

การจัดเส้นทางกรป้อนไฟฟ้าแบบพลวัตในระบบจำหน่ายของสมาร์ตกริด

พัชรศักดิ์ ภาวนาภิญโญ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมคอมพิวเตอร์และโทรคมนาคม

วิทยาลัยนวัตกรรมการ์เทคโนโลยีและวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

พ.ศ. 2562

Dynamic Feeder Reconfiguration in Smart Grid Distribution System

Phatcharasak Phawanaphinyo

A Dissertation Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

For the Degree of Doctor of Engineering Program

Department of Computer and Telecommunication Engineering

College of Innovative Technology and Engineering,

Dhurakij Pundit University

2019




ใบรับรองวิทยานิพนธ์

วิทยาลัยนวัตกรรมการด้านเทคโนโลยีและวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์
ปริญญา วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การจัดเส้นทางกรป้อนไฟฟ้าแบบพลวัตในระบบจำหน่ายของสมาร์ตกริด
เสนอโดย นายพัชรศักดิ์ ภาวนาภิญโญ
หลักสูตร วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ อาจารย์ ดร.ชัยพร เขมะภาคะพันธ์

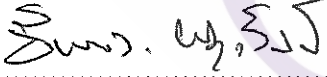
ได้พิจารณาเห็นชอบโดยคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์แล้ว



..... ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.วาทิต เบญจพลกุล)


..... กรรมการและอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์
(อาจารย์ ดร.ชัยพร เขมะภาคะพันธ์)

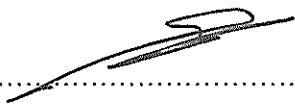

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.นิตย์ เพ็ชรรักษ์)


..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณรงค์เดช กิรติพรานนท์)


..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อำนาจ ผดุงศิลป์)


..... กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นภดล วิวัชรโกเศศ)

วิทยาลัยนวัตกรรมการด้านเทคโนโลยีและวิศวกรรมศาสตร์รับรองแล้ว


..... คณบดีวิทยาลัยนวัตกรรมการด้านเทคโนโลยีและวิศวกรรมศาสตร์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณรงค์เดช กิรติพรานนท์)

วันที่ ..11... เดือน ..11..... พ.ศ. 2562

หัวข้อคุณิพนธ์	การจัดเส้นทางการป้อนไฟฟ้าแบบพลวัตในระบบจำหน่ายของสมาร์ตกริด
ผู้เขียน	พัชรศักดิ์ ภาวนาภิญโญ
อาจารย์ที่ปรึกษา	อาจารย์ ดร.ชัยพร เชมะภาคะพันธ์
สาขาวิชา	วิศวกรรมคอมพิวเตอร์และโทรคมนาคม
ปีการศึกษา	2562

บทคัดย่อ

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของระบบสมาร์ตกริดมีปัญหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียและปัญหาแรงดันตกที่ซับซ้อนมากกว่าระบบกริดแบบดั้งเดิม เนื่องจากมีความผันผวนของกำลังไฟฟ้ามากกว่า เพราะมีรูปแบบการใช้พลังงานที่ซับซ้อนตามกิจกรรมทางเศรษฐกิจและยังมีการใช้งานแหล่งกำลังไฟฟ้าที่เสริมเข้ามาจากเซลล์แสงอาทิตย์ งานวิจัยนี้จึงเสนอวิธีการจัดเส้นทางการป้อนไฟฟ้าแบบพลวัตในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของระบบสมาร์ตกริด เรียกว่า HBSM (Hybrid Branch Swap Method) ซึ่งปรับปรุงมาจากขั้นตอนวิธี ไดคัสตรา และสามารถประมวลผลได้ในเวลาอันสั้น งานวิจัยยังได้แสดงการประยุกต์ใช้งานร่วมกับวิธีการเมตาฮีริสติกเพื่อกำหนดตำแหน่งติดตั้งและขนาดแหล่งผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ตลอดจนนำวิธี HBSM มาจัดเรียงสายป้อนแบบอัตโนมัติที่มีสถานะโหลดที่เปลี่ยนแปลงตามช่วงเวลาโดยกำหนดให้มีอัตราการสุ่มข้อมูลทุก 15 นาที และ 1 นาที ตามลำดับ ผลการศึกษาพบว่า HBSM สามารถจัดเรียงสายป้อนที่ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเหลือน้อยที่สุดได้ในเวลาอันรวดเร็ว โดยใช้เวลาประมวลผลเฉลี่ยเท่ากับ 0.98, 8.12 และ 0.59 วินาที สำหรับตัวแบบมาตรฐาน บัสทดสอบ IEEE 33, 69 และแบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ตามลำดับ นอกจากนี้เมื่อประยุกต์ใช้วิธี HBSM กับแบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 พบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ได้ถึงร้อยละ 29.40 และ 29.45 ตามลำดับ และเมื่อใช้ต้นทุนการทำงานของสวิตช์ตัดตอนมาเป็นเงื่อนไขในการทำงานพบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ได้ถึงร้อยละ 28.41 และ 29.13 ตามลำดับ จึงสรุปได้ว่าวิธี HBSM ที่เสนอสามารถทำงานได้อย่างถูกต้องและรวดเร็ว เหมาะกับการนำไปประยุกต์ใช้ในสถานการณ์จริงสำหรับการจัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้แบบทันกาล

Dissertation Title	Dynamic Feeder Reconfiguration in Smart Grid Distribution System
Author	Phatcharasak Phawanaphinyo
Thesis Advisor	Dr. Chaiyaporn Khemapatapan
Department	Computer and Telecommunication Engineering
Academic Year	2019

ABSTRACT

The smart grid power distribution system has more complicated power loss and undervoltage problems than traditional grid systems. The problems are caused by increasing from power fluctuation due to not only complicated behavior of power consumption upon economic activity but also power from PV-DG sources such as solar cell system. Thus, this research aims to propose a dynamic feeder reconfiguration in smart grid power distribution system, called HBSM (Hybrid Branch Swap Method), which is modified from Dijkstra's algorithm and can process in a short time. In addition, the research applies HBSM with metaheuristic algorithms for allocation both position and capacity of PV-DG sources. Moreover, the research also applies HBSM with metaheuristic algorithm to determine the location and capacity of PV-DG sources. Finally, HBSM has been used to automatically configure feeders, which load always change over the time, with sampling periods of 15 and 1 minutes, respectively. From experimental results, HBSM can configure feeders to have a least power loss in a very short time. The average processing times are 0.98, 8.12 and 0.59 seconds for standard bus IEEE 33, 69 and the Samut Sakhon 4 distribution model, respectively. Moreover, for when HBSM is applied with Samut Sakhon 4 distribution model, power loss on workday and weekend were reduced by 29.40% and 29.45%, respectively. In addition, when switching cost is concerned, the power loss on workday and weekend were reduced by 28.41% and 29.13%, respectively. Thus, it can be concluded that HBSM is able to operate correctly and quickly. Furthermore, HBSM can be applied in real situation for real-time configuring feeders of smart grid power distribution system.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยการให้ความช่วยเหลือแนะนำจากอาจารย์และผู้เชี่ยวชาญหลายท่าน ผู้จัดทำขอกราบขอบพระคุณ ศาสตราจารย์ ดร.วาทิต เบญจพลกุล ซึ่งกรุณาให้เกียรติเป็นประธานพร้อมทั้งให้ความรู้ในการทำวิจัยในแง่มุมที่มีคุณค่า ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นภดล วิวัชรโกเศศ ที่กรุณาให้แนวคิดในการวิจัย เทคนิคในการวิเคราะห์ปัญหา รวมถึงเทคนิคการนำเสนอที่เหมาะสม รองศาสตราจารย์ ดร.นิศย์ เพ็ชรรักษ์ ซึ่งกรุณาตรวจสอบและให้คำแนะนำในการแก้ไขให้เป็นไปตามหลักการอย่างถูกต้องยิ่งขึ้น ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อำนาจ ผดุงศิลป์ ซึ่งให้ความรู้ด้านการค้นคว้าข้อมูลการจัดเก็บข้อมูล และวิธีการนำเสนองานวิจัยชัดเจน ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณรงค์เดช กิริติพรานนท์ ซึ่งให้คำปรึกษาแนะนำด้านเทคนิควิธี แนวคิด จนสามารถแก้ปัญหาได้อย่างถูกต้อง และ ดร.ชัยพร เขมะภตะพันธ์ อาจารย์ที่ปรึกษา ซึ่งให้แนวคิดในการวิจัยในแง่มุมต่างๆ โดยดูแลและติดตามการวิจัยในทุกด้านจนสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี รวมถึงขอขอบพระคุณอาจารย์และผู้เชี่ยวชาญทุกท่านที่ให้คำแนะนำปรึกษาและให้ความรู้ในงานวิจัยนี้

ทำนุผู้จัดทำขอน้อมรำลึกถึงอำนาจบารมีของคุณพระศรีรัตนตรัย และสิ่งศักดิ์สิทธิ์ทั้งหลายที่อยู่ในสากล โลกให้เป็นกตเวทิตาแต่บิดา มารดา และครอบครัว ตลอดจน ครู อาจารย์ ผู้เชี่ยวชาญ ผู้จัดทำหนังสือและบทความต่างๆ ที่ให้ความรู้จนสามารถจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จ

พัชรศักดิ์ ภาวนาภิญโญ

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ฉ
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญภาพ.....	ฎ
รายการสัญลักษณ์.....	ณ
ประมวลศัพท์และคำย่อ.....	ด
บทที่	
1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	5
1.3 ขอบเขต.....	6
1.4 ประโยชน์ที่จะได้รับ.....	6
1.5 วิธีการทดสอบผล.....	7
1.6 สาระสำคัญจากงานวิจัย.....	7
1.7 โครงสร้างงานวิจัย.....	8
2 ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	10
2.1 ระบบไฟฟ้า.....	10
2.2 ระบบสมาร์ตกริด.....	12
2.2.1 การพัฒนาระบบสมาร์ตกริด.....	12
2.2.2 เทคโนโลยีการปรับเปลี่ยนวงจรของระบบสมาร์ตกริด.....	13
2.2.3 โครงการนำร่องระบบสมาร์ตกริดในประเทศไทย.....	16
2.3 พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า.....	20
2.4 การติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายในระบบจำหน่าย.....	23
2.4.1 ประเภทของ DG.....	24
2.4.2 PV-DG.....	24

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
2.5 ปัญหาการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของสมาร์ตกริด.....	25
2.5.1 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย.....	25
2.5.2 ผลกระทบต่อคุณภาพกำลังไฟฟ้า.....	26
2.6 ความพยายามแก้ปัญหาในระบบจำหน่ายของสมาร์ตกริด.....	29
2.6.1 การแก้ปัญหาด้วยวิธีจัดเรียงสายป้อน.....	29
2.6.2 การแก้ปัญหาด้วยวิธีกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสม.....	38
2.7 เครื่องมือในการแก้ปัญหา.....	41
2.7.1 วิธีกราฟ.....	41
2.7.2 ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการ.....	44
2.7.3 ขั้นตอนวิธี HS.....	45
2.7.4 ขั้นตอนวิธี ABC.....	49
2.7.5 ขั้นตอนวิธี PSO.....	54
2.7.6 การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า.....	58
2.7.7 การคำนวณค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า.....	63
2.8 ระบบสำหรับทดสอบ.....	64
2.9 สรุปผลการทบทวนวรรณกรรม.....	68
3. การพัฒนาขั้นตอนวิธีจัดเรียงสายป้อนแบบ HBSM.....	70
3.1 บทนำ.....	70
3.2 การพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อน.....	75
3.2.1 การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์.....	75
3.2.2 การพัฒนา HBSM.....	77
3.2.3 การจัดเตรียมข้อมูลระบบสำหรับทดลอง.....	89
3.3 ผลการจัดเรียงสายป้อน.....	92
3.3.1 ผลทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	92
3.3.2 ผลทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	98
3.3.3 ผลทดลองด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	105

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
3.4 สรุปผลการพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อน.....	109
3.4.1 ความถูกต้องของการประมวลผล.....	109
3.4.2 ความสามารถในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย.....	109
3.4.3 ความสามารถในการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้า.....	109
3.4.4 ประสิทธิภาพในการประมวลผลเข้าสู่คำตอบ.....	110
4. การวิเคราะห์ตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม.....	111
4.1 บทนำ.....	111
4.2 วิธีการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม.....	114
4.2.1 การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์.....	115
4.2.2 ขั้นตอนการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม.....	115
4.2.3 การจัดเตรียมข้อมูลการทดลอง.....	117
4.3 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม.....	117
4.3.1 การติดตั้ง PV-DG 1 แหล่ง ขนาด 1,000.00 kW.....	119
4.3.2 การติดตั้ง PV-DG ขนาดผลิตรวม 2,000.00 kW.....	123
4.4 สรุปผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม.....	128
4.4.1 การนำไปประยุกต์ใช้งาน.....	128
4.4.2 ตำแหน่งและขนาดของ PV-DG ที่เหมาะสม.....	128
5. การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยข้อมูลแปรผันตามเวลา.....	130
5.1 บทนำ.....	130
5.2 วิธีจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ.....	132
5.2.1 การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์.....	132
5.2.2 การจำลองข้อมูล.....	132
5.2.3 ขั้นตอนการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ.....	149
5.3 ผลการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ.....	153
5.3.1 ผลการจำลองข้อมูล.....	153
5.3.2 การจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อน.....	154
5.3.3 การจ่ายไฟฟ้าแบบจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ.....	156

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
5.4 สรุปผลการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ.....	170
5.4.1 ประสิทธิภาพในการแก้ปัญหา.....	170
5.4.2 เงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติ.....	171
6. สรุปผลงานวิจัย.....	172
6.1 สรุปผลการทดลอง.....	172
6.2 ข้อเสนอแนะจากงานวิจัย.....	174
บรรณานุกรม.....	175
ภาคผนวก	183
ประวัติผู้เขียน.....	222



สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 คำสั่งจำลองแสดงขั้นตอนวิธีแบบไดคัสตรา.....	43
2.2 การเปรียบเทียบค่าพารามิเตอร์ของขั้นตอนวิธี HS.....	47
3.1 ข้อมูลของระบบจำลอง 5 บัส.....	71
3.2 ขั้นตอนวิธีในการจัดเรียงสายป้อนจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	73
3.3 การเปรียบเทียบคุณสมบัติของขั้นตอนวิธีการหาระยะทางที่สั้นที่สุด.....	74
3.4 การเปรียบเทียบผลลัพธ์จาก Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	93
3.5 ผลการจัดเรียงสายป้อนของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	95
3.6 การเปรียบเทียบผลการจัดเรียงสายป้อนของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	95
3.7 การเปรียบเทียบผลลัพธ์จาก Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	100
3.8 ผลการจัดเรียงสายป้อนของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	102
3.9 การเปรียบเทียบผลการจัดเรียงสายป้อนของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	102
3.10 ผลการจัดเรียงสายป้อนของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	108
4.1 การเปรียบเทียบการติดตั้ง PV-DG ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	118
4.2 พารามิเตอร์ของขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO.....	120
4.3 ผลการทดลองด้วยขั้นตอนวิธี HS ในรอบที่ 1 ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	121
4.4 ผลการทดลองด้วยขั้นตอนวิธี HS ในรอบที่ดีที่สุด ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	121
4.5 ผลการทดลองด้วยขั้นตอนวิธี ABC ในรอบที่ดีที่สุด ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	122
4.6 ผลการทดลองด้วยขั้นตอนวิธี ABC ในรอบที่ดีที่สุด ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	122
4.7 ผลการติดตั้ง PV-DG 1 แห่ง ขนาด 2,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	124
4.8 ผลการติดตั้ง PV-DG 2 แห่ง แห่งละ 1,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	124

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.9 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการติดตั้ง PV-DG ที่มีกำลังผลิตแบบคงที่ของระบบ จำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	126
4.10 ผลการทดลองติดตั้ง PV-DG ด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	127
5.1 ความต้องการโหลดแอมป์สูงสุดในแต่ละวันของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท.....	134
5.2 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท.....	143
5.3 ค่าสูงสุด ค่าต่ำสุด และค่าเฉลี่ย ของข้อมูลโหลดจากการจำลอง.....	154
5.4 ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1.....	156
5.5 ค่าเฉลี่ยต้นทุนจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1.....	158
5.6 ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2.....	163
5.7 ค่าเฉลี่ยต้นทุนรวมจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2.....	165
5.8 ผลการทดลองเมื่อปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์ในวันทำงาน.....	167
5.9 ผลการทดลองเมื่อปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์ในวันหยุดสุดสัปดาห์.....	167
5.10 ต้นทุนรวมลดลงสะสมจากการปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์.....	169
5.11 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงสะสมจากการทดลองแต่ละกรณี.....	170

สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
1.1 เทคโนโลยีในระบบสมาร์ตกริด.....	2
1.2 ตัวอย่างวงจรระบบจำหน่ายระบบเรเดียล.....	4
2.1 วงจรระบบเรเดียล.....	10
2.2 วงจรระบบลูป.....	11
2.3 วงจรระบบเน็ตเวิร์ก.....	11
2.4 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของที่อยู่อาศัย.....	20
2.5 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงแรม.....	21
2.6 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของหน่วยงานราชการ.....	22
2.7 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงงานขนาดกลาง.....	22
2.8 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงงานขนาดใหญ่.....	23
2.9 ตัวอย่างสถานะความผันผวนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG.....	25
2.10 ตัวอย่างการวิเคราะห์ด้วยวิธีกราฟ.....	41
2.11 แผนภาพการทำงานของขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการ.....	44
2.12 การเปรียบเทียบระหว่างขั้นตอนวิธี HS และการหาค่าเหมาะสมที่สุด.....	45
2.13 แผนผังการทำงานของขั้นตอนวิธี HS.....	46
2.14 ลานเดินร่ำสำหรับส่งสัญญาณ.....	50
2.15 แผนผังการทำงานของขั้นตอนวิธี ABC.....	51
2.16 การสร้างกลุ่มประชากรผึ้ง.....	53
2.17 แผนผังการทำงานของขั้นตอนวิธี PSO.....	55
2.18 การคำนวณการเคลื่อนที่ของแต่ละอนุภาค.....	57
2.19 แผนผังแสดงขั้นตอนกวาดย้อนกลับและกวาดไปข้างหน้า.....	60
2.20 ตัวอย่างวิธีกวาดย้อนกลับและกวาดไปข้างหน้า.....	62
2.21 ตัวอย่างค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบล่าหลังและแบบนำหน้า.....	64
2.22 ตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	65
2.23 ตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	66
2.24 ระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	67

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
3.1 ระบบจำลอง 5 บัส.....	71
3.2 ผลการจัดเรียงสายป้อนแต่ละแบบของระบบจำลอง 5 บัส.....	72
3.3 ตัวอย่างไดอะแกรมเส้นเคี้ยวของการเชื่อมโยงระหว่างบัส.....	75
3.4 แผนผังแสดงขั้นตอน HBSM.....	77
3.5 แผนผังแสดงขั้นตอนย่อยการหาเส้นทางเริ่มต้นด้วยขั้นตอนวิธี ไดจ์สตรา.....	78
3.6 ข้อมูลระบบจำหน่ายของระบบจำลอง 5 บัส.....	79
3.7 คำนวณน้ำหนักเริ่มต้นของระบบจำลอง 5 บัส.....	80
3.8 คำนวณน้ำหนักเริ่มต้นควบคู่กับเส้นทางของระบบจำลอง 5 บัส.....	80
3.9 ระยะทางที่สั้นที่สุดจากบัสต้นทางของระบบจำลอง 5 บัส.....	81
3.10 Dijkstra Path ของระบบจำลอง 5 บัส.....	82
3.11 การวิเคราะห์ค่าน้ำหนักจากขั้นตอนวิธี ไดจ์สตรา.....	82
3.12 แผนผังแสดงขั้นตอนย่อยการสับเปลี่ยนช่วงสายป้อน.....	83
3.13 การปรับปรุงค่าการเชื่อมโยงของระบบจำลอง 5 บัส.....	84
3.14 เมตริกซ์ค่าน้ำหนักที่ถูกปรับปรุงของระบบจำลอง 5 บัส.....	85
3.15 ตัวอย่างรายการช่วงสายป้อนที่สามารถสับเปลี่ยนได้ของระบบจำลอง 5 บัส.....	85
3.16 แผนผังแสดงขั้นตอนย่อยตรวจสอบตัวแปรทางไฟฟ้าตามข้อจำกัด.....	87
3.17 HBSM Path ของระบบจำลอง 5 บัส.....	88
3.18 ตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	89
3.19 ตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	90
3.20 ระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	91
3.21 Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	92
3.22 HBSM Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	94
3.23 การเปลี่ยนเส้นทางจาก HBSM ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	96
3.24 การเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	97
3.25 ตัวอย่างจำนวนรอบการเข้าสู่คำตอบของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	98
3.26 Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	99
3.27 HSBM Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	101

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
3.28 การเปลี่ยนเส้นทางจาก HBSM ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	103
3.29 การเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	104
3.30 ตัวอย่างจำนวนรอบในการเข้าสู่ค่าตอบของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69.....	105
3.31 Base Path ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	106
3.32 HBSM Path ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	107
3.33 การเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	108
4.1 ผลจากการเปลี่ยนตำแหน่ง PV-DG ของระบบจำลอง 5 บัส.....	112
4.2 ผลจากการปรับเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ของระบบจำลอง 5 บัส.....	113
4.3 แผนผังแสดงขั้นตอนการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม.....	115
4.4 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการเปลี่ยนตำแหน่ง PV-DG ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33.....	119
4.5 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการเปลี่ยนตำแหน่ง PV-DG กำลังผลิตแบบคงที่ ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	126
5.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการจำลองข้อมูลโหลด.....	133
5.2 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของที่อยู่อาศัยที่ใช้ในการจำลองข้อมูล.....	134
5.3 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงแรมที่ใช้ในการจำลองข้อมูล.....	135
5.4 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของหน่วยงานราชการที่ใช้ในการจำลองข้อมูล.....	135
5.5 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงงานขนาดกลางที่ใช้ในการจำลองข้อมูล.....	135
5.6 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงงานขนาดใหญ่ที่ใช้ในการจำลองข้อมูล.....	136
5.7 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกตีฟของที่อยู่อาศัย.....	136
5.8 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกตีฟของโรงแรม.....	137
5.9 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกตีฟของหน่วยงานราชการ.....	137
5.10 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกตีฟของโรงงานขนาดกลาง.....	137
5.11 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกตีฟของโรงงานขนาดใหญ่.....	138
5.12 กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4.....	139
5.13 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอกตีฟของที่อยู่อาศัย.....	140
5.14 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอกตีฟของโรงแรม.....	140

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
5.15 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอกติฟของหน่วยงานราชการ.....	141
5.16 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอกติฟของโรงงานขนาดกลาง.....	141
5.17 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอกติฟของโรงงานขนาดใหญ่.....	142
5.18 ตัวอย่างผลลัพธ์การจำลองข้อมูล โหลด.....	144
5.19 ตัวอย่างผลลัพธ์การจำลองข้อมูล โหลดของบัสที่ 16.....	145
5.20 แผนผังแสดงขั้นตอนการจำลองข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าจาก PV-DG.....	145
5.21 ตัวอย่างข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG.....	146
5.22 ลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG.....	147
5.23 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG.....	147
5.24 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG.....	148
5.25 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดที่มีการติดตั้ง PV-DG.....	149
5.26 แผนผังแสดงขั้นตอนการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ.....	150
5.27 ข้อมูลโหลดจากการจำลอง.....	153
5.28 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อน.....	155
5.29 ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจากการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อน.....	155
5.30 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและการเปลี่ยนเส้นทางจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1...	157
5.31 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงแต่ละคาบเวลาจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1.....	158
5.32 ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1.....	159
5.33 ข้อมูลโหลดจากการปรับคาบเวลาเป็น 1 นาที.....	160
5.34 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและการเปลี่ยนเส้นทางเมื่อปรับคาบเวลาเป็น 1 นาที.....	161
5.35 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงเมื่อปรับคาบเวลาเป็น 1 นาที.....	161
5.36 ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเมื่อปรับคาบเวลาเป็น 1 นาที.....	162
5.37 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและการเปลี่ยนเส้นทางจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2...	164
5.38 การเปรียบเทียบต้นทุนการจัดเรียงสายป้อนจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2.....	165
5.39 ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2.....	166
5.40 ต้นทุนรวมลดลงสะสมจากการปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์.....	168
5.41 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงสะสมจากการทดลองแต่ละกรณี.....	169

รายการสัญลักษณ์

I_i	กระแสไฟฟ้าของช่วงสายป้อนที่จ่ายจากบัส i	แอมแปร์ (A)
I_i^{max}	ค่าพิกัดกระแสไฟฟ้าสูงสุดของช่วงสายป้อนที่จ่ายจากบัส i	แอมแปร์ (A)
$I_{j,k}^t$	โหลดแอกตีฟจากการจำลองของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j ลำดับ k ในคาบเวลา t	กิโลวัตต์ (kW)
o_j	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j	-
P_{DG}	กำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ผลิตจาก PV-DG	กิโลวัตต์ (kW)
$P_{DG,i}^t$	กำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ผลิตจาก PV-DG จากการจำลองที่ถูกติดตั้งในบัส i ในคาบเวลา t	กิโลวัตต์ (kW)
P_{DG}^{max}	ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ผลิตจาก PV-DG สูงสุด	กิโลวัตต์ (kW)
P_{DG}^{min}	ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ผลิตจาก PV-DG ต่ำสุด	กิโลวัตต์ (kW)
P_i	กำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่จ่ายจากบัส i	กิโลวัตต์ (kW)
P'_i	กำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่จ่ายจากบัส i เมื่อติดตั้ง PV-DG	กิโลวัตต์ (kW)
$P_{load,i}$	โหลดแอกตีฟของบัส i	กิโลวัตต์ (kW)
$P_{load,i}^t$	โหลดแอกตีฟจากการจำลองของบัส i ในคาบเวลา t	กิโลวัตต์ (kW)
$P_{loss,i}$	กำลังไฟฟ้าสูญเสียของช่วงสายป้อนที่จ่ายจากบัส i	กิโลวัตต์ (kW)
P_{Tloss}	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจำหน่าย	กิโลวัตต์ (kW)
Q_i	กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่จ่ายจากบัส i	กิโลวาร์ (kVAR)
$Q_{load,i}$	โหลดรีแอกตีฟของบัส i	กิโลวาร์ (kVAR)
$Q_{load,i}^t$	โหลดรีแอกตีฟจากการจำลองของบัส i ในคาบเวลา t	กิโลวาร์ (kVAR)
R_i	รีซิสแตนซ์ของช่วงสายป้อนที่จ่ายจากบัส i	โอห์ม (Ohm)
V^{max}	พิกัดระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุด	กิโลโวลต์ (kV) , Per-unit (pu)
V^{min}	พิกัดระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด	กิโลโวลต์ (kV) , Per-unit (pu)
V_i	ระดับแรงดันไฟฟ้าของบัส i	กิโลโวลต์ (kV) , Per-unit (pu)
X_i	รีแอกแตนซ์ของช่วงสายป้อนที่จ่ายจากบัส i	โอห์ม (Ω)

รายการสัญลักษณ์ (ต่อ)

$\mu_{load,j}^t$	ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟประเภท j ในคาบเวลา t	กิโลวัตต์ (kW)
μ_{DG}^t	ลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ในคาบเวลา t	กิโลวัตต์ (kW)
$\sigma_{load,j}^t$	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอกทีฟจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j ในคาบเวลา t	กิโลวัตต์ (kW)
σ_{DG}^t	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ในคาบเวลา t	กิโลวัตต์ (kW)

ประมวลศัพท์และคำย่อ

ABC	ขั้นตอนวิธีผึ้งผึ้ง (Artificial Bee Colony)
ACO	ขั้นตอนวิธีฝูงมด (Ant Colony Optimization)
DAS	ระบบจำหน่ายอัตโนมัติ (Distribution Automation System)
DG	แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation)
Dijkstra Path	เส้นทางการจ่ายไฟฟ้าจากขั้นตอนวิธีไดคัสตรา
GA	ขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm)
HBSM	วิธีสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนแบบผสมผสาน (Hybrid Branch Swap Method)
HBSM Path	เส้นทางการจ่ายไฟฟ้าจาก HBSM
HBSM with PV-DG Path	เส้นทางการจ่ายไฟฟ้าจาก HBSM ที่มีการติดตั้ง PV-DG
HS	ขั้นตอนวิธีค้นหาความบรรสาน (Harmony Search)
ICT	เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (Information and Communication Technology)
pu	ค่าตามระบบต่อหน่วย (Per-unit Value)
PF	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor)
PSO	ขั้นตอนวิธีกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization)
PV	การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic)
PV-DG	แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Distributed Generation)
RTU	หน่วยวัดคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit)

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

พลังงานไฟฟ้าเป็นสาธารณูปโภคที่จำเป็นต่อการสนับสนุนกิจการภาคธุรกิจ อุตสาหกรรม และการใช้งานของสิ่งอำนวยความสะดวกในที่อยู่อาศัย ด้วยความสำคัญของพลังงานไฟฟ้าควบคู่กับการขยายตัวด้านประชากร เศรษฐกิจ และอุตสาหกรรม ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2561 พบว่าสูงถึง 203,203 ล้านหน่วย และในปี 2580 จะมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นถึง 367,458 ล้านหน่วย (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2562)

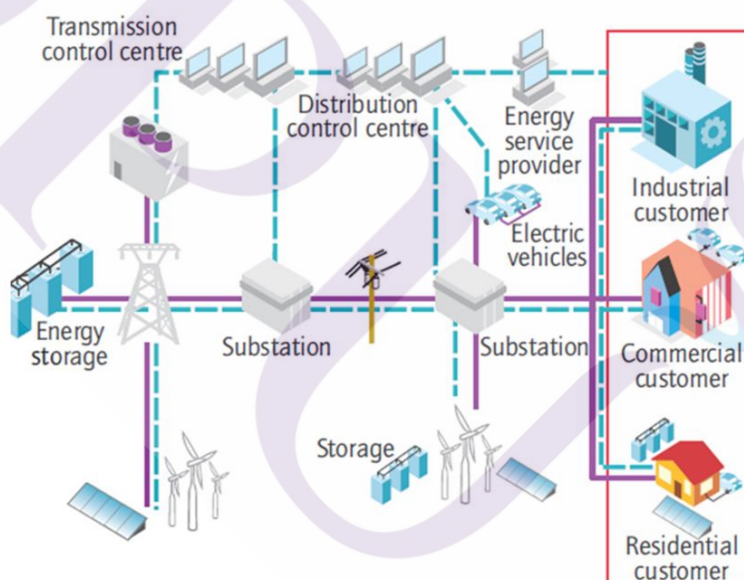
1.1.1 ระบบสมาร์ทกริด

หน่วยงานที่ทำหน้าที่ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้ามีบทบาทโดยตรงต่อการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นซึ่งต้องควบคุมการจ่ายไฟฟ้าให้เพียงพอ มีประสิทธิภาพ และมีความมั่นคง ดังนั้นเพื่อสนับสนุนต่อภาระหน้าที่ดังกล่าวจึงเกิดการพัฒนาระบบสมาร์ทกริด (Smart Grid) ซึ่งเป็นวิวัฒนาการพัฒนาระบบกริดด้วยการผนวกรวมเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (Information and Communication Technology: ICT) เข้ากับกริดแบบดั้งเดิม (Traditional Grid) ตลอดห่วงโซ่ระบบไฟฟ้านับตั้งแต่ระบบผลิต (Generation System) ระบบส่ง (Transmission System) ระบบจำหน่าย (Distribution System) ไปจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้า (Consumer) ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าทำงานได้อย่างชาญฉลาดมีความสามารถมากขึ้นโดยใช้ทรัพยากรที่น้อยลง สามารถรับรู้และจัดเก็บข้อมูลระบบไฟฟ้าที่สำคัญเพื่อใช้ควบคุมการทำงานภายในระบบไฟฟ้า

นอกเหนือจากการพัฒนาในด้าน ICT ระบบสมาร์ทกริดยังสนับสนุนการลดความสูญเสียจากการใช้พลังงานสิ้นเปลืองในการผลิตไฟฟ้าด้วยการเชื่อมโยงกริดกับแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation: DG) จากแหล่งพลังงานรูปแบบต่างๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ พลังงานคลื่นในทะเล พลังงานจากน้ำขึ้นน้ำลง พลังงานชีวมวล พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานไฮโดรเจน เป็นต้น ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้ง DG จะทำให้สามารถสนับสนุนการผลิตอย่างต่อเนื่อง รองรับการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการสูงสุด ดังนั้นจึงมีการติดตั้ง DG ในระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่ง DG

จากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Distributed Generation: PV-DG) ทั้งนี้จากสถิติของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2557 พบว่ามีการผลิตไฟฟ้าจาก PV-DG จำนวน 1,298.51 เมกะวัตต์ (MW) และมีเป้าหมายในการผลิตในปี พ.ศ. 2579 ถึงจำนวน 6,000.00 MW (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2558) ดังนั้นจึงนับว่าระบบสมาร์ตกริดสามารถตอบสนองต่อการอนุรักษ์พลังงานได้เป็นอย่างดี

วิวัฒนาการของระบบสมาร์ตกริดนับตั้งแต่อดีตได้มีการพัฒนาระบบสื่อสารเพื่อควบคุมสั่งการอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่ในระบบกริดควบคู่กับการพัฒนาแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอย่างต่อเนื่อง อีกทั้งมีแนวโน้มในอนาคตด้วยการพัฒนาเทคโนโลยีให้สามารถรับรู้ความต้องการใช้ไฟฟ้า สามารถควบคุมและสั่งการที่มีศักยภาพสูงขึ้น เพิ่มสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่สามารถทำงานร่วมกับเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS) รวมถึงการพัฒนารถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle: EV) เพื่อลดมลภาวะและลดการใช้พลังงานสิ้นเปลืองจากน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติ โดยสามารถแสดงเทคโนโลยีในระบบสมาร์ตกริดได้ตามภาพที่ 1.1



ภาพที่ 1.1 เทคโนโลยีในระบบสมาร์ตกริด

ที่มา: IEA (2011)

1.1.2 ปัญหาในระบบจำหน่ายสมาร์ตกริด

เพื่อพิจารณาบทบาทหน้าที่ของระบบไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย จะพบว่าระบบจำหน่ายเป็นระบบที่มีความสำคัญเนื่องจากเชื่อมโยงกับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง โดยระบบจำหน่ายมีหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบส่งเพื่อแปลงแรงดันเป็นแรงดันใช้งานสำหรับส่งไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นระบบจำหน่ายจึงได้รับความสำคัญต่อการพัฒนาเทคโนโลยี อย่างไรก็ตามแม้ว่าจะมีการพัฒนาพัฒนาเทคโนโลยีในระบบจำหน่ายหลากหลายด้าน หากแต่การจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นยังคงเป็นแบบระบบกริดดั้งเดิม ซึ่งยังคงเผชิญกับปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียและปัญหาแรงดันตก ตามรายละเอียดดังนี้

1) กำลังไฟฟ้าสูญเสีย การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายยังคงเกิดปัญหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากกระแสไฟฟ้าไหลผ่านรีซิสแตนซ์ของสายตัวนำซึ่งจะถูกเปลี่ยนเป็นความร้อนและทำให้เกิดการสูญเสียพลังงานโดยเปล่าประโยชน์ การเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตไม่ถูกใช้อย่างเต็มประสิทธิภาพจากความสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

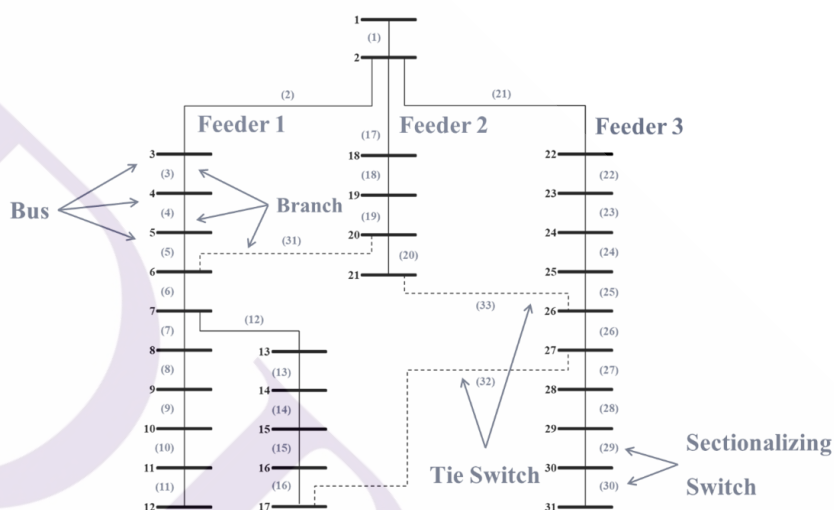
2) แรงดันตก เป็นปัญหาผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้าที่มีสาเหตุมาจากเปลี่ยนแปลงของโหลดที่และเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว นอกจากนั้นยังเกิดจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ลดลงในทันทีทันใด สภาวะดังกล่าวอาจส่งผลให้เกิดปัญหาแรงดันตกและทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าหยุดการทำงานหรือได้รับความเสียหายและนำไปสู่ปัญหาไฟฟ้าดับในที่สุด

1.1.3 แนวทางการแก้ปัญหา

จากการศึกษาแนวทางปัญหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียและปัญหาแรงดันตกที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย พบว่าโดยทั่วไประบบจำหน่ายนั้นเป็นระบบเรเดียล ซึ่งมีวิจัยที่พยายามแก้ปัญหาดังกล่าวด้วยเทคนิควิธีที่หลากหลาย ทั้งนี้วิธีที่ได้รับความนิยมจำแนกได้เป็น 2 กลุ่มคือ วิธีจัดเรียงสายป้อน (Feeder Reconfiguration) และวิธีกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสม (Optimal Placement of DG)

วิธีจัดเรียงสายป้อนเป็นการปรับเปลี่ยนการปิด/เปิดของสวิตช์ที่ติดตั้งในช่วงสายป้อน (Branch) ของระบบจำหน่ายเพื่อกำหนดเส้นทางการจ่ายไฟฟ้า โดยทั่วไปสวิตช์แบ่งสถานะการทำงานออกเป็นปิดและเปิดวงจร สวิตช์ที่มีสถานะปิดวงจรเรียกว่า สวิตช์ตัดตอน (Sectionalizing Switch) และสวิตช์ที่มีสถานะเปิดวงจรเรียกว่า สวิตช์ถ่ายโอน (Tie Switch) การปรับเปลี่ยนการทำงานของสวิตช์จะส่งผลให้เกิดการถ่ายโอนโหลดที่เชื่อมโยงอยู่ในแต่ละบัส (Bus) ระหว่างวงจร (Feeder) การปรับเปลี่ยนการทำงานของสวิตช์จนได้เส้นทางที่เหมาะสมจะทำให้กระแสไฟฟ้าในแต่ละวงจรลดลงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงตาม นอกจากนั้น

ยังพบผลลัพธ์ที่ตามมาคือ ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดในระบบจำหน่ายที่วัดค่าจากบัสใดบัสหนึ่งเพิ่มสูงขึ้น อย่างไรก็ตามเส้นทางหลังจากจัดเรียงสายป้อนจะต้องอยู่ในสภาวะการจ่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องและรักษารูปแบบการจ่ายไฟฟ้าระบบเรเดียลภายใต้ระดับแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าตามมาตรฐานที่กำหนด ทั้งนี้สามารถแสดงตัวอย่างวงจรระบบจำหน่ายระบบเรเดียลได้ตามภาพที่ 1.2



ภาพที่ 1.2 ตัวอย่างวงจรระบบจำหน่ายระบบเรเดียล

ที่มา: วิชรพันธ์ โสมขันเงิน (2557)

สำหรับผลการศึกษาในด้านเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องพบว่าระบบจำหน่ายอัตโนมัติ (Distribution Automation System: DAS) เป็นเทคโนโลยีในระบบสมาร์ทกริดที่สนับสนุนต่อการจัดเรียงสายป้อน โดย DAS มีความสามารถในการควบคุมการปิด/เปิดวงจรของสวิตช์ที่ติดตั้งหน่วยวัดระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) ซึ่งควบคุมการทำงานของสวิตช์ด้วยข้อมูลทางไฟฟ้า เช่น แรงดันไฟฟ้า หรือกระแสไฟฟ้า เป็นต้น RTU ที่ติดตั้งร่วมกับสวิตช์จะทำหน้าที่ตรวจจับเหตุการณ์และอ่านข้อมูลสถานะการทำงานของอุปกรณ์ รวมทั้งวัดค่าทางไฟฟ้า ณ จุดต่างๆ เพื่อส่งมายังสถานีแม่ นอกจากนี้ RTU ยังสามารถทำงานในโหมดอัตโนมัติตามโปรแกรมที่ปรับตั้งไว้ คุณสมบัติดังกล่าวจะทำให้สามารถตรวจสอบเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายตามเงื่อนไขเพื่อสั่งให้สวิตช์ปิด/เปิดวงจรตามที่กำหนด (อุดม ลีวลมไพศาล และกิตติพงษ์ เอกไชย,

2552) ดังนั้นจึงนับว่าคุณสมบัติของ DAS ตอบสนองต่อการแก้ปัญหาด้วยการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติแบบทันที (Real-time)

สำหรับการแก้ปัญหาด้วยวิธีกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสม เป็นอีกแนวทางหนึ่งที่สามารถลดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ซึ่งเมื่อติดตั้ง DG ในระบบจำหน่าย จะเกิดการผลิตกำลังไฟฟ้าเสริมกำลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตหลักที่จ่ายมาจากสถานีไฟฟ้า ทำให้แหล่งจ่ายไฟฟ้าอยู่ใกล้โหลด ทำให้กระแสไฟฟ้าที่จ่ายจากต้นทางวงจรสายป้อนลดลง ส่งผลให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงตาม อย่างไรก็ตามการติดตั้ง DG นั้นจะเป็นการติดตั้งแบบคงที่ ดังนั้นแนวทางแก้ปัญหาด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG จึงเหมาะสมกับการแก้ปัญหาในกรณีที่มีการเพิ่มหรือย้ายตำแหน่งติดตั้ง DG

จากปัญหาที่เกิดขึ้นและคุณสมบัติของเทคโนโลยีในระบบจำหน่ายสามารถจัดงานวิจัยนี้จึงกำหนดแนวทางแก้ปัญหาลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและแรงดันตกด้วยวิธีจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ โดยออกแบบแนวทางแก้ปัญหาเริ่มต้นจากการพัฒนาขั้นตอนวิธีจัดเรียงสายป้อน จากนั้นนำระบบมาตรฐานที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG มาทดลองกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ร่วมกับการจัดเรียงสายป้อนตามวิธีที่ได้พัฒนาขึ้น สำหรับนำวิธีการที่มีประสิทธิภาพไปประยุกต์ใช้กับระบบจำหน่ายของประเทศไทยเพื่อสร้างเป็นระบบจำลองที่มีการติดตั้ง PV-DG ทั้งนี้ระบบจำลองที่ได้จะถูกนำมาพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติและทดลองด้วยข้อมูลโหลดและข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ที่แปรผันตามเวลาจากการจำลอง ผลลัพธ์จากการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติจะถูกวัดประสิทธิภาพในด้านการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย การลดต้นทุนจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย รวมทั้งความสามารถในการปรับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น

1.2 วัตถุประสงค์

1.2.1 เพื่อออกแบบขั้นตอนวิธีจัดเรียงสายป้อนที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจำหน่ายให้เหลือน้อยที่สุด สามารถปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น ภายใต้การประมวลผลที่รวดเร็วและมีความซับซ้อนน้อย

1.2.2 เพื่อหาตำแหน่งการติดตั้งและขนาด PV-DG ที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจำหน่ายให้เหลือน้อยที่สุด

1.2.3 เพื่อออกแบบและพัฒนาวิธีจ่ายไฟฟ้าแบบจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติที่ตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางจากเงื่อนไขที่กำหนดด้วยข้อมูลที่นำเข้ามาทุกๆ 15 นาที โดยสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมให้เหลือน้อยที่สุดและสามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น

1.3 ขอบเขต

1.3.1 การแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายตัวนำในรูปแบบของกำลังไฟฟ้าแอกทีฟสูญเสีย

1.3.2 คำนวณค่าตัวแปรทางไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส โดยวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการกวาดย้อนกลับและกวาดไปข้างหน้า (Backward / Forward Sweep Method)

1.3.3 ข้อมูลโหลดที่ใช้ในการทดลองเป็นโหลดกำลังไฟฟ้าคงตัว (Constant Power Load) ในระบบ 3 เฟส สมดุล (Balanced 3-phase System)

1.3.4 วิเคราะห์ตำแหน่งและขนาด DG กำหนดประเภท DG เป็น PV-DG แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV-DG Grid Connected System) โดยไม่มีเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานและทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 โดยใช้วิธีการเมตาฮิวริสติกประกอบด้วย ขั้นตอนวิธีค้นหาความบรรสาน (Harmony Search: HS) ขั้นตอนวิธีฝูงผึ้ง (Artificial Bee Colony: ABC) และขั้นตอนวิธีกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization: PSO) ทั้งนี้ไม่พิจารณาถึงกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากระยะทางของตำแหน่งติดตั้ง PV-DG

1.3.5 ทดลองจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยข้อมูลจำลองประกอบด้วย ข้อมูลโหลด และข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ โดยอ้างอิงข้อมูลจากพื้นที่ภาคกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วงฤดูร้อนปี 2560 (เดือนกุมภาพันธ์ ถึง พฤษภาคม 2560) และกำหนดคาบเวลาของการจำลองข้อมูลเท่ากับ 15 นาที

1.3.6 พัฒนาระบบจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติในระบบจำหน่ายระบบเบเรเดิลด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ในรูปแบบ Desktop Application ด้วยโปรแกรม MATLAB โดยประมวลผลแบบ Stand Alone

1.4 ประโยชน์ที่จะได้รับ

1.4.1 สามารถพัฒนาตัวแบบในการแก้ปัญหาด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้เหลือน้อยที่สุด โดยการตัดสินใจของระบบในการควบคุมการทำงานของสวิตช์เพื่อปรับเส้นทางจ่ายไฟฟ้าอัตโนมัติจากข้อมูลโหลดและข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ที่แปรผันตามเวลา

1.4.2 สามารถพัฒนาตัวแบบในการแก้ปัญหาแรงดันตกด้วยการปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นและอยู่ในมาตรฐานที่กำหนด

1.4.3 สามารถพัฒนาเครื่องมือในการออกแบบ ขยาย/เพิ่มวงจร และวางแผนการจ่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายที่มีการเชื่อมโยงกับ PV-DG โดยสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียภายใต้การควบคุมตัวแปรทางไฟฟ้าตามมาตรฐานที่กำหนด

1.5 วิธีการทดสอบผล

1.5.1 ความถูกต้องของการพัฒนาขั้นตอนวิธีการจัดเรียงสายป้อน ทดสอบผลโดยนำการเปลี่ยนแปลงของปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด และบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด จากการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 69 เปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

1.5.2 การกำหนดตำแหน่งและขนาดของ PV-DG ที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้เหลือน้อยที่สุดทดสอบผลโดย การติดตั้ง PV-DG ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และเปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง รวมถึงกำหนดขนาด PV-DG และทดลองติดตั้งในทุกกรณีที่เป็นไปได้ (Brute Force Approach) เพื่อตรวจสอบตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้เหลือน้อยที่สุด

1.5.3 ความถูกต้องของวิธีจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ ทดสอบผลโดยตรวจสอบความถูกต้องของการเปลี่ยนเส้นทางตามเงื่อนไขการเปลี่ยนเส้นทางที่กำหนดจากการทดลองด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ที่ปรับเปลี่ยนข้อมูลเดิมเป็นข้อมูลจากการจำลองแบบต่อเนื่องตามคาบเวลา

1.6 สาระสำคัญจากงานวิจัย

จากการศึกษาเทคนิควิธีการแก้ปัญหาจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ในงานวิจัยได้แก้ปัญหาด้วยการประยุกต์เทคนิคและขั้นตอนวิธีที่แตกต่างจากแนวคิดของงานวิจัยที่มีอยู่เดิม โดยสามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังนี้

1.6.1 ด้วยการประยุกต์วิธีการหาผลโดยปรับเปลี่ยนค่าน้ำหนักของกราฟให้สามารถประมวลผลหาคำตอบที่ดีที่สุดได้ตามวัตถุประสงค์ ส่งผลให้สามารถจัดเรียงสายป้อนจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุดภายใต้การประมวลผลอย่างรวดเร็ว ทั้งนี้ในอดีตแม้ว่ามิงานวิจัยที่ได้นำวิธีการมาใช้แก้ปัญหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการจัดเรียงสายป้อน หากแต่ได้กำหนดค่าน้ำหนักของกราฟด้วยระยะทางของช่วงสายป้อนจึงอาจทำให้ไม่สามารถได้รับคำตอบที่ดีที่สุด ดังนั้นในงานวิจัยนี้ได้ประยุกต์ปรับเปลี่ยนค่าน้ำหนักด้วยกำลังไฟฟ้าจริงสูญเสีย รวมถึงออกแบบขั้นตอนวิธีให้สามารถป้องกันการได้รับคำตอบที่ดีแบบบางแหล่งด้วยการสุ่มสับเปลี่ยนช่วงสายป้อน และนำมาประมวลผลวนซ้ำเพื่อปรับปรุงตัวแปรทางไฟฟ้าตามเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน ดังนั้นจึงสามารถประมวลผลหาคำตอบที่ดีที่สุด และด้วยคุณสมบัติของวิธีการจึงส่งผลให้สามารถประมวลผลหาคำตอบได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้คุณสมบัติของขั้นตอนวิธีที่พัฒนาขึ้นยังสามารถปรับเปลี่ยนค่าน้ำหนักของกราฟให้เป็นค่าตัวแปรทางไฟฟ้าด้านอื่นเพื่อแก้ปัญหาตามวัตถุประสงค์ เช่น ระดับแรงดันไฟฟ้า ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เป็นต้น

1.6.2 จากการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยข้อมูลแบบต่อเนื่องตามลำดับเวลา โดยกำหนดเงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางให้สามารถเปรียบเทียบตัวแปรทางไฟฟ้าและต้นทุนที่เกี่ยวข้อง ส่งผลให้สามารถจัดเรียงสายป้อนตามเงื่อนไขที่กำหนดโดยตัดสินใจกำหนดเส้นทางในแต่ละคาบเวลาได้อย่างอัตโนมัติ อีกทั้งสามารถนำไปประยุกต์ปรับเปลี่ยนเงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางได้ตามวัตถุประสงค์

1.7 โครงสร้างงานวิจัย

โครงสร้างงานวิจัยประกอบด้วย การศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อกำหนดแนวทางในการแก้ปัญหา จากนั้นพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อนที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้ได้รับคำตอบที่ดีที่สุด วิธีจัดเรียงสายป้อนที่พัฒนาขึ้นจะถูกนำมาทดลองร่วมกับการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมด้วยวิธีการเมตาฮิวริสติก ผลลัพธ์ที่ได้จะถูกกำหนดเป็นระบบจำลองที่มีการติดตั้ง PV-DG เพื่อนำไปพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ โดยสามารถแสดงรายละเอียดโครงสร้างของงานวิจัยได้ดังนี้

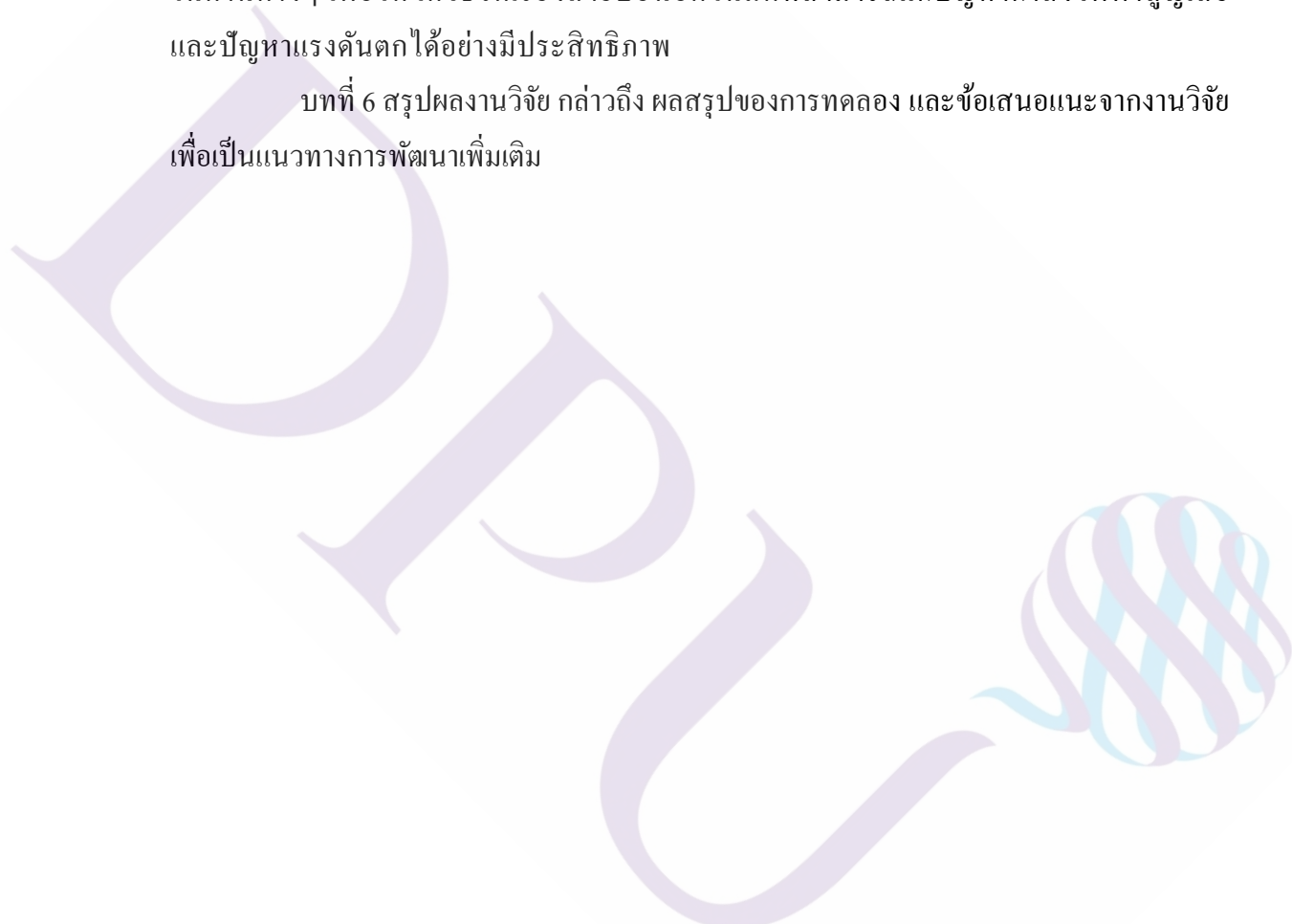
บทที่ 2 ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง กล่าวถึง การศึกษาแนวคิด ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจ่ายไฟฟ้าในระบบสมาร์ตกริด ปัญหาที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายสมาร์ตกริด และความพยายามแก้ปัญหาดังกล่าว เพื่อนำผลการศึกษามากำหนดแนวทางแก้ปัญหา

บทที่ 3 การพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อนแบบ HBSM กล่าวถึง การจัดเตรียมข้อมูลตัวแบบ บัณฑิตสอบ IEEE 33, 69 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 การพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อนแบบ HBSM และการเปรียบเทียบความถูกต้องรวมถึงประสิทธิภาพของการประมวลผลกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

บทที่ 4 การวิเคราะห์ตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม กล่าวถึง การทดลองกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ด้วยวิธีการเมตาฮิวริสติกควบคู่กับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM การออกแบบการทดลองได้กำหนดให้มีการเลือกวิธีการเมตาฮิวริสติกที่มีประสิทธิภาพสูงสุดสำหรับทดลองกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ภายใต้อนุพันธ์สูงสุดที่กำหนด รวมถึงนำผลลัพธ์ของจำนวนและขนาด PV-DG มาประยุกต์กับระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เพื่อใช้เป็นตัวแบบของระบบสำหรับใช้ทดลองในบทที่ 5

บทที่ 5 การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยข้อมูลที่แปรผันตามเวลา กล่าวถึง การจำลองข้อมูลโหลดและข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ที่แปรผันตามเวลาและมีความผันผวน จากนั้นพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติโดยทดลองด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ทั้งนี้ในการปรับเปลี่ยนข้อมูลแต่ละคาบเวลาได้กำหนดเงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติด้วยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลง และการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติโดยพิจารณาต้นทุนการทำงานของสวิตช์ รวมถึงการวัดประสิทธิภาพของผลลัพธ์ในด้านต่างๆ เพื่อให้ได้วิธีจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติที่สามารถแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียและปัญหาแรงดันตกได้อย่างมีประสิทธิภาพ

บทที่ 6 สรุปผลงานวิจัย กล่าวถึง ผลสรุปของการทดลอง และข้อเสนอแนะจากงานวิจัย เพื่อเป็นแนวทางการพัฒนาเพิ่มเติม



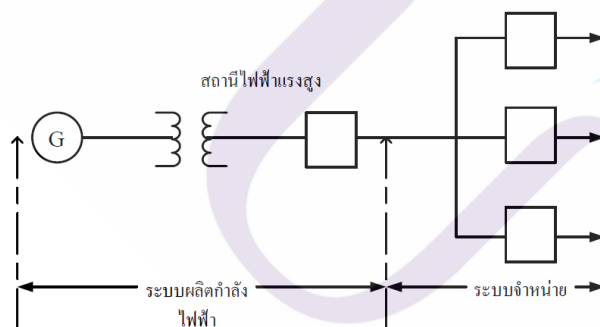
บทที่ 2

ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ระบบไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้ามีองค์ประกอบนับตั้งแต่การผลิตผ่านระบบผลิต โดยอาศัยเครื่องจักรต้นกำลังจากโรงไฟฟ้าทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานต่างๆ ให้เป็นพลังงานกลเพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากนั้นจะส่งผ่านระบบส่ง โดยมีสายส่งรับกำลังไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่าย ซึ่งระบบจำหน่ายจะปรับลดแรงดันไฟฟ้าจนมีค่าเหมาะสมต่อการให้บริการกับผู้ใช้ไฟฟ้า รูปแบบวงจรระบบจำหน่ายจะประกอบด้วย ระบบเรเดียล ระบบลูบ และระบบเน็ตเวิร์ก โดยสามารถอธิบายได้ดังนี้ (ทวี ไชยโคตร, 2554)

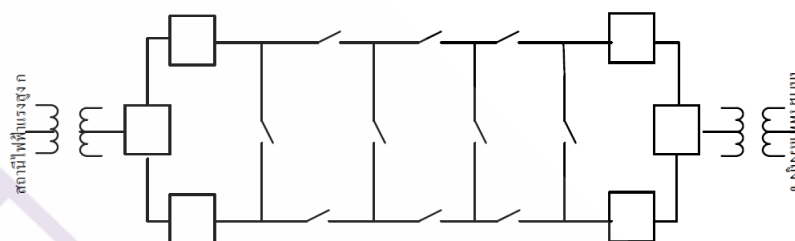
1) ระบบเรเดียล คือ ระบบที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไปสู่โหลดเพียงวงจรวจรเดียว เริ่มจากต้นทางของแหล่งจ่ายไฟฟ้าและแยกวงจรออกไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดต่างๆ ที่ต้องการใช้งานกำลังไฟฟ้า



ภาพที่ 2.1 วงจรระบบเรเดียล

ที่มา: ทวี ไชยโคตร (2554)

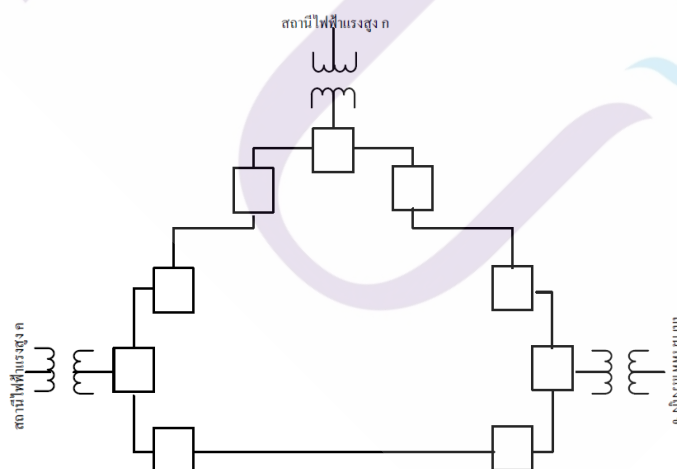
2) ระบบลูป เป็นระบบที่เพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าให้สูงขึ้นด้วยการจัดให้มีการจ่ายกำลังไฟฟ้ามากกว่า 1 วงจร โดยต่อวงจรออกไปจากสถานีไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้จุดต่างๆ แล้ววนกลับมายังสถานีไฟฟ้าเดิม ระบบนี้จำเป็นต้องมีการติดตั้งสวิตช์ตัดตอนและอุปกรณ์ป้องกันที่ดี เพื่อให้สามารถตัดวงจรไฟฟ้าในส่วนที่ขัดข้องออกเพื่อทำการแก้ไข



ภาพที่ 2.2 วงจรรระบบลูป

ที่มา: ทวี ไชยโคตร (2554)

3) ระบบเน็ตเวิร์ก การจัดวงจรระบบเน็ตเวิร์กจะต่อเชื่อมสถานีไฟฟ้าเข้าถึงกันและจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับสถานีไฟฟ้าจากหลายแหล่งจ่ายโดยใช้สวิตช์ตัดตอนและอุปกรณ์ป้องกันช่วยตัดต่อวงจรเพื่อให้สามารถตัดส่วนหนึ่งส่วนใดออกเพื่อทำการแก้ไข



ภาพที่ 2.3 วงจรรระบบเน็ตเวิร์ก

ที่มา: ทวี ไชยโคตร (2554)

2.2 ระบบสมาร์ตกริด

จากการศึกษาถึงระบบสมาร์ตกริดพบว่า มีแนวทางการพัฒนารวมถึงคุณสมบัติสำคัญที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยตามรายละเอียดดังนี้

2.2.1 การพัฒนาระบบสมาร์ตกริด

กระทรวงพลังงาน (2558) ได้อธิบายถึงระบบสมาร์ตกริดว่า เป็นการพัฒนาให้ระบบไฟฟ้าสามารถตอบสนองต่อการทำงานได้อย่างชาญฉลาดมากขึ้น หรือมีความสามารถมากขึ้น โดยใช้ทรัพยากรที่น้อยลง มีประสิทธิภาพ มีความน่าเชื่อถือ มีความปลอดภัย มีความยั่งยืน และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม การพัฒนาระบบสมาร์ตกริดสามารถทำให้เกิดขึ้นได้โดยประยุกต์ใช้ระบบเทคโนโลยี ระบบสื่อสาร ระบบเซนเซอร์ ระบบเก็บข้อมูล และเทคโนโลยีด้านการควบคุม เพื่อให้ระบบไฟฟ้าสามารถรับรู้ข้อมูลต่างๆ สำหรับใช้ในการตัดสินใจอย่างอัตโนมัติ ทั้งนี้กระบวนการทั้งหมดจะต้องเกิดขึ้นทั่วทั้งระบบไฟฟ้า ครอบคลุมระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย ไปจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบสมาร์ตกริดมีองค์ประกอบพื้นฐานทางด้านเทคโนโลยีที่มีคุณสมบัติในการตรวจวัด รับส่งสัญญาณข้อมูล และทำงานร่วมกับอุปกรณ์และระบบไฟฟ้าอื่นๆ ซึ่งเป็นเทคโนโลยีในกลุ่มต่างๆ ทั้งฮาร์ดแวร์ (Hardware) ซอฟต์แวร์ (Software) พีเพิลแวร์ (Peopleware) เช่น เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้า เทคโนโลยีการส่งจ่ายไฟฟ้า เทคโนโลยีการควบคุมโครงข่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ เทคโนโลยีสมาร์ตมิเตอร์ (Smart Meter) การปรับความต้องการไฟฟ้า (Demand Response) เทคโนโลยีการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้า (Energy Management System: EMS) เป็นต้น การเชื่อมโยงเทคโนโลยีเข้ากับสถาปัตยกรรมการจ่ายไฟฟ้าก่อให้เกิดประสิทธิภาพของจ่ายไฟฟ้าตามคุณสมบัติ ดังนี้ (IEA, 2011)

1) รับรู้ความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งเป็นประโยชน์ในการนำพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้ามาเป็นข้อมูลหลักสำหรับวางแผนการผลิตกำลังไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอตามช่วงเวลา

2) รองรับการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเกินความต้องการ ด้วยการพัฒนาเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานไฟฟ้าเพื่อติดตั้งเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย สำหรับนำพลังงานไฟฟ้ามาใช้ในช่วงเวลาที่ต้องการ

3) ควบคุมการทำงานอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า โดยควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในระบบด้วยเทคโนโลยี รวมถึงสามารถจัดเก็บประวัติการทำงานปิด/เปิดวงจร สำหรับวิเคราะห์ค่าทางสถิติในการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น อายุการใช้งาน ความสามารถในการทนกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า เป็นต้น

4) สร้างเสถียรภาพในการกำหนดพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า จากกรณีการเกิดความผิดปกติของการจ่ายไฟฟ้าอันเป็นเหตุให้ไฟฟ้าดับ ซึ่งสามารถสั่งการให้ระบบกลับมาจ่ายไฟฟ้าโดยเกิดพื้นที่ไฟฟ้าดับน้อยที่สุด พร้อมทั้งทำให้การจ่ายไฟฟ้ากลับมาทำงานตามปกติเมื่อแก้ไขความผิดปกติอันเป็นเหตุให้ไฟฟ้าดับเสร็จสิ้น

2.2.2 เทคโนโลยีการปรับเปลี่ยนวงจรของระบบสมาร์ตกริด

หนึ่งในเทคโนโลยีที่สำคัญของระบบสมาร์ตกริดคือ ระบบจำหน่ายอัตโนมัติ (DAS) โดยสามารถควบคุมและสั่งการสวิทช์ในระบบจำหน่ายด้วยการติดตั้งหน่วยวัดคุมระยะไกล (RTU) และสั่งการผ่านระบบสื่อสารด้วยสถานีแม่ ส่งผลให้สามารถปรับเปลี่ยนเส้นทางจ่ายไฟฟ้าได้ทันทีตามวัตถุประสงค์ โดย อุดม ลีวลมไพศาล และกิตติพงษ์ เอกไชย (2552) ได้อธิบายรายละเอียดของเทคโนโลยี DAS ว่า เป็นเทคโนโลยีที่ออกแบบและพัฒนาเพื่อการจัดการระบบจำหน่ายให้มีประสิทธิภาพ โดยมีเป้าหมายในการควบคุมและจัดการการปิด/เปิดสวิทช์ในระบบจำหน่ายด้วยข้อมูลทางไฟฟ้า เช่น แรงดันไฟฟ้า หรือกระแสไฟฟ้า คุณสมบัติดังกล่าวเกิดขึ้นโดย RTU ที่ติดตั้งอยู่กับอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายจะตรวจจับเหตุการณ์และอ่านข้อมูลสถานการณ์ทำงานของอุปกรณ์รวมทั้งวัดค่าทางไฟฟ้า ณ จุดต่างๆ เพื่อส่งมายังสถานีแม่ นอกจากนี้ DAS ยังมีคุณสมบัติของการทำงานในโหมดอัตโนมัติตามโปรแกรมที่ปรับตั้งไว้ ดังนั้นระบบ DAS จึงความสามารถในการตรวจสอบสถานการณ์ว่าเป็นไปตามเงื่อนไขที่ได้กำหนดไว้และสั่งการสวิทช์ให้ทำงานปิด/เปิดวงจรตามที่กำหนด โดยองค์ประกอบ DAS มีดังนี้

1) สถานีแม่ ทำหน้าที่เรียกดูข้อมูลจาก RTU และรับข้อมูลที่ RTU ส่งออกมาโดยอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุการณ์ต่างๆ ข้อมูลที่ได้รับนั้นเป็นข้อมูลประเภทแอนะล็อก เช่น ค่าแรงดันไฟฟ้า และค่ากระแสไฟฟ้า เป็นต้น หรือเป็นข้อมูลดิจิทัล เช่น สถานะของสวิทช์และสถานะของไฟเลี้ยงของ RTU เป็นต้น นอกจากนี้การเรียกดูข้อมูลยังเป็นการตรวจสอบสถานะของการติดต่อสื่อสารกับ RTU อีกด้วย หากสถานีแม่ไม่สามารถขอข้อมูลจาก RTU ได้จากกรณีเกิดความผิดพลาดที่ RTU หรือเกิดความผิดพลาดจากระบบสื่อสาร สถานีแม่จะตัดสินใจว่าข้อมูลที่รับมานั้นเป็นการเกิดเหตุการณ์ปกติหรือไม่ หากเกิดเหตุการณ์ผิดปกติระบบจะแสดงคำเตือนเพื่อให้ผู้ใช้หรือผู้ควบคุมทราบ นอกจากนี้ยังมีการตั้งค่าการทำงานอัตโนมัติ เช่น เมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติระบบจะทำการตัดสินใจทำงานอย่างใดอย่างหนึ่งตามโปรแกรมที่ผู้ใช้กำหนดไว้ ข้อมูลที่รับจาก RTU จะถูกบันทึกลงในฐานข้อมูลเพื่อใช้ในงานต่างๆ ภายหลัง เพื่อให้ผู้ใช้ทราบสถานะการทำงานหรือเปลี่ยนแปลงการตั้งค่าของระบบ เช่น การเรียกดูค่าแอนะล็อกในช่วงเวลาที่ผ่านไป การเรียกดูเหตุการณ์ในระบบย้อนหลัง หรือการทำรายงานสรุปผล เป็นต้น

สถานีแม่เป็นกลุ่มของเครื่องคอมพิวเตอร์ที่แบ่งกันทำงานในแต่ละหน้าที่ บางระบบอาจมีการใช้คอมพิวเตอร์ 2 เครื่องขึ้นไปทำงานอย่างเดียวกัน เพื่อให้ระบบมีเสถียรภาพหรือเพื่อให้มีความเร็วมากขึ้น ส่วนประกอบของสถานีแม่ได้แก่ ตัวบริการสำหรับเก็บฐานข้อมูล (Database Server) ตัวบริการสำหรับประมวลผลข้อมูล (Application Server) เกตเวย์ (Gateway) และเครื่องคอมพิวเตอร์ติดต่อผู้ใช้ (Man-machine Interface)

2) การสื่อสาร DAS แบ่งระบบการสื่อสารที่เกี่ยวข้องออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนของฮาร์ดแวร์และส่วนของโพรโตคอล ฮาร์ดแวร์การสื่อสารสามารถแบ่งออกได้ 2 แบบ คือ การสื่อสารแบบไร้สาย (Wireless) เช่น ระบบการเชื่อมต่ออินเทอร์เน็ตไร้สายผ่านโทรศัพท์เคลื่อนที่หรือจีพีอาร์เอส (General Packet Radio Service: GPRS) ระบบการติดต่อสื่อสารข้อมูลกับโทรศัพท์เคลื่อนที่ หรือระบบซีดีเอ็มเอ (Code Division Multiple Access: CDMA) ระบบเครือข่ายวิทยุเฉพาะกิจ (Trunked Radio) คลื่นไมโครเวฟ (Microwave) เป็นต้น สำหรับการสื่อสารแบบใช้สาย เช่น เส้นใยนำแสง สายทองแดง สายโทรศัพท์ สายไฟฟ้า เป็นต้น ในด้านของโพรโตคอลของ DAS มีลักษณะเฉพาะหลายอย่างที่ไม่มีในโพรโตคอลอื่นๆ ทั่วไป ตามลักษณะพิเศษดังนี้

2.1) การส่งข้อมูลแบบไม่ไ้ถาม (Unsolicited) เป็นฟังก์ชันในโพรโตคอลที่ RTU สามารถส่งข้อมูลไปยังสถานีแม่ได้ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขึ้น

2.2) การเลือกและยืนยันก่อนการสั่งงาน (Select Before Operate: SBO) เป็นฟังก์ชันในโพรโตคอลที่สถานีแม่จะขอยืนยันการสั่งงาน เนื่องจากหากสั่งงานผิดตัวอาจทำให้ระบบไฟฟ้าเกิดความเสียหายขึ้นได้ การทำงานจะเกิดขึ้นโดยสถานีแม่ขอยืนยันว่าสวิตช์ที่สั่งให้ปิด/เปิดตัวที่ต้องการ โดยสถานีแม่จะส่งคำสั่งเลือกไปยัง RTU ก่อนรอให้ตอบกลับมาว่าเป็นอุปกรณ์หมายเลขนั้นจริง แล้วให้ผู้ใช้ยืนยันเพื่อส่งให้สถานีแม่สั่งให้ทำงานต่อไป

2.3) ลำดับเหตุการณ์ (Sequence of Event: SOE) เป็นความสามารถในการแยกแยะลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ทำให้ทราบว่าเหตุการณ์ใดเกิดขึ้นก่อนหรือเกิดขึ้นหลัง โดย RTU จะบันทึกเวลา (Stamp Time) ในทุกเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น

2.4) การตั้งเวลาตรงกัน (Time Synchronize) เป็นฟังก์ชันในโพรโตคอลที่ทำให้ RTU ทุกตัวมีเวลาที่ตรงกันเพื่อใช้เปรียบเทียบลำดับข้อมูลของเหตุการณ์ ความสามารถพิเศษนี้จึงนำไปประยุกต์ใช้งานได้หลากหลายและทำให้ผู้ดูแลสามารถทำงานได้สะดวกมากขึ้น เช่น รองรับการใช้งานที่ระบบสื่อสารมีความเร็วต่ำและมี RTU จำนวนมาก

โดยปกติโพรโทคอลสื่อสารที่ใช้กันใน DAS จะเป็นโพรโทคอลมาตรฐานเปิด (Open Standard Protocol) ทำให้สามารถใช้ซอฟต์แวร์สถานีแม่จากบริษัทหนึ่ง และใช้ RTU จากอีกบริษัทหนึ่งหรือบริษัทอื่นๆ ที่มีโพรโทคอลระบบสื่อสารเดียวกัน สำหรับโพรโทคอลที่ใช้คือ Distributed Network Protocol หรือ DNP3 เป็นโพรโทคอลที่กำหนดในประเทศสหรัฐอเมริกา และโพรโทคอล IEC60870 และ IEC 61850-5 จากยุโรป

3) RTU เป็นอุปกรณ์ปลายทางในระบบ โดยทำหน้าที่หลักคือ อ่านค่าทางไฟฟ้า และส่งข้อมูลกลับยังสถานีแม่ รวมถึงรับคำสั่งการปลดหรือสับวงจรจากสถานีแม่ โดย RTU มีส่วนประกอบหลักดังนี้

3.1) หน่วยประมวลผลกลาง (Central Processing Unit: CPU) ทำหน้าที่ควบคุมการทำงานทั้งหมดของ RTU ตั้งแต่การแปลงโพรโทคอล การเก็บค่าเริ่มต้น การบันทึกเหตุการณ์ การติดต่อกับผู้ใช้และอื่นๆ

3.2) หน่วยเปลี่ยนค่าแอนะล็อกเป็นดิจิทัล (Analog to Digital Converter) ทำหน้าที่เปลี่ยนค่าเพื่อให้สามารถนำไปประมวลผลแบบดิจิทัลกับหน่วยประมวลผลกลาง

3.3) หน่วยรับค่าและส่งค่าออกทางดิจิทัล (Digital Input/Output) ทำหน้าที่รับค่าการเปลี่ยนแปลงสถานะปิด/เปิด และส่งค่าสถานะเพื่อส่งอุปกรณ์ต่อพ่วงทำงาน เช่น สั่งปิด/เปิดสวิตช์

3.4) ช่องทางการสื่อสาร เป็นจุดที่ RTU ติดต่อสื่อสารโดยผ่านอุปกรณ์สื่อสาร ซึ่งอาจจะเป็นแบบไร้สายหรือแบบใช้สาย

3.5) หน่วยจ่ายพลังงานและพลังงานสำรอง RTU โดยเป็นหน่วยสนับสนุนให้ RTU สามารถทำงานได้แม้ขณะไฟฟ้าดับ

คุณสมบัติการทำงาน DAS ที่ติดตั้งตั้งอยู่ในระบบจำหน่ายจะทำให้เสถียรภาพการจ่ายไฟฟ้าระบบจำหน่ายดีขึ้นด้วยการควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ได้อย่างสะดวก รวดเร็ว และแม่นยำ ลดแรงงานพนักงานที่ต้องออกปฏิบัติงาน เพิ่มความปลอดภัยให้แก่พนักงานผู้ปฏิบัติงานในการปลดหรือสับสวิตช์

2.2.3 โครงการนำร่องระบบสมาร์ตกริดในประเทศไทย

กระทรวงพลังงาน (2558) ได้เสนอบทสรุปรายละเอียดโครงการนำร่องระบบสมาร์ตกริดที่อยู่ภายใต้การดำเนินงานของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้แก่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การพัฒนาโครงการนำร่องระบบสมาร์ตกริดของรัฐบาลวิสาหกิจไฟฟ้าเป็นการดำเนินงานตามนโยบายของกระทรวงพลังงานในการกำหนดตัวชี้วัดผลการดำเนินงานประจำปี พ.ศ. 2557 ของรัฐบาลวิสาหกิจไฟฟ้า เพื่อให้หน่วยงานการไฟฟ้าได้ศึกษา

ความเป็นไปได้ในการปรับปรุงและพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันให้เป็นระบบสมาร์ตกริดตามบริบทของแต่ละหน่วยงาน โดยมุ่งเน้นในด้านการศึกษา วิจัย และทดสอบความสามารถของเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดทั้งด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ อันประกอบด้วยโครงการนำร่องดังนี้

1) การพัฒนาระบบสมาร์ตกริดบนเกาะสมุยของ พพ. โดยเกาะสมุยเป็นแหล่งท่องเที่ยวที่มีอัตราการเติบโตค่อนข้างสูงและมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นโดยเฉลี่ยร้อยละ 9 ถึง 10 ต่อปี ความต้องการใช้ไฟฟ้าบนเกาะสมุยมีปริมาณสูงสุดรวมประมาณ 100 ถึง 120 MW ในปี พ.ศ. 2530 รับไฟฟ้าจากสายเคเบิลใต้น้ำระบบ 33 kV ของ กฟภ. เป็นระยะทาง 24 กิโลเมตร สามารถรองรับการจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุด 17 MW และมีการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าขึ้นอีก 1 แห่ง คือ สถานีไฟฟ้าเกาะสมุย 1 นอกจากนั้นในปี พ.ศ. 2539 ยังได้วางสายเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 kV เป็นวงจรที่ 1 สามารถรองรับการจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุด 55 MW และระบบ 115 kV เป็นวงจรที่ 2 ระยะทางประมาณ 27 กิโลเมตร

แนวโน้มการขยายตัวของธุรกิจท่องเที่ยวรวมถึงชุมชนบนเกาะสมุยที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้มีปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดถึง 100 MW ต่อวัน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงฤดูการท่องเที่ยวที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูง ทำให้เกิดปัญหาไฟฟ้าดับ ไฟฟ้าดับดังนั้นในปี พ.ศ. 2556 จึงได้ก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 kV เป็นวงจรที่ 3 เป็นระยะทางทั้งหมด 54 กิโลเมตร และก่อสร้างสถานีไฟฟ้าสมุย 2 เพิ่มอีก 1 แห่ง สามารถรองรับการจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงสุด 100 MW รวมเป็นปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายได้จากสถานีไฟฟ้าจำนวน 2 สถานี เท่ากับ 200 MW การแก้ปัญหาดังกล่าวเป็นแค่บรรเทาการขาดแคลนไฟฟ้าได้ในระยะสั้นเท่านั้น การผลิตพลังงานและการบริหารจัดการพลังงานที่มีประสิทธิภาพยังจำเป็นต้องดำเนินการอยู่ ดังนั้นการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าเดิมและเพิ่มเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในพื้นที่เป็นยุทธศาสตร์ด้านพลังงานของประเทศที่จะนำระบบสมาร์ตกริดมาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและการใช้พลังงานโดยการเพิ่มสัดส่วนการผลิตพลังงานทดแทนในพื้นที่บนเกาะ นอกจากนั้นยังสนับสนุนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานของระบบสมาร์ตกริดโดยการนำระบบรถยนต์ไฟฟ้า (EV) มาประยุกต์ใช้ ซึ่งเป็นปัจจัยที่สำคัญประการหนึ่งในการขับเคลื่อนเกาะสมุยสู่เมืองคาร์บอนต่ำ

2) การพัฒนาระบบสมาร์ตกริดของ กฟผ. โครงการนำร่องของ กฟผ. ได้ดำเนินการในพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน โดยในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2557 กฟผ. ได้สำรวจมุมมองทางด้านเทคนิคและมุมมองอื่นๆ เช่น ด้านสังคม วัฒนธรรม การมีส่วนร่วมของชุมชน การถ่ายทอดองค์ความรู้ทางด้านเทคโนโลยีสมาร์ตกริดให้กับประชาชนและนักท่องเที่ยวในจังหวัดแม่ฮ่องสอน

และได้นำมาปรับปรุงรายละเอียดองค์ประกอบย่อยต่างๆ ของโครงการนำร่องด้านพัฒนาการผลิต และกักเก็บพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart Energy) เพื่อพัฒนาการผลิตและกักเก็บพลังงาน โดยมุ่งเน้นที่การจัดหา รองรับ และพึ่งพาแหล่งพลังงานหมุนเวียนเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า ตอบสนองต่อความต้องการได้อย่างเพียงพอและมีความเชื่อถือได้สูง สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การเพิ่มสัดส่วนพลังงานสะอาดภายใต้แผนที่น่าทางระบบโครงข่ายสมรรถกิริตของ กฟผ.

โครงการนำร่องระบบสมรรถกิริตเมืองแม่ฮ่องสอนจะประกอบด้วยการผลิตไฟฟ้า จากพลังน้ำขนาดเล็ก การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งแบบฟาร์มและแบบบนหลังคา ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โรงไฟฟ้าชีวมวล และการแปลงขยะไปเป็นพลังงานไฟฟ้า เพื่อช่วยเสริมความมั่นคงด้านพลังงานให้กับพื้นที่ในช่วงฤดูแล้ง นอกจากนี้ยังมีโครงการย่อย ซึ่งเพิ่มเติมเสริมการทำงานของระบบโดยรวมได้แก่ ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องยนต์ดีเซล ใช้สำหรับการเริ่มเดินเครื่องและจ่ายไฟให้กับระบบหลังจากเกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้าง หรือช่วยสำรองจ่ายไฟฟ้าชั่วคราวกรณีฉุกเฉิน และการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน หมุนเวียนขนาดเล็กมากจากพลังน้ำ พลังลม และพลังแสงอาทิตย์ ที่อาจจะเพิ่มเติมการเชื่อมโยง เข้ามาในระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ในอนาคต โดยการพัฒนาการผลิตและกักเก็บพลังงานอย่าง ชาญฉลาดซึ่งประกอบด้วยโครงการย่อยต่างๆ ดังนี้

2.1) การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟาร์มและแบบบนหลังคา เพื่อเพิ่มสัดส่วนกำลัง ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

2.2) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อรองรับความแปรปรวน ของกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ รักษาระดับแรงดันไฟฟ้า และเพื่อจ่ายไฟฟ้าได้ทันที ในกรณีฉุกเฉิน (Spinning Reserve) เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบ

2.3) โรงไฟฟ้าชีวมวล (Biomass Power Plant) เพื่อเพิ่มสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้า จากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะในช่วงฤดูน้ำแล้ง และเพิ่มมูลค่าของเศษใบไม้ กิ่งไม้ และเศษวัสดุ การเกษตรที่มีเป็นจำนวนมาก อีกทั้งจะช่วยลดผลกระทบปัญหาควันไฟในพื้นที่

2.4) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (Diesel Generating Units) เพื่อเป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ในภาวะฉุกเฉินและช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าขณะทำงานเป็นโครงข่ายไฟฟ้า ขนาดเล็กมาก (Micro Grid) แบบแยกโดด

3) การพัฒนาระบบสมรรถกิริตของ กฟผ. โดย กฟผ. เป็นรัฐวิสาหกิจสาธารณูปโภคใน สังกัดกระทรวงมหาดไทยที่มีหน้าที่ความรับผิดชอบในการจัดหา จัดส่ง และจัดจำหน่ายพลังงาน ไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านพักอาศัย ธุรกิจ และอุตสาหกรรมต่างๆ ในพื้นที่ 74 จังหวัด ทั่วประเทศ ยกเว้น กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 510,000

ตารางกิโลเมตร หรือประมาณร้อยละ 99 ของพื้นที่ทั้งประเทศ ดังนั้นหนึ่งในนโยบายที่สำคัญของ กฟภ. จึงต้องการก้าวไปสู่ระบบสมาร์ทกริดเพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและรองรับการให้บริการระบบจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพและความมั่นคงสูง

สำหรับความพร้อมในการดำเนินโครงการนำร่อง กฟภ. ได้รวบรวมข้อมูลโดยจัดทำเป็นรายงานศึกษาความเหมาะสมได้แก่ โครงการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ทกริดในพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน โครงการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่เกาะกูด เกาะหมาก จังหวัดตราด การประเมินผลที่ได้รับคาดว่าจะช่วยเพิ่มคุณภาพ ความเชื่อถือได้ และความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าในพื้นที่ โดยโครงการนำร่องมีรายละเอียดดังนี้

3.1) โครงการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ทกริดในพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี โดยติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วพื้นที่เมืองพัทยาประมาณ 116,308 ราย ยกเว้นผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งมิเตอร์ Automatic Meter Reading (AMR) ตามโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ นอกจากนี้ยังติดตั้งระบบสมาร์ทกริดอื่นๆ ในพื้นที่สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้กับพื้นที่เมืองพัทยาจำนวน 3 สถานีไฟฟ้าคือ พัทยาเหนือ พัทยาใต้ และจอมเทียน เพื่อให้สามารถทดสอบได้ครบถ้วนทุกประเด็นตามวัตถุประสงค์ของโครงการ

3.2) โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน มีวัตถุประสงค์เพื่อพัฒนาระบบควบคุมโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid Controller) สำหรับการวางแผนและปฏิบัติการระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทต่างๆ ให้สามารถใช้ศักยภาพของระบบได้สูงสุด เป็นการเพิ่มความมั่นคงความเชื่อถือ และคุณภาพของระบบไฟฟ้าโดยรวม ลดระยะเวลาและค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการและบำรุงรักษา ลดหน่วยสูญเสียในระบบผลิตและจำหน่ายที่มีระยะทางไกล รวมถึงเป็นการสนับสนุนนโยบายของรัฐบาลด้วยการพัฒนาระบบไฟฟ้าในพื้นที่ให้เป็นโครงข่ายระบบสมาร์ทกริดและการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน

3.3) พัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่เกาะกูด เกาะหมาก จังหวัดตราด มีวัตถุประสงค์เพื่อพัฒนารูปแบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่อย่างมีประสิทธิภาพด้วยการพัฒนาแหล่งจ่ายพลังงานทดแทนเพิ่มเป็นแหล่งพลังงานในพื้นที่ การศึกษาจะเน้นแนวทางการเพิ่มความเชื่อถือได้และคุณภาพของระบบไฟฟ้าในพื้นที่และศึกษาการลดหน่วยสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายที่มีระยะไกล

4) พัฒนาระบบสมาร์ทกริดของ กฟน. โดย กฟน. ได้นำเสนอแนวทางการจัดทำแผนดำเนินงานของโครงการจัดการการจ่ายพลังงานในระบบจำหน่าย (Distribution Management

System: DMS) จากการศึกษาพื้นที่ที่มีศักยภาพในการดำเนินโครงการนำร่องระบบสมาร์ตกริด กฟน. ได้วิเคราะห์ผลการสำรวจพื้นที่การไฟฟ้าจำนวน 4 เขต ได้แก่ การไฟฟ้าเขตสามเสน การไฟฟ้าเขตคลองเตย การไฟฟ้าเขตบางกะปิ และการไฟฟ้าเขตราชวัชรบูรณะ พบว่ามีความเหมาะสมในการดำเนินงาน ดังนั้น กฟน. จึงดำเนินการทำแผนงานสำหรับโครงการนำร่องพัฒนาระบบสมาร์ตกริดหรือโครงการจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย สำหรับ 4 การไฟฟ้าเขตนำร่อง

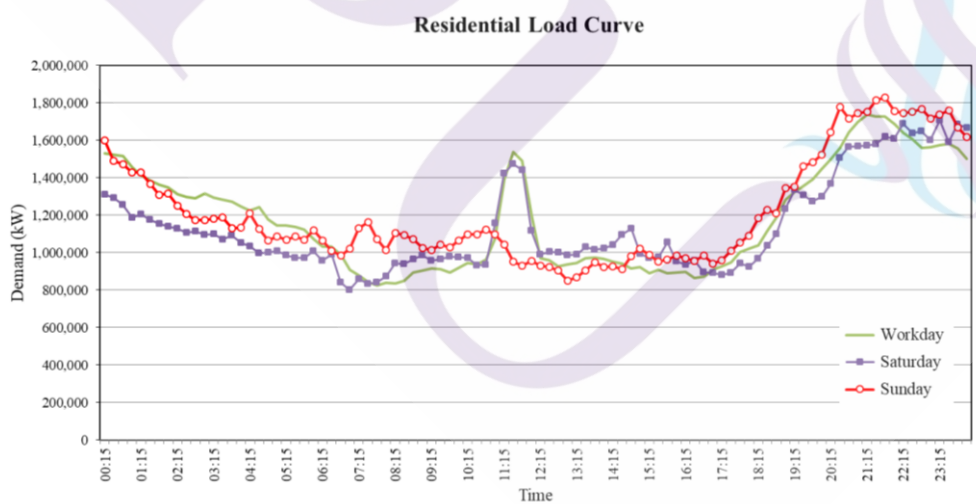
กฟน. ได้นำระบบควบคุมทางไกลอัตโนมัติและระบบจัดการพลังไฟฟ้า (SCADA/EMS) มาประยุกต์ใช้แต่ยังไม่มียระบบควบคุมทางไกลอัตโนมัติสำหรับระบบจำหน่ายที่สมบูรณ์และครอบคลุมพื้นที่จำหน่ายทั้งหมด 18 เขต ในอดีต กฟน. ได้นำระบบ DAS มาใช้เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า แต่ระบบดังกล่าวแต่ยังคงขาดฟังก์ชันสำคัญต่อเป้าหมายของระบบไฟฟ้าที่มั่นคง เช่น การวิเคราะห์ Distribution Power Flow (DPF) เพื่อใช้เป็นข้อมูลตัดสินใจในการจ่ายไฟฟ้า การใช้งาน Fault Isolation and Service Restoration (FISR) เพื่อความรวดเร็วในการแยกจุดลัดวงจรและแก้ไขปัญหาไฟดับได้รวดเร็ว การใช้งาน Automatic Feeder Reconfiguration (AFR) เพื่อปรับปรุงรูปแบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายให้มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียน้อยที่สุด เป็นต้น

นอกเหนือจากฟังก์ชันสำคัญต่อเป้าหมายของระบบไฟฟ้าที่มั่นคงแล้ว กฟน. มีแผนดำเนินงานตอบสนองการบริการระบบจำหน่ายที่ดีกว่า โดยมีเป้าหมายใช้งานระบบจัดการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายในพื้นที่ 4 การไฟฟ้าเขตนำร่องอย่างทั่วถึง เพื่อให้บุคลากรของการไฟฟ้าเขตสามารถเฝ้าข้อมูลจากระบบ DMS เช่น Switching Management System, Planned Outage Management System (POMS) สำหรับตัดสินใจในแต่ละขั้นตอนการปฏิบัติงานและลดเวลาการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้องทั้งในรูปแบบอัตโนมัติและแบบแมนนวล การนำระบบ DMS มาประยุกต์ใช้ จะทำให้การแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องทำได้อย่างรวดเร็ว ลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับ รวมถึงการเชื่อมโยงแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบ SCADA/EMS และระบบ DMS รวมทั้งการนำฟังก์ชันของระบบ DMS มาใช้งานทำให้สามารถเพิ่มประสิทธิภาพงานบริการและควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบจำหน่ายให้มีความถูกต้องและเชื่อถือได้มากขึ้น และช่วยลดความสูญเสียในการจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเป็นการลดต้นทุนในการจ่ายพลังงานไฟฟ้า

2.3 พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า

ผลการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้าจากฐานข้อมูลของกองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พบว่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี 2557 ถึง 2560 เกิดขึ้นช่วงฤดูร้อนในพื้นที่ภาคกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และในปี 2560 มีหน่วยจำหน่ายสูงสุดในเดือนพฤษภาคม โดยข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลที่จัดเก็บทุก 15 นาที (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2560) จากการวิเคราะห์พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ที่อยู่อาศัย โรงแรม หน่วยงานราชการ โรงงานขนาดกลาง และโรงงานขนาดใหญ่ พบว่ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานรวมถึงกิจการธุรกิจประเภทการค้าประเภทอื่น เช่น บริษัทห้างร้าน ห้างสรรพสินค้า เป็นต้น ซึ่งโรงงานขนาดกลางจะมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาที ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ (kW) แต่ไม่ถึง 1,000 kW และโรงงานขนาดใหญ่จะมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 15 นาที ตั้งแต่ 1,000 kW ขึ้นไป โดยสามารถแสดงลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในวันทำงาน วันเสาร์ และวันอาทิตย์ ได้ดังนี้

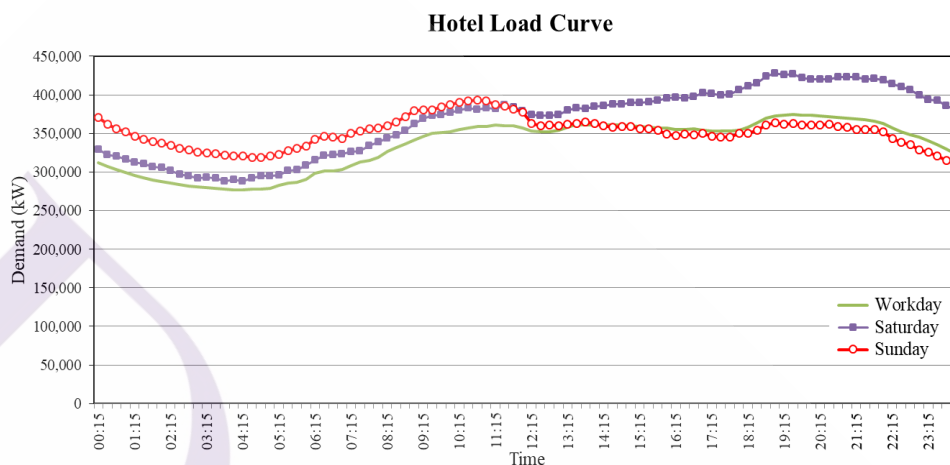
1) ที่อยู่อาศัย มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับโหลดประเภทแสงสว่าง เครื่องปรับอากาศ สิ่งอำนวยความสะดวก เป็นต้น โดยมีโหลดสูงสุดก่อนเที่ยงคืนและลดลงในเวลาทำงาน นอกจากนี้ยังพบว่า ก่อนเที่ยงวันทำงาน โหลดเพิ่มสูงขึ้นในช่วงเวลาสั้น โดยสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของที่อยู่อาศัย

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

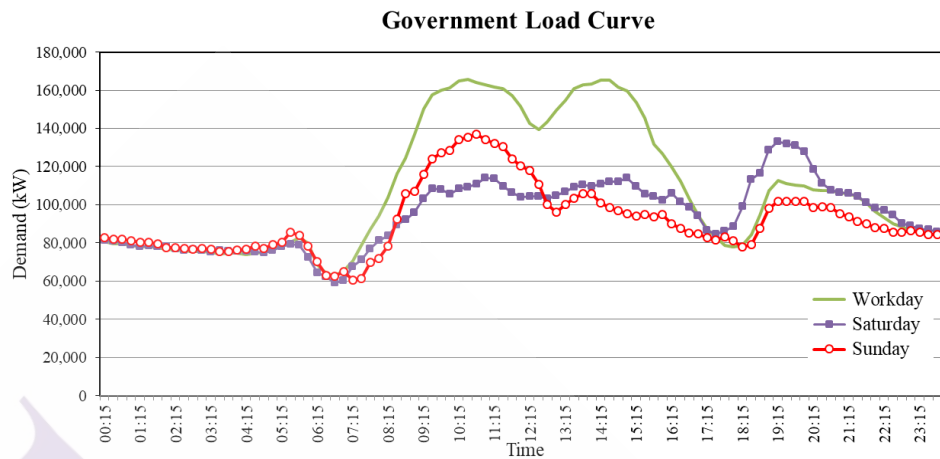
2) โรงแรมมีการความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับโหลดประเภทแสงสว่าง เครื่องปรับอากาศ สิ่งอำนวยความสะดวกสำหรับผู้พักอาศัย โหลดของโรงแรมจะเพิ่มสูงในช่วงค่ำ และโหลดในวันเสาร์และวันอาทิตย์จะสูงกว่าวันทำงาน โดยสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงแรม

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

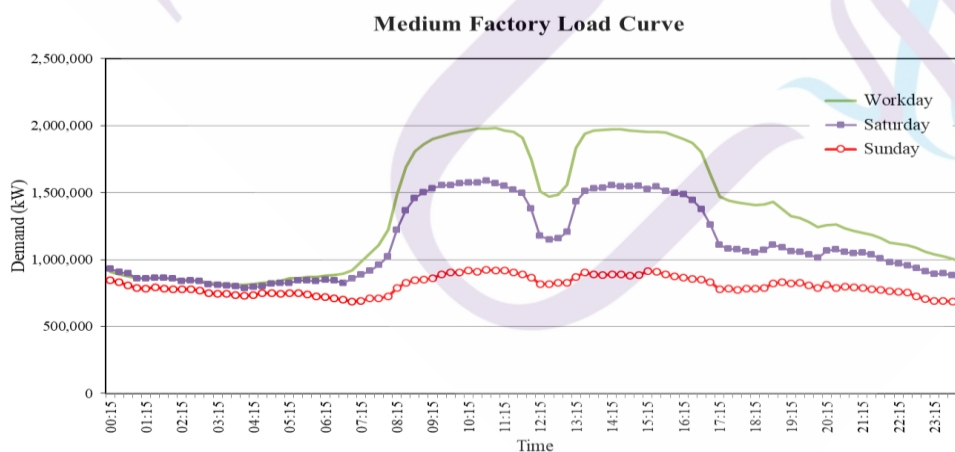
3) หน่วยงานราชการ มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับโหลดประเภทแสงสว่าง เครื่องใช้สำนักงาน เครื่องปรับอากาศ สิ่งอำนวยความสะดวก โหลดของหน่วยงานราชการจะเพิ่มสูงในช่วงเวลาทำงาน นอกจากนั้น โหลดจะเพิ่มขึ้นจากการความต้องการของบ้านพักที่อยู่ในหน่วยงานในช่วงเย็น โดยสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.6



ภาพที่ 2.6 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของหน่วยงานราชการ

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

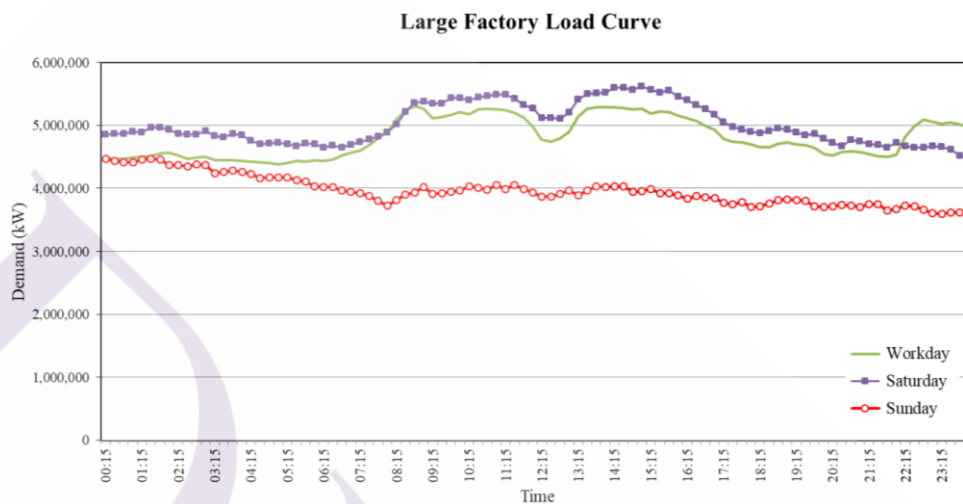
4) โรงงานขนาดกลาง มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อรองรับโหลดประเภทเครื่องจักร และสิ่งอำนวยความสะดวก โหลดในวันทำงานและวันเสาร์และวันอาทิตย์จะเพิ่มสูงในช่วงเวลาทำงานและลดลงในช่วงเย็นถึงค่ำ โดยวันทำงานจะมีปริมาณโหลดสูงกว่า โดยสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.7



ภาพที่ 2.7 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงงานขนาดกลาง

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

5) โรงงานขนาดใหญ่ มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อรองรับโหลดประเภทเครื่องจักรขนาดใหญ่และสิ่งอำนวยความสะดวก โดยมีโหลดสูงตลอดวัน และในวันทำงานจะมีปริมาณโหลดหลายคาบเวลาสูงกว่าวันเสาร์และวันอาทิตย์ โดยสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.8



ภาพที่ 2.8 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงงานขนาดใหญ่

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

2.4 การติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายในระบบจำหน่าย

แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เป็นเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานทางเลือกเพื่อเสริมกำลังไฟฟ้าจากโรงผลิตกำลังไฟฟ้าหลัก โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อสนับสนุนการผลิตอย่างต่อเนื่อง (Continuous Generation) สนับสนุนการผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration) และสนับสนุนการผลิตในช่วงเวลาที่มีต้องการสูงสุด (Peak Shaving) (Brown, 2012) การติดตั้ง DG ใกล้กับโหลดจะสามารถชดเชยโหลด ลดกระแสไฟฟ้าที่จ่ายจากต้นทางวงจร ปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น ดังนั้นจากคุณสมบัติดังกล่าวจึงทำให้มีการติดตั้ง DG อยู่ในระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมาก (Abri et al., 2013) ทั้งนี้เทคโนโลยีในการพัฒนา DG มีอยู่หลากหลาย โดยทั่วไปเป็นการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Wind Turbine) แหล่งผลิตพลังงานความร้อนร่วม (Combine Heat and Power)

2.4.1 ประเภทของ DG

การจำแนก DG ตามความสามารถการจ่ายกำลังไฟฟ้าแบ่งออกได้เป็น 4 ประเภท ดังนี้ (Payasi et al., 2012)

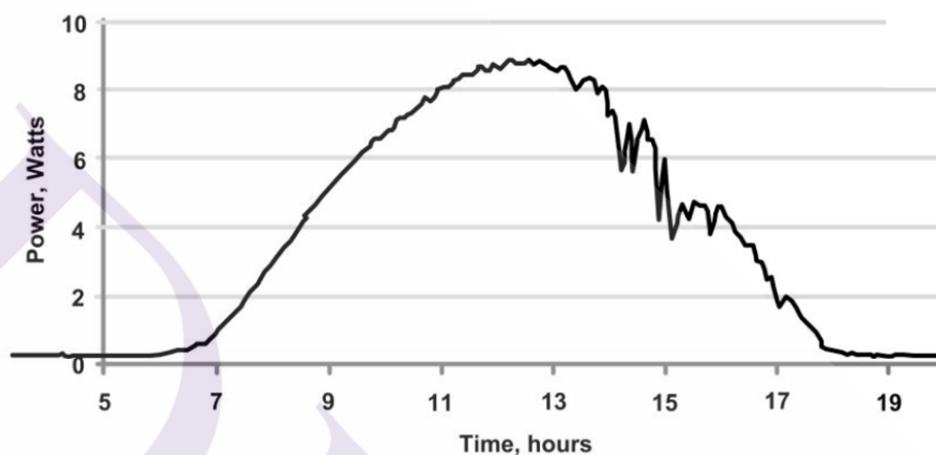
- 1) จ่ายกำลังไฟฟ้าแอกตีฟ โดยเป็น PV-DG เครื่องผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและเซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งมีการเชื่อมผู้เข้าสู่เครือข่ายการจ่ายไฟฟ้าโดยการแปลงของอินเวอร์เตอร์
- 2) จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าแอกตีฟและรีแอกตีฟ เป็นลักษณะของ DG แบบซิงโครนัส ประกอบด้วย DG ประเภทพลังงานร่วม และกังหันก๊าซ
- 3) จ่ายกำลังไฟฟารีแอกตีฟ ทำงานในรูปแบบการชดเชยซิงโครนัสซึ่งประกอบด้วย DG ประเภทกังหันก๊าซ
- 4) จ่ายกำลังไฟฟ้าแอกตีฟและหักล้างกำลังไฟฟารีแอกตีฟ ทำงานในรูปแบบของเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบอินดักชัน โดยจะเป็น DG ประเภทฟาร์มกังหันลม

2.4.2 PV-DG

PV-DG เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายประเภทจ่ายกำลังไฟฟ้าแอกตีฟ ซึ่งมีคุณสมบัติในการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2558) ได้นิยามถึงคุณสมบัติของ PV-DG ว่าเป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (Photovoltaic Grid Connected System) ออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้าโดยตรง PV-DG นิยมติดตั้งในเขตเมืองหรือพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง โดยอุปกรณ์ที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องแปลงกระแสตรงเป็นกระแสสลับแบบต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม PV-DG มีข้อจำกัดที่สำคัญดังนี้

- 1) ความเข้มของพลังงานขาเข้าต่ำ จากกรณีสถานะที่ความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ต่ำ จะทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดต่ำลงเช่นกัน ดังนั้นหากต้องการผลิตกำลังไฟฟ้าจำนวนมาก จำเป็นต้องใช้เซลล์แสงอาทิตย์และพื้นที่มากตามไปด้วย
- 2) กำลังไฟฟ้าที่ได้จะแปรผันตามสภาพอากาศ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นอยู่กับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ ดังนั้นสภาพอากาศที่เกิดสภาวะการบดบังรังสีแสงอาทิตย์จะส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยตรง
- 3) ไม่สามารถกักเก็บกำลังไฟฟ้า เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจะเกิดขึ้นต่อเมื่อมีแสงอาทิตย์ ซึ่งอุปกรณ์ในการผลิตไม่สามารถกักเก็บกำลังไฟฟ้าไว้ได้

กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV-DG จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้จะเกิดความผันผวนจากการบดบังรังสีแสงอาทิตย์ในสถานะต่างๆ เช่น การบังของเมฆ ฝนตก ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจะลดต่ำลงชั่วคราว โดยสามารถแสดงตัวอย่างสถานะการผลิตกำลังไฟฟ้าที่มีความผันผวนได้ตามภาพที่ 2.9



ภาพที่ 2.9 ตัวอย่างสถานะความผันผวนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2558)

2.5 ปัญหาการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของสมาร์ตกริด

แม้ว่าบริบทของระบบสมาร์ตกริดจะมีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้นหลายประการ หากแต่วิธีการจ่ายไฟฟ้ายังคงเป็นไปตามกริดแบบดั้งเดิมและยังคงเกิดปัญหาที่สำคัญดังนี้

2.5.1 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย

ณัฐฉัตร แผ่นสุวรรณ (2548) กล่าวว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายสามารถจำแนกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคประกอบด้วย กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายตัวนำในแกนเหล็กของหม้อแปลง ในรอยต่อ และการดิสชาร์จ ส่วนกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิคเกิดจากการตรวจวัดที่ผิดพลาดหรือไม่ครบถ้วนหรือเกิดจากระบบการเก็บข้อมูลที่บกพร่อง

กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายตัวนำมีสาเหตุมาจากการที่กระแสไฟฟ้าไหลผ่านรีซิสแตนซ์ของสายส่งหม้อแปลงไฟฟ้า หรืออุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมโดยอยู่ในระบบ ซึ่งจะถูกลบเปลี่ยนเป็นความร้อนทำให้อุณหภูมิของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเพิ่มสูงขึ้นและเกิดการสูญเสียพลังงาน

โดยเปล่าประโยชน์ ทักษิณ โสภานิชะ (2558) อธิบายถึงค่ารีซิสแตนซ์ของสายซึ่งจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับวัสดุที่ใช้ทำสายตัวนำ ความยาว พื้นที่หน้าตัด ผลของการตีเกลียว และอุณหภูมิ การไหลของกระแสไฟฟ้าผ่านสายที่มีค่ารีซิสแตนซ์จะทำให้เกิดกำลังสูญเสียในรูปกำลังไฟฟ้าแอกติฟ โดยสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (2-1)

$$\text{Active power loss} = \left(\frac{P^2 + Q^2}{|V|^2} \right) R \quad (2-1)$$

จากสมการที่ (2-1) แสดงถึงกำลังไฟฟ้าแอกติฟสูญเสียในสายตัวนำซึ่งมีหน่วยเป็นวัตต์ (W) สามารถคำนวณได้จากผลรวมของกำลังไฟฟ้าแอกติฟซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) กำลังสอง และกำลังไฟฟารีแอกติฟซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวาร์ (kVAR) กำลังสอง หาด้วยค่าสัมบูรณ์ของแรงดันไฟฟ้าซึ่งเป็นจำนวนเชิงซ้อนโดยมีหน่วยเป็นโวลต์ (V) กำลังสอง ตามเทอมของ $\frac{P^2+Q^2}{|V|^2}$ จากนั้นคูณกับรีซิสแตนซ์ซึ่งมีหน่วยเป็นโอห์ม (Ohm) จากสมการข้างต้นจะพบว่ากำลังไฟฟ้าแอกติฟสูญเสียจะแปรผันตามโหลดแอกติฟและรีแอกติฟเป็นสำคัญ ผลของการเกิดกำลังไฟฟ้าแอกติฟสูญเสียจะทำให้เกิดต้นทุนที่สูญเสียเปล่าเนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตไม่ได้ถูกนำไปใช้งานอย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นจึงนับว่าเป็นปัญหาสำคัญของการจ่ายไฟฟ้า

2.5.2 ผลกระทบต่อคุณภาพกำลังไฟฟ้า

ศักดิ์ชัย นรสิงห์ (2545) ได้อธิบายถึงผลกระทบจากการจ่ายไฟฟ้าที่มีต่อคุณภาพกำลังไฟฟ้า ตามมาตรฐานสากล IEEE 1159 ผลกระทบต่อคุณภาพกำลังไฟฟ้าหมายถึง ผลกระทบที่เกิดจากคุณลักษณะกระแส แรงดัน และความถี่ของแหล่งจ่ายไฟฟ้าอยู่ในสภาวะปกติไม่ทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้ามีการทำงานผิดพลาดหรือเกิดการเสียหาย โดยสามารถอธิบายรายละเอียดของผลกระทบที่เกิดขึ้นที่มีต่อแรงดันไฟฟ้าได้ดังนี้

1) ภาวะชั่วคราว (Transient) คือ ปรากฏการณ์การเปลี่ยนแปลงของแรงดันและกระแสในเวลาทันทีทันใดจากสภาพปกติซึ่งแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ อิมพัลส์ชั่วคราว (Impulsive Transients) และ ออสซิลเลทชั่วคราว (Oscillatory Transient) ตามรายละเอียดดังนี้

1.1) อิมพัลส์ชั่วคราว คือ ขนาดกระแสและแรงดันที่มีค่าความชันสูงมากเกิดขึ้นในทันทีทันใด ไม่มีความถี่เปลี่ยนแปลง หรือเรียกว่าเสิร์จ (Surge)

1.2) ออสซิลเลทชั่วคราว (Oscillatory Transient) คือ ลักษณะของแรงดันหรือกระแสมีค่าสูงเกิดขึ้นในทันทีทันใด ความถี่ไม่เปลี่ยนแปลง มีการเปลี่ยนแปลงชั่ววอกและลบของรูปคลื่นอย่างรวดเร็ว

2) การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงระยะสั้น (Short Duration Voltage Variation) โดยเป็นการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันเฉลี่ยกำลังสอง (Root Mean Square: RMS) ที่มีระยะเวลาการเปลี่ยนแปลงค่าไม่เกิน 1 นาที มีสาเหตุส่วนใหญ่เกิดจากสภาวะความผิดปกติทางไฟฟ้า (Fault) ทำให้เกิดเหตุการณ์แรงดันตกช่วงสั้น (Voltage Sag) แรงดันเกินช่วงสั้น (Voltage Swell) และไฟดับช่วงสั้น (Voltage Interruption) ตามรายละเอียดดังนี้

2.1) แรงดันตกช่วงสั้น คือ ค่าแรงดัน RMS มีขนาดลดลงระหว่าง 0.1 Per-unit (pu) ถึง 0.9 pu ในช่วงเวลาระหว่าง 10 มิลลิวินาที ถึง 1 นาที สาเหตุส่วนใหญ่เกิดขึ้นกับเฟสที่เกิดความผิดปกติทางไฟฟ้า ผลที่เกิดขึ้นจากแรงดันตกช่วงสั้นจะทำให้อุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงคุณลักษณะของแหล่งจ่ายมีการทำงานผิดพลาดหรือหยุดการทำงาน

2.2) แรงดันเกินช่วงสั้น คือ ค่าแรงดัน RMS เพิ่มขึ้นระหว่าง 1.1 pu ถึง 1.8 pu ในช่วงเวลาระหว่าง 10 มิลลิวินาที ถึง 1 นาที ส่วนใหญ่เกิดขึ้นกับเฟสที่ไม่ได้เกิดความผิดปกติทางไฟฟ้าโดยตรง หรืออาจเกิดจากการปลดโหลดขนาดใหญ่ออกจากระบบ หรือมีการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาดใหญ่เข้าระบบ ผลที่เกิดขึ้นกับแรงดันเกินช่วงสั้นทำให้อุปกรณ์ได้รับความเสียหายหรือทำให้อุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงคุณลักษณะของแหล่งจ่ายมีการทำงานผิดพลาดหรือหยุดการทำงาน

2.3) ไฟดับช่วงสั้น คือ ค่าแรงดัน RMS มีค่าลดลงต่ำกว่า 0.1 pu ในช่วงระหว่าง 10 มิลลิวินาที ถึง 1 นาที มีสาเหตุเกิดจากสภาวะความผิดปกติทางไฟฟ้าในระบบซึ่งเป็นผลทำให้อุปกรณ์ป้องกันมีการตัดวงจรแหล่งจ่ายไฟออก

3) การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงระยะยาว (Long Duration Voltage Variation) เป็นการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดัน RMS ที่มีระยะเวลาเกิน 1 นาที มีสาเหตุส่วนใหญ่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงการทำงานโหลดขนาดใหญ่ทำให้เกิดเหตุการณ์แรงดันตก (Undervoltage) แรงดันเกิน (Overvoltage) และไฟดับ (Sustained Interruptions) โดยมีรายละเอียดดังนี้

3.1) แรงดันตก คือ ค่าแรงดัน RMS มีขนาดลดลงระหว่าง 0.8 pu ถึง 0.9 pu ในชวงเวลานานกว่า 1 นาที มีสาเหตุเกิดขึ้นจากผลของการถ่ายโอนโหลดขนาดใหญ่เข้าระบบ หรือมีการปลดตัวเก็บประจุขนาดใหญ่ออกจากระบบ เกิดผลทำให้อุปกรณ์ได้รับความเสียหายเนื่องจากเกิดการรับโหลดเกิน (Overload)

3.2) แรงดันเกิน คือ ค่าแรงดัน RMS มีขนาดเพิ่มขึ้นระหว่าง 1.1 pu ถึง 1.2 pu ในชวงเวลานานกว่า 1 นาที มีสาเหตุเกิดขึ้นจากผลของการปลดโหลดขนาดใหญ่ออกจากระบบ หรือมีการสวิตช์ตัวเก็บประจุขนาดใหญ่เข้าระบบ หรือการปรับแทปหม้อแปลงไม่เหมาะสมกับระบบ ผลที่เกิดขึ้นจะทำให้อุปกรณ์ได้รับความเสียหายเนื่องจากแรงดันเกิน

3.3) ไฟดับ (Power Outage) คือ ค่าแรงดัน RMS มีค่าลดลง 0.0 pu ในช่วงเวลาเกินกว่า 1 นาที มีสาเหตุเกิดจากสภาวะความผิดปกติของทางไฟฟ้าในระบบ ทำให้อุปกรณ์ป้องกันมีการตัดวงจรแหล่งจ่ายไฟออกถาวรเป็นผลทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าหยุดการทำงาน

4) แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) คือ แรงดันของระบบ 3 เฟส มีขนาดแตกต่างกันร้อยละ 0.5 ถึง 2.0 หรือมีมุมเปลี่ยนไปจาก 120 องศา เกิดจากความไม่สมดุลจากขนาดของโหลดแต่ละเฟส ซึ่งทำให้อุปกรณ์ เช่น มอเตอร์ หม้อแปลงไฟฟ้ามีอายุการใช้งานน้อยลงเนื่องจากความร้อนที่เกิดขึ้น

ผลกระทบที่ก่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้าตกหรือเกินซึ่งมีสาเหตุเกิดจากการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบจำหน่าย โดยแรงดันไฟฟ้าตกมีสาเหตุจากการมีโหลดขนาดใหญ่หรือโหลดอยู่ไกลจากสถานีจ่ายไฟฟ้าในระยะทางไกล ในทางตรงข้ามแรงดันไฟฟ้าเกินจะมีสาเหตุจากโหลดน้อยหรือโหลดขนาดใหญ่หลุดจากระบบในทันทีทันใด นอกจากนี้ปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้ายังเกิดจากผลกระทบของการติดตั้ง PV-DG โดย Woyte et al. (2006) ได้อธิบายถึงการเปลี่ยนแปลงความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ในการผลิตกำลังไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้า ในช่วงที่มีการบดบังแสงอาทิตย์ของกลุ่มเมฆจะทำให้การผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงชั่วขณะ ส่งผลให้เกิดการกระเพื่อมของแรงดันไฟฟ้ากับระบบที่ติดตั้ง PV-DG อยู่เป็นจำนวนมาก อีกทั้งในช่วงเวลาที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปริมาณมากจะทำให้แรงดันไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น นอกจากนี้จากงานวิจัยของ วิทยาลัยพลังงานทดแทน (2557) ซึ่งศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงที่มีการเชื่อมโยง PV-DG ที่มีปริมาณติดตั้งสะสมรวมในระดับ MW โดยพบว่าผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมโยง PV-DG ผ่านเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแบ่งออกได้เป็น 3 ระดับ คือ ผลกระทบแบบเฉียบพลัน เป็นการเปลี่ยนแปลงของกระแสหรือแรงดันในทิศทางใดทิศทางหนึ่งในช่วงระยะเวลาไม่เกิน 1 วินาที ผลกระทบระยะสั้นเป็นผลกระทบที่เกี่ยวกับคุณภาพของไฟฟ้า เช่น การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดัน การป้อนกำลังไฟฟ้าแอกตีฟปริมาณมากเข้าสู่ระบบ ระยะเวลาที่เกิดผลกระทบจะอยู่ในช่วงวินาทีจนถึงประมาณ 1 นาที ผลกระทบคือการเกิดไฟฟาดับ ไฟกระพริบ เครื่องใช้ไฟฟ้าหยุดทำงาน หรืออุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า เกิดการทำงานผิดพลาด และผลกระทบระยะยาวซึ่งทำให้เกิดผลกระทบต่อความเสถียรและความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์ ส่งผลต่อคุณภาพกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย เช่น ระดับแรงดันไม่เป็นไปตามมาตรฐาน เกิดกระแสลัดวงจรทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบ เป็นต้น

2.6 ความพยายามแก้ปัญหาในระบบจำหน่ายของสมาร์ตกริด

จากการศึกษางานวิจัยที่แก้ปัญหาค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียพบว่า มีงานวิจัยจำนวนมากที่พยายามแก้ปัญหาค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียด้วยเทคนิคที่แตกต่างกัน การแก้ปัญหาส่วนใหญ่ได้มุ่งลดค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียในสายตัวนำโดยผลลัพธ์นั้นสามารถแก้ปัญหาก็ได้ตรงตามวัตถุประสงค์ นอกจากนั้นยังพบว่าหลังจากที่สามารถลดค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียแล้วยังสามารถปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้เพิ่มสูงขึ้น ทั้งนี้สามารถจำแนกงานวิจัยดังกล่าวตามกลุ่มของวิธีแก้ปัญหาได้คือการแก้ปัญหาวีธีจัดเรียงสายป้อน และการแก้ปัญหาวีธีกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสม โดยอธิบายรายละเอียดได้ดังนี้

2.6.1 การแก้ปัญหาวีธีจัดเรียงสายป้อน

Flaih et al. (2016) ได้แก้ปัญหาค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายระบบเรเดียลด้วยการจัดเรียงสายป้อนโดยใช้ขั้นตอนวิธีกลุ่มอนุภาค (PSO) การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยการลดค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียรวมให้เหลือน้อยที่สุด จากนั้นทดลองจัดเรียงสายป้อนด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และนำผลจากการทดลองเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องโดยพบว่าสามารถลดค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียได้อย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนั้นยังสรุปเพิ่มเติมว่าการใช้ขั้นตอนวิธี PSO ในการแก้ปัญหานั้นสามารถประมวลผลโดยมีจำนวนรอบในการเข้าสู่ผู้คำตอบที่น้อยกว่า

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ การวัดประสิทธิภาพของการแก้ปัญหานั้นจากการวัดประสิทธิภาพด้วยปริมาณค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียแล้ว ยังสามารถใช้จำนวนรอบในการเข้าสู่ผู้คำตอบเป็นเกณฑ์ในการเปรียบเทียบ

Tuladhar et al. (2016) ได้จัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายระบบเรเดียลที่มีการเชื่อมโยงกับ DG โดยใช้ขั้นตอนวิธี PSO และทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์แบบหลายเป้าหมายประกอบด้วย การลดค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียรวมและการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้า นอกจากนั้นยังได้พยากรณ์ข้อมูลโหลดและข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจาก DG เพื่อใช้ในการทดลองในคาบเวลารายชั่วโมง จากกำหนดตำแหน่งติดตั้งของ DG ไว้มากที่และจัดเรียงสายป้อนจำนวน 5 ครั้ง ภายใน 1 วัน สรุปผลได้ว่า ขั้นตอนวิธี PSO สามารถจัดเรียงสายป้อนได้อย่างมีประสิทธิภาพทั้งในด้านการลดค่าล้งไฟฟ้าสูญเสีย และการปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้เพิ่มสูงขึ้น

จากงานวิจัยข้างต้นมีข้อคิดเห็นคือ การทดลองจัดเรียงสายป้อนสามารถออกแบบด้วยการเปลี่ยนแปลงข้อมูล โหลดและข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจาก DG ให้สอดคล้องกับการจ่ายไฟฟ้า

ในระบบจำหน่าย อีกทั้งสามารถกำหนดคาบเวลาของข้อมูลเพื่อจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติตามข้อมูลที่เปลี่ยนแปลง

Duan et al. (2015) ได้จัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายระบบเบเรเคิลเพื่อแก้ปัญหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบ ไฟฟ้าด้วยการกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมให้เหลือน้อยที่สุด การทดลองได้ออกแบบการวัดประสิทธิภาพด้วยค่าตัวแปรจากอัตราไฟฟ้าดับ จากนั้นใช้ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการ (Genetic Algorithm: GA) จัดเรียงสายป้อนด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33, 69 และ 163 โดยสรุปผลว่าขั้นตอนวิธี GA สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เหลือน้อยที่สุด และสามารถเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายด้วยการลดจำนวนครั้งไฟฟ้าดับได้เป็นอย่างดี นอกจากนี้ยังสรุปแนวทางการพัฒนาต่อเนื่องด้วยการเพิ่มประสิทธิภาพในด้านจำนวนรอบและเวลาในการประมวลผลให้ดียิ่งขึ้น

จากงานวิจัยมีข้อคิดเห็นคือ การแก้ปัญหาด้วยการจัดเรียงสายป้อนนอกเหนือจากการประมวลผลจนได้คำตอบที่ดีที่สุดแล้ว ประสิทธิภาพด้านเวลาในการแก้ปัญหาเป็นองค์ประกอบหนึ่งที่สำคัญที่ต้องพิจารณาควบคู่อีกด้วย

Esmailian and Fadaeinedjad (2014) ได้จัดเรียงสายป้อนและกำหนดตำแหน่งติดตั้ง DG ในระบบจำหน่ายระบบเบเรเคิล โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม จากนั้นพัฒนาวิธีแก้ปัญหาด้วยการผสมผสานระหว่างวิธีการเมตาฮิวริสติกและฮิวริสติก ด้วยการประยุกต์ขั้นตอนวิธี GA ร่วมกับขั้นตอนวิธี Improved Switch-Exchange Method (ISEM) การทดลองได้คำนวณตัวแปรทางไฟฟ้าด้วยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีกวาดย้อนกลับและกวาดไปข้างหน้า จากการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 83 บัส สามารถสรุปผลว่าวิธีการฮิวริสติกมีความเหมาะสมสำหรับนำมาแก้ปัญหาด้วยวิธีการจัดเรียงสายป้อน เนื่องจากสามารถประมวลผลได้เร็วและสามารถนำไปประยุกต์แก้ปัญหาด้วยจัดเรียงสายป้อนแบบทันที

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ ในการจัดเรียงสายป้อนสามารถผสมผสานระหว่างวิธีการทางฮิวริสติกและเมตาฮิวริสติกซึ่งเพิ่มประสิทธิภาพด้านความเร็วการประมวลผลหาคำตอบได้ดียิ่งขึ้น เหมาะสมกับการแก้ปัญหาจัดเรียงสายป้อนจ่ายไฟฟ้าแบบทันที

Reddy and Kumar (2015) ได้แก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการจัดเรียงสายป้อนควบคู่กับการติดตั้ง DG การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและแก้ปัญหาโดยใช้ขั้นตอนวิธีค้นหาความบรรสาน (HS) เพื่อทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69 รวมถึงเปลี่ยนแปลงข้อมูลโหลดมาตรฐานในแต่ละบัสให้เป็น 0.5 และ 1.6 เท่า

ผลการทดลองสรุปได้ว่าสามารถแก้ปัญหาได้อย่างมีประสิทธิภาพโดยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม และปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น

จากงานวิจัยมีข้อคิดเห็นคือ การออกแบบการทดลองสามารถปรับข้อมูลโหลดให้มีการเปลี่ยนแปลงซึ่งมีผลทำให้เส้นทางการจ่ายไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสียเปลี่ยนแปลงตาม อีกทั้งยังทำให้ข้อมูลที่ใช้ในการทดลองเปลี่ยนแปลงสอดคล้องกับโหลดตามสภาวะจริง อย่างไรก็ตามยังคงต้องศึกษารูปแบบการใช้ไฟฟ้าตามช่วงเวลาเพื่อนำมาจำลองข้อมูลให้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงต่อไป

Sayadi et al. (2015) ได้แก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการกำหนดตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุพร้อมทั้งการจัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธี PSO การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันแบบหลายเป้าหมายประกอบด้วย การลดต้นทุนจากการเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและการลดต้นทุนที่เกิดจากฮาร์โมนิกส์ จากทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 77 ในหลายสภาวะ ได้แก่ การจัดเรียงสายป้อนทั้งแบบติดตั้งและไม่ได้ติดตั้งตัวเก็บประจุ รวมถึงการจัดเรียงสายป้อนที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุโดยโหลดไม่คงที่ โดยผลการทดลองสามารถสรุปได้ว่าการแก้ปัญหาด้วยวิธีจัดเรียงสายป้อนและการติดตั้งตัวเก็บประจุสามารถลดต้นทุนจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียและการเกิดขึ้นของฮาร์โมนิกส์ได้เป็นอย่างดี

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ นอกเหนือจากการวัดประสิทธิภาพการแก้ปัญหาด้วยตัวแปรทางไฟฟ้าแล้วยังสามารถปรับเปลี่ยนการวัดประสิทธิภาพให้อยู่ในรูปแบบของต้นทุนได้อีกทางหนึ่ง

Shokouhi and Shojaian (2015) ได้จัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายระบบเรเดียล โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมด้วยการใช้ขั้นตอนวิธีฝูงมด (Ant Colony Optimization: ACO) จากทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 69 สรุปผลได้ว่า ขั้นตอนวิธี ACO สามารถแก้ปัญหาได้อย่างมีประสิทธิภาพทั้งในตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และระบบที่มีความซับซ้อนอย่างตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69 พร้อมทั้งเสนอแนวคิดว่าควรปรับปรุงประสิทธิภาพด้านความเร็วในการแก้ปัญหา

ข้อคิดเห็นที่ได้รับจากงานวิจัยคือ ประสิทธิภาพด้านเวลาการแก้ปัญหานั้นเปลี่ยนแปลงตามความซับซ้อนในการเชื่อมโยงของระบบทดสอบที่ใช้ ดังนั้นการออกแบบการทดลองควรใช้ระบบทดสอบที่มีความซับซ้อนเพื่อวัดประสิทธิภาพด้านเวลาในการแก้ปัญหได้อีกทางหนึ่ง

Tolabi et al. (2015) ได้แก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการผสมผสานระหว่างขั้นตอนวิธี ACO และ Fuzzy เพื่อจัดเรียงสายป้อนพร้อมกำหนดตำแหน่งและขนาด DG และอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าแบบยืดหยุ่น รวมถึงกำหนดปริมาณ โหลดให้มีการเปลี่ยนแปลงหลายระดับ

การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์แบบหลายเป้าหมายประกอบด้วย การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม การปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น และการสมดุลโหลด โดยทดลองกับตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และระบบจำหน่ายไฟฟ้าของไต้หวัน

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ การแก้ปัญหาสามารถประยุกต์วิธีการฮิวริสติกและวิธีการเมตาฮิวริสติกร่วมกันเพื่อแก้ปัญหา อีกทั้งยังสามารถปรับเปลี่ยนข้อมูลโหลดเพื่อวัดประสิทธิภาพในการแก้ปัญหาได้อีกทางหนึ่งด้วย

Pardhavi and Poorna (2014) ได้จัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายระบบเรเดียลที่มีการเชื่อมโยงกับ DG โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมด้วยการใช้ขั้นตอนวิธี HS ผลการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 69 ที่มีการเปลี่ยนแปลงโหลดเป็น 3 ระดับ เปรียบเทียบกับการแก้ปัญหาด้วยขั้นตอนวิธี PSO โดยสามารถสรุปผลได้ว่าขั้นตอนวิธี HS สามารถแก้ปัญหาได้ดีกว่า อีกทั้งสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้อย่างมีประสิทธิภาพ

จากงานวิจัยมีข้อคิดเห็นคือ การออกแบบการทดลองควรเปรียบเทียบประสิทธิภาพของขั้นตอนวิธีที่ใช้ โดยการอ้างอิงผลการทดลองจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อเปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียและประสิทธิภาพของการประมวลผล

Taber and Karimi (2014) ได้จัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายระบบเรเดียลที่มีการเชื่อมโยงกับ DG โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและประยุกต์ใช้ขั้นตอนวิธี GA ในการแก้ปัญหา ผลการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 25, 33 และ 69 พบว่า สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ตรงตามวัตถุประสงค์

ข้อคิดเห็นจากงานวิจัยคือ การจัดเรียงสายป้อนควรทดลองกับระบบทดสอบที่หลากหลายเพื่อพิสูจน์ความถูกต้องและประสิทธิภาพของขั้นตอนวิธีที่ใช้ในการแก้ปัญหาเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Teshome and Lian (2014) ได้แก้ปัญหาลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการผสมผสานระหว่างขั้นตอนวิธี GA, PSO และ ACO เพื่อจัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายระบบเรเดียล โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม พร้อมทั้งในการทดลองได้เปรียบเทียบระดับแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส รวมถึงวัดประสิทธิภาพด้านเวลาการประมวลผล ผลการทดลองพบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ตรงตามวัตถุประสงค์ และสามารถปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นภายใต้การประมวลผลที่รวดเร็ว

ข้อคิดเห็นจากงานวิจัยคือ แนวทางในการแก้ปัญหาวีธีการเมตาฮิวริสติกสามารถผสมผสานเทคนิคที่สำคัญของวิธีอื่นๆ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของเวลาการประมวลผล

Andervazh et al. (2013) ได้จัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธี PSO โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์แบบหลายเป้าหมายประกอบด้วย การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม การลดจำนวนครั้งการทำงานของสวิตช์ และการลดค่าความเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้า (Deviations of Voltage) การคำนวณตัวแปรทางไฟฟ้าได้ใช้วิธีวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีกวาดย้อนกลับและกวาดไปข้างหน้า จากการเปรียบเทียบผลทดลองด้วยตัวแบบมาตรฐาน IEEE 33 และ 70 กับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่า ขั้นตอนวิธีที่พัฒนาขึ้นสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ลดจำนวนครั้งในการทำงานของสวิตช์ และลดค่าความเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ อีกทั้งสามารถประมวลผลได้อย่างรวดเร็ว

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ การทดลองสามารถกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์อื่นที่เกี่ยวข้องเพิ่มเติมนอกเหนือจากการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย เช่น จำนวนครั้งการทำงานของสวิตช์ และค่าความเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำไปประยุกต์ใช้สำหรับการจัดเรียงสายป้อนได้เป็นอย่างดี

Chu and Tsai (2013) ได้แก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายระบบเรเดียลด้วยการจัดเรียงสายป้อน โดยการปรับแต่งขั้นตอนวิธี PSO เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพด้านความเร็วของการประมวลผล การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม และทดลองด้วยตัวแบบมาตรฐาน IEEE 33, 66 และ 248 หลังจากนั้นผลการทดลองเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องสรุปได้ว่า ขั้นตอนวิธีที่พัฒนาขึ้นสามารถจัดเรียงสายป้อนโดยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เหลือน้อยที่สุด พร้อมทั้งมีประสิทธิภาพด้านจำนวนรอบและเวลาการประมวลผลสูงสุด

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ การแก้ปัญหาด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียสามารถนำวิธีการเมตาฮิวริสติกมาพัฒนาเพิ่มเติมเพื่อทดลองและปรับแต่งค่าพารามิเตอร์ในด้านต่างๆ ให้เกิดประสิทธิภาพการประมวลผลที่ดีขึ้น

Jha and Vidyasagar (2013) ได้เสนอวิธีการจัดเรียงสายป้อนของระบบจำหน่ายระบบเรเดียลเพื่อวัตถุประสงค์ในการลดต้นทุนค่าใช้จ่ายจากการเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและต้นทุนการส่งจ่ายไฟฟ้าที่สูญเสียเปล่า (Undelivered Loss) สำหรับนำผลลัพธ์มาเป็นตัวแบบในการสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า การทดลองได้ประยุกต์ใช้วิธีการหาระยะทางที่สั้นที่สุดตามขั้นตอนวิธีไดจ์สตราสำหรับจัดเรียงสายป้อน โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยต้นทุนการจ่ายไฟฟ้า การทดลองได้ใช้ขั้นตอนการหาระยะทางที่สั้นที่สุดของกราฟด้วยขั้นตอนวิธีไดจ์สตรา โดยกำหนดค่าน้ำหนักของกราฟด้วยระยะทางของช่วงสายป้อน จากนั้นจำลองจ่ายไฟฟ้าเพื่อคำนวณหาต้นทุนค่าใช้จ่ายรวมจากต้นทุนคงที่ของระบบจำหน่าย (Fix Yearly Cost) ต้นทุน

จากการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า (Energy Loss Cost) และต้นทุนที่เกิดจากความผิดพลาดอันทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้า (Interruption Cost) นอกจากนั้นยังได้กล่าวถึงสาเหตุของการเลือกขั้นตอนวิธีไดคัสตราโดยอธิบายคุณลักษณะและเปรียบเทียบขั้นตอนวิธีกราฟแต่ละแบบว่า ขั้นตอนวิธีแบบเบลล์แมน-ฟอร์ด (Bellman-Ford Algorithm) นั้นเป็นการหาระยะทางที่สั้นที่สุดแบบรองรับค่าน้ำหนักที่เป็นค่าลบ ขั้นตอนวิธีแบบแอสตาร์เสิร์จ (A* Search algorithm) เป็นวิธีแก้ปัญหาแบบฮิวริสติก (Heuristics) ส่วนขั้นตอนวิธีแบบฟลอยด์-วอร์แชล (Floyd-Warshall Algorithm) และขั้นตอนวิธีแบบจอห์นสัน (Johnson's Algorithm) เป็นการหาระยะทางระหว่างโหนดทุกคู่ ทั้งนี้ขั้นตอนวิธีแบบไดคัสตรามีความเหมาะสมที่สุด เนื่องจากการหาระยะทางที่สั้นที่สุดแบบต้นทางและปลายทางเดียวซึ่งสอดคล้องกับระบบจำหน่ายระบบเรเดียลที่มีจุดเริ่มต้นจากสถานีไฟฟ้าและไปยังบัสโหลดพร้อมทั้งขั้นตอนวิธีไดคัสตรายังสามารถลดความซับซ้อนในการประมวลผลได้เป็นอย่างดี จากการทดลองด้วยตัวแบบระบบจำลอง 25 บัส พบว่าการใช้ขั้นตอนวิธีไดคัสตราสามารถประมวลผลได้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ ขั้นตอนวิธีไดคัสตราเป็นการหาระยะทางที่สั้นที่สุดแบบต้นทางและปลายทางเดียวซึ่งเหมาะสมกับการนำมาประยุกต์แก้ปัญหาด้วยวิธีจัดเรียงสายป้อนพร้อมทั้งขั้นตอนวิธีไดคัสตรายังสามารถลดความซับซ้อนในการประมวลผลทำให้สามารถจัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายที่มีบัสเชื่อมโยงจำนวนมาก

Rao et al. (2013) ได้วิจัยในการจัดเรียงสายป้อนของระบบจำหน่ายระบบเรเดียลที่มีการเชื่อมโยงกับ DG ด้วยการกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและใช้ขั้นตอนวิธี HS ในการแก้ปัญหา จากการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 69 ซึ่งกำหนดปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันไว้ 3 ระดับและนำผลการทดลองมาเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องที่แก้ปัญหาด้วยขั้นตอนวิธี GA พบว่าวิธีที่พัฒนาขึ้นสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ดีที่สุด

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ การเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบจำหน่ายจะมีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของกระแสไฟฟ้าและปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม โดยงานวิจัยข้างต้นเป็นแนวคิดที่สำคัญในการปรับเปลี่ยนข้อมูลสำหรับการทดลองด้วยโหลดจริงในระบบจำหน่าย

Amanulla et al. (2012) ได้วิจัยในการจัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธี PSO การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์แบบหลายเป้าหมายประกอบด้วย ความน่าเชื่อถือของการจ่ายไฟฟ้าและการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ผลจากการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 123 สรุปได้ว่าสามารถจัดเรียงสายป้อนได้ตามวัตถุประสงค์

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ การวัดประสิทธิภาพของการทดลองในการจัดเรียงสายป้อนสามารถกำหนดเป้าหมายการทดลองด้วยการกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์แบบหลายเป้าหมายซึ่งสามารถกำหนดผลลัพธ์ตามวัตถุประสงค์ที่แตกต่างกัน

Khalil and Gorpnich (2012) ได้วิจัยในการจัดเรียงสายป้อนระบบจำหน่ายระบบเรเดียลที่มีการเชื่อมโยงกับ DG ซึ่งกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม การแก้ปัญหาได้เลือกใช้ขั้นตอนวิธี PSO เพื่อทดลองกับตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 69 พร้อมทั้งเปลี่ยนแปลงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 ระดับ โดยสรุปผลว่าขั้นตอนวิธี PSO สามารถแก้ปัญหาได้อย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ยังมีแนวคิดในการพัฒนาขั้นตอนวิธี PSO เพื่อกำหนดตำแหน่งติดตั้งของตัวเก็บประจุพร้อมกับการจัดเรียงสายป้อนในอนาคต

จากงานวิจัยข้อคิดเห็นคือ นอกเหนือจากการแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียควรกำหนดวิธีแก้ปัญหาที่เกี่ยวข้องเพื่อให้สามารถแก้ปัญหาได้อย่างบูรณาการ อันสามารถนำไปประยุกต์ใช้แก้ปัญหาดตามสภาพแวดล้อมการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายที่เกิดขึ้นจริง

Nguyen et al. (2012) ได้ศึกษาวิธีจัดเรียงสายป้อนโดยได้กล่าวถึงวัตถุประสงค์คือ เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีโครงสร้างขนาดใหญ่ อีกทั้งยังมีการเชื่อมโยงของ DG ประเภทพลังงานหมุนเวียนเป็นจำนวนมาก ดังนั้นจึงต้องพัฒนาระบบไฟฟ้าให้มีความน่าเชื่อถือ ในงานวิจัยได้ทดลองค้นหาวิธีการจัดเรียงสายป้อนที่มีประสิทธิภาพสูงสุดจากการทดลองด้วยระบบจำหน่ายที่มีความซับซ้อนมีการเชื่อมโยงของ DG จำนวนมาก และได้นำเสนอวิธีการจัดเรียงสายป้อนด้วยการหาระยะทางที่สั้นที่สุดสำหรับนำมาคำนวณต้นทุนจากการจ่ายไฟฟ้า โดยสรุปผลงานวิจัยว่าการใช้ขั้นตอนวิธีหาระยะทางที่สั้นที่สุดสามารถนำมาจัดเรียงสายป้อนได้อย่างมีประสิทธิภาพ ภายใต้การทดลองกับระบบจำหน่ายวงจรระบบเรเดียลในสภาวะการณ์และเงื่อนไขต่างๆ อีกทั้งยังสามารถที่จะพัฒนาเพิ่มเติมด้วยการประมวลผลออนไลน์แบบทันที

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นที่เกิดขึ้นคือ ขั้นตอนวิธีในการหาระยะทางที่สั้นที่สุดมีความเหมาะสมสำหรับประยุกต์ใช้ในการจัดเรียงสายป้อน นอกจากนี้ยังสามารถปรับแต่งตัวแปรและเกณฑ์การวัดประสิทธิภาพในการกำหนดเส้นทางให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ของการทดลอง

Braz and Souza (2011) ได้จัดเรียงสายป้อนโดยปรับแต่งขั้นตอนวิธี GA เพื่อใช้ในการแก้ปัญหา ในการทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ผลการทดลองจากตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 16, 33 และ 70 ด้วยการวัดประสิทธิภาพของจำนวนรอบและเวลาประมวลผลเฉลี่ยในการหาคำตอบ พบว่าสามารถแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสีย

ได้เป็นอย่างดี พร้อมทั้งสามารถหาคำตอบด้วยการใช้จำนวนรอบและเวลาในการประมวลผลที่มีประสิทธิภาพ

ข้อคิดเห็นจากงานวิจัยข้างต้นคือ นอกเหนือจากคำตอบที่ดีที่สุดจากการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียแล้ว การวัดประสิทธิภาพอีกทางหนึ่งคือ การพัฒนาขั้นตอนวิธีที่สามารถแก้ปัญหาได้อย่างรวดเร็วทั้งในด้านของเวลาและจำนวนรอบในการเข้าสู่คำตอบที่ดีที่สุด

Swamkar et al. (2011) ได้กล่าวถึงความสำคัญของการเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้า ในงานวิจัยได้แก้ปัญหาด้วยการจัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธี ACO พร้อมทั้งได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม จากการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33, 70 และ 135 สรุปผลได้ว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ตามวัตถุประสงค์

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ การจัดเรียงสายป้อนเป็นทางเลือกในการแก้ปัญหาที่เกี่ยวข้องกับประสิทธิภาพระบบไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี โดยเฉพาะอย่างยิ่งการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ซึ่งนับว่าการจัดเรียงสายป้อนสามารถนำไปแก้ปัญหาลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้อย่างมีประสิทธิภาพ

Rao et al. (2011) ได้จัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายระบบเรเดียลด้วยการใช้ขั้นตอนวิธี HS โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 119 การทดลองได้วัดประสิทธิภาพด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม การเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้า และเวลาในการประมวลผล ผลลัพธ์จากการทดลองได้ถูกนำไปเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องและสรุปผลได้ว่า ขั้นตอนวิธี HS สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ตรงตามวัตถุประสงค์ อีกทั้งมีเวลาการประมวลผลที่รวดเร็ว

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ การวัดประสิทธิภาพของจัดเรียงสายป้อน นอกเหนือจากการเปรียบเทียบด้านการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เหลือน้อยที่สุดแล้ว ยังสามารถเปรียบเทียบประสิทธิภาพของขั้นตอนวิธีด้วยเวลาในการประมวลผลหาคำตอบอีกด้วย

Samui et al. (2011) ได้แก้ปัญหาการจ่ายไฟฟ้าสูญเสียด้วยการจัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายระบบเรเดียล โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยการลดต้นทุนรวมที่เกิดจากการจ่ายไฟฟ้า การแก้ปัญหาได้ใช้วิธีค้นหาการเชื่อมโยงจากกราฟ จากนั้นวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีกวาดย้อนกลับและกวาดไปข้างหน้า สำหรับนำผลมาจัดเรียงสายป้อนและคำนวณต้นทุนกำลังไฟฟ้าปรากฏต่อหน่วยร่วมกับการคำนวณต้นทุนจากประสิทธิภาพของการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย จำนวนครั้งไฟดับเฉลี่ยต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) เวลาไฟดับเฉลี่ยต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) เวลาไฟดับเฉลี่ยต่อครั้งของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ (Customer

Average Interruption Duration Index: CAIDI) ค่าเฉลี่ยการมีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ (Average Service Availability Index: ASAI) และค่าเฉลี่ยการไม่มีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ (Average Service Unavailability Index: ASUI) จากการทดลองกับระบบจำลอง 25 และ 50 บัส สรุปผลได้ว่าวิธีการจัดเรียงสายป้อนสามารถแก้ปัญหาได้ตรงตามวัตถุประสงค์ นอกจากนี้ยังพบว่าต้นทุนและความน่าเชื่อถือของการจ่ายไฟฟ้าจะมีความผกผันกัน

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นที่เกิดขึ้นคือ การกำหนดวัตถุประสงค์ของการจัดเรียงสายป้อนโดยการปรับปรุงการจ่ายไฟฟ้าให้มีความน่าเชื่อถือเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนในการจ่ายไฟฟ้า ดังนั้นจึงควรกำหนดวัตถุประสงค์ในการทดลองที่สอดคล้องกันเพื่อให้เกิดประโยชน์ในการกำหนดเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าได้อย่างสูงสุด

Kimori (2010) ได้ทดลองจัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธีโคกัสตราโดยกำหนดค่าน้ำหนักของกราฟด้วยค่าอิมพีแดนซ์และทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 14 จากนั้นทดลองในสถานการณ์การเกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งสามารถสรุปได้ว่าขั้นตอนวิธีโคกัสตราสามารถจัดเรียงสายป้อนได้อย่างมีประสิทธิภาพ

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ ขั้นตอนวิธีแบบโคกัสตรามีความเหมาะสมกับการจัดเรียงสายป้อน อีกทั้งสามารถปรับเปลี่ยนค่าน้ำหนักโดยยังคงสามารถจัดเรียงสายป้อนได้อย่างมีประสิทธิภาพ

Venkatesh et al. (2004) ได้จัดเรียงสายป้อนด้วยวิธี Fuzzy โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ได้สูงสุด นอกเหนือจากนั้นได้วัดผลการทดลองด้านแรงดันไฟฟ้าและค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า จากการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 พบว่าสามารถจัดเรียงสายป้อนได้ตามวัตถุประสงค์

จากงานวิจัยมีข้อคิดเห็นคือ นอกเหนือจากการกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียแล้ว การแก้ปัญหาด้านเสถียรภาพการจ่ายไฟฟ้าอาจปรับเปลี่ยนฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการทดลองให้เหมาะสมกับปัญหาที่เกิดขึ้น

Zhu (2002) ได้จัดเรียงสายป้อนเพื่อแก้ปัญหาลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการปรับแต่งขั้นตอนวิธี GA โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมทั้งกำหนดข้อจำกัดของการทดลองด้วยตัวแปรทางไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง ในการทดลองได้คำนวณค่าตัวแปรทางไฟฟ้าด้วยการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน ผลการทดลองจากตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 16 และ 33 ได้ถูกเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องและสรุปผลได้ว่า ขั้นตอนวิธี GA สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ดีกว่า

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ การทดลองเพื่อปรับปรุงแก้ไขขั้นตอนวิธีในการแก้ปัญหาควรรนำผลลัพธ์จากการทดลองเปรียบเทียบกับงานวิจัยอื่นๆ เพื่อพิสูจน์ความถูกต้อง

Baran and Wu (1989) ได้แก้ปัญหาค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียพร้อมทั้งปรับสมดุลโหลด (Load Balancing) ด้วยการจัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายระบบเรเดียล การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์แบบหลายเป้าหมายประกอบด้วย การลดค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียรวม และการสมดุลโหลด การกำหนดวิธีแก้ปัญหาได้ใช้วิธีการหาต้นไม้ทอดข้ามที่เป็นไปได้ (Possible Spanning Tree) จากนั้นทำการสลับช่วงสายเพื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์ด้วยการวิเคราะห์การไหลค่าล่งไฟฟ้าด้วยวิธีดิสทริบิวต์ (Simplified Distflow Method) ผลการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 โดยเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่า สามารถลดค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียและปรับสมดุลโหลดได้เป็นอย่างดี

จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ ในการจัดเรียงสายป้อนนั้น นอกเหนือจากการแก้ปัญหาค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียแล้วยังสามารถแก้ปัญหาระบบไฟฟ้าด้านอื่นควบคู่อีกด้วย

2.6.2 การแก้ปัญหาด้วยวิธีกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสม

Aswini and Seshu (2016) ได้วิจัยเพื่อแก้ปัญหาค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียโดยกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายวงจรรระบบเรเดียลด้วยขั้นตอนวิธี HS การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์แบบหลายเป้าหมายประกอบด้วย การลดค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียรวม และการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้า พร้อมทั้งกำหนดข้อจำกัดประกอบด้วย แรงดันไฟฟ้า ค่าล่งไฟฟ้าที่ผลิตจาก DG ผลการทดลองติดตั้ง DG จำนวน 2 แหล่ง ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 12 และ 15 และการติดตั้ง DG จำนวน 1, 2 และ 3 แหล่ง ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 สรุปได้ว่าการใช้ขั้นตอนวิธี HS ทดลองกับตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 12 และ 15 สามารถลดค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เป็นอย่างดี อีกทั้งสามารถเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น ส่วนการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 พบว่า กรณีการติดตั้ง DG จำนวน 2 แหล่งสามารถลดค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เหลือน้อยที่สุด และเมื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพการลดค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียรวมของขั้นตอนวิธี HS กับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องขั้นตอนวิธี HS สามารถลดค่าล่งไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ดีที่สุด พร้อมทั้งสามารถเพิ่มแรงดันไฟฟ้าได้ดีกว่าการแก้ปัญหาด้วยขั้นตอนวิธีแบบอื่น

จากงานวิจัยที่กล่าวถึงมีข้อคิดเห็นคือ วิธีการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสม นอกเหนือจากการกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามความต้องการในการแก้ปัญหาแล้ว การกำหนดข้อจำกัดด้านปริมาณการผลิตค่าล่งไฟฟ้าจาก DG นั้นเป็นส่วนหนึ่งที่สำคัญในการทดลอง เนื่องจากเป็นการกำหนดขอบเขตการทดลองให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อมของปัญหา

พร้อมทั้งผลจากการทดลองแสดงให้เห็นว่าการแก้ปัญหาด้วยขั้นตอนวิธี HS เป็นทางเลือกในการแก้ปัญหาด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาดของ DG ที่มีประสิทธิภาพ

Rao and Rao (2016) ได้วิจัยการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายระบบเรเดียลด้วยการใช้ขั้นตอนวิธี HS โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ผลการทดลองจากตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 10, 33 และ 69 จากกรณีกำหนด DG จำนวน 1 และ 3 แหล่งที่มีขนาด 5 MW หลังจากเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องสรุปผลได้ว่า ขั้นตอนวิธี HS สามารถพัฒนาได้ง่ายพร้อมทั้งมีประสิทธิภาพในการประผลสู่คำตอบที่ถูกต้องได้อย่างรวดเร็ว เหมาะสมกับการนำไปใช้แก้ปัญหาด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาดของ DG ได้เป็นอย่างดี นอกจากนี้ยังได้แสดงถึงการวิเคราะห์ถึงต้นทุนและผลตอบแทนในการติดตั้ง DG แต่ละประเภท

จากงานวิจัยข้างต้นมีข้อคิดเห็นคือ การแก้ปัญหาด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสม โดยใช้ขั้นตอนวิธี HS เป็นทางเลือกที่มีประสิทธิภาพโดยเฉพาะอย่างยิ่งเหตุผลของการพัฒนาที่ไม่ยุ่งยากซับซ้อนภายใต้ประสิทธิภาพการประมวลผลได้อย่างรวดเร็วและถูกต้อง

Olatunde and Tola (2016) ได้วิจัยเพื่อปรับปรุงคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายวงจรระบบเรเดียลด้วยการใช้ขั้นตอนวิธี PSO เพื่อกำหนดตำแหน่งและขนาด DG และตัวเก็บประจุแบบแหล่งเดียวที่เหมาะสมเพื่อแก้ปัญหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียและแรงดันไฟฟ้าที่ลดต่ำลง การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์แบบหลายเป้าหมายประกอบด้วย การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม และการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้า ผลการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 สามารถสรุปได้ว่า การติดตั้งและกำหนดขนาด DG รวมทั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงสายป้อนและเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสได้อย่างมีประสิทธิภาพ ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงพร้อมทั้งสามารถปรับระดับแรงดันให้สูงขึ้น อีกทั้งขั้นตอนวิธี PSO ยังมีประสิทธิภาพการประมวลผลด้วยจำนวนรอบคู่เข้าสู่คำตอบที่ดีที่สุด

ข้อคิดเห็นจากงานวิจัยคือ ขั้นตอนวิธี PSO เป็นทางเลือกในการแก้ปัญหาด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสม โดยสามารถประมวลผลด้วยจำนวนรอบคู่เข้าสู่คำตอบที่มีประสิทธิภาพ

Guerriche and Bouktir (2015) ได้กำหนดตำแหน่งและขนาด DG ในระบบจำหน่ายระบบเรเดียลเพื่อแก้ปัญหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น งานวิจัยได้มุ่งแก้ปัญหาด้วยขั้นตอนวิธี PSO โดยกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเพื่อทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ใน 3 กรณีคือ 1) ไม่มีการเชื่อมโยงกับ DG

2) การติดตั้ง DG จำนวน 1 แหล่ง และ 3) การติดตั้ง DG จำนวน 2 แหล่ง นอกจากนี้การทดลองได้ปรับเปลี่ยนข้อมูลโหลดของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 เป็น 3 ระดับ คือ 1) ระดับโหลดปกติ 2) ระดับโหลดน้อย (ลดลงร้อยละ 50) และ 3) ระดับโหลดมาก (เพิ่มขึ้นร้อยละ 50) ผลการทดลองสามารถสรุปได้ว่า เมื่อโหลดเพิ่มสูงขึ้นขนาดของ DG ที่เหมาะสมจะเพิ่มขึ้นตาม และขั้นตอนวิธี PSO สามารถกำหนดตำแหน่งและขนาด DG เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและปรับปรุงระดับแรงดันไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ

จากงานวิจัยมีข้อคิดเห็นคือ ขั้นตอนวิธี PSO มีความเหมาะสมกับวิธีการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG อย่างไรก็ตามการกำหนดขนาดผลิตสูงสุดของ DG ต้องมีความเหมาะสมเนื่องจากจะมีผลต่อการลดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยตรง

Priya and Reddy (2015) ได้แก้ปัญหาผลกระทบที่มีต่อแรงดันไฟฟ้าด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสม โดยกล่าวถึงคุณสมบัติการติดตั้ง DG ว่าหากติดตั้งใกล้กับโหลดจะสามารถปรับปรุงคุณภาพระบบไฟฟ้า สร้างความน่าเชื่อถือในการจ่ายไฟฟ้าและสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เป็นอย่างดี งานวิจัยได้เลือกขั้นตอนวิธีแบบฝูงผึ้ง (ABC) ในการแก้ปัญหาด้วยเหตุผลที่วิธีดังกล่าวสามารถเข้าสู่คำตอบได้รวดเร็ว การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยการลดสัดส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าระดับ โดยใช้ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 เพื่อคำนวณหาจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละบัส จากนั้นกำหนดตำแหน่ง DG ที่มีขนาดระหว่าง 2 ถึง 5 MW เพื่อหาตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสม พร้อมทั้งหาสัดส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าระดับที่กำหนด ผลการทดลองสามารถสรุปได้ว่า ขั้นตอนวิธี ABC สามารถแก้ปัญหาโดยกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ข้อคิดเห็นจากงานวิจัยคือ การกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสมสามารถพัฒนาเงื่อนไขเพิ่มเติมในการตัดสินใจเลือกตำแหน่งและขนาด DG ให้สอดคล้องกับสภาพแวดล้อมของปัญหา โดยขั้นตอนวิธี ABC เป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่สามารถแก้ปัญหาได้อย่างมีประสิทธิภาพ

Sridevi et al. (2015) ได้กล่าวถึงการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสมซึ่งมีการวิจัยที่แพร่หลายอย่างรวดเร็ว เนื่องจากความคาดหวังในการติดตั้ง DG ให้เกิดความน่าเชื่อถือของการจ่ายไฟฟ้ารวมถึงการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้อย่างมีประสิทธิภาพ งานวิจัยใช้ขั้นตอนวิธี ABC ในการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG จากตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 โดยกำหนดจำนวน DG 1 ถึง 3 แหล่ง นอกจากนี้ยังได้กำหนดขนาดของ DG ให้สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 50 kW ถึง 1,100 kW โดยผลการทดลองพบว่า การติดตั้ง DG จำนวน 3 แหล่ง

สามารถลดกำลังสูญเสียรวมได้เหลือน้อยที่สุด ซึ่งขั้นตอนวิธี ABC สามารถกำหนดตำแหน่งและขนาด DG เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ

จากงานวิจัยข้างต้นมีข้อคิดเห็นคือ การกำหนดตำแหน่งติดตั้ง DG จำนวนหลายแห่งจะมีประสิทธิภาพในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ดีกว่า อย่างไรก็ตามต้องพิจารณาถึงขนาด DG ว่ามีความเหมาะสมกับโหลดเพื่อไม่ให้เกิดการผลิตไฟฟ้าที่สูญเสียเปล่า

Lalitha et al. (2010) ได้ใช้วิธี Fuzzy เพื่อกำหนดตำแหน่งติดตั้ง DG ทั้งนี้หลังจากได้ผลลัพธ์ของตำแหน่งแล้วจะใช้ขั้นตอนวิธี PSO กำหนดขนาด DG ที่เหมาะสม การทดลองได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม โดยผลจากการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 พบว่า สามารถจ่ายไฟฟ้าได้โดยมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมน้อยที่สุด

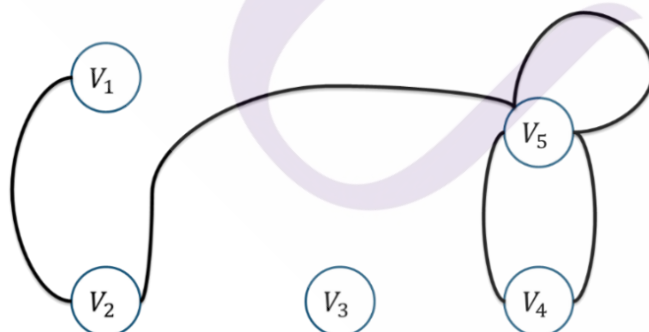
จากงานวิจัยดังกล่าวมีข้อคิดเห็นคือ นอกเหนือจากใช้วิธีการจัดเรียงสายป้อนแล้ว การแก้ปัญหาด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสมยังมีส่วนทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงเพิ่มเติมอีกด้วย

2.7 เครื่องมือในการแก้ปัญหา

สำหรับเครื่องมือที่ใช้แก้ปัญหาในงานวิจัยมีรายละเอียดของเทคนิควิธีที่เกี่ยวข้องดังนี้

2.7.1 วิธีกราฟ

Werho et al. (2016) และ Diestel (2000) ได้กล่าวถึงวิธีกราฟว่าเป็นโครงสร้างการเชื่อมโยงของโหนด (Node) และเส้นเชื่อม (Edge) ที่มีความสัมพันธ์กันในลักษณะเซตตามทอมของ (V, E) โดย V แทนกลุ่มของโหนด และ E แทนกลุ่มของเส้นเชื่อม



ภาพที่ 2.10 ตัวอย่างการวิเคราะห์ด้วยวิธีกราฟ

จากกราฟข้างต้นประกอบด้วยโหนด คือ $V = \{v_1, \dots, v_5\}$ และเส้นเชื่อมระหว่างโหนดคือ $E = \{(v_1, v_2), (v_2, v_5), (v_5, v_5), (v_4, v_5), (v_5, v_4)\}$ กราฟสามารถแสดงในแบบมีทิศทาง (Digraph) กล่าวคือเส้นเชื่อมจะกำหนดอันดับของโหนด กราฟแบบมีทิศทางจะสามารถนำไปประยุกต์ใช้แก้ปัญหาได้หลากหลายรูปแบบ เช่น การไหลของน้ำ การจ่ายไฟฟ้า เป็นต้น ความสัมพันธ์ระหว่างเส้นเชื่อมและโหนดสามารถแสดงได้ดังนี้

$$\vec{E} := \{(e, x, y) \mid e \in E; x, y \in V; e = xy\} \quad (2-2)$$

จากสมการที่ (2-2) \vec{E} เป็นเส้นเชื่อมแบบมีทิศทางของ e ที่เชื่อมระหว่างโหนด xy โดยที่ e ต้องเป็นสมาชิกของเส้นเชื่อมและ xy ต้องเป็นสมาชิกของโหนดในกราฟ การประยุกต์ใช้กราฟในการแก้ปัญหาสามารถแปลงของข้อมูลของโหนดและเส้นเชื่อมให้อยู่ในรูปของเมทริกซ์ตามพื้นฐานพีชคณิตเชิงเส้น นอกจากนั้นยังสามารถปรับเมทริกซ์ให้ในอยู่รูปของเมทริกซ์สพาซ (Sparse Matrix) สำหรับวิเคราะห์โครงสร้างของการเชื่อมโยงรวมถึงการคำนวณค่าน้ำหนักของเส้นทางในกราฟด้วยขั้นตอนวิธีต่างๆ ตามวัตถุประสงค์ ค่าน้ำหนักของเส้นเชื่อมสามารถแสดงตามเทอมของ $W(P)$ โดยที่ P คือเซตของเส้นเชื่อมทั้งหมดที่อยู่ในเส้นทางได้ตามสมการที่ (2-3)

$$W(P) = \sum_{i=1}^m W(e_i), P = (e_1, e_2, \dots, e_m) \quad (2-3)$$

วิธีกราฟสามารถใช้ขั้นตอนวิธีการหาระยะทางที่สั้นที่สุดด้วยค่าจากน้ำหนักของเส้นเชื่อม ขั้นตอนวิธีการหาระยะทางที่สั้นที่สุดที่ได้รับความนิยมคือ ขั้นตอนวิธีแบบไดคัสตรา โดย Joyner et al. (2011) ได้อธิบายขั้นตอนวิธีแบบไดคัสตราว่าถูกค้นพบโดย EW Dijkstra ในปี ค.ศ. 1959 เป็นขั้นตอนวิธีในการหาเส้นทางของกราฟที่ไม่มีค่าน้ำหนักเป็นลบ โดยเป็นวิธีการหาระยะทางที่สั้นที่สุดระหว่างโหนดเริ่มต้นไปจนครบทุกโหนด ซึ่งสามารถแสดงขั้นตอนในรูปแบบคำสั่งจำลอง (Pseudo Code) ได้ตามตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 คำสั่งจำลองแสดงขั้นตอนวิธีแบบไดจ์สตรา

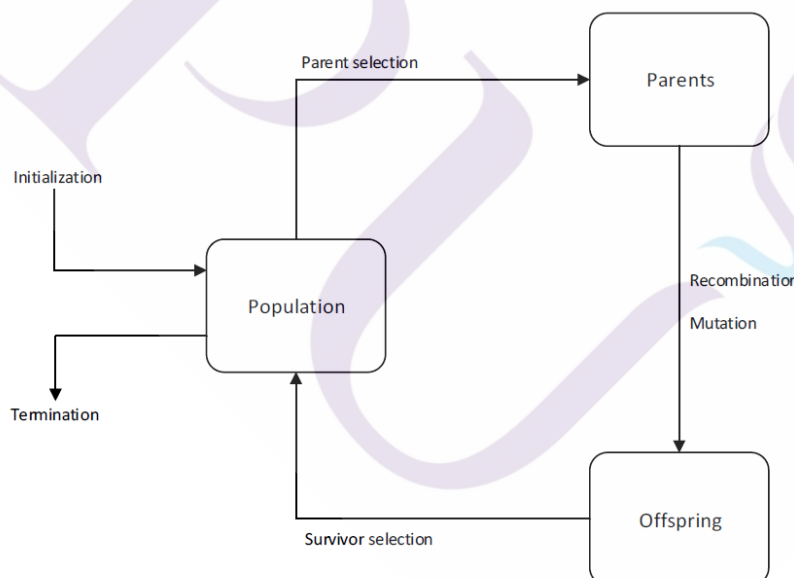
Pseudo code Dijkstra's algorithm
<p>Input: An undirected or directed graph $G = (V, E)$ that weighted has no self-loops. The order of G is $n > 0$. A vertex $s \in V$ from which start the search. Vertices are number 1 to n i.e. $V = \{1, 2, \dots, n\}$.</p> <p>Output: A list D of distances such that $D(v)$ is the distance of a shortest path form s to v. A list P of vertex parents such that $P[v]$ is the parent of v, i.e. v is adjacent from $P[v]$.</p>
1. $D \leftarrow [\infty \infty \infty]$
2. $D(s) \leftarrow 0$
3. $P \leftarrow []$
4. $Q \leftarrow V$
5. While $length(Q) > 0$ do
6. <i>find</i> $v \in Q$ such that $D(v)$ is minimal
7. $Q \leftarrow remove(Q, v)$
8. For each $u \in adj(v) \cap Q$ do
9. IF $D[u] > D[v] + w(vu)$ then
10. $D[u] \leftarrow D[v] + w(vu)$
11. $P[u] \leftarrow v$
12. Return (D, P)

ขั้นตอนเริ่มต้นจากการกำหนดให้ทุกโหนดมีค่าน้ำหนักของเส้นเชื่อมเป็นอนันต์ ($D \leftarrow [\infty \infty \infty]$) และโหนดเริ่มต้นมีค่าระยะทางเท่ากับ 0 ($D(s) \leftarrow 0$) จากนั้นกำหนดเซตของโหนดที่ได้ไปเยือนโดยเริ่มต้นจากเซตว่าง ($P \leftarrow []$) และกำหนดโหนดที่ยังไม่ได้ไปเยือนคือโหนดทั้งหมดยกเว้นโหนดเริ่มต้น ($Q \leftarrow V$) ซึ่งในขณะที่โหนดยังไม่ได้ไปเยือนยังเหลืออยู่ ($length(Q) > 0$) ให้ตรวจสอบค่าน้ำหนักของเส้นเชื่อมของโหนดที่ยังไม่ได้ไปเยือน ($v \in Q$) เพื่อเลือกเส้นเชื่อมที่มีระยะทางน้อยที่สุด ($D(v)$ is minimal) และบันทึกค่าน้ำหนักของเส้นเชื่อมในโหนดดังกล่าวแทนที่ค่าน้ำหนักเดิม ($Q \leftarrow remove(Q, v)$) จากนั้นพิจารณาเส้นเชื่อมถัดไปของทุกโหนดที่ยังไม่ถูกเลือก ($u \in adj(v) \cap Q$) หากระยะทางของเส้นเชื่อมถัดไปน้อยกว่าระยะทางของเส้นเชื่อมเดิม ($D[u] > D[v] + w(vu)$) ให้แทนที่ด้วยระยะทางใหม่ ($D[u] \leftarrow D[v] + w(vu)$) และปรับเซตของโหนดที่ได้รับการเยือนแล้ว ($P[u] \leftarrow v$) โดยดำเนินการวนซ้ำจนเยือนทุกโหนดจะได้ผลลัพธ์ที่ได้คือเส้นทางที่มีค่าระยะทางที่สั้นที่สุด

2.7.2 ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการ

ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการเป็นอีกเครื่องมือหนึ่งในการแก้ปัญหาที่สำคัญ โดย ฌ็องพัซร์ กวิพรรธน์ (2557) ได้กล่าวถึงขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการไว้คือ เป็นการค่าเหมาะสมที่สุดแบบวิธีการเมตาฮิวริสติกที่เลียนแบบวิวัฒนาการตามธรรมชาติอัน ได้แก่ การสืบพันธุ์ การแลกเปลี่ยนยีน การกลายพันธุ์ และการคัดเลือก ซึ่งสามารถนำไปใช้ได้กับปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุดได้อย่างกว้างขวาง ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการส่วนใหญ่จะมีขั้นตอนที่มีรูปแบบดังนี้

- 1) สร้างประชากรกลุ่มแรกขึ้นมาด้วยการสุ่ม
- 2) ประเมินความเหมาะสมของแต่ละสมาชิกประชากร
- 3) วนซ้ำจนกว่าจะได้จุดที่เหมาะสม หรือเข้าเงื่อนไขการหยุดตามระบวนการต่อไปนี้
 - 3.1) คัดเลือกประชากรขึ้นมาเป็นต้นกำเนิด
 - 3.2) ผสมคู่ของต้นกำเนิดเข้าด้วยกันออกมาเป็นสมาชิกตัวใหม่
 - 3.3) ทำการกลายพันธุ์สมาชิกที่เกิดขึ้นจากขั้นตอนก่อนหน้า
 - 3.4) ประเมินความเหมาะสมของแต่ละสมาชิกประชากรใหม่
 - 3.5) คัดเลือกสมาชิกที่จะเป็นประชากรรุ่นถัดไป



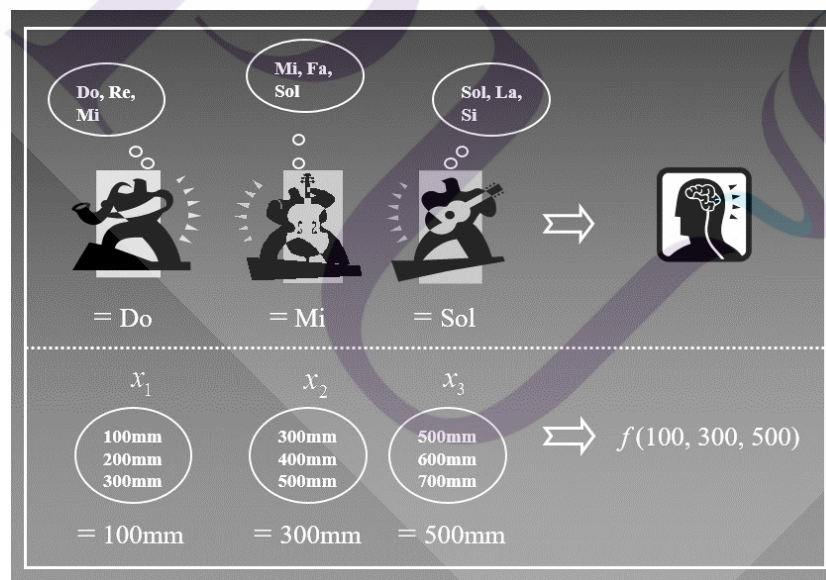
ภาพที่ 2.11 แผนภาพการทำงานของขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการ

ที่มา: ฌ็องพัซร์ กวิพรรธน์ (2557)

กลุ่มของขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการมีขั้นตอนวิธีย่อยๆ หลากหลายรูปแบบที่เหมาะสมจะนำไปใช้ในสถานการณ์และปัญหาที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ขั้นตอนวิธีเกี่ยวข้องกับงานวิจัยประกอบด้วยขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO โดยสามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังนี้

2.7.3 ขั้นตอนวิธี HS

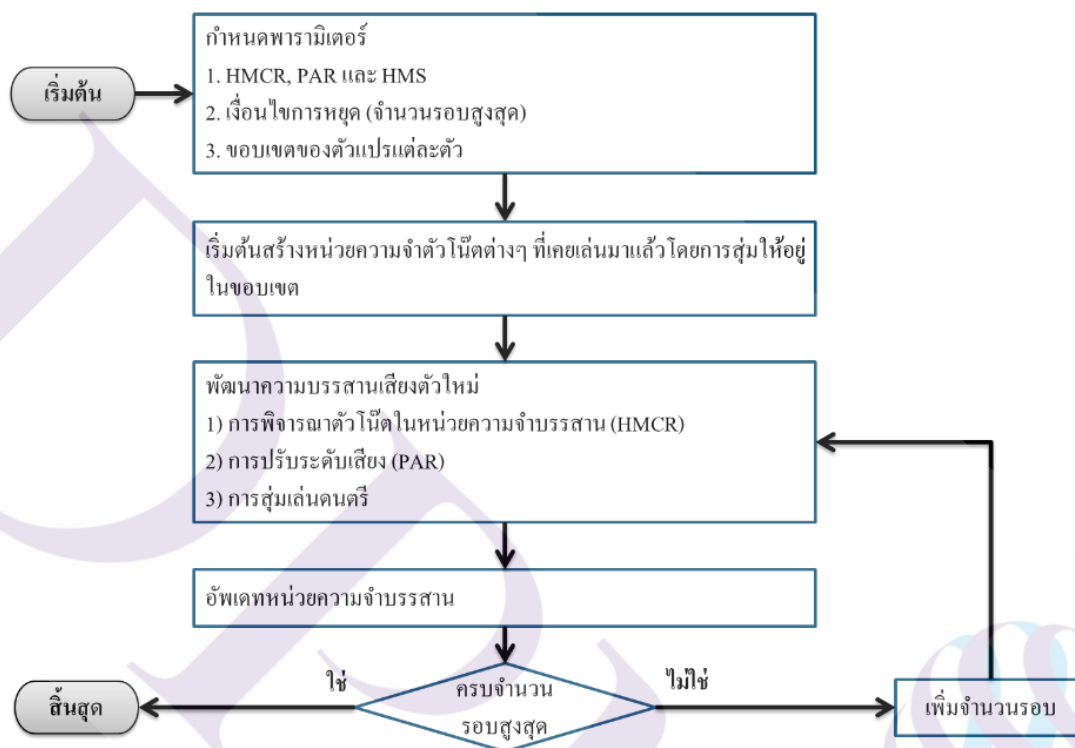
น้ำเพชร สินสุพรรณ และชนัดชัย กุลรวรานิชพงษ์ (2555) ได้กล่าวถึงขั้นตอนวิธี HS ว่าเป็นการเลียนแบบพฤติกรรมของนักดนตรี โดยใช้แนวทางของนักดนตรีในการแก้ปัญหา เพื่อให้ได้การประสานเสียงของเครื่องดนตรีเหมาะสมที่สุด ขั้นตอนวิธี HS คิดค้นโดย Dr. Zong Woo Geem ในปี 2001 โดยที่ Dr. Zong Woo Geem สนใจในการเล่นดนตรีและฝึกฝนที่จะเป็นนักดนตรีจึงได้แนวคิดจากการแต่งเพลงของนักดนตรีในการหาตัวโน้ตที่เหมาะสมสำหรับเครื่องดนตรีแต่ละชนิดในการเล่นเป็นวงดนตรีเพื่อให้เกิดความไพเราะ โดยทั่วไปแล้วนักดนตรีจะเริ่มเล่นโดยไม่ได้เตรียมตัวมาก่อนตามแบบอย่างแบบใดแบบหนึ่งคือ เลือกตัวโน้ตจากหน่วยความจำบรรสาน พิจารณาตัวโน้ตจากข้อมูลที่เคยเล่นมาแล้วเลือกตัวโน้ตที่อยู่ในหน่วยความจำบรรสานและปรับระดับเสียง หรือสุ่มเลือกตัวโน้ตภายในขอบเขตที่กำหนด โดยสามารถแสดงการเปรียบเทียบระหว่างขั้นตอนวิธี HS และการหาค่าเหมาะสมที่สุดได้ตามภาพที่ 2.12



ภาพที่ 2.12 การเปรียบเทียบระหว่างขั้นตอนวิธี HS และการหาค่าเหมาะสมที่สุด

ที่มา: น้ำเพชร สินสุพรรณ และชนัดชัย กุลรวรานิชพงษ์ (2555)

การสร้างหน่วยความจำความบรรสาน (Harmony Memory: HM) เป็นส่วนสำคัญของวิธีการ HS ความบรรสานตัวใหม่ที่ดีกว่าตัวเดิมจะถูกเก็บเป็นส่วนหนึ่งของหน่วยความจำความบรรสานและทำซ้ำไปเรื่อยๆ จนกระทั่งค้นพบความบรรสานที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งมีขั้นตอนการทำงานดังภาพที่ 2.13



ภาพที่ 2.13 แผนผังการทำงานของขั้นตอนวิธี HS

ที่มา: น้ำเพชร สีนสุพรรณ และชนัดชัย กุลรวานิชพงษ์ (2555)

ขั้นตอนวิธี HS เป็นหาคำตอบที่ดีที่สุด (Global Optimum) โดยสามารถเปรียบเทียบค่าพารามิเตอร์ของขั้นตอนวิธี HS กับการแก้ปัญหาคำตอบที่ดีที่สุดได้ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 การเปรียบเทียบค่าพารามิเตอร์ของขั้นตอนวิธี HS

ขั้นตอนวิธี HS	การหาคำตอบที่ดีที่สุด
เครื่องดนตรี	ตัวแปรตัดสินใจ
ขอบเขตระดับเสียง	ขอบเขตตัวแปร
ตัวโน้ต	ค่าตัวแปรที่เหมาะสมที่สุด
ความไพเราะ	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์
การฝึกซ้อม	จำนวนรอบ
ประสบการณ์	เมตริกซ์หน่วยความจำ

ที่มา: น้ำเพชร ลินสุพรรณ และธนัชชัย กุลรวรานิชพงษ์ (2555)

รายละเอียดของขั้นตอนวิธี HS มีขั้นตอนย่อยดังนี้

1) กำหนดค่าพารามิเตอร์หรือตัวแปรควบคุม

1.1) กำหนดขอบเขตของคำตอบ ประกอบด้วย x_i^L และ x_i^U

$$x_i^L \leq x_i \leq x_i^U, \quad i = 1, 2, 3, \dots, N \quad (2-4)$$

โดยที่ N คือ จำนวนตัวแปร

1.2) กำหนดขนาดหน่วยความจำบรรสาน (Harmony Memory Size: HMS) ในเริ่มต้นหน่วยความจำบรรสานมีค่าดังนี้

$$10 \leq HMS \leq 100 \quad (-5)$$

1.3) กำหนดอัตราพิจารณาหน่วยความจำบรรสาน (Harmony Memory Consideration Rate: HMCR)

$$0 \leq HMCR \leq 1 \quad (2-6)$$

1.4) กำหนดการปรับระดับเสียง (Pitch Adjustment Rate: PAR)

$$0 \leq PAR \leq 1 \quad (2-7)$$

1.5) กำหนดค่าการก้าว (Step) หาความบรรสานในหน่วยความจำ

$$b = \frac{(x_U - x_L)}{n} \quad (2-8)$$

โดยที่ n เป็นจำนวนในการก้าว

1.6) กำหนดจำนวนรอบสูงสุด

2) การสร้างหน่วยความจำความบรรสาน (HM) โดยการสุ่มตัวโน้ตที่เคยเล่นมาแล้วให้อยู่ในช่วงขอบเขตที่กำหนดแล้วทำการประเมินค่าความฟิต จากนั้นนำค่าในหน่วยความจำความบรรสานมาแทนในฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามขั้นตอนดังสมการที่ (2-9) และ (2-10)

$$HM(j, :) = x_L + (x_U - x_L) * rand(1, N) \quad (2-9)$$

$$F(j) = f(HM(j, :)) \quad (2-10)$$

โดยที่ j คือ 1, 2, 3, ..., HMS N คือ จำนวนของตัวแปร และ $rand$ คือ การสุ่ม

3) พัฒนาความบรรสานตัวใหม่

3.1) พิจารณาหน่วยความจำความบรรสาน (HMCR) โดยสุ่มเลือกในหน่วยความจำความบรรสาน (HM) โดย $rand \sim U(0,1)$ ซึ่ง $U(0,1)$ คือ การสุ่มระหว่าง 0 ถึง 1 และหาก $U(0,1) \leq HMCR$ ให้พิจารณาความจำบรรสานโดย

$$x_{new}(i) = HM(ceil(rand * HMS), i) \quad (2-11)$$

3.2) ปรับระดับเสียง (PAR) ด้วยการปรับค่า $\pm b(i)$ โดยหาก $U(0,1) \leq PAR$ จะทำการปรับระดับเสียง

$$x_{new}(i) = x_{new}(i) + (2 * rand - 1) * b(i) \quad (2-12)$$

3.3) สุ่มเล่นโดยให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนด

4) อัพเดทหน่วยความจำความบรรสาน ทำการเปรียบเทียบหาความบรรสานตัวใหม่ตามเทอมของ $x = (x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$ ดีกว่าตัวที่แย่ที่สุดในหน่วยความจำบรรสาน (HM) จะแทนความบรรสานตัวใหม่ลงในตัวนั้น

5) ตรวจสอบเมื่อครบจำนวนรอบสูงสุด จะทำการเลือกค่าต่ำสุดที่อยู่ในหน่วยความจำความบรรสาน (HM) มาเป็นจุดคำตอบ

2.7.4 ขั้นตอนวิธี ABC

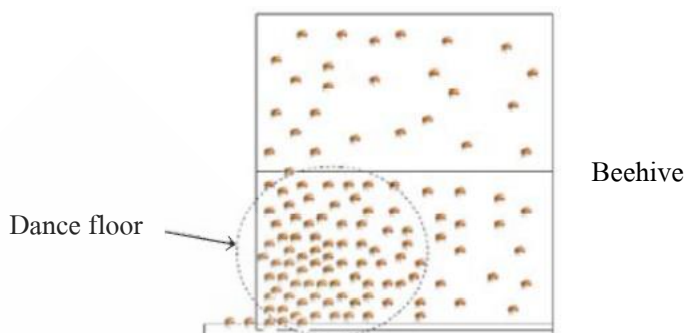
อุมาภรณ์ ขวัญเนตร์ (2554) ได้กล่าวถึงที่มาของขั้นตอนวิธี ABC ว่าเป็นการหาค่าเหมาะที่สุดซึ่งถูกคิดค้นขึ้นในปี ค.ศ. 2005 โดย Dervis Karaboga ซึ่งได้รับแรงบันดาลใจจากพฤติกรรมความฉลาดในการหาอาหารของผึ้ง โดยมีขั้นตอนวิธีคล้ายกับกระบวนการหาค่าเหมาะที่สุดของฝูงอนุภาคและวิธีการวิวัฒนาการเชิงแตกต่าง (Differential Evolution) หากแต่ขั้นตอนวิธี ABC ใช้เพียงการควบคุมค่าพารามิเตอร์ของขนาดประชากรและจำนวนรอบสูงสุด ดังนั้นจึงมีการประยุกต์ใช้ขั้นตอนวิธี ABC ในการแก้ไขปัญหาที่หลากหลาย

ผึ้งเป็นแมลงสังคมที่มีวิวัฒนาการสูงเป็นเวลากว่า 30 ล้านปี ผึ้งแต่ละรังประกอบด้วย 3 วรรณะ คือ ผึ้งนางพญาหนึ่งตัว ผึ้งตัวผู้หลายร้อยตัว และผึ้งงานอีกจำนวนมากเป็นหมื่นตัว การออกหาน้ำหวานเป็นหน้าที่ของผึ้งงานเท่านั้น วิธีการหาน้ำหวานของผึ้งไม่ซ้ำแบบกับแมลงอื่นๆ เพราะผึ้งไม่ได้บินออกจากรังเป็นฝูงแล้วแยกย้ายไปหาน้ำหวานอย่างเดาสุ่ม แต่จะส่งผึ้งทำหน้าที่ลาดตระเวนออกไปก่อน หากผึ้งลาดตระเวนค้นพบแหล่งอาหารอยู่ที่ใดจะกลับมายังรังเพื่อส่งสัญญาณให้บรรดาผึ้งงานทั้งหลายรับรู้ โดยพฤติกรรมกรหาอาหารมีกระบวนการดังนี้

1) อาหารของผึ้ง ได้แก่ น้ำหวาน ซึ่งมีอยู่ทั่วไปหลากหลายทิศทางรอบรังผึ้ง น้ำหวานจากดอกไม้หรือจากเกสรดอกไม้จะดึงดูดให้ผึ้งบินไปยังตำแหน่งที่มีอาหาร

2) ผึ้งสำรวจ (Scout Bees) จะทำหน้าที่ในการออกลาดตระเวนไปสำรวจแหล่งอาหารซึ่งอยู่นอกรังผึ้งออกไป

3) เมื่อผึ้งสำรวจพบน้ำหวานหรือเกสรดอกไม้จะบินกลับมาที่รังยังบริเวณลานเต้นรำ (Dance Floor) เพื่อเต้นรำส่งสัญญาณให้ผึ้งงานรับรู้



ภาพที่ 2.14 ลานเต้นรำสำหรับส่งสัญญาณ

ที่มา: อุมารณ์ ขวัญเนตร (2554)

4) การสื่อสารของผึ้งคือการเต้นรำ (Waggle Dance) เมื่อผึ้งสำรวจที่ออกไปหาอาหาร และพบว่ามีแหล่งอาหารจะบินกลับมาส่งสัญญาณให้ผึ้งในฝูงรับรู้ พฤติกรรมการเต้นรำ จะอยู่บนผิวของรวงผึ้งโดยแบ่งลักษณะการสื่อสารเป็น 3 ประเภท ดังนี้

4.1) เต้นรำเป็นรูปวงกลม เป็นการแสดงตำแหน่งเมื่อแหล่งอาหารอยู่ใกล้รัง

4.2) เต้นรำแบบสายตัวและทำมุมกับดวงอาทิตย์ที่จะขยับไปมาอย่างช้าๆ เมื่อแหล่งอาหารอยู่ไกลออกไป

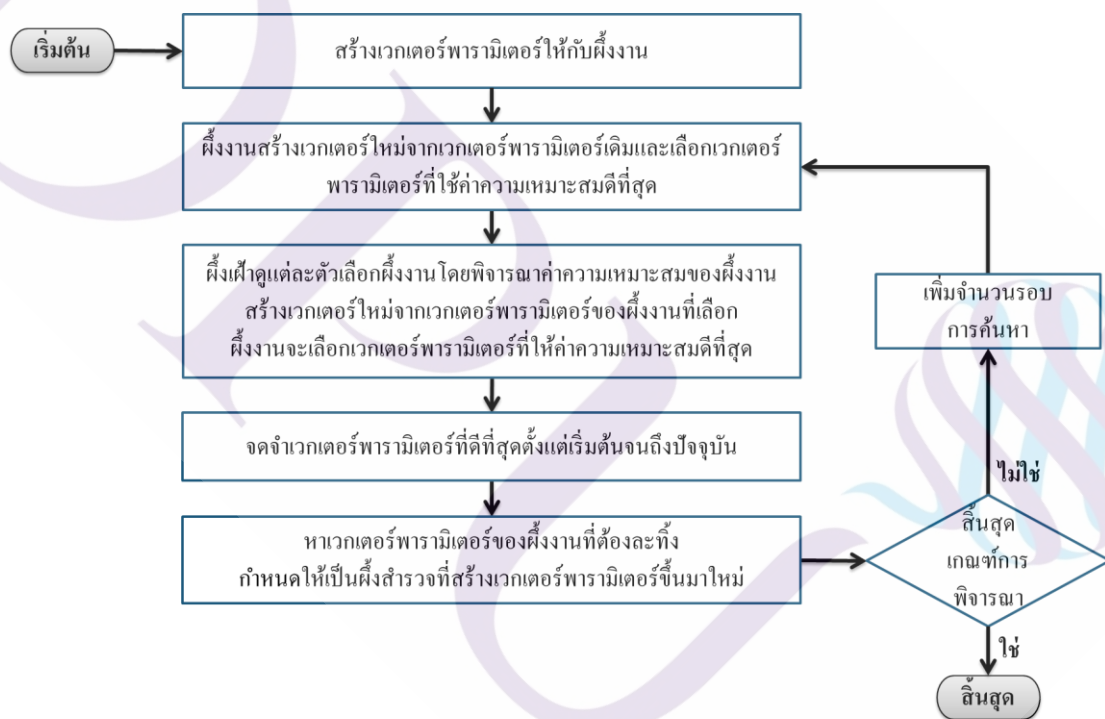
4.3) เต้นรำแบบสายตัวและทำมุมกับดวงอาทิตย์ที่จะขยับไปมาอย่างรวดเร็ว เมื่อแหล่งอาหารอยู่ใกล้

จากขั้นตอนข้างต้นจะพบว่า การเต้นรำของผึ้งแต่ละแบบเป็นการบอกทิศทาง และระยะทางของแหล่งอาหาร

5) เมื่อผึ้งสำรวจเต้นรำ ผึ้งงานจะเข้ามาเฝ้าดูสังเกตจนเข้าใจจังหวะที่ผึ้งสำรวจ แสดงการเต้นรำ หลังจากนั้นผึ้งงานจึงออกบินไปด้วยกันเป็นหมู่ตรงไปยังที่ซึ่งมีอาหาร เมื่อได้น้ำหวานผึ้งจะขนกลับมาที่รังอีกครั้งเพื่อกลับกรองจนได้น้ำหวานที่ดี และคัดเลือกเป็นแหล่งอาหารใหม่ผึ้งตัวอื่นก็จะไปหาอาหารยังแหล่งอาหารนั้นต่อไป เมื่อประเมินคุณภาพของน้ำหวานในแต่ละเส้นทางการหาอาหารของผึ้ง เส้นทางการไม่เหมาะสมจะถูกตัดทิ้งไป

กระบวนการตามขั้นตอนวิธี ABC เป็นขั้นตอนวิธีที่ใช้ในการแก้ปัญหาการหาคำตอบที่ดีที่สุดโดยใช้พื้นฐานพฤติกรรมการหาอาหารของกลุ่มประชากรผึ้งแต่ละฝูงมาพัฒนาโดยพิจารณาเป้าหมายของแหล่งอาหารที่ดีที่สุดหรือคุณภาพของน้ำหวานที่ดีที่สุด ซึ่งมีขั้นตอนดังนี้

- 1) เริ่มต้นสร้างเวกเตอร์พารามิเตอร์ให้กับฟังก์ชัน
- 2) ฟังก์ชันสร้างเวกเตอร์พารามิเตอร์ใหม่จากเวกเตอร์พารามิเตอร์เดิมแล้วเลือกเวกเตอร์พารามิเตอร์ที่ให้ค่าความเหมาะสมมากที่สุด
- 3) เลือกฟังก์ชัน จากนั้นสร้างเวกเตอร์พารามิเตอร์ใหม่จากเวกเตอร์พารามิเตอร์ของฟังก์ชันที่เลือก ซึ่งฟังก์ชันจะเลือกเวกเตอร์พารามิเตอร์ที่ให้ค่าความเหมาะสมมากที่สุด
- 4) จดจำเวกเตอร์พารามิเตอร์ที่ดีที่สุดตั้งแต่เริ่มต้นจนถึงปัจจุบัน
- 5) หาเวกเตอร์พารามิเตอร์ของฟังก์ชันที่ต้องละทิ้ง แล้วกำหนดให้เป็นฟังก์ชันสำรวจที่สร้างเวกเตอร์พารามิเตอร์ขึ้นมาใหม่
- 6) ทำซ้ำขั้นตอนที่ 2) ถึง 5) จนกระทั่งครบตามจำนวนรอบที่กำหนดไว้ ซึ่งสามารถแสดงเป็นแผนผังการทำงานได้ตามภาพที่ 2.15



ภาพที่ 2.15 แผนผังการทำงานของขั้นตอนวิธี ABC

ที่มา: อุมารณ์ ขวัญเนตร (2554)

จากแผนผังการทำงานของขั้นตอนวิธี ABC สามารถอธิบายรายละเอียดของขั้นตอนการทำงานที่สำคัญได้ดังนี้

1) เวกเตอร์พารามิเตอร์ \vec{x}_i ประกอบด้วยสมาชิก x_{ij} เมื่อ $i = 1, 2, 3, \dots, SN$ โดยที่ SN คือ จำนวนของฟังก์ชันทั้งหมด และเมื่อ $j = 1, 2, 3, \dots, D$ โดยที่ D คือ จำนวนพารามิเตอร์ทั้งหมดที่ต้องการหาค่าที่เหมาะสม โดย \vec{x}_i ถูกกำหนดโดยใช้สมการที่ (2-13) แล้วคำนวณค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์และค่าความเหมาะสมโดยสมการที่ (2-14)

$$x_{ij} = x_{minj} + rand(0,1) * (x_{maxj} - x_{minj}) \quad (2-13)$$

โดยที่ x_{ij} คือ ประชากรฟังก์ชันเริ่มต้นตัวที่ i พารามิเตอร์ตัวที่ j

x_{minj} คือ ขอบเขตค่าพารามิเตอร์ต่ำสุดตัวที่ j

x_{maxj} คือ ขอบเขตค่าพารามิเตอร์สูงสุดตัวที่ j

$rand$ คือ การสุ่มแบบสม่ำเสมอ (Uniform Random)

$$fit_i(x_i) = \begin{cases} \frac{1}{1 + f_i(\vec{x}_i)}, & \text{and } f_i(\vec{x}_i) \geq 0 \\ 1 + |f_i(\vec{x}_i)|, & \text{and } f_i(\vec{x}_i) < 0 \end{cases} \quad (2-14)$$

โดยที่ $fit_i(\vec{x}_i)$ คือ ค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์สำหรับเวกเตอร์พารามิเตอร์ \vec{x}_i ซึ่งเป็นฟังก์ชันที่ต้องการหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสม

เมื่อกำหนดจำนวนของฟังก์ชันและจำนวนพารามิเตอร์ที่ต้องการหาค่าตอบที่ดีที่สุด อัลกอริทึมจะสร้างกลุ่มประชากรของฝูงฟังก์ชันดังภาพที่ 2.16

$$\begin{array}{c}
 \text{จำนวนพารามิเตอร์ (D)} \\
 \left[\begin{array}{cccc}
 x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1j} \\
 x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2j} \\
 \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\
 x_{i1} & x_{i2} & & x_{ij}
 \end{array} \right]
 \end{array}$$

ภาพที่ 2.16 การสร้างกลุ่มประชากรผึ้ง

ที่มา: อุมภรณ์ ขวัญเนตร (2554)

2) ผึ้งงานสร้างเวกเตอร์พารามิเตอร์ใหม่ v_i จาก x_i โดยใช้สมการที่ (2-15) แล้วคำนวณค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์และค่าความเหมาะสม (Fitness) เช่นเดียวกันกับขั้นตอนที่ 1)

$$v_{ij} = x_{ij} + \phi_{ij}(x_{ij} - x_{kj}) \quad (2-15)$$

โดยที่ x_{kj} คือ เวกเตอร์พารามิเตอร์ที่สุ่มจาก x_i ที่ไม่ใช่เวกเตอร์พารามิเตอร์เดียวกับ x_i

j คือ จำนวนเต็มสุ่มที่มีค่าระหว่าง 1 ถึง D

ϕ_{ij} คือ จำนวนเต็มสุ่มที่มีค่าระหว่าง -1 ถึง 1

ผึ้งงานจะเลือกเวกเตอร์พารามิเตอร์ระหว่าง x_i และ v_i ที่ให้ค่าความเหมาะสมมากกว่า

3) เลือกผึ้งงานโดยพิจารณาค่าความน่าจะเป็น p_i ของค่า $fit_i(x_i)$ ตามสมการ (2-16)

$$p_i = \frac{fit_i(x_i)}{\sum_{i=1}^{SN} fit_i(x_i)} \quad (2-16)$$

กระบวนการเลือกผึ้งงานจะเริ่มจากการสุ่มค่าระหว่าง 0 ถึง 1 หนึ่งค่าแล้วเทียบกับค่า p_i ถ้าค่าสุ่มนั้นมีค่าน้อยกว่าก็จะเลือกผึ้งงานตัวนั้น จากนั้นจะสร้างเวกเตอร์พารามิเตอร์ใหม่จากเวกเตอร์พารามิเตอร์ของผึ้งงานที่เลือกพร้อมทั้งคำนวณค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์และค่าความเหมาะสมแล้วผึ้งงานจะเลือกเวกเตอร์พารามิเตอร์ที่ให้ค่าความเหมาะสมที่มากกว่าหรือเลือกคุณภาพของน้ำหวานที่ดีที่สุด เช่นเดียวกันกับขั้นตอนที่ 2)

4) ฝูงงานตัวใดที่ไม่ถูกปรับค่าเวกเตอร์พารามิเตอร์ติดต่อกันจนถึงจำนวนที่กำหนดไว้ (Limit or Abandonment Criterion) ก็จะถูกกำหนดให้เป็นฝูงสำรวจจากนั้นกำหนดเวกเตอร์พารามิเตอร์ใหม่

2.7.5 ขั้นตอนวิธี PSO

สุภกิจ นุตยะสกุล (2554) ได้กล่าวถึงที่มาขั้นตอนวิธี PSO ว่า ในปี ค.ศ. 1995 J.Kennedy และ R.Eberhart ได้นำเสนอขั้นตอนวิธี PSO ซึ่งมีแนวคิดมาจากการศึกษาพฤติกรรมทางสังคมของสิ่งมีชีวิต เช่น ลักษณะการเคลื่อนที่ของฝูงนก ฝูงปลา โดยนกหรือปลาแต่ละตัวที่อยู่ในกลุ่มเรียกว่าอนุภาค (Particle) ในกรณีฝูงนก นกแต่ละตัวทำหน้าที่บินค้นหาอาหาร และอาจย้ายที่อยู่ไปด้วยพร้อมกัน จุดใดที่มีอาหารอยู่ สามารถพักอาศัยได้ หรือเป็นจุดที่มีอันตราย นกจะสื่อสารกันในกลุ่มเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างกัน หากมองการบินของนกเป็นพารามิเตอร์ จะประกอบด้วยตำแหน่งที่นกบินอยู่ (Position) และความเร็วของการเคลื่อนที่ (Velocity) ดังนั้นในหนึ่งอนุภาคเมื่อแทนด้วยพารามิเตอร์ของปัญหาจะประกอบด้วยตัวแปรตามสมการ (2-17)

$$P_k = \{X, V, \text{Fitness value}, Gbest, Pbest\} \quad (2-17)$$

โดยที่ P คือ กลุ่มอนุภาคประกอบด้วย $P_k = \{P_1, P_2, P_3, \dots, P_k\}$

K คือ จำนวนอนุภาค

X คือ ตำแหน่งที่อนุภาคอยู่ในปัญหา เขียนในรูป $X_D = \{X_1, X_2, X_3, \dots, X_D\}$

D คือ จำนวนมิติของปัญหา

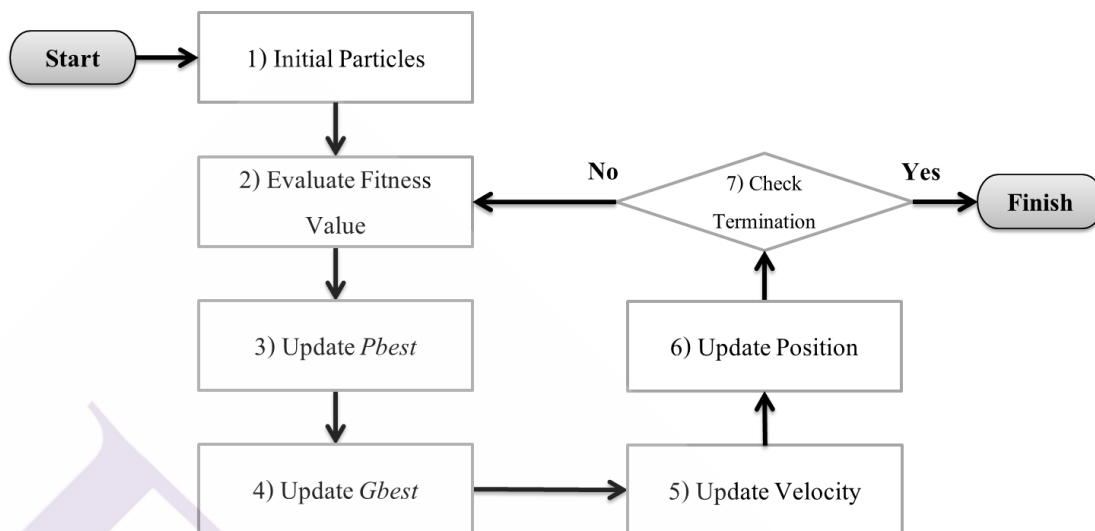
V คือ ค่าความเร็วในการเคลื่อนที่ของอนุภาค ประกอบด้วยเวกเตอร์ตามขนาดของมิติปัญหา $V_D = \{V_1, V_2, V_3, \dots, V_D\}$

Fitness value คือ ค่าความเหมาะสมของอนุภาคนั้น สามารถคำนวณได้จากฟังก์ชันเป้าหมายซึ่งได้จาก $\text{Fitness Value} = \text{Objective function}(X)$

$Gbest$ คือ ค่าตำแหน่งของอนุภาคนั้นได้ค่าความเหมาะสมสูงสุดโดย $Gbest_D = \{Gbest_1, Gbest_2, Gbest_3, \dots, Gbest_D\}$

$Pbest$ คือ ค่าความเหมาะสมที่ดีที่สุดที่กลุ่มอนุภาครุ่นปัจจุบันได้มา

การทำงานของขั้นตอนวิธี PSO ประกอบด้วยกระบวนการทั้งหมด 7 ขั้นตอน โดยแสดงได้ตามภาพที่ 2.17



ภาพที่ 2.17 แผนผังการทำงานของขั้นตอนวิธี PSO

ที่มา: สุภกิจ นุชยะสกุล (2554)

1) Initial Particles การสร้างประชากรเริ่มต้นโดยใช้การสุ่มค่าให้ X และค่าความเร็วการเคลื่อนที่ให้ V ของอนุภาคแต่ละตัว และสุ่มค่าพารามิเตอร์ให้ตัวแปรของ X และ V ตามจำนวนของมิติของปัญหา ลักษณะนี้คล้ายกับการสุ่มค่าให้แก่ประชากรเริ่มต้นในขั้นตอนวิธี GA แต่ขั้นตอนวิธี PSO จะมีการเก็บค่า V ซึ่งเป็นพารามิเตอร์เสริมเพื่อคำนวณความเร็วการเคลื่อนที่

$$X_D = \text{function random value}() \quad (2-18)$$

$$V_D = \text{function random value}() \quad (2-19)$$

2) Evaluate Fitness Value การคำนวณค่าความเหมาะสมของอนุภาค ฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะคำนวณโดยส่งค่า X ให้แก่ฟังก์ชันเป้าหมาย

$$\text{Fitness Value} = \text{Objective function}(X_D) \quad (2-20)$$

3) Update P_{best} การเก็บค่าความเหมาะสมที่ดีที่สุดซึ่งเป็นค่าความเหมาะสมที่ดีที่สุดในรอบการทำงานปัจจุบัน หากค่าความเหมาะสมของอนุภาคปัจจุบันมีค่าดีกว่า P_{best} จะทำการปรับปรุงค่า P_{best}

IF Fitness value > Pbest THEN (2-21)

Pbest = Fitness value ENDIF

4) Update *Gbest* การเก็บค่าตำแหน่งให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุด เป็นตำแหน่งที่ได้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุด พิจารณาจากการวนรอบตั้งแต่รอบแรกถึงปัจจุบันซึ่งแตกต่างจาก *Pbest* ที่พิจารณาการเก็บค่าที่ดีที่สุด เฉพาะรอบปัจจุบัน *Gbest* จึงเหมือนการเก็บค่าความเหมาะสมที่สุดในประวัติศาสตร์โดยมีเงื่อนไข การปรับปรุงดังนี้

IF Fitness value > Gbest THEN (2-22)

Gbest = X_D ENDIF

5) Update Velocity การคำนวณความเร็วการเคลื่อนที่ของแต่ละอนุภาค

$$V'_D = \text{weight} * V_D + n_1 * \text{random}() * (Pbest - X_D) + n_2 * \text{random}() * (Gbest - X_D) \quad (2-23)$$

โดยที่ V'_D คือ ค่าความเร็วที่คำนวณได้จากอนุภาครุ่นปัจจุบัน

V_D คือ ค่าความเร็วที่คำนวณได้จากอนุภาครุ่นก่อน

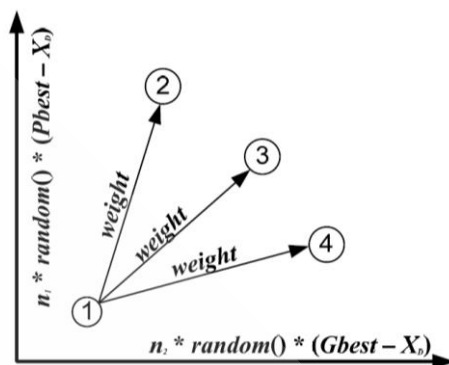
weight คือ ค่าการถ่วงน้ำหนัก

n_1, n_2 คือ ค่าคงที่ความเร็วในการค้นหา

6) Update Position การปรับปรุงตำแหน่งของแต่ละอนุภาค โดยใช้ผลลัพธ์ จากการคำนวณทำให้ได้ตำแหน่งใหม่ที่อนุภาคจะเคลื่อนที่ไป จากนั้นนำผลลัพธ์มาปรับปรุง ซึ่งการปรับปรุงด้วยการบวกค่าเพิ่มนั้นจำเป็นต้องตรวจสอบขอบเขตของปัญหาป้องกันไม่ให้ตำแหน่งเกินค่าขอบเขตของปัญหา

$$X_D = X_D + V'_D \quad (2-24)$$

7) Check Termination การตรวจสอบการสิ้นสุดการวนรอบ เงื่อนไขที่ตรวจสอบ แบ่งได้ 2 ลักษณะคือ เมื่อผลลัพธ์ที่ได้มีค่าที่สูงหรือดีกว่าค่าตอบที่ต้องการให้หยุดการทำงาน หรือการค้นหาใช้ระยะเวลาอันมีจำนวนรอบถึงค่าที่กำหนดไว้จึงหยุดการทำงาน หากยังไม่สิ้นสุด ให้ย้อนกลับไปทำงานในขั้นตอนที่ 2)



ภาพที่ 2.18 การคำนวณการเคลื่อนที่ของแต่ละอนุภาค

ที่มา: สุภกิจ นุตยะสกุล (2554)

การเคลื่อนที่ของอนุภาคตามการคำนวณในขั้นตอนที่ 5) เมื่อนำมาพิจารณาเขียนเป็นกราฟแสดงการเคลื่อนที่ดังภาพที่ 2.18 เป็นการเคลื่อนที่ในลักษณะหนึ่งมิติจากสมการค่าถ่วงน้ำหนักใช้กำหนดระยะทางในการเคลื่อนที่ ช่วงสมการส่วนที่มี $Pbest$ ประกอบอยู่ใช้คำนวณทิศทางตามแนวแกน y และช่วงสมการที่มี $Gbest$ ประกอบอยู่ใช้คำนวณทิศทางตามแนวแกน x เมื่อสมการสามส่วนรวมกันและสมมุติให้อนุภาคอยู่ในตำแหน่งที่ 1 หากส่วนของ $Pbest$ มีค่าที่ได้จากการสุ่มมากและเป็นทิศทางที่ได้ผลลัพธ์ดีจะทำให้อนุภาคเคลื่อนที่จากตำแหน่งที่ 1 ไปตำแหน่งที่ 2 ถ้าสมมุติให้ส่วนของ $Pbest$ ได้ผลลัพธ์ดีน้อยกว่าเดิม สมการในส่วนของ $Gbest$ จะดึงให้อนุภาคเคลื่อนที่จากตำแหน่งที่ 1 ไปตำแหน่งที่ 4 จากปัญหาที่สมมุติดังกล่าวสามารถเปรียบเทียบได้กับการที่นกเคลื่อนที่จาก 1 ไป 2 แสดงให้เห็นว่านกพบอาหารมากขึ้นในตำแหน่งที่ 2 และอาหารมีมากกว่าที่นกในกลุ่มบอกกัน แต่หากนกเคลื่อนที่จาก 1 ไป 4 แสดงให้เห็นว่านกตัวนี้เคลื่อนลักษณะย้ายจากตำแหน่งที่ในนกในรุ่นบอกไปยังตำแหน่งเดิมเพราะตำแหน่งใหม่มีอาหารลดลง

2.7.6 การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า

นิตย์ เพ็ชรรัชย์ (2557) ได้กล่าวถึงการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าว่าเป็นการวิเคราะห์ถึงสถานะการรับและส่งกำลังไฟฟ้าในแต่ละบัสเพื่อวัตถุประสงค์ในการวิเคราะห์หาแรงดันไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าแอกตีฟ กำลังไฟฟารีแอกตีฟ สำหรับนำผลมาใช้วางแผนการดำเนินงานจ่ายไฟฟ้าในปัจจุบันและแผนการจ่ายไฟฟ้าในสถานะวิกฤต เพื่อนำไปสนับสนุนการตัดสินใจปรับปรุงเสถียรภาพระบบไฟฟ้า การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าจะคำนวณจากค่าตัวแปรของแรงดันไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าแอกตีฟ กำลังไฟฟ้าปรากฏ ของบัสที่อยู่ในขอบเขตการวิเคราะห์ ซึ่งประกอบด้วย บัสสวิงหรือบัสสลาก (Swing Bus or Slack Bus) เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่และมีการกำหนดค่าขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้า บัสโหลดหรือบัสพีคิว (Load Bus or PQ Bus) เป็นบัสที่มีโหลดเชื่อมต่ออยู่ทำให้สามารถทราบค่าของกำลังไฟฟ้าแอกตีฟและกำลังไฟฟารีแอกตีฟ และสุดท้ายคือบัสควบคุมหรือบัสพีวี (Control Bus or PV Bus) เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่และมีการกำหนดค่าแรงดันแต่ไม่ทราบมุมของแรงดันที่จ่ายเข้าระบบ การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าจะหาขนาดแรงดันและมุมของแรงดันของแต่ละบัสยกเว้นบัสสวิง ส่วนบัสพีวีจะหามุมแรงดันที่บัสเท่านั้น และจะคำนวณค่ากำลังไฟฟารีแอกตีฟได้ต่อเมื่อทราบหรือสมมุติแรงดันทุกบัสแล้ว สำหรับบัสโหลดจะหาทั้งขนาดแรงดันและมุมของแรงดันเมื่อได้คำตอบแล้วจึงสามารถนำค่าที่ได้ไปคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในช่วงสายป้อนทุกเส้นการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าสามารถดำเนินการได้ตามวิธีการดังนี้

1) วิธีเกาส์-ไซเดล (Gauss-Seidel Method) เป็นวิธีการคำนวณหาขนาดและมุมของแรงดันด้วยวิธีเชิงตัวเลขจากการหาผลเฉลยในฟังก์ชันจากเส้นกราฟของฟังก์ชันตัดแกนเอ็กซ์เพื่อใช้ในการประยุกต์สำหรับหาแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆ

2) วิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson Method) เป็นวิธีเชิงตัวเลขที่เริ่มจากการสมมุติค่าแรกไว้ก่อนแล้วใช้วิธีปรับคำตอบแบบนิวตัน-ราฟสันและทำการวนซ้ำหลายรอบจนกว่าคำตอบจะลู่เข้าสู่ค่าคงที่ วิธีนี้จะหาคำตอบได้เร็วกว่าวิธีเกาส์-ไซเดลในกรณีที่เป็นปัญหาขนาดใหญ่หลายตัวแปรและวิธีนี้ยังมีความเสถียรในการหาคำตอบหรือวนซ้ำเพื่อลู่เข้าสู่คำตอบได้ดีกว่า

3) วิธีประมาณ (Decouple Power Flow Method) เป็นวิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าโดยให้บัสตั้งต้นเป็นบัสสลากและกำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ไหลในช่วงสายจะขึ้นกับมุมแรงดันของบัสต้นทางและปลายทาง ขณะที่กำลังไฟฟารีแอกตีฟจะขึ้นกับขนาดและแรงดันของบัสต้นทางและปลายทาง ดังนั้นมุมแรงดันจะส่งผลโดยตรงต่อกำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ไหลและขนาดแรงดันจะส่งผลโดยตรงต่อกำลังไฟฟารีแอกตีฟที่ไหล นอกจากนั้นแรงดันแต่ละบัสจะมีค่าใกล้เคียง 1 pu มุมแรงดันแต่ละบัสจะมีค่าน้อยลงมากและใกล้เคียงกัน ซึ่งการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า

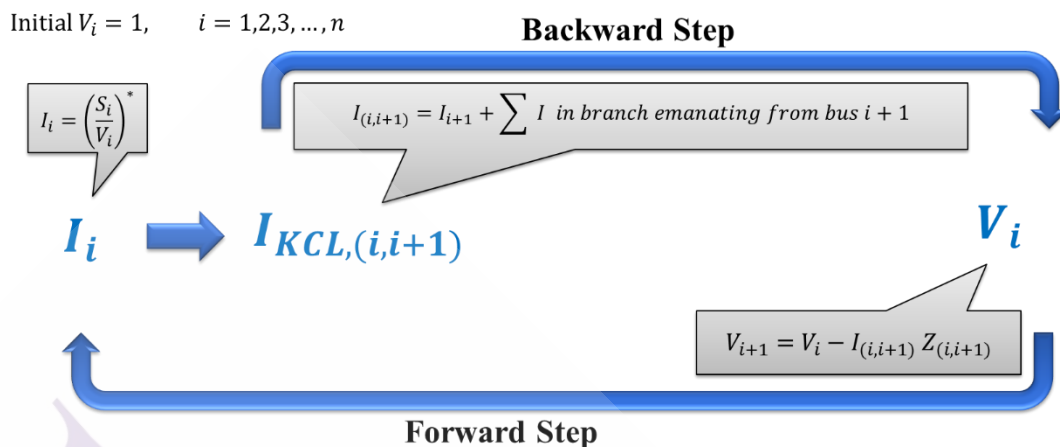
ด้วยวิธีประมาณจะปลดการเชื่อมต่อความสัมพันธ์ที่มีผลกระทบน้อย (Decouple Power Flow) จากการตั้งสมมติฐานในการประมาณด้วยจาโคเบียนเมทริกซ์

4) วิธีกำลังไหลไฟตรง (DC Power Flow Method) เป็นการประมาณการไหลกำลังไฟฟ้าแอกติฟในช่วงสายป้อนเท่านั้น ซึ่งไม่คำนึงถึงกำลังไฟรีแอกติฟ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิดความรวดเร็วในการคำนวณ โดยสมมติให้ขนาดแรงดันทุกบัสเท่ากับ 1 pu และมุมแรงดันทุกบัสมีค่าน้อยๆ และไม่ต่างกันมาก เพื่อพิจารณาการไหลของกระแสไฟฟ้าระหว่างบัส

จากผลสรุปพบว่า วิธีการคำนวณการด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสันมีความเสถียรในการหาค่าตอบและการลู่ออกค่าตอบได้ดีกว่าวิธีเกาส์-ไซเดล อย่างไรก็ตามวิธีนิวตัน-ราฟสันสามารถลดทอนเป็นการคำนวณอย่างง่ายให้อยู่ในรูปของวิธีประมาณและวิธีกำลังไหลไฟตรงจากการเปรียบเทียบพบว่า วิธีกำลังไหลไฟตรงเป็นวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างง่ายช่วยให้การคำนวณสะดวกรวดเร็ว

นอกเหนือจากการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าข้างต้นข้างต้น Rana et al. (2014) และ Abdel-Akher (2012) ได้นำเสนอวิธีการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีกวาดย้อนกลับและกวาดไปข้างหน้าโดยมีรายละเอียดดังนี้

5) วิธีกวาดย้อนกลับและกวาดไปข้างหน้า (Backward/ Forward Sweep Method) เริ่มต้นจากการกำหนดค่าตัวแปรของแต่ละโหนดให้เป็นระบบต่อหน่วย จากนั้นคำนวณกระแสไฟฟ้าของช่วงสายป้อนตามกฎกระแสไฟฟ้าของเกออร์ชอฟด้วยขั้นตอนกวาดย้อนกลับ (Backward Sweep) ผลลัพธ์ของกระแสที่ได้จะถูกนำมาคำนวณแรงดันไฟฟ้าด้วยขั้นตอนกวาดไปข้างหน้า (Forward Sweep) และคำนวณวนซ้ำจนระดับแรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงน้อยกว่าค่าเกณฑ์ที่ยอมรับที่กำหนด ทั้งนี้สามารถแสดงการคำนวณแต่ละขั้นตอนได้ตามภาพที่ 2.19



Iteration until tolerant of $\max(V_{i,t} - V_{i,t-1}) < 0.0001, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$

ภาพที่ 2.19 แผนผังแสดงขั้นตอนการคำนวณย้อนกลับและก้าวไปข้างหน้า

5.1) การคำนวณย้อนกลับ ดำเนินการโดยการแปลงค่าตัวแปรให้เป็นระบบต่อหน่วย และกำหนดแรงดันไฟฟ้าทุกบัส (V_i) เท่ากับ 1 pu โดย i คือ ลำดับของบัส และ n คือ จำนวนของบัส จากนั้นคำนวณหากระแสไฟฟ้าที่จ่ายเข้าโหลดและกระแสไฟฟ้าในแต่ละช่วงสายป้อนตามกฎกระแสของเคอร์ชอฟฟ์ตามสมการระบบต่อหน่วยได้ตามสมการที่ (2-25) และ (2-26)

$$I_i = \left(\frac{S_i}{V_i} \right)^* \quad (2-25)$$

$$I_{(i,i+1)} = I_{i+1} + \sum I \text{ in Branch Emanating from Bus } i + 1 \quad (2-26)$$

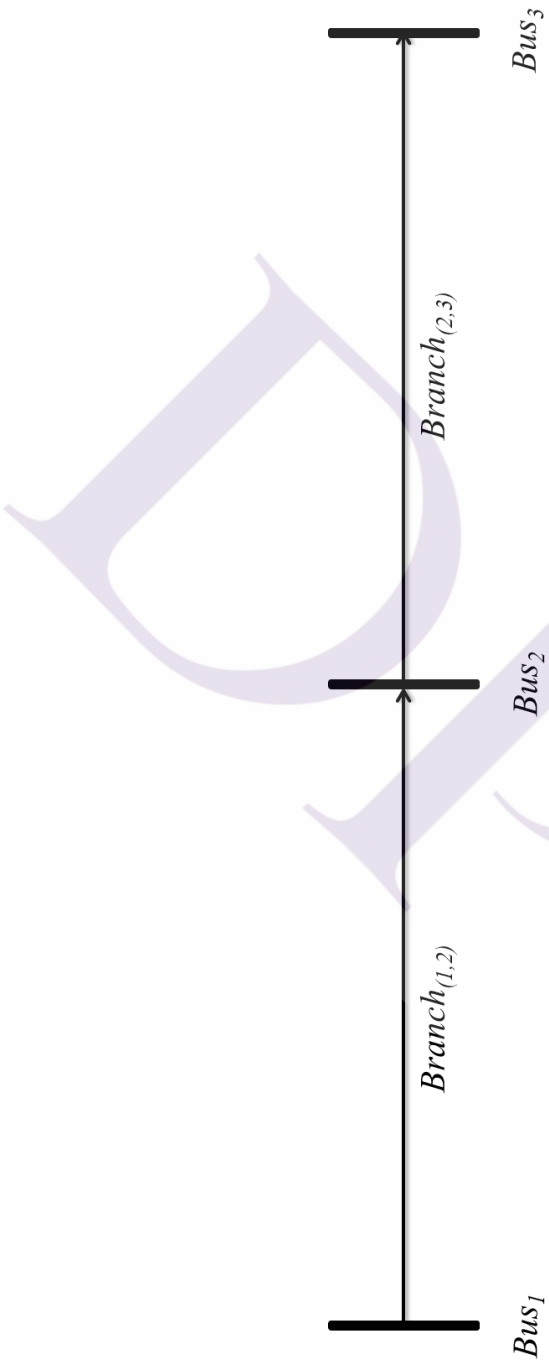
จากสมการที่ (2-25) I_i คือ กระแสไฟฟ้าที่จ่ายเข้าโหลดบัสที่ i ซึ่งมีหน่วยเป็นแอมแปร์ (A) โดยคำนวณได้จากสัดส่วนของกำลังโหลดกำลังไฟฟ้าปรากฏของบัสที่ i ตามเทอมของ S_i ที่มีหน่วยเป็นโวลต์แอมแปร์ (VA) หาคด้วยแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ i ตามเทอมของ V_i ซึ่งมีหน่วยเป็น pu จากนั้นคำนวณกระแสของแต่ละช่วงสายป้อนด้วยกฎเคอร์ชอฟฟ์ตามสมการที่ (2-26) โดยกระแสไฟฟ้าในแต่ละช่วงสายป้อนซึ่งมีหน่วยเป็นแอมแปร์ (A) ตามเทอมของ $I_{(i,i+1)}$ จะเท่ากับกระแสไฟฟ้าที่จ่ายเข้าโหลดของบัสที่ $i + 1$ บวกด้วยผลรวมของกระแสไฟฟ้าในแต่ละช่วงสายป้อนที่จ่ายจากบัสที่ $i + 1$

5.2) กวาดไปข้างหน้า โดยนำค่ากระแสไฟฟ้าของช่วงสายป้อนที่ได้มาคำนวณแรงดันไฟฟ้าตามสมการดังนี้

$$V_{i+1} = V_i - I_{(i,i+1)} Z_{(i,i+1)} \quad (2-27)$$

จากสมการที่ (2-27) V_{i+1} คือ แรงดันไฟฟ้าของบัสที่ $i + 1$ ซึ่งคำนวณโดยการนำแรงดันของบัสก่อนหน้าในเทอมของ V_i ลบด้วยแรงดันตกของในช่วงสายที่เชื่อมโยงระหว่างบัสที่ i และบัสที่ $i + 1$ ที่คำนวณจากกระแสไฟฟ้าในแต่ละช่วงสายคูณกับอิมพีแดนซ์ ซึ่งมีหน่วยเป็น pu ในช่วงสายเดียวกันตามเทอมของ $I_{(i,i+1)} Z_{(i,i+1)}$

5.3) การคำนวณวนซ้ำ หลังจากที่ได้ดำเนินการตามขั้นตอนที่ 5.2) จะแทนที่ค่ากระแสไฟฟ้าที่คำนวณไว้ก่อนหน้าด้วยผลลัพธ์ตามเทอมของ $I_{(i,i+1),t+1}$ โดยที่ $t + 1$ หมายถึงการคำนวณในรอบถัดไป จากนั้นดำเนินการวนซ้ำไปยังขั้นตอนที่ 5.1) ทั้งนี้เงื่อนไขการวนซ้ำจะต้องเป็นไปตามค่าเกณฑ์ที่ยินยอมซึ่งกำหนดซึ่งกำหนดซึ่งจากตัวอย่างกำหนดเกณฑ์ที่ยินยอมมีค่าเท่ากับ 0.0001 ค่าเกณฑ์ที่ยินยอมดังกล่าวได้มาจากการหาค่าสูงสุดของผลต่างระหว่าง V_i ทุกบัสในแต่ละรอบปัจจุบันคือ t กับรอบก่อนหน้าคือ $t - 1$



Step	$I_{(1,2)}$	V_2	$I_{(2,3)}$	V_3
Calculate Current in Branch (initial $V_i = 1 \text{ p.u.}$)	$I_{2,t} = \left(\frac{P_2 + jQ_2}{V_2} \right)^*$		$I_{3,t} = \left(\frac{P_3 + jQ_3}{V_3} \right)^*$	
Backward Step (iteration t)	$I_{(1,2),t} = I_{2,t} + I_{(2,3),t}$		$I_{3,t} = I_{(2,3),t}$	
Forward Step (iteration t)		$V_{2,t} = 1 - I_{(1,2),t} Z_{(1,2)}$		$V_{3,t} = V_{2,t} - I_{(2,3)} Z_{(2,3)}$
Calculate Current in Branch	$I_{2,t+1} = \left(\frac{P_2 + jQ_2}{V_{2,t}} \right)^*$		$I_{3,t+1} = \left(\frac{P_3 + jQ_3}{V_{3,t}} \right)^*$	
Backward Step (iteration $t+1$)	$I_{(1,2),t+1} = I_{2,t+1} + I_{(2,3),t+1}$		$I_{(2,3),t+1} = I_{3,t+1}$	
Forward Step (iteration $t+1$)		$V_{2,t+1} = 1 - I_{(1,2),t+1} Z_{(1,2)}$		$V_{3,t} = V_{2,t+1} - I_{(2,3)} Z_{(2,3)}$

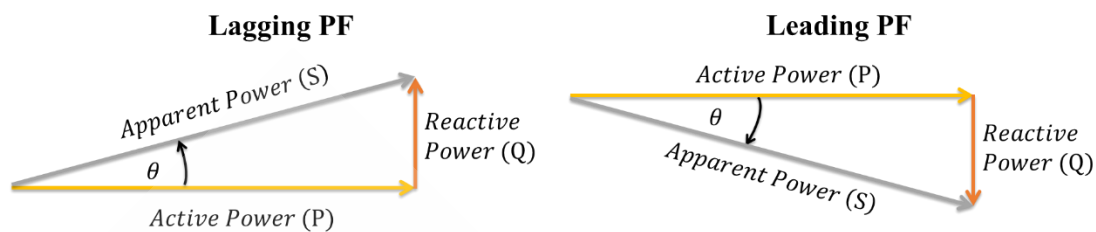
ภาพที่ 2.20 ตัวอย่างวิธีกวดย้อนกลับและกวดไปข้างหน้า

2.7.7 การคำนวณค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็นตัวแปรที่สำคัญในการวัดประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้า โดย EATON (2014) ได้อธิบายถึงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย กำลังไฟฟ้าแอกติฟ ซึ่งมีหน่วยเป็นวัตต์ (W) โดยเป็นกำลังไฟฟ้าที่สามารถเปลี่ยนแปลงให้อยู่ในรูปกำลังสำหรับใช้งาน ทั้งในรูปพลังงานกล ความร้อน และแสงสว่างจากการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าแอกติฟผ่านอุปกรณ์ไฟฟ้า ส่วนกำลังไฟฟารีแอกติฟซึ่งมีหน่วยเป็นวาร์ (VAR) เป็นกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการสร้างสนามแม่เหล็ก เพื่อการทำงานของอุปกรณ์ประเภท มอเตอร์ หม้อแปลง เป็นต้น กำลังไฟฟารีแอกติฟจะไม่สามารถเปลี่ยนแปลงในรูปพลังงานอื่นได้ ผลรวมทางเวกเตอร์ของกำลังไฟฟ้าแอกติฟและกำลังไฟฟารีแอกติฟจะอยู่ในรูปของกำลังไฟฟ้าปรากฏซึ่งมีหน่วยเป็นโวลท์แอมแปร์ (VA) ค่าตัวประกอบไฟฟ้าจะสามารถคำนวณจากสัดส่วนของกำลังไฟฟ้าแอกติฟต่อกำลังไฟฟ้าปรากฏโดยสามารถแสดงได้ตามสมการที่ (2-28)

$$\text{Power Factor (PF)} = \frac{\text{Active power (P)}}{\text{Apparent power (S)}} = \cos(\theta) \quad (2-28)$$

นอกจากวิธีข้างต้นยังสามารถคำนวณค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามหลักตรีโกณมิติ จากค่าโคซายน์ของมุมระหว่างกำลังไฟฟ้าแอกติฟและกำลังไฟฟ้าปรากฏ (มุม θ) ค่าตัวประกอบไฟฟ้าจะเป็นจำนวนจริงที่มีค่าสูงสุดเท่ากับ 1 หากค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1 หมายถึง ปริมาณกำลังไฟฟ้าแอกติฟเท่ากับกำลังไฟฟ้าปรากฏ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอาจเป็นได้ ทั้งแบบตามหลัง (Lagging) หรือแบบนำหน้า (Leading) โดยขึ้นอยู่กับโหลดรีแอกติฟ หากมีโหลดรีแอกติฟค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะเป็นแบบตามหลัง แต่กรณีมีการจ่ายโหลดรีแอกติฟเข้าสู่ระบบจากการทำงานของซิงโครนัสมอเตอร์หรือตัวเก็บประจุในปริมาณมากจะทำให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็นแบบนำหน้า ดังนั้นค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะแปรผันตามการปริมาณกำลังไฟฟ้าแอกติฟและรีแอกติฟ เช่น หากมีปริมาณกำลังไฟฟารีแอกติฟเกิดขึ้นสูงในขณะที่กำลังไฟฟ้าแอกติฟคงที่จะส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าลดต่ำลง

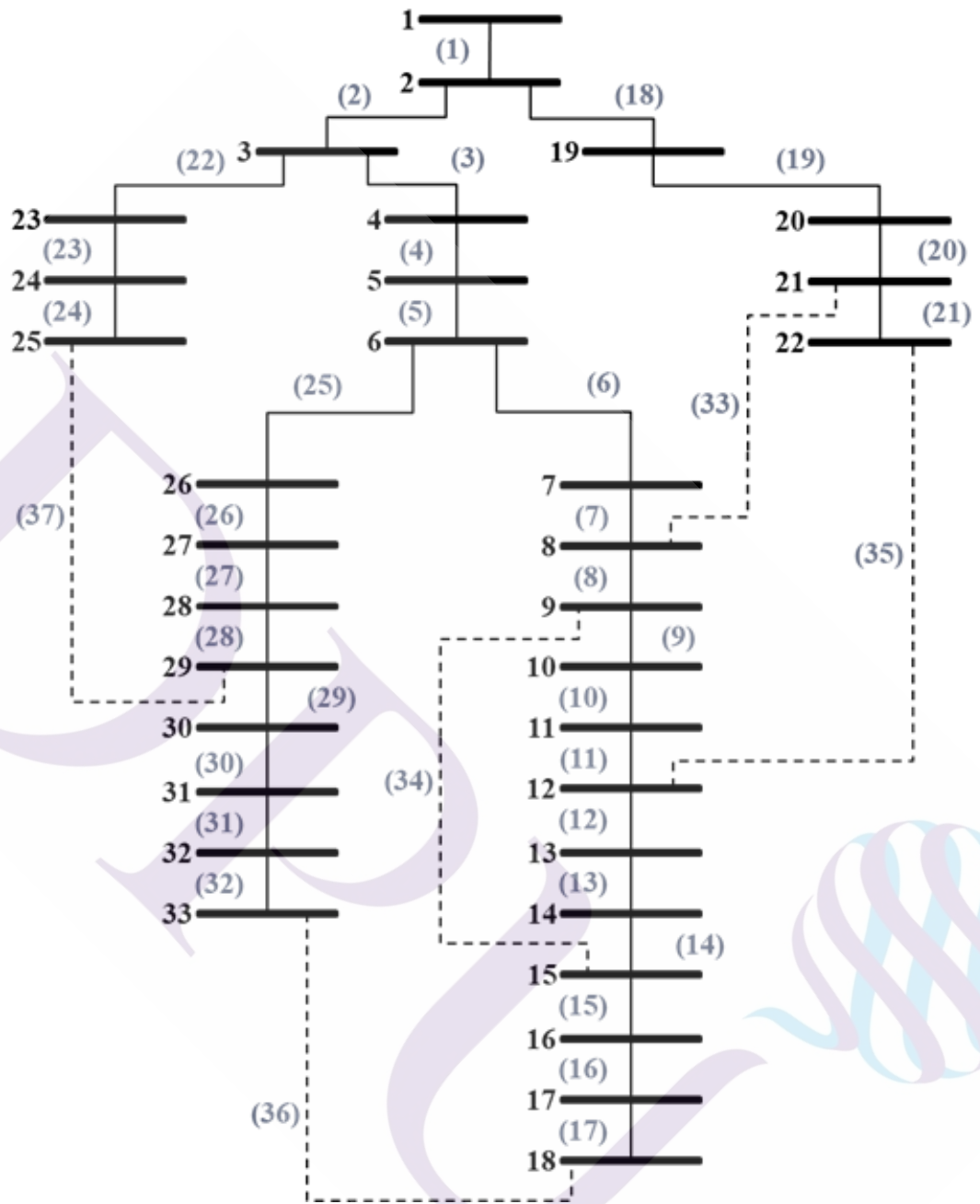


ภาพที่ 2.21 ตัวอย่างค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบล่าหลังและแบบนำหน้า

ผลเสียของค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่มีค่าน้อยจะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตไม่ถูกใช้อย่างเต็มประสิทธิภาพเนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจะถูกชดเชยไปกับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ดังนั้นการรักษาเสถียรภาพจ่ายไฟฟ้าจึงควรมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมเพื่อรักษาความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าและทำให้การผลิตไฟฟ้าตอบสนองการใช้งานได้อย่างแท้จริง สามารถลดต้นทุนการเพิ่มขนาดสายไฟฟ้าตลอดจนการสร้างสถานีไฟฟ้า

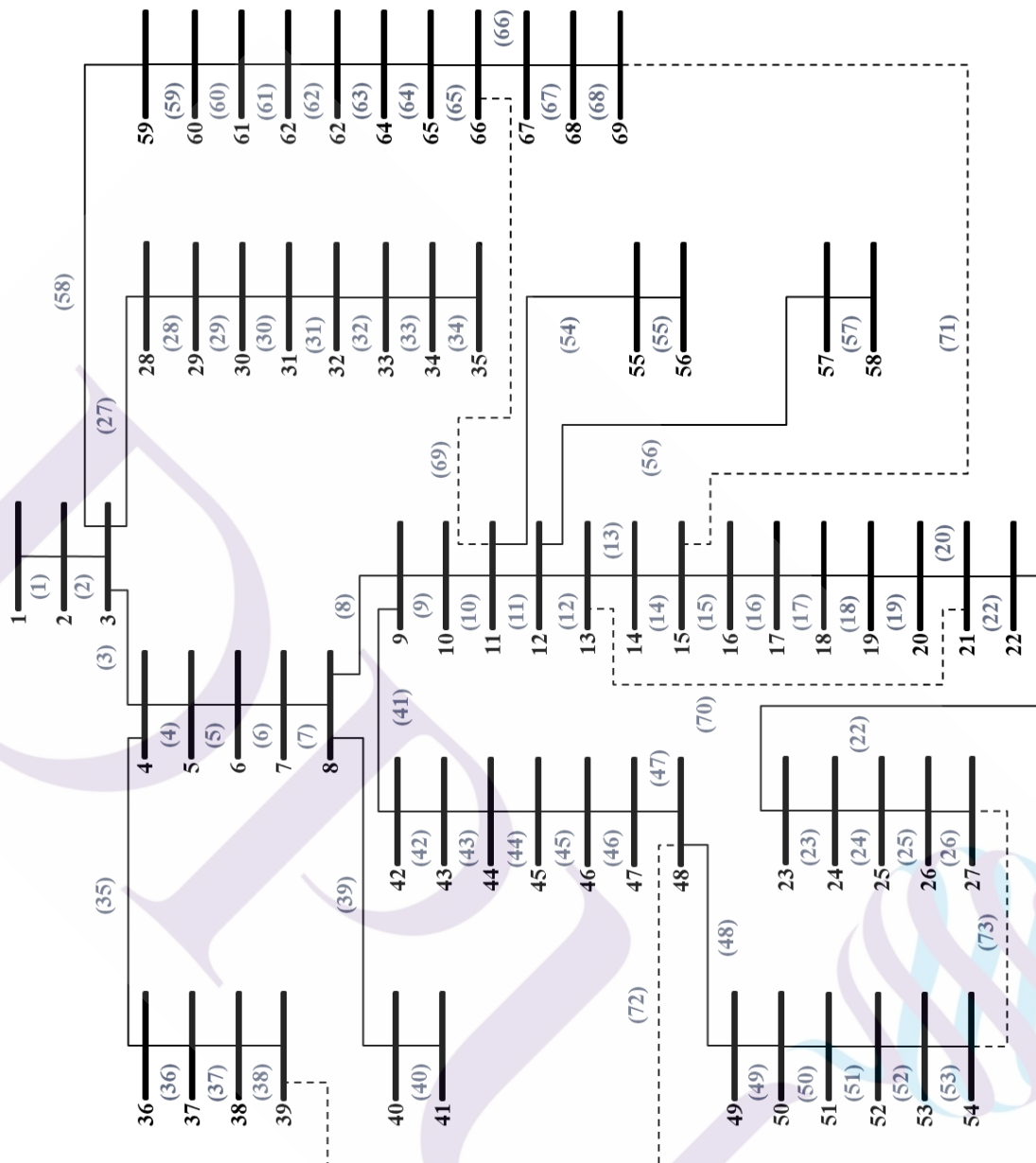
2.8 ระบบสำหรับทดสอบ

ระบบที่ใช้ในการทดลองนั้นเป็นระบบจำหน่ายระบบแรงดันประกอบด้วย ตัวแบบ บัสทดสอบ IEEE 33, 69 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 (31 บัส) คุณสมบัติของระบบจำหน่ายระบบแรงดันจะจ่ายไฟฟ้าจากแหล่งต้นทางเดียวไปยังบัสต่างๆ ด้วยการเชื่อมโยงของช่วงสายป้อนที่มีการติดตั้งสวิตช์ที่มีความสามารถในการปิด/เปิดวงจรประกอบด้วยสวิตช์ตัดตอนหรือสวิตช์ถ่ายโอน สวิตช์ดังกล่าวสามารถทำงานเพื่อปรับเปลี่ยนเส้นทางจ่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายหรือเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพระบบจำหน่ายให้ดีขึ้น ทั้งนี้สามารถแสดงระบบที่นำมาใช้ในการทดลองได้ตามภาพที่ 2.22 ถึง 2.24



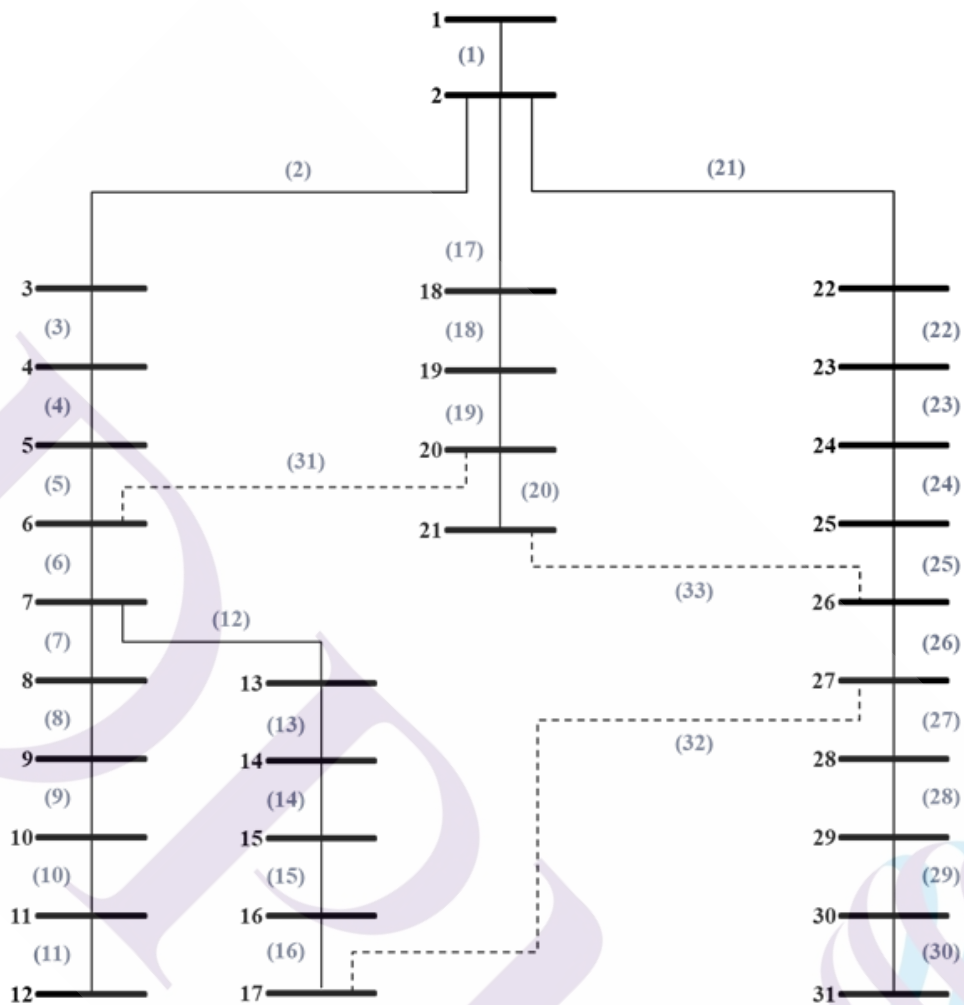
ภาพที่ 2.22 ตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ที่มา: Taher and Karimi (2014)



ภาพที่ 2.23 ตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

ที่มา: Taher and Karimi (2014)



ภาพที่ 2.24 ระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

ที่มา: วิชรพันธ์ โสมชั้นเงิน (2557)

ข้อมูลจากตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33, 69 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เป็นข้อมูลแบบคาบเวลาเดียวโดยแสดงได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 1 ถึง 3 ซึ่งมีข้อมูลประกอบด้วยโหลดและอิมพีแดนซ์ดังนี้

1) ข้อมูลโหลด เป็นโหลดรวมแบบ 3 เฟส ระบบสมดุล ประกอบด้วย โหลดแอกติฟ ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) และ โหลดรีแอกติฟ ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวาร์ (kVAR)

2) ข้อมูลอิมพีแดนซ์ เป็นอิมพีแดนซ์แบบต่อเฟส ประกอบด้วย รีซิสแตนซ์ และรีแอกแตนซ์ ซึ่งมีหน่วยเป็นโอห์ม (Ohm)

2.9 สรุปผลการทบทวนวรรณกรรม

จากการศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องที่แก้ไขปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียและปัญหาแรงดันตก สามารถสรุปได้ตามประเด็นดังนี้

1) แนวทางการแก้ปัญหา จากวัตถุประสงค์ของการแก้ปัญหาในระบบจำหน่ายระบบเรเดียลสามารถใช้วิธีจัดเรียงสายป้อนด้วยการประยุกต์การหาระยะทางที่สั้นที่สุดตามวิธีการฟ โดยกำหนดค่าน้ำหนักของกราฟด้วยตัวแปรทางไฟฟ้า นอกจากนั้นเนื่องจากในระบบจำหน่ายมีการติดตั้ง PV-DG จำนวนมาก ดังนั้นการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการแก้ปัญหาซึ่งทำได้โดยการใช้ขั้นตอนวิธีการเมตาฮิวริสติก ทั้งนี้การคำนวณตัวแปรทางไฟฟ้าต้องใช้การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าร่วมเป็นส่วนหนึ่งของขั้นตอนในการทดลอง

2) การออกแบบการทดลอง สามารถกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมซึ่งจะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าปรับเพิ่มสูงขึ้น อย่างไรก็ตามในการทดลองต้องกำหนดข้อจำกัดด้วยค่าตัวแปรทางไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง เช่น พิกัดแรงดันไฟฟ้า พิกัดกระแสไฟฟ้า ขนาดของ PV-DG เป็นต้น

3) ระบบที่ใช้ในการทดลอง สามารถใช้ตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 69 เพื่อเป็นเกณฑ์สำหรับเปรียบเทียบผลลัพธ์กับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง รวมถึงสามารถใช้ระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เพื่อทดสอบผลของการพัฒนาวิธีแก้ปัญหาเพื่อให้สอดคล้องกับระบบจำหน่ายในประเทศไทย ทั้งนี้ควรปรับเปลี่ยนข้อมูลไหลจากข้อมูลแบบคาบเวลาเดียวให้เป็นข้อมูลไหลแบบต่อเนื่องที่แปรผันตามเวลาสำหรับจัดเรียงสายป้อนให้สอดคล้องกับสถานะการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

4) การประเมินผลการทดลอง สามารถเปรียบเทียบผลลัพธ์ด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ต้นทุนในที่เกิดจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย จำนวนรอบและเวลาการประมวลผลผู้เข้าสู่คำตอบ เป็นต้น

จากการศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องสามารถสรุปแนวทางการแก้ปัญหา คือการพัฒนาขั้นตอนวิธีจัดเรียงสายป้อนที่สามารถประมวลผลผู้เข้าสู่คำตอบได้รวดเร็วเหมาะสมต่อการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติแบบทันที ภายใต้การตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติ ส่วนการแก้ปัญหาด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมจะพบว่า PV-DG ที่เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายมักจะติดตั้งแบบคงที่ ดังนั้นจึงเป็นวิธีแก้ปัญหาสำหรับการติดตั้ง PV-DG แหล่งใหม่

ซึ่งในงานวิจัยจึงทดลองตามประเด็นดังกล่าวเพื่อใช้พัฒนาเป็นตัวแบบระบบจำหน่าย นอกจากนี้ในด้านข้อมูลสำหรับการทดลองควรอ้างอิงข้อมูลจริงในอดีตและควรปรับช่วงความถี่คาบเวลาของข้อมูลให้เหมาะสมเพื่อวิเคราะห์ผลลัพธ์ของการทดลองได้อย่างมีประสิทธิภาพ



บทที่ 3

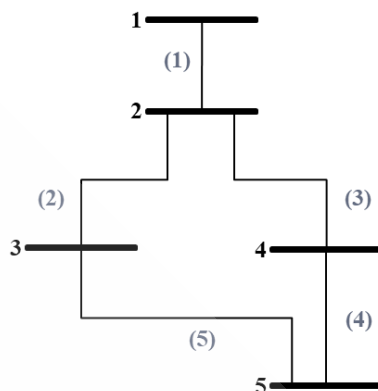
การพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อนแบบ HBSM

การแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียและปัญหาแรงดันตกด้วยวิธีการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติจำเป็นต้องอย่างยิ่งที่จะต้องจัดเรียงสายป้อนด้วยข้อมูลโหลดในแต่ละคาบเวลาที่มีความต่อเนื่องดังนั้นคุณสมบัติของวิธีการจัดเรียงสายป้อนที่ใช้ในการแก้ปัญหาจะต้องสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เหลือน้อยที่สุดภายใต้การประมวลผลที่รวดเร็ว ดังนั้นเนื้อหางานวิจัยในบทนี้จึงเป็นการพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อนที่มีคุณสมบัติข้างต้นด้วยการประยุกต์ใช้ขั้นตอนวิธีการหาระยะทางที่สั้นที่สุดตามวิธีกราฟ โดยมีรายละเอียดดังนี้

3.1 บทนำ

จากการศึกษาถึงปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียซึ่งพบงานวิจัยจำนวนมากที่แก้ปัญหาโดยการจัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธีที่หลากหลาย ผลจากวิเคราะห์ถึงวิธีการแก้ปัญหาพบว่าวิธีที่สามารถหาคำตอบที่ดีที่สุดเป็นกลุ่มของวิธีการเมตาฮีวิริสติก หากแต่ต้องใช้เวลามากในการประมวลผลเข้าสู่คำตอบ ในทางตรงกันข้ามการแก้ปัญหาด้วยวิธีกราฟจะใช้เวลาหาคำตอบที่น้อยกว่าแต่อาจไม่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุด ดังนั้นเพื่อให้สามารถแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ตรงตามวัตถุประสงค์ด้วยการจัดเรียงสายป้อนแบบทันทีตามข้อมูลที่แปรผันตามเวลา งานวิจัยนี้จึงพัฒนาวิธีสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนแบบผสมผสาน (HBSM) โดยนำขั้นตอนวิธีไค์สตราซึ่งเป็นการหาระยะทางที่สั้นที่สุดของกราฟมาพัฒนาให้สามารถสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมให้เหลือน้อยที่สุด นอกจากนั้นยังได้ทดลองกับระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เพื่อให้การจัดเรียงสายป้อนสอดคล้องกับระบบจำหน่ายของประเทศไทย

ในการจัดเรียงสายป้อนนั้นเป็นการกำหนดเส้นทางในการจ่ายไฟฟ้าซึ่งในระบบจำหน่ายจะมีการติดตั้งสวิตช์ในแต่ละช่วงสายป้อนที่มีคุณสมบัติในการปิด/เปิดการทำงานเพื่อเปลี่ยนเส้นทางจ่ายไฟฟ้ากรณีกำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการหรือเกิดไฟฟ้าดับ นอกจากนั้นการจัดเรียงสายป้อนจึงเป็นการเลือกช่วงสายป้อนที่มีผลโดยตรงต่อการเปลี่ยนแปลงของปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ทั้งนี้สามารถแสดงความแตกต่างของการจัดเรียงสายป้อนแต่ละแบบด้วยระบบจำลอง 5 บัส ได้ดังนี้



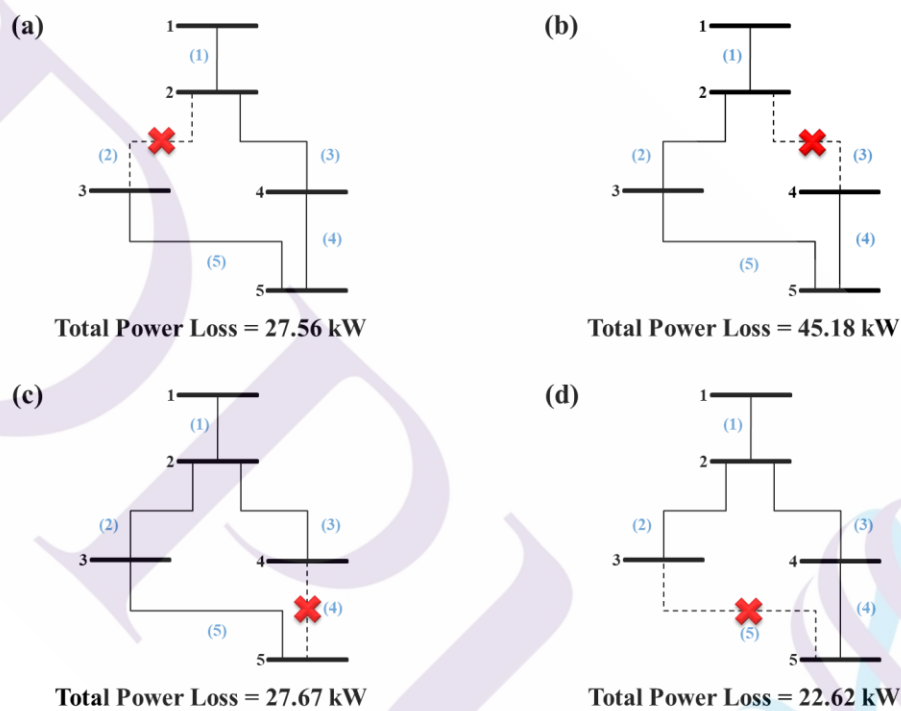
ภาพที่ 3.1 ระบบจำลอง 5 บัส

จากภาพที่ 3.1 แสดงถึง ระบบจำลอง 5 บัส โดยเป็นระบบจำหน่ายที่ประกอบด้วย 5 บัส 5 ช่วงสายป้อน เพื่อแสดงให้เห็นถึงความแตกต่างของการจัดเรียงสายป้อนแต่ละแบบจึงทดลอง ปิด/เปิดวงจรในรูปแบบต่างๆ โดยกำหนดข้อมูลโหลดในแต่ละบัสแบบ 3 เฟส ซึ่งประกอบด้วย โหลดแอกทีฟโดยมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) และโหลดรีแอกทีฟโดยมีหน่วยเป็นกิโลวาร์ (kVAR) รวมถึงกำหนดค่าความอิมพีแดนซ์ต่อเฟสของแต่ละช่วงสายป้อนประกอบด้วย รีซิสแตนซ์ และรีแอกแตนซ์โดยมีหน่วยเป็นโอห์ม (Ohm) ตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลของระบบจำลอง 5 บัส

ช่วงสาย ป้อน	บัสส่ง	บัสรับ	โหลดแอกทีฟ (kW)	โหลดรีแอกทีฟ (kVAR)	รีซิสแตนซ์ (Ohm)	รีแอกแตนซ์ (Ohm)
(1)	1	2	600.00	400.00	0.5	0.5
(2)	2	3	500.00	200.00	1.6	1.6
(3)	3	5	400.00	200.00	0.5	0.5
(4)	3	4	500.00	200.00	0.5	0.5
(5)	4	5	400.00	200.00	0.5	0.5

เมื่อวิเคราะห์ระบบจำลอง 5 บัส จะพบว่า สามารถจัดเรียงสายป้อนได้ 4 แบบ ได้แก่ การเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (2), (3), (4) และ (5) ทั้งนี้เมื่อวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส จากจัดเรียงสายป้อนทั้ง 4 แบบ โดยกำหนดกำลังไฟฟ้าปรากฏฐานแบบ 3 เฟส ($MVA_{3\phi}$ base) เท่ากับ 5 เมกะวัตต์แอมแปร์ (MVA) และแรงดันไฟฟ้าฐานระหว่างสาย (kV_{LL} base) เท่ากับ 22 กิโลโวลต์ (kV) จะสามารถแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ตามภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3.2 ผลการจัดเรียงสายป้อนแต่ละแบบจากระบบจำลอง 5 บัส

จากภาพข้างต้นพบว่า การจัดเรียงสายป้อนแต่ละแบบจะส่งผลให้เกิดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่แตกต่างกัน ทั้งนี้การจัดเรียงสายป้อนตามภาพ 3.2(d) ซึ่งเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (5) จะมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมน้อยที่สุดเท่ากับ 22.62 kW จากการเปรียบเทียบการจัดเรียงสายป้อนทั้ง 4 แบบ แสดงให้เห็นว่า การเลือกช่วงสายป้อนเพื่อกำหนดเป็นเส้นทางจ่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกันจะทำให้กระแสไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงสายป้อนเปลี่ยนแปลง ดังนั้นหากสามารถจัดเรียงสายป้อนให้เหมาะสมจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจำหน่ายลดลง อย่างไรก็ตามในระบบจำหน่ายประกอบด้วย การเชื่อมโยงของบัส

และช่วงสายป้อนจำนวนมาก การจัดเรียงสายป้อนที่มีประสิทธิภาพนั้นจึงทำได้ยาก และจากการศึกษาถึงการควบคุมระบบการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพบว่า การจัดเรียงสายป้อนจะต้องใช้ความชำนาญของผู้ปฏิบัติงานจำลองสับเปลี่ยนการเชื่อมโยงเพื่อหาความเหมาะสมของเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าตามวัตถุประสงค์การจ่ายไฟฟ้าในแต่ละกรณี ดังนั้นการแก้ปัญหาการจ่ายไฟฟ้าสูญเสียด้วยการจัดเรียงสายป้อนจึงมีความท้าทายต่อการแก้ไขให้เกิดประสิทธิผล ทั้งนี้เมื่อศึกษาถึงงานวิจัยที่แก้ปัญหาการจ่ายไฟฟ้าสูญเสียด้วยการจัดเรียงสายป้อนพบว่า มีงานวิจัยจำนวนมากที่ศึกษาและแก้ปัญหาดังกล่าว โดยสามารถแสดงตามกลุ่มของขั้นตอนวิธีได้ตามตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ขั้นตอนวิธีในการจัดเรียงสายป้อนจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ขั้นตอนวิธี	งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
1. ขั้นตอนวิธีกลุ่มอนุภาค (PSO)	Flaih et al. (2016); Tuladhar et al. (2016); Sayadi et al. (2015); Chu and Tsai (2013); Amanulla et al. (2012); Khalil and Gorpinich (2012)
2. ขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม (GA)	Duan, Ling et al. (2015); Esmailian and Fadaeinedjad (2015); Taher and Karimi (2014); Andervazh et al. (2013); Zhu (2002)
3. ขั้นตอนวิธีค้นหาความบรรสาน (HS)	Reddy and Kumar (2015); Rao et al. (2013)
4. ขั้นตอนวิธีฝูงมด (ACO)	Shokouhi and Shojaian (2015); Tolabi et al. (2015); Pardhavi and Poorna (2014); Swarnkar et al. (2011)
5. ขั้นตอนวิธีแบบกราฟ (Graph-based Algorithm)	Baran and Wu (1989); Jha and Vidyasagar (2013); Nguyen et al. (2012); Kimori (2010)

จากวัตถุประสงค์ของการวิจัยที่มุ่งการแก้ปัญหาด้วยการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติตามข้อมูลที่แปรผันตามเวลา บนพื้นฐานของความสามารถปรับเปลี่ยนการทำงานของสวิตช์แบบทันทีด้วยเทคโนโลยี DAS ดังนั้นจึงจำเป็นต้องเลือกขั้นตอนวิธีที่สามารถหาคำตอบที่ดีที่สุดภายใต้การประมวลผลที่รวดเร็ว ผลการศึกษาดังกล่าวจึงชี้แนะสู่แนวทางแก้ปัญหาโดยวิธีกราฟด้วยการหาระยะทางที่สั้นที่สุดจากการกำหนดค่าน้ำหนักของกราฟด้วยกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และจากการศึกษาถึงขั้นตอนวิธีหาระยะทางที่สั้นที่สุดพบว่ามีคุณสมบัติที่แตกต่างกัน (Cherkassky et al., 2009) ซึ่งสามารถแสดงได้ตามตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 การเปรียบเทียบคุณสมบัติของขั้นตอนวิธีการหาระยะทางที่สั้นที่สุด

ขั้นตอนวิธี	ประเภทกราฟ	แหล่งต้นทาง	ความซับซ้อนในการประมวลผล
Dijkstra	Directed / Undirected	Single	$O(V^2)$
Bellman-Ford	Directed	Single	$O(VE)$
Floyd-Warshall	Directed	All Pairs	$O(V^3)$
Johnson	Directed / Undirected	All Pairs	$O(V^2 \log V + VE)$

หมายเหตุ. V คือ โหนด (Vertex) และ E คือ เส้นเชื่อม (Edge)

ขั้นตอนวิธีการหาระยะทางที่สั้นที่สุดที่ได้รับความนิยมประกอบด้วย ขั้นตอนวิธีแบบไดจ์สตรา (Dijkstra) เบลล์แมนฟอร์ด (Bellman-Ford) ฟลอยด์วอร์แชล (Floyd-Warshall) และจอห์นสัน (Johnson) การเลือกขั้นตอนวิธีที่เหมาะสมสำหรับนำไปใช้พัฒนาแก้ปัญหาได้พิจารณาจากคุณสมบัติของกราฟแต่ละด้านดังนี้

1) ประเภทของกราฟ (Graph Type) การจ่ายไฟฟ้าจะต้องกำหนดทิศทางการไหลกำลังไฟฟ้า ดังนั้นหากเปรียบเทียบกับประเภทของกราฟแล้วจะเป็นกราฟแบบมีทิศทาง (Directed) ซึ่งขั้นตอนวิธีทั้ง 4 แบบ มีคุณสมบัติที่เหมาะสม

2) แหล่งต้นทางของกราฟ (Source of Graph) ในระบบจำหน่ายวงจรระบบเรเดียลนั้นมีแหล่งต้นทางแบบแหล่งเดียว ดังนั้นขั้นตอนวิธีแบบไดจ์สตราและเบลล์แมนฟอร์ดซึ่งเป็นวิธีการหาระยะทางที่สั้นที่สุดแบบแหล่งต้นทางเดียว (Single Source) จึงเป็นขั้นตอนวิธีที่เหมาะสม

3) ความซับซ้อนในการประมวลผล (Complexity) การเปรียบเทียบความซับซ้อนในการประมวลผลระหว่างขั้นตอนวิธีแบบไดจ์สตราและเบลล์แมนฟอร์ดพบว่า ขั้นตอนวิธีแบบไดจ์สตรามีความซับซ้อนของการประมวลผลที่น้อยกว่า เนื่องจากกราฟจะมีจำนวนเส้นเชื่อมมากกว่าจำนวนโหนด

จากการเปรียบเทียบจึงเลือกขั้นตอนวิธีไดจ์สตราสำหรับนำมาพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อน อย่างไรก็ตามยังคงต้องปรับปรุงเพิ่มเติมให้สามารถปรับเปลี่ยนค่าน้ำหนักของกราฟให้เป็นตัวแปรด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย อีกทั้งเมื่อเกิดการปรับเปลี่ยนการเชื่อมโยงของเส้นทางจะทำให้ค่าตัวแปรทางไฟฟ้าทั้งหมดเปลี่ยนแปลงตาม ดังนั้นจึงต้องพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อน

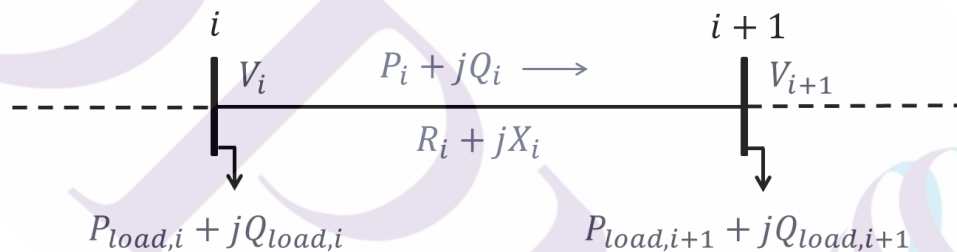
ให้สามารถสร้างรุ่นคำตอบสำหรับนำมาประมวลผลวนซ้ำ เปรียบเทียบ และปรับปรุงค่าน้ำหนักของกราฟให้ถูกต้อง เพื่อจัดเรียงสายป้อนได้ตามวัตถุประสงค์

3.2 การพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อน

การพัฒนาที่มีขั้นตอนประกอบด้วย การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ จากนั้นพัฒนาขั้นตอนวิธีจัดเรียงสายป้อนด้วยตัวแบบ巴士ทดสอบ IEEE 33, 69 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 โดยมีรายละเอียดดังนี้

3.2.1 การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์

โครงสร้างระบบจำหน่ายระบบเรเดียลนั้นมีการเชื่อมโยงระหว่าง巴士ด้วยช่วงสายป้อน แต่ละ巴士จะมีการเชื่อมโยงของโหลดแอกติฟและโหลดรีแอกติฟ แต่ละช่วงสายป้อนจะมีอิมพีแดนซ์ประกอบด้วย รีซิสแตนซ์และรีแอกแตนซ์ ทั้งนี้สามารถแสดงตัวอย่างของการเชื่อมโยงระหว่าง巴士ด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวได้ตามภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3.3 ตัวอย่างไดอะแกรมเส้นเดียวของการเชื่อมโยงระหว่าง巴士

ที่มา: Duan et al. (2015)

จากภาพข้างต้นแสดงถึงตัวอย่างระบบจำหน่ายวงจระบบเรเดียลโดยมีการเชื่อมโยงระหว่าง巴士ด้วยช่วงสายป้อนจาก巴士ส่ง i ไปยัง巴士รับ $i + 1$ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายจาก巴士 $i + 1$ จะเท่ากับกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจาก巴士 i ลบด้วยกำลังไฟฟ้าสูญเสียของช่วงสายป้อนที่จ่ายจาก巴士 i และโหลดของ巴士 $i + 1$ ทั้งนี้สามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าแอกติฟที่จ่ายจาก巴士 $i + 1$ ด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ได้ตามสมการที่ (3-1)

$$P_{i+1} = P_i - P_{loss,i} - P_{load,i+1} \quad (3-1)$$

จากสมการที่ (3-1) P_{i+1} หมายถึง กำลังไฟฟ้าแอกติฟที่จ่ายจากบัส $i + 1$ ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) โดยจะเท่ากับกำลังไฟฟ้าที่แอกติฟที่จ่ายออกจากบัส i ลบด้วย กำลังไฟฟ้าแอกติฟสูญเสียของช่วงสายป้อนที่จ่ายจากบัส i ตามเทอมของ $P_{loss,i}$ จากนั้นลบด้วย โหลดแอกติฟของบัส $i + 1$ ตามเทอมของ $P_{load,i+1}$ จากสมการจะพบว่า กำลังไฟฟ้าที่จ่าย จากบัสส่งไปยังบัสรับนั้นเกิดความสูญเสียเปล่าในรูปแบบของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ทั้งนี้สามารถคำนวณ กำลังไฟฟ้าสูญเสียดังกล่าวด้วยสมการคณิตศาสตร์ได้ตามสมการที่ (3-2)

$$P_{loss,i} = R_i \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \right) \quad (3-2)$$

จากสมการที่ (3-2) $P_{loss,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าแอกติฟสูญเสียของช่วงสายป้อนที่จ่ายจากบัส i โดยคำนวณจากการนำค่ารีซิสแตนซ์ของช่วงสายป้อนที่จ่ายออกจากบัส i ตามเทอมของ R_i คูณกับเทอมกำลังสองของกำลังไฟฟ้าแอกติฟที่จ่ายจากบัส i บวกกับกำลังสองของกำลังไฟฟ้า รีแอกติฟที่จ่ายจากบัส i หารด้วยกำลังสองของค่าสัมบูรณ์ของแรงดันไฟฟ้าในบัส i ดังนั้น จากเป้าหมายในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียจึงสามารถกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยสมการ ทางคณิตศาสตร์ได้ตามสมการที่ (3-3)

$$\text{Minimize } P_{Tloss} = \sum_{i=1}^{n-1} R_i \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \right) \quad (3-3)$$

จากสมการที่ (3-3) แสดงถึงฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในหาค่าตอบที่น้อยที่สุดของ P_{Tloss} โดยเป็นผลรวมของกำลังไฟฟ้าแอกติฟสูญเสียของทุกช่วงสายป้อน โดยที่ n คือ จำนวนบัสทั้งหมด ในระบบจำหน่าย นอกจากนั้นการจัดเรียงสายป้อนยังได้กำหนดข้อจำกัดประกอบด้วย

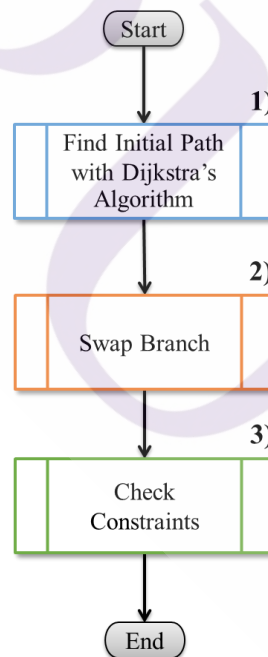
$$V^{min} \leq |V_i| \leq V^{max} \quad (3-4)$$

$$|I_i| \leq I_i^{max} \quad (3-5)$$

จากสมการที่ (3-4) กำหนดให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัสจะต้องอยู่ระหว่างขอบเขตระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดและสูงสุดที่กำหนดตามเทอมของ V^{min} และ V^{max} ตามลำดับ และจากสมการที่ (3-5) ขนาดของกระแสไฟฟ้าของช่วงสายป้อนที่จ่ายออกจากแต่ละบัส ต้องไม่เกินพิกัดกระแสไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละช่วงสายป้อนที่กำหนดตามเทอมของ I_i^{max}

3.2.2 การพัฒนา HBSM

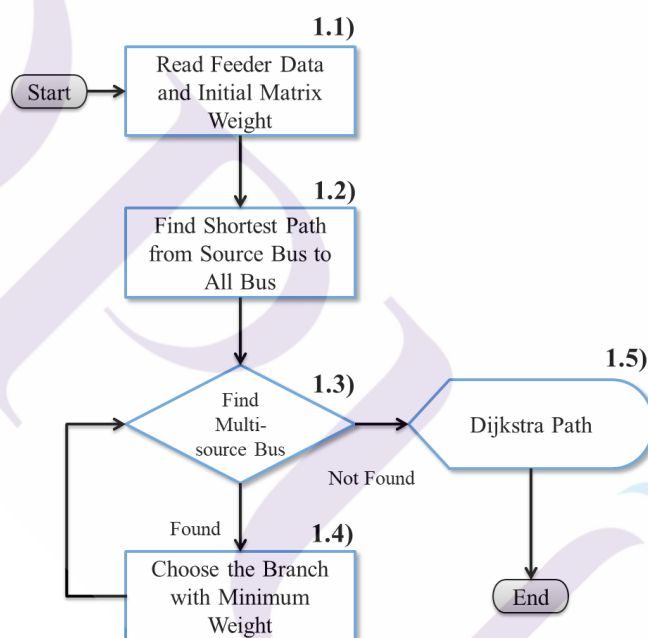
การพัฒนา HBSM เป็นการประยุกต์ขั้นตอนวิธีไดจ์สตราเพื่อหาระยะทางที่สั้นที่สุด โดยกำหนดค่าน้ำหนักของกราฟด้วยกำลังไฟฟ้าสูญเสียและนำมาหาระยะทางที่สั้นที่สุด เพื่อจัดเตรียมเป็นเส้นทางจ่ายไฟฟ้าเริ่มต้น จากนั้นคำนวณและปรับปรุงค่าน้ำหนักของกราฟด้วยกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้จากการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า เพื่อเข้าสู่ขั้นตอนการสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนการสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนโดยเป็นการจำลองเส้นทางจ่ายไฟฟ้าและเลือกเส้นทางที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้มากกว่าเส้นทางปัจจุบัน นอกจากนี้ขั้นตอนวิธีที่พัฒนาขึ้นได้ออกแบบให้สามารถตรวจสอบข้อจำกัดของตัวแปรทางไฟฟ้า หากตัวแปรผลลัพธ์จากการจัดเรียงสายป้อนไม่เป็นไปตามข้อจำกัดตามสมการที่ (3-4) และ (3-5) ขั้นตอนวิธีจะคำนวณหาบัสที่มีโหลดน้อยที่สุดเพื่อตัดบัสดังกล่าวออก ในทางปฏิบัติการคือการโอนถ่ายโหลดไปเชื่อมโยงยังวงจรอื่น ทั้งนี้สามารถอธิบายขั้นตอนการพัฒนา HBSM ได้ตามภาพที่ 3.4



ภาพที่ 3.4 แผนผังแสดงขั้นตอน HBSM

รายละเอียดการพัฒนา HBSM สามารถอธิบายควบคู่ด้วยระบบจำลอง 5 บัส โดยกำหนดข้อมูลระบบจำหน่ายตามตารางที่ 3.1 และวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส โดยกำหนดกำลังไฟฟ้าฐานแบบ 3 เฟส เท่ากับ 5 MVA แรงดันไฟฟ้าฐานระหว่างสาย เท่ากับ 22 kV นอกจากนี้ได้กำหนดข้อจำกัดประกอบด้วยพิกัดกระแสไฟฟ้าสูงสุดแต่ละช่วงสายป้อนเท่ากับ 520 A ซึ่งเป็นพิกัดกระแสสูงสุดสำหรับสายขนาด 185 ตร.มม. (วิชรพันธ์ โสมขันเงิน, 2557) กำหนดพิกัดระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเท่ากับ 20.90 kV (0.95 Per-unit (pu)) และพิกัดระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 23.10 kV (1.05 pu) (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559) โดยสามารถอธิบายรายละเอียดในแต่ละขั้นตอนได้ดังนี้

1) การหาเส้นทางเริ่มต้นด้วยขั้นตอนวิธีไดจ์สตรา (Find Initial Path with Dijkstra's Algorithm) ซึ่งสามารถแสดงขั้นตอนย่อได้ตามภาพที่ 3.5



ภาพที่ 3.5 แผนผังแสดงขั้นตอนย่อการหาเส้นทางเริ่มต้นด้วยขั้นตอนวิธีไดจ์สตรา

1.1) นำเข้าข้อมูลระบบจำหน่ายและสร้างเมตริกซ์ค่าน้ำหนัก (Read Feeder Data and Initial Matrix Weight) โดยนำเข้าข้อมูลระบบจำหน่ายประกอบด้วย บัสส่ง บัสรับ การเชื่อมโยงของบัส โหลดแอกติฟ โหลดรีแอกติฟ รีซิสแตนซ์ และรีแอกแตนซ์ โดยสามารถแสดงข้อมูลดังกล่าวเรียงตามลำดับคอลัมน์ตามภาพที่ 3.6

	1	2	3	4	5	6	7
1	1	2	0	600	400	0.5000	0.5000
2	2	1	0	0	0	0.5000	0.5000
3	2	3	0	500	200	1.6000	1.6000
4	2	4	0	500	200	0.5000	0.5000
5	3	2	0	600	400	1.6000	1.6000
6	3	5	0	400	200	0.5000	0.5000
7	4	2	0	600	400	0.5000	0.5000
8	4	5	0	400	200	0.5000	0.5000
9	5	3	0	500	200	0.5000	0.5000
10	5	4	0	500	200	0.5000	0.5000

ภาพที่ 3.6 ข้อมูลระบบจำหน่ายของระบบจำลอง 5 บัส

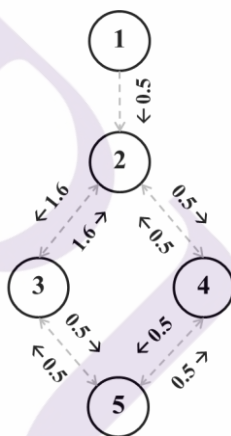
จากภาพข้างต้นการเชื่อมโยงของบัสจะแสดงด้วยบัสส่งและบัสรับด้วยข้อมูลในคอลัมน์ที่ 1 และ 2 ตามลำดับ สถานะการเชื่อมโยงจะถูกกำหนดในคอลัมน์ที่ 3 ซึ่งมีค่าเป็นจำนวนเต็มเท่ากับ 0 หรือ 1 หากมีค่าเป็น 0 หมายถึง ช่วงสายป้อนระหว่างบัสไม่มีการเชื่อมโยงหรือไม่ถูกเลือกเป็นเส้นทางจ่ายไฟฟ้า แต่หากมีการเชื่อมโยงค่าดังกล่าวจะถูกกำหนดให้เท่ากับ 1 รูปแบบการเชื่อมระหว่างบัสแบบมีทิศทางทั้งไปและกลับ ตัวอย่างเช่น หากกำหนดการเชื่อมโยงจากบัสส่งที่ 3 ไปยังบัสรับที่ 4 แล้ว ต้องกำหนดการเชื่อมโยงจากบัสส่งที่ 4 ไปยังบัสรับที่ 3 ควบคู่เพื่อให้เกิดทิศทางการจ่ายไฟฟ้าตรงตามความเป็นจริง นอกจากนี้ยังมีตัวแปรของช่วงสายป้อนประกอบด้วย รีซิสแตนซ์และรีแอคแตนซ์ซึ่งแสดงในคอลัมน์ที่ 6 และ 7 ตามลำดับ ทั้งนี้ โหลดในแต่ละบัสที่นำมาคำนวณจะถูกกำหนดจากบัสรับด้วยข้อมูลในคอลัมน์ที่ 4 และ 5 ตามลำดับตัวอย่างเช่น ในแถวที่ 3 และแถวที่ 9 เป็นข้อมูลช่วงสายป้อนที่มีบัสรับคือบัสที่ 3 ดังนั้นในบัสที่ 3 จะมีโหลดแอกติฟเท่ากับ 500.00 kW และโหลดรีแอคทีฟเท่ากับ 200.00 kW เป็นต้น

ขั้นตอนถัดไปเป็นการสร้างเมตริกซ์ค่าน้ำหนักของกราฟซึ่งมีจำนวนแถวและจำนวนคอลัมน์เท่ากับจำนวนบัสทั้งหมด โดยลำดับของแถวคือลำดับของบัสส่งและลำดับของคอลัมน์คือลำดับของบัสรับ ค่าน้ำหนักของกราฟจะถูกกำหนดจากปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียของแต่ละช่วงสายป้อน ค่าน้ำหนักเริ่มต้นจะถูกคำนวณโดยกำหนดค่ากระแสไฟฟ้าของทุกช่วงสายป้อนเท่ากับ 1 และเมื่อพิจารณาจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ (3-3) ผลลัพธ์ของค่าน้ำหนักเริ่มต้นจะเท่ากับค่ารีซิสแตนซ์ของช่วงสายป้อนนั้น โดยแสดงเมตริกซ์ค่าน้ำหนักเริ่มต้นได้ตามภาพที่ 3.7

	1	2	3	4	5
1	0	0.5000	0	0	0
2	0.5000	0	1.6000	0.5000	0
3	0	1.6000	0	0	0.5000
4	0	0.5000	0	0	0.5000
5	0	0	0.5000	0.5000	0

ภาพที่ 3.7 ค่าน้ำหนักเริ่มต้นของระบบจำลอง 5 บัส

จากภาพที่ 3.7 แสดงถึงค่าน้ำหนักเริ่มต้นของระบบจำลอง 5 บัส โดยลำดับของแถวคือลำดับของบัสส่ง และลำดับของคอลัมน์คือลำดับของบัสรับ ค่าน้ำหนักของกราฟจะมีทิศทางทั้งไปและกลับ ทั้งนี้ค่าน้ำหนักของกราฟจะถูกปรับปรุงให้ถูกต้องด้วยการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าในขั้นตอนถัดไป โดยสามารถแสดงค่าน้ำหนักเริ่มต้นควบคู่กับเส้นทางของระบบจำลอง 5 บัสได้ตามภาพที่ 3.8



ภาพที่ 3.8 ค่าน้ำหนักเริ่มต้นควบคู่กับเส้นทางของระบบจำลอง 5 บัส

1.2) หาระยะทางที่สั้นที่สุดจากบัสต้นทางไปยังทุกบัส (Find Shortest Path from Source Bus to All Bus) โดยใช้ขั้นตอนวิธีไดจ์สตราหาระยะทางที่สั้นที่สุดจากบัสต้นทางไปยังทุกบัสด้วยค่าน้ำหนักเริ่มต้นที่กำหนดจากขั้นตอนที่ 1.1)

	1	2	3	4	5
1	1	0	0	0	0
2	1	2	0	0	0
3	1	2	4	5	3
4	1	2	4	0	0
5	1	2	4	5	0

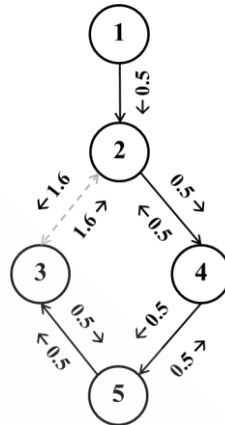
ภาพที่ 3.9 ระยะทางที่สั้นที่สุดจากบัสต้นของระบบจำลอง 5 บัส

จากภาพข้างต้นแสดงถึงเส้นทางที่สั้นที่สุดจากบัสที่ 1 ซึ่งเป็นบัสต้นทางไปยังทุกบัส โดยสามารถอธิบายตัวอย่างเช่น ในแถวที่ 3 แสดงถึงระยะทางระหว่างบัสที่ 1 ไปยังบัสที่ 3 ซึ่งมีเส้นทางสั้นที่สุดจากบัสที่ 1 ผ่านบัสที่ 2, 4, 5 และเข้าสู่บัสที่ 3 ตามลำดับ

1.3) ค้นหาบัสที่มีต้นทางมากกว่า 1 แหล่ง (Find Multi-source Bus) เนื่องจากการจ่ายไฟฟ้าในระบบเรเดียลแต่ละบัสต้องมีต้นทางมาจากบัสส่งบัสใดบัสหนึ่ง ดังนั้นในขั้นตอนนี้จึงเป็นการค้นหาบัสที่มีต้นบัสส่งมากกว่าหนึ่งแหล่ง โดยหากพบผลลัพธ์จะเข้าสู่ขั้นตอนการเลือกบัสที่เชื่อมโยงด้วยช่วงสายป้อนที่มีค่าน้ำหนักน้อยที่สุดตามขั้นตอนที่ 1.4) หากไม่พบจะแสดงผลลัพธ์เส้นทางตามขั้นตอนที่ 1.5)

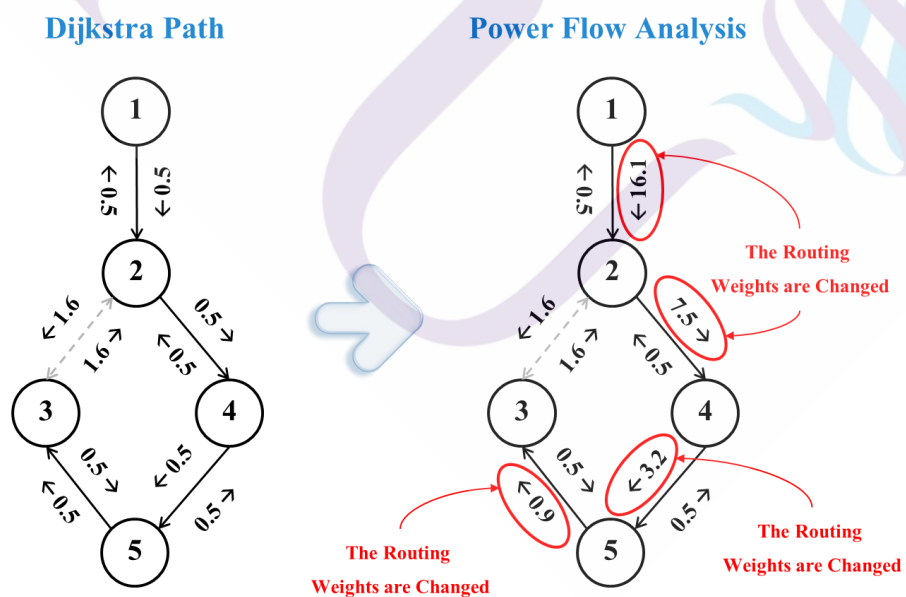
1.4) เลือกช่วงสายป้อนที่มีค่าน้ำหนักน้อยที่สุด (Choose the Branch with Minimum Weight) โดยเปรียบเทียบค่าน้ำหนักของช่วงสายป้อนที่มาจากบัสส่งมากกว่า 1 แหล่ง และเลือกช่วงสายป้อนที่มีค่าน้ำหนักน้อยที่สุด จากนั้นคำนวณซ้ำเข้าสู่ขั้นตอนที่ 1.3) ในการค้นหาบัสที่มีต้นทางมากกว่า 1 แหล่งอีกครั้ง

1.5) ผลลัพธ์เส้นทางไดคัสตรา (Dijkstra Path) เป็นขั้นตอนแสดงผลลัพธ์การหาเส้นทางด้วยเริ่มต้นด้วยขั้นตอนวิธีไดคัสตรา โดยสามารถแสดง Dijkstra Path ของระบบจำลอง 5 บัส ได้ตามภาพที่ 3.10



ภาพที่ 3.10 Dijkstra Path ของระบบจำลอง 5 บัส

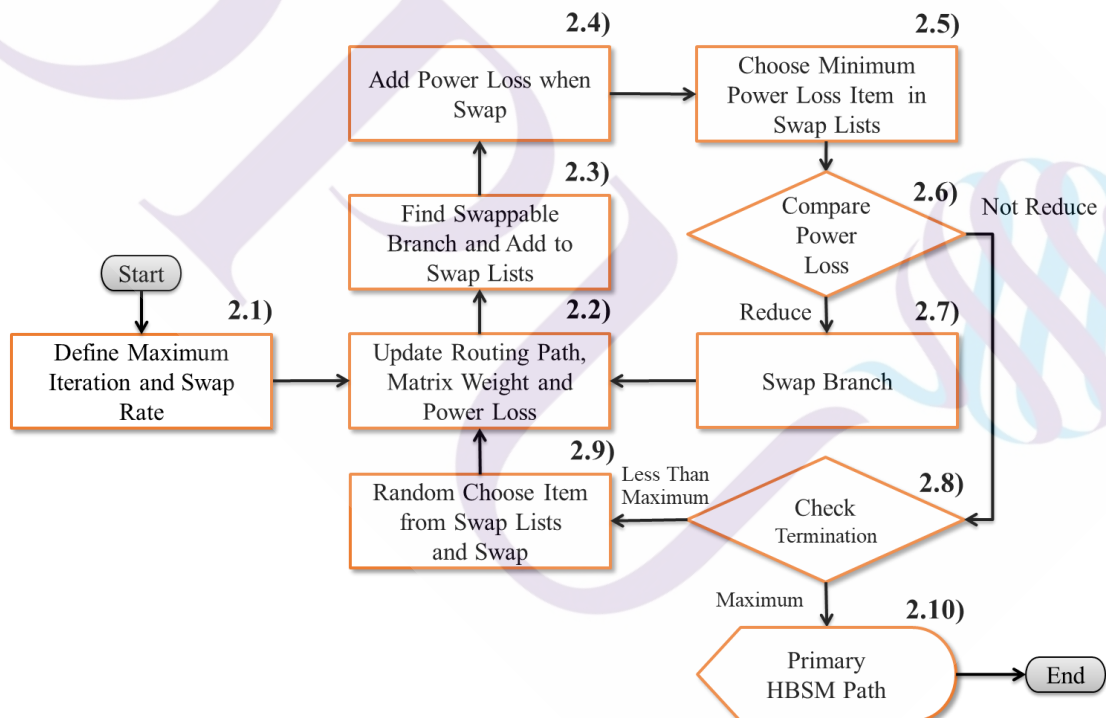
จากการวิเคราะห์ถึงการจัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธีไดคัสตราพบว่า การหาระยะทางที่สั้นที่สุดนั้นต้องทราบค่าน้ำหนักของกราฟที่ทราบแน่ชัด จากการกำหนดค่าน้ำหนักเริ่มต้นด้วยกำลังไฟฟ้าสูญเสียนั้น พบว่ายังไม่สามารถนำมาคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจำหน่ายได้อย่างถูกต้อง เนื่องจากเมื่อนำ Dijkstra Path มาทำวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าจะพบว่า ค่าน้ำหนักของช่วงสายป้อนที่เชื่อมโยงระหว่างบัส (1,2), (2,4), (4,5) และ (5,3) เกิดการเปลี่ยนแปลง ซึ่งสามารถอธิบายได้ตามภาพที่ 3.11



ภาพที่ 3.11 การวิเคราะห์ค่าน้ำหนักจากขั้นตอนวิธีไดคัสตรา

จากภาพข้างต้นแสดงถึงผลจากการนำ Dijkstra Path มาวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า ซึ่งพบว่า ค่าน้ำหนักของช่วงสายป้อนจะเกิดการเปลี่ยนแปลงซึ่งทำให้การจัดเรียงสายป้อนยังไม่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุด ดังนั้นในงานวิจัยจึงพัฒนาเพิ่มเติมโดยนำ Dijkstra Path เข้าสู่ขั้นตอนสับเปลี่ยนช่วงสายป้อน โดยสามารถแสดงรายละเอียดในขั้นตอนถัดไป

2) สับเปลี่ยนช่วงสายป้อน (Swap Branch) เป็นขั้นตอนการหาทางเลือกของเส้นทาง การจ่ายไฟฟ้าด้วยการสับเปลี่ยนและเลือกช่วงสายป้อนที่ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลง ทำได้โดยการนำ Dijkstra Path มาค้นหาช่วงสายป้อนที่สามารถสับเปลี่ยนได้ ซึ่งหมายถึงการค้นหา บัสที่มีบัสส่งมากกว่า 1 แหล่ง จากนั้นทำการจำลองสับเปลี่ยน หากพบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง ให้ดำเนินการสับเปลี่ยนพร้อมปรับปรุงค่าน้ำหนักให้เป็นปัจจุบัน และค้นหาและสับเปลี่ยนวนซ้ำ จนไม่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียลงได้อีก และเพื่อให้ได้คำตอบที่ดีที่สุดป้องกันการเกิดคำตอบ ที่ดีบางแหล่ง ให้ทำการสุ่มสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนและดำเนินการตามขั้นตอนสับเปลี่ยน ช่วงสายป้อนอีกครั้ง โดยสามารถแสดงขั้นตอนย่อยได้ตามภาพที่ 3.12



ภาพที่ 3.12 แผนผังแสดงขั้นตอนย่อยการสับเปลี่ยนช่วงสายป้อน

2.1) กำหนดจำนวนรอบการประมวลผลสูงสุดและอัตราสลับเปลี่ยน (Define Maximum Iteration and Swap Rate) โดยกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการประมวลผลและอัตราสลับเปลี่ยน (Swap Rate) อัตราสลับเปลี่ยนจะเป็นตัวแปรสำหรับสุ่มเลือกบัสที่สามารถสลับเปลี่ยนช่วงสายป้อนและบังคับสลับเปลี่ยนเพื่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของเส้นทางกรณีเส้นทางปัจจุบันไม่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียลงได้

2.2) ปรับปรุงการเชื่อมโยง เมตริกซ์ค่าน้ำหนัก และกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Update Routing Path, Matrix Weight and Power Loss) ด้วยการนำ Dijkstra Path มาทำการปรับปรุงข้อมูลการเชื่อมโยงตามขั้นตอนที่ 1.1) ให้มีค่าเท่ากับ 1 ทั้งนี้สามารถแสดงการปรับปรุงค่าการเชื่อมโยงของระบบจำลอง 5 บัส (ตามภาพที่ 3.6) โดยแสดงผลลัพธ์ของการปรับปรุงค่าการเชื่อมโยงได้ตามภาพที่ 3.13

	1	2	3	4	5	6	7
1	1	2	1	600	400	0.5000	0.5000
2	2	1	0	0	0	0.5000	0.5000
3	2	3	0	500	200	1.6000	1.6000
4	2	4	1	500	200	0.5000	0.5000
5	3	2	0	600	400	1.6000	1.6000
6	3	5	0	400	200	0.5000	0.5000
7	4	2	0	600	400	0.5000	0.5000
8	4	5	1	400	200	0.5000	0.5000
9	5	3	1	500	200	0.5000	0.5000
10	5	4	0	500	200	0.5000	0.5000

ภาพที่ 3.13 การปรับปรุงค่าการเชื่อมโยงของระบบจำลอง 5 บัส

หลังจากปรับปรุงข้อมูลการเชื่อมโยงแล้วให้ปรับปรุงเมตริกซ์ค่าน้ำหนัก โดยนำเส้นทางจ่ายไฟฟ้าปัจจุบันเข้าสู่การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าเพื่อคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียของแต่ละช่วงสายป้อนสำหรับกำหนดเป็นค่าน้ำหนักของกราฟ ทั้งนี้สามารถแสดงเมตริกซ์ค่าน้ำหนักหลังการปรับปรุงได้ตามภาพที่ 3.14

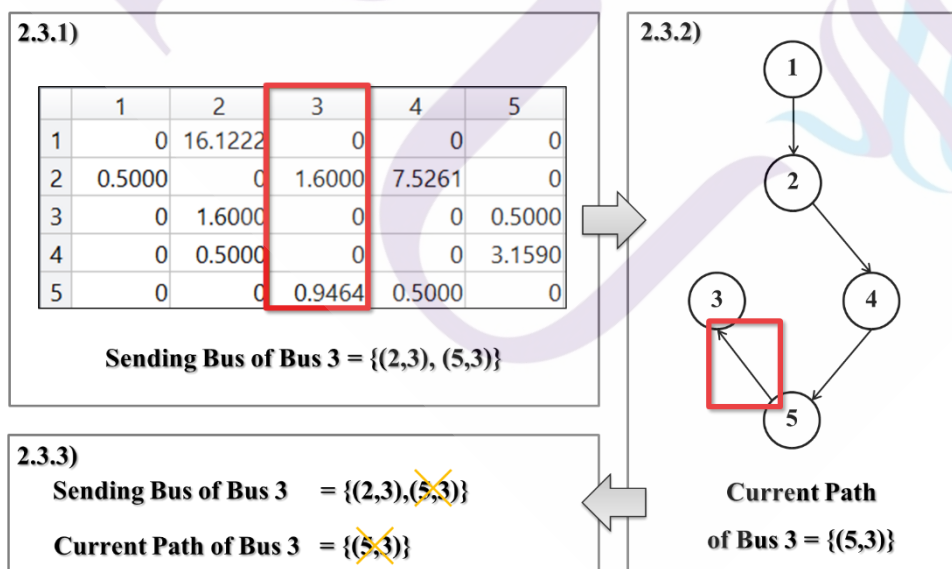
	1	2	3	4	5
1	0	16.1222	0	0	0
2	0.5000	0	1.6000	7.5261	0
3	0	1.6000	0	0	0.5000
4	0	0.5000	0	0	3.1590
5	0	0	0.9464	0.5000	0

The Weights were Improved

ภาพที่ 3.14 เมตริกซ์ค่าน้ำหนักที่ถูกปรับปรุงของระบบจำลอง 5 บัส

หลังจากปรับปรุงค่าน้ำหนักของการจัดเส้นทางให้จัดเก็บข้อมูลกำลังไฟฟ้าสูญเสียสำหรับใช้เปรียบเทียบผลลัพธ์ในขั้นตอนถัดไป

2.3) ค้นหาและสร้างรายการช่วงสายป้อนที่สับเปลี่ยนได้ (Find Swappable Branch and Add to Swap Lists) โดยนำเมตริกซ์ค่าน้ำหนักมาค้นหาช่วงสายป้อนที่สามารถสับเปลี่ยนได้ ซึ่งเป็นการค้นบัสที่มีบัสส่งมากกว่า 1 แห่ง ทั้งนี้บัสดังกล่าวต้องไม่ใช่บัสต้นทางของวงจร ช่วงสายป้อนระหว่างบัสค้นหากับบัสส่งจะเป็นตัวเลือกที่สามารถปรับเปลี่ยนได้ ทั้งนี้สามารถแสดงตัวอย่างตัวอย่างรายการช่วงสายป้อนที่สามารถปรับเปลี่ยนได้ของระบบจำลอง 5 บัส ได้ตามภาพที่ 3.15



ภาพที่ 3.15 ตัวอย่างรายการช่วงสายป้อนที่สามารถปรับเปลี่ยนได้ของระบบจำลอง 5 บัส

จากภาพที่ 3.15 แสดงถึงช่วงสายป้อนที่สามารถสับเปลี่ยนได้จากบัสที่ 3 โดยสามารถค้นหาได้ตามขั้นตอนย่อ ดังนี้

2.3.1) ค้นหาช่วงสายป้อนที่มีทิศทางไหลเข้ามายังบัสที่ 3 พบว่า ประกอบด้วยช่วงสายป้อนที่เชื่อมโยงระหว่างบัสที่ (2,3) และ (5,3)

2.3.2) ค้นหาช่วงสายป้อนที่มีทิศทางไหลเข้าบัสที่ 3 ซึ่งกำหนดเป็นเส้นทางปัจจุบัน โดยเป็นช่วงสายป้อนที่เชื่อมโยงระหว่างบัสที่ (5,3)

2.3.3) ค้นหาช่วงสายป้อนที่มีทิศทางไหลเข้าตามข้อ 2.3.1) ที่ไม่อยู่ในผลลัพธ์ตามข้อ 2.3.2) โดยพบว่า มีผลลัพธ์คือช่วงสายป้อนที่เชื่อมโยงระหว่างบัสที่ (2,3)

จากขั้นตอนตัวอย่างข้างต้นให้ทำการค้นหาช่วงสายป้อนที่สามารถสับเปลี่ยนได้จากทุกบัสที่ไม่ได้เชื่อมโยงกับบัสต้นทางหรือบัสที่ 1 และเมื่อพบให้เพิ่มรายการไปยังตารางสับเปลี่ยน (Swap Lists) ทั้งนี้จากระบบจำลอง 5 บัส มีรายการช่วงสายป้อนที่สามารถสับเปลี่ยนได้จากบัสที่ 3 ประกอบด้วย ช่วงสายป้อนที่เชื่อมโยงระหว่างบัสที่ (5,3) เป็น (2,3) ซึ่งจะถูกนำมาจำลองสับเปลี่ยนและเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม

2.4) จัดเก็บค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อสับเปลี่ยนช่วงสายป้อน (Add Power Loss when Swap) นำรายการจากตารางสับเปลี่ยนมาจำลองสับเปลี่ยนเส้นทางและวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า โดยการสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขของการจ่ายไฟฟ้าระบบเรเดียล ซึ่งสามารถตรวจสอบด้วยการใช้ขั้นตอนวิธีใดก็ได้จากทุกบัสไปยังบัสต้นทาง เพื่อพิสูจน์ว่าทุกบัสมีการเชื่อมโยง พร้อมตรวจสอบว่าเส้นทางดังกล่าวยังสามารถประมวลผลด้วยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าได้เพื่อพิสูจน์ว่ามีแต่ละบัสมีการจ่ายไฟฟ้าจากบัสส่งบัสใดบัสหนึ่ง จากนั้นให้จัดเก็บค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมตามการเลือกช่วงสายป้อนในตารางสับเปลี่ยน

2.5) เลือกรายการสับเปลี่ยนที่มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียน้อยที่สุด (Choose Minimum Power Loss Item in Swap Lists) โดยเลือกรายการจากตารางสับเปลี่ยนที่มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียน้อยที่สุดเพื่ดำเนินการในขั้นตอนถัดไป

2.6) เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Compare Power Loss) โดยนำกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ได้ เปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่จัดเก็บไว้ในขั้นตอนที่ย่อที่ 2.2) หากกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงมากกว่าค่าเกณฑ์ยอมรับซึ่งในการทดลองกำหนดไว้เท่ากับ 0.0001 จะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 2.7) หากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขจะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 2.8) ในขั้นตอนนี้ให้นับและเพิ่มรอบการประมวลผล

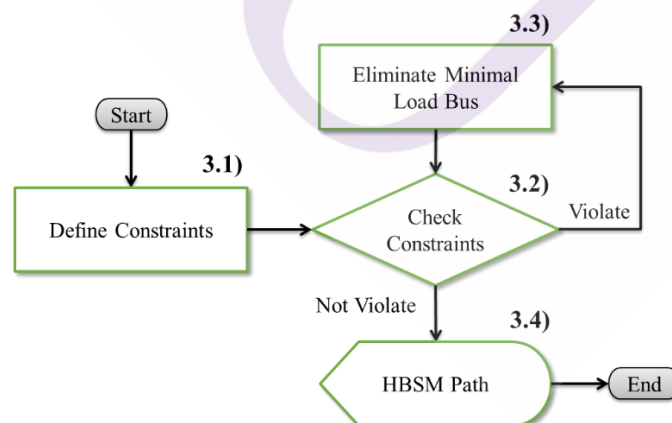
2.7) สับเปลี่ยนการเชื่อมโยงช่วงสายป้อน (Swap Branch) โดยดำเนินการสับเปลี่ยนการเชื่อมโยงของช่วงสายป้อนตามรายการสับเปลี่ยนที่ถูกเลือกตามขั้นตอนย่อยที่ 2.5)

2.8) เปรียบเทียบจำนวนรอบประมวลผล (Check Termination) โดยนำลำดับรอบประมวลผลปัจจุบันเปรียบเทียบกับจำนวนรอบการประมวลผลสูงสุด หากพบว่ามีถึงจำนวนรอบสูงสุดที่กำหนดไว้จะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 2.10) และในทางตรงกันข้ามหากยังไม่ถึงจำนวนรอบสูงสุดจะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 2.9)

2.9) สุ่มเลือกรายการสับเปลี่ยนและสับเปลี่ยนตามการสุ่ม (Random Choose Item from Swap Lists and Swap) ทำการสุ่มเลือกรายการในตารางสับเปลี่ยนตามอัตราสุ่มสับเปลี่ยนที่กำหนด โดยอัตราสุ่มสับเปลี่ยนจะเป็นจำนวนเต็มที่กำหนดเป็นเกณฑ์สำหรับสุ่มเลือกจำนวนช่วงสายป้อนเพื่อบังคับสับเปลี่ยน จากนั้นสุ่มเลือกช่วงสายป้อนและสับเปลี่ยนทุกรายการเพื่อเข้าสู่ขั้นตอนย่อยที่ 2.2) ด้วยการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าเพื่อนำค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงสายป้อนมาปรับปรุงเมตริกซ์ค่าน้ำหนักในเป็นปัจจุบัน

2.10) ผลลัพธ์เส้นทาง HBSM เบื้องต้น (Primary HBSM Path) เป็นขั้นตอนย่อยในการแสดงผลลัพธ์ของเส้นทางจ่ายไฟฟ้าที่มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมน้อยที่สุด และจะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 3) ในการตรวจสอบตัวแปรจากเส้นทางจ่ายไฟฟ้าตามข้อจำกัดที่กำหนด

3) ตรวจสอบตัวแปรทางไฟฟ้าตามข้อจำกัด (Check Constraints) เป็นขั้นตอนการนำเส้นทางผลลัพธ์ที่ได้จากขั้นตอนที่ 2) เข้าสู่การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าเพื่อคำนวณตัวแปรทางไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย แรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้า สำหรับนำมาเปรียบเทียบและปรับปรุงเส้นทางให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามข้อจำกัดที่กำหนด โดยสามารถแสดงขั้นตอนย่อยการตรวจสอบตัวแปรทางไฟฟ้าตามข้อจำกัดได้ตามภาพที่ 3.16



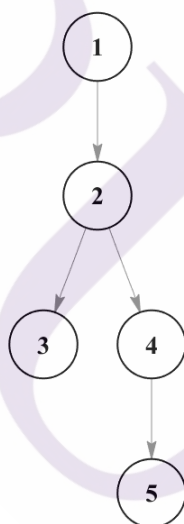
ภาพที่ 3.16 แผนผังแสดงขั้นตอนย่อยการตรวจสอบตัวแปรทางไฟฟ้าตามข้อจำกัด

3.1) กำหนดข้อจำกัด (Define Constraints) โดยกำหนดค่าพิกัดระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด พิกัดระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุด และพิกัดกระแสไฟฟ้าสูงสุด

3.2) เปรียบเทียบตัวแปรทางไฟฟ้ากับข้อจำกัด (Check Constraints) โดยนำเส้นทางผลลัพธ์ที่ได้มาวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า จากนั้นนำค่าของแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าเปรียบเทียบกับข้อจำกัดที่กำหนด หากพบว่าตัวแปรดังกล่าวไม่เป็นไปตามข้อจำกัดจะเข้าสู่ขั้นตอนย่อยที่ 3.3) แต่หากพบว่าเป็นไปตามข้อจำกัดจะได้ผลลัพธ์ตามขั้นตอนย่อยที่ 3.4)

3.3) ตัดบัสปลายทางที่มีโหลดต่ำสุด (Eliminate Minimal Load Bus) โดยค้นหาบัสปลายทางของที่มีโหลดต่ำสุดและตัดบัสดังกล่าวออกจากระบบจำหน่าย จากนั้นดำเนินการวนซ้ำเพื่อตรวจสอบตามขั้นตอนที่ 3.2) อีกครั้ง

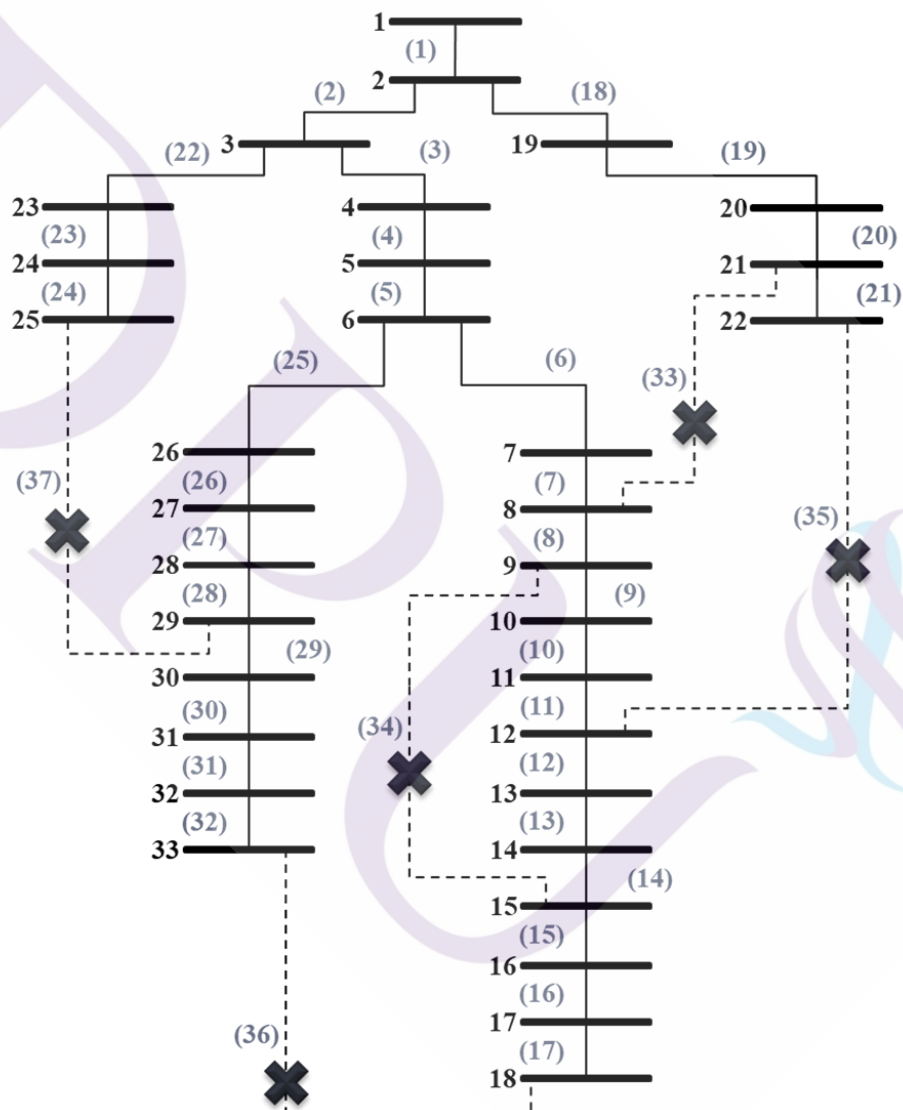
3.4) ผลลัพธ์เส้นทางจ่ายไฟแบบ HBSM (HBSM Path) เป็นขั้นตอนแสดงผลลัพธ์ของเส้นทางจ่ายไฟฟ้าจากการจัดเรียงสายป้อนที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเหลือน้อยที่สุดภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด โดยแสดงเส้นทางดังกล่าวของระบบจำลอง 5 บัส ได้ตามภาพที่ 3.17



ภาพที่ 3.17 HBSM Path ของระบบจำลอง 5 บัส

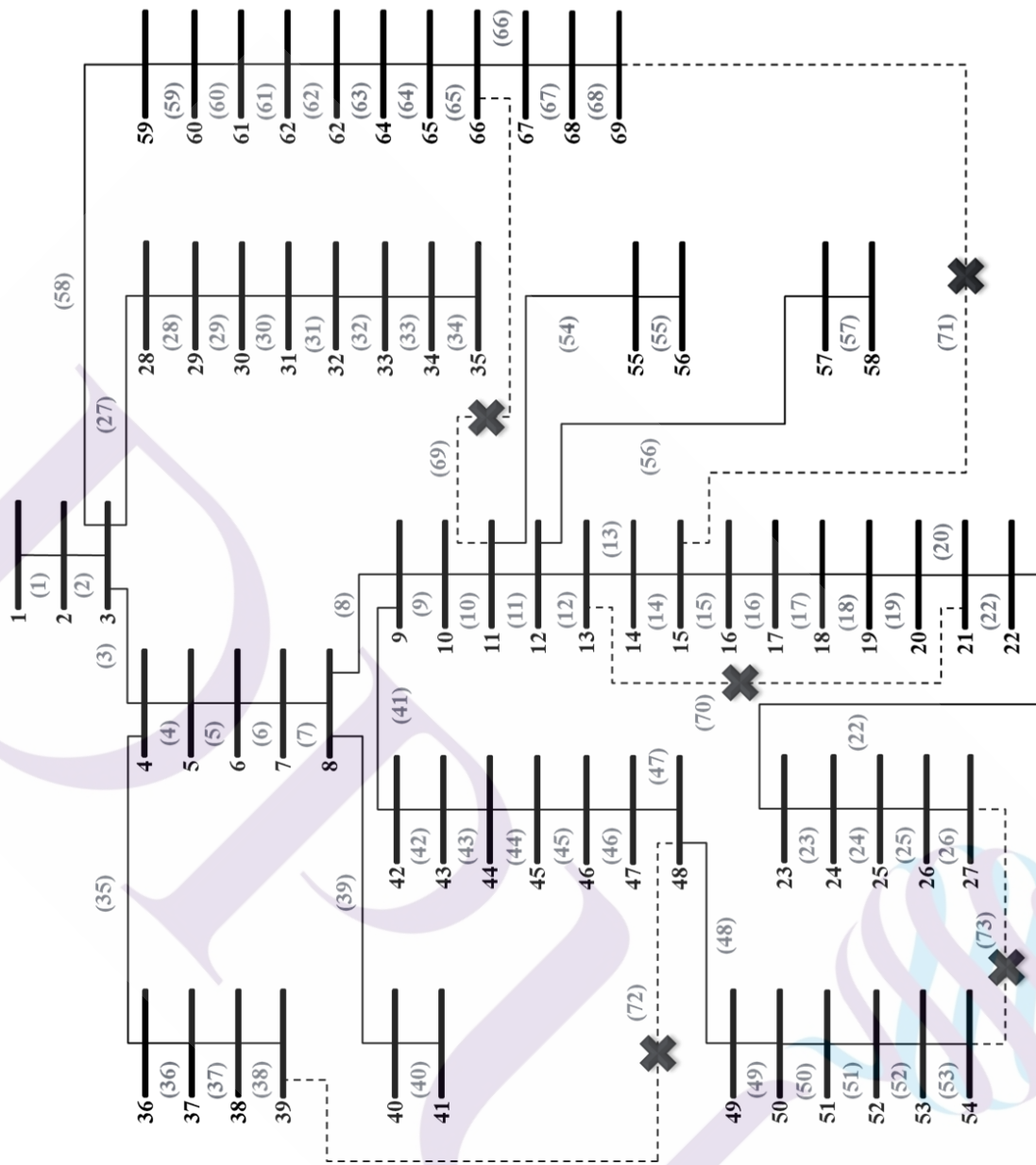
3.2.3 การจัดเตรียมข้อมูลระบบสำหรับการทดลอง

ระบบจำหน่ายระบบแรงดันในการทดลองประกอบด้วย ตัวแบบ巴士ทดสอบ IEEE 33 เป็นวงจร 33 บัส 37 ช่วงสายป้อน ตัวแบบ巴士ทดสอบ IEEE 69 เป็นวงจร 69 บัส 73 ช่วงสายป้อน และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เป็นวงจร 31 บัส 33 ช่วงสายป้อน โดยสามารถแสดงระบบสำหรับการทดลองข้างต้นด้วยเส้นทางการจ่ายแบบ Base Path ได้ตามภาพที่ 3.18 ถึง 3.20 ตามลำดับ



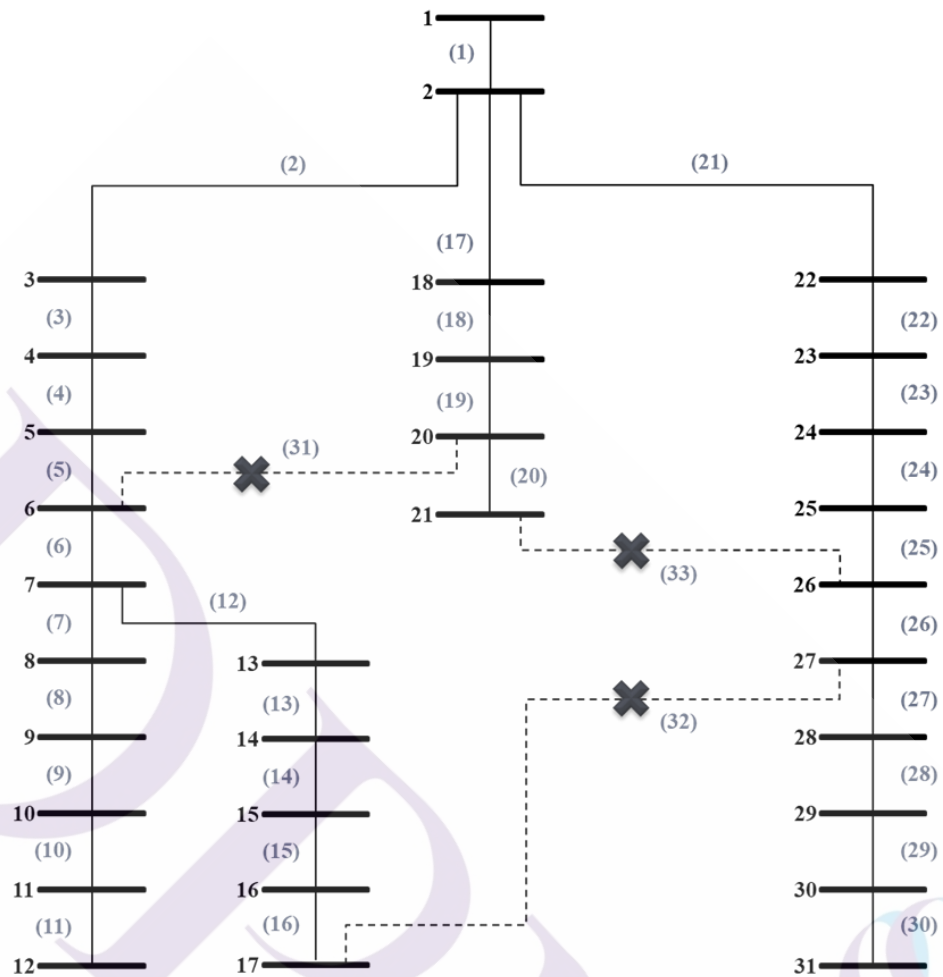
ภาพที่ 3.18 ตัวแบบ巴士ทดสอบ IEEE 33

ที่มา: Taher and Karimi (2014)



ภาพที่ 3.19 ตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

ที่มา: Taher and Karimi (2014)



ภาพที่ 3.20 ระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

ที่มา: วิชรพันธ์ โสมขันเงิน (2557)

ข้อมูลของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33, 69 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เป็นข้อมูลคาบเวลาเดียวซึ่งประกอบด้วย ข้อมูลโหลดรวมแต่ละบัสแบบ 3 เฟส และอิมพีแดนซ์แต่ละช่วงสายป้อนแบบต่อเฟส ดังแสดงรายละเอียดในภาคผนวก ตามตารางที่ 1 ถึง 3

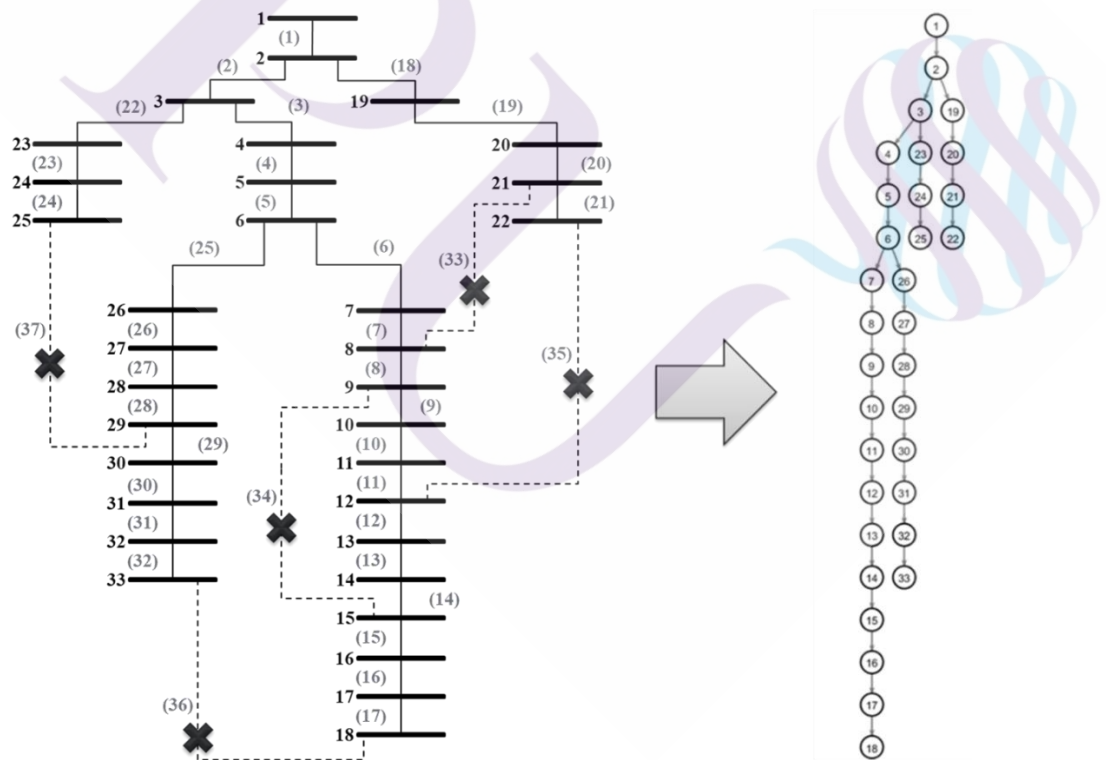
3.3 ผลการจัดเรียงสายป้อน

จากการทดลองจัดเรียงสายป้อนด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33, 69 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 สามารถแสดงรายละเอียดได้ดังนี้

3.3.1 ผลการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

การทดลองได้วิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส โดยกำหนดกำลังไฟฟ้าฐานแบบ 3 เฟส เท่ากับ 100 MVA แรงดันไฟฟ้าฐานระหว่างสายเท่ากับ 22 kV (Taher and Karimi, 2014) พิกัดระดับแรงดันไฟฟ้าที่อยู่ในช่วง 19.80 kV (0.90 pu) ถึง 23.10 kV (1.05 pu) (Prakash and Lakshminarayanan, 2016; Sanjay et al., 2017) พิกัดกระแสสูงสุดของช่วงสายป้อนที่ (1) ถึง (9) เท่ากับ 400 A พิกัดกระแสสูงสุดของช่วงสายป้อนอื่นๆ เท่ากับ 200 A (Saonerkar et al., 2014) จากการทดลองสามารถสรุปผลการจัดเรียงสายป้อนแต่ละด้านได้ดังนี้

1) การตรวจสอบความถูกต้อง ทำได้โดยนำผลลัพธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำที่สุด ณ บัสในบัสหนึ่งของ Base Path เปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง โดย Base Path มีการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (33), (34), (35), (36) และ (37) เมื่อนำมาพัฒนาด้วยวิธีการกราฟสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.21



ภาพที่ 3.21 Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

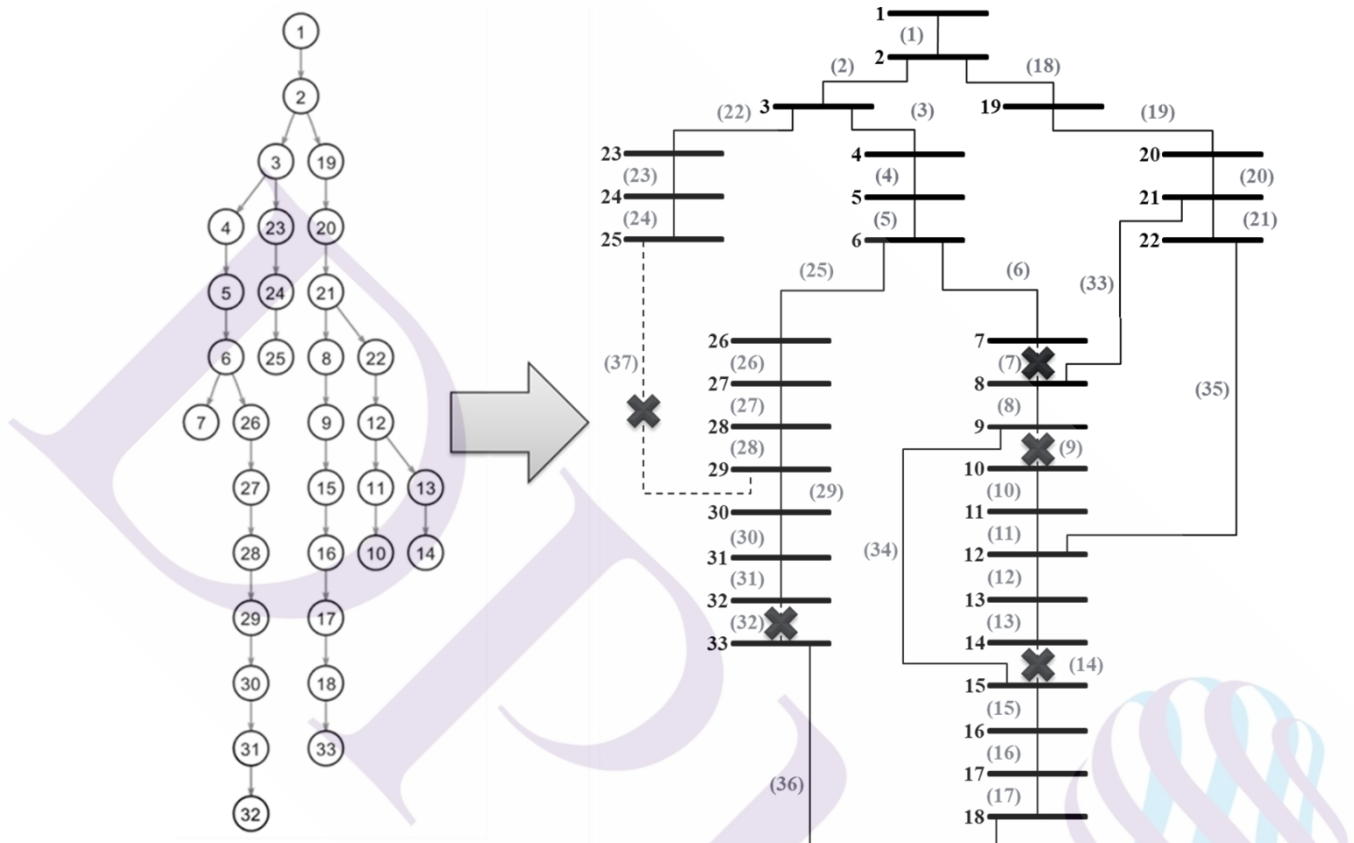
เมื่อวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าจาก Base Path พบว่า มีปริมาณโหลดแอกตีฟรวมเท่ากับ 3,715.00 kW โหลดรีแอกตีฟรวมเท่ากับ 2,300.00 kVAR กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเท่ากับ 202.67 kW ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด 0.9131 pu ที่บัส 18 โดยสามารถเปรียบเทียบผลลัพธ์กับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องได้ตามตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 การเปรียบเทียบผลลัพธ์จาก Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (pu (ที่บัส))
1) Energy Loss Minimization in Distribution Systems Utilizing an Enhanced Reconfiguration Method Integrating Distributed Generation (Esmacilian and Fadaeinedjad, 2015)	202.67	0.9131 (18)
2) Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. (Rao et al., 2013)	202.67	0.9130 (18)
3) Adaptive Multi-objective Distribution Network Reconfiguration Using Multi-objective Discrete Particles Swarm Optimization algorithm and Graph Theory. (Andervazh et al., 2013)	202.67	0.9131 (18)
4) Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution Network Using the Refined Genetic Algorithm (Zhu, 2002)	202.67	0.9131 (18)
HBSM	202.67	0.9131 (18)

จากตารางข้างต้นพบว่า ผลจากการทดลองมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด และบัสที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด ตรงกับงานวิจัยที่นำมาเปรียบเทียบ ดังนั้นจึงนับว่าการทดลองสามารถวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าได้อย่างถูกต้อง ดังนั้นขั้นตอนถัดมาจะทดลองจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM

2) การจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM ได้ทดลองโดยกำหนดจำนวนรอบประมวลผลสูงสุดเท่ากับ 30 รอบ อัตราการสุ่มสับเปลี่ยนเท่ากับ 3 หลังจากจัดเรียงสายป้อนสามารถแสดง HBSM Path ได้ตามภาพที่ 3.22



ภาพที่ 3.22 HBSM Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ผลการทดลองจัดเรียงสายป้อนจำนวน 100 ครั้ง พบว่าทุกครั้งได้ผลลัพธ์ HBSM Path ตรงกันคือ มีการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (7), (9), (14), (32) และ (37) มีโหลดแอกติฟและโหลดรีแอกติฟคงเดิม มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเท่ากับ 139.54 kW และระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเท่ากับ 0.9378 pu ที่บัส 32 ทั้งนี้สามารถเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดที่เปลี่ยนแปลงระหว่าง Base Path และ HBSM Path ได้ตามตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 ผลการจัดเรียงสายป้อนของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

เส้นทางจ่ายไฟฟ้า	ช่วงสายป้อนที่เปิดวงจร	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (pu (ที่บัส))
Base Path	(33), (34), (35), (36), (37)	202.67	0.9131 (18)
HBSM Path	(7), (9), (14), (32), (37)	139.54	0.9378 (32)

ทั้งนี้สามารถแสดงผลลัพธ์เปรียบเทียบกับจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องที่ทดลองจัดเรียงสายป้อนด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ได้ตามตารางที่ 3.6

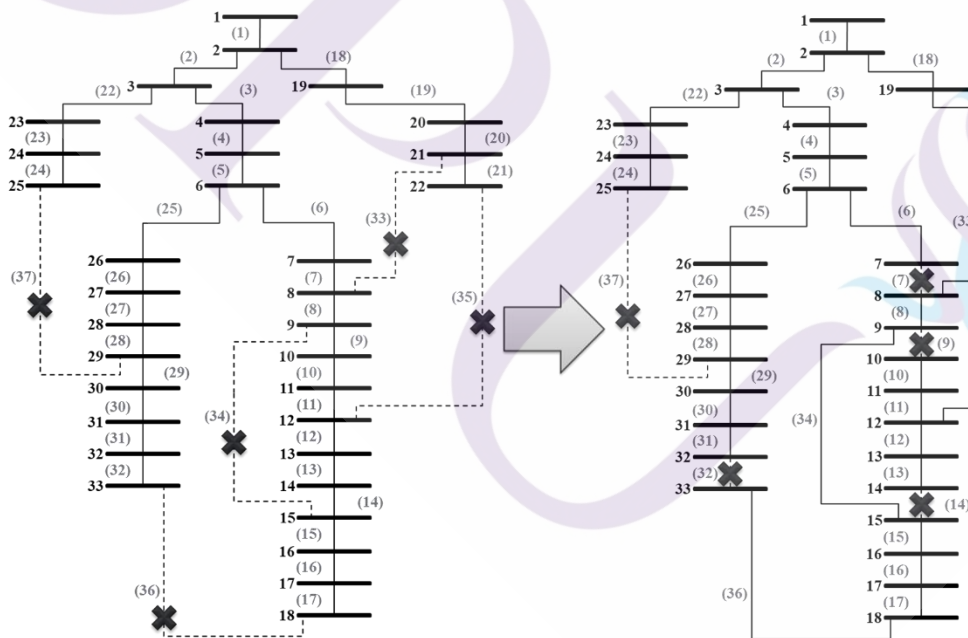
ตารางที่ 3.6 การเปรียบเทียบผลการจัดเรียงสายป้อนของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ขั้นตอนวิธี	ช่วงสายป้อน ที่เปิดวงจร	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย รวม (kW)	ระดับแรงดันไฟฟ้า ต่ำสุด (pu (ที่บัส))	เข้าสู่ค่า ที่ดีที่สุด
1) ACO (Swamkar et al., 2011)	(7), (9), (14), (32), (37)	139.54	0.9378 (32)	✓
2) GA (Braz and Souza, 2011)	(7), (9), (14), (32), (37)	139.54	0.9378 (32)	✓
3) HS (Rao et al., 2011)	(7), (10), (14), (32), (37)	142.26	0.9378 (32)	-
4) PSO (Amanulla et al., 2012)	(7), (9), (14), (24), (36)	179.29	0.9175 (33)	-
5) PSO (Sayadi, Esmacili, and Keynia, 2015)	(7), (11), (12), (28), (36)	150.40	0.9384 (33)	-
6) PSO (Flaih et al., 2016)	(7), (9), (14), (32), (37)	139.54	0.9378 (32)	✓
7) PSO (Chu and Tsai, 2013)	(7), (9), (14), (32), (37)	139.54	0.9378 (32)	✓
8) ACO and Fuzzy (Tolabi et al., 2015)	(7), (9), (14), (31), (37)	142.54	0.9246 (32)	-
9) Fuzzy (Venkatesh et al., 2004)	(6), (9), (14), (32), (37)	142.62	0.9392 (33)	-
10) Combine GA, PSO and ACO (Teshome and Lian, 2014)	(7), (9), (14), (32), (37)	139.54	0.9378 (32)	✓

ตารางที่ 3.7 (ต่อ)

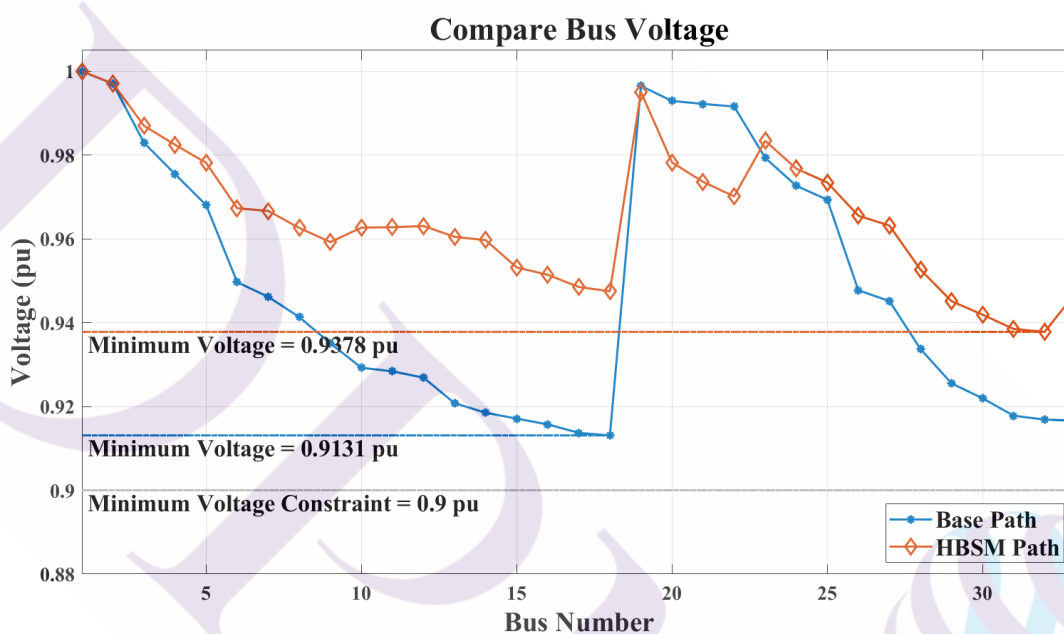
ขั้นตอนวิธี	ช่วงสายป้อน ที่เปิดวงจร	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย รวม (kW)	ระดับแรงดันไฟฟ้า ต่ำสุด (pu (ที่บัส))	เข้าสู่คำตอบ ที่ดีที่สุด
11) GA and ISEM (Esmacilian and Fadacinedjad, 2014)	(7), (9), (14), (32), (37)	139.54	0.9378 (32)	✓
HBSM	(7), (9), (14), (32), (37)	139.54	0.9378 (32)	✓

จากการเปรียบเทียบพบว่า งานวิจัยที่ 1), 2), 6), 7), 10) และ 11) และ HBSM สามารถประมวลผลได้รับคำตอบที่ดีที่สุด โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเปลี่ยนแปลงจาก 202.67 kW เหลือ 139.54 kW ลดลง 63.13 kW คิดเป็นร้อยละ 31.15 โดยเป็นผลจากการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM ที่สามารถกำหนดเส้นทางที่ทำการแสไฟฟ้าในแต่ละวงจรรวมลดลง ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงตาม ทั้งนี้สามารถแสดงเส้นทางของการจ่ายไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงได้ตามภาพที่ 3.23



ภาพที่ 3.23 การเปลี่ยนเส้นทางจาก HBSM ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

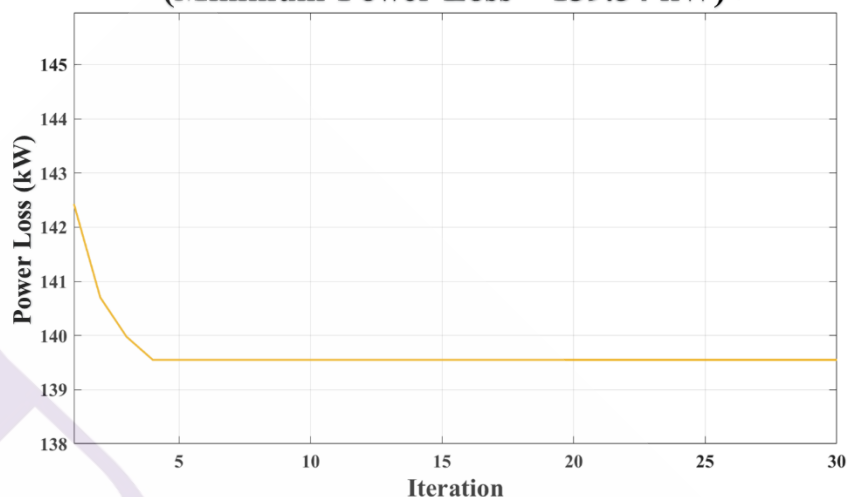
ในด้านระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดพบว่าเปลี่ยนแปลงจาก 0.9131 pu ที่บัส 18 เพิ่มขึ้นเป็น 0.9378 pu ที่บัส 32 โดยเกิดจาก HBSM สามารถเลือกเส้นทางที่การจ่ายไฟฟ้าที่ลดแรงดันไฟฟ้าลดทอนและทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสให้สูงขึ้น ยกเว้นในช่วงบัสที่ 19 ถึง 22 ซึ่งแรงดันไฟฟ้าลดต่ำลงเนื่องบัสที่ 18 ได้ถูกเพิ่มการเชื่อมโยงด้วยบัสที่ 33 จากเกิดการเชื่อมโยงของบัสที่ 33 ต่อจากบัสที่ 18 ทำให้แรงดันลดทอนของบัสต้นทางเพิ่มสูงขึ้น โดยสามารถเปรียบเทียบระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสได้ตามภาพที่ 3.24



ภาพที่ 3.24 การเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ในด้านการประมวลผล สามารถวัดประสิทธิภาพด้วยจำนวนรอบและเวลา การประมวลผลผู้เข้าสู่คำตอบ จากผลการทดลองจำนวน 100 ครั้ง พบว่า จำนวนรอบในการเข้าสู่คำตอบของการสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนตามภาพที่ 3.12 ทุกครั้งเท่ากับ 4 รอบ โดยสามารถแสดงตัวอย่างจำนวนรอบในการประมวลผลผู้เข้าสู่คำตอบได้ตามภาพที่ 3.25

Feeder Reconfiguration with HBSM (Minimum Power Loss = 139.54 kW)



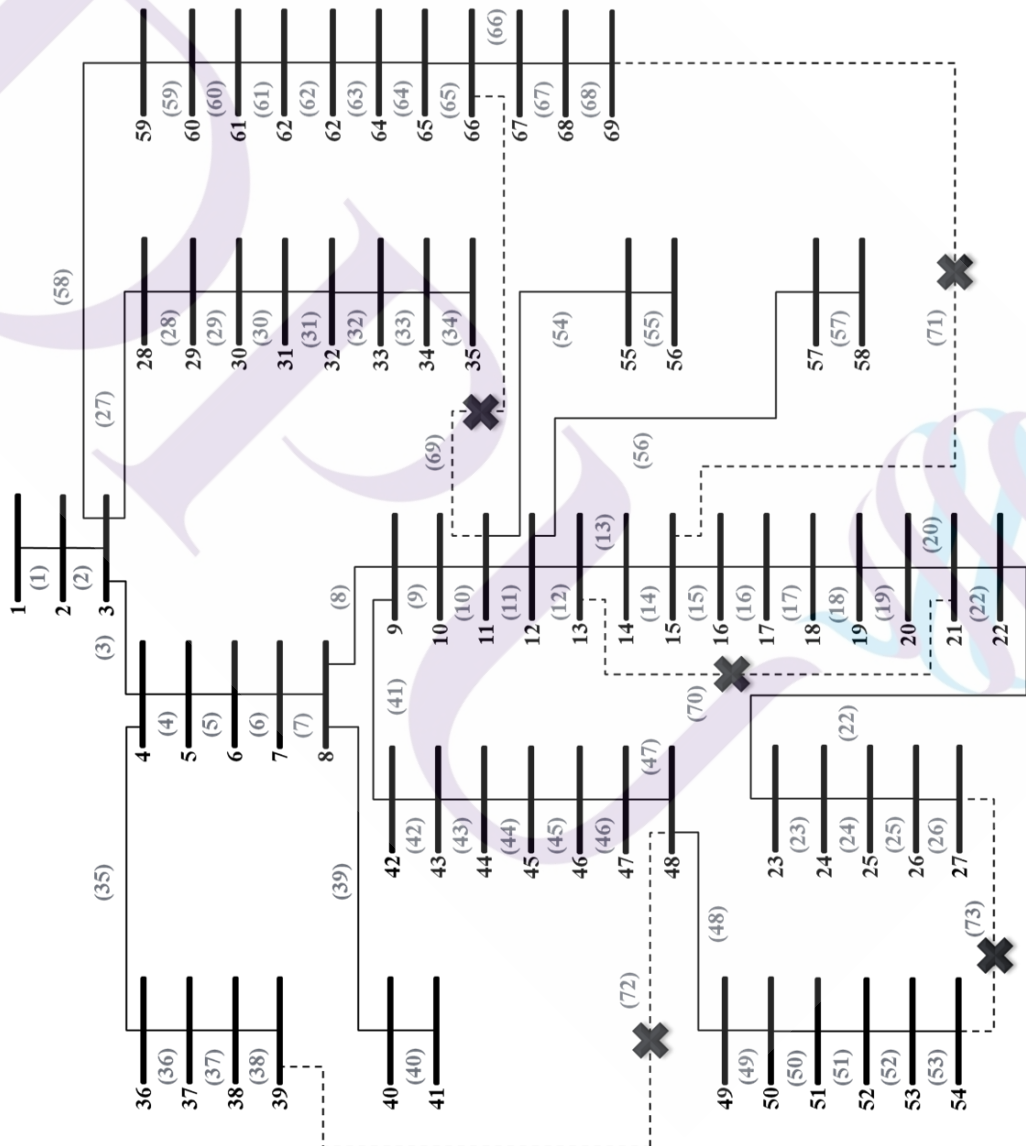
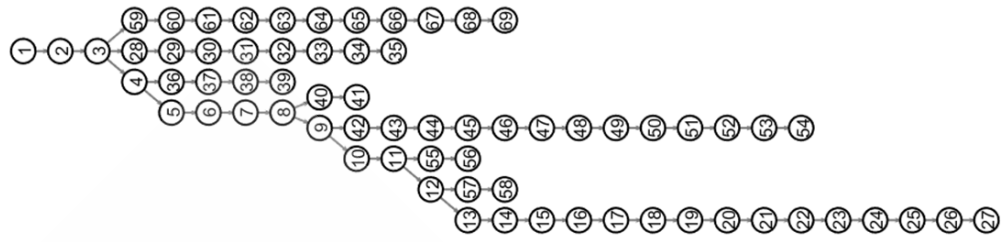
ภาพที่ 3.25 ตัวอย่างจำนวนรอบการลู่เข้าสู่คำตอบของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ในด้านเวลาการประมวลผลนับตั้งแต่การกำหนดเส้นทางเบื้องต้นตามขั้นตอนวิธีไดคัสตราจนถึงได้ผลลัพธ์พบว่า เวลาประมวลผลเฉลี่ยเท่ากับ 0.98 วินาที (ค่าความแปรปรวนเท่ากับ 0.0146) เมื่อพิจารณาเวลาในการประมวลผลลู่เข้าสู่คำตอบพบว่าการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM มีเวลาการประมวลผลที่รวดเร็วมีประสิทธิภาพ

3.3.2 ผลการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

การทดลองได้วิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส โดยกำหนดกำลังไฟฟ้าฐานแบบ 3 เฟส เท่ากับ 100 MVA แรงดันไฟฟ้าฐานระหว่างสายเท่ากับ 22 kV (Taber and Karimi, 2014) พิกัดระดับแรงดันไฟฟ้าที่อยู่ในช่วง 19.80 kV (0.90 pu) ถึง 23.10 kV (1.05 pu) (Prakasha and Lakshminarayanan, 2016; Sanjay et al., 2017) พิกัดกระแสสูงสุดของช่วงสายป้อนที่ (1) ถึง (9) เท่ากับ 400 A พิกัดกระแสสูงสุดของช่วงสายป้อนที่ (35) ถึง (389) และ (41) ถึง (53) เท่ากับ 300 A สำหรับพิกัดกระแสสูงสุดของช่วงสายป้อนอื่นๆ เท่ากับ 200 A (Lantharhong and Rugthaicharoencheep, 2012) จากการทดลองสามารถสรุปผลการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM แต่ละด้านได้ดังนี้

1) การเปรียบเทียบความถูกต้อง ทำได้โดยการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าของ Base Path เปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง โดย Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69 มีการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (69), (70), (71), (72) และ (73) เมื่อนำมาพัฒนาด้วยวิธีการที่สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.26



ภาพที่ 3.26 Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

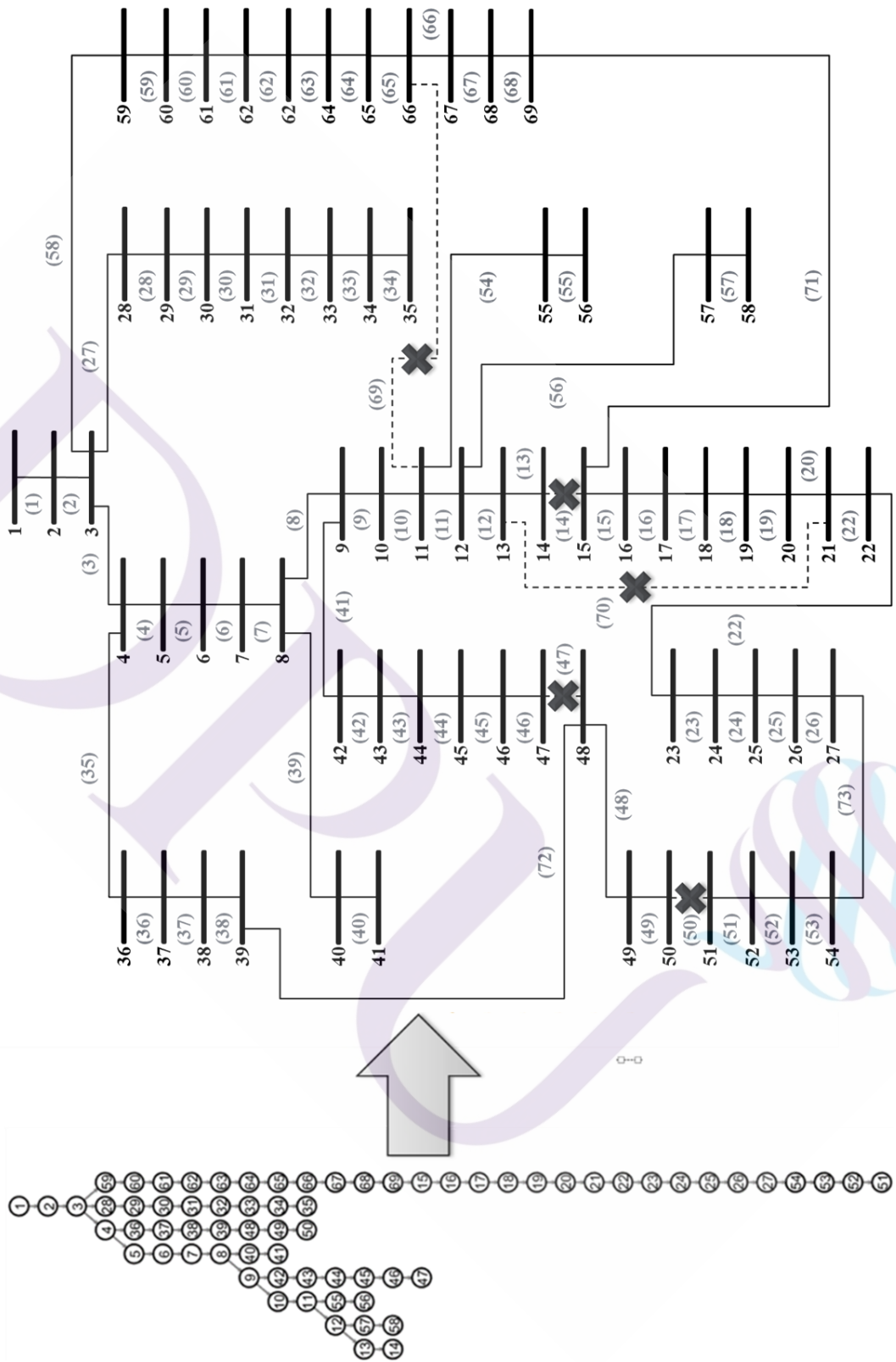
ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจาก Base Path พบว่าปริมาณโหลดแอกตีฟรวมเท่ากับ 3,802.20 kW โหลดรีแอกตีฟรวมเท่ากับ 2,695.60 kVAR กำลังไฟฟ้าแอกตีฟสูญเสียรวมเท่ากับ 225.00 kW ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเท่ากับ 0.9092 pu ที่บัส 54 ซึ่งสามารถเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง โดยแสดงได้ตามตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 การเปรียบเทียบผลลัพธ์จาก Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (pu (ที่บัส))
1) Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. (Rao et al., 2013)	225.00	0.9092 (-)
2) Reconfiguration of Distribution Network for Loss Reduction and Reliability Improvement Based on an Enhanced Genetic Algorithm (Duan et al., 2015)	225.00	- (-)
3) Network Reconfiguration Technique in the Presence of Distributed Generation Used to Minimize Power Loss in Distribution System (Reddy and Kumar, 2015)	225.00	0.9092 (-)
4) Distribution Network System Reconfiguration for Power Loss Minimization and Voltage Profile Enhancement using Ant Lion Algorithm (Shokouhi and Shojaeian, 2015)	225.00	0.9092 (54)
HBSM	225.00	0.9092 (54)

ผลจากการเปรียบเทียบพบว่าการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าได้ผลลัพธ์ตรงกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง โดยมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเท่ากับ 225.00 kW และมีระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด 0.9092 pu ที่บัส 54

2) การจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM โดยกำหนดจำนวนรอบประมวลผลสูงสุดเท่ากับ 30 รอบ อัตราการสุ่มสับเปลี่ยนเท่ากับ 3 เมื่อจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM จะสามารถแสดงผลของเส้นทางได้ตามภาพที่ 3.27



ภาพที่ 3.27 HSBM Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

จากการทดลองจัดเรียงสายป้อนจำนวน 100 ครั้ง พบว่าทุกครั้งได้ผลลัพธ์ตรงกัน คือมีการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (14), (47), (50), (69) และ (70) โดยโหลดแอกติฟและโหลดรีแอกติฟลงเดิมก่อนจัดเรียงสายป้อน มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงเหลือ 98.61 kW มีระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเท่ากับ 0.9495 pu ที่บัส 50 และเมื่อนำผลลัพธ์จาก HBSM Path เปรียบเทียบกับ Base Path สามารถแสดงรายละเอียดได้ตามตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 ผลการจัดเรียงสายป้อนของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

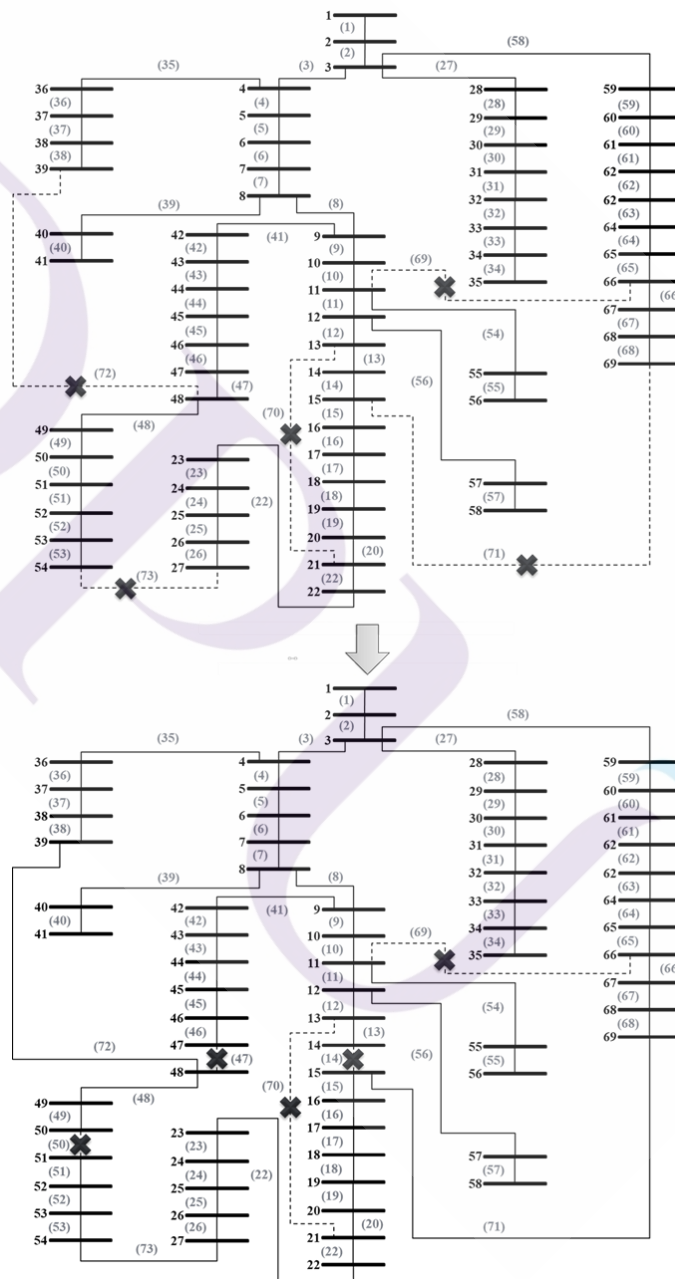
เส้นทางจ่ายไฟฟ้า	ช่วงสายป้อนที่เปิดวงจร	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (pu (ที่บัส))
Base Path	(69), (70), (71), (72), (73)	225.00	0.9092 (54)
HBSM Path	(14), (47), (50), (69), (70)	98.61	0.9495 (50)

จากการเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่จัดเรียงสายป้อนด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69 สามารถแสดงรายละเอียดได้ตามตารางที่ 3.9

ตารางที่ 3.9 การเปรียบเทียบผลการจัดเรียงสายป้อนของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

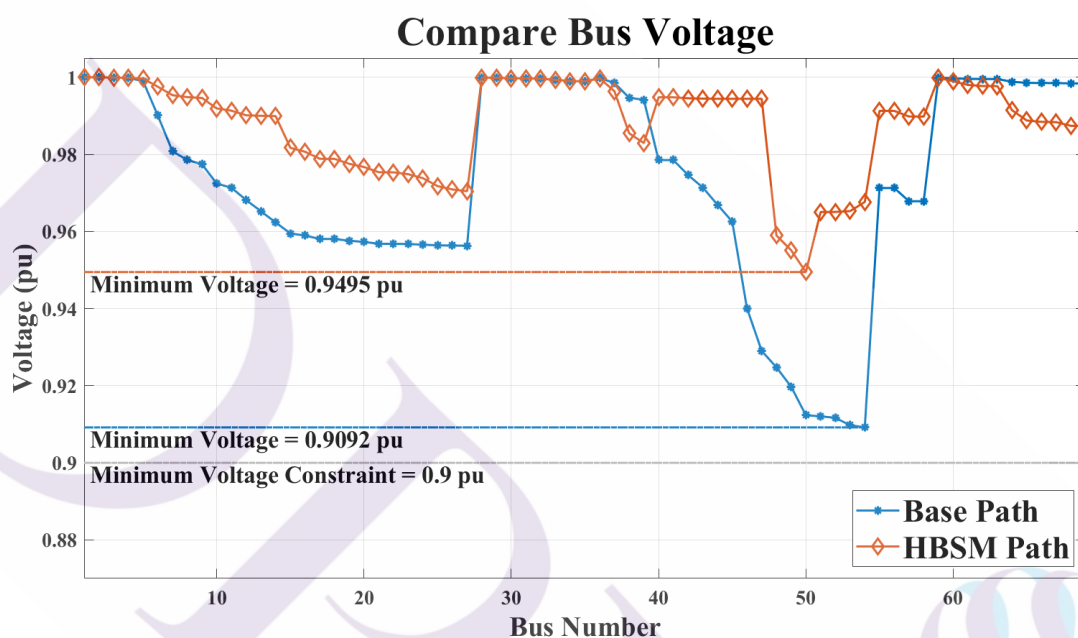
ขั้นตอนวิธี	ช่วงสายป้อนที่เปิดวงจร	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (pu (ที่บัส))	เข้าสู่ค่าขอบที่ต่ำที่สุด
1) HS (Rao et al., 2013)	(13), (18), (45), (50), (69)	105.23	0.9495 (50)	-
2) PSO (Khalil and Gorpnich, 2012)	(14), (45), (52), (69), (70)	99.61	0.9483 (52)	-
3) GA (Taher and Karimi, 2014)	(14), (47), (50), (69), (70)	98.61	0.9495 (50)	✓
4) GA (Duan et al., 2015)	(14), (47), (50), (69), (70)	98.61	0.9495 (50)	✓
HBSM	(14), (47), (50), (69), (70)	98.61	0.9495 (50)	✓

จากการเปรียบเทียบพว่งานวิจัยที่ 3) และ 4) และการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM สามารถประมวลผลได้รับคำตอบที่ดีที่สุดโดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงจาก 225.00 kW เหลือ 98.61 kW ลดลง 126.39 kW คิดเป็นร้อยละ 56.17 พร้อมทั้งสามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดให้สูงขึ้นเท่ากับ 0.9495 pu ที่บัส 50 โดยสามารถแสดงการเปลี่ยนแปลงการเชื่อมโยงของ HBSM Path เปรียบเทียบกับ Base Path ได้ตามภาพที่ 3.28



ภาพที่ 3.28 การเปลี่ยนเส้นทางจาก HBSM ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

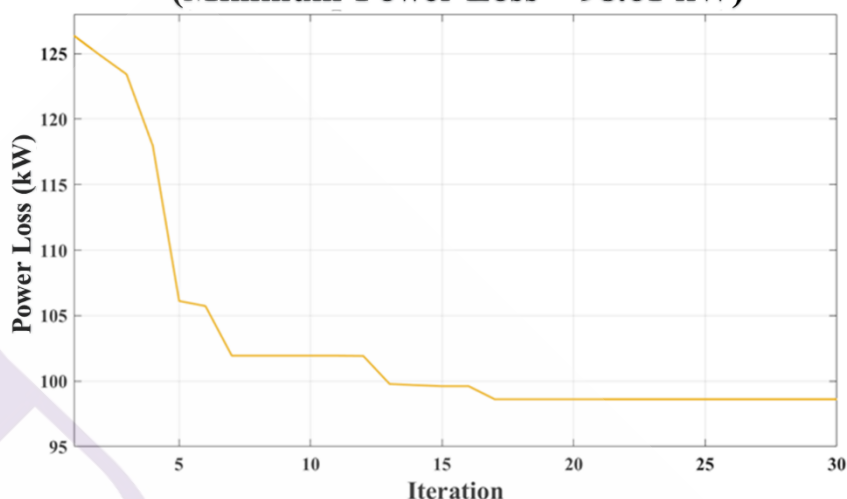
ผลการทดลองด้านแรงดันไฟฟ้าพบว่า ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเพิ่มขึ้นจาก 0.9092 pu ที่บัส 54 เป็น 0.9495 pu ที่บัส 50 นอกจากนั้นยังพบว่าระดับแรงดันไฟฟ้าเกือบทุกบัสปรับเพิ่มสูงขึ้น ยกเว้นในช่วงบัสที่ 37 ถึง 39 และช่วงบัสที่ 60 ถึง 69 ซึ่งมีการเชื่อมโยงบัสของบัสปลายทางมากขึ้นทำให้มีแรงดันลดทอนเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในช่วงบัสดังกล่าวลดต่ำลง โดยสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.29



ภาพที่ 3.29 การเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

ในด้านประสิทธิภาพการประมวลผลจากการทดลองจำนวน 100 ครั้ง พบว่าจำนวนรอบในการเข้าสู่ค่าตอบทุกครั้งเท่ากับ 17 รอบ หลังจากนั้นไม่สามารถทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงได้อีก ทั้งนี้สามารถแสดงตัวอย่างได้ตามภาพที่ 3.30

Feeder Reconfiguration with HBSM (Minimum Power Loss = 98.61 kW)



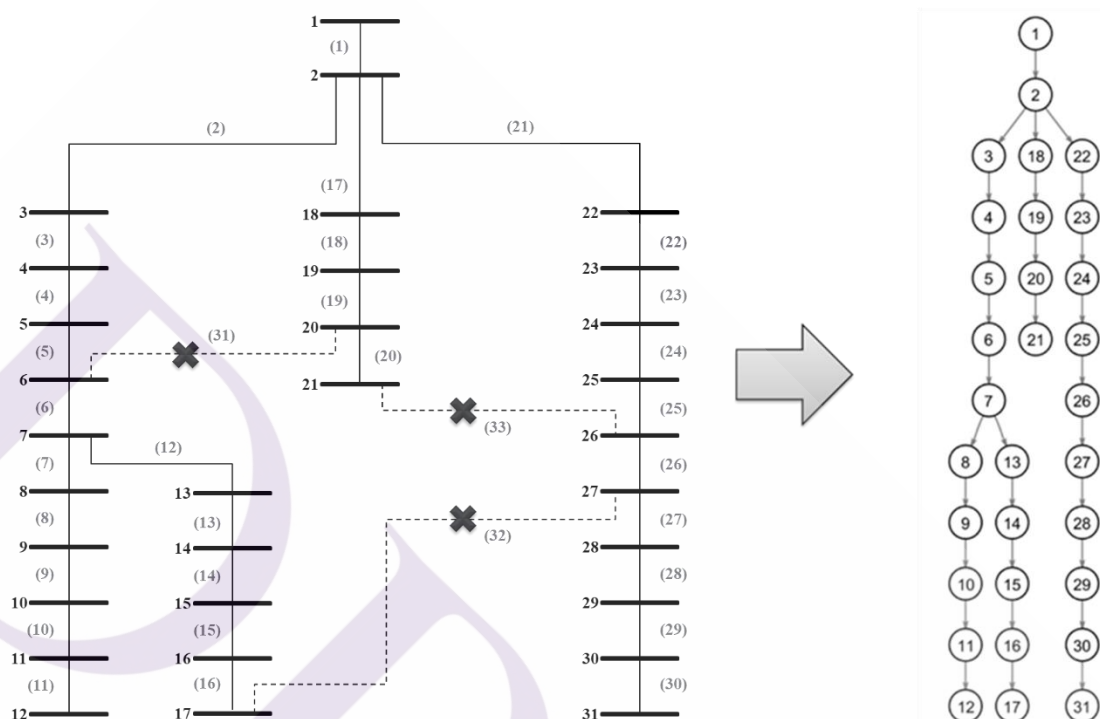
ภาพที่ 3.30 ตัวอย่างจำนวนรอบในการลู่เข้าสู่คำตอบของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

ในด้านเวลาการประมวลผลจากการทดลองจำนวน 100 ครั้ง มีเวลาประมวลผลลู่เข้าสู่คำตอบเฉลี่ยเท่ากับ 8.12 วินาที (ค่าความแปรปรวนเท่ากับ 0.4115) เมื่อพิจารณาในด้านเวลาการประมวลผลลู่เข้าสู่คำตอบพบว่า HBSM สามารถประมวลผลได้อย่างรวดเร็วมีประสิทธิภาพ

3.3.3 ผลการทดลองด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

การทดลองได้วิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส โดยกำหนดกำลังไฟฟ้าฐานแบบ 3 เฟส เท่ากับ 100 MVA แรงดันไฟฟ้าฐานระหว่างสายเท่ากับ 22 kV พิกัดระดับแรงดันไฟฟ้าที่อยู่ในช่วง 20.90 kV (0.95 pu) ถึง 23.10 kV (1.05 pu) (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559) ในช่วงสายป้อนที่ (1) ซึ่งเป็นต้นทางวงจรกำหนดเป็นสายตัวนำขนาด 500 ตร.มม. มีพิกัดกระแสสูงสุดเท่ากับ 878 A (วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย, 2551) และในช่วงสายป้อนอื่น กำหนดเป็นสายตัวนำขนาด 185 ตร.มม. มีพิกัดกระแสสูงสุดเท่ากับ 520 A (วิชรพันธ์ โสมขันเงิน, 2557) โดยสามารถสรุปผลการทดลองแต่ละด้านได้ดังนี้

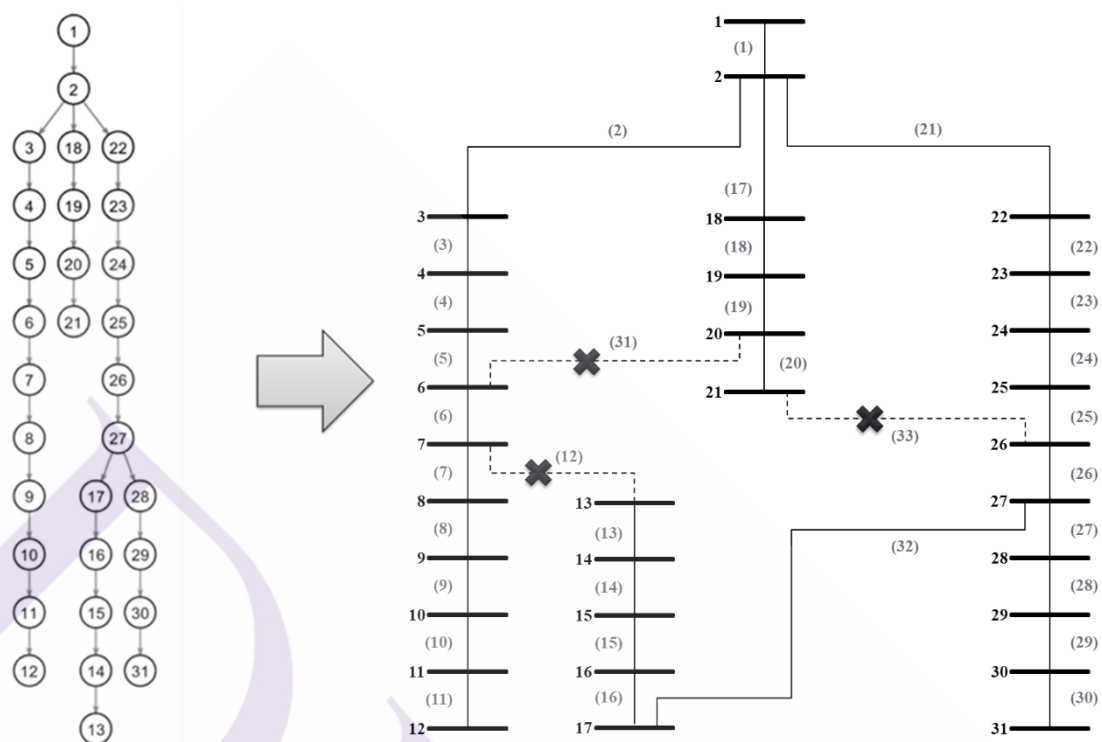
1) การจ่ายไฟฟ้าแบบ Base Path ซึ่งมีการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (31), (32) และ (33) และเมื่อนำมาพัฒนาด้วยกราฟจะสามารถแสดงเส้นทางตามภาพที่ 3.31



ภาพที่ 3.31 Base Path ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของ Base Path พบว่ามีโหลดแอกติฟรวมเท่ากับ 18,201.84 kW โหลดรีแอกติฟรวมเท่ากับ 11,280.48 kVAR กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเท่ากับ 400.44 kW ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเท่ากับ 0.9497 pu ที่บัส 12

2) การจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM จากการกำหนดจำนวนรอบประมวลผลสูงสุดเท่ากับ 30 รอบ อัตราการสุ่มสับเปลี่ยนเท่ากับ 3 หลังจากจัดเรียงสายป้อนสามารถแสดง HBSM Path ได้ตามภาพที่ 3.32



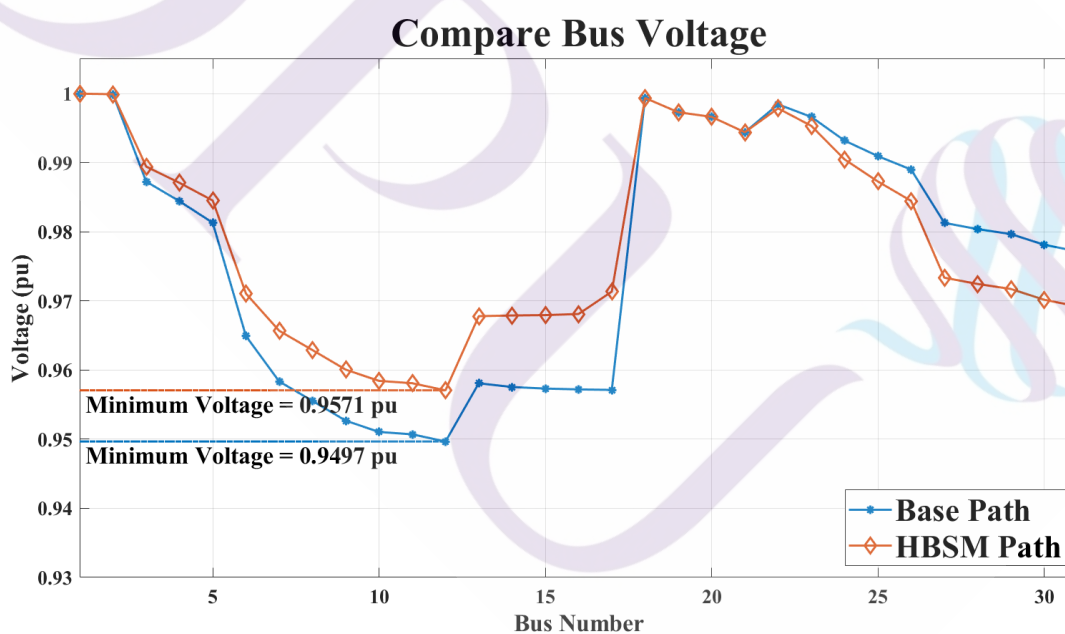
ภาพที่ 3.32 HBSM Path ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

ผลการทดลองจัดเรียงสายป้อนจำนวน 100 ครั้ง พบว่าทุกครั้งได้ผลลัพธ์ตรงกัน คือมีการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (12), (31) และ (33) มีโหลดแอกตีฟและโหลดรีแอกตีฟคงเดิม กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเท่ากับ 365.45 kW และแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเท่ากับ 0.9571 pu ที่บัส 12 ซึ่งผลลัพธ์จาก HBSM Path ตรงกับผลลัพธ์จากวิจัยของ วิชรพันธ์ โสมขันเงิน (2557) ซึ่งทดลองจัดเรียงสายป้อนในระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยขั้นตอนวิธี PSO โดยมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจาก Base Path เท่ากับ 399.25 kW และหลังจากการทดลองกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงเหลือ 364.31 kW ทั้งนี้สามารถเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงระหว่าง HBSM Path กับ Base Path ในด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียและระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด ดังแสดงรายละเอียดได้ตามตารางที่ 3.10

ตารางที่ 3.10 ผลการจัดเรียงสายป้อนของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

เส้นทางจ่ายไฟฟ้า	ช่วงสายป้อนที่เปิดวงจร	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	ระดับแรงดันไฟฟ้า ต่ำสุด (pu (at Bus))
Base Path	(31), (32), (33)	400.44	0.9497 (12)
HBSM Path	(12), (31), (33)	365.45	0.9571 (12)

จากตารางข้างต้นแสดงถึงกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เปลี่ยนแปลงจาก 400.44 kW เหลือ 365.45 kW ลดลง 34.99 kW คิดเป็นร้อยละ 8.74 นอกจากนี้ผลการทดลองในด้านแรงดันไฟฟ้าพบว่า ระดับแรงดันไฟฟ้าของบัสที่เชื่อมโยงจากบัสที่ 22 ถึง 31 ลดลงเนื่องจากการเชื่อมโยงของบัสเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามระดับแรงดันไฟฟ้าในภาพรวมเพิ่มขึ้นโดยแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดได้ปรับจาก 0.9497 pu ที่บัสที่ 12 เพิ่มสูงขึ้นเป็น 0.9571 pu ที่บัสเดียวกัน ทั้งนี้สามารถเปรียบเทียบระดับแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังจัดเรียงสายป้อนได้ตามภาพที่ 3.33



ภาพที่ 3.33 การเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

ในด้านผลการประมวลผล จากการทดลองจำนวน 100 ครั้ง พบว่าจำนวนรอบในการเข้าสู่คำตอบทุกครั้งเท่ากับ 4 รอบ โดยใช้เวลาประมวลผลเข้าสู่คำตอบเฉลี่ยเท่ากับ 0.59 วินาที (ค่าความแปรปรวนเท่ากับ 0.0002) ซึ่งนับว่าการจัดเรียงสายป้อนแบบ HBSM สามารถประมวลผลได้อย่างรวดเร็ว

3.4 สรุปผลการพัฒนาวิธีจัดเรียงสายป้อน

จากการออกแบบ HBSM ซึ่งประยุกต์ขั้นตอนวิธีโค้กส์ตราโดยกำหนดค่าน้ำหนักของกราฟจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียพร้อมทั้งพัฒนาเพิ่มเติมให้สามารถสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนเพื่อค้นหาเส้นทางจ่ายไฟฟ้าที่ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ สามารถสรุปผลได้ดังนี้

3.4.1 ความถูกต้องของการประมวลผล

การจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM สามารถจัดเรียงสายป้อนได้อย่างถูกต้องทั้งในตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33, 69 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เมื่อเปรียบเทียบความถูกต้องด้วยการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าจาก Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 69 กับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่า สามารถคำนวณโหลดแอกติฟ โหลดรีแอกติฟ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด รวมถึงบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดได้อย่างถูกต้องตรงกัน

3.4.2 ความสามารถในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

การจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ โดยการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ร้อยละ 31.15 การทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69 สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ร้อยละ 56.17 และการทดลองด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ร้อยละ 8.74 เมื่อเปรียบเทียบเส้นทางจ่ายไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่า HBSM สามารถจัดเรียงสายป้อนโดยได้คำตอบที่ดีที่สุด

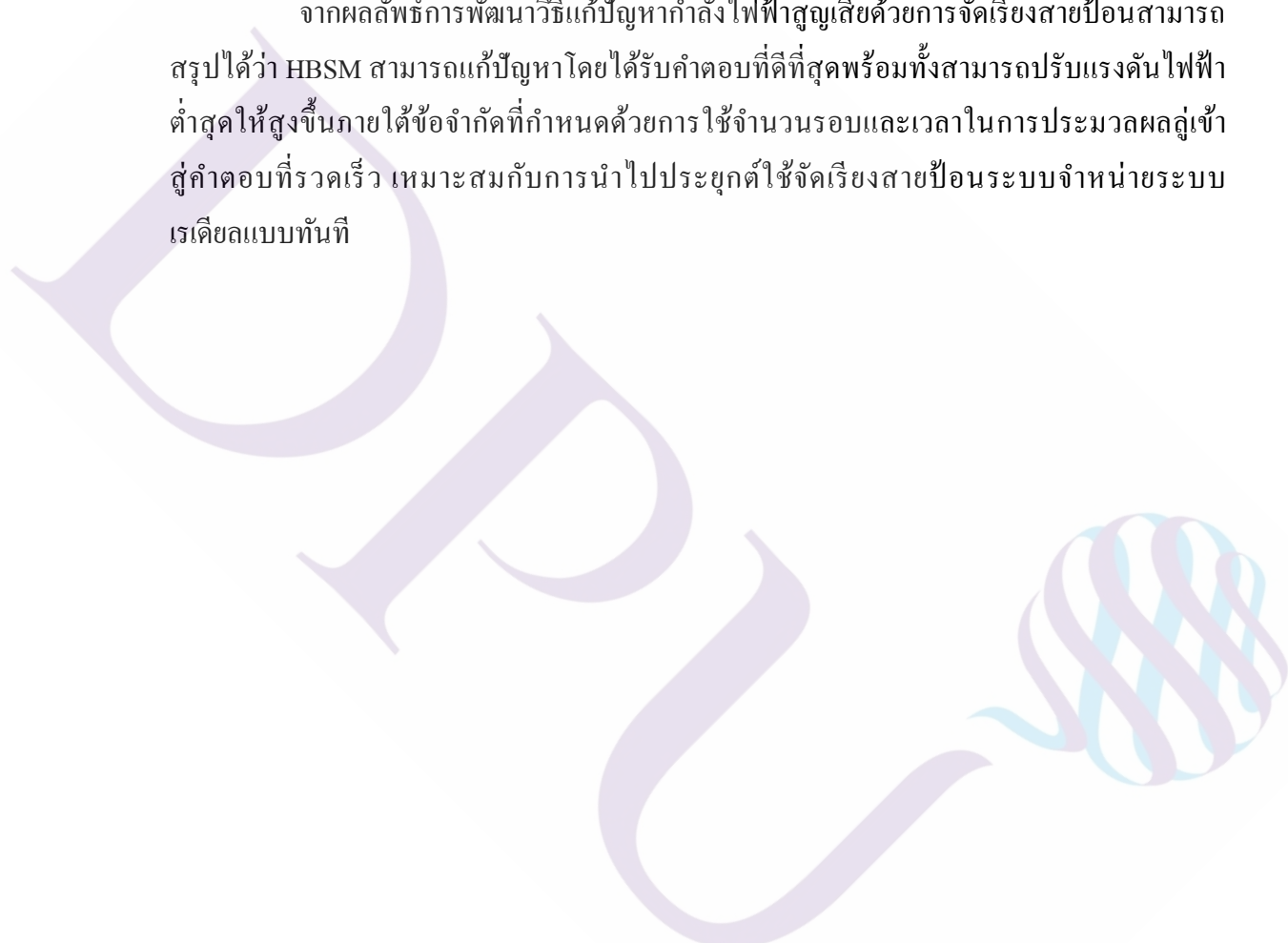
3.4.3 ความสามารถในการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้า

จากผลการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33, 69 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 พบว่าการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM ส่งผลให้การเชื่อมโยงระหว่างบัสเปลี่ยนแปลงและทำให้บัสที่ถูกเชื่อมโยงมากขึ้นมีระดับแรงดันไฟฟ้าลดลง อย่างไรก็ตามระดับแรงดันไฟฟ้าโดยรวมและระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดในวงจรสายป้อนนั้นเพิ่มสูงขึ้น

3.4.4 ประสิทธิภาพในการประมวลผลคู่เข้าสู่คำตอบ

การจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM สามารถจัดเรียงสายป้อนด้วยการประมวลผลคู่เข้าสู่คำตอบที่รวดเร็ว จากการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM สามารถจัดเรียงสายป้อนในตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33, 69 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 พบว่าใช้เวลาประมวลผลเฉลี่ยเท่ากับ 0.98, 8.12 และ 0.59 วินาที ตามลำดับ จึงนับว่าสามารถประมวลได้อย่างรวดเร็ว มีประสิทธิภาพ ทั้งนี้เวลาประมวลผลจะแปรผันตามความซับซ้อนของระบบจำหน่าย

จากผลลัพธ์การพัฒนาวิธีแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการจัดเรียงสายป้อนสามารถสรุปได้ว่า HBSM สามารถแก้ปัญหาโดยได้รับคำตอบที่ดีที่สุดพร้อมทั้งสามารถปรับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดให้สูงขึ้นภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนดด้วยการใช้จำนวนรอบและเวลาในการประมวลผลคู่เข้าสู่คำตอบที่รวดเร็ว เหมาะสมกับการนำไปประยุกต์ใช้จัดเรียงสายป้อนระบบจำหน่ายระบบเรเดียลแบบทันที



บทที่ 4

การวิเคราะห์ตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม

จากคุณสมบัติของระบบสมาร์ตกริดที่สนับสนุนการเชื่อมโยงกับแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) โดยเฉพาะอย่างยิ่งแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV-DG) ซึ่งติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมาก ดังนั้นเนื้อหาในบทนี้เป็นจึงทดลองเพื่อให้ได้ระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้ง PV-DG สำหรับใช้ในการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ ซึ่งได้นำตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 มาวิเคราะห์ตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมด้วยวิธีการเมตาฮิวริสติก ร่วมกับการจัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธีสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนแบบผสมผสาน (HBSM) ที่พัฒนาจากบทที่ 3 การทดลองได้ออกแบบโดยเลือกวิธีการเมตาฮิวริสติกที่สามารถค้นหาตำแหน่งและขนาดของ PV-DG ที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้เหลือน้อยที่สุด จากนั้นนำวิธีการเมตาฮิวริสติกที่มีประสิทธิภาพสูงสุดมาทดลองเพื่อวิเคราะห์จำนวนและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมภายใต้ขนาดผลิตสูงสุดที่กำหนด ผลลัพธ์จากการทดลองทั้งหมดจะถูกนำมาประยุกต์ใช้กับระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมรรถศาสตร์ 4 เพื่อติดตั้ง PV-DG สำหรับใช้เป็นระบบจำลองสำหรับจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติในบทถัดไป โดยสามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังนี้

4.1 บทนำ

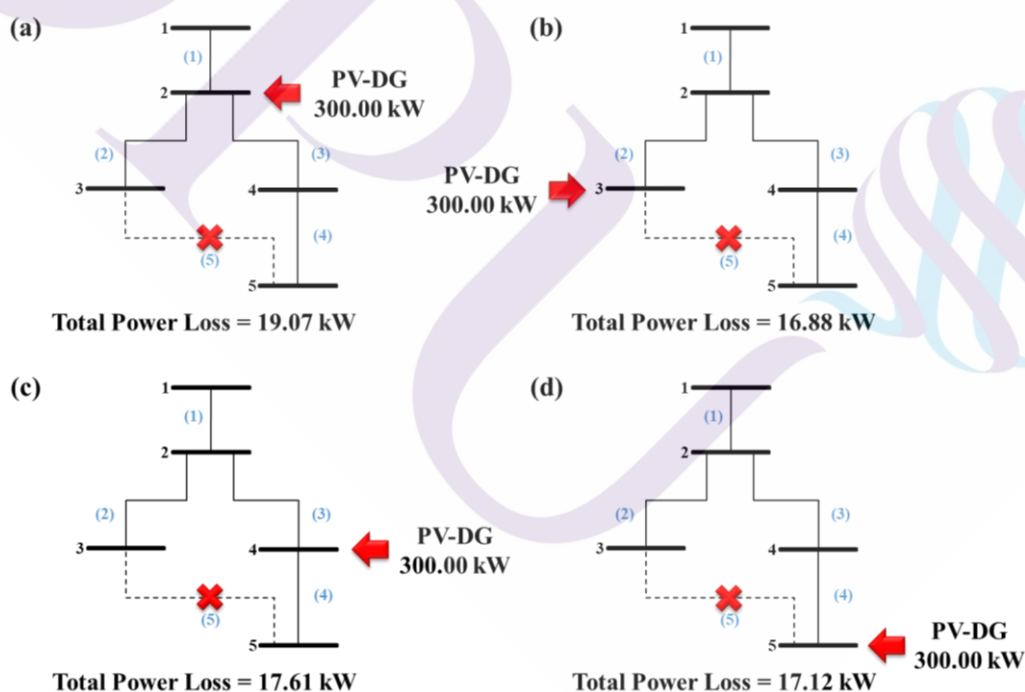
ระบบสมาร์ตกริดมีบทบาทที่สำคัญต่อการสนับสนุนการเชื่อมโยง DG ส่งผลให้มีการติดตั้ง DG ในระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่ง PV-DG ที่มีคุณสมบัติในการผลิตกำลังไฟฟ้าแอกทีฟให้กับบัสที่ติดตั้ง ดังนั้นจึงทำให้แหล่งจ่ายไฟฟ้าอยู่ใกล้กับโหลดลดระยะทางส่งกำลังไฟฟ้า ส่งผลให้กระแสไฟฟ้าจากต้นทางของวงจรลดลง และกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงตาม ดังนั้นหากสามารถกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมจะสามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพเพิ่มสูงขึ้น

การศึกษาถึงการติดตั้ง PV-DG ได้ทดลองโดยติดตั้งแบบบัสโหลด (PQ Bus) (Zhao et al., 2008) โดยกำลังไฟฟ้าแอกทีฟที่จ่ายออกจากแต่ละบัสจะถูกเพิ่มด้วยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ทั้งนี้สามารถแสดงการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจากแต่ละบัสเมื่อติดตั้ง PV-DG ได้ตามสมการที่ (4-1) (Esmacilian and Fadaeinedjad, 2013)

$$P'_i = P_i + P_{DG,i} \quad (4-1)$$

จากสมการที่ (4-1) P'_i คือ กำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่จ่ายจากบัส i เมื่อติดตั้ง PV-DG โดยมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) ซึ่งคำนวณได้จากการนำกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจากบัส i บวกด้วยกำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ผลิตจาก PV-DG ที่ถูกกำหนดให้ติดตั้งในบัสที่ i ตามเทอมของ $P_i + P_{DG,i}$

ในการศึกษาสถานะของการกำหนดตำแหน่งติดตั้งและการกำหนดขนาด PV-DG งานวิจัยได้นำระบบจำลอง 5 บัส จากบทที่ 3 มาทดลองกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมโดยกำหนดข้อมูลโหลดและอิมพีแดนซ์คงเดิมตามตารางที่ 3.1 พร้อมทั้งกำหนดเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าที่มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมน้อยที่สุดโดยเป็นการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (5) ตามภาพที่ 3.2(d) การทดลองติดตั้งได้กำหนดขนาดของ PV-DG คงที่เท่ากับ 300.00 กิโลวัตต์ (kW) และเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้งในบัสที่ 2 ถึง 5 และเมื่อวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส โดยกำหนดกำลังไฟฟ้าฐานแบบ 3 เฟส เท่ากับ 5 MVA และแรงดันไฟฟ้าฐานระหว่างสายเท่ากับ 22 kV จะสามารถแสดงผลลัพธ์ได้ตามภาพที่ 4.1(a) ถึง 4.1(d) ตามลำดับ

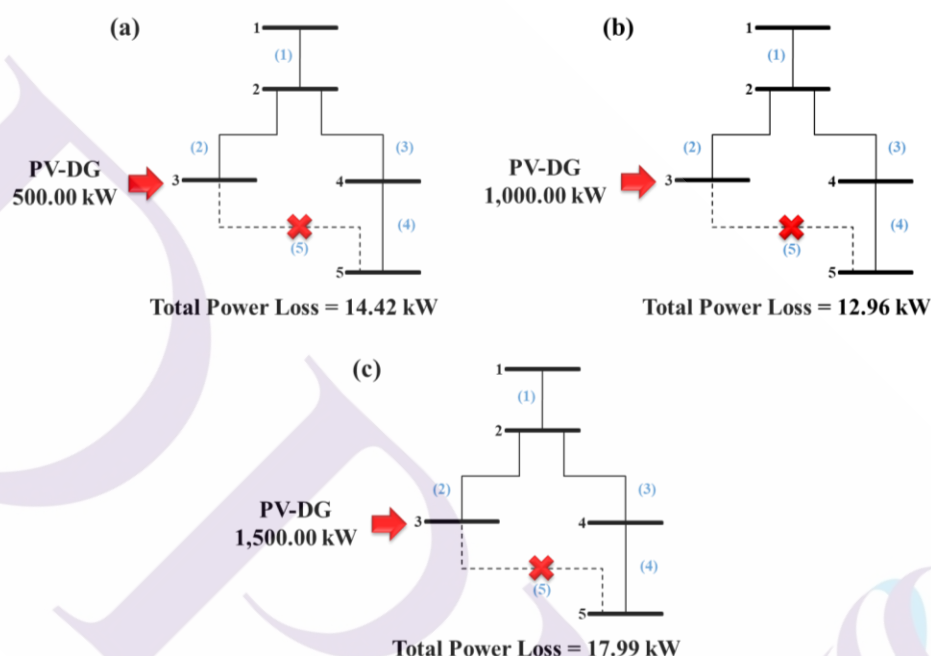


ภาพที่ 4.1 ผลจากการเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้ง PV-DG ของระบบจำลอง 5 บัส

จากภาพข้างต้นพบว่า การเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้ง PV-DG ที่กำลังผลิตคงที่เท่ากับ 300.00 kW ในบัสต่างๆ จะเกิดการลดลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่แตกต่างกัน โดยการติดตั้ง PV-

DG

ในบัสที่ 3 ตามภาพที่ 4.1(b) ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมมีปริมาณน้อยที่สุดเท่ากับ 16.88 kW จากนั้นได้ทดลองเพิ่มเติมด้วยการกำหนดตำแหน่งติดตั้ง PV-DG ไว้ที่บัสที่ 3 และปรับเปลี่ยนปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตเป็น 3 ระดับ เท่ากับ 500.00, 1,000.00 และ 1,500.00 kW โดยสามารถแสดงผลลัพธ์ของการทดลองดังกล่าวได้ตามภาพที่ 4.2(a) ถึง 4.2(c) ตามลำดับ



ภาพที่ 4.2 ผลจากการปรับขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ของระบบจำลอง 5 บัส

จากภาพข้างต้นพบว่า โหลดแอกตีฟในบัสที่ 3 นั้นถูกชดเชยด้วยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG และเมื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่ผลิตสูงขึ้นจาก 500.00 kW เป็น 1,000.00 kW ตามภาพที่ 4.2(b) จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงจาก 14.42 kW เหลือ 12.96 kW อย่างไรก็ตาม เมื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG เป็น 1,500.00 kW ตามภาพที่ 4.2(c) ผลลัพธ์ที่เกิดขึ้นคือไม่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้มากขึ้น จากตัวอย่างข้างต้นสรุปได้ว่า กำลังไฟฟ้าแอกตีฟในแต่ละบัสนั้นเป็นตัวแปรที่สำคัญ หากติดตั้ง PV-DG ที่มีขนาดผลิตกำลังไฟฟ้าครอบคลุมโหลดที่เชื่อมโยงไปยังปลายทางจะทำให้สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ผลสรุปจากการศึกษาข้างต้นคือ การกำหนดวัตถุประสงค์ในลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย การแก้ปัญหาจะต้องกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ให้เหมาะสมกับโหลด อย่างไรก็ตาม

ในระบบจำหน่ายนั้นมีการเชื่อมโยงของบัสจำนวนมาก การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG เหมาะสมจึงทำได้ยาก นอกจากนั้นยังมีความซับซ้อนจากกรณีการติดตั้ง PV-DG ในระบบจำหน่าย จำนวนหลายแหล่ง รวมถึงความยากที่เกิดจากสภาวะของการผลิตไฟฟ้าของ PV-DG ที่มีความผันผวนตามความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ ดังนั้นการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมจึงมีความท้าทายในการนำมาใช้แก้ปัญหาการสูญเสียให้มีประสิทธิภาพ

การศึกษางานวิจัยที่แก้ปัญหาการสูญเสียด้วยการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสมพบว่างานวิจัยส่วนใหญ่แก้ปัญหาด้วยวิธีการเมตาฮิวริสติกซึ่งประกอบด้วย งานวิจัยของ Aswini and Seshu (2016); Rao and Rao (2016) ได้แก้ปัญหาด้วยขั้นตอนวิธีค้นหาความบรรสาน (HS) ส่วนงานวิจัยของ Sridevi et al. (2015); Priya and Reddy (2015) ได้แก้ปัญหาด้วยขั้นตอนวิธีฝูงผึ้ง (ABC) และงานวิจัยของ Guerriche and Bouktir (2015); Lalitha et al. (2010) ได้แก้ปัญหาด้วยขั้นตอนวิธีกลุ่มอนุภาค (PSO) ผลสรุปจากการศึกษาพบว่าแต่ละงานวิจัยต่างได้กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 พร้อมทั้งเปรียบเทียบประสิทธิภาพการทดลองด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม การปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น รวมถึงจำนวนรอบและเวลาในการประมวลผลผู้เข้าสู่คำตอบ นอกจากนั้นยังพบว่าขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO มีประสิทธิภาพในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม และสามารถปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นได้ตามวัตถุประสงค์ ดังนั้นผลการศึกษาดังกล่าวจึงเป็นแนวโน้มที่สำคัญในการกำหนดเครื่องมือและวิธีการในการแก้ปัญหของงานวิจัยนี้

4.2 วิธีการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม

การทดลองมีขั้นตอนประกอบด้วย การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์และข้อจำกัด จากนั้นได้ออกแบบวิธีการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ด้วยวิธีการเมตาฮิวริสติก ร่วมกับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM วิธีการเมตาฮิวริสติกที่ใช้ในการทดลองประกอบด้วย ขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO การทดลองได้ออกแบบโดยเลือกวิธีการเมตาฮิวริสติกที่มีประสิทธิภาพสูงสุดสำหรับนำวิธีดังกล่าวมาติดตั้ง PV-DG ด้วยการกำหนดจำนวน PV-DG ที่เหมาะสมภายใต้ขนาดผลิตสูงสุดที่กำหนด ทั้งนี้สามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังนี้

4.2.1 การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์

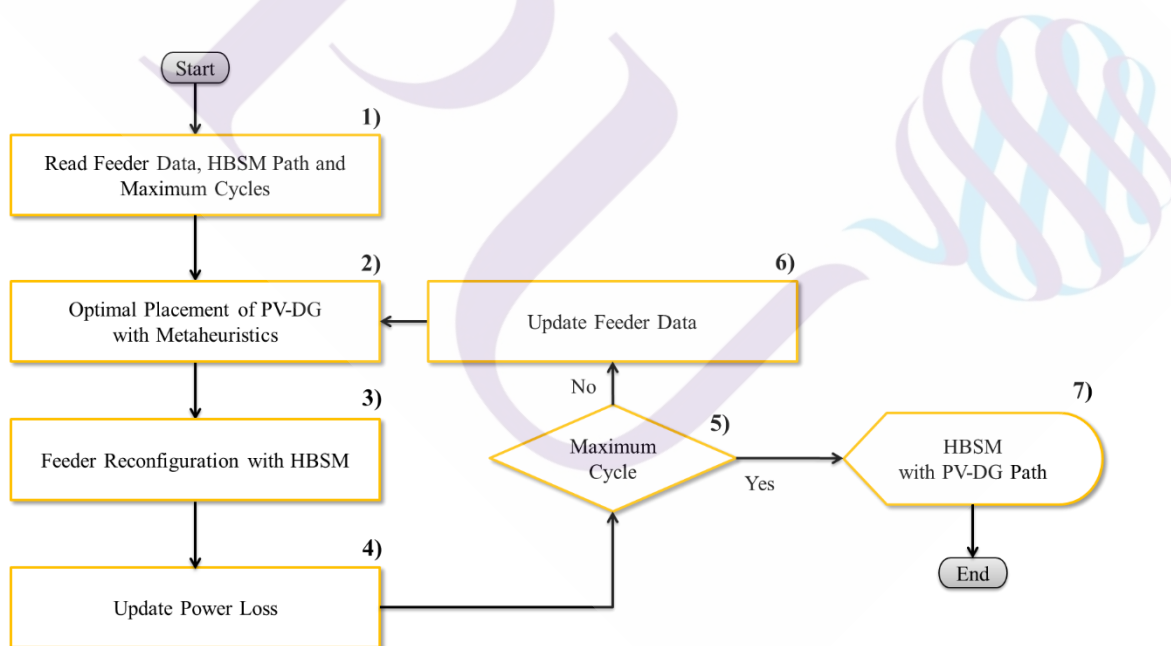
การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์และข้อจำกัดยังคงเป็นการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด ตามสมการที่ (3-3) ถึง (3-5) อย่างไรก็ตามด้วยคุณสมบัติของ PV-DG กำลังไฟฟ้าแอกตีฟต้องอยู่ในขอบเขตของความสามารถในการผลิต ดังนั้นจึงกำหนดข้อจำกัดเพิ่มเติมตามสมการที่ (4-2)

$$P_{DG}^{min} \leq P_{DG,i} \leq P_{DG}^{max} \quad (4-2)$$

จากสมการที่ (4-2) แสดงถึงข้อจำกัดของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG โดย $P_{DG,i}$ คือกำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ผลิตจาก PV-DG ที่ติดตั้งในบัสที่ i มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) ซึ่งต้องอยู่ในช่วงพิกัดที่กำหนดระหว่าง P_{DG}^{min} คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ผลิตจาก PV-DG ต่ำสุด และ P_{DG}^{max} คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ผลิตจาก PV-DG สูงสุด หรือขนาดของ PV-DG

4.2.2 ขั้นตอนการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม

การทดลองได้นำ HBSM Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 โดยใช้วิธีการเมตาฮิวริสติกกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากนั้นจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM และประมวลผลวนซ้ำจนถึงจำนวนรอบสูงสุดที่กำหนด โดยแสดงขั้นตอนได้ตามภาพที่ 4.3



ภาพที่ 4.3 แผนผังแสดงขั้นตอนการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม

1) นำเข้าข้อมูลระบบจำหน่ายและกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการประมวลผล (Read Feeder Data and Define Maximum Cycles) โดยนำเข้าข้อมูลของ HBSM Path ประกอบด้วย ข้อมูลบัส ช่วงสายป้อน โหลดแอกติฟ โหลดรีแอกติฟ รีซิสแตนซ์ รีแอกแตนซ์ และการเชื่อมโยงระหว่างบัส พร้อมทั้งกำหนดจำนวนรอบในการประมวลผลสูงสุด

2) กำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมด้วยวิธีการเมตาฮีริสติก (Optimal Placement of PV-DG with Metaheuristics) โดยทดลองกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ด้วยวิธีการเมตาฮีริสติก ผลลัพธ์ที่ได้จากขั้นตอนนี้คือ ตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม ทั้งนี้การนับจำนวนรอบการประมวลผลทำได้โดยเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงในแต่ละรอบกับเกณฑ์ที่กำหนด หากพบว่าผลต่างของการลดลงน้อยกว่าเกณฑ์ที่กำหนดต่อเนื่องจำนวน 100 รอบ ขั้นตอนนี้จะหยุดประมวลผลเพื่อแสดงจำนวนรอบและเวลาเข้าสู่ค่าคอบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม รวมถึงตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม

3) จัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM (Feeder Reconfiguration with HBSM) หลังจากได้ผลลัพธ์ของตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมแล้วจะเข้าสู่ขั้นตอนการปรับปรุงข้อมูลกำลังไฟฟ้าแอกติฟในบัสที่ถูกติดตั้ง PV-DG โดยสามารถแสดงกำลังไฟฟ้าแอกติฟที่เปลี่ยนแปลงได้ตามสมการที่ (4-1) ทั้งนี้หลังจากปรับปรุงค่ากำลังไฟฟ้าแอกติฟแล้วจะเข้าสู่ขั้นตอนการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM

4) จัดเก็บค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Update Power Loss) โดยนำเส้นทางที่ได้จากขั้นตอนที่ 3) เข้าสู่ขั้นตอนวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า จากนั้นจัดเก็บค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลง

5) การประมวลผลถึงจำนวนรอบสูงสุด (Maximum Cycle) โดยตรวจสอบลำดับรอบประมวลผลปัจจุบัน หากพบว่ายังไม่ถึงจำนวนรอบสูงสุดจะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 6) แต่หากพบว่ามีถึงจำนวนรอบสูงสุดจะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 7) เพื่อหยุดการประมวลผลและแสดงผลลัพธ์

6) ปรับปรุงข้อมูลระบบจำหน่าย (Update Feeder Data) โดยปรับปรุงข้อมูลการเชื่อมโยงใน HBSM Path จากนั้นปรับปรุงข้อมูลกำลังไฟฟ้าแอกติฟของบัสที่มีการติดตั้ง PV-DG ให้เป็นข้อมูลโหลดเดิมก่อนมีการติดตั้ง PV-DG ตามเทอมของ $P'_i - P_{DG,i}$ และดำเนินการวนซ้ำเข้าสู่การประมวลผลกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ใหม่อีกครั้ง

7) แสดงผลลัพธ์ HBSM Path ที่กำหนดตำแหน่งและขนาดของ PV-DG (HBSM with PV-DG Path) โดยเป็นขั้นตอนแสดง HBSM Path ที่มีการกำหนดตำแหน่งและขนาดของ PV-DG ที่เหมาะสม

จากขั้นตอนข้างต้นการประมวลผลแต่ละรอบจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลง ทั้งจากขั้นตอนการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ด้วยวิธีการเมตาฮิวริสติกและขั้นตอนการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM ดังนั้นผลลัพธ์ของการทดลองด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียจะถูกวัดประสิทธิภาพจากทั้ง 2 ขั้นตอน

4.2.3 การจัดเตรียมข้อมูลการทดลอง

ข้อมูลที่ใช้สำหรับการทดลองเป็นข้อมูลตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ประกอบด้วยข้อมูลโหลดแอกติฟและรีแอกติฟแบบ 3 เฟส รวมถึงข้อมูลอิมพีแดนซ์แบบต่อเฟสซึ่งประกอบด้วย รีซิสแตนซ์และรีแอกแตนซ์แบบต่อเฟส โดยระบบที่นำมาใช้ในการทดลองเป็นระบบจำหน่ายที่ยังไม่มีการติดตั้ง PV-DG โดยสามารถแสดงในภาคผนวก ตามตารางที่ 1 และ 3

4.3 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม

การทดลองได้ใช้ตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส โดยกำหนดกำลังไฟฟ้าฐานแบบ 3 เฟส เท่ากับ 100 MVA แรงดันไฟฟ้าฐานระหว่างสายเท่ากับ 22 kV (Taher and Karimi, 2014) พิกัดแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วง 19.80 kV (0.90 pu) ถึง 23.10 kV (1.05 pu) (Prakasha and Lakshminarayanab, 2016 and Sanjay et al. 2017) พิกัดกระแสสูงสุดของช่วงสายป้อนที่ (1) ถึง (9) เท่ากับ 400 A สำหรับพิกัดกระแสสูงสุดของช่วงสายป้อนอื่นๆ เท่ากับ 200 A (Saonerkar et al., 2014) พิกัดขนาด PV-DG ต่ำสุดเท่ากับ 0 kW และพิกัดขนาด PV-DG สูงสุด จะเปลี่ยนแปลงตามขนาดของ PV-DG ที่ใช้ในการทดลองแต่ละกรณี สำหรับขนาด PV-DG ในการทดลองจะกำหนดเป็น PV-DG ขนาดเล็ก เนื่องจากมีวัตถุประสงค์เพื่อให้สามารถแสดงตำแหน่งติดตั้งได้อย่างอิสระ รวมถึงป้องกันผลกระทบของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เพิ่มขึ้นจากการติดตั้ง PV-DG ขนาดใหญ่ ทั้งนี้ขนาด PV-DG ต่ำสุดในการทดลองจะกำหนดไว้เท่ากับ 1,000.00 kW โดยอ้างอิงจากมาตรฐานการเชื่อมต่อ PV-DG ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่กำหนดให้ผู้ขอติดตั้ง PV-DG ที่มีขนาดผลิตรวมรวมต่ำสุดเท่ากับ 1,000.00 kW จะต้องติดตั้งเครื่องวัดสำหรับจัดเก็บข้อมูลเพื่อควบคุม แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า ความถี่ไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็นต้น (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559) โดยงานวิจัยได้ทดลองจำแนกตามกรณีดังนี้

กรณีที่ 1 การติดตั้ง PV-DG 1 แหล่ง ขนาด 1,000.00 kW (ขนาดผลิตกำลังไฟฟ้าแอกตีฟสูงสุด 1,000.00 kW) เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของวิธีการเมตาฮิวริสติกซึ่งประกอบด้วยขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO จากนั้นเลือกวิธีการเมตาฮิวริสติกที่มีประสิทธิภาพสูงสุดเพื่อนำไปทดลองในกรณีที่ 2

กรณีที่ 2 การติดตั้ง PV-DG ที่มีขนาดรวม 2,000.00 kW เพื่อเลือกจำนวน ตำแหน่ง และขนาด PV-DG ที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เหลือน้อยที่สุด โดยนำวิธีการเมตาฮิวริสติกที่มีประสิทธิภาพสูงสุดจากการทดลองกรณีที่ 1 เปรียบเทียบระหว่างการติดตั้ง PV-DG 1 แหล่ง ขนาด 2,000.00 kW และ PV-DG 2 แหล่ง ขนาดแหล่งละ 1,000.00 kW

การทดลองได้ตรวจสอบความถูกต้องของการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ตามตารางที่ 4.1) โดยงานวิจัยที่นำมาอ้างอิงได้กำหนดตำแหน่ง PV-DG จำนวน 3 แหล่ง ใน Base Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ประกอบด้วย แหล่งที่ 1 ที่บัส 17 ขนาด 572.40 kW แหล่งที่ 2 ที่บัส 18 ขนาด 107.00 kW และแหล่งที่ 3 ที่บัส 33 ขนาด 1,046.20 kW (Rao et al., 2013) ทั้งนี้เมื่อติดตั้ง PV-DG สามารถเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ตามตารางที่ 4.1

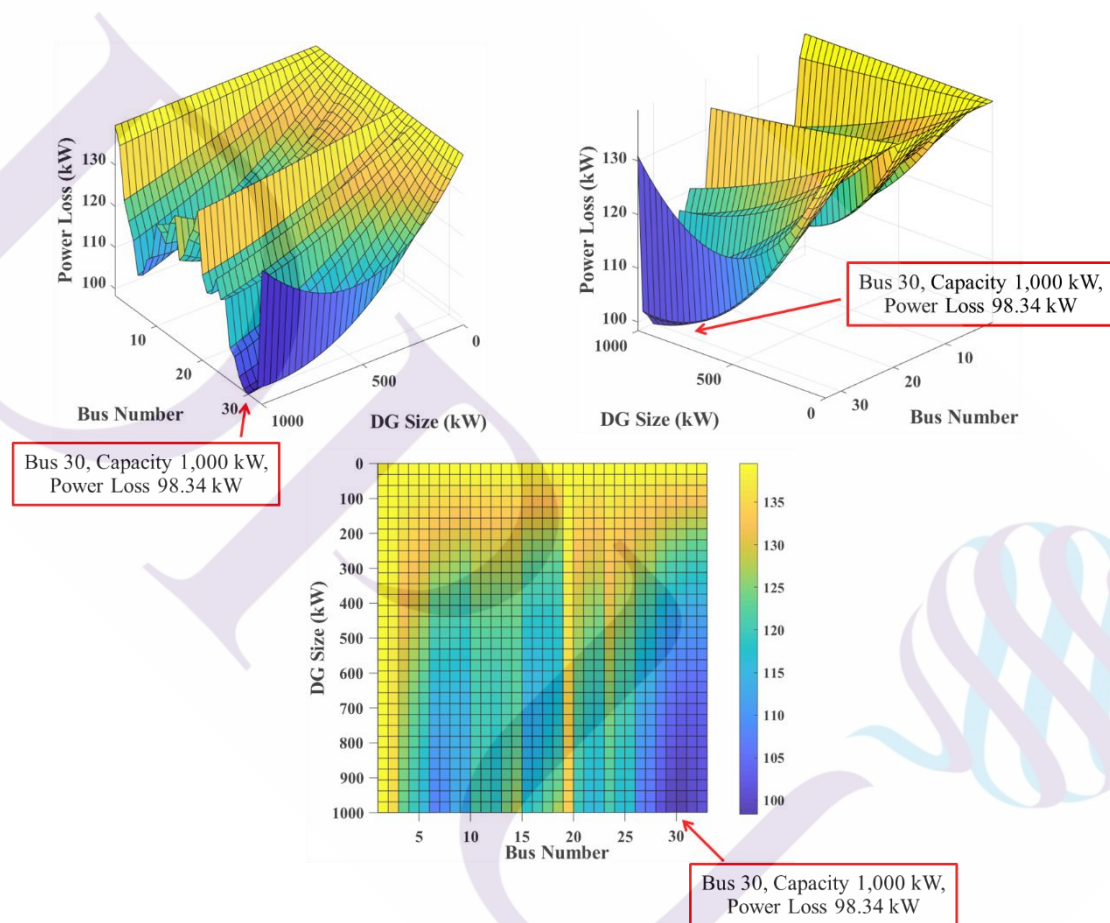
ตารางที่ 4.1 การเปรียบเทียบการติดตั้ง PV-DG ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

งานวิจัย	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ก่อนติดตั้ง PV-DG (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม เมื่อติดตั้ง PV-DG (kW)
Rao et al. (2013)	202.67	96.76
HBSM and Metahuristic	202.67	96.76

จากตารางข้างต้นจะพบว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมก่อนและหลังติดตั้ง PV-DG ถูกต้องตรงกัน ดังนั้นจึงนับว่าวิธีติดตั้ง PV-DG สามารถประมวลผลได้อย่างถูกต้องตรงกับงานวิจัยที่นำมาเปรียบเทียบ

4.3.1 การติดตั้ง PV-DG 1 แหล่ง ขนาด 1,000.00 kW

การทดลองได้ออกแบบการติดตั้ง PV-DG เพื่อให้สำหรับเปรียบเทียบความถูกต้องของการติดตั้ง PV-DG 1 แหล่ง ขนาด 1,000.00 kW ใน HBSM Path ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 โดยกำหนดตำแหน่งติดตั้ง PV-DG ในทุกบัสยกเว้นบัสต้นทาง พร้อมทั้งกำหนดให้กำลังไฟฟ้าแอกตีฟที่ผลิตจาก PV-DG เปลี่ยนแปลงตั้งแต่ 0 ถึง 1,000.00 kW โดยสามารถแสดงผลลัพธ์ในด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการเปลี่ยนตำแหน่งและขนาด PV-DG ของตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ผลจากการทดลองพบว่า การติดตั้ง PV-DG ขนาด 1,000.00 kW ที่บัส 30 สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของ HBSM Path จาก 139.54 kW เหลือเพียง 98.34 kW ลดลง 41.20 kW ผลการติดตั้ง PV-DG ตามบัสและขนาดดังกล่าวจะถูกกำหนดเป็นเกณฑ์ในการเปรียบเทียบความถูกต้องของการประมวลผลในขั้นตอนถัดไปซึ่งเป็นการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ขนาด 1,000.00 kW ด้วยขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO ร่วมกับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM โดยกำหนดจำนวนรอบในการประมวลผลวนซ้ำระหว่างทั้งสองขั้นตอนจำนวน 10 รอบ พร้อมทั้งกำหนดพารามิเตอร์ของขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO ตามตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 พารามิเตอร์ของขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO

ขั้นตอนวิธี HS	ขั้นตอนวิธี ABC	ขั้นตอนวิธี PSO
Vector of Harmony Size = 32	Nectar Source = 32	Problem Dimension = 32
Harmony Memory = 10	Scout Bee = 20	Weight = 0.2
Harmony Consideration Rate = 0.4	Employ Bee = 10	Swarm Size = 100
Pitch Adjust Rate = 0.3	Onlooker Bee = 10	Learning Factor = 1.5
Bandwidth = 0.0001		

จากการทดลองด้วยขั้นตอนที่ออกแบบตามภาพที่ 4.3 จำนวน 5 ครั้ง สามารถแสดงจำนวนรอบในการประมวลผลเข้าสู่คำตอบที่ดีที่สุด ตำแหน่งและขนาด PV-DG จำนวนรอบและเวลาในการประมวลผลของวิธีการเมตาฮิวริสติก กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม เวลาประมวลผลแต่ละรอบ และเวลาประมวลผลสะสม ได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 4 ถึง 18 ทั้งนี้สามารถพิสูจน์ความถูกต้องโดยนำกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ได้จากการประมวลผลในรอบที่ 1 ของการทดลองจากขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO ทั้ง 5 ครั้ง เปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากการเปลี่ยนแปลงตำแหน่งและขนาด PV-DG ใน HBSM Path ตามภาพที่ 4.4 โดยพบว่า ผลลัพธ์จากทั้ง 3 ขั้นตอนวิธีสามารถกำหนดตำแหน่งติดตั้งของ PV-DG ในบัสที่ 30 ได้อย่างถูกต้อง ในด้านขนาด PV-DG พบว่าขั้นตอนวิธี ABC และ PSO กำหนดขนาดของ PV-DG ที่ตรงกันซึ่งเฉลี่ยเท่ากับ 1,000.00 kW และสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเฉลี่ยเท่ากับ 98.34 kW อย่างไรก็ตามขั้นตอนวิธี HS ไม่สามารถกำหนดกำลังการผลิตได้สูงสุด โดยสามารถกำหนดการผลิตได้เฉลี่ยเท่ากับ 990.46 kW ส่งผลให้สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เฉลี่ยเท่ากับ 91.01 kW ทั้งนี้สามารถสรุปผล

การทดลองด้วยขั้นตอนวิธี HS ควบคู่กับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM ในรอบการประมวลผลที่ 1 จากการทดลองจำนวน 5 ครั้ง ได้ตามตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ผลการทดลองด้วยขั้นตอนวิธี HS ในรอบที่ 1 ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ลำดับการทดลอง	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
ครั้งที่ 1	30	993.22	98.38
ครั้งที่ 2	30	998.69	98.35
ครั้งที่ 3	30	964.80	98.59
ครั้งที่ 4	30	995.73	98.37
ครั้งที่ 5	30	999.88	90.39
ค่าสูงสุด	-	999.88	98.59
ค่าต่ำสุด	-	964.80	98.34
ค่าเฉลี่ย	-	990.46	98.41

นอกจากนั้นในการทดลองจำนวน 5 ครั้ง พบว่า ผลลัพธ์ของการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ร่วมกับ HBSM จากทั้ง 3 ขั้นตอนวิธีได้ผลลัพธ์ที่แตกต่างกันโดยสามารถแสดงผลการทดลองในรอบที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุดตามตารางที่ 4.4 ถึง 4.6

ตารางที่ 4.4 ผลการทดลองด้วยขั้นตอนวิธี HS ในรอบที่ดีที่สุด ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ลำดับการทดลอง	รอบการประมวลผลที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุด	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	เวลาประมวลผลจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด (วินาที)
ครั้งที่ 1	7	31	999.17	89.99	164.25
ครั้งที่ 2	3	31	999.52	89.98	78.47
ครั้งที่ 3	6	31	993.29	90.13	152.52
ครั้งที่ 4	6	31	998.02	90.02	163.45
ครั้งที่ 5	5	31	998.42	90.01	143.97
ค่าสูงสุด	7	-	999.52	90.13	164.25
ค่าต่ำสุด	3	-	993.29	89.98	78.47
ค่าเฉลี่ย	5	-	997.68	90.03	140.53

ตารางที่ 4.5 ผลการทดลองด้วยขั้นตอนวิธี ABC ในรอบที่ดีที่สุด ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ลำดับการทดลอง	รอบการประมวลผลที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุด	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	เวลาประมวลผลจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด (วินาที)
ครั้งที่ 1	2	31	1,000.00	89.97	372.36
ครั้งที่ 2	2	31	1,000.00	89.97	360.08
ครั้งที่ 3	2	31	1,000.00	89.97	359.56
ครั้งที่ 4	2	31	1,000.00	89.97	379.72
ครั้งที่ 5	2	31	1,000.00	89.97	370.48
ค่าสูงสุด	2	-	1,000.00	89.97	379.72
ค่าต่ำสุด	2	-	1,000.00	89.97	359.56
ค่าเฉลี่ย	2	-	1,000.00	89.97	368.44

ตารางที่ 4.6 ผลการทดลองด้วยขั้นตอนวิธี PSO ในที่ที่ดีที่สุด ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ลำดับการทดลอง	รอบการประมวลผลที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุด	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	เวลาประมวลผลจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด (วินาที)
ครั้งที่ 1	2	31	1,000.00	89.97	276.98
ครั้งที่ 2	2	31	1,000.00	89.97	273.39
ครั้งที่ 3	2	31	1,000.00	89.97	270.78
ครั้งที่ 4	2	31	1,000.00	89.97	251.88
ครั้งที่ 5	2	31	1,000.00	89.97	239.19
ค่าสูงสุด	2	-	1,000.00	89.97	276.98
ค่าต่ำสุด	2	-	1,000.00	89.97	239.19
ค่าเฉลี่ย	2	-	1,000.00	89.97	262.44

จากผลลัพธ์ตามตารางที่ 4.4 ถึง 4.6 สามารถสรุปผลการทดลองแต่ละด้านได้ดังนี้

1) กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม พบว่าขั้นตอนวิธี HS สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเหลือเฉลี่ยเท่ากับ 90.02 kW ส่วนขั้นตอนวิธี ABC และ PSO สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเหลือเฉลี่ยเท่ากับ 89.97 kW

2) ตำแหน่งและขนาด PV-DG พบว่าในรอบที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุดทุกขั้นตอนวิธีสามารถกำหนดขนาดของ PV-DG ที่บัส 31 ในการทดลองทุกครั้ง โดยขั้นตอนวิธี ABC และ PSO สามารถกำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าจาก PV-DG เฉลี่ยเท่ากับ 1,000.00 kW หากแต่ขั้นตอนวิธี HS สามารถกำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าจาก PV-DG เฉลี่ยเท่ากับ 997.68 kW ดังนั้นจึงนับว่าขั้นตอนวิธี ABC และ PSO สามารถกำหนดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

3) จำนวนรอบและเวลาในการประมวลผลจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด โดยนับจากจำนวนรอบของการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ร่วมกับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM จนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด สามารถแสดงได้ดังนี้

3.1) ขั้นตอนวิธี HS ใช้จำนวนรอบในการหาคำตอบที่ดีที่สุดเฉลี่ยเท่ากับ 5 รอบ ใช้เวลาประมวลผลเฉลี่ยเท่ากับ 140.53 วินาที

3.2) ขั้นตอนวิธี ABC ใช้จำนวนรอบในการหาคำตอบที่ดีที่สุดเฉลี่ยเท่ากับ 2 รอบ ใช้เวลาประมวลผลเฉลี่ยเท่ากับ 368.44 วินาที และ

3.3) ขั้นตอนวิธี PSO ใช้จำนวนรอบในการหาคำตอบที่ดีที่สุดเฉลี่ยเท่ากับ 2 รอบ ใช้เวลาประมวลผลเฉลี่ยเท่ากับ 262.44 วินาที

สรุปผลจากการทดลองข้างต้นพบว่า ขั้นตอนวิธี PSO ใช้เวลาประมวลผลจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด โดยสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจนเหลือน้อยที่สุด จากขอบเขตการทดลองที่กำหนดจะพบว่าขั้นตอนวิธี PSO เป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพสูงสุด ดังนั้นขั้นตอนวิธี PSO จึงถูกเลือกสำหรับการทดลองในกรณีถัดไป

4.3.2 การติดตั้ง PV-DG ขนาดผลิตรวม 2,000.00 kW

การทดลองได้ออกแบบภายใต้การติดตั้ง PV-DG ด้วยขั้นตอนวิธี PSO ร่วมกับการจัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธี HSBM ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 โดยกำหนด PV-DG ที่มีขนาดผลิตรวมไม่เกิน 2,000.00 kW เปรียบเทียบระหว่าง การติดตั้ง PV-DG 1 แหล่ง ขนาด 2,000.00 kW และการติดตั้ง PV-DG 2 แหล่ง ขนาดแหล่งละ 1,000.00 kW จากการทดลองจำนวน 5 ครั้ง โดยการทดลองแต่ละครั้งกำหนดจำนวนรอบการประมวลผลวนซ้ำเท่ากับ 10 รอบ สามารถแสดงผลลัพธ์ได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 19 ถึง 28 พร้อมทั้งสามารถสรุปผลการทดลองได้ตามตารางที่ 4.7 ถึง 4.8

ตารางที่ 4.7 ผลการติดตั้ง PV-DG 1 แห่ง ขนาด 2,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ลำดับการทดลอง	รอบการประมวลผลที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุด	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	เวลาประมวลผลจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด (วินาที)
ครั้งที่ 1	5	29	1,925.03	79.66	617.38
ครั้งที่ 2	4	29	1,925.03	79.66	492.59
ครั้งที่ 3	5	29	1,925.03	79.66	883.33
ครั้งที่ 4	5	29	1,925.03	79.66	701.42
ครั้งที่ 5	5	29	1,925.03	79.66	689.94
ค่าสูงสุด	5	-	1,925.03	79.66	883.33
ค่าต่ำสุด	4	-	1,925.03	79.66	492.59
ค่าเฉลี่ย	5	-	1,925.03	79.66	676.93

ตารางที่ 4.8 ผลการติดตั้ง PV-DG 2 แห่ง แห่งละ 1,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ลำดับการทดลอง	รอบการประมวลผลที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุด	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	เวลาประมวลผลจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด (วินาที)
		PV-DG 1	PV-DG 2	PV-DG 1	PV-DG 2		
		1	2	1	2		
ครั้งที่ 1	5	15	25	1,000.00	1,000.00	63.22	771.94
ครั้งที่ 2	5	15	25	1,000.00	1,000.00	63.22	679.02
ครั้งที่ 3	7	15	25	1,000.00	1,000.00	63.22	925.98
ครั้งที่ 4	8	15	25	1,000.00	1,000.00	63.22	1,297.19
ครั้งที่ 5	6	15	25	1,000.00	1,000.00	63.22	1,008.48
ค่าสูงสุด	8	-	-	1,000.00	1,000.00	63.22	1,297.19
ค่าต่ำสุด	5	-	-	1,000.00	1,000.00	63.22	679.02
ค่าเฉลี่ย	6	-	-	1,000.00	1,000.00	63.22	936.52

จากการทดลองข้างต้นสามารถสรุปเปรียบเทียบผลลัพธ์ในแต่ละด้านได้ดังนี้

1) กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม พบว่าการติดตั้ง PV-DG 1 แห่ง สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเหลือเฉลี่ยเท่ากับ 79.66 kW และกรณี PV-DG 2 แห่ง สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เหลือน้อยกว่าซึ่งเฉลี่ยเท่ากับ 63.22 kW

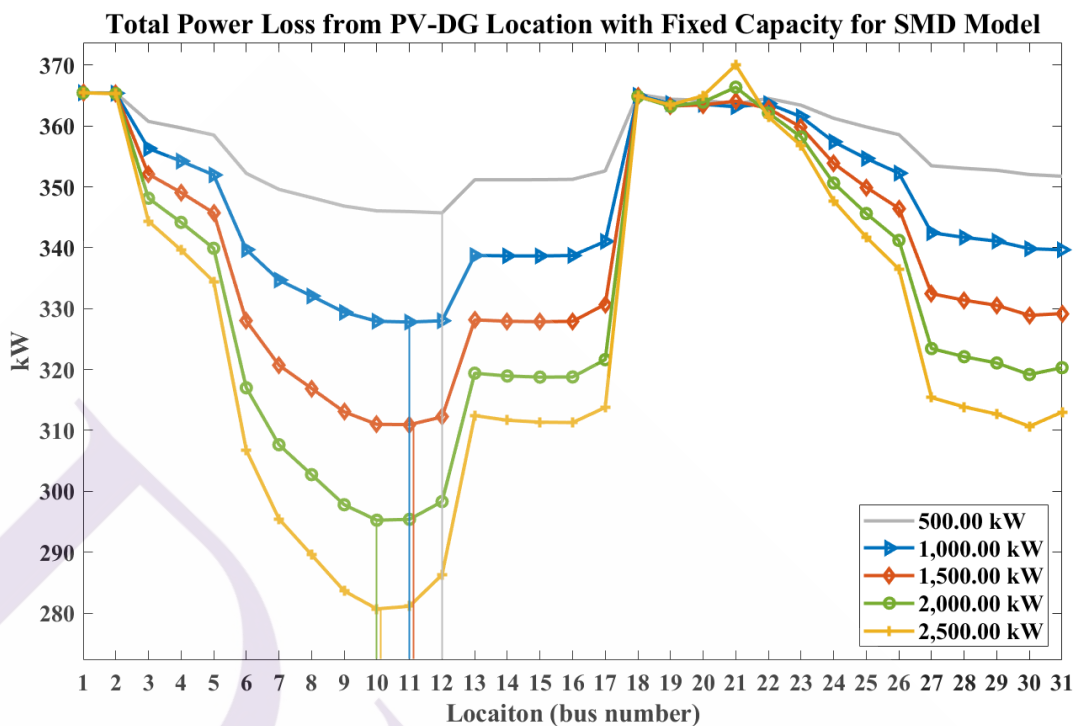
2) จุดตั้งและขนาด PV-DG พบว่า กรณีติดตั้ง PV-DG 1 แห่ง สามารถกำหนดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดเฉลี่ยเท่ากับ 1,925.03 kW โดยผลการทดลองทุกครั้งพบว่า ตำแหน่งติดตั้ง PV-DG ที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุดคือ บัสที่ 29 ส่วนกรณีติดตั้ง PV-DG 2 แห่ง สามารถกำหนดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้แหล่งละ 1,000.00 kW รวม 2,000.00 kW ซึ่งหมายถึงสามารถกำหนดกำลังผลิตได้สูงสุด โดยผลลัพธ์ของตำแหน่งติดตั้ง PV-DG ในรอบที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุดจากการทดลองทุกครั้งคือ การติดตั้ง PV-DG ในบัสที่ 15 และ 25 ดังนั้นการติดตั้ง PV-DG 2 แห่ง จะสามารถกำหนดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ได้เต็มประสิทธิภาพมากกว่า

3) จำนวนรอบและเวลาในการประมวลผลจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด โดยนับจากจำนวนรอบของการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ควบคุมกับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM จนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด สามารถแสดงได้ดังนี้

3.1) กรณี PV-DG 1 แห่ง ใช้จำนวนรอบในการหาคำตอบที่ดีที่สุดเฉลี่ยเท่ากับ 5 รอบ ใช้เวลาประมวลผลเฉลี่ยเท่ากับ 676.93 วินาที

3.2) กรณี PV-DG 2 แห่ง ใช้จำนวนรอบในการหาคำตอบที่ดีที่สุดเฉลี่ยเท่ากับ 6 รอบ ใช้เวลาประมวลผลเฉลี่ยเท่ากับ 936.52 วินาที

จากการทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 สามารถสรุปได้ว่า การติดตั้ง PV-DG 2 แห่ง ขนาดแหล่งละ 1,000.00 kW สามารถกำหนดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ได้เต็มความสามารถในการผลิต หากแต่ต้องใช้จำนวนรอบในการประมวลผลที่มากกว่า อย่างไรก็ตาม การติดตั้ง PV-DG ในระบบจำหน่ายนั้นมักจะเป็นการกำหนดตำแหน่งติดตั้งแบบคงที่ ดังนั้นในงานวิจัยจึงเลือกผลการทดลองที่มีประสิทธิภาพในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นสำคัญ โดยเลือกวิธีการติดตั้ง PV-DG 2 แห่ง ขนาดแหล่งละ 1,000.00 kW เพื่อนำไปประยุกต์ใช้กับระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ทั้งนี้ก่อนดำเนินการตามประเด็นดังกล่าวได้ทดลองเพื่อวิเคราะห์การติดตั้ง PV-DG ที่เหมาะสมสำหรับ HBSM Path ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ตามภาพที่ 3.32 ด้วยการติดตั้ง PV-DG 1 แห่ง ที่มีการผลิตกำลังแบบคงที่เท่ากับ 500.00, 1,000.00, 1,500.00, 2,000.00 และ 2,500.00 kW เปรียบเทียบระหว่างการติดตั้งแบบทุกทางเลือกที่เป็นไปได้ (Brute Force Approach) และการติดตั้งด้วยขั้นตอนวิธี PSO แบบไม่มีการประมวลผลวนซ้ำของการจัดเรียงสายป้อนทั้งนี้สามารถเปรียบเทียบผลลัพธ์ดังกล่าวได้ตามภาพที่ 4.5 และตารางที่ 4.9



ภาพที่ 4.5 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการเปลี่ยนตำแหน่ง PV-DG กำลังผลิตแบบคงที่ ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

ตารางที่ 4.9 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการติดตั้ง PV-DG ที่มีกำลังผลิตแบบคงที่ ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

กำลังไฟฟ้า ที่ผลิตจาก PV-DG (kW)	วิธีแบบทุกทางเลือกที่เป็นไปได้ (Burte Force Approach)		ขั้นตอนวิธี PSO	
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย รวม (kW)	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย รวม (kW)
500.00	12	345.73	12	345.73
1,000.00	11	327.79	11	327.79
1,500.00	11	310.94	11	310.94
2,000.00	10	295.38	10	295.38
2,500.00	10	280.68	10	280.68

จากผลการทดลองพบว่า การติดตั้ง PV-DG ในขนาดที่แตกต่างกันจากทั้ง 2 วิธีข้างต้น ได้ผลลัพธ์ที่ตรงกัน โดยเมื่อเพิ่มขนาด PV-DG จะพบว่าเกิดการเลื่อนตำแหน่งติดตั้ง เพื่อให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ครอบคลุมโหลดที่จ่ายไปยังปลายทาง จากบัสที่ 12 มายังบัสที่ 11 และ 10 ซึ่งเป็นบัสต้นทางของวงจรตามลำดับ

หลังจากพิสูจน์ความถูกต้องของการประมวลผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ขั้นตอนถัดไปจะเป็นการทดลองกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG แบบ 2 แหล่ง แหล่งละ 1,000.00 kW ด้วยวิธี PSO ร่วมกับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM โดยปรับเปลี่ยน Problem Dimension ให้มีค่าเท่ากับ 30 เนื่องจากระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 มีบัสโหลดรวมทั้งสิ้น 30 บัส จากการทดลองจำนวน 5 ครั้ง โดยกำหนดจำนวนรอบในการประมวลผลวนซ้ำระหว่างการจัดเรียงสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธี PSO และขั้นตอนการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM เท่ากับ 10 รอบ สามารถแสดงผลการทดลองได้ในภาคผนวกตามตารางที่ 29 ถึง 33 และสรุปผลได้ตามตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ผลการทดลองติดตั้ง PV-DG ด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

ลำดับการทดลอง	รอบการประมวลผลที่ได้รับคำตอบที่ดีที่สุด	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	เวลาประมวลผลจนได้รับคำตอบที่ดีที่สุด (วินาที)
		PV-DG 1	PV-DG 2	PV-DG 1	PV-DG 2		
		1	2	1	2		
ครั้งที่ 1	8	10	11	1,000.00	1,000.00	294.47	1,222.63
ครั้งที่ 2	4	10	11	1,000.00	1,000.00	294.47	634.39
ครั้งที่ 3	4	10	11	1,000.00	1,000.00	294.47	634.39
ครั้งที่ 4	3	10	11	1,000.00	1,000.00	294.47	458.36
ครั้งที่ 5	7	10	11	1,000.00	1,000.00	294.47	1,109.11
ค่าสูงสุด	8	-	-	1,000.00	1,000.00	294.47	1,222.63
ค่าต่ำสุด	3	-	-	1,000.00	1,000.00	294.47	458.36
ค่าเฉลี่ย	5	-	-	1,000.00	1,000.00	294.47	811.78

การทดลองด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 สรุปผลได้คือ มีการกำหนดตำแหน่งติดตั้ง PV-DG ที่บัส 10 และ 11 โดยมีขนาดแหล่งละ 1,000.00 kW สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจาก 365.45 kW คงเหลือเฉลี่ยเท่ากับ 294.47 kW สำหรับประสิทธิภาพของการประมวลผลพบว่า ใช้จำนวนรอบและเวลาที่ได้รับคำตอบดีที่สุดเท่ากับ 5 รอบ 811.78 วินาทีตามลำดับ

4.4 สรุปผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม

จากการออกแบบวิธีแก้ปัญหาโดยใช้วิธีการเมตาฮิวริสติกกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมควบคู่กับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM โดยทดลองในกรณีต่างๆ สามารถสรุปผลแต่ด้านได้ดังนี้

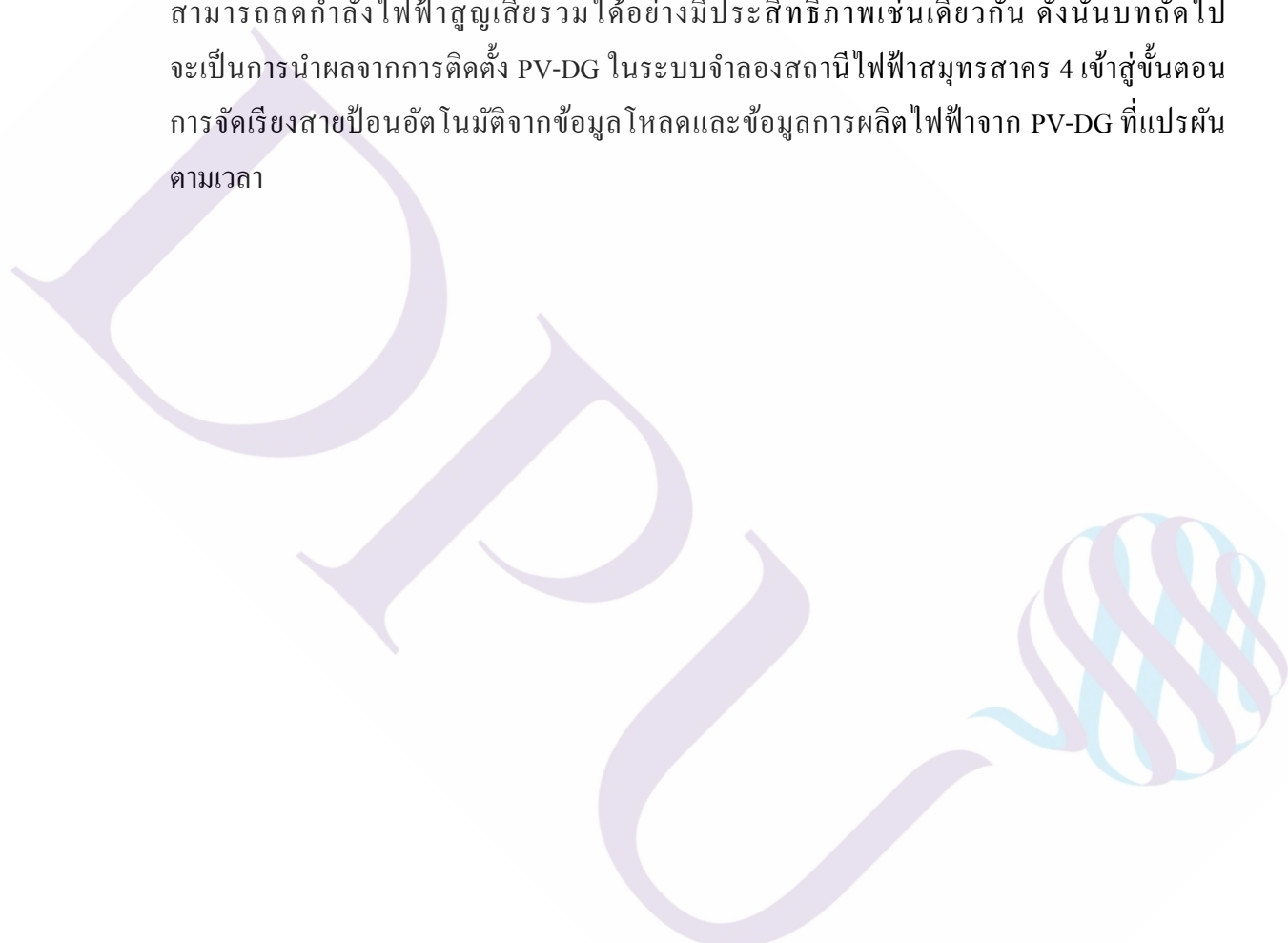
4.4.1 การนำไปประยุกต์ใช้งาน

จากการออกแบบวิธีแก้ปัญหาโดยใช้วิธีการเมตาฮิวริสติกกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมควบคู่กับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM ส่งผลให้สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้อย่างมีประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่องจากทั้งขั้นตอนการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ด้วยวิธีการเมตาฮิวริสติกและการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM โดยหลังจากการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จะพบว่าโหลดแอกทีฟในบัสที่ติดตั้งเกิดการเปลี่ยนแปลงและเมื่อนำมาจัดเรียงสายป้อนอีกครั้งจะพบว่าอาจเกิดการเปลี่ยนเส้นทางที่ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลง

4.4.2 ตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม

จากการทดลองกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมควบคู่กับการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM โดยติดตั้ง PV-DG ขนาด 1,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพการประมวลผลของวิธีการเมตาฮิวริสติกส์ซึ่งประกอบด้วยขั้นตอนวิธี HS, ABC และ PSO พบว่า ขั้นตอนวิธี PSO ประมวลผลได้อย่างมีประสิทธิภาพทั้งในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและเวลาการประมวลผล โดยสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจาก HBSM Path ได้ร้อยละ 35.52 โดยใช้เวลาประมวลผลเฉลี่ย 262.44 วินาที

สำหรับการทดลองด้วยขนาดผลิตสูงสุดของ PV-DG ที่กำหนด พบว่าการติดตั้ง PV-DG ภายใต้ขนาดผลิตสูงสุด 2,000.00 kW การติดตั้ง PV-DG 2 แหล่ง แหล่งละ 1,000.00 kW สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงร้อยละ 54.69 ดังนั้นภายใต้ขนาดผลิตสูงสุดที่กำหนด การติดตั้ง PV-DG หลายแหล่งจะสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เหลือน้อยกว่า เนื่องจากกระจายตำแหน่งติดตั้ง PV-DG เพื่อลดกระแสไฟฟ้าที่จ่ายจากต้นทางของวงจรให้ลดลง ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงตาม นอกจากนี้เมื่อนำผลมาทดลองด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ยังพบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้อย่างมีประสิทธิภาพเช่นเดียวกัน ดังนั้นบทถัดไปจะเป็นการนำผลจากการติดตั้ง PV-DG ในระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เข้าสู่ขั้นตอนการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติจากข้อมูลโหลดและข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจาก PV-DG ที่แปรผันตามเวลา



บทที่ 5

การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยข้อมูลแปรผันตามเวลา

จากการวิจัยในบทที่ 3 ซึ่งพัฒนาวิธีสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนแบบผสมผสาน (HBSM) เพื่อจัดเรียงสายป้อนด้วยข้อมูลโหลดแบบคาบเวลาเดียว โดยผลการทดลองพบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับแรงดันไฟฟ้าให้เพิ่มสูงขึ้นด้วยการประมวลผลที่รวดเร็ว เหมาะสมกับการนำไปประยุกต์ใช้จัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติแบบทันที และการวิจัยในบทที่ 4 ได้ประยุกต์วิธีการเมตาฮิวริสติกส์ร่วมกับการจัดเรียงสายป้อนแบบ HBSM เพื่อกำหนดตำแหน่งและขนาดแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV-DG) ส่งผลให้ได้รับคำตอบของตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้เป็นอย่างดี พร้อมทั้งได้รับตัวแบบของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ที่มีการติดตั้ง PV-DG ที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้เหลือน้อยที่สุด อย่างไรก็ตาม โหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ในระบบจำหน่ายนั้นมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาทั้งจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและความผันผวนของการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก PV-DG ตามความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ ดังนั้นเพื่อให้การจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM สามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้เหมาะสม เนื้อหาในบทนี้จึงเป็นการทดลองโดยใช้ HBSM จัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติโดยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ด้วยข้อมูลที่แปรผันตามเวลา

5.1 บทนำ

จากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและการติดตั้ง PV-DG ในระบบจำหน่ายส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของโหลดตามช่วงเวลา ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียจะเกิดการเปลี่ยนแปลงตามและยากต่อการควบคุม อีกทั้งการเปลี่ยนแปลงของโหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ยังอาจส่งผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้าอันก่อให้เกิดปัญหาแรงดันตกและนำสู่ไฟฟ้าดับในที่สุด จากการศึกษางานวิจัยที่ใช้ที่มีวัตถุประสงค์เพื่อแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียและปัญหาแรงดันตกตามสถานะโหลดที่เปลี่ยนแปลงด้วยการเปลี่ยนแปลงข้อมูลโหลดซึ่งพบงานวิจัยของ Tuladhar et al. (2016) ใช้ขั้นตอนวิธีกลุ่มอนุภาค (PSO) จัดเรียงสายป้อนด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ที่มีการเชื่อมโยงกับแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) และปรับเปลี่ยนข้อมูลโหลด

และข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก DG ด้วยข้อมูลจากการพยากรณ์ในรายชั่วโมงจำนวน 24 คาบเวลา จากนั้นกำหนดตำแหน่งติดตั้งของ DG ใ่วัดที่และจัดเรียงสายป้อนในเวลา 06:00, 12:00, 13:00, 17:00 และ 21:00 น. นอกจากนี้ยังมีงานวิจัยที่ปรับเปลี่ยนข้อมูลโหลดของตัวแบบบัสทดสอบให้ลดลงและเพิ่มขึ้นเป็น 0.5 และ 1.6 เท่า ซึ่งประกอบด้วยงานวิจัยของ Guerriche and Bouktir (2015) ใช้ขั้นตอนวิธี PSO เพื่อทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ที่มีการเชื่อมโยงกับ DG งานวิจัยของ Tolabi et al. (2015) ใช้ขั้นตอนวิธีฝูงมด (ACO) ร่วมกับ Fuzzy logic เพื่อทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และระบบจำหน่ายของไต้หวันที่มีการเชื่อมโยงกับ DG งานวิจัยของ Reddy and Kumar (2015) ใช้ขั้นตอนวิธีค้นหาความบรรสาน (HS) และทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69 ที่มีการเชื่อมโยงกับ DG งานวิจัยของ Rao et al. (2013) ใช้ขั้นตอนวิธี HS ทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 69 ที่มีการเชื่อมโยงกับ DG และงานวิจัยของ Pardhavi and Poorna (2014) ใช้ขั้นตอนวิธี PSO ทดลองด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 และ 69 ที่มีการเชื่อมโยงกับ DG

การเปลี่ยนแปลงข้อมูลโหลดตามงานวิจัยข้างต้นนั้นแบ่งเป็น 2 รูปแบบคือ การนำข้อมูลมาตรฐานของตัวแบบบัสทดสอบมาปรับระดับให้เป็น 0.5 และ 1.6 เท่า และการพยากรณ์ข้อมูลในคาบเวลารายชั่วโมงในหนึ่งวันจำนวน 24 คาบเวลา อย่างไรก็ตามเมื่อศึกษาถึงข้อมูลโหลดและข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG จากพื้นที่ภาคกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2560 (กุมภาพันธ์ ถึง พฤษภาคม พ.ศ. 2560) พบว่าการจัดเก็บข้อมูลโหลดแอกติฟแบ่งตามกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทโดยจำแนกออกเป็นวันทำงาน (Workday) และวันหยุดสุดสัปดาห์ (Weekend) ในคาบเวลา 15 นาที สำหรับข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG เป็นข้อมูลที่จัดเก็บจำแนกตามรายชื่อผู้ติดตั้งและขนาดของ PV-DG คาบเวลา 15 นาที เช่นเดียวกัน ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงกำหนดข้อมูลที่ใช้ในการทดลองด้วยการจำลองซึ่งประกอบด้วย ข้อมูลโหลดและข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ซึ่งจำแนกเป็นวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์โดยมีคาบเวลาเท่ากับ 15 นาที เช่นเดียวกันกับข้อมูลที่จัดเก็บในอดีต ข้อมูลจากการจำลองจะถูกนำมาเปลี่ยนแทนข้อมูลของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ที่มีการติดตั้ง PV-DG แบบคงที่ตามผลการทดลองในบทที่ 4 สำหรับใช้ในการทดลองจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยวิธี HBMS โดยพิจารณาการเปลี่ยนเส้นทางเมื่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลง นอกจากนั้นยังได้ทดลองโดยพิจารณาถึงต้นทุนการทำงานของสวิทช์ควบคุมด้วย ผลลัพธ์จากการทดลองจะถูกนำมาเปรียบเทียบผลลัพธ์จากการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนหรือการจ่ายไฟฟ้าด้วย Base Path โดยไม่มีการเปลี่ยนเส้นทาง ในด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด รวมถึงต้นทุนการจ่ายไฟฟ้าโดยสามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังนี้

5.2 วิธีจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ

การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติมีขั้นตอนประกอบด้วย การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และข้อจำกัด จากนั้นจำลองข้อมูลโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ของแต่ละบัส ในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ตามคาบเวลา 15 นาที เพื่อนำมาเปลี่ยนแทนข้อมูลในแต่ละบัสของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ที่มีกำหนดขนาดผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุดไม่เกิน 1,000.00 กิโลวัตต์ (kW) และกำหนดตำแหน่งติดตั้งไว้คังที่ ในบัสที่ 10 และ 11 ในการทดลองได้กำหนดเส้นทางเริ่มต้นในคาบเวลาแรกด้วย Base Path ตามภาพที่ 3.20 โดยมีรายละเอียดดังนี้

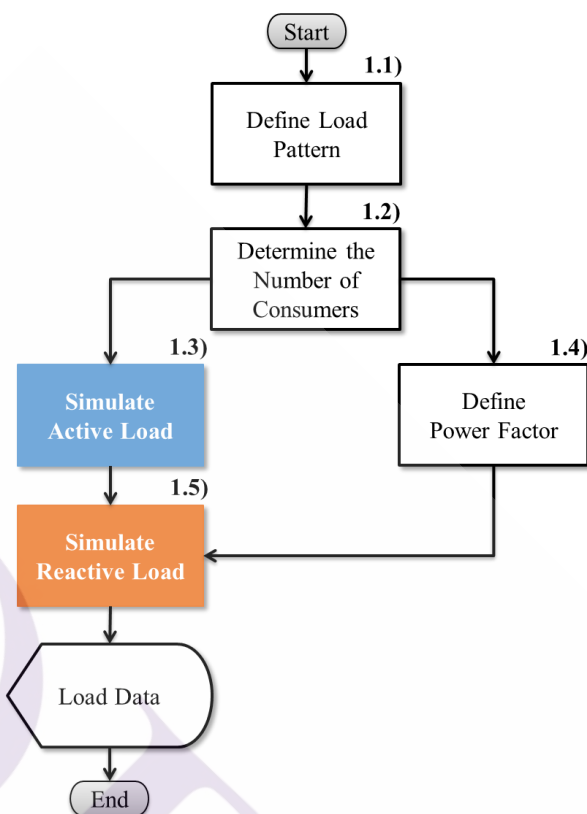
5.2.1 การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์

สำหรับการกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ยังคงเป็นการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ให้เหลือน้อยที่สุดตามสมการที่ (3-3) อีกทั้งข้อจำกัดด้านพิกัดแรงดันไฟฟ้า พิกัดกระแสไฟฟ้า และปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ยังคงเป็นไปตามสมการที่ (3-4) ถึง (3-5) และ (4-2) ตามลำดับ

5.2.2 การจำลองข้อมูล

ในการจำลองข้อมูลประกอบด้วย ขั้นตอนการจำลองข้อมูลโหลดและขั้นตอนการจำลองข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG โดยสามารถอธิบายรายละเอียดตามประเภทของข้อมูลได้ดังนี้

1) ข้อมูลโหลด การจำลองข้อมูลโหลดจำแนกออกเป็น ข้อมูลโหลดแอดดีฟ และรีแอดดีฟ แบบ 3 เฟส ของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ ทั้งนี้การเลือกประเภทผู้ใช้นั้นพิจารณาจากลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันเป็นสำคัญ โดยประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในการทดลองประกอบด้วย ที่อยู่อาศัย โรงแรม หน่วยงานราชการ โรงงานขนาดกลาง และโรงงานขนาดใหญ่ ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานรวมถึงการประกอบธุรกิจอื่น เช่น บริษัทห้างร้าน ห้างสรรพสินค้า เป็นต้น โดยโรงงานขนาดกลางจะมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาที ตั้งแต่ 30.00 kW แต่ไม่ถึง 1,000.00 kW และโรงงานขนาดใหญ่จะมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาที ตั้งแต่ 1,000.00 kW ขึ้นไป (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2560) โดยสามารถแสดงขั้นตอนการจำลองข้อมูลได้ตามภาพที่ 5.1



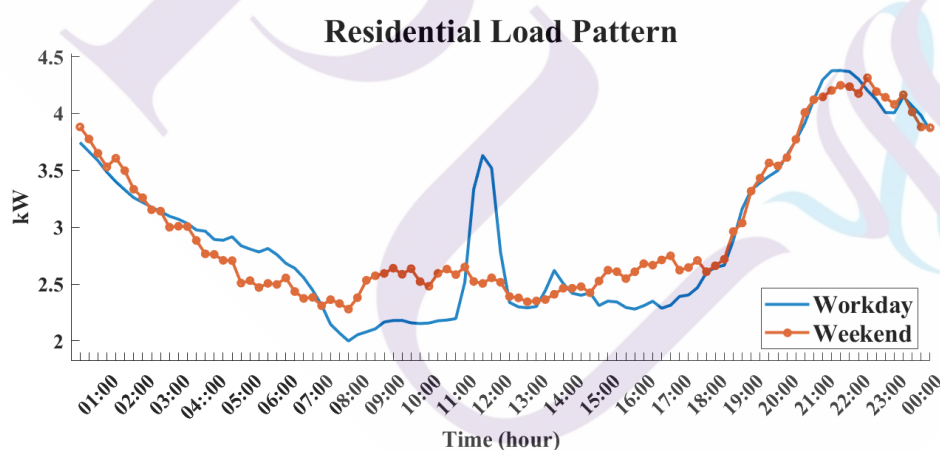
ภาพที่ 5.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการจำลองข้อมูลโหลด

1.1) กำหนดลักษณะการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวัน (Define Load Pattern) โดยรวบรวมข้อมูลโหลดแอกติฟของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจากพื้นที่ภาคกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ช่วงฤดูร้อนปี พ.ศ. 2560 ตามภาพที่ 2.4 ถึง 2.8 (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2560) ข้อมูลดังกล่าวนี้เป็นผลรวมโหลดแอกติฟในแต่ละเดือนโดยมีข้อมูลจำนวน 10 เมตริกซ์ ประกอบด้วยเมตริกซ์ข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้า 5 ประเภท ในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ แต่ละเมตริกซ์มีขนาด 96 แถว 4 คอลัมน์ โดยจำนวนแถวคือลำดับคาบเวลาและจำนวนคอลัมน์ลำดับของเดือน จากนั้นปรับขนาดของข้อมูลโดยหารด้วยโหลดรวมสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจากทั้งวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ ผลลัพธ์จากขั้นตอนนี้ข้อมูลโหลดจะถูกปรับค่าเป็นจำนวนจริงที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 ซึ่งจะถูกนำมาคูณด้วยความต้องการโหลดแอกติฟสูงสุดในแต่ละวันที่คำนวณและกำหนดจากข้อมูลโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในฤดูร้อนปี พ.ศ. 2560 ให้ตรงตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าที่กำหนดไว้ โดยสามารถแสดงความต้องการโหลดแอกติฟสูงสุดในแต่ละวันของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ตามตารางที่ 5.1

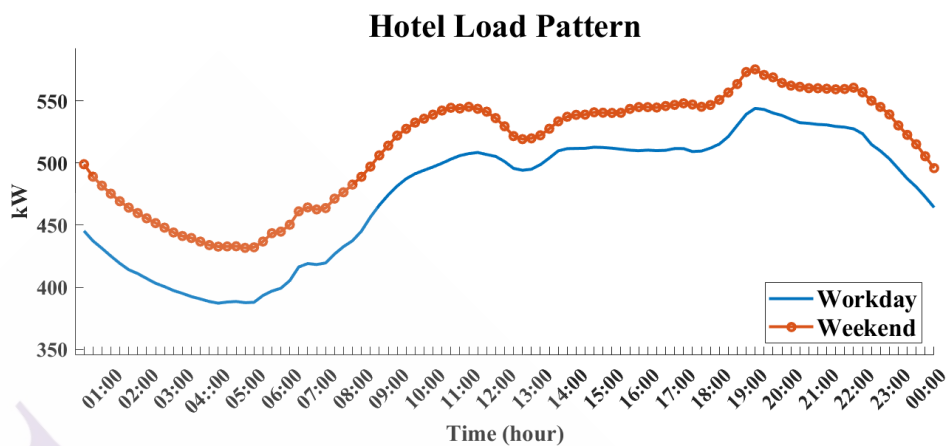
ตารางที่ 5.1 ความต้องการโหลดแอกติฟสูงสุดในแต่ละวันของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

ลำดับ	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ความต้องการโหลดแอกติฟสูงสุดในแต่ละวัน (kW)
1.	ที่อยู่อาศัย	5.00
2.	โรงแรม	600.00
3.	หน่วยงานราชการ	500.00
4.	โรงงานขนาดกลาง	400.00
5.	โรงงานขนาดใหญ่	2,000.00

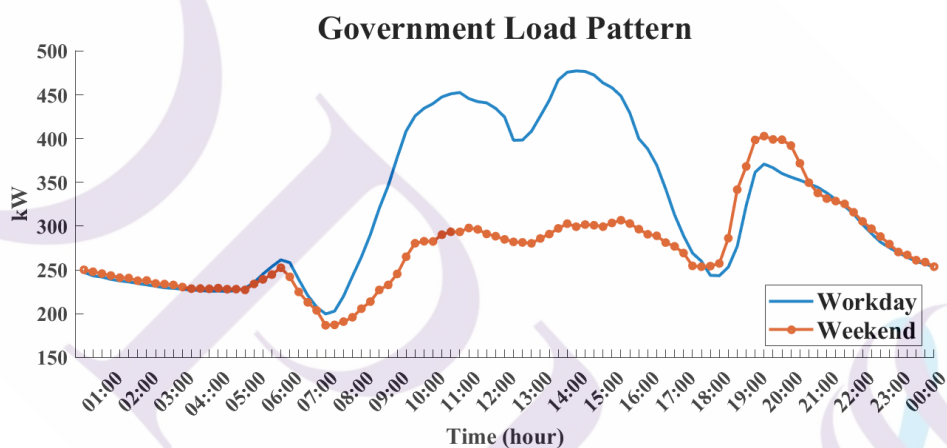
ผลลัพธ์ที่ได้จะถูกนำมาคำนวณค่าเฉลี่ยในแต่ละคาบเวลาและกำหนดให้เป็นตัวแปร $\mu_{load,j}^t$ หมายถึง ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j ในคาบเวลา t โดยสามารถแสดงข้อมูลดังกล่าวในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 34 และ 35 ตามลำดับ รวมทั้งสามารถแสดงลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทที่ใช้ในการจำลองข้อมูลได้ตามภาพที่ 5.2 ถึง 5.6



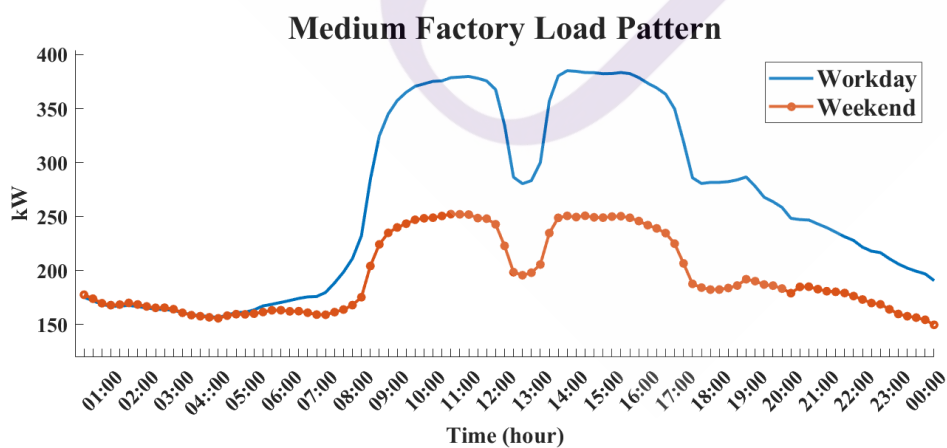
ภาพที่ 5.2 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของที่อยู่อาศัยที่ใช้ในการจำลองข้อมูล



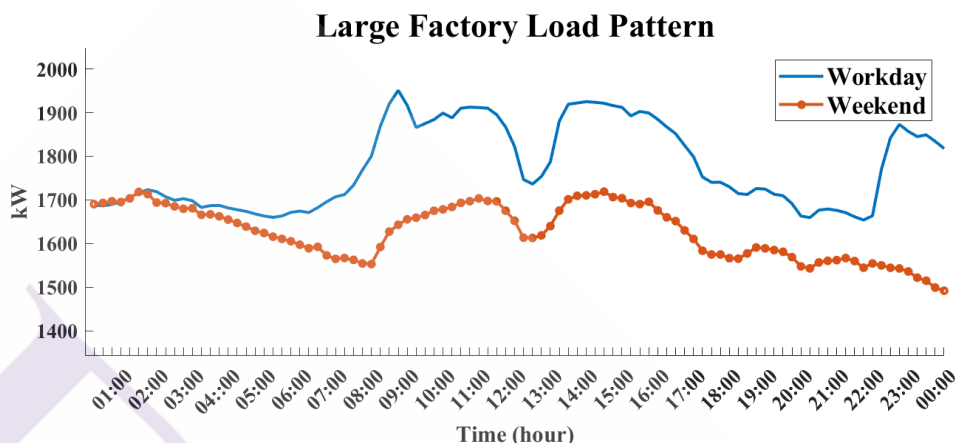
ภาพที่ 5.3 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงแรมที่ใช้ในการจำลองข้อมูล



ภาพที่ 5.4 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของหน่วยงานราชการที่ใช้ในการจำลองข้อมูล

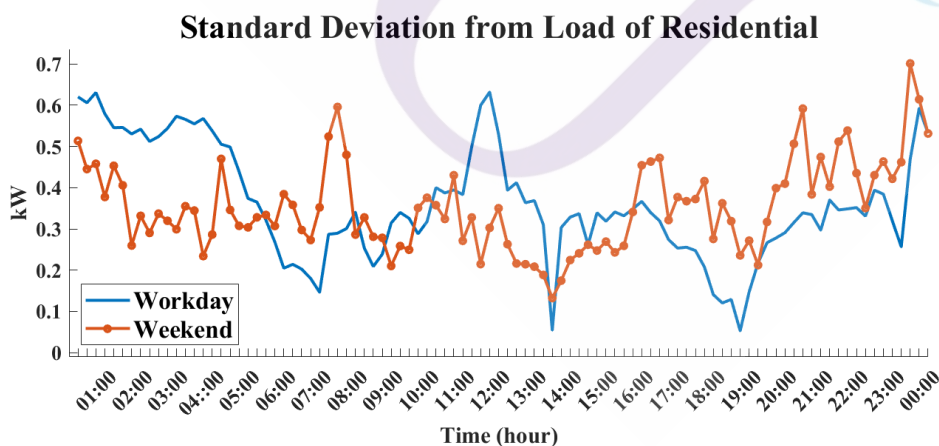


ภาพที่ 5.5 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงงานขนาดกลางที่ใช้ในการจำลองข้อมูล

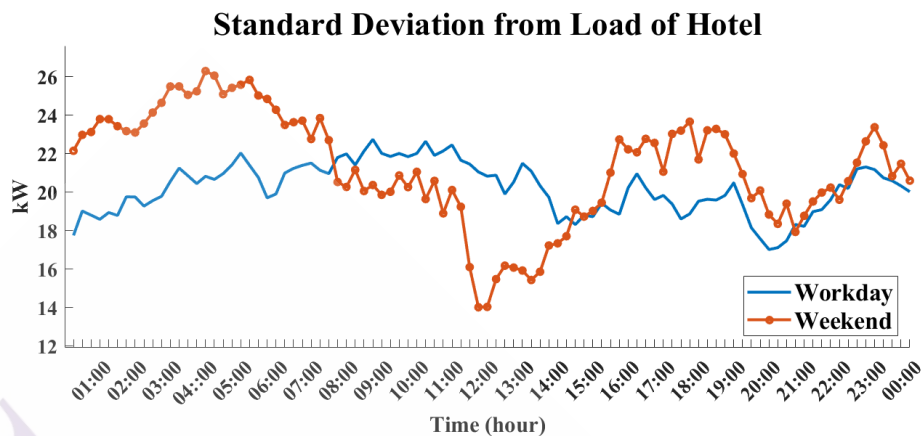


ภาพที่ 5.6 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโรงงานขนาดใหญ่ที่ใช้ในการจำลองข้อมูล

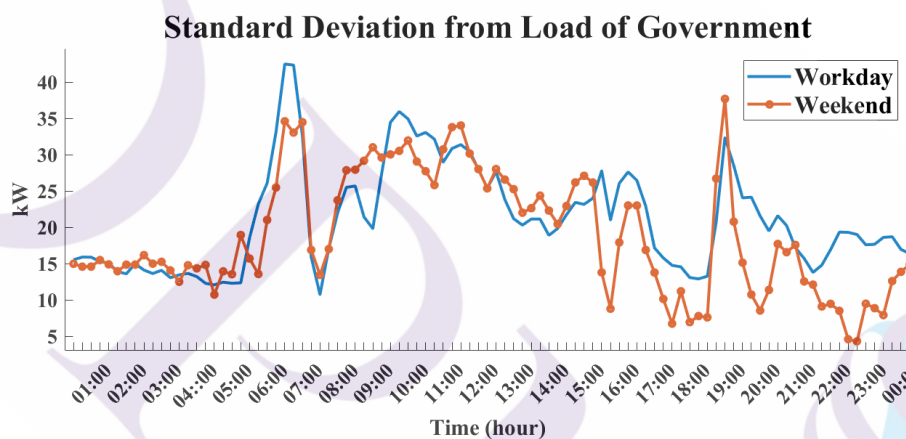
ขั้นตอนถัดไปเป็นการคำนวณค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard Deviation: SD) สำหรับใช้พารามิเตอร์ความผันผวนของโหลด โดยนำข้อมูลโหลดที่ปรับขนาดที่คูณกับความถี่การใช้ไฟฟ้าแอมป์สูงสุดเช่นเดียวกับขั้นตอนที่ 1.1) มาทำการคำนวณหาค่า SD ในแต่ละคาบเวลา และกำหนดให้เป็นตัวแปร $\sigma_{load,j}^t$ หมายถึง ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอมป์ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j ในคาบเวลา t โดยสามารถแสดงข้อมูลในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ได้ในภาคผนวกตามตารางที่ 36 และ 37 ตามลำดับ รวมถึงสามารถแสดงค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ตามภาพที่ 5.7 ถึง 5.11



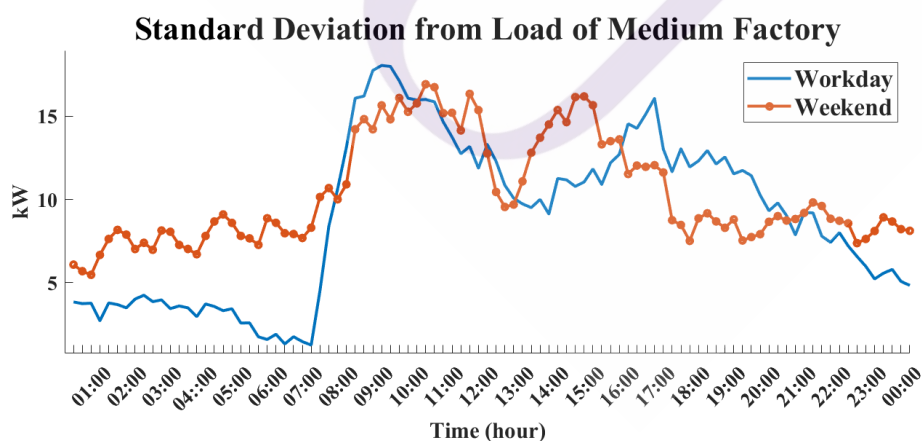
ภาพที่ 5.7 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอมป์ของที่อยู่อาศัย



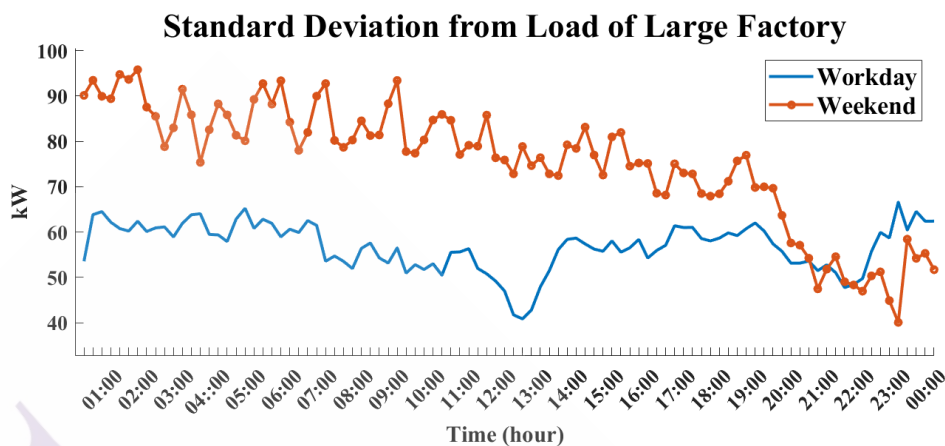
ภาพที่ 5.8 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกติฟของโรงแรม



ภาพที่ 5.9 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกติฟของหน่วยงานราชการ



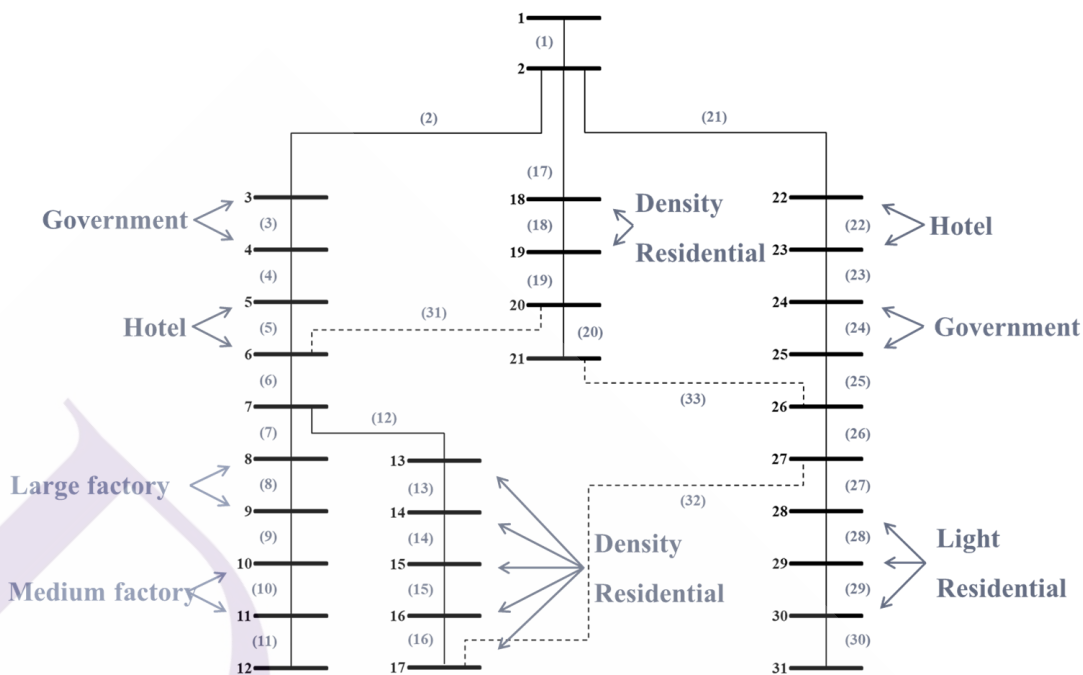
ภาพที่ 5.10 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกติฟของโรงงานขนาดกลาง



ภาพที่ 5.11 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกติฟของโรงงานขนาดใหญ่

จากข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานโหลดแอกติฟพบว่าผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสอดคล้องกับข้อมูลโหลดที่จัดเก็บในอดีตตามภาพที่ 2.4 ถึง 2.8 ซึ่งลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่ได้จะถูกนำมาพารามิเตอร์ความผันผวนด้วยค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานสำหรับจำลองข้อมูลโหลดแอกติฟของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทรายใดรายหนึ่ง พร้อมทั้งนำมาจำลองโหลดรีแอกติฟแต่ละบัสในขั้นตอนถัดไป

1.2) กำหนดจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (Determine the Number of Consumers) ในการทดลองได้กำหนดผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย ที่อยู่อาศัยจำนวน 1,900 หลัง โรงแรมจำนวน 8 แห่ง หน่วยงานราชการจำนวน 8 แห่ง โรงงานขนาดกลางจำนวน 2 แห่ง และ โรงงานขนาดใหญ่จำนวน 2 แห่ง จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้างดังกล่าวจะถูกกำหนดไว้ในแต่ละบัสของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 อย่างไรก็ตามในกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้าที่กำหนดนั้นมีการกำหนดผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัยกระจายอยู่ในบัสต่างๆ ทั้งนี้การกำหนดจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้านั้นได้พิจารณาสัดส่วนของโหลดให้สอดคล้องกับข้อมูลโหลดมาตรฐานของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 โดยสามารถแสดงรายละเอียดได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 38 รวมถึงสามารถแสดงกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยวงจรระบบจำหน่ายได้ตามภาพที่ 5.12

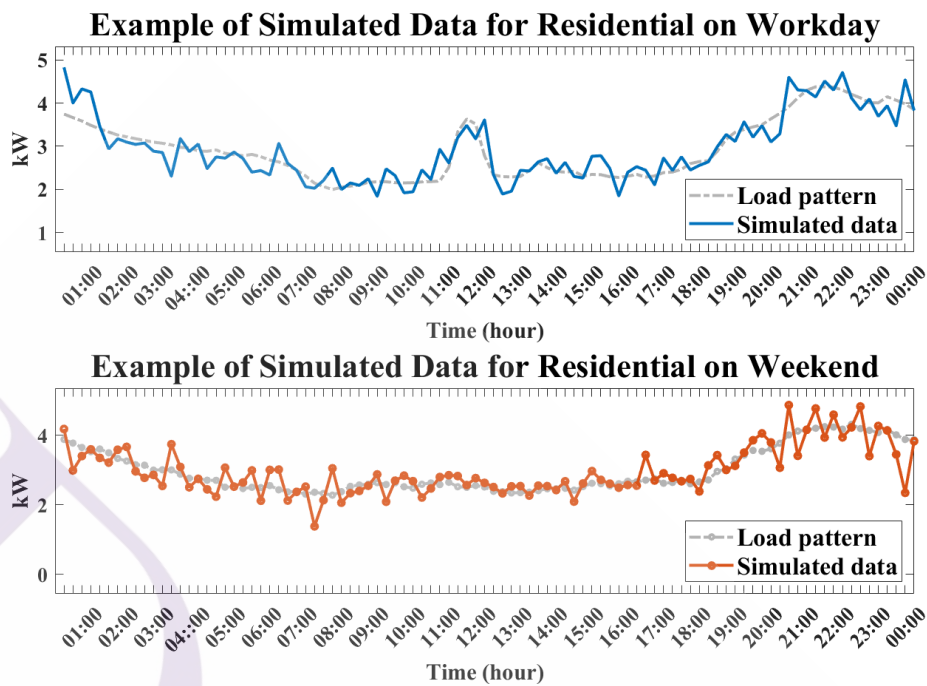


ภาพที่ 5.12 กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

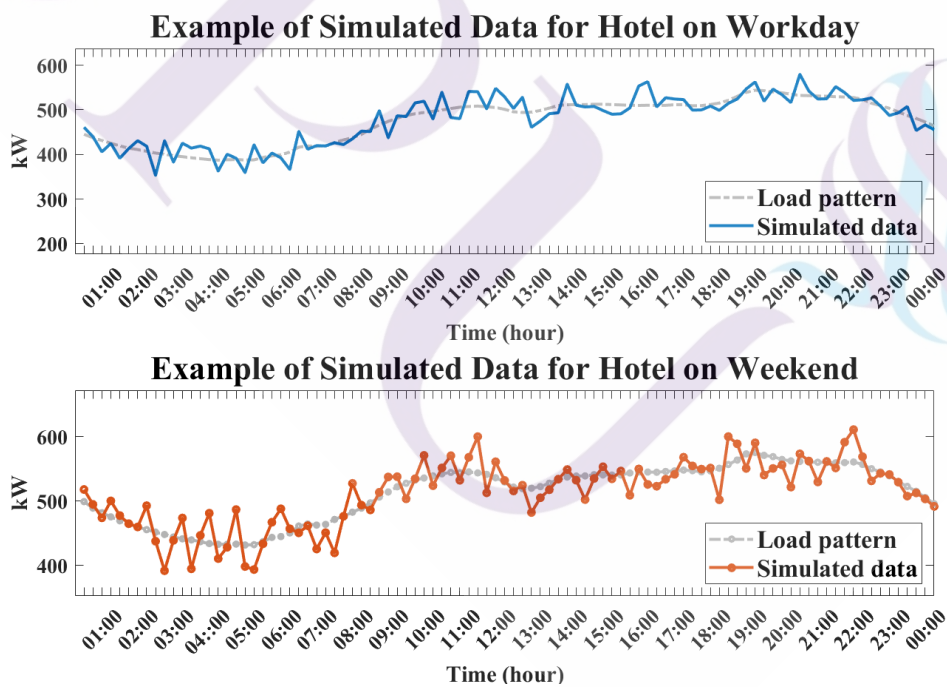
1.3) จำลองข้อมูลโหลดแอกติฟ (Simulate Active Load) เป็นขั้นตอนจำลองข้อมูลโหลดแอกติฟที่พารามิเตอร์ความผันผวนของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในแต่ละคาบเวลา จากข้อมูลตามขั้นตอนที่ 1.1) และนำมาคำนวณผลรวมตามจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกกำหนดไว้ในแต่ละบัสตามขั้นตอนที่ 1.2) โดยสามารถจำลองข้อมูลโหลดแอกติฟได้ตามสมการที่ (5-2) และ (5-3) ตามลำดับ

$$I_{j,k}^t \sim N(\mu_{load,j}^t, (\sigma_{load,j}^t)^2) \tag{5-2}$$

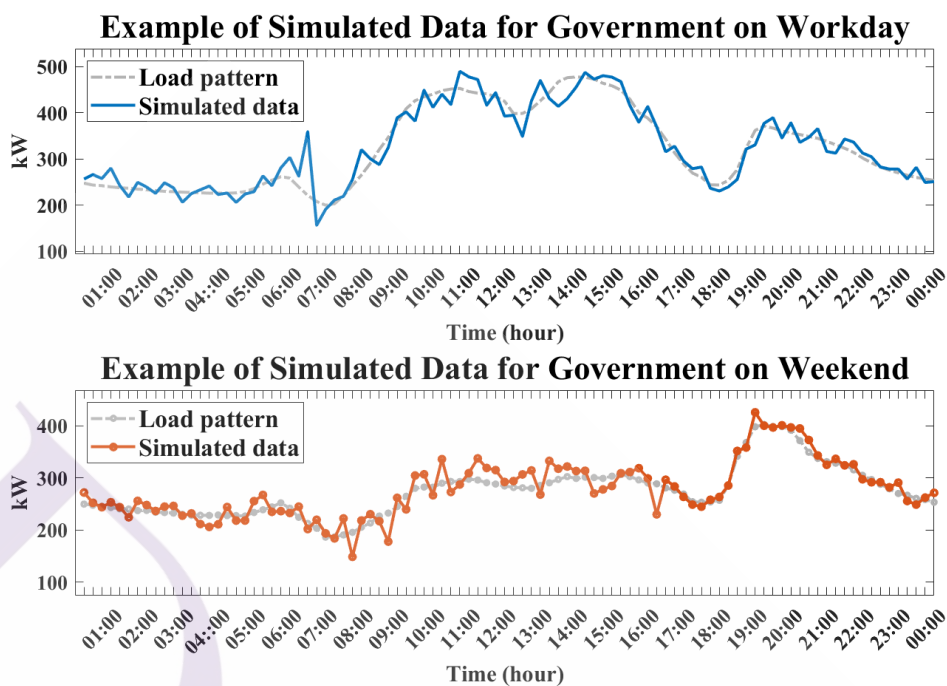
จากสมการที่ (5-2) $I_{j,k}^t$ คือ โหลดแอกติฟจากการจำลองของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j ลำดับ k ในคาบเวลา t ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) โดยค่าของข้อมูลจากการจำลองจะขึ้นอยู่กับตัวแปรสุ่มตามการแจกแจงปกติที่มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ $\mu_{load,j}^t$ และมีค่าความแปรปรวนเท่ากับ $(\sigma_{load,j}^t)^2$ ทั้งนี้สามารถแสดงตัวอย่างโหลดแอกติฟจากการจำลองของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายได้ตามภาพที่ 5.13 ถึง 5.17



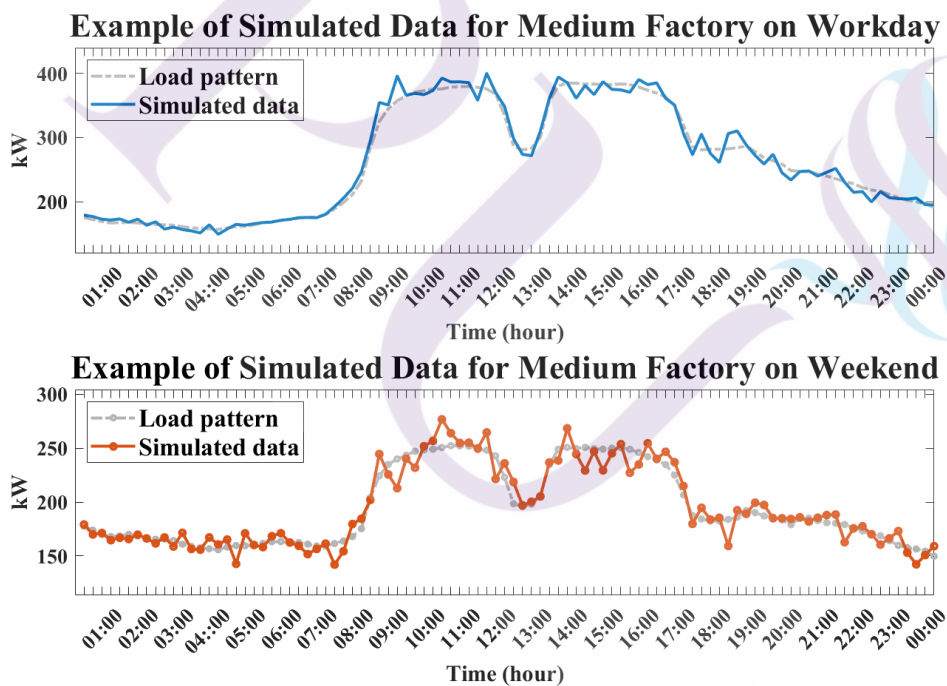
ภาพที่ 5.13 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอกตีฟของที่อยู่อาศัย



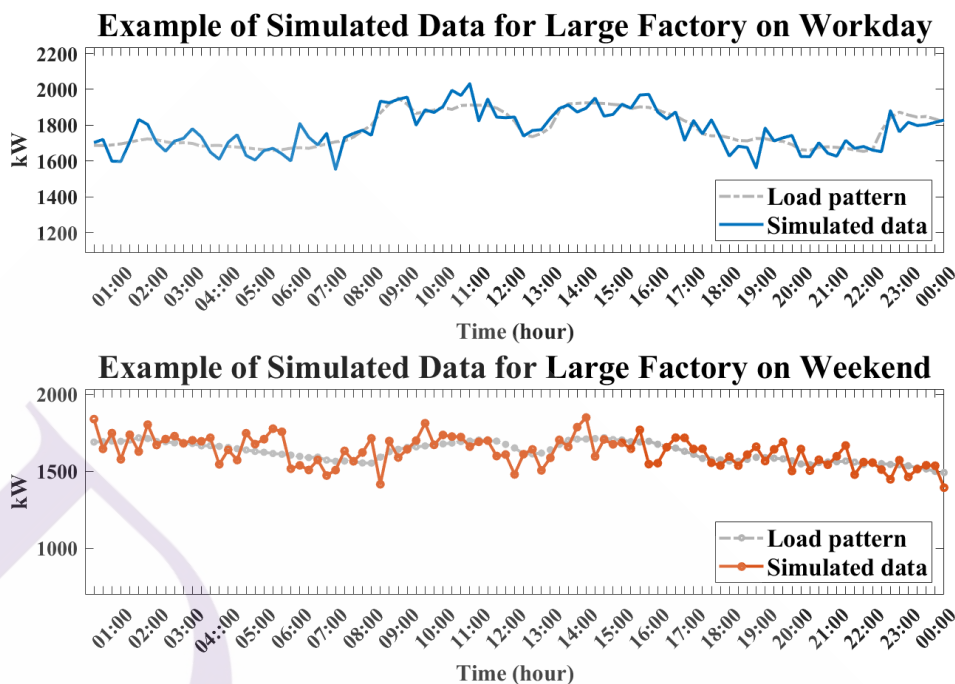
ภาพที่ 5.14 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอกตีฟของโรงแรม



ภาพที่ 5.15 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอดตีฟของหน่วยงานราชการ



ภาพที่ 5.16 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอดตีฟของโรงงานขนาดกลาง



ภาพที่ 5.17 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดแอกติฟของโรงงานขนาดใหญ่

ข้อมูลโหลดแอกติฟจากการจำลองของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายจะถูกรวมเป็นข้อมูลโหลดแอกติฟในแต่ละบัสตามจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่กำหนดไว้ตามข้อ 1.2) โดยสามารถคำนวณผลรวมดังกล่าวได้ตามสมการที่ (5-3)

$$P_{load,i}^t = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{m_j} l_{j,k}^t \quad \text{where } l_{j,k} \text{ in Bus } i \quad (5-3)$$

จากสมการที่ (5-3) $P_{load,i}^t$ คือ โหลดแอกติฟจากการจำลองของบัส i ในคาบเวลา t ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) โดยคำนวณได้จากผลรวมโหลดแอกติฟของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทที่ถูกกำหนดให้อยู่ในบัสที่ i ตั้งแต่ลำดับที่ $j = 1$ จนถึง n โดยที่ j คือ ลำดับของประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า และ n คือ จำนวนของประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ถูกกำหนดให้อยู่ในบัสที่ i ทั้งนี้ผลรวมโหลดแอกติฟของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในแต่ละบัสสามารถคำนวณได้จากผลรวมโหลดแอกติฟแต่ละคาบเวลาจากการจำลองตามเทอม $l_{j,k}^t$ ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ j ตั้งแต่ลำดับที่ $k = 1$ ไปจนถึงลำดับ m_j โดยที่ m_j คือ จำนวนทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j โดยโหลดแอกติฟจากการจำลองต้องเป็นของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกกำหนดให้อยู่ในบัสที่ i

1.4) กำหนดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Define Power Factor) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่กำหนดจะเป็นค่าตัวประกอบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องวัดเฉพาะรายต้องควบคุมเพื่อให้ไม่เสียค่าส่วนเกิน (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2561) ยกเว้นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย เนื่องจากโดยส่วนใหญ่จะมีโหลดรีแอคทีฟในปริมาณที่น้อย ดังนั้นงานวิจัยจึงนำค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าง่ากล่าวมาเป็นองค์ประกอบในการจำลองข้อมูลโหลดรีแอคทีฟตามหลักของสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า โดยสามารถแสดงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทได้ตามตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

ลำดับ	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
1.	ที่อยู่อาศัย	0.90
2.	โรงแรม	0.85
3.	หน่วยงานราชการ	0.85
4.	โรงงานขนาดกลาง	0.85
5.	โรงงานขนาดใหญ่	0.85

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2561)

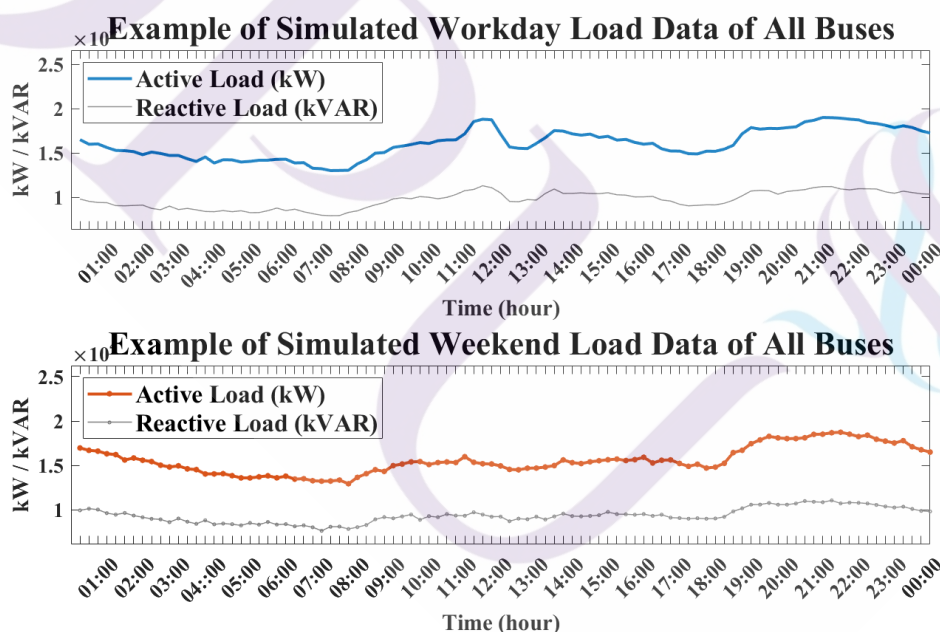
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่กำหนดจะเป็นตัวแปร o_j หมายถึง ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ j ซึ่งจะถูกนำไปจำลองข้อมูลโหลดรีแอคทีฟในขั้นตอนถัดไป

1.5) จำลองข้อมูลโหลดรีแอคทีฟ (Simulate Reactive Load) โดยนำค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามตารางที่ 5.2 มาจำลองข้อมูลโหลดรีแอคทีฟตามหลักของสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้าตามภาพที่ 2.21 โดยคำนวณโหลดรีแอคทีฟจากการนำโหลดแอคทีฟคูณกับเทอมของ $\tan(\cos(o_j))$ ซึ่งสามารถแสดงการจำลองโหลดรีแอคทีฟได้ตามสมการที่ (5-4)

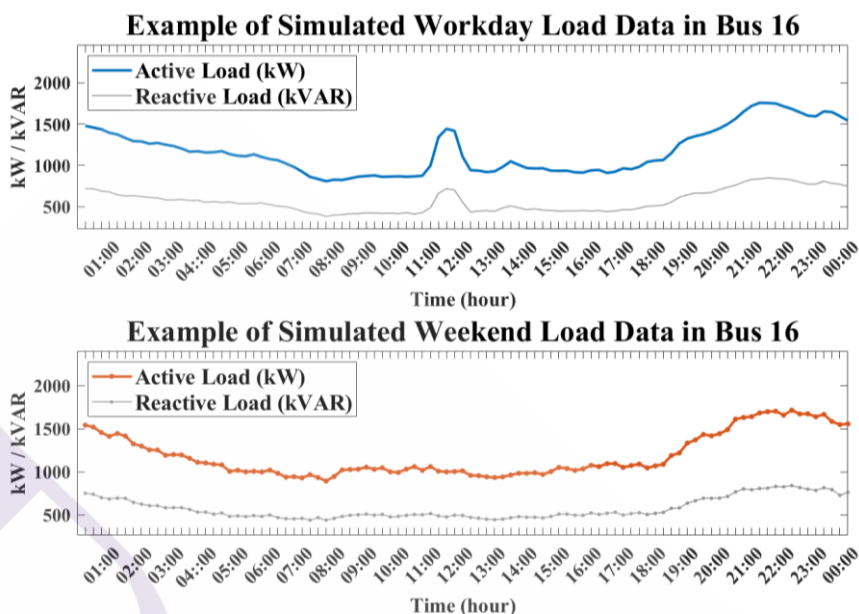
$$Q_{load,i}^t = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{m_j} l_{j,k}^t (\tan(\cos(o_j))) \quad \text{where } l_{j,k} \text{ in Bus } i \quad (5-4)$$

จากสมการที่ (5-4) $Q_{load,i}^t$ คือ ข้อมูลโหลดรีแอกทีฟของบัส i ในคาบเวลา t ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวาร์ (kVAR) โดยคำนวณได้จากผลรวมโหลดรีแอกทีฟของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทที่ถูกกำหนดให้อยู่ในบัสที่ i ตั้งแต่ลำดับที่ $j = 1$ จนถึง n โดยที่ j คือ ลำดับของประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า และ n คือ จำนวนของประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ถูกกำหนดให้อยู่ในบัสที่ i ทั้งนี้ผลรวมโหลดรีแอกทีฟของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในแต่ละบัสสามารถคำนวณได้จากผลรวมโหลดรีแอกทีฟในแต่ละคาบเวลาจากการจำลองตามเทอม $l_{k,t}^t(\tan(\cos(o_j)))$ ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ j ตั้งแต่ลำดับที่ $k = 1$ ไปจนถึงลำดับ m_j โดยที่ m_j คือ จำนวนทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท j โดยโหลดรีแอกทีฟที่นำมาคำนวณเพื่อจำลองโหลดรีแอกทีฟต้องเป็นของผู้ใช้ไฟฟ้าที่กำหนดให้อยู่ในบัสที่ i

จากทดลองจำลองข้อมูลพบว่าโหลดที่จำลองขึ้นมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าทั้ง 96 คาบเวลาเฉลี่ยเท่ากับ 0.85 และเมื่อพิจารณาโหลดในบัสที่ 16 ซึ่งประกอบด้วยที่อยู่อาศัยจำนวน 400 แห่ง พบว่ามีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยเท่ากับ 0.89 โดยสามารถแสดงตัวอย่างโหลดรวมและโหลดในบัสที่ 16 จากการจำลองได้ตามภาพที่ 5.18 และ 5.19 ตามลำดับ

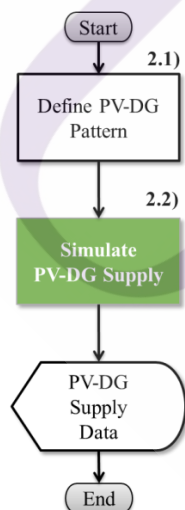


ภาพที่ 5.18 ตัวอย่างผลลัพธ์การจำลองข้อมูลโหลด



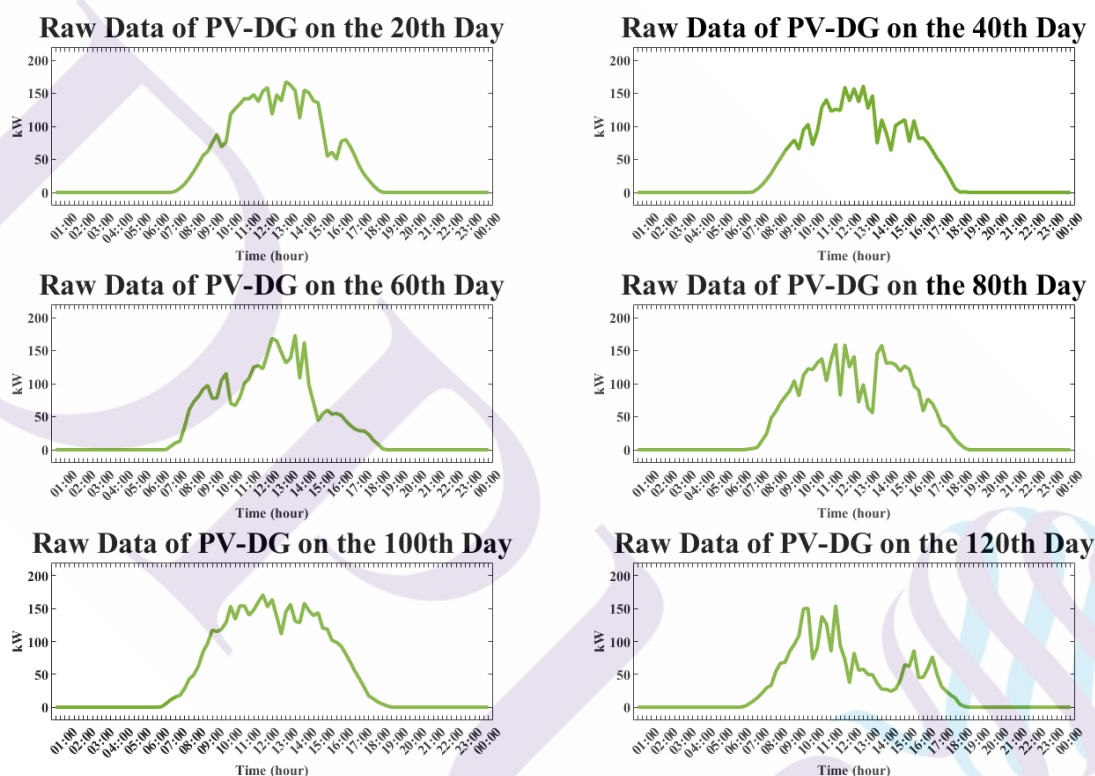
ภาพที่ 5.19 ตัวอย่างผลลัพธ์การจำลองข้อมูลโหลดของบัสที่ 16

2) จำลองข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG โดยรวบรวมข้อมูลการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก PV-DG ที่จัดเก็บในอดีตมาคำนวณลักษณะการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก PV-DG จากนั้นพารามิเตอร์ความผันผวนด้วยค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของข้อมูลการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก PV-DG โดยสามารถแสดงรายละเอียดของขั้นตอนได้ตามภาพที่ 5.20



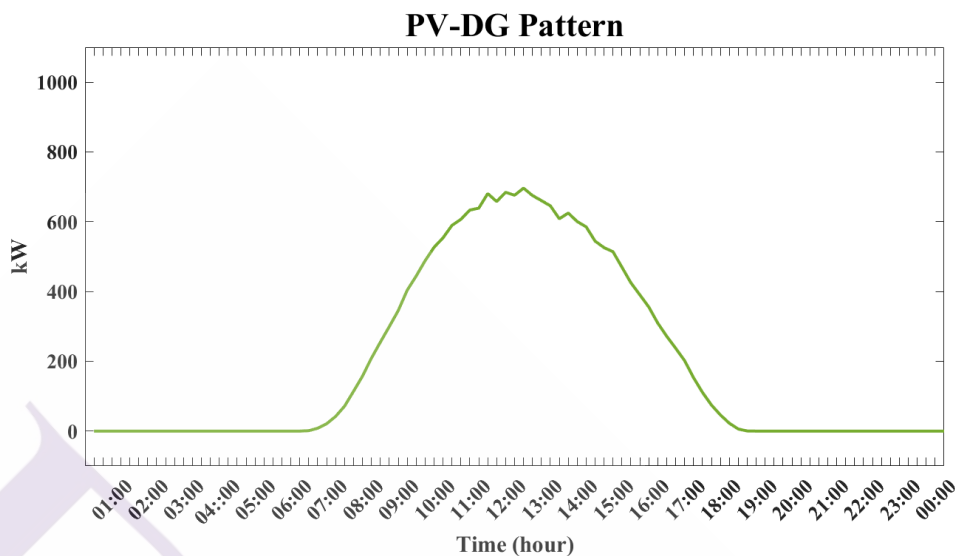
ภาพที่ 5.20 แผนผังแสดงขั้นตอนการจำลองข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าจาก PV-DG

2.1) กำหนดลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (Define PV-DG Pattern) โดยนำข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG จากพื้นที่ภาคกลาง จังหวัดปราจีนบุรีของกรไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วงฤดูร้อนปี พ.ศ. 2560 (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2560) ข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก PV-DG ขนาด 200.00 kW ในคาบเวลา 15 นาที จำนวน 120 วัน โดยเป็นเมตริกซ์ขนาด 96 แถว 120 คอลัมน์ ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างข้อมูลดังกล่าวในวันที่ 20, 40, 60, 80, 100 และ 120 ได้ตามภาพที่ 5.21



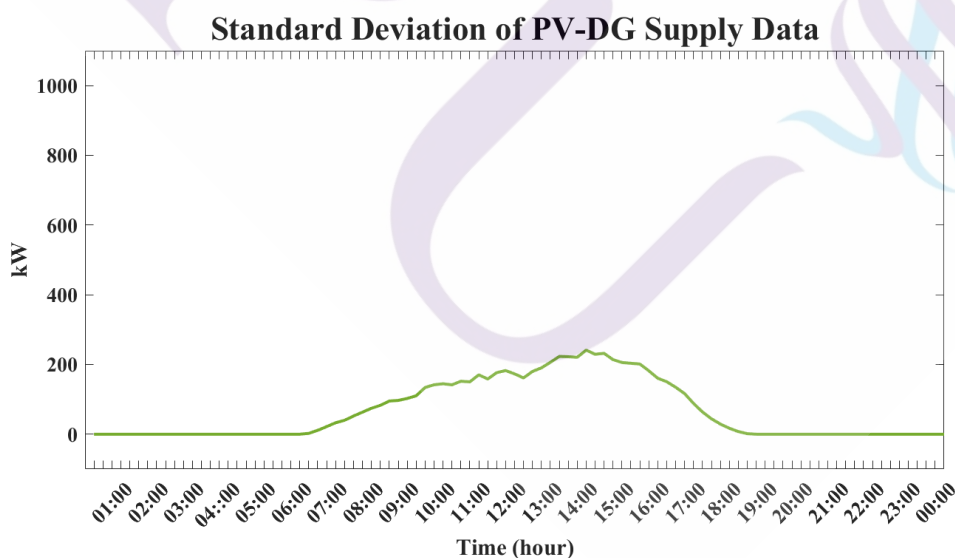
ภาพที่ 5.21 ตัวอย่างข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG

ข้อมูลข้างต้น จะถูกนำมาปรับขนาดโดยหารด้วยขนาด PV-DG ซึ่งเท่ากับ 200.00 kW จากนั้นคูณด้วยขนาด PV-DG ที่ใช้ในการทดลองตามผลลัพธ์ในบทที่ 4 ซึ่งเท่ากับ 1,000.00 kW ผลลัพธ์ที่ได้จะถูกกำหนดให้เป็นตัวแปรตามเทอมของ μ_{DG}^t หมายถึง ลักษณะการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก PV-DG ในคาบเวลา t โดยมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) ทั้งนี้สามารถแสดงข้อมูลได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 39 และแสดงได้ตามภาพที่ 5.22



ภาพที่ 5.22 ลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG

ขั้นตอนถัดไปนำข้อมูลที่ปรับขนาดข้างต้นที่ได้มาคำนวณค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานในแต่ละคาบเวลาและกำหนดเป็นตัวแปรตามเทอมของ σ_{DG}^t หมายถึง ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก PV-DG ในคาบเวลา t โดยมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) ซึ่งสามารถแสดงข้อมูลได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 40 รวมถึงสามารถแสดงได้ภาพที่ 5.23

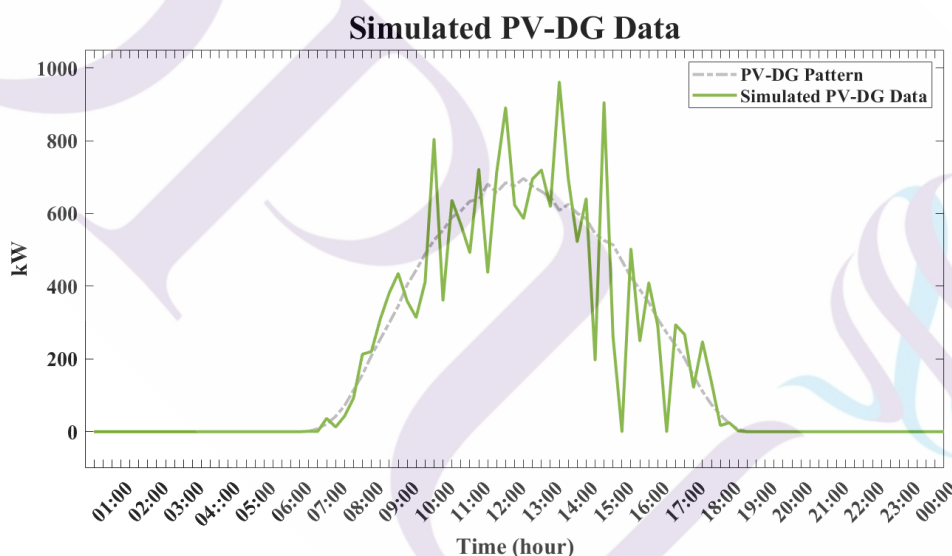


ภาพที่ 5.23 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG

2.2) จำลองข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (Simulate PV-DG Supply) โดยนำลักษณะการผลิตกำลังไฟฟ้าและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก PV-DG ตามข้อ 2.1) มาจำลองข้อมูลการผลิตกำลังไฟฟ้าที่มีความผันผวนตามสมการที่ (5-5) ดังนี้

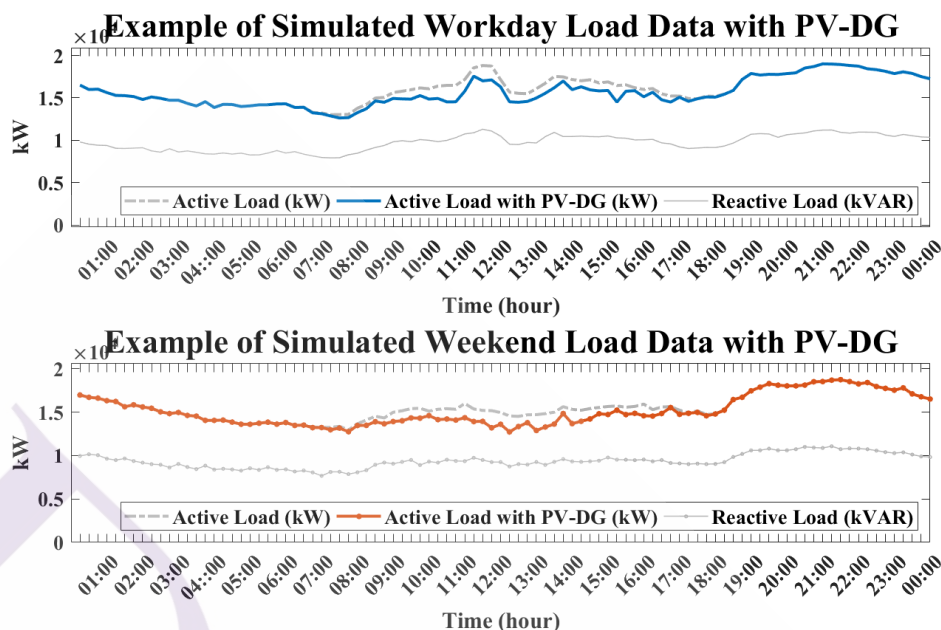
$$P_{DG,i}^t \sim N(\mu_{DG}^t, (\sigma_{DG}^t)^2) \quad (5-5)$$

จากสมการที่ (5-5) $P_{DG,i}^t$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG จากการจำลองที่ถูกกำหนดให้ติดตั้งในบัส i ในคาบเวลา t ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) โดยค่าของข้อมูลจากการจำลองขึ้นอยู่กับตัวแปรสุ่มตามการแจกแจงปกติที่มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ μ_{DG}^t และมีค่าความแปรปรวนเท่ากับ $(\sigma_{DG}^t)^2$ ทั้งนี้สามารถแสดงตัวอย่างของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG จากจำลองได้ตามภาพที่ 5.24



ภาพที่ 5.24 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG

จากขั้นตอนการจำลองข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG พบว่าการจำลองแต่ละครั้งได้ผลลัพธ์ที่แตกต่างกัน โดยการทดลองได้จำลองข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG จำนวน 2 แห่ง เพื่อติดตั้งในบัสที่ 10 และ 11 ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ทั้งนี้สามารถแสดงตัวอย่างกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่ายในแต่ละคาบเวลาด้วยการชดเชยโหลดแอกทีฟด้วยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ได้ตามภาพที่ 5.25

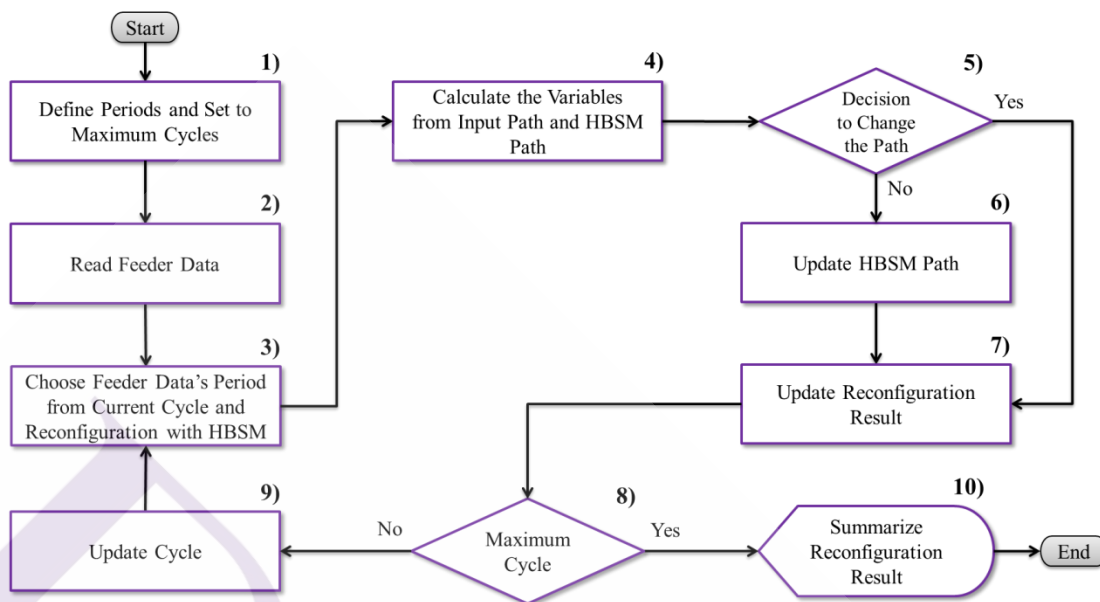


ภาพที่ 5.25 ตัวอย่างการจำลองข้อมูลโหลดที่มีการติดตั้ง PV-DG

จากภาพที่ 5.25 แสดงถึงตัวอย่างของผลลัพธ์การจำลองข้อมูลโหลดใน 96 คาบเวลาของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ที่มีการติดตั้ง PV-DG ทั้งนี้จะนำผลลัพธ์ดังกล่าวมาทดลองจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ

5.2.3 ขั้นตอนการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ

การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติเป็นการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM แบบต่อเนื่องด้วยข้อมูลจำลองตามลำดับคาบเวลา ในแต่ละคาบเวลาได้ออกแบบโดยนำเข้าข้อมูลโหลดและเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าสำหรับนำมาจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM จากนั้นวิธีที่พัฒนาจะตัดสินใจอัตโนมัติโดยการเปรียบเทียบเงื่อนไขด้วยตัวแปรจากเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าก่อนและหลังจัดเรียงสายป้อน ผลลัพธ์จากการตัดสินใจจะเป็นการเลือกเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าในคาบเวลานั้นระหว่างเส้นทางนำเข้าและเส้นทางหลังจัดเรียงสายป้อน ทั้งนี้สามารถอธิบายรายละเอียดขั้นตอนได้ตามภาพที่ 5.26



ภาพที่ 5.26 แผนผังแสดงขั้นตอนการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ

1) กำหนดคาบเวลาในการทดลองและตั้งค่าเป็นจำนวนรอบสูงสุด (Define Periods and Set to Maximum Cycles) โดยกำหนดจำนวนคาบเวลาและนำมากำหนดเป็นค่าของจำนวนรอบสูงสุดในการทดลอง ซึ่งในงานวิจัยได้กำหนดคาบเวลาดังกล่าวไว้เท่ากับ 96 คาบเวลา

2) จัดเตรียมข้อมูลระบบจำหน่ายและนำเข้าข้อมูลจำลอง (Read Feeder Data and Import Simulated Data) โดยจัดเตรียมข้อมูลระบบจำหน่ายซึ่งประกอบด้วย รีซีสแดนซ์ รีแอกแตนซ์ การเชื่อมโยงระหว่างบัสของ Base Path จากนั้นนำเข้าข้อมูลโหลดที่จำลองขึ้น โดยมีจำนวนชุดของข้อมูลเท่ากับจำนวนคาบเวลาที่กำหนดไว้ข้างต้น

3) เลือกข้อมูลระบบจำหน่ายในคาบเวลาปัจจุบันและจัดเรียงสายป้อน (Choose Feeder Data's Period from Current Cycle and Reconfiguration) โดยเลือกข้อมูลระบบจำหน่ายในคาบเวลาที่ตรงกับลำดับรอบการทดลองปัจจุบัน โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย โหลดในคาบเวลาปัจจุบัน อิมพีแดนซ์ และเส้นทางนำเข้า ทั้งนี้ได้กำหนดเส้นทางจาก Base Path เป็นเส้นทางในคาบเวลาแรกของการทดลอง สำหรับในคาบเวลาถัดไปจะใช้เส้นทางจากคาบเวลาก่อนหน้า จากนั้นจะดำเนินการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM

4) คำนวณตัวแปรจากเส้นทางนำเข้าและ HBSM Path (Calculate the Variables from Input Path and HBSM Path) ผลลัพธ์จากเส้นทางนำเข้าและ HBSM Path จะถูกนำมาคำนวณตัวแปรประกอบด้วย กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม แรงดันไฟฟ้า ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม และต้นทุนการทำงานของสวิตช์รวม เพื่อใช้ตัวแปรดังกล่าวสำหรับเปรียบเทียบเงื่อนไขการเปลี่ยนเส้นทางที่กำหนดในขั้นตอนถัดไป

5) ตรวจสอบความเหมาะสมของการเปลี่ยนเส้นทาง (Decision to Change the Path) โดยการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติจะตรวจสอบความเหมาะสมของเงื่อนไขการเปลี่ยนเส้นทางที่กำหนดประกอบด้วย การเปลี่ยนเส้นทางด้วย HBSM และการเปลี่ยนเส้นทางด้วย HBSM โดยพิจารณาต้นทุนการทำงานของสวิตช์ โดยสามารถอธิบายได้ดังนี้

5.1) การเปลี่ยนเส้นทางด้วย HBSM โดยเป็นเงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติด้วยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมก่อนและหลังจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM ในแต่ละคาบเวลา หากพบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลง วิธีที่พัฒนาขึ้นจะตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางตามผลลัพธ์ที่ได้จาก HBSM แต่หากพบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมไม่ลดลงวิธีที่พัฒนาขึ้นจะตัดสินใจเลือกเส้นทางนำเข้าจากคาบเวลาก่อนหน้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าในคาบเวลานั้น

5.2) การเปลี่ยนเส้นทางด้วย HBSM โดยพิจารณาต้นทุนการทำงานของสวิตช์ซึ่งเป็นเงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติจากความคุ้มทุนด้วยการเปรียบเทียบต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงกับต้นทุนการทำงานของสวิตช์รวมทุกชุดที่เกิดขึ้นในคาบเวลานั้นในการเปรียบเทียบหากพบว่าต้นทุนจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงมากกว่าต้นทุนการทำงานของสวิตช์ วิธีที่พัฒนาขึ้นจะตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางจ่ายไฟฟ้าตามผลลัพธ์ที่ได้จาก HBSM ในทางตรงกันข้ามหากไม่คุ้มทุนวิธีที่พัฒนาขึ้นจะใช้เส้นทางจากเส้นทางนำเข้าจากคาบเวลาก่อนหน้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าในคาบเวลานั้น ทั้งนี้ต้นทุนที่ใช้สำหรับเปรียบเทียบประกอบด้วย

- ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ซึ่งเป็นต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงโดยคำนวณจากการนำปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมคูณกับค่าไฟฟ้าขายส่งต่อหน่วยตามคาบเวลาช่วงเวลา โดยช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak) เท่ากับ 4.2243 บาท-หน่วย และช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย (Off-peak) เท่ากับ 2.3567 บาท-หน่วย (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2558) โดยสามารถแสดงต้นทุนขายส่งต่อหน่วยในแต่ละคาบเวลาได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 41 ต้นทุนดังกล่าวจะถูกปรับอัตราส่วนในคาบเวลา 15 นาที ในช่วง Peak และ Off-peak ซึ่งเท่ากับ 1.05 และ 0.58 บาท ตามลำดับ

- ต้นทุนการทำงานของสวิตช์ ซึ่งเป็นต้นทุนการทำงานรวมของสวิตช์ทุกชุด ในคาบเวลานั้น โดยคำนวณจากการนำจำนวนสวิตช์ที่มีเปลี่ยนสถานะปิด/เปิดวงจร คูณกับต้นทุนการทำงานของสวิตช์แต่ละชุดซึ่งกำหนดไว้เท่ากับ 40.- บาทต่อครั้ง โดยมีที่มาจากมูลค่าของสวิตช์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดซื้อในปี พ.ศ. 2561 ราคาเฉลี่ยชุดละ 80,000.- บาท (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2562) และตามข้อกำหนดทางเทคนิคสวิตช์ดังกล่าวสามารถต้องทำงานปิด/เปิดวงจรได้ไม่ต่ำกว่า 2,000 ครั้ง (Precise, 2017) อย่างไรก็ตามต้นทุนในการจ่ายไฟฟ้านั้นยังมีต้นทุนอื่นควบคู่ หากแต่งานวิจัยได้กำหนดเฉพาะต้นทุนข้างต้นเพื่อแสดงให้เห็นถึงคุณสมบัติของฟังก์ชันในการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางด้วยความคุ้มทุน

6) ปรับปรุง HBSM Path (Update HBSM Path) เป็นขั้นตอนปรับปรุงผลลัพธ์เส้นทาง การจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามผลลัพธ์จากการจัดเรียงสายป้อนตามด้วย HBSM

7) ปรับปรุงข้อมูลตามผลลัพธ์การจัดเรียงสายป้อน (Update Reconfiguration Result) โดยปรับปรุงและจัดเก็บข้อมูลตาม HBSM Path ที่เปลี่ยนแปลงประกอบด้วย โหลด จำนวนครั้ง การทำงานของสวิตช์ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัส เป็นต้น

8) ตรวจสอบจำนวนรอบการประมวลผลสูงสุด (Maximum Cycle) โดยตรวจสอบ ลำดับรอบการประมวลผลปัจจุบัน หากพบว่ายังไม่ถึงจำนวนรอบสูงสุดที่กำหนดไว้จะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 9) ในทางตรงกันข้ามหากถึงจำนวนรอบสูงสุดที่กำหนดไว้ จะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 10)

9) ปรับปรุงจำนวนรอบการประมวลผล (Update Cycle) โดยเพิ่มจำนวนรอบ การประมวลผลและดำเนินการวนซ้ำเพื่อเลือกข้อมูลระบบจำหน่ายในคาบเวลาถัดไป เพื่อเข้าสู่ ขั้นตอนที่ 8) สำหรับจัดเรียงสายป้อนอีกครั้ง

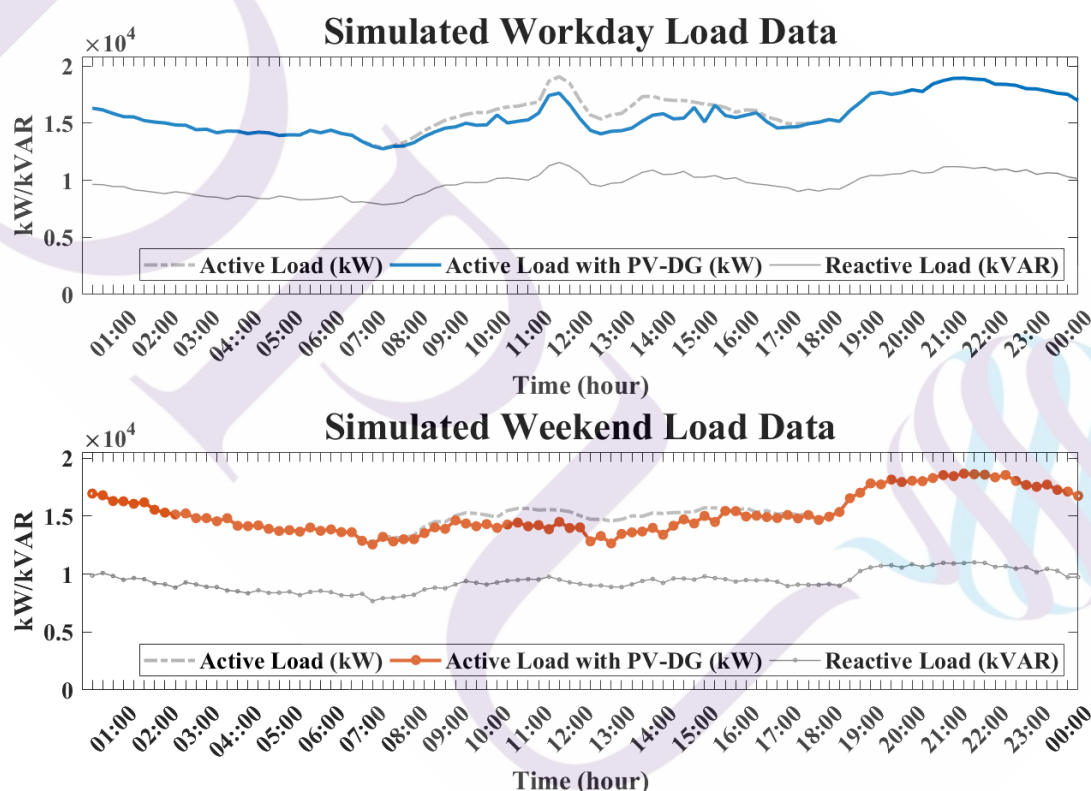
10) สรุปผลการจัดเรียงสายป้อน (Summarize Reconfiguration Result) โดยสรุปผล การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติตามคาบเวลาทั้งหมดในด้านการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ต้นทุนจากกำลังไฟฟ้าสูญเสีย จำนวนครั้งรวมถึงต้นทุนการทำงานของสวิตช์ และระดับ แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด เป็นต้น

5.3 ผลการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ

จากการจำลองข้อมูลและนำมาจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติสามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังนี้

5.3.1 ผลการจำลองข้อมูล

จากการจำลองข้อมูลโหลดและข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ที่มีการติดตั้ง PV-DG แบบคงที่ในบัสที่ 10 และ 11 จำนวน 96 คาบเวลา ในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ สามารถแสดงข้อมูลในแต่ละคาบเวลาได้ตามภาพที่ 5.27 พร้อมทั้งสามารถแสดง ค่าสูงสุด ค่าต่ำสุด และค่าเฉลี่ยของโหลดแอกทีฟและโหลดรีแอกทีฟรวมแต่ละคาบเวลา ในสภาวะที่โหลดถูกชดเชยจากการติดตั้ง PV-DG ได้ตามตารางที่ 5.3



ภาพที่ 5.27 ข้อมูลโหลดจากการจำลอง

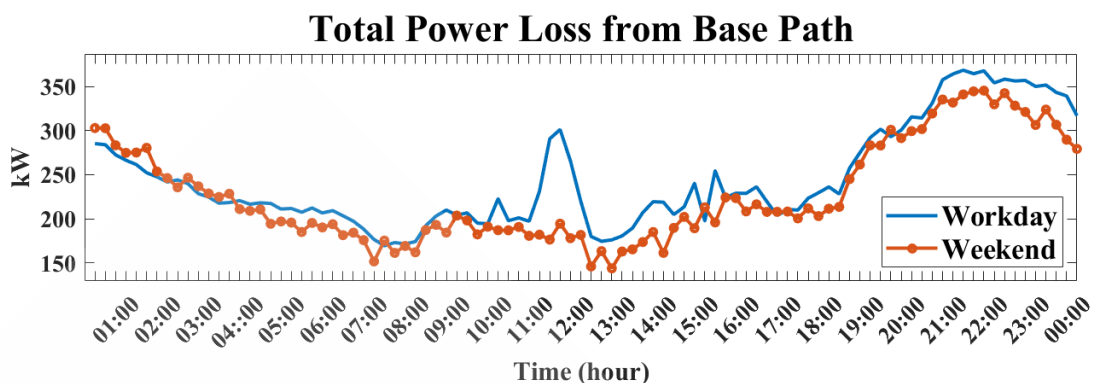
ตารางที่ 5.3 ค่าสูงสุด ค่าต่ำสุด และค่าเฉลี่ย ของข้อมูลโหลดจากการจำลอง

	วันทำงาน			วันหยุดสุดสัปดาห์		
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าเฉลี่ย	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าเฉลี่ย
โหลดแอกติฟรวม (kW)	18,941.36	12,753.24	15,606.83	18,670.50	12,553.99	15,220.19
โหลดรีแอกติฟรวม (kVAR)	11,565.38	7,864.84	9,698.16	11,016.37	7,674.45	9,398.99

ผลจากการจำลองข้อมูลพบว่า ค่าสูงสุดของโหลดแอกติฟในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์สอดคล้องกับข้อมูลของโหลดแอกติฟสูงสุดของข้อมูลจากระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ซึ่งข้อมูลจากการจำลองจะถูกนำมาทดลองในขั้นตอนถัดไป

5.3.2 การจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อน

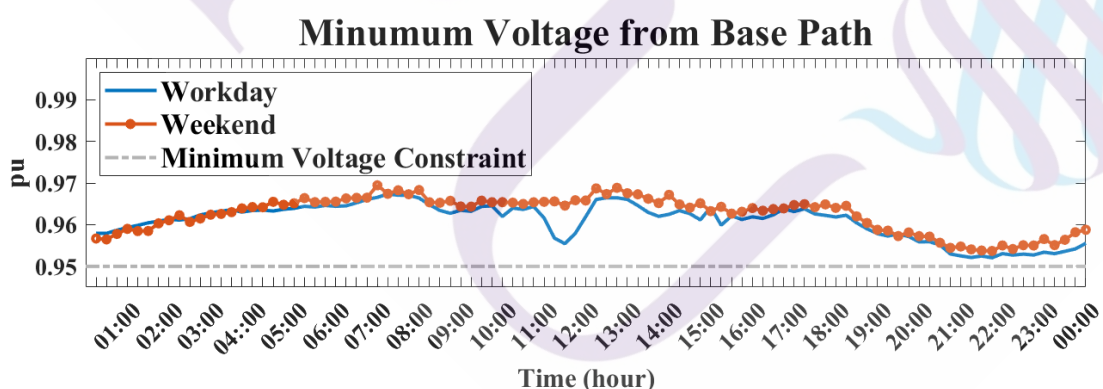
เพื่อวัดประสิทธิภาพการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติในงานวิจัยได้ทดลองจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนด้วย Base Path ของระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 เพื่อใช้สำหรับเปรียบเทียบผลลัพธ์ การทดลองได้วิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส โดยกำหนดกำลังไฟฟ้าฐานแบบ 3 เฟส เท่ากับ 100 MVA แรงดันไฟฟ้าฐานระหว่างสาย เท่ากับ 22 kV พร้อมกำหนดพิกัดแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วง 20.90 kV (0.95 pu) ถึง 23.10 kV (1.05 pu) (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559) ในช่วงสายป้อนที่ (1) ซึ่งเป็นต้นทางวงจร กำหนดเป็นสายตัวนำขนาด 500 ตร.มม. มีพิกัดกระแสสูงสุดเท่ากับ 878 A (วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย, 2551) และในช่วงสายป้อนอื่นกำหนดเป็นสายตัวนำขนาด 185 ตร.มม. มีพิกัดกระแสสูงสุดเท่ากับเท่ากับ 520 A (วิชรพันธ์ โสมจันทร์เงิน, 2557) ผลจากการทดลองจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนพบว่าปริมาณโหลดและกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในวันทำงานมากกว่าวันหยุดสุดสัปดาห์ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์รวมจากการวัดค่าทุก 15 นาทีเฉลี่ยเท่ากับ 245.48 และ 228.09 kW ตามลำดับ ทั้งนี้สามารถแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในแต่ละคาบเวลาได้ตามภาพที่ 5.28



ภาพที่ 5.28 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อน

สำหรับต้นทุนในการจ่ายไฟฟ้าที่คำนวณจากปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละคาบเวลาคู่กับต้นทุนค่าไฟฟ้าขายส่งต่อหน่วยในช่วง 15 นาที จากคาบเวลาเดียวกัน พบว่าต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์เฉลี่ยเท่ากับ 210.51 และ 134.39 บาทตามลำดับ

ในด้านแรงดันไฟฟ้าพบว่า ในวันทำงานแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดน้อยกว่าวันหยุดสุดสัปดาห์หลายคาบเวลา สาเหตุดังกล่าวเนื่องจากปริมาณโหลดในวันทำงานสูงกว่าวันหยุดสุดสัปดาห์ โดยสามารถแสดงแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดแต่ละคาบเวลาได้ตามภาพที่ 5.29



ภาพที่ 5.29 ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจากการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อน

งานวิจัยได้ออกแบบการวัดประสิทธิภาพการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าด้วยการเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดทั้ง 96 คาบเวลา ซึ่งค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดของการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์เท่ากับ 0.9609 และ 0.9625 pu ตามลำดับ

5.3.3 การจ่ายไฟฟ้าแบบจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ

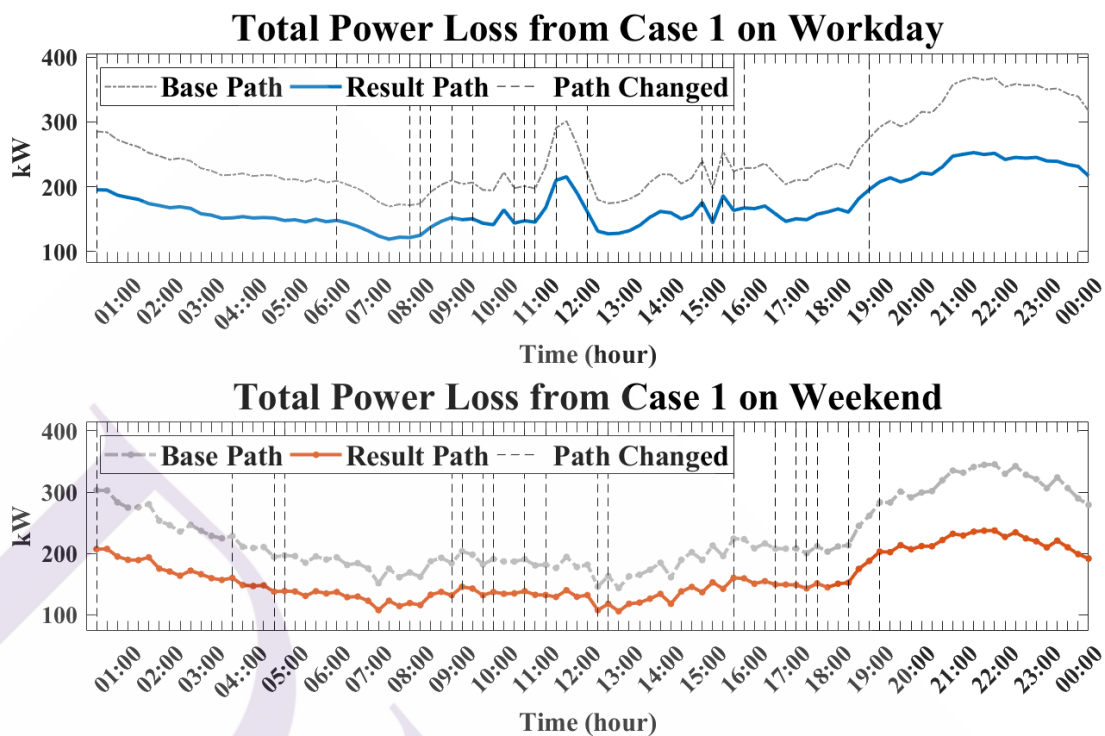
จากการทดลองด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 โดยวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระบบต่อหน่วยแบบ 3 เฟส และกำหนดข้อจำกัดเช่นเดียวกับการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนตามข้อ 5.3.2 ทั้งนี้การทดลองประกอบด้วยจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วย HBSM ซึ่งเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติด้วยกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลง และการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วย HBSM โดยพิจารณาต้นทุนการทำงานของสวิตช์ซึ่งเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติด้วยความคุ้มทุน โดยสามารถแสดงผลการทดลองได้ดังนี้

1) การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วย HBSM โดยเป็นการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1 ซึ่งเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติด้วยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงในแต่ละคาบเวลาจากเส้นทางนำเข้าและเส้นทางหลังการจัดเรียงสายป้อนด้วย HBSM ทั้งนี้จากการทดลองดังกล่าวสามารถแสดงค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นทุก 15 นาที เปรียบเทียบกับการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนได้ตามตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1

การทดลอง	ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ในวันทำงาน (kW)	ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ในวันหยุดสุดสัปดาห์ (kW)
กรณีไม่จัดเรียงสายป้อน	245.48	228.09
กรณีเงื่อนไขที่ 1	173.32	160.92
ลดลง	72.16	67.17

จากตารางข้างต้นพบว่าค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ ลดลงเหลือเพียง 173.32 และ 160.92 kW ตามลำดับ หากเปรียบเทียบกับกรจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนพบว่าลดลงถึง 72.16 และ 67.17 kW คิดเป็นร้อยละ 29.40 และ 29.45 kW ตามลำดับ โดยสามารถแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและการเปลี่ยนเส้นทางในแต่ละคาบเวลาได้ตามภาพที่ 5.30

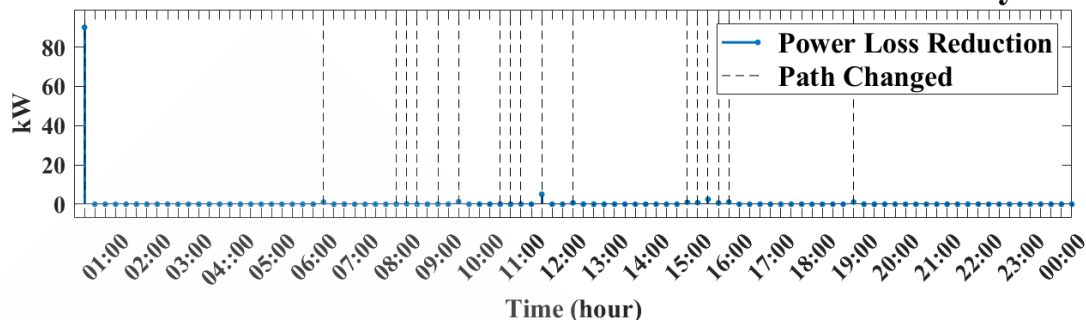


ภาพที่ 5.30 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและการเปลี่ยนเส้นทางจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1

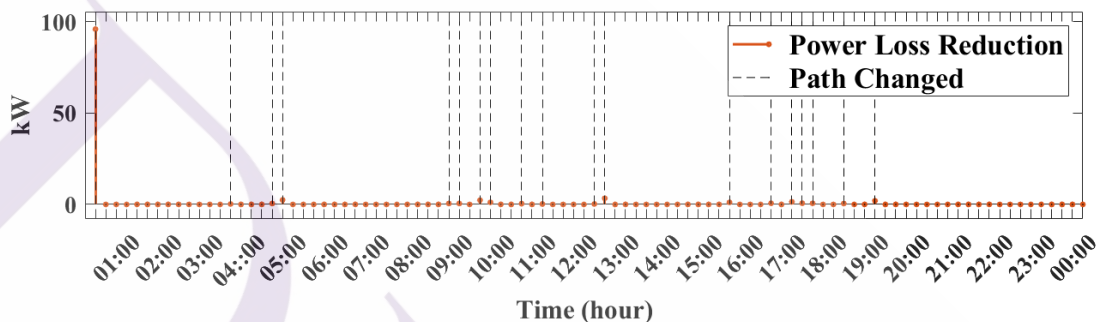
การจัดเรียงสายป้อนด้วยเงื่อนไขที่ 1 เกิดการเปลี่ยนเส้นทางในวันทำงานจำนวน 18 ครั้ง ในเวลา 00:15, 06:00, 07:45, 08:00, 08:15, 08:45, 09:15, 10:15, 10:30, 10:45, 11:15, 12:00, 14:45, 15:00, 15:15, 15:30, 15:45 และ 18:45 น. สวิตซ์ทำงานรวมจำนวน 46 ครั้ง ส่วนวันหยุดสุดสัปดาห์เปลี่ยนเส้นทางจำนวน 19 ครั้ง ในเวลา 00:15, 03:30, 04:30, 04:45, 08:45, 09:00, 09:30, 09:45, 10:30, 11:00, 12:15, 12:30, 15:30, 16:30, 17:00, 17:15, 17:30, 18:15 และ 19:00 น. ซึ่งมีการทำงานของสวิตซ์รวมจำนวน 46 ครั้ง โดยสามารถแสดงรายละเอียดการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 42

ผลจากการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติเมื่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง พบว่าการเปลี่ยนเส้นทางเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด หากแต่ในหลายคาบเวลาเกิดการเปลี่ยนเส้นทาง แม้ว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจะลดลงน้อย ทั้งนี้สามารถแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงในแต่ละคาบเวลาตามเงื่อนไขได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 43 และภาพที่ 5.31

Total Power Loss Reduction from Case 1 on Workday



Total Power Loss Reduction from Case 1 on Weekend



ภาพที่ 5.31 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงแต่ละคาบเวลาจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1

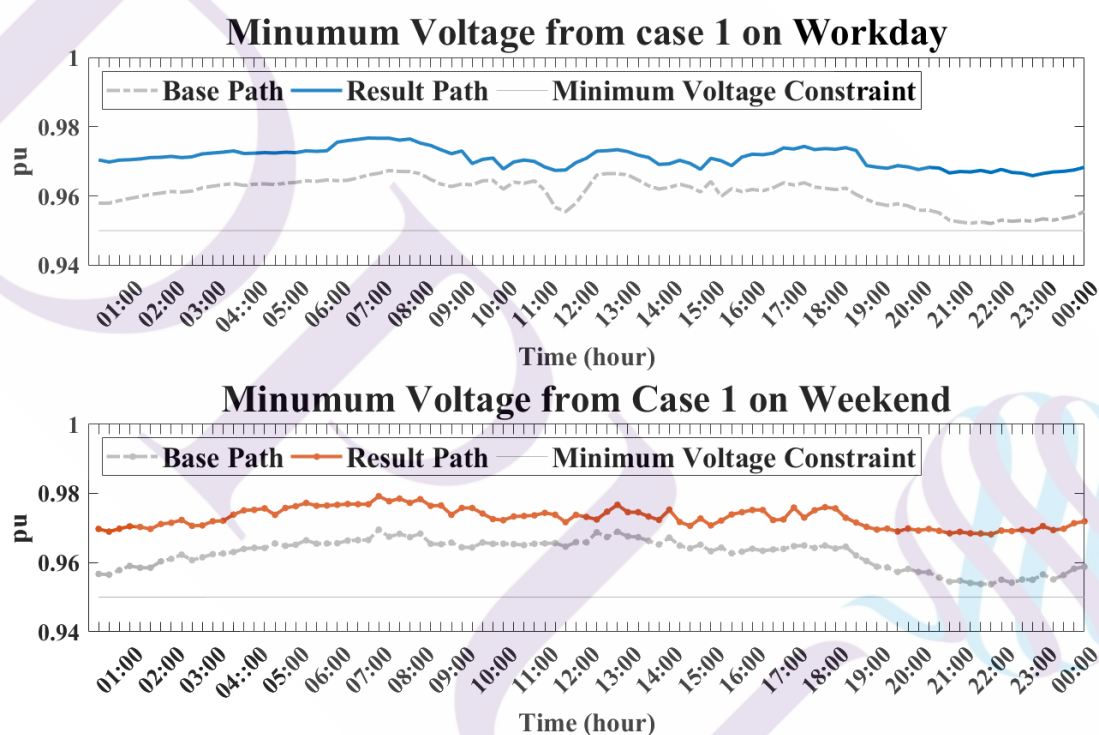
เมื่อคำนวณต้นทุนจากการจ่ายไฟฟ้าแม้ว่าการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติจะส่งผลให้ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงหากแต่มีต้นทุนสวิทช์เพิ่มขึ้น โดยทั้งในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์มีการทำงานของสวิทช์จำนวน 46 ชุด มีต้นทุนเพิ่มขึ้น 1,840.- บาท เมื่อคำนวณค่าเฉลี่ยของต้นทุนรวมในแต่ละคาบเวลาจากการนำต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียบวกกับต้นทุนสวิทช์สามารถแสดงเปรียบเทียบกับต้นทุนจากการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนได้ตามตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 ค่าเฉลี่ยต้นทุนจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1

การทดลอง	ต้นทุนรวมในวันทำงาน (บาท)	ต้นทุนรวมในวันหยุดสุดสัปดาห์ (บาท)
กรณีไม่จัดเรียงสายป้อน	210.51	134.39
กรณีเงื่อนไขที่ 1	168.44	113.98
ลดลง	42.07	20.41

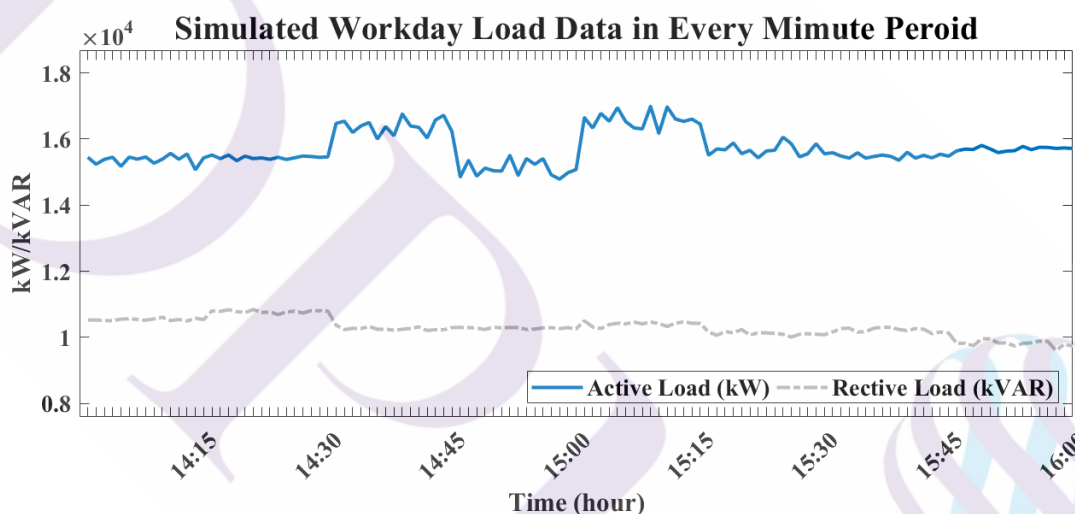
แม้ว่าจะมีต้นทุนการทำงานของสวิตช์เกิดขึ้นหากแต่พบว่า การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยเงื่อนไขที่ 1 ยังคงสามารถทำให้ค่าเฉลี่ยของต้นทุนรวมลดลง เท่ากับ 42.07 และ 20.41 บาท คิดเป็นร้อยละ 19.98 และ 15.19 ตามลำดับ

สำหรับผลการทดลองด้านระดับแรงดันไฟฟ้า เมื่อเปรียบเทียบระหว่างการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1 และการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนพบว่า แรงดันไฟฟ้าต่ำสุดในแต่ละคาบเวลาปรับเปลี่ยนสูงขึ้น โดยค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ เท่ากับ 0.9709 และ 0.9729 pu เพิ่มขึ้น 0.0100 และ 0.0104 pu คิดเป็นร้อยละ 1.04 และ 1.08 ตามลำดับ ทั้งนี้สามารถแสดงระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดแต่ละคาบเวลาได้ตามภาพที่ 5.32



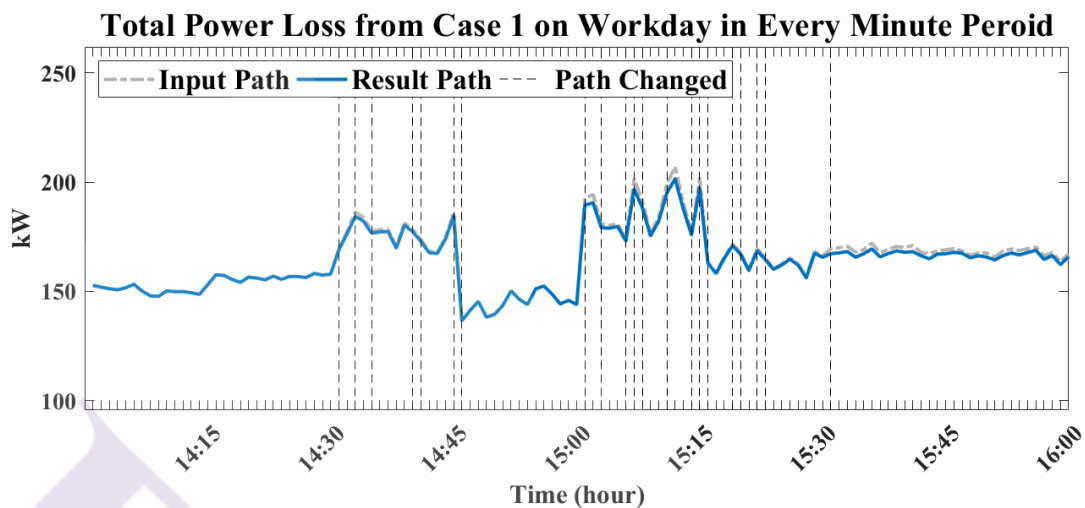
ภาพที่ 5.32 ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1

จากการทดลองจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยการกำหนดคาบเวลาการตัดสวิตช์ตามข้อมูลที่จัดเก็บในคาบเวลา 15 นาที พบว่าสามารถจัดเรียงสายป้อนโดยตัดสวิตช์เปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติได้ตามเงื่อนไขที่กำหนด ดังนั้นเพื่อให้สามารถนำไปประยุกต์ใช้สำหรับตัดสวิตช์เปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติที่ประมวลผลด้วยความรวดเร็ว ในงานวิจัยจึงปรับคาบเวลาของข้อมูลจาก 15 นาที เป็น 1 นาที ทั้งนี้ได้เลือกช่วงเวลาที่มีการเปลี่ยนเส้นทางบ่อยครั้งโดยพบว่า ช่วงเวลา 14:00 ถึง 16:00 น. ของวันทำงานมีการเปลี่ยนเส้นทางมากที่สุดถึงจำนวน 6 ครั้ง ดังนั้นจึงเลือกโหนดตามช่วงเวลาดังกล่าวมาประมาณค่าช่วงแบบเชิงเส้น (Linear Interpolation) ให้มีคาบเวลาเท่ากับ 1 นาที รวมถึงสุ่มสับเปลี่ยนคาบเวลาเพื่อให้โหนดเกิดการเปลี่ยนแปลง ทั้งนี้ตามโหนดที่ปรับค่าแล้วจะมีปริมาณโหนดคงเดิม โดยสามารถแสดงข้อมูลโหนดดังกล่าวได้ตามภาพที่ 5.33

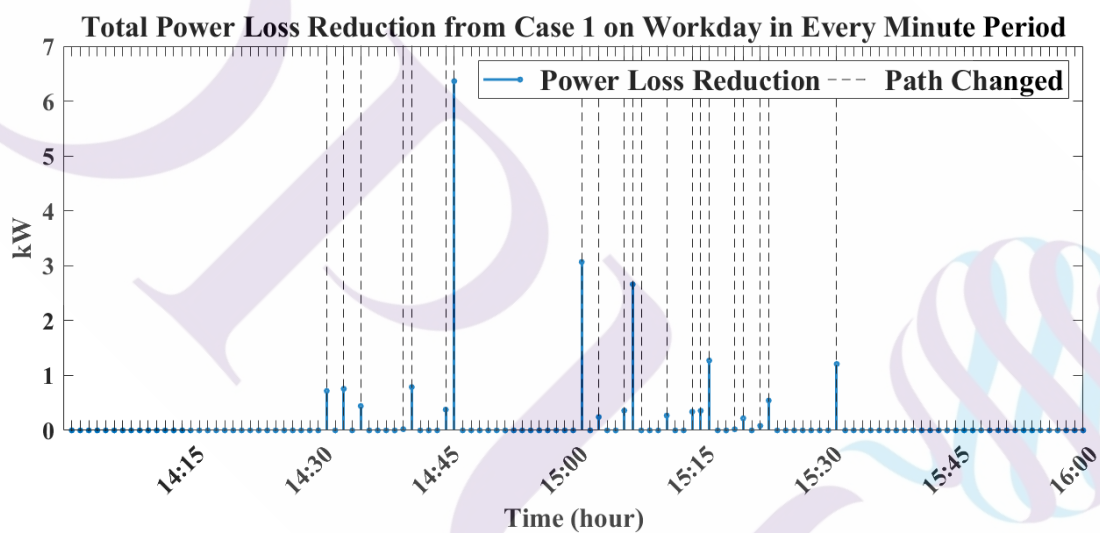


ภาพที่ 5.33 ข้อมูลโหนดจากการปรับคาบเวลาเป็น 1 นาที

ในการทดลองจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติที่ตัดสวิตช์เปลี่ยนเส้นทางทุกๆ นาที ได้กำหนดเส้นทางเริ่มต้นให้เกิดความต่อเนื่องด้วยเส้นทางจากจัดเรียงสายป้อนในคาบเวลาที่ 14:00 น. โดยมีการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (5), (13), (33) จากนั้นจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติทุกๆ นาที ตั้งแต่ 14:01 ถึง 16:00 น. รวมทั้งสิ้น 120 คาบเวลา หลังการทดลองสามารถแสดงผลลัพธ์ได้ตามภาพที่ 5.34



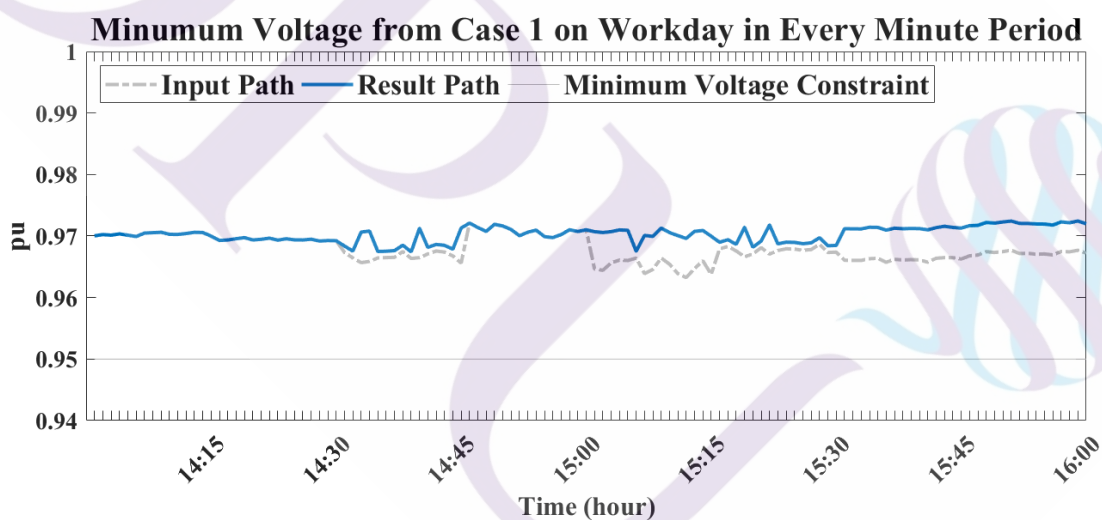
ภาพที่ 5.34 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและการเปลี่ยนเส้นทางเมื่อปรับคาบเวลาเป็น 1 นาที



ภาพที่ 5.35 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงเมื่อปรับคาบเวลาเป็น 1 นาที

ผลจากการทดลองพบว่าเกิดการเปลี่ยนเส้นทางจำนวน 21 ครั้ง ในเวลา 15:31, 15:33, 15:35, 15:40, 15:41, 15:45, 15:46, 16:01, 16:03, 16:06, 16:07, 16:08, 16:11, 16:14, 16:15, 16:16, 16:19, 16:20, 16:22, 16:23 และ 16:31 น. โดยมีการทำงานของสวิตช์ 66 ชุด และเมื่อเปรียบเทียบกับการจัดเรียงสายป้อนโดยใช้ข้อมูลโหลดชุดเดียวกัน โดยไม่มีการเปลี่ยนเส้นทางจะพบว่าค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นทุกๆ นาที เปลี่ยนแปลงจาก 164.83 kW เหลือ 163.83 kW ลดลง 1.00 kW คิดเป็นร้อยละ 0.61 ทั้งนี้สามารถแสดงผลลัพธ์ของการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนจำนวนครั้งการทำงานของสวิตช์ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลงในแต่ละคาบเวลาได้ในภาคผนวกตามตารางที่ 44

สำหรับผลลัพธ์ในด้านเวลาในการประมวลผลพบว่า ในแต่ละคาบเวลาใช้เวลาในการจัดเรียงสายป้อนและตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางเฉลี่ยเท่ากับ 0.15 วินาที (ค่าความแปรปรวน 0.0005) และในด้านระดับแรงดันไฟฟ้าเมื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลโหลดชุดเดียวกัน โดยไม่มีการเปลี่ยนเส้นทางพบว่าค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดปรับสูงขึ้นจาก 0.9700 เป็น 0.9702 pu โดยสามารถแสดงระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดได้ตามภาพที่ 5.36



ภาพที่ 5.36 ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเมื่อปรับคาบเวลาเป็น 1 นาที

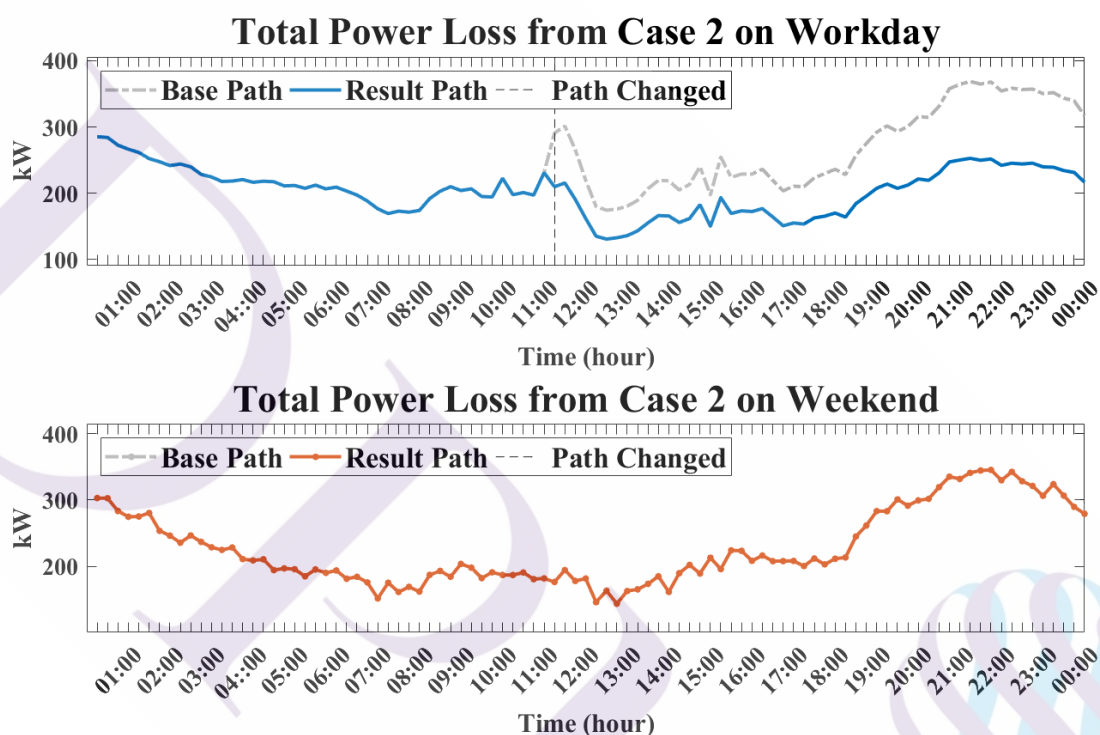
ผลสรุปจากการทดลองจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วย HBSM ด้วยเงื่อนไขการเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติเมื่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลง พบว่าวิธีที่พัฒนาขึ้นสามารถเปลี่ยนเส้นทางตามเงื่อนไขที่กำหนด รวมทั้งสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นได้ตามวัตถุประสงค์ในการแก้ปัญหาของงานวิจัย และด้วยประสิทธิภาพในการประมวลผลที่รวดเร็ว ส่งผลให้สามารถจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติภายใต้การตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางทุกๆ นาที อย่างไรก็ตามเมื่อวิเคราะห์ผลลัพธ์พบว่าเกิดการเปลี่ยนเส้นทางในหลายคาบเวลา โดยมีสาเหตุจากเงื่อนไขที่กำหนดให้เปลี่ยนเส้นทางแม้ว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจะลดลงเพียงเล็กน้อย ทั้งนี้การเปลี่ยนเส้นทางจำนวนมากอาจส่งผลกระทบต่ออายุการใช้งานของสวิตช์และยังก่อให้เกิดต้นทุนการทำงานของสวิตช์เพิ่มขึ้น ดังนั้นเพื่อปรับปรุงวิธีการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติให้เหมาะสมกับการนำไปประยุกต์ใช้งานในระบบจำหน่าย ดังนั้นงานวิจัยจึงออกแบบการทดลองโดยการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติด้วยการพิจารณาต้นทุนการทำงานของสวิตช์ กล่าวคือใช้ความคุ้มทุนเป็นตัวแปรตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางในแต่ละคาบเวลา ดังแสดงรายละเอียดได้ตามการทดลองกรณีถัดไป

2) การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วย HBSM โดยพิจารณาต้นทุนการทำงานของสวิตช์ โดยเป็นการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2 ซึ่งเป็นการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติด้วยความคุ้มทุนที่คำนวณจากต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลงเปรียบเทียบกับต้นทุนสวิตช์ที่เพิ่มขึ้น การเปลี่ยนเส้นทางจะเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงมากกว่าต้นทุนสวิตช์ ทั้งนี้ในการทดลองได้กำหนดต้นทุนการทำงานของสวิตช์แต่ละชุดเท่ากับ 40 บาทต่อครั้ง ผลจากการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยเงื่อนไขการเปลี่ยนเส้นทางที่กำหนดจะถูกนำมาเปรียบเทียบกับกรจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนทั้งในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์รวม 96 คาบเวลา ซึ่งสามารถแสดงค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่คำนวณทุก 15 นาที ในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ได้ตามตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2

การทดลอง	ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ในวันทำงาน (kW)	ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ในวันหยุดสุดสัปดาห์ (kW)
กรณีไม่จัดเรียงสายป้อน	245.48	228.09
กรณีเงื่อนไขที่ 2	173.32	160.92
ลดลง	41.64	-

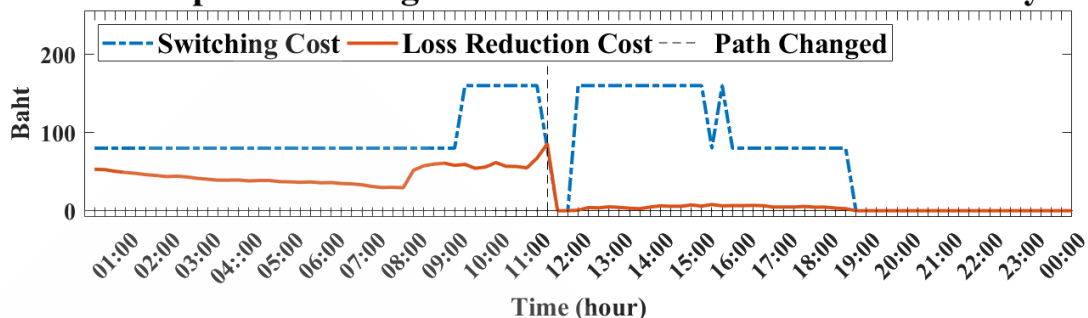
จากตารางข้างต้นค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในวันทำงานลดลงเหลือ 173.32 kW เมื่อเปรียบเทียบกับค่าจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนพบว่า ลดลงถึง 41.64 kW คิดเป็นร้อยละ 16.96 อย่างไรก็ตามในวันหยุดสุดสัปดาห์ไม่มีการเปลี่ยนเส้นทางและการลดลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมแต่อย่างใด โดยสามารถแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและการเปลี่ยนเส้นทางตามเงื่อนไขดังกล่าวได้ตามภาพที่ 5.37



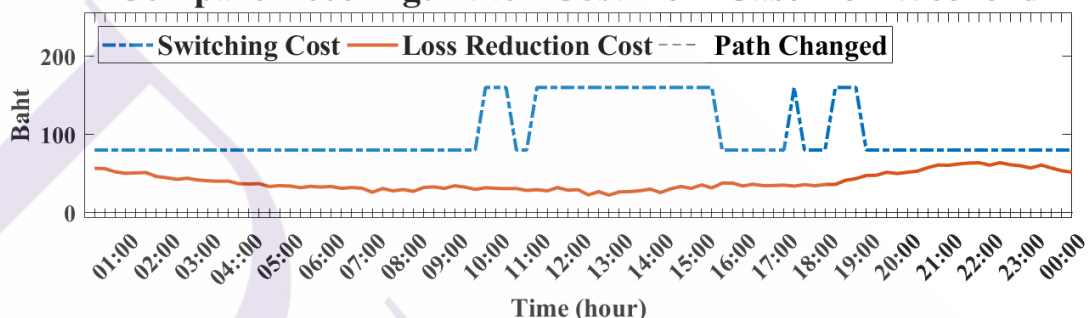
ภาพที่ 5.37 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและการเปลี่ยนเส้นทางจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2

จากจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยเงื่อนไขที่ 2 จะพบว่าในวันทำงานเกิดการเปลี่ยนเส้นทางเพียงครั้งเดียวในเวลา 11:15 น. โดยมีการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (14), (31) และ (33) ซึ่งมีสวิตช์ทำงานจำนวน 2 ชุด เมื่อตรวจสอบการเปรียบเทียบต้นทุนตามเงื่อนไขพบว่าผลของการเปรียบเทียบความคุ้มค่าในแต่ละคาบเวลาเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด ทั้งนี้คาบเวลาที่มีการเปลี่ยนเส้นทางมีต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงมากกว่าต้นทุนสวิตช์เพียงเล็กน้อย โดยสามารถแสดงต้นทุนดังกล่าวได้ในภาคผนวก ตามตารางที่ 45 พร้อมทั้งสามารถแสดงผลการเปรียบเทียบต้นทุนการจัดเรียงสายป้อนในแต่ละคาบเวลาได้ตามภาพที่ 5.38

Compare Reconfiguration Cost from Case 2 on Workday



Compare Reconfiguraiton Cost from Case 2 on Weekend



ภาพที่ 5.38 การเปรียบเทียบต้นทุนการจัดเรียงสายป้อนจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2

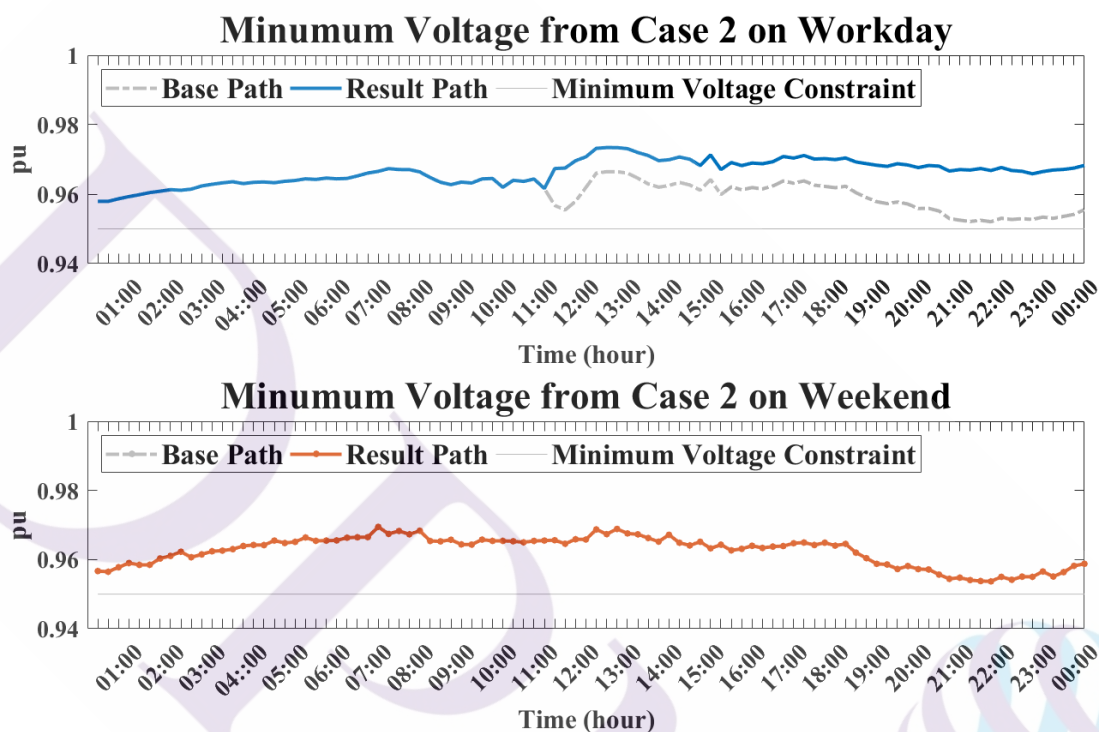
ในด้านต้นทุนรวมสามารถแสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนรวมที่คำนวณจากต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียบวกด้วยต้นทุนสวิทช์ เปรียบเทียบกับต้นทุนการจ่ายไฟฟ้าโดยไม่จัดเรียงสายป้อนได้ตามตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 ค่าเฉลี่ยต้นทุนรวมจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2

การทดลอง	ค่าเฉลี่ยต้นทุน ในวันทำงาน (บาท)	ค่าเฉลี่ยต้นทุน ในวันหยุดสุดสัปดาห์ (บาท)
กรณีไม่จัดเรียงสายป้อน	210.51	134.39
กรณีเงื่อนไขที่ 2	172.18	134.39
ลดลง	38.33	-

จากผลลัพธ์ตามตารางข้างต้นพบว่า สามารถลดค่าเฉลี่ยของต้นทุนรวมได้ถึง 38.33 บาท คิดเป็นร้อยละ 18.21 ส่วนในวันหยุดสุดสัปดาห์ไม่มีการเปลี่ยนแปลงแต่อย่างใด

สำหรับผลลัพธ์ในด้านแรงดันไฟฟ้า จากการคำนวณค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด ทั้ง 96 คาบเวลา พบว่าในวันทำงานเพิ่มสูงขึ้นเท่ากับ 0.9663 pu เพิ่มขึ้น 0.0054 pu คิดเป็นร้อยละ 0.56 ส่วนในวันหยุดสุดสัปดาห์ไม่มีการเปลี่ยนแปลง โดยสามารถแสดงระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดได้ตามภาพที่ 5.39



ภาพที่ 5.39 ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2

เนื่องด้วยต้นทุนในการทำงานของสวิตช์ต่อครั้งได้กำหนดจากสัดส่วนของราคาต่อหน่วยกับจำนวนครั้งการทำงานของสวิตช์ตามข้อกำหนดทางเทคนิค (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2562; Precise, 2007) ในการนำสวิตช์ไปติดตั้งใช้งานจริงจะสามารถปิด/เปิดวงจรได้มากกว่าจำนวนครั้งที่กำหนด ดังนั้นการทดลองจึงลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์แต่ละชุดลงเหลือ 35, 30 และ 25 บาทต่อครั้ง หลังจากจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยเงื่อนไขที่ 2 ตามต้นทุนการทำงานของสวิตช์ที่ลดลง พบว่าการเปลี่ยนเส้นทางในแต่ละคาบเวลาเกิดการเปลี่ยนแปลง โดยสามารถแสดงผลการทดลองในด้านการเปลี่ยนเส้นทาง ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลง ค่าเฉลี่ยต้นทุนจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมกับต้นทุนการทำงานของสวิตช์ที่ลดลง และค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ได้ตามตารางที่ 5.8 และ 5.9 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.8 ผลการทดลองเมื่อปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์ในวันทำงาน

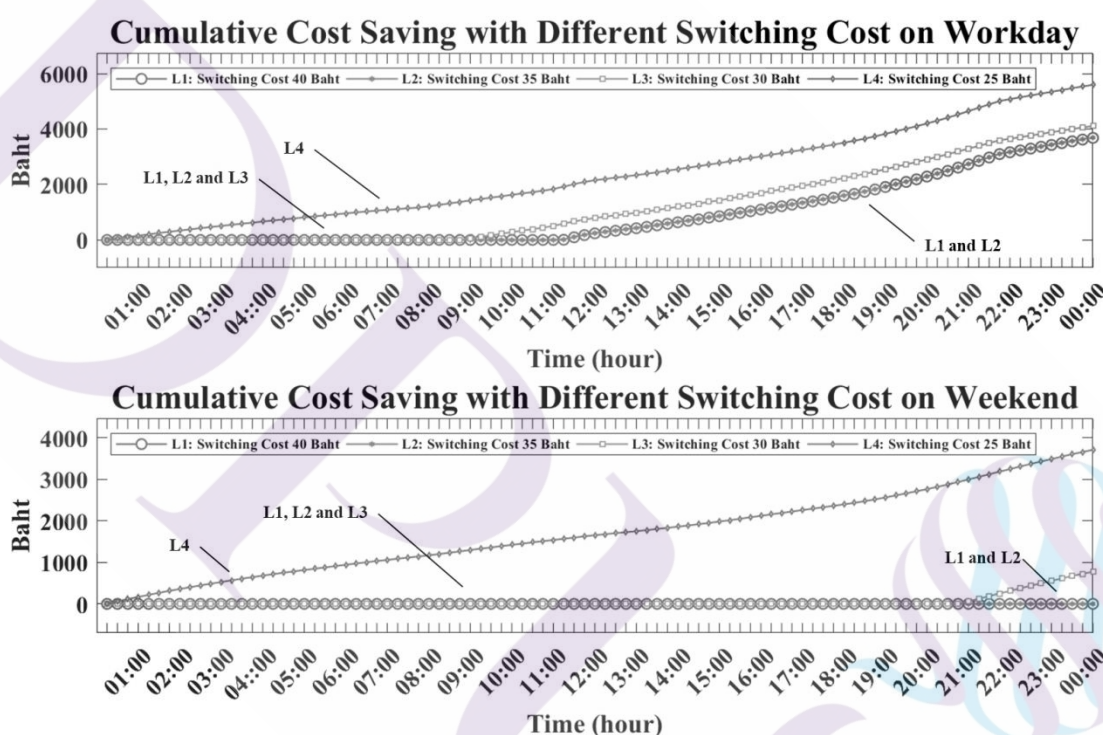
ต้นทุนการทำงานของสวิตช์ (บาทต่อครั้ง)	การเปลี่ยนเส้นทาง (ครั้ง (เวลา))	ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	ค่าเฉลี่ยต้นทุนรวม (บาท)	ค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (pu)
40	1 (11:15)	203.84	172.18	0.9663
35	1 (11:15)	203.84	172.08	0.9663
30	1 (08:45)	200.33	167.70	0.9675
25	1 (00:15)	175.73	152.22	0.9702

ตารางที่ 5.9 ผลการทดลองเมื่อปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์ในวันหยุดสุดสัปดาห์

ต้นทุนการทำงานของสวิตช์ (บาทต่อครั้ง)	การเปลี่ยนเส้นทาง (ครั้ง (เวลา))	ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	ค่าเฉลี่ยต้นทุนรวม (บาท)	ค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (pu)
40	-	228.09	134.39	0.9625
35	-	228.09	134.39	0.9625
30	1 (20:45)	213.33	126.31	0.9645
25	1 (00:15)	161.64	95.76	0.9720

สำหรับในวันทำงานเมื่อปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์เหลือ 35 บาทต่อครั้ง จะไม่ส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนเส้นทาง แต่เมื่อปรับลดลงเหลือ 30 บาทต่อครั้ง จะเกิดการเปลี่ยนเส้นทางในเวลา 08:45 น. โดยเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (13), (31) และ (33) และเมื่อปรับลดลงเหลือ 25 บาทต่อครั้ง จะเกิดการเปลี่ยนเส้นทางขึ้นในเวลา 00:15 น. โดยเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (14), (31) และ (33) สำหรับวันหยุดสุดสัปดาห์นั้นจะเกิดการเปลี่ยนเส้นทางเมื่อปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์เหลือ 30 บาทต่อครั้ง ซึ่งเกิดการเปลี่ยนเส้นทางในเวลา 20:45 น. โดยเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (14), (31) และ (33) และเมื่อปรับต้นทุนการทำงานของสวิตช์ลดลงเหลือ 25 บาทต่อครั้ง พบว่าเกิดการเปลี่ยนเส้นทางเพียงคาบเวลาแรก โดยมีการเปิดวงจรของช่วงสายป้อนที่ (14), (31) และ (33) ทั้งนี้เมื่อตรวจสอบผลลัพธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากการเปลี่ยนเส้นทางที่เร็วขึ้นจะสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้มากกว่า และส่งผลให้ต้นทุนจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงตาม นอกจากนี้ยังสามารถปรับค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น

ได้มากกว่า จากการทดลองด้วยการลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์จะพบว่า เมื่อลดต้นทุนเท่ากับ 25 บาทต่อครั้ง สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ลดต้นทุนรวม และเพิ่มแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณเฉลี่ยในแต่ละคาบเวลาได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด ในด้านของต้นทุนพบว่าเมื่อปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์จะเกิดการเปลี่ยนเส้นทางในคาบเวลาที่ต่างกันส่งผลให้ต้นทุนรวมลดลงเปลี่ยนแปลง และเมื่อนำต้นทุนรวมจากการปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์แต่ละกรณีเปรียบเทียบกับค่าจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนจะสามารถแสดงต้นทุนรวมที่ลดลงสะสมในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ได้ตามภาพที่ 5.40



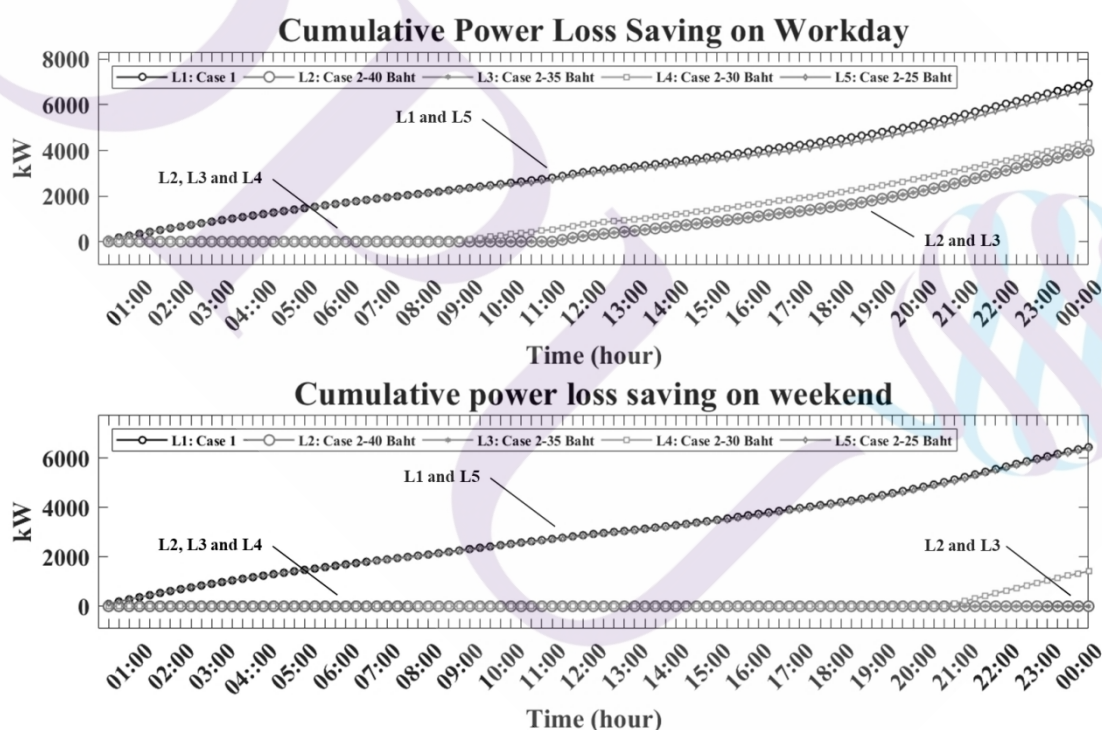
ภาพที่ 5.40 ต้นทุนรวมลดลงสะสมจากการปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์

จากภาพข้างต้นพบว่าการกำหนดต้นทุนการทำงานของสวิตช์เท่ากับ 25 บาทต่อครั้ง สามารถลดต้นทุนสะสมได้มากที่สุดทั้งในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์โดยลดลงเท่ากับ 5,594.93 และ 3,708.48 บาท ตามลำดับ ทั้งนี้ต้นทุนที่ลดลงมีผลมาจากการเปลี่ยนเส้นทางในคาบเวลาที่เร็วขึ้น และจากการกำหนดต้นทุนการทำงานของสวิตช์ในวันหยุดสุดสัปดาห์เท่ากับ 40 และ 35 บาทต่อครั้ง นั้นไม่เกิดการเปลี่ยนเส้นทางและไม่ส่งผลให้เกิดการลดต้นทุนแต่อย่างใด โดยสามารถแสดงต้นทุนรวมลดลงสะสมได้ตามตารางที่ 5.10

ตารางที่ 5.10 ต้นทุนรวมลดลงสะสมจากการปรับลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์

การทดลอง	ต้นทุนรวมลดลงสะสม (บาท)	
	วันทำงาน	วันหยุดสุดสัปดาห์
กรณีต้นทุนการทำงานของสวิตช์ 40 บาทต่อครั้ง	3,678.90	-
กรณีต้นทุนการทำงานของสวิตช์ 35 บาทต่อครั้ง	3,688.90	-
กรณีต้นทุนการทำงานของสวิตช์ 30 บาทต่อครั้ง	4,109.11	775.26
กรณีต้นทุนการทำงานของสวิตช์ 25 บาทต่อครั้ง	5,594.93	3,708.48

ในด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย เมื่อนำผลลัพธ์กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลงสะสมจากการทดลองกรณีต่างๆ เปรียบเทียบกับการจ่ายไฟฟ้าแบบไม่จัดเรียงสายป้อนในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์จะสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.41



ภาพที่ 5.41 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงสะสมจากการทดลองแต่ละกรณี

จากภาพข้างต้นจะพบว่า การลดต้นทุนการทำงานของสวิตช์เหลือ 25 บาทต่อครั้ง สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียสะสมทั้งในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ได้ต่ำกว่าการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1 เพียงเล็กน้อย โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมสะสมที่ลดลงในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์แตกต่างกันเพียง 231.64 และ 69.308 kW ตามลำดับ จากการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลงจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1 พบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงสูงสุดในคาบเวลาแรกสำหรับในคาบเวลาถัดมา มีการลดลงเพียงเล็กน้อย โดยแสดงรายละเอียดในภาคผนวก ตามตารางที่ 43 พร้อมทั้งสามารถแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลงสะสมได้ตามตารางที่ 5.11

ตารางที่ 5.11 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงสะสมจากการทดลองแต่ละกรณี

การทดลอง	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมลดลงสะสม (kW)	
	วันทำงาน	วันหยุดสุดสัปดาห์
กรณีเงื่อนไขที่ 1	6,927.07	6,448.54
กรณีเงื่อนไขที่ 2 ต้นทุนการทำงานของสวิตช์ 40 บาทต่อครั้ง	3,997.02	-
กรณีเงื่อนไขที่ 2 ต้นทุนการทำงานของสวิตช์ 35 บาทต่อครั้ง	3,997.02	-
กรณีเงื่อนไขที่ 2 ต้นทุนการทำงานของสวิตช์ 30 บาทต่อครั้ง	4,333.97	1,417.68
กรณีเงื่อนไขที่ 2 ต้นทุนการทำงานของสวิตช์ 25 บาทต่อครั้ง	6,695.43	6,379.24

5.4 สรุปผลการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ

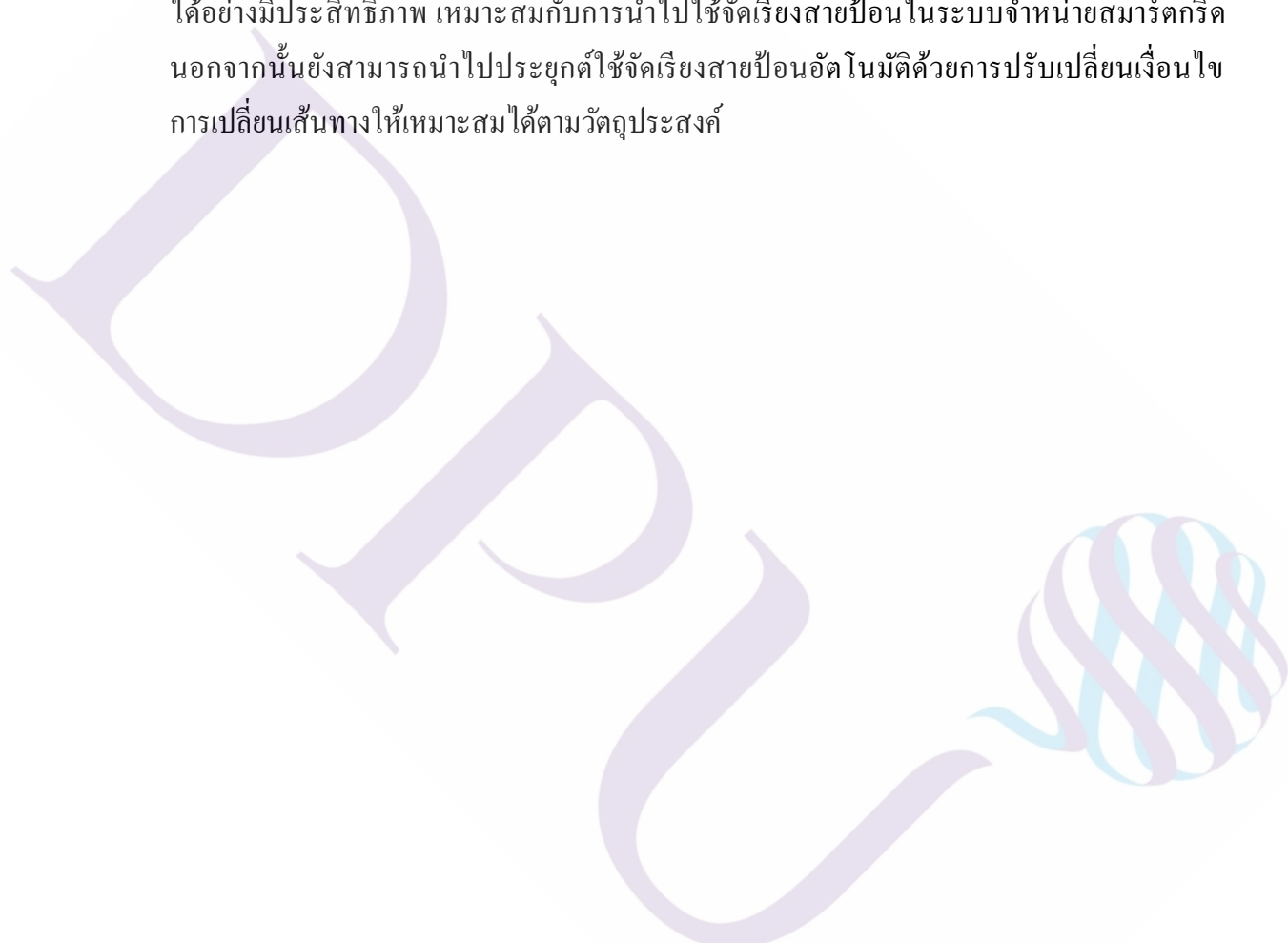
5.4.1 ประสิทธิภาพในการแก้ปัญหา

จากผลการทดลองพบว่า จากการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วย HBSM โดยมุ่งลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยไม่พิจารณาถึงต้นทุน พบว่าทุก 15 นาที ในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ถึงร้อยละ 29.40 และ 29.45 เพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นร้อยละ 1.04 และ 1.08 รวมทั้งสามารถลดต้นทุนรวมได้ร้อยละ 19.98 และ 15.19 ตามลำดับ สำหรับการจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วย HBSM โดยพิจารณาต้นทุนการทำงานของสวิตช์ การกำหนดต้นทุนการทำงานของสวิตช์เท่ากับ 25 บาทต่อครั้ง ส่งผลให้เกิดประสิทธิภาพในด้านการลดต้นทุนสูงสุด โดยทุก 15 นาที ในวันทำงานและวันหยุดสุดสัปดาห์ สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้ร้อยละ 28.41 และ 29.13 เพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าได้สูงสุดขึ้นร้อยละ 0.97 และ 0.99 ลดต้นทุนรวมได้ร้อยละ 27.69 และ 28.74 ตามลำดับ นอกจากนี้ยังพบว่า การทดลองทุกกรณีสามารถควบคุมระดับแรงดันและกระแสไฟฟ้าให้อยู่ในมาตรฐานที่กำหนด

5.4.2 เงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติ

ในด้านเงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางจากทดลองจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติพบว่าสามารถกำหนดเงื่อนไขและค่าตัวแปรเพื่อให้สามารถตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางได้ตามความเหมาะสม และวัตถุประสงค์ของการจ่ายไฟฟ้าแต่ละกรณี

ผลสรุปจากการทดลองจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติสามารถแก้ปัญหาด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและป้องกันปัญหาแรงดันตก อีกทั้งสามารถลดต้นทุนที่เกิดขึ้นได้อย่างมีประสิทธิภาพ เหมาะสมกับการนำไปใช้จัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายสมาร์ตกริด นอกจากนี้ยังสามารถนำไปประยุกต์ใช้จัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติด้วยการปรับเปลี่ยนเงื่อนไขการเปลี่ยนเส้นทางให้เหมาะสมได้ตามวัตถุประสงค์



บทที่ 6

สรุปผลงานวิจัย

จากวัตถุประสงค์ของการแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียและแรงดันตกในระบบจำหน่าย สมาร์ทกริดด้วยวิธีจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ (HBSM) ซึ่งการพัฒนาและผลลัพธ์การทดลองทั้งหมด เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของงานวิจัย โดยสามารถสรุปผลได้ดังนี้

6.1 สรุปผลการทดลอง

การสรุปการทดลองสามารถอธิบายรายละเอียดตามขั้นตอนการทดลองได้ดังนี้

6.1.1 การพัฒนาขั้นตอนวิธีจัดเรียงสายป้อน

1) การปรับเปลี่ยนค่าน้ำหนักของกราฟ จากการกำหนดค่าน้ำหนักของกราฟในแต่ละ ช่วงสายป้อนด้วยกำลังไฟฟ้าสูญเสียพบว่าสอดคล้องเหมาะสมกับการหาระยะทางที่สั้นที่สุด ตามขั้นตอนวิธีไดจ์สตรา เนื่องด้วยการกำหนดเส้นทางที่สั้นที่สุดจะเป็นการเลือกเส้นทาง ที่มีค่าน้ำหนักที่น้อย ดังนั้นจึงสามารถนำขั้นตอนวิธีไดจ์สตรามาประยุกต์สำหรับเลือกเส้นทาง การจ่ายไฟฟ้าโดยสามารถประมวลผลด้วยวิธีแบบกราฟได้อย่างรวดเร็ว

2) การสับเปลี่ยนช่วงสายป้อน ขั้นตอนการสับเปลี่ยนช่วงสายป้อนซึ่งเป็นการนำ เส้นทางจ่ายไฟฟ้าในรอบการประมวลผลปัจจุบันมาจำลองสับเปลี่ยนช่วงสายป้อน เพื่อหาทางเลือกที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงเพิ่มเติม จากผลการทดลองพบว่าสามารถค้นหา และเลือกช่วงสายป้อนที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และจาก การกำหนดให้มีการสับเปลี่ยนช่วงสายป้อน ส่งผลให้เกิดการบังคับสับเปลี่ยนช่วงสายป้อน สำหรับป้องกันการได้รับคำตอบที่ดีแบบบางแหล่ง จึงส่งผลให้สามารถประมวลผลหาคำตอบ ที่ดีที่สุดได้ตรงตามวัตถุประสงค์ อย่างไรก็ตามระบบจำหน่ายแต่ละวงจรนั้นมีการเชื่อมโยง ที่ซับซ้อนแตกต่างกัน ดังนั้นอัตราการสับเปลี่ยนที่เหมาะสมจึงเป็นตัวแปรที่สำคัญ หากระบบจำหน่าย มีความซับซ้อนสูงอัตราการสับเปลี่ยนที่เหมาะสมควรเพิ่มสูงขึ้นตาม ในทางตรงข้ามหากกำหนด อัตราสับเปลี่ยนมากเกินไปความเหมาะสมถึงแม้จะได้รับคำตอบที่ดีที่สุดหากแต่ต้องใช้เวลา ในการประมวลผลมากขึ้นตาม

3) ประสิทธิภาพการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย โดยขึ้นอยู่กับความสามารถเปลี่ยนเส้นทางของระบบจำหน่ายเป็นสำคัญ หากระบบจำหน่ายมีการเชื่อมโยงของช่วงสายป้อนจำนวนมาก จะทำให้สามารถปรับเปลี่ยนวงจรได้หลากหลายรูปแบบ ส่งผลให้เกิดทางเลือกในการจัดเรียงสายป้อนมากขึ้น และสามารถเพิ่มโอกาสในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้มากขึ้น

4) ประสิทธิภาพการประมวลผลคู่เข้าสู่ค้ำตอบ จำนวนรอบและความเร็วประมวลผลคู่เข้าสู่ค้ำตอบนั้นแปรผันตามความซับซ้อนของระบบจำหน่าย หากระบบจำหน่ายมีการเชื่อมโยงของช่วงสายป้อนจำนวนมาก จะต้องใช้จำนวนรอบและเวลาการประมวลผลมากขึ้นตาม

6.1.2 การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม

1) วิธีการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG พบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG ที่เหมาะสมจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงเนื่องจากสามารถกำหนดแหล่งผลิตและปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมกับโหลด ส่งผลให้กระแสไฟฟ้าที่จ่ายจากต้นทางของวงจรลดลงและกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงตาม นอกจากนี้หลังจากกำหนดตำแหน่งและขนาด DG-PV ได้นำปริมาณโหลดที่เปลี่ยนแปลงมาทำการจัดเรียงสายป้อนซึ่งผลพบว่าสามารถจัดเรียงเส้นทางจ่ายไฟฟ้าตาม โหลดที่ถูกชดเชยจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG และทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลงด้วยเช่นเดียวกัน

2) จำนวนและขนาด PV-DG ที่เหมาะสม จะต้องพิจารณาถึงปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG และ โหลดเป็นสำคัญ เนื่องจากหากสามารถกำหนดขนาด PV-DG ที่ครอบคลุมโหลดนับจากบัสที่ติดตั้งไปยังบัสปลายทางจะทำให้สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้อย่างมีประสิทธิภาพ อย่างไรก็ตามหากติดตั้ง PV-DG ที่มีขนาดใหญ่เกินกว่าโหลดจะไม่ส่งผลต่อการลดลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และภายใต้ขนาดผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่กำหนด การติดตั้ง PV-DG จำนวนหลายแหล่งสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้มากกว่า

6.1.3 การจัดเรียงสายป้อนอัตโนมัติ

1) เงื่อนไขการเปลี่ยนเส้นทาง จากการกำหนดเงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางอัตโนมัติประกอบด้วย การเปลี่ยนเส้นทางเมื่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงและการเปลี่ยนเส้นทางเมื่อค้ำทุนซึ่งผลการทดลองพบว่าสามารถตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางได้ตามเงื่อนไขที่กำหนด ทั้งนี้เงื่อนไขการเปลี่ยนเส้นทางสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามวัตถุประสงค์ของการจ่ายไฟฟ้าในแต่ละด้าน เช่น การกำหนดเงื่อนไขการเปลี่ยนเส้นทางด้วยแรงดันไฟฟ้าหรือค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เป็นต้น

2) ต้นทุนการจัดเรียงสายป้อน โดยต้นทุนรวมที่เกิดจากการเรียงสายป้อนในการทดลอง นั้นประกอบด้วย ต้นทุนจากการซื้อไฟฟ้าที่แปรผันตามปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลง และต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากจำนวนครั้งการทำงานของสวิตช์ หากกำหนดเป้าหมายในการลด กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมให้ลดลงเหลือน้อยที่สุดจะทำให้เกิดการทำงานของสวิตช์จำนวนมาก และเกิดต้นทุนการทำงานของสวิตช์เพิ่มขึ้นตาม อีกทั้งยังส่งผลกระทบต่ออายุการใช้งานของสวิตช์ ดังนั้นหากมีวัตถุประสงค์ในการจัดเรียงสายป้อนภายใต้ต้นทุนที่มีประสิทธิภาพควรพิจารณา ถึงการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าและต้นทุนการทำงานของสวิตช์ รวมถึงอาจพิจารณา ถึงต้นทุนในด้านอื่นๆ ที่เปลี่ยนแปลงตามสภาวะปัจจุบันควบคู่ด้วย ทั้งนี้จากผลการทดลอง พบว่าสามารถลดต้นทุนที่เกิดจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้เป็นอย่างดี ดังนั้นหากนำวิธีการจัดเรียง สายป้อนอัตโนมัติไปประยุกต์ใช้กับสถานีไฟฟ้าระบบแรงดัน 22 ถึง 33 kV ในประเทศไทย ที่อยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจำนวน 579 สถานี (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2561) และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงจำนวน 137 สถานี (การไฟฟ้านครหลวง, 2561) จะสามารถลดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียและต้นทุนที่เกิดจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้เป็นอย่างมาก

6.2 ข้อเสนอแนะจากงานวิจัย

แม้ว่าผลลัพธ์จากงานวิจัยจะสามารถแก้ปัญหา กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสีย หากแต่ยังมี ประเด็นสำคัญที่ควรพัฒนาเพิ่มเติมดังนี้

6.3.1 การจัดเรียงสายป้อนเพื่อประสิทธิภาพทางไฟฟ้าในด้านอื่น โดยปรับเปลี่ยนค่าน้ำหนัก ของกราฟที่ใช้ในการจัดเรียงสายป้อนหรือปรับเปลี่ยนเงื่อนไขการตัดสินใจเปลี่ยนเส้นทางด้วย ตัวแปรทางไฟฟ้าอื่นตามวัตถุประสงค์ในการจ่ายไฟฟ้าแต่ละกรณี

6.3.2 การจัดเรียงสายป้อนแบบหลายแหล่งจ่าย โดยพัฒนาขั้นตอนวิธีจัดเรียงสายป้อน อัตโนมัติที่สนับสนุนการเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าเพื่อแก้ปัญหาหรือปรับปรุงการจ่ายไฟฟ้า ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น

6.3.3 การกำหนดการเชื่อมโยงของวงจรระบบจำหน่ายที่เหมาะสม ด้วยการพัฒนาขั้นตอนวิธี ในการค้นหาความเหมาะสมของการเพิ่มหรือลดการเชื่อมโยงระหว่างบัสให้เกิดประสิทธิภาพ ในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียหรือประสิทธิภาพด้านอื่นตามวัตถุประสงค์ในการจ่ายไฟฟ้า



บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2558). *การประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์*. กรุงเทพฯ : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.
- กระทรวงพลังงาน. (2558). *แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579*. กรุงเทพฯ : กระทรวงพลังงาน.
- การไฟฟ้านครหลวง. (2561). *รายงานประจำปี 2560*. กรุงเทพฯ : การไฟฟ้านครหลวง.
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2558). *อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งสำหรับการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค*. นนทบุรี : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2559). *ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559*. กรุงเทพฯ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2560). *การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า*. สืบค้นจาก <http://peaoc.pea.co.th/>.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2560). *ข้อมูลจากระบบมิเตอร์ AMR*. สืบค้นจาก <http://intra.amr.pea.co.th/>.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2561). *ข้อมูลสถานีไฟฟ้า*. สืบค้นจาก <http://172.29.84.142:8004/>.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2561). *ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง การทบทวนอัตราค่าไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558*. สืบค้นจาก <http://www.pea.co.th/>.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2562). *ข้อมูลการจัดซื้อโพลีเอทิลีนทetraฟลูออไรด์ SF6 ในปี 2561*. สืบค้นจาก ระบบบริหารพัสดุของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
- ณัฐณพัชร กวีพรรณ. (2557). *การประยุกต์ใช้ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการสำหรับการวิเคราะห์และลดปริมาณรูพรุนในการหล่อโลหะอะลูมิเนียมผสม* (วิทยานิพนธ์ปริญญาบัณฑิต). กรุงเทพฯ : จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- ณัฐวุฒิ แผ่นสุวรรณ. (2548). *การประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของค่ากำลังไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า* (วิทยานิพนธ์ปริญญาโท). กรุงเทพฯ : จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- ทวี ไชยโคตร. (2554). *ระบบส่งและจ่ายไฟฟ้า*. นครราชสีมา : วิทยาลัยเทคนิคนครราชสีมา.
- น้ำเพชร ลินสุพรรณ, และ ธนัชชัย กุลสุวรรณิชพงษ์. (2555). *การแก้ปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธีการค้นหาความบรรสาน*. *Technical Education Journal King Mongkut's University of Technology North Bangkok*, 2(2), 20-29.

- นิตย์ เพ็ชรรัชย์. (2557). *การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง* (พิมพ์ครั้งที่ 1). กรุงเทพฯ : จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- วิชรพันธ์ โสมขันเงิน. (2557). *การจัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยวิธีปรับปรุงกลุ่มอนุภาคแบบไฮนารี* (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ). กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- วิทยาลัยพลังงานทดแทน. (2557). *การศึกษาผลกระทบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อบรรยากาศเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดเล็กที่ติดตั้งบนหลังคา กรณีปริมาณติดตั้งสะสมรวมในระดับเมกะวัตต์*. กรุงเทพฯ : สำนักนโยบายและแผนพลังงาน.
- วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย. (2551). *มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย พ.ศ. 2545* (พิมพ์ปรับปรุงครั้งที่ 1). กรุงเทพฯ : วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทยในพระบรมราชูปถัมภ์.
- ศักดิ์ชัย นรสิงห์. (2545). *คุณภาพกำลังไฟฟ้า*. อินดัสเทรียลเทคโนโลยีรีวิว, (8), 95-101.
- สุภกิจ นุตยะสกุล. (2554). *การคำนวณเชิงวิวัฒนาการระหว่างเจเนติกอัลกอริทึมกับพาทิโคลสวอมออปติมิเซชัน*. Journal of Information Science and Technology, 2(2), 13-22.
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2562). *แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580*. กรุงเทพฯ : กระทรวงพลังงาน.
- อุดม ลีวลมไพศาล, และกิตติพงษ์ เอกไชย. (2552). *เทคโนโลยีการสื่อสารสำหรับระบบควบคุมการจำหน่ายไฟฟ้า*. กรุงเทพฯ : สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ.
- อุมาภรณ์ ขวัญเนตร์. (2554). *การไหลกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้ขั้นตอนวิธีฝูงผึ้งประดิษฐ์* (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ). นครราชสีมา : มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.

ภาษาต่างประเทศ

- Abdel-Akher, M. (2012). *Voltage Stability Analysis of Unbalanced Distribution Systems Using Backward /Forward Sweep Load-flow Analysis Method with Secant Predictor*. IET Generation, Transmission and Distribution, 7(3), 309-317.
- Abri, R.S.A., El-Saadany, E.F., and Atwa, Y.M. (2013). *Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation*. IEEE Transactions on Power Systems, 28(1), 326-334.

- Amanulla, B., Chakrabarti, S., and Singh, S.N. (2012). *Reconfiguration of Power Distribution Systems Considering Reliability and Power Loss*. IEEE Transactions on Power Delivery, 27(2), 918-926.
- Andervazh, M., Olamaei, J., and Haghifam, M. (2013). *Adaptive Multi-objective Distribution Network Reconfiguration Using Multi-objective Discrete Particles Swarm Optimisation Algorithm and Graph Theory*. IET Generation, Transmission and Distribution, 7(12), 1368-1382.
- APPA. (2013). *Distributed Generation: An Overview of Recent Policy and Market Developments*. USA: American Public Power Association.
- Aswini, E., and Seshu, M. (2016). *Placement of Renewable Distributed Generation Using Harmony Search Optimization Technique*. International Journal of Innovative Research in Science Engineering and Technology, 5(11), 14-24.
- Baran, M.E., and Wu, F.F. (1989). *Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing*. IEEE Transactions on Power Delivery, 4(2), 1401-1407.
- Braz, H.D.M. and Souza, B.A. (2011). *Distribution Network Reconfiguration Using Genetic Algorithms with Sequential Encoding Subtractive and Additive Approaches*. IEEE Transactions on Power Systems, 26(2), 582-593.
- Brown. (2012). *Development of Distributed Generation in the United States*. Brazil: Empresa de Pesquisa Energetica.
- Cherkassky, B.V., Georgiadis, L., Goldberg, A.V., Tarjan, R.E. and Werneck, R.F. (2009). *Shortest Path Feasibility Algorithms: An Experimental Evaluation*. Journal of Experimental Algorithmics, 14, 119-132.
- Chu, C., and Tsai, M. (2013). *Application of Novel Charged System Search with Real Number String for Distribution System Loss Minimization*. IEEE Transaction on Power Systems, 28(4), 3600-3609.
- Diestel, R. (2000). *Graph Theory*. New York: Springer-Verlag.
- Duan, D., Ling, X., Wu, X., and Zhong, B. (2015). *Reconfiguration of Distribution Network for Loss Reduction and Reliability Improvement Based on an Enhanced Genetic Algorithm*. Electrical Power and Energy Systems, 64, 88-95.

- Eaton. (2014). *Power Factor Correction: A Guide for the Plant Engineer*. USA: Eaton.
- Esmailian, H.R., and Fadaeinedjad, R. (2014). *Energy Loss Minimization in Distribution Systems Utilizing an Enhanced Reconfiguration Method Integrating Distributed Generation*. IEEE Systems Journal, 9(4), 1430-1439.
- Flaih, F.M.F, Xiangning, L., Dawoud, S.M., and Mohammed, M.A. (2016). *Distribution System Reconfiguration for Power Loss Minimization and Voltage Profile Improvement Using Modified Particle Swarm Optimization*. Proceedings of the IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference (pp.120-124), China.
- Guerriche K.R., and Bouktir, T. (2015). *Optimal Allocation and Sizing of Distributed Generation with Particle Swarm Optimization Algorithm for Loss Reduction*. Revue des Sciences et de la Technologie, 6(1), 59-69.
- IEA. (2011). *Technology Roadmap Smart Grids*. France: International Energy Agency.
- Jha, P., and Vidyasagar, S. (2013). *Dijkstra Algorithm for Feeder Routing of Radial Distribution System*. IOSR Journal of Engineering, 3(1), 1-6.
- Joyner, D., Nguyen, M.V., and Cohen, N. (2011). *Algorithmic Graph Theory*. GNU Free Documentation License.
- Khalil, T.M., and Gorpinich, A.V. (2012). *Reconfiguration for Loss Reduction of Distribution Systems Using Selective Particle Swarm Optimization*. International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering, 3(6), 16-21.
- Kimori, N.M. (2010). *Network Flow Studies Using Dijkstra Label Setting Algorithm* (Bachelor's Research). Kenya: University of Nairobi.
- Lalitha, M.P., Reddy, V.C.V., and Reddy, N.S. (2010). *Application of Fuzzy and ABC Algorithm for DG Placement for Minimum Loss in Radial Distribution System*. Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering, 6(4), 248-256.
- Lantharhong, T., and Rugthaicharoencheep, N. (2012). *Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution System with Distributed Generation and Capacitor Placement*. World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical and Computer Engineering, 6(4), 409-414.

- Nguyen, P.H., Kling, W.L., Georgiadis, G., Papatriantafilou, M., Tuan, L.A., and Bertling, L. (2012). *Application of the Graph Theory in Managing Power Flows in Future Electric Networks, New Frontiers in Graph Theory*. Retrieved December 23, 2016, from <http://www.intechopen.com/books/new-frontiers-in-graph-theory/>.
- Olatunde, O., and Tola, A.T. (2016). *Power Quality Improvement in Electrical Distribution Network*. American Journal of Engineering Research, 5(12), 224-227.
- Pardhavi, S.S.T, and Poorna C.R.N. (2014). *Optimal Network Reconfiguration and Loss Minimization Using Harmony Search Algorithm in The Presence of Distributed Generation*. International Journal of Electrical and Electronics Research, 2(3), 251-265.
- Payasi, R.P, Singh, A.K, and Singh, D. (2012). *Planning of different types of distributed generation with seasonal mixed load models*. International Journal of Engineering Science and Technology, 4(1), 112-124.
- Prakash, D.B., and C. Lakshminarayanan, C. (2016). *Multiple DG Placements in Distribution System for Power Loss Reduction Using PSO Algorithm*. Global Colloquium in Recent Advancement and Effectual Researches in Engineering, Science and Technology, Procedia Technology, 25, 785-792.
- Precise. (2017). *Fact Sheet SF6 Gas Load Break Switch*. from <https://www.precise.co.th/storage/content/business/power-distribution/downloads/switching-device-business-02.pdf>.
- Priya, P.S., and Reddy, N.C.K. (2015). *Optimal Network Reconfiguration and Loss Minimization Using Harmony Search Algorithm in The Presence of Distributed Generation*. International Journal of Electrical and Electronics Research, 2(3), 251-265.
- Rana, A.D., Darji, J.B., and Pandya, M. (2014). *Backward / Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution System Distributed Generation*. International Journal for Scientific Research and Development, 2(1), 398-400.
- Rao, M.N., and Rao, R.S. (2016). *Loss Minimization by DG Allocation in Radial Distribution Systems using HS Algorithm-Cost Benefit Analysis*. International Journal of Latest Trends in Engineering and Technology, 6(3), 577-587.

- Rao, R.S., Narasimham, S.V.L., Raju, M.R., and Rao, A.S. (2011). *Optimal Network Reconfiguration of Large-Scale Distribution System Using Harmony Search Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, 26(3), 1080-1088.
- Rao, R.S., Ravindra, K., Satish, K., and Narasimham, S.V.L. (2013). *Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation*. IEEE Transactions on Power Systems, 28(1), 317-325.
- Reddy, K.V.S., and Kumar, K.H.K. (2015). *Network Reconfiguration Technique in the Presence of Distributed Generation Used to Minimize Power Loss in Distribution System*. International of Scientific Engineering and Technology Research, 4(19), 3518-3523.
- Samui, A., Samantaray, S.R., and Panda, G. (2011). *Distribution System Planning Considering Reliable Feeder Routing*. IET Generation, Transmission and Distribution, 6(6), 503-514.
- Sanjay, R., Jayabarathi, T., Raghunathan, T., Ramesh, V., and Mithulananthan, N. (2017). *Optimal Allocation of Distributed Generation Using Hybrid Grey Wolf Optimizer*. IEEE Access, 5, 14807-14818.
- Saonerkar, A.K., Bagde, B.Y., and Umre, B.S. (2014). *DG Placement in Distribution Network for Power Loss Minimization Using Genetic Algorithm*. International Journal of Research in Engineering and Science., 2(2), 41-47.
- Sayadi, F., Esmaili, S., and Keynia, F. (2015). *Feeder Reconfiguration and Capacitor Allocation in the Presence of Non-linear Loads Using New P-PSO Algorithm*. IET Generation Transmission and Distribution, 10(10), 2316-2326.
- Shokouhi, M., and Shojaeian, S. (2015). *Distribution Network System Reconfiguration for Power Loss Minimization and Voltage Profile Enhancement using Ant Lion Algorithm*. International Conference of Energy 2015 (pp.1-7), Iran: Islamic Azad University.
- Sridevi, N., Karimulla, P., and Prasanth, B.V. (2015). *Optimal Allocation and Sizing of Distributed Generation in a Radial Distribution System with Multiple Objectives by Using Artificial Bee Colony Algorithm*. International Journal of Advanced Engineering and Global Technology, 3(1), 245-254.

- Swarnkar, A., Gupta, N., and Niazi, K.R. (2011). *Efficient Reconfiguration of Distribution Systems using Ant Colony Optimization*. Proceeding of the 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting (pp.1-8), USA.
- Taher, S.A., and Karimi, M.H. (2014). *Optimal Reconfiguration and DG Allocation in Balanced and Unbalanced Distribution Systems*. Ain Shams Engineering Journal, 5, 735-749.
- Teshome, D.F., and Lian, K.L. (2014). *A Novel Method of Distribution Power System Reconfiguration using Parallel Cooperative Meta-heuristics*. Proceeding of the International Conference on Advanced Robotics and Intelligent Systems, Taiwan.
- Tolabi, H.B., Ali, M.H., and Rizwan, M. (2015). *Simultaneous Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 6(1), 210-218.
- Tuladhar, S.R., Singh, J.G., and Ongsakul, W. (2016). *Multi-objective Approach for Distribution Network Reconfiguration with Optimal DG Power Factor Using NSPSO*. IET Generation, Transmission and Distribution, 10(12), 2842-2851.
- Venkatesh, B., Ranjan, R., and Gooi, H.B. (2004). *Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems to Maximize Load Ability*. IEEE Transactions on Power Systems, 19 (1), 260-266.
- Werho, T., Vittal, V., Kolluri, S., and Wong, S.M. (2016). *Power System Connectivity Monitoring Using a Graph Theory Network Flow Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, 31(6), 4945-4952.
- Woyte, A., Thong, V.V., Belmans, R., and Nijs, J. (2006). *Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems*. IEEE Transactions on Energy Conversion, 21(1), 202-209.
- Zhao, J., Chiang, H., Li, H. and Ju, P. (2008). *On PV-PQ Bus Type Switching Logic in Power Flow Computation*. Proceeding of the Power Systems Computation Conference 16th (pp.1-7), Scotland.
- Zhu, J.Z. (2002). *Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution Network Using the Refined Genetic Algorithm*. Electric Power Systems Research, 62(1), 37-42.



ภาคผนวก

ตารางที่ 1 ข้อมูลตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33

ลำดับ ช่วงสายป้อน	บัสส่ง	บัสรับ	โหลดแอกทีฟ (kW)	โหลดรีแอกทีฟ (kVAR)	รีซิสแตนซ์ (Ohm)	รีแอกแตนซ์ (Ohm)
(1)	1	2	100.00	60.00	0.0922	0.0470
(2)	2	3	90.00	40.00	0.4930	0.2511
(3)	3	4	120.00	80.00	0.3660	0.1864
(4)	4	5	60.00	30.00	0.3811	0.1941
(5)	5	6	60.00	20.00	0.8190	0.7070
(6)	6	7	200.00	100.00	0.1872	0.6188
(7)	7	8	200.00	100.00	0.7114	0.2351
(8)	8	9	60.00	20.00	1.0300	0.7400
(9)	9	10	60.00	20.00	1.0440	0.7400
(10)	10	11	45.00	30.00	0.1966	0.0650
(11)	11	12	60.00	35.00	0.3744	0.1238
(12)	12	13	60.00	35.00	1.4680	1.1550
(13)	13	14	120.00	80.00	0.5416	0.7129
(14)	14	15	60.00	10.00	0.5910	0.5260
(15)	15	16	60.00	20.00	0.7463	0.5450
(16)	16	17	60.00	20.00	1.2890	1.7210
(17)	17	18	90.00	40.00	0.7320	0.5740
(18)	2	19	90.00	40.00	0.1640	0.1565
(19)	19	20	90.00	40.00	1.5042	1.3554
(20)	20	21	90.00	40.00	0.4095	0.4784
(21)	21	22	90.00	40.00	0.7089	0.9373
(22)	3	23	90.00	50.00	0.4512	0.3083
(23)	23	24	420.00	200.00	0.8980	0.7091
(24)	24	25	420.00	200.00	0.8960	0.7011
(25)	6	26	60.00	25.00	0.2030	0.1034
(26)	26	27	60.00	25.00	0.2842	0.1447
(27)	27	28	60.00	20.00	1.0590	0.9337
(28)	28	29	120.00	70.00	0.8042	0.7006
(29)	29	30	200.00	600.00	0.5075	0.2585
(30)	30	31	150.00	70.00	0.9744	0.9630
(31)	31	32	210.00	100.00	0.3105	0.3619
(32)	32	33	60.00	40.00	0.3410	0.5302
*(33)	8	21	90.00	40.00	2.0000	2.0000
*(34)	9	15	60.00	10.00	2.0000	2.0000
*(35)	12	22	90.00	40.00	2.0000	2.0000
*(36)	18	33	60.00	40.00	0.5000	0.5000
*(37)	25	29	120.00	70.00	0.5000	0.5000

หมายเหตุ. * คือ ช่วงสายป้อนที่ติดตั้งสวิตช์ถ่ายโอน

ที่มา: Taher and Karimi (2014)

ตารางที่ 2 ข้อมูลตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 69

ลำดับ ช่วงสายป้อน	บัสส่ง	บัสรับ	โหลดแอกทีฟ (kW)	โหลดรีแอกทีฟ (kVAR)	รีซิสแตนซ์ (Ohm)	รีแอกแตนซ์ (Ohm)
(1)	1	2	0.00	0.00	0.0005	0.0012
(2)	2	3	0.00	0.00	0.0005	0.0012
(3)	3	4	0.00	0.00	0.0015	0.0036
(4)	4	5	0.00	0.00	0.0251	0.0294
(5)	5	6	2.60	2.20	0.3660	0.1864
(6)	6	7	40.40	30.00	0.3811	0.1941
(7)	7	8	75.00	54.00	0.0922	0.0470
(8)	8	9	30.00	22.00	0.0493	0.0251
(9)	9	10	28.00	19.00	0.8190	0.2707
(10)	10	11	145.00	104.00	0.1872	0.0619
(11)	11	12	145.00	104.00	0.7114	0.2351
(12)	12	13	8.00	5.50	1.0300	0.3400
(13)	13	14	8.00	5.50	1.0440	0.3450
(14)	14	15	0.00	0.00	1.0580	0.3496
(15)	15	16	45.50	30.00	0.1966	0.0650
(16)	16	17	60.00	35.00	0.3744	0.1238
(17)	17	18	60.00	35.00	0.0047	0.0016
(18)	18	19	0.00	0.00	0.3276	0.1083
(19)	19	20	1.00	0.60	0.2106	0.0696
(20)	20	21	114.00	81.00	0.3416	0.1129
(21)	21	22	5.50	3.50	0.0140	0.0046
(22)	22	23	0.00	0.00	0.1591	0.0526
(23)	23	24	28.00	20.00	0.3463	0.1145
(24)	24	25	0.00	0.00	0.7488	0.2475
(25)	25	26	14.00	10.00	0.3089	0.1021
(26)	26	27	14.00	10.00	0.1732	0.0572
(27)	3	28	26.00	18.60	0.0044	0.0108
(28)	28	29	26.00	18.60	0.0640	0.1565
(29)	29	30	0.00	0.00	0.3978	0.1315
(30)	30	31	0.00	0.00	0.0702	0.0232
(31)	31	32	0.00	0.00	0.3510	0.1160
(32)	32	33	14.00	10.00	0.8390	0.2816
(33)	33	34	19.50	14.00	1.7080	0.5646
(34)	34	35	6.00	4.00	1.4740	0.4873
(35)	4	36	0.00	0.00	0.0034	0.0084
(36)	36	37	79.00	56.40	0.0851	0.2083
(37)	37	38	384.70	274.50	0.2898	0.7091
(38)	38	39	384.70	274.50	0.0822	0.2011
(39)	8	40	40.50	28.30	0.0928	0.0473
(40)	40	41	3.60	3.70	0.3319	0.1114

ตารางที่ 2 (ต่อ)

ลำดับ ช่วงสาย	บัสส่ง	บัสรับ	โหลดกำลังไฟฟ้า จริง (kW)	โหลดรีแอกทีฟ (kVAR)	รีซิสแตนซ์ (Ohm)	รีแอกแตนซ์ (Ohm)
(41)	9	42	4.35	3.50	0.1740	0.0886
(42)	42	43	26.40	19.00	0.2030	0.1034
(43)	43	44	24.00	17.20	0.2842	0.1447
(44)	44	45	0.00	0.00	0.2813	0.1433
(45)	45	46	0.00	0.00	1.5900	0.5337
(46)	46	47	0.00	0.00	0.7837	0.2630
(47)	47	48	100.00	72.00	0.3042	0.1006
(48)	48	49	0.00	0.00	0.3861	0.1172
(49)	49	50	1,244.00	888.00	0.5075	0.2585
(50)	50	51	32.00	23.00	0.0974	0.0496
(51)	51	52	0.00	0.00	0.1450	0.0738
(52)	52	53	227.00	162.00	0.7105	0.3619
(53)	53	54	59.00	42.00	1.0410	0.5302
(54)	11	55	18.00	13.00	0.2012	0.0611
(55)	55	56	18.00	13.00	0.0047	0.0014
(56)	12	57	28.00	20.00	0.7394	0.2444
(57)	57	58	28.00	20.00	0.0047	0.0016
(58)	3	59	26.00	18.55	0.0044	0.0108
(59)	59	60	26.00	18.55	0.0640	0.1565
(60)	60	61	0.00	0.00	0.1053	0.1230
(61)	61	62	24.00	17.00	0.0304	0.0355
(62)	62	63	24.00	17.00	0.0018	0.0021
(63)	63	64	1.20	1.00	0.7283	0.8509
(64)	64	65	0.00	0.00	0.3100	0.3623
(65)	65	66	6.00	4.30	0.0410	0.0478
(66)	66	67	0.00	0.00	0.0092	0.0116
(67)	67	68	39.22	26.30	0.1089	0.1373
(68)	68	69	39.22	26.30	0.0009	0.0012
*(69)	11	66	6.00	4.30	0.5000	0.5000
*(70)	13	21	114.00	81.00	0.5000	0.5000
*(71)	15	69	39.22	26.30	1.0000	0.5000
*(72)	39	48	100.00	72.00	2.0000	1.0000
*(73)	27	54	59.00	42.00	1.0000	0.5000

หมายเหตุ. * คือ ช่วงสายป้อนที่ติดตั้งสวิตช์ถ่ายโอน

ที่มา: Taher and Karimi (2014)

ตารางที่ 3 ข้อมูลระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

ลำดับ ช่วงสายป้อน	บัสส่ง	บัสรับ	โหลดแอกทีฟ (kW)	โหลดรีแอกทีฟ (kVAR)	รีซิสแตนซ์ (Ohm)	รีแอกแตนซ์ (Ohm)
(1)	1	2	0.00	0.00	0.0003	0.0006
(2)	2	3	132.59	82.17	0.0759	0.1493
(3)	3	4	290.04	179.75	0.0173	0.0341
(4)	4	5	132.58	82.17	0.0194	0.0383
(5)	5	6	174.02	107.84	0.104	0.2047
(6)	6	7	0.00	0.00	0.0425	0.0837
(7)	7	8	841.09	521.26	0.0221	0.0435
(8)	8	9	3,397.53	2,105.60	0.0248	0.0488
(9)	9	10	3,728.99	2,311.02	0.0248	0.0488
(10)	10	11	414.33	256.78	0.0284	0.0559
(11)	11	12	414.33	256.78	0.1734	0.3411
(12)	7	13	290.03	179.74	0.0098	0.0194
(13)	13	14	82.86	51.35	0.0235	0.0464
(14)	14	15	704.36	436.52	0.0105	0.0207
(15)	15	16	754.08	467.34	0.0105	0.0207
(16)	16	17	41.43	25.67	0.1243	0.2444
(17)	2	18	82.86	51.35	0.021	0.0414
(18)	18	19	1,160.17	719.01	0.0842	0.1657
(19)	19	20	0.00	0.00	0.0762	0.1500
(20)	20	21	621.51	385.18	0.26	0.5113
(21)	2	22	0.00	0.00	0.021	0.0414
(22)	22	23	248.60	154.07	0.0261	0.0513
(23)	23	24	82.86	51.35	0.0518	0.1019
(24)	24	25	215.45	133.52	0.0344	0.0678
(25)	25	26	0.00	0.00	0.0314	0.0619
(26)	26	27	207.17	128.39	0.1247	0.2453
(27)	27	28	248.60	154.07	0.0153	0.0301
(28)	28	29	1,243.02	770.35	0.0129	0.0255
(29)	29	30	2,071.70	1,283.92	0.0408	0.0803
(30)	30	31	621.51	385.17	0.1089	0.2142
*(31)	6	20	0.00	0.00	0.1425	0.2804
*(32)	17	27	207.17	128.39	0.0756	0.1487
*(33)	21	26	0.00	0.00	0.0562	0.1106

หมายเหตุ. * คือ ช่วงสายป้อนที่ติดตั้งสวิตช์ถ่ายโอน

ที่มา: วิชรพันธ์ โสมขันธ์เงิน (2557)

ตารางที่ 4 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี HS ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 1

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก ที่ลู่ออก	เวลาที่ลู่ออก ที่ลู่ออก (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	1	30	993.22	118	10.51	98.38	90.93	19.19
2	30	999.88	220	18.85	90.74	90.74	34.33	53.52
3	31	996.60	110	9.40	90.62	90.05	17.09	70.61
4	31	991.54	68	5.61	90.17	90.17	14.72	85.33
5	31	988.63	229	19.76	90.25	90.25	33.22	118.55
6	31	989.22	45	3.75	90.23	90.23	14.81	133.36
7	31	999.17	121	10.42	89.99	89.99	30.89	164.25
8	31	989.50	62	5.31	90.23	90.23	22.73	186.98
9	31	997.48	150	12.63	90.03	90.03	26.31	213.30
10	31	994.41	98	8.37	90.10	90.10	16.02	229.31

ตารางที่ 5 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี HS ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 2

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก ที่ลู่ออก	เวลาที่ลู่ออก ที่ลู่ออก (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	1	30	998.69	108	9.55	98.35	90.78	24.14
2	31	990.87	86	7.39	90.74	90.19	23.33	47.47
3	31	999.52	192	16.59	89.98	89.98	31.00	78.47
4	31	995.39	15	1.26	90.08	90.08	16.42	94.89
5	31	994.45	59	4.86	90.10	90.10	22.52	117.41
6	31	978.19	77	6.47	90.51	90.51	18.55	135.95
7	31	998.09	152	13.06	90.01	90.01	24.97	160.92
8	31	995.21	8	0.66	90.08	90.08	15.94	176.86
9	31	999.48	236	20.08	89.98	89.98	33.22	210.08
10	31	997.63	128	10.66	90.02	90.02	18.78	228.86

ตารางที่ 6 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี HS ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 3

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก ที่ลู่ออก	เวลาที่ลู่ออก ที่ลู่ออก (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	1	30	964.80	36	3.05	98.59	91.73	20.02
2	30	998.82	121	10.95	90.77	90.77	20.86	40.88
3	31	991.77	176	16.50	90.72	90.17	30.58	71.45
4	31	988.86	153	14.07	90.24	90.24	24.86	96.31
5	31	981.79	182	16.01	90.42	90.42	31.23	127.55
6	31	993.29	78	6.60	90.13	90.13	24.97	152.52
7	32	999.16	163	14.27	90.35	90.29	37.27	189.78
8	32	998.92	294	25.31	90.30	90.30	43.23	233.02
9	31	980.48	93	7.99	90.75	90.45	24.02	257.03
10	31	979.81	86	7.13	90.47	90.47	14.91	271.94

ตารางที่ 7 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี HS ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 4

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก ที่ลู่ออก	เวลาที่ลู่ออก ที่ลู่ออก (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	1	30	995.73	202	17.54	98.37	90.86	43.19
2	31	997.59	226	18.57	90.60	90.03	42.22	85.41
3	31	995.53	22	1.86	90.08	90.08	17.48	102.89
4	31	966.06	63	5.47	90.83	90.83	22.13	125.02
5	31	992.63	115	9.61	90.15	90.15	18.98	144.00
6	31	998.02	128	10.98	90.02	90.02	19.45	163.45
7	31	996.69	149	12.21	90.05	90.05	25.45	188.91
8	32	978.81	119	9.67	90.81	90.81	29.92	218.83
9	31	993.15	32	2.67	90.13	90.13	18.78	237.61
10	31	986.12	54	4.50	90.31	90.31	21.38	258.98

ตารางที่ 8 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี HS ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 5

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	30	999.88	189	16.59	98.34	90.74	30.70	30.70
2	31	989.59	76	7.22	90.77	90.22	16.78	47.48
3	31	993.89	170	15.23	90.12	90.12	27.28	74.77
4	31	991.60	140	13.45	90.17	90.17	25.53	100.30
5	31	998.42	303	26.14	90.01	90.01	43.67	143.97
6	32	998.43	22	1.88	90.36	90.31	15.13	159.09
7	32	992.70	63	5.21	90.46	90.46	15.09	174.19
8	31	997.43	146	12.35	90.25	90.03	34.50	208.69
9	31	992.19	17	1.62	90.16	90.16	18.97	227.66
10	31	985.67	65	5.80	90.32	90.32	24.27	251.92

ตารางที่ 9 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี ABC ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 1

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	30	1000.00	4	8.88	98.34	90.74	217.86	217.86
2	31	1000.00	1	1.53	90.56	89.97	154.50	372.36
3	31	1000.00	3	6.72	89.97	89.97	204.50	576.86
4	31	1000.00	4	8.64	89.97	89.97	206.56	783.42
5	31	1000.00	53	110.75	89.97	89.97	197.61	981.03
6	31	1000.00	7	12.65	89.97	89.97	179.06	1,160.09
7	31	1000.00	3	4.88	89.97	89.97	164.39	1,324.48
8	31	1000.00	1	1.64	89.97	89.97	165.77	1,490.25
9	31	1000.00	1	1.62	89.97	89.97	163.67	1,653.92
10	31	1000.00	3	4.88	89.97	89.97	164.52	1,818.44

ตารางที่ 10 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี ABC ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 2

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คัดอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คัดอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)		
1	30	1000.00	1	2.01	98.34	90.74	203.95	203.95
2	31	1000.00	1	1.55	90.56	89.97	156.13	360.08
3	31	1000.00	9	15.19	89.97	89.97	168.98	529.06
4	31	1000.00	6	9.84	89.97	89.97	165.61	694.67
5	31	1000.00	2	3.26	89.97	89.97	164.67	859.34
6	31	1000.00	15	24.36	89.97	89.97	164.09	1,023.44
7	31	1000.00	5	8.15	89.97	89.97	164.86	1,188.30
8	31	1000.00	3	4.91	89.97	89.97	166.36	1,354.66
9	31	1000.00	10	16.31	89.97	89.97	164.75	1,519.41
10	31	1000.00	4	6.52	89.97	89.97	164.48	1,683.89

ตารางที่ 11 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี ABC ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 3

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คัดอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คัดอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)		
1	30	1000.00	3	6.04	98.34	90.74	204.27	204.27
2	31	1000.00	5	7.70	90.56	89.97	155.30	359.56
3	31	1000.00	8	13.05	89.97	89.97	165.23	524.80
4	31	1000.00	5	8.18	89.97	89.97	165.58	690.38
5	31	1000.00	2	3.25	89.97	89.97	163.95	854.33
6	31	1000.00	17	27.68	89.97	89.97	164.19	1,018.52
7	31	1000.00	4	6.51	89.97	89.97	164.44	1,182.95
8	31	1000.00	11	17.94	89.97	89.97	164.63	1,347.58
9	31	1000.00	3	5.59	89.97	89.97	182.02	1,529.59
10	31	1000.00	3	6.81	89.97	89.97	205.19	1,734.78

ตารางที่ 12 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี ABC ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 4

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คัดอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คัดอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	30	1000	3	6.50	98	90.74	219.73	219.73
2	31	1000	2	3.18	91	89.97	159.98	379.72
3	31	1000	6	9.97	90	89.97	168.19	547.91
4	31	1000	9	14.78	90	89.97	166.36	714.27
5	31	1000	5	8.26	90	89.97	166.63	880.89
6	31	1000	3	4.93	90	89.97	165.86	1,046.75
7	31	1000	8	13.20	90	89.97	166.69	1,213.44
8	31	1000	5	8.21	90	89.97	165.70	1,379.14
9	31	1000	4	6.58	90	89.97	166.27	1,545.41
10	31	1000	7	11.54	90	89.97	167.13	1,712.53

ตารางที่ 13 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี ABC ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 5

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คัดอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คัดอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	30	1000.00	5	10.45	98.34	90.74	212.08	212.08
2	31	1000.00	11	17.24	90.56	89.97	158.41	370.48
3	31	1000.00	6	9.93	89.97	89.97	167.17	537.66
4	31	1000.00	9	14.85	89.97	89.97	166.92	704.58
5	31	1000.00	5	8.26	89.97	89.97	167.17	871.75
6	31	1000.00	2	3.28	89.97	89.97	166.19	1,037.94
7	31	1000.00	6	9.89	89.97	89.97	166.88	1,204.81
8	31	1000.00	5	8.22	89.97	89.97	166.91	1,371.72
9	31	1000.00	1	1.65	89.97	89.97	166.77	1,538.48
10	31	1000.00	6	10.03	89.97	89.97	169.28	1,707.77

ตารางที่ 14 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี PSO ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 1

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล	เวลา ประมวล ผลสะสม
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก สู่ค่าตอบ	เวลาที่ลู่ออก สู่ค่าตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	(วินาที)	(วินาที)
1	30	1,000.00	7	9.53	98.34	90.74	155.56	155.56
2	31	1,000.00	2	2.20	90.56	89.97	121.42	276.98
3	31	1,000.00	3	3.56	89.97	89.97	131.47	408.45
4	31	1,000.00	5	5.77	89.97	89.97	130.59	539.05
5	31	1,000.00	8	9.48	89.97	89.97	137.86	676.91
6	31	1,000.00	6	6.92	89.97	89.97	131.80	808.70
7	31	1,000.00	4	4.63	89.97	89.97	129.47	938.17
8	31	1,000.00	2	2.38	89.97	89.97	130.38	1,068.55
9	32	1,000.00	7	8.16	90.33	90.27	134.63	1,203.17
10	31	1,000.00	2	2.51	90.18	89.97	137.97	1,341.14

ตารางที่ 15 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี PSO ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 2

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล	เวลา ประมวล ผลสะสม
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก สู่ค่าตอบ	เวลาที่ลู่ออก สู่ค่าตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	(วินาที)	(วินาที)
1	30	1,000.00	5	6.81	98.34	90.74	153.31	153.31
2	31	1,000.00	3	3.22	90.56	89.97	120.08	273.39
3	31	1,000.00	7	8.15	89.97	89.97	134.31	407.70
4	31	1,000.00	3	3.72	89.97	89.97	136.94	544.64
5	32	1,000.00	4	4.60	90.33	90.27	128.95	673.59
6	31	1,000.00	5	6.13	90.18	89.97	138.58	812.17
7	31	1,000.00	9	10.36	89.97	89.97	135.42	947.59
8	31	1,000.00	7	8.11	89.97	89.97	133.83	1,081.42
9	32	1,000.00	4	4.63	90.33	90.27	130.17	1,211.59
10	32	1,000.00	4	5.00	90.27	90.27	139.80	1,351.39

ตารางที่ 16 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี PSO ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 3

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก ที่ลู่ออก	เวลาที่ลู่ออก ที่ลู่ออก (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	30	1,000.00	3	4.02	98.34	90.74	148.38	148.38
2	31	1,000.00	4	4.33	90.56	89.97	122.41	270.78
3	31	1,000.00	5	5.85	89.97	89.97	132.28	403.06
4	31	1,000.00	3	3.54	89.97	89.97	130.97	534.03
5	32	1,000.00	4	4.78	90.33	90.27	133.95	667.98
6	31	1,000.00	6	7.32	90.18	89.97	139.44	807.42
7	32	1,000.00	3	3.59	90.33	90.27	132.27	939.69
8	31	1,000.00	6	7.59	90.18	89.97	144.33	1,084.02
9	31	1,000.00	6	7.14	89.97	89.97	135.42	1,219.44
10	31	1,000.00	4	4.51	89.97	89.97	129.30	1,348.73

ตารางที่ 17 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี PSO ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 4

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก ที่ลู่ออก	เวลาที่ลู่ออก ที่ลู่ออก (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	30	1,000.00	7	8.73	98.34	90.74	142.19	142.19
2	31	1,000.00	5	4.77	90.56	89.97	109.69	251.88
3	31	1,000.00	5	5.19	89.97	89.97	118.66	370.53
4	31	1,000.00	5	4.99	89.97	89.97	114.28	484.81
5	31	1,000.00	7	7.05	89.97	89.97	117.30	602.11
6	31	1,000.00	3	2.92	89.97	89.97	109.20	711.31
7	31	1,000.00	4	4.04	89.97	89.97	114.13	825.44
8	32	1,000.00	2	2.01	90.33	90.27	111.88	937.31
9	31	1,000.00	3	3.28	90.18	89.97	122.05	1,059.36
10	31	1,000.00	4	4.09	89.97	89.97	115.67	1,175.03

ตารางที่ 18 ผลการกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG จากขั้นตอนวิธี PSO ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 5

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก ที่ค่าตอบ	เวลาที่ลู่ออก ที่ค่าตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	30	1,000.00	2	2.36	98.34	90.74	129.75	129.75
2	31	1,000.00	2	1.96	90.56	89.97	109.44	239.19
3	31	1,000.00	2	2.05	89.97	89.97	113.98	353.17
4	31	1,000.00	2	2.04	89.97	89.97	113.53	466.70
5	31	1,000.00	3	2.96	89.97	89.97	111.31	578.02
6	31	1,000.00	5	5.00	89.97	89.97	114.86	692.88
7	31	1,000.00	4	4.06	89.97	89.97	115.28	808.16
8	31	1,000.00	4	4.06	89.97	89.97	115.73	923.89
9	31	1,000.00	5	4.87	89.97	89.97	112.06	1,035.95
10	31	1,000.00	4	4.15	89.97	89.97	117.58	1,153.53

ตารางที่ 19 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 1 แห่ง ขนาด 2,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 1

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ลู่ออก ที่ค่าตอบ	เวลาที่ลู่ออก ที่ค่าตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	29	1,153.34	90	112.41	98.11	88.36	171.11	171.11
2	25	1,806.36	92	88.59	82.66	81.13	111.78	282.89
3	25	1,934.60	43	40.50	80.83	80.70	107.27	390.16
4	29	1,822.09	73	70.02	80.40	79.89	112.47	502.63
5	29	1,925.03	84	83.77	79.66	79.66	114.75	617.38
6	29	1,925.03	80	80.28	79.66	79.66	111.83	729.20
7	29	1,925.03	70	72.84	79.66	79.66	116.59	845.80
8	29	1,925.03	43	48.65	79.66	79.66	121.56	967.36
9	29	1,925.03	75	83.82	79.66	79.66	125.41	1,092.77
10	29	1,925.03	97	106.34	79.66	79.66	120.16	1,212.92

ตารางที่ 20 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 1 แห่ง ขนาด 2,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 2

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	28	1,262.62	62	73.25	99.32	94.20	153.95	153.95
2	29	1,794.90	69	68.52	81.47	80.02	113.66	267.61
3	29	1,874.27	56	56.24	79.89	79.72	111.58	379.19
4	29	1,925.03	56	56.52	79.66	79.66	113.41	492.59
5	29	1,925.03	31	31.68	79.66	79.66	115.84	608.44
6	29	1,925.03	94	92.79	79.66	79.66	112.33	720.77
7	29	1,925.03	49	48.37	79.66	79.66	110.95	831.72
8	29	1,925.03	45	45.13	79.66	79.66	115.19	946.91
9	25	2,000.00	7	7.08	81.07	80.66	117.88	1,064.78
10	29	1822.09	35	33.23	80.40	79.89	107.83	1,172.61

ตารางที่ 21 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 1 แห่ง ขนาด 2,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 3

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	29	1,153.34	72	175.42	98.11	88.36	319.73	319.73
2	25	1,806.36	66	102.99	82.66	81.13	173.17	492.91
3	25	1,934.60	100	118.88	80.83	80.70	131.28	624.19
4	29	1,822.09	54	60.74	80.40	79.89	127.88	752.06
5	29	1,925.03	70	84.51	79.66	79.66	131.27	883.33
6	29	1,925.03	84	101.45	79.66	79.66	135.19	1,018.52
7	29	1,925.03	46	55.57	79.66	79.66	132.23	1,150.75
8	29	1,925.03	92	115.51	79.66	79.66	134.61	1,285.36
9	29	1,925.03	65	77.96	79.66	79.66	132.48	1,417.84
10	29	1,925.03	53	62.39	79.66	79.66	130.08	1,547.92

ตารางที่ 22 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 1 แห่ง ขนาด 2,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 4

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	29	1,153.34	73	104.65	98.11	88.36	205.02	205.02
2	25	1,806.36	53	58.03	82.66	81.13	122.44	327.45
3	25	1,934.60	53	57.39	80.83	80.70	121.22	448.67
4	29	1,822.09	51	55.62	80.40	79.89	124.11	572.78
5	29	1,925.03	72	82.80	79.66	79.66	128.64	701.42
6	29	1,925.03	49	55.96	79.66	79.66	127.27	828.69
7	29	1,925.03	53	60.61	79.66	79.66	127.72	956.41
8	29	1,925.03	39	45.62	79.66	79.66	131.97	1,088.38
9	29	1,925.03	40	45.22	79.66	79.66	126.36	1,214.73
10	29	1,925.03	83	95.73	79.66	79.66	129.95	1,344.69

ตารางที่ 23 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 1 แห่ง ขนาด 2,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 5

รอบการ ประมวลผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG					การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)	ขนาด PV-DG (kW)	จำนวน รอบที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ	เวลาที่ผู้เข้า ผู้คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
1	29	1,153.34	114	148.08	98.11	88.36	193.98	193.98
2	25	1,806.36	51	54.14	82.66	81.13	121.45	315.44
3	25	1,934.60	80	88.06	80.83	80.70	122.98	438.42
4	29	1,822.09	72	77.31	80.40	79.89	123.66	562.08
5	29	1,925.03	48	54.55	79.66	79.66	127.86	689.94
6	29	1,925.03	63	72.18	79.66	79.66	130.64	820.58
7	29	1,925.03	46	53.60	79.66	79.66	130.06	950.64
8	29	1,925.03	54	62.20	79.66	79.66	128.53	1,079.17
9	29	1,925.03	38	44.33	79.66	79.66	131.44	1,210.61
10	29	1,925.03	70	80.05	79.66	79.66	130.38	1,340.98

ตารางที่ 24 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 2 แห่ง ขนาด 1,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 1

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	8	30	954.38	1,000.00	100	116.29	72.88	66.08	185.08	185.08	
2	8	29	1,000.00	1,000.00	14	15.85	66.04	65.99	138.91	323.98	
3	9	29	1,000.00	1,000.00	28	30.73	65.95	66.34	151.14	475.13	
4	15	29	956.97	1,000.00	88	104.90	64.80	63.57	147.31	622.44	
5	15	25	1,000.00	1,000.00	20	23.10	63.23	63.22	149.50	771.94	
6	15	25	1,000.00	1,000.00	20	23.47	63.22	63.22	152.08	924.02	
7	15	25	1,000.00	1,000.00	28	32.59	63.22	63.22	160.19	1,084.20	
8	16	25	1,000.00	1,000.00	24	28.28	63.34	63.34	157.52	1,241.72	
9	17	25	922.71	1,000.00	54	62.72	64.35	63.86	143.88	1,385.59	
10	25	33	1,000.00	913.64	65	79.51	63.61	73.88	155.72	1,541.31	

ตารางที่ 25 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 2 แห่ง ขนาด 1,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 2

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	8	30	954.38	1,000.00	79	78.40	72.88	66.08	136.45	136.45	
2	8	30	1,000.00	1,000.00	36	35.32	65.58	65.53	144.75	281.20	
3	9	29	1,000.00	1,000.00	24	23.28	65.95	66.34	130.63	411.83	
4	16	25	910.74	1,000.00	69	67.30	64.44	63.49	133.30	545.13	
5	15	25	1,000.00	1,000.00	24	23.81	63.23	63.22	133.89	679.02	
6	16	25	1,000.00	1,000.00	31	30.94	63.34	63.34	141.69	820.70	
7	15	29	1,000.00	1,000.00	15	15.49	63.38	63.38	129.19	949.89	
8	17	25	922.71	1,000.00	50	51.17	64.35	63.86	133.06	1,082.95	
9	25	33	1,000.00	913.64	63	68.10	63.61	73.88	136.77	1,219.72	
10	24	33	1,000.00	1,000.00	51	54.67	74.61	74.07	174.31	1,394.03	

ตารางที่ 26 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 2 แห่ง ขนาด 1,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 3

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	9	31	843.47	954.28	49	50.58	75.30	68.82	131.91	131.91	
2	9	31	902.49	1,000.00	94	90.57	68.21	68.12	123.95	255.86	
3	8	30	1,000.00	1,000.00	26	25.34	65.53	65.53	133.55	389.41	
4	9	29	1,000.00	1,000.00	12	11.75	65.95	65.95	120.03	509.44	
5	9	25	1,000.00	1,000.00	18	17.44	67.31	66.17	124.83	634.27	
6	15	25	956.97	1,000.00	66	68.16	64.64	63.41	147.61	781.88	
7	15	25	1,000.00	1,000.00	32	32.22	63.23	63.22	144.11	925.98	
8	16	29	1,000.00	1,000.00	22	22.49	63.51	63.51	134.80	1,060.78	
9	15	25	1,000.00	1,000.00	28	28.09	63.22	63.22	139.48	1,200.27	
10	16	30	1,000.00	1,000.00	29	29.43	64.52	64.52	141.91	1,342.17	

ตารางที่ 27 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 2 แห่ง ขนาด 1,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 4

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	8	29	954.40	1,000.00	67	77.26	73.33	66.54	166.69	166.69	
2	9	30	1,000.00	1,000.00	55	59.02	66.17	65.49	178.67	345.36	
3	9	29	1,000.00	1,000.00	34	37.57	65.95	65.95	159.88	505.23	
4	9	30	1,000.00	1,000.00	32	34.00	65.49	65.49	151.13	656.36	
5	9	30	1,000.00	1,000.00	64	67.68	65.49	65.49	186.72	843.08	
6	9	25	1,000.00	1,000.00	5	5.71	67.31	66.17	129.84	972.92	
7	16	25	910.74	1,000.00	63	70.12	64.44	63.49	166.66	1,139.58	
8	15	25	1,000.00	1,000.00	28	31.93	63.23	63.22	157.61	1,297.19	
9	17	25	922.71	1,000.00	60	68.36	64.35	63.86	147.41	1,444.59	
10	18	29	939.71	1,000.00	60	72.04	64.54	64.37	171.52	1,616.11	

ตารางที่ 28 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG 2 แห่ง ขนาด 1,000.00 kW ด้วยตัวแบบบัสทดสอบ IEEE 33 ในการทดลองครั้งที่ 5

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	8	29	954.40	1,000.00	91	116.54	73.33	66.54	163.64	163.64	
2	15	30	838.64	1,000.00	67	78.52	69.37	65.56	149.00	312.64	
3	16	30	794.39	1,000.00	56	63.57	66.68	66.07	152.45	465.09	
4	15	29	996.78	1,000.00	136	156.94	63.87	63.40	216.14	681.23	
5	17	29	889.28	1,000.00	45	53.22	64.14	64.14	149.36	830.59	
6	15	25	1,000.00	1,000.00	41	48.11	63.23	63.22	177.89	1,008.48	
7	17	29	922.71	1,000.00	59	69.40	64.51	64.20	161.38	1,169.86	
8	16	25	969.91	1,000.00	72	82.84	63.31	63.31	169.28	1,339.14	
9	16	29	969.91	1,000.00	101	118.28	63.47	63.47	187.38	1,526.52	
10	16	29	969.91	1,000.00	92	106.84	63.47	63.47	155.16	1,681.68	

ตารางที่ 29 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG ด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ในการทดลองครั้งที่ 1

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	10	12	1,000.00	1,000.00	15	17.83	295.33	294.69	147.31	147.31	
2	8	10	1,000.00	1,000.00	17	18.14	298.01	298.01	134.94	282.25	
3	9	11	1,000.00	1,000.00	43	46.92	295.57	295.57	170.63	452.88	
4	9	10	1,000.00	1,000.00	33	37.63	295.71	295.71	161.69	614.56	
5	10	11	1,000.00	1,000.00	28	30.25	294.47	294.47	149.08	763.64	
6	11	12	1,000.00	1,000.00	19	20.72	294.96	294.96	139.83	903.47	
7	9	10	1,000.00	1,000.00	28	29.76	295.71	295.71	146.92	1,050.39	
8	10	11	1,000.00	1,000.00	48	52.01	294.47	294.47	172.23	1,222.63	
9	9	11	1,000.00	1,000.00	27	28.74	295.57	295.57	145.86	1,368.48	
10	11	12	1,000.00	1,000.00	32	34.20	294.96	294.96	151.78	1,520.27	

ตารางที่ 30 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG ด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ในการทดลองครั้งที่ 2

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	11	12	1,000.00	1,000.00	46	245.69	295.60	294.96	175.08	175.08	
2	11	12	1,000.00	1,000.00	36	39.41	294.96	294.96	160.14	335.22	
3	10	12	1,000.00	1,000.00	30	32.41	294.69	294.69	150.97	486.19	
4	10	11	1,000.00	1,000.00	26	28.31	294.47	294.47	148.20	634.39	
5	10	12	1,000.00	1,000.00	26	13.29	294.69	294.69	133.64	768.03	
6	10	12	1,000.00	1,000.00	22	26.23	294.69	294.69	147.33	915.36	
7	9	10	1,000.00	1,000.00	50	57.21	295.71	295.71	183.25	1,098.61	
8	10	12	1,000.00	1,000.00	29	31.02	294.69	294.69	148.66	1,247.27	
9	10	12	1,000.00	1,000.00	24	26.25	294.69	294.69	146.25	1,393.52	
10	10	12	1,000.00	1,000.00	20	21.39	294.69	294.69	139.16	1,532.67	

ตารางที่ 31 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG ด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ในการทดลองครั้งที่ 3

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	11	12	1,000.00	1,000.00	46	245.69	295.60	294.96	175.08	175.08	
2	11	12	1,000.00	1,000.00	36	39.41	294.96	294.96	160.14	335.22	
3	10	12	1,000.00	1,000.00	30	32.41	294.69	294.69	150.97	486.19	
4	10	11	1,000.00	1,000.00	26	28.31	294.47	294.47	148.20	634.39	
5	10	12	1,000.00	1,000.00	12	13.29	294.69	294.69	133.64	768.03	
6	10	12	1,000.00	1,000.00	22	26.23	294.69	294.69	147.33	915.36	
7	9	10	1,000.00	1,000.00	50	57.21	295.71	295.71	183.25	1,098.61	
8	10	12	1,000.00	1,000.00	29	31.02	294.69	294.69	148.66	1,247.27	
9	10	12	1,000.00	1,000.00	24	26.25	294.69	294.69	146.25	1,393.52	
10	10	12	1,000.00	1,000.00	20	21.39	294.69	294.69	139.16	1,532.67	

ตารางที่ 32 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG ด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ในการทดลองครั้งที่ 4

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	9	12	1,000.00	1,000.00	13	15.97	296.42	295.78	146.14	146.14	
2	9	11	1,000.00	1,000.00	22	25.70	295.57	295.57	152.30	298.44	
3	10	11	1,000.00	1,000.00	31	36.40	294.47	294.47	159.92	458.36	
4	10	12	1,000.00	1,000.00	28	35.06	294.69	294.69	164.19	622.55	
5	9	11	1,000.00	1,000.00	14	18.81	295.57	295.57	153.98	776.53	
6	8	12	1,000.00	1,000.00	30	35.08	298.09	298.09	159.30	935.83	
7	10	12	1,000.00	1,000.00	30	32.48	294.69	294.69	151.56	1,087.39	
8	10	12	1,000.00	1,000.00	26	27.61	294.69	294.69	144.25	1,231.64	
9	8	11	1,000.00	1,000.00	35	37.28	297.87	297.87	155.08	1,386.72	
10	10	11	1,000.00	1,000.00	22	24.11	294.47	294.47	144.19	1,530.91	

ตารางที่ 33 ผลการกำหนดตำแหน่ง PV-DG ด้วยระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4 ในการทดลองครั้งที่ 5

รอบการ ประมวล ผล	การกำหนดตำแหน่งและขนาด PV-DG								การจัดเรียง สายป้อน	เวลา ประมวล ผล (วินาที)	เวลา ประมวล ผลสะสม (วินาที)
	ตำแหน่ง PV-DG (ลำดับบัส)		ขนาด PV-DG (kW)		จำนวน รอบที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ	เวลาที่ผู้ เข้าสู่ คำตอบ (วินาที)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม (kW)			
	PV- DG 1	PV- DG 2	PV- DG 1	PV- DG 2							
1	9	12	1,000.00	1,000.00	15	20.06	296.42	295.78	149.39	149.39	
2	11	12	1,000.00	1,000.00	27	30.91	294.96	294.96	144.75	294.14	
3	12	13	1,000.00	1,000.00	25	30.48	300.42	300.42	154.69	448.83	
4	9	12	1,000.00	1,000.00	27	36.09	295.78	295.78	164.13	612.95	
5	10	12	1,000.00	1,000.00	19	22.59	294.69	294.69	149.06	762.02	
6	9	12	1,000.00	1,000.00	20	26.30	295.78	295.78	154.66	916.67	
7	10	11	1,000.00	1,000.00	49	65.15	294.47	294.47	192.44	1,109.11	
8	9	12	1,000.00	1,000.00	22	24.24	295.78	295.78	140.38	1,249.48	
9	8	11	1,000.00	1,000.00	30	39.81	297.87	297.87	165.08	1,414.56	
10	10	12	1,000.00	1,000.00	19	19.56	294.69	294.69	127.25	1,541.81	

ตารางที่ 34 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันทำงาน

เวลา	ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (kW)					เวลา	ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (kW)				
	ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่		ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่
00:15	3.74	445.31	247.23	175.46	1,687.69	06:15	2.64	416.29	239.04	174.27	1,671.11
00:30	3.66	437.29	243.27	171.92	1,686.57	06:30	2.56	419.04	220.89	175.65	1,682.38
00:45	3.59	431.34	241.89	168.93	1,689.65	06:45	2.45	418.24	207.58	175.98	1,695.88
01:00	3.49	425.08	239.27	166.80	1,695.82	07:00	2.32	419.52	199.67	179.84	1,707.32
01:15	3.40	419.22	237.46	167.14	1,705.24	07:15	2.15	426.71	202.80	188.58	1,712.35
01:30	3.33	414.08	236.35	167.75	1,716.02	07:30	2.07	432.65	219.84	198.62	1,733.69
01:45	3.26	410.98	234.47	166.69	1,723.49	07:45	2.00	437.38	242.64	211.17	1,768.59
02:00	3.22	407.04	233.04	165.36	1,718.89	08:00	2.05	445.07	264.79	232.14	1,800.32
02:15	3.18	403.17	231.29	164.25	1,707.45	08:15	2.08	456.34	290.32	284.35	1,868.77
02:30	3.14	400.47	229.62	163.91	1,699.28	08:30	2.11	465.98	320.36	324.77	1,920.14
02:45	3.10	397.36	228.91	163.20	1,702.83	08:45	2.17	474.23	346.25	345.11	1,950.90
03:00	3.07	395.05	227.94	160.96	1,698.21	09:00	2.18	481.41	378.42	357.47	1,916.77
03:15	3.03	392.46	227.13	159.09	1,682.81	09:15	2.18	487.25	408.59	365.17	1,865.93
03:30	2.98	390.57	226.50	158.31	1,687.03	09:30	2.16	491.28	425.89	370.74	1,874.92
03:45	2.96	388.51	225.66	157.42	1,687.44	09:45	2.15	494.11	434.54	373.02	1,884.00
04:00	2.89	387.18	225.79	156.54	1,681.72	10:00	2.16	496.76	440.03	375.34	1,898.99
04:15	2.89	388.10	225.53	158.86	1,677.56	10:15	2.18	499.72	447.62	375.78	1,887.93
04:30	2.92	388.50	226.36	161.12	1,673.87	10:30	2.18	503.04	451.18	378.73	1,910.07
04:45	2.84	387.60	229.04	161.45	1,668.11	10:45	2.20	505.88	452.62	379.26	1,912.48
05:00	2.81	387.88	235.45	163.61	1,663.33	11:00	2.51	507.49	445.72	379.83	1,911.56
05:15	2.78	393.37	245.29	167.26	1,660.11	11:15	3.33	508.42	442.25	378.17	1,910.08
05:30	2.81	396.89	253.79	168.81	1,663.34	11:30	3.63	506.75	440.82	375.76	1,895.31
05:45	2.76	399.17	261.43	170.52	1,671.57	11:45	3.52	505.26	434.55	367.66	1,867.13
06:00	2.68	405.35	258.33	172.30	1,674.48	12:00	2.78	501.17	424.73	334.82	1,822.47

ตารางที่ 34 (ต่อ)

เวลา	ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (kW)					เวลา	ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (kW)				
	ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่		ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่
12:15	2.34	495.61	398.05	286.55	1,746.87	18:15	2.66	521.21	253.14	282.40	1,714.56
12:30	2.30	494.14	398.38	280.55	1,736.28	18:30	2.88	530.23	276.88	284.07	1,712.57
12:45	2.29	494.93	408.29	283.35	1,753.75	18:45	3.16	539.11	323.40	286.73	1,726.07
13:00	2.30	498.61	425.78	300.15	1,787.13	19:00	3.33	543.89	361.56	278.17	1,724.90
13:15	2.44	503.99	443.78	357.04	1,880.61	19:15	3.39	543.00	370.97	268.06	1,713.07
13:30	2.62	509.72	466.94	380.39	1,919.19	19:30	3.45	540.18	366.66	263.81	1,709.79
13:45	2.51	511.50	475.80	385.18	1,921.91	19:45	3.50	538.22	360.11	258.60	1,691.56
14:00	2.42	511.65	477.36	384.62	1,925.11	20:00	3.64	535.12	356.03	248.42	1,663.25
14:15	2.40	511.77	476.70	383.49	1,923.55	20:15	3.76	532.34	352.54	247.28	1,659.60
14:30	2.42	512.66	472.65	383.38	1,921.32	20:30	3.92	531.84	348.41	246.88	1,676.63
14:45	2.31	512.45	463.65	382.40	1,916.04	20:45	4.12	531.00	344.37	243.23	1,679.25
15:00	2.35	511.85	458.19	382.56	1,912.13	21:00	4.30	530.63	337.95	239.83	1,676.16
15:15	2.34	511.06	448.79	383.50	1,892.42	21:15	4.38	529.37	330.49	235.67	1,670.93
15:30	2.29	510.28	429.26	382.49	1,902.51	21:30	4.38	528.78	322.84	231.42	1,661.50
15:45	2.28	509.85	400.02	378.75	1,899.25	21:45	4.37	527.42	314.01	227.94	1,653.93
16:00	2.31	510.32	388.11	373.63	1,884.50	22:00	4.30	523.58	301.94	221.74	1,663.98
16:15	2.35	509.91	369.73	369.22	1,867.18	22:15	4.20	514.85	291.50	218.04	1,770.51
16:30	2.29	510.17	342.54	363.46	1,851.65	22:30	4.12	509.66	281.86	216.64	1,842.08
16:45	2.31	511.55	312.85	349.86	1,824.84	22:45	4.01	503.35	275.40	211.05	1,872.87
17:00	2.39	511.54	289.13	319.39	1,798.82	23:00	4.01	495.38	269.59	206.20	1,856.96
17:15	2.40	509.15	269.20	286.00	1,752.57	23:15	4.15	487.36	264.48	202.31	1,845.08
17:30	2.47	509.55	259.91	280.72	1,740.45	23:30	4.07	480.74	259.70	199.43	1,849.04
17:45	2.60	511.92	243.78	281.71	1,740.56	23:45	3.98	472.77	256.73	196.96	1,834.22
18:00	2.65	515.18	243.39	281.75	1,730.06	00:00	3.85	464.20	253.22	190.73	1,817.77

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

ตารางที่ 35 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันหยุดสุดสัปดาห์

เวลา	ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (kW)					เวลา	ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (kW)				
	ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่		ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่
00:15	3.88	498.97	250.09	177.63	1,690.42	06:15	2.43	461.05	224.80	162.42	1,589.43
00:30	3.78	488.93	247.90	173.99	1,693.12	06:30	2.37	464.22	212.93	161.00	1,592.61
00:45	3.65	481.73	245.78	169.79	1,697.06	06:45	2.38	462.58	203.75	159.25	1,573.09
01:00	3.53	475.29	243.52	167.99	1,695.16	07:00	2.31	463.67	186.74	159.09	1,565.18
01:15	3.61	469.19	241.07	168.53	1,703.63	07:15	2.36	471.26	187.20	161.53	1,567.07
01:30	3.50	464.04	240.72	170.05	1,718.34	07:30	2.33	476.40	190.91	163.94	1,562.91
01:45	3.33	459.67	237.66	168.62	1,713.45	07:45	2.28	482.58	195.84	168.02	1,554.57
02:00	3.26	455.46	237.91	166.81	1,694.00	08:00	2.38	488.89	205.66	175.35	1,553.13
02:15	3.15	451.58	234.50	165.54	1,692.74	08:15	2.53	497.06	213.76	204.26	1,592.24
02:30	3.14	447.94	233.83	165.63	1,685.26	08:30	2.57	506.09	227.13	224.27	1,627.51
02:45	3.00	444.02	232.80	164.26	1,679.75	08:45	2.59	513.92	232.84	234.97	1,643.31
03:00	3.01	441.20	230.42	160.93	1,680.92	09:00	2.64	522.02	245.38	239.98	1,655.67
03:15	3.01	439.59	228.54	158.72	1,665.96	09:15	2.59	527.46	265.07	243.48	1,659.36
03:30	2.88	436.75	228.71	157.74	1,666.99	09:30	2.64	532.46	280.44	247.12	1,665.44
03:45	2.77	433.90	228.38	156.73	1,662.50	09:45	2.52	535.61	282.70	248.47	1,675.31
04:00	2.76	432.67	229.18	155.82	1,655.06	10:00	2.48	538.86	282.50	249.03	1,678.43
04:15	2.71	432.83	227.96	158.27	1,647.32	10:15	2.59	542.15	290.22	250.62	1,683.95
04:30	2.71	432.96	228.01	159.64	1,639.07	10:30	2.63	544.39	293.55	252.31	1,693.36
04:45	2.51	431.68	227.16	159.47	1,629.54	10:45	2.58	543.79	293.40	252.17	1,697.03
05:00	2.53	432.12	233.99	160.13	1,624.30	11:00	2.65	545.15	297.86	251.93	1,703.48
05:15	2.47	436.77	239.18	161.61	1,615.93	11:15	2.52	543.56	296.28	248.66	1,697.62
05:30	2.51	443.46	244.70	163.25	1,610.93	11:30	2.51	541.25	291.10	248.13	1,696.68
05:45	2.50	444.75	252.43	163.31	1,605.53	11:45	2.56	536.05	288.53	242.88	1,675.44
06:00	2.55	450.30	242.10	162.27	1,597.51	12:00	2.52	529.46	284.85	222.94	1,652.26

ตารางที่ 35 (ต่อ)

เวลา	ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (kW)					เวลา	ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (kW)				
	ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่		ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่
12:15	2.39	521.61	282.03	198.52	1,613.51	18:15	2.72	556.63	286.19	183.87	1,565.55
12:30	2.38	519.14	281.37	195.72	1,612.98	18:30	2.96	563.47	341.64	186.16	1,577.49
12:45	2.34	519.77	280.36	198.08	1,618.8	18:45	3.04	573.14	368.23	192.02	1,591.15
13:00	2.35	522.25	285.90	205.67	1,640.13	19:00	3.32	575.28	398.45	190.23	1,589.18
13:15	2.36	527.54	290.94	234.76	1,675.53	19:15	3.43	570.79	402.83	187.08	1,585.27
13:30	2.41	533.43	297.43	248.89	1,701.40	19:30	3.57	568.88	399.06	186.11	1,581.34
13:45	2.46	537.17	302.83	250.71	1,709.45	19:45	3.54	564.42	398.75	183.37	1,569.10
14:00	2.46	538.69	299.36	249.62	1,710.42	20:00	3.61	562.21	392.04	179.11	1,547.86
14:15	2.48	538.87	301.79	250.80	1,713.09	20:15	3.77	561.28	371.84	184.93	1,543.34
14:30	2.42	540.74	301.00	249.38	1,719.06	20:30	4.01	560.15	349.68	185.09	1,556.96
14:45	2.53	540.42	299.40	249.09	1,706.59	20:45	4.12	560.09	337.88	182.80	1,560.66
15:00	2.62	540.23	303.66	250.03	1,703.90	21:00	4.15	559.72	331.48	180.92	1,562.24
15:15	2.61	540.35	306.76	250.40	1,692.90	21:15	4.20	559.25	328.62	180.36	1,566.96
15:30	2.55	543.48	302.94	248.96	1,690.53	21:30	4.25	559.50	325.40	179.24	1,560.05
15:45	2.61	544.95	296.54	245.93	1,695.77	21:45	4.24	560.53	315.83	176.41	1,544.85
16:00	2.68	544.90	290.70	242.10	1,676.00	22:00	4.18	556.81	305.39	173.23	1,554.58
16:15	2.67	544.60	288.95	239.11	1,660.28	22:15	4.31	550.07	297.07	169.97	1,550.15
16:30	2.71	545.78	281.20	234.74	1,651.55	22:30	4.19	545.06	288.15	168.77	1,544.75
16:45	2.75	546.71	276.87	224.97	1,630.24	22:45	4.14	539.03	279.50	164.13	1,543.19
17:00	2.62	547.95	269.28	206.66	1,610.75	23:00	4.08	530.18	270.46	159.83	1,536.28
17:15	2.65	547.00	254.60	187.71	1,583.82	23:15	4.16	522.58	267.09	157.74	1,522.03
17:30	2.71	545.19	253.66	184.25	1,575.19	23:30	4.01	515.04	261.06	156.46	1,515.10
17:45	2.61	546.62	254.33	182.39	1,575.16	23:45	3.88	505.40	258.91	154.45	1,499.43
18:00	2.66	550.76	257.41	182.45	1,566.70	00:00	3.87	495.81	253.65	149.78	1,492.17

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

ตารางที่ 36 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอกทีฟในวันทำงาน

เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอกทีฟ (kW)					เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอกทีฟ (kW)				
	ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่		ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่
00:15	0.6202	17.7460	15.5320	3.8441	53.5483	06:15	0.2140	20.9885	42.4911	1.3216	59.8882
00:30	0.6059	19.0162	15.9012	3.7441	63.8160	06:30	0.2024	21.2289	42.3380	1.7581	62.5092
00:45	0.6307	18.7978	15.8873	3.7698	64.4891	06:45	0.1798	21.3881	32.6302	1.4585	61.4675
01:00	0.5791	18.5827	15.2895	2.7155	62.1530	07:00	0.1462	21.5048	15.9379	1.2556	53.5460
01:15	0.5454	18.9367	15.0862	3.7834	60.7567	07:15	0.2869	21.1327	10.7266	4.5307	54.7080
01:30	0.5460	18.7831	13.8957	3.6861	60.2095	07:30	0.2894	20.9563	17.1008	8.3814	53.5352
01:45	0.5302	19.7532	13.5983	3.4915	62.3866	07:45	0.3006	21.7976	21.9836	10.6241	51.9268
02:00	0.5420	19.7451	14.9692	4.0171	60.1105	08:00	0.3405	21.9833	25.5010	13.1392	56.3888
02:15	0.5122	19.2699	14.1178	4.2498	60.9059	08:15	0.2533	21.4091	25.6992	16.0829	57.5778
02:30	0.5236	19.5513	13.6346	3.8615	61.1246	08:30	0.2088	22.1285	21.4186	16.2084	54.2900
02:45	0.5438	19.7752	14.0838	3.9669	58.9111	08:45	0.2385	22.7384	19.8288	17.7491	53.1508
03:00	0.5732	20.5532	13.0549	3.4435	61.9208	09:00	0.3143	22.0131	27.3612	18.0502	56.5035
03:15	0.5656	21.2461	13.4428	3.6039	63.7975	09:15	0.3398	21.8487	34.4600	17.9914	50.9182
03:30	0.5547	20.8455	13.6555	3.4901	64.0357	09:30	0.3257	22.0035	35.9449	17.1323	52.7966
03:45	0.5677	20.4384	13.2194	2.9569	59.4719	09:45	0.2879	21.8388	34.9269	16.0816	51.7340
04:00	0.5378	20.8199	12.2829	3.7245	59.3530	10:00	0.3174	22.0074	32.5675	15.9707	52.9988
04:15	0.5053	20.6568	12.0797	3.5726	57.9032	10:15	0.4000	22.6369	33.0666	16.0094	50.4610
04:30	0.4986	20.9569	12.4428	3.3205	62.8452	10:30	0.3872	21.9038	32.1383	15.8648	55.5241
04:45	0.4391	21.4127	12.2950	3.4357	65.2310	10:45	0.3945	22.1376	28.9838	14.6601	55.6015
05:00	0.3739	22.0306	12.3554	2.5797	60.7985	11:00	0.3830	22.4499	30.8578	13.7501	56.3284
05:15	0.3650	21.3901	18.5598	2.5857	62.8270	11:15	0.4994	21.6520	31.3875	12.7444	51.9712
05:30	0.3214	20.7571	23.2446	1.7516	61.8945	11:30	0.5997	21.4557	30.4606	13.1850	50.7831
05:45	0.2682	19.6976	26.0891	1.5906	58.9314	11:45	0.6318	21.0415	27.9778	11.8810	49.1831
06:00	0.2047	19.9014	33.0887	1.9033	60.6201	12:00	0.5294	20.8273	25.3880	13.3049	46.9943

ตารางที่ 36 (ต่อ)

เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอดคทีฟ (kW)					เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอดคทีฟ (kW)				
	ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่		ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่
12:15	0.3939	20.8741	27.6700	12.2973	41.7354	18:15	0.1203	19.6244	13.2600	12.9392	59.8048
12:30	0.4121	19.8960	23.8119	10.8519	40.8319	18:30	0.1289	19.5842	20.6893	12.1268	59.2077
12:45	0.3634	20.5193	21.1826	10.0792	42.7969	18:45	0.0528	19.8206	32.3522	12.5540	60.7298
13:00	0.3687	21.4922	20.3040	9.7343	47.9103	19:00	0.1470	20.4765	28.5095	11.5374	61.9961
13:15	0.3103	21.0831	21.1383	9.5121	51.4744	19:15	0.2175	19.3479	24.0537	11.7425	60.2309
13:30	0.0543	20.3271	21.1377	10.0021	56.1223	19:30	0.2664	18.1445	24.1532	11.4296	57.3727
13:45	0.3033	19.7275	18.8949	9.1274	58.3847	19:45	0.2779	17.5736	21.5685	10.2656	55.7439
14:00	0.3284	18.3602	19.8376	11.2631	58.6487	20:00	0.2907	17.0153	19.4881	9.3183	53.1323
14:15	0.3370	18.7200	21.7327	11.1767	57.3713	20:15	0.3154	17.1081	21.6037	9.7953	53.1337
14:30	0.2613	18.3086	23.4304	10.7825	56.2331	20:30	0.3390	17.4676	20.2505	9.0319	53.5955
14:45	0.3392	18.7907	23.1598	11.0472	55.7573	20:45	0.3346	18.3110	17.1934	7.8717	51.4741
15:00	0.3185	18.7217	24.0193	11.8354	58.0333	21:00	0.2971	18.2209	15.7093	9.2057	52.7516
15:15	0.3411	19.4208	27.7890	10.8989	55.5626	21:15	0.3700	18.9796	13.7867	9.1976	51.0303
15:30	0.3317	19.0651	21.0052	12.1997	56.5293	21:30	0.3459	19.0859	14.7908	7.7945	47.7538
15:45	0.3483	18.8420	26.0623	12.7082	58.3622	21:45	0.3486	19.5961	16.9198	7.4253	48.4293
16:00	0.3667	20.2178	27.6250	14.5464	54.2583	22:00	0.3516	20.3829	19.3441	8.0122	49.7281
16:15	0.3395	20.9550	26.4546	14.2694	55.9279	22:15	0.3308	20.1861	19.3060	7.2092	55.7221
16:30	0.3193	20.2200	22.9181	15.1226	57.0641	22:30	0.3939	21.2016	19.0133	6.5798	59.9210
16:45	0.2740	19.6130	17.1645	16.0715	61.3780	22:45	0.3843	21.3025	17.5937	5.9819	58.6809
17:00	0.2534	19.8230	15.7787	13.0242	60.9882	23:00	0.3197	21.1658	17.6615	5.2258	66.6020
17:15	0.2555	19.3823	14.7658	11.6637	61.0230	23:15	0.2566	20.7386	18.6165	5.5696	60.4411
17:30	0.2474	18.6009	14.5496	13.0457	58.5600	23:30	0.4690	20.5860	18.7044	5.7978	64.5386
17:45	0.2077	18.8657	13.0821	11.9487	58.0367	23:45	0.5923	20.3194	16.9520	5.0774	62.3792
18:00	0.1405	19.5256	12.9006	12.3185	58.6571	00:00	0.5317	20.0164	16.3787	4.8380	62.3893

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

ตารางที่ 37 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอกคิฟในวันหยุดสุดสัปดาห์

เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอกคิฟ (kW)					เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอกคิฟ (kW)				
	ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่		ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่
00:15	0.5134	22.1450	14.9779	6.0869	90.1311	06:15	0.3582	23.4865	34.6055	7.9732	77.9980
00:30	0.4451	22.9734	14.5800	5.6914	93.4621	06:30	0.2973	23.6297	33.0531	7.9252	81.9748
00:45	0.4579	23.1194	14.5863	5.4744	89.9327	06:45	0.2730	23.7107	34.4780	7.6851	89.9661
01:00	0.3774	23.7918	15.4873	6.6668	89.3971	07:00	0.3521	22.7558	16.8861	8.3057	92.7443
01:15	0.4531	23.7871	14.8983	7.6308	94.7468	07:15	0.5239	23.8430	13.4536	10.1484	80.1956
01:30	0.4057	23.4216	13.9524	8.1727	93.6640	07:30	0.5957	22.6987	17.0101	10.6851	78.6746
01:45	0.2597	23.1663	14.8591	7.8901	95.7905	07:45	0.4796	20.5241	23.7260	10.0101	80.2932
02:00	0.3317	23.0944	14.8602	7.0232	87.5422	08:00	0.2862	20.2628	27.8581	10.9100	84.5213
02:15	0.2903	23.5583	16.1669	7.3976	85.5131	08:15	0.3278	21.1528	27.9338	14.2166	81.2687
02:30	0.3369	24.1320	14.9955	6.9782	78.8164	08:30	0.2810	20.0551	29.1786	14.8264	81.4000
02:45	0.3197	24.6398	15.2490	8.1359	82.9838	08:45	0.2784	20.3660	31.0174	14.2147	88.3012
03:00	0.2992	25.4856	14.0723	8.0615	91.4998	09:00	0.2101	19.8565	29.6100	15.6518	93.4184
03:15	0.3550	25.4887	12.5101	7.2716	85.8473	09:15	0.2584	20.0146	30.0448	14.8172	77.7478
03:30	0.3444	25.0499	14.7801	7.0265	75.3566	09:30	0.2494	20.8612	30.5237	16.0947	77.3702
03:45	0.2340	25.2367	14.3524	6.7092	82.5521	09:45	0.3509	20.2558	31.9533	15.2676	80.3158
04:00	0.2863	26.2888	14.8238	7.8071	88.2574	10:00	0.3756	21.0524	29.0590	15.7722	84.7105
04:15	0.4698	26.0504	10.7310	8.6784	85.8309	10:15	0.3575	19.6364	27.7274	16.9204	85.9365
04:30	0.3460	25.0840	13.9359	9.0994	81.3338	10:30	0.3241	20.5823	25.8205	16.7441	84.6433
04:45	0.3075	25.4166	13.5383	8.5924	80.1272	10:45	0.4301	18.8928	30.7415	15.1852	77.0938
05:00	0.3037	25.5767	18.9426	7.8109	89.2416	11:00	0.2711	20.1052	33.7968	15.2071	79.1408
05:15	0.3281	25.8291	15.7028	7.6640	92.7325	11:15	0.3277	19.2357	34.0258	14.1479	78.9370
05:30	0.3338	25.0181	13.5705	7.2746	88.1997	11:30	0.2147	16.1005	30.1607	16.3430	85.7765
05:45	0.3070	24.8387	21.0205	8.8710	93.3682	11:45	0.3024	14.0124	28.0194	15.3666	76.3764
06:00	0.3842	24.2743	25.4906	8.5976	84.2417	12:00	0.3501	14.0316	25.3619	12.7627	75.8799

ตารางที่ 37 (ต่อ)

เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอดคทีฟ (kW)					เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโหลดแอดคทีฟ (kW)				
	ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่		ที่อยู่อาศัย	โรงแรม	หน่วยงานราชการ	โรงงานขนาดกลาง	โรงงานขนาดใหญ่
12:15	0.2629	15.4740	28.0200	10.4499	72.8351	18:15	0.3622	23.2094	7.5961	9.1682	71.1894
12:30	0.2161	16.1744	26.5771	9.5500	78.8587	18:30	0.3188	23.2817	26.7145	8.6823	75.6896
12:45	0.2143	16.0753	25.2569	9.6944	74.6426	18:45	0.2358	23.0018	37.6847	8.2974	76.9432
13:00	0.2084	15.9221	22.0167	11.0888	76.3858	19:00	0.2715	22.0015	20.7806	8.8003	69.8280
13:15	0.1883	15.4287	22.6376	12.8059	72.8208	19:15	0.2122	20.9346	15.1323	7.5352	69.9739
13:30	0.1323	15.8600	24.3614	13.7083	72.4404	19:30	0.3168	19.6816	10.7367	7.7415	69.6469
13:45	0.1745	17.2214	22.3061	14.5073	79.2341	19:45	0.3987	20.0779	8.5394	7.9147	63.6728
14:00	0.2243	17.3350	20.4467	15.3713	78.4325	20:00	0.4097	18.8318	11.3746	8.6603	57.5893
14:15	0.2408	17.7060	22.9365	14.6456	83.1356	20:15	0.5064	18.3484	17.7143	8.9994	57.0958
14:30	0.2617	19.0841	26.1830	16.1499	76.9787	20:30	0.5918	19.3978	16.5749	8.7348	54.2265
14:45	0.2474	18.7243	27.0996	16.1886	72.5657	20:45	0.3837	17.9275	17.5762	8.8270	47.4697
15:00	0.2691	19.0198	26.1692	15.6616	80.9805	21:00	0.4742	18.7676	12.5461	9.1934	51.7974
15:15	0.2431	19.4511	13.7856	13.3111	81.9438	21:15	0.4025	19.5089	12.1108	9.8216	54.5532
15:30	0.2590	21.0120	8.7898	13.5008	74.5201	21:30	0.5117	19.9730	9.1045	9.6081	49.0251
15:45	0.3410	22.7313	17.9178	13.6089	75.2284	21:45	0.5384	20.2333	9.4623	8.8430	48.3155
16:00	0.4544	22.2190	23.0053	11.5305	75.1167	22:00	0.4350	19.6000	8.4988	8.7191	46.9557
16:15	0.4633	22.0637	22.9991	12.0351	68.5498	22:15	0.3505	20.5680	4.5906	8.5692	50.3248
16:30	0.4722	22.7673	16.8772	11.9605	68.1430	22:30	0.4303	21.5300	4.3022	7.3772	51.2084
16:45	0.3214	22.5512	13.7687	12.0593	75.0394	22:45	0.4633	22.6355	9.4827	7.6295	44.8738
17:00	0.3771	21.0593	10.1328	11.6205	73.0214	23:00	0.4216	23.3703	8.8656	8.1044	40.0742
17:15	0.3672	23.0222	6.7309	8.7562	72.8160	23:15	0.4618	22.4280	7.9097	8.9270	58.4206
17:30	0.3724	23.1937	11.1945	8.4699	68.4877	23:30	0.7012	20.8237	12.5974	8.6769	54.1907
17:45	0.4159	23.6574	6.9423	7.5131	67.9079	23:45	0.6142	21.4689	13.8722	8.2186	55.2878
18:00	0.2757	21.6935	7.7783	8.8680	68.4237	00:00	0.5314	20.5932	14.8813	8.1175	51.6895

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

ตารางที่ 38 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำลองสถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 4

ลำดับ บัส	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (หลัง/แห่ง)					ลำดับ บัส	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (หลัง/แห่ง)				
	ที่อยู่ อาศัย	โรงแรม	หน่วย งาน ราชการ	โรงงาน ขนาด กลาง	โรงงาน ขนาด ใหญ่		ที่อยู่ อาศัย	โรงแรม	หน่วย งาน ราชการ	โรงงาน ขนาด กลาง	โรงงาน ขนาด ใหญ่
1	0	0	0	0	0	17	100	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	18	100	0	0	0	0
3	20	0	2	0	0	19	100	0	0	0	0
4	20	0	2	0	0	20	0	0	0	0	0
5	20	3	0	0	0	21	0	0	0	0	0
6	20	1	0	0	0	22	20	3	0	0	0
7	0	0	0	0	0	23	20	1	0	0	0
8	20	0	0	0	1	24	20	0	2	0	0
9	20	0	0	0	1	25	20	0	2	0	0
10	20	0	0	1	0	26	0	0	0	0	0
11	20	0	0	1	0	27	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	28	20	0	0	0	0
13	100	0	0	0	0	29	20	0	0	0	0
14	400	0	0	0	0	30	20	0	0	0	0
15	400	0	0	0	0	31	0	0	0	0	0
16	400	0	0	0	0						

ตารางที่ 39 ลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG

เวลา	ลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (kW)	เวลา	ลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (kW)	เวลา	ลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (kW)	เวลา	ลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (kW)
00:15	0.00	06:15	1.21	12:15	696.24	18:15	5.94
00:30	0.00	06:30	8.23	12:30	675.10	18:30	0.33
00:45	0.00	06:45	21.17	12:45	660.50	18:45	0.00
01:00	0.00	07:00	42.01	13:00	645.61	19:00	0.00
01:15	0.00	07:15	71.38	13:15	608.47	19:15	0.00
01:30	0.00	07:30	113.85	13:30	624.97	19:30	0.00
01:45	0.00	07:45	157.29	13:45	600.40	19:45	0.00
02:00	0.00	08:00	208.83	14:00	585.33	20:00	0.00
02:15	0.00	08:15	254.83	14:15	544.33	20:15	0.00
02:30	0.00	08:30	299.50	14:30	525.80	20:30	0.00
02:45	0.00	08:45	345.38	14:45	513.91	20:45	0.00
03:00	0.00	09:00	403.68	15:00	469.56	21:00	0.00
03:15	0.00	09:15	444.17	15:15	424.92	21:15	0.00
03:30	0.00	09:30	488.20	15:30	390.50	21:30	0.00
03:45	0.00	09:45	526.69	15:45	355.49	21:45	0.00
04:00	0.00	10:00	553.77	16:00	309.60	22:00	0.00
04:15	0.00	10:15	589.41	16:15	271.81	22:15	0.00
04:30	0.00	10:30	606.93	16:30	237.50	22:30	0.00
04:45	0.00	10:45	633.34	16:45	201.93	22:45	0.00
05:00	0.00	11:00	638.97	17:00	153.06	23:00	0.00
05:15	0.00	11:15	680.67	17:15	110.79	23:15	0.00
05:30	0.00	11:30	657.87	17:30	74.65	23:30	0.00
05:45	0.00	11:45	684.37	17:45	46.35	23:45	0.00
06:00	0.00	12:00	675.93	18:00	22.48	00:00	0.00

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

ตารางที่ 40 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG

เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (kW)	เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (kW)	เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (kW)	เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV-DG (kW)
00:15	0.00	06:15	2.46	12:15	161.51	18:15	7.70
00:30	0.00	06:30	11.16	12:30	180.08	18:30	1.59
00:45	0.00	06:45	21.87	12:45	190.40	18:45	0.00
01:00	0.00	07:00	32.85	13:00	206.22	19:00	0.00
01:15	0.00	07:15	39.96	13:15	223.24	19:15	0.00
01:30	0.00	07:30	52.21	13:30	222.35	19:30	0.00
01:45	0.00	07:45	63.25	13:45	220.70	19:45	0.00
02:00	0.00	08:00	74.39	14:00	241.10	20:00	0.00
02:15	0.00	08:15	82.83	14:15	229.47	20:15	0.00
02:30	0.00	08:30	95.25	14:30	231.98	20:30	0.00
02:45	0.00	08:45	96.96	14:45	213.98	20:45	0.00
03:00	0.00	09:00	102.58	15:00	205.73	21:00	0.00
03:15	0.00	09:15	110.20	15:15	203.46	21:15	0.00
03:30	0.00	09:30	134.06	15:30	201.42	21:30	0.00
03:45	0.00	09:45	141.82	15:45	181.90	21:45	0.00
04:00	0.00	10:00	144.75	16:00	160.59	22:00	0.00
04:15	0.00	10:15	141.70	16:15	150.56	22:15	0.00
04:30	0.00	10:30	151.97	16:30	134.75	22:30	0.00
04:45	0.00	10:45	150.20	16:45	116.56	22:45	0.00
05:00	0.00	11:00	170.42	17:00	88.27	23:00	0.00
05:15	0.00	11:15	158.31	17:15	63.73	23:15	0.00
05:30	0.00	11:30	176.62	17:30	44.23	23:30	0.00
05:45	0.00	11:45	182.62	17:45	29.17	23:45	0.00
06:00	0.00	12:00	173.13	18:00	17.02	00:00	0.00

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2560)

ตารางที่ 41 ต้นทุนค่าไฟฟ้าขายส่งต่อหน่วยในแต่ละคาบเวลา

เวลา	ต้นทุนค่าไฟฟ้า ขายส่งต่อหน่วย (บาท)		เวลา	ต้นทุนค่าไฟฟ้า ขายส่งต่อหน่วย (บาท)		เวลา	ต้นทุนค่าไฟฟ้า ขายส่งต่อหน่วย (บาท)		เวลา	ต้นทุนค่าไฟฟ้า ขายส่งต่อหน่วย (บาท)	
	วัน ทำงาน	วันหยุด สุด สัปดาห์		วัน ทำงาน	วันหยุด สุด สัปดาห์		วัน ทำงาน	วันหยุด สุด สัปดาห์		วัน ทำงาน	วันหยุด สุด สัปดาห์
00:15	2.33	2.33	06:15	2.33	2.33	12:15	4.20	2.33	18:15	4.20	2.33
00:30	2.33	2.33	06:30	2.33	2.33	12:30	4.20	2.33	18:30	4.20	2.33
00:45	2.33	2.33	06:45	2.33	2.33	12:45	4.20	2.33	18:45	4.20	2.33
01:00	2.33	2.33	07:00	2.33	2.33	13:00	4.20	2.33	19:00	4.20	2.33
01:15	2.33	2.33	07:15	2.33	2.33	13:15	4.20	2.33	19:15	4.20	2.33
01:30	2.33	2.33	07:30	2.33	2.33	13:30	4.20	2.33	19:30	4.20	2.33
01:45	2.33	2.33	07:45	2.33	2.33	13:45	4.20	2.33	19:45	4.20	2.33
02:00	2.33	2.33	08:00	4.20	2.33	14:00	4.20	2.33	20:00	4.20	2.33
02:15	2.33	2.33	08:15	4.20	2.33	14:15	4.20	2.33	20:15	4.20	2.33
02:30	2.33	2.33	08:30	4.20	2.33	14:30	4.20	2.33	20:30	4.20	2.33
02:45	2.33	2.33	08:45	4.20	2.33	14:45	4.20	2.33	20:45	4.20	2.33
03:00	2.33	2.33	09:00	4.20	2.33	15:00	4.20	2.33	21:00	4.20	2.33
03:15	2.33	2.33	09:15	4.20	2.33	15:15	4.20	2.33	21:15	4.20	2.33
03:30	2.33	2.33	09:30	4.20	2.33	15:30	4.20	2.33	21:30	4.20	2.33
03:45	2.33	2.33	09:45	4.20	2.33	15:45	4.20	2.33	21:45	4.20	2.33
04:00	2.33	2.33	10:00	4.20	2.33	16:00	4.20	2.33	22:00	2.33	2.33
04:15	2.33	2.33	10:15	4.20	2.33	16:15	4.20	2.33	22:15	2.33	2.33
04:30	2.33	2.33	10:30	4.20	2.33	16:30	4.20	2.33	22:30	2.33	2.33
04:45	2.33	2.33	10:45	4.20	2.33	16:45	4.20	2.33	22:45	2.33	2.33
05:00	2.33	2.33	11:00	4.20	2.33	17:00	4.20	2.33	23:00	2.33	2.33
05:15	2.33	2.33	11:15	4.20	2.33	17:15	4.20	2.33	23:15	2.33	2.33
05:30	2.33	2.33	11:30	4.20	2.33	17:30	4.20	2.33	23:30	2.33	2.33
05:45	2.33	2.33	11:45	4.20	2.33	17:45	4.20	2.33	23:45	2.33	2.33
06:00	2.33	2.33	12:00	4.20	2.33	18:00	4.20	2.33	00:00	2.33	2.33

ที่มา: ไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2558)

ตารางที่ 42 การเปิดวงจรของช่วงสายป้อนจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1

เวลา	วันทำงาน		วันหยุดสุดสัปดาห์		เวลา	วันทำงาน		วันหยุดสุดสัปดาห์	
	ช่วงสาย ที่เปิดวงจร	สวิตซ์ ทำงาน (ครั้ง)	ช่วงสาย ที่เปิดวงจร	สวิตซ์ ทำงาน (ครั้ง)		ช่วงสาย ที่เปิดวงจร	สวิตซ์ ทำงาน (ครั้ง)	ช่วงสาย ที่เปิดวงจร	สวิตซ์ ทำงาน (ครั้ง)
00:15	(31), (14), (33)	2	(31), (14), (33)	2	06:15	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-
00:30	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	06:30	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-
00:45	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	06:45	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-
01:00	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	07:00	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-
01:15	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	07:15	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-
01:30	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	07:30	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-
01:45	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	07:45	(31), (12), (33)	2	(31), (13), (33)	-
02:00	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	08:00	(31), (13), (33)	2	(31), (13), (33)	-
02:15	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	08:15	(31), (12), (33)	2	(31), (13), (33)	-
02:30	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	08:30	(31), (12), (33)	-	(31), (13), (33)	-
02:45	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	08:45	(31), (13), (33)	2	(31), (14), (33)	2
03:00	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	09:00	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	2
03:15	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-	09:15	(5), (12), (33)	4	(31), (13), (33)	-
03:30	(31), (14), (33)	-	(31), (13), (33)	2	09:30	(5), (12), (33)	-	(31), (14), (33)	2
03:45	(31), (14), (33)	-	(31), (13), (33)	-	09:45	(5), (12), (33)	-	(5), (13), (33)	4
04:00	(31), (14), (33)	-	(31), (13), (33)	-	10:00	(5), (12), (33)	-	(5), (13), (33)	-
04:15	(31), (14), (33)	-	(31), (13), (33)	-	10:15	(5), (13), (33)	2	(5), (13), (33)	-
04:30	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	2	10:30	(5), (12), (33)	2	(31), (14), (33)	4
04:45	(31), (14), (33)	-	(31), (13), (33)	2	10:45	(5), (13), (33)	2	(31), (14), (33)	-
05:00	(31), (14), (33)	-	(31), (13), (33)	-	11:00	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	4
05:15	(31), (14), (33)	-	(31), (13), (33)	-	11:15	(31), (14), (33)	4	(5), (13), (33)	-
05:30	(31), (14), (33)	-	(31), (13), (33)	-	11:30	(31), (14), (33)	-	(5), (13), (33)	-
05:45	(31), (14), (33)	-	(31), (13), (33)	-	11:45	(31), (14), (33)	-	(5), (13), (33)	-
06:00	(31), (13), (33)	2	(31), (13), (33)	-	12:00	(5), (13), (33)	4	(5), (13), (33)	-

ตารางที่ 42 (ต่อ)

เวลา	วันทำงาน		วันหยุดสุดสัปดาห์		เวลา	วันทำงาน		วันหยุดสุดสัปดาห์	
	ช่วงสาย ที่เปิดดวงจร	สวิตซ์ ทำงาน (ครั้ง)	ช่วงสาย ที่เปิดดวงจร	สวิตซ์ ทำงาน (ครั้ง)		ช่วงสาย ที่เปิดดวงจร	สวิตซ์ ทำงาน (ครั้ง)	ช่วงสาย ที่เปิดดวงจร	สวิตซ์ ทำงาน (ครั้ง)
12:15	(5), (13), (33)	-	(5), (14), (33)	2	18:15	(31), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	2
12:30	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	2	18:30	(31), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	-
12:45	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	-	18:45	(31), (14), (33)	2	(5), (13), (33)	-
13:00	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	-	19:00	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	4
13:15	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	-	19:15	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
13:30	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	-	19:30	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
13:45	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	-	19:45	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
14:00	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	-	20:00	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
14:15	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	-	20:15	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
14:30	(5), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	-	20:30	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
14:45	(5), (12), (33)	2	(5), (13), (33)	-	20:45	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
15:00	(5), (13), (33)	2	(5), (13), (33)	-	21:00	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
15:15	(31), (13), (33)	2	(5), (13), (33)	-	21:15	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
15:30	(5), (12), (33)	4	(31), (13), (33)	2	21:30	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
15:45	(31), (13), (33)	4	(31), (13), (33)	-	21:45	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
16:00	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-	22:00	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
16:15	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-	22:15	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
16:30	(31), (13), (33)	-	(31), (14), (33)	2	22:30	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
16:45	(31), (13), (33)	-	(31), (14), (33)	-	22:45	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
17:00	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	2	23:00	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
17:15	(31), (13), (33)	-	(5), (13), (33)	2	23:15	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
17:30	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	2	23:30	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
17:45	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-	23:45	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-
18:00	(31), (13), (33)	-	(31), (13), (33)	-	00:00	(31), (14), (33)	-	(31), (14), (33)	-

หมายเหตุ. ลำดับช่วงสายป้อนที่เปิดดวงจรอ้างอิงตามภาพที่ 3.22

ตารางที่ 43 กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียรวมที่ลดลงจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 1

เวลา	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลง (kW)		เวลา	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลง (kW)		เวลา	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลง (kW)		เวลา	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ลดลง (kW)	
	วันทำงาน	วันหยุดสุดสัปดาห์		วันทำงาน	วันหยุดสุดสัปดาห์		วันทำงาน	วันหยุดสุดสัปดาห์		วันทำงาน	วันหยุดสุดสัปดาห์
00:15	92.02	98.15	06:15	2.40	-	12:15	-	-	18:15	-	0.90
00:30	-	-	06:30	-	-	12:30	-	-	18:30	-	0.15
00:45	-	-	06:45	-	-	12:45	-	-	18:45	-	0.57
01:00	-	-	07:00	-	-	13:00	-	0.96	19:00	1.98	2.86
01:15	-	-	07:15	-	-	13:15	-	2.28	19:15	-	-
01:30	-	-	07:30	-	-	13:30	-	-	19:30	-	-
01:45	-	-	07:45	-	-	13:45	-	-	19:45	-	-
02:00	-	-	08:00	-	-	14:00	-	-	20:00	-	-
02:15	-	-	08:15	-	0.48	14:15	-	-	20:15	-	-
02:30	-	-	08:30	-	0.82	14:30	-	-	20:30	-	-
02:45	-	-	08:45	-	1.27	14:45	-	-	20:45	-	-
03:00	-	-	09:00	-	-	15:00	0.01	0.17	21:00	-	-
03:15	-	-	09:15	0.82	-	15:15	0.60	1.40	21:15	-	-
03:30	-	-	09:30	-	-	15:30	1.22	1.45	21:30	-	-
03:45	-	-	09:45	-	1.14	15:45	-	1.30	21:45	-	-
04:00	-	-	10:00	-	0.04	16:00	-	0.61	22:00	-	-
04:15	-	0.57	10:15	-	-	16:15	-	0.01	22:15	-	-
04:30	-	-	10:30	0.15	0.23	16:30	0.04	0.83	22:30	-	-
04:45	-	-	10:45	0.21	0.16	16:45	0.68	0.93	22:45	-	-
05:00	-	-	11:00	0.48	5.88	17:00	-	-	23:00	-	-
05:15	-	-	11:15	4.52	-	17:15	-	-	23:15	-	-
05:30	-	-	11:30	-	-	17:30	-	-	23:30	-	-
05:45	0.33	-	11:45	-	-	17:45	-	-	23:45	-	-
06:00	0.43	-	12:00	0.97	-	18:00	-	-	00:00	-	-

ตารางที่ 44 ผลจากการทดลองในแต่ละคาบเวลาเมื่อปรับคาบเวลาเท่ากับ 1 นาที

เวลา	ช่วงสาย ที่เปิดวงจร	สวิตซ์ทำงาน (ครั้ง)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (kW)	เวลา	ช่วงสาย ที่เปิดวงจร	สวิตซ์ทำงาน (ครั้ง)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (kW)
15:01	(5), (13), (33)	-	-	15:31	(5), (12), (33)	2	0.72
15:02	(5), (13), (33)	-	-	15:32	(5), (12), (33)	-	-
15:03	(5), (13), (33)	-	-	15:33	(31), (13), (33)	4	0.76
15:04	(5), (13), (33)	-	-	15:34	(31), (13), (33)	-	-
15:05	(5), (13), (33)	-	-	15:35	(5), (12), (33)	4	0.44
15:06	(5), (13), (33)	-	-	15:36	(5), (12), (33)	-	-
15:07	(5), (13), (33)	-	-	15:37	(5), (12), (33)	-	-
15:08	(5), (13), (33)	-	-	15:38	(5), (12), (33)	-	-
15:09	(5), (13), (33)	-	-	15:39	(5), (12), (33)	-	-
15:10	(5), (13), (33)	-	-	15:40	(31), (13), (33)	4	0.02
15:11	(5), (13), (33)	-	-	15:41	(5), (12), (33)	4	0.79
15:12	(5), (13), (33)	-	-	15:42	(5), (12), (33)	-	-
15:13	(5), (13), (33)	-	-	15:43	(5), (12), (33)	-	-
15:14	(5), (13), (33)	-	-	15:44	(5), (12), (33)	-	-
15:15	(5), (13), (33)	-	-	15:45	(31), (12), (33)	2	0.38
15:16	(5), (13), (33)	-	-	15:46	(5), (13), (33)	4	6.37
15:17	(5), (13), (33)	-	-	15:47	(5), (13), (33)	-	-
15:18	(5), (13), (33)	-	-	15:48	(5), (13), (33)	-	-
15:19	(5), (13), (33)	-	-	15:49	(5), (13), (33)	-	-
15:20	(5), (13), (33)	-	-	15:50	(5), (13), (33)	-	-
15:21	(5), (13), (33)	-	-	15:51	(5), (13), (33)	-	-
15:22	(5), (13), (33)	-	-	15:52	(5), (13), (33)	-	-
15:23	(5), (13), (33)	-	-	15:53	(5), (13), (33)	-	-
15:24	(5), (13), (33)	-	-	15:54	(5), (13), (33)	-	-
15:25	(5), (13), (33)	-	-	15:55	(5), (13), (33)	-	-
15:26	(5), (13), (33)	-	-	15:56	(5), (13), (33)	-	-
15:27	(5), (13), (33)	-	-	15:57	(5), (13), (33)	-	-
15:28	(5), (13), (33)	-	-	15:58	(5), (13), (33)	-	-
15:29	(5), (13), (33)	-	-	15:59	(5), (13), (33)	-	-
15:30	(5), (13), (33)	-	-	16:00	(5), (13), (33)	-	-

ตารางที่ 44 (ต่อ)

เวลา	ช่วงสาย ที่เปิดวงจร	สวิตช์ทำงาน (ครั้ง)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (kW)	เวลา	ช่วงสาย ที่เปิดวงจร	สวิตช์ทำงาน (ครั้ง)	กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (kW)
16:01	(31), (12), (33)	4	3.07	16:31	(31), (13), (33)	4	1.21
16:02	(31), (12), (33)	-	-	16:32	(31), (13), (33)	-	-
16:03	(31), (13), (33)	2	0.24	16:33	(31), (13), (33)	-	-
16:04	(31), (13), (33)	-	-	16:34	(31), (13), (33)	-	-
16:05	(31), (13), (33)	-	-	16:35	(31), (13), (33)	-	-
16:06	(5), (12), (33)	4	0.36	16:36	(31), (13), (33)	-	-
16:07	(31), (12), (33)	2	2.66	16:37	(31), (13), (33)	-	-
16:08	(31), (13), (33)	2	0.01	16:38	(31), (13), (33)	-	-
16:09	(31), (13), (33)	-	-	16:39	(31), (13), (33)	-	-
16:10	(31), (13), (33)	-	-	16:40	(31), (13), (33)	-	-
16:11	(31), (12), (33)	2	0.27	16:41	(31), (13), (33)	-	-
16:12	(31), (12), (33)	-	-	16:42	(31), (13), (33)	-	-
16:13	(31), (12), (33)	-	-	16:43	(31), (13), (33)	-	-
16:14	(31), (13), (33)	2	0.34	16:44	(31), (13), (33)	-	-
16:15	(31), (12), (33)	2	0.36	16:45	(31), (13), (33)	-	-
16:16	(5), (12), (33)	2	1.27	16:46	(31), (13), (33)	-	-
16:17	(5), (12), (33)	-	-	16:47	(31), (13), (33)	-	-
16:18	(5), (12), (33)	-	-	16:48	(31), (13), (33)	-	-
16:19	(31), (13), (33)	4	0.02	16:49	(31), (13), (33)	-	-
16:20	(5), (12), (33)	4	0.22	16:50	(31), (13), (33)	-	-
16:21	(5), (12), (33)	-	-	16:51	(31), (13), (33)	-	-
16:22	(31), (13), (33)	4	0.08	16:52	(31), (13), (33)	-	-
16:23	(5), (12), (33)	4	0.54	16:53	(31), (13), (33)	-	-
16:24	(5), (12), (33)	-	-	16:54	(31), (13), (33)	-	-
16:25	(5), (12), (33)	-	-	16:55	(31), (13), (33)	-	-
16:26	(5), (12), (33)	-	-	16:56	(31), (13), (33)	-	-
16:27	(5), (12), (33)	-	-	16:57	(31), (13), (33)	-	-
16:28	(5), (12), (33)	-	-	16:58	(31), (13), (33)	-	-
16:29	(5), (12), (33)	-	-	16:59	(31), (13), (33)	-	-
16:30	(5), (12), (33)	-	-	17:00	(31), (13), (33)	-	-

ตารางที่ 45 ต้นทุนการจัดเรียงสายป้อนจากการทดลองด้วยเงื่อนไขที่ 2

เวลา	วันทำงาน		วันหยุดสุดสัปดาห์		เวลา	วันทำงาน		วันหยุดสุดสัปดาห์	
	ต้นทุน การทำงาน ของสวิตช์รวม (บาท)	ต้นทุน กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (บาท)	ต้นทุน การทำงาน ของสวิตช์รวม (บาท)	ต้นทุน กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (บาท)		ต้นทุน การทำงาน ของสวิตช์ รวม (บาท)	ต้นทุน กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (บาท)	ต้นทุน การทำงาน ของสวิตช์รวม (บาท)	ต้นทุน กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (บาท)
00:15	80.00	54.21	80.00	57.83	06:15	80.00	37.23	80.00	31.41
00:30	80.00	51.91	80.00	55.38	06:30	80.00	34.62	80.00	30.55
00:45	80.00	50.92	80.00	55.13	06:45	80.00	32.88	80.00	30.48
01:00	80.00	49.29	80.00	49.88	07:00	80.00	32.97	80.00	30.38
01:15	80.00	46.96	80.00	52.76	07:15	80.00	29.90	80.00	31.46
01:30	80.00	46.38	80.00	51.63	07:30	80.00	29.56	80.00	30.49
01:45	80.00	44.93	80.00	48.37	07:45	80.00	28.08	80.00	27.17
02:00	80.00	45.12	80.00	45.53	08:00	80.00	53.83	80.00	30.93
02:15	80.00	43.58	80.00	44.35	08:15	80.00	56.73	80.00	29.82
02:30	80.00	42.57	80.00	46.40	08:30	80.00	57.58	80.00	33.12
02:45	80.00	40.98	80.00	42.26	08:45	80.00	61.40	80.00	29.63
03:00	80.00	40.93	80.00	40.84	09:00	80.00	56.45	80.00	31.34
03:15	80.00	41.76	80.00	41.01	09:15	160.00	55.84	80.00	30.41
03:30	80.00	41.67	80.00	38.08	09:30	160.00	56.89	80.00	29.02
03:45	80.00	40.53	80.00	35.63	09:45	160.00	56.72	160.00	29.78
04:00	80.00	38.91	80.00	35.18	10:00	160.00	53.07	80.00	25.53
04:15	80.00	38.76	80.00	35.42	10:15	160.00	58.26	80.00	30.86
04:30	80.00	39.67	80.00	36.17	10:30	160.00	53.95	160.00	32.43
04:45	80.00	37.57	80.00	32.38	10:45	160.00	57.56	160.00	26.64
05:00	80.00	35.36	80.00	33.13	11:00	160.00	64.73	160.00	33.78
05:15	80.00	35.74	80.00	33.05	11:15	80.00	84.18	160.00	26.89
05:30	80.00	37.65	80.00	33.11	11:30	-	-	160.00	27.15
05:45	80.00	36.68	80.00	31.02	11:45	-	-	160.00	28.84
06:00	80.00	33.47	80.00	32.16	12:00	160.00	1.02	160.00	29.06

ตารางที่ 45 (ต่อ)

เวลา	วันทำงาน		วันหยุดสุดสัปดาห์		เวลา	วันทำงาน		วันหยุดสุดสัปดาห์	
	ต้นทุน การทำงาน ของสวิตช์รวม (บาท)	ต้นทุน กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (บาท)	ต้นทุน การทำงาน ของสวิตช์ รวม (บาท)	ต้นทุน กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (บาท)		ต้นทุน การทำงาน ของสวิตช์ รวม (บาท)	ต้นทุน กำลังไฟฟ้า สูญเสียรวม ที่ลดลง (บาท)	ต้นทุน การทำงาน ของสวิตช์รวม (บาท)	ต้นทุน สูญเสียรวม ที่ลดลง (บาท)
12:15	160.00	3.00	160.00	28.77	18:15	80.00	4.27	160.00	35.84
12:30	160.00	4.31	160.00	24.71	18:30	80.00	2.25	80.00	41.19
12:45	160.00	4.04	160.00	23.88	18:45	80.00	0.19	160.00	41.55
13:00	160.00	5.32	80.00	30.41	19:00	-	-	80.00	47.99
13:15	160.00	4.07	160.00	24.07	19:15	-	-	80.00	49.17
13:30	160.00	4.91	160.00	28.27	19:30	-	-	80.00	50.67
13:45	160.00	5.07	160.00	29.79	19:45	-	-	80.00	48.39
14:00	160.00	5.95	160.00	29.75	20:00	-	-	80.00	49.35
14:15	160.00	6.51	160.00	31.68	20:15	-	-	80.00	52.86
14:30	160.00	6.43	160.00	30.22	20:30	-	-	80.00	57.43
14:45	160.00	6.99	160.00	30.38	20:45	-	-	80.00	59.89
15:00	160.00	7.18	80.00	30.07	21:00	-	-	80.00	61.06
15:15	160.00	4.97	160.00	31.82	21:15	-	-	80.00	62.34
15:30	80.00	6.74	80.00	36.32	21:30	-	-	80.00	63.25
15:45	80.00	6.03	160.00	31.70	21:45	-	-	80.00	61.83
16:00	80.00	6.44	80.00	33.78	22:00	-	-	80.00	60.21
16:15	80.00	4.04	160.00	35.30	22:15	-	-	80.00	62.04
16:30	80.00	7.84	80.00	32.48	22:30	-	-	80.00	60.30
16:45	80.00	5.07	80.00	37.51	22:45	-	-	80.00	59.60
17:00	80.00	5.30	80.00	35.77	23:00	-	-	80.00	58.09
17:15	80.00	5.14	80.00	34.22	23:15	-	-	80.00	60.00
17:30	80.00	4.78	80.00	35.08	23:30	-	-	80.00	54.04
17:45	80.00	4.38	80.00	33.96	23:45	-	-	80.00	54.40
18:00	80.00	4.72	80.00	35.69	00:00	-	-	80.00	53.70

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล

พัชรศักดิ์ ภวานาภิญโญ

ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2543 เศรษฐศาสตรบัณฑิต (ศบ.)

มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมมาธิราช

พ.ศ. 2548 วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต (วท.ม.)

สาขาการจัดการเทคโนโลยี

มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

พ.ศ. 2552 วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต (วท.ม.)

สาขาการจัดการโซ่อุปทานแบบบูรณาการ

มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน

ผู้ช่วยผู้อำนวยการ

กองตรวจสอบการจัดซื้อ จัดจ้าง และบริหารพัสดุ

ฝ่ายปฏิบัติการตรวจสอบกระบวนการสนับสนุน

สำนักตรวจสอบภายใน

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่