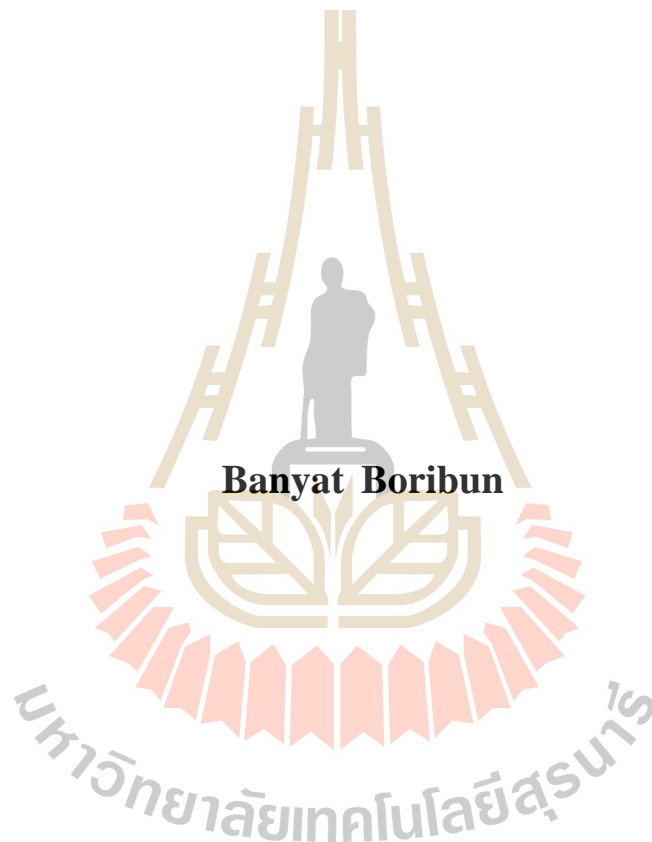


หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยพิจารณาระดับส่วนแบ่งของโหลดยานยนต์ไฟฟ้า
แบบเลียบเข้า : กรณีศึกษาเทศบาลนครอุดรธานี



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2561

**DISTRIBUTED GENERATION BASED ON ELECTRIC
VEHICLE PENETRATION LEVELS : A CASE STUDY
OF UDON THANI MUNICIPALITY**



**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering**

Suranaree University of Technology

Academic Year 2018

หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยพิจารณาระดับส่วนแบ่งของโหลด
ยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า : กรณีศึกษาเทศบาลนครอุดรธานี

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาคุณวุฒิปบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์



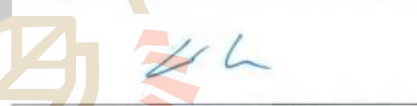
(รศ. ดร.ธนัดชัย กุลวรวานิชพงษ์)

ประธานกรรมการ



(รศ. ดร.เพ็ชฌ์ เผ่าละออ)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)



(รศ. ดร.อนันท์ อุ่นศิริไฉย)

กรรมการ



(รศ. ดร.กัรติ ชยะกุลศิริ)

กรรมการ



(ดร.กฤตยา สมสัย)

กรรมการ



(ศ. ดร.สันติ แมนศิริ)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและพัฒนาความเป็นสากล



(รศ. ร.อ. ดร.กนดร์ร ชานีประศาสน์)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

บรรณานุกรม : หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยพิจารณาระดับส่วนแบ่งของโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า : กรณีศึกษาเทศบาลนครอุดรธานี (DISTRIBUTED GENERATION BASED ON ELECTRIC VEHICLE PENETRATION LEVELS: A CASE STUDY OF UDON THANI MUNICIPALITY) อาจารย์ที่ปรึกษา : รองศาสตราจารย์ ดร.เผด็จ เผ่าละออ, 268 หน้า

งานวิจัยนี้นำเสนอการจำลองและวิเคราะห์หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) โดยพิจารณา ระดับส่วนแบ่งของโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า (PEVs) ในระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้ คุล วัตถุประสงค์ของงานวิจัยคือการศึกษาผลกระทบและแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดเมื่อระบบจำหน่ายติดตั้ง DG และมีโหลด PEVs ระบบทดสอบคือสายป้อนวงจร 4 สถานีโนนสูง ถ.ทหาร อ.เมือง จ.อุดรธานี ค่า ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัญหาที่เหมาะสมที่สุดประกอบไปด้วยเปอร์เซ็นต์แรงดันต่ำเกิน แรงดันสูงเกิน และกำลังสูญเสียรวม ตัวแปรควบคุมของการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดคือตำแหน่งบัสและกำลังการผลิต ของ DG และระดับส่วนแบ่งของโหลด PEVs ปริมาณโหลดอัดประจุที่ไม่แน่นอนของ PEVs กำหนดหา ด้วยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย เครื่องมือการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับงานวิจัยนี้คือวิธี วิวัฒนาการผลต่าง เมื่อพิจารณาผลลัพธ์ของการจำลองสรุปได้ว่า การแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดของกำลัง สูญเสียรวมด้วยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอยและวิธีวิวัฒนาการผลต่าง สามารถควบคุมกำลังสูญเสีย รวมของระบบให้ลดลงมีค่าเท่ากับ 435 kW จากค่ากำลังสูญเสีย 1,510 kW สำหรับกรณีที่กำหนดโหลด PEVs แบบสุ่ม ให้ค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดีกว่ากรณีที่ไม่มีการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุด อีกทั้งค่า แรงดันต่ำเกินและแรงดันสูงเกินยังคงอยู่ในระดับที่สอดคล้องกับมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



BUNYUT BORRIBOON : DISTRIBUTED GENERATION BASED ON
ELECTRIC VEHICLE PENETRATION LEVELS: A CASE STUDY OF UDON
THANI MUNICIPALITY. THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF. PADEJ PAO-LA-
OR, Ph.D. 268 PP.

DISTRIBUTED GENERATION/ELECTRIC VEHICLE/ELECTRIC VEHICLE
PENETRATION LEVEL/QUEUING THEORY

This research presents the modeling and analysis of distributed generation (DG) based on plug-in electric vehicles (PEVs) on unbalanced radial distribution system. The objectives of study are to evaluate impact and optimization DG and PEVs charging of the distribution system. The test system is the 4th circuit of the Non Sung station, Udon Thani, Thailand. The objective function values is the total power loss. The control variables are installation buses and rated outputs of DG, and penetration levels of PEVs. Charging demand of uncertain PEVs load estimated by queuing theory. The optimization tool is the differential evaluation method. The simulation results supported the conclusion that the optimization problem can be solved by application of queue theory and the differential method. The total power loss reduced to the 435 kW from 1,510 kW of the PEVs load calculated by using random method. Indeed, either of undervoltage and overvoltage were consistent to the standard of Provincial Electricity Authority, Thailand.

School of Electrical Engineering

Academic Year 2018

Student's Signature



Advisor's Signature



กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างยิ่ง ทั้งด้านวิชาการและด้านการดำเนินวิจัย จากบุคคล และกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ได้แก่

รองศาสตราจารย์ ดร.เผด็จ เผ่าละออ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้คำปรึกษา แนะนำแนวทางอันเป็นประโยชน์แก่ผู้วิจัย ให้กำลังใจ และให้ความช่วยเหลือผู้วิจัยจนสามารถดำเนินงานวิจัยได้สำเร็จตามวัตถุประสงค์

รองศาสตราจารย์ ดร.ชนัดชัย กุลวรรณิชพงษ์ หัวหน้าสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ที่ให้คำปรึกษาแนะนำอันเป็นประโยชน์ต่องานวิจัย ให้กำลังใจและช่วยเหลือผู้วิจัย

รองศาสตราจารย์ ดร.อนันท์ อุ่นศิริไฉย อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ที่ให้คำปรึกษาแนะนำอันเป็นประโยชน์ต่องานวิจัย ให้กำลังใจและช่วยเหลือผู้วิจัยด้วยดีเสมอมา

รองศาสตราจารย์ ดร.กীরติ ชยะกุลศิริ อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ที่ให้คำปรึกษาและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับผลงานวิจัยวิทยานิพนธ์

ดร.กฤตยา สมสัย อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน วิทยาเขตสกลนคร ที่ให้คำปรึกษาและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับผลงานวิจัยวิทยานิพนธ์

ขอขอบคุณ คุณประพันธ์ คัทวี หัวหน้างานกลุ่มห้องปฏิบัติการวิศวกรรมไฟฟ้า ศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี เพื่อนที่ให้กำลังใจและช่วยเหลือผู้วิจัย

ขอขอบคุณ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุดรธานี และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่สนับสนุนทุนการศึกษาในระดับปริญญาเอกสำหรับผู้วิจัย

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบคุณครู อาจารย์ผู้สอนทุกท่าน ที่ให้ความรู้ทางด้านวิชาการทั้งในอดีตและปัจจุบัน ดร.ศิริรัตน์ บริบูรณ์ ดร.ช.บัญญัติ บริบูรณ์ ดร.ณ.สิริรัช บริบูรณ์ ที่คอยให้กำลังใจและอยู่เคียงข้างผู้วิจัยเสมอมา และขอกราบขอบพระคุณ พ่อ แม่ ตา ยาย น้า รวมถึงครอบครัวบริบูรณ์ และครอบครัววิจิตชะจิทุกท่าน ที่ให้ความรัก การอบรมเลี้ยงดู คอยส่งเสริมการศึกษา และให้กำลังใจแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอด จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิตเรื่อยมา

บรรณณัติ บริบูรณ์

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย).....	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ).....	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ค
สารบัญ.....	ง
สารบัญตาราง.....	ช
สารบัญรูป.....	ญ
บทที่	
1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	5
1.3 ขอบเขตของงานวิจัย.....	5
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	5
2 ปรีทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	7
2.1 บทนำ.....	7
2.2 การกำหนดขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	7
2.3 ทฤษฎีแถวคอยและการคำนวณโหลดอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า.....	10
2.4 สรุป.....	10
3 การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าระบบจำหน่ายแบบรัศมีตามเฟสไม่สมดุล.....	12
3.1 บทนำ.....	12
3.2 แบบจำลองสายป้อน.....	12
3.3 แบบจำลองหม้อแปลง.....	16
3.4 แบบจำลองโหลด.....	29
3.5 แบบจำลองตัวเก็บประจุ.....	34
3.6 การค้นหาในแนวกว้าง.....	36
3.7 การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่าย.....	38
3.7.1 ขั้นตอนวิธีการสร้างเมทริกซ์กระแสที่จ่ายให้กิ่ง.....	47
3.7.2 ระเบียบวิธีการสร้างเมทริกซ์กระแสกิ่งที่ส่งผลต่อแรงดันบัส.....	48

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.7.3	ขั้นตอนวิธีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยี โครงข่าย.....	49
3.8	ผลการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ล.....	53
3.9	สรุป.....	56
4	การจำลองโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้าด้วยทฤษฎีแฉวคอย.....	58
4.1	บทนำ.....	58
4.2	องค์ประกอบและสัญลักษณ์ของแฉวคอย.....	60
4.3	แฉวคอยแบบ M/McK	62
4.4	แบบจำลองโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า.....	64
4.5	ผลการจำลองโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้าในเขตเทศบาลนครอุดรธานี.....	66
4.6	สรุป.....	74
5	หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยพิจารณาระดับส่วนแบ่งของโหลดยานยนต์ไฟฟ้า แบบเสียบเข้า : กรณีศึกษาเทศบาลนครอุดรธานี.....	76
5.1	บทนำ.....	76
5.2	ขั้นตอนวิธีวิวัฒนาการผลต่าง.....	79
5.2.1	การเริ่มต้น.....	80
5.2.2	การกลายพันธุ์.....	81
5.2.3	การรวมตัวกันใหม่.....	81
5.2.4	การคัดเลือก.....	81
5.3	ผลการจำลองหาค่าเหมาะที่สุดของกำลังสูญเสีย.....	82
5.4	สรุป.....	95
6	บทสรุป.....	96
6.1	สรุปผลการวิจัย.....	96
6.2	การประยุกต์ผลการวิจัย.....	97
6.3	ข้อเสนอแนะในการวิจัยต่อไป.....	98
	รายการอ้างอิง.....	99
	ภาคผนวก.....	105
	ภาคผนวก ก ข้อมูลระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ลของ IEEE ขนาด 13 บัส.....	105

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

ภาคผนวก ข	ข้อมูลระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ลของ IEEE ขนาด 34 บัส	108
ภาคผนวก ค	ข้อมูลระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ลของวงจร 4 สถานีโนนสูง กฟภ. เทศบาลนครอุดรธานี	113
ภาคผนวก ง	ผลการจำลองหาค่าเหมาะที่สุดหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยพิจารณา ระดับส่วนแบ่งของโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า : กรณีศึกษาเทศบาลนครอุดรธานี	127
ภาคผนวก จ	รหัสคำสั่ง MATLAB งานวิจัยวิทยานิพนธ์.....	244
ภาคผนวก ฉ	บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา	258
ประวัติผู้เขียน		268



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 ผลการคำนวณแรงดันบัสของระบบ IEEE ขนาด 13 บัส.....	54
3.2 ผลการคำนวณแรงดันบัสของระบบ IEEE ขนาด 34 บัส.....	54
4.1 ข้อมูลการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEVs ในชั่วโมงเร่งรีบของ ประเทศสหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนี	67
4.2 ข้อมูลการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEVs ในชั่วโมงเร่งรีบของ ประเทศราชอาณาจักรสวีเดน.....	68
4.3 ข้อมูลการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEVs ในชั่วโมงธรรมดาของ ประเทศสหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนี	68
4.4 ข้อมูลการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEVs ในชั่วโมงธรรมดาของ ประเทศราชอาณาจักรสวีเดน.....	68
4.5 สรุปผลการจำลอง โหลดอัดประจุ PEV ที่เชื่อมต่อกับสถานี โนนสูงวงจร 4 กฟภ. เขตพื้นที่เทศบาลนครอุดรธานี.....	70
5.1 รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล.....	77
5.2 รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ.....	78
5.3 รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล.....	78
5.4 รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์.....	78
5.5 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุดที่มีค่าต่ำสุดและสูงสุด.....	92
ก.1 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 13 บัส : สายป้อน	108
ก.2 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 13 บัส : ตัวเก็บประจุ.....	108
ก.3 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 13 บัส : โหลดแบบจุด.....	109
ก.4 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 13 บัส : โหลดแบบกระจาย.....	109
ก.5 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 13 บัส : หม้อแปลง.....	109
ก.6 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 13 บัส : อิมพีแดนซ์สายป้อน	110
ข.1 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 34 บัส : สายป้อน	112
ข.2 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 34 บัส : ตัวเก็บประจุ.....	113
ข.3 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 34 บัส : โหลดแบบจุด.....	113
ข.4 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 34 บัส : โหลดแบบกระจาย.....	114

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ข.6 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 34 บัส : ข้อมูลหม้อแปลง.....	115
ข.6 ข้อมูลระบบจำหน่าย IEEE 34 บัส : อิมพีแดนซ์สายป้อน	115
ค.1 ข้อมูลระบบจำหน่ายวงจร 4 สถานี โนนสูง กฟภ. อุครธานี : สายป้อน	117
ค.2 ข้อมูลระบบจำหน่ายวงจร 4 สถานี โนนสูง กฟภ. อุครธานี : ตัวเก็บประจุ.....	125
ค.3 ข้อมูลระบบจำหน่ายวงจร 4 สถานี โนนสูง กฟภ. อุครธานี : โหลดแบบจุด	125
ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้า แบบกระจายตัวชีวมวลด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs แบบสุ่ม	128
ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs แบบสุ่ม.....	140
ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด.....	153
ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด.....	165
ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEV จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย	179
ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย.....	191
ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด	205
ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด.....	217
ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด.....	230

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
1.1	แผนผังการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ กฟภ. และ DG..... 2
1.2	ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้ง DG..... 3
3.1	สายป้อนระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่สมดุลเชื่อมต่อบัส n และบัส m 13
3.2	กระแสและแรงดันของชุดหม้อแปลงสามเฟส..... 17
3.3	หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบเดลตา-วายต่อลงดินเพื่อลดแรงดัน..... 18
3.4	หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบเดลตา-วายต่อลงดินเพื่อเพิ่มแรงดัน..... 19
3.5	หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายไม่ต่อลงดิน-เดลตาเพื่อลดแรงดัน..... 21
3.6	หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายไม่ต่อลงดิน-เดลตาเพื่อเพิ่มแรงดัน..... 23
3.7	หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายต่อลงดิน-เดลตาเพื่อลดแรงดัน..... 24
3.8	หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายเปิด-เดลตาเปิด..... 27
3.9	หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบเดลตา-เดลตา..... 28
3.10	โหนดเชื่อมต่อต่อแบบวาย..... 30
3.11	โหนดเชื่อมต่อแบบเดลตา..... 30
3.12	ทอพอโลยีของโหนดแบบกระจายสม่ำเสมอตลอดระยะความยาวของสายป้อน..... 34
3.13	โหนดกระจายสมมูลถูกย้ายไปที่ปลายส่งและปลายรับของสายป้อน..... 34
3.14	ตัวเก็บประจุต่อแบบวาย..... 35
3.15	ตัวเก็บประจุต่อแบบเดลตา..... 35
3.16	ผังงานการค้นหาในแนวกว้างเพื่อกำหนดหมายเลขบัส..... 39
3.17	ระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้ดุล N บัส..... 42
3.18	ผังงานการสร้างเมทริกซ์กระแสบัสที่จ่ายให้กิ่ง [BIBC]..... 48
3.19	ผังงานการสร้างเมทริกซ์กระแสบรานซ์ที่ส่งผลต่อแรงดันบัส [BCBV]..... 50
3.20	ผังงานการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่าย..... 52
3.21	ทอพอโลยีระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้ดุลของ IEEE ขนาด 13 บัส..... 53
3.22	ทอพอโลยีระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้ดุลของ IEEE ขนาด 34 บัส..... 53
4.1	แผนภาพบล็อกแสดงส่วนประกอบของระบบแฉกคอย..... 57
4.2	โครงสร้างของแฉกคอยแบบ $M/M/c/K$ 62
4.3	ผังงานการจำลองโหนด PEV..... 66

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.4 ผลการจำลองโหลด 366 วันสำหรับสถานการณ์ที่ 1.....	70
4.5 ผลการจำลองโหลด 366 วันสำหรับสถานการณ์ที่ 2.....	71
4.6 ผลการจำลองโหลด 366 วันสำหรับสถานการณ์ที่ 3.....	71
4.7 ผลการจำลองโหลด 366 วันสำหรับสถานการณ์ที่ 4.....	72
4.8 ส่วนแบ่งของโหลด PEVs สำหรับสถานการณ์ที่ 1.....	72
4.9 ส่วนแบ่งของโหลด PEVs สำหรับสถานการณ์ที่ 2.....	73
4.10 ส่วนแบ่งของโหลด PEVs สำหรับสถานการณ์ที่ 3.....	73
4.11 ส่วนแบ่งของโหลด PEVs สำหรับสถานการณ์ที่ 4.....	74
5.1 สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟภ. จังหวัดอุดรธานี.....	76
5.2 ถนนทหาร ตำบลหมากแข้ง เทศบาลนครอุดรธานี.....	76
5.3 ทอพอโลยีของสายป้อนวงจร 4 สถานีโนนสูง กฟภ. จังหวัดอุดรธานี.....	77
5.4 แผนภาพบล็อกขั้นตอนวิธีการวิวัฒนาการ โดยใช้ผลต่าง.....	79
5.5 เส้นโค้งโหลดฐานวันจันทร์ของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี.....	82
5.6 เส้นโค้งโหลดฐานวันอังคารของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี.....	83
5.7 เส้นโค้งโหลดฐานวันพุธของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี.....	83
5.8 เส้นโค้งโหลดฐานวันพฤหัสบดีของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี.....	84
5.9 เส้นโค้งโหลดฐานวันศุกร์ของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี.....	84
5.10 เส้นโค้งโหลดฐานวันเสาร์ของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี.....	85
5.11 เส้นโค้งโหลดฐานวันอาทิตย์ของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี.....	85
5.12 กำลังสูญเสียเหมาะที่สุดกรณีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม.....	93
5.13 กำลังสูญเสียเหมาะที่สุดเมื่อประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย และค่าต่ำสุด ของพารามิเตอร์แถวคอย.....	93
5.14 กำลังสูญเสียเหมาะที่สุดเมื่อประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย และค่าเฉลี่ย ของพารามิเตอร์แถวคอย.....	94
5.15 กำลังสูญเสียเหมาะที่สุดเมื่อประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย และค่าสูงสุด ของพารามิเตอร์แถวคอย.....	94

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

วันที่ 8 ตุลาคม พุทธศักราช 2561 พลเอกประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรี รับสนองพระราชโองการโปรดเกล้าฯ ให้ประกาศยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561-2580) ซึ่งเป็นยุทธศาสตร์ชาติฉบับแรกของประเทศไทยตามรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย ทุกภาคส่วนของประเทศจะต้องนำไปสู่การปฏิบัติเพื่อให้ประเทศไทยบรรลุวิสัยทัศน์ “ประเทศไทยมีความมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน เป็นประเทศพัฒนาแล้ว ด้วยการพัฒนาตามหลักปรัชญาของเศรษฐกิจพอเพียง” ส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกในสัดส่วนที่มากขึ้น ตลอดจนผลักดันการเปลี่ยนผ่านของอุตสาหกรรมยานยนต์ทั้งระบบไปสู่อุตสาหกรรมยานยนต์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (คณะกรรมการยุทธศาสตร์ชาติ, 2561) สอดคล้องกับการประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เมื่อวันที่ 10 มีนาคม มีนโยบายพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะทั่วทั้งระบบภายใน 15 ปี เพื่ออำนวยความสะดวกในการดำเนินชีวิตประจำวันของผู้ใช้ไฟฟ้า มีการบูรณาการเทคโนโลยีด้านระบบไฟฟ้า ระบบสารสนเทศ และระบบสื่อสาร เพื่อพัฒนาให้ระบบไฟฟ้าเป็นระบบอัตโนมัติที่อัจฉริยะมากยิ่งขึ้น ก่อให้เกิดประโยชน์ต่อระบบพลังงานของประเทศ คุณภาพชีวิตของประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า รวมทั้งชุมชน สังคม และสิ่งแวดล้อม ผลจากการพัฒนาระบบไฟฟ้าดังกล่าวจะก่อให้เกิดความอัจฉริยะ 3 ด้านดังนี้ (Overbye, 2000)

1) ระบบจำหน่ายพลังงานของ กฟภ. มีความมั่นคง ปลอดภัย คุณภาพกำลังไฟฟ้า ความเชื่อถือได้ และประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น สามารถให้บริการจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างพอเพียงและต่อเนื่องตลอดช่วงระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการ

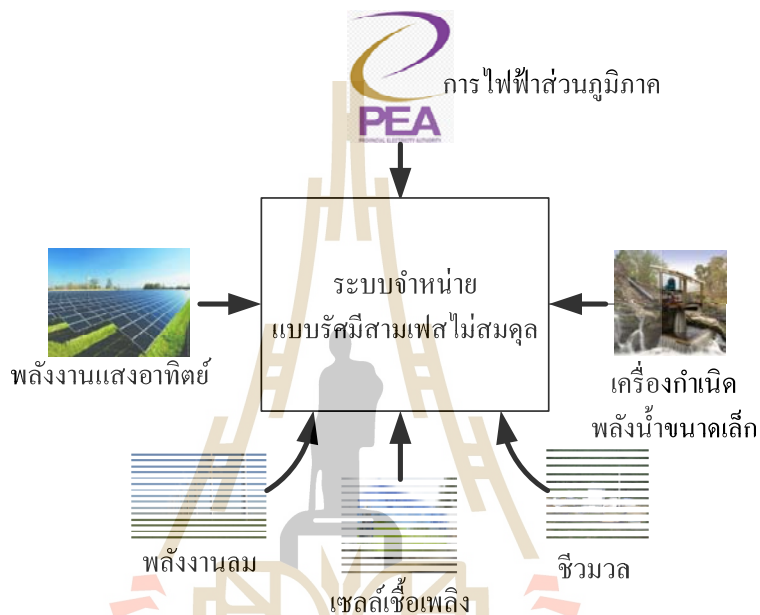
2) ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้ามีโอกาสและทางเลือกในการบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าได้อย่างอัจฉริยะ และสามารถผลิตไฟฟ้าใช้ได้ด้วยตนเองจากแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

3) ระบบจำหน่ายของ กฟภ. ช่วยให้สังคมเกิดความสงบสุขและความเข้มแข็ง มีความเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม สร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานให้แก่ประเทศ และช่วยลดปริมาณการใช้น้ำมันและก๊าซเชื้อเพลิงในการขนส่งและการเดินทาง

หน่วยผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation, DG) ถูกติดตั้งในระบบจำหน่ายเพื่อส่งเสริมการดำเนินการของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อช่วยแก้ปัญหาด้านความเชื่อถือได้และคุณภาพกำลังไฟฟ้าของระบบ บทนิยามทั่วไปของ DG คือหน่วยกำเนิดพลังงานที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย หรืออยู่ใกล้ชิดกับโหลดที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้โดยตรง (El-Khattam, Bhattacharya, Hegazy, & Salama, 2004) แผนผังการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดของ กฟภ. และ DG แสดงในรูปที่ 1.1 เมื่ออ้างอิงลักษณะเฉพาะของ

แหล่งพลังงานสามารถจำแนกชนิดของ DG ได้ 2 ชนิดดังนี้ (Puttgen, MacGregor, & Lambert, 2003)

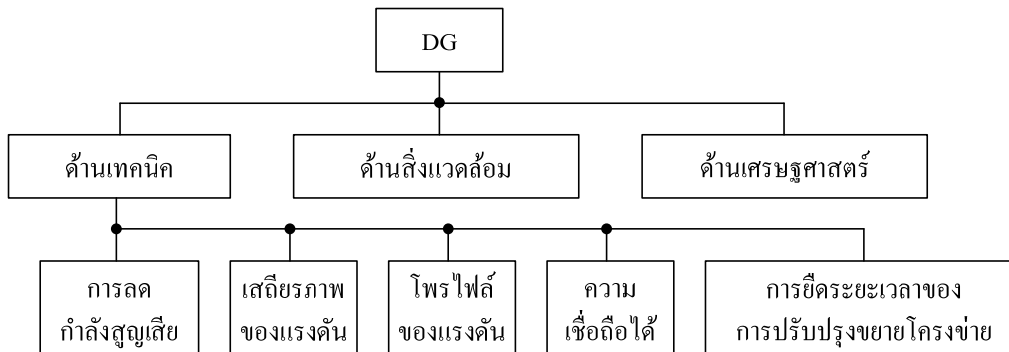
- 1) แหล่งพลังงานที่ไม่สามารถหาทดแทนได้ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊ส เซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น
- 2) แหล่งพลังงานทดแทน เช่น ชีวมวล ลม และเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น



รูปที่ 1.1 แผนผังการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ กฟภ. และ DG

ประโยชน์ที่ระบบจำหน่ายจะได้รับจาก DG คือระบบกำเนิดพลังงานที่ไม่ทำลายสิ่งแวดล้อม ผลกำไรด้านเศรษฐศาสตร์ การลดกำลังสูญเสีย การปรับปรุงโพรไฟล์แรงดัน เสถียรภาพของแรงดัน การเพิ่มความเชื่อถือได้ และการยืดเวลาของการปรับปรุงขยายขนาดของระบบจำหน่าย ดังรายละเอียดที่แสดงในรูปที่ 1.2 เนื่องจาก DG มีทั้งชนิดที่เป็นเครื่องชนิดเผาไหม้และแหล่งพลังงานทดแทน ดังนั้นการเลือกใช้ DG ที่เป็นแหล่งพลังงานทดแทนจะมีประโยชน์ต่อ กฟภ. และผู้ใช้ไฟฟ้างานนี้ (Singh, 2014)

- 1) การใช้แหล่งพลังงานทดแทนลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกและปัญหาปรากฏการณ์โลกร้อน
- 2) เนื่องจากตำแหน่งของ DG อยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นการติดตั้ง DG แทนการติดตั้งระบบส่งจ่ายหรือระบบจำหน่าย จึงเป็นการลดกำลังสูญเสียในสายและต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับกำลังสูญเสีย
- 3) กำลังเอาต์พุตของ DG ที่ฉีดเข้าระบบจำหน่ายมีทั้งกำลังจริงและรีแอกทีฟ ดังนั้นจึงสามารถปรับปรุงโพรไฟล์ของแรงดันและตัวประกอบโพลดของระบบได้ อีกทั้งยังเป็นการลดจำนวนหรือต้นทุนสำหรับการติดตั้งตัวคุมค่าแรงดันและตัวเก็บประจุ



รูปที่ 1.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้ง DG

4) การติดตั้ง DG สามารถเพิ่มความจุกำลังให้แก่ระบบจำหน่ายเพื่อรองรับความต้องการกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ลดค่าใช้จ่ายและยืดระยะเวลาสำหรับการปรับปรุงเพื่อยกระดับความจุกำลังของระบบจำหน่าย

5) การออกแบบและติดตั้ง DG มีความยืดหยุ่นจึงสามารถเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดได้อย่างหลากหลาย ซึ่งตรงกันข้ามกับกรณีของการติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อย

6) เนื่องจากความจุกำลังของ DG มีค่าอยู่ในช่วง 10 kW – 15 MW ดังนั้นจึงมีขนาดให้เลือกสำหรับการติดตั้งได้ทั้งระบบจำหน่ายแรงดันต่ำจนถึงแรงดันปานกลาง

7) ระยะเวลาสำหรับการติดตั้ง DG น้อยกว่าการติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อย อุปกรณ์ส่วนประกอบของ DG มีจำนวนไม่มากและระบบไม่ซับซ้อน ดังนั้นจึงมีความยืดหยุ่นและสะดวกสำหรับการเปลี่ยนส่วนประกอบของระบบ เนื่องจาก DG เป็นระบบดำเนินการแยกจากศูนย์ของระบบจำหน่าย ดังนั้นการติดตั้ง DG จึงเป็นการเพิ่มความเชื่อถือได้ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า เพราะสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าทดแทนในกรณีที่ระบบจำหน่ายไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้

แม้ว่า DG จะก่อให้เกิดประโยชน์มากมายในประเด็นเกี่ยวข้องกับเศรษฐกิจ ผู้ใช้ไฟฟ้า กฟภ. พารามิเตอร์เชิงเทคนิคของระบบจำหน่าย และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม แต่การเพิ่มขึ้นของ DG ในอัตราที่สูงมากอาจก่อให้เกิดผลกระทบในทางเสียหายต่อระบบจำหน่ายของ กฟภ. ในประเด็นดังต่อไปนี้ (Borges & Falcao, 2006)

1) เมื่อระบบจำหน่ายเกิดความผิดปกติ การจ่ายกำลังไฟฟ้าจากสองแหล่งกำเนิดคือ กฟภ. และ DG จะส่งผลให้กระแสผิดปกติของระบบมีค่าสูงขึ้น หากกระแสผิดปกติมีค่ามากกว่าความจุของเซอร์กิตเบรกเกอร์ เบรกเกอร์จะไม่สามารถตัดวงจรที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบได้ การจ่ายกำลังไฟฟ้ายังคงดำเนินการต่อไปแม้ว่าระบบเกิดความผิดปกติ ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ภายในระบบจำหน่ายหรือชีวิตและทรัพย์สินของผู้ใช้ไฟฟ้าได้

2) จากหลักการทับซ้อนของแหล่งกำเนิดแรงดัน การเกิดความผิดพลาดในบางตำแหน่งอาจมีกระแสผิดพลาดต่ำกว่ากรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG โดยเฉพาะตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อย เหตุการณ์ดังกล่าวนี้จะส่งผลให้รีเลย์ไม่สามารถตรวจพบความผิดพลาดหรือความไวของการตรวจพบจะช้ากว่าค่าที่กำหนดไว้ในการออกแบบ

3) การฉีดกำลังของ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายอาจส่งผลให้ระดับแรงดันของระบบมีค่ามากกว่าค่ามาตรฐานที่ กฟภ. กำหนด

4) กรณีที่ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบภายในช่วงระยะสั้นอาจก่อให้เกิดปัญหาแรงดันกระเพื่อม ซึ่งเป็นไปได้ 2 กรณีคือแรงดันต่ำเกินและแรงดันเกิน ปัญหาดังกล่าวนี้เกิดขึ้นอย่างชัดเจนในระบบที่มีเครื่องกำเนิดพลังงานลมและโฟโตวอลเทอิก

งานวิจัยที่น่าเสนอเกี่ยวกับการกำหนดขนาดและตำแหน่งติดตั้ง DG ส่วนใหญ่พิจารณากรณีโหลดคงที่ โหลดแปรผันตามเวลา แบบจำลองของโหลดมีความแตกต่างกัน และ DG ที่เป็นแหล่งพลังงานทดแทน (Hung, 2014) ประเด็นที่ยังไม่มีการศึกษาคือผลกระทบอันเนื่องมาจากระดับส่วนแบ่ง (penetration level, *PL*) ของโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า (plug-in electric vehicles, PEVs) ที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในปัจจุบัน (Statista, 2015) แม้ว่า PEVs เป็นยานยนต์แห่งอนาคตที่ไม่ก่อให้เกิดปัญหาด้านมลพิษทางอากาศ และ DG ส่งเสริมให้ผู้ใช้ยานยนต์มีทางเลือกของแหล่งพลังงานสำหรับการอัดประจุมากขึ้น แต่ผลกระทบในทางเสียหายของ PEVs ที่อาจเกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. เป็นประเด็นปัญหาที่ไม่อาจละทิ้งได้ ระบบจำหน่ายที่มี PEVs เชื่อมต่อเพื่ออัดประจุอาจได้รับผลกระทบดังต่อไปนี้

- 1) กำลังสูญเสียโดยรวมของระบบมีค่าเพิ่มขึ้น (Ureh, 2011)
- 2) เกิดสถานะ โหลดเกินในหม้อแปลงจำหน่าย (Alharbi, 2013)
- 3) การอัดประจุ PEVs ด้วยระยะเวลาที่นานเพียงพอจนถึงช่วงเวลาวิกฤต ส่งผลให้ความเพี้ยนเชิงฮาร์มอนิกรวมของระบบ (total harmonic distortion, THD) มีค่าเกินมาตรฐาน IEEE 519.1992 standard (Bass & Zimmerman, 2013)
- 4) เกิดค่ายอดใหม่ของเส้นโค้งโหลดที่ใกล้เคียงหรือสูงกว่าความจุที่ระบบจำหน่ายสามารถจ่ายพลังงานได้ (Park, Song, & Park, 2013)

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีวัตถุประสงค์มุ่งเน้นการพัฒนาระบบจำหน่ายให้มีความทันสมัย เพิ่มประสิทธิภาพการส่งจ่ายพลังงาน ความเชื่อถือได้ และเสถียรภาพของระบบ ดังนั้นการให้ความสำคัญเกี่ยวกับโอกาสและปัญหาที่เกี่ยวข้องกับ DG จึงเป็นประเด็นที่สำคัญมาก (Simoes et al., 2012) จากปัญหาและความสำคัญดังกล่าวข้างต้น งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้จึงต้องการศึกษาและพัฒนาวิธีการกำหนดขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดสำหรับหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอยสำหรับวิเคราะห์หาระดับส่วนแบ่งของโหลด PEVs ที่มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น พร้อมทั้งการประยุกต์ใช้ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการผลต่าง (differential evolution algorithm) เพื่อกำหนดขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด

ของ DG ในระบบจำหน่ายของ กฟภ. เขตเทศบาลนครอุดรธานี และแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่เกี่ยวข้องกับกำลังสูญเสีย ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้คือ องค์ความรู้ที่สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการวางแผนเพื่อติดตั้ง DG ในระบบจำหน่ายของ กฟภ. และเป็น องค์ประกอบที่ส่งเสริมการดำเนินการของระบบจำหน่ายให้มีกำลังสูญเสีย ต้นทุน และความน่าเชื่อถือได้ อยู่ในระดับเหมาะสมที่สุด พร้อมทั้งสามารถรองรับโหลดอัดประจุ PEVs ที่จะมีบทบาทสำคัญต่อโครงข่าย ไฟฟ้าอัจฉริยะในอนาคต

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1) เพื่อพัฒนาเครื่องมือวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่โดยใช้รหัสต้นฉบับของโปรแกรม MATLAB
- 2) เพื่อประยุกต์ใช้แบบจำลองความน่าจะเป็นของโหลดอัดประจุ PEVs ด้วยทฤษฎีแถวคอย และศึกษาผลกระทบอันเนื่องมาจากการอัดประจุ PEVs ในระบบจำหน่ายของ กฟภ. เทศบาลนครอุดรธานี จ.อุดรธานี
- 3) เพื่อพัฒนาและประยุกต์ใช้เครื่องมือการหาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของ DG ที่สามารถแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับกำลังสูญเสีย โดยพิจารณาความน่าจะเป็นของระดับส่วนแบ่งโหลดอัดประจุ PEVs ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย และพัฒนาเครื่องมือโดยใช้รหัสต้นฉบับของโปรแกรม MATLAB

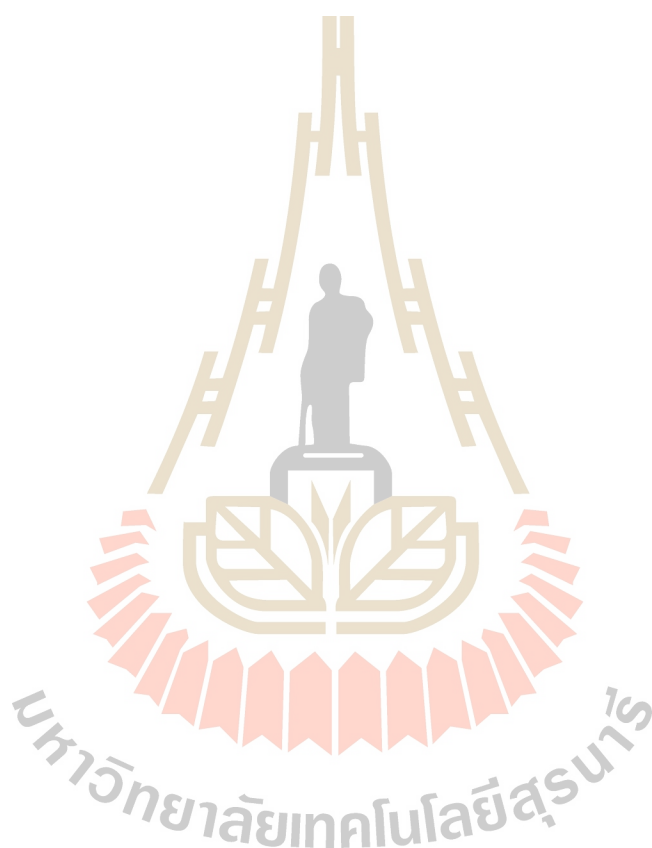
1.3 ขอบเขตของงานวิจัย

- 1) ข้อมูลที่นำมาใช้สำหรับงานวิจัย พิจารณาเฉพาะระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่สมดุลของ IEEE และระบบจำหน่ายของ กฟภ. ในเขตเทศบาลนครอุดรธานี จ.อุดรธานี
- 2) วิเคราะห์หาขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งติดตั้ง DG ในภาวะอยู่ตัว โดยกำหนดให้ความต้องการกำลังไฟฟ้าของโหลดและกำลังเอาต์พุตของ DG มีค่าคงที่ในช่วงเวลาที่กำหนด
- 3) พิจารณาโหลดยานยนต์ไฟฟ้าชนิด PEVs เท่านั้น โดยประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอยเพื่อปรับปรุงให้การคำนวณหาระดับส่วนแบ่งของโหลด PEVs ในงานวิจัยนี้ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น
- 4) แก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับขนาดและตำแหน่งของ DG ด้วยวิธีเชิงวิวัฒนาการผลต่าง

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) องค์ความรู้เกี่ยวกับการวิเคราะห์หาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายของ กฟภ. สำหรับ DG และส่วนแบ่งโหลด PEVs ด้วยทฤษฎีแถวคอย

2) เกิดการพัฒนาองค์ความรู้เกี่ยวกับการหาค่าเหมาะที่สุดของกำลังสูญเสีย และการเปลี่ยนแปลงแรงดันของระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้ง DG และมีโหลดอัดประจุ PEVs เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. ในระดับส่วนแบ่งที่สอดคล้องกับแบบจำลองความน่าจะเป็น และมีค่าสูงสุดไม่เกินความจุของระบบจำหน่าย



บทที่ 2

ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

เนื้อหาในบทนี้กล่าวถึงงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการหาตำแหน่งและกำลังการผลิตที่เหมาะสมของ DG ทฤษฎีแถวคอยและการประยุกต์ใช้จำนวนโหนดอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า และการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดที่เกี่ยวข้องกับ PEVs สิ่งที่เราคาดว่าจะได้รับจากการปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับประเด็นปัญหาดังกล่าวข้างต้นคือ องค์ความรู้และขั้นตอนวิธีในการพัฒนาเครื่องมือจำลอง และการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันและกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่สมดุล ซึ่งเป็นกระทบอันเนื่องมาจากตำแหน่งของบัสและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่กฟภ. ซ้อมาจาก DG และระดับส่วนแบ่งของโหนด PEVs ซึ่งเป็นโหนดที่มีค่าไม่แน่นอน และมีแนวโน้มจะเป็นโหนดสำคัญของระบบจำหน่ายในอนาคต

2.2 การกำหนดขนาดและตำแหน่งเหมาะที่สุดของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2.2.1 การแก้ปัญหาค่ากำลังสูญเสีย

การแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดของกำลังสูญเสียในงานวิจัยส่วนมากกำหนดให้ DG ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าและติดตั้งตำแหน่งที่เกิดโหนดคายอด (Georgilakis & Hatziargyriou, 2013) ตัวอย่างวิธีการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดที่เคยถูกนำมาประยุกต์ใช้ เช่น ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการผลต่าง (Bulac, 2010; Abbagana, 2012; Arya, 2012; Hussain, 2012; Nagireddy, 2014) วิธีเชิงตัวเลข (Ochoa & Harrison, 2011) ขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม (genetic algorithm, GA) (D. Singh & Verma, 2009) การหาค่าเหมาะที่สุดแบบกลุ่มอนุภาค (Kansal, Kumar, & Tyagi, 2013) เป็นต้น วิธีเหล่านี้อาจไม่เหมาะสมกับกรณีที่ต้องการกำลังไฟฟ้าแปรผันตามเวลา และระบบจำหน่ายมีหน่วยผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน งานวิจัยที่เคยประยุกต์ใช้แบบจำลองอนุกรมเวลา กำหนดให้ความต้องการกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตแปรผันตามเวลา GA และวิธีการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุด ถูกประยุกต์ใช้ในการคำนวณหาขนาดเหมาะที่สุดของ DG (Ochoa & Harrison, 2011) แต่ไม่มีประเด็นเกี่ยวกับการวิเคราะห์หาตำแหน่งเหมาะที่สุด สำหรับงานวิจัยที่ประยุกต์ใช้แบบจำลองความน่าจะเป็นในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของ DG ที่ประกอบไปด้วยพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานชีวมวล ใช้แบบจำลองความต้องการกำลังไฟฟ้าแปรผันตามเวลา (Hung, Mithulananthan, & Bansal, 2010) โพร-ไฟล์ของโหนดใช้ข้อมูลจากระบบของ IEEE-RTS (Pinheiro, Dormellas, Schilling, Melo, & Mello, 1998) ความน่าจะเป็นของความเร็ว

ลมและความรับอาบรังสีแสงอาทิตย์ (solar irradiance) อธิบายด้วยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นไวบูลล์และบีตา (Weibull and Beta probability density function) (Boyle, 2004) ในขณะที่พิกัดกำลังเอาต์พุตของหน่วยผลิตพลังงานชีวมวลถูกกำหนดให้มีค่าคงที่ เมื่อพิจารณาจากงานวิจัยดังกล่าวพบว่า กำหนดให้ตัวประกอบกำลังของ DG คงที่ ดังนั้นการประยุกต์ใช้แบบจำลองอนุกรมเวลาและความน่าจะเป็นในการแก้ปัญหาค่าต่ำที่สุดของกำลังสูญเสียให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด ควรเพิ่มประเด็นการคำนวณหาค่าเหมาะที่สุดของการจ่ายกำลังจริง กำลังรีแอกทีฟ และตัวประกอบกำลังของ DG เข้าไปในการวิเคราะห์ด้วย

2.2.2 การแก้ปัญหาเสถียรภาพของแรงดัน

ปัญหาเกี่ยวกับเสถียรภาพของแรงดันมีการศึกษามาแล้วไม่น้อยกว่า 30 ปี (Ajarapu & Lee, 1998) การขาดเสถียรภาพของแรงดันเกิดขึ้นเมื่อโหลดของระบบมีค่าสูงมาก และกำลังรีแอกทีฟที่จ่ายให้ระบบไม่เพียงพอสำหรับการคงค่าแรงดัน ซึ่งอาจส่งผลให้เกิดแรงดันพังทลายในที่สุด (Chakravorty & Das, 2001) งานวิจัยที่นำเสนอการวิเคราะห์หาขนาดและตำแหน่งของ DG มีข้อกำหนดที่คล้ายคลึงกับกรณีปัญหาค่าต่ำที่สุดของกำลังสูญเสีย DG สามารถควบคุมการจ่ายไฟฟ้าได้และติดตั้งอยู่ในตำแหน่งที่ระบบมีโหลดต่ำสุด การวิเคราะห์เพื่อแก้ปัญหาเสถียรภาพของแรงดันจะเกี่ยวข้องกับกรณีการไหลของกำลังไฟฟ้า และเทคนิคการหาค่าเหมาะที่สุด เช่น ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการผลต่าง (Arya, 2012) วิธีเชิงตัวเลข (Esmaili, 2013) ขั้นตอนวิธีการอบเหนียว (Injeti & Kumar, 2013) และการหาค่าเหมาะที่สุดแบบกลุ่มอนุภาค (Aman, Jasmon, Bakar, & Mokhlis, 2013) เป็นต้น ซึ่งเครื่องมือเหล่านี้ไม่สามารถแก้ปัญหากรณีที่ DG เป็นระบบพลังงานทดแทนได้ งานวิจัยที่ระบุว่าวิธีการวางแผนตามแบบจำลองความน่าจะเป็นและเทคนิคความไว (sensitivity technique) ถูกนำมาประยุกต์ใช้ และประสบความสำเร็จในปัญหาการจัดสรร DG (Al Abri, El-Saadany, & Atwa, 2013) แต่ผลการศึกษาของ (Kollu, Rayapudi, & Sadhu, 2014) สรุปว่าเทคนิคความไวไม่เหมาะสมกับปัญหาการหาค้นหาข้อเหมาะสมที่สุดสำหรับการติดตั้ง DG เพื่อแก้ปัญหาค่ากำลังสูญเสียและเสถียรภาพของแรงดัน และอาจเป็นการจำกัดจำนวนของ DG ที่สามารถติดตั้งได้ เนื่องจากบัสที่ถูกค้นพบมากที่สุดคือบัสสุดท้ายของสายป้อน (Ettehad, Ghasemi, & Vaez-Zadeh, 2013) อีกทั้งงานวิจัยของ (Al Abri et al., 2013) ยังไม่ครอบคลุมปัญหาตัวประกอบกำลังเหมาะที่สุดของ DG ที่อาจส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของแรงดัน

2.2.3 การแก้ปัญหาโพรไฟล์ของแรงดัน

โพรไฟล์ของแรงดันมีความเกี่ยวข้องกับคุณภาพกำลังไฟฟ้าของระบบจำหน่าย แม้ว่าในอดีตอาจมีความสำคัญน้อยกว่าประเด็นปัญหาค่ากำลังสูญเสีย แต่เมื่อจำนวน DG ของระบบพลังงานทดแทนเพิ่มมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง โพรไฟล์ของแรงดันจึงเป็นประเด็นสำคัญที่ต้องพิจารณาในการระบุขนาดและตำแหน่งสำหรับการติดตั้ง DG การประยุกต์ใช้ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการผลต่างเพื่อแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดของโพรไฟล์แรงดันปรากฏในงานวิจัยของ Bulac (2010); Abbagana (2012); Hussain (2012); Nagireddy (2014) ในขณะที่งานวิจัยของ Tan, Hassan, Rahman, Abdullah, & Hussin (2013) หาผลเฉลยของปัญหา

โดยใช้วิธีการหาค่าเหมาะที่สุดแบบกลุ่มอนุภาคร่วมกับขั้นตอนวิธีหาค่าเหมาะที่สุดแบบโน้มถ่วง (gravitational search algorithm) สิ่ง que เพิ่มขึ้นมาสำหรับงานวิจัยนี้คือการคำนวณหาปริมาณการปล่อยแก๊ส และจำนวนของ DG แบบจำลองโพลดที่ใช้ในการวิเคราะห์กำหนดให้มีค่าคงที่ สำหรับแบบจำลองโพลดที่เป็นฟังก์ชันของแรงดันในงานวิจัยของ El-Zonkoly (2011) มีการนำเสนอผลกระทบของ DG เพื่อเปรียบเทียบกับกรณีโพลดคงที่ งานวิจัยที่มีการประยุกต์ใช้ GA เพื่อแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดของโพรไฟล์แรงดันกรณีโพลดมีแบบจำลองแตกต่างกัน พบว่าผลลัพธ์ของขนาดและตำแหน่งของ DG แตกต่างกันสำหรับแต่ละแบบจำลอง (El-Zonkoly, 2011) นอกเหนือจากการวิเคราะห์หาค่าเหมาะที่สุดของขนาดและตำแหน่งติดตั้ง DG งานวิจัยของ Ebrahimi, Ehsan, & Nouri (2013) ยังนำเสนอผลกำไรที่ได้จากการขายพลังงานของ DG แต่ไม่ได้พิจารณาแบบจำลองของระบบพลังงานทดแทนที่จ่ายพลังงานให้กับโพลดที่แปรผันตามเวลาและความน่าจะเป็นของกำลังที่กำเนิดได้

2.2.4 การยืดระยะเวลาของการปรับปรุงขยายโครงข่าย

ผลลัพธ์ที่เป็นสิ่งจูงใจในการวางแผนเพื่อติดตั้ง DG คือการยืดระยะเวลาของการปรับปรุงขยายโครงข่ายเพื่อรองรับโพลดที่เพิ่มขึ้น (Favuzza, Graditi, Ippolito, & Sanseverino, 2007) การแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดของขนาดและตำแหน่งติดตั้ง DG สำหรับกรณีนี้มีความเกี่ยวข้องกับเทคนิคที่ใช้คำนวณ ผลกำไร ต้นทุน เศรษฐกิจ และเงื่อนไขบังคับของระบบ มีงานวิจัยในอดีตนำเสนอผลการวิจัยหาค่าเหมาะที่สุด DG เพื่อให้ได้ผลกำไรสูงสุดและเกิดกำลังสูญเสียต่ำที่สุด โดยประยุกต์ใช้ GA ร่วมกับการแก้ปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้าเหมาะที่สุด (Harrison, Piccolo, Siano, & Wallace, 2008) สำหรับงานวิจัยที่นำเสนอโดย Celli, Ghiani, Mocci, & Pilo (2005) เป็นการแก้ปัญหาหลายวัตถุประสงค์โดยใช้ GA เพื่อคำนวณหาขนาดและตำแหน่งติดตั้ง DG ที่ให้ผลกำไรของการยืดระยะเวลาการปรับปรุงขยายโครงข่ายมากที่สุด โดยเปรียบเทียบกับกำไรที่ได้กับต้นทุนที่เกิดจากกำลังสูญเสียและพลังงานที่ต้องซื้อ ในขณะที่งานวิจัยของ Shaaban, Atwa, & El-Saadany (2013) นำเสนอเพิ่มเติมในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับต้นทุนที่เกิดจากไฟฟ้าขัดข้อง และแบบจำลองความน่าจะเป็นของการผลิตพลังงานทดแทน ประเด็นที่งานวิจัยข้างต้นไม่พิจารณาสำหรับการคำนวณหาขนาดและตำแหน่งติดตั้ง DG คือความเชื่อมั่นเชื่อถือได้ของระบบ ซึ่งมีความสำคัญมากต่อผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบจำหน่าย

เมื่อพิจารณารายละเอียดของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องข้างต้นสามารถสรุปได้ว่า มีงานวิจัยที่นำเสนอวิธีการกำหนดขนาดและตำแหน่งติดตั้ง DG เพื่อให้ผลลัพธ์พารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายมีค่าเหมาะที่สุด แต่ยังคงขาดประเด็นที่โพลดของระบบจำหน่ายเป็นกำลังอัดประจุ PEVs เนื่องจากความหลากหลายของรูปแบบการใช้ยานยนต์ ส่งผลให้ระยะเวลาและอัตราการอัดประจุ PEVs ไม่มีความแน่นอน ดังนั้นกำลังอัดประจุของ PEVs จึงเป็นโพลดแบบสุ่มและไม่สามารถพยากรณ์ได้ เพื่อให้ขนาดและตำแหน่งติดตั้ง DG เป็นค่าเหมาะที่สุด การวิเคราะห์จึงต้องพิจารณาผลของโพลดอัดประจุ PEVs ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย ซึ่งถือว่าเป็นประเด็นปัญหาใหม่ที่สำคัญสำหรับงานวิจัยวิทยานิพนธ์

2.3 ทฤษฎีแถวคอยและการคำนวณโหลดอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า

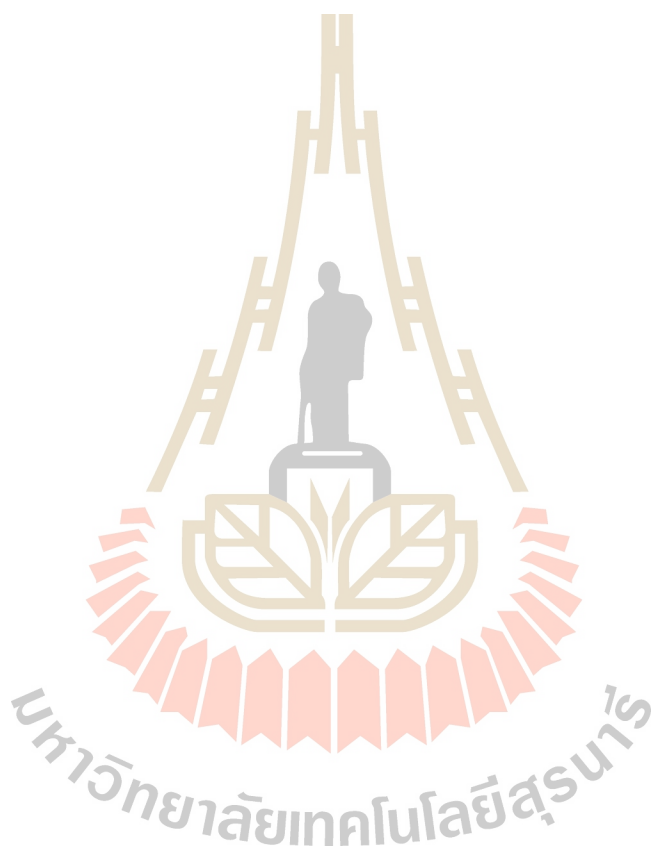
โหลดอัดประจุ PEVs มีคุณลักษณะเฉพาะที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้แน่นอน ระดับส่วนแบ่งของความต้องการกำลังอัดประจุที่จะเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายขึ้นอยู่กับหลายองค์ประกอบ เช่น จำนวน PEVs ที่จะอัดประจุพร้อมกัน ระยะเวลาของการอัดประจุ ความจุของแบตเตอรี่ และระยะเวลาการอัดประจุ เป็นต้น ดังนั้นงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์หาโหลด PEVs จึงประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอยดังรายละเอียดต่อไปนี้

การประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอยเพื่อพัฒนาขั้นตอนวิธีจ่ายไฟฟ้าให้ PEVs ที่มีค่าน้ำหนักมากที่สุด (max-weight PEV dispatch algorithm) ซึ่งนำเสนอโดย Li, Negi, & Ilic (2012) เป็นการคำนวณและควบคุมการอัดประจุโหลด PEVs เพื่อไม่ให้สายป้อนและหม้อแปลงของระบบจำหน่ายอยู่ในภาวะโหลดเกิน หลีกเลี่ยงการลงทุนเพื่อยกระดับระบบจำหน่ายให้สามารถรองรับโหลด PEVs และโหลดปกติได้ กรณีที่ระบบจำหน่ายมีแหล่งพลังงานทดแทนจากพลังงานลม Vlachogiannis (2009) ประยุกต์ใช้หลักการความน่าจะเป็นของ PEVs ที่มีการคายประจุและอัดประจุด้วยทฤษฎีแถวคอยแบบ $M/M/\infty$ เพื่อวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย สำหรับโหลด PEVs ชั่วคราวที่กระจายตัวอยู่ตามพื้นที่ต่าง ๆ ของระบบจำหน่าย ระดับความไม่แน่นอนของโหลดเพิ่มมากขึ้นกว่าโหลด PEVs ตามที่פקอาศัยหรือสถานที่สาธารณะขนาดใหญ่ Bae & Kwasinski (2012) จึงนำเสนอผลงานวิจัยที่ประยุกต์ใช้แบบจำลองจราจรพลวัต (dynamic traffic model) และทฤษฎีแถวคอยเพื่อคำนวณหาโหลดอัดประจุดังกล่าว งานวิจัยโดยทั่วไปกำหนดให้โหลดอัดประจุ PEVs เป็นกำลังจริง แต่บทความวิจัยที่นำเสนอโดย Garcia-Valle & Vlachogiannis (2009) กำหนดให้巴士ที่เชื่อมต่อกับโหลด PEVs เป็น巴士ชนิดกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟ และประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอยเพื่อคำนวณหาโหลดสำหรับการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า สำหรับบทความงานวิจัยที่นำเสนอโดย Li & Zhang (2012) พิจารณาองค์ประกอบที่แตกต่างกันของ PEVs และส่งผลกระทบต่อภาระการอัดประจุ เช่น ความจุของแบตเตอรี่ ระดับของการอัดประจุ เป็นต้น เพื่อใช้ในการสร้างแบบจำลองโหลดอัดประจุ PEVs ต่างชนิดกัน และนำไปใช้วิเคราะห์หาความต้องการกำลังไฟฟ้าด้วยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย

2.4 สรุป

ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดเกี่ยวกับการกำหนดตำแหน่งและกำลังการผลิตของ DG ในระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้ดูของงานวิจัยในอดีต ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัญหาเหล่านั้นประกอบไปด้วยกำลังสูญเสีย เสถียรภาพของแรงดัน โพรไฟล์ของแรงดัน และการยืดระยะเวลาปรับปรุงขยายโครงข่าย แต่ประเด็นที่ยังไม่มีการพิจารณาสำหรับปัญหาที่เหมาะสมที่สุดของ DG คือ การพิจารณาผลกระทบของโหลดอัดประจุ PEVs รวมไปถึงการวิเคราะห์หาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของตัวแปรควบคุมที่เกี่ยวข้องกับ PEVs ที่ส่งผลกระทบต่อค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัญหาที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่าย ดังนั้นงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้จึงมีจุดมุ่งหมายที่จะศึกษาและพัฒนาองค์ความรู้เกี่ยวกับการวิเคราะห์หาตำแหน่งและกำลัง

การผลิตของ DG และระดับส่วนแบ่งของโหลด PEVs ที่ยังคงภาวะของระบบจำหน่ายให้พารามิเตอร์ควบคุมมีค่าเหมาะสมที่สุด สอดคล้องกับมาตรฐานที่กำหนดโดย กฟภ. และไม่ก่อให้เกิดผลกระทบในทางเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบจำหน่ายที่นำมาใช้ศึกษาสำหรับงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้คือสายป้อนวงจร 4 สถานี โนนสูง ของ กฟภ. ซึ่งจ่ายไฟฟ้าในเขตเทศบาลนครอุดรธานี จ.อุดรธานี



บทที่ 3

การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่สมดุล

3.1 บทนำ

การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าเป็นกระบวนการสำคัญในการวิเคราะห์เพื่อกำหนดตำแหน่งบัสและขนาดกำลังของหน่วยผลิตกำลังไฟฟ้าแบบกระจายตัว ระบบจำหน่ายของ กฟภ. จ.อุดรธานี มีทอพอโลยีเป็นแบบรัศมีไม่ได้สมดุล แบบจำลององค์ประกอบของระบบจำหน่ายที่ต้องนำมาใช้วิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าประกอบไปด้วยสายป้อน หม้อแปลง โหลด และตัวเก็บประจุ ข้อมูลระบบจำหน่ายที่นำมาใช้ทดสอบความถูกต้องของโปรแกรมวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าสำหรับวิทยานิพนธ์นี้คือระบบจำหน่ายของ IEEE ขนาด 13 บัส และ 34 บัส ข้อมูลของระบบจำหน่ายทั้ง 2 กรณีนี้มีความสอดคล้องกับข้อมูลจริงของระบบจำหน่ายของ กฟภ. จ.อุดรธานี ทุกประการ

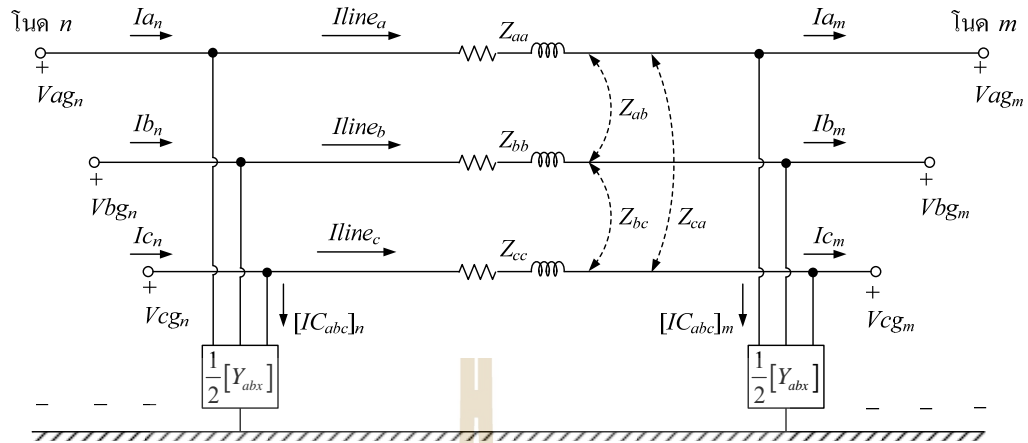
3.2 แบบจำลองสายป้อน

ทอพอโลยีสายป้อนของระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่สมดุลแสดงในรูปที่ 3.1 กรณีสายป้อนของระบบเฟสเดียวหรือสองเฟส อิมพีแดนซ์ของเฟสที่หายไปจะถูกกำหนดให้มีค่าเท่ากับศูนย์ เมื่อประยุกต์ใช้กฎกระแสของเคอร์ชอฟที่บัส m จะได้สมการของกระแสในสายดังนี้ (Kersting, 2012)

$$\begin{bmatrix} I_{line,a} \\ I_{line,b} \\ I_{line,c} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_m + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$[I_{line}_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] \cdot [V_{LG}_{abc}]_m \quad (3.2)$$

เมื่อ	$[I_{line,alm}]$	คือ	เวกเตอร์กระแสในสายบัส m
	$[I_{abc}]_n$	คือ	เวกเตอร์กระแสในสายบัส n
	$[Y_{abc}]$	คือ	เมทริกซ์แอดมิตแตนซ์
	$[V_{LG}_{abc}]_m$	คือ	เวกเตอร์แรงดันระหว่างสายและกราวด์ที่บัส m



รูปที่ 3.1 สายป้อนระบบจำหน่ายเบรคสามเฟสไม่สมดุลเชื่อมต่อบัส \$n\$ และบัส \$m\$

ความสัมพันธ์ตามกฎแรงดันของเคอร์ชอฟฟ์ของแรงดันระหว่างสายและกราวด์ของบัส \$n\$ และ \$m\$ คือ

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{line_a} \\ I_{line_b} \\ I_{line_c} \end{bmatrix}_m \quad (3.3)$$

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}] \cdot [I_{line_{abc}}]_m \quad (3.4)$$

เมื่อแทนค่าสมการที่ 3.2 ในสมการที่ 3.4 จะได้สมการคำนวณ \$[VLG_{abc}]_n\$ ในรูปแบบนิพจน์ใหม่ดังนี้

$$[VLG_{abc}]_n = [a][VLG_{abc}]_m + [b] \cdot [I_{abc}]_m \quad (3.5)$$

$$[a] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (3.6)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (3.7)$$

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

เมื่อประยุกต์ใช้กฎกระแสของเคอร์ชอฟฟ์ที่บัส n จะได้สมการคำนวณกระแสในสายดังนี้

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} Iline_a \\ Iline_b \\ Iline_c \end{bmatrix}_n + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vag \\ Vbg \\ Vbc \end{bmatrix}_n \quad (3.9)$$

$$[I_{abc}]_n = [Iline_{abc}]_n + \frac{1}{2} [Y_{abc}] \cdot [VLG_{abc}]_n \quad (3.10)$$

แทนค่าสมการที่ 3.2 และสมการที่ 3.5 ในสมการที่ 3.10 ได้ผลลัพธ์ดังนี้

$$[I_{abc}]_n = [c][VLG_{abc}]_m + [d][I_{abc}]_m \quad (3.11)$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4} [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (3.12)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \quad (3.13)$$

สมการเมทริกซ์สำหรับสมการที่ 3.5 และสมการที่ 3.11 คือ

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

สมการแรงดันและกระแสที่บัส m ซึ่งอนุพัทธ์มาจากสมการที่ 3.14 คือ

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix}^{-11} \cdot \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [d] & -[b] \\ -[c] & [a] \end{bmatrix}^{-11} \cdot \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

กรณีทีละที้งแอดมิตแดนซ์ขนาน เมทริกซ์กึ่งตัวในแบบจำลองของสายป้อนจะมีค่าดังนี้

$$[a] = [U] \quad (3.16)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (3.17)$$

$$[c] = [0] \quad (3.18)$$

$$[d] = [U] \quad (3.19)$$

$$[A] = [U] \quad (3.20)$$

$$[B] = [Z_{abc}] \quad (3.21)$$

จากข้อมูล กฟภ. อิมพีแดนซ์สายป้อนเป็นค่าลำดับบวกและลำดับศูนย์ แบบจำลองโดยประมาณของสายป้อนต้องวิเคราะห์หาจากทฤษฎีส่วนประกอบสมมาตร เมทริกซ์อิมพีแดนซ์ลำดับที่คำนวณจากอิมพีแดนซ์ลำดับบวกและลำดับศูนย์คือ

$$[Z_{eq}] = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_+ & 0 \\ 0 & 0 & Z_+ \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

สมการคำนวณค่าโดยประมาณสำหรับเมทริกซ์อิมพีแดนซ์ของเฟสคือ

$$[Z_{approx}] = [A_s][Z_{seq}][A_s]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2Z_+ + Z_0 & Z_0 - Z_+ & Z_0 - Z_+ \\ Z_0 - Z_+ & 2Z_+ + Z_0 & Z_0 - Z_+ \\ Z_0 - Z_+ & Z_0 - Z_+ & 2Z_+ + Z_0 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

ดังนั้นสมการแบบจำลองระหว่างแรงดันและกระแสของบัส n และบัส m คือ

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m + \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2Z_+ + Z_0 & Z_0 - Z_+ & Z_0 - Z_+ \\ Z_0 - Z_+ & 2Z_+ + Z_0 & Z_0 - Z_+ \\ Z_0 - Z_+ & Z_0 - Z_+ & 2Z_+ + Z_0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_m \quad (3.24)$$

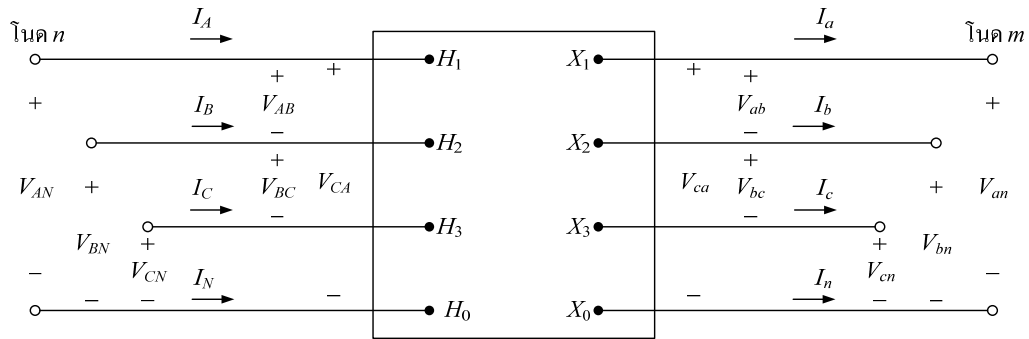
$$[VLG_{abc}]_n = [a][VLG_{abc}]_m + [b] \cdot [I_{abc}]_m \quad (3.25)$$

3.3 แบบจำลองหม้อแปลง

แบบจำลองหม้อแปลงขึ้นอยู่กับทอพอโลยีของการต่อหม้อแปลงรูปที่ 3.2 แสดงชุดหม้อแปลงสามเฟสที่ติดตั้งระหว่างโหนด ซึ่งอยู่ด้านแหล่งกำเนิดและโหนด m อยู่ด้านโหลด สมการคำนวณแรงดันโหนด m ซึ่งต่อกับด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงคือ

$$[VLN_{abc}] = [A_l] \cdot [VLN_{ABC}] - [B_l] \cdot [I_{abc}] \quad (3.26)$$

เมื่อ	$[VLN_{abc}]$	คือ	แรงดันระหว่างสายและนิวทรัลด้านทุติยภูมิ
	$[VLN_{ABC}]$	คือ	แรงดันระหว่างสายและนิวทรัลด้านปฐมภูมิ
	$[I_{abc}]$	คือ	กระแสในสายด้านทุติยภูมิ
	$[A_l], [B_l]$	คือ	เมทริกซ์คงตัว



รูปที่ 3.2 กระแสและแรงดันของชุดหม้อแปลงสามเฟส

สมการคำนวณแรงดัน โนต \$n\$ ซึ่งต่อกับด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงคือ

$$[VLN_{ABC}] = [a_t] \cdot [VLN_{abc}] + [b_t] \cdot [I_{abc}] \tag{3.27}$$

$$[I_{ABC}] = [c_t] \cdot [VLN_{abc}] + [d_t] \cdot [I_{abc}] \tag{3.28}$$

- เมื่อ $[I_{ABC}]$ คือ กระแสในสายด้านปฐมภูมิ
- $[a_t], [b_t]$ คือ เมทริกซ์คงตัวของหม้อแปลง
- $[c_t], [d_t]$ คือ เมทริกซ์คงตัวของหม้อแปลง

เมทริกซ์คงตัวสำหรับการต่อหม้อแปลงแต่ละทอพอโลยีมีค่าแตกต่างกัน ดังรายละเอียดการคำนวณต่อไปนี้

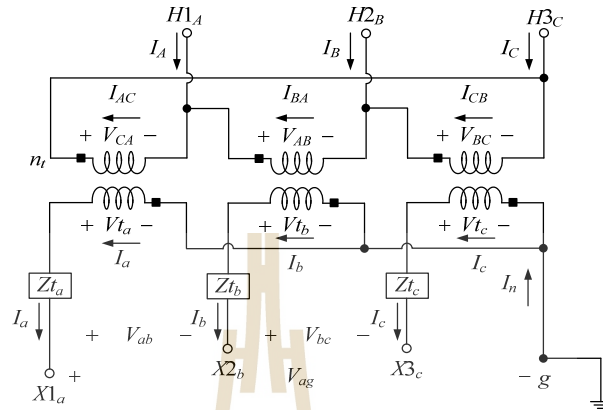
3.3.1 การต่อหม้อแปลงแบบเดลตา-วายต่อลงดินเพื่อลดแรงดัน

ทอพอโลยีหม้อแปลงต่อแบบเดลตา-วายต่อลงดินเพื่อลดแรงดันแสดงในรูปที่ 3.3 สมการคำนวณอัตราส่วนจำนวนรอบคือ

$$n_t = \frac{VLL_{rated,p}}{VLN_{rated,s}} \tag{3.29}$$

- เมื่อ $VLL_{rated,p}$ คือ แรงดันระหว่างสายด้านปฐมภูมิ

$VLN_{rated,s}$ คือ แรงดันระหว่างสายและนิวทรัลด้านทุติยภูมิ



รูปที่ 3.3 หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบเดลตา-วายต่อลงดินเพื่อลดแรงดัน

เมทริกซ์องค์ตัวสำหรับการต่อหม้อแปลงกรณีนี้แสดงในสมการที่ 3.32 – 3.34

$$[A_t] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \tag{3.30}$$

$$[B_t] = \begin{bmatrix} Z_{t_a} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{t_b} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{t_c} \end{bmatrix} \tag{3.31}$$

$$[a_t] = -\frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix} \tag{3.32}$$

$$[b_t] = -\frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2Z_{t_b} & Z_{t_c} \\ Z_{t_c} & 0 & 2Z_{t_c} \\ 2Z_{t_a} & Z_{t_b} & 0 \end{bmatrix} \tag{3.33}$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

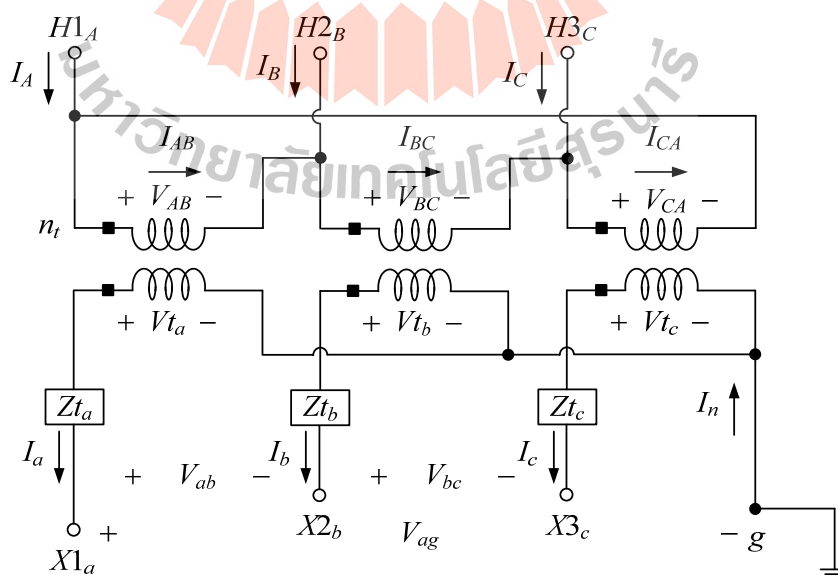
$$[d_t] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

เมื่อ Z_{ta}, Z_{tb}, Z_{tc} คือ อิมพีแดนซ์หม้อแปลงอ้างอิงด้านแรงดันต่ำเฟส a b และ c ตามลำดับ

3.3.2 การต่อหม้อแปลงแบบเดลตา-วายต่อลงดินเพื่อเพิ่มแรงดัน

ทอพอโลยีหม้อแปลงต่อแบบเดลตา-วายต่อลงดินเพื่อเพิ่มแรงดันแสดงในรูปที่ 3.4 สมการคำนวณอัตราส่วนจำนวนรอบคือ

$$n_t = \frac{VLL_{rated,p}}{VLN_{rated,s}} \quad (3.36)$$



รูปที่ 3.4 หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบเดลตา-วายต่อลงดินเพื่อเพิ่มแรงดัน

เมทริกซ์ดังกล่าวสำหรับการต่อหม้อแปลงกรณีนี้แสดงในสมการที่ 3.37-3.41

$$[A_t] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$[B_t] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$[a_t] = \frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

$$[b_t] = \frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} 2Zt_a & Zt_b & 0 \\ 0 & 2Zt_b & Zt_c \\ Zt_a & 0 & 2Zt_c \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

$$[d_t] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

3.3.3 การต่อหม้อแปลงแบบวายไม่ต่อลงดิน-เดลตาเพื่อลดแรงดัน

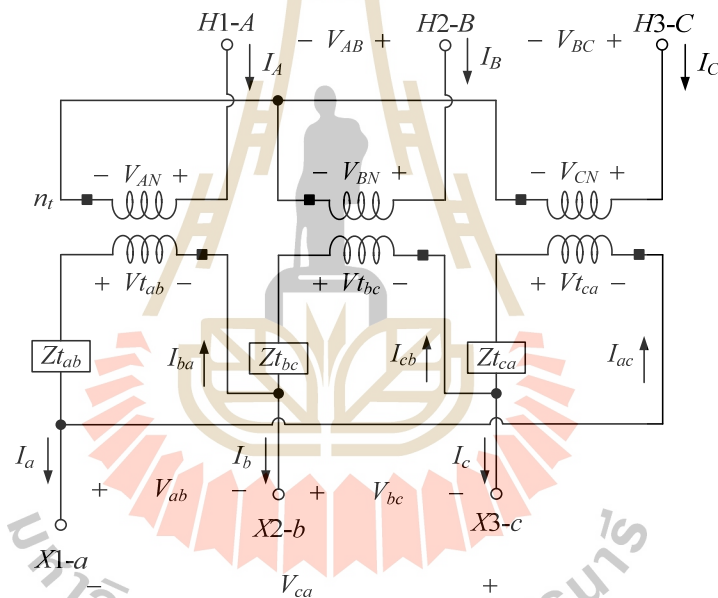
ทอพอโลยีของหม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายไม่ต่อลงดิน-เดลตาเพื่อลดแรงดันแสดง

ในรูปที่ 3.5 สมการคำนวณอัตราส่วนจำนวนรอบคือ

$$n_t = \frac{VLN_{rated,p}}{VLL_{rated,s}} \quad (3.43)$$

เมทริกซ์คงตัวสำหรับการต่อหม้อแปลงกรณีนี้แสดงในสมการที่ 3.44–3.49

$$[A_t] = \frac{1}{3n_t} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.44)$$



รูปที่ 3.5 หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายไม่ต่อลงดิน-เดลตาเพื่อลดแรงดัน

$$[B_t] = \frac{1}{9} \begin{bmatrix} 2Z_{t_{ab}} + Z_{t_{bc}} & 2Z_{t_{bc}} - 2Z_{t_{ab}} & 0 \\ 2Z_{t_{bc}} - 2Z_{t_{ca}} & 4Z_{t_{bc}} - Z_{t_{ca}} & 0 \\ Z_{t_{ab}} - 4Z_{t_{ca}} & -Z_{t_{ab}} - 2Z_{t_{ca}} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

$$[a_t] = n_t \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

$$[b_t] = \frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} Zt_{ab} & -Zt_{ab} & 0 \\ Zt_{bc} & 2Zt_{bc} & 0 \\ -2Zt_{ca} & -Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

$$[d_t] = \frac{1}{3n_t} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

3.3.4 การต่อหม้อแปลงแบบวายไม่ต่อลงดิน-เดลตาเพื่อเพิ่มแรงดัน

ทอพอโลยีของหม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายไม่ต่อลงดิน-เดลตาเพื่อเพิ่มแรงดันแสดงในรูปที่ 3.6 สมการคำนวณอัตราส่วนจำนวนรอบคือ

$$n_t = \frac{VLN_{rated,p}}{VLL_{rated,s}} \quad (3.50)$$

เมทริกซ์คงตัวสำหรับการต่อหม้อแปลงกรณีนี้แสดงในสมการที่ 3.51-3.54

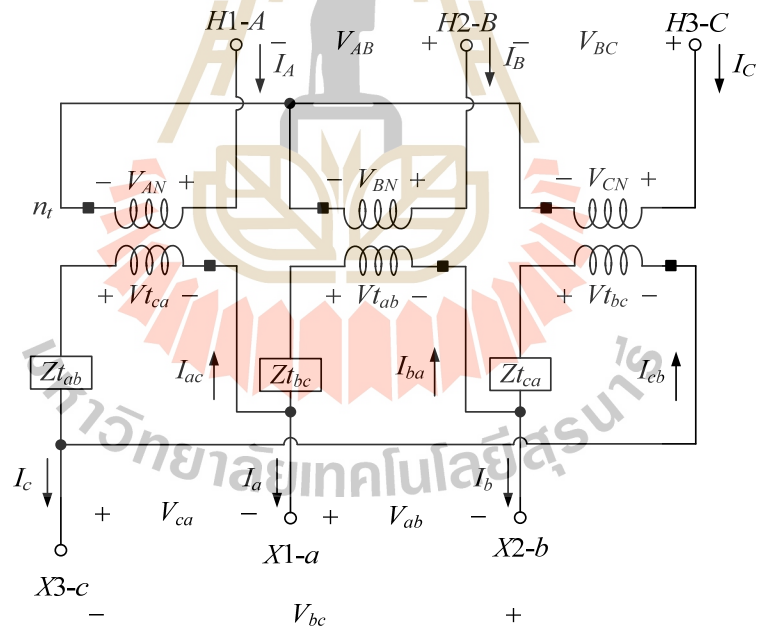
$$[a_t] = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

$$[b_t] = \frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} Zt_{ab} & -Zt_{ab} & 0 \\ Zt_{bc} & 2Zt_{bc} & 0 \\ -2Zt_{ca} & -Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

$$[d_t] = \frac{1}{3n_t} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & -2 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

$$[A_t] = \frac{1}{3n_t} \begin{bmatrix} 0 & -2 & -1 \\ -1 & 0 & -2 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

$$[B_t] = \frac{1}{9} \begin{bmatrix} 4Z_{t_{ab}} - Z_{t_{bc}} & 2Z_{t_{ab}} + Z_{t_{bc}} & 0 \\ -2Z_{t_{bc}} - Z_{t_{ca}} & 2Z_{t_{bc}} - 2Z_{t_{ca}} & 0 \\ 2Z_{t_{ab}} - 2Z_{t_{ca}} & Z_{t_{ab}} - 4Z_{t_{ca}} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.55)$$



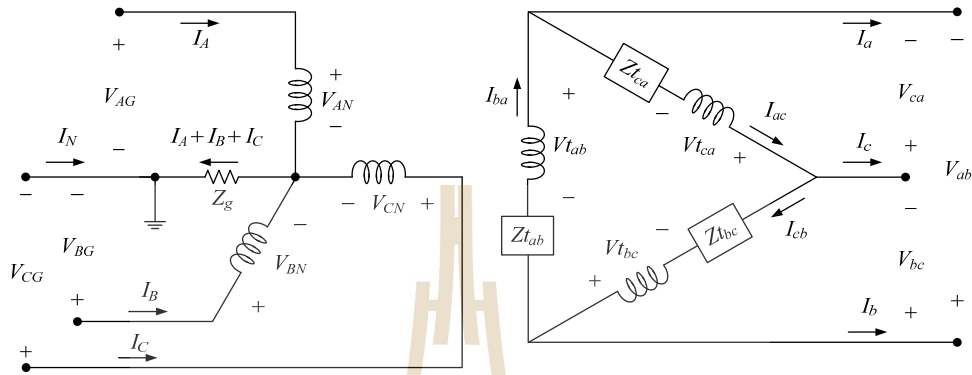
รูปที่ 3.6 หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายไม่ต่อลงดิน-เดลตาเพื่อเพิ่มแรงดัน

3.3.5 การต่อหม้อแปลงแบบแบบวายต่อลงดิน-เดลตาเพื่อลดแรงดัน

ทอพอโลยีหม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายต่อลงดิน-เดลตาเพื่อลดแรงดันแสดงในรูปที่

3.7 สมการคำนวณอัตราส่วนจำนวนรอบคือ

$$n_t = \frac{VLN_{rated,p}}{VLL_{rated,s}} \tag{3.56}$$



รูปที่ 3.7 หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายต่อลงดิน-เดลตาเพื่อลดแรงดัน

เมทริกซ์คั้งตัว $[AV]$ และ $[AI]$ มีค่าเท่ากับ

$$[AV] = [AI] = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{3.57}$$

เมทริกซ์อิมพีแดนซ์ของกราวด์คือ

$$[ZG] = \begin{bmatrix} Z_g & Z_g & Z_g \\ Z_g & Z_g & Z_g \\ Z_g & Z_g & Z_g \end{bmatrix} \tag{3.58}$$

เมทริกซ์อิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงคือ

$$[Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & Zt_{ab} & 0 \\ 0 & 0 & Zt_{ab} \end{bmatrix} \tag{3.59}$$

กำหนดให้เมทริกซ์กต่างมีค่าดังต่อไปนี้

$$[F] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ n_t Z_{t_{ab}} + \frac{3}{n_t} Z_g & n_t Z_{t_{bc}} + \frac{3}{n_t} Z_g & n_t Z_{t_{ca}} + \frac{3}{n_t} Z_g \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

$$[G] = [F]^{-1} = [G1] = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & G_{13} \\ G_{21} & G_{22} & G_{23} \\ G_{31} & G_{32} & G_{33} \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

$$[G2] = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & 0 \\ G_{21} & G_{22} & 0 \\ G_{31} & G_{32} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.62)$$

$$[x] = [AI]^{-1} \cdot [G1] \quad (3.63)$$

$$[d_t] = [AI]^{-1} \cdot [G2] \quad (3.64)$$

สมการคำนวณกระแสในสายด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงคือ

$$[I_{ABC}] = [x_t] \cdot [VLG_{ABC}] + [d_t] \cdot [I_{abc}] \quad (3.65)$$

กำหนดให้เมทริกซ์กต่างมีค่าดังต่อไปนี้

$$[A] = [W] \left([AI]^{-1} - [X1][x_t] \right) \quad (3.66)$$

$$[B_t] = [W][X1][d_t] \quad (3.67)$$

$$[X1] = n_t \begin{bmatrix} Z_{t_{ab}} + Z_g & Z_g & Z_g \\ Z_g & Z_{t_{bc}} + Z_g & Z_g \\ Z_g & Z_g & Z_{t_{ca}} + Z_g \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

สมการคำนวณแรงดันเฟสด้านทุติภูมิของหม้อแปลงคือ

$$[VLN_{abc}] = [A_t][VLG_{ABC}] - [B_t][I_{abc}] \quad (3.69)$$

3.3.6 การต่อแบบวายเปิด-เดลตาเปิด

ทอพอโลยีหม้อแปลงสามเฟสต่อแบบวายเปิด-เดลตาเปิดแสดงในรูปที่ 3.8 สมการคำนวณอัตราส่วนจำนวนรอบคือ

$$n_t = \frac{VLN_{rated,p}}{VLL_{rated,s}} \quad (3.70)$$

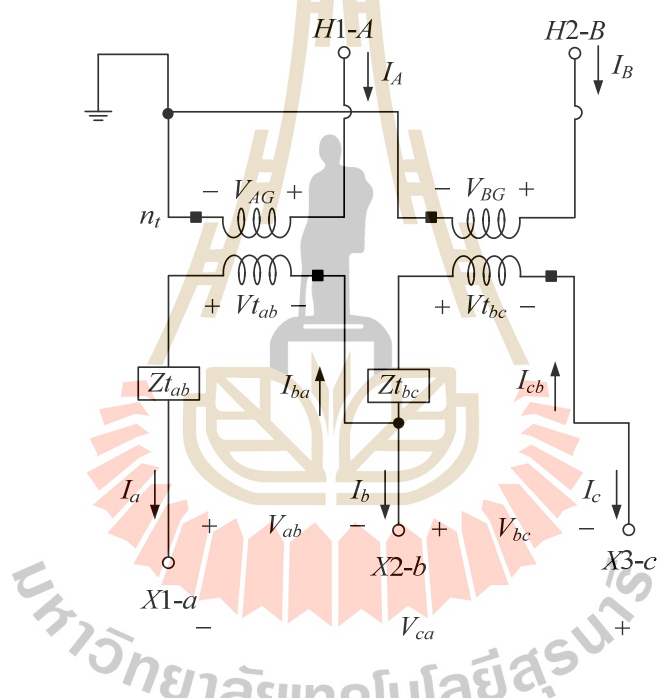
เมทริกซ์กึ่งที่ของหม้อแปลงมีรายละเอียดดังสมการที่ 3.71 – 3.81

$$[AV] = [AI] = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

$$[F] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ Z_{t_{ab}} & Z_{t_{bc}} & Z_{t_{ca}} \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

$$[G] = [F]^{-1} = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & G_{13} \\ G_{21} & G_{22} & G_{23} \\ G_{31} & G_{32} & G_{33} \end{bmatrix} \quad (3.73)$$

$$[G1] = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & 0 \\ G_{21} & G_{22} & 0 \\ G_{31} & G_{32} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.74)$$



รูปที่ 3.8 หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบขายเปิด-เดลตาเปิด

$$[D] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.75)$$

$$[a_t] = [W] \cdot [AV] \cdot [D] \quad (3.76)$$

$$[b_t] = [AV] \cdot [W] \cdot [Z_{t_{abc}}] \cdot [G1] \quad (3.77)$$

$$[d_t] = [AI]^{-1} \quad (3.78)$$

$$[A_t] = [W] \cdot [AV]^{-1} \cdot [D] \quad (3.79)$$

$$[B_t] = [W] \cdot [Zt_{abc}] \cdot [G1] \quad (3.80)$$

$$[d_t] = [AI]^{-1} \quad (3.81)$$

3.3.7 การต่อแบบเดลตา-เดลตา

ทอพอโลยีหม้อแปลงสามเฟสต่อแบบเดลตา-เดลตาแสดงในรูปที่ 3.9 สมการคำนวณอัตราส่วนจำนวนรอบคือ

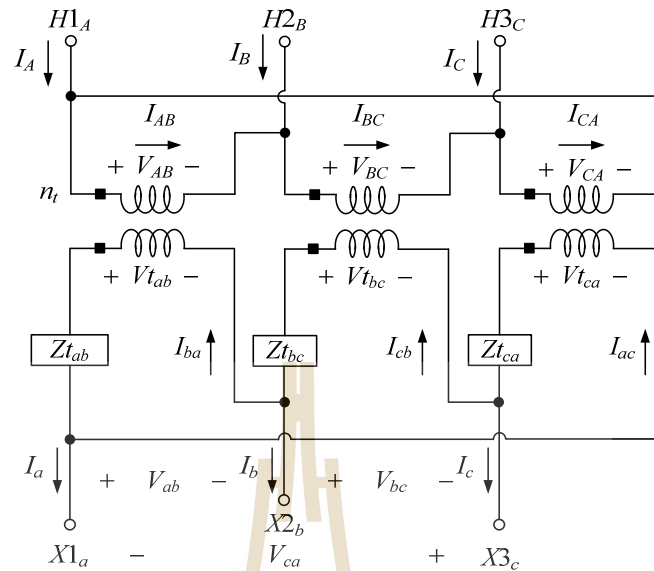
$$n_t = \frac{VLL_{rated,p}}{VLL_{rated,s}} \quad (3.82)$$

เมทริกซ์คงที่ของหม้อแปลงมีรายละเอียดดังสมการที่ 3.83-3.88

$$[AV] = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

$$[a_t] = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.84)$$

$$[b_t] = n_t \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (3.85)$$



รูปที่ 3.9 หม้อแปลงสามเฟสต่อแบบเดลตา-เดลตา

$$d_t = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.86)$$

$$[A_t] = [AV]^{-1} \quad (3.87)$$

$$[B_t] = n_t \begin{bmatrix} Z_{t_a} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{t_b} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{t_c} \end{bmatrix} \quad (3.88)$$

3.4 แบบจำลองโหลด

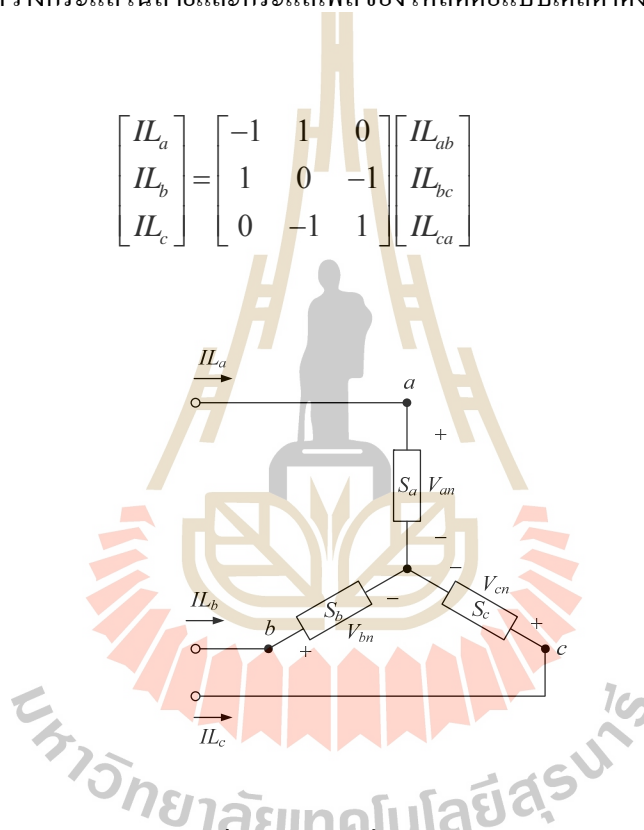
ระบบจำหน่ายแบบรัศมีไม่ได้คู่ของ กฟภ. มีโหลด 2 ชนิดคือ โหลดแบบจุดและโหลดแบบกระจาย แบบจำลองของโหลดมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.4.1 โหลดแบบจุด

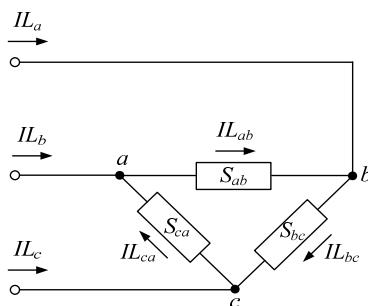
โหลดของระบบจำหน่ายแบบรัศมีไม่ได้คู่อาจประกอบไปด้วยโหลดเฟสเดียว โหลดสองเฟส หรือโหลดสามเฟส ทอพอโลยีของการเชื่อมต่อมีทั้งวายและเดลตา ชนิดของโหลดที่จำแนกโดย

อ้างอิงกับลักษณะเฉพาะประกอบไปด้วยโหนดอิมพีแดนซ์ที่ โหนดกระแสคงที่ โหนดกำลังจริงและกำลังปรากฏที่ และโหนดเชิงผสม ทอพอโลยีของโหนดที่เชื่อมต่อแบบวายและเดลตาแสดงในรูปที่ 3.10 และรูปที่ 3.11 ตามลำดับ กรณีโหนดไม่ได้ดู ค่ากำลังและกระแสโหนดของเฟสที่หายไปจะมีค่าเท่ากับศูนย์ กรณีของโหนดแบบวาย กระแสที่คำนวณได้เป็นกระแสที่ไหลในสายของแต่ละเฟส แรงดันที่ใช้คำนวณต้องเป็นค่าแรงดันเฟส กรณีของโหนดแบบเดลตา กระแสที่คำนวณได้เป็นกระแสเฟส แรงดันที่ใช้คำนวณต้องเป็นค่าแรงดันระหว่างสาย จากการประยุกต์ใช้กฎกระแสของเคอร์ชอฟฟ์ จะได้สมการความสัมพันธ์ระหว่างกระแสในสายและกระแสเฟสของโหนดต่อแบบเดลตา ดังนี้

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.89)$$



รูปที่ 3.10 โหนดเชื่อมต่อแบบวาย



รูปที่ 3.11 โหนดเชื่อมต่อแบบเดลตา

3.4.2 โหลดกำลังจริงและกำลังปรากฏที่

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับโหลดกำลังจริงและกำลังปรากฏที่แรงดันจะเปลี่ยนแปลงขนาดและมุมเฟสทุกรอบของการคำนวณซ้ำ สำหรับโหลดเชื่อมต่อแบบวายสมการคำนวณกระแสโหลดต่อเฟสซึ่งเท่ากับกระแสในสายคือสมการที่ 3.90 สมการคำนวณกระแสโหลดต่อเฟสของการเชื่อมต่อแบบเดลตาคือสมการที่ 3.91

$$\begin{aligned} IL_a &= (S_a / V_{an})^* \\ IL_b &= (S_b / V_{bn})^* \\ IL_c &= (S_c / V_{cn})^* \end{aligned} \quad (3.90)$$

$$\begin{aligned} IL_{ab} &= (S_{ab} / V_{ab})^* \\ IL_{bc} &= (S_{bc} / V_{bc})^* \\ IL_{ca} &= (S_{ca} / V_{ca})^* \end{aligned} \quad (3.91)$$

เมื่อ	IL_a, IL_b, IL_c	คือ	กระแสในสายของโหลดเชื่อมต่อแบบวาย
	S_a, S_b, S_c	คือ	กำลังเชิงซ้อนของโหลดเชื่อมต่อแบบวาย
	V_{an}, V_{bn}, V_{cn}	คือ	แรงดันระหว่างสาย-นิวทรัลของโหลดเชื่อมต่อแบบวาย
	$IL_{ab}, IL_{bc}, IL_{ca}$	คือ	กระแสเฟสของโหลดเชื่อมต่อแบบเดลตา
	S_a, S_b, S_c	คือ	กำลังเชิงซ้อนสามเฟสของโหลดเชื่อมต่อแบบเดลตา
	V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}	คือ	แรงดันระหว่างสายของโหลดเชื่อมต่อแบบเดลตา

3.4.3 โหลดอิมพีแดนซ์คงที่

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับโหลดชนิดนี้ ต้องเริ่มต้นด้วยการคำนวณอิมพีแดนซ์จากค่ากำหนดของแรงดันและกำลังเชิงซ้อน และกำหนดให้อิมพีแดนซ์มีค่าคงที่ในทุกกรอบของการคำนวณซ้ำ สมการคำนวณอิมพีแดนซ์โหลดเชื่อมต่อแบบวายคือ

$$\begin{aligned} Z_a &= |V_{an,nom}|^2 / S_a^* \\ Z_b &= |V_{bn,nom}|^2 / S_b^* \\ Z_c &= |V_{cn,nom}|^2 / S_c^* \end{aligned} \quad (3.92)$$

สมการคำนวณอิมพีแดนซ์โหลดเชื่อมต่อแบบเดลตาคือ

$$\begin{aligned} Z_{ab} &= |V_{ab,nom}|^2 / S_{ab}^* \\ Z_{bc} &= |V_{bc,nom}|^2 / S_{bc}^* \\ Z_{ca} &= |V_{ca,nom}|^2 / S_{ca}^* \end{aligned} \quad (3.93)$$

เมื่อ	$V_{an,nom}$	คือ	แรงดันระหว่างสาย-นิวทรัลค่ากำหนดเฟส a
	$V_{bn,nom}$	คือ	แรงดันระหว่างสาย-นิวทรัลค่ากำหนดเฟส b
	$V_{cn,nom}$	คือ	แรงดันระหว่างสาย-นิวทรัลค่ากำหนดเฟส c
	$V_{ab,nom}$	คือ	แรงดันระหว่างสายค่ากำหนดเฟส ab
	$V_{bc,nom}$	คือ	แรงดันระหว่างสายค่ากำหนดเฟส bc
	$V_{ca,nom}$	คือ	แรงดันระหว่างสายค่ากำหนดเฟส ca

การคำนวณกระแสโหลด ต้องใช้อิมพีแดนซ์ค่าคงที่และแรงดันที่มีการเปลี่ยนแปลงในทุกรอบของการคำนวณวนซ้ำดังสมการที่ 3.94 สำหรับการเชื่อมต่อแบบวาย และสมการที่ 3.95 สำหรับการเชื่อมต่อแบบเดลตา

$$\begin{aligned} IL_a &= V_{an} / Z_a \\ IL_b &= V_{bn} / Z_b \\ IL_c &= V_{cn} / Z_c \end{aligned} \quad (3.94)$$

$$\begin{aligned} IL_{ab} &= V_{ab} / Z_{ab} \\ IL_{bc} &= V_{bc} / Z_{bc} \\ IL_{ca} &= V_{ca} / Z_{ca} \end{aligned} \quad (3.95)$$

3.4.4 โหลดกระแสคงที่

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากำหนดให้กระแสของโหลดมีขนาดคงที่ แต่มุมเฟสเปลี่ยนแปลงค่าในทุกรอบของการคำนวณวนซ้ำ ขนาดกระแสโหลดเชื่อมต่อแบบวายคำนวณจากสมการที่ 3.90 แต่โหลดเชื่อมต่อแบบเดลตาคำนวณจากสมการที่ 3.91 มุมตัวประกอบกำลังของโหลดเชื่อมต่อแบบวายและเดลตามลำดับคือ

$$\begin{aligned}\theta_a &= \cos^{-1}(P_a/S_a) \\ \theta_b &= \cos^{-1}(P_b/S_b) \\ \theta_c &= \cos^{-1}(P_c/S_c)\end{aligned}\quad (3.96)$$

$$\begin{aligned}\theta_{ab} &= \cos^{-1}(P_{ab}/S_{ab}) \\ \theta_{bc} &= \cos^{-1}(P_{bc}/S_{bc}) \\ \theta_{ca} &= \cos^{-1}(P_{ca}/S_{ca})\end{aligned}\quad (3.97)$$

กระแสโหลดแบบวายและเดลตามาลำดับคือ

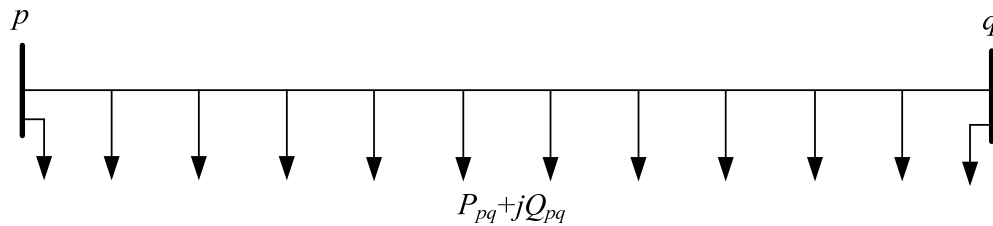
$$\begin{aligned}IL_a &= |IL_a| \angle (\delta_a - \theta_a) \\ IL_b &= |IL_b| \angle (\delta_b - \theta_b) \\ IL_c &= |IL_c| \angle (\delta_c - \theta_c)\end{aligned}\quad (3.98)$$

$$\begin{aligned}IL_{ab} &= |IL_{ab}| \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) \\ IL_{bc} &= |IL_{bc}| \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) \\ IL_{ca} &= |IL_{ca}| \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca})\end{aligned}\quad (3.99)$$

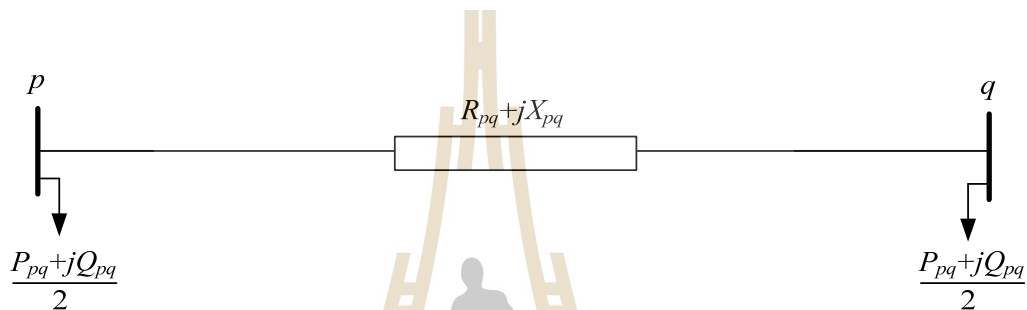
เมื่อ	$\square_a, \square_b, \square_c$	คือ	มุมเฟสแรงดันระหว่างสาย-นิวทรัลของโหลดเชื่อมต่อแบบวาย
	$\square_a, \square_b, \square_c$	คือ	มุมตัวประกอบกำลังคงที่ของ โหลดเชื่อมต่อแบบวาย
	$\square_{ab}, \square_{bc}, \square_{ca}$	คือ	มุมเฟสแรงดันระหว่างสายของ โหลดเชื่อมต่อแบบเดลตา
	$\square_{ab}, \square_{bc}, \square_{ca}$	คือ	มุมตัวประกอบกำลังคงที่ของ โหลดเชื่อมต่อแบบเดลตา

3.4.5 โหลดแบบกระจาย

โหลดแบบกระจายเป็นโหลดที่มีค่าสมำเสมอตลอดระยะเวลาความยาวของสายป้อนดังแสดงในรูปที่ 3.12 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าต้องเปลี่ยนแปลงให้เป็นโหลดแบบจุด โดยเปลี่ยนค่ากำลังเชิงซ้อนของโหลดและย้ายไปเชื่อมต่อที่ปลายส่ง (บัส p) และปลายรับ (บัส q) บัสละ 0.5 เท่าของโหลดค่าเดิม ดังแสดงในรูปที่ 3.13 (Subrahmanyam, 2009)



รูปที่ 3.12 ทอพอโลยีของโหลดแบบกระจายสม่ำเสมอตลอดระยะความยาวของสายป้อน



รูปที่ 3.13 โหลดกระจายสมมูลถูกย้ายไปที่ปลายส่งและปลายรับของสายป้อน

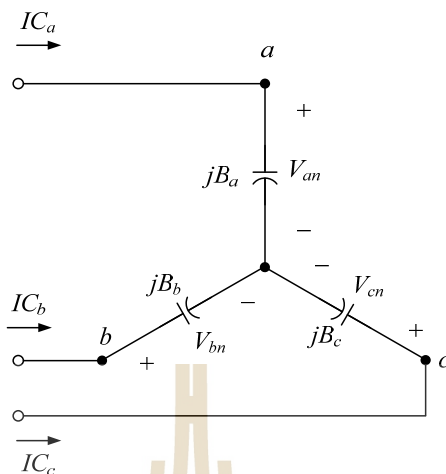
3.5 แบบจำลองตัวเก็บประจุ

ตัวเก็บประจุที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายสามเฟสรีมีสามเฟสไม่สมดุล มีทั้งการเชื่อมต่อแบบวายและเดลตาแสดงในรูปที่ 3.14 และรูปที่ 3.15 ตามลำดับ ค่าชั้สเซปแดนซ์ของตัวเก็บประจุเชื่อมต่อแบบวายคำนวณจากสมการที่ 3.100 (Kersting, 2012)

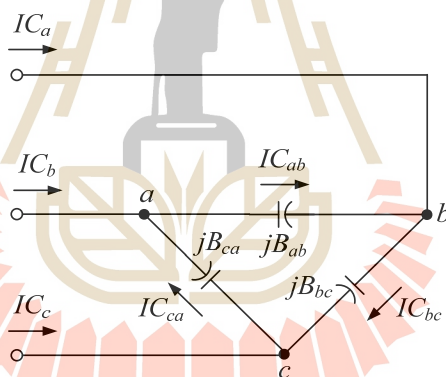
$$B = S/V_{LN}^2 \quad (3.100)$$

สมการคำนวณกระแสในสายของตัวเก็บประจุเชื่อมต่อแบบวายคือ (Kersting, 2012)

$$\begin{aligned} IC_a &= jB_a V_{an} \\ IC_b &= jB_b V_{bn} \\ IC_c &= jB_c V_{cn} \end{aligned} \quad (3.101)$$



รูปที่ 3.14 ตัวเก็บประจุต่อแบบวาย



รูปที่ 3.15 ตัวเก็บประจุต่อแบบเดลตา

สมการคำนวณค่าชั้สเซปแทนซ์ของตัวเก็บประจุเชื่อมต่อแบบเดลตา คือ (Kersting, 2012)

$$B = S/V_{LL}^2 \tag{3.102}$$

สมการคำนวณกระแสในเฟสของตัวเก็บประจุเชื่อมต่อแบบเดลตา คือ (Kersting, 2012)

$$\begin{aligned} I_{C_{ab}} &= jB_{ab} V_{ab} \\ I_{C_{bc}} &= jB_{bc} V_{bc} \\ I_{C_{ca}} &= jB_{ca} V_{ca} \end{aligned} \tag{3.103}$$

จากการประยุกต์ใช้กฎกระแสของเคอร์ชอฟฟ์ จะได้สมการคำนวณกระแสในสายของตัวเก็บประจุ เชื่อมต่อแบบเดลตาดังสมการที่ 3.104

$$\begin{bmatrix} IC_a \\ IC_b \\ IC_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IC_{ab} \\ IC_{bc} \\ IC_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.104)$$

3.6 การค้นหาในแนวกว้าง

การค้นหาในแนวกว้างเป็นขั้นตอนวิธีพื้นฐานของกราฟ (สมชาย ประสิทธิ์จิตรระกุล, 2553) งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้นำมาประยุกต์ใช้ในการกำหนดค่าใหม่ของหมายเลขบัสของระบบจำหน่ายแบบ รัศมี เพื่อให้หมายเลขบัสมีค่าเริ่มต้นจาก 1 เป็นต้นไป และมีความเหมาะสมกับการนำไปวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงจากทอพอโลยีโครงข่าย ขั้นตอนวิธีการค้นหาในแนวกว้างสำหรับการกำหนดหมายเลขบัสมีรายละเอียดดังนี้

1) สร้างเมทริกซ์แสดงสถานะการเชื่อมต่อ (*AdjM*) ของบัสส่ง-บัสรับ และบัสรับ-บัสส่ง สำหรับสายป้อนทุกกิ่ง สมาชิกของเมทริกซ์มีค่าดังสมการที่ 3.105

$$AdjM(k, m) = \begin{cases} 1 & : \text{กรณีบัส } k \text{ และ } m \text{ เชื่อมต่อกัน} \\ 0 & : \text{กรณีบัส } k \text{ และ } m \text{ ไม่เชื่อมต่อกัน} \end{cases} \quad (3.105)$$

2) กำหนดให้จำนวนบัสของระบบ (*BusNo*) เท่ากับจำนวนจุดยอดทั้งหมด (*VertNo*) ที่จะต้องค้นหาดังสมการที่ 3.106

$$VertNo = BusNo \quad (3.106)$$

3) กำหนดให้หมายเลขบัสของสถานีย่อย (*SubBus*) เป็นจุดยอดเริ่มต้น (*StartVert*) ของการค้นหาดังสมการที่ 3.107

$$StartVert = SubBus \quad (3.107)$$

4) นำเข้าหมายเลขบัสของสถานีย่อยในเวกเตอร์แถวคอย (*queue*) และกำหนดให้เมทริกซ์สถานะของการถูกค้นพบ (*Visited*) แถวที่ 1 สดมภ์ที่ *StartVert* เท่ากับ 1 ดังสมการที่ 3.108

$$\begin{aligned} queue &= SubBus \\ Visited(1, StartVert) &= 1 \end{aligned} \quad (3.108)$$

5) กำหนดจำนวนนับของบัสเริ่มต้น (*BusCount*) เท่ากับ 0 และเวกเตอร์เริ่มต้นเพื่อบันทึกหมายเลขบัสค่าเก่าและค่าใหม่ (*NB*) ดังสมการที่ 3.109

$$\begin{aligned} BusCount &= 0 \\ NB &= \phi \end{aligned} \quad (3.109)$$

6) บันทึกหมายเลขบัส (*u*) ที่จะถูกนำออกจากแถวคอยดังสมการที่ 3.110

$$u = queue(1) \quad (3.110)$$

7) ลบหมายเลขบัสตัวที่ 1 ด้านซ้ายออกจากเวกเตอร์แถวคอย และกำหนดให้สถานะของการถูกค้นพบแถวที่ 1 สดมภ์ที่ *u* เท่ากับ 2 ดังสมการที่ 3.111

$$\begin{aligned} queue(1) &= \phi \\ Visited(1, u) &= 2 \end{aligned} \quad (3.111)$$

8) เพิ่มจำนวนนับของบัส 1 ขึ้น บันทึกหมายเลขบัสค่าเก่าและค่าใหม่ดังสมการที่ 3.112

$$\begin{aligned} BusCount &= BusCount + 1 \\ NB &= \begin{bmatrix} NB \\ u \quad BusCount \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.112)$$

9) ตรวจสอบบัสทั้งหมดที่ยังไม่ถูกค้นพบ หากสอดคล้องกับเงื่อนไข $Visited(1, jj) \square 0$ และ $AdjM(u, jj) \square 1$ นำเข้าบัสที่ jj ในแถวคอย และกำหนดให้เมทริกซ์สถานะของการถูกค้นพบแถวที่ 1 สดมภ์ที่ jj เท่ากับ 1 ดังสมการที่ 3.113

$$\begin{aligned} queue &= [queue \ jj] \\ Visited(1, jj) &= 1 \end{aligned} \quad (3.113)$$

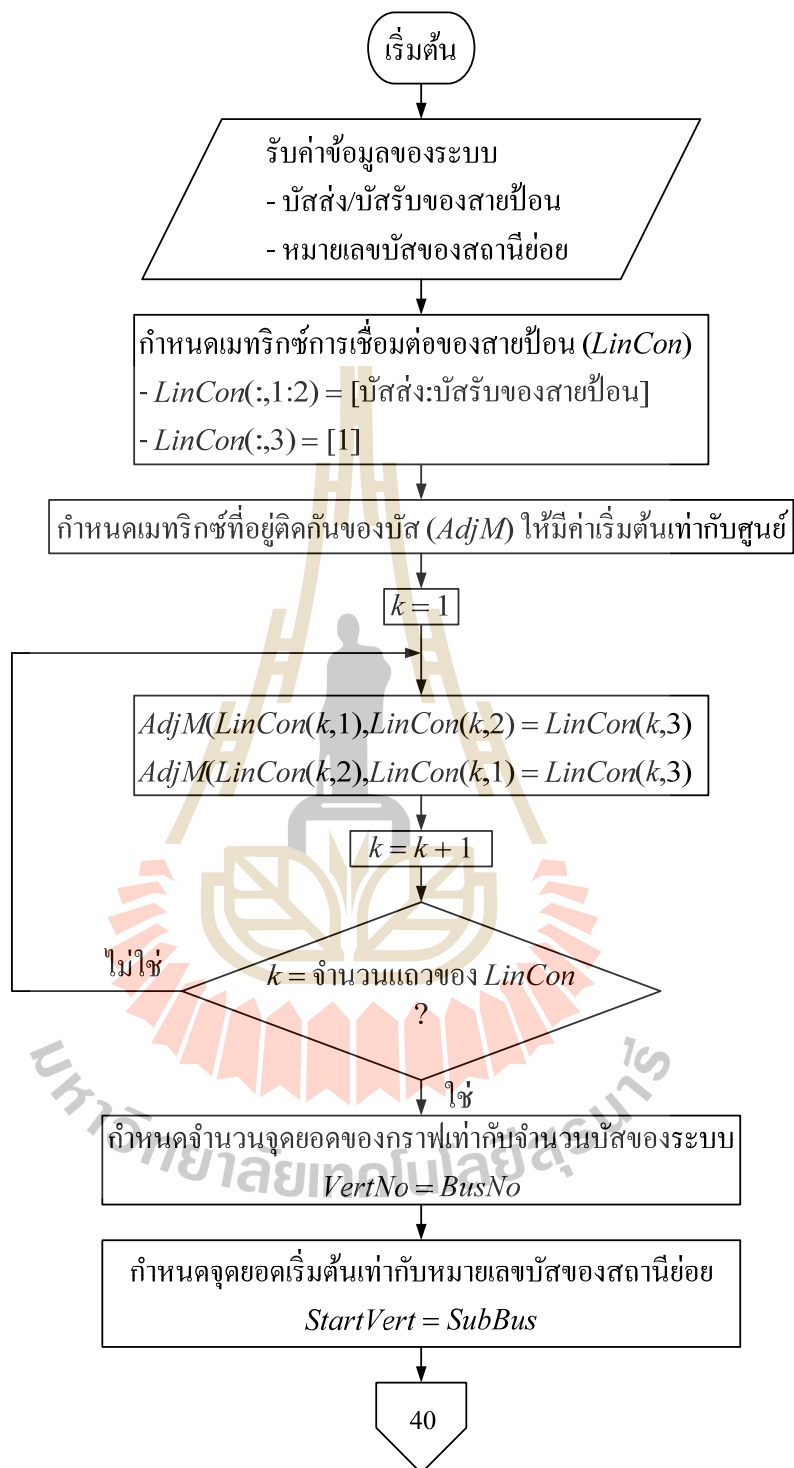
10) ตรวจสอบสมาชิกในเวกเตอร์แถวคอย $queue$ หากพบสมาชิกให้ย้อนกลับไปขั้นตอนที่ 6) หากแถวคอยว่างให้หยุดการค้นหาบัส

ผังงานการค้นหาในแนวกว้างเพื่อกำหนดหมายเลขบัสมีรายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.16

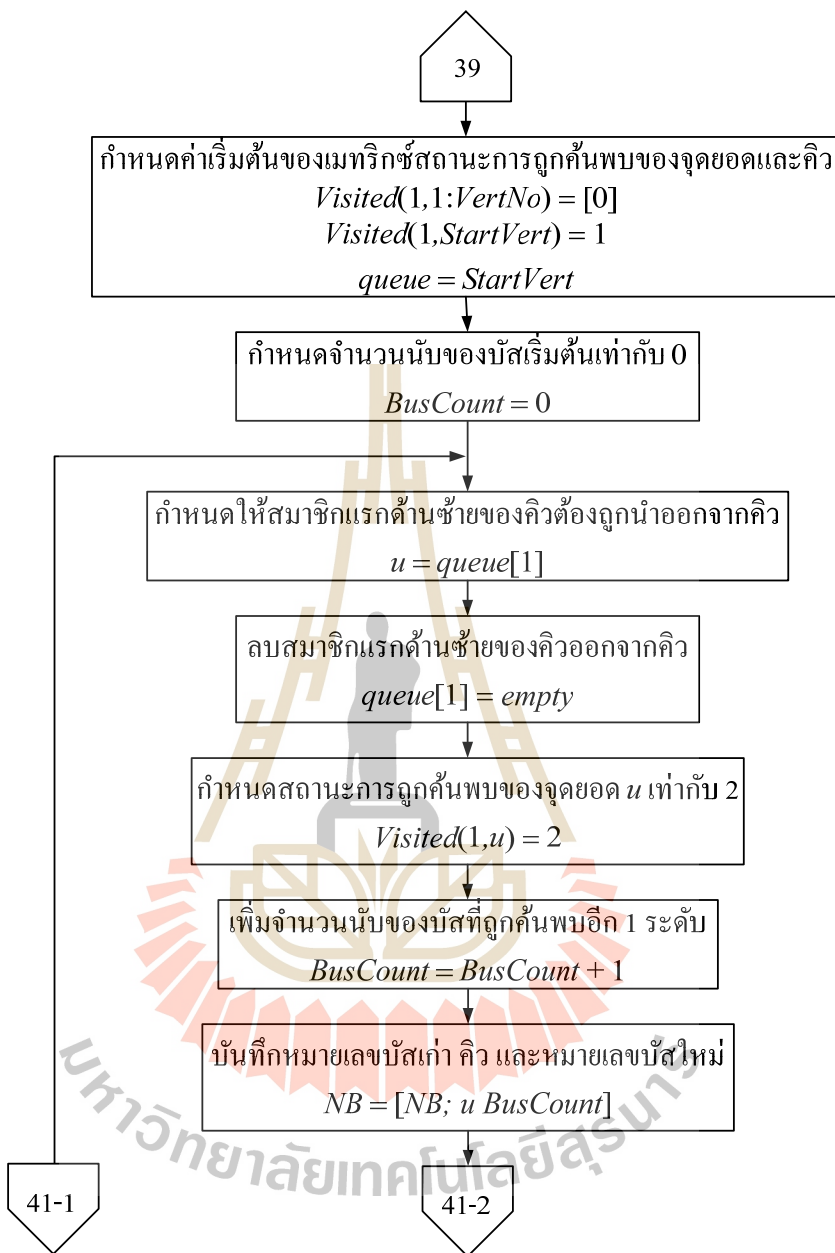
3.7 การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่าย

การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าเป็นเครื่องมือสำคัญในวิเคราะห์เพื่อระบุขนาด และตำแหน่งของ DG ในระบบจำหน่ายแบบรัศมีไม่ได้คู่ การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่าย (Teng, Liao, & Leou, 2014) เป็นขั้นตอนวิธีที่พัฒนามาจากกฎกระแสและกฎแรงดันของเคอร์ชอฟฟ์ พิจารณาระบบจำหน่ายในรูปที่ 3.17 สมการคำนวณกระแสที่ไหลในกิ่งที่ $N \square 1$ ย้อนหลังไปถึงกิ่งที่ $k \square 1$ คือ

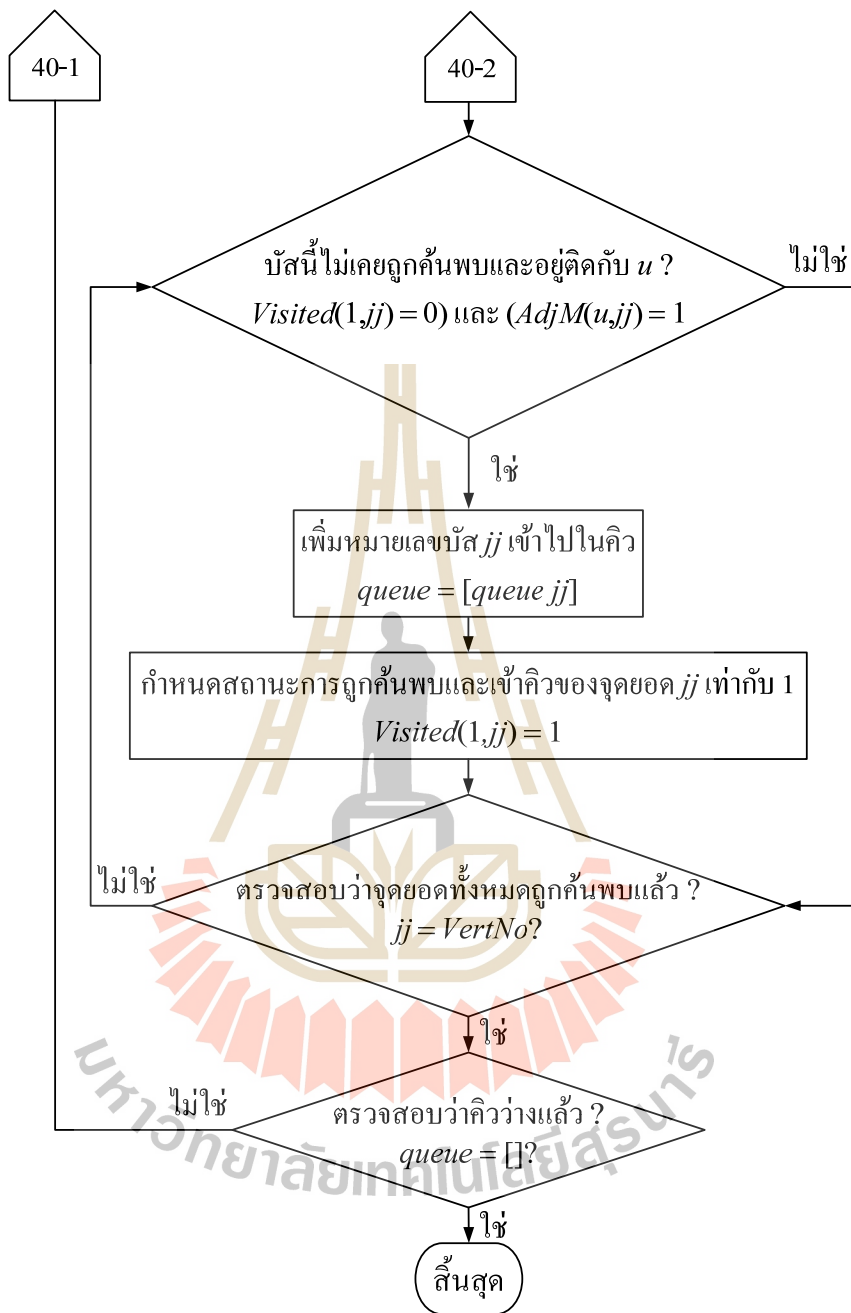
$$\begin{aligned} I_{N-1} &= IL_N \\ M \\ I_{m+1} &= \dots + \dots I_{N-1} = \dots + IL_N \\ I_m &= IL_{m+1} + I_{m+1} = IL_{m+1} + \dots + IL_N \\ I_{ks} &= IL_m + I_m = IL_m + IL_{m+1} + \dots + IL_N \\ I_{kp} &= d_{km} I_{ks} = d_{km} (IL_m + IL_{m+1} + \dots + IL_N) \\ I_k &= I_{kp} = d_{km} (IL_m + IL_{m+1} + \dots + IL_N) \\ I_{k-1} &= IL_k + I_{kp} = IL_k + d_{km} (IL_m + IL_{m+1} + \dots + IL_N) \\ M \end{aligned} \quad (3.114)$$



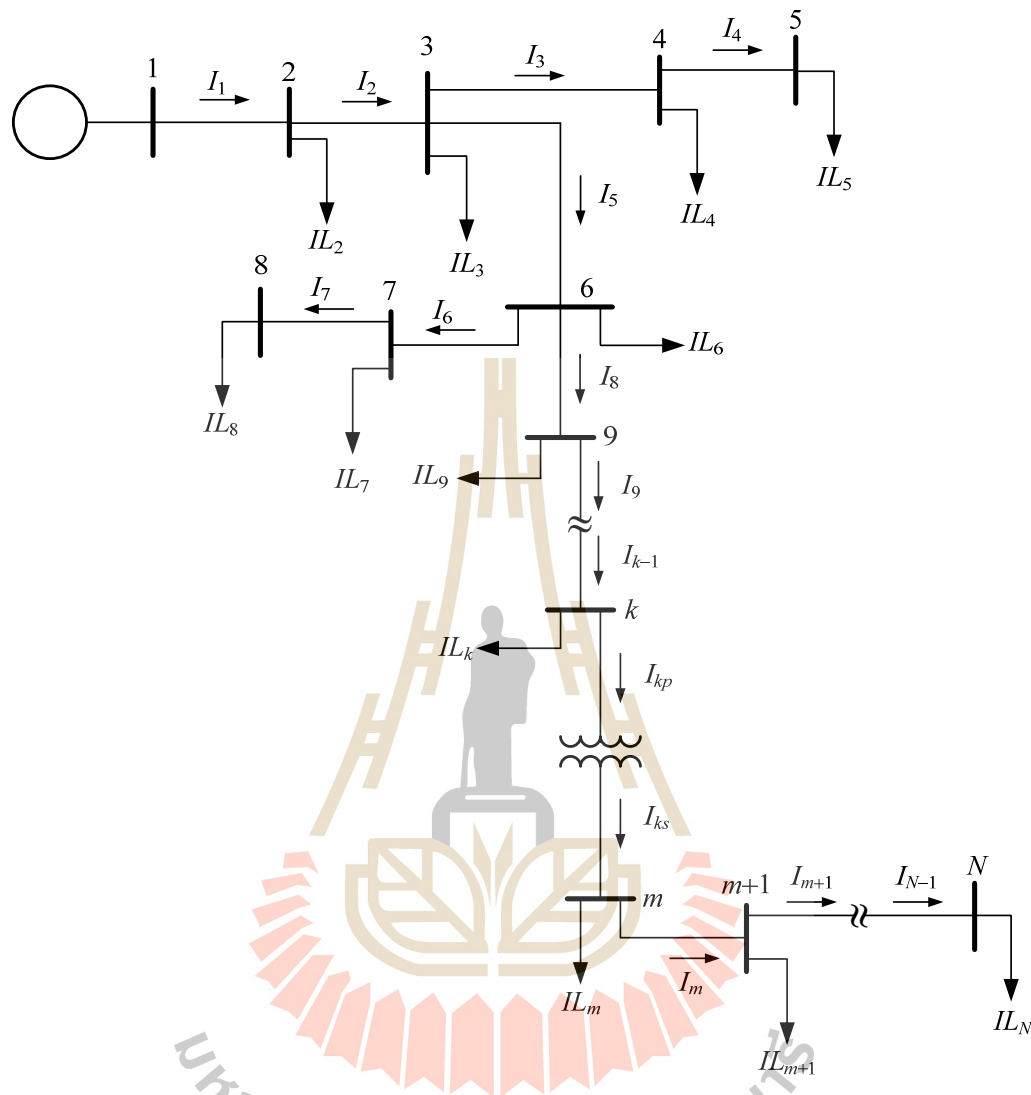
รูปที่ 3.16 ฟังงานการค้นหาในแนวกว้างเพื่อกำหนดหมายเลขบัส



รูปที่ 3.16 ผังงานการค้นหาในแนวกว้างเพื่อกำหนดหมายเลขบัส (ต่อ)



รูปที่ 3.16 ผังงานการค้นหาในแนวกว้างเพื่อกำหนดหมายเลขบัส (ต่อ)



รูปที่ 3.17 ระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ N บัส

เมื่อ	k	คือ	หมายเลขบัสเชื่อมต่อกับด้านปฐมภูมิของหม้อแปลง
	m	คือ	หมายเลขบัสเชื่อมต่อกับด้านทุติยภูมิของหม้อแปลง
	kp, ks	คือ	หมายเลขของกิ่งที่ kp และ ks ตามลำดับ

สมการคำนวณกระแสกิ่งที่ 8 ย้อนหลังไปถึงกิ่งที่ 1 แสดงในสมการที่ 3.115 เมื่อเขียนให้อยู่ในรูปของเมทริกซ์จะได้ผลลัพธ์ดังสมการที่ 3.116

$$\begin{aligned}
& \vdots \\
I_8 &= IL_9 \dots + IL_k + d_{km} (IL_m + IL_{m+1} + \dots + IL_N) \\
I_7 &= IL_8 \\
I_6 &= IL_7 + IL_8 \\
I_5 &= IL_6 + IL_7 + IL_8 + IL_9 \dots + IL_k + d_{km} (IL_m + IL_{m+1} + \dots + IL_N) \\
I_4 &= IL_5 \\
I_3 &= I_4 + IL_4 = IL_4 + IL_5 \\
I_2 &= IL_3 + IL_4 + IL_5 + IL_6 + IL_7 + IL_8 + IL_9 + \dots \\
& \quad \dots + IL_k + d_{km} (IL_m + IL_{m+1} + \dots + IL_N) \\
I_1 &= IL_2 + IL_3 + IL_4 + IL_5 + IL_6 + IL_7 + IL_8 + IL_9 + \dots \\
& \quad \dots + IL_k + d_{km} (IL_m + IL_{m+1} + \dots + IL_N)
\end{aligned} \tag{3.115}$$

$$[BC] = [BIBC][IB] \tag{3.116}$$

โดยที่รายละเอียดสมาชิกของเมทริกซ์แสดงในสมการที่ 3.117-3.126

$$[BC] = [I_1 \ I_2 \ I_3 \ I_4 \ I_5 \ I_6 \ I_7 \ I_8 \ \dots \ I_{k-1} \ I_k \ I_m \ \dots \ I_{N-1}]^T \tag{3.117}$$

$$I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} : \text{สำหรับกรณีโหลดสามเฟสได้ดุล} \tag{3.118}$$

$$I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} : \text{สำหรับกรณีมีเฉพาะโหลดเฟส } a \text{ และ } b \tag{3.119}$$

$$I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} : \text{สำหรับกรณีมีเฉพาะโหลดเฟส } a \text{ และ } c \tag{3.120}$$

$$I = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} : \text{สำหรับกรณีมีเฉพาะโหนดเฟส } b \text{ และ } c \quad (3.121)$$

$$I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} : \text{สำหรับกรณีมีเฉพาะโหนดเฟส } b \quad (3.122)$$

$$I = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} : \text{สำหรับกรณีมีเฉพาะโหนดเฟส } b \quad (3.123)$$

$$I = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} : \text{สำหรับกรณีมีเฉพาะโหนดเฟส } c \quad (3.124)$$

$$[BIBC] = \begin{bmatrix} I & I & I & I & I & I & I & I & I & I & I & d_{km} & d_{km} & \cdots & d_{km} \\ 0 & I & I & I & I & I & I & I & I & I & I & d_{km} & d_{km} & \cdots & d_{km} \\ 0 & 0 & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & I & I & I & I & I & I & d_{km} & d_{km} & \cdots & d_{km} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & d_{km} & d_{km} & \cdots & d_{km} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_{km} & d_{km} & \cdots & d_{km} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & \cdots & I \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \vdots & I \end{bmatrix} \quad (3.125)$$

$$[IB] = [IL_2 \ IL_3 \ IL_4 \ IL_5 \ IL_6 \ IL_7 \ IL_8 \ IL_9 \ L \ IL_k \ IL_m \ IL_{m+1} \ L \ IL_N]^T \quad (3.126)$$

สมการคำนวณแรงดันบัสและผลต่างของแรงดันบัสที่ 2-N โดยเปรียบเทียบกับบัสที่ 1 คือ

$$\begin{aligned}
 V_1 - V_2 &= z_{12} I_1 \\
 V_1 - V_3 &= z_{12} I_1 + z_{23} I_2 \\
 V_1 - V_4 &= z_{12} I_1 + z_{23} I_2 + z_{34} I_3 \\
 V_1 - V_5 &= z_{12} I_1 + z_{23} I_2 + z_{34} I_3 + z_{45} I_4 \\
 V_1 - V_7 &= z_{12} I_1 + z_{23} I_2 + z_{36} I_5 + z_{67} I_6 \\
 V_1 - V_8 &= z_{12} I_1 + z_{23} I_2 + z_{36} I_5 + z_{67} I_6 + z_{78} I_7 \\
 V_1 - V_9 &= z_{12} I_1 + z_{23} I_2 + z_{36} I_5 + z_{69} I_8 \\
 &\vdots \\
 V_1 - V_k &= z_{12} I_1 + z_{23} I_2 + z_{34} I_3 + \dots + z_{k-2,k-1} I_{k-2} + z_{k-1,k} I_{k-1} \\
 A_{t,km} V_1 - V_m &= A_{t,km} z_{12} I_1 + A_{t,km} z_{23} I_2 + A_{t,km} z_{34} I_3 + \dots \\
 &\quad + A_{t,km} z_{k-1,k} I_{k-1} + B_{km}' I_{ks} \\
 A_{t,km} V_1 - V_{m+1} &= A_{t,km} z_{12} I_1 + A_{t,km} z_{23} I_2 + A_{t,km} z_{34} I_3 + \dots \\
 &\quad + A_{t,km} z_{k-1,k} I_{k-1} + B_{km}' I_{ks} + z_{m,m+1} I_m \\
 &\vdots \\
 VA_{t,km} V_1 - V_N &= A_{t,km} z_{12} I_1 + A_{t,km} z_{23} I_2 + A_{t,km} z_{34} I_3 + \dots \\
 &\quad + A_{t,km} z_{k-1,k} I_{k-1} + B_{km}' I_{ks} + z_{m,m+1} I_m + \dots + z_{N-1} I_{N-1}
 \end{aligned} \tag{3.127}$$

จัดนิพจน์ในสมการที่ 3.127 ใหม่และเขียนให้อยู่ในรูปของเมทริกซ์ดังนี้

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ \vdots \\ V_1 \\ A_{t,km} V_1 \\ A_{t,km} V_1 \\ \vdots \\ A_{t,km} V_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ V_9 \\ \vdots \\ V_k \\ V_m \\ V_{m+1} \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & z_{34} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & z_{34} & z_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & z_{67} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & z_{67} & z_{78} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & 0 & 0 & z_{69} & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & 0 & 0 & z_{69} & 0 & z_{k-1,k} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ A_{t,km} z_{12} & A_{t,km} z_{23} & 0 & 0 & A_{t,km} z_{36} & 0 & 0 & A_{t,km} z_{69} & 0 & A_{t,km} z_{k-1,k} & B_{km}' & 0 & \dots & 0 \\ A_{t,km} z_{12} & A_{t,km} z_{23} & 0 & 0 & A_{t,km} z_{36} & 0 & 0 & A_{t,km} z_{69} & 0 & A_{t,km} z_{k-1,k} & B_{km}' & z_{m,m+1} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{t,km} z_{12} & A_{t,km} z_{23} & 0 & 0 & A_{t,km} z_{36} & 0 & 0 & A_{t,km} z_{69} & \dots & A_{t,km} z_{k-1,k} & B_{km}' & z_{m,m+1} & \dots & z_{N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \\ \vdots \\ I_{k-1} \\ I_{ks} \\ I_m \\ \vdots \\ I_{N-1} \end{bmatrix} \tag{3.128}$$

$$[\Delta V] = [ZB][BC] \tag{3.129}$$

$$[\Delta V] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ \vdots \\ V_1 \\ A_{r,km} V_1 \\ A_{r,km} V_1 \\ \vdots \\ A_{r,km} V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ V_9 \\ \vdots \\ V_k \\ V_m \\ V_{m+1} \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (3.130)$$

$$[ZB] = \begin{bmatrix} z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & z_{34} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & z_{34} & z_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & z_{67} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & z_{67} & z_{78} & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & 0 & 0 & z_{69} & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & 0 \\ z_{12} & z_{23} & 0 & 0 & z_{36} & 0 & 0 & z_{69} & 0 & z_{k-1,k} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ A_{r,km} z_{12} & A_{r,km} z_{23} & 0 & 0 & A_{r,km} z_{36} & 0 & 0 & A_{r,km} z_{69} & 0 & A_{r,km} z_{k-1,k} & B_{km}^r & 0 & \dots & 0 \\ A_{r,km} z_{12} & A_{r,km} z_{23} & 0 & 0 & A_{r,km} z_{36} & 0 & 0 & A_{r,km} z_{69} & 0 & A_{r,km} z_{k-1,k} & B_{km}^r & z_{m,m+1} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ A_{r,km} z_{12} & A_{r,km} z_{23} & 0 & 0 & A_{r,km} z_{36} & 0 & 0 & A_{r,km} z_{69} & \dots & A_{r,km} z_{k-1,k} & B_{km}^r & z_{m,m+1} & \dots & z_{N-1,N} \end{bmatrix} \quad (3.131)$$

$$[BC] = [I_1 \ I_2 \ I_3 \ I_4 \ I_5 \ I_6 \ I_7 \ I_8 \dots I_{k-1} \ I_{ks} \ I_m \dots I_{N-1}]^T \quad (3.132)$$

แทนค่า $[BC]$ □ $[BIBC][IB]$ ในสมการที่ 3.129 ได้ผลลัพธ์ดังนี้

$$[\Delta V] = [ZB]([BIBC][IB]) = [ZB][BIBC][IB] = [ZBR][IB] \quad (3.133)$$

เมื่อแจกแจงสมาชิกของเมทริกซ์ $[\Delta V]$ ได้ผลลัพธ์ดังสมการที่ 3.134

$$[\Delta V] = \begin{bmatrix} Vd_{11} \\ Vd_{21} \\ Vd_{31} \\ \vdots \\ Vd_{N-1,1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} zbr_{11}ib_2 + zbr_{12}ib_3 + zbr_{13}ib_4 + \dots + zbr_{1,M}ib_{N-1} \\ zbr_{21}ib_2 + zbr_{22}ib_3 + zbr_{23}ib_4 + \dots + zbr_{2,M}ib_{N-1} \\ zbr_{31}ib_2 + zbr_{32}ib_3 + zbr_{33}ib_4 + \dots + zbr_{3,M}ib_{N-1} \\ \vdots \\ zbr_{N-1,1}ib_2 + zbr_{N-1,2}ib_3 + zbr_{N-1,3}ib_4 + \dots + zbr_{N-1,M}ib_{N-1} \end{bmatrix} \quad (3.134)$$

สมการคำนวณแรงดันบัสที่อยู่ด้านหน้าหม้อแปลงคือ

$$V_n = V_1 - Vd_{n-1,1} \quad (3.135)$$

สมการคำนวณแรงดันบัสที่อยู่ด้านหลังหม้อแปลงคือ

$$V_n = A_{r,n}V_1 - Vd_{n-1,1} \quad (3.136)$$

เมื่ออ้างอิงจากแบบจำลองของระบบจำหน่ายแบบบัสมีสามเฟสไม่สมดุลดังรายละเอียดที่กล่าวถึงข้างต้น สามารถสรุปขั้นตอนวิธีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าได้ดังนี้

3.7.1 ขั้นตอนวิธีการสร้างเมทริกซ์กระแสบัสที่จ่ายให้กิ่ง

- 1) กำหนดให้มีดัชนีของเมทริกซ์กระแสบัสที่จ่ายให้กิ่ง $[BIBC]$ เท่ากับ $3M \times 3(N-1)$

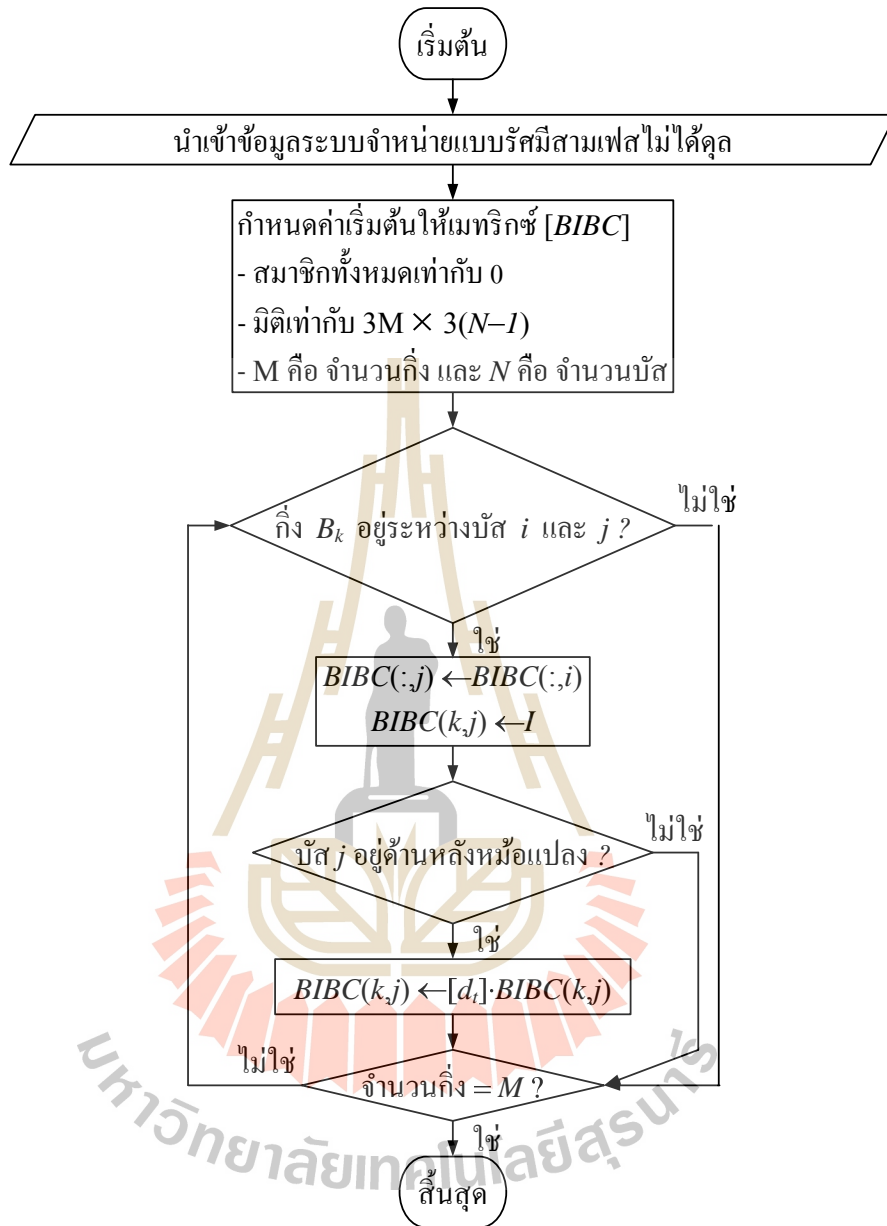
เมื่อ M คือจำนวนกิ่งและ N คือจำนวนบัสของระบบ

- 2) หากกิ่ง B_k อยู่ระหว่างบัส i และ j ให้ดำเนินการดังนี้
 - คัดลอกสมาชิกของ $[BIBC]$ ในสดมภ์ i ไปแทนที่สดมภ์ j
 - แทนที่สมาชิกของ $[BIBC]$ ในแถว k สดมภ์ j ด้วยเมทริกซ์ I
 - กรณีบัส j เป็นบัสที่อยู่ด้านหลังหม้อแปลง คูณสมาชิกของ $[BIBC]$ ในแถว k

สดมภ์ j ด้วย d_l

- 3) ทำซ้ำขั้นตอนที่ 2) จนครบทุกกิ่ง

ผังงานการสร้างเมทริกซ์กระแสบัสที่จ่ายให้กิ่ง $[BIBC]$ มีรายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.18



รูปที่ 3.18 ผังงานการสร้างเมทริกซ์กระแสบัสที่จ่ายให้กิ่ง [BIBC]

3.7.2 ระเบียบวิธีการสร้างเมทริกซ์กระแสกิ่งที่ส่งผลต่อแรงดันบัส

- 1) กำหนดให้มีมิติของเมทริกซ์กระแสกิ่งที่ส่งผลต่อแรงดันบัส [BCBV] เท่ากับ $3(N-1) \times 3M$ เมื่อ M คือจำนวนกิ่ง และ N คือจำนวนบัสของระบบ
- 2) หากกิ่ง B_k อยู่ระหว่างบัส i และ j ให้ดำเนินการดังนี้
 - คัดลอกสมาชิกของ [BCBV] ในแถว i ไปแทนที่แถว j

- แทนที่สมาชิกของ $[BCBV]$ ในแถว j สดมภ์ k ด้วยอิมพีแดนซ์ของกิ่ง B_k ซึ่งเท่ากับ Z_{ij}
- กรณีบัส i และ j เป็นสองบัสที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลง แทนที่สมาชิกของ $[BCBV]$ ในแถว j สดมภ์ k ด้วยอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง $[b_{ij}]$
- กรณีบัส j เป็นบัสที่อยู่ด้านหลังหม้อแปลง คุณสมบัติของ $[BCBV]$ ในแถว k สดมภ์ j ด้วย $[A_{ij}]$

3) ทำซ้ำขั้นตอนที่ 2) จนครบทุกกิ่ง

ผังงานการสร้างเมทริกซ์กระแสโบราณซ์ที่ส่งผลต่อแรงดันบัส $[BCBV]$ มีรายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.19

3.7.3 ขั้นตอนวิธีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่าย

- 1) นำเข้าข้อมูลระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่
- 2) กำหนดเมทริกซ์ $[BCBV]$ และ $[BIBC]$
- 3) กำหนดค่าเริ่มต้นของแรงดันบัสและค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้
- 4) กำหนดกระแสบัส $[I]$
- 5) กำหนดเวกเตอร์ผลต่างของแรงดันบัส $[\Delta V]$ ด้วยสมการที่ 3.137

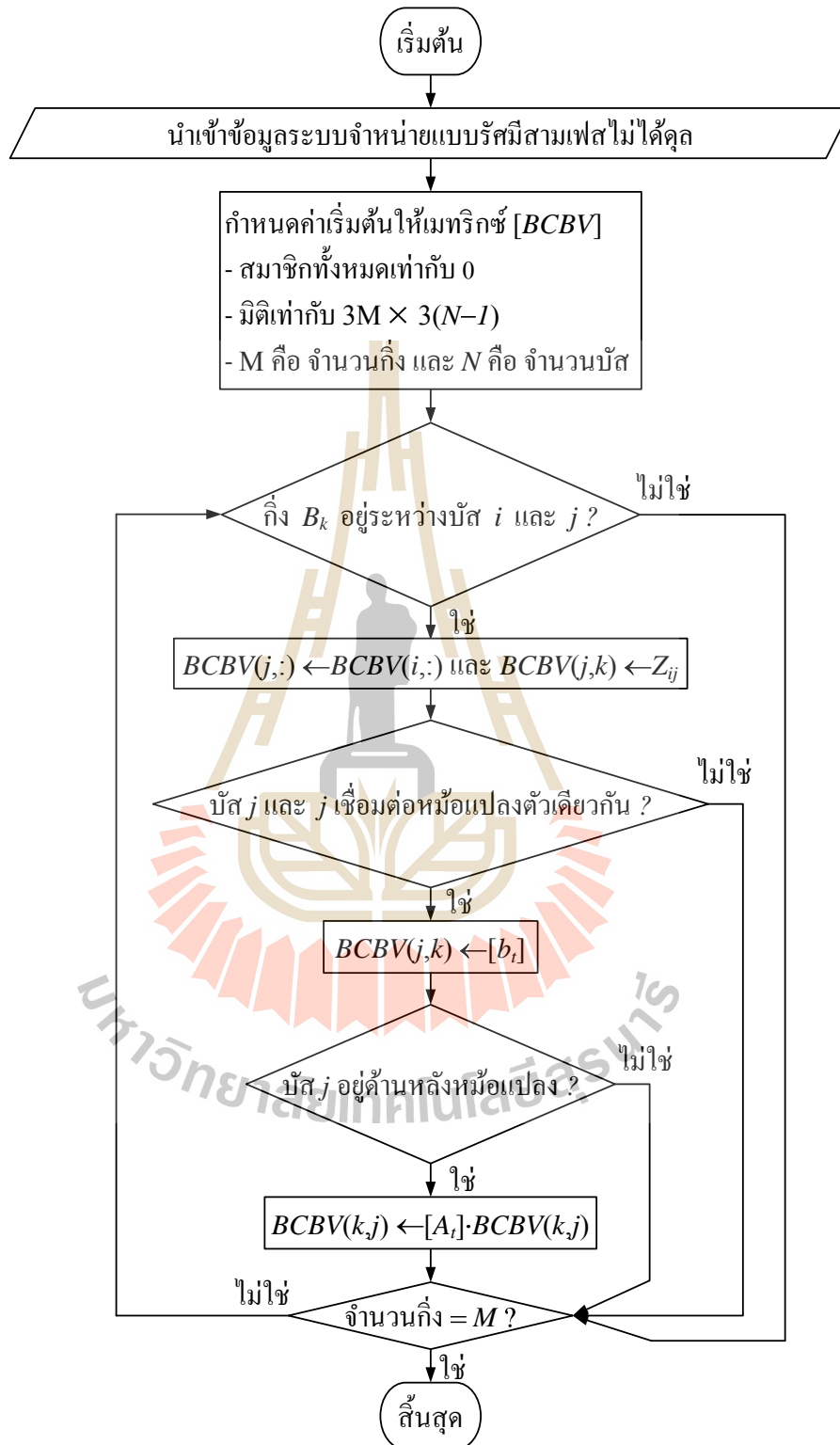
$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I] = [DLF][I] \quad (3.137)$$

- 6) ดำเนินการสำหรับบัสที่ $2 - N$ กำหนดหาผลเฉลยของแรงดันบัส
 - กรณีบัส m อยู่ด้านหลังหม้อแปลง

$$[V_m^{k+1}] = [A_{ij}] \cdot [V_1] - [\Delta V_m^{k+1}] \quad (3.138)$$

- กรณีบัส m ไม่อยู่ด้านหลังหม้อแปลง

$$[V_m^{k+1}] = [V_1] - [\Delta V_m^{k+1}] \quad (3.139)$$



รูปที่ 3.19 ผังงานการสร้างเมทริกซ์กระแสบรานซ์ที่ส่งผลต่อแรงดันบัส [BCBV]

โดยที่

$$[\Delta V^{k+1}] = [DLF][I^k] \quad (3.140)$$

เมื่อ	$[V_m^{k+1}]$	คือ	แรงดันบัส m จากการคำนวณรอบปัจจุบัน ($k \square 1$)
	$[\Delta V_m^{k+1}]$	คือ	ผลต่างของแรงดันบัสที่ 1 และบัส m จากการคำนวณรอบปัจจุบัน ($k \square 1$)
	$[A_i]$	คือ	เมทริกซ์ค่าคงตัวของหม้อแปลงที่อยู่ด้านหน้าบัส m
	I^k	คือ	กระแสบัสจากการคำนวณรอบที่ k

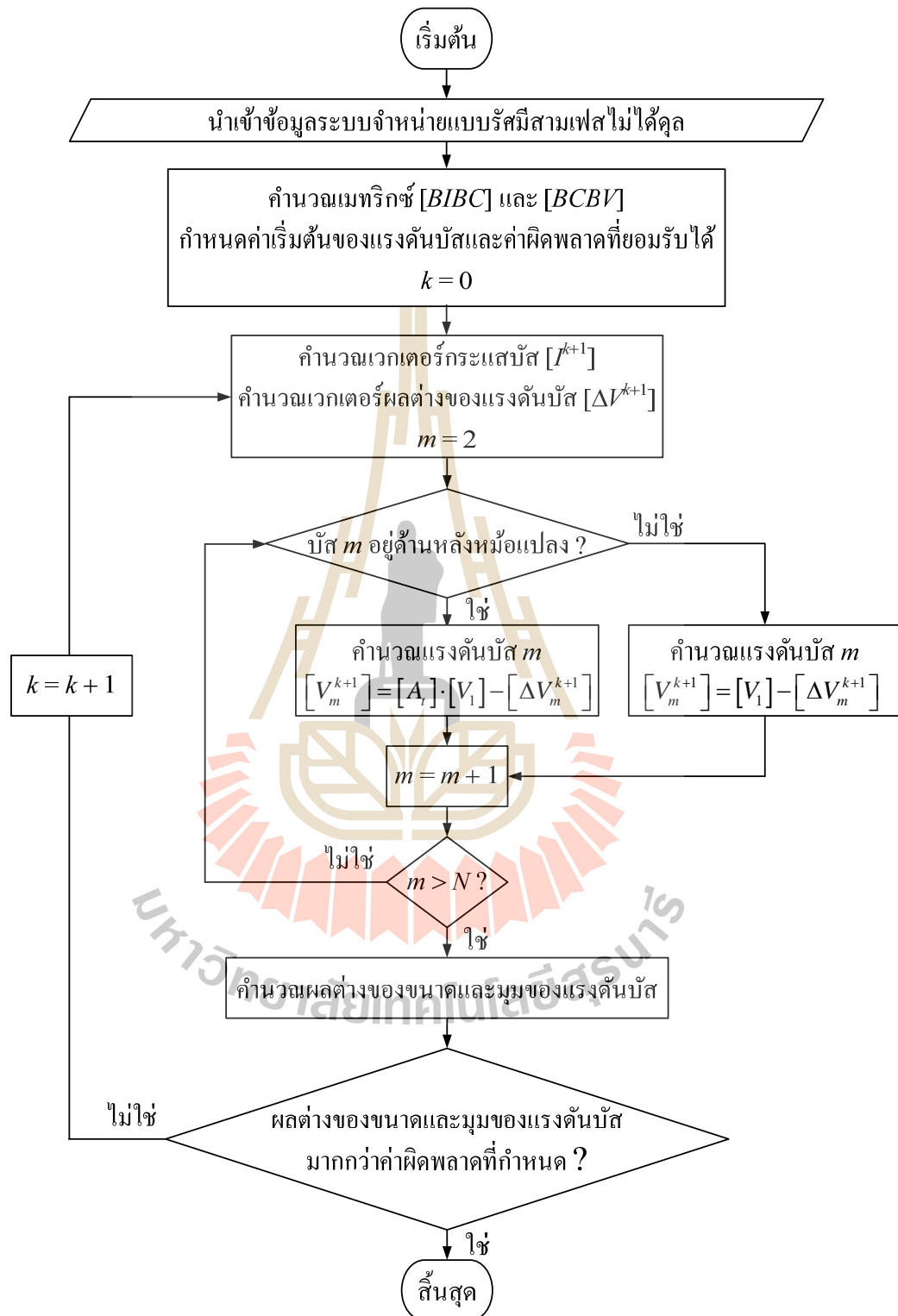
7) จำนวนผลต่างของขนาดและมุมแรงดันดังสมการที่ 4.141

$$\begin{aligned} \text{magVmiss} &= \max(|V^{k+1}| - |V^k|) \\ \text{magVAngmiss} &= \max(\angle V^{k+1} - \angle V^k) \end{aligned} \quad (3.141)$$

8) หากผลต่างของขนาดและมุมแรงดันต่ำกว่าค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ให้สิ้นสุดการคำนวณ แต่ถ้ามากกว่าให้ย้อนกลับไปขั้นตอนที่ 4)

ผังงานการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่ายมีรายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.20

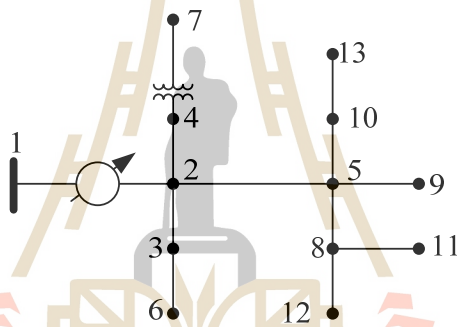
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



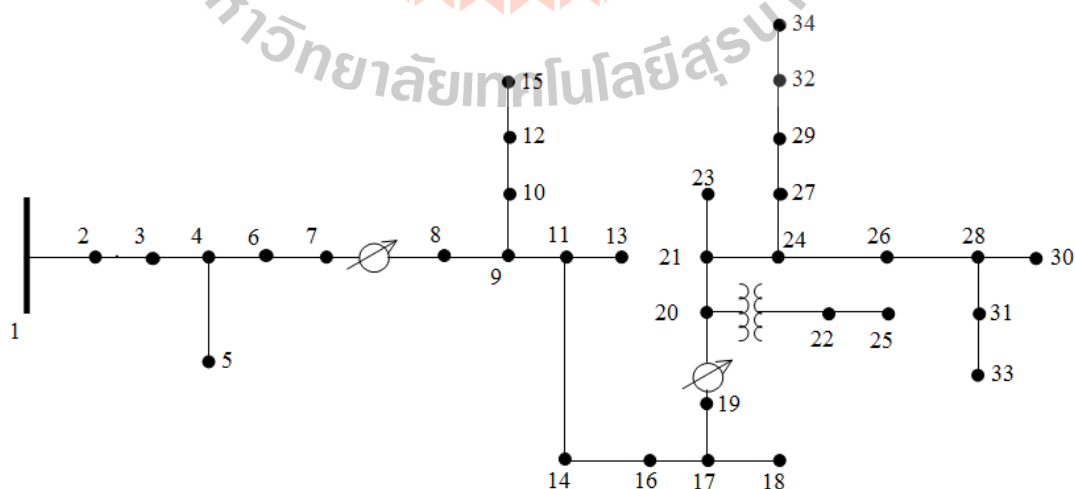
รูปที่ 3.20 ผังงานการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่าย

3.8 ผลการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่

ระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ของ IEEE ขนาด 13 บัส และ 34 บัส (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2016) ถูกนำมาใช้ทดสอบความถูกต้องของขั้นตอนวิธีและรหัสคำสั่งของโปรแกรม MATLAB ทอพอโลยีระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ของ IEEE ขนาด 13 บัส และ 34 บัส แสดงในรูปที่ 3.21 และรูปที่ 3.22 ตามลำดับ ข้อมูลของสายป้อน โหลด หม้อแปลง และผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีมาตรฐานแสดงใน IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group (2016) ผลการคำนวณแรงดันบัสด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่ายของ IEEE ขนาด 13 บัส และ 34 บัส แสดงในตารางที่ 3.1 และตารางที่ 3.2 ตามลำดับ กราฟแสดงโพรไฟล์แรงดันบัสของระบบ IEEE ขนาด 13 บัส และ 34 บัส แสดงในรูปที่ 3.23 และรูปที่ 3.24 ตามลำดับ



รูปที่ 3.21 ทอพอโลยีระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ของ IEEE ขนาด 13 บัส



รูปที่ 3.22 ทอพอโลยีระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ของ IEEE ขนาด 34 บัส

ตารางที่ 3.1 ผลการคำนวณแรงดันบัสของระบบ IEEE ขนาด 13 บัส

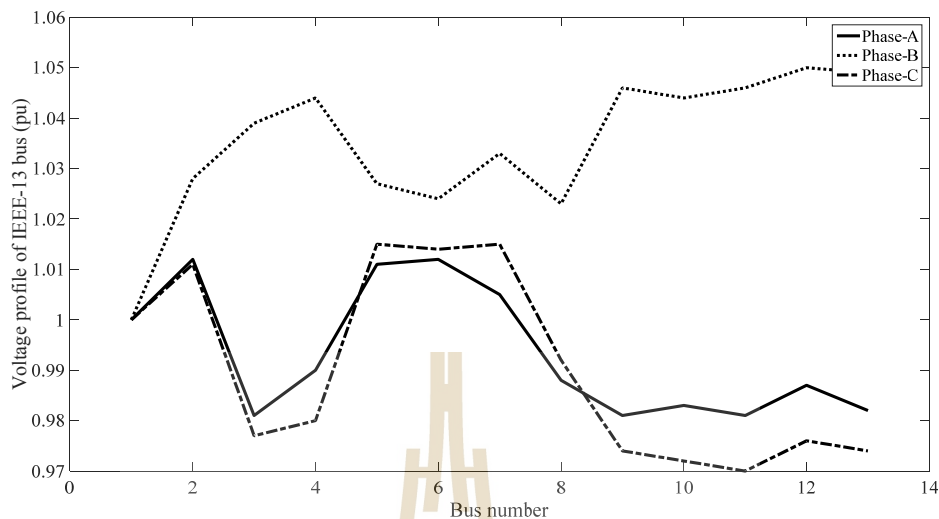
บัส	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
	ขนาด (pu)	มุมเฟส (องศา)	ขนาด (pu)	มุมเฟส (องศา)	ขนาด (pu)	มุมเฟส (องศา)
1	1.000	0	1.000	-120	1.000	120
2	1.012	-2.75	1.028	-121.95	1.011	118.02
3	0.981	-5.73	1.039	-122.69	0.977	115.79
4	0.990	-5.70	1.044	-122.80	0.980	115.80
5	1.011	-2.88	1.027	-122.13	1.015	117.62
6	1.012	-2.85	1.024	-122.28	1.014	117.58
7	1.005	-3.05	1.033	-122.88	1.015	117.54
8	0.988	-3.58	1.023	-122.34	0.992	116.92
9	0.981	-5.72	1.046	-122.80	0.974	115.69
10	0.983	-5.76	1.044	-122.75	0.972	115.76
11	0.981	-5.62	1.046	-122.69	0.970	115.64
12	0.987	-5.72	1.050	-122.75	0.976	115.83
13	0.982	-5.97	1.049	-122.94	0.974	115.86

ตารางที่ 3.2 ผลการคำนวณแรงดันบัสของระบบ IEEE ขนาด 34 บัส

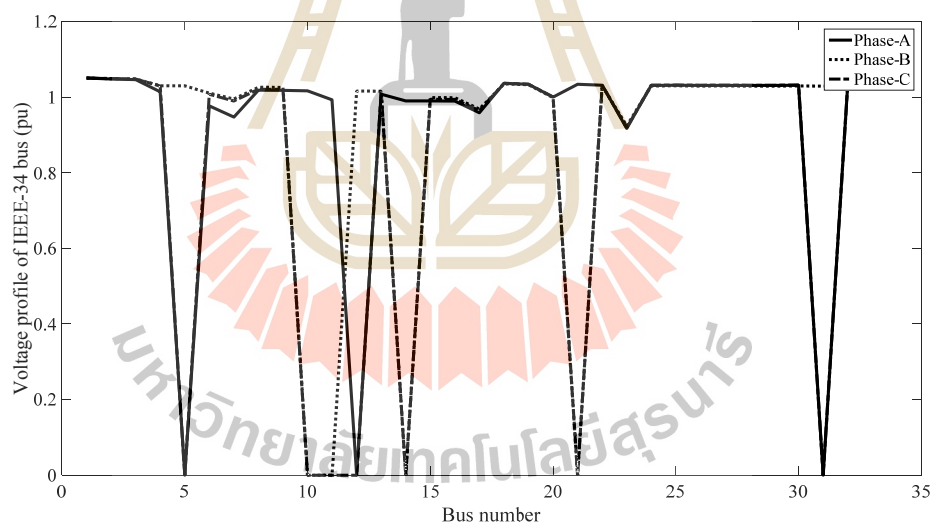
บัส	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
	ขนาด (pu)	มุมเฟส (องศา)	ขนาด (pu)	มุมเฟส (องศา)	ขนาด (pu)	มุมเฟส (องศา)
1	1.0505	0	1.0505	-120.06	1.0505	120.06
2	1.048	-0.05	1.0489	-120.13	1.0489	120.01
3	1.0462	-0.08	1.0479	-120.17	1.0479	119.98
4	1.0141	-0.7504	1.0301	-121.011	1.0294	119.3596
5	0	0	1.0299	-121.011	0	0
6	0.9768	-1.5708	1.0105	-121.981	1.0074	118.6493
7	0.9472	-2.2611	0.995	-122.761	0.9898	118.069
8	1.0181	-2.2611	1.026	-122.761	1.0208	118.069
9	1.0177	-2.2611	1.0258	-122.771	1.0205	118.069

ตารางที่ 3.2 ผลการคำนวณแรงดันบัสของระบบ IEEE ขนาด 34 บัส (ต่อ)

บัส	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
	ขนาด (pu)	มุมเฟส (องศา)	ขนาด (pu)	มุมเฟส (องศา)	ขนาด (pu)	มุมเฟส (องศา)
10	1.0168	-2.2711	0	0	0	0
12	0.9931	-2.3212	0	0	0	0
13	0	0	1.0161	-123.002	0	0
14	1.0079	-2.3812	1.0156	-123.012	1.0114	117.8089
15	0.99	-2.3312	0	0	0	0
16	0.9899	-2.6313	0.9987	-123.452	0.9943	117.3086
17	0.9895	-2.6413	0.9983	-123.462	0.9939	117.2986
18	0.9586	-3.1116	0.9685	-124.242	0.9642	116.3882
19	1.0364	-3.1116	1.035	-124.242	1.0365	116.3882
20	1.0341	-3.1716	1.0327	-124.342	1.0343	116.2781
21	1.0001	-4.6423	0.9988	-125.793	1.0005	114.8774
22	1.0341	-3.1716	0	0	0	0
23	1.0314	-3.2416	1.03	-124.452	1.0318	116.148
24	0.9172	-5.1926	0.924	-126.843	0.9182	114.037
25	1.031	-3.2416	1.0296	-124.452	1.0315	116.148
26	1.0314	-3.2516	1.0299	-124.452	1.0318	116.148
27	1.0308	-3.2316	1.0292	-124.452	1.0313	116.148
28	1.0312	-3.2716	1.0296	-124.482	1.0316	116.118
29	1.0308	-3.2316	1.0292	-124.452	1.0313	116.118
30	1.0308	-3.2316	1.0292	-124.452	1.0313	116.148
31	1.0314	-3.3217	1.0296	-124.522	1.0318	116.068
32	0	0	1.029	-124.452	0	0
33	1.0315	-3.3217	1.0296	-124.532	1.0319	116.058
34	1.0505	0	1.0505	-120.06	1.0505	120.06



รูปที่ 3.23 โพรไฟล์แรงดันระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คูลของ IEEE 13 บัส



รูปที่ 3.24 โพรไฟล์แรงดันระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คูลของ IEEE 34 บัส

3.9 สรุป

การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คูลด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่าย เป็นวิธีการที่อนุพัทธ์มาจากกฎแรงดันของเคอร์ชอฟฟ์ พารามิเตอร์สำคัญที่วิเคราะห์จากทอพอโลยีของระบบคือเมทริกซ์กระแสบัสที่จ่ายให้กิ่ง [BIBC] และเมทริกซ์กระแสกิ่งที่ส่งผลต่อแรงดันบัส [BCBV] กรณีที่หมายเลขบัสของระบบไม่ได้เริ่มต้นที่เลข 1 การค้นหาในแนวกว้างสามารถนำมาประยุกต์ใช้เพื่อกำหนดหมายเลขบัสค่าใหม่ให้เริ่มต้นจากเลข 1 และเพิ่มค่าไปเรื่อย ๆ ชั้นละ 1 จนถึง

หมายเลขบัสค่าสุดท้าย ขั้นตอนสำคัญของการวิเคราะห์คือการสร้างแบบจำลององค์ประกอบทั้งหมดของระบบ ซึ่งประกอบไปด้วยสายป้อน หม้อแปลง โหลด และตัวเก็บประจุ สมการแบบจำลองขึ้นอยู่กับรูปแบบการต่อและทอพอโลยี เช่น ต่อแบบวาย เดลตา สามเฟส สองเฟส และเฟสเดียว เป็นต้น สำหรับกรณีของโหลดต้องพิจารณาเพิ่มเติมว่าเป็นโหลดชนิดใด เพราะกระแส แรงดัน และกำลังเชิงซ้อนของโหลดแต่ละชนิดในทุกรอบของการคำนวณซ้ำมีค่าแตกต่างกันสำหรับชนิดของโหลดที่แตกต่างกัน ผลจากการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คู่ด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่ายสำหรับระบบจำหน่าย IEEE ขนาด 13 บัส และ 34 บัส พบว่าผลการคำนวณที่ได้มีค่าใกล้เคียงกับผลการคำนวณมาตรฐานที่นำเสนอโดย IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group (2016) ซึ่งเป็นข้อมูลที่ยืนยันว่าเป็นวิธีการที่สามารถนำไปประยุกต์ใช้เป็นเครื่องมือวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าสำหรับงานวิจัยของวิทยานิพนธ์ได้

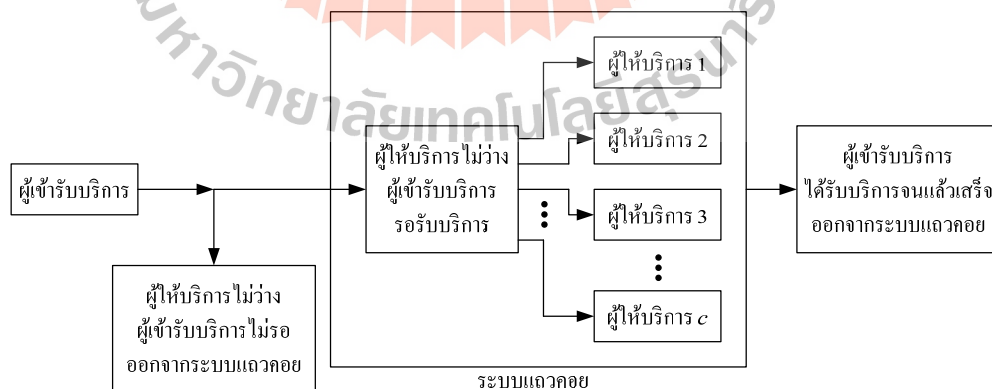


บทที่ 4

การจำลองโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้าด้วยทฤษฎีแถวคอย

4.1 บทนำ

การอัดประจุ PEV ในระบบจำหน่าย เป็นเหตุการณ์ที่ไม่สามารถระบุจำนวนของยานยนต์ กำลังอัดประจุ และช่วงเวลาของการเชื่อมต่อที่แน่นอนได้ การคำนวณโหลด PEV จึงต้องใช้ทฤษฎีแถวคอย (Queuing theory) เพื่อประมาณค่าโหลดกำลังอัดประจุในช่วงเวลาที่ต้องการทราบ เพื่อให้สามารถนำค่าโหลดดังกล่าวนี้ไปวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า และนำผลลัพธ์ที่ได้ไปใช้ประโยชน์ในด้านอื่นต่อไป ทฤษฎีแถวคอยเป็นการศึกษาทางคณิตศาสตร์ที่ใช้วิเคราะห์ระบบที่มีการเข้าคิวเพื่อรับบริการ การให้บริการ การรอรับบริการ และการออกจากระบบโดยไม่รอรับบริการ ตัวอย่างของระบบที่สามารถประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย เช่น การควบคุมชุมสายโทรศัพท์ การให้บริการชำระค่าสินค้าในศูนย์การค้าขนาดใหญ่ การให้บริการเติมน้ำมันในสถานีบริการ เป็นต้น แผนภาพบล็อกแสดงส่วนประกอบของระบบแถวคอยแสดงในรูปที่ 4.1 (ปานวิทย์ ฐะนุติ, 2559) ระบบแถวคอยนี้มีหน่วยให้บริการจำนวนทั้งสิ้น c หน่วย ผู้เข้ารับบริการจะได้รับบริการทันทีหากมีหน่วยบริการว่าง แต่ถ้าหน่วยบริการทั้งหมดไม่ว่างเพราะกำลังให้บริการอยู่ หรือไม่พร้อมให้บริการ ผู้เข้ารับบริการบางส่วนอาจการรับบริการในแถวคอย หรือออกจากระบบ การประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอยต้องใช้ความรู้พื้นฐานดังต่อไปนี้



รูปที่ 4.1 แผนภาพบล็อกแสดงส่วนประกอบของระบบแถวคอย

4.1.1 ตัวแปรสุ่ม

ตัวแปรสุ่มคือตัวเลขที่ใช้แทนเหตุการณ์ที่ได้จากการสังเกตหรือการทดลอง สัญลักษณ์ $X(A)$ คือตัวแปรสุ่ม X สำหรับเหตุการณ์ A ตัวแปรสุ่มแบ่งออกเป็น 2 ชนิดคือตัวแปรสุ่มแบบต่อเนื่องและไม่ต่อเนื่อง ตัวแปรสุ่มต่อเนื่องมีค่าต่อเนื่องและเป็นจำนวนไม่จำกัด ตัวแปรสุ่มไม่ต่อเนื่องมีค่าเป็นตัวเลขไม่ต่อเนื่องและจำนวนจำกัด การแจกแจงความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นของตัวแปรสุ่มเรียกว่าการแจกแจงความน่าจะเป็นของตัวแปรสุ่ม ฟังก์ชันที่ใช้ระบุความน่าจะเป็นของตัวแปรสุ่มคือฟังก์ชันความน่าจะเป็น $f(x)$

การแจกแจงแบบปัวซอง

การแจกแจงแบบปัวซองเป็นการแจกแจงความน่าจะเป็นของตัวแปรสุ่มแบบไม่ต่อเนื่อง ใช้คำนวณหาความน่าจะเป็นของจำนวนครั้งที่ของเหตุการณ์แบบสุ่มในช่วงเวลาหนึ่งและเป็นอิสระต่อกัน กำหนดให้ μ คือค่าเฉลี่ยของการเกิดเหตุการณ์ และ x คือจำนวนครั้งของเหตุการณ์ที่สนใจ ฟังก์ชันความน่าจะเป็นของการแจกแจงแบบปัวซองคือ

$$f(x) = \frac{e^{-\lambda} \lambda^x}{x!} \quad (4.1)$$

การแจกแจงแบบเลขชี้กำลัง

การแจกแจงแบบเลขชี้กำลังเป็นการแจกแจงความน่าจะเป็นของตัวแปรสุ่มแบบต่อเนื่อง ฟังก์ชันความน่าจะเป็นของการแจกแจงแบบเลขชี้กำลังคือ

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}, \quad 0 \leq x < \infty \quad (4.2)$$

4.1.2 กระบวนการปัวซอง

กระบวนการนับคือการสุ่มและได้ค่าตัวแปรสุ่มในแต่ละช่วงเวลามีค่าเป็นจำนวนเต็มที่เพิ่มขึ้น ถ้าตัวแปรสุ่มของการเกิดเหตุการณ์ในแต่ละช่วงเวลาของการเข้ามาใช้บริการ (interarrival time) มีการแจกแจงแบบเลขชี้กำลังด้วยค่าเฉลี่ย $1/\mu$ กระบวนการนับดังกล่าวนี้มีชื่อเรียกว่ากระบวนการปัวซอง และมีคุณสมบัติดังนี้

- จำนวนเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นมีจำนวนเพิ่มขึ้นอย่างอิสระ ทุกเหตุการณ์เกิดในช่วงเวลาไม่คาบเกี่ยวกัน
- จำนวนเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาใด ๆ มีการกระจายแบบปัวซองด้วยค่าเฉลี่ย μ ขึ้นกับความยาวของช่วงเวลาและไม่ขึ้นกับเวลาเริ่มต้น

– ความน่าจะเป็นของจำนวนเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาของการเข้ามาใช้บริการ (τ) สำหรับ $t \geq 0$ และมีการกระจายแบบปัวซองด้วยค่าเฉลี่ย $\lambda\tau$ สามารถคำนวณหาได้จากสมการที่ 4.3

$$P[N(t+\tau) - N(t) = k] = \frac{e^{-\lambda\tau} (\lambda\tau)^k}{k!} \quad (4.3)$$

การแจกแจงแบบปัวซอง การแจกแจงแบบเลขชี้กำลัง และกระบวนการปัวซอง เป็นพื้นฐานสำคัญของการประยุกต์ใช้แถวคอยในการคำนวณหาโหลด PEV สำหรับงานวิจัยวิทยานิพนธ์

4.2 องค์ประกอบและสัญลักษณ์ของแถวคอย

องค์ประกอบที่สำคัญของแถวคอยมีดังต่อไปนี้ (ปานวิทย์ ชูระนุติ, 2559)

- 1) จำนวนผู้มีสิทธิ์เข้ารับบริการ
- 2) รูปแบบการเข้ามาในระบบแถวคอยของผู้เข้ารับบริการ ตัวอย่างของรูปแบบโดยทั่วไปมีดังนี้
 - แบบจำลองมาร์คอฟเชย (Markovian model) ผู้เข้ารับบริการเข้ามาในระบบแถวคอยด้วยรูปแบบการกระจายความน่าจะเป็นแบบปัวซอง
 - แบบจำลองเชิงกำหนด (deterministic model) ผู้เข้ารับบริการเข้ามาในระบบแถวคอยด้วยรูปแบบการกระจายความน่าจะเป็นที่สามารถกำหนดได้แน่นอน
- 3) พฤติกรรมของผู้เข้ารับบริการ มีรายละเอียดดังนี้
 - เมื่อผู้เข้ารับบริการเข้ามาในระบบแถวคอยอาจไม่เข้ารับบริการเนื่องจากคิวเต็ม
 - ผู้เข้ารับบริการเข้ามาในระบบแถวคอยด้วยระยะเวลาหนึ่ง และออกจากระบบก่อนเข้ารับบริการ
 - ผู้เข้ารับบริการเข้ามาในระบบแถวคอยอาจเปลี่ยนการเข้าคิวจากแถวหนึ่งไปยังอีกแถวหนึ่ง
- 4) โครงสร้างของระบบ ประกอบไปด้วยจำนวนผู้ให้บริการคู่ขนานและความจุของระบบ
- 5) เกณฑ์ของแถวคอย มีรายละเอียดดังนี้
 - ผู้เข้ารับบริการที่มาถึงหน่วยบริการก่อนจะได้รับการบริการก่อน
 - ผู้เข้ารับบริการที่มาถึงหน่วยบริการหลังสุดจะได้รับการบริการก่อน
 - ผู้เข้ารับบริการที่มีสิทธิพิเศษจะได้รับการบริการก่อน โดยแบ่งออกเป็น 2 กรณีคือ หยุดให้บริการผู้รับบริการปัจจุบันทันทีและเปลี่ยนไปให้บริการผู้รับบริการที่มีสิทธิพิเศษ หรือ ให้บริการผู้รับบริการปัจจุบันให้เสร็จเรียบร้อยก่อนจึงเปลี่ยนไปให้บริการผู้รับบริการที่มีสิทธิพิเศษ

6) รูปแบบการให้บริการ มีตัวอย่างดังนี้

– แบบจำลองมาร์โคเวียน เวลาในการให้บริการมีรูปแบบการกระจายความน่าจะเป็นแบบเลขชี้กำลัง

– แบบจำลองเชิงกำหนด เวลาในการให้บริการมีรูปแบบการกระจายความน่าจะเป็นที่สามารถกำหนดได้แน่นอน

สัญลักษณ์ที่ใช้กำหนดองค์ประกอบของแถวคอยจะอ้างอิงตามสัญกรณ์เคนดอลล์ (Kendall's notation) ดังนี้

$$A/B/C/X/Y/Z \quad (4.4)$$

เมื่อ

A	คือ	รูปแบบการเข้าสู่ระบบของผู้รับบริการ
B	คือ	รูปแบบการให้บริการ
C	คือ	จำนวนผู้ให้บริการคู่ขนาน
X	คือ	จำนวนผู้รับบริการในระบบ ณ เวลานั้น
Y	คือ	เกณฑ์ของแถวคอย
Z	คือ	จำนวนผู้รับบริการที่สามารถขอรับบริการได้

พารามิเตอร์สำคัญของระบบแถวคอยมีดังนี้

1) อัตราเฉลี่ยของการเข้ารับบริการ (λ) คือจำนวนเฉลี่ยของผู้เข้ารับบริการในช่วงเวลาที่กำหนด

2) อัตราเฉลี่ยของการให้บริการ (μ) คือจำนวนเฉลี่ยของผู้เข้ารับบริการที่หน่วยบริการสามารถให้บริการได้ในเวลาที่กำหนด

3) เวลาเฉลี่ยของการให้บริการ ($\tau = 1/\mu$) คือเวลาเฉลี่ยการให้บริการสำหรับผู้เข้ารับบริการแต่ละราย

4) ความหนาแน่นจราจร ($\rho = \lambda/\mu$) คืออัตราส่วนระหว่างจำนวนเฉลี่ยของผู้เข้ารับบริการต่อจำนวนเฉลี่ยของผู้เข้ารับบริการที่หน่วยบริการสามารถให้บริการได้ในเวลาที่กำหนดเวลา

5) เวลาเฉลี่ยที่ผู้เข้ารับบริการอยู่ในแถวคอย (W)

6) เวลาทั้งหมดที่ผู้เข้ารับบริการอยู่ในระบบ (T) ซึ่งมีค่าเท่ากับผลรวมของเวลาเฉลี่ยที่ผู้เข้ารับบริการอยู่ในแถวคอยรวมกับเวลาเฉลี่ยการให้บริการสำหรับผู้เข้ารับบริการแต่ละราย ($T = W + \tau$)

7) จำนวนผู้เข้ารับบริการเฉลี่ยที่อยู่ในแถวคอย (N_q)

8) จำนวนผู้เข้ารับบริการเฉลี่ยทั้งหมดที่อยู่ในระบบ ($N = N_q + \lambda\tau$)

9) ความน่าจะเป็นที่จะมีผู้เข้ารับบริการจำนวน k รายอยู่ในระบบ (p_k) โดยที่ $k = 0, 1, 2, 3, \dots, X$

แถวคอยถูกจำแนกออกเป็น 3 ประเภทหลักมีดังนี้

1) ระบบแถวคอยแบบมาโคเวียนที่มีผู้ให้บริการเพียงคนเดียว รูปแบบการเข้ามารับบริการเป็นการแจกแจงแบบปัวซอง และรูปแบบเวลาของการให้บริการเป็นการกระจายแบบเลขชี้กำลัง ตัวอย่างสัญญาณของระบบแถวคอยประเภทนี้ เช่น $MM/1$, $MM/1/K$ เป็นต้น

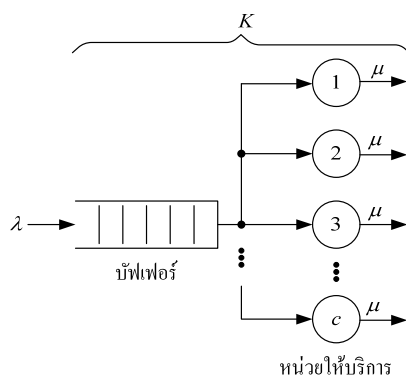
2) ระบบแถวคอยแบบมาโคเวียนที่มีผู้ให้บริการหลายคน รูปแบบการเข้ามารับบริการเป็นการแจกแจงแบบปัวซอง และรูปแบบเวลาของการให้บริการเป็นการกระจายแบบเลขชี้กำลัง ตัวอย่างสัญญาณของระบบแถวคอยประเภทนี้ เช่น $M/M/c$, $M/M/c/K$ เป็นต้น

3) ระบบแถวคอยแบบกึ่งมาโคเวียน รูปแบบการเข้ามารับบริการเป็นการแจกแจงแบบปัวซอง รูปแบบเวลาของการให้บริการเป็นการกระจายแบบใดก็ได้ พารามิเตอร์ที่ต้องพิจารณาเพิ่มเติมสำหรับระบบแถวคอยประเภทนี้คือค่าเฉลี่ยและความแปรปรวนของเวลาที่ให้บริการ

สำหรับระบบแถวคอยของงานวิจัยวิทยานิพนธ์เป็นแบบมาโคเวียนที่มีผู้ให้บริการหลายคน ระบบสามารถรองรับผู้เข้ารับบริการได้จำนวนจำกัด ดังรายละเอียดแบบจำลองและการประยุกต์ใช้งานที่จะกล่าวถึงในหัวข้อ 4.4

4.3 แถวคอยแบบ $M/M/c/K$

ระบบแถวคอยแบบ $M/M/c/K$ มีหน่วยให้บริการจำกัด c หน่วย สามารถรองรับผู้เข้ารับบริการทั้งระบบได้จำนวนจำกัด K ราย เมื่อผู้เข้ารับบริการมีจำนวนน้อยกว่าหน่วยให้บริการ c จะได้รับบริการทันที หากผู้เข้ารับบริการมีจำนวนมากกว่า c อาจรอคิวในแถวคอยหรือออกไปจากระบบ และหากผู้เข้ารับบริการมีจำนวนมากกว่า K ราย ผู้รับบริการจะออกไปจากระบบ โครงสร้างของแถวคอยแบบ $M/M/c/K$ แสดงในรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 โครงสร้างของแถวคอยแบบ $M/M/c/K$

สมการคำนวณความน่าจะเป็นที่ระบบแถวคอยจะมีผู้รับบริการจำนวน k รายคือ

$$p_k = \begin{cases} \frac{1}{k!} \left(\frac{\lambda}{\mu} \right)^k p_0 & ; k < c \\ \frac{1}{c! c^{k-c}} \left(\frac{\lambda}{\mu} \right)^k p_0 & ; k \geq c \\ 0 & ; k > K \end{cases} \quad (4.5)$$

$$p_0 = \frac{1}{\sum_{k=0}^{c-1} \frac{1}{k!} \left(\frac{\lambda}{\mu} \right)^k + \frac{1}{c!} \left(\frac{\lambda}{\mu} \right)^c \cdot \left(\frac{c\mu}{c\mu - \lambda} \right)} \quad (4.6)$$

ในกรณีที่หน่วยให้บริการไม่ว่าง หรือไม่พร้อมที่จะให้บริการได้ ผู้รับบริการบางส่วนอาจไม่เข้าคิวรอในแถวคอยและออกจากไปจากระบบ ดังนั้นความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดภาวะไม่สามารถให้บริการได้คือ

$$p_B = p_{k=K} \quad (4.7)$$

กำหนดให้ผู้เข้ารับบริการเข้าสู่ระบบแถวคอยด้วยอัตราเฉลี่ย μ สมการคำนวณอัตราเฉลี่ยสุทธิคือ

$$\lambda' = \lambda(1 - p_B) \quad (4.8)$$

กรณีที่ระบบอยู่ในสถานะที่สามารถให้บริการได้เพราะความจุยังไม่เต็ม หากหน่วยบริการเต็มหรือไม่สามารถให้บริการได้ ผู้เข้ารับบริการต้องรอคิวในแถวคอย สมการคำนวณความน่าจะเป็นที่ผู้รับบริการต้องรอคิวในแถวคอยคือ

$$p_d = P(W > 0) = \sum_{k=c}^K p_k \quad (4.9)$$

สมการคำนวณจำนวนผู้รับบริการที่รอคิวในแถวคอยคือ

$$N_q = \frac{p_0}{c!} \left(\frac{\lambda}{\mu} \right)^c \pi \left(\frac{\rho}{(1-\rho)^2} \right) \left[1 - \rho^{K-c+1} - (1-\rho)(K-c+1)\rho^{K-c} \right] \quad (4.10)$$

สมการคำนวณเวลาเฉลี่ยที่ผู้รับบริการรอคิวในแถวคอยคือ

$$W = \frac{N_q}{\lambda'} \quad (4.11)$$

เมื่อพิจารณาเฉพาะผู้รับบริการที่อยู่ในแถวคอย และกำลังอยู่ในระหว่างการให้บริการ สมการคำนวณจำนวนผู้รับบริการทั้งหมดในระบบคือ

$$T = \frac{N}{\lambda'} \quad (4.12)$$

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ประยุกต์ใช้ระบบแถวคอยแบบ $M/M/c/K$ จำลองโหลด PEV ในระบบจำหน่ายแบบไร้สมิ โดยอ้างอิงจากข้อมูลจริงของสถานีอัดประจุทั้งในและต่างประเทศ สถานีเหล่านี้มีชุดอัดประจุและหน่วยบริการสำหรับให้ PEV รอในสถานีด้วยจำนวนที่แน่นอน รายละเอียดของการสร้างแบบจำลองและผลลัพธ์แสดงในหัวข้อที่ 4.5

4.4 แบบจำลองโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า

การเข้ารับบริการอัดประจุในสถานีบริการของ PEV เป็นเหตุการณ์ที่ไม่สามารถคาดหมายล่วงหน้าได้ การเกิดขึ้นของแต่ละเหตุการณ์ไม่มีความเกี่ยวข้องกัน ไม่ขึ้นกับเวลา และไม่สามารถควบคุมได้ ขั้นตอนวิธีการจำลองโหลด PEV ที่เข้ารับบริการอัดประจุในสถานบริการของระบบจำหน่ายมีรายละเอียดดังนี้

- 1) กำหนดอัตราเฉลี่ยของการเข้ารับบริการ (α) คือจำนวนเฉลี่ยของ PEV ที่เข้ารับบริการในสถานีต่อหน่วยเวลา เช่น คัน/นาที คัน/ชั่วโมง เป็นต้น
- 2) กำหนดอัตราเฉลี่ยของการให้บริการ (β) คือระยะเวลาเฉลี่ยที่สถานีบริการอัดประจุต่อ PEV หนึ่งคัน เช่น นาที/คัน เป็นต้น
- 3) กำหนดชนิดและจำนวน PEV ที่ต้องการอัดประจุ (N_{max})

- 4) กำหนดความต้องการกำลังอัดประจุสูงสุด ($P_{PEV,max}$) สำหรับ PEV แต่ละคัน
- 5) สุ่มตัวเลขที่อยู่ในช่วง $[0,1]$ ด้วยการแจกแจงเอกรูป (uniform distribution)
- 6) คำนวณหาความน่าจะเป็น ($p(n)$) ของโหลด PEV จำนวน $n \in 1, 2, 3, \dots, N_{max}$ ด้วยสมการที่

(4.5)

- 7) คำนวณหาจำนวน PEV น้อยที่สุด (N_{min}) จากเวกเตอร์ $\{0, 1, 2, \dots, N_{max}\}$ ที่สอดคล้องกับเงื่อนไขที่ 4.13

$$r[0,1] < p(n(k)) \quad (4.13)$$

- 8) คำนวณเวลาอัดประจุสำหรับ PEV แต่ละคันคำนวณจากเงื่อนไขที่ (4.14) โดยที่ t_{max} คือเวลามากที่สุดของการอัดประจุ PEV และ $i = 1, 2, 3, \dots, N_{min}$

$$t_{c,i} = \begin{cases} t_{max} & r(0,1) < \mu n_{max} e^{-\mu n_{max} t_{max}} \\ -\frac{1}{\mu n_{max}} \ln\left(\frac{r(0,1)}{\mu n_{max}}\right) & r(0,1) \geq \mu n_{max} e^{-\mu n_{max} t_{max}} \end{cases} \quad (4.14)$$

- 9) คำนวณกำลังอัดประจุสำหรับ PEV ชนิดที่ k จากสมการที่ 4.15

$$P_D(k) = P_{PEV,max} \left(N_{min} - \sum_{i=1}^{N_{min}} e^{-\frac{\alpha_{c,i}}{t_{max}}} \right) \quad (4.15)$$

- 10) ย้อนกลับไปขั้นตอนที่ 5) จนกว่าจะพิจารณา PEV ครบทุกชนิด
- 11) คำนวณโหลด PEV รวมทั้งหมดดังสมการที่ 4.16

$$P_{PEV} = \sum_{k=1}^{N_{max}} P_D(k) \quad (4.16)$$

ผังงานการจำลองโหลด PEV แสดงรายละเอียดในรูปแบบที่ 4.3

4.5 ผลการจำลองโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเทียบเข้าในเขตเทศบาลนครอุดรธานี

เนื่องจากเทศบาลนครอุดรธานียังไม่มีสถานีบริการอัดประจุ PEV ข้อมูลที่นำมาใช้จำลองโหลดยานยนต์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีโหนดสูงวางจร 4 กฟภ. เขตพื้นที่เทศบาลนครอุดรธานี จึงนำมาจากข้อมูลของการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEV ในประเทศสหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนีและราชอาณาจักรสวีเดน ข้อมูลถูกจำแนกออกเป็น 2 ช่วงเวลาคือ ชั่วโมงรีบเร่ง (rush hour) และชั่วโมงธรรมดา (average hour) ดังรายละเอียดแสดงในตารางที่ 4.1 - ตารางที่ 4.4 (Gnann, 2018) เงื่อนไขที่ใช้จำลองโหลดยานยนต์ไฟฟ้าในเขตเทศบาลนครอุดรธานีมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ชนิดของ PEV จำแนกออกเป็น 9 ชนิดตามกำลังอัดประจุและพิสัยสูงสุด
- 2) การคำนวณโหลดยานยนต์ไฟฟ้ากำหนดให้ภาวะของระบบมีความแตกต่างกัน 4 สถานการณ์ โดยใช้ข้อมูลสำหรับสร้างแบบจำลองแถวคอยจากตารางที่ 4.1 - ตารางที่ 4.4 ดังนั้นผลการคำนวณที่ได้จึงเป็นโหลดยานยนต์ไฟฟ้าจำนวนทั้งสิ้น 4 กลุ่มข้อมูล

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEVs ในชั่วโมงรีบเร่งของประเทศสหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนี

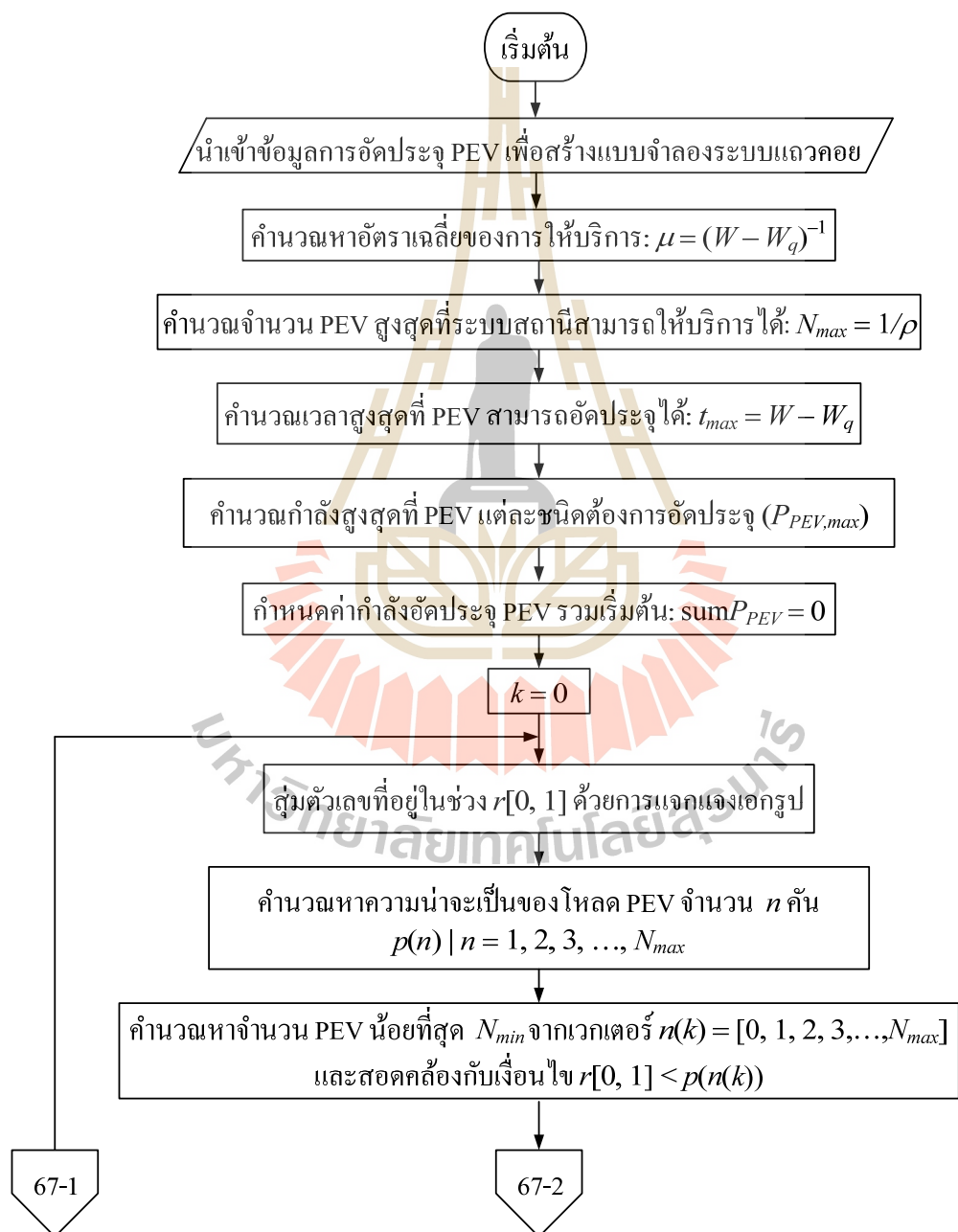
กำลังอัดประจุ (kW)	50	50	50	100	100	100	150	150	150
พิสัย (km)	100	200	300	100	200	300	100	200	300
α (1/min)	0.03	0.01	0.01	0.08	0.04	0.03	0.15	0.08	0.06
$\alpha\alpha$ (%)	41	30	28	58	46	43	68	56	53
W_q (min)	5	5	5	5	5	5	5	5	5
N_q	0.15	0.07	0.06	0.42	0.21	0.17	0.73	0.38	0.32
W (min)	19.0	27.3	30.1	12.0	16.2	17.6	9.7	12.4	13.4
N	0.56	0.37	0.34	1.00	0.67	0.60	1.40	0.94	0.85

ตารางที่ 4.2 ข้อมูลการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEVs ในชั่วโมงธรรมดาของราชอาณาจักรสวีเดน

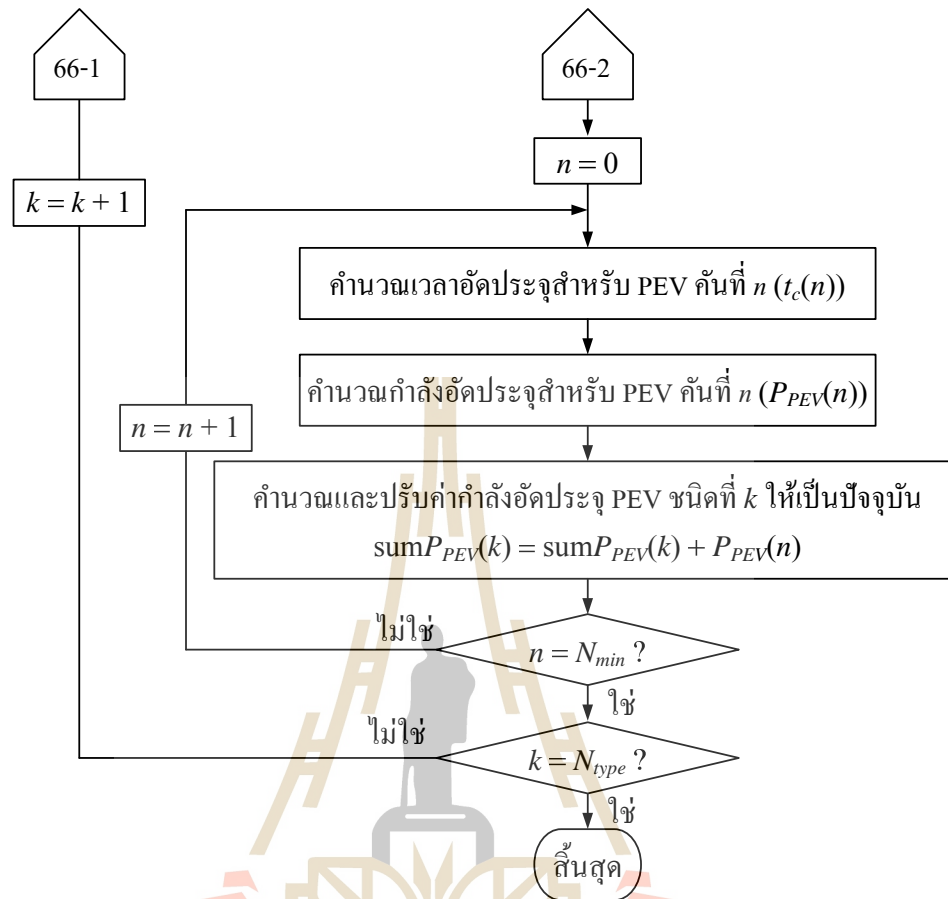
กำลังอัดประจุ (kW)	50	50	50	100	100	100	150	150	150
พิสัย (km)	100	200	300	100	200	300	100	200	300
α (1/min)	0.02	0.01	0.00	0.05	0.02	0.02	0.08	0.04	0.03
$\alpha\alpha$ (%)	32	22	19	49	36	32	59	45	41
W_q (min)	5	5	5	5	5	5	5	5	5
N_q	0.08	0.03	0.02	0.23	0.10	0.08	0.42	0.19	0.15

ตารางที่ 4.2 ข้อมูลการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEVs ในชั่วโมงรีบเร่งของประเทศราชอาณาจักรสวีเดน (ต่อ)

T (min)	25.9	41.1	46.9	15.5	23.0	25.9	12.0	17.0	19.0
N	0.40	0.25	0.21	0.72	0.45	0.39	1.01	0.64	0.56



รูปที่ 4.3 ผังงานการจำลองโหนด PEV



รูปที่ 4.3 ผังงานการจำลองโหลด PEV (ต่อ)

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEVs ในชั่วโมงธรรมดาของประเทศสหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนี

กำลังอัดประจุ (kW)	50	50	50	100	100	100	150	150	150
พิสัย (km)	100	200	300	100	200	300	100	200	300
α (1/min)	0.01	0.01	0.00	0.03	0.02	0.01	0.06	0.03	0.03
$\alpha\alpha$ (%)	17	13	12	24	19	18	28	23	22
W_q (min)	1.48	1.66	1.69	1.15	1.39	1.45	0.94	1.19	1.26
N_q	0.02	0.01	0.01	0.04	0.02	0.02	0.06	0.04	0.03
T (min)	15.4	24.0	26.8	8.1	12.5	14.0	5.6	8.6	9.6
N	0.19	0.14	0.13	0.28	0.22	0.20	0.34	0.27	0.25

ตารางที่ 4.4 ข้อมูลการให้บริการของสถานีอัดประจุ PEVs ในชั่วโมงธรรมดาของประเทศราชอาณาจักร
สวีเดน

กำลังอัดประจุ (kW)	50	50	50	100	100	100	150	150	150
พิสัย (km)	100	200	300	100	200	300	100	200	300
α (1/min)	0.01	0.00	0.00	0.02	0.01	0.01	0.04	0.02	0.01
$\alpha\alpha$ (%)	13	9	8	20	15	13	25	19	17
W_q (min)	1.63	1.80	1.84	1.34	1.58	1.64	1.14	1.41	1.48
N_q	0.01	0.00	0.00	0.03	0.01	0.01	0.04	0.02	0.02
T (min)	22.5	37.9	43.7	11.8	19.6	22.5	8.1	13.5	15.5
N	0.15	0.09	0.08	0.23	0.16	0.14	0.29	0.21	0.19

การคำนวณโหลดอัดประจุ PEVs ตามขั้นตอนวิธีในหัวข้อ 5.5 และส่วนแบ่งของโหลด PEVs ใช้ข้อมูลแถวคอกของสถานีอัดประจุของประเทศสหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนีและประเทศราชอาณาจักรสวีเดนในตารางที่ 4.1-4.4 ข้อมูลแต่ละประเทศจำแนกออกเป็น 2 ชนิดคือข้อมูลในชั่วโมงรีบเร่งและชั่วโมงธรรมดา รายละเอียดสัญลักษณ์และความหมายของข้อมูลมีดังต่อไปนี้

- 1) กำลังอัดประจุ (kW) คือค่ากำลังสูงสุดที่ PEVs ต้องการอัดประจุ โดยขึ้นอยู่กับสถานะประจุและพิสัยของ PEVs แต่ละคัน
- 2) พิสัย (km) คือระยะทางสูงสุดที่ PEVs แต่ละคันต้องเดินทางหลังจากอัดประจุแบตเตอรี่จนสถานะประจุอยู่ในระดับที่ต้องการ
- 3) α (1/min) คืออัตราเฉลี่ยของจำนวนที่ PEVs เข้ารับบริการใน 1 นาที
- 4) $\alpha\alpha$ (%) คือร้อยละของความหนาแน่นจราจร เป็นอัตราส่วนระหว่างจำนวนเฉลี่ยของผู้เข้ารับบริการต่อจำนวนเฉลี่ยของผู้เข้ารับบริการที่หน่วยบริการสามารถให้บริการได้ใน 1 นาที
- 5) W_q (min) คือเวลาเฉลี่ยที่ผู้เข้ารับบริการอยู่ในแถวคอย หน่วยวัดเป็นนาที
- 6) T (min) คือเวลาทั้งหมดที่ผู้เข้ารับบริการอยู่ในสถานีบริการ หน่วยวัดเป็นนาที
- 7) N_q คือจำนวนผู้เข้ารับบริการเฉลี่ยที่อยู่ในแถวคอยในช่วงเวลา 1 นาที
- 8) N คือจำนวนผู้เข้ารับบริการเฉลี่ยทั้งหมดที่อยู่ในสถานีบริการในช่วงเวลา 1 นาที

การคำนวณสำหรับแต่ละชุดข้อมูลของแถวคอยคู่ตัวอย่างทั้งหมด 366 ครั้ง เพื่อให้การคำนวณมีความหลากหลายและครอบคลุมกรณีที่อาจเกิดขึ้นได้มากที่สุด สอดคล้องกับจำนวนวันสูงสุดในหนึ่งปีเท่ากับ 366 วัน ข้อกำหนดสถานการณ์ของการจำลองเพื่อคำนวณกำลังประจุและส่วนแบ่งของโหลด PEVs มีรายละเอียดดังนี้

- 1) สถานการณ์ที่ 1 คือการคำนวณโดยใช้ข้อมูลแถวคอกจากตารางที่ 4.1
- 2) สถานการณ์ที่ 2 คือการคำนวณโดยใช้ข้อมูลแถวคอกจากตารางที่ 4.2

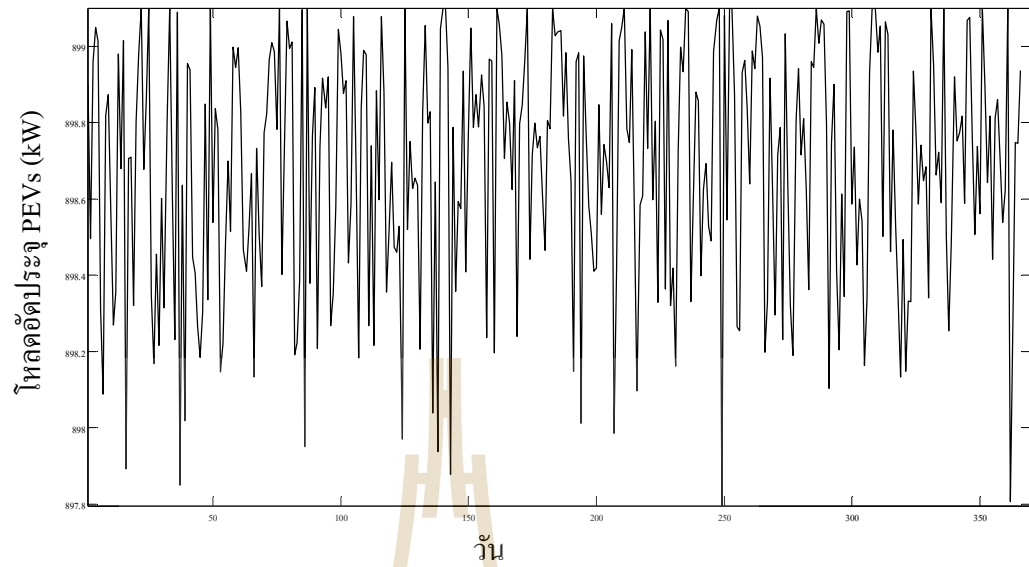
3) สถานการณ์ที่ 3 คือการคำนวณโดยใช้ข้อมูลแถวคอยจากตารางที่ 4.3

4) สถานการณ์ที่ 4 คือการคำนวณโดยใช้ข้อมูลแถวคอยจากตารางที่ 4.4

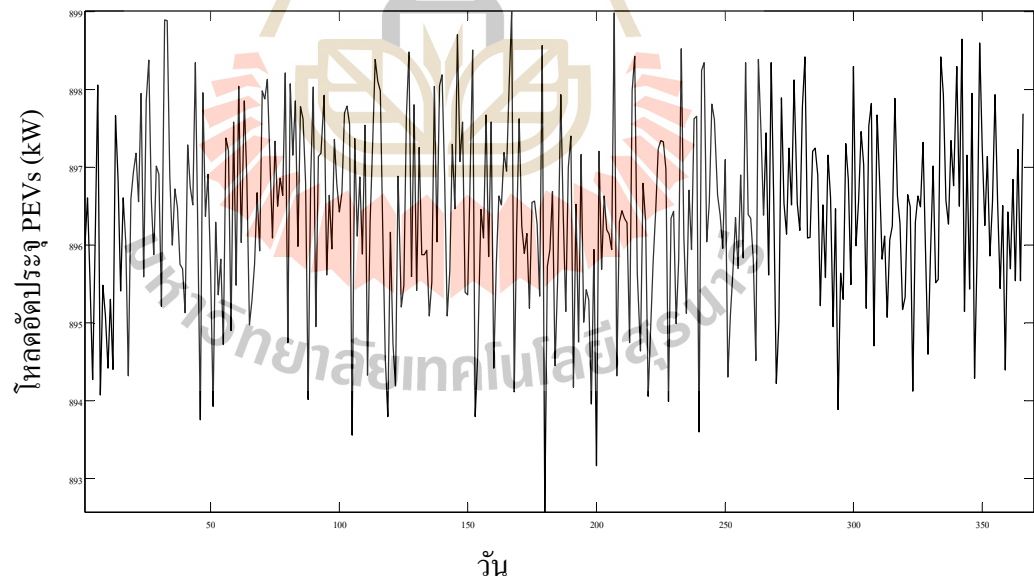
การคำนวณโหลดอัดประจุ PEVs ด้วยแบบจำลองของระบบแถวคอยแบบ $M/M/c/K$ จากข้อมูลในตารางที่ 4.1 - ตารางที่ 4.4 หน่วยบริการอัดประจุทั้งหมด (c) มีจำนวนต่ำสุดเท่ากับ 60 หน่วย สูงสุดเท่ากับ 780 หน่วย จำนวนผู้เข้ารับบริการระบบทั้งหมดในช่วงเวลาเดียวกันไม่เกิน $K = 780$ ราย ผลลัพธ์การคำนวณโหลดอัดประจุและส่วนแบ่งของโหลด PEVs สำหรับสถานการณ์ที่ 1 – 4 แสดงในตารางที่ 4.5 ค่าโหลดอัดประจุต่ำสุด 865.05 kW ค่าเฉลี่ย 891.11 kW และค่าสูงสุด 899.10 kW ค่าส่วนแบ่งของโหลด PEVs เมื่ออ้างอิงโหลดฐาน 100 MVA มีค่าต่ำสุด 33.53% ค่าเฉลี่ย 34.54% และค่าสูงสุด 34.85% โหลดอัดประจุของสถานการณ์ที่ 1 – 4 ในรูปแบบของกราฟแสดงในรูปที่ 4.4 - รูปที่ 4.7 และส่วนแบ่งของโหลด PEVs แสดงในรูปที่ 4.8 - รูปที่ 4.11

ตารางที่ 4.5 สรุปผลการจำลองโหลดอัดประจุ PEVs ที่เชื่อมต่อกับสถานีโนนสูงวงจร 4 กฟภ. เขตพื้นที่เทศบาลนครอุดรธานี

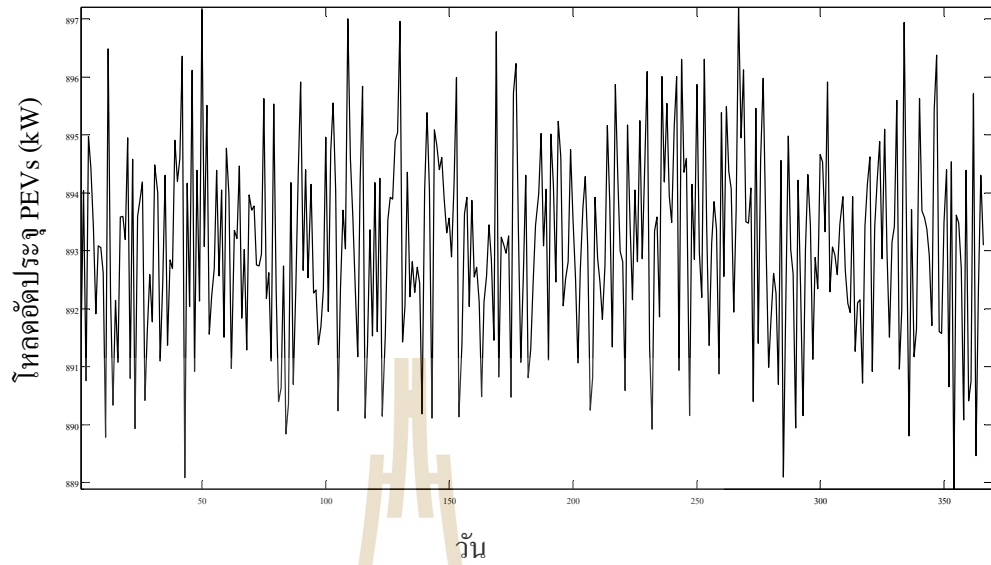
สถานการณ์	กำลังอัดประจุ PEVs (kW)			ส่วนแบ่งของโหลด PEVs (%)		
	ค่าต่ำสุด	ค่าเฉลี่ย	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าเฉลี่ย	ค่าสูงสุด
1	897.80	898.69	899.10	34.80	34.84	34.85
2	892.57	896.39	899.01	34.60	34.75	34.85
3	888.88	893.11	897.20	34.46	34.62	34.78
4	865.05	877.31	888.26	33.53	34.01	34.43



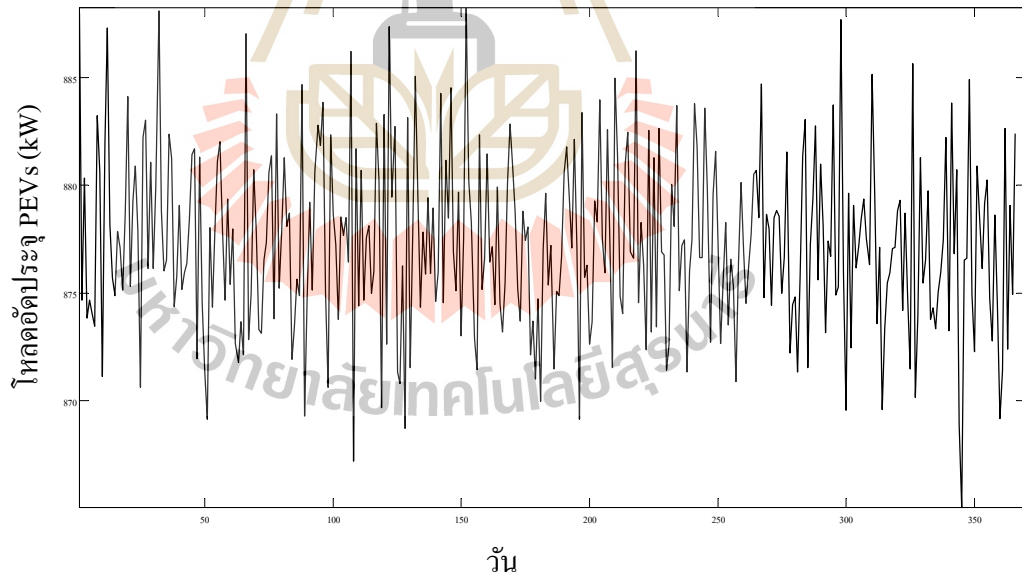
รูปที่ 4.4 ผลการจำลองโหลด 366 วันสำหรับสถานีที่ 1



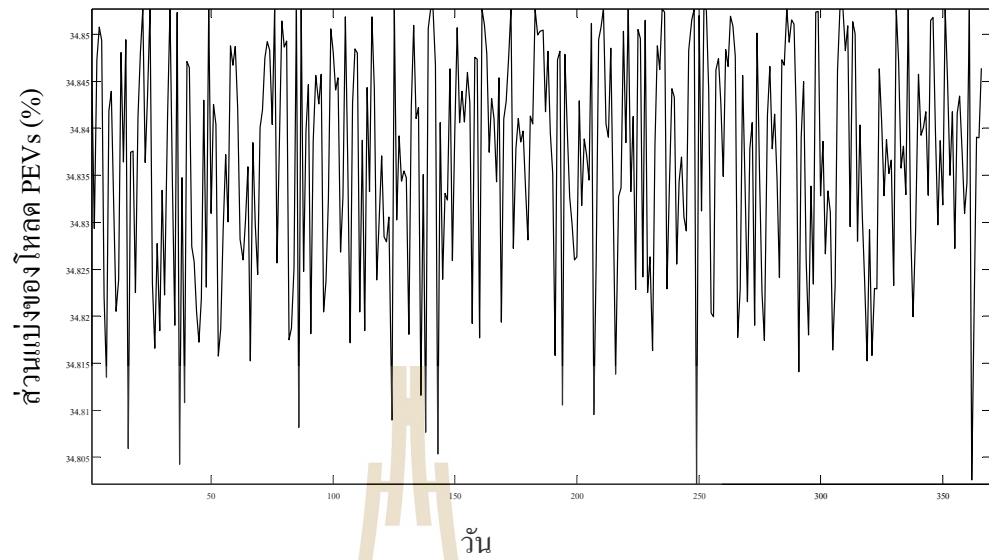
รูปที่ 4.5 ผลการจำลองโหลด 366 วันสำหรับสถานีที่ 2



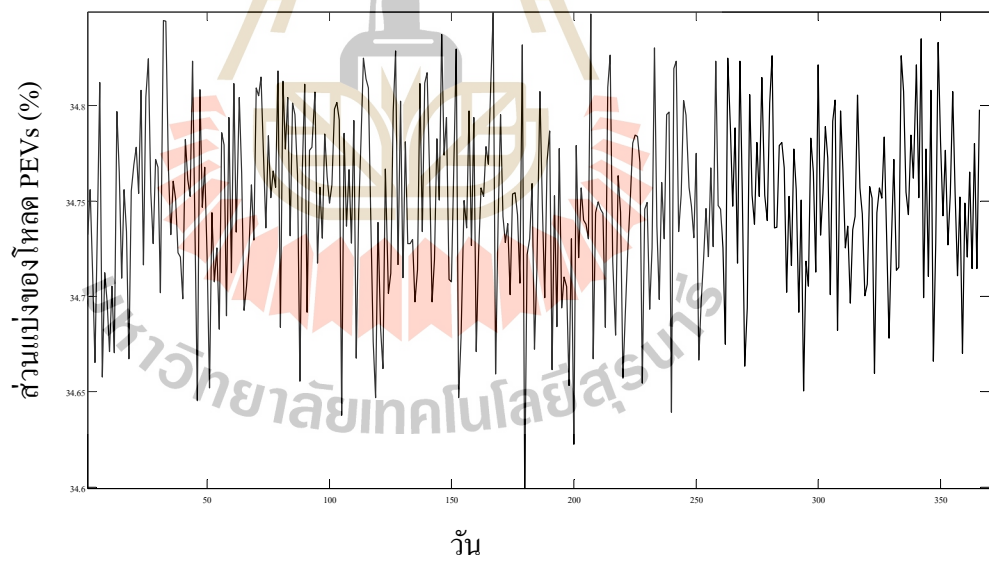
รูปที่ 4.6 ผลการจำลองโหนด 366 วันสำหรับสถานการณ์ที่ 3



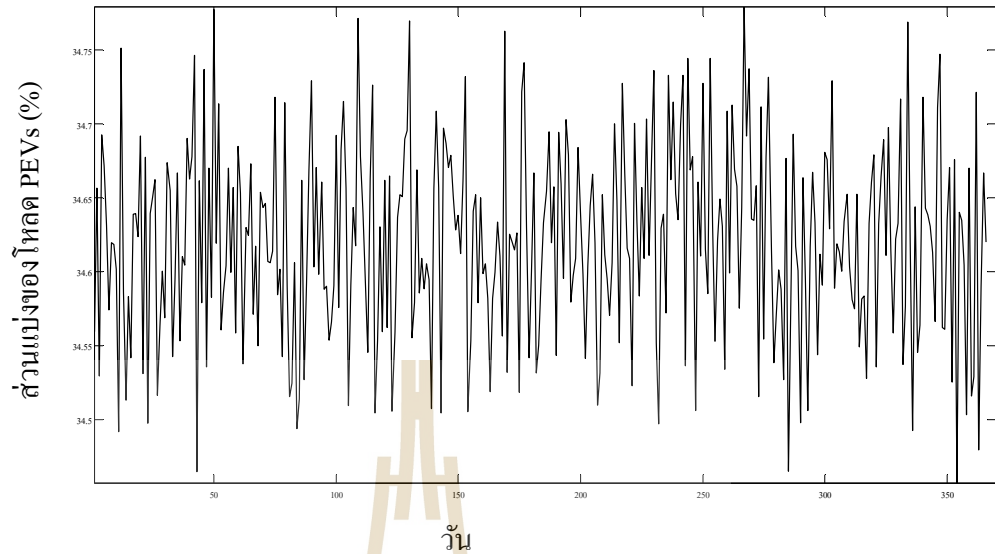
รูปที่ 4.7 ผลการจำลองโหนด 366 วันสำหรับสถานการณ์ที่ 4



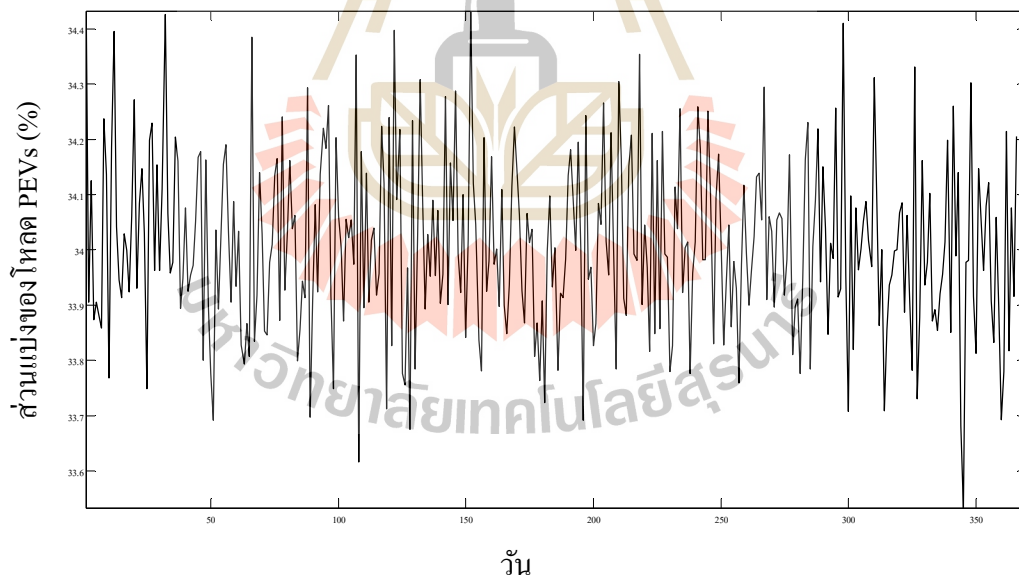
รูปที่ 4.8 ส่วนแบ่งของโหลด PEVs สำหรับสถานีที่ 1



รูปที่ 4.9 ส่วนแบ่งของโหลด PEVs สำหรับสถานีที่ 2



รูปที่ 4.10 ส่วนแบ่งของโหลด PEVs สำหรับสถานีที่ 3



รูปที่ 4.11 ส่วนแบ่งของโหลด PEVs สำหรับสถานีที่ 4

4.6 สรุป

การคำนวณโหลดอัดประจุ PEVs ด้วยแบบจำลองระบบแกวคยแบบ $M/M/c/K$ ซึ่งเป็นแบบจำลองมาร์คอฟเวียน มีผู้เข้ารับบริการเข้ามาในระบบแกวคยด้วยรูปแบบการกระจายความน่าจะเป็นแบบปัวซอง เวลาในการให้บริการมีรูปแบบการกระจายความน่าจะเป็นแบบเลขชี้กำลัง ต้องใช้ข้อมูลจาก

ผู้ใช้ PEVs คือกำลังอัดประจุและพิสัยสูงสุดที่ต้องการ ร่วมกับข้อมูลที่สุ่มตัวอย่างจากสถานีบริการอัดประจุคืออัตราเฉลี่ยของจำนวน PEVs ที่เข้ารับบริการในช่วงเวลาที่กำหนด ร้อยละของความหนาแน่นจราจร และเวลาเฉลี่ยที่ผู้เข้ารับบริการอยู่ในแถวคอย อัตราเฉลี่ยของการให้บริการและระยะเวลาอัดประจุสูงสุดที่สถานีสามารถให้บริการได้ เป็นพารามิเตอร์ที่อนุพัทธ์มาจากข้อมูลสุ่มตัวอย่างของสถานีบริการ ผลจากการจำลองปริมาณโหลดอัดประจุในเทศบาลนครอุดรธานีซึ่งเชื่อมต่อกับสถานีโนนสูงวงจร 4 กฟภ. จ.อุดรธานี พบว่าปริมาณของโหลดอัดประจุขึ้นอยู่กับข้อมูลการเข้าบริการของ PEVs และข้อมูลการให้บริการของสถานีบริการอัดประจุดังกล่าวข้างต้น ดังนั้นการควบคุมโหลดประจุ PEVs ในระบบจำหน่ายของ กฟภ. เพื่อให้ค่าพารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายมีค่าที่เหมาะสมที่สุด สามารถดำเนินการได้ด้วยการรับข้อมูลการเข้ารับบริการจากผู้ใช้ PEVs เพื่อนำไปใช้บริหารจัดการสถานีบริการให้มีค่าพารามิเตอร์ระบบแถวคอยและส่วนแบ่งของโหลดอัดประจุ ที่ส่งผลลัพธ์ให้พารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายมีค่าที่เหมาะสมที่สุด หรือสอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟภ.

บทที่ 5

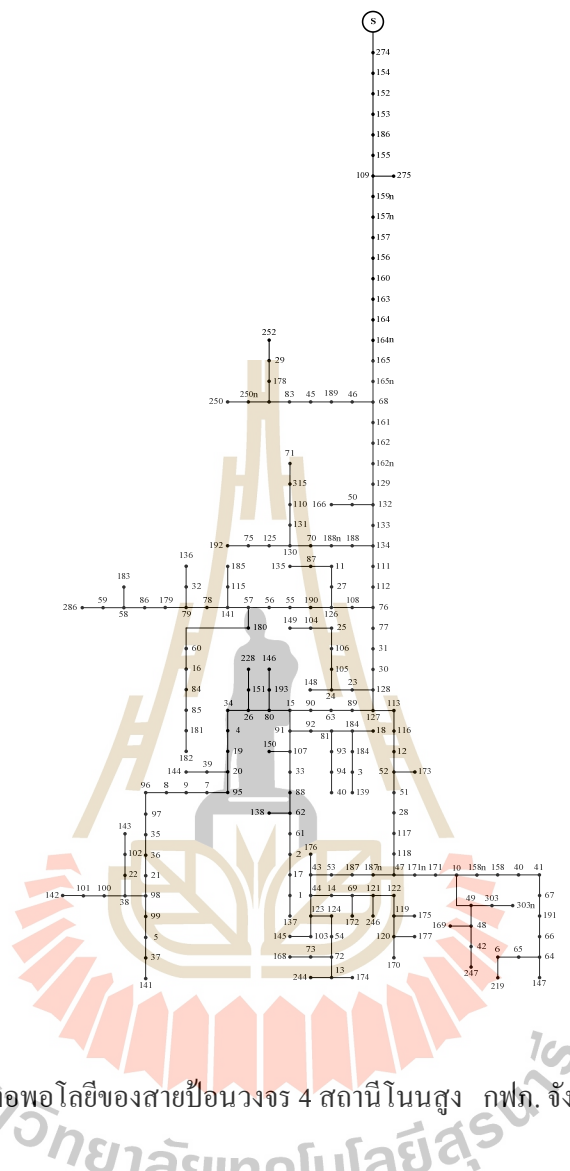
หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยพิจารณาระดับส่วนแบ่งของโหลด ยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า : กรณีศึกษาเทศบาลนครอุดรธานี

5.1 บทนำ

อุดรธานีเป็นจังหวัดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบนของประเทศไทย อยู่ห่างจากกรุงเทพมหานคร 564 กิโลเมตร มีเนื้อที่ประมาณ 11,730 ตารางกิโลเมตร จำนวนประชากรในปี พ.ศ. 2560 เท่ากับ 1,583,092 คน (สำนักงานจังหวัดอุดรธานี กลุ่มงานสารสนเทศและการสื่อสาร ศาลากลางจังหวัดอุดรธานี, 2561) สำหรับพื้นที่ศึกษาคือเทศบาลนครอุดรธานี เป็นศูนย์กลางหน่วยงานราชการ ภูมิภาค การค้า การพาณิชย์ การขนส่งทางบก และอากาศ และอุตสาหกรรมของจังหวัดอุดรธานีมีพื้นที่ 47.70 ตารางกิโลเมตร ครอบคลุมตำบลหมากแข้งทั้งตำบล จำนวนประชากรในปี พ.ศ. 2560 เท่ากับ 130,274 คน (สำนักงานเทศบาลนครอุดรธานี, 2561) ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตเทศบาลนครอุดรธานีรับพลังงานไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟภ.จำนวน 4 แห่งดังนี้

- 1) สถานีบ้านดุง ต.บ้านดุง อ.บ้านดุง จ.อุดรธานี
- 2) สถานีบ้านฝ่อ ต.หายโศก อ.บ้านฝ่อ จ.อุดรธานี
- 3) สถานีโนนสูง ต.โนนสูง อ.อุดรธานี จ.อุดรธานี
- 4) สถานีศรีธาตุ ต.จำปี อ.ศรีธาตุ จ.อุดรธานี

ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 แห่งแสดงในรูปที่ 5.1 ระบบทดสอบของงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้คือสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง อ.อุดรธานี จ.อุดรธานี ซึ่งจ่ายไฟฟ้าไปตามถนนทหารในเขตเทศบาลนครอุดรธานีดังแสดงในรูปที่ 5.2 ถนนทหารเป็นที่ตั้งของสถานที่ราชการสำคัญหลายแห่ง เช่น มณฑลทหารบกที่ 24 โรงพยาบาลค่ายประจักษ์ศิลปาคม มหาวิทยาลัยราชภัฏอุดรธานี เป็นต้น เป็นถนนที่มีการจราจรหนาแน่นที่สุดในเขตเทศบาลนครอุดรธานี ดังนั้นสายป้อนที่วางตัวตามถนนทหารจึงมีแนวโน้มที่จะมีโหลดอัดประจุ PEV มากที่สุด ทอพอโลยีของสายป้อนวงจร 4 แสดงในรูปที่ 5.3 เทศบาลนครอุดรธานีรับพลังงานไฟฟ้าจาก DG ผ่านสายป้อนของ กฟภ.จำนวนทั้งสิ้น 9 แห่ง ข้อมูลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานระบุว่าศักยภาพพลังงานทดแทนของจังหวัดอุดรธานีในปี พ.ศ. 2561 มีกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าดังแสดงในตารางที่ 5.1 - ตารางที่ 5.4 แบ่งออกเป็นหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายชนิดโรงไฟฟ้าชีวมวล 4 แห่ง ก๊าซชีวภาพ 1 แห่ง น้ำมันดีเซล 1 แห่ง และพลังงานแสงอาทิตย์ 3 แห่ง (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2561)



รูปที่ 5.3 ทอพอโลยีของสายป้อนวงจร 4 สถานีโนนสูง กฟภ. จังหวัดอุดรธานี

ตารางที่ 5.1 รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2561)

ลำดับที่	ชื่อสถานประกอบการ	ขนาดกำลังการผลิต (MW)	ขนาดกำลังการผลิต (kVA)
1	บริษัท บัวสมหมายไบโอแมส จำกัด	9.90	12,375
2	บริษัท น้ำตาลเกษตรผล จำกัด	15.0	18,750
3	บริษัท น้ำตาลกุมภวาปี จำกัด	19.6	24,500
4	บริษัท ทีเอสเอ็ม เพาเวอร์ จำกัด	30.0	37,500

ตารางที่ 5.2 รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2561)

ลำดับที่	ชื่อสถานประกอบกิจการ	ขนาดกำลังการผลิต (MW)	ขนาดกำลังการผลิต (kVA)
1	บริษัท ไทยวา โปโอ พาวเวอร์ จำกัด	2.826	3,532.50

ตารางที่ 5.3 รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2561)

ลำดับที่	ชื่อสถานประกอบกิจการ	ขนาดกำลังการผลิต (MW)	ขนาดกำลังการผลิต (kVA)
1	บริษัท บัวสมหมายโปโอแมส จำกัด	2.826	3,532.50

ตารางที่ 5.4 รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2561)

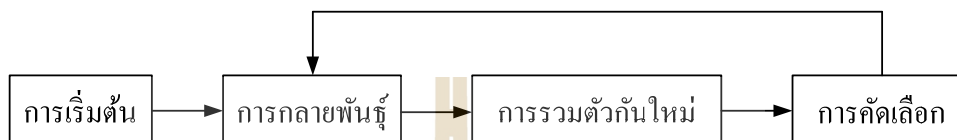
ลำดับที่	ชื่อสถานประกอบกิจการ	ขนาดกำลังการผลิต (MW)	ขนาดกำลังการผลิต (kVA)
1	บริษัท บางกอกโซลาร์ พาวเวอร์ จำกัด	1.50	1,500.00
2	บริษัท เรืองสิริวรรณ จำกัด	1.00	1,000.00
3	บริษัท โซล่า เพาเวอร์ (อุดรธานี 1) จำกัด	7.46	7,464.96

จากข้อมูล DG ในตารางข้างต้น กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีค่าสูงสุดคือ 37.5 MVA ดำเนินการผลิตโดย บริษัท ทีเอสเอ็ม เพาเวอร์ จำกัด โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตสูงสุดเท่ากับ 7.46 MVA ดำเนินการผลิตโดย บริษัท โซล่า เพาเวอร์ (อุดรธานี 1) จำกัด วัตถุประสงค์ของงานวิจัยวิทยานิพนธ์คือการวิเคราะห์หาขนาดกำลังเอาต์พุต และตำแหน่งบัสที่ กฟภ. จะรับซื้อไฟฟ้าจาก DG เหล่านี้ และปริมาณโหลดอัดประจุ PEVs ในแต่ละบัส เพื่อควบคุมให้แรงดันตกและกำลังสูญเสียของระบบจำหน่ายมีค่าเหมาะสมที่สุด เทคนิคที่นำมาประยุกต์ใช้หาค่าที่เหมาะสมที่สุดคือขั้นตอนวิธีวิวัฒนาการผลต่าง ซึ่งรายละเอียดแบบจำลองของขั้นตอนวิธีดังกล่าวนี้แสดงในหัวข้อที่ 5.2

5.2 ขั้นตอนวิธีวิวัฒนาการผลต่าง

ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการผลต่างที่นำเสนอโดย (Storn & Price, 1997) ได้รับการยืนยันว่ามีประสิทธิภาพและความถูกต้องมากกว่าขั้นตอนวิธีการอบเหนียวและขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรมทุกชนิด

(Fleetwood, 2004) ดังนั้นงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้จึงเลือกขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการผลต่างเพื่อมาแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการกำหนดขนาดและตำแหน่งของ DG กระบวนการของขั้นตอนวิธีดังกล่าวนี้แสดงในรูปที่ 5.4 กำหนดให้ปัญหาที่ต้องการหาค่าเหมาะที่สุดเป็นพารามิเตอร์จำนวนจริงมีจำนวนทั้งสิ้น D ค่าขั้นตอนวิธีการหาผลเฉลยเหมาะที่สุดของวิธีเชิงวิวัฒนาการผลต่างมีรายละเอียดดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.4 แผนภาพบล็อกขั้นตอนวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง

5.2.1 การเริ่มต้น

- 1) กำหนดขนาดของประชากรคำตอบ N ที่มากกว่า 4 จะได้พารามิเตอร์เวกเตอร์ดังนี้

$$x_{i,G} = [x_{1,i,G} \quad x_{2,i,G} \quad \dots \quad x_{D,i,G}], \quad i = 1, 2, 3, \dots, N \quad (5.1)$$

เมื่อ G คือ ลำดับเลขของการก่อกำเนิด (generation number)

- 2) กำหนดขอบเขตล่างและขอบเขตบนสำหรับแต่ละพารามิเตอร์

$$x_j^L \leq x_{j,i,1} \leq x_j^U \quad (5.2)$$

เมื่อ x_j^L คือ ค่าขอบเขตล่างของผลเฉลยลำดับที่ j

$x_{j,i,1}$ คือ ค่าของผลเฉลยลำดับที่ j จากคำตอบในประชากรกลุ่มที่ i และการก่อกำเนิดลำดับที่ 1

x_j^U คือ ค่าขอบเขตบนของผลเฉลยลำดับที่ j

- 3) สุ่มค่าเริ่มต้นของพารามิเตอร์ด้วยการแจกแจงความน่าจะเป็นเอกกรุป (uniform probability distribution) ให้มีค่าอยู่ในช่วงปิด $[x_j^L, x_j^U]$

5.2.2 การกลายพันธุ์

- 1) สุ่มเลือกเวกเตอร์ $x_{r_1,G}$, $x_{r_2,G}$, $x_{r_3,G}$ จากเวกเตอร์ $x_{i,G}$ โดยที่ดรรชนี r_1 , r_2 , r_3 และ i ต้องเป็นค่าที่ไม่เท่ากัน
- 2) คำนวณเวกเตอร์ผู้ให้ (donor vector) ด้วยสมการที่ 5.3 โดยที่ตัวประกอบการกลายพันธุ์ (mutation factor) F มีค่าอยู่ในช่วงปิด $[0,2]$

$$v_{i,G+1} = x_{r_1,G} + F(x_{r_2,G} - x_{r_3,G}) \quad (5.3)$$

5.2.3 การรวมตัวกันใหม่

คำนวณหาเวกเตอร์ทดลอง (trial vector) $u_{i,G+1}$ จากค่าของสมาชิกเวกเตอร์เป้าหมาย $x_{i,G}$ และสมาชิกของเวกเตอร์ผู้ให้ $v_{i,G+1}$ ด้วยสมการที่ 5.4

$$u_{j,i,G+1} = \begin{cases} v_{j,i,G+1}, & \text{ถ้า } rand_{j,i} \leq CR \text{ หรือ } j = I_{rand} \\ x_{j,i,G}, & \text{ถ้า } rand_{j,i} > CR \text{ และ } j \neq I_{rand} \end{cases} \quad (5.4)$$

เมื่อ $j = 1, 2, 3, \dots, D$ คือ ลำดับเลขของการก่อกำเนิด (generation number)
 $rand_{j,i}$ คือ ตัวเลขที่ได้จากการสุ่มแบบเอกรูปจากช่วงปิด $[0,1]$
 CR คือ ค่าคงที่ของการรวมตัวกันใหม่ที่เลือกจากช่วงปิด $[0,1]$
 I_{rand} คือ ดรรชนีที่เลือกแบบสุ่มจากช่วงปิด $[1,D]$ และสอดคล้องกับเงื่อนไข

$$v_{i,G+1} \neq x_{i,G}$$

5.2.4 การคัดเลือก

เปรียบเทียบค่าของฟังก์ชันระหว่างค่าเวกเตอร์เป้าหมาย $x_{i,G}$ และเวกเตอร์ทดลอง $u_{i,G+1}$ เวกเตอร์ที่ให้ค่าของฟังก์ชันต่ำที่สุดจะถูกเลือกให้เป็นคำตอบของการคำนวณในรอบต่อไป สมการเงื่อนไขสำหรับขั้นตอนการคัดเลือกคือ

$$x_{i,G+1} = \begin{cases} u_{i,G+1}, & \text{ถ้า } f(u_{i,G+1}) \leq f(x_{i,G}), \quad i = 1, 2, 3, \dots, N \\ x_{i,G}, & \text{กรณีอื่น} \end{cases} \quad (5.5)$$

ขั้นตอนการกลายพันธุ์ การรวมตัวกันใหม่ และการคัดเลือก จะถูกดำเนินการซ้ำอย่างต่อเนื่องจนได้ผลเฉลยของปัญหาที่มีค่าเหมาะสมที่สุด

5.3 ผลการจำลองหาค่าเหมาะสมที่สุดของกำลังสูญเสีย

การจำลองเพื่อหาค่าเหมาะสมที่สุดของกำลังสูญเสียรวมระบบจำหน่ายแบบรัศมีสามเฟสไม่ได้คิดใช้ข้อมูลระบบของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง อ.อุครธานี จ.อุครธานี ที่จ่ายไฟฟ้าไปตามถนนทหารในเขตเทศบาลนครอุครธานี DG ที่เชื่อมต่อกับ กฟภ. คือ โรงไฟฟ้าชีวมวล 4 แห่ง และ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 3 แห่ง จากการอ้างอิงผลสำรวจข้อมูลเฉลี่ยในปัจจุบันของสถานีบริการน้ำมันในเขตเทศบาลนครอุครธานี ข้อมูลที่ใช้สร้างแบบจำลองแฉกคอยของสถานีอัดประจุ PEV มีดังต่อไปนี้

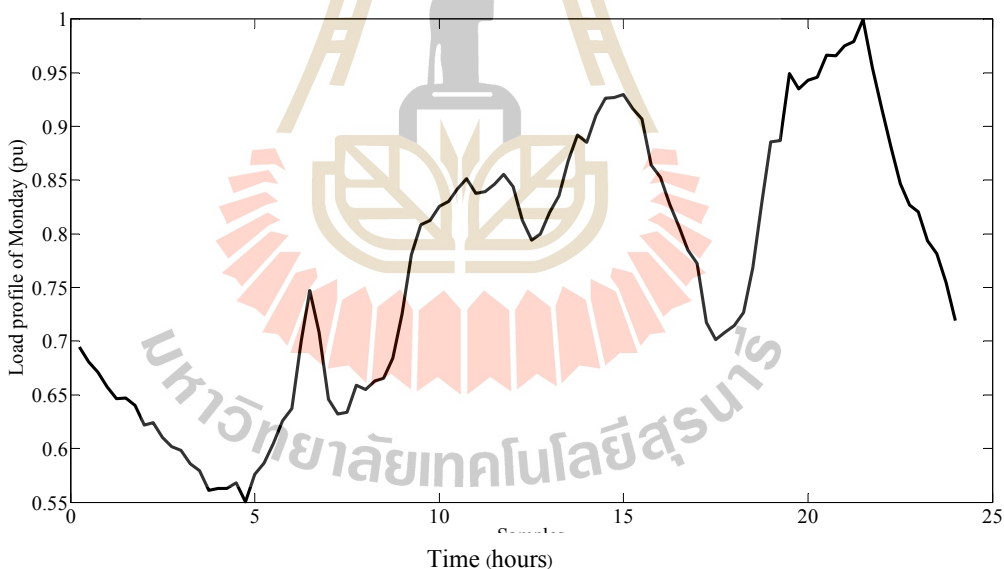
- 1) จำนวนผู้ให้บริการอัดประจุ PEV ได้พร้อมกัน (c) เท่ากับ 10 คัน/สถานี
- 2) จำนวน PEV ที่สามารถรอในคิวได้ (N_q) เท่ากับ 10 คัน/สถานี
- 3) จำนวน PEV ที่ทำกิจกรรมอื่นในสถานีบริการเพื่อรอเข้าคิว (λt) เท่ากับ 30 คัน/สถานี
- 4) จำนวน PEV ที่อยู่ในระบบแฉกคอยทั้งหมด (N) เท่ากับ 50 คัน/สถานี
- 5) อัตราเฉลี่ยที่ PEV เข้ามาอัดประจุ (λ) เป็นตัวแปรควบคุมของปัญหาค่าเหมาะสมที่สุด
- 6) อัตราเฉลี่ยของการให้บริการอัดประจุ PEV (μ) เป็นตัวแปรควบคุมของปัญหาค่าเหมาะสมที่สุด

ข้อมูลของสถานีอัดประจุข้างต้นเป็นแฉกคอยแบบ $M/M/10/50$ รูปแบบการเข้ามาในระบบแฉกคอยของ PEVs เป็นแบบจำลองมาร์โคเวียน มีรูปแบบการกระจายความน่าจะเป็นแบบบิวของ PEVs บางคันอาจไม่เข้ารับบริการเนื่องจากคิวเต็ม บางคันอาจเข้ามาในระบบแฉกคอยด้วยระยะเวลาหนึ่ง และออกจากระบบก่อนเข้ารับบริการ และบางคันอาจเปลี่ยนการเข้าคิวจากแฉกหนึ่งไปยังอีกแฉกหนึ่ง เวลาในการให้บริการของสถานีอัดประจุมีรูปแบบการกระจายความน่าจะเป็นแบบเลขชี้กำลัง ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือกำลังสูญเสียรวม ตัวแปรควบคุมของการหาค่าเหมาะสมที่สุดมี 18 ค่าดังต่อไปนี้

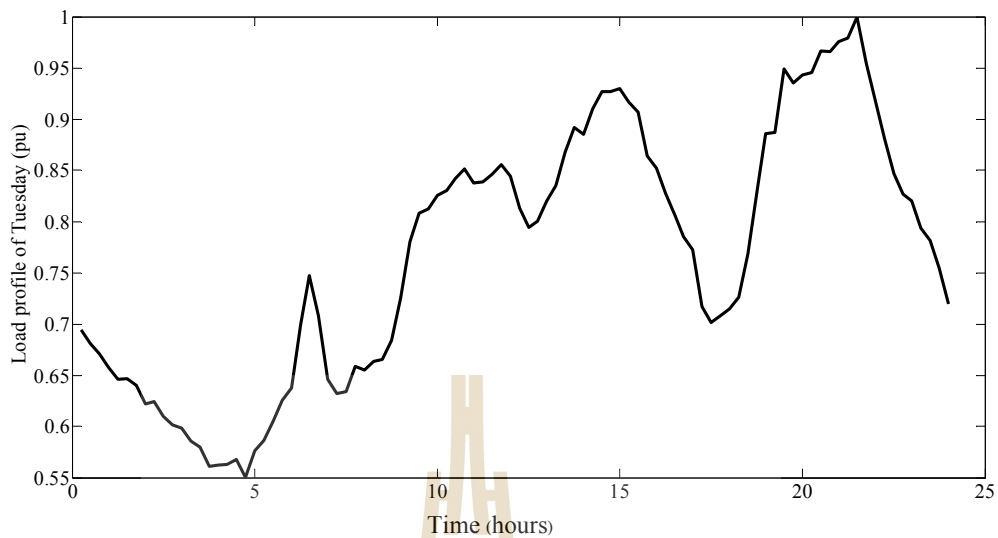
- 1) หมายเลขบัสของ กฟภ. ที่รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก DG ชนิดพลังงานชีวมวล ($N_{bio1}, N_{bio2}, N_{bio3}, N_{bio4}$) หมายเลขบัสมีค่าอยู่ในช่วง 1-205
- 2) หมายเลขบัสของ กฟภ. ที่รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก DG ชนิดพลังงานแสงอาทิตย์ ($N_{pv1}, N_{pv2}, N_{pv3}$) หมายเลขบัสมีค่าอยู่ในช่วง 1-205
- 3) กำลังการผลิตของ DG ชนิดพลังงานชีวมวล จำแนกออกเป็นกำลังจริง 4 ค่า ($P_{bio1}, P_{bio2}, P_{bio3}, P_{bio4}$) และกำลังรีแอกทีฟ 4 ค่า ($Q_{pv1}, Q_{pv2}, Q_{pv3}, Q_{pv4}$) กำหนดให้ตัวประกอบกำลังสูงสุดเท่ากับ 0.95 พิกัดกำลังปรากฏสูงสุดของ DG ทั้ง 4 แห่งเท่ากับ 12.375 MVA 18.750 MVA 24.500 MVA และ 37.500 MVA
- 4) กำลังการผลิตของ DG ชนิดพลังงานแสงอาทิตย์ จำแนกออกเป็นกำลังจริง 3 ค่า ($P_{pv1}, P_{pv2}, P_{pv3}$) พิกัดกำลังจริงสูงสุดของ DG ทั้ง 3 แห่งเท่ากับ 1 MW 1 MW และ 7.46 MW

ค่าขอบเขตของตัวแปรควบคุมสำหรับปัญหาที่เหมาะสมที่สุดที่เป็นพารามิเตอร์ระบบแกวคอย เป็นข้อมูลของสถานีอัดประจุของประเทศสหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนีและประเทศราชอาณาจักรสวีเดน ดังแสดงในตารางที่ 4.1 - 4.4 เนื่องจากโหลดของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต. โนนสูง อ.อุครธานี จ. อุครธานี ในแต่ละช่วงเวลามีค่าแตกต่างกัน สอดคล้องกับค่าเส้นโค้งโหลดฐานของวันจันทร์ถึงวันอาทิตย์ ในรูปที่ 6.5 - 6.11 ตามลำดับ (กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2018) ข้อมูลโหลดที่นำมาวาดกราฟเส้นโค้งเหล่านี้ถูกบันทึกค่าด้วยเครื่องมือวัดในทุก 15 นาที ตลอดระยะเวลา 7 วัน ๆ ละ 24 ชั่วโมง ข้อมูลของโหลดที่ถูกบันทึกแบ่งออกเป็น 5 กลุ่มคือ วันโหลดสูงสุด วันทำงาน วันเสาร์ วันอาทิตย์ และวันหยุด

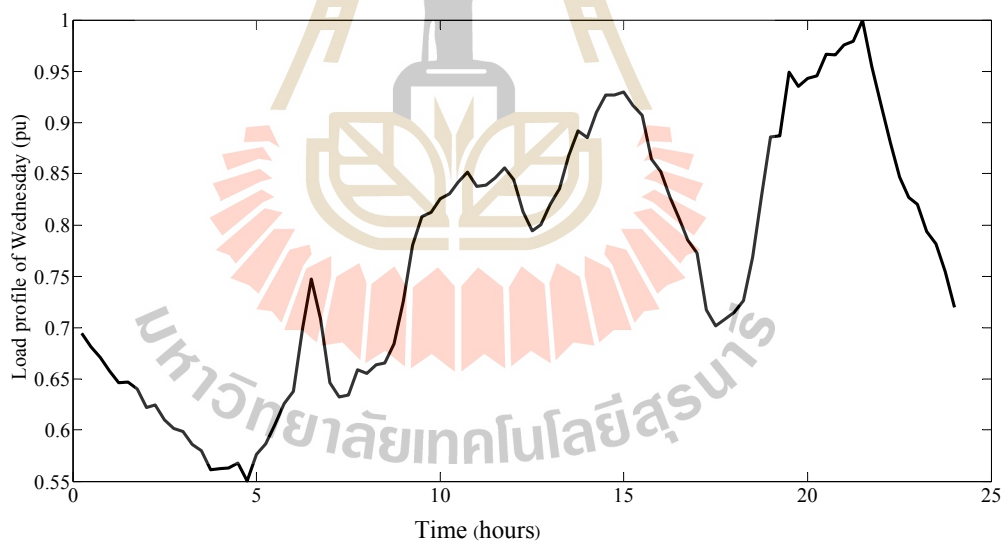
การจำลองหาค่ากำลังสูญเสียเหมาะสมที่สุดคำนวณในทุก 30 นาที รวมระยะเวลาทั้งสิ้น 7 วัน ๆ ละ 24 ชั่วโมง ดังนั้นจำนวนช่วงเวลาของการจำลองจึงเท่ากับ 336 ช่วง ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดที่ใช้คำนวณหาค่าเหมาะสมที่สุดของกำลังสูญเสีย เมื่อ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยพิจารณาระดับส่วนแบ่งของโหลด PEVs แสดงในสมการที่ 5.6



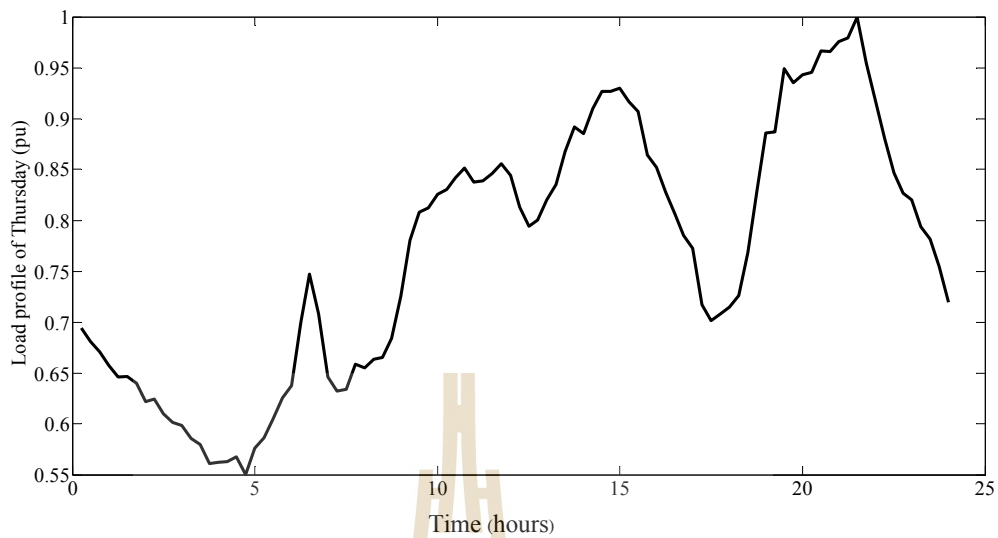
รูปที่ 5.5 เส้นโค้งโหลดฐานวันจันทร์ของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต. โนนสูง อ.อุครธานี



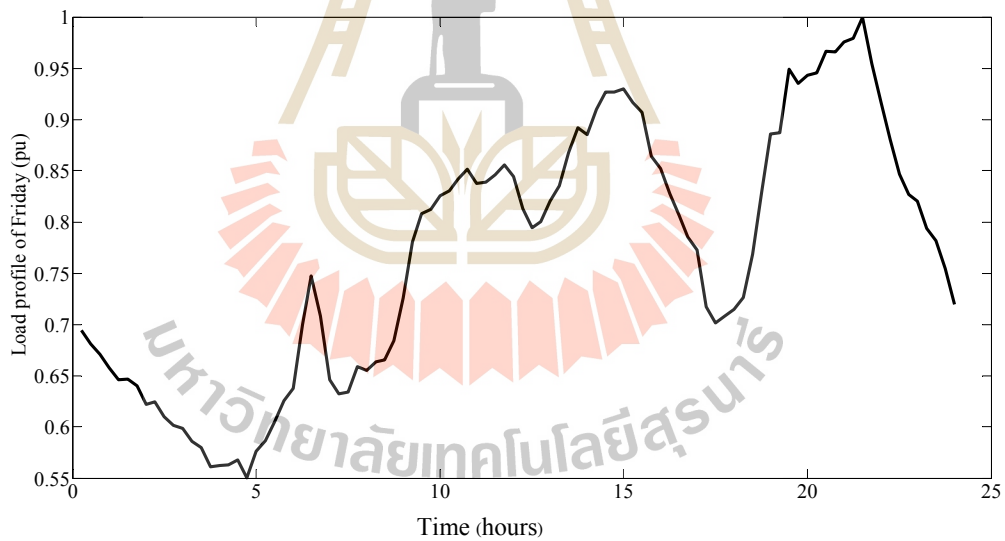
รูปที่ 5.6 เส้นโค้งโหลดฐานวันอังคารของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี



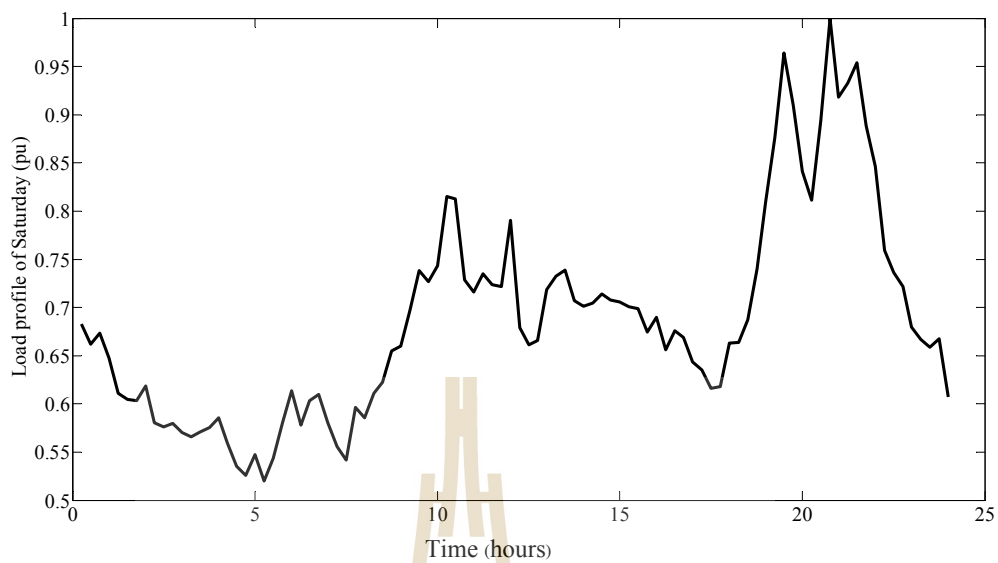
รูปที่ 5.7 เส้นโค้งโหลดฐานวันพุธของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี



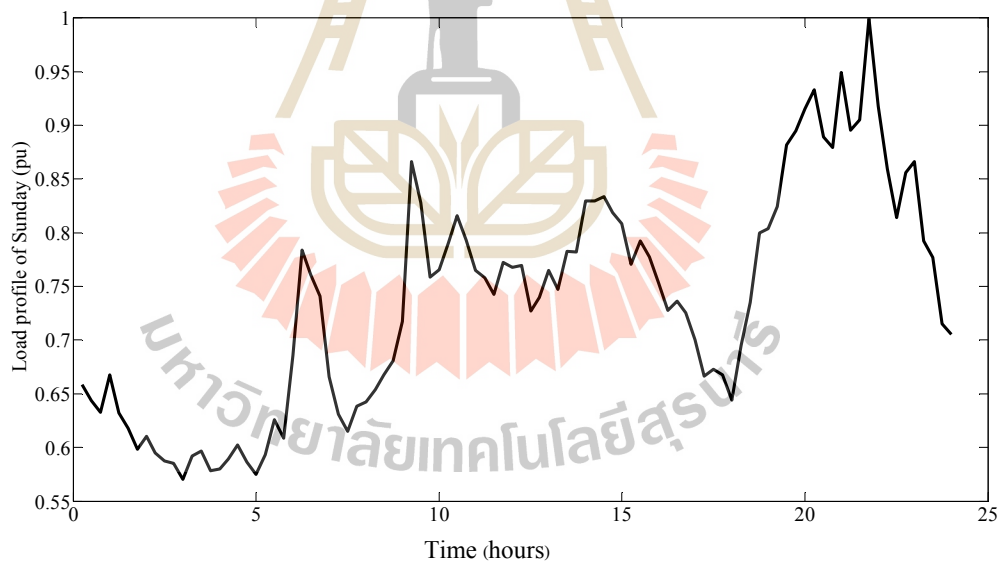
รูปที่ 5.8 เส้นโค้งโหลดฐานวันพฤหัสบดีของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี



รูปที่ 5.9 เส้นโค้งโหลดฐานวันศุกร์ของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี



รูปที่ 5.10 เส้นโค้งโหลดฐานวันเสาร์ของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี



รูปที่ 5.11 เส้นโค้งโหลดฐานวันอาทิตย์ของสายป้อนวงจร 4 สถานีไฟฟ้า ต.โนนสูง จ.อุดรธานี

$$\begin{aligned}
& \text{Minimize} && \sum_{br=1}^{Nbr} P_{loss,br} = \sum_{br=1}^{Nbr} R_{br} |I_{br}|^2 \\
& \text{Subject to} && 0 \leq P_{k,bio} \leq P_{m,bio}^{\max}, && (m = 1, 2, 3, 4) \\
& && 0 \leq Q_{k,bio} \leq Q_{m,bio}^{\max}, && (m = 1, 2, 3, 4) \\
& && 0 \leq P_{k,pv} \leq P_{m,pv}^{\max}, && (m = 1, 2, 3) \\
& && 0.95 \leq |V_k| \leq 1.05 \text{ p.u.}, && (k = 1, 2, 3, \dots, N_{bus}) \\
& && \sum_{br=1}^{Nbr} S_{br} + \sum_{n=1}^{Nbus} S_{k,d} - \sum_{n=1}^{Nbus} S_{k,s} = 0, && (br = 1, 2, 3, \dots, Nbr) \\
& && 1 \leq N_i \leq N_{bus}, && (i = 1, 2, 3, \dots, N_{maxiter}) \\
& && \lambda \in [\lambda_{min} \quad \lambda_{avg} \quad \lambda_{max}] \\
& && \mu \in [\mu_{min} \quad \mu_{avg} \quad \mu_{max}]
\end{aligned} \tag{5.6}$$

เมื่อ	$P_{loss,br}$	คือ	กำลังสูญเสียที่ br
	$Nbr, Nbus$	คือ	จำนวนกิ่งและจำนวนบัสของระบบ ตามลำดับ
	V_{br}	คือ	แรงดันตกคร่อมกิ่งที่ br
	$P_{k,bio}$	คือ	กำลังจริงที่หน่วยผลิตไฟฟ้าชีวมวลจ่ายให้บัสที่ k
	$P_{m,bio}^{\max}$	คือ	กำลังจริงสูงสุดของหน่วยผลิตไฟฟ้าชีวมวลหน่วยที่ m
	$Q_{k,bio}$	คือ	กำลังรีแอกทีฟที่หน่วยผลิตไฟฟ้าชีวมวลจ่ายให้บัสที่ k
	$Q_{m,bio}^{\max}$	คือ	กำลังรีแอกทีฟที่กีดหน่วยผลิตไฟฟ้าชีวมวลหน่วยที่ m
	$P_{k,pv}$	คือ	กำลังจริงที่หน่วยผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายให้บัสที่ k
	$P_{m,pv}^{\max}$	คือ	กำลังจริงที่กีดหน่วยผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หน่วยที่ m
	V_k	คือ	แรงดันบัสที่ k
	S_{br}	คือ	กำลังเชิงซ้อนที่สูญเสียไปกับสายป้อนกิ่งที่ br
	$S_{k,d}$	คือ	กำลังเชิงซ้อนของโหลดบัสที่ k
	$S_{k,s}$	คือ	กำลังเชิงซ้อนของแหล่งกำเนิดบัสที่ k
	$\lambda_{min}, \lambda_{avg}, \lambda_{max}$	คือ	ค่าต่ำสุด ค่าเฉลี่ย และค่าสูงสุด ตามลำดับ ของอัตราการใช้บริการ (คัน/ชั่วโมง) ของ PEVs ในสถานีอัดประจุ
	$\mu_{min}, \mu_{avg}, \mu_{max}$	คือ	ค่าต่ำสุด ค่าเฉลี่ย และค่าสูงสุด ตามลำดับ ของอัตราการใช้บริการ (คัน/ชั่วโมง) ของ PEVs ในสถานีอัดประจุ

การจำลองหาค่ากำลังสูญเสียเหมาะที่สุดแบ่งการคำนวณออกเป็น 2 กรณีคือ การคำนวณโหลดอัดประจุ PEVs จากการสุ่มค่า และการใช้ทฤษฎีแถวคอย ขั้นตอนวิธีของการคำนวณโหลดอัดประจุ PEVs จากการสุ่มค่ามีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) รับเข้าโหลดระบบจำหน่ายสำหรับทุกช่วงเวลา 30 นาที ตลอด 24 ชั่วโมง และ 7 วัน ดังนั้นจำนวนตัวอย่างของโหลดเท่ากับ 336 ช่วงเวลา

2) คำนวณโหลดอัดประจุ PEVs แบบสุ่มสำหรับ 336 ช่วงเวลา โดยเมื่อรวมโหลด PEVs กับโหลดฐานของระบบต้องมีค่าไม่เกิน 80% ของโหลดฐานค่าสูงสุด

3) กำหนดให้กำลังสูญเสียเหมาะที่สุดเท่ากับค่าอนันต์ ($P_{loss,opt} = \infty$)

4) กำหนดค่าตำแหน่งและกำลังการผลิต DG เท่ากับเซตว่าง ดังสมการที่ 5.7

$$\begin{aligned} [N_{bio1} \quad N_{bio2} \quad N_{bio3} \quad N_{bio4}] &= \phi \\ [P_{bio1} \quad P_{bio2} \quad P_{bio3} \quad P_{bio4}] &= \phi \\ [Q_{bio1} \quad Q_{bio2} \quad Q_{bio3} \quad Q_{bio4}] &= \phi \\ [N_{pv1} \quad N_{pv2} \quad N_{pv3}] &= \phi \\ [P_{pv1} \quad P_{pv2} \quad P_{pv3}] &= \phi \end{aligned} \quad (5.7)$$

5) ดำเนินการ 336 ครั้ง ($k = 1-336$)

5.1) สำหรับข้อมูลระบบจำหน่ายช่วงเวลาที่ k จำนวนตำแหน่งและกำลังการผลิต DG ที่ส่งผลให้กำลังสูญเสียมีค่าต่ำที่สุด ($P_{loss,k}$) ด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่าง

5.2) หากกำลังสูญเสียเหมาะที่สุดที่คำนวณได้ ($P_{loss,k}$) ต่ำกว่าค่ากำลังสูญเสียในช่วงเวลาที่ผ่านมา ($P_{loss,k-1}$)

5.2.1) กำหนดให้กำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุดเท่ากับกำลังสูญเสียที่คำนวณได้ดังสมการที่ 5.8

$$P_{loss,opt} = P_{loss,k} \quad (5.8)$$

5.2.2) แทนที่ค่าตำแหน่งและกำลังการผลิต DG ด้วยค่าใหม่ที่ได้จากการคำนวณในช่วงเวลาที่ k ดังสมการที่ 5.9

$$\begin{aligned}
[N_{bio1} \quad N_{bio2} \quad N_{bio3} \quad N_{bio4}] &= [N_{bio1,k} \quad N_{bio2,k} \quad N_{bio3,k} \quad N_{bio4,k}] \\
[P_{bio1} \quad P_{bio2} \quad P_{bio3} \quad P_{bio4}] &= [P_{bio1,k} \quad P_{bio2,k} \quad P_{bio3,k} \quad P_{bio4,k}] \\
[Q_{bio1} \quad Q_{bio2} \quad Q_{bio3} \quad Q_{bio4}] &= [Q_{bio1,k} \quad Q_{bio2,k} \quad Q_{bio3,k} \quad Q_{bio4,k}] \\
[N_{pv1} \quad N_{pv2} \quad N_{pv3}] &= [N_{pv1,k} \quad N_{pv2,k} \quad N_{pv3,k}] \\
[P_{pv1} \quad P_{pv2} \quad P_{pv3}] &= [P_{pv1,k} \quad P_{pv2,k} \quad P_{pv3,k}]
\end{aligned} \tag{5.9}$$

6) นำออกค่ากำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด

7) นำออกตำแหน่งและกำลังการผลิต DG ที่ส่งผลลัพธ์ให้กำลังสูญเสีย (P_{loss}) มีค่าเหมาะที่สุด

สำหรับการจำลองหาค่ากำลังสูญเสียเหมาะที่สุดด้วยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย ในแต่ละช่วงเวลาของการคำนวณกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด ต้องพิจารณาค่าต่ำสุด ค่าเฉลี่ย และค่าสูงสุดของพารามิเตอร์แถวคอย 2 ค่า คืออัตราการเข้ารับบริการของ PEVs และอัตราการให้บริการของสถานีอัดประจุ ดังแสดงค่าของ λ และ μ ในสมการที่ 5.10

$$\begin{aligned}
\lambda &= [\lambda_{min} \quad \lambda_{avg} \quad \lambda_{max}] \\
\mu &= [\mu_{min} \quad \mu_{avg} \quad \mu_{max}]
\end{aligned} \tag{5.10}$$

ดังนั้นสำหรับแต่ละ 1 ช่วงเวลาจากทั้งหมด 336 ช่วงเวลา ต้องมีการคำนวณหาค่ากำลังสูญเสียเหมาะที่สุดจากพารามิเตอร์แถวคอย 3 กรณี ดังรายละเอียดในขั้นตอนวิธีต่อไปนี้

1) รับเข้าโหนดระบบจำหน่ายสำหรับทุกช่วงเวลา 30 นาที ตลอด 24 ชั่วโมง และ 7 วัน ดังนั้นจำนวนตัวอย่างของโหนดเท่ากับ 336 ช่วงเวลา

2) คำนวณโหนดอัดประจุ PEVs แบบสุ่มสำหรับ 336 ช่วงเวลา โดยแต่ละช่วงเวลาเมื่อรวมกับโหนดฐานของระบบต้องมีค่าไม่เกิน 80% ของโหนดฐานค่าสูงสุด

3) กำหนดให้กำลังสูญเสียเหมาะที่สุดเท่ากับค่าอนันต์ ($P_{loss,opt} = \infty$)

4) กำหนดค่าตำแหน่งและกำลังการผลิต DG เท่ากับเซตว่าง ดังสมการที่ 5.7

5) ดำเนินการ 336 ครั้ง ($k = 1-336$)

5.1) ดำเนินการ 3 ครั้ง ($m = 1-3$)

5.1.1) คำนวณโหนดอัดประจุ PEVs สำหรับช่วงเวลาที่ k โดยใช้อัตราการเข้ารับบริการของ PEVs (λ_m) และอัตราการให้บริการของสถานีอัดประจุ (μ_m) เมื่อรวมโหนด PEVs กับโหนดฐานของระบบต้องมีค่าไม่เกิน 80% ของโหนดฐานค่าสูงสุด

5.1.2) คำนวณตำแหน่งและกำลังการผลิต DG ที่ส่งผลให้กำลังสูญเสียมีค่าต่ำที่สุด ($P_{loss,k,m}$) ด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่าง

5.1.3) หากกำลังสูญเสียเหมาะที่สุดที่คำนวณได้ ($P_{loss,k,m}$) ต่ำกว่าค่ากำลังสูญเสียในรอบที่ผ่านมา ($P_{loss,k,m-1}$)

5.1.3.1) กำหนดให้กำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุดเท่ากับกำลังสูญเสียที่คำนวณได้ดังสมการที่ 5.11

$$P_{loss,opt,k} \square P_{loss,k,m} \quad (5.11)$$

5.1.3.2) แทนที่ค่าตำแหน่งและกำลังการผลิต DG ด้วยค่าใหม่ที่ได้จากการคำนวณในช่วงเวลาที่ k รอบที่ m ดังสมการที่ 5.12

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} N_{bio1,k} & N_{bio2,k} & N_{bio3,k} & N_{bio4,k} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} N_{bio1,k,m} & N_{bio2,k,m} & N_{bio3,k,m} & N_{bio4,k,m} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} P_{bio1,k} & P_{bio2,k} & P_{bio3,k} & P_{bio4,k} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} P_{bio1,k,m} & P_{bio2,k,m} & P_{bio3,k,m} & P_{bio4,k,m} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} Q_{bio1,k} & Q_{bio2,k} & Q_{bio3,k} & Q_{bio4,k} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} Q_{bio1,k,m} & Q_{bio2,k,m} & Q_{bio3,k,m} & Q_{bio4,k,m} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} N_{pv1,k} & N_{pv2,k} & N_{pv3,k} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} N_{pv1,k,m} & N_{pv2,k,m} & N_{pv3,k,m} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} P_{pv1,k} & P_{pv2,k} & P_{pv3,k} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} P_{pv1,k,m} & P_{pv2,k,m} & P_{pv3,k,m} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.12)$$

5.2) หากกำลังสูญเสียช่วงเวลาที่ k ($P_{loss,k,m}$) ต่ำกว่าค่ากำลังสูญเสียในช่วงเวลาที่ผ่านมา ($P_{loss,k,m-1}$)

5.2.1) กำหนดให้กำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุดเท่ากับกำลังสูญเสียช่วงเวลาที่ k ดังสมการที่ 6.8

5.2.2) แทนที่ค่าตำแหน่งและกำลังการผลิต DG ด้วยค่าใหม่ที่ได้จากการคำนวณในช่วงเวลาที่ k ดังสมการที่ 6.9

6) นำออกค่ากำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด

7) นำออกตำแหน่งและกำลังการผลิต DG ที่ส่งผลลัพธ์ให้กำลังสูญเสีย (P_{loss}) มีค่าเหมาะที่สุด จากขั้นตอนวิธีทั้ง 2 กรณีดังกล่าวข้างต้น การจำลองหาค่ากำลังสูญเสียเหมาะที่สุด และตัวแปรควบคุมที่ส่งผลลัพธ์ให้เกิดค่าเหมาะที่สุด ต้องวิเคราะห์หาจากการจำลอง 4 กรณีดังนี้

1) วิเคราะห์หาค่ากำลังสูญเสียเหมาะที่สุดด้วยการคำนวณ โหลด PEVs แบบสุ่ม

2) วิเคราะห์หาค่ากำลังสูญเสียเหมาะที่สุดด้วยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย และค่าต่ำสุดของพารามิเตอร์แถวคอย

3) วิเคราะห์หาค่ากำลังสูญเสียเหมาะที่สุดด้วยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย และค่าเฉลี่ยของพารามิเตอร์แถวคอย

4) การจำลองหาค่ากำลังสูญเสียที่เหมาะสมที่สุดด้วยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย และค่าสูงสุดของพารามิเตอร์แถวคอย

ผลการจำลองหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของกำลังสูญเสียกรณีคำนวณโหลดอัดประจุ PEVs จากการสุ่มสำหรับ 336 ช่วงเวลา แสดงในตารางที่ ง.1-2 รายละเอียดพารามิเตอร์ที่แสดงในตารางมีดังนี้

– ตารางที่ ง.1 สดมภ์ที่ 1 แสดงเลขที่ของช่วงเวลา 1-336 ที่มีการคำนวณในทุก 30 นาที ตลอด 24 ชั่วโมง ภายในระยะเวลา 7 วัน

– ตารางที่ ง.1 สดมภ์ที่ 2-5 แสดงหมายเลขบัสที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีวมวล

– ตารางที่ ง.1 สดมภ์ที่ 6-9 แสดงกำลังไฟฟ้าจริงที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีวมวลที่ตำแหน่ง 4 บัสตั้งระบุในสดมภ์ที่ 2-5

– ตารางที่ ง.1 สดมภ์ที่ 10-13 แสดงกำลังรีแอกทีฟที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีวมวลที่ตำแหน่ง 4 บัสตั้งระบุในสดมภ์ที่ 2-5

– ตารางที่ ง.2 สดมภ์ที่ 1 แสดงเลขที่ของช่วงเวลา 1-336 ที่มีการคำนวณในทุก 30 นาที ตลอด 24 ชั่วโมง ภายในระยะเวลา 7 วัน

– ตารางที่ ง.2 สดมภ์ที่ 2-4 แสดงหมายเลขบัสที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์

– ตารางที่ ง.2 สดมภ์ที่ 5-7 แสดงกำลังไฟฟ้าจริงที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำแหน่ง 3 บัสตั้งระบุในสดมภ์ที่ 2-4

ผลการจำลองหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของกำลังสูญเสียกรณีคำนวณโหลดอัดประจุ PEVs จากการประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย โดยใช้ค่าต่ำสุด ค่าเฉลี่ย และค่าสูงสุดของ λ และ μ ตามลำดับ ผลการจำลองสำหรับ 336 ช่วงเวลา แสดงในตารางที่ ง.3-9 รายละเอียดพารามิเตอร์ที่แสดงในตารางมีดังนี้

1) กรณีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min})

– ตารางที่ ง.3 สดมภ์ที่ 1 แสดงเลขที่ของช่วงเวลา 1-336 ที่มีการคำนวณในทุก 30 นาที ตลอด 24 ชั่วโมง ภายในระยะเวลา 7 วัน

– ตารางที่ ง.3 สดมภ์ที่ 2-5 แสดงหมายเลขบัสที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีวมวล

– ตารางที่ ง.3 สดมภ์ที่ 6-9 แสดงกำลังไฟฟ้าจริงที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีวมวลที่ตำแหน่ง 4 บัสตั้งระบุในสดมภ์ที่ 2-5

– ตารางที่ ง.3 สดมภ์ที่ 10-13 แสดงกำลังรีแอกทีฟที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีวมวลที่ตำแหน่ง 4 บัสตั้งระบุในสดมภ์ที่ 2-5

– ตารางที่ ง.4 สดมภ์ที่ 1 แสดงเลขที่ของช่วงเวลา 1-336 ที่มีการคำนวณในทุก 30 นาที ตลอด 24 ชั่วโมง ภายในระยะเวลา 7 วัน

– ตารางที่ ง.4 สดมภ์ที่ 2-4 แสดงหมายเลขบัสที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์

– ตารางที่ ง.4 สดมภ์ที่ 5-7 แสดงกำลังไฟฟ้าจริงที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำแหน่ง 3 บัสดังระบุในสดมภ์ที่ 2-4

2) กรณีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย (λ_{avg}, μ_{avg}) รายละเอียดของพารามิเตอร์ในตารางที่ ง.5-6 เหมือนกับกรณีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min}, μ_{min})

3) กรณีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max}, μ_{max}) รายละเอียดของพารามิเตอร์ในตารางที่ ง.7-8 เหมือนกับกรณีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min}, μ_{min})

ผลการจำลองหาผลเฉลยตัวแปรควบคุมและค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ค่าเหมาะที่สุดของทั้ง 4 กรณีสำหรับช่วงเวลา 1 – 336 แสดงในตารางที่ ง.1 – ง.9 เมื่อพิจารณาเฉพาะกราฟของกำลังสูญเสียเหมาะที่สุดแสดงในรูปที่ 5.12 – 5.15 เมื่อนำผลการจำลองของทั้ง 4 กรณีมาเปรียบเทียบกัน สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.5 จากการเปรียบเทียบผลการคำนวณหมายเลขบัสที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่าง กลุ่มของหมายเลขบัสที่ให้กำลังสูญเสียรวมต่ำที่สุดแสดงในสมการที่ 5.13 หมายเลขบัสถูกรอบของการคำนวณเป็นตำแหน่งใกล้เคียงกันในระบบ และมี 3 รอบการคำนวณที่ให้ผลลัพธ์เดียวกันคือหมายเลขบัส 51 ซึ่งผลลัพธ์ดังกล่าวนี้เป็นการยืนยันความเชื่อถือได้ของผลการจำลอง

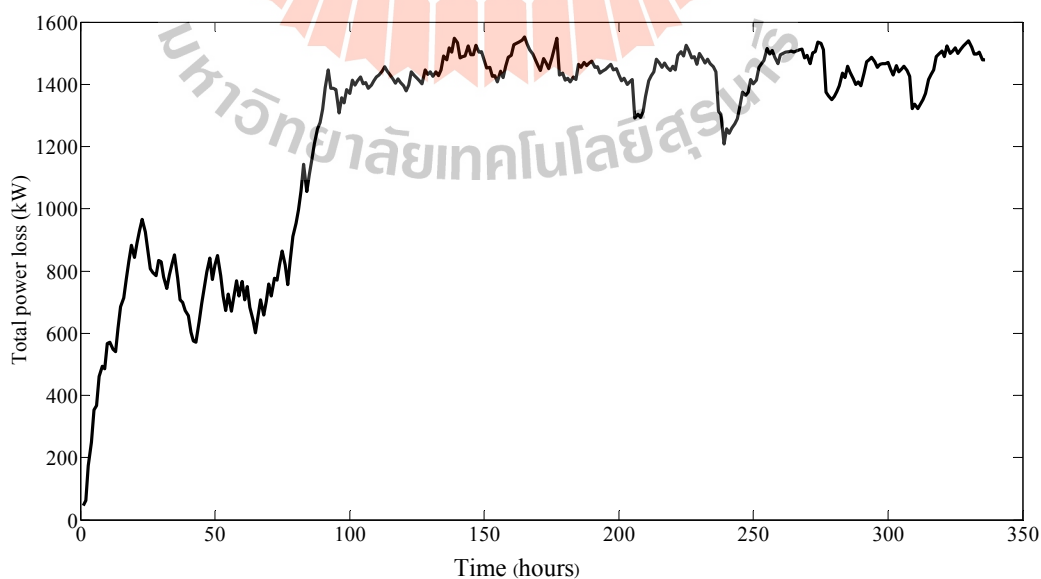
$$\begin{aligned} N_{bio} &= [85 \ 91 \ 101 \ 108 \ 115 \ 123 \ 124 \ 128 \ 137 \ 140 \ 144 \ 147 \ 153 \ 165 \ 192 \ 193] \\ N_{pv} &= [9 \ 14 \ 25 \ 51 \ 51 \ 51 \ 59 \ 62 \ 98 \ 132 \ 163 \ 200] \end{aligned} \quad (5.13)$$

ตารางที่ 5.5 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุดที่มีค่าต่ำสุดและสูงสุด

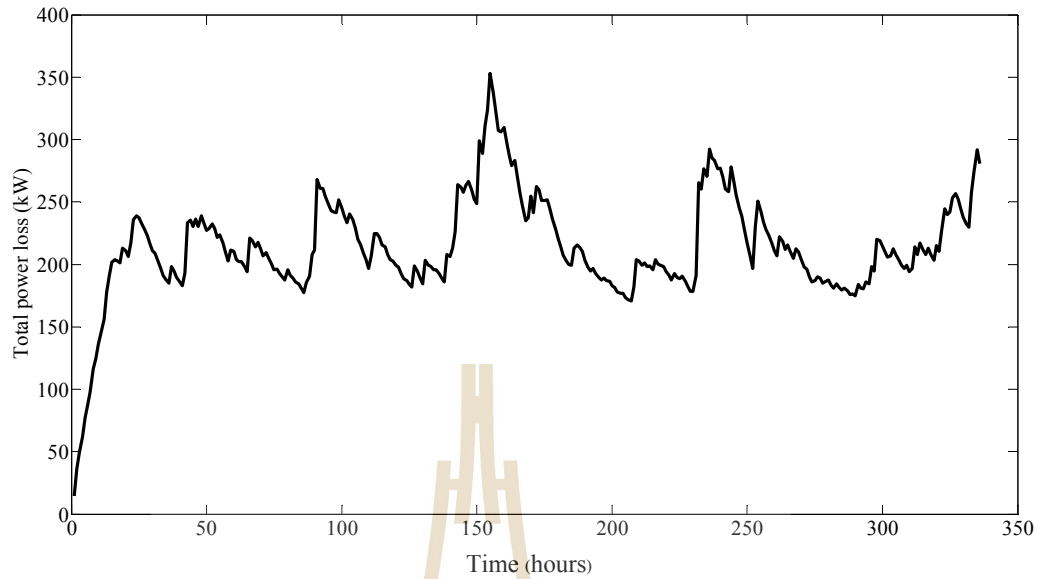
ตัวแปรควบคุม และค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์	คำนวณ โหลด PEVs ด้วยวิธีสุ่ม	คำนวณ โหลด PEVs ด้วยทฤษฎีแถวค้อย		
		(λ_{min}, μ_{min})	(λ_{avg}, μ_{avg})	(λ_{max}, μ_{max})
N_{bio1}	101	108	153	193
N_{bio2}	124	91	140	123
N_{bio3}	165	147	144	115
N_{bio4}	128	192	85	137
P_{bio1} (kW)	4.02	8.00	8.16	5.73
Q_{bio1} (kvar)	7.07	13.95	8.00	11.04

ตารางที่ 5.5 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุดที่มีค่าต่ำสุดและสูงสุด (ต่อ)

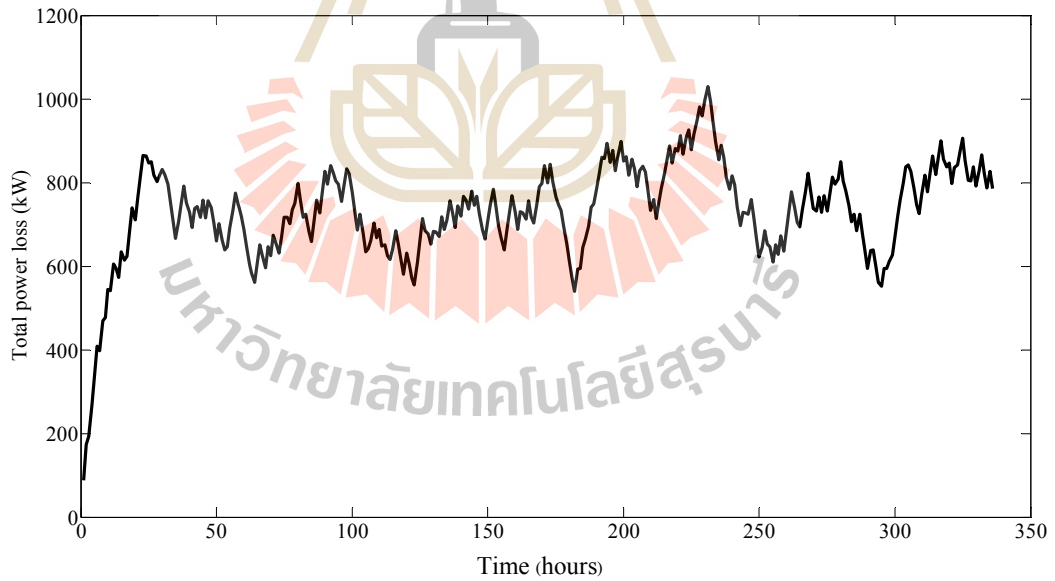
ตัวแปรควบคุม และค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์	จำนวนโหลด PEVs ด้วยวิธีสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยทฤษฎีแถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
P_{bio2} (kW)	1.43	16.90	2.62	4.86
Q_{bio2} (kvar)	13.10	22.10	23.51	9.22
P_{bio3} (kW)	619.66	850.49	1,371.81	1,933.08
Q_{bio3} (kvar)	2,747	2,388	2,624.77	669.82
P_{bio4} (kW)	6,246	2,105	5,188.04	2,019.94
Q_{bio4} (kvar)	6,406	104.87	8,532.08	372.22
N_{pv1}	9	51	51	98
N_{pv2}	59	25	200	51
N_{pv3}	14	163	62	132
P_{pv1} (kW)	352	461	616.00	225.00
P_{pv2} (kW)	140	113	955.00	608.00
P_{pv3} (kW)	2,680	2,080	3,900.00	3,950.00
กำลังสูญเสียเหมาะที่สุด (kW)	1,510.00	435.00	701.00	952.00



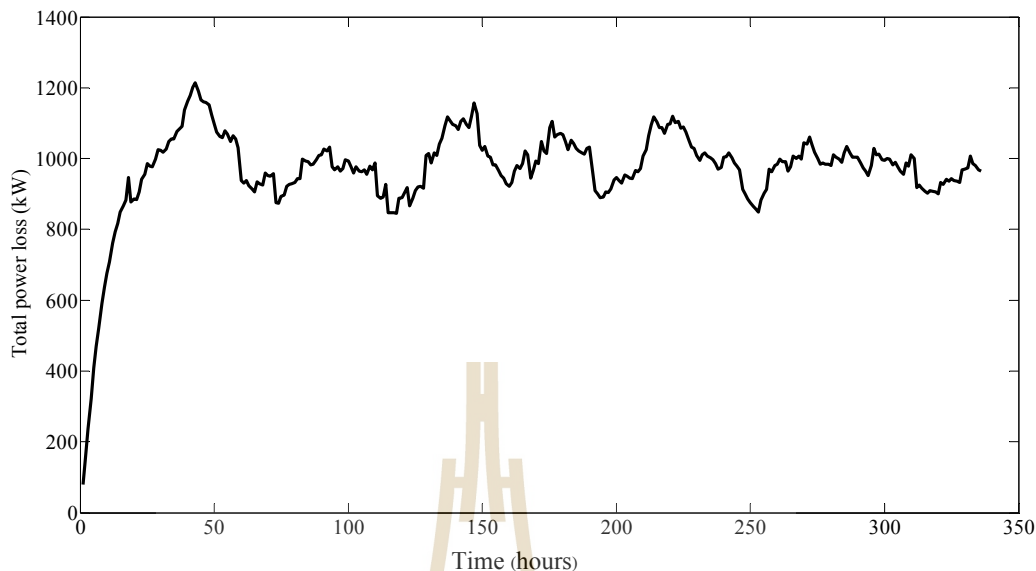
รูปที่ 5.12 กำลังสูญเสียเหมาะที่สุดกรณีจำนวน โหลด PEVs แบบสุ่ม



รูปที่ 5.13 กำลังสูญเสียเหมาะสมที่สุดเมื่อประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย และค่าต่ำสุดของพารามิเตอร์แถวคอย



รูปที่ 5.14 กำลังสูญเสียเหมาะสมที่สุดเมื่อประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย และค่าเฉลี่ยของพารามิเตอร์แถวคอย



รูปที่ 5.15 กำลังสูญเสียเหมาะสมที่สุดเมื่อประยุกต์ใช้กลยุทธ์แฉวคอย และค่าสูงสุดของพารามิเตอร์แฉวคอย

5.4 สรุป

เนื้อหาในบทนี้นำเสนอการจำลองเพื่อหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของกำลังสูญเสียรวมทั้งระบบด้วยการประยุกต์ใช้วิธีวิวัฒนาการผลต่าง ตัวแปรควบคุมของปัญหาที่เหมาะสมคือหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่รับซื้อจาก DG การคำนวณพิจารณาอัตราการเข้ารับการอัดประจุในสถานีบริการ (λ) ของ PEVs และอัตราการให้บริการของสถานีอัดประจุ (μ) โดยจำแนกการวิเคราะห์ออกเป็น 4 กรณีคือ 1) จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม 2) จำนวนโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แฉวคอยค่าต่ำสุด 3) จำนวนโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แฉวคอยค่าเฉลี่ย และ 4) จำนวนโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แฉวคอยค่าสูงสุด เมื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์จากการจำลองทั้ง 4 กรณีสามารถสรุปได้ว่า ค่าสูงสุดของกำลังสูญเสียที่เหมาะสมที่สุดเป็นผลลัพธ์จากการคำนวณหาโหลด PEVs แบบสุ่ม ส่วนค่าต่ำสุดของกำลังสูญเสียที่เหมาะสมที่สุดเป็นผลลัพธ์จากการคำนวณหาโหลด PEVs โดยใช้ค่าต่ำสุดของพารามิเตอร์แฉวคอยจากตารางที่ 4.1 – 4.4 (λ_{min} , μ_{min}) ค่าที่เหมาะสมที่สุดของตำแหน่งบัสและปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. รับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์คือค่าในตารางที่ 5.5 สมมติที่ 3 กำลังสูญเสียเหมาะสมที่สุดเท่ากับ 435 kW ซึ่งผลการวิเคราะห์ดังกล่าวนี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการบริหารจัดการการซื้อไฟฟ้าจาก DG และสถานีอัดประจุ PEVs ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. ได้

บทที่ 6

บทสรุป

6.1 สรุปผลการวิจัย

ระบบจำหน่ายแบบบริตมิสามเฟสไม่ได้ดุลของ กฟภ. เป็นระบบไฟฟ้าที่อยู่ใกล้ชิดกับผู้ใช้ไฟฟ้า เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นอันเนื่องมาจากปัญหาของระบบไฟฟ้า เช่น แรงดันต่ำเกิน แรงดันสูงเกิน เป็นต้น ส่งผลกระทบในทางเสียหายโดยตรงต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ต้นทุนในการดำเนินงานของ กฟภ. มีความเกี่ยวข้องกับกำลังสูญเสียรวมที่เกิดจากการส่งจ่ายไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น กฟภ. จึงต้องดำเนินการเพื่อควบคุมแรงดันต่ำเกิน แรงดันสูงเกิน และกำลังสูญเสียรวมให้มีค่าที่เหมาะสมที่สุด งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้จึงตั้งสมมติฐานเกี่ยวกับปัญหาดังกล่าวข้างต้นว่า หากระบบจำหน่ายมีการซื้อไฟฟ้าจาก DG ชนิดพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ และมีโหลดอัดประจุ PEVs มาเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายในรูปแบบที่ไม่สามารถคาดเดาปริมาณและช่วงเวลาได้ ระดับของปัญหาเหล่านี้จะมีการเปลี่ยนแปลงด้วยแนวโน้มรูปแบบใด การแก้ปัญหาแรงดันต่ำเกิน แรงดันสูงเกิน และกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายที่อยู่ในภาวะข้างต้นให้มีค่าที่เหมาะสมที่สุด ด้วยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอยและวิธีวิวัฒนาการผลต่าง จะประสบความสำเร็จและเกิดการพัฒนาองค์ความรู้ใหม่หรือไม่ ผลจากการปริทรรศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้องและการทำวิจัยวิทยานิพนธ์ สามารถสรุปผลการวิจัยในแต่ละประเด็นได้ดังนี้

การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแบบบริตมิสามเฟสไม่สมดุล

การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแบบบริตมิสามเฟสไม่ได้ดุลด้วยวิธีอังกิงทอพอโลยีโครงข่าย เป็นวิธีการที่อนุพัทธ์มาจากกฎแรงดันของเคอร์ชอฟฟ์ ขั้นตอนสำคัญของการวิเคราะห์คือการสร้างแบบจำลองสายป้อน หม้อแปลง โหลด และตัวเก็บประจุ ผลจากการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้ากับระบบจำหน่าย IEEE ขนาด 13 บัส และ 34 บัส ได้ผลลัพธ์ที่สามารถนำไปประยุกต์ใช้เป็นเครื่องมือวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบจำหน่ายแบบบริตมิสามเฟสไม่ได้ดุลได้

การจำลอง PEVs ด้วยทฤษฎีแถวคอย

การจำลองเพื่อวิเคราะห์หาโหลดอัดประจุ PEVs ด้วยแบบจำลองระบบแถวคอยแบบ $M/M/c/K$ จำลองพารามิเตอร์ของแถวคอยออกเป็น ได้ผลลัพธ์ที่สามารถสรุปได้ว่า ปริมาณของโหลดอัดประจุขึ้นอยู่กับอัตราเฉลี่ยที่ PEVs เข้ารับบริการในสถานีอัดประจุ และอัตราเฉลี่ยที่สถานีอัดประจุให้บริการ PEVs ดังนั้นการควบคุมโหลดประจุ PEVs ในระบบจำหน่ายของ กฟภ. เพื่อให้ค่าพารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายมีค่าที่เหมาะสมที่สุด สามารถดำเนินการได้ด้วยการควบคุมอัตราการเข้ารับบริการของผู้ใช้ PEVs ในสถานีอัดประจุ และควบคุมอัตราการให้บริการของสถานีอัดประจุ

การจำลองหาค่าเหมาะที่สุดของกำลังสูญเสียรวมของระบบจำหน่าย

การจำลองระบบจำหน่ายแบบระบบสามเฟสไม่ได้คู่คูลของ กฟภ. ที่มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก DG และพิจารณาระดับส่วนแบ่งของ PEVs ระบบทดสอบคือสายป้อนวงจรที่ 4 สถานีไฟฟ้าโนน-สูง ระบบจำหน่ายของ กฟภ. เทศบาลนครอุดรธานี วัตถุประสงค์ของงานวิจัยวิทยานิพนธ์คือเพื่อแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดของกำลังสูญเสียรวม ตัวแปรควบคุมของปัญหาค่าเหมาะที่สุดที่เกี่ยวข้องกับ DG ประกอบไปด้วยหมายเลขบัสที่รับซื้อไฟฟ้าจาก DG และกำลังการผลิตของ DG ในแต่ละบัส ตัวแปรควบคุมที่เกี่ยวข้องกับ PEVs คืออัตราเฉลี่ยที่ PEVs เข้ารับบริการอัดประจุในสถานีบริการ (λ) และอัตราเฉลี่ยที่สถานีอัดประจุให้บริการ PEVs (μ) การวิเคราะห์หาโหลด PEVs ประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอยแบบ $M/M/c/K$ ตัวแปรควบคุม λ และ μ ถูกจำแนกออกเป็น 3 ค่า คือค่าต่ำสุด ค่าเฉลี่ย และค่าสูงสุด การจำลองจำแนกออกเป็น 4 กรณีคือ 1) จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม 2) จำนวนโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด 3) จำนวนโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าเฉลี่ย และ 4) จำนวนโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าสูงสุด เมื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์จากการจำลองทั้ง 4 กรณีสามารถสรุปได้ว่ากำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุดเป็นผลลัพธ์จากการคำนวณหาโหลด PEVs โดยประยุกต์ใช้ทฤษฎีแถวคอย และเป็นผลลัพธ์ที่คำนวณได้จากกรณีค่าต่ำสุดของ (λ_{min}) และ (μ_{min}) กำลังสูญเสียเหมาะที่สุดของปัญหาค่าเหมาะที่สุดเท่ากับ 435 kW โดยค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์นี้เป็นผลลัพธ์จากการจำลอง 336 ช่วงเวลา แต่ละช่วงเวลามีการพิจารณาค่าต่ำสุด ค่าเฉลี่ย และค่าสูงสุดของ λ และ μ ซึ่งผลการวิเคราะห์ดังกล่าวนี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการบริหารจัดการการซื้อไฟฟ้าจาก DG และสถานีอัดประจุ PEVs ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. ได้ โดยที่ค่าแรงดันต่ำเกินและแรงดันสูงเกินอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนดโดย กฟภ. กำลังสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายมีค่าไม่มากกว่ากรณีที่ระบบไม่เชื่อมต่อกับ DG และโหลด PEVs ดังนั้นวิธีวิวัฒนาการผลต่างและทฤษฎีแถวคอย สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการดำเนินการของระบบจำหน่ายแบบระบบสามเฟสไม่สมดุล เพื่อบริหารจัดการ DG และสถานีอัดประจุ PEVs ให้พารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายมีค่าเหมาะที่สุด สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟภ. และเป็นองค์ความรู้ที่สามารถเพื่อการประยุกต์ใช้สำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในอนาคตได้

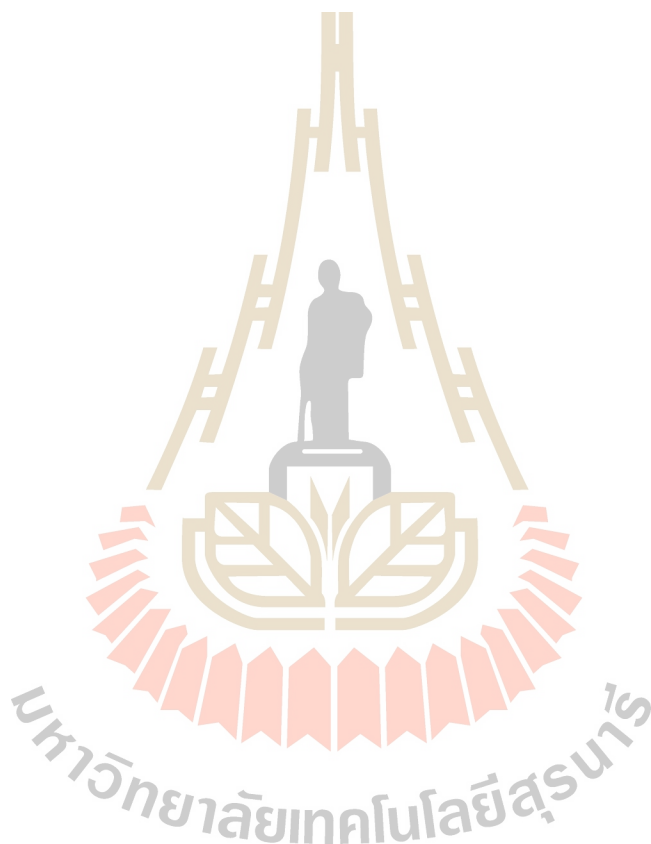
6.2 การประยุกต์ผลการวิจัย

- 1) การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าระบบจำหน่ายแบบระบบสามเฟสไม่สมดุลของ กฟภ.
- 2) การออกแบบระบบไฟฟ้า การบริหารจัดการ สถานีอัดประจุ หรือพื้นที่ให้บริการอัดประจุในสถานที่สาธารณะขนาดใหญ่ เช่น ห้างสรรพสินค้า สถานบริการกีฬา เป็นต้น
- 3) การดำเนินการของระบบจำหน่ายแบบระบบสามเฟสไม่สมดุลของ กฟภ. เพื่อควบคุม DG และสถานีอัดประจุ PEVs สำหรับค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์อื่นที่สามารถคำนวณได้จากการใช้เครื่องมือวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า เช่น ภาวะไม่ได้คู่คูล ต้นทุน การยืดอายุหม้อแปลงจำหน่าย เป็นต้น

6.3 ข้อเสนอแนะในการวิจัยต่อไป

1) ควรพิจารณา DG กรณีที่มีกำลังการผลิตไม่คงที่ในแต่ละช่วงเวลา และ DG พลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถจ่ายกำลังรีแอกทีฟได้

2) การวิเคราะห์หาโหลด PEVs ด้วยทฤษฎีแถวคอย ควรพิจารณาวัฏจักรขับของ PEVs ข้อมูลหรือเงื่อนไขของผู้เข้ารับบริการอัดประจุในสถานีสบริการ และกระแสอัดประจุที่ช่วยยืดอายุการใช้งานแบตเตอรี่ของ PEVs



รายการอ้างอิง

- กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2018). การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า. Retrieved 2018/11/17, 2018, from <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/>
- คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2561). รายชื่อผู้ได้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า จ.อุดรธานี. Retrieved from http://app04.erc.or.th/ELicense/Licenser/05_Reporting/504_ListLicensing_Columns_New.aspx?LicenseType=1
- คณะกรรมการยุทธศาสตร์ชาติ. (2561). ราชกิจจานุเบกษาประกาศเรื่อง ยุทธศาสตร์ชาติ (พ.ศ. 2561-2580). Retrieved 2018/10/08, 2561, from http://www.ratchakitcha.soc.go.th/DATA/PDF/2561/A/082/T_0001.PDF
- ชรินรัตน์ พานิชชาติ. (2547). กำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยแนวทางเชิงกำหนด. (ปริญญาโท), จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย,
- ชนศักดิ์ สุทธิบุญ. (2553). การหาตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายโดยพิจารณาหลายฟังก์ชันเป้าหมายพร้อมกันด้วยวิธีออบเหนียว. (ปริญญาโท), มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์,
- นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ. (2553). การวางแผนและดำเนินงานอย่างเหมาะสมสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ,
- ปานวิทย์ ฐะนุดี. (2559). ทฤษฎีแฉกคอย (1 ed.). กรุงเทพฯ : ห้างหุ้นส่วนจำกัด มิน เซอร์วิส ซัพพลาย.
- รู้มณี จอมทอง. (2554). การจัดสรรที่เหมาะสมที่สุดของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยใช้การคำนวณเชิงวิวัฒนาการ. (ปริญญาโท), มหาวิทยาลัยเชียงใหม่,
- วีระชัย พ่วงพรพิทักษ์. (2555). การหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในระบบจำหน่ายโดยวิธีการเคลื่อนตัวของกลุ่มอนุภาคที่เหมาะสมที่สุด. (ปริญญาโท), มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี,
- Acharya, N., Mahat, P., & Mithulananthan, N. (2006). An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 28(10), 669-678.
- Advertising Maker Co., L. (2015). แผนที่เส้นทางรถในตัวเมืองอุดรธานี. Retrieved 2015/12/17, 2015, from http://www.admaker.co.th/images/udon_realsize_01.jpg

- Ajjarapu, V., & Lee, B. (1998). Bibliography on voltage stability. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 13(1), 115-125. doi:10.1109/59.651622
- Al Abri, R. S., El-Saadany, E. F., & Atwa, Y. M. (2013). Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 28(1), 326-334. doi:10.1109/tpwrs.2012.2200049
- Alharbi, A. Y. (2013). *Impact of plug in electric vehicle battery charging on a distribution system based on real-time digital simulator*. (Master of Engineering), University of Tennessee at Chattanooga, Chattanooga.
- Alinjak, o., Pavic, I., & Stojkov, M. (2016). Improvement of backward/forward sweep power flow method by using modified breadth-first search strategy. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(1), 102-109. doi:10.1049/iet-gtd.2016.0566
- Aman, M. M., Jasmon, G. B., Bakar, A. H. A., & Mokhlis, H. (2013). A new approach for optimum DG placement and sizing based on voltage stability maximization and minimization of power losses. *Energy conversion and management*, 70, 202-210.
- Bae, S., & Kwasinski, A. (2012). Spatial and temporal model of electric vehicle charging demand. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), 394-403.
- Bass, R., & Zimmerman, N. (2013). Impacts of Electric Vehicle Charging on Electric Power Distribution Systems.
- Borges, C. L. T., & Falcao, D. M. (2006). Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 28(6), 413-420. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2006.02.003
- Boyle, G. (2004). *Renewable energy*: OXFORD university press.
- Caisheng, W., & Nehrir, M. H. (2004). Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(4), 2068-2076. doi:10.1109/tpwrs.2004.836189
- Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., & Pilo, F. (2005). A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(2), 750-757. doi:10.1109/tpwrs.2005.846219
- Chakravorty, M., & Das, D. (2001). Voltage stability analysis of radial distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 23(2), 129-135.
- Darfoun, M. (2013). *Optimal distributed generation sizing and placement via single-and multi-objective optimization approaches*. (Master of Applied Science), Dalhousie University, Retrieved from

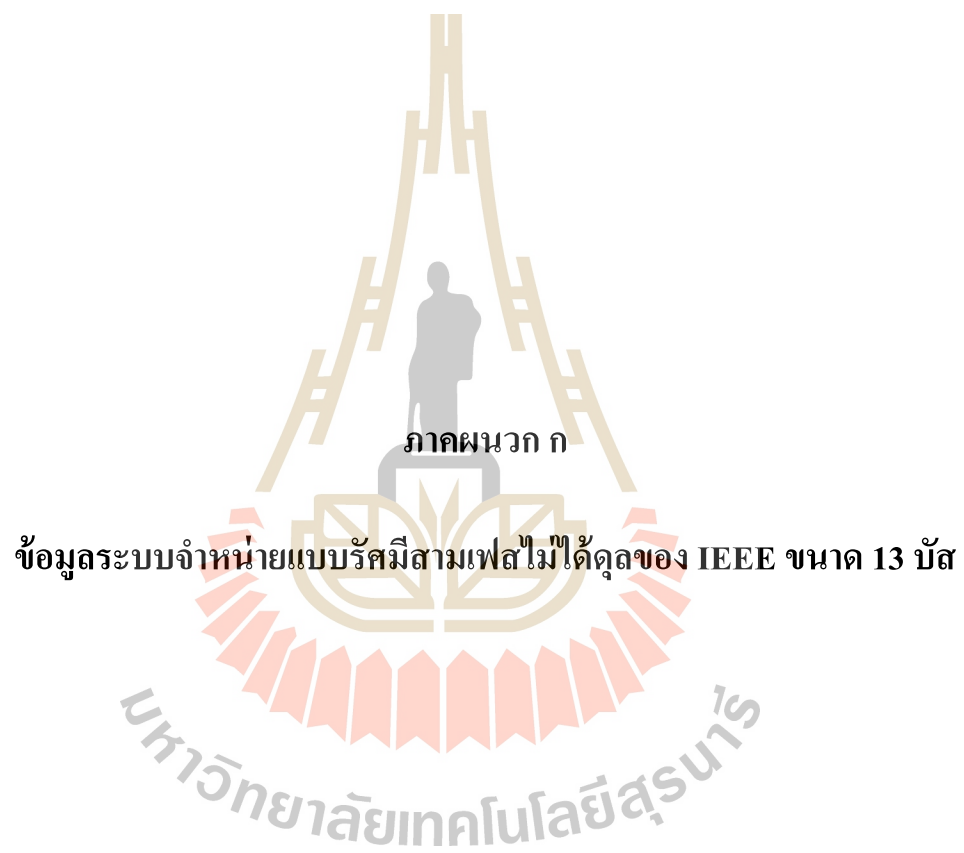
<http://dalspace.library.dal.ca/xmlui/bitstream/handle/10222/31423/Darfoun-Mohamed-MASc-ECED-July-2013.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- Ebrahimi, R., Ehsan, M., & Nouri, H. (2013). A profit-centric strategy for distributed generation planning considering time varying voltage dependent load demand. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 44(1), 168-178.
- El-Khattam, W., Bhattacharya, K., Hegazy, Y., & Salama, M. M. A. (2004). Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(3), 1674-1684. doi:10.1109/tpwrs.2004.831699
- El-Zonkoly, A. M. (2011). Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 5(7), 760-771.
- Esmaili, M. (2013). Placement of minimum distributed generation units observing power losses and voltage stability with network constraints. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(8), 813-821.
- Ettehadi, M., Ghasemi, H., & Vaez-Zadeh, S. (2013). Voltage Stability-Based DG Placement in Distribution Networks. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 28(1), 171-178. doi:10.1109/tpwr.2012.2214241
- IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. (2016). Resources | PES Test Feeder. Retrieved from <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- Favuzza, S., Graditi, G., Ippolito, M. G., & Sanseverino, E. R. (2007). Optimal electrical distribution systems reinforcement planning using gas micro turbines by dynamic ant colony search algorithm. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(2), 580-587. doi:10.1109/tpwrs.2007.894861
- Fleetwood, K. F. (2004). An Introduction to Differential Evolution. Retrieved from <http://www.maths.uq.edu.au/MASCOS/Multi-Agent04/Fleetwood.pdf>
- Garcia-Valle, R., & Vlachogiannis, J. G. (2009). Letter to the editor: Electric vehicle demand model for load flow studies. *Electric Power Components and Systems*, 37(5), 577 — 582.
- Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2013). Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 28(3), 3420-3428. doi:10.1109/tpwrs.2012.2237043
- Gozel, T., & Hocaoglu, M. H. (2009). An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems. *Electric Power Systems Research*, 79(6), 912-918.

- Harrison, G. P., Piccolo, A., Siano, P., & Wallace, A. R. (2008). Hybrid GA and OPF evaluation of network capacity for distributed generation connections. *Electric Power Systems Research*, 78(3), 392-398.
- Hung, D. Q. (2014). *Smart integration of distributed renewable generation and battery energy storage*. Retrieved from https://espace.library.uq.edu.au/view/UQ:342027/s4250093_phd_submission.pdf
- Hung, D. Q., Mithulananthan, N., & Bansal, R. C. (2010). Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 25(3), 814-820.
- Ilyas, M., Tanweer, S. M., & Rahman, A. (2013). Optimal Placement of Distributed Generation on Radial Distribution System for Loss Minimisation & Improvement of Voltage Profile. *International Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*, 3(4), 2296-2312.
- Injeti, S. K., & Kumar, N. P. (2013). A novel approach to identify optimal access point and capacity of multiple DGs in a small, medium and large scale radial distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 45(1), 142-151.
- Kansal, S., Kumar, V., & Tyagi, B. (2013). Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53, 752-760.
- Kersting, W. H. (2012). *Distribution system modeling and analysis*: CRC press.
- Kollu, R., Rayapudi, S. R., & Sadhu, V. L. N. (2014). A novel method for optimal placement of distributed generation in distribution systems using HSDO. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 24(4), 547-561.
- Larminie, J., & Lowry, J. (2012). *Electric vehicle technology explained*: Wiley. com.
- Li, G., & Zhang, X. P. (2012). Modeling of Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging Demand in Probabilistic Power Flow Calculations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), 492-499. doi:10.1109/TSG.2011.2172643
- Li, Q., Negi, R., & Ilic, M. D. (2012). A queueing based scheduling approach to plug-in electric vehicle dispatch in distribution systems. Retrieved from arXiv preprint arXiv:1203.5449
- Mi, C., Masrur, M. A., & Gao, D. W. (2011). *Hybrid Electric Vehicles: Principles and Applications with Practical Perspectives* (1 ed.): John Wiley & Sons, Ltd.
- Ochoa, L. F., & Harrison, G. P. (2011). Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(1), 198-205. doi:10.1109/tpwrs.2010.2049036

- Overbye, T. (2000). *Transformers, Per Unit Calculations*. Department of Electrical and Computer Engineering, University Of Illinois. Retrieved from https://www.google.co.th/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiE_MvnjcXRAhVFvI8KHU-NApEQFggdMAA&url=https%3A%2F%2Fcourses.engr.illinois.edu%2Fcece476%2Ffa2008%2Fnotes%2Fslides%2FECE4762008_Lect09.ppt&usq=AFQjCNFCcV6d63v8mqFaFuUQY8qHh08JhQ&sig2=4XslHgSpZaCSIOFNtXtFA
- Park, W.-J., Song, K.-B., & Park, J.-W. (2013). Impact of electric vehicle penetration-based charging demand on load profile. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 8(2), 244-251.
- Pinheiro, J. M. S., Dornellas, C. R. R., Schilling, M. T., Melo, A. C. G., & Mello, J. C. O. (1998). Probing the new IEEE reliability test system (RTS-96): HL-II assessment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 13(1), 171-176. doi:10.1109/59.651632
- Puttgen, H. B., MacGregor, P. R., & Lambert, F. C. (2003). Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era? *Power and Energy Magazine, IEEE*, 1(1), 22-29. doi:10.1109/mpae.2003.1180357
- Radzi, M., & Zulhisham, M. (2013). *Optimal allocation and sizing of distributed generation using particle swarm optimization in distribution system*. Universiti Tun Hussein Onn Malaysia, Retrieved from http://eprints.uthm.edu.my/4718/1/MOHD_ZULHISHAM_BIN_MOHD_RADZL.pdf
- Reddy, N. V. V., & Manohar, T. G. (2013). Optimal placement of distribution generation on unbalanced distribution networks. *International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications*, 2(1), 8.
- Shaaban, M. F., Atwa, Y. M., & El-Saadany, E. F. (2013). DG allocation for benefit maximization in distribution networks. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 28(2), 639-649. doi:10.1109/tpwrs.2012.2213309
- Simoes, M. G., Roche, R., Kyriakides, E., Suryanarayanan, S., Blunier, B., McBee, K. D., . . . Miraoui, A. (2012). A comparison of smart grid technologies and progresses in Europe and the US. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 48(4), 1154-1162.
- Singh, D., & Verma, K. S. (2009). Multiobjective optimization for DG planning with load models. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(1), 427-436. doi:10.1109/tpwrs.2008.2009483
- Singh, N. (2014). *Optimal sizing and placement of DG in a radial distribution network using sensitivity based methods*. THAPAR UNIVERSITY, PATIALA.

- Statista. (2015). Forecast for the worldwide number of hybrid and electric vehicles from 2009 to 2020 (in millions). Retrieved from <http://www.statista.com/statistics/270603/worldwide-number-of-hybrid-and-electric-vehicles-since-2009/>
- Storn, R., & Price, K. (1997). Differential evolution - a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *Journal of global optimization*, 11(4), 341-359.
- Subrahmanyam, J. B. V. (2009). Load flow solution of unbalanced radial distribution systems. *Department of Electrical & Electronics Engg, BRECW, Hyderabad, AP, India-500, 59.*
- Tan, W. S., Hassan, M. Y., Rahman, H. A., Abdullah, M. P., & Hussin, F. (2013). Multi-distributed generation planning using hybrid particle swarm optimisation-gravitational search algorithm including voltage rise issue. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(9), 929-942.
- Teng, J.-H., Liao, S.-H., & Leou, R.-C. (2014). Three-phase harmonic analysis method for unbalanced distribution systems. *Energies*, 7(1), 365-384.
- Ureh, H. C. (2011). *Impacts of plug-in electric vehicle on residential electric distribution system using stochastic and sensitivity approach*. California Polytechnic State University, San Luis Obispo,
- Vlachogiannis, J. G. (2009). Probabilistic constrained load flow considering integration of wind power generation and electric vehicles. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(4), 1808-1817.



ภาคผนวก ก

ข้อมูลระบบจำหน่ายแบบรีสมิตตามเฟสไม่ได้ดุลของ IEEE ขนาด 13 บัส

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลสายป้อน (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (ฟุต)	โครงแบบเสาไฟฟ้า
2	3	500	603
2	4	500	602
4	7	0	6001
3	6	300	603
1	2	2000	601
8	11	800	607
2	5	2000	601
5	8	300	604
5	9	1000	601
5	10	0	6002
8	12	300	605
10	13	500	606

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลตัวเก็บประจุ (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัส	เฟส A (kvar)	เฟส B (kvar)	เฟส C (kvar)	ทอพอโลยีของการต่อ
12	0	0	100	Y
13	200	200	200	Y

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลโหลดแบบจุด (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัส	ทอพอโลยีของการต่อ และชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
		P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
7	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
3	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
6	D-Z	0	0	230	132	0	0
11	Y-Z	128	86	0	0	0	0
5	D-PQ	385	220	385	220	385	220
13	Y-PQ	485	190	68	60	290	212

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลโหลดแบบจุด (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017) (ต่อ)

บัส	ทอพอโลยีของการต่อ และชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
		P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
10	D-I	0	0	0	0	170	151
12	Y-I	0	0	0	0	170	80

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลโหลดแบบกระจาย (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัสส่ง	บัสรับ	ทอพอโลยีของ การต่อ และชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
			P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
7		Y-PQ	17	10	66	38	117	68

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลหม้อแปลง (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัสส่ง	บัสรับ	ค่ากำหนด					ทอพอโลยีและชนิด
		กำลังปรากฏ (kVA)	แรงดัน ปฐมภูมิ (kV)	แรงดัน ทุติยภูมิ (kV)	%R	%X	
1	2	5,000	115	4.16	1	8	D-GY-แปลงลง
4	7	500	4.16	0.48	1.1	2	GY-GY-แปลงลง

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลอิมพีแดนซ์สายป้อน (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

โครงแบบเสาไฟฟ้า	อิมพีแดนซ์ (Ω /ไมล์)
601	$z_{601} = \begin{bmatrix} 0.3465 + j1.0179 & 0.1560 + j0.5017 & 0.1580 + j0.4236 \\ 0.1560 + j0.5017 & 0.3375 + j1.0478 & 0.1535 + j0.3849 \\ 0.1580 + j0.4236 & 0.1535 + j0.3849 & 0.3414 + j1.0348 \end{bmatrix}$
602	$z_{602} = \begin{bmatrix} 0.7526 + j1.1814 & 0.1580 + j0.4236 & 0.1560 + j0.5017 \\ 0.1580 + j0.4236 & 0.7475 + j1.1983 & 0.1535 + j0.3849 \\ 0.1560 + j0.5017 & 0.1535 + j0.3849 & 0.7436 + j1.2112 \end{bmatrix}$
603	$z_{603} = \begin{bmatrix} 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 \\ 0.0000 + j0.0000 & 1.3294 + j1.3471 & 0.2066 + j0.4591 \\ 0.0000 + j0.0000 & 0.2066 + j0.4591 & 1.3238 + j1.3569 \end{bmatrix}$
604	$z_{604} = \begin{bmatrix} 1.32381 + j1.3569 & 0.0000 + j0.0000 & 0.2066 + j0.4591 \\ 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 \\ 0.2066 + j0.4591 & 0.0000 + j0.0000 & 1.3294 + j1.3471 \end{bmatrix}$
605	$z_{605} = \begin{bmatrix} 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 \\ 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 \\ 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 & 1.3292 + j1.3475 \end{bmatrix}$
606	$z_{606} = \begin{bmatrix} 0.7982j + j0.4463 & 0.3192 + j0.0328 & 0.2849 - j0.0143 \\ 0.3192 + j0.0328 & 0.7891 + j0.4041 & 0.3192 + j0.0328 \\ 0.2849 - j0.0143 & 0.3192 + j0.0328 & 0.7982 + j0.4463 \end{bmatrix}$
607	$z_{607} = \begin{bmatrix} 1.3425 + j0.5124 & 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 \\ 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 \\ 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 & 0.0000 + j0.0000 \end{bmatrix}$



ภาคผนวก ข

ข้อมูลระบบจำหน่ายแบบปริศมีตามเฟสไม่ได้ดุลของ IEEE ขนาด 34 บัส

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลสายป้อน (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (ฟุต)	โครงแบบเสาไฟฟ้า
1	2	2580	300
2	3	1730	300
3	4	32230	300
4	5	5804	303
4	6	37500	300
6	7	29730	300
7	8	10	301
9	10	1710	302
9	11	10210	301
10	12	48150	302
12	15	13740	302
11	13	3030	303
11	14	840	301
14	16	20440	301
16	17	520	301
20	21	4900	301
20	22	0	3001
24	26	2020	301
24	27	280	301
28	30	860	301
28	31	280	301
27	29	1350	301
29	32	3640	301
32	34	530	301
8	9	310	301
19	20	10	301
17	18	23330	303
17	19	36830	301

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลสายป้อน (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017) (ต่อ)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (ฟุต)	โครงแบบเสาไฟฟ้า
21	23	1620	302
21	24	5830	301
26	28	2680	301
31	33	4860	304
22	25	10560	300

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลตัวเก็บประจุ (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัส	เฟส A (kvar)	เฟส B (kvar)	เฟส C (kvar)	ทอพอโลยีของการต่อ
29	100	100	100	Y
34	150	150	150	Y

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลโหลดแบบจุด (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัส	ทอพอโลยีของการต่อและ ชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
		P	Q	P	Q	P	Q
		(kW)	(kvar)	(kW)	(kvar)	(kW)	(kvar)
26	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
30	Y-I	9	7	9	7	9	7
29	Y-Z	135	105	135	105	135	105
34	D-PQ	20	16	20	16	20	16
25	D-I	150	75	150	75	150	75
16	D-Z	10	5	10	50	25	10

ตารางที่ ข.4 ข้อมูลโหลดแบบกระจาย (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัสส่ง	บัสรับ	ทอพอโลยีของ การต่อ และชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
			P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
2	3	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
4	5	Y-I	0	0	16	8	0	0
10	12	Y-Z	34	17	0	0	0	0
12	15	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
9	11	D-I	0	0	5	2	0	0
11	13	Y-I	0	0	40	20	0	0
11	14	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
5	16	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
17	18	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
20	21	D-Z	7	3	2	1	6	3
21	23	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
21	24	D-PQ	4	2	15	8	13	7
24	26	D-Z	16	8	20	10	110	55
26	28	D-PQ	30	15	10	6	42	22
28	30	D-I	18	9	22	11	0	0
31	33	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
27	29	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
29	32	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
32	34	Y-PQ	0	0	23	11	0	0

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลหม้อแปลง (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

บัสส่ง	บัสรับ	ค่ากำหนด			%R	%X	ทอพอโลยีและชนิด
		กำลังปรากฏ (kVA)	แรงดัน ปฐมภูมิ (kV)	แรงดัน ทุติยภูมิ (kV)			
20	22	500	24.8	4.16	1.9	4.08	GY-GY-แปลงลง

ตารางที่ ข.6 ข้อมูลอิมพีแดนซ์สายป้อน (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2017)

โครงแบบเสาไฟฟ้า	อิมพีแดนซ์ (□/ไมล์)
300	$z_{300} = \begin{bmatrix} 1.3368 + j1.3343 & 0.2101 + j0.5779 & 0.2130 + j0.5015 \\ 0.2101 + j0.5779 & 1.3238 + j1.3569 & 0.2066 + j0.4591 \\ 0.2130 + j0.5015 & 0.2066 + j0.4591 & 1.3294 + j1.3471 \end{bmatrix}$
301	$z_{301} = \begin{bmatrix} 1.9300 + j1.4115 & 0.2327 + j0.6442 & 0.2359 + j0.5691 \\ 0.2327 + j0.6442 & 1.9157 + j1.4281 & 0.2288 + j0.5238 \\ 0.2359 + j0.5691 & 0.2288 + j0.5238 & 1.9219 + j1.4209 \end{bmatrix}$
302	$z_{302} = \begin{bmatrix} 2.7995 + j1.4855 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
303	$z_{303} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2.7995 + j1.4855 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
304	$z_{304} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.9217 + j1.4212 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$



ภาคผนวก ค

ข้อมูลระบบจำหน่ายเบรคมีสามเฟสไม่ได้ดุลของวงจร 4 สถานีโนนสูง กฟภ.

เทศบาลนครอุดรธานี

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลสายป้อน

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (กิโลเมตร)	อิมพีแดนซ์ (Ω)			
			ลำดับบวก		ลำดับศูนย์	
			R_1	X_1	R_0	X_0
1	137	0.0332	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
2	17	0.0836	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
3	139	0.0098	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
4	19	0.0146	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
5	37	0.3375	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
6	219	0.0541	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
7	9	0.0255	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
8	96	0.0078	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
9	8	0.0703	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
10	158	0.0699	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
10	171	0.0489	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
11	87	0.0514	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
12	116	0.213	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
13	244	0.014	0.640129	0.444484	0.821722	1.659485
13	174	0.0728	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
14	69	0.23	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
15	80	0.0368	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
15	91	0.0857	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
16	84	0.1345	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
17	1	0.0253	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
18	3	0.0087	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
19	20	0.38	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
20	95	0.0291	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
20	39	0.1272	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
21	98	0.1853	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
22	102	0.0722	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
23	24	0.0864	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลสายป้อน (ต่อ)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (กิโลเมตร)	อิมพีแดนซ์ (Ω)			
			ลำดับบวก		ลำดับศูนย์	
			R_1	X_1	R_0	X_0
24	148	0.097	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
24	105	0.1565	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
25	104	0.0082	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
26	34	0.0604	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
26	151	0.1598	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
27	11	0.1077	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
28	51	0.1448	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
29	252	0.0027	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
30	31	0.0231	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
31	77	0.1453	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
32	136	0.0963	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
33	88	0.1726	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
34	4	0.0089	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
35	36	0.0052	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
36	21	0.0084	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
37	141	0.6279	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
38	22	0.1946	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
38	100	0.1272	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
39	144	0.1034	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
40	41	0.2078	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
41	67	0.2998	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
40	41	0.2078	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
41	67	0.2998	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
42	48	0.0378	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
43	176	0.1467	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
43	44	0.1391	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
44	123	0.1595	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลสายป้อน (ต่อ)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (กิโลเมตร)	อิมพีแดนซ์ (Ω)			
			ลำดับบวก		ลำดับศูนย์	
			R_1	X_1	R_0	X_0
44	14	0.0546	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
45	189	0.2574	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
46	189	0.1271	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
47	118	0.2009	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
47	187	0.0406	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
48	169	0.0496	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
48	49	0.0437	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
49	167	0.3575	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
49	303	0.0599	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
50	166	0.1606	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
51	52	0.0553	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
52	12	0.0063	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
52	173	0.0157	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
53	43	0.0471	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
54	72	0.0278	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
55	56	0.1473	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
56	57	0.0343	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
57	114	0.0175	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
57	180	0.1202	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
58	183	0.1193	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
58	59	0.4693	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
59	286	0.0178	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
60	16	0.0696	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
61	2	0.082	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
62	61	0.0734	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
62	138	0.1163	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
63	90	0.01	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลสายป้อน (ต่อ)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (กิโลเมตร)	อิมพีแดนซ์ (Ω)			
			ลำดับบวก		ลำดับศูนย์	
			R_1	X_1	R_0	X_0
64	147	0.1379	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
64	65	0.0328	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
65	6	0.0693	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
66	64	0.2492	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
67	191	0.0101	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
68	46	0.0201	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
68	161	0.0957	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
69	121	0.0397	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
69	172	0.0705	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
70	130	0.2419	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
71	315	0.0013	0.47208	0.3664	0.62008	1.59321
72	13	0.0718	0.640129	0.444484	0.821722	1.659485
72	73	0.2289	0.640129	0.444484	0.821722	1.659485
73	168	0.0548	0.640129	0.444484	0.821722	1.659485
74	246	0.0006	0.640129	0.444484	0.821722	1.659485
75	192	0.0714	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
76	108	0.1022	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
76	77	0.0888	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
78	79	0.2971	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
79	179	0.0776	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
79	32	0.1264	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
80	26	0.0867	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
80	193	0.1168	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
81	93	0.0216	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
81	184	0.0089	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
82	178	0.2674	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
82	83	0.0795	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลสายป้อน (ต่อ)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (กิโลเมตร)	อิมพีแดนซ์ (Ω)			
			ลำดับบวก		ลำดับศูนย์	
			R_1	X_1	R_0	X_0
83	45	0.0754	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
84	85	0.1034	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
85	181	0.1033	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
86	58	0.1421	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
87	135	0.0953	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
88	62	0.1418	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
89	63	0.0118	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
90	15	0.0679	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
91	107	0.1218	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
91	92	0.084	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
92	81	0.1145	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
93	94	0.0185	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
94	140	0.0113	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
95	7	0.0122	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
96	97	0.0101	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
97	35	0.0532	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
98	38	0.0834	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
98	99	0.1019	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
99	5	0.1464	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
100	101	0.0271	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
101	142	0.0251	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
102	143	0.0614	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
103	145	0.2098	0.640129	0.444484	0.821722	1.659485
104	149	0.0118	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
105	106	0.009	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
106	25	0.0213	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
107	33	0.1055	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลสายป้อน (ต่อ)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (กิโลเมตร)	อิมพีแดนซ์ (Ω)			
			ลำดับบวก		ลำดับศูนย์	
			R_1	X_1	R_0	X_0
107	150	1.3645	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
108	126	0.1949	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
109	275	0.0891	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
110	71	0.0409	0.47208	0.3664	0.62008	1.59321
111	112	0.1806	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
112	76	0.1571	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
113	127	0.0968	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
114	78	0.1265	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
114	115	0.1205	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
115	185	0.1388	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
116	113	0.0059	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
117	28	0.2371	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
118	117	0.0337	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
119	175	0.1005	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
119	120	0.0738	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
120	170	0.0118	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
120	177	0.1035	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
121	74	0.1181	0.640129	0.444484	0.821722	1.659485
121	122	0.0295	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
122	119	0.1547	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
123	103	0.1425	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
123	124	0.0542	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
124	54	0.1226	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
125	75	0.1032	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
126	27	0.1722	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
126	190	0.0532	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
127	89	0.1292	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลสายป้อน (ต่อ)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (กิโลเมตร)	อิมพีแดนซ์ (Ω)			
			ลำดับบวก		ลำดับศูนย์	
			R_1	X_1	R_0	X_0
127	128	0.1251	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
128	23	0.583	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
128	30	1.2124	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
129	132	0.1946	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
130	125	0.0965	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
130	131	0.0517	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
131	110	0.038	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
132	50	0.1458	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
132	133	0.046	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
133	134	0.1966	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
134	188	0.0844	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
134	111	0.4348	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
151	228	0.0566	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
152	153	0.5215	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
152	154	0.0832	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
153	186	0.0212	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
155	109	0.2058	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
155	186	0.0098	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
156	157	0.0863	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
156	160	8.635	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
157	159	0.1122	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
158	40	0.076	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
159	109	0.0113	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
160	163	0.1223	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
161	162	0.0231	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
162	129	0.022	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
163	164	0.0049	0.001	0.02	0.002	0.033

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลสายป้อน (ต่อ)

บัสส่ง	บัสรับ	ความยาวสายป้อน (กิโลเมตร)	อิมพีแดนซ์ (Ω)			
			ลำดับบวก		ลำดับศูนย์	
			R_1	X_1	R_0	X_0
164	165	0.0349	0.001	0.02	0.002	0.033
165	68	0.0083	0.001	0.02	0.002	0.033
167	10	0.0364	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
171	47	0.6442	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
178	29	0.0027	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
179	86	0.1456	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
180	60	0.1113	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
181	182	0.0252	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
184	18	0.0213	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
187	53	0.0805	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
188	70	0.0729	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
190	55	0.0452	0.82193	0.17293	0.44987	1.5378
191	66	0.3195	0.340528	0.455861	0.522303	1.67082
193	146	0.0686	0.666662	0.440845	0.848959	1.655683
247	42	0.0505	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
250	82	0.0651	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125
274	154	0.055	0.17571	0.33444	0.32371	1.56125

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลตัวเก็บประจุ

บัส	เฟส A (kvar)	เฟส B (kvar)	เฟส C (kvar)	ทอพอโลยีของการต่อ
48	200	200	200	Y

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลโหลดแบบจุด

บัส	ทอพอโลยี ของการ ต่อและชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
		P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
145	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
135	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
127	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
110	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
199	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
191	D-PQ	16.528	7.479	16.528	7.479	16.528	7.479
139	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
150	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
144	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
54	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
74	D-PQ	13.222	5.983	13.222	5.983	13.222	5.983
155	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
83	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
140	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
121	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
119	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
182	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
197	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
57	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
78	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
49	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
97	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
32	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
44	D-PQ	0	0	0	0	8.925	4.039
89	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
105	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
101	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลโหลดแบบจุด (ต่อ)

บัส	ทอพอโลยี ของการ ต่อและชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
		P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
171	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
176	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
202	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
132	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
146	D-PQ	16.528	7.479	16.528	7.479	16.528	7.479
152	D-PQ	33.056	14.959	33.056	14.959	33.056	14.959
159	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
21	D-PQ	10.413	4.712	10.413	4.712	10.413	4.712
17	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
26	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
87	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
137	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
170	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
55	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
60	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
116	D-PQ	0	0	5.950	2.693	0	0
77	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
128	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
68	D-PQ	16.528	7.479	16.528	7.479	16.528	7.479
183	D-PQ	33.056	14.959	33.056	14.959	33.056	14.959
172	D-PQ	16.528	7.479	16.528	7.479	16.528	7.479
158	D-PQ	33.056	14.959	33.056	14.959	33.056	14.959
37	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
52	D-PQ	13.222	5.983	13.222	5.983	13.222	5.983
181	D-PQ	13.222	5.983	13.222	5.983	13.222	5.983
173	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
46	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลโหลดแบบจุด (ต่อ)

บัส	ทอพอโลยี ของการ ต่อและชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
		P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
40	D-PQ	16.528	7.479	16.528	7.479	16.528	7.479
23	D-PQ	33.056	14.959	33.056	14.959	33.056	14.959
91	D-PQ	16.528	7.479	16.528	7.479	16.528	7.479
100	D-PQ	33.056	14.959	33.056	14.959	33.056	14.959
99	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
59	D-PQ	0	0	8.925	4.039	0	0
114	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
62	D-PQ	16.528	7.479	16.528	7.479	16.528	7.479
73	D-PQ	16.528	7.479	16.528	7.479	16.528	7.479
95	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
112	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
120	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
133	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
157	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
164	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
195	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
198	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
201	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
200	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
162	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
84	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
66	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
72	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
41	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
47	D-PQ	16.528	7.479	16.528	7.479	16.528	7.479
47	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
47	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลโหลดแบบจุด (ต่อ)

บัส	ทอพอโลยี ของการ ต่อและชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
		P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
33	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
36	D-PQ	0	0	0	0	5.950	2.693
63	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
76	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
69	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
107	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
115	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
179	D-PQ	13.222	5.983	13.222	5.983	13.222	5.983
174	D-PQ	10.413	4.712	10.413	4.712	10.413	4.712
163	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
42	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
22	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
43	D-PQ	33.056	14.959	33.056	14.959	33.056	14.959
27	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
64	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
98	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
151	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
129	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
134	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
126	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
205	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
204	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
203	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
138	D-PQ	66.111	29.917	66.111	29.917	66.111	29.917
169	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
103	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
184	D-PQ	33.056	14.959	33.056	14.959	33.056	14.959

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลโหลดแบบจุด (ต่อ)

บัส	ทอพอโลยี ของการ ต่อและชนิด	เฟส A		เฟส B		เฟส C	
		P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
67	D-PQ	0	0	0	0	2.975	1.346
106	D-PQ	33.056	14.959	33.056	14.959	33.056	14.959
30	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
189	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
160	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
168	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
88	D-PQ	26.444	11.967	26.444	11.967	26.444	11.967
187	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
186	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
149	D-PQ	8.264	3.740	8.264	3.740	8.264	3.740
193	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
118	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
117	D-PQ	1.653	0.748	1.653	0.748	1.653	0.748
82	D-PQ	5.289	2.393	5.289	2.393	5.289	2.393
82	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496
51	D-PQ	3.306	1.496	3.306	1.496	3.306	1.496



ภาคผนวก ง

ผลการจำลองหาค่าเหมาะที่สุดหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดย
พิจารณาระดับส่วนแบ่งของโหลดยานยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบเข้า :
กรณีศึกษาเทศบาลนครอุดรธานี

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีว
มวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
1	81	90	77	187	9.34	1.84	14.20	21.20	3.31	2.72	3.83	5.93
2	73	190	183	151	4.21	3.17	5.52	20.10	1.82	3.95	0.60	5.15
3	161	161	29	92	9.85	0.45	19.36	5.53	0.30	1.22	0.82	3.17
4	29	130	118	71	5.27	13.88	5.54	21.97	3.23	3.42	4.60	2.41
5	63	75	124	131	3.32	13.43	1.02	6.38	0.25	4.61	2.06	5.60
6	101	5	158	192	0.93	8.59	8.40	26.05	1.08	2.22	1.19	11.02
7	101	162	59	110	9.58	8.99	9.49	18.17	1.98	3.83	3.20	10.11
8	3	182	134	79	9.00	5.24	1.49	12.04	0.73	0.36	6.66	1.58
9	172	146	121	168	7.24	4.52	14.64	2.23	0.51	5.15	0.25	2.12
11	65	11	89	36	5.65	13.22	14.57	3.34	3.13	0.22	1.98	7.39
12	192	9	78	171	4.68	14.80	9.55	19.41	0.65	1.20	3.68	11.08
13	184	159	85	100	8.79	8.68	2.10	10.49	1.30	2.74	2.88	7.37
14	164	28	198	106	5.57	11.25	14.76	12.55	2.12	5.64	5.74	8.52
15	138	152	162	176	6.31	8.01	12.05	16.40	2.39	2.29	5.86	8.55
16	46	53	34	88	6.53	6.27	2.58	18.26	2.60	3.08	4.55	6.09
17	169	197	157	112	3.77	7.93	1.58	7.03	1.96	2.65	2.97	6.00
18	111	184	33	11	7.89	12.09	8.77	10.72	0.28	3.85	0.43	6.14
19	103	42	106	203	2.21	14.95	14.64	28.64	1.64	0.87	7.24	11.22
20	42	166	157	198	1.09	14.04	9.83	11.00	0.43	1.40	3.96	3.49
21	47	152	176	122	9.10	3.80	5.73	25.24	0.96	3.92	4.26	8.33
22	133	101	124	53	1.47	6.20	8.67	6.79	2.04	2.65	4.99	5.19
23	92	50	147	176	2.79	10.97	2.70	25.10	0.54	3.44	2.80	9.45
24	74	175	21	193	8.60	4.85	1.18	11.72	3.76	3.15	2.17	9.14
25	104	158	126	68	0.59	12.56	19.35	0.51	0.05	3.54	5.34	10.54
26	81	7	170	204	6.42	4.02	10.22	1.67	3.12	4.92	4.94	7.33
27	187	101	176	20	5.38	9.73	17.72	15.75	3.43	4.11	6.39	9.97
28	182	40	78	43	6.50	13.17	7.13	1.36	0.69	4.87	5.30	3.00
29	64	87	91	204	2.72	8.82	1.05	23.07	1.52	4.08	4.34	11.63

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื้อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีว
มวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	3	15	105	194	2.21	5.30	17.14	1.61	0.25	5.00	4.65	0.50
31	54	77	19	71	0.98	12.36	0.19	15.11	0.63	0.39	3.58	11.52
32	113	13	122	18	8.67	9.62	6.00	4.97	0.60	3.38	2.28	8.41
33	30	118	179	189	4.57	6.34	7.31	10.59	2.47	2.04	3.91	4.96
34	141	154	90	136	1.09	14.01	3.67	7.99	3.08	2.85	5.88	4.64
35	149	159	30	36	0.66	0.38	5.09	7.63	3.22	2.32	2.15	6.47
36	41	87	158	65	4.21	6.17	19.19	15.83	0.28	3.57	6.18	11.56
37	72	177	30	99	5.20	3.55	2.99	15.03	3.64	3.64	7.55	3.95
38	111	96	53	188	7.88	8.31	4.15	27.10	3.50	4.58	3.30	0.27
39	36	19	56	174	8.69	13.70	1.92	28.88	3.55	5.31	5.14	4.17
40	4	88	60	175	1.00	13.42	12.11	14.01	2.68	3.47	7.00	11.33
41	2	108	193	98	2.79	7.27	9.04	22.35	0.93	0.32	0.89	10.51
42	42	106	73	87	8.23	6.09	1.02	0.32	1.44	1.39	3.24	10.80
43	9	106	129	140	3.95	7.86	9.05	17.32	2.09	0.13	1.10	8.03
44	95	158	143	31	8.17	14.43	18.88	15.35	1.39	0.32	3.71	7.66
45	129	42	8	126	2.62	4.61	13.57	22.94	2.81	5.24	4.24	9.88
46	132	110	141	134	0.35	5.15	13.53	19.34	3.31	2.46	6.62	6.07
47	73	187	110	142	5.72	7.63	7.82	20.04	0.33	4.17	5.81	7.70
48	118	94	107	204	4.25	8.77	5.20	13.36	0.97	0.11	3.73	0.56
49	153	140	144	85	8.16	8.00	2.62	23.51	1.37	2.62	5.19	8.53
50	57	160	115	42	9.67	9.96	18.08	5.86	0.33	1.62	1.15	3.88
51	57	189	143	201	8.90	5.31	16.68	27.33	3.65	4.08	0.77	10.48
52	24	97	153	5	5.58	2.54	15.98	28.13	0.55	0.99	2.39	3.37
53	140	161	101	182	4.41	5.65	6.56	0.29	2.33	4.07	1.18	0.21
54	7	121	42	12	7.95	10.19	18.16	18.82	0.73	4.99	0.58	8.51
55	30	21	107	141	8.22	6.26	3.57	20.06	0.14	0.75	7.62	2.07
56	187	98	54	174	0.61	6.20	19.00	5.17	1.54	4.30	5.71	3.06

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
57	136	153	118	134	0.82	6.98	6.35	2.74	2.78	3.41	1.22	10.81
58	97	23	196	79	2.26	2.91	17.54	16.64	2.69	2.77	0.13	5.43
59	14	89	52	204	0.75	1.50	12.08	4.82	1.02	3.55	5.51	0.90
60	86	94	59	81	3.68	5.80	1.66	9.26	3.41	3.50	3.71	3.60
61	91	100	146	48	9.01	13.22	8.67	3.44	2.15	5.47	6.81	6.58
62	16	96	10	35	8.53	7.34	6.13	0.38	3.62	3.57	4.83	0.98
63	43	181	126	143	6.82	6.95	13.90	18.39	3.71	1.92	5.59	8.45
64	136	118	81	93	2.47	10.43	16.51	18.18	1.59	2.81	5.95	2.43
65	79	139	146	98	5.25	10.65	4.19	26.07	3.16	4.56	2.47	4.99
66	25	132	155	120	3.64	7.89	17.10	0.85	1.26	4.39	6.10	10.58
67	177	65	91	148	3.56	12.41	17.59	21.44	0.27	1.04	1.00	3.12
68	166	28	180	9	8.66	3.57	3.69	25.12	1.65	0.73	1.03	7.91
69	97	120	48	109	6.38	7.07	10.54	28.86	2.52	5.29	3.49	6.86
70	202	115	58	29	6.77	6.40	8.59	9.50	0.17	0.17	2.19	7.78
71	116	164	9	128	8.32	10.86	15.19	5.72	3.70	0.37	7.53	0.21
72	119	6	57	13	6.83	4.71	9.35	25.53	0.53	0.27	3.18	6.97
73	32	64	60	164	0.83	6.79	1.22	23.32	1.51	5.25	3.31	9.41
99	16	46	117	104	0.46	0.43	17.06	8.56	1.65	2.59	2.07	0.91
74	136	27	159	155	6.54	12.81	11.73	8.66	1.41	4.89	1.05	11.59
75	185	83	121	6	1.44	14.71	17.17	3.91	3.83	3.38	3.99	6.00
76	14	28	113	54	0.37	7.29	9.95	8.73	0.92	4.67	1.41	8.59
77	110	175	15	46	1.78	0.01	16.11	5.78	1.77	3.68	7.62	11.39
78	120	125	41	33	6.37	5.36	18.75	20.60	2.10	2.59	2.87	10.67
79	54	37	49	65	0.44	6.90	0.61	0.13	3.60	1.10	6.94	11.36
80	135	102	21	147	0.42	5.96	7.98	29.94	1.31	2.99	1.55	7.37
81	119	167	28	24	4.07	0.90	10.92	7.24	3.71	5.55	3.43	1.71
82	109	13	65	102	5.04	10.47	5.02	4.23	1.88	5.30	1.19	2.58

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
83	109	65	27	110	1.73	11.05	7.36	26.43	0.79	2.39	2.59	3.07
84	153	122	109	140	0.89	1.05	8.27	22.02	2.25	3.11	2.64	5.42
85	133	114	157	120	7.50	8.73	5.51	27.36	0.43	3.60	0.18	4.31
86	141	61	63	135	2.70	4.71	8.10	22.32	2.48	2.72	1.65	10.56
87	48	68	91	96	7.91	7.51	5.93	0.38	0.69	0.16	3.83	3.81
88	34	32	116	156	7.50	11.40	13.47	16.90	3.67	0.67	6.82	5.54
89	40	38	12	201	7.64	11.20	5.72	28.61	0.01	4.04	0.88	9.89
90	73	200	200	38	9.14	2.49	3.76	20.93	3.79	4.58	2.51	1.70
91	88	26	34	43	1.59	13.53	14.33	19.12	1.87	2.62	6.01	8.36
92	92	163	151	191	0.14	6.43	4.89	9.70	1.54	2.25	5.83	8.40
93	13	81	99	165	3.57	8.36	18.12	9.18	0.98	2.46	3.13	3.93
94	2	130	164	30	8.09	2.25	12.70	6.07	0.13	4.71	6.06	7.23
95	119	167	15	69	2.06	7.54	10.56	9.29	2.14	2.27	6.64	8.19
96	48	181	101	138	4.99	9.53	7.54	28.72	0.29	2.02	6.13	1.77
97	63	200	26	100	6.13	14.04	9.33	22.96	1.55	3.48	2.28	2.43
98	47	75	123	104	6.97	7.38	1.49	22.83	2.49	1.55	1.55	1.61
99	16	46	117	104	0.46	0.43	17.06	8.56	1.65	2.59	2.07	0.91
100	13	73	84	123	0.48	3.70	6.42	0.90	3.42	3.06	0.87	7.03
101	38	59	170	94	0.31	10.95	15.91	20.75	1.59	1.06	5.93	4.13
102	188	106	199	22	2.95	6.20	6.23	25.36	1.73	0.84	6.17	0.00
103	197	156	44	63	7.30	8.11	4.18	8.81	3.48	4.55	4.88	4.32
104	53	58	57	196	6.66	3.36	18.77	2.48	2.40	3.72	4.05	2.71
105	193	146	12	53	3.57	3.75	0.77	22.10	1.90	0.29	5.65	6.02
106	90	148	167	30	4.90	1.13	13.94	1.03	0.73	0.17	1.24	9.58
107	44	187	91	27	1.62	2.14	18.57	19.60	1.21	4.58	5.60	6.24
108	134	81	166	186	3.30	6.60	12.89	7.74	3.24	1.05	2.70	9.83
109	119	45	46	27	1.46	0.20	15.82	8.25	1.00	5.31	5.65	4.45

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	110	122	36	203	196	0.31	7.33	16.47	28.35	1.83	3.66	4.07
111	50	59	146	143	6.69	12.31	7.37	16.19	2.30	2.89	6.62	6.24
112	163	14	60	191	1.08	4.83	8.66	22.69	1.03	1.20	5.88	8.83
113	97	115	169	187	4.97	10.25	16.52	7.68	1.94	3.71	1.13	7.39
114	90	99	108	87	2.88	3.86	6.54	14.14	3.52	1.00	5.71	9.57
115	66	202	65	85	7.51	7.43	1.50	1.77	2.94	4.74	2.00	4.24
116	200	117	46	80	4.25	13.03	17.16	21.35	1.64	2.07	4.28	5.61
117	192	68	189	116	9.46	7.11	14.76	3.15	0.28	3.64	3.56	0.97
118	25	98	190	40	2.32	12.84	11.19	3.59	3.32	4.30	6.12	6.03
119	56	83	108	65	7.01	7.31	17.40	1.92	2.38	0.46	3.93	4.17
120	149	201	128	97	4.76	3.35	9.98	29.31	2.04	1.31	3.64	1.85
121	16	100	94	98	3.47	0.89	7.41	21.95	0.47	2.05	7.48	5.59
122	94	203	104	12	6.85	14.97	14.52	20.74	2.37	1.33	0.97	0.58
123	70	168	95	111	8.78	9.57	16.00	18.54	1.80	2.91	3.30	4.42
124	171	174	17	128	8.19	11.27	9.97	23.60	1.01	1.84	5.83	8.14
125	100	194	97	6	1.25	11.82	16.42	2.57	0.37	3.26	0.05	6.39
126	58	78	41	199	9.26	0.18	10.50	9.76	2.49	4.69	4.53	5.17
127	123	168	5	104	3.38	8.72	1.50	8.91	2.49	3.57	1.64	4.09
128	34	124	5	93	6.81	11.51	0.17	13.89	2.91	2.61	3.99	2.41
129	142	78	66	104	5.28	13.18	11.67	2.04	2.43	4.93	1.37	0.59
130	89	91	166	199	7.67	6.50	2.59	14.68	3.77	3.11	0.23	0.00
131	1	167	75	109	1.25	10.59	10.32	10.02	1.44	0.11	0.25	9.49
132	178	14	26	24	6.20	5.92	18.41	9.81	1.45	3.13	4.93	1.51
133	25	192	180	67	7.37	10.45	6.89	8.10	1.18	2.90	2.75	1.45
134	144	76	193	69	7.48	8.65	12.03	24.59	1.19	0.95	0.46	10.89
135	192	21	187	13	7.83	13.38	3.78	2.06	2.82	2.21	3.94	4.42
136	77	90	78	107	5.46	5.49	17.97	25.27	1.28	1.90	7.38	2.08

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	137	177	29	155	25	7.54	0.72	13.15	26.54	3.60	2.15	2.39
138	76	161	45	27	1.26	6.84	12.88	9.98	1.17	2.70	3.17	2.32
139	147	141	162	39	5.04	14.51	14.21	5.91	1.23	1.26	7.64	1.90
140	53	173	189	70	1.77	6.21	1.68	1.23	2.03	2.13	3.78	3.04
141	59	126	187	137	3.66	11.59	12.72	20.78	3.34	4.87	3.79	1.74
142	138	115	139	92	9.03	0.50	6.74	7.73	1.77	1.64	2.64	8.65
143	22	81	201	50	3.56	0.90	11.33	27.97	3.04	0.49	4.13	0.12
144	107	52	175	10	4.54	3.48	8.08	18.11	2.07	0.01	1.44	10.87
145	184	105	123	86	7.68	0.29	8.58	20.13	0.38	2.27	0.85	2.87
146	138	36	109	71	9.14	3.09	14.37	19.57	2.51	3.21	0.58	2.22
147	16	190	139	61	4.81	12.62	5.23	22.61	2.24	4.74	2.70	10.79
148	128	11	58	45	3.67	7.81	9.63	2.91	3.01	1.00	6.41	0.15
149	201	116	110	34	4.53	5.99	10.39	29.37	0.85	4.86	6.77	10.28
150	103	13	31	8	0.50	11.40	10.76	16.18	2.88	0.39	1.34	3.09
151	199	36	97	27	9.75	1.75	15.97	12.82	1.45	3.40	3.33	7.00
152	174	96	144	46	3.95	7.55	2.38	16.46	0.34	1.70	0.58	3.16
153	160	40	174	131	9.12	10.28	10.65	8.30	1.77	1.81	1.87	6.76
154	152	175	105	28	3.57	7.50	16.50	7.54	0.68	3.56	4.24	2.93
155	158	42	161	64	6.55	9.19	0.38	21.75	3.04	2.23	1.71	9.70
156	48	19	151	60	3.04	7.06	4.40	23.70	1.84	4.48	4.37	9.96
157	43	116	87	33	8.46	2.40	17.69	7.01	1.12	0.72	3.61	8.70
158	36	137	13	64	7.41	11.67	11.76	9.91	1.98	4.69	0.53	7.91
159	171	19	191	98	2.69	11.67	9.56	12.93	0.51	0.11	0.56	0.10
160	110	96	160	146	9.77	10.75	2.35	29.95	3.71	3.05	1.69	8.80
161	154	153	67	189	1.07	3.52	0.07	0.10	3.47	0.66	2.84	1.99
162	120	196	133	192	3.75	8.55	11.97	6.61	2.63	1.00	0.11	0.54
163	79	96	76	60	6.32	5.23	15.67	27.79	0.93	5.82	4.79	3.24

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ้งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	164	19	198	44	48	4.03	5.01	11.03	9.86	0.77	5.84	1.02
165	25	34	68	189	7.75	14.70	10.68	0.94	3.36	4.64	6.47	4.14
166	99	104	9	158	7.37	1.49	16.88	18.31	3.71	4.28	0.80	11.58
167	174	160	92	25	3.96	1.89	5.83	4.30	0.03	3.86	3.44	2.82
168	179	104	59	36	3.04	1.11	12.83	2.83	3.83	0.97	4.26	0.28
169	117	192	168	109	8.14	11.96	7.50	2.00	0.21	1.31	2.85	5.85
170	40	6	188	72	2.00	4.12	12.78	6.22	2.22	0.58	3.55	9.58
171	72	74	57	81	8.08	14.52	18.33	14.80	2.44	0.82	4.01	5.70
172	28	93	85	99	4.81	6.56	10.12	26.52	1.02	0.18	1.35	4.04
173	116	79	39	40	9.36	13.88	0.87	5.95	1.04	5.43	4.56	10.30
174	185	131	115	169	8.36	0.48	14.66	27.51	1.78	3.85	6.55	4.49
175	9	5	53	154	4.72	10.24	16.41	21.73	2.38	2.10	5.24	3.10
176	194	26	130	179	4.73	2.62	12.90	22.94	0.13	0.72	1.38	9.77
177	124	65	168	109	8.63	9.25	18.13	19.63	1.60	2.17	4.24	7.01
178	9	97	44	160	3.87	1.50	10.24	11.79	1.40	5.80	0.22	9.46
179	198	22	5	53	2.69	0.55	17.58	12.72	1.37	2.09	5.61	2.13
180	136	202	191	28	2.10	8.05	19.24	27.03	1.09	0.71	0.25	10.19
181	66	43	129	48	9.75	12.98	15.73	29.81	0.26	1.12	1.87	4.00
182	60	40	164	55	7.90	7.80	18.86	24.29	3.83	0.24	4.11	11.49
183	184	36	167	88	5.61	6.61	17.35	28.58	2.20	4.84	2.58	5.27
184	94	25	60	183	7.31	3.01	15.15	5.18	0.11	4.17	6.68	6.13
185	115	98	194	171	2.16	5.69	17.23	28.46	1.30	5.25	0.27	0.77
186	97	42	131	47	8.54	14.75	16.35	18.70	0.49	3.99	4.06	2.36
187	104	3	192	161	0.90	9.18	10.80	29.33	3.59	3.95	2.04	8.00
188	128	158	79	87	9.82	11.52	16.21	7.34	3.78	1.02	6.62	10.88
189	150	88	98	126	0.49	10.08	11.03	11.88	2.12	2.65	1.25	2.37
190	60	4	190	101	4.24	13.31	1.62	2.51	2.15	1.89	3.30	8.01

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
191	181	134	160	14	1.05	9.90	3.52	9.82	1.11	2.85	0.35	10.21
192	79	95	47	133	7.63	13.71	12.35	16.63	3.34	1.63	3.83	8.98
193	148	186	16	10	9.12	2.52	14.95	13.99	1.02	2.08	2.95	4.21
194	189	194	171	164	0.64	8.76	12.08	6.65	0.62	5.83	0.27	0.71
195	111	120	183	56	9.67	11.68	15.64	25.55	2.56	4.55	3.07	4.56
196	80	107	9	184	8.68	9.58	11.10	10.48	0.81	4.48	1.62	0.46
197	54	58	138	115	4.38	14.03	2.20	11.32	0.70	5.69	0.16	0.98
198	58	83	96	106	0.37	5.10	12.99	5.16	1.08	4.85	5.64	2.43
199	29	187	5	158	4.18	1.47	11.33	2.69	2.98	1.40	4.32	4.84
200	118	60	70	86	7.61	1.61	1.51	24.64	0.45	5.84	3.94	4.99
201	101	129	89	201	4.70	9.67	4.13	1.69	3.22	0.48	6.78	5.29
202	137	32	72	113	0.65	1.90	8.88	20.50	1.20	1.73	3.92	11.25
203	90	59	12	38	0.12	7.92	5.65	15.38	3.77	5.04	1.06	2.86
204	159	168	54	87	4.98	5.06	1.96	17.50	0.91	3.30	4.87	8.92
205	102	156	143	178	5.55	9.03	1.28	4.21	3.30	2.48	3.74	1.48
206	57	100	108	24	1.64	9.34	18.46	5.54	1.77	2.39	4.41	0.66
207	188	98	159	84	4.53	12.61	12.25	13.78	0.91	5.74	0.11	11.59
208	14	188	28	40	1.63	4.84	14.03	18.76	0.88	3.98	5.30	8.28
209	36	186	74	147	9.66	1.08	16.72	25.28	3.47	4.68	3.72	2.34
210	179	203	165	91	2.26	9.59	9.29	7.32	1.05	2.87	1.21	8.80
211	32	21	64	26	0.69	2.28	8.17	26.69	1.95	3.35	5.95	6.04
212	112	111	125	131	3.64	12.94	1.05	26.37	2.04	0.26	3.30	2.12
213	131	180	74	183	3.26	3.04	0.91	28.63	1.32	5.66	1.44	3.06
214	64	5	39	62	1.82	12.93	5.91	22.81	1.15	5.46	7.57	3.91
215	180	26	175	109	2.04	12.54	2.22	11.77	3.43	5.71	5.02	6.74
216	69	173	150	79	3.75	8.95	19.48	6.40	3.83	3.72	1.37	10.55
217	164	169	145	102	1.38	7.04	3.71	23.02	1.99	4.76	0.35	3.95

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ้งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
218	23	104	152	103	5.81	11.00	10.68	8.49	3.21	3.60	6.85	0.84
219	66	113	197	144	7.83	8.34	3.67	1.36	3.03	4.09	2.67	6.45
220	167	102	138	33	5.75	6.93	15.89	2.87	1.75	4.88	2.92	1.37
221	173	12	30	20	5.92	5.22	7.30	5.17	0.99	4.68	4.94	11.34
222	84	171	108	130	7.48	5.85	9.32	6.80	2.75	1.27	3.44	7.27
223	62	56	128	113	0.47	12.85	0.25	1.09	1.64	3.99	0.80	5.29
224	145	102	99	70	4.22	9.81	17.18	27.63	1.67	3.68	1.58	6.74
225	64	197	29	201	4.57	3.52	11.93	2.20	2.11	0.31	5.52	8.92
226	33	128	130	6	0.82	14.04	3.32	0.70	3.15	3.05	6.51	2.61
227	197	93	163	84	9.82	9.76	1.52	22.64	0.41	1.58	0.08	3.91
228	53	42	137	173	0.68	8.04	18.84	20.09	2.82	1.24	1.50	8.11
229	70	116	85	45	0.56	12.04	19.01	0.57	3.18	2.65	6.71	5.48
230	184	158	141	119	9.60	4.33	4.46	12.74	1.90	2.33	1.07	8.06
231	145	45	121	18	6.44	2.97	17.73	9.29	3.24	0.18	4.86	3.46
232	98	185	187	140	6.53	12.42	15.15	1.68	0.98	4.27	4.82	4.07
233	76	87	93	186	1.33	6.51	11.15	25.41	0.04	3.37	1.73	1.49
234	53	169	84	23	0.24	4.23	15.38	13.56	2.91	4.41	1.09	8.39
235	138	151	73	183	5.19	9.52	14.27	15.79	3.13	4.79	1.46	1.44
236	113	56	26	142	1.27	6.54	2.77	14.02	2.42	1.24	7.36	5.81
237	96	182	46	25	0.44	5.45	14.06	22.89	1.28	0.81	6.20	2.52
238	26	109	73	69	7.68	8.72	16.53	19.39	2.40	5.45	4.63	3.86
239	166	119	147	122	7.95	7.78	10.32	23.46	2.44	0.65	6.59	8.40
240	62	174	150	78	6.71	14.59	16.27	29.85	0.92	4.66	0.69	0.10
241	175	124	41	147	0.00	6.06	0.47	9.21	1.85	5.04	0.04	10.55
242	42	31	183	57	3.47	3.88	2.99	8.59	2.90	1.15	2.17	9.46
243	147	23	177	27	7.98	11.59	5.44	13.17	0.67	0.23	3.47	3.45
244	117	115	203	67	1.60	8.82	11.03	23.02	2.05	0.40	0.03	4.46

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	245	65	4	164	202	2.94	9.37	13.65	26.43	1.96	0.12	2.32
246	174	56	66	199	5.90	13.32	14.16	15.98	2.45	0.96	0.42	0.45
247	94	198	83	13	1.45	7.26	6.63	23.84	0.73	5.11	4.66	0.20
248	141	200	63	23	1.73	6.22	1.10	18.42	1.77	2.05	0.77	7.11
249	29	59	142	146	6.51	12.99	19.39	2.60	2.82	3.49	6.29	3.10
250	39	149	187	27	5.71	7.62	2.05	18.80	2.81	4.17	4.38	4.30
251	162	68	21	91	7.63	2.51	4.82	22.28	1.90	2.66	2.86	8.96
252	24	186	166	72	2.82	5.19	6.56	21.79	2.63	3.18	7.64	10.04
253	26	179	39	68	0.45	4.64	19.14	25.30	1.24	0.38	0.58	6.75
254	30	164	183	146	8.30	13.82	7.67	5.96	0.12	3.27	5.71	0.39
255	112	49	25	115	2.81	1.27	16.82	29.91	1.10	2.15	2.17	11.31
256	69	56	71	25	0.36	6.89	16.59	25.54	0.97	3.67	5.59	9.49
257	75	118	93	202	5.74	6.29	18.40	26.86	2.84	2.65	5.48	2.73
258	26	4	174	57	1.45	4.17	6.44	24.81	1.99	4.13	5.11	2.59
259	55	39	132	184	0.89	9.40	13.46	8.09	3.28	2.91	4.07	8.39
260	3	68	198	106	8.76	7.24	12.84	12.13	0.00	3.73	0.71	3.78
261	15	185	40	88	1.18	0.71	9.66	24.16	0.29	4.61	3.88	1.46
262	52	180	135	181	1.48	11.22	3.50	29.63	3.26	2.71	5.62	11.65
263	10	97	99	102	5.34	12.19	19.03	19.56	1.42	2.78	0.52	1.51
264	83	195	98	90	1.00	0.84	8.98	27.22	3.67	4.06	2.77	11.66
265	24	68	121	100	3.92	13.24	17.24	3.36	2.51	0.05	3.41	1.37
266	58	200	57	170	8.98	5.92	15.23	14.11	3.70	3.42	5.08	10.36
267	158	10	138	105	9.19	10.43	12.88	27.16	0.08	3.15	5.76	6.38
268	163	135	177	12	8.36	9.50	13.88	26.39	0.61	1.79	6.20	7.86
269	160	86	109	187	6.37	6.11	12.31	24.99	0.74	5.67	4.10	2.80
270	27	35	15	5	6.83	6.73	1.80	29.65	2.99	2.53	2.72	1.41
271	176	163	83	45	1.20	5.30	6.74	23.82	2.90	2.71	5.17	8.94

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
272	60	141	193	72	8.68	11.65	12.11	14.19	2.08	3.53	3.53	0.02
273	27	40	87	132	9.09	10.30	0.88	9.84	2.58	0.83	6.66	4.27
274	62	113	66	27	1.56	11.01	13.64	18.61	3.26	2.01	2.19	3.25
275	12	113	107	44	8.38	10.23	12.61	29.22	2.18	0.95	4.83	2.18
276	192	167	137	70	3.83	6.00	8.87	20.33	1.81	5.76	2.59	1.05
277	33	193	20	135	4.57	13.49	14.38	8.34	3.23	0.02	4.37	3.05
278	186	29	107	96	4.28	7.49	9.44	26.88	0.70	5.14	4.24	4.80
279	176	137	20	74	6.81	8.72	0.02	4.34	2.91	2.05	4.35	3.02
280	18	170	16	59	3.33	13.28	13.10	13.39	2.66	3.15	7.48	2.48
281	29	161	175	122	6.32	6.63	18.51	25.75	3.67	5.44	1.18	1.62
282	159	99	116	171	9.88	13.23	5.63	27.93	0.61	5.63	1.28	2.30
283	17	58	199	117	7.39	12.63	6.11	26.75	3.85	2.27	0.66	5.77
284	46	126	86	177	8.18	3.30	2.19	9.57	1.44	4.34	2.12	10.04
285	170	201	31	163	1.15	14.49	14.97	28.25	0.85	3.72	1.88	5.11
286	93	13	91	48	0.53	12.12	16.51	0.25	0.77	0.78	7.50	0.42
287	160	43	21	10	3.46	1.34	6.90	16.93	3.80	2.24	7.30	3.45
288	154	180	93	201	2.69	1.13	17.64	21.32	1.36	2.16	6.62	9.98
289	126	188	124	34	3.94	5.34	13.69	19.96	1.76	0.86	1.30	7.68
290	113	170	149	68	0.58	3.61	8.47	20.21	0.03	5.49	0.11	7.85
291	9	159	148	160	3.74	11.09	6.39	19.53	2.28	4.43	4.27	3.16
292	196	159	142	47	4.49	0.41	18.29	13.05	0.46	2.16	6.72	2.45
293	68	61	54	179	1.65	3.19	15.91	17.84	0.61	2.83	0.14	4.59
294	54	73	124	170	7.15	6.55	16.11	23.62	2.75	0.55	6.30	6.29
295	140	19	135	50	8.67	1.63	11.52	1.31	2.85	1.37	1.10	5.43
296	147	60	24	11	0.22	13.39	5.60	8.63	2.35	0.57	6.05	3.14
297	161	202	182	50	0.80	5.23	1.45	9.62	0.38	0.92	1.72	4.09
298	135	181	102	168	2.07	0.25	18.44	12.86	2.00	5.73	5.49	11.44

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
299	110	158	143	46	3.13	13.40	10.96	4.10	3.31	5.45	7.50	5.88
300	117	89	171	94	8.32	14.52	18.93	25.26	0.56	1.55	0.21	1.71
301	118	133	81	76	3.84	0.80	17.55	7.20	2.37	2.19	3.39	9.73
302	70	197	24	165	1.78	3.76	13.69	17.92	1.57	0.16	2.35	0.91
303	201	7	166	199	7.77	7.28	0.16	19.74	3.24	0.47	2.93	5.70
304	140	68	38	148	5.01	4.72	2.34	27.74	0.39	3.20	2.10	6.97
305	187	86	54	113	5.27	14.64	7.21	12.31	2.51	5.72	2.32	7.84
306	190	56	119	106	8.03	4.22	1.97	6.98	3.58	4.51	4.74	6.27
307	57	93	65	113	2.85	3.46	2.02	23.11	0.61	5.26	5.72	8.28
308	82	193	148	202	4.16	10.69	1.65	17.75	3.23	5.42	5.94	5.60
309	199	26	93	194	5.00	4.17	3.49	9.32	2.13	3.06	4.53	4.80
310	100	197	92	142	0.42	2.50	11.97	19.01	0.44	2.63	6.14	5.44
311	67	111	200	188	5.02	12.92	1.62	27.40	0.04	4.93	4.03	1.73
312	19	118	37	121	8.23	9.20	17.72	12.54	1.17	2.40	2.13	1.90
313	41	30	199	29	5.01	13.53	2.45	1.64	0.93	5.04	4.52	2.92
314	160	146	8	154	0.11	2.58	2.40	20.21	2.04	0.25	7.07	0.73
315	162	173	182	160	7.55	9.19	0.52	8.32	0.71	3.60	1.01	1.89
316	148	39	162	179	6.22	3.70	1.76	5.48	1.64	3.57	6.64	4.62
317	201	100	55	137	2.61	6.42	7.42	18.65	1.25	4.11	5.70	3.45
318	4	197	112	175	0.33	0.55	2.41	9.87	2.11	0.27	4.29	7.23
319	13	32	201	133	6.27	10.23	5.07	28.89	1.78	1.97	0.21	5.81
320	109	96	143	150	7.56	5.30	12.26	1.31	2.25	5.32	0.66	4.17
321	15	185	87	153	5.70	2.29	5.33	1.93	3.39	1.63	6.99	5.48
322	89	31	78	143	6.31	3.61	2.70	20.77	1.68	4.30	0.78	7.45
323	174	127	139	143	0.96	0.22	11.87	4.31	3.68	0.01	3.17	1.75
324	60	52	130	26	5.58	0.33	4.00	11.78	1.81	2.15	7.32	8.59
325	159	55	175	117	6.74	6.58	6.17	8.80	0.73	3.79	5.83	4.31

ตารางที่ ง.1 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	326	111	34	176	44	7.75	1.06	8.20	2.32	2.56	0.35	1.45
327	48	10	165	189	9.45	8.32	14.51	2.66	0.55	0.05	0.23	8.56
328	188	78	62	63	1.99	5.53	9.25	2.19	3.81	1.98	5.23	5.14
329	116	103	22	70	1.23	12.05	9.10	5.02	2.20	4.40	3.98	11.35
330	195	170	4	77	7.39	13.96	13.92	28.87	3.44	5.26	6.57	5.40
331	24	98	9	186	8.70	10.05	9.53	20.58	0.10	3.02	0.70	6.90
332	92	54	119	86	4.35	4.76	2.67	22.18	0.01	3.50	3.87	4.02
333	52	38	65	97	4.16	5.88	15.82	15.15	2.38	3.50	7.04	1.45
334	164	175	197	20	0.17	14.61	17.07	1.49	0.49	0.16	0.83	10.15
335	84	180	116	86	2.46	5.76	8.33	14.72	1.34	3.49	6.99	2.83
336	122	141	196	15	3.97	2.71	16.34	28.66	1.70	0.63	4.42	2.96

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
	1	51	20	137	0.79	0.24
2	150	51	84	0.57	0.33	1.70
3	176	181	105	0.95	0.64	2.37
4	51	14	16	0.21	0.26	5.55
5	146	129	204	0.19	0.68	6.57
6	201	51	60	0.79	0.75	4.59
7	156	53	187	0.41	0.58	4.62
8	56	51	188	0.32	0.93	3.69
9	51	129	23	0.42	0.27	2.70
10	38	202	143	0.25	0.46	0.57
11	114	51	158	0.40	0.73	1.73

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ้งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
12	185	51	34	0.31	0.44	7.01
13	51	61	36	0.67	0.82	4.19
14	38	201	149	0.16	0.97	2.48
15	195	86	113	0.33	0.20	5.39
16	192	51	6	0.25	0.23	7.20
17	103	16	144	0.68	0.02	3.79
18	34	12	102	0.39	0.63	6.62
19	199	27	90	0.71	0.58	6.04
20	112	51	86	0.20	0.27	5.13
21	72	14	163	0.84	0.44	2.06
22	128	52	158	0.71	0.02	6.22
23	103	101	180	0.35	0.45	7.19
24	51	17	199	0.71	0.09	3.43
25	30	51	153	0.60	0.67	2.28
26	51	159	188	0.77	0.70	2.90
27	45	51	137	0.01	0.28	0.70
28	50	51	145	0.74	0.83	1.33
29	80	25	156	0.31	0.89	4.47
30	31	51	20	0.54	0.20	3.94
31	123	51	183	0.82	0.70	0.08
32	51	167	97	0.32	0.68	6.52
33	161	145	193	0.74	0.61	2.19
34	56	10	139	0.43	0.45	4.55
35	174	193	40	0.30	0.26	6.03
36	51	113	200	0.49	0.63	6.49
37	51	91	22	0.63	0.47	4.11
38	62	51	175	0.75	0.79	2.92

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
39	51	188	102	0.67	0.39	1.22
40	51	161	103	0.32	0.48	4.90
41	51	189	25	0.58	0.82	4.23
42	103	51	148	0.47	0.28	6.86
43	26	51	152	0.04	0.98	7.27
44	13	51	21	0.66	0.15	7.18
45	42	144	89	0.42	0.27	7.46
46	96	83	195	0.02	0.93	3.24
47	35	85	38	0.39	0.29	6.22
48	191	54	181	0.71	0.24	1.50
49	51	200	62	0.62	0.96	3.90
50	78	46	112	0.77	0.41	5.19
51	51	46	8	0.13	0.21	4.23
52	167	51	146	0.78	0.50	5.04
53	2	51	76	0.65	0.56	3.55
54	46	51	55	0.38	0.59	0.53
55	118	88	19	0.48	0.60	1.43
56	51	75	105	0.50	0.89	5.32
57	44	58	165	0.80	0.52	4.89
58	34	47	76	0.30	0.57	2.65
59	6	51	108	0.65	0.36	0.52
60	52	192	155	0.41	0.56	7.09
61	51	92	98	0.51	0.18	6.97
62	81	113	6	0.59	0.60	4.72
63	51	28	38	0.37	0.99	1.00
64	51	103	97	0.79	0.55	5.88
65	51	110	14	0.73	0.19	3.94

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
66	3	141	196	0.86	0.09	3.67
67	80	100	174	0.12	0.34	0.44
68	31	51	66	0.19	0.64	5.82
69	140	138	51	0.00	0.20	0.17
70	182	193	155	0.35	0.31	6.73
71	51	132	164	0.76	0.03	0.74
72	198	63	139	0.32	0.69	0.66
73	14	51	97	0.47	0.78	2.15
74	7	39	137	0.15	0.25	2.49
75	126	154	93	0.57	0.98	3.99
76	123	51	40	0.88	0.66	5.19
77	51	66	139	0.43	0.33	4.49
78	158	94	143	0.17	0.93	1.88
79	13	11	172	0.55	0.29	4.90
80	110	87	59	0.34	0.62	3.38
81	150	49	98	0.25	0.31	6.26
82	122	74	116	0.60	0.12	3.24
83	22	95	7	0.57	0.32	1.32
84	55	51	133	0.71	0.49	4.27
85	175	182	143	0.91	0.90	6.44
86	33	139	116	0.24	0.59	0.18
87	180	21	85	0.90	0.41	7.13
88	20	39	157	0.79	0.97	1.61
89	21	134	75	0.85	0.42	4.32
90	184	22	8	0.62	0.99	7.37
91	97	110	179	0.65	0.46	4.84
92	113	115	172	0.35	0.53	0.58

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
93	161	51	194	0.68	0.14	6.01
94	192	118	102	0.75	0.60	0.69
95	152	141	182	0.56	0.71	4.32
96	51	54	109	0.23	0.72	0.99
97	57	133	167	0.55	0.38	7.14
98	34	33	9	0.61	0.29	0.55
99	124	125	127	0.34	0.94	6.73
100	169	15	114	0.41	0.48	4.08
101	10	24	123	0.96	0.94	1.69
102	111	180	130	0.57	0.15	5.55
103	199	127	87	0.10	0.75	6.68
104	24	38	57	0.82	0.23	0.20
105	51	164	26	0.95	0.74	4.60
106	123	191	158	0.77	0.67	4.40
107	196	150	45	0.84	0.11	5.29
108	110	53	103	0.93	0.10	1.41
109	174	197	61	0.21	0.22	6.08
110	117	12	129	1.00	0.26	2.54
111	71	36	58	0.97	0.14	1.91
112	151	168	93	0.73	0.95	1.69
113	131	63	118	0.26	0.88	3.74
114	186	130	185	0.67	0.45	5.34
115	61	125	102	0.68	0.81	6.71
116	33	9	181	0.92	0.40	1.44
117	46	153	46	0.51	0.17	3.76
118	54	164	163	0.29	0.56	6.85
119	135	59	82	0.61	0.60	4.00

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
120	99	172	202	0.81	0.19	1.97
121	143	15	71	0.07	0.89	5.37
122	199	79	86	0.58	0.34	1.99
123	37	48	179	0.65	0.70	2.11
124	68	192	104	0.23	0.69	7.28
125	138	188	78	0.09	0.41	4.42
126	196	127	40	0.55	0.36	7.45
127	203	15	116	0.81	0.27	5.90
128	3	32	72	0.00	0.79	0.49
129	186	141	30	0.60	0.08	2.33
130	192	164	102	0.45	0.86	0.62
131	202	28	178	0.76	0.15	3.77
132	5	59	34	0.87	0.03	5.59
133	68	96	114	0.37	0.92	2.53
134	8	83	105	0.64	0.94	6.17
135	31	193	143	0.63	0.45	2.76
136	113	152	54	0.42	0.97	0.14
137	120	147	17	0.49	0.19	3.25
138	65	103	197	0.05	0.63	4.11
139	116	150	4	0.05	0.43	5.95
140	130	14	16	0.05	0.04	4.95
141	51	32	138	0.90	0.56	2.91
142	75	197	183	0.99	0.82	1.82
143	157	57	150	0.34	0.25	0.22
144	138	140	101	0.94	0.92	5.73
145	75	113	95	0.02	0.19	1.08
146	193	27	18	0.26	0.56	3.65

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
147	153	3	15	0.31	0.08	1.01
148	120	58	116	0.05	0.96	7.18
149	27	120	41	0.96	0.39	6.74
150	127	182	102	0.35	0.05	3.83
151	36	123	49	0.06	0.31	2.96
152	21	57	63	0.29	0.52	6.93
153	176	162	166	0.38	0.11	1.41
154	29	181	16	0.05	0.78	1.99
155	100	94	137	0.53	0.28	4.98
156	166	53	179	0.53	0.98	6.99
157	60	120	133	0.11	0.17	1.29
158	132	42	127	0.14	0.99	7.06
159	186	15	103	0.82	0.72	4.81
160	120	70	70	0.18	0.03	5.46
161	111	150	105	0.66	0.02	6.94
162	80	50	82	0.61	0.93	1.45
163	3	194	188	0.09	0.38	6.06
164	151	10	167	0.67	0.06	1.30
165	43	93	7	0.38	0.37	6.15
166	13	50	107	0.53	0.52	1.98
167	53	25	6	0.14	0.08	2.61
168	106	180	202	0.59	0.98	1.16
169	85	35	92	0.29	0.54	7.36
170	168	203	200	0.30	0.36	0.53
171	58	149	113	0.13	0.33	6.83
172	130	34	204	0.85	0.41	4.35
173	7	95	94	0.17	0.95	6.02

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
174	171	59	21	0.64	0.27	0.78
175	36	60	182	0.94	0.20	3.06
176	186	85	11	0.67	0.49	0.40
177	76	56	170	0.49	0.82	5.44
178	13	51	56	0.29	0.29	1.63
179	73	200	17	0.29	0.83	1.04
180	5	18	82	0.84	0.06	0.86
181	188	58	114	0.63	0.07	7.41
182	26	179	145	0.71	0.88	5.61
183	175	61	36	0.70	0.47	3.52
184	42	184	133	0.89	0.78	2.73
185	194	96	8	0.75	0.03	1.88
186	195	78	129	0.39	0.71	4.33
187	201	197	188	0.22	0.63	5.79
188	187	111	113	0.91	1.00	7.38
189	79	58	15	0.03	0.83	3.87
190	97	181	204	0.56	0.61	0.18
191	114	134	99	0.07	0.83	1.78
192	172	48	183	0.19	0.60	6.75
193	78	130	119	0.67	0.33	0.30
194	67	46	49	0.80	0.06	5.28
195	34	141	135	0.76	0.39	3.41
196	148	95	132	0.01	0.98	1.92
197	38	79	89	0.84	0.52	1.19
198	38	11	202	0.60	0.96	0.89
199	130	26	43	0.73	0.05	3.77
200	86	179	128	0.83	0.18	0.99

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
201	46	146	147	0.03	0.21	1.99
202	157	41	162	0.01	0.14	5.60
203	198	116	201	0.29	0.58	1.87
204	172	110	199	0.85	0.33	2.05
205	131	108	164	0.85	0.61	4.58
206	121	51	19	0.85	0.57	6.62
207	93	43	27	0.81	0.79	6.09
208	149	115	21	0.58	0.72	3.99
209	152	106	162	0.73	1.00	7.18
210	92	80	96	0.48	0.81	3.98
211	166	22	85	0.93	0.22	1.66
212	77	190	98	0.46	0.04	2.25
213	95	108	180	0.18	0.49	4.39
214	140	23	156	0.47	0.17	1.01
215	109	167	138	0.41	0.26	3.22
216	153	92	122	0.01	0.62	4.17
217	11	199	188	0.55	0.37	7.16
218	188	63	11	0.14	0.43	5.61
219	98	116	73	0.86	0.00	4.53
220	55	23	80	0.74	0.94	2.82
221	198	93	114	0.24	0.04	4.98
222	149	108	196	0.66	0.70	4.05
223	42	4	32	0.53	0.14	1.43
224	125	59	151	0.79	0.13	1.37
225	48	37	72	0.29	0.92	1.79
226	102	140	162	0.03	0.32	3.88
227	168	120	186	0.97	0.88	6.91

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
228	68	101	65	0.30	0.49	0.39
229	65	50	13	0.98	0.28	3.82
230	53	159	59	0.58	0.72	6.49
231	6	84	161	0.33	0.50	7.15
232	18	164	170	0.59	0.42	2.86
233	11	155	112	0.80	0.46	1.01
234	197	171	17	0.13	0.66	7.38
235	11	150	71	0.15	0.82	3.65
236	5	181	168	0.44	0.49	1.94
237	1	51	136	0.28	0.49	0.93
238	100	57	10	0.23	0.35	0.84
239	51	69	62	0.36	0.55	1.18
240	133	79	67	0.78	0.71	7.24
241	190	95	17	0.08	0.52	2.86
242	119	86	64	0.65	0.64	5.82
243	106	134	179	0.89	0.16	5.00
244	126	32	94	0.60	0.53	0.18
245	90	172	176	0.17	0.90	3.32
246	110	150	156	0.57	0.35	6.15
247	178	160	200	0.46	0.10	2.97
248	52	197	82	0.53	0.18	6.73
249	22	190	100	0.73	0.74	6.30
250	33	88	191	0.63	0.50	2.38
251	49	185	181	0.81	0.49	6.62
252	91	14	182	0.08	0.89	7.16
253	98	48	9	0.95	0.50	2.56
254	75	84	133	0.23	0.39	1.55

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
255	133	107	77	0.17	0.72	1.14
256	173	199	166	0.06	0.88	0.01
257	200	4	191	0.67	0.39	0.97
258	81	156	16	0.03	0.89	5.66
259	46	68	8	0.61	0.16	6.15
260	150	58	39	0.37	0.88	1.58
261	142	80	99	0.41	0.90	0.46
262	78	80	72	0.79	0.48	0.62
263	183	172	174	0.02	0.19	5.33
264	61	146	30	0.08	0.69	5.28
265	22	23	143	0.74	0.62	0.85
266	70	200	203	0.07	0.38	4.04
267	186	30	6	0.58	0.23	2.70
268	61	42	80	0.66	0.28	3.54
269	149	148	30	0.88	0.53	4.61
270	185	34	60	0.81	0.88	5.91
271	100	167	104	0.97	0.80	4.44
272	90	68	43	0.64	0.04	2.81
273	59	22	143	0.78	0.17	2.49
274	20	139	38	0.46	0.98	0.03
275	122	80	105	0.72	0.62	4.91
276	112	112	118	0.22	0.87	1.52
277	168	51	170	0.35	0.59	6.13
278	121	95	5	0.17	0.75	3.74
279	91	157	74	0.60	0.05	5.75
280	82	105	55	0.80	0.37	5.05
281	7	122	175	0.05	0.34	6.23

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
282	152	45	166	0.83	0.75	1.11
283	103	23	105	0.72	0.11	1.49
284	166	176	77	0.72	0.24	1.89
285	29	158	117	0.92	0.54	5.11
286	61	151	129	0.79	0.16	2.21
287	187	102	28	0.75	0.68	4.98
288	159	181	113	0.44	0.93	7.39
289	139	124	69	0.79	0.15	1.46
290	91	96	131	0.26	0.21	1.73
291	7	151	54	0.94	0.66	4.16
292	98	81	9	0.16	0.33	3.50
293	191	65	178	0.03	1.00	0.54
294	135	170	18	0.24	0.64	4.31
295	85	152	112	0.33	0.62	0.60
296	6	38	179	0.05	0.83	2.26
297	166	26	179	0.82	0.05	0.96
298	139	187	79	0.48	0.92	5.90
299	120	173	24	0.39	0.07	6.51
300	119	124	183	0.53	0.51	2.29
301	87	48	199	0.40	0.30	0.85
302	61	158	98	0.61	0.91	7.01
303	198	60	56	0.09	0.41	4.49
304	147	139	108	0.48	0.70	3.29
305	135	30	150	0.03	0.43	0.98
306	93	71	37	0.07	0.65	2.91
307	67	128	138	0.69	0.29	7.09
308	20	62	92	0.90	0.86	3.18

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
309	143	51	110	0.78	0.32	4.20
310	76	193	113	0.09	0.09	1.04
311	137	12	185	0.02	0.42	2.22
312	9	186	83	0.10	0.12	4.51
313	164	28	83	0.02	0.32	2.74
314	86	136	121	0.44	0.66	6.03
315	122	177	76	0.22	0.85	1.78
316	21	119	80	0.97	0.58	0.34
317	45	74	45	0.95	0.69	3.44
318	65	87	87	0.58	0.77	4.40
319	56	37	11	0.26	0.47	5.39
320	153	141	14	0.33	0.94	4.73
321	13	54	50	0.95	0.75	0.22
322	90	153	120	0.66	0.22	1.78
323	93	75	85	0.70	0.03	1.07
324	30	42	86	0.12	0.48	2.47
325	101	103	180	0.76	0.91	5.20
326	127	61	53	0.87	0.36	5.61
327	180	10	167	0.63	0.66	0.76
328	132	12	190	0.30	0.64	1.31
329	33	192	8	0.89	0.15	5.59
330	58	164	76	0.98	0.72	1.36
331	176	92	189	0.41	0.06	7.05
332	138	154	12	0.40	0.84	6.66
333	97	28	121	0.03	0.45	1.75
334	166	204	78	0.92	0.84	1.87
335	14	145	185	0.24	0.05	1.72

ตารางที่ ง.2 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs แบบสุ่ม (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
	336	182	204	68	0.67	0.52

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
มวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอคค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min})

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	1	8.0	115.0	180.0	139.0	1.9	5.5	9.0	29.4	0.6	5.0	4.9
2	50.0	91.0	141.0	76.0	7.3	5.9	13.4	21.1	1.7	0.1	2.5	5.0
3	18.0	128.0	136.0	151.0	8.8	14.7	15.1	17.4	3.6	3.4	0.1	1.4
4	28.0	45.0	183.0	18.0	2.4	0.8	8.7	0.4	3.5	1.2	0.7	3.6
5	20.0	4.0	88.0	136.0	7.2	8.0	2.1	19.0	0.5	0.8	0.8	1.7
6	201.0	47.0	134.0	126.0	3.8	2.1	0.5	12.6	0.7	4.2	2.8	9.9
7	37.0	169.0	157.0	192.0	1.1	2.7	1.9	14.7	0.7	5.2	0.8	0.5
8	193.0	8.0	75.0	137.0	2.8	3.5	13.9	18.7	2.3	3.9	0.4	4.1
9	179.0	147.0	7.0	140.0	4.3	6.6	2.3	24.4	1.3	1.4	2.6	4.4
10	18.0	35.0	68.0	65.0	0.1	8.1	1.9	4.4	2.4	5.0	7.5	6.7
11	120.0	69.0	174.0	93.0	9.0	0.5	10.4	21.5	0.7	2.0	1.4	3.8
12	130.0	46.0	171.0	199.0	8.4	7.6	5.5	22.4	0.9	5.6	4.7	7.0
13	167.0	138.0	45.0	68.0	1.3	10.1	11.2	5.1	0.6	2.8	6.9	6.5
14	193.0	111.0	112.0	67.0	0.7	2.7	1.8	13.9	0.0	5.4	4.9	0.0
15	110.0	44.0	47.0	69.0	0.9	11.2	14.7	16.3	1.3	4.9	4.2	11.2
16	162.0	23.0	168.0	173.0	3.5	6.5	11.2	21.0	2.9	4.4	3.0	5.0
17	107.0	142.0	46.0	113.0	7.0	14.3	8.7	2.6	0.2	3.7	6.1	8.1
18	59.0	154.0	115.0	90.0	2.6	11.3	17.6	21.9	1.6	5.5	2.0	6.2
19	78.0	19.0	151.0	71.0	8.3	5.6	16.2	5.3	0.5	5.2	0.3	8.0
20	165.0	30.0	180.0	23.0	3.5	8.9	11.5	20.0	2.5	2.5	1.1	8.8
21	111.0	168.0	171.0	172.0	2.0	8.2	17.1	3.6	3.3	5.3	1.7	0.9

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
22	182.0	73.0	27.0	118.0	8.7	5.2	0.8	4.3	0.3	4.3	3.5	7.8
23	169.0	166.0	129.0	4.0	3.8	13.6	13.3	11.4	2.4	1.4	4.4	11.5
24	100.0	16.0	183.0	62.0	2.7	8.9	9.3	11.0	2.5	5.5	4.7	3.3
25	68.0	152.0	133.0	38.0	9.4	8.1	4.9	17.4	3.5	5.2	3.7	5.2
26	106.0	158.0	27.0	130.0	3.4	5.0	11.3	25.9	0.8	3.9	6.9	2.3
27	183.0	23.0	153.0	151.0	7.1	2.0	8.7	15.3	2.0	5.0	5.2	9.4
28	190.0	99.0	112.0	48.0	0.9	0.9	16.1	23.1	0.8	5.2	5.2	7.7
29	82.0	202.0	55.0	138.0	9.5	10.1	5.9	15.9	0.0	5.2	3.1	3.5
30	171.0	76.0	80.0	177.0	4.6	8.6	13.6	28.8	2.1	3.7	4.4	10.9
31	89.0	117.0	117.0	170.0	1.2	4.5	0.0	28.5	3.0	4.4	1.1	4.1
32	183.0	18.0	71.0	121.0	4.7	12.1	10.4	6.8	2.7	0.9	5.0	7.4
33	187.0	4.0	169.0	158.0	9.9	3.4	18.0	19.3	0.4	1.6	5.8	9.4
34	25.0	117.0	194.0	56.0	9.8	5.2	4.1	20.0	3.8	3.6	0.5	4.4
35	196.0	171.0	19.0	52.0	8.1	6.1	9.1	28.5	3.7	4.5	4.4	10.7
36	170.0	96.0	113.0	40.0	6.3	14.4	10.5	14.4	3.1	0.5	6.7	0.0
37	199.0	182.0	177.0	165.0	5.5	6.3	2.5	19.6	3.3	1.6	6.4	0.8
38	108.0	73.0	158.0	181.0	7.3	6.1	11.8	19.2	0.5	2.9	2.4	6.8
39	18.0	109.0	182.0	57.0	2.3	12.6	9.7	4.6	0.9	3.9	4.3	3.4
40	174.0	191.0	140.0	188.0	2.5	13.3	18.0	9.0	0.3	4.5	0.6	8.5
41	36.0	133.0	103.0	61.0	8.2	12.3	18.4	0.0	2.5	0.0	0.8	1.3
42	147.0	70.0	58.0	38.0	6.6	8.0	16.3	8.0	0.7	2.5	3.6	9.2
43	139.0	91.0	91.0	163.0	8.1	11.3	15.5	15.0	2.1	3.7	0.7	2.9
44	32.0	103.0	117.0	42.0	3.2	10.7	10.8	4.3	1.5	2.3	4.4	0.2
45	110.0	65.0	35.0	35.0	1.4	10.6	9.1	3.4	2.7	1.1	6.1	6.0
46	158.0	126.0	32.0	148.0	4.0	6.9	13.9	12.0	0.1	0.4	4.5	5.2
47	50.0	139.0	31.0	131.0	8.5	13.5	6.8	14.6	2.6	4.1	3.5	4.3
48	160.0	186.0	110.0	166.0	5.6	11.3	0.2	14.3	1.0	1.8	7.4	2.4

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
49	88.0	146.0	187.0	183.0	1.3	1.8	17.5	19.6	0.2	3.0	6.8	4.5
50	135.0	182.0	21.0	112.0	4.2	9.3	11.0	6.8	0.4	0.1	0.5	3.8
51	92.0	52.0	195.0	33.0	5.1	14.6	12.7	18.4	1.8	3.4	7.0	4.4
52	29.0	87.0	157.0	109.0	7.5	2.5	13.2	18.6	0.0	4.3	7.6	1.5
53	42.0	96.0	79.0	72.0	0.6	11.4	7.9	20.2	2.1	0.3	2.4	11.3
54	138.0	146.0	95.0	189.0	9.8	14.0	9.0	27.1	1.5	3.5	4.3	9.9
55	122.0	39.0	43.0	177.0	1.2	9.7	8.6	18.4	2.8	1.8	0.3	9.8
56	111.0	5.0	22.0	107.0	9.4	12.6	18.3	29.2	1.4	1.9	6.0	2.5
57	60.0	139.0	82.0	83.0	2.0	10.9	16.1	27.8	2.0	1.1	4.6	2.3
58	17.0	117.0	170.0	74.0	7.7	10.6	11.6	11.3	1.5	2.5	3.2	2.6
59	90.0	68.0	61.0	104.0	1.8	14.0	18.4	17.7	0.0	5.3	5.2	0.9
60	17.0	160.0	38.0	149.0	2.3	3.1	4.2	29.3	1.5	3.7	0.4	2.7
61	182.0	82.0	142.0	45.0	0.6	9.3	13.5	8.9	2.2	1.9	6.2	4.3
62	128.0	132.0	42.0	165.0	1.9	6.2	4.6	8.2	0.0	5.4	4.0	5.4
63	169.0	36.0	195.0	149.0	1.3	12.8	18.3	16.9	1.5	2.6	5.4	3.0
64	142.0	81.0	118.0	54.0	7.2	5.1	1.5	9.1	1.2	0.1	1.3	10.1
65	124.0	183.0	54.0	48.0	2.3	12.2	13.8	26.4	2.7	3.9	3.4	6.6
66	104.0	80.0	200.0	63.0	5.9	8.6	12.1	16.8	1.1	0.9	5.6	0.5
67	38.0	114.0	129.0	10.0	6.4	12.6	7.7	13.1	0.3	3.4	6.7	2.4
68	152.0	5.0	32.0	10.0	8.0	0.7	13.1	13.7	3.1	2.1	0.2	2.6
69	193.0	85.0	47.0	130.0	0.1	0.6	3.5	6.0	2.8	2.6	6.5	4.6
70	106.0	103.0	16.0	50.0	1.2	14.8	1.4	1.8	2.6	2.0	1.0	7.5
71	14.0	69.0	13.0	24.0	0.7	13.6	6.1	17.8	1.5	5.6	5.7	10.4
72	184.0	45.0	169.0	32.0	4.3	13.1	13.8	14.9	2.4	0.5	1.8	0.3
73	117.0	199.0	107.0	74.0	9.7	14.9	17.6	22.2	2.6	4.3	3.3	4.7
74	143.0	124.0	86.0	188.0	4.7	13.7	9.7	27.8	2.7	4.1	0.0	6.3
75	127.0	44.0	52.0	153.0	1.5	12.3	1.8	29.4	2.5	1.7	6.6	0.4

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
76	121.0	88.0	27.0	74.0	5.4	1.9	1.6	8.7	2.6	2.7	3.8	0.7
77	76.0	154.0	95.0	146.0	9.2	12.3	0.8	29.0	3.4	3.7	0.1	11.4
78	197.0	50.0	25.0	165.0	0.4	14.4	15.7	28.8	3.0	3.6	7.6	6.6
79	145.0	127.0	21.0	26.0	5.7	6.9	10.7	1.1	2.2	3.7	3.7	1.9
80	64.0	119.0	142.0	178.0	2.1	7.6	8.3	7.2	2.9	4.6	3.0	3.7
81	118.0	65.0	138.0	84.0	2.2	3.6	7.6	1.0	1.3	3.2	4.3	0.8
82	30.0	16.0	40.0	159.0	8.9	7.8	16.6	6.9	1.7	2.2	5.3	11.1
83	138.0	175.0	178.0	184.0	8.4	7.3	9.6	2.0	1.8	3.5	0.8	4.0
84	149.0	114.0	171.0	25.0	2.5	0.8	12.9	8.3	2.7	0.8	4.0	0.5
85	103.0	164.0	105.0	65.0	8.5	0.9	14.3	27.0	1.8	2.7	1.2	11.3
86	32.0	169.0	152.0	24.0	8.1	3.4	2.1	19.9	3.7	4.8	4.8	3.8
87	106.0	180.0	133.0	98.0	0.9	14.5	12.2	4.7	1.5	5.2	4.1	6.4
88	135.0	33.0	159.0	47.0	1.7	10.9	5.0	4.9	2.4	1.5	2.0	9.9
89	20.0	30.0	52.0	49.0	8.6	11.5	6.8	11.5	2.3	3.1	2.6	10.0
90	10.0	87.0	5.0	145.0	7.7	8.5	0.5	0.2	3.8	1.2	6.3	4.2
91	116.0	146.0	199.0	90.0	9.0	13.5	16.4	1.4	1.4	1.7	4.8	1.6
92	177.0	14.0	98.0	67.0	1.9	2.3	17.7	2.1	3.7	4.1	0.1	0.1
93	178.0	11.0	74.0	133.0	8.2	0.7	15.5	1.5	1.1	1.6	7.0	7.1
94	38.0	47.0	86.0	7.0	7.4	0.9	8.5	16.3	2.4	2.6	0.6	3.3
95	82.0	20.0	148.0	73.0	5.6	9.8	12.8	21.0	1.2	0.5	4.8	3.1
96	117.0	106.0	74.0	178.0	3.4	6.9	4.7	23.1	1.1	3.1	4.1	10.2
97	12.0	43.0	105.0	157.0	1.4	14.0	8.3	1.7	2.6	1.6	6.0	11.3
98	8.0	188.0	12.0	100.0	3.8	8.0	19.6	27.1	0.1	4.6	3.7	4.6
99	72.0	90.0	186.0	172.0	3.9	11.0	5.7	8.8	1.1	0.1	7.0	8.0
100	109.0	188.0	154.0	34.0	0.0	1.9	18.0	20.2	0.4	5.6	0.9	5.8
101	120.0	33.0	16.0	6.0	7.7	10.2	2.4	21.6	0.6	0.7	5.2	1.7
102	201.0	89.0	143.0	7.0	1.5	13.5	0.9	0.9	2.2	2.0	1.7	10.6

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
103	136.0	44.0	98.0	14.0	4.9	4.0	13.4	22.4	1.5	3.3	5.6	7.2
104	13.0	14.0	8.0	115.0	5.6	4.6	14.8	20.1	3.6	2.8	4.0	9.2
105	12.0	131.0	182.0	74.0	6.6	6.8	8.8	0.5	3.3	5.5	3.7	6.7
106	124.0	133.0	124.0	164.0	6.0	5.7	3.4	1.8	0.6	2.2	0.1	11.3
107	2.0	40.0	160.0	127.0	7.8	12.6	13.5	2.4	3.1	0.8	4.4	6.7
108	16.0	76.0	165.0	197.0	9.8	6.4	8.5	10.2	1.8	4.5	5.8	11.6
109	109.0	57.0	79.0	107.0	5.1	7.0	3.0	6.5	2.5	3.5	1.4	10.2
110	107.0	56.0	37.0	13.0	1.7	13.9	2.1	25.0	0.6	5.0	4.6	2.3
111	116.0	75.0	35.0	182.0	8.9	11.4	7.1	14.9	2.5	1.7	1.1	3.6
112	26.0	93.0	203.0	84.0	0.6	4.4	10.8	22.2	1.2	2.9	4.8	8.8
113	128.0	32.0	117.0	85.0	0.5	2.0	7.7	13.7	1.3	5.0	4.6	2.3
114	171.0	171.0	159.0	99.0	8.4	13.9	0.5	21.9	1.8	3.5	7.5	9.9
115	169.0	133.0	178.0	178.0	7.5	2.5	1.6	15.3	0.4	2.6	2.4	4.4
116	71.0	9.0	149.0	75.0	6.3	11.6	13.3	14.6	3.1	0.4	0.2	5.1
117	92.0	161.0	95.0	184.0	0.7	9.5	15.8	9.6	2.1	5.1	4.1	9.3
118	12.0	57.0	75.0	161.0	1.9	6.1	13.6	24.9	2.1	5.3	7.0	7.2
119	93.0	11.0	124.0	161.0	8.1	3.3	14.4	20.3	3.8	2.4	0.4	3.7
120	175.0	30.0	135.0	123.0	5.1	3.7	19.1	27.5	2.5	0.6	3.9	5.6
121	112.0	181.0	121.0	111.0	6.4	6.1	5.1	18.3	2.4	4.4	1.8	3.4
122	93.0	32.0	62.0	80.0	9.2	2.9	12.8	11.8	0.7	0.2	6.1	3.7
123	29.0	40.0	83.0	72.0	4.5	1.5	3.3	19.2	3.0	2.2	2.3	10.5
124	127.0	123.0	200.0	158.0	7.1	13.2	0.2	17.1	3.8	3.1	0.5	6.6
125	111.0	11.0	110.0	170.0	5.6	3.3	6.3	2.0	1.4	1.5	2.0	5.5
126	145.0	147.0	152.0	143.0	2.6	0.1	6.9	26.9	2.9	1.7	1.4	1.9
127	6.0	202.0	153.0	201.0	9.4	7.1	19.4	25.6	1.2	5.6	0.9	1.4
128	188.0	119.0	6.0	63.0	0.4	11.9	13.9	16.1	2.3	1.2	3.2	6.0
129	79.0	190.0	35.0	161.0	1.8	12.1	11.0	14.1	1.4	2.2	2.9	3.0

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
130	117.0	184.0	158.0	146.0	4.2	14.4	14.8	11.0	2.1	1.3	2.0	8.6
131	120.0	74.0	113.0	161.0	5.5	4.5	9.0	27.6	3.4	5.1	7.4	8.8
132	38.0	42.0	30.0	169.0	7.3	13.4	3.1	12.7	2.4	3.5	2.3	9.2
133	173.0	97.0	33.0	53.0	0.6	3.1	9.1	13.8	1.4	2.6	2.5	6.7
134	160.0	132.0	186.0	126.0	7.3	10.7	13.5	27.6	3.7	1.9	0.7	9.4
135	4.0	121.0	117.0	6.0	5.8	5.4	0.5	29.4	0.5	3.2	6.6	8.0
136	145.0	46.0	141.0	53.0	2.6	2.0	6.7	22.6	3.4	4.2	1.9	5.3
137	108.0	37.0	108.0	179.0	6.1	4.1	16.7	4.7	1.0	3.9	1.7	9.7
138	87.0	112.0	41.0	154.0	2.1	1.5	17.6	24.7	3.4	0.5	5.4	2.0
139	172.0	22.0	123.0	149.0	5.6	3.5	17.8	28.5	2.0	4.1	6.1	2.3
140	6.0	69.0	101.0	49.0	5.5	10.2	16.4	26.9	1.7	2.3	3.4	3.6
141	141.0	171.0	139.0	145.0	8.9	8.8	6.4	29.8	0.8	1.7	6.4	9.0
142	49.0	78.0	61.0	155.0	3.2	1.6	15.8	7.6	1.9	0.2	4.8	4.5
143	68.0	44.0	24.0	35.0	8.6	10.9	0.1	24.3	0.9	5.2	6.4	4.2
144	90.0	159.0	202.0	175.0	0.6	11.5	14.2	22.6	0.8	1.9	4.6	11.4
145	3.0	153.0	144.0	76.0	6.6	1.4	16.1	12.7	0.4	0.6	0.8	7.2
146	134.0	130.0	71.0	154.0	6.9	8.8	17.3	28.7	3.3	1.9	5.1	10.6
147	81.0	178.0	195.0	5.0	6.0	11.8	12.5	3.5	2.7	0.6	4.5	9.9
148	162.0	91.0	13.0	202.0	7.4	8.7	6.5	17.8	3.5	4.9	6.6	1.2
149	152.0	14.0	148.0	62.0	9.5	2.2	11.7	14.0	1.6	5.2	1.7	6.4
150	24.0	150.0	182.0	93.0	4.0	6.2	17.2	15.8	0.5	1.2	1.3	4.2
151	82.0	13.0	76.0	24.0	6.0	3.4	11.4	9.9	2.9	4.6	0.9	5.0
152	160.0	142.0	159.0	77.0	9.0	8.3	16.8	28.7	3.1	2.4	4.6	6.1
153	169.0	35.0	44.0	73.0	2.5	5.2	19.3	18.7	2.3	3.4	3.1	6.4
154	111.0	74.0	192.0	93.0	1.1	13.0	0.7	6.7	0.5	1.8	1.9	8.6
155	121.0	72.0	92.0	33.0	1.7	8.7	8.2	9.1	1.8	2.4	6.8	4.9
156	24.0	115.0	97.0	36.0	5.2	4.8	15.3	1.9	2.4	3.7	0.6	9.9

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
157	178.0	173.0	138.0	164.0	1.0	7.8	1.2	24.4	1.3	4.9	5.5	3.9
158	109.0	5.0	35.0	75.0	7.7	4.8	10.8	11.4	2.9	5.8	3.4	0.9
159	67.0	125.0	201.0	95.0	2.5	0.6	11.1	1.4	3.6	2.7	6.7	10.9
160	47.0	9.0	29.0	141.0	0.3	12.8	5.5	12.7	2.5	5.4	2.2	11.3
161	2.0	93.0	114.0	76.0	0.2	10.1	13.3	11.4	1.7	3.1	0.4	2.7
162	161.0	14.0	172.0	191.0	7.5	1.8	2.5	9.0	1.5	3.8	6.5	9.1
163	155.0	181.0	18.0	75.0	9.5	8.4	16.7	25.6	2.8	5.5	5.3	0.8
164	192.0	195.0	49.0	56.0	3.8	13.1	18.8	18.9	1.1	0.5	1.5	8.7
165	91.0	118.0	156.0	128.0	3.1	12.0	15.0	7.4	2.0	0.9	1.0	7.7
166	102.0	146.0	142.0	204.0	2.7	8.3	1.2	7.5	2.1	2.9	2.3	1.7
167	161.0	82.0	67.0	203.0	5.5	0.2	16.8	17.8	3.3	4.5	0.8	4.6
168	135.0	76.0	67.0	167.0	1.0	3.2	8.7	11.6	3.0	2.8	6.1	0.3
169	197.0	183.0	196.0	174.0	3.8	1.3	14.4	20.5	1.7	0.8	2.3	8.0
170	110.0	52.0	77.0	175.0	8.6	1.1	18.5	0.5	0.3	4.4	2.9	2.5
171	165.0	150.0	35.0	163.0	0.1	10.9	9.7	10.1	2.9	4.1	3.4	9.6
172	29.0	183.0	59.0	194.0	0.6	8.3	0.2	4.2	3.3	3.7	6.3	8.2
173	101.0	130.0	100.0	87.0	2.7	13.3	17.7	13.7	1.6	3.2	6.0	0.7
174	192.0	153.0	8.0	154.0	3.3	12.0	3.3	19.1	0.6	4.8	1.4	2.1
175	125.0	162.0	168.0	78.0	8.0	0.9	1.8	24.2	2.1	5.2	1.4	9.7
176	133.0	110.0	33.0	128.0	3.7	6.6	11.7	26.3	0.4	5.8	6.6	5.2
177	29.0	25.0	48.0	49.0	2.2	6.7	6.1	24.5	2.3	5.1	5.6	8.2
178	179.0	197.0	130.0	86.0	4.4	0.1	6.6	23.1	2.5	2.6	7.2	11.5
179	120.0	3.0	101.0	151.0	5.3	14.8	9.8	1.5	0.4	2.8	1.3	5.3
180	78.0	57.0	171.0	103.0	4.7	2.2	2.0	9.1	3.8	0.5	2.0	4.2
181	81.0	6.0	158.0	144.0	0.4	11.0	15.9	1.9	1.9	5.8	3.0	8.2
182	119.0	95.0	141.0	53.0	9.3	10.3	18.2	12.5	3.1	2.6	5.8	0.1
183	182.0	8.0	20.0	76.0	1.1	6.0	14.5	26.2	1.3	5.3	5.0	4.9

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
184	57.0	26.0	145.0	120.0	1.3	2.5	14.2	0.8	1.0	5.6	0.2	9.3
185	135.0	78.0	111.0	192.0	8.9	3.4	1.7	6.5	2.6	2.5	3.7	8.4
186	139.0	64.0	62.0	81.0	3.0	6.2	8.8	6.9	3.5	4.8	7.3	9.7
187	42.0	97.0	142.0	94.0	4.1	3.5	16.9	28.2	1.2	5.7	6.8	9.6
188	43.0	160.0	87.0	131.0	9.9	2.1	7.2	0.5	2.0	3.6	1.1	1.3
189	88.0	46.0	147.0	87.0	9.1	9.7	7.5	10.7	0.6	3.4	5.3	7.1
190	138.0	202.0	201.0	205.0	5.1	10.0	15.9	6.8	2.6	3.0	1.8	5.1
191	148.0	76.0	106.0	56.0	5.7	7.0	14.3	3.1	3.8	2.4	6.1	5.0
192	44.0	9.0	159.0	56.0	7.8	9.1	0.6	27.3	1.4	2.4	7.1	5.3
193	30.0	84.0	18.0	128.0	3.3	1.3	14.7	22.4	0.9	1.8	1.2	0.5
194	22.0	75.0	5.0	97.0	1.2	10.8	13.1	16.8	2.2	2.7	2.8	0.4
195	23.0	91.0	139.0	97.0	0.2	10.4	4.5	6.5	0.3	3.2	4.5	0.9
196	172.0	67.0	39.0	176.0	8.5	1.6	14.9	4.2	2.3	4.6	1.6	0.4
197	57.0	169.0	109.0	5.0	7.5	12.8	4.4	13.5	3.4	0.5	3.8	2.7
198	37.0	24.0	40.0	180.0	6.1	11.4	10.7	5.9	2.9	1.0	6.6	9.7
199	141.0	178.0	117.0	140.0	0.3	11.4	3.4	16.8	2.1	1.8	5.4	11.1
200	102.0	187.0	53.0	135.0	0.6	0.2	10.2	19.6	1.5	2.2	2.8	8.8
201	7.0	45.0	20.0	164.0	4.0	0.7	6.2	26.1	3.6	2.5	6.6	5.6
202	175.0	7.0	33.0	110.0	2.2	12.6	8.4	9.0	2.2	2.0	6.6	3.4
203	41.0	98.0	182.0	117.0	2.5	4.0	11.0	23.8	0.1	4.3	3.1	8.3
204	200.0	38.0	91.0	131.0	6.7	13.8	17.8	1.9	2.5	2.8	2.2	8.4
205	96.0	26.0	59.0	159.0	7.4	0.3	16.6	27.1	2.6	0.2	3.8	8.0
206	79.0	54.0	155.0	181.0	8.6	3.2	8.7	0.7	3.0	2.3	4.8	11.4
207	42.0	59.0	71.0	127.0	6.5	14.7	8.3	25.1	0.7	2.3	4.3	11.2
208	110.0	120.0	166.0	99.0	9.1	13.0	10.2	15.9	2.6	4.0	1.4	5.5
209	57.0	177.0	164.0	102.0	9.6	7.9	4.3	5.9	0.1	2.0	6.4	3.2
210	102.0	81.0	185.0	53.0	2.3	0.2	8.8	20.9	2.7	2.7	0.7	7.6

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
211	179.0	192.0	41.0	129.0	8.5	4.6	3.4	21.7	2.3	2.7	3.5	1.4
212	88.0	90.0	99.0	42.0	4.9	13.2	3.7	0.2	0.8	3.2	4.0	8.8
213	33.0	49.0	36.0	118.0	1.5	10.1	17.6	20.2	2.5	2.4	5.0	4.7
214	34.0	120.0	53.0	24.0	4.1	12.3	3.2	6.2	0.4	4.5	7.5	5.2
215	36.0	75.0	136.0	130.0	7.2	10.1	0.8	9.0	1.9	2.0	0.6	3.9
216	154.0	69.0	24.0	187.0	7.6	1.9	18.8	10.2	2.4	3.4	7.5	11.6
217	61.0	48.0	184.0	129.0	2.3	9.0	2.6	1.6	0.8	1.3	4.9	2.6
218	7.0	171.0	155.0	24.0	2.1	1.3	17.0	0.7	1.0	3.6	3.6	8.6
219	69.0	147.0	184.0	99.0	0.6	6.1	6.6	9.1	1.1	5.7	4.4	2.8
220	90.0	131.0	47.0	14.0	2.1	13.0	2.2	28.9	1.6	1.1	4.3	4.8
221	202.0	86.0	56.0	56.0	3.4	11.8	12.5	22.4	3.5	5.9	7.5	5.6
222	188.0	110.0	14.0	182.0	1.6	11.9	6.0	19.6	3.4	0.9	6.7	10.1
223	71.0	135.0	80.0	113.0	1.4	9.9	9.2	13.2	3.0	0.6	5.3	0.7
224	137.0	39.0	64.0	67.0	9.9	11.8	13.7	25.0	1.4	4.9	5.9	7.6
225	9.0	193.0	93.0	91.0	7.4	3.7	14.6	8.5	0.2	3.6	2.9	9.6
226	54.0	163.0	66.0	148.0	9.0	10.6	1.7	15.2	3.0	2.9	0.4	7.8
227	72.0	194.0	194.0	125.0	7.1	13.5	2.2	13.0	3.3	3.7	6.3	0.9
228	180.0	146.0	177.0	172.0	0.2	5.0	1.1	20.2	0.9	2.8	0.4	9.8
229	197.0	25.0	183.0	174.0	1.2	2.3	14.7	5.3	2.3	2.7	6.0	9.0
230	165.0	42.0	108.0	150.0	0.6	6.3	1.6	15.4	2.2	1.7	6.6	8.6
231	69.0	27.0	110.0	186.0	2.8	7.9	15.6	9.1	0.1	4.4	2.2	10.9
232	144.0	88.0	143.0	173.0	3.7	8.0	14.6	12.0	3.0	2.7	6.7	3.2
233	2.0	181.0	52.0	21.0	8.9	13.5	5.1	22.4	1.5	4.0	0.0	9.8
234	176.0	24.0	196.0	87.0	9.1	8.0	4.9	23.5	2.3	1.2	2.9	0.8
235	122.0	165.0	22.0	158.0	8.6	12.5	18.0	12.3	3.4	2.8	0.2	11.2
236	200.0	75.0	158.0	138.0	1.4	1.4	19.1	4.5	1.4	1.0	5.9	8.8
237	21.0	57.0	9.0	137.0	9.0	5.6	5.1	26.3	2.9	1.6	2.8	9.1

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
238	138.0	112.0	154.0	133.0	1.4	12.6	2.6	20.6	3.6	2.7	0.9	0.7
239	12.0	203.0	12.0	29.0	4.5	12.0	7.9	22.6	1.3	2.0	4.7	11.0
240	174.0	151.0	174.0	107.0	3.4	2.7	1.6	13.9	0.4	3.5	6.4	0.5
241	106.0	24.0	141.0	137.0	9.0	7.3	9.1	19.9	3.6	1.9	0.2	9.1
242	119.0	80.0	38.0	9.0	9.1	12.7	17.1	22.6	2.4	1.2	2.0	0.1
243	164.0	195.0	155.0	103.0	5.9	5.6	2.9	8.8	2.5	2.6	6.6	8.1
244	149.0	165.0	154.0	45.0	0.5	14.6	0.2	15.3	0.6	3.1	6.9	5.3
245	3.0	65.0	178.0	38.0	8.6	9.9	2.1	29.2	0.8	3.2	0.1	6.8
246	40.0	121.0	90.0	30.0	1.6	3.3	5.8	23.4	1.3	3.3	4.8	4.0
247	9.0	190.0	27.0	109.0	7.7	4.9	12.1	2.3	0.2	0.4	6.5	9.5
248	71.0	20.0	42.0	70.0	7.6	13.6	6.9	11.6	0.6	5.0	1.6	0.0
249	94.0	53.0	39.0	122.0	1.6	6.0	12.5	21.0	1.7	1.6	0.5	6.1
250	22.0	140.0	169.0	162.0	1.0	13.7	7.1	9.7	3.7	0.5	5.8	4.4
251	101.0	124.0	165.0	128.0	4.0	7.1	0.1	13.1	0.6	2.7	6.2	6.4
252	37.0	143.0	63.0	89.0	5.3	11.6	4.7	18.8	2.8	1.3	3.7	10.4
253	107.0	16.0	64.0	103.0	6.6	14.9	12.5	23.1	1.0	1.2	1.8	6.1
254	90.0	32.0	18.0	158.0	1.8	3.2	11.2	19.1	0.8	2.6	5.4	0.2
255	105.0	188.0	110.0	141.0	1.1	9.1	5.5	3.5	3.4	3.9	1.1	9.1
256	164.0	23.0	54.0	166.0	3.0	10.5	13.3	8.4	0.8	1.6	1.2	3.1
257	173.0	171.0	100.0	160.0	8.4	6.0	11.0	15.5	1.1	5.4	3.1	10.6
258	19.0	116.0	56.0	10.0	6.3	9.0	3.7	20.6	1.2	2.5	2.9	7.3
259	155.0	197.0	54.0	188.0	3.3	2.7	8.5	22.8	3.5	2.9	2.9	9.0
260	71.0	25.0	192.0	46.0	0.1	13.0	13.3	5.2	0.7	5.2	0.6	0.8
261	157.0	45.0	44.0	164.0	2.7	12.5	19.5	11.9	3.5	3.1	0.6	4.9
262	150.0	57.0	81.0	155.0	4.9	10.0	17.7	10.0	1.1	3.6	1.4	2.5
263	188.0	194.0	37.0	40.0	9.4	9.5	10.7	19.4	3.8	4.8	7.0	6.5
264	174.0	187.0	121.0	73.0	9.8	10.2	3.5	7.1	2.8	3.3	0.3	6.5

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
265	187.0	84.0	6.0	22.0	7.0	13.5	16.3	14.6	1.1	2.7	5.4	8.9
266	148.0	20.0	76.0	89.0	9.8	11.7	10.9	19.0	0.4	3.9	0.2	6.5
267	129.0	19.0	49.0	69.0	4.1	1.6	14.0	25.0	2.7	4.4	5.6	0.1
268	29.0	76.0	30.0	105.0	7.1	9.4	2.1	11.0	0.4	4.8	7.6	7.5
269	163.0	116.0	176.0	98.0	7.7	14.9	10.7	13.7	3.3	4.3	2.8	11.0
270	182.0	29.0	44.0	182.0	3.2	3.0	5.3	16.2	0.3	4.1	4.9	7.8
271	69.0	160.0	183.0	90.0	9.9	12.5	12.3	23.6	3.8	1.0	3.3	4.9
272	189.0	55.0	41.0	58.0	1.5	2.5	15.7	6.8	0.3	1.2	7.0	3.5
273	201.0	166.0	37.0	164.0	3.7	7.6	3.7	20.1	3.0	0.8	0.2	6.6
274	18.0	149.0	70.0	96.0	4.7	7.2	7.4	30.0	2.5	0.4	1.4	4.5
275	45.0	156.0	150.0	140.0	4.6	3.8	4.0	16.8	3.0	3.3	3.9	11.0
276	5.0	27.0	23.0	33.0	3.2	12.0	19.1	11.0	3.5	3.8	0.7	6.1
277	4.0	153.0	168.0	26.0	9.5	6.3	10.5	14.0	1.1	4.4	0.4	6.1
278	34.0	116.0	144.0	143.0	8.6	0.5	1.2	15.8	1.4	3.1	5.4	4.0
279	121.0	30.0	157.0	128.0	5.7	7.6	16.3	10.3	3.4	1.8	5.2	0.1
280	194.0	157.0	185.0	9.0	9.2	3.6	3.2	28.8	1.8	0.5	6.6	0.3
281	198.0	21.0	148.0	166.0	3.4	14.4	15.4	13.9	1.6	0.1	2.9	0.5
282	174.0	122.0	88.0	105.0	3.5	1.9	10.5	11.9	2.3	2.0	1.5	0.1
283	123.0	75.0	156.0	149.0	5.1	1.6	2.1	6.1	2.7	4.0	6.5	7.2
284	143.0	91.0	167.0	176.0	1.8	5.3	11.1	5.5	1.8	1.1	4.5	9.1
285	15.0	155.0	123.0	117.0	6.8	9.4	14.5	21.8	1.3	1.5	1.8	10.9
286	130.0	70.0	66.0	176.0	5.6	7.2	12.5	7.7	0.4	2.1	4.0	1.8
287	73.0	140.0	158.0	72.0	0.2	2.4	5.7	12.6	1.2	2.7	2.6	1.7
288	99.0	42.0	54.0	145.0	7.6	7.3	18.1	18.7	0.9	4.8	1.3	10.8
289	98.0	185.0	66.0	60.0	8.5	12.7	16.1	17.6	3.8	1.5	5.7	3.6
290	85.0	73.0	44.0	43.0	2.1	1.8	12.3	28.9	3.8	5.2	5.7	8.9
291	147.0	131.0	200.0	82.0	1.2	13.1	15.5	25.6	3.2	5.8	2.5	2.9

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
292	132.0	53.0	139.0	58.0	8.5	6.6	17.6	27.5	3.5	3.0	4.8	1.3
293	146.0	85.0	108.0	58.0	7.2	13.0	3.5	11.9	1.6	3.1	1.3	4.9
294	69.0	173.0	47.0	168.0	5.6	8.8	13.0	5.0	1.8	2.1	0.9	3.1
295	126.0	80.0	59.0	33.0	5.1	7.8	10.8	14.1	2.5	2.2	1.6	0.4
296	145.0	98.0	121.0	147.0	1.1	12.2	9.5	20.5	3.5	4.0	0.1	3.5
297	176.0	167.0	160.0	182.0	0.3	14.7	17.2	19.4	2.7	5.6	3.3	10.7
298	140.0	102.0	42.0	138.0	1.6	5.8	3.0	1.6	2.7	0.4	4.4	11.1
299	25.0	146.0	132.0	18.0	7.7	4.7	7.0	3.6	1.0	2.3	7.5	3.9
300	124.0	124.0	183.0	199.0	5.7	5.1	17.2	28.7	2.9	5.4	5.2	11.0
301	201.0	46.0	137.0	96.0	2.7	4.4	18.3	26.0	0.4	0.8	5.2	4.9
302	140.0	65.0	107.0	73.0	5.5	10.7	7.1	5.1	2.5	2.0	4.0	7.3
303	16.0	105.0	18.0	187.0	5.0	2.2	11.1	2.9	3.1	1.8	2.2	4.4
304	22.0	151.0	22.0	131.0	4.8	7.3	8.3	17.5	2.9	0.6	3.6	1.3
305	85.0	32.0	103.0	82.0	3.0	11.7	2.4	16.2	3.3	2.2	2.7	11.3
306	55.0	142.0	193.0	95.0	2.7	11.8	8.2	18.3	0.7	1.4	6.8	1.6
307	40.0	104.0	48.0	103.0	4.2	0.1	3.8	22.8	1.2	2.1	5.1	7.0
308	43.0	179.0	155.0	61.0	4.7	11.2	6.4	8.9	3.3	3.3	2.9	1.1
309	171.0	65.0	114.0	166.0	0.2	4.7	8.6	0.2	1.7	3.3	1.9	6.8
310	33.0	108.0	65.0	126.0	4.8	8.5	2.8	14.1	1.6	2.6	5.3	2.9
311	126.0	26.0	30.0	88.0	7.0	10.7	11.9	22.8	2.3	2.3	7.6	7.1
312	65.0	121.0	178.0	188.0	2.9	8.8	8.1	17.1	2.9	3.5	3.1	10.7
313	73.0	46.0	49.0	54.0	5.1	2.7	12.8	4.6	1.6	4.5	2.0	2.9
314	122.0	74.0	128.0	85.0	6.4	8.4	3.8	2.5	2.8	3.1	4.0	0.3
315	29.0	164.0	19.0	70.0	2.5	1.1	5.3	15.3	1.5	0.0	1.0	10.8
316	14.0	128.0	101.0	6.0	0.1	7.3	15.7	21.2	0.9	2.4	5.4	3.5
317	73.0	18.0	63.0	155.0	7.8	10.7	1.9	12.7	3.5	2.5	0.9	3.2
318	108.0	134.0	56.0	184.0	9.6	6.6	17.2	25.7	0.6	0.1	3.1	4.0

ตารางที่ ง.3 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} , μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	319	70.0	45.0	201.0	66.0	7.0	6.8	18.4	11.4	3.4	1.4	0.7
320	133.0	195.0	105.0	132.0	3.4	3.7	18.6	5.0	2.0	5.8	7.0	7.6
321	26.0	50.0	100.0	189.0	2.7	9.5	11.6	13.0	3.2	0.7	3.6	3.8
322	199.0	109.0	131.0	75.0	9.7	2.0	5.4	21.9	1.8	5.0	7.6	10.2
323	109.0	14.0	124.0	26.0	1.8	7.6	9.9	12.3	2.4	4.4	4.9	8.7
324	152.0	138.0	27.0	10.0	6.1	11.0	18.7	18.8	1.8	2.8	6.6	9.6
325	40.0	138.0	43.0	118.0	9.4	14.4	15.3	23.1	1.9	0.7	7.0	10.0
326	41.0	111.0	85.0	182.0	3.2	5.6	8.6	3.3	2.1	0.8	5.0	11.2
327	126.0	73.0	191.0	32.0	2.7	4.0	13.1	2.2	0.6	3.1	1.6	7.8
328	156.0	176.0	74.0	142.0	6.0	2.9	12.7	9.9	1.6	4.7	5.4	3.5
329	146.0	174.0	61.0	197.0	3.9	9.2	15.3	9.3	3.8	4.8	7.3	4.9
330	93.0	54.0	144.0	92.0	0.3	4.8	8.4	8.2	0.6	4.6	4.2	3.6
331	154.0	53.0	84.0	20.0	2.0	13.3	12.9	19.0	0.1	1.1	0.2	9.3
332	63.0	108.0	65.0	180.0	0.8	7.2	2.3	21.3	2.1	5.6	5.2	3.2
333	163.0	46.0	63.0	201.0	7.0	6.0	7.4	10.0	2.8	3.2	4.2	1.6
334	22.0	106.0	88.0	161.0	9.1	10.2	11.6	15.1	3.3	2.2	4.5	0.7
335	127.0	14.0	200.0	184.0	3.0	8.1	6.8	11.0	2.0	4.7	3.6	11.6
336	82.0	70.0	113.0	176.0	4.5	5.3	8.1	9.7	3.5	5.6	5.4	1.1

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min})

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
	1	40	89	100	0.12	0.59
2	56	42	169	0.43	0.89	2.92
3	175	100	174	0.21	0.55	4.70

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
4	93	23	204	0.33	0.30	0.46
5	35	42	67	0.32	0.22	1.87
6	149	117	39	0.96	0.27	6.90
7	114	158	66	0.18	0.34	1.57
8	92	51	147	0.86	0.28	5.45
9	111	116	83	0.40	0.52	4.91
10	202	114	107	0.33	0.43	3.67
11	83	113	13	0.55	0.27	1.80
12	36	20	55	0.86	0.91	5.22
13	8	13	166	0.45	0.38	5.89
14	7	44	95	0.13	0.01	5.42
15	181	74	113	0.35	0.62	5.94
16	194	118	175	0.28	0.62	4.39
17	71	193	108	0.95	0.07	1.54
18	194	56	54	0.93	0.07	2.23
19	149	90	80	0.98	0.40	3.28
20	50	133	176	0.08	0.97	0.23
21	97	171	98	0.41	0.50	0.94
22	142	117	130	0.88	0.66	6.53
23	173	59	141	0.36	0.99	0.63
24	42	91	9	0.88	0.61	1.52
25	64	13	155	0.13	0.36	2.95
26	61	102	183	0.50	0.28	3.98
27	108	195	16	0.54	0.28	3.59
28	201	9	89	0.49	0.58	0.62

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
29	193	95	61	0.08	0.58	1.14
30	175	36	39	0.24	0.75	1.49
31	32	102	166	0.63	0.69	4.77
32	47	39	37	0.15	0.20	7.12
33	22	97	47	0.92	0.32	6.40
34	35	49	14	0.90	0.79	2.78
35	101	36	69	0.30	0.56	0.50
36	104	139	117	0.48	0.32	4.49
37	78	56	34	0.63	0.32	7.16
38	192	88	10	0.93	0.93	2.67
39	127	147	60	0.41	0.36	5.83
40	91	134	37	0.53	0.63	0.11
41	75	50	73	0.25	0.39	3.14
42	27	12	130	0.03	0.14	5.18
43	125	64	158	0.27	0.04	2.21
44	118	190	25	0.73	0.97	4.54
45	112	44	161	0.53	0.57	3.15
46	188	21	79	0.55	0.11	6.75
47	58	17	93	0.17	0.40	6.87
48	106	48	118	1.00	0.13	7.12
49	60	49	44	0.38	0.59	2.00
50	158	70	128	0.99	0.65	4.03
51	47	88	58	0.44	0.63	3.99
52	74	41	147	0.18	0.99	0.13
53	189	78	128	0.56	0.83	7.14
54	59	136	125	0.66	0.31	2.47

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
55	76	136	184	0.27	1.00	6.22
56	195	190	77	0.34	0.69	5.35
57	84	174	90	0.93	0.37	5.21
58	101	10	117	0.05	0.87	6.42
59	202	66	166	0.46	0.59	3.56
60	178	95	4	0.46	0.82	6.50
61	142	130	198	0.20	0.60	0.62
62	107	70	70	0.99	0.47	5.57
63	7	193	204	0.78	0.99	3.64
64	134	175	58	0.90	0.21	7.19
65	201	195	71	0.16	0.42	4.14
66	163	84	171	0.97	0.42	0.40
67	20	40	138	0.73	0.63	3.49
68	145	113	179	0.74	0.10	7.25
69	170	153	121	0.16	0.53	3.45
70	152	165	57	0.43	0.40	4.54
71	122	141	82	0.22	0.13	1.29
72	172	5	114	0.12	0.59	4.64
73	45	180	193	0.95	0.11	0.43
74	84	129	113	0.22	0.55	6.44
75	155	183	128	0.72	0.46	5.66
76	16	70	71	0.99	0.75	4.82
77	79	83	106	0.55	0.96	6.38
78	101	53	43	0.49	0.71	7.37
79	153	162	62	0.51	0.24	1.44
80	98	58	35	0.40	0.29	1.81

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
81	119	98	137	0.79	0.19	7.17
82	45	154	108	0.76	0.88	1.77
83	54	119	91	0.42	0.05	1.94
84	21	97	147	0.60	0.20	4.62
85	178	101	85	0.13	0.93	0.04
86	57	90	74	0.88	0.01	5.20
87	90	39	53	0.29	0.53	4.18
88	81	23	42	0.36	0.87	4.47
89	55	191	82	0.68	0.28	0.21
90	94	24	161	0.45	0.30	2.67
91	77	177	54	0.03	1.00	4.51
92	173	96	172	0.22	0.81	1.85
93	102	151	26	0.88	0.53	0.04
94	16	149	73	0.65	0.48	2.85
95	182	63	147	0.33	0.36	4.42
96	190	12	201	0.63	0.07	1.58
97	140	103	23	0.29	0.54	0.08
98	167	179	205	0.20	0.87	2.29
99	48	102	163	0.38	0.22	5.39
100	74	97	15	0.33	0.26	1.83
101	13	29	6	0.19	0.07	0.28
102	139	77	84	0.21	0.24	6.60
103	118	16	79	0.03	0.41	4.91
104	116	157	189	0.21	0.61	3.47
105	202	84	47	0.87	0.69	1.28
106	65	195	9	0.40	0.28	2.70

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
107	4	191	127	0.67	0.42	5.24
108	42	78	146	0.16	0.32	6.04
109	108	199	61	0.95	0.61	5.79
110	162	161	22	0.17	0.60	2.43
111	71	30	47	0.56	0.05	3.11
112	141	30	186	0.38	0.53	7.38
113	30	157	135	0.34	0.06	3.14
114	198	72	59	0.32	0.34	4.09
115	202	178	194	0.25	0.05	6.21
116	30	165	3	0.10	0.42	1.75
117	119	180	93	0.09	0.93	3.12
118	185	183	73	1.00	0.89	2.71
119	65	102	14	0.10	0.24	5.84
120	15	81	166	0.79	0.12	3.07
121	6	61	75	0.65	0.61	5.64
122	152	121	63	0.82	0.89	4.40
123	147	84	41	0.05	0.94	3.14
124	47	91	23	0.13	0.80	1.90
125	20	15	168	0.07	0.30	5.88
126	16	90	58	0.24	0.15	3.51
127	1	63	78	0.12	0.71	7.14
128	170	135	100	0.85	0.48	2.03
129	197	135	105	0.20	0.10	6.63
130	65	87	154	0.35	0.45	0.25
131	4	202	95	0.52	0.09	5.86
132	78	201	44	0.78	0.85	3.44

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
133	201	147	76	0.57	0.38	2.78
134	139	37	100	0.94	0.14	4.92
135	8	91	92	0.77	1.00	1.92
136	189	126	55	0.63	0.70	3.01
137	66	101	157	0.74	0.64	1.86
138	169	149	160	0.76	0.06	4.55
139	23	127	7	0.04	0.12	6.11
140	91	197	96	0.50	0.02	1.43
141	42	156	127	0.96	0.50	3.57
142	63	69	191	0.47	0.00	5.41
143	65	33	81	0.31	0.82	2.09
144	92	102	199	0.76	0.98	1.51
145	42	87	166	0.33	0.27	6.11
146	139	204	104	0.27	0.69	7.42
147	48	42	11	0.83	0.03	2.74
148	160	84	65	0.03	0.71	6.29
149	192	134	10	0.39	0.87	2.90
150	75	113	30	0.71	0.36	4.83
151	30	22	107	0.19	0.73	0.29
152	124	37	108	0.50	0.85	4.27
153	158	97	21	0.93	0.04	4.84
154	130	199	70	0.42	0.48	6.79
155	151	56	52	0.17	0.61	4.59
156	175	155	192	0.65	1.00	5.49
157	44	71	96	0.53	0.40	5.61
158	21	70	62	0.92	0.50	4.32

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
159	139	74	165	0.58	0.68	4.34
160	158	19	39	0.19	0.10	6.79
161	87	31	203	0.85	0.93	6.51
162	142	99	82	0.55	0.60	0.44
163	60	42	35	0.30	0.26	1.61
164	139	109	172	0.47	0.32	4.38
165	16	43	175	0.60	0.68	7.20
166	70	171	130	0.25	0.48	7.41
167	198	105	82	0.56	0.98	3.34
168	203	59	158	0.04	0.87	5.54
169	103	150	134	0.07	0.99	1.35
170	170	175	159	0.35	0.97	2.43
171	166	167	104	0.16	0.58	6.78
172	29	137	97	0.93	0.89	5.27
173	95	158	145	0.68	0.78	3.39
174	32	90	181	0.50	0.57	0.65
175	14	123	15	0.23	0.22	1.93
176	169	61	106	0.75	0.38	1.99
177	174	29	29	0.46	0.29	5.00
178	100	91	164	0.12	0.83	5.57
179	126	25	20	0.02	0.09	3.09
180	131	21	8	0.31	0.95	6.75
181	44	103	14	0.04	0.49	2.20
182	202	17	37	0.51	0.78	2.68
183	169	202	80	0.49	0.62	3.04
184	159	22	147	0.05	0.06	5.89

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
185	65	171	169	0.30	0.81	0.20
186	49	124	112	0.78	0.88	2.74
187	131	171	13	0.59	0.99	1.91
188	194	184	165	0.09	0.03	6.23
189	192	155	45	0.61	0.70	6.37
190	127	136	135	0.92	0.61	0.43
191	165	100	112	0.01	0.61	1.71
192	196	42	162	0.84	0.77	2.88
193	113	138	202	0.90	0.15	0.66
194	176	196	187	0.76	0.29	2.46
195	38	85	37	0.88	0.91	3.21
196	163	10	153	0.34	0.42	1.45
197	23	93	9	0.23	0.49	2.57
198	152	148	109	0.91	0.28	0.83
199	111	54	7	0.76	0.01	1.98
200	125	50	190	0.38	0.37	2.46
201	184	53	109	0.24	0.84	3.92
202	90	157	80	0.24	0.39	1.46
203	131	133	197	0.52	0.01	6.18
204	103	139	165	0.68	0.12	7.14
205	8	53	67	0.17	0.46	6.85
206	78	143	94	0.44	0.24	1.25
207	10	15	186	0.69	0.85	5.76
208	126	189	37	0.86	0.27	4.28
209	134	36	63	0.37	0.65	4.24
210	128	32	44	0.66	0.33	2.09

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
211	1	185	35	0.85	0.48	2.36
212	131	140	147	0.48	0.28	0.88
213	119	166	141	0.97	0.29	0.12
214	27	51	178	0.07	0.06	1.94
215	26	31	79	0.76	0.86	6.39
216	94	78	9	0.72	0.25	3.03
217	136	136	64	0.57	0.65	4.97
218	40	113	96	0.97	0.32	1.51
219	185	10	116	0.67	0.93	7.37
220	160	18	9	0.84	0.12	7.11
221	98	16	65	0.92	0.69	2.14
222	152	137	191	0.39	0.44	1.62
223	119	78	76	0.72	0.70	5.93
224	7	204	160	0.33	0.04	3.45
225	11	180	19	0.84	0.70	4.50
226	84	2	139	0.46	0.96	2.88
227	199	147	198	0.35	0.60	3.60
228	122	58	198	0.09	0.05	4.61
229	114	178	48	0.81	0.14	4.29
230	135	196	182	0.93	0.71	0.62
231	2	97	31	0.29	0.54	2.52
232	145	29	72	0.52	0.33	5.18
233	161	57	174	0.30	0.14	5.20
234	200	106	194	0.22	0.69	3.48
235	113	59	84	0.32	0.78	0.04
236	42	181	92	0.44	0.68	0.83

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
237	173	137	59	0.21	0.54	4.76
238	158	3	126	0.36	0.39	2.96
239	37	26	96	0.98	0.79	1.17
240	79	109	134	0.11	0.76	2.94
241	18	110	164	0.55	0.80	2.35
242	70	153	60	0.00	0.03	5.16
243	123	81	98	0.29	0.97	0.61
244	35	78	57	0.99	0.90	4.70
245	89	41	191	0.81	0.67	2.25
246	202	146	125	0.35	0.19	1.64
247	65	148	174	0.06	0.66	6.14
248	195	199	163	0.18	0.15	1.93
249	113	165	126	0.51	0.54	3.38
250	19	200	140	0.83	0.96	4.71
251	9	59	14	0.35	0.14	2.68
252	203	161	36	0.63	0.33	4.47
253	126	22	85	0.97	0.65	5.84
254	114	113	5	0.45	0.34	2.59
255	80	66	177	0.92	0.27	6.37
256	24	113	136	0.44	0.49	7.10
257	99	85	144	0.84	0.19	6.46
258	159	122	135	0.59	0.16	0.31
259	39	98	120	0.86	0.67	1.44
260	6	118	69	0.52	0.40	4.69
261	5	184	79	0.01	0.50	3.31
262	164	24	140	0.19	0.37	4.03

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
263	64	92	57	0.14	0.77	4.54
264	198	145	198	0.90	0.58	5.32
265	201	147	95	0.51	0.36	3.61
266	201	56	69	1.00	0.66	1.64
267	119	143	4	0.52	0.84	0.43
268	63	175	192	0.07	0.73	5.99
269	138	15	189	0.18	0.47	2.71
270	123	77	111	0.31	0.19	6.41
271	196	24	167	0.46	0.63	5.87
272	106	200	108	0.57	0.22	2.77
273	141	154	142	0.50	0.44	6.89
274	103	183	60	0.58	0.99	6.97
275	89	155	87	0.78	0.41	2.62
276	27	12	48	0.21	0.57	3.22
277	34	168	158	0.15	0.85	2.18
278	198	133	194	0.64	0.06	3.17
279	69	94	61	0.77	0.14	6.36
280	181	165	81	0.66	0.34	1.62
281	171	14	38	0.99	0.34	3.98
282	28	110	35	0.43	0.92	6.17
283	160	129	26	0.23	0.31	2.34
284	133	14	142	0.66	0.05	5.69
285	91	155	86	0.71	0.67	6.83
286	26	176	57	0.33	0.28	5.30
287	57	107	165	0.99	0.68	1.47
288	158	188	48	0.44	0.65	7.45

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
289	5	57	203	0.38	0.99	1.95
290	171	56	68	0.96	0.33	6.30
291	39	6	57	0.27	0.92	3.61
292	4	102	85	1.00	1.00	2.21
293	2	187	90	0.74	0.10	0.63
294	152	125	71	0.35	0.48	2.72
295	183	12	62	0.06	0.09	7.15
296	112	127	111	0.02	0.54	0.14
297	200	91	53	0.63	0.60	0.08
298	23	116	30	0.11	0.80	6.68
299	114	158	114	0.29	0.48	4.96
300	29	107	101	0.46	0.74	3.72
301	104	3	161	0.01	0.68	6.70
302	138	188	21	0.51	0.60	5.52
303	73	134	84	0.50	0.93	3.19
304	28	70	21	0.91	0.66	4.36
305	64	47	193	0.66	0.41	3.02
306	58	49	57	0.02	0.11	4.81
307	84	164	142	0.97	0.89	4.56
308	97	138	85	0.65	0.97	1.27
309	127	77	22	0.74	0.70	2.69
310	48	28	114	0.55	0.10	2.39
311	188	179	21	0.28	0.05	1.12
312	34	32	125	0.82	0.38	3.65
313	157	106	194	0.48	0.33	5.55
314	95	103	53	0.84	0.93	7.36

ตารางที่ ง.4 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าต่ำสุด (λ_{min} ,
 μ_{min}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
315	57	154	201	0.57	0.48	0.89
316	179	15	129	0.60	0.79	4.47
317	135	171	77	0.94	0.16	6.09
318	153	28	197	0.20	0.52	5.21
319	94	166	132	0.56	0.68	2.44
320	28	148	131	0.80	0.75	0.26
321	41	165	173	0.75	0.79	6.95
322	83	64	122	0.80	0.61	6.45
323	75	82	119	0.09	0.83	0.48
324	124	117	105	0.87	0.67	2.15
325	40	79	43	0.63	0.11	7.24
326	135	163	89	0.15	0.48	6.19
327	194	86	12	0.46	0.81	7.19
328	21	73	178	0.88	0.98	3.24
329	76	134	181	0.82	0.60	3.74
330	182	76	69	0.61	0.20	2.44
331	62	100	103	0.06	0.71	0.00
332	95	136	129	0.10	0.74	6.37
333	139	60	189	0.12	0.76	3.31
334	150	82	47	0.16	0.60	1.03
335	76	173	10	0.78	0.33	1.94
336	164	57	142	0.91	0.09	2.22

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีว
มวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEV จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg})

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
1	143	22	98	74	7.5	10.0	10.1	12.1	1.2	4.8	2.3	0.64
2	104	110	195	129	5.3	2.22	8.81	22.5	0.1	1.7	7.0	3.53
3	38	194	30	156	6.6	3.23	5.84	14.0	1.8	3.4	6.9	10.0
4	18	100	71	86	9.1	13.6	12.7	14.5	1.2	5.1	4.2	9.82
5	24	42	157	12	0.1	13.6	5.45	5.45	1.2	0.8	7.1	10.2
6	120	203	193	59	4.4	1.02	9.83	18.9	0.7	0.6	3.1	7.87
7	142	194	202	75	9.5	10.9	3.4	27.9	3.1	3.0	4.3	8.12
8	140	79	87	66	2.3	9.3	19.5	29.6	3.7	4.5	0.3	11.7
9	29	124	53	171	8.8	2.21	12.9	20.7	0.8	2.9	0.7	2.53
10	168	142	148	159	5.9	6.42	14.5	24.5	0.6	2.0	1.3	1.95
11	95	80	31	37	3.7	8.74	15.5	7.25	0.6	5.1	1.9	6.76
12	60	132	148	145	5.2	8.50	12.1	16.6	2.5	1.2	4.1	1.68
13	53	152	150	202	7.8	2.94	9.03	4.40	2.0	4.1	3.3	8.23
14	194	31	87	28	8.8	3.22	9.48	17.2	2.8	0.8	6.3	5.46
15	142	144	82	83	1.0	6.38	11.1	1.46	2.6	2.4	6.8	3.56
16	123	190	196	109	8.0	8.97	1.01	8.35	1.4	2.8	7.2	8.29
17	76	22	5	78	3.9	0.93	1.05	5.33	1.5	1.7	4.5	2.39
18	93	134	149	34	0.8	4.54	6.96	12.3	1.9	4.0	3.9	8.98
19	134	46	80	178	5.2	14.4	11.4	12.0	3.0	4.7	1.9	3.21
20	150	116	152	124	0.5	12.5	0.37	23.1	2.8	2.9	0.7	0.64
21	119	105	110	8	0.4	3.44	17.6	15.8	3.8	0.2	2.9	3.88
22	174	78	84	86	6.4	2.19	14.8	24.7	3.8	1.7	4.8	6.41
23	88	24	55	203	7.8	5.55	11.5	5.89	0.1	4.0	2.0	3.50
24	40	101	195	36	0.0	7.70	13.4	12.5	0.5	5.3	5.2	1.39
25	86	158	23	140	8.5	9.74	19.2	16.9	1.1	5.7	5.2	5.99
26	36	28	97	35	1.4	9.94	11.6	20.7	2.8	11	5.9	0.46
27	70	189	23	31	9.0	2.39	2.09	19.0	2.2	2.1	4.0	1.70

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
28	78	97	92	97	1.1	13.3	9.21	24.3	2.6	5.2	6.5	3.56
29	175	17	63	135	9.7	3.66	7.96	19.3	0.0	3.9	6.9	11.7
30	55	140	35	170	9.2	12.9	15.8	0.17	2.1	4.9	0.1	2.02
31	55	48	85	101	7.2	2.34	16.0	9.62	1.5	5.6	4.0	10.5
32	181	124	195	28	1.4	6.68	8.43	2.77	1.8	1.5	4.5	2.37
33	17	111	169	52	6.1	7.40	0.02	21.1	0.5	4.8	6.2	3.57
34	19	83	48	49	6.5	11.0	6.63	28.0	3.7	1.8	1.8	7.95
35	150	64	166	50	3.2	13.9	7.16	0.55	2.5	2.7	4.4	6.49
36	169	113	71	102	0.1	13.1	13.6	15.9	3.0	1.0	5.7	11.7
37	193	182	164	33	5.2	10.9	13.4	18.0	3.1	2.9	3.0	5.7
38	154	114	102	62	9.2	14.4	3.2	14.7	1.1	5.1	1.6	9.9
39	154	86	18	134	0.8	6.6	5.8	13.6	1.6	4.9	5.0	1.4
40	197	104	148	87	6.9	11.6	17.4	21.7	3.0	1.0	6.8	4.7
41	140	163	192	41	1.2	7.6	14.7	29.6	2.0	1.5	5.2	5.6
42	12	138	68	185	3.2	5.8	8.8	7.9	2.2	1.7	3.1	4.0
43	86	12	68	170	2.9	2.4	15.2	5.5	2.6	1.6	5.5	3.1
44	18	36	79	116	2.2	4.8	18.6	26.1	3.3	2.4	1.7	2.8
45	162	169	158	84	8.7	1.9	11.8	16.3	2.5	0.8	0.7	11.6
46	31	58	187	78	1.4	6.7	19.4	15.2	1.4	4.4	2.6	2.0
47	97	167	168	124	2.7	5.2	15.9	7.5	2.7	0.4	2.6	4.7
48	62	121	145	99	7.3	6.4	8.1	24.9	3.4	4.1	6.8	2.9
49	112	108	172	159	0.3	7.0	6.1	22.9	2.7	2.3	2.9	9.0
50	94	97	99	134	5.1	11.6	3.7	11.7	0.8	0.8	1.6	11.3
51	9	29	25	83	9.9	9.7	5.9	3.8	2.5	3.5	6.3	10.1
52	2	46	97	121	0.7	7.5	0.9	7.9	0.2	2.0	1.8	11.6
53	36	156	103	201	4.9	11.4	4.2	20.3	0.1	4.1	6.4	6.0
54	32	39	146	178	2.0	8.2	16.1	10.4	0.6	5.5	2.0	9.6

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
55	36	98	166	191	4.2	14.4	7.4	28.2	3.0	5.4	6.8	4.3
56	62	161	193	174	9.4	3.4	3.6	15.3	2.1	0.2	6.6	6.4
57	103	50	88	112	5.8	2.4	5.2	17.8	0.4	0.8	4.1	9.8
58	148	63	203	34	6.8	1.0	0.4	18.2	3.5	2.0	1.0	4.1
59	199	176	106	82	5.8	9.5	0.9	22.8	2.7	1.8	4.0	7.3
60	35	58	112	187	3.6	11.8	18.7	26.4	0.7	4.0	1.5	7.8
61	64	88	52	46	7.5	10.1	13.6	26.6	0.6	2.0	0.3	8.8
62	74	129	130	22	3.7	13.4	10.2	15.0	0.1	3.4	4.1	5.0
63	117	38	9	19	3.6	6.2	16.1	20.2	1.3	1.9	7.3	0.5
64	99	154	116	160	1.9	4.4	16.7	28.7	3.6	5.4	4.6	9.7
65	122	124	26	81	4.9	3.7	4.8	1.2	2.0	2.0	2.2	4.1
66	43	198	174	13	0.2	11.6	0.1	6.5	1.6	5.5	4.1	1.8
67	186	101	116	159	6.3	0.5	7.8	8.3	3.5	5.1	3.9	3.2
68	92	47	64	11	9.5	7.0	6.7	13.7	3.2	3.7	0.3	8.9
69	85	196	61	21	2.3	2.2	9.7	23.5	0.4	0.5	4.6	9.2
70	107	31	79	50	7.8	13.5	10.9	10.9	0.5	5.5	1.3	2.9
71	109	65	67	100	2.9	1.7	19.4	5.9	1.2	3.9	2.2	0.8
72	20	116	113	170	2.9	4.4	4.2	19.7	2.0	3.3	7.2	8.1
73	101	12	136	8	3.3	2.2	1.1	24.4	1.5	3.0	5.1	5.1
74	109	72	160	91	9.1	9.0	0.9	13.5	1.7	4.3	3.2	10.4
75	34	105	120	151	8.3	4.9	6.6	13.1	0.1	1.9	3.9	3.6
76	124	165	112	112	7.5	5.3	2.6	12.1	1.7	3.0	6.5	3.8
77	37	89	177	180	1.0	6.3	1.3	0.1	2.6	5.3	2.9	5.1
78	92	19	152	168	7.5	5.1	3.4	28.4	1.5	1.9	6.1	0.6
79	17	125	106	131	0.5	11.4	0.2	26.0	2.4	1.9	1.0	3.4
80	137	22	78	72	3.2	2.9	9.4	6.4	1.8	4.5	5.3	3.0
81	54	93	87	131	1.3	6.5	2.4	7.9	0.9	2.0	1.2	6.6

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
82	41	116	99	52	0.2	7.6	18.2	1.7	2.2	1.7	7.2	0.4
83	117	119	33	36	2.8	6.2	18.0	1.6	1.3	0.0	4.1	10.0
84	165	173	113	7	5.3	9.2	18.3	15.2	0.9	1.4	2.6	1.6
85	153	146	53	17	4.1	3.2	12.0	12.2	0.2	1.3	1.2	10.4
86	37	130	56	200	7.0	11.5	18.8	13.7	0.4	5.5	7.6	2.5
87	55	10	187	28	6.4	9.5	17.2	17.5	3.2	1.3	4.2	1.5
88	87	87	190	112	3.0	11.2	12.0	0.7	0.9	4.7	5.5	1.7
89	85	118	72	62	4.5	5.6	17.2	12.1	2.7	0.9	1.4	10.0
90	180	77	39	87	1.4	2.0	4.3	4.0	1.8	1.0	6.0	10.8
91	9	171	163	92	2.4	7.9	9.4	26.8	0.7	5.5	3.9	7.5
92	12	83	10	72	7.2	14.1	10.6	6.2	1.5	0.3	2.1	3.5
93	91	23	31	13	3.6	1.4	14.9	5.7	0.9	2.9	2.7	10.8
94	124	196	127	99	0.1	11.8	1.3	4.2	0.7	5.3	0.8	6.0
95	192	175	135	79	5.7	8.3	5.6	17.6	2.6	4.2	2.5	11.7
96	34	83	28	159	4.1	8.7	18.7	28.1	3.7	3.1	3.1	3.7
97	38	25	73	63	9.8	4.5	17.5	21.0	3.4	4.2	2.9	2.6
98	198	132	174	119	2.6	8.5	17.0	16.4	2.2	5.7	6.0	10.0
99	30	41	145	101	4.7	2.9	13.3	22.0	0.5	5.1	7.0	0.4
100	172	32	178	86	9.5	3.1	4.8	14.3	1.9	2.9	0.3	0.2
101	141	74	13	58	0.6	4.5	5.4	16.7	0.2	2.2	2.2	2.7
102	161	46	12	150	3.4	1.6	11.5	18.5	3.7	1.6	3.9	4.4
103	195	160	84	100	9.8	5.6	10.3	9.5	1.8	5.0	4.5	7.6
104	42	47	41	95	5.1	8.7	18.4	26.7	2.8	3.8	7.2	11.4
105	104	26	202	173	1.7	0.2	7.3	19.6	2.7	5.8	4.2	0.0
106	60	19	10	166	2.1	12.2	6.8	22.9	1.4	4.0	1.9	4.2
107	30	191	107	4	1.4	5.9	2.1	25.1	2.4	3.5	3.6	8.3
108	34	30	96	37	6.5	8.8	3.0	4.5	1.3	5.6	4.8	4.5

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
109	28	52	59	9	9.8	13.6	19.4	9.5	2.8	2.3	3.9	9.2
110	121	162	127	100	4.9	2.6	3.9	28.6	2.4	3.2	3.4	4.7
111	97	121	149	143	3.5	5.2	12.9	24.4	3.6	3.5	7.0	0.1
112	113	131	161	174	6.6	7.1	15.7	29.3	3.4	5.8	2.9	10.8
113	189	114	41	43	2.4	4.6	14.3	11.1	1.8	5.6	3.6	4.0
114	130	174	36	118	2.0	3.1	6.7	14.6	3.2	5.0	3.6	0.8
115	126	35	166	63	0.9	1.7	13.6	4.8	2.2	0.2	6.0	8.4
116	184	63	14	49	5.0	3.0	0.5	21.3	3.9	4.8	4.9	10.5
117	104	142	43	16	5.5	1.9	7.3	3.2	1.9	1.3	3.5	11.1
118	180	138	9	59	4.6	12.4	2.6	20.2	1.4	4.4	5.2	4.3
119	58	131	13	80	0.1	5.2	2.9	14.9	1.0	4.5	3.1	2.0
120	52	154	71	10	5.8	0.5	19.3	12.9	3.6	4.1	1.4	11.5
121	56	62	35	26	9.6	9.3	12.1	22.1	0.5	1.7	5.4	8.8
122	64	153	67	178	1.4	7.7	1.4	21.2	2.3	2.3	3.1	11.5
123	115	138	91	200	4.1	14.8	5.2	11.0	1.5	0.6	1.3	11.3
124	157	119	185	165	7.7	9.1	2.9	2.5	3.0	0.2	2.5	3.8
125	5	112	58	117	1.6	5.9	4.5	28.1	3.6	3.1	4.7	5.3
126	102	130	95	21	7.0	1.2	6.2	18.5	3.6	3.8	0.2	10.8
127	196	65	13	13	9.9	6.1	10.7	4.2	3.1	5.5	1.7	11.6
128	158	78	86	142	1.1	7.2	11.8	21.6	3.3	2.8	4.3	9.5
129	107	57	140	60	3.4	0.2	7.6	8.7	2.2	0.5	0.9	10.5
130	129	80	87	160	5.3	11.3	14.3	24.4	2.1	0.8	0.6	6.7
131	155	138	100	81	7.4	4.7	0.7	2.0	3.0	4.8	6.8	10.0
132	57	195	172	107	7.2	6.3	9.2	22.0	0.0	0.7	7.0	4.4
133	97	63	26	82	9.2	9.7	8.3	27.8	1.7	3.6	1.2	7.8
134	3	94	48	138	6.9	10.8	14.9	5.4	0.8	2.2	3.6	9.5
135	35	90	80	205	2.7	0.7	1.5	20.2	0.5	4.8	0.1	1.2

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
136	121	136	116	130	9.4	10.4	3.6	18.0	2.2	2.2	2.7	0.2
137	15	200	59	123	6.4	4.5	14.8	8.0	1.6	4.8	7.4	3.0
138	5	39	10	93	4.8	4.3	9.0	15.4	1.1	2.4	6.4	6.2
139	142	70	188	84	5.9	1.0	3.2	24.3	2.7	0.1	5.1	11.4
140	5	126	69	152	4.0	6.2	9.3	1.9	0.1	5.7	1.2	0.1
141	72	135	153	60	6.4	10.1	15.4	24.2	1.3	2.1	2.1	2.3
142	2	115	102	108	0.9	5.4	10.7	24.6	0.1	1.6	0.2	7.2
143	148	117	76	32	4.4	13.1	19.4	16.8	2.7	2.4	4.8	10.0
144	15	73	50	117	4.9	7.2	18.7	21.7	0.8	5.0	6.8	0.2
145	59	171	150	56	7.8	11.9	11.8	23.8	1.3	3.2	3.5	6.9
146	11	116	96	86	4.9	7.4	17.7	11.6	1.7	3.2	1.8	3.7
147	149	129	148	163	0.4	8.1	6.4	19.6	3.9	0.6	6.2	1.6
148	111	184	90	69	2.5	3.3	8.2	3.3	3.2	5.0	0.5	4.2
149	129	143	115	113	7.9	5.4	6.5	25.6	3.7	2.5	3.6	5.6
150	196	27	46	150	5.5	12.8	12.2	25.1	2.9	2.3	7.5	6.3
151	146	200	97	59	7.5	4.6	13.9	16.6	3.5	1.0	7.3	5.2
152	192	46	158	13	0.3	2.9	10.3	1.1	2.3	1.1	4.8	8.9
153	191	28	38	199	8.3	6.8	18.0	6.0	3.1	2.1	2.6	11.3
154	198	70	118	13	2.9	3.9	9.7	6.4	3.5	4.0	3.8	5.5
155	7	22	6	10	7.4	6.2	19.2	10.8	1.1	2.1	6.4	5.3
156	25	110	92	160	1.3	13.3	4.7	15.3	2.4	2.1	6.6	9.8
157	29	60	143	192	5.4	5.1	15.4	18.6	3.3	3.7	5.5	8.9
158	70	102	198	138	1.4	5.0	1.0	10.9	0.8	0.3	3.0	4.2
159	185	118	69	88	6.9	11.4	16.0	15.7	0.9	2.0	6.7	7.9
160	195	59	40	91	5.2	2.6	15.1	12.1	2.9	2.6	3.8	6.2
161	191	8	135	131	0.1	0.5	4.8	17.7	2.9	5.8	5.0	1.1
162	150	97	75	70	8.3	7.6	18.8	16.6	1.2	4.1	0.1	3.3

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
163	43	77	188	94	9.8	8.2	0.1	15.0	0.1	0.2	5.4	1.7
164	143	114	133	69	1.4	11.0	0.9	11.6	0.7	4.1	7.1	6.1
165	43	32	187	179	5.5	5.9	2.0	29.7	2.5	3.2	2.5	8.6
166	76	17	126	169	3.7	5.8	17.8	26.7	1.3	3.2	4.7	8.5
167	61	173	160	41	6.0	1.3	1.3	8.5	0.9	0.7	6.9	1.6
168	30	158	34	29	1.7	5.7	0.9	0.9	2.8	2.5	0.9	2.6
169	138	130	120	132	9.5	4.8	4.8	12.8	2.5	5.1	1.5	2.7
170	83	196	82	94	7.2	13.8	15.3	28.4	0.6	3.9	6.1	2.3
171	156	41	149	151	3.5	12.3	8.0	17.5	1.9	0.2	6.4	2.0
172	29	33	187	113	0.2	6.6	8.3	2.3	2.4	4.3	1.0	3.7
173	93	43	158	166	5.8	11.6	7.9	22.8	0.0	1.2	3.0	5.6
174	35	144	25	60	4.1	10.2	8.7	28.4	1.7	3.4	4.4	10.9
175	93	48	21	71	7.7	13.1	6.3	28.9	2.7	1.4	2.9	4.3
176	202	161	169	197	3.2	11.4	16.3	21.6	0.8	0.5	3.1	4.3
177	56	183	13	60	6.9	12.8	1.4	28.7	2.4	3.5	7.4	8.3
178	181	68	170	31	2.8	6.0	8.2	21.4	0.2	4.5	7.6	6.6
179	55	23	187	76	6.0	4.3	8.6	29.5	3.3	4.5	4.6	4.1
180	62	169	86	155	3.5	14.5	3.7	5.2	1.3	2.2	2.4	1.9
181	157	118	66	146	3.5	6.3	16.8	9.0	2.3	4.3	3.8	10.7
182	130	76	145	146	6.0	11.0	16.3	9.6	3.4	1.5	4.8	1.4
183	125	46	59	166	4.7	1.3	11.8	25.4	2.5	4.0	2.7	5.3
184	171	164	165	15	1.4	2.8	12.5	24.8	1.7	3.1	3.6	5.9
185	28	79	16	24	6.3	4.6	6.3	24.5	3.4	1.4	2.7	6.3
186	153	163	52	104	2.7	11.6	6.1	3.7	3.5	0.6	0.8	3.1
187	73	74	15	182	1.4	10.4	1.6	0.4	0.6	2.1	0.3	9.3
188	171	102	185	149	5.8	9.6	4.0	20.8	2.9	2.0	5.0	2.4
189	95	99	67	21	5.5	5.0	12.5	28.7	1.8	2.9	3.2	4.2

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
190	10	202	203	201	8.4	2.3	11.6	12.1	3.2	4.3	6.5	4.4
191	175	203	82	104	2.6	9.2	10.4	24.8	1.0	4.8	4.6	1.2
192	196	102	156	82	1.5	7.5	11.6	8.5	2.1	1.0	3.9	3.4
193	129	4	20	21	3.9	10.2	17.8	21.5	3.1	5.3	1.3	5.1
194	67	198	156	28	2.9	5.1	9.9	21.0	3.4	5.2	2.0	4.0
195	143	95	116	5	8.5	7.5	6.1	13.1	1.4	3.9	2.2	10.3
196	67	34	75	155	1.5	9.1	14.9	13.7	0.9	1.3	5.3	1.5
197	77	87	149	202	0.9	2.0	1.4	26.0	3.1	2.7	2.1	0.9
198	89	16	122	97	0.9	11.3	3.4	20.8	2.7	2.3	1.3	0.9
199	167	37	50	48	7.6	8.8	4.1	19.5	1.6	5.3	1.5	5.7
200	89	9	173	81	3.0	12.5	13.2	19.8	1.8	3.3	2.5	0.0
201	163	8	29	177	2.8	11.9	17.7	23.8	3.3	5.4	3.5	1.3
202	106	102	101	137	7.8	7.7	6.6	5.1	3.0	4.6	6.8	1.9
203	10	67	37	43	6.5	7.7	15.8	13.5	0.7	0.1	4.2	3.4
204	179	5	161	72	2.3	0.7	2.1	8.8	0.9	5.6	3.9	2.5
205	100	12	34	19	3.6	7.4	15.9	28.8	1.3	1.7	5.4	1.7
206	39	26	56	109	2.6	7.8	8.9	2.4	0.3	0.4	2.7	0.2
207	161	58	86	193	8.1	3.6	19.5	22.0	3.1	5.5	1.7	10.2
208	110	157	134	88	4.0	0.7	4.9	17.6	0.2	5.5	5.9	2.0
209	70	10	8	179	5.6	8.3	14.2	18.8	1.7	2.8	0.4	0.0
210	54	126	81	47	2.9	14.8	0.8	21.2	2.2	2.0	4.4	9.3
211	117	199	63	46	8.2	12.3	0.9	28.0	0.8	2.3	0.8	9.0
212	133	91	192	167	7.2	5.7	2.3	3.0	0.6	3.5	4.7	7.5
213	149	132	81	132	8.4	1.7	16.9	29.8	2.4	1.4	2.9	4.3
214	36	52	126	204	6.4	14.6	18.8	25.7	2.6	1.9	2.2	9.0
215	164	56	143	201	8.1	8.9	1.0	27.5	0.5	2.7	3.4	8.8
216	122	65	122	28	9.8	11.6	8.2	8.7	2.1	3.5	1.3	7.0

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
217	187	8	196	13	4.1	8.0	15.1	17.1	2.8	3.9	6.0	1.7
218	33	110	189	78	3.1	12.6	8.0	20.5	2.8	4.1	4.4	10.5
219	198	38	182	118	2.0	10.8	5.2	18.8	2.7	5.2	4.1	1.5
220	172	135	102	114	7.2	4.2	11.8	10.9	0.9	2.5	1.8	9.3
221	118	161	164	136	3.2	5.4	7.3	27.6	1.5	1.2	2.2	3.0
222	161	143	115	133	0.6	11.0	4.5	3.7	3.6	1.1	7.1	9.6
223	124	22	140	49	5.5	2.2	17.0	10.8	1.0	1.8	2.2	8.9
224	163	4	185	84	0.7	10.7	14.3	19.0	0.7	1.9	1.8	5.8
225	163	21	45	34	5.7	8.4	8.9	18.6	2.9	5.2	0.7	9.9
226	80	150	140	29	3.0	7.5	16.7	11.7	3.1	1.8	3.3	4.5
227	105	107	82	113	8.0	6.7	10.3	20.9	1.8	5.1	5.5	7.5
228	123	14	133	137	8.5	6.6	6.0	19.6	0.6	1.7	5.4	1.8
229	59	27	154	64	6.6	12.2	12.1	16.0	3.7	2.5	0.5	7.3
230	199	191	69	154	8.5	10.4	12.8	8.3	3.6	1.4	0.6	9.2
231	55	12	133	32	0.6	10.0	13.6	19.2	1.1	1.9	7.0	0.0
232	2	62	132	192	3.4	6.2	11.5	14.7	3.5	5.1	7.1	6.0
233	29	26	195	198	5.3	13.4	7.9	26.2	1.9	2.4	5.5	1.6
234	93	154	129	6	9.7	7.1	17.4	0.2	3.1	0.1	6.2	8.7
235	125	152	54	136	8.5	14.6	9.7	8.2	1.5	3.3	6.5	8.3
236	59	168	199	146	8.7	3.3	4.3	5.4	3.7	4.6	0.9	1.0
237	199	53	66	93	2.2	8.6	11.8	1.9	2.1	0.2	7.1	2.9
238	59	76	31	199	2.4	2.0	18.3	13.9	0.5	3.9	5.0	11.6
239	165	150	108	189	6.7	3.2	17.9	2.4	1.3	3.3	3.7	8.1
240	182	142	18	168	7.0	7.2	7.3	25.9	2.6	3.6	3.1	11.3
241	91	158	136	116	4.3	6.0	11.2	15.2	3.4	1.2	3.3	4.9
242	9	187	180	117	3.1	13.1	16.3	23.2	2.1	2.4	1.2	3.8
243	52	30	74	125	4.9	9.4	9.0	28.9	3.6	4.6	3.1	8.9

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
244	136	88	43	14	1.9	8.1	17.4	10.3	1.6	4.5	2.7	8.9
245	59	132	18	165	8.3	2.1	18.9	3.4	2.8	3.9	0.5	2.1
246	126	197	202	134	6.7	5.8	8.0	29.2	2.9	3.6	0.2	3.9
247	11	144	80	35	0.0	6.6	1.0	18.2	2.8	3.3	4.3	9.6
248	3	62	178	25	2.9	4.0	4.2	2.2	1.0	0.1	6.2	1.9
249	108	91	147	192	8.0	14.0	16.9	22.1	0.9	2.4	2.1	0.1
250	114	194	11	21	5.1	2.9	17.8	19.8	2.0	1.4	0.7	1.0
251	87	47	101	190	7.7	9.1	16.3	27.7	3.6	2.1	4.6	5.2
252	57	134	198	196	8.0	5.0	13.1	4.1	2.5	3.8	5.9	8.9
253	45	189	79	8	5.9	7.3	14.4	13.6	2.7	2.9	1.3	8.5
254	79	26	70	46	1.4	11.8	11.3	9.9	1.4	0.1	3.9	1.1
255	55	150	176	9	5.4	7.0	15.6	9.9	2.3	0.5	4.4	3.3
256	29	66	36	124	8.8	4.2	0.7	21.3	3.4	5.3	3.3	6.2
257	143	178	69	75	4.0	0.0	5.1	26.8	1.5	4.2	5.3	10.1
258	108	38	113	152	9.5	7.0	13.3	13.0	0.7	1.7	3.7	7.1
259	34	144	146	74	7.9	3.1	18.7	0.1	2.0	2.1	6.9	3.0
260	22	147	58	12	6.2	9.6	10.7	5.0	3.5	3.0	3.5	9.0
261	25	151	46	41	2.3	5.6	8.2	22.8	2.1	1.2	3.1	0.8
262	202	167	123	143	0.3	12.5	5.6	18.6	0.9	1.8	3.0	5.2
263	118	107	82	105	5.5	8.4	5.2	15.6	1.4	1.5	0.8	3.8
264	170	101	191	62	5.5	3.3	18.6	18.0	0.1	1.2	7.6	9.5
265	160	173	93	125	5.3	14.7	15.9	20.8	2.9	2.5	7.0	8.8
266	137	107	136	36	8.7	14.3	9.0	2.8	0.4	1.1	0.4	3.4
267	41	29	20	153	9.4	13.5	5.4	21.4	3.1	4.4	4.8	3.0
268	44	44	175	71	6.1	9.3	1.5	5.0	3.8	0.2	4.9	9.9
269	10	150	56	165	5.4	2.2	3.3	21.6	2.5	1.6	0.9	0.8
270	173	91	83	172	2.2	2.9	19.5	17.5	2.6	4.1	6.4	6.4

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
271	61	138	148	80	7.3	10.4	5.9	6.1	1.5	4.0	2.8	4.1
272	73	114	46	199	8.6	9.6	16.1	6.9	3.6	0.6	6.3	3.3
273	2	164	150	91	0.1	1.5	17.4	23.7	3.1	2.4	5.8	0.6
274	114	126	38	141	1.0	1.7	15.2	26.1	3.6	1.1	6.1	5.3
275	62	40	74	196	4.3	2.8	12.5	20.9	3.5	3.4	0.4	3.9
276	61	25	104	81	6.9	5.5	11.1	8.7	3.1	4.5	3.9	9.6
277	53	172	54	160	1.2	7.3	16.3	29.2	2.1	2.4	2.0	4.1
278	164	179	9	131	5.6	12.1	7.4	11.1	3.4	5.5	5.8	3.2
279	62	147	99	159	2.3	7.1	19.0	1.3	3.4	0.1	1.8	1.0
280	16	16	116	68	9.4	5.7	6.0	5.3	1.5	4.0	4.5	3.1
281	140	145	201	12	9.1	6.2	13.1	21.6	1.0	5.1	4.9	8.6
282	146	142	141	176	9.4	10.0	9.9	13.7	1.7	2.9	7.6	6.3
283	26	154	189	101	1.1	10.6	14.0	4.3	0.8	0.7	2.5	0.3
284	93	102	174	118	5.4	14.6	3.9	29.7	2.7	3.6	6.2	9.1
285	99	42	141	139	6.3	10.4	7.2	19.3	3.7	1.1	6.0	2.4
286	159	33	10	124	2.9	2.3	11.7	26.3	3.0	1.4	7.3	1.2
287	70	119	202	7	6.6	9.5	1.0	21.4	2.8	0.4	6.4	8.9
288	106	48	135	105	8.8	3.1	14.0	22.6	1.7	1.3	2.1	10.6
289	3	37	147	20	1.1	8.1	12.6	10.3	2.4	5.4	4.6	6.8
290	202	165	200	138	4.8	3.4	4.8	17.4	2.5	0.6	3.0	0.8
291	45	136	107	136	9.1	13.0	8.1	18.6	2.2	0.0	7.5	8.4
292	23	116	153	106	8.6	0.3	14.0	15.1	2.9	5.1	4.8	6.0
293	1	103	64	16	2.7	7.8	2.5	22.4	0.2	3.6	2.2	8.3
294	8	160	38	70	4.7	9.0	6.8	2.4	1.1	0.9	5.5	4.9
295	140	46	10	40	8.6	14.2	7.1	5.5	1.5	0.7	1.9	5.3
296	27	177	68	148	1.3	13.3	14.2	25.3	2.1	0.5	1.9	5.1
297	57	145	159	46	8.0	2.2	14.4	0.5	1.3	3.4	6.8	4.0

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
298	130	125	7	189	4.4	7.9	16.4	2.7	1.3	4.2	0.7	2.6
299	56	194	88	61	5.7	8.3	2.3	25.3	2.5	1.6	3.8	2.7
300	38	79	70	89	4.4	4.5	17.7	18.6	2.2	3.4	6.0	9.8
301	50	60	156	142	1.6	10.0	0.1	12.6	1.7	2.1	5.0	0.4
302	57	157	179	29	6.9	13.6	11.3	18.4	2.7	4.5	1.0	11.2
303	100	23	6	123	2.7	1.5	14.1	26.8	0.1	5.6	0.1	6.2
304	77	9	83	123	1.8	3.8	9.4	23.3	0.4	0.7	0.5	2.3
305	79	177	185	183	7.3	0.9	16.9	14.7	3.5	3.1	0.9	0.6
306	170	186	63	204	3.3	9.7	7.1	14.4	0.9	4.9	5.0	5.3
307	179	19	73	8	1.7	0.9	9.1	29.4	2.4	1.5	3.1	10.2
308	135	142	32	52	0.9	1.6	17.0	29.6	3.7	3.0	4.0	1.7
309	95	112	55	154	9.7	11.6	13.7	0.5	1.1	0.7	1.6	1.6
310	192	84	84	54	9.5	8.2	3.3	17.2	0.3	0.4	2.3	11.4
311	37	69	25	24	2.6	8.0	8.5	9.7	2.3	3.6	1.0	9.3
312	127	193	170	118	6.1	12.1	4.7	29.4	2.3	2.8	3.8	3.6
313	158	108	195	165	5.3	9.7	8.8	15.7	3.3	0.6	1.5	1.1
314	17	34	94	23	9.3	11.4	11.3	2.9	2.2	3.1	4.9	2.5
315	174	201	77	48	9.5	7.6	4.9	27.7	0.3	1.3	6.9	5.1
316	126	147	9	46	3.2	11.8	15.3	9.4	2.9	0.8	0.8	2.7
317	41	180	88	65	5.8	9.7	5.0	17.2	1.7	3.6	1.5	5.8
318	75	75	7	67	9.4	9.2	7.0	23.3	1.1	5.8	1.3	8.6
319	40	23	85	101	9.2	10.9	7.4	10.9	2.2	4.8	2.4	6.7
320	165	80	20	178	3.0	13.8	12.3	22.3	0.6	2.2	7.6	2.8
321	182	143	167	9	9.6	12.4	2.8	0.6	1.2	2.1	0.3	8.5
322	2	202	100	148	6.0	1.0	6.3	8.9	3.6	3.1	0.9	10.0
323	61	59	171	76	2.5	9.8	8.6	13.6	2.4	2.0	2.4	10.5
324	62	157	96	136	9.6	8.9	5.2	23.7	0.0	1.6	4.0	11.3

ตารางที่ ง.5 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} , μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	325	65	154	23	109	4.7	8.1	16.7	24.7	2.6	3.7	3.6
326	53	152	10	37	6.6	14.3	0.3	8.0	1.6	3.5	3.5	5.9
327	75	122	67	145	5.7	9.6	13.8	29.7	2.6	4.9	0.1	10.1
328	46	182	44	161	1.7	11.1	6.9	9.0	1.9	0.6	7.3	9.9
329	86	167	51	13	9.6	3.8	12.5	28.2	2.9	1.3	0.1	1.9
330	149	93	64	193	2.2	4.5	4.8	20.5	2.5	5.8	3.7	0.6
331	189	112	84	143	5.1	5.9	9.1	15.6	0.7	3.0	5.8	5.0
332	179	146	14	202	9.5	2.5	4.6	12.1	3.3	1.0	7.2	0.8
333	200	115	171	54	5.6	13.9	12.8	12.5	1.1	4.2	7.5	11.6
334	67	123	197	102	9.2	1.4	6.8	4.3	0.1	4.0	6.8	2.3
335	162	42	37	121	2.6	5.5	3.3	7.5	2.1	5.5	4.2	3.2
336	90	200	11	63	1.5	3.2	13.1	23.1	2.6	3.7	6.1	0.1

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าเฉลี่ย (σ_{avg} , ρ_{avg})

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
	1	10	176	46	0.91	0.66
2	178	150	113	0.21	0.55	3.02
3	46	51	35	0.22	0.22	7.27
4	157	51	176	0.29	0.02	6.11
5	51	119	50	0.89	0.76	0.18
6	79	51	194	0.49	0.01	6.04
7	51	159	88	0.41	0.59	2.31
8	86	78	159	0.16	0.11	1.02
9	51	175	96	0.69	0.08	5.40

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกำลังเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
	10	19	51	154	0.31	0.90
11	51	144	76	0.26	0.91	2.58
12	170	157	195	0.56	0.21	1.17
13	74	51	84	0.35	0.59	3.74
14	51	203	187	0.46	0.32	5.29
15	18	134	79	0.78	0.80	3.33
16	51	181	109	0.35	0.96	0.91
17	189	51	92	0.62	0.16	0.78
18	30	87	205	0.49	0.52	5.15
19	70	61	136	0.87	0.69	0.52
20	51	12	91	0.43	0.90	4.40
21	80	178	47	0.03	0.16	6.03
22	71	148	128	0.63	0.37	1.45
23	150	139	23	0.25	0.27	2.04
24	200	51	28	0.93	0.15	0.22
25	39	51	194	0.75	0.21	1.20
26	51	119	44	0.12	0.19	2.60
27	108	51	80	0.76	0.60	3.52
28	51	94	42	0.71	0.06	0.08
29	117	51	4	0.98	0.83	0.62
30	51	164	125	0.07	0.94	5.94
31	51	197	203	0.16	0.53	4.26
32	51	102	10	0.70	0.47	2.99
33	182	51	119	0.01	0.57	3.42
34	35	51	81	0.82	0.51	5.24
35	51	41	64	0.40	0.43	1.16

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกค่าเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
36	43	118	190	0.84	0.36	5.70
37	29	28	73	0.06	0.13	6.10
38	126	99	140	0.04	0.92	7.16
39	15	51	80	0.96	0.41	1.87
40	51	176	48	0.67	0.06	1.98
41	67	51	169	0.58	0.38	4.74
42	118	52	37	0.10	0.94	0.63
43	51	95	141	0.13	0.38	7.38
44	51	202	83	0.65	0.88	7.33
45	175	10	12	0.46	0.22	6.35
46	51	187	53	0.39	0.58	2.63
47	43	96	143	0.08	0.66	0.14
48	125	51	12	0.33	0.18	4.33
49	51	115	175	0.31	0.31	6.01
50	51	87	38	0.41	0.86	5.35
51	132	74	63	0.88	0.86	4.52
52	176	51	43	0.92	0.37	3.93
53	153	51	54	0.51	0.66	6.41
54	51	158	188	0.79	0.41	1.76
55	142	78	83	0.49	0.46	1.77
56	118	176	98	0.37	0.99	5.86
57	194	64	5	0.11	0.12	4.75
58	51	140	90	0.24	0.59	4.26
59	51	86	13	0.22	0.87	5.74
60	51	192	35	0.54	0.87	1.19
61	163	51	33	0.04	0.50	3.96

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกำลังเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
62	51	96	4	0.41	0.77	2.21
63	51	56	101	0.60	0.26	3.67
64	51	180	20	0.27	0.86	0.90
65	184	199	140	0.73	0.19	4.29
66	125	102	136	0.35	0.35	5.14
67	51	194	5	0.62	0.25	7.04
68	51	182	63	0.58	0.07	6.13
69	15	49	135	0.24	0.84	5.02
70	62	51	25	0.03	0.64	1.98
71	100	78	40	0.39	0.20	2.55
72	51	176	5	0.64	0.04	2.77
73	87	28	51	0.69	0.20	0.25
74	88	51	121	0.59	0.88	0.78
75	156	75	151	0.67	0.23	0.03
76	51	101	98	0.16	0.32	1.40
77	86	197	51	0.47	0.35	0.23
78	51	4	79	0.87	0.57	6.24
79	130	32	51	0.80	0.62	0.10
80	168	77	45	0.17	0.70	2.65
81	148	51	59	0.64	0.42	2.90
82	153	51	146	0.92	0.44	5.37
83	51	2	109	0.11	0.41	0.28
84	190	30	51	0.13	0.26	0.46
85	203	51	79	0.36	0.64	0.57
86	168	122	32	0.59	0.92	4.54
87	16	119	110	0.25	0.44	5.34

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกค่าเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
88	51	184	16	0.35	0.74	3.74
89	170	53	182	0.18	0.92	5.86
90	14	132	122	0.48	0.93	6.18
91	13	51	76	0.46	0.60	3.38
92	70	30	127	0.65	0.17	7.44
93	10	51	63	0.84	0.72	6.86
94	172	18	51	0.38	0.75	0.71
95	36	51	102	0.82	0.15	2.56
96	163	51	76	0.73	0.57	0.90
97	28	116	56	0.25	0.97	0.35
98	2	174	200	0.67	0.65	2.24
99	123	148	51	0.88	0.31	0.76
100	51	73	200	0.36	0.49	0.42
101	51	24	79	0.39	0.23	1.69
102	51	131	25	0.51	0.63	6.32
103	87	2	118	0.89	0.41	7.19
104	51	121	193	0.47	0.68	0.11
105	51	154	182	0.41	0.67	3.25
106	51	115	199	0.11	0.43	3.14
107	189	148	51	0.52	0.11	0.07
108	70	174	139	0.51	0.47	3.16
109	78	51	72	0.02	0.34	0.10
110	194	51	146	0.20	0.84	4.00
111	51	26	123	0.42	0.43	5.98
112	37	51	160	0.66	0.13	3.50
113	189	51	97	0.29	0.65	4.69

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกำลังเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
114	51	107	112	0.18	0.02	4.40
115	29	51	188	0.05	0.85	5.07
116	108	131	75	0.16	0.62	4.63
117	51	132	86	0.31	0.83	0.76
118	51	156	79	0.48	0.42	4.07
119	51	173	96	0.54	0.38	4.19
120	63	196	148	0.03	0.84	1.97
121	51	132	7	0.61	0.43	0.94
122	51	169	122	0.50	0.38	1.29
123	51	62	146	0.27	0.72	5.76
124	82	107	147	0.97	0.91	6.23
125	31	126	172	0.40	0.52	3.39
126	30	61	192	0.56	0.89	2.67
127	151	51	64	0.98	0.33	5.42
128	51	100	36	0.71	0.34	4.70
129	159	51	158	0.37	0.61	7.13
130	190	89	51	0.20	0.95	0.06
131	51	202	128	0.75	0.11	3.92
132	51	144	82	0.71	0.89	1.71
133	153	113	53	0.25	0.93	1.89
134	56	51	205	0.58	0.35	3.84
135	29	51	169	0.18	0.83	2.52
136	162	195	192	0.06	0.46	1.78
137	51	178	126	0.61	0.19	6.42
138	126	51	107	0.22	0.51	4.99
139	176	116	91	0.44	0.29	4.68

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกค่าเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
140	51	41	12	0.28	0.71	4.28
141	129	20	4	0.58	0.70	4.30
142	128	51	31	0.53	0.73	0.20
143	51	6	147	0.24	0.13	2.52
144	171	5	50	0.69	0.85	7.15
145	196	42	51	0.56	0.31	0.62
146	51	97	37	0.85	0.88	6.52
147	51	62	73	0.42	0.17	3.45
148	93	40	51	0.16	0.03	0.37
149	168	51	109	0.81	0.67	3.80
150	181	153	169	0.10	0.06	2.78
151	183	143	100	0.95	0.54	4.25
152	50	93	93	0.22	0.41	2.44
153	24	51	122	0.04	0.34	4.43
154	51	189	122	0.54	0.50	1.21
155	51	49	67	0.64	0.23	0.87
156	51	57	164	0.62	0.51	3.13
157	156	180	166	0.58	0.75	1.67
158	2	93	135	0.86	0.83	5.93
159	94	143	120	0.51	0.50	4.43
160	51	74	160	0.58	0.68	0.91
161	51	116	196	0.41	0.12	6.45
162	71	11	117	0.28	0.99	5.60
163	185	51	93	0.20	0.15	4.27
164	142	51	62	0.32	0.21	3.76
165	164	181	178	0.38	0.13	4.58

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกค่าเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
166	51	195	122	0.36	0.76	5.94
167	136	51	60	0.02	0.69	2.95
168	177	189	16	0.22	0.19	6.77
169	35	60	116	0.34	0.98	4.23
170	7	51	205	0.21	0.10	6.53
171	75	117	33	0.21	0.76	1.65
172	89	51	59	0.38	0.43	5.40
173	5	111	91	0.23	0.66	2.43
174	51	51	115	0.38	0.14	3.84
175	93	51	135	0.52	0.54	1.81
176	81	51	105	0.93	0.22	3.81
177	167	51	188	0.65	0.20	5.54
178	51	203	94	0.56	0.32	5.45
179	51	48	185	0.48	0.14	1.77
180	51	82	36	0.47	0.21	4.44
181	60	51	97	0.93	0.42	3.64
182	51	17	103	0.48	0.49	0.29
183	120	8	58	0.29	0.29	3.62
184	84	51	190	0.53	0.16	2.11
185	127	197	189	0.36	0.84	2.93
186	51	66	163	0.09	0.82	2.24
187	51	128	79	0.04	0.07	3.98
188	64	123	77	0.42	0.76	2.74
189	51	154	150	0.80	0.68	2.52
190	21	51	152	0.91	0.04	2.28
191	179	106	55	0.33	0.53	2.84

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอค่าเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
192	94	17	24	0.90	0.28	4.33
193	51	9	15	0.78	0.46	4.31
194	179	13	144	0.43	0.75	4.59
195	173	51	126	0.76	0.55	5.19
196	176	51	168	0.95	0.02	5.26
197	51	78	55	0.47	0.98	0.13
198	53	151	121	0.06	0.58	2.32
199	147	68	150	0.23	0.10	5.86
200	5	51	92	0.81	0.42	1.01
201	51	58	149	0.08	0.73	0.23
202	51	103	103	0.40	0.09	5.06
203	135	155	205	0.43	0.33	2.97
204	167	51	173	0.62	0.23	5.37
205	176	51	138	0.57	0.50	7.22
206	17	201	186	0.29	0.89	2.35
207	51	144	62	0.08	0.96	3.70
208	51	162	107	0.74	0.93	0.38
209	85	51	162	0.26	0.55	6.57
210	51	180	156	0.48	0.61	1.28
211	7	51	190	0.03	0.03	2.77
212	51	55	192	0.54	0.03	2.06
213	86	44	169	0.82	0.97	0.75
214	114	151	87	0.83	0.08	7.13
215	34	98	199	0.47	0.35	5.12
216	177	48	92	0.87	0.23	0.13
217	187	121	31	0.67	0.53	5.67

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกค่าเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
218	26	51	186	0.54	0.61	2.62
219	23	89	129	0.67	0.50	6.18
220	203	3	51	0.37	0.49	0.13
221	202	173	139	0.56	0.35	6.06
222	51	92	91	0.54	0.92	0.54
223	67	10	19	0.69	0.90	5.61
224	51	18	29	0.06	0.95	1.67
225	51	28	39	0.52	0.80	4.57
226	8	84	26	0.74	0.71	1.19
227	36	92	91	0.36	0.10	2.76
228	160	105	122	0.41	0.03	5.73
229	51	95	96	0.18	0.20	4.50
230	83	180	87	0.68	0.67	3.76
231	135	132	161	0.33	0.58	4.38
232	8	51	30	0.49	0.65	1.54
233	51	43	6	0.41	0.74	5.28
234	35	51	82	0.26	0.40	2.15
235	182	119	51	0.15	0.91	0.55
236	180	52	83	0.66	0.99	1.51
237	53	51	91	0.39	0.22	6.80
238	51	140	38	0.41	0.04	2.72
239	28	143	51	0.32	0.46	0.68
240	165	94	184	0.36	0.73	6.51
241	135	51	191	0.08	0.17	0.51
242	51	55	200	0.46	0.88	6.34
243	67	51	8	0.04	0.30	3.34

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกำลังเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
244	197	32	7	0.59	0.15	6.43
245	51	125	199	0.10	0.34	6.52
246	91	51	164	0.94	0.80	1.41
247	131	134	48	0.05	0.01	6.83
248	194	51	90	0.82	0.55	3.58
249	51	25	163	0.46	0.11	2.08
250	51	75	177	0.52	0.74	7.27
251	104	51	46	0.35	0.86	2.55
252	27	147	170	0.71	0.07	3.10
253	37	51	94	0.10	0.62	3.44
254	51	129	204	0.15	0.93	3.79
255	96	167	51	0.83	0.85	0.33
256	148	16	193	0.39	0.63	0.46
257	51	142	142	0.25	0.88	3.94
258	105	31	191	0.89	0.55	6.78
259	127	51	109	0.48	0.50	6.75
260	129	95	49	1.00	0.32	5.40
261	111	94	138	0.59	0.56	7.21
262	76	15	199	0.87	0.58	4.57
263	51	196	24	0.50	0.44	1.91
264	90	51	151	0.76	0.38	4.79
265	51	16	119	0.19	0.01	0.52
266	176	51	21	0.01	0.01	5.67
267	100	156	24	0.77	0.89	0.76
268	85	86	41	0.58	0.93	0.82
269	51	62	203	0.49	0.68	3.49

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกค่าเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
270	26	101	51	0.66	0.44	0.52
271	51	37	121	0.16	0.88	0.73
272	86	51	29	0.82	0.88	0.54
273	51	196	17	0.32	0.01	4.55
274	188	189	188	0.77	0.71	4.95
275	79	51	93	0.95	0.32	4.29
276	19	72	161	0.01	0.70	1.39
277	93	181	12	0.60	0.50	3.06
278	51	66	71	0.70	0.93	0.64
279	51	114	174	0.10	0.78	1.69
280	44	143	73	0.68	0.56	3.78
281	23	51	202	0.04	0.45	5.90
282	51	144	155	0.68	0.49	0.44
283	51	190	53	0.58	0.15	0.21
284	105	51	188	0.03	0.52	1.82
285	180	51	83	0.67	0.84	1.02
286	51	87	133	0.58	0.53	4.15
287	76	67	174	0.93	0.90	1.57
288	51	87	85	0.50	0.83	4.91
289	139	51	187	0.53	0.41	3.68
290	51	117	144	0.42	0.41	3.31
291	89	27	111	0.04	0.88	6.72
292	51	189	199	0.13	0.96	4.22
293	162	51	150	0.43	0.41	3.38
294	51	48	114	0.47	0.88	4.00
295	47	51	38	0.30	0.19	5.15

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกำลังเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
296	176	58	118	0.29	0.17	2.74
297	77	51	133	0.70	0.76	0.76
298	18	177	51	0.90	0.88	0.82
299	51	139	181	0.81	0.23	2.34
300	51	57	202	0.01	0.51	1.63
301	13	184	63	0.74	0.58	5.93
302	16	43	24	0.05	0.63	0.89
303	91	182	127	0.95	0.58	2.97
304	151	156	144	0.48	0.74	5.61
305	51	136	66	0.80	0.19	0.23
306	194	51	45	0.43	0.72	6.62
307	51	22	170	0.39	0.53	3.66
308	133	51	74	0.38	0.51	5.53
309	51	131	65	0.25	0.88	5.95
310	85	179	167	0.68	0.65	0.24
311	4	97	107	0.57	0.02	4.78
312	51	164	133	0.38	0.95	3.96
313	146	162	178	0.32	0.87	4.37
314	49	108	66	0.05	0.81	4.22
315	51	56	73	0.48	0.46	5.47
316	15	12	112	0.60	0.10	6.72
317	19	81	120	0.10	1.00	4.06
318	51	188	23	0.50	0.99	1.27
319	197	51	94	0.22	0.71	1.07
320	199	51	178	0.28	0.82	1.27
321	51	94	98	0.40	0.19	2.86

ตารางที่ ง.6 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
พลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าเฉลี่ย (λ_{avg} ,
 μ_{avg}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
	322	16	85	128	0.26	0.40
323	51	137	177	0.82	0.67	0.08
324	27	81	127	0.21	0.20	6.48
325	66	171	70	0.11	0.42	3.44
326	147	51	133	0.50	0.47	4.71
327	3	51	173	0.85	0.50	5.88
328	27	51	93	0.97	0.11	7.29
329	138	151	24	0.15	0.50	2.76
330	160	49	51	0.16	0.87	0.41
331	12	67	32	0.36	0.20	4.77
332	30	29	65	0.12	0.42	5.79
333	175	51	32	0.31	0.56	6.67
334	53	51	33	0.62	0.31	4.19
335	159	159	74	0.14	0.17	5.31
336	51	55	56	0.34	0.05	3.24

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชีว
มวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	1	37	92	41	100	6.9	7.8	12.2	26.9	2.2	2.6	0.2
2	12	96	147	38	9.0	8.0	17.5	4.5	2.4	3.9	3.0	2.0
3	87	39	190	147	4.0	11.6	13.2	16.4	2.0	3.7	3.1	1.8
4	156	191	92	123	8.1	2.9	3.6	25.1	0.9	3.8	3.1	3.4
5	164	53	85	159	1.2	4.2	8.4	23.8	1.8	2.5	7.6	11.0
6	167	94	67	105	2.1	5.9	2.7	0.8	1.9	3.6	2.9	11.4

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื้อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	7	19	17	4	46	5.7	14.0	18.6	6.9	0.4	3.8	1.5
8	161	191	181	57	7.1	4.9	14.1	26.5	2.0	3.9	5.9	7.2
9	155	201	37	58	2.9	0.0	2.1	28.8	2.3	5.6	6.8	4.1
10	104	81	124	55	1.7	2.1	10.3	25.9	1.2	3.6	2.8	5.2
11	9	94	141	197	1.8	10.0	0.7	1.8	1.4	4.4	1.2	10.0
12	107	137	99	36	5.5	2.3	19.5	1.0	0.5	0.1	2.3	11.7
13	132	175	95	24	6.7	2.6	2.8	29.5	0.8	4.4	6.3	4.7
14	79	91	76	168	4.4	7.1	4.3	9.1	3.2	4.6	3.7	5.2
15	141	106	32	39	1.7	3.0	15.2	5.4	3.0	5.2	3.5	8.2
16	65	29	53	71	2.6	1.0	16.9	19.6	1.3	0.8	4.3	8.3
17	69	42	138	102	2.8	3.6	0.3	16.8	1.8	3.8	5.6	9.8
18	25	200	37	148	0.0	5.1	13.9	25.8	1.8	4.7	4.7	1.0
19	21	171	162	8	1.3	6.9	0.9	6.4	2.5	5.1	5.7	2.0
20	20	126	60	75	5.4	6.8	19.4	22.4	3.5	5.1	4.3	2.9
21	9	16	102	76	2.3	6.0	11.9	10.1	3.4	1.1	6.1	11.6
22	108	195	15	168	3.8	1.1	11.3	2.3	1.6	4.9	2.5	1.4
23	25	129	127	142	6.6	4.5	10.8	15.1	1.2	1.7	0.2	11.1
24	113	73	203	71	4.8	5.2	14.1	19.6	0.2	2.5	2.2	4.8
25	107	147	77	39	6.1	11.5	5.3	29.3	1.5	5.7	6.2	7.7
26	155	95	200	12	4.0	12.3	13.1	24.2	2.9	4.6	4.1	10.2
27	31	19	166	8	0.4	12.0	8.1	18.1	1.2	3.8	0.1	2.5
28	166	62	122	80	9.5	8.1	13.8	14.3	1.1	2.3	7.0	2.6
29	149	74	55	71	6.8	4.8	15.4	5.4	2.5	4.4	3.8	7.6
30	9	182	179	115	1.6	0.8	11.4	25.0	2.7	4.0	0.9	11.1
31	17	135	133	78	4.1	1.6	18.2	28.5	0.3	1.3	6.3	5.4
32	138	69	43	70	3.2	7.3	12.7	19.1	1.0	1.2	6.2	2.9
33	178	73	168	111	0.7	1.1	4.9	17.7	1.4	0.9	4.5	9.3

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื้อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แฉกค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	34	199	21	91	123	6.0	13.0	4.3	17.7	2.3	1.1	4.9
35	42	65	110	36	1.5	12.0	6.2	11.7	3.4	3.1	4.0	4.8
36	61	128	165	42	3.5	8.2	18.5	3.1	1.6	4.2	0.3	9.1
37	134	164	55	52	7.1	11.8	11.9	28.9	2.0	1.5	6.0	4.1
38	147	20	118	103	3.7	10.9	0.8	2.4	1.8	1.5	7.4	3.3
39	199	31	197	152	3.2	1.1	8.9	19.3	1.3	4.0	0.1	6.4
40	43	45	22	150	5.1	10.3	8.8	16.6	2.3	3.0	4.0	3.5
41	104	91	105	198	6.9	0.9	13.2	27.0	3.5	3.7	1.7	2.5
42	134	131	109	43	2.4	3.4	6.8	13.8	2.9	3.2	4.8	6.7
43	73	17	175	56	6.4	5.5	0.8	5.7	3.8	2.9	2.3	8.9
44	69	15	133	118	9.9	2.1	3.1	9.4	1.5	5.1	7.2	9.0
45	154	35	32	95	1.8	12.2	0.0	19.1	1.3	1.9	1.4	5.0
46	40	100	157	180	7.2	7.6	1.9	2.3	3.2	2.2	7.3	11.3
47	109	76	153	58	9.6	13.2	19.2	20.2	0.2	4.0	6.4	3.0
48	58	154	136	57	3.5	1.3	7.6	16.6	3.1	3.3	6.5	10.4
49	11	174	93	200	1.2	0.3	18.7	19.1	1.0	5.2	3.7	11.2
50	13	97	26	143	1.8	9.7	18.1	0.5	1.1	1.5	7.6	3.6
51	187	144	116	138	3.6	8.5	2.8	1.3	1.2	0.1	7.6	5.9
52	16	115	88	103	6.3	7.7	6.6	4.5	1.2	5.7	6.9	7.8
53	10	127	140	132	3.5	1.9	9.5	17.5	3.3	2.6	1.3	9.2
54	137	92	145	47	6.9	4.0	3.0	24.8	3.8	2.7	0.4	3.1
55	22	191	131	50	1.9	10.3	9.1	19.8	2.6	1.5	1.9	5.6
56	192	164	202	26	7.3	7.0	9.0	25.4	2.5	1.9	5.3	1.9
57	139	56	186	171	1.0	1.5	11.2	17.1	3.4	0.7	3.4	5.4
58	35	36	153	175	3.1	10.7	4.6	25.9	0.9	1.4	4.7	8.2
59	183	195	199	190	4.2	4.5	8.6	17.1	1.2	3.3	3.4	6.2
60	160	171	4	46	4.9	14.7	7.0	11.6	1.8	5.3	6.1	11.6

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื้อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
61	161	19	10	46	5.6	6.3	4.9	19.2	1.9	1.7	6.0	3.6
62	132	140	17	30	5.5	10.9	1.9	12.4	0.0	4.9	1.0	1.0
63	14	175	52	78	1.2	6.3	18.5	9.8	2.0	0.0	3.3	9.8
64	62	12	163	116	8.0	12.8	5.7	24.2	3.7	4.5	2.9	11.3
65	197	167	72	147	0.2	15.0	1.8	5.8	1.9	0.8	4.4	0.1
66	148	28	118	183	6.3	3.9	17.8	13.6	2.4	2.6	2.7	4.3
67	168	9	118	165	3.2	4.4	16.5	14.4	3.6	3.7	7.5	4.8
68	30	195	169	14	7.0	8.9	12.3	3.8	3.2	4.8	4.6	0.1
69	46	72	151	150	8.9	0.0	6.5	15.2	0.2	0.8	1.8	4.3
70	192	22	81	37	5.9	5.9	1.4	15.7	3.3	1.8	4.3	6.9
71	82	82	44	138	3.9	0.5	11.2	23.7	1.4	2.2	6.0	8.5
72	92	10	106	78	5.1	6.5	11.3	22.7	2.1	5.6	2.1	7.6
73	193	123	115	137	5.7	11.0	4.9	9.2	1.9	0.7	2.0	0.4
74	130	33	145	40	0.4	2.3	9.0	24.7	2.3	4.2	6.5	9.4
75	94	114	203	187	9.1	10.0	0.5	20.2	2.0	4.1	2.7	1.2
76	50	24	46	8	0.1	1.1	7.1	9.3	0.8	5.2	3.4	9.9
77	175	50	68	41	5.1	6.6	1.6	17.9	1.2	4.0	5.8	7.6
78	159	184	46	73	7.3	8.3	19.6	4.0	0.2	5.7	5.6	4.3
79	169	86	94	10	2.1	4.3	0.1	12.5	3.8	4.4	5.1	8.0
80	100	136	161	36	1.2	7.2	4.5	24.5	2.3	4.2	6.7	8.4
81	31	35	8	122	6.3	14.4	17.8	27.1	3.7	3.9	5.9	11.4
82	38	154	79	39	2.2	6.5	11.1	23.8	1.4	3.2	3.3	10.9
83	119	38	132	132	7.5	9.3	7.1	3.6	1.8	4.1	3.8	2.3
84	109	183	8	96	1.1	14.3	5.1	24.0	2.6	1.2	1.0	8.3
85	101	117	188	8	8.2	8.2	8.7	9.2	1.9	0.5	6.6	6.3
86	81	53	73	93	0.1	13.0	19.5	27.8	3.3	1.2	1.2	4.9
87	103	38	139	146	4.3	8.7	4.7	21.8	1.3	0.9	1.2	7.0

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
88	17	102	11	60	0.4	11.1	1.9	28.2	0.3	5.7	2.7	0.9
89	123	59	133	162	2.8	12.2	19.2	14.2	2.7	3.2	3.5	3.0
90	5	68	47	43	9.8	2.4	4.3	27.9	0.4	5.5	3.6	4.5
91	86	194	135	167	4.7	3.6	3.3	21.7	1.6	2.0	0.9	8.7
92	91	140	46	153	6.2	2.2	9.8	25.5	3.5	1.1	5.6	9.3
93	35	168	160	186	4.0	9.0	3.3	29.8	3.1	4.6	6.9	6.9
94	27	23	37	7	5.6	1.8	6.4	5.0	2.7	5.1	0.9	8.6
95	10	18	31	70	1.7	4.0	11.0	18.1	2.2	0.9	6.7	6.7
96	175	49	104	110	6.8	8.2	7.1	0.0	2.7	0.7	0.2	5.7
97	8	139	102	141	4.0	13.9	17.9	17.2	0.3	4.9	3.2	11.1
98	46	14	56	155	1.5	6.9	8.1	19.8	2.9	0.1	3.0	4.2
99	88	138	121	75	2.8	5.8	17.9	27.0	1.8	0.0	1.0	5.8
100	73	193	109	33	0.9	7.4	13.0	2.0	3.2	1.4	5.4	11.1
101	165	184	29	188	6.3	1.5	5.5	16.4	3.7	5.7	1.2	11.4
102	22	145	140	154	8.7	4.3	18.2	29.7	2.9	0.8	3.8	2.5
103	62	65	143	94	5.7	4.0	3.1	6.6	2.7	0.1	2.9	8.8
104	114	120	137	182	8.2	13.0	9.4	17.0	0.5	0.5	3.6	5.4
105	107	124	41	187	0.8	12.1	13.4	17.6	0.4	3.7	0.0	2.1
106	10	102	47	59	2.4	12.8	13.8	19.6	3.5	0.9	6.8	11.1
107	110	193	16	172	5.7	1.6	12.8	26.3	3.5	2.5	4.4	9.6
108	11	190	107	72	6.0	6.3	15.3	5.1	0.9	3.2	4.1	4.0
109	32	5	56	52	9.2	13.9	13.8	17.2	0.4	1.7	1.6	8.4
110	138	17	182	107	8.8	10.1	6.0	17.2	1.6	0.0	0.8	1.2
111	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
112	200	38	83	98	7.3	3.3	0.5	11.0	0.7	1.6	5.6	4.2
113	112	66	16	15	5.3	1.9	15.8	16.2	3.3	1.4	5.1	6.5
114	38	178	108	200	4.0	12.7	11.2	7.1	2.9	2.9	2.3	9.8

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่งได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
115	53	169	55	116	7.1	1.8	11.3	7.0	3.3	0.6	5.8	1.8
116	103	11	198	72	3.3	14.7	15.1	22.0	1.3	5.6	7.1	8.5
117	36	201	108	195	5.9	3.0	13.2	18.9	2.8	4.7	4.6	4.2
118	118	76	40	50	8.4	1.8	14.6	21.8	2.5	0.9	3.2	11.1
119	9	159	86	63	3.4	11.8	16.4	2.7	2.9	0.3	0.5	3.4
120	40	152	187	195	5.1	3.9	7.8	28.7	1.4	1.7	6.5	9.3
121	40	140	135	146	6.0	12.1	12.7	5.7	0.5	5.7	0.5	9.0
122	184	81	188	105	3.2	10.3	16.2	24.1	0.2	5.8	0.2	6.9
123	78	121	91	172	4.6	9.8	9.7	6.4	3.2	2.5	0.1	9.3
124	163	127	111	169	5.8	10.3	7.0	14.1	2.0	5.6	4.8	3.0
125	132	15	201	125	1.9	6.5	19.4	11.4	3.8	3.3	0.9	9.9
126	146	152	48	96	4.0	8.2	12.1	10.6	1.9	0.5	0.6	5.5
127	126	90	144	99	5.3	8.3	14.7	24.9	3.3	2.9	4.2	5.3
128	187	63	61	75	6.5	0.9	10.1	6.9	2.4	0.1	0.6	0.7
129	144	17	199	55	6.5	10.9	8.0	7.4	2.3	0.4	0.9	6.2
130	126	189	83	102	6.7	1.8	12.4	17.3	1.2	3.2	5.3	2.5
131	132	25	118	36	0.3	5.5	1.1	24.2	1.8	3.3	4.6	10.0
132	102	134	122	105	7.9	5.4	14.0	14.2	1.8	5.6	0.0	2.4
133	157	126	97	58	3.8	1.2	1.6	4.5	2.9	4.3	4.0	0.4
134	182	37	77	157	9.9	3.0	3.7	28.0	1.6	0.9	3.7	8.0
135	72	66	162	5	1.0	4.3	18.3	18.7	0.4	1.2	5.9	2.4
136	127	124	58	167	7.4	11.1	3.1	3.2	2.4	0.3	7.1	4.9
137	156	146	123	50	5.1	3.4	16.7	19.1	1.6	1.9	2.6	9.2
138	172	119	120	111	4.8	14.6	14.5	27.1	1.0	5.4	6.4	8.6
139	140	66	24	171	2.8	10.9	1.3	5.2	3.1	0.0	4.6	4.2
140	120	148	100	141	1.7	7.6	4.1	12.7	1.9	0.2	2.1	1.2
141	182	68	75	82	9.9	2.4	16.1	10.8	1.2	2.6	2.5	0.9

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื้อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	142	52	182	182	65	3.4	7.8	13.1	7.9	1.6	2.8	4.4
143	175	103	192	183	6.4	13.2	4.8	20.8	1.5	5.7	5.3	5.3
144	73	99	7	52	5.7	9.5	6.2	13.7	2.0	0.3	0.8	7.1
145	83	104	27	70	0.2	14.2	15.9	16.6	2.5	0.6	2.6	4.3
146	137	44	139	37	6.8	4.4	17.2	3.3	2.0	2.8	0.5	9.7
147	188	122	175	11	2.0	12.3	4.9	28.7	3.8	1.4	5.7	2.9
148	148	122	103	5	7.5	10.4	19.1	1.6	1.0	4.9	6.4	10.6
149	140	32	203	11	7.2	8.4	0.7	13.6	1.1	2.4	0.9	9.2
150	156	69	118	73	4.7	9.7	11.8	28.3	2.8	0.5	7.4	11.1
151	179	147	126	34	5.7	6.1	19.4	7.5	1.5	1.9	1.4	0.6
152	84	79	12	52	8.4	5.3	3.2	12.2	1.9	1.5	7.6	5.7
153	161	20	74	14	5.6	9.9	3.0	9.6	3.7	5.6	1.1	9.3
154	179	189	119	114	5.2	4.4	14.7	0.0	3.7	5.7	6.3	7.6
155	33	201	68	67	5.6	1.8	7.3	24.1	0.8	2.6	2.9	0.0
156	126	197	122	24	5.6	11.4	14.8	21.7	1.9	0.5	7.5	0.3
157	169	57	192	31	6.5	4.6	5.6	12.1	1.2	2.7	6.6	9.5
158	23	194	194	194	5.0	6.5	8.2	5.3	1.8	3.8	1.4	9.9
159	199	42	28	187	1.6	10.2	5.5	8.3	0.6	2.1	5.2	4.4
160	52	188	146	137	3.5	7.6	14.6	0.8	0.1	1.9	5.4	5.0
161	14	192	164	88	0.4	3.7	19.0	16.6	0.3	1.2	6.0	11.7
162	127	145	13	132	1.0	12.5	8.5	1.8	3.6	1.8	1.1	9.0
163	145	195	112	170	3.9	11.7	3.4	19.1	0.7	5.0	6.2	1.9
164	95	185	108	131	4.6	1.0	13.2	18.5	1.0	5.0	5.6	7.8
165	116	126	175	20	6.0	0.7	16.4	17.7	1.0	4.3	5.3	1.9
166	40	90	128	22	9.3	6.8	7.9	17.7	2.8	3.5	5.1	7.0
167	163	160	29	117	4.0	11.6	18.1	12.1	3.7	0.1	7.5	0.2
168	122	176	160	133	9.1	1.7	12.1	11.0	2.9	5.4	5.3	9.6

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
169	34	116	136	77	1.4	0.8	14.2	2.5	2.5	3.2	2.3	9.4
170	53	197	102	6	7.9	8.2	6.4	13.5	1.2	3.9	1.5	11.2
171	129	167	94	73	5.8	8.6	3.7	0.8	3.4	5.4	5.3	6.0
172	152	93	115	174	6.3	8.6	8.0	12.1	3.4	4.9	4.0	7.1
173	21	139	118	195	3.5	13.3	7.2	0.2	2.7	5.6	3.8	4.8
174	102	21	15	164	1.2	5.6	2.2	15.5	0.8	2.7	6.3	3.7
175	128	110	29	134	2.1	8.3	18.4	5.2	2.6	3.9	2.4	3.7
176	35	110	68	121	0.7	7.5	2.8	24.2	1.1	5.9	5.1	0.6
177	183	62	46	30	4.9	11.8	8.2	27.1	1.7	3.1	1.3	9.1
178	27	101	26	189	9.5	14.2	0.5	23.8	2.9	0.8	6.1	8.6
179	105	81	65	151	2.3	2.0	0.5	0.8	2.8	4.1	4.6	3.2
180	189	135	31	149	2.2	7.2	18.5	5.4	0.1	2.7	0.5	1.8
181	56	123	131	9	6.0	1.7	12.2	22.9	2.7	2.6	7.6	4.1
182	196	115	47	100	8.4	12.2	3.8	11.0	1.0	5.4	0.4	4.8
183	16	197	179	170	3.7	4.7	7.3	17.8	2.3	5.4	0.8	6.4
184	147	78	79	94	5.2	10.6	0.6	4.1	3.6	3.2	4.8	0.2
185	101	13	32	155	2.7	3.0	11.6	3.0	2.1	5.7	0.4	9.8
186	145	22	5	193	1.5	2.3	5.0	13.5	2.0	4.9	0.4	11.3
187	71	58	165	137	6.1	9.2	10.3	10.0	0.4	3.7	4.5	6.6
188	175	149	31	20	5.6	10.9	11.4	29.2	0.1	3.7	3.6	6.1
189	31	73	183	76	1.6	1.6	3.0	4.9	1.0	2.5	5.1	5.5
190	35	200	153	35	7.4	4.9	13.2	21.1	2.9	4.0	1.3	2.0
191	84	70	83	138	9.1	12.2	17.4	12.4	2.2	1.6	7.1	10.9
192	15	27	83	91	8.4	3.9	4.6	0.4	3.1	1.5	1.6	4.2
193	140	161	165	149	3.0	12.5	18.2	11.4	2.2	1.7	0.2	8.8
194	159	96	46	155	0.5	6.8	18.3	21.3	1.0	1.6	1.8	7.5
195	197	78	160	14	9.2	9.4	0.0	17.4	0.9	2.6	6.5	7.1

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื้อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แฉกค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
196	35	139	76	138	3.7	2.0	8.4	11.0	2.9	2.7	0.5	4.0
197	148	185	128	192	7.7	5.5	1.1	3.4	3.6	1.5	0.6	4.9
198	82	120	25	69	9.6	4.9	15.0	11.8	0.2	1.6	7.0	4.6
199	151	27	88	10	5.3	9.1	19.2	26.7	0.8	3.8	3.1	10.5
200	141	87	152	157	9.2	11.4	2.9	10.6	3.3	2.8	2.6	3.4
201	119	78	45	190	4.7	8.0	4.5	18.3	2.4	4.7	4.2	11.4
202	194	19	126	107	3.0	8.4	12.9	10.8	2.2	5.3	0.2	0.3
203	126	193	138	35	3.4	9.2	0.2	20.6	0.5	0.6	3.4	10.8
204	196	163	159	79	5.9	1.9	5.7	22.5	0.7	2.4	6.5	10.7
205	145	183	43	158	2.9	13.8	14.2	5.3	0.3	0.6	3.8	1.1
206	93	72	113	185	8.8	11.3	6.0	29.7	3.8	2.1	2.8	10.8
207	93	91	28	157	8.2	6.7	13.7	15.1	3.9	1.0	5.6	7.7
208	135	134	173	197	6.9	5.5	5.6	14.0	1.9	1.6	0.9	7.0
209	136	90	30	63	8.0	1.3	17.1	28.2	1.5	4.2	6.2	2.5
210	68	105	25	174	9.1	6.7	16.8	17.8	0.8	0.5	1.1	6.3
211	120	20	140	185	6.4	3.9	16.5	25.3	0.2	3.8	0.8	11.1
212	108	160	124	13	2.8	12.6	16.0	19.5	2.9	0.3	1.8	4.5
213	21	193	203	25	1.9	10.5	9.7	27.0	2.2	5.6	2.3	2.0
214	41	180	136	122	2.9	8.9	18.9	11.7	2.9	5.5	5.6	6.6
215	45	109	79	24	7.8	12.5	7.8	18.4	0.7	4.2	2.7	7.7
216	78	13	199	29	2.6	14.1	4.9	8.9	3.2	4.0	3.8	4.8
217	177	176	173	36	0.3	7.3	16.8	28.9	1.2	0.5	4.2	3.6
218	45	84	39	125	3.6	8.8	2.0	26.8	2.2	4.0	6.3	6.5
219	53	23	121	104	8.4	7.9	6.5	19.7	1.1	0.1	6.7	11.6
220	103	176	130	107	3.5	12.6	0.1	3.9	1.6	0.8	7.5	7.0
221	104	64	168	8	1.4	8.3	16.5	11.8	3.8	4.9	5.8	3.3
222	166	19	110	194	6.3	8.8	16.1	4.9	3.2	3.9	3.8	5.1

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	223	185	165	190	76	6.3	12.4	1.0	13.7	2.6	4.7	4.5
224	184	73	82	158	3.1	13.8	0.9	9.2	3.7	4.5	1.3	7.1
225	86	77	54	21	3.9	11.1	17.7	11.7	0.4	3.1	0.5	7.1
226	115	86	13	140	4.3	3.3	14.5	22.7	2.1	0.9	0.7	2.1
227	167	27	27	156	1.8	8.6	18.0	17.7	2.3	5.2	2.5	2.7
228	141	183	198	148	9.5	5.7	6.4	15.5	0.8	2.2	6.1	0.6
229	48	155	42	105	8.2	13.7	5.6	23.5	1.4	4.0	1.6	1.8
230	102	82	199	24	8.8	6.2	1.6	4.0	1.0	3.6	4.2	1.5
231	44	59	70	84	2.9	11.1	16.9	10.8	1.9	0.2	7.2	8.5
232	15	112	203	132	0.9	2.9	11.1	22.9	1.7	2.1	0.3	9.5
233	61	64	149	53	5.1	6.6	14.8	20.3	0.2	1.8	0.6	6.1
234	44	70	192	39	6.0	4.5	5.3	23.6	2.3	1.8	7.4	4.0
235	67	29	122	60	6.0	14.1	2.5	0.9	2.7	4.0	3.9	7.1
236	107	31	92	115	7.3	3.8	7.7	18.6	2.0	5.8	2.4	6.5
237	140	91	64	12	1.7	0.2	7.9	15.1	2.3	2.3	1.9	8.7
238	114	147	140	72	2.0	12.1	11.0	20.8	1.6	3.7	4.7	2.9
239	49	202	126	42	6.1	2.1	4.3	13.6	0.6	5.3	1.8	9.2
240	45	168	94	197	2.8	2.1	14.2	8.3	2.5	1.6	1.9	0.6
241	66	27	184	162	5.2	7.1	8.3	10.2	2.5	4.8	3.5	4.8
242	119	143	185	151	3.0	0.4	8.2	10.3	2.6	2.8	6.4	10.7
243	149	123	13	11	0.2	2.1	8.2	5.8	1.3	0.1	2.9	9.6
244	135	107	18	202	6.0	9.1	12.0	20.7	2.2	0.5	5.9	3.2
245	99	147	148	77	4.2	0.2	3.8	19.0	3.2	1.4	4.9	3.6
246	32	81	39	140	2.2	12.1	3.5	5.0	0.9	4.8	0.5	6.0
247	75	72	166	164	5.1	14.3	4.5	13.8	3.6	5.2	1.0	5.8
248	159	134	31	93	5.6	13.5	10.1	20.5	0.9	4.8	7.3	6.9
249	47	184	74	15	7.8	11.6	7.2	3.8	3.7	3.5	7.6	3.8

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ชื้อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	250	9	28	21	153	7.6	4.9	17.7	7.8	3.3	2.3	0.3
251	202	156	37	18	8.7	7.2	8.4	27.0	2.1	5.1	5.2	3.1
252	197	22	199	75	6.9	4.0	10.7	26.0	3.1	2.7	7.3	2.5
253	183	124	42	20	6.8	9.8	10.4	4.5	3.7	1.8	3.6	6.6
254	59	25	101	37	6.1	7.8	5.8	1.3	3.2	3.0	5.0	4.6
255	57	92	160	67	5.8	13.9	12.6	22.0	0.9	3.2	4.0	4.5
256	156	41	196	26	0.2	10.5	12.1	8.3	1.4	1.0	7.6	9.8
257	98	195	166	70	4.7	14.3	8.4	29.3	0.5	5.0	6.8	2.2
258	124	111	72	131	6.1	3.4	12.5	17.3	2.2	0.6	0.2	4.3
259	173	142	61	173	6.2	6.6	2.4	24.1	0.0	0.8	2.2	4.1
260	148	98	193	181	8.0	10.8	2.5	28.9	1.3	3.5	6.7	5.8
261	106	58	40	108	8.4	4.3	2.3	24.3	2.3	4.2	1.7	9.0
262	150	59	103	194	7.3	6.2	11.9	0.9	2.2	0.1	0.3	0.8
263	47	181	140	117	5.0	9.9	3.7	1.9	3.3	3.0	2.3	4.2
264	38	32	143	161	9.2	9.0	4.1	12.2	0.8	1.7	7.4	7.8
265	197	44	66	145	5.1	1.3	8.8	18.8	1.0	0.5	5.8	9.3
266	113	54	158	149	3.6	8.5	12.8	18.3	3.5	1.2	6.5	5.9
267	155	52	22	153	3.9	7.2	14.7	12.9	2.4	4.2	6.2	10.1
268	69	76	180	196	7.2	9.0	6.9	28.3	3.7	5.0	5.0	4.5
269	56	143	181	17	9.2	11.0	1.7	24.0	2.3	1.4	5.2	11.3
270	200	122	112	37	3.3	8.0	9.9	28.1	1.3	0.8	3.7	4.5
271	117	203	69	203	4.1	12.6	11.8	24.5	3.2	1.6	4.4	6.3
272	69	10	64	31	4.1	5.6	10.3	11.7	0.1	0.7	0.4	5.2
273	40	184	146	125	0.1	0.9	14.6	15.5	0.7	1.0	6.6	7.5
274	193	86	50	4	2.3	7.3	10.5	9.5	2.6	1.1	3.0	5.5
275	126	20	31	140	7.9	4.2	2.1	20.5	1.5	1.1	6.7	9.2
276	133	89	9	191	4.4	10.2	12.8	27.2	3.1	1.1	4.6	11.1

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซึ่จากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	277	59	29	111	58	3.8	1.5	2.7	22.0	3.7	1.1	7.5
278	88	91	113	91	6.8	5.2	6.0	19.2	1.3	3.0	1.9	5.7
279	150	142	119	67	9.0	9.5	17.4	8.7	2.7	1.7	3.1	1.0
280	99	77	127	29	7.3	9.5	1.8	0.9	2.8	0.6	4.8	10.8
281	17	61	127	94	3.8	13.2	1.0	27.0	3.2	5.1	2.3	3.7
282	104	49	85	199	0.2	13.5	2.9	23.2	1.6	2.3	0.2	7.1
283	93	117	80	88	9.3	0.8	4.5	17.9	0.8	4.1	3.3	4.2
284	35	133	123	55	7.8	5.6	13.1	24.6	2.3	0.1	6.9	7.6
285	173	136	172	106	1.7	2.9	18.4	19.3	3.4	5.5	1.9	2.6
286	139	200	54	37	4.1	8.5	9.4	8.9	2.1	1.1	6.4	7.6
287	24	119	90	169	7.6	4.0	2.3	5.7	2.2	2.2	6.3	11.4
288	62	24	66	127	0.0	4.1	16.7	23.6	3.8	0.4	6.5	9.3
289	40	49	152	85	2.3	12.7	4.2	9.0	1.5	3.3	4.2	5.0
290	185	64	119	114	9.4	3.9	7.9	16.1	1.0	3.3	6.3	11.6
291	2	11	49	19	7.4	0.0	4.3	10.1	2.8	0.0	0.9	3.0
292	107	118	203	72	2.2	14.7	10.8	2.7	3.8	5.5	6.0	0.2
293	146	25	150	199	1.4	8.3	2.9	12.2	3.5	0.1	7.6	1.2
294	172	55	69	169	0.3	3.5	4.0	29.6	2.4	5.0	5.0	2.1
295	105	29	30	172	4.9	2.7	11.4	11.5	2.4	4.9	5.0	2.1
296	7	201	77	80	0.3	14.8	19.1	14.9	0.6	5.4	6.8	7.0
297	34	80	150	121	5.5	0.5	17.0	21.7	0.9	1.2	6.3	7.6
298	163	168	79	75	3.2	14.3	9.7	23.7	2.8	5.1	2.3	3.6
299	85	58	7	64	3.5	10.4	14.5	17.8	2.6	4.5	6.4	2.7
300	120	145	46	163	3.7	12.1	13.4	21.1	2.5	3.0	5.7	4.7
301	36	94	114	177	5.0	11.9	6.6	0.4	1.8	1.1	5.1	1.5
302	40	153	32	153	0.5	4.2	9.0	27.4	2.7	2.4	4.6	3.2
303	138	142	9	99	3.9	6.9	16.4	22.1	3.3	5.8	1.6	6.3

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แฉกค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	304	31	40	41	188	4.7	5.7	16.7	28.3	2.7	4.9	2.1
305	8	182	156	18	1.4	14.5	18.0	13.5	1.4	4.3	2.3	10.0
306	89	199	42	134	0.9	7.6	11.6	20.2	1.0	2.9	0.9	7.6
307	28	22	120	114	8.7	7.9	1.1	2.5	1.4	1.8	3.1	2.9
308	115	34	46	28	2.4	7.7	12.8	22.6	1.6	0.8	1.0	2.6
309	55	194	47	78	6.3	2.9	19.4	25.1	0.7	1.0	3.0	2.8
310	175	135	190	112	6.2	0.4	19.3	22.8	2.6	3.8	2.7	2.5
311	91	17	161	35	9.4	7.4	1.0	18.0	3.9	5.0	4.1	2.9
312	96	73	35	166	2.0	10.4	17.6	11.0	2.9	2.0	1.5	7.0
313	148	27	38	19	5.4	4.8	5.2	2.7	0.6	2.6	1.2	4.4
314	113	65	67	192	2.6	14.1	16.8	0.4	1.7	2.3	1.4	6.1
315	146	194	193	56	9.8	14.9	12.7	5.7	0.3	3.3	7.1	8.7
316	107	173	203	119	1.3	9.3	6.3	28.1	0.9	5.0	7.4	1.2
317	121	81	15	59	8.0	9.9	5.8	22.9	2.9	0.3	5.3	11.4
318	107	130	55	62	9.1	11.5	1.3	11.4	1.6	2.8	2.0	5.3
319	5	80	95	140	7.8	14.6	12.3	23.5	3.8	4.1	0.2	11.2
320	59	7	136	100	7.2	1.8	11.0	6.7	2.6	1.0	4.1	1.1
321	75	96	47	139	6.4	0.9	9.9	16.2	3.3	3.4	2.0	5.6
322	76	178	194	75	7.2	7.6	8.5	3.8	1.5	3.0	6.8	7.3
323	32	171	161	197	3.3	0.8	16.8	17.1	1.1	4.0	3.4	0.8
324	90	141	98	133	2.2	5.9	1.2	8.3	2.0	2.3	1.8	4.6
325	194	167	25	165	9.3	0.6	5.2	10.1	0.9	0.4	3.0	1.4
326	181	168	14	144	2.3	11.8	15.1	7.6	2.7	1.6	4.4	5.8
327	41	186	142	72	9.6	3.4	10.6	19.3	3.7	5.3	7.6	5.7
328	127	62	124	100	5.3	0.8	16.7	22.4	2.0	1.3	4.2	5.2
329	113	69	143	202	5.3	4.2	12.5	19.6	0.4	5.0	5.2	8.0
330	69	154	45	163	9.1	8.2	16.0	15.9	0.2	0.7	5.1	6.0

ตารางที่ ง.7 ผลการจำลองหมายเลขบัสและกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ซื่อจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 ชีวมวลด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max}) (ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง				กำลังจริง (MW)				กำลังรีแอกทีฟ (Mvar)			
	331	139	124	14	10	6.4	4.0	16.6	16.1	2.7	3.5	5.3
332	112	133	148	70	5.8	10.3	2.3	4.9	2.8	2.4	0.3	8.8
333	195	110	144	71	9.6	10.4	10.9	25.6	0.3	2.6	1.5	8.1
334	3	93	154	172	7.0	6.7	15.7	16.3	0.7	4.5	0.5	4.8
335	142	76	139	128	0.9	8.4	4.7	2.1	2.7	5.0	1.7	6.5
336	148	199	175	157	0.7	13.6	8.7	14.4	1.1	5.5	5.5	5.1

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์
 ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวคอกค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
	1	139	185	64	0.34	0.98
2	122	84	37	0.67	0.05	0.17
3	198	100	98	0.71	0.07	1.21
4	137	76	69	0.82	0.03	5.07
5	43	34	143	0.05	0.42	2.50
6	163	101	26	0.97	0.42	5.90
7	145	36	59	0.01	0.71	0.17
8	194	81	96	0.50	0.48	0.73
9	61	92	126	0.33	0.80	2.71
10	24	97	125	0.87	0.87	1.79
11	90	54	37	0.58	0.59	2.37
12	182	185	123	0.43	0.77	6.73
13	12	200	156	0.18	0.99	0.16
14	16	57	154	0.52	0.86	6.84
15	67	53	41	0.28	0.23	0.80
16	24	146	95	0.59	0.45	6.21

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
17	58	71	36	0.71	0.66	1.45
18	94	73	15	0.30	0.28	5.80
19	190	51	69	0.30	0.48	5.17
20	10	140	181	0.25	0.67	0.76
21	58	167	98	0.63	0.11	5.04
22	153	80	21	0.48	0.10	1.17
23	57	16	110	0.63	0.48	3.06
24	11	66	11	0.65	0.36	2.85
25	87	147	150	0.73	0.53	1.77
26	109	91	112	0.71	0.44	4.39
27	172	97	18	0.29	0.94	4.53
28	91	117	164	0.86	0.62	1.87
29	1	111	177	0.17	0.42	2.04
30	110	172	56	0.21	0.32	6.46
31	127	14	96	0.85	0.36	6.87
32	150	160	80	0.80	0.57	5.89
33	61	75	145	0.15	0.91	4.08
34	89	113	77	0.34	0.39	7.10
35	78	159	84	0.74	0.26	3.20
36	64	96	141	0.24	0.82	7.38
37	172	184	76	0.69	0.15	0.29
38	134	191	124	0.34	0.30	1.73
39	151	117	135	0.10	0.41	3.47
40	190	86	104	0.00	0.77	4.99
41	156	155	202	0.59	0.24	4.66
42	104	12	16	0.98	0.11	3.63

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
43	200	106	25	0.69	0.34	2.54
44	203	50	68	0.55	0.15	0.31
45	16	201	138	0.53	0.57	0.11
46	75	37	151	0.94	0.26	6.41
47	13	144	121	0.97	0.18	5.06
48	18	161	76	0.67	0.61	0.67
49	198	177	197	0.68	0.47	3.10
50	159	128	69	0.81	0.17	4.50
51	177	138	3	0.67	0.02	0.26
52	183	167	72	0.80	0.23	3.38
53	198	166	175	0.53	0.74	6.89
54	26	116	119	0.74	0.24	1.97
55	63	34	158	0.49	0.57	1.25
56	162	15	81	0.16	0.84	6.87
57	180	54	121	0.71	0.52	2.20
58	35	72	138	0.60	0.53	6.80
59	59	42	178	0.03	0.16	0.55
60	45	169	51	0.59	0.89	0.36
61	199	34	55	0.58	0.33	6.13
62	7	163	115	0.83	0.28	7.06
63	180	203	133	0.66	0.08	6.42
64	197	105	201	0.40	0.84	5.39
65	63	61	113	0.26	0.29	4.03
66	9	26	154	0.71	0.49	0.61
67	192	67	68	0.95	0.29	5.13
68	173	53	91	0.96	0.86	5.00

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
69	162	173	159	0.40	0.56	0.05
70	28	89	59	0.78	0.22	0.84
71	163	167	20	0.08	0.42	6.87
72	143	34	106	0.22	0.91	2.09
73	98	51	132	0.23	0.61	3.95
74	24	48	95	0.91	0.53	0.16
75	98	201	203	0.01	0.90	3.53
76	173	58	149	0.01	0.23	1.00
77	168	127	185	0.48	0.05	5.43
78	168	116	170	0.87	0.91	5.32
79	198	90	169	0.99	0.27	2.34
80	194	32	154	1.00	0.11	0.01
81	130	114	50	0.59	0.01	1.06
82	172	157	98	0.89	0.10	1.62
83	112	138	45	0.79	0.87	2.18
84	15	24	100	0.89	0.71	2.14
85	188	70	168	0.46	0.78	0.85
86	139	85	143	0.71	0.02	0.85
87	147	93	7	0.83	0.76	1.23
88	195	64	28	0.28	0.89	0.34
89	137	47	72	0.33	0.17	4.65
90	143	189	138	0.59	0.19	4.59
91	46	12	117	0.97	0.22	2.72
92	107	189	75	0.39	0.84	3.33
93	76	105	26	0.70	0.81	2.33
94	51	196	94	0.83	0.07	3.20

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
95	201	87	138	0.48	0.37	2.06
96	102	45	179	0.55	0.09	2.27
97	70	15	65	0.83	0.97	6.77
98	12	90	26	0.76	0.77	0.83
99	193	88	27	0.78	0.22	4.17
100	75	54	126	0.51	0.23	3.70
101	194	100	165	0.14	0.42	6.83
102	14	48	31	0.83	0.55	6.37
103	193	56	139	0.58	0.58	3.29
104	181	60	205	0.23	0.71	2.25
105	22	36	92	0.58	0.16	6.67
106	75	111	95	0.21	0.89	4.99
107	89	55	182	0.43	0.73	5.69
108	38	202	180	0.95	0.81	6.51
109	107	90	161	0.68	0.17	1.41
110	99	7	37	0.52	0.92	5.09
111	0	0	0	0.00	0.00	0.00
112	63	36	203	0.02	0.57	3.12
113	95	174	117	0.85	0.78	3.62
114	194	189	17	0.27	0.28	3.97
115	51	48	61	0.50	0.01	0.71
116	195	44	4	0.72	0.51	6.35
117	9	33	83	0.77	0.27	1.26
118	85	139	200	0.37	0.29	3.53
119	132	17	202	0.08	0.25	1.59
120	41	81	123	0.47	0.63	6.99

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
121	124	64	53	0.10	0.94	5.56
122	8	37	89	0.54	0.17	2.80
123	54	51	200	0.92	0.26	2.69
124	50	121	191	0.32	0.65	5.61
125	25	137	84	0.97	0.95	4.44
126	153	58	170	0.84	0.65	0.43
127	202	101	188	0.51	0.23	3.69
128	51	188	62	0.17	0.28	3.70
129	24	202	172	0.91	0.87	2.92
130	63	17	183	0.18	0.02	0.88
131	51	34	29	0.15	0.38	4.14
132	119	66	97	0.92	0.01	5.03
133	37	98	82	0.88	0.01	0.90
134	160	185	106	0.76	0.80	3.76
135	125	115	169	0.33	0.47	1.67
136	173	145	166	0.59	0.66	4.93
137	97	172	88	0.61	0.55	1.87
138	186	107	168	0.48	0.52	0.23
139	67	22	53	0.24	0.33	7.20
140	169	44	49	0.09	0.65	5.42
141	93	37	72	0.26	0.42	0.42
142	14	88	77	0.66	0.63	2.08
143	12	5	168	0.89	0.83	3.33
144	123	197	105	0.37	0.69	7.04
145	153	154	163	0.48	0.46	0.24
146	193	200	114	0.02	0.15	5.48

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
147	23	21	56	0.13	0.53	2.18
148	18	5	168	0.59	0.53	3.84
149	51	144	132	0.70	0.43	0.93
150	127	93	161	0.88	0.03	0.80
151	104	47	129	0.79	0.46	4.81
152	112	28	24	0.16	0.23	3.78
153	94	28	84	0.14	0.58	1.97
154	16	118	167	0.35	0.91	2.78
155	35	40	108	0.21	0.28	2.55
156	33	65	201	0.12	0.99	6.01
157	193	86	178	0.27	0.56	0.55
158	154	40	24	0.24	0.63	5.78
159	196	20	157	0.29	0.61	5.17
160	160	26	203	0.98	0.60	0.03
161	47	13	196	0.65	0.07	0.71
162	120	143	38	0.97	0.40	4.11
163	14	192	21	0.46	0.39	1.15
164	147	35	25	0.45	0.99	6.33
165	134	44	116	0.87	0.33	6.28
166	38	25	47	0.30	0.37	1.57
167	160	179	182	0.85	0.91	7.44
168	185	51	170	0.90	0.67	0.61
169	64	192	162	0.49	0.86	2.97
170	116	56	151	0.91	0.97	4.25
171	83	71	163	0.19	0.46	3.02
172	128	156	120	0.66	0.97	2.29

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
173	194	51	15	0.74	0.71	0.22
174	71	165	117	0.65	0.56	0.13
175	87	198	19	0.32	0.90	0.35
176	103	178	129	0.22	0.08	7.36
177	85	51	126	0.22	0.80	0.99
178	94	112	143	0.75	0.27	3.93
179	134	170	132	0.30	0.78	6.60
180	1	203	176	0.80	0.13	1.71
181	106	59	61	0.17	0.01	3.97
182	51	59	31	0.19	0.06	0.78
183	34	169	83	0.15	0.75	1.05
184	177	200	53	0.79	0.95	7.39
185	68	151	140	0.75	0.27	7.13
186	133	164	40	0.06	0.71	1.54
187	117	152	4	0.31	0.23	2.19
188	30	20	64	0.10	0.52	5.72
189	199	17	55	0.52	0.01	4.22
190	103	29	63	0.80	0.31	1.55
191	51	175	105	0.66	0.42	4.31
192	51	195	70	0.77	0.72	7.13
193	19	66	127	0.96	0.23	5.02
194	163	9	107	0.32	0.22	2.75
195	102	23	52	0.10	0.55	6.49
196	36	151	139	0.57	0.93	5.49
197	192	171	60	0.20	0.51	1.45
198	60	135	99	0.69	0.22	1.31

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
199	193	41	155	0.95	0.98	3.39
200	91	41	87	0.18	0.19	4.23
201	147	190	107	0.07	0.15	5.67
202	145	44	72	0.09	0.02	3.59
203	7	91	21	0.31	0.31	3.77
204	87	116	144	0.95	0.57	4.54
205	146	72	81	0.20	0.86	4.71
206	119	81	108	0.61	0.72	1.41
207	64	155	31	0.62	0.27	4.61
208	93	65	43	0.18	0.86	2.04
209	66	27	6	0.52	0.04	1.49
210	19	83	41	0.55	0.57	4.11
211	64	164	6	0.90	0.36	2.66
212	34	95	20	0.08	0.81	1.54
213	108	44	5	0.66	0.18	6.99
214	155	158	102	0.61	0.58	2.41
215	1	182	132	0.00	0.06	7.27
216	40	48	42	0.15	0.12	5.77
217	98	201	41	0.62	0.59	1.92
218	41	81	4	0.88	0.99	2.01
219	158	95	190	0.63	0.52	5.37
220	13	149	78	0.39	0.65	5.98
221	2	161	119	0.62	0.57	5.67
222	179	93	202	0.91	0.32	5.30
223	80	91	92	0.36	0.72	1.00
224	73	117	182	0.58	0.35	3.40

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
225	184	9	79	0.81	0.53	1.89
226	156	27	9	0.91	0.23	0.59
227	52	116	7	0.70	0.74	4.96
228	81	80	144	0.31	0.97	4.06
229	114	58	92	0.02	0.33	0.12
230	104	49	130	0.29	0.24	7.44
231	116	124	74	0.81	0.26	7.37
232	47	32	75	0.63	0.43	2.59
233	115	191	4	0.54	0.30	1.48
234	3	20	112	0.00	0.45	6.36
235	32	176	169	0.10	0.95	5.32
236	167	123	30	0.33	0.91	3.64
237	77	66	167	0.80	0.55	6.44
238	137	103	27	0.17	0.55	3.47
239	158	114	116	0.41	0.48	5.08
240	185	197	59	0.81	0.61	5.60
241	149	107	168	0.50	0.60	5.67
242	130	79	78	0.63	0.99	4.87
243	159	156	132	0.87	0.73	3.91
244	140	56	124	0.05	0.75	7.39
245	195	191	32	0.76	0.14	1.96
246	137	152	82	0.13	0.39	4.21
247	51	49	149	0.94	0.03	6.11
248	175	202	117	0.60	0.40	4.92
249	169	172	76	0.95	0.00	4.25
250	72	78	187	0.25	0.49	2.52

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
251	63	43	36	0.06	0.64	7.04
252	146	198	121	0.86	0.26	5.13
253	17	15	134	0.29	0.96	0.23
254	19	64	140	0.25	0.23	0.26
255	162	156	182	0.46	1.00	6.15
256	62	141	113	0.73	0.48	5.66
257	180	29	75	0.16	0.63	3.32
258	139	18	166	0.13	0.82	3.91
259	92	119	119	0.05	0.00	4.27
260	57	135	155	0.33	0.60	6.63
261	141	23	83	0.76	0.49	4.84
262	189	137	154	0.01	0.40	5.82
263	78	73	128	0.30	0.86	5.15
264	51	40	81	0.82	0.65	6.74
265	71	81	73	0.57	0.79	5.20
266	91	195	111	0.79	0.60	5.18
267	184	193	160	0.74	0.37	2.50
268	71	110	176	1.00	0.81	6.16
269	168	107	15	0.04	0.54	3.32
270	83	60	81	0.11	0.24	1.88
271	99	190	6	0.37	0.99	3.12
272	132	56	114	0.39	0.31	0.29
273	166	134	109	0.60	0.54	2.63
274	50	168	135	0.73	0.55	5.79
275	118	112	42	0.18	0.51	3.01
276	91	175	21	0.64	0.58	5.84

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
277	7	3	203	0.86	0.58	2.31
278	61	190	24	0.47	0.32	4.81
279	12	87	203	0.73	0.87	5.65
280	189	202	5	0.05	0.61	6.76
281	100	110	31	0.34	0.28	4.32
282	200	101	97	0.17	0.24	1.66
283	116	64	194	0.64	0.05	3.44
284	167	45	17	0.33	0.27	4.73
285	104	121	113	0.70	0.34	4.67
286	91	167	153	0.11	0.83	4.24
287	120	192	133	0.86	0.93	4.99
288	27	71	156	0.05	0.82	6.91
289	139	75	4	0.98	0.83	1.54
290	33	63	118	0.72	0.60	7.41
291	31	191	176	0.23	0.67	0.89
292	199	100	194	0.57	0.64	6.45
293	62	167	150	0.64	0.16	3.47
294	151	118	93	0.02	0.95	1.02
295	42	19	126	0.18	0.44	1.05
296	80	105	54	0.13	0.52	4.72
297	113	122	71	0.31	0.02	5.24
298	97	66	161	0.82	0.63	1.57
299	27	37	143	0.17	0.84	5.50
300	81	197	174	0.63	0.28	4.45
301	25	16	144	0.60	0.66	3.81
302	131	180	152	0.22	0.67	4.99

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณ โหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
303	195	174	112	0.28	0.78	7.27
304	4	47	14	0.94	0.21	1.13
305	39	67	83	0.04	0.12	4.60
306	76	139	110	0.38	0.14	0.36
307	201	97	191	0.55	0.87	7.41
308	157	169	73	0.31	0.45	1.94
309	126	145	17	0.80	0.51	6.33
310	30	33	186	0.49	0.84	3.82
311	77	64	164	0.96	0.16	0.40
312	71	51	191	0.77	0.31	0.51
313	94	13	13	0.27	0.26	0.71
314	198	125	15	0.16	0.08	3.61
315	158	67	137	0.12	0.48	2.21
316	195	201	205	0.02	0.47	0.53
317	14	66	63	0.46	0.23	5.77
318	175	81	143	0.35	0.22	1.20
319	54	139	28	0.76	0.64	0.02
320	74	103	44	0.88	0.38	6.67
321	72	107	190	0.77	0.94	2.21
322	1	172	156	0.99	0.22	4.27
323	96	51	179	0.89	0.12	3.20
324	31	115	85	0.08	0.57	2.66
325	75	40	72	0.88	0.03	4.28
326	80	68	203	0.32	0.41	1.62
327	8	106	40	0.73	0.62	1.45
328	82	198	97	0.72	0.52	0.19

ตารางที่ ง.8 ผลการจำลองบัสติดตั้งและกำลังการผลิตหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีคำนวณโหลด PEVs จากพารามิเตอร์แถวค้อยค่าสูงสุด (λ_{max} , μ_{max})
(ต่อ)

ที่	บัสติดตั้ง			กำลังจริง (MW)		
	329	197	184	70	0.76	0.55
330	182	19	39	0.90	0.74	0.99
331	161	96	118	0.60	0.11	5.86
332	176	63	71	0.92	0.41	2.13
333	51	131	64	0.82	0.93	6.98
334	29	31	139	0.71	0.16	1.75
335	96	137	9	0.61	0.54	2.44
336	193	148	76	0.36	0.66	0.03

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวค้อย		
		(λ_{min} , μ_{min})	(λ_{avg} , μ_{avg})	(λ_{max} , μ_{max})
1	481.24	150.63	1,364.59	838.40
2	201.93	233.91	1,359.64	822.90
3	1,204.52	159.78	408.18	936.20
4	890.95	157.05	1,251.29	1,040.40
5	1,212.13	195.12	1,235.43	1,093.00
6	359.57	155.81	1,286.86	871.10
7	1,195.45	157.75	64.08	815.40
8	632.17	259.02	1,338.43	1,056.00
9	204.87	159.07	405.04	869.00
10	1,188.09	204.43	1,322.32	822.20
11	425.66	180.08	285.55	800.20
12	162.07	216.71	1,354.92	1,060.20

ตารางที่ 9.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
13	321.44	341.89	204.11	880.60
14	1,219.33	264.17	62.70	833.40
15	1,208.82	259.53	1,353.36	984.70
16	831.60	173.86	130.71	857.40
17	1,235.15	153.26	601.57	900.20
18	1,247.63	154.05	1,375.66	1,460.20
19	1,246.70	304.84	1,398.92	109.60
20	371.23	170.27	106.95	940.30
21	1,268.46	158.53	1,407.45	890.60
22	1,265.96	315.03	1,407.16	1,122.80
23	1,255.12	400.27	1,410.18	1,298.90
24	452.05	253.74	683.91	1,082.60
25	218.25	209.08	472.69	1,253.80
26	225.95	173.48	793.68	863.00
27	678.73	184.66	254.05	928.30
28	675.33	168.63	542.28	1,171.00
29	1,293.64	154.09	1,034.18	1,248.50
30	810.04	159.86	1,059.60	953.90
31	310.77	200.15	661.95	924.20
32	429.51	151.41	481.47	1,085.10
33	1,265.37	155.92	185.28	1,213.70
34	1,231.96	150.58	109.77	1,075.80
35	1,210.63	172.21	92.46	1,024.40
36	89.83	163.91	1,374.64	1,244.60
37	98.49	338.11	1,388.11	1,115.50

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
38	701.78	168.21	1,421.40	1,114.90
39	478.50	153.09	146.99	1,527.10
40	551.78	166.98	420.66	1,370.10
41	156.65	163.38	176.95	1,293.60
42	381.71	310.89	1,451.43	1,380.30
43	583.40	623.10	803.33	1,284.20
44	1,262.42	230.90	353.52	915.80
45	1,253.49	153.21	1,409.48	893.70
46	1,233.58	272.11	127.03	1,075.80
47	1,258.51	150.64	1,392.42	1,124.00
48	1,235.51	301.51	546.44	1,068.10
49	70.08	152.26	201.79	849.30
50	1,216.87	154.86	78.84	868.60
51	1,075.75	235.12	1,356.77	879.50
52	96.49	257.49	101.87	984.90
53	95.67	182.84	329.98	1,088.40
54	217.30	150.84	785.95	1,305.00
55	1,220.04	250.11	1,341.75	1,040.20
56	82.74	155.23	1,339.10	883.00
57	1,188.29	151.14	1,338.21	1,278.60
58	1,220.45	150.72	328.70	1,014.60
59	231.24	307.71	387.60	849.50
60	1,227.22	213.19	102.52	100.40
61	156.69	161.47	95.51	930.50
62	1,211.74	212.67	75.78	1,062.40

ตารางที่ 9.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
63	85.32	222.43	194.97	832.50
64	354.98	160.85	280.69	845.30
65	324.07	155.18	1,362.47	860.00
66	1,244.04	482.55	1,376.35	1,256.70
67	1,236.05	192.70	277.41	885.40
68	179.49	158.69	200.55	914.10
69	1,108.22	242.38	1,408.54	1,290.70
70	1,265.75	153.47	325.00	883.10
71	293.88	151.65	1,409.61	933.60
72	1,254.32	232.47	326.65	1,048.50
73	635.37	159.92	358.35	95.20
74	1,263.36	160.20	1,216.95	909.90
75	1,245.90	150.79	1,417.18	1,091.10
76	323.22	200.39	657.64	948.80
77	146.33	162.68	453.09	1,162.50
78	1,601.89	177.15	1,189.86	942.60
79	1,542.55	177.48	913.86	906.90
80	1,281.56	280.00	1,411.88	930.90
81	1,277.98	151.61	104.69	1,048.40
82	1,531.22	179.85	90.83	943.30
83	1,812.42	163.68	839.93	1,528.00
84	87.09	181.68	76.73	918.60
85	1,548.91	158.02	312.01	941.50
86	1,561.52	155.49	1,420.58	882.90
87	1,575.25	264.83	1,441.88	986.10

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
88	1,593.21	239.37	210.39	1,092.20
89	1,349.54	366.56	1,448.13	1,103.30
90	1,604.02	230.15	1,451.01	992.50
91	1,904.76	791.80	274.84	1,130.20
92	1,857.64	152.74	1,432.23	921.60
93	670.32	224.73	541.44	1,091.40
94	1,294.10	161.26	501.48	448.20
95	1,241.88	176.77	688.44	915.30
96	501.70	164.27	163.53	1,074.80
97	1,806.65	213.99	1,365.14	864.40
98	1,208.22	228.98	1,359.76	1,052.80
99	1,808.09	338.84	647.91	1,256.90
100	1,259.47	169.56	112.84	962.20
101	1,817.82	170.55	79.29	851.90
102	1,242.59	181.78	70.76	807.40
103	1,535.22	311.06	1,341.45	1,179.20
104	1,489.40	198.10	49.37	847.10
105	1,206.68	173.50	60.59	953.80
106	1,474.68	151.28	803.79	1,022.20
107	1,233.07	201.56	998.10	836.90
108	1,516.85	166.93	1,355.03	1,225.70
109	1,537.04	187.66	172.82	868.70
110	1,537.41	151.31	1,015.87	1,163.90
111	1,487.60	328.71	67.77	0.00
112	1,517.94	395.71	710.30	840.20

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
113	1,509.52	216.13	299.38	958.70
114	1,258.70	177.86	556.38	1,272.60
115	1,295.20	153.43	1,063.11	100.80
116	1,281.93	199.50	1,403.38	914.90
117	1,295.70	150.93	233.80	891.80
118	1,577.74	168.24	108.22	883.10
119	1,306.19	200.88	151.21	1,341.00
120	1,309.81	163.07	1,409.55	927.00
121	1,265.13	185.17	240.94	1,029.80
122	1,578.74	154.12	111.75	1,056.90
123	1,855.57	158.17	320.95	377.10
124	1,308.64	178.08	1,421.74	1,096.10
125	1,326.61	159.75	1,435.73	1,115.50
126	1,336.46	172.92	1,434.44	1,010.90
127	1,301.06	367.89	230.35	917.60
128	1,892.36	152.21	523.11	840.10
129	1,292.16	150.93	243.48	1,849.20
130	1,523.47	150.94	1,079.22	988.70
131	1,266.13	397.14	608.45	636.70
132	1,561.32	160.71	478.16	1,259.30
133	1,305.68	178.71	1,386.62	890.30
134	1,591.15	164.26	192.68	1,307.40
135	1,896.02	187.66	1,005.12	1,142.40
136	1,325.34	155.51	1,440.23	1,387.50
137	1,857.91	150.75	282.27	1,325.90

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
138	1,324.84	154.30	159.55	951.50
139	1,947.93	416.90	1,458.66	957.50
140	1,358.25	186.01	328.42	1,021.90
141	981.01	265.13	1,410.09	938.10
142	1,544.69	340.90	584.54	1,305.90
143	1,520.07	608.01	380.88	1,137.10
144	1,800.19	218.27	1,374.07	923.30
145	1,197.24	190.61	246.07	1,007.70
146	1,502.09	297.94	1,042.80	1,428.50
147	1,819.83	275.85	70.12	1,505.40
148	1,281.08	171.95	106.10	829.90
149	1,512.05	161.54	357.31	204.10
150	1,230.98	206.22	1,346.72	894.20
151	1,212.79	771.33	1,341.17	1,178.10
152	1,506.01	156.67	1,337.25	785.70
153	1,206.92	496.38	134.02	1,032.20
154	1,493.96	409.81	92.63	836.20
155	1,250.77	598.44	278.16	1,032.00
156	1,825.68	151.79	238.52	872.50
157	1,238.82	151.95	1,382.84	861.50
158	1,828.69	150.78	1,356.60	894.20
159	1,754.34	298.48	1,353.98	824.70
160	1,526.73	344.43	169.30	893.10
161	1,816.90	193.21	76.23	1,086.80
162	1,544.22	196.16	1,375.72	1,311.00

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
163	1,565.10	217.33	697.96	1,140.50
164	1,566.35	323.60	483.41	884.50
165	1,586.36	151.47	1,408.40	1,138.30
166	1,285.78	150.66	163.18	1,343.10
167	1,314.49	164.58	457.10	880.30
168	1,315.23	151.08	1,409.06	241.20
169	1,298.02	302.64	1,394.64	1,150.90
170	1,278.53	459.31	881.00	1,234.10
171	1,291.94	155.28	1,416.82	911.80
172	1,882.89	478.94	123.37	1,614.60
173	1,340.01	251.36	1,435.15	737.40
174	1,311.20	171.16	160.59	920.80
175	1,863.29	253.52	168.37	1,769.20
176	1,844.00	243.67	449.50	1,218.90
177	1,851.16	161.87	509.23	589.70
178	320.30	158.30	157.32	1,097.50
179	1,530.10	155.26	77.98	1,101.50
180	1,248.20	155.01	78.64	1,016.80
181	1,517.27	152.61	97.81	860.20
182	1,308.25	156.76	121.05	826.30
183	1,601.00	172.64	1,440.76	1,306.10
184	1,328.35	183.00	676.75	956.00
185	1,936.60	208.01	1,448.11	893.60
186	1,322.84	359.20	997.26	962.30
187	1,613.87	249.89	1,221.37	951.40

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
188	1,333.23	210.53	1,431.76	981.50
189	1,531.18	197.39	856.38	1,222.80
190	1,524.78	151.36	1,193.87	1,098.40
191	1,278.61	153.06	1,391.27	315.10
192	1,487.21	177.96	1,373.99	472.70
193	1,250.08	217.09	750.93	861.80
194	1,501.64	154.16	1,357.85	865.70
195	1,532.72	159.87	121.02	990.40
196	1,529.18	167.83	1,219.49	1,076.20
197	1,510.27	202.58	57.89	899.10
198	1,211.97	165.27	1,345.95	1,046.40
199	1,499.07	183.89	1,342.33	1,206.40
200	1,240.42	150.60	55.36	1,020.40
201	1,256.68	174.14	941.88	840.40
202	1,527.69	150.85	70.59	868.70
203	1,245.18	177.90	1,347.26	1,174.20
204	1,503.64	189.27	385.36	903.00
205	1,544.93	152.28	96.12	884.90
206	104.19	174.28	1,357.19	908.40
207	1,486.94	163.24	943.92	1,169.60
208	1,256.14	294.09	588.26	901.60
209	1,549.81	406.55	120.54	1,038.40
210	1,849.77	178.94	82.70	1,289.60
211	1,905.70	152.22	1,220.84	1,128.40
212	1,568.22	211.96	145.48	1,386.80

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
213	1,549.29	154.86	1,408.73	1,334.00
214	1,838.01	193.43	1,407.09	1,294.90
215	1,309.90	158.04	1,409.78	919.40
216	1,282.59	278.97	1,409.75	895.30
217	1,542.93	156.98	1,395.66	1,058.00
218	1,271.23	182.89	248.36	888.90
219	1,313.02	181.27	1,415.52	1,317.50
220	1,563.71	154.35	776.58	1,078.30
221	1,295.95	164.54	1,433.39	1,287.10
222	1,898.17	151.25	172.80	908.40
223	1,582.94	249.53	1,429.12	1,116.90
224	1,302.10	167.28	1,117.14	885.70
225	1,824.44	185.20	121.91	1,124.90
226	1,305.45	216.31	1,389.16	941.70
227	1,254.70	160.87	1,370.98	848.90
228	1,558.03	152.84	1,374.51	889.00
229	1,264.89	150.70	550.57	1,036.80
230	1,883.34	182.29	1,422.72	873.90
231	1,332.26	316.19	1,441.75	924.40
232	1,348.25	964.08	366.48	1,215.00
233	1,607.77	172.45	152.98	1,095.10
234	1,320.14	399.92	165.19	938.40
235	1,341.59	173.26	210.48	954.70
236	1,300.89	467.27	1,431.96	949.90
237	125.10	173.41	454.97	918.80

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
238	1,276.65	226.26	114.52	839.60
239	373.25	180.98	420.40	1,066.50
240	1,852.24	257.55	1,374.70	1,282.10
241	1,209.41	181.12	575.51	1,031.20
242	1,514.31	151.78	63.40	1,101.10
243	1,477.65	237.23	194.98	858.90
244	1,492.00	464.83	1,351.51	842.00
245	1,765.23	151.24	821.87	876.00
246	1,797.75	152.96	788.29	861.90
247	1,245.89	154.27	1,339.82	399.40
248	1,477.20	195.37	113.26	819.40
249	1,778.83	156.40	43.47	798.00
250	1,209.06	160.58	72.02	809.90
251	1,483.80	150.57	1,074.68	819.10
252	1,765.35	154.53	1,349.99	856.00
253	1,503.75	572.31	239.24	803.30
254	1,466.88	452.76	630.16	1,250.50
255	1,784.65	152.18	137.84	1,118.20
256	1,210.81	151.73	1,343.52	1,029.30
257	1,513.90	157.89	328.80	1,506.20
258	1,217.03	178.76	1,361.54	873.70
259	1,250.33	153.65	94.19	1,141.10
260	1,798.38	152.84	1,381.16	994.60
261	1,530.03	171.50	1,400.68	1,091.10
262	1,563.48	376.86	1,374.21	858.50

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
263	1,545.01	187.84	90.20	937.00
264	1,539.46	151.69	128.71	643.80
265	1,476.81	245.48	507.47	1,054.10
266	1,557.62	154.01	1,318.92	1,260.80
267	1,541.01	154.02	1,380.69	877.90
268	1,514.84	294.19	1,370.08	1,057.20
269	1,228.31	189.00	82.74	882.10
270	1,568.22	157.25	105.13	1,493.20
271	1,226.93	152.21	607.61	980.00
272	1,857.20	200.66	1,223.98	1,246.60
273	1,535.94	157.60	187.67	835.20
274	1,801.15	154.25	1,355.62	828.20
275	1,489.17	194.46	165.19	849.00
276	1,270.93	221.35	1,360.99	846.20
277	73.21	177.35	1,367.09	1,053.50
278	1,300.93	151.99	479.81	953.50
279	1,309.59	204.69	933.67	990.20
280	1,544.17	200.07	1,409.25	948.80
281	1,589.66	153.93	120.24	1,300.40
282	1,625.83	169.00	442.85	917.90
283	1,842.88	220.55	230.81	946.00
284	1,295.44	153.43	136.59	908.70
285	1,815.03	164.22	1,027.91	1,296.80
286	1,244.76	196.49	172.22	1,210.20
287	1,219.32	159.46	1,359.11	823.40

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
288	1,223.61	152.39	66.56	889.70
289	1,494.78	180.93	76.92	1,013.90
290	1,291.52	161.58	74.89	1,022.30
291	1,819.71	272.82	1,350.11	824.70
292	1,827.02	151.43	703.01	835.10
293	1,490.91	173.42	66.03	869.30
294	1,503.88	239.91	50.13	839.20
295	1,262.28	170.30	499.63	1,256.70
296	1,224.86	325.82	1,341.49	1,497.60
297	1,490.47	154.09	645.20	826.40
298	1,498.05	451.08	884.53	1,025.20
299	1,494.77	194.35	857.65	843.30
300	1,514.72	154.02	1,336.93	982.80
301	1,269.09	152.69	1,383.98	1,075.90
302	1,274.95	155.54	1,362.12	964.90
303	1,768.91	209.77	1,350.60	836.10
304	1,245.62	258.60	1,355.88	1,060.20
305	1,526.67	154.80	822.30	880.10
306	1,551.15	165.64	520.23	851.10
307	1,288.91	151.07	127.50	866.80
308	1,267.61	170.81	104.51	1,292.30
309	364.36	233.80	355.46	887.00
310	1,546.26	151.70	1,386.82	1,309.50
311	1,262.85	226.92	1,381.59	884.50
312	1,535.78	384.86	120.37	132.70

ตารางที่ ง.9 ผลการจำลองกำลังสูญเสียค่าเหมาะที่สุด (ต่อ)

ที่	กำลังสูญเสีย			
	จำนวนโหลด PEVs แบบสุ่ม	จำนวนโหลด PEVs ด้วยพารามิเตอร์แถวคอย		
		$(\lambda_{min}, \mu_{min})$	$(\lambda_{avg}, \mu_{avg})$	$(\lambda_{max}, \mu_{max})$
313	1,525.82	153.16	1,375.97	1,045.30
314	1,584.82	304.47	1,387.07	872.20
315	1,826.12	158.53	95.13	872.40
316	1,584.51	177.68	1,404.80	890.40
317	1,572.44	260.97	1,406.46	994.30
318	1,862.70	161.23	110.77	904.30
319	1,556.29	151.35	512.78	912.80
320	1,524.37	321.31	946.46	869.40
321	1,256.66	157.97	97.25	1,258.20
322	1,818.48	375.27	1,370.68	862.20
323	1,216.75	404.24	937.94	1,087.30
324	1,522.05	179.23	1,356.25	879.90
325	1,571.58	242.23	1,377.56	996.30
326	1,270.96	340.90	98.98	880.30
327	1,597.13	277.52	130.11	920.00
328	1,578.09	191.55	863.11	901.80
329	1,557.88	168.62	1,386.10	1,283.40
330	1,624.29	164.75	150.40	957.40
331	1,320.89	179.22	1,428.43	955.80
332	1,312.52	212.39	1,431.31	1,278.40
333	1,547.39	525.10	166.94	759.30
334	1,586.31	421.14	243.33	912.00
335	1,275.13	437.05	1,390.55	837.00
336	1,522.91	151.00	156.56	928.90



ภาคผนวก จ

รหัสคำสั่ง MATLAB งานวิจัยวิทยานิพนธ์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ง.1 รหัสคำสั่งการค้นหาลำดับในแนวกว้างเพื่อเรียงลำดับและสร้างหมายเลขบัสใหม่

```
function NB =bfs(DataInput ,StBus)

LineConnection = zeros(length(DataInput(:, 1)), 3);
LineConnection(:, 1:2)=DataInput(:, 1:2);
LineConnection(:, 3)=ones(length(DataInput(:, 1)), 1);
BusNo =max(max(LineConnection(:, 1)),max(LineConnection(:, 2)));
AdjM =zeros(BusNo, BusNo);
for k=1:length(LineConnection(:, 1))
    AdjM(LineConnection(k, 1), LineConnection(k, 2))=LineConnection(k, 3);
    AdjM(LineConnection(k, 2), LineConnection(k, 1))=LineConnection(k, 3);
end
VertNo =BusNo;
StartVert =StBus;
visited =zeros(1, VertNo);
queue =StartVert;
visited(1, StartVert)=1;
NB =[];
BusCount =0;
iter =0;
while ~isempty(queue)
    u =queue(1);
    queue(1)=[];
    visited(1, u)=2;
    BusCount =BusCount +1;
    NB =[NB; u BusCount];
    for jj=1:VertNo
        if(visited(1, jj)==0)&&(AdjM(u, jj)==1)
            queue =[queue jj];
            visited(1, jj)=1;
        end
    end
    iter =iter +1;
end
```

ง.2 รหัสคำสั่งสร้างเมทริกซ์กระแสบัสที่จ่ายให้กิ่งและเมทริกซ์กระแสกิ่งที่ส่งผลต่อแรงดันบัส

```
function [BIBC, BCBV]=build_BIBC_BCBV(DataInput)

LineData =DataInput{1, 1};
SpotLoad =DataInput{1, 3};
Zbr =DataInput{1, 6};
BrNo =length(LineData(:, 1));
BusNo =max(max(LineData(:, 1)),max(LineData(:, 2)));
SeBus =LineData(:, 1);
ReBus =LineData(:, 2);
```

```

m = BrNo;
n = BusNo;
BIBC = zeros(3*m, 3*n);
BCBV = zeros(3*n, 3*m);
for k=1:BrNo
    ii = SeBus(k);
    jj = ReBus(k);
    BIBC(:,(3*jj-2):(3*jj))=BIBC(:,(3*ii-2):(3*ii));
    LoadBusInd = find(SpotLoad(:,1)=jj);
    ZeroInd = find(SpotLoad(LoadBusInd,3:8)==0);
    NonZeroInd = find(SpotLoad(LoadBusInd,3:8)~=0);
    if isempty(NonZeroInd)
        BIBC((3*k-2):(3*k),(3*jj-2):(3*jj))=zeros(3);
    elseif isempty(ZeroInd)
        BIBC((3*k-2):(3*k),(3*jj-2):(3*jj))=eye(3);
    elseif (NonZeroInd(1)=1)&&(NonZeroInd(2)=2)
        &&(ZeroInd(1)=3)&&(ZeroInd(2)=4)&&(ZeroInd(3)=5)&&(ZeroInd(4)=6)
        BIBC((3*k-2):(3*k),(3*jj-2):(3*jj))=[1 0 0; 0 0 0; 0 0 0];
    elseif (ZeroInd(1)=1)&&(ZeroInd(2)=2)&&(NonZeroInd(1)=3)
        &&(NonZeroInd(2)=4)&&(ZeroInd(3)=5)&&(ZeroInd(4)=6)
        BIBC((3*k-2):(3*k),(3*jj-2):(3*jj))=[0 0 0; 0 1 0; 0 0 0];
    elseif (ZeroInd(1)=1)&&(ZeroInd(2)=2)&&(ZeroInd(3)=3)
        &&(ZeroInd(4)=4)&&(NonZeroInd(1)=5)&&(NonZeroInd(2)=6)
        BIBC((3*k-2):(3*k),(3*jj-2):(3*jj))=[0 0 0; 0 0 0; 0 0 1];
    elseif (ZeroInd(1)=1)&&(ZeroInd(2)=2)&&(NonZeroInd(1)=3)
        &&(NonZeroInd(2)=4)&&(NonZeroInd(3)=5)&&(NonZeroInd(4)=6)
        BIBC((3*k-2):(3*k),(3*jj-2):(3*jj))=[0 0 0; 0 1 0; 0 0 1];
    elseif (NonZeroInd(1)=1)&&(NonZeroInd(2)=2)&&
        (ZeroInd(1)=3)&&(ZeroInd(2)=4)&&(NonZeroInd(3)=5)&&(NonZeroInd(4)=6)
        )
        BIBC((3*k-2):(3*k),(3*jj-2):(3*jj))=[1 0 0; 0 0 0; 0 0 1];
    elseif (NonZeroInd(1)=1)&&(NonZeroInd(2)=2)&&
        (NonZeroInd(3)=3)&&(NonZeroInd(4)=4)&&(ZeroInd(1)=5)&&(ZeroInd(2)=6)
        )
        BIBC((3*k-2):(3*k),(3*jj-2):(3*jj))=[1 0 0; 0 1 0; 0 0 0];
    end
    BCBV((3*jj-2):(3*jj),:)=BCBV((3*ii-2):(3*ii),:);
    BCBV((3*jj-2):(3*jj),(3*k-2):(3*k))=Zbr((3*ii-2):(3*ii),(3*jj-2):(3*jj));
end
BIBC(:,1:3)=[];
BCBV(1:3,:)=[];
return

```

ง.3 รหัสคำสั่งคำนวณกระแสโหลด

```
function IL = CalLoadCurrent(DataInput, Vnom, Vb)
```

```

LineData =DataInput{1,1};
BusNo =max(max(LineData(:,1)),max(LineData(:,2)));
SpotLoad =DataInput{1,3};
SpotNo =length(SpotLoad(:,1));
IL = zeros(3*BusNo,1);
ILp = IL;
ILl = IL;
S = zeros(3,1);
Z = S;
theta = Z;
delta = theta;
Imag = delta;
for n=1:SpotNo
    BN = SpotLoad(n,1);
    S = [SpotLoad(n,3)+1i*SpotLoad(n,4); SpotLoad(n,5)+1i*SpotLoad(n,6);
        SpotLoad(n,7)+1i*SpotLoad(n,8)];
    if SpotLoad(n,2)=1
        ILl((3*BN-2):(3*BN),1)=conj(S.Vb((3*BN-2):(3*BN),1));
    elseif SpotLoad(n,2)=3
        VLN = Vb((3*BN-2):(3*BN),1);
        VLNnom = Vnom((3*BN-2):(3*BN),1);
        for k=1:3
            if S(k,1)~=0
                Z(k,1)=(abs(VLNnom(k,1)).^2/conj(S(k,1)));
                ILl(3*BN-3+k,1)=VLN(k,1)/Z(k,1);
            else
                ILl(3*BN-3+k,1)=0;
            end
        end
    elseif SpotLoad(n,2)=6
        VLN = Vb((3*BN-2):(3*BN),1);
        VLNnom = Vnom((3*BN-2):(3*BN),1);
        for k=1:3
            if S(k,1)~=0
                Imag(k,1)=abs(conj(S(k,1))VLNnom(k,1));
                theta(k,1)=angle(S(k,1));
            else
                Imag(k,1)=0;
                theta(k,1)=0;
            end
        end
        delta =angle(VLN);
        Iang =delta -theta;
        ILl((3*BN-2):(3*BN),1)= Imag.*(cos(Iang)+1i*sin(Iang));
    elseif SpotLoad(n,2)=2
        VABnom =Vnom(3*BN-2,1)-Vnom(3*BN-1,1);
        VBCnom =Vnom(3*BN-1,1)-Vnom(3*BN,1);
        VCANom =Vnom(3*BN,1)-Vnom(3*BN-2,1);
        VLLnom =[VABnom; VBCnom; VCANom];

```

```

        VAB = Vb(3*BN-2,1)-Vb(3*BN-1,1);
        VBC = Vb(3*BN-1,1)-Vb(3*BN,1);
        VCA = Vb(3*BN,1)-Vb(3*BN-2,1);
        VLL = [VAB; VBC; VCA];
    for k=1:3
        if S(k,1)~=0
            Z(k,1)=abs(VLLnom(k,1)).^2/conj(S(k,1));
            ILp(3*BN-3+k,1)=VLL(k,1)/Z(k,1);

        else
            ILp(3*BN-3+k,1)=0;

        end
    end
    IL1((3*BN-2):(3*BN),1)=[-1 1 0; 1 0 -1; 0 -1 1]*ILp((3*BN-2):(3*BN),1);
elseif SpotLoad(n,2)==4
    VAB = Vb(3*BN-2,1)-Vb(3*BN-1,1);
    VBC = Vb(3*BN-1,1)-Vb(3*BN,1);
    VCA = Vb(3*BN,1)-Vb(3*BN-2,1);
    VLL = [VAB; VBC; VCA];
    ILp((3*BN-2):(3*BN),1)=conj(S/VLL);
    IL1((3*BN-2):(3*BN),1)=[-1 1 0; 1 0 -1; 0 -1 1]*ILp((3*BN-2):(3*BN),1);
elseif SpotLoad(n,2)==5
    VABnom = Vnom(3*BN-2,1)-Vnom(3*BN-1,1);
    VBCnom = Vnom(3*BN-1,1)-Vnom(3*BN,1);
    VCANom = Vnom(3*BN,1)-Vnom(3*BN-2,1);
    VLLnom = [VABnom; VBCnom; VCANom];
    Imag = conj(S/VLLnom);
    Vab = Vb(3*BN-2,1)-Vb(3*BN-1,1);
    Vbc = Vb(3*BN-1,1)-Vb(3*BN,1);
    Vca = Vb(3*BN,1)-Vb(3*BN-2,1);
    Vabc = [Vab; Vbc; Vca];
    for k=1:3
        if S(k,1)~=0
            theta(k,1)=angle(S(k,1));

        else
            theta(k,1)=0;

        end
    end
    delta = angle(Vabc);
    Iang = delta -theta;
    ILp((3*BN-2):(3*BN),1)=Imag.*(cos(Iang)+1i*sin(Iang));
    IL1((3*BN-2):(3*BN),1)=[-1 1 0; 1 0 -1; 0 -1 1]*ILp((3*BN-2):(3*BN),1);

end
end

IL2 = zeros(3*BusNo,1);
CapData = DataInput{1,2};
CapNo = length(CapData(:,1));
IC = zeros(3*BusNo,1);
for n=1:CapNo
    CBus = CapData(n,1);

```

```

    Q = [CapData(n,2); CapData(n,3); CapData(n,4)];
    if CapData(n,5)=1
        Vabcn = Vb((3*CBus-2):(3*CBus),1);
        Bc = Q./(abs(Vabcn).^2);
        IC((3*CBus-2):(3*CBus),1)=1i.*Bc.*Vb((3*CBus-2):(3*CBus),1);
    elseif CapData(n,5)=2
        VAB = Vb(3*CBus-2,1)-Vb(3*CBus-1,1);
        VBC = Vb(3*CBus-1,1)-Vb(3*CBus,1);
        VCA = Vb(3*CBus,1)-Vb(3*CBus-2,1);
        VLL = [VAB; VBC; VCA];
        Bc = Q./abs(VLL).^2;
        IC((3*CBus-2):(3*CBus),1)=1i.*Bc.*VLLL;
        IC((3*CBus-2):(3*CBus),1)=[-1 1 0; 1 0 -1; 0 -1 1]*IC((3*CBus-
        2):(3*CBus),1);
    end
end

for k=1:BusNo
    IL((3*k-2):(3*k),1)=IL1((3*k-2):(3*k),1)+IL2((3*k-2):(3*k),1)+IC((3*k-2):(3*k),1);
end

return

```

ง.4 รหัสคำสั่งการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอ้างอิงทอพอโลยีโครงข่าย

```

function[Vnew,IterNo]=TopologyLoadFlow(DataInput,BIBC,BCBV,err)

LineData =DataInput{1,1};
BusNo =max(max(LineData(:,1)),max(LineData(:,2)));
NodeData =DataInput{1,5};
Vn =(sqrt(3))^1.*NodeData(:,2);
Vnom =Vn;
for k=1:length(NodeData(:,1))
    Vbus =(sqrt(3))^1.*NodeData(k,2);
    Vnom(3*k-2,1)=Vbus;
    Vnom(3*k-1,1)=Vbus*(cos(120*pi/180)-1i*sin(120*pi/180));
    Vnom(3*k,1)=Vbus*(cos(120*pi/180)+1i*sin(120*pi/180));
end
Vb =Vnom;
Vnew =Vb;
Mismatch =999;
IterNo =1;
while Mismatch>err
    Vold =Vnew;
    IL =CalLoadCurrent(DataInput,Vnom,Vnew);
    ILCal =IL;
    ILCal(1:3,:)=[];
end

```

```

Vdrop = BCBV*BIBC*ILCal;
for k=2:BusNo
    Vb((3*k-2):(3*k), 1)=Vb(1:3)-Vdrop((3*(k-1)-2):(3*(k-1)), 1);
end
Vnew =Vb;
MagMis =max(abs(Vnew-Vold));
Mismatch1=MagMis/abs(Vnom(1));
AngMis =max(angle(Vnew-Vold));
Mismatch2 =AngMis/angle(Vnom(1));
Mismatch =max(Mismatch1,Mismatch2);
IterNo =IterNo+1;
end
IterNo =IterNo-1;

```

ง.5 รหัสคำสั่งคำนวณระยะเวลาการอัดประจุ PEV

```

function tc =ChargingTime(tmax,nmax,u)

randout =rand(1);
ftc =u*nmax*exp(-u*nmax*tmax);
if randout<ftc
    tc =tmax;
elseif randout>=ftc
    tc =-(u*nmax)^-1*log(randout/(u*nmax));
end

```

ง.6 รหัสคำสั่งคำนวณความน่าจะเป็นที่ PEV จำนวน n คันเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย

```

function p =PEVQueueing(arrvate, servrate, nmax)

p=zeros(nmax,1);
for n=1:nmax
    c =n;
    sumfacti =0;
    for ii=0:(nmax-1)
        sumfacti =sumfacti+1/factorial(ii);
    end
    sumk =0;
    for k=1:(c-1)
        sumk =(factorial(k))^-1*(arrvate/servrate)^k;
        sumk =sumk+sumk;
    end
    p0 =(1+sumk+(factorial(c))^-1*
    1*(arrvate/servrate)^c*(c*servrate/(c*servrate-arrvate)))^-1;
    p(n)=(factorial(c))^1*(arrvate/servrate)^c*p0;
end

```



```
clear sumfacti sumfacti sumk summ

return
```

ง.7 รหัสคำสั่งปรับปรุงข้อมูลโหลดที่มี PEV และ DG

```
function NewLoadData =
UpdateBusdata(DataIn,Nbio,Pbio,Qbio,Npv,Ppv,Ppev)

LoadData =DataIn{1,3};
NewLoadData =LoadData;
BusNo =NewLoadData(:,1);
for k=1:length(Nbio)
    for m=1:length(BusNo)
        Indbio =find(Nbio(k)==BusNo(m));
    end
    NewLoadData(Indbio,3)=NewLoadData(Indbio,3)-Pbio(k);
    NewLoadData(Indbio,4)=NewLoadData(Indbio,4)-Qbio(k);
    NewLoadData(Indbio,5)=NewLoadData(Indbio,5)-Pbio(k);
    NewLoadData(Indbio,6)=NewLoadData(Indbio,6)-Qbio(k);
    NewLoadData(Indbio,7)=NewLoadData(Indbio,7)-Pbio(k);
    NewLoadData(Indbio,8)=NewLoadData(Indbio,8)-Qbio(k);
end

for k=1:length(Npv)
    for m=1:length(BusNo)
        Indpv =find(Npv(k)==BusNo(m));
    end
    NewLoadData(Indpv,3)=NewLoadData(Indpv,3)+Ppv(k);
    NewLoadData(Indpv,5)=NewLoadData(Indpv,5)+Ppv(k);
    NewLoadData(Indpv,7)=NewLoadData(Indpv,7)+Ppv(k);
end
Npev =LoadData(:,1);
for k=1:length(Npev)
    for m=1:length(BusNo)
        Indpev =find(Npev(k)==BusNo(m));
    end
    NewLoadData(Indpev,3)=NewLoadData(Indpev,3)+(1/3)*Ppev;
    NewLoadData(Indpev,5)=NewLoadData(Indpev,5)+(1/3)*Ppev;
    NewLoadData(Indpev,7)=NewLoadData(Indpev,7)+(1/3)*Ppev;
end

return
```

ง.8 รหัสคำสั่งคำนวณโหลดอัดประจุ PEV ด้วยทฤษฎีแถวคอย

```

function PEVdem =PEVDemand(ArrRateOp, ServRateOp, CaseNo)

RushGer = [...
    50 50 50 100 100 100 150 150 150;
    100 200 300 100 200 300 100 200 300;
    0.03 0.01 0.01 0.08 0.04 0.03 0.15 0.08 0.06;
    41 30 28 58 46 43 68 56 53
    5 5 5 5 5 5 5 5 5;
    19.0 27.3 30.1 12.0 16.2 17.6 9.7 12.4 13.4];
RushSwed = [...
    50 50 50 100 100 100 150 150 150;
    100 200 300 100 200 300 100 200 300;
    0.02 0.01 0.00 0.05 0.02 0.02 0.08 0.04 0.03;
    32 22 19 49 36 32 59 45 41
    5 5 5 5 5 5 5 5 5;
    25.9 41.1 46.9 15.5 23.0 25.9 12.0 17.0 19.0];
AvgGer = [...
    50 50 50 100 100 100 150 150 150;
    100 200 300 100 200 300 100 200 300;
    0.01 0.01 0.00 0.03 0.02 0.01 0.06 0.03 0.03;
    17 13 12 24 19 18 28 23 22
    1.48 1.66 1.69 1.15 1.39 1.45 0.94 1.19 1.26;
    15.4 24.0 26.8 8.1 12.5 14.0 5.6 8.6 9.6];
AvgSwed = [...
    50 50 50 100 100 100 150 150 150;
    100 200 300 100 200 300 100 200 300;
    0.01 0.00 0.00 0.02 0.01 0.01 0.04 0.02 0.01;
    13 9 8 20 15 13 25 19 17
    1.63 1.80 1.84 1.34 1.58 1.64 1.14 1.41 1.48;
    22.5 37.9 43.7 11.8 19.6 22.5 8.1 13.5 15.5];
if CaseNo=1
    PEVreq =1e3*RushGer(1,:);
    PEVRange =RushGer(2,:);
    ArrRate =60*RushGer(3,:);
    OccRate =0.01*RushGer(4,:);
    nmax =round(1/OccRate);
    ServRate =60*(RushGer(6,:)-RushGer(5,:)).^-1;
    tmax =(1/60)*(RushGer(6,:)-RushGer(5,:));
elseif CaseNo=2
    PEVreq =1e3*RushSwed(1,:);
    PEVRange =RushSwed(2,:);
    ArrRate =60*RushSwed(3,:);
    OccRate =0.01*RushSwed(4,:);
    nmax =round(1/OccRate);
    ServRate =60*(RushSwed(6,:)-RushSwed(5,:)).^-1;
    tmax =(1/60)*(RushSwed(6,:)-RushSwed(5,:));
elseif CaseNo=3
    PEVreq =1e3*AvgGer(1,:);
    PEVRange =AvgGer(2,:);

```

```

ArrRate = 60*AvgGer(3,:);
OccRate = 0.01*AvgGer(4,:);
nmax = round(1./OccRate);
ServRate = 60*(AvgGer(6,:)-AvgGer(5,:)).^-1;
tmax = (1/60)*(AvgGer(6,:)-AvgGer(5,:));
elseif CaseNo==4
    PEVreq = 1e3*AvgSwed(1,:);
    PEVRange = AvgSwed(2,:);
    ArrRate = 60*AvgSwed(3,:);
    OccRate = 0.01*AvgSwed(4,:);
    nmax = round(1./OccRate);
    ServRate = 60*(AvgSwed(6,:)-AvgSwed(5,:)).^-1;
    tmax = (1/60)*(AvgSwed(6,:)-AvgSwed(5,:));
end
Sample = 9;
Nmin = 99999999*ones(Sample,1);
PD = zeros(Sample,1);
PEVmax = max(PEVreq);
nmax = max(nmax);
tmax = max(tmax);
for k=1:Sample
    rng('shuffle');
    randout = rand(1);
    p = PEVQueueing(ArrRateOp, ServRateOp, nmax);
    for mm=1:length(p)
        if p(mm)<randout
            if mm<Nmin(k)
                Nmin(k)=mm;
            end
        end
    end
    sume = 0;
    for n=1:Nmin(k)
        tc = ChargingTime(tmax, nmax, ServRateOp);
        sume = sume + exp(-6.90747*tc/tmax);
    end
    PD(k) = PEVmax*(Nmin(k)-sume);
end
PEVdem = sum(PD);
clear p Nmin tc sume PD

```

ง.9 รหัสคำสั่งคำนวณค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์

```

function S_MSE=objfun(FVr_temp, S_struct)

SysData = Udon4th;
Nbio = round(FVr_temp(1:4));

```

```

Pbio = FVr_temp(5:8);
Qbio = FVr_temp(9:12);
Npv = round(FVr_temp(13:15));
Ppv = FVr_temp(16:18);
ArrRate = round(FVr_temp(19));
ServRate = round(FVr_temp(20));
PEVdem = PEVDemand(ArrRate, ServRate, 4);
NewLoadData = UpdateBusdata(SysData, Nbio, Pbio, Qbio, Npv, Ppv, PEVdem);
SysData{1,3} = NewLoadData;
[BIBC, BCBV] = build_BIBC_BCBV(SysData);
[Vnew, IterNo] = TopologyLoadFlow(SysData, BIBC, BCBV, 1e-6);
Vdrop = CalVdrop(Vnew);
F_cost = (max(Vdrop) min(Vdrop));
S_MSE.I_nc = 0;
S_MSE.FVr_ca = 0;
S_MSE.I_no = 2;
S_MSE.FVr_oa(1) = F_cost(1);
S_MSE.FVr_oa(2) = F_cost(2);

```

ง.10 รหัสคำสั่งดำเนินการหาค่าเหมาะที่สุดของฟังก์ชันวัตถุประสงค์

```

Nbus = 205;
Nbiomin = [1 2 3 4];
Nbiomax = [Nbus-3 Nbus-2 Nbus-1 Nbus];
Pbiomin = zeros(1,4);
Qbiomin = zeros(1,4);
PFMax = 0.95;
Thetamax = acos(0.95);
Smax = 1e3*[12375 18750 24500 37500];
Pbiomax = 1e3*[9.9 15 19.6 30];
Qbiomax = sin(Thetamax)*Smax;
Npvmin = [1 2 3];
Npvmax = [Nbus-2 Nbus-1 Nbus];
Ppvmin = [0 0 0];
Ppvmax = 1e6*[11 7.46];
[ArrMin, ArrMax, ServMin, ServMax] = ArrServMinMax;
FVr_minbound = [Nbiomin Pbiomin Qbiomin Npvmin Ppvmin ArrMin
ServMin];
FVr_maxbound = [Nbiomax Pbiomax Qbiomax Npvmax Ppvmax ArrMax
ServMax];
F_VTR = 5;
I_D = 20;
I_bnd_constr = 1;
I_NP = 100;
I_itermax = 200;
F_weight = 1;
F_CR = 1;

```

```

I_strategy = 1;
I_refresh = 1;
I_plotting = 0;
if(I_plotting == 1)
    FVc_xx = [-2:0.125:2]';
    FVc_yy = [-1:0.125:3]';
    [FVr_x, FM_y] = meshgrid(FVc_xx', FVc_yy');
    FM_meshd = 100.*(FM_y-FVr_x.*FVr_x).^2 + (1-FVr_x).^2;

    S_struct.FVc_xx = FVc_xx;
    S_struct.FVc_yy = FVc_yy;
    S_struct.FM_meshd = FM_meshd;
end
S_struct.I_NP = I_NP;
S_struct.F_weight = F_weight;
S_struct.F_CR = F_CR;
S_struct.I_D = I_D;
S_struct.FVr_minbound = FVr_minbound;
S_struct.FVr_maxbound = FVr_maxbound;
S_struct.I_bnd_constr = I_bnd_constr;
S_struct.I_itermax = I_itermax;
S_struct.F_VTR = F_VTR;
S_struct.I_strategy = I_strategy;
S_struct.I_refresh = I_refresh;
S_struct.I_plotting = I_plotting;
[FVr_x, S_y, I_nf] = deopt('objfun', S_struct);

```

ง.11 รหัสคำสั่งคำนวณแรงดันตก

```

function Vdrop = CalVdrop(Vin)

Nbus = (1/3)*length(Vin);
Vdrop = zeros(3*Nbus, 1);
Vnom = (22e3/sqrt(3))*ones(3, 1);
for k=1:Nbus
    Vdrop((3*k-2):(3*k), :) = 100*(abs(Vin((3*k-2):(3*k), :))-Vnom)/Vnom;
end

```

ง.12 รหัสคำสั่งคำนวณกำลังสูญเสีย

```

function Ploss = CalPloss(SysName, Vin)

SysData = feval(SysName);
LineData = SysData{1, 1};
Zbr = SysData{1, 6};
Ploss = zeros(length(LineData(:, 1)), 1);
for k=1:length(LineData(:, 1))
    SeB = LineData(k, 1);

```

```

ReB = LineData(k, 2);
VSR = Vin((3*SeB-2):(3*SeB), :)-Vin((3*ReB-2):(3*ReB), :);
ISR = inv(Zbr((3*SeB-2):(3*SeB), (3*ReB-2):(3*ReB)))*VSR;
pause
S = VSR.*conj(ISR);
Ploss = sum(real(S));
end

```

ง.13 รหัสคำสั่งแปลงกระแสหรือแรงดันสามเฟสเป็นค่าส่วนประกอบสมมาตร

```

function VI012 =VIphVise(VIabc)

a = cos(120*pi/180)+1i*sin(120*pi/180);
A = [1 1 1; 1 a a^2; 1 a^2 a];
VI012 = A^-1*VIabc;

```

ง.14 รหัสคำสั่งคำนวณเมทริกซ์อิมพีแดนซ์สามเฟสจากค่าส่วนประกอบสมมาตร

```

function Zabc = Zse_Zph(linedata)

a = cos(120*pi/180)+j*sin(120*pi/180);
A = [1 1 1; 1 a a^2; 1 a^2 a];
nbr = length(linedata(:,1));
Zabc = zeros(3*nbr, 3);
for n=1:nbr
    Z1=linedata(n, 3)*(linedata(n, 4)+j*linedata(n, 5));
    Z0 = linedata(n, 3)*(linedata(n, 6)+j*linedata(n, 7));
    Z2 = Z1;
    Zse = [Z0 0 0; 0 Z1 0; 0 0 Z2];
    Zabc((3*n-2):(3*n), :)=A*Zse*A^-1;
end

```

ง.15 รหัสคำสั่งคำนวณค่าต่ำสุด ค่าเฉลี่ย และค่าสูงสุดของพารามิเตอร์แควคอย

```

function [ArrMin, ArrMax, ServMin, ServMax]=ArrServMinMax()

%1st-row =rush hour data of German
%2nd-row =rush hour data of Sweden
%3rd-row =average hour data of German
%4th-row =average hour data of Sweden
RushGer = [...%Rush hour data of Germany
50 50 50 100 100 100 150 150 150; %Required power charging
100 200 300 100 200 300 100 200 300; %Range according to the harged
0.03 0.01 0.01 0.08 0.04 0.03 0.15 0.08 0.06; %The arriving rate
41 30 28 58 46 43 68 56 53%Occupancy rate
5 5 5 5 5 5 5 5; %The mean waiting time in the queue
19.0 27.3 30.1 12.0 16.2 17.6 9.7 12.4 13.4]; %The mean waiting time in the
system

```

```

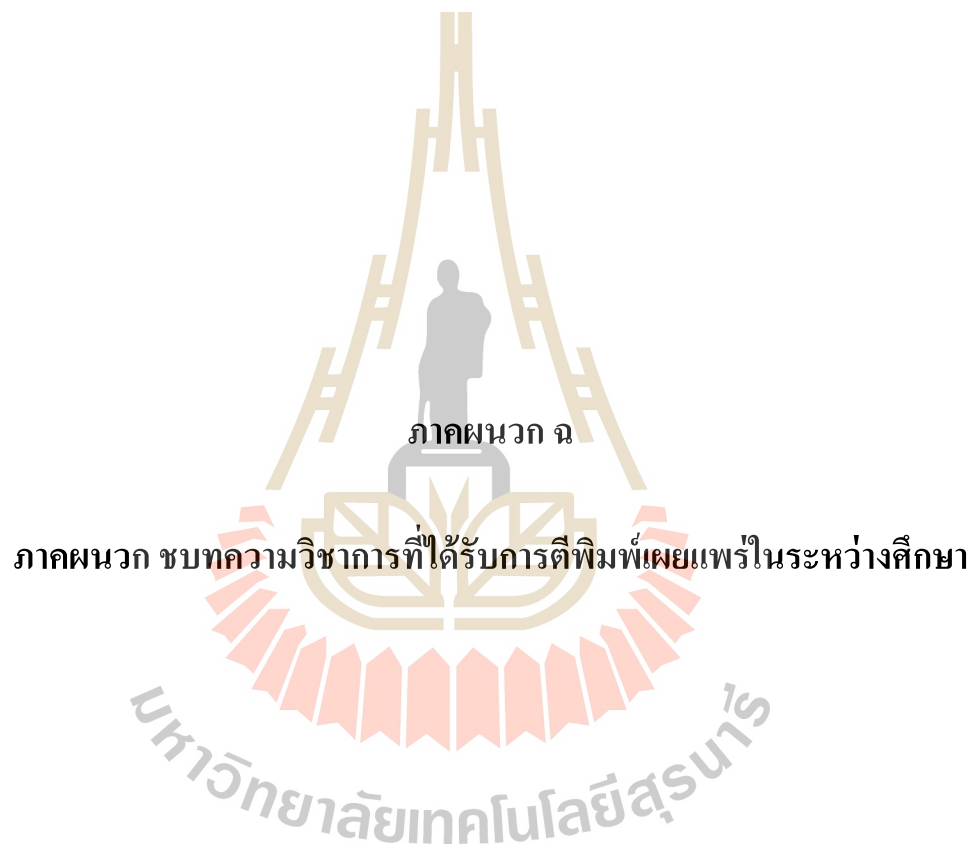
RushSwed = [...%Rush hour data of Sweden
50 50 50 100 100 100 150 150 150; %Required power charging
100 200 300 100 200 300 100 200 300; %Range according to the charged
0.02 0.01 0.00 0.05 0.02 0.02 0.08 0.04 0.03; %The arriving rate
32 22 19 49 36 32 59 45 41%Occupancy rate
5 5 5 5 5 5 5; %The mean waiting time in the queue
25.9 41.1 46.9 15.5 23.0 25.9 12.0 17.0 19.0]; %The mean waiting time in the
system

AvgGer = [...%Average hour data of Germany
50 50 50 100 100 100 150 150 150; %Required power charging
100 200 300 100 200 300 100 200 300; %Range according to the charged
0.01 0.01 0.00 0.03 0.02 0.01 0.06 0.03 0.03; %The arriving rate
17 13 12 24 19 18 28 23 22%Occupancy rate
1.48 1.66 1.69 1.15 1.39 1.45 0.94 1.19 1.26; %The mean waiting time in the
queue
15.4 24.0 26.8 8.1 12.5 14.0 5.6 8.6 9.6]; %The mean waiting time in the
system

AvgSwed = [...%Average hour data of Sweden
50 50 50 100 100 100 150 150 150; %Required power charging
100 200 300 100 200 300 100 200 300; %Range according to the charged
0.01 0.00 0.00 0.02 0.01 0.01 0.04 0.02 0.01; %The arriving rate
13 9 8 20 15 13 25 19 17%Occupancy rate
1.63 1.80 1.84 1.34 1.58 1.64 1.14 1.41 1.48; %The mean waiting time in the
queue
22.5 37.9 43.7 11.8 19.6 22.5 8.1 13.5 15.5]; %The mean waiting time in the
system

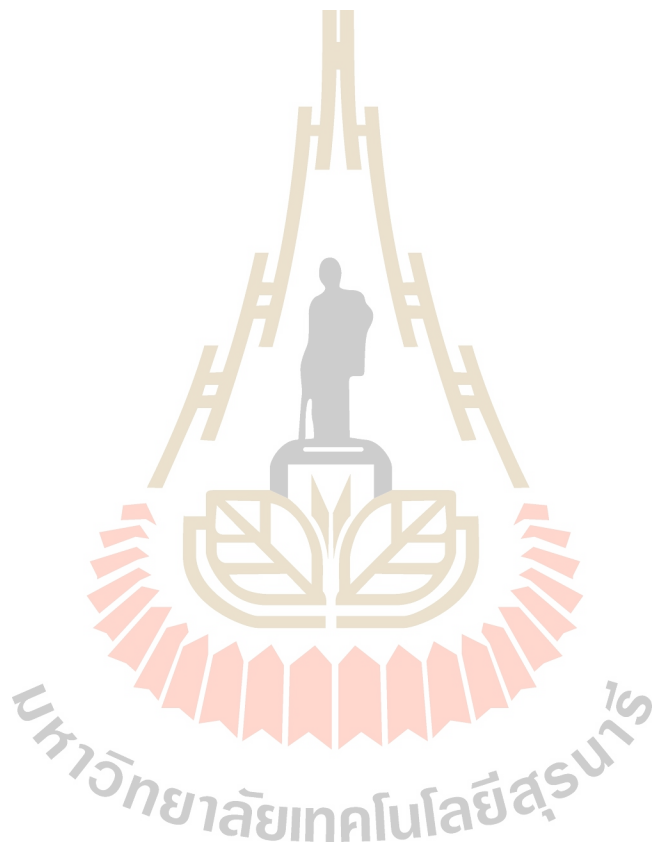
ArrRate = 60*(RushGer(3,:)RushSwed(3,:)AvgGer(3,:)AvgSwed(3,:));
ServRate = 60*(RushGer(6,:)RushGer(5,:).^-1 (RushSwed(6,:)RushSwed(5,:).^-1
(AvgGer(6,:)AvgGer(5,:).^-1 (AvgSwed(6,:)AvgSwed(5,:).^-1)];
ArrMin = min(ArrRate);
ArrMax = max(ArrRate);
ServMin = min(ServRate);
ServMax = max(ServRate);

```



รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

Boribun, B., Paolaor, P., & Kulworawanichpong, T. (2013). *Impact of electric bus charging in power distribution systems*. Paper presented at the The 2013 World Congress on Advances in Nano, Biomechanics, Robotics and Energy Research.



*The 2013 World Congress on
Advances in Nano, Biomechanics, Robotics, and Energy Research (ANBRE13)
Seoul, Korea, August 25-28, 2013*

Impact of electric bus charging in power distribution systems

*Banyat Boribun¹⁾, Padej Paolaor²⁾, and Thanatchai Kulworawanichpong³⁾

¹⁾ *Department of Electronics Engineering, Faculty of Technology, Udon Thani Rajabhat University, Thailand*

^{2,3)} *School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Thailand*

¹⁾ banyat@udru.ac.th

ABSTRACT

This paper introduces a simple model for electric vehicles suitable for load flow studies of electric bus charging. The electric bus demand system is analyzed from the Li-ion charging characteristics. The charging PQ is given by closed formulas as a function of charging time. A specific manufacturer model of electric vehicles is used as a study case. The simulation results shown the impact of electric bus charging in power distribution systems. The power loss and voltage profile are the selected parameters for the investigation of this work.

1. INTRODUCTION

The global warming since the late 19th century is the urgent issue of the world. The CO₂ emission is the main causes of the greenhouse effect and global warming. The one major source of emission is the petrol burning in the combustion engine of the vehicle. A good rule of thumb to solve this problem is changing combustion vehicles to electric vehicles (EVs). (Chan, Chau, & Chan 1998) have noted that EVs offer high energy efficiency and zero emission. The Batteries of EV can be charged with various types of electric sources such as utility, wind power, solar power and biomass. The optimal schedule of EVs charging enables load equalization of power system. Furthermore, the electric drive system of EV operates quietly and almost vibration-free. The integrating more electric vehicles, utilities must analyze the related impacts on the distribution system operation. The different charging capacities effects on voltages, line drops, line losses, and operation cost. Thus, the impact of electric charging in electric distribution is a very important issue.

The investigation into the impact of electric vehicle load on the electric utility distribution system is found in Rahman & Shrestha (1993). This work described problems and requirements which assure the utility's providing enough charging facilities. Unfortunately, the utility's load may excess energy available during off-peak hours to charge EV batteries at various locations. The effect of harmonic distortion in

¹⁾ Graduate Student

²⁾ Professor

³⁾ Professor

the distribution system resulting of EV battery chargers is found in Gomez & Morcos (2003). The optimum charging time is scheduled as a function of the existing load, ambient temperature, and time of day. This function is a quadratic relationship between the transformer life consumption and the total harmonic distortion of the battery charging current. The impact of battery charging of electric vehicles on the power distribution system which integrate the renewable energy systems is found in Shortt & O'Malley (2009). This work considered the power systems impact of different vehicle charging schemes. Charging profiles were developed for slow, fast and controlled optimal charging. Moreover, the optimal generation portfolios were proposed using a least-cost optimization algorithm.

The other important issue of EV charging study is the model development. The electric vehicle demand model for load flow studies is found in García-Valle & Vlachogiannis (2008). This work proposed a specific and simple model for EVs suitable for load flow studies. The demand system is modeled as a PQ bus with stochastic characteristics based on the concept of the queuing theory. All appropriate variables of stochastic PQ buses are given by closed formulas as a function of charging time. The other method of load demand due to EV battery charging is found in Qian, Zhou, Allan, & Yuan (2011). The method is stochastically formulated so as to account for the stochastic nature of the start time of individual battery charging and the initial battery state-of-charge. A comparative study is carried out by simulating four EV charging scenarios. The proposed four EVs charging scenarios take into account the expected future changes to the electricity tariffs in the electricity marketplace and appropriate regulation of EVs battery charging loads.

According to the literature review, this work proposes the impact of electric bus charging in power distribution systems. The first part of the paper describe the EV model for load flow studies. The charging demand model is analyzed from the typical Li-ion charging characteristics which using in K9-electric bus of BYD. The equivalent model of EVs charging station is set the PF and efficiency of the power converter. The second part of the paper shows the simulation results which consist of voltage profile and power losses. The simulation results and impacts of electric bus charging due to power distribution system is summarized in the final part of the paper.

2. EV MODEL FOR LOAD FLOW STUDIES

Load flow modeling consist of the active power of EV, VSC model, and the equivalent model of charging center. The optimal active power of EV during charging is effective to all models. The fitness values of optimal solutions are evaluated at each iteration and verified by using the load flow calculation.

2.1 The Charging Demand Model

The charging demand model of EVs is based on battery charging characteristic.

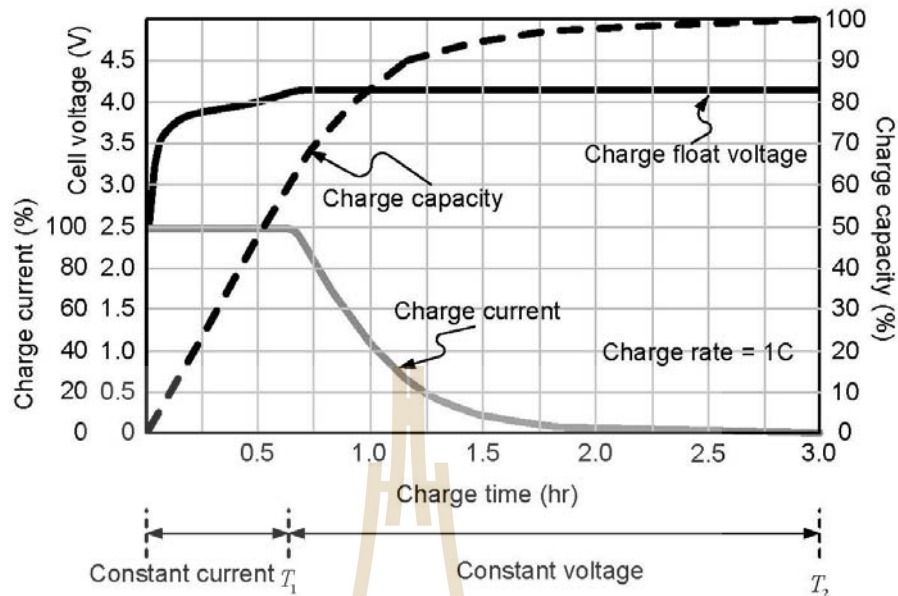


Fig. 1 The typical Li-ion charging characteristics

According to the typical Li-ion charging characteristics in Fig. 1, the approximate models of battery charging in the interval $0 - T_1$ are,

$$v(t) = V_n (1 - e^{-t/\tau_v}) \quad (1)$$

$$i(t) = I_n \quad (2)$$

The approximate models of battery charging in the interval $T_1 - T_2$ are,

$$v(t) = V_n \quad (3)$$

$$i(t) = I_n e^{-t/\tau_i} \quad (4)$$

The constant voltage V_n is the nominal voltage of EVs battery. The time constant τ_v and τ_i are determined from the charge voltage and charge current curve. The constant current I_n change to exponential decay until battery reach the full charge status. The instantaneous power of EV battery during the charge process can be calculated by,

$$p(t) = i(t)v(t) = \begin{cases} V_n I_n (1 - e^{-t/\tau_c}) & 0 \leq t \leq T_1 \\ V_n I_n e^{-t/\tau_c} & T_1 < t \leq T_2 \end{cases} \quad (5)$$

The total energy delivers to the battery through the charging process is,

$$w = \int p(t)dt = \int_0^{T_1} V_n I_n (1 - e^{-t/\tau_c}) dt + \int_{T_1}^{T_2} V_n I_n e^{-t/\tau_c} dt = KI_n \quad (6)$$

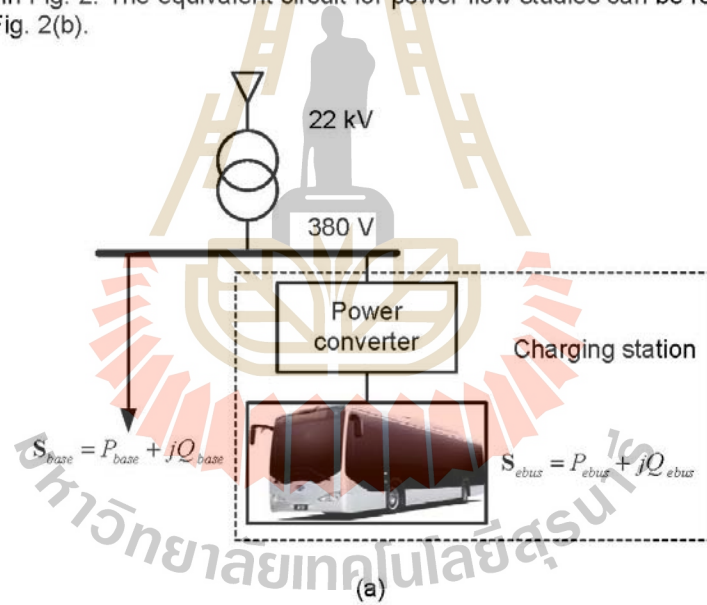
The nominal value of charging current of EV can be calculated by,

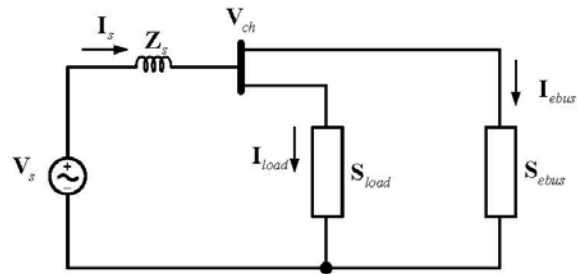
$$\begin{aligned} KI_n &= kWh \times 10^3 \times 3,600 \\ I_n &= \frac{3.6 \times 10^6 \times kWh}{K} \end{aligned} \quad (7)$$

The constant *kWh* is EV battery capacity in kilo-watt-hour.

2.2 Equivalent Model of EV Charging Station

The schematic diagram and equivalent circuit of the EV charging station are presented in Fig. 2. The equivalent circuit for power flow studies can be represented as shown in Fig. 2(b).





(b)

Fig. 2 The charging station (a) The schematic diagram (b) The equivalent circuit

The supply current of the bus which installed charging station is

$$\mathbf{I}_s = \mathbf{I}_{load} + \mathbf{I}_{ebus} = \left(\frac{P_{ebus} + jQ_{ebus}}{V_{ch}} \right)^* + \left(\frac{P_{load} + jQ_{load}}{V_{ch}} \right)^* \quad (8)$$

The charging voltage of the electric buses is

$$\begin{aligned} V_{ch} &= V_s - (R_s + jX_s) \mathbf{I}_s \\ V_{ch} &= V_s - (R_s + jX_s) \left\{ \left(\frac{P_{ebus} + jQ_{ebus}}{V_{ch}} \right)^* + \left(\frac{P_{load} + jQ_{load}}{V_{ch}} \right)^* \right\} \end{aligned} \quad (9)$$

The Eq. (9) is the power flow equation which can be solved by the iteration method. The power flow solutions describe the impact of electric bus charging in power distribution systems.

3. CASE STUDIES AND SIMULATIONS

This work is performed extensive simulations to demonstrate the impact of electric bus charging in power distribution systems. The electric bus of case study is K9-BYD. The system data of power distribution system were evaluated from the 10th circuit of Nakhon Ratchasima station, Thailand. The Thevenin's equivalent circuit was analyzed at bus 54 by the load transformation method.

3.1 Simulation Setting

According to the electric bus specification, the power capacity of Li-ion battery is 100 kWh. The battery takes 3 hours to reach a fully charged state with the quick charge mode. This work supposes that the time interval of constant current and constant voltage charging is equal to 5 times time constant as,

$$t_{con} = 5\tau \quad (10)$$

The time constants of voltage and current curve can be calculated from the 2 hours of constant charging voltage and 1 hours of constant charging current as follows

$$\tau_v = \frac{t}{5} = \frac{2 \times 60 \times 60}{5} = 1,440 \text{ s} \quad (11)$$

$$\tau_i = \frac{t}{5} = \frac{1 \times 60 \times 60}{5} = 720 \text{ s} \quad (12)$$

The nominal phase voltage of the test system is 380 V and the capacity of K9-BYD electric bus is 100 kWh. Thus, the total charging energy equation corresponds to Eq. (6) and nominal charging current are

$$100 \times 10^3 \times 3,600 = \int_0^{3,600} 380 I_n (1 - e^{-t/1,400}) dt + \int_{3,600}^{10,800} 380 I_n e^{-t/720} dt = 878.5 \times 10^5 I_n \quad (13)$$

$$I_n = \frac{100 \times 10^3 \times 3,600}{878.5 \times 10^5} = 409.79 \text{ A} \quad (14)$$

The simulation supposes that the efficiency of power converter is equal to 80% and power factor of electric bus is equal to 0.90. The Thevenin's equivalent impedance of the test system is $0.0165 + j0.0310 \Omega$. The base load without the electric bus charging is equal to $286.806 + j158.685 \text{ kVA}$. The number of electric buses is the random variant and for each iteration calculation of power flow analysis to verify the voltage profile and power losses.

3.2 Simulation Results

The charging loads for 20% EV penetration level under the base equivalent load are computed by the Eq. (5). The comparison between base demand load and the total demand load which include the charging power of electric bus is shown in Fig. 3.

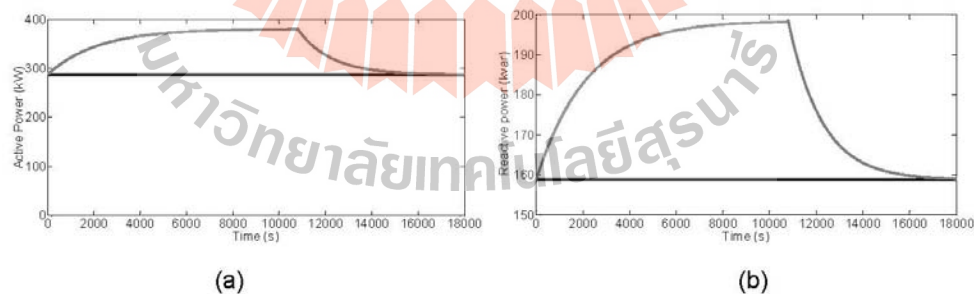


Fig. 3 (a) The active demand load (b) The reactive demand load

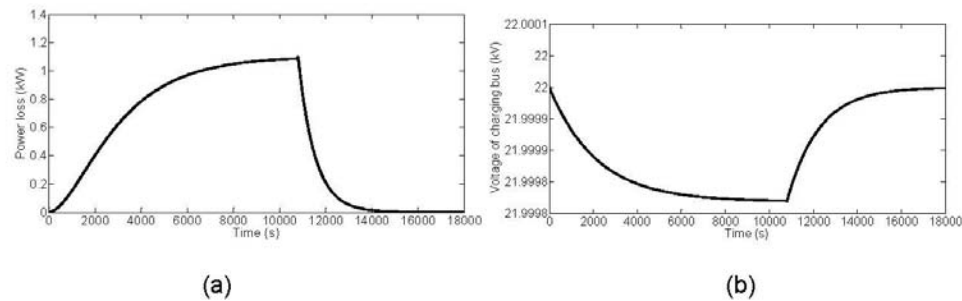


Fig. 4 (a) The power loss (b) The voltage profile

According to Fig. 3., the active power increase about 100 kW during the period of charging while the reactive power increase about 40 kvar. The increasing of total load demand resulting of electric bus charging effect both of power loss and voltage profile of charging bus as shown in Fig. 4. The increasing of power loss is the function as same as charging power of electric bus. Thus, the control of charging power is the control of power loss too. The voltage profile as shown in Fig. 4(b) fall by the decay exponential function. The high penetration level of electric bus is the more effect to the voltage profile and voltage regulation of power distribution system. Therefore, the design of the optimal schedule and a penetration level of electric bus charging are needed.

4. CONCLUSIONS

This paper proposes the electric bus charging modeling and simulation results about the impact of electric bus charging in power distribution systems. The simulation results show that the charging with high energy level increases the total load demand of power distribution system. The consequence effects are the increasing of power loss and degrade the voltage regulation of over all system. According to this work, it is clear that the optimal schedule charging is the most important for the future operation with the electric vehicles.

REFERENCES

- Chan, M. S. W., Chau, K. T., & Chan, C. C. (1998). Modeling of electric vehicle chargers. Paper presented at the Industrial Electronics Society, 1998. *IECON'98. Proceedings of the 24th Annual Conference of the IEEE*.
- García-Valle , R., & Vlachogiannis, J. G. (2008). Electric vehicle demand model for load flow studies. *Electric Power Components and Systems*, 33(10), 577-581.
- Gomez, J. C., & Morcos, M. M. (2003). Impact of EV battery chargers on the power quality of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(3), 975-981.

- Qian, K., Zhou, C., Allan, M., & Yuan, Y. (2011). Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2), 802-810.
- Rahman, S., & Shrestha, G. B. (1993). An investigation into the impact of electric vehicle load on the electric utility distribution system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8(2), 591-597.
- Shortt, A., & O'Malley, M. (2009, 28-30 Sept. 2009). Impact of optimal charging of electric vehicles on future generation portfolios. *Conference on the Sustainable Alternative Energy (SAE)*, 2009.



ประวัติผู้เขียน

นายบรรณวุฒิ บริบูรณ์ เกิดเมื่อวันที่ 29 มีนาคม 2518 สำเร็จการศึกษาในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) พ.ศ. 2541 และหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) พ.ศ. 2548 จากสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ภายหลังสำเร็จการศึกษาในระดับปริญญาโท ได้เข้าทำงานในสาขาวิชาเทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์ คณะเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยราชภัฏอุดรธานี

ปัจจุบัน เป็นอาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์และระบบอัตโนมัติ คณะเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยราชภัฏอุดรธานี



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี