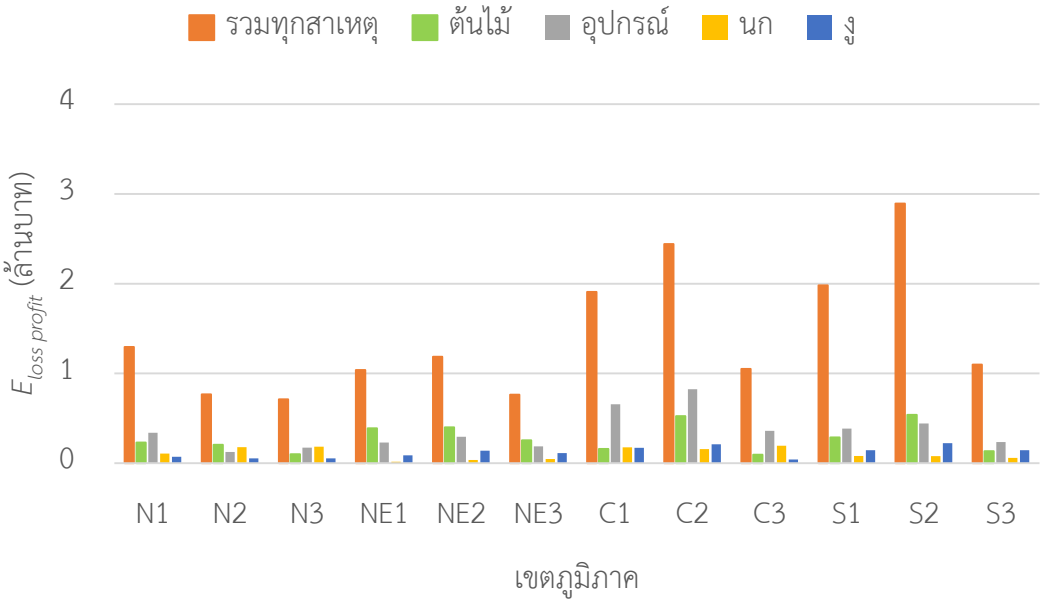
ภาพที่ 7.2 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (บาทต่อวงจรกิโลเมตร)

7.1.1.2 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา

ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแสดงได้ดังตารางที่ 7.3 และภาพที่ 7.3 และเมื่อทำการหารด้วยความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของแต่ละเขตภูมิภาคจะได้ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของแต่ละเขตภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.4 และภาพที่ 7.4

ตารางที่ 7.3 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากไฟฟ้าดับของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านบาท)

เขตภูมิภาค	รวมทุกสาเหตุ	ต้นไม้	อุปกรณ์	สัตว์	
				นก	งู
N1	1.29	0.23	0.34	0.11	0.07
N2	0.77	0.21	0.13	0.18	0.05
N3	0.71	0.10	0.17	0.18	0.05
NE1	1.04	0.39	0.23	0.02	0.09
NE2	1.19	0.40	0.29	0.04	0.14
NE3	0.76	0.25	0.19	0.05	0.11
C1	1.91	0.16	0.66	0.18	0.17
C2	2.44	0.52	0.82	0.16	0.21
C3	1.05	0.09	0.36	0.19	0.04
S1	1.98	0.29	0.39	0.08	0.14
S2	2.89	0.54	0.44	0.08	0.22
S3	1.10	0.13	0.24	0.06	0.14

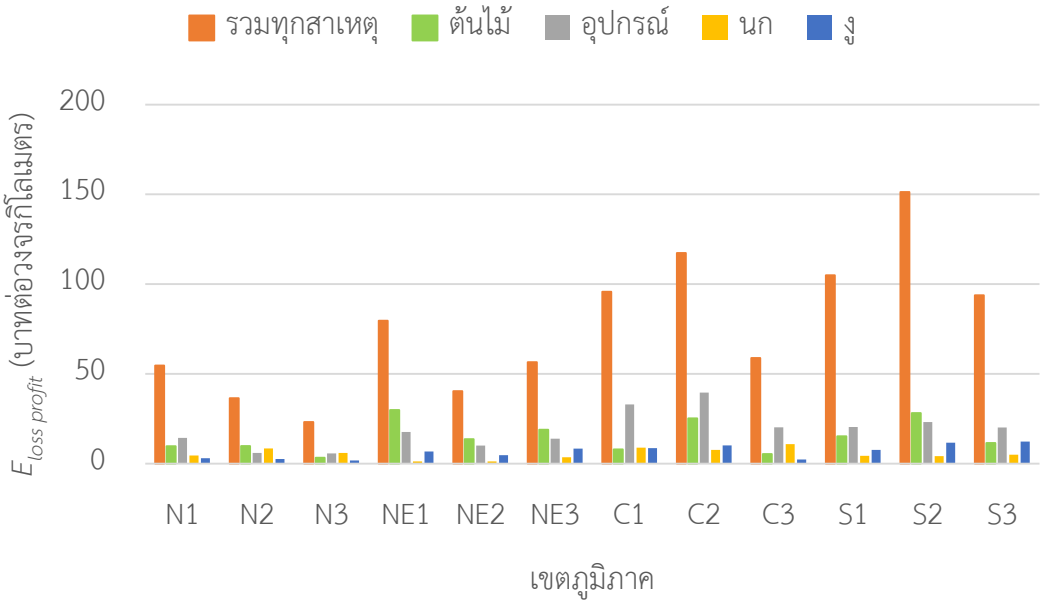


ภาพที่ 7.3 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากไฟฟ้าดับของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านบาท)

ตารางที่ 7.4 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากไฟฟ้าดับเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (บาทต่อวงจรกิโลเมตร)

เขตภูมิภาค	**รวมทุกสาเหตุ**	**ต้นไม้**	**อุปกรณ์**	**สัตว์**	
				นก	**งู**
N1	54.59	9.70	14.31	4.50	3.04
N2	36.45	9.76	5.95	8.46	2.56
N3	23.12	3.24	5.64	5.98	1.75
NE1	79.61	29.80	17.61	1.23	6.70
NE2	40.35	13.61	10.01	1.19	4.72
NE3	56.46	18.87	13.83	3.51	8.35
C1	95.76	7.93	32.91	8.85	8.63
C2	117.27	25.20	39.55	7.59	10.13
C3	58.79	5.28	20.19	10.88	2.28
S1	104.89	15.23	20.38	4.30	7.61

เขตภูมิภาค	รวมทุกสาเหตุ	ต้นไม้	อุปกรณ์	สัตว์	
				นก	งู
S2	151.31	28.16	23.12	4.15	11.66
S3	93.73	11.46	20.14	4.99	12.30



ภาพที่ 7.4 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากไฟฟ้าดับเฉลี่ยต่อความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (บาทต่อวงจรกิโลเมตร)

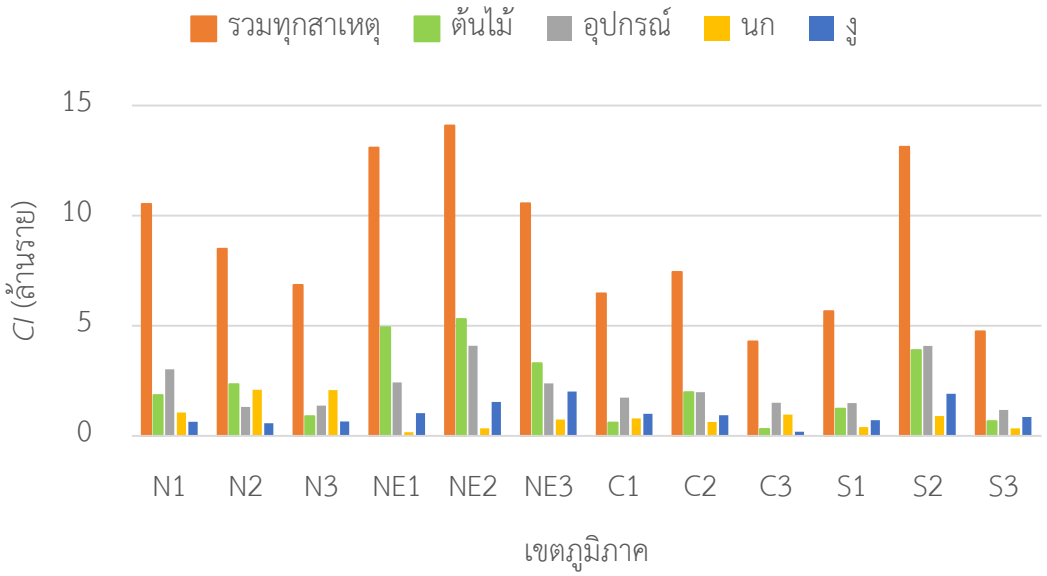
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

7.1.1.3 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา

จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแสดงได้ดังตารางที่ 7.5 และภาพที่ 7.5 และเมื่อนำค่า *CI* ของแต่ละเขตภูมิภาคมาคิดเป็นอัตราส่วนของค่า *CI* รวมทุกภูมิภาคจะได้อัตราส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIFI* รวมของทุกภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.6 และภาพที่ 7.6

ตารางที่ 7.5 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านราย)

