

วิธีการควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ และการปรับตั้งระบบป้องกัน
สำหรับไมโครกริดกระแสสลับของจังหวัดแม่ฮ่องสอน



นางสาวรัชชิตา ชณะฤกษ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2559

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Converter Control Strategy of Battery Energy Storage System and Protection System
Setting for Mae Hong Son AC Microgrid

Miss Raksina Khanaroek



A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2016

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

วิธีการควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงาน
ด้วยแบตเตอรี่ และการปรับตั้งระบบป้องกันสำหรับไม
โครกริดกระแสสลับของจังหวัดแม่ฮ่องสอน

โดย

นางสาวรัชชิตา ชณะฤกษ์

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรพงศ์ สุวรรณกวิน

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโท

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร. สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรพงศ์ สุวรรณกวิน)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร. แนนบุญ หุ่นเจริญ)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. สมภพ อัฐมมงคล)

รักชิณา ขณะฤกษ์ : วิธีการควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ และการปรับตั้งระบบป้องกันสำหรับไมโครกริดกระแสสลับของจังหวัดแม่ฮ่องสอน (Converter Control Strategy of Battery Energy Storage System and Protection System Setting for Mae Hong Son AC Microgrid) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. สุรพงศ์ สุวรรณกวิน, 93 หน้า.

โครงการนำร่อง เอ ซี ไมโครกริด ของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ได้มีการออกแบบให้มีโหมดการทำงานหลัก 3 โหมดได้แก่ โหมดเชื่อมต่อโครงข่าย โหมดแยกตัวอิสระ และโหมดการเปลี่ยนผ่าน เพื่อสนับสนุนการออกแบบดังกล่าว วิทยานิพนธ์นี้ให้ความสำคัญแก่ 2 ประเด็นหลัก คือ 1) การปรับตั้งระบบป้องกันของระบบจำหน่าย และ 2) วิธีการควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ งานวิจัยนี้นำเสนอการปรับตั้งระบบป้องกันของระบบจำหน่ายให้สามารถรองรับการทำงานโหมดแยกตัวอิสระและโหมดเปลี่ยนผ่าน โดยไม่เกิดไฟดับชั่วคราว ในส่วนการควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ในงานวิจัยนี้เลือกใช้การทำงานของคอนเวอร์เตอร์เป็นแหล่งจ่ายแรงดัน พร้อมกับประยุกต์ใช้การควบคุมรูป-ความเร็วที่มีการจำลองค่าความเฉื่อยทางกล และยังปรับใช้เทคนิคการควบคุมของตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ ซึ่งทำให้คอนเวอร์เตอร์มีลักษณะสมบัติเสมือนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

การทดสอบแนวคิดที่เสนอจะอาศัยการจำลอง เอ ซี ไมโครกริด ของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ด้วยโปรแกรม DigSILENT ผลการจำลองการทำงานแสดงให้เห็นว่า การปรับตั้งระบบป้องกันที่นำเสนอสามารถรองรับการทำงานในโหมดต่างๆของไมโครกริดได้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในโหมดการเปลี่ยนผ่านที่สามารถทำงานได้โดยไม่เกิดไฟดับชั่วคราว ผลการจำลองการทำงานยังแสดงให้เห็นว่า วิธีการควบคุมที่เสนอสามารถทำให้คอนเวอร์เตอร์มีลักษณะสมบัติเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส โดยสามารถทำงานในโหมดพร้อมจ่ายเมื่ออยู่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย และสามารถควบคุมการจ่ายกำลังงานจริงตามลักษณะสมบัติของรูป-ความเร็วเมื่ออยู่ในโหมดแยกตัวอิสระได้ รวมถึงสามารถควบคุมขนาดแรงดันผ่านการจำลองของตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติและลักษณะสมบัติการกระตุ้นได้ นอกจากนี้ส่วนควบคุมเสริมของคอนเวอร์เตอร์ยังสามารถสนับสนุนกระบวนการรีซิงโครไนซ์ เพื่อช่วยให้การทำงานในช่วงเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระไปยังโหมดเชื่อมต่อกริดดำเนินการได้อย่างราบรื่น

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2559

5770284421 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: AC MICROGRID, BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM, GRID-CONNECTED MODE, ISLANDING MODE, SEAMLESS TRANSITION, PROTECTION SYSTEM, SYNCHRONOUS GENERATOR MODEL

RAKSINA KHANAROEK: Converter Control Strategy of Battery Energy Storage System and Protection System Setting for Mae Hong Son AC Microgrid.

ADVISOR: ASST. PROF. SURAPONG SUWANKAWIN, Ph.D., 93 pp.

The pilot site of Mae-Hong-Son AC microgrid is designed to operate in 3 main modes; grid-connected, islanding and transition modes. In order to support this initiative, this thesis focuses on 2 major issues which are 1) the setting of protection scheme, and 2) the control strategy for power converter of Battery Energy Storage System (BESS). In this research work, the protection scheme of distribution system is altered to support the operation in islanding and transition modes without momentary interruption. For the control scheme of BESS's converter, the converter in voltage-source operation is selected along with the employment of speed-droop control characteristic with the emulation of mechanical inertia. In addition, the control technique of Automatic Voltage Regulator (AVR) is adopted; hence the converter can be able to perform as an equivalent synchronous generator.

The feasibility of proposed concept is verified by modeling the AC microgrid of Mae-Hong-Son province with DigSILENT. The simulation results show that the modified setting of protection scheme can well support the operation of microgrid in all modes, especially the transition mode which performs nicely without momentary interruption. Furthermore, the simulation results demonstrate the effectiveness of the proposed control strategy. The BESS's converter can perform successfully as an emulated synchronous generator with various functions. Moreover, the auxiliary-control part of converter can support the resynchronization process in order to facilitate the seamless transition from islanding mode to grid-connected mode.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2016

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยความช่วยเหลือ ทุ่มเท และเอาใจใส่อย่างดียิ่งของผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรพงศ์ สุวรรณกวิน อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผู้ให้คำแนะนำและความช่วยเหลือในด้านต่างๆที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิจัยและการดำเนินชีวิต ขอขอบคุณคุณคุณธนากร เพ็ญทอง ผู้ให้คำแนะนำและให้ความช่วยเหลือในด้านข้อมูลการทำวิจัยเป็นอย่างดีมาโดยตลอด และขอขอบคุณพี่ๆและน้องๆแห่งห้องปฏิบัติการวิจัยอิเล็กทรอนิกส์กำลังสำหรับกำลังใจและคำแนะนำต่างๆ

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอขอบคุณกลุ่มบุคคลผู้เป็นที่รักยิ่งของข้าพเจ้าคือนางสาวศิริศาสตร์ บุตรศาสตร์ และนางสาวธันนดา เลหาโชติ สำหรับกำลังใจในยามที่ข้าพเจ้าท้อถอย นายเอกสิทธิ์ เพิ่มพูนพิพัฒน์ ผู้ซึ่งพร้อมเป็นทุกอย่างให้กับข้าพเจ้า และสุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณนายราเชนทร์ ชณะฤกษ์ นางศิริลักษณ์ ชณะฤกษ์ และนายรัชชิต ชณะฤกษ์ บิดา มารดา และน้องชายของข้าพเจ้า ที่คอยเป็นกำลังใจ ดูแลข้าพเจ้าทั้งด้านร่างกายและจิตใจ รวมถึงให้การสนับสนุนและผลักดันให้ข้าพเจ้าได้ทำสิ่งที่ต้องการมาโดยตลอด

ขอขอบคุณทุกท่านจากใจจริง

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฅ
สารบัญรูปภาพ.....	ฐ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญ.....	1
1.2 โครงการไมโครกริดกระแสสลับ.....	2
1.2.1 โครงการไมโครกริดกระแสสลับในต่างประเทศ.....	3
1.2.1.1 โครงการไมโครกริดที่ในประเทศเดนมาร์ก.....	3
1.2.1.2 โครงการไมโครกริดในประเทศแคนาดา.....	4
1.2.1.3 โครงการไมโครกริดในประเทศสหรัฐอเมริกา.....	4
1.2.1.4 ไมโครกริดในประเทศกรีซ.....	5
1.2.1.5 ไมโครกริดในประเทศญี่ปุ่น.....	5
1.2.2 โครงการไมโครกริดกระแสสลับในประเทศไทย.....	6
1.2.2.1 โครงการไมโครกริดกระแสสลับที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน.....	6
1.2.2.2 โครงการไมโครกริดกระแสสลับที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน.....	7
1.3 วิธีการควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับโหมดการทำงานของ ไมโครกริดกระแสสลับ.....	9
1.3.1 โหมดเชื่อมต่อโครงข่าย (Grid-Connected Mode).....	9
1.3.2 โหมดแยกตัวอิสระ (Islanding Mode).....	9
1.3.3 โหมดการเปลี่ยนผ่าน (Transition Mode).....	10

1.3.3.1 โหมตการเปลี่ยนผ่านจากโหมตเชื่อมต่อโครงข่ายไปยังโหมตแยกตัวอิสระ	10
1.3.3.2 โหมตการเปลี่ยนผ่านจากโหมตแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมตเชื่อมต่อ โครงข่าย (รีซิงโครไนซ์)	11
1.4 การควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ให้มีลักษณะเหมือนกับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครไนส์.....	11
1.5 สรุปปัญหาและข้อจำกัดในงานวิจัยที่ผ่านมา	12
1.6 วัตถุประสงค์	12
1.7 ขอบเขตวิทยานิพนธ์	12
1.8 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	13
1.9 ขั้นตอนและวิธีดำเนินการวิจัย.....	13
บทที่ 2 ระบบจำหน่ายและการจ่ายไฟของ อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ในปัจจุบัน.....	14
2.1 ระบบป้องกันในระบบจำหน่ายของพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอนในปัจจุบัน	16
2.1.1 รายละเอียดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน	16
2.1.1.1 รีเลย์ระยะทาง.....	17
2.1.1.2 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง.....	18
2.1.1.3 รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดิน	19
2.1.1.4 รีเลย์ตรวจสอบสภาวะการซิงโครไนซ์	19
2.1.1.5 รีเลย์สับซ้ำอัตโนมัติ	20
2.1.2 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในปัจจุบัน	22
2.1.2.1 ความผิดพลาดแบบชั่วคราว	22
2.1.2.2 ความผิดพลาดแบบถาวร.....	23
บทที่ 3 การทำงานของไมโครกริดกระแสสลับสำหรับ อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน.....	24
3.1 วิธีการปรับตั้งการทำงานของระบบป้องกัน	24

3.1.1 การปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในไมโครกริดจากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายไปยังโหมดแยกตัวอิสระ	25
3.1.2 การปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในไมโครกริดจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	25
3.2 การควบคุมคอนเวอร์เตอร์สำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	26
3.2.1 ส่วนควบคุมหลัก (Main Control Part)	28
3.2.1.1 การควบคุมค่ากำลังจริง (Real Power Control)	28
3.2.1.1.1 พลวัตของการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบไอโซโครนัส	28
3.2.1.1.2 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Speed Droop Characteristic of Synchronous Generator)	30
3.2.1.1.3 โหลดอ้างอิง (Load Reference)	32
3.2.1.2 การควบคุมแรงดัน (Voltage Control)	33
3.2.1.2.1 แบบจำลองทางไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	33
3.2.1.2.2 การควบคุมแรงดันด้วยตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator; AVR) และตัวกระตุ้น (Exciter)	35
3.2.1.2.3 การควบคุมคอนเวอร์เตอร์ให้มีลักษณะสมบัติเสมือนการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	37
3.2.1.2.4 การเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายกลับไปยังโหมดแยกตัวอิสระ	38
3.2.2 ส่วนควบคุมรอง (Auxiliary Control Part)	39
3.2.2.1 การเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย (รีซิงโครไนซ์)	39
บทที่ 4 ผลการจำลองการทำงานไมโครกริดกระแสสลับของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน	41

4.1 การจำลองการจ่ายไฟในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน	41
4.2 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมบนสายส่ง PAU-MHA	43
4.3 ระบบควบคุมคอนเวอร์เตอร์สำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	46
4.3.1 การจำลองการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	48
4.3.1.1 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลด.....	50
4.3.1.2 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย เมื่อช่วยจ่ายโหลดที่ความถี่ปกติ	52
4.3.2 การจำลองการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในโหมดแยกตัวอิสระ	54
4.3.2.1 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระเมื่อมี การเปลี่ยนแปลงโหลด	56
4.3.2.2 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระ เมื่อ ปรับการทำงานของลักษณะสมบัติรูปความเร็ว	59
4.3.2.2.1 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วมีค่า 0.002 p.u.....	59
4.3.2.2.2 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วมีค่า 0.0005 p.u.....	61
4.3.2.3 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระ เมื่อ ปรับการทำงานของตัวปรับแรงดันอัตโนมัติ.....	62
4.3.3 การจำลองการทำงานของคอนเวอร์เตอร์จากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายไปยังโหมด แยกตัวอิสระ	65
4.3.4 การจำลองการทำงานของส่วนควบคุมรอง (Auxiliary Control Part).....	67
4.3.4.1 การทำงานของชุดควบคุมรอง กรณีโหลดมีค่า 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลัง ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	71
4.3.4.2 การทำงานของชุดควบคุมรอง ในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด กำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	76
บทที่ 5 บทสรุปและข้อเสนอแนะ	81

5.1 บทสรุปผลการวิจัย.....	81
5.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต	82
รายการอ้างอิง	83
ภาคผนวก.....	86
ภาคผนวก ก อุปกรณ์ป้องกันในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน	87
ภาคผนวก ข การออกแบบระบบควบคุมในโปรแกรม DIGSILENT	90
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	93



สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 แสดงข้อมูลปี 2557 ถึง 2558 เมื่อเกิดความผิดปกติที่สายส่ง PAU-MHA.....	14
ตารางที่ 2.2 กำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว	15
ตารางที่ 2.3 การปรับตั้งค่าของรีเลย์ระยะทาง	18
ตารางที่ 2.4 วิธีปฏิบัติของฟังก์ชันการรีเซ็ตโครโนซัทโนมัติ	20
ตารางที่ 4.1 ค่ากำลังไฟฟ้าในฟีดเดอร์ด้านแรงดันต่ำ.....	42



สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 1.1 โครงสร้างไมโครกริดที่ประกอบด้วยโหลดและแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและระบบ กักเก็บพลังงาน โดยไมโครกริดจะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย.....	2
รูปที่ 1.2 เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องในไมโครกริด	3
รูปที่ 1.3 สถาปัตยกรรมของระบบไมโครกริดอำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน.....	7
รูปที่ 1.4 แนวคิดไมโครกริดของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน	8
รูปที่ 2.1 ข้อมูลค่าความต้องการของโหลดและค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำแม่สะงาในช่วงเดือน เมษายน 2557-มีนาคม 2558	15
รูปที่ 2.2 ระบบป้องกันบนสายส่ง PAU-MHA ที่ขนาดแรงดัน 115 กิโลโวลต์.....	17
รูปที่ 2.3 ขอบเขตการทำงานรีเลย์ระยะทาง (Grading Time)	18
รูปที่ 2.4 รีเลย์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน (MHA) ปลดแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่ฟีดเตอร์ 3 6 และ 9	19
รูปที่ 2.5 ผังงานการทำงานร่วมกันระหว่างรีเลย์ตรวจสอบสถานะการชิงโครไนซ์และรีเลย์สับซ้ำอัตโนมัติ	21
รูปที่ 2.6 อุปกรณ์ป้องกันในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน.....	22
รูปที่ 3.1 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติบนสายส่ง PAU-MHA.....	24
รูปที่ 3.2 การปรับตั้งระบบป้องกันให้ทำงานในสภาวะรีชิงโครไนซ์	26
รูปที่ 3.3 การควบคุมคอนเวอร์เตอร์สำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	27
รูปที่ 3.4 ชุดควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	28
รูปที่ 3.5 ลักษณะสมบัติทางพลวัตระหว่างกำลังจริงและความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	30
รูปที่ 3.6 การควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชิงโครไนซ์แบบไอโซโครไนซ์.....	30
รูปที่ 3.7 ระบบควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชิงโครไนซ์ที่มีชุดควบคุมของตัวขับเร็วและลักษณะรูปความเร็ว.....	31
รูปที่ 3.8 บล็อกไดอะแกรมของส่วนควบคุมลักษณะสมบัติรูปความเร็ว	31

รูปที่ 3.9 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วในสถานะอยู่ตัว	32
รูปที่ 3.10 ลักษณะสมบัติของรูปความเร็วเมื่อมีการกำหนดค่าโหลดอ้างอิง	32
รูปที่ 3.11 บล็อกไดอะแกรมของระบบควบคุมกำลังจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ลักษณะสมบัติ รูปความเร็วและลักษณะสมบัติความเฉื่อยทางกล	33
รูปที่ 3.12 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	34
รูปที่ 3.13 วงจรสมมูลต่อเฟสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	34
รูปที่ 3.14 ระบบควบคุมตัวกระตุ้นที่ส่วนการควบคุมแรงดันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	35
รูปที่ 3.15 วงรอบป้อนกลับของระบบควบคุมแรงดัน	36
รูปที่ 3.16 บล็อกไดอะแกรมของระบบควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	37
รูปที่ 3.17 บล็อกไดอะแกรมของระบบควบคุมความถี่และแรงดันของคอนเวอร์เตอร์ของระบบกัก เก็บพลังงานแบตเตอรี่	37
รูปที่ 3.18 การจ่ายโหลดสุทธิต่อระหว่างโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ทำงาน แบบ พร้อมจ่ายในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	38
รูปที่ 3.19 ลักษณะสมบัติการจ่ายโหลดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เมื่อไม่โครกริดทำงาน ในโหมดแยกตัวอิสระ	39
รูปที่ 3.20 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วเมื่อมีกระบวนการรีซิงโครไนซ์	40
รูปที่ 3.21 การรีซิงโครไนซ์	40
รูปที่ 4.1 แบบจำลองของระบบจำหน่ายในพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน	42
รูปที่ 4.2 แผนผังความต้านทาน-รีแอกแตนซ์ การป้องกันของรีเลย์ระยะทาง	44
รูปที่ 4.3 เวลาต่อระยะทางการทำงานของรีเลย์ระยะทาง	44
รูปที่ 4.4 ช่วงเวลาการทำงานของรีเลย์ระยะทาง และรีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดิน	45
รูปที่ 4.5 การจำลองการปรับตั้งการทำงานของรีเลย์เพื่อรองรับไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระ	45
รูปที่ 4.6 โครงสร้างส่วนควบคุมหลัก (Main Control Part)	46
รูปที่ 4.7 ชุดควบคุมกำลังจริง (Real Power Control)	47
รูปที่ 4.8 ชุดควบคุมแรงดัน (Voltage Control)	47

รูปที่ 4.9 ไมโครกริดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	48
รูปที่ 4.10 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย.....	49
รูปที่ 4.11 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย.....	49
รูปที่ 4.12 ไมโครกริด เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	50
รูปที่ 4.13 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	51
รูปที่ 4.14 กำลังจริงของโครงข่าย เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	51
รูปที่ 4.15 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลดในโหมด เชื่อมต่อโครงข่าย.....	52
รูปที่ 4.16 ไมโครกริดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย เมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ช่วยจ่าย โหลด 1 MW ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	53
รูปที่ 4.17 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่ เมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ช่วยจ่ายโหลด 1 MW ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	53
รูปที่ 4.18 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ช่วย จ่ายโหลด 1 MW ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย.....	54
รูปที่ 4.19 ไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระ	55
รูปที่ 4.20 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระ.....	55
รูปที่ 4.21 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระ.....	56
รูปที่ 4.22 ไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลด.....	57
รูปที่ 4.23 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่ ในโหมดแยกตัวอิสระเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลด	58
รูปที่ 4.24 ภาพขยายกำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระเมื่อมีการ เปลี่ยนแปลงโหลด	58

รูปที่ 4.25 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลด.....	59
รูปที่ 4.26 กำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระที่การปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว 0.002 p.u.....	60
รูปที่ 4.27 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระที่การปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว 0.002 p.u.....	60
รูปที่ 4.28 กำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระที่การปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว 0.0005 p.u.....	61
รูปที่ 4.29 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระที่การปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว 0.0005 p.u.....	62
รูปที่ 4.30 ไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระ เมื่อโหลดและตัวควบคุมแรงดันมีการเปลี่ยนแปลง.....	63
รูปที่ 4.31 ค่าความผิดพลาดของตัวควบคุมแรงดัน เมื่อค่า $K_a = 200$ p.u.....	63
รูปที่ 4.32 ค่าความผิดพลาดของตัวควบคุมแรงดัน เมื่อค่า $K_a = 84$ p.u.....	64
รูปที่ 4.33 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดของตัวควบคุมแรงดันและค่าโหลดที่เปลี่ยนแปลง	64
รูปที่ 4.34 ไมโครกริดจากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายไปยังโหมดแยกตัวอิสระ.....	65
รูปที่ 4.35 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในช่วงการเปลี่ยนผ่าน	66
รูปที่ 4.36 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในช่วงการเปลี่ยนผ่าน	66
รูปที่ 4.37 ค่าความผิดพลาดของตัวควบคุมแรงดันในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในช่วงการเปลี่ยนผ่าน.....	67
รูปที่ 4.38 กระบวนการรีซิงโครไนซ์	68
รูปที่ 4.39 ชุดควบคุมกำลังจริงที่มีสัญญาณความถี่ชดเชย (f_{error}) สำหรับกระบวนการรีซิงโครไนซ์	69
รูปที่ 4.40 ชุดควบคุมหลักของแรงดันที่มีสัญญาณแรงดันชดเชย (V_{error}) สำหรับกระบวนการรีซิงโครไนซ์	69

รูปที่ 4.41 ชุดควบคุมแรงดันขดเคียวสำหรับกระบวนการรีซิงโครไนซ์	70
รูปที่ 4.42 ชุดควบคุมความถี่ขดเคียวสำหรับกระบวนการรีซิงโครไนซ์	70
รูปที่ 4.43 ไมโครกริดในสถานะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ ที่พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่	72
รูปที่ 4.44 มุมเฟสของแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสถานะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลัง ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	72
รูปที่ 4.45 มุมเฟสเริ่มต้นของแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสถานะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัด กำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และมีการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ	73
รูปที่ 4.46 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ในสถานะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัด กำลังระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	73
รูปที่ 4.47 กำลังจริงของโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระ กลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	74
รูปที่ 4.48 กำลังจริงของโหลด จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	74
รูปที่ 4.49 ค่าขนาดแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสถานะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังใน ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	75
รูปที่ 4.50 กระแสของสายส่งที่จุดเชื่อมต่อในสถานะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบ กักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และมีการทำงานจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อ โครงข่าย.....	75
รูปที่ 4.51 ไมโครกริดในสถานะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ ที่พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่	77
รูปที่ 4.52 มุมเฟสของแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสถานะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังใน ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย	77
รูปที่ 4.53 มุมเฟสช่วงเริ่มต้นของแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสถานะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่ พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และมีการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ	78
รูปที่ 4.54 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ในสถานะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัด กำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย ...	78

รูปที่ 4.55 กำลังจริงของโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระ
 กลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย 79

รูปที่ 4.56 กำลังจริงของโหลด จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย 79

รูปที่ 4.57 ค่าขนาดแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังใน
 ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย 80

รูปที่ 4.58 กระแสของสายส่งที่จุดเชื่อมต่อในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบ
 กักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และมีการทำงานจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อ
 โครงข่าย..... 80



บทที่ 1

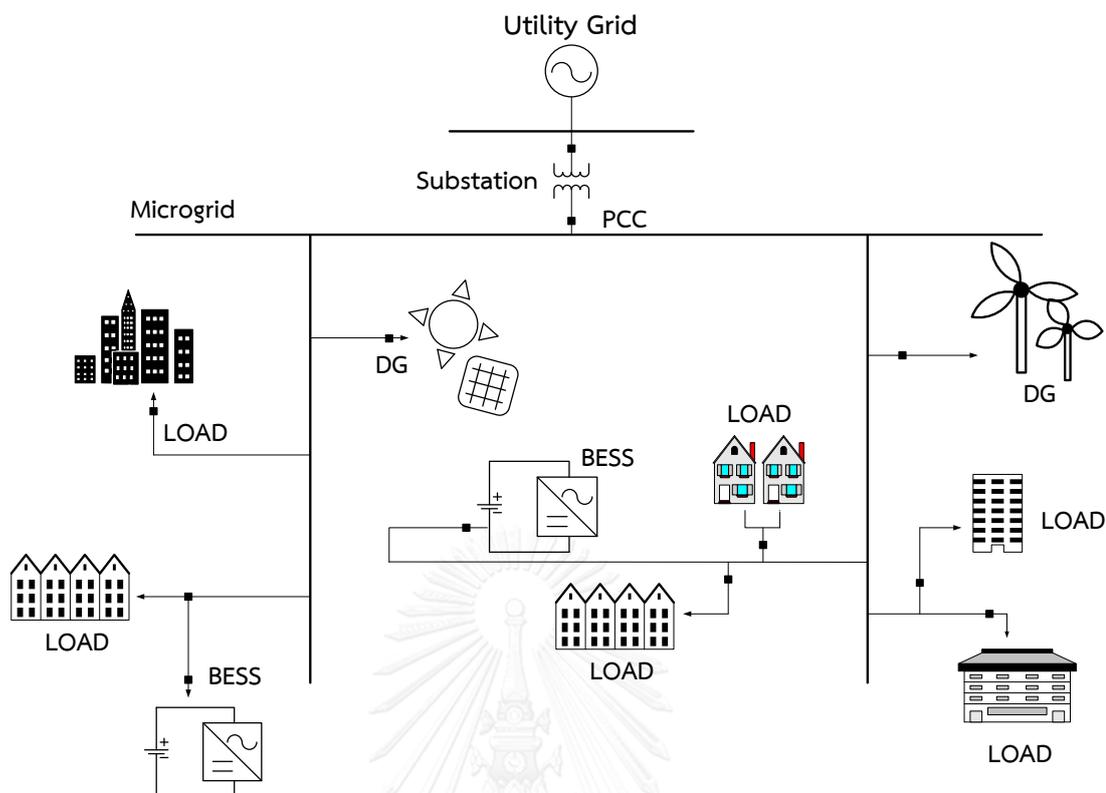
บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญ

ในปัจจุบันแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีการประยุกต์ใช้อย่างแพร่หลาย ถึงแม้ว่าการผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมที่มีการรวมศูนย์จะสามารถตอบสนองต่อการใช้พลังงานไฟฟ้าในวงกว้างได้เป็นอย่างดี อย่างไรก็ตามด้วยข้อจำกัดในการขยายหรือก่อสร้างแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่แห่งใหม่ ทางภาครัฐจึงมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น [1] เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนในระบบ อันเป็นการลดการใช้พลังงานฟอสซิล และยังส่งผลให้ภาคอุตสาหกรรมและประชาชนตื่นตัวเพื่อปรับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าอีกด้วย

เทคโนโลยีในปัจจุบันถูกนำมาพัฒนาใช้กับแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวและมีการส่งเสริมมาอย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพความเชื่อถือได้ของระบบส่งและระบบจำหน่าย การศึกษาด้านไมโครกริดกระแสสลับ ได้แก่ที่อำเภอแม่สะเรียงและอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน จึงเป็นประเด็นวิจัยที่สำคัญ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการทำงานที่ประสานกันระหว่างองค์ประกอบต่างๆที่มีอยู่รวมถึงองค์ประกอบที่จะติดตั้งเพิ่มเติม เช่น ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เพื่อให้ระบบโดยรวมสามารถทำงานอย่างสอดคล้องกันได้อย่างราบรื่น ด้วยเหตุนี้แนวคิดของไมโครกริดจึงได้มีการผลักดันควบคู่ไปกับแผนนำทางของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

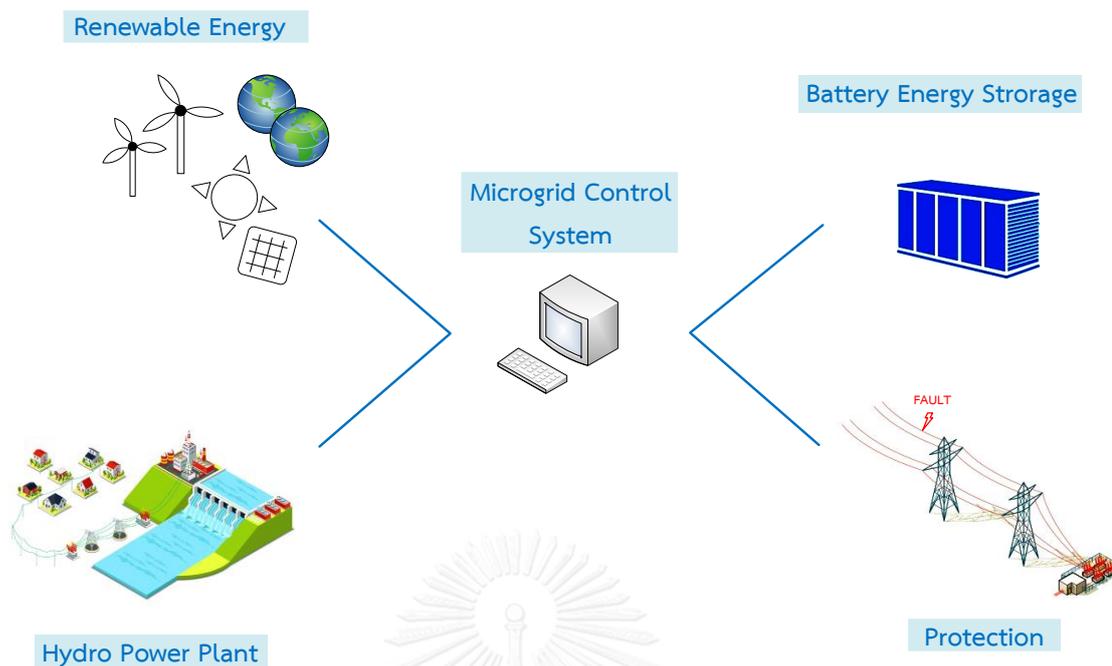
แนวคิดการทำงานของไมโครกริดประกอบไปด้วยโหมดการทำงานแบบเชื่อมต่อโครงข่าย โหมดการทำงานแบบแยกตัวอิสระ และโหมดเปลี่ยนผ่าน การทำงานของไมโครกริดจำเป็นต้องศึกษาการทำงานของอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่ในแต่ละพื้นที่ รวมถึงสภาพแวดล้อม ภูมิประเทศ และจำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น รูปที่ 1.1 แสดงถึงโครงสร้างของไมโครกริด ที่มีการติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในระบบจำหน่าย โหมดการทำงานแบบแยกตัวอิสระนั้นพบว่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถรองรับช่วงการเปลี่ยนผ่านได้รวดเร็วกว่าแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวอื่นๆ ดังนั้นระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จึงเป็นอุปกรณ์ที่ตอบโจทย์ในการรองรับการทำงานของไมโครกริดในโหมดต่างๆ และเพื่อให้ระบบสามารถทำงานสอดคล้องกันได้อย่างราบรื่น การปรับตั้งการทำงานในพื้นที่ เช่น การปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันและความรู้ความเข้าใจของผู้ปฏิบัติงานเป็นปัจจัยที่ต้องนำมาพิจารณา



รูปที่ 1.1 โครงสร้างไมโครกริดที่ประกอบด้วยโหลดและแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและระบบกักเก็บพลังงาน โดยไมโครกริดจะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย

1.2 โครงการไมโครกริดกระแสสลับ

โครงสร้างของไมโครกริดประกอบด้วยโหลด แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย ระบบควบคุมจะทำหน้าที่ประสานการทำงานระหว่างแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับส่วนควบคุมของโครงข่ายในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย โหมดการทำงานนี้จะถูกกำหนดความถี่และแรงดันตามโครงข่ายไฟฟ้าหลัก และระบบควบคุมจะทำหน้าที่เป็นส่วนควบคุมความถี่และแรงดันในช่วงโหมดแยกตัวอิสระ ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ยังเป็นอุปกรณ์ที่ช่วยให้ไมโครกริดทำงานในแต่ละโหมดได้อย่างถูกต้องและรวดเร็ว ในขณะที่ระบบป้องกันที่มีอยู่ ต้องมีการออกแบบเพื่อรองรับการทำงานจากส่วนควบคุม เช่น เมื่อเกิดความผิดปกติ การทำงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านของระบบควบคุมจะสั่งให้ทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ อุปกรณ์ป้องกันจะต้องไม่ปลดแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เมื่อความถี่และแรงดันยังอยู่ในขอบเขตที่กำหนด [2]



รูปที่ 1.2 เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องในไมโครกริด

1.2.1 โครงการไมโครกริดกระแสสลับในต่างประเทศ

ไมโครกริดกระแสสลับในต่างประเทศจะมุ่งเน้นการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และส่วนควบคุมที่รองรับการทำงานของไมโครกริดในโหมดต่างๆ ระบบควบคุมจะรองรับการทำงานแบบอัตโนมัติ ดังนั้นจึงมีนโยบายในการเพิ่มช่องทางการติดต่อสื่อสารให้มีความสะดวกและรวดเร็ว เพื่อรับ-ส่งข้อมูลระหว่างหน่วยงานและผู้ใช้ไฟฟ้า

1.2.1.1 โครงการไมโครกริดที่ในประเทศเดนมาร์ก

ไมโครกริดในพื้นที่ Bornholm Island มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวในระบบประกอบไปด้วย กังหันลม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชีวมวล รถยนต์ไฟฟ้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ กังหันลมในพื้นที่มีอัตราการผลิตกำลังไฟฟ้ามากกว่า 30 เปอร์เซ็นต์ของค่าโหลรวม ใช้ระบบควบคุมแบบปรับค่ากำลังจริงและกำลังเสมือน (PQ-Control) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำใช้การควบคุมแบบปรับความถี่ ในการส่งข้อมูลของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระจายตัวและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจะใช้การติดต่อสื่อสารผ่านสายไฟเบอร์ (Fibre Cable) อุปกรณ์ป้องกันมีการปรับตั้งการทำงานให้รองรับการทำงานของไมโครกริดในโหมดแยกตัว ซึ่งจะพิจารณาความผิดพลาดที่เกิดบนสายส่งที่พิกัดแรงดัน 60 kV ขณะที่ไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ โรงไฟฟ้าพลังงานลมจะต้อง

ควบคุมไม่ให้อำนาจจริงด้านออกเกิดการแกว่ง และในช่วงที่ต้องการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าจะใช้ อุปกรณ์ตรวจวัดที่มีความไวชนิด PMU's (Phase Measurement Unit) วัดค่ามุมของแรงดันที่จุดเชื่อมต่อระหว่างโครงข่ายไฟฟ้า และระบบ Bornholm เพื่อแสดงค่าสถานะและนำข้อมูลมาควบคุม เพื่อทำการรีซิงโครไนซ์ [3]

1.2.1.2 โครงการไมโครกริดในประเทศแคนาดา

Boston Bar Microgrid เป็นโครงการที่ถูกจัดตั้งขึ้นเพื่อแก้ปัญหาไฟดับ การส่งจ่ายไฟฟ้าถูกส่งจ่ายผ่านสายส่งที่พิกัดแรงดัน 69 kV ไมโครกริดประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาด 4.32 MVA เชื่อมต่อที่สถานีไฟฟ้าย่อยที่พิกัดแรงดัน 25 kV โดยเมื่อเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำจ่ายไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียวจะใช้โหมดการทำงานแบบไอโซโครนัส (Isochronous Mode) คือควบคุมความถี่ของระบบให้เท่ากับความถี่ปกติ แต่เมื่อมีการเดินเครื่องการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำมากกว่า 1 เครื่อง จะเปลี่ยนไปใช้การควบคุมลักษณะสมบัติรูปความเร็ว (Droop Characteristic) และยังเพิ่มค่าลักษณะสมบัติความเฉื่อยทางกล (Inertia Emulation) เพื่อลดการตอบสนองในช่วงสภาวะชั่วคราวอีกด้วย

เมื่อเกิดความผิดปกติของแรงดันของระบบจะถูกควบคุมผ่านการควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulation; AVR) เพื่อรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ (Point of Common Coupling; PCC) กระบวนการรีซิงโครไนซ์ผ่านระบบทางไกล (Remote Auto Resynchronization) ใช้สำหรับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำให้ทำงานร่วมกับระบบโครงข่าย จะทำการเชื่อมต่อเมื่อความผิดปกติถูกกำจัดโดยไม่จำเป็นต้องดับไฟในช่วงของการเปลี่ยนผ่านโหมด ซึ่งกระบวนการรีซิงโครไนซ์สามารถทำได้แบบอัตโนมัติ หรือสั่งการทำงานจากผู้ควบคุม ทำให้ระบบการจ่ายไฟในพื้นที่ที่มีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้นอย่างมาก [4]

1.2.1.3 โครงการไมโครกริดในประเทศสหรัฐอเมริกา

ระบบควบคุมการทำงานของไมโครกริด มุ่งเน้นไปที่การเชื่อมต่อแบบ peer-to-peer การทำงานของระบบควบคุมจะทำงานแบบแยกส่วน (Decentralization Control) เนื่องจากต้องการลดการควบคุมจากส่วนกลาง (Centralization Control) ทำให้ระบบไมโครกริดในอนาคตมีอิสระในการเพิ่มหรือลดแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวเพิ่มมากขึ้น การทำงานในช่วงของโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายและโหมดแยกตัวอิสระ จะใช้การควบคุมลักษณะสมบัติรูปความเร็วทำหน้าที่ปรับค่ากำลังจริงให้สอดคล้องกับค่าความถี่ของระบบ ในขณะที่เดียวกันความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันและค่ากำลังเสมือนก็ใช้การทำงานแบบลักษณะสมบัติรูปความเร็วเช่นกัน การเปลี่ยนผ่านจากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายมายังโหมดแยกตัวอิสระสามารถเปลี่ยนผ่านได้อย่างราบรื่นจากการควบคุมการทำงานของลักษณะ

สมบัติรูปความเร็วข้างต้น แต่ในการเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระกลับมายังโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายยังคงต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม [5] จาก [4] การทดลอง UW Madison Microgrid test-bed in Madison ไมโครกริดประกอบไปด้วยโครงข่าย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสงอาทิตย์ โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจะมีการควบคุมความถี่และแรงดันขณะที่ระบบมีการเปลี่ยนแปลง จากบทความ [6] Ameren Microgrid ไมโครกริดประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานลม โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าชีวมวล และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ขณะที่ระบบมีการเปลี่ยนแปลง เช่น สายส่งชำรุดจากฟ้าผ่า แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวตั้งที่กล่าวข้างต้น (ยกเว้นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์) ใช้การควบคุมความถี่และแรงดัน (V/F Control) ดังนั้นระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ขนาด 500 kWh จะเป็นองค์ประกอบสำคัญโดยเฉพาะในช่วง 60 วินาทีหลังเกิดความผิดปกติ ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลด เพื่อรอการทำงานของแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวอื่นๆ และเมื่อโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมกลับมาจ่ายไฟฟ้า การทำงานของแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวจะทำงานเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าได้อย่างราบรื่น

1.2.1.4 ไมโครกริดในประเทศกรีซ

ไมโครกริดประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานลม โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ โครงการนี้จะศึกษาการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ในโหมดแยกตัวอิสระโดยใช้วิธีการควบคุมแรงดันและความถี่ ทำหน้าที่เป็นตัวจัดตั้งโครงข่ายไฟฟ้า (Grid-forming) แต่เมื่อสถานะการทำงานของระบบแสดงผลว่าพร้อมเปลี่ยนผ่านโหมดกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย ค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็วจะถูกปรับตั้งเพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่พร้อมทำงานร่วมกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid-Following) [7]

1.2.1.5 ไมโครกริดในประเทศญี่ปุ่น

โครงการไมโครกริดในประเทศญี่ปุ่นบริหารจัดการโดย New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) เป้าหมายหลักของการทำไมโครกริดคือเพื่อรักษาสมดุลระหว่างความต้องการการใช้ไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากต้องการเพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว โดยเฉพาะการเพิ่มขึ้นพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่ครัวเรือน [8]

โครงการเซนได [9] ไมโครกริดในเมืองเซนได (Sendai City) ประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์แก๊สขนาด 350 kW จำนวน 2 เครื่อง โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 50 kW และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ขนาด 200 kW วัตถุประสงค์ของโครงการจะสาธิตถึงการใช้แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่หลากหลาย (Experimental Study of Multi Power Quality Supply System; MPQSS) และในส่วนของโหลดจะใช้มีการแบ่งระดับความสำคัญออกเป็น A B1 B3

และ C โหลดที่อยู่ในระดับ A จะมีระบบสำรองคุณภาพไฟฟ้าและอุปกรณ์ขดเซย์เพื่อรับประกันคุณภาพไฟฟ้าระดับสูงมาก ในขณะที่ B1 มีการเชื่อมต่อกับระบบกักเก็บพลังงานแต่ไม่รับประกันในช่วงที่แรงดันกระเพื่อม โหลดระดับ B3 มีการขดเซย์ในช่วงที่เกิดไฟตกกระยะสั้นด้วยตัวขดเซย์อนุกรมแบบระยะสั้นเท่านั้น ในขณะที่โหลดระดับ C ถือได้ว่าเป็นโหลดที่ถูกให้ความสำคัญน้อยที่สุด นอกจากนี้ยังมีการนำพลังงานความร้อนเหลือทิ้งที่ได้จากโรงพยาบาลนำมาใช้ในรูปแบบของ Co-generation System ทำให้ไมโครกริดนี้มีทั้งการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนควบคู่กันไปด้วย

โครงการนี้ประสบความสำเร็จในการทำงานของไมโครกริด ในช่วงการเกิดแผ่นดินไหวนอกชายฝั่งในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2555 ส่งผลให้เกิดคลื่นสึนามิพัดเข้ามาสร้างความเสียหายในพื้นที่รวมถึงการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากเมืองเซนไดใช้แก๊สเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกชนิดปลดตัวเองออกจากระบบทันที ดังนั้นการทำงานของเซนไดไมโครกริดเริ่มต้นการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เป็นระบบจ่ายไฟเดียวที่สามารถทำงานได้ โดยจ่ายให้กับโหลดในระดับ A และ B1 เป็นระยะเวลากว่า 11 ชั่วโมง ก่อนที่จะต้องหยุดจ่ายเนื่องจากข้อจำกัดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ภายหลังจากการตรวจสอบความปลอดภัยในการรับเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า สามารถรับแก๊สที่เป็นเชื้อเพลิงหลัก ทำให้โหลดทั้งหมดมีไฟฟ้าใช้ แต่ไมโครกริดยังคงทำงานในโหมดแยกตัวอิสระต่อไป จนกระทั่งโครงข่ายกลับมาจ่ายไฟได้ตามปกติ

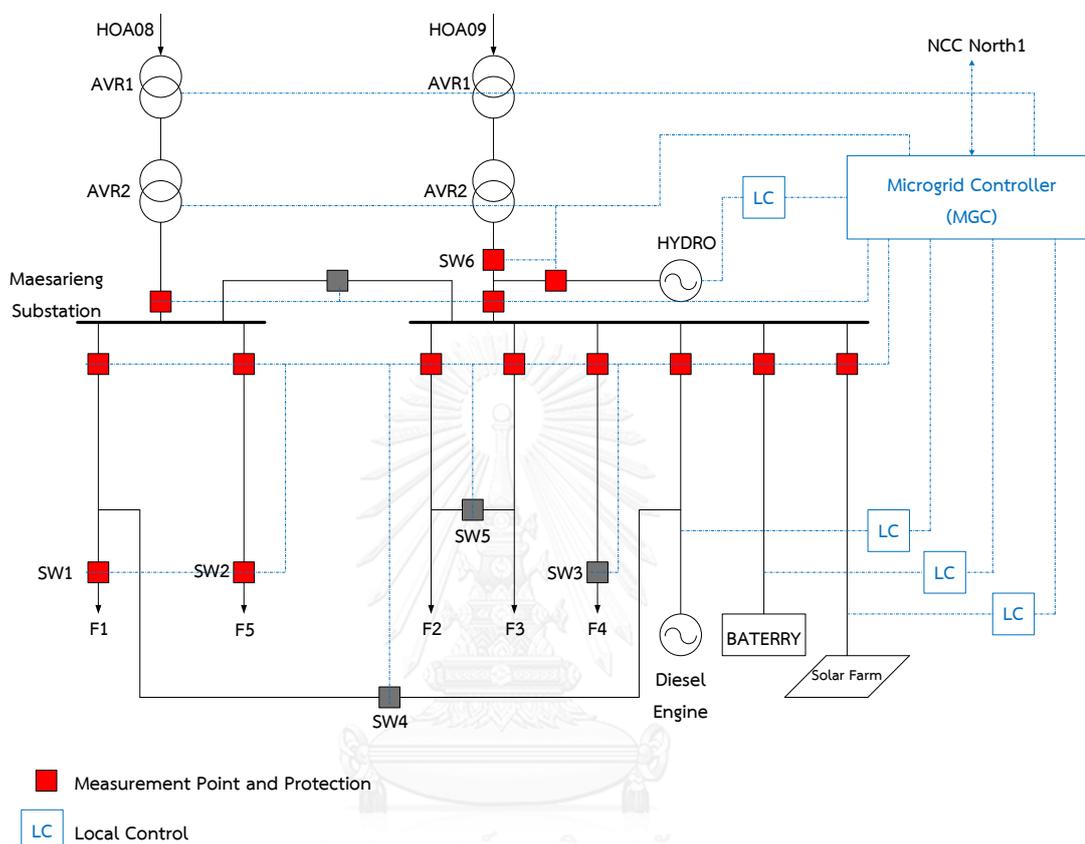
1.2.2 โครงการไมโครกริดกระแสสลับในประเทศไทย

ในอดีตที่ผ่านมาจนถึงปัจจุบันมีการนำเสนอไมโครกริดกระแสสลับทางวิชาการอย่างกว้างขวาง จึงได้มีการผลักดันให้เกิดโครงการนำร่องต่างๆมากมาย ทั้งการปรับตั้งอุปกรณ์ต่างๆในพื้นที่ต้องทำงานร่วมกันอย่างมีประสิทธิภาพ พร้อมรองรับแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวและระบบกักเก็บพลังงานที่จะเกิดขึ้น ความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น และเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้า โครงการไมโครกริดในประเทศไทยที่ได้ศึกษา มี 2 พื้นที่หลักๆ คือ

1.2.2.1 โครงการไมโครกริดกระแสสลับที่ อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนำเสนอแนวคิดของไมโครกริดกระแสสลับในอำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน [10] ดังแสดงในรูปที่ 1.3 โครงการนำร่องดังกล่าวมีวัตถุประสงค์ที่จะปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าของอำเภอแม่สะเรียง ศึกษาวิธีการจ่ายไฟในพื้นที่ห่างไกล โดยใช้แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวในพื้นที่ และใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ทำงานร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ดีเซล และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โครงการนี้ได้ออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ขนาด 3 MW/1.5 MWh เพื่อรองรับโหลดที่สำคัญบางส่วนเมื่อทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ

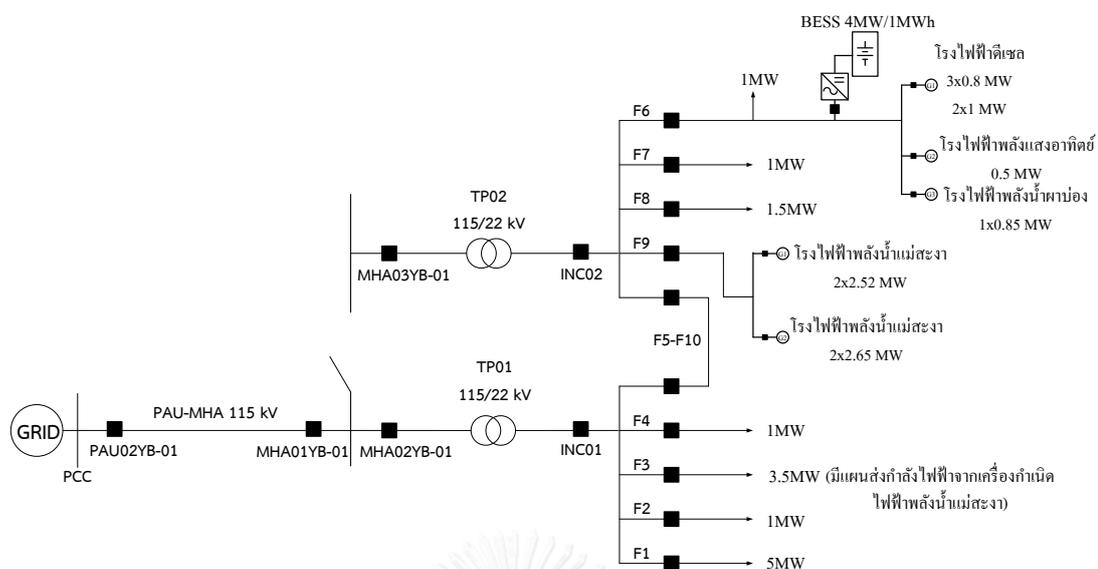
อย่างไรก็ดีในรายงานดังกล่าวมิได้นำเสนอโหมดการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ รวมถึงวิธีการปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายเพื่อรองรับการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ



รูปที่ 1.3 สถาปัตยกรรมของระบบไมโครกริดอำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

1.2.2.2 โครงการไมโครกริดกระแสสลับที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตนำเสนอแนวคิดของไมโครกริดกระแสสลับในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน [11] โครงการดังกล่าวนอกจากจะมีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า แล้วยังเป็นโครงการนำร่องของแผนที่นำทางโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งจะขยายผลไปยังที่อื่น ๆ อีกด้วย ไมโครกริดในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน แสดงในรูปที่ 1.4 ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ขนาด 4 MW/1 MWh โดยวัตถุประสงค์ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่คือให้ทำงานร่วมกับแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวได้และตอบสนองต่อโหมดการทำงานของไมโครกริดที่ประกอบไปด้วย โหมดเชื่อมต่อโครงข่าย (Grid-Connected Mode) โหมดแยกตัวอิสระ (Islanding Mode) และช่วงการเปลี่ยนผ่าน (Transition Mode)



รูปที่ 1.4 แนวคิดไมโครกริดของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

จากโครงการนำร่องทั้งในและต่างประเทศ จะเห็นได้ว่าการส่งเสริมการใช้แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวในระบบจำหน่าย เนื่องจากต้องการลดค่าใช้จ่ายจากการสร้างหรือปรับปรุงโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ ทำให้ต้องมีการปรับตั้งอุปกรณ์เพื่อรองรับการทำงานของไมโครกริดในโหมดต่างๆ ไมโครกริดในประเทศสหรัฐอเมริกา [5] กล่าวถึงการควบคุมแบบแยกตัวอิสระ (Decentralization Control) เพื่อที่ในอนาคตสามารถเพิ่มหรือลดแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวอื่นๆ ได้อย่างทันที ลดการควบคุมจากส่วนกลาง ดังนั้นระบบควบคุมของคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานจะทำงานได้อย่างอัตโนมัติ แต่มีข้อเสียคือความเชื่อถือได้ในการทำงานไม่สูงมากนัก เนื่องจากแต่ละส่วนทำงานแยกออกจากกัน ทำให้การประเมินผลหรือคาดการณ์เหตุการณ์ล่วงหน้าเป็นไปได้ยากลำบาก ต่างจากไมโครกริดในประเทศญี่ปุ่นที่มุ่งเน้นไปที่เพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบ [8] และเพิ่มอัตราการผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว ไมโครกริดจะถูกควบคุมจากส่วนกลาง (Centralization Control) ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีอุปกรณ์ติดต่อสื่อสารที่รวดเร็วเพราะความเชื่อถือได้จะขึ้นอยู่กับความเร็วในการแลกเปลี่ยนข้อมูลเพื่อทำการควบคุม แต่จะเห็นได้ว่าคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอริจะเป็นองค์ประกอบหลักสำหรับไมโครกริดกระแสสลับ เพราะหากพิจารณาในด้านการปฏิบัติการ (Operation Side) ของไมโครกริดกระแสสลับแล้วระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอริจะทำงานร่วมกับแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวอื่นๆ หรือทำงานเดี่ยวๆ ได้ นอกจากนี้ระบบป้องกัน [12] ก็เป็นส่วนหนึ่งที่ต้องได้รับการปรับตั้งใหม่เพื่อรองรับการทำงานของไมโครกริดกระแสสลับที่ออกแบบ อย่างไรก็ตาม อยากรู้ว่ารายละเอียดในส่วนนี้มิได้มีการนำเสนอในรายงาน ดังนั้นโครงงานวิจัยนี้จะศึกษาถึงประเด็นดังกล่าว

กับไมโครกริดกระแสสลับของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน เพื่อต่อยอดจากการออกแบบเชิงแนวคิดที่มีการนำเสนอไว้

1.3 วิธีการควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับโหมดการทำงานของไมโครกริดกระแสสลับ

ไมโครกริดกระแสสลับมีโหมดการทำงานอยู่ 3 โหมดหลักๆ ได้แก่

1.3.1 โหมดเชื่อมต่อโครงข่าย (Grid-Connected Mode)

ในโหมดการทำงานนี้ ไมโครกริดกระแสสลับจะเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำลังไฟฟ้าที่ไหลระหว่างไมโครกริดและโครงข่ายไฟฟ้าสามารถไหลได้สองทิศทาง ซึ่งจะขึ้นอยู่กับปริมาณโหลดและกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว โครงข่ายไฟฟ้าทำหน้าที่เป็นตัวกำหนดความถี่และแรงดันที่จุดเชื่อมต่อให้มีค่าปกติหรือที่เรียกว่า ตัวจัดตั้งโครงข่าย (Grid Forming) งานวิจัย [13] โหมดเชื่อมต่อโครงข่ายจะใช้การควบคุมกำลังจริงและกำลังเสมือน (Power and Reactive Power Control System; PQ Control Mode) จากการควบคุมค่ากระแสในแกนดีคิว (dq current Control) ในงานวิจัย [14] [15] คอนเวอร์เตอร์จะประพฤติตัวเสมือนแหล่งจ่ายกระแส (Current Source Inverter; CSI) ชุดควบคุมจะประกอบไปด้วยเฟสล็อกกลูป (Phase-Locked Loop; PLL) มีหน้าที่ตรวจวัดความถี่และมุมเฟสของแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ (Point of Common Coupling; PCC) ดังนั้นระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะเป็นองค์ประกอบที่ช่วยกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าระหว่างสายเชื่อมต่อ (Tie Line) ระหว่างไมโครกริดและโครงข่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายได้

1.3.2 โหมดแยกตัวอิสระ (Islanding Mode)

ในโหมดนี้แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวภายในไมโครกริดจะผลิตกำลังไฟฟ้าเพื่อรักษาสมดุลกับโหลด ทั้งนี้จะมีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวหลักตัวหนึ่งที่มีลักษณะสมบัติเป็นแหล่งจ่ายแรงดันทำงานในโหมดควบคุมกำหนดค่าแรงดันและความถี่ของระบบ (Voltage and Frequency Control Mode; VF Control Mode) ให้อยู่ภายในขอบเขตการทำงาน เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่มีการควบคุมผ่านคอนเวอร์เตอร์ด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังจะมีผลตอบสนองที่ไวมาก จึงสามารถใช้เป็นแหล่งอุปกรณ์ในการจัดตั้งโครงข่ายในโหมดนี้ได้ อย่างไรก็ตามในกรณีที่มีข้อจำกัดของทรัพยากรของแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว ก็อาจจะต้องมีการพิจารณาการบริหารจัดการโหลดเพิ่มเติม (Demand-Side Management) ยกตัวอย่างเช่น โครงการนำร่องของอำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน เมื่อไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวอิสระจะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่กำหนดไว้เท่านั้น จากงานวิจัย [13] [14] เป็นการควบคุมการเปลี่ยนผ่านโหมดแบบตั้งใจ โดยการสวิตซ์จาก

โหมดเชื่อมต่อโครงข่ายที่ใช้การควบคุมกำลังจริงและกำลังเสมือนให้เป็นการควบคุมความถี่และแรงดัน งานวิจัย [16] ใช้การควบคุมลักษณะสมบัติรูปความเร็ว กำหนดช่วงการเปลี่ยนแปลงของความถี่ไม่เกิน 1 Hz และแรงดันจะต้องอยู่ในช่วง 0.95-1.05 p.u. จึงจะทำงานในโหมดแยกตัวอิสระต่อไปได้

1.3.3 โหมดการเปลี่ยนผ่าน (Transition Mode)

โครงการไมโครกริดมีวัตถุประสงค์หลักคือเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบ โดยปัญหาที่พบบ่อยคือไฟฟ้าดับจากความผิดพลาดในการส่งจ่ายไฟฟ้า หรือการซ่อมบำรุงสถานีไฟฟ้า ทั้งที่ในพื้นที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่สามารถรองรับการจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดในช่วงเวลานั้นๆได้ เมื่อพิจารณาการทำงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านของไมโครกริดพบว่าสามารถเปลี่ยนผ่านแบบอัตโนมัติ หรือรับคำสั่งจากผู้ควบคุม ซึ่งจำเป็นต้องพิจารณาค่าความต้องการของโหลดกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในขณะนั้น รวมถึงแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่มีความรวดเร็วในช่วงการเปลี่ยนผ่าน เพื่อไม่ให้เกิดปัญหาทางความถี่ แรงดัน และการเกิดไฟดับ ดังนั้นระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จึงถูกนำมาแก้ปัญหาทำให้สามารถจ่ายโหลดในช่วงการเปลี่ยนผ่าน เนื่องจากชุดควบคุมในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถเปลี่ยนโหมดการทำงานได้อย่างรวดเร็ว และยังสามารถจ่ายไฟให้กับโหลดในช่วงเวลาที่แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวกำลังเริ่มทำงาน

1.3.3.1 โหมดการเปลี่ยนผ่านจากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายไปยังโหมดแยกตัวอิสระ

วิธีการควบคุมที่เหมาะสมสำหรับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในช่วงเปลี่ยนผ่านคือคอนเวอร์เตอร์มีลักษณะสมบัติเสมือนแหล่งจ่ายแรงดัน (Voltage Source Mode) ทำงานร่วมกับลักษณะสมบัติรูปความเร็ว (Droop Characteristic) เพื่อหลีกเลี่ยงการแข่งขันกันทางความถี่และแรงดันระหว่างระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว โดยยอมให้แรงดันและความถี่ตกลงได้ในระดับหนึ่ง แต่ไม่เกินข้อบังคับ [2]

ประเด็นสำคัญของการทำงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านนี้คือการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกัน (Protection Equipment Set Up) เนื่องจากในอดีตจนถึงปัจจุบันอุปกรณ์ป้องกันไม่อนุญาตให้ไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวจึงถูกปลดออกจากระบบเมื่อเกิดความผิดพลาด ดังนั้นการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจึงต้องถูกปรับตั้ง เมื่อมีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อช่วยรองรับในช่วงการเปลี่ยนผ่านและทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ เกิดความสอดคล้องกันในการทำงาน

งานวิจัย [13] [14] [15] นำเสนอการพิจารณาความสำคัญของโหลดแบบอัจฉริยะ การทำงานในลักษณะนี้จะมีการตัดโหลดบางส่วน เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านจากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายกลับไป

ยังโหมดแยกตัวอิสระ ในขณะที่งานวิจัย [17] ก่อนช่วงการเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมดจะมีการรับ-ส่งข้อมูลและติดต่อสื่อสารกันผ่านทาง SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) การแลกเปลี่ยนข้อมูลทำให้เกิดการเปลี่ยนผ่านแบบอัตโนมัติหรือรับคำสั่งจากผู้ควบคุม

1.3.3.2 โหมดการเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย (รีซิงโครไนซ์)

โหมดการเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายจะใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เป็นองค์ประกอบหลัก มีหน้าปรับความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดันของไมโครกริดให้มีค่าเท่ากับ หรือไม่เกินค่าขอบเขตการซิงโครไนซ์กับแรงดันโครงข่าย เงื่อนไขการปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในช่วงการรีซิงโครไนซ์จะพิจารณาค่าความต่างของความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ (PCC) เพื่อส่งสัญญาณเมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวพร้อมที่จะเชื่อมต่อโครงข่ายแบบอัตโนมัติ งานวิจัย [18] ช่วงการเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายอาจเกิดค่ากระแสในช่วงสถานะชั่วคราวสูง ดังนั้นก่อนการรีซิงโครไนซ์จึงใช้การวัดค่ามุมเฟสและความถี่ของแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ผ่านชุดควบคุมพีไอ (PI-Controller) หลังจากนั้นจะรีซิงโครไนซ์ได้เมื่อเข้าเงื่อนไขที่ค่าความต่างมุมเฟสน้อยกว่า 0.5 degree และค่าความต่างของขนาดแรงดันน้อยกว่า 10 เปอร์เซ็นต์ งานวิจัยที่ [15] [19] กล่าวถึงการปรับค่ามุมของแรงดันที่จุดเชื่อมต่อและสวิตช์การควบคุมจากการควบคุมแรงดัน (Voltage Control Mode) ไปใช้การควบคุมกระแส (Current Control Mode) แล้วจึงทำการรีซิงโครไนซ์

จะเห็นได้ว่าคอนเวอร์เตอร์ทางด้านอิเล็กทรอนิกส์กำลังมีความยืดหยุ่นในการควบคุมให้มีลักษณะสมบัติที่เป็นได้ทั้งแหล่งจ่ายแรงดันและแหล่งจ่ายกระแส สำหรับการเชื่อมต่อกับไมโครกริด นอกจากนี้ยังสามารถควบคุมให้มีลักษณะสมบัติด้านอื่นๆ เพื่อให้การทำงานของไมโครกริดมีความสมบูรณ์แบบยิ่งขึ้น

1.4 การควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ให้มีลักษณะเสมือนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

จากความต้องการให้คอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานได้ทั้งโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย โหมดแยกตัวอิสระ และโหมดการเปลี่ยนผ่าน ในหัวข้อที่ 1.2.2.1-1.2.2.3 พบว่าการทำงานของคอนเวอร์เตอร์จะมีการสวิตช์เพื่อเปลี่ยนโหมดการทำงาน ส่งผลให้ยังคงเกิดช่วงระยะเวลาที่ไฟดับ ดังนั้นการทำงานของคอนเวอร์เตอร์จึงไม่สามารถมองการทำงานในแต่ละโหมดแยกส่วนกันได้ จากการศึกษาการควบคุมการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ให้มีลักษณะเสมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส ควบคุมการทำงานแบบแหล่งจ่ายแรงดันทำงานร่วมกับลักษณะสมบัติรูปความเร็วในการปรับค่าความถี่และกำลังจริงของระบบ [20] โดยผนวกรวมลักษณะสมบัติพลวัตทางกล

ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาพิจารณาด้วย นอกจากนี้ในส่วนการควบคุมแรงดันก็ได้นำเสนอแนวคิดการควบคุมกำลังเสมือนจากชุดควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator; AVR) และชุดควบคุมแบบกระตุ้น (Excited Controller) การควบคุมในลักษณะนี้ทำให้มีการเปลี่ยนโหมดการทำงานได้อย่างอัตโนมัติ เกิดการเปลี่ยนผ่านอย่างราบรื่น (Smooth/Seamless Transition)

1.5 สรุปปัญหาและข้อจำกัดในงานวิจัยที่ผ่านมา

- 1) งานวิจัยส่วนใหญ่ขาดการนำเสนอวิธีการควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ที่ครอบคลุมการทำงานของไมโครกริด คือโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย โหมดแยกตัวอิสระ และโหมดการเปลี่ยนผ่าน
- 2) เนื่องจากการปรับตั้งระบบป้องกันในระบบจำหน่ายจะมีความแตกต่างกันตามประสบการณ์และวิธีการปฏิบัติของผู้ดูแลในแต่ละพื้นที่ ในโครงการวิจัยนี้จึงศึกษาและหาแนวทางการปรับตั้งระบบป้องกัน เพื่อรองรับการทำงานของไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระสำหรับโครงการไมโครกริดที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

1.6 วัตถุประสงค์

- 1) นำเสนอการปรับตั้งระบบป้องกันที่มีอยู่ในระบบจำหน่ายของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน เพื่อรองรับการทำงานไมโครกริดกระแสสลับ
- 2) นำเสนอการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ให้มีคุณลักษณะสมบัติเสมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส
- 3) นำเสนอการควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ที่ทำงานในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย โหมดแยกตัวอิสระ และช่วงการเปลี่ยนผ่าน

1.7 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

- 1) จำลองการปรับเปลี่ยนวิธีการปรับตั้งระบบป้องกันในระบบจำหน่าย เพื่อรองรับการทำงานร่วมกันของโครงข่ายไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ และแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว ในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน
- 2) จำลองลักษณะการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ให้มีคุณลักษณะสมบัติเสมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส
- 3) จำลองการทำงานของชุดควบคุมในคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ให้ทำงานในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย โหมดแยกตัวอิสระ และช่วงการเปลี่ยนผ่านได้อย่างราบรื่น

1.8 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) พื้นที่ในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน มีลักษณะเป็นไมโครกริด โดยอุปกรณ์ในระบบทำงานร่วมกันได้อย่างราบรื่น
- 2) ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานในโหมดพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) ขณะเชื่อมต่อโครงข่ายและสามารถจัดตั้งโครงข่าย (Grid Forming) ให้กับระบบเมื่อเปลี่ยนโหมดการทำงานเป็นโหมดแยกตัวอิสระ
- 3) ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีกระบวนการรีซิงโครไนซ์เมื่อต้องการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า
- 4) ลดช่วงเวลาการเกิดไฟดับแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ส่งผลให้ความเชื่อถือได้ในพื้นที่เพิ่มมากขึ้น

1.9 ขั้นตอนและวิธีดำเนินการวิจัย

- 1) ศึกษาระบบส่งจ่ายไฟฟ้าของอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน
- 2) ศึกษาตำแหน่งและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งอยู่ในพื้นที่
- 3) ศึกษาการแก้ไขปัญหา จากบทความทั้งในและต่างประเทศและงานวิจัยในอดีต
- 4) นำเสนอการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน เพื่อให้สอดคล้องกับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่
- 5) จำลองการควบคุมการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ให้มีคุณสมบัติเสมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส
- 6) จำลองการควบคุมการทำงานของไมโครกริดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย โหมดแยกตัวอิสระ และโหมดการเปลี่ยนผ่าน
- 7) เก็บข้อมูล ประเมินผล และสรุปผล
- 8) เขียนวิทยานิพนธ์

บทที่ 2

ระบบจำหน่ายและการจ่ายไฟของ อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ในปัจจุบัน

ระบบสายส่งในพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอนเป็นพื้นที่ที่มีปัญหาเรื่องการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ต่ำ เนื่องจากการจ่ายไฟฟ้าจากอำเภอปายผ่านพื้นที่เขตอุทยานทำให้เกิดปัญหาไฟดับได้จากความผิดพลาดหลายกรณี เช่นการลัมทับของกิ่งไม้ ดินโคลนถล่ม หรือการเกิดฟ้าผ่า เป็นต้น ระบบจำหน่ายจากอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน รับไฟจากสถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอปายผ่านสายส่ง 115 kV (PAU-MHA) โดยที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอเมือง จะมีหม้อแปลง TP01 และ TP02 ปรับระดับแรงดันลงมาที่ระดับ 22 kV เพื่อป้อนไปยังฟีดเดอร์ย่อยทั้ง 10 ฟีดเดอร์ จากข้อมูลสถิติในปี 2557 ถึง 2558 ในตารางที่ 2.1 พบว่าเกิดความผิดพลาดขึ้นในสายส่ง PAU-MHA จำนวนทั้งสิ้น 9 ครั้ง ระยะเวลาที่เกิดไฟดับมากที่สุดคือ 113 นาที จากข้อมูลในตารางชี้ให้เห็นว่า อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ยังคงมีปัญหาเรื่องความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ส่งผลให้เกิดความเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก

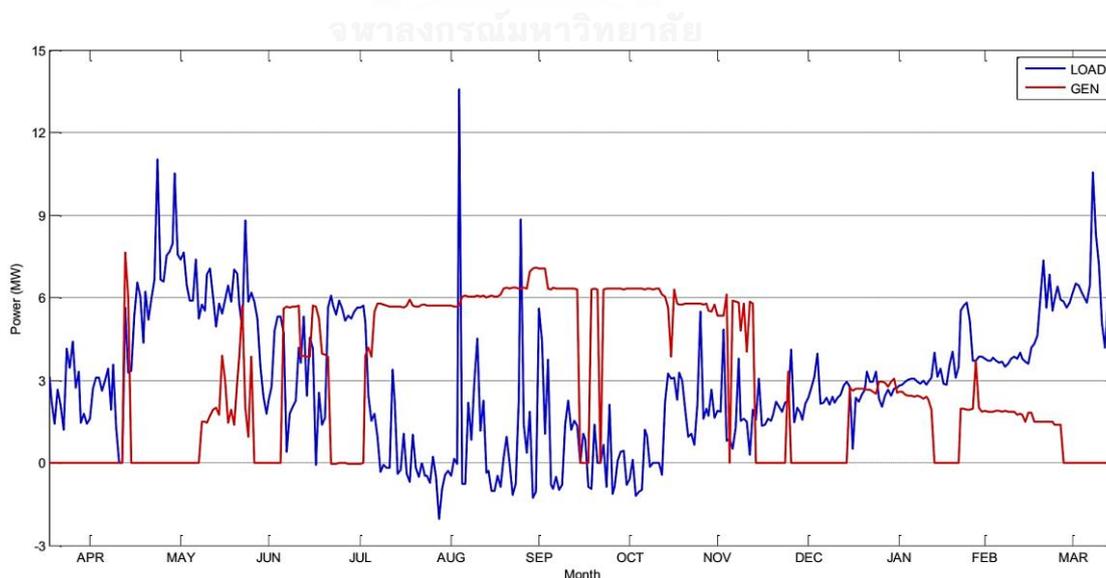
ตารางที่ 2.1 แสดงข้อมูลปี 2557 ถึง 2558 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่สายส่ง PAU-MHA

วันที่	สาเหตุ	ระยะเวลา (นาที)	ผู้ได้รับผลกระทบ (ราย)	SAIFI	SAIDI
4 เม.ย. 57	สัตว์	35	33	0.003	0.125
4 เม.ย. 57	ภัยธรรมชาติ	113	59	0.005	2.387
29 เม.ย. 57	สภาพแวดล้อม	16	75	0.006	0.443
19 พ.ค. 57	สัตว์	12	75	0.006	0.759
30 พ.ค. 57	สัตว์	22	68	0.006	0.178
29 มิ.ย. 57	ภัยธรรมชาติ	7	67	0.006	0.226
31 ก.ค. 57	สัตว์	30	425	0.036	1.970
21 เม.ย. 58	ต้นไม้	9	6,921	0.583	5.250
4 ก.ค. 58	ต้นไม้	4	7,328	0.622	2.490

จากลักษณะภูมิประเทศและการจ่ายไฟเข้าพื้นที่ทำให้ อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน สามารถพัฒนาเป็นไมโครกริด เพื่อช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ จากตารางที่ 2.2 แสดงกำลังผลิตไฟฟ้าของ แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่ติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่ายในปัจจุบัน รวมถึงแผนการเพิ่มกำลังการผลิต ในอนาคต จากข้อมูลความต้องการของโหลดกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย ตัวในพื้นที่ (ในที่นี้พิจารณาเฉพาะแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ) จากรูปที่ 2.1 จะเห็นได้ว่าในฤดูฝนแหล่ง ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าความต้องการโหลดอีกด้วย โดยกำลังไฟฟ้าส่วนที่เกิน จะไหลย้อนกลับผ่านสายส่ง 115 kV เพื่อป้อนให้แก่โหลดบริเวณอำเภอใกล้เคียง

ตารางที่ 2.2 กำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว

แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว	กำลังผลิตในปัจจุบัน (MW)	กำลังผลิตในอนาคต (MW)
โรงไฟฟ้าดีเซล		
- 2x1	2	2
- 3x0.8	2.4	2.4
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	0.5	3.5
โรงไฟฟ้าพลังน้ำผาบ่อง	0.85	2
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแม่สะงา	10.2	10.2
ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	0	4
รวม	15.95	24.1



รูปที่ 2.1 ข้อมูลค่าความต้องการของโหลดและค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ แม่สะงาในช่วงเดือน เมษายน 2557-มีนาคม 2558

จากข้อมูลข้างต้น แสดงให้เห็นว่าพื้นที่ในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน สามารถพัฒนาเพื่อจัดตั้งเป็นไมโครกริดได้ เนื่องจากปัจจัยทางด้านการผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ในพื้นที่ระบบจำหน่าย แต่การทำงานของระบบอุปกรณ์ป้องกันในปัจจุบันจะทำงานในรูปแบบป้องกันการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) จึงจำเป็นต้องมีการปรับตั้งระบบป้องกันใหม่ให้สามารถทำงานในโหมดแยกตัวอิสระได้ รวมถึงมีระบบควบคุมการทำงานร่วมกันของแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวในโหมดแยกตัวอิสระ

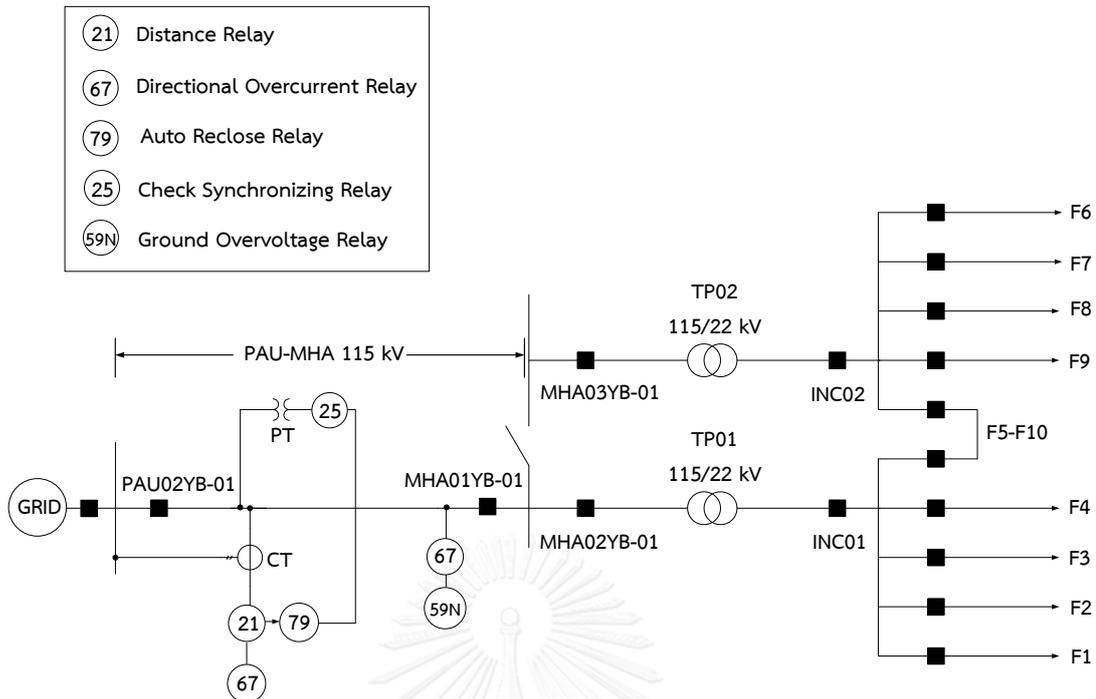
2.1 ระบบป้องกันในระบบจำหน่ายของพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอนในปัจจุบัน

ในปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติ ทำหน้าที่ตรวจวัดและป้องกันระบบคือหม้อแปลงวัดกระแส (Current Transformer; CT) หม้อแปลงวัดแรงดัน (Power Transformer; VT) และรีเลย์ (Relay) โดยที่อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอนมีการติดตั้งรีเลย์ที่สามารถทำงานได้หลายฟังก์ชัน (Multi Relay) คือ MiCOM P442 ของบริษัท ALSTOM [21] ตรวจวัดความผิดปกติที่เกิดขึ้นได้ทั้งความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน (Single Phase to Ground Fault) และความผิดปกติสามเฟส (Three Phase Fault) ประกอบไปด้วย รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay; 21) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay; 67) รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ (Check Synchronizing Relay; 25) รีเลย์สับซ้ำอัตโนมัติ (Auto Reclose Relay; 79) และรีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดิน (Ground Overvoltage Relay; 59N)

ระบบป้องกันของระบบจำหน่ายในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน แบ่งออกเป็นสองส่วนคือ ระบบป้องกันด้านแรงสูง 115 kV มีวัตถุประสงค์เพื่อป้องกันความผิดปกติบนสายส่ง (PAU-MHA) และระบบป้องกันด้านแรงต่ำ 22 kV มีวัตถุประสงค์เพื่อป้องกันการดำเนินงานในโหมดแยกตัวอิสระ โดยจะปลดฟีดเดอร์ที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว F3 F6 และ F9 ออกจากระบบ

2.1.1 รายละเอียดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

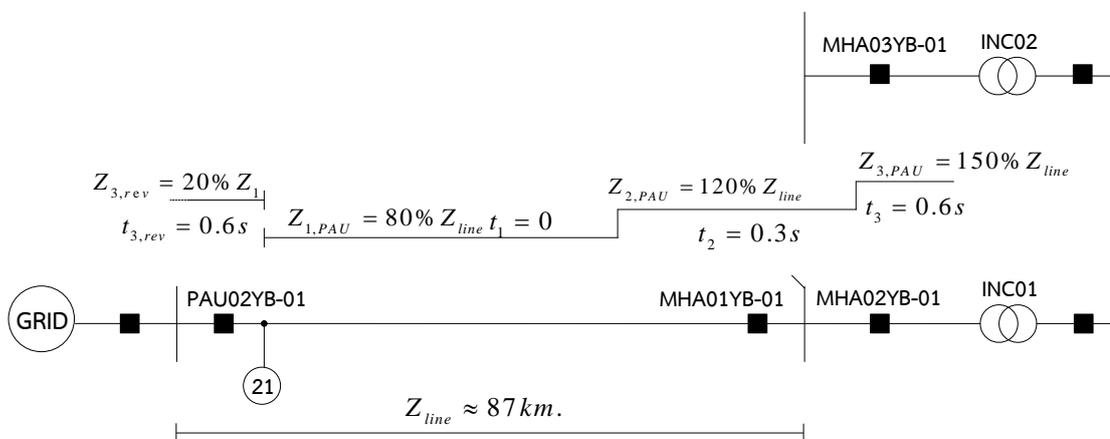
เมื่อเกิดความผิดปกติบนสายส่ง PAU-MHA เซอร์กิตเบรกเกอร์หลักคือ PAU02YB-01 จะถูกสั่งเปิดวงจรจากอุปกรณ์ป้องกัน เพื่อหยุดรับไฟจากสถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอปาย โดยมีรีเลย์ชนิดต่างๆทำงานประสานกันดังแสดงในรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ระบบป้องกันบนสายส่ง PAU-MHA ที่ขนาดแรงดัน 115 กิโลโวลต์

2.1.1.1 รีเลย์ระยะทาง

รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay; 21) ติดตั้งเพื่อใช้เป็นรีเลย์หลักในการทำงานเมื่อเกิดความผิดปกติ จะติดตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าย่อยของอำเภอปาย ซึ่งมีการแบ่งพื้นที่ในการทำงานออกเป็น 3 ส่วน ดังรูปที่ 2.3 โดยแต่ละพื้นที่จะหนดเวลาให้ต่างกันอย่างน้อย 0.3 วินาที เมื่อรีเลย์ระยะทางตรวจพบความผิดปกติ จะส่งสัญญาณคำสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ PAU02YB-01 เปิดวงจร ตัดความผิดปกติออกไปจากระบบ เพื่อลดผลกระทบต่อวงจรส่วนอื่นให้มากที่สุด



รูปที่ 2.3 ขอบเขตการทำงานรีเลย์ระยะทาง (Grading Time)

จากข้อมูลของแรงดันและกระแสจากหม้อแปลงวัดกระแส (Current Transformer; CT) และหม้อแปลงวัดแรงดัน (Power Transformer; PT) จะสามารถคำนวณหาค่าอิมพีแดนซ์แบ่งออกเป็น 3 ช่วงการทำงาน แสดงในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 การปรับตั้งค่าของรีเลย์ระยะทาง

เขตการป้องกัน (Zone)	ขอบเขตการป้องกัน (Ω Secondary)	ระยะทางบนสายส่ง (เปอร์เซ็นต์)	ช่วงเวลาการทำงาน (วินาที)
1	3.64416+j25.56	80% ของความยาวสายส่ง	0
2	5.46624+j38.34	120% ของความยาวสายส่ง	0.3
3 (Forward)	5.46624+j38.34	150% ของความยาวสายส่ง	0.6
3 (Reverse)	0.72846+j5.11	20% ของขอบเขตการป้องกัน ส่วนที่ 1	0.6

2.1.1.2 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง

รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay; 67) เป็นรีเลย์ที่สามารถรู้ทิศทางของกระแสได้โดยอาศัยการเปรียบเทียบมุมทางไฟฟ้าของกระแสที่เข้ามากับปริมาณที่มีทิศทางคงที่ (Polarizing Quantity) ถ้ากระแสที่รีเลย์ตรวจพบทำมุมกันตามเงื่อนไขจะส่งสัญญาณไปเปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยค่ากระแสต้องมากกว่าค่าปรับตั้ง (I_{pick-up})

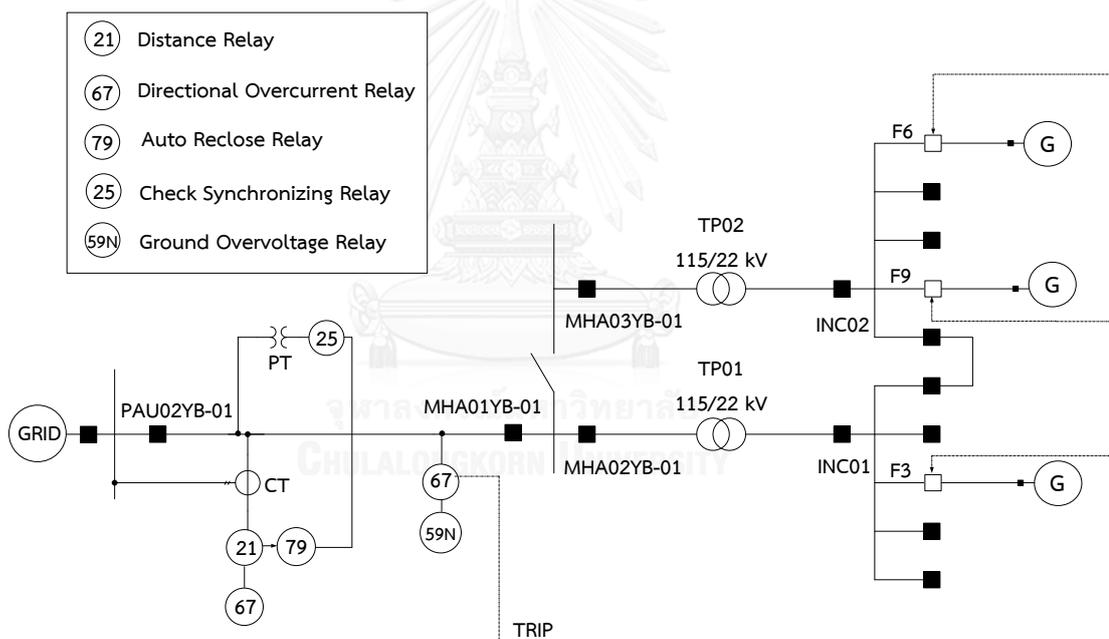
กำหนดค่า $I_{pick-up} \text{ Phase} = 1.20 \times \text{Current Max.Load}$

$I_{pick-up} \text{ Ground} = 0.3 \times I_{pick-up} \text{ Phase}$

ในสายส่ง PAU-MHA มีการติดตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอปาย (PAU) และสถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน (MHA) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางทำงานเป็นรีเลย์สำรองติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอปายและมีการปรับตั้งให้ช่วงเวลาการทำงานอย่างน้อย 0.3 วินาที เพื่อป้องกันการทับซ้อนกับรีเลย์ระยะทางในขอบเขตการป้องกันที่ 1 และ 2 สำหรับในส่วนที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน ในปัจจุบันใช้เพื่อตรวจจับความผิดปกติ มีการปรับตั้งให้ช่วงเวลาการทำงานอย่างน้อย 0.5 วินาที เพื่อปลดแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวทางด้านแรงต่ำ ดังแสดงในรูปที่ 2.4

2.1.1.3 รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดิน

รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดิน (Ground Overvoltage Relay; 59N) ถูกติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอแม่ฮ่องสอน ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้นำแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวจ่ายกระแสลัดวงจรในระหว่างที่เกิดความผิดปกติที่สายส่ง 115 kV (PAU-MHA) เนื่องจากเป็นความผิดปกติแบบชั่วคราว รีเลย์สับเข้าอัตโนมัติที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอป่าจะทดลองปิดวงจร รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดินจะตรวจวัดแรงดันลำดับศูนย์ โดยมีการทำงานช่วงระยะเวลา 1 วินาที เพื่อตรวจสอบว่าผลรวมแบบเวกเตอร์ของแรงดันสามเฟสมีค่าไม่เท่ากับศูนย์หรือมีค่าเกิน 30 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติหรือไม่ ถ้ามีค่าแรงดันเกินจะส่งสัญญาณไปสั่งเปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ในฟีดเดอร์ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่อยู่ภายในระยะเวลา 0.5 วินาที ในที่นี้คือฟีดเดอร์ที่ 3 6 และ 9 แสดงถึงแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระจายตัวคือ เขื่อนแม่สะงา เขื่อนผาบ่อง โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโรงไฟฟ้าดีเซล โดยจะเป็นการเปิดวงจรถาวร (Trip Lockout) ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 รีเลย์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอแม่ฮ่องสอน (MHA) ปลดแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่ฟีดเดอร์ 3 6 และ 9

2.1.1.4 รีเลย์ตรวจสอบสถานะการซิงโครไนซ์

รีเลย์ตรวจสอบสถานะการซิงโครไนซ์ (Check Synchronizing Relay; 25) มีเงื่อนไขการทำงานคือความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ (PCC) ระหว่างโครงข่ายไฟฟ้าและไมโครกริดที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลด รีเลย์ตรวจสอบสถานะการซิงโครไนซ์จะทำงานร่วมกับรีเลย์สับเข้าอัตโนมัติ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์จะปิดวงจรได้ก็ต่อเมื่อความถี่

มุมเฟส และขนาดของแรงดันเป็นไปตามผังงานในรูปที่ 2.5 และเงื่อนไขที่สถานะสายส่งเป็นไปตามตารางที่ 2.4 ทางด้านฝั่งแรงดันสูงจะปิดวงจรอัตโนมัติที่ PAU02YB-01 และทางด้านแรงดันต่ำทำงานที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ฟีดเดอร์ 3 6 และ 9

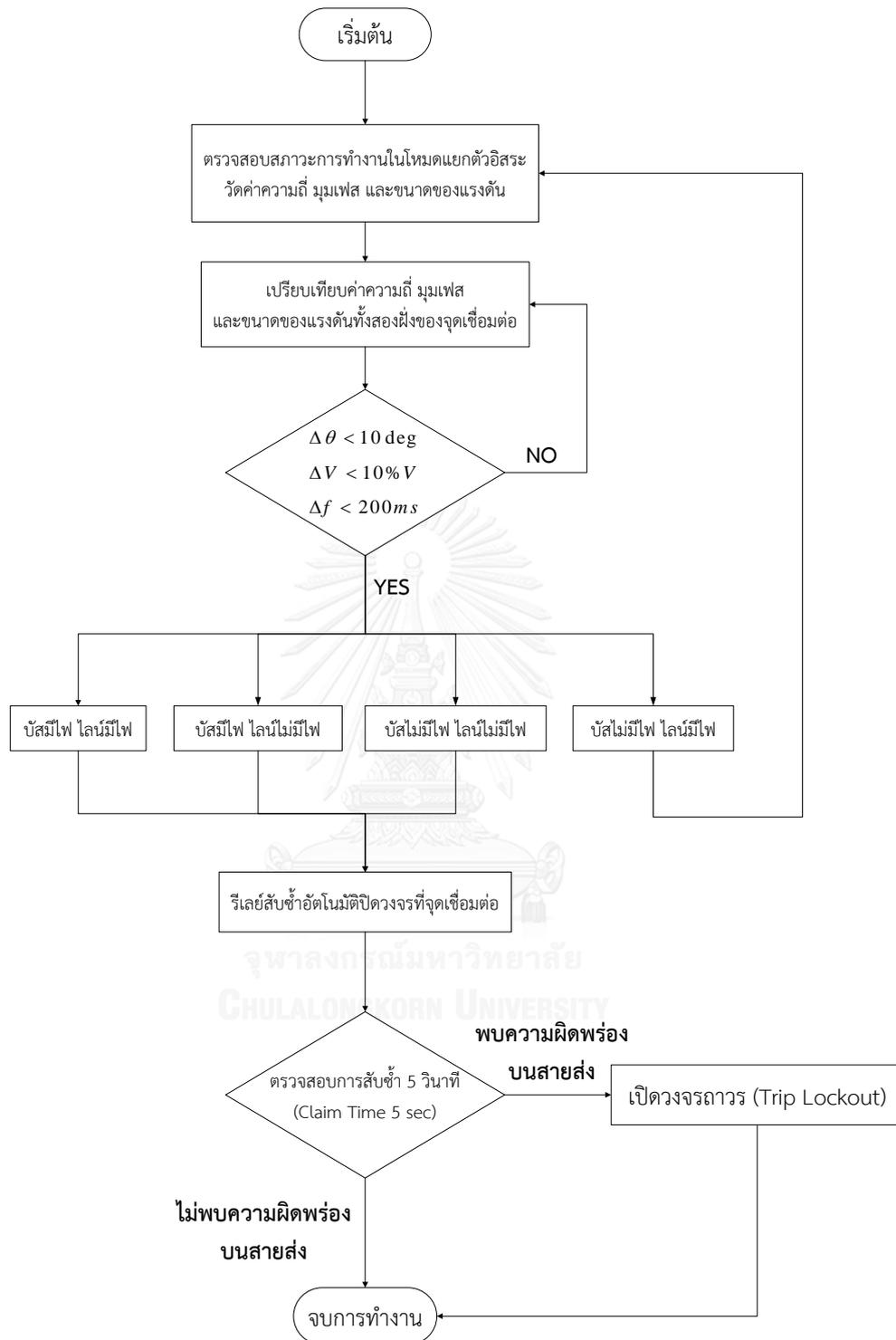
ตารางที่ 2.4 วิธีปฏิบัติของฟังก์ชันการรีซิงโครไนซ์อัตโนมัติ

สถานะของสายส่ง	การทำงานของรีเลย์
Live Bus & Live Line (บัสมีไฟ ไลน์มีไฟ)	สั่ง ปิด ได้
Live Bus & Dead Line (บัสมีไฟ ไลน์ไม่มีไฟ)	สั่ง ปิด ได้
Dead Bus & Live Line (บัสไม่มีไฟ ไลน์มีไฟ)	สั่ง ปิด ไม่ได้
Dead Bus & Dead Line (บัสไม่มีไฟ ไลน์ไม่มีไฟ)	สั่ง ปิด ได้

บัส (Bus); สายส่งด้านหม้อแปลงแรงดันต่ำ INC02 ที่ในการส่งจ่ายไฟฟ้าของโครงข่าย
ไลน์ (Line); ฟีดเดอร์ที่ 6 เชื่อมต่อกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

2.1.1.5 รีเลย์สับซ้ำอัตโนมัติ

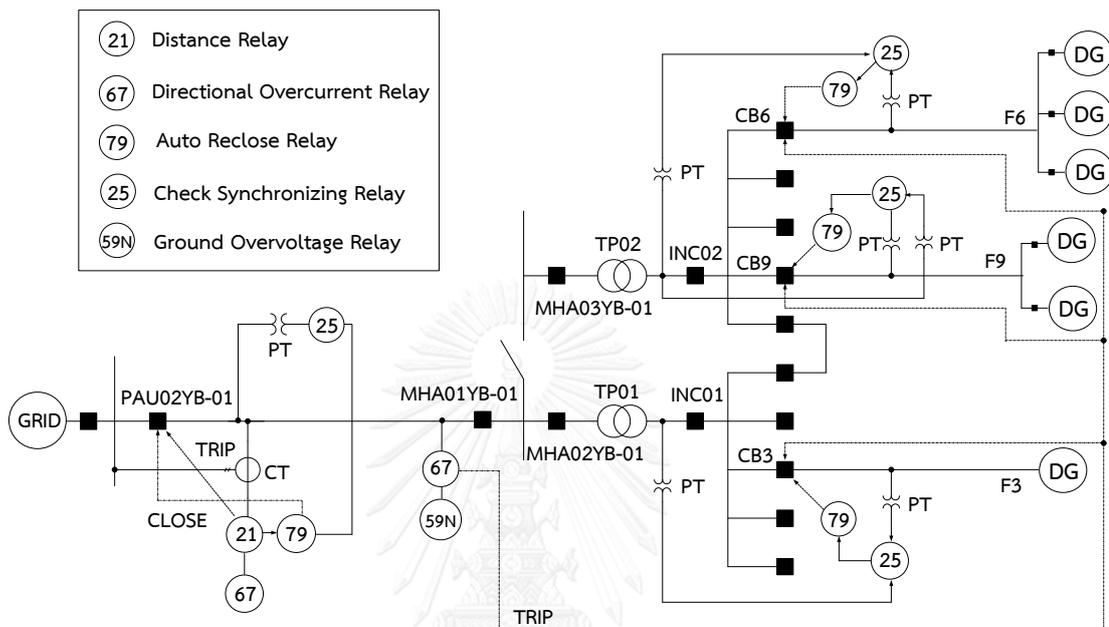
รีเลย์สับซ้ำอัตโนมัติ (Auto Reclose Relay; 79) จะทำหน้าที่ปิดวงจรอัตโนมัติภายใน 1 วินาที เมื่อได้รับคำสั่งสัญญาณจากรีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ ถ้าความผิดพลาดเกิดขึ้นในพื้นที่ส่วนที่ 1 หรือ 2 (เทียบจากพื้นที่การทำงานของรีเลย์ระยะทางในตารางที่ 2.3) หลังจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ถูกปิดวงจร จะมีช่วงเวลา 5 วินาที (Claim Time 5 sec) เพื่อตรวจสอบการสับซ้ำว่าประสบความสำเร็จหรือไม่ ถ้าไม่มีความผิดพลาดเหลืออยู่ในระบบ การทำงานของรีเลย์สับซ้ำจะตั้งค่าการทำงานใหม่อัตโนมัติ แต่ถ้ายังคงมีความผิดพลาดเหลืออยู่ในระบบ รีเลย์สับซ้ำจะเปิดวงจรค้างไว้ (Trip Lockout) เพื่อรอเจ้าหน้าที่มาแก้ไข แสดงผังงานดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 ผังงานการทำงานร่วมกันระหว่างรีเลย์ตรวจสอบสถานะการชิงโครไนซ์และรีเลย์สับซ้ำอัตโนมัติ

2.1.2 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในปัจจุบัน

ในที่นี้จะพิจารณาเฉพาะความผิดปกติที่เกิดขึ้นบนสายส่ง PAU-MHA เท่านั้น ซึ่งรีเลย์ป้องกันความผิดปกติของสายส่งจะทำงานประสานการทำงานกับรีเลย์ป้องกันของฟีดเดอร์ที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว แสดงจุดติดตั้ง และการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันได้ในรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 อุปกรณ์ป้องกันในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

2.1.2.1 ความผิดปกติแบบชั่วคราว

เมื่อเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราว (Temporary Fault) รีเลย์ที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอปายจะเปิดวงจรที่ PAU02YB-01 ระยะเวลาการทำงานของรีเลย์จะแปรผันกับระยะทางที่เกิดความผิดปกติ ดังตารางที่ 2.3 รีเลย์ที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน จะเปิดวงจรที่ฟีดเดอร์ 3 6 และ 9 ภายในระยะเวลา 0.5 วินาที เพื่อปลดแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวทั้งหมดออกจากระบบ หากความผิดปกติสามารถเคลียร์ได้ภายใน 1 วินาที ระบบป้องกันจะทำการรีซิงโครไนซ์ โดยรีเลย์ตรวจสอบสถานะการซิงโครไนซ์ (25) และรีเลย์สับซ้ำอัตโนมัติ (79) จะทำงานร่วมกันในการตรวจสอบเงื่อนไข แล้วจึงสั่งปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ PAU02YB-01 เพื่อจ่ายไฟได้ตามปกติ อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่ฟีดเดอร์ 3 6 และ 9 ให้กลับมาจ่ายไฟในระบบ จะดำเนินการแบบรับคำสั่งจากผู้ควบคุมเพื่อรีซิงโครไนซ์แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวผ่านรีเลย์สับซ้ำอัตโนมัติ (79)

2.1.2.2 ความผิดปกติของแบบถาวร

เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบถาวร (Permanent Fault) รีเลย์ที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอป่าจะเปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ PAU02YB-01 และรีเลย์ที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน จะเปิดวงจรที่ฟิวเตอร์ 3 6 และ 9 ภายในระยะเวลา 0.5 วินาที ดังเดิมเหมือนกับในกรณีที่เกิดความผิดปกติของแบบชั่วคราวและไม่มีกระบวนการรีเซ็ตโรไนซ์แบบอัตโนมัติ

จากเงื่อนไขข้างต้น พบว่าการไฟฟ้าไม่ต้องการให้เกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ จึงกำหนดให้ปลดแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวออกเมื่อเกิดความผิดปกติภายใน 0.5 วินาที อย่างไรก็ตาม กรณีที่การไฟฟ้าอนุญาตเป็นพื้นที่พิเศษให้แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีการจ่ายโหลดเมื่อทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ แต่ก็ยังคงเกิดไฟดับเมื่อทำรีเซ็ตโรไนซ์ เนื่องจากจะต้องปลดแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวออกก่อนแล้วจึงเชื่อมต่อกลับเข้าระบบตามข้อกำหนด [2]

จากสถานะของระบบจำหน่ายของ อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอนในปัจจุบัน สามารถสรุปประเด็นสำคัญเพื่อนำไปออกแบบและพัฒนาให้เป็นไมโครกริดกระแสสลับได้ดังนี้

- 1) ระบบไฟฟ้ายังคงมีปัญหาไฟดับถึงแม้ว่าจะใช้สายส่ง 115 กิโลโวลต์มาไ้ระยะเวลาเกือบ 2 ปีแล้วก็ตาม เนื่องจากยังคงต้องเดินสายส่งผ่านพื้นที่เขตอุทยาน และทำให้ไม่สามารถหลีกเลี่ยงความผิดปกติในระบบส่งเนื่องจากภัยทางธรรมชาติได้ทั้งหมด
- 2) ภายในอำเภอเมือง มีแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีศักยภาพสูง โดยเฉพาะอย่างยิ่งจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ซึ่งในฤดูฝนสามารถมีกำลังผลิตที่เพียงพอต่อโหลดภายในพื้นที่ได้ จึงมีความเหมาะสมที่จะพัฒนาเป็นไมโครกริดกระแสสลับที่สามารถทำงานในโหมดแยกตัวอิสระเพื่อความเชื่อถือได้ให้กับระบบไฟฟ้า (ลด SAIFI และ SAIDI)
- 3) ระบบป้องกันที่มีอยู่รองรับการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ เพียงแต่จะต้องมีการศึกษาและปรับตั้งการทำงานของรีเลย์ที่มีอยู่ให้สามารถทำงานในโหมดแยกตัวอิสระรวมถึงการเปลี่ยนผ่านการทำงานระหว่างโหมด

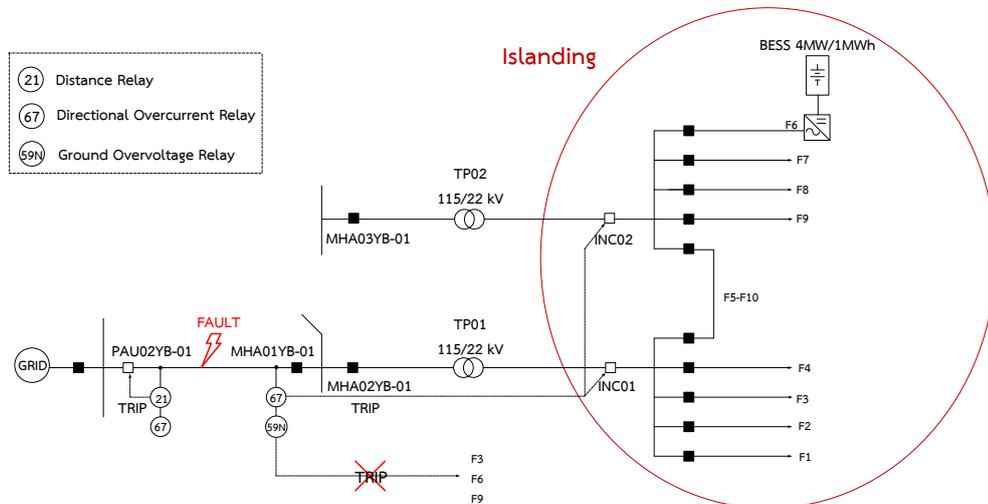
บทที่ 3

การทำงานของไมโครกริดกระแสสลับสำหรับ อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

จากบทที่ 2 กล่าวถึงแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่เพื่อปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าจากความผิดพลาดบนสายส่ง PAU-MHA ซึ่งจะเห็นว่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในปัจจุบันของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ไม่รองรับการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) และโหมดการเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมดแยกตัวอิสระและโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้มีเป้าหมายที่จะนำเสนอการจำลองการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่ในระบบจำหน่ายเพื่อให้ไมโครกริดสามารถทำงานเปลี่ยนผ่านไประหว่างโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายและโหมดแยกตัวอิสระได้อย่างราบรื่น และนำเสนอการควบคุมระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่ที่ฟีดเดอร์ 6 ขนาด 4 MW/1 MWh ทำงานในโหมดต่างๆของไมโครกริด รวมถึงทำงานสอดคล้องกับระบบป้องกันได้อย่างราบรื่น

3.1 วิธีการปรับตั้งการทำงานของระบบป้องกัน

การปรับเปลี่ยนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน จะใช้อุปกรณ์ที่มีอยู่ในระบบให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด เป้าหมายคือทำงานในโหมดแยกตัวอิสระได้และลดปัญหาไฟดับในช่วงการเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมด อุปกรณ์ป้องกัน [21] จะต้องทำงานสอดคล้องกับการทำงานของชุดควบคุมคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวทางด้านแรงต่ำ ในรูปที่ 3.1 แสดงกระบวนการปรับเปลี่ยนระบบป้องกันเพื่อรองรับการทำงานของไมโครกริดกระแสสลับ โดยอุปกรณ์ป้องกันที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอเมืองเปิดวงจรที่ INCO1 และ INCO2



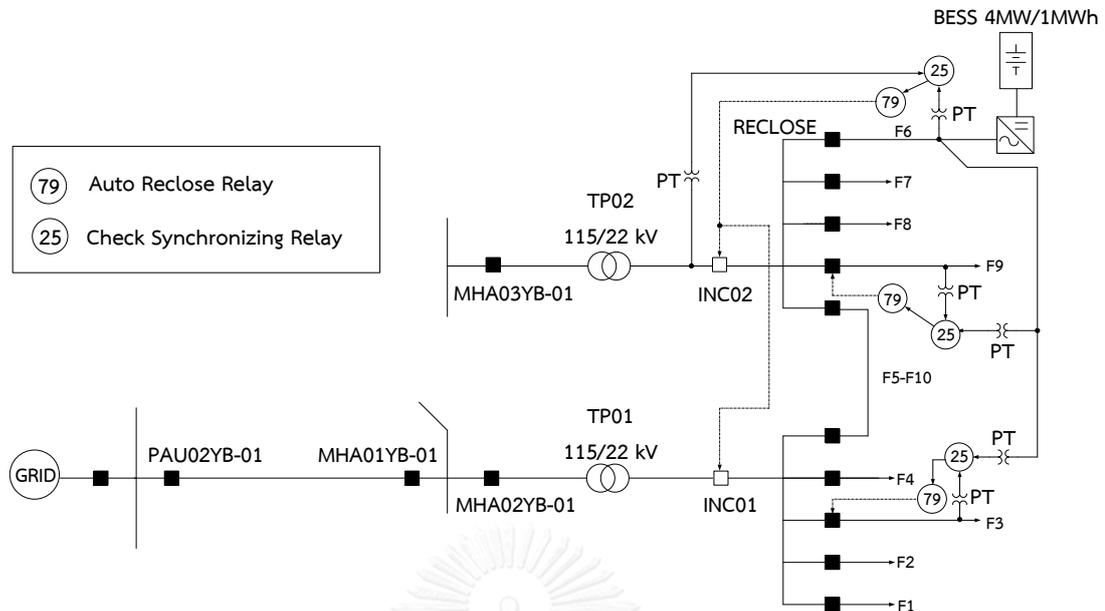
รูปที่ 3.1 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดพลาดบนสายส่ง PAU-MHA

3.1.1 การปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในไมโครกริดจากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายไปยังโหมดแยกตัวอิสระ

การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในรูปที่ 3.2 ยังคงใช้การทำงานของรีเลย์ระยะทาง (21) เป็นหลัก เพื่อตัดการจ่ายไฟในช่วงที่เกิดความผิดปกติ โดยเปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ PAU02YB-01 แบบทันที และกำหนดให้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง (67) ทำงานเป็นรีเลย์สำรอง มีการทำงานแบบหน่วงเวลาอย่างน้อย 0.3 วินาที อุปกรณ์ป้องกันที่มีการนำเสนอการปรับตั้งการทำงานใหม่คืออุปกรณ์ป้องกันที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน (MHA) ที่มีรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง (67) และรีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดิน (59N) ซึ่งระบบปัจจุบันจะปรับตั้งให้เปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ของฟีดเดอร์ F3 F6 และ F9 โดยในงานวิจัยนี้จะเสนอให้มีการปรับตั้งใหม่ โดยเปลี่ยนมาปลดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ INC01 และ INC02 แทน เพื่อให้พื้นที่ทางด้านแรงต่ำ 22 kV สามารถทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ การทำงานในลักษณะนี้จะส่งผลให้ระบบกักเก็บพลังงาน แบตเตอรี่และแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวจ่ายไฟให้กับโหลดในพื้นที่ได้อย่างต่อเนื่อง

3.1.2 การปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในไมโครกริดจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย

การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อความผิดปกติบนสายส่ง PAU-MHA ถูกเคลียร์เสร็จเรียบร้อยแล้ว เซอร์กิตเบรกเกอร์ PAU02YB-01 จะปิดวงจรรองรับการทำงานของโครงข่ายที่พร้อมจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดที่อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทางด้านแรงต่ำประกอบด้วย รีเลย์ตรวจสอบสถานะการซิงโครไนซ์ (25) และรีเลย์สับเข้าอัตโนมัติ (79) โดยที่ฟีดเดอร์ 6 จะถูกกำหนดให้เป็นฟีดเดอร์หลักในการทำหน้าที่ซิงโครไนซ์ (Synchronization Process) กับโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากที่ฟีดเดอร์ 6 มีระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่เป็นอุปกรณ์หลักในการกำหนดแรงดันและความถี่ในช่วงที่ทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ และสามารถปรับความถี่ มุมเฟส และขนาดแรงดันได้ ดังนั้นการทำรีซิงโครไนซ์จึงพิจารณาความถี่ มุมเฟส และขนาดแรงดัน ระหว่างฟีดเดอร์ที่ 6 และจุดเชื่อมต่อทางด้านโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อสั่งปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ INC01 และ INC02 และในส่วนของฟีดเดอร์ที่ 3 และ 9 จะเสนอให้มีการปรับเปลี่ยนจุดตรวจวัดความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดันของรีเลย์ตรวจสอบสถานะการซิงโครไนซ์ ระหว่างฟีดเดอร์ที่ 6 และฟีดเดอร์ที่ 3 กับฟีดเดอร์ที่ 6 และฟีดเดอร์ที่ 9 ดังแสดงในรูปที่ 3.2



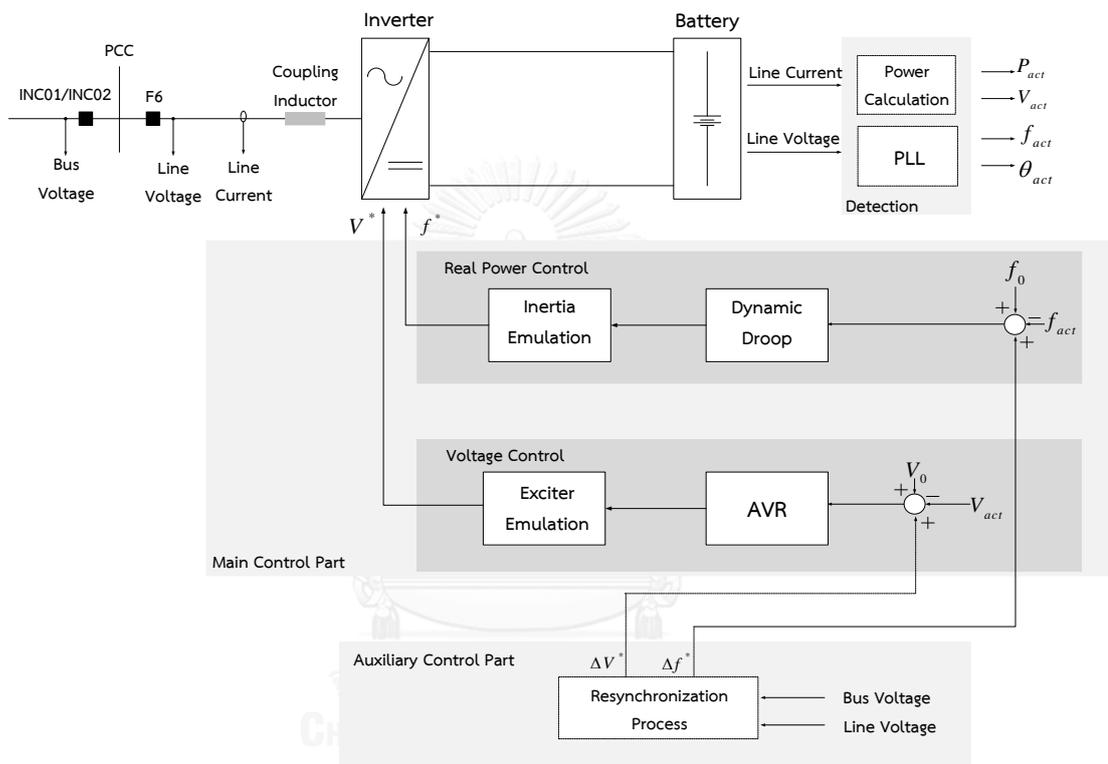
รูปที่ 3.2 การปรับตั้งระบบป้องกันให้ทำงานในสภาวะรีซิงโครไนซ์

3.2 การควบคุมคอนเวอร์เตอร์สำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

จากรายงาน [22] การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (Battery Energy Storage System; BESS) เป็นแบตเตอรี่ชนิดลิเทียมไอออน (Li-Ion) ขนาด 4 MW/1 MWh จากการศึกษาข้อมูลของไหลตพบว่ามีสถิติการเกิดไฟดับจากความเสียหายของสายส่งเกิดในช่วงฤดูฝนบ่อยครั้ง ประกอบกับอัตราการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำสามารถส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เต็มพิกัด เนื่องจากปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำมีมาก และมีอัตราการใช้ไฟฟ้าของไหลต่ำกว่าฤดูอื่นๆ ดังนั้นขนาดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ออกแบบจึงเพียงพอที่จะช่วยบรรเทาปัญหาไฟดับได้อย่างมีนัยสำคัญ ลักษณะสมบัติของชุดควบคุมในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะมีโหมดการทำงานดังนี้

- 1) โหมดเชื่อมต่อโครงข่าย (Grid-Connected Mode) ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เชื่อมต่อกับโครงข่ายตลอดเวลาที่ความถี่และแรงดันปกติ โดยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะทำงานแบบพร้อมจ่ายได้ทันที (Spinning Reserve)
- 2) โหมดการเปลี่ยนผ่านจากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายไปยังโหมดแยกตัวอิสระอย่างอัตโนมัติ และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานเป็นแหล่งจ่ายหลักของระบบ เนื่องจากมีผลตอบสนองไว สามารถทำหน้าที่จัดตั้งโครงข่าย (Grid Forming) เมื่อทำงานในโหมดแยกตัวอิสระเพื่อรองรับการทำงานร่วมกับแหล่งผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆภายในไมโครกริด

- 3) กระบวนการรีซิงโครไนซ์ในขณะที่บัสมีไฟและสายส่งมีไฟ (Live Bus / Live Line) เพื่อกลับคืนสู่โหมดเชื่อมต่อโครงข่ายแบบพร้อมจ่าย โดยมีผลตอบสนองภาวะชั่วคราวที่ไม่เกินข้อกำหนด [2] ในระหว่างช่วงเวลาของการเปลี่ยนผ่านโหมดการทำงาน
- 4) มีลักษณะสมบัติเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสเสมือน ที่มีความยืดหยุ่นในการควบคุมแรงดันและความถี่ และยังสอดคล้องกับกระบวนการในการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ผู้ดูแลระบบซึ่งคุ้นเคยกับการทำงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิม



รูปที่ 3.3 การควบคุมคอนเวอร์เตอร์สำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

รูปที่ 3.3 แสดงถึงวิธีการควบคุมคอนเวอร์เตอร์สำหรับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยวิทยานิพนธ์นี้ ประกอบไปด้วยการทำงานและลักษณะสมบัติที่กล่าวไว้ข้างต้น โครงสร้างของการควบคุมจะประกอบด้วย 2 ส่วนคือ

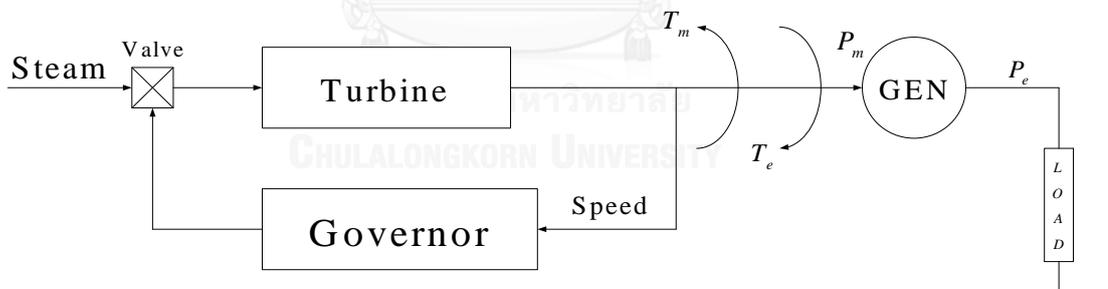
3.2.1 ส่วนควบคุมหลัก (Main Control Part)

ส่วนควบคุมหลักแบ่งออกได้เป็นชุดควบคุมกำลังจริง (Real Power Control) ประกอบด้วย ลักษณะสมบัติรูปความเร็ว (Droop Characteristic) และลักษณะสมบัติความเฉื่อยทางกล (Inertia Emulation) ทำหน้าที่ปรับการกำลังจริงให้กับโหลดตามการเปลี่ยนแปลงความถี่และชุดควบคุมแรงดัน เลียนแบบการควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ประกอบไปด้วยชุดควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator; AVR) และตัวกระตุ้น (Exciter Emulation) ทำหน้าที่รักษาระดับของแรงดันให้มีความผิดพลาดไม่เกิน 0.05 เปอร์เซ็นต์

3.2.1.1 การควบคุมค่ากำลังจริง (Real Power Control)

3.2.1.1.1 พลวัตของการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบไอโซโครนัส

จากรูปที่ 3.4 แสดงถึงบล็อกไดอะแกรมพื้นฐานของการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบไอโซโครนัส (Isochronous) โดยมีชุดควบคุมตัวบังคับ (Governor Controller) กังหัน (Turbine) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronous Generator) กำลังงานทางกลของกังหัน P_m จะถูกควบคุมผ่านวงรอบควบคุมความเร็ว (ซึ่งสัมพันธ์กับความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า) ที่จะปรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตกำลังไฟฟ้า P_e ให้มากขึ้นหรือน้อยลง เมื่อโหลดในระบบเพิ่มขึ้นหรือโหลดลดลง P_L ตามลำดับ [23]



รูปที่ 3.4 ชุดควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เราสามารถเขียนสมการทางกลได้ดังสมการที่ (3.1)

$$T_m - T_e = M \frac{d\omega_r}{dt} \quad (3.1)$$

โดยที่ M คือลักษณะสมบัติความเฉื่อยทางกลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เนื่องจากการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง เราจะพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังและความเร็ว (ความถี่) ซึ่งจะอธิบายได้เข้าใจง่ายกว่าความสัมพันธ์ระหว่างค่าแรงบิดและความเร็ว โดยความสัมพันธ์ระหว่างกำลังและความเร็วสามารถคำนวณหาได้ดังสมการต่อไปนี้
จากความสัมพันธ์ระหว่างกำลัง แรงบิด และความเร็ว

$$P = \omega_r T \quad (3.2)$$

เมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงในช่วงแคบๆ รอบๆ จุดทำงานสงบ (P_0, ω_0, T_0) จะได้ว่า

$$\begin{aligned} P &= P_0 + \Delta P \\ T &= T_0 + \Delta T \\ \omega_r &= \omega_0 + \Delta \omega_r \end{aligned} \quad (3.3)$$

จากสมการที่ (3.2) และ (3.3)

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta \omega_r)(T_0 + \Delta T) \quad (3.4)$$

และละเลยเทอมที่อันดับสูงๆ จะได้ว่า

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta \omega_r \quad (3.5)$$

ดังนั้น

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0}) \Delta \omega_r \quad (3.6)$$

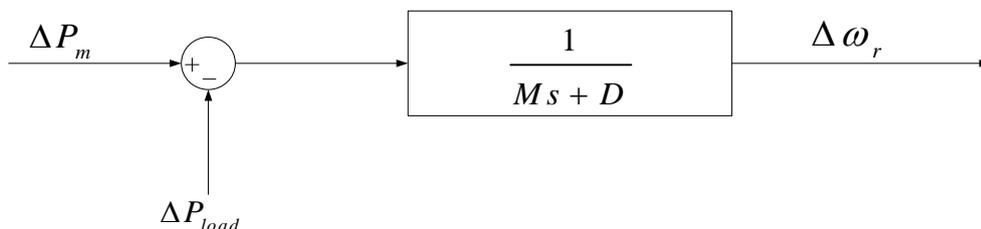
เนื่องจากที่สถานะอยู่ตัวแรงบิดทางกล T_{m0} และแรงบิดทางไฟฟ้า T_{e0} มีค่าเท่ากัน $T_{m0} - T_{e0}$ และเมื่อเขียนความเร็ว ω_0 แบบต่อหน่วย (per unit) จะได้ว่า การเปลี่ยนแปลงของแรงบิดสัมพันธ์โดยตรงกับการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าดังแสดงในสมการที่ (3.7)

$$\Delta P_m - \Delta P_e = (\Delta T_m - \Delta T_e) \quad (3.7)$$

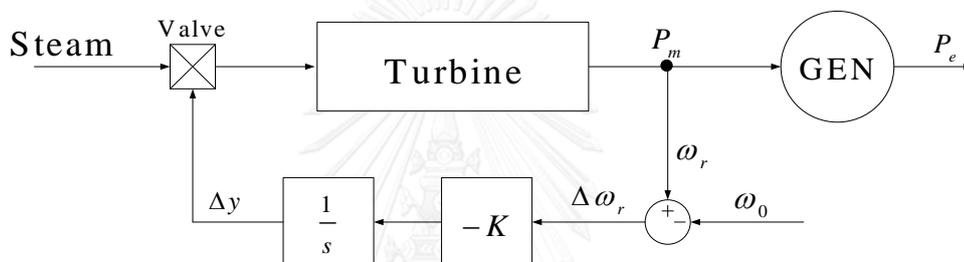
สมการที่ (3.8) แสดงถึงเทอมกำลังไฟฟ้า ΔP_e ที่แยกระหว่างโหลดที่ไม่ขึ้นกับความถี่ ΔP_L และโหลดที่ขึ้นกับความถี่ $D \cdot \Delta \omega_r$ (โดยที่ D คือค่าคงตัวของโหลดที่ขึ้นกับความถี่)

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D \cdot \Delta \omega_r \quad (3.8)$$

จากสมการ (3.1) (3.7)-(3.8) เราสามารถเขียนบล็อกไดอะแกรมแสดงลักษณะสมบัติทางพลวัตระหว่างกำลังและความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 3.5 ซึ่งเราจะใช้สำหรับการจำลองลักษณะสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนควบคุมต่อไป (Inertial Emulation)



รูปที่ 3.5 ลักษณะสมบัติทางพลวัตระหว่างกำลังจริงและความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

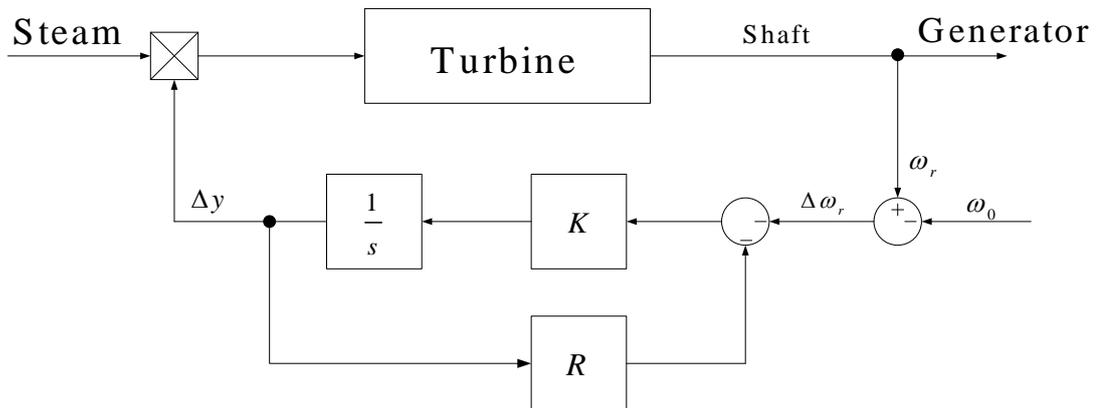


รูปที่ 3.6 การควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบไอโซโครนัส

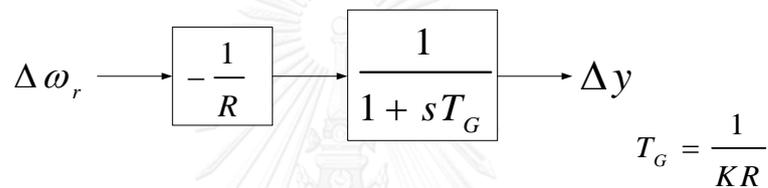
การทำงานแบบไอโซโครนัสในรูปที่ 3.6 มีการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด ซึ่งการทำงานแบบไอโซโครนัสไม่สามารถใช้ได้กรณีที่ระบบไฟฟ้ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เครื่องหรือมากกว่า ดังนั้นการแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง จะใช้การควบคุมแบบการปรับค่าความเร็วหรือที่เรียกว่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว ดังแสดงในหัวข้อถัดไป

3.2.1.1.2 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Speed Droop Characteristic of Synchronous Generator)

การปรับลักษณะสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสด้วยลักษณะสมบัติรูปความเร็ว ซึ่งเป็นความสัมพันธ์ระหว่างความถี่และกำลังจริง โดยหลักการคือยอมให้มีความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตกลงตามเรกูล์ชันของความเร็ว (Speed Regulation) เพื่อให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถทำงานร่วมกันได้โดยไม่เกิดการแข่งขันกันในการควบคุมความถี่



รูปที่ 3.7 ระบบควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่มีชุดควบคุมของตัวขับเคลื่อนและลักษณะรูป
ความเร็ว

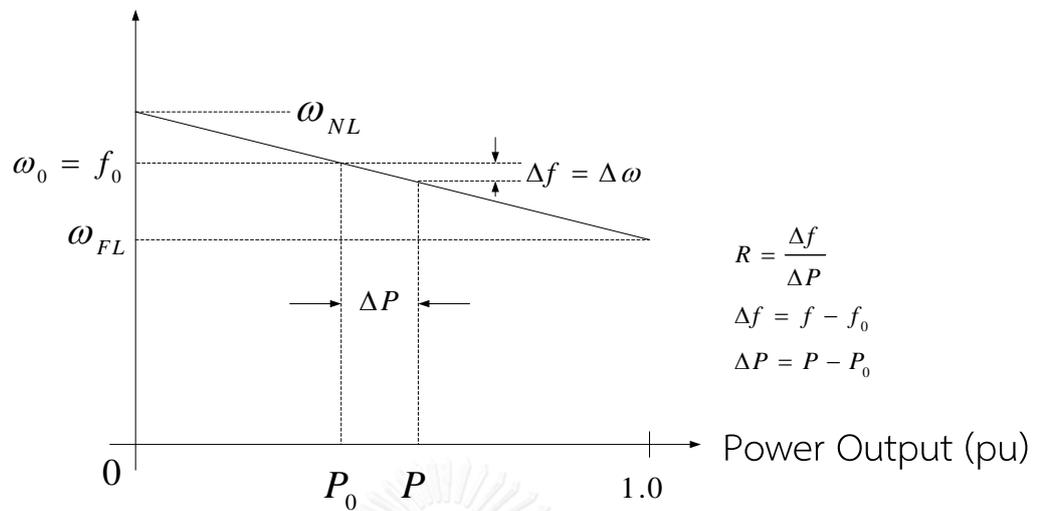


รูปที่ 3.8 บล็อกไดอะแกรมของส่วนควบคุมลักษณะสมบัติรูปความเร็ว

รูปที่ 3.7 และรูปที่ 3.8 แสดงถึงบล็อกไดอะแกรมของการควบคุมกำลังงานจริงที่มีลักษณะสมบัติรูปความเร็ว ลักษณะสมบัติของกังหัน และพลวัตความเฉื่อยทางกลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส การทำงานของชุดควบคุมกำลังจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่เพิ่มลักษณะสมบัติรูปความเร็ว (Droop Control) เข้าไปที่ชุดควบคุมของตัวบังคับความเร็ว (Speed Governor Controller) การคุมค่าความเร็ว (Speed Regulation) จะถูกกำหนดโดยอัตราขยาย R ดังแสดงในสมการที่ (3.9) และรูปที่ 3.9 แสดงถึงอัตราส่วนระหว่างการเปลี่ยนแปลงความเร็ว ($\Delta\omega$) หรือความถี่ (Δf) กับค่ากำลังจริง (ΔP)

$$\% R = \frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \times 100 \quad (3.9)$$

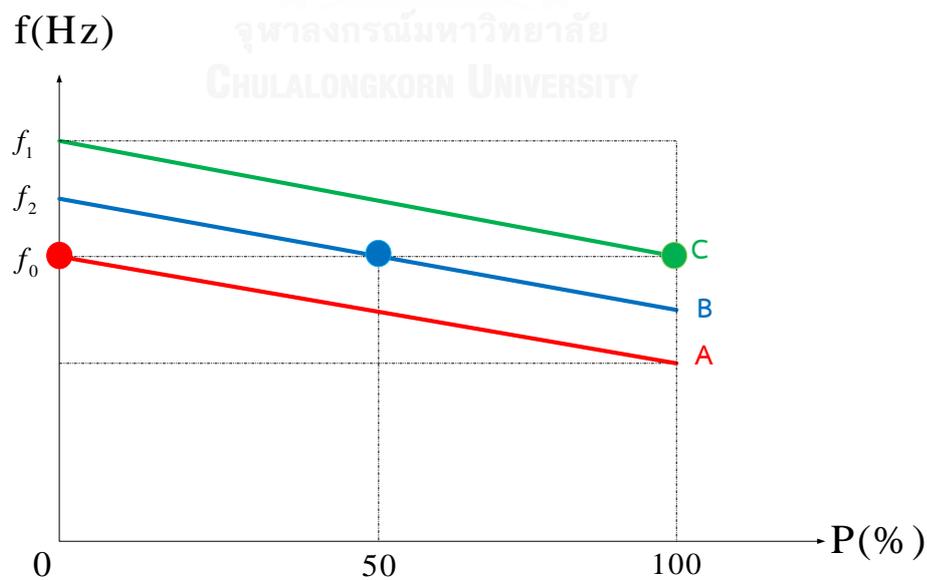
Speed or Frequency (pu)



รูปที่ 3.9 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วในสถานะอยู่ตัว

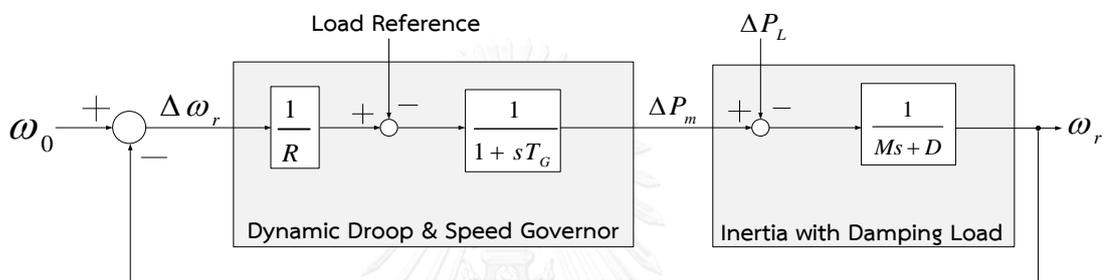
3.2.1.1.3 โหลดอ้างอิง (Load Reference)

สัญญาณค่าโหลดอ้างอิง (Load Reference) เป็นตัวปรับค่าเริ่มต้นในการจ่ายกำลังจริง สามารถกำหนดความสำคัญในการจ่ายโหลดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่อขนานกัน หรือกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานในรูปแบบพร้อมจ่ายได้ (Spinning Reserve)



รูปที่ 3.10 ลักษณะสมบัติของรูปความเร็วเมื่อมีการกำหนดค่าโหลดอ้างอิง

รูปที่ 3.10 แสดงตัวอย่างการตั้งค่าโหลดอ้างอิง พบว่าที่กราฟ A B และ C มีอัตราการจ่ายกำลังจริง (Power Output) ที่ต่างกันเมื่อพิจารณาที่ความถี่ปกติ (f_0) โดยกราฟ C จ่ายกำลังจริง 100% ในขณะที่กราฟ B จ่ายกำลังจริงที่ 50% และกราฟ A ไม่จ่ายกำลังจริง กล่าวได้ว่ากราฟ C ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดไวที่สุด ในขณะที่กราฟ A จะตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดช้าที่สุด การกำหนดค่าสัญญาณอ้างอิงจึงเป็นการให้ลำดับความสำคัญในการจ่ายโหลด สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์ที่มีลักษณะสมบัติความเร็ว และสามารถปรับตั้งให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์ทำงานแบบพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) ได้อีกด้วย ชุดควบคุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์สามารถเขียนในบล็อกไดอะแกรมได้ดังรูปที่ 3.11



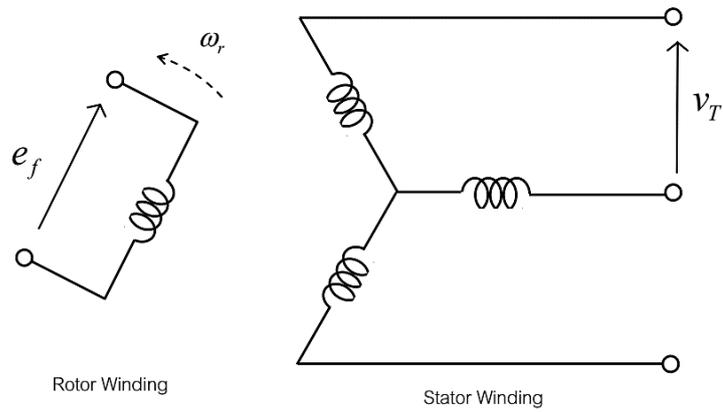
รูปที่ 3.11 บล็อกไดอะแกรมของระบบควบคุมกำลังจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีลักษณะสมบัติความเร็วและความถี่และลักษณะสมบัติความเฉื่อยทางกล

3.2.1.2 การควบคุมแรงดัน (Voltage Control)

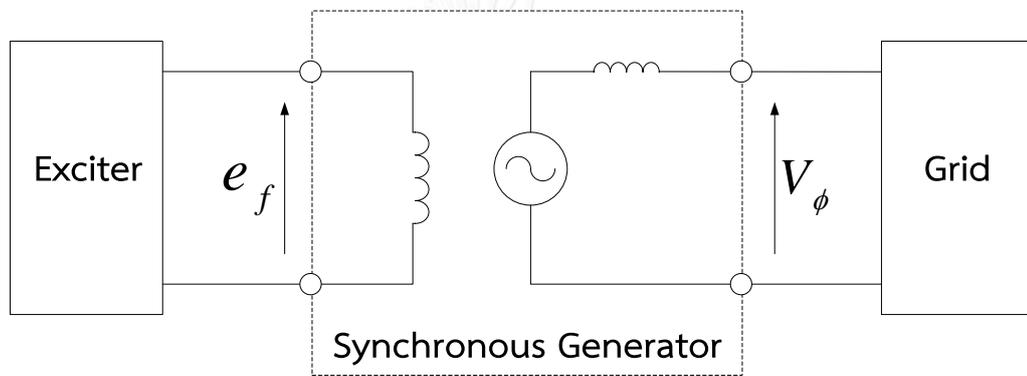
ชุดควบคุมแรงดันประกอบไปด้วยตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator; AVR) และตัวกระตุ้น (Exciter Emulation) ชุดควบคุมแรงดันเลียนแบบการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์ โดยจะปรับค่ากระแสสนามเพื่อควบคุมแรงดันด้านออกของขดลวดอาร์เมเจอร์ที่ต่ออยู่กับบัส [24]

3.2.1.2.1 แบบจำลองทางไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์

รูปที่ 3.12 แสดงถึงวงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์ โดยมีขดลวดอาร์เมเจอร์ 3 เฟสทางด้านสเตเตอร์และขดลวดสนามอยู่ทางฝั่งโรเตอร์ วงจรสมมูลต่อเฟสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอร์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.13 โดยวงจรทางด้านสเตเตอร์จะเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า ในขณะที่วงจรทางด้านโรเตอร์จะต่ออยู่กับตัวกระตุ้น (Exciter) ที่ทำหน้าที่ป้อนกระแสให้แก่ขดลวดสนาม สมการที่ (3.10) แสดงฟังก์ชันโอนย้ายระหว่างแรงดันกระตุ้นทางด้านโรเตอร์ e_f และแรงดันเฟสที่ปลายขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า V_ϕ



รูปที่ 3.12 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส



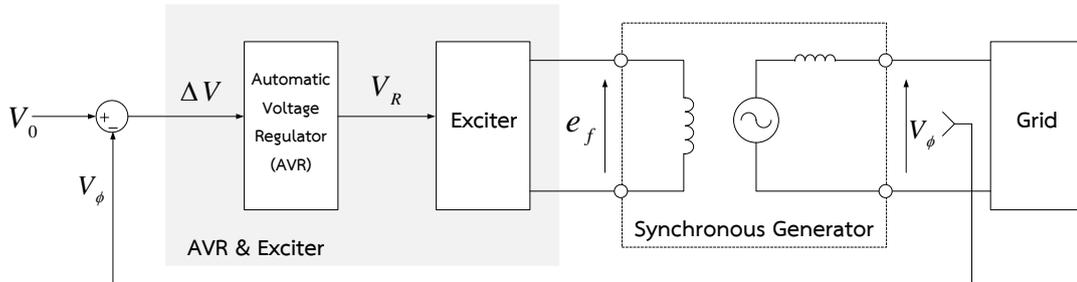
รูปที่ 3.13 วงจรสมมูลต่อเฟสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$\frac{V_\phi}{e_f} = \frac{K_D}{1+s\tau_D} \tag{3.10}$$

ค่าคงตัวเวลา τ_D ขึ้นกับอัตราส่วนระหว่างค่าความเหนี่ยวนำของขดลวดและค่าความต้านทานของขดลวดสนาม ทั้งนี้ค่าความเหนี่ยวนำในกรณีนี้คือผลรวมของค่าความเหนี่ยวนำของขดลวดสนามและค่าความเหนี่ยวนำร่วมระหว่างขดลวดสนามและขดลวดสเตเตอร์ สำหรับค่าอัตราขยาย K_D จะขึ้นกับลักษณะสมบัติการกระตุ้น (Magnetization Characteristic)

3.2.1.2.2 การควบคุมแรงดันด้วยตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator; AVR) และตัวกระตุ้น (Exciter)



รูปที่ 3.14 ระบบควบคุมตัวกระตุ้นที่ส่วนการควบคุมแรงดันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

โดยทั่วไปแล้วการควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะไม่ใช้การควบคุมลักษณะสมบัติรูปความเร็วเหมือนกับในกรณีการควบคุมกำลังจริง แต่จะมีโครงสร้างตัวควบคุมดังแสดงในรูปที่ 3.14 วงรอบควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีองค์ประกอบหลักคือตัวกระตุ้น (Exciter) และตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (AVR) ตัวกระตุ้นจะทำหน้าที่เป็นตัวขยายกำลังสำหรับขดลวดสนามและมีฟังก์ชันโอนย้ายดังในสมการที่ (3.11)

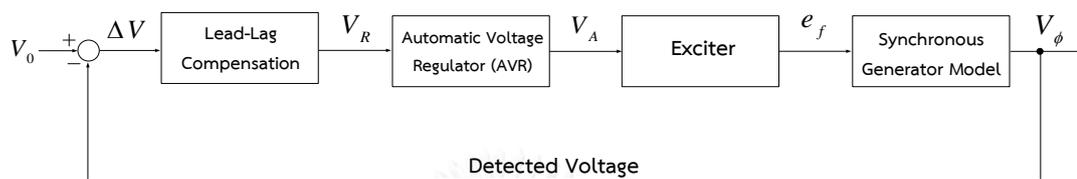
$$\frac{e_f}{V_R} = \frac{K_E}{1 + s\tau_E} \quad (3.11)$$

พารามิเตอร์ K_E คืออัตราขยายกำลังซึ่งจะขึ้นกับค่าความต้านทานของเครื่องจักรกลไฟฟ้าที่ใช้เป็นตัวกระตุ้นและลักษณะสมบัติการกระตุ้น สำหรับค่าคงตัวเวลา τ_E จะขึ้นกับค่าความต้านทานของขดลวดสนาม ค่าความเหนี่ยวนำของขดลวดสนาม และลักษณะสมบัติการกระตุ้น ตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติโดยส่วนใหญ่จะใช้ฟังก์ชันโอนย้ายแบบอันดับหนึ่ง หรือเป็นแบบล่าช้า-นำหน้า [25] ดังแสดงในสมการที่ (3.12)

$$\frac{V_R}{\Delta V} = \left(\frac{1 + s\tau_C}{1 + s\tau_B} \right) \left(\frac{K_A}{1 + s\tau_A} \right) \quad (3.12)$$

ค่าคงตัวเวลา τ_A และอัตราขยาย K_A คือเวลาคงตัวของตัวปรับค่าแรงดันและอัตราขยายของตัวปรับค่าแรงดันตามลำดับ จากลักษณะของตัวควบคุมทำให้เกิดค่าผิดพลาดที่สถานะอยู่ตัวหรือการคุมค่าแรงดัน โดยค่าผิดพลาดดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับอัตราขยาย K_A ถ้าต้องการให้มีค่าผิดพลาดที่สถานะอยู่ตัวน้อยอัตราขยาย K_A มีค่าสูงมาก อย่างไรก็ตามการใช้อัตราขยาย K_A ที่สูงเกินไปจะทำให้เกิดผลกระทบต่อเสถียรภาพที่สภาวะชั่วคราว ซึ่งต้องมีการชดเชยด้วยการป้อนกลับเพิ่มเติมดังจะกล่าวต่อไป

การทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติดังกล่าวมีการกำหนดโครงสร้างของตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ โดยมีวัตถุประสงค์คล้ายคลึงกับวิธีลักษณะสมบัติรูปความเร็ว ที่จะทำให้เกิดการแข่งขันควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเมื่อโครงข่ายมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากกว่าหนึ่งตัว จากรูปที่ 3.15 แสดงถึงบล็อกไดอะแกรมของระบบควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ซึ่งจะเห็นได้จากสมการที่ (3.17) ว่ามีส่วนป้อนกลับผ่านตัวอนุพันธ์ที่มีอัตราขยาย K_F และค่าคงตัวเวลา τ_F เพื่อช่วยปรับปรุงเสถียรภาพในสภาวะชั่วคราวได้ [24]



รูปที่ 3.15 วงรอบป้อนกลับของระบบควบคุมแรงดัน

องค์ประกอบของชุดควบคุมป้อนกลับของระบบควบคุมแรงดันในรูปที่ 3.15 แสดงได้ในสมการ (3.13)-(3.17) อ้างอิงค่าพารามิเตอร์ของแต่ละสมการจาก [25] [26] ดังนั้นเมื่อนำไปเขียนบล็อกไดอะแกรมจะได้ดังรูปที่ 3.16

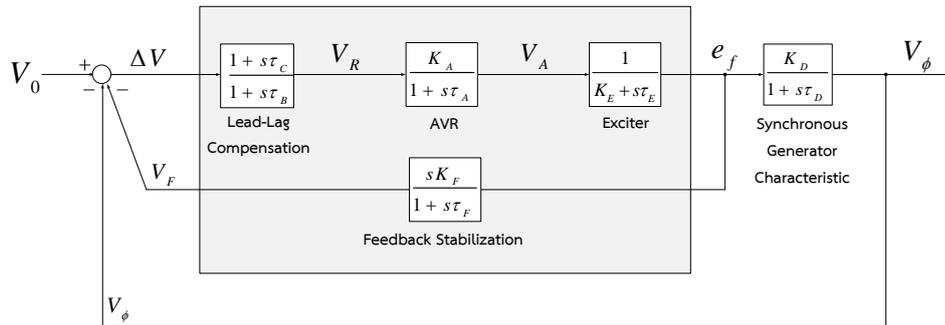
$$\text{Lead-Lag Compensation} = \left(\frac{1+s\tau_C}{1+s\tau_B} \right) \quad (3.13)$$

$$\text{Automatic Voltage Regulator} = \left(\frac{K_A}{1+s\tau_A} \right) \quad (3.14)$$

$$\text{Exciter} = \left(\frac{1}{K_E+s\tau_E} \right) \quad (3.15)$$

$$\text{Synchronous Generator Model} = \left(\frac{K_D}{1+s\tau_D} \right) \quad (3.16)$$

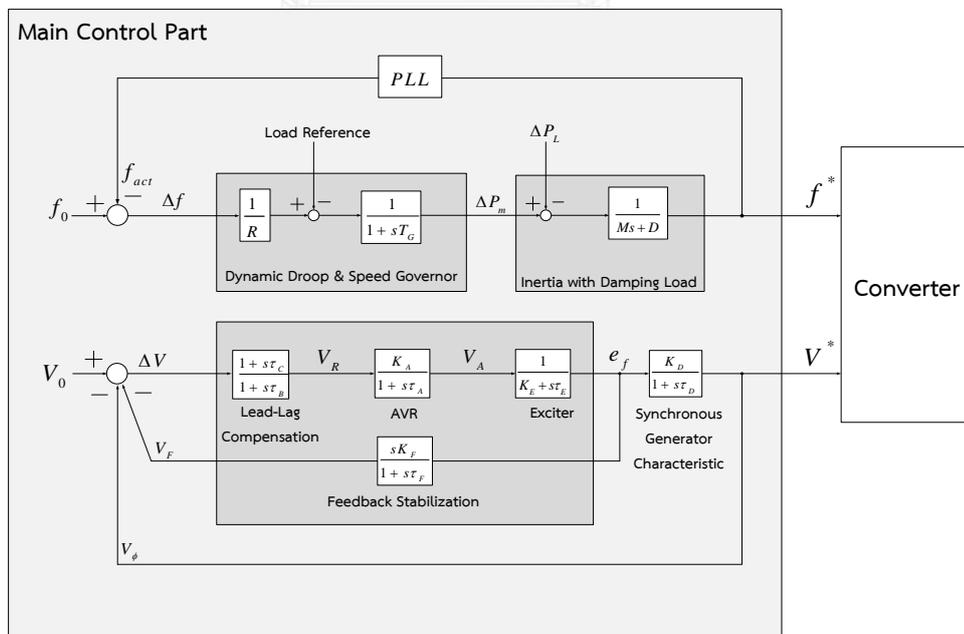
$$\text{Feedback Element} = \left(\frac{sK_F}{1+s\tau_F} \right) \quad (3.17)$$



รูปที่ 3.16 บล็อกไดอะแกรมของระบบควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

3.2.1.2.3 การควบคุมคอนเวอร์เตอร์ให้มีลักษณะสมบัติเหมือนการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

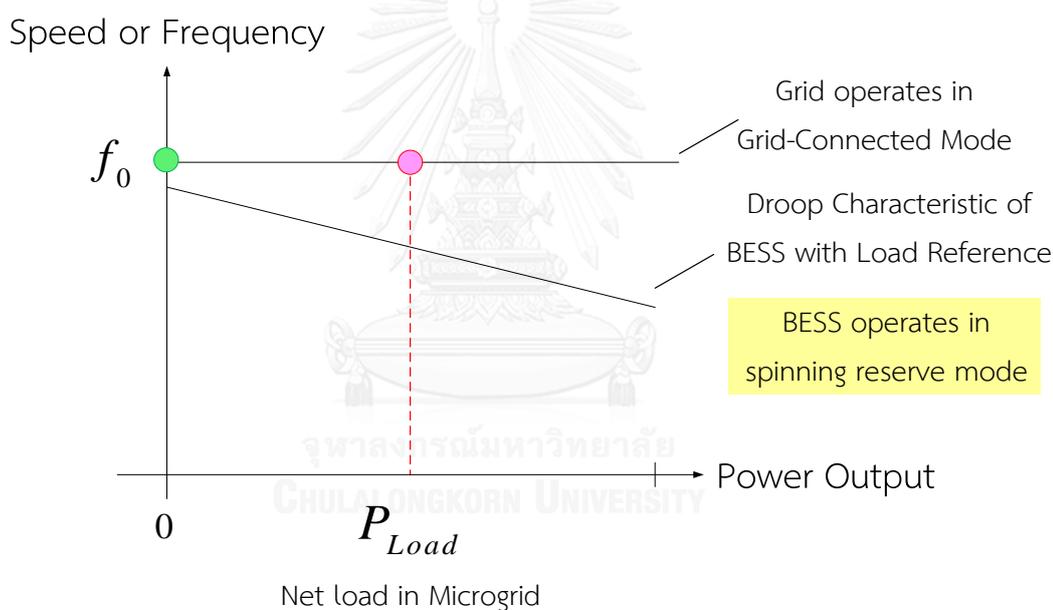
จากรูปที่ 3.3 แสดงองค์ประกอบในชุดควบคุมหลัก ซึ่งแบ่งออกเป็นชุดควบคุมความถี่และชุดควบคุมแรงดัน โดยความถี่คำสั่งของคอนเวอร์เตอร์จะส่งผ่านมาจากตัวควบคุมความเร็วที่ทำงานร่วมกับลักษณะสมบัติครูปความเร็ว ค่าโหลดอ้างอิง และลักษณะสมบัติความเฉื่อยทางกล ทำให้คอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานอยู่ในโหมดพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) และแรงดันคำสั่งของคอนเวอร์เตอร์จะส่งผ่านจากระบบควบคุมตัวกระตุ้นและลักษณะสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ทำให้คอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายมีลักษณะสมบัติเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสเหมือน ดังแสดงด้วยบล็อกไดอะแกรมของชุดควบคุมหลักในรูปที่ 3.17



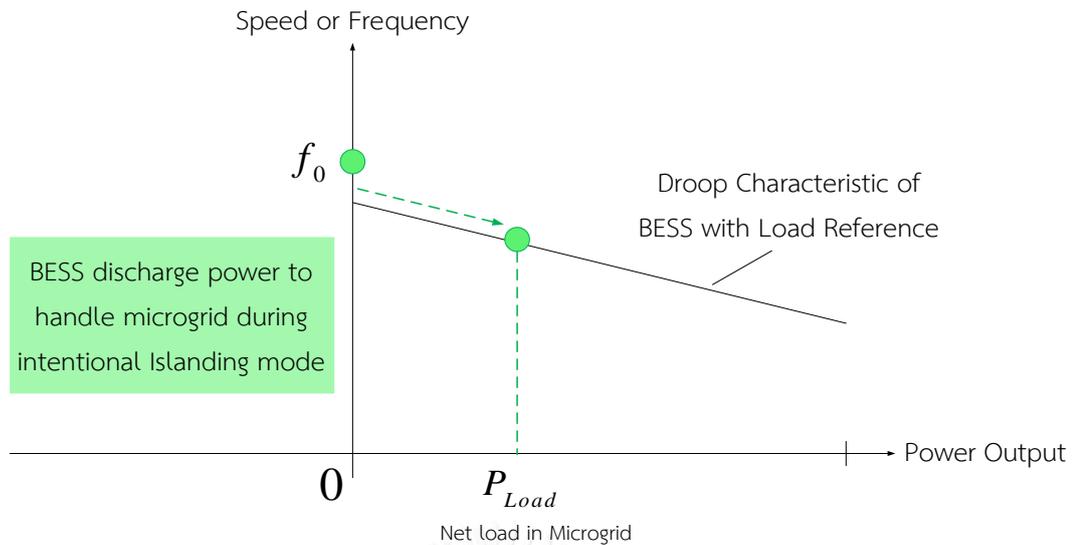
รูปที่ 3.17 บล็อกไดอะแกรมของระบบควบคุมความถี่และแรงดันของคอนเวอร์เตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

3.2.1.2.4 การเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายกลับไปยังโหมดแยกตัวอิสระ

รูปที่ 3.18 แสดงตัวอย่างการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานในโหมดพร้อมจ่าย จะเห็นได้ว่า P_{LOAD} จะถูกจ่ายโดยโครงข่ายไฟฟ้าและความถี่ของระบบจะถูกกำหนดโดยโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งมีค่าความถี่ปกติที่ 50 Hz แต่เมื่อเกิดความผิดปกติและระบบป้องกันทำงานตามที่ปรับตั้งไว้ในหัวข้อที่ 3.1 ไมโครกริดจะเข้าสู่โหมดแยกตัวอิสระแบบตั้งใจ ทั้งนี้ในช่วงการเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมดการทำงานของไมโครกริด ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้ารองรับโหลดสุทธิภายในไมโครกริดทันที และเข้าสู่สถานะอยู่ตัวดังแสดงในรูปที่ 3.19 จะเห็นได้ว่าการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานในโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายแบบพร้อมจ่าย และยังสามารถทำงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านไปยังโหมดแยกตัวอิสระได้อย่างราบรื่นอีกด้วย



รูปที่ 3.18 การจ่ายโหลดสุทธิระหว่างโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ทำงานแบบพร้อมจ่ายในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย

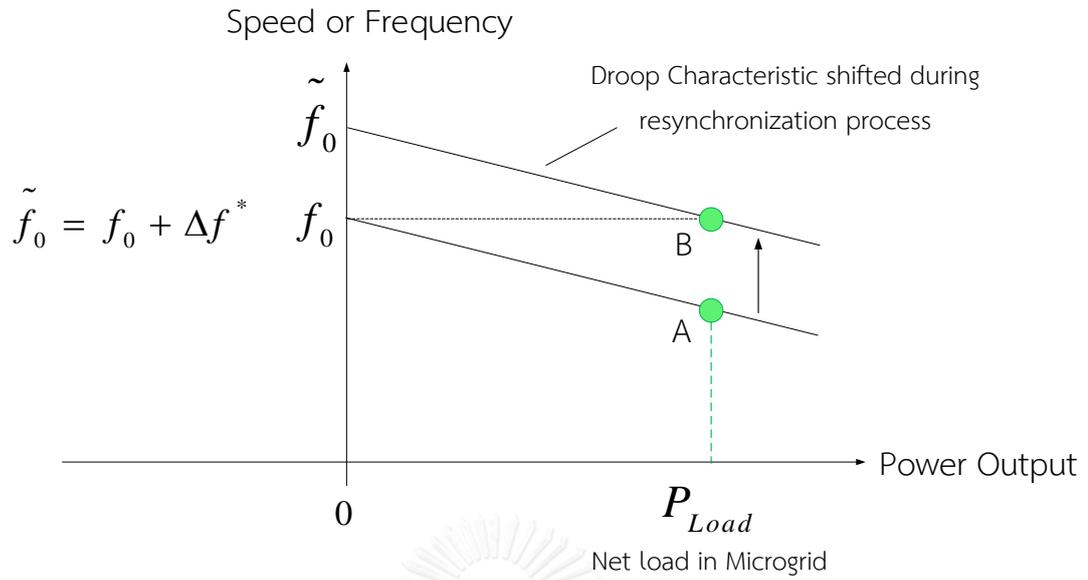


รูปที่ 3.19 ลักษณะสมบัติการจ่ายโหลดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เมื่อไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ

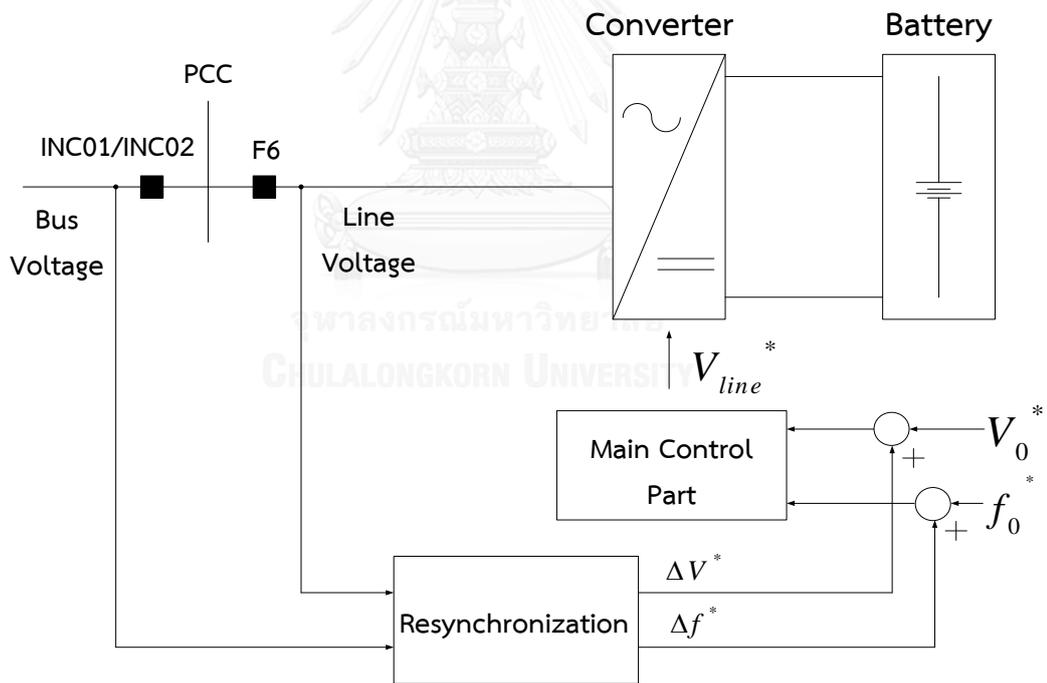
3.2.2 ส่วนควบคุมรอง (Auxiliary Control Part)

3.2.2.1 การเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย (รีซิงโครไนซ์)

ส่วนควบคุมรองที่กล่าวถึงจะเป็นส่วนควบคุมที่ใช้ในช่วงการเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย การทำงานในลักษณะนี้จะอาศัยการปรับความถี่ มุมเฟส และขนาดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ให้มีค่าเท่ากับโครงข่ายไฟฟ้า จากรูปที่ 3.20 แสดงถึงลักษณะสมบัติความเร็วในช่วงการทำรีซิงโครไนซ์ จากรูปพบว่าก่อนกระบวนการรีซิงโครไนซ์ ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานในโหมดแยกตัวอิสระที่จุดการทำงาน A แต่เมื่อเข้าสู่กระบวนการรีซิงโครไนซ์ ลักษณะสมบัติของความเร็วจะถูกเลื่อนขึ้น ส่งผลให้จุดการทำงานย้ายมาที่จุด B ที่มีความถี่เท่ากับ ความถี่ของโครงข่าย และขนาดแรงดันใกล้เคียงกับโครงข่ายไฟฟ้า (f_0 และ V_0) กลไกการปรับความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดันในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ สามารถแสดงได้ด้วยวงจรการควบคุม ในรูปที่ 3.21



รูปที่ 3.20 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วเมื่อมีกระบวนการรีซิงโครไนซ์



รูปที่ 3.21 การรีซิงโครไนซ์

บทที่ 4

ผลการจำลองการทำงานไมโครกริดกระแสลับของอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

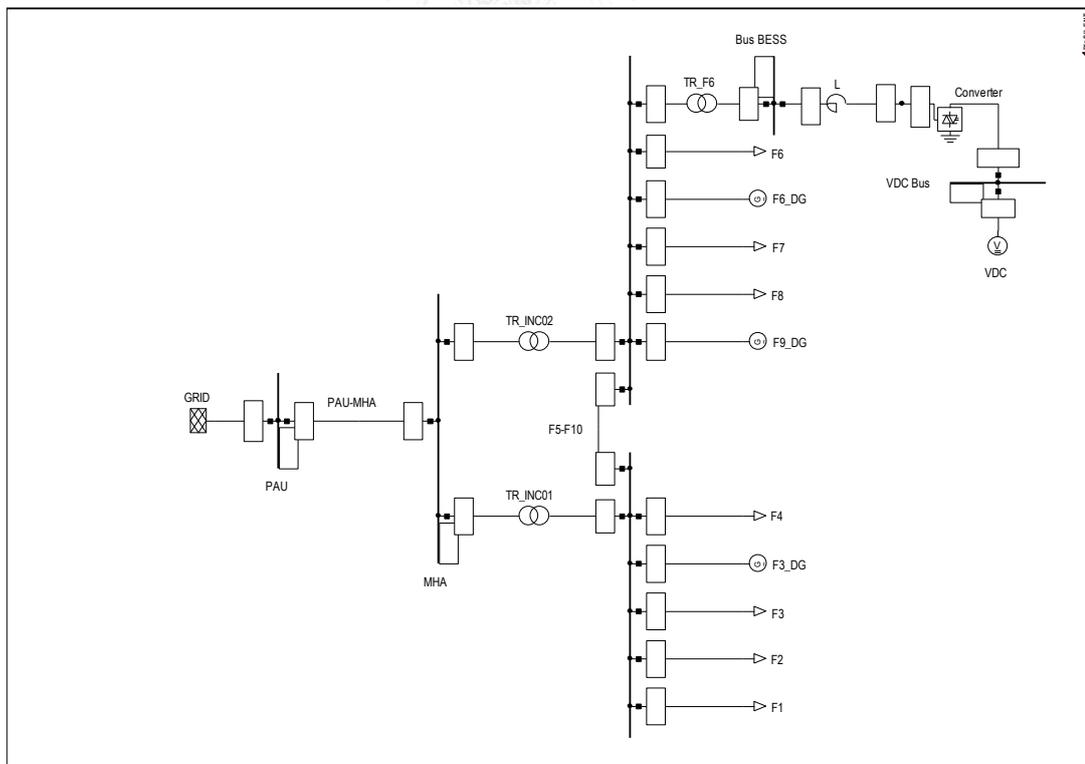
เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอการจำลองการทำงานของระบบป้องกันในระบบจำหน่ายที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอนดังที่กล่าวในบทที่ 3.1 ระบบป้องกันจะทำงานรองรับไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระ การปรับตั้งการทำงานในลักษณะนี้เพื่อให้สอดคล้องกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ฟีดเดอร์ที่ 6 และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะอาศัยชุดควบคุมคอนเวอร์เตอร์ตามแนวคิดที่นำเสนอในบทที่ 3.2 เพื่อกำหนดรูปแบบการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย โหมดแยกตัวอิสระ และโหมดรีซิงโครไนซ์ รวมถึงการทำงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมดให้มีความราบรื่น การทดสอบการทำงานจะจำลองการทำงานด้วยโปรแกรม DigSILENT

4.1 การจำลองการจ่ายไฟในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

แนวคิดการปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่ในระบบจำหน่าย ส่งผลให้ไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวอิสระได้อย่างอัตโนมัติ ด้วยเหตุผลที่ว่าในพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่สามารถผลิตไฟฟ้าให้กับชุมชนได้อย่างมีนัยสำคัญ และด้วยโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ยังมีความยืดหยุ่นที่สามารถกำหนดรูปแบบการทำงานได้ จากรูปที่ 4.1 แสดงถึงการจำลองการส่งจ่ายพลังงานในพื้นที่อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน กำหนดให้รับไฟฟ้าจากโครงข่าย (Grid) ที่พิกัดแรงดัน 115 kV จากอำเภอปาย ผ่านสายส่ง PAU-MHA ที่ความยาวประมาณ 87 กิโลเมตร และปรับแรงดันลงมาที่พิกัด 22 kV ที่หม้อแปลงแรงดัน INC01 และ INC02 เพื่อจ่ายให้กับโหนดที่ฟีดเดอร์ 1-5 และฟีดเดอร์ 6-10 ตามลำดับ กำหนดให้ฟีดเดอร์ที่ 5 และ 10 เชื่อมต่อถึงกัน ในส่วนของพิกัดแรงดันด้าน 22 kV มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่ฟีดเดอร์ 3 6 และ 9 ในการจำลองนี้จะพิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากในช่วงเวลาปกติทำงานโดยจ่ายกำลังไฟฟ้าฐาน (Base Load) ตารางที่ 4.1 [27] แสดงค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในปัจจุบันฟีดเดอร์ที่ 5 และ 10 ใช้เป็นวงจรเชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างฟีดเดอร์ที่ 1-4 กับฟีดเดอร์ที่ 6-9 เพื่อถ่ายโอนโหลด (Tie Bus)

ตารางที่ 4.1 ค่ากำลังไฟฟ้าในฟีดเดอร์ด้านแรงดันต่ำ

ฟีดเดอร์	ความสำคัญ	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (เมกะวัตต์)
1	โรงเรียน	5
2	เรือนจำ	1
3	สถานีพันธุชีว โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแม่สะงา	3.5 $2 \times 2.52 = 5.04$
4	ที่ว่าการอำเภอ	1
6	ศาลากลางจังหวัด โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนผาบ่อง โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์	1 0.85 0.5
7	บ้านพักข้าราชการ	1
8	เทศบาลเมืองแม่ฮ่องสอน	1.5
9	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแม่สะงา	$2 \times 2.65 = 5.3$

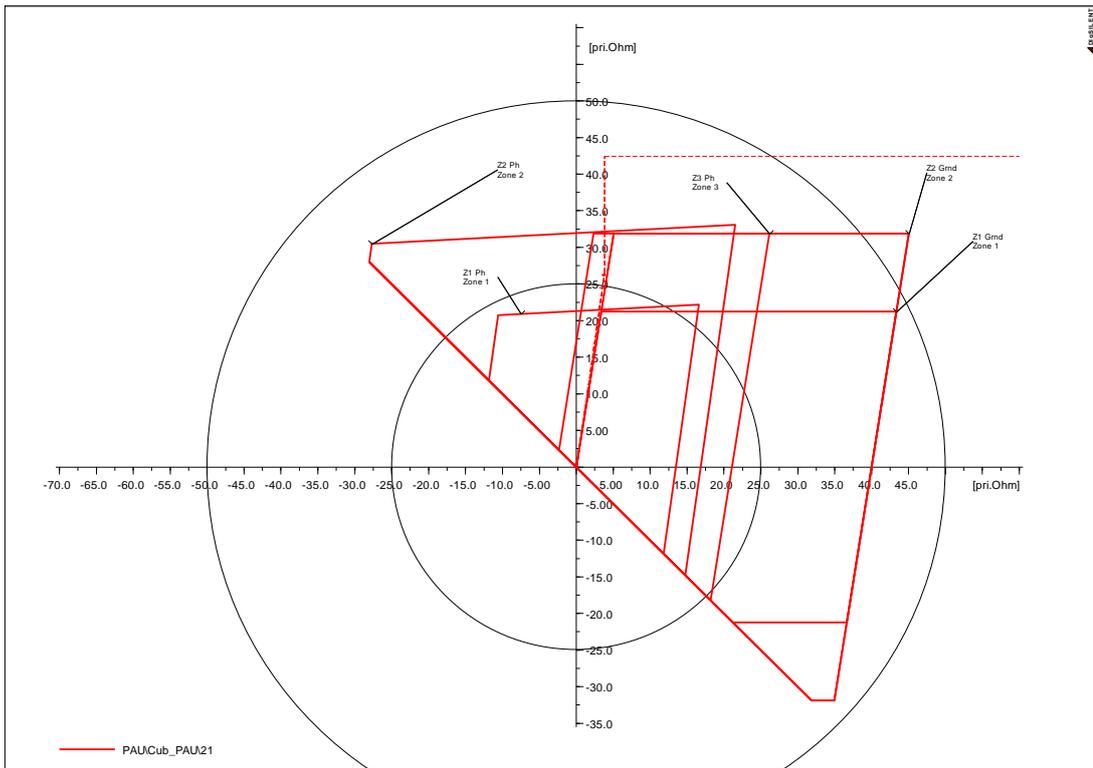


รูปที่ 4.1 แบบจำลองของระบบจำหน่ายในพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

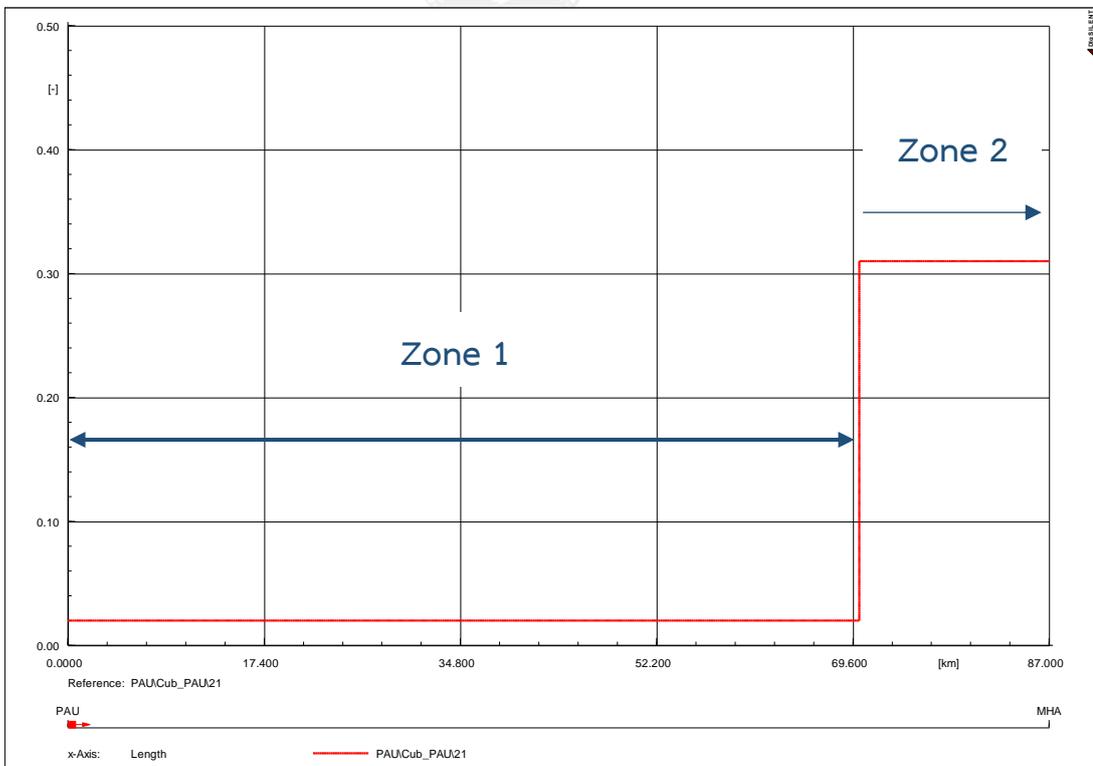
4.2 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมบนสายส่ง PAU-MHA

รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay; 21) มีหน้าที่หลักในการป้องกันความผิดปกติพร้อมที่สายส่ง และทำหน้าที่ป้องกันสำรองสำหรับสายส่งที่อยู่ถัดออกไปด้วย รีเลย์ระยะทางใช้วิธีตรวจวัดค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างตำแหน่งที่รีเลย์รับสัญญาณและตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติ เมื่อค่าอิมพีแดนซ์ที่รีเลย์ระยะทางวัดได้มีค่าต่ำกว่าที่ปรับตั้งไว้ รีเลย์ระยะทางจะส่งสัญญาณไปเปิดวงจรเพื่อตัดความผิดปกติพร้อม แผนผังความต้านทาน-รีแอกแตนซ์ (R-X Diagram) แสดงพื้นที่การทำงานของรีเลย์ระยะทางในรูปที่ 4.2 และในรูปที่ 4.3 แสดงช่วงการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่ความยาวสายส่ง ต่อเวลาการทำงาน คือที่พื้นที่การทำงานที่ 1 (Zone1) ทำหน้าที่ป้องกันความผิดปกติพร้อมที่ระยะทางจาก 0 ถึง 69.67 กิโลเมตร (80 เปอร์เซ็นต์ของความยาวสายส่ง) เวลาการทำงานในพื้นที่ที่ 1 เป็นการทำงานแบบทันที (Instantaneous Time) และพื้นที่การทำงานที่ 2 (Zone2) ทำหน้าที่ป้องกันความผิดปกติพร้อมที่ระยะทางตั้งแต่ 69.67 กิโลเมตร ถึงสายส่งที่อยู่ถัดไป (120 เปอร์เซ็นต์ของความยาวสายส่ง) เวลาการทำงานในพื้นที่ที่ 2 มีการหน่วงเวลาการทำงาน 0.3 วินาที (Delay Time 0.3 sec)

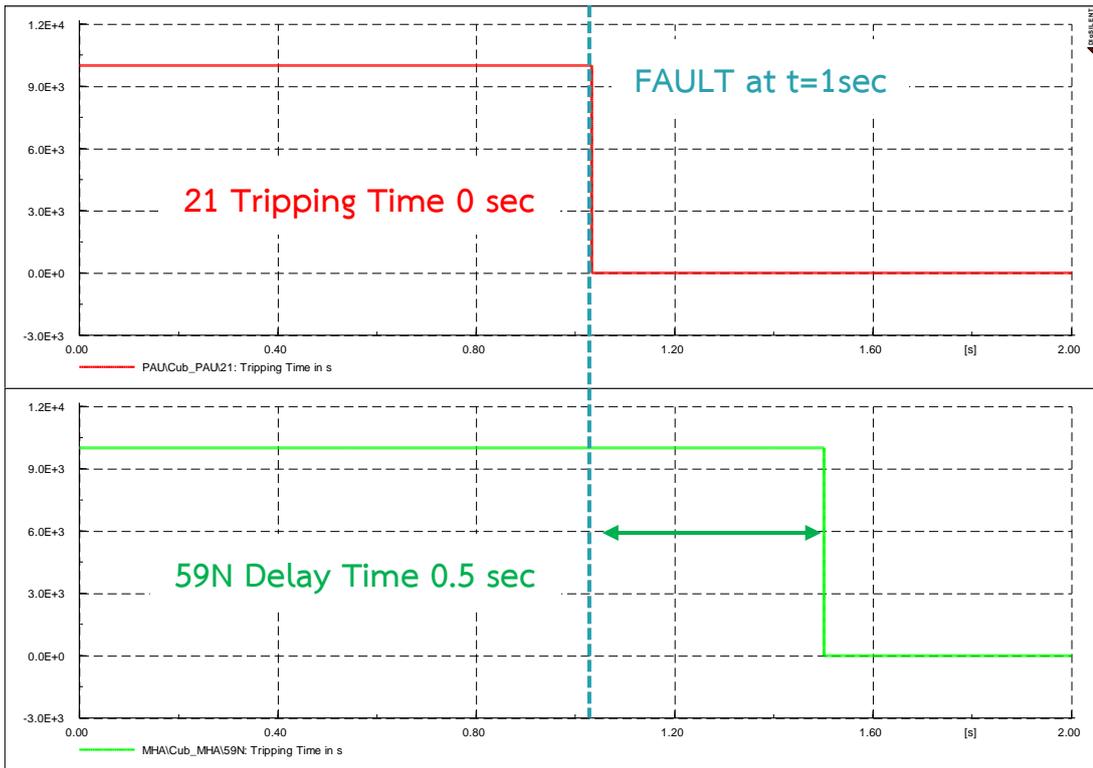
ในการจำลองนี้กำหนดให้เกิดความผิดปกติพร้อมแบบถาวรที่วินาทีที่ 1 ที่ระยะทาง 50 เปอร์เซ็นต์ของความยาวสายส่ง รีเลย์หลักคือรีเลย์ระยะทางมีพื้นที่การทำงานที่ 1 ตามตารางการทำงานที่ 2.3 โดยรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอป่าจะสั่งเปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ PAU02YB-01 และรีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดินที่สถานีไฟฟ้าย่อยแม่ฮ่องสอนจะเปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ INC01 และ INC02 ดังแสดงในรูปที่ 4.4 กราฟสีแดงหมายถึงเวลาการทำงานของรีเลย์ระยะทาง โดยรีเลย์ระยะทางจะเปิดวงจรแบบทันที และกราฟสีเขียวหมายถึงรีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดิน โดยรีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดินจะหน่วงเวลาการทำงานเมื่อพบความผิดปกติพร้อม 0.5 วินาที เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ และแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว (ในที่นี้หมายถึงโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์) สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดได้อย่างต่อเนื่อง ดังการจำลองในรูปที่ 4.5 โดยการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะกล่าวในหัวข้อถัดไป



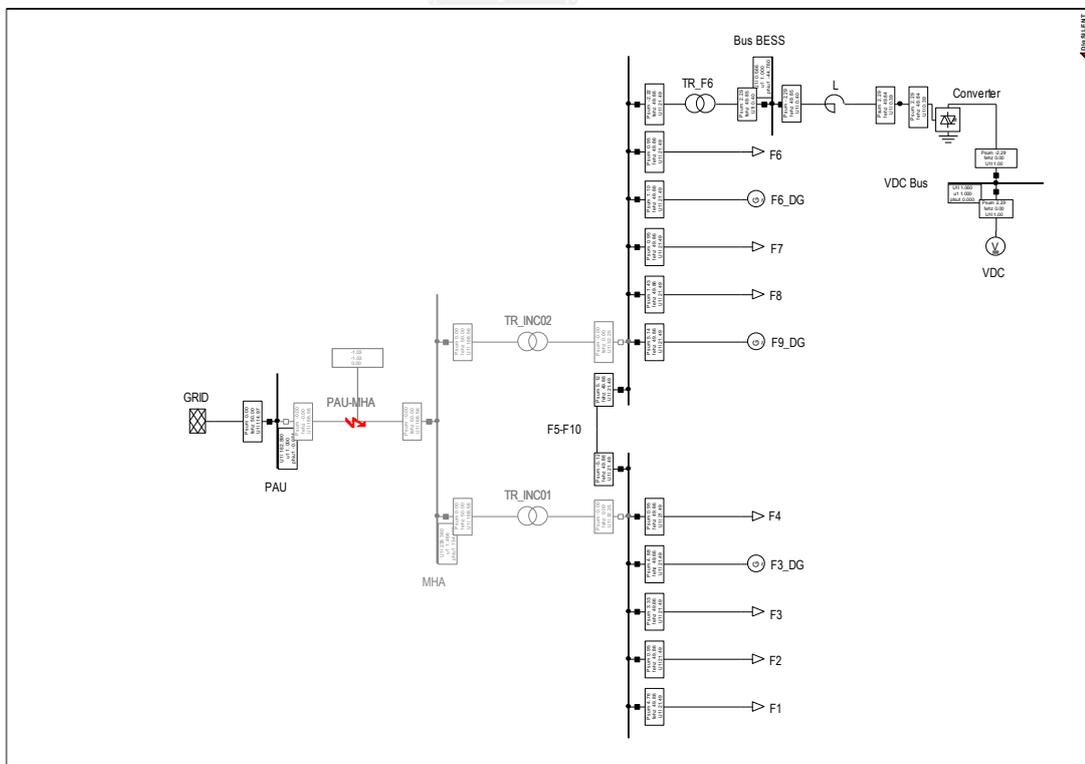
รูปที่ 4.2 แผนผังความต้านทาน-รีแอกแตนซ์ การป้องกันของรีเลย์ระยะทาง



รูปที่ 4.3 เวลาต่อระยะทางการทำงานของรีเลย์ระยะทาง



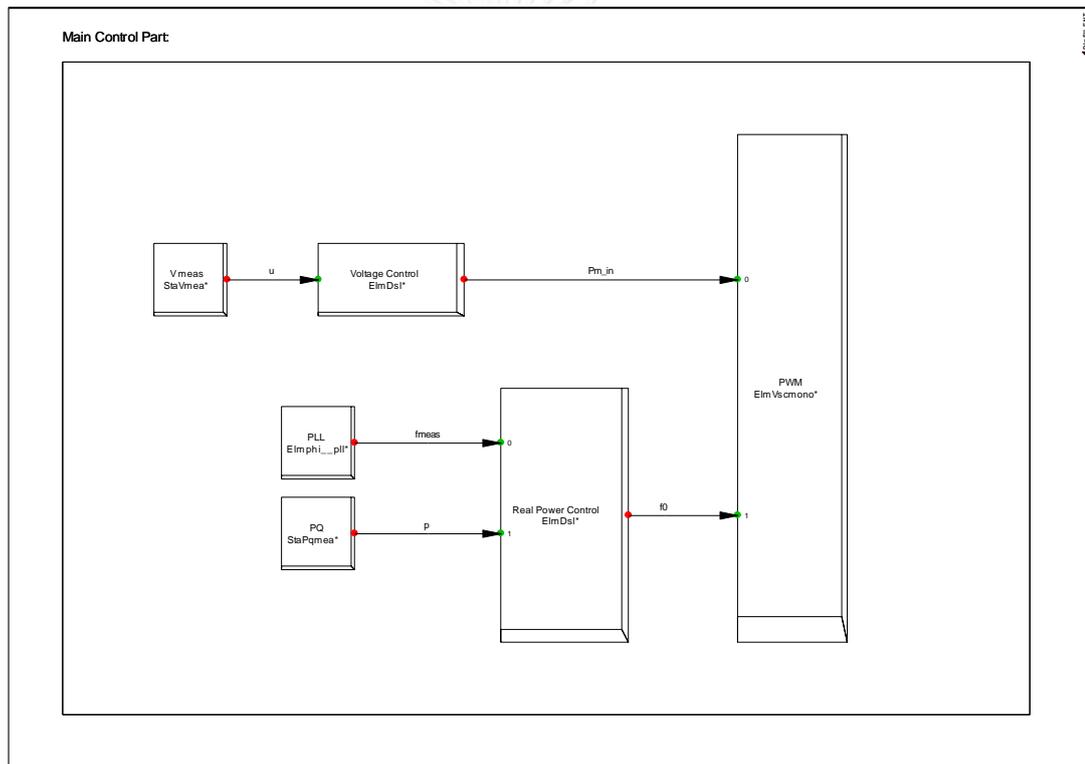
รูปที่ 4.4 ช่วงเวลาการทำงานของรีเลย์ระยะทาง และรีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดิน



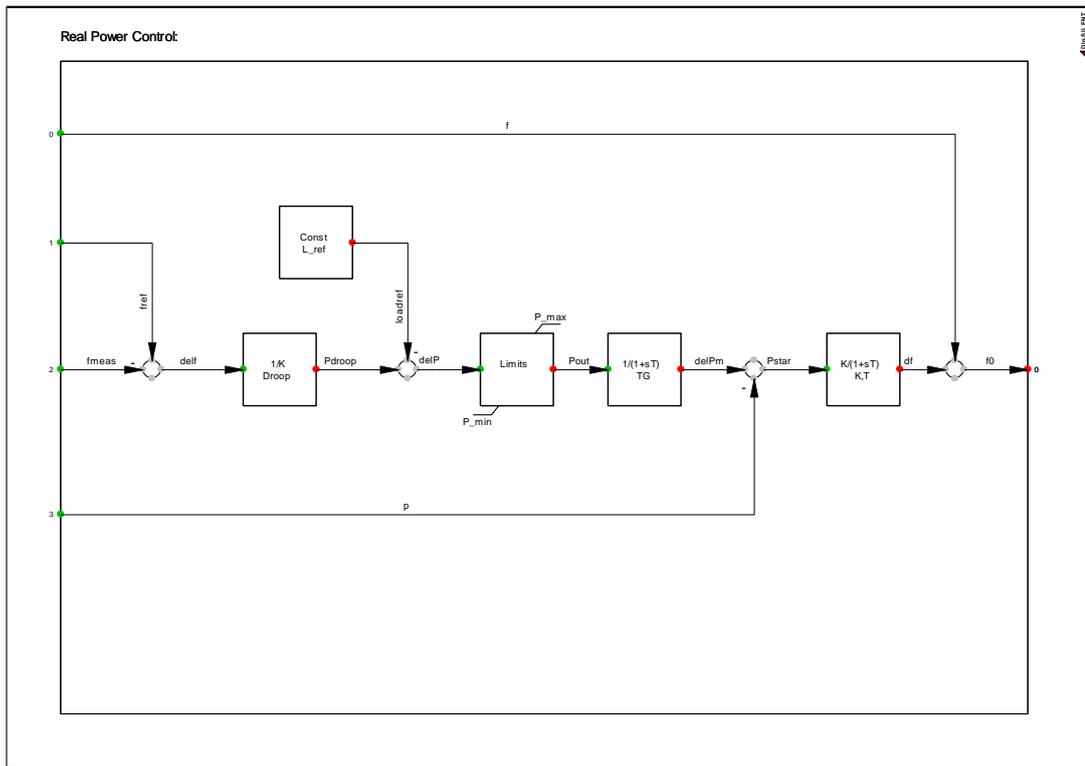
รูปที่ 4.5 การจำลองการปรับตั้งการทำงานของรีเลย์เพื่อรองรับไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระ

4.3 ระบบควบคุมคอนเวอร์เตอร์สำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

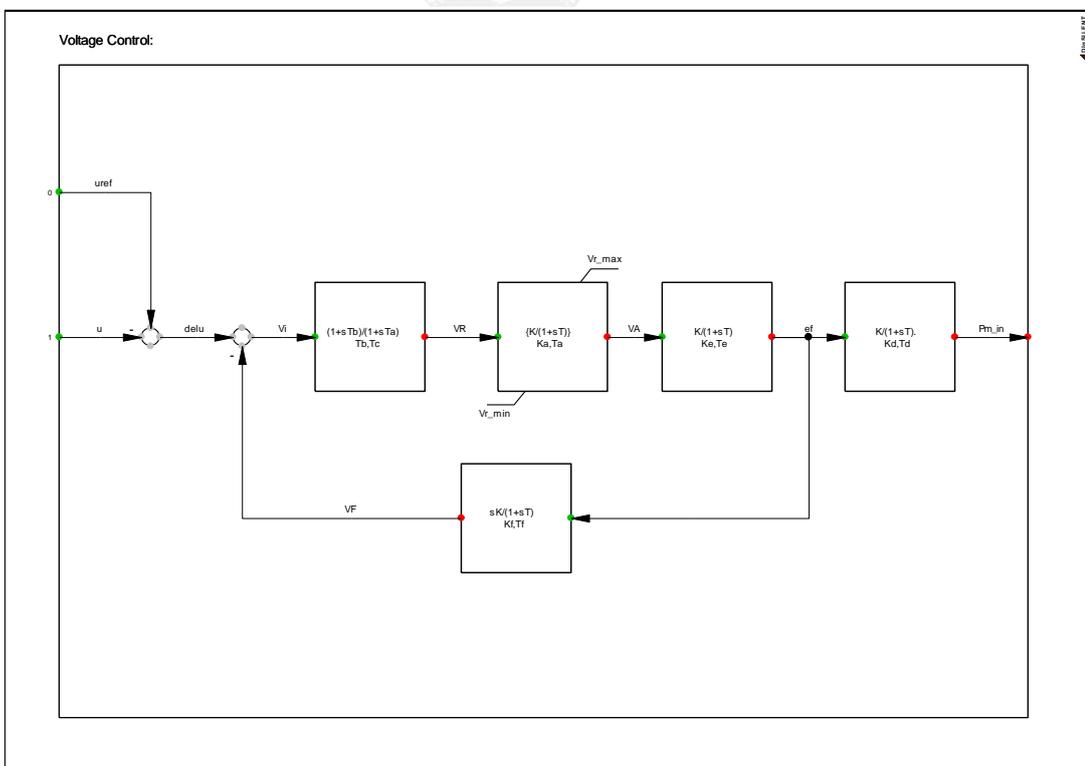
จากหัวข้อที่ 3.2 ลักษณะสมบัติของระบบควบคุมในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะประกอบไปด้วยส่วนควบคุมหลักและส่วนควบคุมรอง ในที่นี้เมื่อนำส่วนควบคุมหลักมาจำลองด้วยโปรแกรม DigSILENT ดังแสดงในรูปที่ 4.6 ภาพรวมขององค์ประกอบในส่วนควบคุมหลักประกอบด้วยอุปกรณ์ตรวจวัดแรงดัน (Voltage Measurement) เฟสล็อกกลูป (Phase Locked Loop) อุปกรณ์วัดค่ากำลังจริงและกำลังเสมือน (PQ Measurement) ชุดควบคุมค่ากำลังจริง (Real Power Control) และชุดควบคุมแรงดัน (Voltage Control) รายละเอียดการทำงานของชุดควบคุมกำลังจริงและแรงดันสามารถแสดงได้ในรูปที่ 4.7 และรูปที่ 4.8 ตามลำดับ ค่าคำสั่งด้านออกของชุดควบคุมจะถูกส่งเป็นคำสั่งการทำงานให้กับคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่



รูปที่ 4.6 โครงสร้างส่วนควบคุมหลัก (Main Control Part)



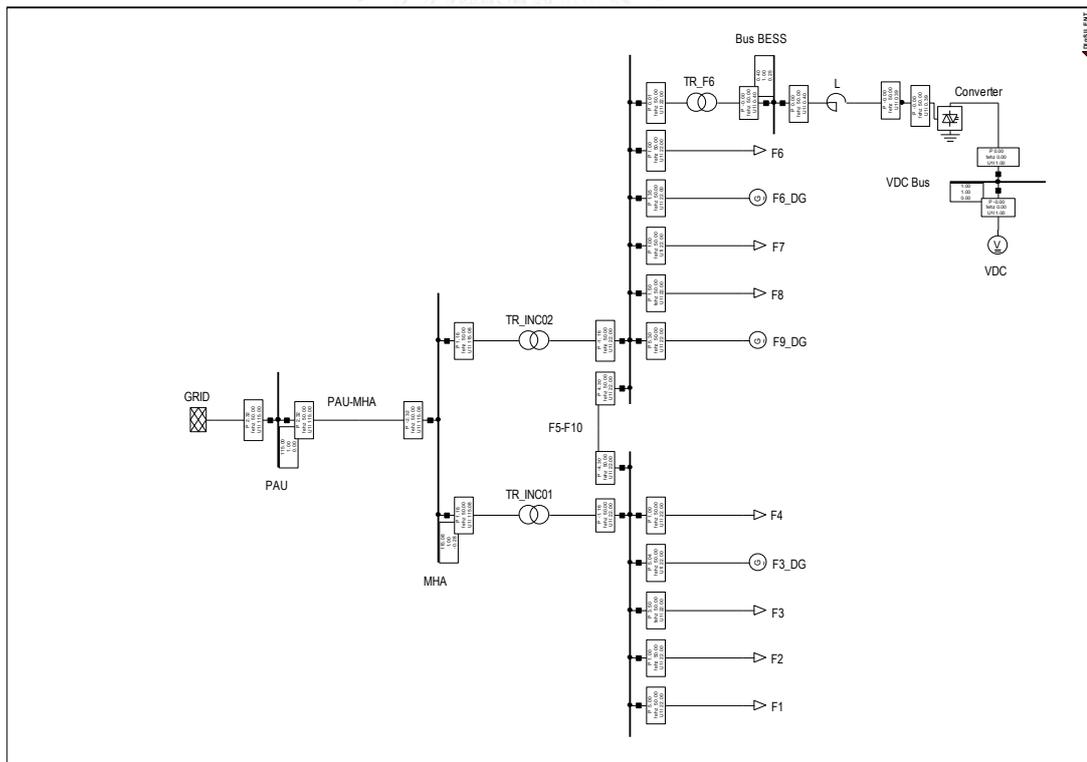
รูปที่ 4.7 ชุดควบคุมกำลังจริง (Real Power Control)



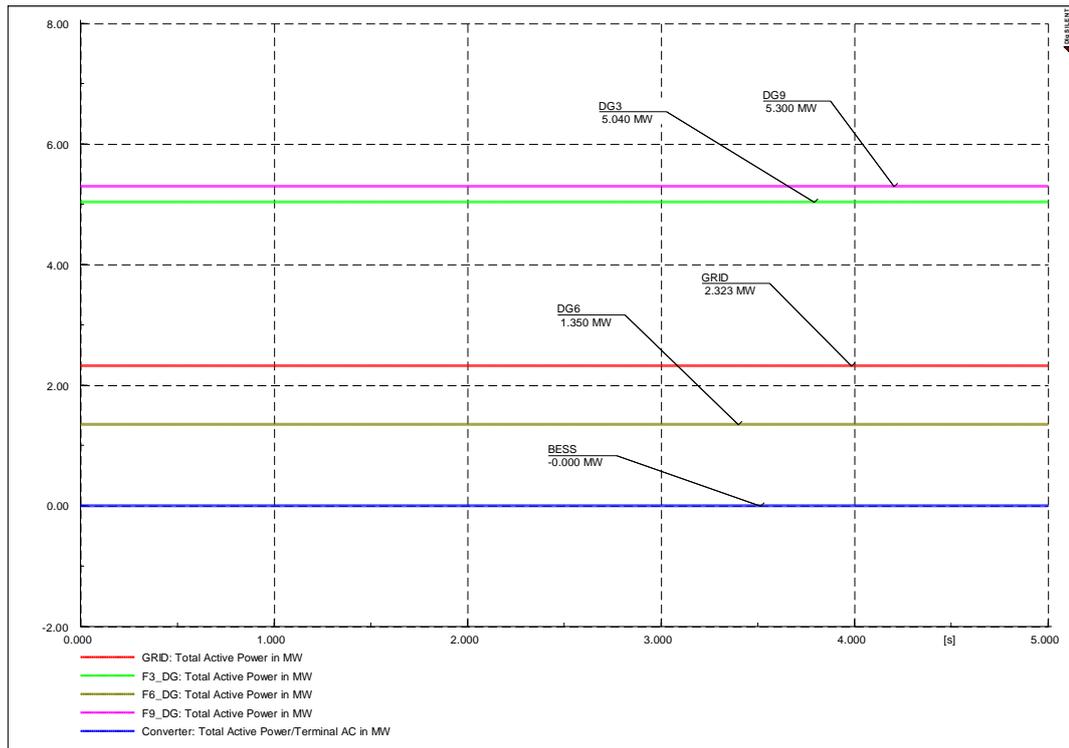
รูปที่ 4.8 ชุดควบคุมแรงดัน (Voltage Control)

4.3.1 การจำลองการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย

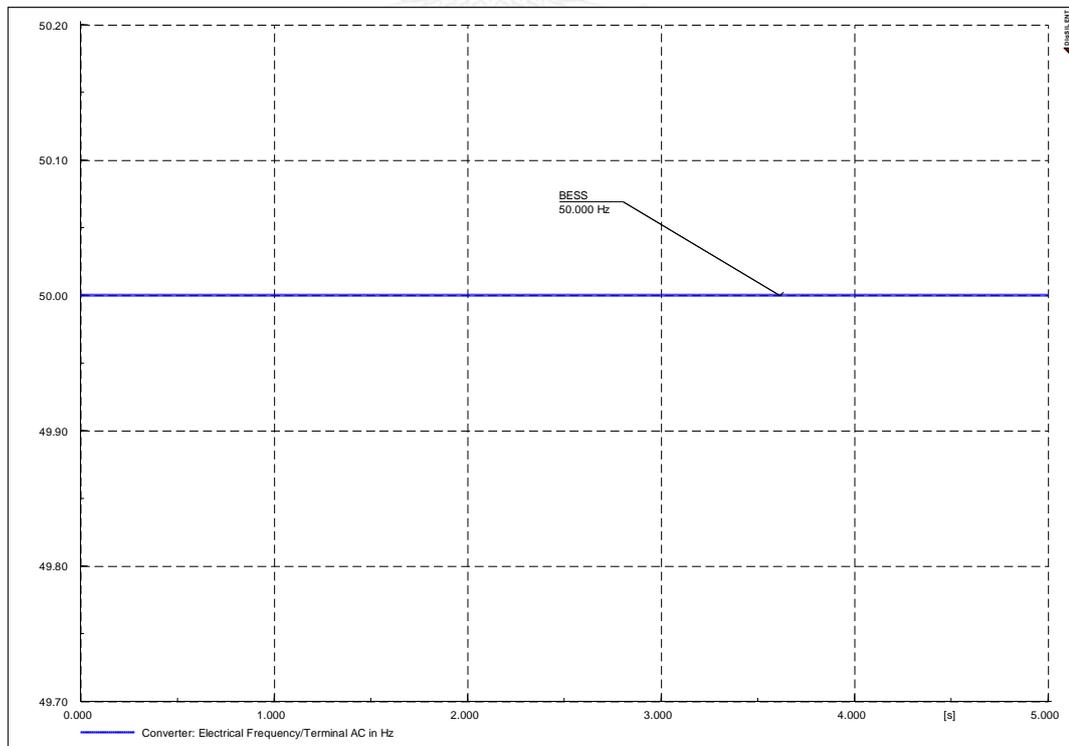
การทำงานของโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย รูปที่ 4.1 โครงข่ายไฟฟ้า (GRID) แสดงการจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าย่อยอำเภอปาย โครงข่ายไฟฟ้าจะทำหน้าที่เป็นตัวกำหนดความถี่ และแรงดันของระบบ ดังนั้นการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะต้องทำงานที่ความถี่และแรงดันตามโครงข่าย ดังรูปที่ 4.11 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีค่าเท่ากับความถี่ของโครงข่ายที่ 50 Hz จากบทที่ 3.2 ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เชื่อมต่ออยู่ที่ฟีดเดอร์ที่ 6 ดังแสดงในรูปที่ 4.9 โดยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานในโหมดพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) จากค่าตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว (R) มีค่า 0.001 p.u. และค่าสัญญาณโหลดอ้างอิง (Load Reference) มีค่า 4 MW ส่งผลให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะไม่มีการจ่ายกำลังจริงที่ความถี่ปกติ ดังแสดงในรูปที่ 4.10 เส้นกราฟสีน้ำเงินคือค่ากำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ในวิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดให้แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวจ่ายค่ากำลังจริงเป็นค่าคงที่ แสดงที่เส้นกราฟสีเขียว เหลือง และชมพูตามลำดับ ดังนั้นค่าโหลดสุทธิจะถูกจ่ายโดยโครงข่ายไฟฟ้าแสดงได้ที่เส้นกราฟสีแดง



รูปที่ 4.9 ไมโครกริดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



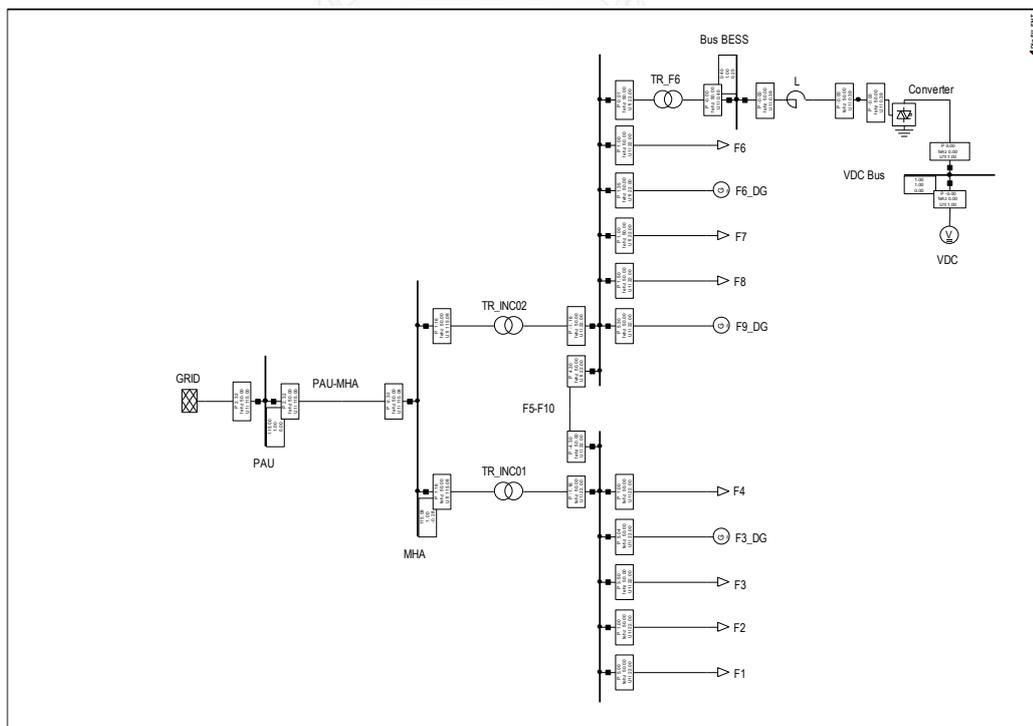
รูปที่ 4.10 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



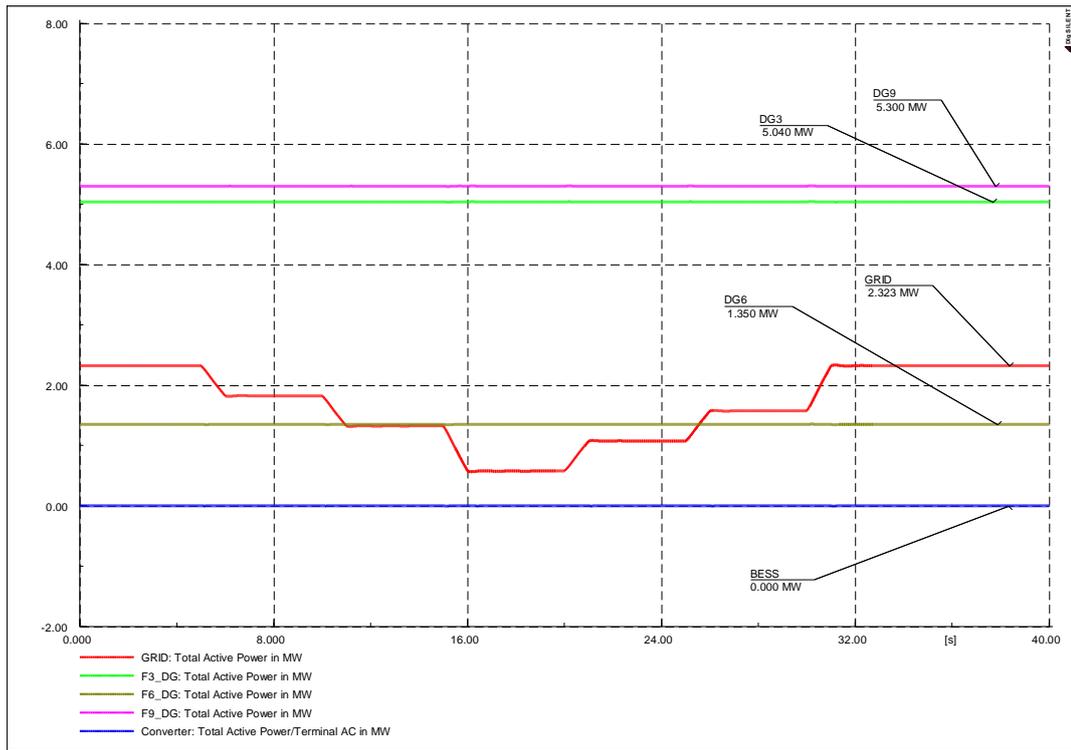
รูปที่ 4.11 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย

4.3.1.1 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลด

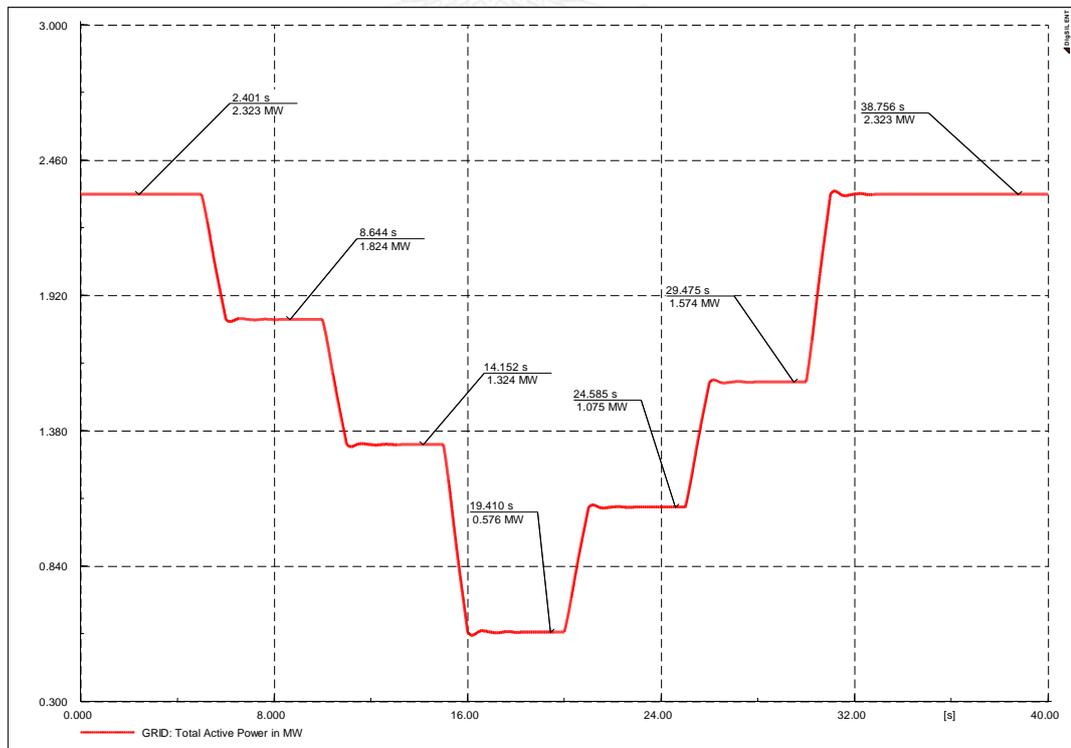
การตอบสนองการทำงานของชุดควบคุมใช้การจำลองระบบดังแสดงในรูปที่ 4.12 ทดสอบโดยกำหนดให้โหลดมีลักษณะการเปลี่ยนแปลงแบบสัญญาณลาดเอียง (Ramp 1 second) ที่ฟีดเดอร์ F6 F7 และ F8 มีค่าลดลง -50 เปอร์เซ็นต์ที่ค่ากำลังจริงของโหลดในแต่ละฟีดเดอร์ โดยโหลดมีการเปลี่ยนแปลงที่วินาทีที่ 5 10 และ 15 และกำหนดให้โหลดมีค่าเพิ่มขึ้นตั้งเงื่อนไขชั่วโมงต้น +50 เปอร์เซ็นต์ที่ค่ากำลังจริงของโหลดในแต่ละฟีดเดอร์ โดยโหลดมีการเปลี่ยนแปลงที่วินาทีที่ 20 25 และ 30 ตามลำดับ จากรูปที่ 4.13 พบว่าเมื่อค่าโหลดลดลง-เพิ่มขึ้น โครงข่ายจะเป็นส่วนที่ตอบสนองต่อการจ่ายกำลังจริงที่เส้นกราฟสีแดง ในขณะที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวบนฟีดเดอร์ที่ F3 F6 และ F9 จะไม่ตอบสนองต่อการจ่ายกำลังจริง แสดงที่เส้นกราฟสีน้ำเงิน สีเขียว สีเหลือง และสีชมพูตามลำดับ ในรูปที่ 4.14 แสดงภาพขยายของโครงข่ายไฟฟ้าโดยโครงข่ายไฟฟ้าจ่ายกำลังจริงเริ่มต้นที่ 2.323 MW และเมื่อโหลดในระบบลดลง โครงข่ายไฟฟ้าปรับการจ่ายกำลังจริงลงมาที่ 1.824 1.324 และ 0.576 MWตามเงื่อนไขการลดลงของโหลดข้างต้น และเมื่อโหลดในระบบเพิ่มขึ้น โครงข่ายไฟฟ้าจะเพิ่มการจ่ายกำลังจริงที่ 1.075 1.574 และ 2.323 MWตามลำดับ จากรูปที่ 4.15 ค่าความถี่ที่สถานีอยู่ตัวของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ยังคงมีค่าเท่าความถี่ปกติ 50 Hz



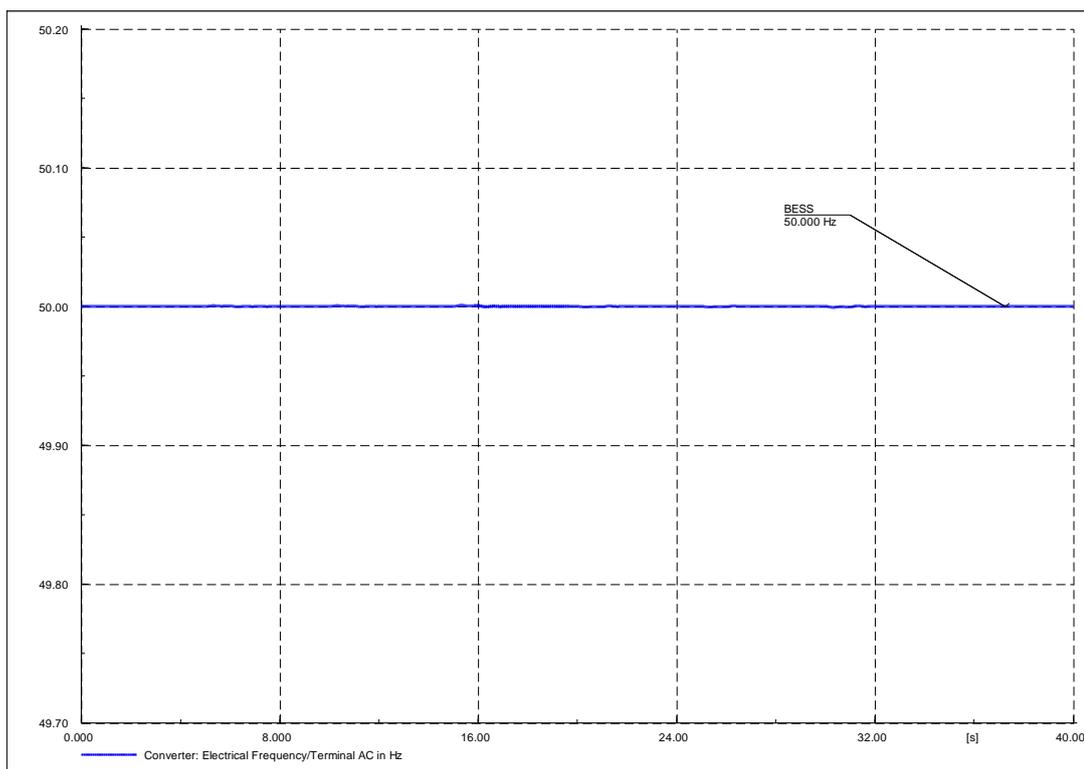
รูปที่ 4.12 ไมโครกริด เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



รูปที่ 4.13 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



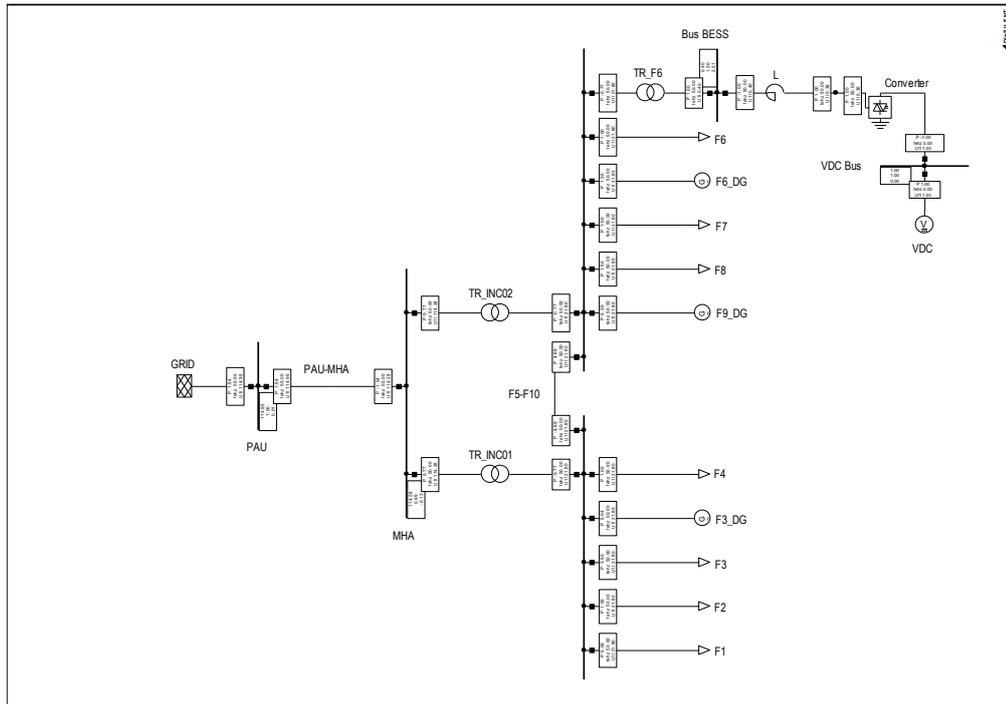
รูปที่ 4.14 กำลังจริงของโครงข่าย เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



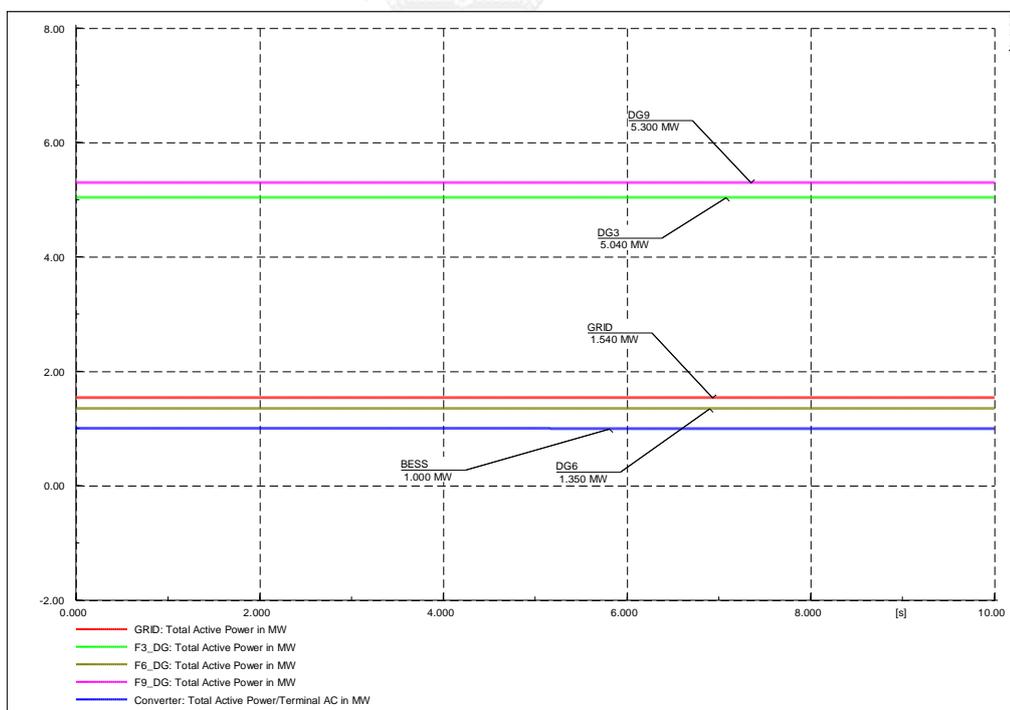
รูปที่ 4.15 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย

4.3.1.2 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายเมื่อช่วยจ่ายโหลดที่ความถี่ปกติ

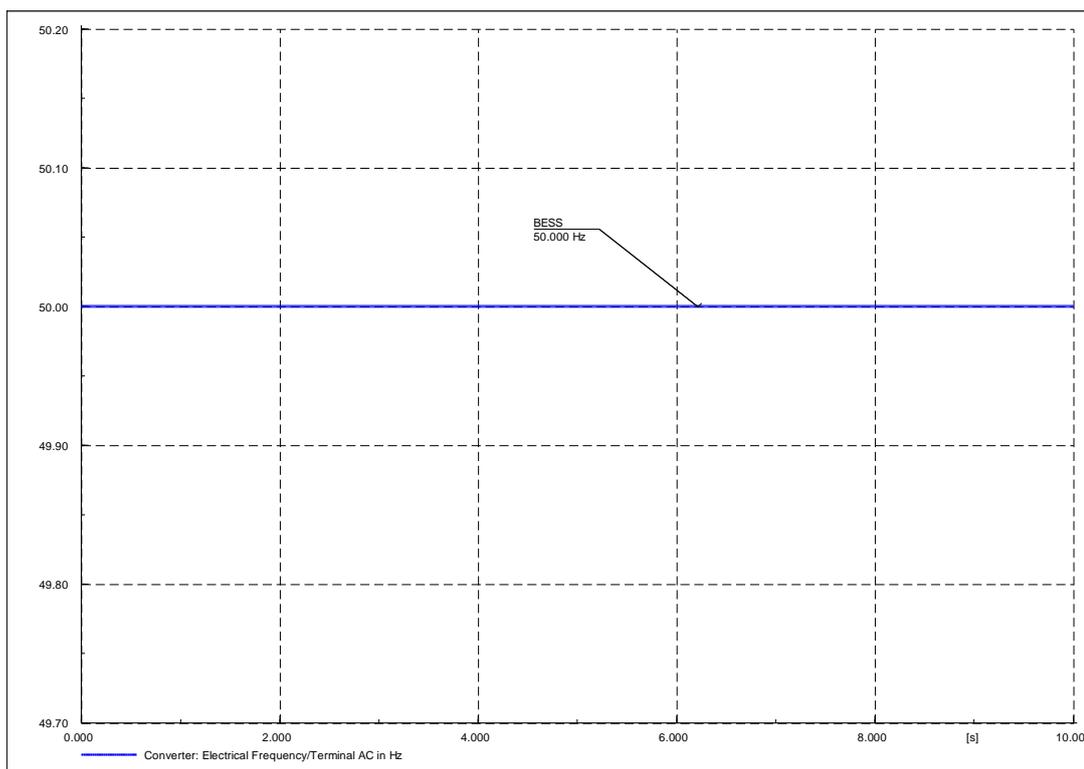
จากหัวข้อที่ 4.3.1.1 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ทำงานในโหมดพร้อมจ่าย จะถูกควบคุมจากโครงข่ายไฟฟ้าและโครงข่ายไฟฟ้าจะตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสุทธิ ในกรณีที่ต้องการให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย สามารถทำได้โดยการปรับค่าความถี่อ้างอิง (Frequency Reference) และค่าสัญญาณโหลดอ้างอิง (Load Reference) ที่ชุดควบคุมกำลังจริง (Real Power Control) ในการจำลองการทำงานในรูปที่ 4.16 ใช้การปรับค่าความถี่อ้างอิง (f_{ref}) ให้สูงขึ้นเป็น 1.001 p.u. และค่าสัญญาณโหลดอ้างอิง (L_{ref}) มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวัตต์ จากรูปที่ 4.17 ที่กราฟสีแดงแสดงค่ากำลังจริงของโครงข่ายที่จ่ายค่ากำลังจริงลดลง เมื่อเทียบกับการปรับตั้งค่าความถี่อ้างอิง และสัญญาณโหลดอ้างอิงในรูปที่ 4.10 และกราฟสีน้ำเงินแสดงการจ่ายกำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 MW จากรูปที่ 4.18 แสดงความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีค่า 50 เฮิร์ต



รูปที่ 4.16 ไมโครกริดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย เมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ช่วยจ่ายโหลด 1 MW ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



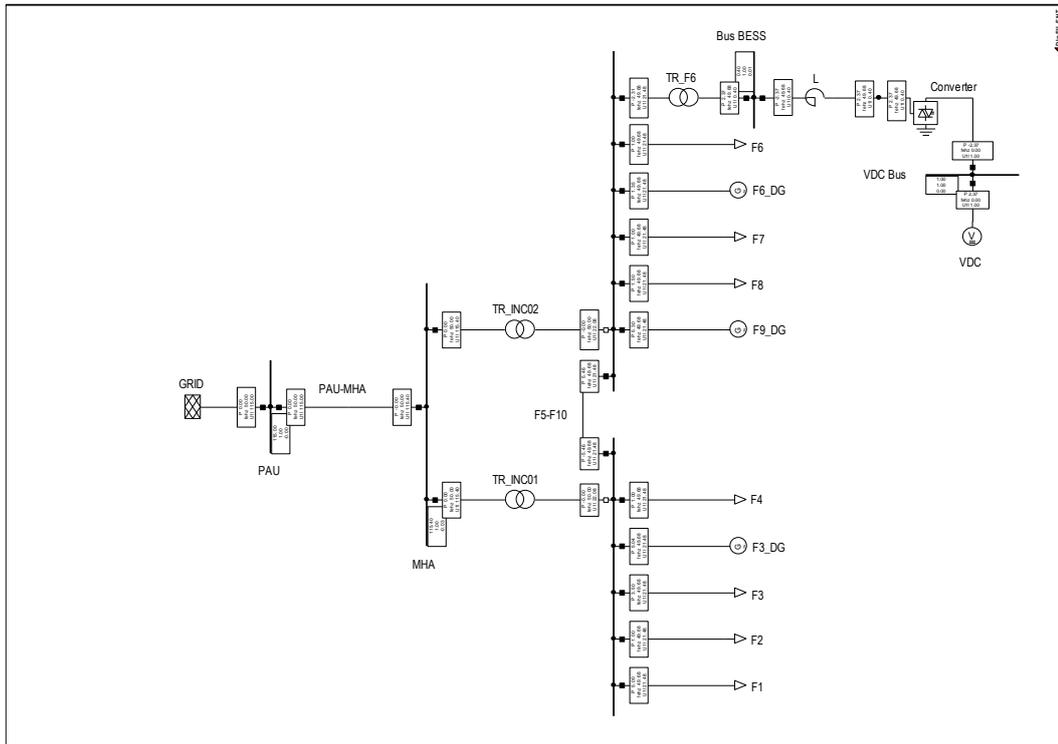
รูปที่ 4.17 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ช่วยจ่ายโหลด 1 MW ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



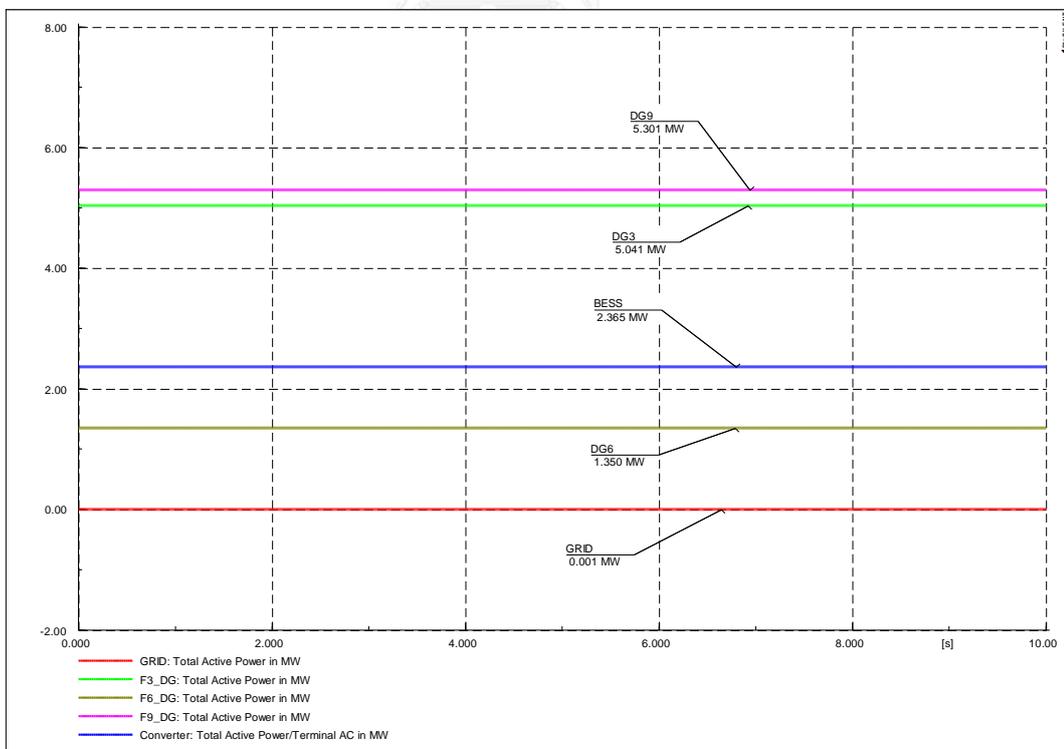
รูปที่ 4.18 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ช่วยจ่าย โหลด 1 MW ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย

4.3.2 การจำลองการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในโหมดแยกตัวอิสระ

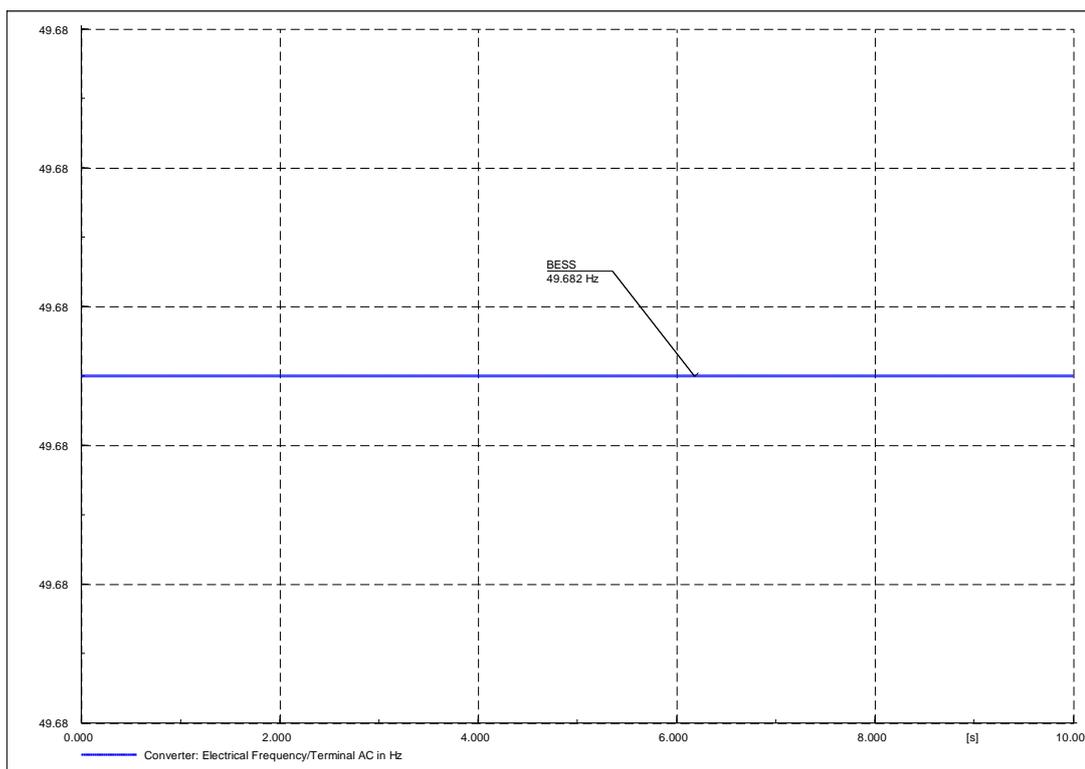
จากรูปที่ 4.19 กำหนดให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ INC01 และ INC02 เปิดวงจร อ้างอิงจากการปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติ รีเลย์จะเปิดวงจรที่จุดนี้เพื่อรองรับการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ โดยคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะเป็นอุปกรณ์จัดตั้งโครงข่าย (Grid Forming) กำหนดความถี่และแรงดันของระบบจากชุดควบคุมกำลังจริง (Real Power Control) และชุดควบคุมแรงดัน (Voltage Control) ตามลำดับ เมื่อพิจารณาค่าโหลดสุทธิที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ต้องจ่ายมีค่าเท่ากับ 2.365 MW แสดงที่เส้นกราฟสีน้ำเงินในรูปที่ 4.20 จากค่ากำลังจริงที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จ่ายส่งผลให้ค่าความถี่ของระบบมีค่า 49.68 Hz ดังแสดงในรูปที่ 4.21 สอดคล้องตามการปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว (Droop Characteristic; R) และสัญญาณโหลดอ้างอิง (Load Reference; L_{ref}) ค่าพารามิเตอร์ของชุดควบคุมแสดงในภาคผนวก ดังตารางที่ ข.1 และข.2



รูปที่ 4.19 ไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระ



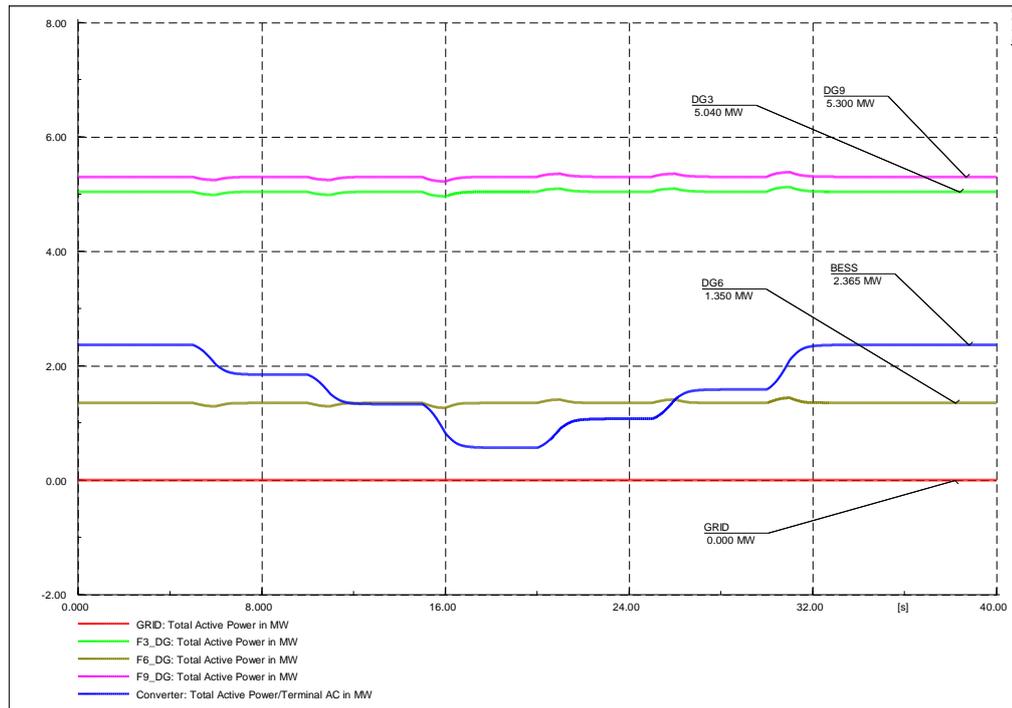
รูปที่ 4.20 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระ



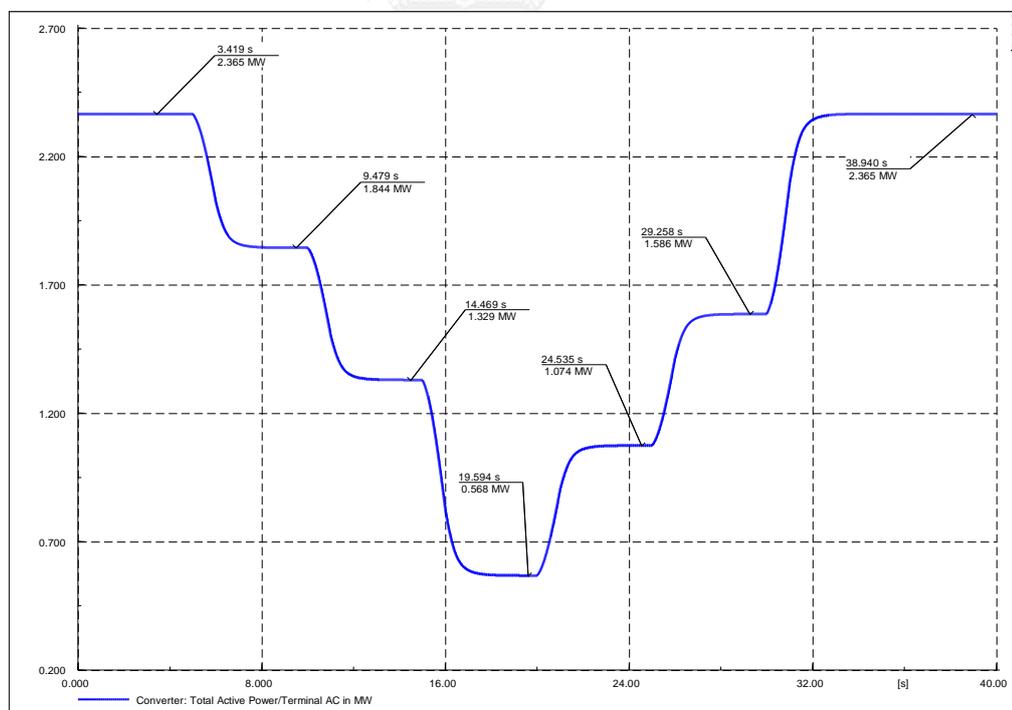
รูปที่ 4.21 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระ

4.3.2.1 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลด

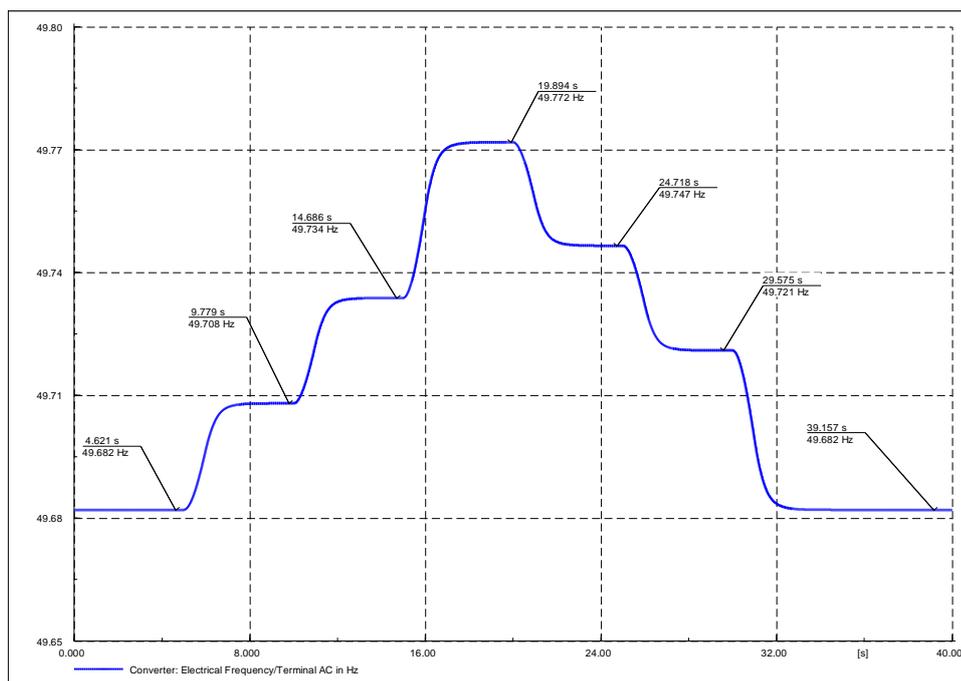
การตอบสนองการทำงานของชุดควบคุมใช้การจำลองระบบดังแสดงในรูปที่ 4.22 ทดสอบ โดยกำหนดให้โหลดมีลักษณะการเปลี่ยนแปลงแบบสัญญาณลาดเอียง (Ramp 1 second) ที่ฟีดเดอร์ F6 F7 และ F8 มีค่าลดลง -50 เปอร์เซ็นต์ที่ค่ากำลังจริงของโหลดในแต่ละฟีดเดอร์ โดยโหลดมีการเปลี่ยนแปลงที่วินาทีที่ 5 10 และ 15 และกำหนดให้โหลดมีค่าเพิ่มขึ้นตั้งเงื่อนไขข้างต้น +50 เปอร์เซ็นต์ที่ค่ากำลังจริงของโหลดในแต่ละฟีดเดอร์ โดยโหลดมีการเปลี่ยนแปลงที่วินาทีที่ 20 25 และ 30 ตามลำดับ จากรูปที่ 4.23 พบว่าเมื่อค่าโหลดลดลง-เพิ่มขึ้น ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะเป็นส่วนที่ตอบสนองต่อการจ่ายกำลังจริงที่เส้นกราฟสีน้ำเงิน ในขณะที่แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวที่ฟีดเดอร์ F3 F6 และ F9 จะไม่ตอบสนองต่อการจ่ายกำลังจริง ดังแสดงที่เส้นกราฟสีเขียว สีเหลือง และสีชมพูตามลำดับ ในรูปที่ 4.24 เป็นภาพขยายที่แสดงการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ โดยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จ่ายค่ากำลังจริงเริ่มต้นที่ 2.365 MW เมื่อโหลดในระบบลดลง ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ปรับการจ่ายกำลังจริงลงมาที่ 1.844 1.329 และ 0.568 MW ตามเงื่อนไขการลดลงของโหลดข้างต้น และเมื่อโหลดในระบบเพิ่มขึ้น ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะเพิ่มการจ่ายกำลังจริงที่ค่า 1.074 1.586 และ 2.365 MW ตามลำดับ จากรูปที่



รูปที่ 4.23 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลด



รูปที่ 4.24 ภาพขยายกำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลด



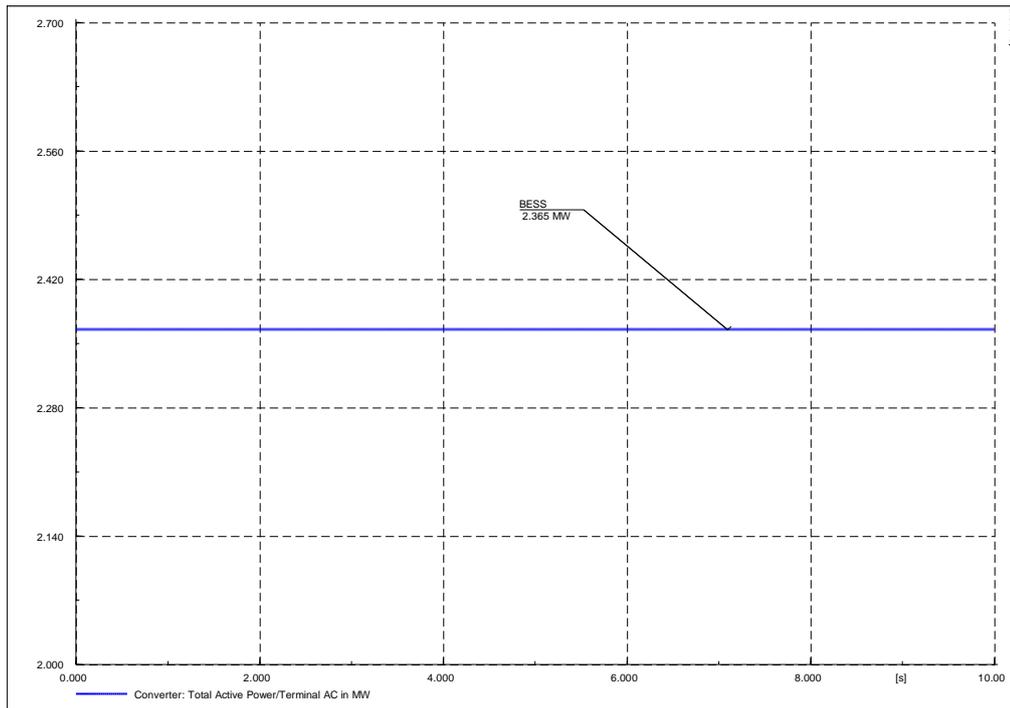
รูปที่ 4.25 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหลด

4.3.2.2 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระ เมื่อปรับการทำงานของลักษณะสมบัติรูปความเร็ว

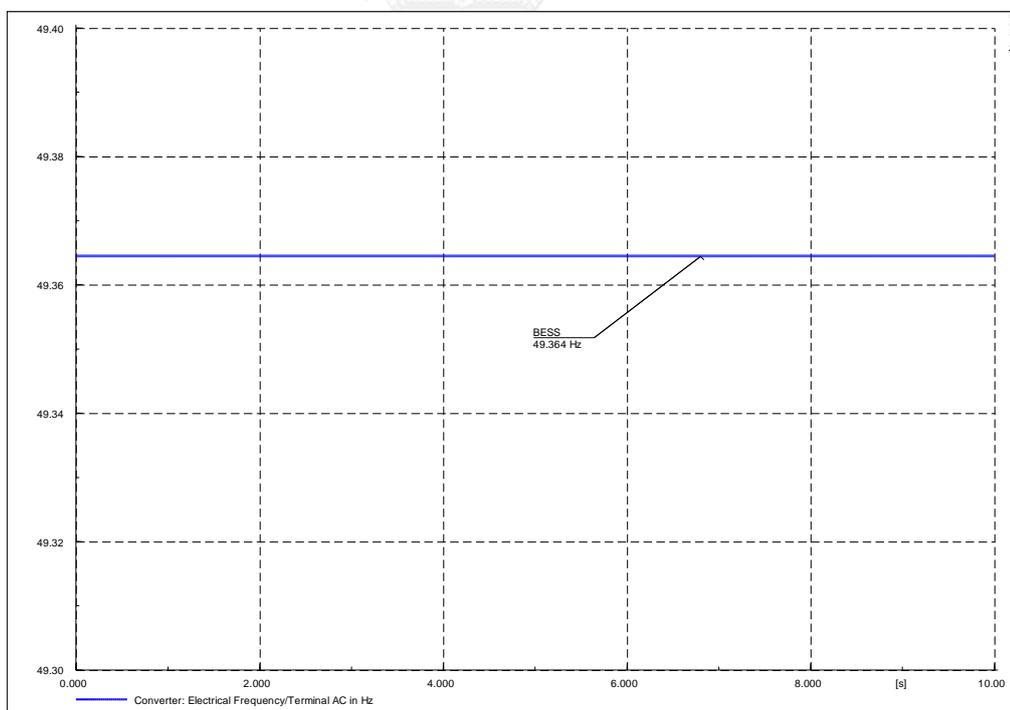
จากหัวข้อที่ 3.2.1.1.2 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วคืออัตราส่วนระหว่างความถี่และกำลังจริงที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จ่ายให้กับโหลด การปรับค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็วจะส่งผลให้ค่าความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่สถานะอยู่ตัวต่างกันว่าที่โหลดสุทธิค่าเดียวกัน ดังแสดงในตัวอย่างที่ 4.3.2.2.1 และ 4.3.2.2.2

4.3.2.2.1 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วมีค่า 0.002 p.u.

จากรูปที่ 4.26 แสดงค่ากำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ 2.365 MW และค่าความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีค่า 49.364 Hz ดังแสดงในรูปที่ 4.27 สรุปได้ว่าลักษณะสมบัติรูปความเร็วที่ค่า 0.002 p.u. ทำให้การตอบสนองของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ต่อการจ่ายกำลังจริงน้อยลง จึงส่งผลให้ความถี่ของระบบตกลงมากกว่าเมื่อเทียบกับความถี่ในรูปที่ 4.21 ที่โหลดค่าเดียวกัน



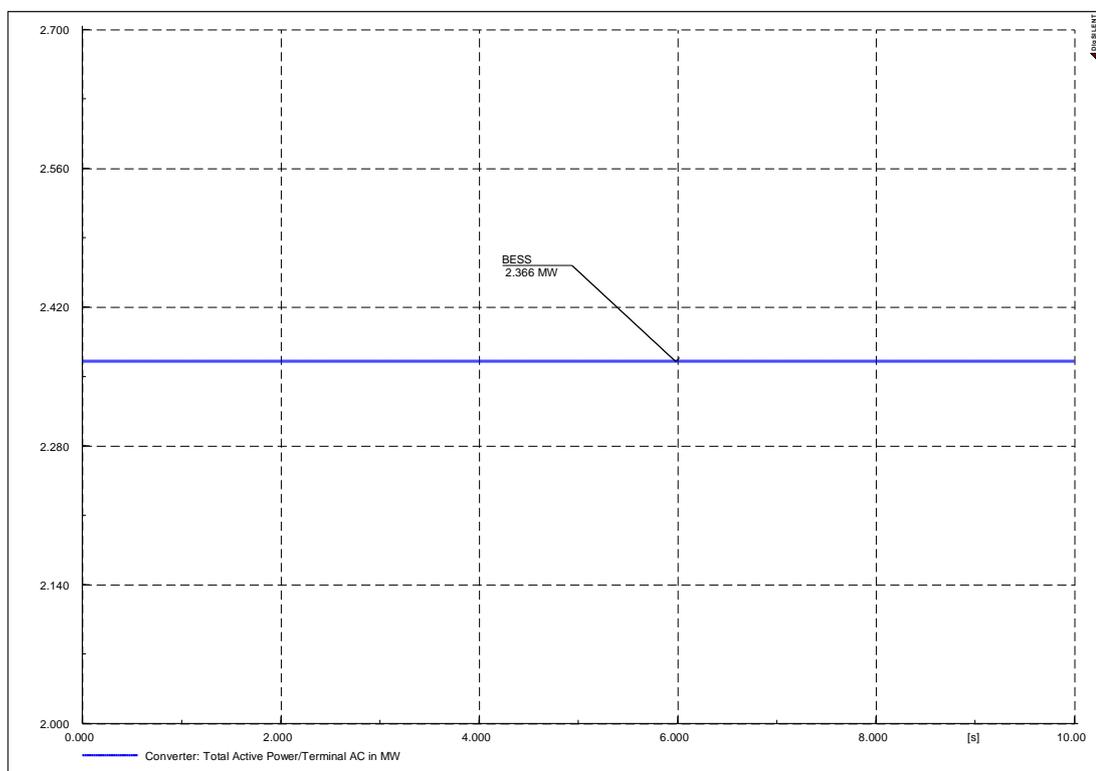
รูปที่ 4.26 กำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระที่การปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว 0.002 p.u.



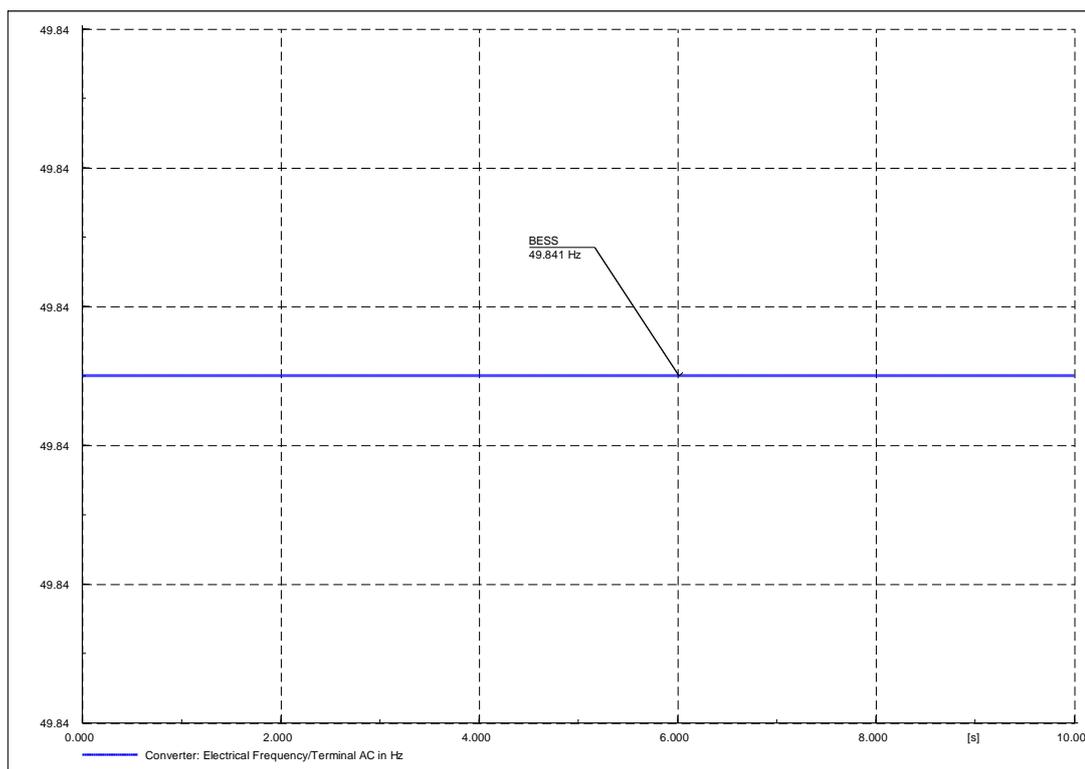
รูปที่ 4.27 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระที่การปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว 0.002 p.u.

4.3.2.2.2 ลักษณะสมบัติรูปความเร็วมีค่า 0.0005 p.u.

จากรูปที่ 4.28 แสดงค่ากำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ 2.366 MW และค่าความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีค่า 49.841 Hz ดังแสดงในรูปที่ 4.29 สรุปได้ว่าลักษณะสมบัติรูปความเร็วที่ค่า 0.0005 p.u. แสดงให้เห็นการตอบสนองของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ต่อการจ่ายกำลังจริงหมายความว่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถช่วยลดการควบคุมความถี่จากการเปลี่ยนแปลงของโหลด หรือการเปลี่ยนแปลงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ ดังนั้นการปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็วสามารถส่งผลให้เสถียรภาพของระบบดีขึ้น



รูปที่ 4.28 กำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระที่การปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว 0.0005 p.u.

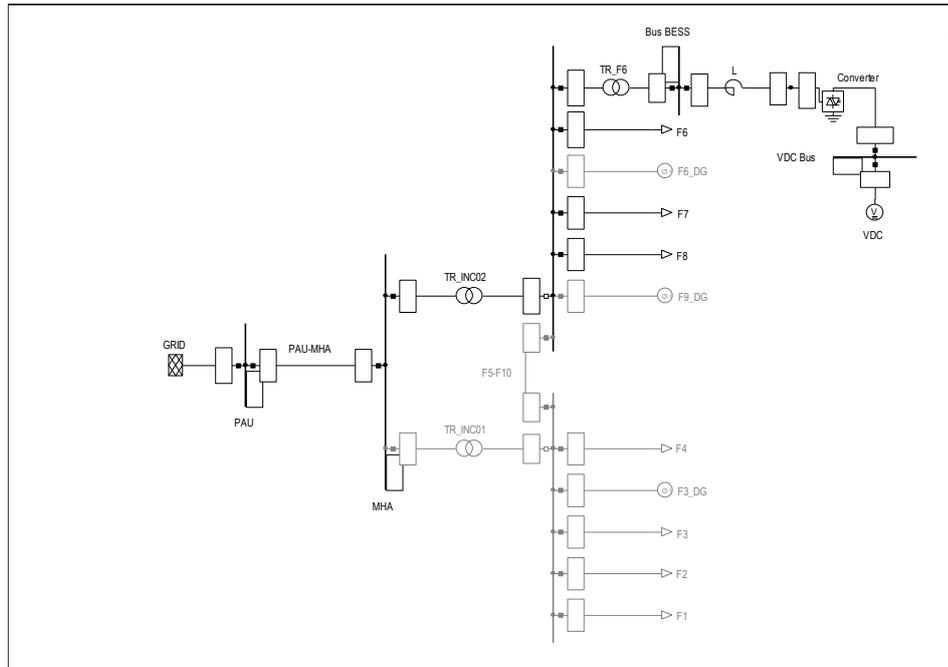


รูปที่ 4.29 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระที่การปรับตั้งค่าลักษณะสมบัติรูปความเร็ว 0.0005 p.u.

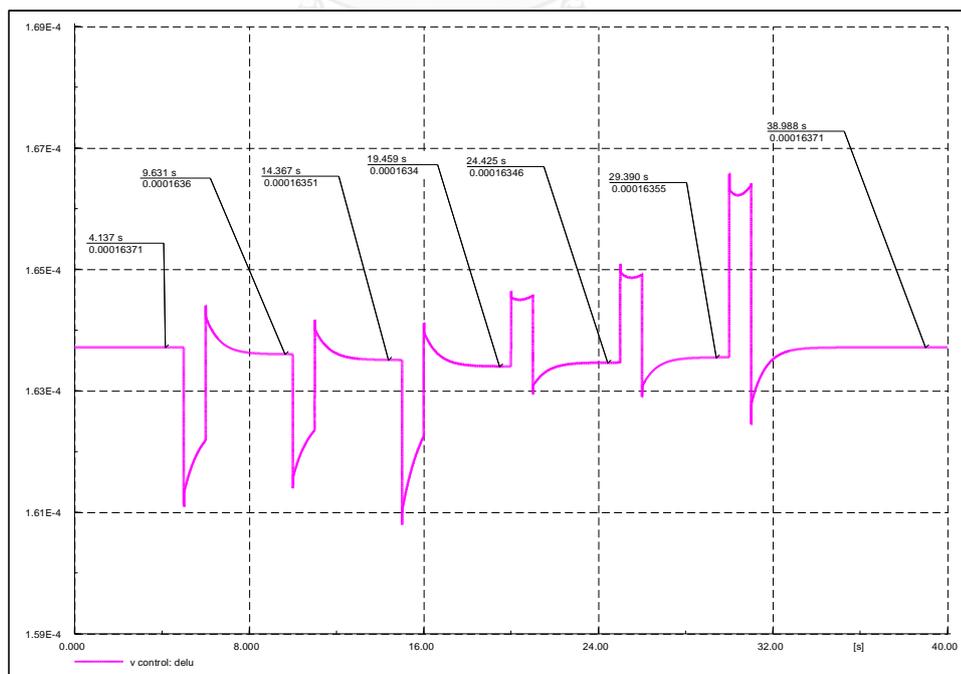
4.3.2.3 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโหมดแยกตัวอิสระ เมื่อปรับการทำงานของตัวปรับแรงดันอัตโนมัติ

การตอบสนองการทำงานของชุดควบคุมใช้การจำลองระบบในรูปที่ 4.30 ทดสอบโดยกำหนดให้โหลดมีลักษณะการเปลี่ยนแปลงแบบสัญญาณลาดเอียง (Ramp 1 second) ที่พีคเตอร์ F6 F7 และ F8 มีค่าลดลง -50 เปอร์เซ็นต์ที่ค่ากำลังจริงของโหลดในแต่ละพีคเตอร์ โดยโหลดมีการเปลี่ยนแปลงที่วินาทีที่ 5 10 และ 15 และกำหนดให้โหลดมีค่าเพิ่มขึ้นตั้งเงื่อนไขข้างต้น +50 เปอร์เซ็นต์ที่ค่ากำลังจริงของโหลดในแต่ละพีคเตอร์ โดยโหลดมีการเปลี่ยนแปลงที่วินาทีที่ 20 25 และ 30 ตามลำดับ พบว่าเมื่อค่าโหลดลดลง-เพิ่มขึ้น ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะตอบสนองต่อการจ่ายกำลังจริง และตอบสนองต่อการรักษาระดับแรงดันของระบบ ค่าความผิดพลาดของแรงดันระหว่างค่าแรงดันอ้างอิง (uref) และค่าแรงดันที่วัดได้ (u) ในระบบต่อหน่วย รูปที่ 4.31 แสดงค่าความผิดพลาดของแรงดัน เมื่อปรับอัตราขยายของตัวปรับค่าแรงดัน $K_a = 200$ p.u. จากกราฟจะเห็นว่าค่าความผิดพลาดของแรงดันมีค่าประมาณ 0.00016 p.u. และในกรณีที่ปรับอัตราขยายของตัวปรับค่าแรงดัน $K_a = 84$ p.u. จากกราฟในรูปที่ 4.32 ค่าความผิดพลาดของแรงดันมีค่าประมาณ 0.00039 p.u. จากรูปที่ 4.33 แสดงให้เห็นว่า ค่าความผิดพลาดของแรงดันจะแปรผันตามค่ากำลังจริง

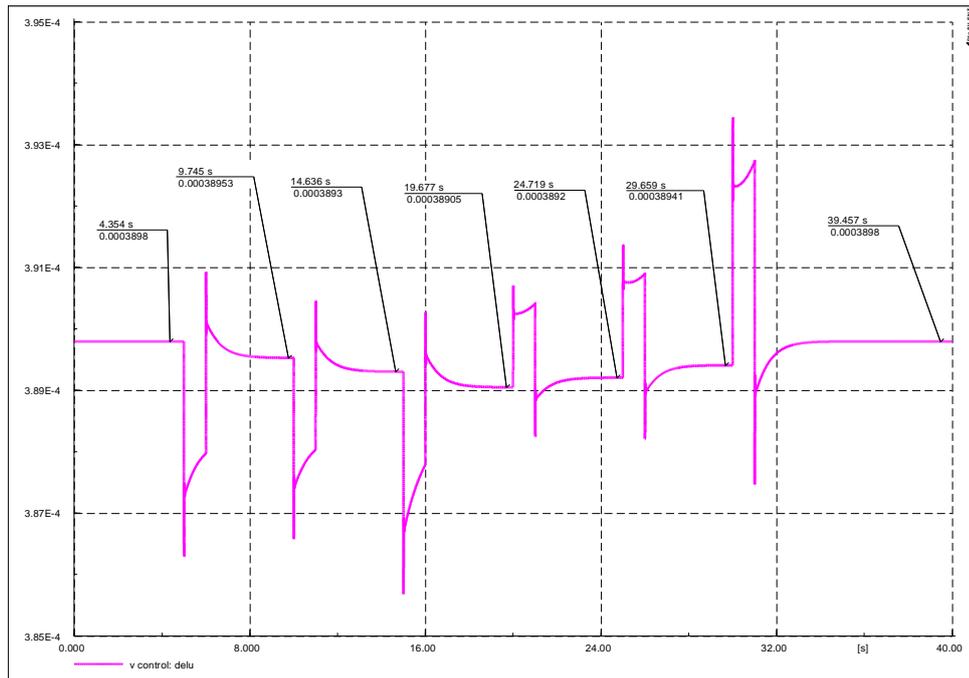
ที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ต้องจ่ายให้กับโหลด โดยค่าผิดพลาดของแรงดันจะสูงขึ้น เมื่อโหลดเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่ค่าความผิดพลาดของแรงดันจะต่ำลง เมื่อโหลดลดลง ซึ่งค่าความผิดพลาดของแรงดันยังอยู่ในช่วง 0.05 เปอร์เซ็นต์ [24]



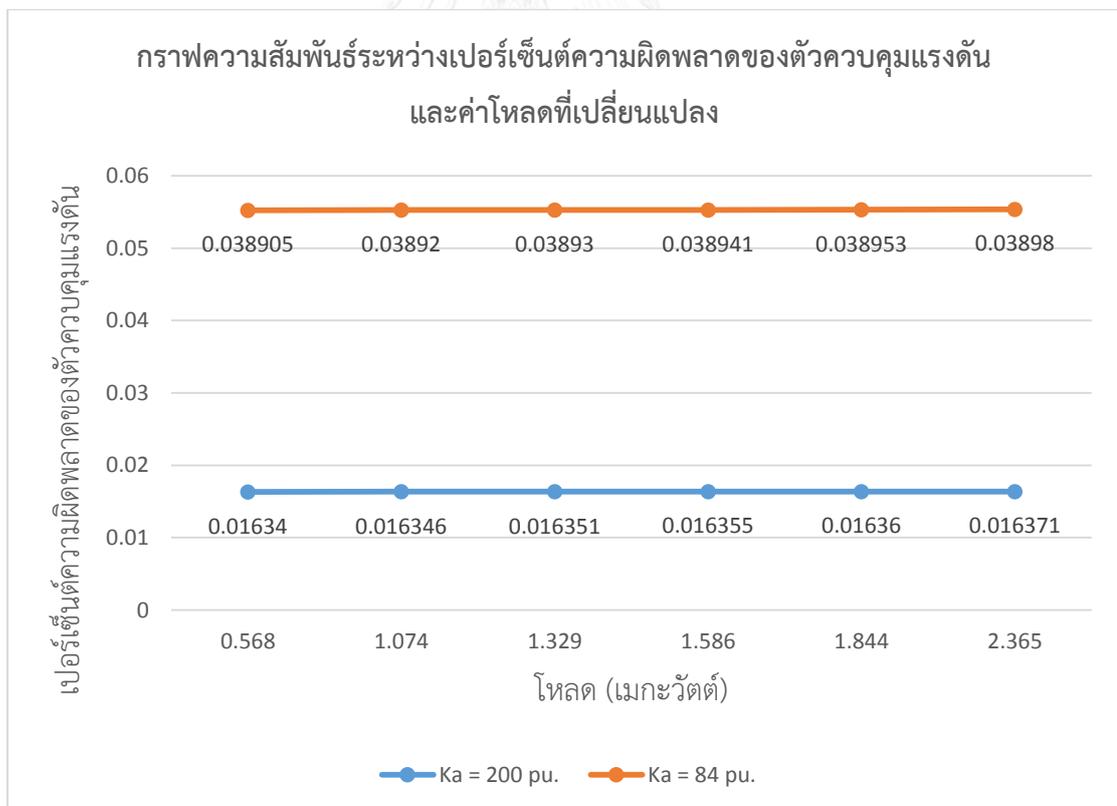
รูปที่ 4.30 ไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระ เมื่อโหลดและตัวควบคุมแรงดันมีการเปลี่ยนแปลง



รูปที่ 4.31 ค่าความผิดพลาดของตัวควบคุมแรงดัน เมื่อค่า $K_a = 200$ p.u.



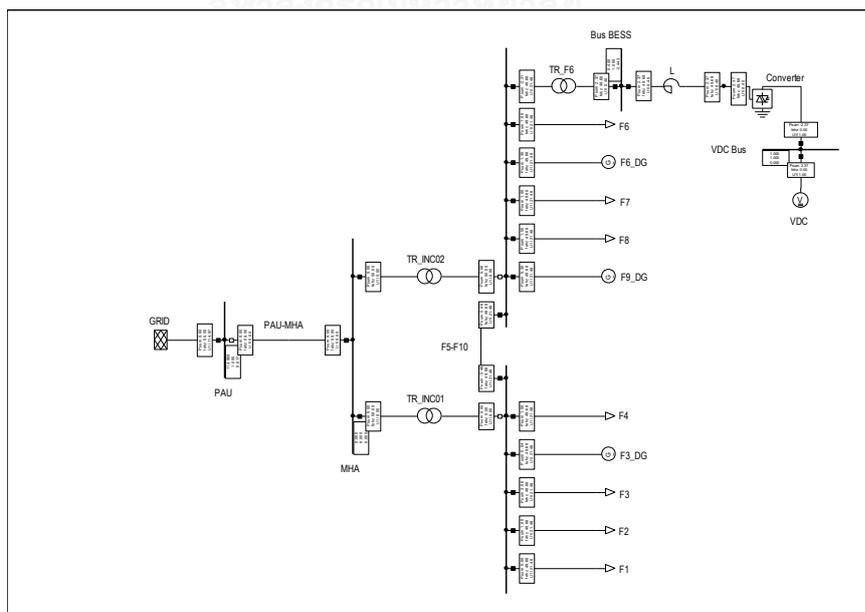
รูปที่ 4.32 ค่าความผิดพลาดของตัวควบคุมแรงดัน เมื่อค่า $K_a = 84$ p.u.



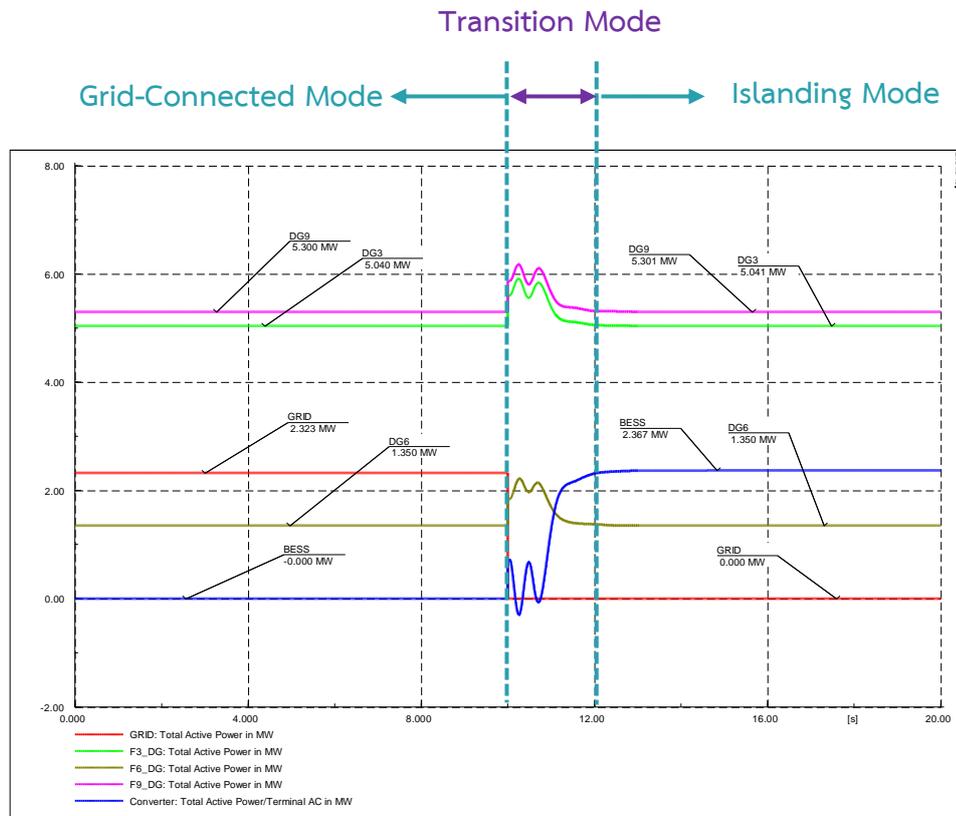
รูปที่ 4.33 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดของตัวควบคุมแรงดันและค่าโหลดที่เปลี่ยนแปลง

4.3.3 การจำลองการทำงานของคอนเวอร์เตอร์จากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายไปยังโหมดแยกตัวอิสระ

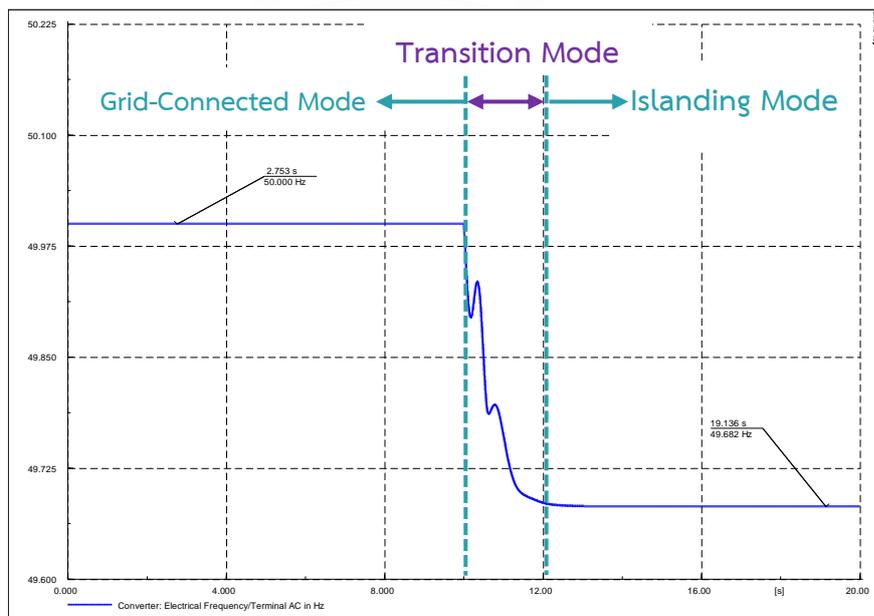
จากหัวข้อที่ 3.1 แสดงการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันให้รองรับการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ ดังแสดงในการจำลองการจ่ายไฟฟ้าจากรูปที่ 4.34 การทำงานที่วินาทีที่ 0 ถึง 10 มีการทำงานแบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า และเปลี่ยนโหมดการทำงานเป็นโหมดแยกตัวอิสระโดยการเปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ INC01 และ INC02 จากรูปที่ 4.35 พบว่าในช่วงการเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมด โครงข่ายไฟฟ้าจะเริ่มหยุดการจ่ายกำลังจริง ดังแสดงที่กราฟสีแดง (มีค่ากำลังจริง 2.323 MW ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย) และเริ่มลดลงจนกระทั่งมีค่า 0 MW เมื่อทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ และที่เส้นกราฟสีน้ำเงินแสดงค่ากำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (มีค่ากำลังจริง 0 MW ในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย) และเริ่มจ่ายกำลังจริงแทนที่โครงข่าย ในขณะที่แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวยังคงทำงานไปได้อย่างต่อเนื่องที่ค่ากำลังจริงคงที่ เนื่องจากคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำหน้าที่กำหนดค่าความถี่ (Grid Forming) ตามลักษณะสมบัติรูปความถี่ ดังแสดงในรูปที่ 4.36 และชุดควบคุมแรงดันจะรักษาค่าแรงดันของระบบ ดังแสดงในรูปที่ 4.37 แสดงค่าความผิดพลาดของแรงดันระหว่างค่าแรงดันอ้างอิง (u_{ref}) และค่าแรงดันที่วัดได้ (u) พบว่าขณะที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย (ค่ากำลังจริง 0 MW) ค่าความผิดพลาดแรงดันมีค่า 0.00038077 p.u. (0.038077 เปอร์เซ็นต์) และเมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ (จ่ายค่ากำลังจริง 2.367 MW) ค่าความผิดพลาดแรงดันจะเพิ่มขึ้นเป็น 0.00038522 p.u. (0.038522 เปอร์เซ็นต์)



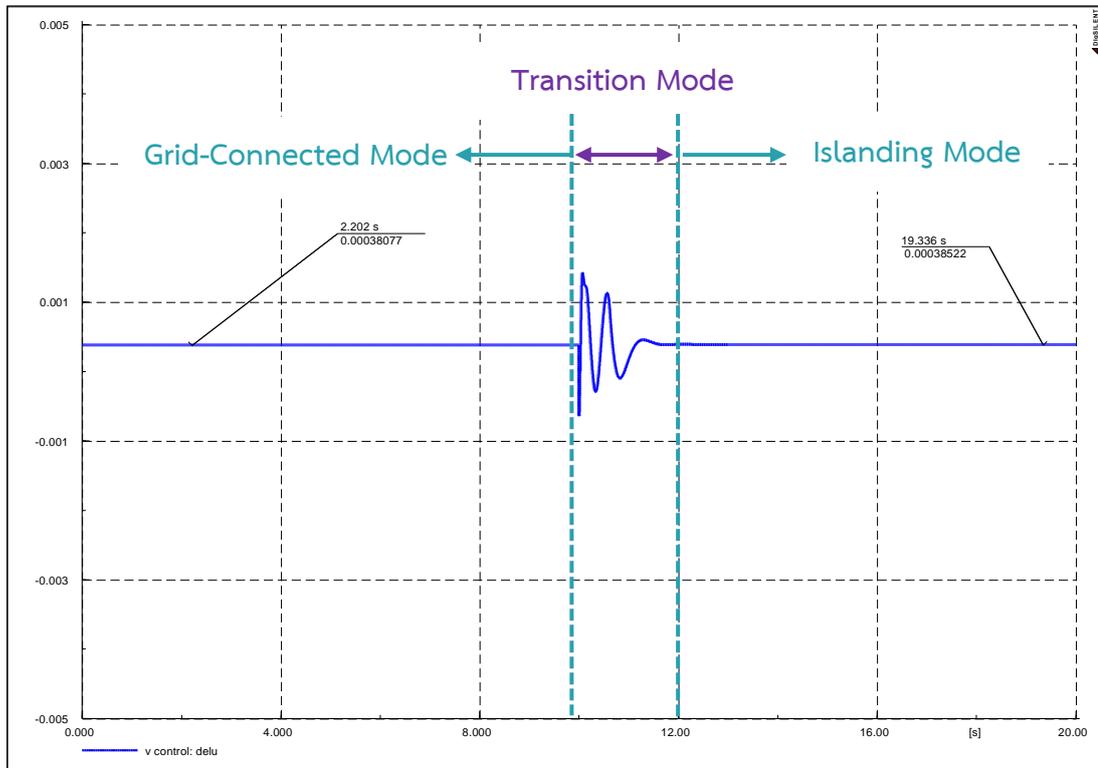
รูปที่ 4.34 ไมโครกริดจากโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายไปยังโหมดแยกตัวอิสระ



รูปที่ 4.35 กำลังจริงของโครงข่าย แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในช่วงการเปลี่ยนผ่าน



รูปที่ 4.36 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในช่วงการเปลี่ยนผ่าน

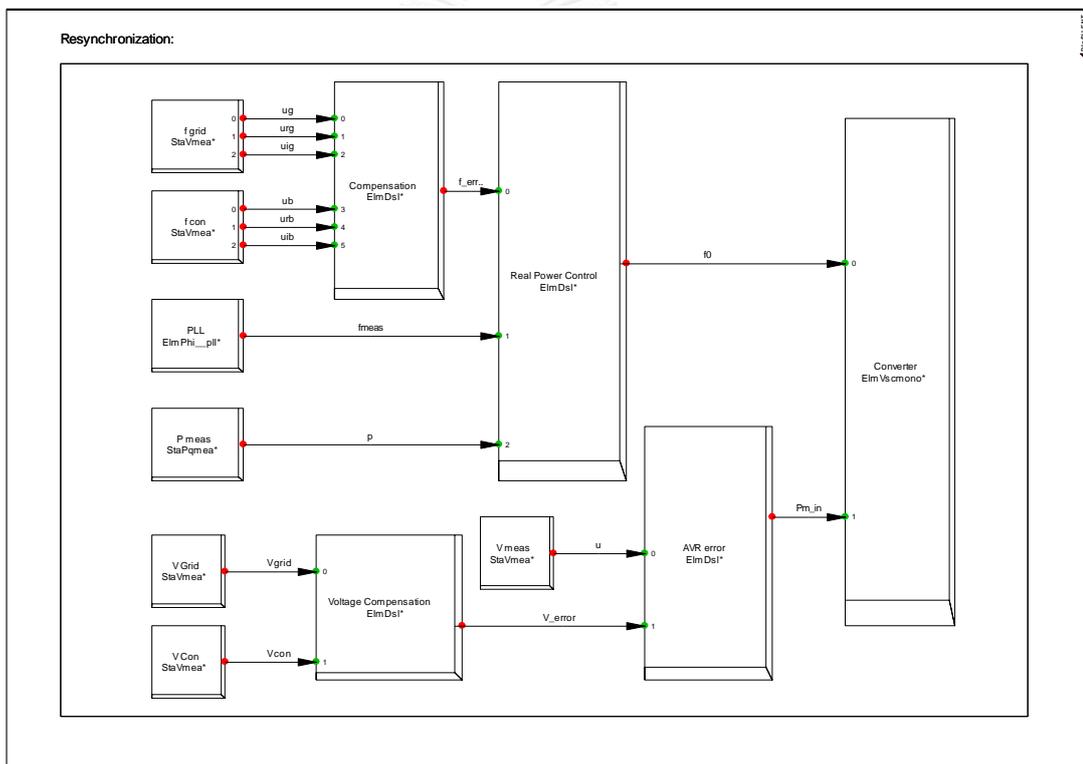


รูปที่ 4.37 ค่าความผิดพลาดของตัวควบคุมแรงดันในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในช่วงการเปลี่ยนผ่าน

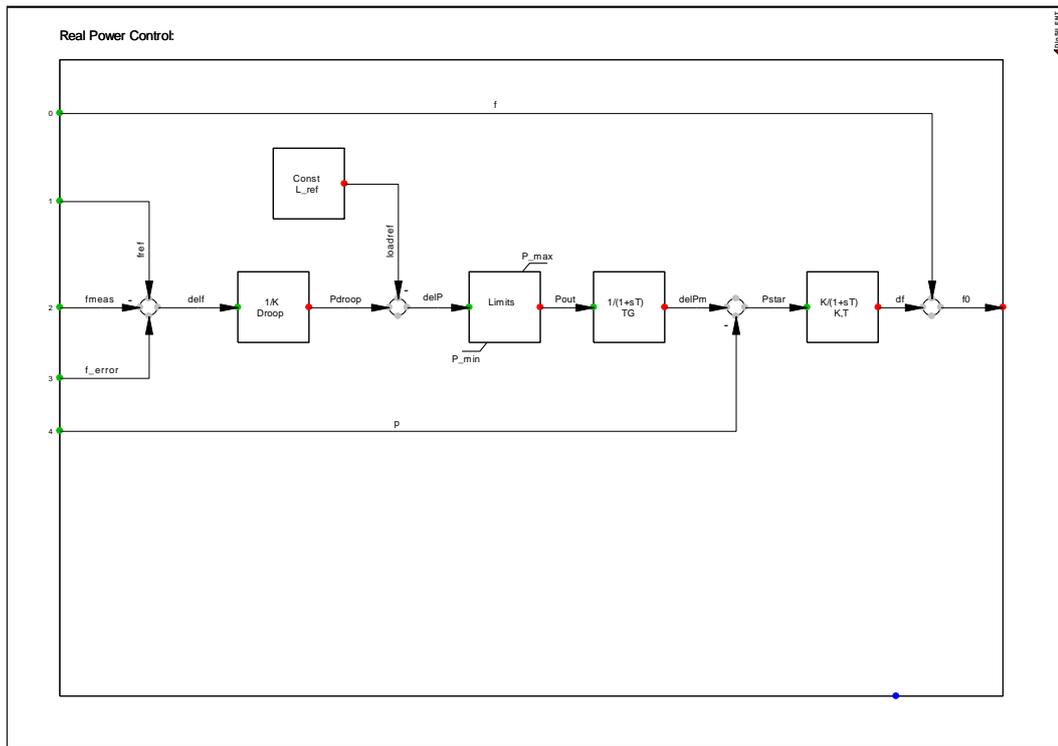
4.3.4 การจำลองการทำงานของส่วนควบคุมรอง (Auxiliary Control Part)

ชุดควบคุมรองที่แสดงในหัวข้อที่ 3.2.2 แสดงกระบวนการรีซิงโครไนซ์เมื่อต้องการเปลี่ยนโหมดจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย กระบวนการทำงานนี้จะทำงานร่วมกับรีเลย์ตรวจสอบสถานะการซิงโครไนซ์และรีเลย์ปิดวงจรอัตโนมัติที่ฟีดเดอร์ของแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว ดังรูปที่ 2.6 หลักการทำงานของรีเลย์ตรวจสอบสถานะการซิงโครไนซ์จะตรวจสอบค่าความผิดพลาดของความถี่ มุมเฟส และขนาดแรงดัน ในที่นี้คือระหว่างโครงข่ายที่จุด INCO2 และฟีดเดอร์ที่ 6 ดังแสดงในรูปที่ 3.21 และกระบวนการรีซิงโครไนซ์ในรูปที่ 3.3 สามารถแสดงการจำลองการทำงานได้ดังรูปที่ 4.38 กระบวนการรีซิงโครไนซ์ประกอบไปด้วยอุปกรณ์ตรวจวัดส่งค่าสัญญาณไปให้กับส่วนควบคุมหลักและส่วนควบคุมรอง คือชุดควบคุมกำลังจริง (Real Power Control) ชุดควบคุมแรงดัน (Voltage Control) ชุดควบคุมแรงดันชดเชย (Voltage Compensation) และชุดควบคุมความถี่ชดเชย (Frequency Compensation) ดังแสดงรูปที่ 4.39 4.40 4.41 และ 4.42 ตามลำดับ โดยชุดควบคุมรองจะส่งสัญญาณชดเชยในรูปของการปรับความถี่ (f_error) และแรงดัน (V_error) ให้กับชุดควบคุมหลักเพื่อพร้อมสำหรับการเชื่อมต่อกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย

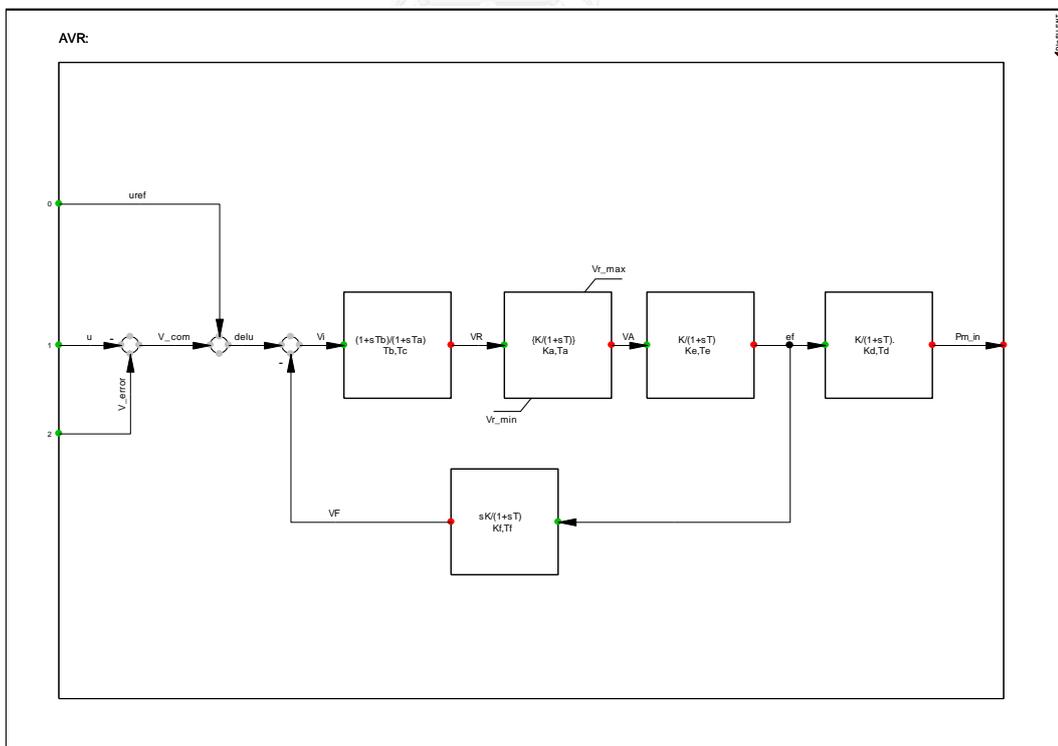
กระบวนการรีซิงโครไนซ์จะเกิดขึ้นเมื่อเคลียร์ฟอลต์ที่สายส่ง PAU-MHA ส่งผลให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ PAU02YB-01 ปิดวงจร แต่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่บัส INC01 และ INC02 จะยังไม่ปิดวงจร เนื่องจากค่าความต่างของความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดันระหว่างโครงข่ายที่จุด INC02 และฟีดเดอร์ที่ 6 ดังนั้นชุดควบคุมรองจะทำหน้าที่ปรับค่าความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดันของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ฟีดเดอร์ที่ 6 ให้มีค่าเข้าใกล้กับสายส่ง ตัวอย่างต่อไปนี้จะพิจารณาการทำงานของชุดควบคุมในคอนเวอร์เตอร์กรณีที่มีโหลดมีค่า 50 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ และที่ 80 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ โดยจะทำงานร่วมกับรีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์และรีเลย์ปิดวงจรอัตโนมัติ เพื่อปิดวงจรที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ INC02 กำหนดให้รีเลย์สับเข้าอัตโนมัติหน่วงเวลาการทำงาน 10 วินาที (Delay Time 10 second)



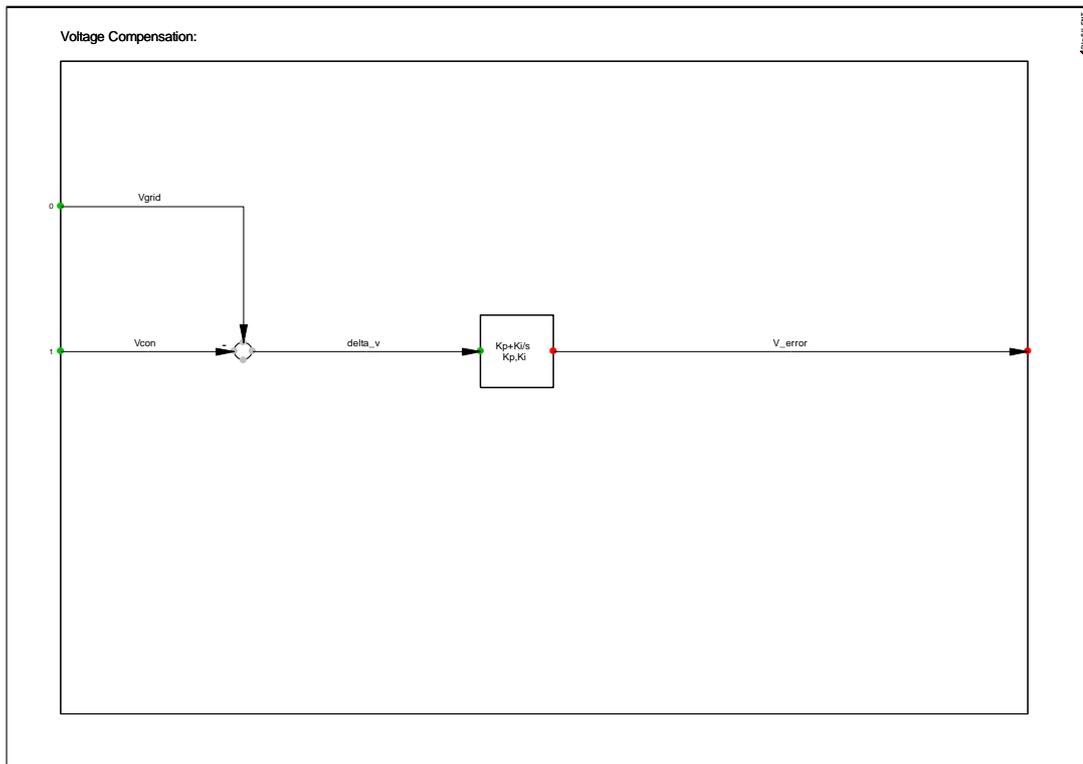
รูปที่ 4.38 กระบวนการรีซิงโครไนซ์



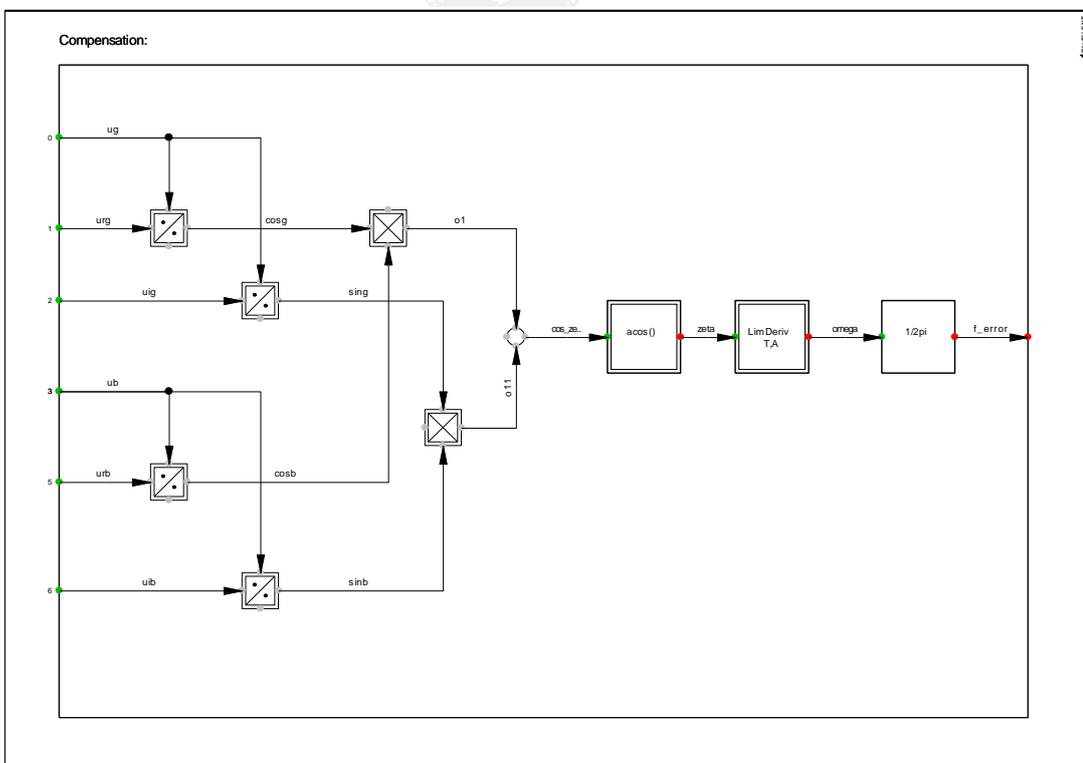
รูปที่ 4.39 ชุดควบคุมกำลังจริงที่มีสัญญาณความถี่ชดเชย (f_error) สำหรับระบบการรีซิงโครไนซ์



รูปที่ 4.40 ชุดควบคุมหลักของแรงดันที่มีสัญญาณแรงดันชดเชย (V_error) สำหรับระบบการรีซิงโครไนซ์



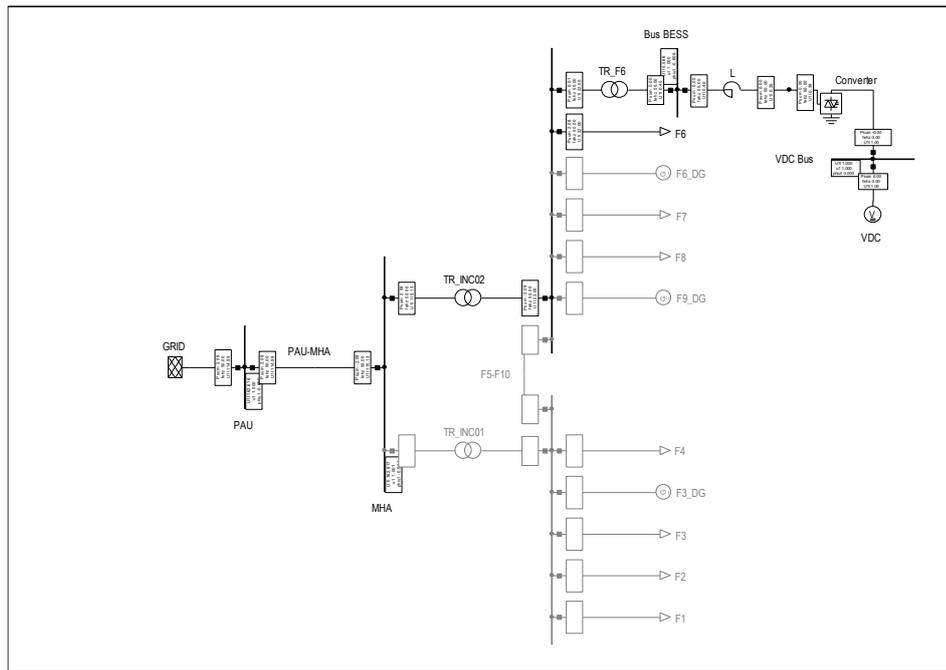
รูปที่ 4.41 ชุดควบคุมแรงดันชดเชยสำหรับกระบวนการรีซิงโครไนซ์



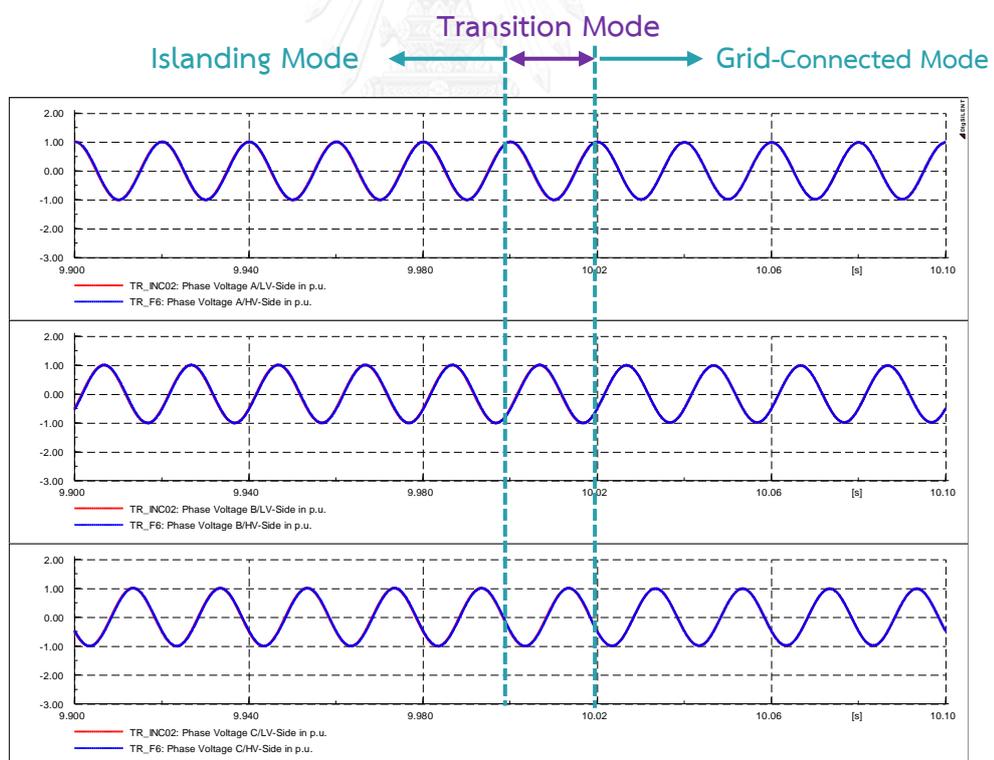
รูปที่ 4.42 ชุดควบคุมความถี่ชดเชยสำหรับกระบวนการรีซิงโครไนซ์

4.3.4.1 การทำงานของชุดควบคุมรอง กรณีโหลดมีค่า 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

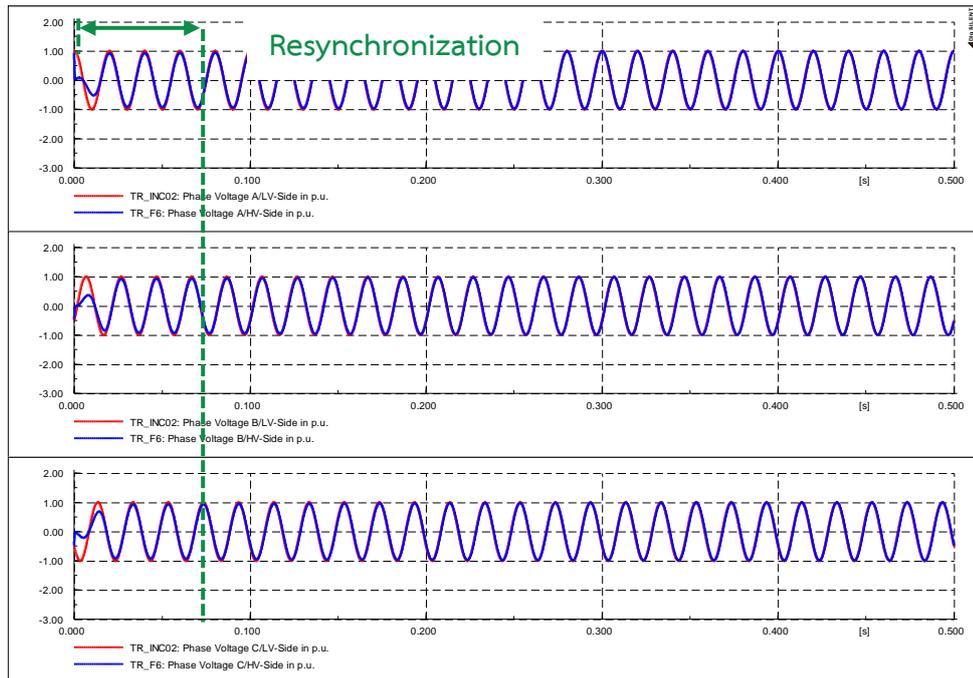
จากรูปที่ 4.43 จำลองการรีซิงโครไนส์ระหว่างโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เมื่อมีโหลด 2 เมกะวัตต์ (50 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่) กระบวนการรีซิงโครไนส์โดยชุดควบคุมรองจะทำหน้าที่ปรับค่าความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดันให้มีค่าใกล้เคียงกับสายส่ง เพื่อพร้อมเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย รูปที่ 4.44 แสดงมุมเฟสของแรงดันในช่วงการเปลี่ยนผ่าน (วินาทีที่ 10) โดยในช่วงแรกมุมเฟสของแรงดันระหว่างโครงข่ายที่จุด INC02 และฟีดเดอร์ที่ 6 จะถูกปรับให้มีค่ามุมเฟสใกล้เคียงกัน ดังแสดงในรูปที่ 4.45 ค่าความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในรูปที่ 4.46 จะถูกปรับให้มีค่าใกล้เคียงกับความถี่ของโครงข่าย และเมื่อเปลี่ยนโหมดกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย ค่าความถี่ที่สถานะอยู่ตัวมีค่าเท่ากับ 50 Hz จากรูปที่ 4.47 แสดงค่ากำลังจริงของโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เมื่อพิจารณาจากกราฟกำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (สีน้ำเงิน) ทำหน้าที่จ่ายกำลังจริงให้กับโหลดในช่วงโหมดแยกตัวอิสระ และกราฟกำลังจริงของโครงข่าย (สีแดง) ยังคงมีค่าเท่ากับ 0 MW ในขณะที่เมื่อเกิดการเปลี่ยนผ่าน ค่ากำลังจริงของโครงข่ายจะเพิ่มขึ้นเพื่อจ่ายกำลังจริงให้กับโหลดแทนที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ โดยค่ากำลังจริงของโหลดแสดงได้ในรูปที่ 4.48 การทำงานของชุดควบคุมรองสามารถทำงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านโหมดได้อย่างราบรื่น โดยขนาดของแรงดันและกระแสในสถานะชั่วคราวอยู่ในช่วงการทำงานที่เหมาะสม ดังแสดงในรูปที่ 4.49 และ 4.50 ตามลำดับ ทำให้ไม่เกิดการตัดตอนของอุปกรณ์ป้องกันและสามารถลดการตัดตอนของอุปกรณ์ป้องกันในทางปฏิบัติได้



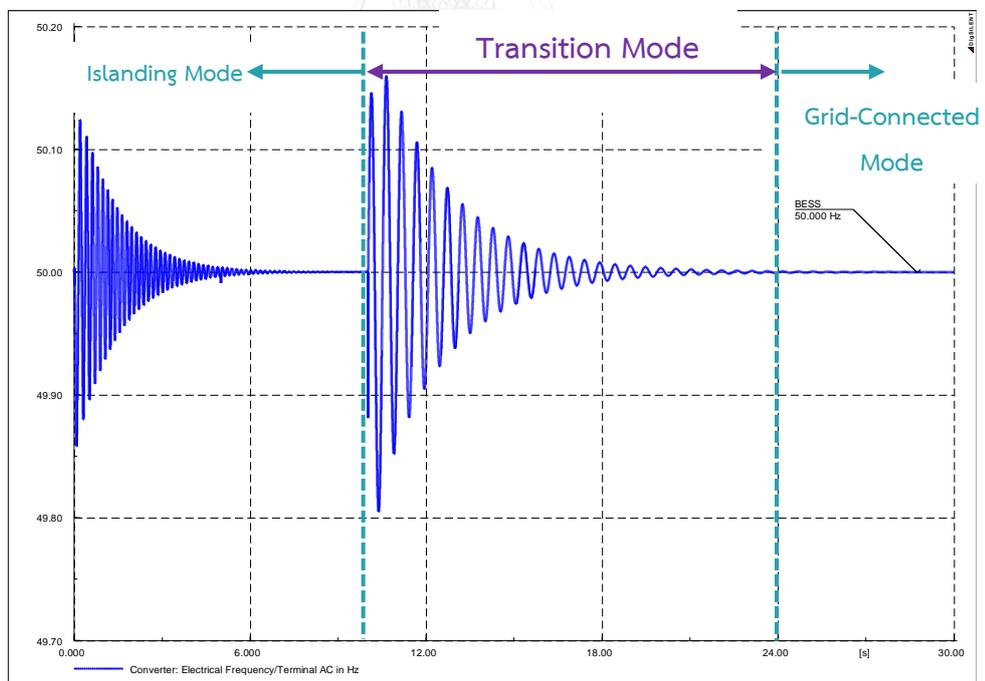
รูปที่ 4.43 ไมโครกริดในสภาวะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ ที่พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่



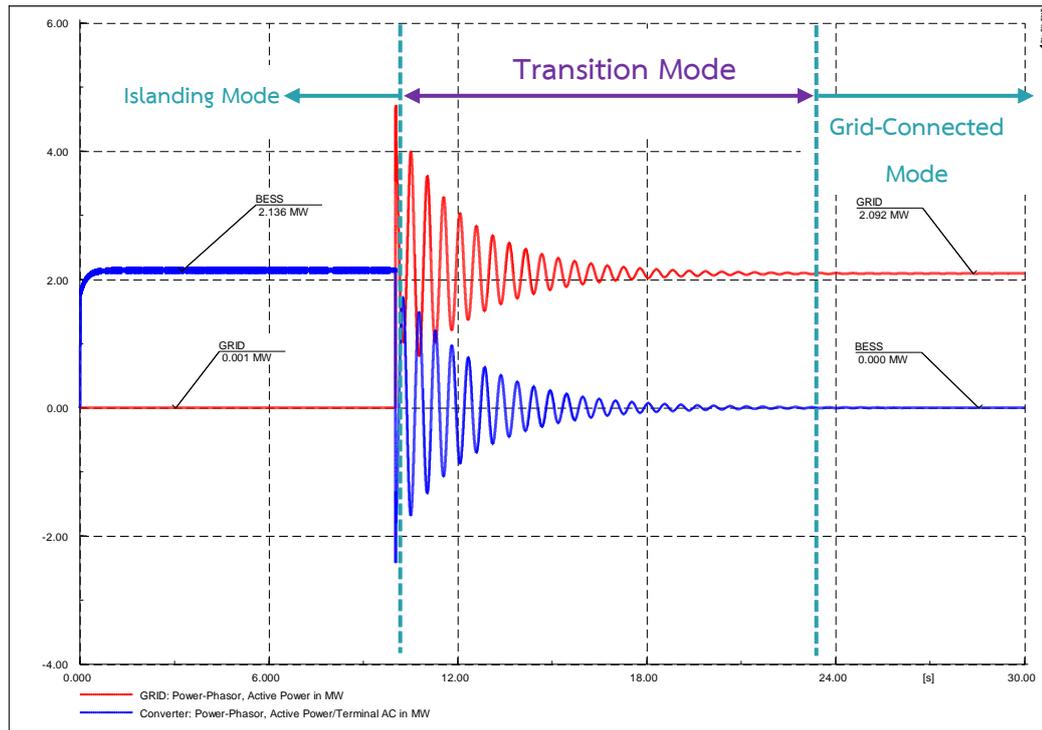
รูปที่ 4.44 มุมเฟสของแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสภาวะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



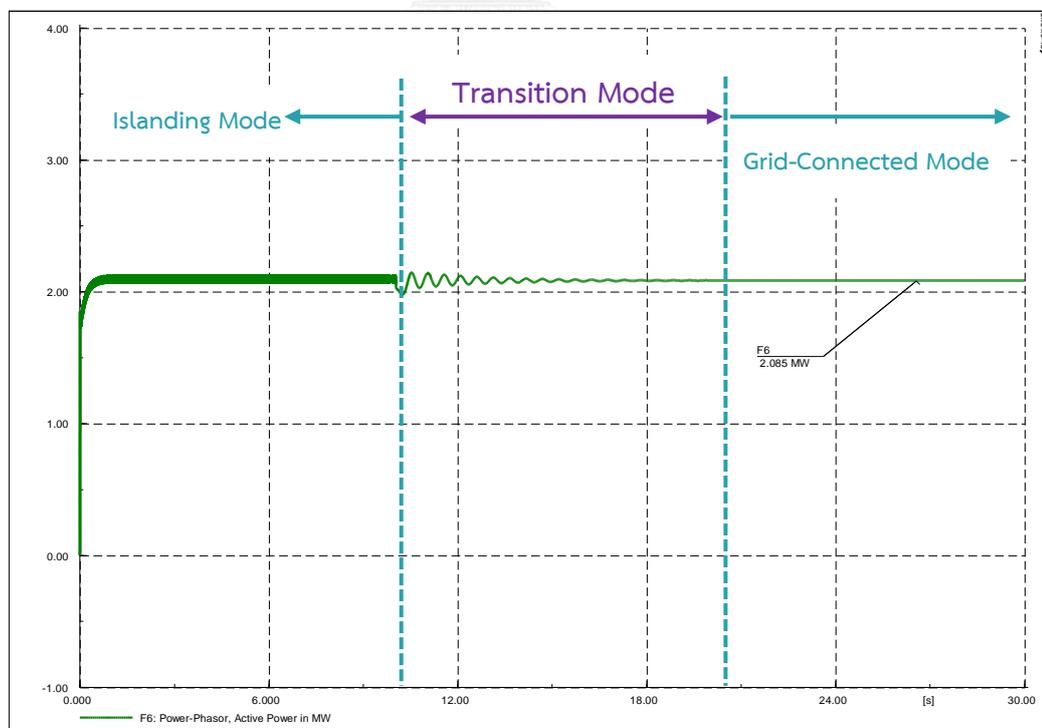
รูปที่ 4.45 มุมเฟสเริ่มต้นของแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสภาวะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และมีการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ



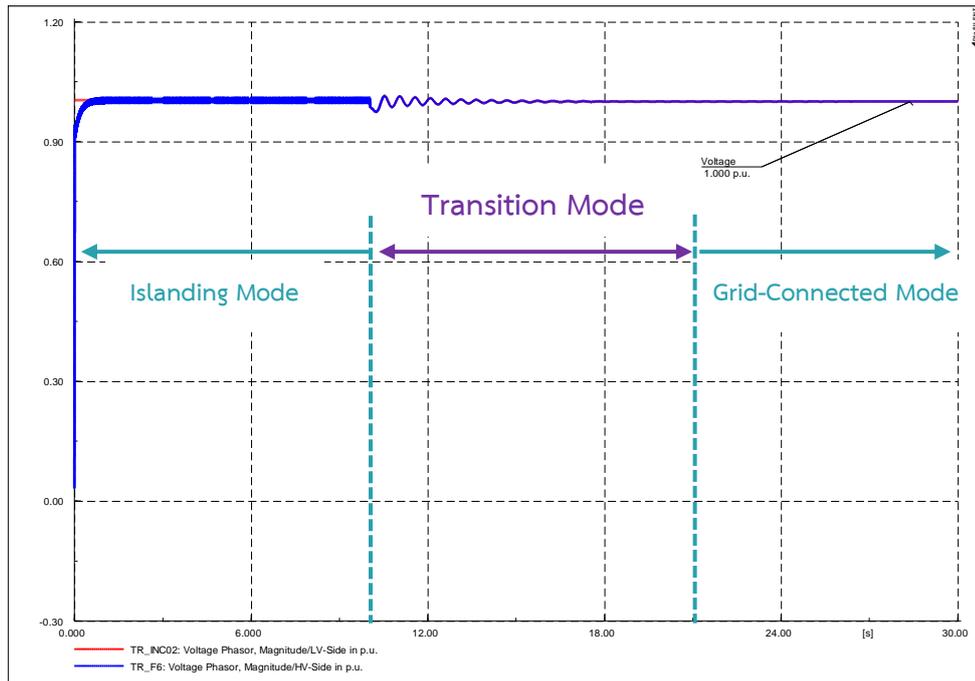
รูปที่ 4.46 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ในสภาวะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



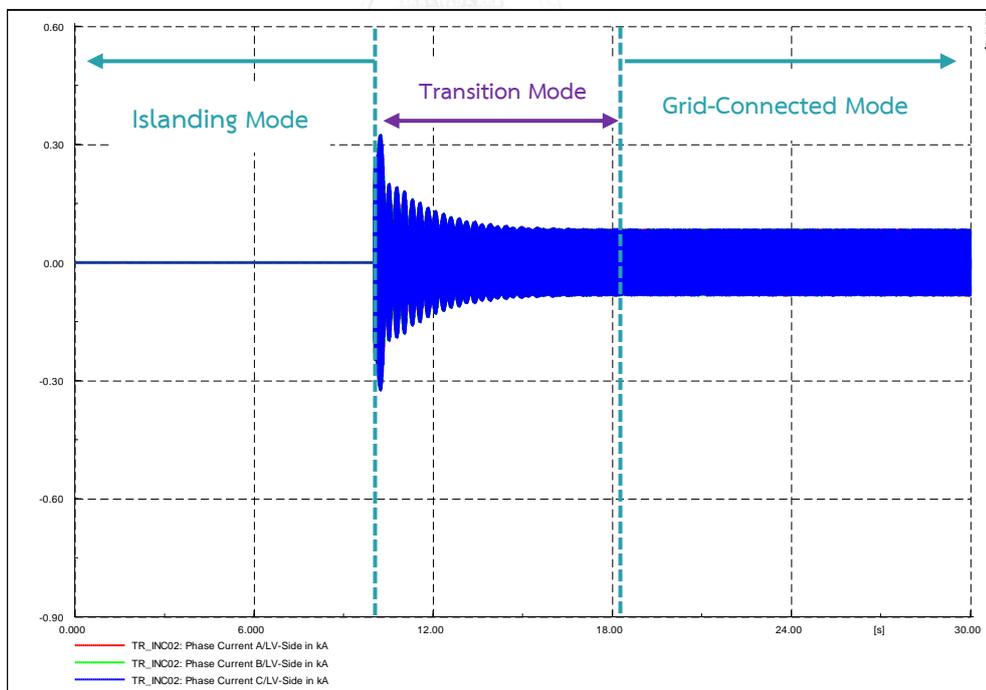
รูปที่ 4.47 กำลังจริงของโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



รูปที่ 4.48 กำลังจริงของโหลด จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



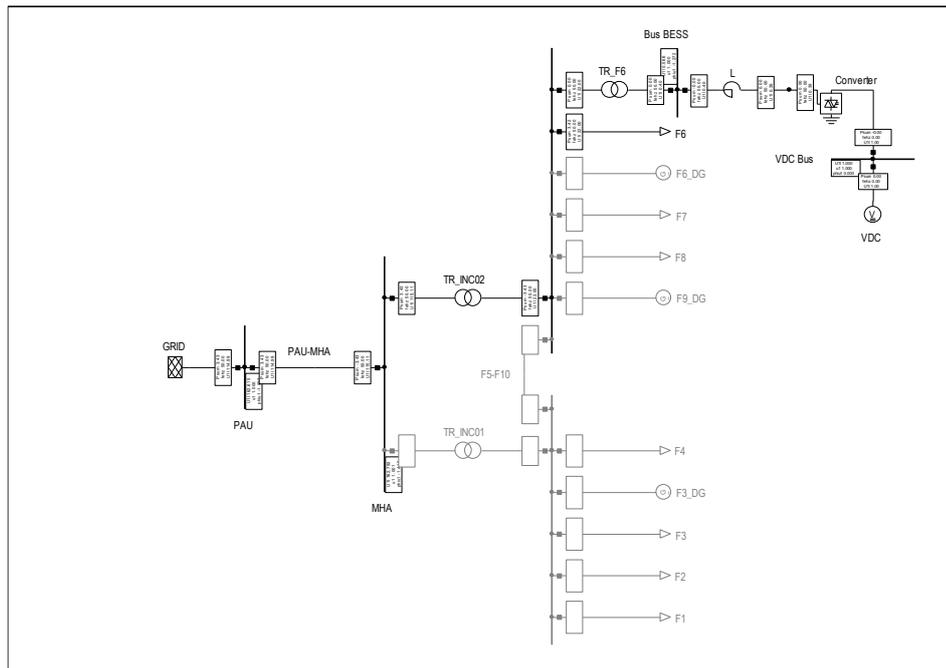
รูปที่ 4.49 ค่าขนาดแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสภาวะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบ กักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



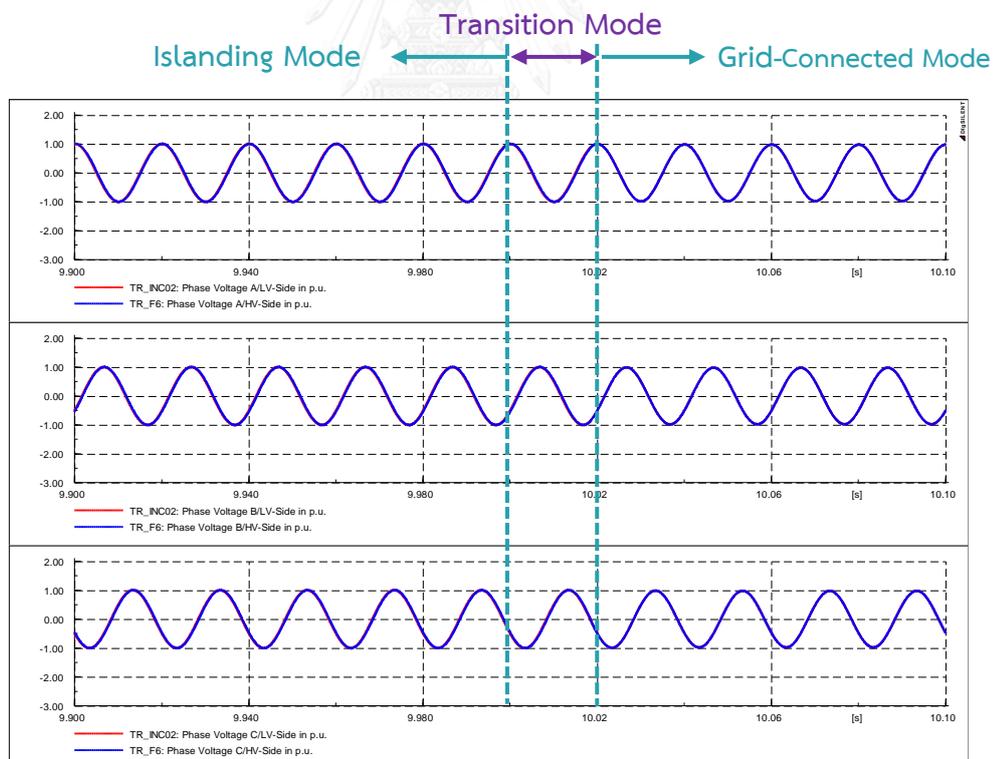
รูปที่ 4.50 กระแสของสายส่งที่จุดเชื่อมต่อในสภาวะมีโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบ กักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และมีการทำงานจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย

4.3.4.2 การทำงานของชุดควบคุมรอง ในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

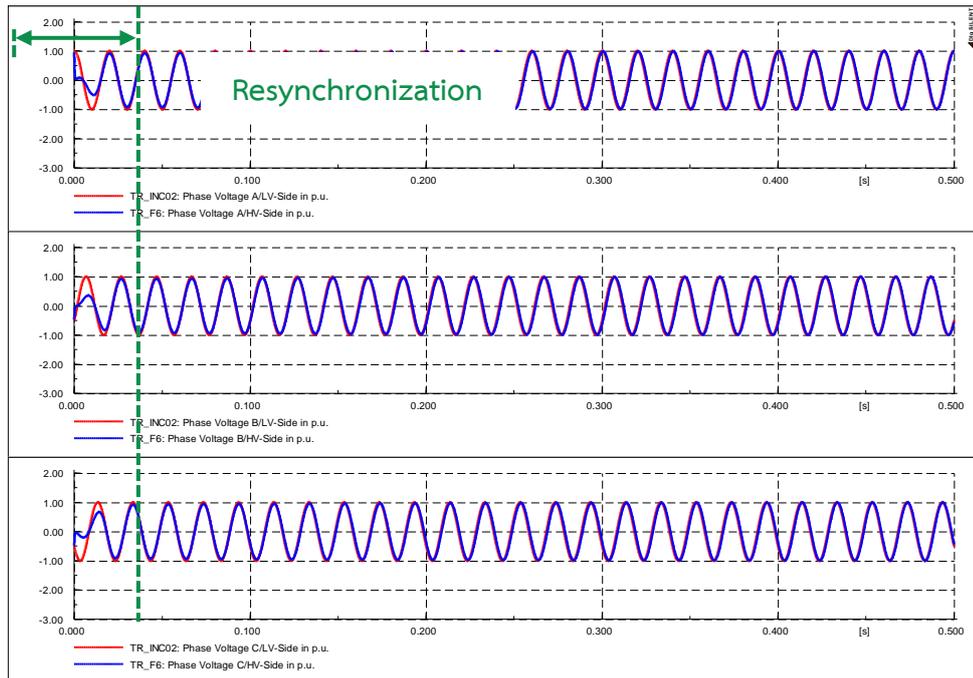
จากรูปที่ 4.51 จำลองการรีซิงโครไนซ์ระหว่างโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เมื่อมีโหลด 3.2 MW (80 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่) กระบวนการรีซิงโครไนซ์โดยชุดควบคุมรองจะทำหน้าที่ปรับความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดันให้มีค่าใกล้เคียงกับสายส่ง เพื่อพร้อมเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย รูปที่ 4.52 แสดงมุมเฟสของแรงดันในช่วงการเปลี่ยนผ่าน (วินาทีที่ 10) โดยในช่วงแรกมุมเฟสของแรงดันระหว่างโครงข่ายที่จุด INC02 และฟีดเดอร์ที่ 6 จะถูกปรับให้มีค่ามุมเฟสใกล้เคียงกัน ดังแสดงในรูปที่ 4.53 ค่าความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในรูปที่ 4.54 จะถูกปรับให้มีค่าใกล้เคียงกับความถี่ของโครงข่าย และเมื่อเปลี่ยนโหมดกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย ค่าความถี่ที่สถานะอยู่ตัวมีค่าเท่ากับ 50 Hz จากรูปที่ 4.55 แสดงค่ากำลังจริงของโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เมื่อพิจารณาจากกราฟกำลังจริงของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (สีน้ำเงิน) ทำหน้าที่จ่ายกำลังจริงให้กับโหลดในช่วงโหมดแยกตัวอิสระ และกราฟกำลังจริงของโครงข่าย (สีแดง) ยังคงมีค่าเท่ากับ 0 MW ในขณะที่เมื่อเกิดการเปลี่ยนผ่าน ค่ากำลังจริงของโครงข่ายจะเพิ่มขึ้นเพื่อจ่ายกำลังจริงให้กับโหลดแทนที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ โดยค่ากำลังจริงของโหลดแสดงได้ในรูปที่ 4.56 การทำงานของชุดควบคุมรองสามารถทำงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านโหมดได้อย่างราบรื่น โดยขนาดของแรงดันและกระแสในสภาวะชั่วคราวยังอยู่ในช่วงการทำงานที่เหมาะสม โดยไม่เกิดการตัดตอนของอุปกรณ์ป้องกัน ดังแสดงในรูปที่ 4.57 และ 4.58 ตามลำดับ



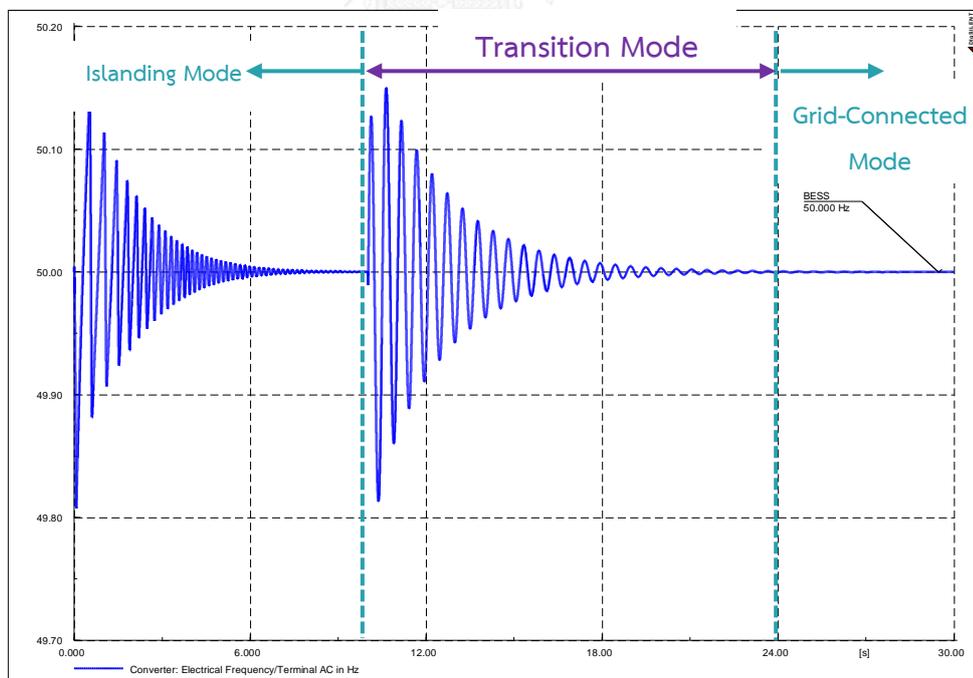
รูปที่ 4.51 ไมโครกริดในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ ที่พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่



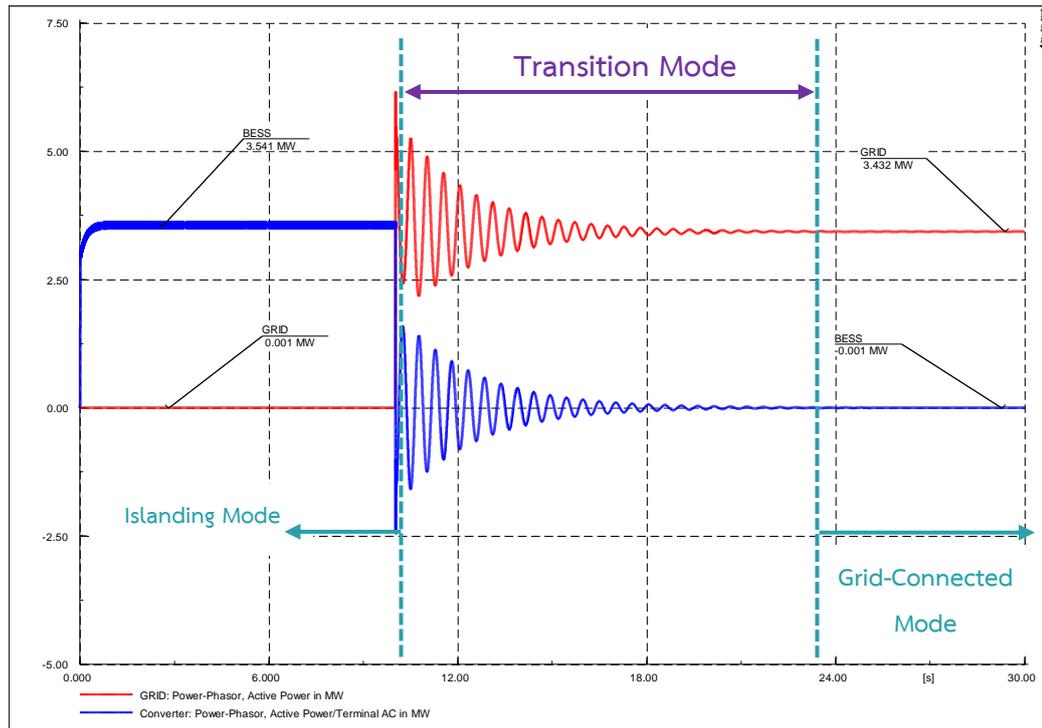
รูปที่ 4.52 มุมเฟสของแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



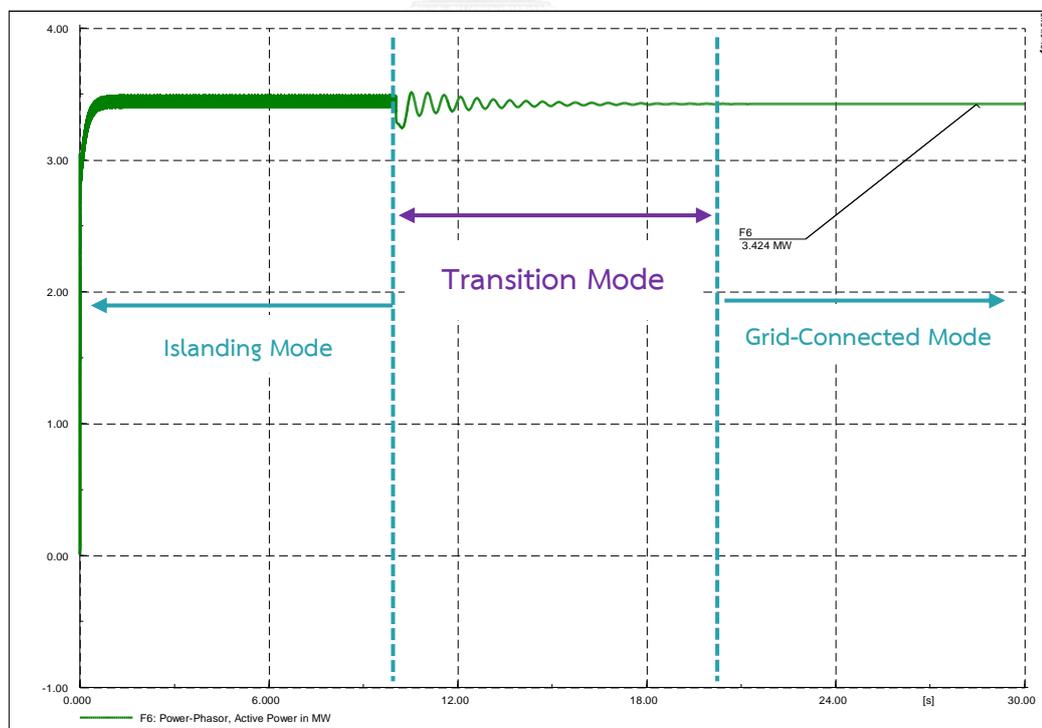
รูปที่ 4.53 มุมเฟสช่วงเริ่มต้นของแรงดันระหว่างบัส INC02 ในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และมีการทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ



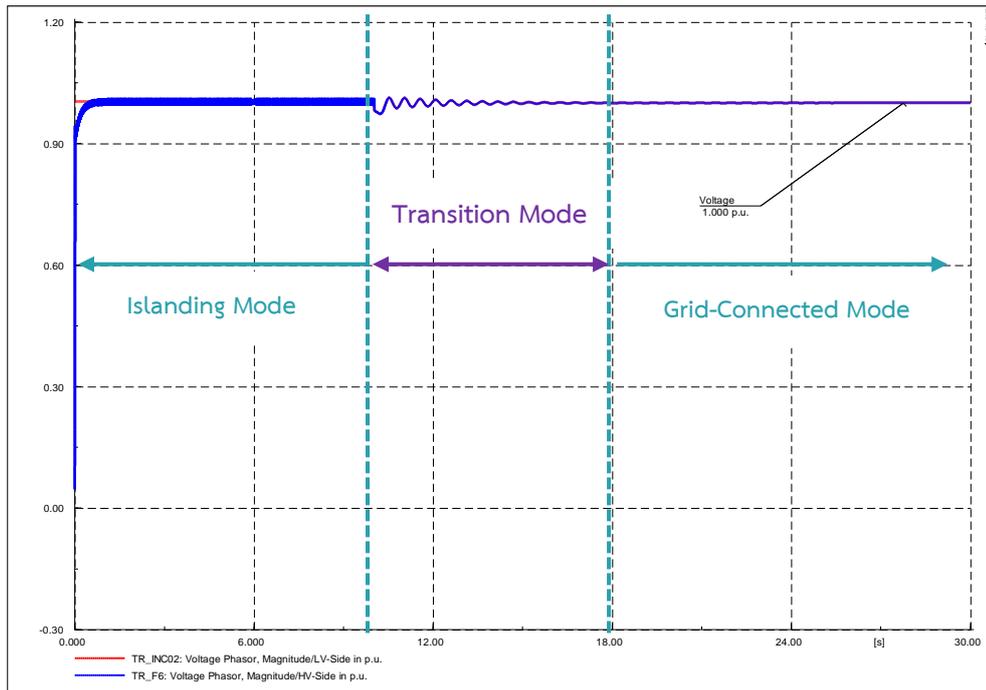
รูปที่ 4.54 ความถี่ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



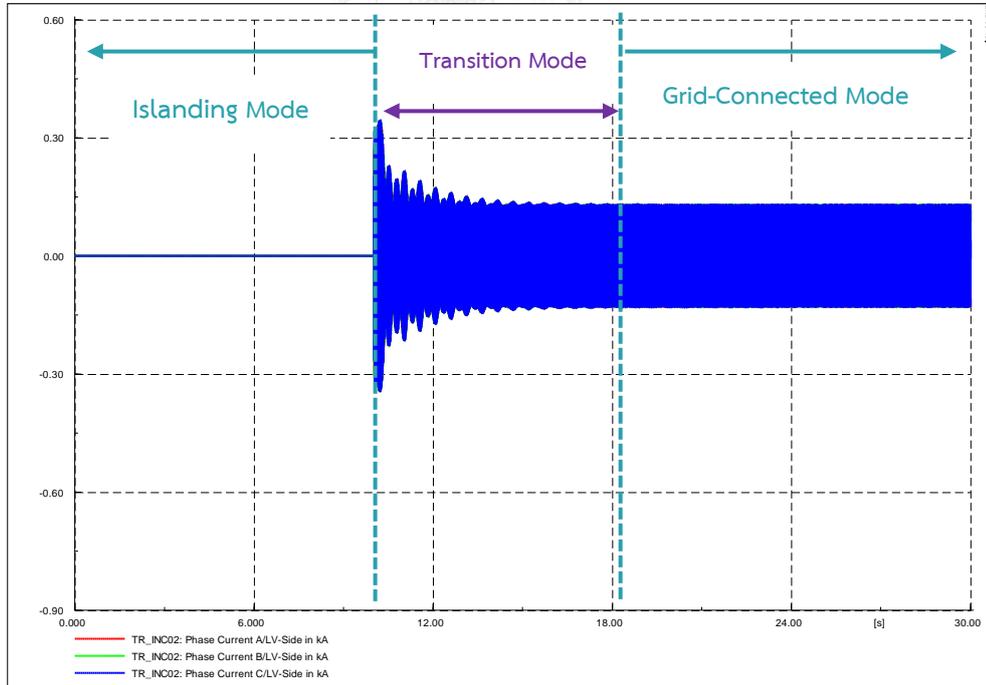
รูปที่ 4.55 กำลังจริงของโครงข่ายและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



รูปที่ 4.56 กำลังจริงของโหลด จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



รูปที่ 4.57 ค่าขนาดแรงดันระหว่างบัส INCO2 ในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบ กักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ จากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย



รูปที่ 4.58 กระแสของสายส่งที่จุดเชื่อมต่อในสภาวะมีโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ที่พิกัดกำลังในระบบ กักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และมีการทำงานจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย

บทที่ 5

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 บทสรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอแนวคิดในการออกแบบไมโครกริดกระแสสลับสำหรับอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน โดยพิจารณาถึงวิธีการปรับตั้งการทำงานของระบบป้องกัน เพื่อรองรับการทำงานของไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระ และจำลองการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ขนาด 4 MW/1 MWh เพื่อทำงานร่วมกับโครงข่ายและแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย (Grid-Connected Mode) โหมดแยกตัวอิสระ (Islanding Mode) รวมถึงช่วงการเปลี่ยนผ่าน (Transition Mode) ผ่านโปรแกรม DigSILENT ประเด็นสำคัญของวิทยานิพนธ์สามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

- 1) นำเสนอการปรับตั้งระบบป้องกันของระบบจำหน่ายในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน เนื่องจาก [12] ถูกปรับตั้งให้มีการทำงานในลักษณะป้องกันไม่ให้เกิดการแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) ในขณะที่พื้นที่ในอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอนมีลักษณะเป็นไมโครกริด ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จึงนำเสนอการปรับตั้งระบบป้องกันให้รองรับโหมดการทำงานของไมโครกริดในลักษณะต่างๆ ให้ทำงานร่วมกันได้อย่างราบรื่น
- 2) นำเสนอวิธีการควบคุมของคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เพื่อรองรับการทำงานของไมโครกริดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายและเป็นตัวจัดตั้งโครงข่ายให้กับระบบเมื่อเปลี่ยนโหมดการทำงานเป็นโหมดแยกตัวอิสระ ในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานในรูปแบบพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) มีชุดควบคุมกำลังจริง (Real Power Control) และชุดควบคุมแรงดัน (Voltage Control) การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในลักษณะนี้จะมีลักษณะการทำงานเสมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรนัส เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานตามลักษณะสมบัติรูปความเร็ว (Droop Characteristic) ลักษณะสมบัติความเฉื่อยทางกล (Inertia Emulation) และใช้ชุดควบคุมค่าแรงดันแบบตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator; AVR) ทำให้มีความยืดหยุ่นในการควบคุมความถี่และค่าแรงดันเมื่อทำงานในโหมดต่างๆของไมโครกริดได้
- 3) นำเสนอวิธีการควบคุมของคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่มีฟังก์ชันการรีซิงโครไนซ์ เพื่อให้สามารถทำงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านจากโหมดแยกตัวอิสระกลับไปยังโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย กระบวนการรีซิงโครไนซ์จะทำงานสอดคล้องกับการทำงานของ

รีเลย์ตรวจสอบสถานะการชิ่งโครไนซ์และรีเลย์ปิดวงจรอัตโนมัติที่ถูกติดตั้งที่ฟีดเดอร์ของระบบจำหน่ายที่มีระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว ในวิทยานิพนธ์นี้ใช้การทำงานของชุดควบคุมรองซึ่งประกอบไปด้วย ชุดควบคุมมุมเฟส (Phase Compensation) และชุดควบคุมชดเชยแรงดัน (Voltage Compensation) ทำหน้าที่ในการปรับความถี่ มุมเฟส และขนาดของแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ให้ค่าความผิดพลาดไม่เกินเงื่อนไขของรีเลย์ตรวจสอบสถานะชิ่งโครไนซ์ [18] ไมโครกริดจึงทำงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมดได้อย่างราบรื่น

5.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

แม้ว่าการจำลองการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน จะรองรับการทำงานของไมโครกริดในโหมดแยกตัวอิสระและกระบวนการชิ่งโครไนซ์แล้ว รวมถึงการทำงานร่วมกับคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ทำงานในรูปแบบพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) จะสามารถทำงานได้จริงแล้วก็ตาม แต่ยังมีประเด็นที่สามารถศึกษาเพิ่มเติมเพื่อให้การทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ทำงานได้ดียิ่งขึ้นดังต่อไปนี้

- 1) ชุดควบคุมการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ใช้ค่าพารามิเตอร์จากการอ้างอิงค่าการปรับตั้งการทำงานทั่วไป ส่งผลให้ค่าการตอบสนองเช่น ในช่วงการเปลี่ยนแปลงลักษณะโหลด หรือช่วงการเปลี่ยนผ่านระหว่างโหมดยังมีผลตอบสนองที่สังเกตเห็นการแกว่งได้ ดังนั้นจึงควรศึกษาการออกแบบค่าพารามิเตอร์ของตัวควบคุมเพิ่มเติม และนำมาปรับใช้เพื่อช่วยเพิ่มเสถียรภาพของระบบได้ดียิ่งขึ้น
- 2) ระบบควบคุมที่นำเสนอถูกปรับใช้กับเฉพาะคอนเวอร์เตอร์ในระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เท่านั้น หากนำมาปรับใช้กับแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวอื่นๆ จะช่วยเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบให้ดียิ่งขึ้น
- 3) ศึกษาวิธีการประสานการทำงานระหว่างชุดควบคุมหลักและชุดควบคุมรองให้สามารถทำงานได้อย่างอัตโนมัติ

รายการอ้างอิง

1. สำนักงานนโยบายแผนพลังงาน, การพัฒนาไมโครกริดสำหรับประเทศไทย. 2560.
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ร่างระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม พ.ศ.2555 สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์. 2555.
3. Østergaard, J. and J.E. Nielsen, *THE BORNHOLM POWER SYSTEM An overview*. 2010.
4. Bayindir, R., et al., *Investigation on North American Microgrid Facility*. INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH, 2015. 5: p. 558-574.
5. Lasseter, R., et al., *Integration of Distributed Energy Resources The CERTS MicroGrid Concept*. 2002, Energy Systems Integration Program Public Interest Energy Research California Energy Commission.
6. Wagman, D., *First Utility-Scale Microgrid in U.S. Enters Service*. 2017.
7. Barnes, M., et al., *Microgrid laboratory facilities*. 2005: p. 6 pp.-6.
8. Shinkawa, T., *Introduction to Japan's "Smart Community"*. New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Japan.
9. Hirose, K., et al., *The Sendai Microgrid Operational Experience in the Aftermath of the Tohoku Earthquake: A Case Study*, in *New Energy and Industrial Technology Development Organization*. 2013.
10. มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, ศ., โครงการศึกษาความเหมาะสม การพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (*Micro Grid*) ที่อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน. 2556, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.
11. สำนักงานนโยบายแผนพลังงาน, โครงการพัฒนาระบบสมาร์ตกริดจังหวัด แม่ฮ่องสอน. 2560.
12. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, วิเคราะห์การเกิดปัญหาในระบบไฟฟ้า สฟฟ.ปาย - สฟฟ.แม่ฮ่องสอน. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
13. Chen, L. and S. Mei, *An Integrated Control and Protection System Photovoltaic Microgrids*, in *CSEE JOURNAL OF POWER AND ENERGY SYSTEMS*. 2015, CSEE. p. 36-42.

14. Das, D., G. Gurralla, and U.J. Shenoy, *Transition from Grid Connected Mode to Islanded Mode in VSI fed Microgrids*.
15. Balaguer, I.J., et al., *Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation*, in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2011. p. 147-157.
16. Chaweewat, P., et al., *Synchronization Control and Droop Control of Microgrid Operation*, in *2014 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE)*. 2014, IEEE: Pattaya, Thailand.
17. Hu, S.-H., et al. *Droop-controlled inverters with seamless transition between islanding and grid-connected operations*. in *In Proceedings of the 3rd IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE 2011)*. 2011.
18. Chen, Z., et al., *A Synchronization Control Method for Micro-Grid with Droop Control*, in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE*. 2015, IEEE: Montreal, QC, Canada.
19. Krishnan, G. and D.N. Krishnan, *Control of Grid Connected and Islanding Operations of Distributed Generation Systems with Seamless Transfer between Modes*, in *IEEE International Conference on Control Applications (CCA) Part of 2013 IEEE Multi-Conference on Systems and Control*. 2013, IEEE: Hyderabad, India. p. 509-514.
20. Torres, M. and L.A.C. Lopes, *Virtual Synchronous Generator: A Control Strategy to Improve Dynamic Frequency Control in Autonomous Power Systems*. *Energy and Power Engineering*, 2013. 05(02): p. 32-38.
21. Areva, *MiCOM P441, P442, P444*. 2015.
22. ABB, *Battery/diesel grid-connected microgrid*. 2015.
23. Prabha, K., B. N.J., and L. M.G., *Power System Stability And Control*. 1994: McGraw-Hill Professional. 581-691.
24. Machowski, J., J.W. Bialek, and J.R. Bumby, *POWER SYSTEM DYNAMICS AND STABILITY*. 1997, New York: John Wiley & Sons. 355-369.
25. BV, P.t.P., *Synchronous Machine Excitation System Vision Dynamical Analysis*. 2016: The Netherlands. p. 12-13.

26. Teodorescu, R., M. Liserre, and P. Rodríguez, *GRID CONVERTERS FOR PHOTOVOLTAIC AND WIND POWER SYSTEM*. 2011, United Kingdom: John Wiley & Sons. 170-204.
27. แนนบุญ, ท., การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด: กรณีศึกษาเมืองแม่ฮ่องสอน. Vol. 1. 2559, กรุงเทพฯ: จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.





ภาคผนวก

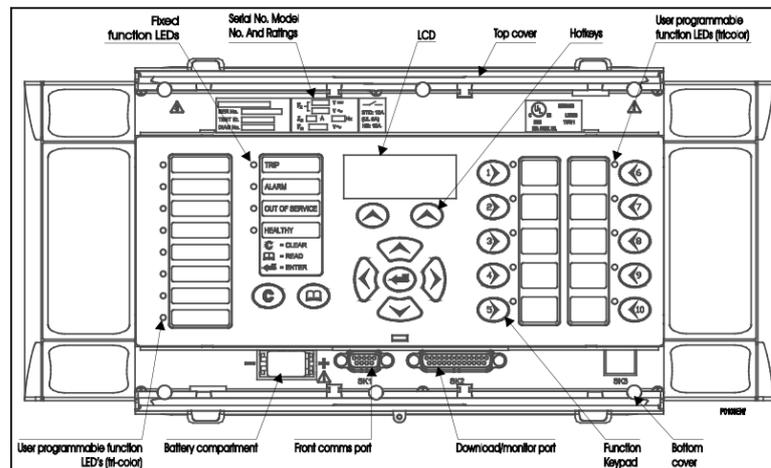
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ก

อุปกรณ์ป้องกันในอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน

ในวิทยานิพนธ์นี้ การตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมใช้การอ้างอิงจากข้อมูลที่มีการปรับตั้งในปัจจุบัน โดยมีรายละเอียดดังนี้

อุปกรณ์ป้องกันรุ่น MICOM P442 บริษัท AREVA



รูปที่ ก.1 อุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ป้องกันความผิดปกติบนสายส่ง PAU-MHA

จากรูป ก.1 ฟังก์ชันการทำงานของรีเลย์ MICOM P442 ที่ติดตั้งบนสายส่ง PAU-MHA คือ รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay; 21) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay; 67) รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินลงดิน (Ground Overvoltage Relay; 59N) รีเลย์ตรวจสอบสถานะการซิงโครไนซ์ (Check Synchronizing Relay; 25) และรีเลย์สับซ้ำอัตโนมัติ (Auto Reclose Relay; 79) ดังแสดงในรูปที่ ก.2 รีเลย์หลักที่ทำงานเมื่อเกิดความผิดปกติบนสายส่ง PAU-MHA คือรีเลย์ระยะทาง ซึ่งมีการปรับตั้งดังรูปที่ ก.3

PROTECTION FUNCTIONS OVERVIEW		P441	P442	P444
21P	Full scheme phase distance protection (5 zones)	•	•	•
21G	Full scheme ground distance protection (5 zones)	•	•	•
50/51/67	Directional / non-directional phase overcurrent (4 stages)	•	•	•
50N/51N/67N	Directional / non-directional stand by earth fault (2 stages)	•	•	•
67N	Channel aided directional earth fault protection	•	•	•
32N	Directional zero sequence power protection	•	•	•
67/46	Directional / non-directional negative sequence overcurrent	•	•	•
	Directional comparison (using PSL)	•	•	•
68	Power swing blocking & Out of step tripping (using PSL)	•	•	•
50/27	Switch on to fault / trip on reclose (SOFT/TOR)	•	•	•
85	Channel aided schemes	•	•	•
	Weak infeed echo logic	•	•	•
	Loss of load accelerated trip feature	•	•	•
49	Thermal overload protection	•	•	•
	Tripping	3p	1/3p	1/3p
79	Auto reclose (4 shots)	3p	1/3p	1/3p
25	Check synchronising	option	option	option
27	Under voltage (2 stage)	•	•	•
59	Over voltage (2 Stage)	•	•	•
46BC	Broken conductor (open jumper)	•	•	•
50ST	Stub bus protection	•	•	•
50BF	Circuit breaker failure	•	•	•
VTS	Voltage transformer supervision (1, 2 & 3 phase fuse failure detection)	•	•	•
CVTS	Capacitive voltage transformer supervision	•	•	•
CTS	Current transformer supervision	•	•	•
51FF	Emergency overcurrent on VT failure	•	•	•
	Digital inputs	8	16	24
	Output relays (fast output in option)	14	21	32 or 46
	Front communication port (RS232/K-Bus)	•	•	•
	Rear communication port (RS485/Optic/Ethernet) *	•	•	•
	Second rear communication port (RS232/RS485/K-Bus) *	NA	option	option
	Time synchronisation port (IRIG-B) *	NA	option	option

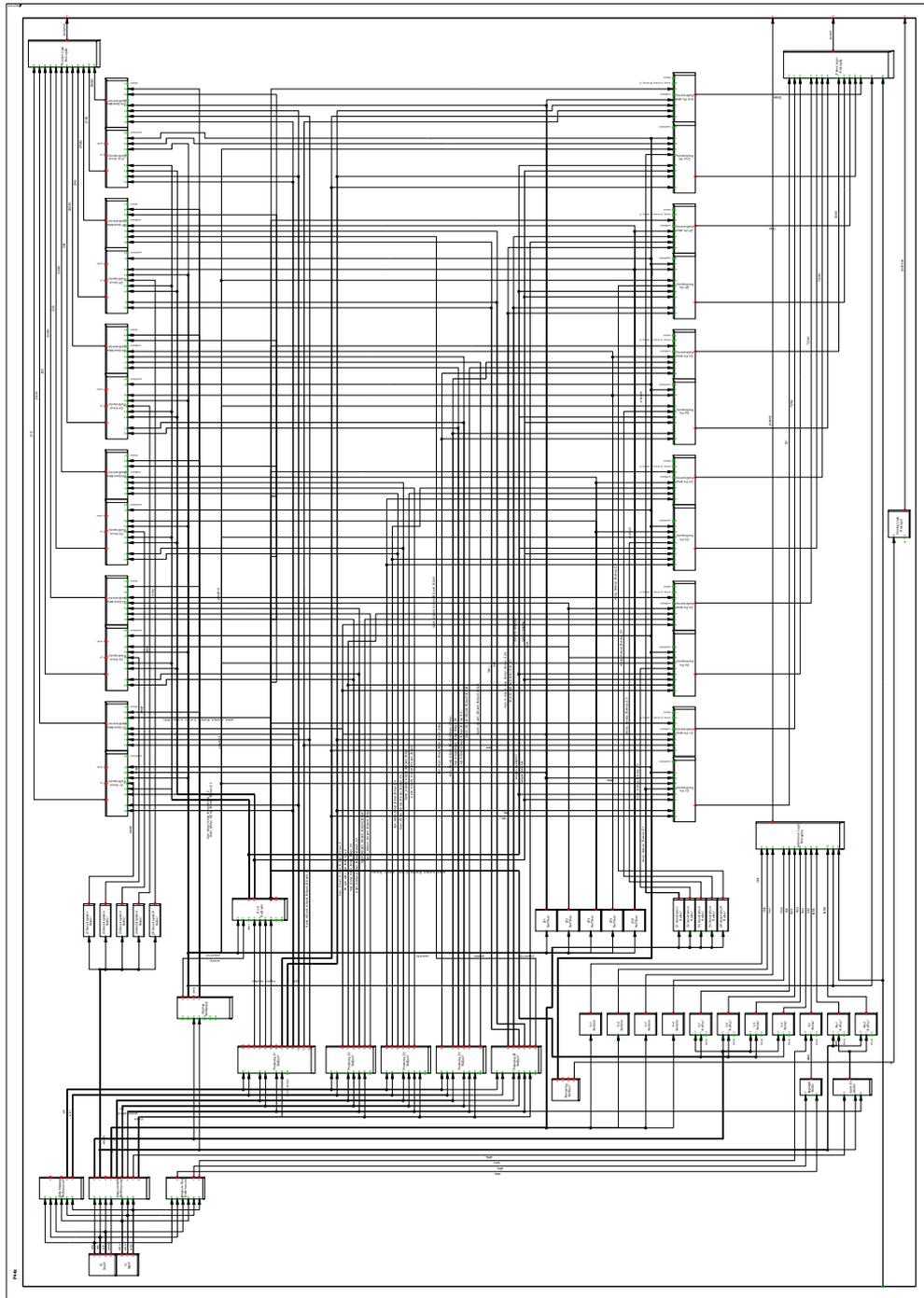
* It may not be possible to get all in one particular model, refer data sheet for model selection
(NA: Not Applicable)

รูปที่ ก.2 ฟังก์ชันรวมการทำงานของรีเลย์ MiCOM P442

Template:	Overhead Line or Cable Impedance
Version:	1.40
Temperature Correction:	
Material	A
Measurement Temperature	25°C
Reference Temperature	25°C
Temperature Correction Factor	1.000
Measurements:	
L1-L2: $Z_{L1} + Z_{L2}$	R [Ω] X [Ω] Z [Ω] Phi (°)
L2-L3: $Z_{L2} + Z_{L3}$	7.559 49.285 49.861 81.28°
L3-L1: $Z_{L3} + Z_{L1}$	7.564 53.189 53.724 81.91°
L1-E: $Z_{L1} + Z_E$	7.653 57.274 57.783 82.39°
L2-E: $Z_{L2} + Z_E$	12.420 50.343 51.852 76.14°
L3-E: $Z_{L3} + Z_E$	11.948 51.104 52.482 76.84°
L1L2L3-E: $Z_{L1}/Z_{L2}/Z_{L3} + Z_E$	11.866 51.332 52.686 76.98°
	9.556 33.120 34.471 73.91°
Intermediate Results	
Impedance results:	
Positive sequence impedance Z_1	R [Ω] X [Ω] Z [Ω] Phi (°)
Zero sequence impedance Z_0	3.796 26.625 26.894 81.89°
	28.668 99.359 103.412 73.91°
$k_L = Z_E / Z_L$	
R_E / R_L and X_E / X_L	
Residual Compensation Factor	$R_E/R_L [1]$ $X_E/X_L [1]$
	2.184 0.911
Individual Factors for the different phases:	
Calculated Values:	
$k_0 = Z_0 / Z_1$	

รูปที่ ก.3 ค่าการปรับตั้งรีเลย์ระยะทางบนสายส่ง PAU-MHA

รูปที่ ก.4 วรรณรวม MiCOM P442 ในโปรแกรม DigSILENT (Composite Model) ในรูปนี้ จะแสดงถึงองค์ประกอบรวมในการทำงานเช่น อุปกรณ์ตรวจวัด ชุดควบคุมค่าเงื่อนไขในการทำงาน ค่าคำสั่งด้านเข้า และค่าคำสั่งด้านออก เพื่อส่งสัญญาณการทำงานไปยัง Common Model ในแต่ละ บล็อก (Slot)



รูปที่ ก.4 วรรณการทำงานของ MiCOM P442 ในโปรแกรม DigSILENT

ภาคผนวก ข

การออกแบบระบบควบคุมในโปรแกรม DigSILENT

การจำลองการทำงานของระบบในสภาวะชั่วคราวแบ่งออกเป็น

- 1) Short-Term or Electromagnetic Transients
- 2) Mid-Term or Electromechanical Transients
- 3) Long-Term Transients

RMS Simulation ใช้กับสภาวะชั่วคราวระยะกลางและสภาวะชั่วคราวระยะยาว ภายใต้ระบบสามเฟสแบบสมดุลและไม่สมดุลเช่น วิเคราะห์พฤติกรรมพลวัตหลังจากเกิดความผิดปกติแบบไม่สมดุล

EMT Simulation ใช้กับระบบสามเฟสแบบสมดุลและไม่สมดุล เหมาะกับสภาวะชั่วคราวระยะสั้น หมายเหตุ การจำลองการทำงานในหัวข้อที่ 4.2 และ 4.3.4 ใช้การจำลองการทำงานแบบ EMT Simulation เนื่องจากต้องการศึกษาการทำงานของรีเลย์เมื่อเกิดความผิดปกติ และพิจารณาค่ามุมเฟสของแรงดันแบบสามเฟส สำหรับการจำลองการทำงานในหัวข้อที่ 4.3.1 ถึง 4.3.3 ใช้การจำลองการทำงานแบบ RMS Simulation เนื่องจากเป็นการพิจารณาค่าตอบสนองในช่วงระยะเวลา มิลลิวินาที (millisecond; ms.)

รูปแบบการทำงานของคอนเวอร์เตอร์ในโปรแกรม DigSILENT รองรับการทำงาน 4 แบบ ดังนี้

- 1) Pmr และ Pmi แสดงค่า Pulse Width Modulation (PWM) ในส่วนของค่าจริง (Real Part) และค่าเสมือน (Imaginary Part) ตามลำดับ โดยส่วนใหญ่แล้วใช้ร่วมกับการทำงานของเฟสล็อกกลูป (Phase Locked Loop)
- 2) Pmd Pmq cosref และ sinref ค่าสัญญาณควบคุมการทำงานในลักษณะนี้ถูกใช้กับไมโครกริดในโหมดเชื่อมต่อโครงข่าย เนื่องจากค่าแรงดันที่ถูกวัดโดยเฟสล็อกกลูป (Phase Locked Loop) จะให้ค่า cosref และ sinref เป็นค่าอ้างอิงของระบบ
- 3) Pm_in และ dphiu แสดงค่าขนาดและมุมเฟสของ Pulse Width Modulation (PWM) โดยค่า dphiu จะเป็นค่ามุมเฟสอ้างอิงให้กับระบบ
- 4) Pm_in และ f0 (F0Hz) สัญญาณ Pm_in แสดงค่าขนาดของ Pulse Width Modulation (PWM) และ f0 แสดงความถี่ที่สามารถเปลี่ยนแปลงได้ (per unit; p.u.) ในขณะที่ F0Hz แสดงในหน่วยเฮิร์ต (Hz) มักใช้กับเครื่องจักรกลแบบเหนี่ยวนำ

สรุปได้ว่าการควบคุมแบบที่ 1)-3) ใช้สำหรับคอนเวอร์เตอร์ที่ทำงานในโหมดเชื่อมต่อโครงข่ายเท่านั้น และการควบคุมแบบที่ 1) และ 2) ค่าความถี่จะมีค่าอยู่รอบๆ 50 เฮิรต เนื่องจากพารามิเตอร์ที่ควบคุมได้จะเป็นค่าขนาดและมุมเฟสของแรงดัน ในขณะที่การควบคุมแบบที่ 4) สามารถปรับค่าความถี่การทำงานได้จากการทำงานของชุดควบคุมความถี่และแรงดัน (V/f Control) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกการควบคุมในแบบที่ 4) เนื่องจากใช้การควบคุมคอนเวอร์เตอร์ในโหมดความถี่และแรงดัน

ตารางที่ ข.1 ค่าพารามิเตอร์ในระบบควบคุมกำลังจริง (Real Power Control)

พารามิเตอร์	หน่วย	คำอธิบาย	ค่าพารามิเตอร์
R	p.u.	อัตราส่วนระหว่างความถี่และค่ากำลังจริงที่เปลี่ยนแปลง	0.001
L_ref	MW	ค่าสัญญาณโพลอ้างอิง	4
P_max	MW	พิกัดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	4
P_min	MW	พิกัดกำลังไฟฟ้าต่ำสุดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	0
H	Second	ลักษณะสมบัติความเฉื่อยทางกล (Inertia Model)	25
D	-	สัมประสิทธิ์การหน่วง (Damping Model)	0.8
fref	p.u.	ความถี่อ้างอิง	1
f	p.u.	Feedforward	1

ตารางที่ ข.2 ค่าพารามิเตอร์ในระบบควบคุมแรงดัน (Voltage Control)

พารามิเตอร์	หน่วย	คำอธิบาย	ค่าพารามิเตอร์
Ka	p.u.	อัตราขยายของตัวปรับค่าแรงดัน	84
Ta	second	เวลาคงตัวของตัวปรับค่าแรงดัน	0.1
Tc	second	เวลาคงตัวของตัวปรับชดเชยมุมเฟส	0.173
Tb	second	เวลาคงตัวของตัวปรับชดเชยมุมเฟส	0.06

Kf	p.u.	อัตราขยายป้อนกลับที่ช่วยเพิ่มเสถียรภาพของระบบกระตุ้น	0.058
Tf	second	เวลาคงตัวป้อนกลับที่ช่วยเพิ่มเสถียรภาพของระบบกระตุ้น	0.62
Ke	p.u.	อัตราขยายตัวกระตุ้น	1
Te	second	เวลาคงตัวตัวกระตุ้น	0
Kd	p.u.	อัตราขยายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	20
Td	second	เวลาคงตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	1
Vr_max	p.u.	แรงดันสูงสุดด้านออก	1.7
Vr_min	p.u.	แรงดันต่ำสุดด้านออก	-1.7

ตารางที่ ข.3 ค่าพารามิเตอร์อ้างอิงในระบบควบคุมแรงดัน ชนิด DC2A [25]

Parameter	Unit	Description	Default	Min	Max
Ka	pu	Voltage regulator gain	50	0.1	1000
Ta	sec	Voltage regulator time constant	0.1	0.01	10
VRmin	pu	Minimum voltage regulator output	-10	-10	0
VRmax	pu	Maximum voltage regulator output	10	0.1	10
Tc	sec	Voltage regulator time constant	0.2	0	100
Tb	sec	Voltage regulator time constant	0.1	0	100
Kf	pu	Excitation system stabilizer gain	0.11	0	0.3
Tf	sec	Excitation system stabilizer time constant	1	0	2
Te	sec	Exciter time constant	0.2	0.01	2
Ke	pu	Exciter constant related to self-excited field	1	-1	1
Efd1	pu	Exciter voltage at which exciter saturation is defined	3.1	0	100
Efd2	pu	Exciter voltage at which exciter saturation is defined	2.3	0	100
SeEfd1	-	Exciter saturation function value at Efd1	0.33	0	100
SeEfd2	-	Exciter saturation function value at Efd2	0.1	0	100

ตารางที่ ข.1 และ ข.2 แสดงค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการจำลองการทำงานในบทที่ 4 และค่าพารามิเตอร์ของชุดควบคุมแรงดันใช้การปรับตั้งจากค่าอ้างอิงในตารางที่ ข.3

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวรัชชิตา ขณะฤกษ์ เกิดวันที่ 22 มกราคม พ.ศ. 2535 สำเร็จการศึกษาหลักสูตร
วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จากมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ ในปีการศึกษา
2556 ภายหลังได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในภาคการศึกษาต้น ปีการศึกษา 2557

