

การเลือกสรรการตัดตอนระยะไกลให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เหมาะสมที่สุดใน  
ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง



นายพงศกร นาควิเชียร

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ปีการศึกษา 2560

**OPTIMAL SELECTION SWITCHING OF REMOTE  
TERMINAL UNIT USING RELIABILITY INDEX IN  
ELECTRIC POWER DISTRIBUTION SYSTEMS**



**Pongsakorn Narkvichian**

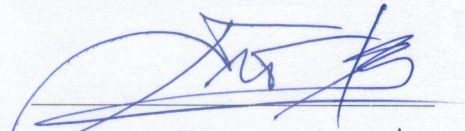
**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the  
Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering  
Suranaree University of Technology**

**Academic Year 2017**

การเลือกสรรการตัดตอนระยะไกลให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เหมาะสมที่สุดในระบบ  
จำหน่ายไฟฟ้ากำลัง

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นักวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา  
ตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

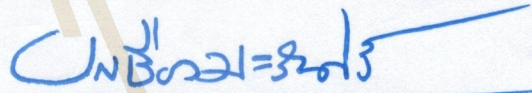
  
(รศ. ดร. รชิตชัย กุลสุวรรณิชพงษ์)

ประธานกรรมการ



(รศ. ดร. อนันต์ อุ่นศิริไฉย)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)



(ผศ. ดร. บุญเรือง มะรังศรี)

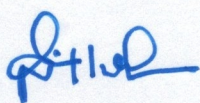
กรรมการ



(รศ. ดร. เพ็ญใจ เผ่าละออ)

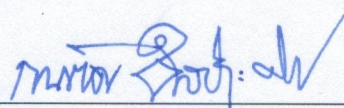
กรรมการ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



(ศ. ดร. สันติ แม่นศิริ)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและพัฒนาความเป็นสากล



(รศ. ร.อ. ดร. กนต์ธร ชำนิประศาสน์)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์



PONGSAKORN NARKVICHIAN : OPTIMAL SELECTION SWITCHING  
OF REMOTE TERMINAL UNIT USING RELIABILITY INDEX IN  
ELECTRIC POWER DISTRIBUTION SYSTEMS. THESIS ADVISOR :  
ASSOC. PROF. ANANT OONSIVILAI, Ph.D., 135 PP.

RELIABILITY INDEX/SAIDI/SAIFI/CUSTOMER MINUTE OF INTERRUPTION

Research of reducing a power failure by a remote terminal unit (RTU) as a consequence of the power failure problem which was collaborated with a control center as well as this can decrease a reliability index. The research presents the installation remote terminal unit using Particle Swarm Optimization (PSO) by finding a minimum of loss-power users and consider the loss of maintenance distance. The research information from IEEE 13 node test feeder IEEE 37 node test feeder and Provincial Electricity Authority in Nakhon Ratchasima feeder 2 (NRA02) and improve System Average Interrupted Duration Index (SAIDI). As a result, Installation of a spot node remote terminal unit when considering the search time 50% of MDT for IEEE 13 node test feeder, IEEE 37 node test feeder, and Provincial Electricity Authority in Nakhon Ratchasima feeder 2 can reduce the reliability index by 24.17%, 13.97%, 16.04% respectively. Remote terminal unit installation on distribution lines for IEEE 13 node test feeder, IEEE 37 node test feeder, and Provincial Electricity Authority in Nakhon Ratchasima feeder 2 can reduce the reliability index to 1.47%, 5.73%, 9.88% respectively.

School of Electrical Engineering

Academic Year 2017

Student's Signature พศกร นาร์วิชาน

Advisor's Signature อ.อานนท์ ออสนิวิลัย

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่ง ทั้งด้านวิชาการ และด้านดำเนินงานวิจัย จากบุคคล และกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ได้แก่

รองศาสตราจารย์ ดร. อนันต์ อุ่นศิริวิไลย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้คำปรึกษา แนะนำ และแนะแนวทางอันเป็นประโยชน์แก่ผู้วิจัยมาโดยตลอด รวมถึงได้ช่วยตรวจทาน และแก้ไขรายงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้จนทำให้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น รวมทั้งเป็นกำลังใจ และเป็นแบบอย่างที่ดีในการดำเนินชีวิต

รองศาสตราจารย์ ดร. ธนัชชัย กุลสุวรรณิชพงษ์ ประธานกรรมการ ที่กรุณาให้การแนะนำ คำปรึกษา ชี้แนะแนวทางการเขียน และช่วยตรวจทานเนื้อหาวิทยานิพนธ์จนเสร็จสมบูรณ์

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. บุญเรือง มะรังศรี ที่กรุณาให้คำแนะนำ และช่วยตรวจทานรูปแบบ วิทยานิพนธ์จนเสร็จสมบูรณ์

รองศาสตราจารย์ ดร. เผด็จ เผ่าละออ ที่กรุณาให้คำแนะนำ และช่วยตรวจทานรูปแบบ วิทยานิพนธ์จนเสร็จสมบูรณ์

ขอขอบคุณ นายธวัช ชูชาติ ให้คำปรึกษาด้านโปรแกรมคอมพิวเตอร์

ขอขอบคุณ นายสุรเชษฐ นวมโคกสูง วิศวกร ระดับ 6 แผนกวิเคราะห์และวางแผนการจ่ายไฟ กองปฏิบัติการ ฝ่ายปฏิบัติการและบำรุงรักษา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จังหวัดนครราชสีมา ที่ให้คำปรึกษา และแนะนำอุปกรณ์ในศูนย์จ่ายไฟของ จังหวัดนครราชสีมา

ขอขอบคุณ นายชยยุทธ เล่าห์ทวี ตำแหน่งหัวหน้าแผนกวิเคราะห์และวางแผนการจ่ายไฟ กองปฏิบัติการ ฝ่ายปฏิบัติการและบำรุงรักษา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จังหวัดนครราชสีมา ที่คอยให้คำแนะนำ และปรึกษาในระบบ SCADA

ขอขอบคุณ คุณจรรยา นาควิเชียร ผู้จัดการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสาขาอำเภอปักธงชัยครับ ที่ให้คำปรึกษาเกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สุดท้ายนี้ ผู้เขียนขอขอบคุณอาจารย์ผู้สอนทุกท่านที่ให้ความรู้ทางด้านวิชาการทั้งในอดีต และปัจจุบัน และขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ที่ให้กำเนิด ความรัก กำลังใจ การอบรมเลี้ยงดู และดูแลส่งเสริมทางการศึกษาอย่างดีมาโดยตลอด จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิต เรื่อยมา

พงศกร นาควิเชียร

# สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย)	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ)	ข
กิตติกรรมประกาศ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ช
สารบัญรูป	ฉ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ	๓
<b>บทที่</b>	
<b>1 บทนำ</b>	<b>1</b>
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	2
1.3 สมมุติฐานของการวิจัย	2
1.4 ข้อยกเว้นเบื้องต้น	2
1.5 ขอบเขตของการวิจัย	2
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	3
1.7 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์	3
<b>2 ปรัชญ์นั้รรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง</b>	<b>5</b>
2.1 บทนำ	5
2.2 ปรัชญ์นั้รรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	5
2.3 สรุป	12
<b>3 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง</b>	<b>13</b>
3.1 บทนำ	13
3.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง	13
3.2.1 สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย	14

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.2.2	สายจำหน่ายแรงสูง..... 14
3.2.3	หม้อแปลงจำหน่าย..... 15
3.2.4	สายจำหน่ายแรงต่ำ..... 16
3.3	หลักการและทฤษฎีของระบบ SCADA..... 16
3.3.1	ระบบ SCADA ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค..... 18
3.4	ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับดัชนีความเชื่อถือได้..... 24
3.4.1	ความพร้อมใช้งาน..... 25
3.4.2	ช่วงเวลาดำเนินการและช่วงเสียของระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้า..... 26
3.4.3	แบบจำลองอุปกรณ์ไฟฟ้า..... 28
3.4.4	การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้..... 29
3.4.5	มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ..... 31
3.4.6	การบำรุงรักษา..... 35
3.4.7	การปรับปรุงระบบให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น..... 36
3.5	เทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด..... 36
3.5.1	การค้นหาแบบเอกซอสทิฟ (Exhaustive Search)..... 37
3.5.2	การหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค..... 39
3.6	สรุป..... 42
4	การวิเคราะห์ข้อมูล..... 43
4.1	บทนำ..... 43
4.2	การจำลองผลการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์..... 43
4.2.1	การรันโปรแกรมเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการค้นหาแบบเอกซอสทิฟ กับแบบฝูง อนุภาค..... 43
4.2.2	สายป้อนทดสอบ 13 โหนด (IEEE 13 Node Test Feeder)..... 44
4.2.3	สายป้อนทดสอบ 37 โหนด (IEEE 37 Node Test Feeder)..... 54
4.2.4	สายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา (Nakhon Ratchasima feeder 2 : NRA02)..... 67



## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.3 สรุป.....	92
<b>5 ระบบทดสอบและผลการทดสอบ.....</b>	<b>93</b>
5.1 บทนำ.....	93
5.2 ผลการทดสอบการเลือกสรรอุปกรณ์ตัดตอนระยะไกล.....	93
5.2.1 ผลการหาตำแหน่ง การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล ของสายป้อน ทดสอบ 13 โหนด.....	93
5.2.2 ผลการหาตำแหน่ง การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล ของสายป้อน ทดสอบ 37 โหนด.....	98
5.2.3 ผลการหาตำแหน่ง การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล ของสายป้อน ที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา.....	107
5.3 สรุป.....	113
<b>6 สรุปและข้อเสนอแนะ.....</b>	<b>115</b>
6.1 สรุป.....	115
6.2 ข้อเสนอแนะงานวิจัยในอนาคต.....	111
รายการอ้างอิง.....	112
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก. เอกสารสนับสนุนงานวิจัย.....	114
ภาคผนวก ข. บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา.....	120
ประวัติผู้เขียน.....	135

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	4
3.1 ดัชนี SAIDI การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบ่งเป็นแต่ละพื้นที่ ในปี พ.ศ. 2552-2556.....	30
3.2 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แยกตามรายเขต/ภาค ประจำปี 2557.....	30
3.3 มูลค่าความเสียหายเฉลี่ยตามช่วงระยะเวลา.....	32
3.4 ดัชนีความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แบ่งตามประเภท ผู้ใช้ไฟฟ้า.....	33
3.5 มูลค่าความเสียหายเฉลี่ย.....	33
4.1 เปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด.....	43
4.2 ข้อมูลระยะทางแต่ละโหนดของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด.....	44
4.3 ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด.....	45
4.4 ข้อมูลหม้อแปลงและสถานีไฟฟ้าของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด.....	45
4.5 ขนาดมิเตอร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	45
4.6 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด และ จำนวนผู้ใช้ไฟ.....	47
4.7 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT.....	48
4.8 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT.....	49
4.9 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT.....	50
4.10 ข้อมูลระยะทางแต่ละโหนดของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด.....	54
4.11 ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด.....	55
4.12 ข้อมูลหม้อแปลงและสถานีไฟฟ้าของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด.....	56
4.13 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด และจำนวนผู้ใช้ไฟ.....	58
4.14 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT.....	59
4.15 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT.....	61
4.16 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT.....	62

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557.....	67
4.18 ข้อมูลการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จังหวัดนครราชสีมา.....	80
4.19 ข้อมูลตำแหน่งของโหนดและขนาดหม้อแปลงของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา).....	80
4.20 ข้อมูลระยะทางแต่ละโหนดของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา.....	82
4.21 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะทางจาก สถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด และจำนวนผู้ใช้ไฟ.....	83
4.22 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาใน การรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT.....	85
4.23 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาใน การรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT.....	86
5.1 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT โดยใช้ในการหาค่าความสูญเสียที่ เหมาะสมที่สุด.....	91
5.2 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยใช้ในการหาค่าความสูญเสียที่ เหมาะสมที่สุด.....	91
5.3 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยใช้ในการหาค่าความสูญเสียที่ เหมาะสมที่สุด.....	91
5.4 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง.....	92
5.5 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง.....	92

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.6 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง.....	93
5.7 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด แบบติดตั้งบนสายป้อน.....	93
5.8 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสีย ที่เหมาะสมที่สุด.....	94
5.9 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสีย ที่เหมาะสมที่สุด.....	95
5.10 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสีย ที่เหมาะสมที่สุด.....	96
5.11 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง.....	97
5.12 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง.....	98
5.13 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง.....	99
5.14 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด แบบติดตั้งบนสายป้อน.....	100
5.15 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด.....	102

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.16 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค จังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอส่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด.....	103
5.17 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอส่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง.....	104
5.18 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอส่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง.....	105
5.19 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาแบบติดตั้งบนสายป้อน.....	107

## สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง.....	12
3.2 ระบบจำหน่าย จากสถานีไฟฟ้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้า.....	13
3.3 ระบบสายจำหน่ายแรงสูง.....	14
3.4 หม้อแปลงจำหน่าย.....	15
3.5 ระบบการทำงาน SCADA.....	16
3.6 ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟในประเทศไทย.....	17
3.7 ศูนย์ควบคุม.....	18
3.8 ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ.....	18
3.9 อุปกรณ์ที่ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟสามารถควบคุมได้.....	19
3.10 แบบจำลองในการเกิดไฟฟ้าผิดปกติ.....	19
3.11 อุปกรณ์ตัดตอน.....	20
3.12 อุปกรณ์สื่อสาร.....	21
3.13 อุปกรณ์สื่อสาร.....	21
3.14 อุปกรณ์สื่อสาร.....	22
3.15 อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล.....	22
3.16 ผลการสำรวจความนิยมการใช้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปี 1990.....	24
3.17 ผลการสำรวจความนิยมการใช้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปี 1995.....	24
3.18 อัตราการเสียหายของอุปกรณ์.....	25
3.19 สถานการณ์ทำงานของอุปกรณ์ในระบบ.....	26
3.20 สถานะการทำงานของอุปกรณ์เมื่อคำนวณเป็นค่าเฉลี่ย.....	27
3.21 แบบจำลองสถานะของอุปกรณ์.....	27
3.22 ช่วงเวลา MTTF, MWT และ MTTR ของอุปกรณ์.....	34
3.23 จุดที่เหมาะสมและจุดที่เหมาะสมที่สุด.....	36
3.24 ความละเอียดในการค้นหาเท่ากับ 1.....	37
3.25 ความละเอียดในการค้นหาเท่ากับ 0.1.....	38

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.26 การล่าเหยื่อหรือหาอาหารของฝูงนก .....	39
3.27 ทิศทางการเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาคในของเขตการค้นหา .....	40
3.28 แผนผังการทำงานของการทำงานหาค่าเหมาะที่สุดด้วยฝูงอนุภาค .....	41
4.1 วงจรของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด .....	44
4.2 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อน ทดสอบ 13 โหนดแบบโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด .....	46
4.3 รถหน่วยแก่กระแสไฟฟ้าขั้วช่อง .....	48
4.4 อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันแปรผกผันกับน้ำหนักบรรทุก .....	50
4.5 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อน ทดสอบ 13 โหนดแบบติดตั้งบนสายป้อน .....	52
4.6 วงจรของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด .....	53
4.7 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อน ทดสอบ 37 โหนดแบบโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด .....	57
4.8 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อน ทดสอบ 37 โหนดแบบติดตั้งบนสายป้อน .....	64
4.9 แผนภาพของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 .....	65
4.10 โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory .....	66
4.11 โปรแกรมไมโครซอฟท์ เอกซ์เซล .....	66
4.12 โปรแกรมอาร์กแมพ .....	67
4.13 ภาพถ่ายทางอากาศ ของตำแหน่งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลในพื้นที่ สถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 .....	77
4.14 ตำแหน่งโหนดของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา .....	77
4.15 วงจรของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา .....	78
4.16 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาแบบโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด .....	79

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

- 4.17 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อนที่ 2 การ  
ไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาแบบติดตั้งบนสายป้อน.....88





## คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

RTU	คือ	อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล
Node	คือ	จุดเชื่อมต่อวงจร
Feeder	คือ	สายป้อน
SCADA	คือ	ระบบควบคุมระยะไกล
UHF	คือ	ความถี่ที่อยู่ในช่วง 300 MHz - 3GHz
Load Break Switch	คือ	อุปกรณ์ปลดวงจรไฟฟ้า
Availability	คือ	ความพร้อมใช้งาน
Infant Period	คือ	ช่วงเวลาในการติดตั้งอุปกรณ์เริ่มต้น
Working Period	คือ	ช่วงอุปกรณ์ทำงานปกติ
Aging Period	คือ	ช่วงเวลาที่อุปกรณ์เสื่อมสภาพ
MTTF	คือ	ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ย
MTTR	คือ	ระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซม
MDT	คือ	ช่วงเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์ไม่สามารถทำงานได้
MWT	คือ	ช่วงเวลาเฉลี่ยเตรียมพร้อมในการซ่อมแซมอุปกรณ์
SAIFI	คือ	ดัชนีชี้วัดจำนวนครั้งที่เกิดไฟดับต่อจำนวนผู้ใช้ไฟ
SAIDI	คือ	ดัชนีชี้วัดระยะเวลาที่เกิดไฟดับต่อจำนวนผู้ใช้ไฟ
ASIFI	คือ	ดัชนีชี้วัดจำนวนครั้งที่เกิดไฟดับต่อโหลด
ASIDI	คือ	ดัชนีชี้วัดระยะเวลาที่เกิดไฟดับต่อโหลด
PSO	คือ	การหาค่าเหมาะที่สุดของฝูงอนุภาค

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่มีบทบาทสำคัญอย่างยิ่ง ต่อการพัฒนาเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมของประเทศ จะเห็นได้จากกิจกรรมของภาคการผลิต ไม่ว่าจะเป็นการเกษตร อุตสาหกรรม การค้าและบริการ การคมนาคมขนส่งและครัวเรือน ล้วนแล้วแต่ต้องใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งสิ้น ดังนั้นภาระหน้าที่อย่างหนึ่งของรัฐก็คือ จะต้องจัดหาพลังงานไฟฟ้า สนองความต้องการใช้ของประชาชนอย่างเพียงพอ อย่างไรก็ตามการที่ผลิตไฟฟ้าไม่สามารถสนองความต้องการของประชาชนได้อย่างเต็มที่ เนื่องจากสาเหตุที่สำคัญประการหนึ่งคือ ปัญหาไฟฟ้าดับทั้งนี้ แม้ว่าหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอันประกอบด้วย สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้พยายามอย่างเต็มที่ในการร่วมกันวางแผน ปรับปรุงคุณภาพบริการและดูแลรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้า ทั้งในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟฟ้า ไปยังผู้ใช้ได้อย่างต่อเนื่องเพื่อลดปัญหาไฟฟ้าดับ และถึงแม้ว่าผลของการดำเนินการดังกล่าว จะสามารถลดปัญหาไฟฟ้าดับลงได้ระดับหนึ่ง แต่อย่างไรก็ตามยังมีปัจจัยหลายประการ ที่ก่อให้เกิดปัญหาไฟฟ้าดับซึ่งการไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมได้ เช่น สภาพอากาศและสิ่งแวดล้อมหรือเกิดจากสัตว์ต่าง ๆ เป็นต้น และนอกจากนี้ยังมีปัจจัยที่สำคัญอีกประการหนึ่ง ซึ่งเกิดจากการกระทำของมนุษย์ ตัวอย่างเช่น ขั้วรถชนเสาไฟฟ้า การตัดต้นไม้ใกล้แนวสายส่งและการเผาวัชพืช การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า จึงเป็นกิจกรรมอย่างหนึ่งที่ควรจะเร่งแก้ไข หากจุดบกพร่องเพื่อลดระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับน้อยลง ที่ผ่านมารัฐบาลได้ให้ความสำคัญต่อดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าเป็นลำดับต้น ๆ โดยเมื่อเดือนกันยายน พ.ศ. 2554 คณะรัฐมนตรีอนุมัติให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดำเนินโครงการเพิ่มดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า ระยะที่ 3 (คฟช.3) วงเงิน 15,155 ล้านบาท ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการกำหนดดัชนีความเชื่อถือได้ ดัชนี SAIFI ให้ได้ 7.15 ครั้ง/ราย/ปี และดัชนี SAIDI 215.15 นาที/ราย/ปี ภายใน พ.ศ. 2557 (สำนักนายกรัฐมนตรี, 2554)

การปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถทำได้หลายวิธีทั้งนี้ต้องทราบสาเหตุที่ทำให้ระบบมีดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำก่อน แล้วจึงวิเคราะห์หาวิธีการที่จะทำให้ระบบดีขึ้น เช่น การเลือกใช้อุปกรณ์ที่มีคุณภาพดี การลดระยะทางสายที่ยาวเกินไป การเพิ่มจุดถ่ายโอน

โหลดจากสายป้อนอื่น การเพิ่มการบำรุงรักษาแบบป้องกัน การเพิ่มอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนให้เพียงพอ ถึงแม้มีการปรับปรุงระบบไฟฟ้าไปได้ระยะหนึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า เช่น การขยายตัวของภาคธุรกิจ ภาคอุตสาหกรรม หรือ พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคเปลี่ยน ดังนั้นจึงต้องมีการสำรวจและปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้เป็นระยะ ๆ ดังนั้นการย้ายจุดติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนที่ติดตั้งอยู่ในระบบไฟฟ้าเดิมให้อยู่ในตำแหน่งใหม่ที่เหมาะสมเพื่อให้สามารถลดค่าดัชนี SAIDI ลงถือเป็นทางเลือกหนึ่งในการปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าอีกแบบหนึ่งที่ประหยัดและมีประสิทธิภาพ

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1.2.1 เพื่อศึกษาอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลให้อยู่ในตำแหน่งเหมาะสมที่สุด
- 1.2.2 เพื่อพัฒนาโปรแกรมการหาค่าเหมาะสมที่สุดของการวางตำแหน่งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลโดยวิเคราะห์จากปัจจัยที่มีผลกระทบ
- 1.2.3 เพื่อปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ โดยดัชนี SAIDI พิจารณาตามจำนวนในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล

## 1.3 สมมุติฐานของการวิจัย

การจัดวางตำแหน่งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลมีผลต่อดัชนีความเชื่อถือได้ ตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลเหมาะสม ทำให้ดัชนีความเชื่อถือได้ลดลงได้

## 1.4 ข้อยกเว้นเบื้องต้น

- 1.4.1 ศึกษาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลให้เหมาะสมที่สุด
- 1.4.2 ศึกษาการปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล เพื่อปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ SAIDI

## 1.5 ขอบเขตของการวิจัย

- 1.5.1 ศึกษาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง

1.5.2 ศึกษาการหาค่าเหมาะสมที่สุดระหว่างค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบและค่าความเสียหายของการเดินทางด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค แล้วติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลตามตำแหน่งดังกล่าว

1.5.3 ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนี SAIDI จากจำนวนในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล

## 1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.6.1 มีความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง

1.6.2 สามารถประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ โดยการเปลี่ยนตำแหน่งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล

1.6.3 เป็นเครื่องมือช่วยในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ให้เป็นไปตามเป้าหมาย และทำให้เลือกติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสอดคล้องเหมาะสมกับจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่บริเวณนั้น

## 1.7 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้ประกอบด้วย 6 บท 2 ภาคผนวก ซึ่งมีรายละเอียดโดยย่อ ดังนี้

**บทที่ 1** เป็นบทนำซึ่งจะกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหาวัตถุประสงค์และเป้าหมายของงานวิจัยวิทยานิพนธ์ตลอดจนขอบเขตและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัยนี้

**บทที่ 2** กล่าวถึงการสำรวจบริษัทผู้ผลิตและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้ทราบถึงแนวทางและระเบียบวิธีการวิจัยที่เกี่ยวข้อง โดยผลจากการสำรวจสืบค้น จะใช้เป็นแนวทางสำหรับการประยุกต์และพัฒนาเข้ากับงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้

**บทที่ 3** การนำเสนอทฤษฎีต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อหลัก ๆ ได้แก่ ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบ SCADA ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับดัชนีความเชื่อถือได้ และ ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด

**บทที่ 4** นำเสนอการวิเคราะห์ข้อมูล ช่วยในการวิเคราะห์ที่เกี่ยวกับงานวิจัย สมการที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย และที่มาค่าพารามิเตอร์ที่นำมาประยุกต์ใช้ในงานวิจัย

**บทที่ 5** กล่าวถึงผลการหาค่าเหมาะสมที่สุดของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด (IEEE 13 node test feeder) สายป้อนทดสอบ 37 โหนด (IEEE 37 node test feeder) และสายป้อนที่ 12 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา (Nakhon Ratchasima feeder 2 : NRA02) ในตำแหน่งการ

ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลเหมาะสมที่สุด โดยพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ที่ลดได้จาก  
จำนวนอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลในการติดตั้ง

**บทที่ 6** เป็นบทสรุปและข้อเสนอแนะพร้อมงานวิจัยที่จะดำเนินการต่อ

**ภาคผนวก ก.** เอกสารสนับสนุนงานวิจัย

**ภาคผนวก ข.** เป็นการรวบรวมผลงานที่ได้รับการเผยแพร่ของงานวิจัยวิทยานิพนธ์ในขณะ  
ดำเนินการศึกษา



## บทที่ 2

### ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 บทนำ

ดังที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 1 ว่าวัตถุประสงค์หลักของงานวิจัยนี้ คือ เพื่อศึกษาการหาค่าเหมาะสมที่สุดในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล และทำการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ SAIDI จากการหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลให้เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค ดังนั้นจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องดำเนินการสำรวจปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อให้ทราบถึงแนวทางการวิจัยที่เคยมีการใช้งานมาก่อน จากผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะต่าง ๆ จากคณະนักวิจัยตั้งแต่อดีตเป็นต้นมา โดยใช้ฐานข้อมูลที่เป็นแหล่งสะสมรายงานวิจัยและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องทางด้านวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีอันได้แก่ ฐานข้อมูลจาก IEEE และ Science Direct เป็นต้น ผลการสำรวจสืบค้นงานวิจัยดังกล่าวจะใช้เป็นแนวทางสำหรับการประยุกต์และพัฒนาเข้ากับงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้

#### 2.2 ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การนำเสนอปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง สามารถสรุปทฤษฎี หลักการ และวิธีการดำเนินงานวิจัยต่าง ๆ ที่ใช้ศึกษาการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้จากการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลให้เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันสามารถสรุปโดยย่อเป็นตารางโดยจัดลำดับการเรียบเรียงจากงานที่มีผู้ได้ดำเนินการก่อนไปสู่งานที่ใหม่กว่าได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ค.ศ.	คณະผู้ทำวิจัย	การดำเนินงานวิจัย
1990	Abdelhay A. Sallam, Mohamed Desouky and Hussien Desouky	ศึกษาวิธีการคำนวณหาค่าเหมาะสมที่สุดของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง โดยการหาค่าเหมาะสมที่สุดใช้วิธีการแก้ปัญหาแบบ Gradient Projection Method ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ ค่าความเสียหายของผู้ให้บริการขณะไฟฟ้าดับ

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ค.ศ.	คณะผู้ทำวิจัย	การดำเนินงานวิจัย
1999	Henry C. B. Chan , Hussein M. Alnuweiri, and Victor C. M. Leung	ศึกษาการได้สร้างแบบจำลองและวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายในการแจกแจง IP ในระบบ SCADA
2005	Pichit Jintagasonwit, Pichai Jintagasonwit and Naruemon Wattanapongsakorn	ศึกษาวิธีที่มีประสิทธิภาพในการปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง โดยใช้ข้อมูลการเปลี่ยนแปลงของความล้มเหลวและข้อมูลการเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าโดยอ้างอิงโหลด โพรไฟล์เพื่อจัดวางตำแหน่งใหม่ของสวิตช์ตัดตอนในสายป้อนหลักด้วยเทคนิคในการหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบพันธุศาสตร์ ค่าความเสียหายของผู้ให้บริการขณะไฟฟ้าดับและใช้บริการไฟฟ้ารวมทั้งค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งานของสวิตช์ตัดตอนสามารถถูกทำให้เป็นค่าที่น้อยที่สุดได้ตามจำนวนสวิตช์ตัดตอนที่จำกัด
2006	C.H. Lin, C.S. Chen, H.J. Chuang Li, M.Y. Huang, and C.W. Huang	เสนอวิธีการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธี Immune Algorithm (IA) โดยการหาค่าต่ำที่สุดของค่าเสียหายของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับและค่าใช้จ่ายในการลงทุนสวิตช์ในแต่ละวงจร และดัชนีความเชื่อถือได้จะถูกปรับปรุงโดยการปรับปรุงสวิตช์ที่ไม่สามารถจ่ายไฟให้กับโหลดได้
2010	A.A.E.Shammah, A.Abou El-Ela, Ahmed M. Azmy	เสนอการวิธีการแก้ปัญหาโดยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลในระบบจำหน่าย อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลช่วยในการตรวจสอบสถานที่ต่าง ๆ ได้ ที่ซึ่งส่งต่อไปยัง Central Control Room (CCR) โดยใช้การหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบพันธุศาสตร์ในการเลือกตำแหน่งของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ ค่าใช้จ่ายหลัก และค่าดำเนินการ จะสามารถหาตำแหน่งที่ต่ำที่สุดได้

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ค.ศ.	คณะผู้ทำวิจัย	การดำเนินงานวิจัย
2010	J. Manikya Rao, P.V.N. Prasad and G. Tulasi Ram Das	เสนอวิธีการปรับปรุงผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้ขณะเกิดความผิดปกติ ด้วยวิธีการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายที่สูญเสียจากการเกิดกระแสไฟฟ้าผิดปกติ
2011	Dian Palupi Rini, Siti Mariyam Shamsuddin and Siti Sopiyati Yuhaniz	ศึกษาการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคซึ่งเป็นวิธีการคำนวณทางชีววิทยาที่ได้รับแรงบันดาลใจทางชีววิทยาซึ่งได้รับการพัฒนาขึ้นเมื่อปีพ.ศ. 2538 โดย Eberhart และ Kennedy ขึ้นอยู่กับพฤติกรรมทางสังคมของนกที่กำลังพลุกพล่านและการศึกษาปลา มีการพัฒนารูปแบบพื้นฐานหลายอย่างเพื่อปรับปรุงความเร็ว
2011	Ali Asghar Razi Kazemi, Ghasem Karami	ได้ศึกษาเสนอวิธีการหาดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังศึกษาจุดวิกฤตของโหนดการใช้งาน พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและความแปรผันของค่าไฟฟ้าและจึงนำปัญหาทั้งหมดมาวิเคราะห์ด้วยวิธีการหาค่าต่ำสุดของดัชนีความเชื่อถือได้



ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ค.ศ.	คณะผู้ทำวิจัย	การดำเนินงานวิจัย
2012	Thana Sarttra,Kamonnud Chavalitthitikorn,Na tthawadee Chonprasert and Vithida Virinthorn	ได้ศึกษาสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ที่แสดงปัญหาการจัดเส้นทางเดินรถ โดยมีข้อจำกัดด้านกรอบเวลาและพิจารณาระดับการบริการ จากนั้นสร้าง โปรแกรมประยุกต์สำหรับวิเคราะห์การจัดลำดับเส้นทางเดินรถเพื่อให้ได้เส้นทางเดินรถที่มีความเหมาะสมทั้งระยะทางและเวลาทำให้สามารถจัดทำเป็นแผนในการขนส่งล่วงหน้าได้ ปัญหาการจัดเส้นทางเดินรถอยู่ในหมวดของปัญหาที่ซับซ้อนหนึ่งในวิธีการหาคาตอบของปัญหานี้ คือ วิธีเมตาฮีวิริสติก ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้ทำการประยุกต์วิธีการค้นหาคาตอบแบบอาณานิคมมด (Ant Colony Optimization : ACO)
2012	L. Ramesh, N. Chakraborty, S.P. Chowdhury, S. Chowdhury	ได้ศึกษาการคำนวณ 2 วิธีเป็นการระบุตำแหน่งที่เหมาะสมในการตรวจสอบการลงทุนที่ต่ำที่สุดด้วยวิธีการวิวัฒนาการ โดยใช้ผลต่าง และวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค การประมาณค่าขนาดของแรงดันบัลในขณะนั้นเป็นการถูกวัดด้วยมิเตอร์ที่ระบุในตำแหน่ง ณ ที่ตั้งบัสนั้น ๆ
2012	A.A. Razi Kazemi, P. Dehghanian	ได้ศึกษาเกี่ยวกับการจัดเรียงอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลซึ่งถูกควบคุมโดยระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง มีจุดประสงค์ คือ เป็นการจดตำแหน่งของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล โดยเน้นทั้งด้านคุณภาพและปริมาณการตัดสินใจจะเกี่ยวข้องกับจำนวนของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลที่เหมาะสมที่สุด และตำแหน่งในการติดตั้ง
2012	Hamze Hajian- Hoseinabadi and Mohamad Esmail Hamedani Golshan	ได้ศึกษาเกี่ยวกับแบบจำลองการซ่อมแซมความพร้อมในการใช้งานดัชนีความเชื่อถือได้ และความสำคัญของส่วนประกอบในแต่ละอุปกรณ์การวิเคราะห์ระบบอัตโนมัติชั้น วัตถุประสงค์นี้ คือ ความพร้อมใช้งาน เวลาเฉลี่ยในการล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซม

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ค.ศ.	คณะผู้ทำวิจัย	การดำเนินงานวิจัย
2015	Shouxiang Wang, Dong Liang, Leijiao Ge1, Xudong Wang	ได้ศึกษาเกี่ยวกับการวิเคราะห์การใช้งานอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล และนำมาปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ ปัญหาของการใช้งานอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล คือ การใช้งานแบบไม่เป็นระบบเชิงเส้นจึงถูกนำมาหาค่าต่ำที่สุดในการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้
2016	Pavan Rajagopal, Sivakrishnudu Sayapogu	ได้ศึกษาวิธีการหาอุปกรณ์ที่มีผลกระทบกับระบบ SCADA เครือข่ายของสวิตช์อัตโนมัติ
2016	สรพล กิจศิริสิน, นพดา ชีร์อัจฉริยกุล, วิชัย สุระพัฒน์, และคุณุย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปริดาพงศ์	ได้ศึกษาขั้นตอนและกระบวนการปรับปรุงและประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังแบบเหนือนดินในเมืองใหญ่ ได้แก่ การเปลี่ยนจากสายเปลือยและสายหุ้มฉนวนไม่เต็มพิกัดให้เป็นสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัด การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์บริเวณจุดเปลือย การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนเพิ่มในระบบการป้องกันฟ้าผ่าสายจำหน่ายโดยการติดตั้งสายดินล่อฟ้า (Overhead Ground Wire) รวมถึงการเพิ่มระบบควบคุมสั่งการอัตโนมัติ และฟังก์ชันแยกฟอลต์อัตโนมัติ ทั้งนี้เพื่อให้สามารถลดการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง และลดระยะเวลาไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างมีประสิทธิภาพโดยได้ประเมินผลของการปรับปรุงข้างต้นจากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI
2016	T. Adefarati, R.C. Bansal	ได้ศึกษาเกี่ยวกับการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้สามารถเป็นตัวชี้วัดผลกระทบแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหาค่าต่ำที่สุดของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ โดยประเมินแหล่งกำเนิดไฟฟ้าของ กังหันลม เซลล์แสงอาทิตย์ และการเก็บไฟฟ้าสำรอง

จากวรรณกรรมและงานวิจัยที่ได้สรุปผ่านมาสามารถช่วยให้ผู้ที่จะดำเนินการศึกษาหรือพัฒนาเกี่ยวกับงานวิจัยนี้พอมองภาพออกอย่างกว้าง ๆ ว่ามีคณณักวิจัยใดได้ศึกษาสิ่งใดไปแล้วบ้าง แต่ยังไม่สามารถแยกเป็นหมวดหมู่ตามวิธีการดำเนินงานศึกษาได้อย่างชัดเจนดังนั้นในส่วนถัดไปนี้ จึงได้ทำการเรียบเรียงและคัดสรรงานวิจัยหลัก ๆ ที่สำคัญและมีความแตกต่างกันอย่างเด่นชัดจากหลาย ๆ ผลงานที่ได้สรุปไว้ในตารางที่ 2.1 โดยจะได้กล่าวถึงการนำทฤษฎีหลักการและวิธีการดำเนินงานวิจัยต่าง ๆ ที่ใช้ในการการเลือกสรรการตัดตอนระยะไกลให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังและยังมีการเสริมถึงผลลัพธ์ที่ได้จากงานวิจัยนั้น ๆ โดยย่อ ดังนี้