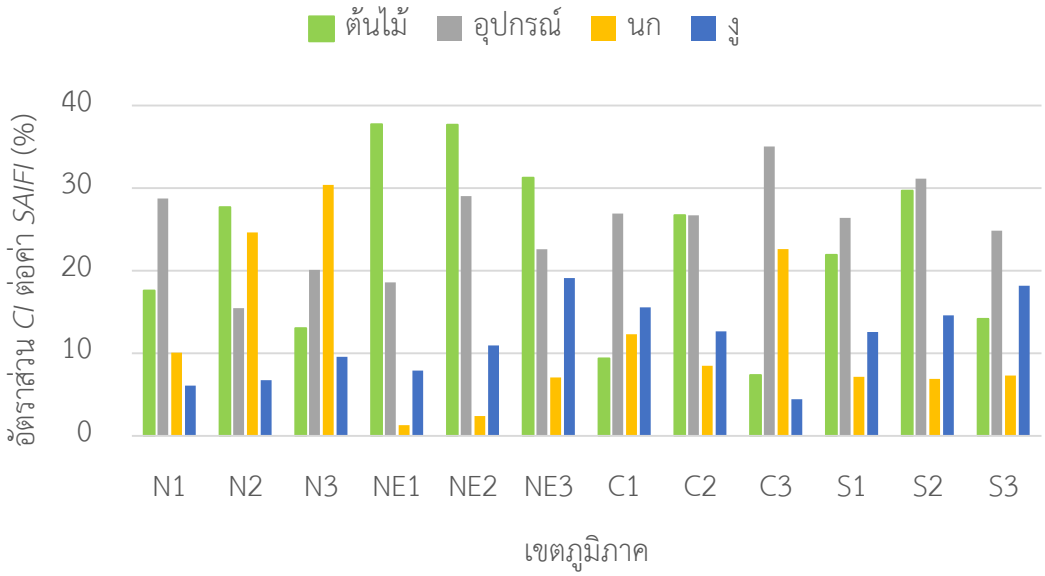
เขตภูมิภาค	รวมทุกสาเหตุ	ต้นไม้	อุปกรณ์	สัตว์	
				นก	งู
N1	10.53	1.85	3.03	1.06	0.64
N2	8.50	2.35	1.31	2.09	0.57
N3	6.86	0.89	1.38	2.08	0.66
NE1	13.09	4.94	2.43	0.17	1.03
NE2	14.09	5.31	4.09	0.34	1.54
NE3	10.56	3.30	2.39	0.75	2.02
C1	6.47	0.61	1.74	0.80	1.01
C2	7.44	1.99	1.99	0.63	0.94
C3	4.29	0.32	1.50	0.97	0.19
S1	5.66	1.24	1.49	0.41	0.71
S2	13.12	3.90	4.09	0.91	1.92
S3	4.75	0.67	1.18	0.35	0.86



ภาพที่ 7.5 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (*CI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านราย)

ตารางที่ 7.6 อัตราส่วนของค่า *CI* ในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIFI* รวมของทุกภูมิภาค ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ร้อยละ)

เขตภูมิภาค	รวมทุกสาเหตุ	ต้นไม้	อุปกรณ์	สัตว์	
				นก	งู
N1	100	17.60	28.74	10.09	6.09
N2	100	27.69	15.47	24.63	6.74
N3	100	13.05	20.10	30.38	9.58
NE1	100	37.73	18.58	1.30	7.91
NE2	100	37.67	29.03	2.42	10.96
NE3	100	31.26	22.60	7.08	19.11
C1	100	9.39	26.91	12.31	15.57
C2	100	26.72	26.70	8.49	12.65
C3	100	7.36	35.04	22.62	4.44
S1	100	21.92	26.40	7.17	12.59
S2	100	29.69	31.14	6.90	14.60
S3	100	14.16	24.85	7.32	18.19



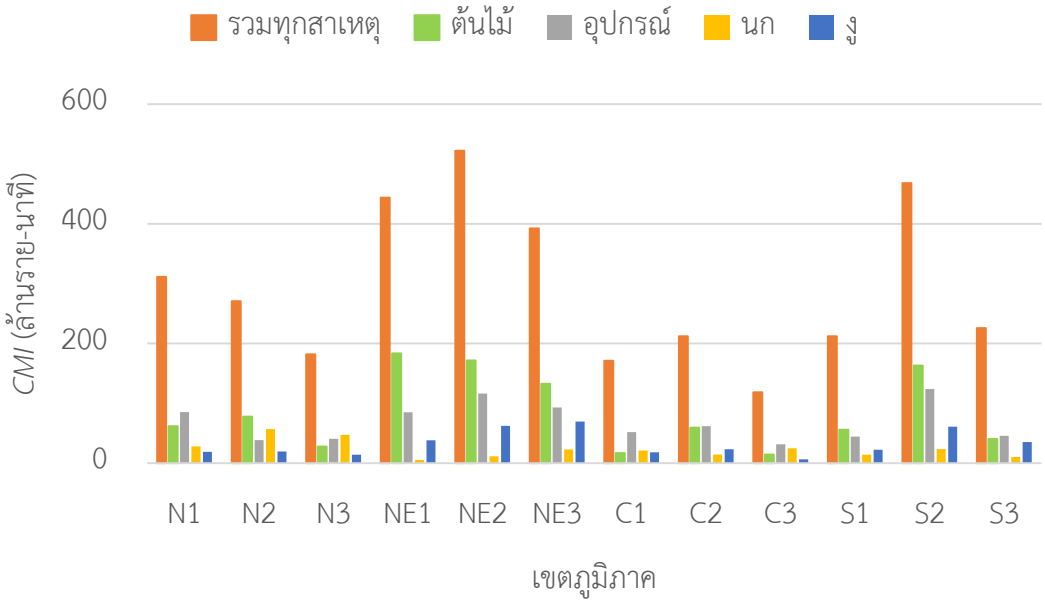
ภาพที่ 7.6 อัตราส่วนของค่า *CI* ในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIFI* รวมของทุกภูมิภาค ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ร้อยละ)

7.1.1.4 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา

จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษาแสดงได้ดังตารางที่ 7.7 และภาพที่ 7.7 และเมื่อนำค่า *CMI* ของแต่ละเขตภูมิภาคมาคิดเป็นอัตราส่วนของค่า *CMI* รวมทุกภูมิภาคจะได้อัตราส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIDI* รวมของทุกภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.8 และภาพที่ 7.8

ตารางที่ 7.7 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านราย-นาที)

เขตภูมิภาค	รวมทุกสาเหตุ	ต้นไม้	อุปกรณ์	สัตว์	
				นก	งู
N1	311.30	61.88	85.41	28.09	19.07
N2	270.80	77.93	38.49	57.12	19.68
N3	181.98	27.92	40.59	47.28	14.10
NE1	443.85	183.64	85.12	5.28	38.27
NE2	522.31	171.76	116.33	11.49	62.25
NE3	392.52	132.80	93.12	22.97	69.52
C1	171.27	16.86	51.92	21.16	18.17
C2	212.28	59.46	61.84	14.45	23.27
C3	118.48	14.35	31.71	25.00	6.36
S1	212.24	56.00	44.43	14.26	22.52
S2	468.22	163.26	123.80	23.70	60.95
S3	225.74	40.42	45.81	10.47	35.47

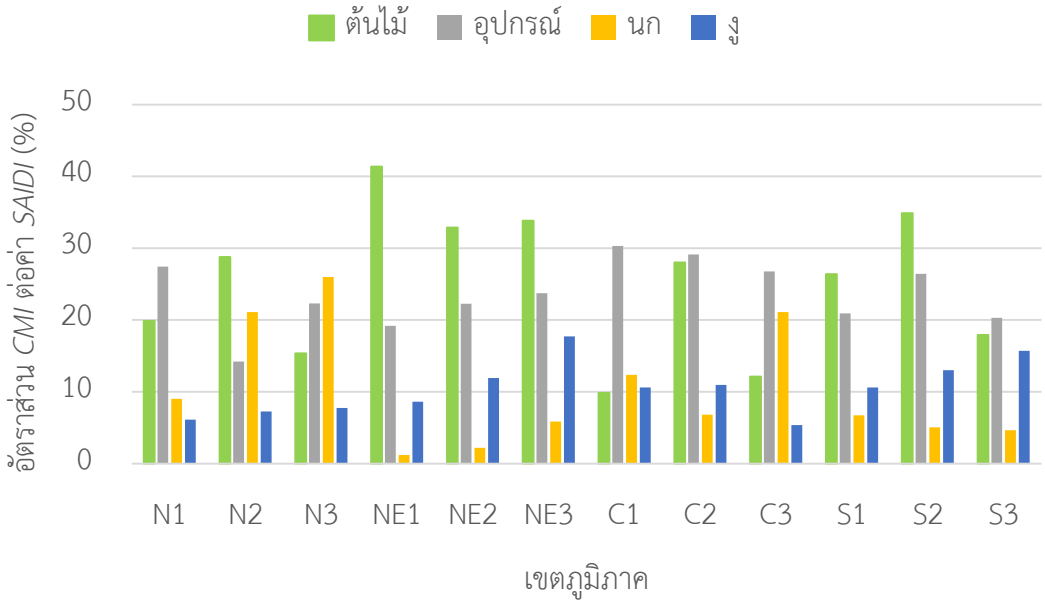


ภาพที่ 7.7 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับคูณด้วยเวลาไฟฟ้าดับ (*CMI*) ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ล้านราย-นาที)

ตารางที่ 7.8 อัตราส่วนของค่า *CMI* ในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIDI* รวมของทุกภูมิภาค ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ร้อยละ)

เขตภูมิภาค	**รวมทุกสาเหตุ**	**ต้นไม้**	**อุปกรณ์**	**สัตว์**	
				นก	**งู**
N1	100	19.88	27.44	9.02	6.13
N2	100	28.78	14.21	21.09	7.27
N3	100	15.34	22.30	25.98	7.75
NE1	100	41.37	19.18	1.19	8.62
NE2	100	32.88	22.27	2.20	11.92
NE3	100	33.83	23.72	5.85	17.71
C1	100	9.84	30.31	12.36	10.61
C2	100	28.01	29.13	6.81	10.96
C3	100	12.11	26.76	21.10	5.37
S1	100	26.38	20.93	6.72	10.61

เขตภูมิภาค	รวมทุกสาเหตุ	ต้นไม้	อุปกรณ์	สัตว์	
				นก	งู
S2	100	34.87	26.44	5.06	13.02
S3	100	17.90	20.29	4.64	15.71



ภาพที่ 7.8 อัตราส่วนของค่า *CMI* ในแต่ละภูมิภาคที่ส่งผลต่อค่า *SAIDI* รวมของทุกภูมิภาค ของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (ร้อยละ)

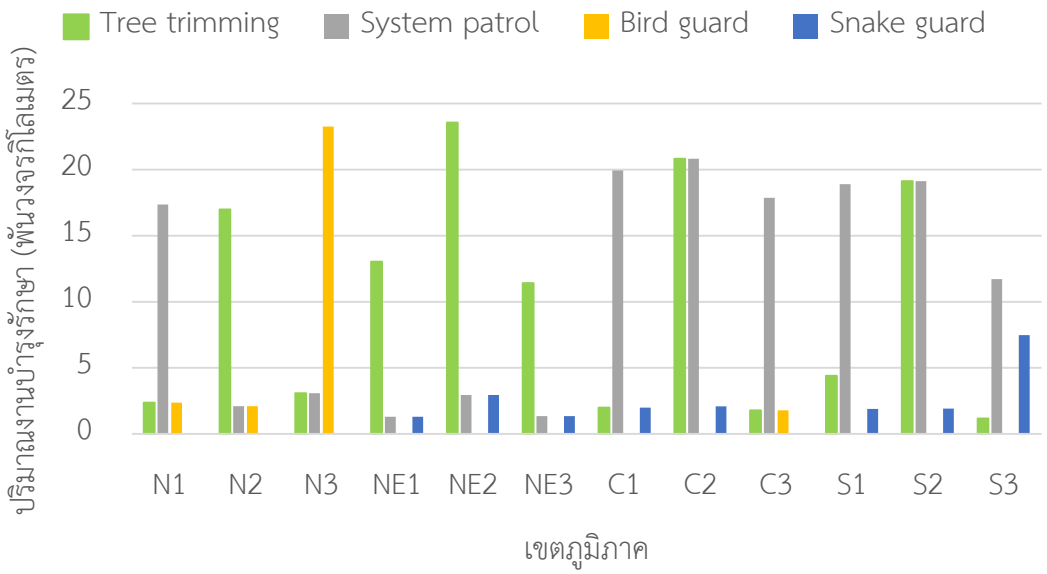
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

7.1.2 ผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า

หัวข้อนี้จะแสดงผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาในมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า โดยปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.9 และภาพที่ 7.9 และงบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.10 และภาพที่ 7.10

ตารางที่ 7.9 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (วงจรกิโลเมตร)

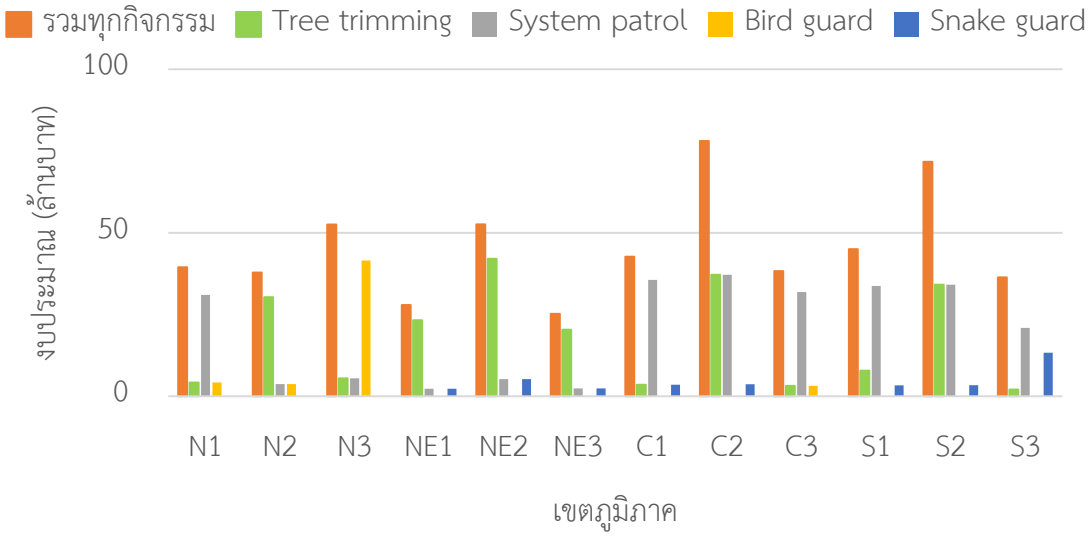
เขตภูมิภาค	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
N1	2,371.12	17,356.23	2,371.12	0.00
N2	16,984.27	2,104.45	2,104.45	0.00
N3	3,077.84	3,077.84	23,255.14	0.00
NE1	13,033.72	1,303.37	0.00	1,303.37
NE2	23,552.46	2,941.92	0.00	2,941.92
NE3	11,411.28	1,350.65	0.00	1,350.65
C1	1,993.39	19,933.88	0.00	1,993.39
C2	20,821.79	20,821.79	0.00	2,082.18
C3	1,785.96	17,859.59	1,785.96	0.00
S1	4,399.54	18,896.17	0.00	1,889.62
S2	19,118.75	19,118.75	0.00	1,911.88
S3	1,171.83	11,718.35	0.00	7,472.05
รวม	119,721.97	136,482.99	29,516.67	20,945.06



ภาพที่ 7.9 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาแต่ละประเภทกรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (พันวงจรกิโลเมตร)

ตารางที่ 7.10 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (ล้านบาท)

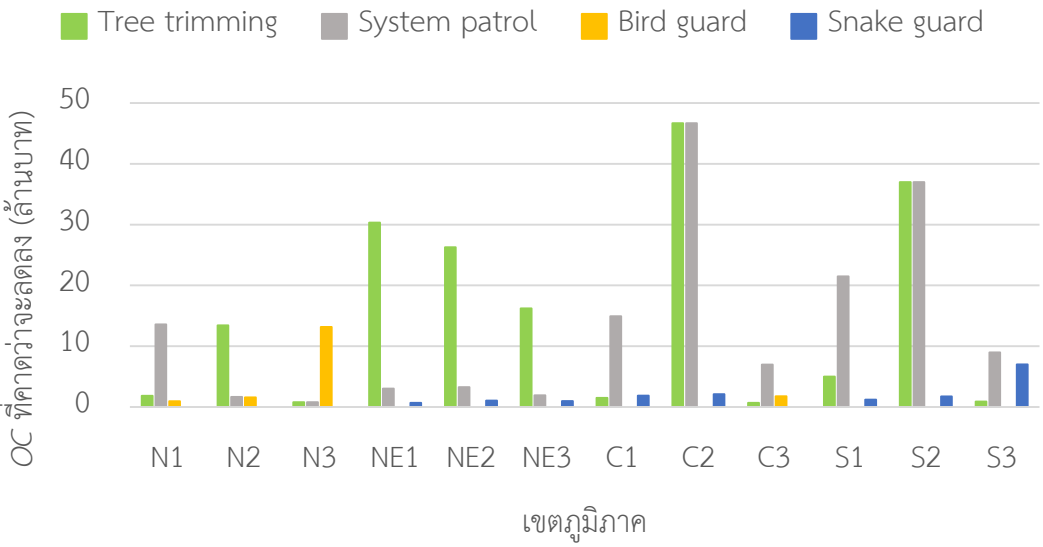
เขตภูมิภาค	รวมทุกกิจกรรม	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
N1	39.47	4.23	31.00	4.23	0.00
N2	37.85	30.33	3.76	3.76	0.00
N3	52.53	5.50	5.50	41.53	0.00
NE1	27.93	23.28	2.33	0.00	2.33
NE2	52.57	42.06	5.25	0.00	5.25
NE3	25.21	20.38	2.41	0.00	2.41
C1	42.72	3.56	35.60	0.00	3.56
C2	78.09	37.19	37.19	0.00	3.72
C3	38.28	3.19	31.90	3.19	0.00
S1	44.98	7.86	33.75	0.00	3.37
S2	71.71	34.15	34.15	0.00	3.41
S3	36.37	2.09	20.93	0.00	13.35
รวม	547.71	213.82	243.76	52.72	37.41



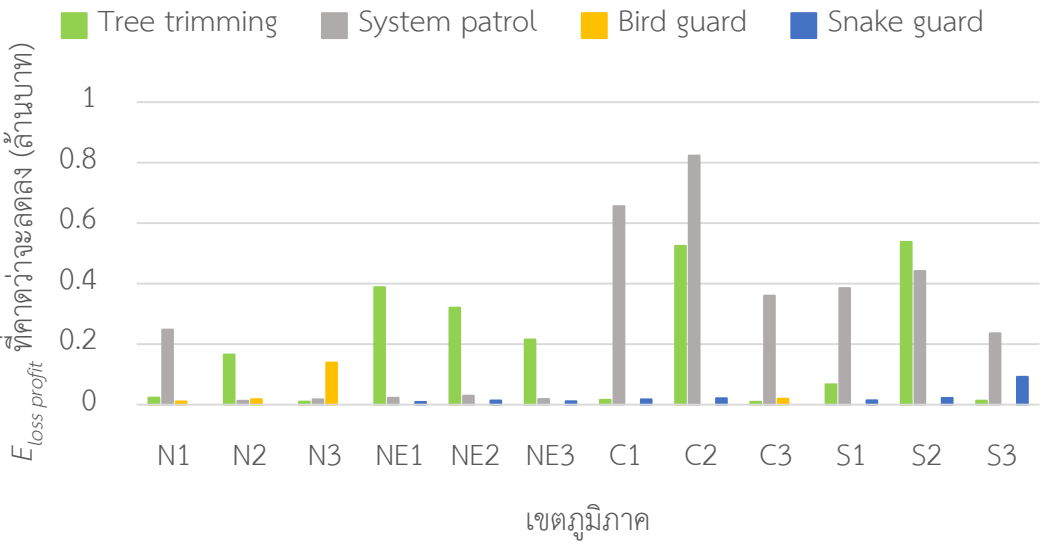
ภาพที่ 7.10 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาค กรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (ล้านบาท)

7.1.3 ผลที่คาดว่าจะได้รับหลังการทำกิจกรรมบำรุงรักษากรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า

หลังจากการทำกิจกรรมบำรุงรักษาตามงบประมาณที่จัดสรรให้สำหรับแต่ละเขตภูมิภาคแล้วนั้น ผลที่คาดว่าจะได้รับ คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดว่าจะลดลง แสดงได้ดังภาพที่ 7.11 และค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดว่าจะลดลง แสดงได้ดังภาพที่ 7.12



ภาพที่ 7.11 ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับที่คาดว่าจะลดลง กรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (ล้านบาท)



ภาพที่ 7.12 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดว่าจะลดลง กรณีมุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า (ล้านบาท)

7.2 มุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะแสดงผลการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ผลการคำนวณในแต่ละขั้นตอนมีดังต่อไปนี้ โดยค่าสถานะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษาจะเหมือนกันกับหัวข้อที่ 7.1.1

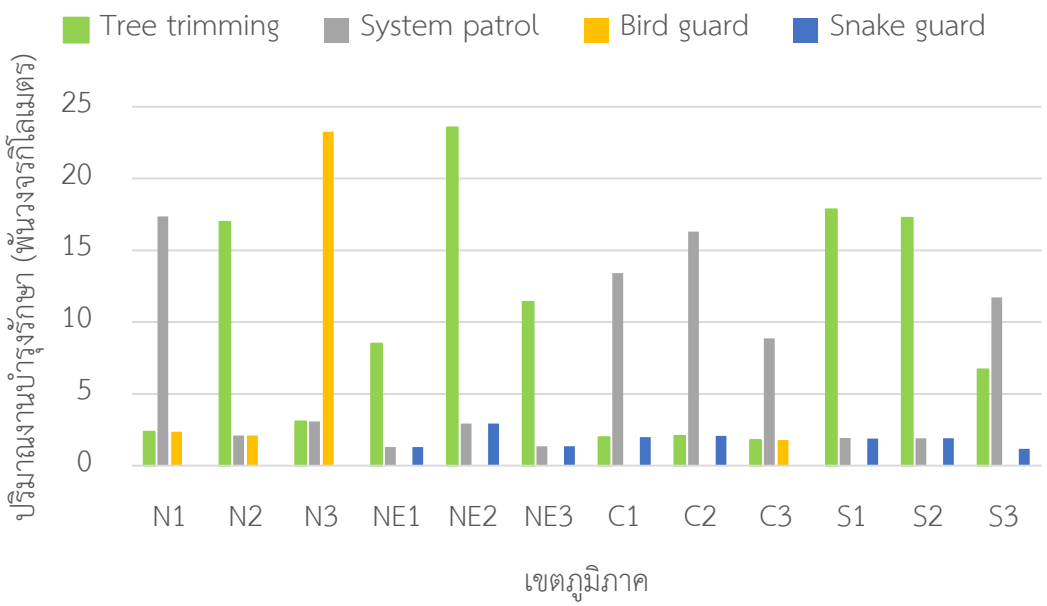
7.2.1 ผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า

หัวข้อนี้จะแสดงผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาในมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า โดยปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.11 และภาพที่ 7.13 และงบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคแสดงได้ดัง
ตารางที่ *7.12* และภาพที่ 7.14

ตารางที่ 7.11 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (วงจรกิโลเมตร)

เขตภูมิภาค	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
N1	2,371.12	17,356.23	2,371.12	0.00
N2	16,984.27	2,104.45	2,104.45	0.00
N3	3,077.84	3,077.84	23,255.14	0.00
NE1	8,496.43	1,303.37	0.00	1,303.37
NE2	23,552.46	2,941.92	0.00	2,941.92
NE3	11,411.28	1,350.65	0.00	1,350.65
C1	1,993.39	13,413.81	0.00	1,993.39
C2	2,082.18	16,305.87	0.00	2,082.18
C3	1,785.96	8,867.92	1,785.96	0.00
S1	17,853.66	1,938.59	0.00	1,889.62
S2	17,257.43	1,911.88	0.00	1,911.88

เขตภูมิภาค	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
S3	6,700.66	11,718.35	0.00	1,171.83
รวม	113,566.69	82,290.88	29,516.67	14,644.84



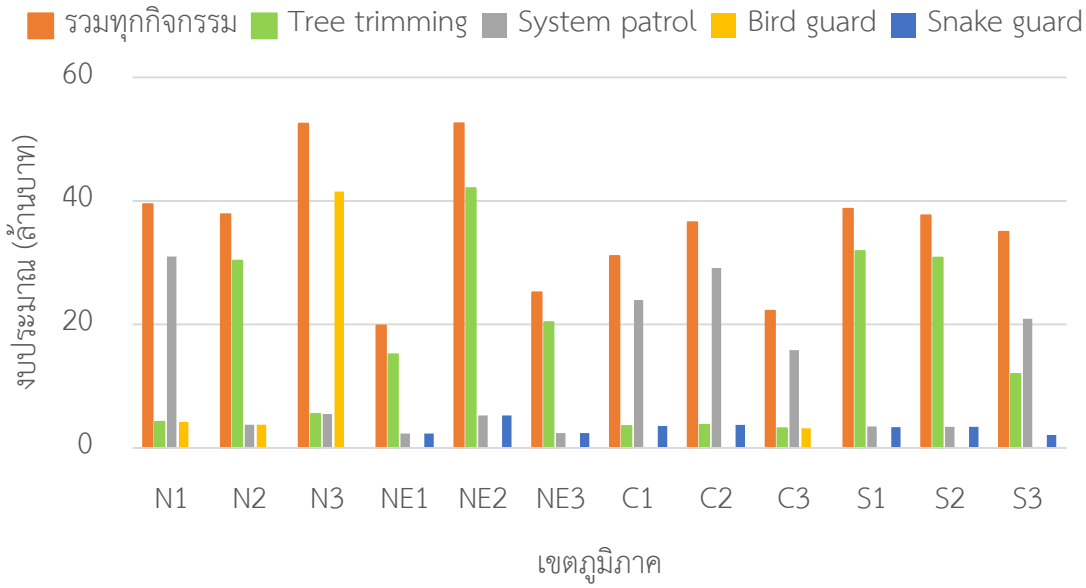
ภาพที่ 7.13 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาค กรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (พันวงจรกิโลเมตร)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.12 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (ล้านบาท)

เขตภูมิภาค	รวมทุกกิจกรรม	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
N1	39.47	4.23	31.00	4.23	0.00
N2	37.85	30.33	3.76	3.76	0.00
N3	52.53	5.50	5.50	41.53	0.00
NE1	19.83	15.17	2.33	0.00	2.33
NE2	52.57	42.06	5.25	0.00	5.25
NE3	25.21	20.38	2.41	0.00	2.41

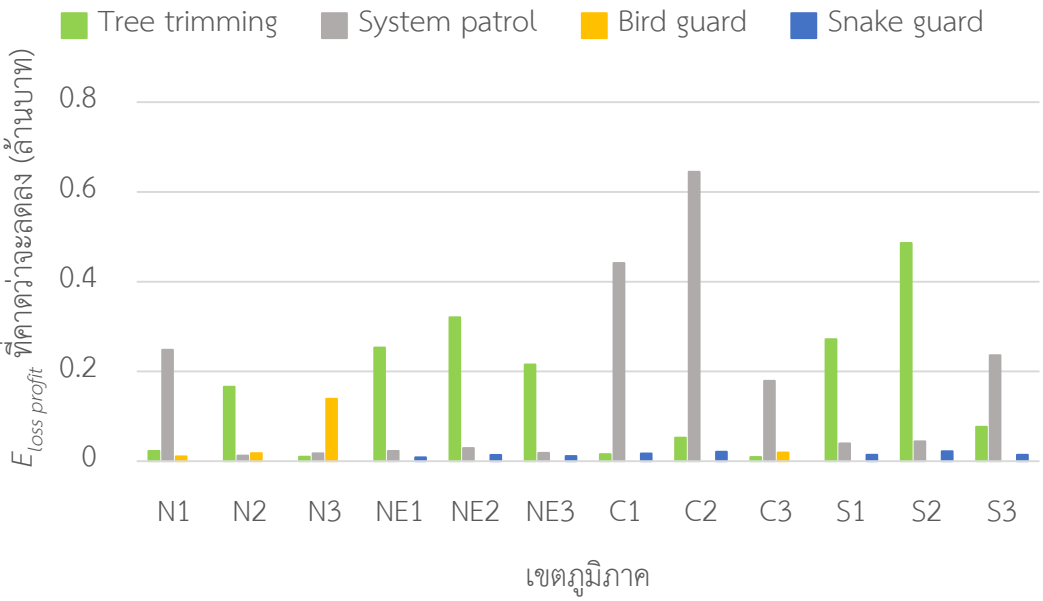
เขตภูมิภาค	รวมทุกกิจกรรม	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
C1	31.08	3.56	23.96	0.00	3.56
C2	36.56	3.72	29.12	0.00	3.72
C3	22.22	3.19	15.84	3.19	0.00
S1	38.72	31.89	3.46	0.00	3.37
S2	37.65	30.82	3.41	0.00	3.41
S3	34.99	11.97	20.93	0.00	2.09
รวม	428.67	202.83	146.97	52.72	26.16



ภาพที่ 7.14 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาค กรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (ล้านบาท)

7.2.2 ผลที่คาดว่าจะได้รับหลังการทำกิจกรรมบำรุงรักษากรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า

หลังจากการทำกิจกรรมบำรุงรักษาตามงบประมาณที่จัดสรรให้สำหรับแต่ละเขตภูมิภาคแล้วนั้น ผลที่คาดว่าจะได้รับ คือ ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดว่าจะลดลง แสดงได้ดังภาพที่ 7.15



ภาพที่ 7.15 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดว่าจะลดลง กรณีมุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (ล้านบาท)

7.3 มุมมองความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

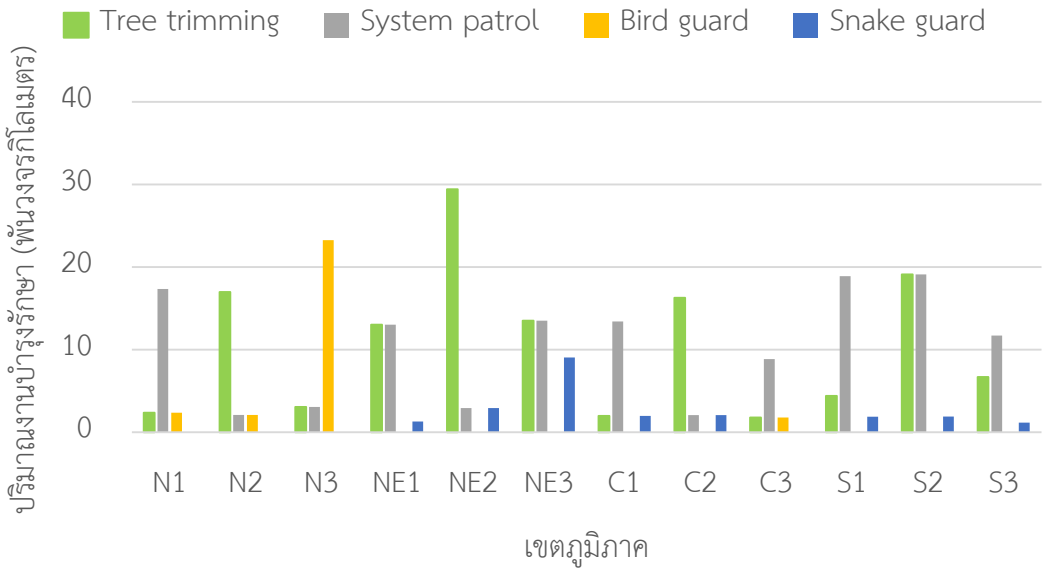
ในหัวข้อนี้จะแสดงผลการจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในมุมมองความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ผลการคำนวณในแต่ละขั้นตอนมีดังต่อไปนี้ โดยสถานะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของปีก่อนการทำกิจกรรมบำรุงรักษาจะเหมือนกันกับหัวข้อที่ 7.1.1

7.3.1 ผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก

หัวข้อนี้จะแสดงผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก โดยปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.13 และภาพที่ 7.16 และงบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.14 และภาพที่ 7.17

ตารางที่ 7.13 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก (วงจรกิโลเมตร)

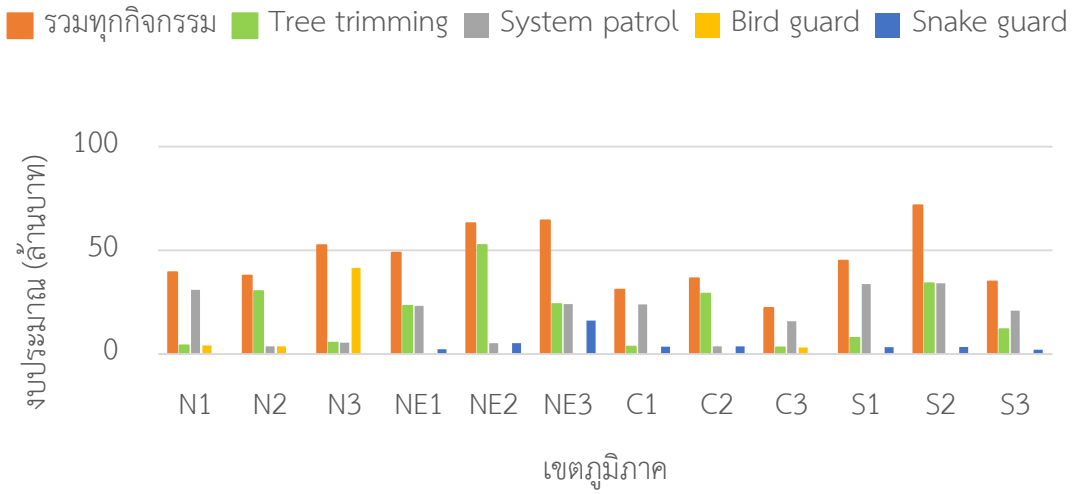
เขตภูมิภาค	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
N1	2,371.12	17,356.23	2,371.12	0.00
N2	16,984.27	2,104.45	2,104.45	0.00
N3	3,077.84	3,077.84	23,255.14	0.00
NE1	13,033.72	13,033.72	0.00	1,303.37
NE2	29,419.20	2,941.92	0.00	2,941.92
NE3	13,506.53	13,506.53	0.00	9,056.08
C1	1,993.39	13,413.81	0.00	1,993.39
C2	16,290.89	2,082.18	0.00	2,082.18
C3	1,785.96	8,867.92	1,785.96	0.00
S1	4,399.54	18,896.17	0.00	1,889.62
S2	19,118.75	19,118.75	0.00	1,911.88
S3	6,700.66	11,718.35	0.00	1,171.83
รวม	128,681.88	126,117.87	29,516.67	22,350.27



ภาพที่ 7.16 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก (พันวงจรกิโลเมตร)

ตารางที่ 7.14 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก (ล้านบาท)

เขตภูมิภาค	รวมทุกกิจกรรม	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
N1	39.47	4.23	31.00	4.23	0.00
N2	37.85	30.33	3.76	3.76	0.00
N3	52.53	5.50	5.50	41.53	0.00
NE1	48.88	23.28	23.28	0.00	2.33
NE2	63.05	52.54	5.25	0.00	5.25
NE3	64.42	24.12	24.12	0.00	16.17
C1	31.08	3.56	23.96	0.00	3.56
C2	36.53	29.10	3.72	0.00	3.72
C3	22.22	3.19	15.84	3.19	0.00
S1	44.98	7.86	33.75	0.00	3.37
S2	71.71	34.15	34.15	0.00	3.41
S3	34.99	11.97	20.93	0.00	2.09
รวม	547.71	229.83	225.25	52.72	39.92



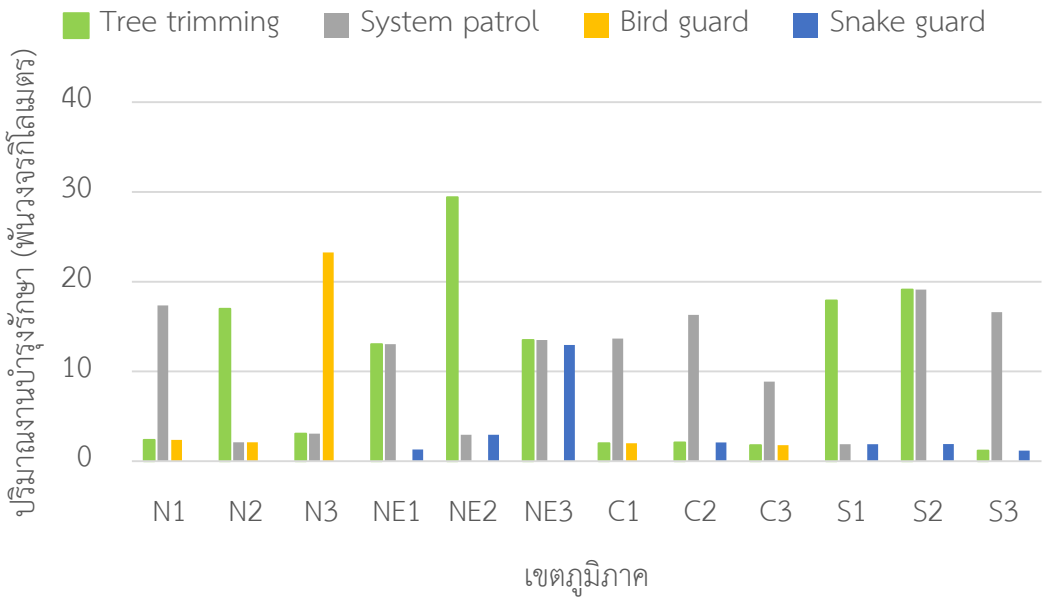
ภาพที่ 7.17 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIFI* เป็นหลัก (ล้านบาท)

7.3.2 ผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก

หัวข้อนี้จะแสดงผลการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก โดยปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.15 และภาพที่ 7.18 และงบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.16 และภาพที่ 7.19

ตารางที่ 7.15 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก (วงจรกิโลเมตร)

เขตภูมิภาค	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
N1	2,371.12	17,356.23	2,371.12	0.00
N2	16,984.27	2,104.45	2,104.45	0.00
N3	3,077.84	3,077.84	23,255.14	0.00
NE1	13,033.72	13,033.72	0.00	1,303.37
NE2	29,419.20	2,941.92	0.00	2,941.92
NE3	13,506.53	13,506.53	0.00	12,943.73
C1	1,993.39	13,654.97	1,993.39	0.00
C2	2,082.18	16,305.87	0.00	2,082.18
C3	1,785.96	8,867.92	1,785.96	0.00
S1	17,912.66	1,889.62	0.00	1,889.62
S2	19,118.75	19,118.75	0.00	1,911.88
S3	1,171.83	16,596.81	0.00	1,171.83
รวม	122,457.46	128,454.64	31,510.06	24,244.53

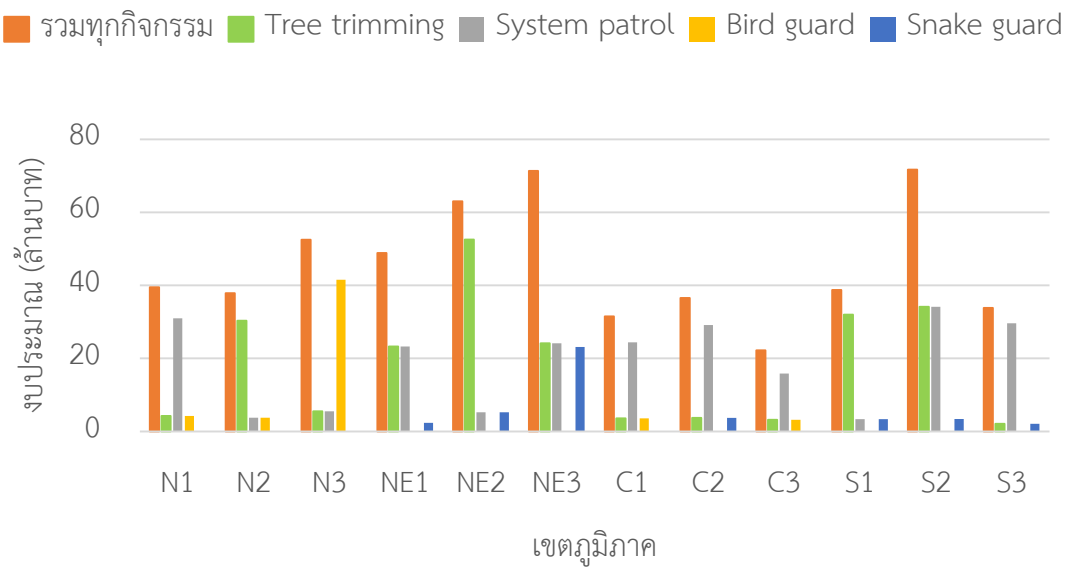


ภาพที่ 7.18 ปริมาณงานกิจกรรมบำรุงรักษาของแต่ละกิจกรรมแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก (พันวงจรกิโลเมตร)

ตารางที่ 7.16 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก (ล้านบาท)

เขตภูมิภาค	**รวมทุกกิจกรรม**	**Tree trimming**	**System patrol**	**Bird guard**	**Snake guard**
N1	39.47	4.23	31.00	4.23	0.00
N2	37.85	30.33	3.76	3.76	0.00
N3	52.53	5.50	5.50	41.53	0.00
NE1	48.88	23.28	23.28	0.00	2.33
NE2	63.05	52.54	5.25	0.00	5.25
NE3	71.36	24.12	24.12	0.00	23.12
C1	31.51	3.56	24.39	3.56	0.00
C2	36.56	3.72	29.12	0.00	3.72
C3	22.22	3.19	15.84	3.19	0.00
S1	38.74	31.99	3.37	0.00	3.37

เขตภูมิภาค	รวมทุกกิจกรรม	Tree trimming	System patrol	Bird guard	Snake guard
S2	71.71	34.15	34.15	0.00	3.41
S3	33.83	2.09	29.64	0.00	2.09
รวม	547.71	218.71	229.42	56.28	43.30



ภาพที่ 7.19 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาคกรณีมุมมองการพิจารณาค่าดัชนี *SAIDI* เป็นหลัก (ล้านบาท)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

7.4 สรุปเปรียบเทียบผลทั้งสามมุมมอง

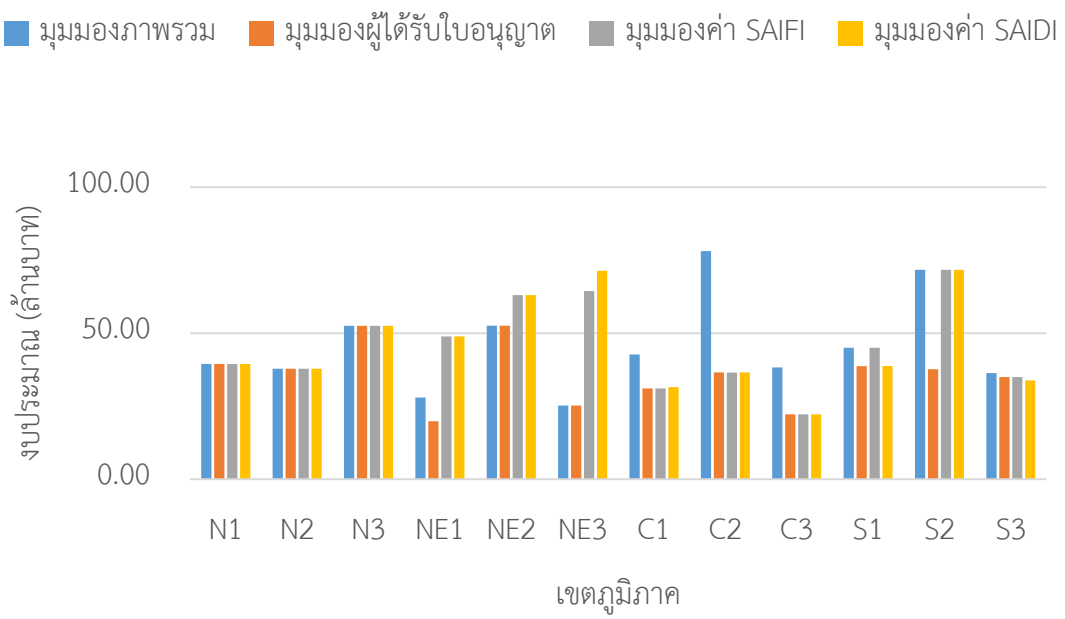
จากผลการทดสอบทั้ง 3 มุมมอง 4 กรณีนั้น สามารถสรุปผลที่ได้เปรียบเทียบกันดังนี้

- งบประมาณ (*Budget*) ที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาค แสดงได้ดังตารางที่ 7.17 และภาพที่ 7.20
- ค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (*OC*) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษาแสดงได้ดังตารางที่ 7.18 และภาพที่ 7.21

- ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ($E_{loss\ profit}$) ที่คาดการณ์ไว้หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษาแสดงได้ดังตารางที่ 7.19 และภาพที่ 7.22
- ค่า *SAIFI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้แสดงได้ดังตารางที่ 7.20 และภาพที่ 7.23
- ค่า *SAIDI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้แสดงได้ดังตารางที่ 7.21 และภาพที่ 7.24
- สรุปค่ารวมของแต่ละมุมมองได้ดังตารางที่ 7.22

ตารางที่ 7.17 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาค (ล้านบาท)

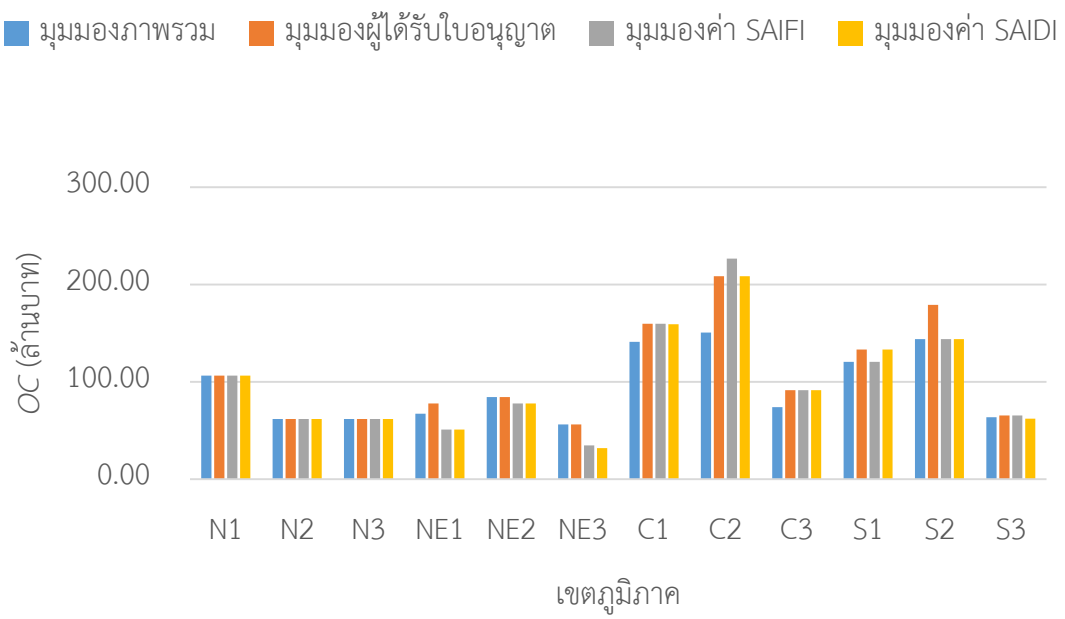
เขตภูมิภาค	**มุมมองภาพรวม**	**มุมมองผู้ได้รับใบอนุญาต**	**มุมมองค่า *SAIFI***	**มุมมองค่า *SAIDI***
N1	39.47	39.47	39.47	39.47
N2	37.85	37.85	37.85	37.85
N3	52.53	52.53	52.53	52.53
NE1	27.93	19.83	48.88	48.88
NE2	52.57	52.57	63.05	63.05
NE3	25.21	25.21	64.42	71.36
C1	42.72	31.08	31.08	31.51
C2	78.09	36.56	36.53	36.56
C3	38.28	22.22	22.22	22.22
S1	44.98	38.72	44.98	38.74
S2	71.71	37.65	71.71	71.71
S3	36.37	34.99	34.99	33.83
รวม	547.71	428.67	547.71	547.71



ภาพที่ 7.20 งบประมาณที่ถูกจัดสรรให้แต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาแยกตามเขตภูมิภาค

ตารางที่ 7.18 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษา

เขตภูมิภาค	**มุมมองภาพรวม**	**มุมมองผู้ได้รับใบอนุญาต**	**มุมมองค่า *SAIFI***	**มุมมองค่า *SAIDI***
N1	106.35	106.35	106.35	106.35
N2	61.88	61.88	61.88	61.88
N3	61.83	61.83	61.83	61.83
NE1	67.26	77.83	51.06	51.06
NE2	84.30	84.30	77.76	77.76
NE3	56.27	56.27	34.77	31.98
C1	141.18	159.67	159.67	159.18
C2	150.67	208.54	226.62	208.54
C3	74.07	91.41	91.41	91.41
S1	120.52	133.24	120.52	133.25
S2	143.93	179.05	143.93	143.93
S3	63.73	65.39	65.39	62.22
รวม	1,131.99	1,285.76	1,201.20	1,189.40

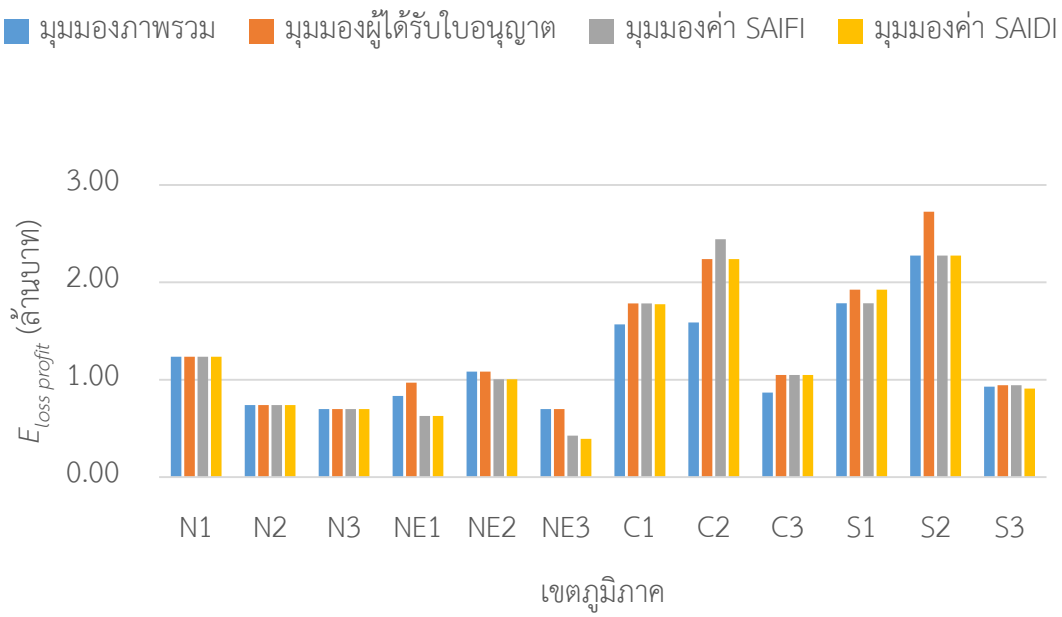


ภาพที่ 7.21 ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษา

ตารางที่ 7.19 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดการณ์ไว้หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษา

เขตภูมิภาค	**มุมมองภาพรวม**	**มุมมองผู้ได้รับใบอนุญาต**	**มุมมองค่า *SAIFI***	**มุมมองค่า *SAIDI***
N1	1.24	1.24	1.24	1.24
N2	0.74	0.74	0.74	0.74
N3	0.70	0.70	0.70	0.70
NE1	0.83	0.97	0.63	0.63
NE2	1.08	1.08	1.00	1.00
NE3	0.70	0.70	0.43	0.39
C1	1.57	1.78	1.78	1.77
C2	1.59	2.24	2.44	2.24
C3	0.87	1.05	1.05	1.05
S1	1.78	1.93	1.78	1.93
S2	2.28	2.73	2.28	2.28

เขตภูมิภาค	มุมมองภาพรวม	มุมมองผู้ได้รับใบอนุญาต	มุมมองค่า *SAIFI*	มุมมองค่า *SAIDI*
S3	0.93	0.94	0.94	0.91
รวม	14.30	16.09	15.01	14.87

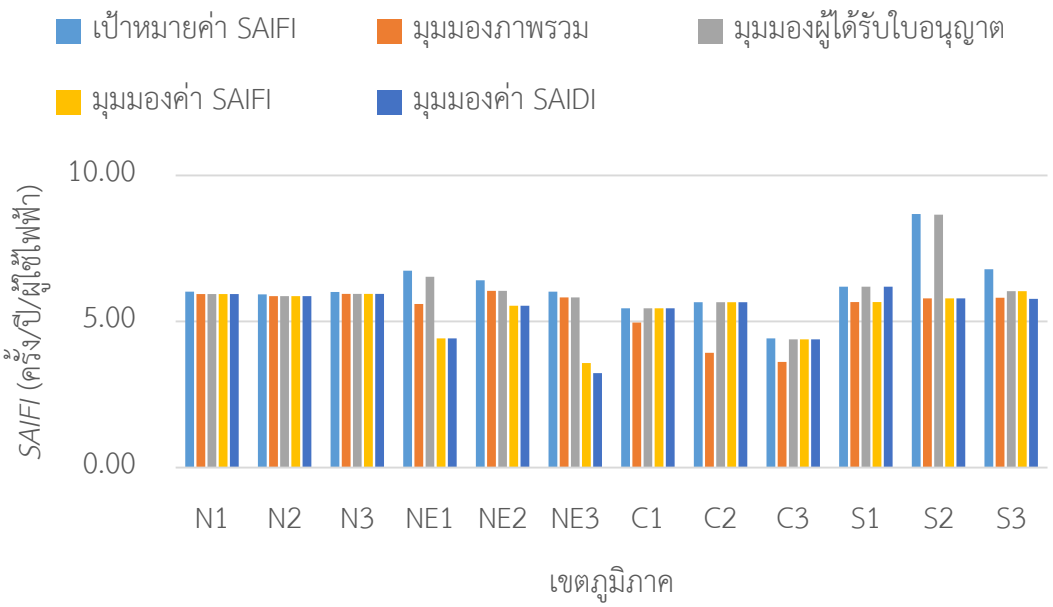


ภาพที่ 7.22 ค่าขาดทุนกำไรจากการขายไฟฟ้าไม่ได้เนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่คาดการณ์ไว้หลังทำกิจกรรมบำรุงรักษา

ตารางที่ 7.20 ค่า *SAIFI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้

เขตภูมิภาค	เป้าหมายค่า *SAIFI*	มุมมองภาพรวม	มุมมองผู้ได้รับใบอนุญาต	มุมมองค่า *SAIFI*	มุมมองค่า *SAIDI*
N1	6.02	5.94	5.94	5.94	5.94
N2	5.93	5.87	5.87	5.87	5.87
N3	6.01	5.94	5.94	5.94	5.94
NE1	6.74	5.60	6.53	4.42	4.42
NE2	6.41	6.05	6.05	5.54	5.54
NE3	6.02	5.82	5.82	3.57	3.23
C1	5.45	4.96	5.45	5.45	5.45

เขตภูมิภาค	เป้าหมายค่า *SAIFI*	มุมมองภาพรวม	มุมมองผู้ได้รับใบอนุญาต	มุมมองค่า *SAIFI*	มุมมองค่า *SAIDI*
C2	5.66	3.93	5.66	5.66	5.66
C3	4.42	3.62	4.39	4.39	4.39
S1	6.19	5.67	6.19	5.67	6.19
S2	8.68	5.79	8.66	5.79	5.79
S3	6.79	5.82	6.04	6.04	5.77

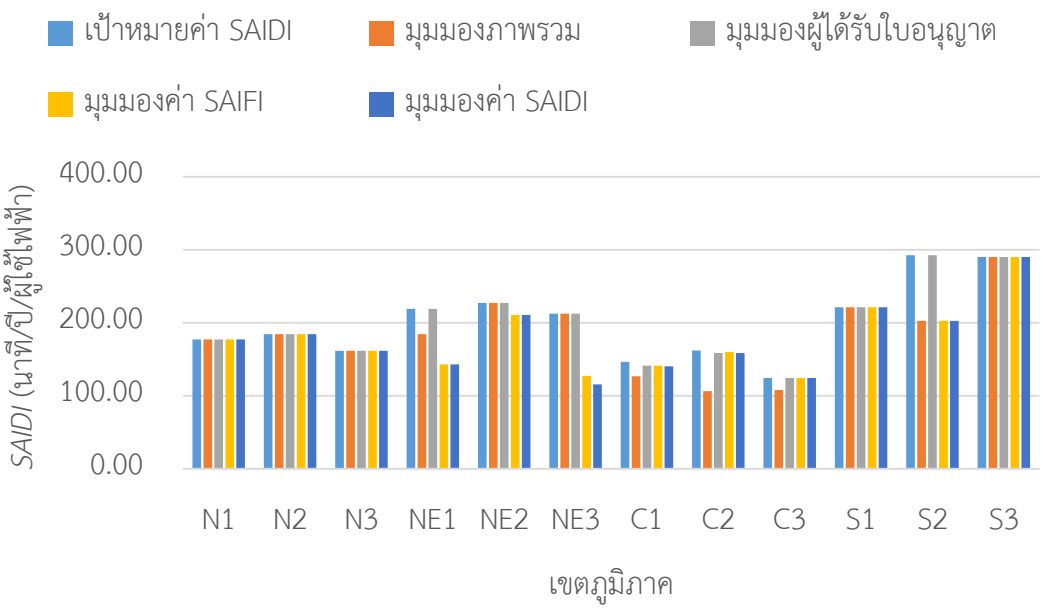


ภาพที่ 7.23 ค่า *SAIFI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้

ตารางที่ 7.21 ค่า *SAIDI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้

เขตภูมิภาค	เป้าหมายค่า *SAIDI*	มุมมองภาพรวม	มุมมองผู้ได้รับใบอนุญาต	มุมมองค่า *SAIFI*	มุมมองค่า *SAIDI*
N1	177.17	177.17	177.17	177.17	177.17
N2	184.41	184.41	184.41	184.41	184.41
N3	161.69	161.69	161.69	161.69	161.69
NE1	218.96	184.44	218.96	143.07	143.07
NE2	227.07	227.07	227.07	210.71	210.71

เขตภูมิภาค	เป้าหมายค่า *SAIDI*	มุมมองภาพรวม	มุมมองผู้ได้รับใบอนุญาต	มุมมองค่า *SAIFI*	มุมมองค่า *SAIDI*
NE3	212.37	212.37	212.37	127.28	115.47
C1	146.47	126.66	141.17	141.17	140.37
C2	162.12	106.32	158.50	159.80	158.50
C3	124.23	107.98	124.23	124.23	124.23
S1	221.23	221.23	221.23	221.23	221.16
S2	292.51	202.53	292.51	202.53	202.53
S3	290.11	290.11	290.11	290.11	290.11



ภาพที่ 7.24 ค่า *SAIDI* ของแต่ละเขตภูมิภาคที่คาดการณ์ไว้

ตารางที่ 7.22 สรุปค่ารวมของแต่ละมุมมอง

เขตภูมิภาค	มุมมองภาพรวม	มุมมองผู้ได้รับใบอนุญาต	มุมมองค่า *SAIFI*	มุมมองค่า *SAIDI*
Budget (ล้านบาท)	547.71	428.67	547.71	547.71
OC (ล้านบาท)	1,131.99	1,285.76	1,201.20	1,189.40
$E_{loss\ profit}$ *(ล้านบาท)*	14.30	16.09	15.01	14.87

บทที่ 8
สรุปและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอแนวทางการจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลสถิติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในการคำนวณ โดยนำเสนอเป็น 3 มุมมอง คือ มุมมองภาพรวมของระบบไฟฟ้า มุมมองผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า และมุมมองความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ผลที่ได้สามารถใช้ประกอบการตัดสินใจเพื่อวางแผนการบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ต่อไป

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ค่าของตัวแปรในการคำนวณบางตัวอาจคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริง เนื่องจากเป็นข้อมูลเก่าหรือไม่สามารถหาแหล่งอ้างอิงข้อมูลที่น่าเชื่อถือได้จึงต้องทำการประมาณค่ามา ดังนั้นผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าสามารถปรับเปลี่ยนค่าตัวแปรเพื่อให้สะท้อนความเป็นจริงตามลักษณะของระบบจำหน่ายของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าเองก่อนที่จะคำนวณตามวิธีที่นำเสนอจะทำให้ได้ผลลัพธ์ที่แม่นยำมากยิ่งขึ้น ตัวแปรดังกล่าวมีดังต่อไปนี้

- ค่าตัวประกอบโหลดและสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท
- ค่าผลของกิจกรรมบำรุงรักษาในการช่วยลดโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (η)
- ค่าอัตราการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละปี (g)
- ค่าปริมาณโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละครั้ง (P_e)
- ค่าต้นทุนในการทำกิจกรรมบำรุงรักษา (c)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายการอ้างอิง

[1] Mihai ANDRUŞCĂ, Maricel ADAM, Daniel Florin IRIMIA, and Adrian BARABOI, "ELECTRICAL EQUIPMENT MAINTENANCE, COMPONENT OF THE ASSET MANAGEMENT," ed: WORLD ENERGY SYSTEM CONFERENCE – WESC, 2012.

[2] นวพล สุดเขต, "การกำหนดแผนการบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าที่เหมาะที่สุด โดยพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า," วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2557.

[3] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "รายงานประจำปี 2557," ed, 2558.

[4] "IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices," *IEEE Std* 1366-2012 (*Revision of IEEE Std* 1366-2003), pp. 1-43, 2012.

[5] "IEEE Guide for Collecting, Categorizing, and Utilizing Information Related to Electric Power DistributionInterruption Events," *IEEE Std* 1782-2014, pp. 1-98, 2014.

[6] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้า ประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. ๒๕๕๙," ed, 2559.

[7] มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, "รายงานฉบับสมบูรณ์: โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost)," ed, 2556.

[8] N. Teera-achariyakul, K. Chulakhum, D. Rerkpreedapong, and P. Raphisak, "Optimal Allocation of Maintenance Budgets for Reliability Target Setting," in 2010 *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 2010, pp. 1-4.

[9] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ข้อเสนอแนะและแนวทางแก้ไขปัญหาการจัดจ้าง ตัดลิดรอนต้นไม้ใกล้แนวระบบจำหน่ายปี ๒๕๕๘ [Online]. Available: http://www.oic.go.th/FILEWEB/CABINFOCENTER11/DRAWER039/GENERAL/DATA0000/00000132.PDF

[10] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "การรับฟังความคิดเห็นเรื่อง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558," ed, 2558.

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นาย สิทธิพร ตระกูลไทย เกิดวันที่ 7 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2531 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2553 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2557

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University