



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า

วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขา

ภาควิชา

เรื่อง ผลกระทบการเพิ่มปริมาณการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาใน
แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำ

Impact of Increased Rooftop PV Installation Voltage Unbalance in
LV Distribution Network

นามผู้วิจัย นายชอุทธิ์ ปานสุก

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(อาจารย์คมสันต์ หงษ์สมบัติ, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์วิชัย สุระพัฒน์, วศ.ม.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญญา ชีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

สืบสิงห์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

ผลกระทบการเพิ่มปริมาณการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาในแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล
ของระบบจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำ

Impact of Increased Rooftop PV Installation on Voltage Unbalance in
LV Distribution Network

โดย

นายชูฤทธิ์ ปานสกุล

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

พ.ศ. 2557

ชูฤทธิ์ ปานสกุณ 2557: ผลกระทบการเพิ่มปริมาณการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา
ในแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำ ปรินญาวิศวกรรมศาสตร
มหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อาจารย์คมสันต์ หงษ์สมบัติ, Ph.D. 149 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้เสนอวิธีการหาขนาดเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มากที่สุดที่ติดตั้ง
ในระบบจำหน่ายแรงต่ำ 400/230 V ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยไม่ส่งผลกระทบต่อเปอร์เซ็นต์
แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ในการศึกษาที่ใช้โปรแกรม DIGSILENT สำหรับสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า
จำลอง โดยกำหนดค่าต่างๆตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด จากนั้นทำการเพิ่มขนาด
กำลังการผลิตของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ขึ้นช่วงละ 1 kW จนถึงค่าสูงสุดที่กำหนดของการไฟฟ้า
ส่วนภูมิภาค แล้วสังเกตผลที่เกิดจากการเพิ่มขนาดกำลังการผลิตติดตั้งว่าส่งผลกระทบต่อ
เปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์
พิจารณาออกเป็น 7 กรณี โดยผลลัพธ์ที่ได้จะถูกนำไปวิเคราะห์และสรุปผลในแต่ละกรณี รวมถึง
ข้อเสนอแนะวิธีการแก้ไขปัญหา

ลายมือชื่อนิติ

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

Churit Pansakul 2014: Impact of Increased Rooftop PV Installation Voltage
Unbalance in LV Distribution Network. Master of Engineering (Electrical Engineering),
Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis
Advisor: Mr. Komsan Hongesombut, Ph.D. 149 pages.

This thesis presents a method to determine the maximum installation capacity of the rooftop PV installed in low distribution system (400/230 V) of the Provincial Electricity Authority (PEA) that does not affect the standard percentage of voltage unbalance. In this study, the DIGSIENT program is used for constructing the simulated power system. The setting values of all parameters of the study system are referred to the standard of PEA. The installed capacity of the rooftop PV is increased step by step with the increasing size of 1 kW until reaching the maximum value that is specified by the PEA. The simulation results of increasing installed capacity of the rooftop PV can be observed on how the factor affects the percentage of voltage unbalance under seven study cases. Then, the results are compared with different installations of rooftop PV. Finally, the obtaining results are analyzed and summarized for each study case with the suggestion and solution to solve the problem.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ ดร.คมสันต์ หงษ์สมบัติอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลักที่ให้คำปรึกษาในการเรียน สนับสนุนด้านการเรียนและวางแผนงานการศึกษาค้นคว้าวิจัย ตลอดจนการตรวจแก้ไขวิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์

ขอกราบขอพระคุณอาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ทุกท่าน ที่ได้อบรมสั่งสอน มอบความรู้อันเป็นประโยชน์อย่างยิ่ง ตลอดจนเจ้าหน้าที่ ผู้ประสานงานโครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ทุกท่านที่ได้ให้ความช่วยเหลือและ ให้คำแนะนำมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา

ขอกราบขอพระคุณประธานการสอบ อ .ดร. สัตยชัย เศษานุภาพพฤทธา กรรมการ อ.ดร. คมสันต์ หงษ์สมบัติ และ ผู้ทรงคุณวุฒิภายนอก ดร . ประดิษฐ์ เพ็ญฟู ที่ให้คำแนะนำ ข้อเสนอแนะ และแนะนำจุดอ่อนในงานวิจัย เพื่อใช้ในการปรับปรุงเล่มวิทยานิพนธ์ให้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

ด้วยความดีหรือประโยชน์อันใดเนื่องจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ขอมอบให้แก่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่สนับสนุนการศึกษาและ ขอขอบพระคุณบิดา มารดา ที่ให้การส่งเสริม สนับสนุน และเป็นกำลังใจให้เสมอ ตลอดจนเพื่อนทุกท่านที่ให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆทำให้งานวิจัยฉบับนี้ บรรลุผลสำเร็จ

ชุตติ์ ปานสกุล
กรกฎาคม 2557

สารบัญ

หน้า

สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(3)
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ	(18)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์	2
การตรวจเอกสาร	3
อุปกรณ์และวิธีการ	36
อุปกรณ์	36
วิธีการ	37
ผลและวิจารณ์	129
ผล	129
วิจารณ์	138
สรุปและข้อเสนอแนะ	140
สรุป	140
ข้อเสนอแนะ	141
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	142
ภาคผนวก	145
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	149

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	กลุ่มประเภทอาคาร และขนาดกำลังการติดตั้งรวมในแต่ละประเภท	7
2	อัตรารับซื้อพลังงาน FIT เป็นระยะเวลา	8
3	มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	9
4	ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันปกติ	10
5	กำลังสูญเสียสำหรับการผลิต PV ระหว่างก้อนเมฆผ่าน	15
6	การเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในวิธีต่างๆ	24
7	ประเภทและลักษณะทั่วไปของระบบไฟฟ้าและปรากฏการณ์แม่เหล็กไฟฟ้า	26

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	สัดส่วนการนำเข้าและผลิตพลังงานในประเทศ	5
2	แผนการพัฒนาไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ	6
3	ตัวอย่างไดอะแกรมระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเข้าระบบจำหน่ายแรงต่ำ	8
4	รูปแบบการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	11
5	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าบนสายป้อนแรงดันต่ำระหว่างโหนดน้อยและโหนดปานกลางสูงสุดภายใต้เงื่อนไขติดตั้งและไม่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	14
6	ระบบจำหน่ายแรงดันต่ำที่ต่อกับ PV	17
7	ปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกระหว่างแรงดันไฟฟ้าที่ส่งไปปลายสายสำหรับหม้อแปลง	18
8	แรงดันไฟฟ้าไม่สมมาตรในระบบไฟฟ้า 3 เฟส	19
9	ความสัมพันธ์ระหว่าง ตัวประกอบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล และมาตรฐาน NEMA ที่ 2, 5, 10 และ 20 เปอร์เซ็นต์ไม่สมดุล	25
10	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สายป้อนสำหรับจ่ายไฟฟ้าให้ที่พักอาศัย	27
11	ระบบสมดุลและไม่สมดุล	28
12	ระบบเฟสเซอร์ตัวประกอบสมมาตร	29
13	ระบบจำหน่ายแรงดันต่ำที่มีการเชื่อมต่อแบบเบรคเดียว	31
14	ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ติดตั้ง(ก) ไม่ติดตั้ง (ข) ติดตั้ง DG	33
15	ระบบ 3 เฟส 4 สาย	33
16	เฟสเซอร์ของแรงดันไฟฟ้า	34
17	พื้นที่ระบบจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำในเขตพื้นที่เมืองพัทยา	37
18	ลักษณะกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของโหนดบ้านพักที่อยู่อาศัย	38
19	ลักษณะกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	39
20	แบบจำลองหม้อแปลงกำลังและข้อมูลค่าพารามิเตอร์	40
21	แบบจำลองสายและข้อมูลค่าพารามิเตอร์	41
22	แบบจำลองเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์และข้อมูลค่าพารามิเตอร์	42
23	แบบจำลองโหนดและข้อมูลค่าพารามิเตอร์	43

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
24	ข้อมูลการติดตั้งหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟจากระบบมิเตอร์ AMR	44
25	รูปแบบการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งต่างๆในระบบจำหน่ายแรงต่ำ	45
26	แผนผังหาขนาดกำลังผลิตของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ไม่ส่งผลต่อคุณภาพไฟฟ้า	47
27	แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวในกรณีที่ 1	48
28	ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 1	49
29	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	49
30	ลักษณะเปอร์เซนต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	50
31	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	50
32	ลักษณะเปอร์เซนต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	51
33	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	51
34	ลักษณะเปอร์เซนต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	52
35	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	52
36	ลักษณะเปอร์เซนต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	53

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
37	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	53
38	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	54
39	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	54
40	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	55
41	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	55
42	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	56
43	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	56
44	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	57
45	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	57
46	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	58
47	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	58
48	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	59

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
49	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	59
50	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1	60
51	แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวในกรณีที่ 2	61
52	ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 2	62
53	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	62
54	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานเท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	63
55	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	63
56	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	64
57	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	64
58	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	65
59	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	65
60	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	66
61	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	66

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
62	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	67
63	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	67
64	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	68
65	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	68
66	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	69
67	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	69
68	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	70
69	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	70
70	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่	71
71	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	71
72	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	72
73	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2	72

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
74	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 2	73
75	แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงดันที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวในกรณีที่ 3	74
76	ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 3	75
77	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	75
78	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	76
79	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	76
80	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	77
81	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	77
82	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	78
83	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	78
84	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	79
85	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	79
86	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3	80

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
87	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	80
88	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	81
89	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	81
90	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	82
91	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	82
92	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	83
93	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	83
94	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	84
95	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	84
96	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	85
97	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	85
98	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3	86

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
99	แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวในกรณีที่ 4	87
100	ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 4	88
101	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	88
102	ลักษณะเปอร์เซนต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	89
103	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	89
104	ลักษณะเปอร์เซนต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	90
105	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	90
106	ลักษณะเปอร์เซนต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	91
107	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	91
108	ลักษณะเปอร์เซนต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	92
109	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	92
110	ลักษณะเปอร์เซนต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	93
111	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	93

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
112	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	94
113	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	94
114	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	95
115	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	95
116	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	96
117	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	96
118	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	97
119	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	97
120	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	98
121	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	98
122	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4	99
123	แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวในกรณีที่ 5	100

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
124	ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 5	101
125	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	101
126	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	102
127	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	102
128	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	103
129	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	103
130	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	104
131	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	104
132	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	105
133	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	105
134	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	106
135	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	106
136	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	107

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
137	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	107
138	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	108
139	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	108
140	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	109
141	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	109
142	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	110
143	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	110
144	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	111
145	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	111
146	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5	112
147	แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบ เฟสเดียวในกรณีที่ 6	113
148	ลักษณะโหนดที่จำลองกรณีที่ 6	114
149	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	114

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
150	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานเท่ากับ 0 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	115
151	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	115
152	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	116
153	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	116
154	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	117
155	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	117
156	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	118
157	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	118
158	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	119
159	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	119
160	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	120
161	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6	120

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
162	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	121
163	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	121
164	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	122
165	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	122
166	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	123
167	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	123
168	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	124
169	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	124
170	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6	125
171	แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวในกรณีที่ 7	126
172	ลักษณะโหนดที่จำลองกรณีที่ 7	127
173	ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่ 7	127
174	ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่ 7	128

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
175	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 1	129
176	ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 1	130
177	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 2	131
178	ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 2	131
179	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 3	132
180	ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 3	133
181	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 4	134
182	ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 4	134
183	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 5	135
184	ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 5	136
184	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 6	137
185	ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 6	137

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพผนวกที่	หน้า
1 ตัวอย่างบทความที่ตีพิมพ์ในงานสัมมนาทางวิชาการ International Conference on Engineering, Applied Sciences, and Technology 2013 (ICEAST2013)	146
2 ตัวอย่างบทความที่ตีพิมพ์ในงานสัมมนาทางวิชาการ 36 th Electrical Engineering Conference (EECON36)	147
3 ตัวอย่างบทความที่ตีพิมพ์ในงานสัมมนาทางวิชาการ The 2013 International Electrical Engineering Congress (IEECON2013)	148

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

RES	=	Renewable Energy Source
UK	=	United Kingdom
pu	=	Per Unit
AEDP	=	Alternative Energy Development Plan
DER	=	Distribution Energy Resource
PV	=	Photovoltaic
FIT	=	Feed in Tariff
MW _p	=	เมกะวัตต์สูงสุด
kW _p	=	กิโลวัตต์สูงสุด
MJ/m ² -day	=	เมกกะจูลต่อตารางเมตรต่อวัน
SCOD	=	Scheduled Commercial Operation Date
Hz	=	Hertz
M1	=	มิเตอร์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
M2	=	มิเตอร์สำหรับคิณหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการผลิตไฟฟ้า บนหลังคา
EIA	=	Environmental Impact Assessment
%LVUR	=	Percentage Line Voltage Unbalance Rate
%PVUR1	=	Percentage Phase Voltage Unbalance Rate 1
%PVUR2	=	Percentage Phase Voltage Unbalance Rate 2
%VUF1	=	Percentage Voltage Unbalance Factor 1
%VUF2	=	Percentage Voltage Unbalance Factor 2
%NSVU	=	Negative Sequence Voltage Unbalance
IEEE	=	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
ANSI/NEMA	=	American National Standards/National Electrical Manufactures Association

ผลกระทบการเพิ่มปริมาณการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาในแรงดันไฟฟ้า ไม่สมดุลของระบบจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำ

Impact of Increased Rooftop PV Installation on Voltage Unbalance in LV Distribution Network

คำนำ

ปัจจุบันความต้องการพลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็วแต่กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าไม่สอดคล้องกับความต้องการ เนื่องจากการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จำเป็นต้องใช้พื้นที่ขนาดใหญ่ในการติดตั้งและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเป็นข้อจำกัดหนึ่งในการก่อสร้าง ดังนั้นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทดแทนจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยสามารถติดตั้งในพื้นที่จำกัดหรือกระจายการติดตั้งให้ใกล้กับโหลดผู้ใช้และยังเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ประกอบกับนโยบายของรัฐบาลที่เกี่ยวกับการส่งเสริมพลังงานทดแทนและการลดก๊าซเรือนกระจกทำให้การติดตั้งแหล่งพลังงานทดแทนเป็นที่น่าจับตาโดยประเทศไทยตั้งเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี ปัญหาการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทดแทนนั้นมีความผันผวนขึ้นอยู่กับสภาพอากาศที่ไม่แน่นอน ดังนั้นปัญหาแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลจึงเป็นอีกหนึ่งปัญหาที่สำคัญสำหรับคุณภาพไฟฟ้า เนื่องจากแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ทำให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาดและส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของวงจรเรียงกระแสกลับเป็นกระแสตรงในประเภทโรงงานอุตสาหกรรม

งานวิจัยนี้จึงมุ่งศึกษาเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่เพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำในมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Rooftop Photo Voltaic) โดยวิธีการนำเสนอจะจำลองเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียว เพื่อศึกษาเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในตำแหน่งการติดตั้งและขนาดที่แตกต่างกัน ผลลัพธ์ที่ได้สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางการกำหนดปริมาณในการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเพื่อป้องกันปัญหาแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

วัตถุประสงค์

1. เพื่อหาขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวที่ไม่ส่งผลกระทบต่อเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำโดยระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
2. เพื่อกำหนดแนวทางในการปฏิบัติในส่วนจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ให้สามารถทำงานร่วมกับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาที่ถูกติดตั้งในระบบและพิจารณาแนวทางแก้ไข

การตรวจเอกสาร

Ali *et al.* (2012) การเชื่อมต่อพลังงานทดแทน Renewable Energy Source (RES) โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์เข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ ในสหราชอาณาจักร (UK) โดยปริมาณของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เพิ่มปริมาณสูงขึ้นทำให้แรงดันไฟฟ้าในสายป้อนสูงขึ้นตามไปด้วย เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ไหลกลับเข้าไปในระบบ ส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า จำลองใช้โปรแกรม MATLAB/Simulink การแสดงค่ากรณีศึกษาโดยจำลองระบบจำหน่ายและสัดส่วนปริมาณการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในขนาดต่างๆ กำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าไปในระบบจำหน่ายจะเกิดขึ้นเมื่อในช่วงเวลากลางวันและกำลังไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีค่ามากกว่าความต้องการโหลดเมื่อเพิ่มสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เข้าไปในระบบจำหน่าย แรงดันไฟฟ้าเกินค่ามาตรฐานในช่วงเวลา 11.00 โมงเช้า ถึง 14.00 โมงเย็น เมื่อสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 100 % โดยมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าต้องไม่สูงเกิน 253 โวลต์หรือ 1.1 pu ผลลัพธ์ที่ได้แสดงถึงผลกระทบของคุณภาพไฟฟ้าหรือแรงดันเกินในระบบจำหน่ายแรงต่ำเมื่อปริมาณกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์สูงมากกว่าค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า

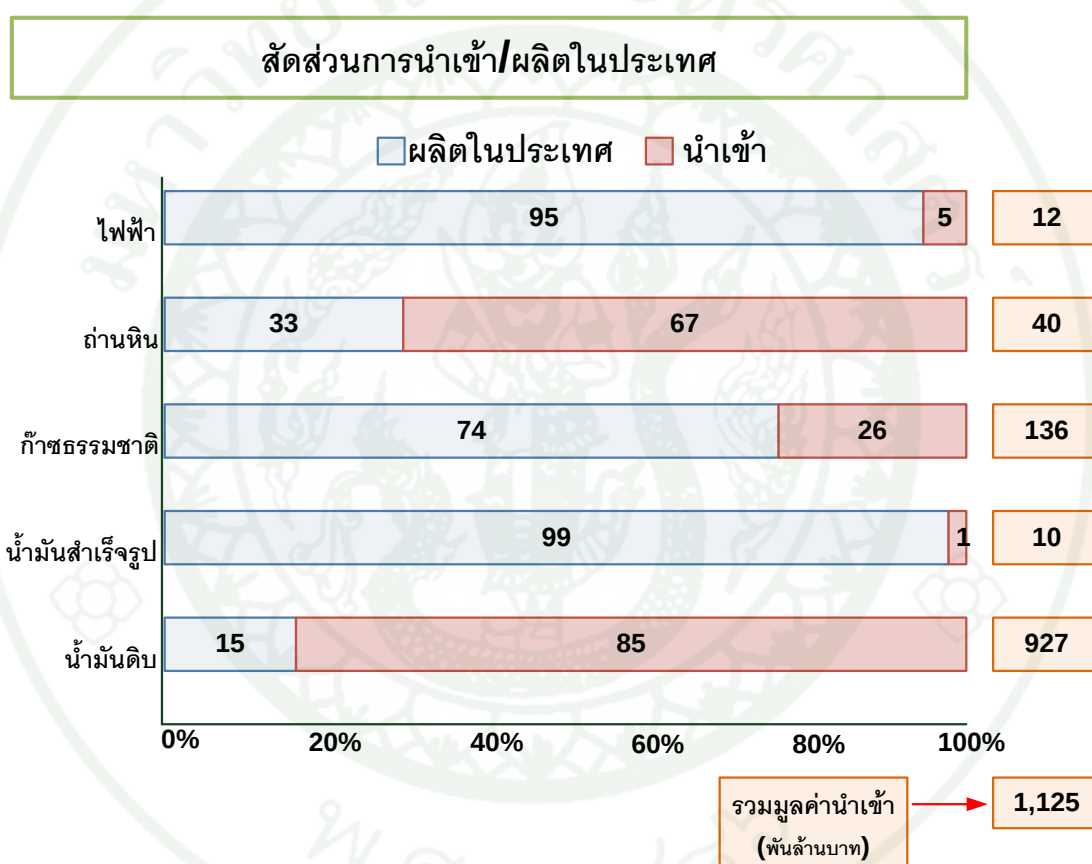
Gonzalez *et al.* (2012) ศึกษาผลกระทบของแหล่งพลังงานทดแทน Distribution energy resources (DER) บนคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำโดยจำลองระบบในประเทศเบลเยียม โดยการศึกษาแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล แรงดันไฟฟ้าเกิน แรงดันไฟฟ้าตก และจำลองการติดตั้งอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์ในตำแหน่งต่างๆ และใช้การคัดแยกสายป้อน โดยสายป้อนระบบจำหน่ายแรงดันต่ำคัดแยกประเภทโดยระยะทางในสายป้อนระหว่างบ้านที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาผลการจำลอง และการจำลองพิจารณาตามมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้า EN 50160 และ สรุปการเพิ่มปริมาณของ DER จะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า โดยสำหรับสายป้อนในเมืองอาจเกิดปัญหาแรงดันตก จำนวนของแหล่งพลังงานทดแทนที่เพิ่มขึ้น (จนถึงระดับที่สูงมาก) จะช่วยแก้ปัญหาแรงดันตกในเขตพื้นที่เมือง Photovoltaic (PV) ขนาดใหญ่ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย อาจก่อให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินและแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อ PV ทั้งหมดถูกติดตั้งอยู่ที่เฟสใดเฟสหนึ่งและเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย ปัจจัยที่ส่งผลต่อคุณภาพไฟฟ้าในกรณีที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เข้าไปในระบบจำหน่ายคือ โหลดระบบจำหน่ายที่แตกต่างกัน นำไปสู่ความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ ปริมาณโหลดที่ไม่สมดุล ความผันผวนของสภาพอากาศ

Chidi *et al.* (2012) ศึกษาผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าที่ยกตัวสูงขึ้นในระบบจำหน่ายของประเทศแอฟริกาใต้โดยใช้โปรแกรม DigSLIENT โดยจำลองเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เป็นระบบสามเฟสและอยู่ในระดับแรงดันไฟฟ้าปานกลาง โดยใช้ Static Generator และรูปแบบการจำลองเป็นลักษณะ ศูนย์รวม กระจายตัว โดยสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ปริมาณสูงจะทำให้บัสอื่นๆที่ไม่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้ายกตัวสูงขึ้น ในการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบศูนย์รวมจะทำให้แรงดันไฟฟ้าเกิดความผันผวนมากขึ้น ในทางกลับกันจะเมื่อติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายที่จุดต่างๆในระบบ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นไม่รุนแรงเท่าการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบศูนย์รวม ซึ่งสามารถสรุปได้ว่าการกระจายการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้นทีละน้อย และการเพิ่มขึ้นของแรงดันไฟฟ้าจะไม่รุนแรงเมื่อเทียบกับการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบศูนย์รวม

ในไม่กี่ทศวรรษที่ผ่านมาราคาซื้อเพลิงที่เพิ่มสูงขึ้นและการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้นั้นทำให้หลายๆประเทศทั่วโลกเริ่มหันมาผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Parmar and Yao, 2011) การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เป็นอีกวิธีหนึ่งที่น่าเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Saadat *et al.*, 2011) เนื่องด้วยการเติบโตประมาณ 25-35% ของทุกๆปีในทศวรรษที่ผ่านมา PV เติบโตได้อย่างรวดเร็วในกลุ่มพลังงานทดแทน ดังนั้นตลาดสำหรับ PV ถูกเลื่อนจากการใช้ในระบบปั๊มน้ำ ระบบแสงสว่าง มาเป็นการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าในช่วงไม่กี่ทศวรรษที่ผ่านมา (Liu and Bebic, 2008) โดยทั่วทั้งโลกการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้ามีปริมาณที่เพิ่มสูงขึ้น โดยสองปัจจัยหลักสำหรับการเพิ่มขึ้นคือประสิทธิภาพที่สูงขึ้นของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์และประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ และค่าใช้จ่ายต่ำลงเนื่องจากภาครัฐจ่ายส่วนต่างทางด้านราคาหรือเงินอุดหนุนสำหรับค่าใช้จ่ายเริ่มต้นของระบบ เรียกว่า Feed-in Tariff (FIT) (Ryoichi *et al.*, 2009)

ประเทศไทยจำเป็นต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศเป็นหลัก จากข้อมูลในปี 2554 ที่ผ่านมามีการนำเข้ากว่าร้อยละ 60 ของความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้นมาจากการนำเข้า โดยมีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันสูงถึงร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้น้ำมันทั้งหมดภายในประเทศและยังมีแนวโน้มจะสูงขึ้นอีกเพราะไม่สามารถเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในประเทศได้ทันกับความต้องการใช้งาน การพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างจริงจังจะช่วยลดการพึ่งพาและการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงและพลังงานชนิดอื่น และยังช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อการ

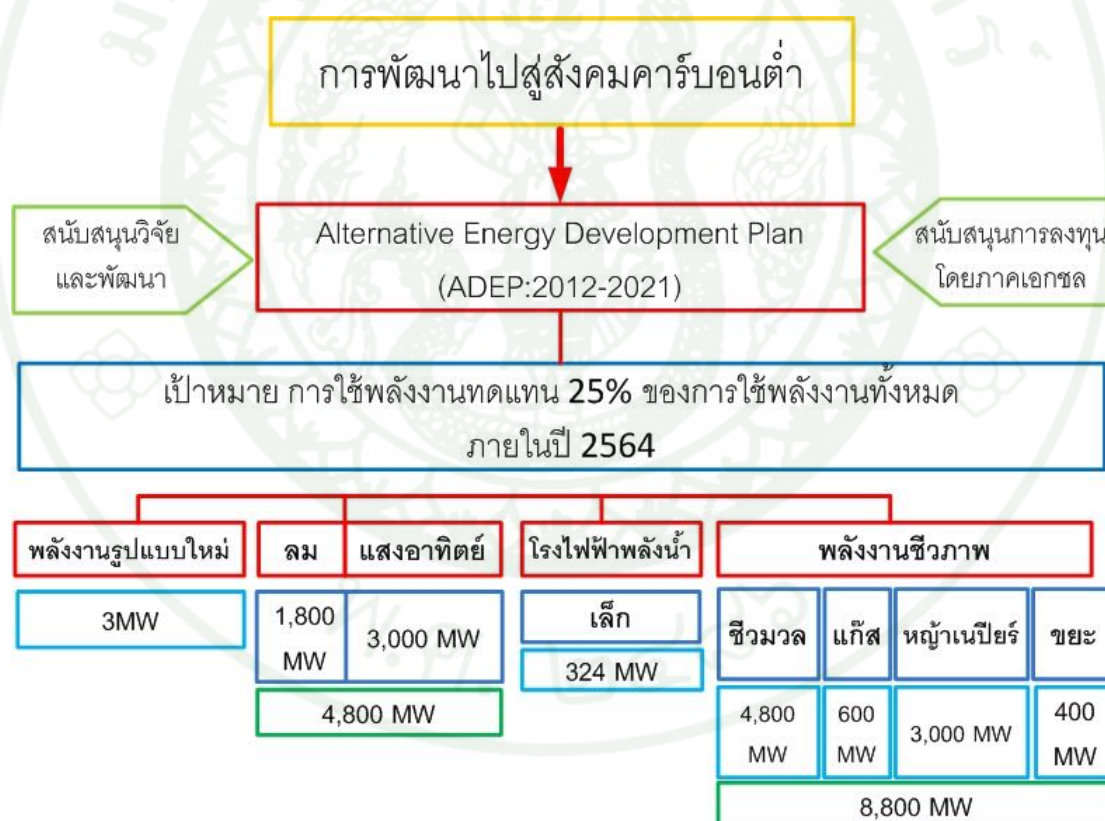
ผลิตไฟฟ้าของประเทศซึ่งเดิมต้องพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นหลักมากกว่า 70 % โดยพลังงานทดแทนถือเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงเป้าหมายที่คาดว่าจะสามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลมแบบทุ้งกังหันลม พลังน้ำขนาดเล็ก ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ และหากเทคโนโลยีพลังงานทดแทนเหล่านี้มีต้นทุนถูกลงและได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวาง ก็อาจสามารถพัฒนาให้เป็นพลังงานหลักในการผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยได้ในอนาคตโดยรายละเอียดดังแสดงได้ดังภาพที่ 1



ภาพที่ 1 สัดส่วนการนำเข้าและผลิตพลังงานในประเทศ

ที่มา: กระทรวงพลังงาน(2555)

ปัญหาภาวะโลกร้อนเนื่องจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นปัญหาที่ทั่วโลกให้ความสนใจและเร่งหามาตรการเพื่อควบคุม โดยมาตรการกีดกันทางการค้าก็เป็นมาตรการหนึ่งที่มีแนวโน้มจะนำใช้ ประเทศไทยยังไม่ถูกบังคับใช้ตามมาตรการดังกล่าว แต่ประเทศไทยก็ต้องดำเนินการพัฒนาและส่งเสริมพลังงานทดแทน ซึ่งเป็นหนึ่งในแนวทางลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ เฉลี่ยประมาณ 18.2 MJ/m²/day มีศักยภาพสูงและ โอกาสที่จะส่งเสริมพลังงานทดแทนให้กลายเป็นพลังงานมีส่วนสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศได้ในอนาคต ดังนั้น รัฐบาลจึงมอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี พ.ศ.2555-2564 หรือ Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021 เพื่อกำหนดกรอบและทิศทางการพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศ โดยรายละเอียดแสดงดังภาพที่ 2



ภาพที่ 2 แผนการพัฒนาไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ

ที่มา: กระทรวงพลังงาน(2555)

1. ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (กระทรวงพลังงาน, 2555) ผู้ที่ต้องการจะผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา Solar PV Rooftop เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายโดยปริมาณการการรับซื้อที่ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 200 MW_p ซึ่งแสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 กลุ่มประเภทอาคาร และขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมในแต่ละประเภท

อาคาร	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม
บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kW_p	100 MW_p
อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 ถึง 250 kW_p	
อาคารธุรกิจขนาดกลางใหญ่/ โรงงาน	มากกว่า 250 ถึง 1000 kW_p	100 MW_p

ที่มา: กระทรวงพลังงาน (2555)

MW_p หมายถึง เมกะวัตต์สูงสุดของแผงโฟโตโวลเทอิก (Photovoltaic Panel) ณ สภาวะทดสอบมาตรฐาน (Standard Test Condition)

kW_p หมายถึง กิโลวัตต์สูงสุดของแผงโฟโตโวลเทอิก (Photovoltaic Panel) ณ สภาวะทดสอบมาตรฐาน (Standard Test Condition)

ราคาไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือนเป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้า FIT ตามอัตราที่กำหนดไว้ในประกาศการรับซื้อไฟฟ้าตามนโยบายของรัฐบาลที่จะประกาศเป็นคราว ๆ ไป โดยราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา Solar Rooftop ให้เป็นไปตามอัตรารับซื้อพลังงาน FIT เป็นระยะเวลา 25 ปี นับตั้งแต่กำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date: SCOD) ซึ่งแสดงดังตารางที่ 2 (กระทรวงพลังงาน, 2555)

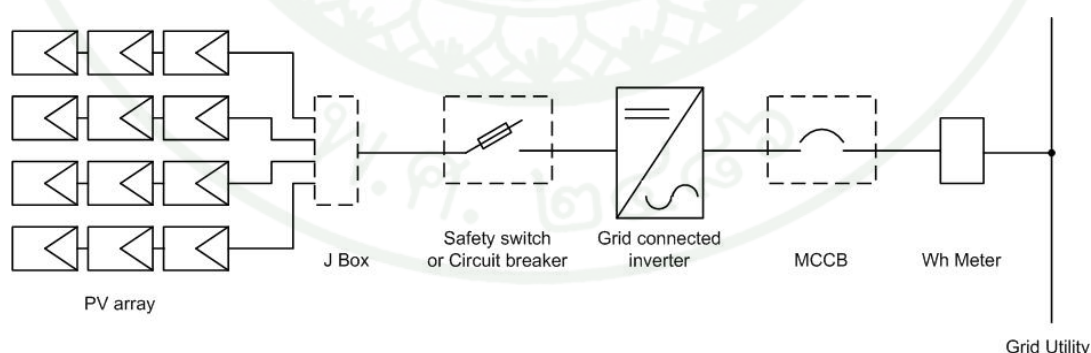
ตารางที่ 2 อัตรารับซื้อพลังงาน FIT เป็นระยะเวลา 25 ปี

อาคาร	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม
บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kWp	6.96 บาท/หน่วย
อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 ถึง 250 kWp	6.55 บาท/หน่วย
อาคารธุรกิจขนาดกลางใหญ่/ โรงงาน	มากกว่า 250 ถึง 1000 kWp	6.16 บาท/หน่วย

ที่มา: กระทรวงพลังงาน (2555)

2. ลักษณะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current) เมื่อได้รับแสงอาทิตย์ และจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าชนิดต่อเข้าระบบจำหน่าย (Grid Connected Inverter) เพื่อเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative Current) ก่อนจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านเครื่องวัดพลังงานไฟฟ้า และเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไดอะแกรมแสดงดังภาพที่ 3 (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2556)



ภาพที่ 3 ตัวอย่างไดอะแกรมระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเข้าระบบจำหน่ายแรงต่ำ

ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2556)

การออกแบบติดตั้งแผงเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ ควรให้ด้านรับแสงอาทิตย์ของแผงเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ หันไปทางทิศใต้หรือทิศใกล้เคียงทิศใต้ที่สามารถยอมรับได้ และวางเอียงตามมุมกับแนวระนาบทิศเหนือ-ใต้ ประมาณ 10-20 องศา หรือตามแนวลาดเอียงของหลังคาอาคาร เป้าหมาย ตำแหน่งติดตั้งแผงเซลล์ฯ ควรอยู่ในพื้นที่โล่งและไม่เกิดการบังเงาของแผงเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ ที่อาจก่อให้เกิด Hot spot และการติดตั้งชุดแผงเซลล์ฯ ควรมีความมั่นคง แข็งแรง และสามารถดูแลบำรุงรักษาได้ (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2556)

3. ข้อกำหนดทางเทคนิค

3.1 แรงดันและความถี่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2551) แรงดันและความถี่ของระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเข้ากันได้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบควบคุมการจ่ายไฟจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดัน เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิกาดังตารางที่ 3 และความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ $50 \pm 0.5 \text{ Hz}$ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติ ถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง $48 - 51 \text{ Hz}$ ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที จะต้องปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อด้วยระบบอัตโนมัติที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันที

ตารางที่ 3 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 โวลต์	418	342	418	342
220 โวลต์	240	200	240	200

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2551)

3.2 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากขนาดของแรงดัน Line to Neutral ในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าออกนอกช่วงที่ระบุไว้ในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันปกติ

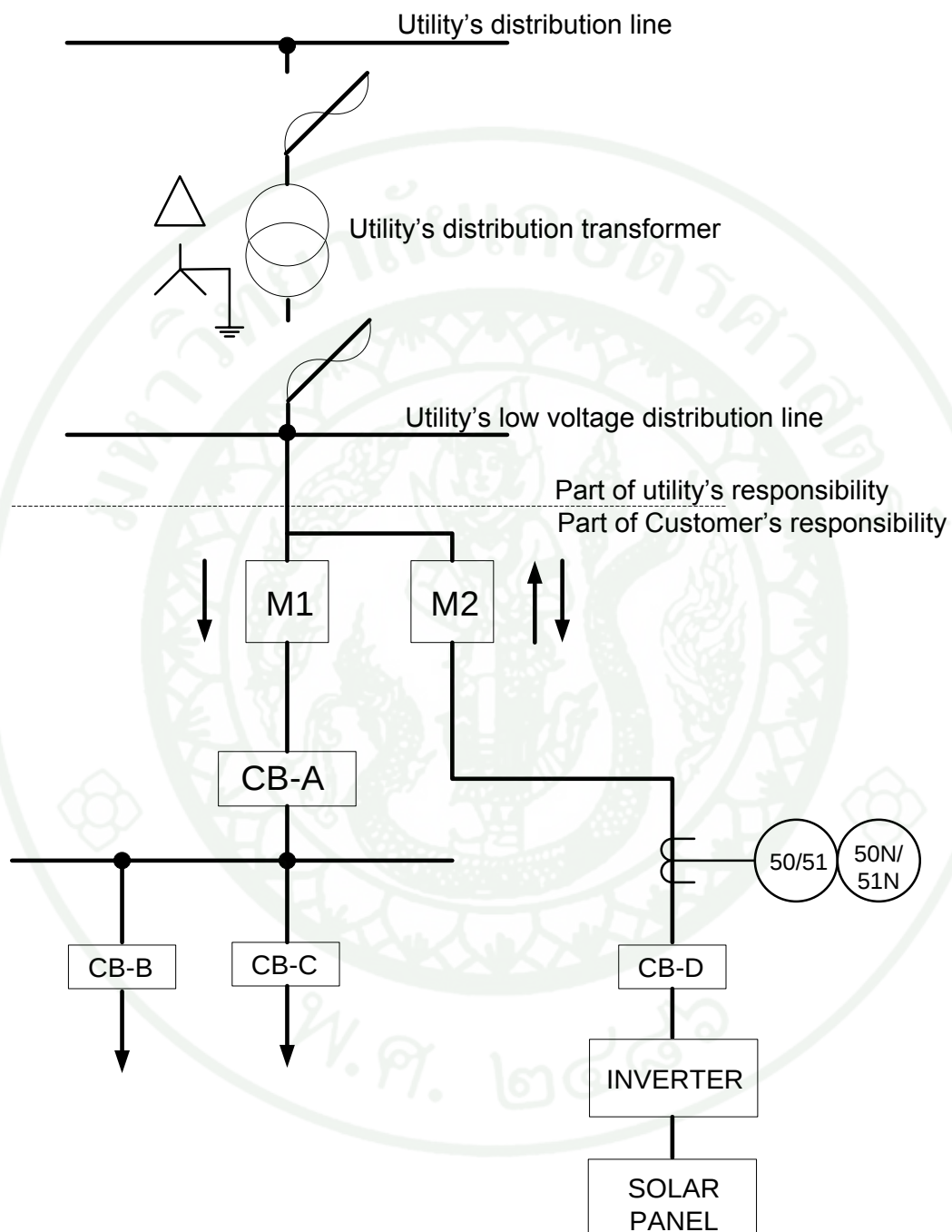
ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดPCC	ระยะเวลาดัดวงจร(วินาที)
$V < 50\%$	0.3
$50\% \leq V < 90\%$	2.0
$90\% \leq V \leq 110\%$	แรงดันทำงานต่อเนื่อง
$110\% < V < 120\%$	1.0
$V \geq 120\%$	0.16

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2551)

3.3 การเชื่อมโยงในระบบจำหน่ายแรงต่ำ 380/220 โวลต์

ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายแรงต่ำจะต้องไม่เกิน 25% ของขนาดพิกัดหม้อแปลง (หน่วยเป็นกิโลวัตต์-แอมแปร์) หากกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อเต็มขีดจำกัด 25% ของขนาดพิกัดหม้อแปลงแล้ว ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายแรงดัน 22 หรือ 33 kW โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้จัดหาหม้อแปลงจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกันตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551) แสดงดังภาพ 4

3.4 รูปแบบมาตรฐานการเชื่อมโยงทางไฟฟ้า (มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงต่ำ)



ภาพที่ 4 รูปแบบการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2551)

1. M1 หมายถึง มิเตอร์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2. M2 หมายถึง มิเตอร์สำหรับคิดหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการผลิตไฟฟ้า
บนหลังคา

3. กรณีที่เป็นหม้อแปลงเฉพาะรายจะแบ่งทรัพย์สินที่อุปกรณ์ตัดตอนด้านแรงสูง

4. กรณีติดตั้งระบบไฟฟ้าจากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคามากกว่า 250 kW
จะต้องติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด

5. ระบบผลิตจาก Solar Rooftop ต้องไม่มีการติดตั้งระบบกักเก็บสำรองพลังงานเพื่อ
ขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.

4. ผลกระทบสำหรับ Distribution Generator (DG) ในระบบจำหน่าย

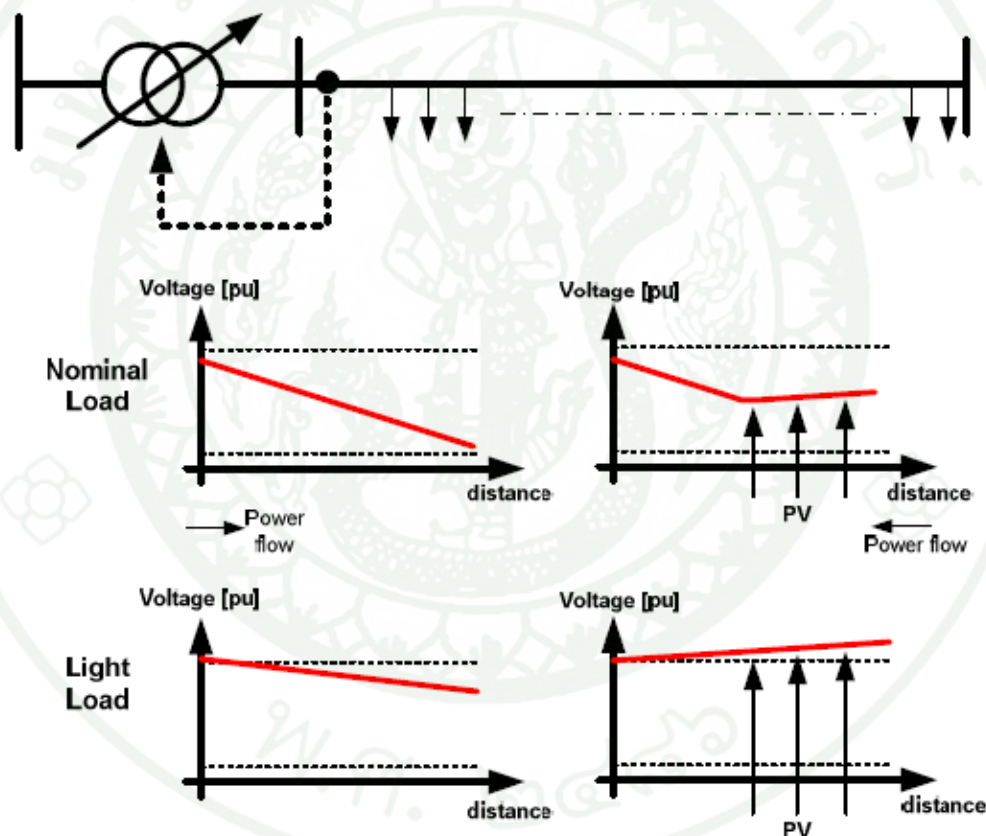
อดีตระบบจำหน่ายถูกออกแบบในลักษณะแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้าเป็นศูนย์กลางและกำลังไฟฟ้าไหลไปยังโหลดในทิศทางเดียวมีลักษณะโครงสร้างแบบเรเดียล ปัจจุบันวิธีการดังกล่าวสำหรับการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าซึ่งขึ้นอยู่กับจำกัดของแหล่งพลังงานเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิลซึ่งไม่ใช่พลังงานที่ยั่งยืน

ปัจจุบัน DG ไม่มีความสำคัญในการทำงานในระบบจำหน่ายเนื่องจากจำนวนและปริมาณที่ติดตั้งมีจำนวนน้อยแต่ถ้าปริมาณและจำนวนที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่าย เช่น

1. คุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟได้รับ เช่น ฮาร์โมนิก ความผันผวนของแรงดันไฟฟ้า ความถี่
2. พารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟ้า (ตัวประกอบไฟฟ้า ความผันผวนการผลิตกำลังไฟฟ้า)
3. กฎการป้องกันของ DG และระบบจำหน่ายใช้กฎที่แตกต่างกัน
4. การทำงานแบบแยกตัวแบบอิสระ (Contiaiti *et al.*, 2011)

5. ผลกระทบระบบไฟฟ้าและอินเวอร์เตอร์เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

ผลกระทบแรงดันไฟฟ้าขดตัว ภาพที่ 5 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าบนสายป้อนแรงดันต่ำกรณีโหลดน้อยและโหลดปานกลางภายใต้เงื่อนไขติดตั้งและไม่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา เมื่อไม่มีการทำงานของแท็ปหม้อแปลง การติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เป็นการแก้ไขแรงดันตกในกรณีโหลดปานกลางเท่านั้น แต่กรณีโหลดน้อยเป็นการเพิ่มปัญหาแรงดันไฟฟ้าขดตัวสูงขึ้นในระบบ (Demirok *et al.*, 2009) ด้วยเหตุผลนี้การพิจารณาแรงดันไฟฟ้าที่ขดตัวสูงจะพิจารณาเฉพาะโหลดน้อยเท่านั้น



ภาพที่ 5 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าบนสายป้อนแรงดันต่ำระหว่างโหลดน้อยและโหลดปานกลางสูงสุดภายใต้เงื่อนไขติดตั้งและไม่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

ที่มา: (Demirok *et al.*, 2009)

6. ผลกระทบของการเคลื่อนตัวของก้อนเมฆต่อการกระจายตัวของ PV

จากการศึกษาบทความวิจัย แสดงให้เห็นถึงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาจะถูกลดเมื่อเงาของเมฆผ่านเหนือระบบ PV ที่กระจายอยู่ และกำลังผลิตจะเต็มอีกครั้งเมื่อเงาของเมฆเคลื่อนตัวผ่านไป เพื่อกำหนดผลกระทบของเหตุการณ์ดังกล่าว การจำลองจึงจำลองบนรูปแบบของเมฆและลำดับเหตุการณ์บนผลที่ได้ของ PV ในบริเวณที่กำหนด การจำลองจะรวบรวมการวิเคราะห์ผลกระทบบนระบบจำหน่าย ซึ่งจากการศึกษาแสดงพฤติกรรมของกำลังสูญเสียที่ผลิตได้จาก PV เนื่องจากเมฆผ่านเหนือระบบ PV กำลังสูญเสีย การจำลองศึกษาในกรณีที่มีขนาดพื้นที่จำลองที่แตกต่างกันในรูปแบบเปอร์เซ็นต์ขนาดกำลังผลิตของ PV ในพื้นที่ ระยะห่างของเวลา 1-4 นาที ตารางที่ 5 แสดงกำลังสูญเสียของความจุ PV ที่แต่ละช่วงเวลาในเปอร์เซ็นต์ความจุของ PV ดังนั้นสำหรับพื้นที่ 10 ตารางกิโลเมตร แสดง 15.9% รวมทั้งกำลังสูญเสียการผลิต PV ในช่วงเวลา 1 นาที เป็นข้อบ่งชี้ว่ากำลังสูญเสียเท่ากับ 159 kW ใน 1 นาที โดยมีกำลังการผลิต 1MW สำหรับการผลิต PV จำหน่ายในพื้นที่ 10 ตารางกิโลเมตร ระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องสำรองกำลังไฟฟ้าที่หายไปเนื่องจากกำลังผลิตของ PV ประมาณ 15.9% ในพื้นที่ดังกล่าวทำให้เกิดความผันผวนของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง ความหลากหลายทางภูมิศาสตร์ ความน่าจะเป็นของกำลังสูญเสียในความจุ PV จะถูกลดเมื่อเพิ่มพื้นที่ซึ่งแสดงได้ชัดเจนในตารางที่ 10 เมื่อกำลังสูญเสีย 15.9% ใน 1 นาทีในพื้นที่ 10 ตารางกิโลเมตรจะตรงกันข้ามกับ 5.5% ในพื้นที่ 100 ตารางกิโลเมตร ขนาดพื้นที่ที่เพิ่มขึ้นค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะมีค่ามากที่สุดอยู่ที่ 3% (Jewell and Ramakumar, 1987)

ตารางที่ 5 กำลังสูญเสียสำหรับการผลิต PV ระหว่างก้อนเมฆผ่าน

Service Area Size (square kilometers)	Maximum Loss of PV for Interval (% of total PV capacity)			
	1 min	2 min	3 min	4 min
10	15.9	19.1	19.6	19.6
100	5.5	7.5	7.5	7.5
1,000	2.8	3.1	3.1	3.1
10,000	2.7	2.7	2.7	2.7
100,000	2.7	2.7	2.7	2.7

ที่มา: Jewell and Ramakumar (1987)

7. ผลกระทบสำหรับ PV บนระบบจำหน่าย

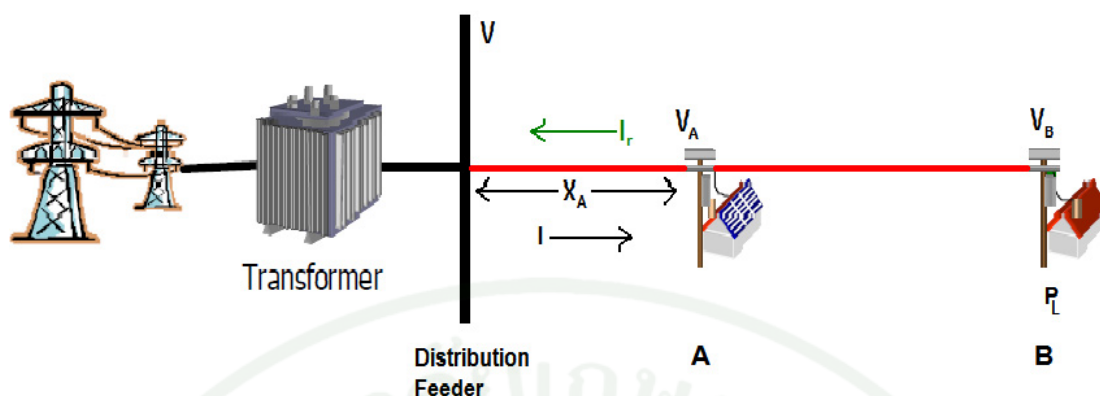
สัดส่วนสำหรับการเชื่อมต่อ PV ที่เชื่อมกับโครงข่ายไฟฟ้ามีแนวโน้มที่แรงดันไฟฟ้ายกตัวสูงขึ้นที่จุดต่อร่วม (PCC) ระดับแรงดันที่ยกตัวสูงขึ้นอยู่กับพารามิเตอร์ของระบบที่แตกต่างกัน ลักษณะเหมือนกับโหลดที่เปลี่ยนแปลง กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ PV และโครงสร้างพื้นฐานของระบบจำหน่าย (Canova *et al.*, 2009) ในอดีตแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงภายใต้สถานการณ์ การดำเนินการตามปกติที่ไม่มีการติดตั้ง DG จะเปลี่ยนแปลงเนื่องจากความต้องการโหลดเท่านั้น การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวจะผ่านการควบคุมแรงดันไฟฟ้าหรือการออกแบบสายป้อนที่เหมาะสม กำลังไฟฟ้าที่ผลิตโดย PV ที่ถูกผลิตออกมามีความต่อเนื่องและเปลี่ยนแปลงตามสถานการณ์สภาพอากาศ ทำให้ไม่มีผลกับวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าปกติสำหรับระบบจำหน่าย ระบบดังกล่าวทำให้แรงดันไฟฟ้ายกตัวระหว่างการลดลงในโหลดทั้งหมด (Contiati *et al.*, 2011)

7.1 รายละเอียดปัญหา

ผลกระทบของแรงดันไฟฟ้ายกตัวที่ปลายสาย เมื่อโหลดในระบบมีปริมาณน้อยจะตรงกันข้ามกับกรณีที่โหลดปริมาณสูงจะทำให้แรงดันไฟฟ้าตกที่ปลายสาย ดังนั้นจึงสามารถใช้ที่ กำลังการผลิตสูงสุดกับโหลดสูงสุดเพื่อแก้ไขแรงดันไฟฟ้าตกที่ปลายสาย แต่อย่างไรก็ตามไม่มีผลทำให้แรงดันไฟฟ้าเกินกว่าค่ามาตรฐาน แนวทางกำหนดเพื่อไม่ให้แรงดันเกินในปลายสายที่จะลดผลกระทบดัง

1. จำกัดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์
2. อนุญาตให้อินเวอร์เตอร์ดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบไฟฟ้ากำลัง

อย่างไรก็ตาม มาตรฐาน IEEE 1547 กล่าวว่า การดำเนินการสำหรับ โครงข่ายไฟฟ้าที่ต่อกับเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ ควรมีค่าตัวประกอบไฟฟ้าเท่ากับหนึ่ง หรือ (Unity Power Factor) และเป็นไปตามกฎระเบียบของการควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Parmar and Yao, 2011)



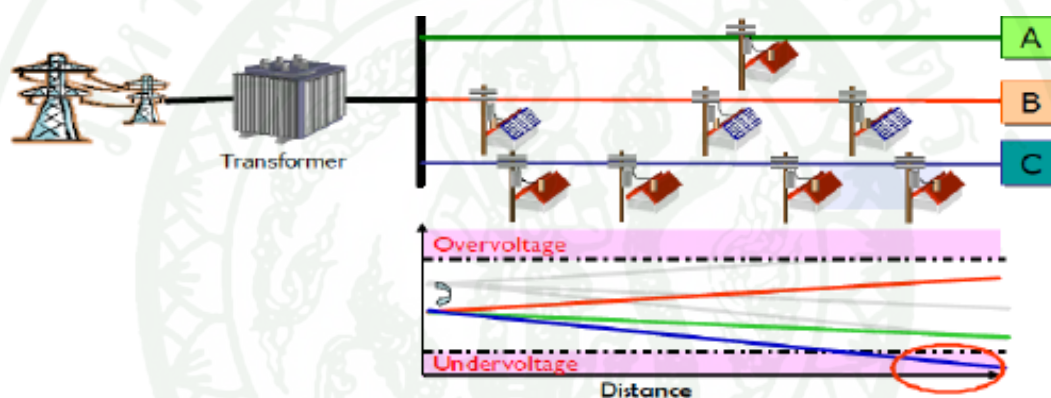
ภาพที่ 6 ระบบจำหน่ายแรงดันต่ำที่ต่อกับ PV

ที่มา: Parmar and Yao (2011)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่ติดตั้ง PV แสดงในภาพที่ 6 เมื่อ DG ติดตั้งที่ตำแหน่ง “A” และด้านหลังเป็นโหลดที่ตำแหน่งดังกล่าว โหลดรวม P_L ที่จุด “B” ดังนั้นแรงดันไฟฟ้าที่จุด A มีค่าเท่ากับ $V_A = V - IX_A$ เมื่อ V เป็นแรงดันไฟฟ้าที่สายป้อน และ I เป็นกระแสไฟฟ้าระหว่าง V และ จุด “A” ภายใต้สภาวะปกติ เมื่อ PV ไม่ผลิตกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ($P_G = 0$) และ X_A เป็นค่าความต้านทานระหว่าง V และจุด “A” และเมื่อ $P_G < P_L$ กระแสไฟฟ้าเป็นค่าน้อยกว่า เมื่อ ($P_G = 0$) แต่เมื่อ $P_G > P_L$ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้สูงกว่ากำลังไฟฟ้าที่โหลดต้องการ กำลังไฟฟ้าที่เหลือจะถูกส่งเข้าไปยังสายป้อน ดังนั้นทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าจะไหลทิศทางไหลย้อนและที่จุด “A” แรงดันไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ $V_A = V + I_L X_A$ เมื่อ I_L เป็นกระแสไหลย้อน กรณีดังกล่าวการผลิตกำลังไฟฟ้าของ PV เพิ่มขึ้นทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมยกตัวสูงขึ้นและกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าระบบ ลักษณะนี้จะสามารถลดกำลังสูญเสียและแรงดันไฟฟ้าที่ส่งไปสนับสนุนโดยแรงดันไฟฟ้าสามเฟสที่ผลิตได้จาก PV แต่ระบบ Rooftop PV แรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นที่เฟสที่เชื่อมต่อประกอบด้วยคอนเวอร์เตอร์เฟสเดียวจึงส่งผลกระทบต่อสภาพสมดุลของกำลังไฟฟ้า 3 เฟส (Parmar and Yao, 2011)

7.2 ปัญหาแรงดันไฟฟ้าภายใต้การควบคุมแบบดั้งเดิม

โดยทั่วไประยะทางจากแหล่งแรงดันไฟฟ้าและประเภทโหลดที่แตกต่างจะประสบปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV เมื่อไหลกลับในฟีดเดอร์ของระบบจำหน่ายซึ่งมีความต้านทานต่ำไม่ปัญหา แต่อย่างไรก็ตาม ฟีดเดอร์ของชนบทมีค่าความต้านทานสูง จะส่งผลทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบ วิธีหนึ่งในการแก้ไขปัญหาคือการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายจากหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งอาจทำให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าในสายอื่นๆ ที่มีการไหลของกำลังไฟฟ้าย้อนกลับเพียงเล็กน้อยหรือไม่มีการเชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าที่ควบคุม แสดงในภาพที่ 7 (Environmental Impact Assessment, 2009)



ภาพที่ 7 ปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกระหว่างแรงดันไฟฟ้าที่ส่งไปปลายสายสำหรับหม้อแปลง

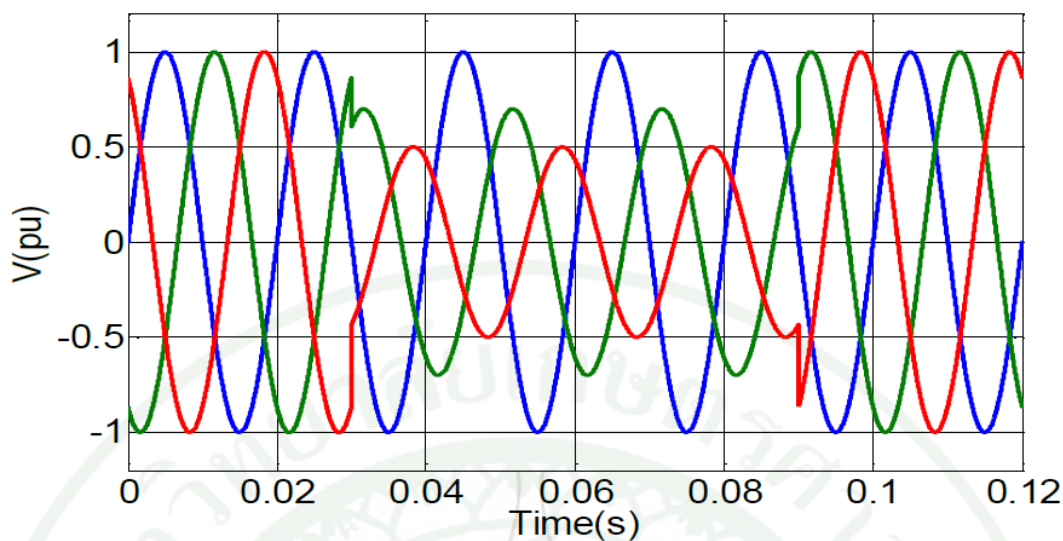
ที่มา: EIA (2009)

10. วิธีวัดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

ปัญหาของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบไฟฟ้า 3 เฟสเป็นปัญหาที่สำคัญอีกปัญหาหนึ่งในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ระดับแรงดันไฟฟ้าเกิดสถานะไม่สมดุลมีผลทำให้กระแสที่จ่ายให้กับโหลด 3 เฟสเกิดสถานะไม่สมดุลไปด้วยสาเหตุที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สมดุลอาจเกิดได้จากการไม่สมดุลของโหลด 3 เฟสที่ต่อใช้งานหรืออาจเนื่องจากการใช้งานโหลด 1 เฟสหรือ 2 เฟส หรือเกิดลัดวงจรหรือผิดปกติ (Fault) แบบไม่สมดุลขึ้นซึ่งก็จะเป็นอีกสาเหตุหนึ่งที่ทำให้เกิดสถานะไม่สมดุลทางไฟฟ้าขึ้นได้ การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า 3 เฟสในสถานะไม่สมดุลสามารถวิเคราะห์ได้เหมือนวงจร 1 เฟสโดยเขียนวงจรสมมูล 1 เฟส (Single Phase Equivalent Circuit) เพราะขนาดแรงดันและกระแสไฟฟ้าในแต่ละเฟสเท่ากัน แสดงดังภาพที่ 7 แต่เมื่อระบบไฟฟ้าเกิดไม่สมดุลไม่สามารถวิเคราะห์จากวงจรสมมูลหนึ่งเฟสในแต่ละเฟสเท่ากัน แต่เมื่อระบบไฟฟ้าเกิดไม่สมดุลจะไม่สามารถวิเคราะห์จากวงจรสมมูล 1 เฟสได้ และการวิเคราะห์โดยตรงจากวงจรระบบค่อนข้างยุ่งยากในทางคณิตศาสตร์เมื่อระบบมีการเชื่อมโยงกันอย่างซับซ้อน

องค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Components) นั้น เป็นวิธีที่สามารถแยกเฟสเซอร์ของระบบที่ไม่สมดุล N เฟสเซอร์เป็นระบบเฟสเซอร์ที่สมดุล N องค์ประกอบแทนซึ่งจะทำให้เราสามารถวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า 3 เฟสในสถานะไม่สมดุลได้ด้วยการใช้วิธีองค์ประกอบสมมาตรดังกล่าวแยกเป็นระบบเฟสเซอร์ที่สมดุล 3 องค์ประกอบด้วยกัน ได้แก่ องค์ประกอบลำดับบวก องค์ประกอบลำดับลบ และ องค์ประกอบลำดับศูนย์

โหลดภายในโรงงานอุตสาหกรรมส่วนใหญ่เป็นโหลดสมดุลและถูกเชื่อมต่อกับระบบ 3 เฟส อย่างไรก็ตามแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลจะถูกสร้างที่ผู้ใช้ระบบจำหน่ายสาย 3 เฟส 4 สายในระบบเฟสเดียว และระบบ 3 เฟส ผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล 3 เฟสจะส่งผลต่อกระแสไฟฟ้า 3 เฟสไม่สมดุลทำให้อุณหภูมิของมอเตอร์มีอุณหภูมิสูงขึ้น (Kim *et al.*, 2005)



ภาพที่ 8 รูปแรงดันไฟฟ้าไม่สมมาตรในระบบไฟฟ้า 3 เฟส

10.1 มาตรฐาน NEMA พิจารณาเปอร์เซ็นต์ไฟฟ้าไม่สมดุล (Line Voltage Unbalance Rate)

สามารถคำนวณได้จาก แรงดันไฟฟ้าระหว่างสายที่เบี่ยงเบนมากที่สุดทั้งสามเฟสหารด้วยแรงดันไฟฟ้าเฉลี่ยทั้ง 3 เฟส โดยพิจารณาที่ขนาดของแรงดันไฟฟ้าไม่พิจารณามุมแรงดันไฟฟ้า (ANSI/NEMA Standard, 1993) ดังสมการที่ (6) – (7)

$$\%LVUR = \left(\frac{\text{Maximum} |V_{AB} - V_{Ave(L-L)}, V_{BC} - V_{Ave(L-L)}, V_{CA} - V_{Ave(L-L)}|}{V_{Ave(L-L)}} \right) \times 100 \quad (6)$$

$$V_{Ave(L-L)} = \frac{V_{AB} + V_{BC} + V_{CA}}{3} \quad (7)$$

10.2 มาตรฐานของ IEEE แรงเปอร์เซ็นต์ไฟฟ้าไม่สมดุล 1 (Phase Voltage Unbalance Rate 1)

สามารถคำนวณได้จาก แรงดันไฟฟ้าเฟสที่เบี่ยงเบนมากที่สุดทั้ง 3 เฟสหารด้วย แรงดันไฟฟ้าเฟสเฉลี่ยทั้ง 3 เฟส โดยพิจารณาที่ขนาดของแรงดันไฟฟ้าไม่พิจารณามุมของ แรงดันไฟฟ้า (IEEE Standard, 1991) ดังสมการที่ (8) – (9)

$$\%PVUR1 = \left(\frac{\text{Maximum} | V_{AN} - V_{Ave(Ph)}, V_{BN} - V_{Ave(Ph)}, V_{CN} - V_{Ave(Ph)} |}{V_{Ave(Ph)}} \right) \times 100 \quad (8)$$

$$V_{Ave(Ph)} = \frac{V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}}{3} \quad (9)$$

10.3 มาตรฐานของ IEEE แรงเปอร์เซ็นต์ไฟฟ้าไม่สมดุล 2 (Phase Voltage Unbalance Rate 2)

สามารถคำนวณได้จาก แรงดันไฟฟ้าเฟสที่เบี่ยงเบนมากที่สุดระหว่างเฟสนั้นๆ ทั้ง 3 เฟสหารด้วยแรงดันไฟฟ้าเฟสเฉลี่ยทั้ง 3 เฟส โดยพิจารณาที่ขนาดของแรงดันไฟฟ้าไม่พิจารณามุมของแรงดันไฟฟ้า (IEEE Standard, 1987) ดังสมการที่ (10)

$$\%PVUR2 = \left(\frac{\text{Maximum}(V_{an}, V_{bn}, V_{cn}) - \text{Minimum}(V_{an}, V_{bn}, V_{cn})}{V_{Ave(Ph)}} \right) \times 100 \quad (10)$$

10.4 ตัวประกอบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล 1 (Voltage Unbalance Factor 1)

สามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของแรงดันไฟฟ้าลำดับลบต่อแรงดันไฟฟ้าลำดับบวก การวัดดังกล่าวเป็นวิธีที่แม่นยำ เมื่อเฟสและแอมพลิจูดสำหรับ 3 เฟสที่ทำการวัด (ForTescue, 1918) ดังสมการที่ (11) – (13)

$$\%VUF1 = \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \times 100 \quad (11)$$

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (12)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (13)$$

10.5 ตัวประกอบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล (Negative Sequence Voltage Unbalance)

สามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของแรงดันไฟฟ้าลำดับลบต่อแรงดันไฟฟ้าลำดับบวก การวัดเป็นแรงดันระหว่างสาย (Kim *et al.*, 2005) ดังสมการที่ (14) – (15)

$$\%NSVU = \left(\sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \right) \times 100 \quad (14)$$

$$\beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2} \quad (15)$$

10.6 ตัวประกอบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล 2 (Voltage Unbalance Factor 2)

สามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของแรงดันไฟฟ้าลำดับลบต่อแรงดันไฟฟ้าลำดับบวก การวัดดังกล่าวเป็นวิธีที่แม่นยำ เมื่อเฟสและแอมพลิจูดสำหรับ 3 เฟสที่ทำการวัด (Kim *et al.*, 2005) ดังสมการที่ (16) – (28)

$$\%VUF2 = \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \times 100 \quad (16)$$

$$V_1 = \frac{1}{3}(V'_A + aV'_B e^{-jM_2} + a^2V'_C e^{-jM_3}) \quad (17)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}(V'_A + a^2V'_B e^{-jM_2} + aV'_C e^{-jM_3}) \quad (18)$$

$$V_0 = \frac{1}{3}(V'_A + V'_B e^{-jM_2} + V'_C e^{-jM_3}) \quad (19)$$

$$\theta'_1 = \cos^{-1} \left(\frac{V_{CA}^2 + V_{BC}^2 - V_{AB}^2}{2V_{CA}' \times V_{BC}'} \right) \quad (20)$$

$$\theta'_2 = \cos^{-1} \left(\frac{V_{AB}^2 + V_{BC}^2 - V_{CA}^2}{2V_{AB}' \times V_{BC}'} \right) \quad (21)$$

$$\theta'_3 = \cos^{-1} \left(\frac{V_{AB}^2 + V_{CA}^2 - V_{BC}^2}{2V_{AB}' \times V_{CA}'} \right) \quad (22)$$

$$M_1 = \left(180^\circ - \frac{\theta'_1 + \theta'_2}{2} \right) \quad (23)$$

$$M_2 = \left(180^\circ - \frac{\theta'_2 + \theta'_3}{2} \right) \quad (24)$$

$$M_3 = \left(180^\circ - \frac{\theta'_1 + \theta'_3}{2} \right) \quad (25)$$

$$V_A' = V_{AB} \times \left(\frac{\sin\left(\frac{\theta'_2}{2}\right)}{\sin(M_2)} \right) \quad (26)$$

$$V_B' = V_{BC} \times \left(\frac{\sin\left(\frac{\theta'_1}{2}\right)}{\sin(M_1)} \right) \quad (27)$$

$$V_C' = V_{CA} \times \left(\frac{\sin\left(\frac{\theta'_3}{2}\right)}{\sin(M_3)} \right) \quad (28)$$

ตารางที่ 6 การเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในวิธีต่างๆ

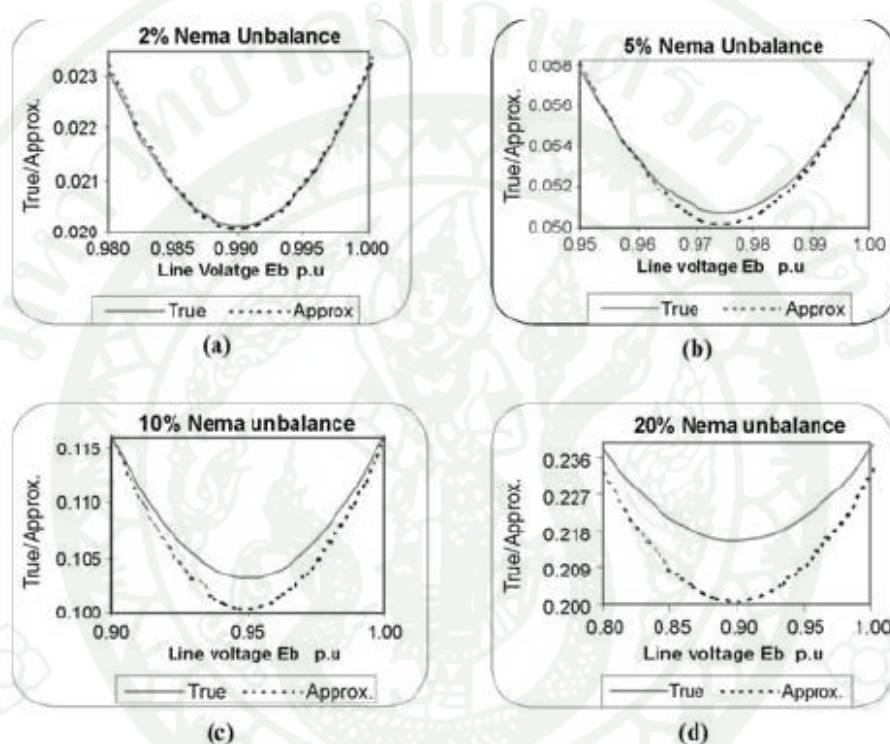
Standard	Phase Voltage	Line Voltage	Remark
%LVUR	-	0.7014	ANSI/NEMA Standard MG1-1993
%PVUR1	0.7014	0.9199	IEEE Standard 112, 1991
%PVUR2	1.9719	-	IEEE Standard 936, 1987
%VUF1	0.746	0.7646	
	V1 = 219.5792	V1 = 380.3223	
	V2 = 1.6786	V2 = 2.9074	
%NSVU	-	0.7646	
%VUF2	0.7646	0.7646	V1 = 219.59 $\angle$ -0.0861° V2 = 1.6789 $\angle$ 156.6036° V0 = 0.8367 $\angle$ -156.25°

ที่มา: (Kim *et al.*, 2005)

Kim *et al.* (2005) จากตารางที่ 6 แสดงให้เห็นความสัมพันธ์ของวิธีการวัดเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่นำเสนอในบทความดังกล่าว ค่า %VUF2 มีค่าเท่ากันทั้งในแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่วัดจากแรงดันไฟฟ้าเฟส และแรงดันไฟฟ้าสาย

Jong-Gyeum *et al.* (1997) มุ่งเน้นเปรียบเทียบขั้นตอนและวิธีการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลแรงดันไฟฟ้าเฟส และแรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย ในภายใต้โหลดไม่สมดุลสำหรับระบบ 3 เฟส 4 สายระบบไม่สมดุลเนื่องมาจากการทำงานของโหลดและค่าความแตกต่างของค่าความต้านทานจำทำให้ขนาดและเฟสของแรงดันไฟฟ้ามีค่าไม่เท่ากัน แรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟสจะให้ค่าที่คำนวณใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากกว่าการคำนวณโดยใช้แรงดันเฟส

Pillay and Manyage (2001) มุ่งเน้นเปรียบเทียบ มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล 3 มาตรฐาน โดยแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสามารถวัดได้ 3 วิธี ผลที่ได้จากการจำลอง คือ ผลต่างระหว่าง มาตรฐาน MENA (Line Voltage Unbalance Rate) และตัวประกอบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล (Voltage Unbalance Factor) แสดงดังภาพที่ 9 และแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลต่างกันประมาณ 0.8 เปอร์เซ็นต์ และ ส่งผลเล็กน้อยในตัวคุณลดพิกัด (Derating) ของมอเตอร์



ภาพที่ 9 ความสัมพันธ์ระหว่าง ตัวประกอบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล และมาตรฐาน NEMA ที่ 2, 5, 10 และ 20 เปอร์เซ็นต์ไม่สมดุล

ที่มา: Pillay and Manyage (2001)

ดังนั้นการคำนวณค่าจาก (Voltage Unbalance Factor) จะได้ค่าใกล้เคียงกับความเป็นจริงแต่ข้อมูลที่น่ามาใช้ต้องมีความละเอียดสูงในการคำนวณและยุ่งยาก การคำนวณแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยใช้วิธี (Line Voltage Unbalance Rate) จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการวัด เพราะค่าที่ได้จากการวัดนำไปคำนวณจะคลาดเคลื่อนจากค่าจริงเพียงเล็กน้อย

11. มาตรฐาน IEEE 1159 - 1995

ความผิดปกติของแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งได้ตามมาตรฐาน IEEE Standard. 1159-1995 (Recommend Practice for Monitoring Electric Power Quality) ในงานวิจัยนี้ อ้างอิงตามมาตรฐาน IEEE 1159-1995 เป็นเกณฑ์การวัดความผิดปกติโดยศึกษาในส่วนของ แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล (Voltage Unbalance) ซึ่งเป็นสภาวะไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าในมาตรฐาน กำหนดไว้ไม่เกิน 0.5 – 2 เปอร์เซ็นต์ อย่างต่อเนื่องโดยรายละเอียดสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7 (IEEE Standard, 1995)

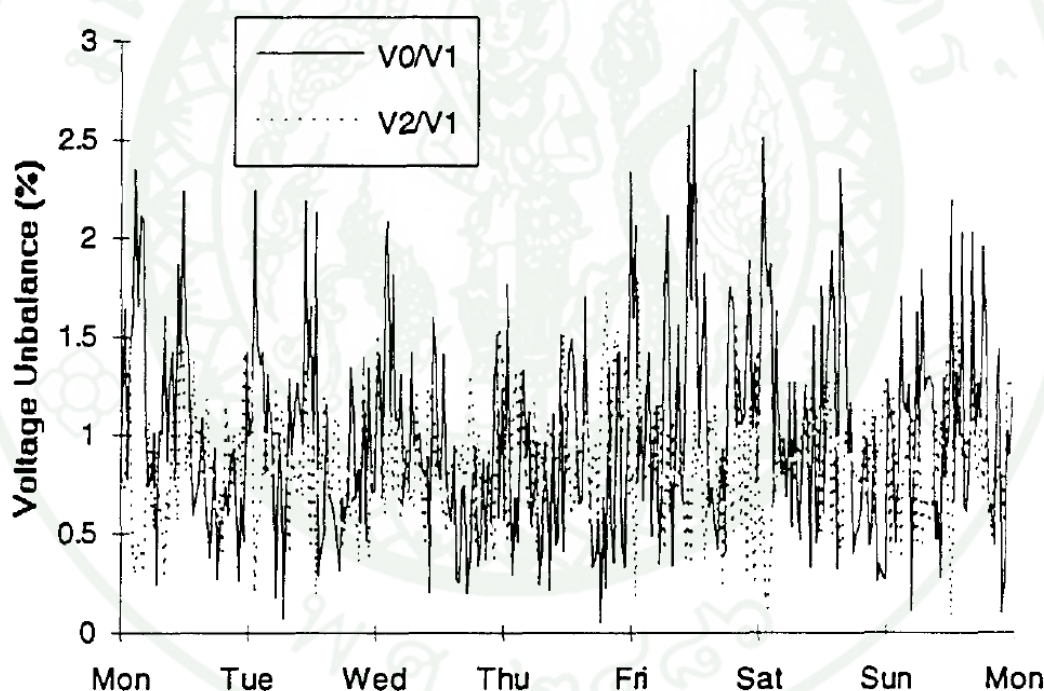
ตารางที่ 7 ประเภทและลักษณะทั่วไปของระบบไฟฟ้าและปรากฏการณ์แม่เหล็กไฟฟ้า

Type of PQ Phenomena	Magnitude	Duration
Short Duration RMS Variations		
Instantaneous		0.5-30 cycles
Interruption	< 0.1 pu	
Sag	– 0.9 pu	
Swell	1.1 – 1.8 pu	
Momentary		0.5-3 seconds
Interruption	< 0.1 pu	
Sag	– 0.9 pu	
Swell	1.1 – 1.8 pu	
Long Duration RMS Variations		
Instantaneous		> 1 minute
Interruption	< 0.1 pu	
Sag	– 0.9 pu	
Swell	1.1 – 1.8 pu	
Voltage Imbalance	0.5 – 2 %	Steady State

ที่มา: (IEEE Standard, 1995)

11.1 ตัวประกอบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล2 (Voltage Unbalance Factor2)

แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล คือ แรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า 3 เฟสที่มีขนาดในแต่ละเฟสแตกต่างกัน 0.5 – 2 เปอร์เซ็นต์ ของค่าแรงดันไฟฟ้าปกติ หรือมีมุมเฟสเปลี่ยนไปจาก 120 องศา หรือเกิดขึ้นทั้งสองอย่างพร้อมกัน บางครั้งอาจนิยามแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้โดยใช้ค่าเบี่ยงเบนสูงสุดจากค่าเฉลี่ยของแรงดันไฟฟ้าทั้งสามเฟสเทียบกับค่าเฉลี่ยดังกล่าว สาเหตุเกิดจากความไม่สมดุลของขนาดโหลดในแต่ละเฟส ซึ่งแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล สามารถกำหนดได้จากอัตราส่วนขององค์ประกอบลำดับลบ หรือองค์ประกอบลำดับศูนย์ ต่อองค์ประกอบลำดับบวก ดังภาพที่ 10 ส่งผลทำให้อุปกรณ์ เช่น มอเตอร์ หม้อแปลงไฟฟ้า มีอายุการใช้งานสั้นลงเนื่องมาจากผลของความร้อนที่เกิดขึ้น (Dugan *et al.*, 1996)

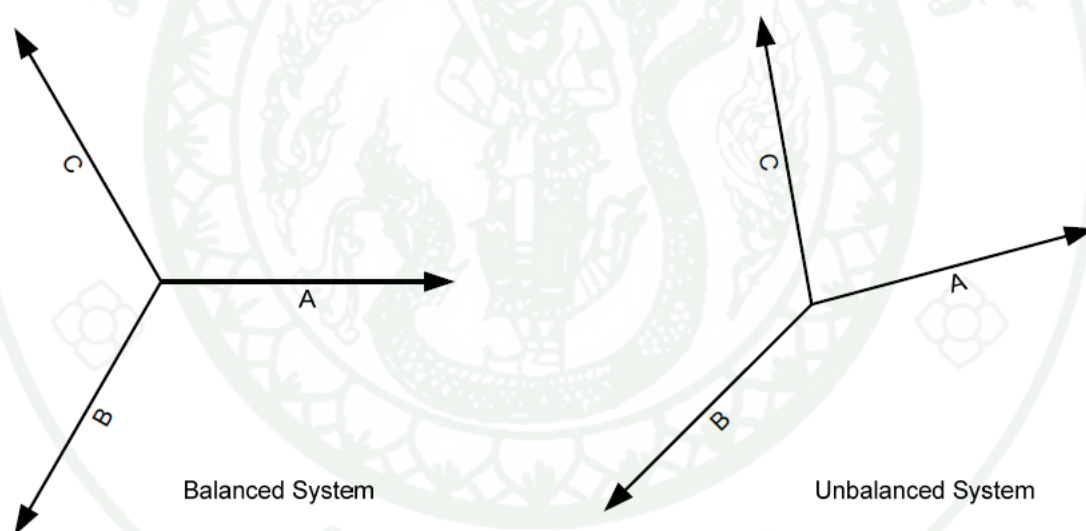


ภาพที่ 10 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สายป้อนสำหรับจ่ายไฟฟ้าให้ที่พักอาศัย

ที่มา: Dugan *et al.* (1996)

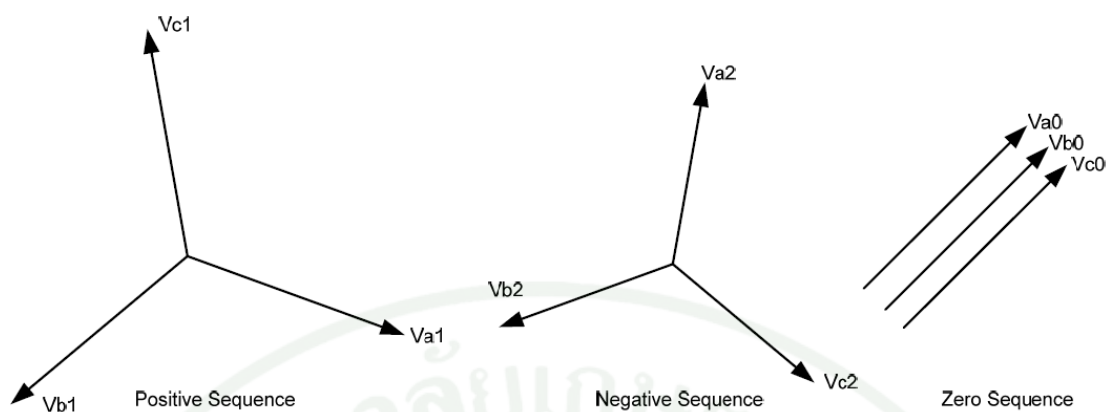
12. แรงดันไฟฟ้าส่วนประกอบสมมาตร

กรณีไฟฟ้าไม่สมดุล สามารถวิเคราะห์ระบบจากวงจรสมมูล 1 เฟสได้เพราะค่าแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าในแต่ละเฟสมีค่าเท่ากันทุกเฟส แต่จะแตกต่างกันที่มุมของเฟส โดยในแต่ละเฟสจะห่างกัน 120 องศา แต่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกิดไม่สมดุล การวิเคราะห์จากวงจรสมมูล 1 เฟสนั้น ทำไม่ได้เพราะว่าค่าแรงดันไฟฟ้าหรือกระแสไฟฟ้าและมุมต่างเฟสของสัญญาณมีค่าไม่เท่ากันในแต่ละเฟส หรือจะทำการวิเคราะห์โดยตรงจากวงจรระบบ 3 เฟสก็ทำได้ยาก ในการคำนวณทางคณิตศาสตร์ เพราะในระบบใช้งานจริงมีการเชื่อมต่อวงจรกัน ForTescue (1918) ใช้ทฤษฎีประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาระบบ N เฟสที่ไม่สมดุลด้วยการวิเคราะห์จากระบบ N เฟสที่สมดุลนี้ เรียกว่าองค์ประกอบสมมาตร การใช้ทฤษฎีองค์ประกอบสมมาตรประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาระบบไฟฟ้า 3 เฟสที่สมดุลดังภาพที่ 11 - 12



ภาพที่ 11 ระบบสมดุลและไม่สมดุล

ที่มา: ForTescue (1918)



ภาพที่ 12 ระบบเฟสเซอร์ตัวประกอบสมมาตร

ที่มา: ForTescue (1918)

องค์ประกอบสมมาตรลำดับบวก (Positive-Sequence component) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3 เฟสที่มีขนาดเท่ากันและมุมต่างเฟสกัน 120 องศา

องค์ประกอบสมมาตรลำดับลบ (Negative-Sequence component) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3 เฟสที่มีขนาดเท่ากันและมุมต่างเฟสกัน 120 องศา

องค์ประกอบสมมาตรลำดับศูนย์ (Zero-Sequence component) ประกอบด้วยเฟสเซอร์ 3 เฟสที่มีขนาดเท่ากันและมุมต่างเฟสกัน ซึ่งสามารถแสดงดังสมการที่ (29) – (34)

$$V_a = V_0 + V_1 + V_2 \quad (29)$$

$$V_b = V_0 + a^2 V_1 + a V_2 \quad (30)$$

$$V_c = V_0 + a V_1 + a^2 V_2 \quad (31)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$a = 0.5 - j0.866 \quad (33)$$

$$a = -0.5 + j0.866 \quad (34)$$

เมื่อ

V_a, V_b, V_c เป็นค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า

V_0 เป็นค่าแรงดันองค์ประกอบสมมาตรลำดับศูนย์

V_1 เป็นค่าแรงดันองค์ประกอบสมมาตรลำดับบวก

V_2 เป็นค่าแรงดันองค์ประกอบสมมาตรลำดับลบ

จากสมการที่ (29) - (31) สามารถหาค่าองค์ประกอบสมมาตรลำดับต่างๆได้จากค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าที่ไม่สมดุลได้ดังสมการดังนี้

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (35)$$

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (36)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (36)$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (37)$$

13. คำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่างๆในระบบจำหน่าย

จากบทความ Cobben (2007) คำนวณระดับแรงดันไฟฟ้าในระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำและปานกลางโดยระบบเป็นการเชื่อมต่อแบบเรเดียลดังภาพที่ 13



ภาพที่ 13 ระบบจำหน่ายแรงดันต่ำที่มีการเชื่อมต่อแบบเรเดียล

ที่มา: Cobben (2007)

ระดับแรงดันไฟฟ้าปานกลางที่อยู่ที่บัสบาร์ของสถานีไฟฟ้าเป็นค่าคงที่แรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงในการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าในโครงข่ายแรงดันกลาง (ΔU_M)

แสดงดังสมการที่ (38) – (41)

$$\Delta U_M = \sum_{i=1}^{N_M} \left[\left(\sum_{j=1}^{N_M} \frac{P_j}{U_{L,j} \times \sqrt{3}} \right) \times R_{(M,j \rightarrow j-1)} + \left(\sum_{j=1}^{N_M} \frac{Q_j}{U_{L,j} \times \sqrt{3}} \right) \times X_{(M,j \rightarrow j-1)} \right] \quad (38)$$

การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าในหม้อแปลง (ΔU_T)

$$\Delta U_T = \left[\left(\sum_{j=1}^{N_L} \frac{P_j}{U_{LL} \times \sqrt{3}} \right) \times R_T + \left(\sum_{j=1}^{N_T} \frac{Q_j}{U_{LL} \times \sqrt{3}} \right) \times X_T \right] \quad (39)$$

การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าในโครงข่ายแรงต่ำ (ΔU_L)

$$\Delta U_L = \sum_{i=1}^{N_L} \left[\left(\sum_{j=1}^{N_L} \frac{P_j}{U_{L,j} \times \sqrt{3}} \right) \times R_{(L,j \rightarrow j-1)} + \left(\sum_{j=1}^{N_L} \frac{Q_j}{U_{L,j} \times \sqrt{3}} \right) \times X_{(L,j \rightarrow j-1)} \right] \quad (40)$$

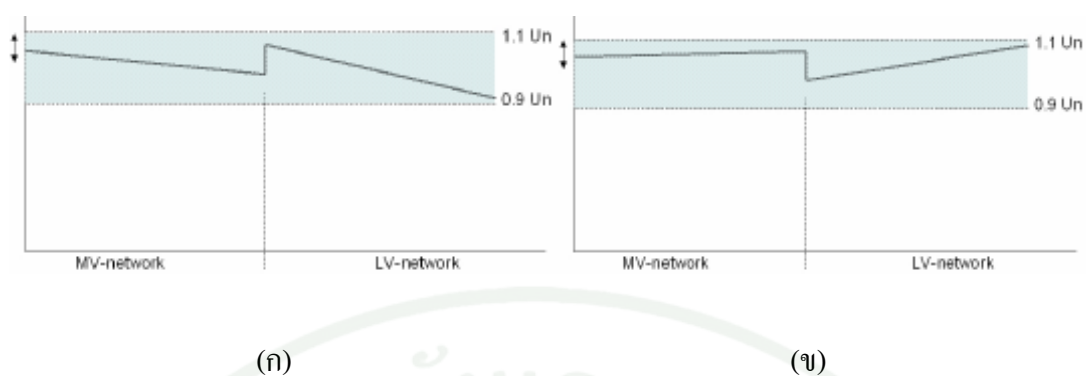
โดยคำนึงถึงอัตราส่วนหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าระหว่างสายที่จุด N_L คือ

$$U_{NL} = \frac{1}{T} \times (U_M - \Delta U_M) - \Delta U_T - \Delta U_L \quad (41)$$

เมื่อ

U_{LL}	= แรงดันระหว่างสายที่ด้านแรงต่ำของหม้อแปลง
U_M	= แรงดันระหว่างสายที่ด้านแรงต่ำของบัสบาร์ที่สถานีไฟฟ้าย่อย
P	= กำลังไฟฟ้าจริงที่จุดเชื่อมต่อในแต่ละจุด
Q	= กำลังไฟฟ้าเสมือนที่จุดเชื่อมต่อในแต่ละจุด
R_M	= ค่าความต้านทานที่โครงข่ายแรงดันกลาง
X_M	= ค่าความเหนี่ยวนำที่โครงข่ายแรงดันกลาง
R_L	= ค่าความต้านทานที่โครงข่ายแรงต่ำ
X_L	= ค่าความเหนี่ยวนำที่โครงข่ายแรงต่ำ
T	= อัตราส่วนหม้อแปลง (U_{MV}/U_{LV})
R_T	= ค่าความต้านทานของหม้อแปลง (U_{MV}/U_{LV}) อ้างอิงด้านแรงต่ำ
X_T	= ค่าความเหนี่ยวนำของหม้อแปลง (U_{MV}/U_{LV}) อ้างอิงด้านแรงต่ำ
U_{Lj}	= แรงดันระหว่างสายในแต่ละจุดเชื่อมต่อ

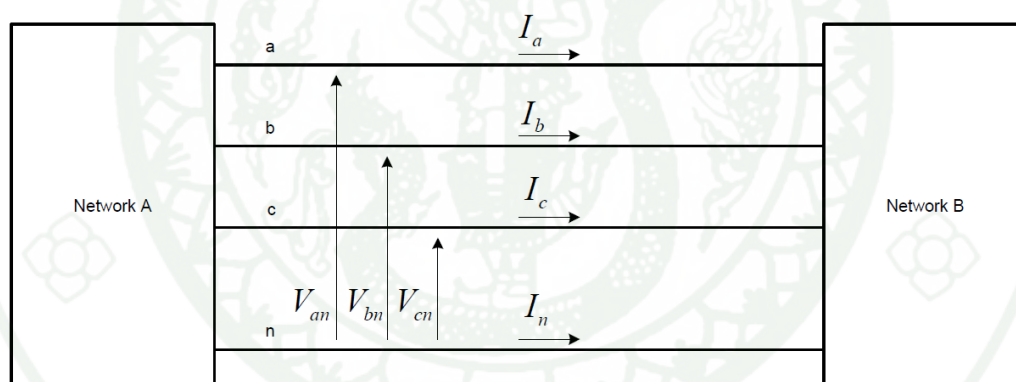
ภาพที่ 14 แสดงให้เห็นถึงสถานการณ์ที่แรงดันไฟฟ้าเบี่ยงเบนในระบบจำหน่ายที่ได้รับการชดเชยบางส่วนจุดที่ตั้งของหม้อแปลงและสถานการณ์ที่แรงดันไฟฟ้าเบี่ยงเบนในระบบเครือข่ายที่ได้รับการชดเชยบางส่วนจุดที่ตั้งของหม้อแปลงและการติดตั้ง DG กระจายอยู่ในระหว่างสายทำให้แรงดันไฟฟ้ายกตัวสูงขึ้น Cobben (2007)



ภาพที่ 14 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ติดตั้ง (ก) ไม่ติดตั้ง (ข) ติดตั้ง DG

ที่มา: Cobben (2007)

13. ระบบไฟฟ้าสามเฟส



ภาพที่ 15 ระบบ 3 เฟส 4 สาย

แรงดันไฟฟ้าเฟส V_p เป็นระบบไฟฟ้าสามเฟสสมดุลแรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟสสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (42) – (44)

$$V_{an} = V_a = V_p \angle 0^\circ \quad (42)$$

$$V_{bn} = V_b = V_p \angle -120^\circ \quad (43)$$

$$V_{cn} = V_c = V_p \angle +120^\circ \quad (44)$$

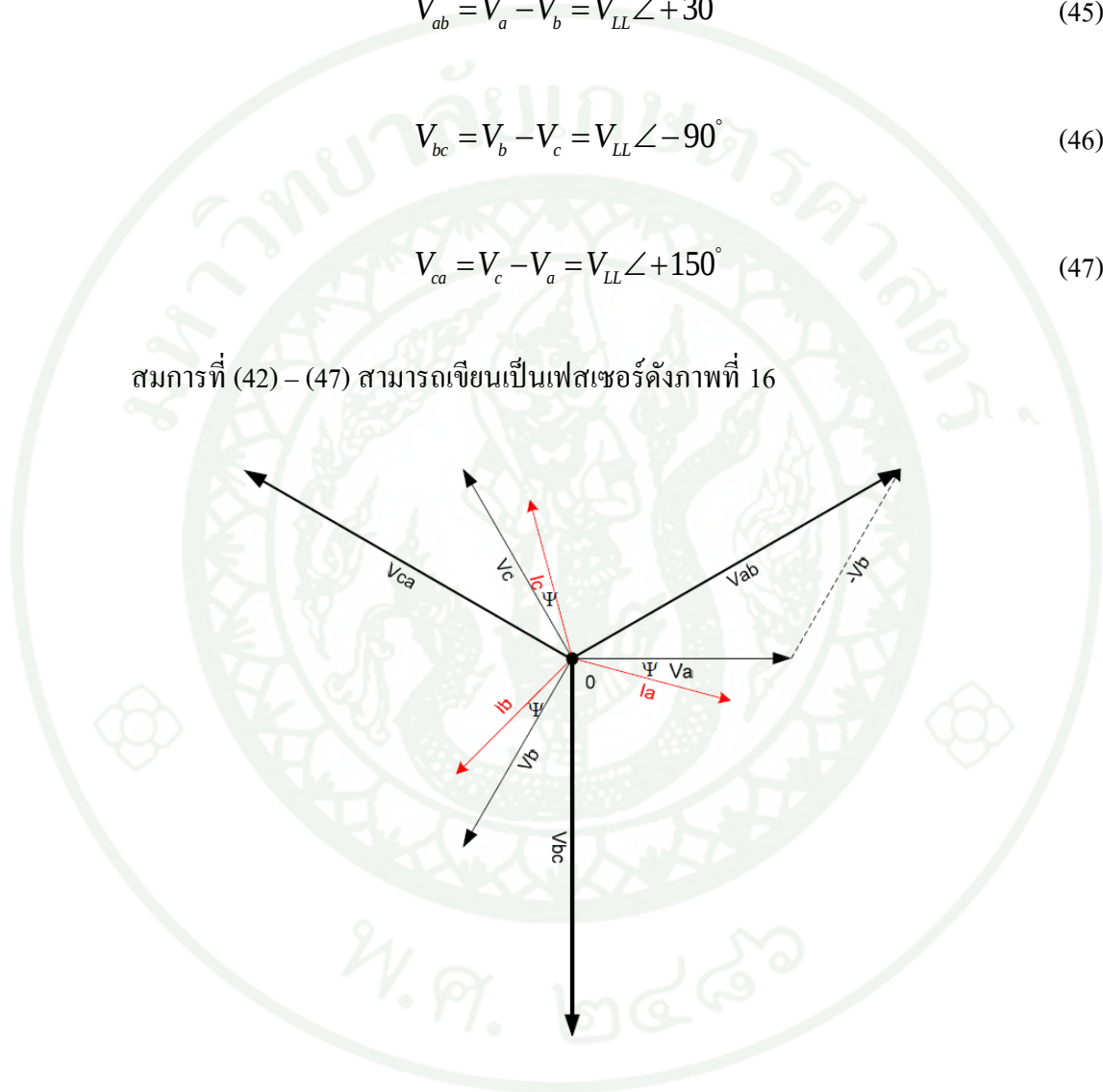
แรงดันไฟฟ้าสาย V_{LL} แสดงได้ดังสมการที่ (45) – (47)

$$V_{ab} = V_a - V_b = V_{LL} \angle +30^\circ \quad (45)$$

$$V_{bc} = V_b - V_c = V_{LL} \angle -90^\circ \quad (46)$$

$$V_{ca} = V_c - V_a = V_{LL} \angle +150^\circ \quad (47)$$

สมการที่ (42) – (47) สามารถเขียนเป็นเฟสเซอร์ดังภาพที่ 16



ภาพที่ 16 เฟสเซอร์ของแรงดันไฟฟ้า

ที่มา: Cobben (2007)

กำหนดค่าความต้านทานให้สมดุลที่ต่อเข้าไประบบสำหรับการเชื่อมต่อแบบ Wye แสดงดังภาพที่ 16 และค่าความต้านทานที่เชื่อมต่อมีค่า $Z \angle \psi$ สามารถหากระแสไฟฟ้าได้จากสมการที่ 48

$$I_a = \frac{V}{Z_y} = \frac{V_p}{Z_y} \angle (0^\circ - \psi) \quad (48)$$

เมื่อ ψ มีค่าระหว่าง -90° ถึง 90° สำหรับค่า ψ ขนาดใหญ่กว่า 0° โหลดเหนี่ยวนำ (I_a ตามหลัง V_a) สำหรับ ψ ขนาดเล็กกว่า 0° โหลดความจุ (I_a นำหน้า V_a) กระแสไฟฟ้าเฟสในระบบ 3 เฟสมีค่าดังสมการ (49) – (51)

$$I_a = I_p \angle (0^\circ - \psi) \quad (49)$$

$$I_b = I_p \angle (120^\circ - \psi) \quad (50)$$

$$I_c = I_p \angle (-240^\circ - \psi) \quad (51)$$

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
2. ระบบปฏิบัติการ Window XP
3. โปรแกรม Microsoft Office
4. โปรแกรม DIgSIENT Power Factory 14.0.523

วิธีการ

1. ศึกษาบทความทางวิชาการที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

1.1 ศึกษาบทความที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลบนระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

1.2 ศึกษามาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับกับเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและมาตรฐานหรือข้อกำหนดของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

2. ศึกษาพารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.1 ศึกษาระบบจำหน่ายแรงต่ำ

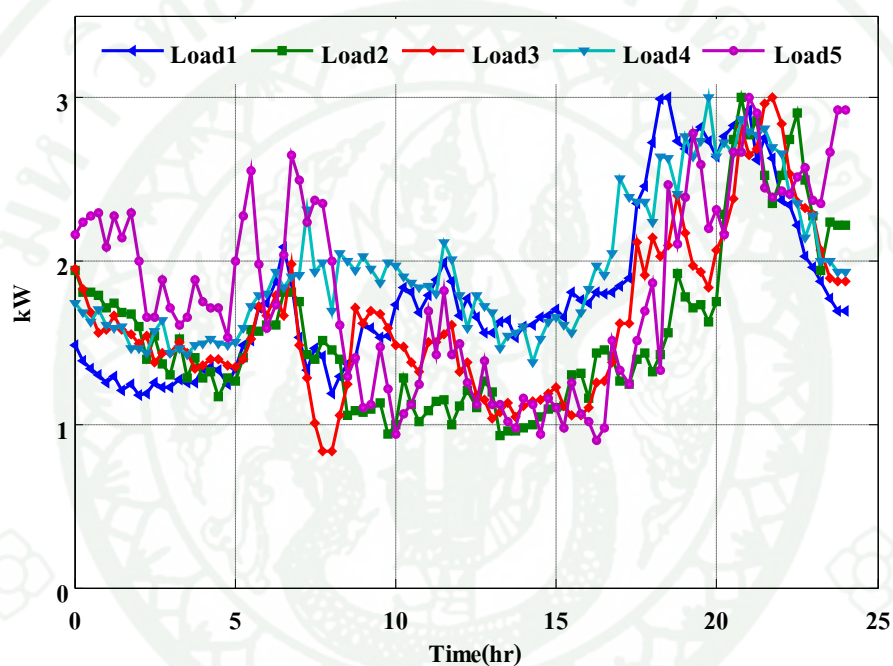
จากการสำรวจ และเก็บข้อมูลจากระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่ เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี โดยเป็นพื้นที่เมือง (พิเศษ) โดยข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นพื้นที่บ้านพักที่อยู่อาศัย โดย ขนาดพื้นที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีขนาดเท่ากัน ระยะห่างระหว่างโหลดมีขนาดเท่ากัน เพื่อให้ทราบปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล แสดงดังภาพที่ 17



ภาพที่ 17 พื้นที่ระบบจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำในเขตพื้นที่เมืองพัทยา

2.2 ลักษณะโหลดของผู้ใช้ไฟ

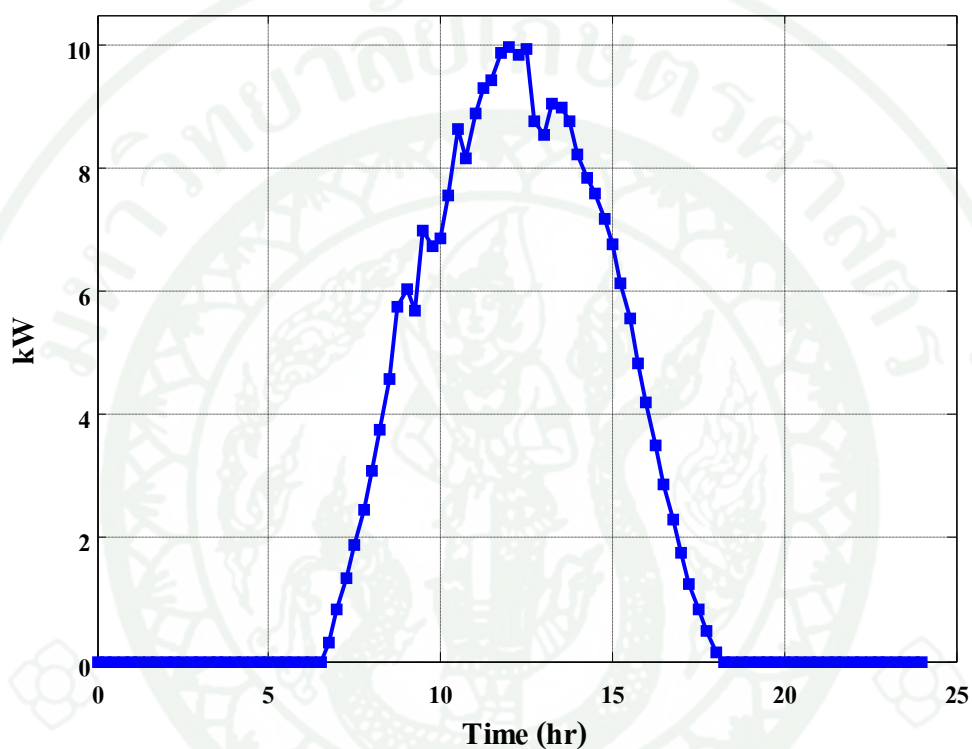
โหลดส่วนใหญ่มีลักษณะเป็นโหลดหนึ่งเฟสที่เป็นบ้านพักที่อยู่อาศัยโดยจำนวนบ้านพักที่อยู่อาศัยในเฟส A มีจำนวน 10 หลังคา เฟส B มีจำนวน 10 หลังคา เฟส C มีจำนวน 10 หลังคา โดยเป็นโหลดแรงต่ำ (400/230 V) ความต้องการใช้โหลดของที่อยู่อาศัยแต่ละหลัง 1 – 3.3 kVA กำลังโหลดสูงสุดจะอยู่ที่ช่วงเวลา 06.00 – 09.00 น. และจะกลับมาสูงสุดเมื่อ 16.00 – 22.00 น. แสดงดังภาพที่ 18



ภาพที่ 18 ลักษณะกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของโหลดบ้านพักที่อยู่อาศัย

2.3 ลักษณะกำลังไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่เชื่อมต่อเป็นกับบ้านพักที่อยู่อาศัย (400/230 โวลต์) ที่มีลักษณะเป็นโหลดหนึ่งเฟส กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจะอยู่ที่ช่วงเวลา 07.00 – 18.00 น. แสดงดังภาพที่ 19



ภาพที่ 19 ลักษณะกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

3. ศึกษาพารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.1 หม้อแปลงที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม DIgSIENT

หม้อแปลงระบบจำหน่ายเป็นหม้อแปลง 3 เฟส ทำหน้าที่ปรับระดับแรงดันไฟฟ้า โดยด้านแรงดันสูงของหม้อแปลงรับไฟ 3 เฟสต่อแบบ Delta และด้านแรงต่ำของหม้อแปลงเป็นระดับไฟฟ้าแรงต่ำ 400 โวลต์ มีลักษณะการต่อแบบ Star จ่ายไฟแบบลักษณะ 3 เฟส 4 สาย แสดงดังภาพที่ 20



Power Transformer

(ก)

		DIGSILENT PowerFactory 14.1.3	Project:	
			Date: 5/29/2014	
Grid:	Syst.Stage:		Annex:	/ 1
MT3160D		2-Winding Transformer Type 1 /1		
Technology		Three Phase Transformer		
Rated Power		0.1600	MVA	
Nominal Frequency		50.0000	Hz	
Rated Voltage				
HV-Side		22.0000	kV	
LV-Side		0.4000	kV	
Positive Sequence Impedance				
Short-Circuit Voltage uk		5.0000	%	
Copper Losses		0.1000	kW	
Vector Group				
HV-Side		D		
LV-Side		YN		
Phase Shift		11	*30deg	
Zero Sequ. Impedance, Short-Circuit Voltage				
Absolute uk0		3.0000	%	
Resistive Part ukr0		0.0000	%	

(ข)

ภาพที่ 20 แบบจำลองหม้อแปลงกำลังและข้อมูลค่าพารามิเตอร์

3.2 สายป้อนที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม DIgSIENT

สายป้อนที่ใช้จำลองในโปรแกรม DIgSIENT ในระบบจำหน่ายแรงต่ำซึ่งมีลักษณะ 3 เฟส 4 สาย แสดงดังภาพที่ 21



Line

(ก)

		DIGSILENT PowerFactory 14.1.3	Project:	
			Date: 5/1/2014	
Grid:	Syst.Stage:		Annex:	/ 1
AA	Line Type		1	/1
Parameters per Length 1,2-Sequence				
Max. Operational Temperature			80.0000	°C
Resistance R' (20°C)			0.7710	Ohm/km
Conductor Material			Aluminium	
Parameters per Length 1,2-Sequence				
Susceptance B'			4.6950	uS/km
Ins. Factor			0.0000	
Parameters per Length Zero Sequence				
Susceptance B0'			1.6430	uS/km
Ins. Factor			0.0000	
Max. End Temperature			80.0000	°C
Rated Short-Time (1s) Current (Conductor)			0.0000	kA
Frequency Dependency of Pos.-Sequence Capacitance				
Capacitance C'			0.0149	uF/km
C1' (f)				
Frequency Dependency of Zero-Sequence Capacitance				
Capacitance C0'			0.0052	uF/km
C0' (f)				
Frequency Dependencies of Pos.-Sequence Impedance				
Resistance R' (20°C)			0.7710	Ohm/km
R1' (f)				
Inductance L'			1.1130	mH/km
L1' (f)				
Frequency Dependencies of Zero-Sequence Impedance				
Resistance R0'			1.2230	Ohm/km
R0' (f)				
Inductance L0'			4.1610	mH/km

(ข)

ภาพที่ 21 แบบจำลองสายและข้อมูลค่าพารามิเตอร์

3.3 เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม DIgSIENT

เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์คือกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากการตกกระทบของแสงบนวัตถุที่มีความสามารถในการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง ซึ่งกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นไฟฟ้ากระแสตรงจำเป็นต้องผ่านอินเวอร์เตอร์ก่อนเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งแสดงดังภาพที่ 22



Photovoltaic Generator

(ก)

		DIgSILENT Power Factory 14.0.523	Project:
			Date: 2/6/2013
Grid: Grid	Syst.Stage: grid	Annex:	/1
Static Generator			1/1
Category	Photovoltaic		
Dispatch			
Voltage, U(L-L)		0.40	kV
Active Power		1 - 10	kW
Reactive Power		0	Mvar

(ข)

ภาพที่ 22 แบบจำลองเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์และข้อมูลค่าพารามิเตอร์

3.4 โหลดแรงต่ำที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม DIgSIENT

แบบจำลองโหลดที่ใช้ในโปรแกรม DIgSIENT มีสัญลักษณ์ และมีค่าพารามิเตอร์แสดง
ดังภาพที่ 23



LV Load

(ก)

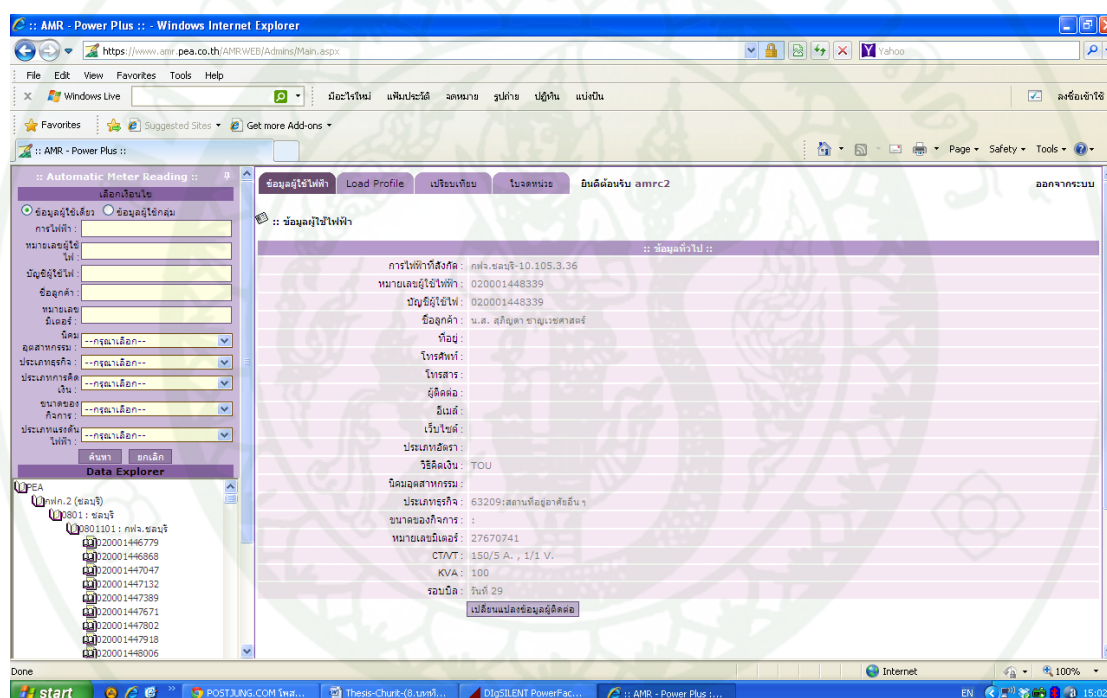
	DIgSIENT Power Factory 14.0.523	Project:	
		Date:	2/6/2013
Grid:Grid	Syst.Stage:grid	Annex:	/1
TP1	2-Winding Transformer		1/1
Technology	1PH PH-N		
Fixed Load			
Load type	P,cos(phi)		
Voltage,U(L-L)		0.40	kV
Appearance Power		1.1 - 3.3	kVA
Power Factor,cos(phi)		0.875	ind

(ข)

ภาพที่ 23 แบบจำลองโหลดและรายละเอียดพารามิเตอร์

4. ข้อมูลโหลดเพิ่มเติม

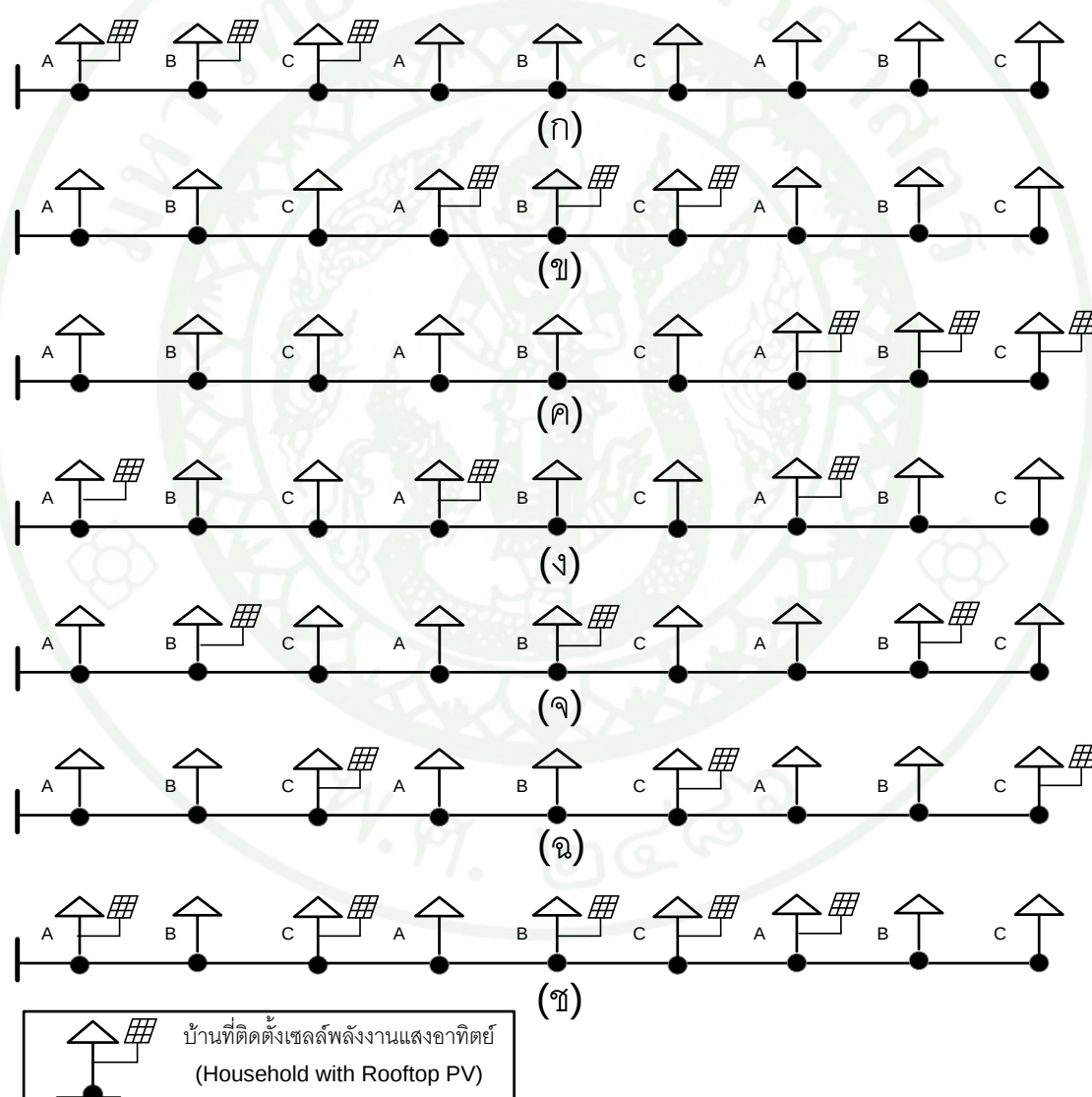
ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าจากมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติ(Automatic Meter Reading :AMR) เนื่องจากข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ.ที่มีในระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์ยังมีข้อมูลไม่ครบถ้วนโดยเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ประกอบกับ กฟภ.ได้ติดตั้งมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จึงได้นำข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากระบบมิเตอร์ AMR มาเพิ่มเติมข้อมูลโหลดในระบบจำหน่ายให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น โดยข้อมูลที่ได้อาจจะเป็นการใช้พลังงานประจำเดือน และเกิดการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 24



ภาพที่ 24 ข้อมูลการติดตั้งหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบมิเตอร์ AMR

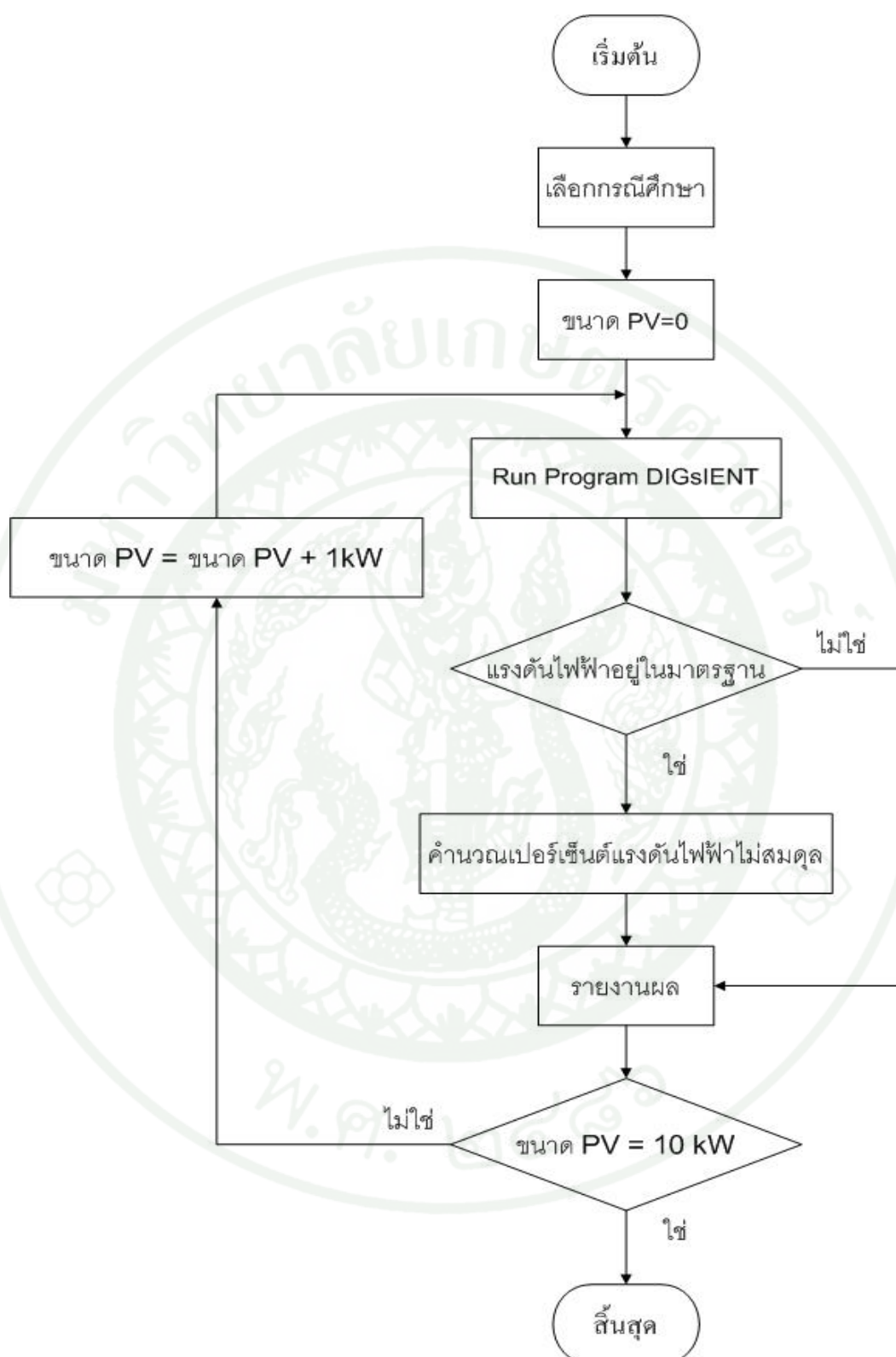
5. การทดสอบระบบจำลองเพื่อหาขนาดเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมที่ไม่เกินมาตรฐานที่กำหนด

ข้อมูลพารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ ข้อมูลพารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ ข้อมูลโหลดเพิ่มเติม นำไปจำลองในโปรแกรม DIGSIENT โดยการศึกษาครั้งนี้จะทำการเพิ่มขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ขึ้นครั้งละ 1 kW แล้วทำการศึกษาผลกระทบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่เกิดขึ้นตามแผนภาพที่ 26 ในแต่ละรูปแบบโดยแบ่งการศึกษาเป็น 7 กรณีดังแสดงดังภาพที่ 25



ภาพที่ 25 รูปแบบการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งต่างๆในระบบจำหน่ายแรงต่ำ

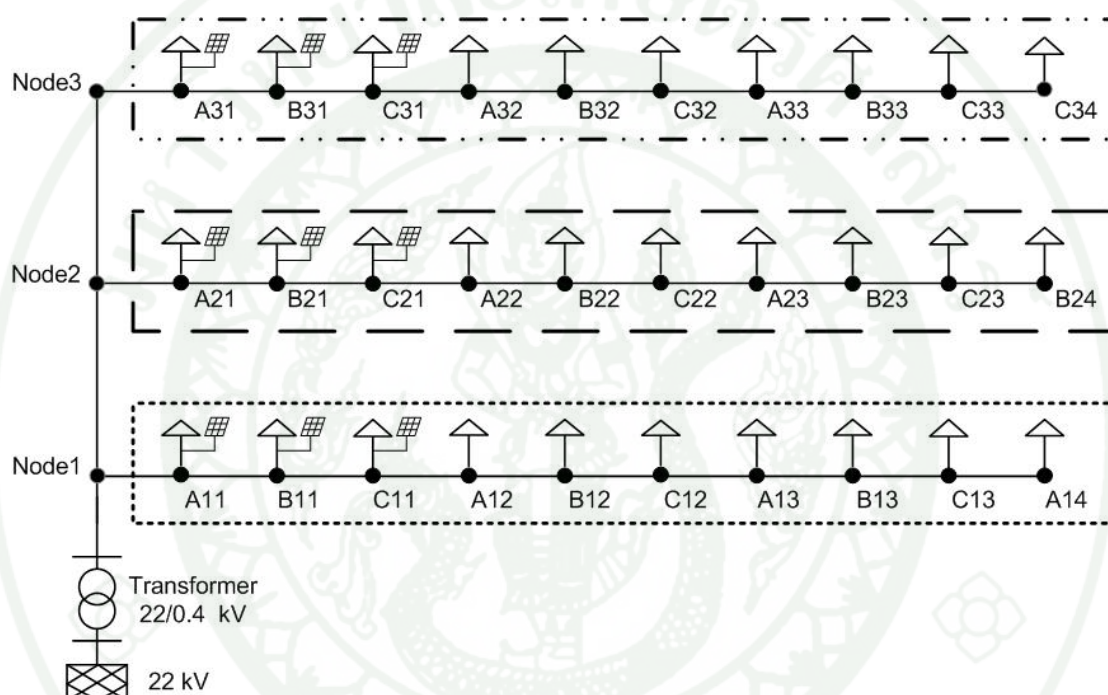
- (ก) กรณีที่ 1 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ 0 – 30 เพอร์เซ็นต์ของระบบ
จำหน่าย
- (ข) กรณีที่ 2 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ 31 – 60 เพอร์เซ็นต์ของระบบ
จำหน่าย
- (ค) กรณีที่ 3 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ 61– 100 เพอร์เซ็นต์ของระบบ
จำหน่าย
- (ง) กรณีที่ 4 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่เฟส A ทั้งระบบจำหน่าย
- (จ) กรณีที่ 5 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่เฟส B ทั้งระบบจำหน่าย
- (ฉ) กรณีที่ 6 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่เฟส C ทั้งระบบจำหน่าย
- (ช) กรณีที่ 7 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบสุ่มทั้งระบบจำหน่าย



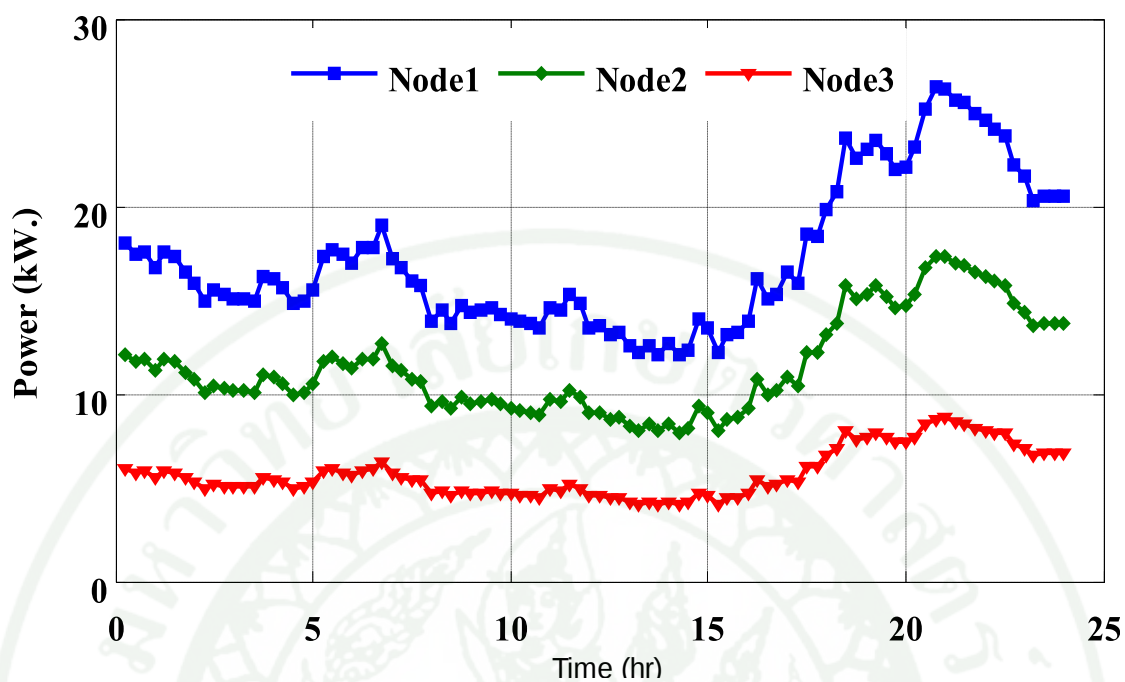
ภาพที่ 26 แผนผังหาขนาดกำลังผลิตของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ไม่ส่งผลต่อคุณภาพไฟฟ้า

5.1 กรณีที่ 1 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ 0 – 30 เปอร์เซนต์
ของระบบจำหน่าย

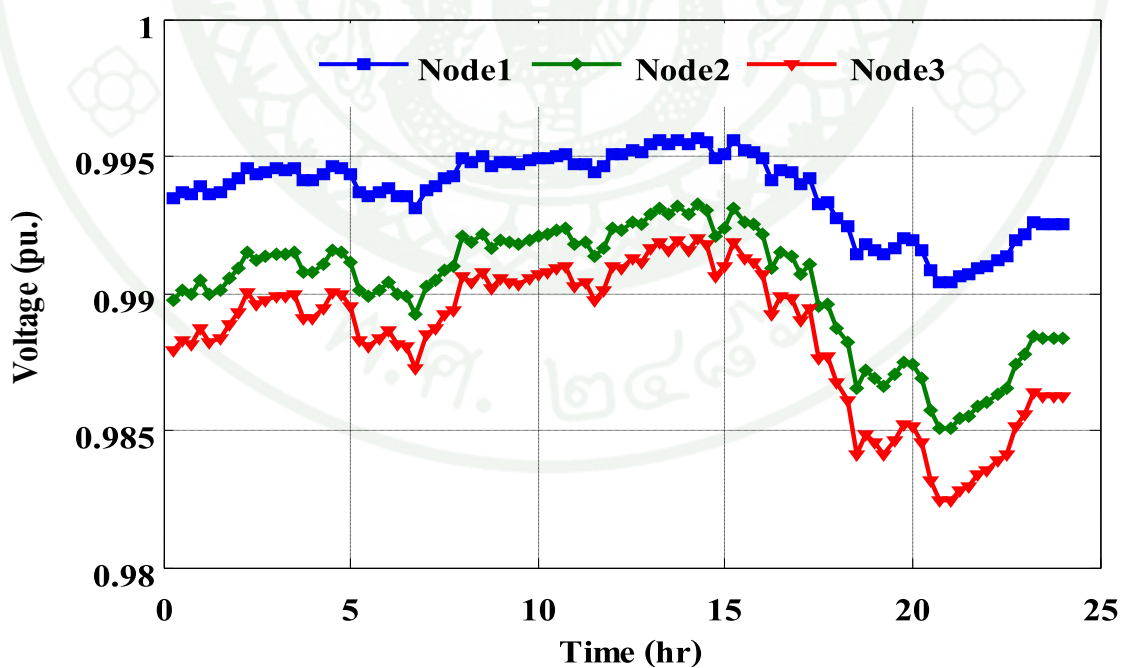
กรณีศึกษาที่ 1 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวที่
บริเวณต้นทางในระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่
0 – 100 เปอร์เซนต์ ติดตั้งที่เฟส A, B, C แสดงดังภาพที่ 27



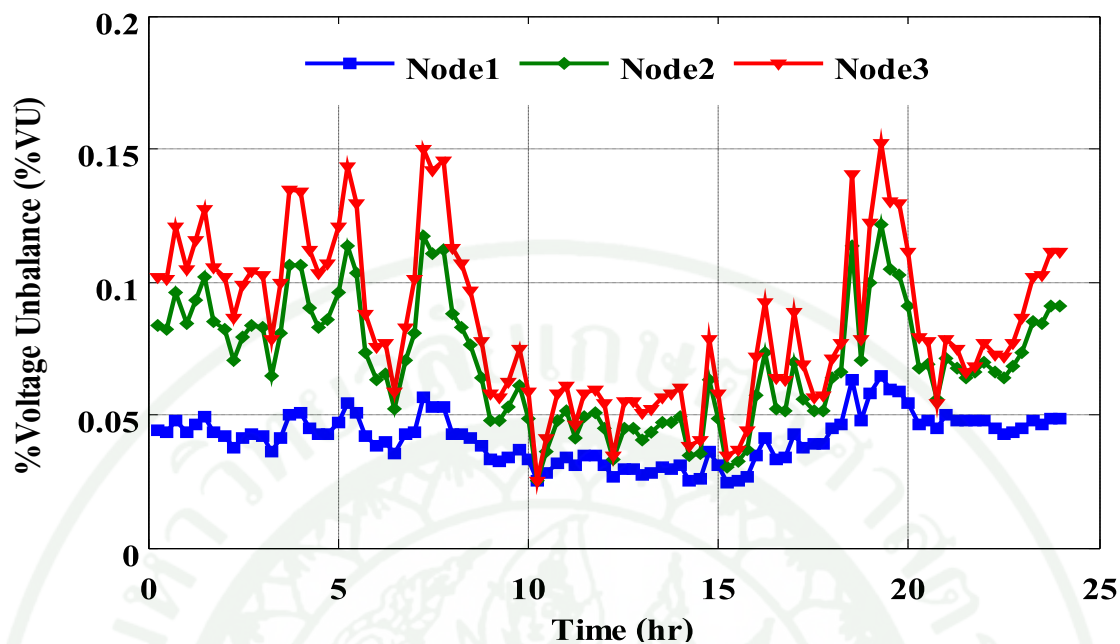
ภาพที่ 27 แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบ
เฟสเดียวในกรณีที่ 1



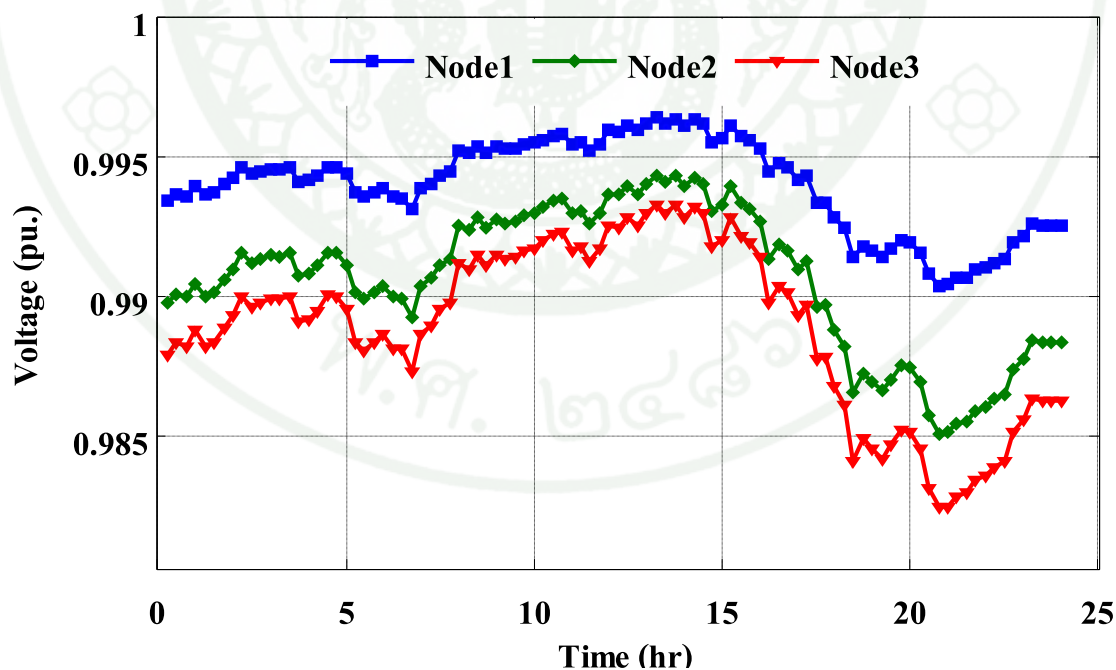
ภาพที่ 28 ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 1



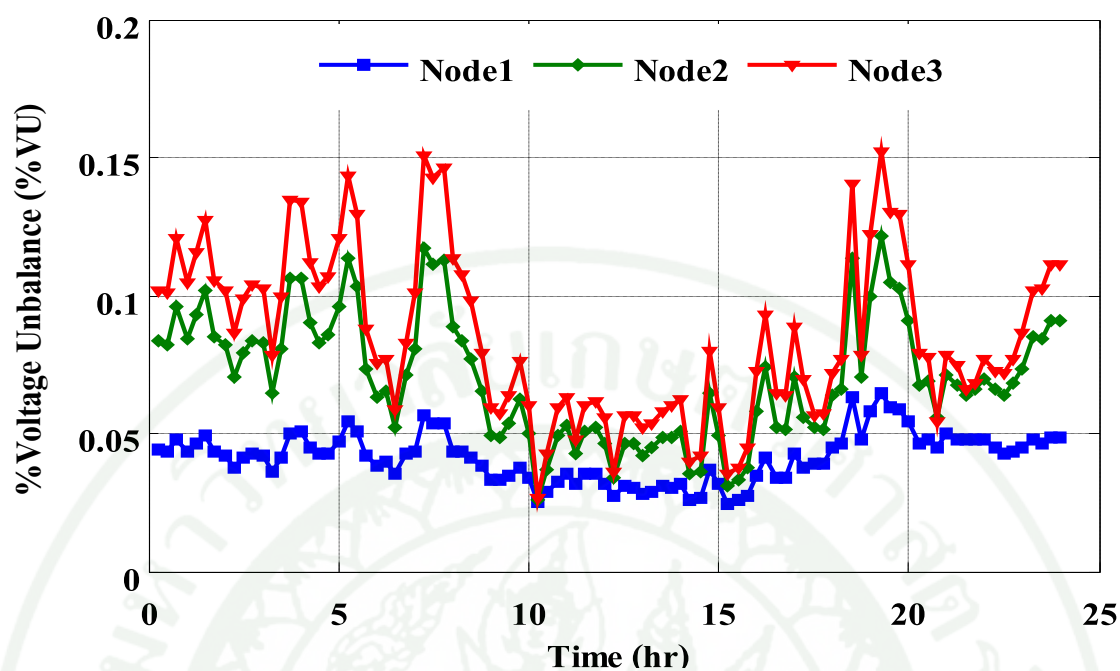
ภาพที่ 29 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



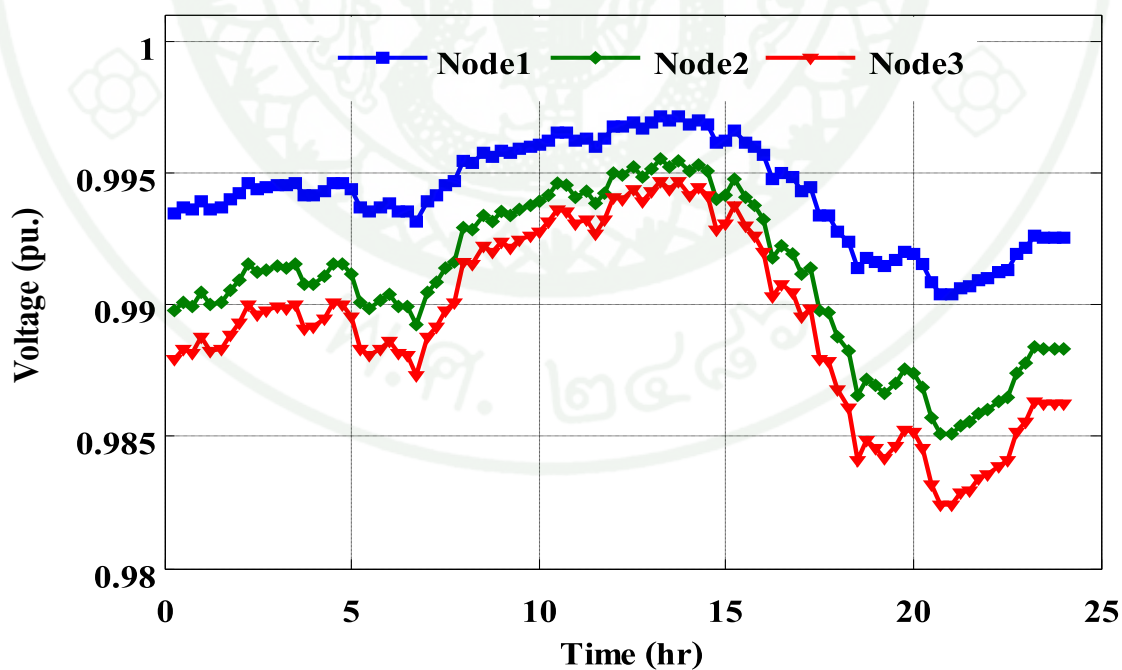
ภาพที่ 30 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



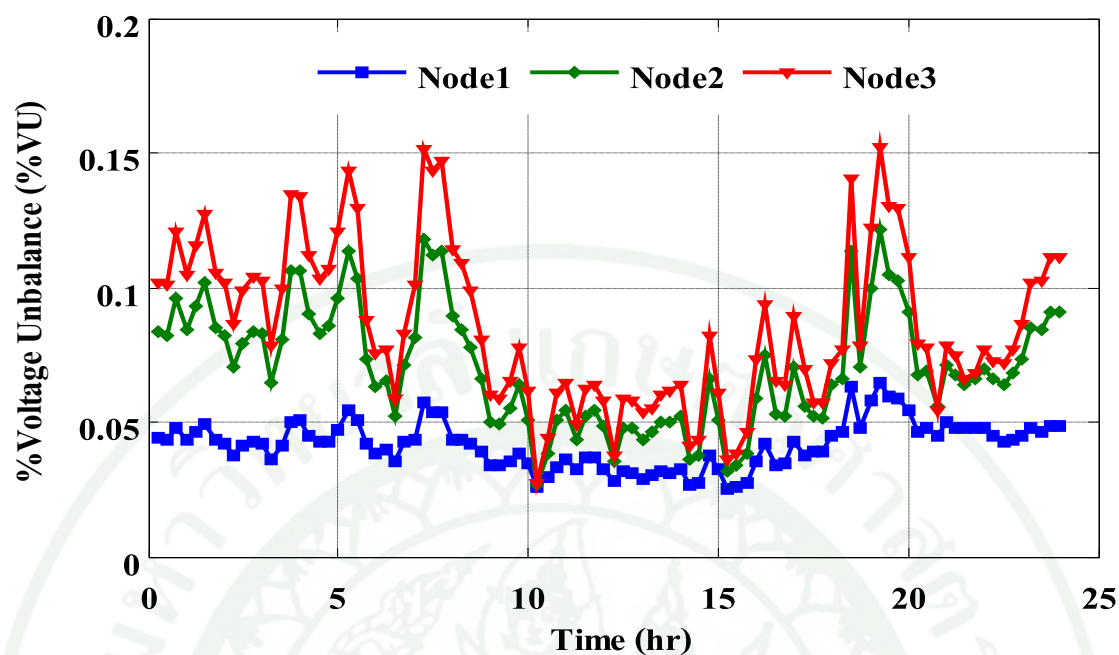
ภาพที่ 31 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ในกรณีที่ 1



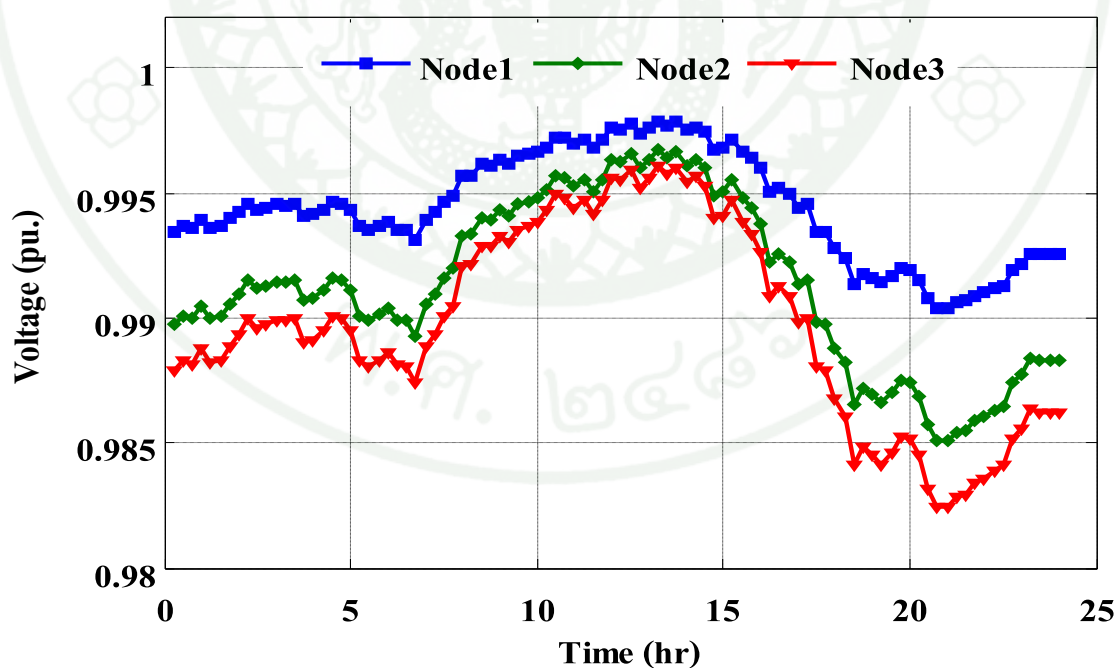
ภาพที่ 32 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



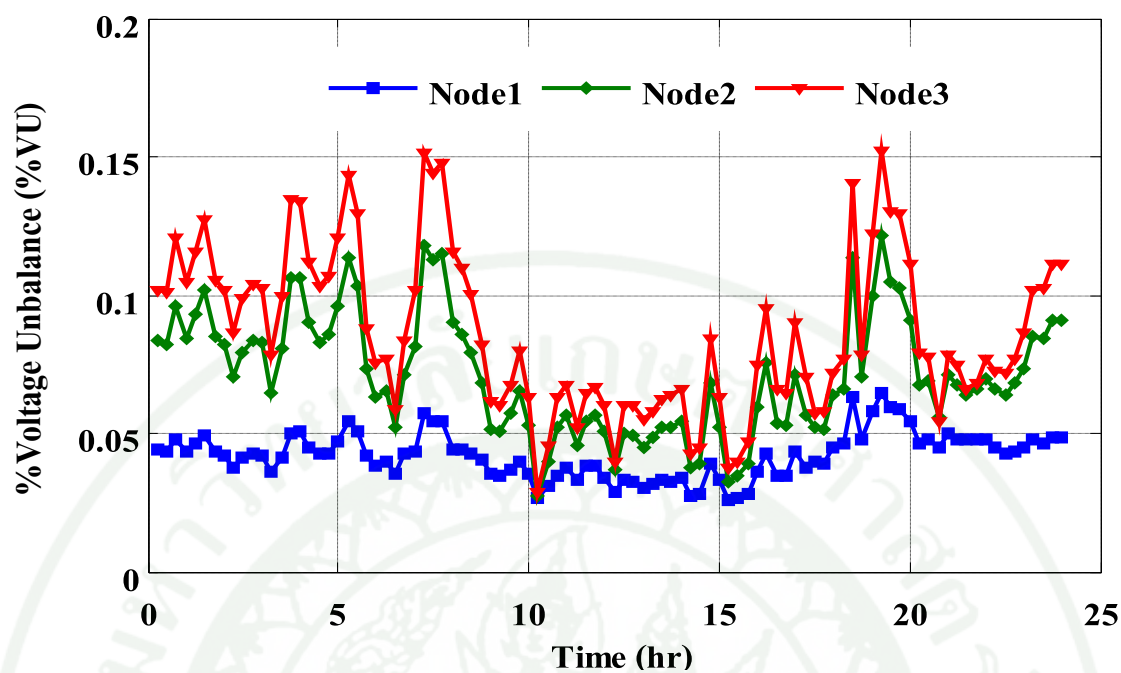
ภาพที่ 33 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



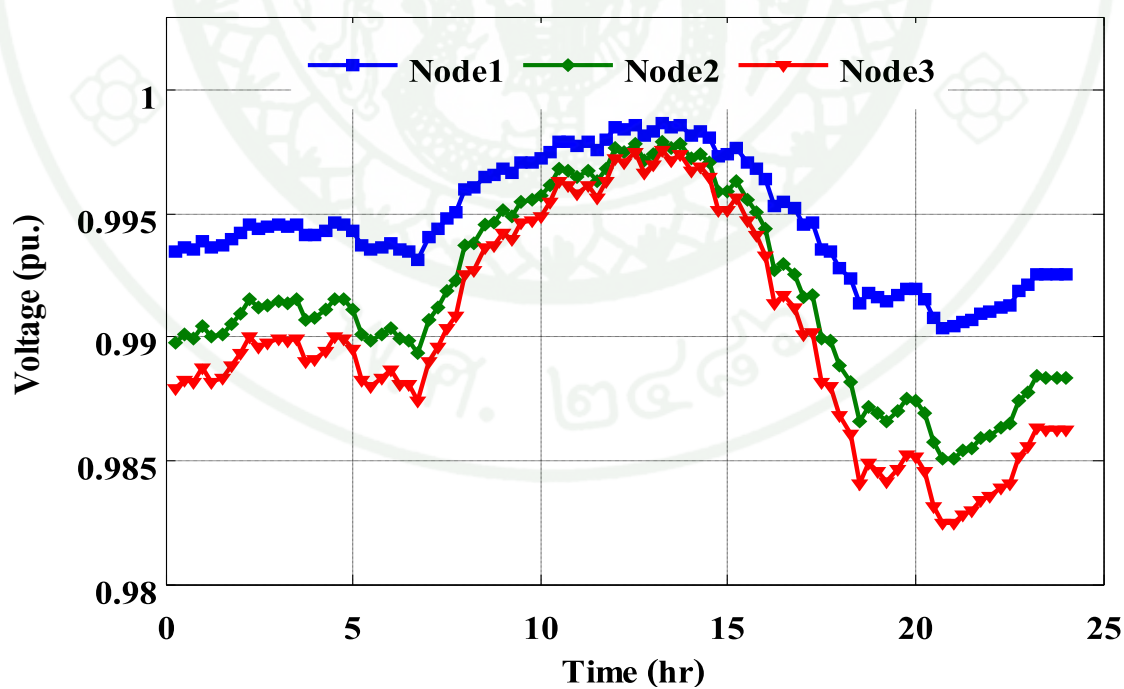
ภาพที่ 34 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



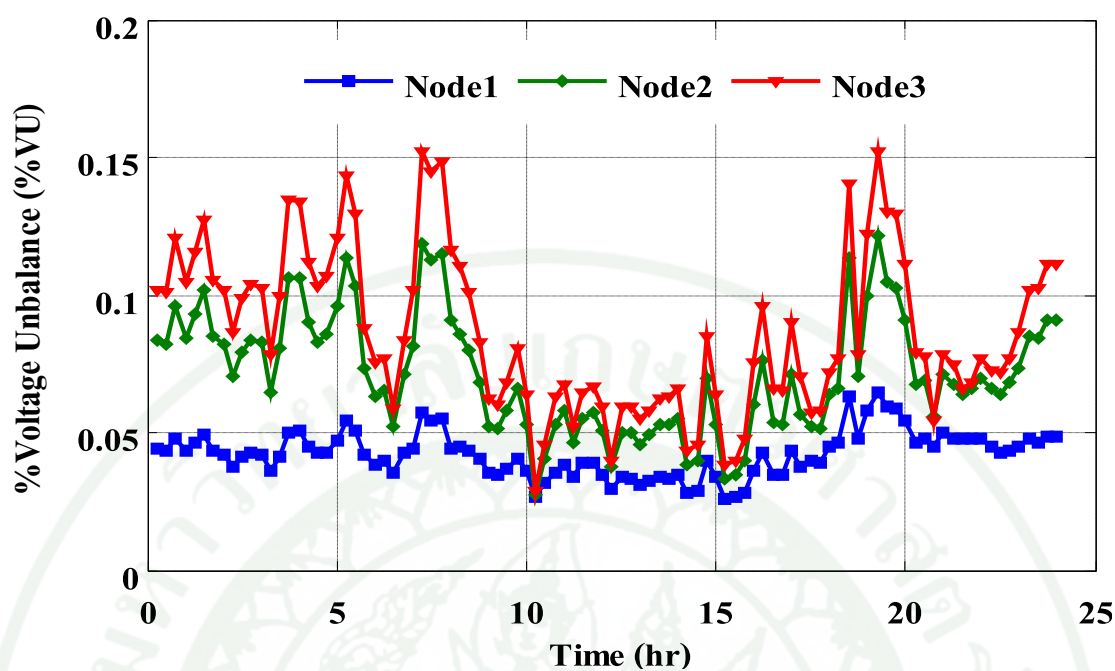
ภาพที่ 35 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



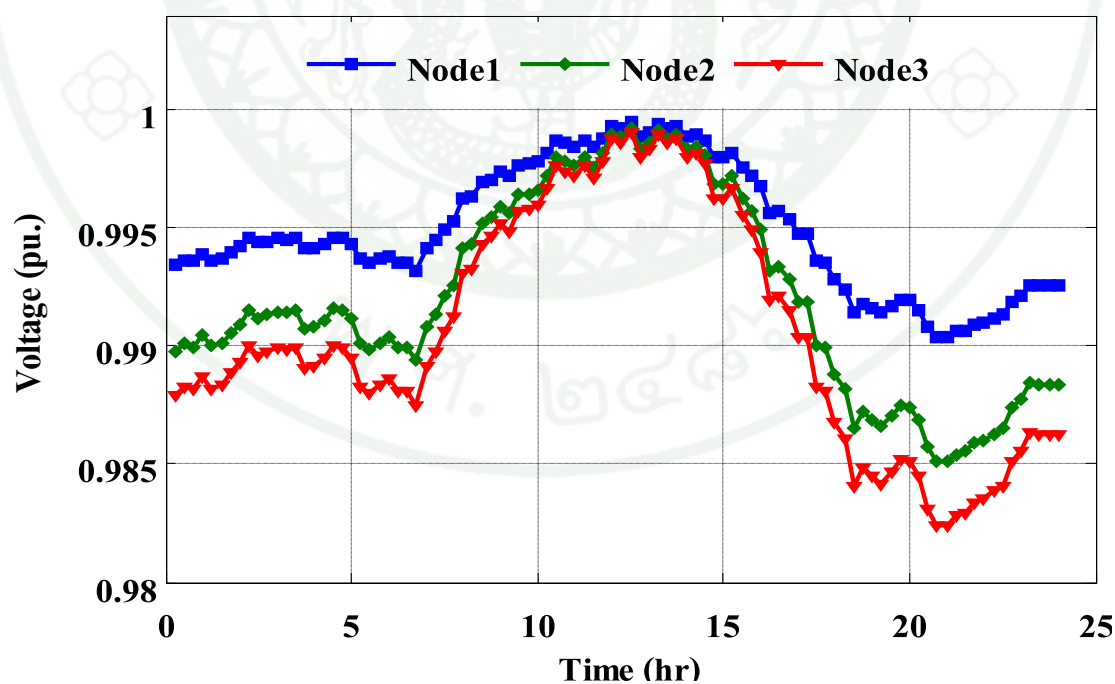
ภาพที่ 36 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



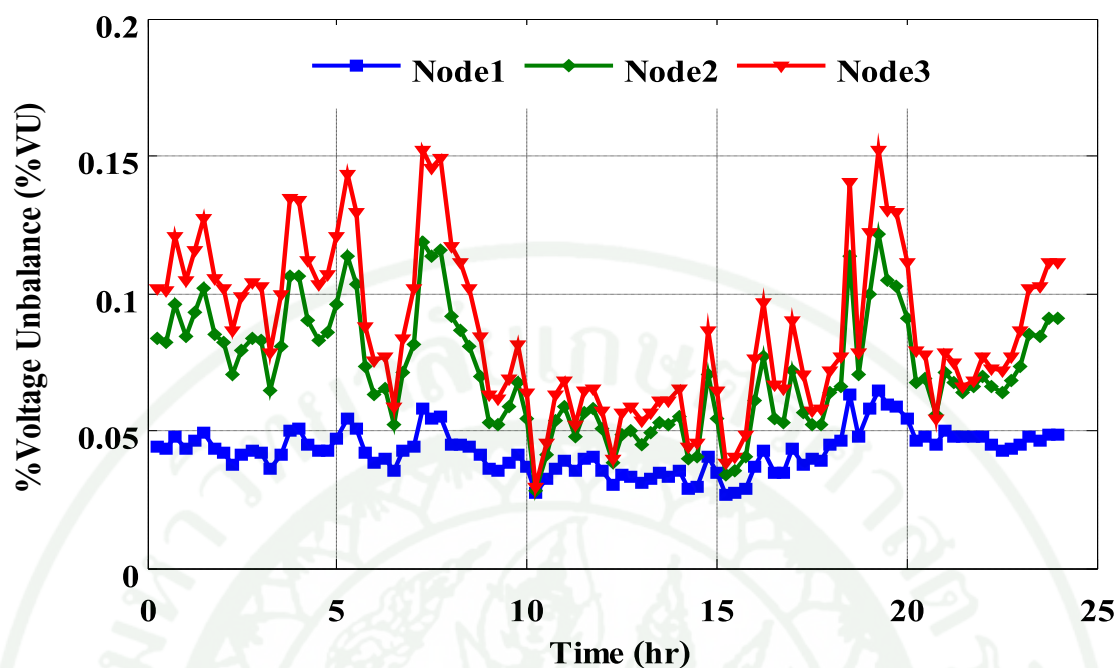
ภาพที่ 37 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



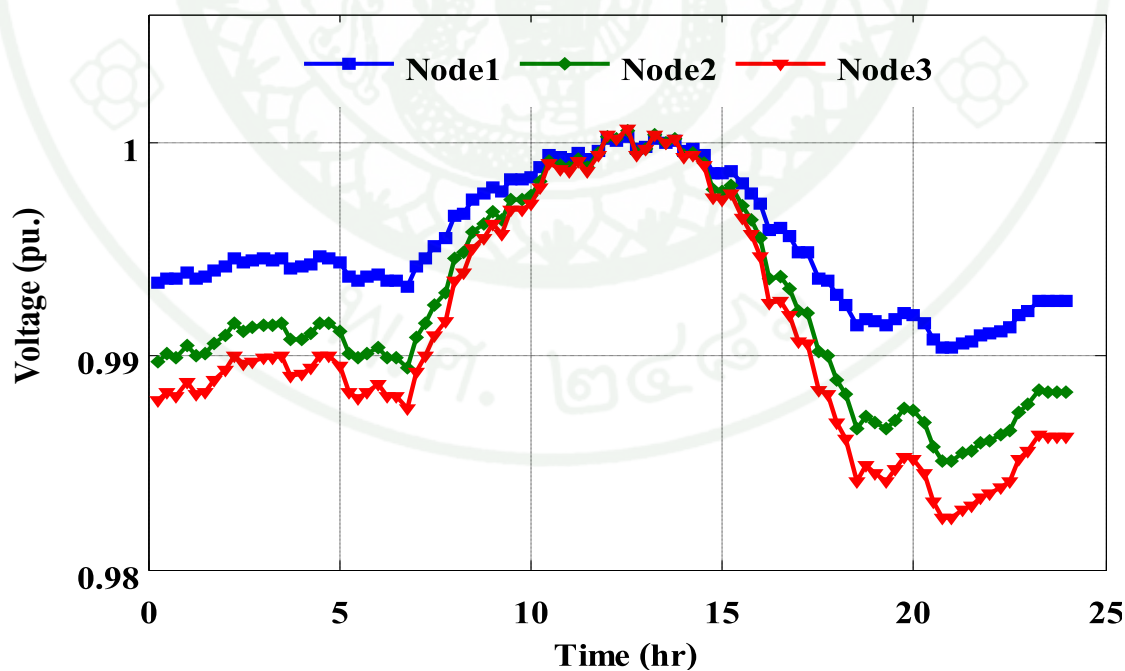
ภาพที่ 38 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



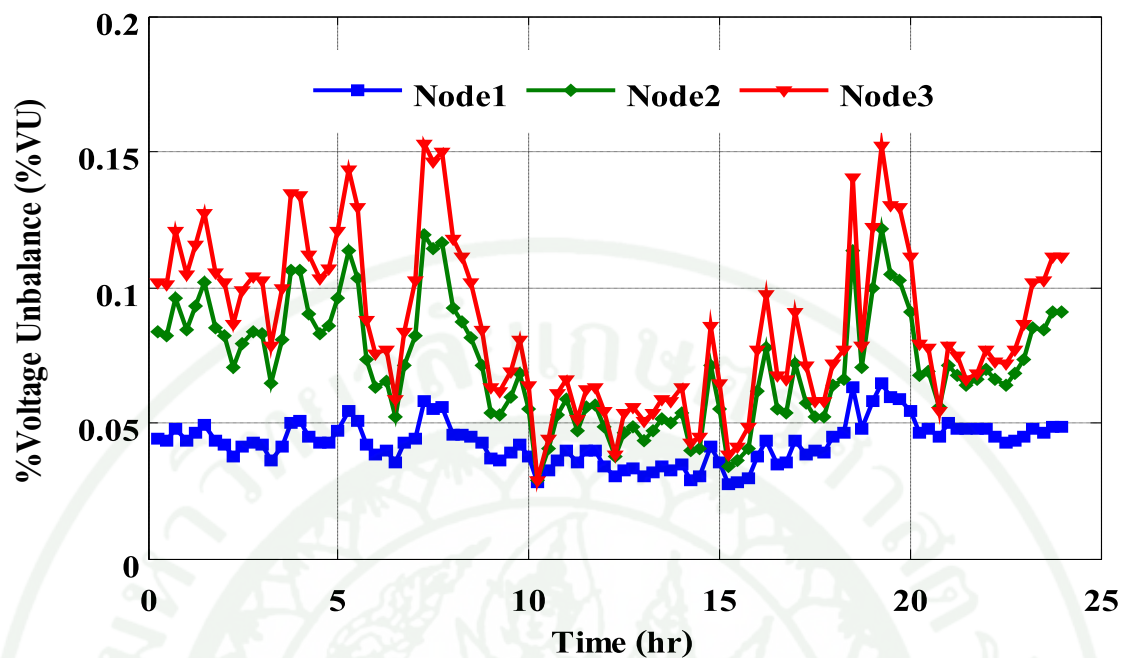
ภาพที่ 39 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



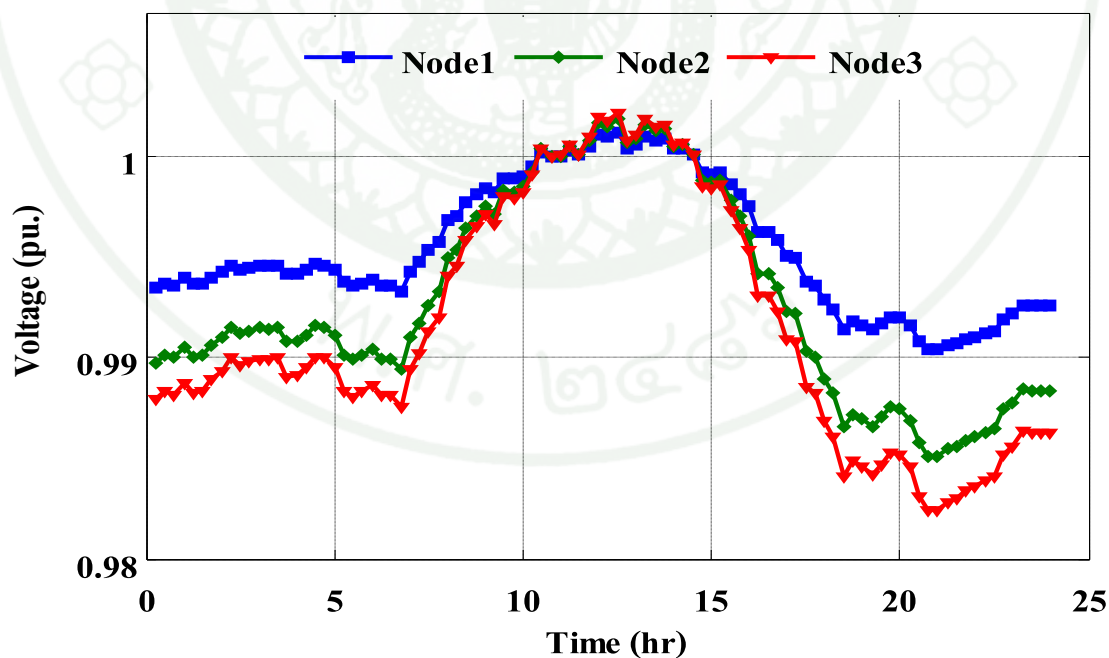
ภาพที่ 40 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



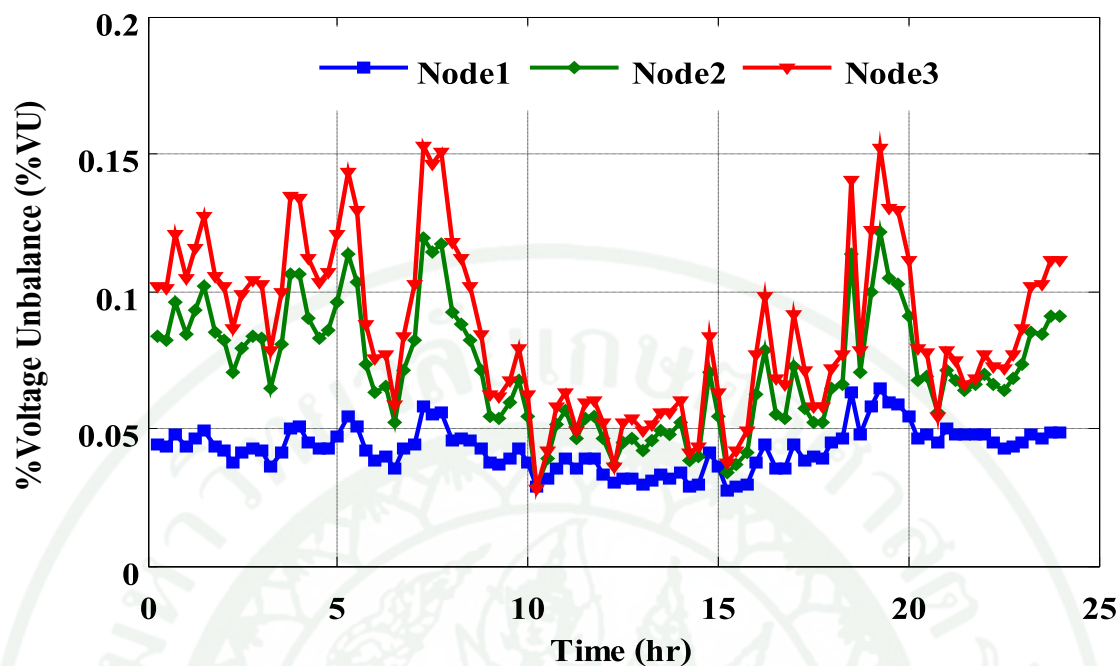
ภาพที่ 41 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



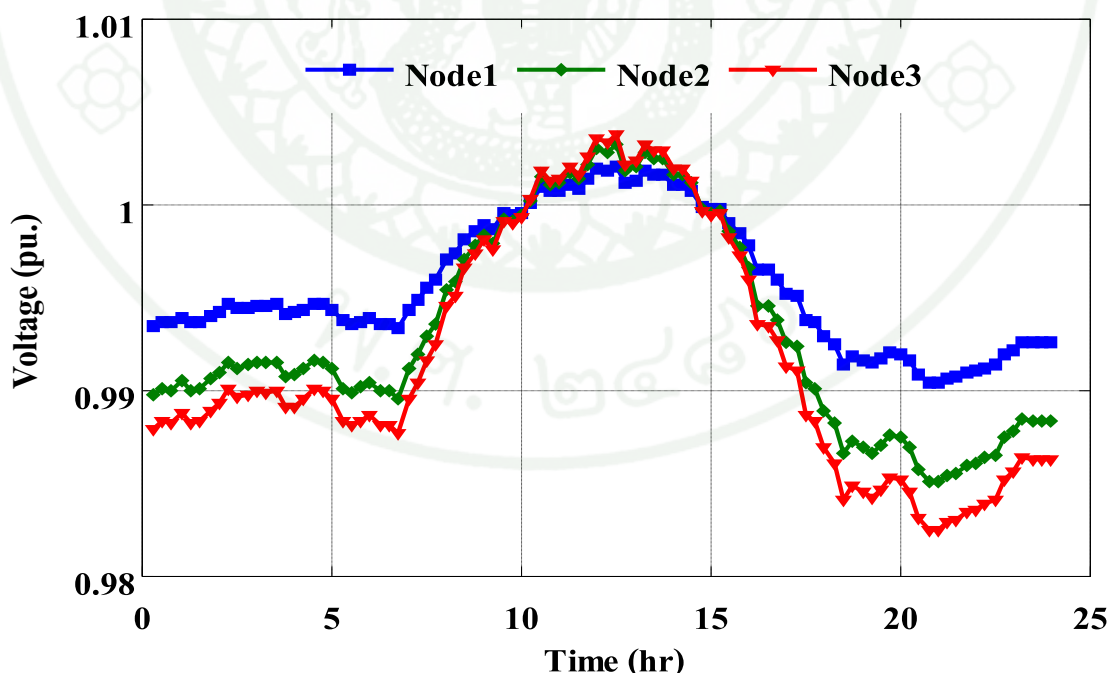
ภาพที่ 42 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



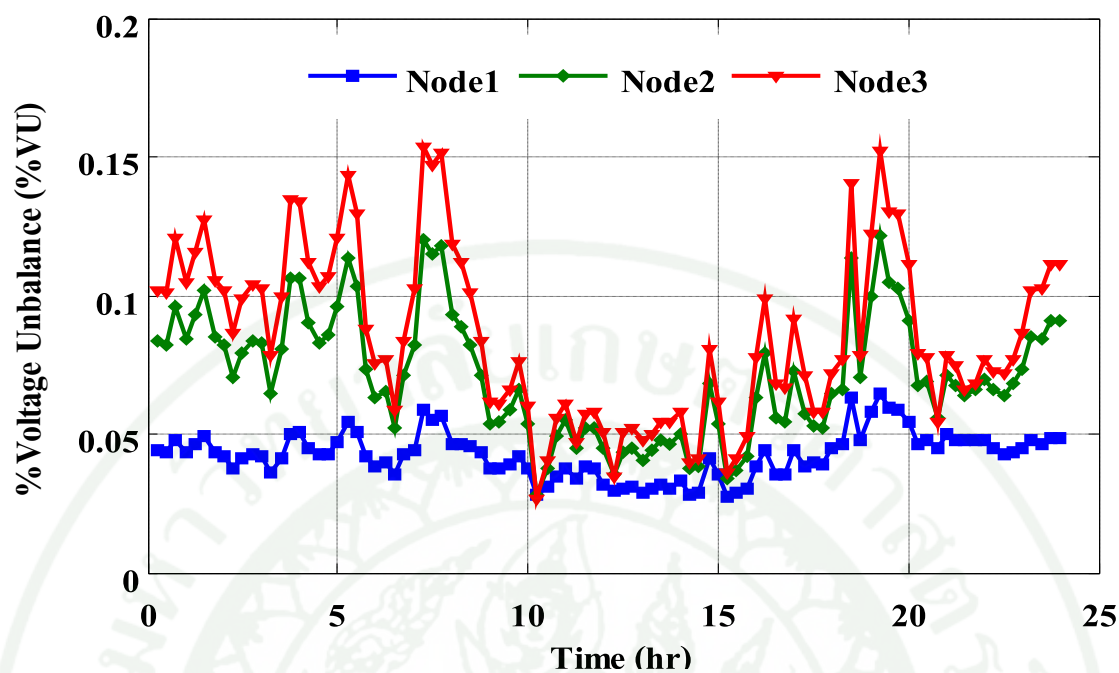
ภาพที่ 43 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



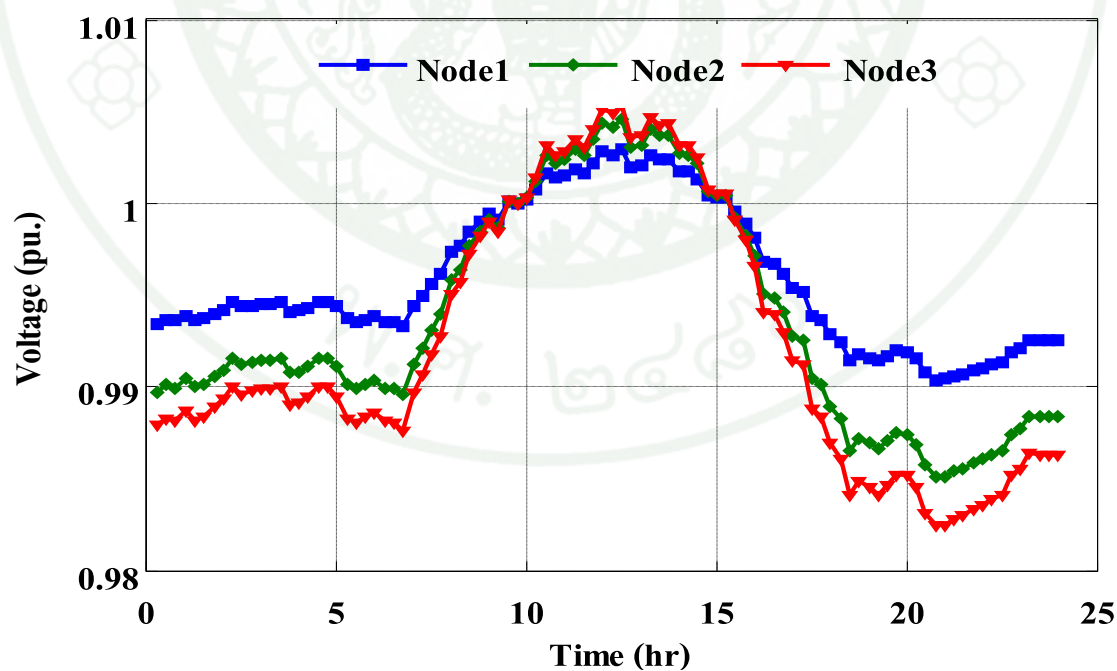
ภาพที่ 44 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



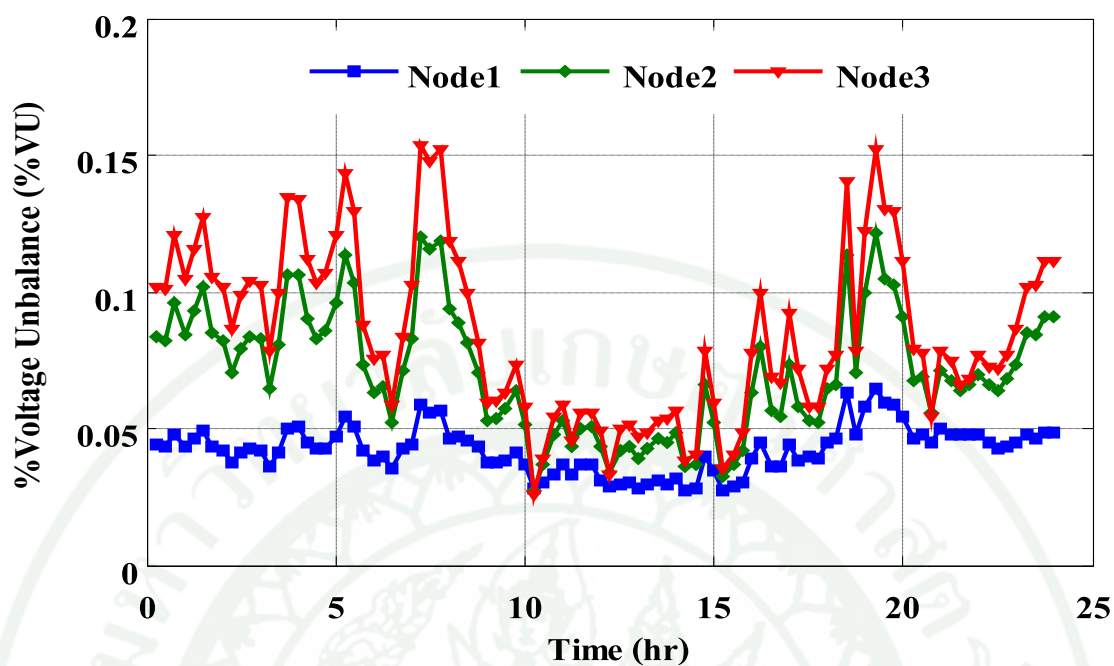
ภาพที่ 45 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



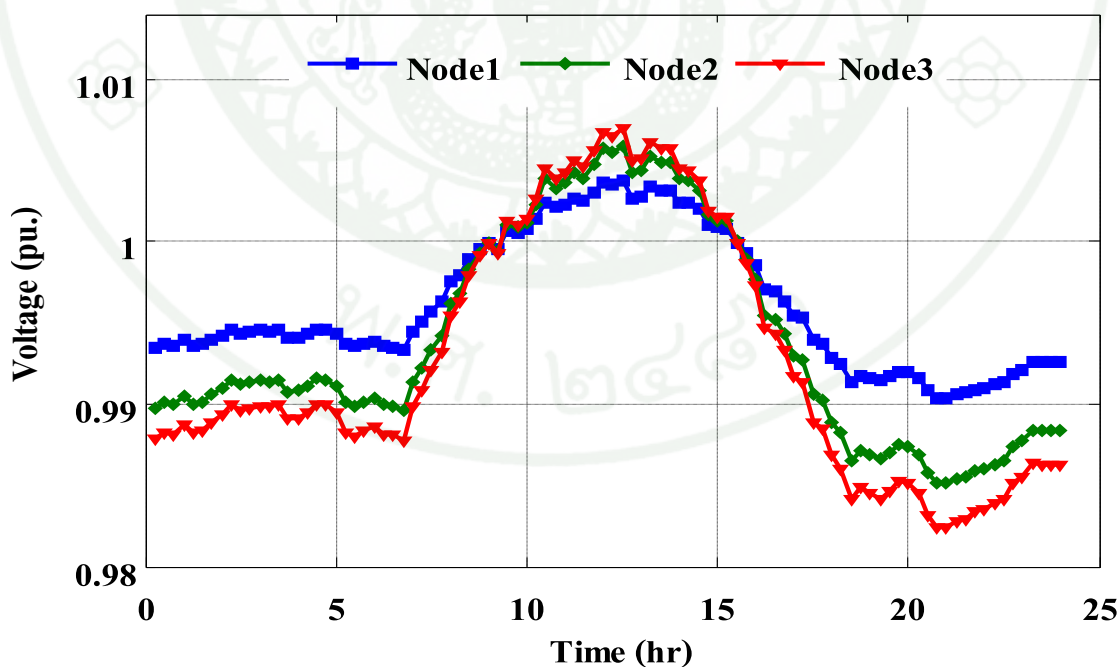
ภาพที่ 46 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



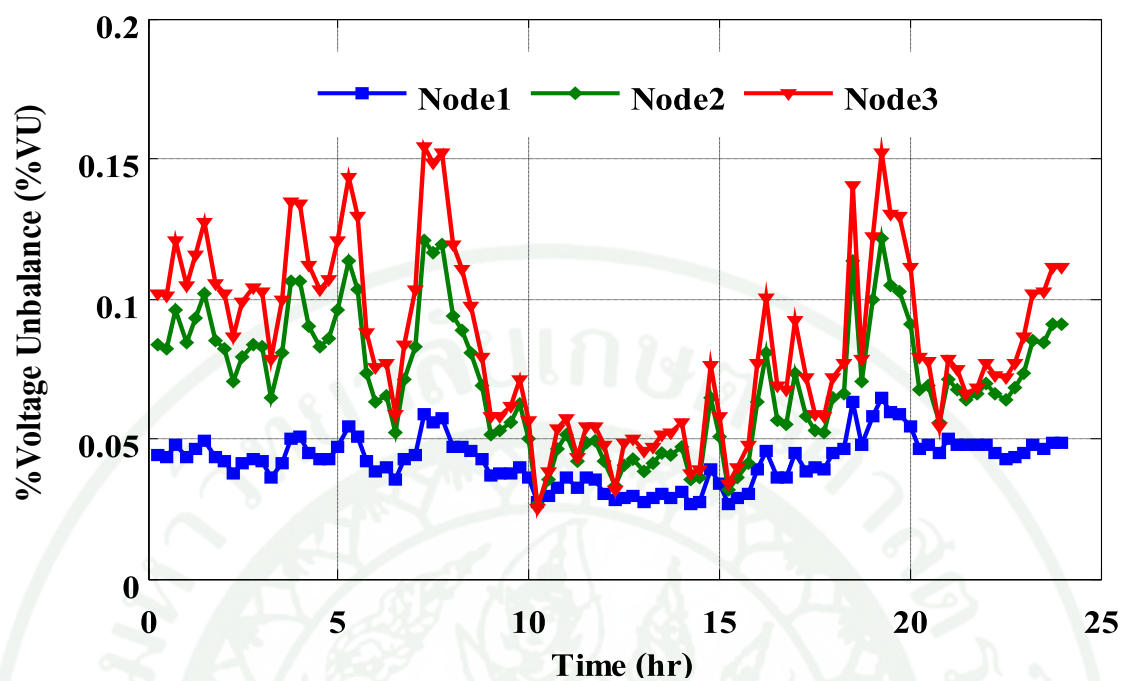
ภาพที่ 47 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



ภาพที่ 48 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



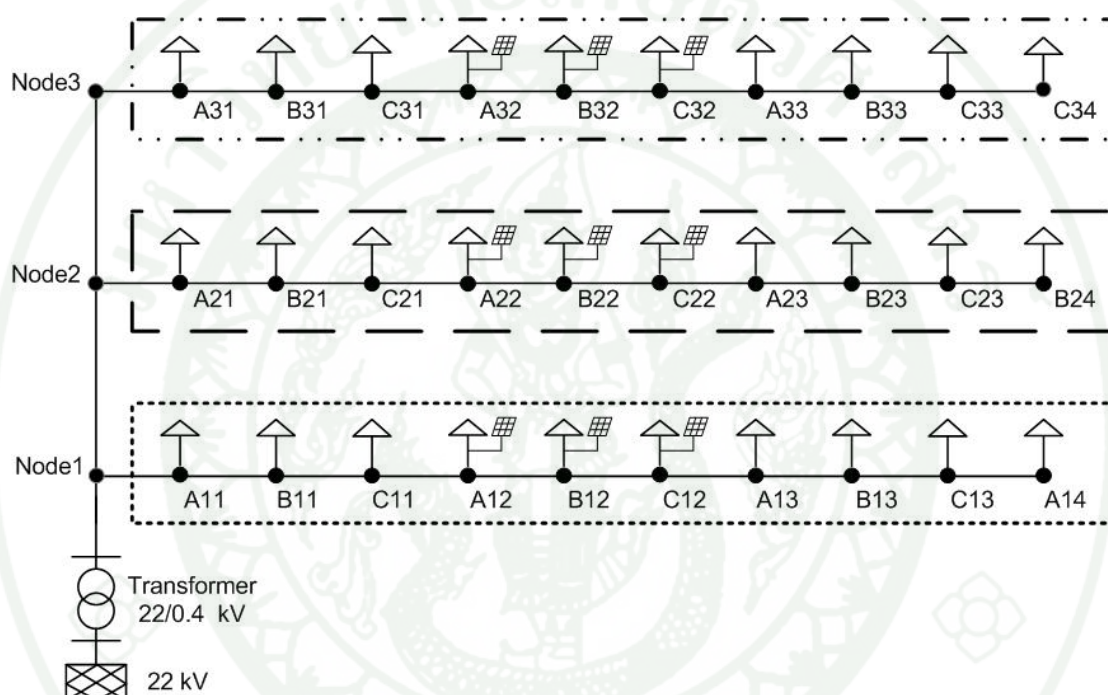
ภาพที่ 49 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1



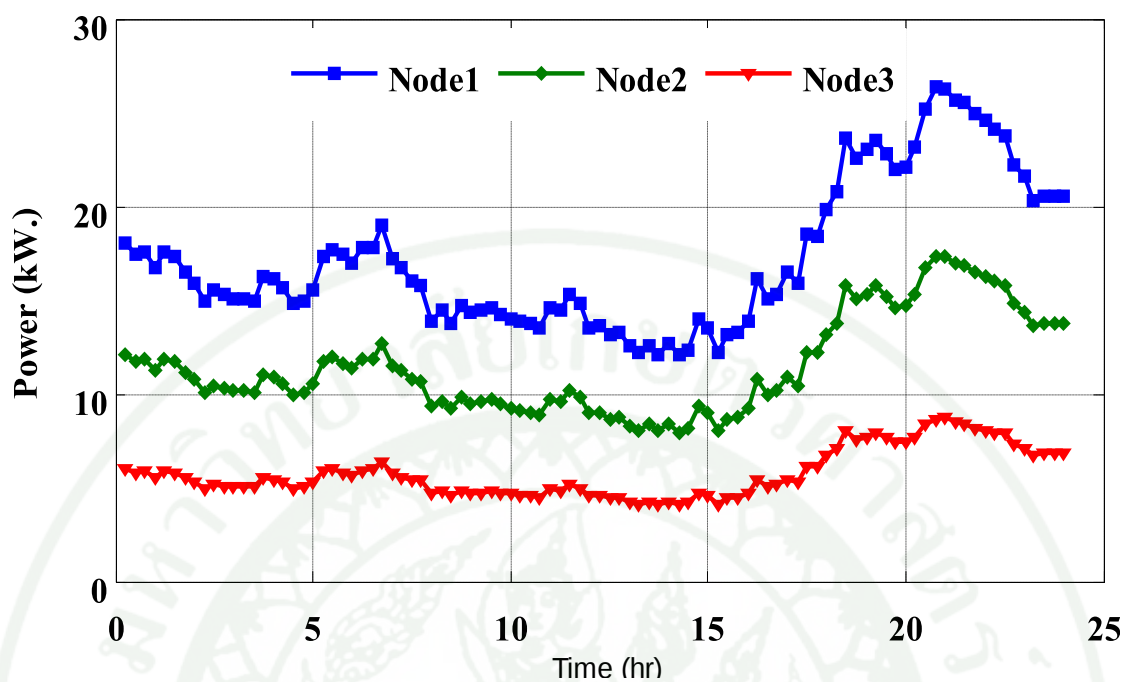
ภาพที่ 50 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 1

5.2 กรณีที่ 2 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ 31 – 60 เปอร์เซ็นต์
ของระบบจำหน่าย

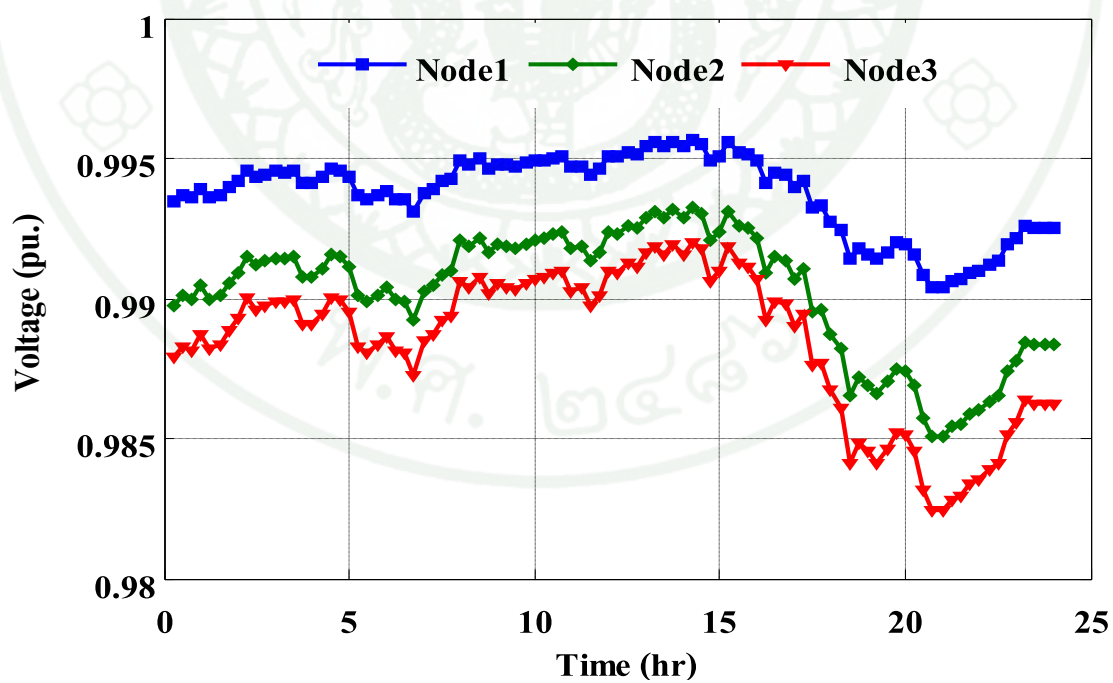
กรณีศึกษาที่ 2 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวที่
บริเวณกึ่งกลางในระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่
0 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส A, B, C แสดงดังภาพที่ 51



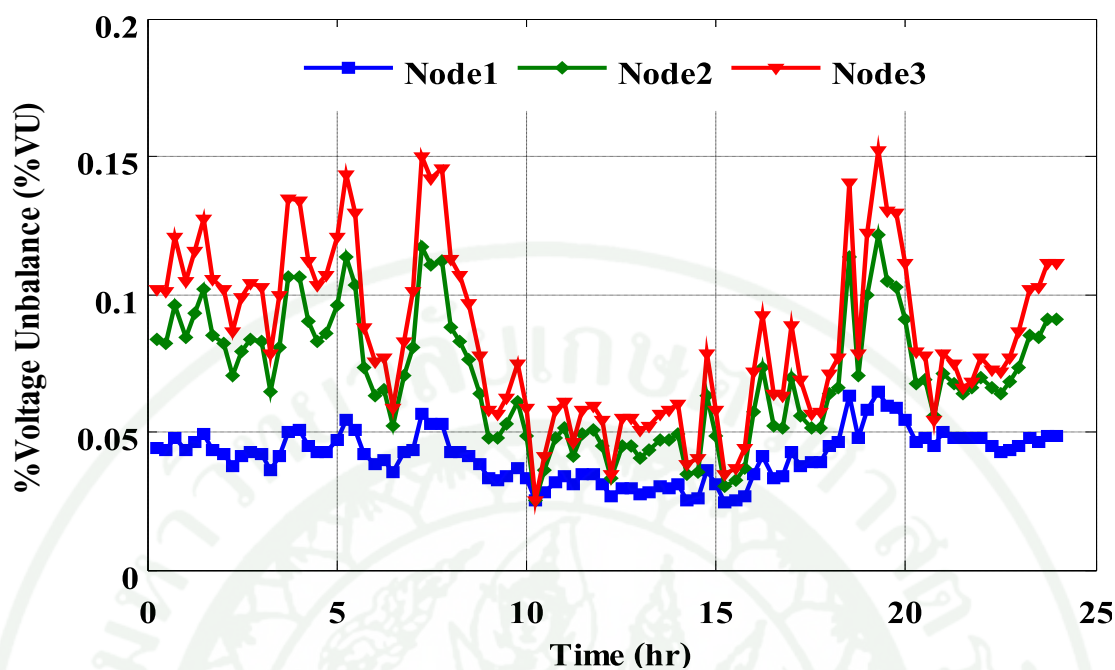
ภาพที่ 51 แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบ
เฟสเดียวในกรณีที่ 2



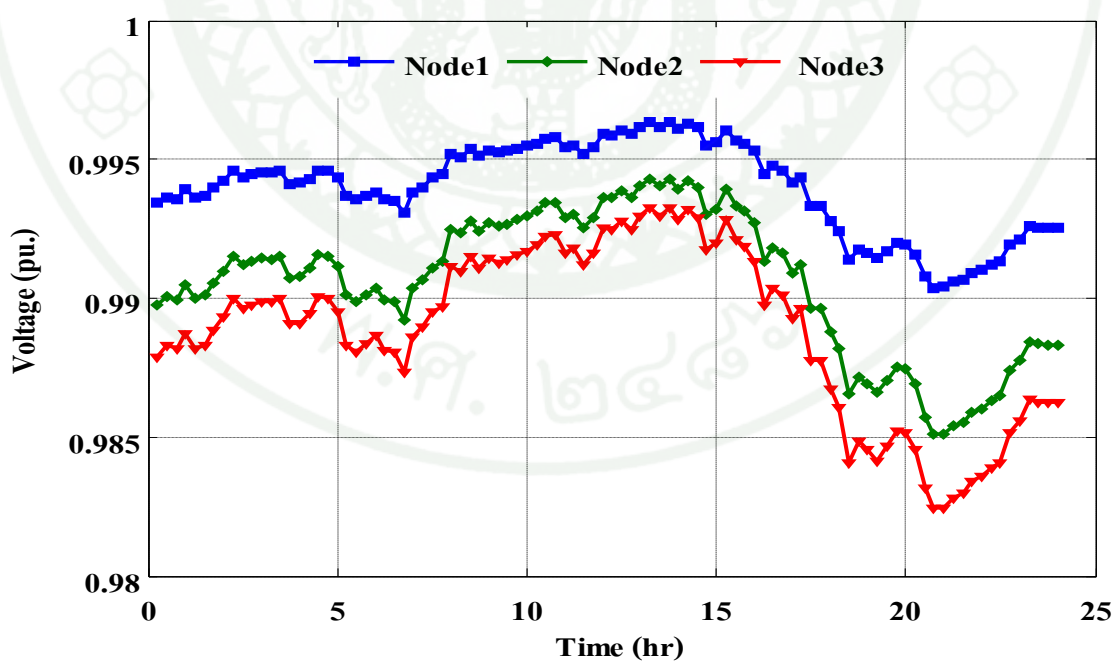
ภาพที่ 52 ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 2



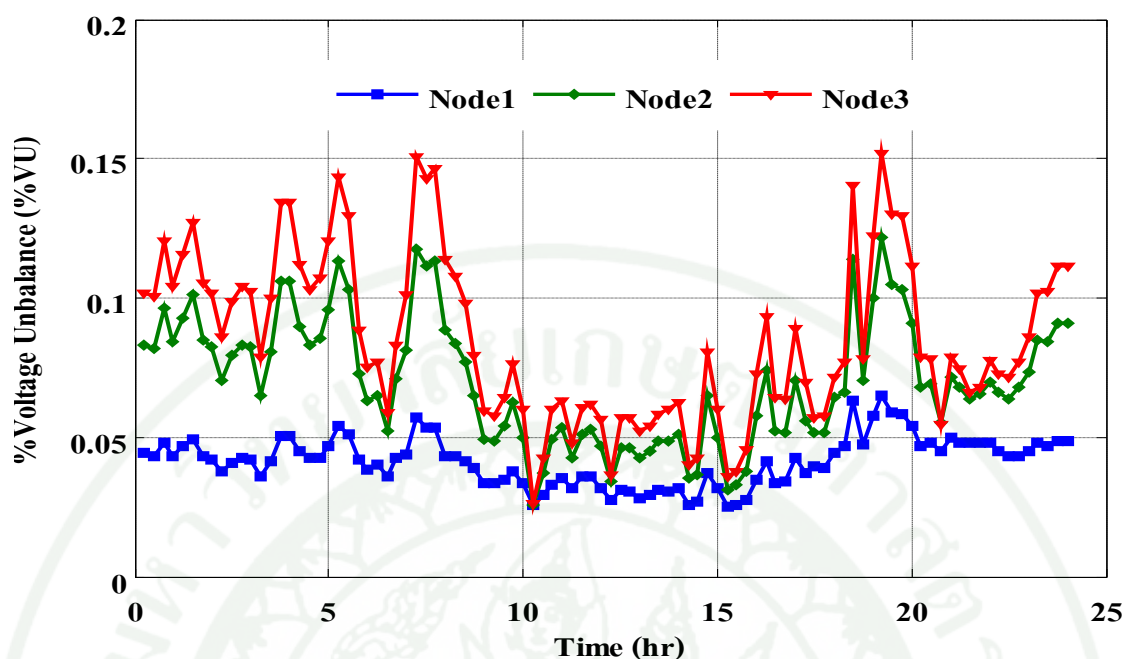
ภาพที่ 53 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



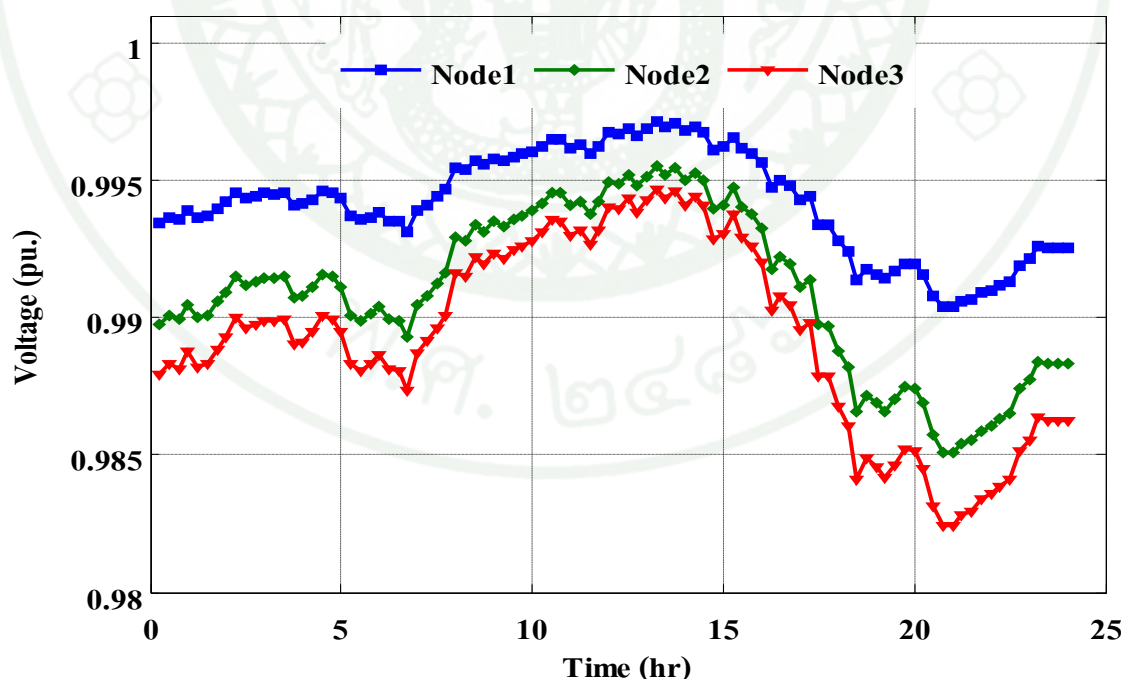
ภาพที่ 54 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 2



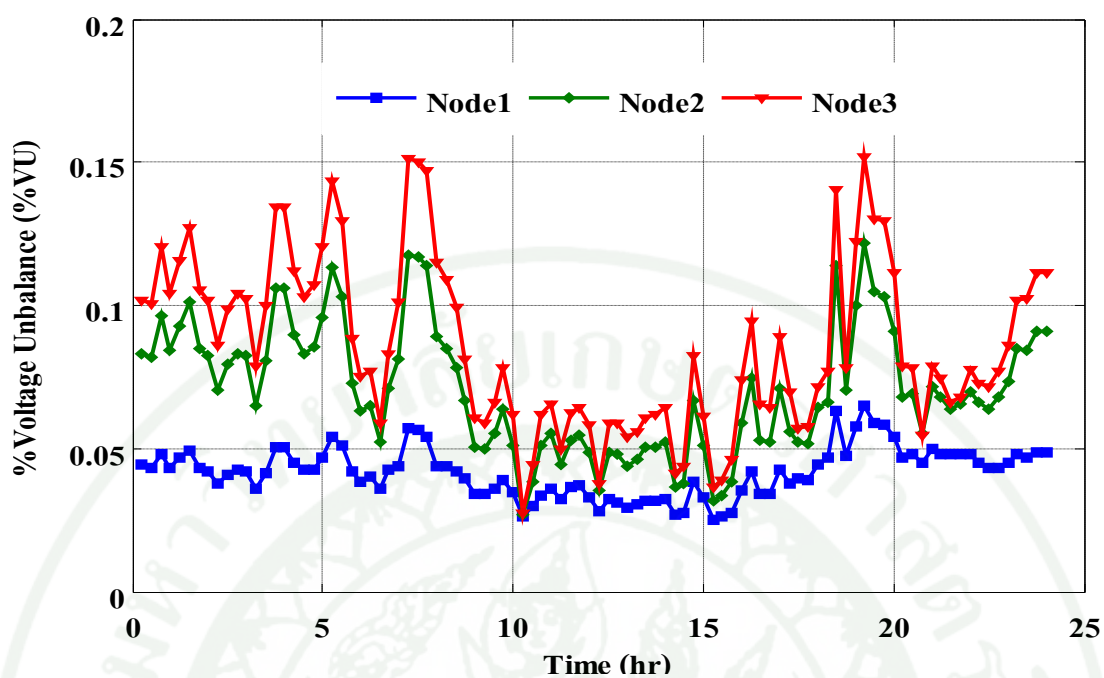
ภาพที่ 55 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 2



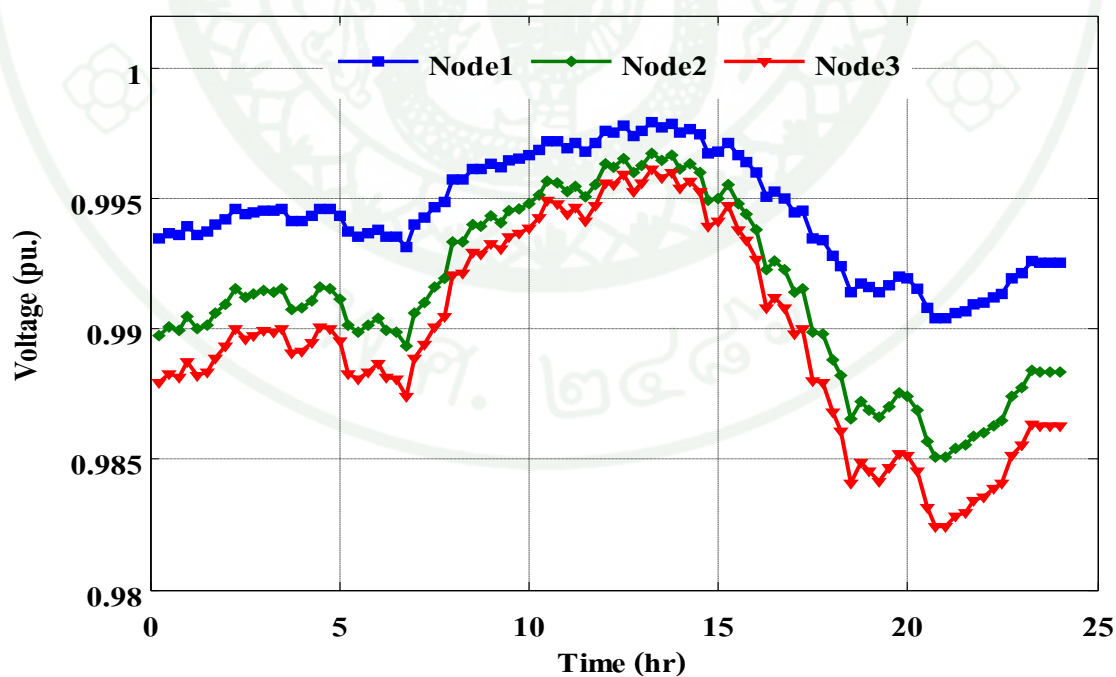
ภาพที่ 56 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 2



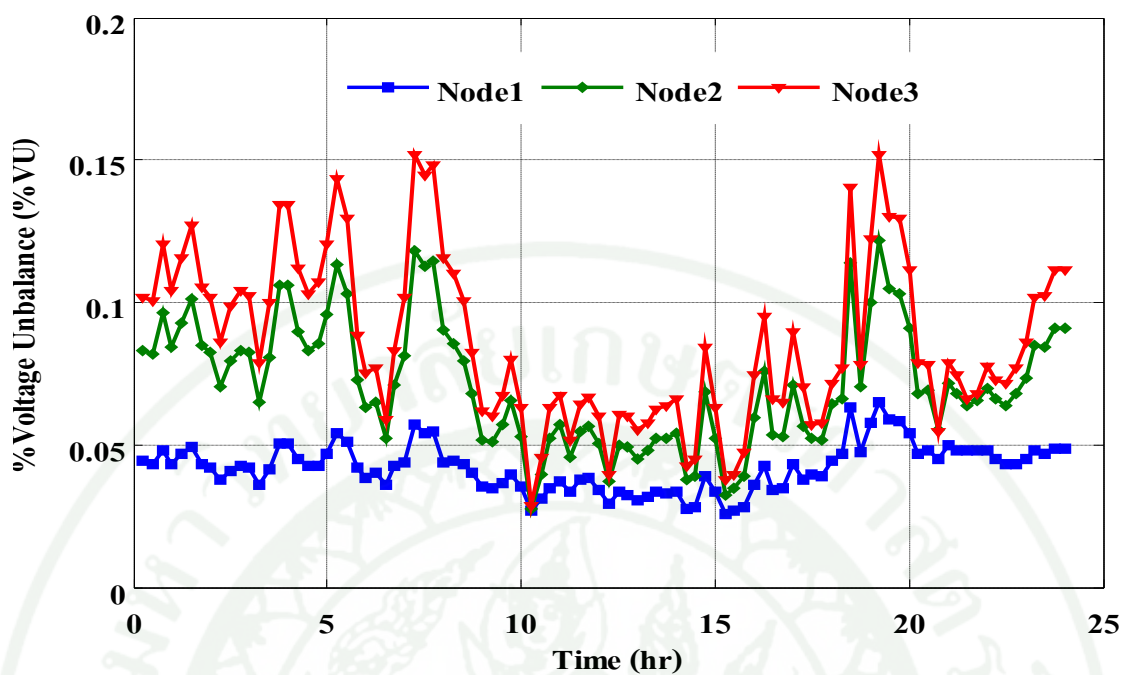
ภาพที่ 57 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 2



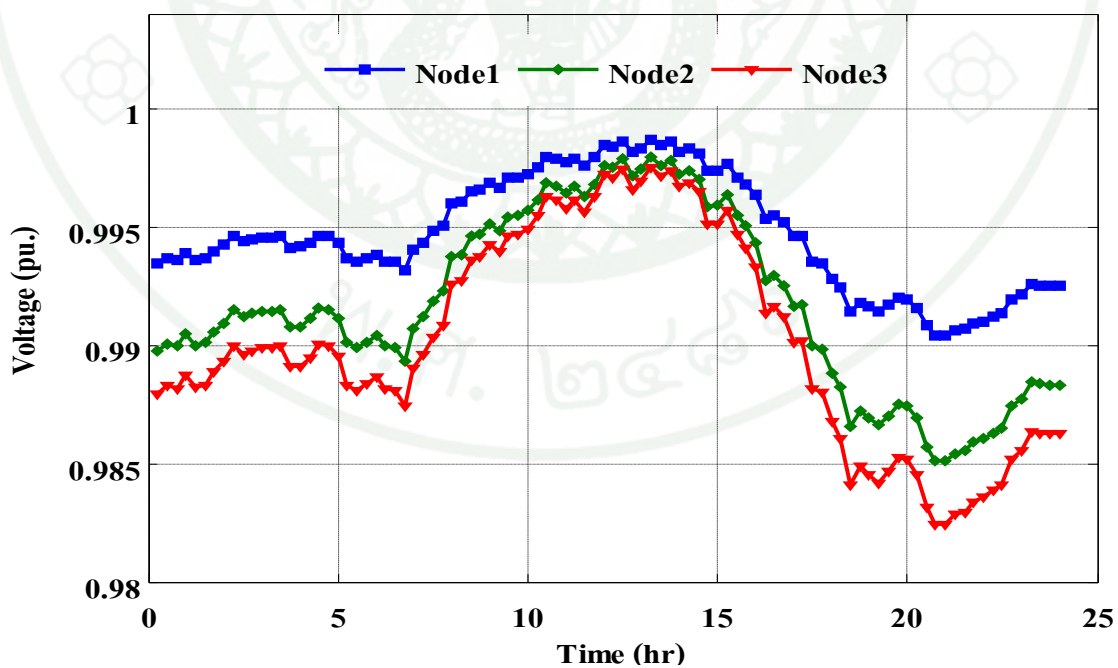
ภาพที่ 58 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



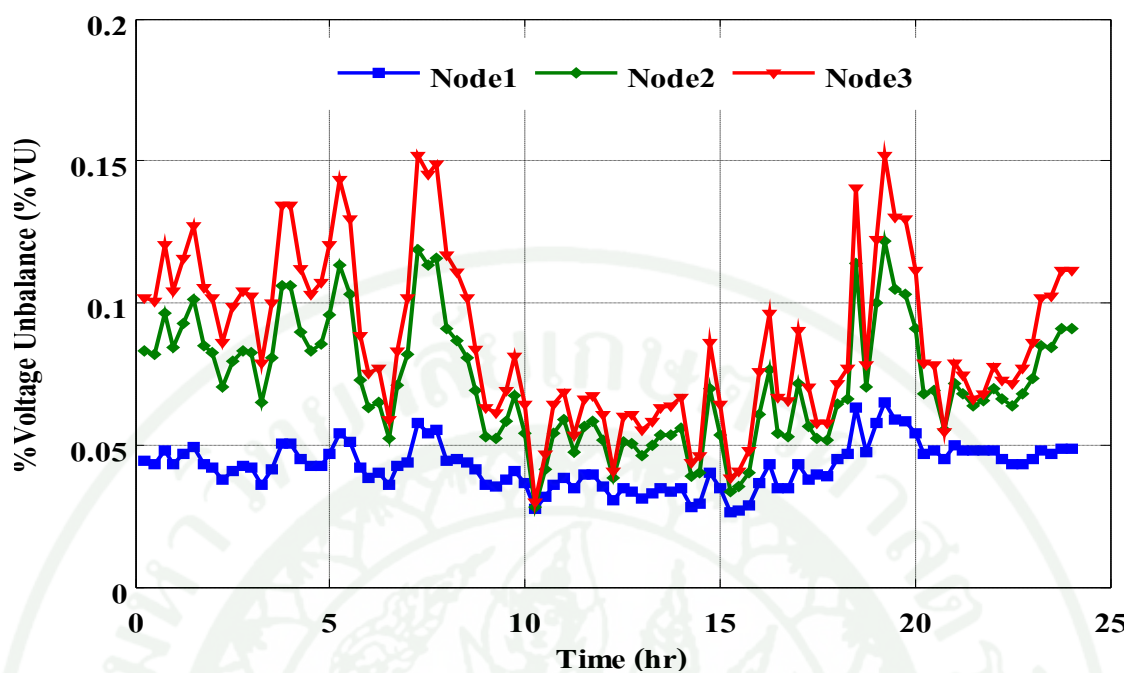
ภาพที่ 59 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30% เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



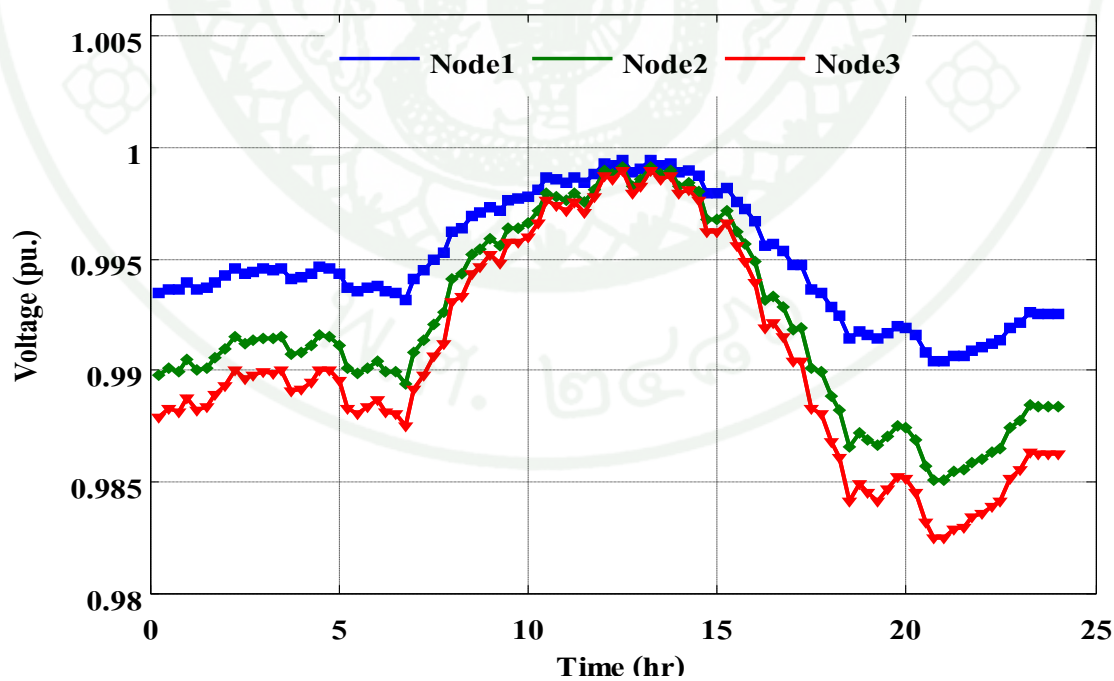
ภาพที่ 60 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 2



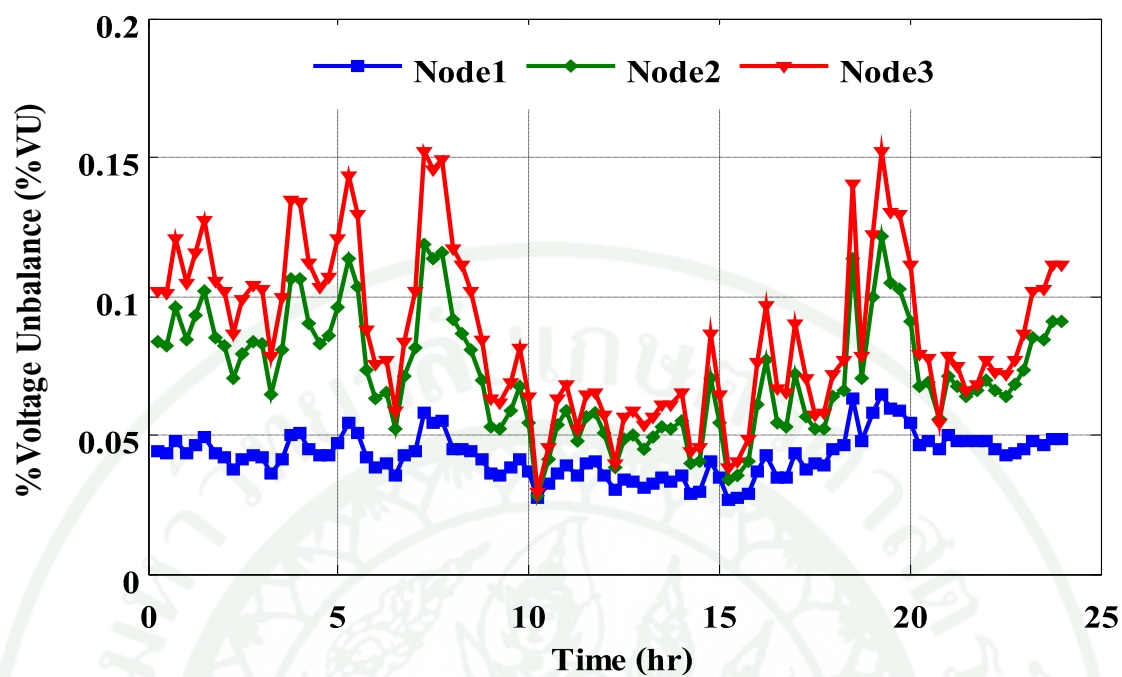
ภาพที่ 61 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40% เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 2



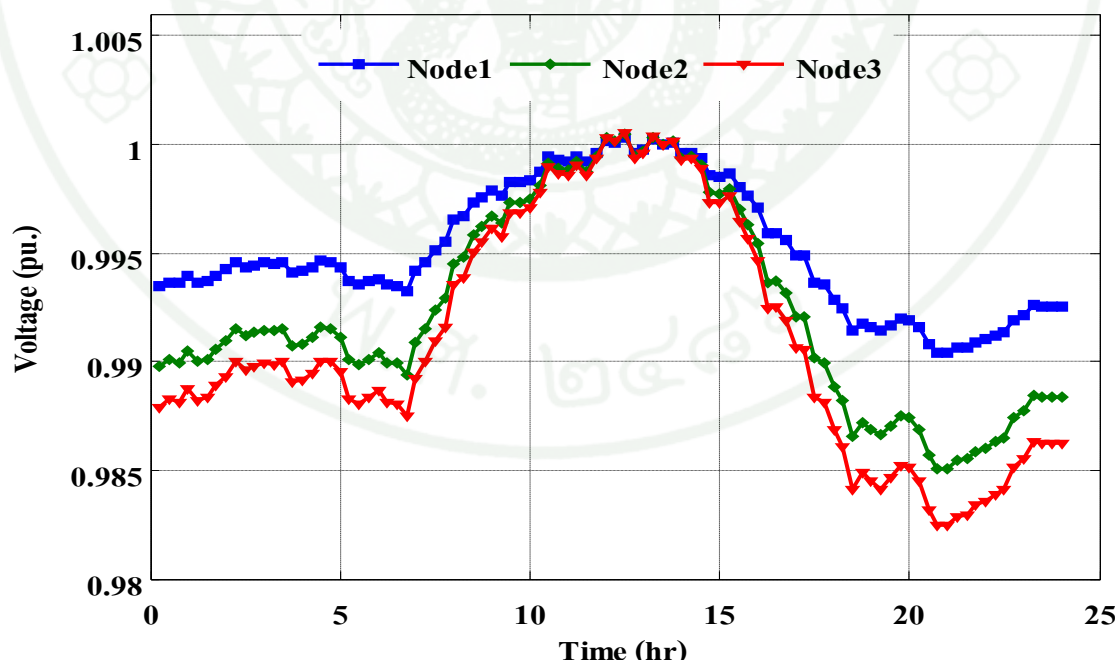
ภาพที่ 62 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 2



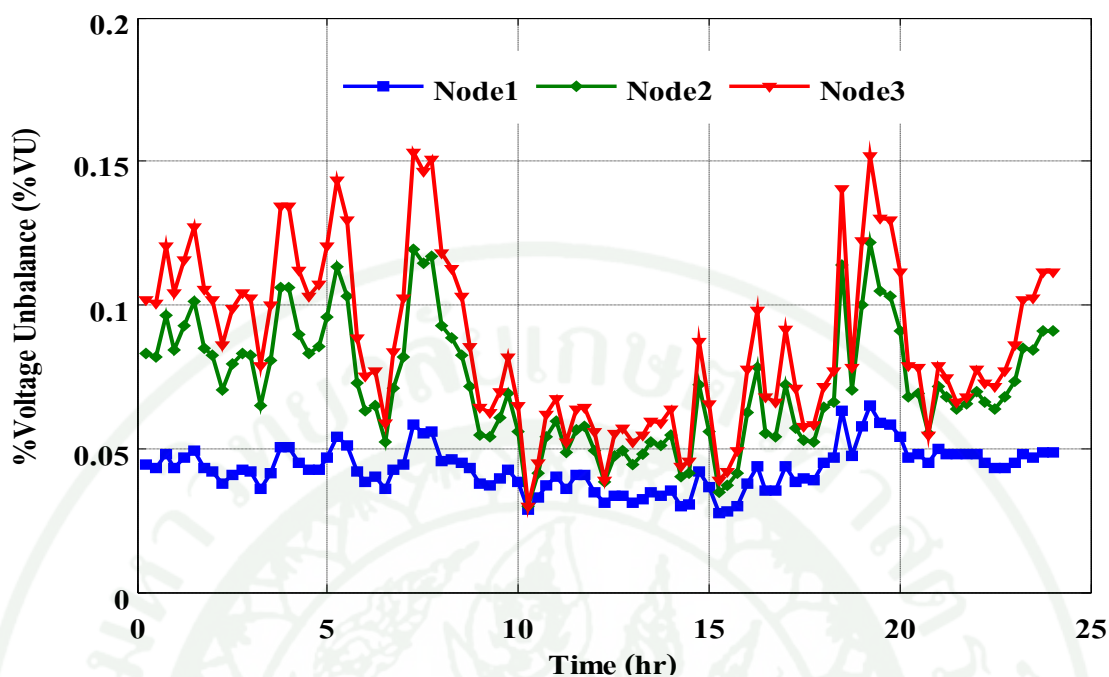
ภาพที่ 63 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 2



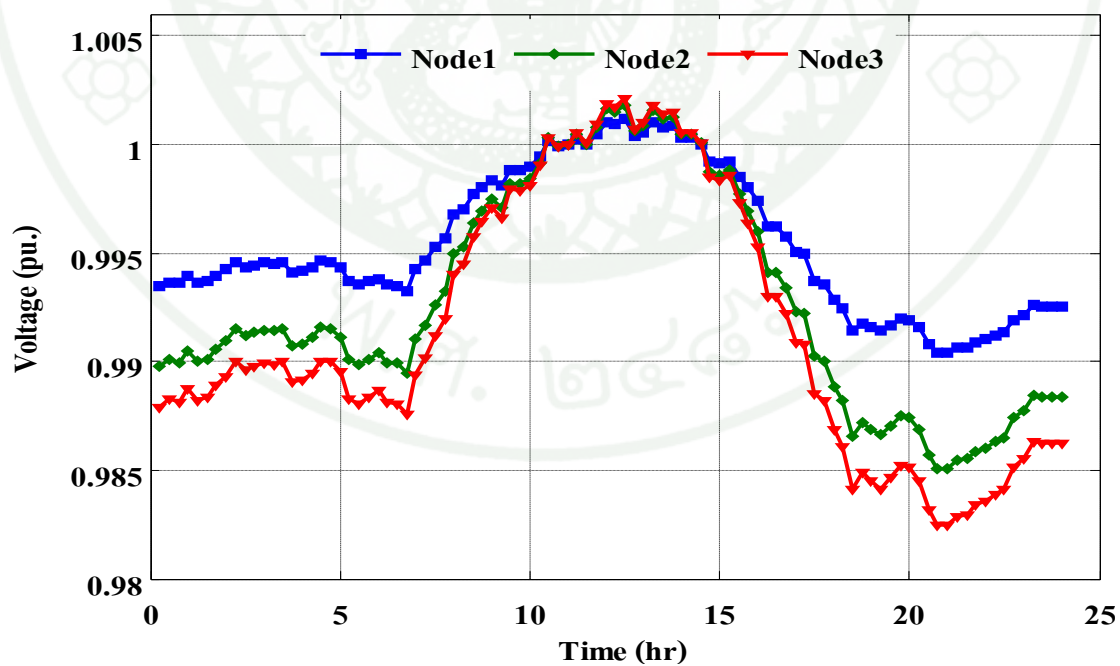
ภาพที่ 64 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



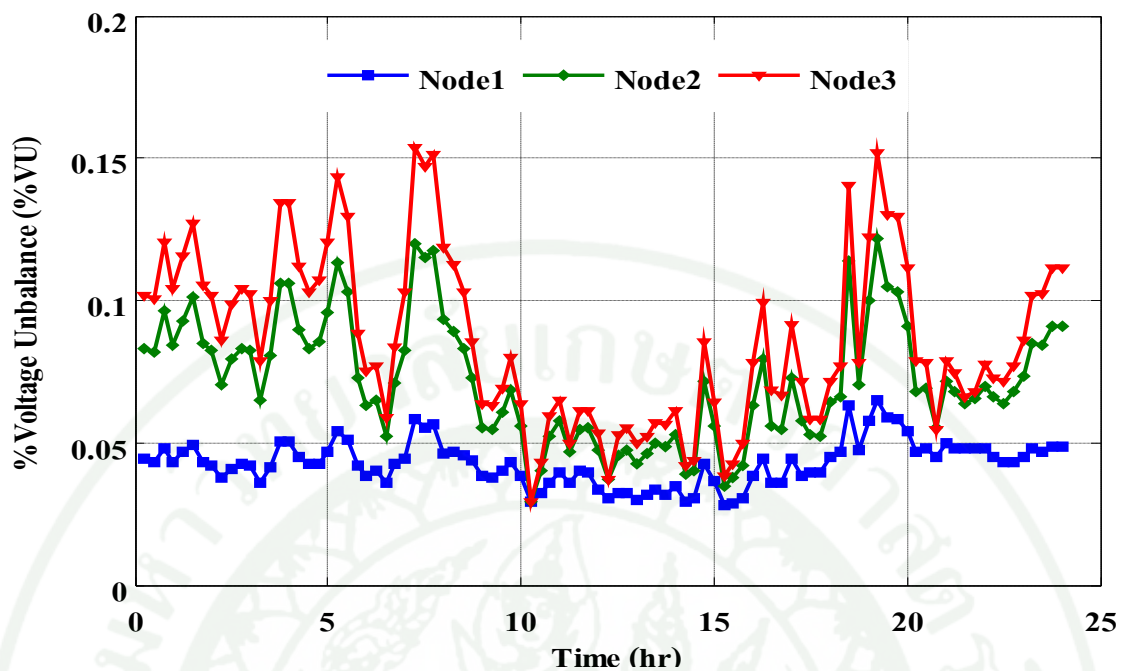
ภาพที่ 65 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



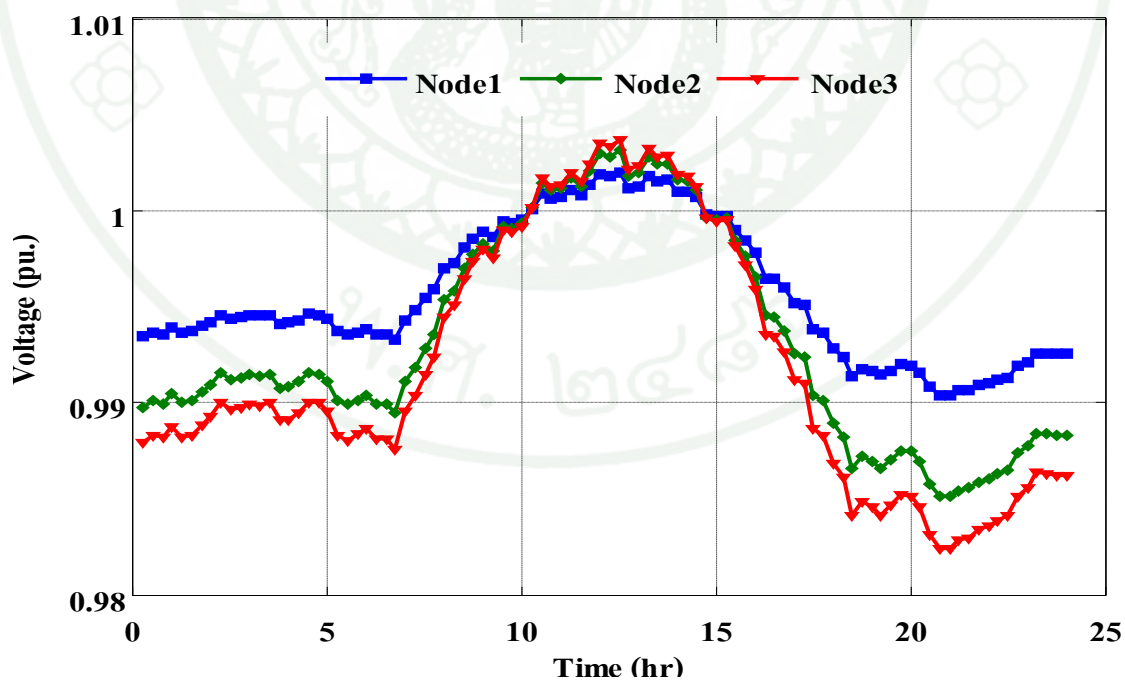
ภาพที่ 66 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



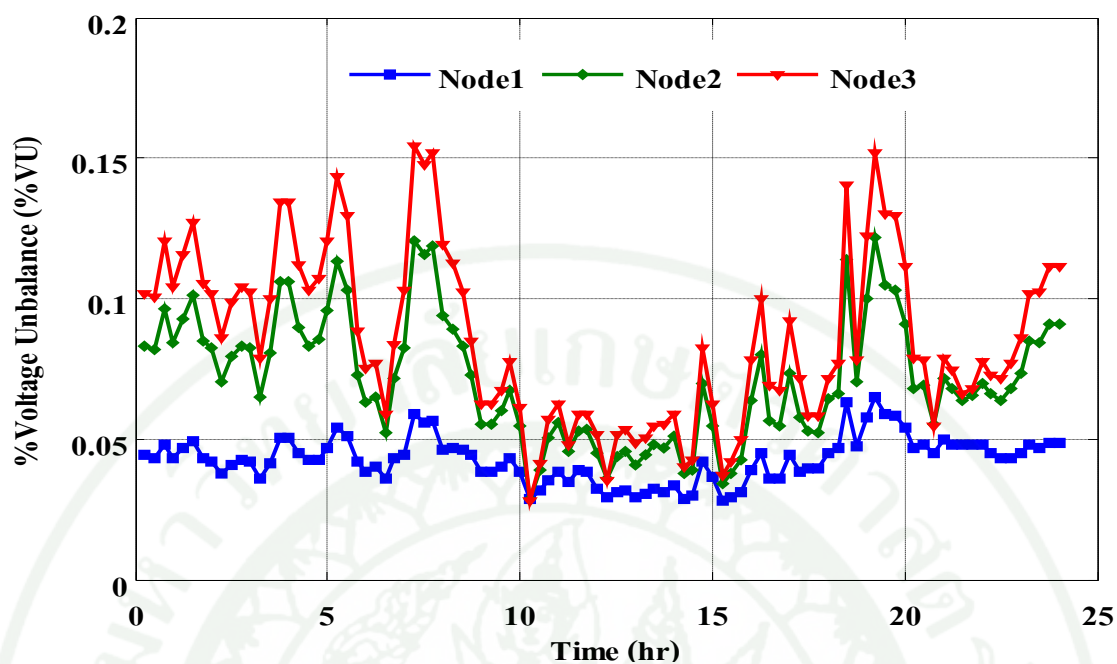
ภาพที่ 67 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



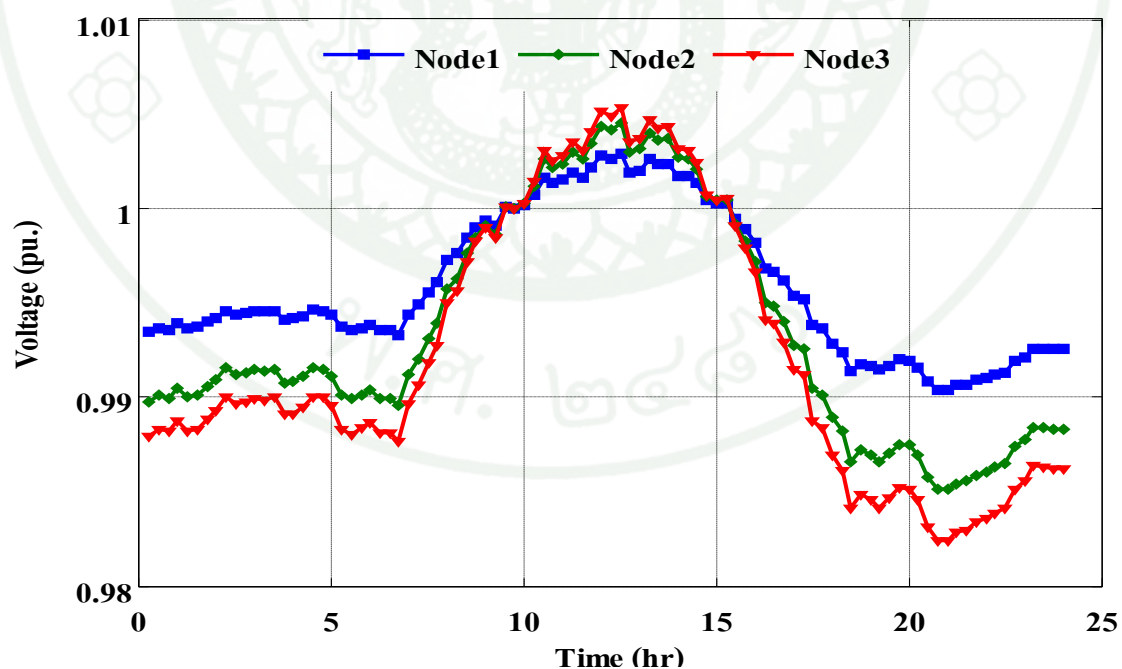
ภาพที่ 68 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



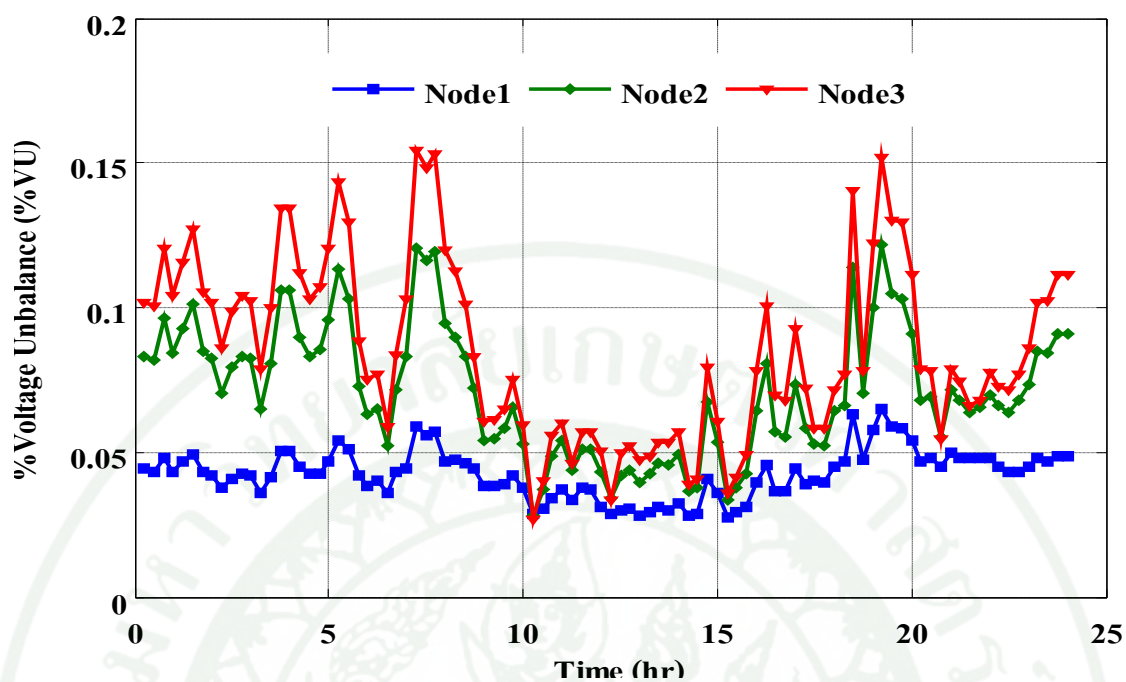
ภาพที่ 69 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



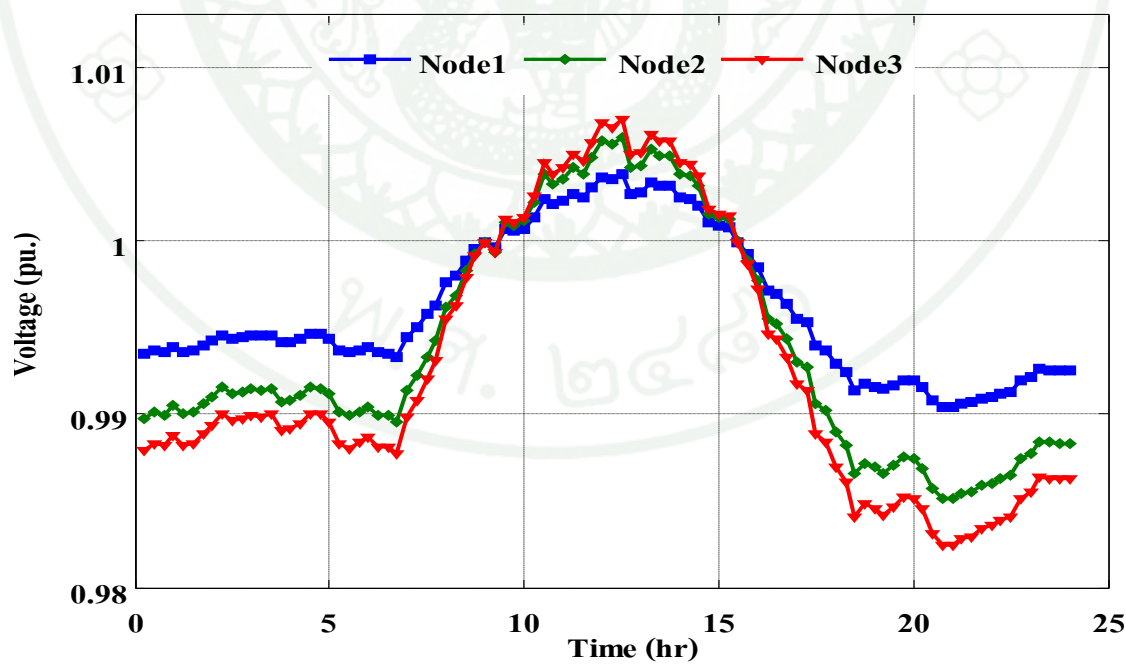
ภาพที่ 70 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



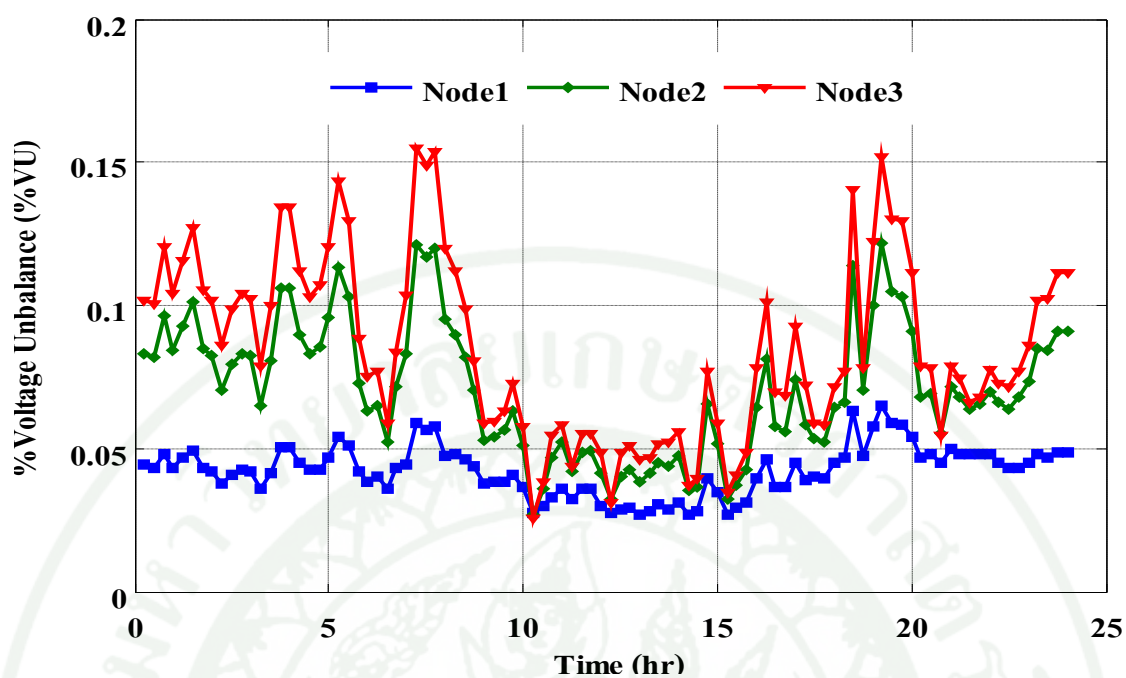
ภาพที่ 71 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



ภาพที่ 72 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



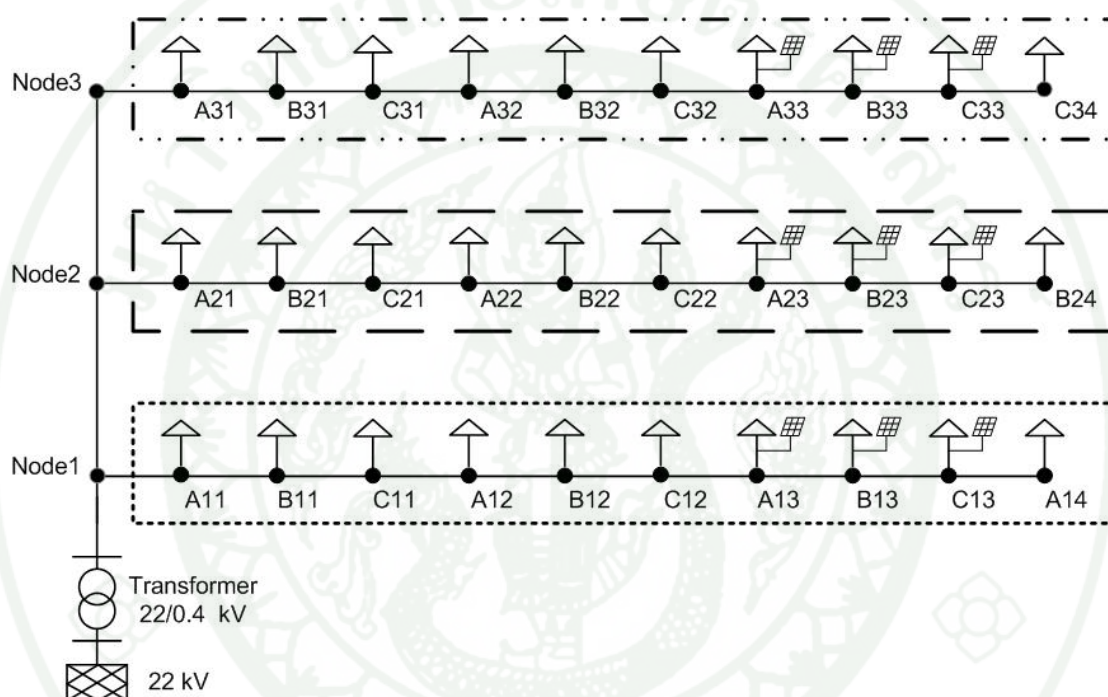
ภาพที่ 73 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2



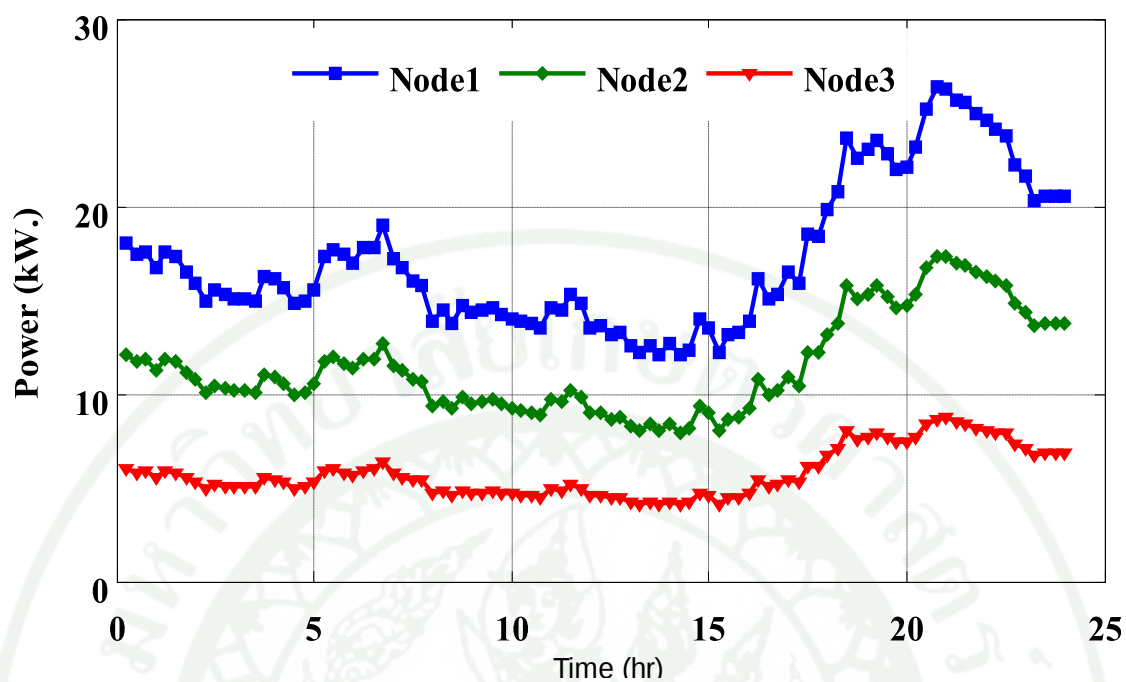
ภาพที่ 74 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 2

5.3 กรณีที่ 3 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ 61 – 100 เปอร์เซ็นต์ ของระบบจำหน่าย

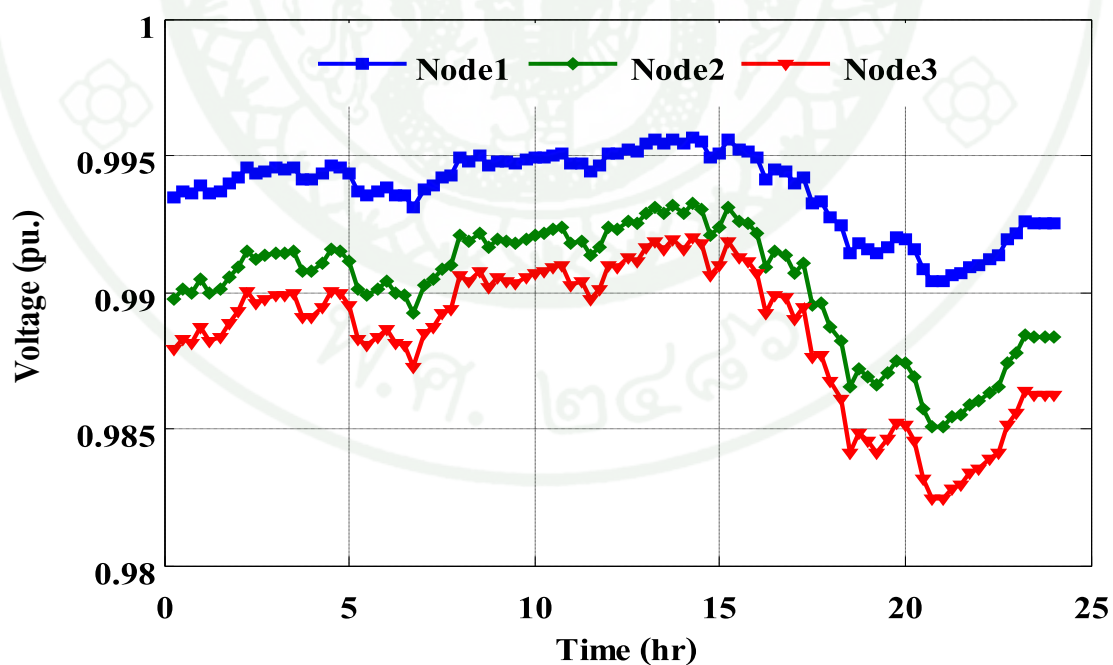
กรณีศึกษาที่ 3 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวที่
บริเวณส่วนท้ายในระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่
0 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส A, B, C แสดงดังภาพที่ 75



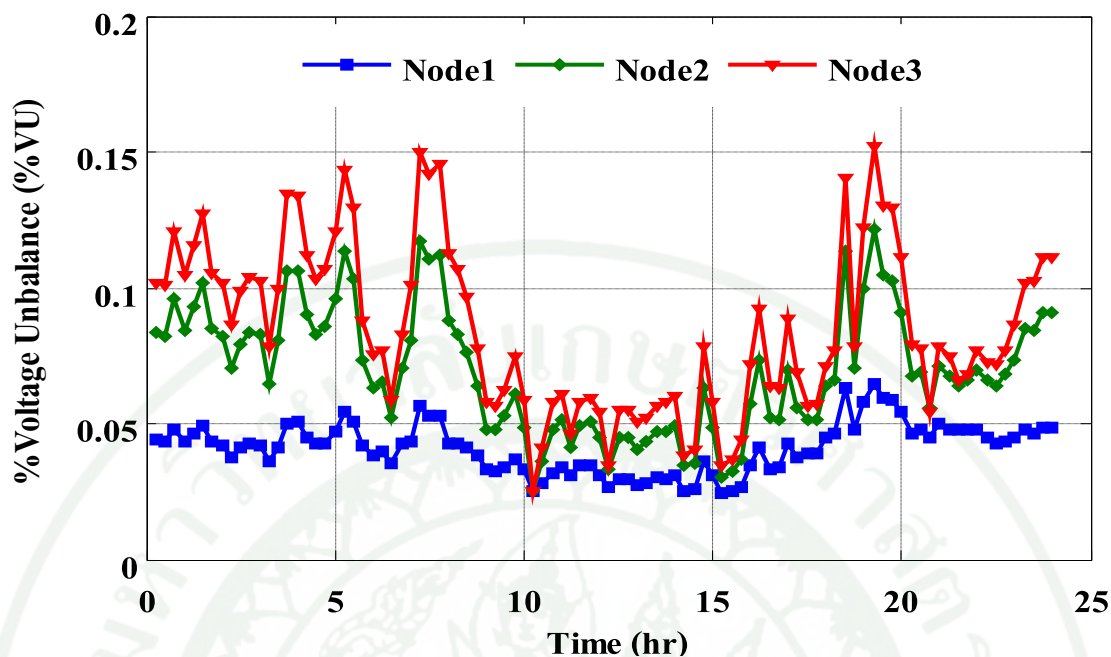
ภาพที่ 75 แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบ
เฟสเดียวในกรณีที่ 3



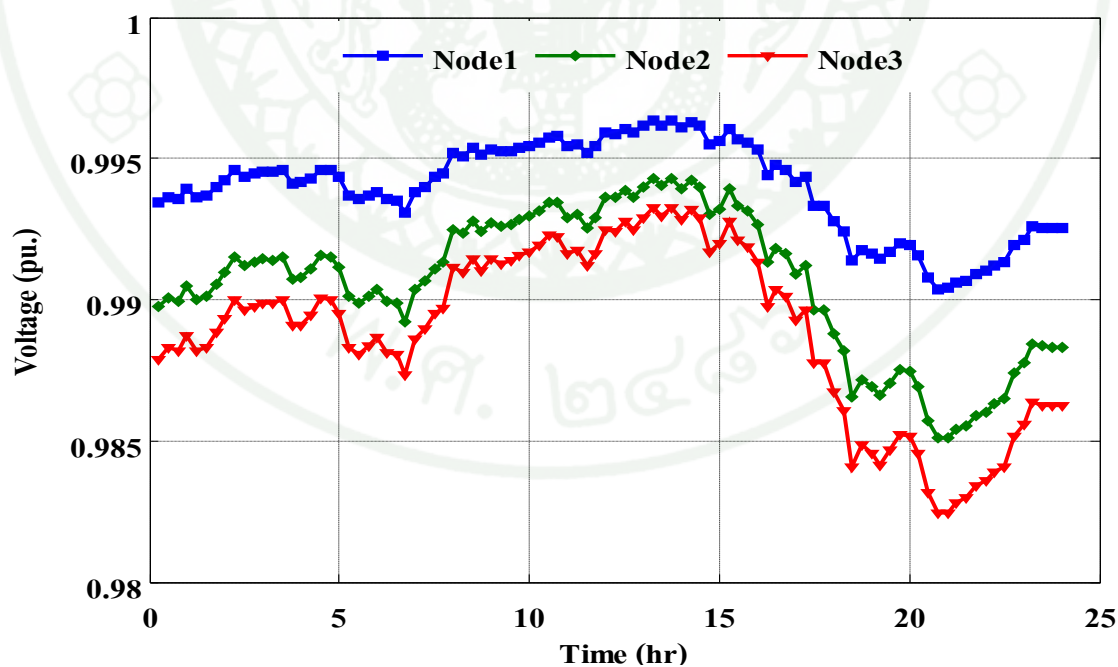
ภาพที่ 76 ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 3



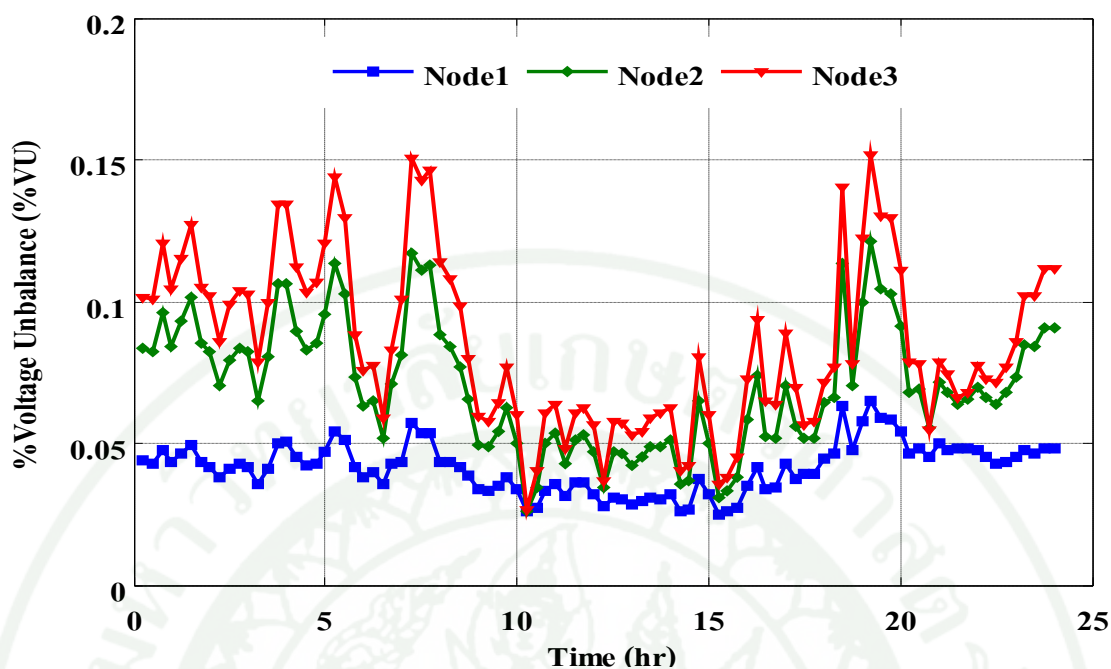
ภาพที่ 77 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



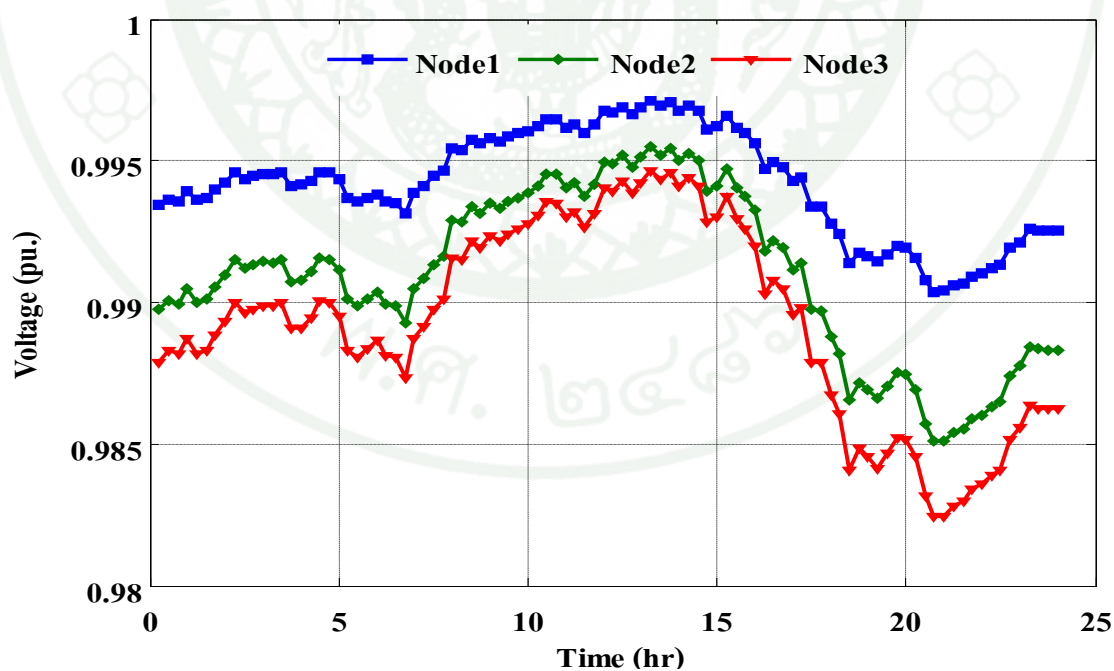
ภาพที่ 78 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3



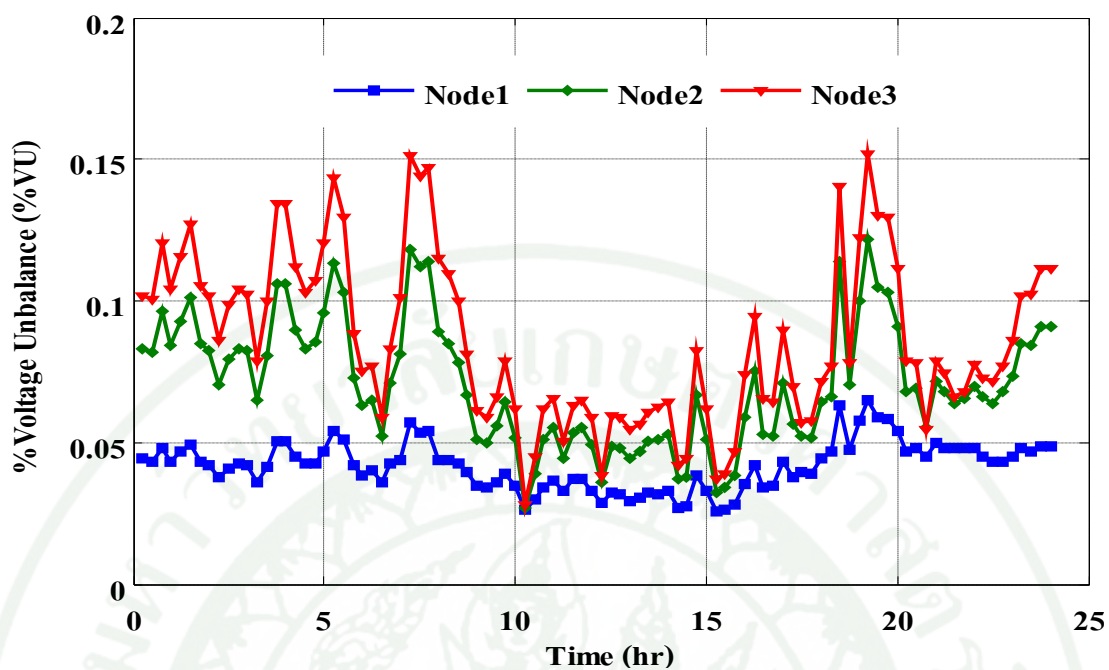
ภาพที่ 79 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 3



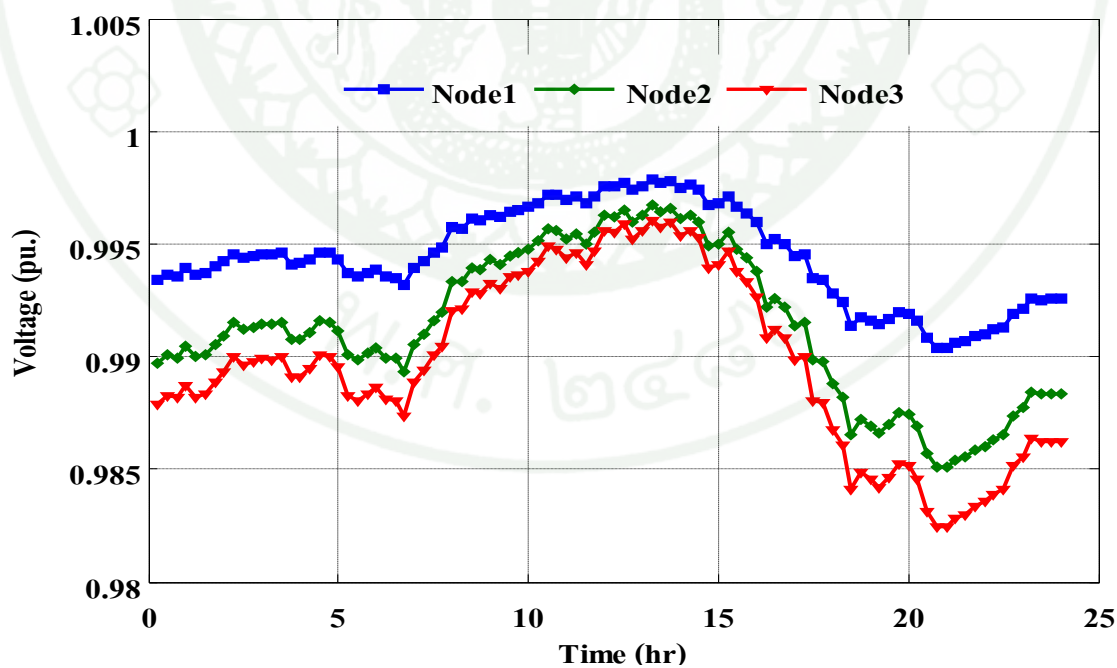
ภาพที่ 80 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



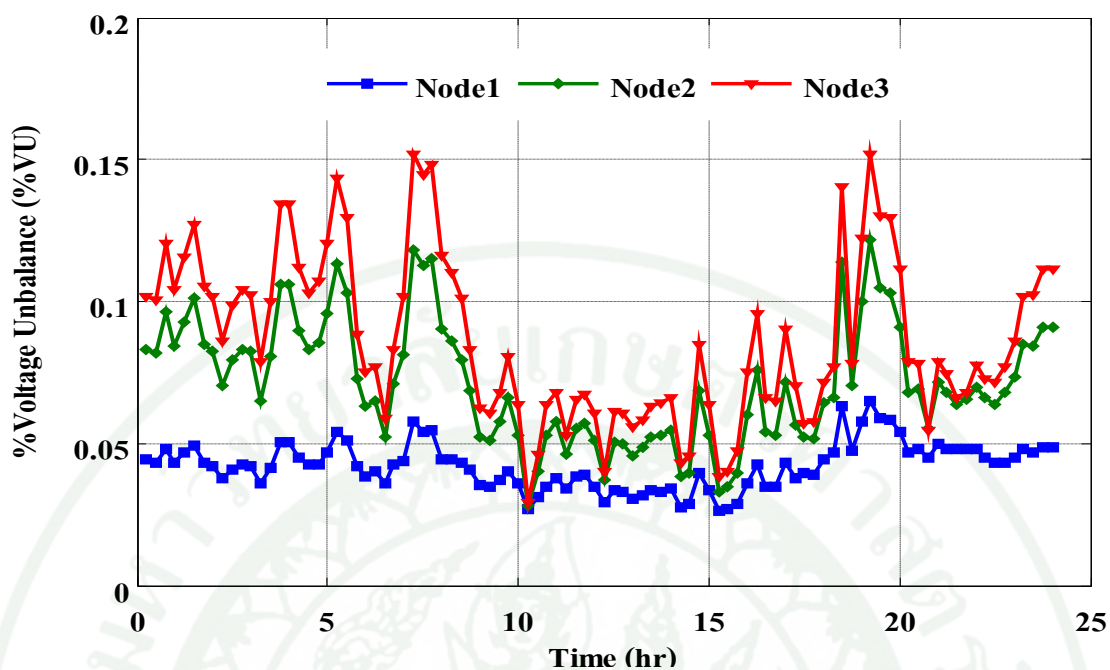
ภาพที่ 81 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



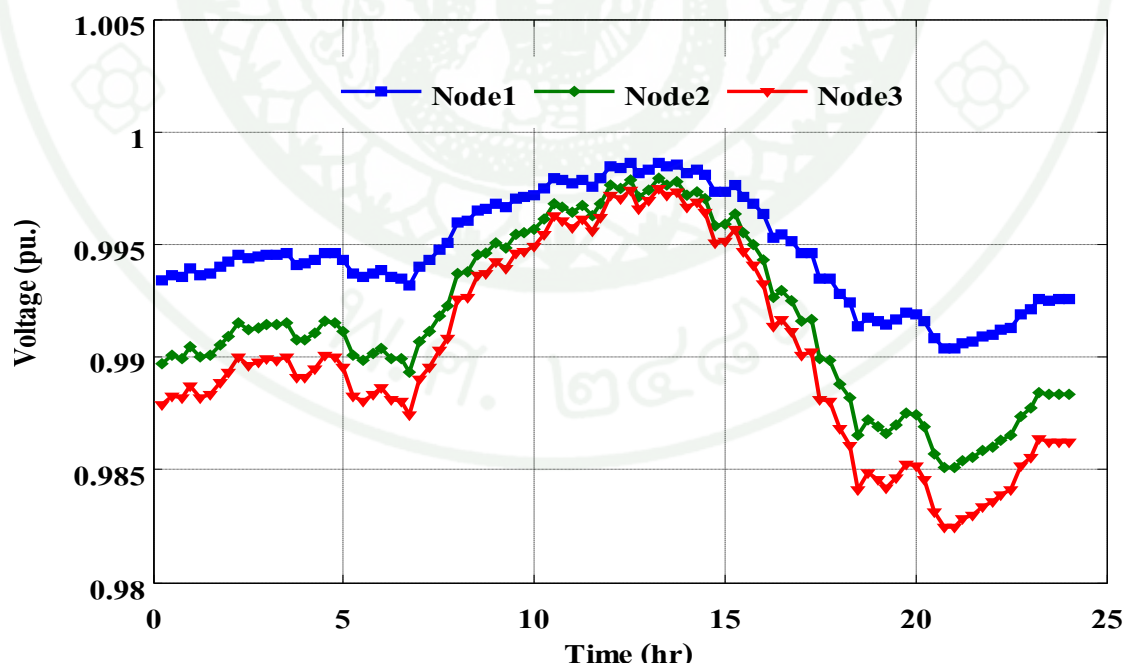
ภาพที่ 82 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



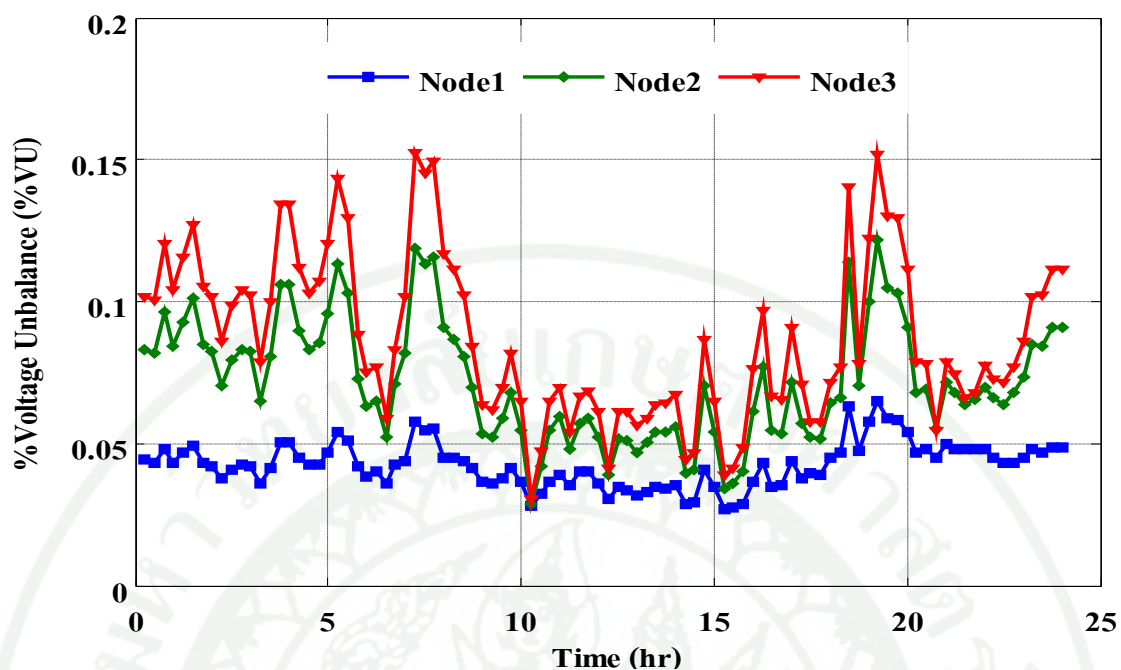
ภาพที่ 83 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



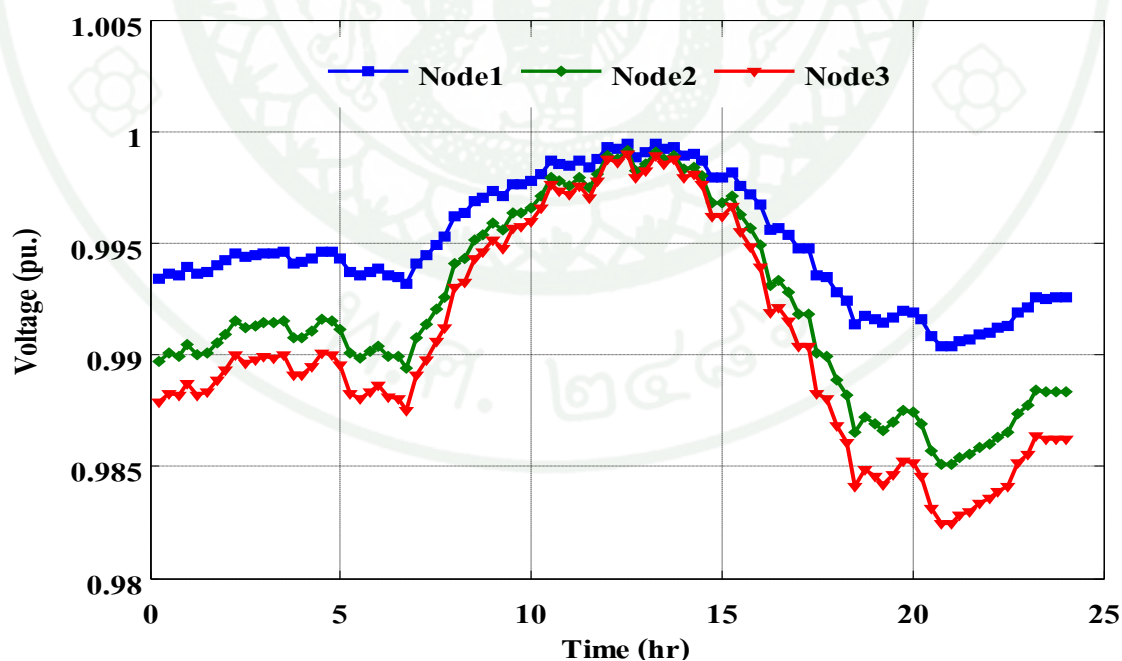
ภาพที่ 84 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



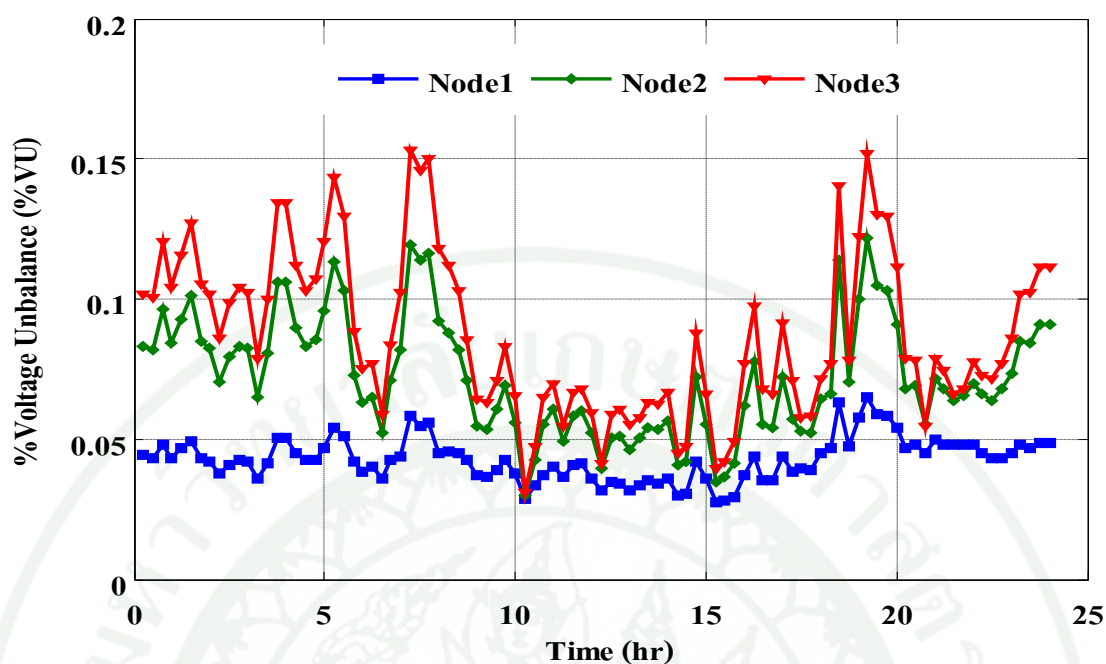
ภาพที่ 85 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



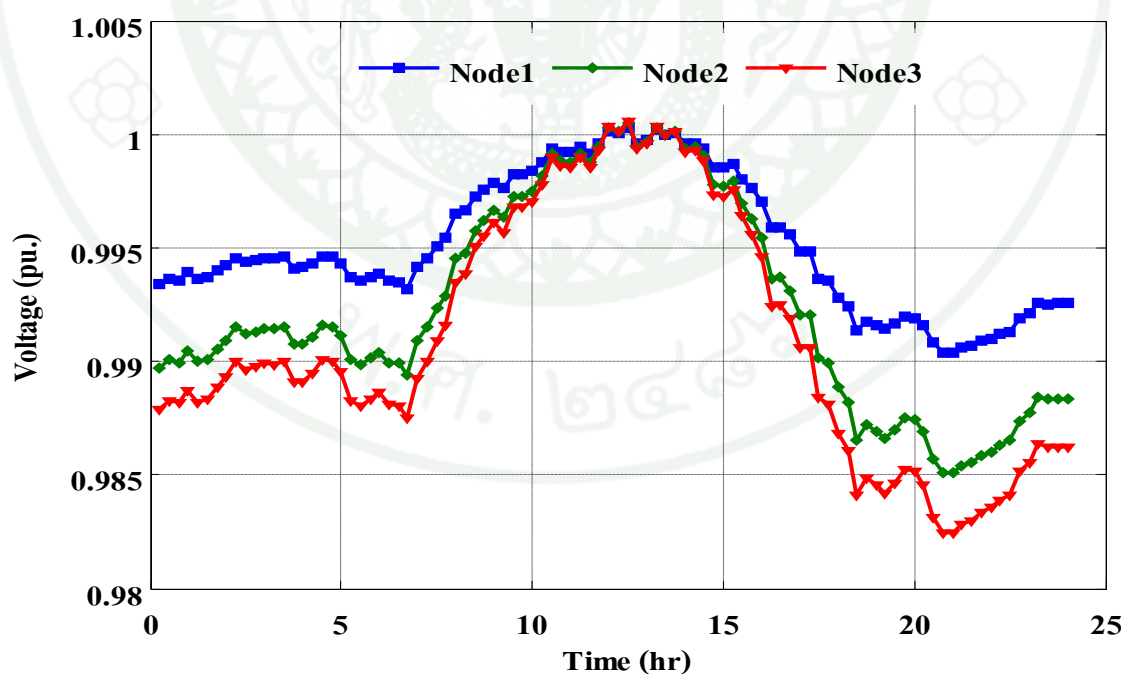
ภาพที่ 86 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



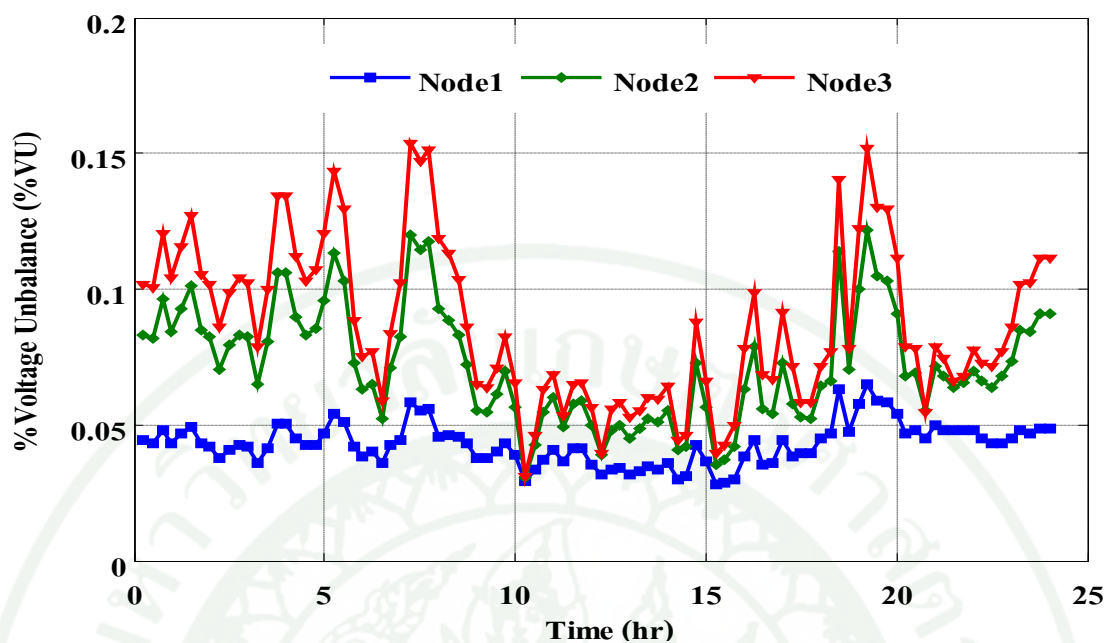
ภาพที่ 87 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



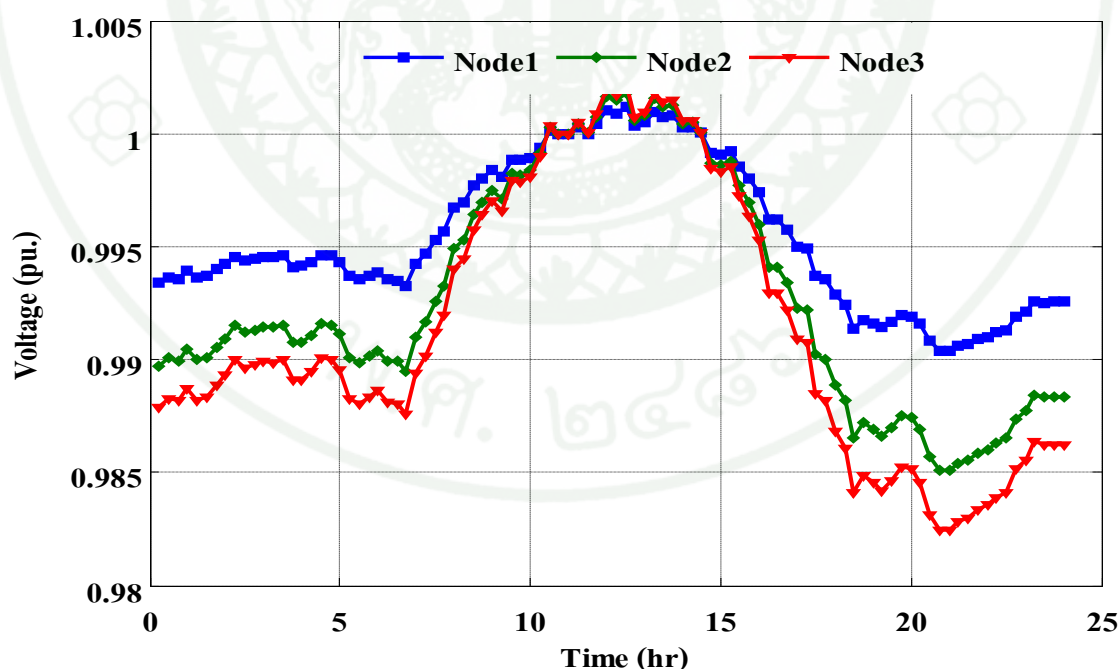
ภาพที่ 88 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



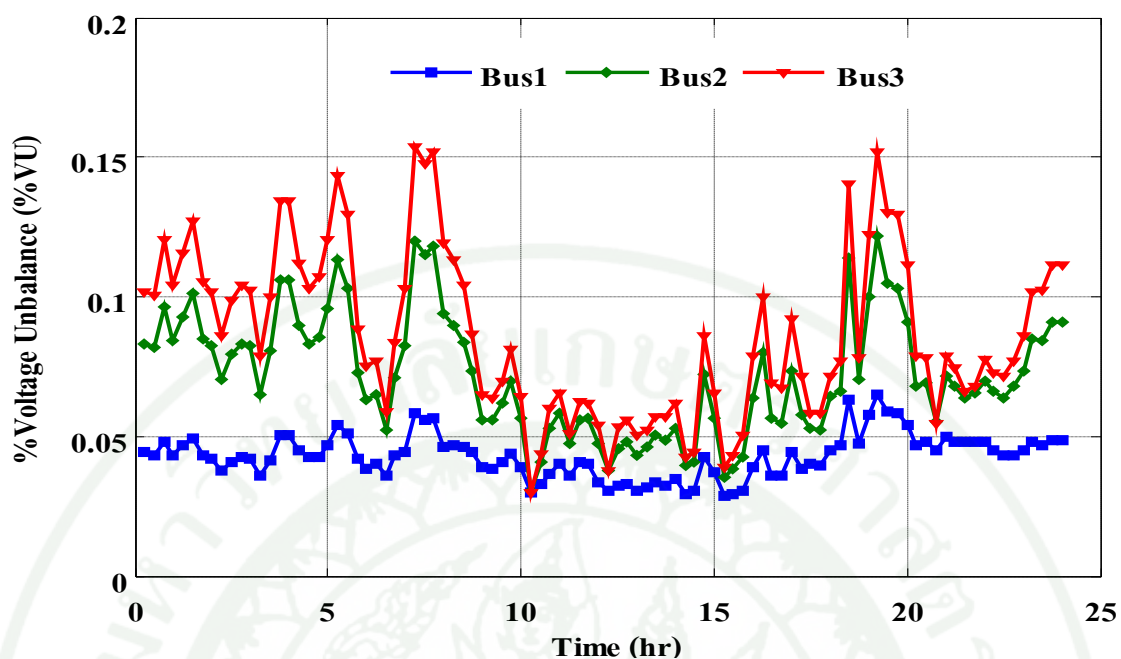
ภาพที่ 89 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



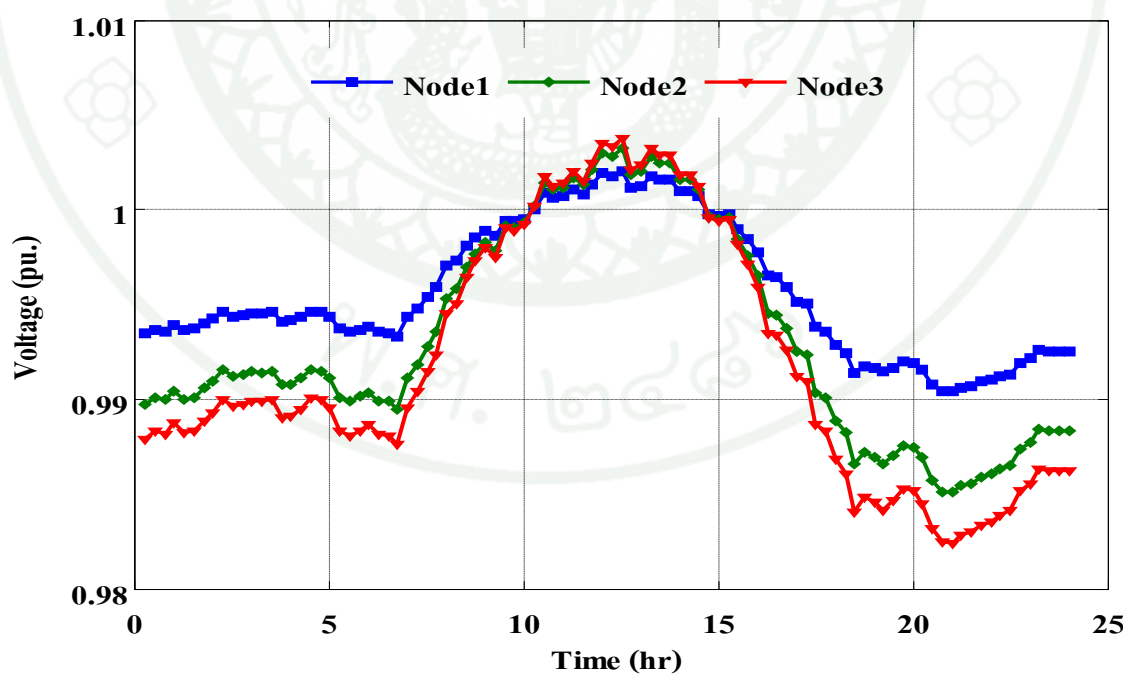
ภาพที่ 90 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



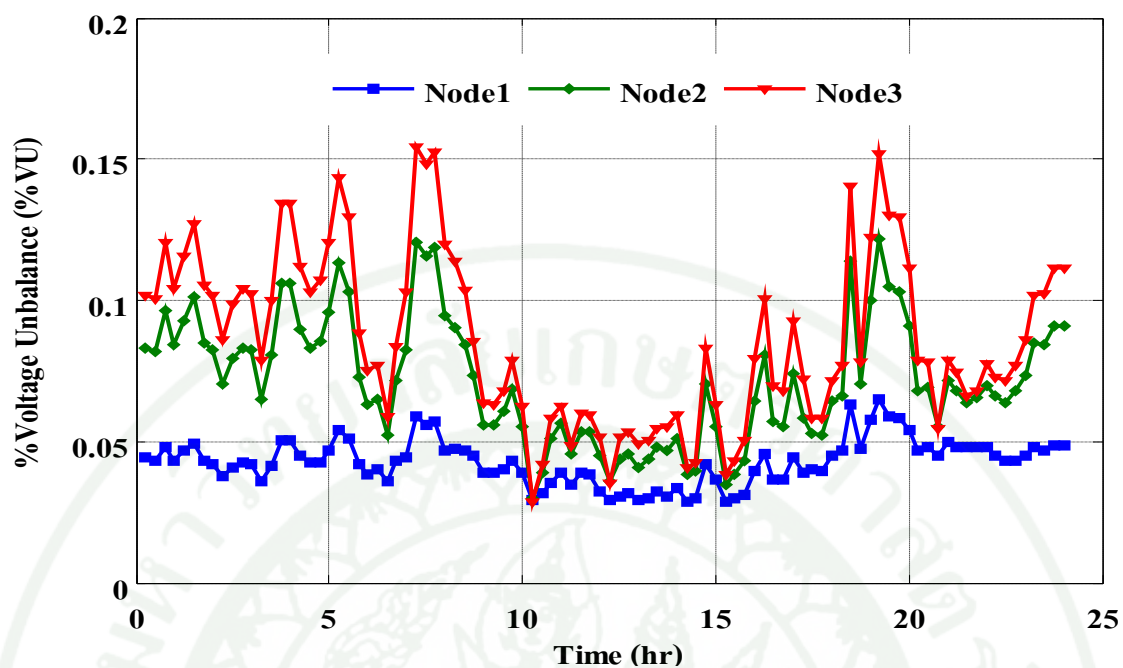
ภาพที่ 91 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



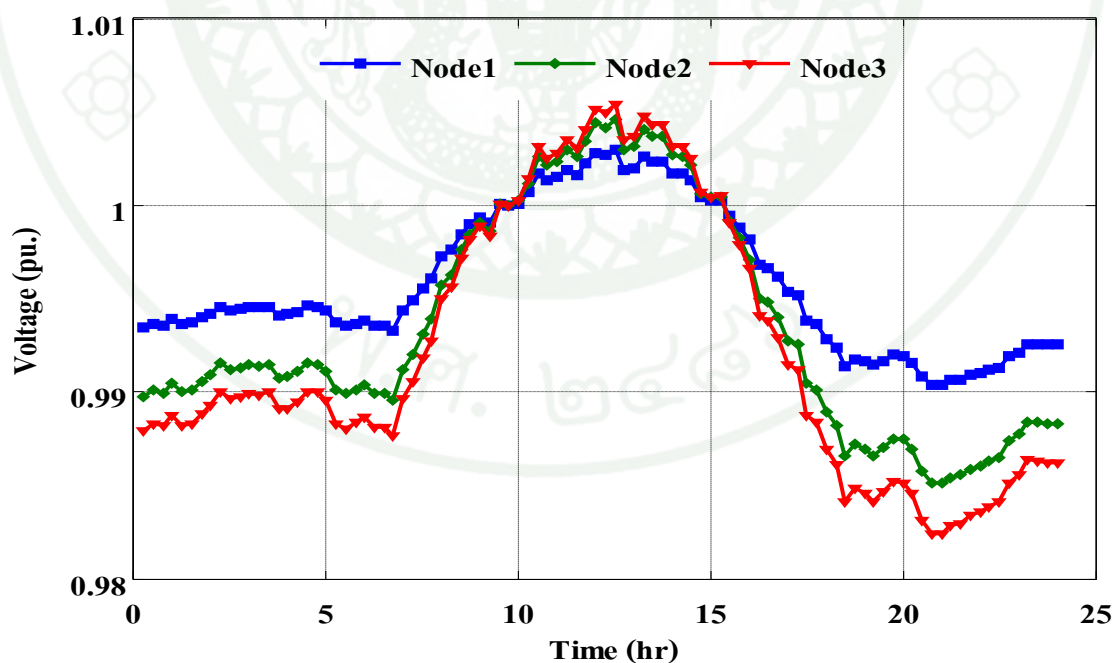
ภาพที่ 92 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



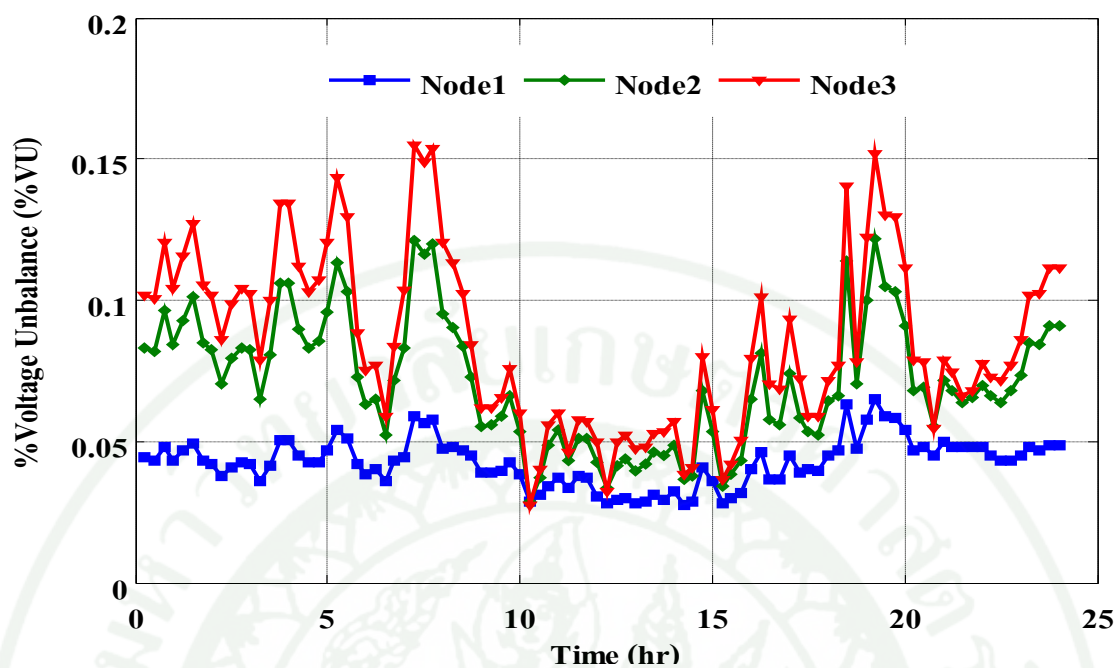
ภาพที่ 93 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



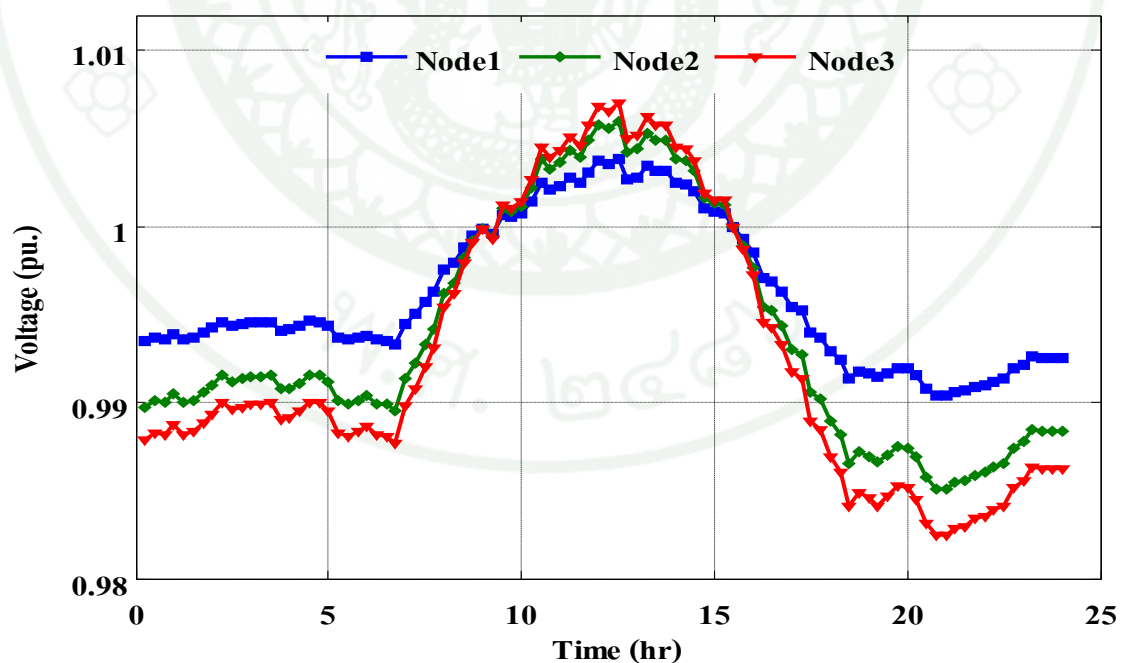
ภาพที่ 94 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



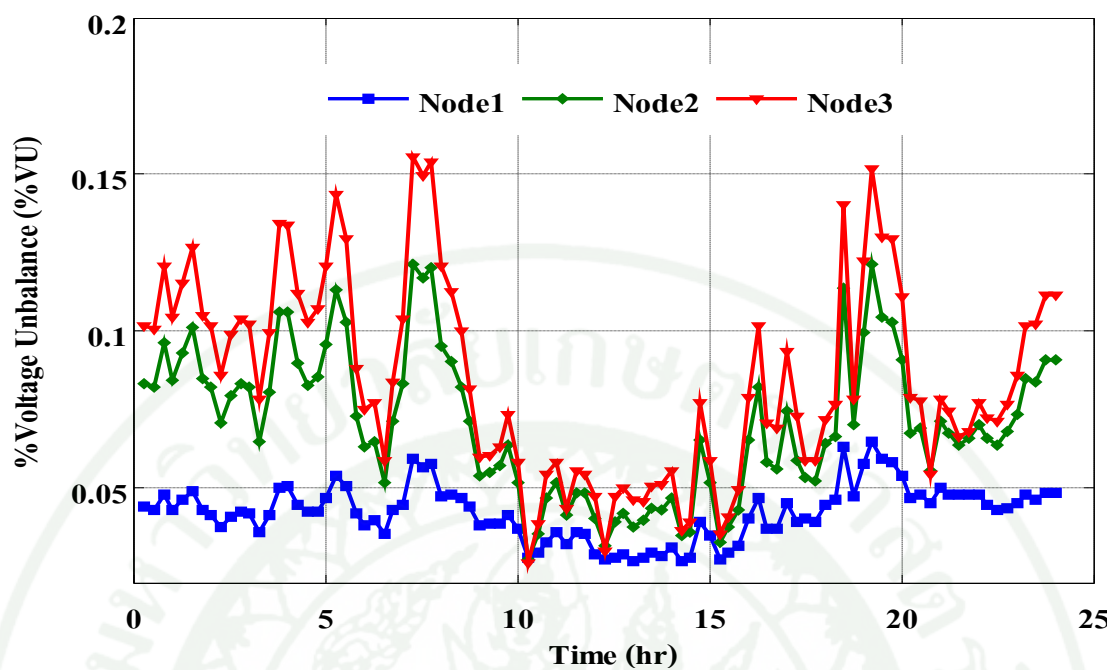
ภาพที่ 95 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



ภาพที่ 96 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



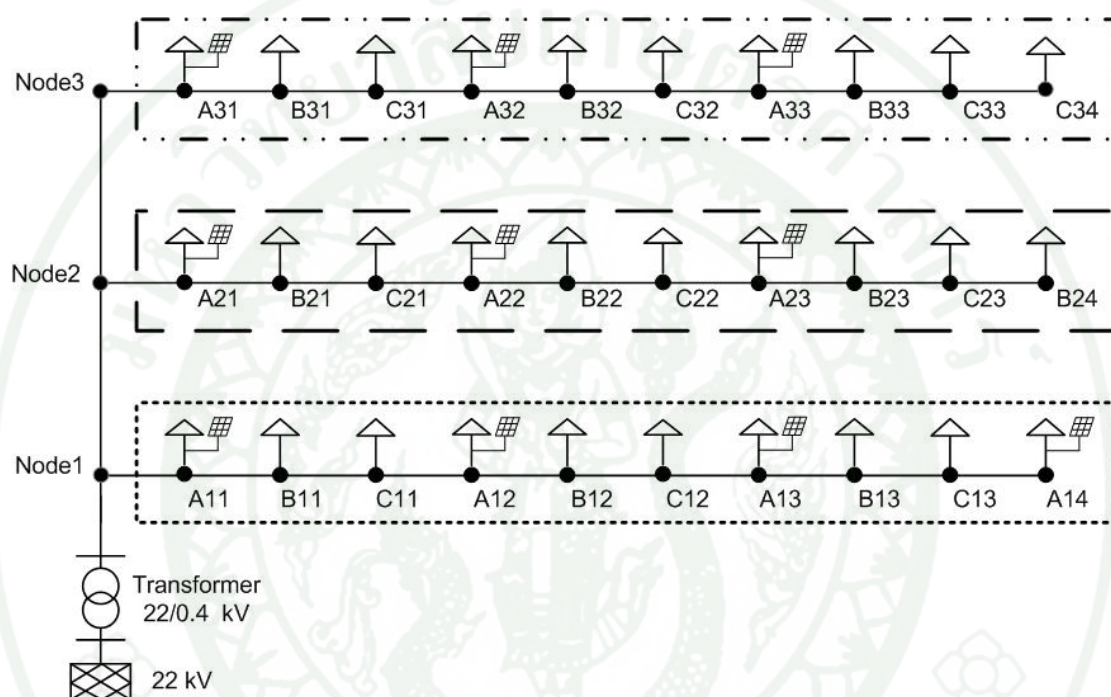
ภาพที่ 97 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3



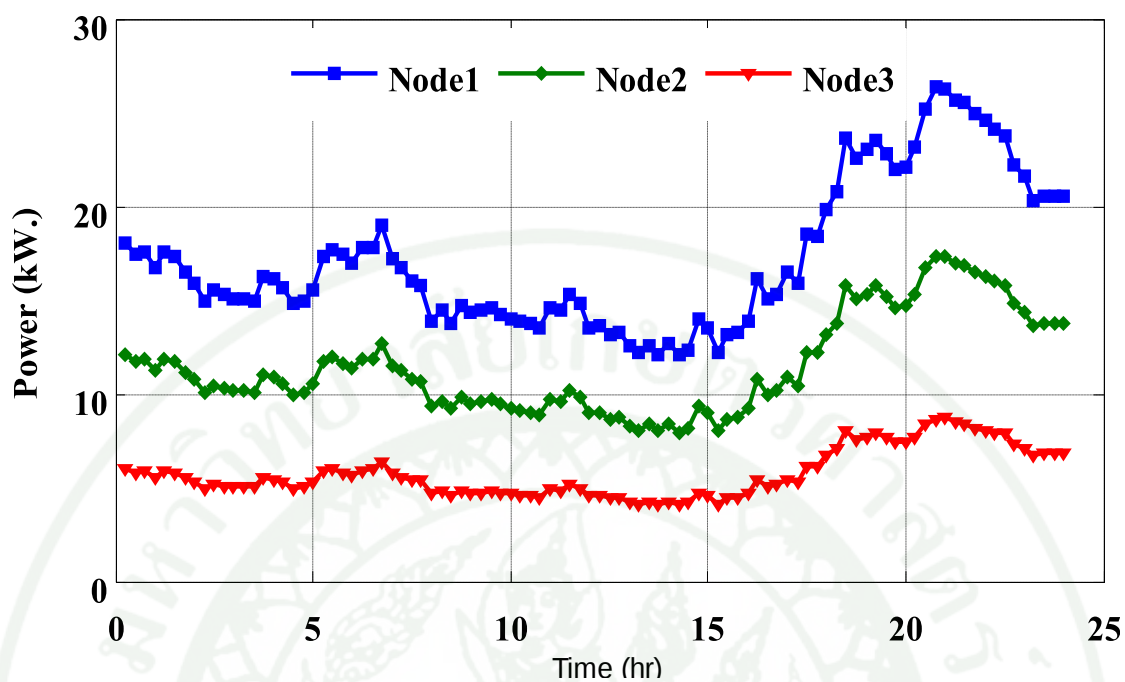
ภาพที่ 98 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 3

5.4 กรณีที่ 4 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่เฟส A ทั้งระบบจำหน่าย

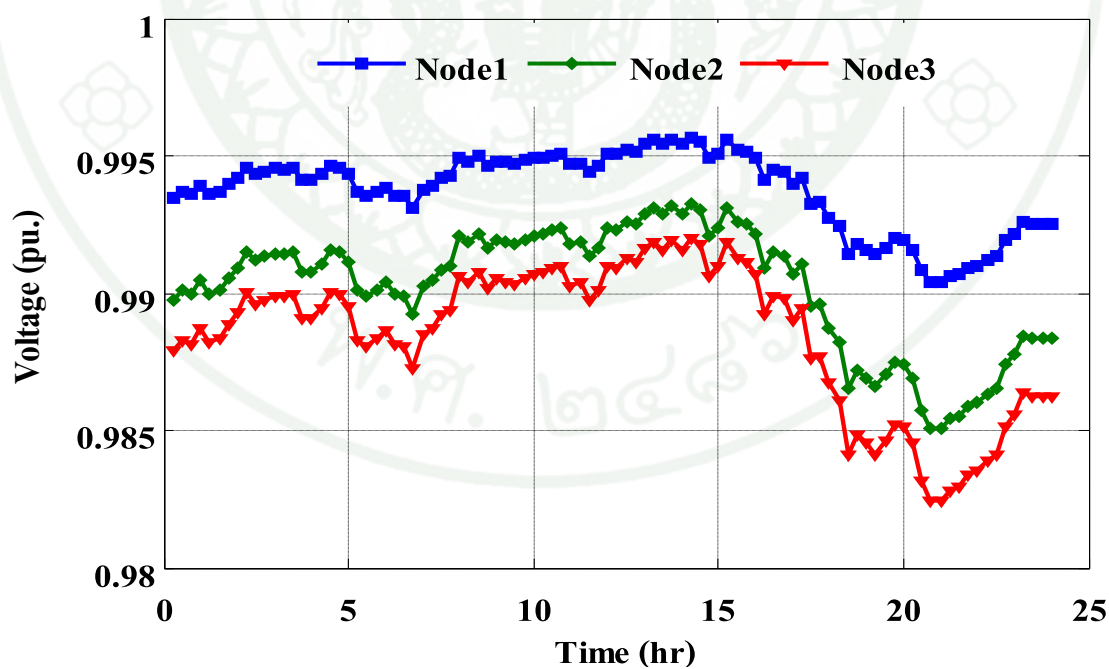
กรณีศึกษาที่ 4 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวโดยติดตั้งทั้งระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 0 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส A เพียงเฟสเดียว แสดงดังภาพที่ 99



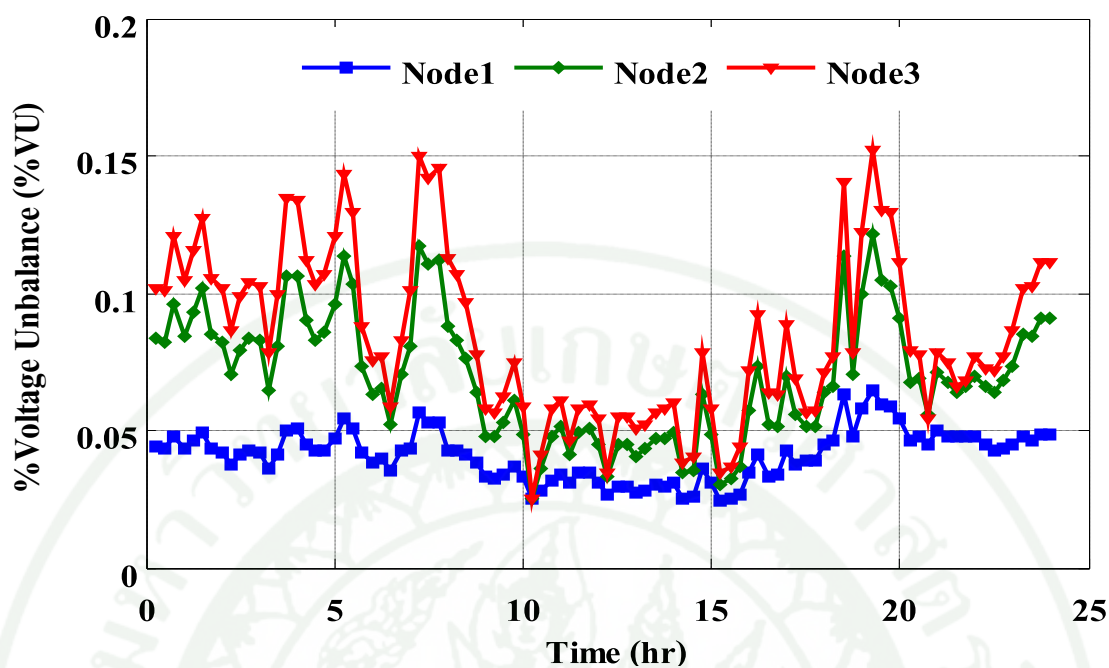
ภาพที่ 99 แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวในกรณีที่ 4



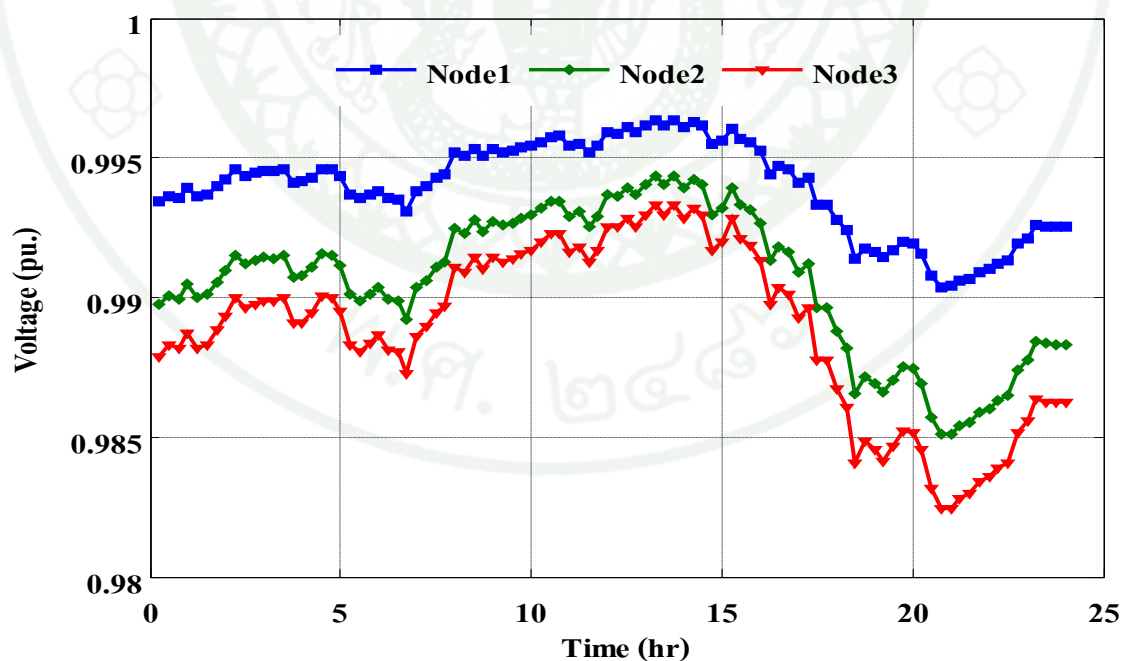
ภาพที่ 100 ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 4



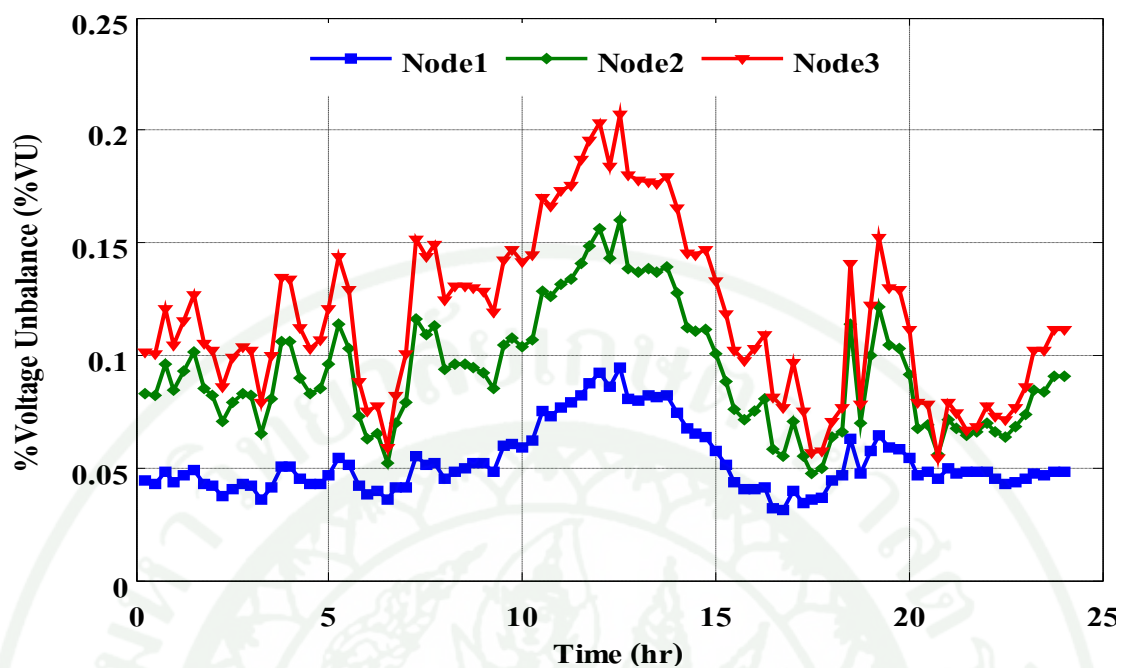
ภาพที่ 101 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



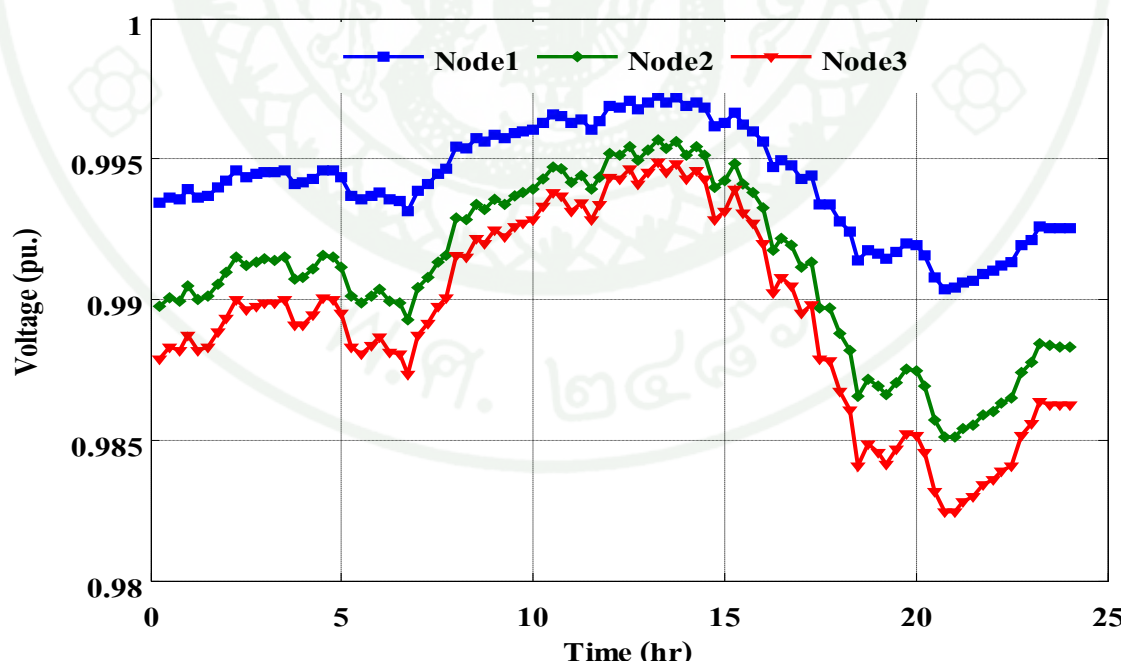
ภาพที่ 102 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



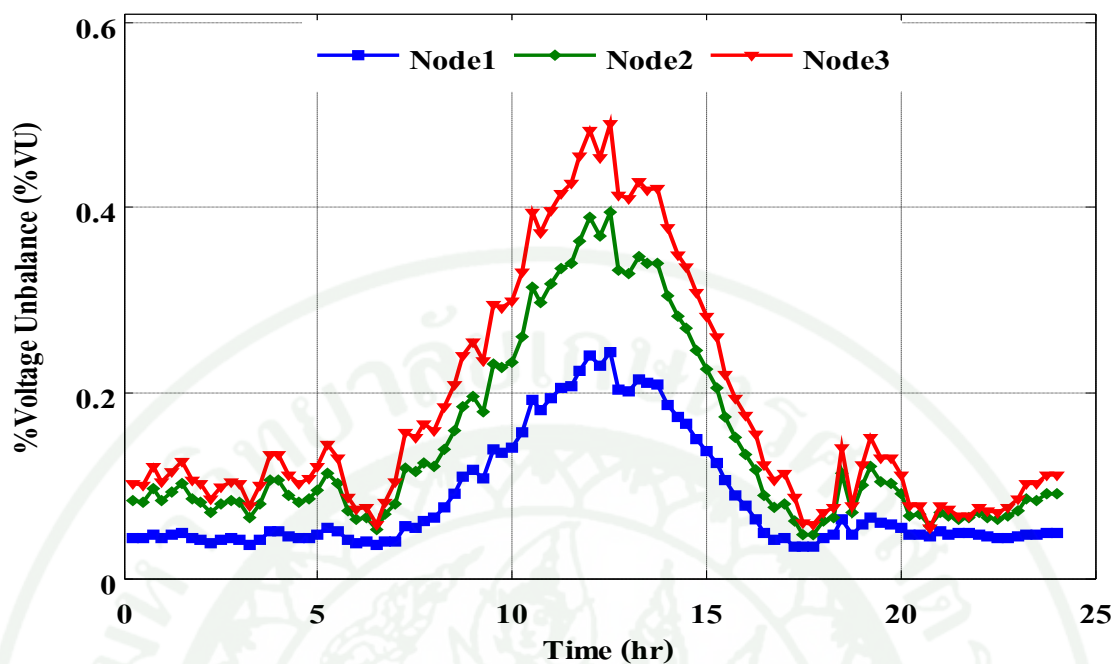
ภาพที่ 103 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



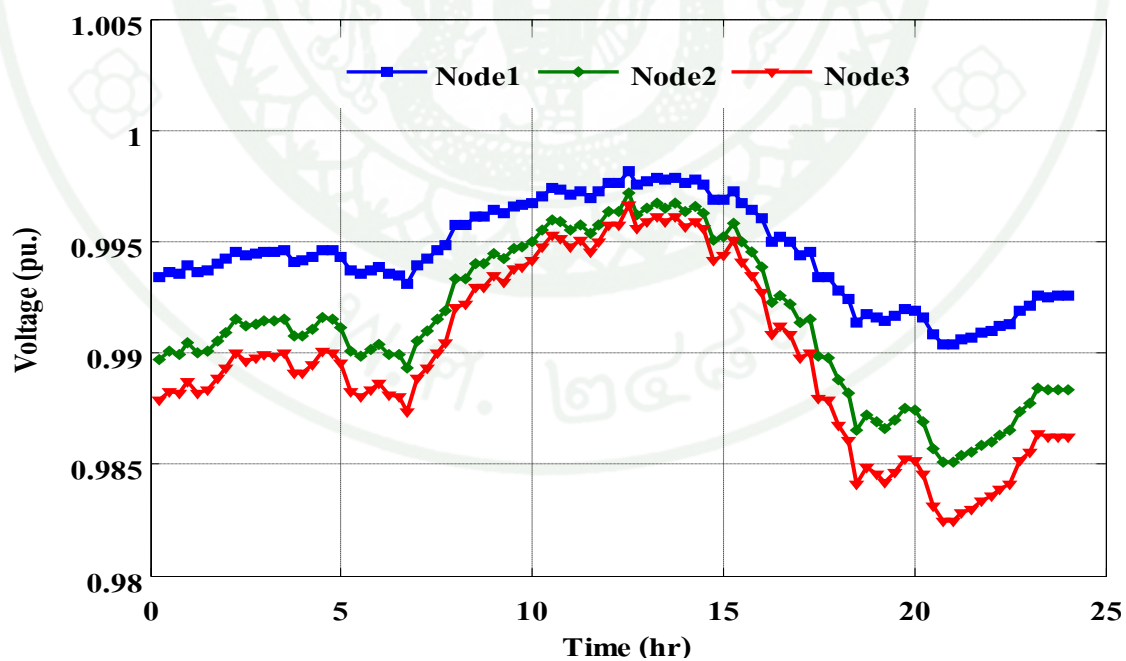
ภาพที่ 104 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



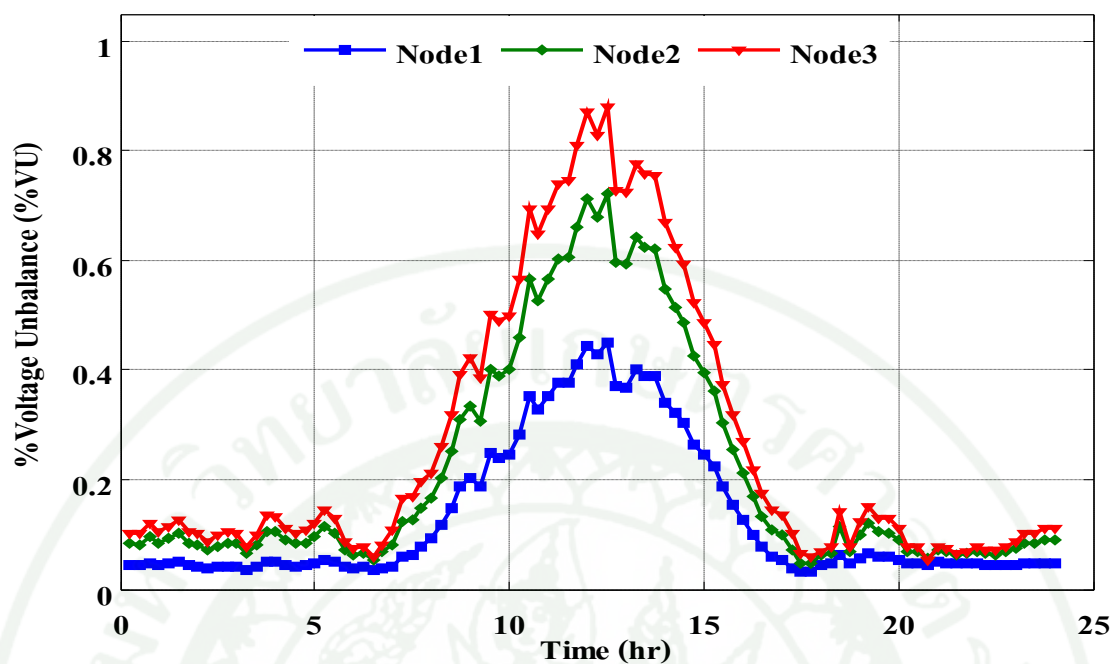
ภาพที่ 105 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



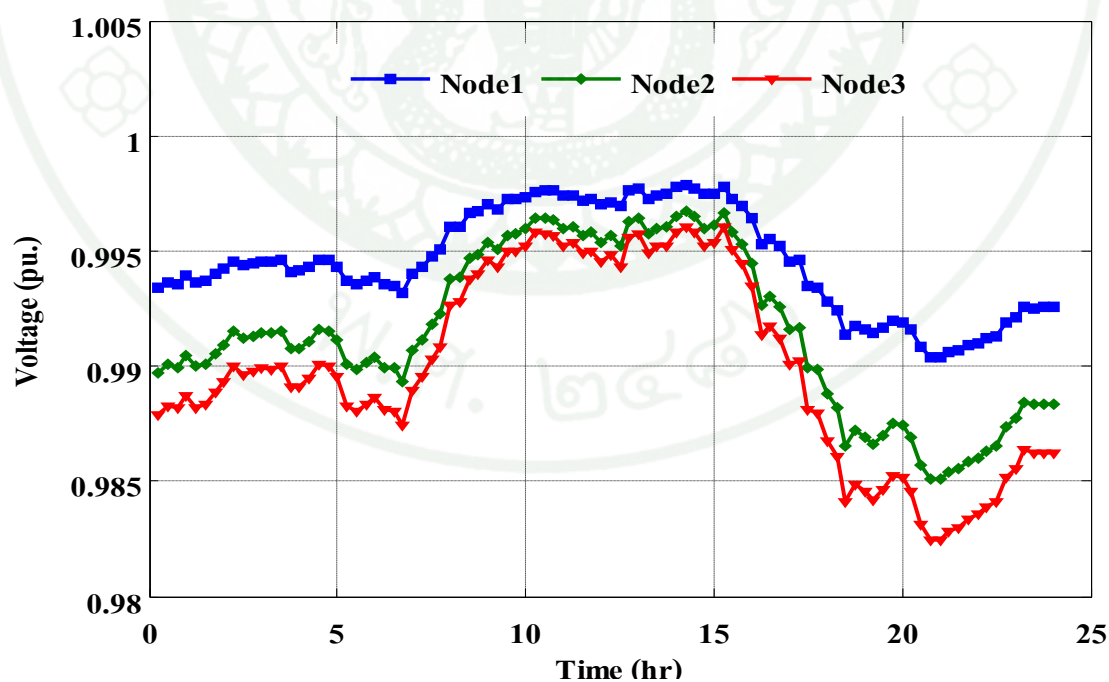
ภาพที่ 106 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



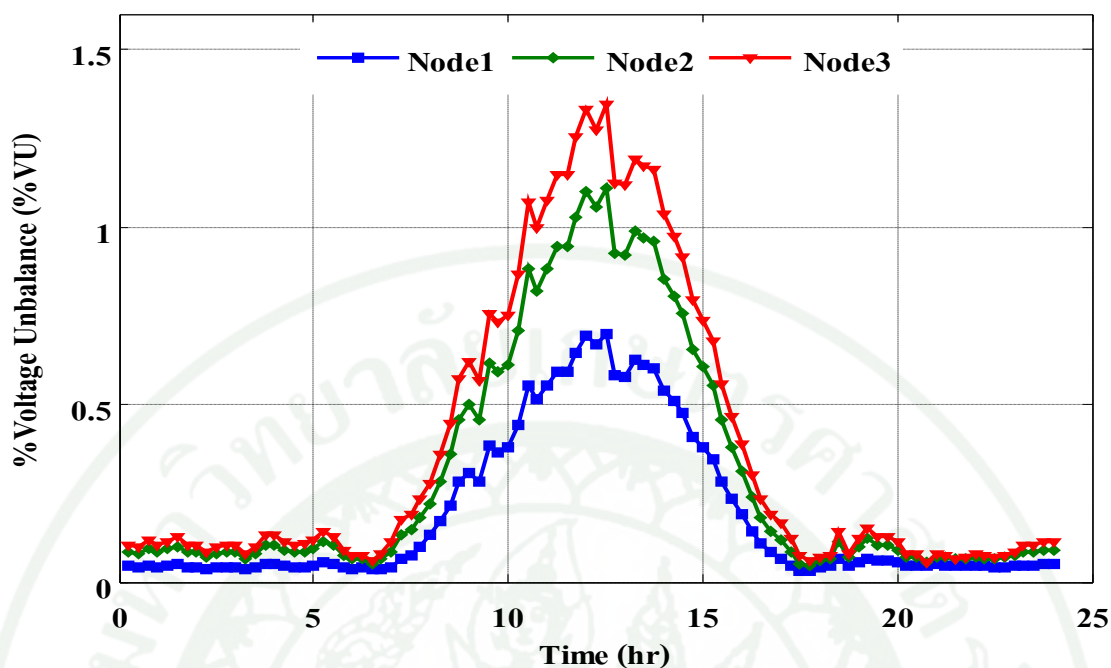
ภาพที่ 107 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



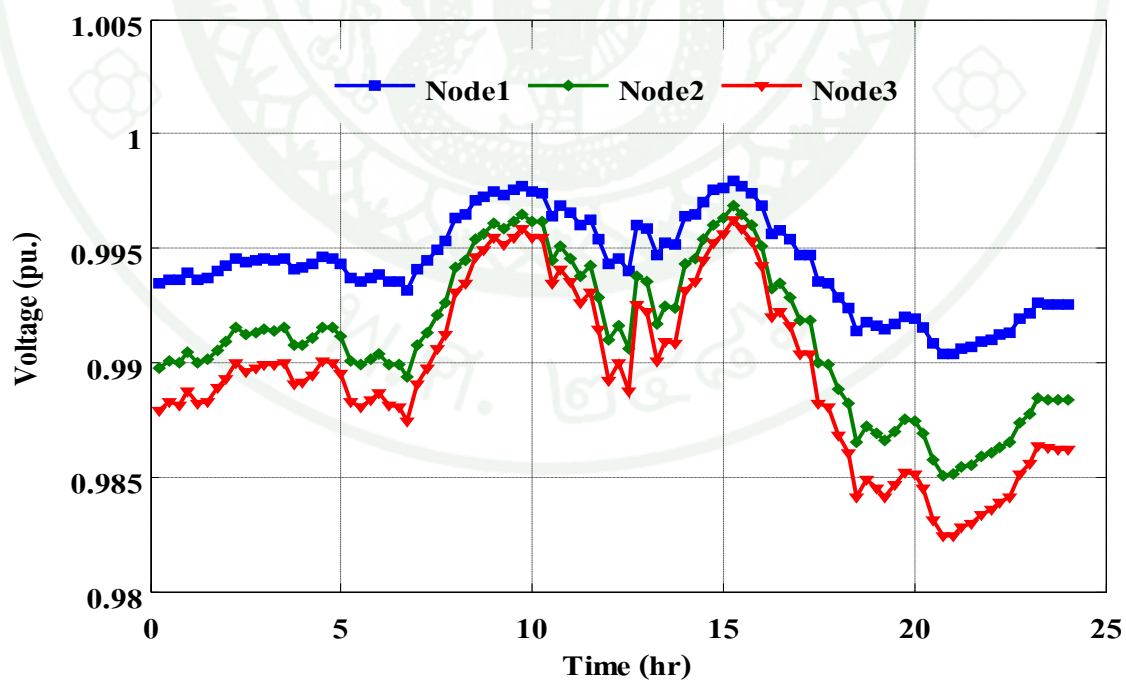
ภาพที่ 108 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



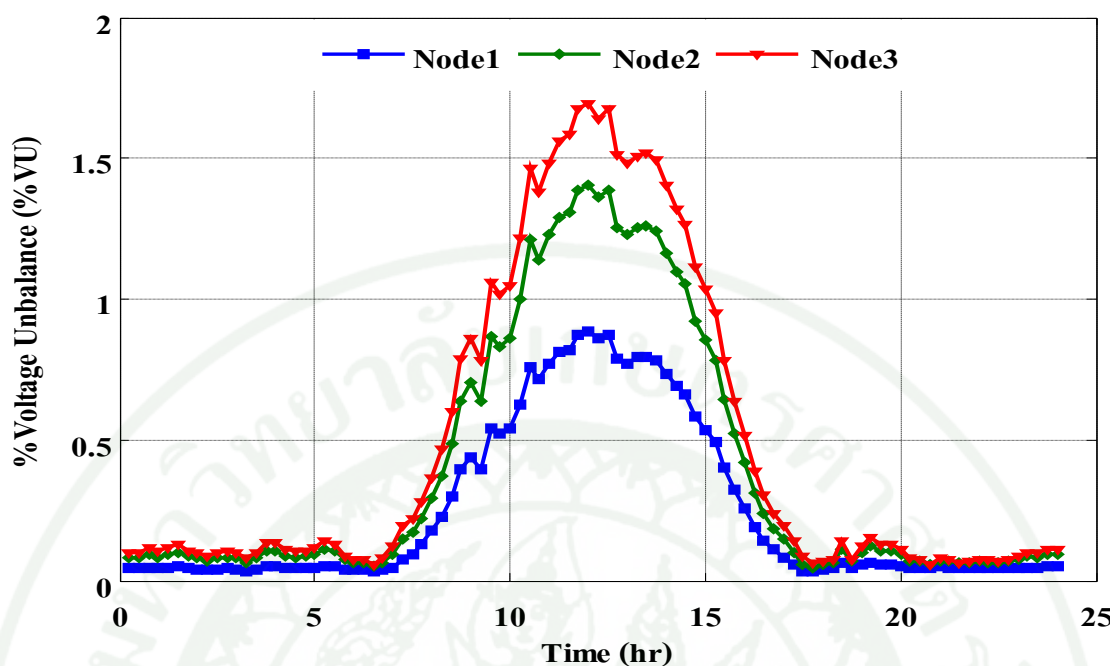
ภาพที่ 109 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



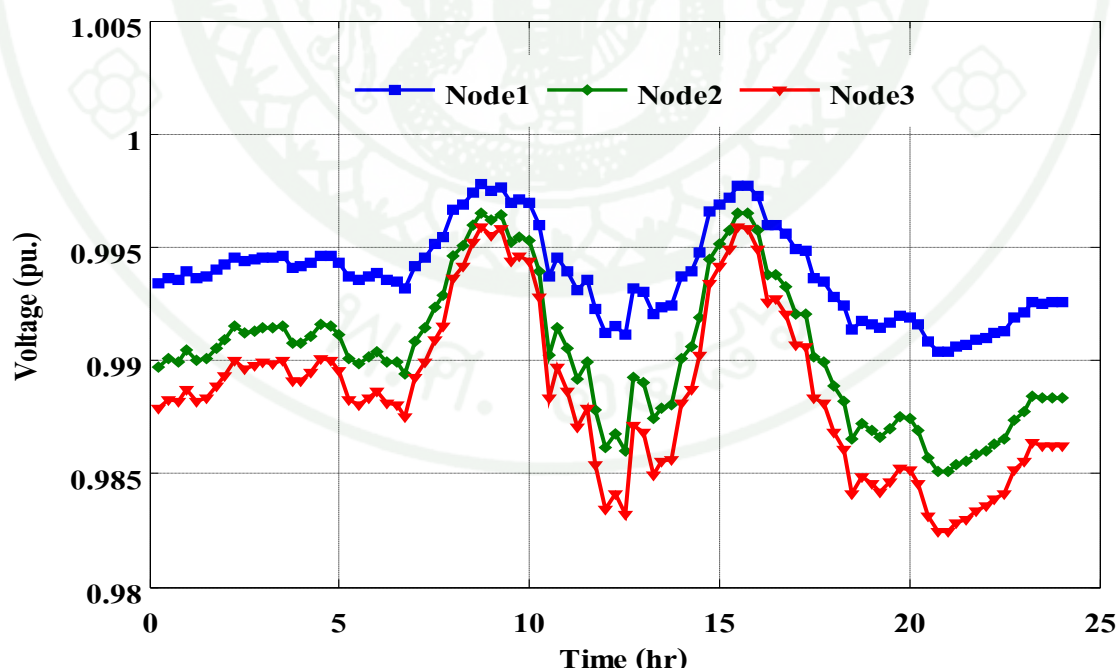
ภาพที่ 110 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



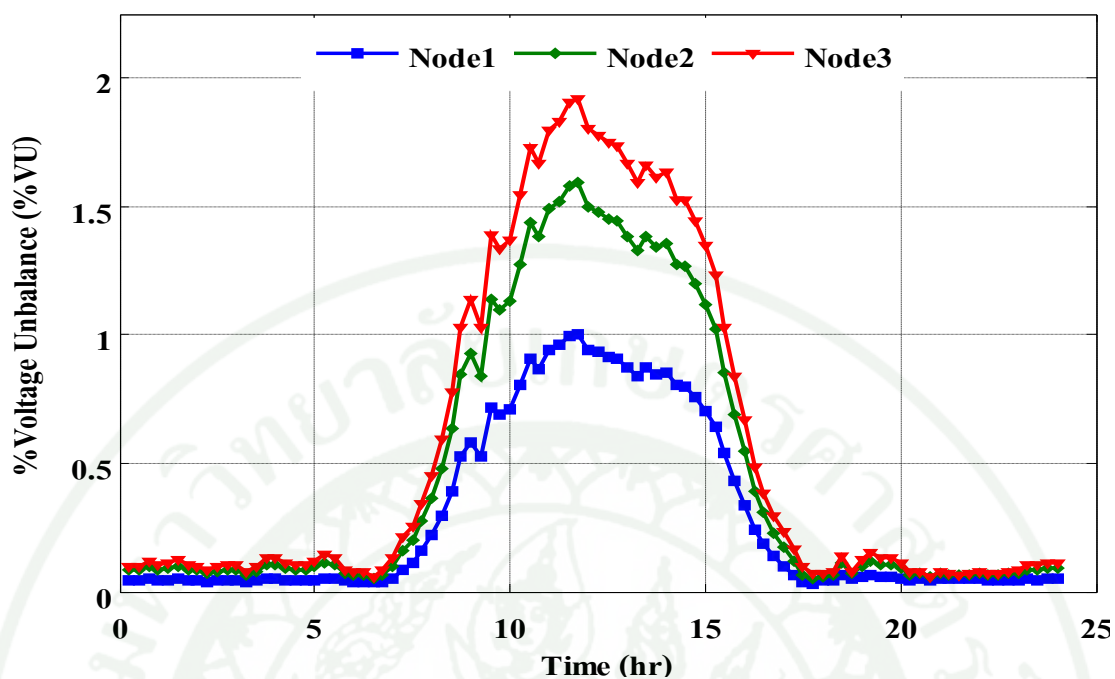
ภาพที่ 111 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



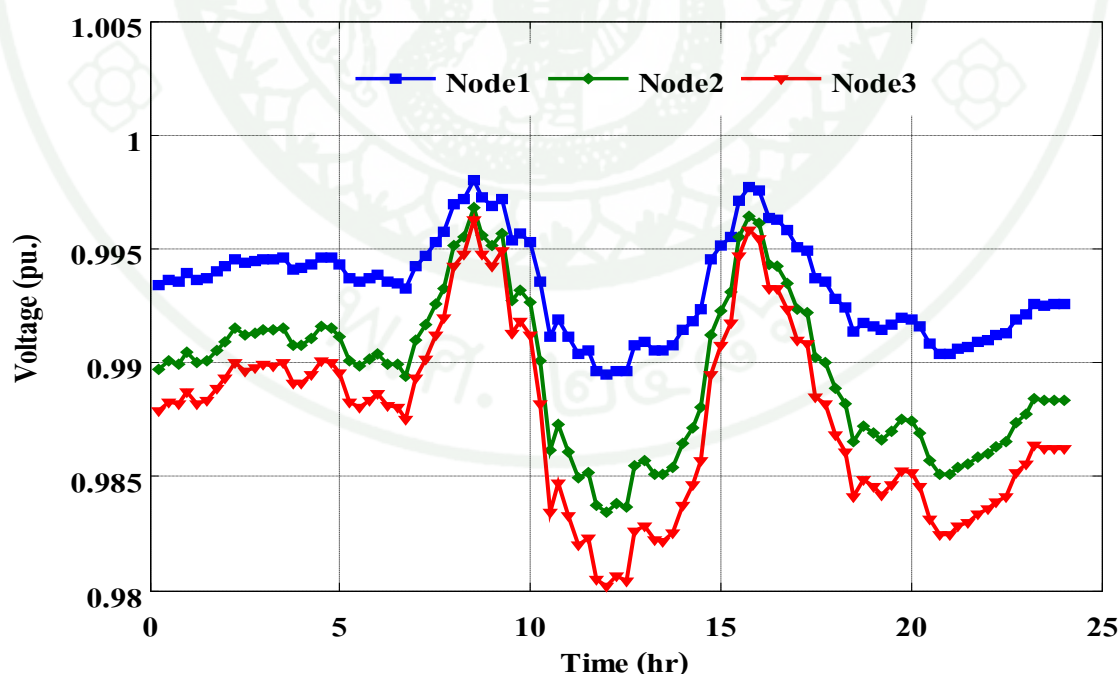
ภาพที่ 112 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



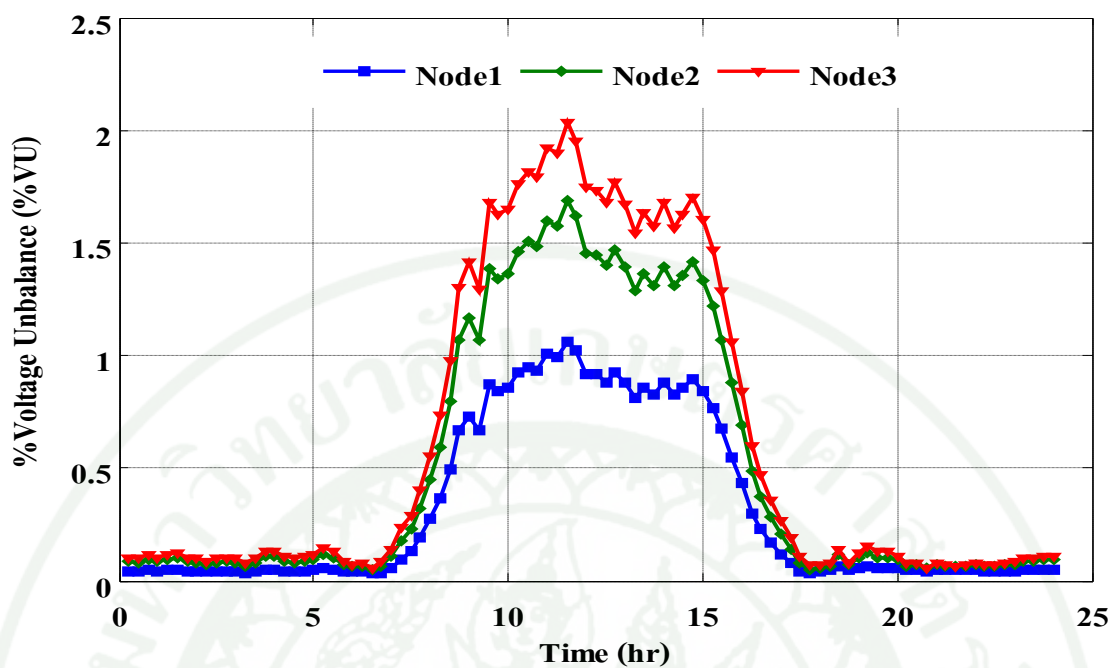
ภาพที่ 113 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



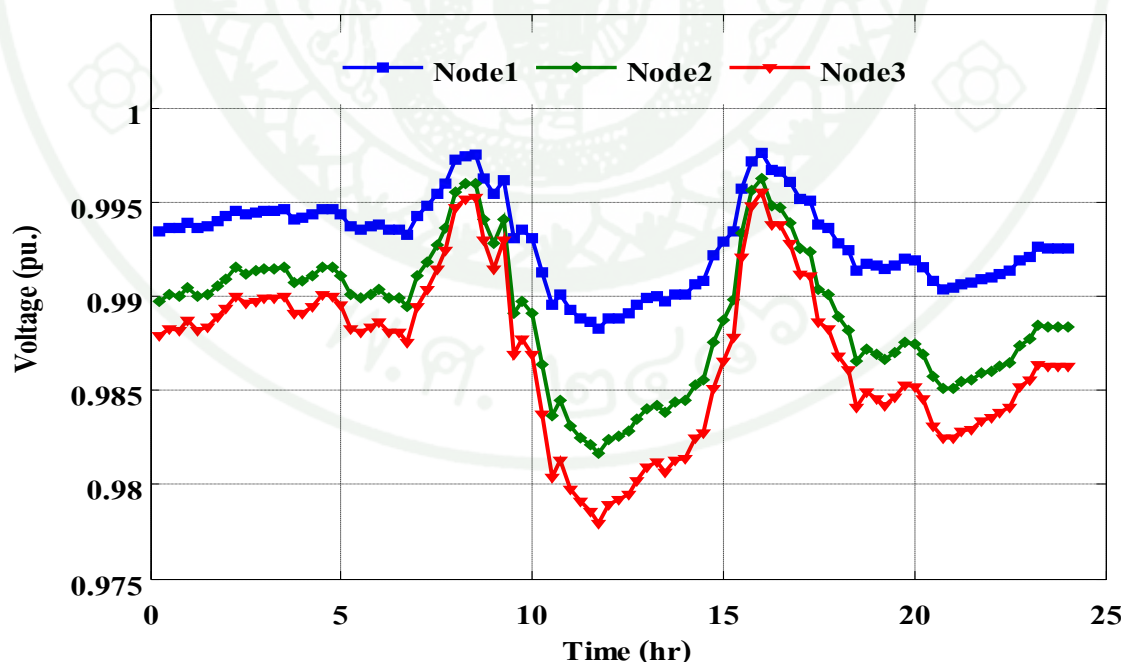
ภาพที่ 114 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



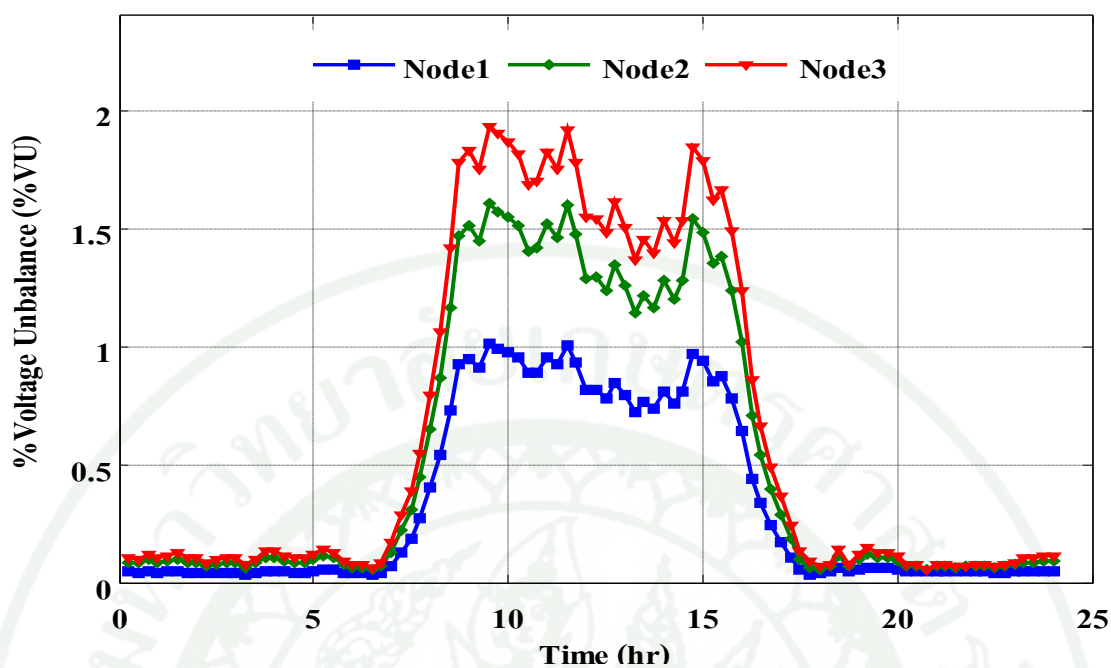
ภาพที่ 115 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



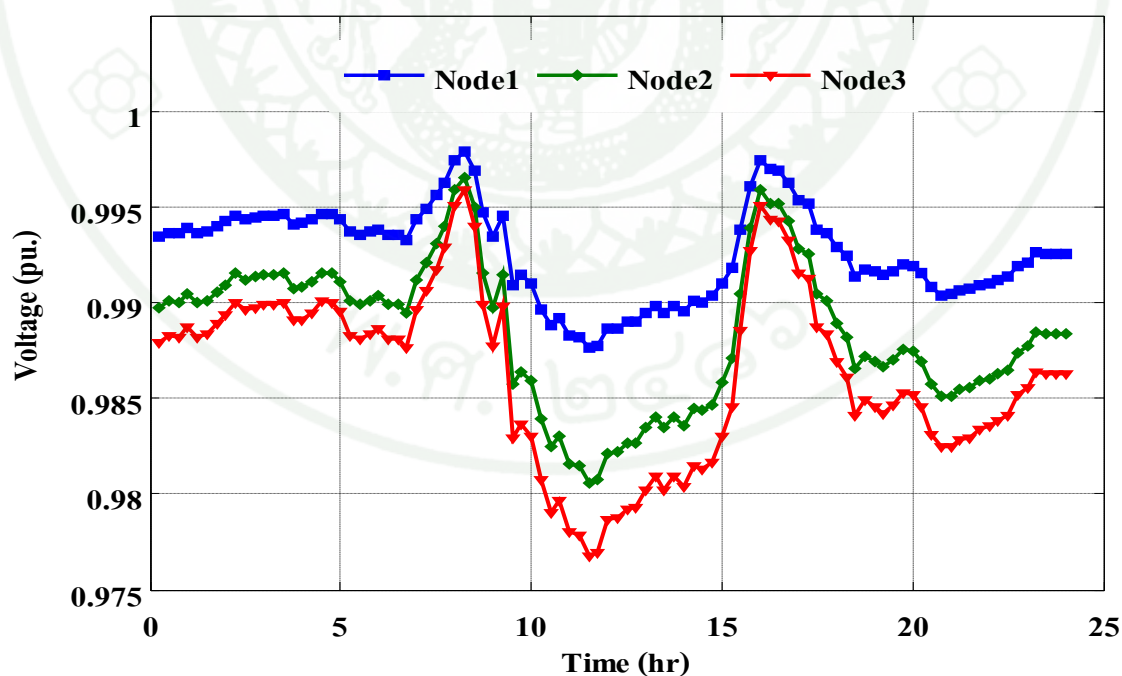
ภาพที่ 116 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



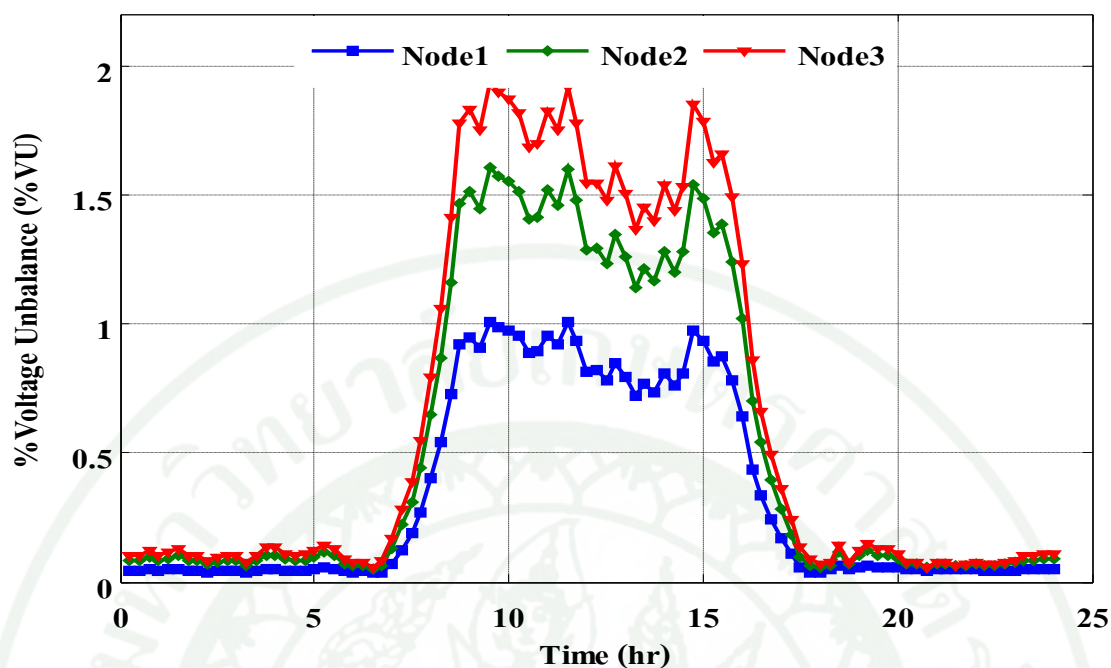
ภาพที่ 117 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



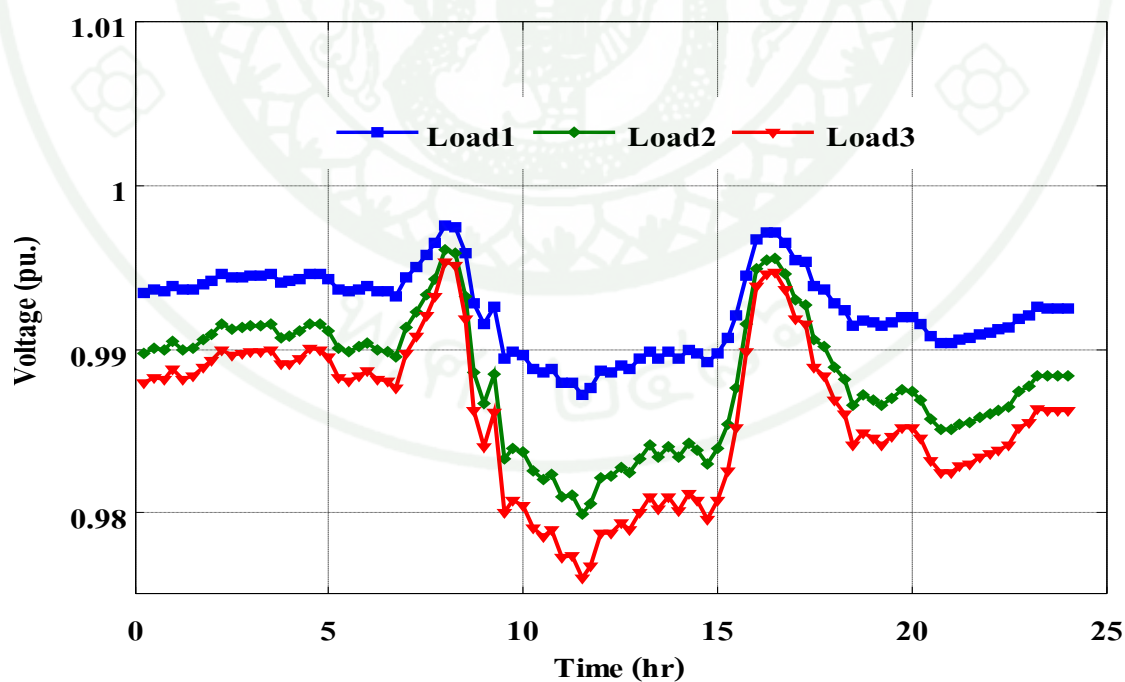
ภาพที่ 118 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



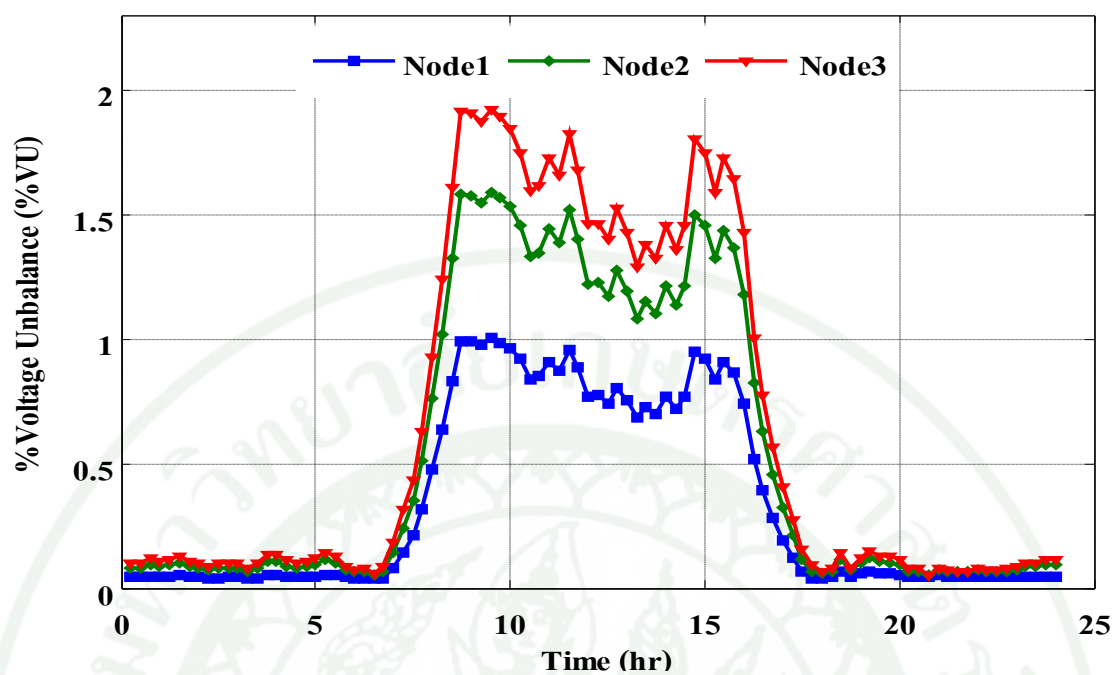
ภาพที่ 119 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



ภาพที่ 120 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



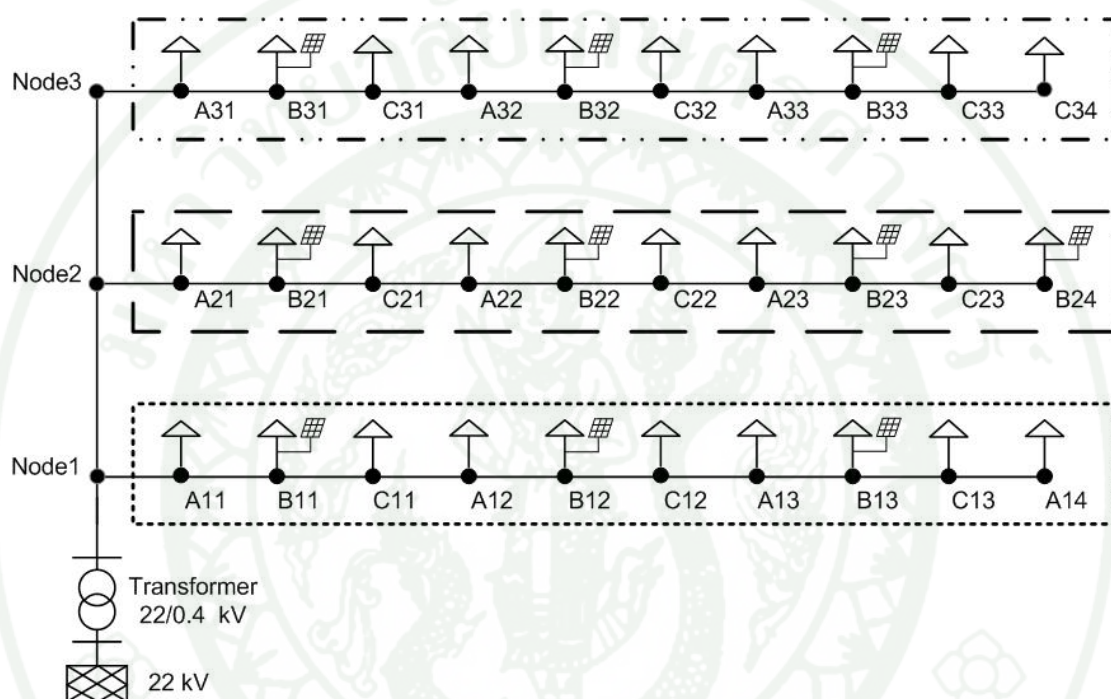
ภาพที่ 121 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 4



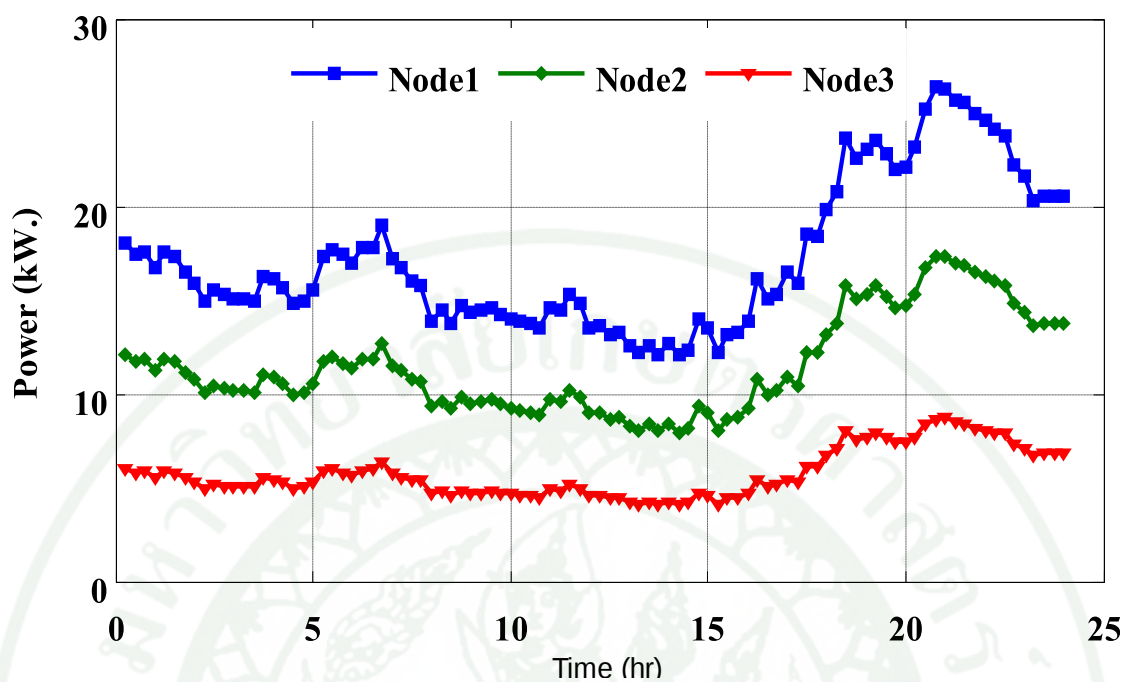
ภาพที่ 122 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 4

5.5 กรณีที่ 5 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่เฟส B ทั้งระบบจำหน่าย

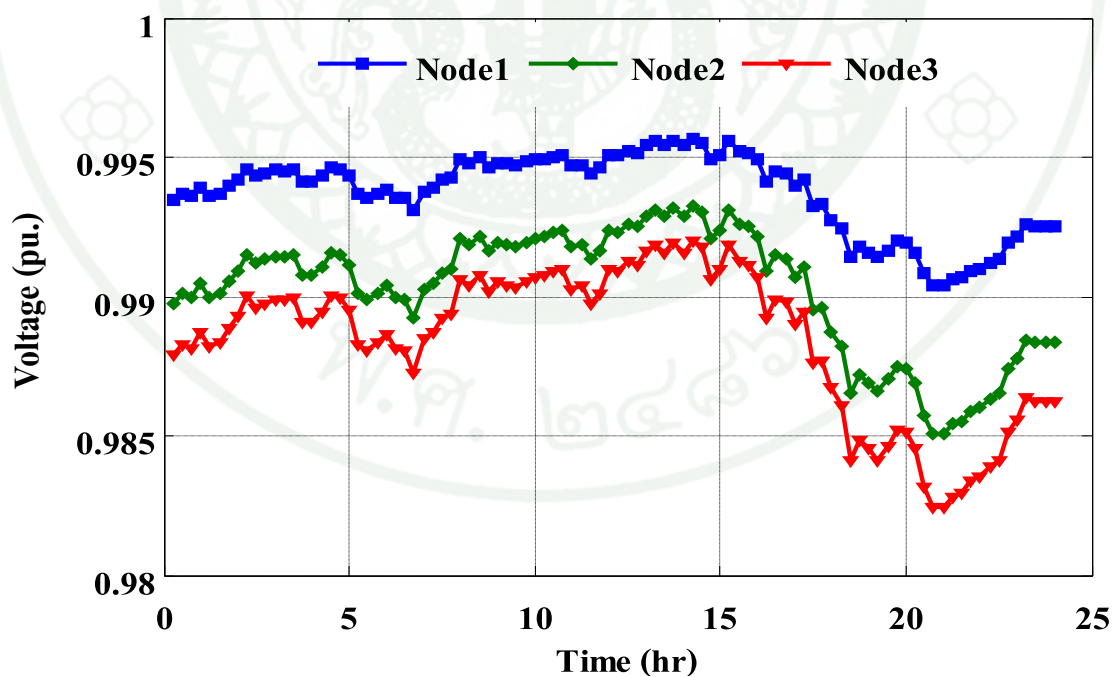
กรณีศึกษาที่ 5 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวโดยติดตั้งทั้งระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 0 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส B แสดงดังภาพที่ 123



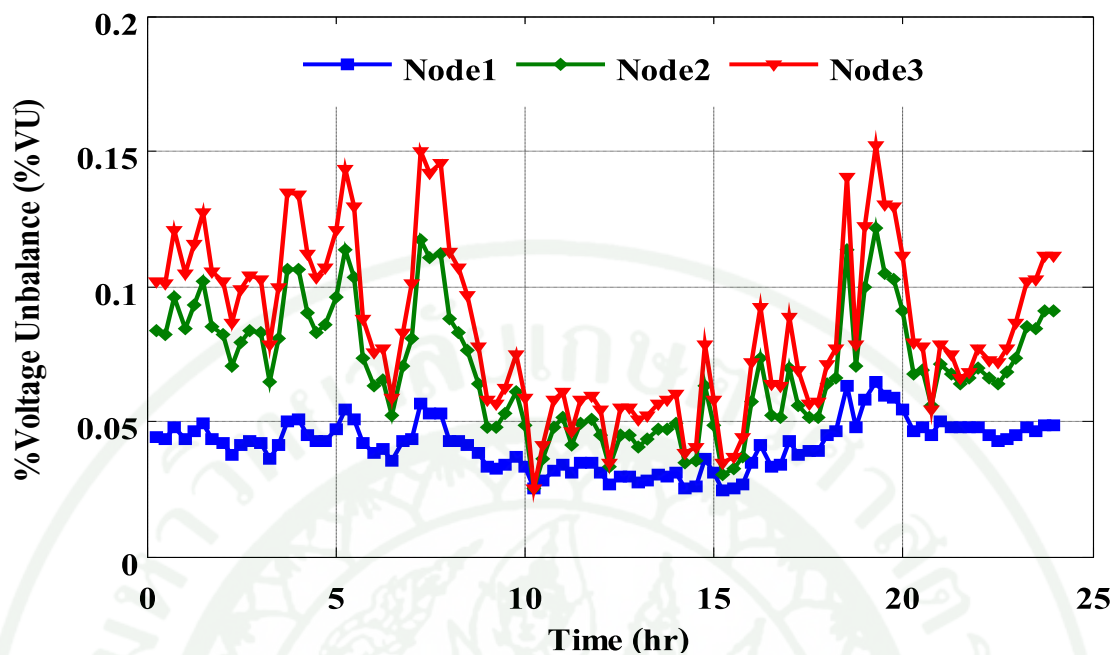
ภาพที่ 123 แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวในกรณีที่ 5



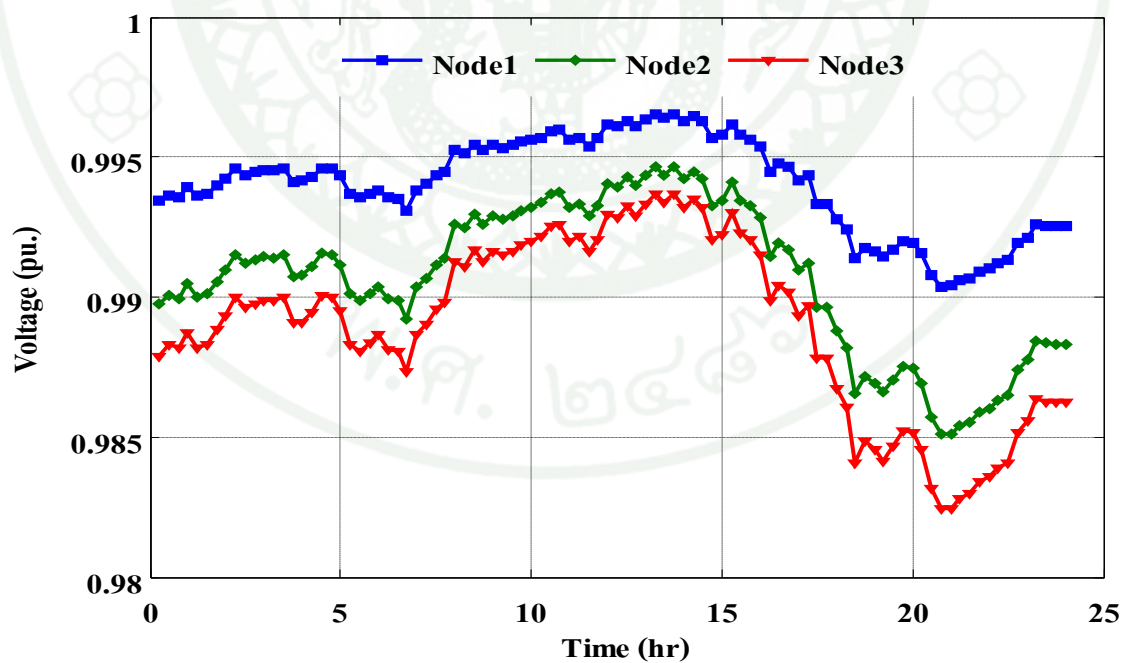
ภาพที่ 124 ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 5



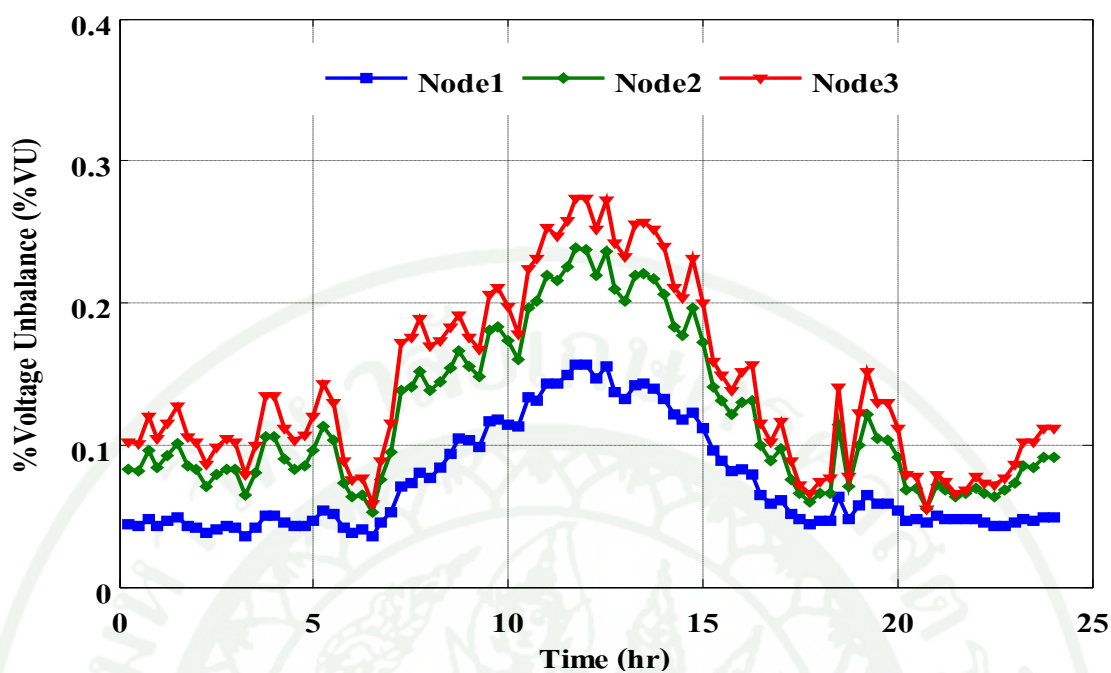
ภาพที่ 125 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



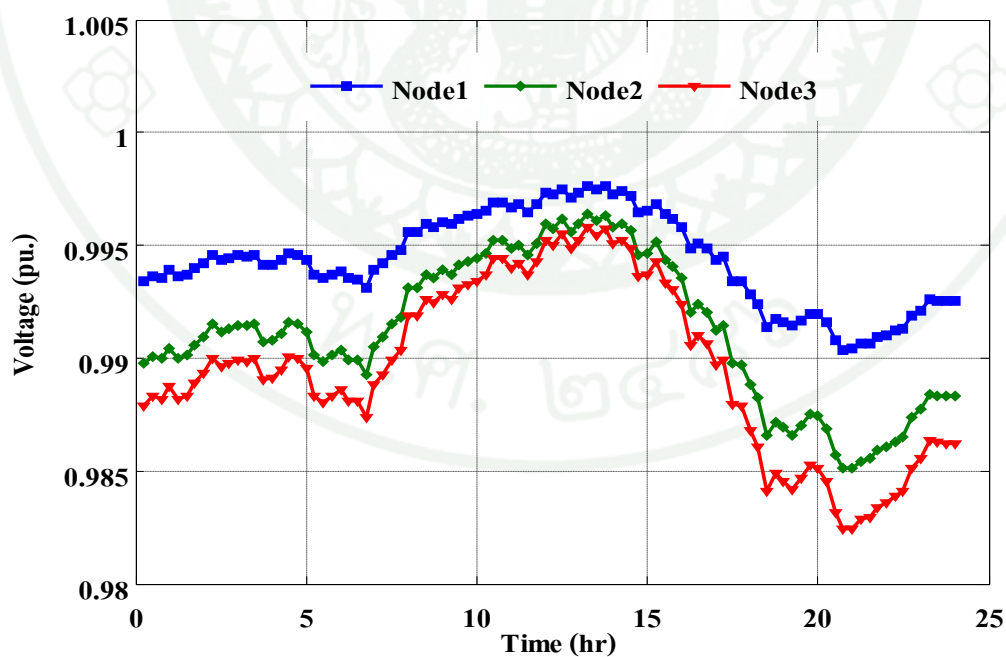
ภาพที่ 126 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 5



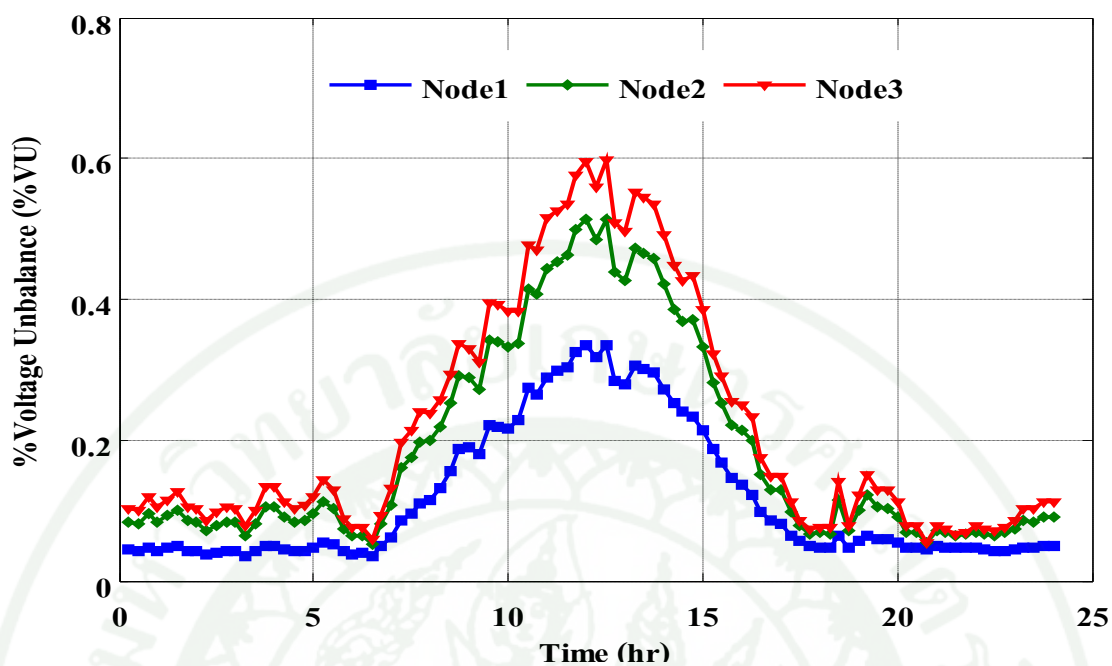
ภาพที่ 127 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 5



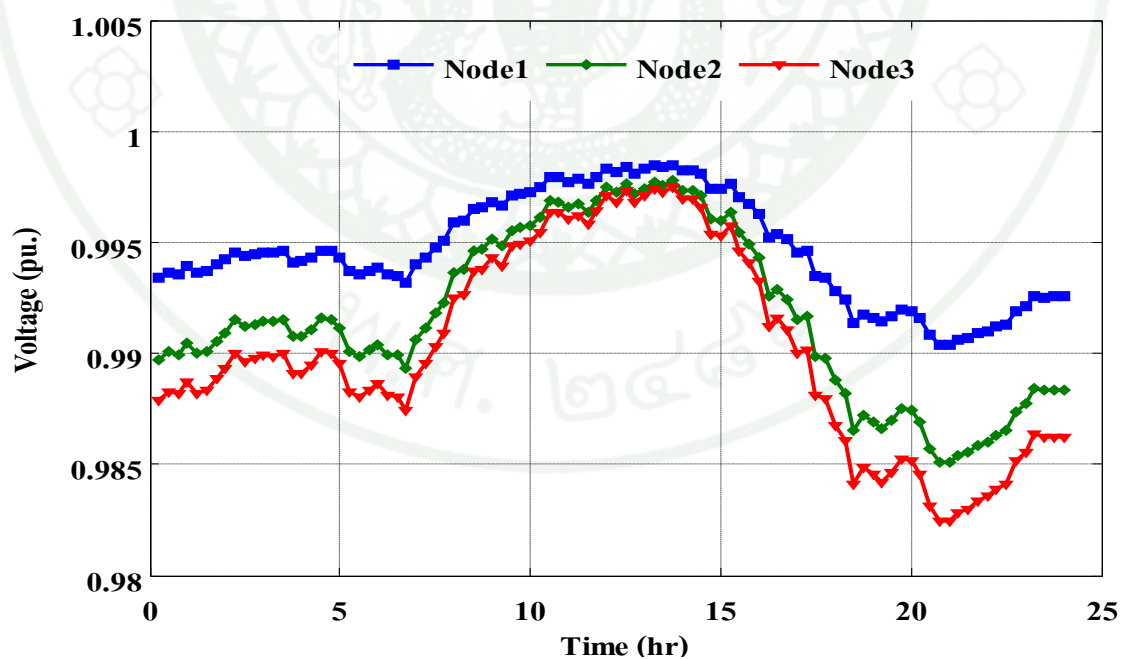
ภาพที่ 128 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



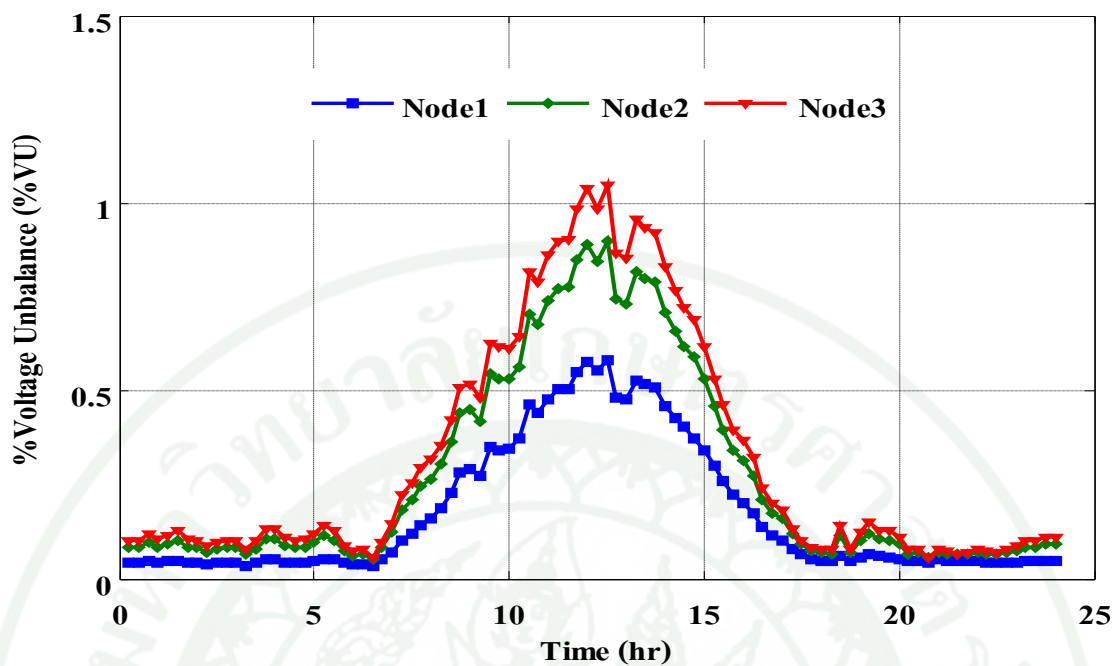
ภาพที่ 129 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



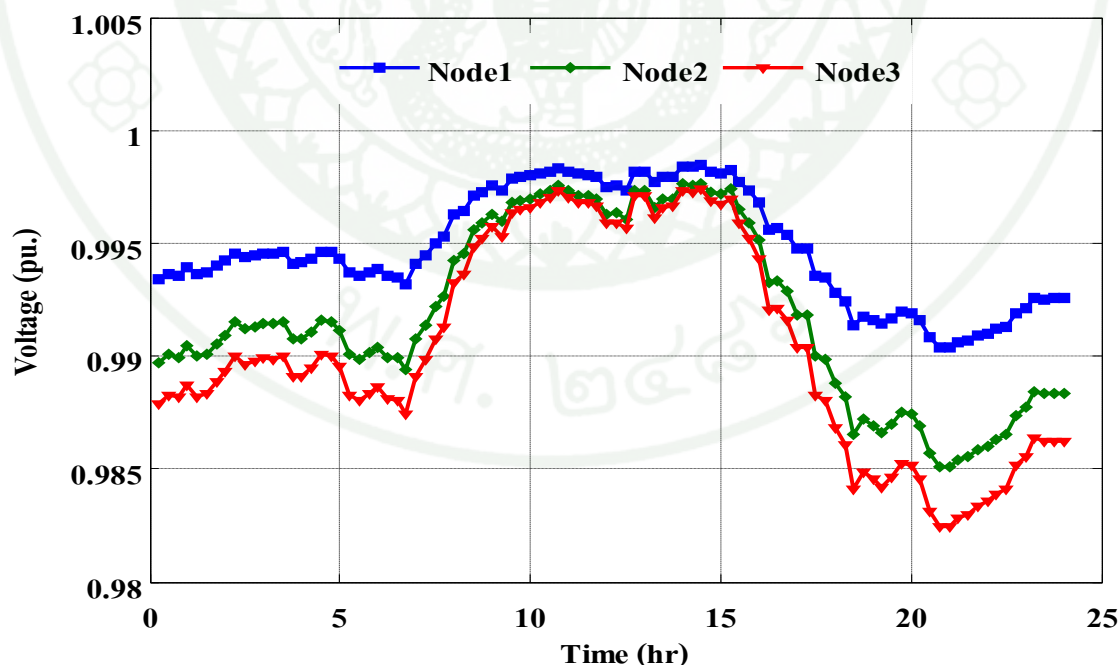
ภาพที่ 130 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



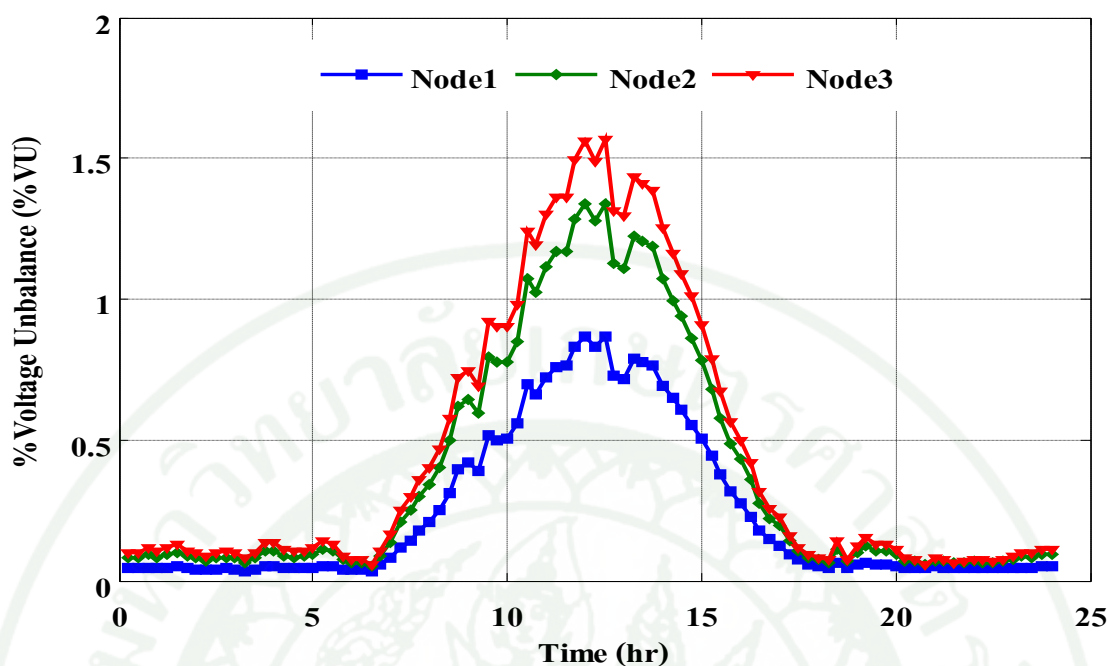
ภาพที่ 131 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



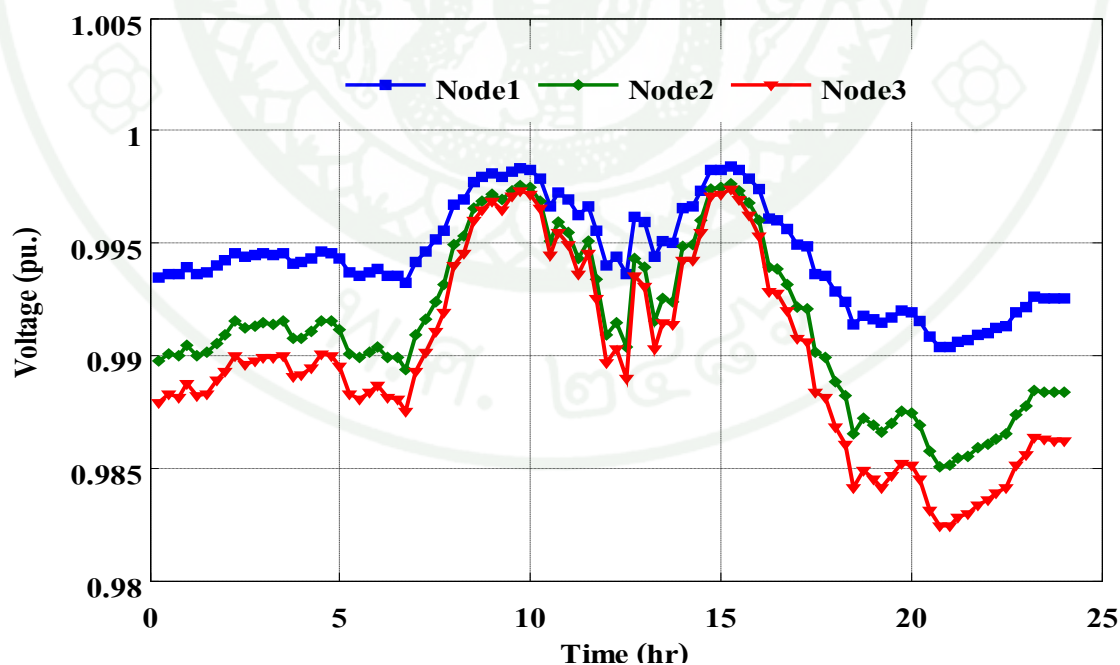
ภาพที่ 132 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



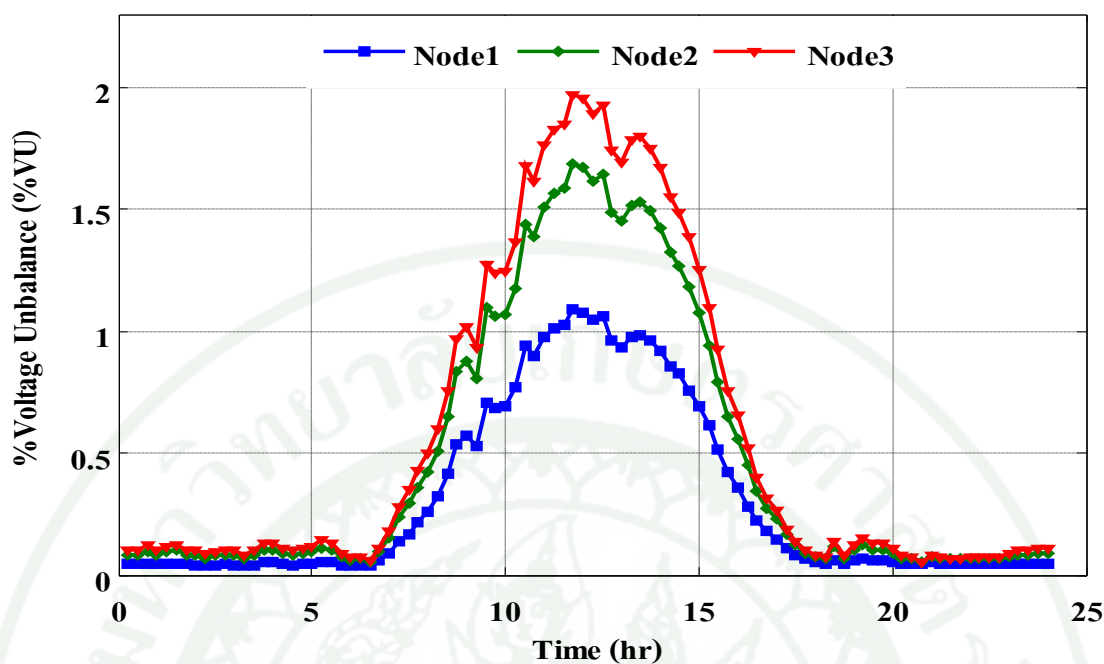
ภาพที่ 133 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



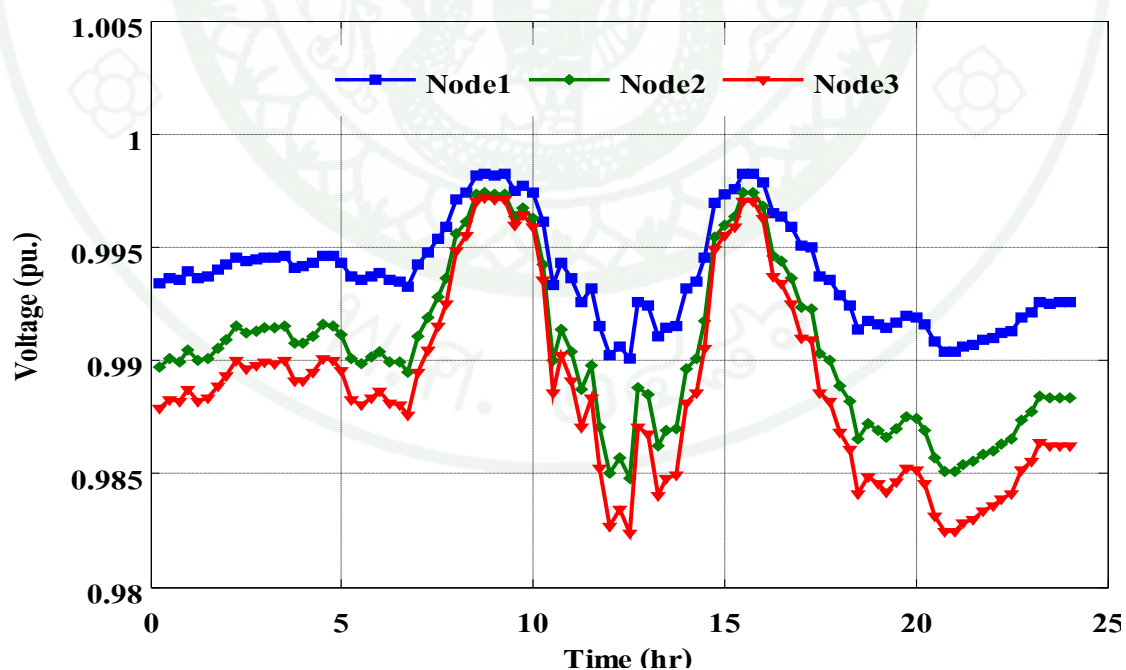
ภาพที่ 134 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



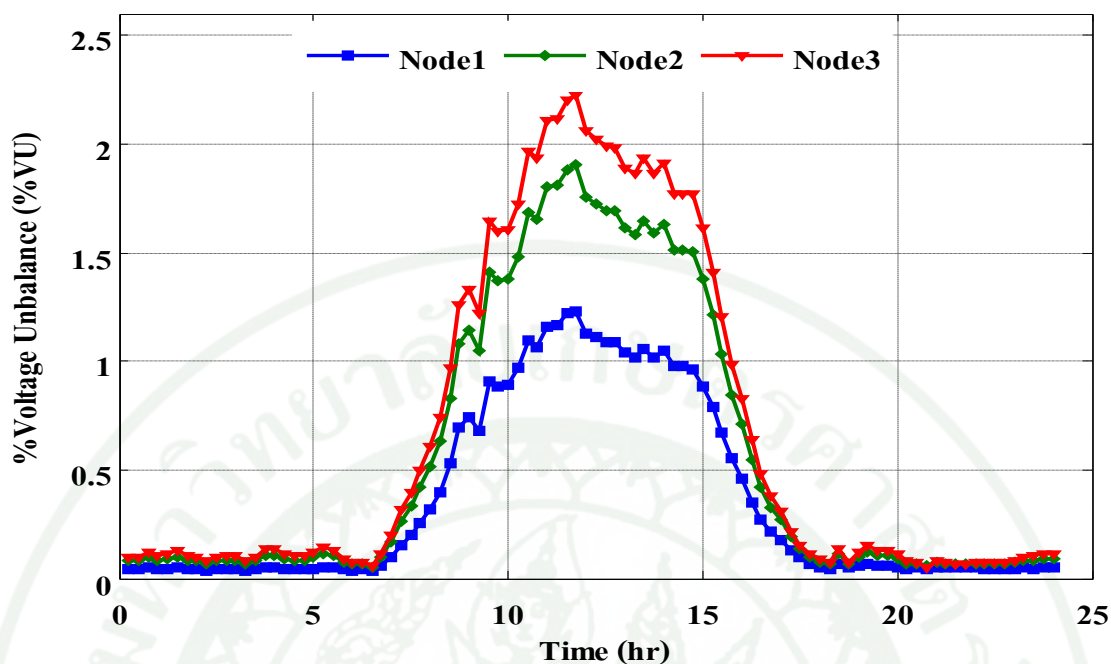
ภาพที่ 135 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



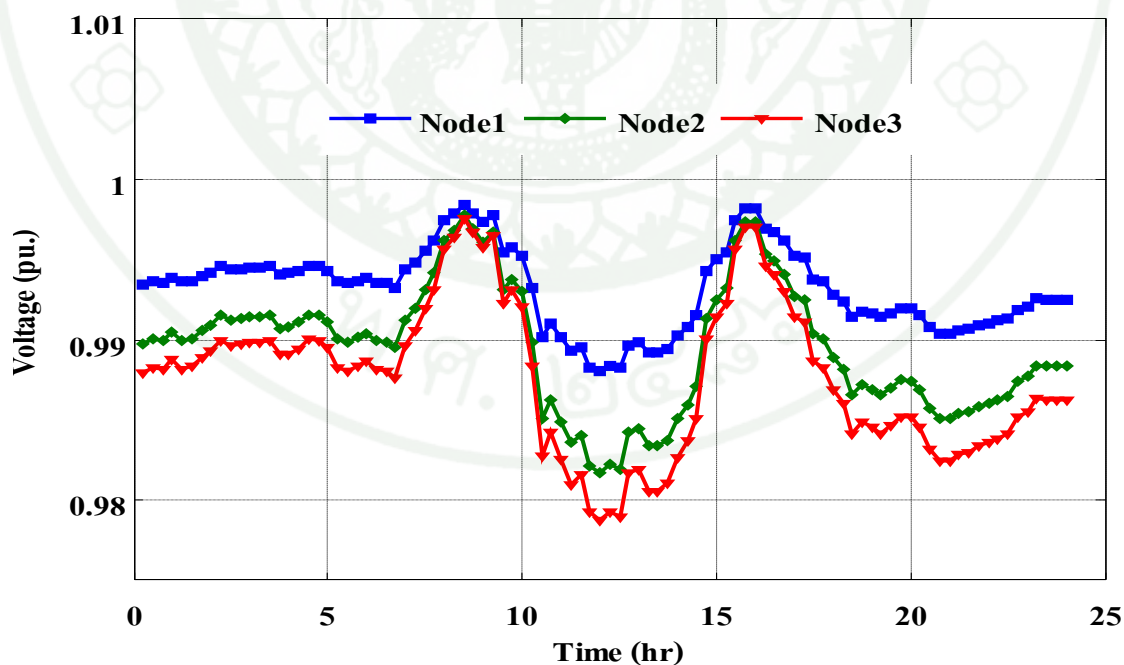
ภาพที่ 136 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



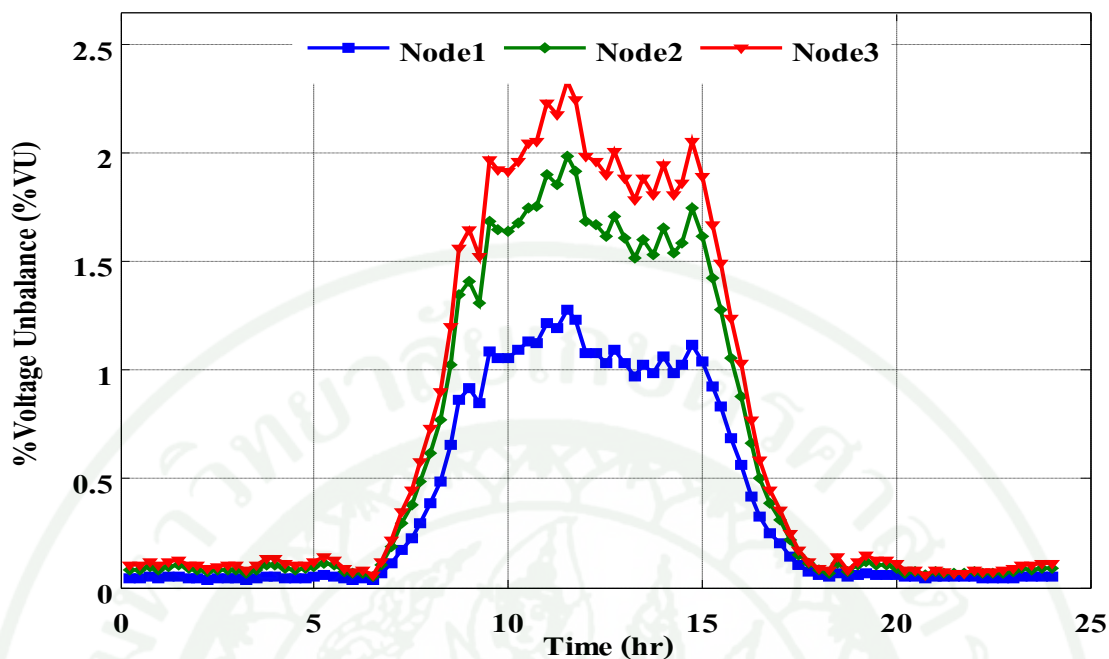
ภาพที่ 137 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



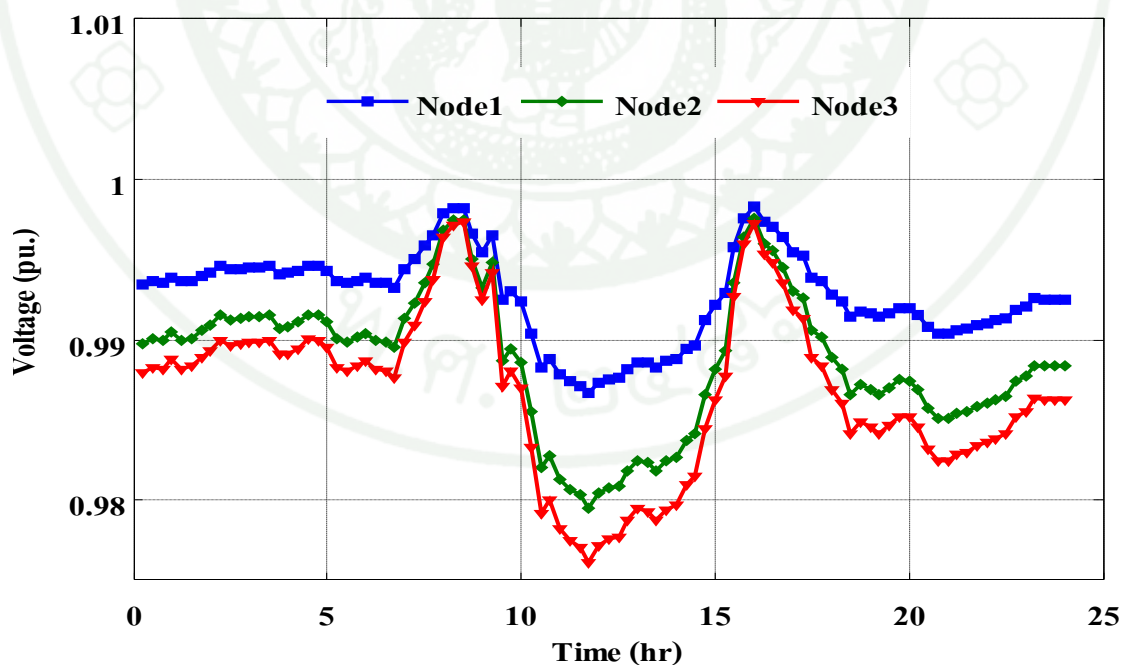
ภาพที่ 138 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



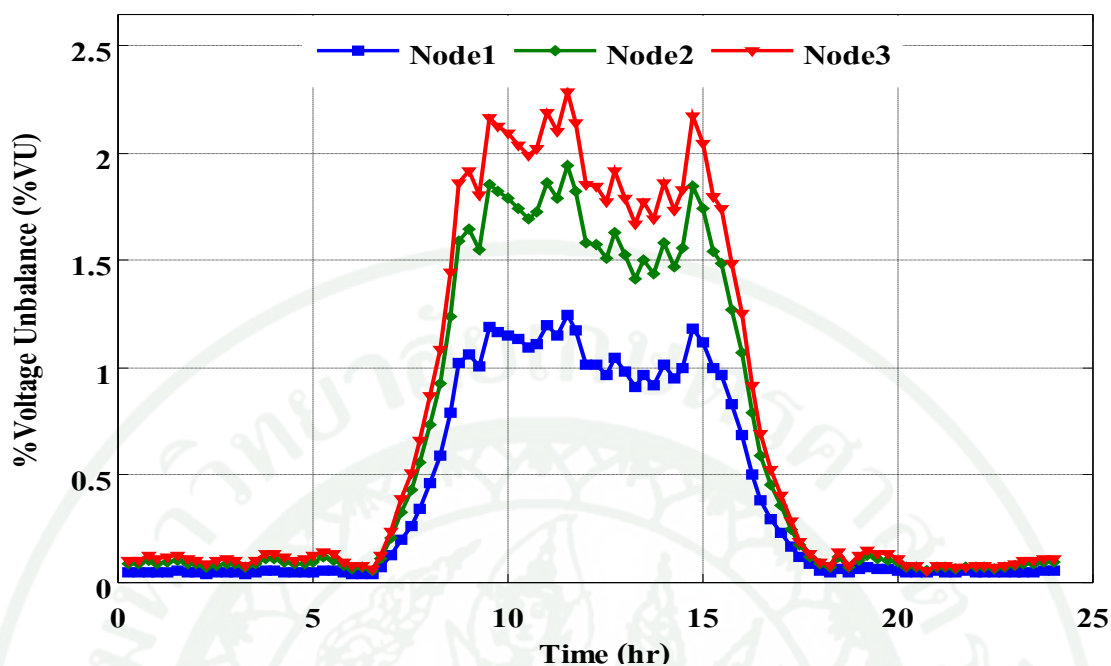
ภาพที่ 139 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



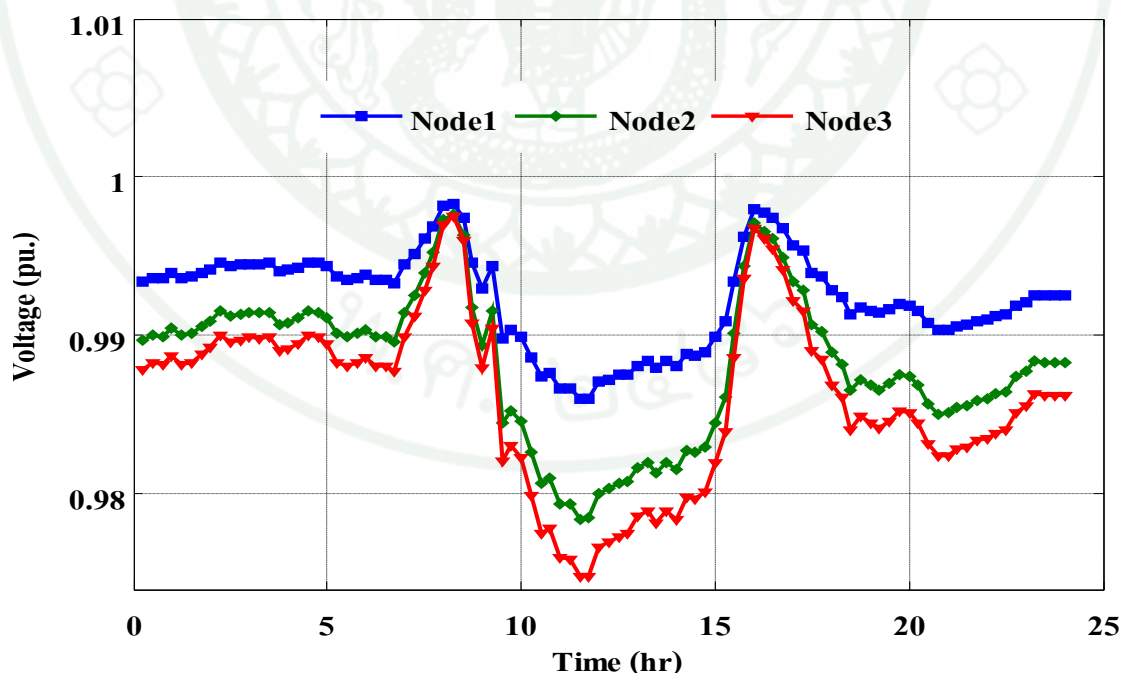
ภาพที่ 140 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



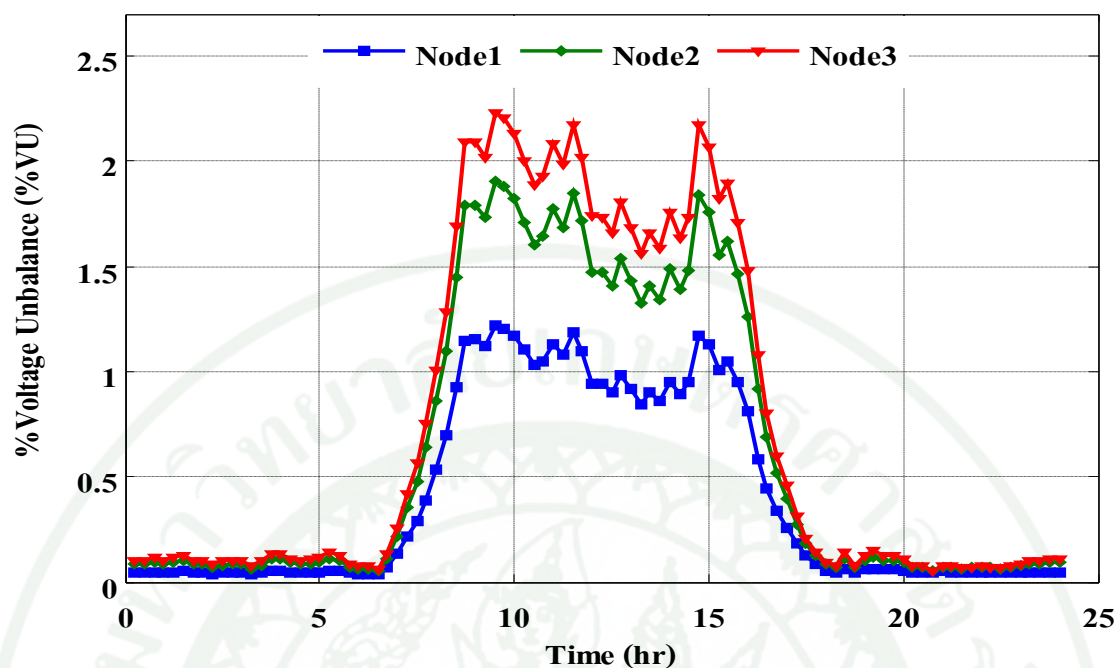
ภาพที่ 141 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



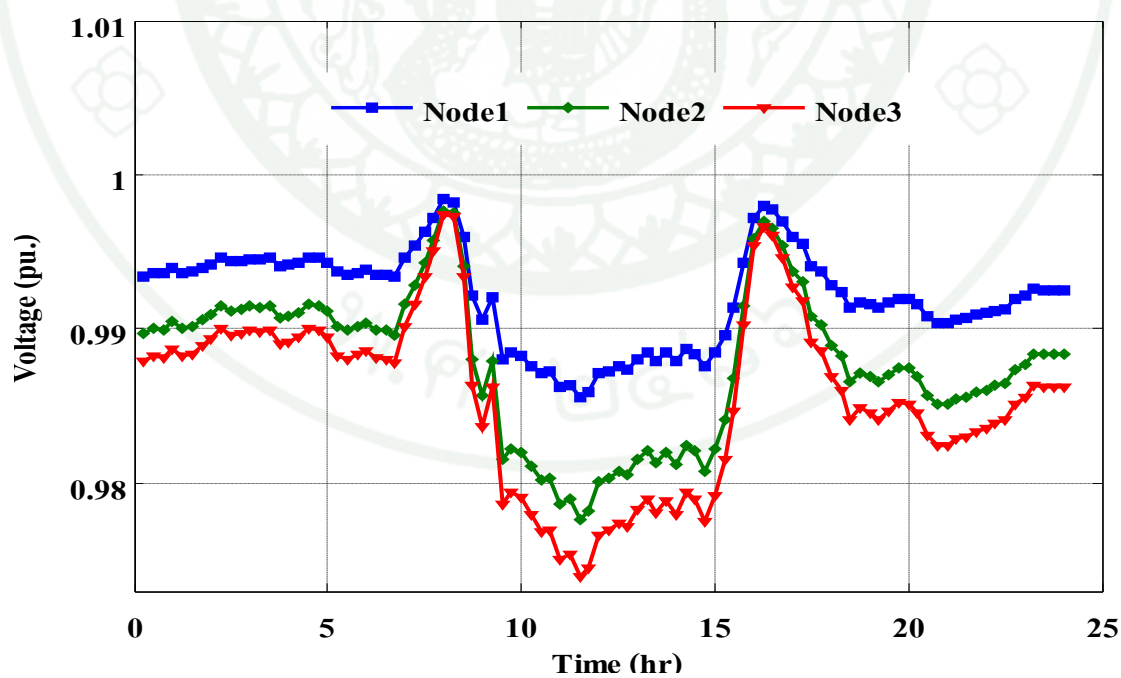
ภาพที่ 142 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



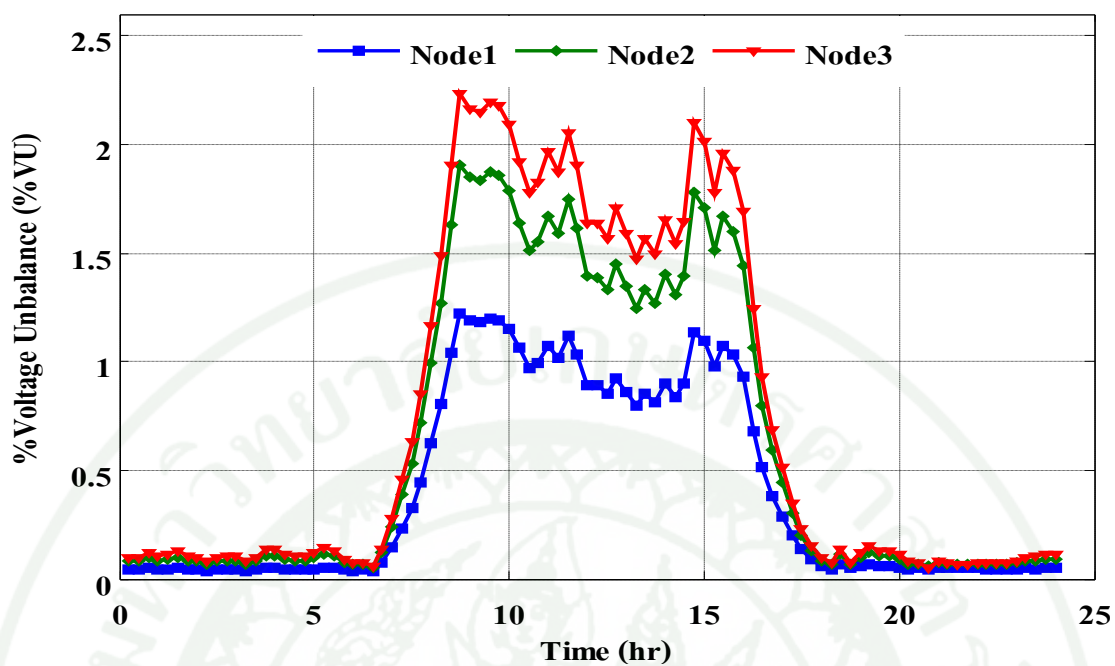
ภาพที่ 143 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



ภาพที่ 144 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



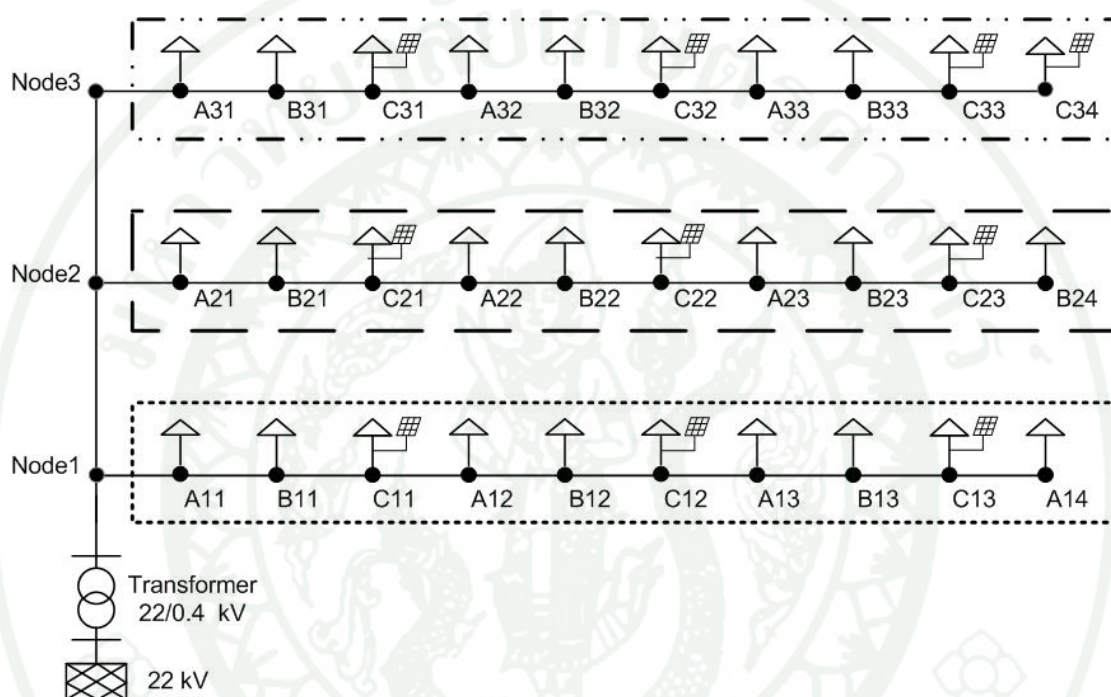
ภาพที่ 145 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 5



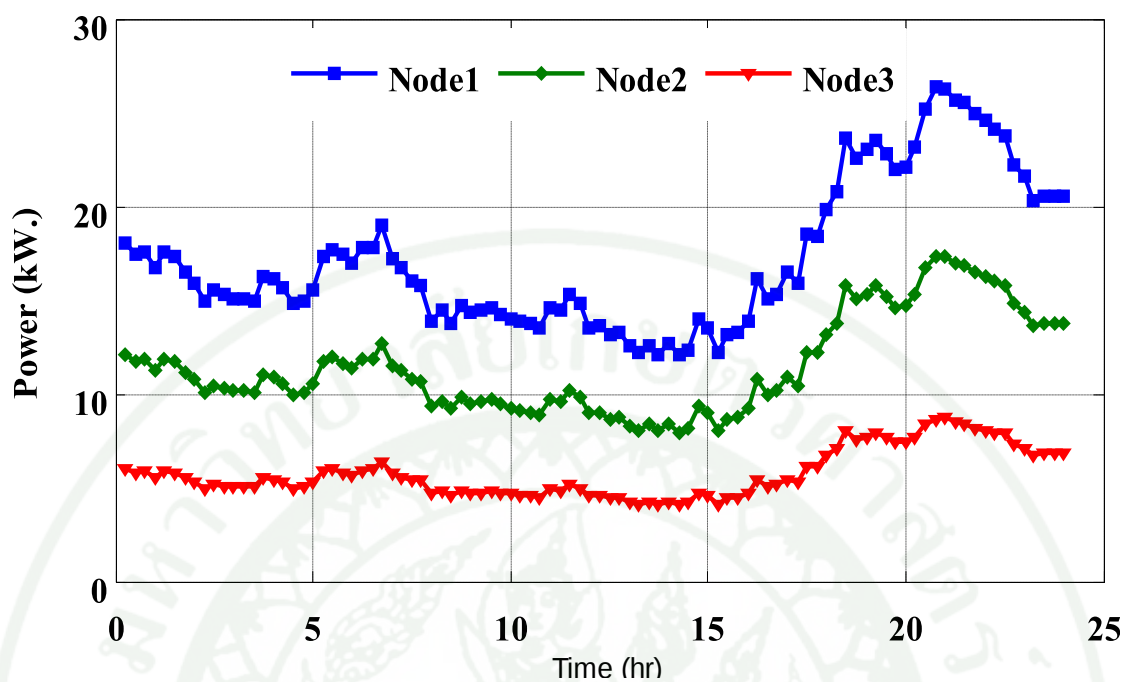
ภาพที่ 146 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 5

5.6 กรณีที่ 6 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่เฟส C ทั้งระบบจำหน่าย

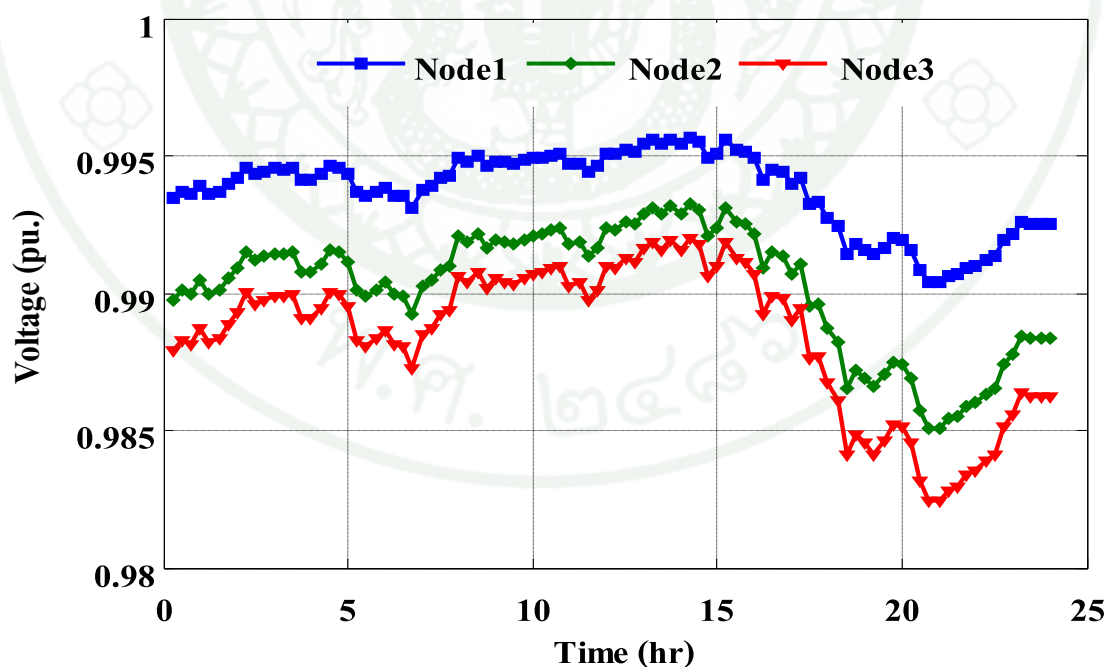
กรณีศึกษาที่ 6 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวโดยติดตั้งทั้งระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 0 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส C แสดงดังภาพที่ 147



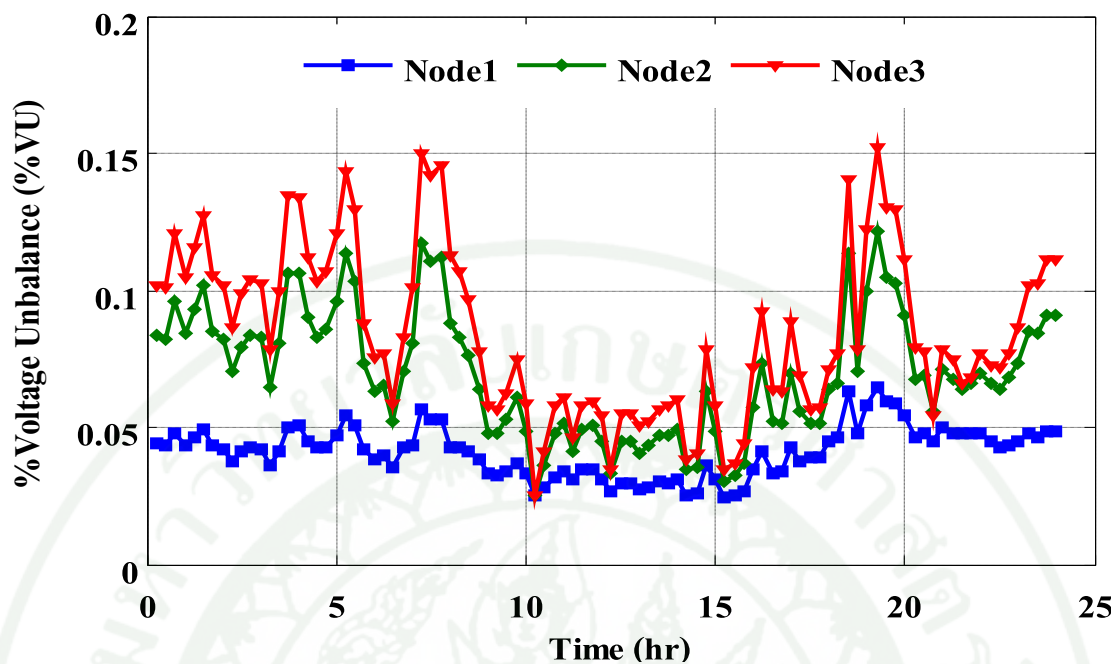
ภาพที่ 147 แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวในกรณีที่ 6



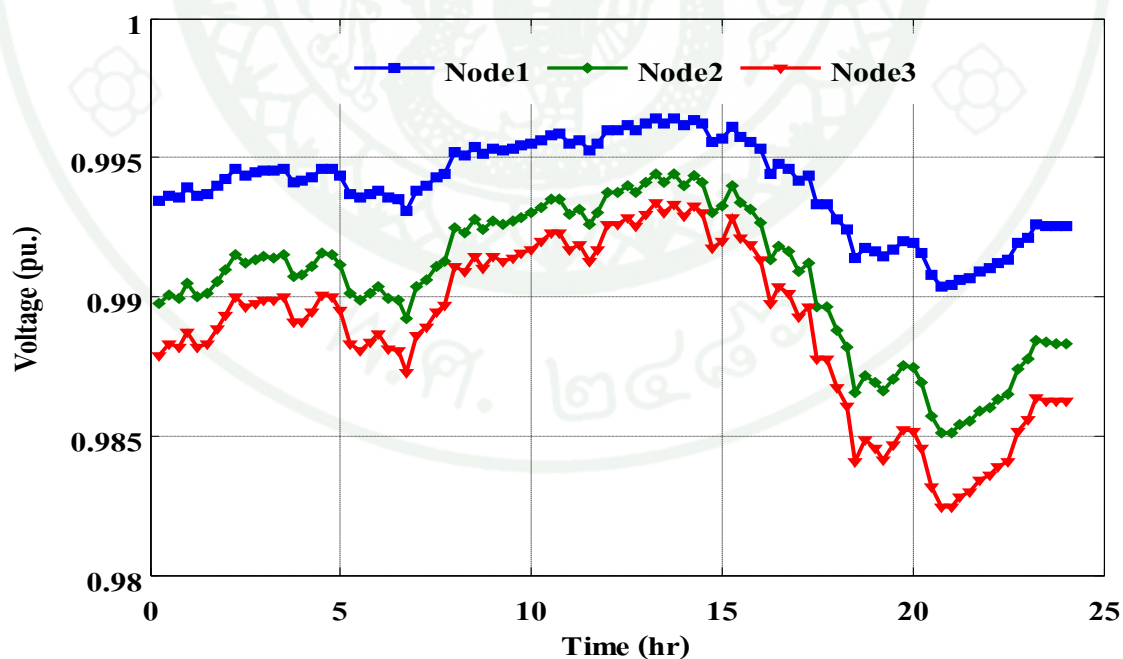
ภาพที่ 148 ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 6



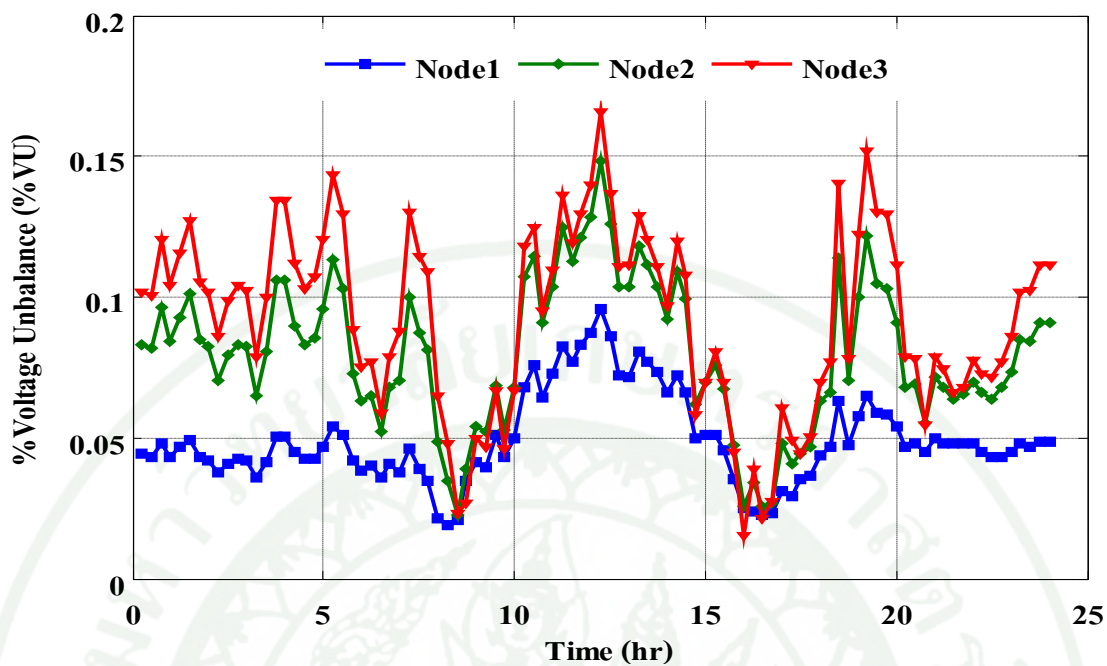
ภาพที่ 149 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



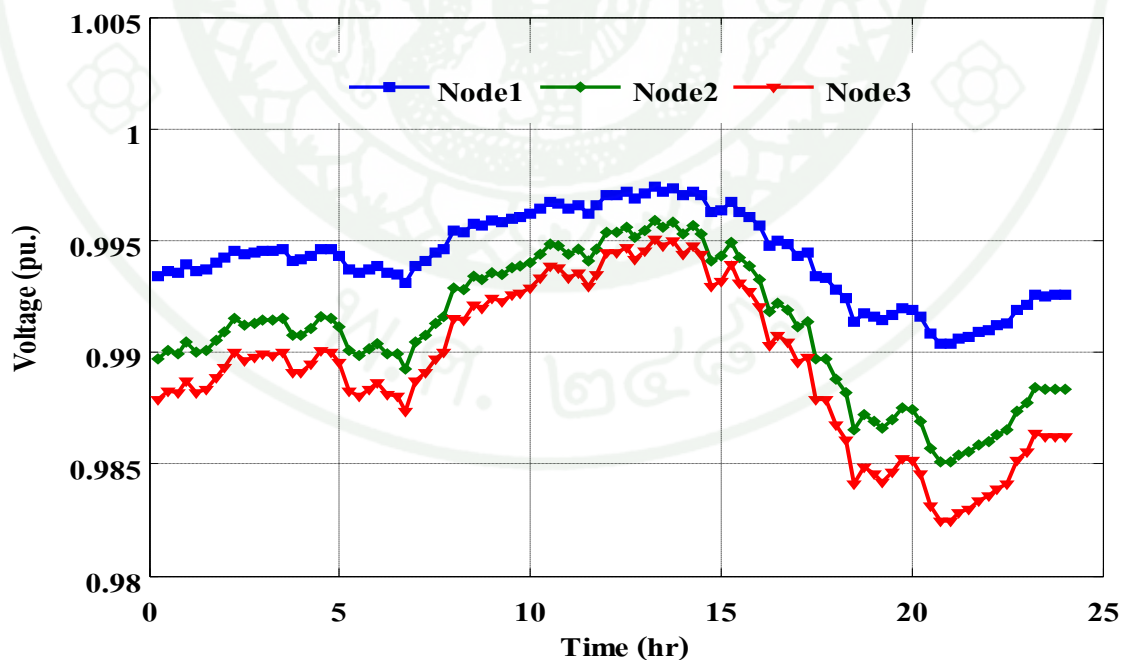
ภาพที่ 150 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



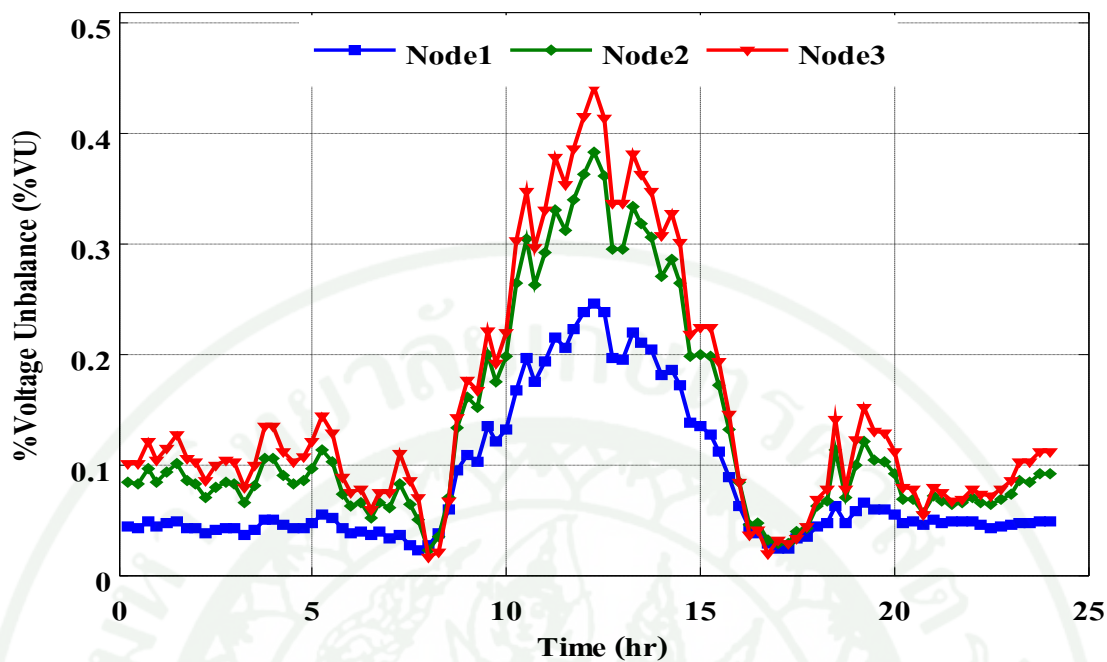
ภาพที่ 151 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



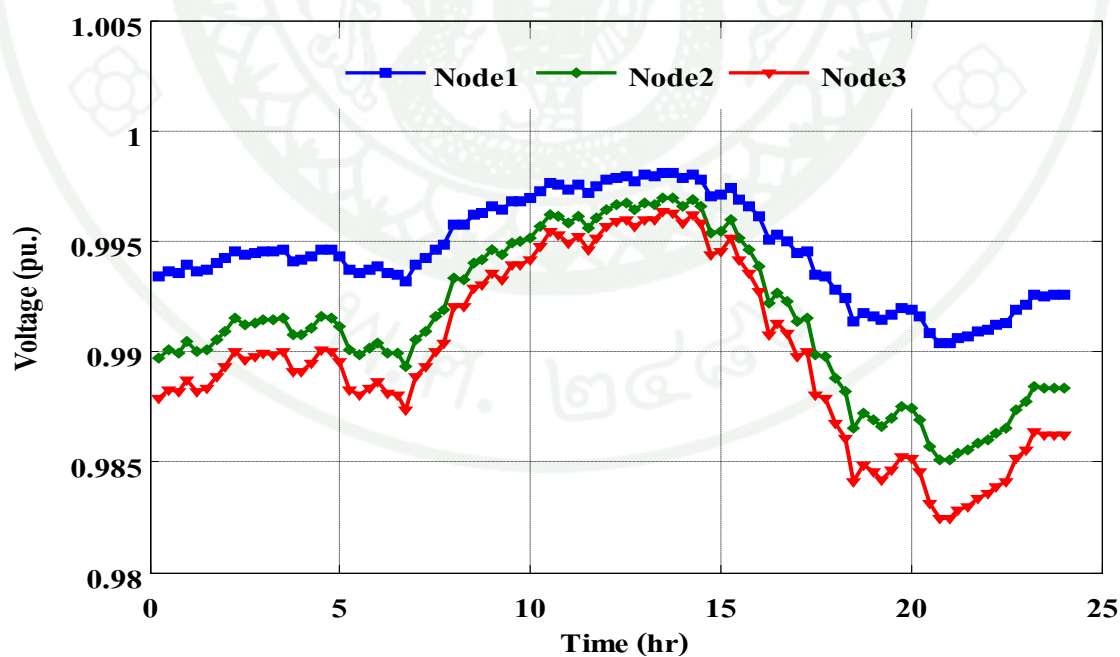
ภาพที่ 152 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



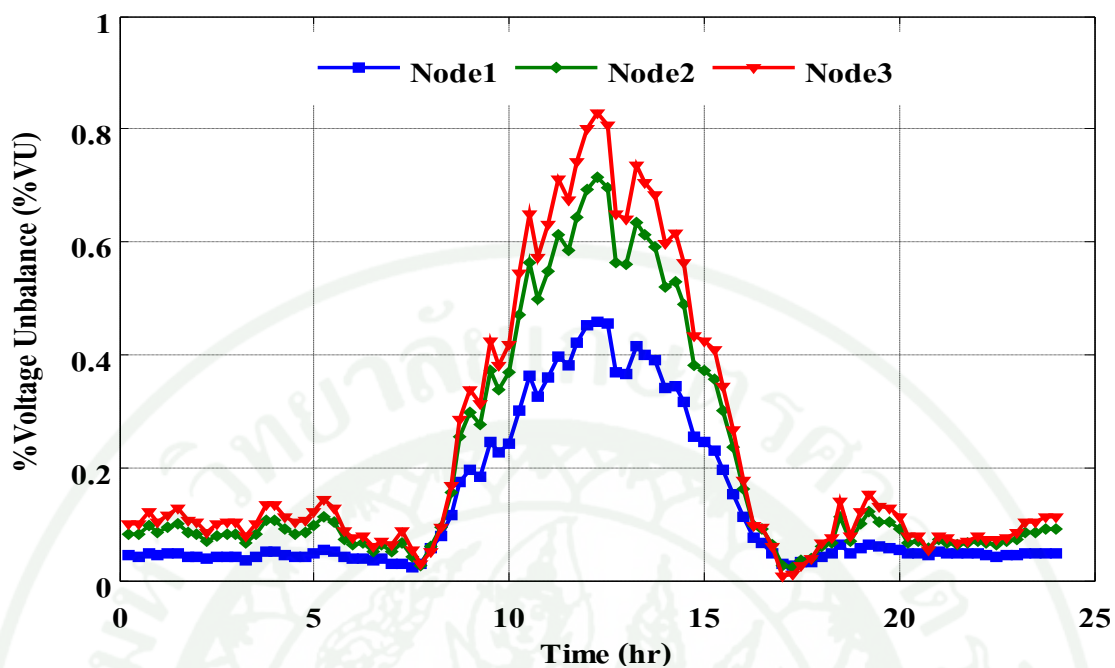
ภาพที่ 153 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



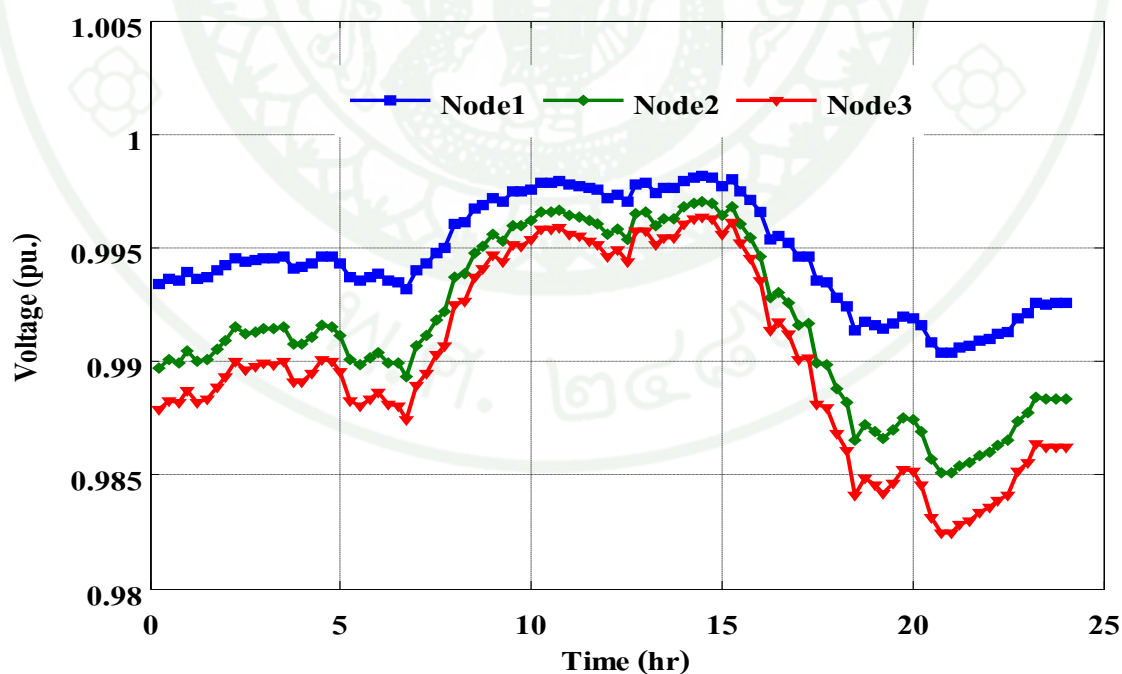
ภาพที่ 154 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 20 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



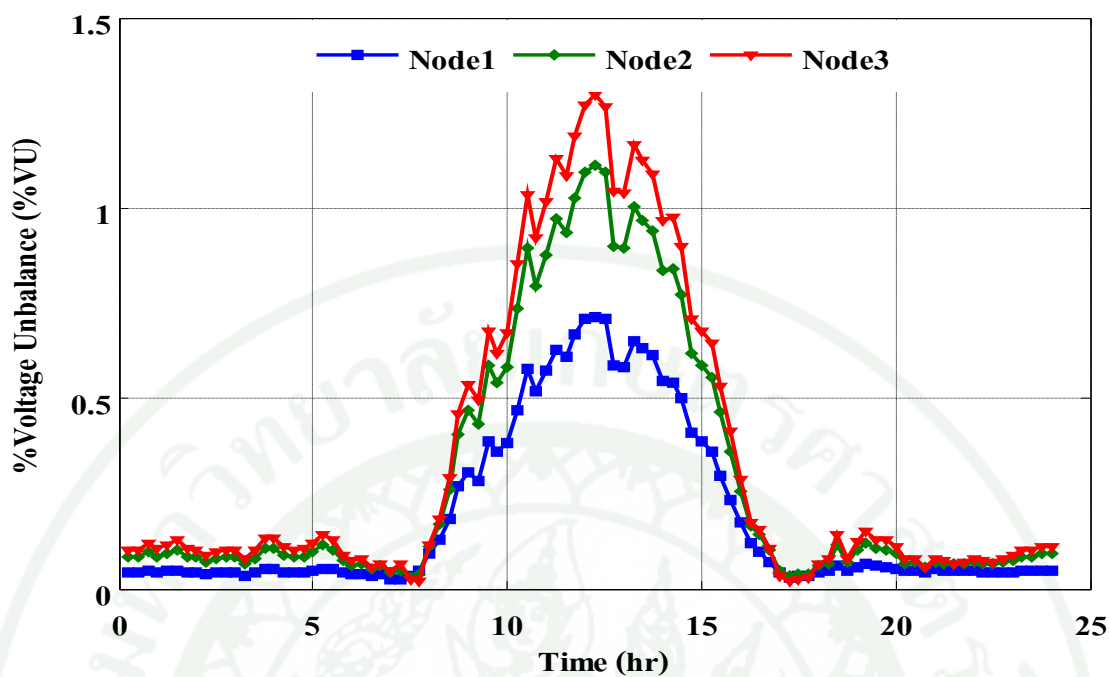
ภาพที่ 155 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



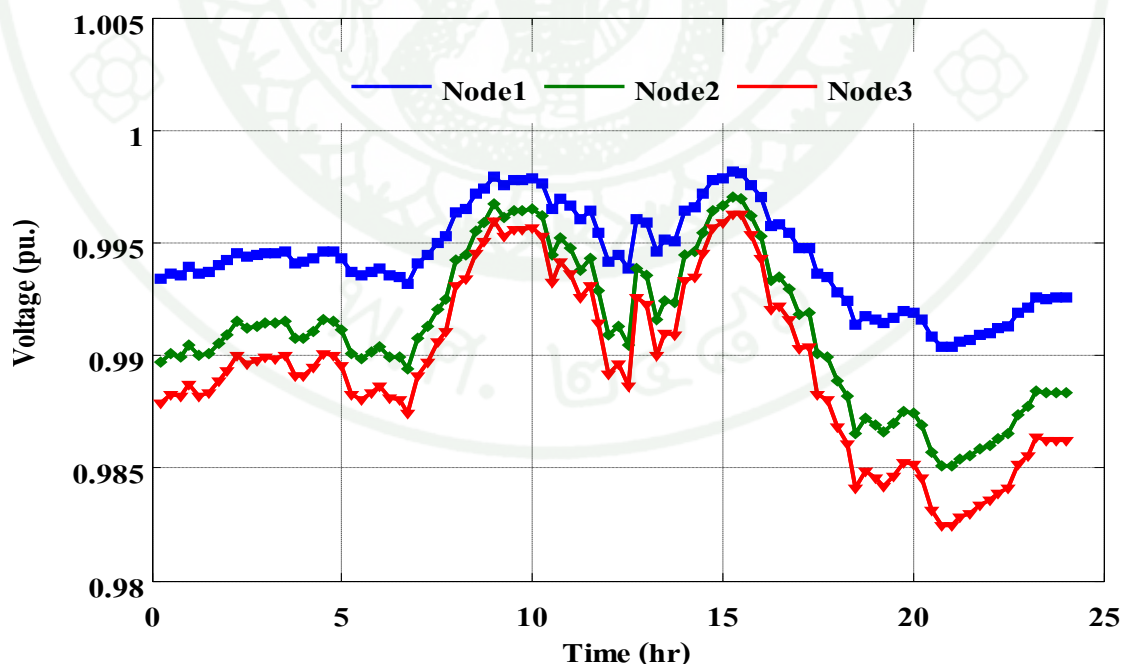
ภาพที่ 156 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 30 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



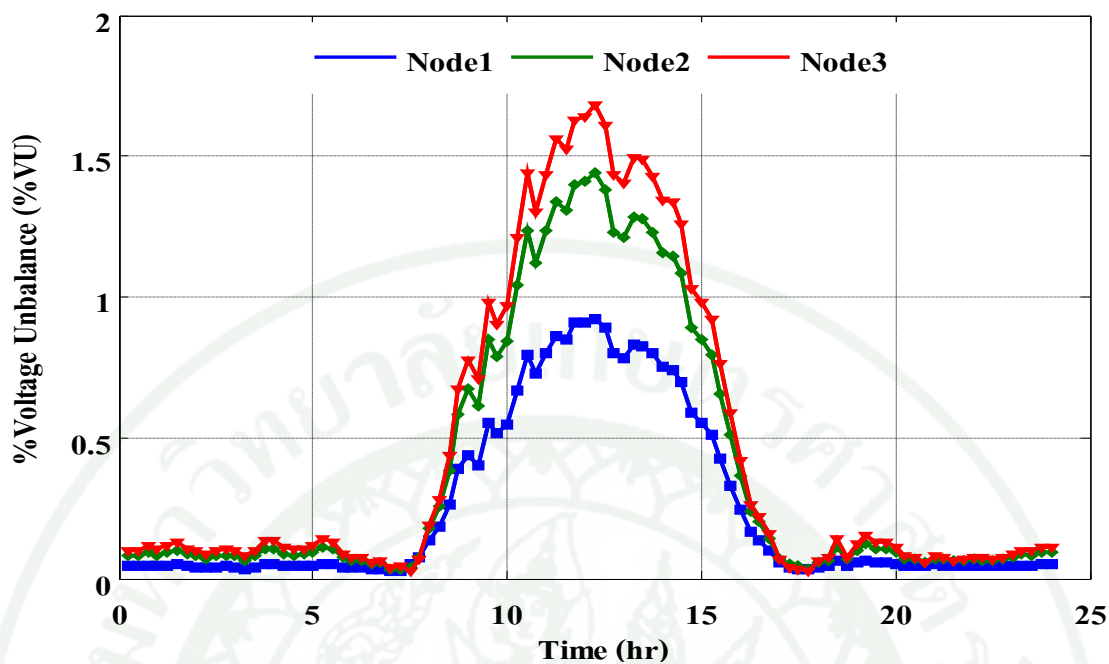
ภาพที่ 157 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



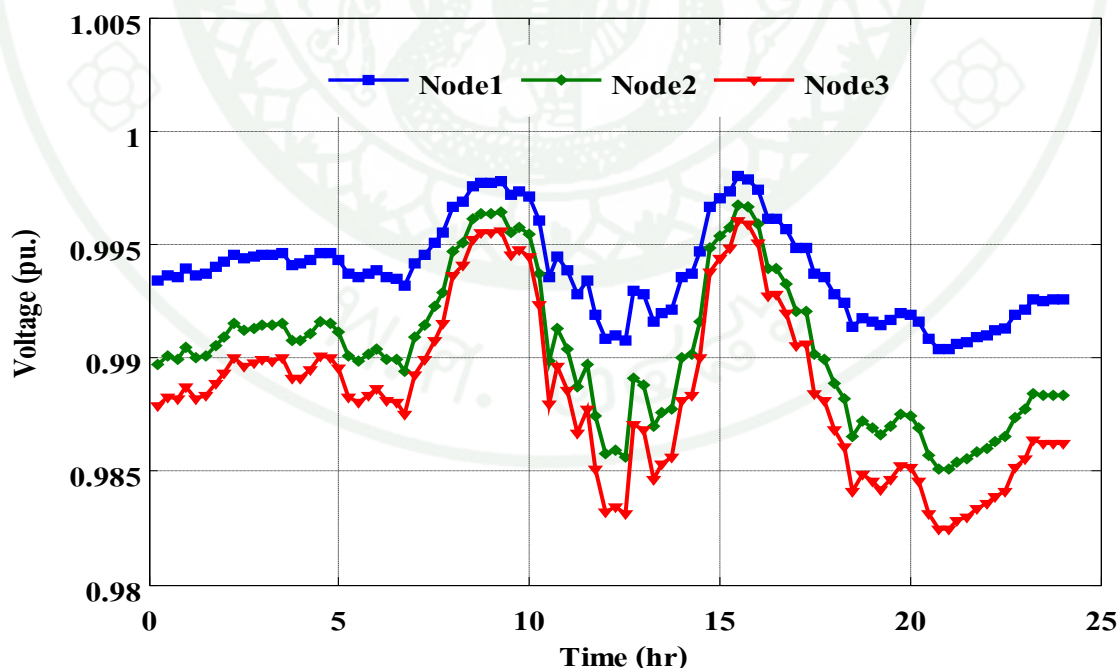
ภาพที่ 158 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 40 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



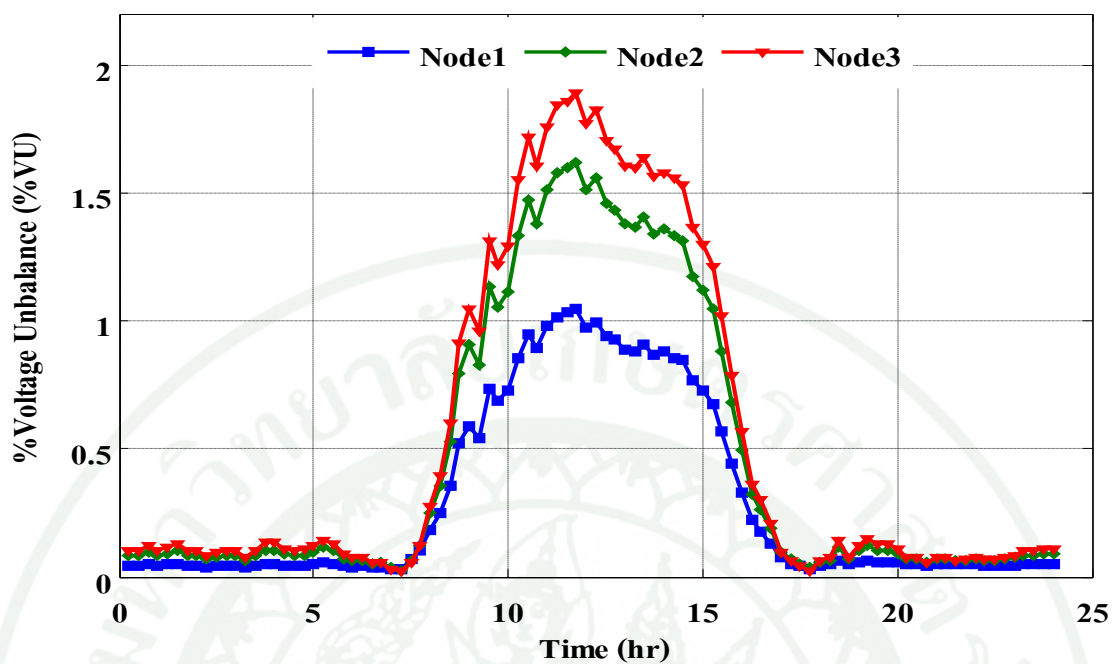
ภาพที่ 159 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



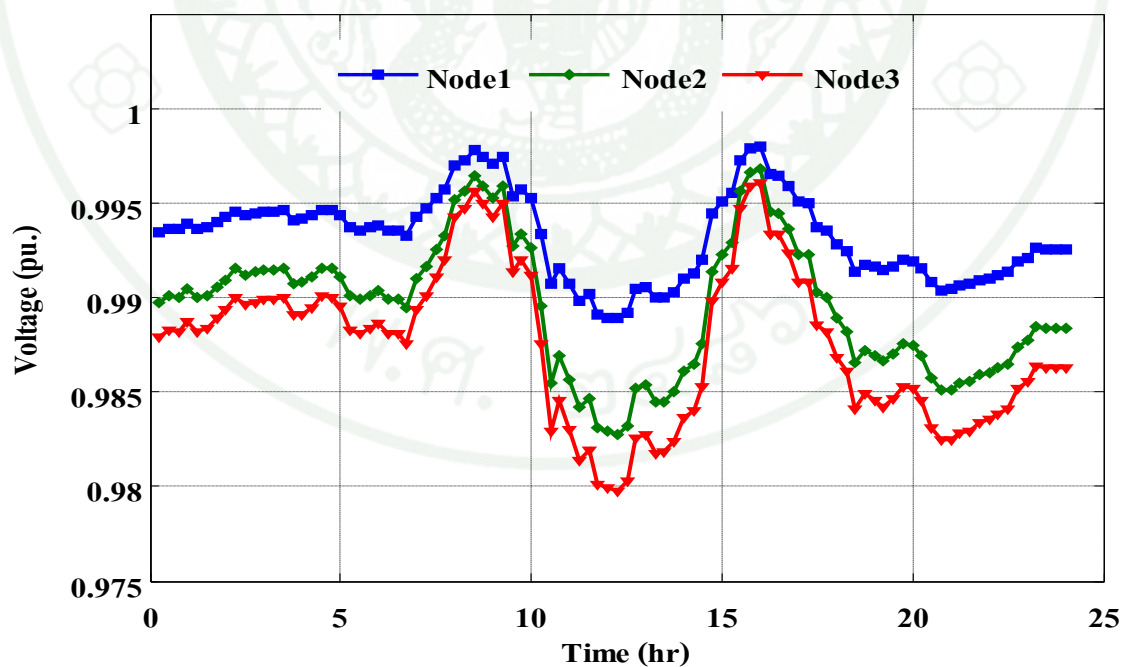
ภาพที่ 160 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 50 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



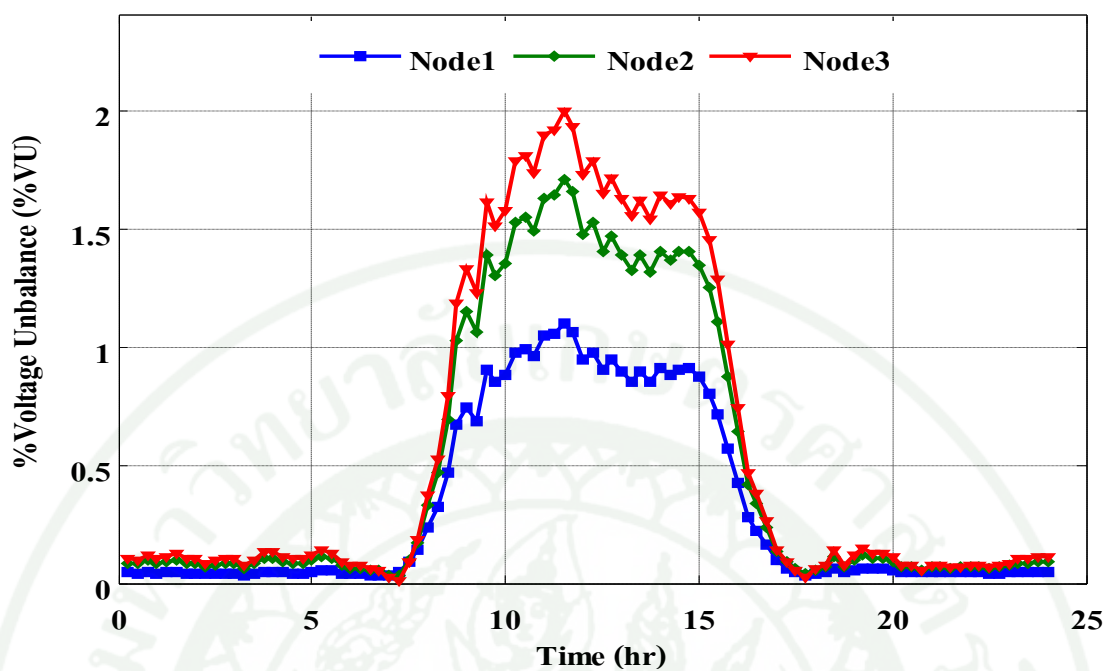
ภาพที่ 161 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



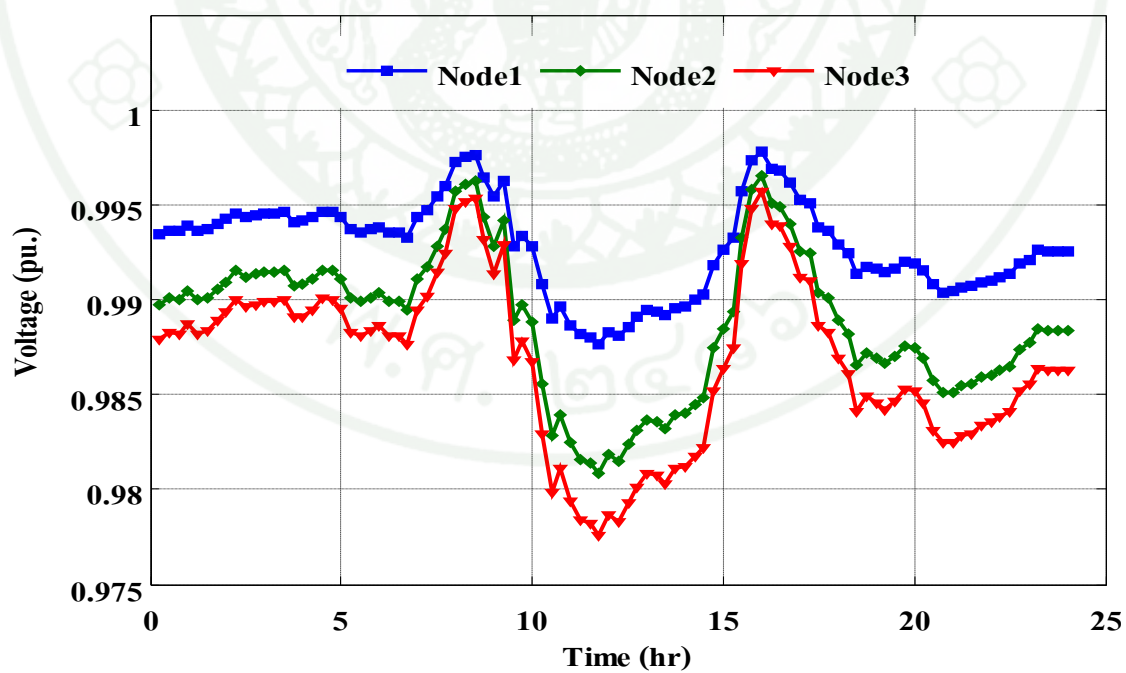
ภาพที่ 162 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



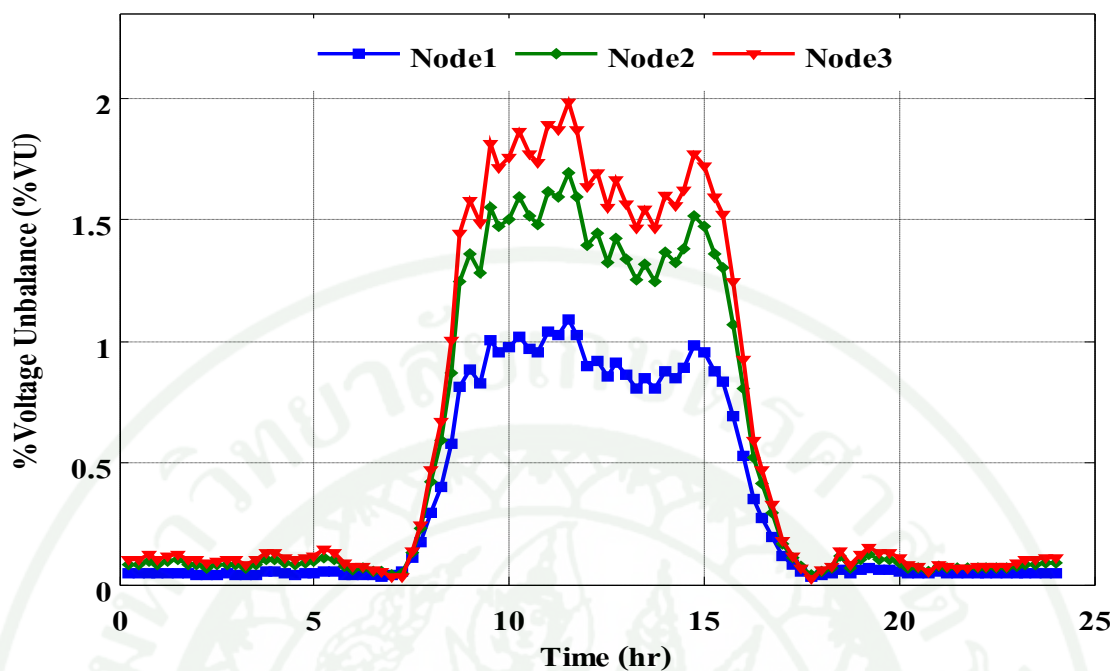
ภาพที่ 163 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



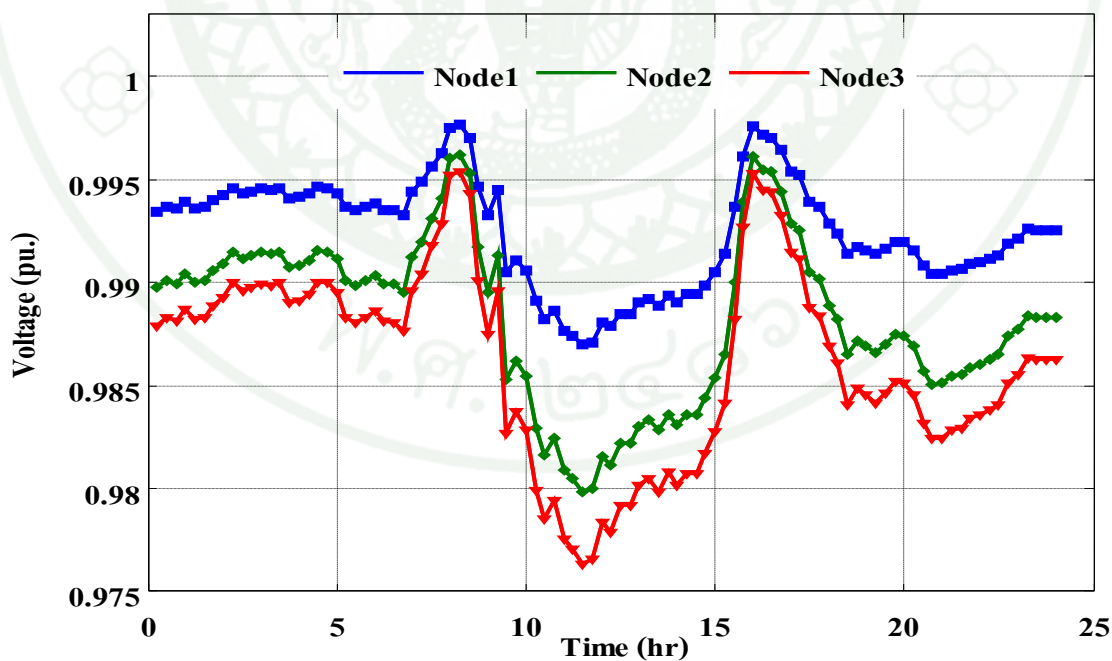
ภาพที่ 164 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 70 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



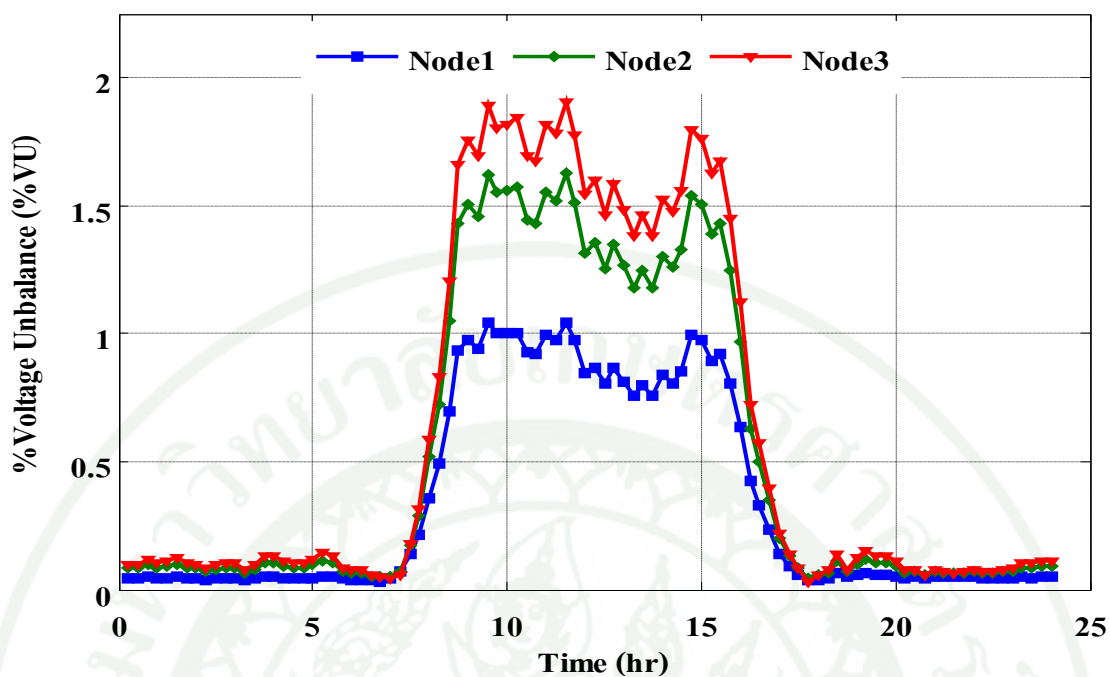
ภาพที่ 165 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



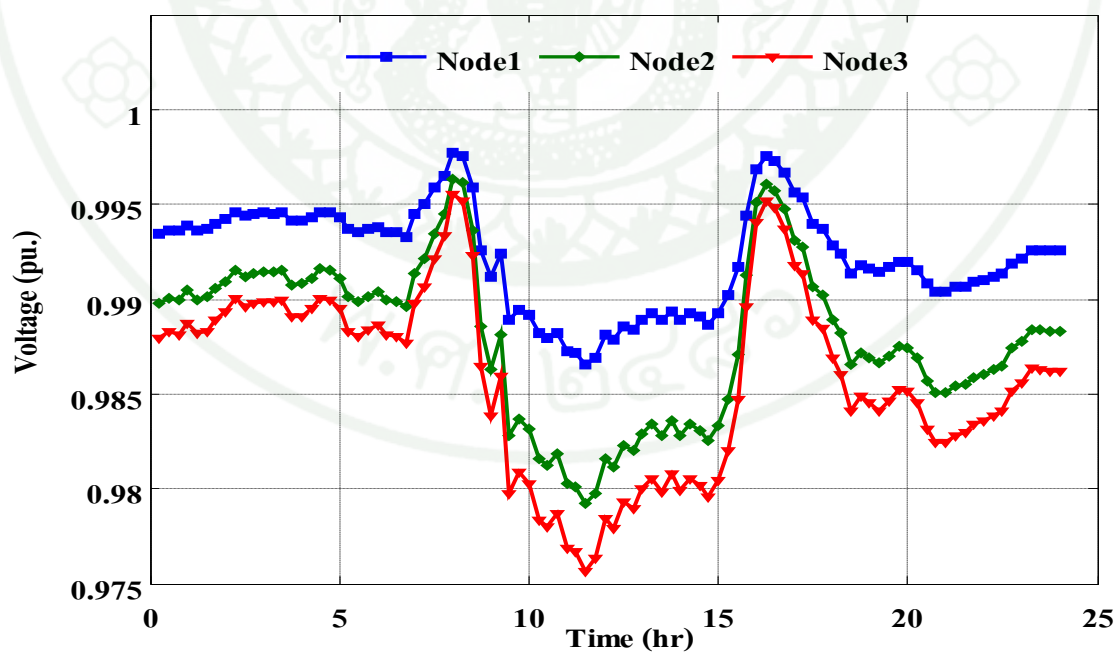
ภาพที่ 166 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 80 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



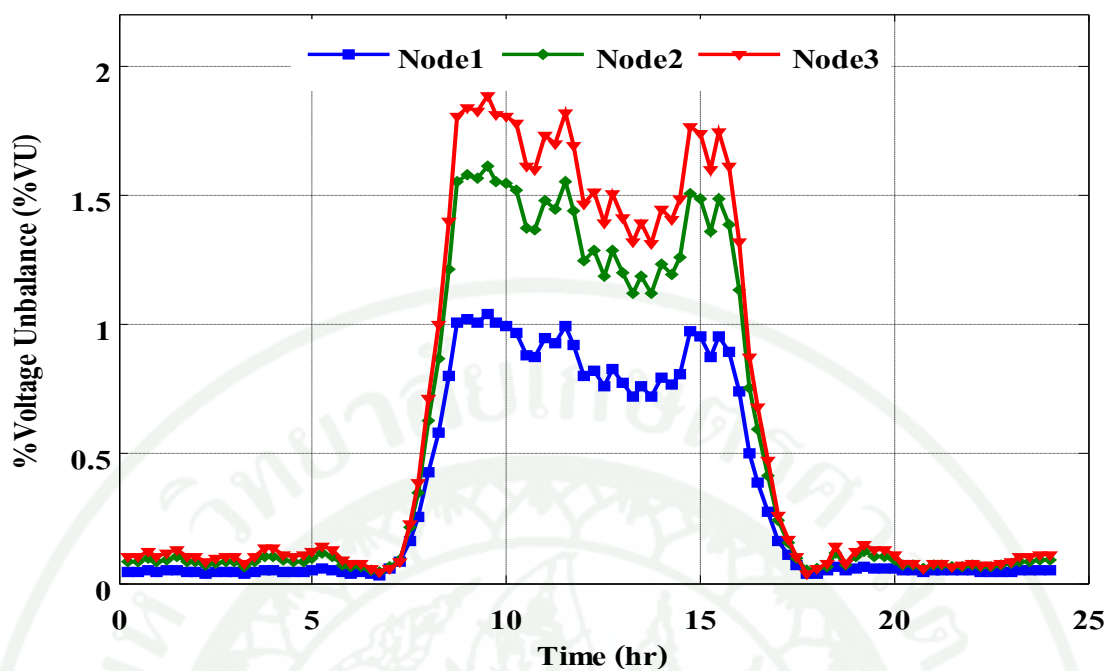
ภาพที่ 167 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



ภาพที่ 168 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 90 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



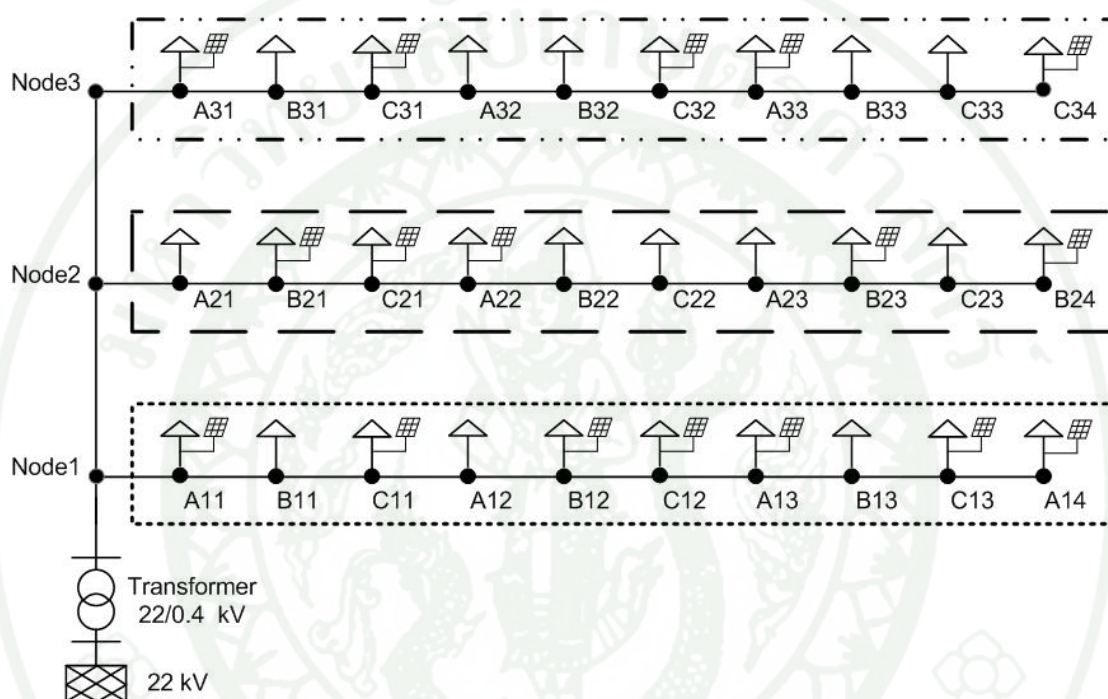
ภาพที่ 169 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซนต์ ในกรณีที่ 6



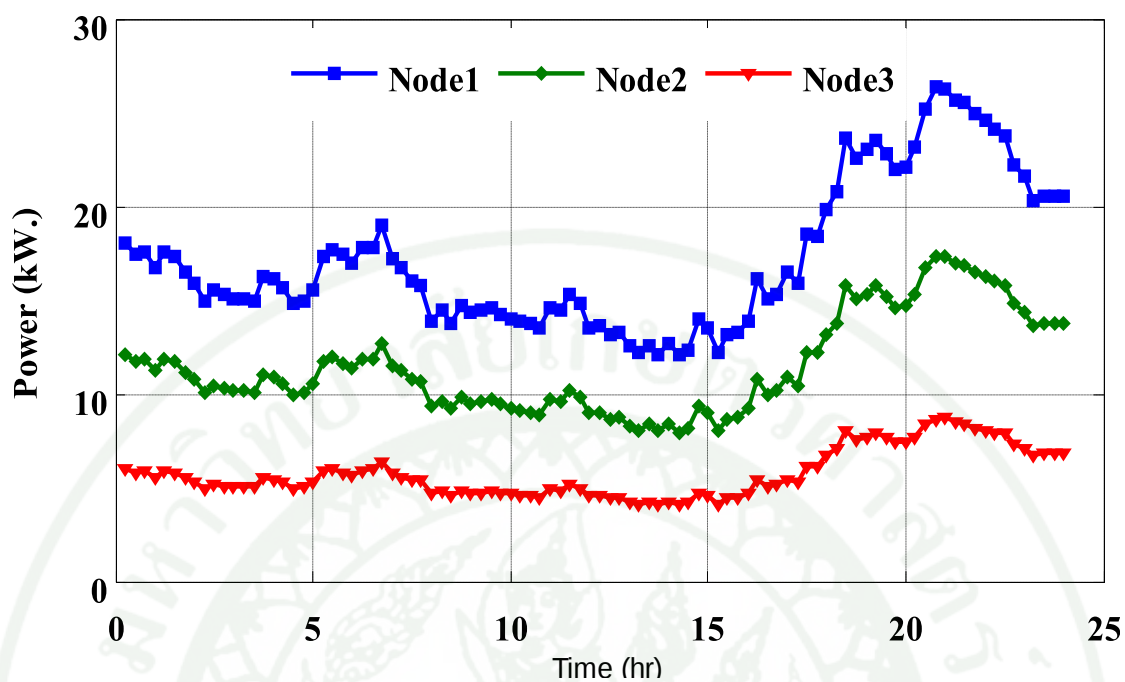
ภาพที่ 170 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 100 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีที่ 6

5.7 กรณีที่ 7 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาลักษณะส้อมทั้งระบบจำหน่าย

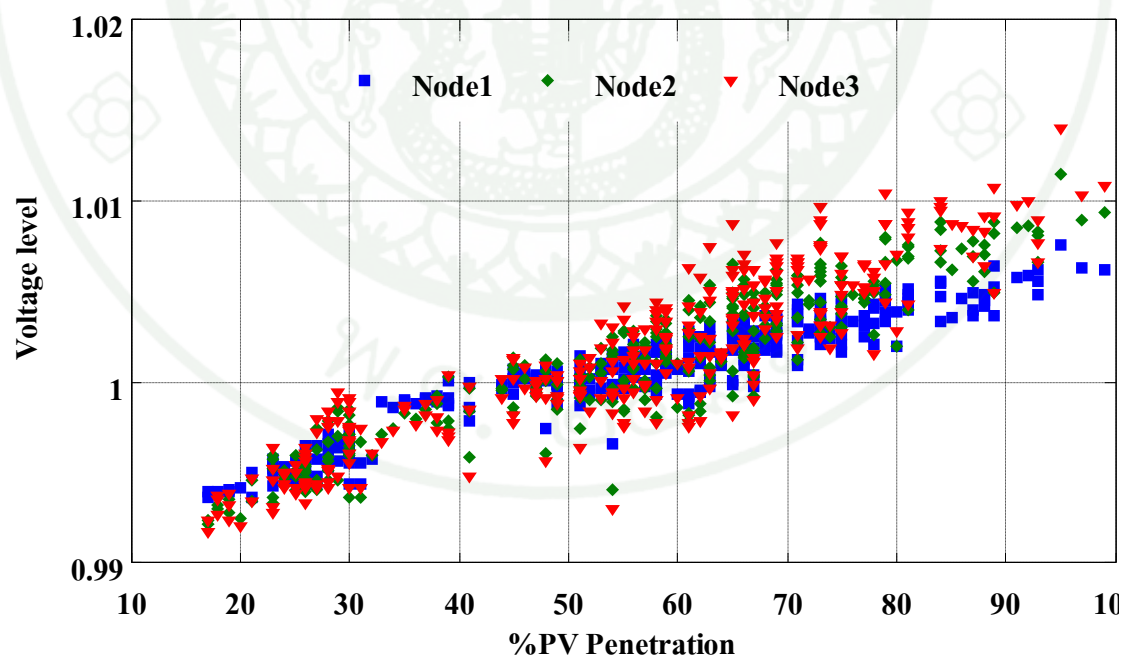
กรณีศึกษาที่ 7 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ บนหลังคาแบบเฟสเดียวโดยติดตั้งตลอดทั้งระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 0 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งในลักษณะส้อมตำแหน่งการติดตั้ง แสดงดังภาพที่ 171



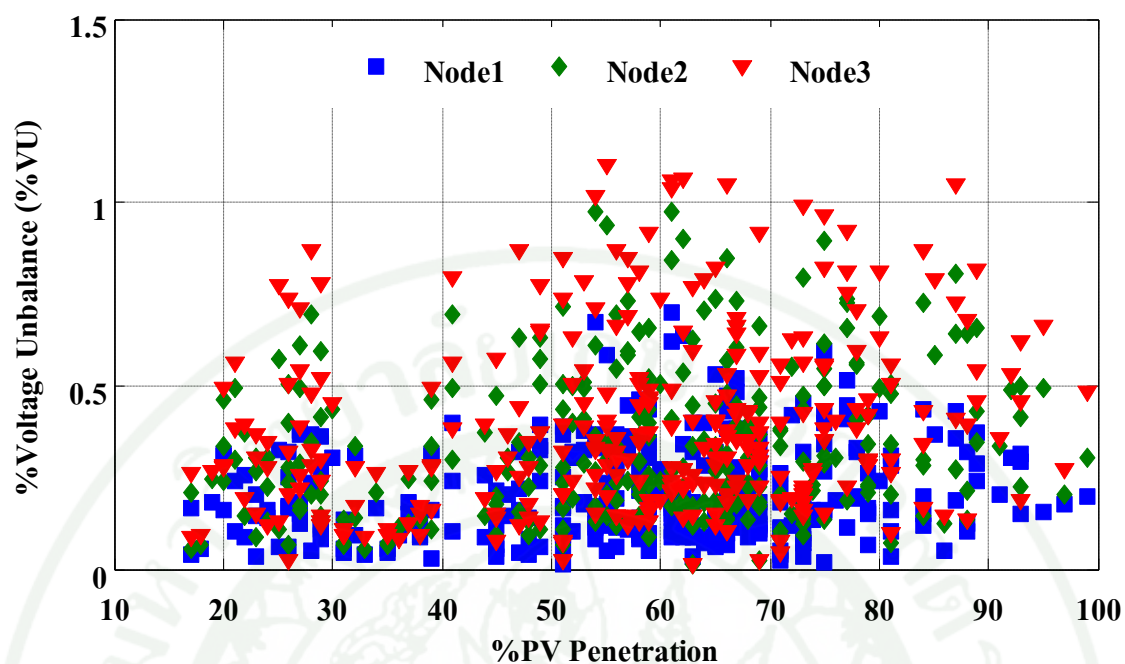
ภาพที่ 171 แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวใน กรณีที่ 6



ภาพที่ 172 ลักษณะโหลดที่จำลองในกรณีที่ 7



ภาพที่ 173 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่ 7

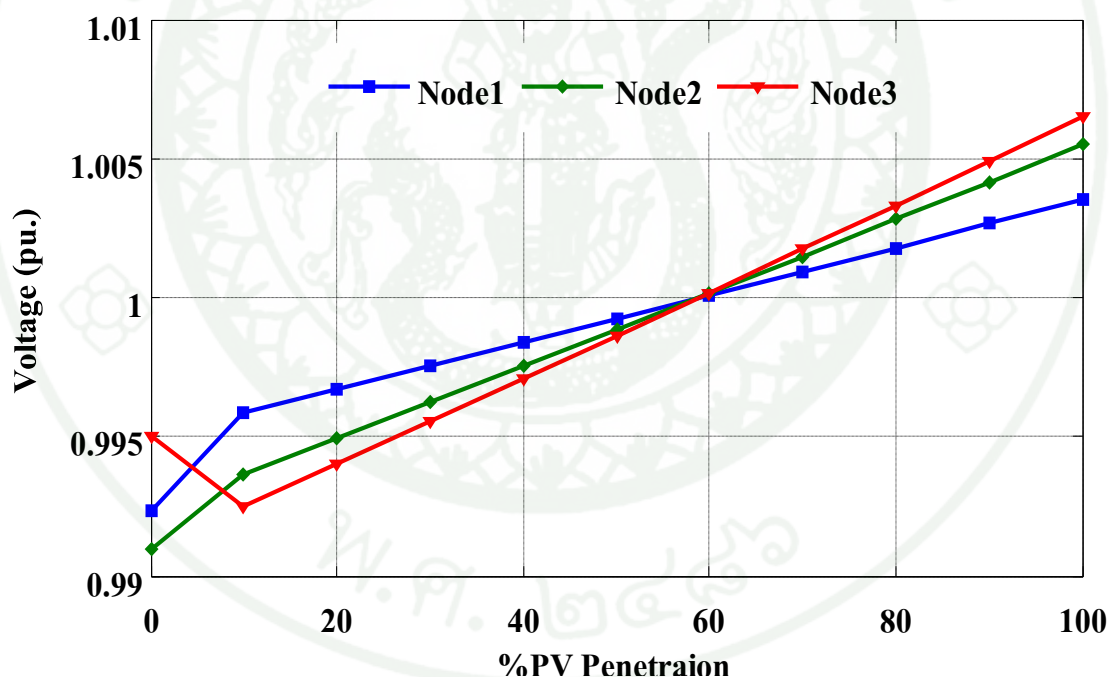


ภาพที่ 174 ลักษณะเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ตัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่ 7

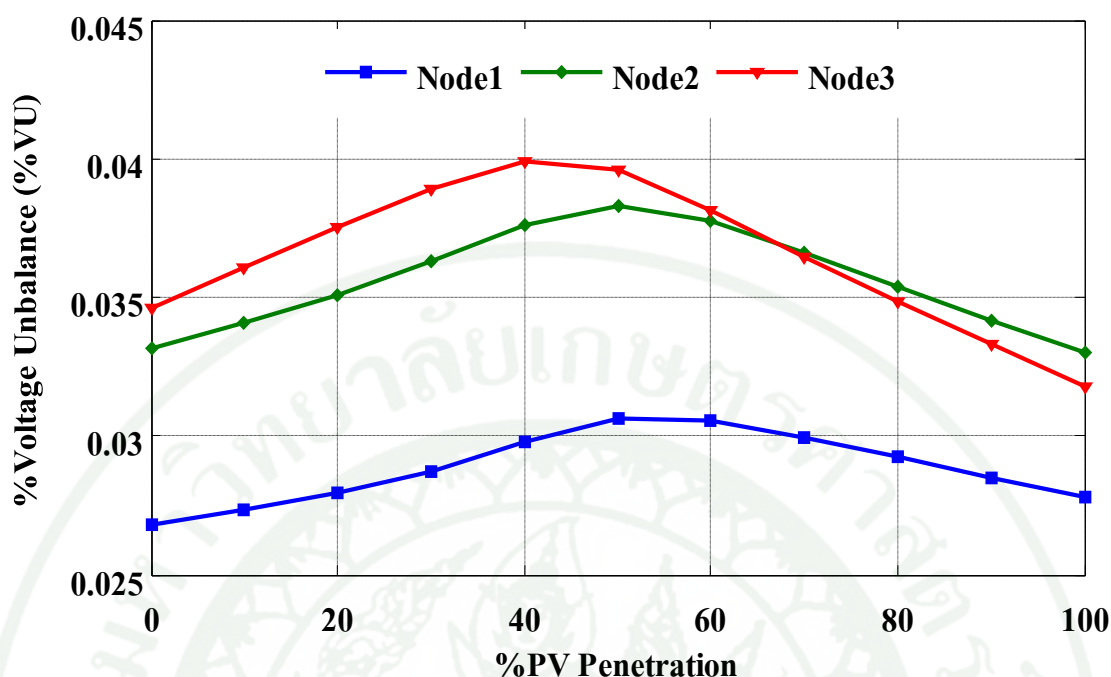
ผลและวิจารณ์

ผล

จากการศึกษากรณีศึกษาที่ 1 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่บริเวณต้นทางในระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 10 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส A, B, C โดยจุดที่พิจารณาคือจุดที่โหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีค่าแตกต่างกันมากที่สุดคือช่วงเวลา 12.15 น. ทำให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้ากับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 175 และความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลกับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 176

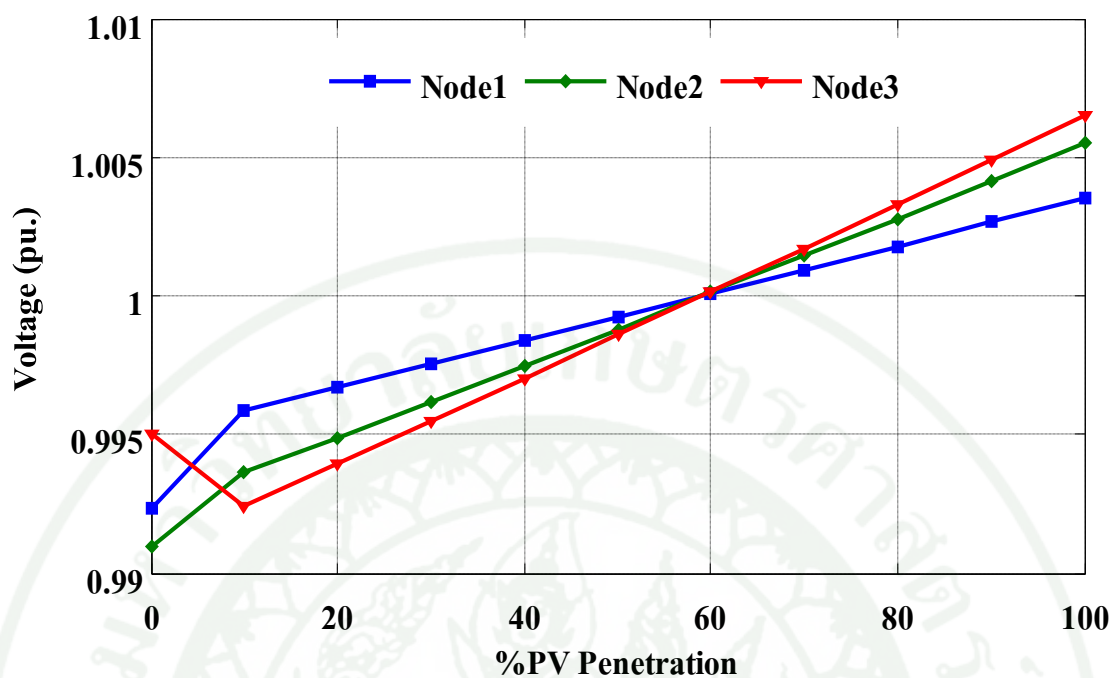


ภาพที่ 175 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 1

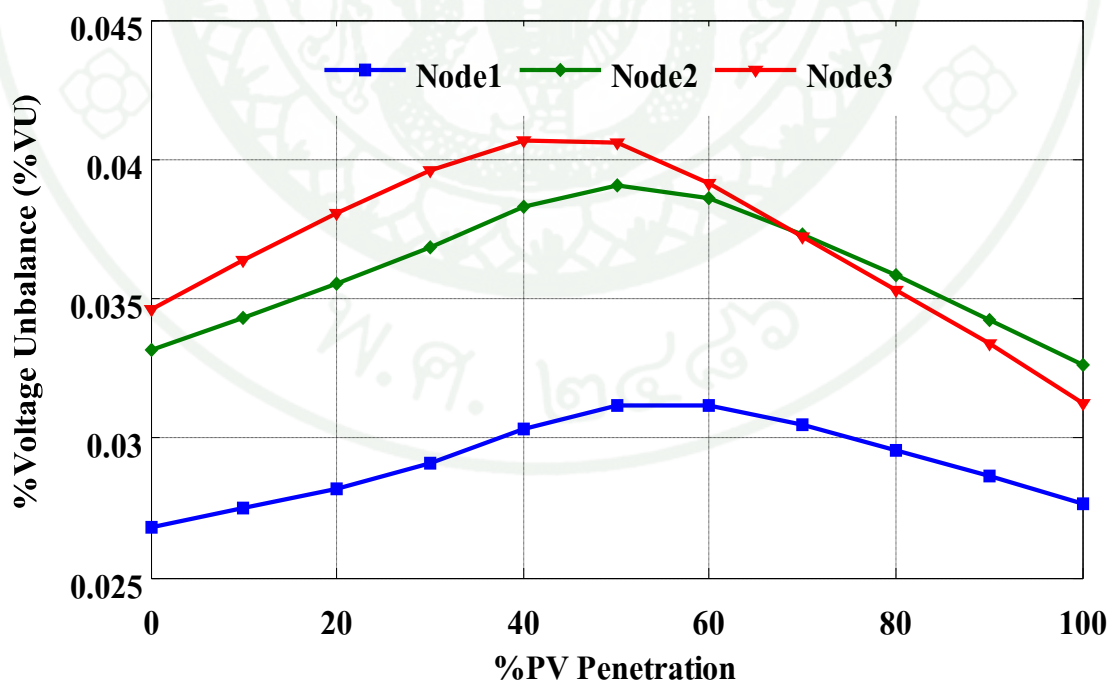


ภาพที่ 176 ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 1

จากการศึกษากรณีศึกษาที่ 2 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่บริเวณกลางทางในระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 10 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส A, B, C โดยจุดที่พิจารณา คือ จุดที่โหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีค่าแตกต่างกันมากที่สุดคือช่วงเวลา 12.15 น. ทำให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้ากับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 177 และความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลกับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 178

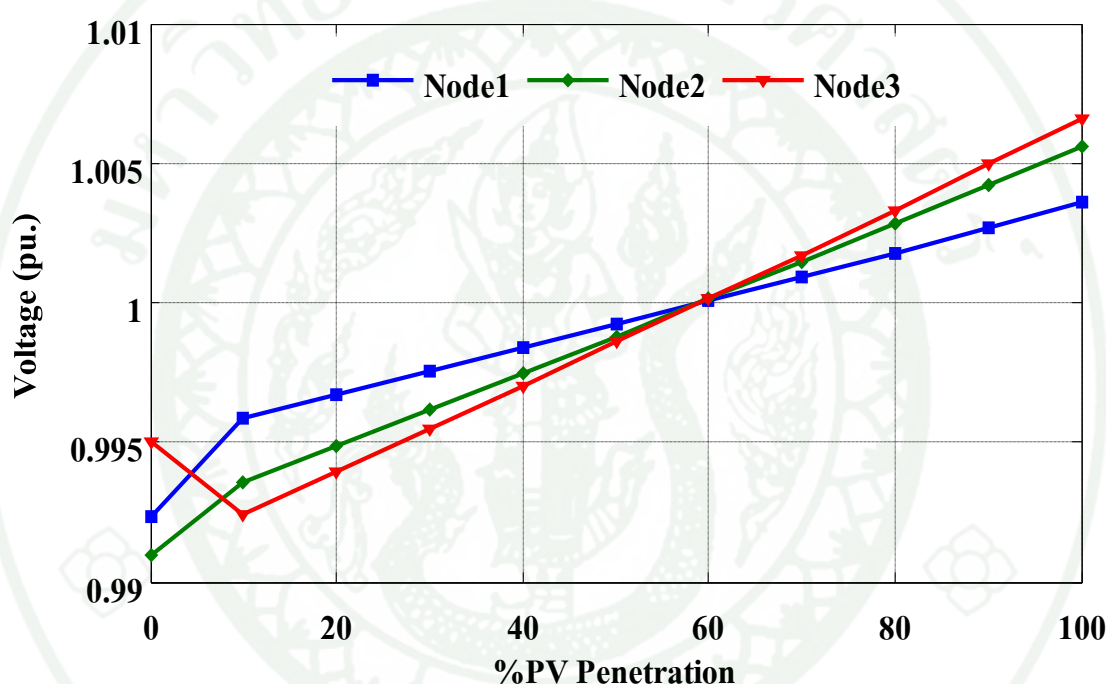


ภาพที่ 177 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 2

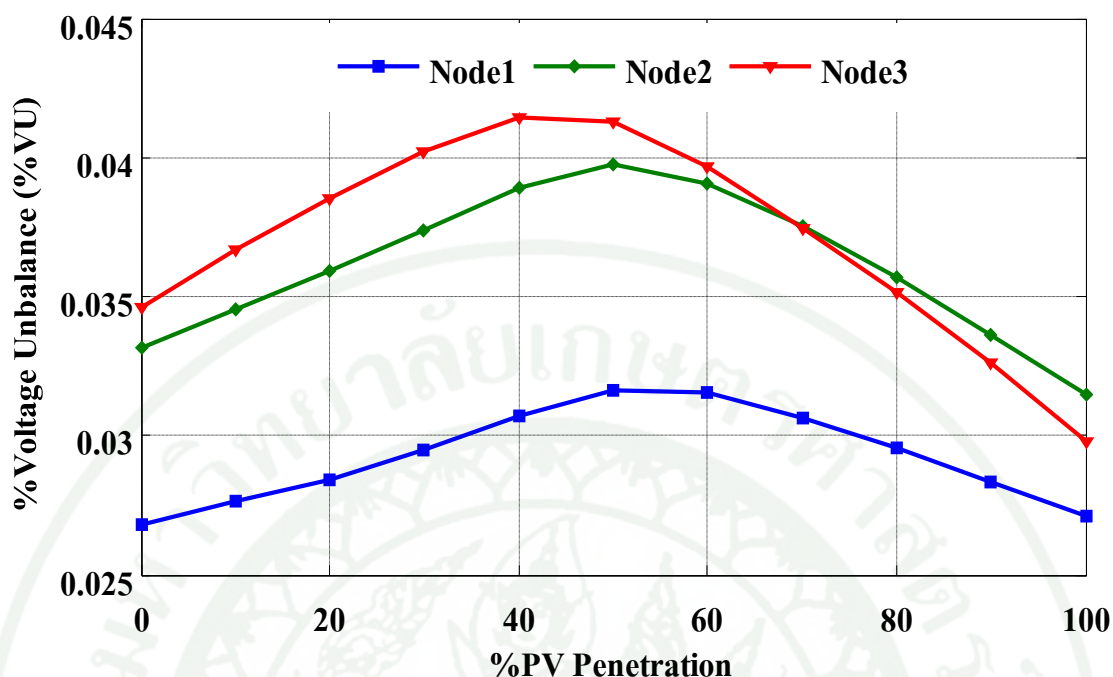


ภาพที่ 178 ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 2

จากการศึกษากรณีศึกษาที่ 3 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่บริเวณส่วนท้ายในระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 10 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส A, B, C โดยจุดที่พิจารณาคือจุดที่โหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีค่าแตกต่างกันมากที่สุดคือช่วงเวลา 12.15 น. ทำให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้ากับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 179 และความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลกับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 180

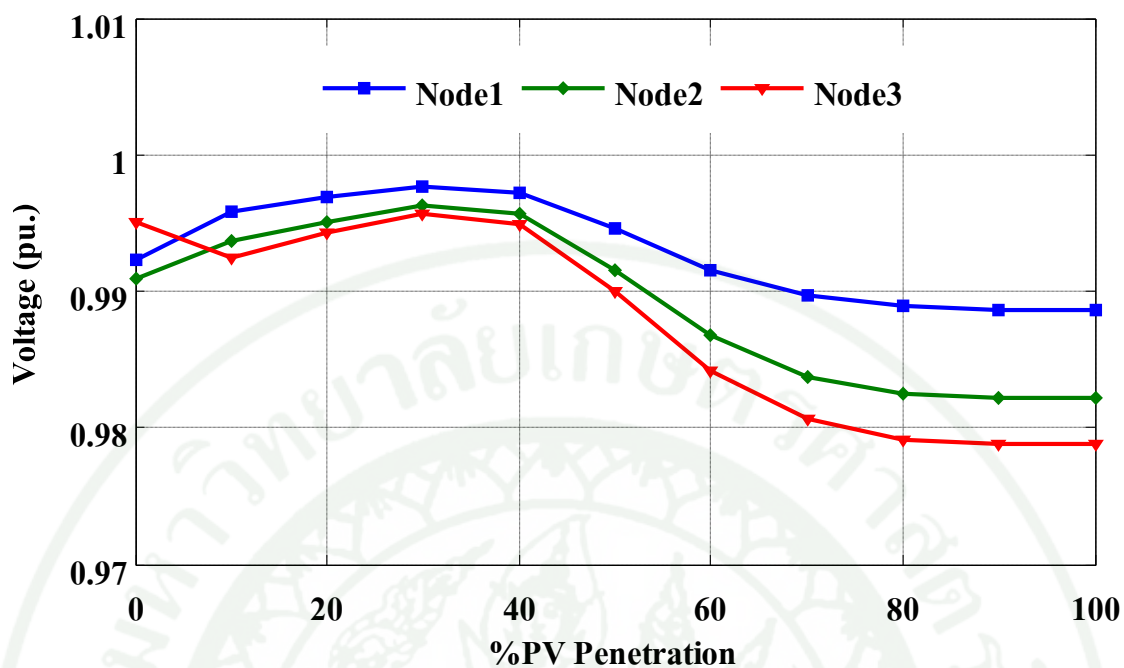


ภาพที่ 179 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 3

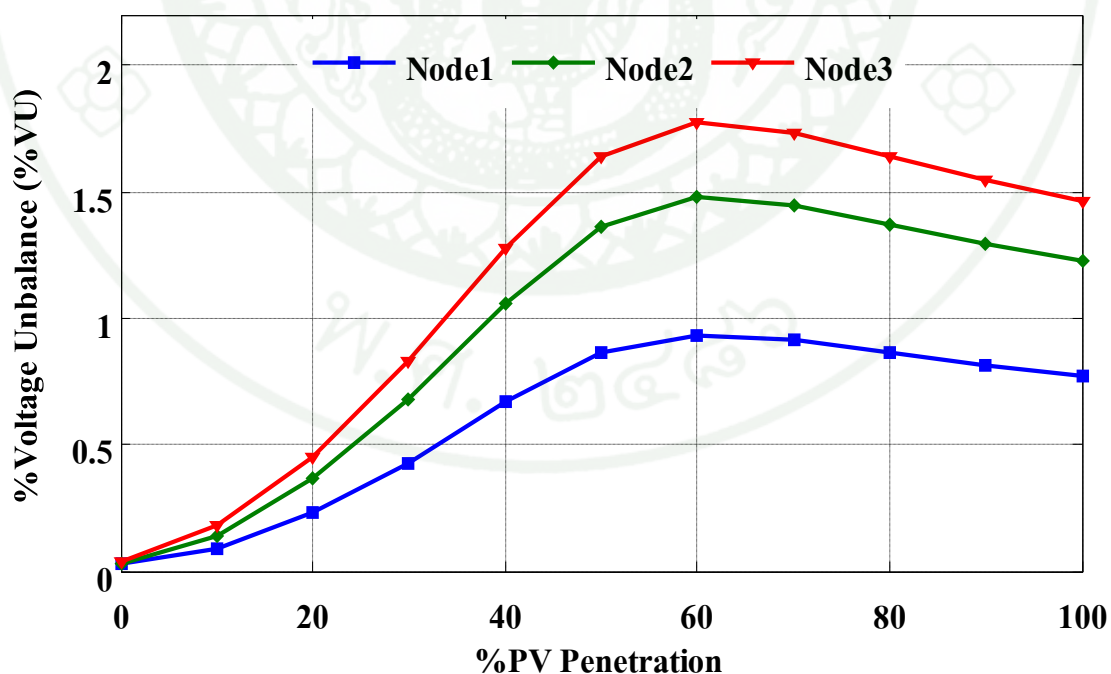


ภาพที่ 180 ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 3

จากการศึกษากรณีศึกษาที่ 4 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์โดยติดตั้งทั้งระบบ จำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 10 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่ เฟส A โดยจุดที่พิจารณา คือจุดที่โหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีค่าแตกต่างกันมากที่สุดคือช่วงเวลา 12.15 น. ทำให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้ากับ เปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 181 และความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลกับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 182

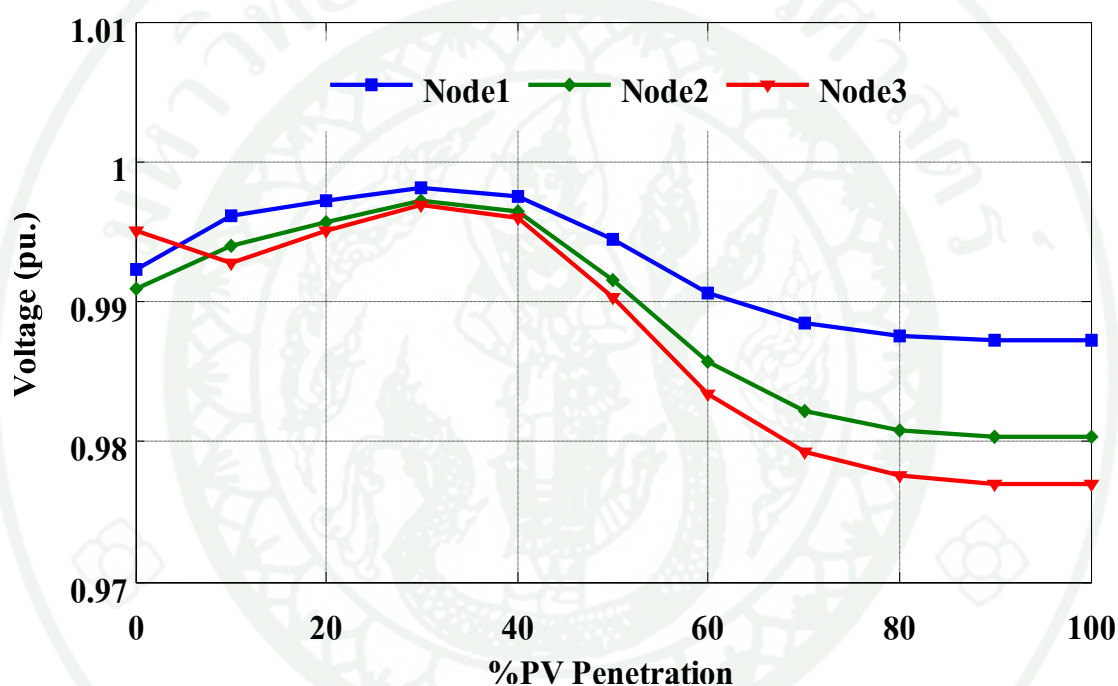


ภาพที่ 181 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 4

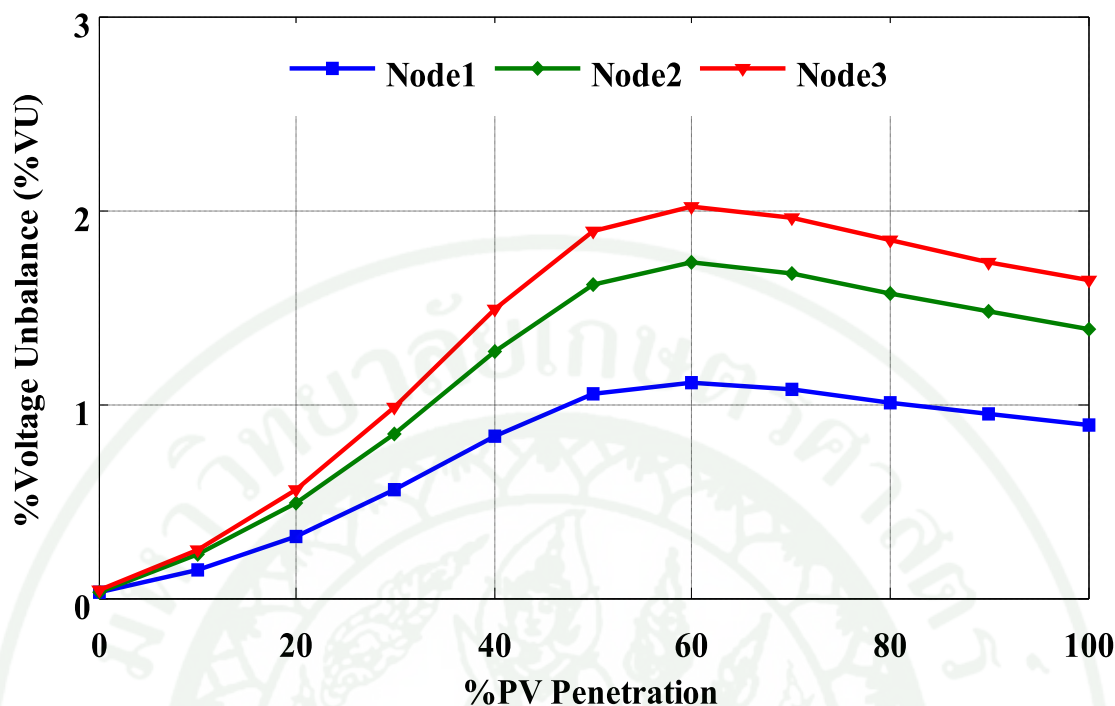


ภาพที่ 182 ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 4

จากการศึกษากรณีศึกษาที่ 5 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์โดยติดตั้งทั้งระบบ
จำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 10 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่
เฟส B โดยจุดที่พิจารณาคือจุดที่โหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีค่า
แตกต่างกันมากที่สุดคือช่วงเวลา 12.15 น. ทำให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้ากับ
เปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 183 และความสัมพันธ์
ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลกับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์
แสดงดังภาพที่ 184

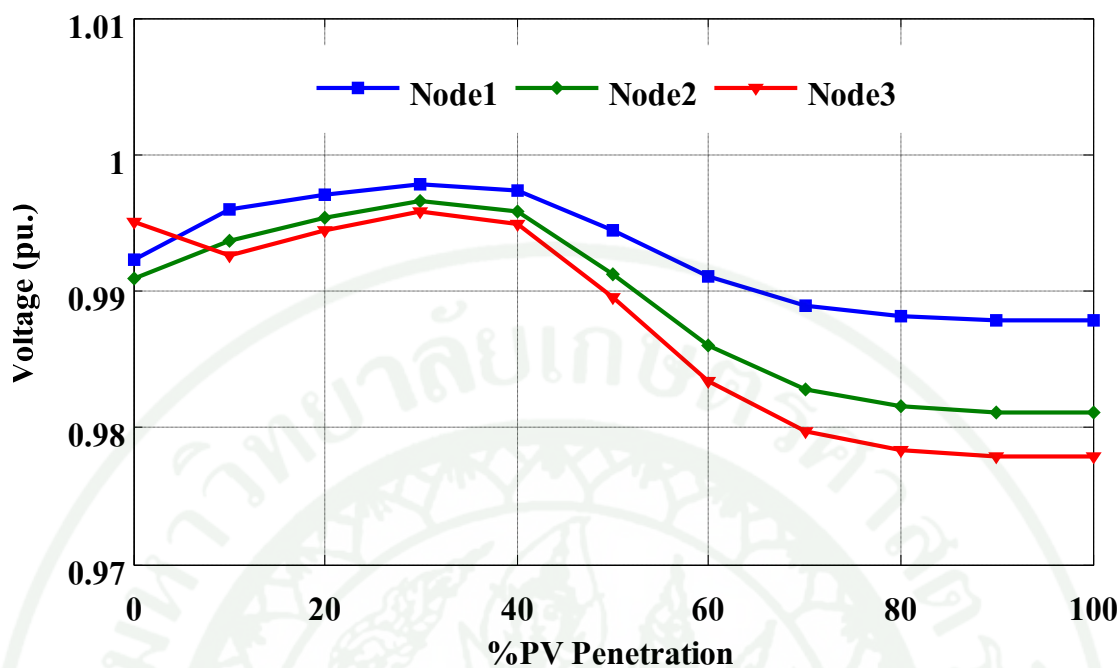


ภาพที่ 183 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงาน
แสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 5

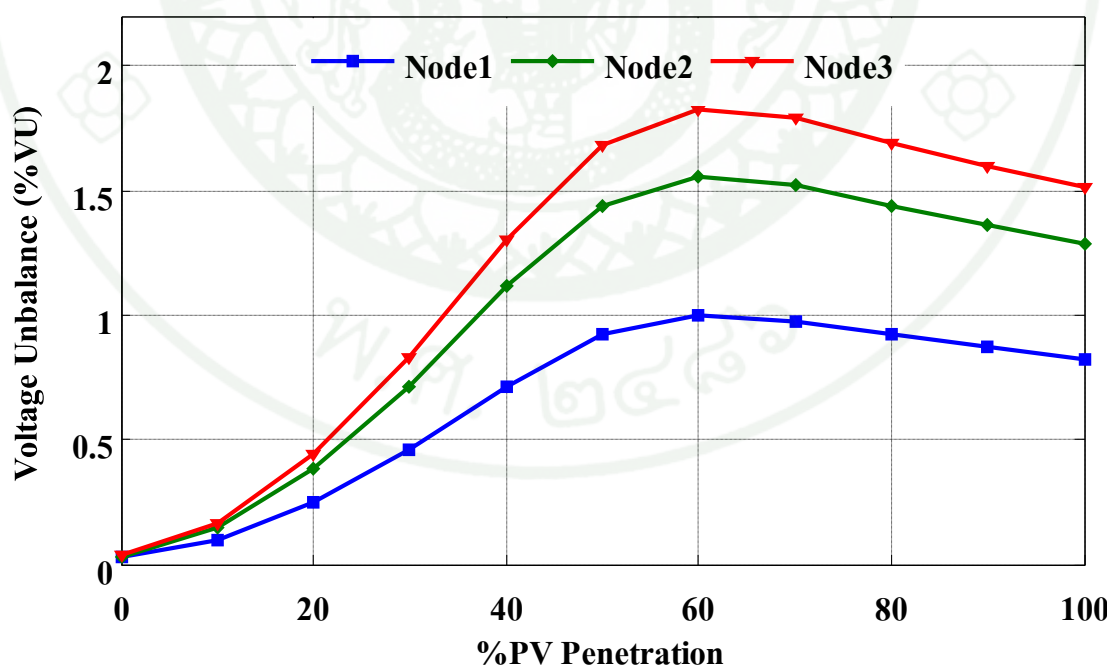


ภาพที่ 184 ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 5

จากการศึกษากรณีศึกษาที่ 6 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์โดยติดตั้งทั้งระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 10 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส C โดยจุดที่พิจารณา คือ จุดที่โหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีค่าแตกต่างกันมากที่สุดคือช่วงเวลา 12.15 น. ทำให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้ากับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 185 และความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลกับเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 186



ภาพที่ 185 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 6



ภาพที่ 186 ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและสัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาที่ 6

วิจารณ์

กรณีศึกษาที่ 1-3 เป็นการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาทั้งสามเฟสในระบบจำหน่ายแรงต่ำในพื้นที่เมือง โดยทำการติดตั้งที่ระยะแตกต่างกัน ผลของการจำลองแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงมีลักษณะเหมือนกัน โดยเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้ากล่าวคือ เปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น เมื่อเปอร์เซ็นต์การติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ 0-60 เปอร์เซ็นต์ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ Node 1 เป็นจุดที่วัดแรงดันไฟฟ้าใกล้เคียงกับหม้อแปลงระบบจำหน่ายจะมีค่ามากกว่าแรงดันไฟฟ้าที่ Node 3 ซึ่งเป็นจุดที่วัดแรงดันไฟฟ้าไกลจากหม้อแปลงระบบจำหน่าย แต่เปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ 60-100 เปอร์เซ็นต์ แรงดันไฟฟ้าที่ Node 3 จะมีค่ามากกว่าแรงดันไฟฟ้าที่ Node 1

ผลการจำลองแสดงให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและเปอร์เซ็นต์สัดส่วนติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ โดยเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์โดยเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ Node1 จะมีค่าน้อยกว่าที่ Node3 เปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ 0-40% ที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้เปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น แต่ปริมาณเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ 40-100% ส่งผลทำให้แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าลดลง

กรณีศึกษาที่ 4-6 เป็นการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่เฟสใดเฟสหนึ่งในระบบจำหน่ายแรงต่ำในพื้นที่เมือง โดยทำการติดตั้งตลอดทั้งระบบจำหน่าย ผลของการจำลองแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง โดยเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ 0-40 เปอร์เซ็นต์ จะส่งผลทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น เมื่อเปอร์เซ็นต์การติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ 40-100 เปอร์เซ็นต์ ระดับแรงดันไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลง ซึ่งมีลักษณะเหมือนกับระดับแรงดันไฟฟ้าที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่เฟส A เพียงเฟสเดียว (Gonzalez *et al.*, 2012) โดยระดับแรงดันไฟฟ้าที่ Node 1 เป็นจุดที่วัดแรงดันไฟฟ้าใกล้เคียงกับหม้อแปลงระบบจำหน่ายจะมีค่ามากกว่าแรงดันไฟฟ้าที่ Node 3 ซึ่งเป็นจุดที่วัดแรงดันไฟฟ้าไกลจากหม้อแปลงระบบจำหน่าย และ ผลการจำลองแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและเปอร์เซ็นต์สัดส่วนติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ โดยเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์โดยเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ Node1 จะมีค่าน้อยกว่าที่ Node3 เปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ 0-60% ที่เพิ่มขึ้นจะ

ส่งผลทำให้เปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น แต่ปริมาณเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์
พลังงานแสงอาทิตย์ที่ 60-100 เปอร์เซ็นต์ ส่งผลทำให้แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าลดลง

กรณีศึกษาที่ 7 เป็นการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาปริมาณและลักษณะการ
ติดตั้งแบบสุ่มในระบบจำหน่ายแรงต่ำในพื้นที่เมือง ผลของการจำลองแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์
ระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง โดยเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงาน
แสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นและผลการจำลองแสดงให้เห็น
ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและเปอร์เซ็นต์สัดส่วนติดตั้งเซลล์พลังงาน
แสงอาทิตย์ มีลักษณะแบบกระจาย

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

ลักษณะการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาลักษณะเฟสใดเฟสหนึ่งจะส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากกว่าการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาทั้ง 3 เฟส และลักษณะการติดตั้งตลอดทั้งระบบจำหน่ายจะส่งผลต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากกว่าการติดตั้งที่จุดใดจุดหนึ่งในระบบจำหน่าย

จากการจำลองในกรณี 1-7 ผลการจำลองจะแสดงให้เห็นลักษณะการติดตั้งและปริมาณของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ส่งผลกระทบต่อเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบจำหน่ายแรงต่ำ โดยกรณีที่ 5 บ้านที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์โดยติดตั้งทั้งระบบจำหน่ายโดยสัดส่วนของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 10 – 100 เปอร์เซ็นต์ ติดตั้งที่เฟส B ค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเกิน 2 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งเกินค่ามาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดไว้ โดยปริมาณเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่ส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าไม่เกิน 60 เปอร์เซ็นต์ และลักษณะการติดตั้งเป็นการติดตั้งเพียงเฟสเดียวในระบบจำหน่ายมีแนวโน้มที่เปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าเกินค่าที่กำหนด

ดังนั้นการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาควรหลีกเลี่ยงติดตั้งที่เฟสใดเฟสหนึ่งในระบบจำหน่ายแรงต่ำ ควรติดตั้งสามเฟส เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

ข้อเสนอแนะ

1. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จำลองเป็นการจำลองระบบจำหน่ายแรงดันต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระดับแรงต่ำ (400/230 V) ในเขตพื้นที่เมืองและลักษณะโหลดที่ใช้ก็เป็นโหลดของพื้นที่เมืองเท่านั้น แต่สามารถนำไปปรับใช้ในพื้นที่ของระบบจำหน่ายแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่อื่นๆ และลักษณะโหลดอื่นๆ ซึ่งลักษณะพื้นที่และลักษณะโหลดที่แตกต่างจะส่งผลให้ผลการจำลองมีค่าแตกต่างกันออกไป
2. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถนำไปปรับใช้จำลอง ผลกระทบของการเพิ่มปริมาณการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาชนิดเฟสเดียวในด้านคุณภาพไฟฟ้า
3. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถนำไปปรับใช้ในจำลองระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ระดับแรงดันปานกลาง (22 kV) เพื่อศึกษาผลกระทบของการเพิ่มขึ้นของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียว ในคุณภาพไฟฟ้า เช่น ระดับแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล เป็นต้น
4. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถนำไปปรับปรุงเกณฑ์ขนาดการติดตั้งของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปริมาณการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวอยู่ที่ 25 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ผิวดาด จากผลการศึกษานี้ขนาดการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเฟสเดียวที่ไม่กระทบต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล และอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อยู่ที่ 60 เปอร์เซ็นต์ ของขนาดผิวดาดจำหน่าย ดังนั้นเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถปรับเปลี่ยนขนาดการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ 25 – 60 เปอร์เซ็นต์ของผิวดาดระบบจำหน่ายแต่ต้องพิจารณาผลกระทบด้านอื่นๆ รวมด้วย เช่น กำลังสูญเสีย แรงดันเกิน ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

- กระทรวงพลังงาน. 2555. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564). กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพฯ.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2551. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551. กองการพิมพ์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพฯ.
- คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. 2556. ข้อกำหนดคุณสมบัติของวัสดุการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา Solar PV Rooftop. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, กรุงเทพฯ.
- Ali, S., N. Pearsall and G.Putrus. 2012. Impact of High Penetration Level of Grid-Connected Photovoltaic Systems on the UK Low Voltage Distribution Network, pp.1-4 *In International Conference on Renewable Energies And Power Quality (ICREPQ'12)*. March 2012, Spain.
- ANSI/NEMA Standard. 1993. NEMA Publishes ANSI-Approved MG1 Motor and Generators. ANSI/NEMA MG 1-2011
- Canova, A., L. Giaccone, F. Spertino and M. Tartano. 2007. Electrical Impact of Photovoltaic Plant in Distributed Network, pp. 1450-1455. *In 42nd IAS Annual Meeting Industry Applications Conference*. September 2007, LA.
- Chidi, M., O. Ipinimo, S. Chowdhury and S.P. Chowdhury. 2012. Investigation of impact of Integrating on-grid home based solar power systems on voltage Rise in the utility network, pp. 1-7. *In Power and Energy Society General Meeting*. July 2012, San Diego.
- Cobben, J.F.G. 2007. **Power Quality Implications at point of connection**. Ph.D. Thesis,

Techische University.

Contiati S., S.Raiti, G. Tina and U. Vagliasindi. 2001. Study of the Impact of PV Generation on Voltage Profile in LV Distribution Networks. **Power Tech Proceeding**.

Demirok, E., D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez and U. Aalborg. 2009. Clustered PV Inverters in LV Networks: An Overview of Impacts and Comparison of Voltage Control Strategies, pp. 1-6. *In IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*. October 2009, Montreal.

Dhavalkumar, P. and Y. Liangzhong. 2011. Impact of Unbalanced Penetration of Single Phase Grid Connected Photovoltaic Generators on Distribution Network, pp. 1-8 *In IEEE International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. September 2011, Germany

Fortescue, C. L. 1918. Method of Symmetrical Co-ordinates Applied to the Solution of Polyphase Network, pp. 1027-1140. *In Annual Convention of the American Institute Electrical Engineers*. June 1918,

Gonzalez, C., J. Geuns, S. Weckx, T. Wijnhoven, P. Vingerhoets and J. Driesen. 2012. LV distribution network feeders in Belgium and power quality issues due to increasing PV penetration levels, pp. 1-8. *In IEEE International Conference Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*. October 2012, Berlin

IEA Photovoltaics Power Systems Programme. 2009. Overcoming PV grid issues in the Urban areas. Available Source: <http://www.iea-pvps-task10.org/>, March 12 2013.

IEEE Std. 1987. IEEE Guide for Self-Commutated Converters (IEEE Std.936-1987). 3037598

IEEE Std. 1991. IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and

Generators (IEEE Std.112-1191). 4367618

IEEE Std. 1995. IEEE Recommend Practice for Monitoring Electric Power Quality
(IEEE Std.1159-1995). 5211093

Kim, J. G., E.W. Lee, D.J. Lee and J.H. Lee. 2005. Comparison of Voltage Unbalance Factor by
Line and Phase Voltage. *In Proceedings of the Eighth International Conference on
Electrical Machines and Systems*. Nanjing

Liu, E. and J. Bebic. 2008. Distribution System Voltage Performance Analysis for High-
Penetration Photovoltaics. **GE Global Research NREL National Renewable Energy
Laboratory**. New York.

Pillay, P., M. Manyage. 2007 Definitions of Voltage Unbalance. **IEEE Power Engineering
Review** 22(11): 49-50

R.C. Dugan, M.F. McGranaghan, and H.W. Beaty. 1996. **Electrical Power Systems Quality**.
McGraw-Hill, New York

Ryoichi H., K. Hiroyuki, T. Takayaki, S. Hiroyuki, K. Akira and M. Shuya. 2009. Testing the
technologies. **IEEE Power and Energy Magazine** 7(3): 77-85

Saadat N., S.S. Choi and D.M. Vilathgamuwa. 2001 A Statistical Approach to Quantify the
Impact on Voltage Quality Caused by PV Generators, pp. 156-161 *In International
Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power
Technologies (DRPT)*, Singapore.

W. Jewell, and R. Ramakumar. 2010. The effects of moving clouds on Electric Utilities With
Dispersed Photovoltaic Generation. **IEEE Power Engineering Review**
PER-7(12): 31-32



ภาคผนวก

Impact of Increased Rooftop PV Installations on Voltage Unbalance in LV Distribution Networks

Churit Pansakul

Department of Electrical Engineering
Faculty of Electrical Engineering, Kasetsart University
50 Phaholyothin Road, Chatuchak, Bangkok 10900
Thailand
Email: cpansakul@gmail.com

Komsan Hongesombut

Department of Electrical Engineering
Faculty of Electrical Engineering, Kasetsart University
50 Phaholyothin Road, Chatuchak, Bangkok 10900
Thailand
Email: fengksh@ku.ac.th

Abstract— The rooftop photovoltaic (PV) installations of the residential and small commercial buildings in low voltage (LV) distribution networks are expected to rise as the driving forces from national goals for growth in renewable energy usage and greenhouse gas reduction. With the random locations and ratings of single-phase rooftop PVs, the power quality issue of voltage unbalance within the LV distribution networks will be of great importance. This paper presents a study on impact of increased rooftop PV installations on voltage unbalance in LV distribution networks. In this paper, the single-phase rooftop PV is modeled in Matlab/Simulink. The developed model is then used to analyze the voltage unbalance under different installation locations and ratings of rooftop PVs. The obtaining results can be used as guidelines for electric distribution utilities to determine the maximum PVs installations in LV distribution networks without affecting the voltage unbalance issue.

Keywords—Low voltage distribution networks; Single-phase rooftop photovoltaics modeling; Voltage unbalance.

sides can become unbalanced. This will significantly affect the power quality of the voltage of electric power distribution when a growing number is large. Obviously, the evaluation of voltage unbalance at various distribution connection points should be carried out at the planning stage so that the maximum allowable number of grid connected rooftop PVs without affecting the voltage unbalance issue can be obtained.

II. THE DEFINITIONS OF VOLTAGE UNBALANCE

The voltage unbalance has effect on the three-phase power electronic based equipment in the LV distribution network [2]. Voltage imbalance is regarded as a condition in which the three-phase voltages differ in magnitude and/or shift in its normal 120 degree phase difference. Presently, there are four well-known voltage unbalance definitions [2]. These are described as the followings:

A. The Institute of Electrical and Electronics Engineers

ภาพผนวกที่ 1 ตัวอย่างบทความที่ตีพิมพ์ในงานสัมมนาทางวิชาการ International Conference on Engineering, Applied Sciences, and Technology 2013 (ICEAST2013)

ผลกระทบของการเพิ่มปริมาณการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาฟาสต์ต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ

Impact of Increased Single-Phase Rooftop PV Installations on Voltage Unbalance in Low Voltage Distribution Networks

ชูฤทธิ์ ปานสกุล¹ สมสันต์ หงษ์สมบัติ²

^{1,2} ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

50 ถนนงามวงศ์วาน แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์: 0-2942-8555 ต่อ 1557

E-mail: Cpansakul@gmail.com¹, fengksh@ku.ac.th²

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการศึกษาผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ อันเนื่องจากการเพิ่มปริมาณการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาฟาสต์ (Single-Phase Rooftop PV) เพื่อให้เห็นผลกระทบของเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลเมื่อมีการติดตั้งอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาฟาสต์หนึ่ง ซึ่งมีการปรับเปลี่ยนจำนวนและตำแหน่งติดตั้งในเฟสใดเฟสหนึ่ง ส่งผลให้เปอร์เซ็นต์ไฟฟ้าไม่สมดุลสูงเกินค่าที่ระบุไว้ในมาตรฐาน IEEE 1159-1995 ซึ่งจะทำให้โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าสามเฟสเป็นอาครพาวซ์ขนาดเล็กรับความเสียหาย ผลการจำลองด้วยคอมพิวเตอร์แสดงให้เห็นแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในตำแหน่งการติดตั้งในสภาวะโหลดต่างๆ ผลลัพธ์ที่ได้สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางในการกำหนดปริมาณสูงสุดหรือตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาฟาสต์สำหรับการไฟฟ้าต่อไปในอนาคต

คำสำคัญ: ระบบจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าแรงดันต่ำ, เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาแบบฟาสต์, แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

The obtaining results can be used as guidelines for distribution utilities in the future to determine the maximum number and suitable location of the installed single-phase rooftop PVs.

Keyword: Low voltage distribution network, Single-phase rooftop PVs, Voltage unbalance.

1. คำนำ

ปัจจุบันความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว แต่การเพิ่มของกำลังผลิตไฟฟ้าไม่สอดคล้องกัน เนื่องจากข้อจำกัดในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จำเป็นต้องใช้พื้นที่ขนาดใหญ่ในการติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆและการก่อสร้างอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้นในปัจจุบัน การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทดแทนจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการผลิตพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากสามารถติดตั้งในพื้นที่ที่จำกัด สามารถกระจายการติดตั้งให้ใกล้เคียงกับผู้ใช้งานไฟฟ้าเพื่อลดค่าส่งสูญเสียในการส่งพลังงานไฟฟ้า เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ประกอบกับนโยบายของรัฐบาลที่สนับสนุนเกี่ยวกับการเพิ่มปริมาณการใช้พลังงานจากพลังงานทดแทนและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ภาพผนวกที่ 2 ตัวอย่างบทความที่ตีพิมพ์ในงานสัมมนาทางวิชาการ 36th Electrical Engineering Conference (EECON36)

Analysis of Voltage Unbalance Due to Rooftop PV in Low Voltage Residential Distribution System

Churit Pansakul¹ and Komsan Hongesombut²

^{1,2} Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Kasetsart University
50 Phaholyothin Road, Chatuchak, Bangkok 10900, Thailand, Tel. 02-7970999
E-mail: cpansakul@gmail.com¹, fengksh@ku.ac.th²

Abstract—Due to crisis shortage of electric power, global warming issues and pressure on changing energy production from coal-fired power to renewable energy, the solar energy is becoming increasingly attractive. In Thailand, the government has approved energy department plan to increase its renewable energy target, which will include three and single phase PV installations. This paper presents a study on voltage unbalance due to the increased rooftop PV installations on low-voltage residential distribution system. The single-phase rooftop PV model is developed by Matlab/Simulink and is used in the study for analyzing the voltage unbalance under different installation ratings and locations. The obtaining results can be used as guidelines for electric distribution utilities to determine the maximum PVs installations in low-voltage residential distribution systems without affecting the power quality issues.

Keywords— Low-voltage residential distribution system; Single-phase rooftop PV; Voltage unbalance

I. INTRODUCTION

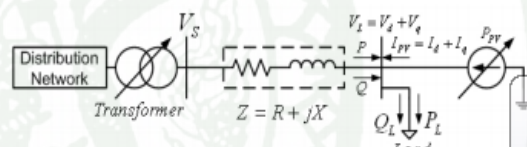
Thailand is risky to encounter the issue of energy crisis in near future because the country has to mainly rely on imported

distribution when a growing number of installations is large. Therefore, the analysis of voltage unbalance should be carried out at the planning stage so that the maximum allowable number of grid connected the rooftop PV can be determined appropriately.

II. LOW-VOLTAGE RESIDENTIAL DISTRIBUTION SYSTEM

A. Distribution voltage profile

When the rooftop PV is operated in the low-voltage (LV) distribution system, the voltage profile will depend on the power output generated by the rooftop PV and the line impedance. The distribution feeder shown in Fig.1 is used to evaluate the effect of the rooftop PV on voltage profile. The rooftop PV model is simplified like a controllable current source.



ภาพผนวกที่ 3 ตัวอย่างบทความที่ตีพิมพ์ในงานสัมมนาทางวิชาการ The 2013 International Electrical Engineering Congress (IEECON2013)

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ-นามสกุล	นายชุตirth์ปานสกุล
วัน เดือน ปี ที่เกิด	21 พฤศจิกายน 2529
สถานที่เกิด	อำเภอเมือง จังหวัดยะลา
ประวัติการศึกษา	ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต(วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ตำแหน่งปัจจุบัน	วิศวกร ระดับ 5
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	แผนกควบคุมการจ่ายไฟ กองควบคุมและบำรุงรักษา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง จังหวัดชลบุรี
ผลงานดีเด่นและ/หรือรางวัลทางวิชาการ ทุนการศึกษาที่ได้รับ	- โครงการความร่วมมือทางวิชาการและพัฒนา ผู้เชี่ยวชาญระหว่าง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ (2555)