เริ่มต้นจาก (J. Manikya Rao, P.V.N. Prasad and G. Tulasi Ram Das, 2010) เสนอวิธีการปรับปรุงผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้ขณะเกิดความผิดปกติ ด้วยวิธีการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายที่สูญเสียจากการเกิดกระแสไฟฟ้าผิดปกติ (Abdelhay A. Sallam, Mohamed Desouky and Hussien Desouky, 1990) เสนอวิธีการคำนวณหาค่าเหมาะสมที่สุดของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง โดยการหาค่าเหมาะสมที่สุดใช้วิธีการแก้ปัญหาแบบ Gradient Projection Method ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ ค่าความเสียหายของผู้ให้บริการขณะไฟฟ้าดับ (T. Adefarati, R.C. Bansal, 2016) ได้ศึกษาเกี่ยวกับการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้สามารถเป็นตัวชี้วัดผลกระทบแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหาค่าต่ำที่สุดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ โดยประเมินแหล่งกำเนิดไฟฟ้าของ กังหันลม เซลล์แสงอาทิตย์ และการเก็บไฟฟ้าสำรอง (Pichit Jintagasonwit, Pichai Jintagasonwit and Naruemon Wattanapongsakorn, 2005) นำเสนอวิธีที่มีประสิทธิภาพในการปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังโดยใช้ข้อมูลการเปลี่ยนแปลงของความล้มเหลวและข้อมูลการเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าโดยอ้างอิงโหนดโปรไฟล์เพื่อจัดวางตำแหน่งใหม่ของสวิตช์ตัดตอนในสายป้อนหลักด้วยเทคนิคในการหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบพันธุศาสตร์ ค่าความเสียหายของผู้ให้บริการขณะไฟฟ้าดับและใช้บริการไฟฟ้ารวมทั้งค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งานของสวิตช์ตัดตอนสามารถถูกทำให้เป็นค่าที่น้อยที่สุดได้ตามจำนวนสวิตช์ตัดตอนที่จำกัด (สรพล กิจศิริสิน, นพดา ธีรอัจฉริยกุล, วิชัย สุระพัฒน์, และคุณชัย พิเชษฐ์ ฤกษ์ปริดาพงศ์, 2016) เสนอขั้นตอนและกระบวนการปรับปรุงและประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังแบบเหนือดินในเมืองใหญ่ ได้แก่ การเปลี่ยนจากสายเปลือยและสายหุ้มฉนวนไม่เต็มพิกัดให้เป็นสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัด การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์บริเวณจุดเปลือย การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนเพิ่มในระบบการป้องกันฟ้าผ่าสายจำหน่ายโดยการติดตั้งสายดินต่อฟ้า (Overhead Ground Wire) รวมถึงการเพิ่มระบบควบคุมสั่งการอัตโนมัติ และฟังก์ชันแยกกระแสผิดปกติอัตโนมัติ ทั้งนี้เพื่อให้สามารถลดการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง และลด

ระยะเวลาไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยได้ประเมินผลของการปรับปรุงข้างต้นจากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI (Hamze Hajian-Hoseinabadi and Mohamad Esmail Hamedani Golshan, 2012) ได้ศึกษาเกี่ยวกับแบบจำลองการซ่อมแซมความพร้อมในการใช้งานดัชนีความเชื่อถือได้ และความสำคัญของส่วนประกอบในแต่ละอุปกรณ์การวิเคราะห์ระบบอัตโนมัติชั้นวัตถุประสงคืนี้ คือ ความพร้อมใช้งาน เวลาเฉลี่ยในการล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซม (C.H. Lin, C.S. Chen, H.J. Chuang Li, M.Y. Huang, and C.W. Huang, 2006) เสนอวิธีการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธี Immune Algorithm (IA) โดยการหาค่าต่ำที่สุดของค่าเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับและค่าใช้จ่ายในการลงทุนสวิทช์ในแต่ละวงจร และดัชนีความเชื่อถือได้จะถูกปรับปรุงโดยการปรับปรุงสวิทช์ที่ไม่สามารถจ่ายไฟให้กับโหลดได้ (Pavan Rajagopal, Sivakrishnu Sayapogu, 2016) เสนอวิธีการหาอุปกรณ์ที่มีผลกระทบกับระบบ SCADA เครือข่ายของสวิทช์อัตโนมัติ (Henry C. B. Chan , Hussein M. Alnuweiri, and Victor C. M. Leung, 1999) ได้สร้างแบบจำลองและวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลกระทบที่มีต่อค่าใช้จ่ายในการแจกแจง IP ในระบบ SCADA (A.A. Razi Kazemi, P. Dehghanian, 2012) ได้ศึกษาเกี่ยวกับการจัดเรียงอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลซึ่งถูกควบคุมโดยระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง จุดประสงค์เพื่อจัดตำแหน่งของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล โดยเน้นทั้งด้านคุณภาพและปริมาณ การตัดสินใจจะเกี่ยวข้องกับจำนวนของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลที่เหมาะสม และตำแหน่งในการติดตั้ง (Ali Asghar Razi Kazemi, Ghasem Karami, 2011) เสนอวิธีการหาดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง ศึกษาจุดวิกฤตของโหลดการใช้งานพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและความแปรผันของค่าไฟฟ้าและจึงนำปัญหาทั้งหมดมาวิเคราะห์ด้วยวิธีการหาค่าต่ำสุดของดัชนีความเชื่อถือได้ (Shouxiang Wang, Dong Liang, Leijiao Ge1, Xudong Wang, 2015) ได้ศึกษาเกี่ยวกับการวิเคราะห์การใช้งานอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล และนำมาปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ ปัญหาการใช้งานอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล คือ การใช้งานแบบไม่เป็นระบบเชิงเส้นจึงถูกนำมาหาค่าต่ำสุดในการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ (A.A.E.Shammah, A.Abou El-Ela, Ahmed M. Azmy, 2010) เสนอการวิเคราะห์แก้ปัญหาโดยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลช่วยในการตรวจสอบสถานที่ต่าง ๆ ได้ ที่ซึ่งส่งต่อไปยัง Central Control Room (CCR) โดยใช้การหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบพันธุศาสตร์ในการเลือกตำแหน่งของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล ฟังก์ชันวัตถุประสงคื คือ ค่าใช้จ่ายหลัก และค่าดำเนินการ จะสามารถหาตำแหน่งที่ต่ำที่สุดได้ (Thana Sarttra,Kamonnud Chavalitthitikorn,Natthawadee Chonprasert and Vithida Virinthorn, 2012) สร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ที่แสดงปัญหาการจัด

เส้นทางเดินรถ โดยมีข้อจำกัดด้านกรอบเวลาและพิจารณาระดับการบริการ จากนั้นสร้าง โปรแกรมประยุกต์สำหรับวิเคราะห์การจัดลำดับเส้นทางเดินรถเพื่อให้ได้เส้นทางเดินรถที่มีความเหมาะสมทั้งระยะทางและเวลาทำให้สามารถจัดทำเป็นแผนในการขนส่งล่วงหน้าได้ ปัญหาการจัดเส้นทางเดินรถอยู่ในหมวดของปัญหาที่ซับซ้อน หนึ่งในวิธีการหาคาตอบของปัญหานี้คือ วิธีเมตาฮิวริสติก ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้ทำการประยุกต์วิธีการค้นหาคาตอบแบบอาณานิคมมด (Ant Colony Optimization : ACO) (Dian Palupi Rini, Siti Mariyam Shamsuddin and Siti Sopiayati Yuhaniz 2011) การหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคเป็นวิธีการคำนวณทางชีววิทยาที่ได้รับแรงบันดาลใจทางชีววิทยาซึ่งได้รับการพัฒนาขึ้นเมื่อปีพ.ศ. 2538 โดย Eberhart และ Kennedy ขึ้นอยู่กับพฤติกรรมทางสังคมของมดที่กำลังพลุกพล่านและการศึกษาปลา มีการพัฒนารูปแบบพื้นฐานหลายอย่างเพื่อปรับปรุงความเร็ว (L. Ramesh, N. Chakraborty, S.P. Chowdhury, S. Chowdhury, 2012) ได้ศึกษาการคำนวณ 2 วิธีเป็นการระบุตำแหน่งที่เหมาะสมในการตรวจสอบการลงทุนที่ต่ำที่สุดด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง และวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคและประมาณค่าขนาดของแรงดันบัสในขณะนั้นเป็นการถูกวัดด้วยมิเตอร์ที่ระบุในตำแหน่ง ณ ที่ตั้งบัสนั้น ๆ

### 2.3 สรุป

บทที่ 2 นี้ได้นำเสนอรายงานผลการสืบค้นวรรณกรรมวิจัยย้อนหลังที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยที่จะดำเนินการ จากฐานข้อมูล IEEE Science Direct และอื่น ๆ ซึ่งทำให้ทราบถึงแนวทางการวิจัยที่เกี่ยวข้อง ระเบียบวิธีที่ผู้วิจัยอื่น ๆ ได้นำมาใช้ผลการดำเนินงาน ข้อเสนอแนะต่าง ๆ จากคณะนักวิจัยตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน จากการสืบค้นปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ไม่เคยปรากฏงานวิจัยที่มุ่งเน้นไปในการเลือกสรรการตัดตอนระยะไกลให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค และมาปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ จึงทำให้เกิดการศึกษาค้นคว้าวิจัยขึ้นมา

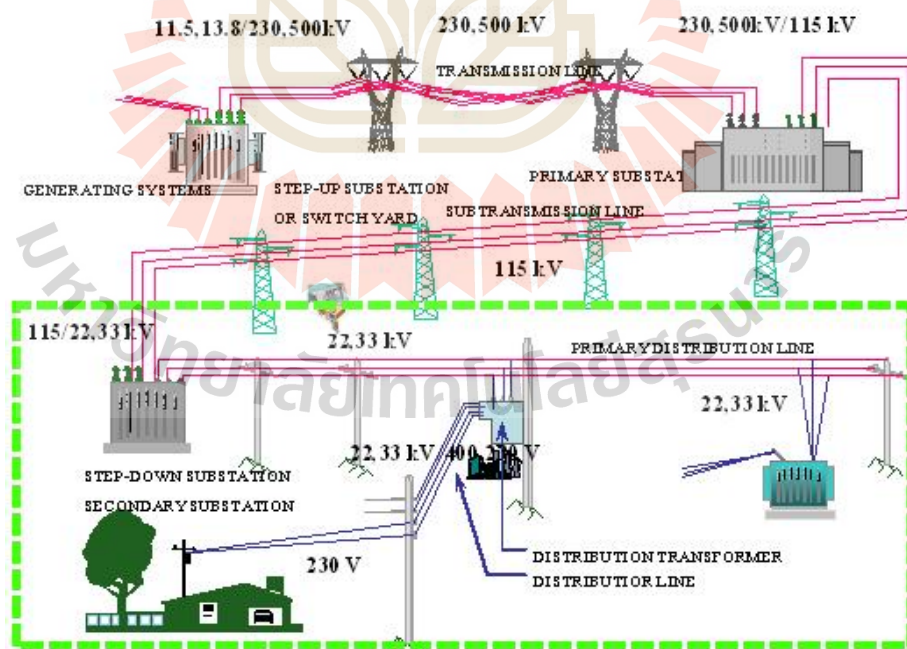
## บทที่ 3 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

### 3.1 บทนำ

การศึกษาทฤษฎีต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยมีความสำคัญมากในการดำเนินงาน เพื่อเป็นพื้นฐานความรู้และความเข้าใจ ในส่วนนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้ ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อหลัก ๆ ได้แก่ ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบ SCADA ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับดัชนีความเชื่อถือได้ และทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับเทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด

### 3.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง

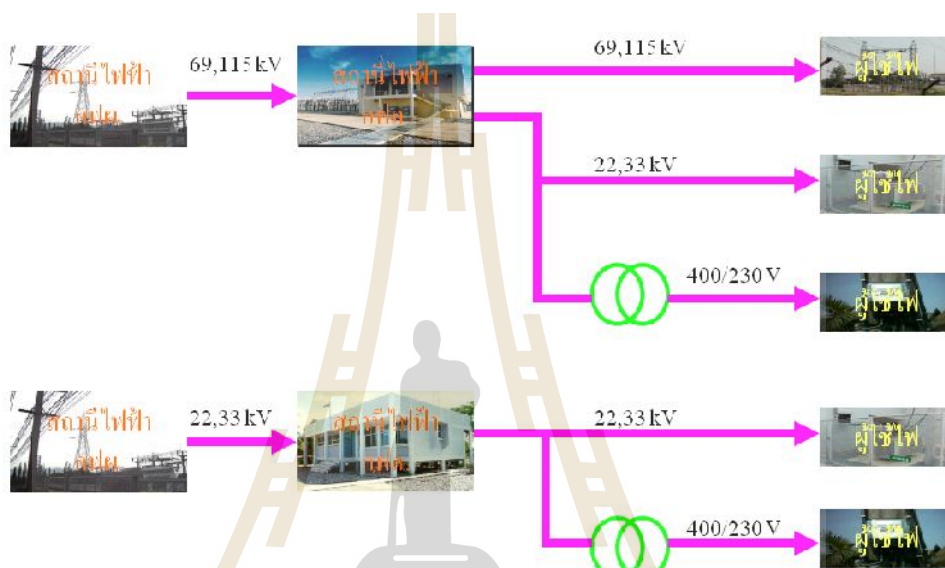
ระบบจำหน่ายหมายถึง ระบบที่กำหนดหน้าที่เชื่อมโยงระหว่างระบบส่งกำลังไฟฟ้ากับแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรับแรงดันที่ถูกลดให้ต่ำ จนมีความเหมาะสมที่จะบริการให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า



รูปที่ 3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง

### 3.2.1 สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย

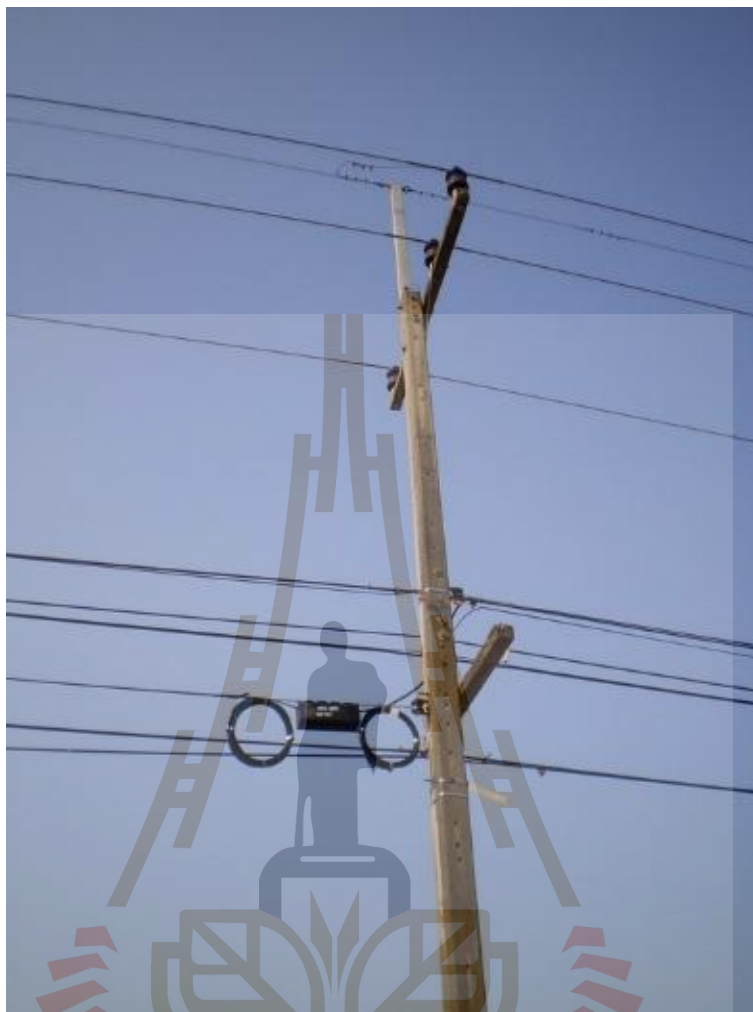
มีหน้าที่รับแรงดันไฟฟ้าจากสายส่งย่อยเพื่อแปลงระดับแรงดันให้ต่ำลง แล้วส่งไปยังสายจำหน่ายแรงสูงต่อไป สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายนี้จึงมีความสำคัญ คือ เป็นจุดเชื่อมโยงของสายส่งไฟฟ้าย่อย ที่ส่งมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทางหลาย ๆ แห่งจึงต้องมีการจัดวางจร ตามความสำคัญ ของสถานีเพื่อส่งพลังงานต่อไปยังสายจำหน่ายแรงสูง



รูปที่ 3.2 ระบบจำหน่าย จากสถานีไฟฟ้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้า

### 3.2.2 สายจำหน่ายแรงสูง

สายจำหน่ายแรงสูง หรือสายป้อนปฐมภูมิ หรือสายป้อนแรงสูง มีหน้าที่รับแรงดันจากสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย เพื่อส่งเข้าหม้อแปลงจำหน่าย เพื่อแปลงให้เป็นแรงดันต่ำ ผู้ใช้หรือโหลดต่อไปโดยระดับแรงดันบนสายจำหน่ายแรงสูงนี้ ที่รับมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายมีหลายระดับ สำหรับประเทศไทยมีค่าอยู่ในช่วง 11 kv - 33 kv โดยจำแนกเป็น การไฟฟ้านครหลวงใช้ระดับแรงดัน 12 kv และ 24 kv ส่วนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้ระดับแรงดัน 11 kv, 22 kv, 33 kv สายจำหน่ายแรงสูงนี้จะพบเห็นเดินอยู่รอบ ๆ ตัวเมือง และสามารถจำหน่ายให้กับระบบอุตสาหกรรม



รูปที่ 3.3 ระบบสายจำหน่ายแรงสูง

ที่มาภาพ : <http://www.siamfishing.com/board/view.php?tid=666855>

### 3.2.3 หม้อแปลงจำหน่าย

หม้อแปลงจำหน่ายมักพบติดตั้งอยู่ตามเสาของสายจำหน่ายแรงสูงมีหน้าที่รับแรงดันไฟฟ้าจากสายจำหน่ายแรงสูง แล้วแปลงแรงดันให้ต่ำลง เป็น 220 โวลต์ 1 เฟส หรือ 380 โวลต์ 3 เฟส





รูปที่ 3.4 หม้อแปลงจำหน่าย

ที่มา : <http://www.thaimaxwell.co.th/images/link/tme/3b.jpg>

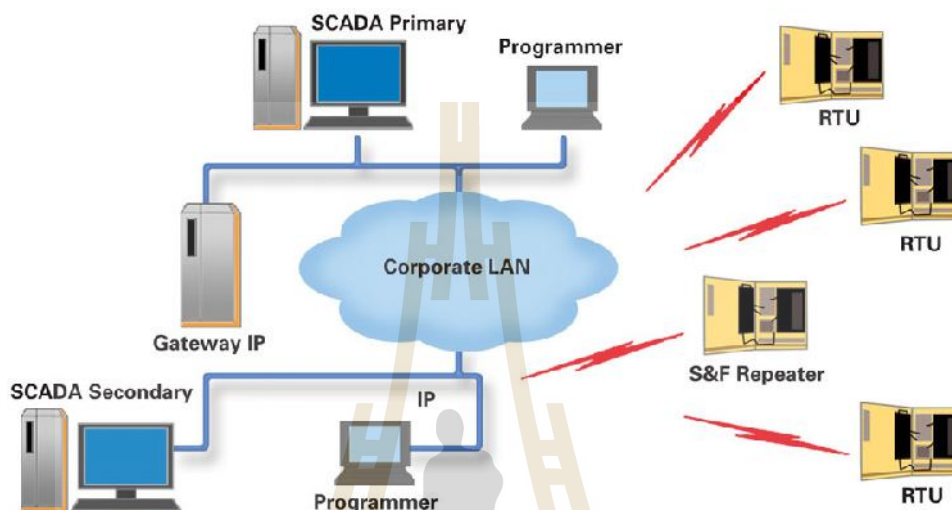
### 3.2.4 สายจำหน่ายแรงต่ำ

สายจำหน่ายแรงต่ำมีหน้าที่รับไฟฟ้าแรงต่ำ เพื่อส่งเข้าบ้านเรือนหรือโรงงานอุตสาหกรรมในปัจจุบันสายจำหน่ายแรงต่ำนิยมใช้ระบบ 3 เฟส 4 สาย และระบบ 1 เฟส 2 สาย โดยทั่วไปแล้วสายจำหน่ายแรงต่ำอาจต่อเข้าด้วยกันเป็นวงจรเหมือนกับสายจำหน่ายแรงสูงก็ได้ แต่ระบบมักจะเล็กกว่า นอกจากนั้นในการจ่ายไฟฟ้าแรงต่ำนี้อาจต่อหม้อแปลงไฟฟ้าหลาย ๆ ลูกขนานกัน ซึ่งจะช่วยให้จ่ายไฟฟ้าได้มากขึ้น และลดปัญหาเรื่องแรงดันไฟฟ้าตกที่ปลายสายลงได้ หรือลดการกระพริบของไฟฟ้าเมื่อมีการสับโหลดขนาดใหญ่ ซึ่งจะมีกระแสสูงชั่วขณะ

### 3.3 หลักการและทฤษฎีของระบบ SCADA

ระบบโทรมาตรหรือระบบ Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) เป็นระบบที่ใช้ในการรวบรวมและจัดการข้อมูล แสดงผลของการทำงานการตรวจวัดรับ ส่งข้อมูล และควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ โดยเฉพาะกับอุปกรณ์ที่อยู่ห่างไกลออกไปจากศูนย์ควบคุมและไม่มีเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานที่สถานีนั่น ๆ เนื่องจากระบบ SCADA เป็นระบบควบคุมและแสดงผลข้อมูลระยะไกล ซึ่งอาศัยโครงข่ายการสื่อสารและอุปกรณ์สื่อสารต่าง ๆ ในการติดต่อระหว่างศูนย์ควบคุมสถานีหลัก และสถานีสนามที่ทำการตรวจวัดข้อมูลที่ต้องการ ดังนั้นระบบโครงข่ายการสื่อสารจึงมีความสำคัญต่อการทำงานของระบบเป็นอย่างยิ่ง และจะต้องมีดัชนีความเชื่อถือได้สูงมาก (Pavan

Rajagopal, 2016) เสนอวิธีการหาอุปกรณ์ที่มีผลกระทบกับระบบ SCADA เพื่อให้ศูนย์ควบคุมสามารถติดตามสถานะต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น และควบคุมอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่ที่สถานีสนามได้ตลอดเวลาอย่างถูกต้องและต่อเนื่อง



รูปที่ 3.5 ระบบการทำงาน SCADA

ที่มา : <http://radiotelemetryvar.com/white-papers/RTU-vs-SCADA/index.html#top>

ระบบ SCADA เป็นระบบที่ใช้ในการควบคุม และแสดงผลข้อมูลในระยะไกล (Henry C. B. Chan, 1999) ศึกษาวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลกระทบที่มีต่อค่าใช้จ่ายในการแจกแจง IP ดังนั้น ระบบ SCADA จึงทำหน้าที่เป็นหลายระดับ โดยศูนย์ควบคุมจะทำหน้าที่ในการส่งคำสั่งในการควบคุมไปที่อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลที่ติดตั้งอยู่ที่สถานีสนามของระบบ (A.A. Razi Kazemi, 2012) ได้ศึกษาเกี่ยวกับการจัดเรียงอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล เพื่อให้อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลทำหน้าที่ในการควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ และประมวลผลข้อมูลที่สถานีสนามก่อนที่จะส่งรายงานไปยังศูนย์ควบคุม

การกำหนดให้อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลทำการประมวลผลข้อมูลตามกระบวนการในการควบคุมหรือผลที่ได้จากการตรวจวัดให้เสร็จสิ้นแล้วจึงส่งข้อมูลหรือรายงานการประมวลผลไปยังศูนย์ควบคุม เป็นปัจจัยสำคัญและเป็นข้อได้เปรียบในการออกแบบระบบ SCADA เนื่องจากการสื่อสารข้อมูลทางไกล โดยใช้สื่อประเภทใดก็ตาม จะมีข้อจำกัดในตัวเองในการรับ ส่งข้อมูลที่มีปริมาณมากและมีระยะห่างไกล แม้ว่าการคำนวณออกแบบได้ดำเนินการให้มีความมั่นคงสูงอยู่แล้วก็ตาม ดังนั้น การออกแบบเพื่อลดปริมาณข้อมูล โดยให้อุปกรณ์ควบคุมการ

ตัดตอนระยะไกลทำหน้าที่ในการควบคุมอุปกรณ์หรือประมวลผลข้อมูลในการตรวจวัดด้วยตัวเอง และศูนย์ควบคุมทำหน้าที่เพียงส่งคำสั่งไปที่อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลให้ดำเนินการเท่านั้น จะทำให้ระบบ SCADA สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และความน่าเชื่อถือ

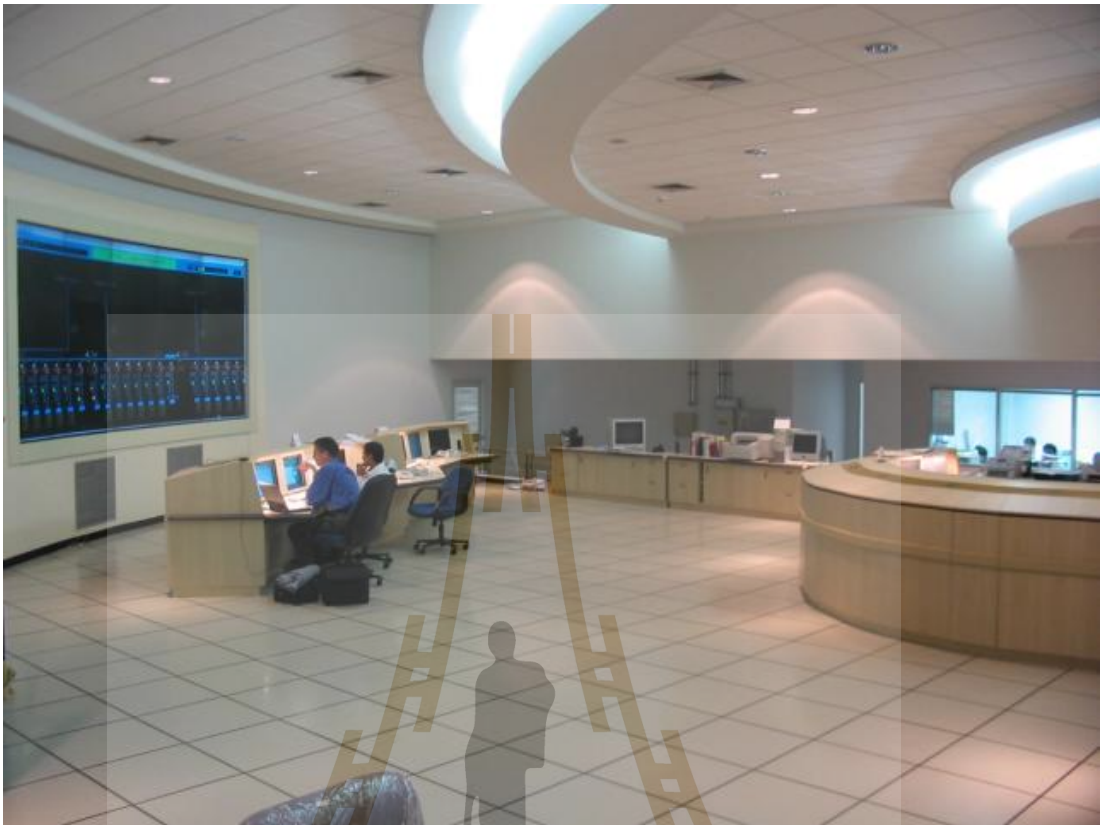
### 3.3.1 ระบบ SCADA ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ความเป็นมาของโครงการ โครงการติดตั้งระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟระยะที่ 1 และ 2 เป็นโครงการจัดหา และนำเทคโนโลยีด้านการควบคุมการจ่ายไฟอัตโนมัติด้วยระบบคอมพิวเตอร์ มาใช้ควบคุมสั่งการจ่ายไฟ ใช้งบประมาณจากเงินกู้ของธนาคารโลก และเงินรายได้ของหน่วยงาน ทั้งโครงการกว่า 5,000 ล้านบาท



รูปที่ 3.6 ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟในประเทศไทย

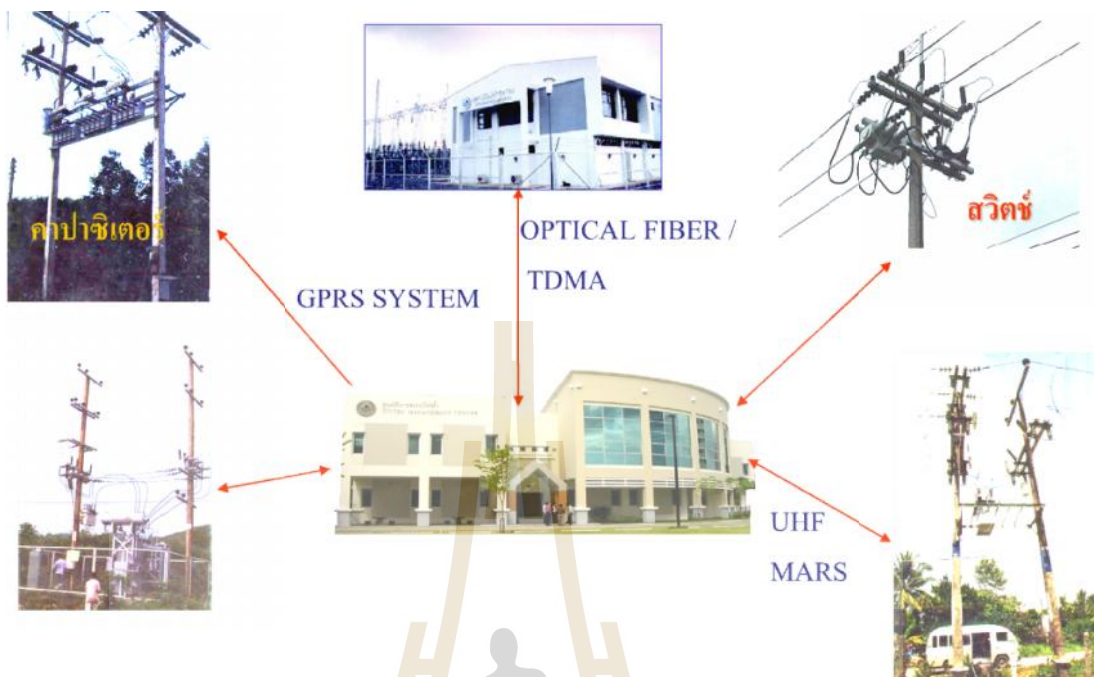
โดยโครงการมีขอบเขตในการติดตั้ง คือ ติดตั้งระบบ SCADA สำหรับแต่ละศูนย์เขต และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่กรุงเทพมหานคร (C.H. Lin, 2006) เสนอการปรับปรุงสวิตช์ที่ไม่สามารถจ่ายไฟให้กับโหลดได้ ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ที่สถานีไฟฟ้า และที่สวิตช์ตัดตอน รีโคสเซอร์ โวลต์เตจเรกูเลเตอร์ และสวิตช์คาปาซิเตอร์ ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายแรงสูง ติดตั้งอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (Multiple Address Radio System: MARS) ระหว่างศูนย์สั่งการจ่ายไฟ สถานีไฟฟ้า และอุปกรณ์ชุดควบคุมระยะไกล



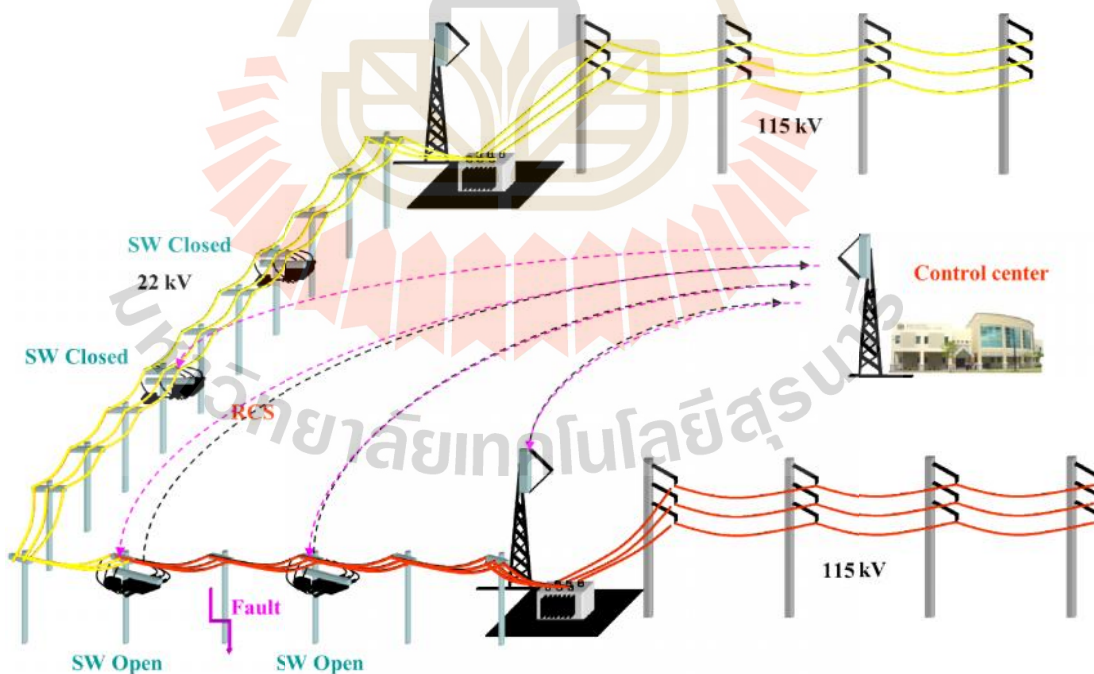
รูปที่ 3.7 ศูนย์ควบคุม



รูปที่ 3.8 ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ

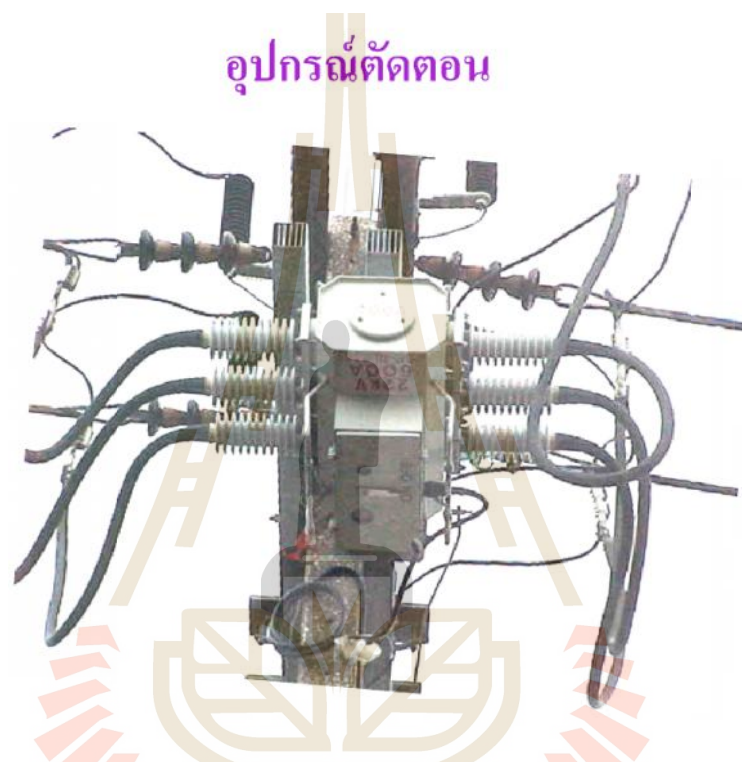


รูปที่ 3.9 อุปกรณ์ที่ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟสามารถควบคุมได้



รูปที่ 3.10 แบบจำลองในการเกิดไฟฟ้าลัดวงจร

จากรูปเมื่อเกิดกระแสผิดปกติ (J. Manikya Rao, 2010) ศึกษาผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้ขณะเกิดความผิดปกติ ณ จุดสัมผัส ระบบจะแจ้งเตือนให้พนักงานศูนย์ทราบ ทำให้ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟทราบถึงจุดที่เกิดกระแสผิดปกติ และแยกส่วนที่เกิดปัญหาออกจากระบบ แล้วจ่ายไฟฟ้ากลับคืนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้อยู่ในที่เกิดเหตุ ทำให้ลดขอบเขตผู้ที่เกิดไฟฟ้างดับลงได้



รูปที่ 3.11 อุปกรณ์ตัดตอน

โหลดเบรกสวิตช์ (Load Break Switch) เป็นสวิตช์ตัดตอนที่สามารถเปิด ปิดวงจรได้ขณะที่มีโหลดโดยจะติดตั้งชุดอุปกรณ์สื่อสาร (Pichit Jintagosonwit, 2005) โดยผ่านคลื่นสัญญาณ (Multi Address Radio System: MARS) 450 MHz

ชุดอุปกรณ์สื่อสาร ( Antenna )

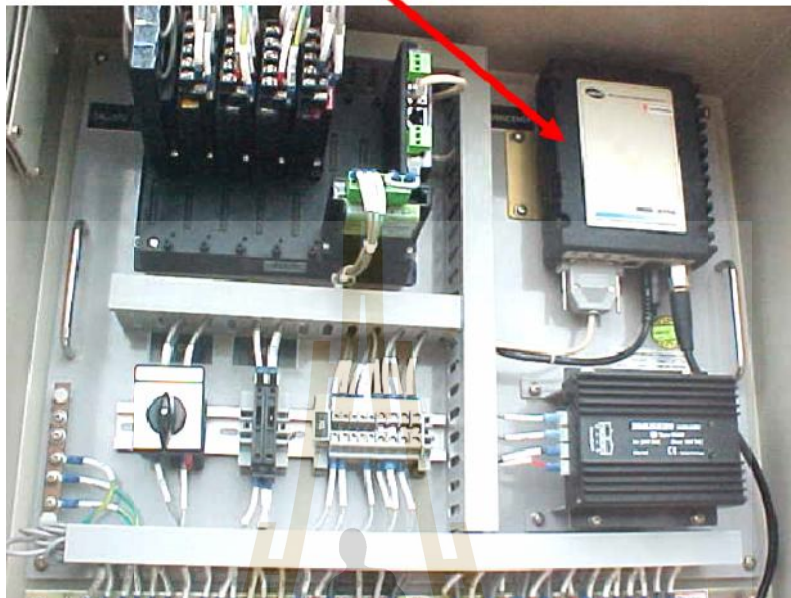


รูปที่ 3.12 อุปกรณ์สื่อสาร



รูปที่ 3.13 อุปกรณ์สื่อสาร

### ชุดอุปกรณ์สื่อสาร ( Radio )



รูปที่ 3.14 อุปกรณ์สื่อสาร

### REMOTE TERMINAL UNIT ติดตั้งใน สถานีไฟฟ้า



รูปที่ 3.15 อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล



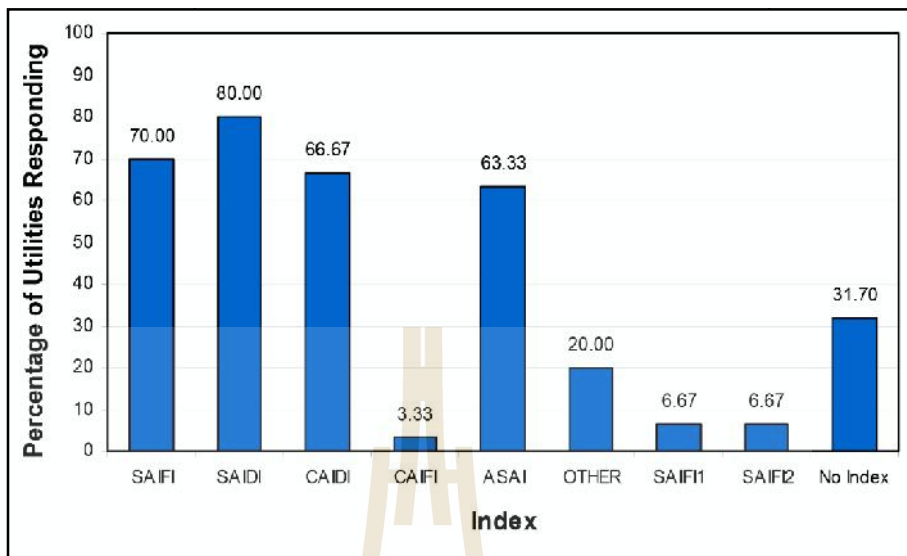
### 3.4 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับดัชนีความเชื่อถือได้

ปัจจุบันในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้มีการแข่งขันด้านการลงทุนระหว่างประเทศสูงขึ้น ปัจจัยสำคัญในการตัดสินใจลงทุนของนักลงทุนข้ามชาติได้แก่ ค่าแรงงาน ค่าขนส่ง ค่าเช่าที่ดิน และที่ขาดไม่ได้คือค่าพลังงานไฟฟ้า โดยพิจารณาไปถึงคุณภาพ และดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าภายในประเทศนั้น ๆ ด้วย (สรพล กิจศิริสิน, 2016) เสนอขั้นตอน และกระบวนการปรับปรุง และประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเหนื่อดินในเมือง การเปรียบเทียบระดับดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ จึงถูกนำมาพิจารณา โดยกำหนดให้มีการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ซึ่งค่าดัชนีที่เป็นที่นิยมมากในการไฟฟ้าประเทศต่าง ๆ คือ SAIDI และ SAIFI แต่การเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละการไฟฟ้า หรือแต่ละประเทศนั้นนับว่าเป็นเรื่องที่ทำได้ยาก เนื่องจากการให้คำนิยาม และกระบวนการคำนวณยังมีความแตกต่างกันอยู่บ้างในแต่ละประเทศ รวมถึงรูปแบบของระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ที่ใช้ และสภาพภูมิศาสตร์ของแต่ละประเทศล้วนส่งผลต่อระดับดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่แตกต่างกัน

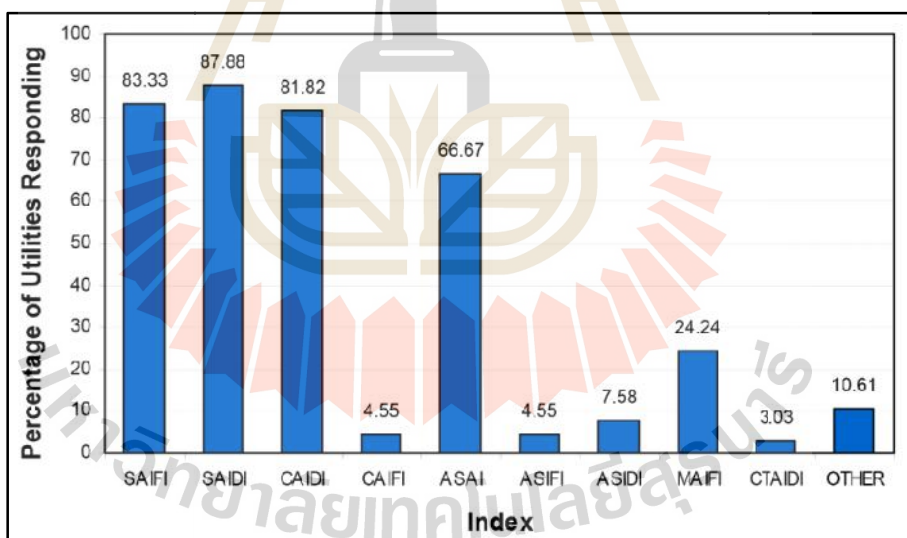
ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังมีอยู่ด้วยกันหลายค่า โดยการที่นำค่าดัชนีใดมาใช้นั้นขึ้นอยู่กับความสะดวก ความพร้อมของข้อมูล ความเป็นไปได้ในการวิเคราะห์ และการสื่อความหมายของดัชนีแต่ละดัชนีว่าเหมาะสมเพียงใด (T. Adefarati, 2016) ดัชนีที่เป็นที่ทราบกันดีในหลายประเทศนำมาใช้ เช่น CAIDI, ASIFI, MAIFI

ในปี ค.ศ. 1990 มีการสำรวจการไฟฟ้า 100 แห่งซึ่งได้รับผลตอบกลับมา 49 แห่ง และในปี 1995 มีการสำรวจ 205 แห่ง ซึ่งได้รับผลตอบกลับมา 65 แห่ง จากการสำรวจทั้ง 2 ครั้งแสดงถึงระดับความนิยมในการใช้ดัชนี SAIFI, SAIDI, CAIFI และ ASAI ซึ่งได้ผลดังรูปที่ 3.17

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง บอกถึง คุณภาพของการจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าใช้เป็นเกณฑ์ในการวางแผนของระบบไฟฟ้าด้วย สามารถแยกออกได้เป็นสามส่วน คือ ระบบกำเนิดไฟฟ้า ระบบสายส่ง และระบบจำหน่าย ดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบกำเนิด สายส่งและระบบจำหน่ายอาจใช้ไม่เหมือนกัน ขึ้นกับความเหมาะสมในการวัดดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละระบบ ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบสามารถบ่งบอกได้หลายอย่าง เช่น ความพร้อมใช้งาน ความถี่ของไฟดับ ระยะเวลาเฉลี่ยของไฟดับ



รูปที่ 3.16 ผลการสำรวจความนิยมการใช้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปี 1990  
ที่มา : โครงการพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้ากำลัง (2008)



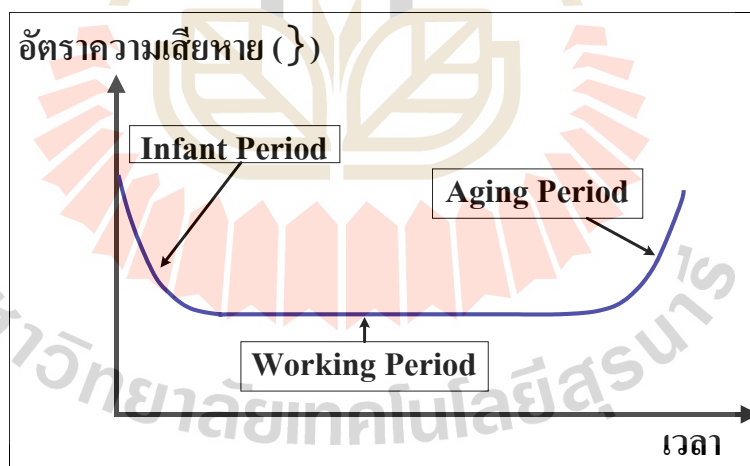
รูปที่ 3.17 ผลการสำรวจความนิยมการใช้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปี 1995  
ที่มา : โครงการพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้ากำลัง (2008)

### 3.4.1 ความพร้อมใช้งาน

ความพร้อมใช้งาน (Availability) (Hamze Hajian, 2012) ได้ศึกษาเกี่ยวกับการซ่อมแซมความพร้อมในการใช้งาน ดัชนีความเชื่อถือได้ที่มีใช้กันตั้งแต่เริ่มแรกเมื่อมีสาขาการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นดัชนีที่บอกสมรรถนะของดัชนีความเชื่อถือได้ทางด้านเวลา เช่น มีความความพร้อมใช้งานเป็น 0.9 หมายถึงในหนึ่งเดือนคือ  $30 \times 24 = 720$  ชั่วโมง ระบบจะมีเวลาการทำงาน  $720 \times 0.9 = 648$  ชั่วโมง และไม่สามารถทำงานได้  $720 \times 0.1 = 72$  ชั่วโมง ระบบที่เสียบ่อยหรือเสียแต่ละครั้งนาน ก็มีค่าความพร้อมใช้งานต่ำ ค่าความพร้อมใช้งานหรือจำนวนชั่วโมงไฟฟ้าดับต่อปีบางครั้งก็ไม่สามารถตีความได้ชัดเจนว่ามีผลมากน้อยเพียงใดบ้าง เช่น ระบบที่มีความพร้อมใช้งาน Availability = 0.999234 หรือ จำนวนชั่วโมงไฟฟ้าดับต่อปี =  $8,760 \times (1 - 0.999234) = 6.71$  ซึ่งอาจมีได้หลายกรณี ดังนั้นจะเห็นว่าการใช้ดัชนีความพร้อมใช้งานอย่างเดียว อาจไม่สามารถให้ความชัดเจนได้เพราะไม่ได้บอกถึงจำนวนครั้งที่ไฟดับหรือระยะเวลาที่ไฟดับแต่ละครั้ง จึงเกิดการวัดดัชนีความเชื่อถือได้อย่างอื่นอีกมากตามมา ซึ่งขึ้นกับแต่ละระบบว่าต้องการวัดอะไรบ้าง

### 3.4.2 ช่วงเวลาทำงานและช่วงเสียของระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้า

ลักษณะการเสียของอุปกรณ์จะมีลักษณะเป็น Bath tub curve

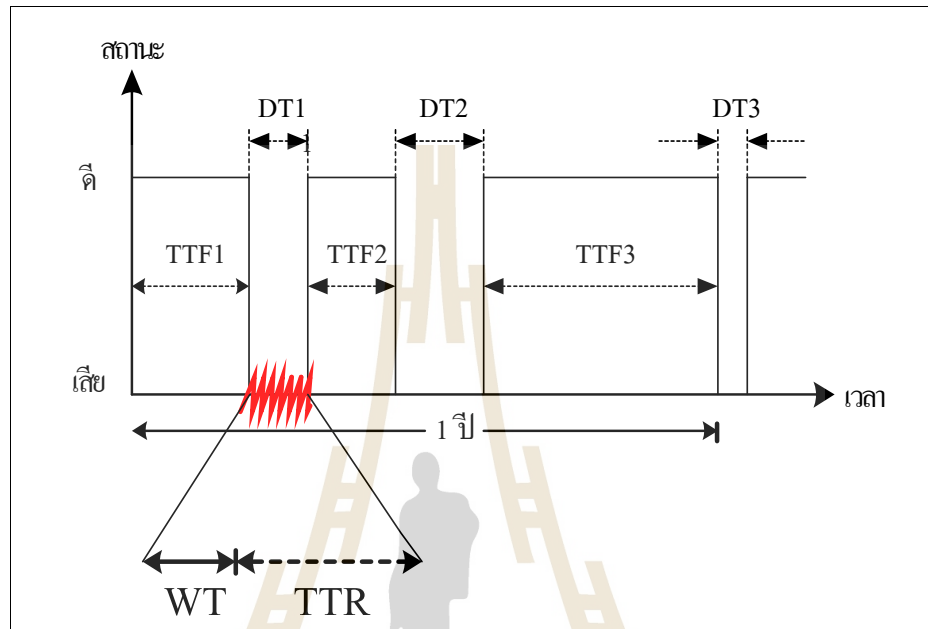


รูปที่ 3.18 อัตราการเสียหายของอุปกรณ์

ที่มา : นางสาวศิริพร คดิธรรมรักษ์ (2011)

จากรูปที่ 3.18 ช่วงแรก Infant Period อุปกรณ์ติดตั้งใหม่อาจติดตั้งไม่ถูกต้องทำให้ อัตราความเสียหายสูง ช่วงที่สอง Working Period อุปกรณ์ติดตั้งตรวจเช็คเรียบร้อยแล้วเข้าไว้วิธีการใช้ทำให้

อัตราความเสียหายมีค่าคงที่ ช่วงนี้เป็นช่วงที่ใช้งานนาน ช่วงที่สาม Aging Period อุปกรณ์ใช้งานนานทำให้อัตราการเสียหายสูงขึ้นอีกครั้ง



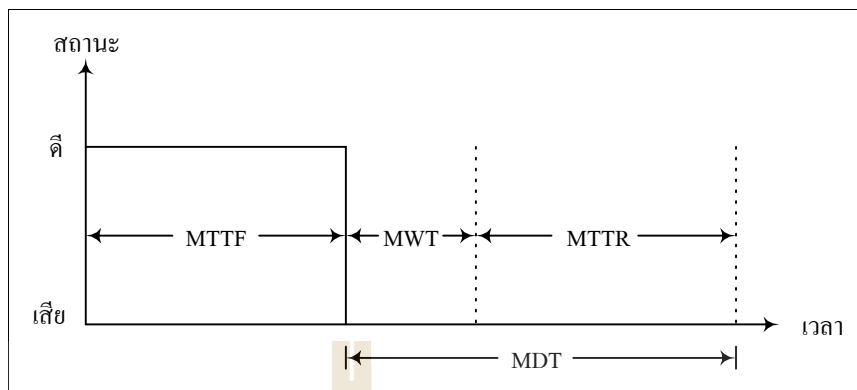
รูปที่ 3.19 สถานการณ์ทำงานของอุปกรณ์ในระบบ  
ที่มาของภาพ : นางสาวศิริพร คติธรรมรักษ์ (2011)

TTF คือ ช่วงเวลาที่อุปกรณ์ทำงาน (Time to Failure)

DT คือ ช่วงเวลาที่อุปกรณ์เสีย (Down Time) = (Waiting Time: WT) + (Time to Repair: TTR)

จากรูปที่ 3.19 TTF1 คือช่วงเวลาที่อุปกรณ์ใช้งานในระบบได้นับแต่เวลาติดตั้งถึงเวลาที่อุปกรณ์เสียครั้งแรก DT1 คือช่วงเวลาที่อุปกรณ์เสียครั้งแรก TTF2 และ TTF3 คือช่วงเวลาที่อุปกรณ์เริ่มใช้งานอีกครั้งหลังจากซ่อมเสร็จจนถึงเวลาที่อุปกรณ์เสียอีกครั้ง DT2 และ DT3 คือช่วงเวลาที่อุปกรณ์เสียครั้งที่ 2 และครั้งที่ 3 WT คือระยะเวลารอ TTR คือระยะเวลาซ่อมแซมอุปกรณ์ 1 ครั้ง

เมื่อนำช่วงเวลาที่อุปกรณ์ทำงานได้ และช่วงเวลาที่อุปกรณ์ไม่สามารถทำงานได้ มาคำนวณเป็นค่าเฉลี่ย ซึ่งจะได้รูปดังนี้



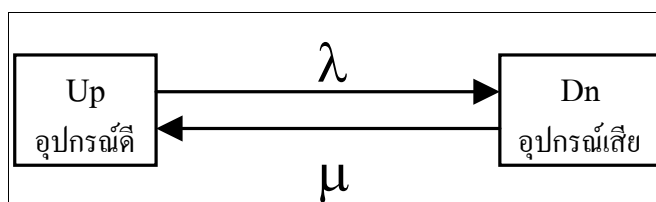
รูปที่ 3.20 สถานะการทำงานของอุปกรณ์เมื่อคำนวณเป็นค่าเฉลี่ย  
ที่มา : นางสาวศิริพร คติธรรมรักษ์ (2011)

โดยที่

- MTTF คือ ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ย (Mean Time to Failure)
- MTTR คือ ระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมต่อ 1 ครั้ง (Mean Time to Repair)
- MDT คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์ไม่สามารถใช้งานได้ (Mean down Time)
- MWT คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่ใช้เตรียมความพร้อมก่อนซ่อมแซมอุปกรณ์ (Mean Waiting Time)
- MDT คือ  $MWT + MTTR$

$$\text{ความพร้อมใช้งาน (Availability)} = \frac{MTTF}{MTTF + MDT} \tag{3.1}$$

### 3.4.3 แบบจำลองอุปกรณ์ไฟฟ้า



รูปที่ 3.21 แบบจำลองสถานะของอุปกรณ์  
ที่มา : คู่มือดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

โดยที่

$$\lambda \quad \text{คือ} \quad \text{อัตราการเสีย หน่วยเป็น ครั้ง/ปี} = \frac{1}{\text{MTTF}}$$

$$\mu \quad \text{คือ} \quad \text{อัตราการซ่อมแซม หน่วยเป็น ครั้ง/ปี} = \frac{1}{\text{MTTR}}$$

$$\text{ความพร้อมใช้งาน (Availability)} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

$$\text{ความไม่พร้อมใช้งาน (Unavailability)} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

ในทางปฏิบัติ เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้น จะมีการจดบันทึกเหตุการณ์เหล่านั้น เพื่อนำมาหาดัชนีความเชื่อถือได้ การบันทึกเหตุการณ์เหล่านี้เป็นการบันทึกทางสถิติการเกิดไฟฟ้าดับ โดยแยกเป็นสาเหตุต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นสาเหตุจากต้นไม้ สาเหตุจากภัยธรรมชาติ สาเหตุอื่น ๆ ซึ่งรวมทั้งสาเหตุมาจากอุปกรณ์เองทุกเหตุการณ์ที่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับ เราจะนำมาหาค่าอัตราการเสีย และ อัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์แต่ละประเภทที่อยู่ในระบบ โดยอัตราการเสียและอัตราการซ่อมแซมจะแบ่งเป็นประเภทของสาเหตุที่ทำให้เกิดไฟดับ เพื่อนำมาใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบทำนายล่วงหน้า

### 3.4.4 การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้

การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าแบ่งได้เป็น 2 ส่วน คือ การประเมินสภาพปัจจุบันจากข้อมูลในอดีต (Past Performance Assessment) และการประเมินผลอนาคตจากการวิเคราะห์ (Future Prediction)

#### 3.4.4.1 การประเมินสภาพปัจจุบันจากข้อมูลในอดีต

การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบสภาพปัจจุบันโดยรวมรวมข้อมูลของจำนวนครั้งไฟดับ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกกระทบ และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบ รวมทั้งระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ และนำมาคำนวณดัชนี SAIFI, SAIDI เป็นต้น ดัชนีต่าง ๆ ที่คำนวณมักคำนวณในหน่วยต่อปี

#### 3.4.4.2 การประเมินผลอนาคตจากการวิเคราะห์

การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบในอนาคตใช้สำหรับการคาดการณ์ล่วงหน้าว่าถ้ามีการปรับปรุงระบบโดยเปลี่ยนแปลง เพิ่มอุปกรณ์หรืออื่น ๆ ระบบจะมีดัชนีความเชื่อถือได้มากน้อยเท่าใด

โดยดัชนีต่าง ๆ ข้างต้นมีสมการคำนวณดังต่อไปนี้

$$\text{(System Average Interruption Frequency Index: SAIFI)} = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \quad (3.2)$$

$$\text{(System Average Interruption Duration Index: SAIDI)} = \frac{\sum U_i N_i}{N_T} \quad (3.3)$$

$$\text{(Average System Interruption Frequency Index: ASIFI)} = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (3.4)$$

$$\text{(Average System Interruption Duration Index: ASIDI)} = \frac{\sum U_i L_i}{L_T} \quad (3.5)$$

$$\text{(Customer Average Interruption Frequency Index: CAIFI)} = \frac{\sum_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (3.6)$$

$$\text{(Customer Average Interruption Duration Index: CAIDI)} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (3.7)$$

$$\text{(Momentary Average Interruption Frequency Index: MAIFI)} = \frac{\sum ID_i N_i}{N_T} \quad (3.8)$$

โดยที่

$N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่เกิดไฟดับในแต่ละเหตุการณ์  $i$

$N_T$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

$U_i$  คือ ช่วงเวลาที่ไฟดับในแต่ละเหตุการณ์  $i$

$i$  คือ จำนวนครั้งที่เกิดไฟดับตลอดทั้งปี

$ID_i$  คือ จำนวนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

$L_i$  คือ ขนาดของหม้อแปลงหน่วย kVA ที่ไฟดับในแต่ละเหตุการณ์  $i$

$L_T$  คือ ผลรวมขนาดโหลดหม้อแปลงหน่วย kVA ทั้งหมดในระบบ

ตารางที่ 3.1 ดัชนี SAIDI การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบ่งเป็นแต่ละพื้นที่ ในปี พ.ศ. 2552 - 2556

ปี	นิคม อุตสาหกรรม	เทศบาลเมือง	เทศบาลตำบล	ชนบท
2552	86.34	126.84	304.83	388.1
2553	65.76	91.27	275.53	376.12
2554	20.94	103.43	225.77	345.26
2555	132.67	80.16	254.65	311.95
2556	23.17	79.87	202.8	296.16

ตารางที่ 3.2 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2557

ค่าเกณฑ์วัดการ ดำเนินงาน	หน่วยวัด	ระดับ 1	ระดับ 2	ระดับ 3	ระดับ 4	ระดับ 5	Interval
SAIFI	ครั้ง/รายปี	7.71	7.43	7.15	6.87	6.59	+/- 0.28
SAIFI 12 เมือง ใหญ่	ครั้ง/รายปี	2.745	2.646	2.546	2.46	2.346	+/- 0.10
SAIDI	นาทิจ/รายปี	286.25	266.85	249.45	232.05	214.65	+/- 17.4
SAIDI 12 เมืองใหญ่	นาทิจ/รายปี	51.766	48.528	45.290	42.052	38.815	+/- 3.23

### 3.4.5 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

ดัชนีที่เป็นตัวบอกความสำคัญของผู้ใช้ไฟฟ้าที่การไฟฟ้าต้องจ่ายไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ และมีดัชนีความเชื่อถือได้ ดัชนีหนึ่งจากหลายดัชนี (Abdelhay A. Sallam, 1990) ศึกษาวิธีการคำนวณหาค่าเหมาะสมที่สุดของดัชนีความเชื่อถือได้ คือความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ซึ่งหมายถึงความเสียหายที่เกิดกับทั้งการไฟฟ้าเนื่องจากขายไฟฟ้าไม่ได้ และความเสียหายที่เกิดกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำให้ต้องสูญเสียผลผลิตที่ควรผลิตได้หรือทำให้สูญเสียการก้ำ หรือสูญเสียการตลาดด้วย ดังนั้นจะเห็นว่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของการไฟฟ้า ประกอบด้วยหน่วยไฟฟ้าขายไม่ได้ ในช่วงไฟฟ้าดับ ซึ่งเมื่อคิดออกมาเป็นเงินค่าไฟฟ้า และเทียบกับความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าแล้วก็ถือว่าน้อยมาก



การประเมินมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต้องเข้าใจถึงผลกระทบหรือความเสียหายที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ ผลการประเมินมูลค่าความเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับจึงสามารถใช้เป็นดัชนีความไม่น่าเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง ซึ่งใช้ทดแทนดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง และสามารถนำไปใช้ในการวางแผน การวิเคราะห์ และปฏิบัติงานต่อไป (สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2544)

วิธีที่นิยมใช้วิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ในรูปของมูลค่าเงิน คือ การประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า วิธีนี้มีฟังก์ชันที่ง่ายในการสื่อความหมายของมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ คือ ฟังก์ชันค่าความเสียหายสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า ได้จากการเก็บรวบรวมข้อมูลความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท และสามารถนำมาคำนวณฟังก์ชันค่าความเสียหายโดยจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทได้

การคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้ใช้การพิจารณาค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ซึ่งเป็นการเชื่อมโยงระหว่างความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ากับดัชนีความเชื่อถือได้ คือ อัตราค่าความเสียหายต่อจำนวนพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Interruption Energy Rate : IER) อัตราค่าความเสียหายต่อจำนวนพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับถูกนำมาใช้ในการดำเนินงานระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง การวางแผนงานอย่างแพร่หลาย เนื่องจากอัตราค่าความเสียหายต่อจำนวนพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับสามารถแสดงให้เห็นถึงระดับความรุนแรงของความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับในรูปของพลังงานและระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ

#### 3.4.5.1 อัตราความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ

อัตราค่าความเสียหายต่อจำนวนพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ หรือ อัตราค่าความเสียหายต่อจำนวนพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับเป็นดัชนีที่บ่งบอกว่า พลังงานหนึ่งหน่วยที่เกิดจากไฟฟ้าดับมีมูลค่าความเสียหายเท่าใด มีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง การคำนวณอัตราค่าความเสียหายต่อจำนวนพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับต้องทราบฟังก์ชันความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

$$IER = \frac{\sum_{k=1}^N (CCDF(t_k)) \times P_k}{\sum_{k=1}^N P_k \times t_k} \quad (3.9)$$

โดยที่

$CCDF(t_k)$	คือ	มูลค่าความเสียหายแบบแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับการเกิดไฟฟ้าดับครั้งที่ $k$
$P_k$	คือ	กำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับครั้งที่ $k$
$t_k$	คือ	ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับสำหรับการเกิดไฟฟ้าดับครั้งที่ $k$
$N$	คือ	จำนวนครั้งทั้งหมดที่การเกิดไฟฟ้าดับ

จากรายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ของสำนักนโยบาย และแผนพลังงาน การคำนวณอัตราค่าความเสียหายต่อจำนวนพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากฟังก์ชันความเสียหายแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท โดยแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็น 6 ประเภท คือ บ้านอยู่อาศัย กิจกรรมขนาดเล็ก กิจกรรมขนาดกลาง กิจกรรมขนาดใหญ่ กิจกรรมเฉพาะอย่าง และส่วนราชการ

ตารางที่ 3.3 มูลค่าความเสียหายเฉลี่ยตามช่วงระยะเวลา

ระยะเวลาไฟดับ	มูลค่าความเสียหายเฉลี่ย (บาท/kWเฉลี่ย)					
	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
บ้านอยู่อาศัย	0.272	4.078	8.694	19.050	39.762	80.716
กิจกรรมขนาดเล็ก	46.740	96.447	166.172	288.467	591.748	1054.216
กิจกรรมขนาดกลาง	7.855	29.482	55.006	92.647	193.661	363.221
กิจกรรมขนาดใหญ่	10.824	34.311	50.877	79.913	145.614	251.938
ส่วนราชการ	6.104	11.219	20.025	28.827	40.175	50.941

ที่มา : สำนักนโยบายและแผนพลังงาน

ตารางที่ 3.4 ดัชนีความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	IER (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)
บ้านอยู่อาศัย	8.62
กิจการขนาดเล็ก	72.72
กิจการขนาดกลาง	108.84
กิจการขนาดใหญ่	124.04
ส่วนราชการ	9.62

ที่มา : สำนักนโยบายและแผนพลังงาน

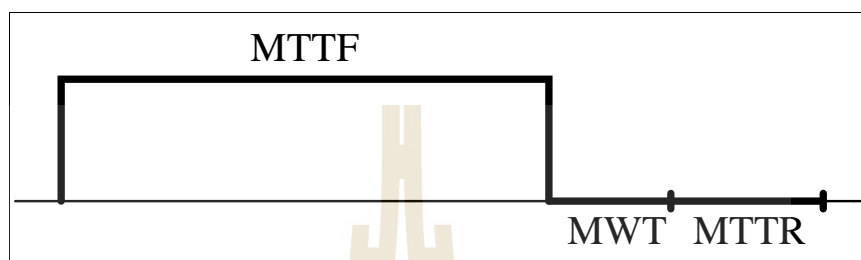
ตารางที่ 3.5 มูลค่าความเสียหายเฉลี่ย

ระยะเวลา ไฟดับ	มูลค่าความเสียหายเฉลี่ย (บาท/kWเฉลี่ย)						
	0-2 วินาที	2 วินาที- 1 นาที	1 - 30 นาที	30 นาที - 1 ชั่วโมง	1 - 2 ชั่วโมง	2 - 4 ชั่วโมง	4 - 8 ชั่วโมง
กฟน.1	11.003	15.988	42.866	74.089	128.08	257.37	467.6
กฟน.2	9.882	14.428	38.198	67.943	119.76	242.87	444.6
กฟน.3	9.067	14.407	40.19	69.033	118.46	236.27	429.87
กฟฉ.1	13.232	18.304	45.172	78.545	136.97	276.19	499.61
กฟฉ.2	13.01	17.941	43.592	76.669	134.81	272.79	494.54
กฟฉ.3	11.57	16.632	43.81	74.623	128.02	255.56	461.4
กฟภ.1	8.691	13.396	40.324	64.161	104.88	201.2	357.1
กฟภ.2	9.427	14.387	41.484	67.662	112.11	218.87	391.47
กฟภ.3	10.382	15.837	44.9	75.37	126.21	250.76	452.12
กฟต.1	7.792	12.107	35.039	58.716	99.269	195.63	353.3
กฟต.2	8.435	12.492	33.821	59.558	103.46	209.51	382.54
กฟต.3	8.506	12.903	35.827	61.735	105.77	211.76	384.55

ที่มา : สำนักนโยบายและแผนพลังงาน

### 3.4.6 การบำรุงรักษา

การบำรุงรักษามีด้วยกันหลายแบบ แต่ละแบบมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่ม MTTF ลด MWT หรือลด MTTR ทำให้ SAIDI ลดลง



รูปที่ 3.22 ช่วงเวลา MTTF, MWT และ MTTR ของอุปกรณ์

ที่มา : นางสาวศิริพร คติธรรมรักษ์ (2011)

การบำรุงรักษาแบบปรับปรุง หมายถึง การบำรุงรักษาแบบปรับปรุงให้อุปกรณ์ทำงานได้ดีขึ้นแบ่งเป็น การปรับปรุงเพื่อไม่ให้เกิดความเสียหาย เช่น การเปลี่ยนชนิดสายเปลือยเป็นสาย SAC

การบำรุงรักษาแบบป้องกัน หมายถึง การบำรุงรักษาที่ได้มีการป้องกันไม่ให้อุปกรณ์เสียหายแบบฉุกเฉิน ทำให้สามารถเตรียมการล่วงหน้าได้ เพราะทราบสภาพของอุปกรณ์นั้นแบ่งเป็น ป้องกันทางตรง ทำให้อุปกรณ์มีสภาพที่ดีขึ้น เช่นการเปลี่ยนแปลงซีลยางอุปกรณ์ไฟฟ้าทุก 3 ปี การเปลี่ยนหน้าสัมผัสสวิตซ์ตัดตอนเมื่อใช้งานไป 10,000 ครั้ง การเปลี่ยนน้ำมันหม้อแปลงทุก 5 ปี

การบำรุงรักษาแบบแก้ไข หมายถึง การบำรุงรักษาทั้งหมดที่กระทำเพื่อแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งเมื่อก่อนอาจจะเรียกกันว่า การบำรุงรักษาแบบฉุกเฉิน หรือการบำรุงรักษาเมื่อเสียหาย ซึ่งอาจไม่ถูกต้องนัก เพราะการบำรุงรักษาแบบแก้ไข ไม่จำเป็นต้องเป็นการบำรุงรักษาเสียหายหรือบำรุงรักษาแบบฉุกเฉินเท่านั้น เนื่องจากบางครั้งอาจเป็นการแก้ไขสิ่งบกพร่องที่เกิดขึ้นในอุปกรณ์ก่อนที่จะลุกลามมากไปจนเสียหายฉุกเฉิน ดังนั้นการบำรุงรักษาแบบแก้ไขจึงแบ่งออกได้เป็น การแก้ไขแบบมีแผน (Planned Corrective Maintenance) หมายถึง การแก้ไขที่ได้มีการวางแผนไว้ล่วงหน้าเมื่อทราบว่า ระบบมีปัญหา และอาจเกิดการขัดข้องได้ถ้าไม่ได้รับการแก้ไข การแก้ไขแบบมีแผนจะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อมีการตรวจวัดสภาพจากการบำรุงรักษาแบบป้องกันทางอ้อม ทำให้ทราบว่าอุปกรณ์และระบบส่วนใดกำลังจะเสียหาย ทำให้สามารถเตรียมเครื่องมือ และอื่น ๆ ที่ต้องใช้ในการซ่อมทำให้ลดเวลาในการรอและเวลาในการซ่อมลง และการแก้ไขแบบไม่มีแผน

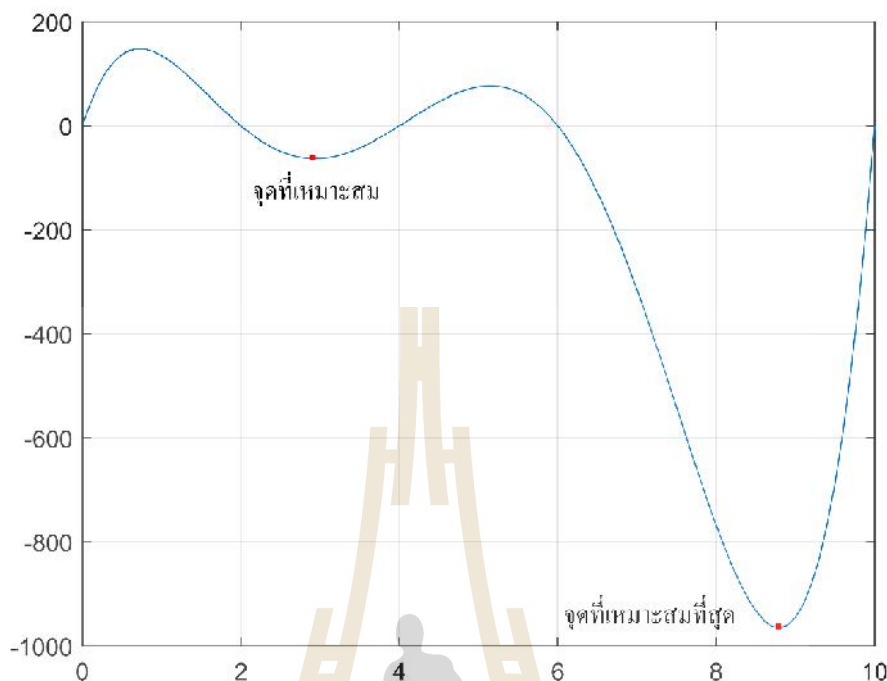
(Unplanned Corrective Maintenance) หมายถึง การแก้ไขโดยไม่มีวางแผนไว้เพราะระบบเกิดขัดข้องโดยไม่ทราบล่วงหน้า การแก้ไขแบบนี้มีค่าเวลาเฉลี่ยในการรอก่อนข้างนานเพราะนอกจากความไม่พร้อมในการเตรียมการก่อนที่จะเริ่มงานบำรุงรักษา ไม่ว่าจะเป็นเรื่องของกำลังคน เอกสารทางเทคนิค และอะไหล่ต่าง ๆ ยังต้องรอกซ่อมเพราะไม่ได้มีการวิเคราะห์การเสียของอุปกรณ์ก่อนซ่อมด้วย ดังนั้นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการบำรุงรักษาแบบไม่มีแผนสูงมากทั้งทางตรงเนื่องมาจากความเสียหายของอุปกรณ์ และทางอ้อมได้แก่ความสูญเสียในการผลิตและคุณภาพของผลผลิต

### 3.4.7 การปรับปรุงระบบให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น

การปรับปรุงระบบเพื่อให้ดัชนีความเชื่อถือได้ดีขึ้นจำเป็นต้องทราบสาเหตุที่ทำให้ระบบมีดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำลงก่อน จากนั้นวิเคราะห์หาวิธีการที่จะทำให้ระบบดีขึ้น และต้องมีการกำหนดนโยบายเพื่อปรับปรุงระบบให้มีดัชนีความเชื่อถือได้สูงขึ้นที่ชัดเจน โดยสาเหตุที่ทำให้ระบบมีดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำลงมีสาเหตุ คือ สาเหตุจากภายในระบบ ระบบมีดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำลงเนื่องจากอุปกรณ์หรือการจัดการภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเอง เช่น การบำรุงรักษาแบบป้องกันมีไม่เพียงพอ อุปกรณ์มีคุณภาพไม่ดีพอ ไม่มีรีโคสเซอร์มากพอเพื่อตัดคอนช่วงที่มีปัญหาออกจากระบบ การติดตั้งสวิตช์ตัดคอนไม่เพียงพอหรือติดตั้งในตำแหน่งไม่เหมาะสม ฟิวส์ในไลน์แยกมีไม่เพียงพอ สาเหตุจากภายนอก เช่น ฟ้าผ่า พายุฝนฟ้าคะนอง สิ่งสกปรกภายนอกหรือไอเกลือสาเหตุจากไฟฟ้าต้นทาง คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีดัชนีความเชื่อถือได้มากขึ้นเพียงใดขึ้นกับ ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละตอนของระบบไฟฟ้าตั้งแต่ ระบบผลิต ระบบส่งจ่าย และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นดัชนีเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายหรือมองจากผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นหลักก็ต้องขึ้นกับระบบผลิตและระบบส่งจ่ายด้วย ซึ่งต้นทุนการจ่ายไฟฟ้าก็ได้มาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และในกรณีที่ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบต่ำเนื่องจากการไฟฟ้าต้นทางก็ต้องมีข้อตกลงหรือแจ้งให้การไฟฟ้าต้นทางทราบเพื่อการปรับปรุง

### 3.5 เทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด (Optimization Techniques)

เทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดเป็นวิธีที่ชาญฉลาดในการจัดการกับการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบที่มีหลายตัวแปร วิธีการทางคณิตศาสตร์ปกติไม่สามารถหาค่าที่ดีที่สุดได้ และสามารถหาค่าที่หาจุดที่เหมาะสมที่สุด (Global Optimization) ในขอบเขตการค้นหาเมื่อมีจุดที่เหมาะสม (Local Optimization) หลายจุดดังรูปที่ 3.23 วิธีการเหล่านี้ใช้เวลานานและต้องการคอมพิวเตอร์ประสิทธิภาพสูง แต่ปัจจุบันปัญหาเหล่านี้ได้หมดไปแล้ว ทำให้เทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดอย่างเช่น การค้นหาแบบเอกซอสทิฟ การหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคได้รับความนิยมนมากขึ้น



รูปที่ 3.23 จุดที่เหมาะสมและจุดที่เหมาะสมที่สุด

### 3.5.1 การค้นหาแบบเอกซอสทิฟ (Exhaustive Search)

การค้นหาแบบเอกซอสทิฟเป็นการหาค่าของทุกตำแหน่งในขอบเขตการค้นหา นำมาเปรียบเทียบกัน ความละเอียดของการค้นหา ดังสมการที่ 3.10 ความละเอียดในการค้นหาน้อย ทำให้ค่าที่เหมาะสมที่สุดมีความถูกต้องและแม่นยำมากขึ้นดังที่แสดงในรูปที่ 3.24, 3.25 แต่จะใช้เวลาในการค้นหานาน วิธีนี้มักถูกใช้เพื่อเช็คคำตอบกับวิธีการอื่น

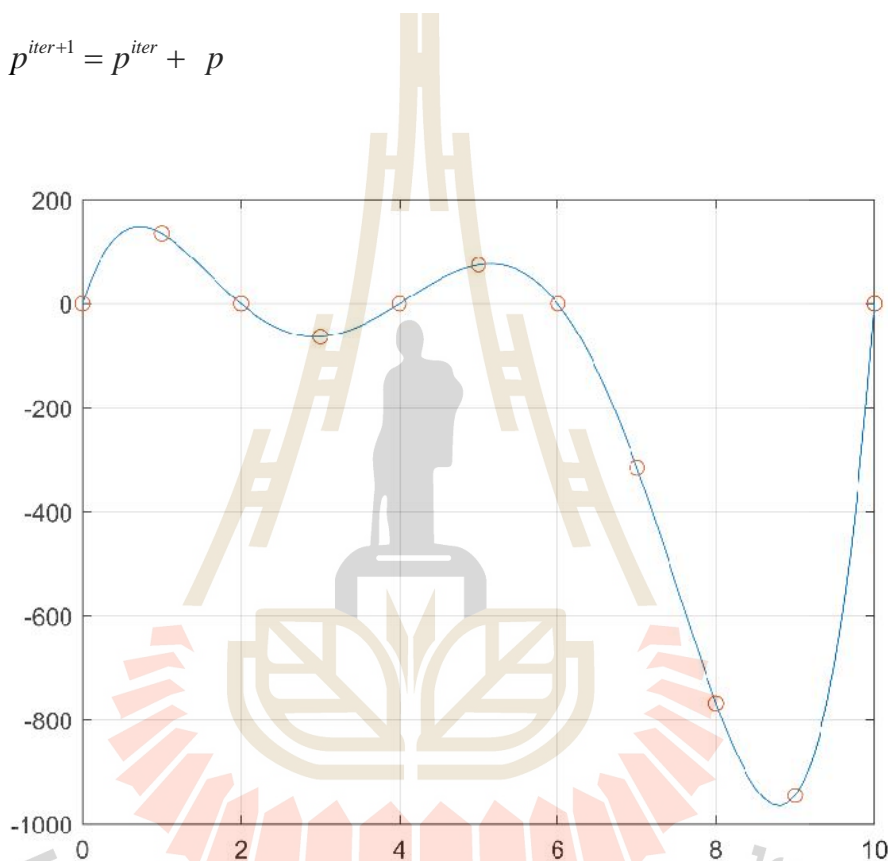
$$\Delta p = \frac{(b-a)}{n} \quad (3.10)$$

โดยที่

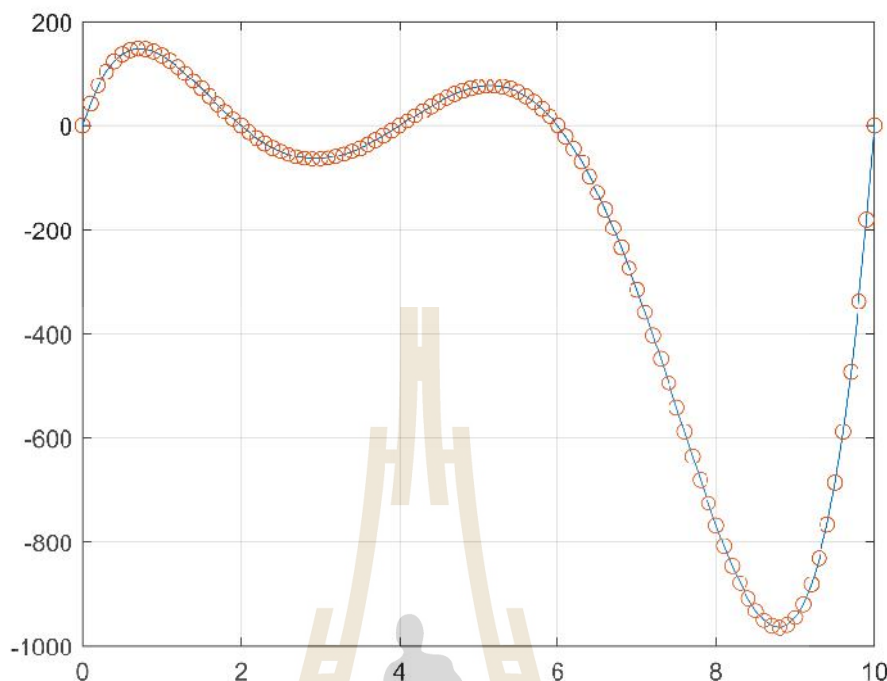
- $a$  คือ ขอบล่างของพื้นที่การค้นหา
- $b$  คือ ขอบบนของพื้นที่การค้นหา
- $n$  คือ จำนวนช่วงที่ใช้แบ่งในการค้นหา

กำหนดให้ตำแหน่งเริ่มต้นมีค่าที่เหมาะสมที่สุด  $p_{best} = p^1$  คำนวณหาตำแหน่งถัดไปจากสมการที่ 3.4.11 ทำการปรับปรุงตำแหน่งตามเงื่อนไข ถ้า  $f(p_{best}) > f(p^{iter})$  จะได้  $p_{best} = p^{iter}$  แต่ถ้า  $f(p_{best}) \leq f(p^{iter})$  จะทำให้  $p_{best}$  ไม่มีการเปลี่ยนแปลงในกรณีการหาค่าต่ำสุด ในทางกลับกัน ถ้า  $f(p^{iter}) > f(p_{best})$  จะได้  $p_{best} = p^{iter}$  แต่ถ้า  $f(p^{iter}) \leq f(p_{best})$  จะทำให้  $p_{best}$  ไม่มีการเปลี่ยนแปลงในกรณีการหาค่าสูงสุด

$$p^{iter+1} = p^{iter} + p \quad (3.11)$$



รูปที่ 3.24 ความละเอียดในการค้นหาเท่ากับ 1



รูปที่ 3.25 ความละเอียดในการค้นหาเท่ากับ 0.1

### 3.5.2 การหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค

การหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคเป็นการจำลองระบบหรือโครงสร้างทางสังคมของกลุ่มมีชีวิตอย่างง่าย การรวมกลุ่มทางสังคมของสิ่งมีชีวิตเพื่อวัตถุประสงค์เฉพาะบางประการ เช่น การหาอาหารเพื่อการอยู่รอดของกลุ่ม เป็นส่วนสำคัญที่ช่วยผลักดันให้ประชากรส่วนใหญ่ในกลุ่มหรือสังคมมีพฤติกรรมที่สอดคล้องกัน กลุ่มสิ่งมีชีวิตที่มีพฤติกรรมในลักษณะนี้ ได้แก่ ผึ้งฝูง ผึ้งปลา ผึ้งนก หรือ อาณานิคมมด เป็นต้น (Dian Palupi Rini, 2011) ศึกษาการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคเป็นวิธีการคำนวณทางชีววิทยา การหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคคำตอบของระบบถูกแทนด้วยอนุภาค (Particle) ที่ซึ่งเคลื่อนที่ไปในขอบเขตการค้นหา (Search Space) โดยมีทิศทางไปตามอนุภาคที่ใกล้เคียงกับคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในขณะนั้น ๆ ข้อได้เปรียบของการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค คือ ความเร็วในการคำนวณเมื่อเทียบกับการค้นหาแบบเอกซอสทิฟ





รูปที่ 3.26 การล่าเหยื่อหรือหาอาหารของฝูงนก

ที่มาภาพ : [http://en.wikipedia.org/wiki/Swarm\\_behaviour](http://en.wikipedia.org/wiki/Swarm_behaviour)

พิจารณารูปการล่าเหยื่อของฝูงนกในรูปที่ 3.26 นกหนึ่งตัวนำเสนออนุภาคหนึ่งตัวในการค้นหาเหยื่อทั้งฝูงจะบินไปในทิศทางที่คล้ายตามกัน นกตัวที่อยู่ใกล้แหล่งอาหารมากที่สุด (มีค่าความฟิตที่ดีที่สุด) จะมีระยะห่างของฝูงกับแหล่งอาหารน้อยที่สุด ดังนั้นกลยุทธ์ที่ดีที่สุดคือ นกตัวที่เหลือต้องคล้ายตามนกตัวดังกล่าว การจำลองฝูงอนุภาคอาศัยหลักการนี้ โดยกำหนดอนุภาคเพื่อใช้แทนผลเฉลยพร้อมด้วยการประเมินค่าความฟิต นอกจากนี้ คุณสมบัติที่สำคัญในการจำลองการหาอาหารของฝูงนก ได้แก่ เวกเตอร์ความเร็ว (Particle's Velocity) ของอนุภาคแต่ละตัวใช้เป็นตัวกำหนดทิศทางในการเคลื่อนที่ของอนุภาคนั้น ๆ อนุภาคทุกตัวในฝูงจะต้องถูกปรับปรุงทิศทางในการเคลื่อนที่ให้สอดคล้องกับทิศทางเคลื่อนที่ของอนุภาคตัวที่มีค่าความฟิตที่ดีที่สุด ผลจากการดำเนินการนี้จะช่วยให้ฝูงอนุภาคมีทิศทางเคลื่อนที่เข้าสู่ค่าที่เหมาะสมที่สุด

กำหนดให้ฝูงอนุภาคที่พิจารณาประกอบด้วยอนุภาคทั้งสิ้น  $N$  ตัว อนุภาคแต่ละตัวจะได้รับการปรับปรุงระหว่างกระบวนการวนรอบ ดังนี้

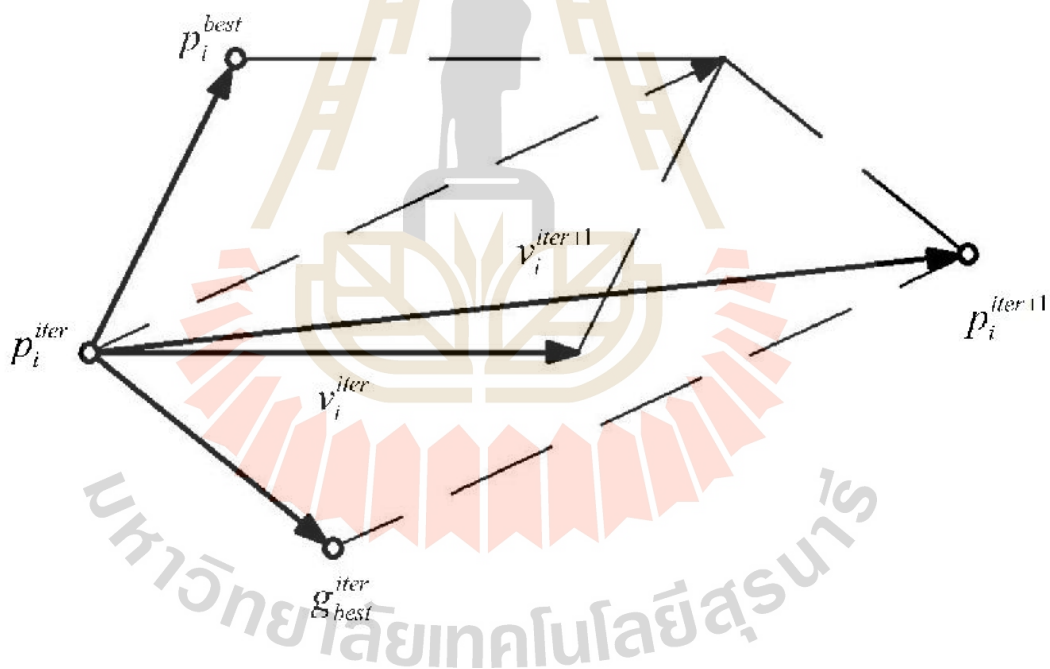
$$p_i^{iter+1} = p_i^{iter} + v_i^{iter+1} \quad (3.12)$$

$$v_i^{iter+1} = v_i^{iter} + r_i p_i^{best} + s_i g_{best}^{iter} \quad (3.13)$$

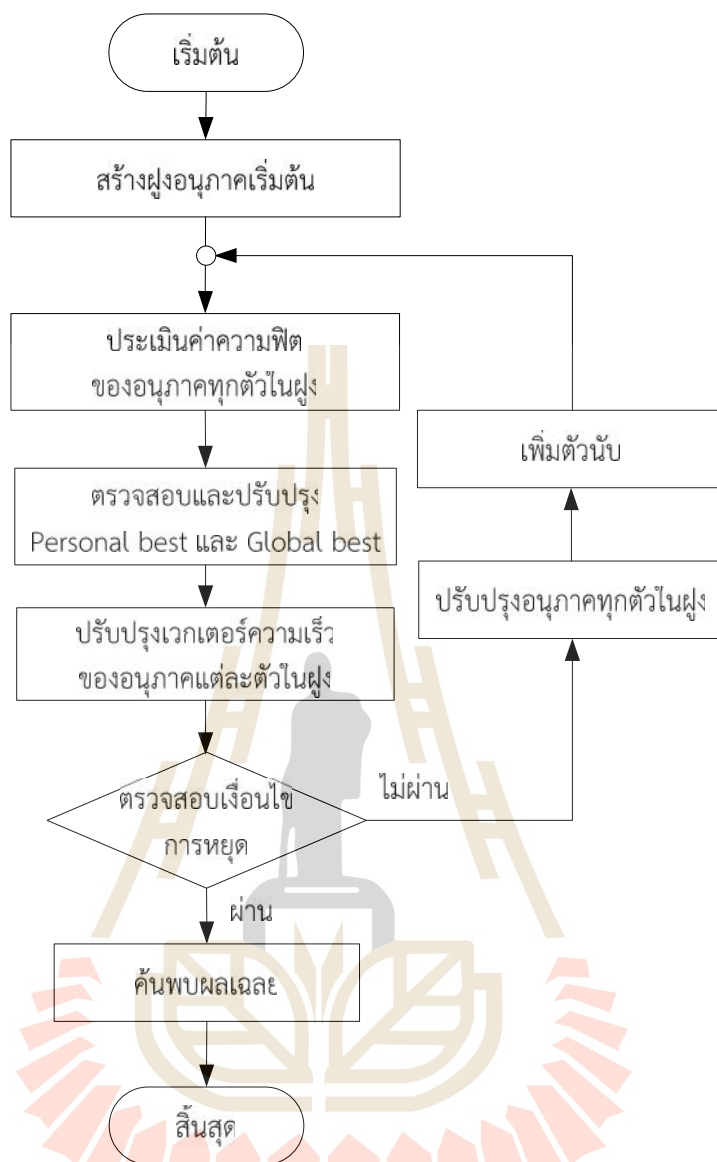
โดยที่

- $p_i^{iter}$  คือ เวกเตอร์ตำแหน่งของอนุภาคตัวที่  $i$  ในรอบการคำนวณที่  $iter$
- $v_i^{iter}$  คือ เวกเตอร์ความเร็วของอนุภาคตัวที่  $i$  ในรอบการคำนวณที่  $iter$
- $r_i, S_i$  คือ ตัวเลขสุ่มแบบสม่ำเสมอ (Uniform Random) ในช่วง  $[0,1]$
- $p_i^{best}$  คือ เวกเตอร์ตำแหน่งของอนุภาคตัวที่  $i$  ในรอบการคำนวณที่ได้ผลที่ดีที่สุด (Personal best)
- $g_{best}^{iter}$  คือ เวกเตอร์ตำแหน่งของอนุภาคตัวที่ดีที่สุด ในรอบการคำนวณ  $iter$  (Global best)

การหาค่าเหมาะที่สุดของฝูงอนุภาคทิศทางของอนุภาคขึ้นอยู่กับ  $v_i^{iter}, p_i^{iter}, g_{best}^{iter}$  ในขอบเขตการค้นหาดังแสดงในรูปที่ 3.27



รูปที่ 3.27 ทิศทางการเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาคในของเขตการค้นหา



รูปที่ 3.28 แผนผังการทำงานของอัลกอริทึมการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยฝูงอนุภาค

ที่มาภาพ : [http://en.wikipedia.org/wiki/Swarm\\_behaviour](http://en.wikipedia.org/wiki/Swarm_behaviour)

### 3.6 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอทฤษฎีและหลักการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยซึ่งได้แก่ ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง หลักการและทฤษฎีของระบบ SCADA ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับดัชนีความเชื่อถือได้ และวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุด ก็จะมีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคมีความเร็วในการคำนวณ และการค้นหาแบบเอคซอสทิฟเหมาะกับการหาค่าคำตอบเนื่องจากได้คำตอบที่แม่นยำ แต่ใช้เวลานาน

## บทที่ 4

### การวิเคราะห์ข้อมูล

#### 4.1 บทนำ

การพัฒนาการหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลให้เหมาะสมที่สุด จะต้องใช้ข้อมูลในหลายภาคส่วนมาประกอบกัน โดยวิเคราะห์ข้อมูลจากสายป้อนทดสอบ 13 โหนด สายป้อนทดสอบ 37 โหนด และสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ใช้โปรแกรม Digsilent PowerFactory และ โปรแกรมไมโครซอฟท์ เอกซ์เซล (Microsoft Office Excel) เพื่อหาจำนวนผู้ใช้ไฟ หลังหม้อแปลง ใช้โปรแกรมอาร์กแมพ (ArcMap) เพื่อใช้วิเคราะห์ทางหลังจากนั้นนำมาวิเคราะห์ โดยโปรแกรมแมทแลป (Matlab) ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค

#### 4.2 การจำลองผลการหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

โปรแกรมแมทแลปเป็นโปรแกรมสำหรับการคำนวณเชิงตัวเลข และแสดงผลเป็นรูปภาพที่มีประสิทธิภาพสูง ซึ่งการทำงานภายในโปรแกรมแมทแลปอยู่บนพื้นฐานของการคำนวณทางเมตริกซ์ เป็นแกนหลัก โปรแกรมแมทแลปสามารถทำงานแบบโต้ตอบซึ่งคล้าย ๆ กับ ภาษาเบสิก และการคอมไพล์คล้าย ๆ กับภาษาซี นอกจากนี้เราสามารถใส่แมทแลปเป็นเสมือนเครื่องคิดเลขทำการคำนวณทางคณิตศาสตร์ได้ทันที

##### 4.2.1 การรันโปรแกรมเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการค้นหาแบบเอกซอสทิฟกับแบบฝูงอนุภาค

การรันโปรแกรมเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดทั้ง 2 แบบ เพื่อใช้ในการพิจารณาเลือกวิธีการที่ใช้ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล ทดสอบกับสายป้อนทดสอบ 13 โหนด สายป้อนทดสอบ 37 โหนด และสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา โดยพิจารณาการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล 1 ตำแหน่ง ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 4.1

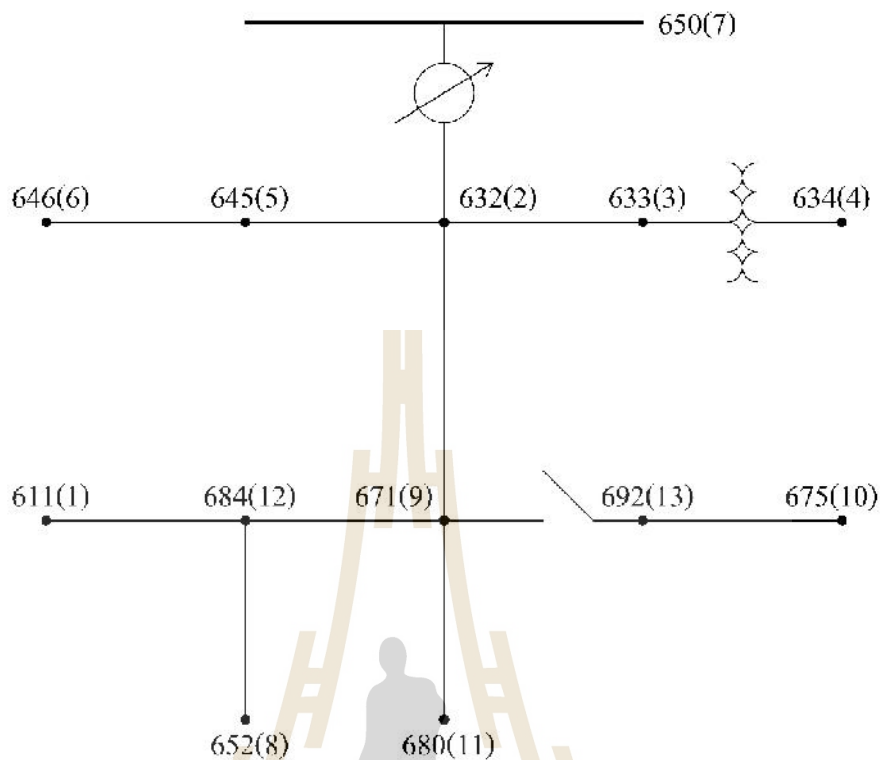
ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด

	เวลาที่ใช้ในการหาค่าที่เหมาะสม (วินาที)	
	การค้นหาแบบเอกซอสทิฟ	การหาค่าที่เหมาะสมของฝูงอนุภาค
สายป้อนทดสอบ 13 โหนด	0.68	0.60
สายป้อนทดสอบ 37 โหนด	1.28	0.79
สายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา	1.33	0.76

จากผลการทดสอบในตารางที่ 4.1 จะเห็นได้ว่าที่สายป้อนทดสอบ 13 โหนดการหาที่เหมาะสมที่สุดทั้ง 2 แบบจะมีค่าใกล้เคียงกัน แต่การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคใช้เวลา น้อยกว่าเมื่อเทียบกับการค้นหาแบบเอกซอสทิฟ ที่สายป้อนทดสอบ 37 โหนด และสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคใช้เวลาน้อยกว่า เมื่อเทียบกับการค้นหาแบบเอกซอสทิฟ การค้นหาแบบเอกซอสทิฟเมื่อระบบมีขนาดใหญ่ขึ้นจะใช้ เวลาในการค้นหามากขึ้น การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคเมื่อระบบมีขนาดใหญ่ขึ้นจะใช้ เวลาในการค้นหาใกล้เคียงกัน ในกรณีที่ตั้งตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล 1 ตำแหน่ง งานวิจัยนี้จึงเลือกการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในการ ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล

#### 4.2.2 สายป้อนทดสอบ 13 โหนด (IEEE 13 Node Test Feeder)

นำข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดซึ่งประกอบด้วย ระยะทางแต่ละ โหนด โหลด ผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด ข้อมูลหม้อแปลง ซึ่งในงานวิจัยนี้จะนำข้อมูลเฉพาะ ระยะทางในแต่ละ โหนด โหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด มาวิเคราะห์หาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัด ตอนระยะไกลเพื่อปรับปรุงดัชนี SAIDI



รูปที่ 4.1 วงจรของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด

ตารางที่ 4.2 ข้อมูลระยะทางแต่ละโหนดของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

ตารางที่ 4.4 ข้อมูลหม้อแปลงและสถานีไฟฟ้าของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 - Gr.W	0.48 - Gr.W	1.1	2

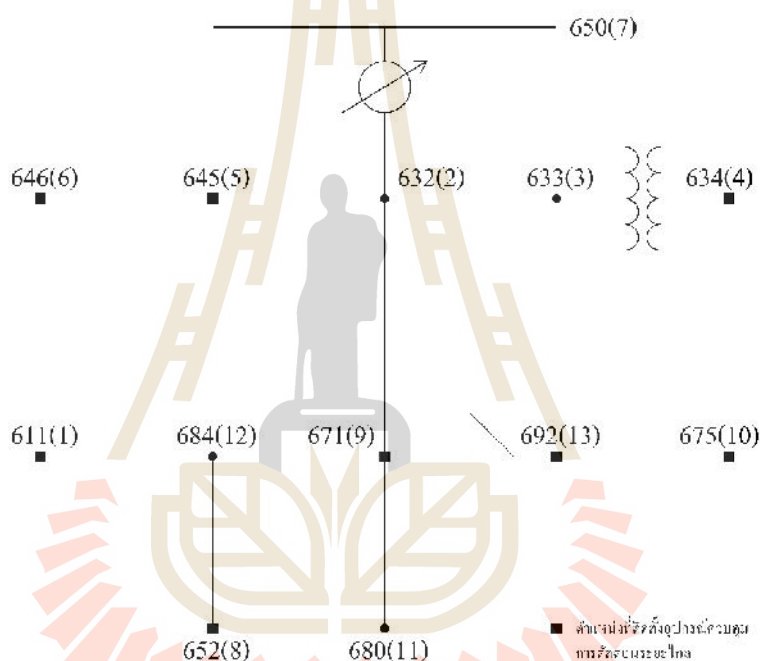
ตารางที่ 4.5 ขนาดมิเตอร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ขนาดมิเตอร์	เฟส	สาย	ราคาติดตั้งมิเตอร์ใหม่
แอมป์			บาท
5(15)	1	2	728.00
15(45)	1	2	4621.50
30(100)	1	2	12383.00
15(45)	3	4	16004.50
30(100)	3	4	38754.00

จากข้อมูลมิเตอร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีขนาด 5A แต่กระแสสูงสุดไม่เกิน 15A 1 เฟส 2 สาย, ขนาด 15A แต่กระแสสูงสุดไม่เกิน 45A 1 เฟส 2 สาย, ขนาด 30A แต่กระแสสูงสุดไม่เกิน

100A 1 เฟส 2 สาย, ขนาด 15A แต่กระแสสูงสุดไม่เกินเฟสละ 45A 3 เฟส 4 สาย, ขนาด 30A แต่กระแสสูงสุดไม่เกินเฟสละ 100A 3 เฟส 4 สาย งานวิจัยนี้เลือกใช้ข้อมูลของมิเตอร์ 15A 1 เฟส 2 สายมาคำนวณ เนื่องจากเป็นมิเตอร์ที่เป็นที่นิยมมากที่สุด ซึ่งใช้ไฟ 3300 W หรือ 3.3 kW

จากข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดนำข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดมาวิเคราะห์โดยหาระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด จากข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดของสายป้อนทดสอบ 13 โหนดที่ให้ระยะทางมาเป็นฟุต สามารถเปลี่ยนเป็นกิโลเมตรได้โดย 1 ฟุต = 0.0003048 กิโลเมตร และข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดที่ทำให้สามารถคำนวณเป็นจำนวนผู้ใช้ไฟได้ตามตารางที่ 4.5



รูปที่ 4.2 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อนทดสอบ 13 โหนดแบบโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด



ตารางที่ 4.6 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด และจำนวนผู้ใช้ไฟ

ตำแหน่งโหนด	ชื่อโหนด	ระยะทาง กิโลเมตร	จำนวนผู้ใช้ไฟ ราย
1	611	1.4	52
2	632	0.6	0
3	633	0.8	0
4	634	0.8	121
5	645	0.8	52
6	646	0.9	70
7	650	0.0	0
8	652	1.6	39
9	671	1.2	350
10	675	1.4	255
11	680	1.5	0
12	684	1.3	0
13	692	1.2	52

ระยะเวลาในการรอซ่อมแซม (Mean Waiting Time : MWT) หรือในอีกความหมายคือ ช่วงเวลาที่ไฟฟ้าดับจนถึงเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบแจ้งพนักงานการไฟฟ้าให้ทราบ ช่วงเวลาที่การไฟฟ้าหาตำแหน่งที่เกิดกระแสไฟฟ้าผิดปกติ รวมไปถึงระยะเวลาในการเดินทาง ถ้าติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลจะลดเวลาระยะเวลาในการรอซ่อมแซมลงได้ จากกฎกระทรวง ฉบับที่ 6 (พ.ศ. 2522) ออกตามความในพระราชบัญญัติจราจรทางบก พ.ศ. 2522 (2) สำหรับรถยนต์อื่นนอกจากรถที่ระบุไว้ใน (2) ขณะที่ลากจูงรถพ่วง รถยนต์บรรทุกที่มีน้ำหนักกรรรวมทั้งน้ำหนักบรรทุกทุกเกิน 1200 กิโลกรัม หรือรถยนต์สามล้อ ให้ขับในเขตกรุงเทพมหานคร เขตเมืองพัทยา หรือเขตเทศบาล ไม่เกินชั่วโมงละ 45 กิโลเมตร หรือนอกเขตดังกล่าวให้ขับไม่เกิน ชั่วโมงละ 60 กิโลเมตร งานวิจัยนี้ จึงใช้ความเร็วรถหน่วยแก่กระแสไฟฟ้าขัดข้องวิ่งที่ 60 กิโลเมตรต่อชั่วโมง หรือ 1 กิโลเมตรต่อนาที



รูปที่ 4.3 รถหน่วยแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง

ที่มา : <https://www.facebook.com/OutageMaintenance/>

ตารางที่ 4.7 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT

ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้งที่ ไฟดับ	เวลาที่ใช้หา จุดผิดพลาด
		นาที	นาที	กิโลเมตร	ครั้ง	นาที
1	611	86.32	17.26	1.4	7	7.46
2	632	86.32	17.26	0.6	7	13.06
3	633	86.32	17.26	0.8	7	11.66
4	634	86.32	17.26	0.8	7	11.66
5	645	86.32	17.26	0.8	7	11.66
6	646	86.32	17.26	0.9	7	10.96
7	650	0.00	0.00	0.0	0	0.00
8	652	86.32	17.26	1.6	7	6.06
9	671	86.32	17.26	1.2	7	8.86
10	675	86.32	17.26	1.4	7	7.46
11	680	86.32	17.26	1.5	7	6.76
12	684	86.32	17.26	1.3	7	8.16
13	692	86.32	17.26	1.2	7	8.86

ตารางที่ 4.8 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT

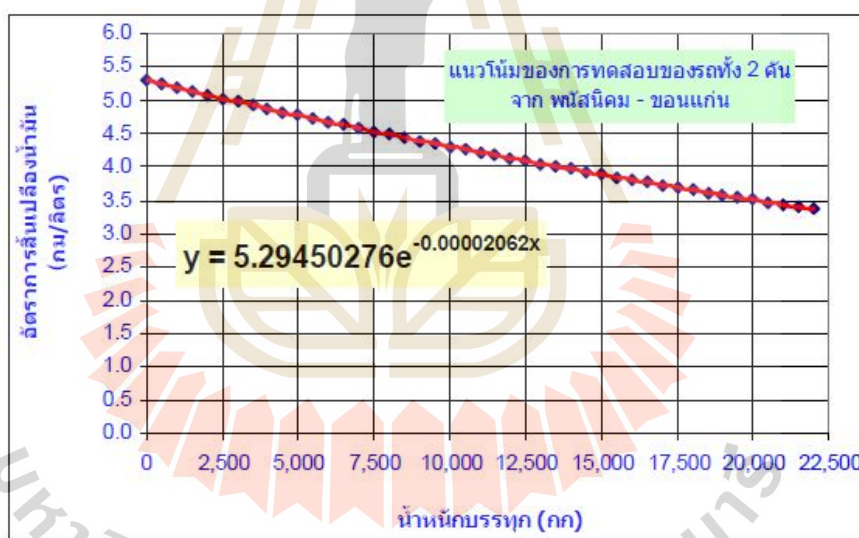
ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง กิโลเมตร	จำนวนครั้ง ที่ไฟดับ ครั้ง	เวลาที่ใช้หา จุดผิดปกติ
		นาที	นาที			นาที
1	611	86.32	43.16	1.4	7	33.36
2	632	86.32	43.16	0.6	7	38.96
3	633	86.32	43.16	0.8	7	37.56
4	634	86.32	43.16	0.8	7	37.56
5	645	86.32	43.16	0.8	7	37.56
6	646	86.32	43.16	0.9	7	36.86
7	650	0.00	0.00	0.0	0	0.00
8	652	86.32	43.16	1.6	7	31.96
9	671	86.32	43.16	1.2	7	34.76
10	675	86.32	43.16	1.4	7	33.36
11	680	86.32	43.16	1.5	7	32.66
12	684	86.32	43.16	1.3	7	34.06
13	692	86.32	43.16	1.2	7	34.76

ตารางที่ 4.9 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT

ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง กิโลเมตร	จำนวนครั้ง ที่ไฟดับ ครั้ง	เวลาที่ใช้หา จุดผิดปกติ
		นาที	นาที			นาที
1	611	86.32	60.42	1.4	7	50.62
2	632	86.32	60.42	0.6	7	56.22
3	633	86.32	60.42	0.8	7	54.82
4	634	86.32	60.42	0.8	7	54.82
5	645	86.32	60.42	0.8	7	54.82
6	646	86.32	60.42	0.9	7	54.12

ตารางที่ 4.9 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT (ต่อ)

ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้ง ที่ไฟดับ	เวลาที่ใช้หา จุดผิดพลาด
7	650	0.00	0.00	0.0	0	0.00
8	652	86.32	60.42	1.6	7	49.22
9	671	86.32	60.42	1.2	7	52.02
10	675	86.32	60.42	1.4	7	50.62
11	680	86.32	60.42	1.5	7	49.92
12	684	86.32	60.42	1.3	7	51.32
13	692	86.32	60.42	1.2	7	52.02



รูปที่ 4.4 อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันแปรผกผันกับน้ำหนักรถบรรทุก

(วัชรินทร์ ดงบัง, 2007) รถบรรทุก ที่น้ำหนัก 2500 กิโลกรัมมีอัตราการสิ้นเปลือง ที่ 5 กิโลเมตร/ลิตร น้ำมันดีเซล ลิตรละ 30 บาท ดังนั้น  $C_v$  อยู่ที่ 6 บาท

โหลดของผู้ใช้ไฟอยู่ที่ 3300W หรือ 3.3kW ใช้มิเตอร์ขนาด 15A ดังนั้น จึงมีอัตราการสูญเสียของผู้ใช้ไฟ ( $C_p$ ) นาทีละ 0.8976 บาท/ผู้ใช้ไฟ 1 ราย

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล ให้เหมาะสมที่สุดแบบค่าความสูญเสีย ใช้สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล แบบโหนดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดเท่านั้น

$$\text{Minimize} = f_s - f_{RTU} \quad (4.1)$$

$$f_s = \sum_{i=1}^n [(P_i \times C_p) + (S_i \times C_p)] \quad (4.2)$$

$$f_{RTU} = \sum_{i=1}^m [(P_i \times C_p) + (S_i \times C_p)] \quad (4.3)$$

โดยที่

- $f_s$  คือ ค่าความสูญเสียทั้งหมดของระบบ
- $f_{RTU}$  คือ ค่าความสูญเสียทั้งหมดของโหนดที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล
- $P_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบที่โหนด  $i$
- $S_i$  คือ ระยะทางของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบที่โหนด  $i$
- $C_p$  คือ ดัชนีความสูญเสียตามประเภทของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ
- $C_s$  คือ ดัชนีความสูญเสียของการเดินทาง
- $n$  คือ จำนวนโหนดทั้งหมดในระบบ
- $m$  คือ จำนวนโหนดทั้งหมดที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล

จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ผลรวมของ  $f_s$  เกิดจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบทั้งหมดของระบบคูณกับดัชนีความสูญเสียของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบร่วมกับระยะทางของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบทั้งหมดคูณกับค่าความสูญเสียของการเดินทาง และผลรวมของ  $f_{RTU}$  เกิดจากจำนวนผู้ใช้ไฟของโหนดที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลคูณกับดัชนีความสูญเสียของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบร่วมกับระยะทางของโหนดที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลคูณกับค่าความสูญเสียของการเดินทาง นำมาหักล้างกัน จึงได้จุดที่มีค่าความสูญเสียต่ำที่สุด

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล ให้เหมาะสมที่สุดโดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง ใช้สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอน

ระยะไกลแบบโหนดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด และการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลแบบติดตั้งบนสายป้อน

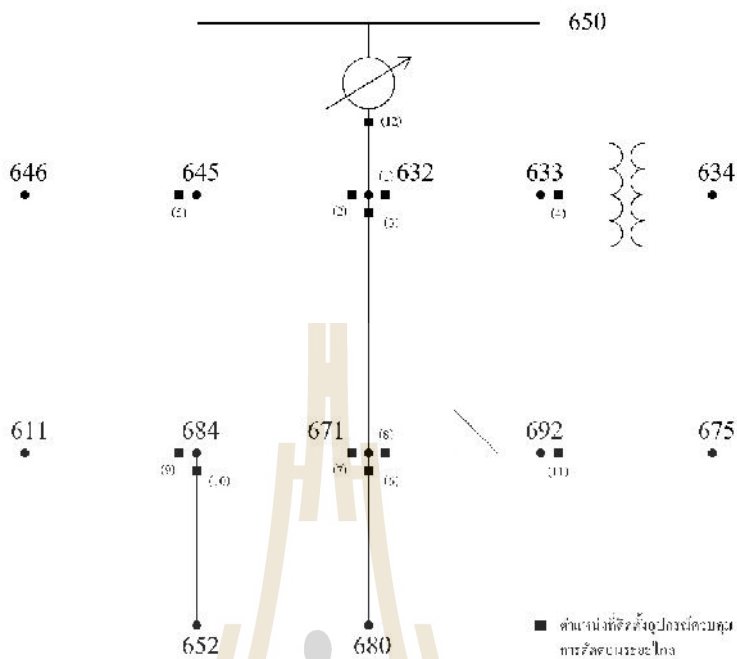
$$\text{Minimize} = SAIDI \quad (4.4)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (U_i - ST_i) N_i}{N_T} \quad (4.5)$$

โดยที่

- $U_i$  คือ ช่วงเวลาที่ไฟดับที่โหนด  $i$
- $ST_i$  คือ ช่วงเวลาที่ใช้หาจุดผิดปกติที่โหนด  $i$
- $N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบที่โหนด  $i$
- $N_T$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมดในระบบ
- $n$  คือ จำนวนโหนดทั้งหมดในระบบ

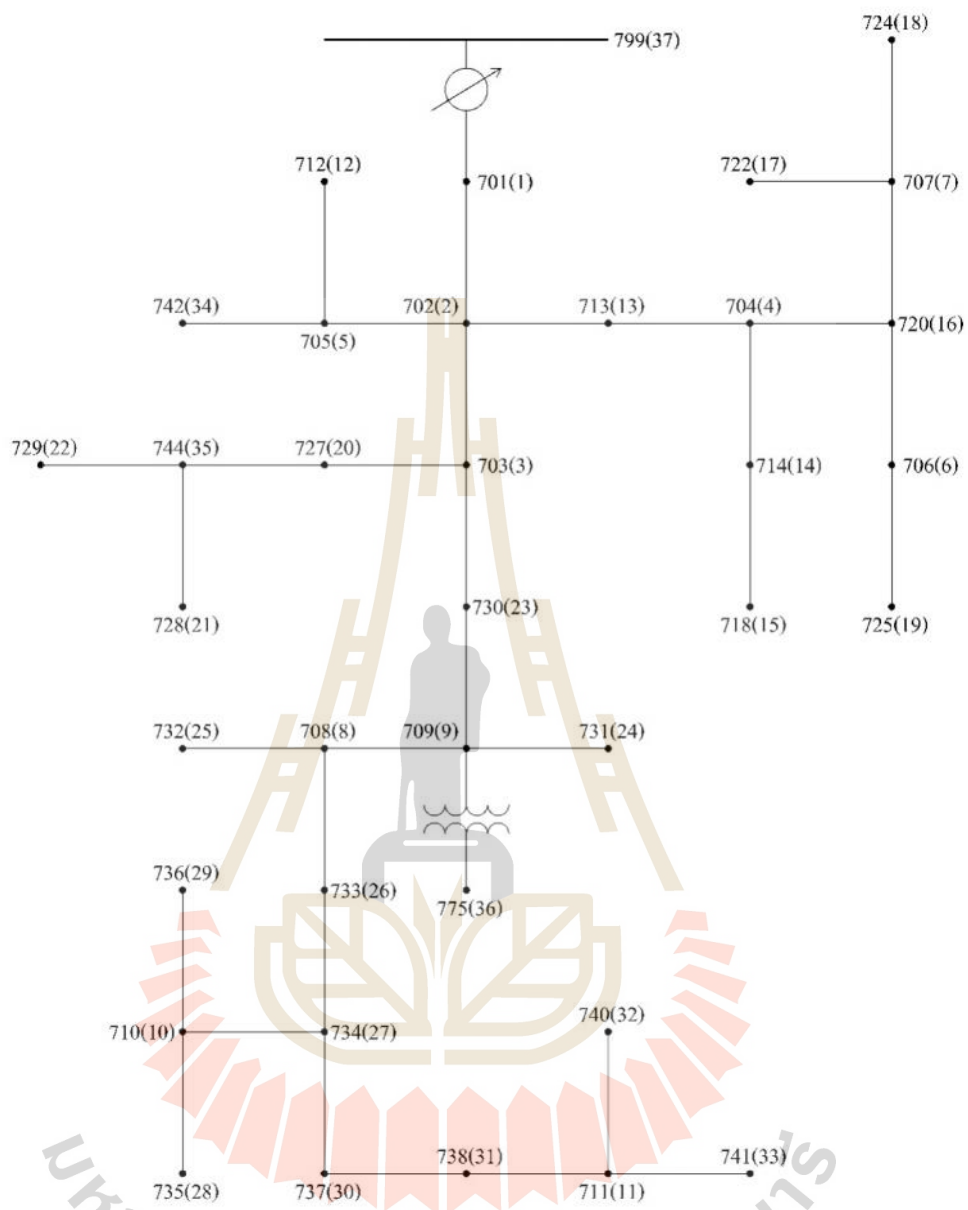
การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลแบบติดตั้งบนสายป้อนเมื่อเกิดความผิดปกติ อุปกรณ์ที่อยู่ระหว่างจุดที่เกิดความผิดปกติกับสถานีไฟฟ้า และอยู่ใกล้จุดที่เกิดความผิดปกติมากที่สุดจะทำงาน ทำให้โหนดที่อยู่หลังอุปกรณ์ดับทั้งหมด



รูปที่ 4.5 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อนทดสอบ 13 โหนดแบบติดตั้งบนสายป้อน

#### 4.2.3 สายป้อนทดสอบ 37 โหนด (IEEE 37 Node Test Feeder)

นำข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดซึ่งประกอบด้วย ระยะทางในแต่ละโหนด โหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด ข้อมูลหม้อแปลง ซึ่งในงานวิจัยนี้จะนำข้อมูล ระยะทางในแต่ละโหนด โหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด และข้อมูลหม้อแปลง มาวิเคราะห์หาคำแนะนำที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้ง อุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลเพื่อปรับปรุงดัชนี SAIDI



รูปที่ 4.6 วงจรของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด



ตารางที่ 4.10 ข้อมูลระยะทางแต่ละโหนดของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
701	702	960	722
702	705	400	724
702	713	360	723
702	703	1320	722
703	727	240	724
703	730	600	723
704	714	80	724
704	720	800	723
705	742	320	724
705	712	240	724
706	725	280	724
707	724	760	724
707	722	120	724
708	733	320	723
708	732	320	724
709	731	600	723
709	708	320	723
710	735	200	724
710	736	1280	724
711	741	400	723
711	740	200	724
713	704	520	723
714	718	520	724
720	707	920	724
720	706	600	723
727	744	280	723
730	709	200	723
733	734	560	723
734	737	640	723
734	710	520	724
737	738	400	723
738	711	400	723
744	728	200	724
744	729	280	724
775	709	0	XFM-1
799	701	1850	721

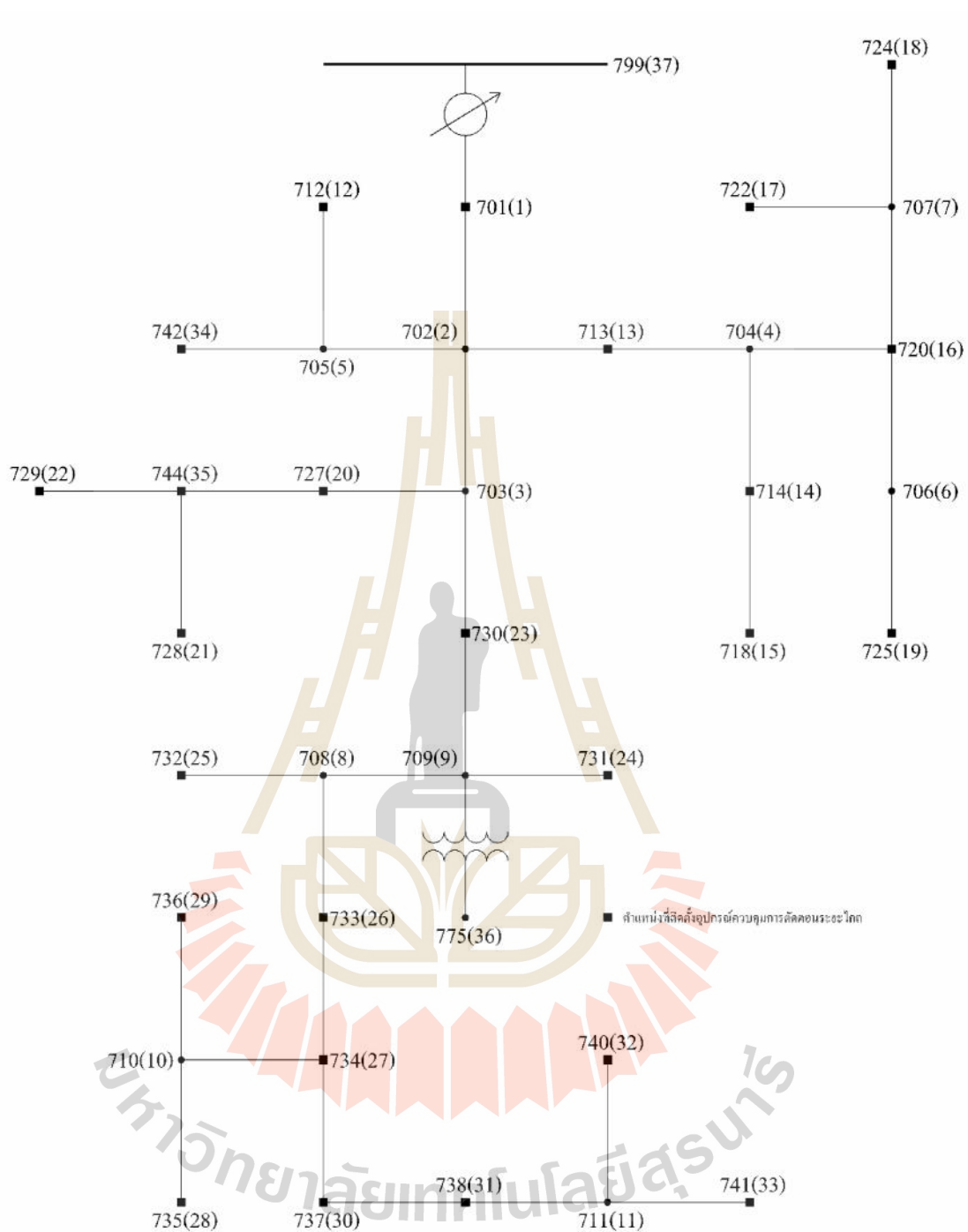
ตารางที่ 4.11 ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
701	D-PQ	140	70	140	70	350	175
712	D-PQ	0	0	0	0	85	40
713	D-PQ	0	0	0	0	85	40
714	D-I	17	8	21	10	0	0
718	D-Z	85	40	0	0	0	0
720	D-PQ	0	0	0	0	85	40
722	D-I	0	0	140	70	21	10
724	D-Z	0	0	42	21	0	0
725	D-PQ	0	0	42	21	0	0
727	D-PQ	0	0	0	0	42	21
728	D-PQ	42	21	42	21	42	21
729	D-I	42	21	0	0	0	0
730	D-Z	0	0	0	0	85	40
731	D-Z	0	0	85	40	0	0
732	D-PQ	0	0	0	0	42	21
733	D-I	85	40	0	0	0	0
734	D-PQ	0	0	0	0	42	21
735	D-PQ	0	0	0	0	85	40
736	D-Z	0	0	42	21	0	0
737	D-I	140	70	0	0	0	0
738	D-PQ	126	62	0	0	0	0
740	D-PQ	0	0	0	0	85	40
741	D-I	0	0	0	0	42	21
742	D-Z	8	4	85	40	0	0
744	D-PQ	42	21	0	0	0	0
Total		727	357	639	314	1091	530
Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3

ตารางที่ 4.12 ข้อมูลหม้อแปลงและสถานีไฟฟ้าของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2,500	230 D	4.8 D	2	8
XFM -1	500	4.8 D	0.480 D	0.09	1.81

จากข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดนำข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดมาวิเคราะห์โดยหาระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด จากข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดของสายป้อนทดสอบ 37 โหนดที่ให้ระยะทางมาเป็นฟุต สามารถเปลี่ยนเป็นกิโลเมตรได้โดย 1 ฟุต = 0.0003048 กิโลเมตร และ ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดที่นำมาสามารถคำนวณเป็นจำนวนผู้ใช้ไฟได้ตามตารางที่ 4.12



รูปที่ 4.7 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อนทดสอบ 37 โหนดแบบโหนดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด

ตารางที่ 4.13 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด และ  
จำนวนผู้ใช้ไฟ

ตำแหน่งโหนด	ชื่อโหนด	ระยะทาง	จำนวนผู้ใช้ไฟ
		กิโลเมตร	ราย
1	701	0.56	191
2	702	0.86	0
3	703	1.26	0
4	704	1.12	0
5	705	0.98	0
6	706	1.55	0
7	707	1.65	0
8	708	1.60	0
9	709	1.50	0
10	710	2.03	0
11	711	2.31	0
12	712	1.05	26
13	713	0.97	26
14	714	1.15	12
15	718	1.31	26
16	720	1.37	26
17	722	1.69	49
18	724	1.88	13
19	725	1.64	13
20	727	1.33	13
21	728	1.48	38
22	729	1.50	13
23	730	1.44	26
24	731	1.69	26
25	732	1.70	13
26	733	1.70	26

ตารางที่ 4.13 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด และ  
จำนวนผู้ใช้ไฟ (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	ชื่อโหนด	ระยะทาง	จำนวนผู้ใช้ไฟ
27	734	1.87	13
28	735	2.09	26
29	736	2.42	13
30	737	2.06	42
31	738	2.19	38
32	740	2.37	26
33	741	2.43	13
34	742	1.08	28
35	744	1.42	13
36	775	1.50	0
37	799	0.00	0

ตารางที่ 4.14 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ  
MDT

ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง กิโลเมตร	จำนวนครั้ง ที่ไฟดับ ครั้ง	เวลาที่ใช้หา จุดผิดพลาด นาที
		นาที	นาที			
1	701	86.32	17.26	0.56	7	13.34
2	702	86.32	17.26	0.86	7	11.24
3	703	86.32	17.26	1.26	7	8.44
4	704	86.32	17.26	1.12	7	9.42
5	705	86.32	17.26	0.98	7	10.40
6	706	86.32	17.26	1.55	7	6.41
7	707	86.32	17.26	1.65	7	5.71
8	708	86.32	17.26	1.60	7	6.06
9	709	86.32	17.26	1.50	7	6.76
10	710	86.32	17.26	2.03	7	3.05

ตารางที่ 4.14 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT (ต่อ)

ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้ง ที่ไฟดับ	เวลาที่ใช้หา จุดผิดปกติ
11	711	86.32	17.26	2.31	7	1.09
12	712	86.32	17.26	1.05	7	9.91
13	713	86.32	17.26	0.97	7	10.47
14	714	86.32	17.26	1.15	7	9.21
15	718	86.32	17.26	1.31	7	8.09
16	720	86.32	17.26	1.37	7	7.67
17	722	86.32	17.26	1.69	7	5.43
18	724	86.32	17.26	1.88	7	4.10
19	725	86.32	17.26	1.64	7	5.78
20	727	86.32	17.26	1.33	7	7.95
21	728	86.32	17.26	1.48	7	6.90
22	729	86.32	17.26	1.50	7	6.76
23	730	86.32	17.26	1.44	7	7.18
24	731	86.32	17.26	1.69	7	5.43
25	732	86.32	17.26	1.70	7	5.36
26	733	86.32	17.26	1.70	7	5.36
27	734	86.32	17.26	1.87	7	4.17
28	735	86.32	17.26	2.09	7	2.63
29	736	86.32	17.26	2.42	7	0.32
30	737	86.32	17.26	2.06	7	2.84
31	738	86.32	17.26	2.19	7	1.93
32	740	86.32	17.26	2.37	7	0.67
33	741	86.32	17.26	2.43	7	0.25
34	742	86.32	17.26	1.08	7	9.70
35	744	86.32	17.26	1.42	7	7.32
36	775	86.32	17.26	1.50	7	6.76
37	799	0.00	0.0	0.00	0	0.00

ตารางที่ 4.15 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT

ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT นาที	MWT นาที	ระยะทาง กิโลเมตร	จำนวนครั้ง ที่ไฟดับ ครั้ง	เวลาที่ใช้หา จุดผิดพลาด นาที
1	701	86.32	43.16	0.56	7	39.24
2	702	86.32	43.16	0.86	7	37.14
3	703	86.32	43.16	1.26	7	34.34
4	704	86.32	43.16	1.12	7	35.32
5	705	86.32	43.16	0.98	7	36.30
6	706	86.32	43.16	1.55	7	32.31
7	707	86.32	43.16	1.65	7	31.61
8	708	86.32	43.16	1.60	7	31.96
9	709	86.32	43.16	1.50	7	32.66
10	710	86.32	43.16	2.03	7	28.95
11	711	86.32	43.16	2.31	7	26.99
12	712	86.32	43.16	1.05	7	35.81
13	713	86.32	43.16	0.97	7	36.37
14	714	86.32	43.16	1.15	7	35.11
15	718	86.32	43.16	1.31	7	33.99
16	720	86.32	43.16	1.37	7	33.57
17	722	86.32	43.16	1.69	7	31.33
18	724	86.32	43.16	1.88	7	30.00
19	725	86.32	43.16	1.64	7	31.68
20	727	86.32	43.16	1.33	7	33.85
21	728	86.32	43.16	1.48	7	32.80
22	729	86.32	43.16	1.50	7	32.66
23	730	86.32	43.16	1.44	7	33.08
24	731	86.32	43.16	1.69	7	31.33
25	732	86.32	43.16	1.70	7	31.26



ตารางที่ 4.15 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT (ต่อ)

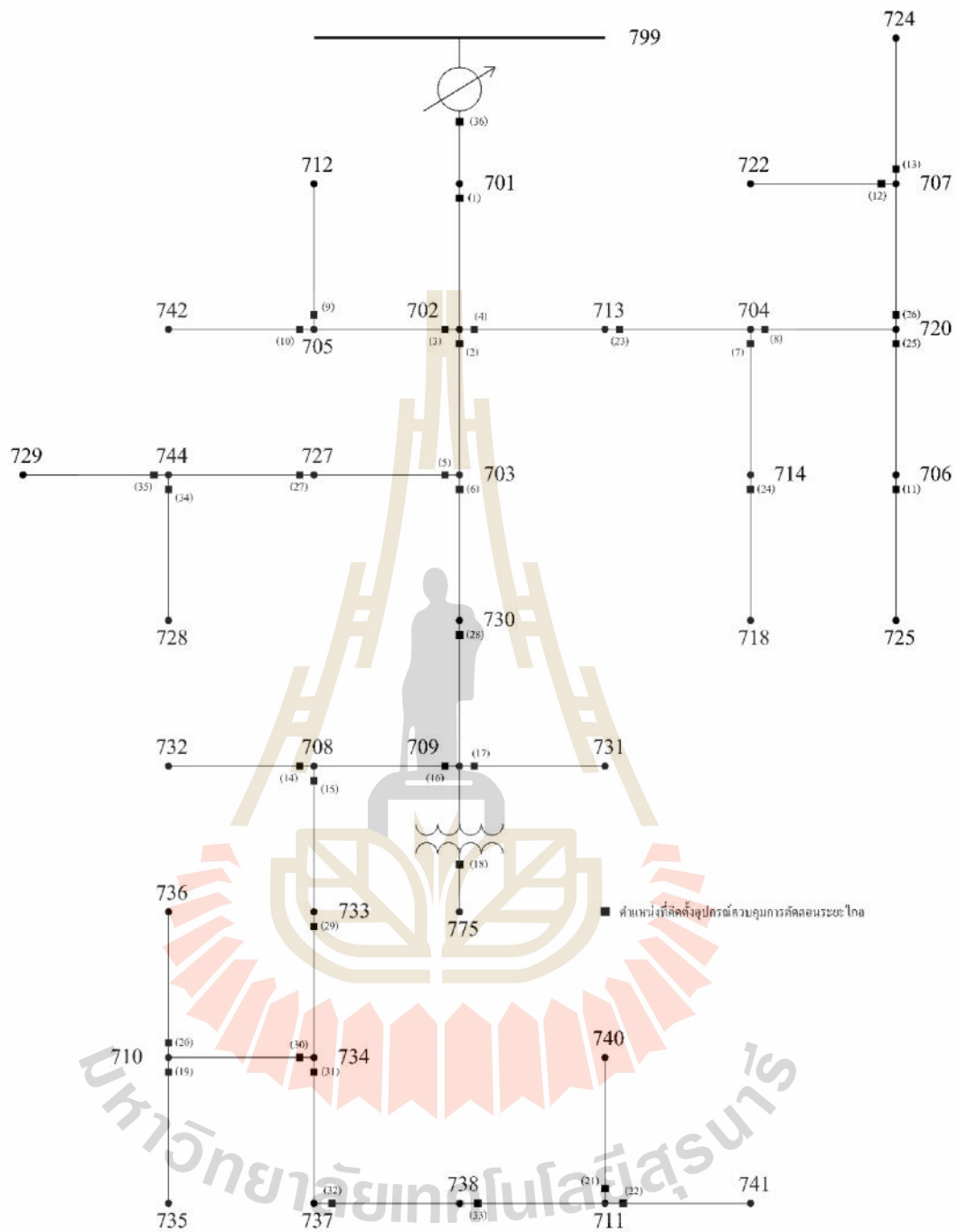
ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้ง ที่ไฟดับ	เวลาที่ใช้หา จุดผิดปกติ
26	733	86.32	43.16	1.70	7	31.26
27	734	86.32	43.16	1.87	7	30.07
28	735	86.32	43.16	2.09	7	28.53
29	736	86.32	43.16	2.42	7	26.22
30	737	86.32	43.16	2.06	7	28.74
31	738	86.32	43.16	2.19	7	27.83
32	740	86.32	43.16	2.37	7	26.57
33	741	86.32	43.16	2.43	7	26.15
34	742	86.32	43.16	1.08	7	35.60
35	744	86.32	43.16	1.42	7	33.22
36	775	86.32	43.16	1.50	7	32.66
37	799	0.00	0.0	0.00	0	0.00

ตารางที่ 4.16 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT

ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT นาที	MWT นาที	ระยะทาง กิโลเมตร	จำนวนครั้ง ที่ไฟดับ ครั้ง	เวลาที่ใช้หา จุดผิดปกติ นาที
1	701	86.32	60.42	0.56	7	56.50
2	702	86.32	60.42	0.86	7	48.59
3	703	86.32	60.42	1.26	7	46.00
4	704	86.32	60.42	1.12	7	45.09
5	705	86.32	60.42	0.98	7	50.06
6	706	86.32	60.42	1.55	7	43.83
7	707	86.32	60.42	1.65	7	45.79
8	708	86.32	60.42	1.60	7	48.52

ตารางที่ 4.16 สรุปข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT (ต่อ)

ตำแหน่ง โหนด	ชื่อโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้ง ที่ไฟดับ	เวลาที่ใช้หา จุดผิดพลาด
9	709	86.32	60.42	1.50	7	48.59
10	710	86.32	60.42	2.03	7	50.34
11	711	86.32	60.42	2.31	7	52.86
12	712	86.32	60.42	1.05	7	50.83
13	713	86.32	60.42	0.97	7	51.25
14	714	86.32	60.42	1.15	7	53.07
15	718	86.32	60.42	1.31	7	53.63
16	720	86.32	60.42	1.37	7	43.41
17	722	86.32	60.42	1.69	7	43.48
18	724	86.32	60.42	1.88	7	47.26
19	725	86.32	60.42	1.64	7	47.33
20	727	86.32	60.42	1.33	7	48.52
21	728	86.32	60.42	1.48	7	48.94
22	729	86.32	60.42	1.50	7	49.92
23	730	86.32	60.42	1.44	7	50.48
24	731	86.32	60.42	1.69	7	51.11
25	732	86.32	60.42	1.70	7	52.37
26	733	86.32	60.42	1.70	7	44.25
27	734	86.32	60.42	1.87	7	46.21
28	735	86.32	60.42	2.09	7	48.87
29	736	86.32	60.42	2.42	7	49.22
30	737	86.32	60.42	2.06	7	49.57
31	738	86.32	60.42	2.19	7	49.92
32	740	86.32	60.42	2.37	7	49.92
33	741	86.32	60.42	2.43	7	51.60
34	742	86.32	60.42	1.08	7	52.58
35	744	86.32	60.42	1.42	7	53.56
36	775	86.32	60.42	1.50	7	54.40
37	799	0.00	0.0	0.00	0	0.00

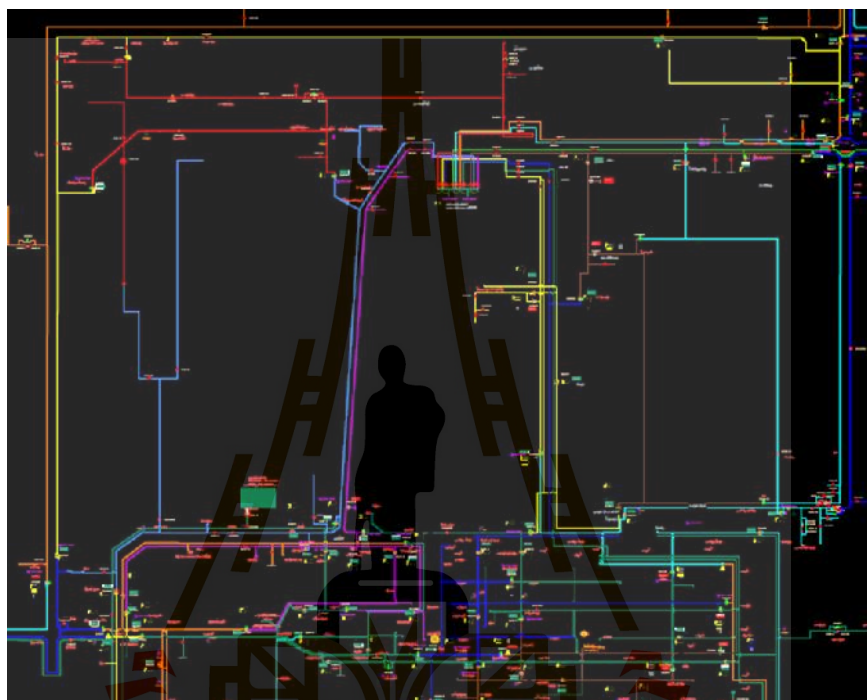


รูปที่ 4.8 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อนทดสอบ  
37 โหนดแบบติดตั้งบนสายป้อน

#### 4.2.4 สายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา

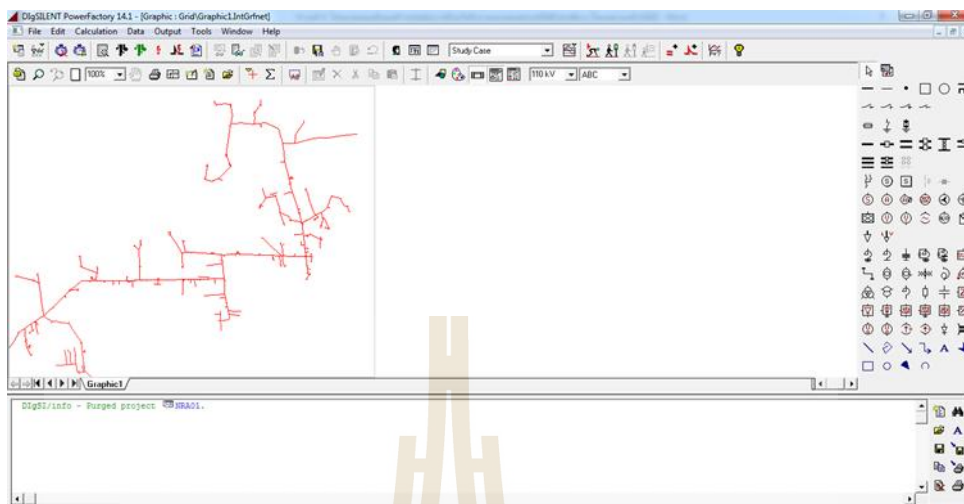
(Nakhon Ratchasima feeder 2 : NRA02)

จากข้อมูลการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาค 2 จังหวัดนครราชสีมา ได้นำข้อมูลสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา มาวิเคราะห์



รูปที่ 4.9 แผนภาพของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1

เริ่มต้นจากการหาข้อมูลโหลดในสายป้อนนั้นจากโปรแกรม Digsilent PowerFactory เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง ที่สามารถสร้างแบบจำลองด้วยรูปภาพหรือป้อนข้อมูลด้วยไฟล์เอกสารสามารถวิเคราะห์ได้ทั้งในระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และภาคอุตสาหกรรม จากงานวิจัยนี้จึงใช้โปรแกรม Digsilent PowerFactory เพื่อหาว่าในแต่ละสายป้อนมีมือแปลงชื่ออะไรบ้าง



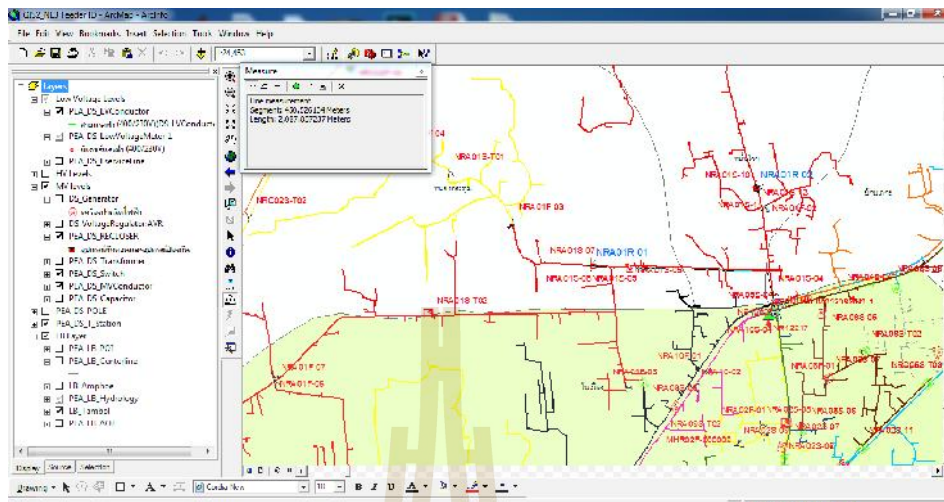
รูปที่ 4.10 โปรแกรม Digsilent PowerFactory

แล้วนำข้อมูลที่ได้ออกมาวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมไมโครซอฟท์ เอกซ์เซล เพื่อหาจำนวนผู้ใช้ไฟ หลังหม้อแปลงนั้น ๆ

	A	B	C	D	E
1	Latitude	Longitude	Name	Description	Max. Capacity (kVA)
2	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(1) หม้อแปลง 1000		1000
3	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(2) หม้อแปลง 1000		1000
4	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(3) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลงขนาด 1000 70	1000
5	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(4) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 7-12 หม้อแปลง หม้อแปลง 8	1000
6	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(5) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
7	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(6) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
8	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(7) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
9	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(8) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
10	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(9) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
11	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(10) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
12	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(11) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
13	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(12) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
14	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(13) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
15	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(14) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
16	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(15) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
17	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(16) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
18	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(17) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
19	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(18) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
20	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(19) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
21	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(20) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
22	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(21) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
23	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(22) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
24	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(23) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
25	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(24) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
26	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(25) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
27	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(26) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000
28	14°55'40.57N	102°20'13.34E	(27) หม้อแปลง 1000	หม้อแปลง 1000	1000

รูปที่ 4.11 โปรแกรมไมโครซอฟท์ เอกซ์เซล

เมื่อได้จำนวนผู้ใช้ไฟในแต่ละจุดโหลด หาระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหลดนั้น ๆ ด้วยโปรแกรมอาร์กแมพ



รูปที่ 4.12 โปรแกรมอาร์คแมพ

ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557

ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาท)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
1	NRA09VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	01-ม.ค.-14	6:39	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุ
2	NRA06VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	07-ม.ค.-14	13:50	อากาศ ปกติ	ยานพาหนะ จากสาเหตุรถ ชนเสาหัก
3	NRA01VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	26-ม.ค.-14	7:45	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุ
4	NRA10VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	13-ก.พ.-14	6:54	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุ
5	NRA05VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	13-ก.พ.-14	6:58	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
6	NRA02VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	16-ก.พ.-14	9:28	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุ กระรอก/ กระแต/หนู

ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557 (ต่อ)

ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาท)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
7	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	16-ก.พ.-14	7:59	อากาศ ปกติ	ลัดวงจร สาเหตุ กระรอก/ กระแต/หนู
8	NRA07VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	16-ก.พ.-14	6:26	อากาศ ปกติ	ลัดวงจร สาเหตุนก/ ค้างคาว
9	NRA03VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	18-ก.พ.-14	19:34	อากาศ ปกติ	ลัดวงจร สาเหตุงู
10	NRA02VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	19-ก.พ.-14	19:02	ฝนตก ลม แรง	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้แต่ละสาย
11	NRA06VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	08-มี.ค.-14	14:02	อากาศ ปกติ	ลัดวงจร สาเหตุนก/ ค้างคาว
12	NRA02VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	10-มี.ค.-14	18:34	อากาศ ปกติ	ลัดวงจร สาเหตุนก/ ค้างคาว
13	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	12-มี.ค.-14	14:13	อากาศ ปกติ	ลัดวงจร สาเหตุนก/ ค้างคาว
14	NRA10VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	15-มี.ค.-14	8:19	อากาศ ปกติ	ลัดวงจร สาเหตุ กระรอก/ กระแต/หนู
15	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	19-มี.ค.-14	6:31	อากาศ ปกติ	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้แต่ละสาย

ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557 (ต่อ)

ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาท)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
16	NRA10VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	20-มี.ค.-14	18:44	ลมแรง	อุปกรณ์จาก สาเหตุชำรุด
17	NRA03VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	21-มี.ค.-14	15:47	อากาศ ปกติ	อื่นๆจาก สาเหตุอื่นๆ
18	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	23-มี.ค.-14	17:25	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุ กระรอก/ กระแต/หนู
19	NRA01VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	23-มี.ค.-14	15:42	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
20	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	23-มี.ค.-14	12:19	อากาศ ปกติ	อุปกรณ์จาก สาเหตุ กระบอกดีร้อป เอาท์โฟลส์ ชำรุด
21	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	24-มี.ค.-14	18:22	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
22	NRA10VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	25-มี.ค.-14	14:24	อากาศ ปกติ	อุปกรณ์จาก สาเหตุสาย อาร์คขาด
23	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	31-มี.ค.-14	14:35	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
24	NRA01VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	05-เม.ย.-14	19:31	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
25	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	06-เม.ย.-14	8:51	อากาศ ปกติ	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ตะสาย
26	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	12-เม.ย.-14	8:37	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุลิง/ค้าง



ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557 (ต่อ)

ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาฬิกา)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
27	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	12-เม.ย.-14	9:13	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
28	NRA09VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	15-เม.ย.-14	8:01	อากาศ ปกติ	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ แตะสาย
29	NRA02VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	18-เม.ย.-14	8:01	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
30	NRA03VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	20-เม.ย.-14	11:52	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
31	NRA05VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	22-เม.ย.-14	10:36	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุ กระรอก/ กระแต/หนู
32	NRA05VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	30-เม.ย.-14	17:37	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุ กระรอก/ กระแต/ หนู
33	NRA04R-01	กฟฟ. นครราชสีมา	01-พ.ค.-14	18:34	ฝนตก ฟ้า คะนอง	ต้นไม้จาก สาเหตุกิ่งไม้ พาดสาย
34	NRA04VB-01	กฟฟ.จาม สะแกแสง	01-พ.ค.-14	17:05	ฝนตก ฟ้า คะนอง	สภาพ สิ่งแวดล้อม จากสาเหตุ ฟ้าผ่าระบบ จำหน่าย
35	NRA05VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	02-พ.ค.-14	9:54	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว

ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557 (ต่อ)

ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาท)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
36	NRA07VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	02-พ.ค.-14	7:16	อากาศชื้น, หมอก	สัตว์จาก สาเหตุ กระรอก/ กระแต/หนู
37	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	06-พ.ค.-14	13:22	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
38	NRA04R-01	กฟฟ. นครราชสีมา	06-พ.ค.-14	9:29	อากาศ ปกติ	อุปกรณ์จาก สาเหตุล่อฟ้า ชำรุด
39	NRA07VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	07-พ.ค.-14	15:56	ลมแรง	อุปกรณ์จาก สาเหตุชำรุด
40	NRA07VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	08-พ.ค.-14	7:06	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
41	NRA10VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	10-พ.ค.-14	7:11	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
42	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	10-พ.ค.-14	7:20	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
43	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	11-พ.ค.-14	22:36	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
44	NRA06VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	15-พ.ค.-14	15:18	ลมแรง	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ตะสาย
45	NRA05VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	15-พ.ค.-14	15:18	ลมแรง	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ตะสาย
46	NRA02VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	17-พ.ค.-14	12:40	อากาศ ปกติ	อุปกรณ์จาก สาเหตุสาย อาร์คขาด

ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557 (ต่อ)

ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาฬิกา)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
47	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	20-พ.ค.-14	8:32	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
48	NRA07VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	29-พ.ค.-14	10:05	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
49	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	30-พ.ค.-14	8:39	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุ กระรอก/ กระแต/ หนู
50	NRA07VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	01-มิ.ย.-14	17:25	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
51	NRA05VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	15-มิ.ย.-14	15:52	อากาศขึ้น หมอก	ยานพาหนะ จากสาเหตุ รถชน เสาหัก
52	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	20-มิ.ย.-14	9:50	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
53	NRA06VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	20-มิ.ย.-14	8:10	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
54	NRA07VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	25-มิ.ย.-14	16:46	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
55	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	28-มิ.ย.-14	9:13	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
56	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	28-มิ.ย.-14	15:37	อากาศ ปกติ	ต้นไม้จาก สาเหตุลม พัดต้นไม้ แตะสาย

ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557 (ต่อ)

ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาท)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
57	NRA04R- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	30-มิ.ย.-14	4:00	ฝนตก	ต้นไม้จาก สาเหตุกิ่งไม้ พาดสาย
58	NRA08VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	05-ก.ค.-14	21:38	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
59	NRA03VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	12-ก.ค.-14	13:58	ลมแรง	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ตะสาย
60	NRA05VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	13-ก.ค.-14	21:45	อากาศชื้น ,หมอก	ต้นไม้จาก สาเหตุกิ่งไม้ พาดสาย
61	NRA05VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	13-ก.ค.-14	21:43	อากาศชื้น ,หมอก	ต้นไม้จาก สาเหตุกิ่งไม้ พาดสาย
62	NRA07VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	19-ก.ค.-14	12:32	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
63	NRA03VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	27-ก.ค.-14	16:24	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
64	NRA04VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	07-ส.ค.-14	15:36	อากาศชื้น ,หมอก	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ตะสาย
65	NRA02VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	10-ส.ค.-14	6:01	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
66	NRA03VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	13-ส.ค.-14	11:44	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู

ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557 (ต่อ)

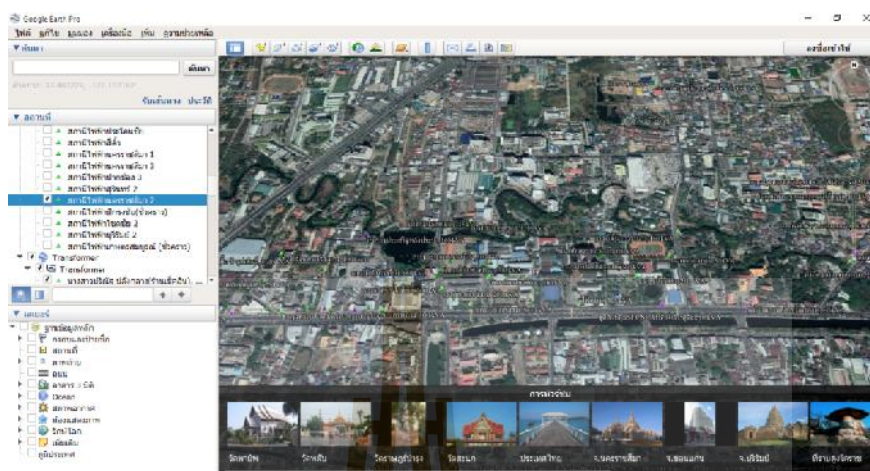
ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาฬิกา)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
67	NRA03VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	13-ส.ค.-14	15:48	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
68	NRA03VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	14-ส.ค.-14	11:38	อากาศ ปกติ	อุปกรณ์จาก สาเหตุสาย อาร์คขาด
69	NRA10VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	16-ส.ค.-14	13:45	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
70	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	29-ส.ค.-14	19:15	ฝนตก	อุปกรณ์จาก สาเหตุชำรุด
71	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	31-ส.ค.-14	19:02	ฝนตก	อุปกรณ์จาก สาเหตุลูกถ้วย แตก
72	NRA03VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	07-ก.ย.-14	17:57	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
73	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	21-ก.ย.-14	5:47	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
74	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	23-ก.ย.-14	10:00	อากาศ ปกติ	อุปกรณ์จาก สาเหตุสาย อาร์คขาด
75	NRA08VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	28-ก.ย.-14	17:02	ฝนตก	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ตะสาย
76	NRA06VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	28-ก.ย.-14	16:42	ฝนตก	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ตะสาย
77	NRA05VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	28-ก.ย.-14	16:42	ฝนตก	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ตะสาย

ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557 (ต่อ)

ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาท)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
78	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	28-ก.ย.-14	16:40	ฝนตก	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ แตะสาย
79	NRA01VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	29-ก.ย.-14	19:43	ฝนตก ฟ้า คะนอง	อุปกรณ์จาก สาเหตุชำรุด
80	NRA03VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	02-ต.ค.-14	9:56	อากาศ ปกติ	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้แตะสาย
81	NRA09VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	09-ต.ค.-14	6:50	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุ กระรอก/ กระแต/หนู
82	NRA09VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	14-ต.ค.-14	21:56	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
83	NRA09VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	21-ต.ค.-14	18:16	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
84	NRA10VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	29-ต.ค.-14	17:59	อากาศ ปกติ	อุปกรณ์จาก สาเหตุล่อฟ้า ชำรุด
85	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	05-พ.ย.-14	9:35	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
86	NRA04VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	19-พ.ย.-14	15:48	อากาศ ปกติ	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้แตะสาย
87	NRA10VB-01	กฟฟ. นครราชสีมา	20-พ.ย.-14	6:54	อากาศชื้น ,หมอก	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้แตะสาย

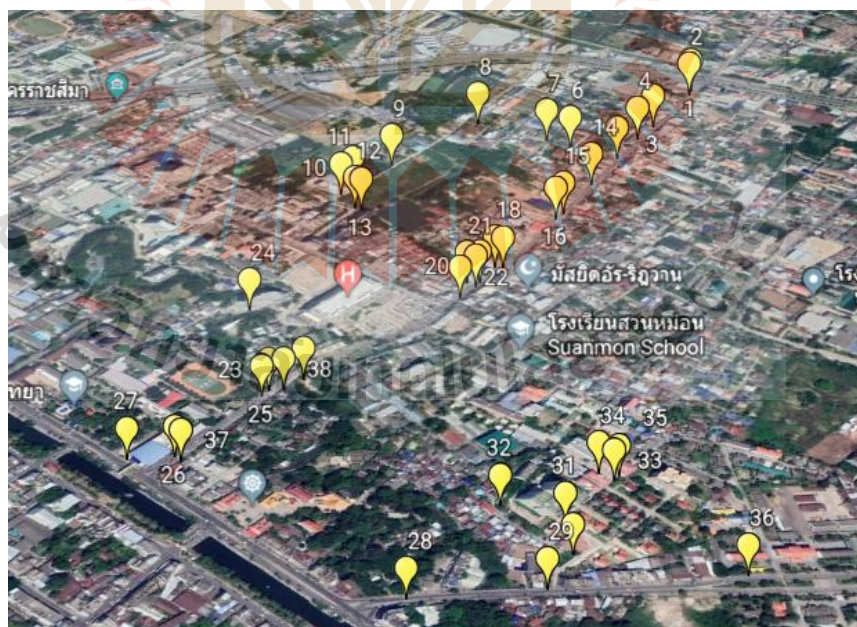
ตารางที่ 4.17 เหตุการณ์เกิดไฟฟ้าผิดปกติของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1 พ.ศ. 2557 (ต่อ)

ลำดับ ที่	ชื่ออุปกรณ์	สถานที่	วันที่	เวลา (นาท)	สภาพ อากาศ	สาเหตุ
88	NRA07VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	20-พ.ย.-14	9:32	อากาศชื้น ,หมอก	ต้นไม้จาก สาเหตุลมพัด ต้นไม้ แตะสาย
89	NRA01VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	21-พ.ย.-14	12:25	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
90	NRA02VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	22-พ.ย.-14	12:33	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
91	NRA04VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	25-พ.ย.-14	10:40	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุงู
92	NRA09VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	03-ธ.ค.-14	12:45	อากาศ ปกติ	อุปกรณ์จาก สาเหตุกระ บอกร้อป เอาท์พิวส์ ชำรุด
93	NRA01VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	15-ธ.ค.-14	9:51	อากาศ ปกติ	สัตว์จาก สาเหตุนก/ ค้างคาว
94	NRA05VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	30-ธ.ค.-14	6:46	อากาศชื้น ,หมอก	สัตว์จาก สาเหตุงู
95	NRA06VB- 01	กฟฟ. นครราชสีมา	30-ธ.ค.-14	6:46	อากาศชื้น ,หมอก	สัตว์จาก สาเหตุงู



รูปที่ 4.13 ภาพถ่ายทางอากาศ ของตำแหน่งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลในพื้นที่สถานี  
ไฟฟ้ายานครราชสีมา 1

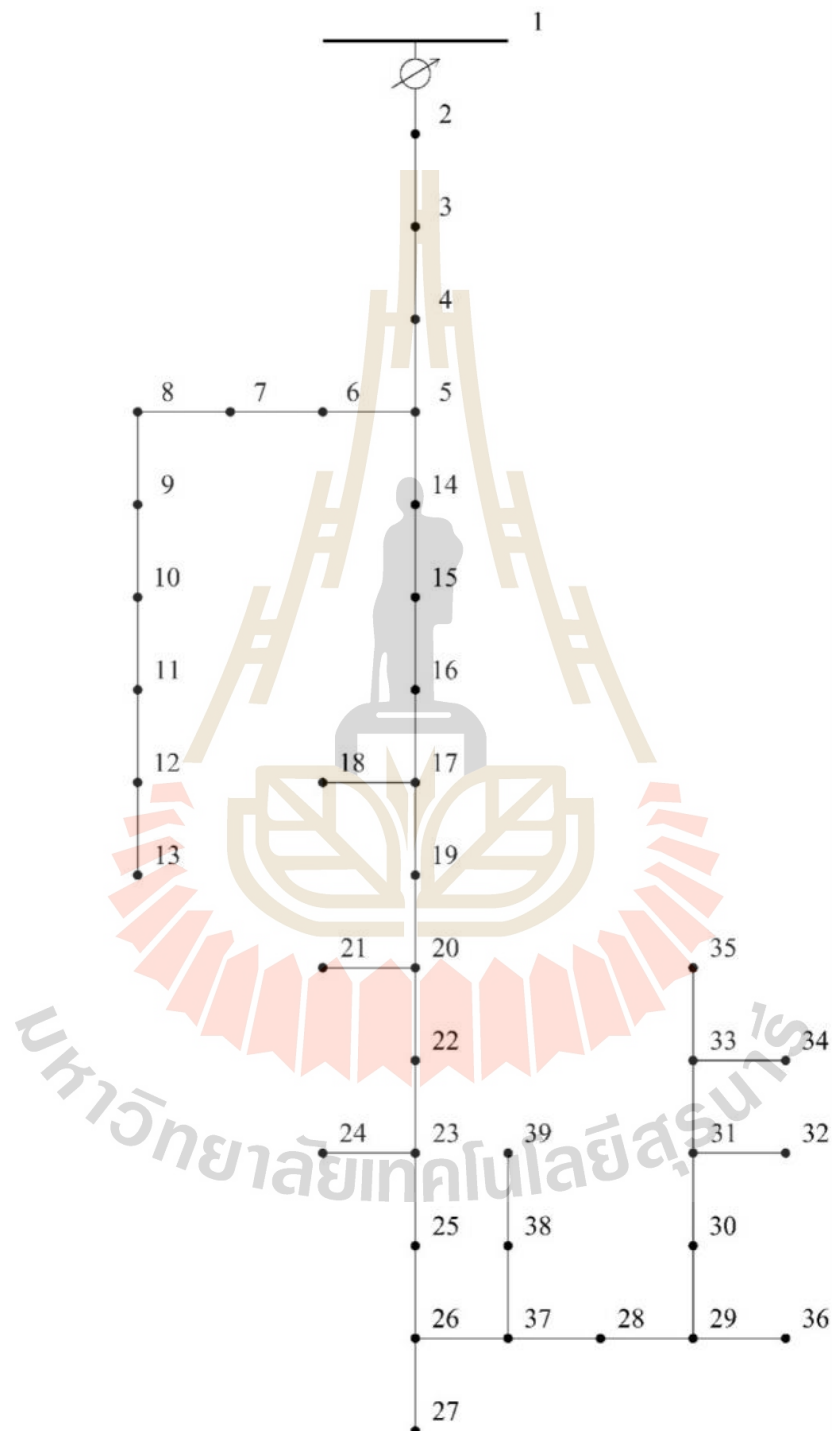
จากภาพถ่ายทางอากาศ ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง จึงนำมาวิเคราะห์ตำแหน่งของจุดที่จะ  
วางอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล



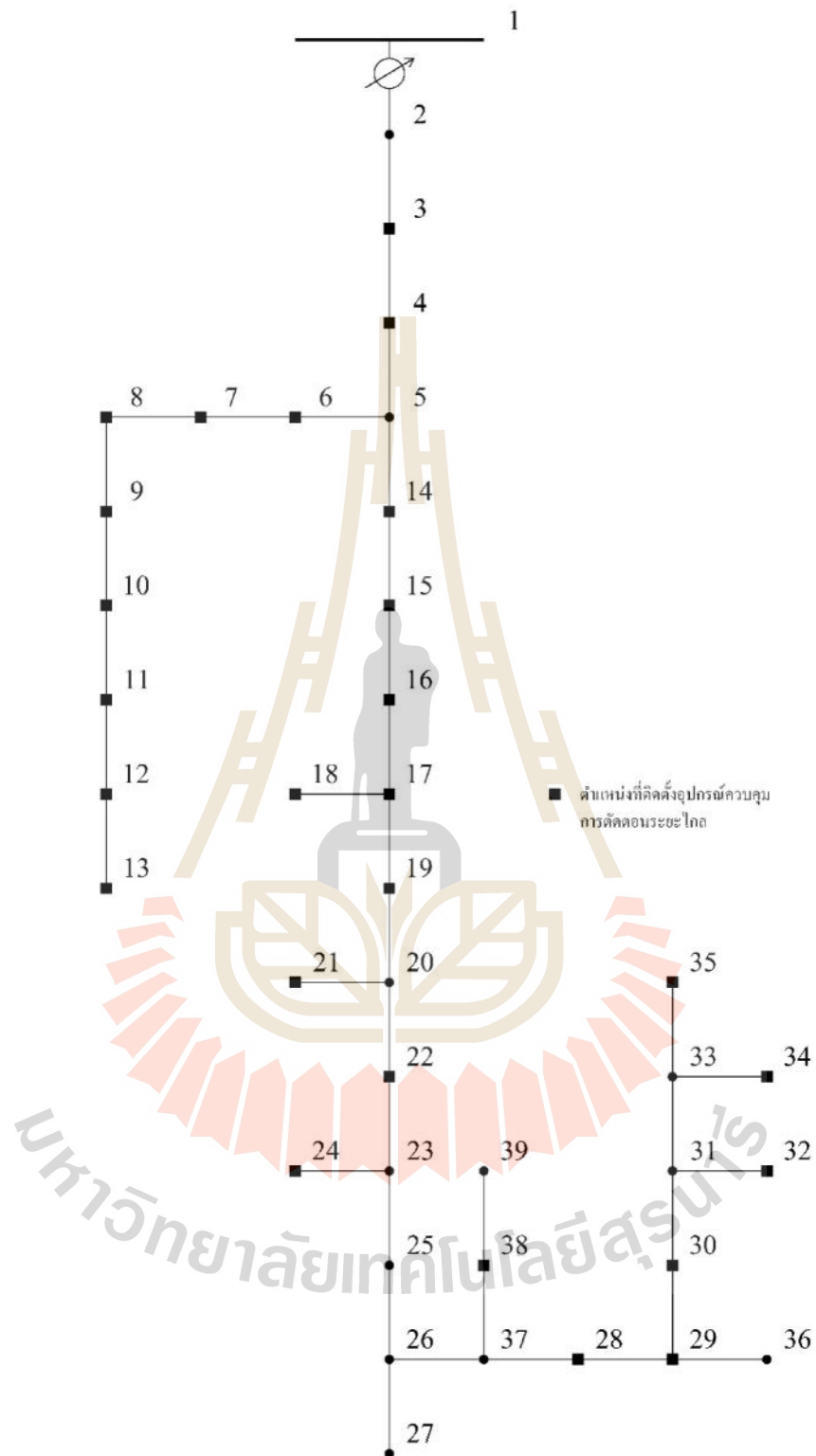
รูปที่ 4.14 ตำแหน่งโหนดของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา



ตำแหน่งการวางอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล โดยอ้างอิงจากโปรแกรมกูเกิลเอิร์ธ (Google Earth) ของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา



รูปที่ 4.15 วงจรของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา



รูปที่ 4.16 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดคอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาแบบโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุด

ตารางที่ 4.18 ข้อมูลการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา

วันที่	ระยะเวลา (นาที)	สาเหตุ
16-ก.พ.-14	9.28	สัตว์จากสาเหตุกระรอก/กระแต/หนู
19-ก.พ.-14	19.02	ต้นไม้จากสาเหตุลมพัดต้นไม้และสาย
10-มี.ค.-14	18.34	สัตว์จากสาเหตุนก/ค้างคาว
18-เม.ย.-14	8.01	สัตว์จากสาเหตุงู
17-พ.ค.-14	12.40	อุปกรณ์จากสาเหตุสายอาร์ลขาด
10-ส.ค.-14	6.01	สัตว์จากสาเหตุงู
22-พ.ย.-14	12.33	สัตว์จากสาเหตุนก/ค้างคาว

จากข้อมูลวงจรของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา นำข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดมาวิเคราะห์โดยหาระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด จากข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดของวงจรของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ที่ให้ระยะทางมาเป็นฟุต สามารถเปลี่ยนเป็นกิโลเมตรได้โดย 1 ฟุต = 0.0003048 กิโลเมตร และ ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟเฉพาะจุดที่ให้มาสามารถคำนวณเป็นจำนวนผู้ใช้ไฟได้ตามตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.19 ข้อมูลตำแหน่งของโหนดและขนาดหม้อแปลงของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา

ตำแหน่ง	ละติจูด	ลองจิจูด	กำลังงาน (kVA)
1	14°59'40.5"N	102°06'13.2"E	0
2	14°59'39.9"N	102°06'13.4"E	0
3	14°59'33.9"N	102°06'14.1"E	160
4	14°59'31.6"N	102°06'14.3"E	160
5	14°59'28.3"N	102°06'14.8"E	0
6	14°59'27.7"N	102°06'11.7"E	160
7	14°59'27.7"N	102°06'09.9"E	100
8	14°59'26.9"N	102°06'05.0"E	160
9	14°59'18.7"N	102°06'04.4"E	100
10	14°59'14.9"N	102°06'04.5"E	160
11	14°59'13.8"N	102°06'04.5"E	630

ตารางที่ 4.19 ข้อมูลตำแหน่งของโหนดและขนาดหม้อแปลงของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา (ต่อ)

ตำแหน่ง	ละติจูด	ลองจิจูด	กำลังงาน (kVA)
12	14°59'13.0"N	102°06'06.3"E	800
13	14°59'13.1"N	102°06'06.7"E	400
14	14°59'24.4"N	102°06'15.4"E	100
15	14°59'20.3"N	102°06'16.1"E	160
16	14°59'19.5"N	102°06'16.1"E	400
17	14°59'13.0"N	102°06'17.0"E	250
18	14°59'12.8"N	102°06'16.6"E	100
19	14°59'11.0"N	102°06'16.9"E	100
20	14°59'10.5"N	102°06'17.0"E	0
21	14°59'10.5"N	102°06'16.4"E	250
22	14°59'09.1"N	102°06'17.0"E	100
23	14°58'56.7"N	102°06'14.9"E	0
24	14°59'01.1"N	102°06'09.3"E	3000
25	14°58'56.1"N	102°06'15.0"E	0
26	14°58'50.3"N	102°06'15.2"E	0
27	14°58'48.8"N	102°06'13.7"E	0
28	14°58'50.0"N	102°06'28.8"E	160
29	14°58'54.0"N	102°06'32.8"E	250
30	14°58'56.3"N	102°06'32.5"E	160
31	14°58'57.7"N	102°06'31.2"E	0
32	14°58'56.9"N	102°06'28.4"E	250
33	14°59'01.4"N	102°06'31.3"E	0
34	14°59'01.4"N	102°06'30.5"E	250
35	14°59'01.8"N	102°06'31.3"E	250
36	14°58'59.8"N	102°06'38.6"E	0
37	14°58'50.3"N	102°06'15.6"E	0
38	14°58'57.2"N	102°06'15.4"E	160
39	14°58'58.4"N	102°06'15.6"E	0

ตารางที่ 4.20 ข้อมูลระยะทางแต่ละโหนดของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัด  
นครราชสีมา

Node A	Node B	Length(km)
1	2	0.02
2	3	0.19
3	4	0.07
4	5	0.10
5	6	0.10
5	14	0.12
6	7	0.05
7	8	0.15
8	9	0.27
9	10	0.12
10	11	0.03
11	12	0.08
12	13	0.01
14	15	0.13
15	16	0.02
16	17	0.20
17	18	0.02
17	19	0.06
19	20	0.01
20	21	0.02
20	22	0.04
22	23	0.39
23	24	0.37
23	25	0.02
25	26	0.18
26	27	0.08
26	37	0.02

ตารางที่ 4.20 ข้อมูลระยะทางแต่ละโหนดของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา (ต่อ)

Node A	Node B	Length(km)
28	29	0.17
29	30	0.08
29	36	0.25
30	31	0.08
31	32	0.11
31	33	0.12
33	34	0.02
33	35	0.01
37	28	0.46
37	38	0.21
38	39	0.04

ตารางที่ 4.21 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงจุดโหนด และจำนวนผู้ใช้ไฟ

ตำแหน่งโหนด	ระยะทาง กิโลเมตร	จำนวนผู้ใช้ไฟ ราย
1	0.00	0
2	0.02	0
3	0.21	48
4	0.28	48
5	0.38	0
6	0.48	48
7	0.53	30
8	0.68	48
9	0.95	30
10	1.07	48
11	1.10	191

ตารางที่ 4.21 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะทางจาก  
สถานีไฟฟ้าถึงจุด โหนด และจำนวนผู้ใช้ไฟ (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	ระยะทาง	จำนวนผู้ใช้ไฟ
	กิโลเมตร	ราย
12	1.18	242
13	1.19	121
14	0.50	30
15	0.63	48
16	0.65	121
17	0.85	76
18	0.87	30
19	0.91	30
20	0.92	0
21	0.94	76
22	0.96	30
23	1.35	0
24	1.72	909
25	1.37	0
26	1.55	0
27	1.63	0
28	2.03	48
29	2.20	76
30	2.28	48
31	2.36	0
32	2.47	76
33	2.48	0
34	2.50	76
35	2.49	76
36	2.45	0
37	1.57	0
38	1.78	48
39	1.82	0

ตารางที่ 4.22 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT

ตำแหน่งโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้งที่ไฟดับ	เวลาที่ใช้หาจุดผิดปกติ
	นาที	นาที	กิโลเมตร	ครั้ง	นาที
1	0.00	0.00	0.00	0	0.00
2	86.32	43.16	0.02	7	43.02
3	86.32	43.16	0.21	7	41.69
4	86.32	43.16	0.28	7	41.2
5	86.32	43.16	0.38	7	40.5
6	86.32	43.16	0.48	7	39.8
7	86.32	43.16	0.53	7	39.45
8	86.32	43.16	0.68	7	38.4
9	86.32	43.16	0.95	7	36.51
10	86.32	43.16	1.07	7	35.67
11	86.32	43.16	1.10	7	35.46
12	86.32	43.16	1.18	7	34.9
13	86.32	43.16	1.19	7	34.83
14	86.32	43.16	0.50	7	39.66
15	86.32	43.16	0.63	7	38.75
16	86.32	43.16	0.65	7	38.61
17	86.32	43.16	0.85	7	37.21
18	86.32	43.16	0.87	7	37.07
19	86.32	43.16	0.91	7	36.79
20	86.32	43.16	0.92	7	36.72
21	86.32	43.16	0.94	7	36.58
22	86.32	43.16	0.96	7	36.44
23	86.32	43.16	1.35	7	33.71
24	86.32	43.16	1.72	7	31.12
25	86.32	43.16	1.37	7	33.57



ตารางที่ 4.22 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้งที่ไฟดับ	เวลาที่ใช้หาจุดผิดพลาด
	นาที	นาที	กิโลเมตร	ครั้ง	นาที
26	86.32	43.16	1.55	7	32.31
27	86.32	43.16	1.63	7	31.75
28	86.32	43.16	2.03	7	28.95
29	86.32	43.16	2.20	7	27.76
30	86.32	43.16	2.28	7	27.2
31	86.32	43.16	2.36	7	26.64
32	86.32	43.16	2.47	7	25.87
33	86.32	43.16	2.48	7	25.8
34	86.32	43.16	2.50	7	25.66
35	86.32	43.16	2.49	7	25.73
36	86.32	43.16	2.45	7	26.01
37	86.32	43.16	1.57	7	32.17
38	86.32	43.16	1.78	7	30.7
39	86.32	43.16	1.82	7	30.42

ตารางที่ 4.23 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT

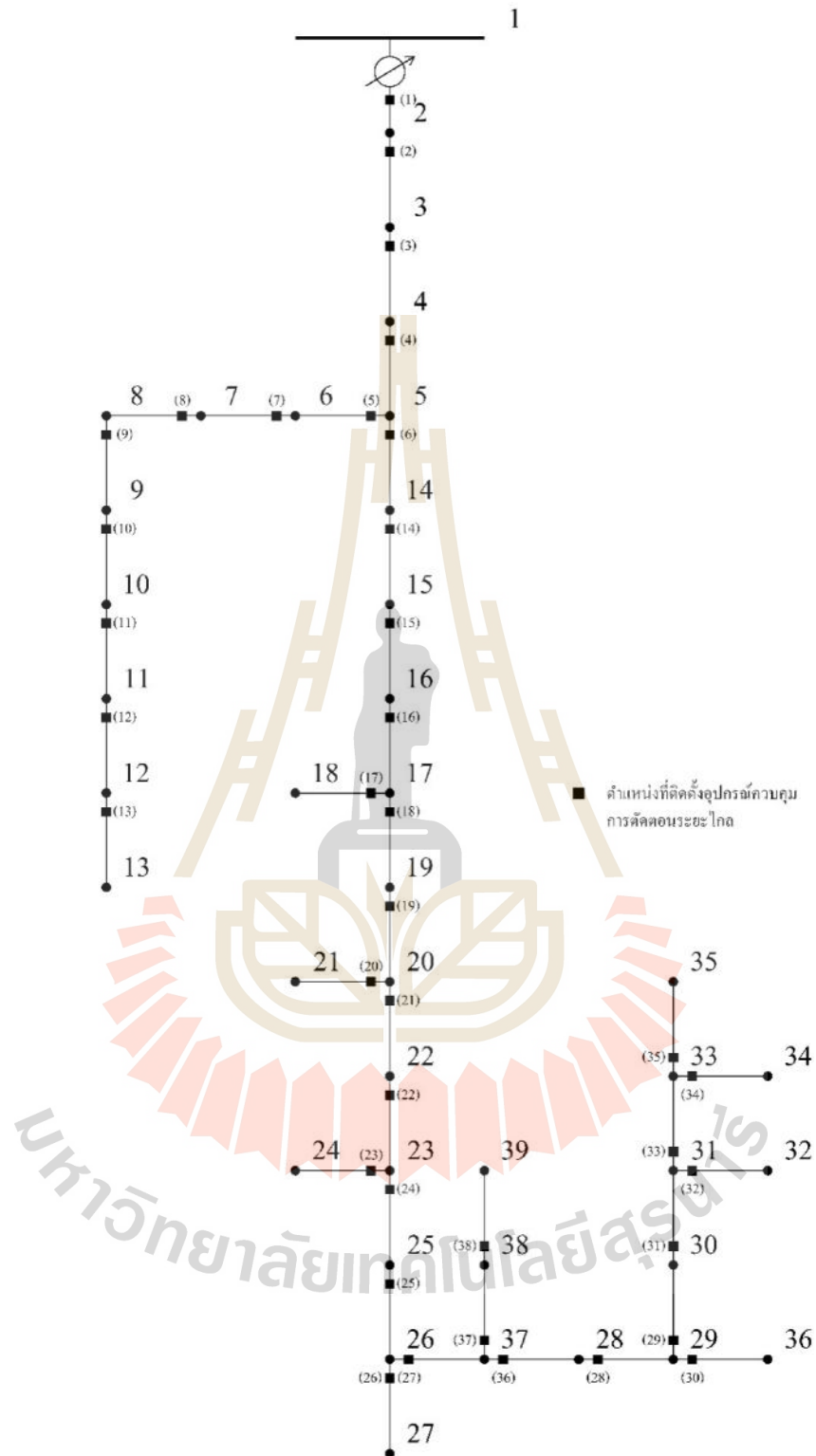
ตำแหน่งโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้งที่ไฟดับ	เวลาที่ใช้หาจุดผิดพลาด
	นาที	นาที	กิโลเมตร	ครั้ง	นาที
1	0.00	0.00	0.00	0	0.00
2	86.32	60.42	0.02	7	60.28
3	86.32	60.42	0.21	7	58.95
4	86.32	60.42	0.28	7	58.46
5	86.32	60.42	0.38	7	57.76

ตารางที่ 4.23 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้งที่ไฟดับ	เวลาที่ใช้งาน จุดผิดปกติ
	นาที	นาที	กิโลเมตร	ครั้ง	นาที
6	86.32	60.42	0.48	7	57.06
7	86.32	60.42	0.53	7	56.71
8	86.32	60.42	0.68	7	55.66
9	86.32	60.42	0.95	7	53.77
10	86.32	60.42	1.07	7	52.93
11	86.32	60.42	1.10	7	52.72
12	86.32	60.42	1.18	7	52.16
13	86.32	60.42	1.19	7	52.09
14	86.32	60.42	0.50	7	56.92
15	86.32	60.42	0.63	7	56.01
16	86.32	60.42	0.65	7	55.87
17	86.32	60.42	0.85	7	54.47
18	86.32	60.42	0.87	7	54.33
19	86.32	60.42	0.91	7	54.05
20	86.32	60.42	0.92	7	53.98
21	86.32	60.42	0.94	7	53.84
22	86.32	60.42	0.96	7	53.70
23	86.32	60.42	1.35	7	50.97
24	86.32	60.42	1.72	7	48.38
25	86.32	60.42	1.37	7	50.83
26	86.32	60.42	1.55	7	49.57
27	86.32	60.42	1.63	7	49.01
28	86.32	60.42	2.03	7	46.21
29	86.32	60.42	2.20	7	45.02
30	86.32	60.42	2.28	7	44.46

ตารางที่ 4.23 สรุปข้อมูลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT (ต่อ)

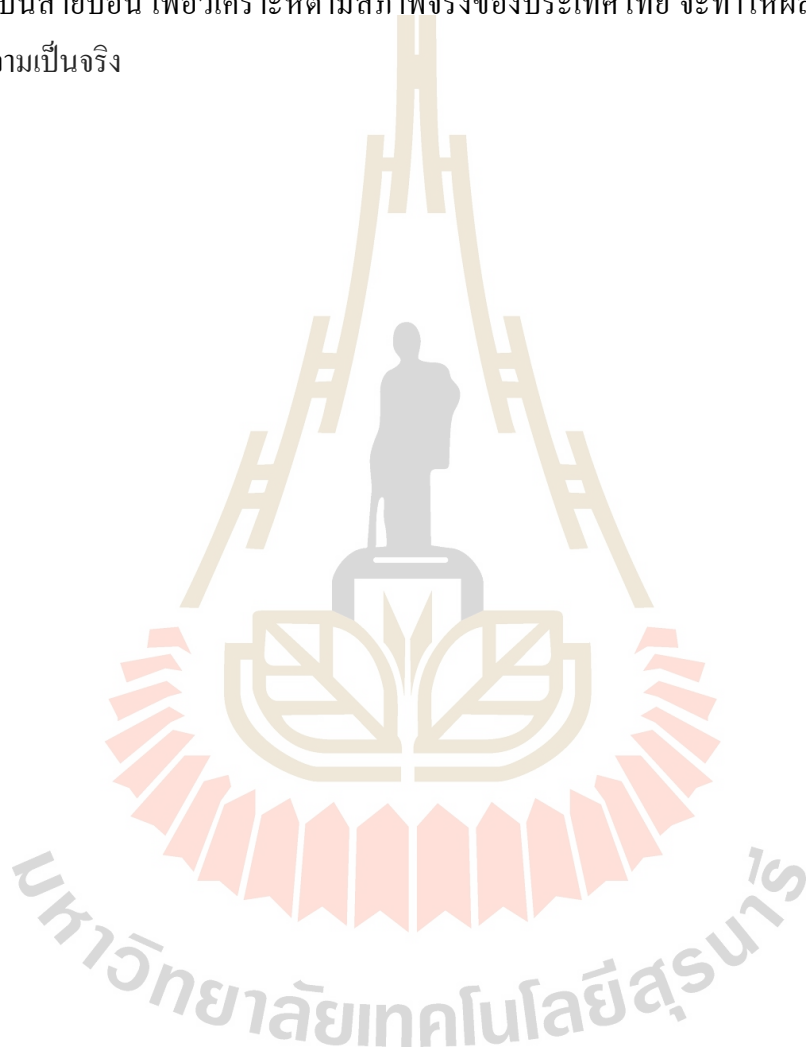
ตำแหน่งโหนด	MDT	MWT	ระยะทาง	จำนวนครั้งที่ไฟดับ	เวลาที่ใช้หาจุดผิดปกติ
	นาที	นาที	กิโลเมตร	ครั้ง	นาที
31	86.32	60.42	2.36	7	43.90
32	86.32	60.42	2.47	7	43.13
33	86.32	60.42	2.48	7	43.06
34	86.32	60.42	2.50	7	42.92
35	86.32	60.42	2.49	7	42.99
36	86.32	60.42	2.45	7	43.27
37	86.32	60.42	1.57	7	49.43
38	86.32	60.42	1.78	7	47.96
39	86.32	60.42	1.82	7	47.68



รูปที่ 4.17 ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลสำหรับวงจรของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาแบบติดตั้งบนสายป้อน

### 4.3 สรุป

การนำเสนอการพัฒนาการหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลให้เหมาะสมที่สุด จะต้องใช้ข้อมูลในหลายภาคส่วนมาประกอบกัน งานวิจัยนี้ได้วิเคราะห์ข้อมูลจากสายป้อนทดสอบ 13 โหนด สายป้อนทดสอบ 37 โหนด และสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ทำให้สามารถเปรียบเทียบวงจรได้ทั้งแบบโหลดผู้ใช้เฉพาะจุดและแบบติดตั้งอุปกรณ์บนสายป้อน เพื่อวิเคราะห์ตามสภาพจริงของประเทศไทย จะทำให้ผลที่ได้ใกล้เคียงกับสภาพความเป็นจริง



## บทที่ 5

### ระบบทดสอบและผลการทดสอบ

#### 5.1 บทนำ

ในบทที่ผ่าน ๆ มาของงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ได้อธิบายถึงทฤษฎีต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับการเลือกสรรการตัดตอนระยะไกลให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง ใช้โปรแกรมแมทแลปมาวิเคราะห์หาค่าต่ำที่สุดโดยวิเคราะห์จากระยะทางที่รถเก็บไฟเดินทางไปแก่กระแสไฟฟ้าผิดพ่วงและจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ นำมาปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับในบทที่ 5 นี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลจากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมแมทแลปแล้วนำมาปรับปรุงดัชนี SAIDI

#### 5.2 ผลการทดสอบการเลือกสรรอุปกรณ์ตัดตอนระยะไกล

การเลือกสรรอุปกรณ์ตัดตอนระยะไกล มีเป้าหมายเพื่อวิเคราะห์ หาจุดที่มีค่าเหมาะสมที่สุดซึ่งใช้ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ และอัตราการค่าใช้จ่ายในการเดินทางของรถหน่วยเก็บกระแสไฟฟ้าขัดข้อง มาคำนวณหาจุดเหมาะสมที่สุด ในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลแล้วนำตำแหน่งที่ได้ไปวิเคราะห์หาค่าการปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ ดัชนี SAIDI

##### 5.2.1 ผลการหาตำแหน่ง การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อน

##### ทดสอบ 13 โหนด

จากข้อมูลสายป้อนทดสอบ 13 โหนดสามารถหาดัชนี SAIDI ได้ดังนี้ สามารถหาจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบในแต่ละโหนด และเทียบเป็นสัดส่วนกับข้อมูลการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากสมการที่ 3.3 สามารถคำนวณหาดัชนี SAIDI ของสายป้อนทดสอบ 13 โหนดได้คือ 86.32 นาที/รายปี

ตารางที่ 5.1 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่  
เหมาะสมที่สุด

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	9	83.19	3.13
2	9,10	81.27	5.05
3	4,9,10	79.84	6.48
4	4,6,9,10	79.07	7.25
5	1,4,6,9,10	78.68	7.64
6	1,4,6,9,10,13	78.21	8.11
7	1,4,5,6,9,10,13	77.60	8.72
8	1,4,5,6,8,9,10,13	77.36	8.96

ตารางที่ 5.2 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่  
เหมาะสมที่สุด

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	9	74.04	12.28
2	9,10	65.46	20.86
3	4,9,10	60.87	25.45
4	4,6,9,10	58.27	28.05
5	1,4,6,9,10	56.52	29.80
6	1,4,6,9,10,13	54.70	31.62
7	1,4,5,6,9,10,13	52.72	33.60
8	1,4,5,6,8,9,10,13	51.47	34.85

ตารางที่ 5.3 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่  
เหมาะสมที่สุด

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	9	67.95	18.37
2	9,10	54.92	31.40
3	4,9,10	48.23	38.09
4	4,6,9,10	44.40	41.92
5	1,4,6,9,10	41.75	44.57
6	1,4,6,9,10,13	39.02	47.30
7	1,4,5,6,9,10,13	36.14	50.18
8	1,4,5,6,8,9,10,13	34.20	52.12

ตารางที่ 5.4 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	9	83.19	3.13
2	9,10	81.27	5.05
3	4,9,10	79.84	6.48
4	4,6,9,10	79.07	7.25
5	4,5,6,9,10	78.46	7.86
6	4,5,6,9,10,13	77.99	8.33
7	1,4,5,6,9,10,13	77.60	8.72
8	1,4,5,6,8,9,10,13	77.36	8.96



ตารางที่ 5.5 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด  
ระยะเวลาในการร่อซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	9	74.04	12.28
2	9,10	65.46	20.86
3	4,9,10	60.87	25.45
4	4,6,9,10	58.27	28.05
5	4,5,6,9,10	56.30	30.02
6	4,5,6,9,10,13	54.47	31.85
7	1,4,5,6,9,10,13	52.72	33.60
8	1,4,5,6,8,9,10,13	51.47	34.85

ตารางที่ 5.6 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด  
ระยะเวลาในการร่อซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	9	67.95	18.37
2	9,10	54.92	31.40
3	4,9,10	48.23	38.09
4	4,6,9,10	44.40	41.92
5	4,5,6,9,10	41.53	44.79
6	4,5,6,9,10,13	38.80	47.52
7	1,4,5,6,9,10,13	36.14	50.18
8	1,4,5,6,8,9,10,13	34.20	52.12

ตารางที่ 5.7 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด  
แบบติดตั้งบนสายป้อน

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่
1	3	85.11
2	3,8	85.05
3	3,8,11	85.00
4	3,7,8,11	84.95
5	2,3,7,8,11	84.92
6	1,2,3,7,8,11	84.89
7	1,2,3,7,8,10,11	84.88
8	1,2,3,5,7,8,10,11	84.87
9	1,2,3,5,7,8,9,10,11	84.87
10	1,2,3,4,5,7,8,9,10,11	84.87
11	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11	84.87
12	1,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	80.59
13	1,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	80.30
14	1,12,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	79.96
15	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	79.60
16	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,33,34	79.59
17	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,29,30,31,32,33,34	79.59
18	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,26,28,29,30,31,32,33,34	79.52
19	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,26,27,28,29,30,31,32,33,34	79.44
20	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	79.35
21	1,12,13,15,16,17,18,19,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	79.25

## 5.2.2 ผลการหาตำแหน่ง การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด

จากข้อมูลสายป้อนทดสอบ 37 โหนดสามารถหาดัชนี SAIDI ได้ดังนี้ สามารถหาจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบในแต่ละโหนด และเทียบเป็นสัดส่วนกับข้อมูลการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากสมการที่ 3.4.3 สามารถคำนวณหาดัชนี SAIDI ของสายป้อนทดสอบ 37 โหนดได้คือ 86.32 นาที/ราย/ปี

ตารางที่ 5.8 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	1	82.92	3.40
2	1,17	82.56	3.76
3	1,17,30	82.40	3.92
4	1,17,30,31	82.30	4.02
5	1,17,21,30,31	81.95	4.37
6	1,17,21,30,31,32	81.93	4.39
7	1,17,21,28,30,31,32	81.84	4.48
8	1,17,21,26,28,30,31,32	81.65	4.67
9	1,17,21,24,26,28,30,31,32	81.46	4.86
10	1,17,21,23,24,26,28,30,31,32	81.21	5.11
11	1,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	80.85	5.47
12	1,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	80.59	5.73
13	1,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	80.30	6.02
14	1,12,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	79.96	6.36
15	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	79.60	6.72
16	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,33,34	79.59	6.73
17	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,29,30,31,32,33,34	79.59	6.73

ตารางที่ 5.8 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่  
เหมาะสมที่สุด (ต่อ)

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI I อยู่ที่	ลดค่า ดัชนี ลงได้
18	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,26,28,29,30,31,32,33,34	79.52	6.80
19	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,26,27,28,29,30,31,32,33,34	79.44	6.88
20	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	79.35	6.97
21	1,12,13,15,16,17,18,19,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	79.25	7.07
22	1,12,13,15,16,17,18,19,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	79.13	7.19
23	1,12,13,15,16,17,18,19,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	79.01	7.31
24	1,12,13,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	78.87	7.45
25	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	78.72	7.60

ตารางที่ 5.9 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่  
เหมาะสมที่สุด

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่า ดัชนี ลงได้
1	1	76.31	10.01
2	1,17	74.26	12.06
3	1,17,30	72.65	13.67
4	1,17,30,31	71.24	15.08
5	1,17,21,30,31	69.58	16.74

ตารางที่ 5.9 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่  
เหมาะสมที่สุด (ต่อ)

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่า ดัชนี ลงได้
6	1,17,21,30,31,32	68.65	17.67
7	1,17,21,28,30,31,32	67.66	18.66
8	1,17,21,26,28,30,31,32	66.58	19.74
9	1,17,21,24,26,28,30,31,32	65.49	20.83
10	1,17,21,23,24,26,28,30,31,32	64.34	21.98
11	1,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	63.01	23.31
12	1,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	61.85	24.47
13	1,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	60.67	25.65
14	1,12,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	59.42	26.90
15	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	58.16	28.16
16	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,33,34	57.71	28.61
17	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,29,30,31,32,33,34	57.25	29.07
18	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,26,28,29,30,31,32,33,34	56.73	29.59
19	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,26,27,28,29,30,31,32,33,34	56.21	30.11
20	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	55.67	30.65
21	1,12,13,15,16,17,18,19,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	55.12	31.20
22	1,12,13,15,16,17,18,19,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	54.55	31.77
23	1,12,13,15,16,17,18,19,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	53.97	32.35
24	1,12,13,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	53.39	32.93
25	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	52.82	33.50

ตารางที่ 5.10 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่  
เหมาะสมที่สุด

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่า ดัชนีลง ได้
1	1	71.91	14.41
2	1,17	68.73	17.59
3	1,17,30	66.15	20.17
4	1,17,30,31	63.86	22.46
5	1,17,21,30,31	61.32	25.00
6	1,17,21,30,31,32	59.80	26.52
7	1,17,21,28,30,31,32	58.21	28.11
8	1,17,21,26,28,30,31,32	56.53	29.79
9	1,17,21,24,26,28,30,31,32	54.84	31.48
10	1,17,21,23,24,26,28,30,31,32	53.09	33.23
11	1,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	51.12	35.20
12	1,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	49.35	36.97
13	1,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	47.57	38.75
14	1,12,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	45.73	40.59
15	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	43.87	42.45
16	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,33,34	43.12	43.20
17	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,29,30,31,32,33,34	42.36	43.96
18	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,26,28,29,30,31,32,33,34	41.54	44.78
19	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,26,27,28,29,30,31,32,33,34	40.72	45.60
20	1,12,13,15,16,17,18,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	39.88	46.44
21	1,12,13,15,16,17,18,19,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	39.03	47.29
22	1,12,13,15,16,17,18,19,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	38.16	48.16
23	1,12,13,15,16,17,18,19,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	37.29	49.03
24	1,12,13,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	36.40	49.92
25	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	35.56	50.76

ตารางที่ 5.11 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด  
ระยะเวลาในการรื้อซ่อมแซมร้อยละ 20 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่า ดัชนี ลงได้
1	1	82.92	3.40
2	1,13	82.55	3.77
3	1,13,34	82.19	4.13
4	1,13,17,34	81.84	4.48
5	1,13,17,21,34	81.49	4.83
6	1,12,13,17,21,34	81.14	5.18
7	1,12,13,15,17,21,34	80.86	5.46
8	1,12,13,15,16,17,21,34	80.59	5.73
9	1,12,13,15,16,17,21,23,34	80.34	5.98
10	1,12,13,15,16,17,21,23,24,34	80.16	6.16
11	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,34	79.97	6.35
12	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,30,34	79.81	6.51
13	1,12,13,14,15,16,17,21,23,24,26,30,34	79.66	6.66
14	1,12,13,14,15,16,17,20,21,23,24,26,30,34	79.52	6.80
15	1,12,13,14,15,16,17,20,21,23,24,26,30,34,35	79.40	6.92
16	1,12,13,14,15,16,17,20,21,22,23,24,26,30,34,35	79.28	7.04
17	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,26,30,34,35	79.18	7.14
18	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,26,30,31,34,35	79.08	7.24
19	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,30,31,34,35	78.99	7.33
20	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,28,30,31,34,35	78.90	7.42
21	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,30,31,34,35	78.82	7.50
22	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,30,31,34,35	78.75	7.57
23	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,30,31,32,34,35	78.73	7.59
24	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,34,35	78.72	7.60
25	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	78.72	7.60

ตารางที่ 5.12 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่า ดัชนี ลงได้
1	1	76.31	10.01
2	1,17	74.26	12.06
3	1,17,21	72.6	13.72
4	1,17,21,30	70.99	15.33
5	1,17,21,30,31	69.58	16.74
6	1,17,21,30,31,34	68.25	18.07
7	1,13,17,21,30,31,34	66.98	19.34
8	1,12,13,17,21,30,31,34	65.74	20.58
9	1,12,13,15,17,21,30,31,34	64.56	21.76
10	1,12,13,15,16,17,21,30,31,34	63.39	22.93
11	1,12,13,15,16,17,21,23,30,31,34	62.25	24.07
12	1,12,13,15,16,17,21,23,24,30,31,34	61.16	25.16
13	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,30,31,34	60.07	26.25
14	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,34	59.08	27.24
15	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	58.16	28.16
16	1,12,13,15,16,17,20,21,23,24,26,28,30,31,32,34	57.57	28.75
17	1,12,13,15,16,17,20,21,23,24,26,28,30,31,32,34,35	57	29.32
18	1,12,13,15,16,17,20,21,22,23,24,26,28,30,31,32,34,35	56.43	29.89
19	1,12,13,14,15,16,17,20,21,22,23,24,26,28,30,31,32,34,35	55.87	30.45
20	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,26,28,30,31,32,34,35	55.32	31
21	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,28,30,31,32,34,35	54.78	31.54
22	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,30,31,32,34,35	54.25	32.07
23	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,30,31,32,34,35	53.73	32.59
24	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,34,35	53.28	33.04
25	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	52.82	33.5



ตารางที่ 5.13 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด  
ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่า ดัชนี ลงได้
1	1	71.91	14.41
2	1,17	68.73	17.59
3	1,17,30	66.15	20.17
4	1,17,21,30	63.61	22.71
5	1,17,21,30,31	61.32	25
6	1,17,21,30,31,34	59.35	26.97
7	1,13,17,21,30,31,34	57.49	28.83
8	1,12,13,17,21,30,31,34	55.64	30.68
9	1,12,13,15,17,21,30,31,34	53.87	32.45
10	1,12,13,15,16,17,21,30,31,34	52.1	34.22
11	1,12,13,15,16,17,21,23,30,31,34	50.35	35.97
12	1,12,13,15,16,17,21,23,24,30,31,34	48.67	37.65
13	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,30,31,34	46.98	39.34
14	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,34	45.39	40.93
15	1,12,13,15,16,17,21,23,24,26,28,30,31,32,34	43.87	42.45
16	1,12,13,15,16,17,20,21,23,24,26,28,30,31,32,34	42.98	43.34
17	1,12,13,15,16,17,20,21,23,24,26,28,30,31,32,34,35	42.11	44.21
18	1,12,13,15,16,17,20,21,22,23,24,26,28,30,31,32,34,35	41.24	45.08
19	1,12,13,15,16,17,19,20,21,22,23,24,26,28,30,31,32,34,35	40.39	45.93
20	1,12,13,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,28,30,31,32,34,35	39.55	46.77
21	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,28,30,31,32,34,35	38.71	47.61
22	1,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,30,31,32,34,35	37.89	48.43
23	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,30,31,32,34,35	37.07	49.25
24	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,34,35	36.31	50.01
25	1,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	35.56	50.76

ตารางที่ 5.14 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37 โหนด  
แบบติดตั้งบนสายป้อน

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่
1	1	82.65
2	1,2	81.37
3	1,2,6	80.63
4	1,2,6,28	80.02
5	1,2,6,16,28	79.54
6	1,2,6,15,16,28	79.15
7	1,2,4,6,15,16,28	78.82
8	1,2,4,6,15,16,28,29	78.50
9	1,2,4,6,15,16,23,28,29	78.24
10	1,2,4,6,8,15,16,23,28,29	78.09
11	1,2,4,6,8,15,16,23,28,29,31	78.00
12	1,2,4,6,8,15,16,23,26,28,29,31	77.95
13	1,2,4,6,8,15,16,23,26,28,29,31,32	77.91
14	1,2,4,5,6,8,15,16,23,26,28,29,31,32	77.88
15	1,2,4,5,6,8,15,16,23,26,28,29,30,31,32	77.84
16	1,2,3,4,5,6,8,15,16,23,26,28,29,30,31,32	77.82
17	1,2,3,4,5,6,8,15,16,23,26,27,28,29,30,31,32	77.80
18	1,2,3,4,5,6,8,15,16,23,26,27,28,29,30,31,32,33	77.79
19	1,2,3,4,5,6,7,8,15,16,23,26,27,28,29,30,31,32,33	77.78
20	1,2,3,4,5,6,7,8,15,16,20,23,26,27,28,29,30,31,32,33	77.77
21	1,2,3,4,5,6,7,8,15,16,17,20,23,26,27,28,29,30,31,32,33	77.76
22	1,2,3,4,5,6,7,8,15,16,17,20,23,24,26,27,28,29,30,31,32,33	77.76
23	1,2,3,4,5,6,7,8,15,16,17,20,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33	77.75
24	1,2,3,4,5,6,7,8,13,15,16,17,20,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33	77.75
25	1,2,3,4,5,6,7,8,10,13,15,16,17,20,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33	77.75

ตารางที่ 5.14 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 37  
 โหนดแบบติดตั้งบนสายป้อน (ต่อ)

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่
26	1,2,3,4,5,6,7,8,10,13,15,16,17,20,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	77.74
27	1,2,3,4,5,6,7,8,10,12,13,15,16,17,20,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	77.74
28	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,12,13,15,16,17,20,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34	77.74
29	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,12,13,15,16,17,19,20,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33, ,34	77.74
30	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,12,13,15,16,17,19,20,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32, ,33,34	77.73
31	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,12,13,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31, ,32,33,34	77.73
32	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30, ,31,32,33,34	77.73
33	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30, ,31,32,33,34,35	77.73
34	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29, ,30,31,32,33,34,35	77.73
35	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28, ,29,30,31,32,33,34,35	77.73

### 5.2.3 ผลการหาตำแหน่ง การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อน ที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา

จากข้อมูลสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาสามารถหาดัชนี SAIDI ได้ดังนี้ สามารถหาจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบในแต่ละโหนด และเทียบเป็นสัดส่วนกับข้อมูลการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากสมการที่ 3.3 สามารถคำนวณหาดัชนี SAIDI ของสายป้อน ที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาได้คือ 86.32 นาที/ราย/ปี

ตารางที่ 5.15 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดย  
ใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	24	75.65	10.67
2	12,24	72.47	13.85
3	11,12,24	69.91	16.41
4	11,12,13,24	68.33	17.99
5	11,12,13,16,24	66.56	19.76
6	11,12,13,16,24,34	65.83	20.49
7	11,12,13,16,24,34,35	65.09	21.23
8	11,12,13,16,24,32,34,35	64.35	21.97
9	11,12,13,16,24,29,32,34,35	63.55	22.77
10	11,12,13,16,21,24,29,32,34,35	62.51	23.81
11	11,12,13,16,17,21,24,29,32,34,35	61.44	24.88
12	11,12,13,16,17,21,24,29,30,32,34,35	60.95	25.37
13	11,12,13,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35	60.42	25.90
14	11,12,13,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	59.87	26.45
15	10,11,12,13,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	59.22	27.10
16	8,10,11,12,13,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	58.53	27.79
17	8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	57.83	28.49
18	6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	57.11	29.21
19	4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	56.36	29.96

ตารางที่ 5.15 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการร่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด (ต่อ)

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
20	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	55.61	30.71
21	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	55.19	31.13
22	3,4,6,8,9,10,11,12,13,15,16,17,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	54.78	31.54
23	3,4,6,8,9,10,11,12,13,15,16,17,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	54.36	31.96
24	3,4,6,8,9,10,11,12,13,15,16,17,18,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	53.94	32.38
25	3,4,6,7,8,9,10,11,12,13,15,16,17,18,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	53.50	32.82
26	3,4,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	53.05	33.27

ตารางที่ 5.16 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการร่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	24	69.74	16.58
2	12,24	64.98	21.34
3	11,12,24	61.18	25.14
4	11,12,13,24	58.80	27.52
5	11,12,13,16,24	56.25	30.07
6	11,12,13,16,24,34	55.02	31.30
7	11,12,13,16,24,34,35	53.79	32.53
8	11,12,13,16,24,32,34,35	52.55	33.77
9	11,12,13,16,24,29,32,34,35	51.26	35.06

ตารางที่ 5.16 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรื้อซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด (ต่อ)

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAID I อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
10	11,12,13,16,21,24,29,32,34,35	49.72	36.60
11	11,12,13,16,17,21,24,29,32,34,35	48.16	38.16
12	11,12,13,16,17,21,24,29,30,32,34,35	47.35	38.97
13	11,12,13,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35	46.52	39.80
14	11,12,13,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	45.65	40.67
15	10,11,12,13,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	44.69	41.63
16	8,10,11,12,13,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	43.68	42.64
17	8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	42.67	43.65
18	6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	41.64	44.68
19	4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	40.58	45.74
20	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	39.51	46.81
21	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	38.91	47.41
22	3,4,6,8,9,10,11,12,13,15,16,17,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	38.30	48.02
23	3,4,6,8,9,10,11,12,13,15,16,17,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	37.69	48.63
24	3,4,6,8,9,10,11,12,13,15,16,17,18,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	37.07	49.25
25	3,4,6,7,8,9,10,11,12,13,15,16,17,18,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	36.43	49.89
26	3,4,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	35.79	50.53

ตารางที่ 5.17 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรื้อซ่อมแซมร้อยละ 50 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	24	75.65	10.67
2	12,24	72.47	13.85
3	11,12,24	69.91	16.41
4	11,12,16,24	68.15	18.17
5	11,12,13,16,24	66.56	19.76
6	11,12,13,16,17,24	65.50	20.82
7	11,12,13,16,17,21,24	64.45	21.87
8	11,12,13,16,17,21,24,29	63.65	22.67
9	3,11,12,13,16,17,21,24,29	62.90	23.42
10	3,4,11,12,13,16,17,21,24,29	62.15	24.17
11	3,4,11,12,13,16,17,21,24,29,32	61.41	24.91
12	3,4,11,12,13,16,17,21,24,29,32,35	60.67	25.65
13	3,4,11,12,13,16,17,21,24,29,32,34,35	59.94	26.38
14	3,4,6,11,12,13,16,17,21,24,29,32,34,35	59.22	27.10
15	3,4,6,11,12,13,15,16,17,21,24,29,32,34,35	58.52	27.80
16	3,4,6,8,11,12,13,15,16,17,21,24,29,32,34,35	57.82	28.50
17	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,29,32,34,35	57.18	29.14
18	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,29,32,34,35,38	56.62	29.70
19	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,32,34,35,38	56.10	30.22
20	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	55.61	30.71
21	3,4,6,8,10,11,12,13,14,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	55.16	31.16
22	3,4,6,7,8,10,11,12,13,14,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	54.71	31.61
23	3,4,6,7,8,10,11,12,13,14,15,16,17,18,21,24,28,29,30,32,34,35,38	54.29	32.03
24	3,4,6,7,8,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,21,24,28,29,30,32,34,35,38	53.87	32.45
25	3,4,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,21,24,28,29,30,32,34,35,38	53.46	32.86
26	3,4,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	53.05	33.27

ตารางที่ 5.18 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ระยะเวลาในการรื้อซ่อมแซมร้อยละ 70 ของ MDT โดยพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI I อยู่ที่	ลดค่าดัชนีลงได้
1	24	69.74	16.58
2	12,24	64.98	21.34
3	11,12,24	61.18	25.14
4	11,12,16,24	58.63	27.69
5	11,12,13,16,24	56.25	30.07
6	11,12,13,16,17,24	54.69	31.63
7	11,12,13,16,17,21,24	53.15	33.17
8	11,12,13,16,17,21,24,29	51.86	34.46
9	11,12,13,16,17,21,24,29,32	50.62	35.70
10	11,12,13,16,17,21,24,29,32,35	49.39	36.93
11	11,12,13,16,17,21,24,29,32,34,35	48.16	38.16
12	3,11,12,13,16,17,21,24,29,32,34,35	47.09	39.23
13	3,4,11,12,13,16,17,21,24,29,32,34,35	46.03	40.29
14	3,4,6,11,12,13,16,17,21,24,29,32,34,35	45.00	41.32
15	3,4,6,11,12,13,15,16,17,21,24,29,32,34,35	43.99	42.33
16	3,4,6,8,11,12,13,15,16,17,21,24,29,32,34,35	42.98	43.34
17	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,29,32,34,35	42.02	44.3
18	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,29,32,34,35,38	41.15	45.17
19	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,32,34,35,38	40.32	46.00
20	3,4,6,8,10,11,12,13,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	39.51	46.81
21	3,4,6,8,10,11,12,13,14,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	38.87	47.45
22	3,4,6,7,8,10,11,12,13,14,15,16,17,21,24,28,29,30,32,34,35,38	38.23	48.09
23	3,4,6,7,8,10,11,12,13,14,15,16,17,18,21,24,28,29,30,32,34,35,38	37.61	48.71
24	3,4,6,7,8,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,21,24,28,29,30,32,34,35,38	37.00	49.32
25	3,4,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,21,24,28,29,30,32,34,35, 38	36.39	49.93
26	3,4,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,21,22,24,28,29,30,32,34,35,38	35.79	50.53



ตารางที่ 5.19 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาแบบติดตั้งบนสายป้อน

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI อยู่ที่
1	2	81.92
2	2,3	77.79
3	2,3,4	73.80
4	2,3,4,6	71.61
5	2,3,4,6,14	69.53
6	2,3,4,6,14,15	67.60
7	2,3,4,6,14,15,16	65.82
8	2,3,4,6,14,15,16,18	64.27
9	2,3,4,6,14,15,16,18,19	62.79
10	2,3,4,6,14,15,16,18,19,21	61.41
11	2,3,4,6,14,15,16,18,19,21,22	60.07
12	2,3,4,6,14,15,16,18,19,21,22,24	59.76
13	2,3,4,6,14,15,16,18,19,21,22,24,25	59.45
14	2,3,4,6,14,15,16,18,19,21,22,24,25,27	59.19
15	2,3,4,5,6,14,15,16,18,19,21,22,24,25,27	58.95
16	2,3,4,5,6,14,15,16,18,19,21,22,24,25,27,36	58.76
17	2,3,4,5,6,7,14,15,16,18,19,21,22,24,25,27,36	58.57
18	2,3,4,5,6,7,8,14,15,16,18,19,21,22,24,25,27,36	58.40
19	2,3,4,5,6,7,8,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,36	58.27
20	2,3,4,5,6,7,8,9,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,36	58.15
21	2,3,4,5,6,7,8,9,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,28,36	58.04
22	2,3,4,5,6,7,8,9,10,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,28,36	57.98
23	2,3,4,5,6,7,8,9,10,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,28,29,36	57.94
24	2,3,4,5,6,7,8,9,10,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,28,29,31,36	57.91
25	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,28,29,31,36	57.89

ตารางที่ 5.19 ผลการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาแบบติดตั้งบนสายป้อน (ต่อ)

จำนวน RTU ติดตั้ง	ตำแหน่งที่เหมาะสม	ดัชนี SAIDI I อยู่ที่
26	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,28,29,31,36	57.87
27	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,28,29,31,33,36	57.87
28	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,28,29,31,33,36,37	57.86
29	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,27,28,29,31,32,33,36,37	57.86
30	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,14,15,16,18,19,20,21,22,23,24,25,27,28,29,31,32,33,36,37	57.86
31	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,14,15,16,18,19,20,21,22,23,24,25,27,28,29,31,32,33,34,36,37	57.86
32	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,18,19,20,21,22,23,24,25,27,28,29,31,32,33,34,36,37	57.86
33	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,18,19,20,21,22,23,24,25,27,28,29,31,32,33,34,35,36,37	57.86
34	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,27,28,29,31,32,33,34,35,36,37	57.86
35	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,27,28,29,31,32,33,34,35,36,37	57.86
36	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,31,32,33,34,35,36,37	57.86
37	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35,36,37	57.86

### 5.3 สรุป

จากการเลือกสรรอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลให้มีดัชนีความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังวัตต์อุปสงค์เพื่อวิเคราะห์หาค่าดัชนีต่ำที่สุดโดยวิเคราะห์จากระยะทางที่รถเก็บไฟเดินทางไปเก็บกระแสไฟฟ้าคิปรองและจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบ แล้วนำมาปรับปรุงดัชนี SAIDI จากผลการหาตำแหน่ง และวิเคราะห์จากค่าพลังงานในการสูญเสียเมื่อ

เกิดไฟฟ้าดับ ซึ่งผลที่ได้คือ เมื่อยังติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลเพิ่มขึ้นจะสามารถลดค่าดัชนีลงได้



## บทที่ 6

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 6.1 สรุป

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ ได้นำเสนอการเลือกสรรการตัดตอนระยะไกลให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง โดยมุ่งเน้นเพื่อปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ SAIDI หรือคาดการณ์ว่าจำนวนของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลที่เหมาะสมให้เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด ซึ่งอาศัยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาคมาช่วยในการเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด

การดำเนินงานวิทยานิพนธ์ อาศัยรากฐานจากการสำรวจปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อเป็นแนวทางสำหรับการประยุกต์และพัฒนาต่อยอดองค์ความรู้ วิทยานิพนธ์นี้ ได้นำเสนอบทปริทัศน์วรรณกรรมเหล่านั้น พร้อมทั้งศึกษาทฤษฎีและหลักการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย เพื่อเป็นพื้นฐานความรู้และความเข้าใจในการดำเนินงานวิจัย ต้องพึงพาทฤษฎีทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และ ใช้วิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดของฝูงอนุภาค เป็นขั้นตอนการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์การเลือกสรรการตัดตอนระยะไกลให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังและวิธีการคิดคำนวณ นำค่ามาประเมินผล สายป้อนทดสอบ 13 โหนด สายป้อนทดสอบ 37 โหนด และสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลที่ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดและจำแนกดัชนี SAIDI ที่ได้ในการติดตั้งในแต่ละตำแหน่ง มาปรับปรุงคุณภาพ การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลของสายป้อนทดสอบ 13 โหนด สายป้อนทดสอบ 37 โหนด และสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา โดยผลของการติดตั้งสำหรับสายป้อนทดสอบ 13 โหนด โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด คือสามารถติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลได้มากที่สุด 8 ตำแหน่ง โดยสองตำแหน่งแรกที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่ 9,10 เมื่อพิจารณาระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20, 50, 70 สามารถลดค่าดัชนีได้ 5.05, 20.86, 31.40 นาฬิกา/ราย/ปี ตามลำดับ สายป้อนทดสอบ 37 โหนด โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด คือสามารถติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลได้มากที่สุด 25 ตำแหน่ง โดยสองตำแหน่งแรกที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่ 1,17 เมื่อพิจารณาระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20, 50, 70 สามารถลดค่าดัชนีได้ 3.76, 12.06, 17.59 นาฬิกา/ราย/ปี ตามลำดับ และสายป้อนที่ 2 การ

ไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา โดยใช้การหาค่าความสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด คือสามารถติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลได้มากที่สุด 26 ตำแหน่ง โดยสองตำแหน่งแรกที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่ 12,24 เมื่อพิจารณาระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50, 70 สามารถลดค่าดัชนีได้ 13.85, 21.34 นาฬิกา/ราย/ปี ตามลำดับ ซึ่งเป็นแบบโหนดผู้ใช้เฉพาะจุด ผลของการติดตั้งสำหรับสายป้อนทดสอบ 13 โหนด โดยใช้การพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง คือสามารถติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลได้มากที่สุด 8 ตำแหน่ง โดยสองตำแหน่งแรกที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่ 9,10 เมื่อพิจารณาระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20, 50, 70 สามารถลดค่าดัชนีได้ 5.05, 20.86, 31.40 นาฬิกา/ราย/ปี ตามลำดับ สายป้อนทดสอบ 37 โหนด โดยใช้การพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง คือสามารถติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลได้มากที่สุด 25 ตำแหน่ง โดยสองตำแหน่งแรกที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่ 1,13 เมื่อพิจารณาระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 20 สามารถลดค่าดัชนีได้ 3.77 นาฬิกา/ราย/ปี ตำแหน่งที่ 1,17 เมื่อพิจารณาระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50, 70 สามารถลดค่าดัชนีได้ 12.06, 17.59 นาฬิกา/ราย/ปี ตามลำดับ และสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา โดยใช้การพิจารณาค่า SAIDI โดยตรง คือสามารถติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลได้มากที่สุด 26 ตำแหน่ง โดยสองตำแหน่งแรกที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่ 12,24 เมื่อพิจารณาระยะเวลาในการรอซ่อมแซมร้อยละ 50, 70 สามารถลดค่าดัชนีได้ 13.85, 21.34 นาฬิกา/ราย/ปี ตามลำดับ ผลของการติดตั้งสำหรับสายป้อนทดสอบ 13 โหนดแบบติดตั้งบนสายส่ง คือสามารถติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลได้มากที่สุด 11 ตำแหน่ง โดยสองตำแหน่งแรกที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่ 3,8 สามารถลดค่าดัชนีได้ 1.27 นาฬิกา/ราย/ปี สายป้อนทดสอบ 37 โหนดแบบติดตั้งบนสายส่ง คือสามารถติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลได้มากที่สุด 35 ตำแหน่ง โดยสองตำแหน่งแรกที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่ 1,2 สามารถลดค่าดัชนีได้ 4.95 นาฬิกา/ราย/ปี และสายป้อนที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมาแบบติดตั้งบนสายส่ง คือสามารถติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลได้มากที่สุด 37 ตำแหน่ง โดยสองตำแหน่งแรกที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่ 2,3 สามารถลดค่าดัชนีได้ 8.53 นาฬิกา/ราย/ปี

จากที่กล่าวมาข้างต้นเป็นไปตามวัตถุประสงค์ของการวิจัย คือ ทราบตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดที่ใช้ในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล และสามารถนำไปปรับปรุงดัชนีความน่าเชื่อถือได้

## 6.2 ข้อเสนอแนะและงานวิจัยในอนาคต

6.2.1 เพิ่มขั้นตอนการแยกแยะความสำคัญของแต่ละผู้ใช้ไฟแต่ละระดับความสำคัญ เพื่อหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด

6.2.2 เพิ่มค่าใช้จ่ายในการสั่งซื้ออุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกล เพื่อหาจำนวนของอุปกรณ์ควบคุมการตัดตอนระยะไกลที่ติดตั้งแล้วทำให้การลงทุนคุ้มค่าที่สุด

6.2.3 เพิ่มการพิจารณาโหลดที่ติดอยู่ตามสายส่ง เพื่อให้การประเมินค่าดัชนีความน่าเชื่อถือมีความใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากขึ้น

6.2.4 สำรวจพื้นที่ที่มีความเสี่ยงที่จะเกิดการผิดพลาดมาพิจารณาเพิ่มเติม

6.2.5 นำโปรแกรมคอมพิวเตอร์การเลือกสรรการตัดตอนระยะไกล ให้มีดัชนีความเชื่อถือได้เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง ไปประยุกต์ใช้กับสายป้อนอื่น ๆ ของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 1



## รายการอ้างอิง

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. วารสารนโยบายพลังงาน. ฉบับที่ 44 เดือน  
เมษายน-มิถุนายน 2542

M. M. Ahmed and W. L. Soo. “**Supervisory Control and Data Acquisition System (SCADA) Based Customized Remote Terminal Unit (RTU) for Distribution Automation System**”. IEEE International Conference on Power and Energy December 1-3, 2008.

M. M. Ahmed and W. L. Soo. “**Optimal Location of Remote Terminal Units in Distribution System Using Genetic Algorithm**”. International Middle East Power Systems Conference. December 19-21, 2010.

Ali Asghar Razi Kazemi and Ghasem Karami. “**A Probabilistic Approach for Remote Terminal Unit Placement in Power Distribution Systems**”. IEEE 2011.

Pavan Rajagopal, Sivakrishnu Sayapogu. “**Effective Utilization of SCADA for Substation Protection and Control Applications**”. IEEE 2016.

C.H. Lin, C.S. Chen, H.J. Chuang Li, M.Y. Huang, and C.W. Huang. “**Optimal Switching Placement for Customer Interruption Cost Minimization**”. IEEE 2006.

Pichit JINTAGOSONWIT, Pichai JINTAKOSONWIT and Naruemon .  
ATTANAPONGSAKORN. “**OPTIMAL FEEDER-SWITCHES AND POLE-MOUNTED RTUs RELOCATION ON ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM CONSIDERING LOAD PROFILE**”. 18th International Conference on Electricity Distribution Turin, June 2005.

Abdelhay A. Sallam, Mohamed Desouky and Hussien Desouky. “**Evaluation of Optimal-Reliability Indices for Electrical Distribution Systems**”. IEEE TRANSACTIONS ON RELIABILITY, VOL. 39, NO. 3, 1990 AUGUST.

Henry C. B. Chan , Hussein M. Alnuweiri, and Victor C. M. Leung. “**Cost and Performance Optimization in IP Switched-Routers**”. IEEE 1999.

Thana Sartra, Kamonnud Chavalitthitikon, Natthawadee Chonprasert and Vithida Virinthorn.

“**Ant Colony Optimization Applied to the Vehicle Routing with Time Windows and Service Level Consideration**”. การประชุมวิชาการย้ายงานวิศวกรรมอุตสาหกรรม ประจำปี พ.ศ. 2555.

สรพล กิจศิริสิน, นพดา ชีร์อัจฉริยกุล, วิชัย สุระพัฒน์, และคุณย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์. (2016). “การปรับปรุงและประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า แบบเหนือนดินในเมืองใหญ่”. วิศวกรรมสาร มก.

J. Manikya Rao, P.V.N. Prasad and G. Tulasi Ram Das. (2010). “**CUSTOMER OUTAGE COST EVALUATION IN ELECTRIC POWER SYSTEMS**”. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, AUGUST 2010.

Dian Palupi Rini, Siti Mariyam Shamsuddin and Siti Sopiya Yuhaniz. (2011). “**Particle Swarm Optimization: Technique, System and Challenges**”. International Journal of Computer Applications, January 2011.

L. Ramesh, N. Chakraborty, S.P. Chowdhury, S. Chowdhury. (2012). “**Intelligent DE algorithm for measurement location and PSO for bus voltage estimation in power distribution system**”. Electrical Power and Energy Systems 39 (2012) 1–8.

A.A. Razi Kazemi, P. Dehghanian. (2012). “**A practical approach on optimal RTU placement in power distribution systems incorporating fuzzy sets theory**”. Electrical Power and Energy Systems 37 (2012) 31–42.

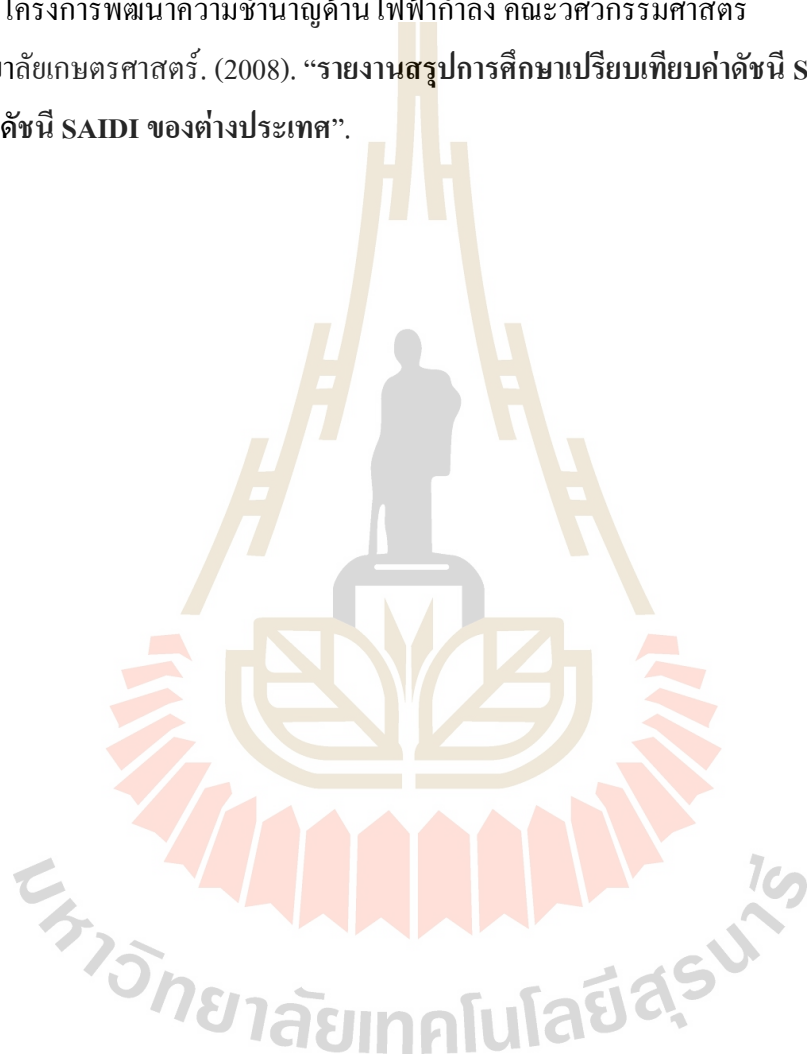
T. Adefarati, R.C. Bansal. (2016). “**Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation**”.

Hamze Hajian-Hoseinabadi and Mohamad Esmail Hamedani Golshan. (2012). “**Availability, Reliability, Component Importance Evaluation of Various Repairable Substation Automation Systems**”. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 27, NO. 3, JULY 2012

Shouxiang Wang, Dong Liang, Leijiao Ge, Xudong Wang. (2015). “**Analytical FRTU deployment approach for reliability improvement of integrated cyber-physical distribution systems**”. IET Generation, Transmission & Distribution



- วัชรินทร์ ดงบัง และ สุพจน์ ศิริเสนาพันธ์. (2007). “การศึกษาอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถบรรทุกหนัก”. การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 21, 17-19 ตุลาคม 2550 จังหวัดชลบุรี.
- นางสาวศิริพร คดิธรรมรักษ์ (2011). “คู่มือ ความเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้ากำลัง”. โครงการความร่วมมือทาง วิชาการ ระหว่าง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. โครงการพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. (2008). “รายงานสรุปการศึกษาเปรียบเทียบค่าดัชนี SAIFI และดัชนี SAIDI ของต่างประเทศ”.





ภาคผนวก ก

เอกสารสนับสนุนงานวิจัย



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

บันทึก

จาก สรก.(คฟ) ถึง กฟช.(ทุกเขต)  
เลขที่ สรก.(คฟ) 243 /๒๕๕๗ วันที่ 29 มี.ย. 2557  
เรื่อง ค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI&SAIDI) แยกรายเขต/รายภาค ของ กฟภ. และ ๑๒ เมืองใหญ่ ประจำปี ๒๕๕๗ (๑ ม.ค. - ๓๑ ธ.ค. ๒๕๕๗)  
อ้างถึง  
เรียน อช.(ทุกเขต)

๑. เรื่องเดิม

๑.๑ ผคฟ. และ กฟช. ทั้ง ๑๒ เขต ได้ประชุมร่วมกันเมื่อวันที่ ๓๐ ม.ค. ๒๕๕๗ เพื่อพิจารณากำหนดหลักเกณฑ์การตั้งค่าเกณฑ์วัดมาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าแยกรายเขต/รายภาค ของ กฟภ. และ ๑๒ เมืองใหญ่ ประจำปี ๒๕๕๗ พร้อมทั้งได้กำหนดค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินการดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI&SAIDI) แยกรายเขต/รายภาค ของ กฟภ. และ ๑๒ เมืองใหญ่ ประจำปี ๒๕๕๗ เบื้องต้น (ฉบับยกร่าง) ตามบันทึกเลขที่ กจพ.(วช.) ๔๕/๒๕๕๗ ลว. ๖ ก.พ. ๒๕๕๗

๑.๒ กฟภ. ได้ตกลงกับ SubPAC ในการกำหนดค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินการด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ กฟภ. และ ๑๒ เมืองใหญ่ ประจำปี ๒๕๕๗ เมื่อวันที่ ๒ เม.ย. ๒๕๕๗ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ค่าเกณฑ์วัด การดำเนินงาน	หน่วยวัด	ระดับ ๑	ระดับ ๒	ระดับ ๓	ระดับ ๔	ระดับ ๕	Interval
SAIFI	ครั้ง/ราย/ปี	๗.๗๑	๗.๔๓	๗.๑๕	๖.๘๗	๖.๕๙	+/- ๐.๒๘
SAIFI ๑๒ เมืองใหญ่	ครั้ง/ราย/ปี	๒.๗๔๖	๒.๖๔๖	๒.๕๔๖	๒.๔๔๖	๒.๓๔๖	+/- ๐.๑๐๐
SAIDI	นาท./ราย/ปี	๒๘๔.๒๕	๒๖๖.๘๕	๒๔๙.๔๕	๒๓๒.๐๕	๒๑๔.๖๕	+/- ๑๗.๔๐
SAIDI ๑๒ เมืองใหญ่	นาท./ราย/ปี	๕๑.๗๖๖	๔๘.๕๒๘	๔๕.๒๙๐	๔๒.๐๕๒	๓๘.๘๑๔	+/- ๓.๒๓๘

หมายเหตุ - นำผลการดำเนินงานค่า SAIFI และ SAIDI ของ กฟภ. และ ๑๒ เมืองใหญ่ ประจำปี ๒๕๕๖

กำหนดเป็นค่าเกณฑ์วัดระดับ ๓

- ค่า SAIFI และ SAIDI ๑๒ เมืองใหญ่ นับรวมเฉพาะเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้อง และขอตัดไฟ  
ปฏิบัติงานฉุกเฉินที่เกิดจากอุปกรณ์ป้องกันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง Circuit Breaker ทำงานเท่านั้น

**กค.ร.๓**  
**เลขที่** ๒๒๒  
**วันที่** ๗ พ.ค. ๒๕๕๗ **น.**

**๒. ข้อพิจารณา**

เพื่อให้การวางแผนควบคุมค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. และ ๑๒ เมืองใหญ่ ประจำปี ๒๕๕๗ เป็นไปตามค่าเกณฑ์วัดที่ได้ตกลงกับ SubPAC จึงขอให้ กฟช. ทุกเขต ดำเนินการดังนี้

๒.๑ ยกเลิกบันทึกเลขที่ กจพ.(วช.) ๔๕/๒๕๕๗ ลว. ๖ ก.พ. ๒๕๕๗ ตามข้อ ๑.๑ เรื่อง การกำหนดค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินการดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI&SAIDI) แยกรายเขต/รายภาค ของ กฟผ. และ ๑๒ เมืองใหญ่ ประจำปี ๒๕๕๗ เบื้องต้น (ฉบับยกเว้น)


๒.๒ ให้ใช้ค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงานดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI&SAIDI) แยกรายเขต/รายภาค ของ กฟผ. และ ๑๒ เมืองใหญ่ ประจำปี ๒๕๕๗ ใหม่ที่ ผศพ. ได้ทำการแก้ไขปรับปรุงเพื่อให้สอดคล้องกับที่ กฟผ. ได้ตกลงร่วมกันกับ SubPAC ตามข้อ ๑.๒ โดยใช้หลักเกณฑ์ที่ได้รับความเห็นชอบจากที่ประชุมคณะกรรมการความเชื่อถือได้ฯ ของทั้ง ๑๒ เขต เมื่อวันที่พฤหัสบดีที่ ๓๐ ม.ค. ๒๕๕๗ (รายละเอียดตามเอกสารแนบ ๑ และ ๒) ไปใช้เป็นแนวทางในการพิจารณา กำหนดค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้าในสังกัด เพื่อใช้ในการควบคุมและวางแผนกำหนดมาตรการต่าง ๆ ในการป้องกันมิให้เกิดปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่รับผิดชอบ


๒.๓ ให้ใช้ค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI&SAIDI ของ กฟผ. และ ๑๒ เมืองใหญ่ รายเดือน ที่เกณฑ์วัดระดับ ๔ (รายละเอียดตามเอกสารแนบ ๓ และ ๔) ในการควบคุมติดตามมิให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของแต่ละ กฟช. และ ๑๒ เมืองใหญ่ มีค่าเกินกว่าเป้าหมายที่กำหนด แต่หาก กฟช. ใดได้ดำเนินการกำหนดค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI&SAIDI รายเดือนเอง ขอให้แจ้งให้ ผศพ. ทราบภายในวันศุกร์ที่ ๑๖ พ.ค. ๒๕๕๗ เพื่อปรับปรุงค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI&SAIDI สำหรับใช้ในการรายงานผลต่อไป

๒.๔ ให้ใช้ค่าเป้าหมายดัชนี SAIFI&SAIDI ๕ พื้นที่ ที่เกณฑ์วัดระดับ ๓ (รายละเอียดตามเอกสารแนบ ๕ และ ๖) เป็นเกณฑ์ในการควบคุมและวางแผนกำหนดมาตรการต่าง ๆ การดำเนินการด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เพื่อให้การดำเนินการด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นไปตามแผนการพัฒนาของ กฟผ.

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป เรียน ทฟ, ผก.ตร., ๑๓.๗.  
 ที่ ก.๓(บพ.) ๑๒๕๖ ๕๖ พ.ค. ๒๕๕๗  เพื่อทราบ  
 เรียน ผ.ค.น.๓, ผ.ค.น.๓, ผ.ค.น.๓, ผ.ค.น.๓, ผ.ค.น.๓, ผ.ค.น.๓, ผ.ค.น.๓, ผ.ค.น.๓  เพื่อทราบและดำเนินการ  
 เพื่อทราบและดำเนินการต่อไป ในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป

  
 (นายปิยพจน์ รุธิรโก)

  
 (นายสาคร พยัคฆเรือง)  
 ผชก.(คพ) ปฏิบัติงานแทน รหมก.(คพ)  
 ผู้รับผิดชอบค่าเกณฑ์วัด

  
 (นายปิยพจน์ รุธิรโก)  
 ๐๗.๒๕๕๗

๐๗.๒๕๕๗ ปฏิบัติงานแทน ๐๗.๒๕๕๗ มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

- ร.ค.ร.
- ทุกแผนก
- ผอ.ค.
- เพื่อทราบ
- งานเร่งด่วน
- ข.ค.ร.
- ผ.บ.ร.
- ผ.ร.ส.
- สื่อปฏิบัติ
- งานติดตาม กำหนดวันที่.....
- ว.ค.ค.
- ผ.ค.พ.
- ผ.ร.ร.
- ดำเนินการ
- ผ.ช.น.
- ผ.จ.ก.ร.

**SCAN แล้ว**  
 วันที่ ๕๖ พ.ค. ๒๕๕๗

ค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงาน SAIFI & SAIDI แยกรายเขต/รายภาค ของ กฟภ.

ประจำปี 2557 (1 ม.ค. - 31 ธ.ค. 2557)

-มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

- ดัชนีจำนวนครั้งไฟฟ้าดับต่อรายต่อปี (SAIFI ครั้ง/รายปี)

- ดัชนีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อรายต่อปี (SAIDI นาที/รายปี)

หน่วยงาน	SAIFI (ครั้ง/รายปี)					SAIDI (นาที/รายปี)				
	ระดับ 1	ระดับ 2	ระดับ 3	ระดับ 4	ระดับ 5	ระดับ 1	ระดับ 2	ระดับ 3	ระดับ 4	ระดับ 5
กฟน.1	7.80	7.52	7.24	6.96	6.68	256.05	240.37	224.69	209.01	193.33
กฟน.2	7.19	6.93	6.67	6.41	6.15	258.26	242.44	226.62	210.80	194.98
กฟน.3	7.61	7.33	7.05	6.77	6.49	232.46	218.22	203.98	189.74	175.50
ภาค 1	7.54	7.27	7.00	6.73	6.46	250.52	235.18	219.84	204.50	189.16
กฟต.1	8.64	8.33	8.02	7.71	7.40	318.10	298.62	279.14	259.66	240.18
กฟต.2	7.79	7.51	7.23	6.95	6.67	321.18	301.51	281.84	262.17	242.50
กฟต.3	7.60	7.32	7.04	6.76	6.48	297.05	278.86	260.67	242.48	224.29
ภาค 2	8.01	7.72	7.43	7.14	6.85	312.78	293.62	274.46	255.30	236.14
กฟภ.1	6.45	6.22	5.99	5.76	5.53	207.84	195.11	182.38	169.65	156.92
กฟภ.2	6.90	6.65	6.40	6.15	5.90	222.87	209.22	195.57	181.92	168.27
กฟภ.3	5.60	5.40	5.20	5.00	4.80	169.46	159.08	148.70	138.32	127.94
ภาค 3	6.36	6.13	5.90	5.67	5.44	202.03	189.66	177.29	164.92	152.55
กฟต.1	7.62	7.34	7.06	6.78	6.50	306.50	287.73	268.96	250.19	231.42
กฟต.2	10.47	10.09	9.71	9.33	8.95	434.27	407.67	381.07	354.47	327.87
กฟต.3	8.22	7.92	7.62	7.32	7.02	393.16	369.08	345.00	320.92	296.84
ภาค 4	9.10	8.77	8.44	8.11	7.78	386.95	363.25	339.55	315.85	292.15
กฟภ.	7.71	7.43	7.15	6.87	6.59	284.25	266.85	249.45	232.05	214.65

ตัวอย่างการรายงานแบบฟอร์มที่ 2 ของ กฟผ.3  
 รายงานข้อมูลค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI และ SAIDI)  
 การไฟฟ้าจุดรวมงาน (ไม่รวมในสังกัด) และ กฟส., กฟย.  
 ประจำปี 2556 ถึง ม.ค.-ธ.ค.2560

SAIFI หน่วย: ครั้ง/กม.  
 SAIDI หน่วย: นาที/กม.

การไฟฟ้า เขต	การไฟฟ้า (กฟผ.) (ไม่รวม กฟฟ. ในสังกัด) และ กฟส., กฟย.	ปี 2556 (ม.ค.-ธ.ค. 2556)			ปี 2557 (ม.ค.-ธ.ค. 2557)			ปี 2558 (ม.ค.-ธ.ค. 2558)			ปี 2559 (ม.ค.-ธ.ค. 2559)			ม.ค.-ก.ย. 2560			ม.ค.-ธ.ค. 2560 (ภาคการณั)			หมายเหตุ
		ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	
กฟผ.3	กฟผ.นครราชสีมา	3.82	77.44	81,017	2.86	70.63	81,759	3.98	59.12	82,501	2.03	33.15	83,243	2.24	70.35	83,985	2.75	78.64	83,985	
	กฟส. โนนสูง	4.15	168.86	25,604	2.78	110.29	26,317	1.74	53.40	27,030	5.41	203.98	27,743	2.71	111.30	28,456	4.06	162.29	28,456	
	กฟย. ชามสะเม็กแสง	13.61	578.41	11,842	12.10	419.72	12,193	7.38	300.63	12,544	10.30	531.07	12,895	6.73	272.38	13,246	9.31	405.14	13,246	
	กฟส. โนนไทย	7.77	213.76	20,176	7.24	199.05	20,663	7.93	304.07	21,150	4.03	180.62	21,637	4.40	169.35	22,124	5.40	214.50	22,124	
	กฟย. พระทองคำ	10.77	315.48	8,305	9.53	275.76	8,459	8.05	243.04	8,613	4.15	165.06	8,767	4.45	229.42	8,921	5.49	270.69	8,921	
	กฟย. ชัยภูมิ	4.22	171.32	58,391	3.66	123.59	59,050	3.37	107.99	59,709	5.63	206.50	60,368	3.04	165.35	61,027	4.45	216.97	61,027	
	กฟย. บ้านขมิ้ว	9.27	363.32	11,878	8.06	379.04	12,074	7.66	246.36	12,270	11.82	412.36	12,466	4.61	270.95	12,662	7.57	374.04	12,662	
	กฟส. กิ่งหวด	8.10	454.75	25,731	6.54	371.98	26,374	6.25	280.27	27,017	9.21	441.30	27,660	5.58	397.55	28,303	7.88	507.87	28,303	
	กฟย. คอนสวรรค์	8.73	563.53	13,532	8.09	502.14	13,781	6.52	342.99	14,030	12.68	579.79	14,279	8.11	376.52	14,528	11.28	521.47	14,528	
	กฟส. จัตุรัส	5.51	197.71	22,877	4.05	168.23	23,241	7.40	227.04	23,605	7.84	259.62	23,969	4.41	400.32	24,333	6.37	465.22	24,333	
	กฟย.หนองบัวระเหว	16.88	734.06	9,746	21.81	1,022.92	9,984	18.29	961.17	10,222	29.78	1,315.22	10,460	29.73	1,363.58	10,698	37.17	1,692.38	10,698	
	กฟส.หนองบัวแดง	15.09	979.80	23,721	13.58	727.34	24,278	13.98	681.50	24,835	10.02	764.83	25,392	11.70	446.50	25,949	14.21	637.71	25,949	
	กฟย. ภูคิงหมึก	17.22	829.97	7,869	26.57	1,664.71	8,033	24.36	1,408.97	8,197	33.24	1,739.90	8,361	39.42	1,873.36	8,525	47.73	2,308.34	8,525	
	กฟส. บ้านห้วยจอมแจ้ง	7.31	414.74	22,457	6.07	356.00	22,747	4.71	177.84	23,037	4.70	208.71	23,327	6.65	324.46	23,617	7.82	376.64	23,617	
	กฟย. เทพสถิตและกฟย. ต.นายางลัด	7.10	385.70	10,564	6.88	477.57	10,812	6.93	219.29	11,060	6.47	212.01	11,308	3.59	235.97	11,556	5.21	288.98	11,556	
	กฟย. บุรีรัมย์	6.94	219.78	71,375	4.12	122.00	73,868	4.57	167.29	76,361	3.00	107.86	78,854	1.80	81.61	81,347	2.55	108.58	81,347	
	กฟส. คูเมือง	5.61	310.04	14,988	3.45	102.12	15,386	4.17	123.43	15,784	2.78	107.79	16,182	2.28	150.46	16,580	2.97	177.41	16,580	
	กฟส. กระสัง	6.00	188.78	21,916	6.49	170.12	22,515	4.15	115.34	23,114	4.27	173.11	23,713	5.27	257.93	24,312	6.34	301.21	24,312	
	กฟส. สตึก	8.45	411.67	24,827	10.83	389.08	25,260	12.10	639.26	25,693	2.84	71.17	26,126	1.86	36.12	26,559	2.57	53.91	26,559	
	กฟย. แคนดง	9.33	466.59	7,643	6.86	231.93	7,778	4.71	255.76	7,913	5.37	120.91	8,048	3.35	216.02	8,183	4.69	246.25	8,183	
	กฟส. ลำปลายมาศ	7.15	256.86	30,166	4.81	157.05	30,805	6.67	270.73	31,444	2.94	126.76	32,083	1.93	82.03	32,722	2.67	113.72	32,722	
	กฟย. หนองหงส์	13.46	538.73	11,145	4.00	169.17	11,382	4.71	233.26	11,619	6.06	235.58	11,856	9.88	476.18	12,093	11.40	535.07	12,093	
	กฟส. พุทไธสง	4.03	174.17	13,065	2.07	86.53	13,276	4.21	347.28	13,487	3.09	290.09	13,698	2.19	77.87	13,909	2.96	150.40	13,909	
	กฟย. นาโพธิ์	2.73	144.32	8,823	1.50	86.26	8,893	2.15	175.30	8,963	0.68	21.10	9,033	2.00	75.15	9,103	2.17	80.43	9,103	
	กฟย. บ้านใหม่ไชยพจน์	5.70	253.39	6,564	5.13	176.92	6,675	5.40	216.60	6,786	4.55	164.48	6,897	3.81	138.17	7,008	4.95	179.29	7,008	
	กฟย. สุรินทร์	5.51	205.32	79,466	3.52	141.29	81,407	3.07	163.72	83,348	2.31	129.37	85,289	2.64	150.41	87,230	3.21	182.75	87,230	
	กฟย. ลำตะคอง	1.38	60.63	6,902	2.37	176.65	7,136	1.69	160.22	7,370	1.08	144.19	7,604	1.50	85.68	7,838	1.77	121.72	7,838	
	กฟย. จอมพระ	4.41	174.66	13,478	7.01	438.56	13,818	5.13	236.61	14,158	5.89	356.89	14,498	4.21	275.28	14,838	5.68	364.50	14,838	
	กฟย. สทิง	7.25	313.96	9,054	7.72	454.85	9,321	6.46	350.75	9,588	3.19	193.72	9,855	3.13	103.75	10,122	3.93	152.18	10,122	
	กฟส. เพ็ชรภูมิ	8.78	360.51	29,867	4.11	248.38	30,548	2.22	135.23	31,229	2.52	143.25	31,910	3.52	162.88	32,591	4.15	198.70	32,591	
	กฟย. ลำไทรหีบ	9.35	592.24	11,052	10.92	763.96	11,290	11.79	867.17	11,528	8.19	287.11	11,766	2.57	49.24	12,004	4.62	121.02	12,004	
	กฟส. ฟางชุม	5.88	469.01	20,908	7.97	346.03	21,420	8.35	345.21	21,932	6.23	283.69	22,444	4.74	284.02	22,956	6.30	354.94	22,956	
กฟย. ชุมพลบุรี	6.86	459.21	16,525	11.86	538.63	16,819	6.67	415.09	17,113	6.52	396.92	17,407	3.59	245.96	17,701	5.22	345.19	17,701		
กฟส. รัตนบุรี	8.38	550.19	20,956	2.87	212.83	21,340	5.40	297.53	21,724	3.53	191.57	22,108	4.35	307.60	22,492	5.23	355.49	22,492		
กฟย. โนนบวรายน	13.61	731.66	7,238	5.75	401.13	7,339	8.11	599.41	7,440	8.45	461.11	7,541	7.25	520.57	7,642	9.37	635.85	7,642		
กฟย. นาขจร	3.29	145.89	49,034	3.90	202.48	49,930	4.51	191.71	50,826	2.06	82.69	51,722	1.58	86.39	52,618	2.09	107.06	52,618		
กฟย. ปะเคาะ	14.56	647.28	11,876	15.08	782.17	11,984	12.65	625.43	12,092	12.53	715.31	12,200	8.27	302.33	12,308	11.40	481.16	12,308		
กฟส. ประโคนชัย	4.85	231.28	29,927	5.58	278.51	30,882	4.19	196.94	31,837	5.50	220.14	32,792	1.37	66.71	33,747	2.75	121.74	33,747		
กฟย. ฝักขามชัย	6.89	198.71	9,177	7.24	463.75	9,409	1.58	70.07	9,641	2.79	187.89	9,873	1.66	87.61	10,105	2.36	134.58	10,105		
กฟส.หนองฮี	4.57	147.49	20,202	3.68	107.22	20,598	2.58	123.70	20,994	1.56	73.71	21,390	3.07	135.43	21,786	3.46	153.86	21,786		

ตัวอย่างการรายงานแบบฟอร์มที่ 1 ของ กฟผ.3  
 รายงานข้อมูลค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI และ SAIDI)  
 การไฟฟ้า จุดรวมงาน (รวมการไฟฟ้าในสังกัด)  
 ประจำปี 2556 ถึง ม.ค.-ธ.ค.2560

SAIFI หน่วย: ครั้ง/ราย

SAIDI หน่วย: นาที/ราย

การไฟฟ้า (กฟฟ.)		ปี 2556 (ม.ค.-ธ.ค. 2556)			ปี 2557 (ม.ค.-ธ.ค. 2557)			ปี 2558 (ม.ค.-ธ.ค. 2558)			ปี 2559 (ม.ค.-ธ.ค. 2559)			ม.ค.-ก.ย. 2560			ม.ค.-ธ.ค. 2560 (คาดการณ์)			หมายเหตุ
การไฟฟ้า เขต	กฟฟ. จุดรวมงาน (รวมสังกัด)	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ	
กฟผ.2	กฟผ. นครราชสีมา	4.98	138.39	220,718	4.85	133.72	226,010	4.53	116.62	179,394	3.57	85.48	183,250	1.95	70.78	187,188	2.85	78.22	187,188	
	กฟผ. เชียงใหม่	8.03	367.72	213,746	7.84	343.99	217,327	7.43	324.49	220,968	7.43	334.22	224,670	6.49	301.77	228,434	7.40	331.96	228,434	
	กฟผ. สุรินทร์	6.25	243.99	211,233	5.75	199.78	216,201	5.18	197.92	221,286	3.75	131.07	226,490	2.62	110.66	231,816	3.67	129.98	231,816	
	กฟผ. สุรินทร์	6.59	284.62	216,070	5.42	260.10	220,752	4.94	230.30	225,535	4.08	186.05	230,422	2.91	140.74	235,414	3.83	156.70	235,414	
	กฟผ. นางรอง	6.95	284.92	163,792	6.69	266.30	167,179	6.03	245.23	170,536	5.70	244.45	174,165	3.08	129.98	177,766	4.27	159.13	177,766	
	กฟผ. ปากช่อง	5.94	185.46	68,233	5.83	170.93	70,864	5.34	151.05	73,597	4.55	107.81	76,435	3.01	66.64	79,387	3.70	84.47	79,387	
	กฟผ. สีคิ้ว	5.70	175.84	98,236	5.55	169.27	100,534	5.03	148.80	102,386	3.39	128.35	105,293	2.67	101.96	107,756	3.11	118.85	107,756	
	กฟผ. วัฒนชัย	6.75	235.40	88,115	5.39	187.47	90,212	4.83	159.41	92,359	3.79	121.25	94,857	3.50	157.41	96,807	4.97	192.11	96,807	
	กฟผ. โชคนิคม	7.67	352.02	137,058	7.80	338.52	140,200	6.93	283.52	143,414	5.70	240.31	146,701	3.04	107.44	150,063	3.51	120.34	150,063	
	กฟผ. พะนง	7.38	335.58	68,305	7.17	315.07	69,862	6.23	268.57	71,454	4.11	208.60	73,082	2.47	165.40	74,747	3.44	180.55	74,747	
	กฟผ. บุษราคัม	6.47	330.56	89,393	6.33	306.27	90,900	5.77	254.12	92,432	5.59	241.69	93,990	4.90	230.32	95,574	5.52	240.86	95,574	
	กฟผ. ปราสาท	7.75	304.62	105,232	7.29	282.38	107,431	6.90	259.19	109,524	5.65	219.97	111,862	3.31	141.63	114,145	4.54	167.15	114,145	
	กฟผ. นม.2 (หัวทะเล)	6.53	179.02	72,556	5.40	136.28	74,159	4.74	130.15	75,797	3.78	103.98	77,472	1.48	46.30	79,183	2.94	60.91	79,183	
	กฟผ. นม.3 (สุรนารี)								4.76	134.18	52,040	3.48	111.08	53,743	3.01	95.53	55,501	3.46	110.89	55,501



ภาคผนวก ข

รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา



## รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

Pongsakorn Narkvichian, Anant Oonsivilai. (2017). **Optimal selection switching of remote terminal unit using reliability index in electric power distribution systems.** 2017 International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies.





Available online at [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)

ScienceDirect

Energy Procedia 138 (2017) 128–133

Energy

Procedia

[www.elsevier.com/locate/procedia](http://www.elsevier.com/locate/procedia)

2017 International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies  
2017 AEDCEE, 25-26 May 2017, Bangkok, Thailand

## Optimal selection switching of remote terminal unit using reliability index in electric power distribution systems

Pongsakorn Narkvichian<sup>a</sup> and Anant Oonsivilai<sup>b,\*</sup>

<sup>a</sup>*School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University Of Technology, Nakhon Ratchasima, 30000, Thailand*  
<sup>b</sup>*School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University Of Technology Nakhon Ratchasima, 30000, Thailand*

### Abstract

Remote terminal units (RTUs) can trip the circuit in case of a fault in a power system when work with the central control room. RTUs are used to monitor faults at different parts of the power system. This paper presents optimal placement of RTUs by using Particle Swarm Optimization (PSO) technique to minimize customer outage, travel costs and improve System Average Interruption Duration Index (SAIDI). The method is applied to IEEE 13 Node Test Feeder. The Results show as the number of RTUs installed in nodes with many customers is increased, SAIDI improves.

© 2017 The Authors. Published by Elsevier Ltd.  
Peer-review under responsibility of the scientific committee of the 2017 International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies.

*Keywords:* Reliability indices, SAIDI, RTU, Remote terminal units, PSO, Optimization, Power System, Distribution system.

\* Corresponding author.  
E-mail address: [anant@sut.ac.th](mailto:anant@sut.ac.th)

1876-6102 © 2017 The Authors. Published by Elsevier Ltd.  
Peer-review under responsibility of the scientific committee of the 2017 International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies.  
10.1016/j.egypro.2017.10.077

## 1. Introduction

Supply of reliable power to customers is a huge concern for utilities. Today's power systems focus on the reliability and quality of power delivered to the customers. Smart grid technology needs modern approaches of power system operation and control [1]. One of the interests of a smart grid automation is to decrease customers's interruption time. This time can be minimized depending on the distribution system structure and topology, fault detection capability of the system. This reconfiguration can be achieved by some maneuver operations using RTUs placement in the network [2]. In case of failing RTUs can trip the circuit with the help of central control unit. These devices should be optimally placed to achieve maximum performance in monitoring faults at different locations of the power system. RTUs are connected with the central control room through a communication system [3]. In this paper PSO is employed to find optimal location for RTU installation in the power system to minimize customer outage cost, utility travel cost and SAIDI. SAIDI is a measure of how many interruption hours that an average customer will experience in a year [4]. The problem of RTUs placement is formulated. The formula to find SAIDI is given. RTUs are added to the system and SAIDI is computed. Data for IEEE 13 node are in [5].

## 2. Methodology

SAIDI is a measure of the number of interruption hours that an average customer will experience in a year as,

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Total duration of customer interruptions}}{\text{Total number of customers}} = (\text{hours/year}) \quad (1)$$

$$\text{SAIDI} = \sum_{i=1}^m (\text{SAIDI}_{p,i} + \text{SAIDI}_{T,i}) \quad (2)$$

$$\text{SAIDI} = \sum_{i=1}^m [(D_{p,i}/n)\Gamma\lambda_{p,i} + (D_{T,i}/n)\Gamma\lambda_{T,i}] \quad (3)$$

Where:

$\text{SAIDI}_{p,i}$  = contribution to SAIDI due to permanent fault on component  $i$

$\text{SAIDI}_{T,i}$  = contribution to SAIDI due to temporary fault on component  $i$

$D_{p,i}$  = sum of customer interruption durations in hours due to a permanent fault on component  $i$

$D_{T,i}$  = sum of customer interruption durations in hours due to a temporary fault on component  $i$

Where:

$$D_{p,i} = \sum_{j=1}^{S_{p,i}} d_{p,i,j} \quad (4)$$

$$D_{T,i} = \sum_{j=1}^{S_{T,i}} d_{T,i,j} \quad (5)$$

Where:

$d_{p,i,j}$  = interruption duration for customer  $j$  due to a permanent fault on component  $i, j = 1, 2, 3, \dots, S_{p,i}$

$d_{T,i,j}$  = interruption duration for customer  $j$  due to a temporary fault on component  $i, j = 1, 2, 3, \dots, S_{T,i}$

When there is a permanent fault on component  $i$ , there are  $S_{p,i}$  customers experience a sustained interruption. Due to switching operations to restore service, different customers may experience different interruption durations,

$d_{p,i,j}$  The sum of the interruption duration of each individual customer is  $D_{p,i}$ . With the current system configuration,  $d_{p,i,j}$  and  $D_{p,i}$  must be constant. Therefore, SAIDI is linearly related to  $\lambda_{p,i}$  [6].

Evaluating prediction of reliability requires information about interruption time, mean time to failure, mean waiting time and mean time to repair of the equipment. This information is obtained from data recorded on site [7].



Fig. 1. Reliability time

Where:

MTTF = Mean Time To Repair

MWT = Mean Waiting Time

MTTR = Mean Time To Repair

Provincial Electricity Authority (PEA) of Nakhon Ratchasima, Thailand estimate SAIDI for a system to be 2000 minutes/customer/year. The power meter used is a 15 amp Kwh meter. The power measured by this meter is used to compute the number of customers in each node.

Table 1. Information of each node

No.	Node name	MWT+MTTR (Minutes/year)	customers	Distance (km)	MWT(minutes)
1	634	250	121	0	62
2	645	250	52	8	70
3	646	250	70	12	74
4	652	250	39	24	86
5	671	250	350	10	72
6	675	250	255	17	79
7	692	250	52	10	72
8	611	250	52	24	86

$$\text{Min } I_c = \sum_{i=1}^n f_{si}(n) - \sum_{j=1}^m f_{sj}(m) \quad (6)$$

Where

Min  $I_c$  = minimum interruption cost

$$f_{si}(n) = (P(n)_i \times C_p) + (2S(n)_i \times C_s) \quad (7)$$

$$f_{sj}(m) = (P(m)_j \times C_p) + (2S(m)_j \times C_s) \quad (8)$$

Where

$f_{si}(n)$  = interruption cost of node i

$f_{sj}(m)$  = interruption maximum cost of node j

$P(n)_i$  = number of customer interruption i

$C_p$  = customer interruption cost

$S(n)_i$  = number of distance i

$C_s$  = transportation cost

$P(m)_i$  = number of maximum customer interruption i

$S(m)_j$  = number of maximum distance j

Install 5 RTUs [2,4,5,6,7]

$$\text{SAIDI} = \frac{(2000)(991) - (748)(379)}{991} = 1714 \text{ minutes/customer/year}$$

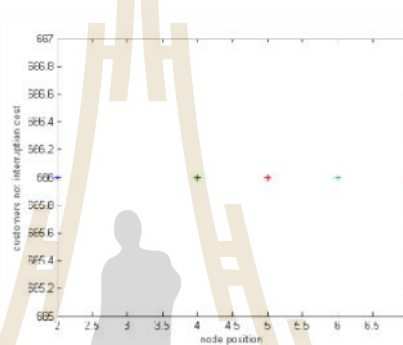


Fig. 2. The graph is showed the relationship between customers not interruption cost and node position

Table 2. Number of RTUs install and SAIDI reduction

Number of RTUs install	SAIDI reduction
2	93
3	153
4	221
5	286
6	388
7	490
8	601

**3. Results and Discussion**

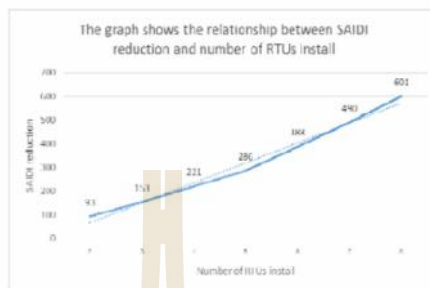


Fig. 3. The graph shows the relationship between SAIDI reduction and number of RTUs install

From IEEE 13 Node Test Feeder shows different cases. The worst case of Install RTUs is 5 pieces because they are under the dashed line on the other hand RTUs 2 pieces and RTUs 8 pieces are above normal line so they are the best cases for Node Test Feeder.

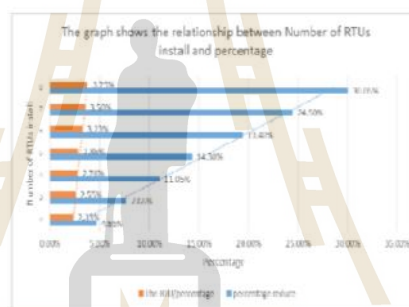


Fig. 4. The graph shows the relationship between Number of RTUs install and percentage of reduction

The percentage reduction on the blue line shows how to reduce SAIDI depend on RTUs pieces; RTUs 2 pieces, SAIDI 4.65%; RTUs 3 pieces, SAIDI 7.65%. The orange line is calculated by one piece on percentage reduction.



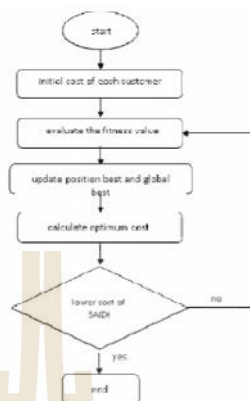


Fig. 5. Flow chart of the PSO-SAIDI method

#### 4. Conclusion

This paper has presented the technique to allocate RTUs by using PSO. The paper has explained about the importance of improving reliability and power quality of a power system. Overview of RTUs is briefly described. Methodology used is explained in detail. SAIDI is used to measure the reliability improvement obtained after the installation of RTUs. Results show as the number of RTUs is increased percentage reduction of SAIDI increases.

#### Reference

- [1] L. Rui, S. Yuanzhang, C. Han, "W AMS/SCADA hybrid system state estimation algorithm with double constraints," Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC 2009, pp.1-4, 27-31 March 2009.
- [2] M. Shahidehpour, R. Ferrero, "Time management for assets: chronological strategies for power system asset management," IEEE Power and Energy Magazine, vol.3, no.3, pp. 32- 38, May-June 2005.
- [3] Ali Asghar Razi Kazemi, Payman Dehghanian, Ghasem Karami. (2011). "A Probabilistic Approach for Remote Terminal Unit Placement in Power Distribution Systems." IEEE.
- [4] M.T.Bishop, C.A.McCarty, V.G. Rose, Dr.E.K. Stanek.(1999) "Considering Momentary and Sustained Reliability Indices in the Design of Distribution Feeder Overcurrent Protection." IEEE.
- [5] MARTIN L. BAUGHMAN, CHEN-CHING LIU, ROGER C. DUGAN. (1992). "IEEE 13 Node Test Feeder". IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY Power System Analysis, Computing and Economics Committee.
- [6] Fangxing Li. (2003)"A Fast Approach of Monte Carlo Simulation Based on Linear Contribution Factors to Distribution Reliability Indices." IEEE
- [7] Pichit Jintagasonwit 2003. Optimizing Feeder-Switch Relocation on electrical distribution system considering outage cost life cycle cost and load profile. Master degree of computer engineering. King Mongkut's University Of Technology Thonburi

## ประวัติผู้เขียน

นายพงศกร นาควิเชียร เกิดเมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน พ.ศ.2531 เกิดที่อำเภอเมือง จังหวัด นครราชสีมา สำเร็จการศึกษาระดับประถมศึกษาจากโรงเรียนสุขานารี สำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาจากโรงเรียนราชสีมาวิทยาลัย สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรีวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) จากมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์วิทยาเขตบางเขน เมื่อ พ.ศ.2555 และได้เข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโทวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) จากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี เมื่อ พ.ศ.2556 โดยขณะกำลังศึกษาระดับปริญญาโทได้เป็นผู้ช่วยสอนในวิชาปฏิบัติการต่าง ๆ ของสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปัจจุบันดำรงตำแหน่ง กรรมการผู้จัดการบริษัท อีชีชาร์จ จำกัด กรรมการผู้จัดการบริษัท โพนิกซ์ จำกัด ดำรงตำแหน่ง ผู้จัดการโฮมสเตย์ ณิชาวิลล่า



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี