



มหาวิทยาลัยศรีปทุม
SRIPATUM UNIVERSITY

รายงานการวิจัย
เรื่อง

ผลกระทบจากบริเวณการติดตั้งของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์
ที่มีต่อชั้นที่คาปาซิเตอร์และคุณภาพไฟฟ้าของระบบจำหน่าย
IMPACTS OF PV-SYSTEM INSTALLATION ZONES ON SHUNT
CAPACITOR AND POWER QUALITY IN A DISTRIBUTION SYSTEM

วิชากร เสงศรีธวัช

งานวิจัยนี้ ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยศรีปทุม
ปีการศึกษา 2555

คำนำ

โครงการวิจัยนี้เกิดจากการสนับสนุนให้บุคลากรภายในมหาวิทยาลัยศรีปทุม ได้รับทุนอุดหนุนงานวิจัยประเภททุนนักวิจัยรุ่นใหม่ เพื่อผลิตผลงานวิจัยที่มีคุณภาพและเผยแพร่ออกสู่ภายนอก ทั้งนี้เพื่อให้คณาจารย์ได้มีการพัฒนาความรู้และประสบการณ์ทางวิชาการอย่างต่อเนื่อง โดยงานวิจัยนี้เป็นการศึกษาผลกระทบจากบริเวณการติดตั้งของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีต่อชั้นที่คาปาซิเตอร์และคุณภาพไฟฟ้าของระบบจำหน่าย

ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่ารายงานวิจัยนี้จะเป็นประโยชน์ในการพัฒนางานวิชาการด้านการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะพลังงานจากแสงอาทิตย์ รวมถึงผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าต่างๆ ที่มีต่ออุปกรณ์และระบบจำหน่ายไฟฟ้า และหากมีข้อผิดพลาดประการใดผู้วิจัยต้องขออภัยไว้ ณ ที่นี้ด้วย และยินดีน้อมรับคำแนะนำ เพื่อปรับปรุงแก้ไขต่อไป

นายวิชากร เสงศรีธวัช

ผู้วิจัย

ตุลาคม 2557

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบคุณมหาวิทยาลัยศรีปทุมอย่างสูงที่ได้ให้การสนับสนุนงบประมาณทั้งหมด และได้ให้เวลาในการทำโครงการวิจัยนี้ และขอขอบคุณ ผศ.ดร.รัชชัย เตชสุนันต์ ผู้ทรงคุณวุฒิที่ปรึกษางานวิจัย ที่ได้สละเวลาให้คำแนะนำในการแก้ไขปรับปรุงตลอดการดำเนินงานและการเขียนรายงานวิจัยนี้

หัวข้อวิจัย : ผลกระทบจากบริเวณการติดตั้งของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีต่อ
ชั้นท์คาปาซิเตอร์และคุณภาพไฟฟ้าของระบบจำหน่าย
ผู้วิจัย : นายวิษชากร เสงศรีธวัช
หน่วยงาน : ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีปทุม
ปีที่พิมพ์ : พ.ศ. 2558

บทคัดย่อ

โครงการวิจัยนี้เป็นการศึกษาผลกระทบจากบริเวณติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ที่มีต่อชั้นท์คาปาซิเตอร์และคุณภาพไฟฟ้าของระบบจำหน่าย ในด้านแรงดัน กำลังงานสูญเสีย และความผิดเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิก ซึ่งค่ากำลังงานจากระบบผลิตด้วยแสงอาทิตย์ถูกคำนวณด้วยวิธีทางสถิติ โดยใช้เทคนิคมอนติคาร์โลว์ในการสุ่มค่าแสงอาทิตย์ อุณหภูมิแวดล้อม และปริมาณโหลด จากข้อมูลแสงและอุณหภูมิที่วัดได้ ผลการทดสอบกับระบบจำหน่ายขนาด 33 บัสและ 51 บัส แสดงให้เห็นผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้า รวมถึงความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับชั้นท์คาปาซิเตอร์ จากบริเวณการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีเงื่อนไขแตกต่างกัน ซึ่งสามารถวิเคราะห์ได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและฮาร์โมนิกเชิงสถิติ

คำสำคัญ : ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ การจำลองมอนติคาร์โลว์

Research Title : Impacts of PV-System Installation Zone on Shunt Capacitor and Power Quality in a Distribution System

Name of Researcher : Mr. Vichakorn Hengsrirawat

Name of Institution : Department of Electrical Engineering, School of Engineering, Sripatum University

Year of Publication : B.E. 2558

ABSTRACT

This research studies an impact of PV-system installation zones on shunt capacitor and power quality in a distribution system (i.e., voltage profile, system losses and total harmonic voltage distortion, THDv). A probabilistic approach is proposed to obtain the power generated from PV-system. Monte Carlo simulation is applied to predict the solar radiation, ambient temperature and load demands from the measured data. Results with the 33-bus and 51-bus test system demonstrate that the different PV-system installation zones may affected the power quality and shunt capacitor failure. This is accomplished with a probabilistic harmonic power flow calculation.

Keywords: PV system, Monte Carlo simulation

สารบัญ

บทที่		หน้า
1	บทนำ.....	1
	1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
	1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	5
	1.3 คำถามการวิจัย	6
	1.4 สมมติฐานการวิจัย.....	6
	1.5 ขอบเขตของการวิจัย	6
	1.6 นิยามศัพท์.....	6
2	วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง	8
	2.1 ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับเรื่องที่วิจัย.....	8
	2.2 ทฤษฎีที่รองรับเรื่องที่วิจัย	12
	2.3 ผลการวิจัยที่เกี่ยวข้อง	14
	2.4 สรุป	16
3	ระเบียบวิธีการวิจัย	17
	3.1 รูปแบบการวิจัย	17
	3.2 แบบจำลองทางสถิติของการกระจายแสงและอนุกรมมิ.....	17
	3.3 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์	19
	3.4 แบบจำลองอินเวอร์เตอร์	24
	3.5 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเชิงสถิติ	27
	3.6 การคำนวณฮาร์มอนิกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	33
4	ผลการวิเคราะห์ข้อมูล	36
	4.1 บทนำ	36
	4.2 ระบบทดสอบขนาด 33 บัส	36
	4.3 ระบบทดสอบขนาด 51 บัส	46
	4.4 ผลกระทบจากฮาร์มอนิกเดิมในระบบ	52

สารบัญ(ต่อ)

บทที่	หน้า
5	สรุปอภิปรายผลและข้อเสนอแนะ 57
5.1	สรุปการดำเนินงานวิจัย 57
5.2	สรุปผลวิจัย 57
5.3	อภิปรายผล 58
5.4	ข้อเสนอแนะเพื่อดำเนินการ 58
5.5	ข้อเสนอแนะเพื่อการทำวิจัยครั้งต่อไป 59
บรรณานุกรม 60
ภาคผนวก 63
ภาคผนวก ก.1	ข้อมูลจำเพาะของระบบทดสอบขนาด 33 บั๊ต 65
ภาคผนวก ก.2	ข้อมูลจำเพาะของระบบทดสอบขนาด 51 บั๊ต 66
ประวัติย่อผู้วิจัย 67

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 ข้อมูลจำเพาะทางเทคนิคของแผงโซลาร์เซลล์ขนาด 80 Wp ตาม STC	22
3.2 จีดีจำกัดของชั้นที่คาปาซิเตอร์ตาม IEC 60871-1(2005)	35
4.1 คุณลักษณะของกระแสฮาร์โมนิกจากระบบตัวเรียงกระแสที่มีหลายพัลส์	53

สารบัญภาพประกอบ

ภาพประกอบ	หน้า
1.1 แผนภาพการเชื่อมต่อระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์	1
1.2 การวัดปริมาณคุณภาพไฟฟ้าของตัวอย่างระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์	2
1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้เป็นกรณีศึกษาการแปรเปลี่ยนของแรงดันไฟฟ้าช่วงสั้นๆ.....	3
1.4 การแปรเปลี่ยนของแรงดันไฟฟ้าที่สอดคล้องกับกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์...	4
1.5 ตัวอย่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ บริเวณต่างๆ.....	5
2.1 ผลกระทบของ DG ที่มีต่ออุปกรณ์รักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อน	11
2.2 องค์ประกอบพื้นฐานของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกิริต	12
2.3 แผนภาพการเชื่อมต่อกริดของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์	13
3.1 ลักษณะการกระจายแสงอาทิตย์รายชั่วโมงของจังหวัดเชียงใหม่ในปีพ.ศ. 2550	18
3.2 ความหนาแน่นความน่าจะเป็นของการกระจายแสงอาทิตย์	18
3.3 ลักษณะการกระจายอุณหภูมิรายชั่วโมงของจังหวัดเชียงใหม่ในปีพ.ศ. 2550	19
3.4 ความน่าจะเป็นสะสมของการกระจายอุณหภูมิแบบฟังก์ชันไวบูล	19
3.5 แบบจำลองทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์	20
3.6 กระบวนการหาจุดทำงานที่ให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธี P&O	22
3.7 ความสัมพันธ์ของค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าของแผงขนาด 80 Wp	23
3.8 คุณลักษณะของค่ากระแสและแรงดันที่ได้จากการประมวลผล	23
3.9 คุณลักษณะของค่ากำลังไฟฟ้าและแรงดันที่ได้จากการประมวลผล	24
3.10 แผนภาพระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์แห่งหนึ่งในจังหวัดนครราชสีมา	25
3.11 ค่ากระแสสูงสุดและค่า %THDi ของอินเวอร์เตอร์ที่ระดับกำลังแสงอาทิตย์ต่างๆ	25
3.12 ขนาดกระแสฮาร์มอนิกลำดับต่างๆ ที่กำลังแสงอาทิตย์ 200 W/m ²	26
3.13 ขนาดกระแสฮาร์มอนิกลำดับต่างๆ ที่กำลังแสงอาทิตย์ 600 W/m ²	26
3.14 ขนาดกระแสฮาร์มอนิกลำดับต่างๆ ที่กำลังแสงอาทิตย์ 1000 W/m ²	27
3.15 ตัวอย่างการจัดลำดับความสัมพันธ์ของระบบจำหน่ายที่มีจำนวน 10 โหนดและ 9 สาขา	29
3.16 แผนผังขั้นตอนการคำนวณหาการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบจำหน่าย	32
3.17 ระบบจำหน่ายอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์ฮาร์มอนิกที่ความถี่มูลฐาน.....	33
3.18 แบบจำลองของระบบจำหน่ายสำหรับการวิเคราะห์ที่ความถี่ฮาร์มอนิก	33

สารบัญภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพประกอบ	หน้า
4.1 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบขนาด 33 บัส	36
4.2 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันบัสดังสูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 60%	37
4.3 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันบัสดังสูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 80%	37
4.4 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันบัสดังสูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 100%	38
4.5 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THDv สูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 60%	38
4.6 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THDv สูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 80%	39
4.7 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THDv สูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 100%	39
4.8 ค่าแรงดันบัสถัดจากการติดตั้งในบริเวณ Zone-3 ที่ระดับกำลังผลิต 100%	40
4.9 ค่า THDv ถัดจากการติดตั้งในบริเวณ Zone-3 ที่ระดับกำลังผลิต 100%	40
4.10 ความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยและบริเวณการติดตั้ง	41
4.11 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 60%	42
4.12 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 80%	43
4.13 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 100%	43
4.14 ความน่าจะเป็นสะสมของกระแส RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 60%	44
4.15 ความน่าจะเป็นสะสมของกระแส RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 80%	44
4.16 ความน่าจะเป็นสะสมของกระแส RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 100%	44
4.17 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 60%	45
4.18 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 80%	45
4.19 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 100%	45
4.20 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบขนาด 51 บัส	46
4.21 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันบัสดังสูงสุดกับบริเวณการติดตั้ง	47
4.22 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันบัสถัดกับบริเวณการติดตั้ง	47
4.23 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THDv สูงสุดกับบริเวณการติดตั้ง	48
4.24 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THDv ถัดกับบริเวณการติดตั้ง	49
4.25 ความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยและบริเวณการติดตั้ง	49
4.26 ค่าสูงสุดของพารามิเตอร์ตาม IEC ที่ตำแหน่ง Cap-1 ในบริเวณการติดตั้งต่างๆ	50
4.27 ค่าเฉลี่ยของพารามิเตอร์ตาม IEC ที่ตำแหน่ง Cap-1 ในบริเวณการติดตั้งต่างๆ	51

สารบัญภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพประกอบ	หน้า
4.28 ค่าสูงสุดของพารามิเตอร์ตาม IEC ที่ตำแหน่ง Cap-2 ในบริเวณการติดตั้งต่างๆ	51
4.29 ค่าเฉลี่ยของพารามิเตอร์ตาม IEC ที่ตำแหน่ง Cap-2 ในบริเวณการติดตั้งต่างๆ	52
4.30 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THD _v เฉลี่ยและระดับปริมาณฮาร์มอนิกเดิมในระบบ	53
4.31 ความน่าจะเป็นสะสมแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับปริมาณฮาร์มอนิกเดิม ต่างกัน.....	54
4.32 ความน่าจะเป็นสะสมกระแส RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับปริมาณฮาร์มอนิกเดิม ต่างกัน	55
4.33 ความน่าจะเป็นสะสมแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ที่ระดับปริมาณฮาร์มอนิกเดิม ต่างกัน.....	55

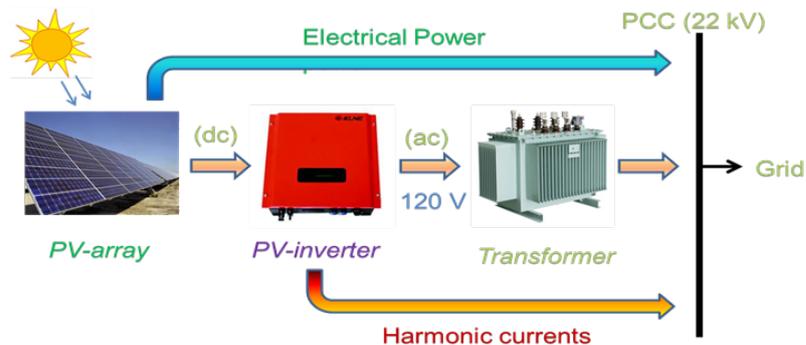
บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากภาวะวิกฤตปัญหาด้านพลังงานที่เกิดขึ้นทั่วโลกในขณะนี้ ทำให้หลายประเทศหันมาให้ความสำคัญและสนใจการผลิตกำลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น โดยเฉพาะการผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic System) ซึ่งจะเห็นว่าในปัจจุบันการผลิตกำลังไฟฟ้าประเภทนี้มีจำนวนมากขึ้นเรื่อยๆ อย่างต่อเนื่อง โดยได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐในการรับซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่าระบบผลิตกำลังไฟฟ้าประเภทอื่น เพราะถือว่าเป็นพลังงานสะอาดแต่มีราคาลงทุนต่อหน่วยผลิตกำลังไฟฟ้าค่อนข้างสูง

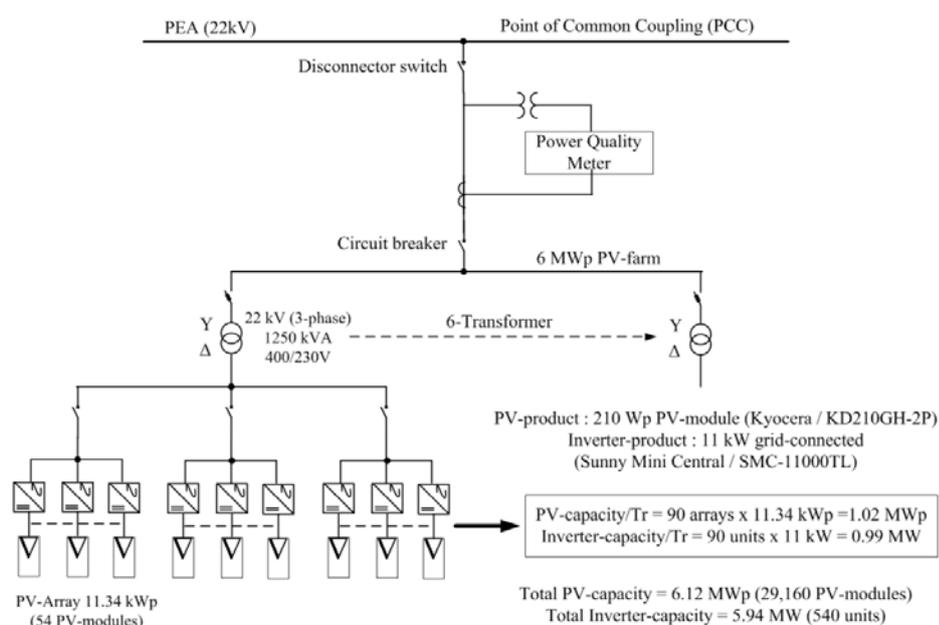
แต่อย่างไรก็ตาม การมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมากเกินไป เชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า (Grid-Connected PV-Farm) อาจทำให้เกิดข้อเสียได้ กล่าวคือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบนี้จะขึ้นอยู่กับปริมาณพลังงานที่ได้รับจากแสงอาทิตย์โดยตรง รวมถึงอุณหภูมิแวดล้อมด้วย ซึ่งไม่มีความแน่นอนในแต่ละวัน (ขึ้นกับสภาพภูมิอากาศ) ทำให้คุณลักษณะของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีการกระเพื่อมไม่คงที่ (Power Fluctuation) และอาจมีค่าสูงมากเกินไปในช่วงเวลาที่พลังงานแสงอาทิตย์มีความเข้มข้นมากๆ จากลักษณะดังกล่าวเป็นสาเหตุทำให้แรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ (Point of Common Coupling : PCC) ดังภาพประกอบ 1.1 หรือในบริเวณใกล้เคียงกับระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ จะมีลักษณะของการแปรเปลี่ยนไม่คงที่ตามกำลังงานด้วย (Voltage Variation) และอาจมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงเกินช่วงขณะในช่วงเวลาเช่นเดียวกัน ซึ่งจะเป็สาเหตุสำคัญอย่างหนึ่งในการทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ที่กำลังทำงานอยู่ในระบบเกิดความเสียหายหรือทำงานผิดพลาดได้



ภาพประกอบ 1.1 แผนภาพการเชื่อมต่อระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

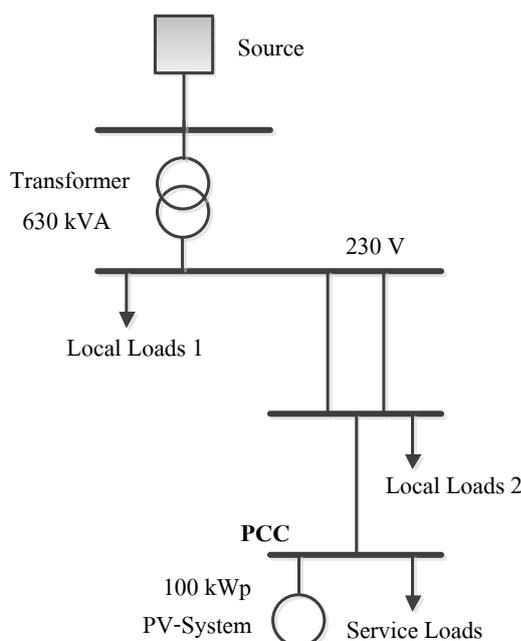
นอกจากนี้แล้ว การเชื่อมต่อของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์เข้ากับกริดจำเป็นต้องใช้อุปกรณ์ในการแปลงคุณลักษณะของแรงดันจากกระแสไฟฟ้าตรง (DC) เป็นกระแสสลับ (AC) ซึ่งเรียกว่าอินเวอร์เตอร์ (PV-Inverter) ปัญหาสำคัญที่เกิดจากการใช้อินเวอร์เตอร์คือการสร้างกระแส ฮาร์มอนิก (Harmonic Currents) ในสภาวะการทำงานที่มีกำลังงานต่ำกว่าค่าพิกัดมากๆ ซึ่งพบได้บ่อยครั้งกับระบบผลิตกำลังไฟฟ้าแบบนี้ เนื่องจากกำลังงานไฟฟ้าที่ได้จากกลุ่มแผงโซลาร์เซลล์ (PV-Array) มีค่าไม่คงที่ขึ้นกับปริมาณแสงตามที่กล่าวไว้ข้างต้น ดังนั้น ภายใต้สภาวะการทำงานที่มีความเข้มแสงต่ำๆ อินเวอร์เตอร์จะสร้างกระแสฮาร์มอนิกที่มีความผิดเพี้ยนค่อนข้างสูงจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

ผลกระทบจากกระแสฮาร์มอนิกที่มีต่อระบบไฟฟ้านั้นมีมากมาย แต่ที่จะให้ความสำคัญสำหรับงานวิจัยนี้ คือผลกระทบที่มีต่อชั้ท์คาปาซิเตอร์ (Shunt Capacitor) เนื่องจากในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System) มีการใช้ชั้ท์คาปาซิเตอร์จำนวนมาก เพื่อประโยชน์ในการยกระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบให้สูงขึ้น รวมถึงยังสามารถปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor : PF) ของระบบให้ดีขึ้นด้วย ดังนั้น หากในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีปริมาณกระแสฮาร์มอนิกมาก ก็อาจทำให้ขนาดแรงดันและกระแสโดยรวม (RMS Voltage and Current) ที่ไหลผ่านชั้ท์คาปาซิเตอร์มีค่าสูงเกินพิกัดจนอาจส่งผลให้เกิดความเสียหายได้ ทั้งนี้ ความเสียหายของชั้ท์คาปาซิเตอร์สามารถตรวจสอบได้จากค่าตัวเลขบ่งชี้ทางไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEC 60871-1 (Shunt Capacitor for a.c. Power System)



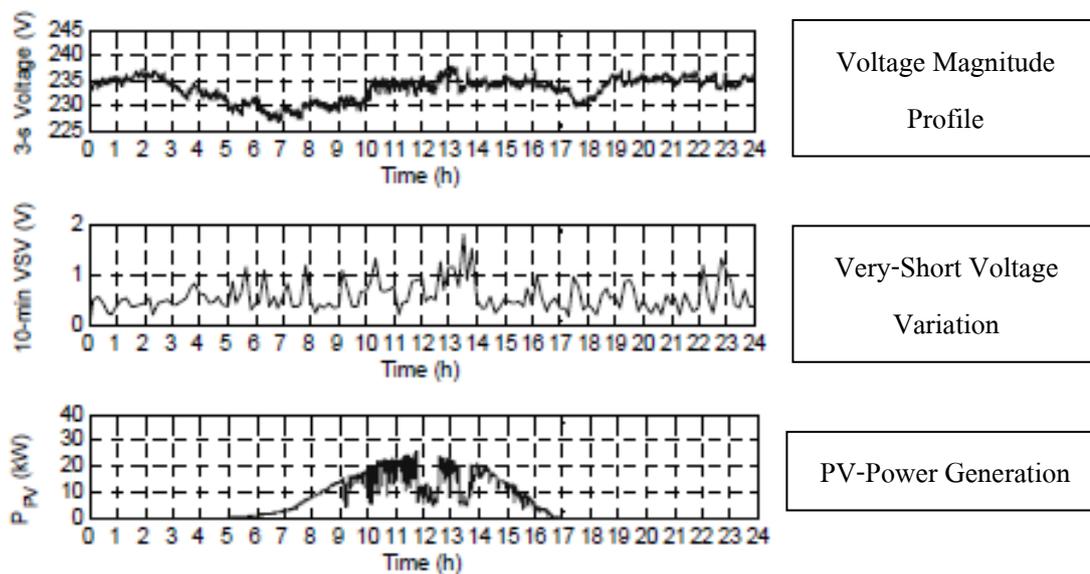
ภาพประกอบ 1.2 การวัดปริมาณคุณภาพไฟฟ้าของตัวอย่างระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์

ความสำคัญของงานวิจัยอีกประการหนึ่งคือ ในทางปฏิบัติ การไฟฟ้าซึ่งเป็นผู้รับผิดชอบโดยตรงต่อระบบไฟฟ้า ไม่สามารถที่จะกำหนดหรืออนุญาตให้ผู้ประกอบการดำเนินการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่จุดใดจุดหนึ่งได้ ทั้งนี้เพราะเป็นเรื่องของผู้ประกอบการที่จะมีการลงทุนในพื้นที่ใดก็ได้ เพียงแต่การไฟฟ้าจะมีหน้าที่ในการตรวจสอบและมีการประเมินในเบื้องต้นก่อนที่จะมีการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงๆ ในด้านของผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้า โดยการติดตั้งเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter) ไว้ที่จุดเชื่อมต่อ (PCC) ระหว่างระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์กับระบบไฟฟ้า (Grid) ดังตัวอย่างการทดสอบระบบในภาพประกอบ 1.2 การตรวจวัดอาจใช้เวลานานถึง 1 เดือน เพื่อให้แน่ใจว่าหากมีการผลิตกำลังไฟฟ้าจากระบบดังกล่าว จะไม่มีผลกระทบในด้านปัญหาคุณภาพไฟฟ้าใดๆ เกิดขึ้น แต่อย่างไรก็ตาม การไฟฟ้าจะเห็นผลประเมินด้านคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดที่วัดและ/หรือในบริเวณใกล้เคียงที่มีการติดตั้งเครื่องมือวัดเท่านั้น



ภาพประกอบ 1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีศึกษาการแปรเปลี่ยนของแรงดันไฟฟ้าช่วงสั้นๆ

ภาพประกอบ 1.3 แสดงกรณีศึกษาของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแห่งหนึ่ง ที่มีการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ขนาด 100 kWp โดยไม่มีแบตเตอรี่ในการเก็บพลังงาน จุดประสงค์เพื่อต้องการดูผลการแปรเปลี่ยนของแรงดันไฟฟ้าในช่วงเวลาสั้นๆ ไม่เกิน 10 นาที (Very-Short Voltage Variation) โดยการใช้อุปกรณ์ตรวจวัด ณ จุดต่อเชื่อม (PCC) เป็นเวลานาน 1 ปี ซึ่งโหลดที่แสดงไว้ตามรูปทั้ง 2 กลุ่ม ประกอบด้วย โหลดบ้านพักอาศัย, อาคารพาณิชย์ และ โรงงานอุตสาหกรรมขนาดเล็ก



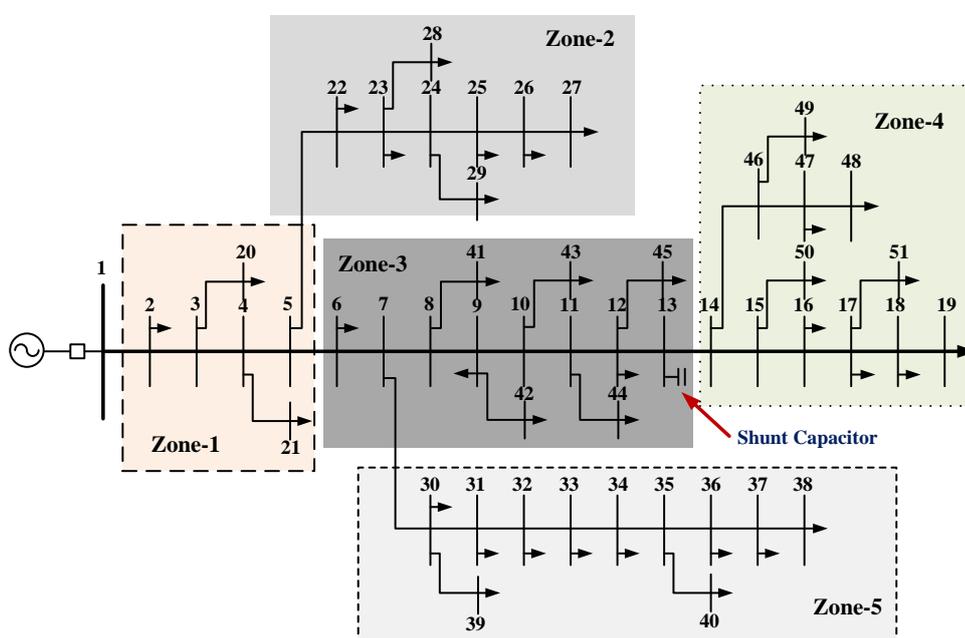
ภาพประกอบ 1.4 การแปรเปลี่ยนของแรงดันไฟฟ้าที่สอดคล้องกับกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์

จากกรณีศึกษาของวันหนึ่ง แสดงให้เห็นผลกระทบของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีต่อการแปรเปลี่ยนของแรงดันตามภาพประกอบ 1.4 จากรูปจะสังเกตเห็นการกระเพื่อมไม่คงที่ของขนาดแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ (Voltage Magnitude) ซึ่งเป็นผลมาจากความไม่คงที่ของพลังงานแสงอาทิตย์ นอกจากนี้ การวิเคราะห์ในเชิงเทคนิคยังทำให้เห็นการแปรเปลี่ยนของแรงดันจากค่าปกติในช่วงเวลาสั้นๆ (ไม่เกิน 10 นาที) โดยส่วนใหญ่จะมีค่าอยู่ที่ระดับ 0.5 V และอาจมีบางช่วงเวลาที่สูงเกินกว่า 1 V ซึ่งสอดคล้องกับเวลาในช่วง 12.30–14.00 ที่ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ มีการผลิตกำลังไฟฟ้าออกมาค่อนข้างสูง

แม้ว่าการแปรเปลี่ยนของแรงดันไฟฟ้าจากกรณีศึกษานี้จะไม่สูงมากนัก เนื่องจากความสามารถจริงในการผลิตกำลังไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (PV-Power Generation) ของระบบดังกล่าวอยู่ที่ค่าประมาณไม่เกิน 30 kW ซึ่งถือว่าไม่สูงมากนักหากเทียบกับปริมาณของโหลดทั้งหมดที่มีอยู่ในระบบ อย่างไรก็ตาม หากความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์มีระดับที่สูงขึ้นมากๆ ในอนาคต ก็มีความเป็นไปได้ที่การแปรเปลี่ยนของแรงดันช่วงสั้นจะมีความรุนแรงขึ้น และอาจส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงนี้จนถึงขั้นเสียหายได้

กรณีศึกษานี้เป็นเพียงปัญหาหนึ่งที่เกิดจากผลกระทบของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์เท่านั้น ในทางปฏิบัติจริง พบว่ายังมีปัญหาอื่นอีกที่เกิดจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้า

ดังกล่าว อาทิเช่น การเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ และปัญหาที่เกี่ยวข้องกับการสร้างกระแสฮาร์มอนิก ซึ่งนับเป็นปัญหาที่สำคัญทางคุณภาพไฟฟ้า ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงมีความต้องการที่จะศึกษาผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าโดยรวมทั้งระบบประกอบด้วย ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของแรงดันในแต่ละบัส (Voltage Profile), ค่ากำลังสูญเสียรวมของระบบ (Total Power Losses), ค่าความผิดเพี้ยนรวมของแรงดันฮาร์มอนิกแต่ละบัส (Total Harmonic Distortion Voltage : THDv) ซึ่งเกิดจากการไหลของกระแสฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้า รวมถึงการประเมินความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับชั้นท์คาปาซิเตอร์จากกระแสฮาร์มอนิก



ภาพประกอบ 1.5 ตัวอย่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บริเวณต่างๆ

ทั้งนี้ การวิเคราะห์จะพิจารณาให้การติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์มีกระจายตัวออกเป็นบริเวณต่างๆ ทั่วทั้งระบบ (Installation Zone) ดังตัวอย่างในภาพประกอบ 1.5 เพื่อประโยชน์ในเชิงการวางแผนของการไฟฟ้าสำหรับอนาคต กล่าวคือ ผลจากการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์จะทำให้ทราบว่า ผลกระทบด้านปัญหาคุณภาพไฟฟ้าหรือความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับชั้นท์คาปาซิเตอร์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะเกิดจากกลุ่มของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีขนาดกำลังผลิตเท่าไร (PV-Generation Capacity) และมีการติดตั้งหนาแน่นที่บริเวณใด เพื่อที่จะได้หาแนวทางป้องกันไม่ให้เกิดปัญหาดังกล่าวได้

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1) เพื่อพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สามารถหาค่าดัชนีทางคุณภาพไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์กระจายตัวอยู่ในบริเวณต่างๆ
- 2) เพื่อประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้าของระบบว่าอยู่ในเกณฑ์ปกติตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือไม่ รวมถึงความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับชั้นท์คาปาซิเตอร์
- 3) เพื่อนำผลที่เป็นประโยชน์จากงานวิจัยไปใช้บูรณาการกับการเรียนการสอนวิชาการอนุรักษ์และการจัดการพลังงาน (EEG 447) และการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง (EEG452)

1.3 คำถามการวิจัย

ขนาดกำลังการผลิตและบริเวณการติดตั้งของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ จะมีผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบ รวมถึงสามารถสร้างความเสียหายให้กับชั้นท์คาปาซิเตอร์ได้หรือไม่

1.4 สมมุติฐานการวิจัย

การมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์จำนวนมากกระจายตัวอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า น่าจะก่อให้เกิดปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าที่ไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน รวมถึงสามารถทำให้ชั้นท์คาปาซิเตอร์เกิดความเสียหายได้ เนื่องจากผลของกระแสฮาร์มอนิกที่เกิดจากระบบผลิตกำลังงานไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ไหลเข้าสู่ระบบมากเกินไป โดยเฉพาะการทำงานในสภาวะที่มีระดับแสงต่ำๆ

1.5 ขอบเขตของการวิจัย

ทดสอบวิธีการกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงของประเทศไทยขนาด 51 บัส และระบบทดสอบขนาด 33 บัส โดยใช้ข้อมูลการกระจายแสงอาทิตย์และอุณหภูมิรายชั่วโมงทั้งปีของจังหวัดเชียงใหม่ สำหรับการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้าและความเสียหายของชั้นท์คาปาซิเตอร์จากการทำระบบจำลอง

1.6 นิยามศัพท์

Distributed Generation (DG)	การผลิตกำลังไฟฟ้าแบบกระจาย หมายถึงระบบผลิตกำลังไฟฟ้าใดๆ ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในตำแหน่งใดๆ
Grid-Connected PV System	ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับกริด หมายถึงระบบการผลิตกำลังงานไฟฟ้าโดยใช้แหล่งพลังงานจากแสงอาทิตย์ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า
Probabilistic Load Flow	การไหลของกำลังงานไฟฟ้าเชิงความน่าจะเป็น หมายถึงการคำนวณหาปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของตัวแปรต่างๆ ในระบบซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอด เช่น ความต้องการโหลด และหรือการมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าอื่นๆ ต่อร่วมในระบบ เป็นต้น
Probabilistic Harmonic Flow	การไหลของกระแสฮาร์โมนิกเชิงความน่าจะเป็น หมายถึงการคำนวณหาปริมาณการไหลของกระแสฮาร์โมนิกอันเกิดจากการทำงานของอุปกรณ์ที่มีลักษณะความไม่เป็นเชิงเส้นทางไฟฟ้าในระบบ โดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของตัวแปรต่างๆ ซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอด เช่น ความต้องการโหลด และหรือการมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ต่อร่วมในระบบ เป็นต้น
Monte Carlo Simulation	การจำลองแบบมอนติคาร์โล หมายถึงการทำระบบจำลองที่ต้องใช้การสุ่มค่าตัวแปรจากกลุ่มตัวอย่าง เพื่อนำไปประมวลผลต่อ โดยผลลัพธ์ที่ได้จะมีคุณลักษณะเชิงสถิติ
Statistical Model	แบบจำลองทางสถิติ หมายถึงแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ขององค์ประกอบต่างๆ ในระบบที่มีคุณลักษณะการกระจายเชิงสถิติ

บทที่ 2

วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

2.1 ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับเรื่องที่วิจัย

โดยทั่วไประบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีลักษณะเป็นระบบสายป้อนแบบเรเดียล (Radial System) ซึ่งพบได้มากในบริเวณชานเมืองหรือชนบท อีกทั้งโดยปกติระบบจะถูกออกแบบให้ทำงานโดยไม่อนุญาตให้มีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าใดๆ (Distributed Generation, DG) เชื่อมต่อเข้ามาในระบบ อย่างไรก็ตาม จากการศึกษาวิจัยที่ผ่านมาชี้ให้เห็นว่าการมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าอื่นๆ เชื่อมต่อเข้ากับระบบเพื่อทำหน้าที่ช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้า จะทำให้มีทั้งข้อดีและข้อเสียต่อการทำงานของระบบ โดยอาจพิจารณาเป็นผลกระทบแบบมีนัยสำคัญที่จะมีความรุนแรงมากขึ้นหรือน้อยขึ้นขึ้นอยู่กับคุณลักษณะการทำงานของทั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้า และระบบผลิตกำลังไฟฟ้าอื่น โดยทั่วไปผลกระทบเชิงบวกมักถูกเรียกว่าเป็นผลประโยชน์ที่มีต่อระบบในการช่วยสนับสนุนทำให้การทำงานของระบบในภาพรวมดีขึ้นได้แก่

- ช่วยปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้าให้ดีขึ้น
- ทำให้กำลังสูญเสียของระบบลดน้อยลงในบางกรณี
- สนับสนุนการให้กำลังไฟฟ้าในช่วงการใช้กำลังงานสูงๆ
- ทำให้ระบบสายส่งมีความสามารถในการรับภาระได้มากขึ้น
- ช่วยชะลอการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปรับปรุงการทำงานของระบบ
- ทำให้ระบบมีความน่าเชื่อถือในการทำงานมากขึ้น

ค่อนข้างเป็นเรื่องยากอยู่หากต้องการให้ได้ประโยชน์จากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าอื่นตามที่กล่าวข้างต้น เพราะปัจจัยหลักอยู่ที่ความเหมาะสมของขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า ตำแหน่งการติดตั้ง รวมถึงคุณลักษณะจำเพาะในการทำงานของระบบผลิตกำลังไฟฟ้านั้นๆ โดยหากปัจจัยดังกล่าวไม่มีความเหมาะสมหรือขาดการวางแผนที่ดี ก็จะทำให้เกิดผลกระทบเชิงลบเป็นผลเสียต่อระบบ ได้แก่

- การมีขนาดกำลังผลิตในระดับที่มากเกินไปอาจส่งผลกระทบต่อระบบความปลอดภัยของระบบ
- การจัดลำดับความสำคัญในการป้องกันระบบที่มีอยู่เดิมอาจทำงานผิดพลาด
- เกิดความยุ่งยากซับซ้อนต่อการจัดการ เนื่องจากมีกำลังไฟฟ้าไหลกระจายทั่วระบบ
- การจัดเก็บและการกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมการใช้กำลังไฟฟ้าทำได้ยาก
- ต้องพิจารณาถึงมาตรการการป้องกันระบบมากขึ้น

ในปัจจุบันมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าอื่นที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายหลายประเภท บางประเภทมีคุณลักษณะในการทำงานที่ชัดเจนแน่นอน ทำให้สามารถควบคุมปริมาณการผลิตกำลังไฟฟ้าได้ง่าย แต่สำหรับบางประเภทอาทิเช่น ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ หรือด้วยพลังงานลม เป็นต้น ปริมาณการผลิตกำลังไฟฟ้าจะขึ้นกับปัจจัยแวดล้อมทางธรรมชาติ ซึ่งไม่สามารถควบคุมได้ ทำให้การผลิตกำลังไฟฟ้าจากระบบเหล่านี้มีความไม่แน่นอน และเป็นสาเหตุให้ไม่สามารถรับประกันได้ว่าการเชื่อมต่อของระบบเหล่านี้ในจำนวนมากๆ จะทำให้เกิดข้อดีหรือข้อเสียกับระบบ จึงเป็นหน้าที่รับผิดชอบโดยตรงของการไฟฟ้าที่จะต้องทำการศึกษา ในการหาคำตอบทั้งในด้านปริมาณการผลิตกำลังไฟฟ้าและตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสม เพื่อหลีกเลี่ยงผลกระทบเชิงลบที่อาจมีต่อระบบได้

ลักษณะจำเพาะของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์อย่างหนึ่ง คือความจำเป็นที่จะต้องมียินเวอร์เตอร์เพื่อทำหน้าที่เชื่อมต่อกับระบบ แต่อย่างไรก็ตาม ในทางเทคนิคอินเวอร์เตอร์ถูกจัดให้เป็นแหล่งกำเนิดกระแสฮาร์โมนิก โดยในการทำงานอินเวอร์เตอร์อาจผลิตกระแสฮาร์โมนิกและฉีดเข้าสู่ระบบ เป็นผลให้อุปกรณ์ในระบบที่มีความไวต่อกระแสฮาร์โมนิกทำงานผิดพลาดได้ ถ้าปริมาณกระแสฮาร์โมนิกอยู่ในเกณฑ์มากกว่าระดับที่กำหนด ดังนั้นหากพิจารณาถึงการขยายตัวของระบบผลิตแบบนี้ที่มีมากขึ้นไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ก็ควรให้ความสำคัญหรือสนใจเกี่ยวกับเงื่อนไขบังคับต่างๆ ทางเทคนิคที่มีอยู่เดิมของระบบ โดยไม่ส่งผลกระทบต่อระบบการทำงานเดิมที่ได้อยู่แล้ว ตามหลักการออกแบบและวางแผนของระบบเมื่อมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์เชื่อมต่อ ควรจะต้องคำนึงถึงเรื่องหลักๆ 3 เรื่องดังนี้

- ความผิดเพี้ยนทางฮาร์โมนิก (Harmonic Distortion)
- การกระเพื่อมของกำลังไฟฟ้า (Power Fluctuation)
- การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulation)

2.1.1 ความผิดเพี้ยนทางฮาร์โมนิก

ผลของกระแสฮาร์โมนิกที่ไหลเข้ามาในระบบ อาจทำให้ระดับความผิดเพี้ยนโดยรวมของฮาร์โมนิก (Total Harmonic Distortion, THD) มีค่าเกินมาตรฐานได้ ซึ่งค่า THD สามารถให้คำจำกัดความได้ทั้งความผิดเพี้ยนโดยรวมของกระแสฮาร์โมนิก (Total Harmonic Current Distortion, THDi) และความผิดเพี้ยนโดยรวมของแรงดันฮาร์โมนิก (Total Harmonic Voltage Distortion, THDv) โดยปกติค่า THDi อาจมีค่าเปอร์เซ็นต์ต่างๆ ไปจนถึงเกิน 100% ได้ แต่สำหรับ THDv โดยทั่วไปจะกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 5% ทั้งนี้จากการศึกษาพบว่าหาก THDv มีค่ามากกว่า 10% ก็จะส่งผลกระทบเชิงลบมากมายต่ออุปกรณ์และระบบ อาทิ

- ทำให้กำลังงานสูญเสียของทั้งอุปกรณ์ด้านผู้ใช้และระบบสูงขึ้น
- ทำให้อายุการทำงานของมอเตอร์ หม้อแปลงไฟฟ้า และคาปาซิเตอร์สั้นลง
- อาจทำให้เกิดสภาวะเรโซแนนซ์กับคาปาซิเตอร์ ส่งผลให้เกิดกระแสและแรงดันสูงเกิน

ส่วนประกอบของอินเวอร์เตอร์ล้วนเป็นอุปกรณ์ด้านอิเล็กทรอนิกส์กำลัง ดังนั้นทั้งขนาดและลำดับของกระแสฮาร์มอนิกที่ถูกปล่อยออกมา ก็จะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์ รวมถึงโหมดการทำงานด้วย โดยทั่วไปถ้าเป็นอินเวอร์เตอร์แบบ 6-Pulse หรือ 12-Pulse ก็จะผลิตกระแสฮาร์มอนิกที่มากกว่าเทคโนโลยีแบบ PWM (Pulse Width Modulation)

2.1.2 การกระเพื่อมของกำลังไฟฟ้า

เนื่องจากคุณลักษณะในการทำงานของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะขึ้นอยู่กับปริมาณแสงอาทิตย์ซึ่งมีความไม่คงที่แน่นอน จึงเป็นสาเหตุอาจทำให้เกิดการกระเพื่อมของทั้งกำลังไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า และความถี่ ณ จุดเชื่อมต่อ ส่งผลให้ความน่าเชื่อถือในการทำงานของระบบลดน้อยลง อย่างไรก็ตาม ปัญหานี้อาจแก้ไขได้ด้วยการใช้แบตเตอรี่เพื่อช่วยเก็บปริมาณไฟฟ้าจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ไว้ก่อน โดยแบตเตอรี่จะสามารถส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่มีค่าคงที่เข้าระบบได้ แต่สำหรับระบบจริงที่มีลักษณะการกระทำเชิงพาณิชย์ คือผลิตกำลังไฟฟ้าเพื่อขายคืนให้กับการไฟฟ้า จะไม่นิยมใช้แบตเตอรี่เนื่องจากมีราคาสูง อายุการใช้งานต่ำ และต้องการการบำรุงดูแลรักษา ซึ่งจะต้องมีค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น

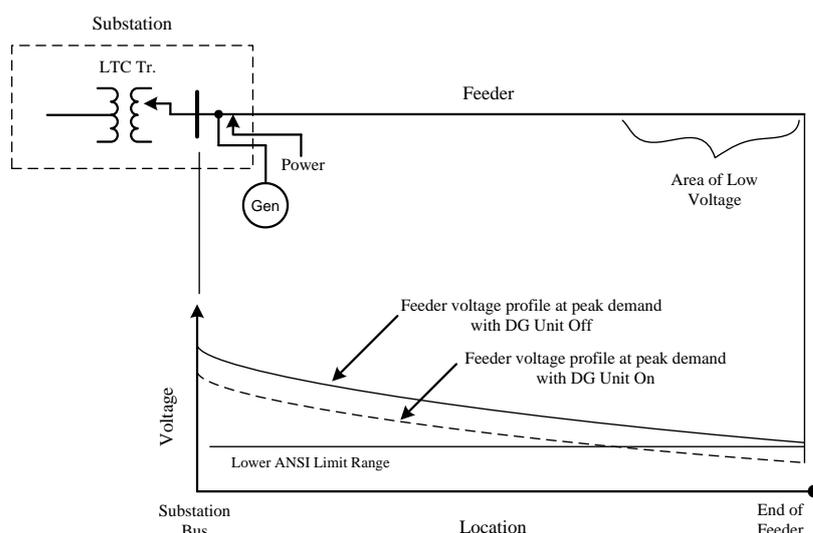
ดังนั้น หากพิจารณาถึงระบบจริงที่มีการกระจายตัวอย่างมากของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์โดยไม่มีแบตเตอรี่ ก็จำเป็นต้องมีการศึกษาและทำความเข้าใจถึงคุณลักษณะความสัมพันธ์ระหว่างขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับกำลังงานแสงอาทิตย์ ปกติจะใช้วิธีคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นหลัก (Power Flow Calculation) เพื่อดูผลการเปลี่ยนแปลงด้านต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระบบ เช่น ค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่างๆ ค่ากำลังสูญเสียของระบบ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลย้อนกลับเข้าสถานีไฟฟ้า รวมถึงผลกระทบด้านความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ในระบบ เป็นต้น อย่างไรก็ตาม การคำนวณแบบนี้โดยมากจะใช้วิธีการเชิงกำหนด (Deterministic Approach) เพียงเพื่อดูผล ณ ช่วงเวลาใดเวลาหนึ่งเท่านั้น แต่่วาวิธีการนี้อาจไม่เหมาะสมกับการวิเคราะห์คำนวณกรณีของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ เนื่องจากผลของปริมาณแสงอาทิตย์ที่มีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลาทั้งปี จึงทำให้จำเป็นต้องใช้วิธีการเชิงความน่าจะเป็น (Probabilistic Approach) ซึ่งจะสามารถนำเอาปัจจัยหลายอย่างที่มีความไม่คงที่แน่นอนเข้ามาร่วมในการคำนวณด้วย โดยจะต้องใช้แบบจำลองทางสถิติ (Statistical Model) เพื่อได้ผลการคำนวณที่ถูกต้องมีความน่าเชื่อถือยิ่งขึ้น

2.1.3 การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า

โดยปกติระบบจำหน่ายแบบเรเดียลจะใช้หม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับแทปแรงดัน (Load Tap Changing Transformer, LTC) ในการรักษาระดับแรงดันของสายป้อน (Feeder) ให้เป็นปกติ หรืออาจจะมีอุปกรณ์อื่นซึ่งทำหน้าที่คล้ายๆ กันนี้ช่วยทำงานในระบบด้วย เช่น ชั้นที่คาปาซิเตอร์ เป็นต้น หลักการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวจะอาศัยการตรวจดูค่าระดับแรงดันไฟฟ้าที่ลดลงทางปลายสาย โดยพิจารณาบนฐานที่มีกำลังไฟฟ้าไหลทางเดียวจากสถานีไฟฟ้าไปยังกลุ่มโหลด ดังนั้น การมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าใดๆ (DG) ก็ตามเข้ามาเชื่อมต่อกับระบบ จะทำให้มีการไหลของกำลังไฟฟ้าหลายทิศทางและอาจส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์รักษาระดับแรงดันได้ ดังกรณีต่อไปนี้

- เกิดภาวะแรงดันต่ำเกินจากกรณีมี DG ต่อหลังอุปกรณ์รักษาระดับแรงดัน

ในกรณีนี้ถ้ามี DG ต่ออยู่หลังอุปกรณ์ LTC ดังภาพประกอบ 2.1 ส่วนควบคุมของอุปกรณ์ดังกล่าวจะไม่สามารถรู้ได้ว่าความต้องการของโหลดจริงๆ ช่วงปลายสายป้อนมีค่าเท่าใด เนื่องจากมีกำลังไฟฟ้าส่วนหนึ่งไหลเข้ามาในระบบจาก DG ทำให้ LTC มองเห็นว่าระบบมีการใช้โหลดลดลง ดังนั้น ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของแรงดันทั้งระบบในกรณีนี้อาจมีค่าต่ำกว่าที่ควร โดยเฉพาะกรณีที่ความต้องการของโหลดจริงมีค่าสูงสุด (Peak Demand) ข้อเสียจะส่งผลกระทบทำให้เกิดความสับสนต่อการปรับตั้งค่าแรงดันต่ำสุดที่ปลายสาย เพื่อยังคงรักษาให้มีค่าแรงดันเพียงพอต่อการใช้งาน



ภาพประกอบ 2.1 ผลกระทบของ DG ที่มีต่ออุปกรณ์รักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อน

ไม่ว่าจะเป็น DG ประเภทใดก็ตาม โดยเฉพาะ DG ประเภทผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ (PV-System) ก็จะทำให้เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าได้เหมือนกัน

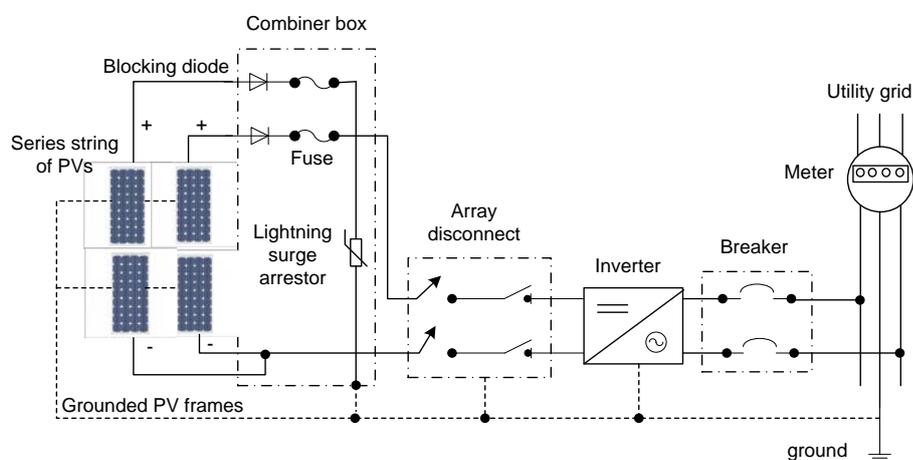
- เกิดภาวะแรงดันสูงเกินจาก DG

กรณีนี้อาจเกิดจากการที่มีระดับการผลิตกำลังไฟฟ้าปริมาณมากจาก DG ที่มีอยู่ในระบบทั้งหมด ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสถานีไฟฟ้าและทำให้แรงดันสูงเกิน โดยเฉพาะในบางตำแหน่งของระบบอาจมีค่าแรงดันปกติที่สูงอยู่แล้วเนื่องจากโหลดน้อย ดังนั้น หากเกิดเหตุการณ์ลักษณะนี้ขึ้นก็จะทำให้แรงดันมีค่าสูงกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้ สาเหตุอีกประการหนึ่งอาจเกิดจาก PV-DG ซึ่งปริมาณกำลังผลิตจะไม่คงที่แน่นอนขึ้นกับแสงอาทิตย์ เพราะฉะนั้นจึงมีความเป็นไปได้ที่จะพบเหตุการณ์ที่ PV-System สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงแต่โหลดต่ำ เป็นผลให้เกิดแรงดันสูงเกินได้เช่นกัน

จากที่กล่าวมาทั้งหมดในหัวข้อ 2.1 จัดเป็นความรู้พื้นฐานในแง่ผลกระทบทั้งเชิงบวกและลบด้านคุณภาพไฟฟ้าของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า อีกทั้งยังชี้ให้เห็นถึงสาเหตุของผลกระทบในด้านต่างๆ ด้วย ดังนั้น ในทางปฏิบัติจริงจึงควรมีการนำเอาประเด็นต่างๆ เหล่านี้มาพิจารณาในเชิงการออกแบบและวางแผนสำหรับอนาคต เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นได้

2.2 ทฤษฎีที่รองรับเรื่องทวิจัย

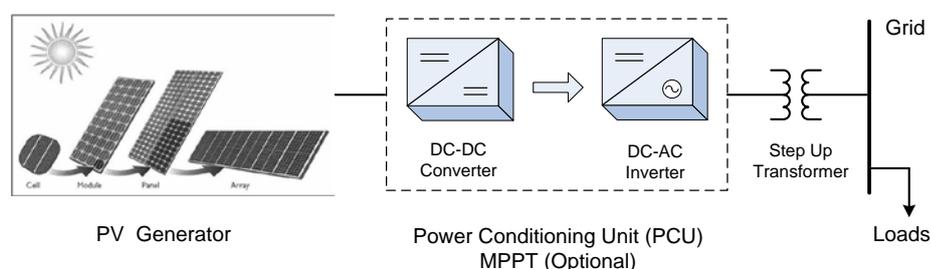
ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องเนื่องจากขนาดการผลิตต่ำๆ แบบทำงานตัวเดียว (Stand-Alone) จนกลายเป็นขนาดกำลังผลิตที่ใหญ่มากแบบเชื่อมต่อกับกริด โดยเฉพาะลักษณะของการทำเชิงพาณิชย์ในการผลิตกำลังไฟฟ้าเพื่อขายคืนให้รัฐ ภาพประกอบ 2.2 แสดงองค์ประกอบพื้นฐานที่จำเป็นต้องมีสำหรับระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับกริด



ภาพประกอบ 2.2 องค์ประกอบของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับกริด

องค์ประกอบด้านระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ตามภาพประกอบ 2.2 จะประกอบด้วยกลุ่มแผงโซลาร์เซลล์ที่มีการเชื่อมต่อกันผ่านไดโอด (Blocking Diode) ซึ่งทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้กระแสไหลย้อนกลับเข้าแผงในช่วงเวลาที่ไม่ได้มีแสงอาทิตย์ นอกจากนี้ยังมีอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินจำพวกฟิวส์ (Fuse) และกับดักฟ้าผ่า (Lightning Surge Arrestor) การส่งผ่านพลังงานกระแสตรง (DC Power) ที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์เข้าระบบจะกระทำผ่านสวิตช์ตัดตอน (Array Disconnect Switch) เพื่อแยกวงจรออกจากระบบอย่างสมบูรณ์เมื่อต้องการปลดออกสำหรับพลังงานกระแสสลับ (AC Power) ที่แปลงได้จากอินเวอร์เตอร์จะถูกส่งต่อเข้าระบบไฟฟ้า (Utility Grid) ผ่านเบรกเกอร์ (Breaker)

โดยทั่วไปฟังก์ชันการทำงานของอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อกริด จะมีส่วนทำงานเพื่อค้นหาจุดทำงานที่ให้ค่ากำลังงานสูงสุด (Maximum Power Point Tracking, MPPT) และจำเป็นต้องมีอุปกรณ์ตัดตอนวงจรกรณีเกิดกระแสลัดวงจรลงดิน (Ground-Fault Circuit Interrupter, GFCI) รวมถึงกรณีเกิดไฟฟ้าดับของระบบที่เชื่อมต่ออยู่ ซึ่งทั้งส่วน MPPT และ GFCI โดยปกติจะถูกรวมอยู่ในหน่วยควบคุมกำลังงาน (Power Conditioning Unit, PCU) ภาพประกอบ 2.3 แสดงแผนภาพการเชื่อมต่อระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์เข้ากริดรวมถึงส่วน PCU และหม้อแปลงยกระดับแรงดันให้สูงขึ้นในการเชื่อมต่อ (Step-Up Transformer)



ภาพประกอบ 2.3 แผนภาพการเชื่อมต่อกริดของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์

การศึกษาผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าที่มีต่อระบบ จากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ โดยทั่วไปจะใช้วิธีคำนวณหาการไหลของกำลังไฟฟ้าเชิงสถิติ (Probabilistic Load Flow) ตามที่เคยกกล่าวไว้ในหัวข้อ 2.1.2 ซึ่งวิธีการดังกล่าวจะทำให้ทราบถึงการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันของระบบตลอดทั้งปี รวมถึงกำลังไฟฟ้าที่มีการกระเพื่อมอยู่ตลอดเวลาอันเนื่องมาจากความไม่คงที่ของระดับแสงอาทิตย์ที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดปีนั่นเอง สำหรับผลกระทบด้านฮาร์มอนิกจะใช้ทฤษฎีคำนวณการไหลของกระแสฮาร์มอนิกเชิงสถิติ (Probabilistic Harmonic Current Flow) ซึ่งผลการคำนวณจะทำให้ทราบถึงค่าดัชนี THDv ที่มีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา ณ จุดต่างๆ ในระบบ

อย่างไรก็ตาม การคำนวณทั้งหมดจำเป็นต้องมีแบบจำลองที่ถูกต้องเหมาะสมสำหรับแต่ละวิธี โดยองค์ประกอบทั้งหมดของระบบที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการคำนวณ จะต้องใช้แบบจำลองทางสถิติ (Statistical Models) ทั้งนี้เพื่อให้ผลตอบจากการคำนวณมีความถูกต้องน่าเชื่อถือมากที่สุด อาทิ เช่น แบบจำลองของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ (PV-System Model), แบบจำลองการกระจายของแสงอาทิตย์ (Solar Radiation Model), แบบจำลองการกระจายของอุณหภูมิ (Ambient Temperature Model) และแบบจำลองของโหลด (Load Model) เป็นต้น ซึ่งรายละเอียดจะได้กล่าวในบทต่อไป ผลของค่าแรงดันไฟฟ้าและค่ากำลังไฟฟ้า รวมถึงค่าดัชนี THD_v ที่ได้จากการคำนวณ จะถูกนำมาประเมินโดยเปรียบเทียบกับเกณฑ์ค่ามาตรฐาน เพื่อชี้ให้เห็นว่าการมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ติดตั้งกระจายอยู่ในบริเวณต่างๆ ของระบบด้วยขนาดการผลิตที่แตกต่างกัน จะส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้า และระบบจะยังคงมีเสถียรภาพในการทำงานต่อไปได้หรือไม่

2.3 ผลการวิจัยที่เกี่ยวข้อง

มีงานวิจัยค่อนข้างมากเกี่ยวกับการศึกษาผลกระทบด้านต่างๆ ที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่ ทั้งนี้อาจมีการศึกษาและเงื่อนไขที่ไม่เหมือนกันในประเด็นต่างๆ อาทิ งานวิจัยเรื่อง Impact of High Penetration Level of Grid-Connected Photovoltaic Systems on the UK Low Voltage Distribution Network (Pearsall และ Putrus, 2012) และงานวิจัยเรื่อง Analysis of power quality impact of high penetration PV in residential feeders (Jayasekara และ Wolfs, 2010) ซึ่งชี้ให้เห็นว่าการมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่ถึงแม้จะมีขนาดกำลังการผลิตต่ำ แต่ถ้ระบบผลิตดังกล่าวมีการกระจายตัวเป็นปริมาณมากก็จะส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้า โดยอาจมีค่าสูงเกินในสถานะที่ระบบมีการใช้โหลดน้อย

งานวิจัยเรื่อง Impact of PVPS (PhotoVoltaic Power System) Connection to Grid in Urban Areas (Sharma และ Parekh, 2011) นำเสนอผลกระทบของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีต่อการควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้าให้เป็นไปตามปกติ รวมถึงการชี้ให้เห็นถึงความไม่มีเสถียรภาพในการทำงานของระบบ ตลอดจนการมีคุณภาพไฟฟ้าที่ต่ำ หากมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์จำนวนมาก

งานวิจัยเรื่อง Harmonic Impact of Small Photovoltaic Systems Connected to the LV Distribution Network (Papaioannou และคณะ, 2008) และงานวิจัยเรื่อง Harmonic impact of photovoltaic inverters on low voltage distribution systems (Latheef และคณะ, 2006) นำเสนอผลกระทบด้านฮาร์มอนิกจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ขนาดเล็กที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบ

แรงต่ำ ผลการวิจัยแสดงให้เห็นถึงค่ากระแสฮาร์โมนิกและแรงดันฮาร์โมนิกที่เพิ่มขึ้นตามขนาดกำลังการผลิตของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ทั้งนี้การศึกษาจำกัดที่การพิจารณาให้มีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์เพียงตำแหน่งเดียว

งานวิจัยเรื่อง Impact of High Penetration Residential PV Systems on Distribution Systems (Baran และคณะ, 2011) นำเสนอผลกระทบที่มีต่อการทำงานและการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากปัญหาในระดับกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีมากเกินไป รวมถึงผลกระทบที่มีต่อแรงดันไฟฟ้าโดยอาจมีค่าสูงเกินในบางช่วงเวลา

งานวิจัยเรื่อง Impact of Grid Connected Photovoltaic System in the Power Quality of a Distribution Network (González1 และคณะ, 2011) นำเสนอผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ โดยการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ (PCC) ของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าแห่งหนึ่ง และทำการเปรียบเทียบผลคุณภาพไฟฟ้าในด้านแรงดัน, ฮาร์โมนิก รวมถึงการไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าย่อย (Reverse Power Flow) ระหว่างก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์

งานวิจัยเรื่อง Solar Plant Modeling Impacts on Distribution Systems PV Case Study (Shirek และ Lassiter, 2012) แสดงให้เห็นความสำคัญของการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ถูกต้องของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อวิเคราะห์ปัญหาคุณภาพไฟฟ้าของระบบ โดยงานวิจัยนี้เน้นไปที่การศึกษาลักษณะความสัมพันธ์ที่เกิดขึ้นจริงระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์และปริมาณโหลดที่มีอยู่ในระบบ

งานวิจัยเรื่อง Impact of PV System on Distribution Networks (El-Amin และ Ali, 2011) นำเสนอการพัฒนาแบบจำลองของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่องริตแบบมีแบตเตอรี่ เพื่อช่วยแก้ปัญหาแรงดันสูงเกินในบางช่วงเวลาได้ แต่อย่างไรก็ตาม การใช้แบตเตอรี่จำเป็นต้องใช้เงินลงทุนที่ค่อนข้างสูง

จากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องทั้งหมดข้างต้น แสดงให้เห็นถึงการขยายตัวเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ในแต่ละประเทศ รวมทั้งแสดงให้เห็นถึงความจำเป็นที่จะต้องมีการศึกษาผลกระทบในด้านต่างๆ ที่เกิดจากการมีกำลังการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นจากระบบดังกล่าว ไม่ว่าจะเป็นผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้า, เสถียรภาพในการทำงาน, การป้องกันระบบ และความน่าเชื่อถือของระบบ เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ยังไม่พบการศึกษาด้านผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้า จากบริเวณการติดตั้งของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีระดับกำลังการผลิตแตกต่างกัน รวมถึงการประเมินความเสียหายของชั้นท์คาปาซิเตอร์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.4 สรุป

การศึกษาผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้า จากการมี PV-System จำนวนมากในระบบ ที่ผ่านมามักใช้วิธีการเชิงกำหนดโดยอาศัยค่าเฉลี่ย (Average Value) ของข้อมูลต่างๆ เป็นตัวแปรในการคำนวณ อีกทั้งแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของ PV-System ก็จะพิจารณาแบบอย่างง่าย โดยคิดว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้แปรผันตามพลังงานแสงอาทิตย์โดยตรงและจะใช้ตัวคูณประกอบ (Multiplying Factor) เพื่อปรับค่ากำลังไฟฟ้าให้เหมาะสม อย่างไรก็ตาม การใช้วิธีและแบบจำลองดังกล่าวทำให้ได้ผลการประเมินที่มีความคลาดเคลื่อนและขาดความน่าเชื่อถือ อีกทั้งที่ผ่านมามีพบว่าการประเมินผลกระทบด้านฮาร์มอนิกที่มีต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า ยังมีการศึกษาค่อนข้างน้อย

ส่วนใหญ่แนวทางการศึกษาจะเป็นลักษณะที่มีการกำหนดตำแหน่งติดตั้ง PV-System ไว้ชัดเจน หลังจากนั้นจะประเมินผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าจากการเพิ่มปริมาณการผลิตกำลังไฟฟ้าขึ้นเรื่อยๆ โดยคิดเป็นระดับแบบร้อยละเทียบกับโหลดทั้งหมดในระบบ (Penetration Level) ซึ่งในทางปฏิบัติจริงเราไม่สามารถกำหนดตำแหน่งติดตั้งของ PV-System ได้ จึงทำให้ผลประเมินที่ได้ อาจไม่สอดคล้องกับความเป็นจริง อย่างไรก็ตาม แนวคิดของงานวิจัยนี้อยู่บนพื้นฐานที่ว่าหากผู้ดูแลระบบไฟฟ้าสามารถควบคุมหรือจัดให้มี PV-System ในบริเวณขอบเขตต่างๆ ของระบบได้ (PV-System Zoning) คล้ายๆ กับการจัดระเบียบของนิคมอุตสาหกรรม โดยอาจจัดการเฉพาะกับกลุ่มของ PV-System ที่มีขนาดกำลังการผลิตมากๆ ก็จะช่วยให้สามารถประเมินผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้า รวมถึงสามารถควบคุมอัตราการขยายตัวของกำลังการผลิตเพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบด้านลบที่มีต่อระบบได้ง่าย ดังนั้น ผลที่ได้จากการทำงานวิจัยนี้ คาดว่าจะใช้บอกถึงผลกระทบทั้งด้านบวกและลบที่มีต่อระบบและอุปกรณ์ต่างๆ จากการกำหนดให้มีการผลิตกำลังไฟฟ้าหลายขนาดของ PV-System ที่ติดตั้งในบริเวณต่างๆ ของระบบที่กำหนดไว้

บทที่ 3

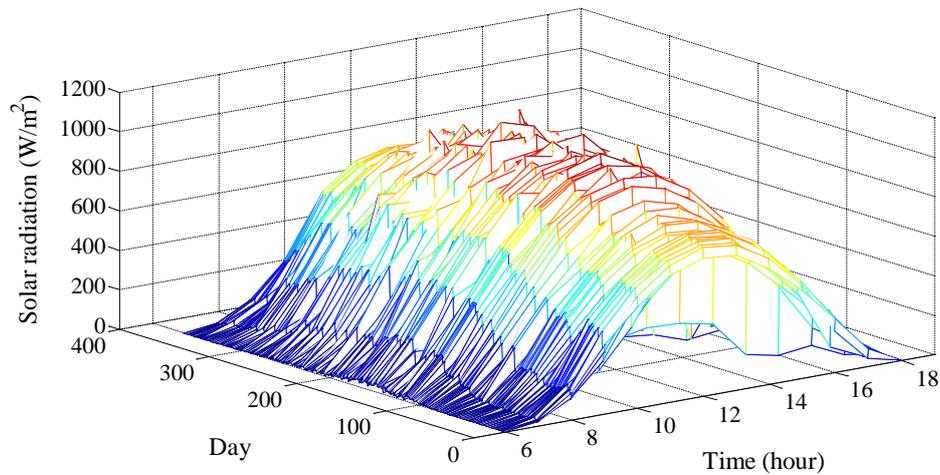
ระเบียบวิธีการวิจัย

3.1 รูปแบบการวิจัย

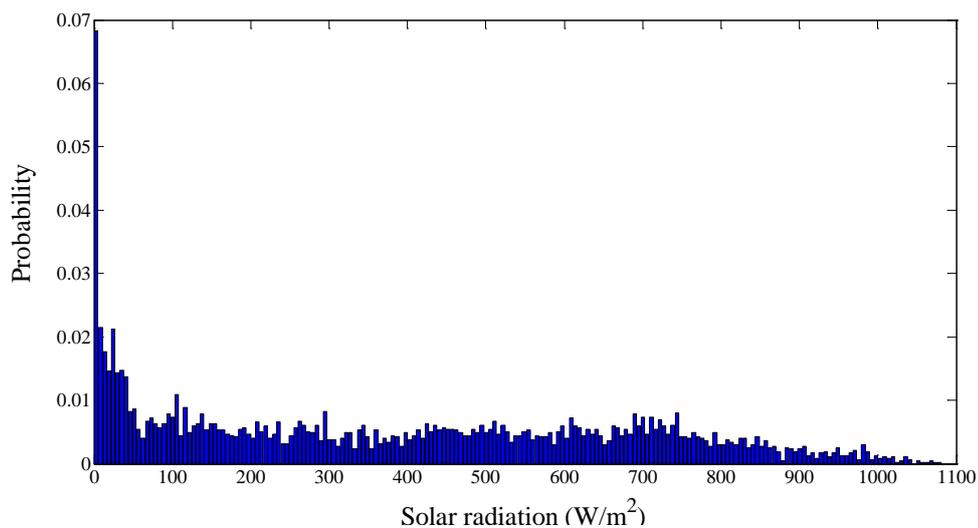
จากที่กล่าวไว้ในบทที่ 2 ว่าการศึกษาผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าที่มีต่อระบบจำหน่ายจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ จะใช้วิธีคำนวณหาการไหลของกำลังไฟฟ้าและฮาร์มอนิกเชิงสถิติ ซึ่งวิธีการดังกล่าวจำเป็นต้องใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์เชิงสถิติของอุปกรณ์ต่างๆ ที่ประกอบอยู่ในระบบเนื่องจากจะทำให้ได้ผลตอบที่มีความถูกต้องและน่าเชื่อถือมากที่สุด โดยแบบจำลองเชิงสถิตินี้จะได้มาจากการตรวจวัดข้อมูลและจัดเก็บบันทึกไว้ในเวลาหนึ่งปี อาทิเช่น ข้อมูลการกระจายแสง และการกระจายอุณหภูมิ เป็นต้น ดังนั้น ในส่วนแรกของบทนี้จะได้อธิบายถึงแบบจำลองเชิงสถิติต่างๆ รวมถึงแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์ที่จะนำมาใช้ประกอบการคำนวณตามวิธีการที่จะได้นำเสนอในส่วนหลังต่อไป

3.2 แบบจำลองทางสถิติของการกระจายแสงและอุณหภูมิ

ลักษณะการกระจายแสง (Solar Radiation) และอุณหภูมิจัดเป็นข้อมูลที่สำคัญที่สุดในการศึกษาเกี่ยวกับระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ซึ่งจากงานวิจัยบางงานที่ผ่านมามักกำหนดให้แบบจำลองทางแสงมีความสัมพันธ์เชิงเส้นกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยตรง และอาจใช้ตัวประกอบอื่นเพื่อทำการปรับค่าให้เหมาะสม สำหรับข้อมูลทางอุณหภูมิมักถูกละเลยและไม่นำมาพิจารณาในการศึกษาด้วย เนื่องจากถูกมองว่ามีผลกระทบต่อการผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ค่อนข้างน้อย อย่างไรก็ตาม งานวิจัยนี้ต้องการความถูกต้องแม่นยำและมีความน่าเชื่อถือสูงสุด จึงได้ใช้ข้อมูลจริงทั้งส่วนของการกระจายแสงและอุณหภูมิตั้งแต่ชั่วโมงใน 1 ปี ของจังหวัดเชียงใหม่ ในช่วงเวลา 6.00-18.00 น. ของเดือนมกราคม ถึงธันวาคม พ.ศ. 2550 ซึ่งได้รับความอนุเคราะห์จากกรมอุตุนิยมวิทยา โดยลักษณะการกระจายของแสงอาทิตย์จะแสดงเป็นค่ากำลังงานแสงอาทิตย์ในหน่วยวัตต์ต่อตารางเมตร (W/m^2) ที่เกิดขึ้นในแต่ละชั่วโมงตลอดทั้งปี (365 วัน) ดังภาพประกอบ 3.1 และจากข้อมูลดังกล่าว สามารถนำไปสร้างแบบจำลองทางสถิติในลักษณะของค่าความหนาแน่นความน่าจะเป็น (Probability Density) ของการกระจายแสงได้ตามภาพประกอบ 3.2

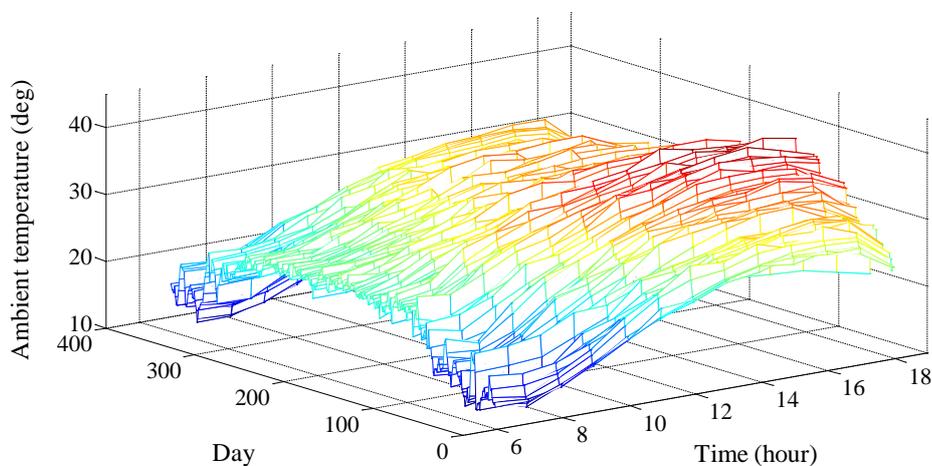


ภาพประกอบ 3.1 ลักษณะการกระจายแสงอาทิตย์รายชั่วโมงของจังหวัดเชียงใหม่ในปีพ.ศ. 2550

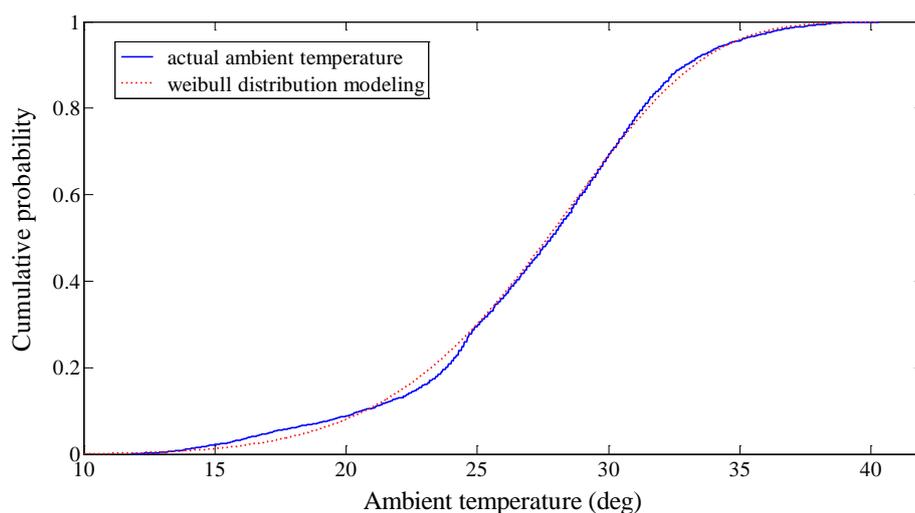


ภาพประกอบ 3.2 ความหนาแน่นความน่าจะเป็นของการกระจายแสงอาทิตย์

สำหรับข้อมูลการกระจายของอุณหภูมิในพื้นที่เดียวกัน จะแสดงความสัมพันธ์ของค่าอุณหภูมิในหน่วยของศาเซลเซียส ที่เกิดขึ้นในแต่ละชั่วโมงตลอดทั้งปี ดังภาพประกอบ 3.3 และจากข้อมูลดังกล่าวสามารถนำมาสร้างแบบจำลองทางสถิติได้ โดยใช้ฟังก์ชันการกระจายแบบไวบูล (Weibull Probability Density Function) ซึ่งจะแสดงความสัมพันธ์ของการกระจายอุณหภูมิในลักษณะของค่าความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative Probability) ตามภาพประกอบ 3.4



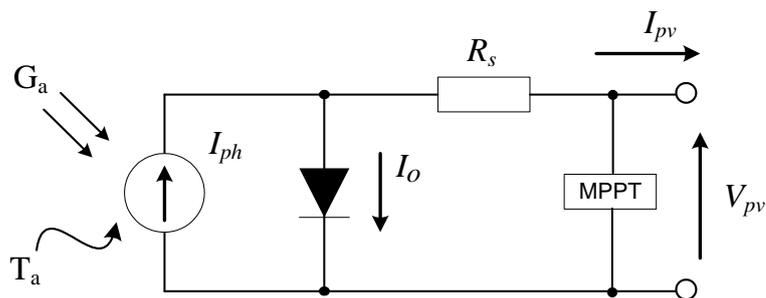
ภาพประกอบ 3.3 ลักษณะการกระจายอุณหภูมิรายชั่วโมงของจังหวัดเชียงใหม่ในปีพ.ศ. 2550



ภาพประกอบ 3.4 ความน่าจะเป็นสะสมของการกระจายอุณหภูมิแบบฟังก์ชันไวบูล

3.3 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์

โดยทั่วไป แบบจำลองทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell Model) ที่นิยมใช้กันและเป็นที่ยอมรับว่ามีความถูกต้องน่าเชื่อถือในระดับของงานวิจัย แสดงไว้ในภาพประกอบ 3.5 ซึ่งได้ผนวกแบบจำลองการคำนวณเพื่อหาจุดทำงานที่ให้ค่ากำลังงานสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ไว้ด้วย (Maximum Power Point Tracking: MPPT)



ภาพประกอบ 3.5 แบบจำลองทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

จากภาพประกอบ 3.5 ค่าแรงดันและกระแสที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถหาค่าได้จากสมการความสัมพันธ์ของตัวแปรต่างๆ ในแบบจำลองตามลำดับดังนี้

$$V_{pv} = (AkT_c / q) \ln(I_{ph} + I_0 - I_{pv} / I_0) - I_{pv} R_s \quad (3.1)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv} R_s)}{AkT_c}} - 1 \right) \quad (3.2)$$

$$I_{ph} = I_{ph(T_1)} [1 + K_0 (T_c - T_1)] \quad (3.3)$$

$$I_{ph(T_1)} = G_a (I_{sc(stc)} / G_{a(stc)}) \quad (3.4)$$

$$K_0 = (I_{sc(T_2)} - I_{sc(T_1)}) / (T_2 - T_1) \quad (3.5)$$

$$I_0 = I_{0(T_1)} \left(\frac{T_c}{T_1} \right)^{3/A} \times e^{-\frac{qV_g}{Ak} \left(\frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_1} \right)} \quad (3.6)$$

$$I_{0(T_1)} = I_{sc(T_1)} / \left(e^{\frac{qV_{oc(T_1)}}{AkT_1}} - 1 \right) \quad (3.7)$$

- โดยที่
- I_{ph} คือกระแสที่เกิดจากแสงอาทิตย์ (A)
 - I_0 คือกระแสอิ่มตัวของไดโอด (A)
 - I_{pv} คือกระแสด้านออกของเซลล์แสงอาทิตย์ (A)
 - V_{pv} คือแรงดันด้านออกของเซลล์แสงอาทิตย์ (V)
 - V_{oc} คือแรงดันเปิดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ (V)
 - V_g คือแรงดันแถบช่องว่าง (V)
 - R_s คือความต้านทานอนุกรมของเซลล์แสงอาทิตย์ (Ω)
 - q คือประจุอิเล็กตรอน (คูลอมบ์)
 - k คือค่าคงที่โบลมานซ์ (J/K)

- A คือตัวประกอบคุณภาพของไดโอด
 T_c คืออุณหภูมิทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ($^{\circ}\text{C}$)
 G_a คือกำลังงานแสงอาทิตย์ (W/m^2)
 $G_{a(stc)}$ คือกำลังงานแสงอาทิตย์ที่สภาวะมาตรฐาน ($1000 \text{ W}/\text{m}^2$)
 T_1 คืออุณหภูมิอ้างอิงของเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาวะมาตรฐาน (25°C)
 T_2 คืออุณหภูมิอ้างอิงของเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาวะใดๆ ($^{\circ}\text{C}$)
 $I_{sc(stc)}$ คือกระแสลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาวะมาตรฐาน (A)
 $I_{sc(T_2)}$ คือกระแสลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิ T_2 (A)

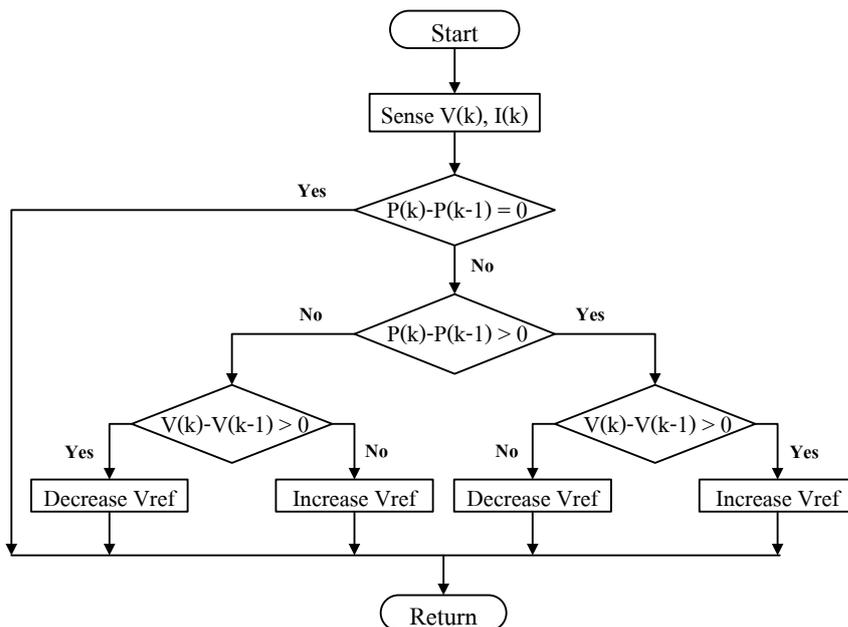
เนื่องจากอุณหภูมิทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ (Working Temperature : T_c) จะขึ้นอยู่กับค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับ (Solar Radiation : G_a) และอุณหภูมิแวดล้อม ณ ขณะนั้น (Ambient Temperature : T_a) ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการหาค่าอุณหภูมิทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัทผู้ผลิตจึงมักจะให้ค่าอุณหภูมิทำงานปกติของเซลล์แสงอาทิตย์มาด้วย (Normal Operating Cell Temperature : NOCT) เพื่อนำมาใช้คำนวณหาค่าอุณหภูมิทำงานที่ถูกต้องตามสมการที่ (3.8) โดยในงานวิจัยนี้จะกำหนดให้ NOCT มีค่าเป็น 42°C

$$T_c = T_a + G_a \left[\frac{\text{NOCT} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \text{ W}/\text{m}^2} \right] \quad (3.8)$$

3.3.1 การหาจุดทำงานที่ให้ค่ากำลังงานสูงสุด

โดยทั่วไปจุดทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับคุณลักษณะของโหลด ซึ่งอาจไม่ใช่จุดที่เซลล์แสงอาทิตย์จะให้ค่ากำลังงานสูงสุด ดังนั้น การควบคุมให้เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุดสำหรับทุกค่าระดับพลังงานของแสงอาทิตย์จึงมีความสำคัญเพื่อให้ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์นั้นมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

ในทางปฏิบัติมีวิธีการหาจุดทำงานที่ให้ค่ากำลังงานสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์หลายวิธี โดยในแต่ละวิธีจะมีคุณลักษณะจำเพาะและมีความซับซ้อนที่แตกต่างกัน อย่างไรก็ตาม วิธีการหนึ่งที่นิยมใช้ซึ่งจะถูกนำมาใช้ในงานวิจัยนี้ด้วยก็คือ วิธีรบกวนและสังเกต (Perturb and Observe : P&O) โดยมีหลักการทำงานจากการกระตุ้นแรงดันที่ขั้วของเซลล์แสงอาทิตย์แล้วสังเกตเปรียบเทียบค่ากำลังงานที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์กับค่าก่อนหน้าที่ได้รับการกระตุ้น โดยถ้ากำลังงานมีค่าเพิ่มขึ้น ($dP/dV > 0$) ก็จะกำหนดจุดทำงานไปในทิศทางนั้น ในทางตรงข้ามถ้ากำลังงานมีค่าลดลง ก็จะกำหนดจุดทำงานไปในทิศตรงข้าม ดังแผนภาพแสดงกระบวนการทำงานดังภาพประกอบ 3.6



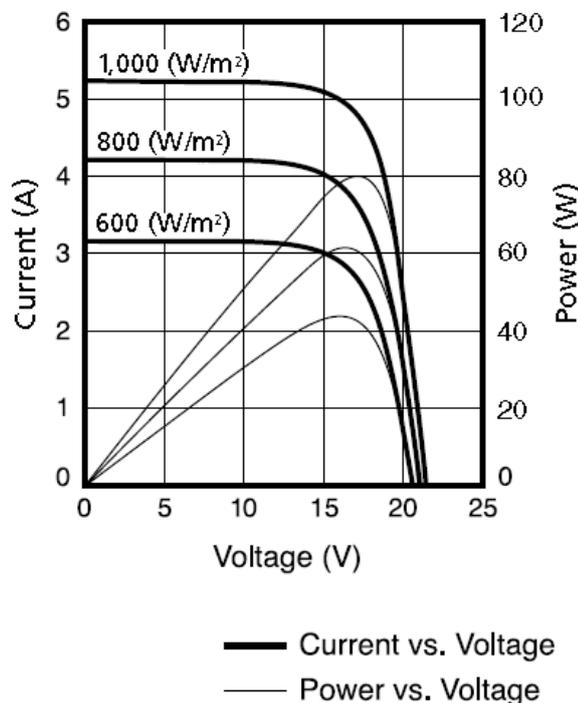
ภาพประกอบ 3.6 กระบวนการหาจุดทำงานที่ให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธี P&O

3.3.2 การทดสอบแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์

งานวิจัยนี้เลือกใช้แผงโซลาร์เซลล์ขนาดกำลังไฟฟ้า 80 Wp ของบริษัท Sharp เป็นตัวแทนในการประมวลผล โดยมีข้อมูลจำเพาะทางเทคนิคของแผงจากบริษัทผู้ผลิตภายใต้เงื่อนไขการทดสอบตามมาตรฐาน (Standard Test Condition : STC) ที่ค่าพลังงานแสงอาทิตย์ 1000 W/m^2 และอุณหภูมิเซลล์มีค่าเป็น $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ตามตารางที่ 3.1 รวมถึงคุณลักษณะความสัมพันธ์ระหว่างค่ากระแสแรงดัน และกำลังงาน ดังภาพประกอบ 3.7

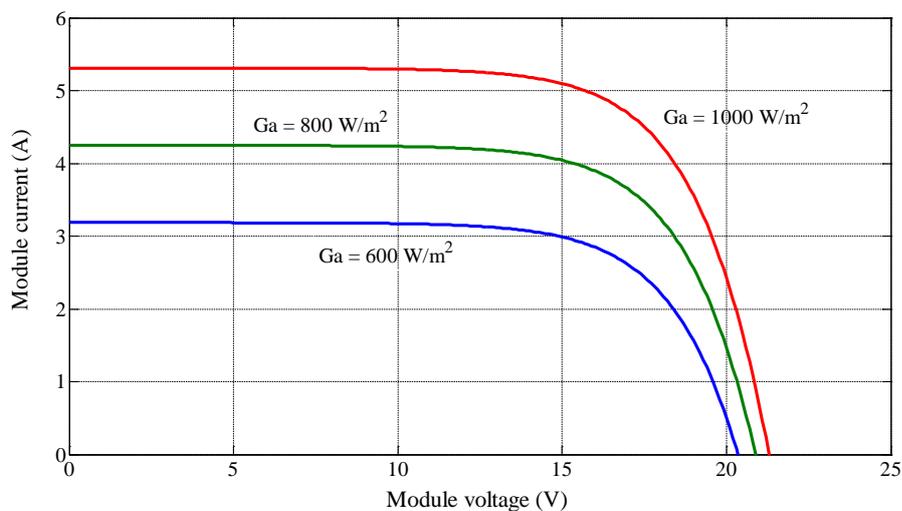
ตารางที่ 3.1 ข้อมูลจำเพาะทางเทคนิคของแผงโซลาร์เซลล์ขนาด 80 Wp ตาม STC

<i>Electrical Characteristic</i>		
Open-circuit voltage	(V_{oc})	21.3 V
Short-circuit current	(I_{sc})	5.31 A
Voltage at max power	(V_m)	17.1 V
Current at max power	(I_m)	4.67 A
Maximum power	(P_m)	80 W

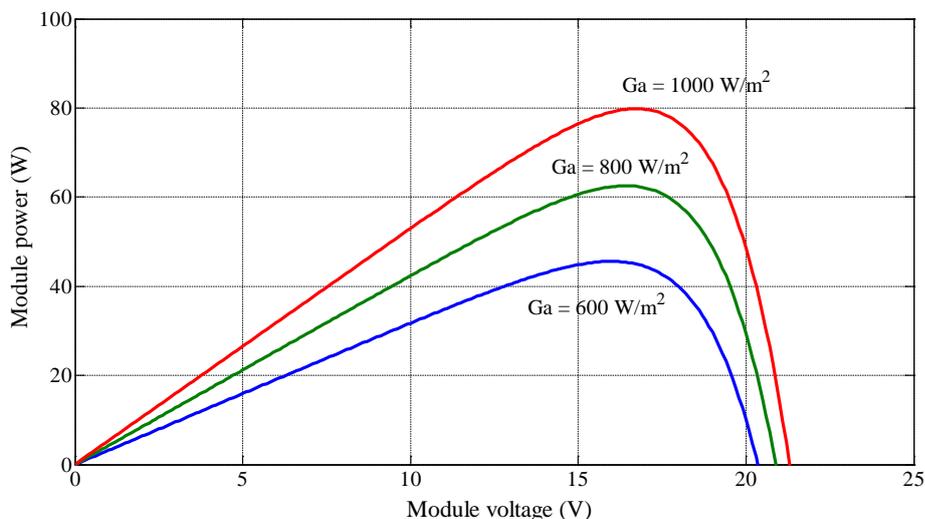


ภาพประกอบ 3.7 ความสัมพันธ์ของค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าของแผงโซลาร์ขนาด 80 Wp

เพื่อแสดงให้เห็นว่าแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์ตามภาพประกอบ 3.5 มีความถูกต้อง จึงทำการทดสอบแบบจำลองด้วยโปรแกรม MatLab Simulink เพื่อเปรียบเทียบผลคุณลักษณะทางไฟฟ้าระหว่างค่าแรงดันกับกระแสและกำลังไฟฟ้า ดังภาพประกอบ 3.8 และ 3.9 ตามลำดับ ซึ่งจะเห็นได้จากผลทดสอบว่าแบบจำลองที่ใช้ สามารถให้ค่าคุณลักษณะทางไฟฟ้าได้อย่างถูกต้องใกล้เคียงกับข้อมูลจำเพาะทางเทคนิคค่อนข้างมาก



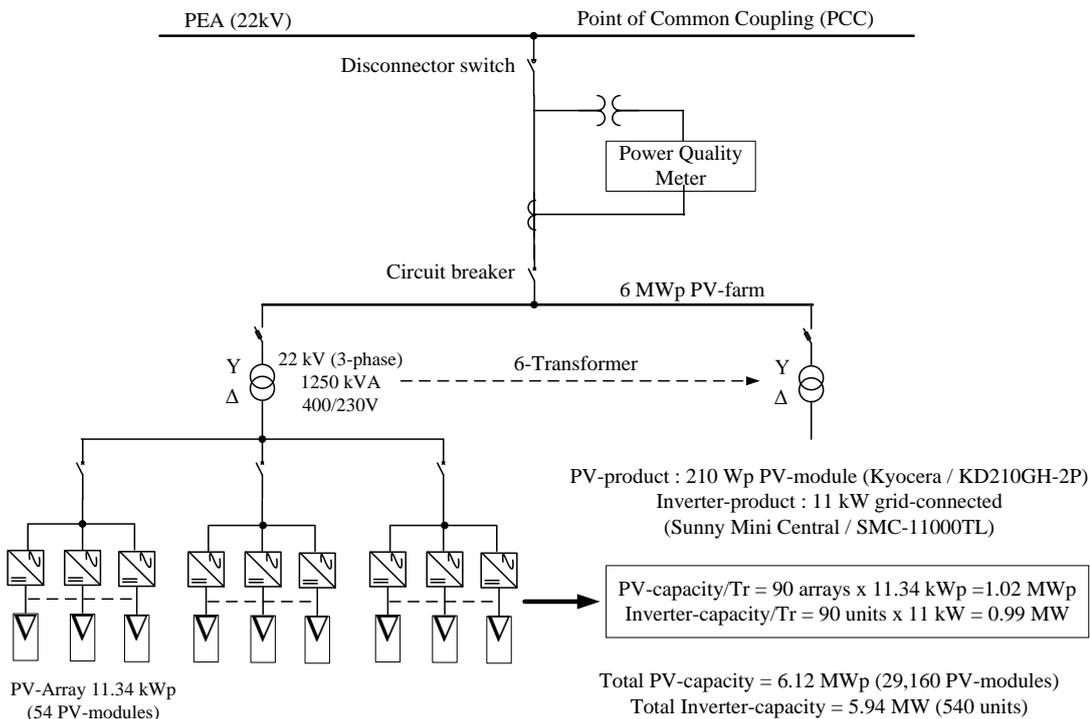
ภาพประกอบ 3.8 คุณลักษณะของค่ากระแสและแรงดันที่ได้จากการประมวลผล



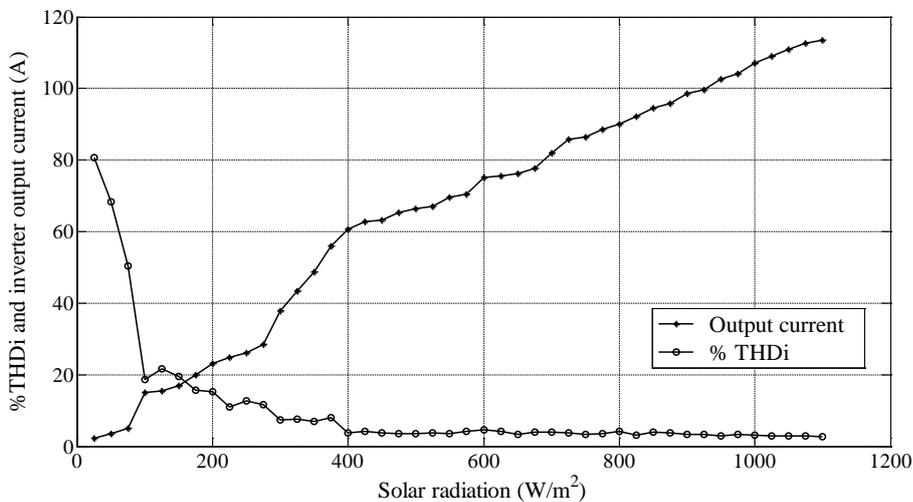
ภาพประกอบ 3.9 คุณลักษณะของค่ากำลังไฟฟ้าและแรงดันที่ได้จากการประมวลผล

3.4 แบบจำลองอินเวอร์เตอร์

ในระบบการทำงานของการผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ แบบจำลองของอินเวอร์เตอร์จะถูกพิจารณาเป็นแหล่งจ่ายกระแสฮาร์มอนิกเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ (PCC) ดังนั้นเพื่อให้แบบจำลองมีความถูกต้องน่าเชื่อถือ จึงได้ขอความอนุเคราะห์ข้อมูลความสัมพันธ์ระหว่างกระแสฮาร์มอนิกกับกำลังแสงอาทิตย์ของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์แห่งหนึ่งในจังหวัดนครราชสีมา (PV Farm) จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งได้ทำการตรวจวัดและบันทึกผลข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าของระบบนี้ไว้ประมาณ 1 เดือน โดยระบบผลิตกำลังไฟฟ้าง่ายดังกล่าวมีความสามารถในการผลิตกำลังงานได้ขนาด 6 MWp ดังมีแผนภาพของระบบตามภาพประกอบ 3.10 ซึ่งข้อมูลกระแสฮาร์มอนิกของระบบถูกวัดจากอินเวอร์เตอร์ชนิดเชื่อมต่อกกริด (Grid-Connected Inverter) ขนาดพิกัด 11 kW จำนวน 540 ตัว ซึ่งจากข้อมูลการตรวจวัดสามารถแสดงค่ากระแสสูงสุดและค่าความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกของกระแส (THDi) เทียบกับกำลังงานแสงอาทิตย์ที่ระดับต่างๆ ได้ดังภาพประกอบ 3.11

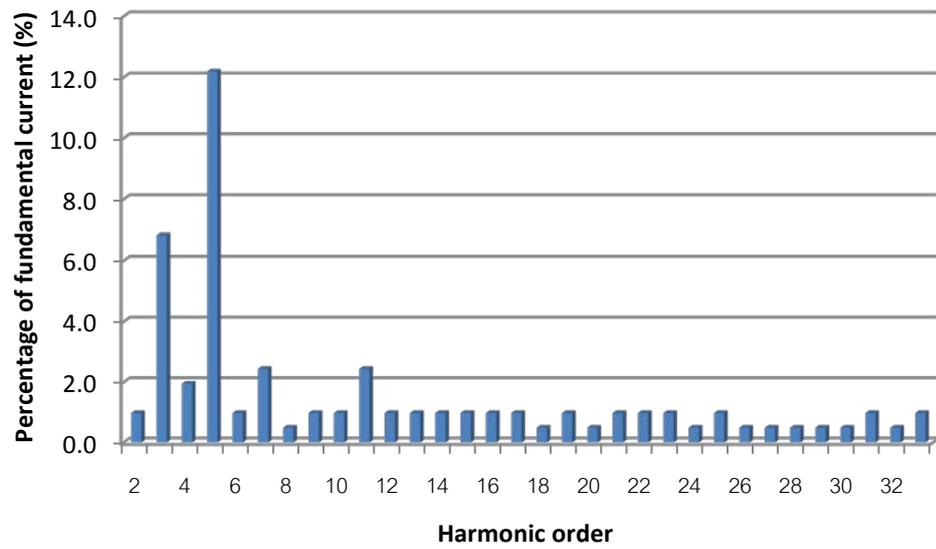


ภาพประกอบ 3.10 แผนภาพระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์แห่งหนึ่งในจังหวัดนครราชสีมา

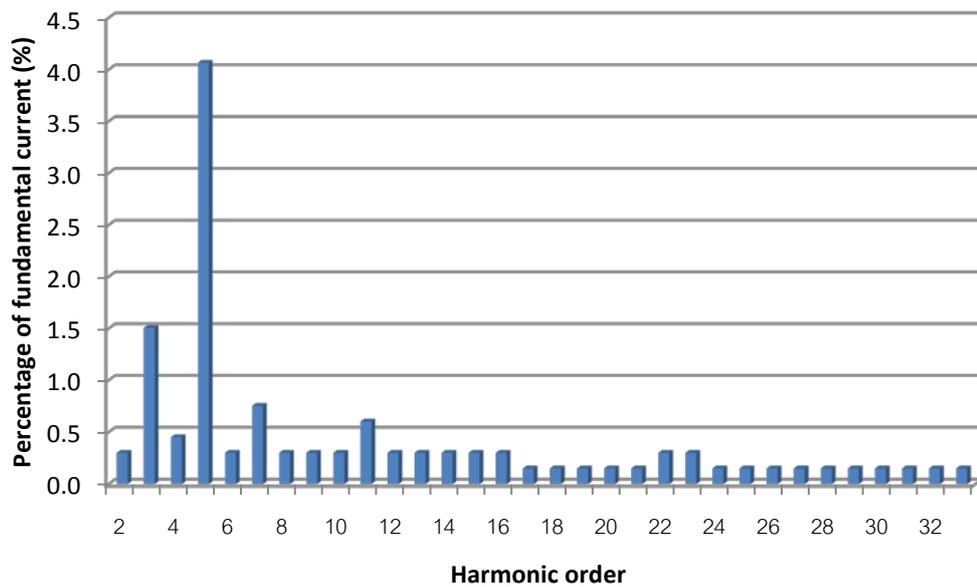


ภาพประกอบ 3.11 ค่ากระแสสูงสุดและค่า %THDi ของอินเวอร์เตอร์ที่ระดับกำลังแสงอาทิตย์ต่างๆ

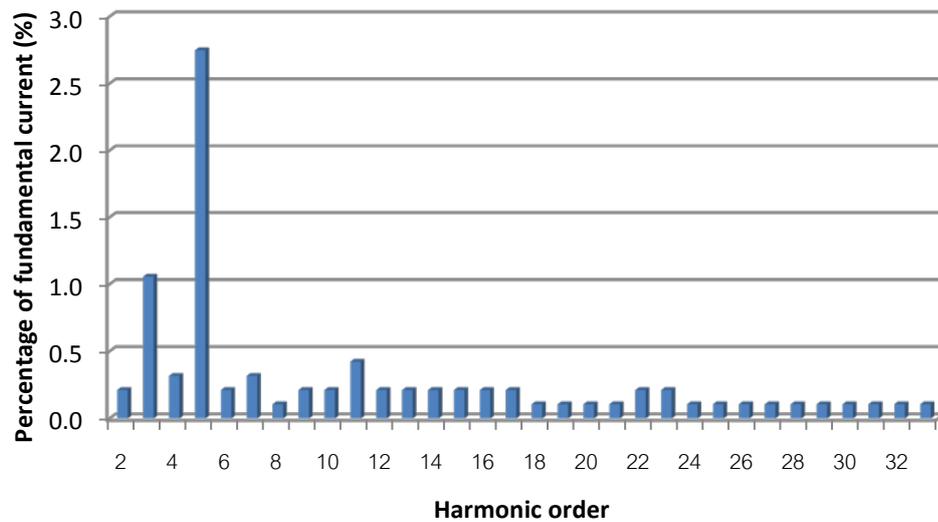
อย่างไรก็ตาม ข้อมูลกระแสฮาร์มอนิกทั้งหมดที่ตรวจวัดได้ สามารถแสดงเป็นค่าร้อยละของกระแสฮาร์มอนิกในแต่ละลำดับ (Harmonic Spectrum) เทียบกับค่ามูลฐาน (Fundamental) โดยแบ่งการพิจารณาออกเป็นระดับแสงต่ำ (200 W/m²), ระดับแสงกลาง (600 W/m²) และระดับแสงสูง (1000 W/m²) ได้ตามภาพประกอบ 3.12 ถึง 3.14 ตามลำดับ



ภาพประกอบ 3.12 ขนาดกระแสฮาร์โมนิกลำดับต่างๆ ที่กำลังแสงอาทิตย์ 200 W/m^2



ภาพประกอบ 3.13 ขนาดกระแสฮาร์โมนิกลำดับต่างๆ ที่กำลังแสงอาทิตย์ 600 W/m^2



ภาพประกอบ 3.14 ขนาดกระแสฮาร์มอนิกลำดับต่างๆ ที่กำลังแสงอาทิตย์ 1000 W/m^2

3.5 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเชิงสถิติ

การคำนวณหาการไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับงานวิจัยนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้หาค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ รวมถึงค่ากำลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปมักกระทำกับระบบส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission System) และมีอยู่ด้วยกันหลายวิธี อาทิเช่น วิธีการเกาส์-ไซเดล และวิธีการนิวตัน-ราฟสัน เป็นต้น อย่างไรก็ตาม หากต้องการคำนวณหาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล (Radial Distribution System) จำเป็นต้องนำวิธีการดังกล่าวมาปรับประยุกต์เพื่อให้มีความเหมาะสมกับคุณลักษณะของระบบไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่าวิธีนิวตันประยุกต์ (Modified Newton Method) [10] โดยสามารถแสดงความสัมพันธ์เริ่มต้นของปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้าได้ดังสมการที่ (3.9)

$$\begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

โดยที่

$$H_{ij} = -V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad j \neq i \quad (3.10)$$

$$H_{ii} = V_i \sum_{j \in \mathcal{A}, j \neq i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.11)$$

$$N_{ij} = -V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad j \neq i \quad (3.12)$$

$$N_{ii} = -V_i \sum_{j \in \mathcal{A}, j \neq i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - 2V_i^2 G_{ii} \quad (3.13)$$

$$J_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad j \neq i \quad (3.14)$$

$$J_{ii} = -V_i \sum_{j \in i, j \neq i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3.15)$$

$$L_{ij} = -V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad j \neq i \quad (3.16)$$

$$L_{ii} = -V_i \sum_{j \in i, j \neq i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) + 2V_i^2 B_{ii} \quad (3.17)$$

เทอม $G_{ij} + jB_{ij}$ คือสมาชิกในเมทริกซ์แอดมิตแตนซ์ (Nodal Admittance Matrix) จากการประมาณให้เทอม $\sin \theta_{ij} \approx 0$ จะทำให้ได้ว่า $G_{ii} + jB_{ii} = - \sum_{j \in i, j \neq i} (G_{ij} + jB_{ij})$ ดังนั้น สมาชิกแต่ละตัวในเมทริกซ์จาโคเบียน (Jacobian Matrix) อาจประมาณค่าได้ใหม่เป็น

$$H_{ij} \approx V_i V_j B_{ij} \cos \theta_{ij} \quad j \neq i \quad (3.18)$$

$$H_{ii} \approx -V_i \sum_{j \in i, j \neq i} V_j B_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (3.19)$$

$$N_{ij} \approx -V_i V_j G_{ij} \cos \theta_{ij} \quad j \neq i \quad (3.20)$$

$$N_{ii} \approx V_i \sum_{j \in i, j \neq i} V_j G_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (3.21)$$

$$J_{ij} \approx V_i V_j G_{ij} \cos \theta_{ij} \quad j \neq i \quad (3.22)$$

$$J_{ii} \approx -V_i \sum_{j \in i, j \neq i} V_j G_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (3.23)$$

$$L_{ij} \approx V_i V_j B_{ij} \cos \theta_{ij} \quad j \neq i \quad (3.24)$$

$$L_{ii} \approx -V_i \sum_{j \in i, j \neq i} V_j B_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (3.25)$$

จากสมการที่ (3.18) ถึง (3.25) อาจจัดรูปแบบและเขียนความสัมพันธ์ได้ใหม่เป็น

$$H = L = A_{n-1} D_B A_{n-1}^T \quad (3.26)$$

$$J = -N = A_{n-1} D_G A_{n-1}^T \quad (3.27)$$

โดยที่ D_B และ D_G เป็นเมทริกซ์ที่มีเฉพาะสมาชิกในแนวทแยง (Diagonal Matrices) ซึ่งสามารถหาค่าได้จากสมการที่ (3.28) และ (3.29)

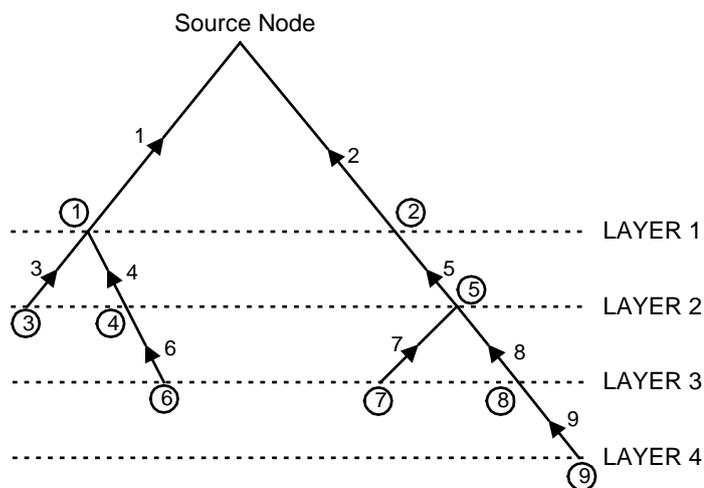
$$D_B = V_i V_j B_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (3.28)$$

$$D_G = V_i V_j G_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (3.29)$$

ทั้งนี้ A_{n-1} เป็นเมทริกซ์ความสัมพันธ์ระหว่างโหนดกับสาขา (Node to Branch Incidence Matrix) โดยมีการกำหนดค่าดังนี้

$$A_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{if brance } j \text{ is directed away from node } i \\ -1, & \text{if brance } j \text{ is directed towards node } i \\ 0, & \text{if brance } j \text{ is not incident to node } i \end{cases}$$

สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าหนึ่งๆ ที่มีจำนวน n โหนด และไม่มีสาขาที่เชื่อมต่อแบบขนานกันเลย จะทำให้มีจำนวนสาขาทั้งหมดในระบบเป็น $n-1$ สาขา ซึ่งทำให้เมทริกซ์ A_{n-1} มีคุณสมบัติเป็นเมทริกซ์จัตุรัส (Square Matrix) ที่มีขนาดมิติเป็น $(n-1) \times (n-1)$ นอกจากนี้หากมีการจัดลำดับของโหนดกับสาขาในระบบอย่างเหมาะสม จะทำให้ A_{n-1} เป็นเมทริกซ์ที่มีเฉพาะสมาชิกในแนวสามเหลี่ยมบนเท่านั้น (Upper Triangular Matrix) ตัวอย่างเช่น หากกำหนดให้ความสัมพันธ์ระหว่างโหนดกับสาขาของระบบเป็นตามภาพประกอบ 3.15 จะทำให้สามารถสร้างเมทริกซ์ A_{n-1} ได้ดังสมการที่ (3.30)



ภาพประกอบ 3.15 ตัวอย่างการจัดลำดับความสัมพันธ์ของระบบจำหน่ายจำนวน 10 โหนด 9 สาขา

$$A_{n-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ & & & & 1 & 0 & -1 & -1 & 0 \\ & & & & & 1 & 0 & 0 & 0 \\ & & & & & & 1 & 0 & 0 \\ & & & & & & & 1 & -1 \\ & & & & & & & & 1 \end{bmatrix} \tag{3.30}$$

ดังนั้นจากสมการที่ (3.26) และ (3.27) ทำให้สามารถเขียนสมการที่ (3.9) ได้ใหม่เป็น

$$\begin{bmatrix} A_{n-1} & \\ & A_{n-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D_B & -D_G \\ D_G & D_B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{n-1}^T & \\ & A_{n-1}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

โดยที่ ΔP และ ΔQ เป็นค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Real Power) และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive Power) ตามลำดับ ซึ่งมีความสัมพันธ์ดังนี้

$$\Delta P_i = [P_{i(gen)} - P_{i(load)}] - P_{i(cal)} \quad i \neq \text{reference node} \quad (3.32)$$

$$\Delta Q_i = [Q_{i(gen)} - Q_{i(load)}] - Q_{i(cal)} \quad i \neq \text{reference node} \quad (3.33)$$

โดยที่ ΔP_i และ ΔQ_i เป็นค่าผลต่างของกำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟที่โหนด i

$P_{i(gen)}$ และ $Q_{i(gen)}$ เป็นค่ากำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟที่ผลิตได้ที่โหนด i

$P_{i(load)}$ และ $Q_{i(load)}$ เป็นค่ากำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟของโหลดที่โหนด i

$P_{i(cal)}$ และ $Q_{i(cal)}$ เป็นค่ากำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟสุทธิของโหลดที่โหนด i

ค่ากำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟสุทธิของโหลดที่โหนด i สามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ตามสมการที่ (3.34) และ (3.35) ตามลำดับ

$$P_{i(cal)} = V_i \sum_{j=1}^n V_j [G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}] \quad (3.34)$$

$$Q_{i(cal)} = V_i \sum_{j=1}^n V_j [G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}] \quad (3.35)$$

โดยที่ V_i, V_j คือขนาดแรงดันที่โหนด i และ j

θ_i, θ_j คือมุมเฟสของแรงดันที่โหนด i และ j

G_{ij}, B_{ij} คือสมาชิกของบัสแอดมิตแตนซ์เมทริกซ์ $[Y_{bus}]$

ขั้นตอนจากนี้เป็นารแสดงวิธีแก้ปัญหสมการที่ (3.31) โดยใช้เทคนิคที่เรียกว่า การคำนวณแบบกวาดไปข้างหลังและข้างหน้า (Back/Forward Sweeps Method) ซึ่งจะกำหนดตัวแปรต่างๆ ดังนี้

$$E = \Delta\theta + j \Delta V/V \quad (3.36)$$

$$S = \Delta P + j \Delta Q \quad (3.37)$$

$$W = D_B + j D_G \quad (3.38)$$

ดังนั้นสมการที่ (3.31) สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$A_{n-1} W A_{n-1}^T E = S \quad (3.39)$$

หรือ $A_{n-1} S_L = S \quad (3.40)$

$$W A_{n-1}^T E = S_L \quad (3.41)$$

โดยสมการที่ (3.40) คือการคำนวณแบบกวาดไปข้างหลัง ส่วนสมการที่ (3.41) คือการคำนวณแบบกวาดไปข้างหน้า

การหาคำตอบของค่า E ในสมการที่ (3.41) เมทริกซ์ W จะต้องถูกอินเวอร์ส (W^{-1}) โดยสมาชิกในเมทริกซ์ W^{-1} จะถูกกำหนดจากค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของสายส่งดังนี้

$$Z_{eq,ij} = R_{eq,ij} + jX_{eq,ij} \quad (3.42)$$

โดยที่ $R_{eq,ij} = \frac{X_{ij}}{V_i V_j \cos \theta_{ij}} \quad (3.43)$

$$X_{eq,ij} = \frac{R_{ij}}{V_i V_j \cos \theta_{ij}} \quad (3.44)$$

กระบวนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจะสิ้นสุดลงเมื่อค่าส่วนต่างของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะต้องสอดคล้องหรืออยู่ในช่วงที่กำหนด ดังนี้

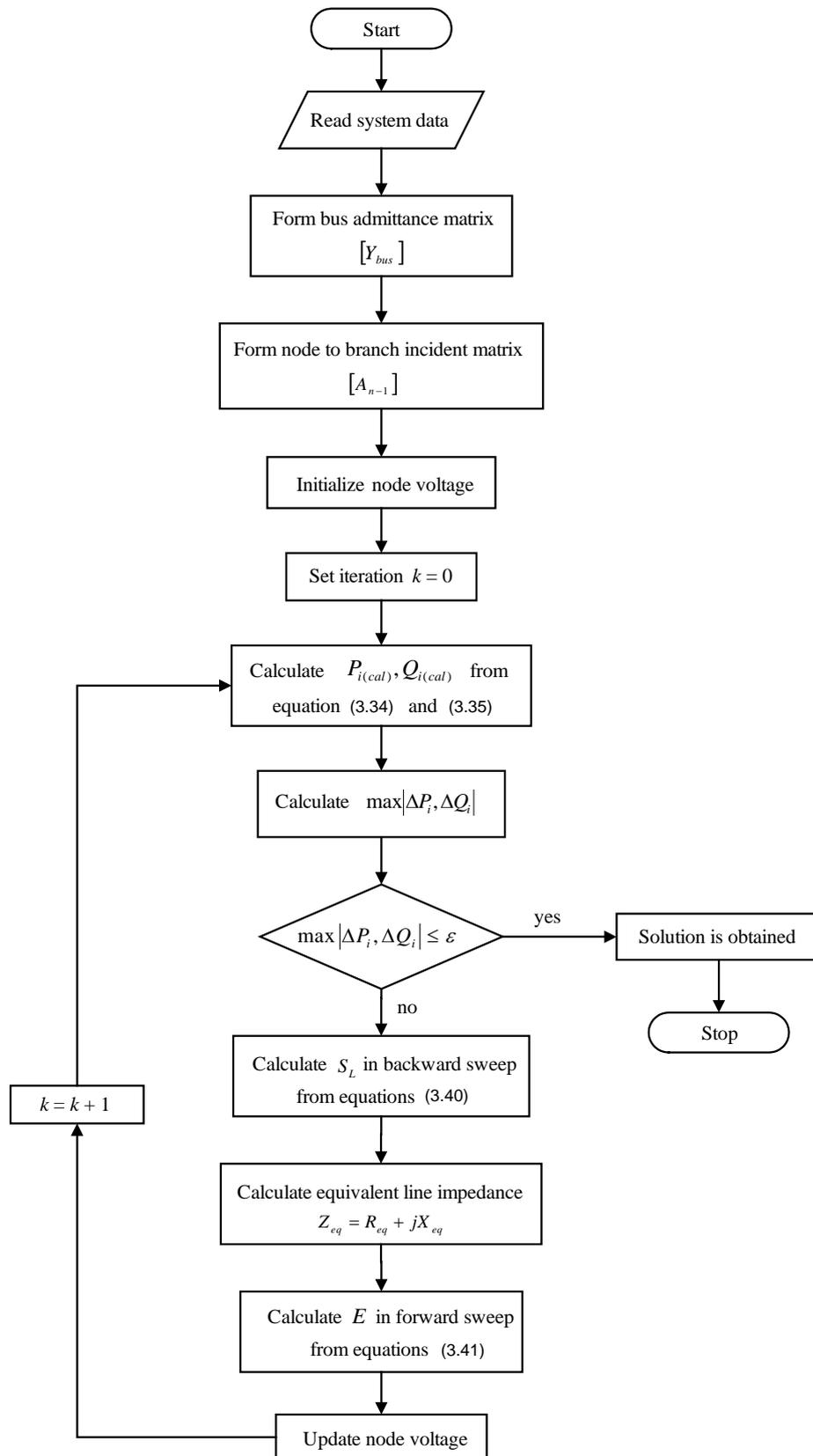
$$\max|\Delta P^k| \text{ and } \max|\Delta Q^k| \leq \varepsilon \quad (3.45)$$

โดยที่ $\max|\Delta P^k|$ คือค่าส่วนต่างสูงสุดของกำลังไฟฟ้าจริงของการคำนวณรอบที่ k
 $\max|\Delta Q^k|$ คือค่าส่วนต่างสูงสุดของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของการคำนวณรอบที่ k
 ε คือค่ากำหนดของกำลังงานที่ยอมรับได้ซึ่งกำหนดไว้ที่ 10^{-5}

ขั้นตอนการคำนวณหาการไหลของกำลังไฟฟ้าทั้งหมด แสดงไว้ในแผนผังตามภาพประกอบ 3.16 นอกจากนี้ เพื่อให้ผลตอบมีความสอดคล้องกับสภาพจริงในทางปฏิบัติ จึงกำหนดให้แบบจำลองของโหลดมีลักษณะการกระจายทางสถิติแบบฟังก์ชันปกติ (Normal Distribution) ด้วยค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard Deviation) ซึ่งกำหนดไว้ที่ 10% ตามสมการที่ (3.46)

$$f(L_d) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(L_d - \bar{L}_d)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (3.46)$$

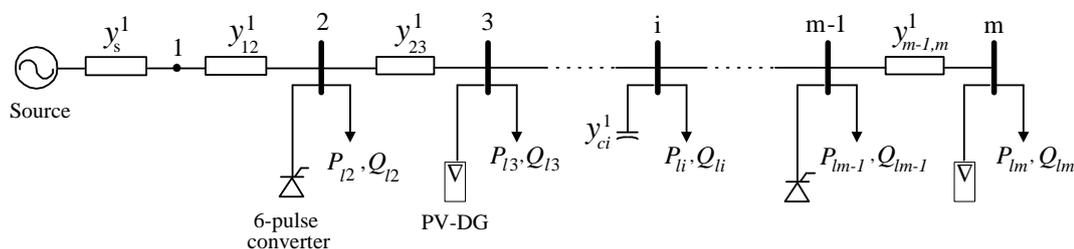
โดยที่ L_d, \bar{L}_d คือค่าความต้องการของโหลดและค่าเฉลี่ยความต้องการของโหลดตามลำดับ
 σ คือค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน



ภาพประกอบ 3.16 แผนผังขั้นตอนการคำนวณหาการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบจำหน่าย

3.6 การคำนวณฮาร์มอนิกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

กระแสฮาร์มอนิกที่เกิดจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ จะมาจากการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งกระแสดังกล่าวหากมีค่ามากเกินไปมาตรฐานก็อาจส่งผลให้เกิดความเสียหายกับอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ โดยเฉพาะกรณีที่ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าง่ายดังกล่าวเป็นจำนวนมาก ทั้งนี้การคำนวณค่ากระแสฮาร์มอนิกจำเป็นต้องกำหนดแบบจำลองของระบบให้ถูกต้องตามวิธีคำนวณปริมาณทางฮาร์มอนิก ในเบื้องต้นอาจพิจารณาระบบจำหน่ายอย่างง่ายที่มีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่ (PV-DG) รวมถึงชั้นที่คาปาซิเตอร์ด้วยดังภาพประกอบ 3.17



ภาพประกอบ 3.17 ระบบจำหน่ายอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์ฮาร์มอนิกที่ความถี่มูลฐาน

จากรูปคอนเวอร์เตอร์ชนิด 6 พัลส์ (6-Pulse Converter) จะใช้แทนอุปกรณ์ที่สร้างกระแสฮาร์มอนิกที่มีอยู่เดิมในระบบ (Background Harmonic) สำหรับความหมายของตัวแปรอื่นๆ จะกำหนดให้

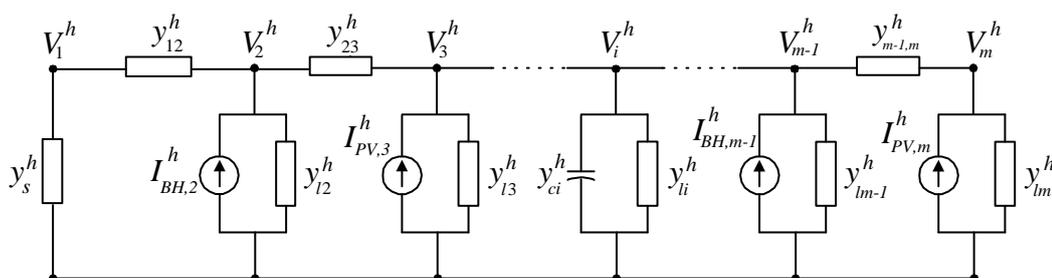
y_{ij}^l คือค่าแอดมิตแตนซ์ของสายที่ความถี่มูลฐานของสาขา $i - j$

y_{ci}^l คือค่าแอดมิตแตนซ์ของชั้นที่คาปาซิเตอร์ที่ความถี่มูลฐาน ณ บัส i

P_{li} คือค่ากำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่บัส i

Q_{li} คือค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลดที่บัส i

แบบจำลองของระบบจำหน่ายตามภาพประกอบ 3.17 สำหรับการวิเคราะห์ที่ความถี่ฮาร์มอนิกแสดงไว้ในภาพประกอบ 3.18



ภาพประกอบ 3.18 แบบจำลองของระบบจำหน่ายสำหรับการวิเคราะห์ที่ความถี่ฮาร์มอนิก

- โดยที่ y_{ij}^h คือค่าแอดมิตแตนซ์ของสายที่ความถี่ฮาร์โมนิกลำดับ h ของสาขา $i-j$
 y_{ci}^h คือค่าแอดมิตแตนซ์ของชั้นที่คาปาซิเตอร์ที่ความถี่ฮาร์โมนิกลำดับ h ณ บัส i
 y_{li}^h คือค่าแอดมิตแตนซ์ของโหลดที่ความถี่ฮาร์โมนิกลำดับ h ณ บัส i
 y_s^h คือค่าแอดมิตแตนซ์ของแหล่งจ่ายที่ความถี่ฮาร์โมนิกลำดับ h
 V_i^h คือค่าแรงดันที่ความถี่ฮาร์โมนิกลำดับ h ณ บัส i
 I_i^h คือค่ากระแสที่ความถี่ฮาร์โมนิกลำดับ h ณ บัส i

ขั้นตอนการคำนวณปริมาณทางฮาร์โมนิกจะเริ่มจากการสร้างบัสแอดมิตแตนซ์ที่ความถี่ฮาร์โมนิกของระบบ $[Y_{bus}^h]$ ซึ่งมีจำนวน m บัส ได้ดังนี้

$$[Y_{bus}^h] = \begin{bmatrix} Y_{11}^h & Y_{12}^h & 0 & & 0 \\ Y_{21}^h & Y_{22}^h & \cdot & & \\ 0 & \cdot & \cdot & & \\ & & & \cdot & \cdot & 0 \\ & & & \cdot & Y_{m-1,m-1}^h & Y_{m-1,m}^h \\ 0 & & 0 & Y_{m,m-1}^h & Y_{mm}^h \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

$$\text{โดยที่ } Y_{ij}^h = \begin{cases} -y_{ij}^h & \text{if } j \neq i \\ y_{i-1,i}^h + y_{i,i+1}^h + y_{li}^h + y_{ci}^h & \text{if } j = i \neq 1 \\ y_{12}^h + y_s^h & \text{if } j = i = 1 \end{cases} \quad (3.48)$$

โดยการทราบค่าจากแหล่งกำเนิดกระแสฮาร์โมนิกที่บัสใดๆ $[I_i^h]$ รวมถึง $[Y_{bus}^h]$ ก็จะสามารถคำนวณหาค่าแรงดันฮาร์โมนิกที่บัสใดๆ ได้จากสมการที่ (3.49)

$$[I_i^h] = [Y_{bus}^h] [V_i^h] \quad (3.49)$$

หรือสามารถเขียนเป็นความสัมพันธ์ได้ว่า

$$\begin{bmatrix} V_1^h \\ V_2^h \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{m-1}^h \\ V_m^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}^h & Y_{12}^h & 0 & & 0 \\ Y_{21}^h & Y_{22}^h & \cdot & & \\ 0 & \cdot & \cdot & & \\ & & & \cdot & \cdot & 0 \\ & & & \cdot & Y_{m-1,m-1}^h & Y_{m-1,m}^h \\ 0 & & 0 & Y_{m,m-1}^h & Y_{mm}^h \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_1^h \\ I_2^h \\ \cdot \\ \cdot \\ I_{m-1}^h \\ I_m^h \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

ดัชนีทางฮาร์โมนิกตัวหนึ่งที่ถูกใช้ประเมินความเสี่ยงของระบบได้แก่ ค่าความผิดเพี้ยนรวมของแรงดันฮาร์โมนิก (Total Harmonic Distortion Voltage: THDv) ซึ่งตามมาตรฐาน IEEE 519-1992 [11] มีการกำหนดให้ THDv ณ จุดเชื่อมต่อ (PCC) มีค่าไม่ควรเกิน 5% ทั้งนี้ค่า THDv สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.51)

$$THD_{v,i} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{33} |V_i^h|^2}}{|V_i^1|} \times 100 \% \quad (3.51)$$

โดยที่ V_i^1 คือค่าแรงดันที่ความถี่มูลฐาน ณ บัส i

V_i^h คือค่าแรงดันที่ความถี่ฮาร์โมนิกลำดับ h ณ บัส i

$THD_{v,i}$ ค่าความผิดเพี้ยนรวมของแรงดันฮาร์โมนิก ณ บัส i

สำหรับการประเมินความเสียหายของชั้นที่คาปาซิเตอร์จะพิจารณาตามมาตรฐาน IEC 60871-1 (2005) [12] โดยได้กำหนดลักษณะการใช้งานของชั้นที่คาปาซิเตอร์ ซึ่งคำนึงถึงผลกระทบของฮาร์โมนิกที่อาจก่อให้เกิดความเสียหายได้ตามขีดจำกัดของค่าแรงดันและกระแสที่กำหนดไว้ในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ขีดจำกัดของชั้นที่คาปาซิเตอร์ตาม IEC 60871-1(2005)

Item	Value (%)
Percent of rated rms voltage ($\%V_c^{rms}$)	≤ 110
Percent of rated rms current ($\%I_c^{rms}$)	≤ 130
Percent of peak voltage ($\%V_c^{peak}$)	≤ 120

$$\text{โดยที่} \quad \%V_c^{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{33} |V_c^h|^2} \times 100 \quad (3.52)$$

$$\%I_c^{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{33} |I_c^h|^2} \times 100 \quad (3.53)$$

$$\%V_c^{peak} = \sum_{h=1}^{33} V_c^h \times 100 \quad (3.54)$$

ทั้งนี้หากดัชนีตัวในตัวหนึ่งมีค่าเกินกว่าที่กำหนดตามมาตรฐาน ก็จะถือว่าชั้นที่คาปาซิเตอร์มีความเสี่ยงที่อาจจะเกิดความเสียหายได้หากให้มีการทำงานต่อไป

บทที่ 4

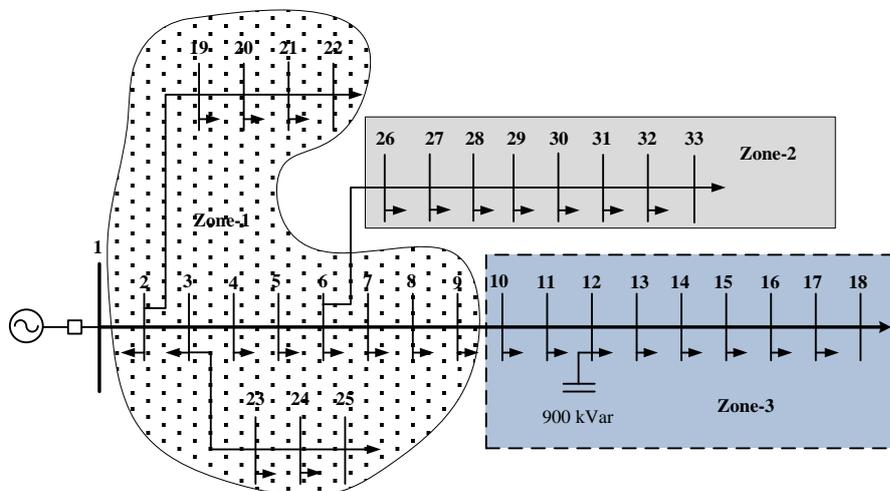
ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

4.1 บทนำ

เพื่อให้บรรลุตามวัตถุประสงค์ของงานวิจัย การวิเคราะห์ผลจะพิจารณาให้การติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์มีกระจายตัวในบริเวณต่างๆ ตามที่กำหนดทั่วทั้งระบบ (Installation Zones) เพื่อดูผลกระทบเชิงเทคนิคด้านคุณภาพไฟฟ้าที่มีต่อระบบ อาทิเช่น แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่างๆ กำลังงานสูญเสีย และค่าดัชนีทางฮาร์มอนิก รวมถึงการประเมินความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นกับชั้นที่คาปาซิเตอร์ตามมาตรฐาน IEC ระบบทดสอบที่ใช้ศึกษาประกอบด้วย 2 ระบบคือ ระบบทดสอบขนาด 33 บัส และระบบทดสอบขนาด 51 บัส ซึ่งงานวิจัยนี้จะขอใช้ตัวอย่างข้อมูลแสงอาทิตย์ ข้อมูลอุณหภูมิ และข้อมูลกระแสฮาร์มอนิกจากอินเวอร์เตอร์ที่กล่าวไว้ในบทที่ 3 ทั้งหมด

4.2 ระบบทดสอบขนาด 33 บัส [13]

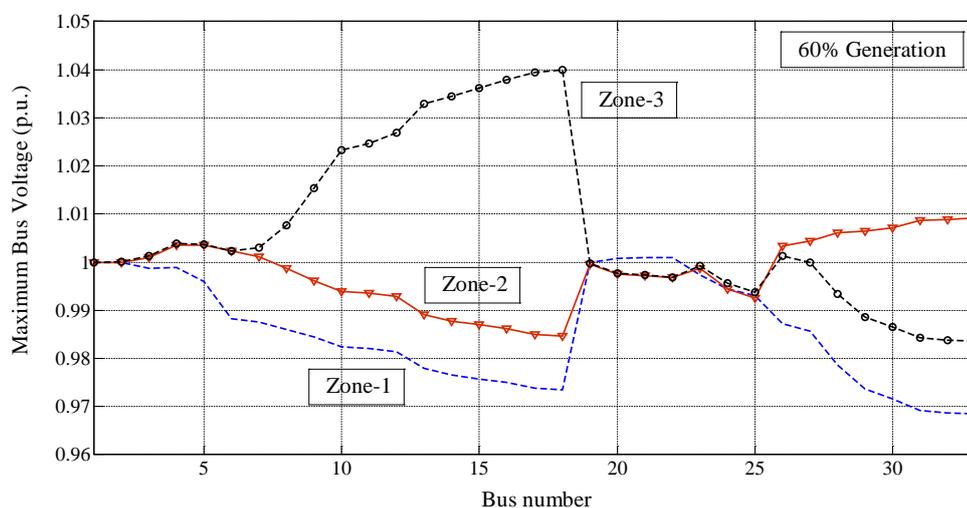
แผนภาพลักษณะของระบบทดสอบขนาด 33 บัส แสดงไว้ในภาพประกอบ 4.1 ซึ่งเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาดแรงดัน 23 kV มีขนาดโหลดรวมทั้งหมดของระบบเป็น 9.3 MW และ 5.75 MVar โดยมีชั้นที่คาปาซิเตอร์ขนาด 900 kVar ต่ออยู่ที่บัส 12 ข้อมูลทั้งหมดของระบบ อาทิเช่น อิมพีแดนซ์ของสายและความต้องการโหลด แสดงไว้ที่ภาคผนวก ก.1 กรณีศึกษานี้จะแบ่งบริเวณการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ออกเป็น 3 บริเวณ คือบริเวณ Zone-1 (บริเวณต้นระบบ), Zone-2 (บริเวณกิ่งสาขาของระบบ) และ Zone-3 (บริเวณท้ายระบบ)



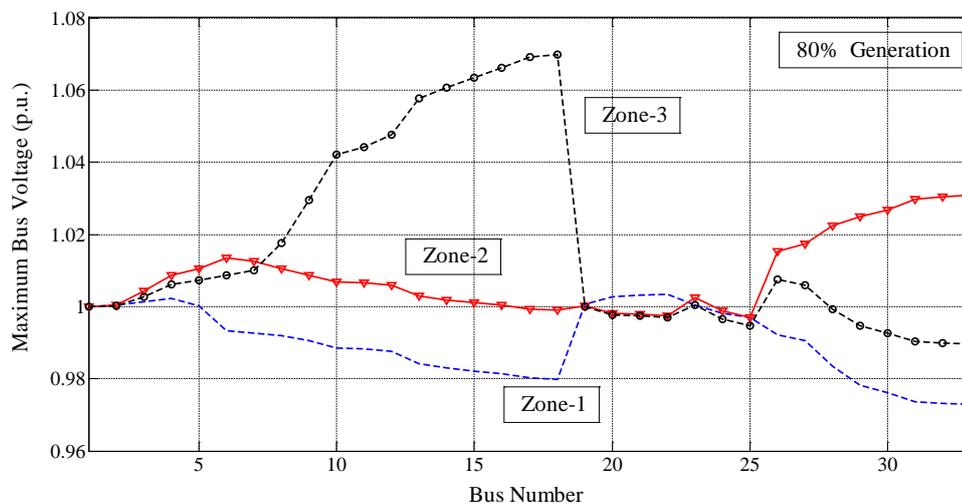
ภาพประกอบ 4.1 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบขนาด 33 บัส

ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์จะกำหนดให้ถูกติดตั้งที่ทุกบัสของแต่ละบริเวณ โดยมีระดับกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมคิดเป็นร้อยละเทียบกับขนาดโหลดจริงทั้งหมดของระบบ (Penetration Level) เช่นถ้าระดับกำลังการผลิตไฟฟ้ามีค่าเป็น 100% หมายถึงระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์จะมีความสามารถให้กำลังงานสูงสุดได้ขนาด 9.3 MWp

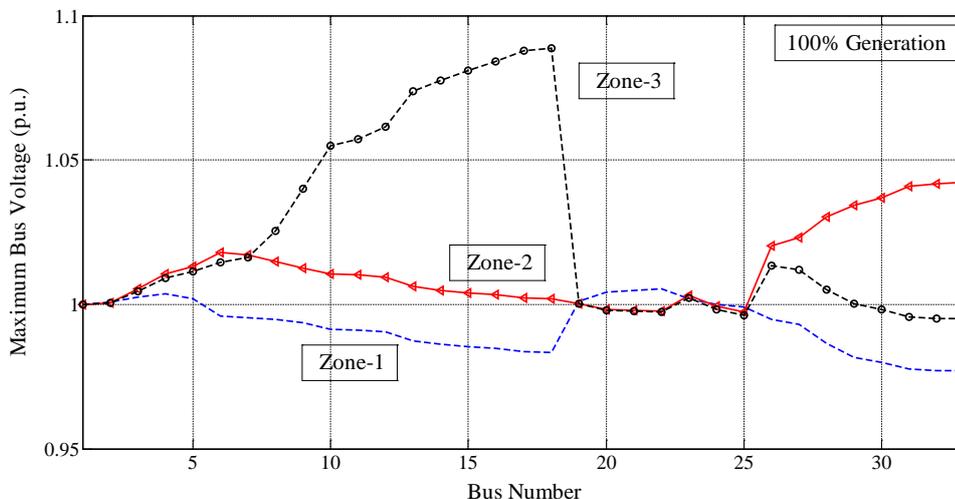
ภาพประกอบ 4.2 ถึงภาพประกอบ 4.4 แสดงผลความสัมพันธ์ของค่าแรงดันสูงสุดในหน่วยเปอร์ยูนิต (p.u.) ของแต่ละบัสกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังการผลิตเป็น 60% 80% และ 100% ตามลำดับ ซึ่งโดยทั่วไปค่าแรงดันบัสที่ยอมรับได้จะอยู่ในเกณฑ์ $\pm 5\%$ ($0.95 \text{ pu} \leq V_{bus} \leq 1.05 \text{ pu}$)



ภาพประกอบ 4.2 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันสูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 60%

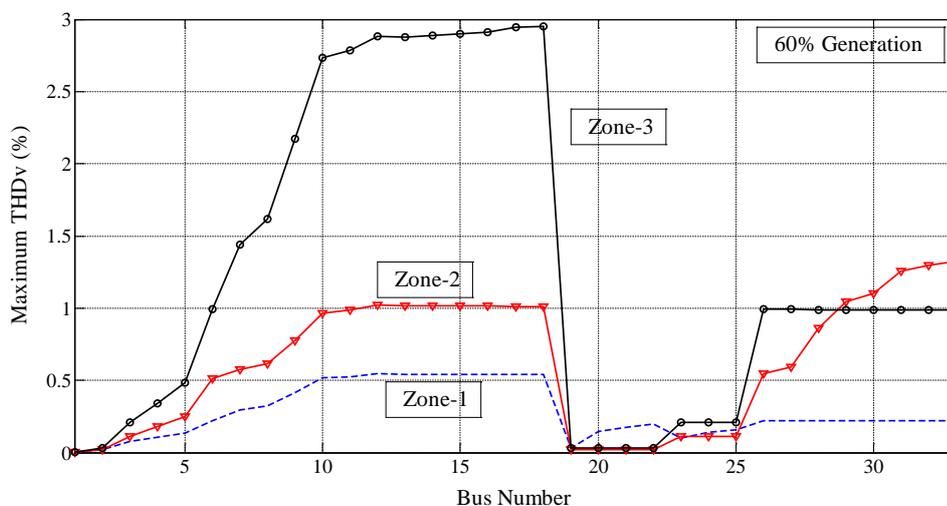


ภาพประกอบ 4.3 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันสูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 80%



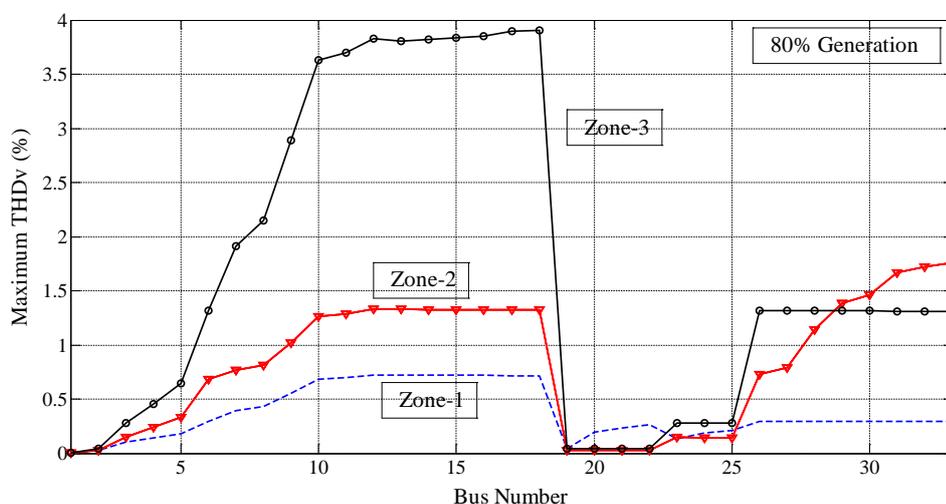
ภาพประกอบ 4.4 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันสูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 100%

จะเห็นว่าค่าแรงดันบัสสูงสุดจะอยู่ในเกณฑ์ปกติทุกบริเวณการติดตั้งที่ระดับการผลิต 60% โดยบริเวณ Zone-3 จะส่งผลทำให้เกิดค่าแรงดันบัสสูงกว่าบริเวณอื่น ทั้งนี้เนื่องจากในบริเวณดังกล่าวมีชั้นที่คาปาซิเตอร์ต่ออยู่ นอกจากนี้ที่ระดับการผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์สูงขึ้นเป็น 80% และ 100% พบว่าค่าแรงดันบัสจากการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าใน Zone-3 จะมีค่าสูงกว่าเกณฑ์ค่อนข้างมาก (> 1.05 pu.) ในขณะที่ค่าแรงดันบัสต่างๆ จากการติดตั้งในบริเวณ Zone-1 และ Zone-2 ยังคงอยู่ในเกณฑ์ปกติ ซึ่งในทางปฏิบัติจริงค่าแรงดันที่สูงเกินนี้อาจส่งผลทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบได้

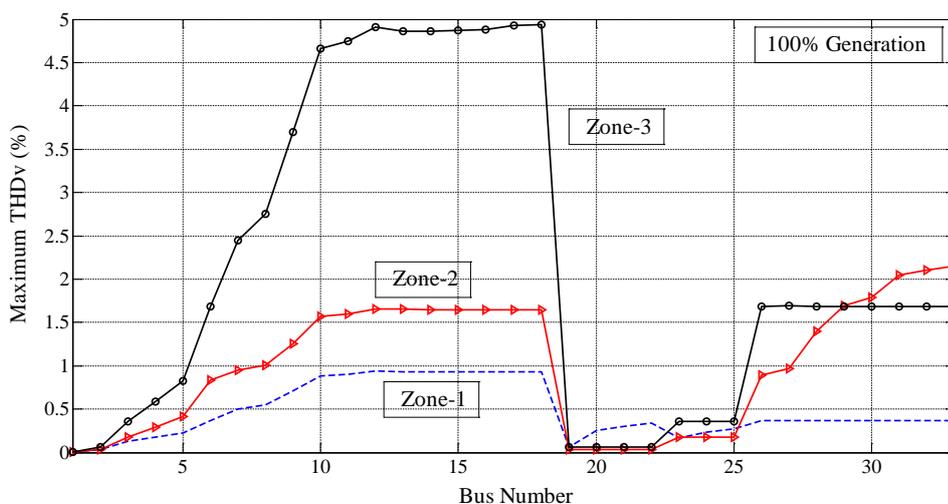


ภาพประกอบ 4.5 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THD_v สูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 60%

สำหรับภาพประกอบ 4.5 ถึงภาพประกอบ 4.7 แสดงผลความสัมพันธ์ของค่า THD_v สูงสุดของแต่ละบัสกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังการผลิตเป็น 60% 80% และ 100% ตามลำดับ ซึ่งโดยทั่วไปค่า THD_v ที่ยอมรับได้จะอยู่ในเกณฑ์ไม่ควรเกิน 5% จากการสังเกตพบว่าปริมาณ THD_v จะมีค่าสูงขึ้นตามระดับกำลังการผลิตไม่ว่าจะติดตั้งอยู่ในบริเวณใดก็ตาม จึงสามารถกล่าวได้ว่าการมีระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ในระบบเป็นจำนวนมาก จะส่งผลให้มีปริมาณกระแสฮาร์มอนิกมากขึ้นในระบบเช่นกัน กระแสฮาร์มอนิกที่มีค่าสูงดังกล่าวนี้จะทำให้เกิดผลเสียต่อระบบอย่างมาก โดยเฉพาะความเสียหายที่อาจขึ้นกับชั้นท์คาปาซิเตอร์ซึ่งจะได้กล่าวต่อไป

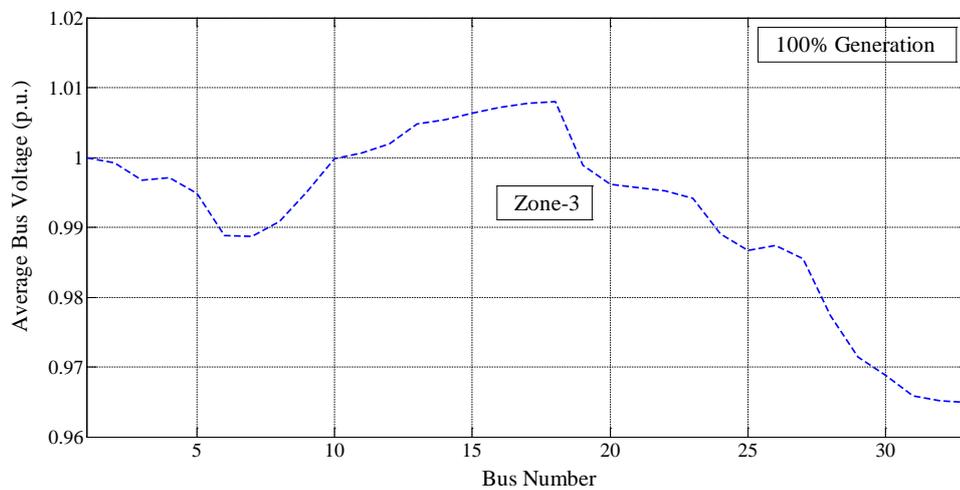


ภาพประกอบ 4.6 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THD_v สูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 80%

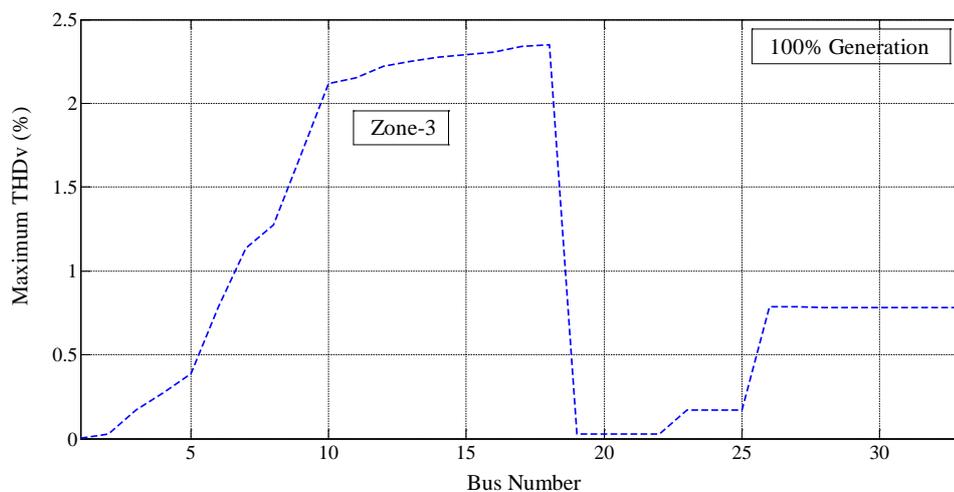


ภาพประกอบ 4.7 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THD_v สูงสุดกับบริเวณการติดตั้งที่ระดับกำลังผลิต 100%

อย่างไรก็ตาม ในกรณีศึกษาถือว่าค่า THD_v ยังคงอยู่ในเกณฑ์ปกติคือไม่เกิน 5% ที่ทุกระดับกำลังการผลิต โดยการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ในบริเวณ Zone-3 จะทำให้มีค่า THD_v ก่อนข้างสูงกว่าบริเวณอื่น ดังนั้น หากจะมีการพิจารณาอนุญาตให้มีการติดตั้งระบบผลิตในบริเวณดังกล่าวก็ควรคำนึงถึงผลกระทบด้านฮาร์มอนิกให้มากด้วย ทั้งนี้ถ้าจะพิจารณาถึงผลกระทบด้านแรงดันบัสของระบบด้วย ก็จะเห็นว่าการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าในบริเวณ Zone-3 ควรจะมีระดับความสามารถในการผลิตไฟฟ้าได้ไม่เกิน 60% (ตามภาพประกอบ 4.2) เนื่องจากที่ระดับการผลิตมากกว่านี้อาจมีโอกาสทำให้เกิดแรงดันสูงเกินได้ (ตามภาพประกอบ 4.3 และ 4.4)



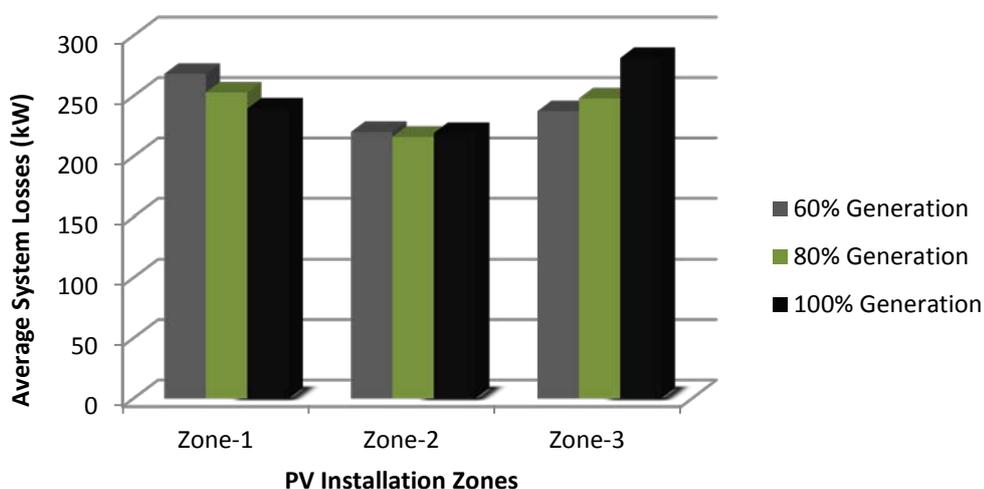
ภาพประกอบ 4.8 ค่าแรงดันบัสเฉลี่ยจากการติดตั้งในบริเวณ Zone-3 ที่ระดับกำลังผลิต 100%



ภาพประกอบ 4.9 ค่า THD_v เฉลี่ยจากการติดตั้งในบริเวณ Zone-3 ที่ระดับกำลังผลิต 100%

ถึงแม้ว่าการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าในบริเวณ Zone-3 ดูเหมือนจะทำให้เกิดผลของทั้งค่าแรงดันบัสและค่า THDv สูงสุดค่อนข้างมาก แต่จากการพิจารณาที่ค่าเฉลี่ยตลอดทั้งปี (Yearly Average Value) ที่ระดับกำลังการผลิต 100% พบว่าค่าแรงดันเฉลี่ยและค่า THDv เฉลี่ยมีค่าต่ำและยังคงอยู่ในเกณฑ์ปกติ กล่าวคือแรงดันบัสเฉลี่ยมีค่าไม่เกิน 1.01 pu. ส่วน THDv เฉลี่ยมีค่าไม่เกิน 2.5% ตามภาพประกอบ 4.8 และ 4.9 ตามลำดับ ดังนั้น กรณีมีความจำเป็นสำหรับการติดตั้งระบบผลิตในบริเวณ Zone-3 ก็อาจจะต้องพิจารณาถึงโอกาสและจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันสูงเกินในรอบปีว่าจะยอมรับได้หรือไม่ หรือจะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหรือไม่ เป็นต้น

ตัวบ่งชี้อีกอย่างหนึ่งที่มีความน่าสนใจสำหรับการพิจารณาประสิทธิภาพการทำงานของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ก็คือค่ากำลังงานสูญเสียของระบบ (Power System Losses) บ่อยครั้งที่การไฟฟ้ามักจะคำนึงถึงผลกระทบด้านกำลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการมีหน่วยผลิตกำลังไฟฟ้าหลายประเภทกระจายอยู่ในระบบ สำหรับกรณีศึกษานี้จะได้นำมาแสดงให้เห็นผลของกำลังงานสูญเสียที่มีลักษณะแตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญ อันเกิดจากการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ในบริเวณต่างๆ ภาพประกอบ 4.10 แสดงการเปรียบเทียบค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยของระบบ (Average System Losses) ในบริเวณต่างๆ ที่ระดับกำลังการผลิตเป็น 60% 80% และ 100%



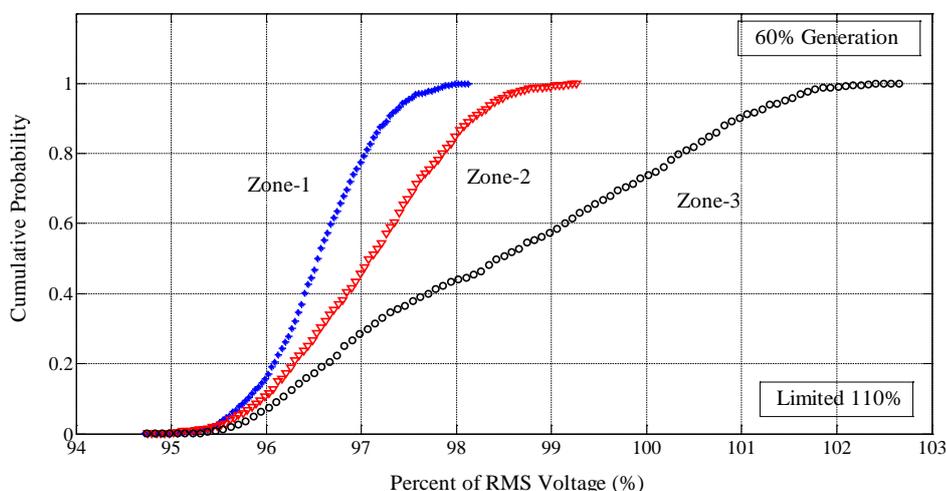
ภาพประกอบ 4.10 ความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยและบริเวณการติดตั้ง

โดยทั่วไปกำลังงานสูญเสียของระบบจะมีค่าต่ำสุดค่าหนึ่งจากการที่ในระบบมีหน่วยผลิตกำลังไฟฟ้าอยู่ในปริมาณที่สูงขึ้นจนถึงระดับที่เหมาะสม (Optimal Generation) โดยถ้าในระบบมีกำลังการผลิตสูงมากกว่าระดับที่เหมาะสมแล้ว กำลังงานสูญเสียของระบบจะกลับมีค่าสูงขึ้นอีกซึ่งเป็นผลเสียเชิงประสิทธิภาพที่ไม่ดีของระบบ จากภาพประกอบ 4.10 หากพิจารณาที่ Zone-1 อย่างเดียวจะเห็นได้ชัดเจนว่าเมื่อระดับกำลังผลิตมีค่าสูงขึ้นจะทำให้ค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยของระบบลดลง

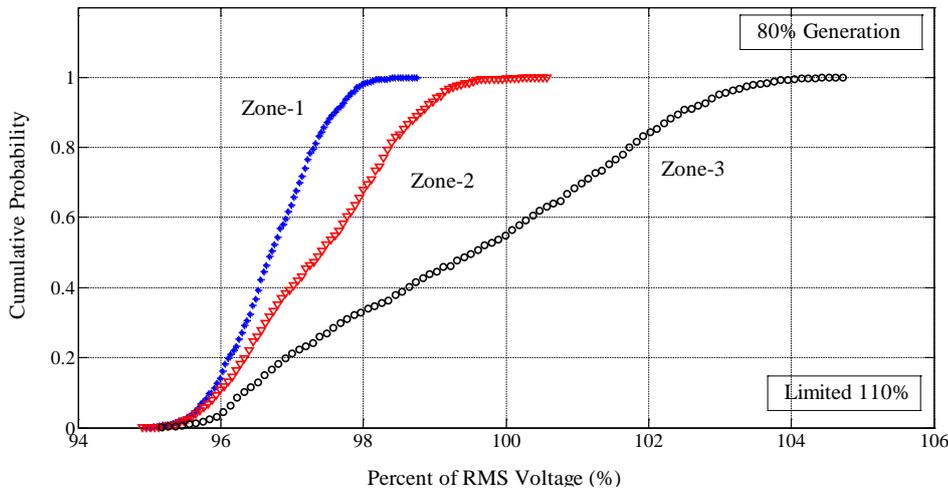
ตามลำดับ สาเหตุเป็นเพราะค่าระดับกำลังการผลิตที่เหมาะสมของ Zone-1 อาจมีค่าสูงกว่า 100% ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับคุณลักษณะจำเพาะของระบบเป็นสำคัญ (System Configuration) สำหรับบริเวณ Zone-2 ค่ากำลังสูญเสียเฉลี่ยของระบบจะลดลงเมื่อเพิ่มระดับกำลังการผลิตจาก 60% เป็น 80% แต่เมื่อระดับกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นถึง 100% พบว่ากำลังสูญเสียเฉลี่ยของระบบกลับมีค่าสูงขึ้น สาเหตุเป็นเพราะที่บริเวณ Zone-2 ค่าระดับกำลังการผลิตที่เหมาะสมจะอยู่ในช่วงระหว่าง 80-100% นั่นเอง ในทำนองเดียวกัน การติดตั้งในบริเวณ Zone-3 จะเห็นชัดว่าค่ากำลังสูญเสียเฉลี่ยของระบบมีค่าสูงขึ้นทันทีเมื่อระดับกำลังการผลิตเพิ่มจาก 60% ถึง 100% ทั้งนี้เป็นเพราะค่ากำลังการผลิตที่เหมาะสมในบริเวณนี้น่าจะต่ำกว่า 60%

จากการประเมินผลคุณภาพไฟฟ้าด้านแรงดันและ THDv รวมถึงค่ากำลังงานสูญเสียของระบบในเบื้องต้น ก็เพียงพอที่จะกล่าวได้ว่าบริเวณการติดตั้งของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ และระดับปริมาณการผลิตกำลังไฟฟ้า จะส่งผลกระทบต่อระบบในลักษณะที่แตกต่างกันอย่างมีเหตุผล ดังนั้นจึงควรมีการวิเคราะห์เชิงวางแผนที่ดีสำหรับการจะเพิ่มหน่วยผลิตกำลังไฟฟ้าประเภทนี้ในตำแหน่งต่างๆ ของระบบเพื่อลดผลกระทบด้านต่างๆ ให้น้อยที่สุด หรือคงประโยชน์สูงสุดของระบบให้มากที่สุดนั่นเอง

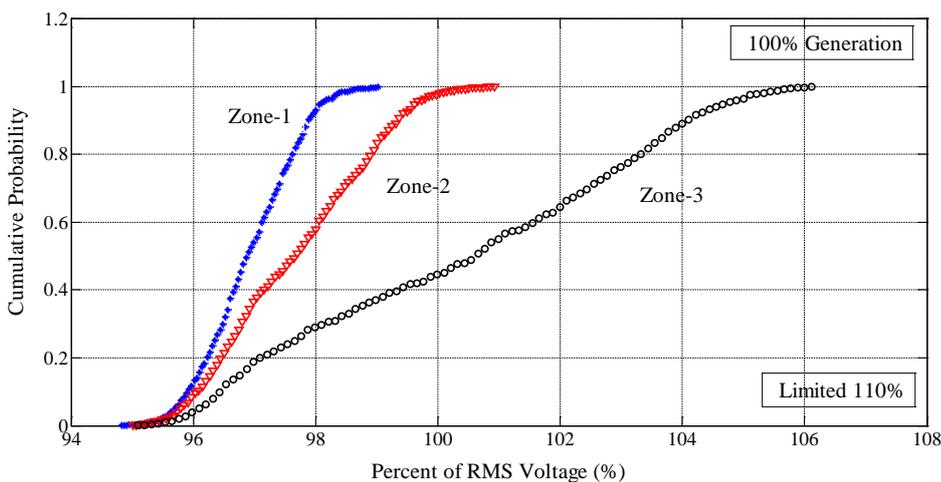
สำหรับการประเมินความเสียหายของชั้นที่คาปาซิเตอร์ขนาด 900 kVar ซึ่งต่ออยู่ที่ตำแหน่ง บัส 12 จะยึดตามมาตรฐาน IEC 60871-1(2005) ซึ่งมีการระบุค่าพารามิเตอร์สำหรับการประเมินไว้ 3 อย่างด้วยกัน ตามตารางที่ 3.2 (บทที่ 3) ภาพประกอบ 4.11 ถึง 4.13 แสดงผลเปรียบเทียบค่าแรงดัน RMS ของชั้นที่คาปาซิเตอร์ในรูปแบบความน่าจะเป็นสะสมจากการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ในบริเวณต่างๆ ที่ระดับกำลังการผลิตแตกต่างกัน ทั้งนี้เพื่อให้สามารถพิจารณาได้ง่ายขึ้นว่าโอกาสที่จะเกิดแรงดัน RMS ณ ค่าต่างๆ มีมากน้อยแค่ไหน



ภาพประกอบ 4.11 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 60%

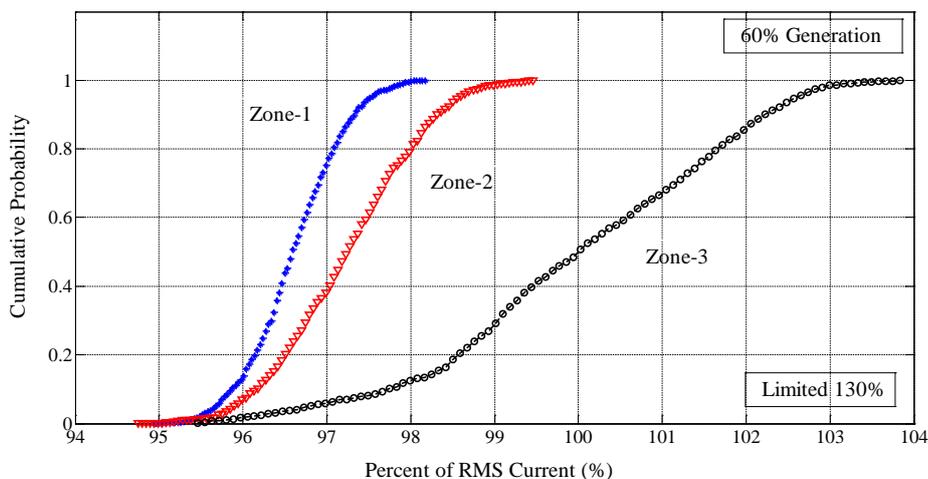


ภาพประกอบ 4.12 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 80%

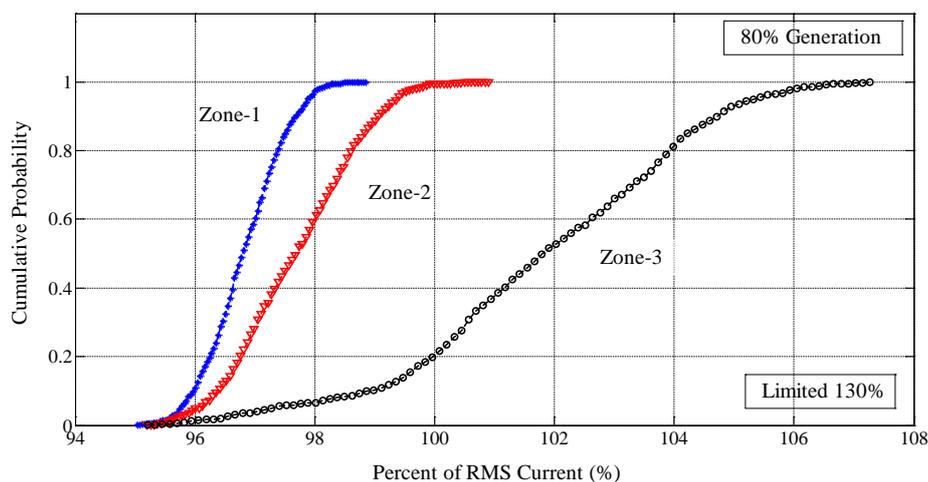


ภาพประกอบ 4.13 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 100%

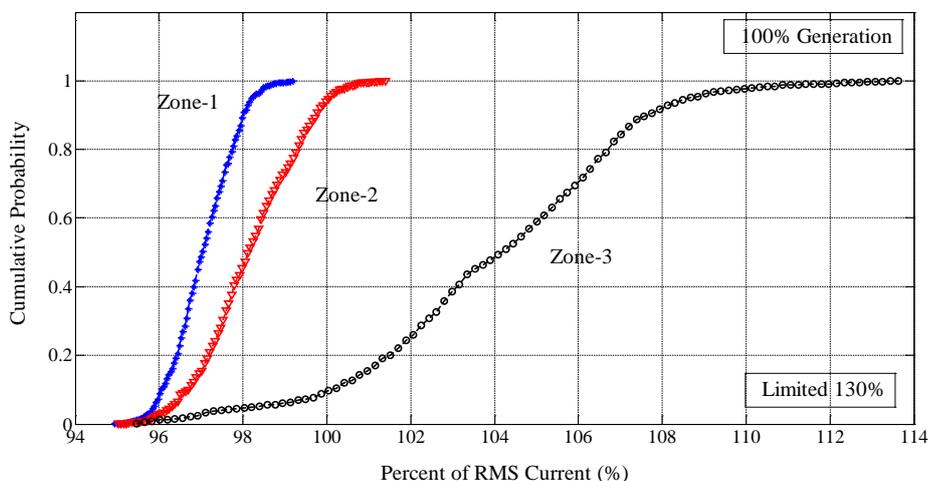
ผลแรงดัน RMS ของชั้นที่คาปาซิเตอร์แสดงให้เห็นว่า ทุกบริเวณการติดตั้งทั้ง 3 บริเวณในแต่ละระดับกำลังการผลิต จะไม่ส่งผลให้เกิดความเสียหายกับคาปาซิเตอร์ เนื่องจากมาตรฐาน IEC ระบุขีดจำกัดของแรงดัน RMS ไว้ที่ไม่เกิน 110% อย่างไรก็ตาม ผลการคำนวณชี้ให้เห็นว่าการติดตั้งในบริเวณ Zone-3 จะทำให้เกิดค่าแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์สูงกว่าบริเวณอื่นค่อนข้างมาก เช่นเดียวกับค่ากระแส RMS ซึ่งมาตรฐาน IEC ระบุขีดจำกัดไว้ที่ไม่เกิน 130% ตามภาพประกอบ 4.14 ถึง 4.16 รวมถึงค่าแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ (Peak Voltage) ซึ่งมาตรฐาน IEC ระบุขีดจำกัดไว้ที่ไม่เกิน 120% ตามภาพประกอบ 4.17 ถึง 4.19 ตามลำดับ สรุปได้ว่าสำหรับกรณีศึกษาที่ชั้นที่คาปาซิเตอร์สามารถทำงานได้ตามปกติโดยไม่มีผลกระทบใดๆ ทั้งสิ้น



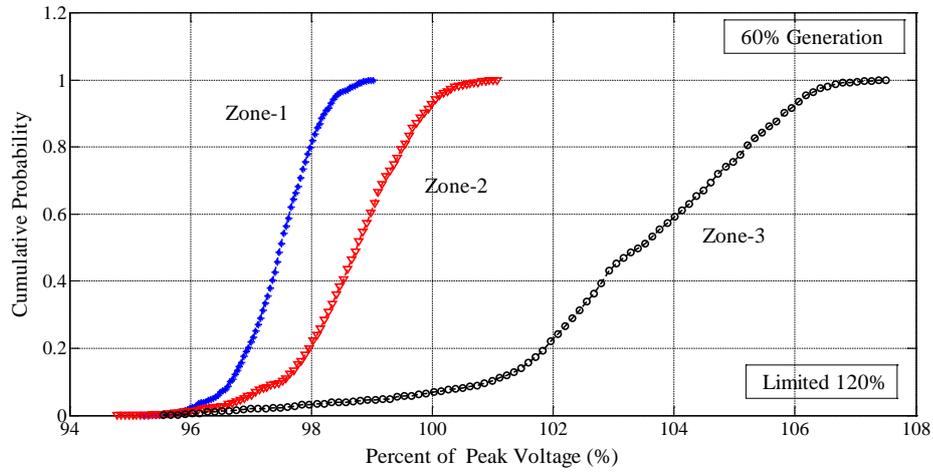
ภาพประกอบ 4.14 ความน่าจะเป็นสะสมของกระแส RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 60%



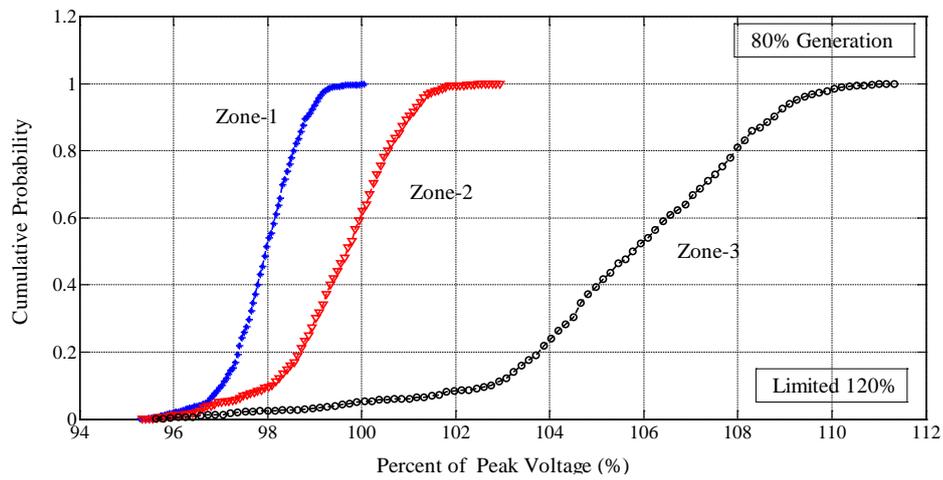
ภาพประกอบ 4.15 ความน่าจะเป็นสะสมของกระแส RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 80%



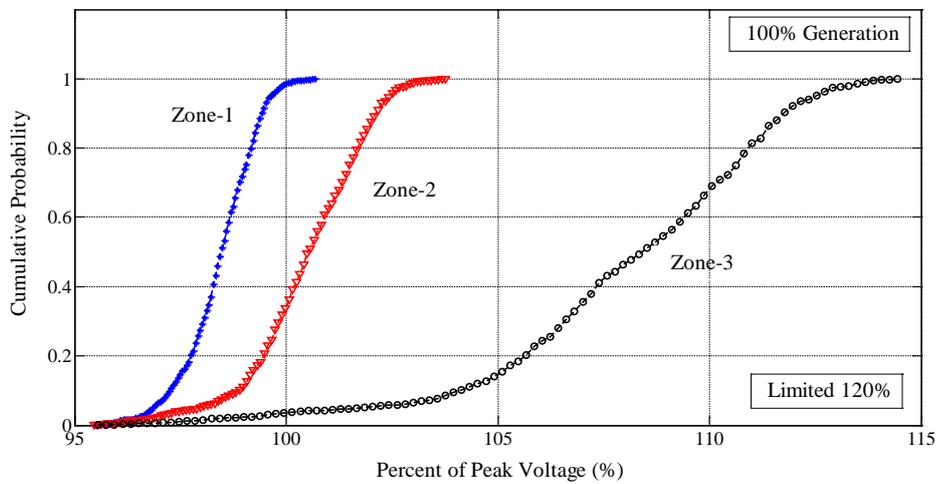
ภาพประกอบ 4.16 ความน่าจะเป็นสะสมของกระแส RMS ของคาปาซิเตอร์ที่กำลังผลิต 100%



ภาพประกอบ 4.17 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 60%



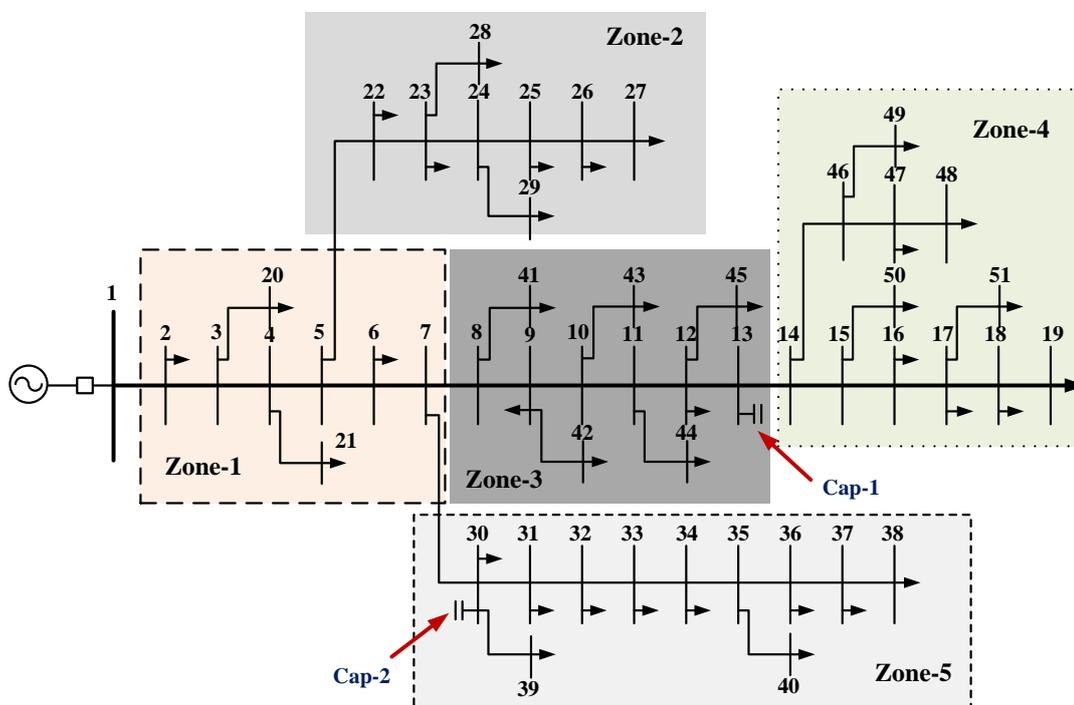
ภาพประกอบ 4.18 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 80%



ภาพประกอบ 4.19 ความน่าจะเป็นสะสมของแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ที่ระดับกำลังผลิต 100%

4.3 ระบบทดสอบขนาด 51 บัส [14]

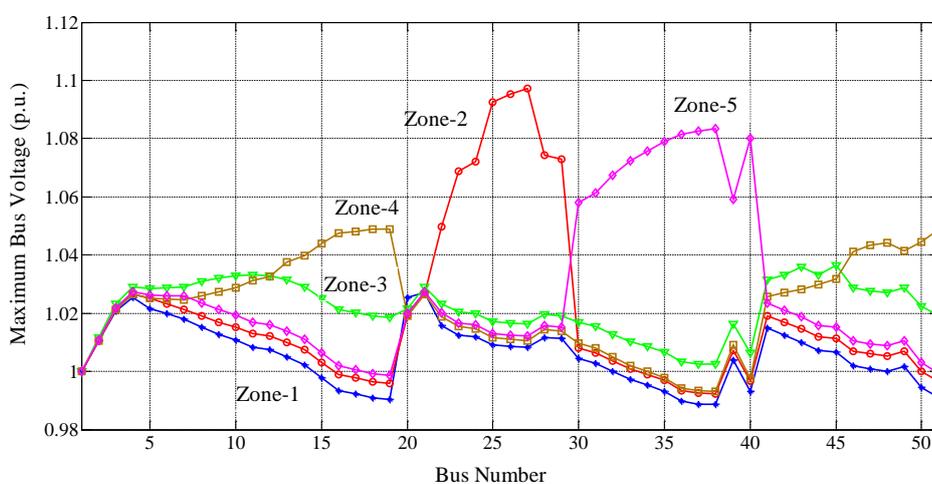
กรณีศึกษานี้จะใช้ระบบทดสอบขนาด 51 บัส ซึ่งเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงแห่งหนึ่งของประเทศไทยโดยมีขนาดแรงดัน 22 kV ขนาดโหลดรวมทั้งหมดของระบบมีค่าเป็น 4.8 MW และ 2.65 MVar โดยมีชั้ท์คาปาซิเตอร์ขนาด 900 kVar (Cap-1) ต่ออยู่ที่บัส 13 และขนาด 600 kVar ต่ออยู่ที่บัส 30 (Cap-2) ข้อมูลจำเพาะของระบบแสดงไว้ในภาคผนวก ก.2 กรณีศึกษานี้จะแบ่งบริเวณการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ออกเป็น 5 บริเวณ ดังแสดงไว้ในภาพประกอบ 4.20 คือบริเวณ Zone-1, Zone-2 Zone-3, Zone-4 และ Zone-5



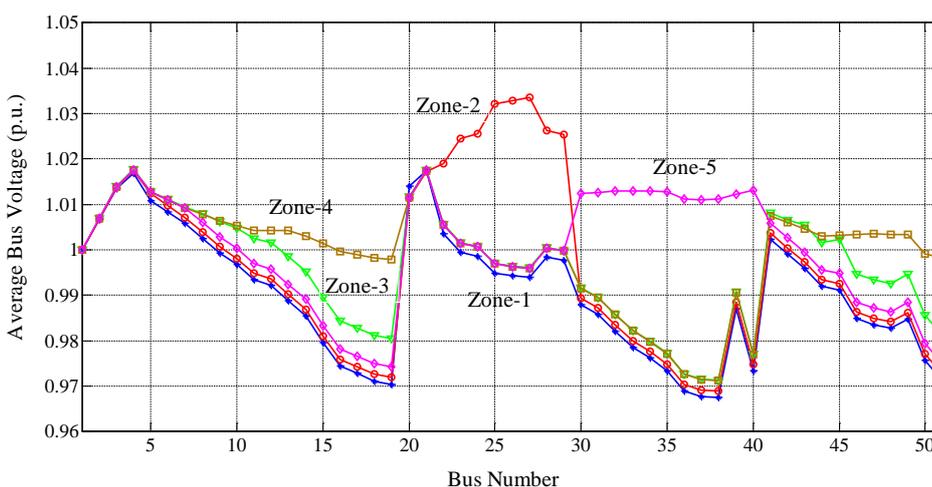
ภาพประกอบ 4.20 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบขนาด 51 บัส

จากผลการทดสอบของระบบ 33 บัส ซึ่งให้เห็นชัดว่าระดับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ จะส่งกระทบเชิงเทคนิคโดยทำให้ค่าต่างๆ ทางคุณภาพไฟฟ้าสูงมากขึ้นไม่ว่าจะติดตั้งที่บริเวณใดก็ตาม อาทิเช่น ค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบ, ค่า THDv ของระบบ รวมถึงค่าดัชนีตามมาตรฐาน IEC ของชั้ท์คาปาซิเตอร์ด้วย ดังนั้น การทดสอบกับระบบ 51 บัสนี้จะกำหนดให้ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์มีระดับกำลังผลิตอยู่ที่ 100% ของโหลด (4.8 MWp) เท่ากันในทุกบริเวณการติดตั้ง เพื่อจะดูผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าของระบบที่เกิดจากบริเวณการติดตั้งต่างๆ กันเพียงอย่างเดียว

ภาพประกอบ 4.21 แสดงค่าแรงดันบั้ตสูงสุดของระบบจากการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าที่บริเวณต่างๆ ซึ่งจะสังเกตเห็นคุณลักษณะของแรงดันที่มีความแตกต่างกันโดยการติดตั้งในบริเวณ Zone-1, Zone-3 และ Zone-4 ค่าแรงดันสูงสุดยังคงอยู่ในเกณฑ์ปกติคือไม่เกิน 1.05 pu แต่การติดตั้งในบริเวณ Zone-2 และ Zone-5 ผลการคำนวณแสดงให้เห็นว่าบางตำแหน่งของระบบมีโอกาสที่จะเกิดแรงดันสูงเกินปกติค่อนข้างมาก แต่อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาจากค่าเฉลี่ยตลอดปีของแรงดันในระบบ พบว่าค่าแรงดันเฉลี่ยจากการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าในทุกบริเวณยังคงอยู่ในเกณฑ์ทั้งหมด ดังแสดงในภาพประกอบ 4.22



ภาพประกอบ 4.21 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันบั้ตสูงสุดกับบริเวณการติดตั้ง



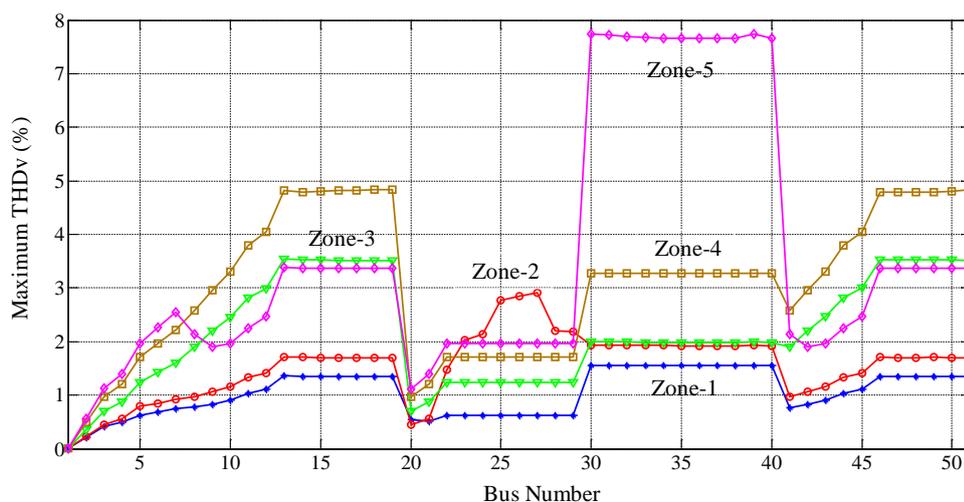
ภาพประกอบ 4.22 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงดันบั้ตเฉลี่ยกับบริเวณการติดตั้ง

ดังนั้น อาจกล่าวได้ว่าการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าในบริเวณ Zone-2 จะส่งผลกระทบต่อค่าแรงดันของระบบในภาพรวมมากที่สุด ทั้งนี้สามารถสังเกตได้จากค่าแรงดันเฉลี่ยของระบบที่

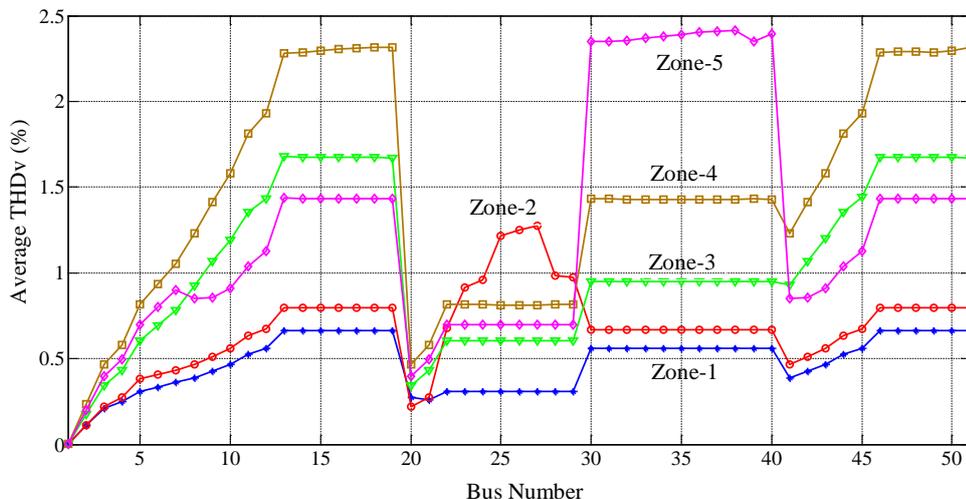
มีค่าสูงกว่าบริเวณอื่นๆ และมีค่าสูงกว่า 1.03 pu ในบางตำแหน่งตามภาพประกอบ 4.22 สำหรับบริเวณการติดตั้งที่ส่งผลกระทบต่อค่าแรงดันของระบบน้อยที่สุดได้แก่ บริเวณ Zone-1 ซึ่งจัดเป็นบริเวณตอนต้นของระบบ

ผลกระทบด้านฮาร์มอนิกจากกรณีศึกษานี้สามารถพิจารณาได้จากภาพประกอบ 4.23 และ 4.24 ซึ่งเป็นการแสดงผลเปรียบเทียบให้เห็นคุณลักษณะที่แตกต่างกันของปริมาณ THDv ทั้งค่าสูงสุดและค่าเฉลี่ยตามลำดับ ผลการคำนวณชี้ให้เห็นว่าบริเวณการติดตั้งใน Zone-5 จะส่งผลกระทบต่อค่าแรงดันฮาร์มอนิกรวมมากที่สุดโดยหลายตำแหน่งในบริเวณดังกล่าวพบว่ามีค่า THDv สูงสุดเกิน 5% สำหรับบริเวณการติดตั้งที่ส่งผลกระทบด้านฮาร์มอนิกรองลงมาได้แก่ Zone-4 ดังนั้นด้วยระดับกำลังผลิตที่สูงเป็น 100% การพิจารณาติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ในสองบริเวณนี้ ก็ควรคำนึงถึงผลกระทบด้านนี้ให้มาก โดยอาจประเมินจากการให้มีระดับกำลังผลิตที่ลดลงหรืออาจใช้อุปกรณ์ช่วยกรองฮาร์มอนิก (Harmonic filter) เป็นต้นได้ ซึ่งในงานวิจัยนี้ไม่ได้กล่าวถึง อย่างไรก็ตาม ค่าเฉลี่ยทั้งปีของ THDv พบว่ามีค่าอยู่ในเกณฑ์ปกติ ($< 5\%$) ในทุกบริเวณการติดตั้ง ดังแสดงในภาพประกอบ 4.24

สิ่งที่น่าสังเกตอย่างหนึ่งคือ หากพิจารณาเฉพาะค่าสูงสุดของแรงดันและ THDv ที่ระดับกำลังผลิตเป็น 100% พบว่าบริเวณการติดตั้งใน Zone-5 บริเวณเดียวจะทำให้เกิดผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้ามากที่สุด (ภาพประกอบ 4.21 และ 4.23) ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าในบริเวณนี้จึงควรที่จะต้องลดปริมาณการผลิตให้ต่ำลง

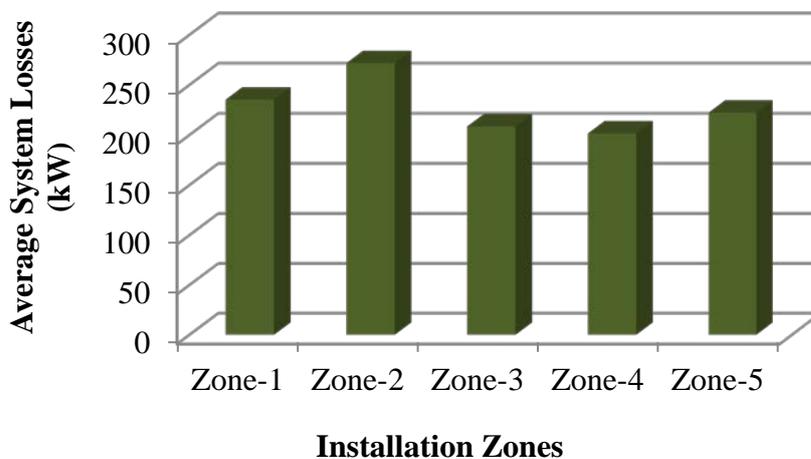


ภาพประกอบ 4.23 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THDv สูงสุดกับบริเวณการติดตั้ง



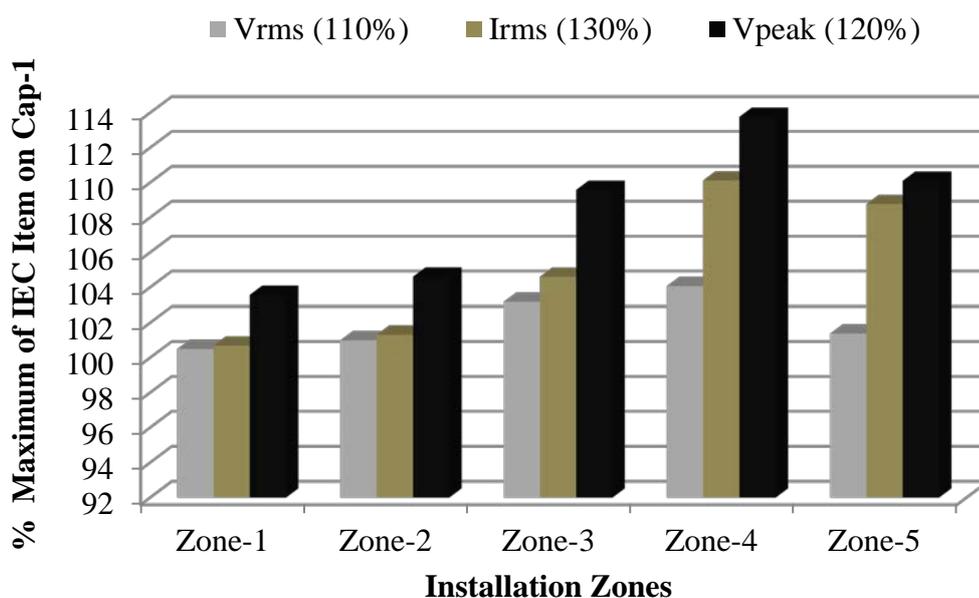
ภาพประกอบ 4.24 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THDv เฉลี่ยกับบริเวณการติดตั้ง

ค่ากำลังงานสูญเสียของระบบ เป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่การไฟฟ้ามักจะคำนึงถึงด้วยเนื่องจากเป็นตัวแปรสำคัญที่สามารถตีมูลค่าเป็นจำนวนเงินที่ต้องสูญเสียได้ ดังนั้นวิธีการทำให้ระบบไฟฟ้ามีค่ากำลังงานสูญเสียต่ำๆ จึงเป็นสิ่งที่ต้องนำมาพิจารณาศึกษาอย่างยิ่ง ภาพประกอบ 4.25 แสดงค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยของระบบจากบริเวณการติดตั้งระบบกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน ซึ่งจะเห็นได้ว่าบริเวณ Zone-4 จะทำให้ระบบมีค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยต่ำสุดประมาณ 201.5 kW ส่วนการติดตั้งในบริเวณ Zone-3 และ Zone-5 จะทำให้ค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็นลำดับตามมา ทั้งนี้ถือว่ามีความสอดคล้องตามทฤษฎี เนื่องจากการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าใดๆ ก็ตามทีบริเวณปลายของระบบจะทำให้กำลังงานสูญเสียโดยภาพรวมของระบบลดลงได้มากกว่าบริเวณอื่นๆ

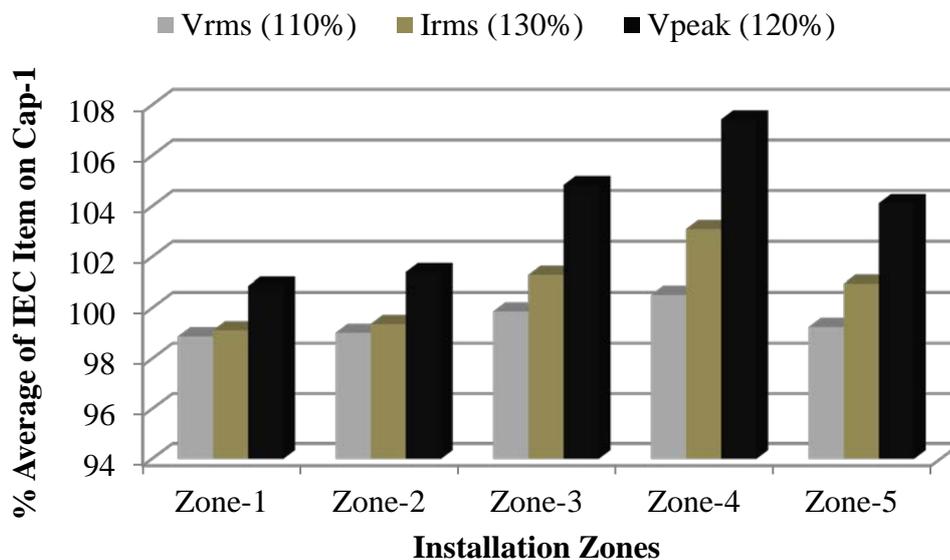


ภาพประกอบ 4.25 ความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยและบริเวณการติดตั้ง

ผลประเมินความเสียหายของชั้นที่คาปาซิเตอร์ซึ่งมีอยู่ 2 ตัว ได้แก่ Cap-1 ต่ออยู่ที่บัส 13 และ Cap-2 ต่ออยู่ที่บัส 30 ตามภาพประกอบ 4.20 นั้น จะพิจารณาจากค่าสูงสุดและค่าเฉลี่ยของพารามิเตอร์ต่างๆ ที่ใช้ประเมินการทำงานของคาปาซิเตอร์ตามมาตรฐาน IEC โดยภาพประกอบ 4.26 แสดงค่าสูงสุดของแรงดัน RMS (V_{rms}) รวมถึงกระแส RMS (I_{rms}) และแรงดันยอด (V_{peak}) ของคาปาซิเตอร์ Cap-1 (900 kVar) ผลการคำนวณชี้ให้เห็นว่าคาปาซิเตอร์ Cap-1 ยังคงสามารถทำงานได้ตามปกติโดยไม่ได้รับผลกระทบใดๆ จากการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ในทุกบริเวณ อย่างไรก็ตาม มีข้อสังเกตจากผลการคำนวณคือ บริเวณการติดตั้งใน Zone-4 จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของคาปาซิเตอร์ Cap-1 มากกว่าบริเวณอื่น โดยจะเห็นจากค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่ใช้ประเมินการทำงานตามมาตรฐานที่สูงกว่าบริเวณอื่นนั่นเอง สำหรับภาพประกอบ 4.27 แสดงค่าเฉลี่ยตลอดปีของพารามิเตอร์ต่างๆ ที่ใช้ประเมินการทำงานของคาปาซิเตอร์ ซึ่งพบว่ามีค่าค่อนข้างต่ำโดยเปรียบเทียบผลกับภาพประกอบ 4.26 ในแต่ละบริเวณ

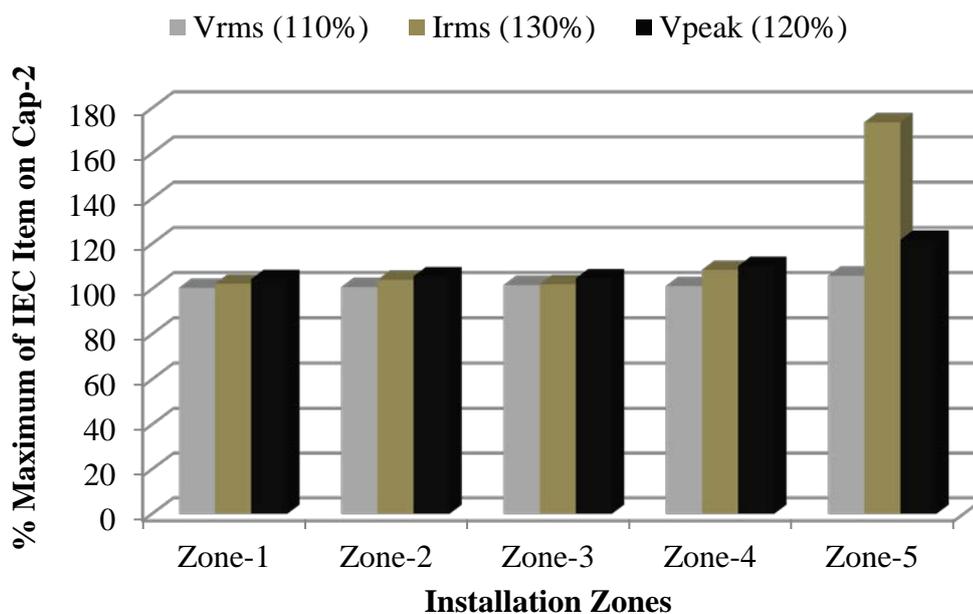


ภาพประกอบ 4.26 ค่าสูงสุดของพารามิเตอร์ตาม IEC ที่ตำแหน่ง Cap-1 ในบริเวณการติดตั้งต่างๆ

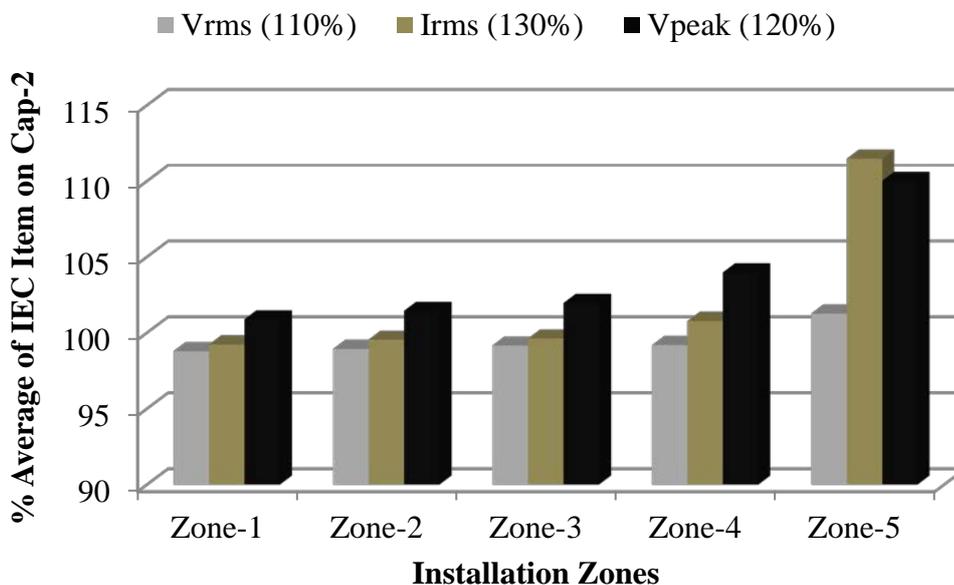


ภาพประกอบ 4.27 ค่าเฉลี่ยของพารามิเตอร์ตาม IEC ที่ตำแหน่ง Cap-1 ในบริเวณการติดตั้งต่างๆ

ในทางตรงข้าม ผลประเมินความเสียหายของคาปาซิเตอร์ Cap-2 (600 kVar) พบว่าจะเกิดความเสียหายจากการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่บริเวณ Zone-5 ดังภาพประกอบ 4.28 โดยมีค่ากระแส Irms สูงสุดอยู่ที่ 173.7% และมีค่าแรงดันยอด Vpeak สูงสุดที่ 121.8% ซึ่งเกินกว่าค่ามาตรฐานที่กำหนด แม้ว่าค่าเฉลี่ยจากการประเมินความเสียหายของคาปาซิเตอร์ Cap-2 ตามภาพประกอบ 4.29 จะมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ก็ตาม



ภาพประกอบ 4.28 ค่าสูงสุดของพารามิเตอร์ตาม IEC ที่ตำแหน่ง Cap-2 ในบริเวณการติดตั้งต่างๆ



ภาพประกอบ 4.29 ค่าเฉลี่ยของพารามิเตอร์ตาม IEC ที่ตำแหน่ง Cap-2 ในบริเวณการติดตั้งต่างๆ

จากผลทดสอบทั้งหมดที่ได้จากระบบ 51 บัส พอจะสรุปได้ว่า บริเวณการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีความเหมาะสมที่สุด โดยพิจารณาที่ระดับกำลังการผลิตเป็น 100% ของโหลด ได้แก่บริเวณ Zone-4 เพราะนอกจากจะทำให้ระบบมีค่ากำลังงานสูญเสียเฉลี่ยต่ำที่สุดแล้ว ยังไม่ส่งผลกระทบต่อด้านคุณภาพไฟฟ้าด้วย ไม่ว่าจะเป็นผลกระทบต่อค่าแรงดันบัสหรือค่า THDv ที่บัสต่างๆ ของระบบที่ยังคงมีค่าอยู่ในเกณฑ์ปกติ อีกทั้งการทำงานของชั้นที่คาปาซิเตอร์ทั้งสองตัว ยังคงสามารถทำงานได้โดยไม่ได้รับความเสียหายใดๆ

4.4 ผลกระทบจากฮาร์มอนิกเดิมในระบบ

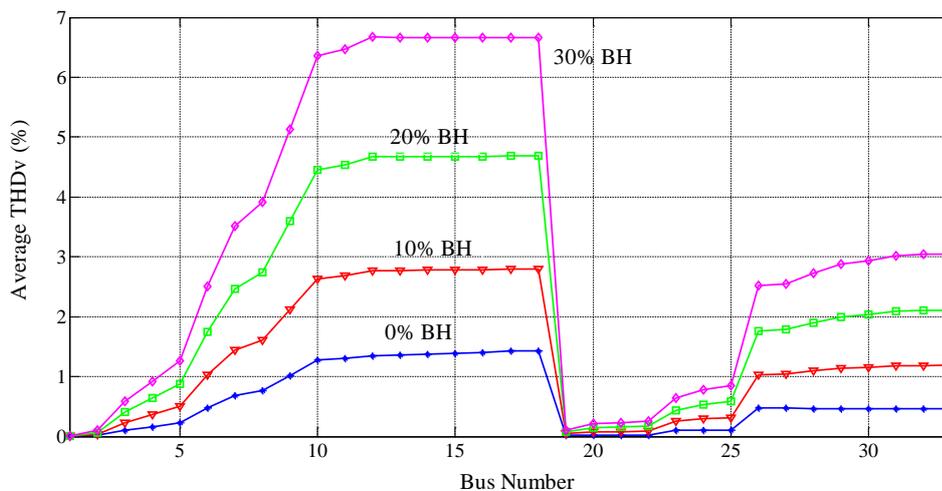
ในทางปฏิบัติจริงไม่อาจหลีกเลี่ยงการคำนึงถึงค่าฮาร์มอนิกเดิม (Background Harmonics : BH) ที่มีอยู่ในระบบได้ เนื่องจากปัจจุบันมีโหลดในระบบไฟฟ้าจำนวนมากที่มีพฤติกรรมเป็นตัวจ่ายกระแสฮาร์มอนิก โดยจะเรียกว่าโหลดไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Loads) ซึ่งความรุนแรงของกระแสฮาร์มอนิกจะขึ้นอยู่กับคุณลักษณะจำเพาะในการทำงานของโหลดนั้นๆ เป็นหลัก ดังนั้นการที่มีโหลดประเภทนี้กระจายตัวอยู่ในระบบเป็นปริมาณมาก ก็จะส่งผลโดยตรงต่อชั้นที่คาปาซิเตอร์ และเพื่อให้เห็นผลกระทบอย่างชัดเจนจะขอแสดงผลการคำนวณเชิงเปรียบเทียบ โดยใช้ระบบทดสอบ 33 บัส กรณีติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ในบริเวณ Zone-3 ที่ระดับกำลังการผลิตเป็น 60% ทั้งนี้เนื่องจากค่าแรงดันและค่า THDv ของระบบรวมถึงการทำงานของชั้นที่คาปาซิเตอร์ในกรณีดังกล่าว ยังคงอยู่ในเกณฑ์ปกติและสามารถทำงานได้อย่างปลอดภัย

ตารางที่ 4.1 คุณลักษณะของกระแสฮาร์มอนิกจากระบบตัวเรียงกระแสที่มีหลายพัลส์

Harmonic	Rectifier system pulse number				Harmonic frequency	Harmonic current in percent of fundamental	
	6	12	18	24		Theoretical	Typical
5	X				300	20.00	19.20
7	X				420	14.20	13.20
11	X	X			660	9.09	7.30
13	X	X			780	7.69	5.70
17	X		X		1020	5.88	3.50
19	X		X		1140	5.26	2.70
23	X	X		X	1380	4.36	2.00
25	X	X		X	1500	4.00	1.60
29	X				1740	3.45	1.40
31	X				1860	3.23	1.20
35	X		X		2100	2.86	1.10
37	X		X		2220	2.70	1.00

NOTE—The theoretical values are given for a 6-pulse converter with ideal characteristics (i.e., square current waves with 120° conduction). The last column gives typical values based on a commutating impedance of 0.12 pu and a firing angle of 30° and infinite dc reactor (IEEE Std 519-1992, Table 13.1). These values are on the basis of one 6-pulse converter or all converters, assuming that the harmonics are additive. Since some harmonics will be canceled, but not entirely, a small percentage value may be assumed, as explained earlier in this subclause. Note that if the dc reactor is not large, some of the harmonics can be greater than typical (or theoretical) and some smaller.

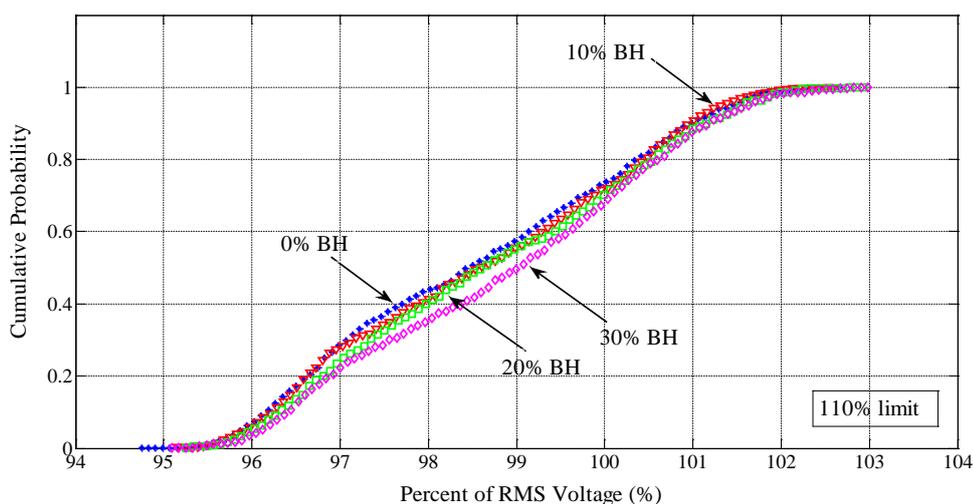
แบบจำลองของโหลดไม่เป็นเชิงเส้นในงานวิจัยนี้กำหนดให้เป็นคอนเวอร์เตอร์แบบ 6 พัลส์ (Six-Pulse Converters) โดยมีขนาดของกระแสฮาร์มอนิกในแต่ละลำดับตามมาตรฐาน IEEE 519-1992 ดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.1 ตำแหน่งของโหลดไม่เป็นเชิงเส้นจะอยู่ที่โหลดบัสทุกบัสในระบบ เนื่องจากปริมาณของฮาร์มอนิกของโหลดไม่เป็นเชิงเส้นจะถูกคิดเป็นร้อยละของปริมาณโหลดที่บัสนั้นๆ โดยในกรณีศึกษานี้จะพิจารณาปริมาณฮาร์มอนิกเดิมในระบบที่ระดับ 10%, 20% และ 30%



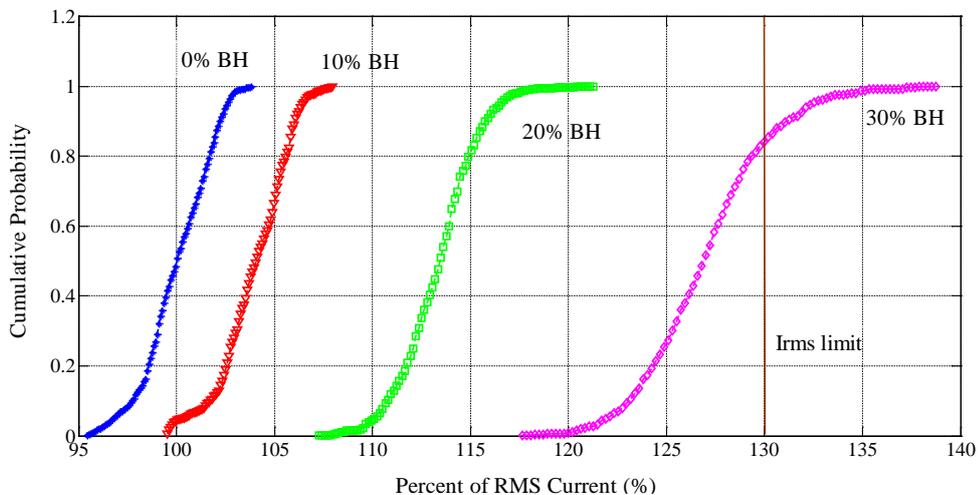
ภาพประกอบ 4.30 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า THDv เฉลี่ยและระดับปริมาณฮาร์มอนิกเดิมในระบบ

ภาพประกอบ 4.30 แสดงการเปรียบเทียบผลของ THD_v เฉลี่ยที่บัสต่างๆ กรณีคำนึงถึงปริมาณฮาร์มอนิกเดิมในระบบที่ระดับแตกต่างกัน ผลการคำนวณชี้ให้เห็นว่า THD_v เฉลี่ยจะมีค่าสูงขึ้นตามปริมาณฮาร์มอนิกเดิมในระบบ โดยในกรณีที่ยังไม่มีฮาร์มอนิกเดิม (0% BH) พบว่า THD_v เฉลี่ยมีค่าค่อนข้างต่ำและไม่เกิน 1.5% ในขณะที่การเพิ่มปริมาณฮาร์มอนิกเดิมเป็น 20% พบว่า THD_v เฉลี่ยมีค่าเข้าใกล้ค่าที่กำหนดตามมาตรฐานคือ 5% และการเพิ่มปริมาณฮาร์มอนิกเดิมสูงขึ้นเป็น 30% พบว่าค่า THD_v เฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนดค่อนข้างมากประมาณ 6.5% นั้นหมายถึงการที่ระบบไฟฟ้ามีปริมาณฮาร์มอนิกเดิมอยู่ในระดับสูงจะส่งผลกระทบต่อค่าแรงดันฮาร์มอนิกรวมในระบบ

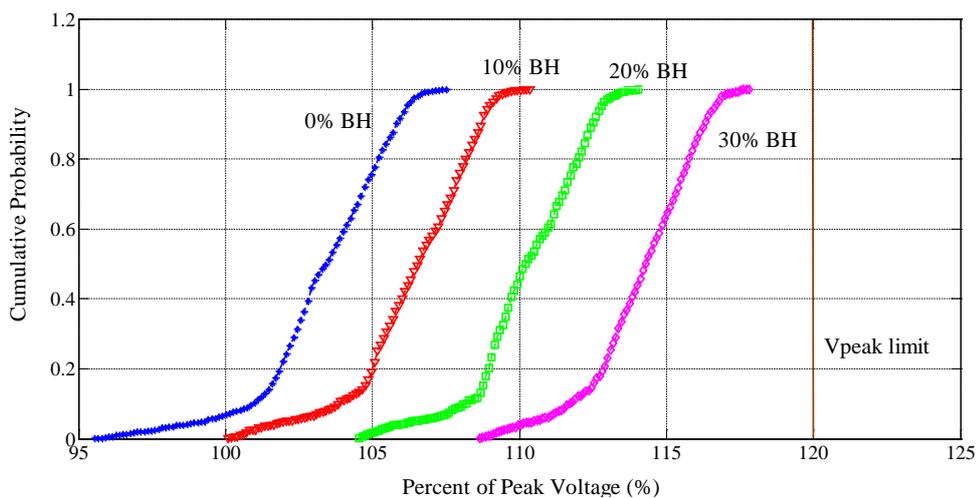
การประเมินความเสียหายของชั้นที่คาปาซิเตอร์ขนาด 900 kVar ซึ่งต่ออยู่ที่ตำแหน่งบัส 12 นั้น สามารถพิจารณาได้จากเกณฑ์ประเมินตามมาตรฐาน IEC ดังภาพประกอบ 4.31 ถึง 4.33 โดยจะสังเกตเห็นว่าค่าแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์จะไม่ค่อยมีการเปลี่ยนแปลงตามปริมาณฮาร์มอนิกเดิมมากนัก โดยค่าแรงดัน RMS ยังคงอยู่ในเกณฑ์ปกติ ตามภาพประกอบ 4.31 ในขณะที่ค่ากระแส RMS และค่าแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์มีลักษณะสูงขึ้นเรื่อยๆ ตามระดับปริมาณฮาร์มอนิกเดิมในระบบ ภาพประกอบ 4.32 แสดงให้เห็นว่าคาปาซิเตอร์จะเกิดความเสียหายที่ระดับปริมาณฮาร์มอนิกเดิมสูงถึง 30% โดยพบว่ากระแส RMS มีค่าสูงเกินกว่า 130% และถึงแม้ว่าค่าแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ในภาพประกอบ 4.33 จะอยู่ในเกณฑ์ปกติก็ตาม ในกรณีนี้ก็จะถือว่าคาปาซิเตอร์ไม่สามารถทำงานต่อได้หรือเกิดความเสียหายนั่นเอง



ภาพประกอบ 4.31 ความน่าจะเป็นสะสมแรงดัน RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับปริมาณฮาร์มอนิกเดิมต่างกัน



ภาพประกอบ 4.32 ความน่าจะเป็นสะสมกระแส RMS ของคาปาซิเตอร์ที่ระดับปริมาณฮาร์มอนิก
เดิมต่างกัน



ภาพประกอบ 4.33 ความน่าจะเป็นสะสมแรงดันยอดของคาปาซิเตอร์ที่ระดับปริมาณฮาร์มอนิกเดิม
ต่างกัน

จากกรณีศึกษาผลกระทบของปริมาณฮาร์มอนิกเดิมในระบบ สามารถสรุปได้ว่าการประเมินผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ควรต้องคำนึงถึงค่าฮาร์มอนิกเดิมที่มีอยู่ด้วยเนื่องจากเป็นสิ่งที่มิได้อยู่จริงในทางปฏิบัติทุกระบบ แต่อาจมีระดับปริมาณที่แตกต่างกัน ได้ขึ้นอยู่กับจำนวนและขนาดของโหลดไม่เป็นเชิงเส้น ดังนั้นการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ในบริเวณต่างๆ นั้นอาจดูเป็นปกติและไม่มีผลกระทบใดๆ เชิงเทคนิคต่อระบบถ้าปราศจากคำนึงผลของฮาร์มอนิกเดิมที่มีอยู่ อย่างไรก็ตาม ผลการคำนวณจากกรณีระบบทดสอบ 33 บัส ที่มีการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์

ขนาด 60% ในบริเวณ Zone-3 จะเห็นว่าค่าดัชนีต่างๆ ที่เป็นตัวชี้ผลกระทบต่อด้านคุณภาพไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ปกติดี แต่เมื่อพิจารณาให้ระบบมีปริมาณฮาร์มอนิกเดิมในระดับ 30% ก็จะพบว่าค่า THDv โดยเฉลี่ยของระบบสูงกว่าค่ามาตรฐาน อีกทั้งยังส่งผลทำให้ชั้นที่คาปาซิเตอร์เกิดความเสียหายอีกด้วย โดยเกิดจากสาเหตุที่กระแส RMS ของคาปาซิเตอร์สูงเกินกว่า 130% ตามมาตรฐานของ IEC นั้นเอง

บทที่ 5

สรุป อภิปรายผลและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปการดำเนินงานวิจัย

งานวิจัยนี้นำเสนอผลกระทบจากบริเวณการติดตั้งของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่มีต่อชั้นที่คาปาซิเตอร์และคุณภาพไฟฟ้าของระบบจำหน่าย โดยใช้วิธีการคำนวณทางสถิติเป็นหลัก ซึ่งมีตัวแปรสุ่มหลายตัวแปร อาทิเช่น ตัวแปรสุ่มของพลังงานแสงอาทิตย์และอุณหภูมิแวดล้อม รวมถึงความต้องการของโหลดในระบบไฟฟ้า ดังนั้นสิ่งที่มีความสำคัญที่สุดเพื่อให้ได้คำตอบที่มีความน่าเชื่อถือ ได้แก่ข้อมูลทางสถิติที่ถูกเก็บสะสมไว้ในเวลา 1 ปี รวมถึงแบบจำลองทางสถิติของอุปกรณ์ต่างๆ ที่มีส่วนเกี่ยวข้องในการคำนวณ อย่างไรก็ตาม งานวิจัยนี้ดำเนินการภายใต้กรอบระยะเวลา 1 ปี ในช่วงระหว่างดำเนินการพบปัญหาอุปสรรคบางประการ ส่งผลให้งานวิจัยเกิดความล่าช้ากว่ากำหนด อันเนื่องจากปัญหาความล่าช้าในส่วนของการเก็บบันทึกผลเพื่อใช้ทดสอบหาแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์ ตลอดจนความล่าช้าในการได้มาของข้อมูลทางสถิติที่เหมาะสมในส่วนต่างๆ เพื่อนำมาใช้ประกอบการคำนวณในกรณีศึกษาที่ต้องการนำเสนอ เป็นต้น

5.2 สรุปผลวิจัย

จากผลการคำนวณในหลายกรณีศึกษา สามารถสรุปได้ว่าบริเวณการติดตั้งของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์รวมถึงระดับกำลังการผลิต มีผลต่อการทำงานของระบบในด้านคุณภาพไฟฟ้า โดยผลกระทบที่เกิดขึ้นจะมีลักษณะแตกต่างกันทั้งนี้ขึ้นอยู่กับคุณลักษณะจำเพาะของระบบ อาทิเช่น ลักษณะการเชื่อมต่อ, ค่าพารามิเตอร์ของสาย และปริมาณความต้องการของโหลด เป็นต้น นอกจากนี้ ปริมาณฮาร์มอนิกเดิมในระบบยังเป็นปัจจัยสำคัญอีกอย่างหนึ่งที่ควรนำมาพิจารณาร่วมด้วย เนื่องจากในระบบจริงมีการใช้โหลดที่มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้นจำนวนมาก ซึ่งโหลดเหล่านี้จะกระทำตัวเป็นแหล่งจ่ายกระแสฮาร์มอนิกฉีดเข้าไปในระบบ ดังนั้นเมื่อรวมผลกับการทำงานของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ก็จะทำให้ปริมาณฮาร์มอนิกรวมในระบบมีค่าสูงขึ้น และอาจส่งผลกระทบต่อการทำงานหรืออาจทำให้ชั้นที่คาปาซิเตอร์เกิดความเสียหายได้ในบางกรณี

ข้อสังเกตอย่างหนึ่งที่ได้จากผลทดสอบคือ ปริมาณฮาร์มอนิกและความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับชั้นที่คาปาซิเตอร์จะมีความรุนแรงมากขึ้น เมื่อระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ถูกติดตั้งในบริเวณเดียวกันหรืออยู่ใกล้กับตำแหน่งของชั้นที่คาปาซิเตอร์ เนื่องจากพฤติกรรมของคาปาซิเตอร์จะทำหน้าที่เหมือนตัวกรองฮาร์มอนิก หมายถึงกระแสฮาร์มอนิกส่วนใหญ่จะไหลเข้าหาคาปาซิเตอร์ที่ความถี่ที่เหมาะสม ดังนั้นในบริเวณใกล้ชั้นที่คาปาซิเตอร์จึงพบว่า THDv จะมีค่าค่อนข้างสูง

5.3 อภิปรายผล

ประโยชน์โดยตรงที่ได้รับจากงานวิจัยนี้ คือผู้ดูแลหรือผู้รับผิดชอบระบบไฟฟ้าสามารถนำแนวคิดวิธีการประเมินสมรรถนะการทำงานของระบบในด้านคุณภาพไฟฟ้านี้ไปใช้จริงได้ ทั้งนี้ ความถูกต้องแม่นยำและความน่าเชื่อถือจะขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ถูกต้องจากการเก็บสะสมไว้ในช่วงเวลาหนึ่งที่มากพอ อาทิเช่น ข้อมูลการใช้โหลดในระบบ ข้อมูลด้านพลังงานแสงอาทิตย์และอุณหภูมิแวดล้อมในบริเวณซึ่งเป็นที่ตั้งของระบบไฟฟ้า รวมถึงแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์ที่จะใช้ในการผลิตกำลังไฟฟ้าซึ่งสามารถหาได้จากการทดสอบแผง นอกจากนี้ยังมีข้อมูลกระแสฮาร์โมนิกที่ผลิตจากอินเวอร์เตอร์ซึ่งเป็นส่วนประกอบสำคัญของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ โดยข้อมูลดังกล่าวสามารถรู้ได้จากการทดสอบวัดผลและเก็บบันทึกไว้ ดังนั้นในอนาคต หากการไฟฟ้าสามารถควบคุมหรือกำหนดบริเวณที่จะอนุญาตให้มีการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ได้ ไม่ว่าจะเป็นบริเวณแคบหรือกว้างแค่ไหนก็ตาม ก็สามารถนำวิธีการที่ได้นำเสนอในงานวิจัยนี้ไปใช้ประเมินผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้า รวมถึงการประเมินการทำงานของชั้นที่คาปาซิเตอร์ได้ เพื่อเป็นการวางแผนขยายกำลังการผลิตโดยไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าต่อไป

5.4 ข้อเสนอแนะเพื่อดำเนินการ

ตามที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นว่า สิ่งสำคัญและจำเป็นสำหรับการประเมินผลกระทบด้วยวิธีการนี้ ก็คือข้อมูลทางสถิติต่างๆ ที่ต้องใช้ประกอบในการคำนวณ ดังนั้น ควรจะต้องมีการจัดเก็บข้อมูลโดยการติดตั้งเครื่องวัดตัวแปรต่างๆ เป็นระยะเวลาอย่างต่อเนื่องกันทั่วทุกภาค โดยข้อมูลทางสถิติที่จะนำมาใช้ในการประเมินจะต้องถูกเก็บสะสมไว้อย่างน้อย 1 ปี เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงระดับของพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละภูมิภาค รวมถึงการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิในช่วงเวลา 1 ปีมีความแตกต่างกัน นอกจากนี้ ควรมีการหาแบบจำลองกลางของเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งอาจใช้เป็นตัวแทนของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ เนื่องจากในทางปฏิบัติจริงคุณลักษณะการทำงานของแผงโซลาร์เซลล์ไม่ว่าจะเป็นของผู้ผลิตใดก็ตามจะมีลักษณะที่ใกล้เคียงกัน เช่นเดียวกับข้อมูลการจ่ายกระแสฮาร์โมนิกจากอินเวอร์เตอร์ที่จะมีคุณลักษณะไม่ต่างกันมากนัก ทั้งนี้เพราะผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ชนิดเชื่อมต่อกับกริดส่วนใหญ่จะมีการออกแบบด้วยเทคโนโลยีเดียวกัน

5.5 ข้อเสนอแนะเพื่อการทำวิจัยครั้งต่อไป

งานวิจัยนี้มุ่งเน้นการประเมินผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้ารวมถึงการทำงานของชั้นที่คาปาซิเตอร์เป็นหลัก อย่างไรก็ตาม ในการทำงานของระบบไฟฟ้ายังมีผลกระทบด้านอื่นๆ ที่ควรศึกษาเพิ่มเติมด้วย เช่น ผลกระทบด้านการป้องกันของระบบ และความน่าเชื่อถือของระบบ เป็นต้น อีกทั้งในระบบไฟฟ้ายังมีอุปกรณ์ที่สำคัญอีกหลายอย่าง ซึ่งอาจได้รับผลกระทบจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์เช่นกัน ดังนั้นควรมีการศึกษาเพิ่มเติมในส่วนนี้ด้วย

บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

- A. A. Latheef, D. A. Robinson, V. J. Gosbell and V. Smith. 2006. “Harmonic impact of photovoltaic inverters on low voltage distribution systems.” **12th International Conference on Harmonics and Quality of Power**. 1–5.
- Fan Zhand and Carol S. Cheng. 1997. “A Modified Newton Method for Radial Distribution System Power Flow Analysis.” **IEEE Transaction Power System**. 12 : 389-397.
- G. J. Shirek and B. A. Lassiter. 2012. “Solar Plant Modeling Impacts on Distribution Systems PV Case Study.” **Rural Electric Power Conference (REPC)**. B5-1-B5-10.
- Ibrahim. M. El-Amin and Mir Shahed Ali. 2011. “Impact of PV System on Distribution Networks.” **Innovative Smart Grid Technologies - Middle East (ISGT Middle East)**. 1-6.
- IEC Standard 60871-1. 2005. “Shunt capacitors for a.c. power systems having a rated voltage above 1000 V.”
- IEEE Standard 519-1992. 1992. “IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.”
- Ioulia T. Papaioannou, Aggelos S. Bouhouras, Antonios G. Marinopoulos, Minas C. Alexiadis, Charis S. Demoulias and Dimitris P. Labridis. 2008. “Harmonic Impact of Small Photovoltaic Systems Connected to the LV Distribution Network.” **Electricity Market 5th International Conference on European**. 1-6.
- Jayasekara, N. and Wolfs, P. 2010. “ Analysis of power quality impact of high penetration PV in residential feeders.” **Universities Power Engineering Conference 20th (AUPEC)**. 1-8.
- M. E. Baran, H. Hooshyar, Z. Shen, J. Gajda and K. M. M. Huq. 2011. “Impact of High Penetration Residential PV Systems on Distribution Systems.” **Power and Energy Society General Meeting, IEEE Conference**. 1-5.
- Pedro González¹, Enrique Romero-Cadavall, Eva González¹ and Miguel A. Guerrero¹. 2011. “ Impact of Grid Connected Photovoltaic System in the Power Quality of a Distribution Network.” **The International Federation for Information Processing (IFIP)**. 466-473.

- Pradit Fuangfoo. 2006. "The Impact of Distributed Generation on The Thailand's Electric Power System." Doctoral Dissertation, The University of Texas at Arlington.
- S. Ali, N. Pearsall and G. Putrus. 2012. "Impact of High Penetration Level of Grid-Connected Photovoltaic Systems on the UK Low Voltage Distribution Network." **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12)**. 1-4.
- Shivani Sharma and B.R. Parekh. 2011. "Impact of PVPS (PhotoVoltaic Power System) Connection to Grid in Urban Areas." **National Conference on Recent Trends in Engineering & Technology**.
- Vichakorn Hengsrirawat. 1998. "Optimal Shunt Capacitor Sizing and Location on the Radial Distribution System." Master's Thesis, Faculty of Engineering, Graduate School, Chulalongkorn University.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก.

ข้อมูลจำเพาะของระบบทดสอบ

- ก.1 ข้อมูลจำเพาะของระบบทดสอบขนาด 33 บั้ต**
- ก.2 ข้อมูลจำเพาะของระบบทดสอบขนาด 51 บั้ต**

ก.1 ข้อมูลจำเพาะของระบบทดสอบขนาด 33 บัส

<i>Branch</i>	<i>Line impedance (ohm)</i>		<i>Load demand at bus-j</i>	
	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>P_L (MW)</i>	<i>Q_L (MVar)</i>
1 - 2	0.0922	0.047	0.25	0.15
2 - 3	0.493	0.2511	0.225	0.1
3 - 4	0.366	0.1864	0.3	0.2
4 - 5	0.3811	0.1941	0.15	0.075
5 - 6	0.819	0.707	0.15	0.05
6 - 7	0.1872	0.6188	0.5	0.25
7 - 8	0.7114	0.2351	0.5	0.25
8 - 9	1.03	0.74	0.15	0.05
9 - 10	1.044	0.74	0.15	0.05
10 - 11	0.1966	0.065	0.1125	0.075
11 - 12	0.3744	0.1238	0.15	0.0875
12 - 13	1.468	1.155	0.15	0.0875
13 - 14	0.5416	0.7129	0.3	0.2
14 - 15	0.591	0.526	0.15	0.025
15 - 16	0.7463	0.545	0.15	0.05
16 - 17	1.289	1.721	0.15	0.05
17 - 18	0.732	0.574	0.225	0.1
2 - 19	0.164	0.1565	0.225	0.1
19 - 20	1.5042	1.3554	0.225	0.1
20 - 21	0.4095	0.4784	0.225	0.1
21 - 22	0.7089	0.9373	0.225	0.1
3 - 23	0.4512	0.3083	0.225	0.125
23 - 24	0.898	0.7091	1.05	0.5
24 - 25	0.896	0.7011	1.05	0.5
6 - 26	0.203	0.1034	0.15	0.0625
26 - 27	0.2842	0.1447	0.15	0.0625
27 - 28	1.059	0.9337	0.15	0.05
28 - 29	0.8042	0.7006	0.3	0.175
29 - 30	0.5075	0.2585	0.5	1.5
30 - 31	0.9744	0.963	0.375	0.175
31 - 32	0.3105	0.3619	0.525	0.25
32 - 33	0.341	0.5302	0.15	0.1

Note. 900 kVar Shunt Capacitor Bank Installed at Bus-12

ก.2 ข้อมูลจำเพาะของระบบทดสอบขนาด 51 บัส

Branch <i>i - j</i>	Line impedance (ohm)		Load demand at bus- <i>j</i>	
	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>P_L</i> (kW)	<i>Q_L</i> (kVar)
1-2	0.4214	0.7334	0	0
2-3	0.4214	0.7334	36.45	20.175
3-4	0.2107	0.3667	0	0
4-5	0.4214	0.7334	0	0
5-6	0.2107	0.3667	0	0
6-7	0.2107	0.3667	36.45	20.175
7-8	0.4214	0.7334	0	0
8-9	0.4214	0.7334	0	0
9-10	0.3996	0.67215	145.825	80.675
10-11	0.5328	0.8962	0	0
11-12	0.2664	0.4481	0	0
12-13	0.7992	1.3443	50	37.5
13-14	0.5328	0.8962	0	0
14-15	1.66675	1.102	0	0
15-16	2.0001	1.3224	0	0
16-17	0.6667	0.4408	72.925	40.35
17-18	1.3334	0.8816	182.3	100.85
18-19	0.6667	0.4408	50	37.5
3-20	5.3336	3.5264	364.175	201.725
4-21	1.3334	0.8816	157.2	83.325
5-22	3.3335	2.204	36.45	20.175
22-23	2.6668	1.7632	236.975	131.125
23-24	0.6667	0.4408	36.45	20.175
24-25	6.667	4.408	0	0
25-26	1.3334	0.8816	36.45	20.175
26-27	2.0001	1.3224	87.5	48.4
23-28	5.3336	3.5264	72.925	40.35
24-29	1.3334	0.8816	72.925	40.35
7-30	5.00025	3.306	229.7	127.075
30-31	0.6667	0.4408	214.75	92.075
31-32	1.3334	0.8816	72.925	40.35
32-33	1.3334	0.8816	36.45	20.175
33-34	1.00005	0.6612	109.375	60.525
34-35	1.3334	0.8816	109.375	60.525
35-36	2.33345	1.5428	0	0
36-37	1.3334	0.8816	364.575	201.725
37-38	1.00005	0.6612	229.7	127.075
30-39	2.0001	1.3224	72.925	40.35
35-40	1.3334	0.8816	145.825	80.675
8-41	1.00005	0.6612	36.45	20.175
9-42	1.3334	0.8816	72.925	40.35
10-43	4.0002	2.6448	72.925	40.35
11-44	1.3334	0.8816	72.925	40.35
12-45	4.6669	3.0856	371.875	205.75
14-46	0.6667	0.4408	72.925	40.35
46-47	2.0001	1.3224	0	0
47-48	2.0001	1.3224	72.925	40.35
46-49	0.13334	0.08816	145.825	80.675
15-50	4.6669	3.0856	109.375	60.525
17-51	2.6668	1.7632	291.675	161.375

Note. 900 kVar Shunt Capacitor Bank Installed at Bus-13 and 600 kVar at Bus-30

ประวัติย่อผู้วิจัย

ชื่อ	นายวิชากร เสงศรีธวัช
วัน เดือน ปีเกิด	วันที่ 8 พฤศจิกายน 2516
สถานที่เกิด	จังหวัดกรุงเทพมหานคร
สถานที่อยู่ปัจจุบัน	บ้านเลขที่ 19/361 หมู่ 1 หมู่บ้านฟ้ากรีนพาร์ค ถนนเสมาฟ้าคราม ตำบลลุมพินี อำเภอหลักสี่ กรุงเทพมหานคร 12130
ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน	อาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีปทุม
ประวัติการศึกษา	
พ.ศ. 2538	วศ.บ. จากมหาวิทยาลัยหอการค้าไทย
พ.ศ. 2541	วศ.ม. จากจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
พ.ศ. 2554	วศ.ด. จากจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย