

การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่

ในเอซีไมโครกริด

ACTIVE POWER CONTROL OF A BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM

IN AC MICROGRID



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ.2563

KMITL-2020-EN-D-018-024

การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่

ในเอซีไมโครกริด

ACTIVE POWER CONTROL OF A BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM  
IN AC MICROGRID



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ.2563

KMITL-2020-EN-D-018-024

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ACTIVE POWER CONTROL OF A BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM  
IN AC MICROGRID



KRISADA PROMPINIT

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT  
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF  
DOCTOR OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING  
FACULTY OF ENGINEERING  
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

2020

KMITL-2020-EN-D-018-024

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2020

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG  
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อเผยแพร่ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริด
นักศึกษา	นายกฤษฎา พรหมพินิจ
รหัสประจำตัว	60601186
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2563
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	รองศาสตราจารย์ ดร. สุรินทร์ คำฝอย

## บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริด จากปัญหาการเปลี่ยนแปลงอย่างฉับพลันของการผลิตกำลังไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มาจากเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนมากที่เชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของโครงข่ายไฟฟ้า การแก้ปัญหาี้สามารถทำได้โดยการ Coupling ระหว่าง PV และ BESS เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงด้านเอาต์พุตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวน ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริงด้านเอาต์พุตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจะถูกควบคุมให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ผลกระทบของอัตราลาดเอียงและคุณสมบัติของแบตเตอรี่ที่ใช้สำหรับ BESS จะถูกนำมาพิจารณาในกลยุทธ์การควบคุมเพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งระบบบริหารจัดการพลังงานสำหรับระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก (Micro energy management system,  $\mu$ EMS) จะถูกพัฒนาขึ้นเพื่อใช้ในการคำนวณค่าความลาดชันของกำลังไฟฟ้าจริงที่เหมาะสม ดังนั้นความถี่ที่เบี่ยงเบนไปในไมโครกริดสามารถควบคุมได้ด้วยเทคนิคการควบคุม และ  $\mu$ EMS ซึ่งการควบคุมด้วยวิธีนี้จะมั่นใจได้ว่าเสถียรภาพความถี่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่  $\pm 1$  เฮิร์ตซ์ ในระบบ 50 เฮิร์ตซ์ ผลการจำลองและการทดลองระบบแสดงให้เห็นว่าวิธีการควบคุมที่นำเสนออยู่ในเกณฑ์ที่ดีและกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ในเอซีไมโครกริดสามารถควบคุมได้อย่างน่าพึงพอใจ

Thesis	Active Power Control of a Battery Energy Storage System in AC Microgrid
Student	Mr. Krisada Prompinit
Student ID.	60601186
Degree	Doctor of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2020
Thesis Advisor	Associate Professor Dr. Surin Khomfoi

## Abstract

This thesis introduces the Active Power Control of a Battery Energy Storage System in AC Microgrid. Due to the rapid change of energy production from renewable energy, especially the energy produced by solar energy sources connected to the utility grid. Then, the power stability of the renewable energy sources must be considered in the network. To solve the problems, the coupling of PV and the BESS can be used for compensating the real power at the output from renewable source fluctuation. Therefore, the actual power of the output from renewable energy sources will be controlled to meet the standard for connection in accordance with the terms of the connection of the electricity network in Thailand. The impact of the ramp rate and the characteristics of the batteries used for BESS will be considered in the control strategy to control the actual power flow. The Micro Energy Management System ( $\mu$ EMS) will be developed to calculate the appropriate slope of the actual electrical power. Therefore, the frequency deviating in the micro-grid can be controlled by the control technique and  $\mu$ EMS. This control ensures that the frequency stability is within the standard  $\pm 1$  Hz in the 50 Hz system. The simulation results and system experiments show that the proposed control method is respectable and the real power of the BESS in AC microgrids can be controlled satisfactory.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เรื่องการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริดสำเร็จลุล่วงไปด้วยดีด้วยความช่วยเหลือและความกรุณาจากอาจารย์ที่ปรึกษา รศ.ดร.สุรินทร์ คำฝอย ซึ่งท่านได้ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ อันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการทำงานวิจัย อีกทั้งยังช่วยแก้ปัญหาที่เกิดขึ้นระหว่างการดำเนินงานวิจัยอีกด้วย ขอขอบคุณพี่ ๆ น้อง ๆ ในห้องปฏิบัติการ REAL LAB ทุกคนที่คอยช่วยเหลือซึ่งกันและกันมาโดยตลอด จนวิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี ขอกราบขอบพระคุณบิดาและมารดาของข้าพเจ้า คุณพ่อบุญจันทร์ พรหมพินิจ และคุณแม่บัณฑิต พรหมพินิจ ซึ่งเป็นที่เคารพรักอย่างยิ่งให้ได้รับการศึกษาเล่าเรียน ตลอดจนคอยช่วยเหลือและให้กำลังใจแก่ข้าพเจ้าเสมอมาจนสำเร็จการศึกษา ตลอดจนครูบาอาจารย์ที่เคารพรักทุกท่านที่ได้ให้วิชาความรู้และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ข้าพเจ้า นอกจากนี้ต้องขอขอบคุณมหาวิทยาลัยราชภัฏสกลนครและกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีที่ได้ให้ทุนการศึกษาต่อ ขอขอบคุณสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ที่ได้มอบทุนวิจัยให้กับวิทยานิพนธ์นี้ จนสามารถดำเนินงานได้อย่างเต็มที่และสำเร็จลุล่วงได้เป็นอย่างดี

กฤษฎา พรหมพินิจ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ .....	I
Abstract .....	II
กิตติกรรมประกาศ .....	III
สารบัญ .....	IV
สารบัญตาราง .....	VII
สารบัญรูป .....	VIII
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา .....	1
1.2 วัตถุประสงค์การศึกษา .....	5
1.3 ขอบเขตการวิจัย .....	5
1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน .....	6
1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย .....	6
1.6 การจัดโครงสร้างของเนื้อหาภายในงานวิจัย .....	6
บทที่ 2 วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง .....	8
2.1 บทนำ .....	8
2.2 แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย .....	8
2.2.1 ผลกระทบของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระบบไฟฟ้ากำลัง .....	13
2.3 ไมโครกริด .....	16
2.3.1 ลักษณะโครงสร้างของไมโครกริด .....	16
2.3.2 การควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือน .....	19
2.4 ระบบบริหารจัดการพลังงานขนาดเล็ก .....	22
2.4.1 ระบบไฟฟ้ากำลังในอนาคต .....	24
2.4.2 สถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติในระบบสมาร์ตกริด .....	26
2.5 ระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ .....	27
2.5.1 ลิเทียมไอออนแบตเตอรี่ .....	29
2.5.2 ระบบจัดการแบตเตอรี่ .....	31
2.6 บทสรุป .....	34
บทที่ 3 การควบคุมแบบแอกทีฟซิงโครไนซ์ของไมโครกริด .....	35
3.1 บทนำ .....	35
3.2 การควบคุมแบบแอกทีฟซิงโครไนซ์ .....	35

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และดัดแปลงอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.2.1 โรงต้นแบบไมโครกริด.....	35
3.2.2 โครงการพื้นฐานสำหรับการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์.....	36
3.2.3 การวัดเกณฑ์การซิงโครไนซ์และการควบคุมสวิตช์.....	37
3.2.4 แผนการควบคุมสำหรับแอคทีฟซิงโครไนเซชัน.....	38
3.2.5 อัลกอริทึมการควบคุมของ DGs.....	41
3.2.6 ระบบการสื่อสาร.....	42
3.3 แบบจำลองไดนามิกส์และการจำลอง.....	43
3.3.1 หลักการพื้นฐานของการแบ่งปันกำลังไฟฟ้าและความถี่.....	43
3.3.2 แบบจำลองไดนามิกส์และการจำลอง.....	45
3.3.3 เงื่อนไขการจำลองและผลลัพธ์.....	48
3.4 การทดลอง.....	49
3.4.1 กรณีที่ 1 : แบบที่เรียบง่าย.....	51
3.4.2 กรณีที่ 2 : กำลังไฟฟ้าเอาต์พุตของพลังงานลมมีความผันผวน.....	54
3.6 บทสรุป.....	56
บทที่ 4 ขั้นตอนการออกแบบ.....	57
4.1 บทนำ.....	57
4.2 การออกแบบการเชื่อมต่อวงจรทดสอบ BESS.....	57
4.2.1 ข้อมูลแบตเตอรี่ที่ใช้ทำการทดสอบชนิด Li-ion.....	58
4.2.2 โปรแกรม PLC ของบริษัท Siemens.....	59
4.2.3 การออกแบบวงจรกำลัง.....	59
4.2.4 แผนผังการเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในตู้แบตเตอรี่.....	60
4.3 การออกแบบวงจรไฟฟ้ากำลัง ผ่านโปรแกรม PSIM.....	61
4.4 เทคนิคการควบคุมอัตราลาดเอียง.....	61
4.4.1 การตอบสนองความถี่.....	62
4.4.2 การควบคุมอัตราลาดเอียงพร้อมกับการพิจารณา $C_{rate}$ สำหรับกำลังไฟฟ้าจริง เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานให้เรียบ.....	64
4.4.3 อัลกอริทึมการควบคุมอัตราลาดเอียง.....	66
4.5 ออกแบบการควบคุมและการติดต่อสื่อสารสำหรับไมโครกริด.....	68
4.6 บทสรุป.....	70
บทที่ 5 ผลการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์.....	71

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.1 บทนำ.....	71
5.2 การตรวจสอบแบบจำลองและการควบคุมกำลังไฟฟ้าในไมโครกริด.....	71
5.2.1 การจำลอง BESS สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์พร้อมทั้งโหลด... 72	
5.2.2 การจำลอง BESS สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมพร้อม กับโหลด .....	73
5.2.3 การจำลองหาผลการตอบสนองในช่วง Discharge mode .....	75
5.2.4 การจำลองหาผลการตอบสนองในช่วง Charge mode .....	76
5.3 การพิจารณาอัตราการเปลี่ยนแปลงของ BESS โดยใช้วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	78
5.4 ผลการจำลองทางอุณหพลศาสตร์ของแบตเตอรี่.....	83
5.5 บทสรุป .....	85
บทที่ 6 ผลการทดลอง.....	86
6.1 บทนำ.....	86
6.2 ผลการทดสอบ BESS เพื่อหาค่าสถานะการอัดประจุ.....	86
6.3 การทดสอบผลของแรงดันในระบบโครงข่ายเมื่อดิสชาร์จกระแสไฟฟ้าจาก BESS.....	87
6.4 ผลการทดสอบการใช้ BESS เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงให้กับเซลล์แสงอาทิตย์ .....	88
6.5 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ในเอซีไมโครกริด .....	89
6.5.1 ผลการทดสอบด้วยกลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียงโดยไม่มีการชาร์จและ การดิสชาร์จสำหรับ BESS ขนาด 24 KWh.....	90
6.5.2 ผลการทดสอบยุทธวิธีการควบคุมอัตราลาดเอียงโดยมีการชาร์จและการ ดิสชาร์จสำหรับ BESS ขนาด 24 KW .....	92
6.6 บทสรุป .....	94
บทที่ 7 สรุปและข้อเสนอแนะ .....	95
7.1 บทนำ.....	95
7.2 ข้อเสนอแนะและแนวทางการพัฒนา .....	96
บรรณานุกรม.....	98
ภาคผนวก.....	105
ภาคผนวก ก ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ .....	106
ภาคผนวก ข หลักการพื้นฐานของการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่... 144	
ประวัติผู้เขียน.....	151

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 ข้อดีและข้อเสียของกลยุทธ์การควบคุม.....	4
2.1 การแบ่งประเภทของ DG จากแหล่งพลังงานที่ใช้.....	10
2.2 วิธีการต่อเข้าระบบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับและอินเวอร์เตอร์.....	11
2.3 การเปรียบเทียบระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักและ DG.....	12



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และตี VI ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
1.1 โครงสร้างของไมโครกริด .....	3
2.1 การแบ่งประเภทของ DG ที่ขึ้นกับสามองค์ประกอบ .....	9
2.2 ผลกระทบของ DG ต่อกระแสลัดวงจร (ก) ก่อนติดตั้ง DG (ข) หลังติดตั้ง DG .....	13
2.3 แรงดันไฟฟ้าปลายทางที่เพิ่มสูงขึ้นเนื่องมาจากกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ .....	14
2.4 ไมโครกริดในจินตนาการสำหรับเมืองเล็ก ๆ .....	18
2.8 แผนผังโครงสร้างของระบบการสื่อสารโดยรวม .....	24
2.9 ระบบที่จำเป็นในการรองรับแหล่งทรัพยากรที่กระจายอยู่ทั่วไปที่มากขึ้น .....	25
2.10 การจัดการระบบแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว .....	25
2.12 ส่วนประกอบของ BESS แบบบูรณาการเพื่อใช้ปรับปรุงการทำงานของระบบ .....	28
2.13 การแสดงกลไกการเกิดปฏิกิริยาเคมีเชื่อมไอออน .....	29
2.14 การกระจายความร้อนระหว่าง thermal runaway สำหรับลิเธียมเคมีหลายชนิด .....	30
2.15 ตัวอย่างไดอะแกรมสถาปัตยกรรมระบบควบคุมสำหรับ Grid-tied BESS เส้นสีแดงแสดงการไหลของข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ .....	31
2.16 ภาพประกอบของสมคูลแบตเตอรี่ .....	33
3.1 โครงสร้างของโรงต้นแบบไมโครกริด .....	36
3.2 โครงการพื้นฐานของการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ .....	37
3.3 ฟังก์ชันของ IED/ST .....	38
3.4 นำเสนออัลกอริทึมสำหรับการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ .....	39
3.5 แผนภาพโบทของวงจรรองดิจิทัล .....	40
3.6 โครงสร้างการควบคุมของ BESS รวมถึง Offset commands interface ระหว่างแอคทีฟซิงโครไนซ์ .....	41
3.8 DGs สองแหล่งถูกเชื่อมต่อกันในสายส่ง .....	44
3.9 แผนภาพแนวความคิดสำหรับความสัมพันธ์ระหว่าง Active power และ Frequency .....	45
3.10 แบบจำลองไดนามิกส์ของไมโครกริดกับการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ .....	46
3.11 แผนภาพบล็อก PCS ของ BESS .....	46
3.12 บล็อกไดอะแกรมควบคุมของ BESS .....	47
3.13 แบบจำลองเครื่องกำเนิดดีเซล .....	47
3.14 บล็อกไดอะแกรมควบคุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล .....	48
3.15 ผลลัพธ์การจำลองสำหรับกรณีของ (a) ความล่าช้าเครือข่าย 64 มิลลิวินาที (b) ความล่าช้าเครือข่าย 200 มิลลิวินาที และ (c) ความล่าช้าเครือข่าย 500 มิลลิวินาที .....	49

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และตั้ง VIII อย่างไม่ถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.16 การติดตั้งค่าการทดลองของโรงต้นแบบไมโครกริด .....	50
3.17 โปรแกรมการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ .....	51
3.18 เอาต์พุตกำลังไฟฟ้าจริงของ DGs (กรณีที่ 1) .....	52
3.19 ความถี่ของ EPS และไมโครกริด (กรณีที่ 1) .....	52
3.20 ความแตกต่างมุมเฟสและอนุพันธ์ (กรณีที่ 1) .....	53
3.21 คำสั่ง Offset ไปยัง DGs (กรณีที่ 1) .....	53
3.22 แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟเมื่อ STS เปิด (กรณีที่ 2) .....	54
3.23 กำลังไฟฟ้าเอาต์พุตของ DGs (กรณีที่ 2) .....	54
3.24 ความถี่ของ EPS และไมโครกริด (กรณีที่ 2) .....	55
3.25 ความแตกต่างมุมเฟสและอนุพันธ์ (กรณีที่ 2) .....	55
3.26 คำสั่ง Offset ไปยัง DGs (กรณีที่ 2) .....	55
3.27 แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟเมื่อ STS เปิด (กรณีที่ 2) .....	56
4.1 การเชื่อมต่อชุดทดสอบ BESS .....	57
4.2 ข้อมูลทางเทคนิคของแบตเตอรี่ Li-ion .....	58
4.3 หน่วยประมวลผล SIMATIC S7-1200 ของบริษัท Siemens .....	59
4.4 อินเวอร์เตอร์ของบริษัท Siemens .....	59
4.5 โครงสร้างวงจรอินเวอร์เตอร์ .....	60
4.6 แผนภาพการเดินสายไฟและการเชื่อมต่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในตู้คอนโทรล .....	60
4.7 วงจรไฟฟ้ากำลังของระบบควบคุม BESS ในโปรแกรม PSIM Simulation .....	61
4.8 การตอบสนองของ BESS ขนาด 24 kW ที่มีการลดลงของความถี่ไม่เกิน 2% .....	64
4.9 ฮิสโตแกรมอัตราการเฉลี่ยการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (W/min) .....	65
4.10 แผนภาพประกอบของกลยุทธ์การควบคุมอัตราการเฉลี่ย .....	67
4.11 แผนผังของ BESS เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า .....	67
4.12 แบบจำลองการควบคุมอัตราการเฉลี่ยของ BESS ที่ขึ้นอยู่กับก้าลิมิตกำลังไฟฟ้าและ คุณลักษณะของ $C_{rate}$ .....	68
4.13 การควบคุมและการติดต่อสื่อสาร .....	69
4.14 ไดอะแกรมของการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงสำหรับติดตั้งไมโครกริดในการทดลอง .....	70
4.15 ข้อมูลสำหรับการทดสอบการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS .....	70
5.1 ข้อมูลของการผลิตกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาแบบจำลอง .....	72
5.2 การจำลองโครงสร้างของไมโครกริด .....	72

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และดัดแปลงอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.3 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในวันที่ท้องฟ้าแจ่มใสและข้อมูลโหลด	73
5.4 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ร่วมกับการการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในวันที่ท้องฟ้ามีเมฆมากและข้อมูลโหลด	74
5.5 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ร่วมกับการการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในวันที่ท้องฟ้าแจ่มใส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากลมและข้อมูลโหลด	74
5.6 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ร่วมกับการการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในวันที่ท้องฟ้ามีเมฆมาก เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากลมและข้อมูลโหลด	75
5.7 กราฟการตอบสนองต่อคำสั่งของค่ากำลังไฟฟ้า เมื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนเข้าระบบโดยมีกราฟเส้นสีน้ำเงินเป็นกราฟอ้างอิง	75
5.8 กราฟกระแสไฟฟ้าแต่ละเฟส และกราฟกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้า เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน	76
5.9 กราฟการตอบสนองต่อคำสั่งของค่ากำลังไฟฟ้า เมื่อดึงกำลังไฟฟ้าจริงเพื่ออัดประจุเข้าระบบโดยมีกราฟเส้นสีน้ำเงินเป็นกราฟอ้างอิง	76
5.10 กราฟกระแสไฟฟ้าแต่ละเฟส และกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้า เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าจริง	77
5.11 กระแสไฟฟ้าที่ดีซีลิงค์ขณะไม่ลิมิตอัตราการดิสชาร์จกำลังไฟฟ้า	78
5.12 กระแสไฟฟ้าที่ดีซีลิงค์ขณะไม่ลิมิตอัตราการชาร์จกำลังไฟฟ้า	78
5.13 กระแสไฟฟ้าที่ดีซีลิงค์ขณะลิมิตอัตราการดิสชาร์จกำลังไฟฟ้า 800 W	79
5.14 กระแสไฟฟ้าที่ดีซีลิงค์ขณะลิมิตอัตราการชาร์จกำลังไฟฟ้า 800 W	79
5.15 วิธีค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ในวันที่มีเมฆกับความแปรปรวนของพลังงานแสงอาทิตย์รุนแรง	80
5.16 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS กับวิธีค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่	81
5.17 นำเสนอกลยุทธ์การควบคุมอัตราการเปลี่ยนแปลงในวันที่มีเมฆกับความแปรปรวนของพลังงานแสงอาทิตย์รุนแรง	81
5.18 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS กับที่นำเสนอกลยุทธ์การควบคุมอัตราการเปลี่ยนแปลง	82
5.19 การลิมิตของ BESS และการนำเสนอกลยุทธ์การควบคุมอัตราการเปลี่ยนแปลง	82
5.20 แบบจำลองทางอุณหพลศาสตร์ของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน	84
5.21 ผลการจำลองอุณหภูมิขณะทำการอัดประจุไฟฟ้า 1C หรือ 40 A	84
5.22 ผลการจำลองอุณหภูมิขณะทำการอัดประจุไฟฟ้า 2C หรือ 80 A	85
6.1 หน้าจอแสดงผลสถานะการอัดประจุ	86

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และดัดแปลงอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.2 การชดเชยแรงดันไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายทดสอบครั้งที่ 1.....	87
6.3 การชดเชยแรงดันไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายทดสอบครั้งที่ 2.....	87
6.4 การชดเชยกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่าย.....	88
6.5 กราฟเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้ารวมขณะชดเชยเข้าสู่ระบบ.....	88
6.6 การติดตั้งการทดลองของโรงผลิตไฟฟ้าไมโครกริด.....	89
6.7 โปรแกรมควบคุมอัตราลาดเอียงกำลังไฟฟ้าในไมโครกริด.....	90
6.8 กลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียงในวันเมฆมากที่มีความแปรปรวนของแสงอาทิตย์ที่รุนแรงโดย ใช้โหมดการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบไม่จำกัด.....	91
6.9 ภาพขยายช่วงเวลา 12.10-12.30 น. ของการทดสอบอัตราลาดเอียงด้วยโหมดการชาร์จและการ ดิสชาร์จ BESS แบบไม่จำกัด.....	91
6.10 ผลการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงกับการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบไม่จำกัด.....	92
6.11 ผลของกลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียงในวันเมฆมากที่มีความแปรปรวนของแสงอาทิตย์ที่ รุนแรงโดยใช้โหมดการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบจำกัด.....	93
6.12 ภาพขยายช่วงเวลา 12.10-12.30 น. ของการทดสอบอัตราลาดเอียงกับโหมดการชาร์จและการ ดิสชาร์จ BESS แบบจำกัด.....	93
6.13 ผลการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงกับการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบจำกัด.....	94

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกทั่วโลกได้ให้ความสนใจเป็นอย่างมาก เนื่องจากความต้องการพลังงานได้เพิ่มสูงขึ้นส่งผลให้ภาคการผลิตไฟฟ้าต้องผลิตพลังงานเพิ่มขึ้นเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการ ในประเทศไทยรัฐบาลได้กำหนดเป้าหมายที่จะเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) เป็นร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในปี 2579 เทียบเท่ากับการลดใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลได้ราว 39,388 ktoe จากแผนเดิมคือร้อยละ 25 ของสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนในปี 2564 โดยจะให้ความสำคัญในการส่งเสริมการผลิตพลังงานจากวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่มีอยู่ภายในประเทศให้ได้เต็มตามศักยภาพ การพัฒนาศักยภาพการผลิตพลังงานทดแทนด้วยเทคโนโลยีที่มีความเหมาะสม และการพัฒนาพลังงานทดแทนเพื่อผลประโยชน์ร่วมในมิติด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม แก่ชุมชน เพื่อรองรับ AEDP 2015 โครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอยู่จะต้องปรับปรุงให้เหมาะสม

ดังนั้น แหล่งผลิตพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลังจึงมีเพิ่มมากขึ้น โดยเฉพาะแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย DG จำพวกที่ใช้การผลิตไฟฟ้าจาก PV พลังงานลม และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงในการเผาไหม้ขนาดเล็กกำลังได้รับความสนใจ เนื่องจากมีประสิทธิภาพสูงและลดการปล่อยมลพิษ การนำเอาเทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์กำลังต่อเข้ากับ DG จึงมีความสำคัญอย่างมากในการเชื่อมต่อระหว่างแหล่งพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกกับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ช่วยให้การควบคุมมีความยืดหยุ่นตามแนวคิดของไมโครกริด [1] จากแนวคิดของไมโครกริดอาจกล่าวได้ว่า หมายถึง ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าขนาดเล็กในพื้นที่ที่กำหนด ซึ่งประกอบด้วยแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generators, DGs) ประเภทต่างๆ ที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลด อย่างไรก็ตามอาจมีบางกรณีที่ไม่โครกริดจะทำงานในแบบ islanded mode หรือถูกตัดขาดการเชื่อมต่อ Isolated microgrid สามารถเปลี่ยนโหมดการทำงานเพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักอีกครั้ง ซึ่งจะถูกเรียกว่า “การซิงโครไนเซชัน” ไมโครกริดได้ถูกนำมาใช้เพื่อปรับปรุงคุณภาพทำให้ระบบไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือ ซึ่งถือได้ว่าเป็นพลังงานสีเขียวช่วยลดปัญหาการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> การปรับปรุงยังทำให้ประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น และเพื่อตอบสนองต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า ไมโครกริดยังสามารถให้พลังงานที่เชื่อถือได้และมีความยืดหยุ่น เนื่องจาก DG มีขนาดเล็ก การวางแผนและการติดตั้งจึงใช้เวลาและค่าใช้จ่ายน้อยกว่าระบบการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ จึงมีส่วนช่วยกระจายความเสี่ยงของการลงทุนด้านการผลิตไฟฟ้าได้อีกทาง

หนึ่ง [2], [3] การจัดการพลังงานในระบบทำได้โดยการควบคุมผ่านระบบโครงข่ายการสื่อสารแบบใหม่ (IT) กับศูนย์ควบคุม นี่เป็นส่วนหนึ่งของการควบคุมในไมโครกริด

การควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าในไมโครกริดจะมีความสำคัญต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นอย่างมาก การมีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ประกอบด้วยแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหรือ DG จำพวกแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ พลังลม เข้ามาเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมากจะก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าอย่างรุนแรง ระบบบริหารจัดการพลังงานสำหรับระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก (Micro energy management system,  $\mu$ EMS) จะช่วยทำให้การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามีความมั่นคงด้วยการเชื่อมต่อ BESS เข้ากับระบบไมโครกริด เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงให้กับระบบไฟฟ้า ตามที่ปรากฏในรูปที่ 1  $\mu$ EMS จึงเป็นเสมือนสมองของไมโครกริดที่หน้าที่ควบคุมการผลิตไฟฟ้าทำให้ขนาดของแรงดันและความถี่อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้จากการไฟฟ้า ซึ่ง BESS สามารถชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงกับไมโครกริดได้เมื่อแรงดันและความถี่ลดลง [4-7] เมื่อการผลิตกำลังไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทดแทนมากกว่าดีมานต์โหลด BESS สามารถรับกำลังไฟฟ้าจริงจากไมโครกริดได้ ตามที่กล่าวไว้ใน [8] แบตเตอรี่ที่ใช้ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้นำเสนอไว้ใน [9] การพิจารณาอัตราค่าเฉลี่ยของ BESS ใช้การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะนำเสนอใน [10]

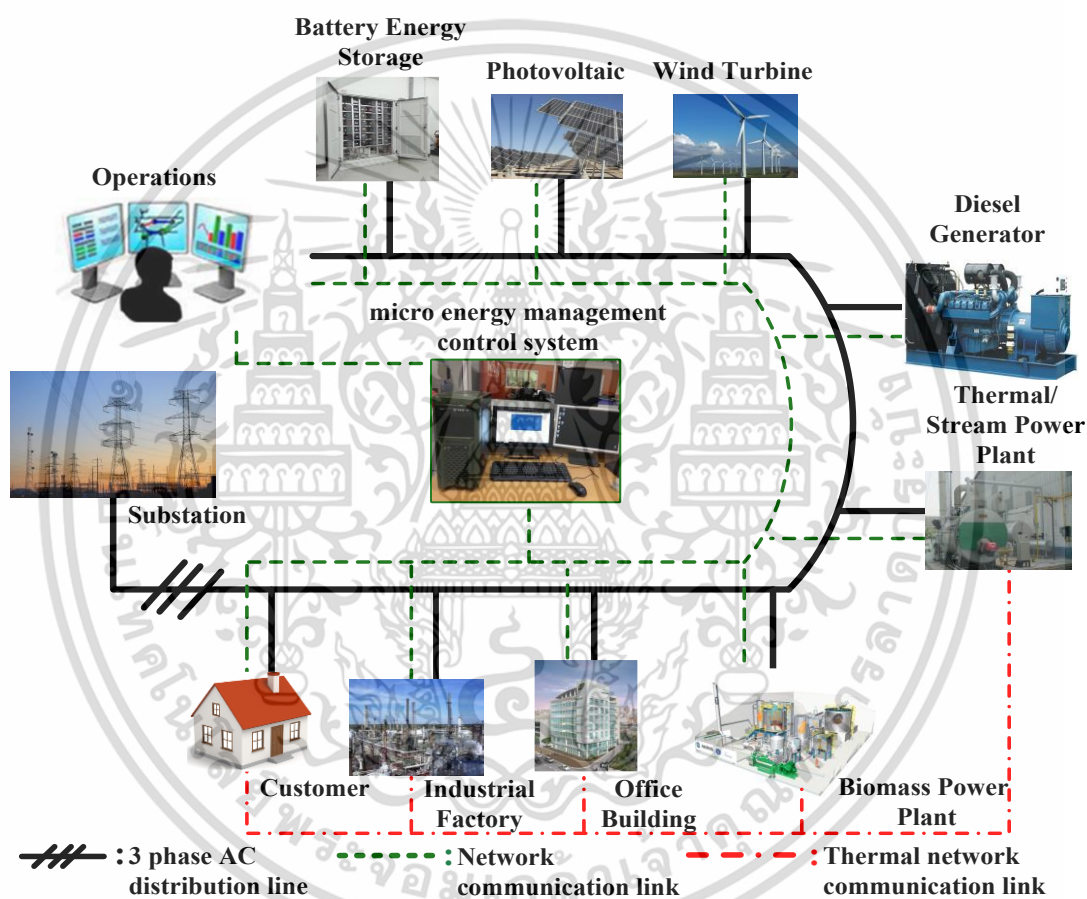
เมื่อไม่นานมานี้มีงานวิจัยจำนวนมากที่พัฒนาวิธีการควบคุมอัตราค่าเฉลี่ยหลายวิธีการ เพื่อลดผลกระทบความแปรปรวนของ PV ในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งกลยุทธ์ในการควบคุมการชาร์จและดิสชาร์จได้มีการพัฒนา ทดสอบ และถูกประยุกต์นำมาใช้เพื่อให้ได้ความต้องการประสิทธิภาพการทำงานที่ดีที่สุดสำหรับ BESS เช่น กลยุทธ์การหาค่าเฉลี่ย (Moving-average strategy) [11-14] เป็นแบบจำลองทั่วไป จนถึงปัจจุบันเทคนิคการควบคุมหลายอย่างได้รับการเผยแพร่ตามที่แสดง [11-20] ข้อดีและข้อเสียระบุไว้ในตารางที่ 1 ข้อสังเกตที่สำคัญข้อหนึ่งในการปรับปรุง BESS คือ การปรับขนาดของแบตเตอรี่ อายุการใช้งานแบตเตอรี่ และประสิทธิภาพในการปรับสมดุลของระบบ (BOS) [21-25]

โดยปกติ แบบการควบคุมที่ง่ายจะถูกนำมาใช้ อย่างไรก็ตาม ฟังก์ชันเฉพาะที่เกี่ยวกับอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ และกำลังไฟฟ้าที่จำเป็นต้องใช้จะถูกเพิ่มในอัลกอริทึมการควบคุม เช่น SOC และคุณสมบัติของอัตราค่าเฉลี่ยตามที่อธิบายไว้ใน [18-20] ดังนั้นวิธีการควบคุมทั้งหมดสามารถใช้กับระบบควบคุมการป้อนกลับโดยใช้ตัวควบคุม PI แบบง่ายเพื่อควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ BESS เนื่องจาก Microgrid ต้องใช้  $\mu$ EMS เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าซึ่งจำเป็นต้องมีหน่วยคำนวณที่ซับซ้อน  $\mu$ EMS ต้องใช้หน่วยประมวลผลที่มีประสิทธิภาพสูง มันจะดีกว่าถ้าเราสามารถลดเวลาการคำนวณที่จำเป็นใน  $\mu$ EMS ดังนั้นการควบคุมแบบง่ายจึงเป็นที่ต้องการสำหรับ BESS เพื่อลดเวลาในการคำนวณใน  $\mu$ EMS อย่างไรก็ตามงานวิจัยบางส่วนไม่ได้พิจารณาถึงอัตรากระแสของการชาร์จและดิสชาร์จของแบตเตอรี่ ( $C_{rate}$ ) ในอัลกอริทึมการควบคุมของ BESS ซึ่ง  $C_{rate}$  นี้สามารถใช้เพื่อเพิ่ม

ความเร็วหรือลิมิตกระแสการชาร์จและดิสชาร์จของแบตเตอรี่ ถ้าหากมีการเพิ่ม  $C_{rate}$  ในอัลกอริทึมเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การควบคุม ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้คือขนาดของแบตเตอรี่ที่เล็กลงของ BESS และอายุการใช้งานที่ยาวนานของแบตเตอรี่

ดังนั้นการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS กับการพิจารณาอัตราลาดเอียงที่ใช้ในไมโครกริด จะถูกนำเสนอขึ้นในงานวิจัยครั้งนี้ โดยใช้กลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียงทั่วไปและง่ายต่อการออกแบบและการคำนวณการรับหรือการจ่ายพลังงานที่ต้องการจาก BESS ร่วมกับแบบจำลองที่นำเสนอสำหรับการตรวจสอบตัวควบคุมที่ออกแบบและใช้งานกับการทดลองที่เกิดขึ้นจริง ซึ่งจะถูกกล่าวถึงในงานวิจัยนี้ในลำดับต่อไป



รูปที่ 1.1 โครงสร้างของไมโครกริด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### ตารางที่ 1.1 ข้อดีและข้อเสียของกลยุทธ์การควบคุม

Previous proposed method	Advantages	Disadvantages
1. Moving-average control strategy [11-14]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Looking for simplicity</li> <li>- Use of less BESS capacity</li> <li>- Be able to minimize the size of battery.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- High charge/discharge cycles of BESS</li> <li>- Higher losses due to energy required from BESS all the times</li> <li>- Life cycle of BESS is shorter</li> <li>- In appropriate with lithium-ion based ESS</li> <li>- Not considering the <math>C_{rate}</math> of BESS</li> </ul>
2. Ramp-rate control strategy [14], [18]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- The BESS does not need to operate charge/discharge at all the times</li> <li>- Extend life cycle of BESS</li> <li>- Looking for simplicity model in control process</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Require a much larger BESS</li> <li>- Not considering the <math>C_{rate}</math> of BESS</li> </ul>
3. Ramp-rate control model modified with additional state of charge (SOC) control [14], [18], [20]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- The BESS does not need to operate charge/discharge at all the times</li> <li>- Extend life cycle of BESS</li> <li>- Consider state of charge (SOC) of BESS</li> <li>- The lower energy loss in the converter of BESS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Require a much larger BESS</li> <li>- Complicated control</li> <li>- Not considering the <math>C_{rate}</math> of BESS</li> </ul>
4. Step-rate control strategy [13]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- The BESS does not need to operate charge/discharge at all the times</li> <li>- Extend life cycle of BESS</li> <li>- Consider state of charge (SOC) of BESS</li> <li>- The step-rate control cycling degradation is in any case lower than that of the ramp-rate</li> <li>- The lower energy loss in the converter of BESS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Require a much larger BESS</li> <li>- Complicated control technique</li> <li>- Not considering the <math>C_{rate}</math> of BESS</li> </ul>

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 1.2 วัตถุประสงค์การศึกษา

1. เพื่อศึกษาหลักการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในระบบเอซีไมโครกริด
2. เพื่อควบคุมระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ให้กับจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงออกมาชดเชยกำลังไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอจากแหล่งผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบเอซีไมโครกริด
3. เพื่อใช้ระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบไมโครกริดในช่วงที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงและรับกำลังไฟฟ้าจากระบบเอซีไมโครกริดในช่วงที่กำลังไฟฟ้าในระบบเกินความต้องการ
4. เพื่อเป็นการป้องกันแรงดันไฟฟ้าเกิน ชดเชยแรงดันไฟฟ้าตก รักษาคุณภาพกำลังไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลัง
5. เพื่อออกแบบและสร้างฟังก์ชันการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่สำหรับการประยุกต์ใช้งานในระบบเอซีไมโครกริด
6. เพื่อพัฒนาฟังก์ชันการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ให้มีประสิทธิภาพและเหมาะสมในการนำไปใช้งานกับระบบเอซีไมโครกริด

## 1.3 ขอบเขตการวิจัย

1. งานวิจัยครั้งนี้ มุ่งศึกษาเฉพาะการออกแบบและควบคุมการทำงานของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบเอซีไมโครกริดขนาด 15 kW
2. ผู้วิจัยทำการเปรียบเทียบผลการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานระหว่างการจำกัดกับการไม่จำกัดของอัตราการชาร์จและดิสชาร์จกระแสไฟฟ้าเพื่อป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่
3. ศึกษาอัลกอริธึมในการควบคุมอุณหภูมิเพิ่มเติมของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่สำหรับอัตราการชาร์จและการดิสชาร์จที่เหมาะสมเพื่อให้แบตเตอรี่ใช้งานเต็มประสิทธิภาพและมีอายุการใช้งานยาวนาน
4. วิเคราะห์ประสิทธิภาพและความเป็นไปได้ในการจัดการพลังงานไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลังภายในอาคารระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid Building)
5. การทดสอบและประเมินประสิทธิภาพการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ โดยการเขียนโปรแกรม TIA Portal V13 ใน PLC ร่วมกับไมโครคอนโทรลเลอร์ในการประมวลผล เพื่อแสดงข้อมูลสถานะ การเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ชดเชยเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

1. ศึกษาข้อมูลรวมถึงงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริด
2. ออกแบบและสร้างแบบจำลองการทำงานของระบบควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริดด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ MATLAB/Simulink และโปรแกรม PSIM
3. ดำเนินการสร้างระบบควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริด
4. ทำการบันทึกข้อมูล วิเคราะห์ เปรียบเทียบข้อมูลที่ได้จากการทดสอบและจากการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์
5. สรุปผลงานวิจัย รวมถึงข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์สำหรับการนำไปประยุกต์ใช้งานจริง
6. จัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์และนำเสนอผลการวิจัย

## 1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย

1. เทคนิคการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ที่เหมาะสมทำให้ระบบการจัดเก็บพลังงานไฟฟ้าทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีอายุการใช้งานยาวนานขึ้น
2. สามารถนำเทคนิคการควบคุมระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ด้วยอัตราลาดเอียงและการพิจารณาค่าพารามิเตอร์ C-Rate เพื่อใช้แก้ปัญหาความไม่สม่ำเสมอที่ผลิตจากแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์
3. งานวิจัยนี้ทำให้สามารถควบคุมการตอบสนองของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่เพื่อควบคุมและชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลอยู่ในระบบได้
4. การติดตั้งระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่นี้เป็นส่วนหนึ่งของระบบไฟฟ้าในอาคารระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลังในอาคาร
5. ข้อมูลที่ได้จากงานวิจัยใช้เป็นแนวทางในการพัฒนาต่อยอดงานวิจัยเพื่อนำไปประยุกต์ใช้งานจริงกับระบบไฟฟ้ากำลังและรองรับระบบไมโครกริดที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในอนาคต

## 1.6 การจัดโครงสร้างของเนื้อหาภายในงานวิจัย

งานวิจัยเรื่องการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริด งานวิทยานิพนธ์นี้จะสามารถแบ่งเนื้อหาส่วนต่างๆ ได้เป็น 7 บท ซึ่งส่วนประกอบของเนื้อหาในแต่ละบทแสดงได้ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1 นำเสนอเกี่ยวกับความเป็นมาและที่มาของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัยในครั้งนี้

บทที่ 2 นำเสนอเกี่ยวกับวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย เนื้อหาแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื้อหาไมโครกริด เนื้อหาระบบบริหารจัดการพลังงานขนาดเล็ก และเนื้อหาระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่

บทที่ 3 นำเสนอเกี่ยวกับทฤษฎีการควบคุมแบบแอกทีฟซึ่งโครไนซ์ของไมโครกริด อัลกอริทึมการควบคุมของ DGs แบบจำลองไดนามิกส์ และการจำลองเพื่อปรับความถี่และแรงดันของไมโครกริด

บทที่ 4 นำเสนอเกี่ยวกับขั้นตอนการออกแบบจะเป็นการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ด้วยการออกแบบตัวควบคุมในไมโครกริด โดยมีการคำนวณค่าพารามิเตอร์ PI โดยอัตโนมัติจากเครื่องมือ SmartCtrl ในโปรแกรม PSIM เพื่อเลือกค่าตัวควบคุมที่เหมาะสมสำหรับการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่

บทที่ 5 นำเสนอเกี่ยวกับผลการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ การหาผลตอบสนองของระบบ การพิจารณาอัตราการเปลี่ยนแปลงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ และผลการจำลองทางอุณหพลศาสตร์ของแบตเตอรี่เพื่อใช้เป็นข้อมูลอ้างอิงในการตรวจสอบอายุการใช้งานของแบตเตอรี่

บทที่ 6 นำเสนอเกี่ยวกับอัลกอริทึมการควบคุมเป็นการทดสอบระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่เพื่อหาค่าสถานะการอัดประจุ การทดสอบผลของแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริดเพื่อประยุกต์ใช้ในทางปฏิบัติ

บทที่ 7 นำเสนอเกี่ยวกับส่วนของบทสรุปในงานวิจัย ประกอบด้วย การสรุปผลงานการดำเนินงานวิจัย ข้อเสนอแนะ และแนวทางการพัฒนาของงานวิจัย

## บทที่ 2

# วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

### 2.1 บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย เนื้อหาที่สำคัญส่วนแรก คือ แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะกล่าวถึงผลกระทบของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระบบไฟฟ้ากำลัง ส่วนที่สองจะนำเสนอเกี่ยวกับไมโครกริดเป็นการอธิบายถึงลักษณะโครงสร้างของไมโครกริด การควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือน ส่วนที่สามเกี่ยวกับระบบบริหารจัดการพลังงานขนาดเล็กมีเนื้อหาย่อยประกอบด้วยระบบไฟฟ้ากำลังในอนาคตและสถานีจำหน่ายไฟฟ้าที่ย่อยอัตโนมัติในระบบสมาร์ตกริด ส่วนสุดท้ายจะเป็นเนื้อหาเกี่ยวกับระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่อธิบายเกี่ยวกับลิเทียมไอออนแบตเตอรี่

### 2.2 แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

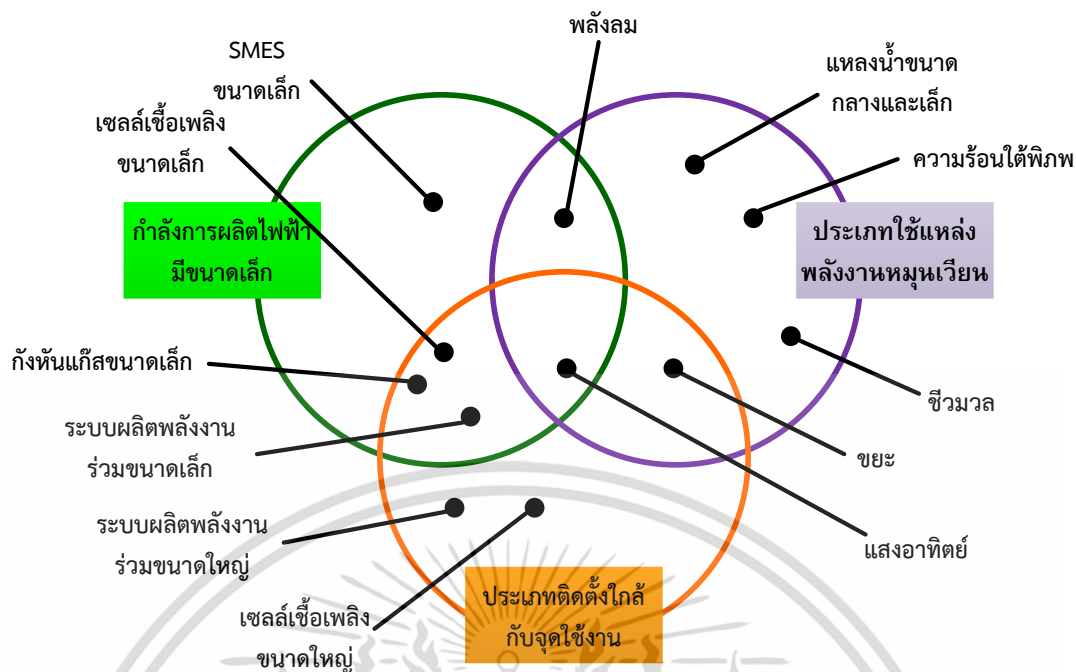
แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generation; DG) หมายถึง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งทางด้านผู้ใช้ไฟฟ้า ที่มีขนาดกำลังการผลิตต่ำกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหลัก ซึ่งอาจใช้พลังงานหมุนเวียน หรือแหล่งพลังงานที่ใช้เชื้อเพลิงในการเผาไหม้ โดยทั่วไปการแบ่งประเภทของ DG สามารถพิจารณาได้จากสามองค์ประกอบ คือ ขนาดกำลังการผลิต ตำแหน่งติดตั้งที่ใกล้จุดผู้ใช้งาน และการใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียน [26] ดังแสดงในรูปที่ 2.1 ซึ่งอธิบายได้ดังนี้

1) ขนาดกำลังการผลิต โดยทั่วไปเมื่อเปรียบเทียบกับแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้าหลักแล้ว DG มีจุดเด่นในด้านของกำลังการผลิตและค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งที่ต่ำกว่า จึงสามารถติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างสะดวก อย่างไรก็ตาม DG จำพวกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงในการเผาไหม้ และกังหันแก๊ส นอกจากมีขนาดกำลังการผลิตไม่สูงแล้วประสิทธิภาพในการผลิตกำลังไฟฟ้ายังต่ำอีกด้วย

2) ตำแหน่งติดตั้งที่ใกล้กับจุดทำงาน ทำให้เกิดข้อดีสองข้อ คือ ช่วยแบ่งเบาภาระของระบบให้ลดลง และสามารถนำความร้อนที่เกิดขึ้นมาใช้ประโยชน์ได้สะดวก เช่น การร่วมผลิตความร้อน และสามารถนำความร้อนที่เกิดขึ้นมาใช้ประโยชน์ได้สะดวก เช่น การร่วมผลิตความร้อนและไฟฟ้า (Cogeneration) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น

3) การใช้พลังงานหมุนเวียน ยกตัวอย่างเช่น DG จำพวกที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ชีวมวล และขยะ เป็นต้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.1 การแบ่งประเภทของ DG ที่ขึ้นกับสามองค์ประกอบ

นอกจากนี้ยังสามารถแบ่งประเภท DG โดยพิจารณาจากแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า เป็น 3 ชนิด ดังแสดงในตารางที่ 2.1 ซึ่งได้ให้รายละเอียดตัวอย่างของ DG รูปแบบไฟฟ้าที่ผลิตได้ และ ลักษณะการต่อเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง

การเปรียบเทียบข้อแตกต่างระหว่าง วิธีการต่อ DG เข้ากับระบบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กระแสสลับ และอินเวอร์เตอร์ในด้านต่าง ๆ แสดงได้ในตารางที่ 2.2

เมื่อเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียระหว่าง DG กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแหล่งจ่ายไฟฟ้ากำลังหลักในด้านต่าง ๆ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.1 การแบ่งประเภทของ DG จากแหล่งพลังงานที่ใช้

แหล่งพลังงาน	ชนิดของ DG	รูปแบบไฟฟ้าที่ผลิตได้	ลักษณะการต่อเข้ากับระบบ
1. พลังงาน หมุนเวียน	พลังงานแสงอาทิตย์	กระแสตรง	อินเวอร์เตอร์
	พลังลม	กระแสสลับที่ความถี่ระบบ	เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ
		กระแสสลับที่ความถี่ซึ่งเปลี่ยนแปลงได้	อินเวอร์เตอร์
	พลังน้ำขนาดเล็ก	กระแสสลับที่ความถี่ระบบ	เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ
		กระแสสลับที่ความถี่ซึ่งเปลี่ยนแปลงได้	อินเวอร์เตอร์
	ชีวมวล	กระแสสลับที่ความถี่ระบบ	เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ
2. แหล่งพลังงาน ถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ	กังหันซึ่งขับเคลื่อนด้วยเครื่องยนต์	กระแสสลับที่ความถี่ระบบ	เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ
	กังหันขนาดเล็ก	กระแสสลับที่ความถี่สูง	อินเวอร์เตอร์
3. แหล่งพลังงาน จำพวกขยะ	การผลิตกำลังไฟฟ้าจากขยะ	กระแสสลับที่ความถี่ระบบ	เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.2 วิธีการต่อเข้าระบบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับและอินเวอร์เตอร์

หัวข้อ เปรียบเทียบ	เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ		อินเวอร์เตอร์	
	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าซิงโครนัส	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าเหนี่ยวนำ	การสับเปลี่ยนเอง (Self- commutation)	การสับเปลี่ยนแบบ บังคับ (Forced- commutation)
ความสามารถใน การปรับค่าตัว ประกอบกำลัง	มี	ไม่มี	มี	ไม่มี
การเกิดฮาร์มอนิก	ไม่มี		มี (จำเป็นต้องมีมาตรการป้องกัน)	
กระแสพุ่งเข้า (Inrush current) ขณะที่ ต่อเข้าระบบ	หลีกเลี่ยงได้โดย การต่อเข้ากับ ระบบด้วยภาวะ ซิงโครไนซ์	ต้องมีมาตรการ ป้องกัน เช่น รีแอกเตอร์ ที่ใช้ ลิมิตกระแสไฟฟ้า และการเริ่ม เดินเครื่องอย่าง นุ่มนวล (Soft starting) เป็นต้น	หลีกเลี่ยงได้โดย การต่อเข้าระบบ ด้วยภาวะ ซิงโครไนซ์	ต้องมีมาตรการ ป้องกัน เช่น การ เริ่มเดินเครื่องอย่าง นุ่มนวล เป็นต้น
กระแสเกินขณะ เกิดลัดวงจรใน ระบบ	มีค่าสูงกว่ากระแสที่กำหนดหลายเท่า จึงจำเป็นต้องมีมาตรการป้องกัน เช่น รีแอกเตอร์ที่ใช้ลิมิตกระแสไฟฟ้า ลัดวงจร เป็นต้น		เพื่อป้องกันอุปกรณ์นำกระแส ต้องลิมิต กระแสให้ต่ำกว่า 1.5 เท่าของกระแสที่ กำหนด	
การป้องกัน	จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน เช่น รีเลย์และเซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นต้น		สามารถใช้ประโยชน์อุปกรณ์ป้องกันซึ่ง ติดตั้งอยู่ภายใน	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.3 การเปรียบเทียบระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักและ DG

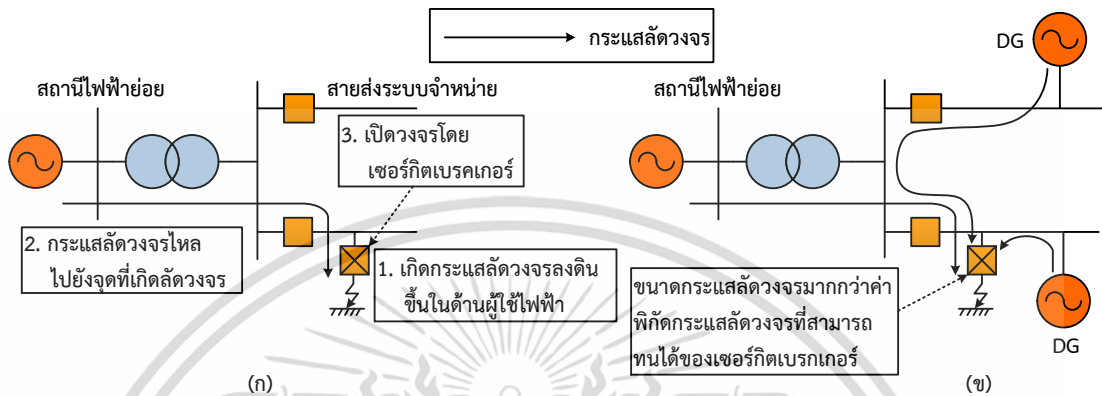
หัวข้อ	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก	DG
ข้อดี	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำ</li> <li>2. สามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าด้านออกที่ผลิตให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. เนื่องจากตำแหน่งติดตั้ง DG นั้นอยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้า จึงไม่มีค่าใช้จ่ายด้านการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามากนัก ทำให้ช่วยลดค่าไฟฟ้าลงได้</li> <li>2. ช่วยเพิ่มความน่าเชื่อถือได้ของระบบให้สูงมากขึ้น เช่น การทำหน้าที่เป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรอง เป็นต้น</li> <li>3. การติดตั้งทำได้ง่ายสะดวก ลงทุนไม่สูง</li> <li>4. ในกรณี DG ที่ติดตั้งอยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้านั้น ไม่จำเป็นต้องติดตั้งสายส่งจึงไม่มีการสูญเสียกำลังไฟฟ้า</li> <li>5. สามารถติดตั้งระบบการผลิตความร้อนและไฟฟ้ารวมในด้านผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าและใช้ประโยชน์จากความร้อนได้พร้อมกัน ซึ่งเป็นการส่งเสริมด้านประหยัดพลังงาน</li> </ol>
ข้อเสีย	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. จำเป็นต้องมีการวางแผนการติดตั้งแหล่งจ่ายไฟฟ้า</li> <li>2. เนื่องจากต้องส่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้ามายังโหลด ดังนั้น จึงมีความจำเป็นต้อง มีสถานีย่อย สายส่ง อุปกรณ์เสริมสำหรับระบบส่ง และจำหน่าย ซึ่งก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูง</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ไม่มีการทำงานประสานกันกับระบบและไม่เกี่ยวข้องกับการวางแผนติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าของระบบ</li> <li>2. ต้องการพื้นที่ติดตั้งและการบำรุงรักษา</li> <li>3. ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของ DG น้อยกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก</li> <li>4. ปัญหาการต่อกับระบบ เช่น ต้องการเครื่องแปลงผันไฟฟ้า เป็นต้น</li> <li>5. ปัญหาคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power quality)</li> </ol>

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.2.1 ผลกระทบของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระบบไฟฟ้ากำลัง

เมื่อต่อ DG จำนวนมากเข้ากับระบบไฟฟ้า จะส่งผลกระทบให้เกิดปัญหาต่าง ๆ ทั้งในระบบจำหน่ายและระบบส่ง

### 2.2.1.1 ขนาดกระแสลัดวงจรเพิ่มขึ้น



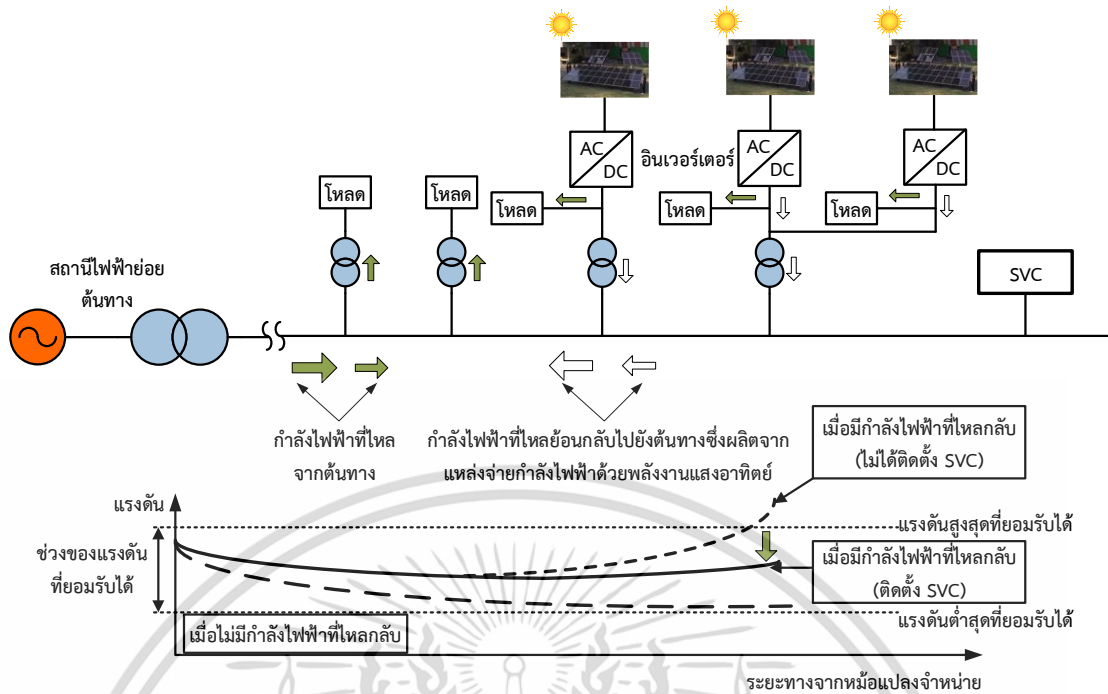
รูปที่ 2.2 ผลกระทบของ DG ต่อกระแสลัดวงจร (ก) ก่อนติดตั้ง DG (ข) หลังติดตั้ง DG

รูปที่ 2.2 แสดงผลกระทบของ DG ที่ทำให้กระแสลัดวงจรเพิ่มสูงขึ้นในระบบจำหน่าย รูปที่ 2.2 (ก) แสดงการลัดวงจรในระบบก่อนติดตั้ง DG โดยเริ่มจากลำดับเหตุการณ์ที่ 1 เกิดลัดวงจรด้านผู้ใช้ไฟฟ้า ต่อมาลำดับที่ 2 กระแสลัดวงจรไหลจากสถานีจำหน่ายต้นทางไปยังโหลด และลำดับที่ 3 เซอร์กิตเบรกเกอร์ถูกเปิดออกเพื่อกำจัดกระแสลัดวงจร ส่วนในรูปที่ 2.2 (ข) เป็นกรณีที่มี DG ติดตั้งในระบบ เมื่อเกิดลัดวงจรในระบบ นอกจากจะมีกระแสไหลจากต้นทางแล้วยังมีกระแสลัดวงจรไหลเพิ่มจาก DG มายังจุดที่เกิดลัดวงจร จนอาจทำให้กระแสลัดวงจรรวมเพิ่มมากขึ้นเกินวิสัยสามารถวงจรลัด (Short-circuit capacity) และพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Rating of circuit breaker) อีกวิธีหนึ่งที่สามารถลดกระแสลัดวงจรได้คือการติดตั้งตัวจำกัดกระแสลัดพ่วง (Fault current limiter) ในตำแหน่งที่เหมาะสม

### 2.2.1.2 แรงดันปลายทางที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก DG ไหลย้อนกลับ

พิจารณาสายป้อนในระบบจำหน่ายซึ่งติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าด้วยพลังแสงอาทิตย์ทางด้านผู้ใช้ไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2.3 แหล่งพลังงานแสงอาทิตย์เหล่านี้นอกจากจะจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดที่ต่ออยู่แล้วยังจ่ายไฟฟ้าคืนให้กับระบบอีกด้วย จึงเป็นผลให้แรงดันปลายทางเพิ่มสูงขึ้นกว่าแรงดันต้นทางและก่อให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับไปยังต้นทาง วิธีที่สามารถแก้ไขปัญหานี้ได้ คือ การติดตั้ง SVC ที่ปลายทาง โดยการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของ SVC จะทำให้แรงดันปลายทางลดลงมาได้ นอกจากนี้การลดจำนวนแหล่งกำเนิดไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ต่อหม้อแปลงหนึ่งตัวให้ลดลง และวางตำแหน่งหม้อแปลงจำหน่ายให้กระจายตัวมากขึ้นก็สามารถแก้ปัญหาแรงดันปลายทางที่เพิ่มขึ้นได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.3 แรงดันไฟฟ้าปลายทางที่เพิ่มสูงขึ้นเนื่องมาจากกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ

### 2.2.1.3 คุณภาพไฟฟ้าและการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า

เมื่อต่อ DG ซึ่งกำลังไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอเข้ากับระบบจะส่งผลกระทบต่อแรงดันในระบบและปัญหาด้านคุณภาพกำลังไฟฟ้า ซึ่งการเปลี่ยนแปลงของแรงดันระบบไม่ว่าจะเกิดขึ้นในสภาวะปกติ ชั่วขณะหรือการกระพริบ (Flicker) ดังกรณีตัวอย่างต่อไปนี้

1) กรณีที่ DG ถูกปลดออกจากระบบซึ่งเสมือนการเพิ่มขึ้นของโพลต์ ส่งผลให้แรงดันตกลง เพื่อป้องกันแรงดันตก จำเป็นต้องจำกัดปริมาณโพลต์ให้เหมาะสมกับจำนวน DG ที่ถูกปลดออกไป

2) ในทางตรงกันข้าม กรณีที่มีการต่อ DG เข้ามาในระบบ เสมือนกับปริมาณโพลต์ลดลง ส่งผลให้แรงดันเพิ่มสูงขึ้น ยกตัวอย่างเช่น การติดตั้ง DG ทางด้านผู้ใช้ไฟฟ้าแล้วจ่ายไฟให้กับระบบ เป็นผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับไปยังต้นทางและแรงดันปลายทางสูงมากขึ้น วิธีป้องกันคือการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมตัวประกอบกำลังให้กับ DG หรืออุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อควบคุมแรงดันให้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้

3) ในขณะที่ต่อ DG เข้ากับระบบอาจทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงแรงดันอย่างฉับพลัน ดังนั้นจำเป็นต้องมีวิธีป้องกัน เช่น ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและอินเวอร์เตอร์แบบสับเปลี่ยนเอง (Self-commutated inverter) สามารถใช้วิธีการต่อเข้ากับระบบด้วยการซิงโครไนซ์ ส่วนกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ สามารถติดตั้งอุปกรณ์สำหรับเริ่มเดินเครื่องอย่างนุ่มนวลหรือติดตั้งรีแอกเตอร์สำหรับลิมิตกระแสในขณะที่ต่อเข้ากับระบบเป็นต้น

4) กรณีการกระพริบของแรงดันซึ่งเกิดจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก DG สามารถแก้ไขได้โดยการติดตั้งอุปกรณ์ลดการกระพริบ

#### 2.2.1.4 คุณภาพกำลังไฟฟ้าและการเกิดฮาร์โมนิก

ฮาร์โมนิก คือ ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็นจำนวนเท่าของความถี่หลัก (ความถี่ระบบ = 50 Hz) ซึ่งพบอยู่ในสัญญาณแรงดันหรือกระแส เกิดขึ้นจากสาเหตุหลักคือ

1) อุปกรณ์โหลดที่มีความไม่เชิงเส้นสูงซึ่งเกิดจากการอิ่มตัวฟลักซ์แม่เหล็ก (Magnetic flux saturation) เป็นต้น

2) DG ชนิดที่ต่อกับระบบด้วยอินเวอร์เตอร์ โดยทั่วไป อินเวอร์เตอร์เป็นแหล่งกำเนิดของกระแสฮาร์โมนิก ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดความผิดเพี้ยนของรูปคลื่นแรงดันในระบบ ทำให้ตัวเก็บประจุที่ทำหน้าที่ปรับปรุงตัวประกอบกำลังใหม่เสียหายได้ เป็นต้น

วิธีแก้ฮาร์โมนิกส์ที่ใช้กัน ได้แก่การติดตั้งวงจรกรองฮาร์โมนิกในอินเวอร์เตอร์ เป็นต้น

#### 2.2.1.5 คุณภาพกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอและการเปลี่ยนแปลงความถี่ของระบบ

1) กำลังไฟฟ้ารวมที่ผลิตจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหลักและ DG มีการเปลี่ยนแปลงเกินขอบเขตกำลังไฟฟ้าที่สามารถควบคุมได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้สำหรับควบคุมความถี่ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก DG ซึ่งใช้พลังงานลมและแสงอาทิตย์ไม่สม่ำเสมอ จึงส่งผลให้ความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงด้วย เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากลมและแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นอย่างทันทีทันใดจนเกินกว่าขอบเขตบนของกำลังไฟฟ้าที่สามารถควบคุมได้โดยระบบควบคุมความถี่ ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำหน้าที่ควบคุมความถี่ไม่สามารถควบคุมความถี่ในขณะนั้นได้

2) ส่วนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตเกินในช่วงที่ความต้องการไฟฟ้าต่ำ DG ยังส่งผลกระทบต่อการควบคุมความถี่ในช่วงที่ความต้องการกำลังไฟฟ้าต่ำ เช่น ในช่วงเวลากลางคืน กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถติดตามการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าโหลดมีไม่เพียงพอ จึงทำให้เกิดปัญหากำลังไฟฟ้าที่ผลิตเกินขึ้นมา

3) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถควบคุมความถี่ไม่เพียงพอเมื่อมี DG ในระบบเป็นจำนวนมาก ในกรณีที่มี DG ติดตั้งในระบบเป็นจำนวนมาก ส่งผลให้จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ควบคุมความถี่ได้ลดน้อยลง กล่าวคือ DG มีข้อด้อยในเรื่องคุณสมบัติของการที่จะผลิตกำลังไฟฟ้าเพื่อให้ตามทันและเท่ากันกับกำลังไฟฟ้าของโหลดที่เปลี่ยนแปลงไป

4) กรณีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และกำลังไฟฟ้าที่ไม่เพียงพอในช่วงที่อากาศไม่ดี ในกรณีที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเปรียบเทียบกับระหว่างสภาพอากาศแจ่มใสและฝนตก เห็นว่ากำลังไฟฟ้าในช่วงฝนตกลดต่ำลงมากกว่าในช่วงท้องฟ้าแจ่มใส

การแก้ปัญหาในข้อ 1 ถึง 4 ทำได้โดยใช้แหล่งจ่ายพลังงานสำรองหรือแบตเตอรี่ เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบในช่วงที่ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงหรือรับกำลังไฟฟ้าจากระบบในช่วงที่เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กำลังไฟฟ้าในระบบเกินความต้องการ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าด้านออกของแบตเตอรี่ สามารถควบคุมได้อย่างรวดเร็วด้วยอินเวอร์เตอร์ ดังนั้นจึงควบคุมกำลังไฟฟ้าด้านออกของแบตเตอรี่ เพื่อแลกเปลี่ยนกับระบบได้ เป็นผลให้กำลังไฟฟ้าที่จ่ายให้กับระบบค่อนข้างคงที่ อย่างไรก็ตาม ปัญหาสำคัญของแบตเตอรี่ที่ต้องคำนึงถึงคือราคาแพง ดังนั้น การหาขนาดของแบตเตอรี่และตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุดเพื่อให้การควบคุมมีประสิทธิภาพสูงสุดจึงเป็นวิธีหนึ่งที่สามารถลดค่าใช้จ่ายของแบตเตอรี่ได้ [27-28] ซึ่งจะได้กล่าวถึงในลำดับต่อไป

นอกจากนี้ การใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำสูบสะสม (Pumped storage hydro plant) ก็เป็นวิธีหนึ่งในการแก้ปัญหา โดยทั่วไปหลักการการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้คือจะสูบน้ำจากระดับเขื่อนไปเก็บบนอ่างพักน้ำในที่สูงในช่วงเวลากลางคืนซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำและจะปล่อยน้ำลงมาเพื่อผลิตไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการไฟฟ้าสูงในช่วงเวลากลางวัน ดังนั้นจึงสามารถปรับช่วงเวลาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านี้ให้เหมาะสมกับระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งมีแหล่งพลังงานหมุนเวียนพวกลมและแสงอาทิตย์ได้ กล่าวคือให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้านี้สูบน้ำขึ้นไปเก็บในช่วงที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งจ่ายหมุนเวียนเหล่านี้เกินความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า ในทางตรงกันข้าม ปล่อยน้ำลงมาให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้านี้ผลิตไฟฟ้าในช่วงที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนไม่เพียงพอ

## 2.3 ไมโครกริด

การพัฒนาประเทศพลังงานไฟฟ้าถือว่าเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญอย่างหนึ่ง เพื่อตอบสนองต่อความต้องการผู้ใช้ไฟฟ้า ในปี 1999 แนวคิดที่เกี่ยวกับไมโครกริด ได้ถูกพัฒนาขึ้น ภายใต้โครงการ CERTS (Consortium for electric reliability technology solutions) ในสหรัฐอเมริกา โดยแนวคิดนี้ไมโครกริดถูกมองว่าเป็นระบบควบคุมอย่างหนึ่งจากระบบไฟฟ้ากำลังหลัก และไม่ก่อให้เกิดปัญหา เช่น การกระเพื่อมของแรงดันไฟฟ้า การแกว่งไกวของความถี่ให้กับระบบไฟฟ้ากำลังหลัก เป็นต้น ไมโครกริดที่มีคุณสมบัตินี้ถูกนิยามให้เป็นระบบที่ดี (Good citizen) ของระบบกำลังไฟฟ้าหลัก ในขณะเดียวกันไมโครกริดยังสามารถช่วยสนับสนุนการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังหลักได้ในลักษณะของการให้บริการเสริม (Ancillary service) เช่น การให้บริการคุณภาพไฟฟ้าชั้นเยี่ยม (Premium power) การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า (Voltage support) เป็นต้น [1, 2]

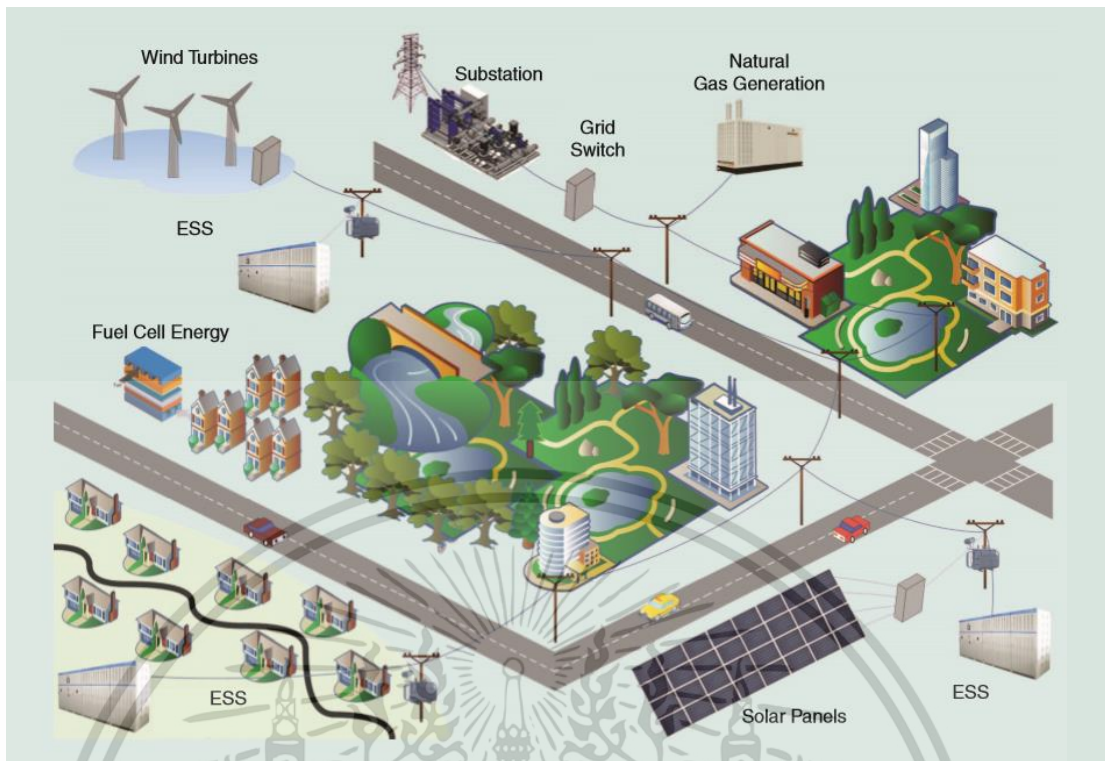
### 2.3.1 ลักษณะโครงสร้างของไมโครกริด

จากแนวคิดของไมโครกริดอาจกล่าวได้ว่าไมโครกริด หมายถึง ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็กในพื้นที่ที่กำหนดเฉพาะ ประกอบขึ้นจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generators, DGs) หลายประเภท ซึ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดต่าง ๆ ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้ารวมทั้งอุปกรณ์เก็บสะสมพลังงานไฟฟ้าและความร้อน การจัดการพลังงานในระบบทำได้โดยการควบคุมผ่านระบบโครงข่ายการสื่อสารข้อมูลจากศูนย์กลางการควบคุม โดยปกติไมโครกริดจะดำเนินการขนานไปกับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก อย่างไรก็ตามอาจจะมีบางเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กรณีที่ไม่โครกริดจะทำงานในแบบ Islanded mode หรือถูกตัดจากการไฟฟ้า Islanded microgrid สามารถเปลี่ยนโหมดการทำงานเพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักอีกครั้ง ซึ่งจะถูกรเรียกว่า “การซิงโครไนเซชัน” ไมโครกริดจึงถูกนำมาใช้ปรับปรุงคุณภาพและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ซึ่งจัดเป็นพลังงานสีเขียวช่วยลดปัญหาการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> การปรับปรุงยังทำให้ประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น เพื่อตอบสนองต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า ไมโครกริดยังสามารถให้พลังงานที่เชื่อถือได้และมีความยืดหยุ่น ประโยชน์ของไมโครกริดสามารถแบ่งออกได้เป็นสองกลุ่มใหญ่ คือ ปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมต่อเศรษฐกิจ และปัจจัยด้านความน่าเชื่อถือต่อคุณภาพ ยังมีการศึกษาจำนวนมากเกี่ยวกับไมโครกริดและจำนวนของโครงการวิจัยที่สำคัญทั่วโลก อเมริกา ยุโรป และเอเชีย โดยรอบ ได้สาธิตให้เห็นว่าไมโครกริด คือ เครื่องอำนวยความสะดวกด้วยการทดสอบ และการตรวจสอบคุณสมบัติของไมโครกริดที่หลากหลาย ทำให้ได้รับการยอมรับและมีระดับการแพร่หลายที่เป็นประโยชน์ในทางอุตสาหกรรม จุดเริ่มต้นแนวความคิดการควบคุม และคุณสมบัติการทำงานมาจากการบริหารจัดการระบบผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ลักษณะของโหลด คุณภาพกำลังไฟฟ้าและกลยุทธ์ทางการตลาด กลยุทธ์ที่จำเป็นในการทำงาน และการควบคุมของไมโครกริดจึงมีนัยสำคัญ เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และตอบสนองการเปลี่ยนแปลงที่ตามมาจากการเปิดเสรีด้านพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากไมโครกริดนั้นไม่ได้มุ่งหมายเพื่อการขายไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้ากำลังหลัก หากแต่มุ่งเน้นด้านการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ของตนเอง การเพิ่มขึ้นของไมโครกริด รวมถึง DG จึงไม่ก่อให้เกิดปัญหาให้กับระบบไฟฟ้ากำลังหลัก ในขณะที่เดียวกันก็ช่วยเสริมความมั่นคงของการส่งจ่ายไฟฟ้า รวมทั้งความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้าในพื้นที่ของไมโครกริด ความต้องการเสริมความมั่นคงทางพลังงานของประเทศก็ได้รับการตอบสนอง ขณะที่ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการผลิตไฟฟ้าก็ลดลงจากการใช้พลังงานหมุนเวียน และประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยรวมก็เพิ่มสูงขึ้น นอกจากนี้ เนื่องจาก DG มีขนาดเล็ก การวางแผนและการติดตั้งจึงใช้เวลาและค่าใช้จ่ายน้อยกว่าระบบการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ จึงมีส่วนช่วยกระจายความเสี่ยงของการลงทุนด้านการผลิตไฟฟ้าได้อีกทางหนึ่ง [4, 5] ดังนั้นสามารถสรุปแนวคิดที่สำคัญของไมโครกริดดังต่อไปนี้ คือ 1) การรักษาคุณภาพกำลังไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 2) การลดระยะเวลาและค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง 3) การลดค่าใช้จ่ายทางพลังงานหรือค่าเชื้อเพลิงลง 4) การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม 5) การรักษาความมั่นคงทางพลังงาน

รูปที่ 2.4 แสดงแนวคิดของไมโครกริดในอนาคตสำหรับเมืองเล็ก ๆ แหล่งผลิตมีหลายประเภทรวมถึงพลังงานหมุนเวียนและไม่ใช้พลังงานหมุนเวียน แหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ (PV) สามารถกระจายได้มากขึ้น ระบบจัดเก็บพลังงาน (ESS) ก็มีการกระจายด้วยเช่นกัน แต่การควบคุมจะต้องมีการประสานงานเพื่อรองรับความถี่และแรงดันไฟฟ้า การผสมผสานที่เหมาะสมของแหล่งพลังงานและการจัดการทรัพยากรจึงกลายเป็นข้อกำหนดที่สำคัญสำหรับส่วนอุตสาหกรรม หรือวิทยาเขต และเมือง ในอนาคตที่มีความน่าเชื่อถือสูงพร้อมเอกสารรับรองพลังงาน

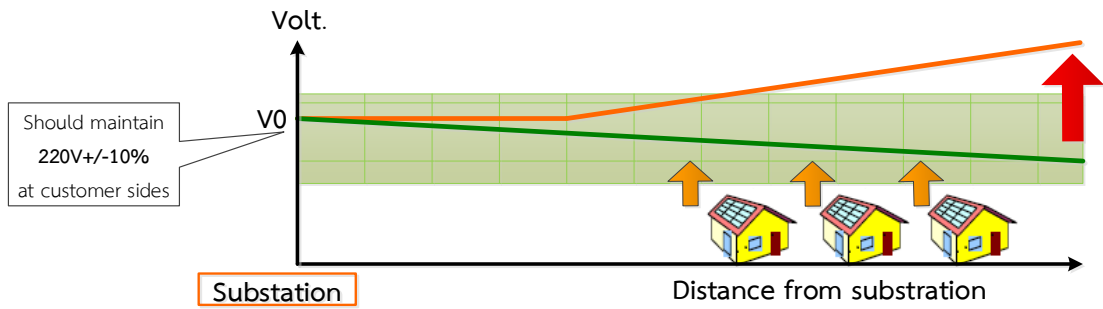
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.4 ไมโครกริดในจินตนาการสำหรับเมืองเล็ก ๆ [7]

อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าไมโครกริดจะมีความสำคัญกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างมาก การมีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประกอบด้วย แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย หรือ DG เช่น แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ พลังลม ชีวมวล เป็นต้น ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นการเพิ่มแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงทำให้ลดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่จ่ายมาจากสถานีไฟฟ้าย่อย และลดขนาดกระแสที่ไหลในสายป้อนทำให้กำลังสูญเสียในระบบสายส่งลดลงได้ แต่ถ้าแหล่งผลิตไฟฟ้าเหล่านี้มีขนาดใหญ่จนเกินไปจะก่อให้เกิดการรบกวนต่อระบบไฟฟ้าอย่างรุนแรง เช่น แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้าเฉพาะตอนกลางวันและช่วยจ่ายโหลดได้ในช่วงเวลากลางวันที่มีแดดจัด และพลังงานลมจะผลิตไฟฟ้าไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับความเร็วลม ซึ่งทำให้แรงดันและความถี่ของระบบส่วนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายจะเกิดการเปลี่ยนแปลงอย่างฉับพลัน และอาจเกิดการแกว่งออกนอกค่าโดยที่การไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมได้ และส่งผลเสียต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากหม้อแปลงนี้ได้รับแรงดันไฟฟ้าเกิน ดังแสดงในรูปที่ 2.5 ดังนั้นจึงควรมีเทคโนโลยีที่ใช้ในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า เสถียรภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่สามารถรองรับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีลักษณะกระจัดกระจาย และมีกำลังผลิตไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอให้สามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.5 ผลกระทบของแรงดันเกิน

### 2.3.2 การควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือน

การควบคุมแรงดันไฟฟ้า คือ การทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในระดับปกติหรือเปลี่ยนแปลงในช่วงที่ยอมรับได้ (120 บวกหรือลบ 5% ในสหรัฐอเมริกา) ที่ด้านเข้าของระบบบริการ ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดผ่านสายป้อน มีหลายปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อแรงดันไฟฟ้าที่ให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย ได้แก่

#### 2.3.2.1 แรงดันบนสายส่งหรือสายส่งจ่ายไฟฟ้าย่อย

ภายใต้เหตุการณ์ทั้งปกติและไม่ปกติ การจ่ายแรงดันไฟฟ้าที่ต้นทางอาจก่อให้เกิดการแกว่งของแรงดันไฟฟ้า อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะต้องปรับการจ่ายแรงดันไฟฟ้าต้นทาง เพื่อให้แรงดันไฟฟ้าที่ปลายทางไม่เกิดการแกว่งอันเนื่องมาจากการจ่ายแรงดันที่ต้นทางทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าเลื่อนออกไปจากช่วงที่ยอมรับได้

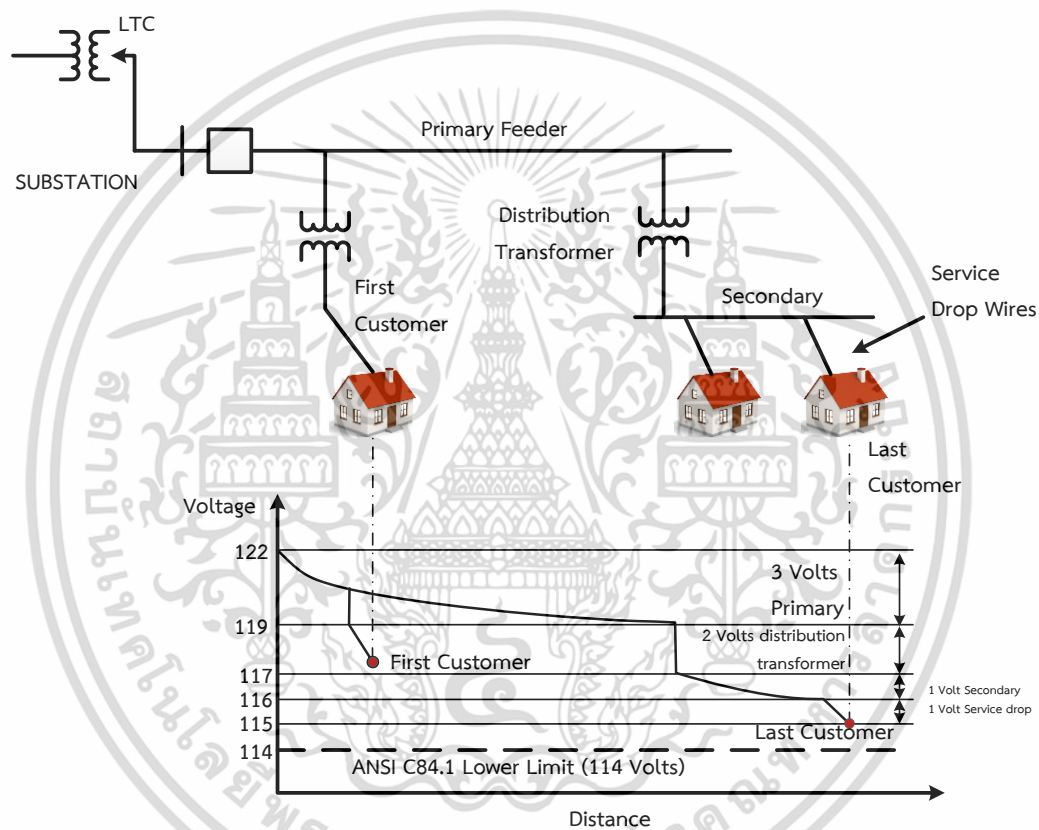
#### 2.3.2.2 การป้อนโหลด

ในระหว่างที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak load) การไหลของกระแสไฟฟ้า (Ampere) ที่เพิ่มขึ้นบนสายป้อน และแรงดันตกตามสายป้อนเนื่องมาจากมีกระแสไฟฟ้าที่ไหลบนสายป้อนเพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าลดลงสำหรับผู้ไฟฟ้าที่อยู่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้าย่อยปลายทางของสายป้อน อุปกรณ์ควบคุมแรงดันแบบอัตโนมัติจะต้องเพิ่มแรงดันที่สายตามความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak load) ของผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับเพิ่มแรงดันตก ในทางกลับกันเมื่อสายป้อนมีโหลดน้อยลงแรงดันตกก็จะลดลง ดังนั้นอุปกรณ์การควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะต้องทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลงได้เพื่อหลีกเลี่ยงสภาวะแรงดันสูงที่อาจจะเกิดขึ้นได้

#### 2.3.2.3 การปรับแรงดันไฟฟ้า

ในแบบดั้งเดิม การไฟฟ้าจะรักษาระดับของแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้โดยการปรับเปลี่ยนตำแหน่ง Tab ของหม้อแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของโหลด ตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะถูกติดตั้งอยู่ในสถานีไฟฟ้าย่อย และหม้อแปลงสถานีไฟฟ้าย่อย การปรับตำแหน่ง Tab ของหม้อแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของโหลด (Load tap changer หรือ LTC) หม้อแปลงเหล่านี้จำเป็นต้องมีการปรับตัวควบคุมที่กำหนดว่าจะให้เพิ่มหรือลดการตั้งค่า Tab หม้อแปลง หรือการตั้งค่า Tab ไม่ถูกเปลี่ยนแปลงตามการตรวจวัดแรงดันและโหลด กลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ออกแบบสายป้อนในการทำงานคือการกำหนดสภาพแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดให้มีประสิทธิภาพสูงที่สุดเท่าที่จะทำได้ แรงดันไฟฟ้าตามสายป้อนในระบบจำหน่ายและการไหลของกำลังไฟฟ้าเสมือน (VARs) บนสายป้อนโดยทั่วไปจะถูกรักษาระดับไว้โดยการปรับแรงดันไฟฟ้าและสวิตช์ คาปาซิเตอร์แบงค์ (Capacitor banks) ที่ถูกติดตั้งไว้ตามสถานที่ต่าง ๆ บนสายป้อนและในสถานีไฟฟ้าย่อยที่เกี่ยวข้อง การปรับแรงดันรวมถึงตัวควบคุมที่เพิ่มหรือลดแรงดันโดยการปรับเปลี่ยนตำแหน่ง Tap ขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ตรวจวัดกระแสและแรงดัน ในทำนองเดียวกัน คาปาซิเตอร์แบงค์ (Capacitor banks) รวมถึงตัวควบคุมสวิตช์จะ เปิด หรือ ปิด ตามสัญญาณที่ตรวจวัดได้

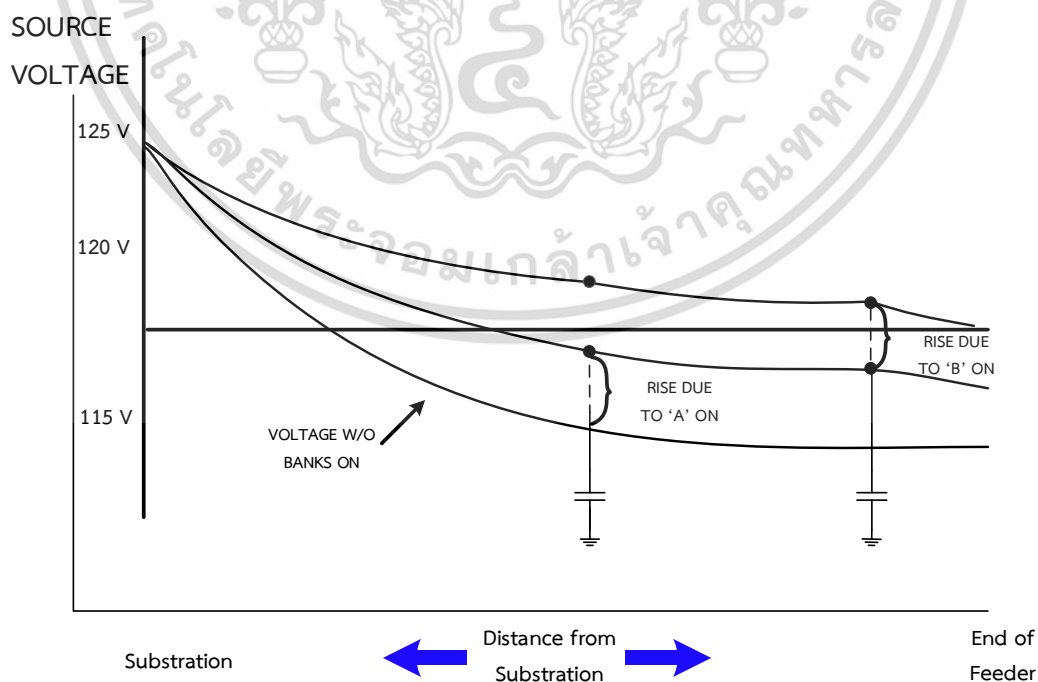


รูปที่ 2.6 ความสัมพันธ์แรงดันกับสายป้อนในระบบจำหน่ายโดยทั่วไป

#### 2.3.2.4 การควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือน (VAR)

การลดปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้าเสมือน (VARs) บนสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าสามารถลดความสูญเสียทางไฟฟ้าและให้ค่าระดับของแรงดันไฟฟ้าที่บัสแต่ละบัส (Voltage profile) ตามสายป้อน การไฟฟ้าสามารถแก้ไขปัญหาของการไหลกำลังไฟฟ้าเสมือนได้โดยการติดตั้ง คาปาซิเตอร์แบงค์ (Capacitor banks) ที่จุดยุทธศาสตร์ตามสายป้อนคาปาซิเตอร์แบงค์นี้เป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งการไฟฟ้าสามารถกำหนดตำแหน่งที่จุดใด ๆ บนสายป้อน การติดตั้งคาปาซิเตอร์แบงค์จะช่วยลดจำนวนของปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยระบบส่งกำลัง เพื่อให้กำลังไฟฟ้าเสมือนดึงมาจากระบบส่งกำลังลดลง กระแสไฟฟ้าที่ไหลมาจากระบบส่งกำลังไปยังโหลด เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จะลดลงพร้อมกับความสูญเสียทางไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง และแรงดันไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นที่จุดของตัวเก็บประจุ อีกส่วนของคาปาซิเตอร์แบงค์จะเปิดเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา (“fixed” banks) อย่างไรก็ตาม จากการเปลี่ยนแปลงของโหลดและการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เกิดขึ้นตลอดทั้งวัน บางส่วนของคาปาซิเตอร์แบงค์พร้อมกับสวิตช์ที่ให้ประโยชน์เฉพาะแห่งนี้ คาปาซิเตอร์แบงค์จะจ่ายพลังงานไฟฟ้าหรืองดจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามความต้องการที่แตกต่างกันไปในระหว่างวัน คาปาซิเตอร์แบงค์พร้อมกับตัวควบคุมที่ใช้ตรวจวัดเฉพาะแห่งให้เป็นไปตามกำหนดเมื่อสวิตช์ คาปาซิเตอร์แบงค์ เปิด หรือ ปิด สำหรับตัวอย่าง เมื่อแรงดันถูกวัดได้ในตำแหน่งที่ตั้งของ คาปาซิเตอร์แบงค์อยู่ในระดับต่ำ ตัวควบคุมจะปิดสวิตช์ที่ตำแหน่งของคาปาซิเตอร์แบงค์ในการให้จ่ายพลังงานไฟฟ้า เมื่อแรงดันไฟฟ้าสูงขึ้นตัวควบคุมจะทำการเปิดสวิตช์เพื่อโยกย้ายคาปาซิเตอร์แบงค์จากการจ่ายพลังงานไฟฟ้า วิธีการสมัยเก่าจะทำงานได้ดีที่สุดในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เมื่อสภาวะแรงดันต่ำเนื่องจากแรงดันตกที่เกิดจากกระแสสูงอาจส่งผลให้คาปาซิเตอร์แบงค์ เปิดสวิตช์เมื่อมีความต้องการ อย่างไรก็ตามในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย (Off peak) แรงดันตกอาจไม่เพียงพอต่อการจุดชนวนสวิตช์ในการ ตัด และ ต่อ คาปาซิเตอร์แบงค์ อย่างไรก็ตาม ในขณะที่ระดับแรงดันไฟฟ้ามีเพียงพอในช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำที่สุด (Light load) การไหลกำลังไฟฟ้าเสมือนยังคงอยู่สูงจะก่อให้เกิดการสูญเสียจากส่วนที่เกินในระบบ นอกเหนือจากนี้เช่นการปรับเปลี่ยนแรงดันและบางส่วนของสายป้อนอาจทำให้แรงดันตกช่วงสั้นอย่างไม่เป็นที่ยอมรับได้ในระดับต่ำที่ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ในขณะที่การปิดแรงดันไฟฟ้าในสถานีย่อยอาจทำให้แรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้ในระดับสูงซึ่งไม่เป็นที่ยอมรับในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยลง



รูปที่ 2.7 ความสัมพันธ์ของแรงดันกับคาปาซิเตอร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.4 ระบบบริหารจัดการพลังงานขนาดเล็ก

ระบบบริหารจัดการพลังงานขนาดเล็ก (Micro energy management system,  $\mu$ EMS) คือ ระบบจัดการพลังงานที่ทำให้การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามีความมั่นคงด้วยค่าใช้จ่ายที่เหมาะสมที่สุด นอกจากนี้ยังสามารถเชื่อมต่อกับแบตเตอรี่ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย รวมไปถึงแหล่งพลังงานหมุนเวียน ตลอดจนระบบไฟฟ้ากำลังภายนอก  $\mu$ EMS จึงเป็นเสมือนสมองของไมโครกริด ทำหน้าที่ในการควบคุมการผลิตไฟฟ้าและควบคุมจัดการโหลด ทำให้ระบบไมโครกริดมีความชาญฉลาดยิ่งขึ้น นอกจากนี้ยังแปลงข้อมูลแรงดันไฟฟ้าและความถี่ผ่านทางโปรโตคอลการสื่อสารมาตรฐาน พารามิเตอร์ของ แรงดัน กระแส และความถี่ จะตรวจวัดได้โดยใช้ดิจิทัลมิเตอร์ จากนั้นข้อมูลจะถูกส่งไปยังตัวควบคุมไมโครกริดสำหรับการตรวจสอบและการควบคุม ในทางปฏิบัติเอเอ็มไอสมาร์ตมิเตอร์ (AMI-smart meter) จะประยุกต์ใช้เก็บข้อมูลที่จำเป็น ซึ่ง  $\mu$ EMS ทำหน้าที่ควบคุมการผลิตไฟฟ้าและควบคุมจัดการโหลดจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ส่วน สามารถอธิบายได้ดังนี้

### 1) การควบคุมความสมดุลของพลังงาน

ดำเนินการควบคุมกำลังการผลิตไฟฟ้าและกำลังความต้องการของโหลดให้สมดุลแบบเรียลไทม์ด้วยการสื่อสารสองทิศทางกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายแต่ละเครื่อง เพื่อให้ได้คุณภาพกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดและความร้อนที่เหมาะสมที่สุด การมอนิเตอร์หรือเฝ้าตรวจดูการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรต่าง ๆ ในระบบ เพื่อตรวจสอบการทำงานของระบบว่าถูกต้องเป็นไปตามที่ตั้งไว้หรือไม่ เกิดสิ่งผิดปกติหรือไม่ เพื่อนำข้อมูลตัวแปรต่าง ๆ ในระบบมาประกอบการตัดสินใจในการแก้ปัญหาหรือปฏิบัติการระบบต่อไป การควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไมโครกริดผ่าน  $\mu$ EMS เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกัน และสวิตช์ตัดต่อ เป็นต้น การลดผลกระทบของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอ จากการมอนิเตอร์กำลังไฟฟ้าที่ไหลในไมโครกริด EMS สามารถสั่งการให้อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าในระบบ เช่น แบตเตอรี่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ควบคุมกำลังไฟฟ้าเอาท์พุทได้ เป็นต้น ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปชดเชยส่วนเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอได้ เพื่อรักษาคุณภาพกำลังไฟฟ้าไม่ว่าจะเป็นแรงดัน ความถี่ของไมโครกริดให้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ และส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังด้านนอกให้น้อยที่สุด

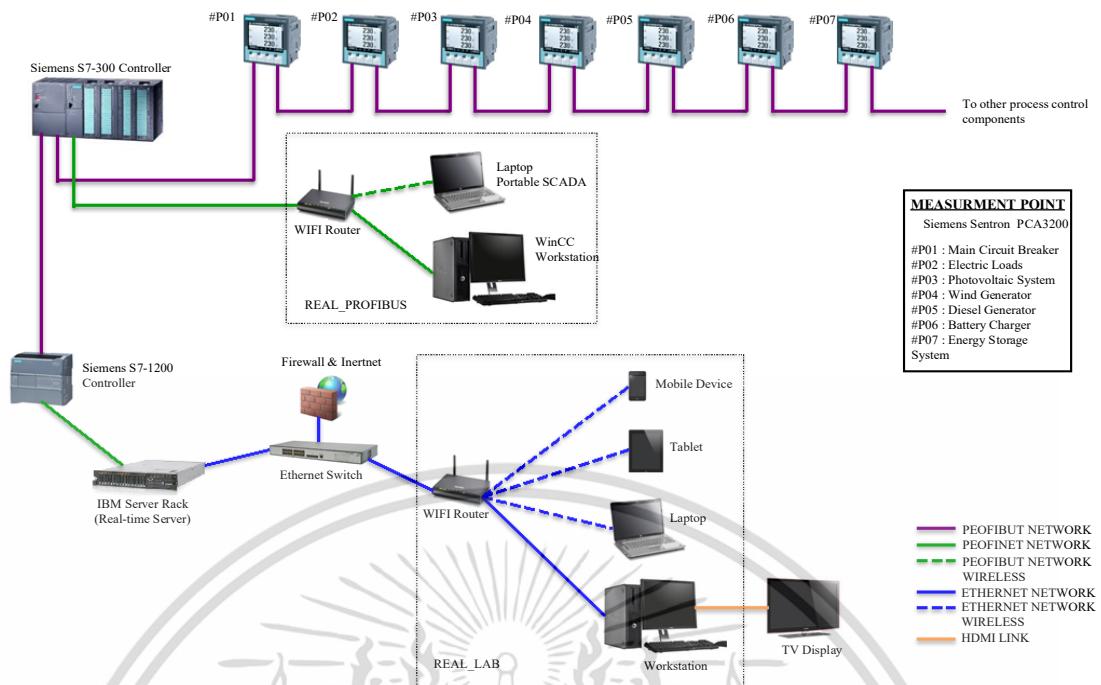
### 2) การควบคุมแบบประสานกับระบบไฟฟ้ากำลังที่เชื่อมต่อภายนอก

นอกจากการควบคุมภายในไมโครกริด  $\mu$ EMS ยังดำเนินการควบคุมแบบประสานกับระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับภายนอก เพื่อให้เกิดการดำเนินงานที่เหมาะสมทั้งภายในและภายนอกของไมโครกริด การทำงานแบบแยกอิสระของไมโครกริด ในกรณีที่ระบบไฟฟ้าภายนอกที่ไมโครกริดเชื่อมต่อเกิดสิ่งผิดปกติขึ้น  $\mu$ EMS สามารถสั่งการให้ไมโครกริดปลดตัวเองออกจากระบบภายนอก แล้วจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดภายในไมโครกริดได้อย่างมั่นคง ซึ่งอาจจะกล่าวได้ว่าเป็นฟังก์ชันการทำงานแยกโดดของไมโครกริด ในทางตรงกันข้าม เมื่อระบบภายนอกฟื้นคืนกลับมาเป็นปกติ  $\mu$ EMS ยังสามารถสั่งการให้ไมโครกริดเชื่อมต่อกับระบบภายนอกได้

### 3) ฟังก์ชันในการลดค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Demand Response Function)

การสื่อสารแบบสองทิศทาง  $\mu$ EMS สามารถส่งข้อมูลที่เป็นประโยชน์ เช่น ราคาค่าไฟฟ้าแบบเรียลไทม์ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ใช้ ข้อมูลแนะนำเกี่ยวกับการใช้ไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่ใช้ของอุปกรณ์ไฟฟ้าในที่พักอาศัย เป็นต้น ให้ลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้าในที่พักอาศัยผ่านโครงข่ายการสื่อสาร สมาร์ทมิเตอร์ ไปแสดงผลใน ระบบจัดการพลังงานในที่พักอาศัย (Home energy management system, HEMS) ซึ่งติดตั้งในที่พักอาศัยของลูกค้า เพื่อโน้มน้าวให้ลูกค้าวางแผนการใช้ไฟฟ้าตลอดจนการประหยัดพลังงาน เป็นต้น

โดยส่วนควบคุมหลักของระบบไมโครกริดอัจฉริยะทั้งหมด โดยทำหน้าที่บริหารจัดการพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ ร่วมกับแหล่งพลังงานหลักจากการไฟฟ้า เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพโดยรวมสูงสุดในแต่ละช่วงเวลา ระบบวิเคราะห์และจัดการพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียนในรูปแบบเวลาจริง จึงเป็นส่วนเชื่อมต่อที่สำคัญระหว่างระบบบริหารจัดการพลังงานสำหรับไมโครกริดอัจฉริยะ และผู้ใช้งานในการเข้าถึงข้อมูลการบริหารพลังงาน โดยระบบสามารถวิเคราะห์ข้อมูลพลังงานที่มีอยู่มากมาย และนำเสนอต่อผู้ใช้งานในรูปแบบที่ง่ายต่อความเข้าใจ ผ่านทางแผนภาพและแผนภูมิต่าง ๆ ที่คำนวณจากฐานข้อมูลจริง ระบบบริหารจัดการพลังงานสามารถเข้าถึงข้อมูล ณ เวลาจริงได้อย่าง รวดเร็ว ผ่านเครือข่ายอินทราเน็ต (Intranet) ในองค์กร หรือเครือข่ายอินเทอร์เน็ต (Internet) จากภายนอก ที่สามารถเรียกดูข้อมูลได้อย่างง่ายดายในตลอดเวลาทุกสถานที่ ผ่านทาง Browser ที่ทำงานบนระบบปฏิบัติการต่าง ๆ ได้โดยไม่จำกัด อีกทั้งระบบดังกล่าวยังทำการวิเคราะห์ข้อมูลจริงจากฐานข้อมูลรายวินาที และแสดงผลในรูปแบบภาพ หลากหลายประเภท รูปที่ 2.8 แสดงโครงสร้างของระบบวิเคราะห์ และนำเสนอการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียน ในรูปแบบเวลาจริงที่พัฒนาขึ้น โดยเชื่อมโยงกับหน่วยประมวลผลหลัก (Controller) ของระบบบริหารจัดการพลังงาน ( $\mu$ EMS/ $\mu$ SCADA) สำหรับไมโครกริดอัจฉริยะและแลกเปลี่ยนข้อมูลจุดวัดพลังงานไฟฟ้าผ่านทางหน่วยประมวลผลชุดใหม่ ผ่านเครือข่าย Profibus โดยระบบมีความสามารถในการส่งผ่านข้อมูลในคาบเวลา Micro-second ระหว่างหน่วยประมวลผลทั้งสอง และส่งข้อมูลผ่าน Real-time server ผ่านเครือข่าย Profinet เพื่อกระจายข้อมูล ณ เวลาจริงให้กับผู้ใช้ต่อไป



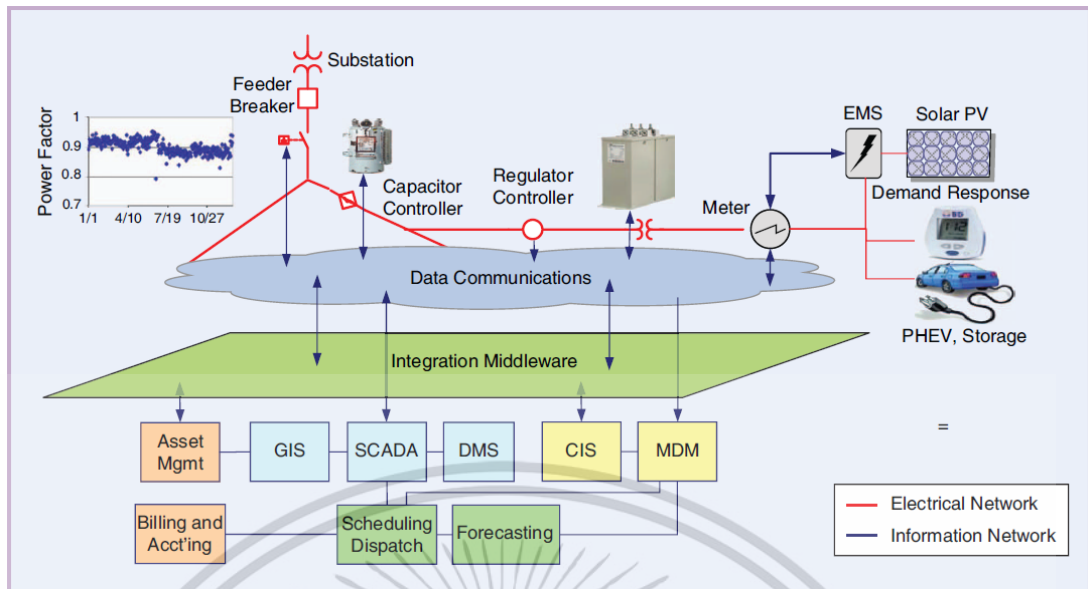
รูปที่ 2.8 แผนผังโครงสร้างของระบบการสื่อสารโดยรวม [29]

#### 2.4.1 ระบบไฟฟ้ากำลังในอนาคต

ปัจจุบันพลังงานไฟฟ้าถือเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญมาก จากปัญหาด้านความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงฟอสซิล ปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม ความต้องการด้านความน่าเชื่อถือที่ดีขึ้นของระบบไฟฟ้ากำลังหลัก ความต้องการเพิ่มประสิทธิภาพในด้านการทำงาน และการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า การเปลี่ยนแปลงที่กำลังเกิดขึ้นมีความสำคัญอย่างยิ่งสำหรับการจ่ายกระแสไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังหลัก (Grid) การเปลี่ยนแปลงเพื่อตอบสนองเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อม เพื่อรองรับการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand response, DR) และรองรับรถยนต์ไฟฟ้าไฮบริดจ์แบบเสียบปลั๊ก (Plug-in hybrid electric vehicles, PHEVs) รวมทั้งความสามารถในการผลิตและการจัดเก็บพลังงานไฟฟ้า [3] หลายส่วนคาดหวังว่าจะมียานยนต์แบบปลั๊กอินจำนวนหนึ่งและการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากขึ้น ซึ่งอาจส่งผลให้ระบบรับภาระทางไฟฟ้ามากเกินไป ความเบี่ยงเบนของ Voltage/Var และความไม่สมดุลของเฟสมากเกินไป เพื่อลดปัญหาเหล่านี้และเพื่อรักษาความน่าเชื่อถือของระบบ การควบคุม Voltage/Var สวิตช์อัตโนมัติ รีเลย์ประสาน (Relay coordination) และต้องมีการตรวจสอบอย่างละเอียด นอกจากนี้ยังจำเป็นต้องมีการผสมผสานระหว่าง Distributed intelligence และ Centralized analysis และการควบคุม กลยุทธ์การจัดการจัดการความแออัด และการกำหนดราคาแบบไดนามิกส์ที่อิงกับตลาด ดังที่แสดงในรูปที่ 2.9 ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT) จำนวนมากจะได้รับผลกระทบซึ่งรวมถึงระบบการจัดการการกระจายสินค้า และระบบอัตโนมัติ การวางแผนการดำเนินงาน การกำหนดเวลาและการจัดส่ง การดำเนินงาน

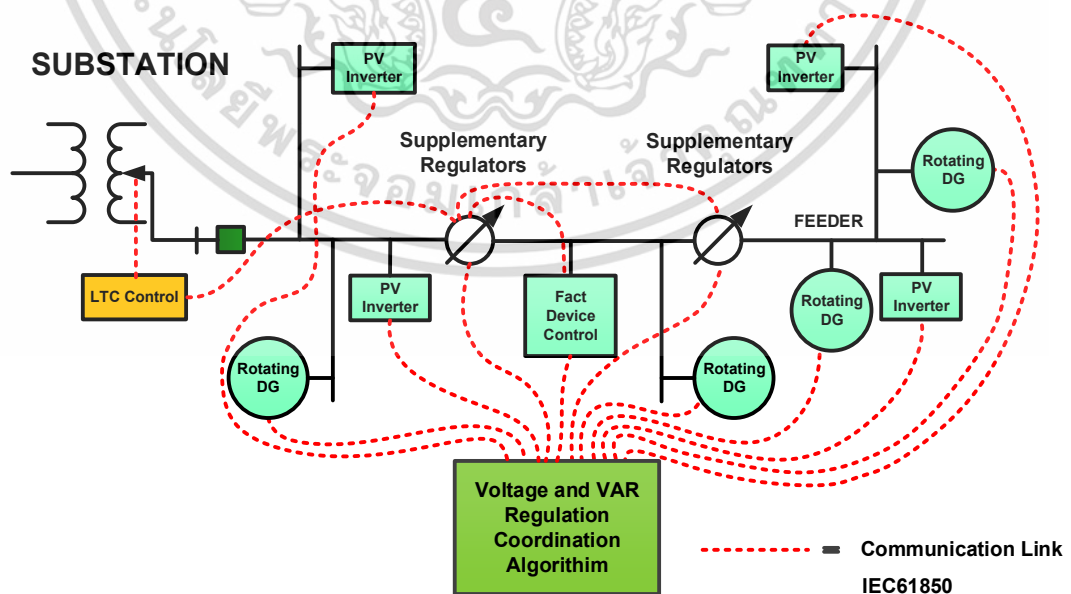
ของตลาด การเรียกเก็บเงินและการชำระบัญชี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.9 ระบบที่จำเป็นในการรองรับแหล่งทรัพยากรที่กระจายอยู่ทั่วไปที่มากขึ้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Volt-VAR control and optimization, VVC&O) เป็นการประยุกต์ความสามารถใหม่นอกเหนือจากตัวควบคุมเดี่ยวในแบบดั้งเดิมที่ให้ผลประโยชน์ที่สำคัญกับระบบจำหน่าย ในอนาคตอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Integrated volt and var optimization, VVO) จะมีอุปกรณ์สื่อสารข้อมูลแรงดันไฟฟ้ารวมอยู่ในซอฟต์แวร์แบบจำลองด้วยการตอบสนองแบบเวลาจริง ระบบสื่อสารนี้จะนำข้อมูลกลับมาจากเซนเซอร์ในระบบจำหน่าย ตัวควบคุมอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายที่สำคัญ คือ มิเตอร์อัจฉริยะ (AMI-smart meter) หรืออุปกรณ์อื่น ๆ ที่สามารถให้ข้อมูลเป็นแรงดันไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 การจัดการระบบแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.4.2 สถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติในระบบสมาร์ทกริด

สถานีย่อยอัตโนมัติ (Substation automation, SA) เป็นระบบที่มีการทำงานโดยตัวมันเองของระบบจ่ายไฟฟ้าโดยปราศจากผู้ปฏิบัติงานหรือช่างไฟฟ้า ประกอบด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligence electronic device, IED) ที่ติดตั้งเป็นโครงข่ายในระบบจำหน่าย ด้วยระบบการจัดการของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligence electronic device, IED) การควบคุมและการประยุกต์ใช้งานจึงจำเป็นอย่างมากสำหรับการพัฒนาขั้นสูง ยิ่งไปกว่านั้นยังสามารถประยุกต์ใช้งานร่วมกับสมาร์ทกริด เช่น อุปกรณ์ควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือน (Integrated voltage and var control, IVC) ฟังก์ชันการตรวจหาฟอลต์อัตโนมัติ (Fault detection isolation and restoration, FDIR) ระบบจำหน่ายอัตโนมัติ (Distribution automation, DA) และระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (Advance metering infrastructure, AMI) ตลอดจนเทคโนโลยีการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand response, DR) ที่มีฟังก์ชันในการทำงานที่เพิ่มขึ้นของสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยและสายป้อน การประยุกต์แนวใหม่เป็นการออกแบบโดยใช้สถาปัตยกรรมของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ ที่ใช้วิธีการเพิ่มฟังก์ชันแบบอัตโนมัติร่วมกับโครงสร้างของระบบสื่อสารสำหรับสายป้อนอัตโนมัติ และ AMI ที่สามารถอัพเดทข้อมูลไปยังเครือข่ายได้

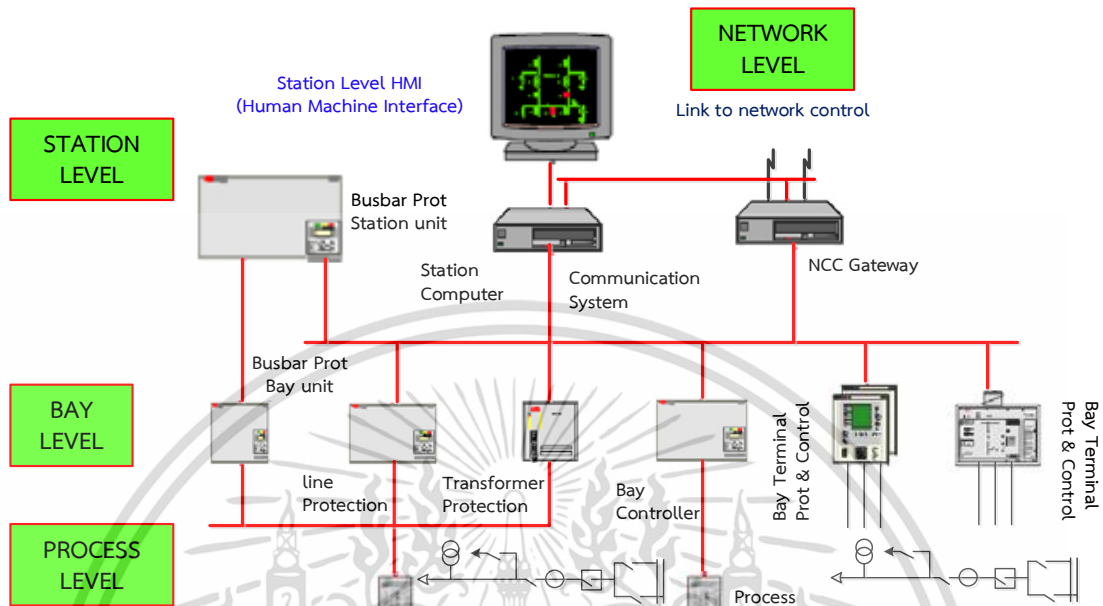
ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (SA) แบบดั้งเดิมจะมุ่งเน้นให้เป็นฟังก์ชันแบบอัตโนมัติ เช่น ระบบแสดงผล การควบคุม และระบบจัดเก็บข้อมูลภายในสถานีย่อย ขอบเขตที่ลิมิตนี้ช่วยให้การควบคุมมีประสิทธิภาพด้วยอุปกรณ์อัตโนมัติที่ติดตั้งอยู่ภายในสถานีย่อย แต่ไม่ได้ใช้ประโยชน์อย่างเต็มที่จากอุปกรณ์บนสายป้อนแบบอัตโนมัติ ด้วยการมาถึงของระบบสมาร์ทกริดแบบใหม่ที่คาดหวังสำหรับระบบจ่ายไฟฟ้าให้เป็นแบบอัตโนมัติขึ้น สถานีย่อยอัตโนมัติจึงได้มีการขยายตัวอย่างรวดเร็วด้วยการเพิ่มรีเลย์ควบคุมระบบคาปาซิเตอร์แบงก์ (Capacitor banks) และการปรับแรงดันตามสายป้อน การประยุกต์แบบใหม่นี้ถูกคาดหวังที่จะนำไปใช้งานร่วมกับแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายร่วมกับระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) และเทคโนโลยีการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า (DR)

ภาพรวมโดยทั่วไปของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (SA) โดยทั่วไประบบสถานีย่อยอัตโนมัติ มักจะถูกมองว่าฟังก์ชันการควบคุมและการป้องกันแยกจากกันภายในสถานีย่อย ถึงแม้ว่ามันจะมีโครงสร้างที่สำคัญคล้ายกันก็มักจะถูกพิจารณาให้แยกออกตามวัตถุประสงค์ของระบบอัตโนมัติ

ในอเมริกาเหนือสถานีส่งจ่ายไฟฟ้ามักจะทำหน้าที่โดยอัตโนมัติโดยการติดตั้งหน่วยควบคุมระยะไกล (Remote terminal units, RTU's) ถูกเชื่อมต่อเข้ากับระบบควบคุมส่วนกลาง (EMS /SCADA) ด้วยฮาร์ดแวร์ I/O ในสถานีย่อยทำให้มันเป็นอัตโนมัติมากขึ้น สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อยไม่ค่อยมีการเชื่อมต่อกับระบบควบคุมส่วนกลาง SCADA และไม่ค่อยให้ความสำคัญกับระบบอัตโนมัติ แม้จะมีประโยชน์กับระบบสายป้อนแบบอัตโนมัติ (Feeder automation, FA) ที่เป็นส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายอัตโนมัติ (Distribution automation, DA) ก็มักจะถูกมองไม่เห็นประโยชน์ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ จึงได้มีการเริ่มต้นในไม่กี่ปีที่ผ่านมาโดยการติดตั้งรีเลย์แบบดิจิทัล

(Numerical relays) ด้วยการรวบรวมข้อมูลจากรีเลย์ป้องกันและส่งข้อมูลไปที่ส่วนกลาง SCADA เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สามารถมองเห็นได้จากการควบคุมระยะไกล ระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติเป็นระบบที่สามารถประยุกต์ใช้งานแบบอัจฉริยะด้วยการเพิ่มความชาญฉลาดให้กับสถานีไฟฟ้าเมื่อได้รับการพัฒนาแล้ว [28] ดังแสดงในรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 โครงสร้างของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ

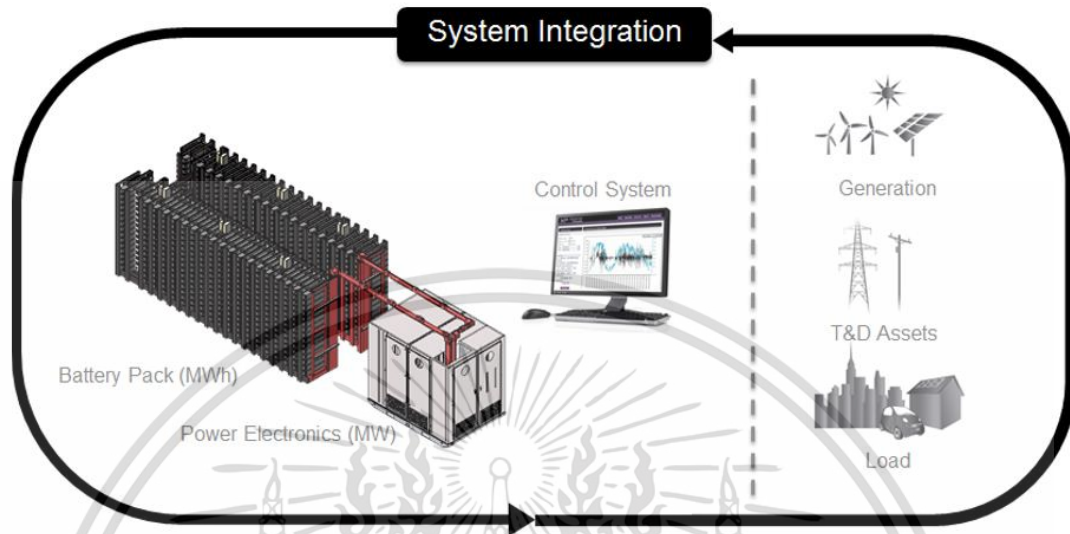
การทำงานในระบบนี้แม้จะมีระบบที่สามารถทำงานได้แบบอัตโนมัติ แต่เมื่อมีการต่อแหล่งจ่ายพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบเพิ่มมากขึ้นตามนโยบายของภาครัฐ ทำให้แรงดันที่มีการต่อแหล่งจ่ายพลังงานหมุนเวียนเข้ามาตำแหน่งนั้นสูงขึ้นได้ หากมีการสับคาปาซิเตอร์เข้ามาในระบบเพื่อชดเชยกำลังไฟรีแอกตีฟอาจทำให้มีแรงดันที่ปลายทางสูงเกินไป ซึ่งก่อให้เกิดผลเสียต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้เนื่องจากมีระดับแรงดันไฟฟ้าที่เกินความจำเป็น ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีระบบควบคุมแรงดัน และกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อควบคุมการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ชดเชยแรงดันใหม่ให้เหมาะสมและสอดคล้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเพื่อรักษาระดับแรงดันในระบบไฟฟ้าให้เป็นปกติ

## 2.5 ระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่

Grid-scale BESS ประกอบด้วย Battery bank, ระบบควบคุม, Power electronics interface สำหรับการแปลงผันกำลังไฟฟ้า ac-dc, วงจรป้องกัน, Balance of plant hardware, และหม้อแปลงเพื่อแปลงเอาต์พุต BESS เป็นระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบส่งหรือระบบจำหน่าย แต่หัวข้อนี้จะกล่าวถึงในหัวข้อย่อยด้านล่าง แผนภาพแนวคิดของ BESS อย่างง่ายแสดงในรูปที่ 2.12

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แบตเตอรี่ที่ใช้ในเชิงพาณิชย์มีหลากหลายประเภท การเลือกแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับการใช้งานนั้นมีความสำคัญต่อความปลอดภัย อายุการใช้งานของระบบ และเศรษฐศาสตร์ของโครงการ BESS [30]



รูปที่ 2.12 ส่วนประกอบของ BESS แบบบูรณาการเพื่อใช้ปรับปรุงการทำงานของระบบ

เซลล์แบตเตอรี่จำนวนมากมีการเชื่อมต่อแบบอนุกรมและแบบขนานเพื่อให้ได้ความจุที่ต้องการและแรงดันไฟฟ้าใช้งานของระบบ ในการชาร์จและดีสชาร์จแบตเตอรี่จากระบบการไฟฟ้า ระบบแปลงผันกำลังไฟฟ้า (Power conversion system, PCS) จะต้องทำการแปลงระหว่างกำลังไฟฟ้ากริด AC และกำลังไฟฟ้าแบตเตอรี่ DC การทำงานของ PCS จะต้องได้รับการควบคุมอย่างระมัดระวังเพื่อให้สามารถใช้งานแบตเตอรี่ได้อย่างปลอดภัยในขณะที่ต้องการประยุกต์ใช้กับโครงการสุดท้าย BESS จะมีความหลากหลายของความสมดุลของฮาร์ดแวร์ที่ออกแบบมาเพื่อรักษาอุณหภูมิและการไหลเวียนของอากาศที่ต้องการของส่วนประกอบของระบบในระหว่างการดำเนินการ เช่นเดียวกับการตรวจจับสนิท การดับไฟ และหน้าที่ด้านความปลอดภัยอื่น ๆ

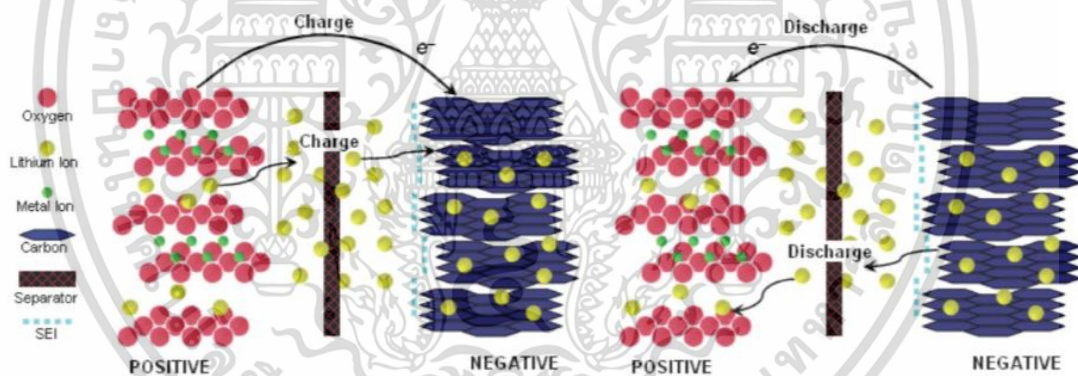
มีหลักคิดอยู่สองแนวทางเกี่ยวกับการปรับใช้เทคโนโลยี BESS ในระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า หนึ่งในนั้นคือการจัดเก็บข้อมูลส่วนกลางที่ระดับ MW ที่สถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย ค่าอื่น ๆ ต้องการเห็นระบบการจัดเก็บพลังงานขนาดเล็กที่กระจายอยู่บนตัวบ่อนระบบจำหน่าย เชื่อมต่อเครือข่ายเข้าด้วยกัน และควบคุมจากระยะไกลที่สถานีไฟฟ้าย่อย ข้อดีของการจัดเก็บแบบรวมศูนย์คือการเข้าถึงอุปกรณ์ไฟฟ้าสถานีย่อยและอุปกรณ์ SCADA ได้ง่าย แผนการควบคุมที่ง่ายขึ้น การประหยัดต่อขนาด (Economies of scale) ขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมจะแตกต่างกันไปในแต่ละ site to site และตามการประยุกต์ใช้งาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.5.1 ลิเทียมไอออนแบตเตอรี่

แบตเตอรี่ลิเทียมถูกสร้างขึ้นครั้งแรกในปี 1979 โดย John Goodenough และ K Mizushima ที่ Oxford University ในช่วงต้นแบตเตอรี่ลิเทียมนำมาชาร์จไฟใหม่จะมีปัญหาความร้อน อายุการใช้งาน และด้านความปลอดภัย การพัฒนาแบตเตอรี่ Lithium cobalt oxide กับ Carbon negative electrodes ที่ Sony ในปี 1990 เปิดตัวยุคใหม่ของแบตเตอรี่ลิเทียมที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในการใช้งานของผู้บริโภค ตั้งแต่นั้นมาพวกเขาได้เติบโตอย่างรวดเร็วในอุตสาหกรรมหลายพันล้านดอลลาร์ด้วยการใช้งานใน อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ เครื่องมืออุตสาหกรรม (Power tools) ยานพาหนะไฟฟ้า และกำลังเป็นที่นิยมมากขึ้นใน Grid-scale storage

หลายคนมักจะคิดว่ามีแบตเตอรี่ลิเทียมเพียงชนิดเดียว แต่ในความเป็นจริงแล้วคำอธิบายถึงตระกูลของเทคโนโลยีที่แตกต่างกันหลายสิบแบบ แต่ละแบบมีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกันไป โดยทั่วไปแบตเตอรี่จะโอนย้ายลิเทียมไอออนระหว่างโครงสร้างอิเล็กโทรดบวกซึ่งประกอบด้วยสารประกอบ lithium และ Transition metal compound และวัสดุอิเล็กโทรดลบมักทำจากคาร์บอน ปฏิกิริยานี้เป็นปฏิกิริยาแทรกที่แทรกลิเทียมไอออนระหว่างชั้นหรือเข้าไปใน Sites คั่นระหว่างบนอิเล็กโทรดและไม่ทำให้โครงสร้างทางเคมีของขั้วไฟฟ้าเสื่อมคุณภาพเมื่อ ชาร์จ/ดิสชาร์จ เหมือนกับแบตเตอรี่ตะกั่วกรดทำให้เกิดวงจรชีวิตที่ยาวนานขึ้น



รูปที่ 2.13 การแสดงกลไกการเกิดปฏิกิริยาลิเทียมไอออน [30]

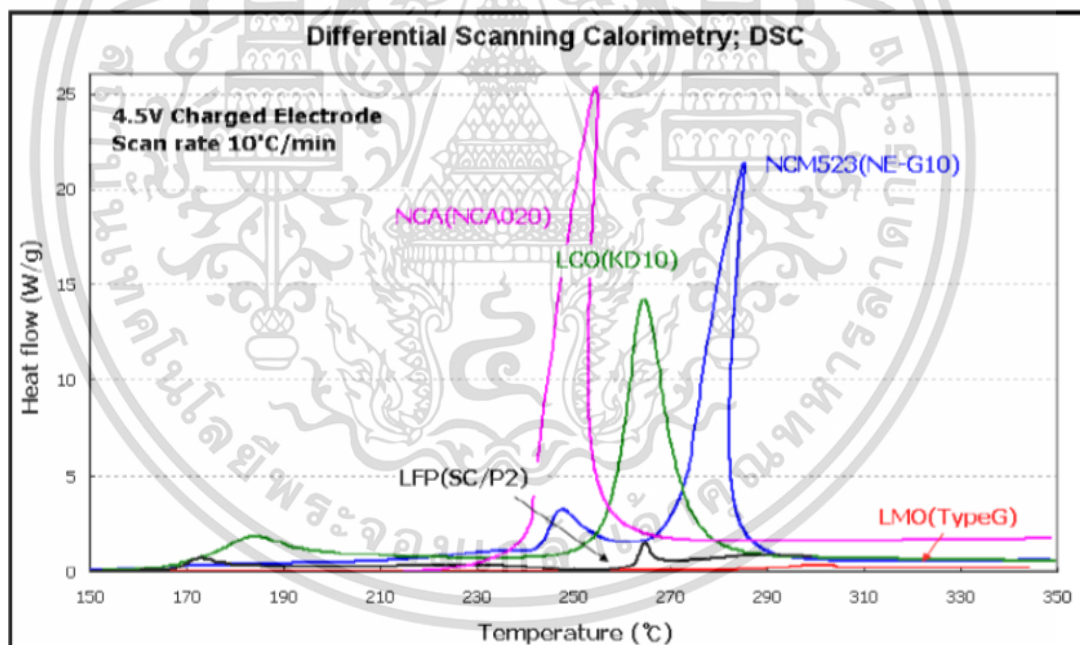
ภาพประกอบในรูปที่ 2.13 แสดงโครงสร้างและกลไกการทำงานของแบตเตอรี่ลิเทียมที่มีขั้วลบกราไฟท์ (Graphite,  $C_6$ ) ลิเทียมไอออนนั้นถูกแทรกเข้ามา (แทรก) เข้าไปในพื้นที่ที่มีอยู่ในโครงสร้างผลึกของขั้วบวกหรือขั้วลบซึ่งสัมพันธ์กับอิเล็กตรอนจำนวนหนึ่งที่ไหลผ่านวงจรภายนอก ภาพแสดงเลเยอร์ Solid-Electrolyte Interface (SEI) บนพื้นผิวของ Carbon negative ซึ่งเป็นเทคโนโลยีของ Sony ที่ทำให้เกิดการพัฒนา เลเยอร์ SEI ก่อตัวเป็นลบเมื่อชาร์จแบตเตอรี่เป็นครั้งแรก ป้องกันการเกิดปฏิกิริยาที่ไม่สามารถควบคุมได้ระหว่างประจุลบกับอิเล็กโทรไลต์

แบตเตอรี่ลิเทียมมีความเสี่ยงที่สำคัญสองประการที่ต้องลดลงโดยการเลือกใช้วัสดุ การออกแบบเซลล์หรือการออกแบบระบบ และการปิดผนึก ความเสี่ยงเหล่านี้คือความร้อนสูงเกินไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ซึ่งส่วนใหญ่ส่งผลกระทบต่อ Negative electrode และชาร์จไฟมากเกินไปซึ่งเกี่ยวข้องกับ Positive การพังทลายของ SEI เกิดขึ้นที่อุณหภูมิประมาณ 110 °C ส่งผลให้เกิดปฏิกิริยาที่ไม่สามารถควบคุมได้ ซึ่งเรียกว่า Thermal runaway ปฏิกิริยาที่ไม่สามารถควบคุมได้นั้นจะเกิดขึ้นระหว่างลิเทียมไอออน ของอิเล็กโทรดเชิงลบและอิเล็กโทรไลต์ซึ่งมักทำให้เกิดไฟไหม้ ขึ้นอยู่กับการเลือกใช้วัสดุอิเล็กโทรดใน เซลล์แบตเตอรี่ของการระบายความร้อนอาจแตกต่างกันอย่างมากด้วยแบตเตอรี่ที่ใช้ลิเทียมและ โคบอลต์ปลดปล่อยพลังงานมากขึ้นสู่สิ่งแวดล้อมในสถานการณ์ที่เลวร้ายที่สุดดังแสดงใน รูปที่ 2.14

อันตรายด้านความปลอดภัยที่สำคัญอื่น ๆ กับแบตเตอรี่ลิเทียมมาจากการอัดประจุ แบตเตอรี่ซึ่งตั้งลิเทียมไอออนจำนวนมากจากแคโทดที่โครงสร้างผลึกไม่เสถียร วัสดุอิเล็กโทรดเชิงบวก (Positive electrode materials, LMO or LFP) บางชนิด สามารถทนต่อปรากฏการณ์นี้ได้โดย อดเนื่องเนื่องจากคุณสมบัติของแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วเมื่อแบตเตอรี่เต็ม ซึ่งจะป้องกัน ไม่ให้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์สำหรับการชาร์จบังคับให้ใช้กระแสเพิ่มเติมใด ๆ แบตเตอรี่ที่ไม่มี คุณสมบัติแรงดันไฟฟ้านี้ต้องใช้วงจรภายนอกเพื่อป้องกันการชาร์จไฟเกินที่อาจทำลาย (NCA, LCO, NCM ฯลฯ)



รูปที่ 2.14 การกระจายความร้อนระหว่าง thermal runaway สำหรับลิเทียมเคมีหลายชนิด

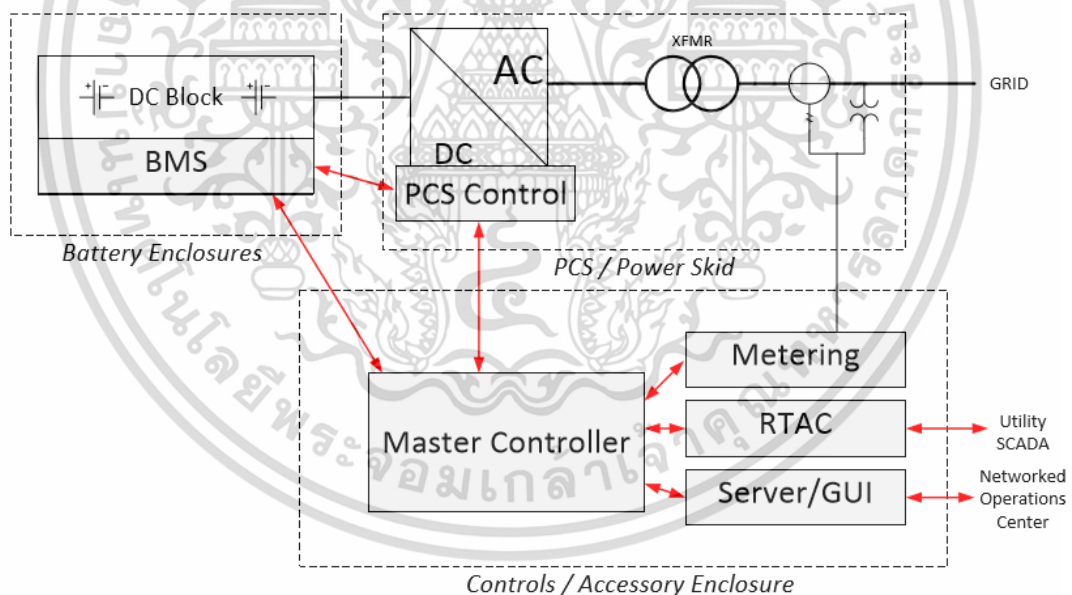
ใน Grid-scale storage แบตเตอรี่ลิเทียมที่มีความหนาแน่นต่ำ อายุการใช้งานที่ยาวนาน และความปลอดภัยในตัวจะถูกเลือกมากกว่าประเภททั่วไปในอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์พกพาที่มีความหนาแน่นพลังงานสูง ประเภทลิเทียมชั้นนำใน Grid-scale storage คือ ลิเทียมแมงกานีส ออกไซด์ (Lithium manganese oxide, LMO) ลิเทียมไอออนฟอสเฟต (Lithium iron phosphate, LFP) ลิเทียมนิกเกิลโคบอลต์อลูมิเนียมออกไซด์ (Lithium nickel cobalt aluminum oxide, NCA) และ ลิเทียมไททานเตต (Lithium titanate, LTO)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้สำหรับการใช้ในแวดวงวิชาการเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.5.2 ระบบจัดการแบตเตอรี่

ระบบจัดเก็บแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ต้องทำให้เกินสมดุลในระหว่างการใช้งานไปใช้งานตามเป้าหมายที่ต้องการ ขณะเดียวกันก็ต้องแน่ใจว่าส่วนประกอบของระบบทั้งหมดนั้นทำงานได้อย่างปลอดภัยภายในพารามิเตอร์การออกแบบ (โดยทั่วไป คือ แรงดัน กระแสไฟฟ้า และอุณหภูมิที่เกี่ยวข้อง) และการควบคุมการชาร์จ/ดิชาร์จแบตเตอรี่จนอายุการใช้งานแบตเตอรี่ยาวนานที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาจะลดลงเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดทั้งหมดเหล่านี้จำเป็นต้องใช้ การวัดหลายชั้น การประเมินสถานะ และข้อเสนอแนะระหว่างอุปกรณ์ต่าง ๆ เพื่อให้บรรลุเป้าหมายเหล่านี้

ฟังก์ชันบล็อกของระบบควบคุมสามารถแยกออกเป็นระบบจัดการแบตเตอรี่ (Battery management system, BMS) ชุดตัวควบคุม PCS ตัวควบคุมต้นแบบหลัก (Plant master controller) บล็อกเหล่านี้แสดงไว้ในรูปที่ 2.15 ด้านล่างถัดจากองค์ประกอบทางกายภาพของ BESS ที่จะต้องรับผิดชอบในการเชื่อมต่อ ฟังก์ชันที่แตกต่างอาจถูกยกตัวอย่างเช่นแอปพลิเคชันต่าง ๆ ในคอมพิวเตอร์อุตสาหกรรมเดียวสำหรับระบบง่าย ๆ หรือสามารถแยกออกเป็นอุปกรณ์ที่ไม่ต่อเนื่องหลายตัวที่สื่อสารผ่านสายเคเบิลหรือเส้นใยแก้วนำแสงในระบบที่มีขนาดใหญ่และซับซ้อนกว่า แต่ละบล็อกการทำงานเหล่านี้อธิบายไว้ด้านล่าง



รูปที่ 2.15 ตัวอย่างไดอะแกรมสถาปัตยกรรมระบบควบคุมสำหรับ Grid-tied BESS เส้นสีแดงแสดงการไหลของข้อมูลระหว่างอุปกรณ์

ดังนั้น BMS หมายถึงระบบการจัดการแบตเตอรี่หรือระบบการตรวจสอบแบตเตอรี่ ขึ้นอยู่กับว่ามันมีฟังก์ชันการควบคุมหรือไม่ ข้อกำหนดที่แน่นอนของ BMS ขึ้นอยู่กับแบตเตอรี่และผู้ผลิต Grid-scale batteries ส่วนใหญ่ได้พัฒนา BMS ในบ้านที่ปรับให้เหมาะสมกับความต้องการของแบตเตอรี่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 1) BMS functions - Monitoring

ไม่คำนึงถึงแบตเตอรี่ BMSs ทั้งหมดจะวัดแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟ และ อุณหภูมิสำหรับก้อนแบตเตอรี่โดยรวม เช่นเดียวกับแต่ละเซลล์หรือโมดูลแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า และอุณหภูมิตามความจำเป็น

### 2) BMS functions – SOC and other parameter estimation

BMS จะใช้การวัดเหล่านี้เพื่อการคำนวณหรือประมาณค่าพารามิเตอร์สำคัญอื่น ๆ ที่จำเป็นสำหรับการทำงานของแบตเตอรี่ พารามิเตอร์โดยประมาณเหล่านี้รวมถึง:

2.1 สถานะการอัดประจุของแบตเตอรี่ (State of charge, SOC) : พลังงานที่จัดเก็บในแบตเตอรี่คิดเป็นเปอร์เซ็นต์ของความจุพลังงานสูงสุดหรืออัตราความจุพลังงาน

2.2 สถานะของสุขภาพ (State of health, SOH) : ความจุพลังงานของแบตเตอรี่โดยปกติแล้วจะเป็นเปอร์เซ็นต์ของอัตราความจุที่กำหนดใหม่ SOH จะลดลงอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของแบตเตอรี่และเมื่อแบตเตอรี่เหลือน้อยพอจะต้องเปลี่ยนแบตเตอรี่ใหม่

2.3 ข้อจำกัดการดำเนินงานตามเวลาจริง (Real-time operational limits) เช่น :

- กำลังไฟฟ้การชาร์จ/การดิสชาร์จสูงสุดในทันที
- กระแสไฟฟ้การชาร์จ/การดิสชาร์จสูงสุดในทันที
- แรงดันไฟฟ้การชาร์จ/การดิสชาร์จสูงสุดในทันที

2.4 เวลาหรือรอบจนกว่าค่าบำรุงรักษาหรือการตรวจสอบที่จำเป็นครั้งต่อไปการประมาณค่าพารามิเตอร์เป็นฟังก์ชันที่สำคัญ โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับสถานการณ์อัดประจุของแบตเตอรี่ หาก SOC นั้นไม่ถูกต้องก็อาจเป็นไปได้ว่าพลังงานจะหมดเร็วเกินไปที่จะปล่อยออกมาหรือบ่งชี้ถึงชาร์จแบตเตอรี่มากเกินไป ทั้งสองอย่างนี้จะส่งผลให้ประสิทธิภาพของระบบแย่งจากมุมมองของผู้ให้บริการหรือลูกค้า ในทางปฏิบัติอาจเป็นเรื่องยากมากที่จะหาค่า SOC อย่างแม่นยำตลอดระยะเวลาการทำงานหลายชั่วโมงเนื่องจากความท้าทายต่อไปนี้:

- เซ็นเซอร์มีข้อบกพร่อง มีปัญหาเรื่องเสียงรบกวนและการสอบเทียบที่มีผลต่อการวัดและการคำนวณ

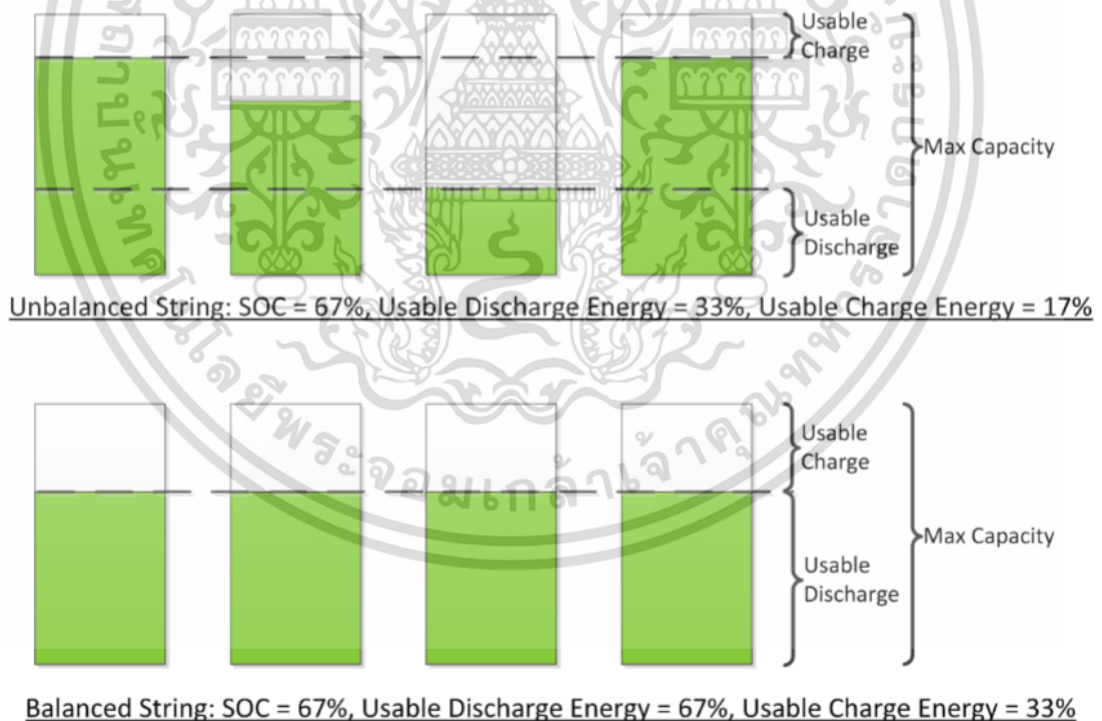
- ประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน DC เป็นพลังงานที่เก็บไว้นั้นไม่สมบูรณ์และเป็นฟังก์ชันตัวแปรของพารามิเตอร์เช่น SOC, SOH, อุณหภูมิ, ความต้านทานภายในแบตเตอรี่

เป็นผลให้มีหลายวิธีในการประเมิน SOC ในวรรณกรรมและสิ่งนี้ยังคงเป็นพื้นที่สำคัญของการวิจัยและพัฒนาสำหรับ บริษัท ที่ทำอุปกรณ์ BMS นำเสนอภาพรวมของสถานะของเทคโนโลยีและการแลกเปลี่ยนวิธีการต่าง ๆ

### 3) BMS functions – Battery balancing

ความแตกต่างเล็กน้อยระหว่างแบตเตอรี่จะส่งผลให้ประสิทธิภาพการชาร์จแตกต่างกันและอัตราการคายประจุด้วยตนเอง (Self-discharge rates) และเมื่อเวลาผ่านไปหมายถึงความแตกต่างที่วัดได้ใน SOC เมื่อเชื่อมต่อแบตเตอรี่จำนวนมากในแบบอนุกรมเป็นสิ่งสำคัญที่จะต้องรักษาแต่ละเซลล์ด้วย SOC ที่คล้ายกันกับแบตเตอรี่ที่อยู่รอบ ๆ เพราะว่าการชาร์จมากเกินไปหรือการดิสชาร์จมากเกินไปอาจทำลายอายุการใช้งานของแบตเตอรี่และอาจเป็นอันตรายต่อความปลอดภัยได้ ดังนั้นความสามารถในการคายประจุที่สามารถใช้งานได้ของ String แบตเตอรี่อนุกรมจะเท่ากับของแบตเตอรี่ที่มี SOC ต่ำสุดและความจุในการชาร์จเท่ากับของแบตเตอรี่ที่มี SOC สูงสุด การดูแลรักษา SOC เท่าเทียมกันทั่ว String ของแบตเตอรี่จะเรียกว่าสมดุลแบตเตอรี่ (Battery balancing) รูปที่ 2.16 แสดงผลของความไม่สมดุลของแบตเตอรี่ต่อความสามารถในการใช้งานของระบบ

แบตเตอรี่บางตัวสามารถรับการชาร์จไฟเกินได้โดยไม่เกิดอันตราย โดยเฉพาะแบตเตอรี่ที่มีอิเล็กโทรไลต์และปฏิกิริยาที่เป็นน้ำและแบตเตอรี่เหล่านี้สามารถปรับสมดุลโดยใช้ค่าบำรุงรักษาที่ยาวนานซึ่งเท่ากับแบตเตอรี่ทั้งหมดที่ SOC 100% สำหรับแบตเตอรี่ลิเธียมและตะกั่วกรดส่วนใหญ่ไม่ใช่วิธีที่ปลอดภัยและวางจรรยาบรรณของแบตเตอรี่จะต้องรวมเข้ากับ BMS วงจรปรับสมดุลแบ่งออกเป็นสองประเภทคือ Passive และ Active



รูปที่ 2.16 ภาพประกอบของสมดุลแบตเตอรี่ [30]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.1) วงจรสมดุลแบบพาสซีฟ (Passive balancing) ใช้ตัวต้านทานแบบ Shunt เป็นสวิตช์ไปสัมผัสกับขั้วไฟฟ้าเพื่อคายประจุแบตเตอรี่ที่มี SOC สูงลงไปยังระดับข้างเคียง นี่คือการที่ใช้ต้นทุนต่ำและง่ายที่สุดในการปรับสมดุลและใช้กันอย่างแพร่หลาย ข้อเสียเปรียบคือพลังงานที่เก็บไว้จะถูกกระจายไปสู่ความร้อนซึ่งประสิทธิภาพของระบบลดลงและอาจส่งผลเสียต่อระบบเศรษฐศาสตร์

3.2) วงจรสมดุลแบบแอคทีฟ (Active balancing) ใช้สวิตช์และอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังไฟฟ้าที่เรียบง่าย พลังงานสามารถเคลื่อนย้ายได้ด้วยการสูญเสียเล็กน้อยจากสถานะการอัดประจุของแบตเตอรี่สูงจนถึงแบตเตอรี่อื่น ๆ ใน String ที่มีสถานะการอัดประจุของแบตเตอรี่ต่ำ วิธีการนี้ส่งผลให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพลดการกระจายความร้อนในระบบน้อยลง และในบางกรณีอาจส่งผลให้เกิดความสมดุลของระบบที่ไม่สมดุลได้เร็วขึ้น ข้อเสียคือต้นทุนระบบและความซับซ้อนที่เพิ่มขึ้น

## 2.6 บทสรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอถึงวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย ซึ่งกล่าวถึงแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลัง ปัญหาการไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอและการเปลี่ยนแปลงความถี่ของระบบเมื่อนำแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เช่น แหล่งกำเนิดไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ เชื่อมต่อเข้ากับระบบเป็นจำนวนมาก รวมถึงไมโครกริด ลักษณะโครงสร้างของไมโครกริดที่สำคัญ การควบคุมกำลังไฟฟ้า ลักษณะและคุณสมบัติของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน ระบบจัดการแบตเตอรี่ ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออายุการใช้งานแบตเตอรี่ การใช้งานแบตเตอรี่ที่เหมาะสม ระบบจัดการแบตเตอรี่ สถานะของการอัดประจุแบตเตอรี่ และการเชื่อมต่อแบบอนุกรมที่เกี่ยวข้อง ซึ่งการนำแบตเตอรี่ไปใช้เป็นแหล่งสะสมพลังงานตามความต้องการ ในการชาร์จและดิสชาร์จจำเป็นต้องทราบถึงคุณลักษณะต่าง ๆ รวมทั้งข้อจำกัดเหล่านี้ เพื่อที่จะสามารถพัฒนาด้านระบบการควบคุมและจัดการแบตเตอรี่ที่เหมาะสมได้ซึ่งจะนำเสนอในบทต่อไป

## บทที่ 3

# การควบคุมแบบแอกทีฟซิงโครไนซ์ของไมโครกริด

### 3.1 บทนำ

จากการศึกษาทฤษฎีเกี่ยวกับการควบคุมแบบแอกทีฟซิงโครไนซ์ของไมโครกริด ซึ่งไมโครกริดเป็นการรวมตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหลายตัว (DGs) เช่น แหล่งพลังงานหมุนเวียน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไป และระบบจัดเก็บพลังงานที่ให้ทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน โดยปกติแล้วไมโครกริดจะทำงานคู่ขนานกับระบบไฟฟ้าหลัก อย่างไรก็ตามมีบางกรณีที่ไม่โครกริดทำงานในโหมด Isolated หรืออยู่ในสถานะไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบ นอกจากนี้ Isolated ไมโครกริดสามารถเปลี่ยนโหมดการทำงานเพื่อเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อใหม่กับระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งเรียกว่า “การซิงโครไนซ์” อย่างไรก็ตามการซิงโครไนซ์ไมโครกริดที่ทำงานกับ DGs และโหลดหลายตัวไม่สามารถควบคุมได้โดย synchronizer แบบดั้งเดิม ซึ่งเป็นสิ่งจำเป็นในการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายตัวและระบบจัดเก็บพลังงานในลักษณะการประสานงานสำหรับการซิงโครไนซ์ของไมโครกริด ในส่วนนี้ คือ ไม่ใช่ปัญหาง่าย ๆ เนื่องจากไมโครกริดประกอบไปด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังพื้นฐาน (Power electronics-based) ของ DGs หลายตัวและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับที่ผลิตพลังงานร่วมกัน งานวิจัยนี้เสนอรูปแบบการควบคุมการซิงโครไนซ์ที่ใช้การควบคุมแบบประสานงานกับ เครือข่ายฐาน (Network-base) ของหลาย DGs จากผลการจำลองโดยใช้แบบจำลอง Simulink dynamic models แสดงให้เห็นว่ารูปแบบที่ใช้กับไมโครกริดมีการเชื่อมต่อใหม่กับระบบไฟฟ้าที่เชื่อถือได้ วิธีการที่นำเสนอนี้ได้รับการตรวจสอบความถูกต้อง โดยใช้กรณีทดสอบกับการตั้งค่าการทดลองของโรงต้นแบบไมโครกริดในทางปฏิบัติ ซึ่งถือว่าเป็นส่วนประกอบที่สำคัญส่วนหนึ่งในการวิจัยและพัฒนาการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของไมโครกริดสำหรับการใช้งานจริง

### 3.2 การควบคุมแบบแอกทีฟซิงโครไนซ์

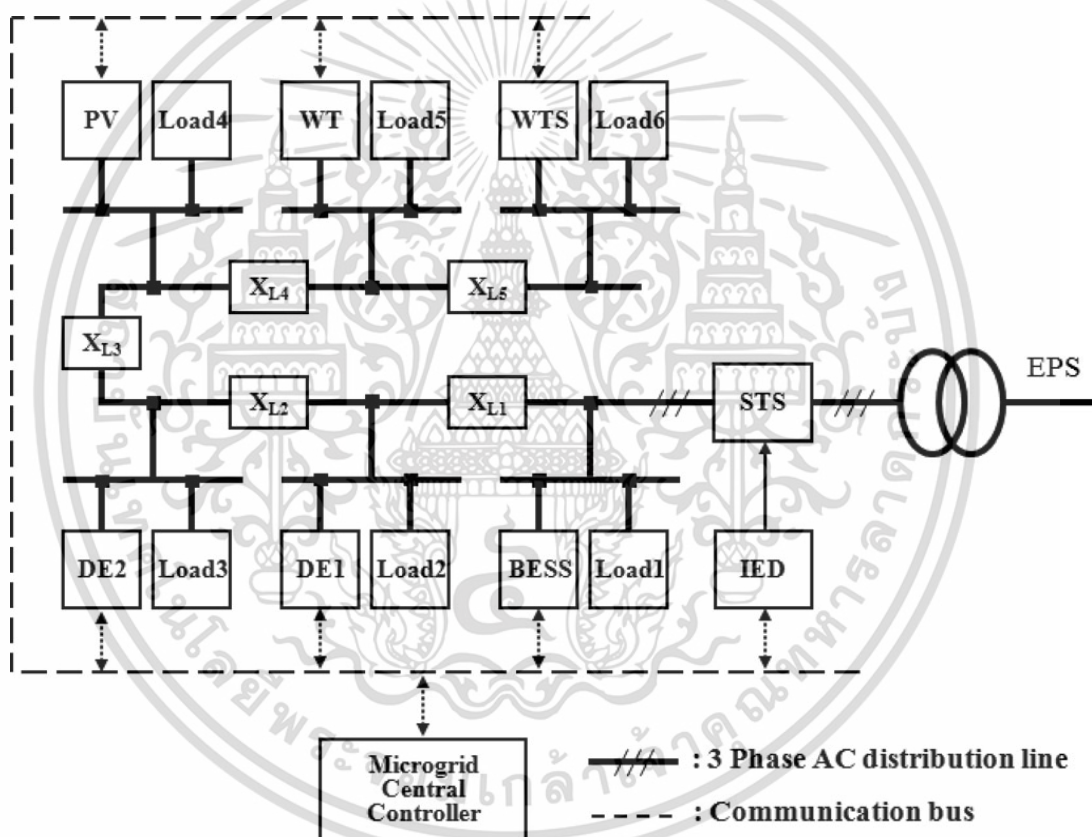
เนื้อหาส่วนนี้ จะอธิบายเกี่ยวกับระบบควบคุมแบบแอกทีฟซิงโครไนซ์ไมโครกริด การควบคุมแอกทีฟซิงโครไนซ์ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายเครื่องสามารถปรับแรงดันไฟฟ้าและความถี่ของไมโครกริดได้อย่างต่อเนื่องในการทำงานพร้อมกับ EPS

#### 3.2.1 โรงต้นแบบไมโครกริด

เพื่อทดสอบและตรวจสอบพฤติกรรมของระบบไมโครกริดที่ซับซ้อน โรงต้นแบบไมโครกริดได้รับการพัฒนาในห้องปฏิบัติการ ขนาดของระบบมีขนาดเล็กกว่าไมโครกริดที่ใช้งานจริง ดังรูปที่ 3.1 แสดงการกำหนดขนาดของโรงต้นแบบไมโครกริด โรงต้นแบบไมโครกริดเชื่อมต่อกับ EPS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยหม้อแปลงแบบ Step-up ผ่านอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligent electronic device, IED) และสวิตช์โอนย้ายแบบคงที่ (Static transfer switch, STS) ที่ควบคุมการเชื่อมต่อระหว่างสองระบบ ระบบไมโครกริดประกอบด้วยสายป้อนเดี่ยวแรงต่ำ โดยสายส่งจะถูกจำลองด้วยสายอิมพีแดนซ์ ( $X_{L1}$ – $X_{L5}$ ) ซึ่งมีค่าแตกต่างกันขึ้นอยู่กับความยาวของสาย ที่ตำแหน่งที่แตกต่างกันหกตำแหน่งในระบบจำหน่ายไมโครกริดนี้จะมีโหลดไฟฟ้า แหล่งพลังงานที่ควบคุมได้ของไมโครกริด คือ ระบบจัดเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (BESS) และเครื่องยนต์ดีเซล (DE1, DE2) แหล่งผลิตไฟฟ้า DGs กับแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ไม่สามารถควบคุมได้ ประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) กังหันลม (WT) และกังหันลมจำลอง (WTS) กังหันลมจำลองจะเลียนแบบ WT โดยใช้ชุด Motor-generator (M-G) เพื่อสร้างผลลัพธ์ที่สอดคล้องและทำซ้ำได้ในกรณีที่ไม่มีลม [5]

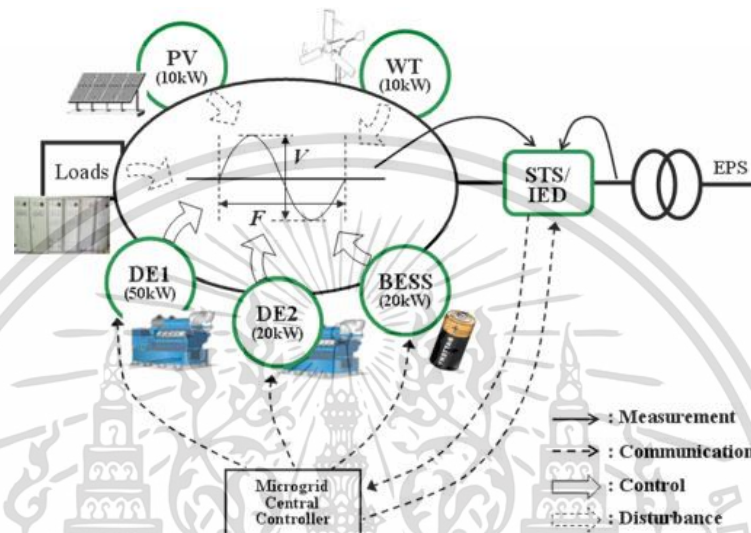


รูปที่ 3.1 โครงสร้างของโรงต้นแบบไมโครกริด

### 3.2.2 โครงการพื้นฐานสำหรับการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์

รูปที่ 3.2 แสดงรูปแบบพื้นฐานและสัญญาณการไหลของระบบควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ ศูนย์กลางการควบคุมไมโครกริด (Microgrid central controller, MCC) เป็นตัวควบคุมส่วนกลางสำหรับการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ เนื่องจากส่วนประกอบมีการกระจายในวงกว้าง การควบคุมการซิงโครไนซ์ที่เสนอจึงทำงานโดยใช้เครือข่ายการสื่อสาร ที่อันดับแรก MCC จะตัดสินใจโหมดการทำงานของระบบตามสถานะของการเชื่อมต่อ EPS ที่ IED/STS ตรวจสอบและจะส่งคำสั่งเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โหมดการทำงานไปยัง DG ที่สามารถควบคุมได้ MCC ยังรับสัญญาณอนาล็อกจาก IED จากนั้นคำนวณและกระจายคำสั่งควบคุมโดยใช้อัลกอริทึมการควบคุมการชิ่งโครไนซ์ที่ใช้งานอยู่ ซึ่งจะส่งคำสั่งไปยัง DGs ที่สามารถควบคุมได้เพื่อควบคุมความถี่และแรงดันไฟฟ้าของไมโครกริด ในระหว่างนี้พลังงานหมุนเวียน DGs ทำงานตามปกติในโหมดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum power point tracking mode) ที่เพิ่มประสิทธิภาพการผลิตให้สูงสุด ซึ่งจะไม่สามารถควบคุมได้จากระยะไกล แต่มันจะทำหน้าที่เป็นตัวรบกวนในการรักษาแรงดันไฟฟ้าและความถี่ของระบบให้คงที่



รูปที่ 3.2 โครงการพื้นฐานของการควบคุมแบบแอคทีฟชิ่งโครไนซ์

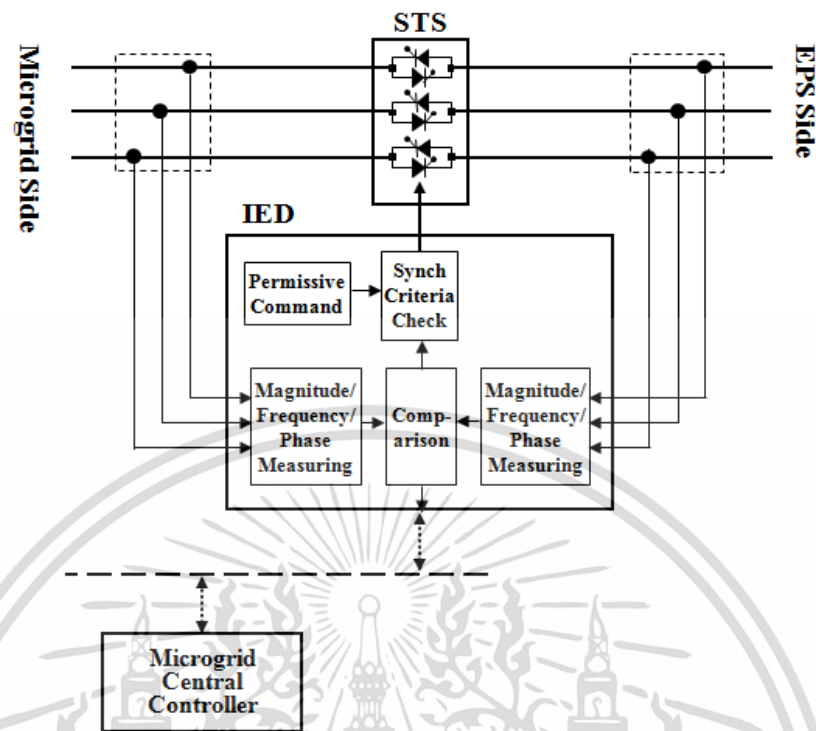
### 3.2.3 การวัดเกณฑ์การชิ่งโครไนซ์และการควบคุมสวิตช์

รูปที่ 3.3 แสดงคำอธิบายและรายละเอียดเพิ่มเติมของ IED/STS ในรูปที่ 3.1 IED มีหน้าที่ในการวัดสัญญาณสำหรับเกณฑ์การชิ่งโครไนซ์และควบคุม STS เพื่อสลับสวิตช์ ON/OFF การเชื่อมต่อดังที่แสดงในรูป IED จะตรวจจับแรงดันไฟฟ้าสามเฟสของแต่ละด้านและคำนวณ ขนาดความถี่ และเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่กำหนดเกณฑ์การชิ่งโครไนซ์ มีการเปรียบเทียบสัญญาณของทั้งสองด้านและผลลัพธ์จะถูกส่งไปยัง MCC ผ่านเครือข่าย ในขณะที่เดียวกันเมื่อต้องการเชื่อมต่อกับ EPS อีกครั้ง MCC จะส่งคำสั่งอนุญาตไปยัง IED คำสั่งที่อนุญาตให้ IED เปิดใช้งาน STS เมื่อผลลัพธ์การเปรียบเทียบตรงตามเกณฑ์การชิ่งโครไนซ์

ปัจจัยที่สำคัญที่สุดในเกณฑ์การวัดการชิ่งโครไนซ์ คือ การวัดเฟส และความถี่ มีการเสนอวิธีการต่าง ๆ ในการวัดความถี่ ภายใต้ Harmonics และ Noises [31-33] Cho et al [34] เสนอวิธีการวัดใหม่และเรียบง่ายที่ให้การวัดที่แม่นยำของเกณฑ์การชิ่งโครไนซ์ ซึ่งจะนำวิธีการวัดกรอบอ้างอิง Transformation-based มาใช้สำหรับการวัดความแตกต่าง มุม-เฟส ในบทความนี้ ไมโครกริดนั้นขึ้นอยู่กับความไม่สมดุลของเฟสต่อเฟสเนื่องจากมีโหลดเฟสเดียวและหน่วย DG [3] ดังนั้นความไม่สมดุลระหว่างสัญญาณที่ถูกวัดควรจะแก้ไขเพื่อให้แน่ใจว่าการดำเนินการเหมาะสม ซึ่งจะนำมาใช้ในการปรับสัญญาณเพื่อชดเชยความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า [34] วิธีการวัดถูกนำมาใช้ใน

การวัดบล็อกของ IED.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



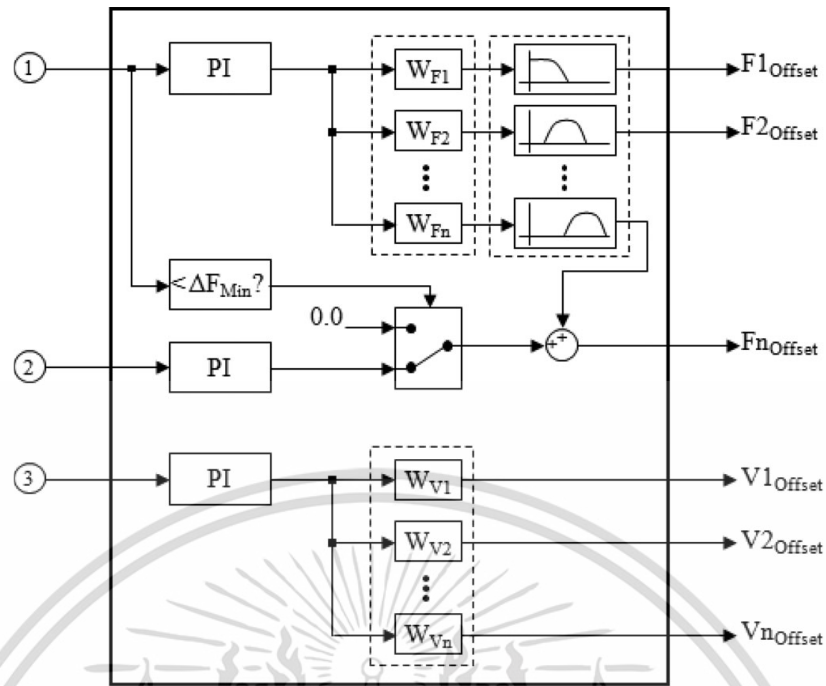
รูปที่ 3.3 ฟังก์ชันของ IED/ST

### 3.2.4 แผนการควบคุมสำหรับแอคทีฟซิงโครไนเซชัน

ด้านการควบคุมและการใช้งานของไมโครกริดได้รับการตรวจสอบใน [3] ไมโครกริดได้ถูกควบคุมอย่างสมบูรณ์ ใช้วิธีการลำดับชั้นหลายระดับที่เชื่อมการควบคุมแบบกระจายและควบคุมแบบแยกศูนย์ [3, 35, 36] ระดับ Local ของ DG ระดับไมโครกริด และระดับตลาดพลังงานถือเป็นระดับการควบคุมระดับแรก ระดับสอง และระดับสาม ตามลำดับ [35] การควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ในบนี้จะเทียบเท่ากับระดับที่สอง เพื่อกู้คืนแรงดันและความถี่ที่เกิดจากการควบคุมแบบ Droop

รูปที่ 3.4 แสดงโครงสร้างของอัลกอริทึมการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ในการดำเนินการใน MCC อัลกอริทึมจะสร้างสัญญาณคำสั่ง ความถี่/แรงดัน Offset สำหรับควบคุม DG หลายตัว ทางด้านซ้ายของรูปแสดงให้เห็นว่าสัญญาณอินพุตทั้งสามจะถูกส่งมาจาก IED ผ่านเครือข่ายการสื่อสาร ทั้งสามสัญญาณคือความแตกต่างระหว่างด้านไมโครกริดและด้าน EPS ประกอบด้วย (1) ความถี่ (2) เฟส (3) แรงดันไฟฟ้า ตามลำดับ วัตถุประสงค์หลักของการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ คือ การทำให้สัญญาณเหล่านี้มีขนาดเล็กที่สุดให้ตรงตามเกณฑ์การซิงโครไนซ์ การควบคุม DG หลายแหล่ง สามารถทำได้โดยปรับตั้งค่าความถี่และแรงดัน เพราะฉะนั้น ด้วยสัญญาณที่ต่างกัันนี้ MCC จะสร้างสัญญาณความถี่และแรงดัน Offset สำหรับ DG แต่ละแหล่งและจะส่งสัญญาณเหล่านั้นกระจายผ่านทางเครือข่ายการสื่อสาร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



### Microgrid Central Controller

รูปที่ 3.4 นำเสนออัลกอริทึมสำหรับการควบคุมแบบแอดทีฟซิงโครไนซ์

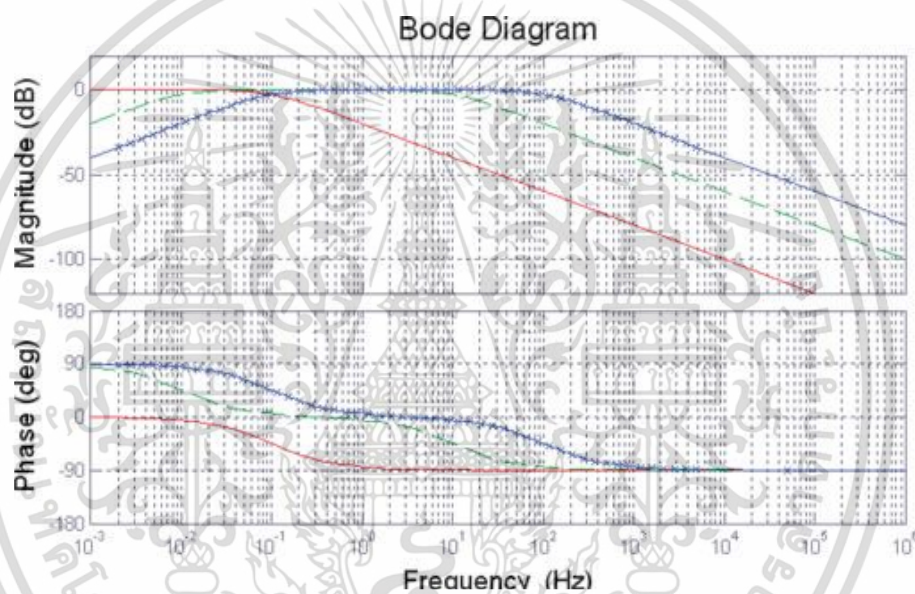
ความถี่ที่แตกต่างกันมีสาเหตุมาจากความขัดแย้งกันของความเร็วการหมุนระหว่างไมโครกริดและ EPS การลดช่องว่างที่แตกต่างกัน สัญญาณการควบคุมจะถูกสร้างขึ้นผ่านตัวควบคุม (PI) สัญญาณจะถูกถ่วงน้ำหนักด้วยปัจจัยถ่วงน้ำหนักแล้วกระจายไปยัง DGs ผ่านการกรองความถี่ที่เหมาะสมสำหรับตัวอย่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้า Fuel cell ซึ่งต้องใช้เวลานานมากต่อการเปลี่ยนเอาต์พุตของมัน มันจะมีผลตอบสนองสำหรับย่านความถี่ต่ำโดยการใช่วงจรกรอง Low-pass filter เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจะ Charge ด้วยย่านความถี่กลางด้วยการใช่วงจรกรอง Band-pass filter แบตเตอรี่ BESS ซึ่งมีการตอบสนองที่รวดเร็วควบคุมด้วยย่านความถี่ที่สูงกว่า เนื่องจากระบบไม่มี fuel cell ในโรงต้นแบบไมโครกริด เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่มีกำลังการผลิตขนาดใหญ่ (50 kW) จะถูกใช้กับย่านความถี่ต่ำที่สุด และเครื่องยนต์ดีเซล (20 kW) และ BESS ทำการชาร์จด้วยย่านความถี่ค่ากลาง และย่านความถี่สูง ตามลำดับ

ถึงแม้ว่าความถี่จะตรงกันอย่างสมบูรณ์ สวิตช์ก็ไม่สามารถ turned ON ได้ถ้ามีเฟสที่แตกต่างกัน เฟสที่แตกต่างกันจะไวต่อการเปลี่ยนแปลงทางเอาต์พุตของ DG ดังนั้นจึงเป็นวิธีที่ดีที่นิยมจัดการกับ DG ที่มีการตอบสนองแบบไดนามิกตลอดเวลา การติดตั้ง DG แต่ละแห่งจะมีความน่าเชื่อถือได้สำหรับการควบคุมเฟสที่ต่างกัน ซึ่งเป็นวิธีการแก้ปัญหาที่ดี อย่างไรก็ตาม การควบคุมเฟสที่ต่างกันไม่ควรดำเนินการเมื่อความถี่ที่แตกต่างกันมีขนาดใหญ่มากเกินไป ถ้าดำเนินการมันจะเข้าไปรบกวนการควบคุมความถี่ที่แตกต่างกันและจะส่งผลอย่างคาดเดาไม่ได้ เพราะฉะนั้นในรูปที่ 3.4 สัญญาณเฟสที่แตกต่างกันจะถูกทำให้เป็นศูนย์ โดยชุดวงจรเลือก Selective circuit unit จนกว่าค่าความถี่ที่แตกต่างกันจะกลายเป็นขนาดเล็กพอ หลังจากนั้นสัญญาณเฟสที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

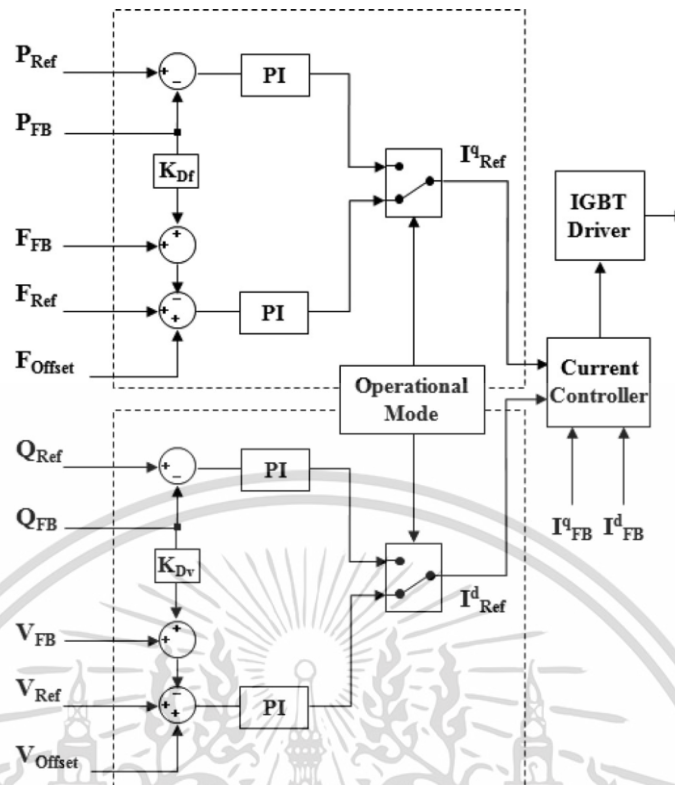
แตกต่างกันจะถูกป้อนเข้าตัวควบคุม PI และถูกเพิ่มด้วยสัญญาณควบคุมความถี่เพื่อให้ความผิดพลาดน้อยลง ถ้าเราพิจารณาความสำคัญจากจุดยืนของ DG จะเชื่อถือได้สำหรับการควบคุมเฟสและความถี่ของทั้งสอง การควบคุมการ Charge ของ DG จะเริ่มต้นด้วยการควบคุมความถี่ที่แตกต่างกัน หลังจากหยุดเพียงเล็กน้อยจนกระทั่งความถี่ที่แตกต่างกันลดลงโดย DG สำหรับคลื่นความถี่ต่ำและกลางอีกครั้งหนึ่ง มันจะทำการควบคุมการ Charge เพื่อลดเฟสที่แตกต่างกัน

สัญญาณแรงดันไฟฟ้าที่แตกต่างกันเป็นสัญญาณที่บ่งบอกถึงความแตกต่างของระดับแรงดันไฟฟ้าระหว่างไมโครกริด และ EPS ในกรณีของการควบคุมความแตกต่างของความถี่สัญญาณจะผ่านตัวควบคุม PI เพื่อสร้างสัญญาณควบคุมความแตกต่างของแรงดันไฟฟ้า สัญญาณถูกกระจายไปยัง DGs หลังจากผ่านบล็อกของปัจจัยน้ำหนัก (Weight factors) ซึ่งจะถูกปรับตามลักษณะของแต่ละ DGs



รูปที่ 3.5 แผนภาพโบดของวงจรกรองดิจิทัล

รูปที่ 3.5 แสดงแผนภาพโบดไดอะแกรม สำหรับวงจรกรองดิจิทัล (Digital filter) ที่ใช้ในการควบคุมแบบแอกทีฟซิงโครไนซ์ ในแต่ละวงจรกรองดิจิทัลจะเป็นลำดับแรก (Low-pass filter) หรืออันดับสอง (Band-pass filter) ใน Dimension ตัวกรองได้รับการออกแบบให้ซ้อนทับกับการเบี่ยงเบนความถี่บางส่วนเพื่อให้คำสั่ง Offset สามารถแจกจ่ายไปยัง DGs ได้อย่างเหมาะสมตามลักษณะไดนามิกส์ เส้นสีแดงที่แสดงวงจรตัวกรองความถี่ต่ำ (Low-pass filter) สำหรับเครื่องยนต์ดีเซลขนาด (DE1) 50 kW เส้นประสีเขียวคือ Band-pass filter ของเครื่องยนต์ดีเซล (DE2) 20 kW ที่มีลักษณะไดนามิกส์ปานกลาง วงจร Power electronics-based BESS จะมีระบบไดนามิกส์ที่เร็วที่สุดในหมู่ DGs และ Band-pass filter กับ Highest frequency band ที่ถูกกำหนด (เส้นสีน้ำเงินตัดกัน)



รูปที่ 3.6 โครงสร้างการควบคุมของ BESS รวมถึง Offset commands interface ระหว่าง แอคทีฟซิงโครไนซ์

### 3.2.5 อัลกอริทึมการควบคุมของ DGs

รูปที่ 3.6 แสดงโครงสร้างของแบตเตอรี่ BESS ตัวควบคุมอินเวอร์เตอร์สำหรับการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง/กำลังไฟฟ้าเสมือน และการควบคุมความถี่/แรงดัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับสถานะของการเชื่อมต่อแบบเปิดของ EPS มีอยู่ 2 โหมดการทำงาน MCC จะเป็นตัวกำหนดโหมดการทำงานของไมโครกริดบนพื้นฐานของข้อมูลที่ได้รับมาจาก IED/STS ตามคำสั่งในโหมดการทำงานที่มาจาก MCC, BESS และ DG อื่น ๆ ตัวควบคุมการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างการควบคุมในการปฏิบัติการอย่างใดอย่างหนึ่งใน Islanded mode หรือ Grid-connected mode จากรูปเราจะเห็นได้ว่าคำสั่ง Operational-mode จะกำหนดทิศทางของ Selector switch และจากนั้นโครงสร้างการควบคุมจะถูกกำหนดด้วยการควบคุมแบบ Active/Reactive power ในโหมด Grid-connected หรือ ความถี่/แรงดัน ในโหมด Islanded เพราะอินเวอร์เตอร์ของ BESS ควรจะทำงานได้ทั้งสองโหมด จำนวนของสัญญาณป้อนกลับ เช่น แรงดัน กระแส ความถี่ และกำลังไฟฟ้า จะต้องถูกวัดหรือถูกคำนวณสัญญาณอื่นๆ เช่น สัญญาณอ้างอิง (P, Q) และสัญญาณชดเชย (F, V) ที่มาจาก MCC ในโหมด Grid-connected กำลังไฟฟ้าจริงที่ผิดปกติ ( $P_{Ref}-P_{FB}$ ) และกำลังไฟฟ้าเสมือน ( $Q_{Ref}-Q_{FB}$ ) จะถูกปรับโดยตัวควบคุม PI ผลที่ได้จากการคำนวณคือสัญญาณกระแสอ้างอิง q-axis และ d-axis สัญญาณจะถูกป้อนเข้าตัวควบคุมกระแสของอินเวอร์เตอร์เพื่อสร้างสัญญาณชดเชย IGBT ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริงและ

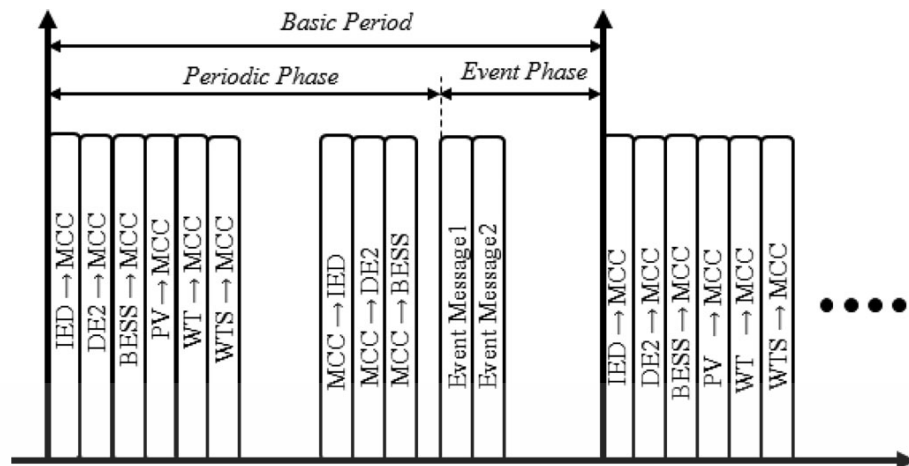
กำลังไฟฟ้าเสมือนจะตรงไปตรงมาตามสัญญาณอ้างอิงในโหมด Grid-connected

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในโหมดตัดการเชื่อมต่อ (Islanded mode) โดย BESS จะทำหน้าที่เป็นแรกของหลายตัวควบคุมสำหรับการควบคุมความถี่และแรงดันของไมโครกริด ซึ่งจะแตกต่างจาก Grid-connected mode โดย BESS จะไม่ทำเครื่องครัดตามตามค่าอ้างอิง แต่จะใช้ Droop strategy สำหรับการดำเนินงานแบบอัตโนมัติของ Islanded ไมโครกริด Inverter-based DGs นำมาใช้ Droop strategy นี้มากสำหรับเสถียรภาพกำลังไฟฟ้าที่ใช้ร่วมกัน [37–47] ในรูปที่ 3.6 ในส่วนการควบคุมความถี่ สัญญาณที่ผิดปกติจะเกิดขึ้นจากความแตกต่างระหว่างสัญญาณอ้างอิง สัญญาณป้อนกลับ และจะถูกหักออกโดยกำลังไฟฟ้าจริงที่เป็นสัญญาณการป้อนกลับด้วย Droop gain KDF ในเนื้อหาอื่น ๆ ความถี่อ้างอิงจะถูกทำให้ลดต่ำลงโดย Droop gain ตามการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าจริงเอาต์พุต นอกจากนี้เรายังเพิ่มสัญญาณชดเชยความถี่อื่น ๆ  $F_{Offset}$  จาก MCC สัญญาณชดเชยที่สร้างขึ้นจะกระจายออกและถูกส่งโดย MCC เพื่อลดความแตกต่างของความถี่และมุมเฟสระหว่างไมโครกริดและ EPS ดังนั้นสัญญาณที่ผิดปกติจะผ่านไปยังตัวควบคุม PI จะสร้างสัญญาณกระแสอ้างอิง q-axis สำหรับตัวควบคุมกระแส ในทำนองเดียวกันกรณีของการควบคุมความถี่ การควบคุมแรงดัน นอกจากนี้ยังใช้ Droop strategy ในส่วนเสถียรภาพกำลังไฟฟ้าจริงที่ใช้ร่วมกัน นอกจากนี้แรงดันที่แตกต่างกันระหว่างส่วนอ้างอิงและส่วนป้อนกลับสัญญาณ Droop นั้นเป็นส่วนสัดส่วนกับกำลังไฟฟ้าจริงที่ถูกเพิ่ม หลังจากนั้นสัญญาณชดเชยแรงดัน  $V_{Offset}$  จาก MCC จะถูกเพิ่มอีกครั้งในผลของสัญญาณแรงดันที่ผิดปกติ สัญญาณ d-axis จะถูกสร้างขึ้นผ่านตัวควบคุม PI สัญญาณนี้จะช่วยเพิ่มเสถียรภาพแรงดันของ Islanded ไมโครกริดและลดความแตกต่างของแรงดันลงของทั้งสองระบบ สัญญาณการป้อนกลับทั้งสองกับสัญญาณอ้างอิง q-axis และ d-axis ที่ถูกสร้างขึ้นจะป้อนเข้าไปในตัวควบคุมกระแสร่วมกันและจากนั้นจะสร้างสัญญาณขับเคลื่อนไปขับ IGBT สำหรับอินเวอร์เตอร์ BESS

### 3.2.6 ระบบการสื่อสาร

มีการใช้เครือข่าย multidrop อนุกรม RS485 สองแห่งในโรงต้นแบบไมโครกริดหนึ่งใช้โปรโตคอล Modbus RTU protocol เพื่อให้การเชื่อมต่อกับผลิตภัณฑ์เชิงพาณิชย์ เช่น ดิจิตอลมิเตอร์ หรือตัวควบคุม GenSet ของ DE1 อื่น ๆ ใช้โปรโตคอล KERI ที่เป็นกรรมสิทธิ์ เพื่อให้การสื่อสารแบบเรียลไทม์ที่มีประสิทธิภาพ KERI protocol ใช้สถาปัตยกรรม multimaster และ multislave สำหรับการเชื่อมต่อเครือข่าย เมื่อระบบหลักล้มเหลวระบบสำรองจะทำหน้าที่แทนโดยอัตโนมัติ หน่วยเวลาพื้นฐานสำหรับ Session การส่งข้อมูลเดียวจะถูกเรียกว่าเป็น “ช่วงเวลาพื้นฐาน” ช่วงเวลาพื้นฐานถูกแบ่งออกเป็น 70% ของ Periodic phase และ 30% ของช่วงเหตุการณ์ (Event phase) ข้อมูลของทั้งสองชนิดจะถูกส่งไปใน KERI protocol ประมวลผลข้อมูลจะส่งเป็นประจำอยู่ในช่วงเฟส (Periodic phase) ในขณะที่ข้อความเหตุการณ์ (Event messages) จะถูกส่งตามความต้องการในช่วงเหตุการณ์ (Event phase) รูปที่ 3.7 แสดงโครงสร้างของช่วงเวลาพื้นฐาน (Basic period) ที่มีช่วงเฟส (Periodic phase) และช่วงเหตุการณ์ (Event phase) ตามลำดับ



รูปที่ 3.7 การส่งข้อมูล Periodic และ event ของ KERI โปรโตคอล

### 3.3 แบบจำลองไดนามิกส์และการจำลอง

#### 3.3.1 หลักการพื้นฐานของการแบ่งปันกำลังไฟฟ้าและความถี่

ในส่วนนี้จะหาค่าความเป็นไปได้ของการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ โดยการสร้างแบบจำลองไดนามิกส์ และจำลองการทำงานของโรงต้นแบบไมโครกริด หลักการพื้นฐานของกำลังไฟฟ้าจริง/กำลังไฟฟ้าเสมือน จะเริ่มด้วยการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนระหว่างแหล่งจ่าย AC สองแหล่งผ่านสายส่งอิมพีแดนซ์ ( $Z = R + jX$ ) แสดงในรูปที่ 3.8 กำลังไฟฟ้าจริง  $P$  และกำลังไฟฟ้าเสมือน  $Q$  ดังสมการ

$$P = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [(R(V_1 - V_2 \cos \delta) + XV_2 \sin \delta)] \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [(-R(V_2 \sin \delta) + X(V_1 - V_2 \cos \delta))] \quad (3.2)$$

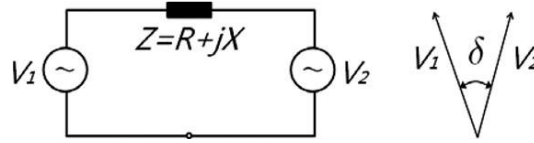
ถ้าสายส่วนใหญ่มีค่าอินดักทีฟเป็นหลักจะสามารถตัดค่าความต้านทานที่มีขนาดเล็กทิ้งไปได้และมุมเฟสโดยทั่วไประหว่างสองแรงดันตามสมการต่อไปนี้

$$P = \frac{V_1 V_2}{X^2} \sin \delta \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{V_1}{X} (V_1 - V_2) \quad (3.4)$$

สมการเหล่านี้จะบ่งบอกว่า กำลังไฟฟ้าจริงและเสมือน จะเป็นสัดส่วนกับมุมเฟสและความแตกต่างแรงดันระหว่างสองระบบ ด้วยเหตุนี้จะสามารถควบคุม DGs ด้วยกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือน โดยการเปลี่ยนแปลงความถี่เอาต์พุตของมัน (ที่ผลิตผลความแตกต่างมุมเฟส) และระดับเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แรงดัน ผลที่ได้จาก P-F และ Q-V droop strategies ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนเสถียรภาพระหว่าง DGs ที่กล่าวมาแล้วข้างต้น



รูปที่ 3.8 DGs สองแหล่งถูกเชื่อมต่อกันในสายส่ง

งานวิจัยเมื่อเร็ว ๆ นี้เกี่ยวกับไมโครกริดระบบไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้าต่ำแสดงให้เห็นว่าการควบคุมกำลังไฟฟ้าที่แม่นยำนั้นเป็นไปได้โดยการควบคุมแบบ droop control แบบเก่า โดยที่ความต้านทานมีความสำคัญในสายส่งแรงดันไฟฟ้าต่ำ ดังนั้นรูปแบบการชดเชยเพิ่มเติมสำหรับการควบคุม Droop control แบบเก่า เช่น Opposite droop, Virtual inductance, Average power control หรือ Virtual impedance compensation ค่าชดเชยได้ถูกเสนอสำหรับการควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ถูกต้อง [38, 41, 46, 48] สิ่งนี้เป็นจริงในระบบการกระจายแรงดันไฟฟ้าต่ำโดยที่อัตราส่วน X/R มีขนาดเล็กและโดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับ Transformer-less inverters ที่มีตัวเหนี่ยวนำขนาดเล็กมาก

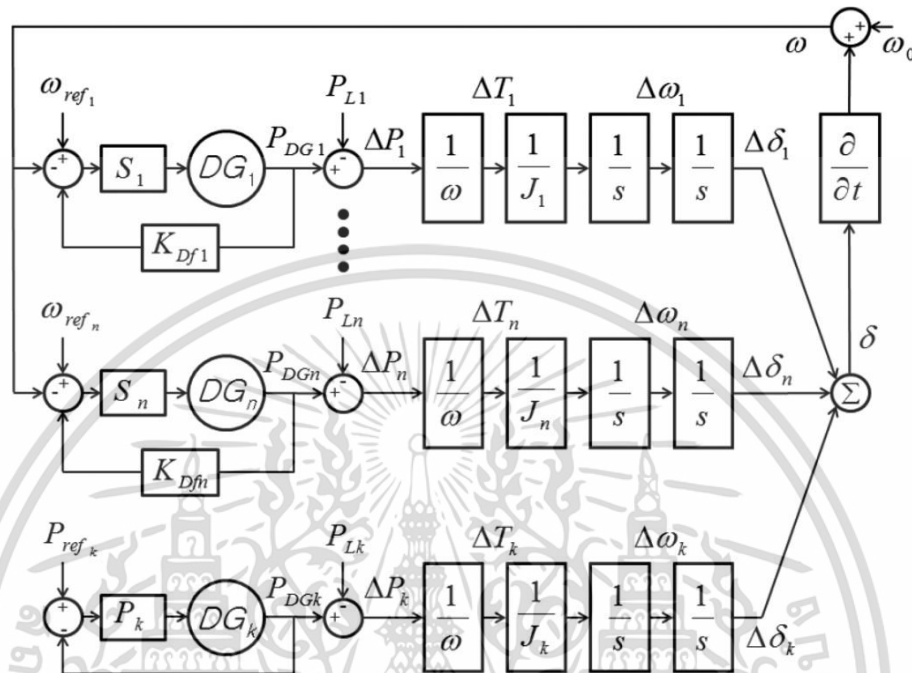
ถึงแม้ว่าโรงต้นแบบไมโครกริดจะทำงานกับระบบสายส่งแรงดันไฟฟ้าต่ำ แต่สายนั้นสั้นและหนาพอสมควรเพื่อให้อิมพีแดนซ์มีความต้านทานมากขึ้น (อัตราส่วน X/R = 1.46 รวม 300 เมตร) DGs ที่ใช้ตัวแปลงผันกำลังไฟฟ้า (Power-converter-based) ทั้งหมดถูกแยกโดย Coupling Transformer และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลสองเครื่องมีเครื่องกลไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronous machines) ที่มีตัวเหนี่ยวนำเอาต์พุตขนาดใหญ่ เงื่อนไขเหล่านี้ทำให้การแบ่งปันกำลังไฟฟาระหว่าง DGs มีเสถียรภาพ ดังนั้น P-F และ V-Q droop strategies แบบธรรมดาจะมีประสิทธิภาพสำหรับการใช้งานกับ DGs ในระบบ Islanded microgrid การเปลี่ยนแปลงความถี่  $\Delta\omega_i$  เกิดจากการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า  $\Delta P_i$  ของแต่ละ DG ดังสมการ

$$J_i = \frac{d\omega_i}{dt} \omega (P_{DG_i} - P_{L_i}) \quad (3.5)$$

แผนภาพวงจรของการควบคุม load-frequency ในระบบไฟฟ้ากำลังที่แยกได้สามารถพบได้ใน [50] ซึ่งได้รับการดัดแปลงและแสดงในรูปที่ 3.9 เพื่อแสดงแผนภาพแนวคิดของความสัมพันธ์ Power-frequency สำหรับไมโครกริดในสถานะ Islanded ในรูป DG<sub>1</sub> ถึง DG<sub>n</sub> ทำงานในโหมดควบคุมความถี่โดยตัวควบคุมความเร็ว  $S_1, \dots, S_n$  ตามการดรู๊ป  $K_{Df1}, \dots, K_{Dfn}$  แต่ละโหนด DG โหลดเฉพาะที่ของตัวเอง  $P_{L1}, \dots, P_{Ln}$  ที่เปลี่ยนเป็นแรงบิดส่วนเบี่ยงเบน  $\Delta T_{L1}, \dots, \Delta T_{Ln}$  จำนวน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ความแปรผันของความถี่  $\Delta\omega_1, \dots, \Delta\omega_{Ln}$  และมุมเฟส  $\Delta\delta_1, \dots, \Delta\delta_{Ln}$  จะกำหนดโดยช่วงเวลาเฉพาะของความเฉื่อย  $J_1, \dots, J_n$  นอกจากนี้ DG นั้นคือ  $DG_k$  ที่ควบคุมกำลังไฟฟ้า  $P_k$  แทนความถี่แม่ในโหมด islanded เป็นไปได้เนื่องจาก DGs อื่นยังคงรักษาความถี่ของระบบ ในกรณีนี้การควบคุมกำลังไฟฟ้า DG ยังส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงความถี่ของระบบในระดับหนึ่งดังแสดงที่ด้านล่าง

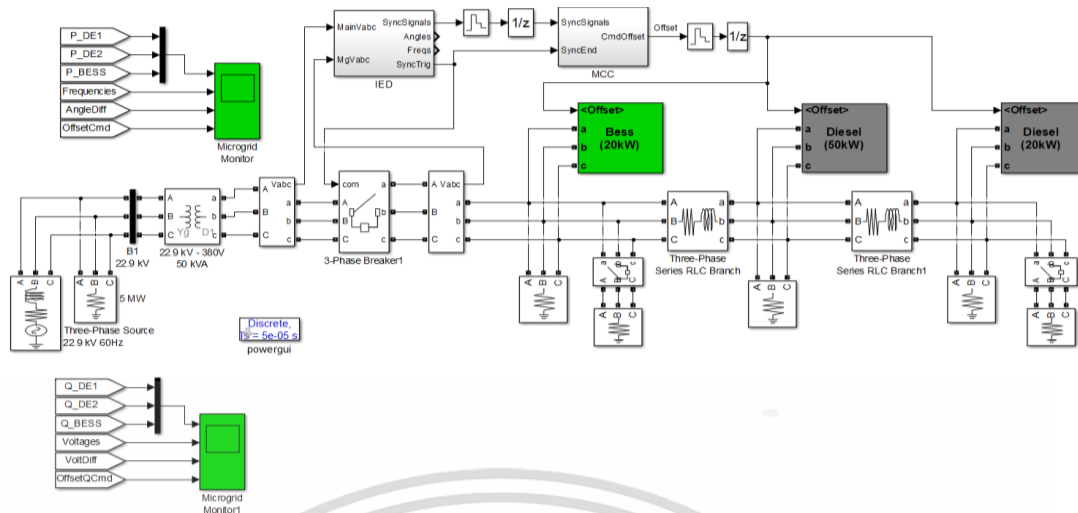


รูปที่ 3.9 แผนภาพแนวความคิดสำหรับความสัมพันธ์ระหว่าง Active power และ Frequency

### 3.3.2 แบบจำลองไดนามิกส์และการจำลอง

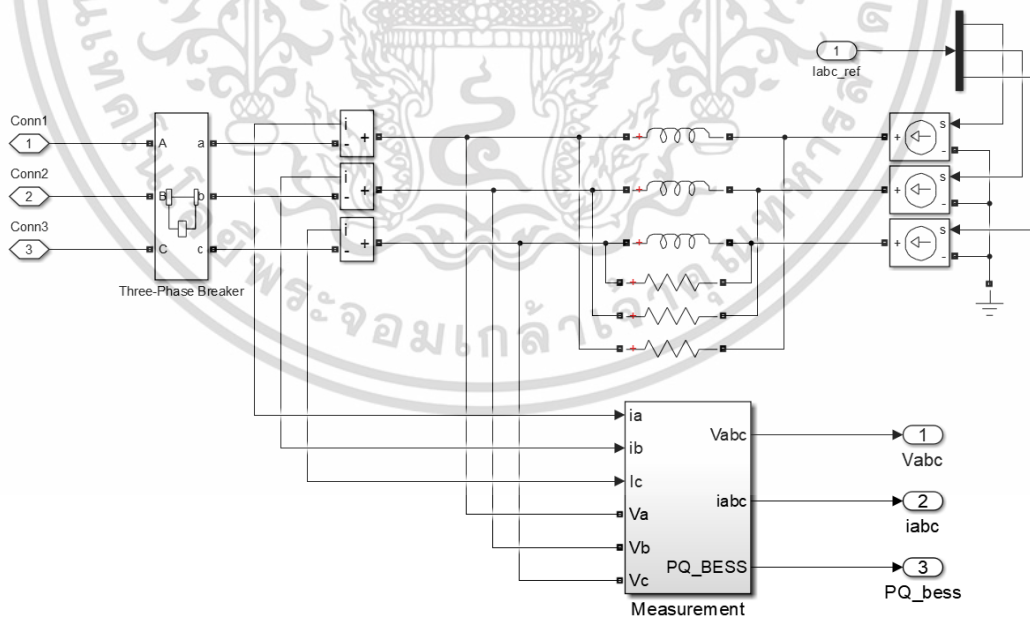
เพื่อตรวจสอบประสิทธิภาพของการควบคุมแบบแอกทีฟที่ฟิซิงโครไนซ์ของ ไมโครกริดแบบแยกอิสระ (Islanded microgrid) ซึ่งจะสร้างแบบจำลองแบบไดนามิกและทำการจำลองการทำงานโดยใช้โปรแกรม MATLAB/Simulink สำหรับจำลองการทำงานระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งมีอุปกรณ์บางอย่าง เช่น Three-phase machines, Transformers, RLC loads, Transmission lines, และ Three-phase breakers โปรแกรม MATLAB จะมีเครื่องมือในการสนับสนุนผู้ใช้งานด้วยโมเดลทางฟิสิกส์ที่เรียกว่า SimPowerSystems เป็นเครื่องมือออกแบบที่ช่วยให้ผู้ใช้สามารถสร้างแบบจำลองแบบไดนามิกส์ได้อย่างรวดเร็วและง่ายดายเพื่อจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง

รูปที่ 3.10 แสดงการตั้งค่าการจำลองของการควบคุมแบบแอกทีฟที่ฟิซิงโครไนซ์ EPS ถูกจำลองเป็นแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าสามเฟส 22.9 kV / 60 Hz เชื่อมต่อกับไมโครกริด แรงดันไฟฟ้าต่ำ 380 V ผ่านหม้อแปลง Step-up สาม DGs ที่ควบคุมได้และโหลดเฉพาะที่จะถูกจัดเรียงในสามส่วนที่แตกต่างกันซึ่งถูกหารด้วยความต้านทานสาย RL ของระบบจำหน่าย



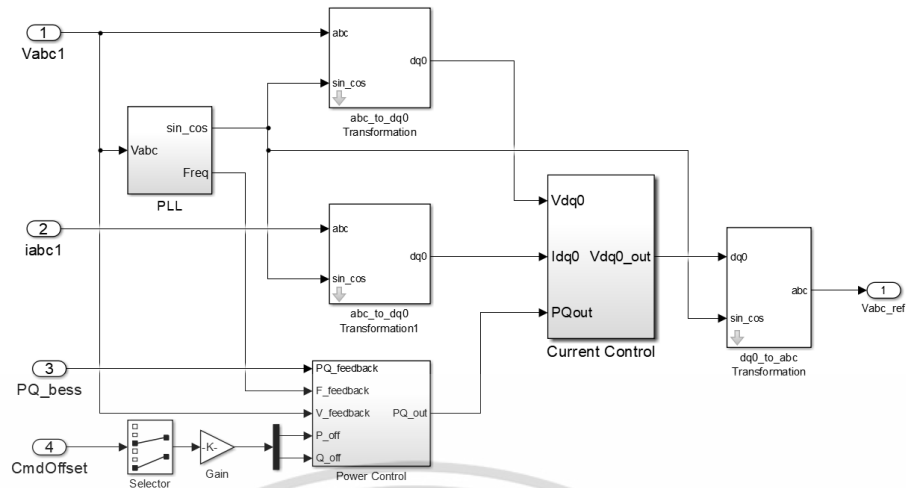
รูปที่ 3.10 แบบจำลองไดนามิกส์ของไมโครกริดกับการควบคุมแบบแอดทีฟซิงโครไนซ์

แบบจำลองไดนามิกส์ที่มีรายละเอียดสำหรับ IED, MCC และ BESS ไม่แสดงที่นี่ เนื่องจากสามารถสร้างได้อย่างง่ายดายจากไดอะแกรมแนวคิดใน ส่วนที่สอง สำหรับการจำลอง BESS จะใช้ Average model เพื่อสร้างสัญญาณสมมูลสามเฟสที่สามารถทำให้เวลาในการจำลองสั้นลง Average model นั้นแตกต่างจาก Switching model จากข้อเท็จจริงที่ว่ามันใช้แหล่งกำเนิดกระแสที่ควบคุมได้สามแหล่งแทน IGBT converter model รูปที่ 3.11 และ 3.12 แสดง PCS block model และ Control block model ของ BESS ตามลำดับ



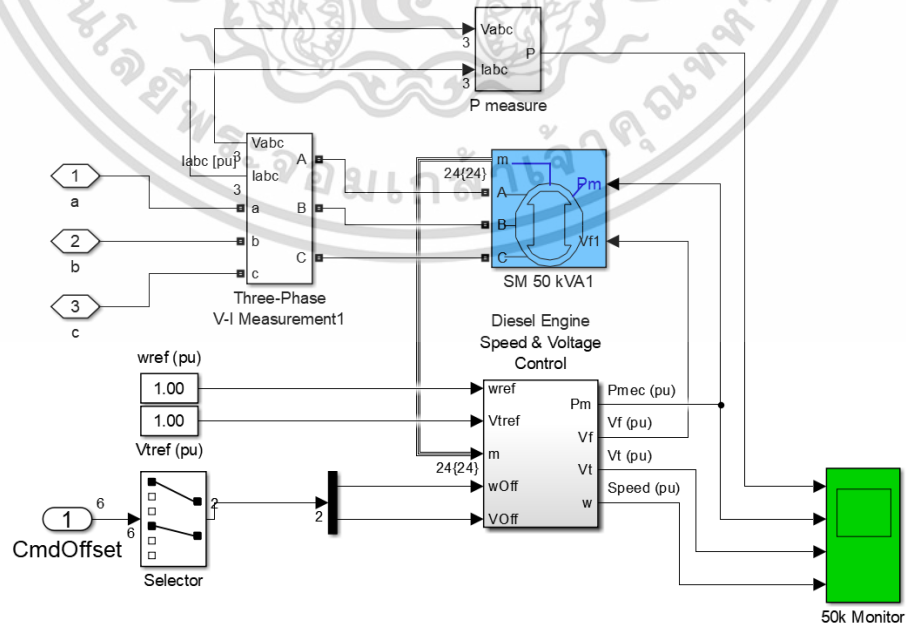
รูปที่ 3.11 แผนภาพบล็อก PCS ของ BESS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



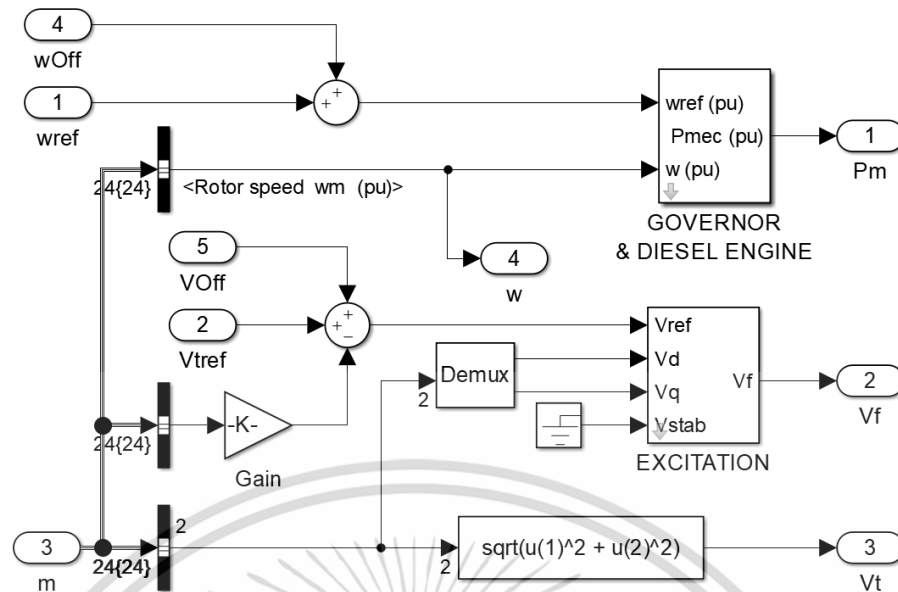
รูปที่ 3.12 บล็อกไดอะแกรมควบคุมของ BESS

รูปที่ 3.13 และรูปที่ 3.14 คือ แบบจำลองไดนามิกส์และแผนภาพบล็อกควบคุมของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสจะถูกจำลองการทำงานด้วย Synchronous machine block (SM 50 kVA) ถูกเชื่อมต่อกับเครื่องยนต์ดีเซลด้วยการควบคุมแรงดันและความเร็ว ภายในบล็อกการควบคุมแรงดันและความเร็วในรูปที่ 3.14 ที่มีขั้วอินพุตของสัญญาณชดเชยแรงดันและความเร็วจาก MCC แต่ละสัญญาณชดเชยจะถูกเพิ่มเข้าไปกับสัญญาณอ้างอิงและจะถูกส่งไปแต่ละตัวควบคุม ที่บล็อก Governor และ บล็อก Diesel engine ประกอบด้วย Lead-lag compensator, Actuator, และ Diesel engine ซึ่งเป็นแบบจำลองของตัวหน่วงเวลา Excitation block ประกอบด้วยแบบจำลองสำหรับตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้าและ Exciter และจะสร้างสนามแรงดันไฟฟ้าเป็นสัญญาณเอาต์พุต บล็อกผลิตกำลังทางกล (Mechanical power, Pm) และตัวบังคับแรงดันสนามแม่เหล็ก (Field voltage, Vf) ที่เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสสามเฟส



รูปที่ 3.13 แบบจำลองเครื่องกำเนิดดีเซล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



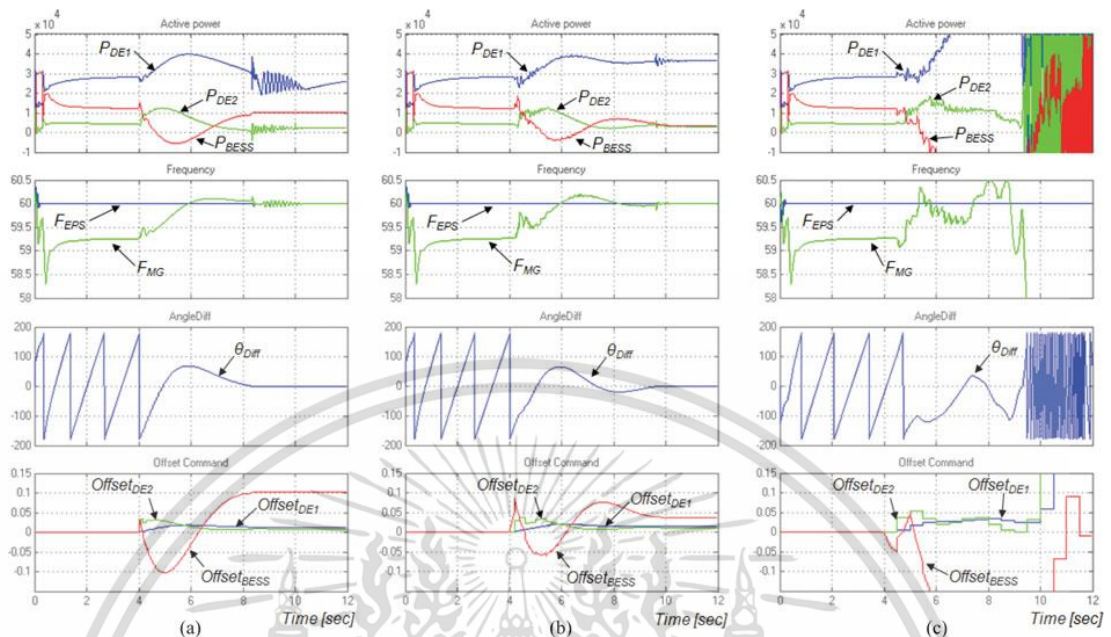
รูปที่ 3.14 บล็อกไดอะแกรมควบคุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล

### 3.3.3 เงื่อนไขการจำลองและผลลัพธ์

การใช้แบบจำลองแบบไดนามิกของไมโครกริดกับรูปแบบการควบคุมแบบแอดทีฟซิงโครไนซ์ ในรูปที่ 3.10 จะใช้ MATLAB จำลองการทำงาน เนื่องจากข้อจำกัดของเวลาในการจำลอง ทำให้ตัวจำกัดอัตราของอินพุตในคำสั่ง offset ของ DG ถูกยกเลิกโดยเจตนา ผลลัพธ์จะแสดงในรูปที่ 3.15 สำหรับกรณีของความล่าช้าของเครือข่ายทั้งสามแบบที่แตกต่างกัน กราฟสามกราฟในแถวแรกแสดงการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงที่ใช้งานของ DGs (สีน้ำเงิน : DE1, สีเขียว : DE2, สีแดง : BESS) สำหรับแต่ละกรณีตามลำดับ แถวที่สองแสดงกราฟของการแปรผันของความถี่ (สีน้ำเงิน : EPS, สีเขียว : ไมโครกริด) กราฟในแถวที่สามแสดงเส้นทางการเคลื่อนที่ของความแตกต่างมุมสำหรับการหน่วงเวลาที่แตกต่างกันสามแบบ สุดท้ายกราฟที่ด้านล่างคือคำสั่ง offset (สีน้ำเงิน : DE1, สีเขียว : DE2, สีแดง : BESS) ซึ่งจะแสดงให้เห็นว่าการแอดทีฟซิงโครไนซ์ที่เริ่มต้นที่ 4 วินาที จากนั้น โดยอัลกอริทึมการควบคุมของ MCC คำสั่ง offset จะถูกกระจายไปยัง DGs ผ่านทางวงจรกรองความถี่ (Frequency filters) จะเห็นได้ว่ากำลังไฟฟ้าจริงที่กระจายอยู่ใน DGs ที่สามารถควบคุมได้ตลอดกระบวนการซิงโครไนซ์

หากต้องการดูผลกระทบการหน่วงเวลาเครือข่ายต่อประสิทธิภาพการควบคุมการซิงโครไนซ์ กรณีการจำลองทั้งสามกรณีที่มีการหน่วงเวลาเครือข่ายที่แตกต่างกัน (64, 200 และ 500 มิลลิวินาที) จะถูกเลือก การหน่วงเวลาเครือข่ายนั้นเป็นแบบจำลอง Zero-order hold กับ Time-delay element สำหรับการเปรียบเทียบที่แน่นอนด้วยเงื่อนไขเดียวกันกับ Digital filters ของ MCC จะถูกคำนวณใหม่ในแต่ละกรณี สำหรับการหน่วงเวลา 64 มิลลิวินาที การจำลองแสดงให้เห็นว่าการซิงโครไนซ์สำเร็จ และผลการจำลองสำหรับการหน่วงเวลา 200 มิลลิวินาที แสดงให้เห็นว่ายอมรับได้

เล็กน้อยในการซิงโครไนซ์ อย่างไรก็ตามสำหรับกรณีของความล่าช้า 500 มิลลิวินาที การซิงโครไนซ์ไม่สามารถทำได้และความล้มเหลวในการดำเนินการกับไมโครกริด

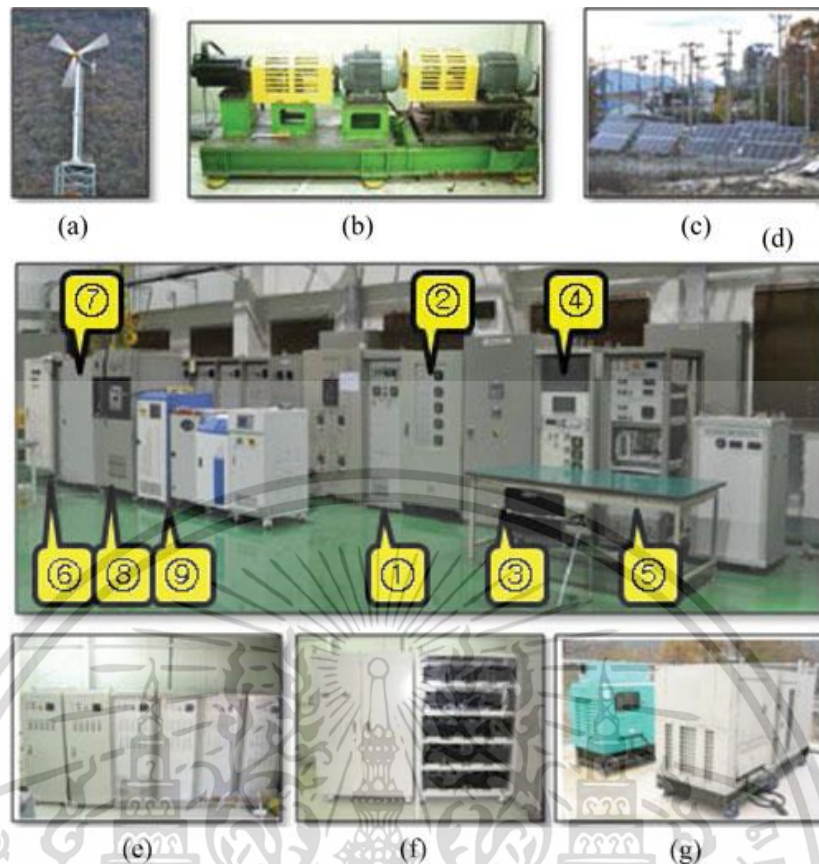


รูปที่ 3.15 ผลลัพธ์การจำลองสำหรับกรณีของ (a) ความล่าช้าเครือข่าย 64 มิลลิวินาที (b) ความล่าช้าเครือข่าย 200 มิลลิวินาที และ (c) ความล่าช้าเครือข่าย 500 มิลลิวินาที

### 3.4 การทดลอง

ประสิทธิภาพของชุดควบคุมการซิงโครไนซ์จะถูกประเมินในโรงต้นแบบไมโครกริด รูปที่ 3.16 แสดงการตั้งค่าการทดลองของโรงงานนาร่องไมโครกริด แผงควบคุมทั้งหมดได้รับการติดตั้งภายในอาคารห้องปฏิบัติการ [ดูรูปที่ 3.16 (d)] แผงควบคุมประกอบด้วย 1) IED/SYS 2) การจำลองโครงข่ายระบบจำหน่าย 3) แผงควบคุมสำหรับ DE1 (50 kW) 4) แผงควบคุมสำหรับ DE2 (20 kW) 5) แผง BESS 6) อินเวอร์เตอร์สำหรับเครื่องกำเนิดกังหันลม 7) แผงควบคุมสำหรับอินเวอร์เตอร์ M-G set 8) แผงควบคุมสำหรับระบบไฮบริดจ์ 9) อินเวอร์เตอร์เซลล์แสงอาทิตย์ และอื่นๆ ส่วนประกอบอื่น ๆ มีการติดตั้งไว้ภายนอกหรือในอาคารอื่น ๆ ได้แก่ กังกันลม [ดูในรูป 3.16 (a)] M-G set สำหรับกังหันลมจำลอง [ดูในรูป 3.16 (b)] แผงควบคุมทั้งหมดจะถูกติดตั้งภายในอาคารห้องปฏิบัติการ [ดูรูปที่ 3.16 (d)] แผงควบคุมประกอบด้วย 1) IED/SYS 2) การจำลองโครงข่ายระบบจำหน่าย 3) แผงควบคุมสำหรับ DE1 (50kW) 4) แผงควบคุมสำหรับ DE2 (20kW) 5) แผง BESS 6) อินเวอร์เตอร์สำหรับเครื่องกำเนิดกังหันลม 7) แผงควบคุมสำหรับอินเวอร์เตอร์ M-G set 8) แผงควบคุมสำหรับระบบไฮบริดจ์ 9) อินเวอร์เตอร์เซลล์แสงอาทิตย์ และอื่นๆ ส่วนประกอบอื่น ๆ มีการติดตั้งไว้ภายนอกหรือในอาคารอื่น ๆ ได้แก่ กังกันลม [ดูในรูป 3.16 (a)] M-G set สำหรับกังหันลมจำลอง [ดูในรูป 3.16 (b)] แผงเซลล์แสงอาทิตย์ [ดูในรูป 3.16 (c)] โหลดจำลอง [ดูในรูป 3.16 (e)] Lead-acid battery bank [ดูในรูป 3.16(f)] และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลสองตัว [ดูในรูป 3.16(f)]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.16 การติดตั้งค่าการทดลองของโรงต้นแบบไมโครกริด

การควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ถูกใช้เป็นอัลกอริทึมซอฟต์แวร์ ซึ่งเป็นหนึ่งในโมดูลโปรแกรมจำนวนมากใน MCC แท้จริง MCC คือ PC อุตสาหกรรมที่มีโปรแกรมแอปพลิเคชันที่ทำงานบนระบบปฏิบัติการ Microsoft windows ซึ่ง MCC มีหน้าที่ในการดูแลระบบทั้งหมดรวมถึง การตรวจสอบ การควบคุม ส่วนต่อประสานผู้ใช้ บันทึกข้อมูล การป้องกัน ระบบและการสื่อสาร การควบคุมดูแลและการเก็บข้อมูล (SCADA) เป็นหนึ่งในภารกิจที่สำคัญที่สุดของ MCC MCC ควรให้วิธีที่มีประสิทธิภาพในการแสดงตัวแปรที่สำคัญให้กับผู้ควบคุม รูปที่ 3.17 แสดงส่วนของโปรแกรม MCC ที่สร้างขึ้นใหม่สำหรับการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ ที่ด้านบนของโปรแกรมจะมีตัวควบคุม Tab ที่ผู้ใช้สามารถเลือกได้ซึ่งจะแสดงข้อมูลของ DGs หลายรายการในพื้นที่ขนาดเล็ก โดยการเลือก Tab ผู้ปฏิบัติงานสามารถเข้าถึงตัวแปร Analog ของแต่ละ DGs หรือสถานะที่ไม่ต่อเนื่องของตัวควบคุม นอกจากนี้ผู้ควบคุมยังสามารถส่งคำสั่งควบคุม เช่น Run/Stop ส่งค่าอ้างอิง และอื่น ๆ ส่วนล่างของโปรแกรมเป็น Tab ควบคุมอื่น ๆ ส่วนล่างของโปรแกรมคือการควบคุม Tab อื่นเพื่อแสดงแนวโน้มแบบเวลาจริง โดยการ Drag-dropping ตัวแปรที่น่าสนใจจาก Tab ด้านบนไปยัง Tab ด้านล่าง ผู้ปฏิบัติงานสามารถเห็นภาพข้อมูลเป็นกราฟเคลื่อนไหวได้ทันที ด้านขวาของโปรแกรมเป็นพื้นที่เฉพาะสำหรับการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ สถานะของไมโครกริดและแต่ละ DG จะปรากฏขึ้น ตัวควบคุมจะได้รับและแสดงผลสถานะด้วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.17 โปรแกรมการควบคุมแบบแอดทีฟซิงโครไนซ์

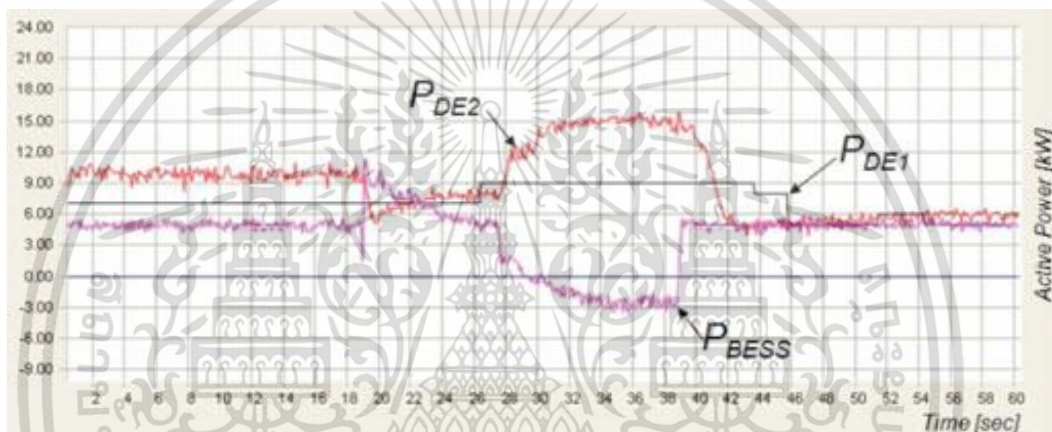
ในการตรวจสอบประสิทธิภาพผลของรูปแบบการควบคุมที่เสนอ มีการพิจารณาสองกรณีที่แตกต่างกัน เพื่อวัตถุประสงค์ในการเปรียบเทียบเงื่อนไขต่างๆ กรณีทดสอบที่ให้นั้นเป็นระดับที่ง่ายและยากที่จะทำได้โดยใช้การรวมกันของตัวแปรการผลิตกำลังไฟฟ้าและโหลด พารามิเตอร์ของระบบและเกณฑ์ตัวควบคุมจะระบุในภาคผนวก

#### 3.4.1 กรณีที่ 1 : แบบที่เรียบง่าย

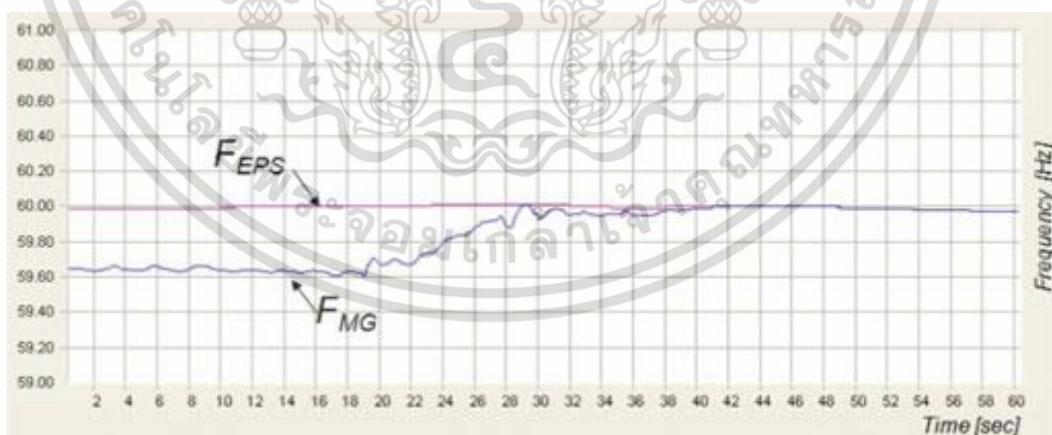
กรณีทดสอบการทดสอบครั้งแรกจัดทำขึ้นเพื่อเพิ่มความเข้าใจเกี่ยวกับคุณลักษณะพื้นฐานของชุดควบคุมแบบแอดทีฟซิงโครไนซ์ที่เสนอ ในกรณีนี้ไมโครกริดจะทำงานกับ DGs ที่แตกต่างกันสามแบบเป็นแหล่งกำลังไฟฟ้าที่สามารถควบคุมได้และโหลดไฟฟ้าจะคงที่ในระดับหนึ่งตลอดการทดลอง ระบบเริ่มทำงานใน Islanded mode การซิงโครไนซ์เริ่มต้นโดยคำสั่งของ MCC ในรูป 3.18-3.22 แสดงผลลัพธ์ของกรณีที่ 1 รูปที่ 3.18 แสดงผลลัพธ์กำลังไฟจริงเอาต์พุตของ DGs เนื่องจากส่วนของ DG แต่ละอันมีผลต่อความถี่ของไมโครกริดนั้นยากที่จะอธิบายกำลังไฟจริงจะแสดงผลแทนที่ ข้อมูลในรูปได้รับโดยเครือข่ายจาก DGs ซึ่ง DE1 ใช้ Gateway เพื่อเชื่อมต่อเครือข่ายภายในกับเครือข่ายภายนอก กราฟสำหรับ DE1 มีลักษณะเป็นชุดของเส้นตรงเนื่องจาก Gateway ส่งข้อมูลทุก 2 วินาทีและให้ค่าจำนวนเต็มเท่านั้น แต่น่าเสียดาย DE1 สามารถทำงานใน Power-control mode เท่านั้น ดังนั้นจึงใช้คำสั่ง Power offset แทนคำสั่ง Frequency offset ในการควบคุมแบบแอดทีฟซิงโครไนซ์ DE2 และ BESS ควบคุมความถี่ของไมโครกริดโดยตรงและง่าย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กำลังไฟฟ้าจริงตาม Droop characteristic เมื่อ MCC สั่งการชิงโครโนซ์ที่ 19 วินาทีแต่ละ DG ดำเนินการเป็น Actuator โดยใช้คำสั่ง Offset จาก MCC รูปที่ 3.19 แสดงความถี่ของทั้ง EPS และไมโครกริด รูปที่ 3.20 แสดงความแตกต่างมุมเฟสและอนุพันธ์ ความแตกต่างของความถี่และอนุพันธ์ของความแตกต่างมุมเฟสนั้นเหมือนกันเพราะความถี่คือความเร็วในการหมุนของมุมเฟส รูปที่ 3.21 แสดงคำสั่ง offset ให้กับ DGs ซึ่ง  $Offset_{PI}$  คือ ค่าจากตัวควบคุม PI,  $Offset_{DE1}$  คือ ค่าที่เข้าที่สุดของ DE1 และเป็นไปตามสัญญาณขั้นต่ำของ  $Offset_{PI}$ ,  $Offset_{DE2}$  คือ สัญญาณ Band passed สำหรับ DE2 ที่มีการตอบสนองปานกลาง BESS ที่มีการเปลี่ยนแปลงที่เร็วที่สุดในระบบจะเป็นตัวตอบสนองที่รวดเร็วที่สุดและหายไปในความถี่ต่ำ ที่ระดับต่ำของความแตกต่างความถี่ ( $\Delta F_{Min}$ ), BESS ทำหน้าที่เป็นตัวควบคุมความแตกต่างของมุมเฟสที่ลดข้อผิดพลาดของเฟสให้เหลือศูนย์

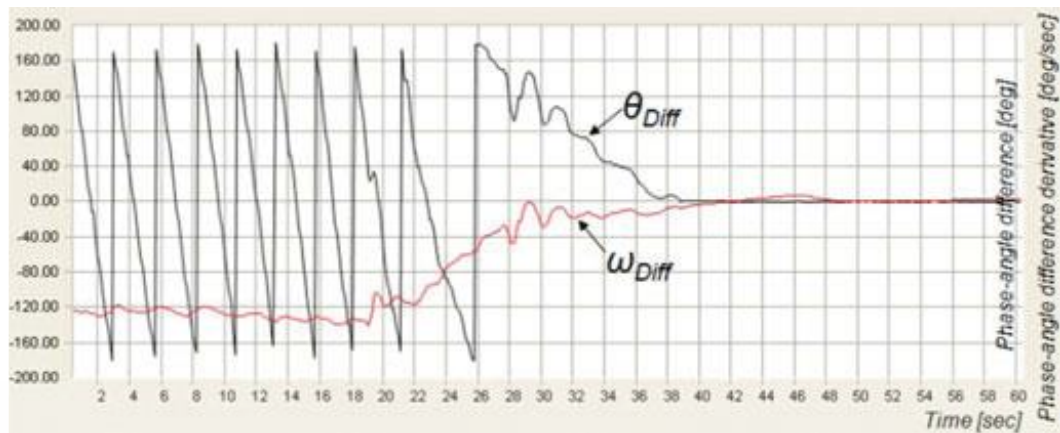


รูปที่ 3.18 แอต์พุดกำลังไฟฟ้าจริงของ DGs (กรณีที่ 1)



รูปที่ 3.19 ความถี่ของ EPS และไมโครกริด (กรณีที่ 1)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



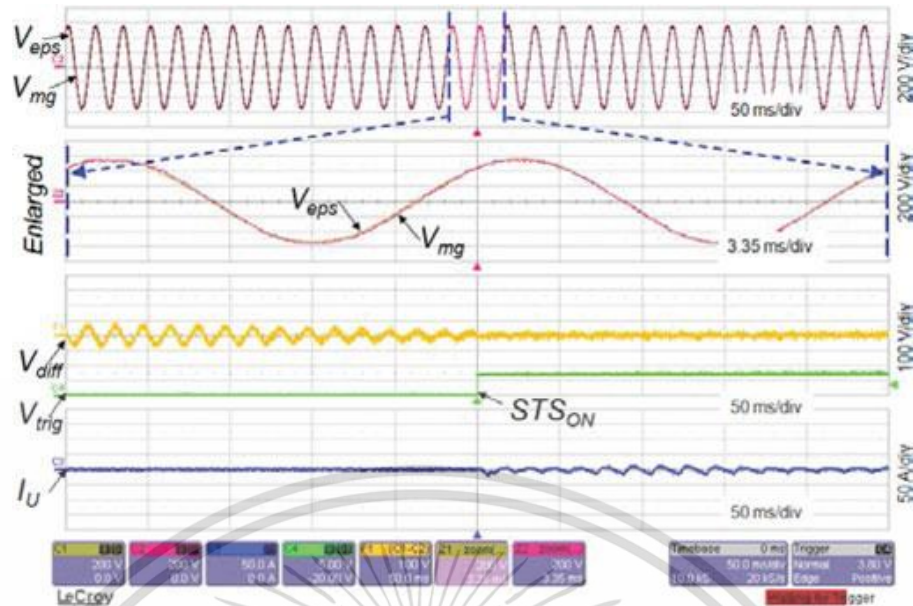
รูปที่ 3.20 ความแตกต่างมุมเฟสและอนุพันธ์ (กรณีนี้ที่ 1)



รูปที่ 3.21 คำสั่ง Offset ไปยัง DGs (กรณีนี้ที่ 1)

รูปที่ 3.22 แสดงให้เห็นถึงการจับภาพโดยตรงของแรงดันไฟฟ้าและสัญญาณกระแสไฟฟ้า ช่วงเวลาที่ STS เปิด นั้นเรียกว่าสัญญาณ  $V_{trig}$  ของ IED แรงดันไฟฟ้าทั้งสองและภาพขยายแสดงการจับคู่ที่แน่นอนของมุมแรงดันไฟฟ้าเมื่อสวิทช์ เปิด อยู่ เนื่องจากขนาดของแรงดันไฟฟ้ามีค่าเหมือนกันมากที่สุด เหตุผลเดียวสำหรับความแตกต่างของแรงดันไฟฟ้า  $V_{diff}$  คือความแตกต่างของ มุม-เฟส ในขณะที่ STS เปิดอยู่ ค่าขนาดเล็กของ  $V_{diff}$  และกระแสเฟส  $I_U$  จะบ่งบอกว่าการซิงโครไนซ์ที่นุ่มนวล และสามารถทำการซิงโครไนซ์อย่างราบรื่นโดยใช้วิธีการที่เสนอ

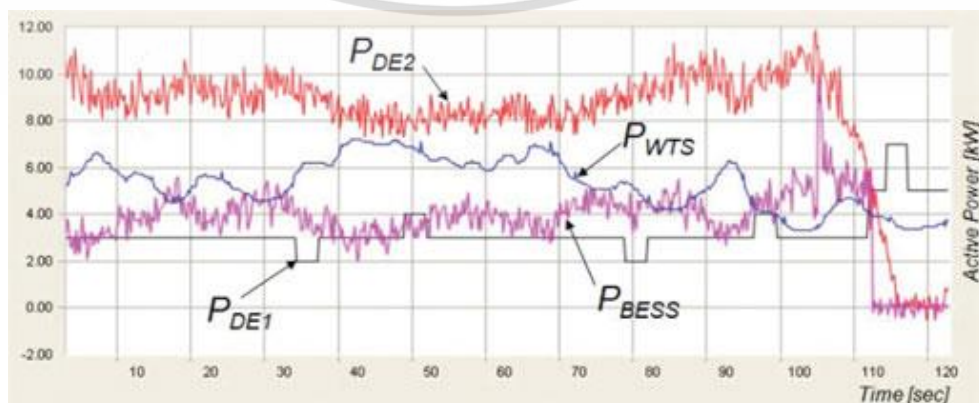
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.22 แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟเมื่อ STS เปิด (กรณีที่ 2)

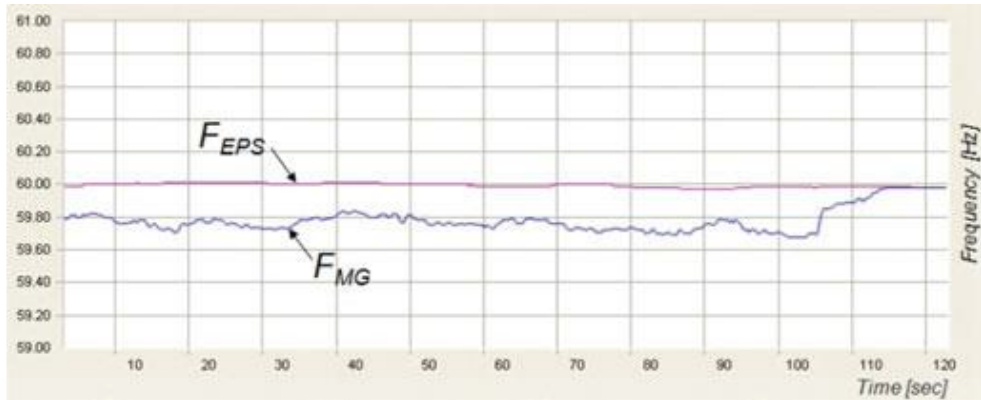
### 3.4.2 กรณีที่ 2 : กำลังไฟฟ้าเอาต์พุตของพลังงานลมมีความผันผวน

กรณีที่ 2 เป็นการตั้งค่าการทดลองเพื่อตรวจสอบความทนทานของตัวควบคุม ชิงโครไนซ์ที่เสนอภายใต้เอาต์พุต DG ที่มีความผันผวน เงื่อนไขการทดลองทั้งหมดเป็นเช่นเดียวกับในกรณีที่ 1 ยกเว้นข้อเท็จจริงที่ว่า WTS ผลิตกำลังไฟฟ้าเอาต์พุตภายใต้ลมที่เปลี่ยนแปลงอย่างรุนแรง เอาต์พุตของ WT ซึ่ง  $P_{WTS}$  แตกต่างกันไปตามที่แสดงในรูปที่ 3.23 ระดับความผันผวนแตกต่างกันไป ระหว่างระดับต่ำสุดที่ 1.6 kW ถึงสูงสุดที่ 7.2 kW เฉลี่ยที่ 4.9 kW แม้ว่าโวลต์ไฟฟ้าจะคงที่ ความถี่จะสลับกันตามการเปลี่ยนแปลงเอาต์พุตของกังหันลม (อ้างอิงจากรูปที่ 3.24) ส่งผลให้เอาต์พุตของ DE2 ( $P_{DE2}$ ) และ BESS ( $P_{BESS}$ ) เปลี่ยนไปตามลักษณะ Droop ที่จุดเริ่มต้นของการควบคุมแบบแอกทีฟชิงโครไนซ์ การชิงโครไนซ์กับ EPS จะถูกรบกวนจากการเปลี่ยนแปลงเอาต์พุตของกังหันลม อย่างไรก็ตาม ตามรูปที่ 3.23-3.27 กระบวนการชิงโครไนซ์เซชันทั้งหมดจะไม่แตกต่างกันจากในกรณีที่ 1 (อ้างอิงรูปที่ 3.18-3.21) การศึกษาเรื่องการชิงโครไนซ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้า WT ที่คล้ายกันภายใต้สภาวะลมกระโชกได้ดำเนินการใน [49]

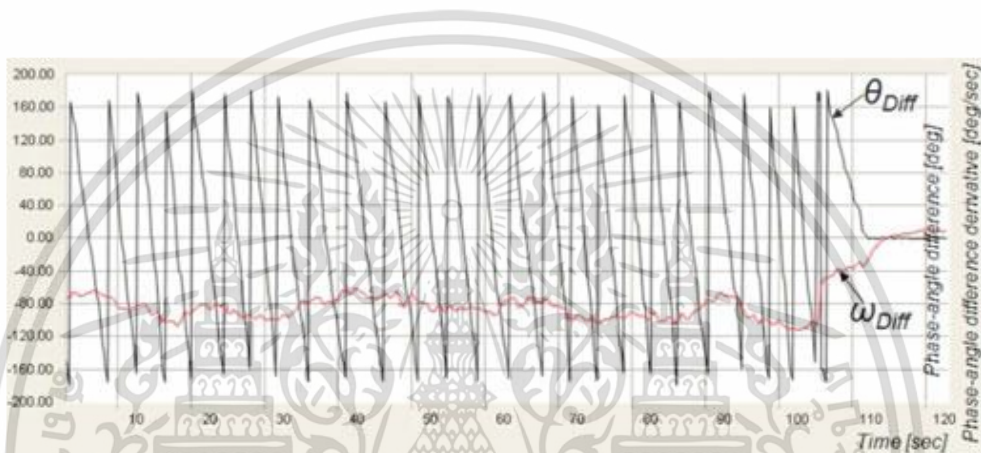


รูปที่ 3.23 กำลังไฟฟ้าเอาต์พุตของ DGs (กรณีที่ 2)

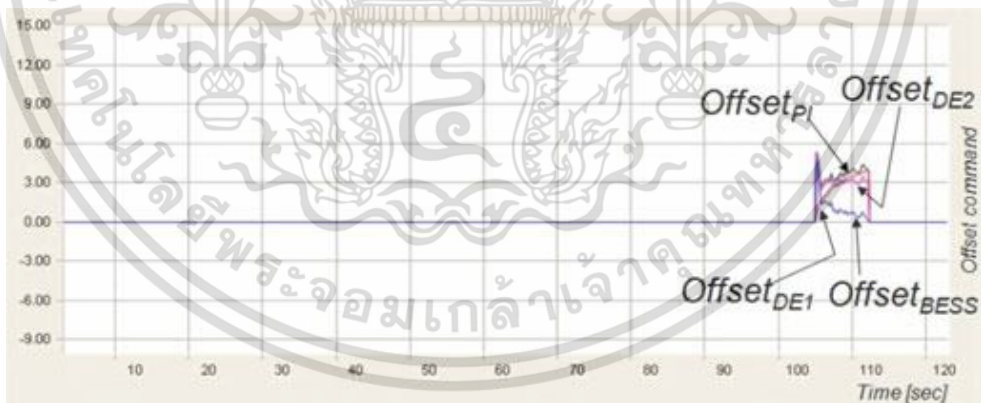
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้เผยแพร่ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.24 ความถี่ของ EPS และไมโครกริด (กรณีที่ 2)

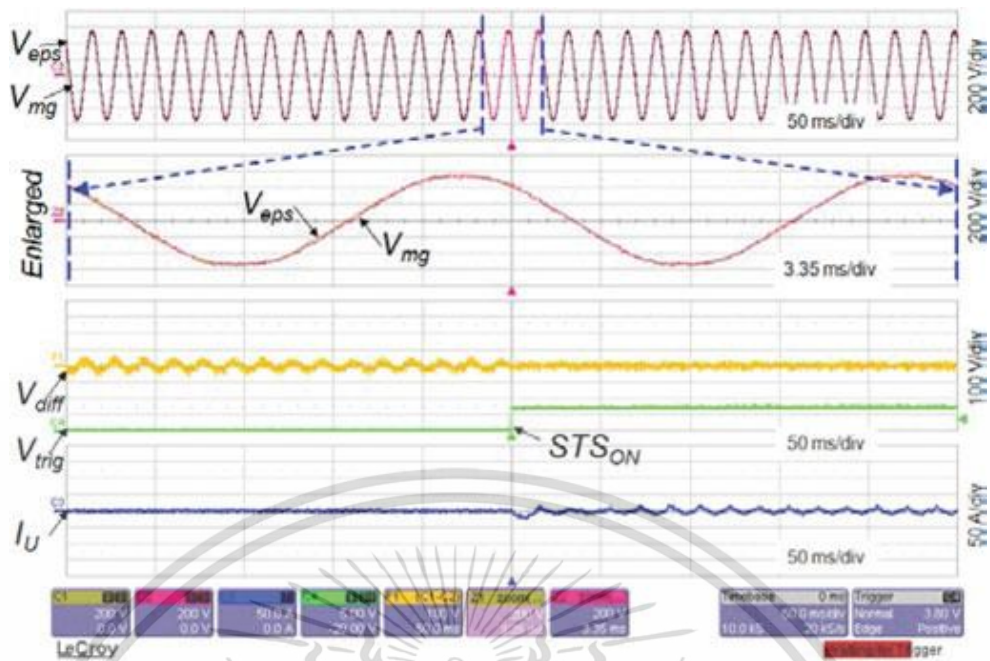


รูปที่ 3.25 ความแตกต่างมุมเฟสและอนุพันธ์ (กรณีที่ 2)



รูปที่ 3.26 คำสั่ง Offset ไปยัง DGs (กรณีที่ 2)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.27 แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟเมื่อ STS เปิด (กรณีที่ 2)

### 3.6 บทสรุป

จากการศึกษางานวิจัยงานวิจัยเกี่ยวกับการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ไมโครกริดมีวัตถุประสงค์เพื่อเสนอวิธีการซิงโครไนซ์อัตโนมัติสำหรับไมโครกริด ซึ่งสามารถนำไปใช้กับการใช้งานไมโครกริดในทางปฏิบัติ นอกจากนี้ยังได้นำเสนอโครงสร้างการควบคุมแบบแอคทีฟซิงโครไนซ์ที่ใช้การควบคุมแบบ Network-based กับหลาย DGs เพื่อปรับความถี่และแรงดันของไมโครกริด การสร้างแบบจำลองและการจำลองแบบไดนามิกส์จะดำเนินการเพื่อแสดงพฤติกรรมของระบบภายใต้วิธีการที่เสนอ และผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าเครือข่ายล่าช้ามีผลต่อประสิทธิภาพการควบคุมการซิงโครไนซ์อย่างไร ผ่านการทดลองสองกรณีของโรงต้นแบบไมโครกริดในทางปฏิบัติ แสดงให้เห็นถึงคุณสมบัติพื้นฐานของตัวควบคุมที่ถูกลำเสนอและยืนยันได้ว่าการซิงโครไนซ์มีความความแม่นยำและเชื่อถือได้นั้นทำได้โดยใช้ตัวคุมที่ถูกลำเสนอถึงแม้จะอยู่ภายใต้ความผันผวนกำลังไฟฟ้าในแหล่งพลังงานหมุนเวียน

## บทที่ 4

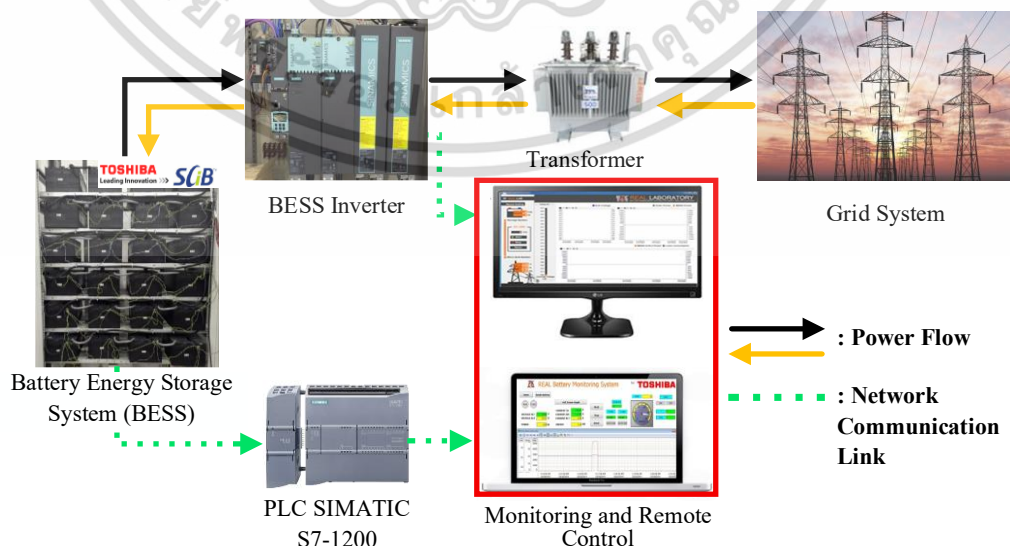
### ขั้นตอนการออกแบบ

#### 4.1 บทนำ

ขั้นตอนการออกแบบการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ โดยเริ่มจากการออกแบบการเชื่อมต่อวงจรทดสอบ BESS การควบคุมกำลังไฟฟ้าจาก BESS ขณะใช้งานผ่าน PLC ซึ่งเป็นการเขียนโปรแกรม คำสั่ง และประมวลผลการนำเสนอข้อมูลของ BESS ผ่านทางหน้าจอแสดงผล ผ่านการสื่อสารโปรโตคอล PROFIBUS โดยมีอินเวอร์เตอร์ของบริษัท Siemens เป็นตัวส่งการทำงานให้ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจริง (Active power) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ซึ่งรายละเอียดและขั้นตอนการทำงานต่าง ๆ สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

#### 4.2 การออกแบบการเชื่อมต่อวงจรทดสอบ BESS

การเชื่อมต่อชุดทดสอบ BESS ดังแสดงในรูปที่ 4.1 มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาการทำงานและผลตอบสนองของ BESS โดยเริ่มจากการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังเข้ากับหม้อแปลงไฟฟ้า จากนั้นเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากระแสสลับเข้ากับอินเวอร์เตอร์ส่วนทางด้านไฟฟ้ากระแสตรงจากอินเวอร์เตอร์จะถูกเชื่อมต่อเข้ากับ BESS ในการทดสอบสามารถอัดประจุไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าให้กับ BESS ส่วนการคายประจุไฟฟ้าทำโดยการดึงกระแสไฟฟ้าจาก BESS ไปยังระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังผ่านเครือข่ายการสื่อสารและส่งคำสั่งการควบคุมการทำงานผ่านโปรแกรม PLC SIMATIC S7-1200 ที่แสดงผลผ่านจอแสดงผลแบบเวลาจริง



รูปที่ 4.1 การเชื่อมต่อชุดทดสอบ BESS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4.2.1 ข้อมูลแบตเตอรี่ที่ใช้ทำการทดสอบชนิด Li-ion



Secret	Authorized party only	Rank	C
--------	-----------------------	------	---

MAT-KMT-E0002

Table 1-2 The module specifications (AM01202CCA05A)

Item	Specifications	Remarks
Nominal voltage *1	27.6V DC	-
Nominal capacity *1	40Ah	Discharging@25deg.C 0.2 C (8A) *2
Max allowed current *1	120A (Charge/discharge)	@25 deg.C
Operating voltage *1	18.0V~32.4V	-
Cell composition	2 in parallel and 12 in serial (2P12S)	Use of SCiB™ 20Ah cell
	-Measuring of cell voltages and module temperatures	-The notification of cell voltages and module temperatures
Function	-Measuring of cell voltages and module temperatures -Cell balancing operation -External notification through CAN -Automatically numbered CMU-ID by UART	-The notification of cell voltages and module temperatures through CAN -Cell balancer can be operated through CAN -CAN 2.0B: 500kbps -UART: 1200bps
Number of connections	Below 22 modules in series	(22 modules in series, Nominal voltage: 607.2V)
Charge/discharge terminal	Specified M6 screw	Tool: T20 Hexalobular wrench
Dimensions	187.3(H) x 358.5(D) x 122.65(W)	Unit: mm (Excluding protrusions) (Tolerance refers to “1.3 Appearance/Dimensions”)
Weight	14kg (Approx.)	-
External interface	CAN 2.0B 1ch UART (ISO9141 Equivalent) 1ch	CAN communication connector (8 poles) SM08B-CPTK-1A-TB (Manufactured by JST)
CMU operating power supply	Voltage: DC12V(10.2~13.2V) Rated consumption current: 17mA	Supplied from external power source Instantaneous interruption: less than 10msec Rush current: Approx. 7A (Only 1 in series), ~Approx. 11A (22 in series)
Environmental condition	Operating temperature range	-30~+55deg.C No condensation *3
	Storage temperature range	-30~+55deg.C Recommended: -10~+25deg.C No condensation *3
	Humidity	15~85%RH No condensation *3
	Operating altitude range	Below 1,000m When this module is used in an area over 1,000m, please contact us at the address described at the end of this document.

Note \*1. Initial characteristics in manufacturing.

\*2. Charge/discharge condition

- Charge: 40A, 20A, 8A, 4A, 2A/cell 2.7V cut Step charge
- Discharge: 8A/cell 1.5V cut Constant current discharge

\*3. This module may be damaged and become unusable due to condensation.

#### รูปที่ 4.2 ข้อมูลทางเทคนิคของแบตเตอรี่ Li-ion

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4.2.2 โปรแกรม PLC ของบริษัท Siemens

มีหน่วยประมวลผล SIMATIC S7-1200 ของบริษัท Siemens ดังรูปที่ 4.3 เป็นเครื่องมือที่ใช้ในการนำข้อมูลที่ได้จากเซนเซอร์วัดกระแสไฟฟ้า และเซนเซอร์วัดแรงดันไฟฟ้า มาทำการแบ่งประเภทของข้อมูลเพื่อส่งต่อการแสดงผลในโปรแกรม PLC สำหรับการออกแบบหน้าจอแสดงข้อมูลของแบตเตอรี่จะใช้โปรแกรม PLC ของบริษัท Siemens ซึ่งข้อมูลดังกล่าวได้แก่ แรงดันไฟฟ้าต่อเซลล์ ภายในแบตเตอรี่ อุณหภูมิภายในแบตเตอรี่ กระแสขณะใช้งานของแบตเตอรี่ และค่าสถานะ SOC (State of Charge)



รูปที่ 4.3 หน่วยประมวลผล SIMATIC S7-1200 ของบริษัท Siemens

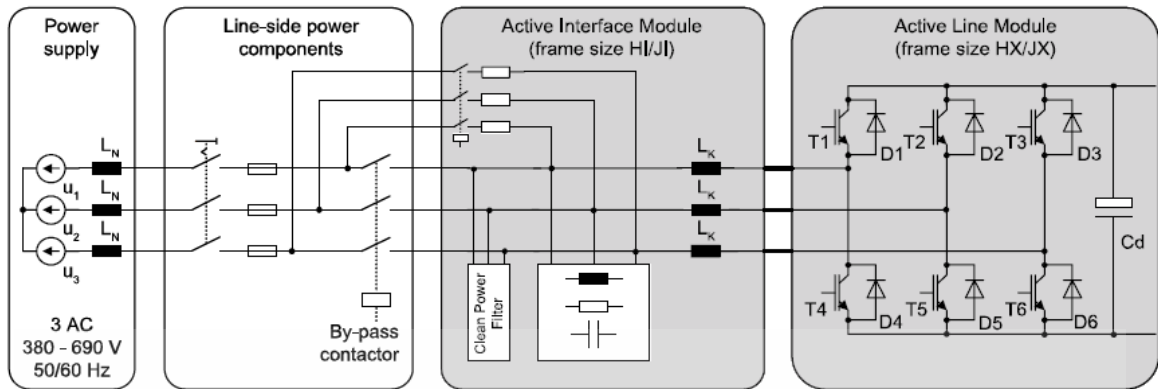
#### 4.2.3 การออกแบบวงจรกำลัง

ในวงจรกำลังจะใช้แบตเตอรี่เชื่อมต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์ของบริษัท Siemens ดังรูปที่ 4.4 ดังนั้นในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจึงสามารถทำได้สองทิศทางนั่นคือสามารถทำงานได้ทั้งโหมดจ่ายกำลังไฟฟ้าสู่โหลด และโหมดจ่ายกำลังไฟฟ้ากลับสู่แหล่งจ่าย (Inverter mode) ซึ่งวงจรกำลังนี้มีพิกัดอินพุต 3AC, 380-480V, 50/60Hz และเอาต์พุต DC, 600V, 27A, 16 kW



รูปที่ 4.4 อินเวอร์เตอร์ของบริษัท Siemens

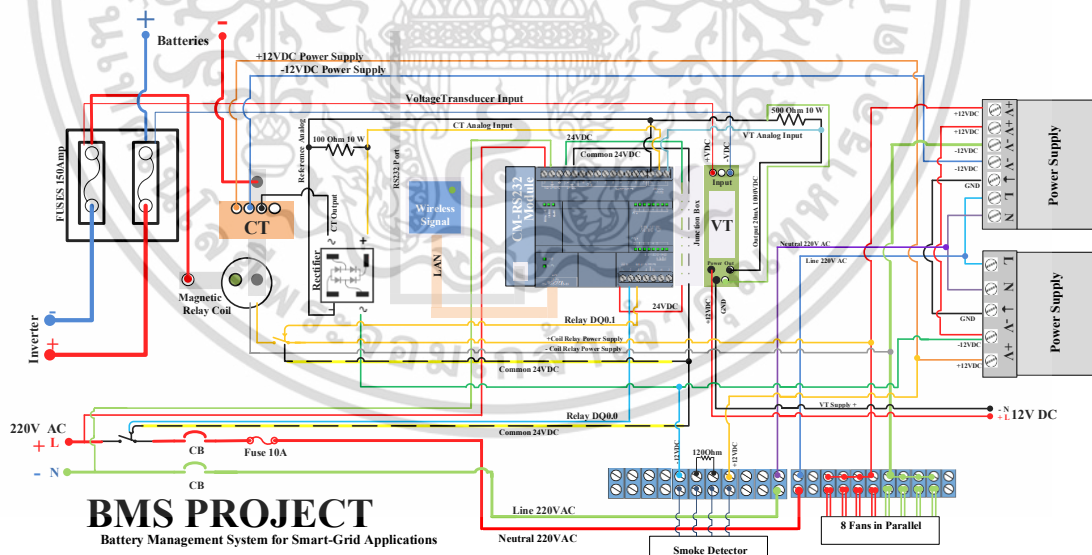
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.5 โครงสร้างวงจรรีเวอร์เตอร์

4.2.4 แผนผังการเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในตู้แบตเตอรี่

การเชื่อมต่อวงจรภายในตู้ควบคุมการทำงานของแบตเตอรี่จำนวน 24 ก้อน ขนาด 27.6 V 40 Ah ภายในประกอบด้วย ชุด PLC, วงจร Bridge rectifier, ชุดเครื่องมือวัด Current transducer, ชุดเครื่องมือวัด Voltage transducer, แหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง 12 V, ตัวต้านทาน, เซอร์คิตเบรกเกอร์, รีเลย์, ฟิวส์ และพัดลมระบายอากาศ ดังแสดงได้ในรูปที่ 4.6

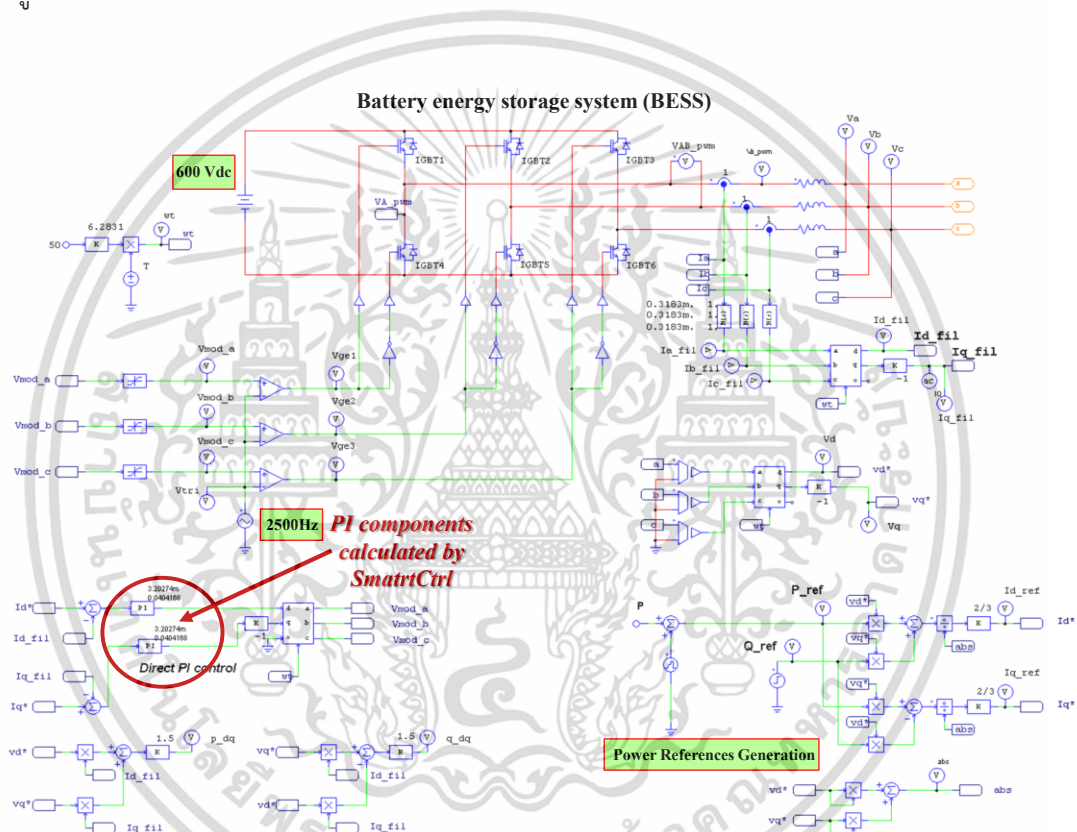


รูปที่ 4.6 แผนภาพการเดินสายไฟและการเชื่อมต่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในตู้คอนโทรล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 4.3 การออกแบบวงจรไฟฟ้ากำลัง ผ่านโปรแกรม PSIM

การจำลองการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ผ่านโปรแกรม PSIM เพื่อทดสอบผลการตอบสนองของระบบ ในโหมดการทำงานต่าง ๆ ของระบบเก็บสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ (BESS) ช่วงการชาร์จ และช่วงการดิสชาร์จเมื่อเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า โดยการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือน เพื่อศึกษาผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมกับทดสอบตัวควบคุม PI ที่ออกแบบจากโปรแกรม SmartCtrl สำหรับการชดเชยกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมกับระบบควบคุมการทำงานของระบบเก็บสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ (BESS) ดังแสดงได้ในรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 วงจรไฟฟ้ากำลังของระบบควบคุม BESS ในโปรแกรม PSIM Simulation

### 4.4 เทคนิคการควบคุมอัตราลาดเอียง

การผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะไม่มีส่วนประกอบของแรงเฉื่อยจึงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็วเมื่อดวงอาทิตย์ถูกบดบังโดยเมฆที่ผ่านมาปกคลุม ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดเล็กการเชื่อมต่อไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่อาจทำให้เกิดปัญหาในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากความร้อนแบบเก่าพยายามจะรักษาความสมดุลของกำลังไฟฟ้าให้คงที่เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงอย่างฉับพลัน เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แสงอาทิตย์ไม่สม่ำเสมอจะส่งผลให้ความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงได้ ดังนั้น จึงได้มีการนำเอาเซลล์แสงอาทิตย์มาเชื่อมต่อกับ BESS เพื่อรับมือกับการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วในการส่งกำลังไฟฟ้าออก เพื่อให้อัตราการลาดเอียงกำลังไฟฟ้าเอาต์พุตอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานในการเชื่อมกับโครงข่ายไฟฟ้า อัตราลาดเอียงตามเกณฑ์มาตรฐานจะกำหนดไว้ทั่วไปจากการไฟฟ้าซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ต่ออนาที่ (kW/min) ซึ่งอัตราการลาดเอียงจะอ้างอิงเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS เท่านั้นและกำลังไฟฟ้าเสมือนเอาต์พุตก็สามารถส่งได้เช่นเดียวกันและเป็นอิสระเพื่อให้ระบบไฟฟ้ากำลังอื่นๆ ได้รับตามเป้าหมาย เช่นฟังก์ชันการควบคุม โวลต์/วาร์ (Volt/Var control function)

การควบคุมอัตราการลาดเอียงจะถูกออกแบบมาเพื่อตรวจจับการเบี่ยงเบนอย่างต่อเนื่องของกำลังไฟฟ้าจริงจากการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อสั่งให้โหมดการชาร์จหรือการดิสชาร์จของ BESS ดังนั้นอัตราการไหลของกำลังไฟฟ้าเอาต์พุตระหว่าง BESS และ PV เป็นสิ่งจำเป็นเพื่อพิจารณาตัวควบคุม BESS เพื่อให้อยู่ในขอบเขตจำกัดของการไฟฟ้า ตัวควบคุมอัตราการลาดเอียงนี้จะช่วยลดความเสียหายให้กับเครื่องจักรหมุน (Rotating Machine) ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid) จากการให้กำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ซึ่งสามารถชดเชยให้กับระบบและป้องกันความร้อนจากการรักษาเสถียรภาพค่าคงที่ของกำลังไฟฟ้าจริงและความถี่ของระบบ [9] โดยปกติเครื่องกำเนิดความร้อนเป็นปัจจัยสำคัญในการกำหนดอัตราการลาดเอียงของการเปลี่ยนแปลงสำหรับ PV และการควบคุมอัตราการลาดเอียง เรียกว่า smoothing

#### 4.4.1 การตอบสนองความถี่

ถึงแม้จะมีการควบคุมอัตราการลาดเอียง การเบี่ยงเบนของความถี่ก็ยังมีอยู่เป็นบางครั้งในระบบแรงดันต่ำ นอกจากนี้ความถี่ยังสามารถเปลี่ยนแปลงไปได้ในช่วง 1-3 Hz ในระบบ 50 Hz หรือระบบ 60 Hz เมื่อเทียบกับระบบไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกาที่มีการผลิตกำลังไฟฟ้าสูงถึง 1,000 MW การเปลี่ยนแปลงของความถี่เพียง 0.1 Hz ก็มีผลต่อระบบไฟฟ้าอย่างมาก การเปลี่ยนแปลงความถี่ที่เกิดขึ้นจะมีผลกระทบต่อโหลดหลายประเภทและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวอื่นๆ การเปลี่ยนแปลงความถี่เกิดจากการไม่เข้ากันของกระบวนการผลิตไฟฟ้าและโหลด ตามสมการแกว่งของ Thevenin's equation ของกำลังไฟฟ้าสนับสนุนโครงข่ายไฟฟ้า [9] ความเฉื่อยของระบบถูกกำหนดให้เป็น H ตามสมการที่ (4.1)

$$H = \frac{\text{stored kinetic energy at synchronous speed}}{\text{generator voltampere rating}} \quad (4.1)$$

ซึ่ง H สามารถประมาณเป็นการตอบสนองความถี่ จากค่าจำกัดความของ H สมการที่ 4.1 สามารถเขียนใหม่สำหรับ H ดังต่อไปนี้

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_s^2}{P_{post}} = \frac{1}{2} \left[ \frac{-\Delta P_m}{\frac{d\omega_s}{dt}} \right] \frac{\omega_s}{P_{post}} = \frac{-\Delta P_m f_s}{2 P_{post} \left( \frac{df_s}{dt} \right)} \quad (4.2)$$

ซึ่งหน่วยของ H คือ วินาที,  $\omega_s$  คือ ความเร็วเชิงมุมระบบ,  $f_s$  คือความถี่ของระบบ,  $P_{post}$  คือ จำนวนการผลิตที่คงเหลือหลังจากตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า trip และ  $\Delta P_m$  คือ ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ trip ในระบบไฟฟ้าที่ใหญ่จะมีค่า H เท่ากับ 6 วินาที หรือมากกว่า ซึ่งเป็นค่าที่สามารถบ่งบอกถึงค่าพลังงานที่ถูกเก็บในรูปของแรงเฉื่อยภายในโรเตอร์ของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งระบบไฟฟ้ายิ่งเล็กค่า H ที่เกิดขึ้นก็ยิ่งน้อยลงด้วยเช่นเดียวกัน และความถี่จะเกิดการเปลี่ยนแปลงมากขึ้นเมื่อเกิด Step change ในการผลิตไฟฟ้าหรือโหลด อย่างไรก็ตาม ค่า H ในที่นี้ คือ ค่ารวม H ของระบบกำลังไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดแต่ละตัวก็มีค่า H ของตัวเอง [54]

เมื่อความถี่มีค่าเกินเกณฑ์มาตรฐานระบบควบคุมจะสั่งการให้ BESS ทำการชาร์จ ในกรณีที่ Over-frequency เกินขอบเขตที่กำหนดรีเลย์จะเกิดการ trip และปลดโหลดออกทีละตัวจากนั้นจะเกิดการ trip ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากความร้อนในที่สุด เนื่องจากความไม่เข้ากันของการผลิตไฟฟ้า การใช้ตัวควบคุมแบบสัดส่วน เพื่อเพิ่มหรือลดกำลังไฟฟ้าในการรักษาเสถียรภาพความถี่ของระบบไฟฟ้า ซึ่งจะถูกเรียกว่าการตอบสนองแบบดรู๊ป (Droop response) ซึ่งเป็นพฤติกรรมทั่วไปในตัวของ Generator governors ที่ติดตั้งตัว Speed-droop หรือ Regulation characteristic การตอบสนองแบบดรู๊ปในตัว Governor จะมีคุณลักษณะเหมือนตัวควบคุมแบบสัดส่วนที่มีอัตราขยายเท่ากับ  $1/R$  ซึ่งค่า R คือ ค่าคงตัวสำหรับการควบคุมความเร็วจะกำหนดตามสมการ

$$\%R = \frac{\text{percent frequency change}}{\text{percent power output change}} \quad (4.3)$$

$$\%R = \left( \frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \right) \times 100 \quad (4.4)$$

ซึ่ง  $\omega_{NL}$  คือ ความเร็วคงที่ขณะไม่มีโหลด,  $\omega_{FL}$  คือความเร็วคงที่ขณะมีโหลด,  $\omega_0$  คือ Nominal หรืออัตราเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [55] ซึ่งหมายความว่า การตอบสนองแบบดรู๊ป 2% จะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลง 100% ของกำลังไฟฟ้าเอาต์พุต เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงความถี่ 2% หรือ 1 Hz ในระบบไฟฟ้า 50 Hz

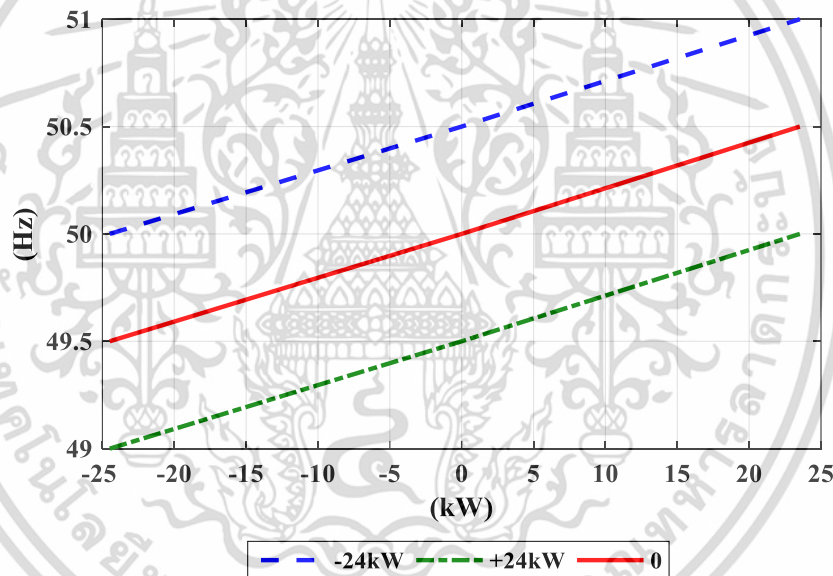
เนื่องจาก BESS ใช้อินเวอร์เตอร์ในการแปลงผันกำลังไฟฟ้าและเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วเนื่องจากไม่มีความเฉื่อยในระบบ ดังนั้นอัตราการลาถเอียงในด้านกำลังไฟฟ้าเอาต์พุตจะต้องใกล้เคียงกับพฤติกรรมที่พบในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากความร้อน

วิธีการที่ง่ายที่สุดคือการคำนวณแบบดิจิตอล (Digital offset) เพื่อให้กำลังไฟฟ้าเอาต์พุตของ BESS เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำมาใช้ในเชิงพาณิชย์หรือการดำเนินงานที่ไม่ใช่การวิจัย การแก้ไขข้อผิดพลาดหรือการปรับปรุงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตอบสนองตามสัดส่วนกับความถี่ การตอบสนองจะมีหน่วยเป็น kW และจะกำหนดได้ตามสมการต่อไปนี

$$Response = \left( \frac{f_{grid} - f_{DB}}{\frac{f_{DB}}{\%R}} \right) \times kVA_{BESS} \quad (4.5)$$

ซึ่ง  $f_{grid}$  คือ ความถี่ของระบบไฟฟ้า,  $f_{DB}$  คือ ความถี่ช่วงไร้การตอบสนอง, และ  $kVA_{BESS}$  คือ อัตรากำลังไฟฟ้าของ BESS หน่วย kVA ในรูปที่ 4.8 จะแสดงการการตอบสนองของ BESS ขนาด 24 kW ที่มีการลดลงของความถี่ไม่เกิน 2 % เส้นที่แยกจากกันคือกำลังไฟฟ้าของ BESS ที่ควบคุมให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดของการไฟฟ้า ซึ่งการตอบสนองกำลังไฟฟ้าของ BESS จะเป็นสัดส่วนกับความถี่ที่ต้องการควบคุม



รูปที่ 4.8 การตอบสนองของ BESS ขนาด 24 kW ที่มีการลดลงของความถี่ไม่เกิน 2%

#### 4.4.2 การควบคุมอัตราลาดเอียงพร้อมกับการพิจารณา $C_{rate}$ สำหรับกำลังไฟฟ้าจริง

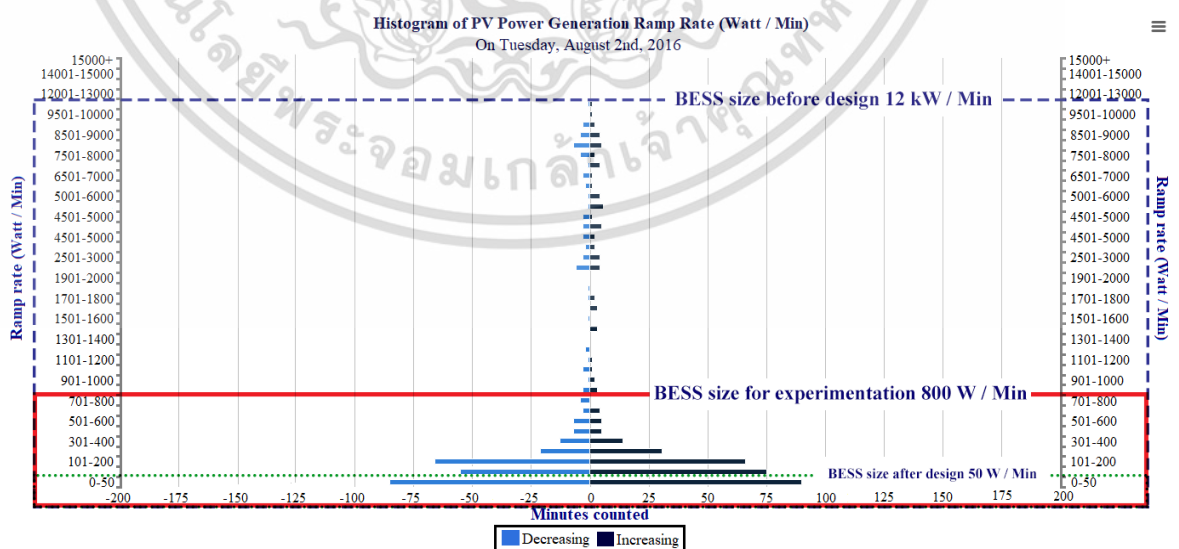
เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานให้เรียบ

ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ตามที่แสดงในรูปที่ 4.9 ใช้ในการออกแบบขนาดของ BESS ข้อมูลการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงจาก PV ขนาด 15 kW จะถูกบันทึกระหว่างการใช้งาน ข้อมูลที่ผ่านการทดสอบคือค่าจริงที่ได้จากฐานข้อมูลและยังสามารถใช้เพื่อกำหนดค่าความเบี่ยงเบนของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (W/min) ในแนวแกนตั้งจะแสดงอัตราลาดเอียงการผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และแนวแกนนอนจะแสดงความถี่หรือจำนวนครั้งของการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เปลี่ยนแปลงด้านเอาต์พุตเซลล์แสงอาทิตย์ จะเห็นได้ว่า การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงสามารถเปลี่ยนแปลงได้จาก 50 W/min จนถึง 12 kW/min การเลือกพารามิเตอร์อัตราลาดเอียงที่เหมาะสมจะส่งผลต่อการปรับขนาดแบตเตอรี่ของ BESS ซึ่งสามารถสังเกตเห็นได้ว่าจำนวนของการเปลี่ยนแปลงตามพฤติกรรมของการผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถใช้เพื่อกำหนดขนาด BESS ที่เหมาะสมได้ ถ้าหากเลือกช่วงการชดเชยกำลังไฟฟ้าครอบคลุมทั้งหมดของการเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะอยู่ในช่วงประมาณ  $\pm 12$  kW/min ขนาดของ BESS ที่ต้องการออกแบบจะมีขนาดที่ใหญ่มากและมีราคาแพง ในทางกลับกันถ้าเลือกช่วง  $\pm 50$  W/min ขนาดของ BESS จำเป็นต้องออกแบบจะมีขนาดเล็กมากและมีต้นทุนการลงทุนต่ำ แต่ช่วงของการเบี่ยงเบนกำลังไฟฟ้าจริงจะไม่สามารถทำได้สำเร็จเพื่อให้กำลังไฟฟ้าจริงเรียบตามเป้าหมายได้ ดังนั้นควรเลือกขนาดที่เหมาะสมของ BESS สำหรับพฤติกรรมของการเปลี่ยนแปลงที่พบบ่อยที่สุด ดังแสดงในรูปที่ 4.9 ซึ่งจะเห็นได้ว่าการเบี่ยงเบนกำลังไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้นบ่อยที่สุดจะอยู่ในช่วงประมาณ  $\pm 800$  W/min เมื่อชดเชยการเบี่ยงเบนกำลังไฟฟ้าจริงด้วย BESS ในช่วง  $\pm 800$  W/min กำลังไฟฟ้าจริงด้านเอาต์พุตจะเรียบขึ้นได้ตามเป้าหมาย

การควบคุมอัตราลาดเอียงนี้จะพิจารณา  $C_{rate}$  ของแบตเตอรี่ด้วย โดยปกติแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนจะมี  $C_{rate}$  ประมาณ 2-3 เท่าของกระแสไฟฟ้าที่ระบุไว้ ดังนั้น 2 เท่าของ  $C_{rate}$  ( $2C_{rate}$ ) จะนำมาใช้ในงานนี้ เพื่อป้องกันอายุการใช้งานแบตเตอรี่ อัลกอริธึมการควบคุมควรเพิ่มคุณสมบัติ  $C_{rate}$  ขึ้นอยู่กับชนิดของแบตเตอรี่ลงในแบบจำลองดังแสดงในรูปที่ 4.12 หากมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงอยู่  $\pm 800$  W/min และ  $2C_{rate}$  จะถูกเลือกใช้กับอัตรากำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่เท่ากับ 24 kW ดังนั้น BESS ขนาด 24 kW จึงนำมาใช้งานและให้กำลังไฟฟ้าได้  $\pm 800$  W/min ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าค่อนข้างคงที่



รูปที่ 4.9 ฮิสโตแกรมอัตราลาดเอียงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (W/min)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4.4.3 อัลกอริทึมการควบคุมอัตราลาดเอียง

อัลกอริทึมการควบคุมอัตราลาดเอียง BESS ให้ชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงที่เบี่ยงเบนไปของ PV จะนำเสนอขึ้นในส่วนนี้ วิธีการนี้จะทำให้การเบี่ยงเบนกำลังไฟฟ้าจริงจาก PV เรียบ โดยกำหนดให้  $P_{BESS}(t)$  คือ กำลังไฟฟ้าของ BESS สำหรับรับและจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ  $\mu$ EMS จะหาได้จากสมการที่ 4.6 [56-58] นั่นคือ กำลังไฟฟ้าของ BESS จะถูกคำนวณเปลี่ยนแปลงไปตามเงื่อนไข เช่น เมื่อกำหนดให้  $P_{PV(t+1)}(t)$  คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV ที่มีการเปลี่ยนแปลงไป ที่เวลา (t+1) ลบด้วย  $P_{PV(t)}^{ramped}(t)$  คือ อัตราลาดเอียงของกำลังไฟฟ้า ที่เวลา (t) ถ้าเงื่อนไขเป็นจริงและผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณมีค่าน้อยกว่า  $-\delta$  ตามสมการที่ 4.7 จะสามารถคำนวณเพื่อหาค่า  $P_{PV(t+1)}^{ramped}(t)$  คือ อัตราลาดเอียงของกำลังไฟฟ้า ที่เวลา (t+1) ได้จากสมการที่ 4.8 และถ้าหากผลที่ได้จากการลบมีค่ามากกว่า  $\delta$  หรืออยู่ระหว่างค่า  $\pm\delta$  จะใช้เงื่อนไขสำหรับการคำนวณดังแสดงในสมการที่ (4.9)-(4.12) ตามลำดับ เมื่อ  $\pm\delta$  คือ ค่าคงที่อัตราลาดเอียงกำลังไฟฟ้าที่ถูกจำกัดไว้  $\pm 300$  (Watt/min) เนื่องจากประเทศไทยใช้ความถี่ที่ 50 Hz ตามค่ามาตรฐานกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงความถี่ได้ไม่เกิน  $\pm 2\%$  ดังนั้นการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของ PV ตามสัดส่วนที่เป็นไปตามสมการที่ 4.3 ที่กล่าวมาแล้ว จึงมีค่าไม่เกิน  $\pm 300$  (Watt/min) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 KW และสามารถอธิบายได้เพิ่มเติมจากภาพประกอบของการคำนวณกลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียง ดังแสดงในรูปที่ 4.10

$$P_{BESS}(t) = P_{PV(t+1)}^{ramped}(t) - P_{PV(t+1)}(t) \quad (4.6)$$

$$(i) \text{ If } P_{PV(t+1)}(t) - P_{PV(t)}^{ramped}(t) < -\delta \quad (4.7)$$

$$P_{PV(t+1)}^{ramped}(t) = P_{PV(t)}^{ramped}(t) + (-\delta) \quad (4.8)$$

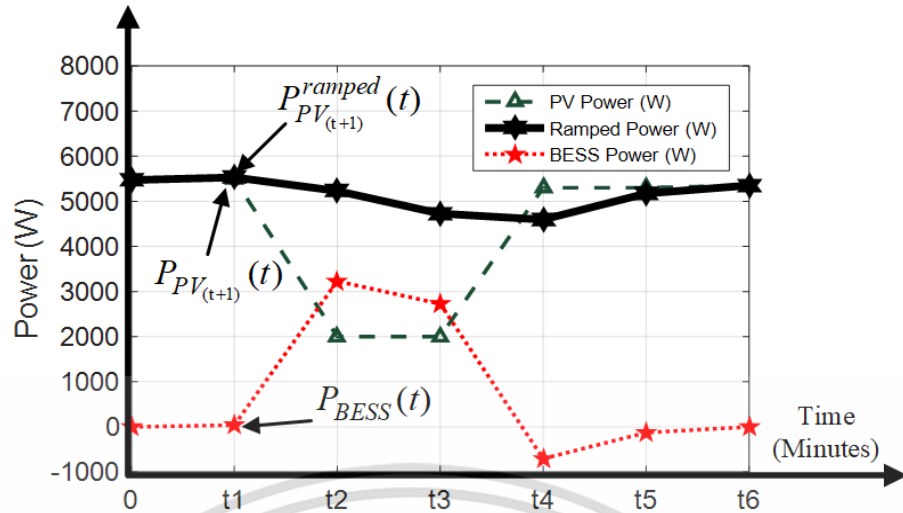
$$(ii) \text{ If } P_{PV(t+1)}(t) - P_{PV(t)}^{ramped}(t) > \delta \quad (4.9)$$

$$P_{PV(t+1)}^{ramped}(t) = P_{PV(t)}^{ramped}(t) + \delta \quad (4.10)$$

$$(ii) \text{ If } -\delta < P_{PV(t+1)}(t) - P_{PV(t)}^{ramped}(t) < \delta \quad (4.11)$$

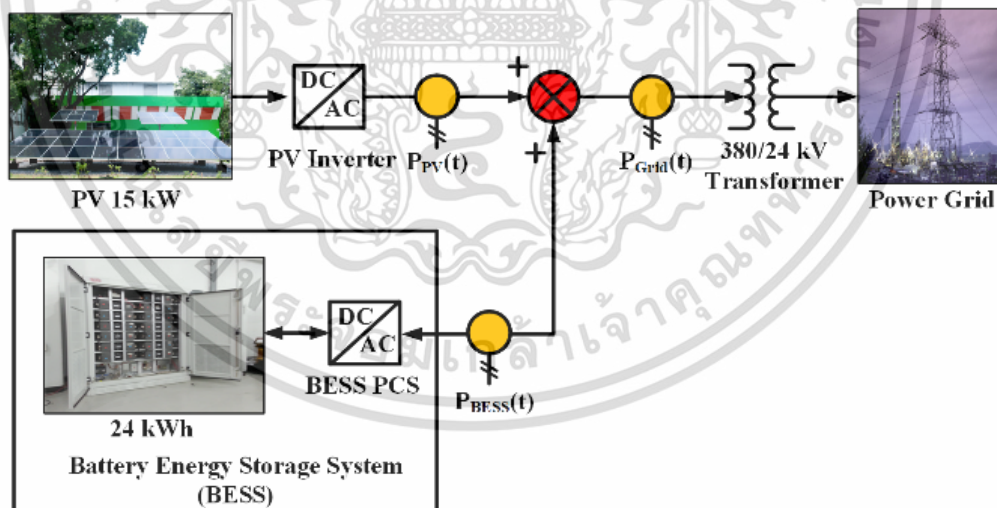
$$P_{PV(t+1)}^{ramped}(t) = P_{PV(t)}^{ramped}(t) + (P_{PV(t+1)}(t) - P_{PV(t)}^{ramped}(t)) \quad (4.12)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.10 แผนภาพประกอบของกลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียง

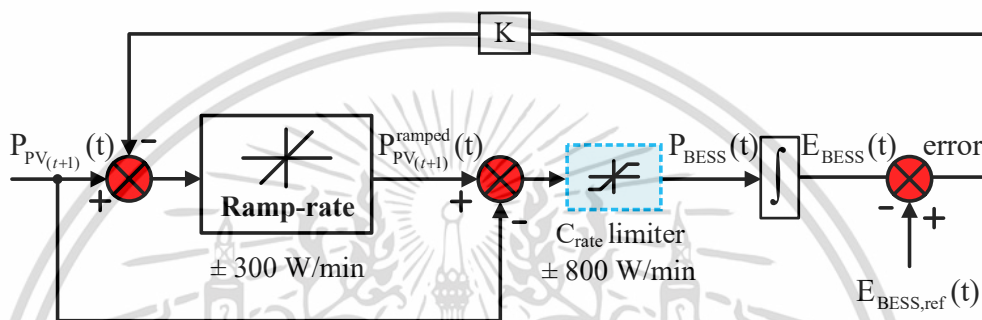
ในรูปที่ 4.11 จะแสดงการติดตั้งที่แยกเป็นสัดส่วนกัน โดย BESS จะถูกเชื่อมต่อที่จุดเชื่อมต่อระหว่าง Grid-tie inverter กับหม้อแปลงจำหน่ายขนาด 380V/24kV ด้านข้างของหม้อแปลงขนาด 380 V คือ จุดเชื่อมต่อกับสายส่งของการไฟฟ้า การไหลของกำลังไฟฟ้าจาก PV ไปยังโครงข่ายไฟฟ้าจะเป็นแบบทิศทางเดียวและการไหลของกำลังไฟฟ้าจาก BESS จะเป็นแบบสองทิศทางผ่านอินเวอร์เตอร์มายังจุดเชื่อมต่อ (Point of coupling, PCC) ระหว่างหม้อแปลงจำหน่าย



รูปที่ 4.11 แผนผังของ BESS เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

จุดมุ่งหมายของอัลกอริทึมในการควบคุมจ่ายกำลังไฟฟ้าและการดูดซับกำลังไฟฟ้าผ่านการใช้ BESS คือ การควบคุมอัตราลาดเอียงเพื่อลดผลกระทบของความผันผวนของ PV จากระบบไฟฟ้ากำลัง ในรูปที่ 4.12 จะแสดงแบบจำลองพื้นฐานการควบคุมอัตราลาดเอียงที่สอดคล้องกัน  $P_{PV(t+1)}$  คือ กำลังไฟฟ้าที่มาจากอินเวอร์เตอร์เซลล์แสงอาทิตย์,  $P_{PV(t+1)}^{ramped}$  คือ กำลังไฟฟ้าเชื่อมต่อกับเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

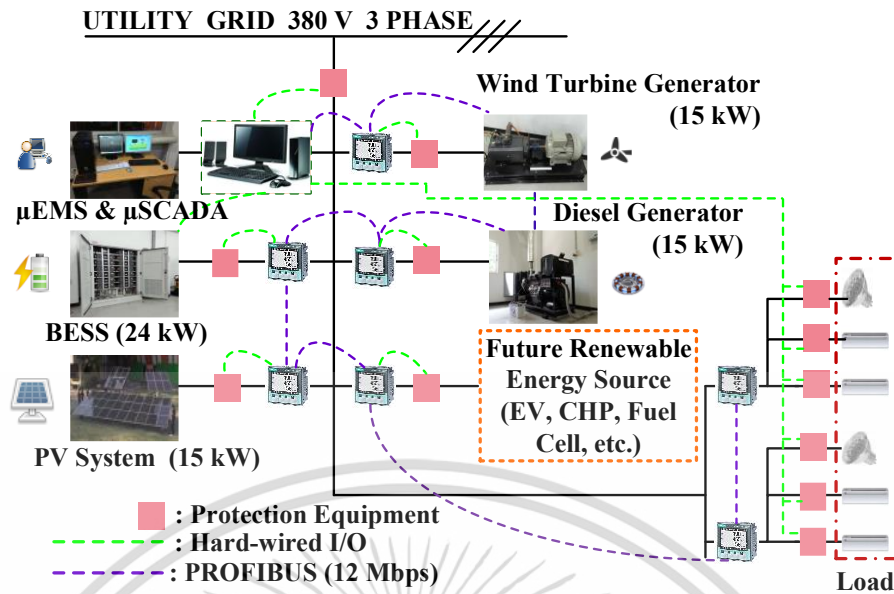
โครงข่ายไฟฟ้า และ  $P_{BESS}(t)$  คือ กำลังไฟฟ้าส่งไปยัง BESS ตามลำดับ วิธีการควบคุมทั้งหมดภายในส่วนนี้จะทำได้โดยกำหนดค่า  $P_{Grid}(t)$  ที่ต้องการ ตัวแปรควบคุมที่ถูกคำนวณจะใช้  $P_{PV(t+)}^{ramped}$  ในระบบควบคุมจริง  $P_{Grid}(t) \neq P_{PV(t+)}^{ramped}$  เนื่องจากการดีเลย์ของการวัดเวลาจริง รูปการควบคุมและข้อจำกัดอัตรากำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์เซลล์แสงอาทิตย์ การจำลองในการศึกษาครั้งนี้สันนิษฐานว่าความล่าช้าเหล่านี้เป็นศูนย์และการตอบสนองทางลาดในอินเวอร์เตอร์เป็นอนันต์เนื่องจากมีผลกระทบเล็กน้อยต่อความล่าช้าดังกล่าว ซึ่งจะช่วยควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS [18], [59] ดังแสดงในรูปที่ 4.12



รูปที่ 4.12 แบบจำลองการควบคุมอัตราลาดเอียงของ BESS ที่ขึ้นอยู่กับ การจำกัดกำลังไฟฟ้าและคุณลักษณะของ  $C_{rate}$

#### 4.5 ออกแบบการควบคุมและการติดต่อสื่อสารสำหรับไมโครกริด

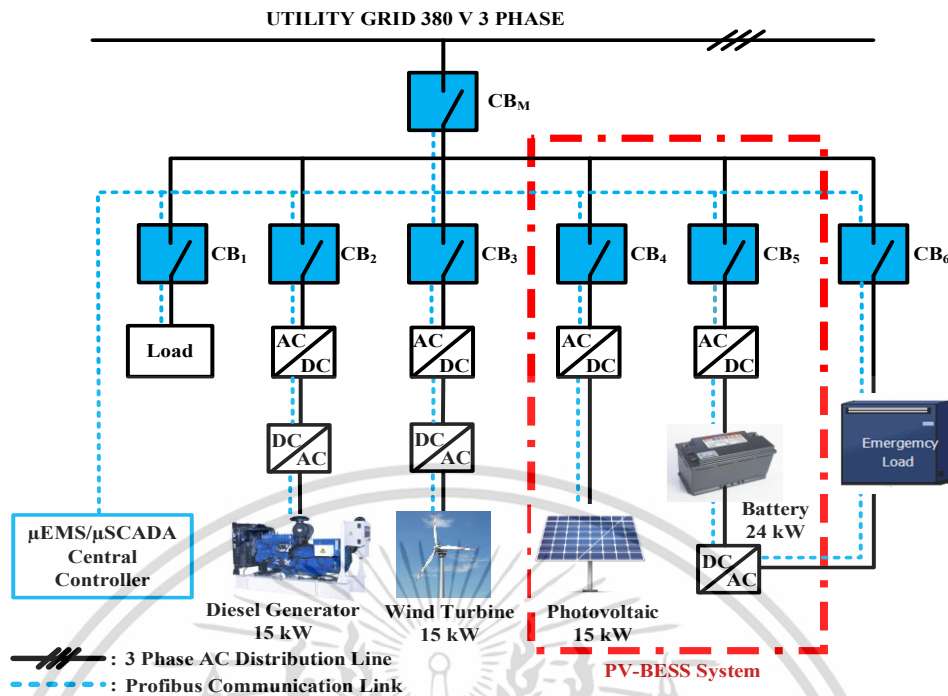
โครงสร้างการควบคุมที่นำเสนอและการติดต่อสื่อสารสำหรับไมโครกริด ดังแสดงในรูปที่ 4.13 อินเวอร์เตอร์จะเชื่อมต่อกันทั้งหมดสามารถสื่อสารกันสำหรับแรงดันไฟฟ้าเอาต์พุตและความถี่ผ่านทางโปรโตคอลการสื่อสารมาตรฐาน ข้อมูลจะถูกส่งไปยังตัวควบคุมของไมโครกริดสำหรับการวินิจฉัยและการควบคุม ในทางปฏิบัติแล้วระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI-smart meter) จะใช้เก็บรวบรวมข้อมูลและฟังก์ชัน  $\mu$ EMS จะทำหน้าที่เป็นตัวควบคุมการผลิตกำลังไฟฟ้าและควบคุมโหลดตามที่แสดงในรูปที่ 4.14 การประยุกต์ใช้งานไมโครกริดมีทั้งแบบ ac และ dc สามารถใช้งานได้ขึ้นอยู่กับค่าการทดลองที่เสนอไว้ที่พัฒนาขึ้นใน [60-62] การแปลงผันกำลังไฟฟ้าสามารถกำหนดค่าใหม่ได้ทั้งแบบ ac เป็น dc และแปลง dc เป็น ac สำหรับการทดลองได้



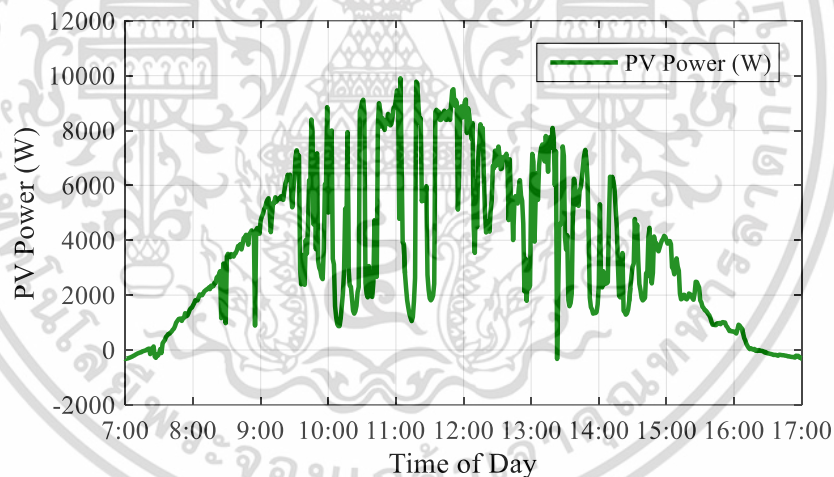
**รูปที่ 4.13** การควบคุมและการติดต่อสื่อสาร

ไมโครกริดจะถูกควบคุมโดย WinCC เพื่อจัดการการไหลกำลังไฟฟ้า ซึ่งระบบไมโครกริดประกอบด้วย อัลกอริทึมการควบคุม เครื่องบันทึกข้อมูลของกำลังไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกัน การสื่อสาร ในบทนี้ไมโครกริดจะถูกควบคุมโดยใช้โปรแกรมเมเบิลลอจิกคอนโทรลเลอร์ (PLC) รุ่น S7-300 ของบริษัทซีเมนส์ร่วมกับการสื่อสารโปรโตคอล PROFIBUS กำลังไฟฟ้าจริงของไมโครกริดจะถูกกำหนดให้โดยการต่อแหล่งจ่ายไฟฟ้าแบบขนาน ซึ่งประกอบด้วย ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 kW กังหันลมจำลองขนาด 15 kW เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 15 kW และระบบสะสมแบตเตอรี่ขนาด 15 kW ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์และข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าจะถูกเก็บรวบรวมโดยระบบบันทึกข้อมูลตามที่แสดงในรูปที่ 4.14 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้า คือ PV เอาต์พุตในวันที่มีเมฆมากที่มีความแปรปรวนของพลังงานแสงอาทิตย์อย่างรุนแรงดังที่แสดงในรูปที่ 4.15 กลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียง BESS ที่เสนอนี้ จะทำการจำลองและตรวจสอบโดยการจำกัดการชาร์จและไม่จำกัดการชาร์จ BESS ขนาด 24 kW และการทดสอบจำกัดการชาร์จในระบบควบคุม BESS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.14 โดอะแกรมของการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงสำหรับติดตั้งไมโครกริดในการทดลอง



รูปที่ 4.15 ข้อมูลสำหรับการทดสอบการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS

#### 4.6 บทสรุป

ในบทนี้เป็นการกล่าวถึงการออกแบบตัวควบคุม อัลกอริทึมการควบคุม และการคำนวณทางคณิตศาสตร์ โดยใช้โปรแกรมเมเบิลลอจิกคอนโทรลเลอร์ (PLC) รุ่น S7-300 ของบริษัทซีเมนส์ร่วมกับการสื่อสารโปรโตคอล PROFIBUS เป็นอุปกรณ์ในการเขียนชุดคำสั่ง และประมวลผลการทำงานออกมาทางหน้าจอแสดงผล รวมถึงผลการตอบสนองของกำลังไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบเพื่อศึกษาผล

การตอบสนองก่อนการทดลอง ซึ่งผลการจำลองและรายละเอียดต่าง ๆ จะถูกนำเสนอในบทถัดไป เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ในการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 5

# ผลการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

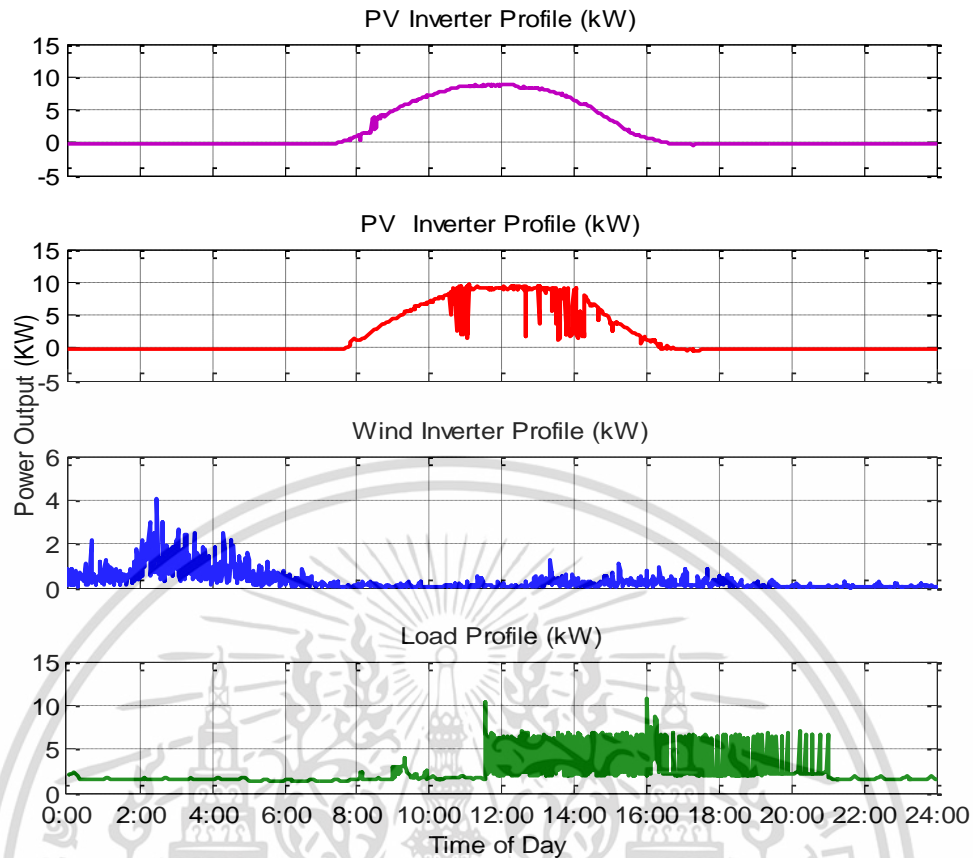
### 5.1 บทนำ

ในบทนี้เป็นการนำเสนอถึงผลการจำลองการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ โดยเริ่มจากการตรวจสอบแบบจำลองและการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงในระบบเอซีไมโครกริด เพื่อตรวจสอบการตอบสนองของระบบควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงในระบบเอซีไมโครกริด ซึ่งในงานวิจัยนี้มีการใช้การคำนวณ การออกแบบ เพื่อประเมินประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ รวมถึงการทดสอบเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงให้กับเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงขณะหนึ่ง โดยใช้โปรแกรม PSIM เป็นวงจรพื้นฐานในการจำลองการทำงานและใช้ตรวจสอบตัวควบคุมที่ออกแบบในบทที่ 4 เพื่อพิสูจน์ความเป็นไปได้ ซึ่งรายละเอียดส่วนต่าง ๆ สามารถอธิบายได้ดังนี้

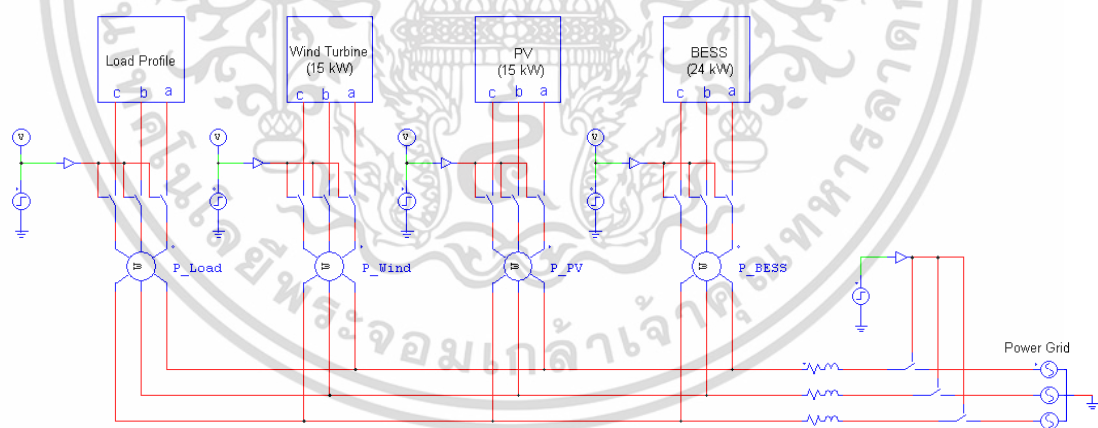
### 5.2 การตรวจสอบแบบจำลองและการควบคุมกำลังไฟฟ้าในไมโครกริด

แบบจำลองไมโครกริดได้ถูกพัฒนาขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 5.2 โดยใช้โปรแกรม PSIM เป็นวงจรพื้นฐานที่ใช้ในการจำลองการทำงานและมีลักษณะคล้ายกับวงจรแปลงผันกำลังไฟฟ้าในทางปฏิบัติ วงจรแปลงผันกำลังไฟฟ้าแต่ละตัวจะแปลงแรงดันไฟฟ้าสามเฟสให้เป็นระบบ 380 โวลต์ หรือ 50 เฮิร์ตซ์ ซึ่งข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ข้อมูลการผลิตกำลังไฟฟ้าจากกังหันลม และข้อมูลของดีมานด์โหลด จากระบบเก็บข้อมูลจะถูกนำมาใช้สำหรับการตรวจสอบ ดังแสดงในรูปที่ 5.1 นอกจากนี้ตัวควบคุมพีไอที่ออกแบบของ BESS ยังนำมาใช้ร่วมกับโมเดล BESS เพื่อชดเชยกำลังจริงในไมโครกริด เมื่อกำลังไฟฟ้าเกิดการเบี่ยงเบนไปเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์หรือการเปลี่ยนแปลงโหลด ดังนั้นการตรวจสอบจึงมีอยู่สองสถานการณ์ คือ BESS สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์พร้อมทั้งโหลด และ BESS สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลมพร้อมทั้งโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่จำเป็นต้องจ่ายของ BESS สามารถคำนวณได้โดยการใช้สมการที่ (5.1)

$$P_{BESS} = P_{Load} - P_{Solar} - P_{Wind\ turbine} \quad (5.1)$$



รูปที่ 5.1 ข้อมูลของการผลิตกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาแบบจำลอง



รูปที่ 5.2 การจำลองโครงสร้างของไมโครกริด

### 5.2.1 การจำลอง BESS สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์พร้อมกับโหลด

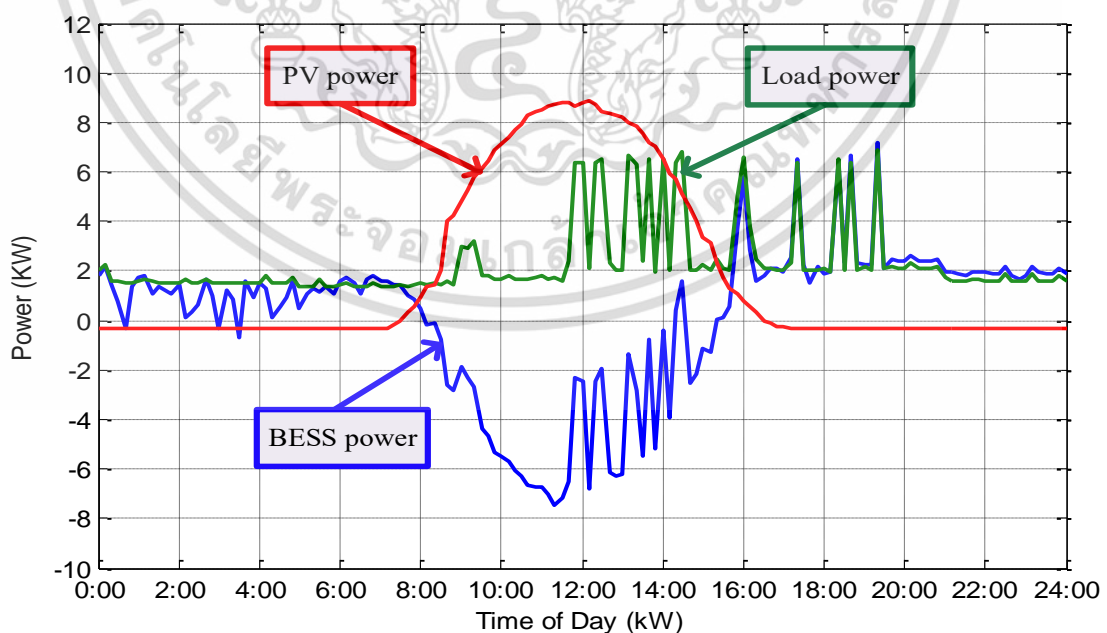
การจำลอง BESS จะใช้เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงที่จำเป็นต้องใช้ถ้าการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์น้อยกว่าความต้องการของโหลด ดังแสดงในรูปที่ 5.3 กำลังไฟฟ้าจริงจะเป็นบวกเมื่อการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์น้อยกว่าความต้องการของโหลด ในทางตรงกันข้าม กำลังไฟฟ้าจริงจะเป็นลบเมื่อการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีมากกว่าโหลด ในสถานะนี้ BESS จะเปลี่ยนโหมดการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทำงาน เห็นได้จากตัวควบคุมที่นำเสนอสามารถชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงได้ ในรูปที่ 5.4 BESS มีขนาด 24 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง ใช้แบตเตอรี่แบบลิเธียมไอออนขนาด 12 โวลต์ ที่ 40 แอมป์-ชั่วโมง ต่อเซลล์ BESS สามารถทำการชาร์จได้ -800 วัตต์ต่อนาที และดิสชาร์จได้ 800 วัตต์ต่อนาที มีการชาร์จ และการดิสชาร์จต่อเนื่องสูงสุด คือ 2C ที่ 80 แอมป์ จะเห็นได้ชัดว่าตัวแปลงผันกำลังไม่สามารถชดเชยกำลังไฟฟ้าจริง ถ้า  $p$  ที่ต้องการมากกว่า 800 วัตต์ต่อนาที ตัวควบคุม BESS จะมีวงจรมีการชาร์จ และดิสชาร์จเพื่อประหยัดแบตเตอรี่ ดังแสดงในรูปที่ 5.4 ดังนั้นอัตราการเปลี่ยนแปลงของ BESS จึงเป็นพารามิเตอร์ที่สำคัญในการออกแบบหาอัตราพลังงานที่เหมาะสมของ BESS

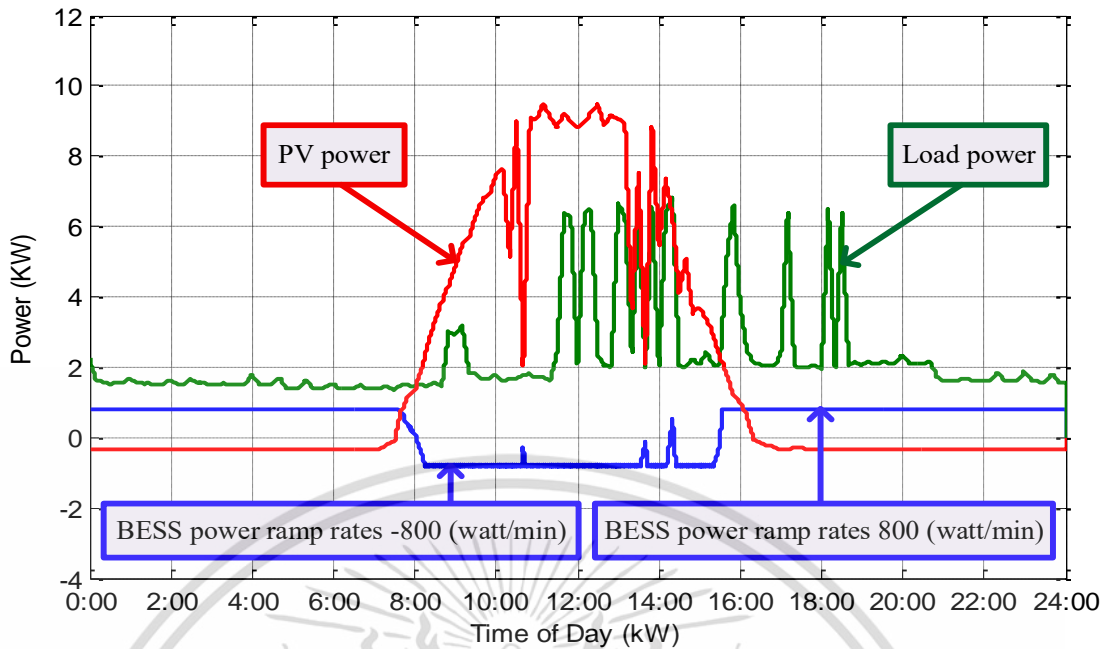
## 5.2.2 การจำลอง BESS สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมพร้อมกับโหลด

การผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมได้เพิ่มเข้ามาในแบบจำลอง ผลการจำลองของสถานการณ์นี้แสดงในรูปที่ 5.5 BESS จะทำงานในโหมดของการชาร์จจากช่วงเวลา 08:00-14:00 นาฬิกา และทำงานในโหมดของดิสชาร์จจากช่วงเวลา 16:00-02:00 นาฬิกา จะสังเกตเห็นว่า BESS สำหรับการจำลองในครั้งนี้มีขนาด 24 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง ดังนั้น BESS จึงต้องมีขนาดใหญ่เพียงพอสำหรับการชาร์จกำลังไฟฟ้าจริงจากเซลล์แสงอาทิตย์ กำลังไฟฟ้าขนาดเล็กของ BESS จึงต้องได้รับการพิจารณาเพื่อให้เกิดความคุ้มค่ามากที่สุด อย่างไรก็ตามเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม และแสงอาทิตย์ในวันท้องฟ้ามีเมฆมากจะมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงอย่างรวดเร็วมาก ดังแสดงในรูปที่ 5.6 ส่งผลให้ BESS สามารถชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงในอัตรา  $\pm 800$  วัตต์ต่อนาที ดังนั้นตัวควบคุมที่ถูกออกแบบของ BESS จะถูกจำกัดการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริง ดังแสดงในรูปที่ 5.6 ผลที่ได้จากทั้งสองสถานการณ์แสดงให้เห็นว่าตัวควบคุมที่ออกแบบสามารถนำมาใช้ดำเนินการใน BESS ได้ [10]

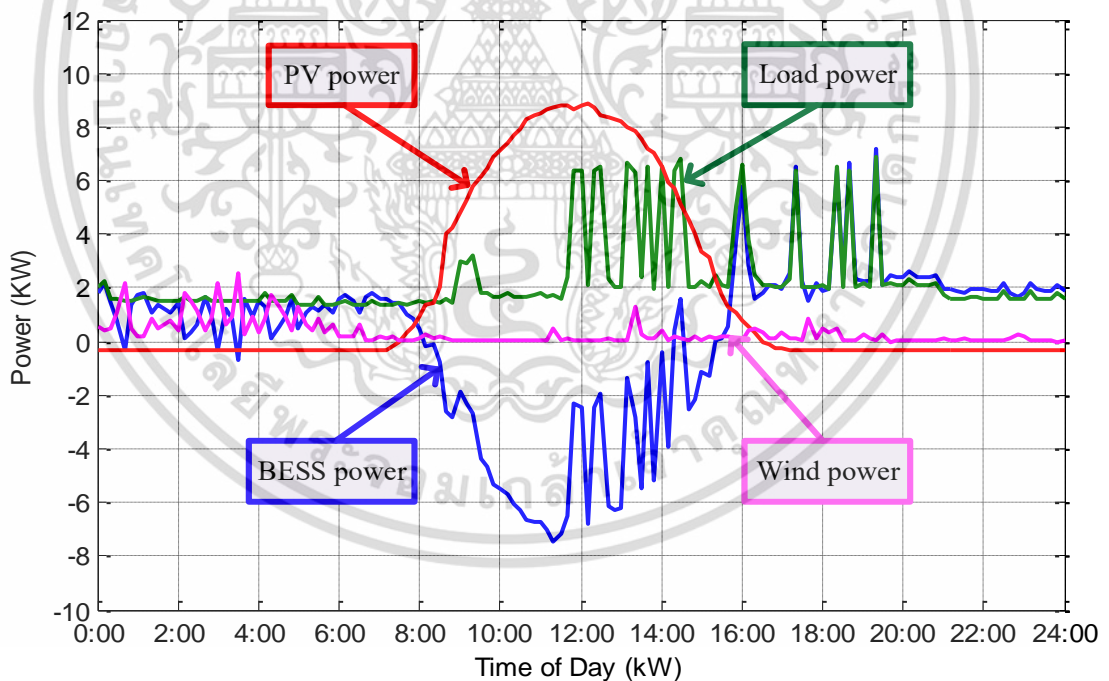


รูปที่ 5.3 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในวันท้องฟ้าแจ่มใสและข้อมูลโหลด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

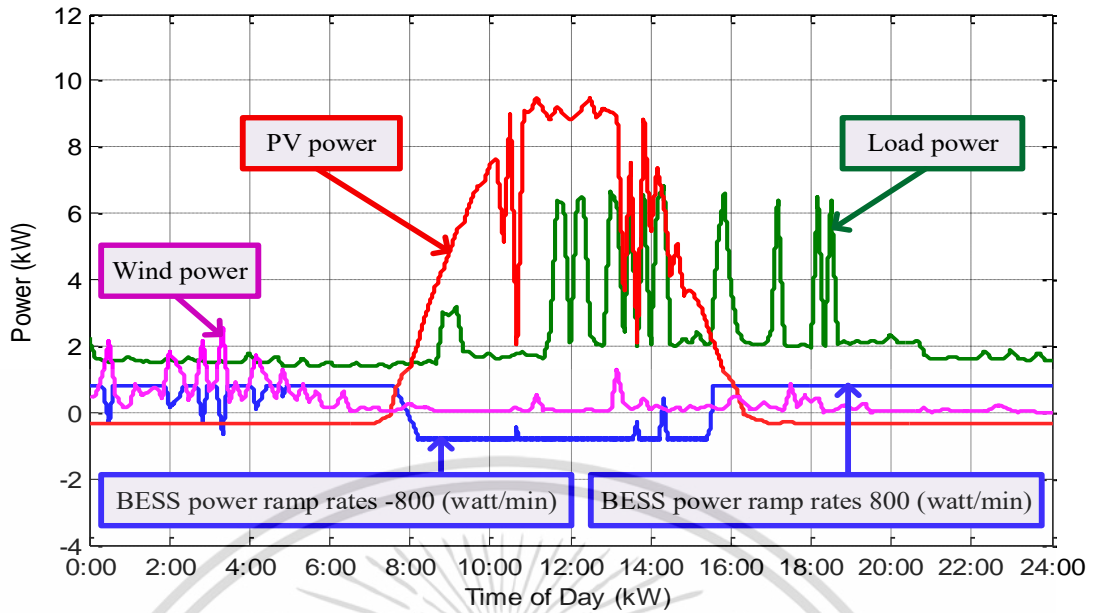


รูปที่ 5.4 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ร่วมกับการการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในวันที่ท้องฟ้ามีเมฆมากและข้อมูลโหลด



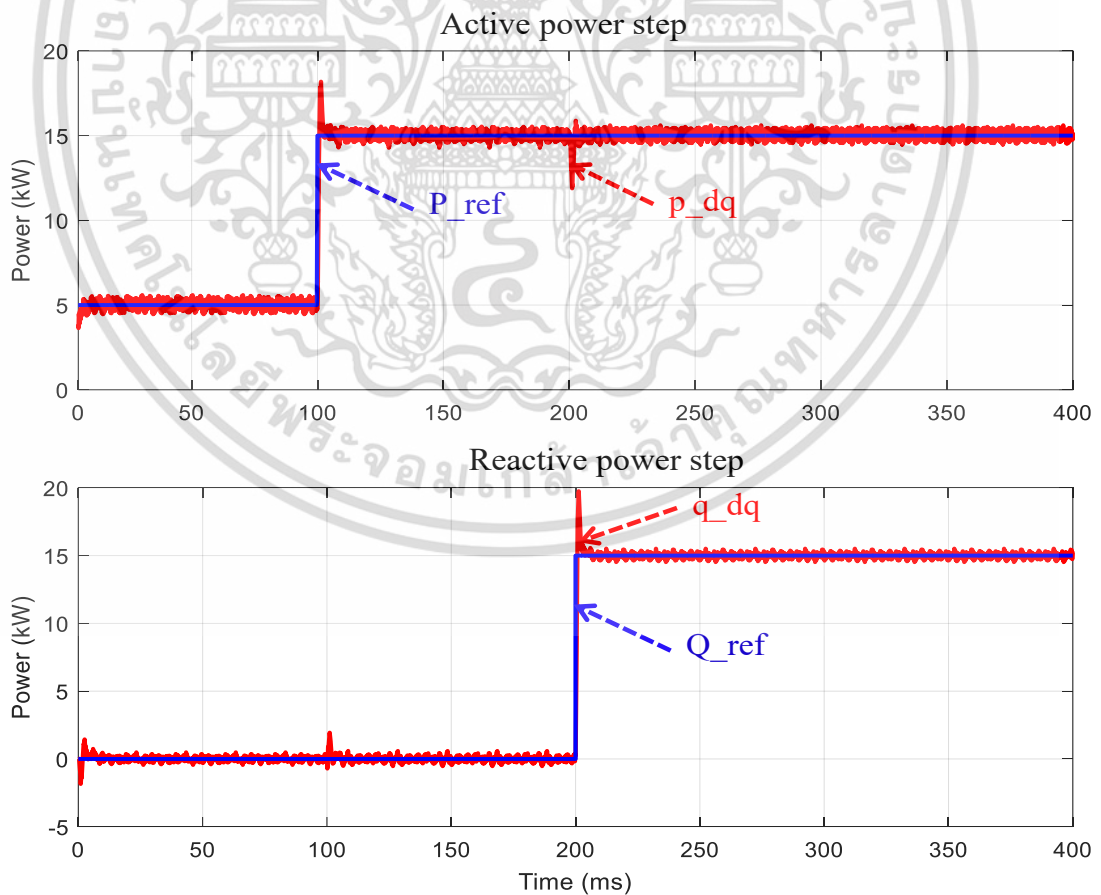
รูปที่ 5.5 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ร่วมกับการการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในวันที่ท้องฟ้าแจ่มใส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากลมและข้อมูลโหลด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



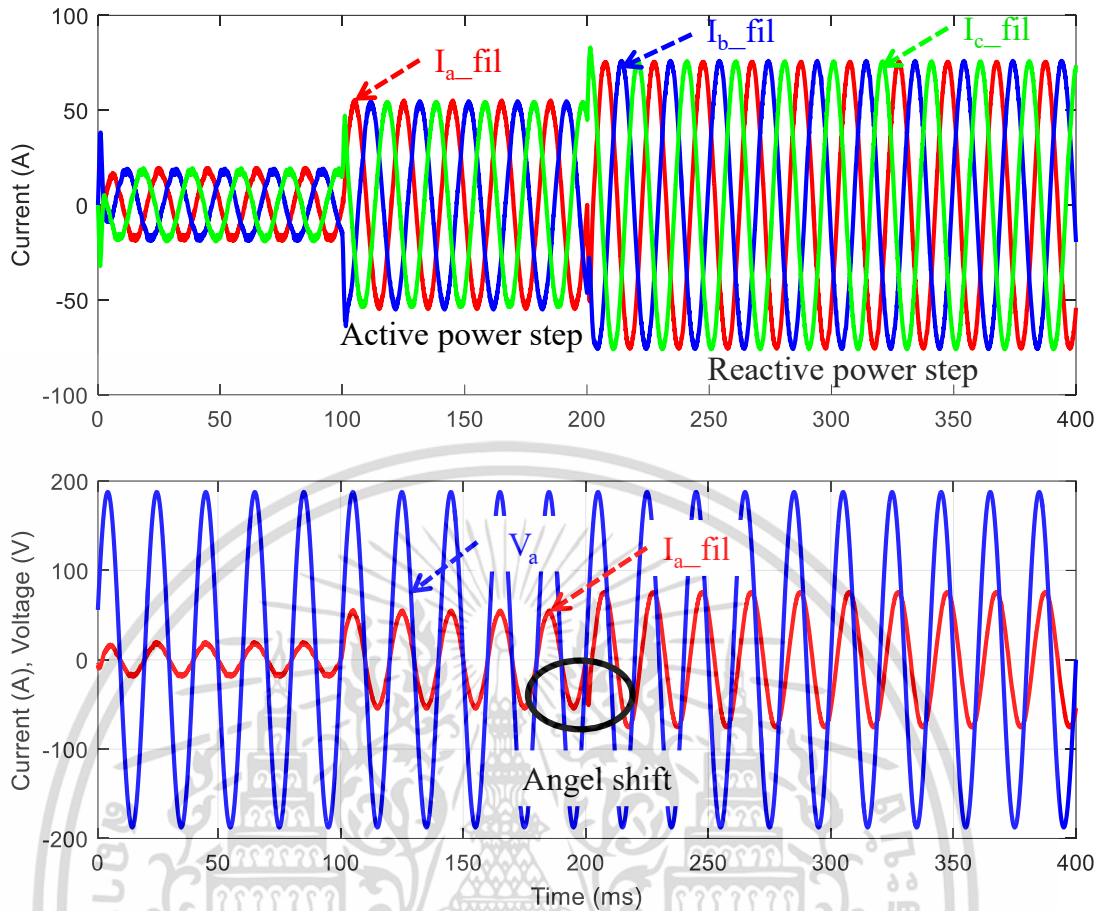
รูปที่ 5.6 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในวันที่ท้องฟ้ามีเมฆมาก เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากลมและข้อมูลโหลด

### 5.2.3 การจำลองหาผลการตอบสนองในช่วง Discharge mode



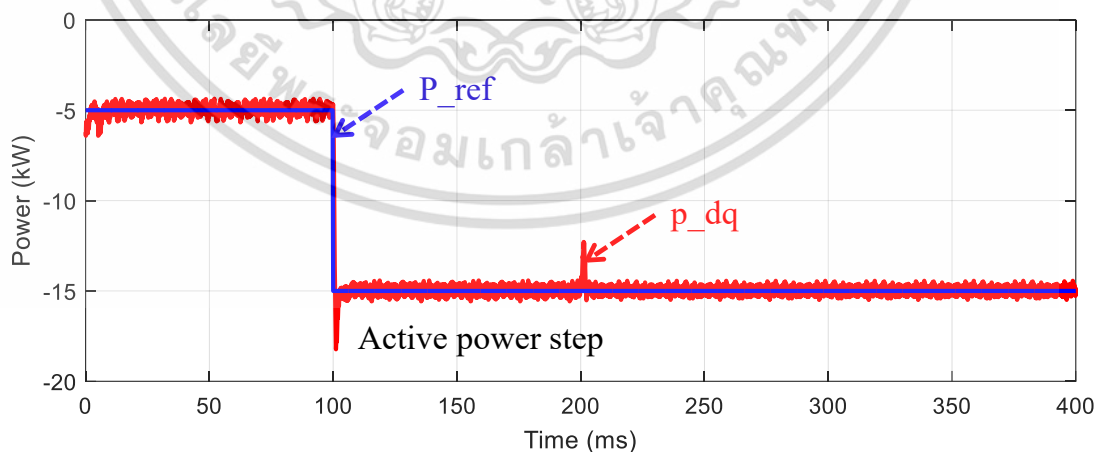
รูปที่ 5.7 กราฟการตอบสนองต่อคำสั่งของค่ากำลังไฟฟ้า เมื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้า

เสมือนเข้าระบบโดยมีกราฟเส้นสีน้ำเงินเป็นกราฟอ้างอิง  
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้เผยแพร่ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



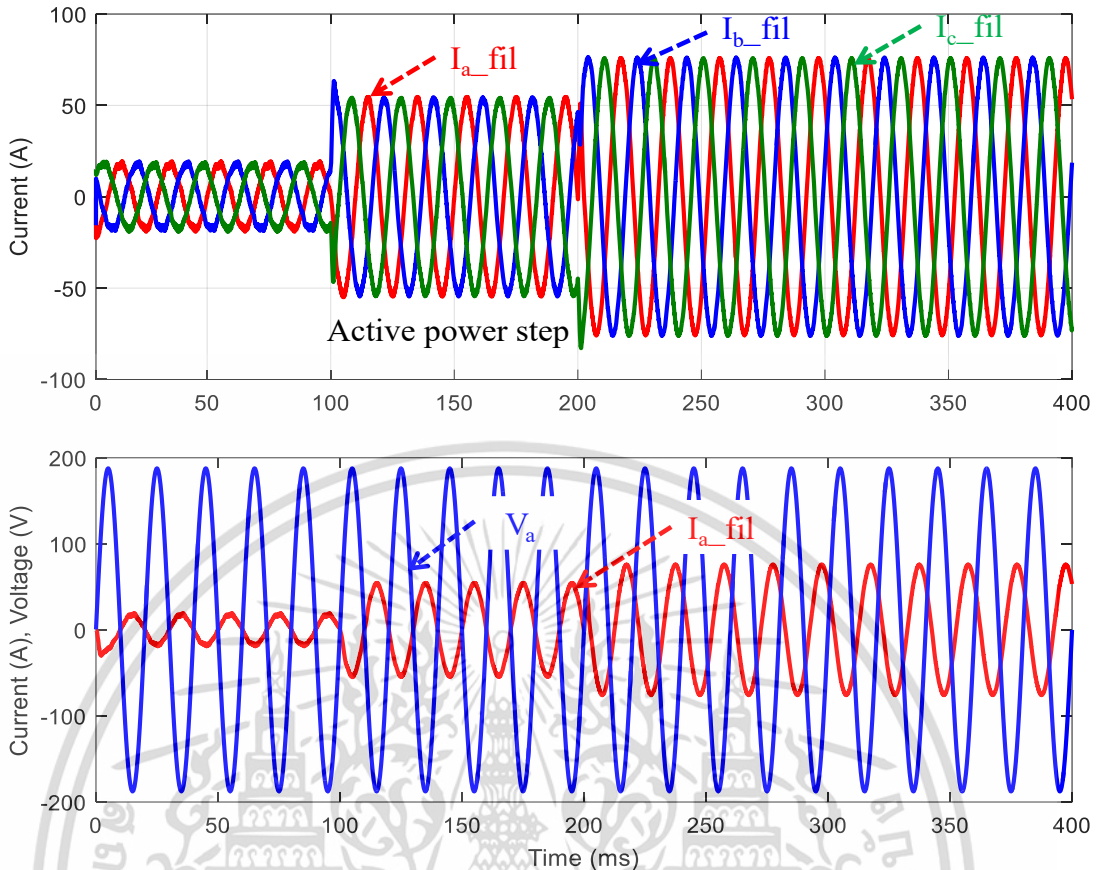
รูปที่ 5.8 กราฟกระแสไฟฟ้าแต่ละเฟส และกราฟกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้า เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน

#### 5.2.4 การจำลองหาผลการตอบสนองในช่วง Charge mode



รูปที่ 5.9 กราฟการตอบสนองต่อคำสั่งของค่ากำลังไฟฟ้า เมื่อดึงกำลังไฟฟ้าจริงเพื่ออัดประจุเข้าระบบโดยมีกราฟเส้นสีน้ำเงินเป็นกราฟอ้างอิง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



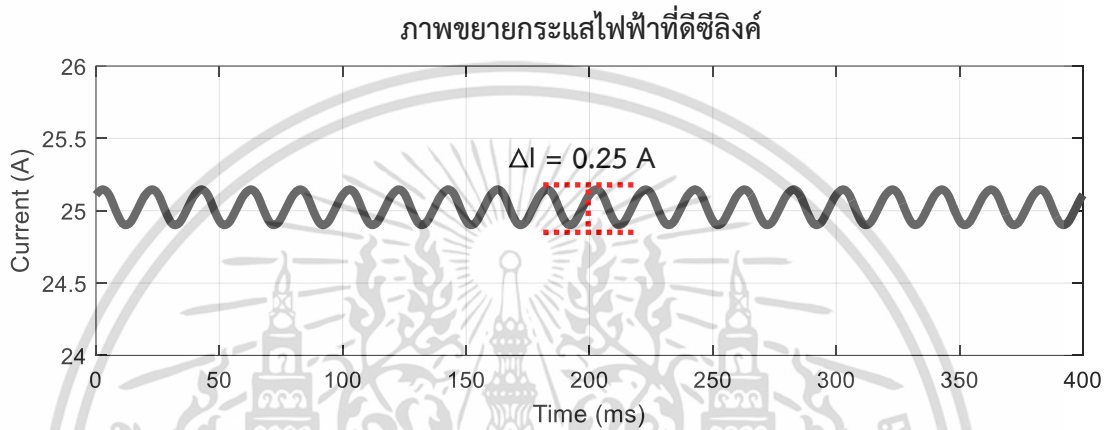
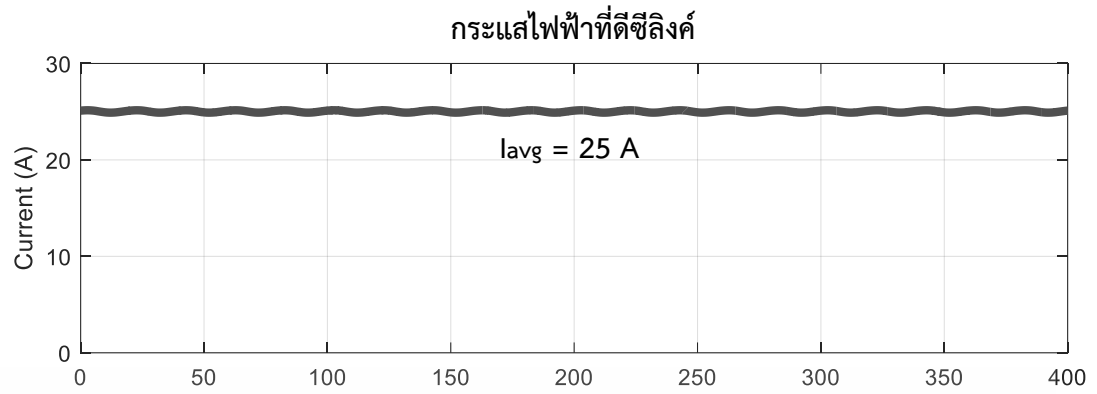
รูปที่ 5.10 กราฟกระแสไฟฟ้าแต่ละเฟส และกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้า เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริง

#### 5.2.4 การจำลองหาผลการกระเพื่อมของกระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์

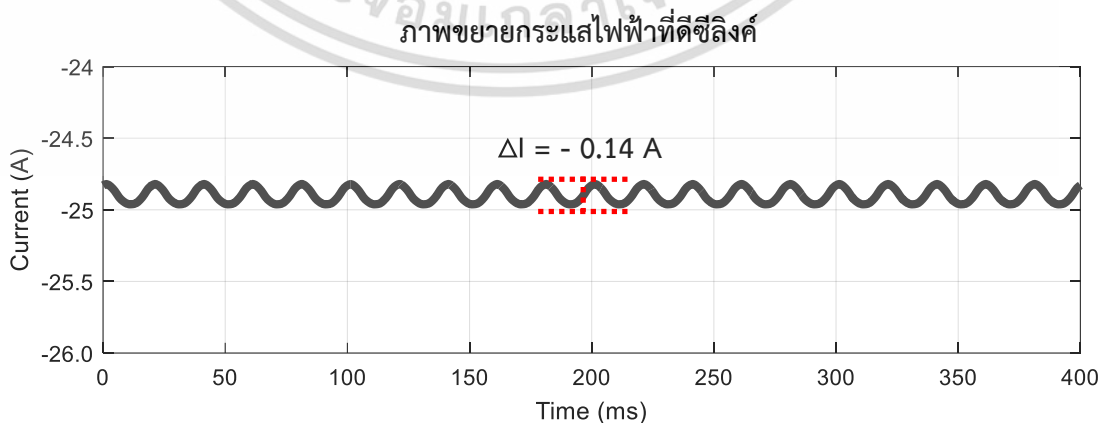
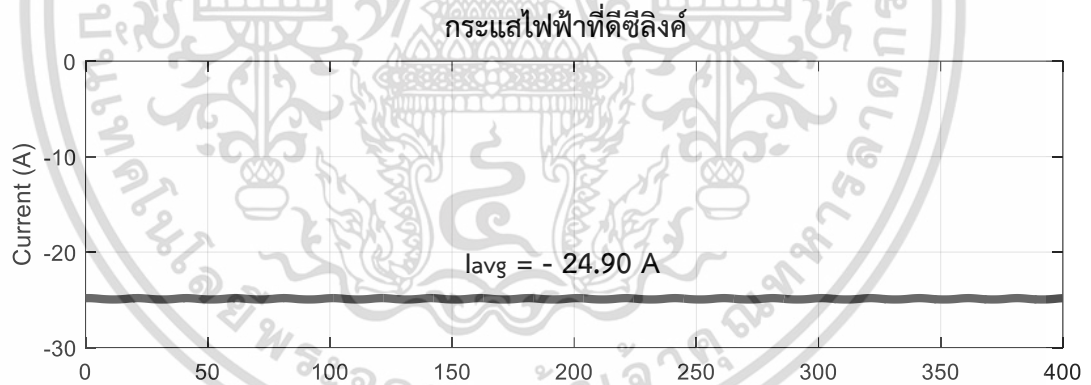
จากการจำลองผลการทำงานของวงจร BESS โดยค่าแรงดันไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์มีค่าเท่ากับ 600 Vdc จากรูปที่ 5.11 เป็นภาพของกระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ขณะไม่ลิมิตอัตราการดิสชาร์จ พบว่า ค่ากระแสไฟฟ้าเฉลี่ยที่ตีซีลิงค์เท่ากับ 25 A เมื่อทำการขยายภาพกระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ พบว่า ค่าการกระเพื่อมของกระแสไฟฟ้ามี่ค่าประมาณ 0.25 A ส่วนรูปที่ 5.12 เป็นภาพกระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ขณะไม่ลิมิตอัตราการชาร์จ พบว่า ค่ากระแสไฟฟ้าเฉลี่ยที่ตีซีลิงค์เท่ากับ -24.90 A เมื่อทำการขยายภาพกระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ พบว่า ค่าการกระเพื่อมของกระแสไฟฟ้ามี่ค่าประมาณ -0.14 A ส่วนรูปที่ 5.13 เป็นภาพกระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ขณะลิมิตอัตราการดิสชาร์จ พบว่า ค่ากระแสไฟฟ้าเฉลี่ยที่ตีซีลิงค์เท่ากับ 1.34 A เมื่อทำการขยายภาพกระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ พบว่า ค่าการกระเพื่อมของกระแสไฟฟ้ามี่ค่าประมาณ 0.02 A ส่วนรูปที่ 5.14 เป็นภาพกระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ขณะลิมิตอัตราการชาร์จ พบว่า ค่ากระแสไฟฟ้าเฉลี่ยที่ตีซีลิงค์เท่ากับ -1.33 A เมื่อทำการขยายภาพกระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ พบว่า ค่าการกระเพื่อมของกระแสไฟฟ้ามี่ค่าประมาณ -0.03 A ดังนั้น การลิมิตอัตราการดิสชาร์จและการชาร์จจะส่งผลให้การกระเพื่อมของกระแสไฟฟ้าน้อยลงทำให้ประสิทธิภาพของ BESS ที่ได้ย่อมสูงขึ้นและมี

อายุการใช้งานที่ยาวนาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

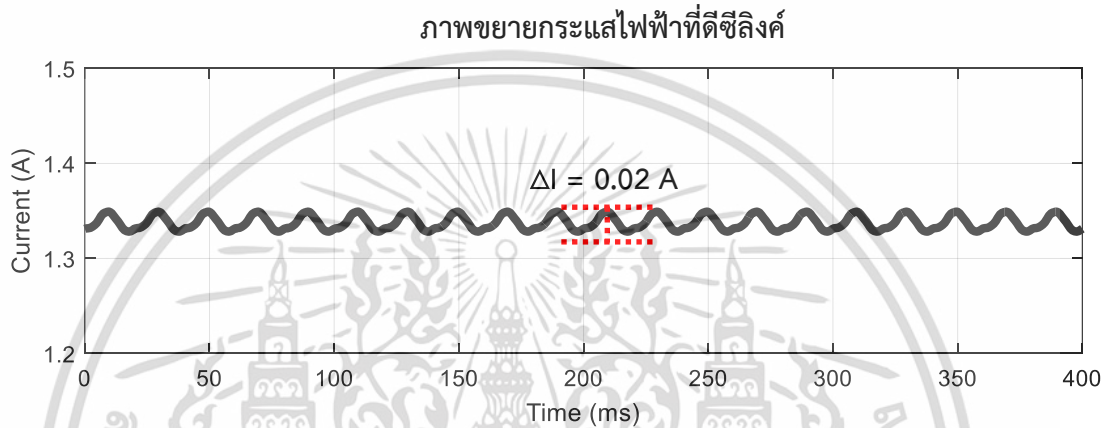
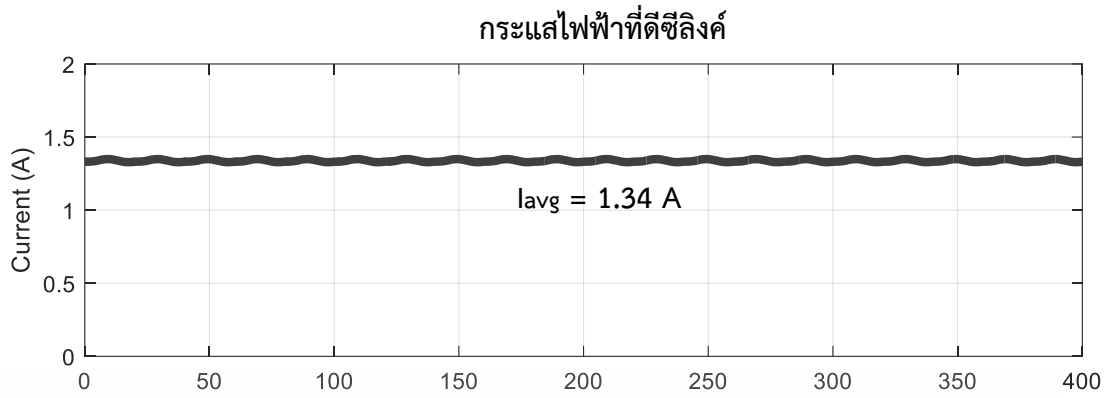


รูปที่ 5.11 กระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ขณะไม่จำกัดอัตราการดิสชาร์จกำลังไฟฟ้า

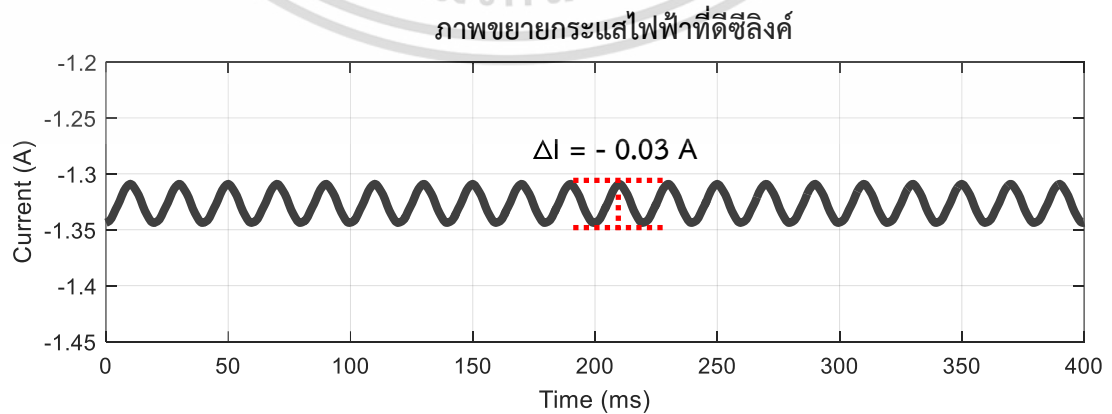
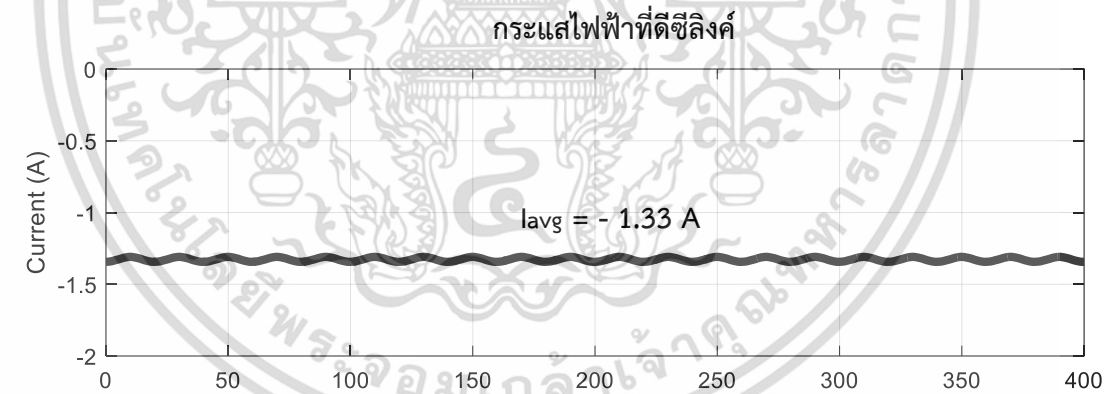


รูปที่ 5.12 กระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิงค์ขณะไม่จำกัดอัตราการชาร์จกำลังไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.13 กระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิ่งค์ขณะลิมิตอัตราการติสซาร์จกำลังไฟฟ้า 800 W

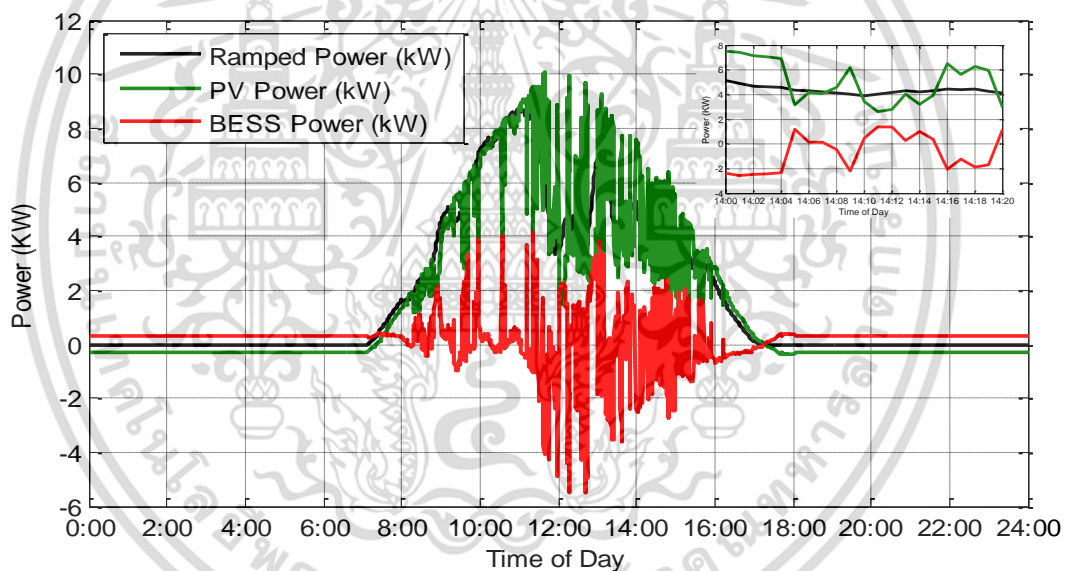


รูปที่ 5.14 กระแสไฟฟ้าที่ตีซีลิ่งค์ขณะลิมิตอัตราการชาร์จกำลังไฟฟ้า 800 W

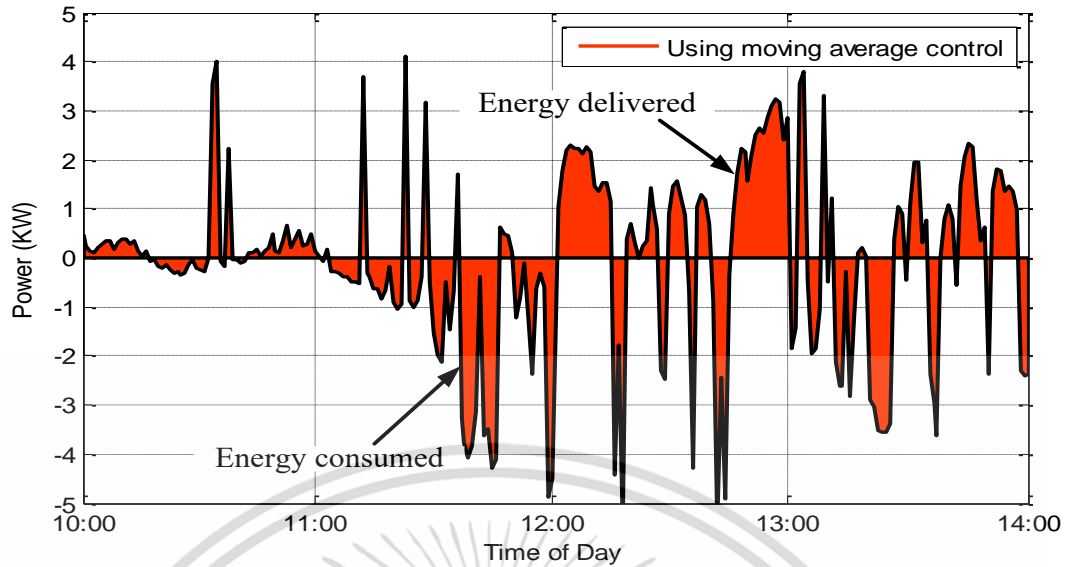
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 5.3 การพิจารณาอัตราการเปลี่ยนแปลงของ BESS โดยใช้วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

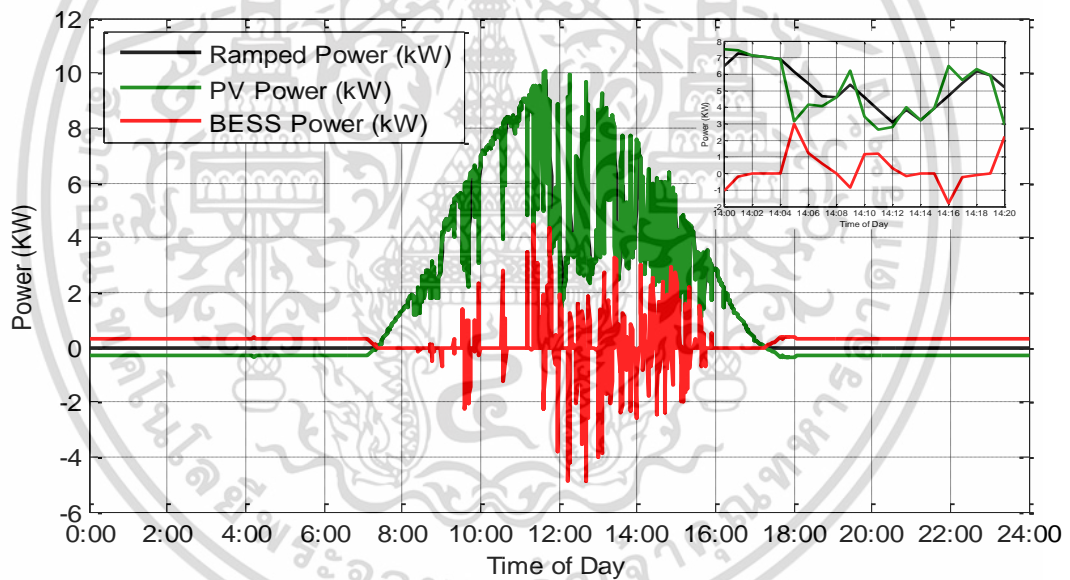
ระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ (BESS) จะถูกนำมาประยุกต์ใช้ในงานวิจัยนี้ การออกแบบตัวควบคุมจะได้รับการยืนยันความถูกต้องโดยใช้โปรแกรม PSIM ตรวจสอบการทำงานภายใต้ความผันผวนของพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละวัน การควบคุมกำลังไฟฟ้าด้านเอาต์พุตของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้ BESS ซึ่งช่วยในการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อเติมเต็มเอาต์พุตของกำลังไฟฟ้าจริงจากการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ การจำลองการทำงานยังได้แสดงวิธีการที่เหมาะสมเพื่อลดความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กรณีมีเมฆบัง และเปรียบเทียบกับวิธีค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่แบบดั้งเดิมในการควบคุมอัตราการเปลี่ยนแปลง ผลการจำลองพบว่าการควบคุมอัตราการเปลี่ยนแปลงที่นำเสนอสามารถลดขนาดอุปกรณ์ของ BESS และชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 5.15 จนถึงรูปที่ 5.22



รูปที่ 5.15 วิธีค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ในวันที่มีเมฆกับความแปรปรวนของพลังงานแสงอาทิตย์รุนแรง

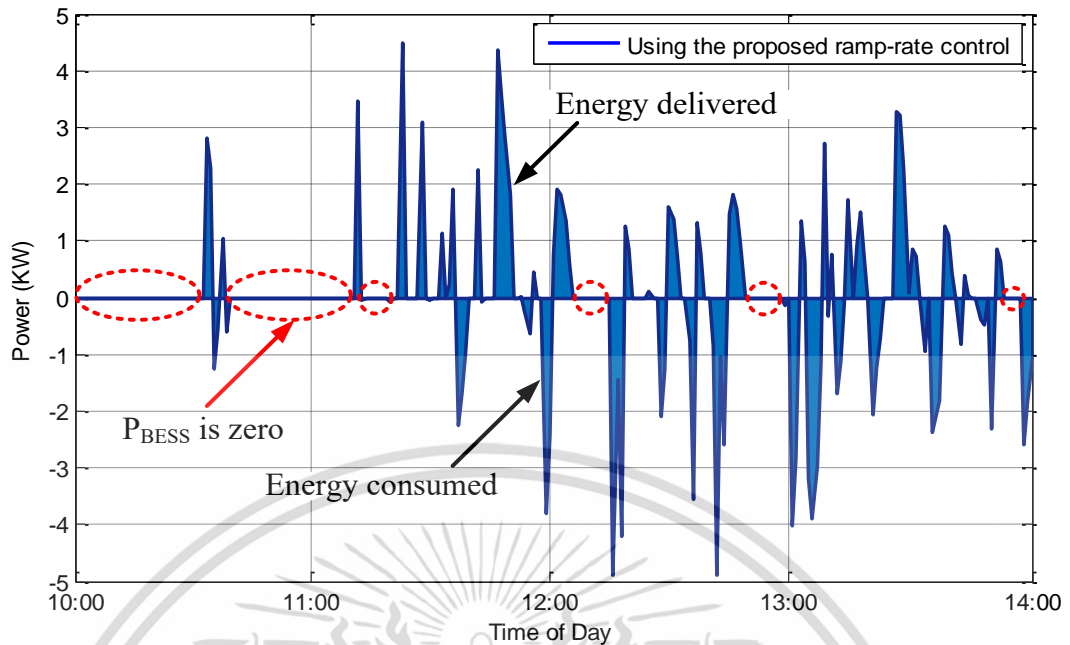


รูปที่ 5.16 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS กับวิธีค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่

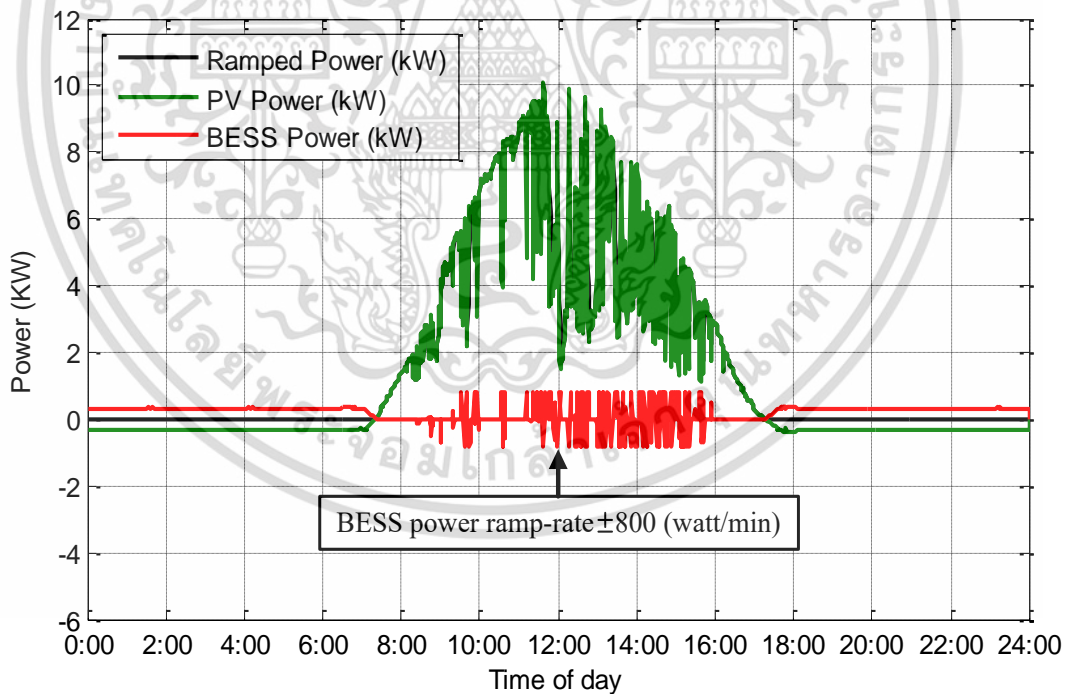


รูปที่ 5.17 นำเสนอกลยุทธ์การควบคุมอัตราการผลิตพลังงานในวันที่มีเมฆกับความแปรปรวนของพลังงานแสงอาทิตย์รุนแรง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.18 การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS กับที่นำเสนอกลยุทธ์การควบคุมอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลง



รูปที่ 5.19 การลิมิตของ BESS และการนำเสนอกลยุทธ์การควบคุมอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลง

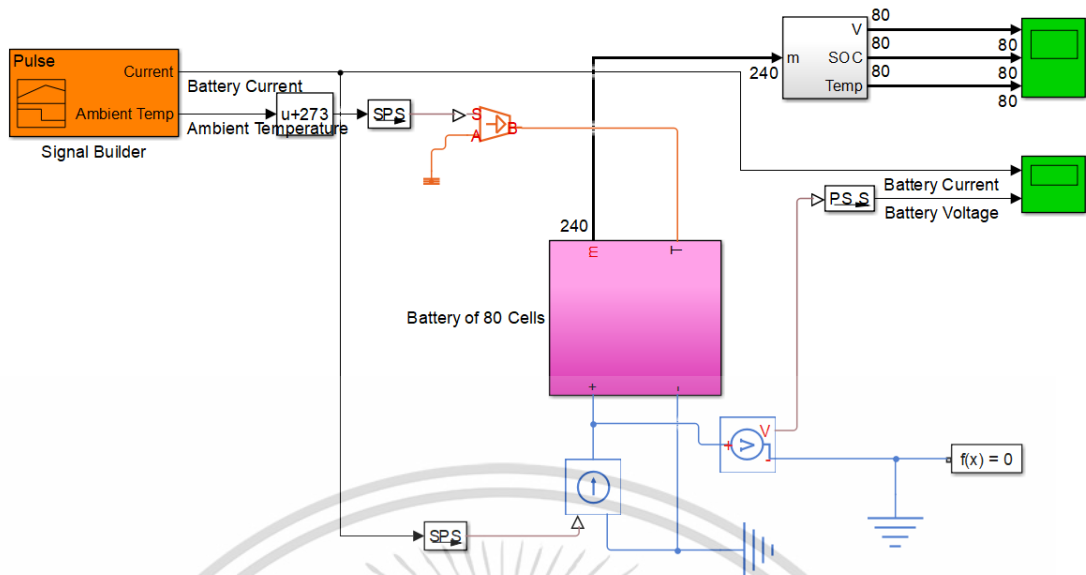
จากรูปที่ 5.15 วิธีค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่เป็นการคำนวณโดยเฉลี่ยทุก ๆ 20 นาที มันจะราบเรียบมากขึ้น เนื่องจาก BESS จะชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงที่จำเป็นต้องชดเชย ถ้าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลง กำลังไฟฟ้ามากกว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจาก PV กำลังไฟฟ้าจริง BESS จะเป็นบวกเมื่อการผลิตไฟฟ้าเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้เผยแพร่เอกสารนี้ ค่าไม่ต่ำกว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จาก PV น้อยกว่าอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า ในทางตรงกันข้ามกำลังไฟฟ้าจริง BESS จะกลายเป็นลบเมื่อการผลิตไฟฟ้าจาก PV มากกว่าอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า ที่สถานะนี้ BESS จะทำการเปลี่ยนแปลงโหมด รูปที่ 5.16 แสดงการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS กับวิธีการค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ จากภาพที่ขยายใหญ่ขึ้นระหว่างเวลา 10:00 น. ถึง 14:00 น. BESS จะมีการบริโภคพลังงานไฟฟ้าและการปล่อยพลังงานไฟฟ้าจำนวนมาก ซึ่งจะเห็นได้ว่า BESS จะมีการทำงานตลอดเวลาที่มีการผลิตไฟฟ้าจาก PV ดังนั้น ขนาดแบตเตอรี่จะมีขนาดใหญ่มาก ซึ่งจะได้รับพิจารณาสำหรับอัตราที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ในลำดับต่อไป ผลการจำลองของกลยุทธ์การควบคุมอัตราการเปลี่ยนแปลง จะแสดงในรูปที่ 5.17 การควบคุมอัตราการเปลี่ยนแปลง  $\pm 750$  วัตต์ต่อนาที สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ 15 กิโลวัตต์ และระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่  $\pm 800$  วัตต์ ต่อ 24 กิโลวัตต์-ชั่วโมง รูปที่ 5.18 จะแสดงการชดเชยพลังงานที่ใช้งานของ BESS กับนำเสนอกลยุทธ์การควบคุมอัตราการเปลี่ยนแปลง ดังจะเห็นได้ในช่วงระหว่างเวลา 10:00 น. ถึง 14:00 น. BESS จะมีการบริโภคพลังงานไฟฟ้าและการปล่อยพลังงานไฟฟ้าน้อยกว่าวิธีค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ ในรูปที่ 5.18 จะเห็นได้จากค่าศูนย์ของ  $P_{BESS}$  โดยใช้วงกลมเส้นประ จากการตรวจสอบข้อมูล  $P_{BESS}$  พบว่า BESS จะดำเนินการชดเชยกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าวิธีค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ วิธีการนี้จะสามารถนำไปสู่การเพิ่มอายุการใช้งานให้กับ BESS ได้ อย่างไรก็ตามจากรูปที่ 5.19 BESS ที่ออกแบบใช้งานมีขนาด 24 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ใช้แบตเตอรี่ชนิดลิเทียมไอออนขนาด 22.6 โวลต์ ที่ 40 แอมป์-ชั่วโมงต่อเซลล์ โดย BESS จะสามารถทำการชาร์จได้ประมาณ -800 วัตต์ต่อนาที และการดิสชาร์จต่อเนื่องสูงสุด คือ 2C ที่ 80 แอมป์ ดังนั้น BESS จะจำกัดกระแสไฟฟ้าของการชาร์จและการดิสชาร์จทั้งสอง เพื่อเพิ่มอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ [8]

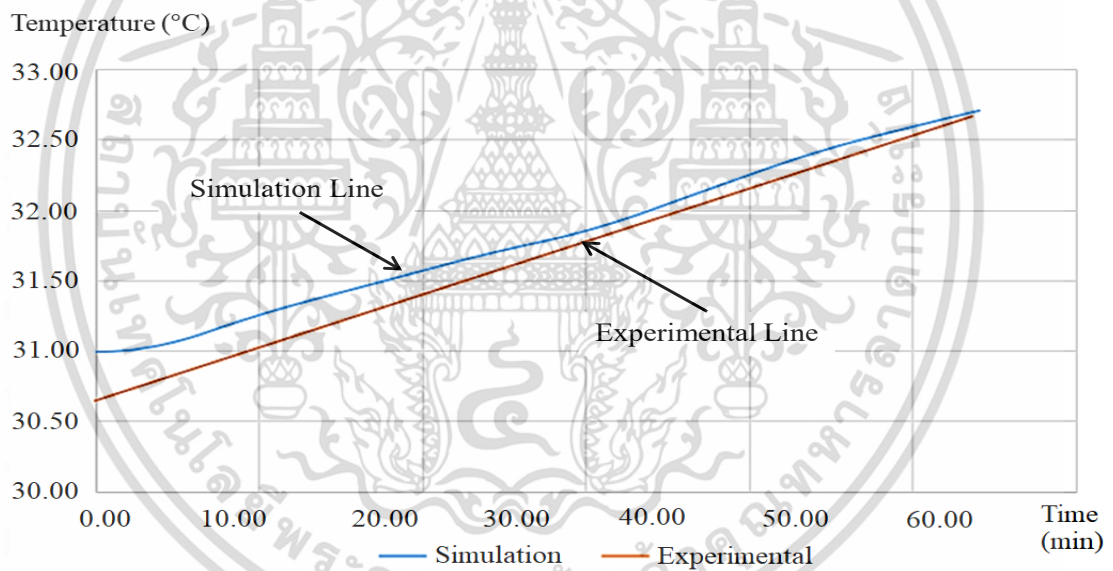
#### 5.4 ผลการจำลองทางอุณหพลศาสตร์ของแบตเตอรี่

เมื่อทำการทดสอบด้วยการอัดประจุไฟฟ้าแบบกระแสไฟฟ้าคงที่และแรงดันไฟฟ้าคงที่ (Constant Current – Constant Voltage Charging) ที่กระแสไฟฟ้า 40 A และ 80 A จากนั้นจะทำการวิเคราะห์อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นภายในแบตเตอรี่ ทั้งนี้จะนำข้อมูลจากการทดสอบจริงมาวิเคราะห์ร่วมกับแบบจำลองทางอุณหพลศาสตร์ของแบตเตอรี่ ดังแสดงในรูปที่ 5.20 เป็นแบบจำลองของโปรแกรม Matlab/Simulink โดยแบบจำลองประกอบด้วย Signal Builder ทำหน้าที่สร้างสัญญาณของแหล่งจ่ายไฟฟ้า และกำหนดค่าอุณหภูมิห้องขณะทดสอบเข้าไปในแบบจำลอง Voltage Sensor ทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าที่วัดค่าได้ไปเป็นสัญญาณทางไฟฟ้าเพื่อนำไปแสดงผล Solver Configuration ทำหน้าที่กำหนดวิธีการในการประมาณค่า Sort Cell Measurements ทำหน้าที่นำค่าพารามิเตอร์ทั้ง 3 ตัวแปร ได้แก่ แรงดันไฟฟ้าของเซลล์ อุณหภูมิภายในแบตเตอรี่ และค่า SOC มาแสดงผลที่ Cell Scope ในส่วนของ Battery Scope จะแสดงผลแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วแบตเตอรี่และกระแสไฟฟ้า [64]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

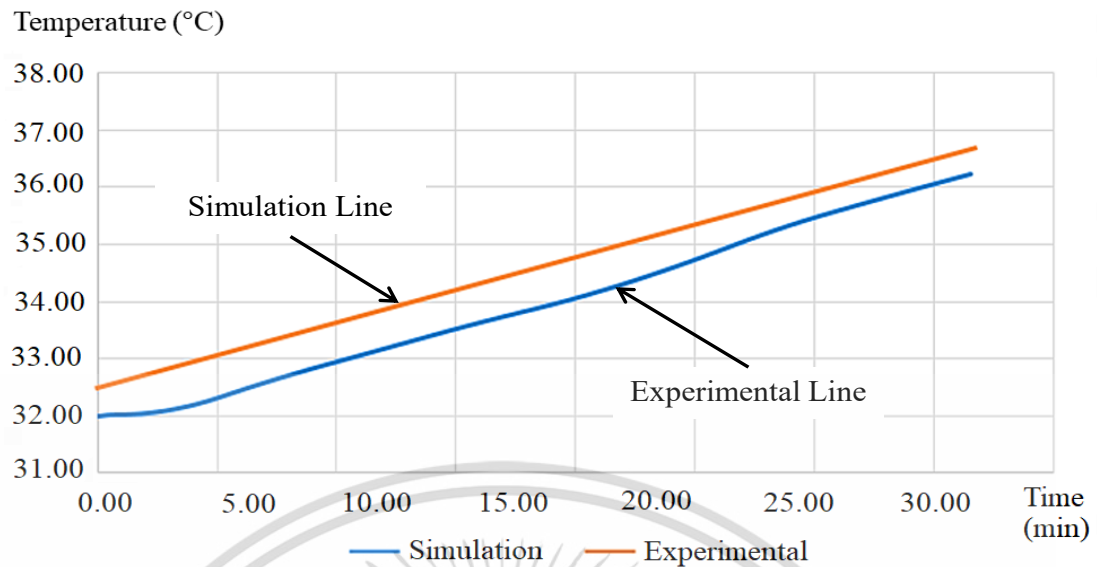


รูปที่ 5.20 แบบจำลองทางอุณหพลศาสตร์ของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน



รูปที่ 5.21 ผลการจำลองอุณหภูมิขณะทำการอัดประจุไฟฟ้า 1C หรือ 40 A

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.22 ผลการจำลองอุณหภูมิขณะทำการอัดประจุไฟฟ้า 2C หรือ 80 A

## 5.5 บทสรุป

ในบทนี้เป็นการนำเสนอผลการจำลองการทำงาน โดยใช้โปรแกรม PSIM เป็นอุปกรณ์ในการเขียนชุดคำสั่ง เพื่อศึกษาผลการทำงานของระบบควบคุมเบื้องต้น รวมถึงผลการตอบสนองของกำลังไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบเพื่อดูผลการตอบสนองก่อนการทดลอง ตัวควบคุมพีไอที่ได้รับการออกแบบในบทที่ 4 จะถูกนำมาใช้ในงานวิจัยครั้งนี้ ตัวควบคุมแบบพีไอสามารถนำมาประยุกต์ใช้งานกับ BESS เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงให้กับระบบ ซึ่งแบบจำลองการทำงานของระบบเอซีไมโครกริดจะถูกสร้างขึ้นสำหรับใช้ตรวจสอบความถูกต้อง ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม และข้อมูลโหลดจะถูกนำมาใช้เพื่อตรวจสอบตัวควบคุมที่นำเสนอ ผลการศึกษาการจำลองการทำงาน พบว่า ตัวควบคุมพีไอที่ออกแบบสามารถดำเนินการชดเชยกำลังจริงได้อย่างน่าพึงพอใจ ซึ่งเป็นไปตามทฤษฎีที่ได้กล่าวไว้ นอกจากนี้ยังมีการจำลองทางอุณหพลศาสตร์ของแบตเตอรี่ซึ่งแสดงให้เห็นถึงอุณหภูมิขณะทำการอัดประจุไฟฟ้าที่ส่งผลต่ออายุการใช้งานของแบตเตอรี่ ตามอัตราการอัดประจุที่ถูกกำหนดโดยบริษัทผู้ผลิตแบตเตอรี่

## บทที่ 6

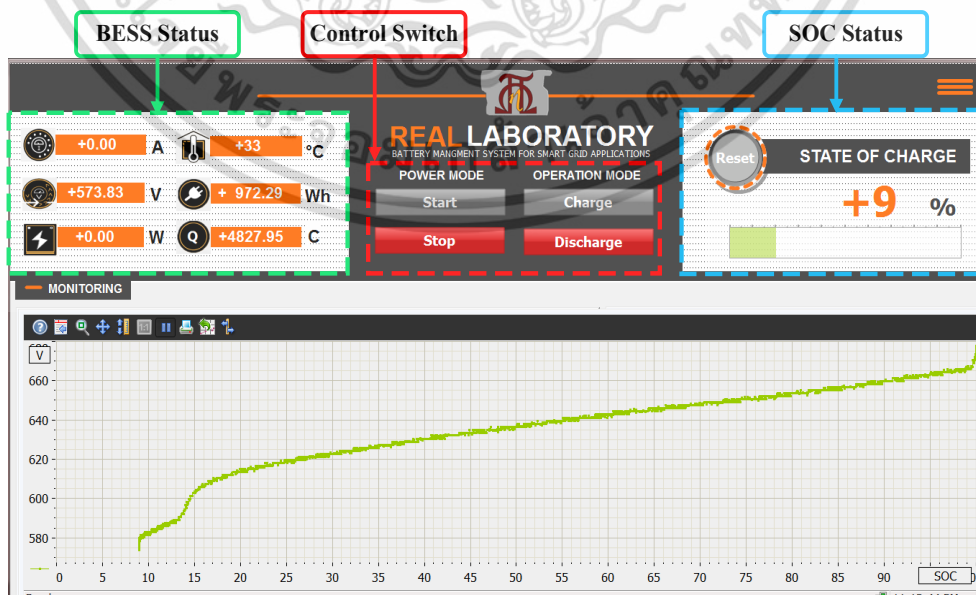
### ผลการทดลอง

#### 6.1 บทนำ

ในบทนี้เป็น การนำเสนอถึงผลการทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ในระบบเอชไอที ไมโครกริด เพื่อใช้แก้ปัญหาค่าการเพิ่มขึ้นของแหล่งพลังงานทดแทน โดยแบ่งการทดสอบหลักๆ ออกเป็น 4 ส่วน เริ่มจากการทดสอบ BESS เพื่อหาค่าสถานะการอัดประจุ การออกแบบช่วงค่าความจุของระบบในการใช้งานให้มีค่าระหว่าง 20-80 % ของความจุจริง จากนั้นทดสอบเพื่อศึกษาผลการตอบสนองของแรงดันไฟฟ้ากับระบบโครงข่าย รวมถึงการทดสอบการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงให้กับ เซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงขณะหนึ่ง โดยใช้พีแอลซี (PLC) ในการสร้างโปรแกรม และหน้าจอแสดงผล และวิเคราะห์สถานการณ์ทำงานของระบบ และทดสอบเทคนิคการควบคุมระบบสะสมพลังงาน แบตเตอรี่ด้วยอัตราลาดเอียงกับการพิจารณาพารามิเตอร์  $C_{Rate}$  สำหรับประยุกต์ใช้กับไมโครกริดเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลังและยืดอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ให้ยาวนานขึ้น

#### 6.2 ผลการทดสอบ BESS เพื่อหาค่าสถานะการอัดประจุ

การทดสอบการชาร์จของ BESS เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าผ่านทาง ชุด BESS Inverter ของ บริษัท Siemens เพื่อหาค่า Coulomb อ่างอิงของ BESS ในการตั้งค่า SOC ผ่านทางโปรแกรม WinCC โดยแสดงผลพร้อมออกมาทางหน้าจอแสดงผล (SCADA) กำหนดให้ค่าแรงดันมาตรฐานของ BESS อยู่ที่ 568-676 V ที่ SOC 0-100% ตามลำดับ

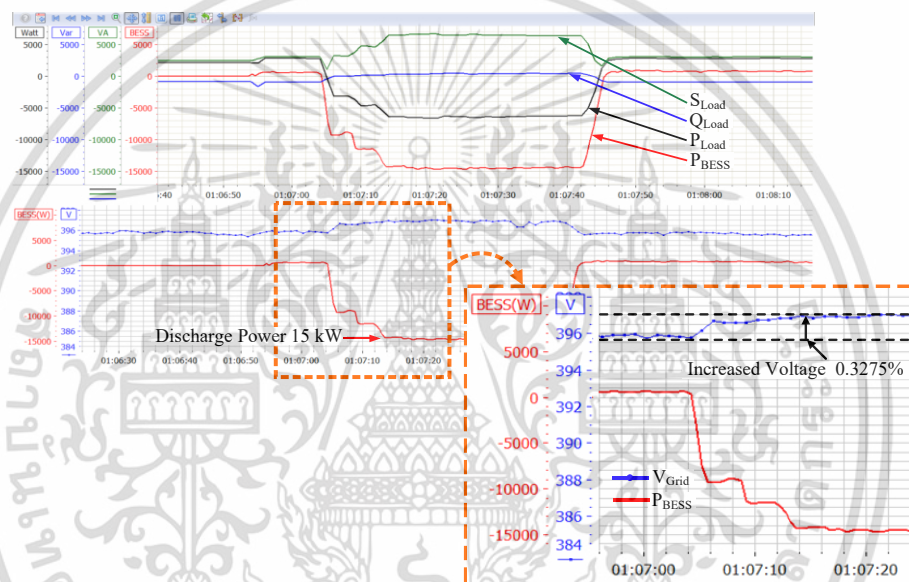


รูปที่ 6.1 หน้าจอแสดงผลสถานะการอัดประจุ

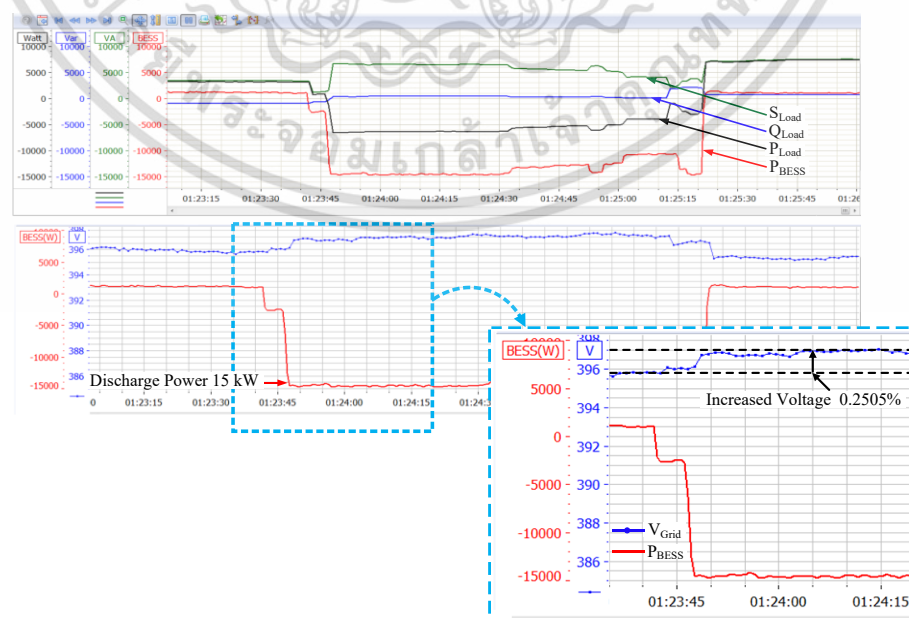
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 6.3 การทดสอบผลของแรงดันในระบบโครงข่ายเมื่อดิสชาร์จกระแสไฟฟ้าจาก BESS

ผลการทดสอบการตอบสนองของแรงดันไฟฟ้าโครงข่ายเมื่อมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงคงที่ 15 kW ในช่วงระยะเวลา 40 วินาที กราฟในรูปที่ 6.2 คือ กราฟแสดงผลการตอบสนองของพลังงานรวมในอาคารปฏิบัติการ จากผลการทดลอง พบว่า กำลังไฟฟ้ารวมของระบบ (เส้นสีดำ) มีค่าเป็นลบคือมีการผลิตพลังงานไฟฟ้ามากกว่าที่ใช้งาน เมื่อมีการดิสชาร์จพลังงานออกจาก BESS (เส้นสีแดง) จากผลการทดลอง พบว่า แรงดันไฟฟ้าโครงข่ายจะปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.3275% จากค่าแรงดันเฉลี่ยก่อนการทดลอง จากนั้นทำการทดสอบการเพิ่มและรักษาระดับแรงดันของโครงข่ายให้มีการเปลี่ยนแปลงน้อยที่สุด เป็นระยะเวลา 90 วินาที จากผลการทดลอง พบว่า แรงดันไฟฟ้าโครงข่ายจะปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.2505% จากค่าแรงดันไฟฟ้าเฉลี่ยก่อนการทดลอง



รูปที่ 6.2 การชดเชยแรงดันไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายทดสอบครั้งที่ 1

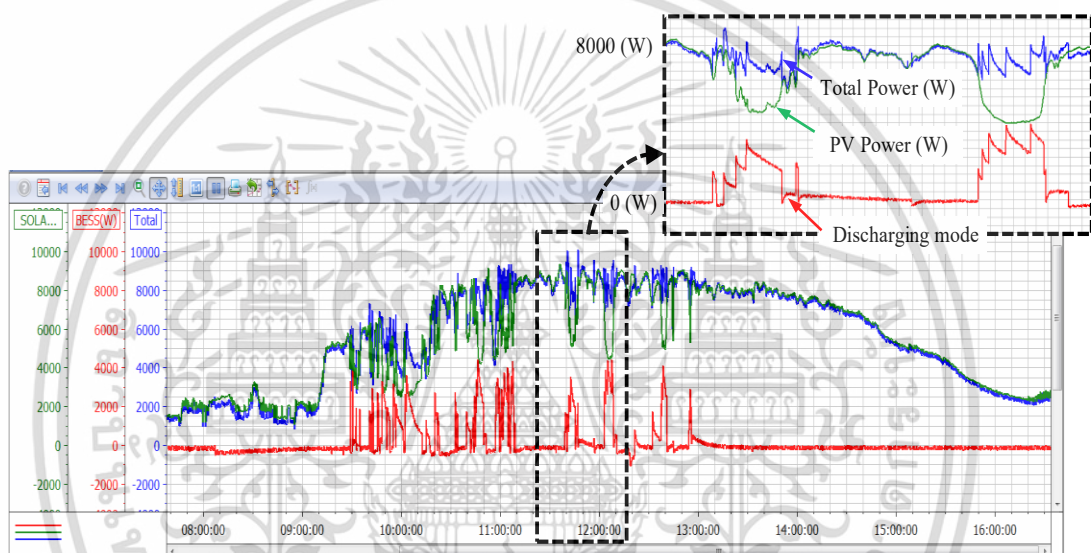


รูปที่ 6.3 การชดเชยแรงดันไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายทดสอบครั้งที่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 6.4 ผลการทดสอบการใช้ BESS เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงให้กับเซลล์แสงอาทิตย์

การจ่ายกำลังไฟฟ้าของ BESS เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าให้กับเซลล์แสงอาทิตย์ที่เปลี่ยนแปลงไปชั่วขณะหนึ่ง กราฟแสดงการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา โดยกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นกราฟเส้นสีเขียว กำลังไฟฟ้าจาก BESS เป็นกราฟเส้นสีแดง และกำลังไฟฟ้ายรวมที่มีการชดเชยเป็นกราฟเส้นสีน้ำเงิน จากกราฟจะเห็นได้ว่าเซลล์แสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตที่เปลี่ยนแปลงไปตลอดเวลา ดังนั้นจำเป็นต้องมีแหล่งเก็บสะสมพลังงานแบตเตอรี่สำรองเข้ามาชดเชยเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าและความถี่ที่เปลี่ยนแปลงไปให้คงที่เมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ลดต่ำลง [65]

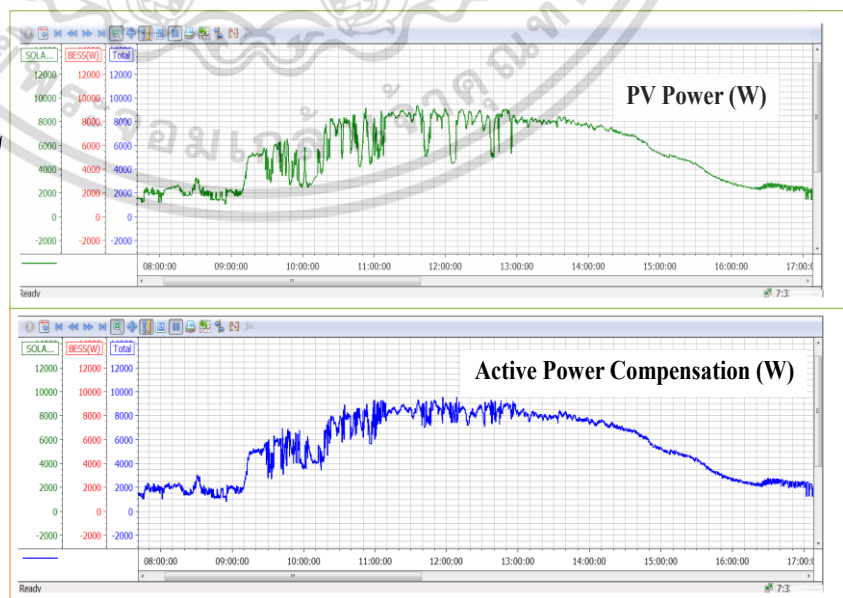


รูปที่ 6.4 การชดเชยกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่าย

BEFORE



AFTER

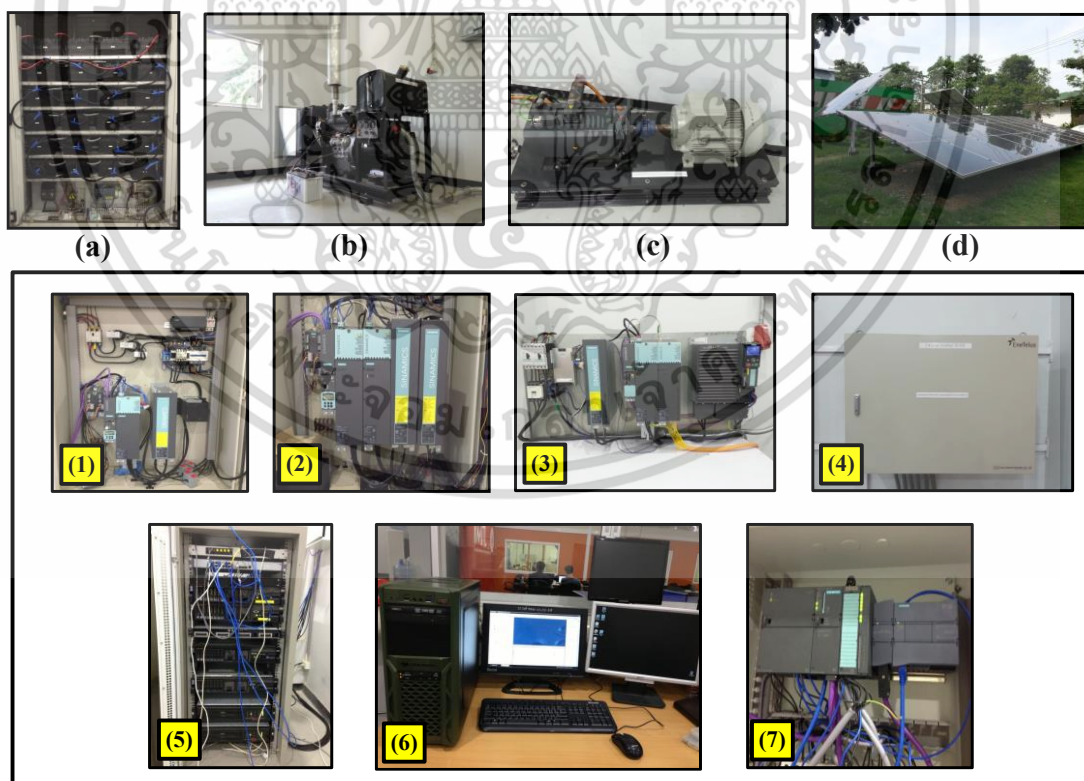


รูปที่ 6.5 กราฟเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้ารวมขณะชดเชยเข้าสู่ระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 6.5 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ในเอซีไมโครกริด

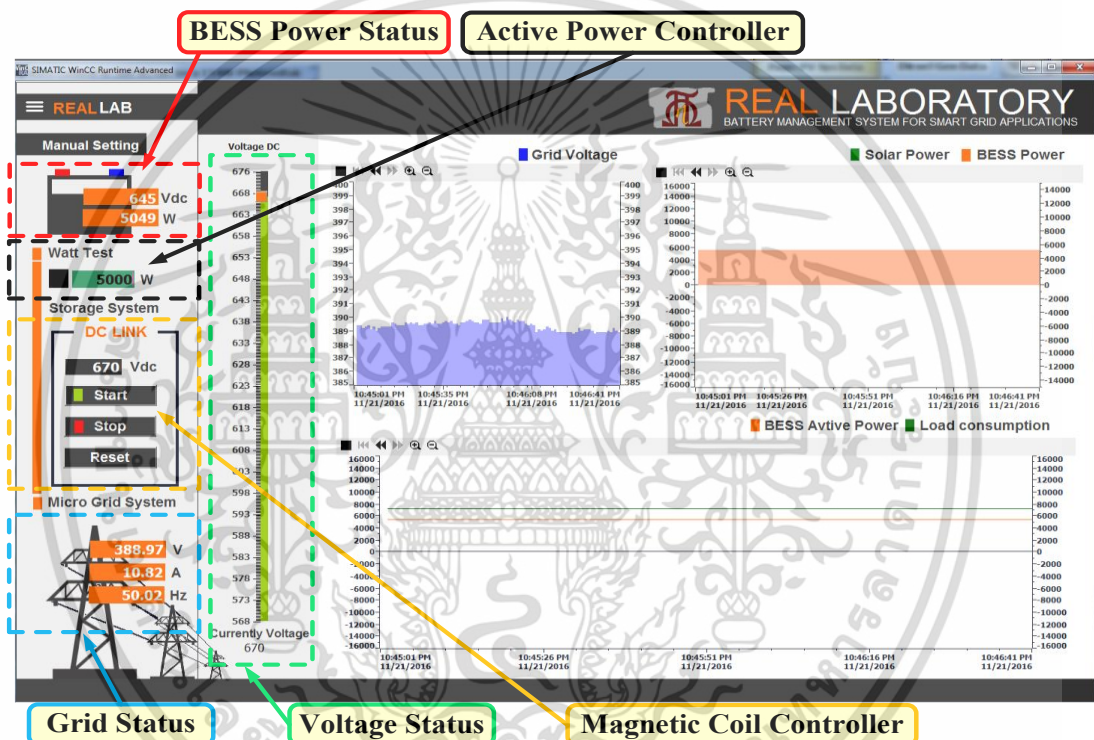
ต้นแบบการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ในเอซีไมโครกริดจะถูกสร้างขึ้นสำหรับการทดสอบและการประเมินผล ในรูปที่ 6.6 แสดงให้เห็นถึงการตั้งค่าการทดลองของการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริด ส่วนประกอบต่าง ๆ ที่เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าในไมโครกริด ดังรูปที่ 6.6 (1-7) ประกอบด้วย (1) ชุดระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ (BESS) ขนาด 24 kWh (2) ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ดีเซลขนาด 15 kW (3) ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมขนาด 15 kW (4) ชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 kW และชุดควบคุมทั้งหมดจะถูกติดตั้งภายในอาคารห้องปฏิบัติการประกอบด้วย (1) ชุดอินเวอร์เตอร์สำหรับ BESS (2) ชุด Back to Back Converter สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ดีเซล (3) ชุด Back to Back Converter สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำลองจากพลังงานลม (4) ชุดอินเวอร์เตอร์แบบแยกแหล่งจ่ายเซลล์แสงอาทิตย์ (5) ชุด IBM Server Rack (6) ระบบการจัดการพลังงาน (7) ชุดควบคุม PLC Siemens รุ่น s7-300 และการรวมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในไมโครกริด ประกอบด้วย (a) ชุดระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ (BESS) ขนาด 24 kWh (b) ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ดีเซลขนาด 15 kW (c) ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมขนาด 15 kW (d) ชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 kW



รูปที่ 6.6 การติดตั้งการทดลองของโรงผลิตไฟฟ้าไมโครกริด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ในเอซีไมโครกริดจะดำเนินการเป็นขั้นตอนโดยใช้ซอฟต์แวร์ WinCC ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในโปรแกรม PLC เพื่อควบคุมและจัดการการไหลของกำลังไฟฟ้าในเอซีไมโครกริด ในรูปที่ 6.7 แสดงส่วนหนึ่งของโปรแกรมที่สร้างขึ้น โปรแกรมการควบคุมและแสดงผลการทำงานของระบบถูกออกแบบมาเพื่อรองรับคำสั่งของผู้ใช้งานและแสดงค่าที่จำเป็นต่อการใช้งาน โดยมีการควบคุมแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงระหว่างอินเวอร์เตอร์และระบบสะสมพลังงาน เพื่อปรับความเหมาะสมของระดับแรงดันไฟฟ้าในย่านการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในช่วงระหว่าง 568-676 V<sub>dc</sub> ให้ใกล้เคียงกันก่อนเชื่อมต่อเข้าด้วยกันเพื่อให้อินเวอร์เตอร์ทำงานได้ ดังนั้นการทดสอบจะมีอยู่สองสถานการณ์ เพื่อตรวจสอบให้เห็นผลที่ใกล้เคียงกันหรือเหมือนกันตามผลการจำลองดังต่อไปนี้



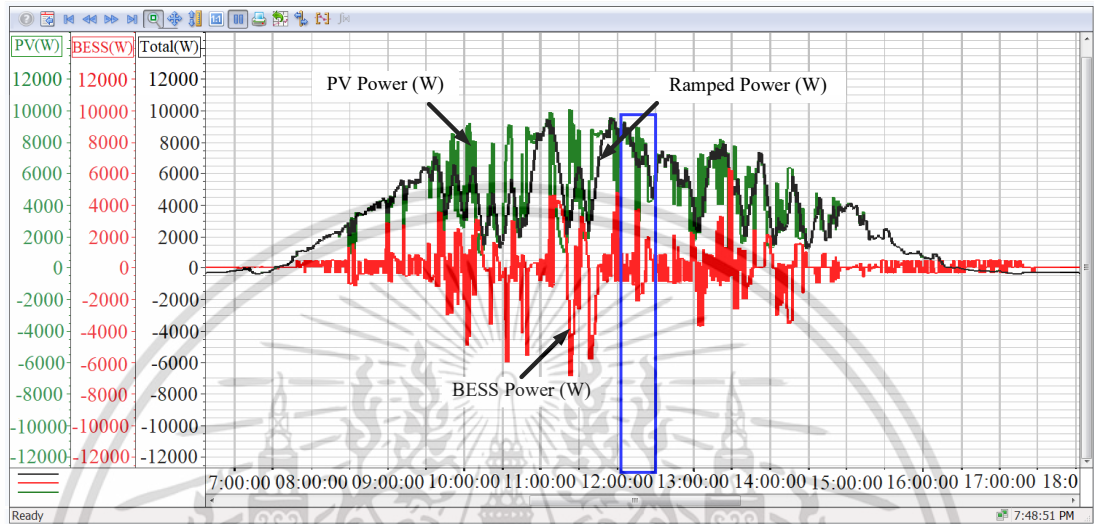
รูปที่ 6.7 โปรแกรมควบคุมอัตราลาดเอียงกำลังไฟฟ้าในไมโครกริด

### 6.5.1 ผลการทดสอบด้วยกลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียงโดยไม่มีลิ้มการชาร์จและการดิสชาร์จสำหรับ BESS ขนาด 24 KWh

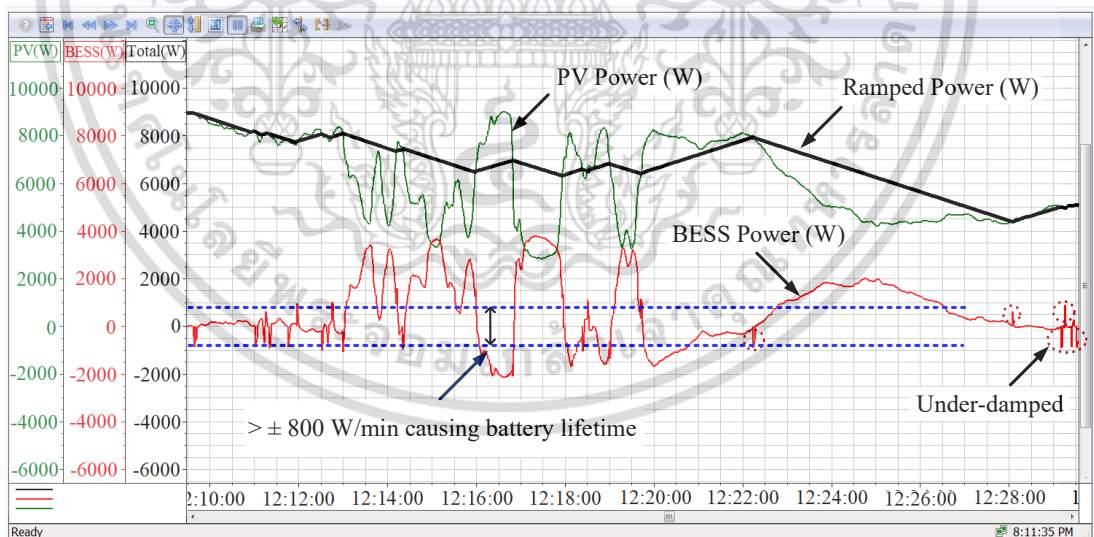
การตรวจสอบนี้เพื่อศึกษาผลการตอบสนองของ BESS เมื่อระบบควบคุมสั่งการชาร์จและดิสชาร์จกระแสไฟฟ้าเพื่อควบคุมอัตราอัตราลาดเอียง (Ramp rate control) เมื่อกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลงไป โดยกราฟในรูปที่ 6.8 จะแสดงผลการตอบสนองการรับและจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ใน 1 วันเต็ม โดยการจับภาพจริงจากหน้าจอแสดงผล ผลการทดสอบจะเห็นได้ว่าระบบควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS สามารถชดเชยอัตราลาดเอียงกำลังไฟฟ้าของ PV ที่เปลี่ยนแปลงได้ในไมโครกริด ในรูปที่ 6.9 ภาพที่ขยายใหญ่ขึ้นจะแสดงผลการตอบสนองของ BESS โดยใช้กลยุทธ์การ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ควบคุมอัตราการชาร์จแบบไม่จำกัดการชาร์จ ในช่วงเวลา 12.10น. ถึง 12.30น. BESS จะสามารถชาร์จและดิสชาร์จกำลังไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไขที่กำหนดซึ่งทำให้ความถี่ในระบบอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน และรูปที่ 6.10 จะแสดงผลการรับและจ่ายกำลังไฟฟ้า เพื่อควบคุมอัตราการชาร์จกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ด้านเอาต์พุต เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

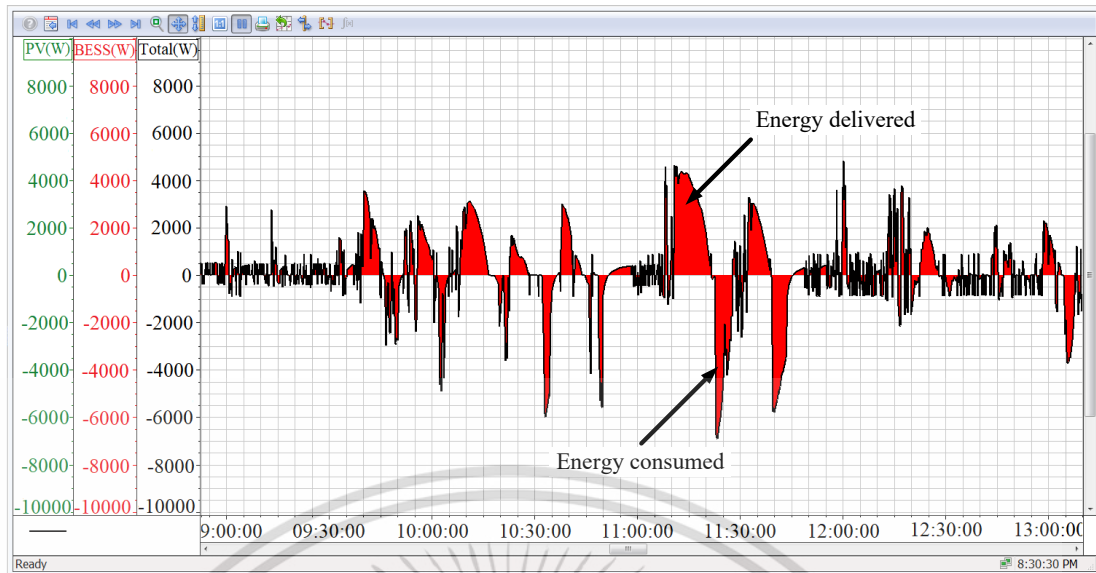


รูปที่ 6.8 กลยุทธ์การควบคุมอัตราการชาร์จในวันเมฆมากที่มีความแปรปรวนของแสงอาทิตย์ที่รุนแรง โดยใช้โหมดการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบไม่จำกัด



รูปที่ 6.9 ภาพขยายช่วงเวลา 12.10-12.30 น. ของการทดสอบอัตราการชาร์จด้วยโหมดการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบไม่จำกัด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



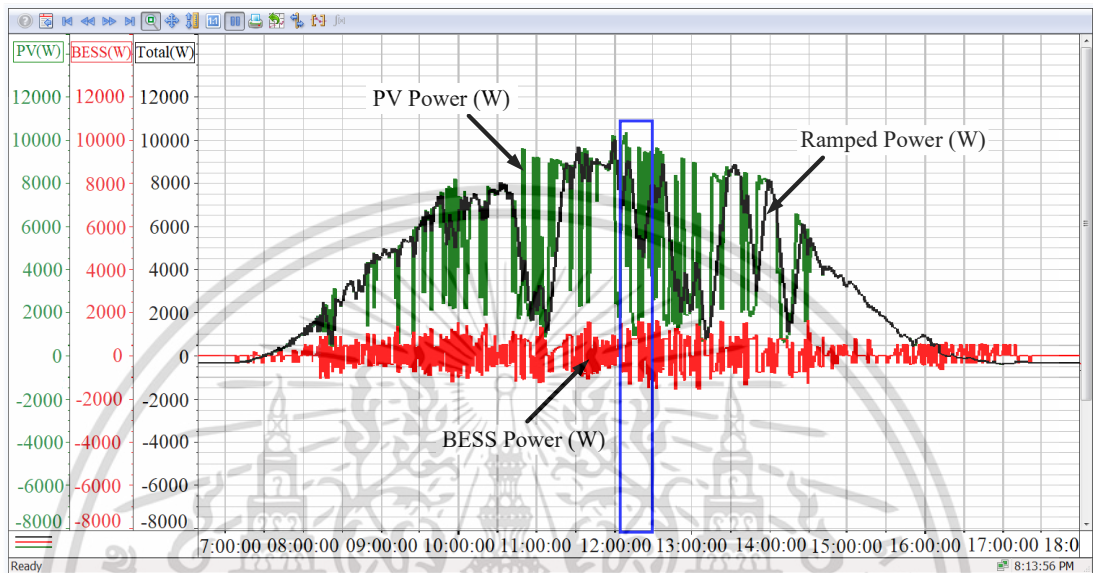
รูปที่ 6.10 ผลการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงกับการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบไม่จำกัด

### 6.5.2 ผลการทดสอบยุทธวิธีการควบคุมอัตราลาดเอียงโดยจำกัดการชาร์จและการดิสชาร์จสำหรับ BESS ขนาด 24 KW

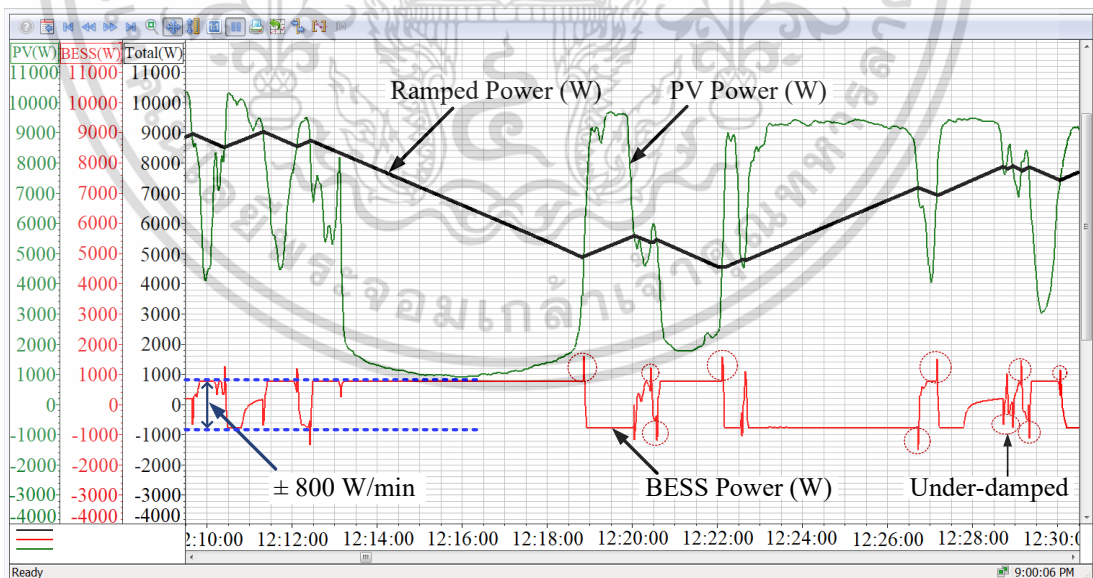
การทดสอบกลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียงร่วมกับการพิจารณา  $C_{rate}$  โดยการชาร์จและการดิสชาร์จถูกจำกัดไว้ ผลการทดสอบในส่วนนี้จะแสดงในรูปที่ 6.11 ตัวควบคุม BESS จะมีวงจรมีการชาร์จและดิสชาร์จ จากผลการทดสอบ พบว่า ตัวแปลงผันกำลังไม่สามารถชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงได้ ถ้ากำลังไฟฟ้าที่ต้องการมากกว่า 800 watt/min ในรูปที่ 6.12 ภาพที่ขยายใหญ่ขึ้นจะแสดงให้เห็นถึงผลการควบคุมที่  $\pm 300$  watt/min สำหรับการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 kW กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์จะแสดงด้วยเส้นโค้งสีเขียว กำลังไฟฟ้าแบตเตอรี่แสดงด้วยเส้นสีแดง และอัตราลาดเอียงกำลังไฟฟ้าจะแสดงด้วยเส้นสีดำ จากกราฟ BESS จะจำกัดการชาร์จและการดิสชาร์จที่  $\pm 800$  W/min และในรูปที่ 6.13 BESS จะถูกจำกัดการชาร์จและดิสชาร์จกำลังไฟฟ้าพร้อมกับตัวควบคุมที่ออกแบบมาเพื่อรักษาอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ จากผลการทดลองจำกัดการชาร์จและการดิสชาร์จกำลังไฟฟ้า พบว่า อยู่ในเกณฑ์ที่ดี ดังที่เห็นได้จากรูปที่ 6.12 ตัวควบคุมที่นำเสนอสามารถรักษาอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าได้ไม่เกิน  $\pm 800$  W / min เมื่อเทียบกับรูปที่ 6.10 ดังนั้นความสมดุลระหว่างอายุการใช้งานของแบตเตอรี่และความเรียบของกำลังไฟฟ้าจริงควรจะนำมาพิจารณา เห็นได้ชัดว่า ในทางปฏิบัติ เราจำเป็นต้องเพิ่มขนาดของ BESS ให้มีความเหมาะสม เพื่อควบคุมความถี่ของระบบให้เป็นมาตรฐาน เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นและลดลงอย่างรวดเร็วในไมโครกริด ซึ่งจะไปสู่ต้นทุนที่สูงขึ้นของ BESS อย่างไรก็ตามการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่  $\pm 800$  W/min จะครอบคลุมการเบี่ยงเบนกำลังไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้นบ่อยที่สุดและทำให้กำลังไฟฟ้าจริงด้านเอาต์พุตเรียบขึ้นเป็นที่น่าพอใจ การเปรียบเทียบผลการทดลองของรูปที่ 6.10 และรูปที่ 6.13 เป็นการรับและจ่ายพลังงานไฟฟ้าของ BESS ผลการทดลองในรูปที่ 6.10 พบว่า ค่าการชาร์จและการดิสชาร์จพลังงาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไฟฟ้าที่มากกว่าในรูปที่ 6.13 ดังนั้นปริมาณพลังงานของแบตเตอรี่ที่ถูกใช้ไป (Depth of discharge, DOD) ในรูปที่ 6.10 จะสูงกว่าเมื่อเทียบกับรูปที่ 6.13 ซึ่งหมายความว่าอายุการใช้งานแบตเตอรี่ของรูปที่ 6.10 จะสั้นลงเมื่อเปรียบเทียบกับรูปที่ 6.13 ข้อสังเกต พบว่า ค่าการเบี่ยงเบนของกำลังไฟฟ้าจะถูกบันทึกจากข้อมูล PV จริงเพื่อเลือกอัตรากำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ขึ้นอยู่กับชนิดของลิเทียมไอออน [63]

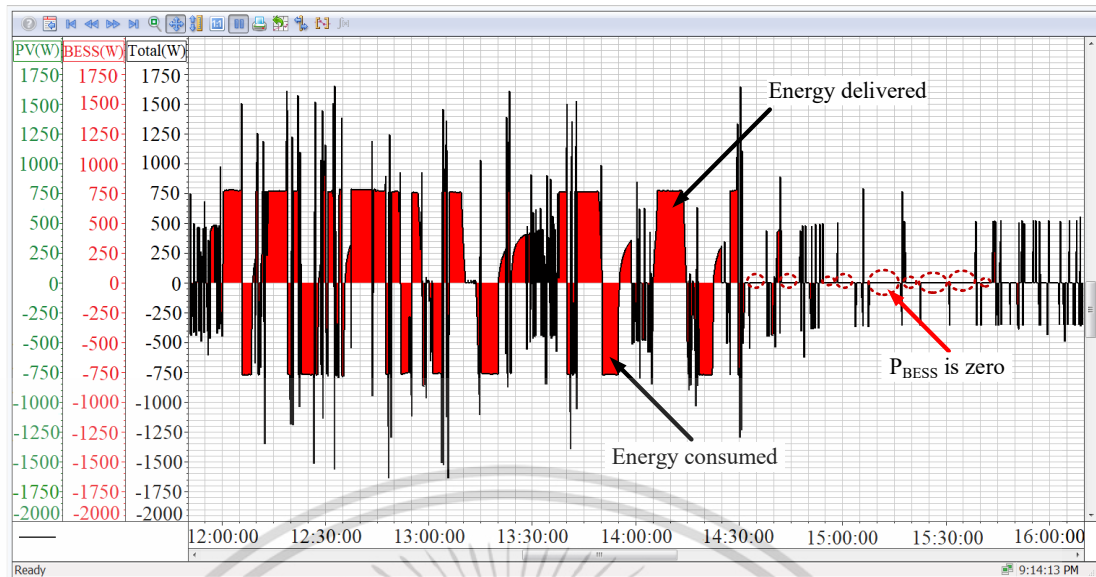


รูปที่ 6.11 ผลของกลยุทธ์การควบคุมอัตราลาดเอียงในวันเมฆมากที่มีความแปรปรวนของแสงอาทิตย์ที่รุนแรงโดยใช้โหมดการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบลิ้มิต



รูปที่ 6.12 ภาพขยายช่วงเวลา 12.10-12.30 น. ของการทดสอบอัตราลาดเอียงกับโหมดการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบลิ้มิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 6.13 ผลการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงกับการชาร์จและการดิสชาร์จ BESS แบบลิมิต

## 6.6 บทสรุป

ในบทนี้เป็นการนำเสนอผลการอัดประจุของ BESS โดยใช้วิธีการนับคุลอมบ์จาก BESS เมื่อทำการดิสชาร์จ ซึ่งสามารถแสดงค่าแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปตามเวลาที่ใช้งานผ่านทางหน้าจอแสดงผล รวมถึงการทดสอบการชดเชยแรงดันไฟฟ้าให้แก่ระบบโครงข่ายภายในระยะเวลาหนึ่งเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบ และการชดเชยกำลังไฟฟ้าแก่เซลล์แสงอาทิตย์ที่เบี่ยงเบนไป โดยใช้ BESS ชดเชยในเวลานั้น ๆ นอกจากนี้การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ในไมโครกริดจะใช้เพื่อควบคุมอัตราลาดเอียงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า PV ซึ่งเพิ่มขึ้นและลดลงอย่างรวดเร็ว การ Coupling ระหว่าง PV และ BESS ในระบบไมโครกริดจะช่วยเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลัง วิธีนี้ทำให้ความถี่เบี่ยงเบนของระบบไฟฟ้าจะอยู่ในมาตรฐานของการไฟฟ้า การ Coupling ระหว่าง PV และ BESS ในระบบไมโครกริดจะช่วยเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลังตามสัดส่วนที่เหมาะสม ซึ่งสามารถประมาณได้จากอัตราลาดเอียงกำลังไฟฟ้า ผลการจำลองการควบคุมกำลังไฟฟ้าของ BESS ในเอซีไมโครกริดจะนำเสนอขึ้นเห็นได้ชัดว่าเทคนิคการควบคุมที่พัฒนาขึ้นนี้สามารถทำงานร่วมกับ BESS เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของระบบไฟฟ้าเมื่อการผลิตกำลังไฟฟ้าของ PV ลดลงต่ำกว่าอัตราอัตราลาดเอียงที่ต้องการและ BESS ได้รับกำลังเมื่อการผลิตกำลังไฟฟ้าของ PV มากกว่า อัตราอัตราลาดเอียงของกำลังไฟฟ้าที่กำหนดไว้ วิธีการมีการตรวจสอบโดยการทดลองของทั้งสองสถานการณ์ การทดสอบทั้งสองสถานการณ์ BESS สามารถบรรลุเป้าหมายการรับกำลังไฟฟ้าและการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไขที่ทดสอบ การศึกษาชี้ให้เห็นว่าการควบคุมอัตราลาดเอียงที่ไม่มีการพิจารณา  $C_{rate}$  จะส่งผลให้มีการชาร์จและการดิสชาร์จกำลังไฟฟ้ามากเกินไป นั่นหมายความว่าอายุการใช้งานของแบตเตอรี่จะสั้นลง ดังนั้น  $C_{rate}$  ของคุณสมบัติแบตเตอรี่ควรจะถูกเพิ่มเข้าในอัลกอริธึมการควบคุมเพื่อประยุกต์ใช้ในทางปฏิบัติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการวิจัยในเพื่อนักศึกษาเท่านั้น เมื่อคุณอยู่ที่เห็น ใบเก็บข้อมูลส่วนตัวของคุณจะไม่ถูกรณใด ๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 7

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 7.1 บทนำ

จากการศึกษาระบบการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริด โดยการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงให้แก่เซลล์แสงอาทิตย์เมื่อส่งออกสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีความไม่สม่ำเสมอ สามารถให้อัตราลาดเอียงกำลังไฟฟ้าเอาต์พุตอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานโดยมีการใช้เทคนิคการควบคุมระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ด้วยอัตราลาดเอียงแบบการ Coupling ระหว่าง PV และ BESS ในระบบเอซีไมโครกริด ซึ่งสามารถลดผลกระทบการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่มาจากแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่สม่ำเสมอ เนื่องจากเมฆปกคลุมหรือการบังเงาของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งความถี่ที่มีการเปลี่ยนแปลงไปสามารถแก้ไขได้โดยการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงจาก BESS เข้าสู่ระบบที่มีการเปลี่ยนแปลงไปในชั่วขณะ โดยมีการใช้งานร่วมกับ ชุด BESS Inverter ด้วยการเขียนโปรแกรม PLC ในการส่งคำสั่งเพื่อควบคุมและแสดงสถานะการทำงานจากระบบ ประกอบด้วยโปรแกรมแสดงสถานะการอัดประจุ (SOC) เป็นตัวบ่งบอกสถานะของ BESS ในขณะนั้นว่าสามารถชดเชยกำลังไฟฟ้าได้มากน้อยเพียงใด และโปรแกรมแสดงสถานะการควบคุมอัตราลาดเอียงกำลังไฟฟ้าในไมโครกริด โดยมีการควบคุมแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง ระหว่าง ชุด BESS Inverter และ BESS เพื่อปรับความเหมาะสมของระดับแรงดันไฟฟ้าในย่านการทำงานของ ชุด BESS Inverter ในช่วง 568-676 V<sub>dc</sub>

การคำนวณหาค่าสถานะการอัดประจุของแบตเตอรี่ (SOC) เพื่อช่วยยืดอายุการใช้งาน โดยการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าภายในเซลล์แต่ละเซลล์ไม่ให้สูงหรือต่ำจนเกินไป และค่าสถานะของแบตเตอรี่ในขณะนั้นว่ามีเปอร์เซ็นต์ที่ควรใช้งานต่อไปหรือไม่ โดยใช้วิธีการนับประจุรวม (Coulomb counting) ของแบตเตอรี่โดยการคายประจุจากแบตเตอรี่ที่มีแรงดัน 27.6 โวลต์ทุกก้อน จนเหลือแรงดันรวมประมาณ 568 โวลต์ จากนั้นอัดประจุเข้าไปยังแบตเตอรี่ จนมีแรงดันรวม 676 โวลต์ โดยค่าแรงดันปกติของแบตเตอรี่อยู่ในช่วง 568-676 โวลต์ จากผลการทดสอบการทำงานของโปรแกรมแสดงค่าสถานะการอัดประจุของแบตเตอรี่ (SOC) พบว่า มีการทำงานบรรลุตามวัตถุประสงค์เป็นไปตามการคำนวณและการออกแบบ

การชดเชยแรงดันไฟฟ้าต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในสายส่งให้มีค่าคงที่หรือมีการเปลี่ยนแปลงแรงดันน้อยที่สุด เมื่อสายส่งอยู่ในระยะทางไกล ๆ จากแหล่งกำเนิดไฟฟ้า และทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ในระยะทางไกล ๆ ใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพเช่นเดียวกับอุปกรณ์ต้นสายของแหล่งจ่ายไฟ โดยสามารถแบ่งการทดสอบออกเป็น 2 ครั้ง การทดสอบครั้งที่ 1 จากผลการทดสอบการตอบสนองของแรงดันโครงข่ายเมื่อมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงคงที่ 15 กิโลวัตต์ เข้าสู่ระบบโครงข่ายเป็นระยะเวลา 40 วินาที พบว่า แรงดันไฟฟ้าโครงข่ายจะปรับตัวเพิ่มขึ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้เห็นใบแจ้งประวัติเอกสารนี้ไม่ควรนำเอกสารนี้ไปใช้  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

0.3275% จากค่าแรงดันเฉลี่ยก่อนการทดลอง และการทดสอบครั้งที่ 2 จากผลการทดสอบการตอบสนองของแรงดันโครงข่ายเมื่อมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงคงที่ 15 กิโลวัตต์ เข้าสู่ระบบโครงข่ายเป็นระยะเวลา 90 วินาที พบว่า แรงดันไฟฟ้าโครงข่ายจะปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.2505% จากค่าแรงดันเฉลี่ยก่อนการทดลอง เนื่องจากการตอบสนองของแรงดันโครงข่ายเป็นไปตามการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่าย

การชดเชยกำลังไฟฟ้าให้เซลล์แสงอาทิตย์เนื่องจากแรงดัน และความถี่มีการเปลี่ยนชั่วขณะ ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ส่งไปยังระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเพียงพอต่อการใช้งาน จากผลการทดสอบ พบว่า เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตที่ลดลงอย่างรวดเร็ว ระบบสะสมพลังงานจากแบตเตอรี่ทำการดิสชาร์จเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนแปลงไปของเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา

การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ในเอซีไมโครกริดถือเป็นส่วนสำคัญในงานวิจัยนี้เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากแหล่งพลังงานทดแทนจะส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของโครงข่ายไฟฟ้า โดย BESS จะถูกใช้เชื่อมต่อกับระบบเอซีไมโครกริดเพื่อแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วของกำลังไฟฟ้าจริงที่ไม่สม่ำเสมอจากแหล่งผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ การใช้เทคนิคการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ร่วมกับการพิจารณาพารามิเตอร์  $C_{Rate}$  จะถูกนำเสนอขึ้นในงานวิจัยนี้ การออกแบบตัวควบคุมและอัลกอริทึมการควบคุมอัตราลาดเอียง BESS เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงที่เบี่ยงเบนไปของ PV จะนำไปใช้สำหรับการทดสอบซึ่งผลที่ได้พบว่า เทคนิคการควบคุมอัตราลาดเอียง และ  $\mu$ EMS ช่วยรักษาเสถียรภาพความถี่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่  $\pm 1$  เฮิร์ตซ์ ในระบบ 50 เฮิร์ตซ์ และการพิจารณา  $C_{Rate}$  นี้ยังสามารถเพิ่มความเร็วของการชาร์จและดิสชาร์จหรือลิมิตกระแสการชาร์จและดิสชาร์จของแบตเตอรี่ เมื่อมีการเพิ่มฟังก์ชัน  $C_{Rate}$  ในอัลกอริทึมการควบคุม ผลลัพธ์ที่ได้คือขนาดของ BESS ที่เล็กลง และ BESS มีอายุการใช้งานที่ยาวนานขึ้น ซึ่งเห็นได้ชัดว่าผลของวิธีการที่นำเสนออยู่ในเกณฑ์ที่ดีและกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ในเอซีไมโครกริดสามารถควบคุมตามเกณฑ์ได้อย่างน่าพอใจ

## 7.2 ข้อเสนอแนะและแนวทางการพัฒนา

1. การใช้เครื่องมือวัดกระแสไฟฟ้า (Current transducer) สามารถวัดกระแสไฟฟ้าในช่วง 1-200 แอมป์ ถ้ากระแสไฟฟ้าต่ำกว่า 1 แอมป์ เซนเซอร์จะไม่สามารถตรวจวัดค่าได้
2. การเทียบสเกลกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าจากเครื่องมือวัดเข้าสู่ PLC ต้องปรับสเกลให้มีความอยู่ในช่วงที่มีค่าใกล้เคียงกันกับค่าจริงเมื่อมีการใช้งาน
3. อินเวอร์เตอร์มีข้อจำกัดการใช้งานคือจะรับกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดที่ 27 แอมป์ แต่แบตเตอรี่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้มากที่สุดถึง 3C หรือ 120 แอมป์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. เนื่องจากไม่สามารถคาดการณ์ช่วงเวลาที่แรงดันไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลงไปล่วงหน้าได้
5. ควรออกแบบและพัฒนาโปรแกรมตรวจจับแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายเพื่อชดเชยแรงดันไฟฟ้าตกได้อย่างทันท่วงที
6. พัฒนาโปรแกรมควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงจาก BESS อัตโนมัติตามแรงดันที่ตกได้อย่างทันท่วงที
7. พัฒนาต่อยอดอุปกรณ์และโปรแกรมในการดึงข้อมูลผ่านเครือข่ายการสื่อสารจาก CAN แต่เซลล์ของแบตเตอรี่เพื่อตรวจสอบผลการเปลี่ยนระดับแรงดันเซลล์เมื่อมีการใช้งาน
8. ควรพัฒนาฟังก์ชันการประเมินสถานะ SOC, SOH, SOP เพื่อการป้องกันและยืดอายุการใช้งานของ BESS
9. การชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS ให้กับโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากการผลิตกำลังไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่สม่ำเสมอ ซึ่งอาจจะมีภาระดีเลย์ของเครือข่ายการสื่อสารต่อสมรรถนะการควบคุมการชาร์จหรือการดิสชาร์จกำลังไฟฟ้าจริงของ BESS



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บรรณานุกรม

- [1] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, C. Marnay, Microgrids, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5 n. 4, July-Aug. 2007, pp. 78 – 94.
- [2] R.H. Lasseter, MicroGrids, 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 1, Jan. 2002, pp. 305 – 308.
- [3] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziaargyriou, A. Dimeas, Microgrids management, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6 n. 3, May-June 2008, pp. 54 – 65.
- [4] A. Ipakchi, F. Albuyeh, Grid of the Future, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 7 n. 2, March-April 2009, pp. 52 – 62.
- [5] C. Cho, J.H. Jeon, J.Y. Kim, S. Kwon, K. Park, S. Kim, Active Synchronizing Control of a Microgrid, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26 n. 12, Dec. 2011, pp. 3707 – 3719.
- [6] S. Henninger, M. Schroeder, J. Jaeger, Combining Frequency Containment Reserves and Renewable Power Leveling in Energy Storage Systems, Energy Procedia, vol. 99, November 2016, pp. 147 – 156.
- [7] Q. Fu, A. Hamidi, A. Nasiri, V. Bhavaraju, S.B. Krstic, P. Theisen, The Role of Energy Storage in a Microgrid Concept: Examining the opportunities and promise of microgrids, IEEE Electrification Magazine, vol. 1 n. 2, Dec. 2013, pp. 21 – 29.
- [8] K. Prompinit, S. Khomfoi, Ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation, 2015 IEEE 18th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Oct. 25-28, 2015, Pattaya, Thailand.
- [9] C.A. Hill, M.C. Such, D. Chen, J. Gonzalez, W.M. Grady, Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3 n. 2, June 2012, pp. 850 – 857.
- [10] K. Prompinit, S. Khomfoi, Design of active power controller of a BESS in AC microgrids, 2015 IEEE 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), June 24 - 27, 2015, Hua Hin, Thailand.

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [11] M.J.E. Alam, K.M. Muttaqi, D. Sutanto, “A Novel Approach for Ramp-Rate Control of Solar PV Using Energy Storage to Mitigate Output Fluctuations Caused by Cloud Passing,” **IEEE Transactions on Energy Conversion**, vol. 29 n. 2, June 2014, pp. 507 – 518.
- [12] N. Kakimoto, H. Satoh, S. Takayama, K. Nakamura, “Ramp-Rate Control of Photovoltaic Generator With Electric Double-Layer Capacitor,” **IEEE Transactions on Energy Conversion**, vol. 24 n.2, June 2009, pp. 465 – 473.
- [13] J. Marcos, I. de la Parra, M. García, L. Marroyo, “Control strategies to Smooth Short-Term Power Fluctuations in Large Photovoltaic Plants Using Battery Storage Systems,” **Energies**, vol. 7 n. 10, October 2014, pp. 6593 – 6619.
- [14] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, L. Marroyo, “Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control,” **Solar Energy**, vol. 111, January 2015, pp.332 – 343.
- [15] V. Salehi, B. Radibratovic, “Ramp Rate Control of Photovoltaic Power Plant Output Using Energy Storage Devices,” **2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition**, July 27-31, 2014, National Harbor, MD, USA.
- [16] D. Cormode, A.D. Cronin, W. Richardson, A.T. Lorenzo, A.E. Brooks, D.N. Della Giustina, “Comparing Ramp Rates from Large and Small PV systems, and Selection of Batteries for Ramp Rate Control,” **2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, June 16-21, 2013, Tampa, FL, USA.
- [17] M. Chamana, F. Jahanbakhsh, B.H. Chowdhury, B. Parkhideh, “Dynamic Ramp Rate Control for Voltage Regulation in Distribution Systems with High Penetration Photovoltaic Power Generations,” **2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition**, July 27-31, 2014, National Harbor, MD, USA.
- [18] J. Marcos, O. Storkel, L. Marroyo, M. Garcia, E. Lorenzo, “Storage requirements for PV power ramp-rate control,” **Solar Energy**, vol. 99, January 2014, pp.28 – 35.
- [19] R.P. Vishvakarma, S.P. Singh, T.N. Shukla, S.K. Kushwaha, V. Devbrat, “3-Phase Grid-Connected Liquid Solar Arrays Photovoltaic Inverter Control Loop Design,” **2012 IEEE Students Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)**, March 1-2, 2012, Bhopal, India.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [20] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, L. Marroyo, “Improvement of a control strategy for PV power ramp-rate limitation using the inverters: Reduction of the associated energy losses,” **Solar Energy**, vol. 127, April 2016, pp.262 – 268.
- [21] Kerdphol, T., Qudaih, Y., Hongesombut, K., Watanabe, M., Mitani, Y., “Intelligent Determination of a Battery Energy Storage System Size and Location Based on RBF Neural Networks for Microgrids,” **(2016) International Review of Electrical Engineering (IREE)**, 11 (1), pp. 78-87.
- [22] Kerdphol, T., Qudaih, Y., Mitani, Y., “Optimal Battery Energy Storage Size Using Particle Swarm Optimization for Microgrid System,” **(2015) International Review of Electrical Engineering (IREE)**, 10 (2), pp. 277-285.
- [23] Wannasut, C., Hongesombut, K., “Deferral of Power Distribution Reinforcement by Using Battery Energy Storage System,” **(2017) International Review of Electrical Engineering (IREE)**, 12 (4), pp. 369-377.
- [24] Del Pizzo, A., Di Noia, L., Rizzo, R., “Energy Storage System Sizing for a Twin Engine Four-Seat Aircraft Electrical Propulsion,” **(2017) International Review of Aerospace Engineering (IREASE)**, 10 (6), pp. 315-322.
- [25] Cheddadi, Y., Diouri, O., Gaga, A., Errahimi, F., Es-Sbai, N., “Design and Simulation of an Accurate Neural Network State-of Charge Estimator for Lithium Ion Battery Pack,” **(2017) International Review of Automatic Control (IREACO)**, 10 (2), pp. 186-192.
- [26] อิศระชัย งามหฺร, “พลศาสตร์และเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง,” **งานบริหารการเรียนการสอน คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง**, หน้า 373-383, สิงหาคม 2554.
- [27] H.L Willis and W.G. Scott, “**Distributed Power Generation**,” **Planning and Evaluation**, Marcel Dekker, 2000.
- [28] J. Pahasa and I. Ngamroo, “Coordinated Control of Wind Turbine Blade Pitch Angle and PHEVs Using MPCs for Load Frequency Control of Microgrid,” **IEEE Systems Journal**, vol. PP, no. 99, pp. 1–9, 22 April 2014.
- [29] รายงานฉบับสมบูรณ์, “โครงการวิจัยและพัฒนาระบบไฟฟ้าที่ชาญฉลาดขนาดเล็กเพื่อการพัฒนาพลังงานที่ยั่งยืน,” **ศูนย์นวัตกรรมระบบพลังงานสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง**, หน้า 175-178.

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [30] C. A. Hill, B.S. ECE, “Grid-Scale Battery Energy Storage Systems” **Master of Science in Engineering, The University of Texas at Austin**, pp. 1-66, May 2013.
- [31] M. M. Begovic, P. M. Djuric, S. Dunlap, and A. G. Phadke, “Frequency tracking in power networks in the presence of harmonics,” **IEEE Trans. Power Del.**, vol. 8, no. 2, pp. 480–486, Apr. 1993.
- [32] J.-Z. Yang and C.-W. Liu, “A precise calculation of power system frequency and phasor,” **IEEE Trans. Power Del.**, vol. 15, no. 2, pp. 494–499, Apr. 2000.
- [33] T. Sezi, “A new method for measuring power system frequency,” in Proc. **IEEE Transmiss. Distrib. Conf.**, Apr. 1999, vol. 1, pp. 400–405.
- [34] C. Cho, S.-K. Kim, J.-H. Jeon, and S. Kim, “New ideas for a soft synchronizer applied to CHP cogeneration,” **IEEE Trans. Power Del.**, vol. 26, no. 1, pp. 11–21, Jan. 2011.
- [35] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, J. Miret, M. Castilla, and L. Garcia de Vicuna, “Hierarchical control of intelligent microgrids,” **IEEE Ind. Electron. Mag.**, vol. 4, no. 4, pp. 23–29, Dec. 2010.
- [36] J.-Y. Kim, J.-H. Jeon, S.-K. Kim, C. Cho, J. H. Park, H.-M. Kim, and K.-Y. Nam, “Cooperative control strategy of energy storage system and microsources for stabilizing the microgrid during islanded operation,” **IEEE Trans. Power Electron.**, vol. 25, no. 12, pp. 3037–3048, Dec. 2010.
- [37] Y. Mohamed and E. F. El-Saadany, “Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids,” **IEEE Trans. Power Electron.**, vol. 23, no. 6, pp. 2806–2816, Nov. 2008.
- [38] Y. W. Li and C.-N. Kao, “An accurate power control strategy for power electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid,” **IEEE Trans. Power Electron.**, vol. 24, no. 12, pp. 2977–2988, Dec. 2009.
- [39] J. M. Guerrero, L. G. de Vicuna, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, “A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems,” **IEEE Trans. Power Electron.**, vol. 19, no. 5, pp. 1205–1213, Sep. 2004.

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [40] F. Katiraei and M. R. Iravani, "Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1821–1831, Nov. 2006.
- [41] M. N. Marwali, J.-W. Jung, and A. Keyhani, "Control of distributed generation systems-Part II: Load sharing control," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 6, pp. 1551–1661, Nov. 2004.
- [42] J. M. Guerrero, J. Matas, L. G. de Vicuna, M. Castilla, and J. Miret, "Wireless control strategy for parallel operation of distributed-generation inverters," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 5, pp. 1461–1470, Oct. 2006.
- [43] R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Load sharing and power quality enhanced operation of a distributed microgrid," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, no. 3, pp. 109–119, Nov. 2009.
- [44] E. Barklund, N. Pogaku, M. Prodanovic, C. H. Aramburo, and T. C. Green, "Energy management in autonomous microgrid using stability constrained droop control of inverters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 5, pp. 2346–2352, Sep. 2008.
- [45] A. G. Tsikalakis and N. D. Hatziargyriou, "Centralized control for optimizing microgrids operation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 1, pp. 241–248, Mar. 2008.
- [46] J. M. Guerrero, J. Matas, L. G. Vicuna, M. Castilla, and J. Miret, "Decentralized control for parallel operation of distributed generation inverters using resistive output impedance," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 2, pp. 994–1004, Apr. 2007.
- [47] C. K. Sao and P. W. Lehn, "Control and power management of converter fed microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1088–1098, Aug. 2008.
- [48] A. Engler, "Applicability of droops in low voltage grids," *Int. J. Distrib. Energy Resources*, vol. 1, no. 1, pp. 1–5, Jan. 2005.
- [49] H. H. Hwang and L. J. Gilbert, "Synchronization of wind turbine generators against an infinite bus under gusting wind conditions," *IEEE Trans. Power Appl. Syst.*, vol. PAS-97, no. 2, pp. 536–544, Mar./Apr. 1978.

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [50] P. Mercier, R. Cherkaoui, and A. Oudalov, "Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system," **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 24, no. 3, pp. 1469–1477, Aug. 2009.
- [51] D.H. Pham, G. Hunter, L. Li, J. Zhu, "Advanced microgrid power control through grid-connected inverters," **2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**, Nov. 15-18, 2015, Brisbane, QLD, Australia.
- [52] M.R. Aghamohammadi, H. Abdolahinia, "A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded Microgrid," **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, vol. 54, January 2014, pp. 325 – 333.
- [53] M. Dinga, Z. Xu, W. Wang, X. Wang, Y. Song, D. Chen, "A review on China's large-scale PV integration: Progress, challenges and recommendations," **Renewable and Sustainable Energy Review**, vol. 53, January 2016, pp. 639 – 652.
- [54] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design* (Cengage Learning, Inc., 2011).
- [55] P. Kundur, *Power System Stability and Control* (McGraw-Hill Education, Inc., 1994).
- [56] X. Li, D. Hui, X. Lai, "Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations," **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol. 4 n. 2, April 2013, pp. 464 – 473.
- [57] C. Trueblood, S. Coley, T. Key, L. Rogers, A. Ellis, C. Hansen, E. Philpot, "PV Measures Up for Fleet Duty : Data from a Tennessee Plant Are Used to Illustrate Metrics That Characterize Plant Performance," **IEEE Power and Energy Magazine**, vol. 11 n. 2, March-April 2013, pp. 33 – 34.
- [58] R.V. Haaren, M. Morjaria, V. Fthenakis, "An energy storage algorithm for ramp rate control of utility scale PV (photovoltaics) plants," **Energy**, vol. 91, November 2015, pp.894 – 902.
- [59] R.K. Lam, H.G. Yeh, "PV Ramp Limiting Controls with Adaptive Smoothing Filter through a Battery Energy Storage," **2014 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)**, Nov. 24-24, 2014, Long Beach, CA, USA.

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [60] S. Khomfoi, "A Cascaded Hybrid Multilevel Inverter Incorporating a Reconfiguration Technique for Low Voltage DC Distribution Applications," **Journal of Power Electronics**, vol. 16 n. 1, pp. 340-350, 2016.
- [61] W. Pairindra, S. Khomfoi, "An Optimization Design of the Diode Clamped Multi-Level Converter for Coaxial Inductive Power Transfer on the Low Voltage DC Micro-grid," **Journal of Electrical Engineering & Technology**, vol. 13 n. 1, pp. 333 – 344, 2018
- [62] S. Khomfoi, W. Sae-Kok, I. Ngamroo, "An Open Circuit Fault Diagnostic Technique in IGBTs for AC to DC Converters Applied in Microgrid Applications," **Journal of Power Electronics**, vol. 11, 2011, pp. 801 – 810.
- [63] K. Prompinit, S. Khomfoi, "A Battery Energy Storage System Control Technique with Ramp Rate and C-Rate Parameter Consideration for AC Microgrid Applications," **International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)**, vol. 13, no. 2, March – April 2018, pp. 137-148.
- [64] K. Prompinit, S. Khomfoi, "Battery Management System for Microgrid Applications," **2018 15th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)**, 18-21 July 2018, Chiang Rai, Thailand.
- [65] K. Prompinit, S. Khomfoi, W. Pairindra and C. Manee-in, "Active Power Control Technique of a BESS and Crate Parameter Consideration for AC Microgrid applications," **International Electrical Engineering Congress (iEECON2019)**, Hua Hin, Thailand, 6-8 March 2019.



ภาคผนวก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ภาคผนวก ก

### ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

- [1] K. Prompinit and S. Khomfoi, "Design of active power controller of a BESS in AC microgrids," **2015 IEEE 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)**, June 24 - 27, 2015, Hua Hin, Thailand.
- [2] K. Prompinit and S. Khomfoi, "Ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation," **2015 IEEE 18th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)**, Oct. 25-28, 2015, Pattaya, Thailand.
- [3] K. Prompinit and S. Khomfoi, "A Battery Energy Storage System Control Technique with Ramp Rate and C-Rate Parameter Consideration for AC Microgrid Applications," **International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)**, vol. 13, no. 2, March – April 2018, pp. 137-148.
- [4] K. Prompinit and S. Khomfoi. "Battery Management System for Microgrid Applications," **2018 15th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)**, 18–21 July 2018, Chiang Rai, Thailand.
- [5] K. Prompinit, S. Khomfoi, W. Pairindra and C. Manee-in. "Active Power Control Technique of a BESS and C-rate Parameter Consideration for AC Microgrid applications," **International Electrical Engineering Congress (iEECON2019)**, Hua Hin, Thailand, 6-8 March 2019.

## ภาคผนวก ก

### ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

- [1] K. Prompinit and S. Khomfoi, "Design of active power controller of a BESS in AC microgrids," **2015 IEEE 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)**, June 24 - 27, 2015, Hua Hin, Thailand.
- [2] K. Prompinit and S. Khomfoi, "Ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation," **2015 IEEE 18th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)**, Oct. 25-28, 2015, Pattaya, Thailand.
- [3] K. Prompinit and S. Khomfoi, "A Battery Energy Storage System Control Technique with Ramp Rate and C-Rate Parameter Consideration for AC Microgrid Applications," **International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)**, vol. 13, no. 2, March – April 2018, pp. 137-148.
- [4] K. Prompinit and S. Khomfoi. "Battery Management System for Microgrid Applications," **2018 15th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)**, 18–21 July 2018, Chiang Rai, Thailand.
- [5] K. Prompinit, S. Khomfoi, W. Pairindra and C. Manee-in. "Active Power Control Technique of a BESS and C-rate Parameter Consideration for AC Microgrid applications," **International Electrical Engineering Congress (iEECON2019)**, Hua Hin, Thailand, 6-8 March 2019.

# ECTI-CON 2015

June 24 - 27, 2015

2015 12<sup>th</sup> International Conference on Electrical Engineering/Electronics,  
Computer, Telecommunications and Information Technology



# Design of Active Power Controller of a BESS in AC Microgrids

Krisada Prompinit

Dept. of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang  
Bangkok, Thailand, 10520  
krisada\_lek@hotmail.com

Surin Khomfoi

Dept. of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang  
Bangkok, Thailand, 10520  
kkhsurin@kmitl.ac.th

**Abstract**— Active power control of a battery energy storage system (BESS) in ac microgrids is presented in this paper. PI controller design is also proposed. The simulation model using PSIM 9.0 is used to validate the designed controller. Actual data collected from data acquisition system in ac microgrids is used to validate the designed controller including photovoltaic (PV) generation profile, wind generation profile and demand load profile. All actual profiles are recorded from a real microgrid application. A BESS controller is validated into two scenarios. First, a BESS operates with PV generation and demand load. Second, a BESS operates with PV generation, wind generation and demand load. The simulation results suggest that the designed PI controller can perform active power compensation in the ac microgrid satisfactorily.

**Keywords**— battery energy storage; photovoltaic; wind turbine generator; microgrid

## I. INTRODUCTION

Recently, world energy demand is tremendously increased more specially in the electricity sector. All renewable and alternative energy resources (RES) are necessary and required to connect with the utility grid. In Thailand, the government has launched the renewable and alternative energy development plan (AEDP 2012-2021). The main focus of this AEDP is the 25% of total used energy will come from renewable and alternative energy resources (RES) instead of fossil fuels by 2021. Therefore, the total RES in 2021 will be up to 10 GW and will roughly increase to 20 GW in 2030. By estimating, 3 GW hydro power, 2.5 GW biomass, 2 GW solar power, and 1.5 GW wind power will provide energy to the electrical system within 2021. As can be seen, the infrastructure of exist electrical power system is required to adapt for supporting all feeding RES power.

Consequently, RES have had increasing penetration levels for grid connected distributed generation (DG) in recent years. Photovoltaic, micro-turbine, wind turbine and fuel cell put forward many promising applications with high efficiency and low emissions. Together with power electronics technologies, these have provided an important improvement for RES and DG applications; especially, a microgrid concept [1]. Microgrid can provide more system capacity and control flexibility when several RESs with different electric behaviors are integrated in the same grid. The microgrid also offers extra

degrees to optimize RESs connected to the utility grid; additionally, power quality requirements, system reliability and control flexibility would be achieved by using the microgrid concept as discussed in [1-5]. Several microgrids can be connected together with the help of new information technology (IT) to communicate with the required data: this is a part of microgrid technology.

Power flow control in a microgrid is a key issue to match the RES generation with load demand with acceptable power deviation as discussed in [1, 3]. Generally, microgrid can have a BESS for active power compensation with energy management system ( $\mu$ EMS) as depicted in Fig. 1. Frequency and amplitude voltage in a microgrid will be decrease when microgrid supplies more active power to the required load. In this case a BESS can provide active power compensation to the microgrid; whereas, if power generation from RES is more than the demand load, BESS can draw active power from the microgrid as discussed by [5]. A BESS for enabling integration of distributed solar power generation has been proposed in [5]. Ramp rate control technique has been discussed for BESS charge and discharge paradigm. The active synchronizing control of a microgrid has been developed in [6] to control a power flow in the microgrid. Also, three phase grid-connected liquid solar arrays photovoltaic inverter loop design has been presented in [7]. Novel analytical model for design and implementation of tree phase active power filter controller have been introduced in [8].

Thus far, a few researches have proposed the control design for a BESS for active power compensation. Therefore, active power control of a battery energy storage system (BESS) in ac microgrids will be presented in this paper. The conventional PI controller design method is proposed using SmartCtrl. Then, the designed model will be developed using PSIM 9.0 and validated with the actual data from real microgrid application. The contributions of this paper are the controller design using SmartCtrl and the developed model for the designed controller validation which is ready to transform for practical applications. The paper will be organized into four sections: first, the induction of a use of BESS in microgrid; then, the principle of microgrid control. Next, the PI controller design process with frequency and time response consideration is described. After that, the simulation model and validation is also discussed. Finally, the conclusion remarks are also addressed.

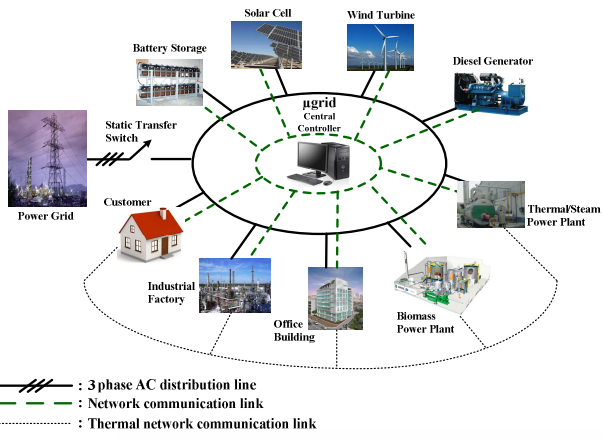


Fig. 1. A microgrid infrastructure.

## II. PROPOSED MICROGRID CONTROLLER

### A. Basic Principles of Microgrid

In this section, the principle of microgrid is proposed. By using active power and reactive power theory, the flow of active power and reactive power between two ac sources in a transmission line with a line impedance can be explained as shown in Fig. 2. Active power and reactive power [6] can be found by following equations;

$$P = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [R(V_1 - V_2 \cos \delta) + XV_2 \sin \delta], \quad (1)$$

$$Q = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [-RV_2 \sin \delta + X(V_1 - V_2 \cos \delta)]. \quad (2)$$

These equations show that active power and reactive power have directly proportional with phase angle and difference in each system respectively. Distributed generators (DGs) can control active power and reactive power by changing the angular between voltage sources (difference in phase). As a result, p-f and q-v droop can provide stability possible in active power and reactive power on both DGs.

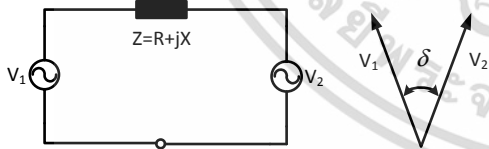


Fig. 2. Distributed generators connected by transmission line with impedance.

### B. Basic Principles of Microgrid Control

Normally, conventional power distribution control system uses feedback control as a control system, by calculating difference in set point and output. But, with PI control, PI control is trying to reduce the error in the system by tuning the error; parameters of PI control included  $K_p$  and  $K_i$  are shown in Fig. 3. The suitable parameter is adjusted according to the natural of the plant.

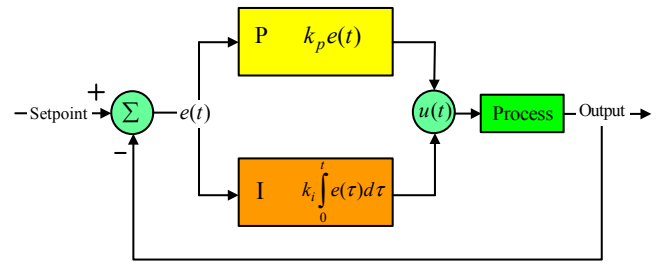


Fig. 3. A PI controller.

A BESS controller is required only two parameters:  $K_p$  and  $K_i$ . The relation of feedback control is shown in (3).

$$u(t) = k_{(p)}e(t) + k_{(i)} \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (3)$$

BESS can control both active power (p) and reactive power (q). So, input side have two variables which are p and q. The element of designed battery control system is shown in Fig. 4.

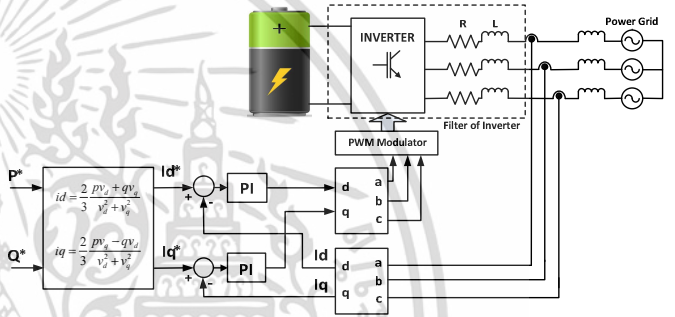


Fig. 4. Element of a BESS control system.

### C. Battery Control System Design

Battery control system includes controller and processor; there are many methods to control the system according to each system's nature. One of the methods is to use axis decoupling method for the main controller as illustrated in Fig. 5.

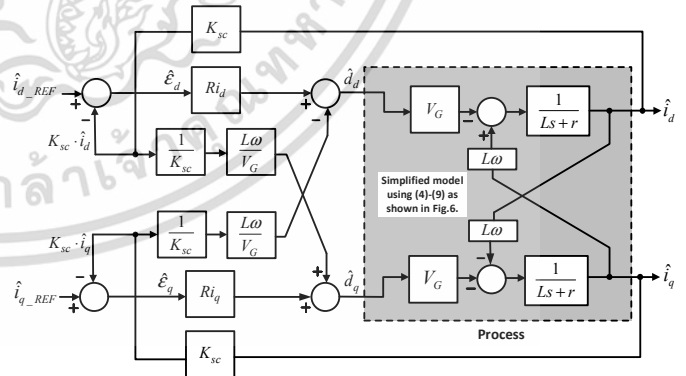


Fig. 5. Axis decoupling by feed forward control.

Because axis decoupling control have very complex calculation; therefore, microgrid simpler control method is needed, PI controller is used to simulate the microgrid [7] as shown in Fig. 6.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

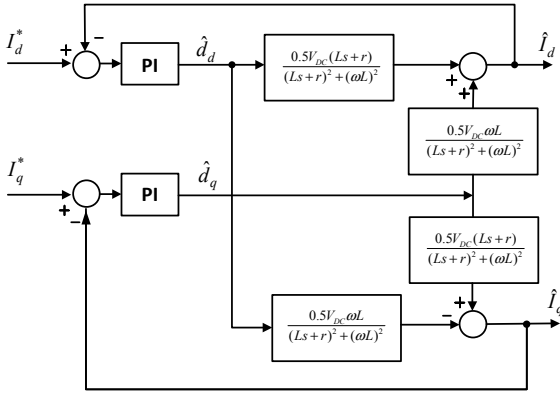


Fig. 6. Block diagram of a control system for transfer function.

From Fig. 5, the relationship between  $\hat{I}_d$ ,  $\hat{I}_q$  and  $I_d^*$ ,  $I_q^*$  can be rewritten using (4)-(9). Then, the highlight area in Fig. 5 can be redrawn the block diagram as depicted in Fig. 6.

$$\hat{I}_d = (\hat{d}_d V_G + \hat{I}_q L \omega) \frac{1}{Ls+r} \quad (4)$$

$$\hat{I}_q = (\hat{d}_q V_G - \hat{I}_d L \omega) \frac{1}{Ls+r} \quad (5)$$

where,

$$\hat{I}_d = \frac{\hat{d}_d V_G}{Ls+r} + \frac{\hat{d}_q V_G L \omega}{(Ls+r)^2} - \frac{\hat{I}_d (L \omega)^2}{(Ls+r)^2} \quad (6)$$

$$\hat{I}_d + \frac{\hat{I}_d (L \omega)^2}{(Ls+r)^2} = \frac{\hat{d}_d V_G}{Ls+r} + \frac{\hat{d}_q V_G L \omega}{(Ls+r)^2} \quad (7)$$

$$\left( \frac{(Ls+r)^2 + (L \omega)^2}{(Ls+r)^2} \right) \hat{I}_d = \frac{\hat{d}_d V_G}{Ls+r} + \frac{\hat{d}_q V_G L \omega}{(Ls+r)^2} \quad (8)$$

$$\hat{I}_d = \frac{\hat{d}_d V_G (Ls+r)}{(Ls+r)^2 + (L \omega)^2} + \frac{\hat{d}_q V_G L \omega}{(Ls+r)^2 + (L \omega)^2} \quad (9)$$

Where,  $\hat{I}_d$  and  $\hat{I}_q$  is d-q current control loops,  $I_d^*$  and  $I_q^*$  is reference current,  $\hat{d}_d$  and  $\hat{d}_q$  is comparable signal between  $I_d^*$ ,  $I_q^*$  and  $\hat{I}_d$ ,  $\hat{I}_q$ ,  $V_G$  is voltage output of an inverter,  $\omega$  is the frequency of an ac microgrid, R and L is resistance and inductance of active power filter line reactors respectively [8].

#### D. PI Control Design

Control variables ( $i_d$ ,  $i_q$ ) in this paper use output feedback signal compare to reference signal called error. Error in a system will feed to controller to minimize the error. The control parameters used in PI controller can be computed by using (10)-(13). To begin with, percent overshoot (%OS) can be calculated in (10) with a design setting time ( $T_s$ ). Then, damping ratio ( $\zeta$ ) can be calculated in (11). Also, bandwidth ( $\omega_{BW}$ ) and phase margin ( $PM$ ) can be provided by using (12) and (13). Normally, phase margin has high value ( $\omega_{BW} \approx \omega_c$ ), so if  $\zeta$  is known,  $\omega_{BW}$  and  $PM$  can be found by using (12) and (13)

$$\%OS = \frac{C_{\max} - C_{ss}}{C_{ss}} \times 100 \quad (10)$$

$$\zeta = \frac{-\ln(\%OS/100)}{\sqrt{\pi^2 + \ln^2(\%OS/100)}} \quad (11)$$

$$\omega_{BW} = \frac{4}{T_s \zeta} \sqrt{(1-2\zeta^2) + \sqrt{4\zeta^4 - 4\zeta^2 + 2}} \quad (12)$$

$$PM = \tan^{-1} \frac{2\zeta}{\sqrt{-2\zeta^2 + \sqrt{1+4\zeta^4}}} \quad (13)$$

From the block diagram, transfer function can be written by substituting all parameters in a BESS. SmartCtrl is used for PI controller design in this study. SmartCtrl toolbox offers a convenient solution to find the PI control parameters. All PI control parameters are listed in Table I. Then, all parameters are validated with Matlab as shown in Fig. 7 and Fig. 8. Fig. 7 shown bode diagram of the designed control system which has  $58.59^\circ$  of the phase margin ( $PM$ ), infinite gain margin, and  $312.28$  rad/sec of phase crossover frequency ( $\omega_c$ ). As can be seen in Fig. 7, all (%OS) are validated for frequency response because the phase margins are over than phase crossover ( $-180^\circ$ ).

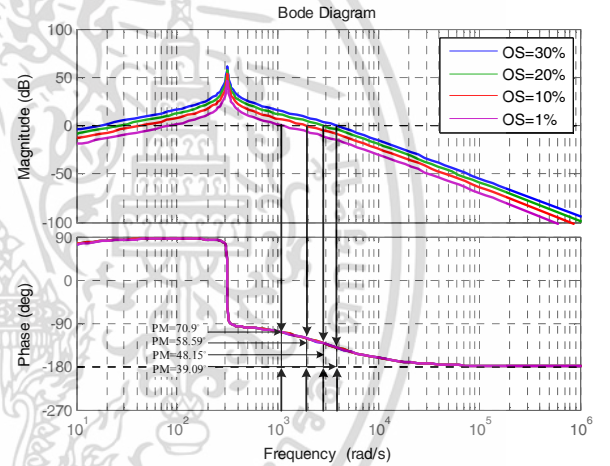


Fig. 7. Bode diagram of microgrid system.

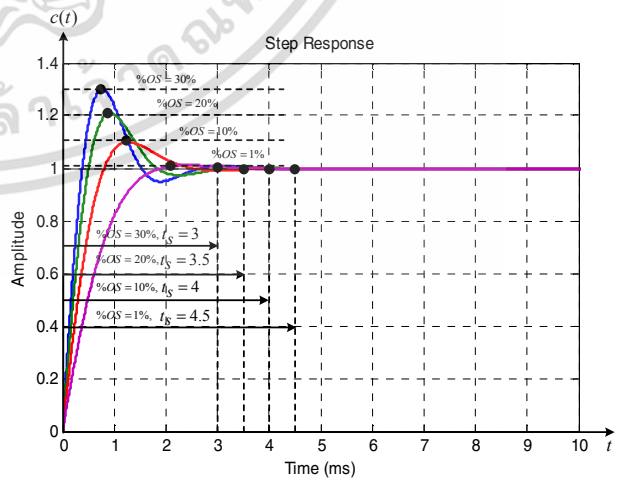


Fig. 8. Time-response of the system.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Fig. 8 shows the time response of the designed PI controller. As can be seen, the fine time response is achieved with 10% overshoot by 4 ms. The simulation results in Fig. 7 and Fig. 8 illustrate that the designed PI controller can be used for controlling p and q in a BESS.

### E. Proposed Microgrid Control Circuit

Proposed microgrid diagram is shown in Fig. 9. All power converters can communicate and exchange voltage and frequency profile via standard communication protocol. The conventional digital meters are used to measure voltage, current, and frequency; then, the data are sent to the microgrid controller for monitoring and controlling. In practical, the AMI-smart meter can be applied to collect required data which will be the same structure as shown in Fig. 9.

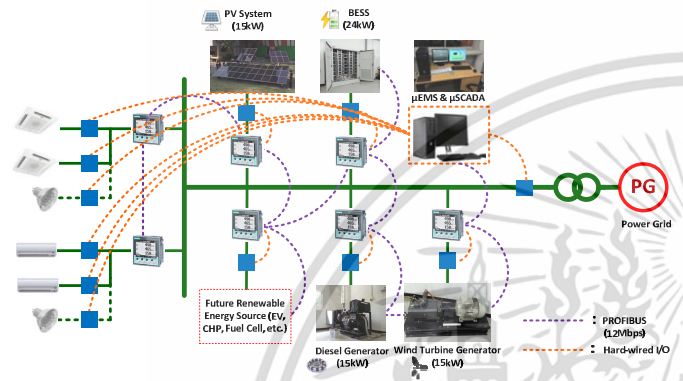


Fig. 9. Microgrid control and communication.

The proposed microgrid uses WinCC software as a controller to manage the power flow in the microgrid including control status, data acquisition, power flow, protection, and user interface. This research use a PLC as a central controller together with PROFIBUS protocol. With the proposed microgrid control, all energy resources can parallelly operate to supply active power to the microgrid as shown in Fig. 10. As can be seen, 15kW PV converter, 15kW wind simulator, 15kW diesel generator and 24kW BESS are connected to the microgrid. The data acquisition system can collect the PV generation profile, wind generation profile and demand load profile as shown in Fig. 11.

These generation profiles including PV and wind together with the load profile are utilized to validate the designed controller in the next section.

As can be seen in Fig. 12, PV generation profile on a fine day is smooth; however, PV generation on a cloudy sky has a power deviation. This power deviation can cause a system frequency disturbance. It would be better if the BESS can be able to compensate the power variation. Therefore, the BESS controller design is developed in this paper. The actual PV generation profile will use to validate the design controller explained in section II. Additionally, the data acquisition system can detect the power changing rate (watt/min) as shown in Fig. 13. This information can be used to set the ramp rate of the BESS power converters and checking a stability of designed controllers.

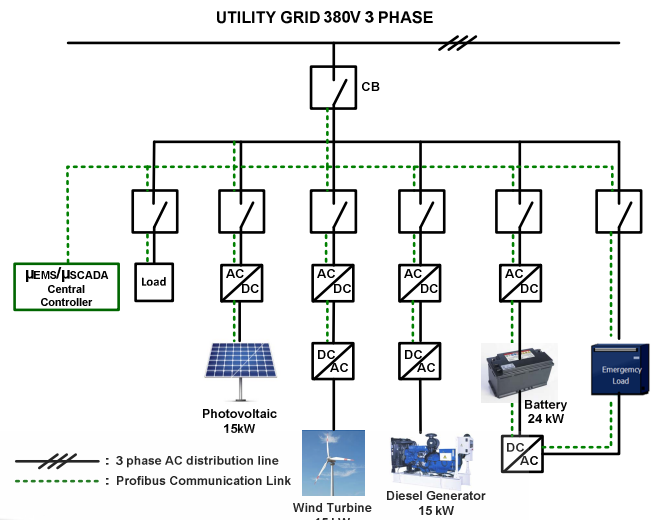


Fig. 10. Diagram of energy management control system for microgrid.

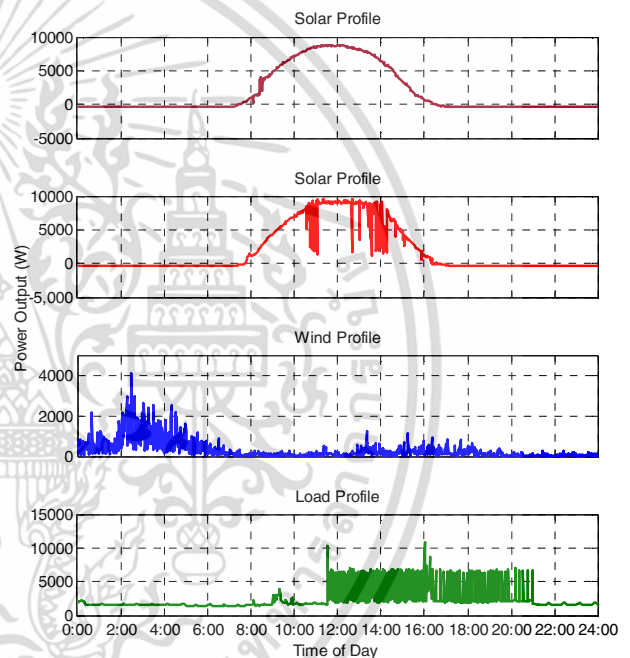


Fig. 11. Generation profile used in simulation study.

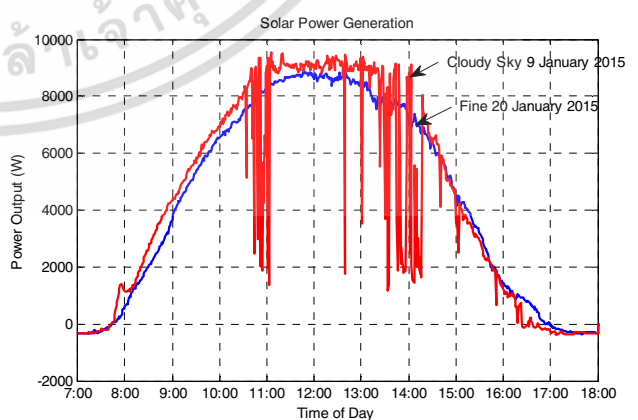


Fig. 12. PV generation profile on selected day.

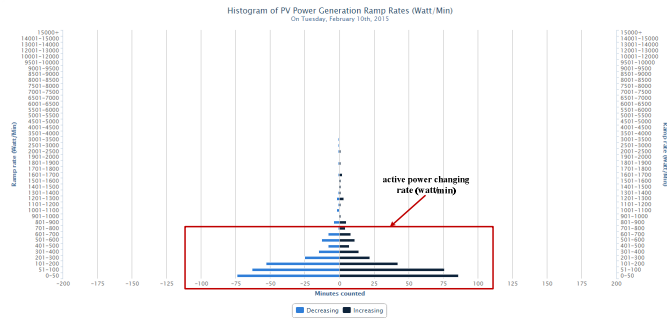


Fig. 13. Histogram of photovoltaic power generation ramp rates (Watt/Min) [9].

### III. SIMULATION VALIDATION

The simulation model is developed by using PSIM 9.0 as shown in Fig. 14. PSIM 9.0 is a circuit based simulator and offers similar characteristic of power converters in practical. The microgrid diagram shown in Fig. 10 can be created the simulation model as shown in Fig. 14. Each power converter is a three phase converter with 380 V or 50 Hz system as depicted in Fig. 15. The simulation parameters are listed in Table I. PV generation and wind generation profile from the data acquisition system are utilized for this validation. Also, the load profile is also captured from the data acquisition system as previously discussed. In Fig. 15, the designed PI controller of BESS is also modelled. The BESS will provide active power compensation in a microgrid when the power deviation occurs due to PV generation changing or load variation. Therefore, two scenario will be validated: BESS for PV with load and BESS for PV and wind generation with load. The active power required by BESS can be calculated by using (14).

$$P_{bess} = P_{load} - P_{solar} - P_{wind\ turbine} \quad (14)$$

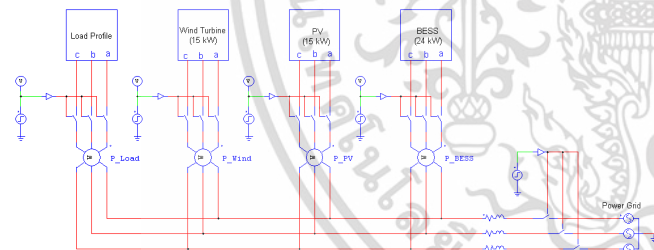


Fig. 14. Simulation of model microgrid.

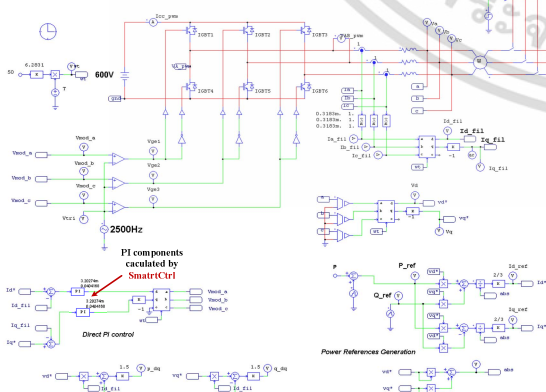


Fig. 15. Simulation model of BESS together with proposed PI controller.

TABLE I. PARAMETERS FOR SIMULATION MODEL

Parameters of Battery for Simulation	
V <sub>dc_Link</sub>	600 V
Switching frequency	2.5kHz
K <sub>p</sub>	0.0404168
K <sub>i</sub>	3.20274m
Low-Pass Filter	
Resistance	20mH
Inductance	8mΩ

#### A. Scenario I: BESS for PV Generation with Load

The BESS will compensate a required active power if the PV generation is less than the demand load as illustrated in Fig. 16. The active power is positive when the PV generation is less than the load demand. On the other hand, the active power becomes negative when the PV generation is more than load. At this state, the BESS is operation in changing mode. As can be seen, the proposed controller can perform the active power compensation. In Fig. 17, 24 kWh BESS use lithium ion battery 12 V 40 Ah per cell, BESS can charge -800 (Watt/Min) and discharge 800 (Watt/Min) and have max continuous charge and continuous discharge at 2C, 80A. Clearly, the converter can not compensate the active power if the required p is more than 800 watt/min. The BESS controller will limit both charge and discharge current to save the battery as illustrated in Fig. 17. Therefore, the ramp rate of the BESS is a key parameter to design the optimal rated power of the BESS.

#### B. Scenario II: BESS for PV and Wind Generation with Load

In this scenario, the wind generation is added to the simulation model to validate the design controller. The simulation result of this scenario is illustrated in Fig. 18. The BESS is operating in charging mode from 8.00 am to 2 pm and operation in discharging mode from 4 pm to 2 am. It should be noted that the BESS for this simulation is 24 kWh; therefore, the capability to charge is large enough to take all active power from PV generation. The smaller rated power of BESS needs to be considered for better cost effectiveness. However, a wind generator and PV in cloudy sky can have a very fast active power changing as shown in Fig. 19. As a result, the BESS can compensate the active power in the rate of  $\pm 800$  watt/min. Therefore, the designed controller of BESS is limited the active power compensation as shown in Fig. 19. The results from both scenarios suggest that the designed controller can be implemented in the BESS.

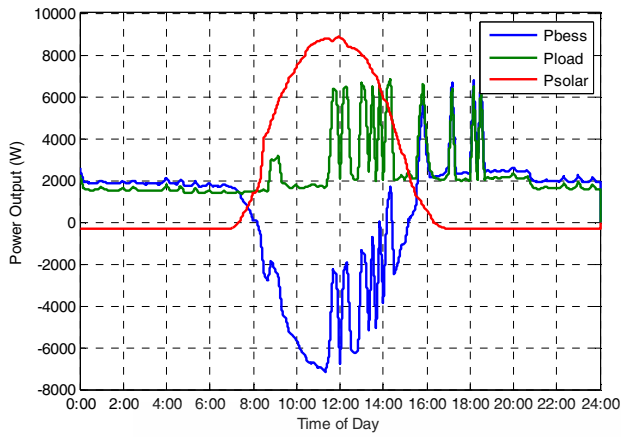


Fig. 16. Active power compensation of BESS with PV generation on a fine day and load profile.

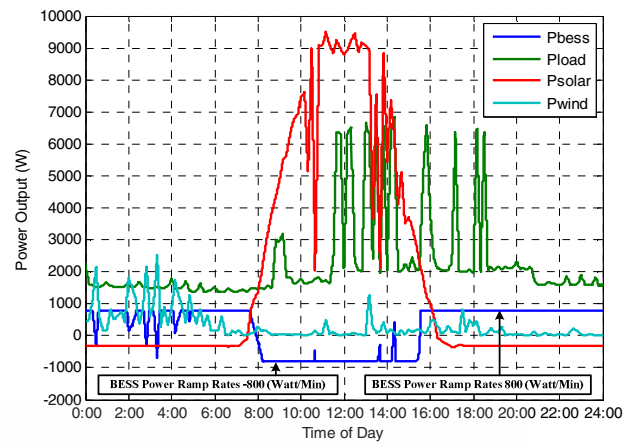


Fig. 19. Active power compensation of BESS with PV generation on a cloudy sky, wind generator and load profile.

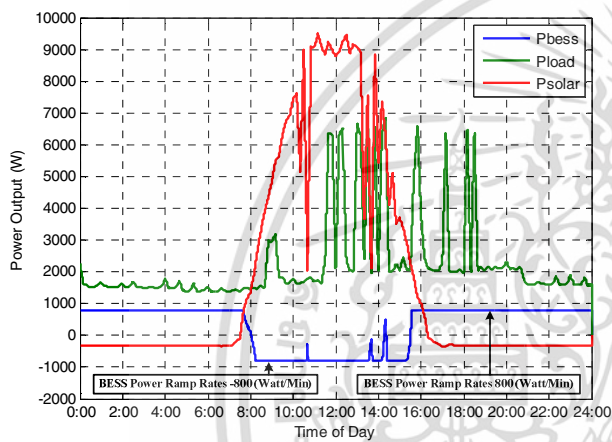


Fig. 17. Active power compensation of BESS with PV generation on a cloudy sky and load profile.

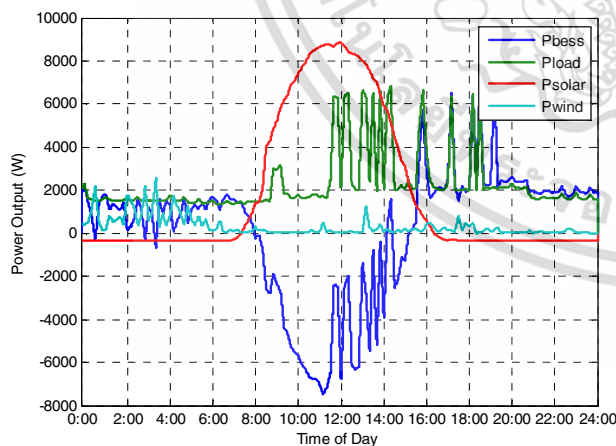


Fig. 18. Active power compensation of BESS with PV generation on a fine day, wind generator and load profile.

#### IV. CONCLUSIONS

The designed PI controller for BESS applying to a microgrid has been proposed. The conventional PI controller can be applied for a BESS to compensate the active power. The simulation model of the microgrid has also been developed and validated. The actual PV generation, wind generation and load profile are used to validate the proposed controller. The simulation study shows that the designed PI controller can perform active power compensation satisfactorily.

#### ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thanks Ministry of Energy for supporting research fund.

#### REFERENCES

- [1] Grid of the Future, IEEE power & energy magazine. march/april, pp.52-62, 2009.
- [2] R. H. Lasseter, "MicroGrids," in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, Jan, vol. 1, 305-308, 2002.
- [3] Chris Marnay and Ryan Firestone, "Microgrids: An emerging paradigm for meeting building electricity and heat requirements efficiently and with appropriate energy quality," June 4-9, 2007.
- [4] Nikos Hatziargyriou, Hiroshi Asano, Reza Iravani, and Chris Marnay, "Microgrids" IEEE power & energy magazine, pp. 78-94, july/august 2007.
- [5] Cody A. Hill, Matthew Clayton Such, Dongmei Chen, Juan Gonzalez, and W.Mack Grady, "Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation," IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3, No. 2, June 2012.
- [6] Changhee Cho, Jin-Hong Jeon, Jong-Yul Kim, Soonman Kwon, IEEE, Kyongyop Park, and Sungshin Kim, "Active Synchronizing Control of a Microgrid," IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 26, No. 12, December 2011.
- [7] Ravi Prakash Vishvakarma, S.P.Singh, Prof. T. N. Shukla, Shashank Kr. Kushwaha and Devbrat, "3-Phase Grid-Connected Liquid Solar Arrays Photovoltaic Inverter Control Loop Design," IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science, 2012.
- [8] H.-H.Kuo, S.-N.Yeh and J.-C.Hwang, "Novel analytical model for design and implementation of three-phase active power filter controller," IEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 148, No. 4, July 2001.
- [9] <http://www.gridwhiz.com/iSolarWhiz>.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# 2015 18th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS 2015)

**Pattaya, Thailand  
25-28 October 2015**

**Pages 1-721**



IEEE Catalog Number: CFP15801-POD  
ISBN: 978-1-4799-8806-8

# Ramp Rate consideration of a BESS using Active Power Control for PV generation

K. Prompinit, S. Khomfoi

Dept. of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Thailand  
E-mail: s4610167@kmitl.ac.th, kkhsurin@kmitl.ac.th

**Abstract** — Ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation is proposed in this paper. Battery energy storage system (BESS) in ac microgrid is used in this research. The design of controller is verified by PSIM 9.0 under unstable of solar energy each day. This paper presents the output power control of PV generation by using BESS, which help to compensate active power to fulfill output of active power from PV generation. This paper presents optimal method to smooth active power curve and compares with traditional moving average method in ramp rate control. The validation result is verified by data from ac microgrid. The design of controller consists of profile from PV generation profile of real time microgrid application. The simulation results show that proposed ramp rate control could reduced BESS equipment size and also compensate active power of PV generation in ac microgrid.

## I. INTRODUCTION

Nowaday, the demand of electrical energy is increasing. The expansion of industry make the increase in electrical generation renewable and alternative energy resources (RES) also required in transmitting more power. Photovoltaic (PV) generation, small size generator, wind generation and fuel cell is tend to be used more in the future to improve efficiency of power generation. Power electronic technology is important in connecting between RES with distribution system [1]. Power flow control in microgrid is a solution with RES generation and load demand and power deviation to make the result acceptable as discussed in [1, 2].

In general, BESS in microgrid is used to compensate active power and  $\mu$ EMS as shown in Fig. 1. The rapid change of frequency and voltage in microgrid is cause by power produced from wind generation and PV generation in microgrid. BESS is required to compensate active power in this situation BESS could also used to absorb active power from microgrid of make stable output power [3].

Therefore, ramp rate of active power control a BESS for PV generation is proposed in this paper. This paper also design BESS controller by using SmartCtrl program and develop model to the designed controller validation. This paper divided into four sections. First is introduction of BESS in microgrid and basic concept of microgrid. Second is the procedure of power control, limitation of moving average method, ramp rate control strategy, proposed microgrid control circuit. Last is the conclusion of this paper.

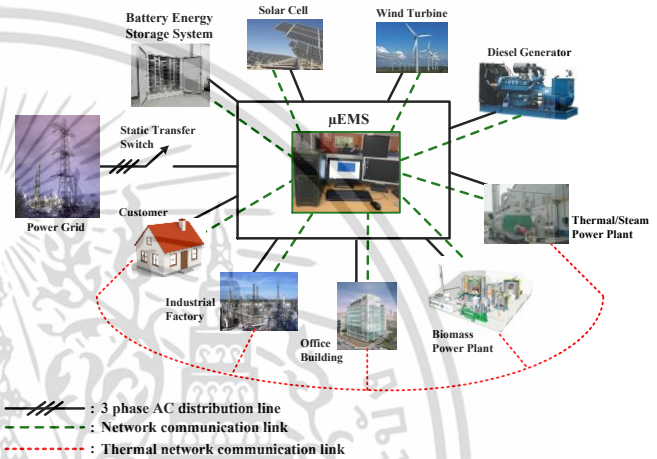


Fig. 1. A microgrid infrastructure.

## II. PROPOSED MICROGRID CONTROLLER

### A. Basic Principles of Microgrid

Generally, active power control is used feedback control in the system by calculating the different between set point and output. PI control is used to minimize error in the system by finding output parameter. Fig. 2 shows proposed BESS and all components.

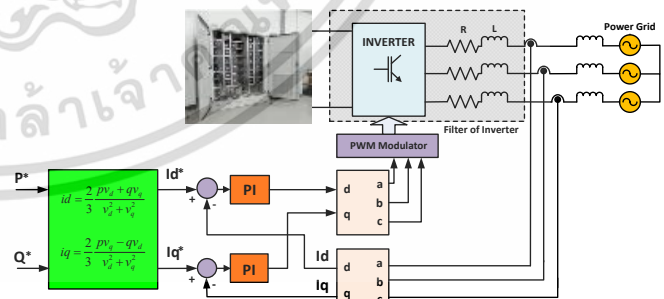


Fig. 2. Element of a BESS control system.

SmartCtrl is used to design controller based on the function of finding suitable parameters of PI control as shown in Fig. 3. The SmartCtrl will show the result in frequency response automatically.  $K_p$  and  $K_i$ , which is used in simulation, is automatically controlled by PSIM.

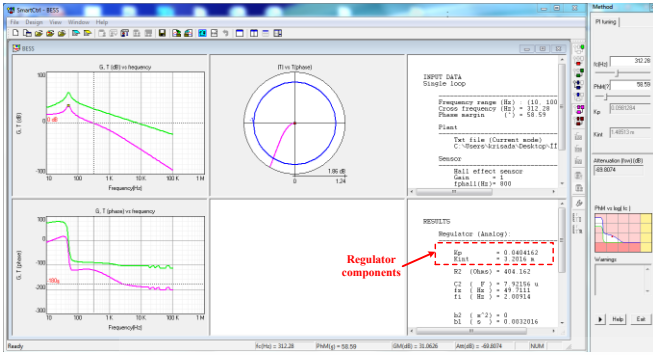


Fig. 3.  $K_p$  and  $K_i$  is by using SmartCtl program.

### B. Ramp Rate Control of PV Output Power

PV generation profile is used to check the design controller. In addition, database can be used to detect the variation of PV generation (watt/min) as shown in Fig. 4. This data can be used to monitor the operation of power converter in the BESS and also observes the stability of control system.

### C. Limitations of Traditional Moving Average Method in Ramp Rate Control

Traditionally, moving average method is used to gradually change of output active power in PV inverter. BESS equipment used in moving average method for output active power can smooth PV output fluctuation. Moving average method is not directly control ramp rate as described in the next section.

It is well known that moving average has a memory effect.

Depending on the length of the averaging window, a moving average would highly depend on the past history and therefore, may be significantly different to the present value of the fluctuating variables. For PV output smoothing, the integrated BESS will have to operate to forecast for the aforementioned difference between the actual PV output and the moving average [5]. The power  $P_{PV}$  sometimes fluctuates rapidly with the movement of clouds. It is not desirable to output this power as it is. It is possible to compensate these fluctuations with the BESS, and to keep the output  $P$  constant. For instance, one solution is to use an average value of  $P_{PV}$  and  $P_{GC}$  which can be write as (1).

$$P_{GC} = \bar{P}_{PV} \quad (1)$$

where  $\bar{P}_{PV}$  is the moving average over a time interval  $T$

$$\bar{P}_{PV} = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t P_{PV} dt. \quad (2)$$

This simple moving average is used for the modified Euler type because of its simplicity and usefulness as described in [6].

### D. Concept of the Proposed Ramp Rate Control Strategy

Fig. 5 will show ramp rate control strategy of a BESS supplied active power to compensate for unstable power which comes from PV generation. The result of this method is more stable of active power output for distribution to utility.

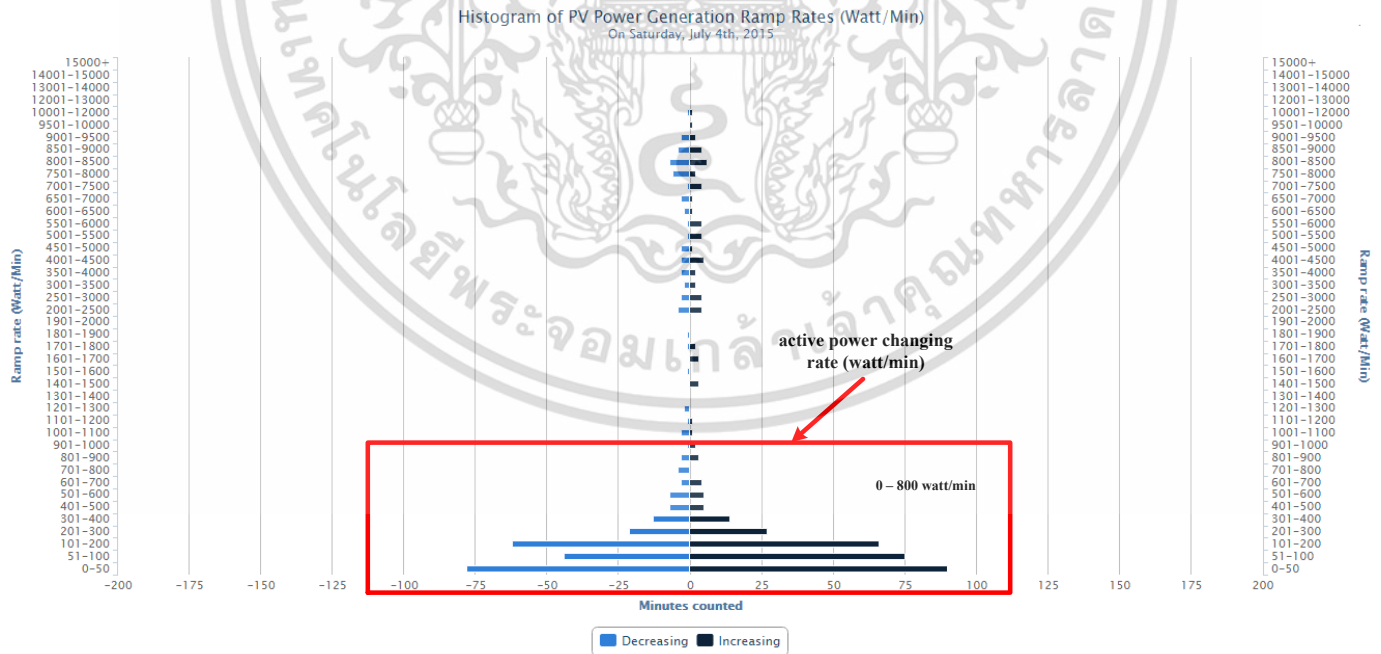


Fig. 4. Histogram of photovoltaic power generation ramp rates (Watt/Min) [4].

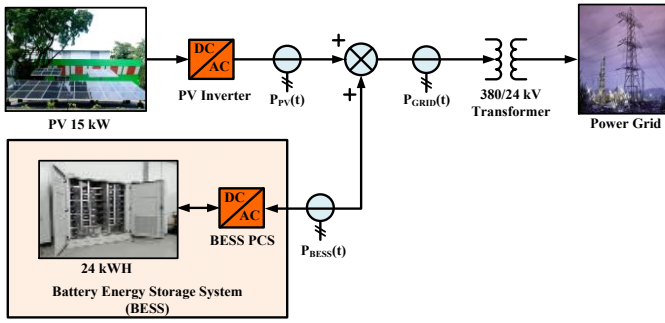


Fig. 5. Schematic of BESS interconnection to the distribution feeder.

A separately installed and ac coupled BESS at the point of common coupling (PCC) between the grid-tie inverters and a 380V/24kV distribution transformer as depicted in Fig. 5. The 380 V side of the transformer is the point of common coupling (PCC) to the distribution feeder. Power flow from the PV plant to the grid is unidirectional. Power flow at the BESS is bidirectional and connected between the PV inverter and the distribution transformer.

The PV power ramp rate  $R_{RATEPV}(t)$  given in (3), is obtained by continuous measurement of  $P_{PV}(t)$  in Fig. 5. The effective ramp rate at  $P_{GRID}(t)$  is a function of  $P_{PV}(t)$  and  $P_{BESS}(t)$  and defined simply as  $R_{RATEG}(t)$ , as defined in (4).

$$R_{RATEPV}(t) = \frac{P_{PV}(t) - P_{PV}(t-1)}{\Delta t} \quad (3)$$

$$R_{RATEG}(t) = \frac{(P_{PV}(t) + P_{BESS}(t)) - (P_{PV}(t-1) + P_{BESS}(t-1))}{\Delta t} \quad (4)$$

Ramp limiting in all the control methods within this paper is accomplished by determining the desired  $P_{GRID}(t)$  value. The calculated control variable is called  $P_{GC}(t)$ . In a real control system,  $P_{GRID}(t) \neq P_{GC}(t)$  due to delays in real time measurement, control loop, and inverter power ramp limits. For the purposes of this paper it is assumed that these delays is 0 and inverter ramp response is infinite where  $P_{GRID}(t) = P_{GC}(t)$ . This allows the calculation of the input signal  $P_{BESS}(t)$  (1) to the BESS PCS as reported in [7].

$$P_{BESS}(t) = P_{GC}(t) - P_{PV}(t) \quad (5)$$

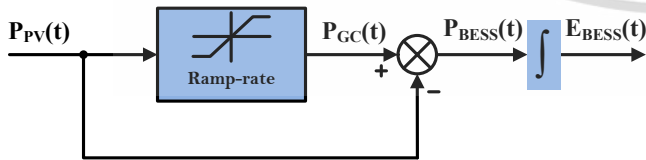


Fig. 6. Ramp rate control model [8].

### E. Proposed Microgrid Control Schematic

The microgrid diagram is proposed in Fig. 7. All power converter can communicate exchange both voltage and frequency profile via standard communication protocol.

Generally, voltage, current and frequency can be measured by digital meters. In addition, data will be sent to microgrid controller for checking and controlling. Practically, the AMI-smart meter can apply to store the necessary data which has the same diagram as shown in Fig. 7.

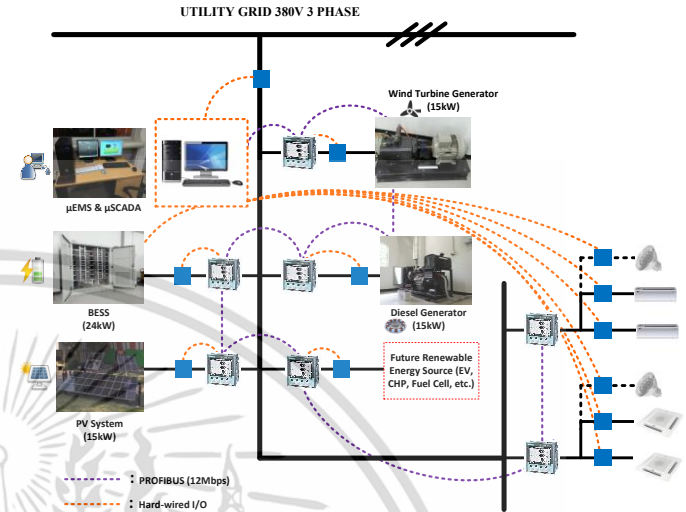


Fig. 7. Microgrid control and communication.

The microgrid can be proposed by using WinCC software as a controller in order to manage power flow in the microgrid. Moreover, the WinCC software can manage control status, data acquisition, power flow, protection and user interface. This research uses PLC as control center together with PROFIBUS protocol. The microgrid control which present all energy resources can be parally operated as shown in Fig. 8. As can be seen, 15 kW PV converter, 15 kW wind simulator, 15 kW diesel generator and 24 kW BESS connect to the microgrid. The data acquisition system can gather the PV generation profile as shown in Fig. 9, 10 and 11. These generation profiles consist of PV output on a cloudy day with mild solar variability, PV output on a cloudy day with moderate solar variability and PV output on a cloudy day with severe solar variability and the last one will be used in comparing ramp rate control method and checking controller design in the next part.

As can be seen in Fig. 9, 10 and 11 PV generation on a cloudy day with mild solar variability is smoothly done. However, PV generation output on a cloudy day with moderate solar variability and PV output on a cloudy day with severe solar variability have deviation power. This deviation power causes system disturbance. It would be better if we can use BESS to compensate ramp rate of active power output of PV to reduce active power effect from unstable output of PV. Therefore, ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation will be developed in this research and PV generation profile will be used to comparing ramp rate control method which will be explained in the next section.

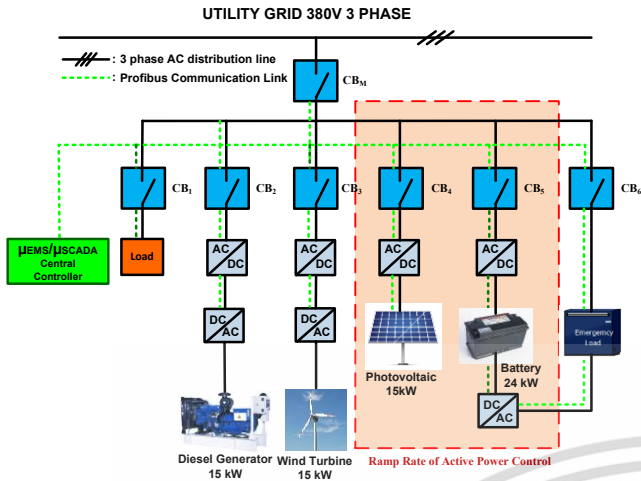


Fig. 8. Diagram of energy management control system for microgrid.

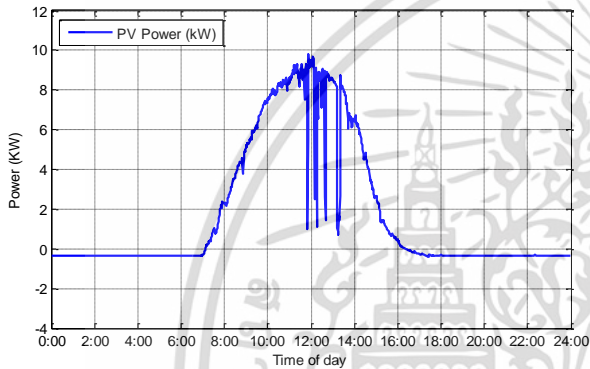


Fig. 9. LIGHT:  $P_{PV}(t)$  output on a cloudy day with mild solar variability.

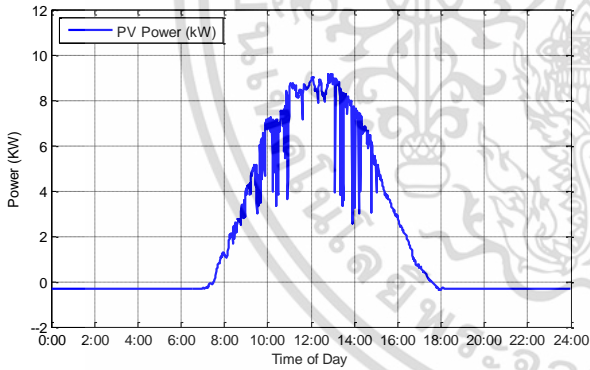


Fig. 10. MEDIUM:  $P_{PV}(t)$  output on a cloudy day with moderate solar variability.

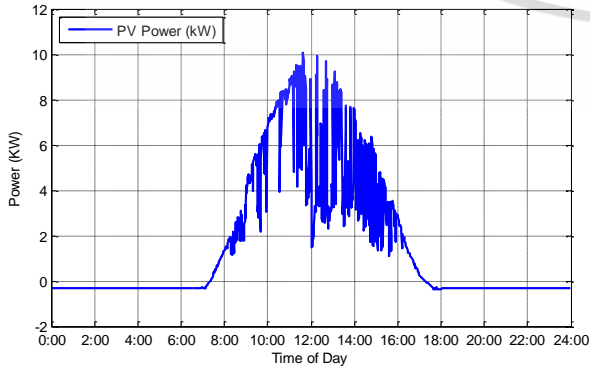


Fig. 11. HEAVY:  $P_{PV}(t)$  output on a cloudy day with severe solar variability.

### III. SIMULATION VALIDATION

The control systems were created, modeled, and simulated through PSIM 9.0. The switching frequency is 25 kHz. Each power converter is three phase converter with 380 V or 50 Hz system. The design PI controller of BEES is also modelled. The BESS will provide active power compensation in a microgrid when the power deviation occurs due to PV generation changing. The simulation results are shown in Fig. 12-Fig. 16 which is simulation on a cloudy day with severe solar variability. Therefore, two scenario will be validated: limitations of traditional moving average method in ramp rate control and the proposed ramp rate control strategy. Normally both methods can reduce the deviation of PV generation. However, the validation is shown the specific benefits of the proposed method.

#### A. Scenario I: Limitations of Traditional Moving Average Method in Ramp Rate Control

In Fig. 12, the moving average is calculated by averaging every 20 minutes. It is considerably smooth. BESS will compensate a required active power if the ramp rate power is more than the PV power. The active power BESS is positive when the PV generation is less than the ramp rate power. On the other hand, the active power BESS becomes negative when the PV generation is more than the ramp rate power. At this status, BESS is operation in changing mode. Fig. 13 shows active power compensation of BESS with moving average method. From the expanded pictures during 10:00 a.m. to 2:00 p.m., BESS will have power consumption and delivery large amounts of energy. One can see that BESS will operate all the time at PV generation; thereupon, the sizing battery is quite huge which considered in this research for optimum rated battery.

#### B. Scenario II: The Proposed Ramp Rate Control Strategy

In this scenario, ramp rate control strategy is proposed in the simulation model. The simulation result of this scenario is illustrated in Fig. 14. The ramp rate control to  $\pm 750$  watt/min for a 15 kW photovoltaic and a  $\pm 800$  watt/24kWh BESS. Fig. 15 shows the active power compensation of BESS with the proposed ramp rate control strategy. As can be seen, during 10:00 a.m. to 2:00 p.m., BESS is consumed active power and also supplied power less than a moving average method. In Fig. 15, zero values of  $P_{BESS}$  are highlighted using dotted circular shapes. Examining the  $P_{BESS}$  profiles, it is found that the BESS operates power compensation less than the moving average method: this can contribute to increase the lifetime of a BESS. However, this paper is 24 kWh BESS using lithium ion battery with 22.6 V 4 Ah per cell. BESS can charge about -800 (Watt/Min) and discharge at 2C, 80 A. Therefore, the BESS will limit both charge and discharge current to increasing the lifetime of battery.

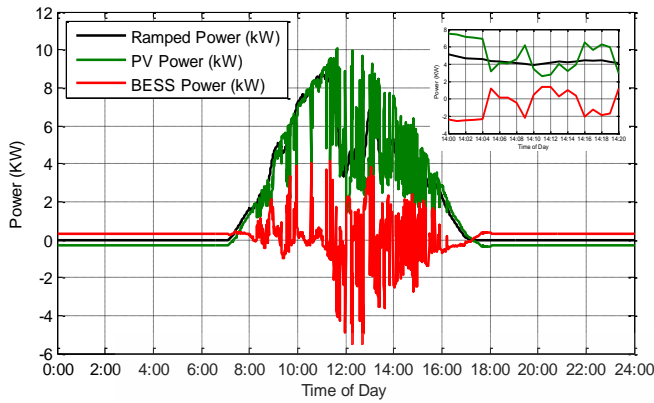


Fig. 12. Moving average method on a cloudy day with severe solar variability.

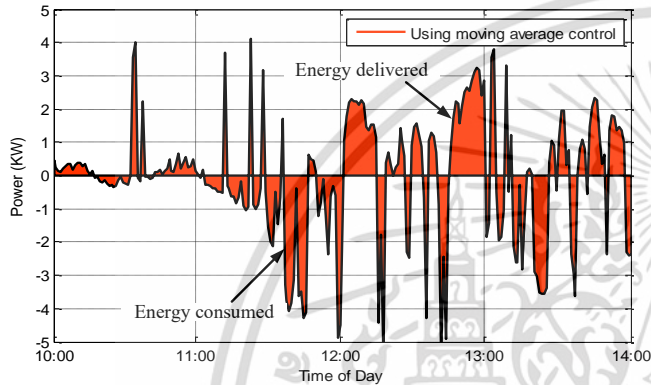


Fig. 13. Active power compensation of BESS with moving average method.

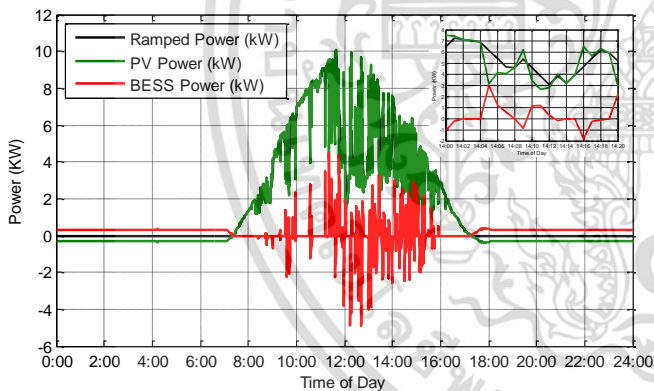


Fig. 14. The proposed ramp rate control strategy on a cloudy day with severe solar variability.

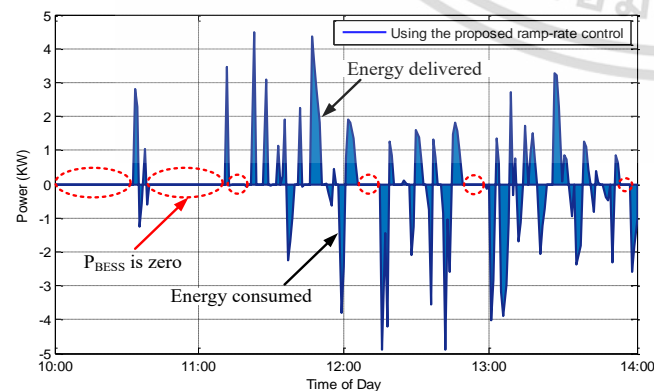


Fig. 15. Active power compensation of BESS with the proposed ramp rate control strategy.

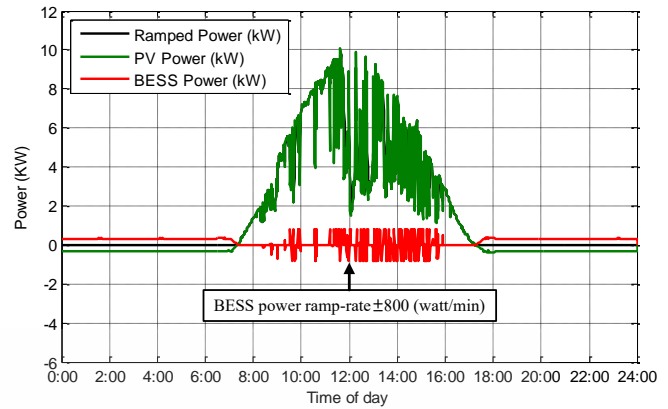


Fig. 16. Limitations of BESS with the proposed ramp rate control strategy.

#### IV. CONCLUSIONS

Ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation using PI control by SmartCtrl has been proposed. PI control can work with BESS to compensate active power. In addition, the simulation of the microgrid system and PV generation profile have been used in validate the represented controlling method. As a result, ramp rate control strategy can use to compensate active power in the system satisfactory. The proposed method can lead to increase a battery lifetime comparing to a moving average method.

#### ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thanks Ministry of Energy for supporting research fund.

#### REFERENCES

- [1] A. Ipakchi and F. Albuyeh, "Grid of the Future," IEEE power and energy magazine, vol. 7, no. 2, pp. 52–62, march/april 2009.
- [2] R. H. Lasseter, "MicroGrids," IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 1, pp. 305–308, January 2002.
- [3] C. A. Hill, M. C. Such, Dongmei Chen, J. Gonzalez, and W. M. Grady, "Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 2, pp. 850–857, June 2012.
- [4] <http://www.gridwhiz.com/iSolarWhiz>.
- [5] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi and D. Sutanto, "A Novel Approach for Ramp-rate Control of Solar PV Using Energy Storage to Mitigate Output Fluctuations Caused by Cloud Passing," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 29, no. 2, pp. 507–518, June 2014.
- [6] N. Kakimoto, S. Takayama, and K. Nakamura, "Ramp-Rate Control of Photovoltaic Generator With Electric Double-Layer Capacitor," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 24, no. 2, pp. 465–473, June 2009.
- [7] R. K. Lam and Hen-Geul Yeh, "PV Ramp Limiting Controls with Adaptive Smoothing Filter through a Battery Energy Storage," IEEE Green Energy and Systems Conference, pp. 55–56, November 2014.
- [8] J. Marcos, O. Storkel, L. Marroyo, M. Garcia, and E. Lorenzo, "Storage requirements for PV power ramp-rate control," Solar Energy, vol. 99, pp. 28–35, January 2014.

# *International Review of Electrical Engineering (IREE)*

## Contents

<b>Identification Estimated with Bat Search Algorithms for Modeling of Inverter System</b> <i>by Viritpol Vacharapanich, Dhirayut Chenwidhya, Naris Pratinthong, Krissanapong Kirtikara</i>	80
<b>Investigation of a Switched Reluctance Generator Using the Voltage Pulse Width Modulation Method</b> <i>by P. Thongprasri</i>	89
<b>Vibration-Signature-Based Inter-Turn Short Circuit Identification in a Three-Phase Induction Motor Using Multiple Hidden Layer Back Propagation Neural Networks</b> <i>by Sawitri D. R., Heryanto M. A., Suprijono H., Purnomo M. H., Kusumoputro B.</i>	98
<b>The Fault-Tolerant Generator for Vehicles with a Hybrid Power Plant Design and Optimization</b> <i>by Ismagilov F., Vavilov V., Yushkova O., Bekuzin V., Veselov A.</i>	107
<b>Integrated and Simultaneous Model of Power Expansion Planning with Distributed Generation</b> <i>by Rabmat A. Al-Hasibi, Sasongko P. Hadi, Sarjija</i>	116
<b>Comparative Study between Genetic Algorithms and Iterative Optimization for Economic Dispatch of Practical Power System</b> <i>by Mansour Abu Siam, Omar Mohamed, Hassan Al-Nazer</i>	128
<b>A Battery Energy Storage System Control Technique with Ramp Rate and C-Rate Parameter Consideration for AC Microgrid Applications</b> <i>by Krisada Prompinit, Surin Khomfoi</i>	137
<b>Experimental Data Based Current Transformer Mathematical Simulation in Micro-Cap Program</b> <i>by Denis B. Solover</i>	149
<b>Single-Phase Grid Connected Axial Flux Permanent Magnet Generator System with Harmonic Mitigation Functionality for Various Types of Nonlinear Loads</b> <i>by Poonsri Wannakarn, Vijit Kinnaree</i>	157
<b>Assessment of the Impact of Dynamic Rating on Reliability Indices of Level II Systems</b> <i>by Alvaro A. Zambrano, Javier A. Rosero</i>	165

# A Battery Energy Storage System Control Technique with Ramp Rate and C-Rate Parameter Consideration for AC Microgrid Applications

Krisada Prompinit, Surin Khomfoi

**Abstract** – Active power control of a battery energy storage system (BESS) in an ac microgrid to solve an impact of increasing of renewable energy resources (RES) is presented. The variability of active power from these renewable energy resources affects the reliability of the power grid. A BESS is used to connect with an ac microgrid consisting of RES such solar cells to manage the rapid change in flow of active power, so the output active power from RES is regulated within the standard for connecting to the Thailand grid-connected code. Ramp rate effects and characteristics of a battery used in a BESS are considered in proposed control strategy to control the flow of active power. The micro energy management system ( $\mu$ EMS) for calculating the appropriate active power slope is also developed. Therefore, the frequency deviation in the microgrid is regulated by using a proposed both control technique and  $\mu$ EMS. The control of this method ensures that the frequency stability is within the standard range of  $\pm 1$  Hz in a 50 Hz system. Simulation and experimental results of the proposed method are good agreement, and the active power of the BESS in an ac microgrid can be satisfactorily controlled. **Copyright** © 2018 Praise Worthy Prize S.r.l. - All rights reserved.

**Keywords:** Distributed Generation, Microgrid, Micro Energy Management System, Battery Energy Storage System

## Nomenclature

		$P_{BESS}(t)$	The power of the BESS
C – Rate	The unit of charge and discharging is equivalent to the numbers of times of battery storage capacity	$P_{PV(t+1)}^{ramped}$	The optimum PV power ramp rate
$u(t)$	The controller output	$P_{PV(t+1)}(t)$	The PV generation power
$k_p$	The proportional gain	$\delta$	A limited power ramp rate constant value
$k_i$	The integral gain	$P_{Grid}(t)$	Power delivered to grid from BESS and PV at time t
$e(t)$	The error		
$t$	Time or instantaneous time		
$\tau$	The variable of integration		
$P$	Active power of the BESS		
$Q$	Reactive power of the BESS		
$v_d$ and $v_q$	d and q-axis components of stator phase voltage		
$i_d$ and $i_q$	d and q-axis components of stator current		
$H$	Inertia constant		
%R	A constant value for controlling the speed at the desired level		
$\omega_{NL}$	Constant speed at no load		
$\omega_{FL}$	Constant velocity with load		
$\omega_0$	Nominal speed of the generator		
Response	The power response of the BESS		
$f_{grid}$	Grid frequency		
$f_{DB}$	Dead-band frequency		
$kVA_{BESS}$	Power ratio of the BESS		

## I. Introduction

Recently, electric power from renewable and alternative energy sources has generated much attention. As energy demands have increased, the electricity sector has had to increase energy production. In Thailand, the government has set a target to increase the use of renewable energy, in the alternative energy development plan 2015 (AEDP 2015) of 2015–2036, up to 30% of final energy consumption in 2036 (equivalent to a fossil-fuel reduction of approximately 39,388 ktoe) from the original plan of a 25% share of renewable energy in 2021. It will focus on promoting energy production from renewable energy resources that are domestically available to develop the full potential of appropriate renewable energy technologies. In addition, the development of renewable energy will benefit the social and environmental dimensions in the community to support AEDP 2015 and optimize the structure of the existing power system.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

Therefore, renewable energy sources and alternative energy connected to the power system has increased only by distributed generators (DGs), such as the electricity from wind and photovoltaic (PV) power generators and small internal combustion generators, which are attracting attention because of their high efficiency and lower emissions. The introduction of power electronics technologies combined with DGs has a strong emphasis on the connection between renewable energy and alternative energy systems and power transmission that allows flexible control of the concept of microgrids [1]. The microgrid concept can be described as a power transmission system in a small designated area, composed of DGs of various types that provide power to the loads. However, there may be cases where a microgrid works in islanded mode or disconnected from the utility grid. An islanded microgrid can change its operating mode to connect to the power transmission system or the main system again, using a process called synchronization. Microgrids have been used to improve power system reliability. This can be considered as a green energy solution to reduce CO<sub>2</sub> emissions and improve the efficiency of the power system and to meet the needs of power users. Microgrids can also provide reliable power and the flexibility of small DGs. Microgrid planning and installation take time, and the cost is less than a large power system generator. This contributes to the diversification of investment in electricity generation as well [2], [3]. Energy management systems can be controlled via a computer network connection to the control center as part of microgrid control.

Microgrid power flow control and reliability are important to the power distribution system. Power generated from renewable energy sources such as photovoltaic and wind power sources connected to the distribution system will cause a large impact on the power system. The energy management system for a small power system, called a micro energy management system (μEMS), enables stable power transmission by connecting a BESS to the microgrid to compensating the active power in the electrical system, as shown in Fig. 1. The μEMS is a virtual brain that controls the power generation so that the size of the voltage and frequency are acceptable from the utility grid. The BESS can compensate the active power in a microgrid in case of a voltage and frequency drop [4]-[7]. When the power generation from renewable sources is more than load demand, the BESS can absorb the active power for the microgrid, as discussed in [8]. The batteries and solar cell generation are presented in [9]. Ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation is presented in [10].

Recently, there are many researches that have developed various ramp rate controlling methods. There are several ways for controlling the slope to reduce the impact of PV variability on power systems. The strategies for charging and discharging control have been developed, tested and applied to achieve the best

performance requirements for the BESS. For example, moving-average strategy in [11]-[14] are general models. So far, several control techniques have been published as in shown [11]-[20]. The pros and cons are listed in Table I. One can see that key aspects to improve the BESS are battery sizing, battery lifetime, and efficiency in balance of system (BOS) [33]-[37].

Normally, a simple control paradigm is used; however, a specific function concerning of battery lifetime and required rating power are added in a control algorithm such as SOC and ramp rate characteristics as explained in [18]-[20]. Therefore, all control methods can be applied to a feedback control system using a simple PI controller to control BESS's power supply. Since a microgrid requires a μEMS to regulate power flow which is needed a complex computation unit, μEMS requires a high-performance computation unit. It would be better if we could reduce a required computation time in μEMS; so, a simple control is desired for a BESS to reduce computer computation time in a μEMS. Nevertheless, thus far, a few researches did not consider on a rated current of charge and discharge of battery ( $C_{rate}$ ) in a control algorithm of BESS. This  $C_{rate}$  can be used to speed up or limit charge/discharge current of batteries. If  $C_{rate}$  is added in a control algorithm, the expected outcomes would be smaller battery sizing of BESS and extended lifetime of batteries.

Therefore, an active power controller for a BESS with ramp rate consideration applying in ac microgrids is presented in this paper using the general and simple ramp control strategy to calculate the receiving or providing energy required from the BESS. Together with, the proposed simulation model for checking the designed controller, and implementation in actual experiments are also discussed in this research work.

This paper is organized into seven sections: the first part is an introduction of the BESS in a microgrid; then, the second section will show basic principles of the BESS.

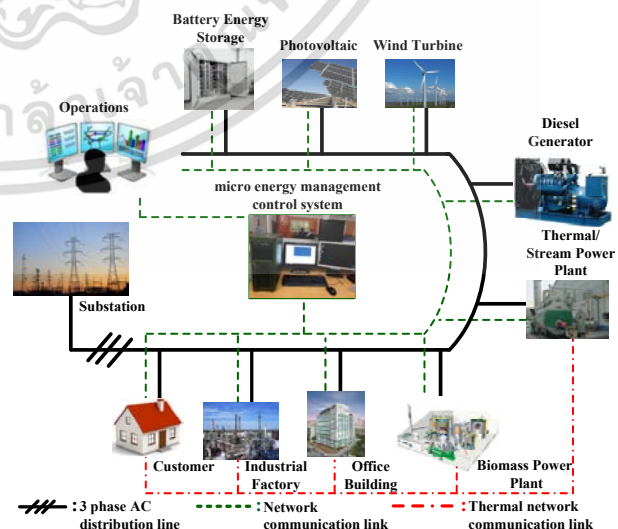


Fig. 1. Microgrid infrastructure

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

TABLE I  
ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF CONTROL STRATEGIES

Previous proposed method	Advantages	Disadvantages
1. Moving-average control strategy [11]-[14]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Looking for simplicity</li> <li>- Use of less BESS capacity</li> <li>- Be able to minimize the size of battery.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- High charge/discharge cycles of BESS</li> <li>- Higher losses due to energy required from BESS all the times</li> <li>- Life cycle of BESS is shorter</li> <li>- In appropriate with lithium-ion based ESS</li> <li>- Not considering the <math>C_{rate}</math> of BESS</li> </ul>
2. Ramp-rate control strategy [14], [18]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- The BESS does not need to operate charge/discharge at all the times</li> <li>- Extend life cycle of BESS</li> <li>- Looking for simplicity model in control process</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Require a much larger BESS</li> <li>- Not considering the <math>C_{rate}</math> of BESS</li> </ul>
3. Ramp-rate control model modified with additional state of charge (SOC) control [14], [18], [20]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- The BESS does not need to operate charge/discharge at all the times</li> <li>- Extend life cycle of BESS</li> <li>- Consider state of charge (SOC) of BESS</li> <li>- The lower energy loss in the converter of BESS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Require a much larger BESS</li> <li>- Complicated control</li> <li>- Not considering the <math>C_{rate}</math> of BESS</li> </ul>
4. Step-rate control strategy [13]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- The BESS does not need to operate charge/discharge at all the times</li> <li>- Extend life cycle of BESS</li> <li>- Consider state of charge (SOC) of BESS</li> <li>- The step-rate control cycling degradation is in any case lower than that of the ramp-rate</li> <li>- The lower energy loss in the converter of BESS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Require a much larger BESS</li> <li>- Complicated control technique</li> <li>- Not considering the <math>C_{rate}</math> of BESS</li> </ul>

The strategies to control the ramp rate of the PV will be discussed in third section; next, the proposed structural control and communication for ac microgrids will be explained in forth section; the results of the simulation and experimental results will be reported in fifth and sixth section; and finally, conclusion remarks will be discussed in seventh section.

## II. Battery Energy Storage System

### II.1. Basic Principles of BESS Control

The conventional PI control is utilized in this paper because a less computational time is desired. Normally,

closed-loop control is used for the control system by calculating the difference between the set point and the output, while the proportional-integral (PI) controller tries to reduce the error in the system by adjusting the PI parameters. Fig. 2 shows  $K_p$  and  $K_i$ , the parameters that are adjusted because of the nature of the system.

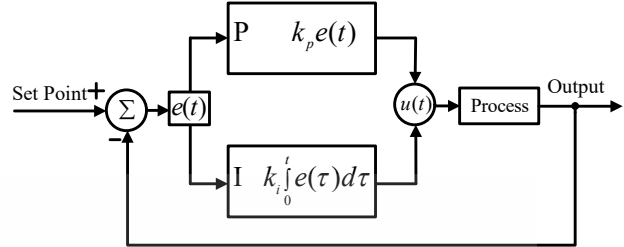


Fig. 2. Conventional PI control system

The BESS controller uses only the  $K_p$  and  $K_i$  parameters to control the active power; this can be written as a relationship of control in terms of the closed loop as shown in the following:

$$u(t) = k_{(p)}e(t) + k_{(i)} \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (1)$$

In Equation (1),  $K_p$  is the proportional gain,  $K_i$  is the integral gain,  $e$  is the error, and  $t$  is time or instantaneous time. The BESS can control active power ( $P$ ) and reactive power ( $Q$ ). Therefore, there are two input variables,  $P$  and  $Q$  which all components of the battery control system can be designed as shown in Fig. 3 [21].

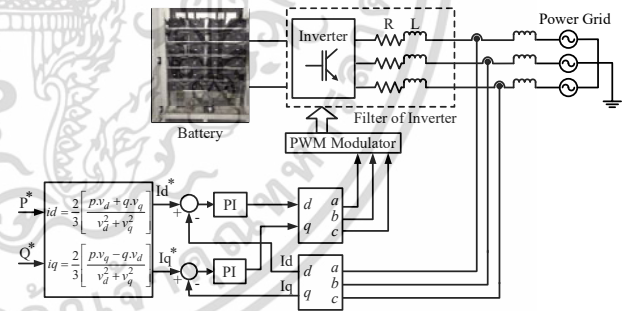


Fig. 3. Schematic diagram of BESS control system

According to the BESS control, the three-phase voltage and current are sinusoidal waveforms that cannot be used for the feedback control system. Therefore, the well-known Park's transformation [19] was adopted to transform three-phase sinusoid voltage and current waveform into two rotating axes with angular speed. The summation of the signal amplitude is called the q-axis and the average dc signal is called the d-axis; the conversion is called *abc-dqo transformation*. After the conversion to d-q coordinates, the feedback control system can regulate the power generation of the BESS system in terms of the active power ( $P$ ) and reactive power ( $Q$ ) as in the following:

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

$$P = v_d i_d + v_q i_q \quad (2)$$

$$Q = v_d i_q - v_q i_d \quad (3)$$

The relationship between voltage and current can be written in the form of d-q coordinates [21]-[23]. The substitution of  $v_d$ ,  $v_q$ ,  $i_d$ , and  $i_q$  is performed with the Park transformation in Equations (2) and (3). The  $i_d$  and  $i_q$  equations based on  $P$  and  $Q$  can be calculated as follows:

$$i_d = \frac{2}{3} \left[ \frac{P \cdot v_d + Q \cdot v_q}{v_d^2 + v_q^2} \right] \quad (4)$$

$$i_q = \frac{2}{3} \left[ \frac{P \cdot v_q - Q \cdot v_d}{v_d^2 + v_q^2} \right] \quad (5)$$

### II.2. Ramp Rate Control Technique

There is no inertia force in generating power from solar cells; therefore, electric power production changes rapidly when the sun is obscured by cloud cover. In small power systems, the electrical connection of many solar panels can cause problems in the power transmission system. A conventional power generator may try to keep the balance of power as a constant value during rapid fluctuation because unstable electric power produced by the solar panels can cause a change in system frequency. Therefore, a BESS can be used to connect with solar cells to deal with rapid changes in power transmission by ramping the rate of output power in an acceptable way in order to connect with the utility grid. The acceptable ramp rate of the utility grid system is measured in kilowatts per minute (kW/min). The ramp rates vary according to only the active power of the BESS; alternatively, reactive power can also be delivered independently for achieving other power system targets such as volt/VAR control function.

Control of the ramp rate can be designed to monitor the continuous deviations in the active power of solar power generation to command a charging or discharging mode of BESS. Thus, the ramp rate of the output power between the BESS and PV is needed to consider in a BESS controller to stay within the boundary limit of the utility grid. This proposed ramp rate controller will reduce damage to a rotating machine, connected to the grid, from providing active power of the BESS which can compensate the system and prevent the heat from stabilizing the constant value of the active power and system frequency [9]. Normally, the thermal generator is a major factor in determining the ramp rate of change for the PV and controlling the ramp rate is called *smoothing*.

### II.3. Frequency Response

Controlling the ramp rate of frequency deviation is also available from time to time in a low-voltage system.

It is also possible that the frequency could change in the range of 1–3 Hz in a 50-Hz or 60-Hz system, compared with the electrical systems in the USA, which generate power with up to 1,000 MW. A change in frequency of only 0.1 Hz will cause several effects on the power system. The change in frequency will affect several kinds of connected loads and other generators. Changes in frequency are caused by the incompatibility of the power generation and load according to the swing equation of Thevenin's equation of the power support to the grid [9]. The system inertia force is defined as  $H$  by the following:

$$H = \frac{\text{stored kinetic energy at synchronous speed}}{\text{generator voltampere rating}} \quad (6)$$

$H$  can be approximated as a frequency response. From the definition of  $H$ , the equation can be rewritten for the  $H$  as the following [9]:

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_s^2}{P_{post}} = \frac{1}{2} \left[ \frac{-\Delta P_m}{\frac{d\omega_s}{dt}} \right] \frac{\omega_s}{P_{post}} = \frac{-\Delta P_m f_s}{2 P_{post} \left( \frac{df_s}{dt} \right)} \quad (7)$$

The unit of  $H$  is s.  $\omega_s$  is the system angular velocity,  $f_s$  is the frequency of the system, and  $P_{post}$  is the amount of power that remains after the generator has tripped.  $\Delta P_m$  is the size of the tripped generator. A large power system will have an  $H$  of 6s or more. The value is indicative of the energy stored in the inertia force of the rotor in the power system. A small power system will have a small  $H$ . The frequency will change more rapidly when a step change occurs in power generation or load. However, in this case, the total of  $H$  is for the total power system, and each generator has its individual  $H$  [24].

If the frequency is greater than the desired level, the control system will order the BESS to charge. However, if the over-frequency reaches the set-up boundary, the relay will be tripped and individually release the load. Simultaneously, the generator will be tripped according to the heat due to the non-synchronization of the power generation. The proportional gain is used for increasing and reducing the power generation, which supports grid stabilization. This is called the droop response, which is the general behavior of generator governors that are installed with speed-droop or the regulation characteristic. The droop response in the governor will have the same characteristic as the proportional controller gain, which has a gain ratio equal to  $1/R$ .  $R$  is a constant value for controlling the speed at the desired level, as seen in the following:

$$\%R = \frac{\text{percent frequency change}}{\text{percent power output change}} \quad (8)$$

$$\%R = \left( \frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \right) \times 100 \quad (9)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

$\omega_{NL}$  is a constant speed at no load,  $\omega_{FL}$  is a constant velocity with load, and  $\omega_0$  is the nominal speed of the generator [25]. This means that a 2% droop response will result in a 100% change in power when the frequency is changed to 2% or 1 Hz in the 50 Hz system. The BESS uses an inverter to convert the power for the power connection with the utility system. It can be rapidly controlled because of the lack of inertia force in the system. Therefore, the ramp rate in output power must be close to the behavior found in the heat power generator. The simplest way is to calculate a digital offset so that the BESS output power responds in proportion to the frequency. The response is expressed in kW and is determined by the following:

$$Response = \left( \frac{f_{grid} - f_{DB}}{\%R} \right) \times kVA_{BESS} \quad (10)$$

$f_{grid}$  is the grid frequency,  $f_{DB}$  is the dead-band frequency, and  $kVA_{BESS}$  is the power ratio of the BESS in kVA. Fig. 4 shows the BESS response of 24 kW with droop control and a frequency limit of 2%. The separate lines are the power levels of the BESS that is controlled to the specified power requirements. The power response of the BESS is proportional to the frequency of control.

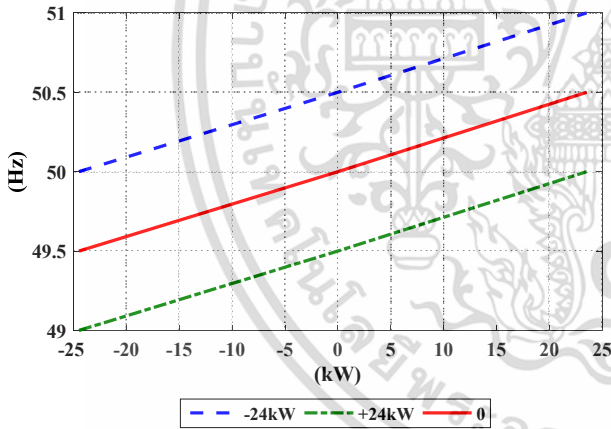


Fig. 4. Frequency droop response curves for 2% response on a 24 kW of the BESS

### III. Proposed Ramp Rate Control Together with $C_{rate}$ Consideration for Smoothing PV Active Power

#### III.1. Proposed Ramp Rate Control Design of Smoothing PV Active Power

The PV power generation profile as shown in Fig. 5 is used to design the BESS size. The data of active power variation from 15 kW PV is recorded during operation. The tested data are the actual value derived from the database and can also be used to determine the PV generation deviation (W/min).

The vertical axis shows the PV power generation ramp rate and in the horizontal axis shows the frequency or number of changes in PV output. As can be seen, the active power variation can vary from 50 W/min to 12 kW/min. the selection of ramp rate parameter will result to a battery sizing of BESS. It can be noticed that the number of changes in the behavior of the PV power generation can be used to determine the appropriate BESS size. If the total power compensation range of the PV power generation variation is selected, prior to the design, the range is around  $\pm 12$  kW/min. The size of the BESS design needs to be large and costly. On the other hand, the range of  $\pm 50$  W/min. The size of the BESS design needs to be very small and has a low investment cost, but this range of active power deviation cannot achieve active power smoothing target. Therefore, the appropriate designed size of the BESS should be chosen for with most frequent behavioral changes. As shown in Fig. 5, we can see that the most frequent active power variation should be in range of  $\pm 800$  W/min. With this  $\pm 800$  W/min range, the smoothing active power would be achieved.

The proposed of this ramp rate control will consider a  $C_{rate}$  of a battery. Normally, a lithium-ion based type battery will have a  $C_{rate}$  about 2-3 times of nominal current. So, the 2 times of  $C_{rate}$  ( $2C_{rate}$ ) is utilized in this work. To protect the battery lifetime, the control algorithm should add the  $C_{rate}$  characteristics, depended on battery type into the model as shown in Fig. 8. If active power variation  $\pm 800$  W/min. and  $2C_{rate}$  are selected, the rated power of battery will be 24 kW. Therefore, 24 kW BESS is used and the providing power can reach up to  $\pm 800$  W/min., As a result, the active power supplied to the grid is relatively constant.

#### III.2. Proposed Ramp Rate Control Algorithm

BESS's slope controlling algorithm to compensate for the deviated active power of PV is presented here. This method will smooth the active power deviation from PV. The  $P_{BESS}(t)$  is the power of BESS for receiving and providing power to the  $\mu$ EMS system and can be found in Equation (11) [26]-[28].

That is, the power of the BESS will be calculated under such conditions as, for example, the power  $P_{PV(t+1)}(t)$  is produced by the PV and has changed over time at  $(t+1)$  minus with  $P_{PV(t)}^{ramped}(t)$  or power ramp rate at  $(t)$ , if the condition is true and the calculated result is less than  $-\delta$  according to equation (12), it can be calculated to find  $P_{PV(t+1)}^{ramped}(t)$  or power ramp rate at  $(t+1)$  from equation (13) and if the subtraction result is greater than  $\delta$  or between values  $\pm\delta$  the conditions for calculations are shown in equation (14)-(17), respectively. The  $\pm\delta$  is a power ramp rate that has been limited at  $\pm 300$  (W/min).

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

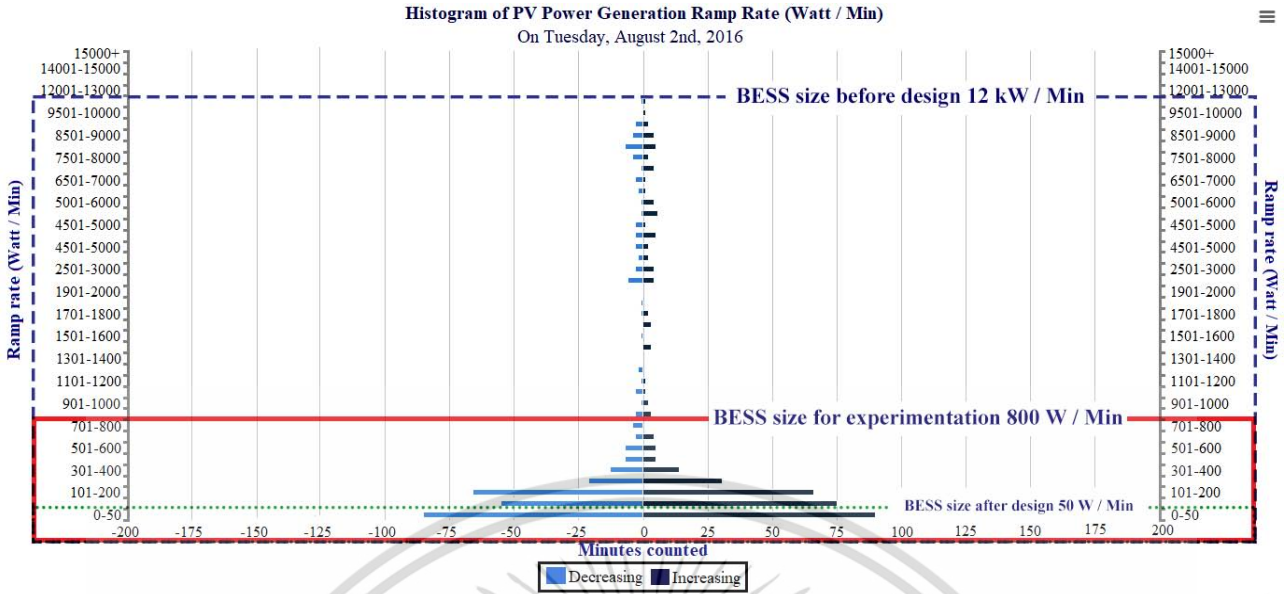


Fig. 5. Histogram of solar power generation ramp rates (W/min)

Because Thailand uses a frequency of 50 Hz according to the standard, the frequency variation cannot exceed  $\pm 2\%$ ; therefore, the power variation will not over than  $\pm 300$  (W/min) for PV generation in size of 15 kW. The variation in PV power is proportional to the equation (8) and these can be further explained in the illustration of the ramp rate controlling strategy as depicted in Fig. 6:

$$P_{BESS}(t) = P_{PV(t+1)}^{ramped}(t) - P_{PV(t+1)}(t) \quad (11)$$

(i) If:

$$P_{PV(t+1)}(t) - P_{PV(t)}^{ramped}(t) < -\delta \quad (12)$$

$$P_{PV(t+1)}^{ramped}(t) = P_{PV(t)}^{ramped}(t) + (-\delta) \quad (13)$$

(ii) If:

$$P_{PV(t+1)}(t) - P_{PV(t)}^{ramped}(t) > \delta \quad (14)$$

$$P_{PV(t+1)}^{ramped}(t) = P_{PV(t)}^{ramped}(t) + \delta \quad (15)$$

(ii) If:

$$-\delta < P_{PV(t+1)}(t) - P_{PV(t)}^{ramped}(t) < \delta \quad (16)$$

$$P_{PV(t+1)}^{ramped}(t) = P_{PV(t)}^{ramped}(t) + (P_{PV(t+1)}(t) - P_{PV(t)}^{ramped}(t)) \quad (17)$$

Fig. 7 and Fig. 8 show a proposed PV-BESS device and a control model; the BESS is connected at the connection point between the grid-tie inverter and the 380 V/24 kV transformer. A 380 V transformer side is connected to the transmission line. The power from the PV to the grid is a uni-direction flow and the power from

the BESS is a bidirectional flow between the point of coupling (PCC) and the distribution transformers.

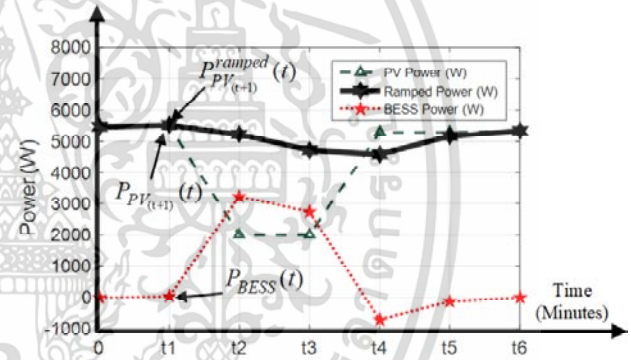


Fig. 6. The illustration of the ramp rate controlling strategy

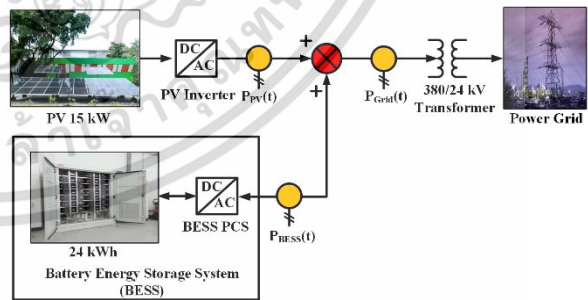


Fig. 7. Schematic of BESS interconnection to power grid

The aim of the algorithm to control the power supply and absorption through the use of BESS is to control the ramp rate for reducing the effect of the PV variability from the power system. In Fig. 8, the corresponding basic ramp rate control model is shown.  $P_{PV(t+1)}(t)$  is power provided from the PV inverter,  $P_{PV(t+1)}^{ramped}(t)$  is the grid connected power and  $P_{BESS}(t)$  is a power delivery

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

to the BESS, respectively. In all control methods within this article, this is done by defining the required value  $P_{Grid}(t)$ . The controlled parameters are calculated by using  $P_{PV(t+1)}^{ramped}(t)$  in practical control system  $P_{Grid}(t) \neq P_{PV(t+1)}^{ramped}(t)$  due to the delays of the real time measurement, control loop, and PV inverter power ramp limits. Since there are minor impacts on mentioned delay, the simulation in this study assumed that these delays are zero and the ramp rate response in the inverter is infinite. This enables control of the actual power flow of the BESS [18], [29] as shown in Fig. 8.

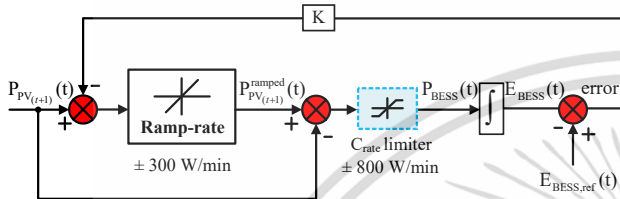


Fig. 8. Ramp rate control model of proposed BESS based on power ramp-limiter and  $C_{rate}$  characteristics

#### IV. Proposed Structural Control and Communication for Microgrids

The communication and control structure for a microgrid is shown in Fig. 9. All connected inverters can communicate for the output voltage and the frequency profile via a standard communication protocol. Data are sent to the microgrid controller for diagnosis and control. Practically, an AMI-smart meter is applied as a data collector, and the  $\mu$ EMS functions as a power generating controller and load controller as shown in Fig. 10. Both ac and dc microgrid applications can be implemented based on the proposed experimental set-up as developed in [30]-[32]. The power converter can be reconfiguration for both ac to dc and dc to ac converter for experiments.

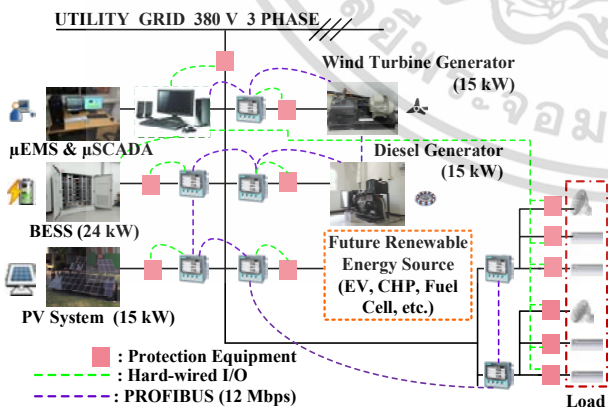


Fig. 9. Microgrid communication and proposed controller

The proposed microgrid is controlled by WinCC for managing the power flow in the microgrid system, including control algorithm, data collection of provided power, protection, and communication. In this study, the

microgrid is controlled using the center programmable logic control (PLC) model S7-300 from Siemens with the PROFIBUS protocol communication. The microgrid's active power is provided by the parallel-connected sources, which includes a 15-kW photovoltaic system, 15-kW wind turbine simulator, 15-kW diesel generator, and 24-kW BESS. The solar profile and demand profile are collected by the data logger as shown in Fig. 10. The generation profile is the PV output on a cloudy day with severe solar variability as shown in Fig. 11. The proposed BESS ramp rate control strategy was simulated and validated directly by limited charging and unlimited charging 24-kWh BESS, and by testing the limits of charge in the BESS control system.

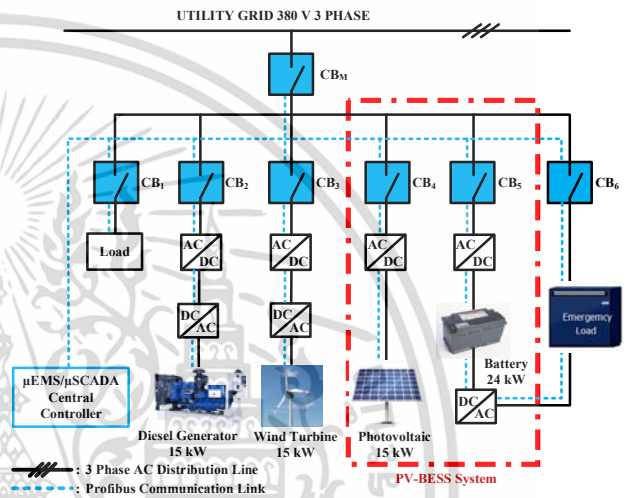


Fig. 10. Diagram of active power control system for experimental microgrid setup

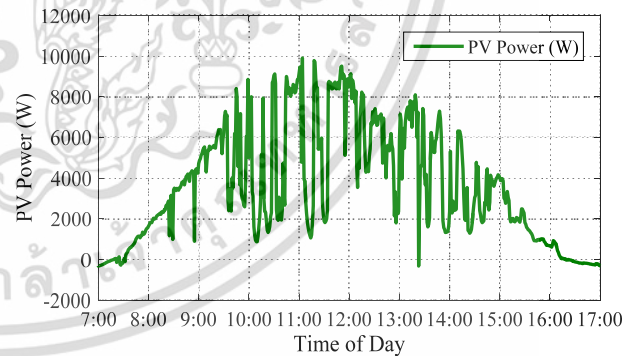


Fig. 11. Photovoltaic profile for testing the BESS charging and discharging mode

#### V. Simulation Results

This study established a BESS active power control system to control the ramp rate of active power from PV power generation. The proposed methods were simulated with PSIM computer software, which simulated a cloudy day with severe solar variability and the ramp rate control strategy illustrated in Figs. 12-14. The non-limiting charge and discharge in ramp rate control strategy of the BESS, in Fig. 12, shows the active power

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

control curve of the BESS. If the ramp rate in power capacity is greater than the PV power generation, the BESS is in the positive side, and vice versa: the BESS power is negative when the power ramp rate is less than the generated power from the solar cells. In this state, the BESS changes to power compensation mode. Fig. 13 shows an enlarged view of the non-limiting charging and discharging rate of control of the BESS between 12:10 a.m. and 12:30 a.m., and Fig. 14 shows the BESS power compensation in the extended image from 9:00 a.m.–1:00 p.m. The BESS can obtain power and supply its active power according to the rapid ramp rate in the PV power generation system.

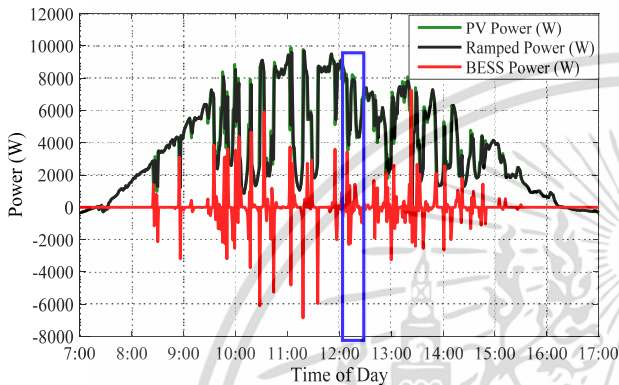


Fig. 12. Simulation of ramp rate control strategy on a cloudy day with severe solar variability with unlimited BESS charging and discharging mode

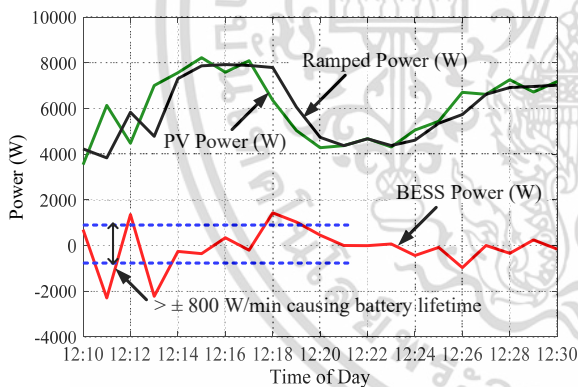


Fig. 13. Enlarged view (12.10-12.30) of ramp rate control simulation with unlimited BESS charging and discharging mode

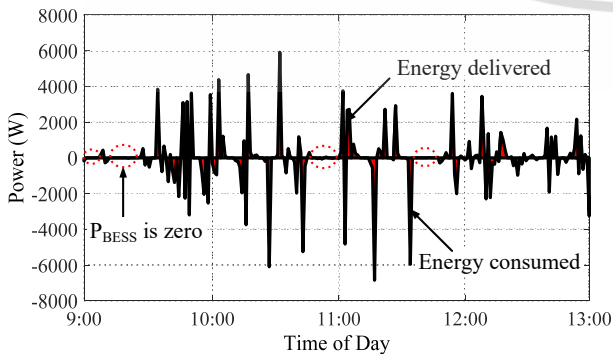


Fig. 14. Simulation of active power compensation with unlimited BESS charging and discharging

Figs. 15-17 show the strategy for limiting the charging and discharging control of the BESS. The curve in Fig. 15 shows the ramp rate control to  $\pm 300$  W/min for a 15-kW photovoltaic and a  $\pm 800$  W/min of 24-kWh BESS. In Fig. 16 and Fig. 17, the enlarged image shows the input and output of the BESS's active power with a ramp rate control strategy. The ramp rate is controlled by the BESS as shown in Fig. 17.

The BESS is supplied and provided in an unlimited charge and discharge condition.

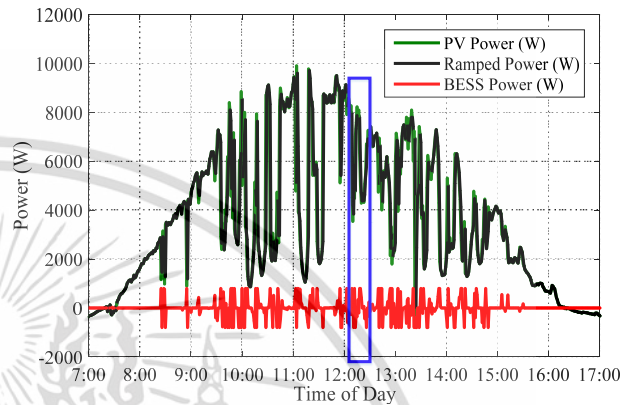


Fig. 15. Simulation of ramp rate control strategy on a cloudy day with severe solar variability with limited BESS charging and discharging mode

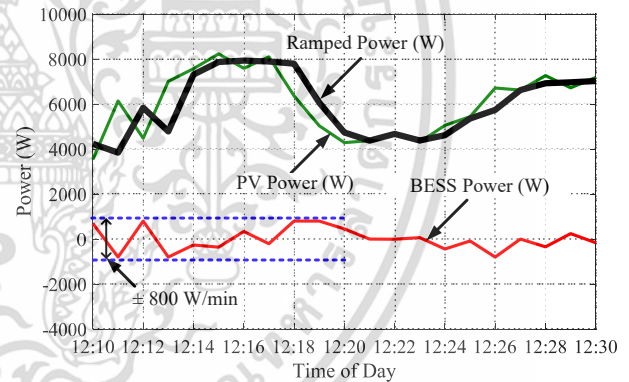


Fig. 16. Enlarged view (12.10-12.30) of ramp rate control simulation with limited BESS charging and discharging method

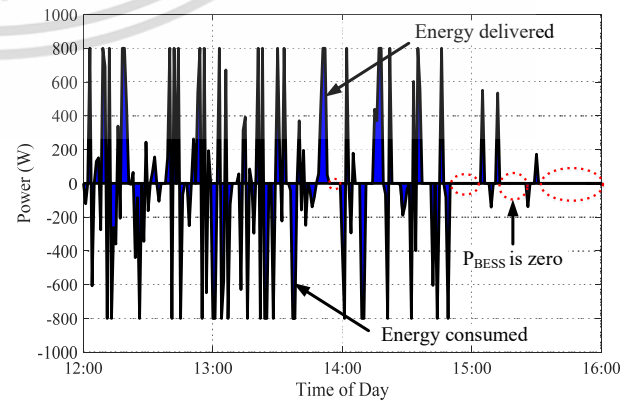


Fig. 17. Simulation of active power compensation with limited BESS charging and discharging mode

In this study, a 24-kWh BESS uses a lithium ion battery with a nominal voltage of 27.6 V and a nominal capacity of 40 Ah. The BESS can charge at approximately  $\pm 800$  W/min and discharge at  $2C_{rate}$ : 80 A. The simulation results shown in Fig. 16 suggest that the proposed control can regulate the variation of BESS charge and discharge power within  $\pm 800$  W/min comparing to Fig. 13. In Fig. 13, the ramp rate control did not have  $C_{rate}$  consideration so that the charge and discharge power is over that than  $\pm 800$  W/min: this will cause battery lifetime. That is why, the  $C_{rate}$  of battery characteristics should be added up in a BESS controller.

## VI. Experimental Results

A prototype of the BESS in an ac microgrid was built for testing and validation. Figs. 18 show the setting of the active power control experiment of the storage energy from batteries in the ac microgrid. The prototype controller was intergraded and installed in the laboratory building as shown in Figs. 18 (1–7), and consisted of (1) the BESS inverter, (2) diesel engine generator with back-to-back converter, (3) simulated wind turbine power generator with back-to-back converter, (4) separate inverter for the solar panel energy, (5) IBM server rack, (6) energy management system ( $\mu$ EMS), and (7) programmable logic controller (PLC) and the combination of the power generator in the microgrid. The setup also included (a) 24-kWh battery (BESS) energy storage, (b) 15-kW diesel engine generator, (c) 15-kW wind turbine power generator, and (d) 15-kW solar panels.

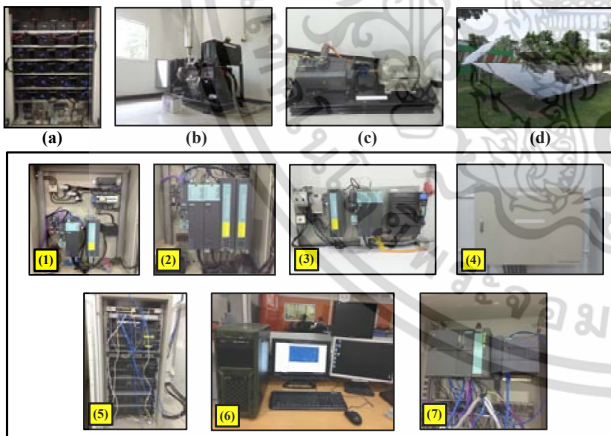


Fig. 18. Experimental set-up of microgrid plant

The active power control of the BESS in the ac microgrid was processed in order with the WinCC computer software, which is a PLC program for controlling and managing power flow in ac microgrids. Fig. 19 shows part of the program. The control and operation display program are designed to accommodate user commands and display the required values by controlling the dc voltage between the inverter and the energy storage system to adjust the voltage level in the

inverter's operating range between 568 and 676 Vdc before connecting it to the inverter to work.

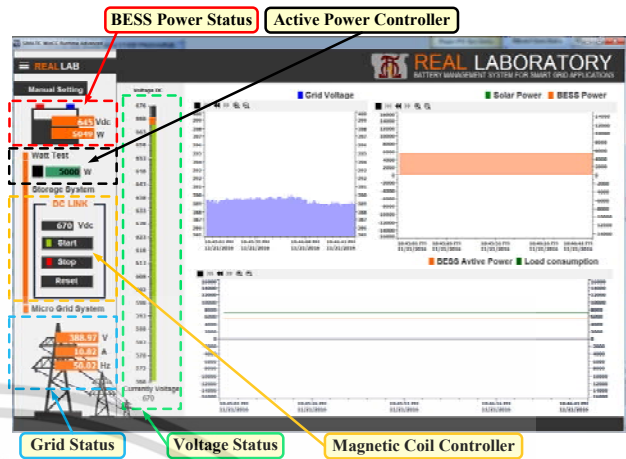


Fig. 19. Power ramp rate control program

Thus, there are two test scenarios to monitor for similar results according to the simulation results as follows:

A. *Situation 1:* Ramp rate control strategy without charging and discharging limitation for the 24-kWh BESS.

This validation is for studying the BESS response when the control system orders active power to control the ramp rate when the photovoltaic power deviates. The curve in Fig. 20 shows the BESS's active power response in a full day by capturing the actual screen display. The test results show that the BESS's active power control system can compensate the power ramp rate of PV deviation in the microgrid. In Fig. 21, the enlarged image shows the BESS response using an unlimited charging ramp rate control strategy between 12:10 a.m. and 12:30 p.m. The BESS can charge and discharge power under the given conditions that system frequency is still in the standard condition. Fig. 22 shows the power consumption and delivery for the ramp rate control of the PV output power to keep the system frequency in the standard criterion.

B. *Situation 2:* The results of the ramp rate control strategy with limited charge and discharge for a 24-kW BESS.

In Section 2, testing the ramp rate control strategy with  $C_{rate}$  consideration by the charging and discharging limit was proposed. The test results in this section are shown in Fig. 23. The BESS controller has a limited charging and discharging current controller. Apparently, the power converter is unable to compensate for the active power if the needed power is more than 800 W/min.

In Fig. 24, the enlarged image shows a ramp rate control of  $\pm 300$  W/min for a 15-kW photovoltaic installation. The solar generated power is illustrated by the green curve. Battery power is represented by the red line, and power ramp rate is represented by the black line.

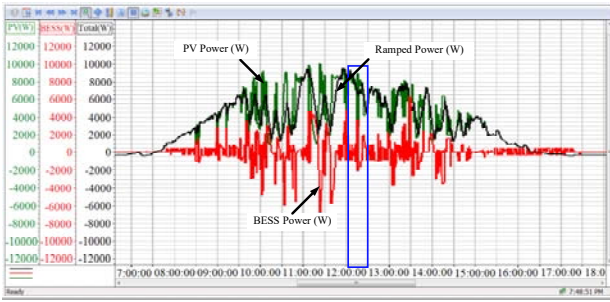


Fig. 20. Experimental result of ramp rate control strategy on a cloudy day with severe solar variability with unlimited BESS charging and discharging mode

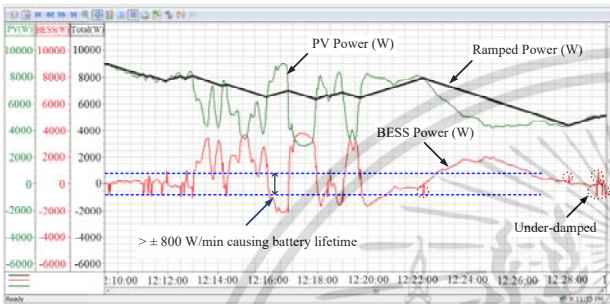


Fig. 21. Enlarged view (12.10-12.30) of ramp rate control experiment with unlimited BESS charging and discharging mode

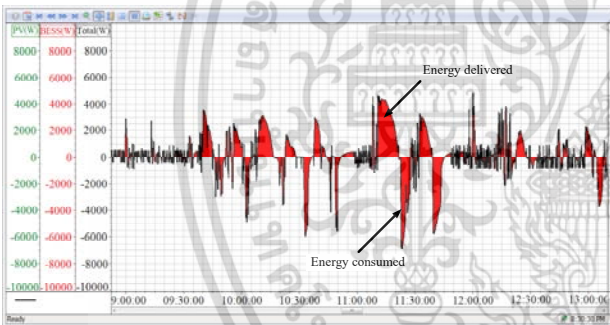


Fig. 22. Experimental result of active power compensation with unlimited BESS charging and discharging

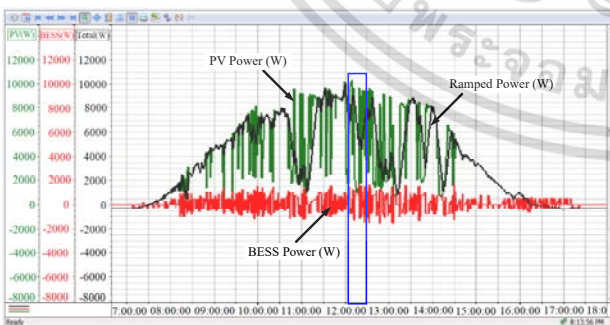


Fig. 23. Experimental result of ramp rate control strategy on a cloudy day with severe solar variability with limited BESS charging and discharging mode

According to the curves, the BESS is limited for charging and discharging at  $\pm 800$  W/min, and in Fig. 25 the BESS is limited to power consumption and delivery with a controller designed to maintain the service of

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

battery lifetime. The experimental results and simulation results are good agreement with each other. As can be seen in Fig. 24, the proposed control can keep a power variation within  $\pm 800$  W/min comparing to Fig. 21. The tradeoff between battery lifetime and active power smoothing should be considered. It seems that, in practice, it is necessary to increase the size of the BESS to control the system frequency to the standard when the power produced by the solar cell is increasing and decreasing rapidly in the microgrid which will lead to higher cost of a BESS; however, power variation at  $\pm 800$  W/min can cover most frequent active power deviation and smoothing active power is satisfactory. Comparing experimental results of Fig. 24 and Fig. 25, a charging and discharging current (Delivered energy and consumed energy) of Fig. 24 has deeper of charged and discharged current than the one of Fig. 25. Thereupon, the cycle of depth of discharge (DOD) of a battery in Fig. 24 will be higher comparing to Fig. 25: this means that the battery lifetime of Fig. 24 will be shorter comparing to Fig. 25.

It should be noted that the power deviation is recorded from a real PV data to select a battery rated power based on lithium-ion type.

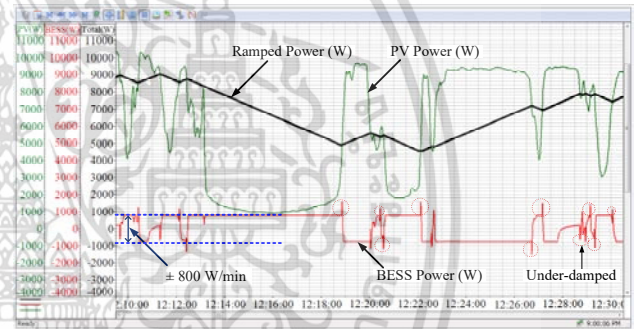


Fig. 24. Enlarged view (12.10-12.30) of ramp rate control experiment with limited BESS charging and discharging method

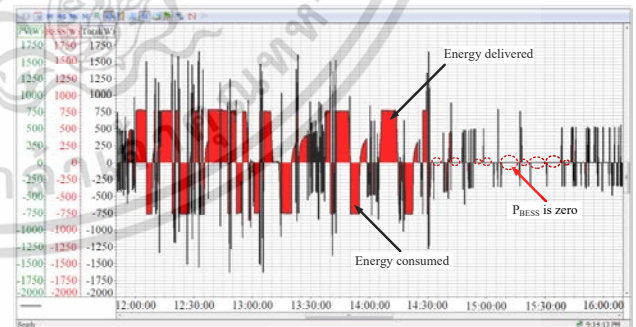


Fig. 25. Experimental result of active power compensation with limited BESS charging and discharging mode

## VII. Conclusion

A BESS active power controller for ac microgrids has been used to control the ramp rate of the power produced by a PV power source, which increased and dropped rapidly, so that the power ramp rate output is still within the standard criteria for power system connection.

By the coupling between the PV and BESS, this method causes the frequency deviation of the power system to be within the standard of the utility power grid. The coupling between PV and BESS in the microgrid system will improve the reliability of the power system according to the appropriate proportion that can be estimated from the power ramp rate.

The simulation results of active power control of the BESS in the ac microgrid have been presented. Apparently, the developed control technique is able to work with the BESS to compensate the active power for the system when the PV power generation is decreased lower than the desired power ramp rate, and the BESS received power when the PV power generation is more than the specified power ramp rate. The method has been validated by two scenarios of experiments. By both tests, BESS can achieve power consumption and delivery according to tested conditions.

A study suggests that a ramp rate control do not have  $C_{rate}$  consideration will result in over charge and discharge power: this will cause battery lifetime. Therefore, the  $C_{rate}$  of battery characteristics should be added up in the control algorithm in practical BESS applications.

## Appendix

This section presents simulation and experimental parameters.

TABLE A1  
PARAMETERS IN THE SIMULATION

Components	Parameters
BESS nominal voltage	600 V
BESS rated capacity	40 Ah
BESS voltage response time	20 s
Switching frequency	4 kHz
$K_P$	0.0404168
$K_I$	$3.20274 \times 10^{-3}$
Line filter resistance	1.1 $\Omega$
Line filter inductance	0.84 mH

TABLE A2  
PARAMETERS IN THE EXPERIMENT

Component	Parameter
BESS nominal voltage	600 V
BESS rated capacity	40 Ah
Operating voltage	568-676 V
BESS voltage response time	20 s
Switching frequency	4 kHz
$K_P$	0.0404168
$K_I$	$3.20274 \times 10^{-3}$
Line filter resistance	1.1 $\Omega$
Line filter inductance	0.84 mH

## Acknowledgements

The authors would like to thank Ministry of Energy for supporting research fund under Energy Policy and Planning Office.

## References

- [1] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Irvani, C. Marnay, Microgrids, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5 n. 4, July-Aug. 2007, pp. 78 – 94.
- [2] R.H. Lasseter, MicroGrids, 2002 *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, Jan. 2002, pp. 305 – 308.
- [3] F. Katiraei, R. Irvani, N. Hatziaargyriou, A. Dimeas, Microgrids management, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6 n. 3, May-June 2008, pp. 54 – 65.
- [4] A. Ipakchi, F. Albuyeh, Grid of the Future, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 7 n. 2, March-April 2009, pp. 52 – 62.
- [5] C. Cho, J.H. Jeon, J.Y. Kim, S. Kwon, K. Park, S. Kim, Active Synchronizing Control of a Microgrid, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26 n. 12, Dec. 2011, pp. 3707 – 3719.
- [6] S. Henninger, M. Schroeder, J. Jaeger, Combining Frequency Containment Reserves and Renewable Power Leveling in Energy Storage Systems, *Energy Procedia*, vol. 99, November 2016, pp. 147 – 156.
- [7] Q. Fu, A. Hamidi, A. Nasiri, V. Bhavaraju, S.B. Krstic, P. Theisen, The Role of Energy Storage in a Microgrid Concept: Examining the opportunities and promise of microgrids, *IEEE Electrification Magazine*, vol. 1 n. 2, Dec. 2013, pp. 21 – 29.
- [8] K. Prompinit, S. Khomfoi, Ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation, 2015 IEEE 18th *International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Oct. 25-28, 2015, Pattaya, Thailand.
- [9] C.A. Hill, M.C. Such, D. Chen, J. Gonzalez, W.M. Grady, Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3 n. 2, June 2012, pp. 850 – 857.
- [10] K. Prompinit, S. Khomfoi, Design of active power controller of a BESS in AC microgrids, 2015 IEEE 12th *International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, June 24-27, 2015, Hua Hin, Thailand.
- [11] M.J.E. Alam, K.M. Muttaqi, D. Sutanto, A Novel Approach for Ramp-Rate Control of Solar PV Using Energy Storage to Mitigate Output Fluctuations Caused by Cloud Passing, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29 n. 2, June 2014, pp. 507 – 518.
- [12] N. Kakimoto, H. Satoh, S. Takayama, K. Nakamura, Ramp-Rate Control of Photovoltaic Generator With Electric Double-Layer Capacitor, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24 n.2, June 2009, pp. 465 – 473.
- [13] J. Marcos, I. de la Parra, M. Garcia, L. Marroyo, Control strategies to Smooth Short-Term Power Fluctuations in Large Photovoltaic Plants Using Battery Storage Systems, *Energies*, vol. 7 n. 10, October 2014, pp. 6593 – 6619.
- [14] I. de la Parra, J. Marcos, M. Garcia, L. Marroyo, Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control, *Solar Energy*, vol. 111, January 2015, pp.332 – 343.
- [15] V. Salehi, B. Radibratovic, Ramp Rate Control of Photovoltaic Power Plant Output Using Energy Storage Devices, 2014 IEEE *PES General Meeting Conference & Exposition*, July 27-31, 2014, National Harbor, MD, USA.
- [16] D. Cormode, A.D. Cronin, W. Richardson, A.T. Lorenzo, A.E. Brooks, D.N. Della Giustina, Comparing Ramp Rates from Large and Small PV systems, and Selection of Batteries for Ramp Rate Control, 2013 *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, June 16-21, 2013, Tampa, FL, USA.
- [17] M. Chamana, F. Jahanbakhsh, B.H. Chowdhury, B. Parkhideh, Dynamic Ramp Rate Control for Voltage Regulation in Distribution Systems with High Penetration Photovoltaic Power Generations, 2014 *IEEE PES General Meeting Conference & Exposition*, July 27-31, 2014, National Harbor, MD, USA.
- [18] J. Marcos, O. Storkel, L. Marroyo, M. Garcia, E. Lorenzo, Storage requirements for PV power ramp-rate control, *Solar Energy*, vol. 99, January 2014, pp.28 – 35.
- [19] R.P. Vishvakarma, S.P. Singh, T.N. Shukla, S.K. Kushwaha, V. Devbrat, 3-Phase Grid-Connected Liquid Solar Arrays Photovoltaic Inverter Control Loop Design, 2012 *IEEE Students Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCECS)*, March 1-2, 2012, Bhopal, India.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

- [20] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, L. Marroyo, Improvement of a control strategy for PV power ramp-rate limitation using the inverters: Reduction of the associated energy losses, *Solar Energy*, vol. 127, April 2016, pp.262 – 268.
- [21] D.H. Pham, G. Hunter, L. Li, J. Zhu, Advanced microgrid power control through grid-connected inverters, *2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Nov. 15-18, 2015, Brisbane, QLD, Australia.
- [22] M.R. Aghamohammadi, H. Abdolahinia, A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded Microgrid, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, January 2014, pp. 325 – 333.
- [23] M. Dinga, Z. Xu, W. Wang, X. Wang, Y. Song, D. Chen, A review on China's large-scale PV integration: Progress, challenges and recommendations, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 53, January 2016, pp. 639 – 652.
- [24] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design* (Cengage Learning, Inc., 2011).
- [25] P. Kundur, *Power System Stability and Control* (McGraw-Hill Education, Inc., 1994).
- [26] X. Li, D. Hui, X. Lai, Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4 n. 2, April 2013, pp. 464 – 473.
- [27] C. Trueblood, S. Coley, T. Key, L. Rogers, A. Ellis, C. Hansen, E. Philpot, PV Measures Up for Fleet Duty : Data from a Tennessee Plant Are Used to Illustrate Metrics That Characterize Plant Performance, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11 n. 2, March-April 2013, pp. 33 – 34.
- [28] R.V. Haaren, M. Morjaria, V. Fthenakis, An energy storage algorithm for ramp rate control of utility scale PV (photovoltaics) plants, *Energy*, vol. 91, November 2015, pp.894 – 902.
- [29] R.K. Lam, H.G. Yeh, PV Ramp Limiting Controls with Adaptive Smoothing Filter through a Battery Energy Storage, *2014 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)*, Nov. 24-24, 2014, Long Beach, CA, USA.
- [30] S. Khomfoi, "A Cascaded Hybrid Multilevel Inverter Incorporating a Reconfiguration Technique for Low Voltage DC Distribution Applications," *Journal of Power Electronics*, vol. 16 n. 1, pp. 340-350, 2016.
- [31] W. Pairindra, S. Khomfoi, An Optimization Design of the Diode Clamped Multi-Level Converter for Coaxial Inductive Power Transfer on the Low Voltage DC Micro-grid, *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 13 n. 1, pp. 333 – 344, 2018.
- [32] S. Khomfoi, W. Sae-Kok, I. Ngamroo, An Open Circuit Fault Diagnostic Technique in IGBTs for AC to DC Converters Applied in Microgrid Applications, *Journal of Power Electronics*, vol. 11, 2011, pp. 801 – 810.
- [33] Kerdphol, T., Qudaih, Y., Hongesombut, K., Watanabe, M., Mitani, Y., Intelligent Determination of a Battery Energy Storage System Size and Location Based on RBF Neural Networks for Microgrids, (2016) *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, 11 (1), pp. 78-87.
- [34] Kerdphol, T., Qudaih, Y., Mitani, Y., Optimal Battery Energy Storage Size Using Particle Swarm Optimization for Microgrid System, (2015) *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, 10 (2), pp. 277-285.
- [35] Wannasut, C., Hongesombut, K., Deferral of Power Distribution Reinforcement by Using Battery Energy Storage System, (2017) *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, 12 (4), pp. 369-377.
- [36] Del Pizzo, A., Di Noia, L., Rizzo, R., Energy Storage System Sizing for a Twin Engine Four-Seat Aircraft Electrical Propulsion, (2017) *International Review of Aerospace Engineering (IREASE)*, 10 (6), pp. 315-322.
- [37] Cheddadi, Y., Diouri, O., Gaga, A., Errahimi, F., Es-Sbai, N., Design and Simulation of an Accurate Neural Network State-of-Charge Estimator for Lithium Ion Battery Pack, (2017) *International Review of Automatic Control (IREACO)*, 10 (2), pp. 186-192.

## Authors' information

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, 10520, Thailand.

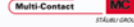


**Krisada Prompinit** He is now studying for his D.Eng. degree in Engineering at King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang. He is interested in doing research in Alternative Energy and Power Electronics.



**Surin Khomfoi** (Member, IEEE) received his B.E. and M.E. in Electrical Engineering from the King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL), Bangkok, Thailand in 1996 and 2000, respectively, and his Ph.D. in Electrical and Computer Engineering at the University of Tennessee, Knoxville, in 2007. From 1996 to 1997, he was with the Engineering Division of the Telephone Organization of Thailand (TOT). Since December 1997, he has been a Lecturer with the Department of Electrical Engineering, KMITL, where he is currently an Assistant Professor. His research interests include multilevel power converters, AC drives, renewable energy applications, fault diagnosis, and especially, artificial intelligent-based techniques applied to power electronics and drive applications. Dr. Khomfoi is a member of the Eta Kappa Nu honor society. He was a recipient of academic scholarship awards, including a full academic scholarship for his B.E. studies from the TOT, and a full academic scholarship for his M.E. and Ph.D. studies from the Energy Policy and Planning Office (EPPO), Thailand.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า



Institute of Control, Robotics and Systems



# 2018 ECTI-CON

18-21 JULY 2018,  
CHIANG RAI, THAILAND

15<sup>th</sup> INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL  
ENGINEERING/ELECTRONICS, COMPUTER,  
TELECOMMUNICATIONS AND INFORMATION TECHNOLOGY

RAJAMANGALA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY LANNA  
CONFERENCE VENUE : WIANG INN HOTEL

# Battery Management System for Microgrid Applications

Krisada Prompinit

Dept. of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang  
Bangkok, Thailand, 10520  
krisada\_lek@hotmail.com

Surin Khomfoi

Dept. of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang  
Bangkok, Thailand, 10520  
kkhsurin@kmitl.ac.th

**Abstract**—This paper describes the operation and control methodology for a Battery Energy Storage System (BESS) designed to mitigate the negative impacts of lithium-ion energy storage. The Battery Monitoring System (BMS) provides real time status data of the battery's parameters such as current voltage and temperature in order to prevent energy storage deterioration. The data will be sent through CAN-bus that allows microcontrollers and other devices to communicate with each other in applications without a host computer. Including, energy provision.

**Keywords**—battery management system; monitoring system; microgrid; power control; state of charge

## I. INTRODUCTION

The global demand for electricity increases proportionally with the global population growth and the expanding global economy. This causes each country to boost the electricity production from fossil resources such as oil, natural gas and coal, as well as production based on renewable energy sources like photovoltaic (PV), wind and fuel cells.

Thailand has a policy of supporting the energy sector by promoting renewable and alternative energy resources (RES), especially solar energy. The solar energy generated is limited, the production is not stable and not sufficient to meet the demand for electricity at all times in case of large-scale solar power plants. The rapid change of electricity produced has a great impact on the stability of the network, such as the voltage drop in the distribution system, causing the frequency of the system to change [1, 2].

Thus, to prevent and solve the problem, BESS is connected to a distributed generation (DG) with unstable solar power in the microgrid system as shown in Fig. 1. The BESS plays an important role in increasing the efficiency and reliability of electrical systems, including buildings, solar farms and smart grid buildings. However, these methods require the verification and display of the state of charge (SOC) of BESS [3]. Also, battery energy storage balances fluctuations enabling integration of distributed solar power generation [4]. A new approach for ramp-rate control of solar PV using energy storage to mitigate output fluctuations caused by cloud passing has been proposed in [5].

This paper presents BESS's real-time SOC monitoring and display system, as well as BESS control while connected to the network. The BESS parameters can be expressed in terms of current, SOC, total voltage and the temperature in the BESS in various conditions to analyze the state of BESS. It can detect

deterioration within individual cells as well as compensate for network voltage changes and notifies the user. It also reduces the damage to the connected BESS, reduce the damage to the backup power system and the distribution network system.

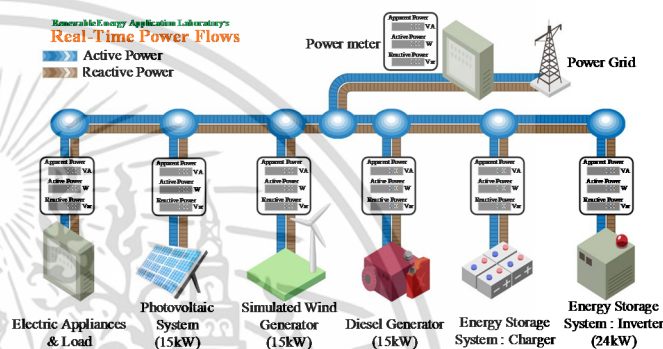


Fig. 1. A microgrid infrastructure.

## II. THEORY AND APPLICATIONS OF BESS

### A. Current Based SOC Estimation

In this section, the method for estimating the amount of residual energy in BESS is presented. This can be estimated from the SOC of BESS. SOC is the amount of capacity or energy remaining in BESS  $Q(t)$  which is expressed in percentages per nominal capacity ( $C_n$ ), which can be found using the following equations:

$$SOC = \frac{Q}{C_n} \times 100 \quad (1)$$

where,

$$Q(t) = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} i_{batt}(t) dt \quad (2)$$

When BESS is full, the SOC will have a capacity equal to 100%, and when the BESS loses SOC it is equal to 0%. Therefore, the SOC of BESS is very important during charging and discharging condition of BESS. It can be calculated from the total area of the graph between current and time. This can be expressed as.

$$SOC(t) = SOC_{init} - \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} \frac{i_{batt}(t)}{C_n} dt \quad (3)$$

Where  $SOC(t)$  is real time state of charge (%),  $SOC_{init}$  is initial state of charge (%),  $C_n$  is the nominal capacity of battery (Ah),  $i_{batt}(t)$  is real time charge/discharge current (A), discharging depth will depend on time range  $\Delta t$  [6, 7].

Since coulomb counting can be calculated by calculating the total area of the current versus time curve. The program is designed to evaluate the graph area every 0.1 seconds, it is set at 20-80% from the actual capacity at 0-100% as shown in Fig. 2.

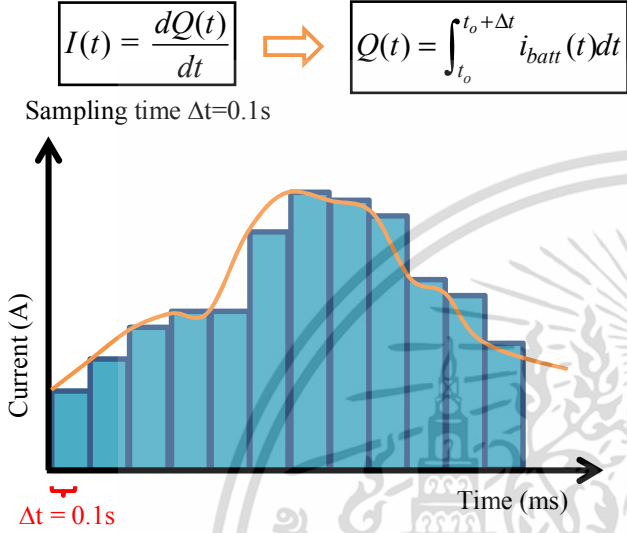


Fig. 2. Coulomb counting.

### B. Power Ramp Rate

Generally, solar cell power varies with solar radiation and other factors that directly affect with the solar radiation, such as cloud movement. These periodic changes will affect the voltage and frequency fluctuations on the electrical system.

The impact of these factors will reduce the output power of solar cells in a few seconds. The change of energy at a certain time can be called Ramp rate. If the power is changed by increasing the value, it will be called Ramp-up. If it changes by decreasing, it will be called Ramp-down, with the difference in power in seconds per second and unit can be identified as MW/s as shown in equation 4.

$$PRR = \frac{P(t + \Delta t) - P(t)}{\Delta t} \quad (4)$$

Where  $PRR$  is the power demand rate (MW/s),  $P(t + \Delta t)$  is the required power at  $t + \Delta t$  (MW),  $P(t)$  is the desired power at  $t$  (MW),  $\Delta t$  is desired time period (s) [8].

### C. Voltage Regulation

In the power distribution system, there is a standard voltage for transmitting with the electrical equipment. The voltage level must be within the acceptable standard range. In general, the supply of electricity from the power producer has to generate the excess voltage in order to maintain the voltage level to the end user and the power generation from solar cells is often the result of voltage problems in power system.

Due to the fluctuation of electricity from solar panels, the voltage must be controlled to make sure that the power system is stable, the "voltage regulation" means during load changing or constant load, the voltage should not exceed the value beyond the set point. It is a percentage of the rated voltage and can be calculated from the following equation.

$$\%VR = \frac{V_{nl} - V_{fl}}{V_{nl}} \times 100 \quad (5)$$

Where  $\%VR$  is the percent voltage regulation,  $V_{nl}$  is the no-load voltage,  $V_{fl}$  is the full-load voltage [9].

### D. Peak Shaving

BESS is applied during the peak demand period, BESS will discharge the current to reduce the peak demand level and to charge the BESS power again during periods of low power demand at off peak period.

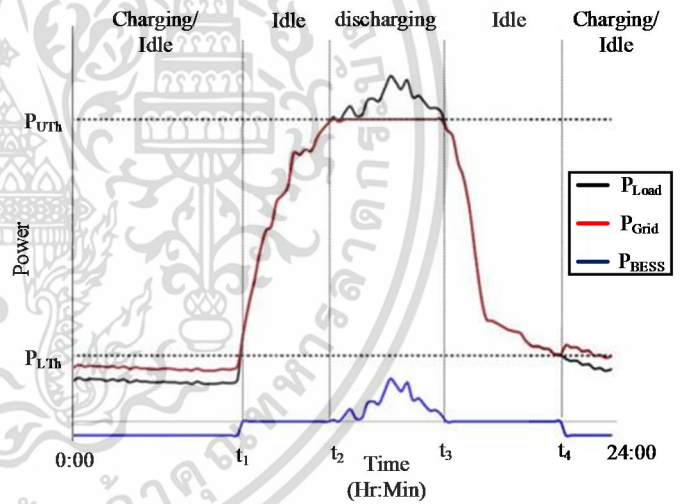


Fig. 3. Electrical power between load curve and BESS [10].

## III. EXPERIMENTAL DESIGN

### A. The experimental result of BESS response during connected to grid system

The experiment setup was tested while connected to the 24 kWh BESS with a nominal voltage of 27.6 V and a nominal capacity of 40 Ah which is combined with the PLC, bridge rectifier, current transducer, voltage transducer, 12 volts dc power supply, resistors, breaker, relays, fuses and exhausting fans. The connection of the wires from the BESS cabinet to the back to back converter is shown in Fig. 4 for charging and discharging in the next order.

#### IV. EXPERIMENTAL RESULT AND ANALYSIS

##### A. BESS Test for State of Charge (SOC)

Experimental result of discharging of BESS to grid system by a back to back converter in order to find coulomb referred ( $Q_{ref}$ ) to BESS. SOC setting in WinCC program display in SCADA. Standard voltage of BESS is set to be 568-676 V at SOC 0-100%.

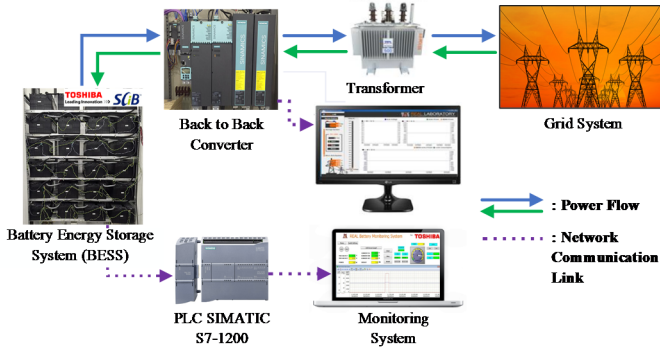


Fig. 4. Connection between prototype and BESS.

##### B. Display Screen for Data Analysis

The display analysis presents the lithium ion battery response to changes in SOC, current, power, energy and internal temperature of the BESS when charging or discharging is achieved by using the Programmable Logic Control (PLC) model S7-1200 from Siemens for main analysis and processing.

Mainly, the REAL Battery Management System program has been designed to detect BESS parameters and control security system in the energy storage system which is connected to the back to back converter and can be controlled from display monitor as shown in Fig. 5.

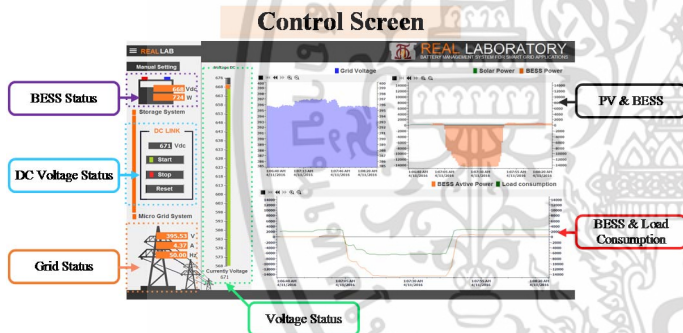


Fig. 5. Controller screen and display screen of voltage in grid system.

The network voltage conditioning monitoring program is designed to accommodate user commands and display the required values. The DC voltage between the back to back converter and BESS is controlled at the matching value for preventing damage to the back-to-back converter internal capacitor.

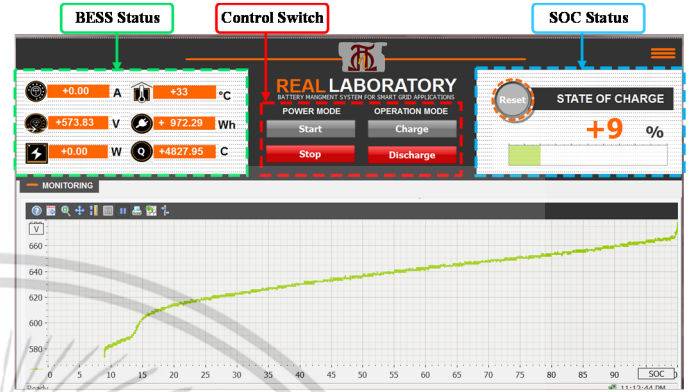


Fig. 6. Screen display charging situation.

##### B. Voltage effect of grid system during discharging current from BESS

The response of the network voltage is tested and monitored when the actual power supply is a constant 15 kW over a period. The graph in Fig. 7 shows the total energy response in the laboratory building. From the experimental results it can be observed that the total power of the system (black line) is negative. There is more electricity produced when discharging energy from the BESS (red line). The grid voltage increased 0.3275% from the pre-trial average value and tested to increase and maintain the network voltage for the least 90 seconds. From the experiment, the network voltage increased 0.2505% from the pre-trial average value.

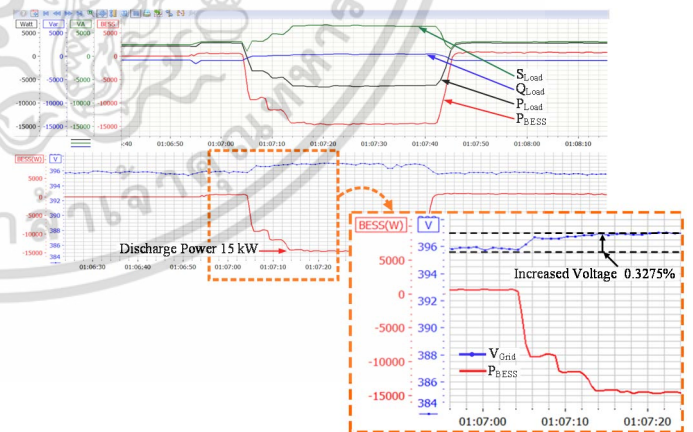


Fig. 7. First experiment of voltage compensation to grid system.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## V. CONCLUSIONS

This proposed paper presents the voltage compensation in the transmission line from the utility grid that affects the electrical equipment far from the power source. The voltage reduces according to the length of the transmission line, however, the use of the electrical equipment between the front and end terminal will affect the overall efficiency of the end user as well and the power compensation for the solar panels when the clouds or shadows cover solar panels, the resulting power changes rapidly. The varying changing affects the voltage and frequency in the utility grid. The problem can be solved by applying BESS to compensate for the instantaneous change in power. The SOC will be indicated by the BESS during the power compensation

## ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank Ministry of Energy for the supporting research fund.

## REFERENCES

- [1] R.H. Lasseter, "MicroGrids," 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 1, pp. 305-308, 2002.
- [2] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatzigiorgiou, and A. Dimeas, "Microgrids management," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, no. 3, pp. 54-65, 2008.
- [3] C. Hommalai and S. Khomfoi, "Battery Monitoring System by Detecting Dead Battery Cells," 2015 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunication and Information Technology (ECTI-CON), pp. 1-5, 24-27 June 2015.
- [4] C.A. Hill, M.C. Such, D. Chen, J. Gonzalez, and W.M. Grady, "Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 2, pp. 850-857, June 2012.
- [5] M. Alam, K. Muttaqi, and D. Sutanto, "A novel approach for ramp-rate control of solar PV using energy storage to mitigate output fluctuations caused by cloud passing," IEEE Trans., on Energy Conversion, vol. 29, pp. 507-518, 2014.
- [6] Z. Chena, S. Qiu, M.A. Masrurb, and Y.L. Murpheya, "Battery State of Charge Estimation Based on a Combined Model of Extended Kalman Filter and Neural Networks," The 2011 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN), pp. 2156-2163, 31 July-5 Aug. 2011.
- [7] A. Auswamaykin and B. Plangklang, "Design of real time management unit for power battery in PV-hybrid power supplies by application of Coulomb counting method," 2014 International Electrical Engineering Congress (iEECON), pp. 1-4, 19-21 March 2014.
- [8] I. de la Parra, J. Marcos, M. Garcia, and L. Marroy, "Dynamic Ramp-Rate Control to Smooth Short-Term Power Fluctuations in Large Photovoltaic Plants Using Battery Storage Systems," IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, pp. 3052-3057, 23-26 Oct. 2016.
- [9] J.D. Glover, M.S. Sarma, and T.J. Overbye, Power System Analysis and Design, Cengage Learning, 2011.
- [10] K.H. Chua, Y.S. Lim, and S. Morris, "Energy storage system for peak shaving," International Journal of Energy Sector Management, vol. 10 no. 1, pp. 3-18, 2016.

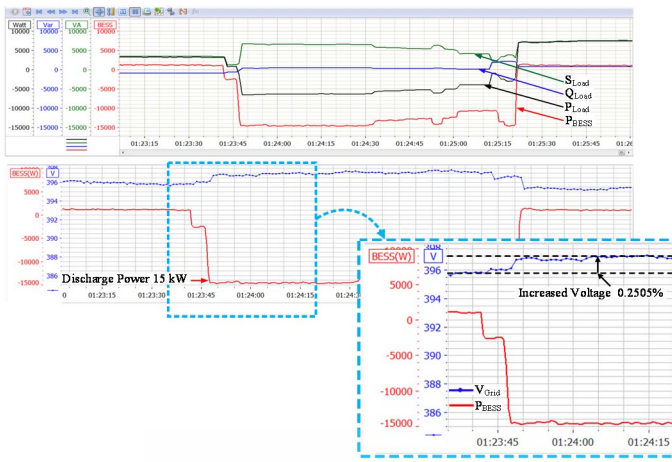


Fig. 8. Second experiment of voltage compensation to grid system.

### C. Experiment of BESS to compensate real power of solar cell

Power supply from BESS compensates for the instantaneous change in photovoltaic power. The graph shows the change in power at each time interval. The power of the solar cell, power from BESS and the compensated total power are represented by the green, red and blue curves respectively. Apparently, it can be seen that solar cells have a constantly changing power generation. Therefore, it is necessary to have a BESS to compensate and balance the voltage and frequency as the power generation of the solar cells decreases.

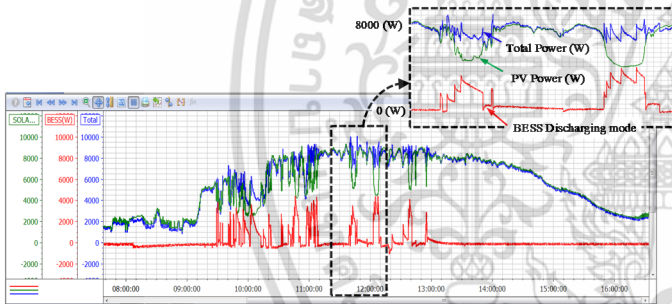


Fig. 9. Power compensation to grid system.

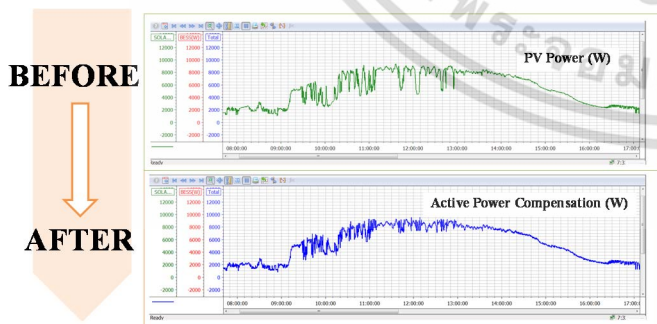


Fig. 10. This graph show apparent power during compensation.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

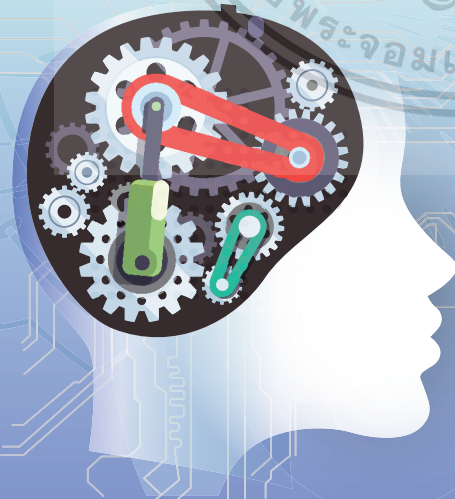


# *i*EECON2019

The 7<sup>th</sup> International Electrical Engineering Congress  
6 - 8 March 2019, **Cha-am, Thailand**

Conference Program and Abstract Book

Power & Energy  
Communications  
Electronics & Control  
Digital Signal Processing  
Computer & IT



Organized by



Technical Sponsored by



Supported by



# Active Power Control Technique of a BESS and C-rate Parameter Consideration for AC Microgrid applications

Krisada Prompinit  
Dept. of Electrical Engineering,  
Faculty of Engineering,  
King Mongkut's Institute of  
Technology Ladkrabang,  
Bangkok, Thailand, 10520  
Krisada\_Lek@hotmail.com

Surin Khomfoi  
Dept. of Electrical Engineering,  
Faculty of Engineering,  
King Mongkut's Institute of  
Technology Ladkrabang,  
Bangkok, Thailand, 10520  
kkhsurin@kmitl.ac.th

Worapong Pairindra  
Faculty of Industrial Education  
and Technology,  
King Mongkut's Institute of  
Technology Ladkrabang,  
Bangkok, Thailand, 10520  
worapong73@hotmail.com

Chaitouch Manee-in  
Dept. of Electrical Engineering,  
Faculty of Engineering,  
King Mongkut's Institute of  
Technology Ladkrabang,  
Bangkok, Thailand, 10520  
kmchaita@kmitl.ac.th

**Abstract**—This paper presents the active power control of a BESS to reduce the PV power fluctuation problem by using the ramp rate control technique, including the C-rate parameter for the AC microgrid system applications, by simulating and designing the battery management system (BMS). The suitable power of BESS power rating can be estimated from the power ramp rate (PRR) of the PV power generation system. Based on the simulated results, it is found that high electrical discharge caused the temperature inside the battery to rise higher than that of low-voltage discharge, and with the simulation results from Real Battery Management System Program, the software can control the charging and discharging of BESS's active power and display real-time results via the display screen.

**Keywords**—battery management system, microgrid system, power ramp rate, battery energy storage system, state of charge

## I. INTRODUCTION

Currently, demand for electricity is likely to increase, so renewable energy is used to help generate electricity. The renewable energy is not able to continually and constantly produce the electricity power. Therefore, the energy storage systems (ESS) has played an important role for renewable energy in the electrical. Instead of helping and store the energy from renewable energy. It also helps to increase the reliability in the electrical system [1]. In places where there are major electrical burdens, such as hospitals, airports, industrial plants, in processes that require continued use of electricity.

Energy storage systems contribute to the increasing of the reliability of the power system, providing continuous power supply and reducing the damage to the economy and property caused by the discontinuity of the power supply. There are several forms of reserve energy storage. But the most popular is the battery energy storage system (BESS), which can be used to provide the electrical power immediately [2], [5]. In order to make BESS's work more efficient, it is necessary to have a system to monitor and display the current state of BESS, as well as BESS's active power control technique for applying to microgrids. These methods require testing and monitoring state of charge (SOC) of a BESS as described in [3]. Also, storage

requirements for PV power ramp-rate control in [4] and battery energy storage to enable integration of distributed solar power generation has been presented in [5].

There are many control methods to reduce the fluctuation of renewable energy and the supply of stable power from renewable energy. However, one of the interesting control methods is the ramp rate control strategy due to its simplicity. The BESS does always not charge and discharge which can extend the life of the BESS. In addition, it also considers the state of charge (SOC) of the battery [6]. With this method, the C-rate limitation of the battery in the model is not added. C-rate is the current or maximum power that the battery will charge and discharge. Therefore, the effect of temperature during charge and discharge is taken into account that the battery should not be charged and discharge at a higher rate than the specification of the manufacturer, which will shorten the service life.

This article presents a model study in thermodynamics of the batter and the active power control simulation of the BESS for reducing the PV power fluctuation and smoothing the power in microgrid system. This design system can detect and monitor the state of charge (SOC) of the BESS at each single time of use, including the change in power and temperature of the battery cell as well. In addition, the system can also check the depleted cells of the battery. This will alert the moderator to take immediate action and reduce the damage to other batteries.

## II. THEORY AND CONTROL TECHNIQUE OF A BESS

### A. The relationship between temperature and battery life

Temperature is the main factor that affects the battery's life because temperature is a factor that affects the chemical reaction as shown in Fig. 1. If the battery is used at high temperatures, the battery will be deteriorated faster or have a shorter life from the company specified.

Factors that directly affect battery temperature is the internal resistance of the battery. If the internal resistance is

high, it will cause the battery to heat up while charging and discharging according to the loss of internal resistance from the electric current.

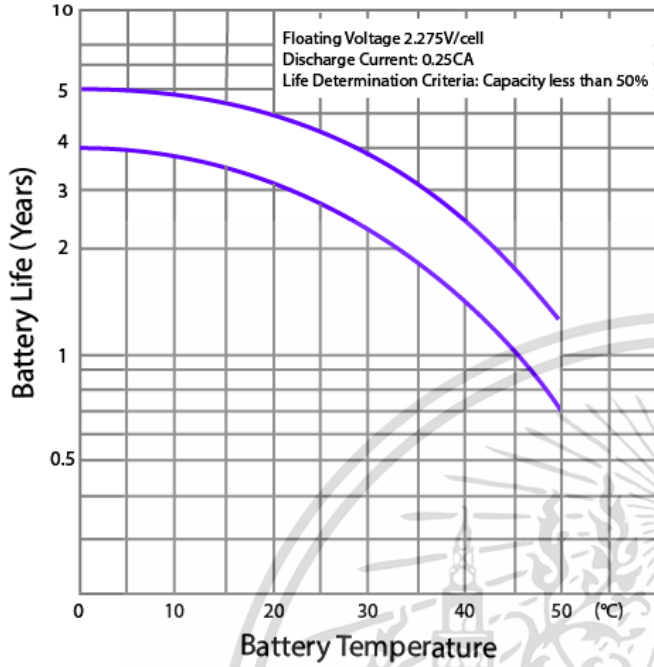


Fig. 1 Comparison between battery life and operating temperature [3].

### B. Active Power Control Technique of a BESS

This section presents the general techniques of BESS control to compensate for the deviated electrical power of solar cells. The equation for calculating the power ramp rate of BESS for receiving and supplying power will be calculated from equation (1).

$$P_{BESS}(t) = P_{PV}^{RR}(t) - P_{PV}(t) \quad (1)$$

When  $P_{BESS}(t)$  is appropriate BESS power rate,  $P_{PV}^{RR}(t)$  is power ramp rate at smooth of solar cell (kW),  $P_{PV}(t)$  is power rate from solar inverter (kW). Since the frequency of 50 Hz is used in Thailand, the frequency change cannot exceed than  $\pm 2\%$ . The droop response 2% will result in a 100% change in power when the frequency is changed to 2% or 1 Hz. The output power of PV is proportional to the equation (2). Normally, the battery has a charge and discharge rate called the C-rate. The lithium-ion battery used for the research is about twice the capacity of about 2-3 times the rated current. For example, a 40 Ah battery dis-charges rate at 1 C-rate means current will be discharged with 40 A and can be used for 1 hour. On the other hand, the 2 C-rate discharge current with 80 A means the battery can be used for 30 minutes, etc. The 2 C-rates will be used with a BESS of 24 kW and a power of  $\pm 800$  W/min to protect the temperature from charging and discharge and to prevent battery deterioration [5]. The details in the sections are shown in Fig. 2.

$$\%R = \frac{\text{percent frequency change}}{\text{percent power output change}} \quad (2)$$

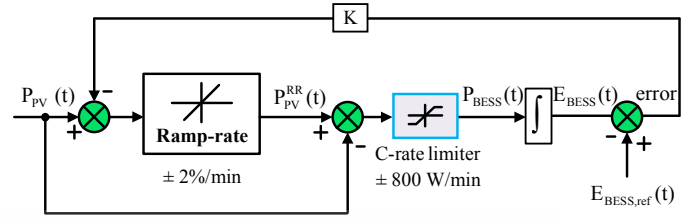


Fig. 2 Active power control model of a BESS and C-rate characteristics.

## III. STUDY OF WORK PROCESS IN BESS

### A. Thermodynamics Model of Battery

When tested with static electricity and constant voltage (Constant Current - Constant Voltage Charging) at 40 A and 80 A then analyzes the temperature increase within the battery. The actual test data is analyzed with the model battery thermodynamics. The MATLAB simulation model is shown in Fig. 3. The model consists of Signal Builder, which generates the signal of the power source. The room temperature is set during the test and the voltage sensor is used to convert the measured voltage into an electrical signal to display. Configuration solver determine the method of estimation. Sort Cell Measurements is used for transferring 3 parameters such as cell voltage, battery internal temperature and SOC to display at the Cell Scope. Then, the Battery Scope displays the voltage at the battery terminal and current.

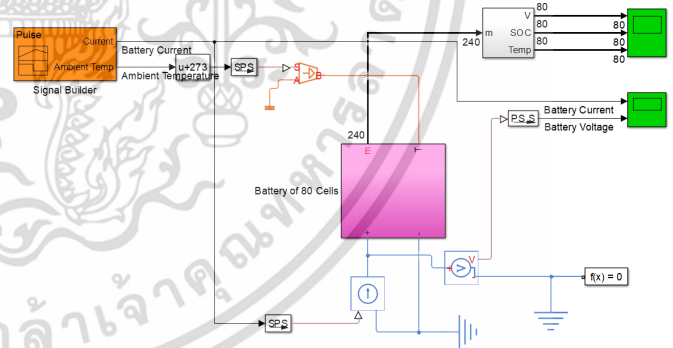


Fig. 3 Thermodynamic circuit of lithium-ion battery.

### B. A BESS Simulation to Compensate for Active Power of PV with PLCSIM Software

In this paper, the ramp rate control technique to control the active power flow of BESS will be tested. SIMATIC STEP 7. PLCSIM V13 of SIEMENS is used as a main tool for analysis and processing for reducing the fluctuation and smoothing the PV output power in micro-grid system. PV output power profile is the actual value obtained from the database and used in the simulation to simulate the active power control of a BESS, which has the structure as shown in Fig. 4.

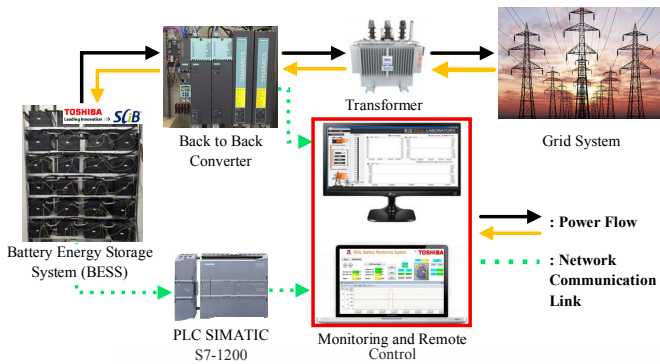


Fig. 4 Communication link between BESS and simulator.

#### IV. RESULTS AND DISCUSSIONS

##### A. Temperature Prediction When discharging with constant currents of 40 A and 80 A

The initial temperature during the test is 31 °C. When the battery is charged to a voltage of 29.5 V or at an 80% SOC value, the temperature rises to 32.5 °C. Comparison of battery temperature in the model. Fig. 5 illustrates the trend with a 2% error and a charging time of 2 C-rate or 80 A for approximately 40 minutes. The initial temperature during testing charging is 32 °C. When the battery is charged to a voltage of 30 volts or SOC 80%, temperature rises to 36 °C. The battery temperature is compared with the simulation model and found that the trend is in Fig. 6 with 4% error.

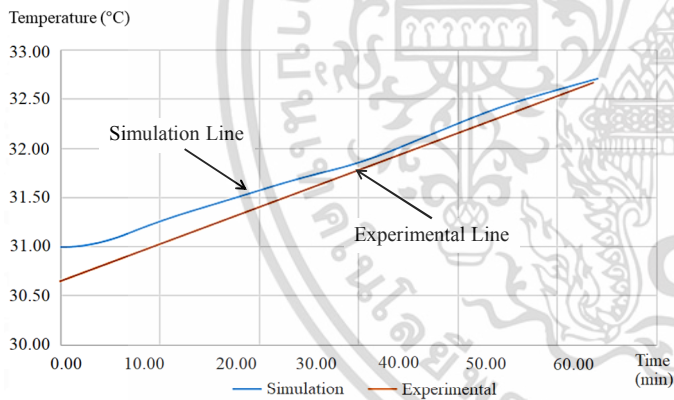


Fig. 5 Temperature during the discharge at 1 C-rate or 40 A.

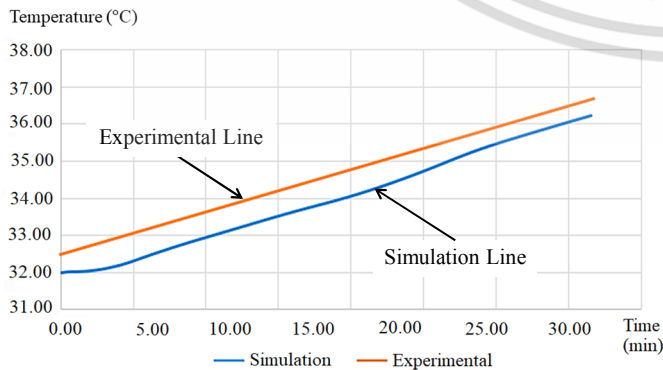


Fig. 6 Temperature during the discharge at 2 C-rate or 80 A.

##### B. Simulation of BESS to compensate active power of solar cell

This section discusses the performance of the Real Battery Management System program using the ramp rate control technique described earlier. The simulations can be shown as Fig. 7 to Fig. 10. It is found that the algorithm for power management and control used for this simulation can control the active power of BESS to compensate for PV power fluctuation and can display real-time performance. Fig. 7 shows the fluctuation of the solar panels output power during between 3.00 p.m. and 3.42 p.m., and Fig. 8 illustrated the enlarge picture from 3:18 p.m.–3:25 p.m. The BESS can be able to receive and supply the active power by rapid change ratio of the solar cell generation that can be calculated by using the equation 1. Consequently, the equation 2 is the ramp rate control at 2% for 15 kW solar panel size. The BESS charging and discharging will be limited at  $\pm 800$  W/min. In order to extend the life of the BESS, the C-rate limiting function is added. Fig. 9 and Fig. 10 show the average power from BESS charging and discharge for 1 minute and comparison chart between before and after compensation of the active power of the solar cell into the electricity network system, respectively.

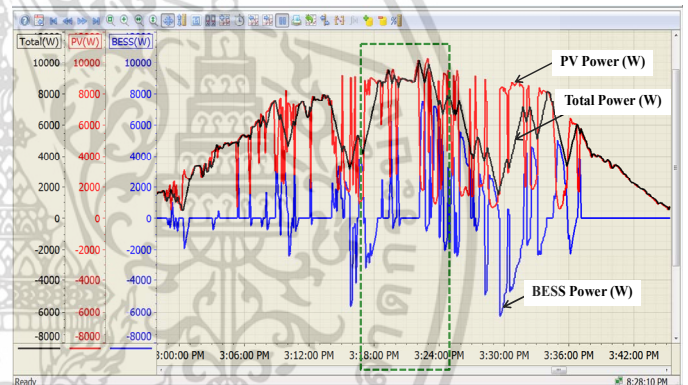


Fig. 7 Power compensation to microgrid system.

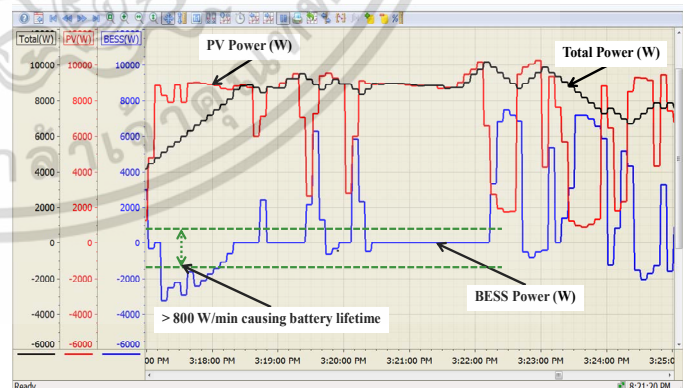


Fig. 8 Active power compensation of BESS to the microgrid system.

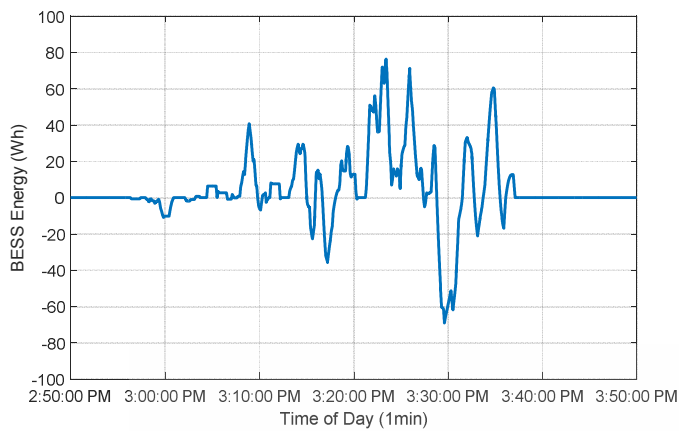


Fig. 9 BESS energy rate between charging and discharging.

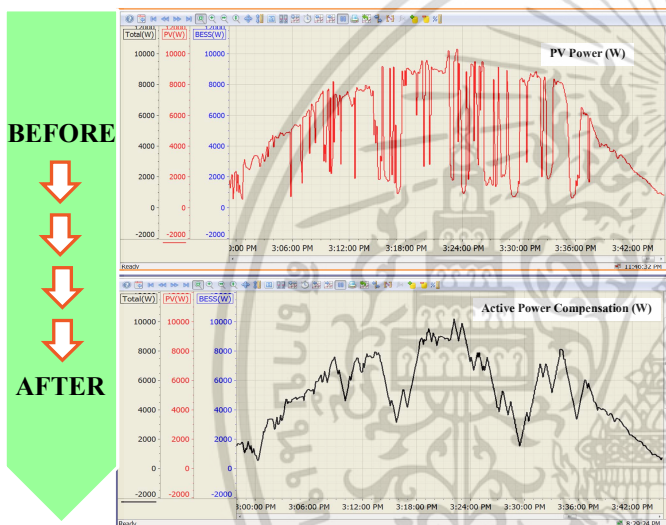


Fig. 10 This picture show active power during compensation.

## V. CONCLUSION

This research presents a study of the electrical model of lithium-ion battery and the temperature characteristics of constant current charging. According to the discharge testing with constant current and constant voltage, it was found that, the discharge at high current causes the temperature inside the battery to rise higher than the discharge at low current. This is because high current causes a loss of power and results in

lower battery power. However, the comparison of temperature changes with simulation results in the MATLAB program shows that the model can show the trend of temperature increase in the battery as well. In addition, the model study was used to design BESS's power ramp rate limiter for increased lifespan. Apparently, the simulation results with SIMATIC STEP 7 program PLCSIM V13 from SIEMENS can control and commission the BESS operation to charge and discharge active power to reduce the fluctuation of the power of the solar cell as well.

## ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thanks Ministry of Energy (Thailand) for supporting research fund.

## REFERENCES

- [1] V. Salehi and B. Radibratovic, "Ramp Rate Control of Photovoltaic Power Plant Output Using Energy Storage Devices," IEEE, 2014 PES General Meeting Conference & Exposition, National Harbor, MD, USA, July 27–31, 2014.
- [2] K. Prompinitl and S. Khomfoi, "A Battery Energy Storage System Control Technique with Ramp Rate and C-Rate Parameter Consideration for AC Microgrid applications," International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.), vol. 13, pp. 137–148, March–April 2018.
- [3] C. Hommalai and S. Khomfoi, Battery monitoring system by detecting dead battery cells, IEEE, 2015 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), Hua Hin Thailand, June 2015.
- [4] J. Marcos, O. Storkel, L. Marroyo, M. Garcia, and E. Lorenzo, "Storage requirements for PV power ramp-rate control," Solar Energy, vol. 99, pp. 28–35, January 2014.
- [5] C. A. Hill, M. C. Such, D. Chen, J. Gonzalez, and W. M. Grady, "Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, pp. 850–857, June 2012.
- [6] A. Makibar, L. Narvarte, and E. Lorenzo, "On the relation between battery size and PV power ramp rate limitation," Solar Energy, vol. 142, pp. 182–193, 15 January 2017.

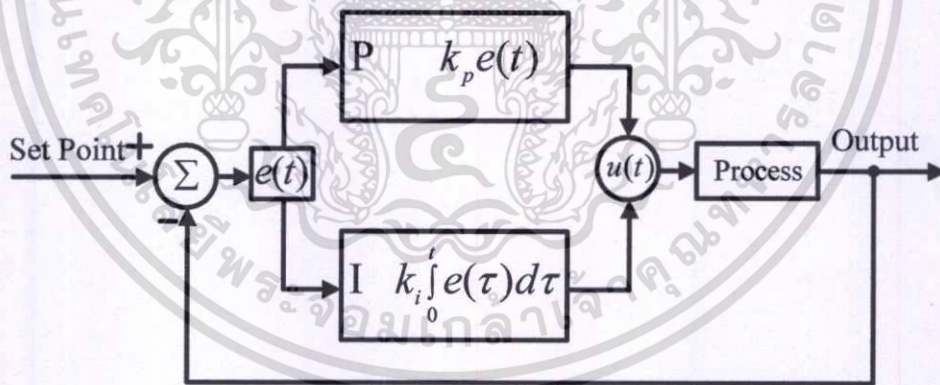
## ภาคผนวก ข

# หลักการพื้นฐานของการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่

ในหัวข้อนี้เป็นการออกแบบและการจำลองการออกแบบตัวควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ในเอซีไมโครกริด โดยใช้แบบจำลอง PSIM ในการตรวจสอบตัวควบคุมที่ออกแบบ ซึ่งนำข้อมูลจริงที่ได้รับจากระบบเก็บข้อมูลในเอซีไมโครกริดมาใช้ในการตรวจสอบตัวควบคุมที่ออกแบบ รวมถึงข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม และข้อมูลปริมาณโหลด ข้อมูลจริงทั้งหมดจะถูกบันทึกแบบ Real time ที่นำมาประยุกต์ใช้กับไมโครกริด ตัวควบคุมระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ที่ออกแบบจะถูกตรวจสอบความถูกต้องและจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ซึ่งรายละเอียดในแต่ละส่วนสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

### 1. การออกแบบตัวควบคุมไมโครกริด

โดยปกติ ตัวควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าจะใช้ระบบควบคุมแบบปิดเพื่อควบคุมระบบ โดยการคำนวณค่าความแตกต่างระหว่างตัวแปร Set point และเอาต์พุต ในขณะที่ระบบควบคุม PI จะพยายามลดค่าความผิดพลาด ในระบบโดยการปรับค่าพารามิเตอร์ PI ซึ่งประกอบด้วย  $K_p$  และ  $K_i$  แสดงในรูปที่ 1 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมจะถูกปรับเปลี่ยนไปตามธรรมชาติของระบบ



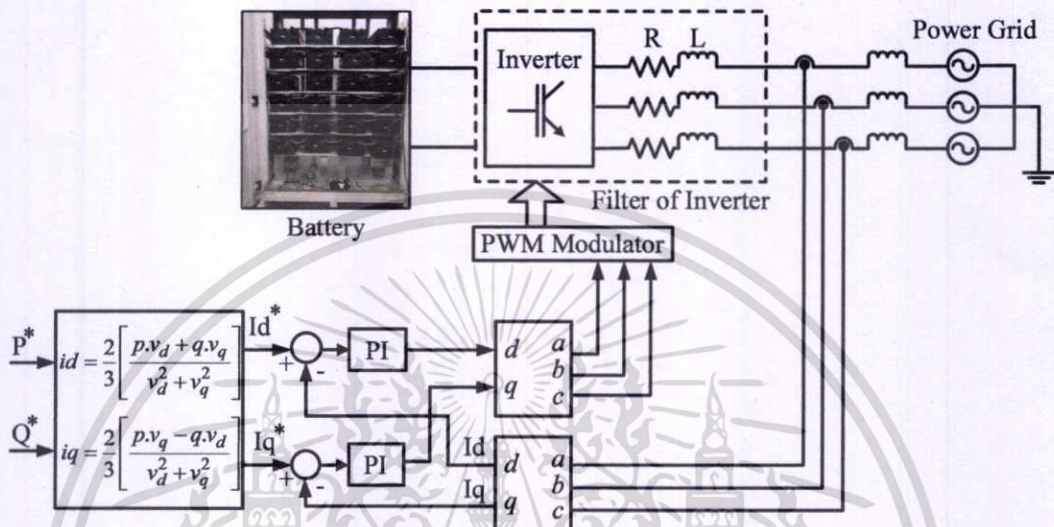
รูปที่ 1 ระบบควบคุม PI แบบทั่วไป

ตัวควบคุม BESS จะใช้พารามิเตอร์ในการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเพียงสองตัว คือ  $K_p$  และ  $K_i$  ซึ่งสามารถเขียนเป็นความสัมพันธ์ของการควบคุมแบบลูปปิดดังแสดงในสมการที่ (1)

$$u(t) = k_{(p)}e(t) + k_{(i)}\int_0^t e(\tau)d\tau \quad (1)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในสมการที่ (1) พารามิเตอร์  $K_p$  คือ ตัวควบคุมเชิงสัดส่วน  $K_i$  คือ ตัวควบคุมแบบอินทิกรัล  $e$  คือ ค่าความผิดพลาด  $t$  คือ เวลาหรือเวลาที่ทันใด BESS สามารถที่จะควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ดังนั้นค่าอินพุตจะมีสองตัวแปล คือ พารามิเตอร์ P และพารามิเตอร์ Q โดยส่วนประกอบต่าง ๆ ของระบบควบคุมการทำงานแบตเตอรี่จะถูกออกแบบไว้ ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 โดอะแกรมของระบบควบคุม BESS

การควบคุมของ BESS แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าสามเฟสจะเป็นรูปคลื่นไซน์ที่ไม่สามารถใช้กับระบบควบคุมแบบป้อนกลับ ดังนั้นการแปลงของปาร์คทรานสฟอร์ม (Park's transformation) [19] ที่รู้จักกันดีจึงถูกนำมาใช้ในการแปลงสัญญาณแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าสามเฟสเป็นแกนหมุนสองแกนที่มีความเร็วเชิงมุม ผลรวมของความกว้างสัญญาณจะเรียกว่า q-axis และสัญญาณ dc เฉลี่ย เรียกว่า d-axis การแปลงนี้เรียกว่า abc-dqo transformation ระบบควบคุมแบบป้อนกลับสามารถควบคุมการผลิตกำลังไฟฟ้าของระบบ BESS ในรูปของกำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ได้ดังต่อไปนี้

$$P = v_d i_d + v_q i_q \tag{2}$$

$$Q = v_d i_q - v_q i_d \tag{3}$$

ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าสามารถเขียนได้ในรูปของพิกัด d-q [51-53] การแทน  $v_d$ ,  $v_q$ ,  $i_d$  และ  $i_q$  จะกระทำโดยการแปลงของปาร์คทรานสฟอร์ม ในสมการที่ 2 และสมการที่ 3 สมการของ  $i_d$  และ  $i_q$  ขึ้นอยู่กับ P และ Q สามารถคำนวณได้ดังนี้

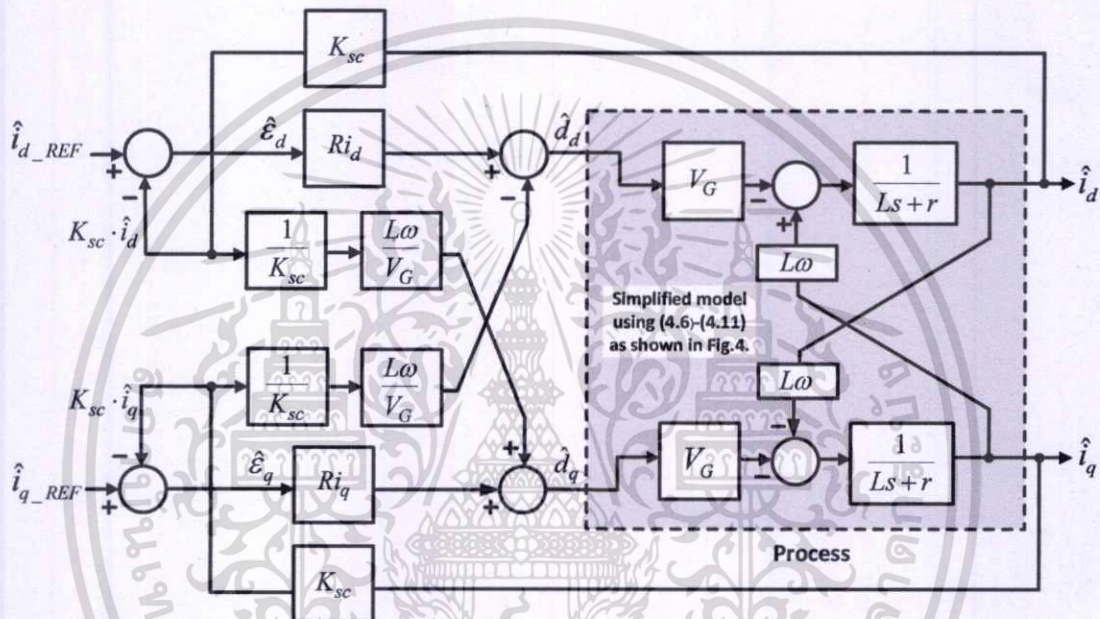
$$i_d = \frac{2}{3} \left[ \frac{P.v_d + Q.v_q}{v_d^2 + v_q^2} \right] \tag{4}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$i_q = \frac{2}{3} \left[ \frac{P.v_q - Q.v_d}{v_d^2 + v_q^2} \right] \tag{4.5}$$

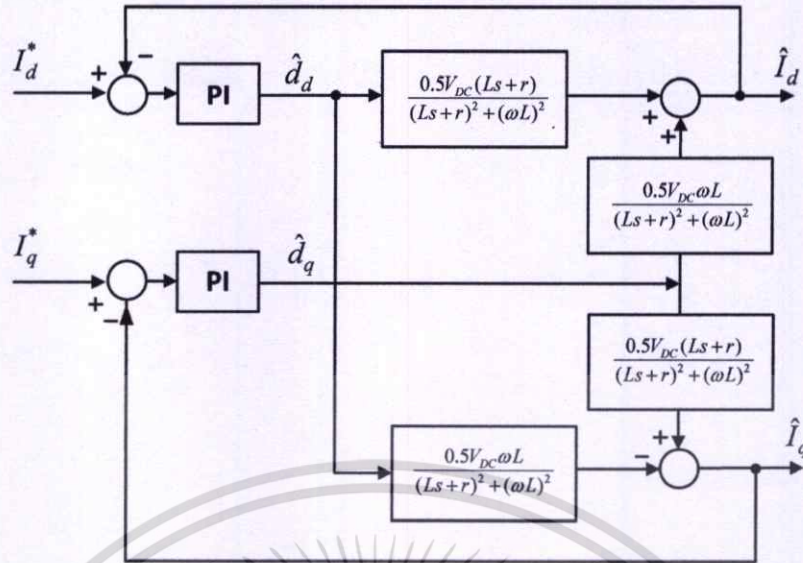
2. การออกแบบระบบควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่

ระบบควบคุมกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ประกอบด้วยตัวควบคุม (Controller) และตัวดำเนินการ (Process) ซึ่งมีอยู่หลายวิธีในการควบคุมขึ้นอยู่กับความแตกต่างของแต่ละระบบ หนึ่งในวิธีการนั้น คือ การใช้ความสัมพันธ์แบบแกน Axis decoupling ในการควบคุมเป็นหลัก ดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 3 แกน Axis decoupling โดยการควบคุมแบบป้อนไปข้างหน้า

เนื่องจากการควบคุมแบบแกน Axis decoupling มีการคำนวณที่ซับซ้อนมาก ดังนั้นวิธีการควบคุมที่เรียบง่ายจึงเป็นสิ่งที่จำเป็นสำหรับการควบคุม โดยตัวควบคุมแบบพีไอจะนำมาใช้ในการจำลองกับระบบไมโครกริด ดังแสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 4 บล็อกไดอะแกรมของระบบสำหรับทรานส์เฟอ์ฟังก์ชัน

จากรูปที่ 3 ความสัมพันธ์ระหว่าง  $\hat{i}_d$  กับ  $\hat{i}_q$  และ  $I_d^*$  กับ  $I_q^*$  สามารถเขียนใหม่โดยใช้สมการ (6) ถึงสมการ (11) จากนั้นพื้นที่ที่เส้นประสีดำในรูปที่ 3 จะสามารถวาดเป็นแผนภาพบล็อกไดอะแกรมการควบคุมได้ ตามที่แสดงดังรูปที่ 4

$$\hat{I}_d = (\hat{d}_d V_G + \hat{I}_q L\omega) \frac{1}{Ls+r} \quad (6)$$

$$\hat{I}_q = (\hat{d}_q V_G - \hat{I}_d L\omega) \frac{1}{Ls+r} \quad (7)$$

เมื่อ

$$\hat{I}_d = \frac{\hat{d}_d V_G}{(Ls+r)} + \frac{\hat{d}_q V_G L\omega}{(Ls+r)^2} - \frac{\hat{I}_d (L\omega)^2}{(Ls+r)^2} \quad (8)$$

$$\hat{I}_d + \frac{\hat{I}_d (L\omega)^2}{(Ls+r)^2} = \frac{\hat{d}_d V_G}{(Ls+r)} + \frac{\hat{d}_q V_G L\omega}{(Ls+r)^2} \quad (9)$$

$$\left( \frac{(Ls+r)^2 + (L\omega)^2}{(Ls+r)^2} \right) \hat{I}_d = \frac{\hat{d}_d V_G}{(Ls+r)} + \frac{\hat{d}_q V_G L\omega}{(Ls+r)^2} \quad (10)$$

$$\hat{I}_d = \frac{\hat{d}_d V_G (Ls+r)}{(Ls+r)^2 + (L\omega)^2} + \frac{\hat{d}_q V_G L\omega}{(Ls+r)^2 + (L\omega)^2} \quad (11)$$

เมื่อ  $\hat{i}_d$  และ  $\hat{i}_q$  คือ d-q ของการควบคุมกระแสแบบวนรอบ  $I_d^*$  และ  $I_q^*$  คือ กระแสอ้างอิง  $\hat{d}_d$  และ  $\hat{d}_q$  คือ สัญญาณเปรียบเทียบระหว่างกระแส  $I_d^*$  กับ  $I_q^*$  และ  $\hat{i}_d$  กับ  $\hat{i}_q$  และ  $V_G$  คือ แรงดันเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ ( $0.5 V_{DC}$ )  $\omega$  คือ ความถี่ของระบบไฟฟ้ากำลัง R และ L คือ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ความต้านทานและความเหนียวของวงจรกรองกำลังชนิดแอคทีฟที่มีค่าความเหนียวนำในสายไฟฟ้าตามลำดับ [19]

### 3. การออกแบบตัวควบคุมพีไอ

ตัวแปรการควบคุม  $i_d$  และ  $i_q$  ในบทความนี้จะใช้สัญญาณป้อนกลับด้านเอาต์พุตเปรียบเทียบกับสัญญาณอ้างอิงที่เรียกว่า ค่าความผิดพลาด และค่าความผิดพลาดจะป้อนไปยังตัวควบคุมเพื่อลดค่าความผิดพลาดให้น้อยลง พารามิเตอร์การควบคุมที่ใช้ในการควบคุมพีไอสามารถคำนวณโดยใช้สมการที่ (12) ถึง (15) โดยเริ่มต้นจากเปอร์เซ็นต์การพุ่งเกิน (%OS) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (12) และการออกแบบเวลาเข้าสู่สภาวะคงที่ ( $T_s$ ) จากนั้นคำนวณหาอัตราकरणห้วง ( $\zeta$ ) จากสมการที่ (13) นอกจากนี้ค่าแบนด์วิด  $\omega_{BW}$  และส่วนเฟื่อเฟส ( $P_m$ ) หาได้จากสมการที่ (14) และ (15) โดยทั่วไปเมื่อส่วนเฟื่อเฟสมีค่ามากจะประมาณได้ว่า  $\omega_{BW} \approx \omega_c$  ดังนั้นถ้าเรารู้ค่า  $\zeta$  จะสามารถหาค่า  $\omega_{BW}$  และ  $P_m$  โดยใช้สมการที่ (14) และ (15) ได้

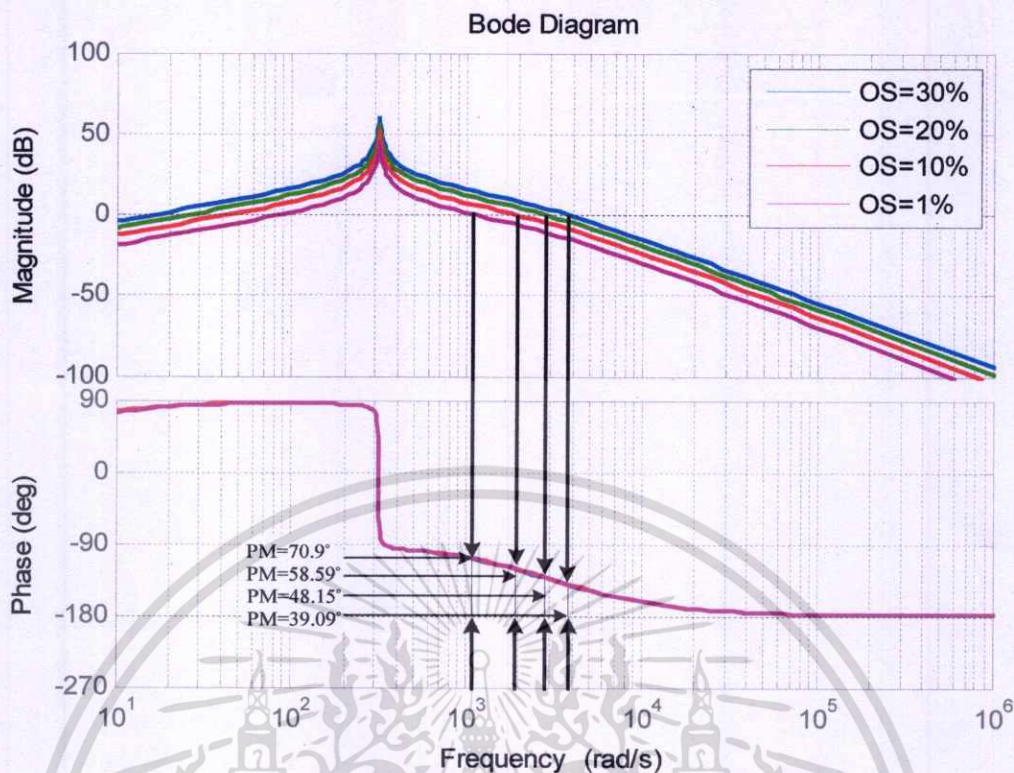
$$\%OS = \frac{C_{max} - C_{ss}}{C_{ss}} \times 100 \quad (12)$$

$$\zeta = \frac{-\ln(\%OS/100)}{\sqrt{\pi^2 + \ln^2(\%OS/100)}} \quad (13)$$

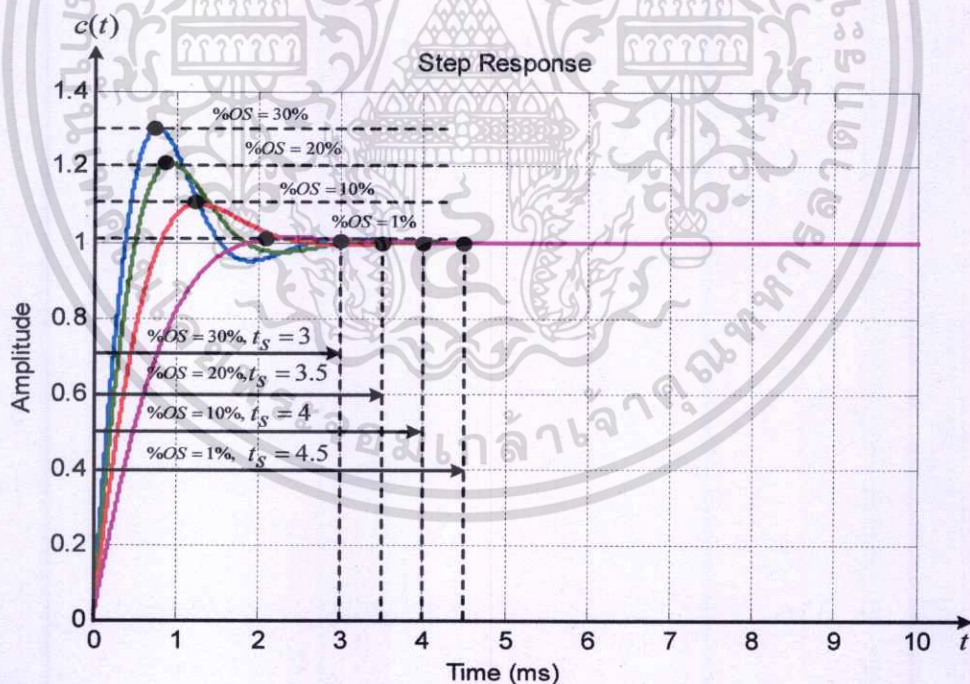
$$\omega_{BW} = \frac{4}{T_s \zeta} \sqrt{(1-2\zeta^2) + \sqrt{4\zeta^4 - 4\zeta^2 + 2}} \quad (14)$$

$$PM = \tan^{-1} \frac{2\zeta}{\sqrt{-2\zeta^2 + \sqrt{1+4\zeta^4}}} \quad (15)$$

จากบล็อกไดอะแกรมทรานส์เฟอ์ฟังก์ชันสามารถแทนพารามิเตอร์ทั้งหมดใน BESS และ SmartCtrl จะนำมาใช้สำหรับการออกแบบตัวควบคุมในงานวิจัยนี้ SmartCtrl จะมีเครื่องมือที่สะดวกในการค้นหาพารามิเตอร์ของตัวควบคุมพีไอ ซึ่งพารามิเตอร์ตัวควบคุมพีไอทั้งหมดจะแสดงในตารางที่ 1 จากนั้นพารามิเตอร์ทั้งหมดจะถูกตรวจสอบความถูกต้องกับโปรแกรม Matlab ดังแสดงในรูปที่ 5 และรูปที่ 6 โดยในรูปที่ 5 จะแสดงแผนภาพโพลไดอะแกรมของระบบควบคุม ซึ่งจะมีส่วนเฟื่อเฟส ( $PM$ ) เท่ากับ 58.59 องศา ส่วนเฟื่ออัตราขยาย ( $GM$ ) เป็นค่าอนันต์ และความถี่เฟสตัดข้าม ( $\omega_c$ ) เท่ากับ  $1.9621 \times 10^3$  เรเดียนต่อวินาที ดังจะเห็นได้ในรูปที่ 7 เปอร์เซ็นต์การพุ่งเกิน (%OS) ทั้งหมดจะผ่านการตรวจสอบสำหรับการตอบสนองความถี่เพราะว่าส่วนเฟื่อเฟสจะมากกว่าเฟสตัดข้าม (-180 องศา)



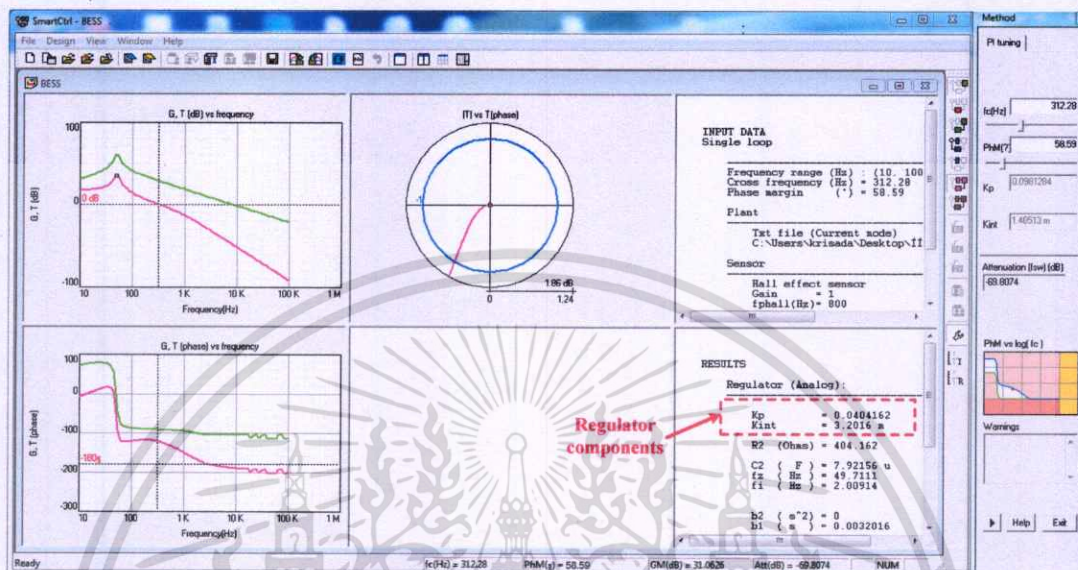
รูปที่ 5 แผนภาพโบดของระบบไมโครกริด



รูปที่ 6 เวลาเข้าสู่สภาวะคงที่ของระบบ

จากรูปที่ 6 แสดงผลตอบสนองเชิงเวลาของตัวควบคุมพีไอ ดังเห็นได้จากผลตอบสนองเชิงเวลาที่ตีที่สุด ซึ่งมีเปอร์เซ็นต์การพุ่งเกินที่ 10 เปอร์เซ็นต์ และเวลาเข้าสู่สภาวะคงที่ 4 มิลลิวินาที ผลการจำลองในรูปที่ 5 และรูปที่ 6 แสดงให้เห็นว่าตัวควบคุมพีไอที่ออกแบบสามารถนำมาใช้ในการเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนุญาตเห็นาไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ควบคุม  $p$  และ  $q$  ใน BESS ได้ ซึ่ง SmartCtrl จะถูกใช้ในการออกแบบตัวควบคุมพื้นฐานบนฟังก์ชันของการค้นหาพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของตัวควบคุม PI ดังแสดงในรูปที่ 7 SmartCtrl จะแสดงผลในการตอบสนองความถี่แบบอัตโนมัติ  $K_p$  และ  $K_i$  ซึ่งจะถูกใช้ในการจำลองจะเป็นตัวควบคุมแบบอัตโนมัติโดย PSIM



รูปที่ 7 การหาค่า  $K_p$  และ  $K_i$  โดยการใช้โปรแกรม SmartCtrl

ตารางที่ 1 ค่าพารามิเตอร์สำหรับการจำลองของการควบคุม BESS

ตัวแปร	ค่าพารามิเตอร์
BESS nominal voltage	600 V
BESS rated capacity	40 Ah
BESS voltage response time	20 s
Switching frequency	2.5 kHz
$K_p$	0.0404162
$K_i$	$3.2016 \cdot 10^{-3}$
Line filter resistance	8 m $\Omega$
Line filter inductance	20 mH

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล กฤษณา พรหมพินิจ  
วัน เดือน ปีเกิด 11 กุมภาพันธ์ 2523 ที่ จังหวัด สกลนคร  
ที่อยู่ 680/26 ถนนนิตโย ตำบลธาตุเชิงชุม อำเภอเมือง จังหวัดสกลนคร 47000  
โทร. 086-233-6598

ประวัติการศึกษา 2548 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
มหาวิทยาลัยภาคตะวันออกเฉียงเหนือ  
2553 วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ความชำนาญเฉพาะด้าน 1) ระบบพลังงานไฟฟ้าแบบผสมผสาน  
2) การควบคุมกำลังไฟฟ้าในระบบเอซีไมโครกริด  
3) ระบบไมโครกริด

ประสบการณ์การทำงาน  
พ.ศ.2549-ปัจจุบัน อาจารย์ประจำ มหาวิทยาลัยราชภัฏสกลนคร

### ผลงานวิจัย

- Krisada Prompinit, Boonyang Plangklang and Somchai Hiranvarodom. "Design and Construction of a Mobile PV Hybrid System Prototype for Isolated Electrification," *The 2<sup>nd</sup> International Science, Social Science, Engineering and Energy Conference 2010 (I-SEEC 2010)*, Vol. 8, 2011, pp. 138-145.
- K. Prompinit and S. Khomfoi. "Design of active power controller of a BESS in AC microgrids, 2015 IEEE 12<sup>th</sup> International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), June 24-27, 2015, Hua Hin, Thailand.
- K. Prompinit and S. Khomfoi. "Ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation," *2015 IEEE 18th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Oct. 25-28, 2015, Pattaya, Thailand.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- กฤษฎา พรหมพินิจ “ระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่และพลังงานลมแบบบูรณาการในระบบเอซีไมโครกริด” การประชุมวิชาการ ECTI-CARD 2017 ครั้งที่ 9 เรื่อง การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อตอบสนองท้องถิ่นและภาคอุตสาหกรรม, 25-28 กรกฎาคม 2560 ณ เชียงคาน จังหวัดเลย
- K. Prompinit and S. Khomfoi. “A Battery Energy Storage System Control Technique with Ramp Rate and C-Rate Parameter Consideration for AC Microgrid Applications,” *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, vol. 13, no. 2, March–April 2018, pp. 137–148.
- กฤษฎา พรหมพินิจ และ อางศีก มามิกุล. “การศึกษาความขึ้นสัมพันธ์ที่มีผลกระทบต่อการผลิตกระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์,” การประชุมวิชาการ ECTI-CARD 2018 ครั้งที่ 10 เรื่อง การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อตอบสนองท้องถิ่นและภาคอุตสาหกรรม, 26–29 มิถุนายน 2561 ณ ศูนย์วัฒนธรรมภาคเหนือตอนล่าง วังจันทน์ ริเวอร์วิว จังหวัดพิษณุโลก
- K. Prompinit and S. Khomfoi. “Battery Management System for Microgrid Applications,” 2018 15<sup>th</sup> International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 18–21 July 2018, Chiang Rai, Thailand.
- K. Prompinit, S. Khomfoi, W. Pairindra and C. Manee-in. “Active Power Control Technique of a BESS and C-rate Parameter Consideration for AC Microgrid applications,” *International Electrical Engineering Congress (IEECON2019)*, Hua Hin, Thailand, 6–8 March 2019.
- Krisada Prompinit and Wassana Kasemsin. “The study and analysis of the impact on the power distribution system of the battery charger stations at Sakon Nakhon Rajabhat University,” *SNRU Journal of Science and Technology*, vol. 11, no. 3, September–December 2019, pp. 105–113.
- กฤษฎา พรหมพินิจ และ รุ่งเพชร ก่องนอก. “การศึกษาความเร็วลมบนเกาะกลางถนนสายหลักในเขตพื้นที่จังหวัดสกลนคร เพื่อออกแบบมุม Pitch ที่เหมาะสมของกังหันลมสำหรับระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานลม,” การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 11, 15-17 พฤษภาคม พ.ศ. 2562 โรงแรมกรุงศรีริเวอร์ อำเภอพระนครศรีอยุธยา จังหวัดพระนครศรีอยุธยา.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้