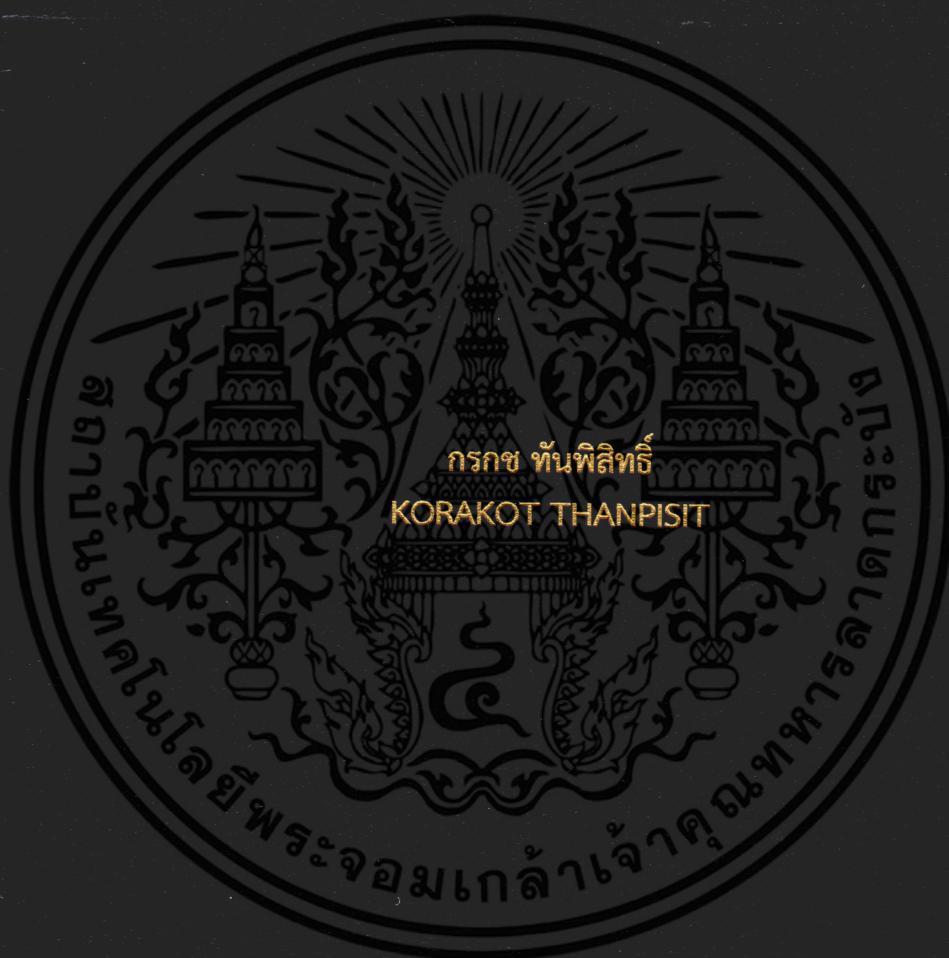


การควบคุมแบบสองระดับของตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าที่ออกแบบด้วย
ทฤษฎีความน่าจะเป็น

TWO-LEVEL POWER OSCILLATION STABILIZERS DESIGN BASED ON
A PROBABILISTIC METHOD



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2560

KMITL-2017-EN-M-020-199

การควบคุมแบบสองระดับของตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าที่ออกแบบด้วย
ทฤษฎีความน่าจะเป็น

TWO-LEVEL POWER OSCILLATION STABILIZERS DESIGN BASED ON
A PROBABILISTIC METHOD



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2560

KMITL-2017-EN-M-020-199

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TWO-LEVEL POWER OSCILLATION STABILIZERS DESIGN BASED ON
A PROBABILISTIC METHOD



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2017

KMITL-2017-EN-M-020-199

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2017

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต่อ¹อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การควบคุมแบบสองระดับของตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าที่ ออกแบบด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น
นักศึกษา	กรกช ทันพิสิทธิ์
รหัสประจำตัว	57601107
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2560
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ศ.ดร. อิศระชัย งามหรุ

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการออกแบบตัวควบคุมแบบสองระดับระหว่างอุปกรณ์ปรับปรุงเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังและตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้งเข้ากับกังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทิศทางด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น ในสภาวะปกติตัวควบคุมซึ่งมีลักษณะการควบคุมจากศูนย์กลางจะทำหน้าที่เป็นตัวควบคุมหลักในการทำเสถียรภาพให้แก่ระบบไฟฟ้ากำลัง แต่เมื่อเกิดเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารขึ้นในระบบ ตัวควบคุมซึ่งมีลักษณะการควบคุมจากท้องถิ่นจะเข้ามาทำหน้าที่แทนเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง และเพื่อให้ตัวควบคุมที่นำเสนอสามารถรองรับเหตุการณ์ทำงานที่หลากหลาย วัตถุประสงค์ในการออกแบบจึงเน้นเพื่อให้ค่าความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ที่เกิดค่าอัตราส่วนการหน่วงมากกว่าค่าที่ยอมรับได้มีค่าสูงที่สุดภายใต้เหตุการณ์ต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นในระบบซึ่งถูกจำลองด้วยวิธีมอนติคาร์โล การหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของตัวควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่นที่นำเสนอจะแยกดำเนินการโดยใช้วิธีหาค่าที่เหมาะสมแบบกลุ่มอนุภาค ผลการจำลองภายใต้ระบบไฟฟ้ากำลัง Modified IEEE New England 39 Bus พบว่าตัวควบคุมที่ออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วคราวเป็นที่น่าพอใจตลอดเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา

Thesis	Two-level Power Oscillation Stabilizers Design Based on a Probabilistic Method
Student	Mr. Korakot Thanpisit
Student ID.	57601107
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2017
Thesis Advisor	Prof. Dr. Issarachai Ngamroo

ABSTRACT

This thesis proposes the two-level control design of power system stabilizers and power oscillation dampers of wind turbines with doubly-fed induction generator by probability method. In the two-level control, the centralized level acts as the main control while the local level works as the backup control when the communication failure occurs. To handle with various system operations, the objective function of the proposed controller is to get the highest probability that the damping ratios are greater than the acceptable value. Here, the random operating conditions are performed by Monte Carlo Simulation. The parameters tuning of centralized and local controls are independently performed by the particle swarm optimization. Study results in the modified IEEE New England 39 bus system guarantee the damping effect and transient response of the proposed control over a wide range of operating points.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต่ออ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยความกรุณาจากอาจารย์ที่ปรึกษา ศ.ดร.อิสระชัย งามทรู ที่ให้คำแนะนำในการแก้ไขปัญหาต่างๆ ตลอดระยะเวลาของการศึกษา

ขอขอบคุณ อาจารย์ บุคลากร สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ให้แก่ข้าพเจ้า ตลอดระยะเวลาของการศึกษา

ขอขอบคุณเพื่อน ๆ และน้อง ๆ ทุกคนในห้องปฏิบัติการ Electrical Power Applications Research Laboratory (EPARL) ที่คอยให้ความช่วยเหลือ และให้กำลังใจเสมอมา

ที่สำคัญข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ของข้าพเจ้าที่ให้การสนับสนุนในทุกเรื่อง พร้อมทั้งเป็นกำลังใจให้แก่ข้าพเจ้า ทำให้สามารถทำวิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี

สำหรับคุณงามความดีอันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอมอบให้กับบิดา-มารดา ซึ่งเป็นที่รัก และเคารพยิ่ง ตลอดจนครูอาจารย์ที่เคารพทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ข้าพเจ้า

กรรช ทันทสิทธิ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VI
สารบัญรูป.....	VII
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมาย และวัตถุประสงค์ของการศึกษา	3
1.3 สมมติฐานของการศึกษา	3
1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย.....	3
1.5 ขอบเขตการวิจัย.....	4
1.6 ขั้นตอนของการศึกษา	4
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	5
2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส.....	5
2.2 กังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทิศทาง.....	9
2.3 ตัวควบคุมแบบชดเชยเฟสนำและตามอันดับที่สอง	17
2.4 การหาค่าที่เหมาะสมแบบกลุ่มอนุภาค	17
2.5 มอนิเตอร์โลและความน่าจะเป็น	19
2.6 วิธีออกแบบตัวควบคุมที่นำเสนอแบบดั้งเดิม	22
2.7 การแกว่งของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	22
บทที่ 3 การออกแบบตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น.....	23
3.1 ระบบการควบคุมแบบสองระดับ	23
3.2 โครงสร้างอุปกรณ์ PSS หรือ POD ของการควบคุมแบบสองระดับ	24
3.3 การเลือกตำแหน่งและสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมของตัวควบคุม.....	25

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.4 วิธีออกแบบตัวควบคุมที่นำเสนอด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น	26
บทที่ 4 การแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าด้วยตัวควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น	30
4.1 ระบบที่ใช้ในการศึกษา	30
4.2 ประสิทธิภาพการประสานการควบคุมระหว่างอุปกรณ์ PSS และ POD จากท้องถิ่น	36
4.3 ความสำคัญของตัวควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น	39
4.4 สรุปผลการทดสอบ	46
บทที่ 5 สมรรถนะการทำเสถียรภาพของตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอและแบบดั้งเดิม	47
5.1 ผลลัพธ์การทำเสถียรภาพของตัวควบคุม	47
5.1.1 อัตราส่วนการหน่วง	49
5.1.2 เสถียรภาพชั่วคราว	51
5.2 สรุปผลการทดสอบ	55
บทที่ 6 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ	56
6.1 สรุปผลการวิจัย	56
6.2 ข้อเสนอแนะ	57
เอกสารอ้างอิง	58
ภาคผนวก	61
ภาคผนวก ก	62
ประวัติผู้เขียน	68

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 ตัวแปรสำหรับแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัสในแต่ละอันดับ.....	6
2.2 ผลจำลองการหาพื้นที่วงกลมด้วยวิธี MCS	21
4.1 พารามิเตอร์ของ DFIG	31
4.2 ค่าความสามารถในการควบคุม ($g_{con}(m)$) ต่อโหมดการแกว่งเป้าหมาย.....	35
4.3 ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมสำหรับตัวควบคุม.....	37
4.4 ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสัญญาณทำเสถียรภาพที่เหมาะสมต่อโหมดการแกว่งเป้าหมายสำหรับอุปกรณ์ Centralized PSS and POD.....	41
4.5 ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมสำหรับอุปกรณ์ Centralized PPSS and PPOD.....	42
4.6 กรณีศึกษา	43
5.1 พารามิเตอร์ของอุปกรณ์ Proposed Two-level coordinated control	48
5.2 พารามิเตอร์ของอุปกรณ์ Conventional Two-level coordinated control	48
5.3 กรณีศึกษา.....	52

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 AVR IEEE type III.....	8
2.2 Turbine governor IEEE type II.....	8
2.3 อุปกรณ์ปรับปรุงเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง	9
2.4 กำลังติดตั้งรวมในแต่ละปีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม	9
2.5 โครงสร้างพื้นฐาน DFIG	10
2.6 การวางแนวแกนตรงและแกนขวางแบบ Flux-based rotating reference frame.....	13
2.7 ลูปควบคุมแรงดัน	15
2.8 ลูปควบคุมความเร็ว	15
2.9 ลูปควบคุมมุมของพิตช์.....	16
2.10 โครงสร้างตัวควบคุมแบบชดเชยเฟสนำและตามอันดับที่สอง	17
2.11 แผนผังขั้นตอนการหาค่าที่เหมาะสมแบบกลุ่มอนุภาค	19
2.12 วงกลมที่อยู่ในสี่เหลี่ยมจัตุรัส.....	20
2.13 พื้นที่วงกลมจากกระบวนการสุ่มด้วยวิธี MCS.....	21
3.1 ตัวควบคุมแบบสองระดับ (Two-level coordinated control).....	23
3.2 โครงสร้างอุปกรณ์ PSS หรือ POD ที่มีลักษณะการควบคุมแบบสองระดับ.....	24
3.3 แนวคิดในการออกแบบฟังก์ชันวัตถุประสงค์	28
3.4 ขั้นตอนการออกแบบพารามิเตอร์ของตัวควบคุม PSS และ POD ด้วยวิธีที่นำเสนอ	29
4.1 ระบบทดสอบ Modified IEEE-39 bus New England system.....	30
4.2 ความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงของระบบทดสอบในแต่ละรอบ กระบวนการสุ่ม.....	33
4.3 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน	34
4.4 กราฟความน่าจะเป็นของโอกาสในการติดตั้งตัวควบคุมเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมต่อ โหมดการแกว่งเป้าหมายใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน.....	35
4.5 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน	37
4.6 ค่าคุณลักษณะเฉพาะตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน	38
4.7 ผลจำลองทางเวลา.....	39
4.8 ค่าความสามารถในการมองเห็นต่อโหมดการแกว่งเป้าหมาย (g_{ob}).....	40

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อ MSc ศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.9 กราฟความน่าจะเป็นในการเลือกสัญญาณอินพุตของตัวควบคุมจากศูนย์กลางที่เหมาะสมต่อ โหมดการแกว่งเป้าหมายใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน.....	40
4.10 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน	42
4.11 ค่าคุณลักษณะเฉพาะตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน.....	42
4.12 ผลจำลองทางเวลา.....	45
5.1 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน.....	49
5.2 ค่าคุณลักษณะเฉพาะตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน.....	50
5.3 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน	50
5.4 ค่าคุณลักษณะเฉพาะตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน.....	51
5.5 ผลจำลองทางเวลา.....	53

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานที่ VIII การศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในปัจจุบัน [1] รวมถึงเหตุการณ์ต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่คาดเดาไม่ได้ ค่าความต้องการโหลดของผู้ใช้งานที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา และเหตุการณ์สายส่งชำรุด เป็นต้น เหตุการณ์เหล่านี้อาจก่อให้เกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าขึ้นในระบบได้ โดยเฉพาะเมื่อเกิดปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าขึ้นในช่วงความถี่ระหว่าง 0.2 ถึง 2.0 เฮิรตซ์ ซึ่งประกอบไปด้วยโหมดการแกว่งระหว่างพื้นที่ (inter-area oscillation mode) และโหมดการแกว่งในพื้นที่ (local oscillation mode) [2] มักจะมีลักษณะการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามเวลาและนำไปสู่การสูญเสียเสถียรภาพของระบบในที่สุด [3] เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าวจึงมีการนำอุปกรณ์ปรับปรุงเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง (power system stabilizer, PSS) ติดตั้งเข้ากับเครื่องปรับแรงดันไฟฟ้าอัตโนมัติ (automatic voltage regulator, AVR) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครนัสมาใช้เพื่อจัดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบกันอย่างกว้างขวาง [4 - 6]

ปัจจุบันมีการติดตั้งกังหันลมในระบบไฟฟ้ากำลังเป็นจำนวนมาก เนื่องจากพลังงานลมเป็นพลังงานที่สะอาด ยั่งยืน และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม [7] โดยในปีคริสต์ศักราช 2016 มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลมทั้งสิ้น 490 GW [8] อย่างไรก็ตามกำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันลมไม่สามารถคาดเดาได้ เนื่องจากความเร็วลมเกิดการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา ส่งผลให้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในระบบมีความซับซ้อนยิ่งขึ้น ดังนั้นการติดตั้งอุปกรณ์ PSS เพียงอย่างเดียวให้แก่อุปกรณ์ไฟฟ้ากำลังที่มีการติดตั้งกังหันลมเข้าไปในระบบอาจไม่สามารถแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นได้อีกต่อไป [9] ดังนั้นการประสานการควบคุม (coordinated control) ระหว่างอุปกรณ์ PSS และอุปกรณ์หน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าชนิดอื่นจึงเป็นสิ่งจำเป็น

ในกลุ่มของกังหันลมชนิดต่างๆ กังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทิศทาง (Wind turbine with doubly fed induction generator, DFIG) ได้รับความนิยมในการใช้งานสูงสุด เนื่องจากมีข้อดีหลายประการ เช่น สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุดภายใต้ความเร็วลมที่แปรปรวน ความสามารถในการควบคุมความถี่และแรงดันของระบบ ต้นทุนในการติดตั้งต่ำเนื่องจากคอนเวอร์เตอร์มีขนาดเล็ก เป็นต้น [10] นอกจากนี้การควบคุมกำลังผลิตของ DFIG ยังเป็นลักษณะการควบคุมแบบเวกเตอร์ (vector control) ทำให้ควบคุมกำลังไฟฟ้าขาออกได้อย่างอิสระ จึงได้เกิดแนวคิดที่จะนำ DFIG มาประยุกต์ใช้สำหรับทำเสถียรภาพให้แก่อุปกรณ์ไฟฟ้ากำลังขึ้น โดยงานวิจัย [11] และ [12] ได้มีการติดตั้งตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า (power oscillation damper, POD) เข้ากับ

ลูปควบคุมแรงดันของกังหันลมชนิด DFIG เพื่อแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยการใช้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ นอกจากนี้ในงานวิจัย [9] และ [13] แสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ในการประสานการควบคุมจากท้องถิ่น (local control) ระหว่างอุปกรณ์ PSS และ DFIG ที่มีการติดตั้ง POD เพื่อใช้สำหรับลดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นภายใต้เหตุการณ์ต่างๆ อย่างไรก็ตามลักษณะการควบคุมจากท้องถิ่นจะเน้นเฉพาะการใช้สัญญาณป้อนกลับ (feedback signal) ที่อยู่ในพื้นที่ (local signal) เป็นอินพุตให้แก่ตัวควบคุม PSS และ POD ซึ่งสัญญาณดังกล่าวมักจะมีค่าความสามารถในการมองเห็น (observability) ต่อโหมดการแกว่งระหว่างพื้นที่ต่ำ ส่งผลให้ตัวควบคุมข้างต้นไม่มีประสิทธิภาพเพียงพอต่อการทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

ปัจจุบันมีการนำอุปกรณ์วัดเฟสเซอร์ (phasor measurement unit, PMU) มาประยุกต์ใช้สำหรับตรวจจับสัญญาณที่อยู่ในพื้นที่ที่ห่างไกล เพื่อนำมาเป็นสัญญาณอินพุตสำหรับการทำเสถียรภาพให้แก่ตัวควบคุมหรือนิยามว่าการควบคุมจากศูนย์กลาง (centralized control) โดยในงานวิจัย [14] แสดงการแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ด้วยตัวควบคุมจากศูนย์กลางที่พิจารณาเวลาประวิง (delay time) แต่งานวิจัยดังกล่าวไม่ได้พิจารณาถึงการขาดหายของสัญญาณเนื่องจากความล้มเหลวในการสื่อสาร (communication failure) ส่งผลให้ตัวควบคุมจากศูนย์กลางไม่สามารถรับหรือส่งสัญญาณเสถียรภาพเพื่อใช้สำหรับแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าได้ ดังนั้นการควบคุมแบบสองระดับ (two-level control) ที่ประกอบด้วยการควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่นจึงถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหาข้างต้น [15, 16]

ปัญหาการออกแบบพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุด (optimization problem) ของตัวควบคุมเป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ต้องพิจารณาสำหรับการทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง โดยมีงานวิจัยจำนวนมากที่นำเสนอวิธีหาค่าพารามิเตอร์ เช่น การออกแบบด้วยวิธีทางเดินของราก (Root locus method) [17] และหลักความคงทน (Robust control) [18] เป็นต้น อย่างไรก็ตามการออกแบบพารามิเตอร์ข้างต้นพิจารณาที่จุดการทำงานเพียงจุดเดียว ส่งผลให้ตัวควบคุมที่ได้อาจไม่สามารถแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าได้อย่างครอบคลุม และแม้จะมีการออกแบบตัวควบคุมที่พิจารณาจุดการทำงานที่หลากหลายมากขึ้น แต่ยังคงไม่สมเหตุสมผลในทางปฏิบัติ

ด้วยเหตุที่กล่าวมาข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการออกแบบพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของตัวควบคุมแบบสองระดับระหว่างอุปกรณ์ PSS และ POD ด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น (probability theory) เพื่อให้ตัวควบคุมดังกล่าวสามารถรองรับเหตุการณ์ที่หลากหลายได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในที่นี้วิธีการมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation, MCS) จะนำมาใช้สำหรับกระบวนการสุ่มเพื่อจำลองเหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ตัวแปรต้นที่ส่งผลกระทบต่อจุดการทำงานของระบบ และวิธีการหาค่าที่เหมาะสมแบบกลุ่มอนุภาค (particle swarm optimization, PSO) จะนำมาใช้ในการแก้ปัญหาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่นำเสนอ จากผลจำลองในระบบทดสอบ พบว่าระบบที่ติดตั้งตัวควบคุมซึ่งออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วครู่ (transient response) ได้ดีกว่าระบบที่ติดตั้งตัวควบคุมซึ่งออกแบบด้วยวิธี

ดั้งเดิมในทุกเหตุการณ์ที่พิจารณา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.2 ความมุ่งหมาย และวัตถุประสงค์ของการศึกษา

1. เพื่อออกแบบตัวควบคุม PSS และ POD ให้สามารถแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นในระบบได้อย่างครอบคลุมด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น
2. เพื่อชี้ให้เห็นถึงความสำคัญของการประสานการควบคุมระหว่างอุปกรณ์ PSS และ DFIG ที่ทำการติดตั้ง POD เข้าไปที่ลูบควบคุมแรงดัน
3. เพื่อเปรียบเทียบความสำคัญระหว่างการควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น
4. เพื่อแสดงประสิทธิภาพทั้งในด้านอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วคราวของระบบที่ติดตั้งตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลาย

1.3 สมมติฐานของการศึกษา

1. กังหันลมชนิด DFIG ที่ติดตั้งอุปกรณ์ POD เข้ากับลูบควบคุมแรงดันของคอนเวอร์เตอร์ด้านโรเตอร์ สามารถแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าด้วยการควบคุมกำลังไฟฟ้าร์แอกทีฟได้อย่างมีประสิทธิภาพ
2. การประสานการควบคุมระหว่างอุปกรณ์ PSS และ POD ที่นำเสนอสามารถให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงที่ยอมรับได้ครอบคลุมจุดการทำงานที่หลากหลาย
3. การควบคุมแบบสองระดับสามารถแก้ปัญหาความล้มเหลวในการสื่อสารที่อาจเกิดขึ้นได้อย่างมีประสิทธิภาพ

1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย

1. เนื่องจากสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมในการตอบสนองต่อโหมดการแกว่งที่พิจารณา ไม่ได้อยู่ในบริเวณที่ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมอไป เพราะฉะนั้นตัวควบคุม PSS หรือ POD จึงควรมีลักษณะการควบคุมจากศูนย์กลาง แต่เมื่อเกิดเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารขึ้นในระบบ ซึ่งส่งผลให้สัญญาณเสถียรภาพจากศูนย์ควบคุมหรือ PMU ไม่สามารถส่งมายังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งตัวควบคุมได้ จึงจำเป็นต้องมีการส่งสัญญาณเสถียรภาพจากตัวควบคุมแบบท้องถิ่นแทนเพื่อช่วยสนับสนุนระบบไฟฟ้ากำลัง กรณีดังกล่าวแสดงถึงความสำคัญของการควบคุมแบบสองระดับระหว่างการควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น
2. เนื่องจากระบบไฟฟ้ากำลังมักจะประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งกำลังจำนวนมาก ในที่นี้วิธี Geometric measure of controllability and observability จะนำมาใช้เพื่อคำนวณหาตำแหน่งติดตั้งตัวควบคุม PSS หรือ POD และสัญญาณที่เหมาะสมที่สุดในการทำเสถียรภาพต่อโหมดการแกว่งที่พิจารณา
3. เพื่อแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าได้อย่างครอบคลุม ดังนั้นตัวแปรต้นที่ส่งผลกระทบต่อจุดการทำงานของระบบจะต้องนำมาพิจารณาร่วมสำหรับการออกแบบตัวควบคุม PSS และ POD

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ได้รับค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดที่ส่งผลให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วคราวของระบบไฟฟ้ากำลังอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ภายใต้เหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา โดยวิธีมอนติคาร์โลจะนำมาใช้สำหรับจำลองเหตุการณ์ที่แตกต่างกันข้างต้น

4. วิธีการหาค่าที่เหมาะสมของกลุ่มอนุภาคจะนำมาใช้สำหรับแก้ปัญหาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

1.5 ขอบเขตการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ศึกษาการออกแบบตัวควบคุมแบบสองระดับระหว่างอุปกรณ์ PSS และ POD ด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น โดยใช้โปรแกรม MATLAB และ Power System Analysis Toolbox (PSAT) มีขอบเขตการวิจัยดังต่อไปนี้

1. กังหันลมชนิด DFIG พิกัด 100 MW จำนวน 3 ตัว ถูกติดตั้งเข้าในระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE-39 bus New England system
2. โครงสร้างของตัวควบคุม PSS และ POD มีลักษณะเป็นตัวชดเชยเฟสและตามอันดับที่สอง เพื่อง่ายต่อการออกแบบและสามารถนำไปใช้ในระบบไฟฟ้ากำลังได้จริง
3. เพื่อให้ง่ายต่อการพิจารณาค่าคุณลักษณะเฉพาะและอัตราส่วนการหน่วง ระบบไฟฟ้ากำลังทั้งหมดจะพิจารณาภายใต้แบบจำลองเชิงเส้นด้วยวิธีการ Linearization

1.6 ขั้นตอนของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดำเนินการวิจัยโดยมีขั้นตอนและรายละเอียด แสดงได้ดังต่อไปนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา ความมุ่งหมาย วัตถุประสงค์และสมมติฐานของการศึกษา ทฤษฎีแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย ขอบเขตการวิจัยและขั้นตอนการศึกษา

บทที่ 2 กล่าวถึงแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้ในระบบทดสอบ ตัวควบคุมแบบชดเชยเฟสและตามอันดับที่สอง การหาค่าที่เหมาะสมแบบกลุ่มอนุภาค ทฤษฎีมอนติคาร์โล และการออกแบบตัวควบคุมด้วยวิธีดั้งเดิม

บทที่ 3 กล่าวถึงการออกแบบตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น โครงสร้างตัวควบคุม PSS หรือ POD ที่นำเสนอ รวมไปถึงการเลือกตำแหน่งติดตั้งและสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมของตัวควบคุมด้วยวิธี Geometric measure of controllability and observability

บทที่ 4 นำเสนอผลจำลองเพื่อแสดงให้เห็นถึงความสำคัญของการประสานการควบคุมระหว่างตัวควบคุม PSS และ POD ทั้งลักษณะการควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น

บทที่ 5 แสดงผลจำลองค่าอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วคราวที่ดีกว่าของตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลาย

บทที่ 6 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

เพื่อศึกษาเสถียรภาพชั่วคราวและพลวัตของระบบไฟฟ้ากำลัง และเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (synchronous generator, G) เป็นอุปกรณ์ที่ส่งผลต่อเสถียรภาพมุมโรเตอร์ที่เด่นชัดที่สุด ดังนั้นความเข้าใจในแบบจำลองคณิตศาสตร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้างกล่าวจึงเป็นสิ่งจำเป็นอย่างมาก โดยทฤษฎีการแปลงของพาร์ค (Park transformation) จะนำมาใช้ในการสร้างสมการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสของแบบจำลองอันดับที่ 2 ถึง 8 และสามารถเขียนสมการแรงดันไฟฟ้าในแนวแกนตรงและแกนขวาง ให้อยู่ในรูปของแรงดันไฟฟ้าที่บัส (terminal voltage) ได้ดังนี้

$$v_d = v \sin(\delta - \theta) \quad (2.1)$$

$$v_q = v \cos(\delta - \theta) \quad (2.2)$$

โดยที่ v_d และ v_q คือ แรงดันไฟฟ้าในแนวแกนตรงและแกนขวาง
 v และ θ คือ แรงดันไฟฟ้าและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัส
 \sin และ \cos คือ ฟังก์ชันไซน์และโคไซน์ของตรีโกณมิติ

แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแต่ละอันดับจะประกอบไปด้วยตัวแปรพีชคณิต (algebraic variable) ทั้งหมด 6 ตัวแปร ได้แก่ กำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ กำลังทางกล แรงดันไฟฟ้าที่ขดฟิลด์ แรงดันไฟฟ้าที่บัส และมุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส นอกจากนี้แบบจำลองแต่ละอันดับยังประกอบไปด้วยสมการพีชคณิตทั้งสิ้น 6 สมการ โดยแบ่งเป็น สมการของกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟที่จ่ายเข้าสู่ระบบ 2 สมการ และสมการที่เหลือแสดงดังต่อไปนี้

$$0 = v_d i_d + v_q i_q - p \quad (2.3)$$

$$0 = v_q i_d - v_d i_q - q \quad (2.4)$$

$$0 = p_m^0 - p_m \quad (2.5)$$

$$0 = v_f^0 - v_f \quad (2.6)$$

เมื่อกำหนดให้การเปลี่ยนแปลงของความเร็วซิงโครนัสมีขนาดเล็กมาก พบว่ากำลังทางกลในหน่วยเปอร์เซ็นต์จะมีค่าประมาณเท่ากับแรงบิดทางกล แสดงได้ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$P_m = \omega T_m \approx T_m \quad (2.7)$$

สำหรับสมการแรงดันไฟฟ้าที่ขดพิลด์ของแบบจำลองอันดับที่ 3 4 5 และ 6 จะต้องนำสัญญาณป้อนกลับของความเร็วและกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาพิจารณาร่วมด้วย แสดงดังสมการที่ (2.8)

$$v_f^* = v_f + K_\omega(\omega - 1) - K_p(p(x, v, \theta) - p^0) \quad (2.8)$$

ตารางที่ 2.1 ตัวแปรสำหรับแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสในแต่ละอันดับ

แบบจำลองอันดับที่	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}	x_d	x'_d	x''_d	x_q	x'_q	x''_q
2						√				
3	√				√	√		√		
4	√	√			√	√		√	√	
5	√	√		√	√	√		√	√	
6	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
8	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√

ตารางที่ 2.1 แสดงตัวแปรของรีแอกแตนซ์และค่าคงตัวทางเวลาที่ใช้ในการสร้างสมการของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสในแต่ละอันดับ พบว่าการเลือกใช้อันดับของแบบจำลองขึ้นอยู่กับจำนวนของตัวแปรต้นที่ทราบ ในกรณีที่ตัวแปรใดไม่ถูกใช้งานจะถูกกำหนดให้มีค่าเป็นศูนย์ สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมุ่งเน้นเฉพาะแบบจำลองอันดับที่สี่ [19] ซึ่งประกอบไปด้วยตัวแปรสถานะ (state variable) ทั้งหมด 4 ตัวแปร ได้แก่ มุมของโรเตอร์ ความเร็วซิงโครนัส สนามแม่เหล็กไฟฟ้าภายในขั้วครู่ในแนวแกนตรงและแกนขวาง ซึ่งสามารถสร้างสมการสถานะได้ดังนี้

$$\dot{\delta} = \Omega_p(\omega - 1) \quad (2.9)$$

$$\dot{\omega} = (p_m - p_e - D(\omega - 1)) / M \quad (2.10)$$

$$\dot{e}'_q = (-e'_q - (x_d - x'_d)i_d + v_f^*) / T'_{d0} \quad (2.11)$$

$$\dot{e}'_d = (-e'_d + (x_q - x'_q)i_q) / T'_{q0} \quad (2.12)$$

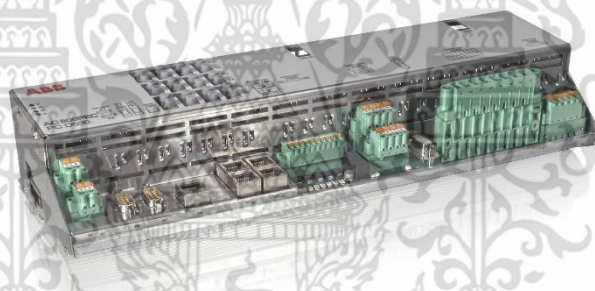
โดยที่ δ และ ω คือ ตัวแปรสถานะของมุมโรเตอร์และความเร็วซิงโครนัส
 e'_q และ e'_d คือ ตัวแปรสถานะของสนามแม่เหล็กไฟฟ้าภายในขั้วครู่ในแนวแกนตรงและแกนขวาง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

p และ p^0	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่เวลาใดๆ และเวลาเริ่มต้น
q	คือ กำลังไฟฟารีแอกทีฟ
K_ω และ K_p	คือ อัตราขยายสัญญาณป้อนกลับของความเร็วและกำลังไฟฟ้าจริง
δ	คือ มุมของโรเตอร์
Ω_b	คือ ความถี่พื้นฐาน
ω	คือ ความเร็วเชิงโคโรนัส
p_m และ p_m^0	คือ กำลังทางกลที่เวลาใดๆ และเวลาเริ่มต้น
p_e	คือ กำลังทางไฟฟ้า
τ_m	คือ แรงบิดทางกล
D	คือ สัมประสิทธิ์ความหน่วง
M	คือ ค่าคงที่ความเฉื่อย
e'_d และ e'_q	คือ สนามแม่เหล็กไฟฟ้าภายในขั้วครู่ในแนวแกนตรงและแกนขวาง
v_f และ v_f^0	คือ แรงดันไฟฟ้าที่ขดฟิลต์ที่เวลาใดๆ และเวลาเริ่มต้น
i'_d และ i'_q	คือ กระแสในแนวแกนตรงและแกนขวาง
x_d และ x_q	คือ รีแอกแตนซ์ในแนวแกนตรงและแกนขวาง
x'_d และ x'_q	คือ รีแอกแตนซ์ขั้วครู่ในแนวแกนตรงและแกนขวาง
x''_d และ x''_q	คือ รีแอกแตนซ์ขั้วแวนในแนวแกนตรงและแกนขวาง
T'_d และ T'_q	คือ ค่าคงตัวทางเวลาขั้วครู่ในแนวแกนตรงและแกนขวาง
T''_d และ T''_q	คือ ค่าคงตัวทางเวลาขั้วแวนในแนวแกนตรงและแกนขวาง

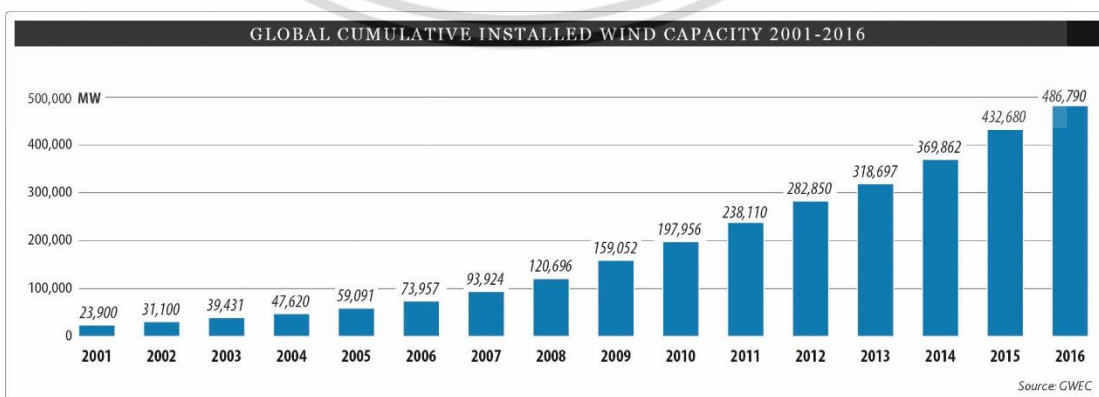
เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าและความถี่ของบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้มีค่าอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ จึงกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโคโรนัสแต่ละตัวมีการติดตั้งเครื่องปรับแรงดันไฟฟ้าอัตโนมัติ (automatic voltage regulator, AVR) และตัวควบคุมความเร็ว (turbine governor) ร่วมเข้าไปในระบบควบคุม นอกจากนี้เพื่อเพิ่มความสามารถในการรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโคโรนัส ในรูปการควบคุมของ AVR จะมีการเพิ่มเข้ามาของสัญญาณควบคุมจากอุปกรณ์ปรับปรุงเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง (power system stabilizer, PSS) ในที่นี้กำหนดให้ AVR และตัวควบคุมความเร็วแทนด้วยแบบจำลองอันดับที่สามและสอง [19] แสดงดังรูปที่ 2.1 และ 2.2 ตามลำดับ และรูปที่ 2.3 แสดงอุปกรณ์ PSS ในเชิงปฏิบัติ

โดยที่ $\dot{v}_m, \dot{v}_r, \dot{v}_f$ และ \dot{x}_g	คือ ตัวแปรสถานะของ v_m, v_r, v_f และ x_g ตามลำดับ
v_m และ v_r	คือ แรงดันไฟฟ้าที่ได้จากเครื่องวัดและตัวควบคุมแรงดัน
x_g	คือ แรงบิดของตัวควบคุมความเร็ว
v และ v^0	คือ แรงดันไฟฟ้าบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เวลาใดๆ และเวลาเริ่มต้น
v_{ref} และ v_{ref}^0	คือ แรงดันไฟฟ้าอ้างอิงที่เวลาใดๆ และเวลาเริ่มต้น
v^{sPSS}	คือ สัญญาณควบคุมจากอุปกรณ์ PSS
P_m^0	คือ กำลังทางกลเริ่มต้น
P_m^{\min} และ P_m^{\max}	คือ ขอบเขตล่างและขอบเขตบนของกำลังทางกล
R	คือ ดรูพ (Droop) ของตัวควบคุมความเร็ว
ω_{ref}	คือ ความเร็วโรเตอร์อ้างอิง
s^0	คือ สวิตช์
K_0	คือ อัตราขยายของ AVR
T_r, T_e, T_1 และ T_2	คือ ค่าคงตัวทางเวลา



รูปที่ 2.3 อุปกรณ์ปรับปรุงเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

2.2 กังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทิศทาง

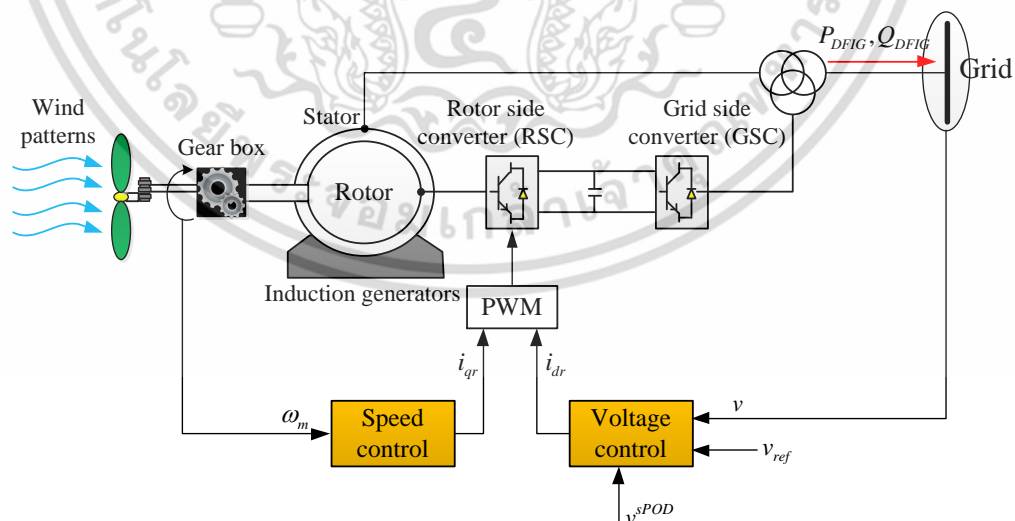


รูปที่ 2.4 กำลังติดตั้งรวมในแต่ละปีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเป็นอุปกรณ์อีกชนิดหนึ่งที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานทางกลจากการหมุนของใบพัดกังหันลมให้เป็นพลังงานทางไฟฟ้า และเนื่องจากพลังงานลมเป็นพลังงานที่สะอาด ยั่งยืนและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ส่งผลให้การผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมได้รับความนิยมเป็นอย่างมาก จากรูปที่ 2.4 แสดงถึงอัตราการเติบโตของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมในแต่ละปี [8] โดยปัจจุบันมีกำลังผลิตทั้งหมดอยู่ที่ประมาณ 490 GW สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอเฉพาะกังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทิศทาง (Wind turbine with double fed induction generator, DFIG) เนื่องจากมีข้อดีหลายประการดังนี้

1. เป็นกังหันลมชนิดความเร็วไม่คงที่ จึงสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้แม้ว่าความเร็วลมจะมีค่าเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา
2. ขนาดของคอนเวอร์เตอร์ที่เล็ก ซึ่งโดยทั่วไปมีขนาดอยู่ที่ประมาณ 30% ของค่ากำลังพิกัด ส่งผลให้ต้นทุนการติดตั้งมีค่าต่ำ
3. เนื่องจากขนาดของคอนเวอร์เตอร์ที่เล็กลง แสดงถึงค่าสูญเสียเนื่องจากการแปลงพลังงาน (power conversion) ที่ลดลงตามลำดับ ส่งผลให้ DFIG เป็นอุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพที่สูง
4. โครงสร้างภายใน DFIG มีการติดตั้งคอนเวอร์เตอร์แบบ Back-to-Back converter ส่งผลให้กังหันลมชนิดนี้มีความสามารถในการรักษาแรงดันไฟฟ้าและความถี่ของระบบให้คงที่ท่ามกลางความเร็วลมที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา
5. นอกจากนี้การควบคุมกำลังผลิตของ DFIG ยังเป็นการควบคุมแบบเวกเตอร์ (vector control) จึงมีความสามารถในการควบคุมกำลังขาออกทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟได้อย่างอิสระ ซึ่งเหมาะแก่การนำมาประยุกต์ใช้เพื่อแก้ปัญหาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง



รูปที่ 2.5 โครงสร้างพื้นฐาน DFIG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 2.5 แสดงโครงสร้างของแบบจำลอง DFIG ซึ่งประกอบไปด้วยสองส่วนหลัก คือ คอนเวอร์เตอร์ฝั่งกริด (grid side converter, GSC) และฝั่งโรเตอร์ (rotor side converter, RSC) โดยมีลักษณะการต่อแบบ Back-to-Back converter จึงสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปและกลับได้อย่างอิสระ ส่งผลให้กังหันลมชนิด DFIG สามารถส่งกำลังไฟฟ้าทั้งจากขดลวดสเตเตอร์และโรเตอร์ได้ทั้งสองทิศทาง จึงเป็นที่มาของชื่อกังหันลมชนิดดังกล่าว จากผลวิจัยในบทความที่ [20] พบว่าการติดตั้งตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า (power oscillation damper, POD) ในฝั่ง RSC ให้ผลลัพธ์การทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังที่ดีกว่าการติดตั้งในฝั่ง GSC เพราะฉะนั้นสำหรับ DFIG ที่ใช้ในการศึกษาจะกำหนดให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ POD เข้ากับควบคุมแรงดันในฝั่ง RSC เพื่อควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของ DFIG มาใช้แก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นในระบบ แต่เนื่องจากความเร็วลมที่ไม่สม่ำเสมอเป็นตัวแปรต้นที่ส่งผลกระทบต่อโดยตรงต่อกำลังผลิตของ DFIG ทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการเชื่อมต่อกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมมีความซับซ้อนและส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพในระบบมากขึ้น ดังนั้นความเข้าใจในแบบจำลองคณิตศาสตร์ของ DFIG จึงเป็นสิ่งจำเป็น ในที่นี้กำหนดให้ DFIG แทนด้วยแบบจำลองอันดับที่สี่ [19] แสดงสมการได้ดังต่อไปนี้

$$v_{ds} = -r_s i_{ds} + ((x_s + x_\mu) i_{qs} + x_\mu i_{qr}) \quad (2.20)$$

$$v_{qs} = -r_s i_{qs} - ((x_s + x_\mu) i_{ds} + x_\mu i_{dr}) \quad (2.21)$$

$$v_{dr} = -r_r i_{dr} + (1 - \omega_m)((x_s + x_\mu) i_{qr} + x_\mu i_{qs}) \quad (2.22)$$

$$v_{qr} = -r_r i_{qr} - (1 - \omega_m)((x_s + x_\mu) i_{dr} + x_\mu i_{ds}) \quad (2.23)$$

โดยที่	v_{ds}, v_{qs}, v_{dr} และ v_{qr}	คือ แรงดันไฟฟ้าในแนวแกนตรงและแกนขวางของสเตเตอร์และโรเตอร์ ตามลำดับ
	i_{ds}, i_{qs}, i_{dr} และ i_{qr}	คือ กระแสในแนวแกนตรงและแกนขวางของสเตเตอร์และโรเตอร์ ตามลำดับ
	r_s และ r_r	คือ ความต้านทานของสเตเตอร์และโรเตอร์
	x_s และ x_μ	คือ รีแอกแตนซ์ของสเตเตอร์และแมกนีไทด์
	ω_m	คือ ความเร็วโรเตอร์ของกังหันลม

เนื่องจากสมการกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟของ DFIG ขึ้นอยู่กับกระแสและแรงดันไฟฟ้าของสเตเตอร์และคอนเวอร์เตอร์ เพื่อง่ายต่อการศึกษาก็ทำการแปลงแรงดันไฟฟ้าที่บัส DFIG ให้อยู่ในรูปของแรงดันไฟฟ้าฝั่งสเตเตอร์ และแสดงสมการกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟ ตามลำดับ ดังนี้

$$v_{ds} = -v \sin(\theta) \quad (2.24)$$

$$v_{qs} = v \cos(\theta) \quad (2.25)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการศึกษาไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

และ

$$P_{DFIG} = v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs} + v_{dc}i_{dc} + v_{qc}i_{qc} \quad (2.26)$$

$$Q_{DFIG} = v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs} + v_{qc}i_{dc} - v_{dc}i_{qc} \quad (2.27)$$

โดยที่ P_{DFIG} และ Q_{DFIG} คือ กำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟของ DFIG
 v_{dc} และ v_{qc} คือ แรงดันไฟฟ้าในแนวแกนตรงและแกนขวางของคอนเวอร์เตอร์
 i_{dc} และ i_{qc} คือ กระแสในแนวแกนตรงและแกนขวางของคอนเวอร์เตอร์

จากรูปที่ 2.5 พบว่ากำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟที่ส่งผ่านจากคอนเวอร์เตอร์ไปยังระบบไฟฟ้ากำลัง สามารถเขียนให้อยู่ในรูปของแรงดันไฟฟ้าและกระแสฝั่งคอนเวอร์เตอร์ได้จากสมการ

$$p_c = v_{dc}i_{dc} + v_{qc}i_{qc} \quad (2.28)$$

$$q_c = v_{qc}i_{dc} - v_{dc}i_{qc} \quad (2.29)$$

หรือเขียนให้อยู่ในรูปของแรงดันไฟฟ้าและกระแสฝั่งโรเตอร์ได้จากสมการ

$$p_r = v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \quad (2.30)$$

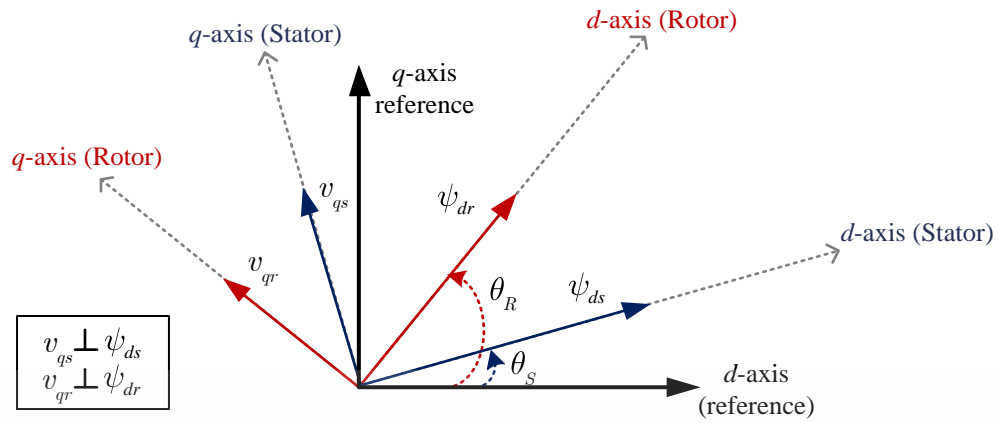
$$q_r = v_{qr}i_{dr} - v_{dr}i_{qr} \quad (2.31)$$

โดยที่ p_c และ q_c คือ กำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟฝั่งคอนเวอร์เตอร์
 p_r และ q_r คือ กำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟฝั่งโรเตอร์

ในที่นี้สมมติให้คอนเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์ในอุดมคติและเกิดความสูญเสียเนื่องจากการส่งผ่านกำลังที่น้อยมาก ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟฝั่งคอนเวอร์เตอร์สามารถเทียบเท่าได้กับกำลังไฟฟ้าทางฝั่งโรเตอร์ แสดงดังสมการที่ (2.32) และ (2.33)

$$p_c = p_r \quad (2.32)$$

$$q_c = q_r \quad (2.33)$$



รูปที่ 2.6 การวางแนวแกนตรงและแกนขวางแบบ Flux-based rotating reference frame

จากรูปที่ 2.6 แสดงลักษณะแนวแกนตรงและแกนขวางแบบ Flux-based rotating reference frame เพื่อใช้สำหรับสร้างสมการคณิตศาสตร์ให้แก่แบบจำลอง DFIG โดยพิจารณาจากค่าเริ่มต้น $\theta_S = \theta_R = 0^\circ$ จากสมการที่ (2.24) และ (2.25) จึงสามารถเขียนได้ใหม่ดังนี้

$$v_{ds} = v_{dr} = 0 \quad (2.34)$$

$$v_{qs} = v_{qr} = v \quad (2.35)$$

เมื่อแทนค่าสมการที่ (2.34) และ (2.35) ในสมการที่ (2.26) และ (2.27)

$$P_{DFIG} = v(i_{qs} + i_{qr}) \quad (2.36)$$

$$Q_{DFIG} = -v(i_{ds} + i_{dr}) \quad (2.37)$$

จากความสัมพันธ์ระหว่างฟลักซ์ของสเตเตอร์และกระแสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า พบว่า

$$\psi_{ds} = -((x_s + x_\mu)i_{ds} + x_\mu i_{dr}) \quad (2.38)$$

$$\psi_{qs} = -((x_s + x_\mu)i_{qs} + x_\mu i_{qr}) \quad (2.39)$$

โดยที่ ψ_{ds} และ ψ_{qs} คือ ฟลักซ์ของสเตเตอร์ในแนวแกนตรงและแกนขวาง

จากสมการที่ (2.36) ถึง (2.39) สามารถจัดสมการกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟของ DFIG ให้อยู่ในรูปของกระแสโรเตอร์ในแนวแกนตรงและแกนขวาง ได้ดังสมการต่อไปนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$P_{DFIG} = \frac{x_s}{x_s + x_\mu} v i_{qr} \quad (2.40)$$

$$Q_{DFIG} = -\frac{x_\mu v i_{dr}}{x_s + x_\mu} - \frac{v^2}{x_\mu} \quad (2.41)$$

จากสมการที่ (2.40) และ (2.41) การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟของ DFIG สามารถแยกการควบคุมกำลังขาออกได้อย่างอิสระ โดย i_{qr} มีความสัมพันธ์กับการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของลูปควบคุมความเร็ว และ i_{dr} มีความสัมพันธ์กับการควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟของลูปควบคุมแรงดัน ตามลำดับ และเพื่อศึกษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ตัวแปรสถานะเป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ต้องพิจารณา โดยสมการคณิตศาสตร์ของแบบจำลอง DFIG อันดับสี่ ซึ่งประกอบไปด้วยตัวแปรสถานะทั้งสิ้น 4 ตัวแปร แสดงได้ดังต่อไปนี้

$$\dot{\omega}_m = (\tau_m - \tau_e) / 2H_m \quad (2.42)$$

$$\tau_e = \psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds} \quad (2.43)$$

โดยที่ $\dot{\omega}_m$ คือ ตัวแปรสถานะของความเร็วโรเตอร์
 τ_m และ τ_e คือ แรงบิดทางกลและทางไฟฟ้า
 H_m คือ ค่าความเฉื่อยของโรเตอร์

เมื่อสมการแรงบิดทางไฟฟ้าสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของรีแอกแตนซ์และกระแสดังนี้

$$\tau_e = x_\mu (i_{qr} i_{ds} - i_{dr} i_{qs}) \quad (2.44)$$

และกำลังทางกลสามารถเขียนให้อยู่รูปของความเร็วม ความเร็วโรเตอร์ และมุมของพิตซ์ ดังนี้

$$p_\omega = \frac{n_g \rho}{2S_n} c_p(\lambda, \theta_p) A_r v_\omega^3 \quad (2.45)$$

โดยที่ p_ω และ v_ω คือ กำลังทางกลเนื่องจากความเร็วมและความเร็วม
 θ_p และ S_n คือ มุมของพิตซ์และพิทซ์กำลังไฟฟ้าของ DFIG
 n_g และ ρ คือ จำนวนฟาร์มของ DFIG และความหนาแน่นอากาศ
 λ คือ อัตราส่วนความเร็วม ณ ปลายใบพัดเมื่อเทียบกับความเร็วม
 A_r คือ พื้นที่กวาดของโรเตอร์
 c_p คือ ค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้า

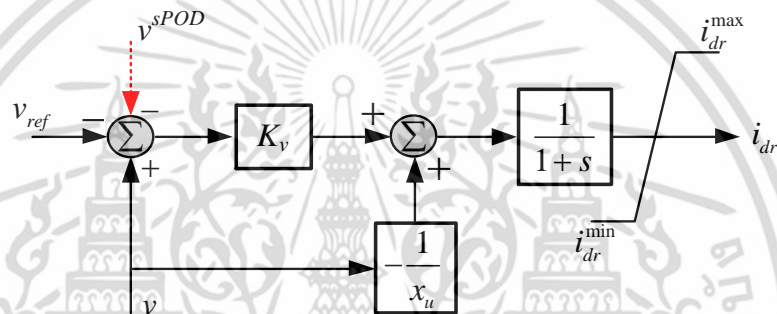
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ค่าของกราฟเส้นโค้ง $c_p(\lambda, \theta_p)$ สามารถประมาณค่าได้จากสมการ

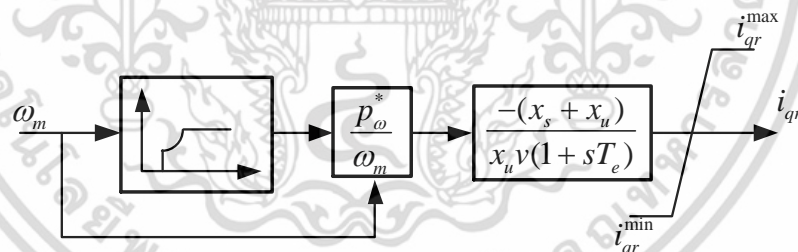
$$c_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\theta_p - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (2.46)$$

เมื่อ λ_i สามารถคำนวณได้จาก

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta_p} - \frac{0.035}{\theta_p^3 + 1} \quad (2.47)$$



รูปที่ 2.7 ลูปควบคุมแรงดัน



รูปที่ 2.8 ลูปควบคุมความเร็ว

จากรูปที่ 2.7 และ 2.8 แสดงลูปควบคุมแรงดันและความเร็วของ DFIG ตามลำดับ ซึ่งประกอบไปด้วยตัวแปรสถานะ 2 ตัวแปร ได้แก่ กระแสในแนวแกนตรงและแนวแกนขวาง สมการอนุพันธ์ของตัวแปรสถานะและสมการเชิงพีชคณิตของลูปการควบคุมทั้งสอง แสดงดังสมการต่อไปนี้

$$i_{qr} = \left(-\frac{x_s + x_\mu}{x_\mu v} p_\omega^*(\omega_m) / \omega_m - i_{dr} \right) \frac{1}{T_e} \quad (2.48)$$

$$i_{dr} = K_v (v - v_{ref}) - v / x_\mu - i_{dr} \quad (2.49)$$

$$0 = v_{ref}^0 - v_{ref} + v^{sPOD} \quad (2.50)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

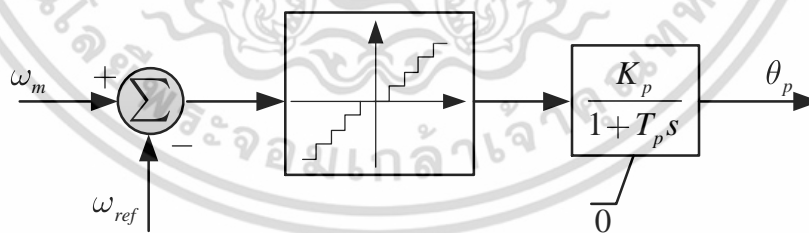
โดยที่ i_{dr} และ i_{qr}	คือ ตัวแปรสถานะของกระแสในแนวแกนตรงและแกนขวางของโรเตอร์
v^{sPOD}	คือ สัญญาณควบคุมจากอุปกรณ์ POD
K_v	คือ อัตราขยายของลูบควบคุมความเร็ว
$i_{dr}^{\min}, i_{dr}^{\max}, i_{qr}^{\min}$ และ i_{qr}^{\max}	คือ ค่าต่ำสุดและสูงสุดของกระแสฝั่งโรเตอร์ในแนวแกนตรงและแกนขวาง ตามลำดับ

จากสมการที่ (2.41) (2.49) และ (2.50) พบว่ากัณฑ์ลมนชนิด DFIG มีความสามารถเพียงพอต่อการทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง โดยใช้กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากการควบคุม i_{dr} ซึ่งถูกปรับค่าให้เหมาะสมด้วยสัญญาณควบคุม v^{sPOD} จากตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า

รูปที่ 2.9 แสดงลูบควบคุมมุมของพิตช์ สามารถเขียนสมการเชิงอนุพันธ์ของลูบควบคุมดังกล่าวได้จากสมการดังต่อไปนี้

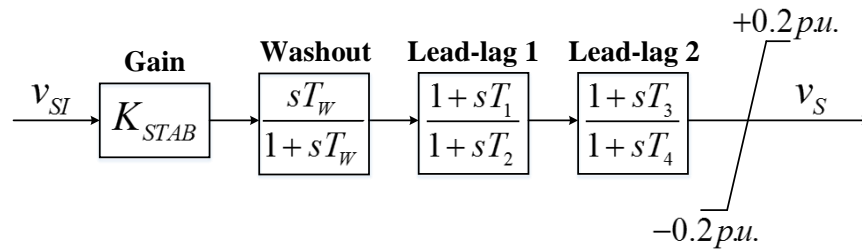
$$\dot{\theta}_p = (K_p \phi (\omega_m - \omega_{ref}) - \theta_p) / T_p \tag{2.51}$$

โดยที่ $\dot{\theta}_p$	คือ ตัวแปรสถานะมุมของพิตช์
ϕ	คือ ฟังก์ชันของผลต่างระหว่าง ω_m และ ω_{ref}
K_p	คือ อัตราขยายของลูบควบคุมมุมของพิตช์
T_p	คือ ค่าคงตัวทางเวลา



รูปที่ 2.9 ลูบควบคุมมุมของพิตช์

2.3 ตัวควบคุมแบบชดเชยเฟสนำและตามอันดับที่สอง



รูปที่ 2.10 โครงสร้างตัวควบคุมแบบชดเชยเฟสนำและตามอันดับที่สอง

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กำหนดให้โครงสร้างอุปกรณ์ PSS และ POD แทนด้วยแบบจำลองของตัวควบคุมชดเชยเฟสนำและตามอันดับที่สองดังแสดงในรูปที่ 2.10 ประกอบไปด้วย K_{STAB} เป็นอัตราขยายสำหรับทำเสถียรภาพ T_W เป็นค่าคงที่ทางเวลาสำหรับกรองสัญญาณความถี่สูงซึ่งกำหนดที่ 10 วินาที $T_{1,2,3,4}$ เป็นค่าคงที่ทางเวลาสำหรับทำเสถียรภาพลำดับที่ 1 2 3 และ 4 ตามลำดับ v_{SI} เป็นผลต่างของสัญญาณที่ตรวจจับเทียบกับสัญญาณอ้างอิง v_S เป็นสัญญาณเอาต์พุตหรือสัญญาณเสถียรภาพที่จะถูกส่งไปยัง AVR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส หรืออุปกรณ์แรงดันของ DFIG สำหรับกรณีที่มีการติดตั้งตัวควบคุม PSS หรือ POD ตามลำดับ ในสภาวะอยู่ตัว (steady state) ตัวควบคุมจะไม่มีผลส่งสัญญาณเสถียรภาพใดๆ ไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ($v_{SI}=0$) แต่เมื่อมีสิ่งรบกวนภายนอกเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งก่อให้เกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าขึ้นในระบบ กรณีนี้ตัวควบคุมจะจับค่าสัญญาณเปรียบเทียบกับ v_{SI} และทำหน้าที่ส่งสัญญาณเสถียรภาพไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อขจัดปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้น จนกว่าสัญญาณอินพุต v_{SI} จะกลับมามีค่าเป็นศูนย์หรือเข้าสู่สภาวะอยู่ตัวอีกครั้งหนึ่ง กำหนดให้สัญญาณเอาต์พุตของตัวควบคุมมีค่าอยู่ในช่วง -0.2 ถึง $+0.2$ เพอร์ยูนิต

2.4 การหาค่าที่เหมาะสมแบบกลุ่มอนุภาค

วิธีการหาค่าที่เหมาะสมแบบกลุ่มอนุภาค (particle swarm optimization, PSO) ถูกคิดค้นขึ้นในปี ค.ศ.1995 โดย Kennedy และ Eberhart [21] ซึ่งได้แนวคิดจากการศึกษาพฤติกรรมหาอาหารหรือการเดินทางตามธรรมชาติของฝูงสัตว์ เช่น กรณีการหาอาหารของฝูงปลาในแม่น้ำ สมมติมีอาหารเพียงชิ้นเดียวในบริเวณนั้น เริ่มต้นปลาแต่ละตัวจะว่ายสุ่มไปที่ตำแหน่งใดตำแหน่งหนึ่ง โดยไม่มีปลาตัวใดทราบตำแหน่งของอาหาร แต่สัญชาตญาณของสัตว์จะรู้ว่าตัวมันเองอยู่ใกล้หรือไกลจากอาหารมากน้อยเพียงใด ต่อมาฝูงปลาเหล่านี้ก็จะว่ายไปตำแหน่งใหม่ในแม่น้ำ ระหว่างนั้นพวกมันจะหาระยะห่างระหว่างตัวเองกับอาหารเพื่อว่ายไปตำแหน่งที่ดีที่สุดของตัวเองและขณะเดียวกันฝูงปลาทั้งหมดก็จะว่ายไปยังปลาตัวที่เข้าใกล้อาหารมากที่สุด และประพฤติกรรมเช่นนี้ต่อไปจนกว่าฝูงปลาทั้งหมดจะว่ายน้ำมาถึงจุดที่มีอาหาร ซึ่งพบว่าลักษณะการเคลื่อนที่ไปยังตำแหน่งที่ดีที่สุดของตัวเองเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พร้อมทั้งการเคลื่อนที่ไปในทิศทางที่ดีที่สุดของฝูงแต่ละช่วงใช้เวลาน้อยมาก จนเสมือนว่าปลาแต่ละตัวว่ายรวมกันเป็นฝูงไปในทิศทางเดียวกันอยู่ตลอดเวลา เป็นต้น

จากตัวอย่างข้างต้น เมื่อนำพฤติกรรมหาอาหารของฝูงปลามาเปรียบเทียบกับแนวคิดการหาค่าที่เหมาะสมแบบกลุ่มอนุภาค พบว่าจำนวนปลาทั้งหมดในฝูงปลาแทนด้วยจำนวนอนุภาค (number of particle) n ตัว ตำแหน่งเริ่มต้นของปลาตัวที่ i แทนด้วยตำแหน่งเริ่มต้นของอนุภาค x_i ความเร็วเริ่มต้นของปลาแต่ละตัวแทนด้วย v_i ตำแหน่งของอาหารแทนด้วยค่าตอบของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ โดยตำแหน่งที่ดีที่สุดของปลาแต่ละตัวในแต่ละรอบ (iteration) การเคลื่อนที่แทนด้วย p_{best} ในขณะที่เดียวกันตำแหน่งปลาตัวที่ใกล้อาหารที่สุดแทนด้วย g_{best} และก่อนที่ปลาจะเคลื่อนที่ไปยังตำแหน่งใหม่ในรอบถัดไป จะต้องคำนวณความเร็วและทิศทางการเคลื่อนที่ก่อนเสมอ ซึ่งสามารถหาได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$x_i^{iter+1} = x_i^{iter} + v_i^{iter+1} \quad (2.52)$$

$$v_i^{iter+1} = v_i^{iter} + \alpha \varepsilon_1 [g_{best} - x_i^{iter}] + \beta \varepsilon_2 [p_{best} - x_i^{iter}] \quad (2.53)$$

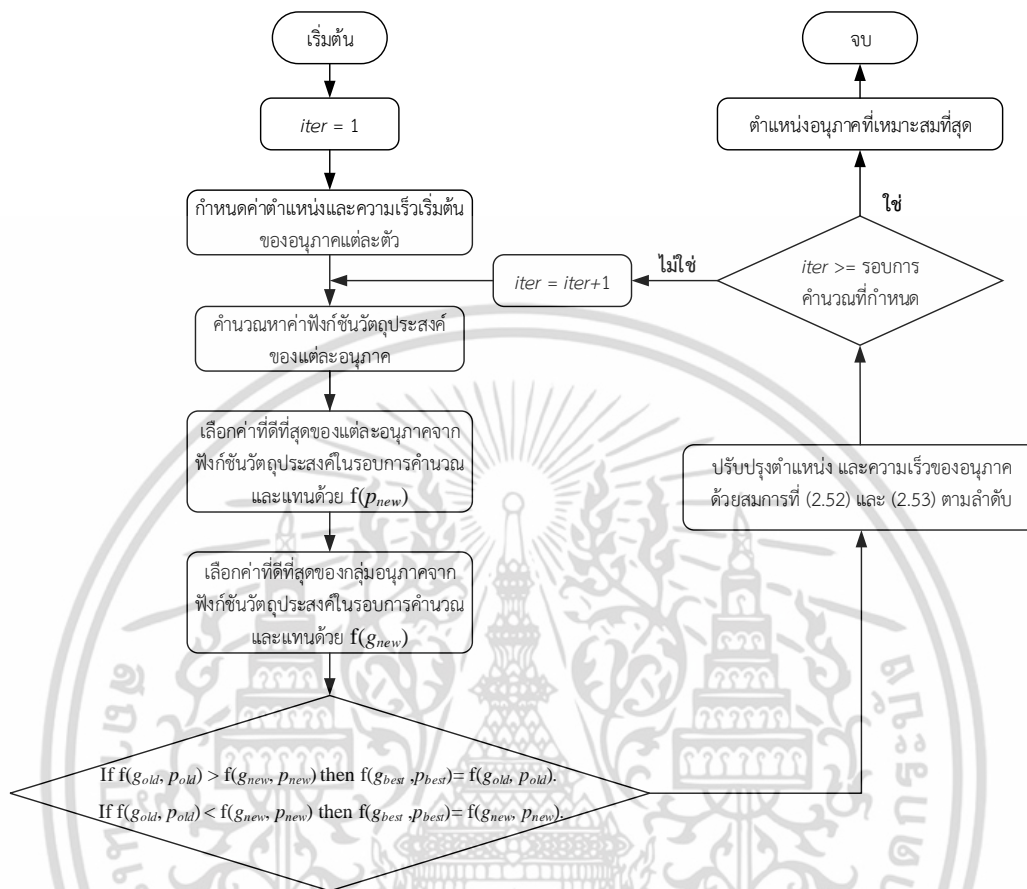
โดยที่	x_i^{iter+1}	คือ ตำแหน่งของอนุภาคที่ i ในรอบการคำนวณถัดไป
	v_i^{iter+1}	คือ ความเร็วของอนุภาคตัวที่ i ในรอบการคำนวณถัดไป
	$iter$	คือ รอบการคำนวณ
	α และ β	คือ ค่าคงตัวความเร่ง
	ε_1 และ ε_2	คือ เวกเตอร์สุ่ม มีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1

จากสมการที่ (2.52) และ (2.53) พบว่าค่า g_{best} และ p_{best} เป็นตัวแปรสำคัญที่ต้องนำมาพิจารณาในทุกรอบการคำนวณ ดังนั้นเมื่ออนุภาคแต่ละตัวเคลื่อนที่ไปยังตำแหน่งใหม่ใดๆ จะต้องมีการเปรียบเทียบค่าคำตอบที่ดีที่สุดของตัวเองในรอบก่อนหน้า p_{old} กับรอบการคำนวณปัจจุบัน p_{new} และเก็บค่าคำตอบที่ดีที่สุดของตัวเองแทนลงใน p_{best} ในทำนองเดียวกันจำเป็นต้องมีการเปรียบเทียบค่าคำตอบที่ดีที่สุดของปลาของรอบก่อนหน้า g_{old} กับรอบการคำนวณปัจจุบัน g_{new} และเก็บค่าคำตอบที่ดีที่สุดของปลาแทนลงใน g_{best} เพื่อใช้สำหรับคำนวณสมการข้างต้น และทำวนเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกว่าจะได้ค่าที่ดีที่สุดของการคำนวณ แผนผังแสดงหลักการทำงานของ PSO สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.11

จากรูปที่ 2.11 สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับการหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของตัวควบคุม โดย x_i แทนด้วยพารามิเตอร์ของตัวควบคุม g_{best} และ p_{best} แทนค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ดีที่สุดของแต่ละรอบการคำนวณเมื่อเปรียบเทียบระหว่างชุดพารามิเตอร์ทั้งหมด และรอบที่ดีที่สุดของพารามิเตอร์ชุดใดๆ ตามลำดับ อีกทั้งเมื่อนำวิธี PSO มาเปรียบเทียบกับวิธีหาค่าเหมาะสมชนิดอื่น

ได้แก่ วิธีหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบหึ่งห้อย [22] หรือวิธีเชิงพันธุกรรม [23] พบว่าวิธี PSO ให้ผลลัพธ์เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

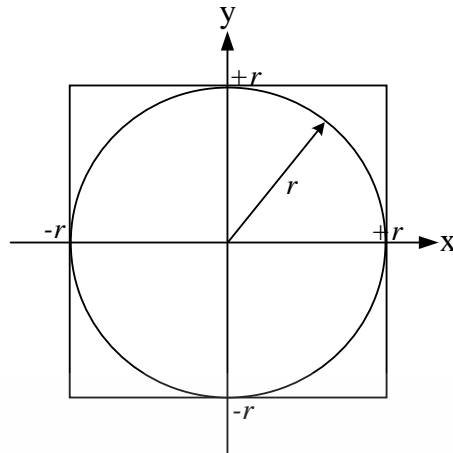
ทั้งในส่วนของการลู่เข้าและประสิทธิภาพที่ดีที่สุด ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเลือกวิธีการ PSO มาแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสม



รูปที่ 2.11 แผนผังขั้นตอนการหาค่าที่เหมาะสมแบบกลุ่มอนุภาค

2.5 มอนติคาร์โลและความน่าจะเป็น

มอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation, MCS) เริ่มต้นใช้ครั้งแรกในปี ค.ศ. 1940 เพื่อออกแบบระเบิดปรมาณูหรือที่เรียกว่าโครงการแมนฮัตตัน ซึ่ง MCS เป็นกระบวนการหาค่าตอบด้วยคอมพิวเตอร์ที่ใช้ข้อมูลสุ่ม (random) เพื่อแก้ปัญหาคณิตศาสตร์ที่มีเหตุผลและกฎเกณฑ์ที่มากเกินไป ข้อดีของวิธี MCS อยู่ที่เมื่อมีมิติของปัญหาที่ยังมากจะส่งผลให้ค่าคำตอบที่ได้จาก MCS มีประสิทธิภาพที่สูงขึ้น [24] ในขณะที่วิธีการคำนวณแบบดั้งเดิมอาจจะก่อให้เกิดความผิดพลาดขึ้นได้ โดยวิธีการดังกล่าวจะมีการนำทฤษฎีความน่าจะเป็นเข้ามาเกี่ยวข้อง ตัวอย่างเช่น การหาพื้นที่วงกลมที่ใส่อยู่ภายในสี่เหลี่ยมจัตุรัสแสดงดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 วงกลมที่อยู่ในสี่เหลี่ยมจัตุรัส

จากรูปที่ 2.12 สมมติว่าไม่ทราบสมการทางคณิตศาสตร์ในการพื้นที่วงกลม ทราบเพียงแต่ว่าพื้นที่สี่เหลี่ยมจัตุรัสที่ล้อมรอบวงกลมด้วยรัศมี $2r$ มีพื้นที่เท่ากับ $4r^2$ ซึ่งสามารถหาพื้นที่วงกลมด้วยวิธี MCS ได้ดังนี้

1. สร้างข้อมูลสุ่ม $u = x, y$ จำนวน $N_{MCS, total}$ ชุด โดยมีค่าอยู่ในช่วง $-r, +r$
2. นับจำนวนข้อมูลทั้งหมดที่อยู่ภายในขอบเขตวงกลม หรือภายในขอบเขตของ $\sqrt{x^2 + y^2} \leq r$ แทนด้วย $N_{MCS, circle}$ ซึ่งค่าดังกล่าวแสดงถึงจำนวนข้อมูลสุ่มทั้งหมดที่อยู่ภายในและบนเส้นขอบของวงกลม
3. จากนั้นทำการหาค่าความน่าจะเป็นของจำนวนข้อมูลสุ่มที่เกิดขึ้นภายในวงกลม ด้วยสมการความน่าจะเป็นพื้นฐาน คือ อัตราส่วนระหว่างเหตุการณ์ที่พิจารณาต่อเหตุการณ์ทั้งหมดที่เกิดขึ้น (sample space) แสดงได้ดังนี้

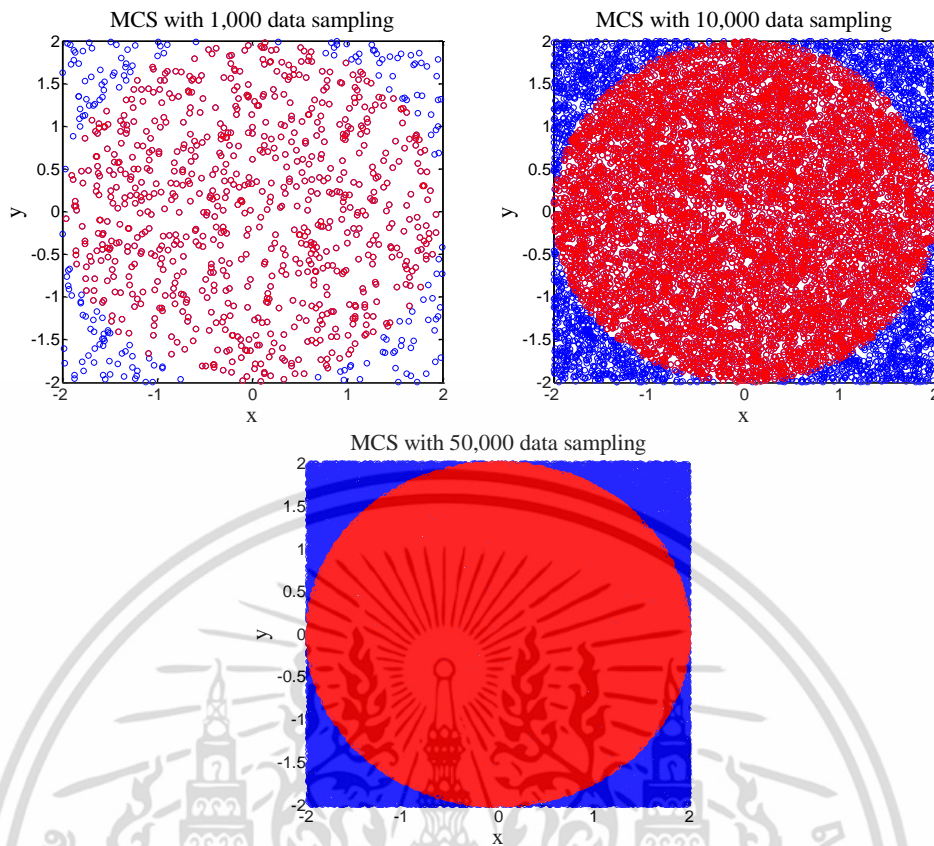
$$Pr_{circle} = \frac{N_{MCS, circle}}{N_{MCS, total}} \quad (2.54)$$

4. สุดท้ายจะได้คำตอบพื้นที่ในวงกลมที่อยู่ในสี่เหลี่ยมจัตุรัส จากสมการ

$$Area_{circle} = Pr_{circle} \cdot Area_{square} \quad (2.55)$$

โดยที่ $N_{MCS, total}$	คือ จำนวนข้อมูลสุ่มทั้งหมดที่พิจารณา
$N_{MCS, circle}$	คือ จำนวนข้อมูลสุ่มทั้งหมดที่เกิดขึ้นภายในพื้นที่วงกลม
Pr_{circle}	คือ ความน่าจะเป็นของข้อมูลสุ่มที่เกิดขึ้นภายในพื้นที่วงกลม
$Area_{square}$	คือ พื้นที่สี่เหลี่ยมจัตุรัส
$Area_{circle}$	คือ พื้นที่วงกลม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.13 พื้นที่วงกลมจากกระบวนการสุ่มด้วยวิธี MCS

ตารางที่ 2.2 ผลจำลองการหาพื้นที่วงกลมด้วยวิธี MCS

ครั้งที่	$N_{MCS, total}$	$N_{MCS, circle}$	Pr_{circle}	$Area_{circle}$	πr^2	ความคลาดเคลื่อน
1	1,000	805	0.805	12.880	12.566	2.50 %
2	10,000	7,828	0.7828	12.525	12.566	0.33 %
3	50,000	39,216	0.7843	12.550	12.566	0.13 %

จากรูปที่ 2.13 และตารางที่ 2.2 แสดงผลจำลองการหาพื้นที่วงกลมด้วยวิธี MCS เทียบกับการคำนวณทางคณิตศาสตร์ พบว่ายิ่งความซับซ้อนของตัวแปรมีความกว้าง ค่าความแม่นยำของวิธีกระบวนการสุ่มยิ่งมีมากขึ้นเท่านั้น เพราะเหตุนี้วิธี MCS จึงเหมาะสำหรับแก้ปัญหาที่มีตัวแปรต้นปริมาณมาก แต่ทั้งนี้ทั้งนั้นจะต้องพิจารณาให้ได้ว่าตัวแปรใดเป็นตัวแปรต้น และตัวแปรใดเป็นตัวแปรตาม เพื่อประสิทธิภาพที่ดีของกระบวนการสุ่ม

กรณีนำมาประยุกต์ใช้กับระบบไฟฟ้ากำลังในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ พบว่าตัวแปรต้นที่ส่งผลกระทบต่อจุดการทำงานของระบบ ได้แก่ กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการของผู้ใช้งาน โหลด ความเร็วลมที่แปรปรวน เหตุการณ์สายส่งหลุดออกจากระบบ และตัวแปรตามของระบบไฟฟ้ากำลังที่พิจารณา ได้แก่ ค่าอัตราส่วนการหน่วง ในที่นี้วิธี MCS จะใช้เพื่อจำลองเหตุการณ์ต่างๆ ที่มี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โอกาสเกิดขึ้นในระบบ เพื่อนำมาพิจารณาพร้อมในการออกแบบตัวควบคุมให้สามารถแก้ปัญหาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังได้อย่างครอบคลุมและมีประสิทธิภาพ

2.6 วิธีออกแบบตัวควบคุมที่นำเสนอแบบดั้งเดิม

เป็นที่ทราบกันดีอยู่แล้วว่าค่าอัตราส่วนการหน่วงเป็นตัวบ่งบอกถึงความสามารถในการแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบ ดังนั้นการออกแบบตัวควบคุม PSS และ POD จะมุ่งเน้นเพื่อให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงของระบบมีค่าสูงกว่าค่าที่ยอมรับได้หรือ 5% ณ จุดการทำงานปกติ โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์แสดงดังต่อไปนี้

$$\text{Minimize } \sum_{m=1}^{OS} |\zeta_{spec} - \zeta_m| \quad (2.56)$$

โดยที่ ζ_{spec}	คือ ค่าอัตราส่วนการหน่วงที่คาดหวัง
ζ_m	คือ ค่าอัตราส่วนการหน่วง ณ โหมดการแกว่งที่ m
OS	คือ จำนวนโหมดการแกว่งทั้งหมด

2.7 การแกว่งของระบบไฟฟ้ากำลัง

ระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบันมีการเชื่อมโยงเข้าหากันของสายส่งระหว่างพื้นที่เพื่อช่วยในการส่งจ่ายกำลังให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้งาน อีกทั้งยังสามารถเพิ่มความน่าเชื่อถือในด้านเศรษฐศาสตร์ได้อีกด้วย

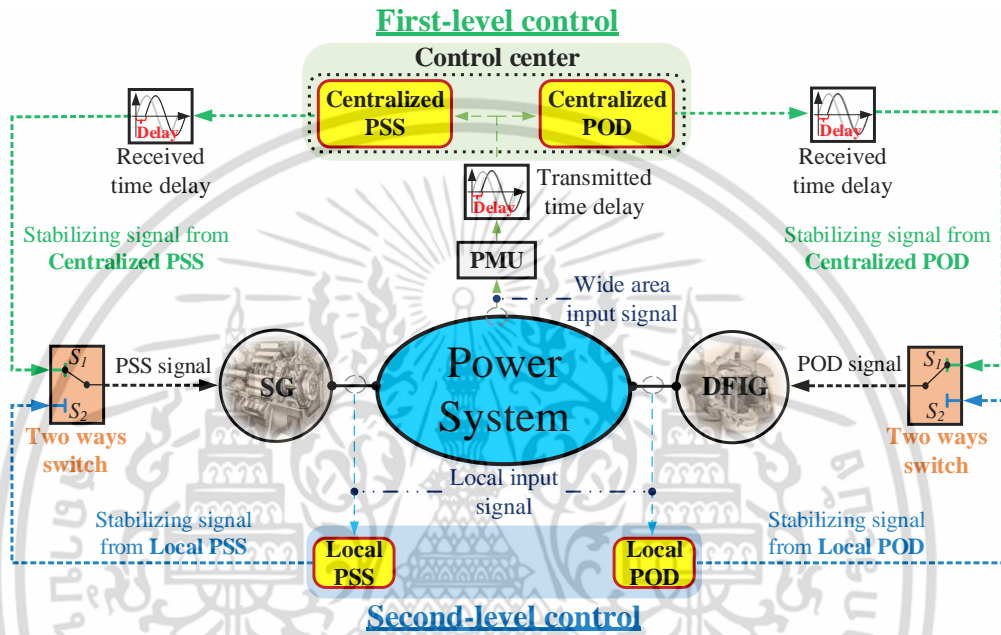
แต่อย่างไรก็ตามเมื่อมีลักษณะการเชื่อมต่อของสายส่งในระยะทางที่ไกลๆ มักจะเกิดปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้า (power oscillation) ขึ้นในสายส่ง โดยเฉพาะการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดในช่วงความถี่ต่ำระหว่าง 0.1 ถึง 2.0 เฮิร์ตซ์ มักจะมีขนาดของการแกว่งที่เพิ่มขึ้นตามเวลาอันนำไปสู่การสูญเสียเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังได้ในที่สุด ซึ่งประกอบไปด้วยโหมดการแกว่งทั้งสิ้น 2 โหมด ได้แก่ โหมดการแกว่งในพื้นที่ (Local oscillatory mode) ซึ่งเกิดจากการแกว่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องหนึ่ง ตอบสนองโต้ตอบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหลือภายในพื้นที่เดียวกัน โดยทั่วไปจะอยู่ในช่วงความถี่ 1.0 ถึง 2.0 เฮิร์ตซ์ และโหมดการแกว่งระหว่างพื้นที่ (Inter-area oscillatory mode) เกิดจากการตอบสนองซึ่งกันและกันระหว่างกลุ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่หนึ่งกับกลุ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่อื่นๆ โดยทั่วไปจะอยู่ในช่วงความถี่ 0.1 ถึง 1.0 เฮิร์ตซ์ และเมื่อพิจารณาถึงปัจจัยที่ก่อให้เกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าขึ้นพบว่า การเปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดของกำลังผลิตไฟฟ้าและค่าความต้องการของผู้ใช้งานโหลด รวมไปถึงเหตุการณ์สายส่งหลุดออกจากระบบและความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นในระบบ ล้วนเป็นตัวแปรหลักที่ส่งผลให้การแกว่งของกำลังไฟฟ้ามีขนาดที่รุนแรงขึ้น ด้วยเหตุนี้ระบบไฟฟ้าที่ดีจึงต้องมีการติดตั้งตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าที่ออกแบบด้วยวิธีที่เหมาะสมเพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

การออกแบบตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอด้วยทฤษฎี ความน่าจะเป็น

3.1 ระบบการควบคุมแบบสองระดับ



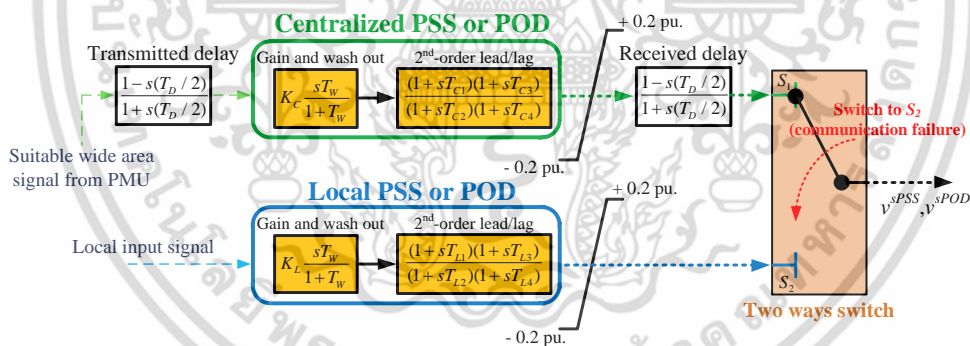
รูปที่ 3.1 ตัวควบคุมแบบสองระดับ (Two-level coordinated control)

รูปที่ 3.1 แสดงลักษณะการทำงานของตัวควบคุมแบบสองระดับระหว่างอุปกรณ์ PSS และ POD ประกอบไปด้วยการควบคุมแบบระดับที่หนึ่ง (First-level control) ซึ่งเป็นการทำงานของตัวควบคุมจากศูนย์กลางหรือนิยามว่า Centralized PSS and POD และการควบคุมแบบระดับที่สอง (Second-level control) ซึ่งเป็นการทำงานของตัวควบคุมจากท้องถิ่นหรือนิยามว่า Local PSS and POD ในที่นี้จะนำอุปกรณ์สวิตช์สองทาง (two way switch) มาประยุกต์ใช้เพื่อกำหนดลักษณะการควบคุมแบบสองระดับ ในสภาวะปกติไม่มีเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารเกิดขึ้น สวิตช์จะอยู่ที่ตำแหน่ง S_1 เมื่อเกิดสิ่งรบกวนจากภายนอก (disturbance) กรณีนี้ตัวควบคุมจากศูนย์กลางที่ตั้งอยู่ ณ ศูนย์ควบคุม (control center) จะทำหน้าที่รับสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมจากอุปกรณ์ PMU และส่งสัญญาณเสถียรภาพ (stabilizing signal) ของอุปกรณ์ Centralized PSS and POD ไปยัง AVR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและลูบควบคุมแรงดันของ DFIG เพื่อลดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ตามลำดับ อย่างไรก็ตามเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารมีโอกาสเกิดขึ้นได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยเหตุดังกล่าวส่งผลให้สัญญาณเสถียรภาพจากศูนย์ควบคุมไม่สามารถส่งไปยัง

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อันนำไปสู่การสูญเสียเสถียรภาพของระบบ จากปัญหาข้างต้นการควบคุมระดับเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ที่สองจึงเป็นสิ่งจำเป็นในการออกแบบระบบควบคุม กรณีนี้สวิตช์จะสับไปยัง S_2 ทันทีทันใด เพื่อบังคับให้ตัวควบคุมแบบท้องถิ่นสลับเข้ามาทำหน้าที่ในการส่งสัญญาณเสถียรภาพไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งอุปกรณ์ Two-level coordinated control แทนที่สัญญาณเสถียรภาพของตัวควบคุมจากศูนย์กลาง โดยอุปกรณ์ Local PSS and POD จะประพฤติตัวเสมือนตัวควบคุมสำรอง (backup controller) ซึ่งจะทำหน้าที่คอยสนับสนุนระบบไฟฟ้ากำลัง ปรับปรุงค่าอัตราส่วนการหน่วง และเสถียรภาพชั่วคราวของระบบให้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ โดยสวิตช์สองทางจะมีการตรวจจับสัญญาณอินพุตของตัวควบคุมจากศูนย์กลางผ่านอุปกรณ์ PMU ตลอดเวลาสำหรับเช็คสถานะทั้งกรณีการขาดหายของสัญญาณอินพุต และกรณีมีค่าอินพุตของศูนย์ควบคุมแต่ไม่มีสัญญาณขาออกจากศูนย์ควบคุมหรือที่นิยามว่าความล้มเหลวในการสื่อสาร เพื่อกำหนดที่มาของสัญญาณเสถียรภาพได้อย่างถูกต้องในที่นี้กำหนดให้ศูนย์ควบคุมรับสัญญาณไฟฟ้ากำลังที่ไหลในสายส่งของระบบเป็นอินพุต (wide area input signal) ให้แก่อุปกรณ์ Centralized PSS and POD และตัวควบคุมแบบท้องถิ่นจะใช้สัญญาณในพื้นที่ เช่น อัตราเปลี่ยนแปลงความเร็วเชิงมุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และกำลังที่ไหลในสายส่งภายในพื้นที่ที่ทำการติดตั้งตัวควบคุมเป็นอินพุต (local input signal) ให้แก่อุปกรณ์ Local PSS and POD ตามลำดับ

3.2 โครงสร้างอุปกรณ์ PSS หรือ POD ของการควบคุมแบบสองระดับ



รูปที่ 3.2 โครงสร้างอุปกรณ์ PSS หรือ POD ที่มีลักษณะการควบคุมแบบสองระดับ

รูปที่ 3.2 แสดงโครงสร้างตัวควบคุมแบบสองระดับ โดยกำหนดให้โครงสร้างของอุปกรณ์ PSS และ POD เป็นตัวควบคุมแบบชดเชยเฟสนำและตามอันดับที่สอง อุปกรณ์สวิตช์สองทางทำหน้าที่ในการกำหนดที่มาของสัญญาณเสถียรภาพเพื่อส่งไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากหัวข้อที่ 3.1 ในสภาวะปกติสวิตช์สองทางจะอยู่ที่ตำแหน่ง S_1 เพื่อรับสัญญาณเสถียรภาพจากอุปกรณ์ Centralized PSS and POD ในทางกลับกันเมื่อเกิดเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารขึ้นในระบบ สวิตช์จะสับไปยัง S_2 ทันทีทันใด เพื่อรับสัญญาณในการทำเสถียรภาพจากอุปกรณ์ Local PSS and POD

สำหรับกรณีการควบคุมจากศูนย์กลาง (centralized control) มักจะมีการรับและส่งสัญญาณควบคุมในระยะทางที่ไกล จึงก่อให้เกิดปัญหาด้านความล่าช้าหรือการประวิงเวลาของเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สัญญาณ ความล่าช้าดังกล่าวประกอบไปด้วยความล่าช้าในการส่งสัญญาณอินพุตระหว่าง PMU ไปยัง ศูนย์ควบคุม (transmitted time delay, $T_D/2$) และความล่าช้าในการรับสัญญาณเสถียรภาพจาก Centralized PSS and POD (received time delay, $T_D/2$) มายังเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะต้อง นำมาพิจารณาร่วมในการออกแบบตัวควบคุมดังกล่าว โดยทั่วไปความล่าช้าของสัญญาณจะนิยามด้วย ฟังก์ชันเอกซ์โพเนนเชียล ($e^{-(T_D/2)s}$) และฟังก์ชันดังกล่าวจะถูกแทนที่ด้วยฟังก์ชันส่งผ่าน (transfer function) โดเนกาประมาณค่าจากแบบจำลองอันดับที่หนึ่งของ Padé (First-order Padé approximation) [25] แสดงดังสมการต่อไปนี้

$$e^{-sT_D} = \frac{-\frac{T_D}{2}s + 1}{\frac{T_D}{2}s + 1} \quad (3.1)$$

โดยที่ T_D	คือ ความล่าช้าหรือค่าประวิงเวลารวมของสัญญาณ
K_C และ K_L	คือ อัตราขยายสำหรับทำเสถียรภาพของตัวควบคุมจากศูนย์กลาง และท้องถิ่น
T_{C1} T_{C2} T_{C3} และ T_{C4}	คือ ค่าคงที่ทางเวลาสำหรับทำเสถียรภาพของตัวควบคุมจาก ศูนย์กลางลำดับที่ 1 2 3 และ 4 ตามลำดับ
T_{L1} T_{L2} T_{L3} และ T_{L4}	คือ ค่าคงที่ทางเวลาสำหรับทำเสถียรภาพของตัวควบคุมจากท้องถิ่น ลำดับที่ 1 2 3 และ 4 ตามลำดับ
v^{PSS} และ v^{POD}	คือ สัญญาณเสถียรภาพจากการควบคุมแบบศูนย์กลางหรือท้องถิ่นที่ กำหนดด้วยสวิตช์สองทางของ PSS และ POD ตามลำดับ

3.3 การเลือกตำแหน่งและสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมของตัวควบคุม

เนื่องจากระบบไฟฟ้ากำลังประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งกำลังจำนวนมาก ดังนั้นการเลือกตำแหน่งในการติดตั้งตัวควบคุม PSS หรือ POD และสัญญาณอินพุตที่เหมาะสม เป็น อีกหนึ่งปัจจัยในการออกแบบอุปกรณ์ให้มีประสิทธิภาพ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำวิธี Geometric measure of controllability and observability [26] มาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการตัดสินใจ แสดงได้ดังสมการต่อไปนี้

$$g_{con}(m) = \frac{|B_g^T \psi_m|}{\|\psi_m\| \|B_g^T\|} \quad (3.2)$$

$$g_{ob}(m) = \frac{|C_h \phi_m|}{\|\phi_m\| \|C_h\|} \quad (3.3)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่ g_{con}	คือ ค่าความสามารถในการควบคุมต่อโหมดการแกว่งที่ m
g_{ob}	คือ ค่าความสามารถในการมองเห็นต่อโหมดการแกว่งที่ m
B_g	คือ หลักที่ g ของเมทริกซ์อินพุต (กล่าวในหัวข้อที่ 4.1)
C_h	คือ แถวที่ h ของเมทริกซ์เอาต์พุต (กล่าวในหัวข้อที่ 4.1)
T	คือ การสลับเปลี่ยนของเมทริกซ์ (transpose matrix)
ψ_m และ ϕ_m	คือ ไอเกนเวกเตอร์ทางซ้ายและทางขวา ณ โหมดการแกว่งที่ m
$ $ และ $ $	คือ ค่าสัมบูรณ์และค่าประจำแบบยุคลิด (Modulus and Euclidean norms of matrix)

โดยค่าความสามารถในการควบคุมที่สูง (Geometric measure of controllability, g_{con}) และค่าความสามารถในการมองเห็นที่สูง (Geometric measure of observability, g_{ob}) จะบ่งบอกถึงตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการติดตั้งตัวควบคุมและสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการทำเสถียรภาพต่อโหมดการแกว่งใดๆ ของระบบทดสอบ ตามลำดับ

3.4 วิธีออกแบบตัวควบคุมที่นำเสนอด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น

เนื่องจากเหตุการณ์ที่ไม่สามารถคาดเดาได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ตัวควบคุมซึ่งออกแบบภายใต้เหตุการณ์ใดเพียงหนึ่งเหตุการณ์ อาจไม่สามารถแก้ปัญหาการแกว่งกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบได้อย่างครอบคลุม จากปัญหาข้างต้นจึงนำเสนอวิธีการออกแบบพารามิเตอร์สำหรับตัวควบคุม PSS และ POD ด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น เพื่อให้ตัวควบคุมสามารถให้ผลลัพธ์ทางความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วง (damping ratio) ของระบบทดสอบมีค่ามากกว่าค่าที่ยอมรับได้หรือ 5% ตลอดเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา ในที่นี้จะนำวิธี MCS มาใช้สำหรับจำลองเหตุการณ์ทั้งหมดที่มีโอกาสเกิดขึ้นด้วยตัวแปรต้นต่างๆ ที่ส่งผลต่อจุดการทำงานของระบบ แสดงได้ดังต่อไปนี้

3.4.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวสามารถจ่ายกำลังผลิตได้สูงสุดและต่ำสุดประมาณ 20% จากจุดทำงานปกติ

3.4.2 ค่าความต้องการของผู้ใช้งานโหลดมีค่าเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง $\pm 20\%$ จากจุดทำงานปกติ

3.4.3 ความเร็วลมของ DFIG แต่ละตำแหน่ง มีค่าแปรปรวนอยู่ในช่วง 9 ถึง 16 m/s

3.4.4 เหตุการณ์สายส่งหลุดหรือชำรุดเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง (N-1 contingency)

3.4.5 ค่าประวิงเวลารวมในการรับและส่งสัญญาณทำเสถียรภาพหรือ T_D ตั้งแต่ 100 ถึง 500 มิลลิวินาที (เฉพาะกรณีการออกแบบของตัวควบคุม PSS และ POD ซึ่งมีการควบคุมจากศูนย์กลาง)

ในที่นี้หัวข้อ 3.4.1 ถึง 3.4.4 จะต้องนำมาพิจารณาในการออกแบบค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมให้แก่ตัวควบคุม PSS และ POD ทั้งลักษณะการควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น แต่เฉพาะกรณีการออกแบบตัวควบคุม PSS และ POD จากศูนย์กลางจำเป็นต้องมีการนำตัวแปรต้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อที่ 3.4.5 มาพิจารณาร่วมด้วย เนื่องจากผลทางด้านประวิงเวลารวมของการรับและส่งสัญญาณ ดังที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 3.2 เพื่อศึกษาเสถียรภาพการแกว่งกำลังไฟฟ้าของระบบ การคำนวณค่า อัตราส่วนการหน่วงของระบบในแต่ละเหตุการณ์จึงเป็นสิ่งจำเป็น โดยค่าอัตราส่วนการหน่วง ดังกล่าวสามารถคำนวณได้จาก

$$\zeta_{m,ev} = \frac{-\sigma_{m,ev}}{\sqrt{\sigma_{m,ev}^2 + \omega_{m,ev}^2}} \times 100; \quad ev = 1, 2, \dots, 1,000 \quad (3.4)$$

โดยที่ $\sigma_{m,ev}$	คือ ส่วนจริง (real part) ของค่าคุณลักษณะเฉพาะ (eigenvalue) สำหรับเหตุการณ์ที่ ev ณ โหมดการแกว่งที่ m มีหน่วยเป็น 1/s
$\omega_{m,ev}$	คือ ส่วนจินตภาพ (imaginary part) ของค่าคุณลักษณะเฉพาะสำหรับเหตุการณ์ที่ ev ณ โหมดการแกว่งที่ m มีหน่วยเป็น rad/s
$\zeta_{m,ev}$	คือ อัตราส่วนการหน่วงสำหรับเหตุการณ์ที่ ev ณ โหมดการแกว่งที่ m

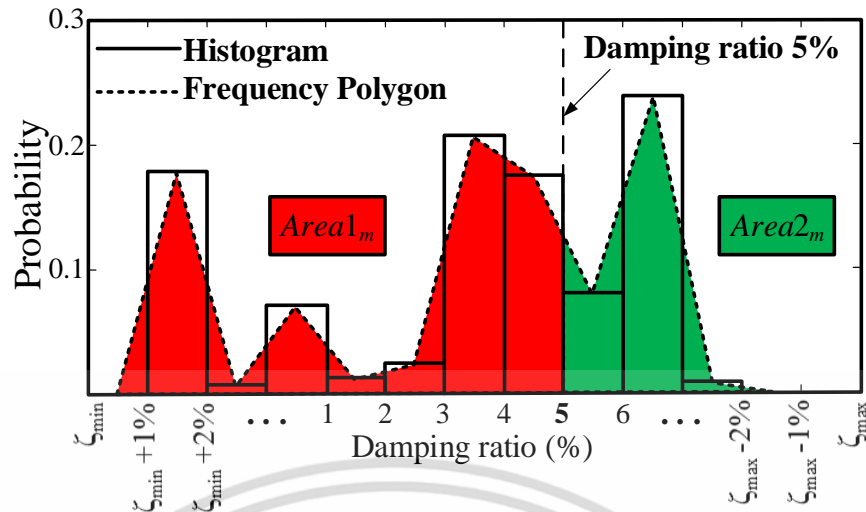
จากการคำนวณสมการที่ (3.4) นำค่าอัตราส่วนการหน่วงที่ได้รับของเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณาในแต่ละโหมดการแกว่ง มาพล็อตกราฟความน่าจะเป็นในการเกิดค่าเปอร์เซ็นต์อัตราส่วนการหน่วงในแต่ละช่วงที่พิจารณา ($\Pr[\zeta_m, \zeta_m + 1\%]$) ขอบเขตพิจารณาเริ่มตั้งแต่อัตราส่วนการหน่วงที่น้อยที่สุดของระบบ (ζ_{\min}) และทำการเพิ่มช่วงที่พิจารณาขึ้นทีละ 1 เปอร์เซ็นต์ จนถึงค่าอัตราส่วนการหน่วงที่มากที่สุดของระบบ (ζ_{\max}) ซึ่งสมการความน่าจะเป็นดังกล่าวแสดงได้ดังต่อไปนี้

$$\Pr[\zeta_m, \zeta_m + 1\%] = \frac{N[\zeta_m, \zeta_m + 1\%]}{N_A} \quad (3.5)$$

$$[\zeta_m, \zeta_m + 1\%] = \{[\zeta_{\min}, \zeta_{\min} + 1\%), [\zeta_{\min} + 1\%, \zeta_{\min} + 2\%), \dots, [\zeta_{\max} - 1\%, \zeta_{\max}]\}$$

โดยที่ $N[\zeta_m, \zeta_m + 1\%]$	คือ จำนวนเหตุการณ์ที่มีค่าอัตราส่วนการหน่วงอยู่ในช่วงที่พิจารณาใดๆ เกิดขึ้นทั้งหมด ณ โหมดการแกว่งที่ m
N_A	คือ จำนวนเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา

นำค่าที่ได้จากสมการที่ (3.5) ของแต่ละโหมดการแกว่งมาพล็อตกราฟแท่ง (Histogram) ความน่าจะเป็นของเหตุการณ์การเกิดอัตราส่วนการหน่วงในแต่ละช่วง จากนั้นจึงทำการแปลงกราฟแท่งดังกล่าวให้เป็นกราฟหลายเหลี่ยมความถี่ (Frequency polygon) เพื่อง่ายต่อการพิจารณาและคำนวณพื้นที่ใต้กราฟ แสดงได้ดังรูปที่ 3.3



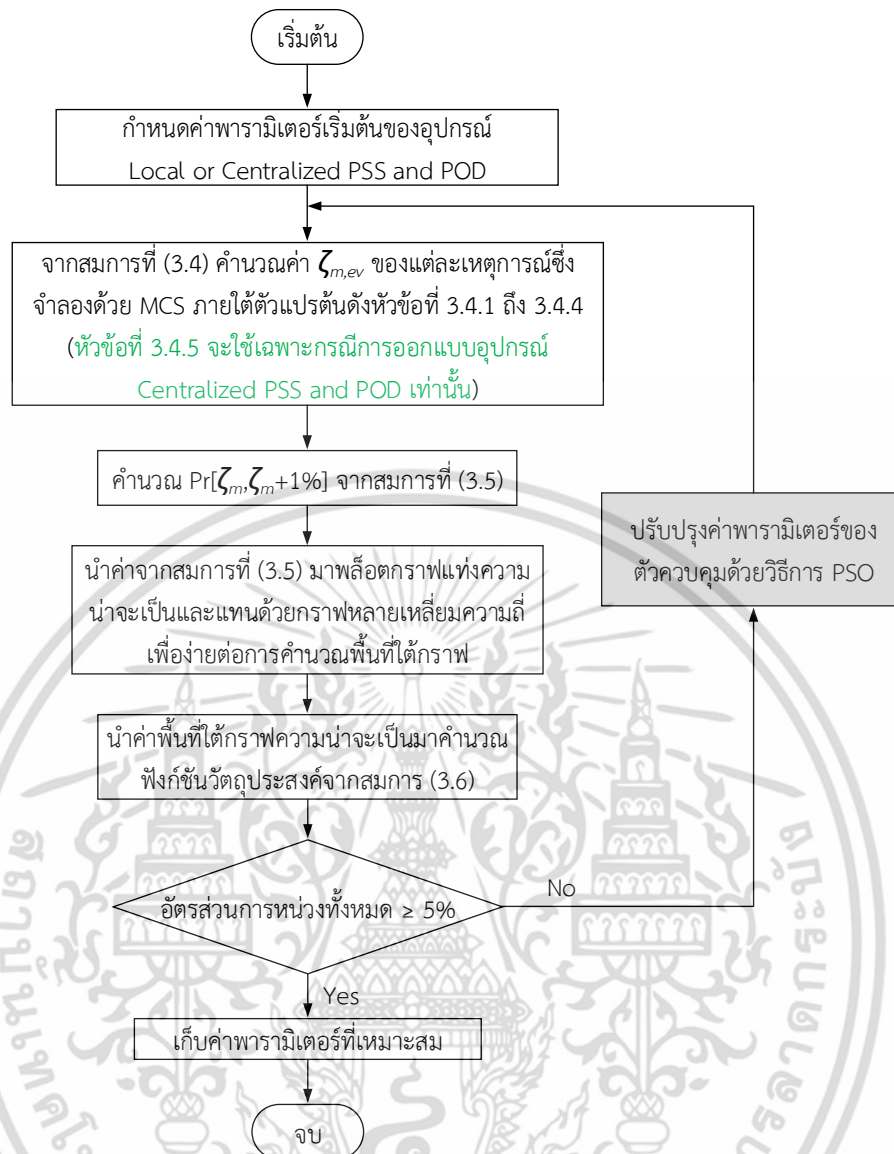
รูปที่ 3.3 แนวคิดในการออกแบบฟังก์ชันวัตถุประสงค์

จากรูปที่ 3.3 แสดงกราฟความน่าจะเป็นของเหตุการณ์การเกิดอัตราส่วนการหน่วงในแต่ละช่วงของโหมดการแกว่งใดๆ เพียงหนึ่งโหมด พบว่าพื้นที่ใต้กราฟจะถูกแบ่งออกด้วยค่าอัตราส่วนการหน่วง 5% เป็น 2 ส่วน ได้แก่ พื้นที่สีแดงหรือพื้นที่ใต้กราฟความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ที่เกิดค่าอัตราส่วนการหน่วงในระบบ ณ โหมดการแกว่งที่ m มีค่าน้อยกว่า 5% ตลอดเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา ($Area1_m$) และพื้นที่สีเขียวหรือพื้นที่ใต้กราฟความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ที่เกิดค่าอัตราส่วนการหน่วงในระบบ ณ โหมดการแกว่งที่ m มีค่ามากกว่า 5% ตลอดเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา ($Area2_m$) เนื่องจากค่าอัตราส่วนการหน่วงที่ยอมรับได้มีค่าเท่ากับ 5% เพราะฉะนั้นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ใช้สำหรับออกแบบพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ PSS และ POD เพื่อให้ตัวควบคุมสามารถแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสมตลอดเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา สามารถสร้างได้จากพื้นที่ทั้งสองส่วนข้างต้น แสดงดังสมการต่อไปนี้

$$\begin{aligned} & \text{Maximize } \sum_{m=1}^{OS} (Area2_m - Area1_m) & (3.6) \\ & \text{Subject to } 0.1 \leq K_C, K_L \leq 50.0 \\ & \quad 0.1 \leq T_{C1}, T_{C2}, T_{C3}, T_{C4} \leq 1.0 \\ & \quad 0.1 \leq T_{L1}, T_{L2}, T_{L3}, T_{L4} \leq 1.0 \end{aligned}$$

สำหรับการหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของตัวควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น จะแยกการคำนวณออกจากกันด้วยสมการที่ (3.6) เมื่อผลต่างระหว่าง $Area2_m$ และ $Area1_m$ มีค่ามากขึ้นจะแสดงถึงประสิทธิภาพที่สูงขึ้นในการทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังของตัวควบคุม โดยสรุปขั้นตอนการออกแบบพารามิเตอร์ที่นำเสนอได้ดังรูปที่ 3.4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.4 ขั้นตอนการออกแบบพารามิเตอร์ของตัวควบคุม PSS และ POD ด้วยวิธีที่นำเสนอ

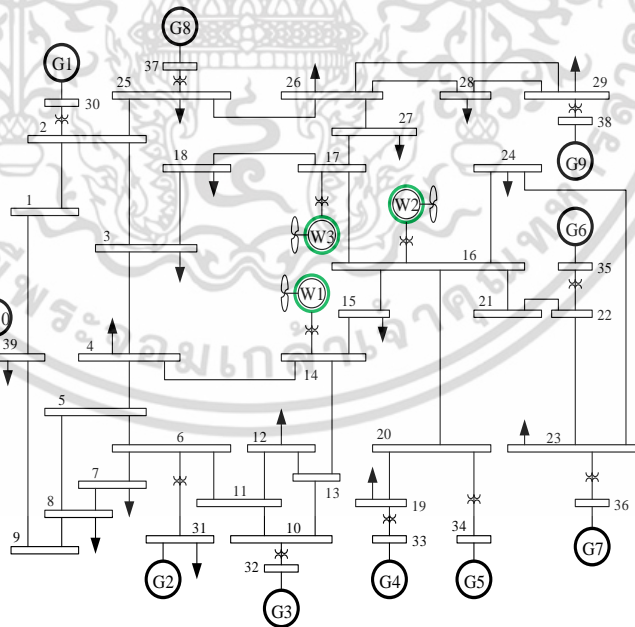
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

การแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าด้วยตัวควบคุมจาก ศูนย์กลางและท้องถิ่น

ในบทนี้จะแสดงถึงประสิทธิภาพของการประสานการควบคุมระหว่างตัวควบคุม PSS และ POD เพื่อแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าจากการวิเคราะห์ค่าคุณลักษณะ (eigenvalue analysis) ว่ามีความสำคัญอย่างไรต่อระบบไฟฟ้ากำลังในกรณีที่มีการเชื่อมต่อของกังหันลมชนิด DFIG เข้ามาในระบบทดสอบ อีกทั้งยังชี้ให้เห็นถึงผลจำลองการรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังที่ดีกว่าของการควบคุมจากศูนย์กลางและความสำคัญของการควบคุมจากท้องถิ่น และส่วนสุดท้ายจะแสดงให้เห็นถึงเหตุผลประกอบการติดตั้งตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอ โดยตัวควบคุม PSS และ POD จะถูกออกแบบด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ตัวควบคุมที่นำเสนอสามารถให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงที่เหมาะสมได้อย่างครอบคลุมทุกเหตุการณ์ ในที่นี้วีธีมอนติคาร์โลจะนำมาใช้สำหรับจำลองเหตุการณ์ทั้งหมดที่มีโอกาสเกิดขึ้นภายใต้ระบบทดสอบ Modified IEEE-39 bus New England system ด้วยโปรแกรม MATLAB และ PSAT

4.1 ระบบที่ใช้ในการศึกษา



รูปที่ 4.1 ระบบทดสอบ Modified IEEE-39 bus New England system

จากรูปที่ 4.1 แสดงระบบไฟฟ้ากำลัง Modified IEEE-39 bus New England system [27] ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรนส์จำนวน 10 เครื่อง (G1-G10) โดย G10 ทำหน้าที่เป็นเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอ้างอิงซึ่งมีความเฉื่อยสูงที่สุดในระบบ ในที่นี้จะแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแต่ละตำแหน่งด้วยแบบจำลองอันดับสี่ที่ติดตั้งเครื่องปรับแรงดันอัตโนมัติและตัวควบคุมความเร็ว เพื่อช่วยในการรักษาแรงดันและความถี่ของระบบตามลำดับ และกำหนดให้มีการติดตั้งกังหันลมชนิด DFIG จำนวน 3 ตัว (W1, W2, W3) ซึ่งแทนด้วยแบบจำลองอันดับสี่ โดยมีพิกัดกำลังไฟฟ้าตัวละ 100 MW เข้ามา ณ ตำแหน่งบัสที่ 14 16 และ 17 เพื่อช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายโหลดของระบบ พารามิเตอร์ของ DFIG แสดงได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 พารามิเตอร์ของ DFIG [28]

พารามิเตอร์	ค่าที่กำหนด
ความยาวใบพัด	75 m
จำนวนซี่	4
จำนวนใบพัด	3
ความหนาแน่นของอากาศ	1.225 kg/m ³
โมเมนต์ความเฉื่อยของโรเตอร์	3 kWs/kVA
อัตราส่วนเกียร์ (Gearbox ratio)	1/89
ความต้านทานของสเตเตอร์ และโรเตอร์ (r_s และ r_r)	0.01, 0.01 p.u.
รีแอกแตนซ์ของแม่เหล็ก สเตเตอร์ และโรเตอร์ (x_m, x_s และ x_r)	3.0, 0.1, 0.08 p.u.
อัตราขยายของลูปควบคุมแรงดัน (K_v)	50
ค่าคงที่ของลูปควบคุมความเร็ว (T_e)	0.01
อัตราขยายของลูปควบคุมมุมของพิตช์ (K_p)	50
ค่าคงที่ทางเวลาของลูปควบคุมมุมของพิตช์ (T_p)	3.0

สำหรับการทดสอบระบบไฟฟ้ากำลังจะใช้หลักการวิเคราะห์ค่าคุณลักษณะ เพื่อดูผลของค่าอัตราส่วนการหมุนและเสถียรภาพชั่วคราว ดังนั้นระบบดังกล่าวจะถูกจำลองให้เป็นระบบเชิงเส้นด้วยวิธีการ Linearization ดังสมการต่อไปนี้

$$\Delta \dot{X} = A\Delta X + B\Delta U \quad (4.1)$$

$$\Delta Y = C\Delta X + D\Delta U \quad (4.2)$$

โดยที่ A, B, C และ D คือ เมทริกซ์ของระบบ อินพุต เอาต์พุต และแบบป้อนไปหน้า ตามลำดับ
 X และ \dot{X} คือ เวกเตอร์สถานะ (state matrix) และสมการเชิงอนุพันธ์ของ X
 U คือ อินพุตเวกเตอร์ของระบบ
 Y คือ เอาต์พุตเวกเตอร์ของระบบ
 Δ คือ ส่วนเบี่ยงเบน

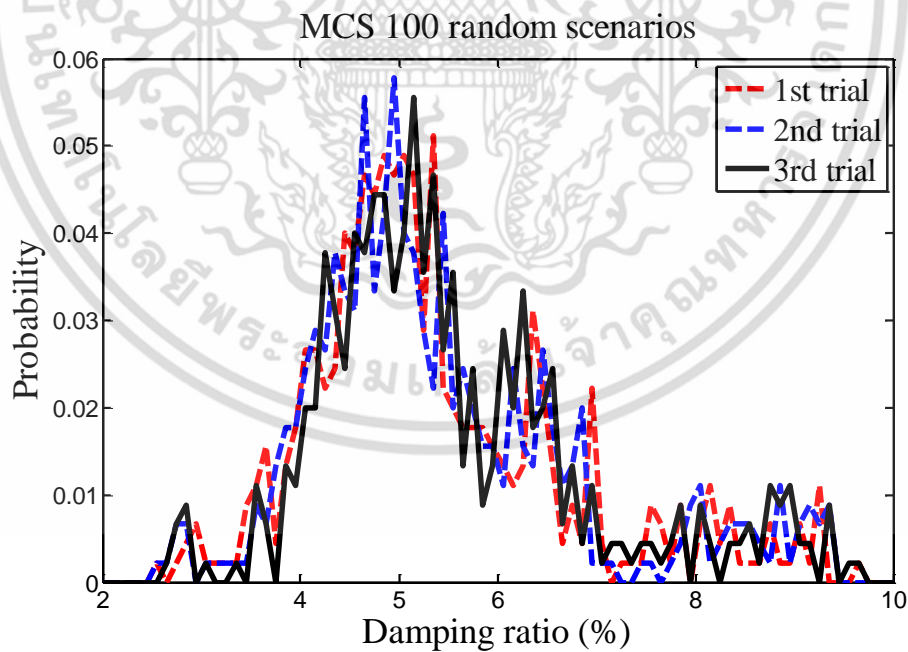
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับระบบทดสอบกำหนดให้

- 4.1.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวสามารถจ่ายกำลังผลิตได้สูงสุดและต่ำสุดประมาณ 20% จากจุดทำงานปกติ
- 4.1.2 ค่าความต้องการของผู้ใช้งานโหลดมีค่าเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง $\pm 20\%$ จากจุดทำงานปกติ
- 4.1.3 ความเร็วลมของ DFIG แต่ละตำแหน่ง มีค่าแปรปรวนอยู่ในช่วง 9 ถึง 16 m/s
- 4.1.4 เหตุการณ์สายส่งหลุดหรือชำรุดเกิดขึ้นในระบบ (N-1 contingency)

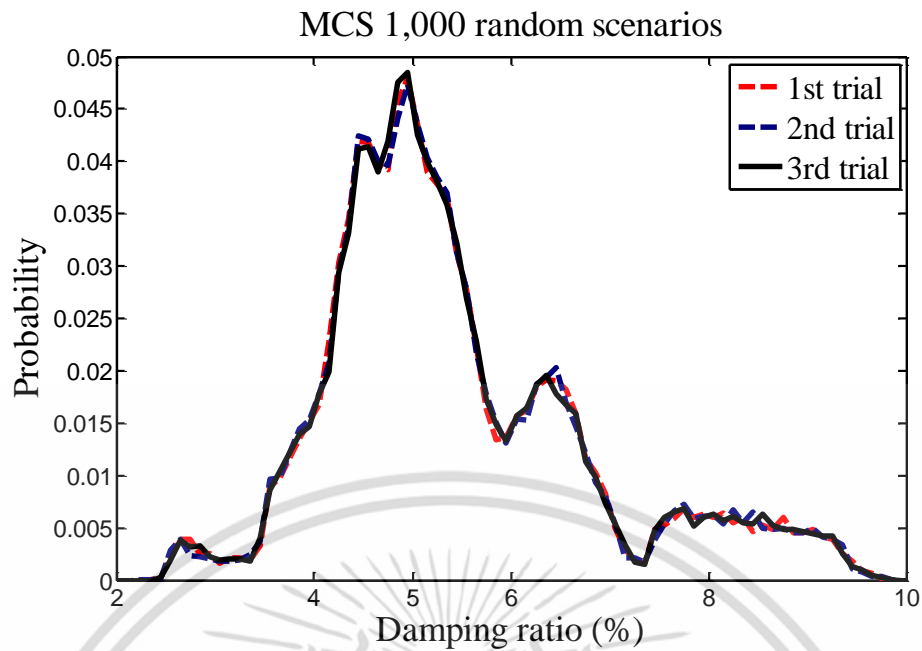
โดยตัวแปรต้นเหล่านี้จะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลัง ถ้าระบบไม่สามารถรักษาเสถียรภาพการแกว่งกำลังไฟฟ้าไว้ได้อาจก่อให้เกิดการดับของไฟฟ้าเป็นบริเวณกว้าง (black out) เพื่อวิเคราะห์ระบบภายใต้ตัวแปรต้นที่ส่งผลกระทบต่อจุดการทำงานของระบบ วิธีมอนติคาร์โลจะนำมาใช้สำหรับจำลองเหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ความไม่แน่นอนเหล่านี้

เพื่อดูแนวโน้มความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ในการเกิดค่าอัตราส่วนการหน่วงทุกโหมดการแกว่งของระบบทดสอบต่อเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา จึงทำการทดสอบทั้งสิ้น 3 กรณี โดยทำการปรับเปลี่ยนค่า N_A เป็น 100, 1,000 และ 2,000 เหตุการณ์ตามลำดับ และเริ่มต้นด้วยการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมดที่เกิดขึ้นในแต่ละกรณีด้วยวิธี MCS อย่างละ 3 รอบกระบวนการสุ่ม จากนั้นคำนวณหาค่าอัตราส่วนการหน่วงของเหตุการณ์ทั้งหมดที่ได้รับด้วยสมการ (3.4) แล้วนำค่าที่ได้ในแต่ละกรณีทั้ง 3 รอบกระบวนการสุ่มมาพล็อตกราฟความน่าจะเป็นด้วยสมการที่ (3.5) แสดงได้ดังรูปที่ 4.2(ก) ถึง 4.2(ค)

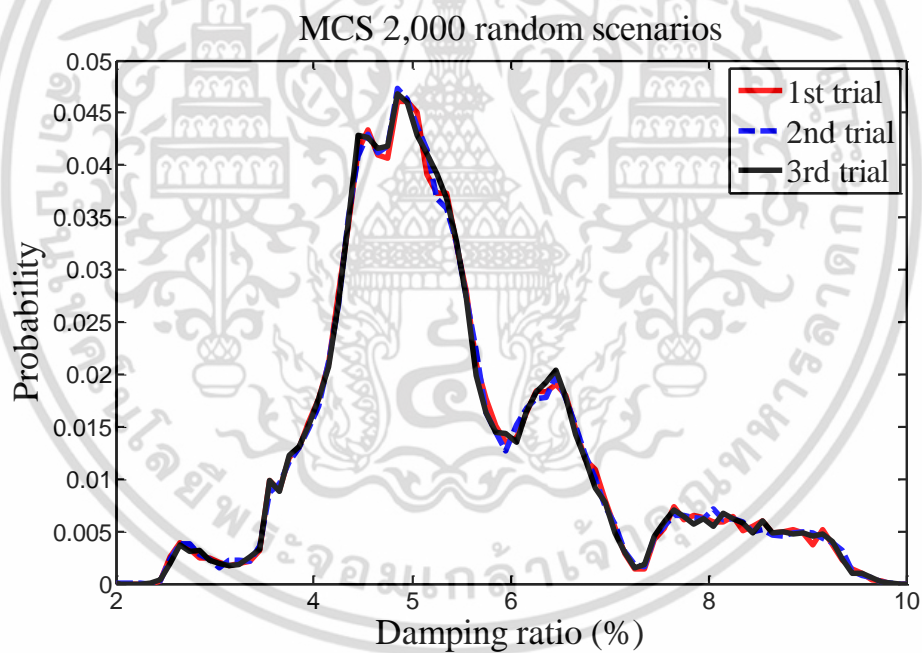


(ก) $N_A = 100$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ข) $N_A = 1,000$



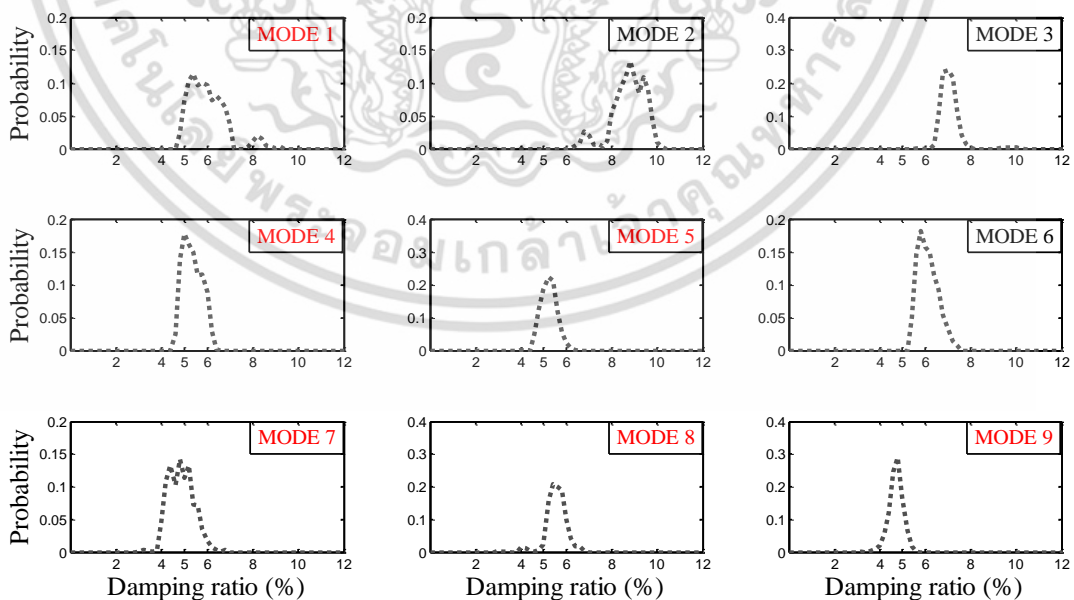
(ค) $N_A = 2,000$

รูปที่ 4.2 ความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงของระบบทดสอบในแต่ละรอบ
กระบวนการสุ่ม

รูปที่ 4.2(ก) ถึง 4.2(ค) แสดงกราฟความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงในแต่ละช่วงของระบบทดสอบสำหรับเหตุการณ์ใดๆ ทั้งหมด 100, 1,000 และ 2,000 เหตุการณ์ที่ถูกจำลองด้วยวิธีมอนติคาร์โลกรณีละ 3 รอบกระบวนการสุ่ม ตามลำดับ จากรูปที่ 4.2(ก) พบว่ากราฟความน่าจะเป็นที่ได้ในแต่ละรอบกระบวนการสุ่มมีความเหลื่อมล้ำกัน ซึ่งให้เห็นว่าการสุ่มเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เหตุการณ์ใดๆ เพียง 100 เหตุการณ์ด้วยวิธี MCS ยังไม่สามารถครอบคลุมเหตุการณ์ทั้งหมดที่อาจเกิดขึ้นในระบบทดสอบได้ ในทางกลับกันเส้นกราฟที่เกิดขึ้นเมื่อทำการจำลองเหตุการณ์ 1,000 และ 2,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกันด้วยวิธีมอนติคาร์โลในแต่ละรอบกระบวนการสุ่มมีแนวโน้มที่ใกล้เคียงกันทั้งสองกรณี แสดงให้เห็นว่าการจำลองเหตุการณ์ใดๆ 1,000 และ 2,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกันด้วยกระบวนการสุ่ม MCS ให้ค่าการคำนวณที่ครอบคลุมและแม่นยำ เพราะฉะนั้นสำหรับการทดสอบความสามารถในการแก้ปัญหาการแกว่งกำลังไฟฟ้าของตัวควบคุม จะดำเนินการภายใต้เหตุการณ์ที่แตกต่างกันเพียง 1,000 เหตุการณ์ เพื่อลดเวลาในการประมวลผลและหลีกเลี่ยงข้อมูลที่มีความซ้ำซากกันจากกระบวนการสุ่ม โดยการทดสอบดังกล่าวยังสามารถรับประกันประสิทธิภาพของตัวควบคุมภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายได้อย่างครอบคลุม

จากการศึกษาที่ผ่านมาพบว่าระบบ IEEE-39 bus New England system จะประกอบไปด้วยโหมดการแกว่งทั้งสิ้น 9 โหมด จากรูปที่ 4.2 เมื่อนำค่าอัตราส่วนการหน่วงของระบบทดสอบมาแยกพิจารณาทีละโหมดการแกว่งแสดงได้ดังรูปที่ 4.3 พบว่าระบบที่ไม่มีการติดตั้งตัวควบคุมให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงของระบบที่น้อยกว่าค่าที่ยอมรับได้หรือ 5% [2] ส่งผลให้ระบบทดสอบไม่สามารถรักษาเสถียรภาพของตนเองเมื่อเกิดสิ่งรบกวนขึ้นในระบบได้ ด้วยเหตุนี้การติดตั้งตัวควบคุมให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพด้านการรักษาเสถียรภาพโดยรวมของระบบจึงเป็นสิ่งจำเป็น ซึ่งโหมดการแกว่งที่มีค่าอัตราส่วนการหน่วงที่น้อยกว่า 5% หรือนิยามว่าโหมดการแกว่งเป้าหมาย (target oscillation mode) ได้แก่โหมดการแกว่งที่ 1 4 5 7 8 และ 9 ตามลำดับ เพื่อปรับปรุงค่าดังกล่าวอย่างมีประสิทธิภาพ วิธี Geometric measure of controllability and observability จะนำมาใช้คำนวณหาตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งตัวควบคุมเพื่อทำเสถียรภาพต่อโหมดการแกว่งเป้าหมายได้จากสมการที่ (3.2)



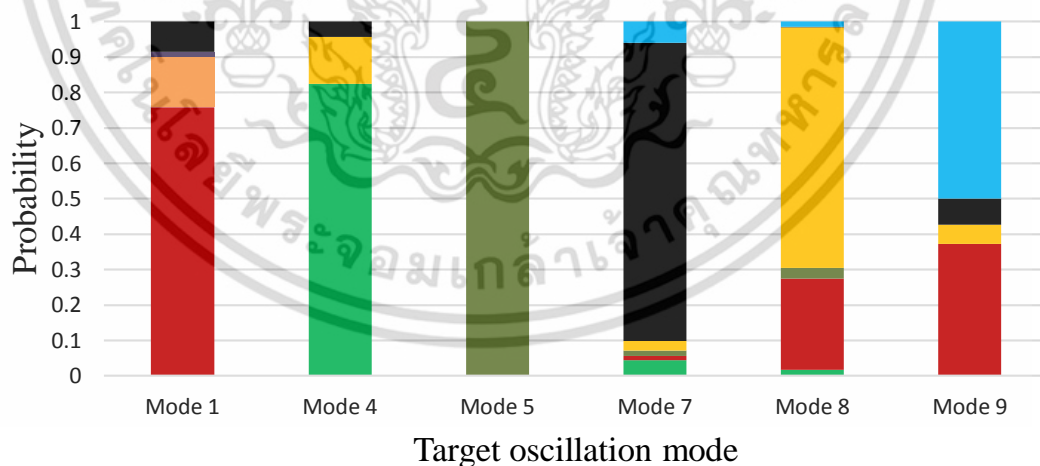
รูปที่ 4.3 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.2 ค่าความสามารถในการควบคุม ($g_{con}(m)$) ต่อโหมดการแกว่งเป้าหมาย

Geometric measure of controllability $g_{con}(m)$						
โหมดการแกว่งที่ m เครื่อง กำเนิดไฟฟ้า	1	4	5	7	8	9
G1	0.0015	0.0035	0.0023	0.0036	0.0033	0.0037
G2	0.0022	0.0056	0.0357	0.0518	0.0132	0.0122
G3	0.0116	0.1061	0.0095	0.0494	0.0366	0.0487
G4	0.0476	0.0128	0.0074	0.0406	0.0740	0.0635
G5	0.0006	0.0009	0.0011	0.0103	0.0157	0.0044
G6	0.0057	0.0223	0.0224	0.0082	0.0080	0.0167
G7	0.0041	0.0094	0.0090	0.0033	0.0034	0.0089
G8	0.0251	0.0198	0.0044	0.0015	0.0055	0.0037
G9	0.0028	0.0311	0.2323	0.0651	0.0383	0.0294
G10	0.0461	0.0477	0.0184	0.0135	0.0402	0.0413
W1	0.0333	0.0803	0.0747	0.0527	0.1014	0.0579
W2	0.0392	0.0749	0.0276	0.1217	0.0380	0.0626
W3	0.0431	0.0677	0.0284	0.0551	0.0547	0.0657

The probability of the occurrence of maximum g_{con} in each target oscillation mode for all random 1,000 scenarios



รูปที่ 4.4 กราฟความน่าจะเป็นของโอกาสในการติดตั้งตัวควบคุมเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมต่อโหมดการแกว่งเป้าหมายใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.2 เป็นการหาค่า g_{con} ณ จุดการทำงานปกติของระบบ พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งตัวควบคุม ได้แก่ G4 G3 G9 W2 W1 และ W3 ตามลำดับ โดยอุปกรณ์ PSS จะถูกติดตั้งเข้ากับ AVR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัส ในขณะที่อุปกรณ์ POD จะถูกติดตั้งเข้ากับตัวควบคุมแรงดันของกังหันลมชนิด DFIG เพื่อใช้สำหรับทำเสถียรภาพแก่ระบบทดสอบ อย่างไรก็ตามเมื่อจุดการทำงานของระบบทดสอบเปลี่ยนไปย่อมส่งผลให้ค่า g_{con} เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละเหตุการณ์ จากรูปที่ 4.4 แสดงค่าความน่าจะเป็นในการเกิดค่า g_{con} ที่มากที่สุดในแต่ละโหมดการแกว่งเป้าหมายตลอด 1,000 เหตุการณ์ พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมและให้ค่าความน่าจะเป็นในการติดตั้งตัวควบคุมที่มากที่สุดของแต่ละโหมดการแกว่งยังคงเป็นตำแหน่งเดียวกันกับตารางที่ 4.2 เพราะฉะนั้นเพื่อง่ายต่อการออกแบบพารามิเตอร์ของตัวควบคุมและลดต้นทุนในการติดตั้งอุปกรณ์ PSS และ POD จึงทำการติดตั้งตัวควบคุมที่ตำแหน่งดังกล่าวเพียง 6 ตำแหน่งข้างต้น

4.2 ประสิทธิภาพการประสานการควบคุมระหว่างอุปกรณ์ PSS และ POD จากท้องถิ่น

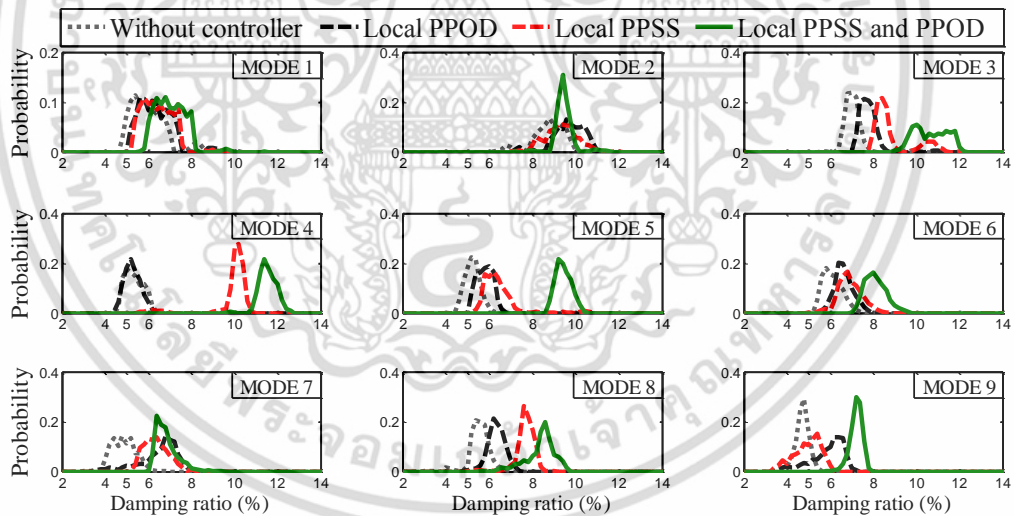
จากหัวข้อที่ 4.1 ซึ่งชี้ให้เห็นถึงตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับติดตั้งตัวควบคุม และเพื่อแสดงถึงความสำคัญของการประสานการควบคุมระหว่างตัวควบคุม PSS และ POD ในหัวข้อนี้จึงเป็นการเปรียบเทียบผลจำลองระหว่างระบบทดสอบทั้งหมด 4 ระบบ ดังนี้

- 4.2.1 ระบบที่ไม่มีการติดตั้งตัวควบคุม (Without controller)
- 4.2.2 ระบบที่ติดตั้งเพียง PSS ซึ่งมีลักษณะการควบคุมจากท้องถิ่นและออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอ (Local PPSS)
- 4.2.3 ระบบที่ติดตั้งเพียง POD ซึ่งมีลักษณะการควบคุมจากท้องถิ่นและออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอ (Local PPOD)
- 4.2.4 ระบบที่มีการประสานการควบคุมระหว่างตัวควบคุม PSS และ POD ซึ่งมีลักษณะการควบคุมจากท้องถิ่นและออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอ (Local PPSS and PPOD)

จากสมการที่ (3.6) แสดงฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่นำเสนอสำหรับการออกแบบพารามิเตอร์อุปกรณ์ PSS และ POD เพื่อให้ตัวควบคุมสามารถให้ค่าความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ที่เกิดค่าอัตราส่วนการหน่วงมากกว่า 5% ได้มากที่สุด สำหรับการทดสอบประสิทธิภาพตัวควบคุมทั้ง 4 กรณี จะพิจารณาทั้งค่าอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วคราวของระบบเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น ณ ตำแหน่งใดๆ ตารางที่ 4.3 แสดงค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมสำหรับตัวควบคุมที่ติดตั้งในระบบทดสอบ

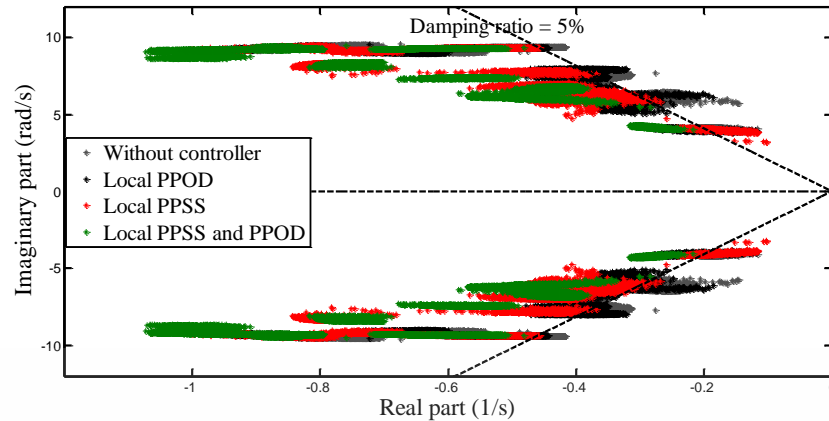
ตารางที่ 4.3 ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมสำหรับตัวควบคุม

Parameters of Local PPSS					
	K_{STAB}	T_1	T_2	T_3	T_4
PPSS of G2	6.60	0.39	0.04	0.27	0.03
PPSS of G8	7.86	0.10	0.02	0.42	0.01
PPSS of G9	9.44	0.20	0.03	0.93	0.02
Parameters of Local PPOD					
	K_{STAB}	T_1	T_2	T_3	T_4
PPOD of W1	31.85	0.26	0.05	0.88	0.06
PPOD of W2	3.04	0.72	0.03	0.36	0.07
PPOD of W3	1.37	0.33	0.06	0.96	0.09
Parameters of Local PPSS and PPOD					
	K_{STAB}	T_1	T_2	T_3	T_4
PPSS of G2	36.40	0.31	0.09	0.57	0.04
PPSS of G8	44.21	0.26	0.09	0.97	0.01
PPSS of G9	15.10	0.65	0.02	0.56	0.03
PPOD of W1	8.87	0.20	0.04	0.26	0.04
PPOD of W2	3.38	0.26	0.04	0.11	0.02
PPOD of W3	4.10	0.26	0.01	0.36	0.03



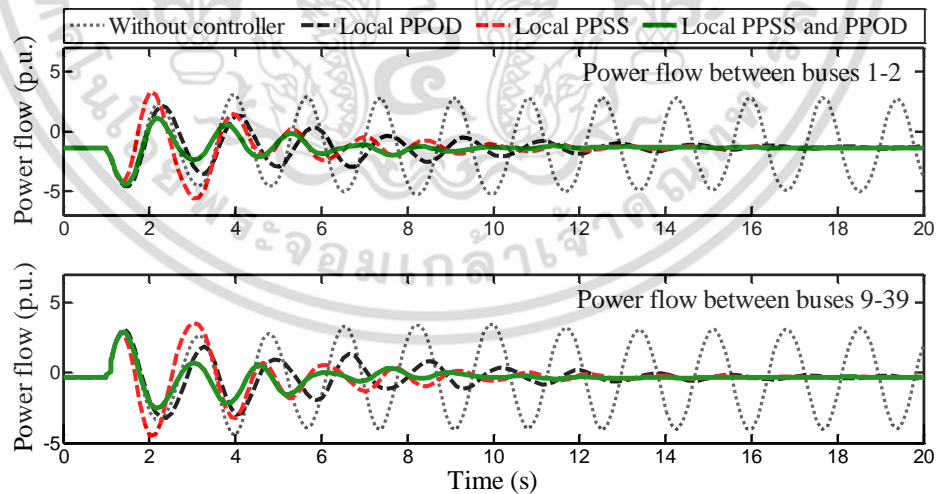
รูปที่ 4.5 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



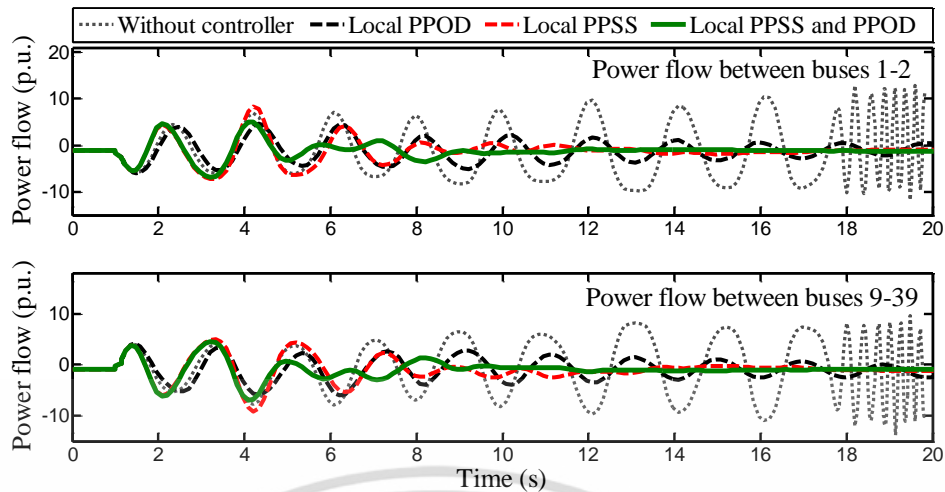
รูปที่ 4.6 ค่าคุณลักษณะเฉพาะตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน

จากรูปที่ 4.5 พบว่าระบบที่ทำการติดตั้งเพียงอุปกรณ์ Local PPSS หรือ Local PPOD ให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงที่สูงกว่าระบบ Without controller ในทุกโหมดการแกว่งตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่พิจารณา แต่ยังคงให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงในบางเหตุการณ์ที่ต่ำกว่าค่าที่ยอมรับได้หรือน้อยกว่า 5% สำหรับบางโหมดการแกว่ง ในทางกลับกันระบบที่มีการประสานการควบคุมหรือ Local PPSS and PPOD ให้ผลลัพธ์ที่มากกว่า 5% ได้ในทุกโหมดการแกว่งตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่พิจารณา อีกทั้งยังให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงที่ดีที่สุด รูปที่ 4.6 แสดงค่าคุณลักษณะเฉพาะสำหรับ 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน พบว่าการกระจายตัวของค่าดังกล่าวในแต่ละกรณีของระบบทดสอบสอดคล้องกับผลความน่าจะเป็นที่เกิดขึ้นในรูปที่ 4.5



(ก) กรณีศึกษาที่ 1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ข) กรณีศึกษาที่ 2

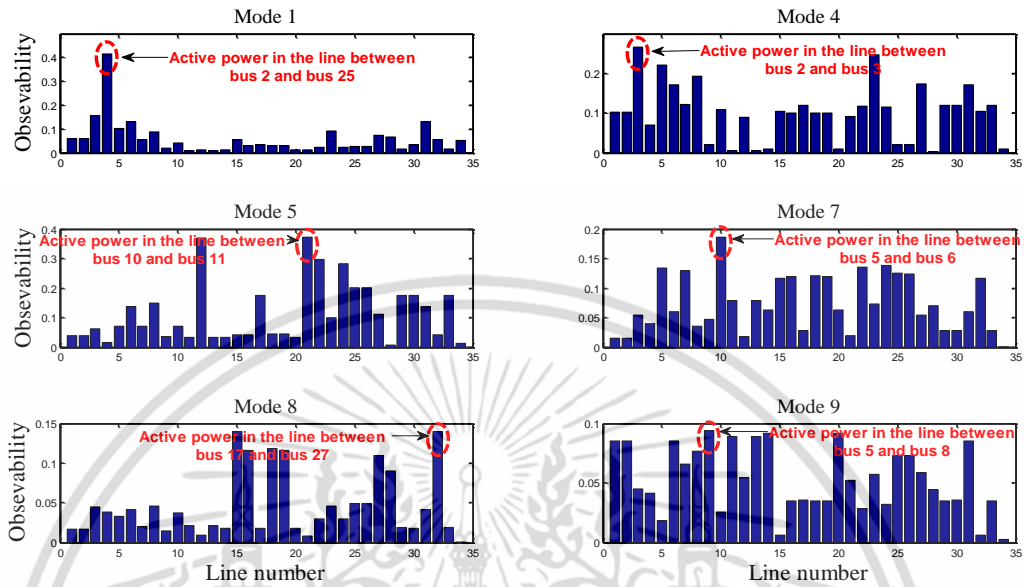
รูปที่ 4.7 ผลจำลองทางเวลา

รูปที่ 4.7(ก) และ 4.7(ข) แสดงกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งระหว่างบัสที่ 1-2 และ 9-39 ของกรณีศึกษาที่ 1 และ 2 ตามลำดับ กรณีศึกษาที่ 1 กำหนดให้เกิดความผิดพลาดสามเฟสชั่วคราวขึ้นที่บัส 10 ณ เวลา 1 วินาที และความผิดพลาดดังกล่าวหายไปเป็นเวลา 1.10 วินาที ภายใต้จุดการทำงานปกติ พบว่าระบบ Without controller ไม่สามารถจัดการแอมพลิจูดของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบได้ ในทางกลับกันระบบที่ทำการติดตั้งเพียงอุปกรณ์ Local PPSS หรือ Local PPOD สามารถจัดการแอมพลิจูดของกำลังไฟฟ้าได้ภายในเวลาที่กำหนด โดยระบบ Local PSS and POD ให้ผลจำลองที่ดีที่สุด ในทำนองเดียวกันกับกรณีศึกษาที่ 2 กำหนดให้เกิดความผิดพลาดสามเฟสชั่วคราวขึ้นที่บัส 11 ณ เวลา 1 วินาที เมื่อสมมติให้สายส่งระหว่างบัสที่ 23 และ 24 หลุดออกจากระบบ และความผิดพลาดดังกล่าวหายไปเป็นเวลา 1.15 วินาที ภายใต้จุดการทำงานปกติ พบว่าระบบ Without controller ไม่สามารถรักษาเสถียรภาพของระบบไว้ได้ ในทางตรงกันข้ามระบบที่ทำการติดตั้งเพียงตัวควบคุม Local PPSS หรือ Local PPOD สามารถลดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบลงได้ โดยระบบที่มีการประสานการควบคุมให้ผลจำลองทางเวลาได้ดีที่สุด จากผลจำลองชี้ให้เห็นว่าการประสานการควบคุมระหว่าง PSS และ POD ให้ผลลัพธ์ในการทำเสถียรภาพต่อระบบทดสอบได้ดีกว่าระบบที่ทำการติดตั้งเพียง PSS หรือ POD อย่างใดอย่างหนึ่ง

4.3 ความสำคัญของตัวควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น

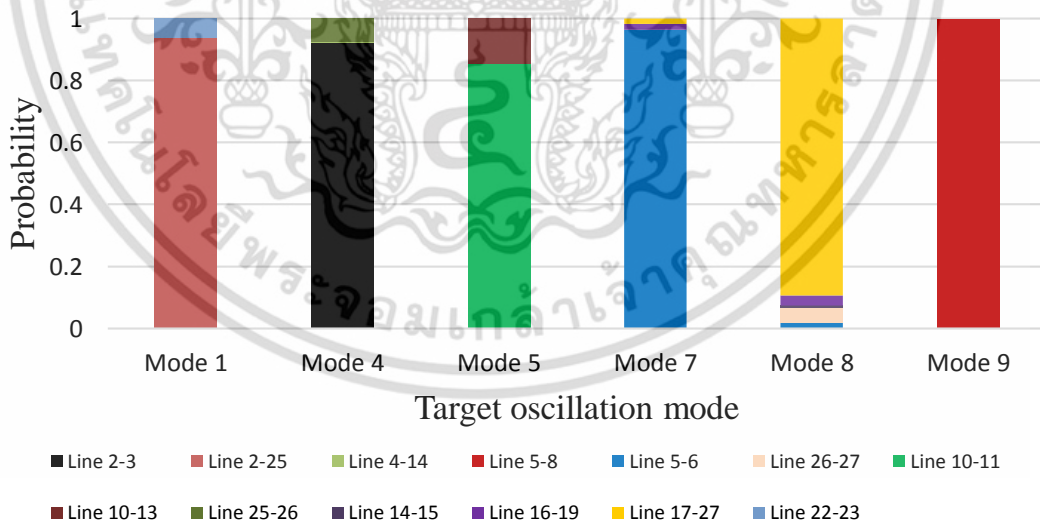
เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังอย่างมีประสิทธิภาพ การคำนวณหาสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมให้แก่ตัวควบคุมจึงเป็นสิ่งจำเป็นสำหรับการออกแบบตัวควบคุมจากศูนย์กลาง ในที่นี้จะนำวิธี Geometric measure of controllability and observability มาประยุกต์ใช้ โดยค่าความสามารถในการมองเห็นที่สูงจะบ่งชี้ถึงสัญญาณที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการทำเสถียรภาพต่อ

โหมดการแกว่งเป้าหมายที่พิจารณา ซึ่งคำนวณได้จากสมการที่ (3.3) และผลลัพธ์ของสมการดังกล่าว แสดงได้ดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 ค่าความสามารถในการมองเห็นต่อโหมดการแกว่งเป้าหมาย (g_{ob})

The probability of the occurrence of maximum g_{ob} in each target oscillation mode for all random 1,000 scenarios



รูปที่ 4.9 กราฟความน่าจะเป็นในการเลือกสัญญาณอินพุตของตัวควบคุมจากศูนย์กลางที่เหมาะสม ต่อโหมดการแกว่งเป้าหมายใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน

จากรูปที่ 4.8 แสดงค่าสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมที่สุดในการทำเสถียรภาพต่อโหมดการแกว่งเป้าหมายใดๆ ณ จุดการทำงานปกติ และรูปที่ 4.9 แสดงค่าความน่าจะเป็นในการเกิดค่า g_{ob} ที่มาก เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ที่สุดในแต่ละโหมดการแกว่งตลอด 1,000 เหตุการณ์ พบว่าสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมสำหรับตัวควบคุมจากศูนย์กลางในทั้ง 2 ผลลัพธ์การจำลอง บ่งชี้ไปที่สัญญาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง ณ ตำแหน่งเดียวกัน

จากค่า g_{con} และ g_{ob} ที่ได้จากตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.8 ตามลำดับ สามารถสรุปตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสัญญาณทำเสถียรภาพที่เหมาะสมต่อโหมดการแกว่งเป้าหมายของตัวควบคุม PSS และ POD จากศูนย์กลางหรือ Centralized PSS and POD ได้ดังตารางที่ 4.4 เมื่อ $P_{init-final}$ แทนกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งระหว่างบัสที่ $init$ และ $final$

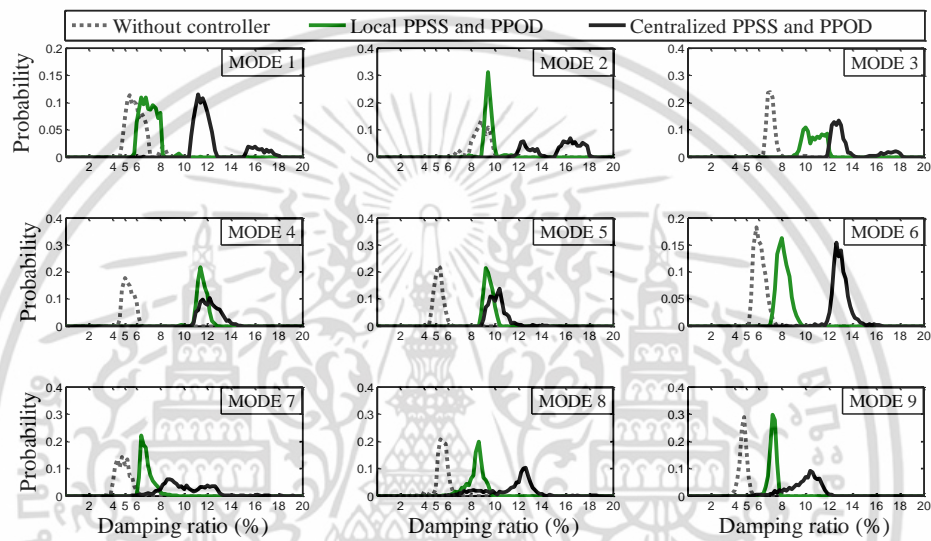
ตารางที่ 4.4 ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสัญญาณทำเสถียรภาพที่เหมาะสมต่อโหมดการแกว่งเป้าหมายสำหรับอุปกรณ์ Centralized PSS and POD

ตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสม	โหมดการแกว่งเป้าหมาย	สัญญาณอินพุตที่เหมาะสม
G3	4 th	P_{2-3}
G4	1 st	P_{2-25}
G9	5 th	P_{10-11}
W1	8 th	P_{17-27}
W2	7 th	P_{5-6}
W3	9 th	P_{5-8}

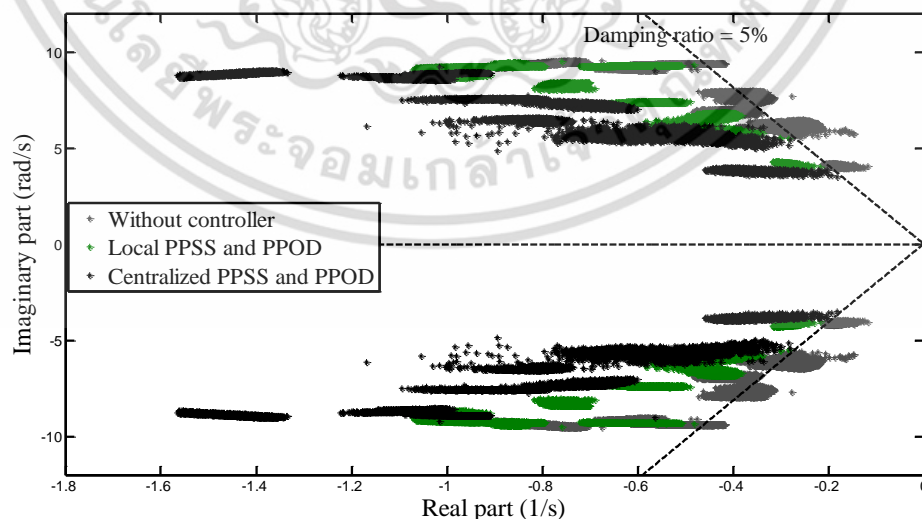
เนื่องจากการรับและส่งสัญญาณเสถียรภาพของ Centralized PSS and POD มีระยะทางที่ไกลกว่าการรับและส่งสัญญาณในพื้นที่ของการควบคุมแบบท้องถิ่น ดังนั้นการออกแบบพารามิเตอร์ของตัวควบคุมจากส่วนกลางนอกจากตัวแปรต้นในหัวข้อ 4.1.1 ถึง 4.1.4 แล้วยังจำเป็นต้องพิจารณาผลประวิงเวลารวมด้วย โดยกำหนดให้ค่าประวิงเวลารวมมีค่าแปรปรวนอยู่ในช่วง 100 ถึง 500 มิลลิวินาที จากสมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ (3.6) จะสามารถคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของตัวควบคุมจากศูนย์กลางซึ่งออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอหรือนิยามว่า Centralized PPSS and PPOD แสดงได้ดังตารางที่ 4.5 ในที่นี้จะนำค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของระบบ Local PPSS and PPOD จากตารางที่ 4.3 มาใช้สำหรับเปรียบเทียบประสิทธิภาพของตัวควบคุมระหว่างระบบที่มีลักษณะการควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น

ตารางที่ 4.5 ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมสำหรับอุปกรณ์ Centralized PPSS and PPOD

Parameters of Centralized PPSS and PPOD					
	K_{STAB}	T_1	T_2	T_3	T_4
PPSS of G2	26.96	0.87	0.09	0.97	0.08
PPSS of G8	17.43	0.82	0.09	0.44	0.02
PPSS of G9	25.64	0.82	0.06	0.11	0.03
PPOD of W1	6.95	0.12	0.02	0.42	0.05
PPOD of W2	3.90	0.20	0.04	0.21	0.01
PPOD of W3	4.37	0.33	0.02	0.13	0.07



รูปที่ 4.10 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน



รูปที่ 4.11 ค่าคุณลักษณะเฉพาะตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน

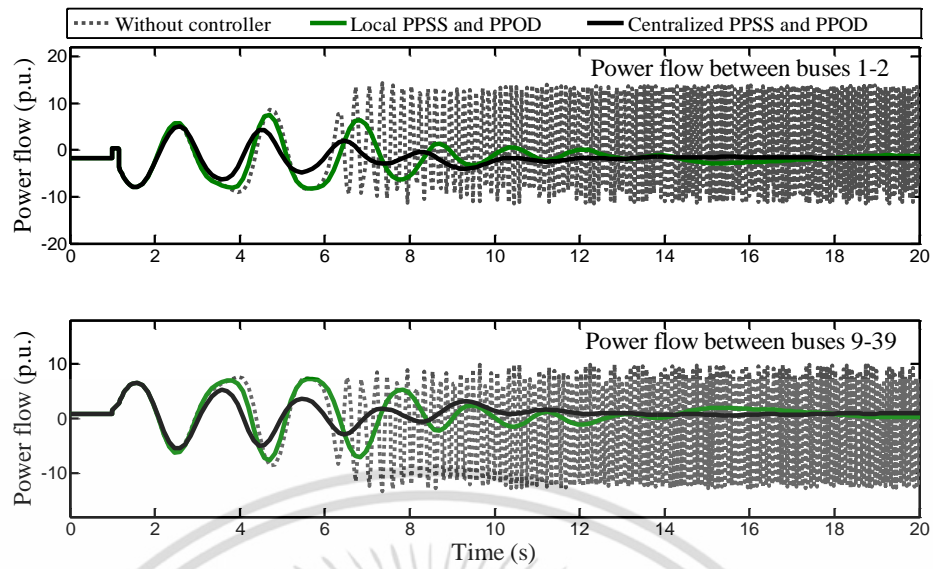
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.10 แสดงกราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงของระบบทดสอบพบว่าในกรณี Without controller ค่าอัตราส่วนการหน่วง ณ โหมดการแกว่งเป้าหมายมีค่าที่ต่ำกว่า 5% สำหรับเหตุการณ์ต่างๆ 1,000 เหตุการณ์ที่พิจารณา ในทางตรงกันข้ามระบบที่ติดตั้ง Local PPSS and PPOD และ Centralized PPSS and PPOD ให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงที่มากกว่า 5% ในทุกโหมดการแกว่งตลอด 1,000 เหตุการณ์ โดยระบบ Centralized PPSS and PPOD ให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุด รูปที่ 4.11 พบว่าการกระจายตัวของค่าคุณลักษณะเฉพาะในแต่ละกรณีสอดคล้องกับผลความน่าจะเป็นที่เกิดขึ้นในรูปที่ 4.10 สำหรับเสถียรภาพชั่วคราวระหว่างระบบที่มีการควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น จะทดสอบภายใต้กรณีศึกษาทั้งสิ้น 3 กรณี รายละเอียดดังตารางที่ 4.6

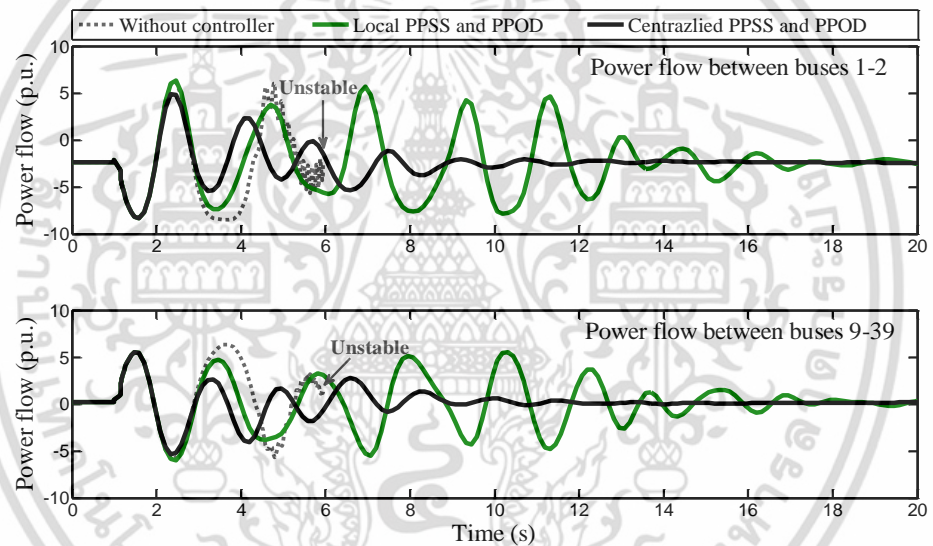
ตารางที่ 4.6 กรณีศึกษา

กรณี	สิ่งรบกวนจากภายนอก	% เปลี่ยนแปลงกำลังขาออกของ G. ทั้งหมด	% เปลี่ยนแปลงของผู้ใช้งานโหลดทั้งหมด	ความเร็วลมของ W1, W2 และ W3 ตามลำดับ	N-1	T_D (ms)
1	ความผิดพลาดสามเฟสชั่วคราวเกิดขึ้นที่บัส 2 ที่เวลา $t=1s$ เป็นเวลา 150 ms และหายไปเองจากระบบ	ไม่เปลี่ยนแปลง	เพิ่มขึ้น 3.5%	14.3 m/s 10.6 m/s 11.5 m/s	สายส่งระหว่างบัส 21-22	300
2	ความผิดพลาดสามเฟสเกิดขึ้นที่สายส่งระหว่างบัส 4 และ 5 ที่เวลา $t=1s$ และทำการปลดสายส่งเส้นดังกล่าวเพื่อกำจัดความผิดพลาด ที่เวลา $t=1.15s$	เพิ่มขึ้น 7.0%	เพิ่มขึ้น 4.0%	13.0 m/s 13.8 m/s 12.6 m/s	สายส่งระหว่างบัส 21-16	400
3	ความผิดพลาดสามเฟสชั่วคราวเกิดขึ้นที่บัส 24 ที่เวลา $t=1s$ เป็นเวลา 150 ms และหายไปเองจากระบบ	ลดลง 7.5%	เพิ่มขึ้น 4.0%	10.5 m/s 9.5 m/s 13.5 m/s	สายส่งระหว่างบัส 3-18	400
4	ความผิดพลาดสามเฟสชั่วคราวเกิดขึ้นที่บัส 18 ที่เวลา $t=1s$ เป็นเวลา 150 ms และหายไปเองจากระบบ (Communication failure)	ลดลง 2.5%	เพิ่มขึ้น 0.5%	13.5 m/s 12.7 m/s 12.6 m/s	สายส่งระหว่างบัส 2-25	-
5	ความผิดพลาดสามเฟสชั่วคราวเกิดขึ้นที่บัส 20 ที่เวลา $t=1s$ เป็นเวลา 150 ms และหายไปเองจากระบบ (Communication failure)	ลดลง 2.5%	ลดลง 4.0%	13.0 m/s 13.9 m/s 13.2 m/s	สายส่งระหว่างบัส 10-11	-

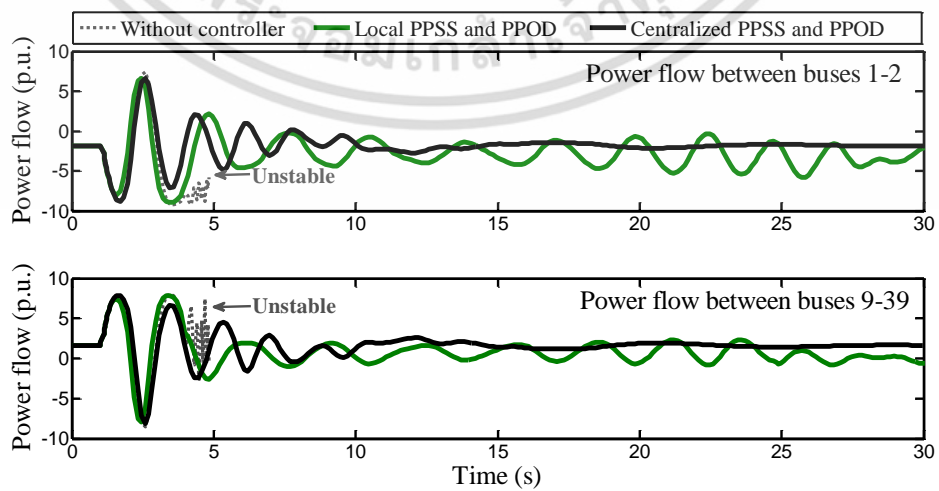
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) กรณีศึกษาที่ 1

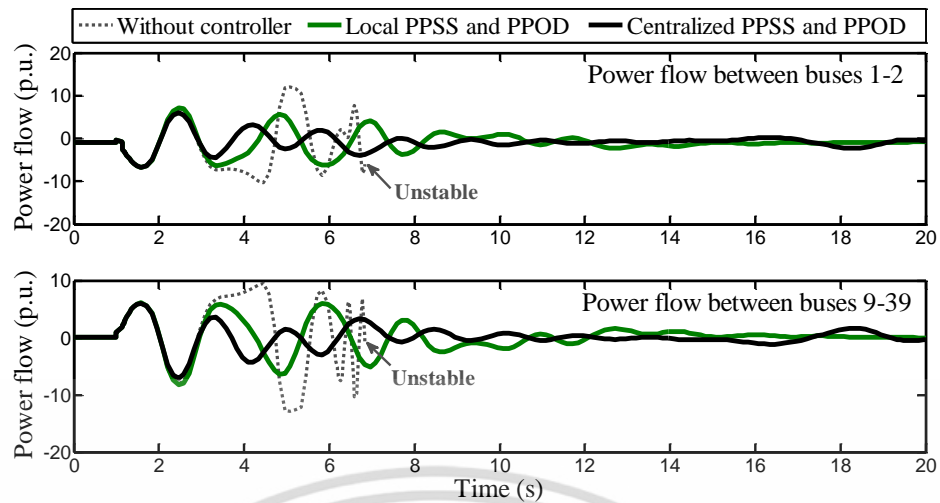


(ข) กรณีศึกษาที่ 2

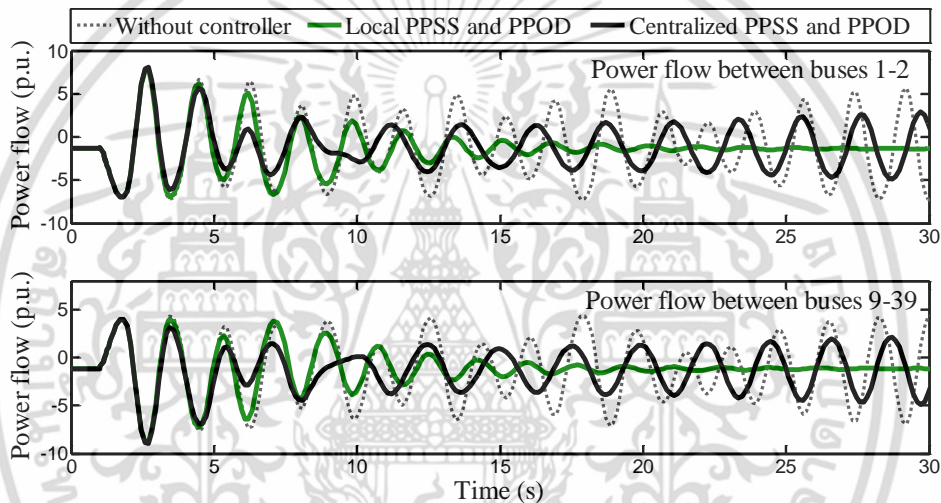


(ค) กรณีศึกษาที่ 3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ง) กรณีศึกษาที่ 4



(จ) กรณีศึกษาที่ 5

รูปที่ 4.12 ผลจำลองทางเวลา

รูปที่ 4.12(ก) ถึง 4.12(จ) แสดงกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งระหว่างบัสที่ 1-2 และ 9-39 ของกรณีศึกษาที่ 1 2 3 4 และ 5 ตามลำดับ พบว่ากรณีศึกษาที่ 1 และ 2 เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง ระบบ Without controller ไม่สามารถลดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นและมีการสั่นที่เพิ่มขึ้นตามเวลานำไปสู่การสูญเสียเสถียรภาพของระบบ ในทางตรงกันข้ามระบบที่ติดตั้ง Local PPSS and PPOD และ Centralized PPSS and PPOD ยังคงให้ผลจำลองทางเวลาเป็นที่น่าพอใจในเวลาที่กำหนด และยังชี้ให้เห็นว่าการควบคุมจากศูนย์กลางให้ผลลัพธ์ที่เหนือกว่าการควบคุมจากท้องถิ่น และในกรณีศึกษาที่ 3 ชี้ให้เห็นว่าระบบที่มีการติดตั้งตัวควบคุมจากท้องถิ่นแม้จะถูกออกแบบภายใต้การหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสม แต่ก็ยังไม่สามารถแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในบางเหตุการณ์ได้ ในทางกลับกันระบบที่ติดตั้ง Centralized PPSS and PPOD ยังคงแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าเป็นที่น่าพอใจ จึงเป็นเหตุว่าทำไมไม่ต้องติดตั้งตัวควบคุมจาก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ศูนย์กลางเข้ามาช่วยแก้ปัญหาเสถียรภาพให้กับระบบทดสอบ อย่างไรก็ตามในกรณีศึกษาที่ 4 และ 5 เมื่อสายส่งระหว่างบัสที่ 2-25 และ 10-11 หลุดออกจากระบบซึ่งก่อให้เกิดความล้มเหลวในการสื่อสารขึ้น ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า G4 และ G9 ไม่สามารถรับสัญญาณเสถียรภาพได้ในกรณีควบคุมจากศูนย์กลาง ตามลำดับ จากรูปที่ 4.12(ง) และ 4.12(จ) พบว่าระบบที่ติดตั้งเพียงอุปกรณ์ Centralized PPSS and PPOD ไม่สามารถลดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นได้และอาจนำไปสู่การสูญเสียเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง ในทางตรงกันข้ามระบบที่ติดตั้งตัวควบคุมจากท้องถิ่น หรือ Local PPSS and PPOD ยังคงให้ผลลัพธ์เป็นที่น่าพอใจภายใต้เหตุการณ์เดียวกัน จากผลจำลองข้างต้นจึงเป็นที่มาของแนวคิดในการออกแบบตัวควบคุมแบบสองระดับหรือ Two-level control เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าวและเพิ่มเสถียรภาพโดยรวมให้แก่ระบบไฟฟ้ากำลัง

4.4 สรุปผลการทดสอบ

จากผลลัพธ์ที่กล่าวมาในบทที่ 4 ทั้งหมดสามารถสรุปเนื้อหาได้ดังต่อไปนี้

1. สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการเชื่อมต่อเข้ามาของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม ระบบที่มีการประสานการควบคุมระหว่างตัวควบคุม PSS และ POD ให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงและผลจำลองทางเวลาที่ดีกว่าการติดตั้งตัวควบคุมเพียงชนิดใดชนิดหนึ่ง
2. ระบบที่มีการติดตั้งตัวควบคุมจากศูนย์กลางให้ผลลัพธ์ในการทำเสถียรภาพแก่ระบบไฟฟ้ากำลังที่ดีกว่าระบบที่ติดตั้งตัวควบคุมจากท้องถิ่น เนื่องจากสัญญาณอินพุตที่ใช้ในการทำเสถียรภาพกรณีการควบคุมจากศูนย์กลางมีความสามารถในการมองเห็นต่อโหมดการแกว่งเป้าหมายมากกว่าสัญญาณควบคุมจากท้องถิ่น
3. ระบบที่มีการติดตั้งเพียงตัวควบคุมจากท้องถิ่นอาจไม่สามารถแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นได้ในบางเหตุการณ์ แม้จะออกแบบภายใต้การหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสม ด้วยเหตุนี้จึงจำเป็นต้องมีการติดตั้งตัวควบคุมจากศูนย์กลางเพื่อแก้ปัญหาข้างต้น
4. แม้ว่าการควบคุมจากศูนย์กลางจะให้ผลลัพธ์ที่ดีกว่าการควบคุมจากท้องถิ่น แต่เมื่อเกิดเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารขึ้นในระบบ ส่งผลให้อุปกรณ์ Centralized PSS and POD ไม่สามารถรับหรือส่งสัญญาณเสถียรภาพไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ในกรณีนี้จึงจำเป็นต้องมีอุปกรณ์ Local PSS and POD เข้ามาช่วยในการทำเสถียรภาพให้แก่ระบบแทน ดังนั้นการควบคุมแบบสองระดับของตัวควบคุมระหว่างอุปกรณ์ PSS และ POD จึงเป็นสิ่งที่จำเป็นเพื่อก้าวข้ามปัญหาทั้งหมดที่กล่าวมา

บทที่ 5

สมรรถนะการทำเสถียรภาพของตัวควบคุมแบบสองระดับที่ นำเสนอและแบบดั้งเดิม

จากบทที่ 4 ชี้ให้เห็นถึงความสำคัญของการประสานการควบคุมระหว่างอุปกรณ์ PSS และ POD ทั้งลักษณะการควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่น และเพื่อให้ตัวควบคุมที่นำเสนอสามารถรองรับเหตุการณ์ทั้งหมดที่อาจเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง บทนี้จึงนำเสนอระบบที่มีการติดตั้งตัวควบคุม PSS และ POD แบบสองระดับ (Two-level coordinated controller) เพื่อแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ อีกทั้งยังช่วยแก้ปัญหาความล้มเหลวในการสื่อสารได้อีกด้วย เพื่อยืนยันสมรรถนะการทำเสถียรภาพของตัวควบคุม จะเปรียบเทียบผลจำลองค่าอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วคราวระหว่างระบบที่ติดตั้งตัวควบคุมแบบสองระดับที่ออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอและแบบดั้งเดิม โดยใช้ระบบทดสอบ Modified IEEE-39 bus New England system

5.1 ผลลัพธ์การทำเสถียรภาพของตัวควบคุม

ในที่นี้พารามิเตอร์ที่เหมาะสมของอุปกรณ์ Local PPSS and PPOD และ Centralized PPSS and PPOD แสดงดังตารางที่ 4.3 และ 4.5 ตามลำดับ จะนำมาใช้ตั้งค่าให้กับตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอหรือนิยามว่า Proposed Two-level coordinated control โดยตัวควบคุมแบบสองระดับที่ออกแบบด้วยวิธีดั้งเดิมหรือนิยามว่า Conventional Two-level coordinated control ซึ่งประกอบไปด้วยตัวควบคุมจากศูนย์กลางและท้องถิ่นหรือนิยามว่า Centralized CPSS and CPOD และ Local CPSS and CPOD ตามลำดับ จะแยกดำเนินการหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดด้วยฟังก์ชันวัตถุประสงค์แสดงดังสมการที่ (2.56) โดยพารามิเตอร์ของตัวควบคุมแบบดั้งเดิมจะถูกออกแบบภายใต้จุดการทำงานปกติของระบบเพียงจุดเดียว แต่เฉพาะกรณีการออกแบบอุปกรณ์ Centralized CPSS and CPOD จะต้องนำค่าประวิงเวลารวมมาพิจารณาร่วมด้วยและกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 300 มิลลิวินาที ค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของตัวควบคุมแบบสองระดับที่ออกแบบด้วยวิธีนำเสนอและดั้งเดิมสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5.1 และ 5.2 ตามลำดับ

สำหรับการทดสอบสมรรถนะการทำเสถียรภาพของตัวควบคุมจะแบ่งผลการจำลองออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

1. อัตราส่วนการหน่วงที่ได้รับจากการติดตั้งตัวควบคุมซึ่งออกแบบด้วยวิธีทั้งสองข้างต้น ภายใต้เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน 1,000 เหตุการณ์ซึ่งจำลองด้วยวิธีมอนติคาร์โล
2. เสถียรภาพชั่วคราวของระบบไฟฟ้ากำลัง เมื่อมีความผิดปกติเกิดขึ้นที่ตำแหน่งต่างๆ ภายใต้จุดการทำงานที่พิจารณา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.1 พารามิเตอร์ของอุปกรณ์ Proposed Two-level coordinated control

Parameters of Centralized PPSS and PPOD (First-level control)					
	K_C	T_{C1}	T_{C2}	T_{C3}	T_{C4}
PPSS of G2	26.96	0.87	0.09	0.97	0.08
PPSS of G8	17.43	0.82	0.09	0.44	0.02
PPSS of G9	25.64	0.82	0.06	0.11	0.03
PPOD of W1	6.95	0.12	0.02	0.42	0.05
PPOD of W2	3.90	0.20	0.04	0.21	0.01
PPOD of W3	4.37	0.33	0.02	0.13	0.07
Parameters of Local PPSS and PPOD (Second-level control)					
	K_L	T_{L1}	T_{L2}	T_{L3}	T_{L4}
PPSS of G2	36.40	0.31	0.09	0.57	0.04
PPSS of G8	44.21	0.26	0.09	0.97	0.01
PPSS of G9	15.10	0.65	0.02	0.56	0.03
PPOD of W1	8.87	0.20	0.04	0.26	0.04
PPOD of W2	3.38	0.26	0.04	0.11	0.02
PPOD of W3	4.10	0.26	0.01	0.36	0.03

ตารางที่ 5.2 พารามิเตอร์ของอุปกรณ์ Conventional Two-level coordinated control

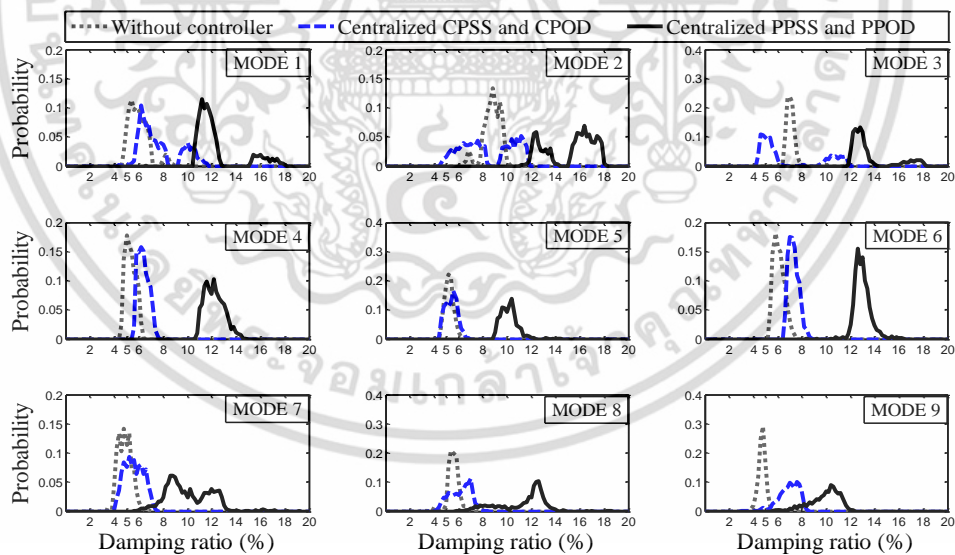
Parameters of Centralized CPSS and CPOD (First-level control)					
	K_C	T_{C1}	T_{C2}	T_{C3}	T_{C4}
CPSS of G2	12.00	0.51	0.07	0.16	0.03
CPSS of G8	11.22	0.30	0.04	0.54	0.04
CPSS of G9	13.11	0.53	0.09	0.96	0.04
CPOD of W1	3.40	0.16	0.03	0.13	0.03
CPOD of W2	3.47	0.21	0.05	0.34	0.04
CPOD of W3	6.93	0.17	0.03	0.37	0.01
Parameters of Local CPSS and CPOD (Second-level control)					
	K_L	T_{L1}	T_{L2}	T_{L3}	T_{L4}
CPSS of G2	27.68	0.22	0.05	0.74	0.04
CPSS of G8	14.06	0.48	0.05	0.28	0.05
CPSS of G9	16.70	0.96	0.02	0.84	0.07
CPOD of W1	8.59	0.43	0.01	0.41	0.03
CPOD of W2	4.44	0.42	0.05	0.16	0.02
CPOD of W3	3.40	0.42	0.01	0.25	0.09

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

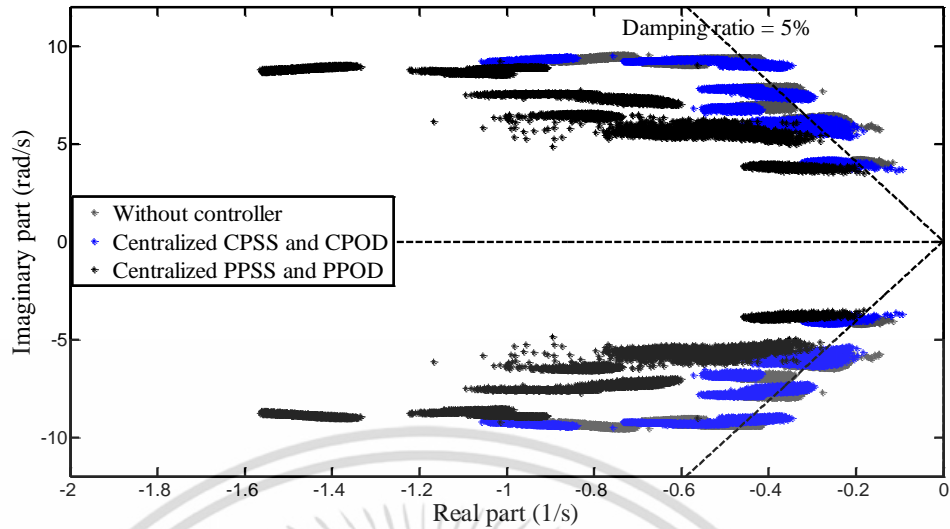
5.1.1 อัตราส่วนการหน่วง

ณ สภาวะปกติเมื่อมีสิ่งรบกวนภายนอกเกิดขึ้นในระบบอุปกรณ์ Centralized PPSS and PPOD หรือ Centralized CPSS and CPOD ซึ่งเป็นการควบคุมระดับที่หนึ่ง จะเป็นตัวควบคุมหลักในการทำหน้าที่รับและส่งสัญญาณเสถียรภาพไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งค่าอัตราส่วนการหน่วงตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่พิจารณาของทั้งสองระบบข้างต้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.1 และ 5.2

จากรูปที่ 5.1 แสดงความน่าจะเป็นในการเกิดค่าอัตราส่วนการหน่วงในแต่ละช่วงที่พิจารณาตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างของแต่ละกรณี พบว่าแม้ในกรณี Centralized CPSS and CPOD จะให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงบางเหตุการณ์ที่ดีกว่ากรณี Without controller แต่ก็มีบางเหตุการณ์ที่ให้ผลลัพธ์ที่แย่กว่า เนื่องจากอุปกรณ์ Centralized CPSS and CPOD เป็นการออกแบบพารามิเตอร์ที่จุดการทำงานเพียงจุดเดียว จึงไม่สามารถให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงที่มากกว่า 5% ได้อย่างครอบคลุม ในทางตรงกันข้ามระบบที่ติดตั้งอุปกรณ์ Centralized PPSS and PPOD ซึ่งออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอ สามารถให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงทั้งหมดที่มากกว่า 5% ได้ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่พิจารณา อีกทั้งยังให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุดในทุกโหมดการแกว่งเมื่อเปรียบเทียบกับสองกรณีที่เหลือ รูปที่ 5.2 แสดงค่าคุณลักษณะเฉพาะของระบบทดสอบ พบว่าการกระจายตัวของค่าดังกล่าวในแต่ละกรณีสอดคล้องกับผลความน่าจะเป็นที่เกิดขึ้นในรูปที่ 5.1

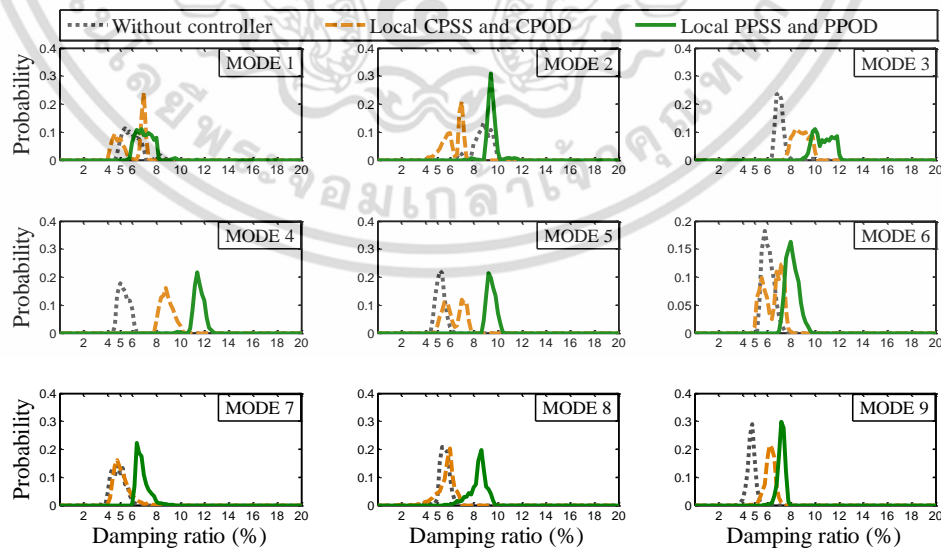


รูปที่ 5.1 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใดๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน



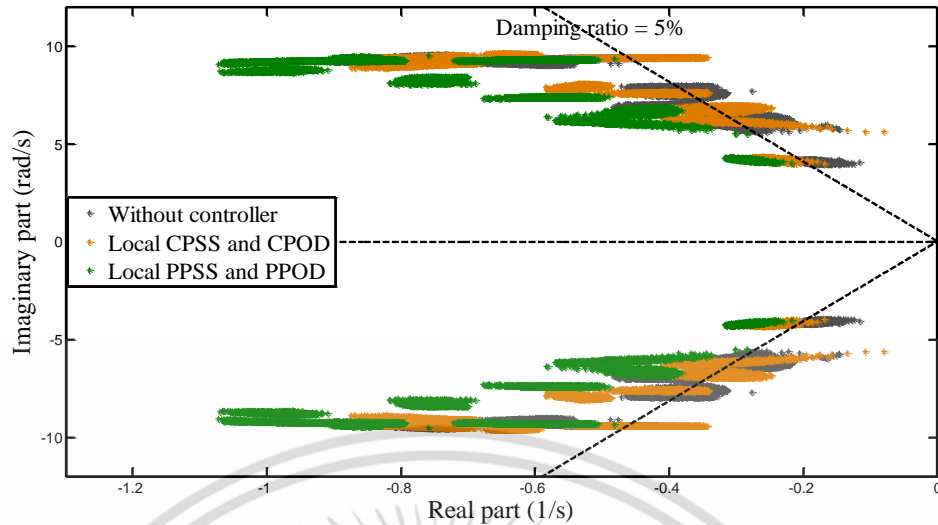
รูปที่ 5.2 ค่าคุณลักษณะเฉพาะตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน

อย่างไรก็ตามเมื่อเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารเกิดขึ้นในระบบ ตัวควบคุมระดับที่หนึ่งหรือ Centralized PSS and POD จะไม่สามารถรับหรือส่งสัญญาณเสถียรภาพไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดในระบบได้ กรณีนี้สวิตซ์สองทางจะทำหน้าที่สับไปยัง S_2 เพื่อเปลี่ยนลักษณะการควบคุมจากระดับที่หนึ่งเป็นระดับที่สอง โดยอุปกรณ์ Local PSS and POD จะทำหน้าที่เป็นตัวควบคุมสำรองแทนที่ตัวควบคุมจากศูนย์กลาง ค่าอัตราส่วนการหน่วงของตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอและแบบดั้งเดิม เมื่อทำงานภายใต้เหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารต่อเหตุการณ์ต่างๆ 1,000 เหตุการณ์ที่พิจารณา แสดงได้ดังรูปที่ 5.3 และ 5.4



รูปที่ 5.3 กราฟความน่าจะเป็นในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงที่เกิดขึ้น ณ โหมดการแกว่งใด ๆ ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.4 ค่าคุณลักษณะเฉพาะตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่แตกต่างกัน

รูปที่ 5.3 แสดงความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงในแต่ละช่วงที่พิจารณา โหมตการแกว่งใดๆ พบว่ากรณี Local PPSS and PPOD ซึ่งออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงที่ดีที่สุดและยังมีค่ามากกว่าค่าที่ยอมรับได้ตลอด 1,000 เหตุการณ์ที่พิจารณา ในขณะที่กรณีของระบบ Without controller และ Local CPSS and CPOD ให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงบางโหมตการแกว่งในบางเหตุการณ์ที่น้อยกว่า 5% ซึ่งส่งผลให้ระบบทั้งสองอาจไม่สามารถรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อเกิดสิ่งรบกวนขึ้นในระบบไว้ได้ จากรูปที่ 5.4 พบว่าการกระจายตัวของค่าคุณลักษณะเฉพาะในแต่ละกรณีสอดคล้องกับค่าความน่าจะเป็นในรูปที่ 5.3

จากผลลัพธ์อัตราส่วนการหน่วงข้างต้นทั้งในส่วนลักษณะการควบคุมแบบระดับที่หนึ่งและสอง พบว่าตัวควบคุมซึ่งออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอให้ผลลัพธ์ที่ดีกว่าตัวควบคุมที่ออกแบบด้วยวิธีดั้งเดิมในทุกโหมตการแกว่งและครอบคลุมจุดการทำงานที่หลากหลาย

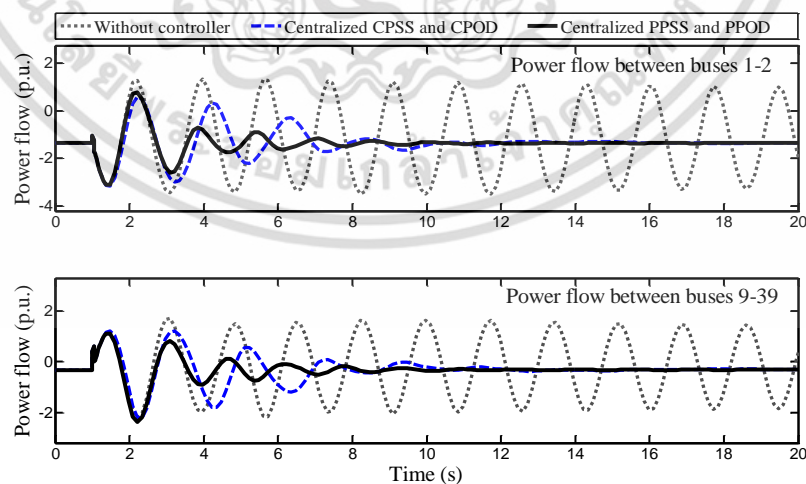
5.1.2 เสถียรภาพชั่วคราว

เพื่อยืนยันผลจำลองทางเวลาของตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอ จะทดสอบความสามารถในการแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขแสดงดังตารางที่ 5.3 ด้วยตัวแปรต้นที่ส่งผลต่อจุดการทำงานของแต่ละกรณี ได้แก่ การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าขาออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครนัสและการเปลี่ยนแปลงของค่าความต้องการผู้ใช้งานโหลดทั้งหมดจากจุดทำงานปกติ ความเร็วลมที่ไม่แน่นอนของกังหันลมชนิด DFIG ทั้ง 3 ตำแหน่ง เหตุการณ์สายส่งหลุดออกจากระบบ ค่าประวิงเวลารวมสำหรับการควบคุมแบบระดับที่หนึ่ง และเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสาร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

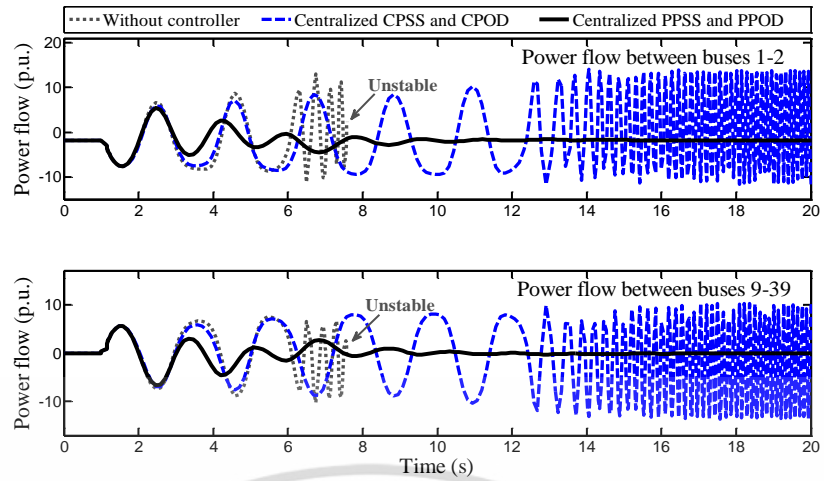
ตารางที่ 5.3 กรณีศึกษา

กรณี	สิ่งรบกวนจากภายนอก	% เปลี่ยนแปลงกำลังขาออกของ G. ทั้งหมด	% เปลี่ยนแปลงของผู้ใช้งานโหลดทั้งหมด	ความเร็วลมของ W1, W2 และ W3 ตามลำดับ	N-1	T_D (ms)
1	ความผิดพลาดสามเฟสชั่วคราวเกิดขึ้นที่บัส 27 ที่เวลา $t=1s$ เป็นเวลา 100 ms และหายไปเองจากระบบ	ไม่เปลี่ยนแปลง	ไม่เปลี่ยนแปลง	13.0 m/s 13.0 m/s 13.0 m/s	ไม่เกิด	300
2	ความผิดพลาดสามเฟสชั่วคราวเกิดขึ้นที่บัส 4 ที่เวลา $t=1s$ เป็นเวลา 150 ms และหายไปเองจากระบบ	ไม่เปลี่ยนแปลง	เพิ่มขึ้น 4.5%	10.7 m/s 15.8 m/s 11.4 m/s	สายส่งระหว่างบัส 23-24	400
3	ความผิดพลาดสามเฟสชั่วคราวเกิดขึ้นที่บัส 4 ที่เวลา $t=1s$ เป็นเวลา 150 ms และหายไปเองจากระบบ (Communication failure)	ไม่เปลี่ยนแปลง	เพิ่มขึ้น 4.5%	10.7 m/s 15.8 m/s 11.4 m/s	สายส่งระหว่างบัส 23-24	-
4	ความผิดพลาดสามเฟสเกิดขึ้นที่สายส่งระหว่างบัส 4 และ 5 ที่เวลา $t=1s$ และทำการปลดสายส่งเส้นดังกล่าวเพื่อกำจัดความผิดพลาด ที่เวลา $t=1.15s$ (Communication failure)	เพิ่มขึ้น 7.0%	เพิ่มขึ้น 4.0%	13.0 m/s 13.8 m/s 12.6 m/s	สายส่งระหว่างบัส 21-16	-

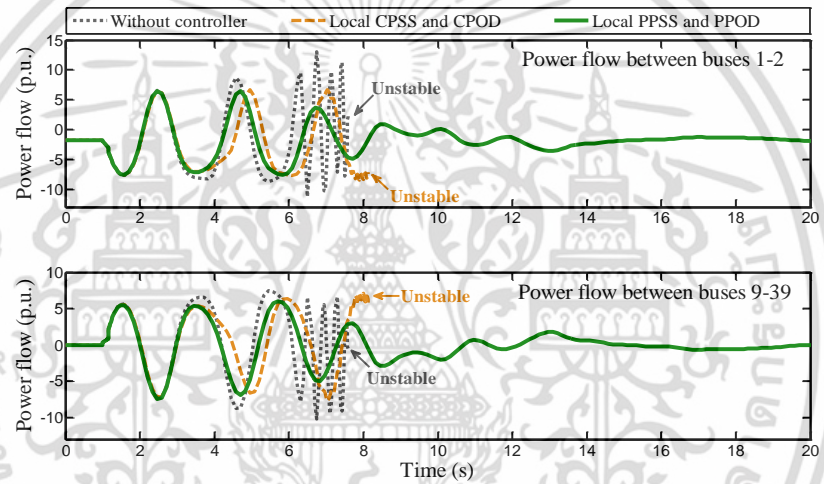


(ก) กรณีศึกษาที่ 1

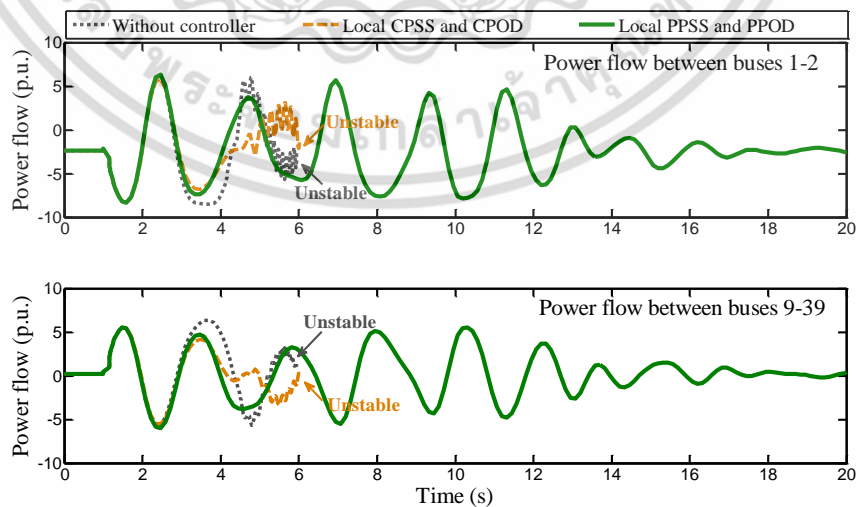
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ข) กรณีศึกษาที่ 2



(ค) กรณีศึกษาที่ 3



(ง) กรณีศึกษาที่ 4

รูปที่ 5.5 ผลจำลองทางเวลา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 5.5(ก) ถึง 5.5(ง) แสดงผลจำลองทางเวลาเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น ณ ตำแหน่งใดๆ ภายใต้จุดการทำงานที่แตกต่างกันดังรายละเอียดในตารางที่ 5.3 พบว่าภายใต้สภาวะปกติไม่มีเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารเกิดขึ้น การควบคุมแบบสองระดับจะเลือกใช้อุปกรณ์ Centralized PSS and POD เป็นตัวควบคุมหลักในการทำเสถียรภาพให้แก่ระบบไฟฟ้ากำลัง ในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น ณ จุดการทำงานปกติ พบว่าระบบที่ไม่ติดตั้งตัวควบคุมไม่สามารถลดขนาดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นได้ อีกทั้งยังมีลักษณะการแกว่งที่เพิ่มขึ้นตามเวลา อาจนำไปสู่การสูญเสียเสถียรภาพของระบบทดสอบ ในทางตรงกันข้ามระบบที่ติดตั้งตัวควบคุม Centralized CPSS and CPOD และ Centralized PPSS and PPOD สามารถจัดปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของจุดการทำงานและค่าประวิงเวลารวมดังกรณีศึกษาที่ 2 พบว่าระบบ Without controller สูญเสียความสามารถในการรักษาเสถียรภาพของระบบ ในทำนองเดียวกันกับกรณี Centralized CPSS and CPOD ซึ่งไม่สามารถแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบลงได้ เนื่องจากพารามิเตอร์ของตัวควบคุมแบบดั้งเดิมมีลักษณะการออกแบบที่จุดการทำงานเพียงจุดเดียว จึงส่งผลให้อุปกรณ์ดังกล่าวไม่สามารถรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้จุดการทำงานที่เปลี่ยนแปลงได้ แต่ในทางกลับกันระบบที่ติดตั้งอุปกรณ์ Centralized PPSS and PPOD ซึ่งออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอยังคงให้ผลลัพธ์เป็นที่น่าพอใจภายใต้จุดการทำงานที่เปลี่ยนแปลง และแม้ว่าในกรณีศึกษาที่ 3 และ 4 จะเกิดเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารขึ้นในระบบทดสอบ แต่กรณีติดตั้งตัวควบคุมแบบสองระดับยังคงสามารถส่งสัญญาณเสถียรภาพไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์ Local PSS and POD ภายใต้จุดการทำงานที่เปลี่ยนแปลงได้ โดยระบบที่ติดตั้งอุปกรณ์ Proposed Two-level coordinated control ให้ผลลัพธ์ทางเสถียรภาพชั่วคราวเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัสและสายส่งได้อย่างดีเยี่ยม ในขณะที่ระบบ Conventional Two-level coordinated control ไม่สามารถรักษาเสถียรภาพของระบบทดสอบไว้ได้ทั้งสองกรณีศึกษา จากผลลัพธ์ในหัวข้อที่ 5.1.1 และ 5.1.2 ชี้ให้เห็นว่าตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วคราวที่ดีกว่าตัวควบคุมที่ออกแบบด้วยวิธีดั้งเดิม ซึ่งเป็นการยืนยันประสิทธิภาพของอุปกรณ์ Proposed Two-level coordinated control ในเชิงเสถียรภาพการแกว่งของกำลังไฟฟ้าได้อย่างครอบคลุม

5.2 สรุปผลการทดสอบ

จากผลลัพธ์ทั้งหมดข้างต้นสามารถสรุปเป็นข้อๆ ได้ดังต่อไปนี้

1. ระบบที่มีการติดตั้งตัวควบคุมแบบสองระดับ สามารถแก้ปัญหาความล้มเหลวในการสื่อสารที่อาจเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังได้
2. ระบบที่ติดตั้งอุปกรณ์ Proposed Two-level coordinated controller ซึ่งออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอ สามารถให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงทั้งหมดที่มากกว่า 5% ได้ครอบคลุมเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา
3. เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง ระบบที่ติดตั้งอุปกรณ์ Proposed Two-level coordinated controller สามารถให้ผลลัพธ์เชิงเสถียรภาพชั่วคราวได้อย่างมีประสิทธิภาพและครอบคลุมจุดการทำงานที่หลากหลาย
4. ตัวควบคุมซึ่งออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอสามารถแก้ปัญหการแกว่งของกำลังไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและครอบคลุมกว่าตัวควบคุมซึ่งออกแบบด้วยวิธีดั้งเดิม
5. ตัวควบคุมแบบสองระดับที่นำเสนอสามารถเป็นหลักประกันทางเสถียรภาพการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในระบบทดสอบได้อย่างครอบคลุมและมีประสิทธิภาพ

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอตัวควบคุมแบบสองระดับระหว่างอุปกรณ์ PSS และ POD ที่ออกแบบด้วยทฤษฎีความน่าจะเป็น เพื่อให้สามารถแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบได้อย่างครอบคลุมภายใต้เหตุการณ์ที่แตกต่างกันซึ่งจำลองด้วยวิธีมอนติคาร์โล โครงสร้างอุปกรณ์ PSS และ POD มีลักษณะเป็นตัวควบคุมแบบชดเชยเฟสและตามอันดับที่สอง ประสิทธิภาพของตัวควบคุมที่ออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอภายใต้ระบบทดสอบ Modified IEEE-39 bus New England system สามารถสรุปผลลัพธ์การจำลองได้ดังนี้

1. การติดตั้งอุปกรณ์ PSS และ POD เข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและกังหันลมชนิด DFIG ตามลำดับ สามารถช่วยแก้ปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบได้ ภายใต้พารามิเตอร์ที่เหมาะสม
2. ระบบที่ติดตั้งตัวควบคุมที่มีการประสานการควบคุมระหว่าง PSS และ POD ให้ค่าอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วคราวที่ดีกว่าระบบที่ติดตั้งเพียง PSS หรือ POD
3. อุปกรณ์ Centralized PSS and POD ซึ่งมีลักษณะการควบคุมจากศูนย์กลางสามารถรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังได้ดีกว่าอุปกรณ์ Local PSS and POD ซึ่งมีลักษณะการควบคุมจากท้องถิ่น เนื่องจากได้รับสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมมากกว่า แต่เมื่อเกิดเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารขึ้นในระบบ จะส่งผลให้การควบคุมจากศูนย์กลางไม่สามารถรับหรือส่งสัญญาณเสถียรภาพไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ในที่นี้การควบคุมจากท้องถิ่นจึงเป็นสิ่งที่จำเป็นและขาดไม่ได้สำหรับการออกแบบระบบควบคุม
4. ระบบที่มีการควบคุมแบบสองระดับสามารถแก้ปัญหาความล้มเหลวในการสื่อสารที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังได้ โดยสภาวะปกติอุปกรณ์ Centralized PSS and POD จะทำหน้าที่เป็นตัวควบคุมหลักในการทำเสถียรภาพให้แก่ระบบไฟฟ้ากำลัง แต่เมื่อเกิดเหตุการณ์ความล้มเหลวในการสื่อสารขึ้นในระบบ ลักษณะการควบคุมจะถูกสับเปลี่ยนไปยัง Local PSS and POD ซึ่งทำหน้าที่เสมือนตัวควบคุมสำรองสำหรับทำเสถียรภาพให้แก่ระบบไฟฟ้ากำลัง ในที่นี้อุปกรณ์สวิตช์สองทางจะถูกนำมาประยุกต์ใช้ในเหตุการณ์ดังกล่าว
5. ระบบ Proposed Two-level coordinated control ซึ่งออกแบบด้วยวิธีที่นำเสนอให้ผลลัพธ์ทั้งในด้านของอัตราส่วนการหน่วงและเสถียรภาพชั่วคราวที่ดีกว่าระบบ Conventional Two-level coordinated control ซึ่งออกแบบด้วยวิธีดั้งเดิมในทุกโหมดการแกว่งตลอดเหตุการณ์ทั้งหมดที่พิจารณา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

6.2 ข้อเสนอแนะ

เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของระบบไฟฟ้ากำลังควรมีการประสานการควบคุมระหว่างอุปกรณ์อื่นๆ เข้ามาร่วมด้วย เช่น ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟแบบสถิต เพราะมีความสามารถในการปรับปรุงคุณภาพแรงดันให้แก่ระบบ และเนื่องจากปัจจุบันมีการเพิ่มเข้ามาของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (photovoltaic) มากขึ้น การติดตั้งอุปกรณ์ POD ให้แก่ระบบโซลาเซลล์จึงเป็นสิ่งที่ควรพิจารณา เพื่อช่วยเพิ่มความสามารถในการรักษาเสถียรภาพให้แก่ระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นต้น



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง

- [1] U.S. Energy Information Administration (EIA). **International Energy Outlook 2016**. World energy demand and economic.
- [2] Prabha K. **Power system stability and control**. McGraw-Hill Professional; 1994.
- [3] Roger G. **Power system oscillations**. Kluwer. 2000.
- [4] O. Maki, J. Seppanen, L. Haarla, K. Zenger, J. Turunen and A. Nikkila, "Analysis of a centralized control strategy in mitigating inter-area power oscillations," In **Proc. IEEE PES Int. Conf. Innov. Smart Grid Technol.**, pp. 1-6, 2014.
- [5] G. Sánchez-Ayala, V. Centeno and J. Thorp, "Gain scheduling with classification trees for robust centralized control of PSSs," **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 31, no. 3, pp. 1933-1942, 2016.
- [6] N. Kishor, L. Haarla, J. Turunen, M. Larsson and S. R. Mohanty, "Controller design with model identification approach in wide area power system," **IET Gener. Transmiss. Distrib.**, vol. 8, no. 8, pp. 1430-1443, 2014.
- [7] **Office of Energy Efficiency and Renewable Energy**. Advantages and Challenges of Wind Energy.
- [8] Global Wind Energy Council. **Global Wind Energy Outlook 2016**. Brussels. Belgium. Wind Energy Council 2016.
- [9] H. Huang and C. Y. Chung, "Coordinated damping control design for DFIG-based wind generation considering power output variation," **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 27, no. 4, pp. 1916-1925, 2012.
- [10] I. Ngamroo, "Review of DFIG wind turbine impact on power system dynamic performances," **IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.**, vol. 12, no. 3, pp. 301-311, May. 2017.
- [11] F. M. Hughes, O. Anaya-Lara, N. Jenkins and G. Strbac, "A power system stabilizer for DFIG-based wind generation," **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 21, no. 2, pp. 763-772, 2006.
- [12] J. L. Dominguez-Garcia, O. Gomis-Bellmunt, F. D. Bianchi and A. Sumper, "Power oscillation damping supported by wind power: a review," **Renew. Sustain. Energy Rev.**, vol. 16, no. 7, pp. 4994-5006, Sep. 2012.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [13] T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Coordinated robust control of DFIG wind turbine and PSS for stabilization of power oscillations considering system uncertainties," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 823-833, 2014.
- [14] M. Mokhtari, and F. Aminifar, "Toward wide-area oscillation control through doubly-fed induction generator wind farms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 2985-2992, Nov. 2014.
- [15] D. Dotta, A. S. e Silva, and I. C. Decker, "Wide-area measurements-based two-level control design considering signal transmission delay," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 208-216, 2009.
- [16] S. Zhang and V. Vittal, "Design of wide-area power system damping controllers resilient to communication failures," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4292-4300, 2013.
- [17] L. Fan, H. Yin and Z. Miao, "On active/reactive power modulation of DFIG-based wind generation for inter-area oscillation damping," *IEEE T Energ Convers.*, vol. 26, pp. 513-521, 2011.
- [18] T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Two-level robust coordinated stabilizing control of PSS and DFIG wind turbine for enhancing grid resiliency," *In Proc. Power Syst. Comput. Conf.*, pp. 1-7, 2016.
- [19] F. Milano. *Power System Modelling and Scripting*. Springer. 2010.
- [20] AHMA Rahim and IO. Habiballah, "DFIG rotor voltage control for system dynamic performance enhancement," *Electr Power Syst Res.*, vol. 81, pp. 503-509, 2011.
- [21] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle swarm optimization," *In Proc. IEEE Neural Netw. Int. Conf.*, vol. 4, pp. 1942-1948, 1995.
- [22] TMAZ Ziyad and YAAH Omer, "Comparison between PSO and Firefly Algorithms in Fingerprint Authentication," *Int. J. Eng. Innov. Technol. (IJEIT)*, vol. 3, no. 1, pp. 421-425, 2013.
- [23] O. Chao and L. Weixing, "Comparison between PSO and GA for Parameters Optimization of PID Controller," *Int. Conf. on Mechatronics Autom.*, pp. 2471-2475, 2006.
- [24] X.S. Yang, *Engineering Optimization*, John Willey & Sons, Sep. 2010.
- [25] D. E. Seborg, D. A. Mellichamp, T. F. Edgar and F. J. Doyle. *Process dynamics and control*. 3rd ed. John Wiley & Sons, New York, 2011.

- [26] Y. Zang and A. Bose, "Design of wide-area damping controllers for interarea oscillations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1136–1143, Aug. 2008.
- [27] Huazhang Huang. **Probabilistic Small Signal Stability Analysis for Power Systems with Plug-in Electric Vehicle and Wind Power Integration**. The Hong Kong Polytechnic University. 2013.
- [28] Vladislav A. **Induction Generators for Wind Power**. Brentwood. UK. 2005.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก
ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์

1. **K. Thanpisit** and I. Ngamroo, “Power Oscillation Dampers Design of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine and Static Var Compensator based on Monte Carlo and Probability Methods” 38th Electrical Engineering Conference (EECON38), 18-20 December 2015, Ayutthaya, Thailand.
2. **K. Thanpisit**, W. Nakawiro and I. Ngamroo, “Optimal Tuning of Power System Stabilizers by Probability Method,” 13th ECTI-CON, pp.1-4, 2016.
3. **K. Thanpisit** and I. Ngamroo, “Power Oscillation Damping Control by PSS and DFIG Wind Turbine under Multiple Operating Conditions,” Turk J Elec & Comp Sci., vol. 25, pp. 4354-4368, 2017.

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๓๘
The 38th Electrical Engineering Conference (EECON-38)

EECON 38

UTCC University of the Thai Chamber of Commerce
มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย

ไฟฟ้ากำลัง (PW)

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)

Volume I
AEC Synergy

วันที่ ๑๘ - ๒๐ พฤศจิกายน พ.ศ. ๒๕๕๘
โรงแรมวอร์ลด์ อโยธยา คอนเวนชั่น รีสอร์ท จังหวัดพระนครศรีอยุธยา

UTCC School of Engineering คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย

MAN MANAGEABLE INSULATOR

QTC QTC ENERGY PCL.

CROWN CERAMICS

Trinergy

RITTA

EEAAT Electrical Engineering Academic Association (Thailand)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การออกแบบตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าของกังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทาง และตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบสถิตย์ด้วยวิธีมอนติคาร์โลและความน่าจะเป็น
Power Oscillation Dampers Design of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine and Static Var Compensator based on Monte Carlo and Probability Methods

กรกช พันทิทธิธิ อิศระชัย งามहरु และ วรารธรรม นาคะวีโร

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง brenadoxzz@gmail.com

บทคัดย่อ

บทความนี้เสนอการออกแบบตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้งกับกังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทาง และตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบสถิตย์ด้วยวิธีมอนติคาร์โลและความน่าจะเป็น ในที่นี้จะกำหนดโครงสร้างของตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าเป็นแบบตัวชดเชยเฟสนำและตามอันดับที่สอง จากนั้นจึงหาพารามิเตอร์ที่เหมาะสมด้วยวิธีกลุ่มอนุภาคภายใต้กระบวนการสุ่มเหตุการณ์โดยวิธีมอนติคาร์โลเพื่อให้เกิดความน่าจะเป็นสูงที่สุดในการเกิดอัตราส่วนการหน่วงของโหมดการแกว่งที่มากกว่าค่าอัตราส่วนการหน่วงที่ยอมรับได้สำหรับทุกเหตุการณ์ที่สุ่มขึ้น ผลการจำลองคอมพิวเตอร์ในระบบไฟฟ้ากำลังสองพื้นที่ที่เครื่องจักรแสดงให้เห็นว่าตัวหน่วงการแกว่งที่ออกแบบด้วยวิธีนี้มีสมรรถนะประสิทธิภาพในการปรับปรุงเสถียรภาพการควบคุมเหตุการณ์ต่างๆ ได้มากกว่า POD ที่ออกแบบด้วยวิธีดั้งเดิม

คำสำคัญ: กังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทาง ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบสถิตย์ วิธีมอนติคาร์โล ความน่าจะเป็น ตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า

Abstract

This paper proposes the power oscillation damper (POD) design of wind turbine with doubly fed induction generator (DFIG) and static var compensator based on Monte Carlo and probability methods. The POD structure is the 2nd-order lead/lag compensator. The tuning of POD parameters by particle swarm optimization is conducted under random events by Monte Carlo method so that the probability of high damping ratio of oscillation modes can be achieved for all random events. Simulation study in the two-area four-machine power system shows that the proposed POD is more efficient than the conventional POD under the wide range of operating conditions.

Keywords: Doubly fed induction generator wind turbine, static var compensator, Monte Carlo method, probability, power oscillation damper

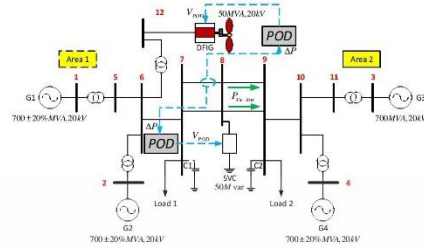
1. คำนำ

การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากำลัง นอกจากจะส่งผลดีในด้านความน่าเชื่อถือได้แล้ว ยังส่งผลกระทบต่อระบบการแกว่งของกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ (Inter-area oscillation) ที่มีความหน่วงต่ำในช่วงความถี่ 0.2 ถึง 1 Hz ในกรณีที่ไม่สามารถหน่วงการแกว่งนี้ได้ จะส่งผลให้ระบบสูญเสียเสถียรภาพของกำลังไฟฟ้าได้เป็นบริเวณกว้างได้ [1] ในอีกด้านหนึ่ง ปัจจุบันได้มีการติดตั้งกังหันลมในระบบไฟฟ้ากำลังในจำนวนมาก เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลมไม่สม่ำเสมอ จึงทำให้เกิดปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่มีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น

ในกลุ่มของกังหันลมชนิดต่างๆ กังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทาง (Doubly Fed Induction Generator (DFIG) wind turbine) ได้รับความสนใจอย่างสูงเนื่องจากความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือน ดังนั้นจึงสามารถใช้กังหันลมชนิด DFIG ไปลดการแกว่งกำลังไฟฟ้าได้ ในงานวิจัย [2] ได้ติดตั้งตัวหน่วงการแกว่ง (Power Oscillation Damper, POD) ให้กับกังหันลมชนิด DFIG เพื่อปรับปรุงอัตราส่วนการหน่วง (Damping ratio) ของโหมดการแกว่งใน [3] ได้นำเสนอการประสานการหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าระหว่าง DFIG ที่ติดตั้ง POD และ Power System Stabilizer (PSS) ดังนั้นจึงมีความเป็นไปได้ที่จะประสานการควบคุมระหว่างกังหันลม DFIG ที่ติดตั้ง POD กับอุปกรณ์อื่นๆ เพื่อปรับปรุงเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

บทความนี้เสนอการออกแบบ POD แบบใหม่สำหรับการปรับปรุงเสถียรภาพร่วมกับระหว่างกังหันลม DFIG และตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบสถิตย์ (Static Var Compensator, SVC) ในที่นี้จะกำหนดโครงสร้างของ POD เป็นตัวชดเชยเฟสนำและตามอันดับที่สอง การหาค่าที่เหมาะสมของ POD ด้วยวิธีกลุ่มอนุภาค (Particle swarm method, PSO) จะดำเนินการภายใต้เหตุการณ์ต่างๆ ที่สุ่มขึ้นมาด้วยวิธีมอนติคาร์โล เพื่อทำให้เกิดความน่าจะเป็นสูงที่สุดที่ทำให้เกิดอัตราส่วนการหน่วงของโหมดการแกว่งมีค่ามากกว่าค่าที่ยอมรับได้สำหรับทุกเหตุการณ์ จากนั้นจึงทดสอบสมรรถนะของ POD ที่ออกแบบด้วยวิธีการจำลองทางคอมพิวเตอร์

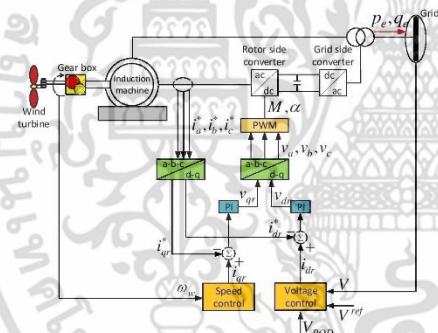
2. ระบบไฟฟ้ากำลังที่ใช้ศึกษา



รูปที่ 1 ระบบไฟฟ้ากำลังที่ใช้ศึกษา

รูปที่ 1 แสดงระบบไฟฟ้ากำลังเชื่อมโยงแบบสองพื้นที่ (II) ในที่นี้สมมติการติดตั้ง DFIG ที่บัส 12 และ SVC ที่บัส 8 POD ที่ติดตั้งกับ DFIG และ SVC ใช้สัญญาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเชื่อมโยงระหว่างพื้นที่ (P_{Tr-Lin}) เป็นสัญญาณด้านเข้า ในการศึกษานี้จะแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงกับตัวควบคุมแบบจำลองอันดับสามที่ติดตั้งตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Automatic voltage regulator: AVR type III) และตัวควบคุมกังหัน (Turbine governor: type II) [4]

2.1 โครงสร้าง DFIG

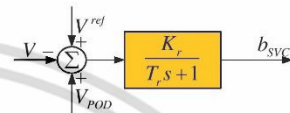


รูปที่ 2 โครงสร้าง DFIG

รูปที่ 2 แสดงโครงสร้างของกังหันชนิด DFIG ซึ่งมี ส่วนประกอบหลักคือคอนเวอร์เตอร์ด้านโรเตอร์ (Rotor Side Converter, RSC) และด้านกริด (Grid Side Converter, GSC) ผลศึกษาใน [5] แสดงให้เห็นว่าการนำวงจรควบคุมด้วย POD ที่ติดตั้งใน RSC มีประสิทธิภาพเหนือกว่า POD ที่ติดตั้งใน GSC ดังนั้นในที่นี้จะติดตั้ง POD เข้าไปใน RSC จากวิธีการควบคุมแบบแอดดอร์ ทำให้สามารถควบคุมได้ง่าย

กำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนด้านออกได้อย่างอิสระด้วยกระแสแกนตรง (i_d) และแกนขวาง (i_q) ด้วยอ้างอิงจาก [4] i_d มีความสัมพันธ์กับการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงผ่านตัวควบคุมความเร็วโรเตอร์ ในขณะที่ i_q สัมพันธ์กับการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนผ่านตัวควบคุมแรงดัน ในการศึกษานี้จะใช้สัญญาณควบคุมจาก POD (V_{pod}) เพื่อควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนด้านออกของ DFIG ในการนำผลการแก้ของกำลังไฟฟ้าในระบบ นิยามของตัวแปรต่างๆในรูปที่ 2 ได้แสดงไว้ใน [5]

2.2 โครงสร้าง SVC



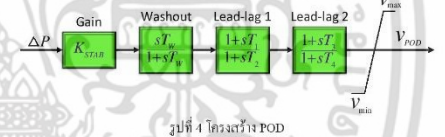
รูปที่ 3 แบบจำลอง SVC

รูปที่ 3 แสดงแบบจำลองของ SVC กำลังไฟฟ้าเสมือนด้านออก (q_c) ของ SVC แสดงดังนี้

$$q_c = b_{svc} \cdot v^2 \tag{1}$$

เมื่อ b_{svc} เป็นค่าซัพซแดนซ์ (susceptance) K_r เป็นอัตราส่วนขยาย T_r เป็นค่าคงที่เวลา v เป็นขนาดของแรงดันบัสที่ SVC ติดตั้ง V^{ref} เป็นแรงดันบัสอ้างอิง V_{pod} เป็นสัญญาณควบคุมจาก POD ใช้ร่วมกับ q_c เพื่อลดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในระบบ

2.3 โครงสร้าง POD



รูปที่ 4 โครงสร้าง POD

รูปที่ 4 แสดงโครงสร้าง POD มีลักษณะเป็นตัวควบคุมเฟสหนึ่งและตามอันดับที่สอง ประกอบด้วย K_{serv} เป็นอัตราขยายสำหรับเสถียรภาพ T_r เป็นค่าคงที่ที่หน่วงเวลาสำหรับกรองสัญญาณความถี่สูงซึ่งกำหนดที่ 10 s $T_{1,2,3,4}$ เป็นค่าคงที่ที่หน่วงเวลาสำหรับที่เสถียรภาพลำดับที่ 1, 2, 3 และ 4 v_{min} และ v_{max} เป็นขอบเขตบนและล่างของสัญญาณขาออก ΔP เป็นผลต่างของสัญญาณที่ตรวจจับเทียบกับสัญญาณอ้างอิง V_{pod} เป็นสัญญาณขาออกส่งไป DFIG และ SVC เพื่อลดการแกว่งกำลังไฟฟ้า ในที่นี้จะทำการออกแบบพารามิเตอร์ของ POD ของ DFIG และ SVC ด้วยวิธีที่นำเสนอ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. การออกแบบพารามิเตอร์สำหรับ POD

3.1 วิธีที่นำเสนอ

แนวคิดในการออกแบบคือการทำให้ POD สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพครอบคลุมเหตุการณ์ต่างๆที่เกิดขึ้นในระบบ ในที่นี้จึงได้นำวิธีมอนติคาร์โลมาสุ่มเหตุการณ์ต่างๆ ที่มีโอกาสเกิดขึ้นในระบบด้วยตัวแปรหลัก ได้แก่ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1, 2 และ 4 (P_1, P_2, P_4) เมื่อคำนวณค่าให้กับตัวที่เป็น Slack bus กำลังไฟฟ้าโหลดที่บัส 7 และ 9 (L_7, L_9) และความเร็วลมของ DFIG (W) โดยจำลองทั้งหมด 1,000 เหตุการณ์ภายใต้ขอบเขต

$$6.3 \text{ p.u.} \leq P_1, P_2, P_4 \leq 8.1 \text{ p.u.}, 7.0 \text{ m/s} \leq W \leq 12.0 \text{ m/s}$$

$$14.4 \text{ p.u.} \leq L_1 \leq 21.6 \text{ p.u.}, 8.0 \text{ p.u.} \leq L_2 \leq 12.0 \text{ p.u.}$$

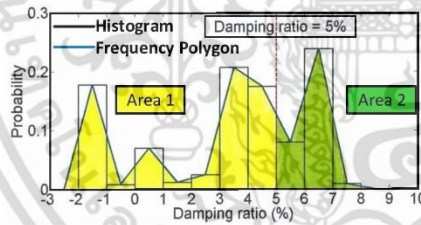
ในแต่ละเหตุการณ์ จะคำนวณค่าอัตราส่วนการนำของโหมดการแกว่งระหว่างพื้นที่สำหรับเหตุการณ์ที่ n ($\zeta_{min,n}$) ได้จาก

$$\zeta_{min,n} = \frac{-\sigma_n}{\sqrt{\sigma_n^2 + \omega_n^2}}; n = 1, 2, \dots, 1000 \quad (2)$$

เมื่อ σ และ ω คือค่าส่วนจริงและจินตภาพของค่าลักษณะเฉพาะ (Eigenvalue) ตามลำดับ จากนั้นจึงคำนวณค่าความน่าจะเป็นในการเกิดเปอร์เซ็นต์อัตราส่วนการนำแต่ละค่า ($\text{Pr}(\% \zeta)$) ได้จาก

$$\text{Pr}(\% \zeta) = \frac{N(\% \zeta)}{N_A}, \quad \zeta = \zeta_{min} \dots \zeta_{max} \quad (3)$$

เมื่อ $N(\% \zeta)$ คือจำนวนเหตุการณ์ที่เกิดค่า $\% \zeta$ และ N_A คือจำนวนเหตุการณ์ทั้งหมด ζ_{min} และ ζ_{max} คือค่าอัตราส่วนการนำต่ำสุดและสูงสุดที่เป็นจำนวนเต็มซึ่งพิจารณาตามลำดับ จากนั้นนำค่า $\text{Pr}(\% \zeta)$ มาสร้างกราฟแท่งความน่าจะเป็นที่แต่ละค่าของ $\% \zeta$ (Histogram) โดยเพิ่มค่า $\% \zeta$ ที่ละหนึ่งเปอร์เซ็นต์ แล้วแปลงกราฟแท่งเป็นรูปหลายเหลี่ยมความถี่ (Frequency Polygon) เพื่อให้ใกล้เคียงกับกราฟความน่าจะเป็น ดังรูปที่ 5



รูปที่ 5 กราฟแปลงกราฟสำหรับปัจจัยรับวัตถุประสงค

ในที่นี้ กำหนดให้ค่า $\% \zeta$ ที่น้อยสุดที่ยอมรับได้มีค่าเท่ากับ 5% [1] ให้ Area1 เป็นพื้นที่ใต้กราฟของความน่าจะเป็นที่จะเกิดอัตราส่วนการนำน้อยกว่า 5% และ Area2 เป็นพื้นที่ใต้กราฟของความน่าจะเป็นที่จะเกิดอัตราส่วนการนำมากกว่าหรือเท่ากับ 5% วัตถุประสงค์ที่ใช้ใน

การออกแบบพารามิเตอร์ของ POD คือ ต้องทำให้ค่าเปอร์เซ็นต์อัตราส่วนการนำน้อยกว่า 1,000 เหตุการณ์ที่สุ่มมีค่าสูงกว่า 5% เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ข้างต้น การหาค่าพารามิเตอร์ของ POD สามารถหาได้จาก การแก้ปัญหา การทำให้เหมาะสมดังนี้

$$\text{Maximize } |\text{Area2} - \text{Area1}| \quad (4)$$

$$\text{Subject to } 0.1 \leq K_{stab} \leq 50.0$$

$$0.1 \leq T_{1,2,3,4} \leq 10.0$$

ในที่นี้จะใช้วิธี PSO มาแก้ปัญหาใน (4) ในที่นี้จะเรียก POD ที่นำเสนอว่า PPOD

3.2 วิธีการแบบดั้งเดิม

สำหรับการออกแบบพารามิเตอร์ของ POD ด้วยวิธีแบบดั้งเดิมมีวัตถุประสงค์เพื่อให้อัตราส่วนการนำของโหมดการแกว่งมีค่าเข้าใกล้ค่าที่กำหนด ที่จุดทำงานปกติ ในที่นี้จะกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ภายใต้ขอบเขตของตัวแปรเดียวกันกับวิธีที่นำเสนอดังนี้

$$\text{Minimize } \sum_{m=1}^{OS} |\zeta_{spec} - \zeta_m| \quad (5)$$

เมื่อ $\zeta_{spec} = 0.05$ (5%) ζ_m เป็นโหมดการแกว่งที่ m^{th} OS เป็นจำนวนโหมดการแกว่ง ในที่นี้จะเรียก POD ที่ได้ว่า CPOD

4. ผลการจำลองคอมพิวเตอร์

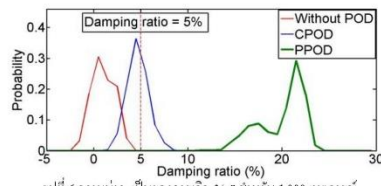
ในการแก้ปัญหาการทำให้เหมาะสม (4) และ (5) ด้วย PSO จะกำหนดจำนวนอนุภาคเท่ากับ 30 และจำนวนรอบการคำนวณเท่ากับ 35 ตารางที่ 1 แสดงค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของ PPOD และ CPOD รูปที่ 6 แสดงความน่าจะเป็นการเกิด $\% \zeta$ สำหรับ 1,000 เหตุการณ์ จะเห็นว่า ในกรณีที่ไม่คิด POD (Without POD) เกิดความน่าจะเป็นที่จะเกิด $\% \zeta$ น้อยกว่า 5 และเป็นลบ ในกรณี CPOD เกิดความน่าจะเป็นรอบบริเวณที่ 5% ในกรณี PPOD นั้นความน่าจะเป็นมากกว่า 10%

รูปที่ 7 แสดงค่าลักษณะเฉพาะสำหรับ 1,000 เหตุการณ์ จะเห็นว่าการกระจายตัวของค่าลักษณะเฉพาะในแต่ละกรณีของ POD สอดคล้องกับผลความน่าจะเป็นที่คิดขึ้นในรูปที่ 6

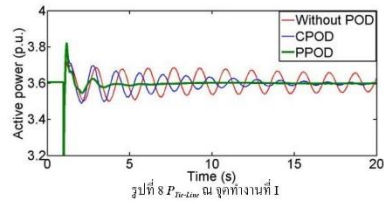
ต่อไปจะทำการจำลองทางคอมพิวเตอร์เมื่อเกิดความผิดปกติที่เกส 8 ณ เวลา 1 วินาทีและกำจัดความผิดปกติดังกล่าวในเวลา 1.03 วินาที ภายใต้จุดทำงานต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 1 พารามิเตอร์ PPOD และ CPOD

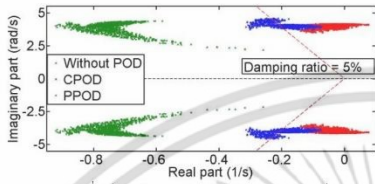
	Proposed POD (PPOD)				
	K_{stab}	T_1	T_2	T_3	T_4
DFIG	4.2028	11.6528	16.0184	8.3468	9.9631
SVC	6.7256	3.8238	13.8781	1.9630	13.6045
Conventional POD (CPOD)					
DFIG	23.4403	1.9417	15.9580	2.5651	13.9699
SVC	9.4053	3.8133	15.6074	2.7652	12.4258



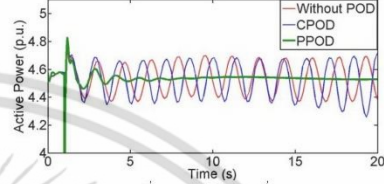
รูปที่ 6 ความน่าจะเป็นของการเกิด ζ สำหรับ 1,000 เหตุการณ์



รูปที่ 8 $P_{Turbine}$ ณ จุดทำงานที่ I



รูปที่ 7 ค่าคุณลักษณะเฉพาะสำหรับ 1,000 เหตุการณ์



รูปที่ 9 $P_{Turbine}$ ณ จุดทำงานที่ II

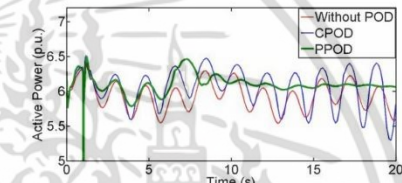
ตารางที่ 2 จุดการทำงานในแต่ละเหตุการณ์

Case	Description	P_f	P_r	P_s	L_f	L_r	W	$P_{Turbine}$
I	Normal $P_{Turbine}$	7.0	7.0	7.0	18.55	10.15	12.00	3.6
II	Heavy $P_{Turbine}$	6.8	7.3	7.5	21.04	9.87	8.84	4.5
III	Heaviest $P_{Turbine}$	7.4	8.0	8.0	20.90	8.78	10.67	6.0

รูปที่ 8 9 และ 10 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งซึ่งเชื่อมโยงเมื่อเกิดความผิดปกติของหน่วยที่ 1 ที่ไม่มีการติดตั้ง POD ไม่สามารถรักษาเสถียรภาพไว้ได้ ส่วนในกรณีของ CPOD นั้นสามารถลดการแกว่งได้ในกรณีที่ I เท่านั้น เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเพิ่มขึ้น CPOD สูญเสียสมรรถนะในการลดการแกว่งกำลังไฟฟ้าในทางตรงกันข้าม PPOD สามารถหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพในทุกกรณี

5. สรุป

บทความนี้สนับสนุนวิธีการออกแบบพารามิเตอร์ของ POD เพื่อประสานการปรับปรุงเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังร่วมกับระหว่างกันหันลมชนิด DFIG และ SVC ด้วยวิธีมอดัลคาร์โบลและความน่าจะเป็น การหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของ POD ด้วย PSO นั้นดำเนินการภายใต้เหตุการณ์ต่างๆ ที่ส่วนด้วยวิธีมอดัลคาร์โบล เพื่อให้ได้ค่าความน่าจะเป็นสูงสุดในการเกิดค่าอัตราส่วนการหน่วงที่ลดลง ผลการจำลองทางคอมพิวเตอร์ในระบบไฟฟ้ากำลังเชื่อมโยงแบบสองพื้นที่แสดงให้เห็นว่า POD ที่ออกแบบด้วยวิธีที่สนับสนุนการลดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าภายใต้จุดทำงานที่ครอบคลุมกว่า POD ที่ออกแบบด้วยวิธีดั้งเดิม



รูปที่ 10 $P_{Turbine}$ ณ จุดทำงานที่ III

เอกสารอ้างอิง

- [1] Kundur P. Power system stability and control. McGrawHill; 1994.
- [2] Zhixin Miao, et. al. "Control of DFIG-Based Wind Generation to Improve Interarea Oscillation Damping", IEEE Trans. Energy Conv., vol.24, Issue,2, pp.415-422, 2009.
- [3] T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Coordinated Robust Control of DFIG Wind Turbine and PSS for Stabilization of Power Oscillations Considering System Uncertainties", IEEE Trans. Sustainable Energy, vol.5, pp.823-833, 2014.
- [4] F.Milano, Power System Analysis Toolbox Version 2.1.8. Albacete, Spain: Universidad de Castilla-La Mancha, 2013.
- [5] A.H.M.A. Rahim et al., "DFIG Rotor Voltage Control for System Dynamic Performance Enhancement," Elect. Power Syst. Res., vol.81, pp.503-509, Feb.2011.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล กรกช ทันทิสิทธิ์
 วัน เดือน ปีเกิด 20 เมษายน 2535
 ที่อยู่ 167/2 ซ.ยาสุข1 ถ.ราชวิถี ต.พระปฐมเจดีย์ อ.เมือง จ.นครปฐม 73000

ประวัติการศึกษา 2557 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
 สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

รางวัล 2559 ได้รับการคัดเลือกเป็นบทความดีเด่น ในการประชุมวิชาการทาง
 วิศวกรรมไฟฟ้า (ECTI-Con 2016) ในหัวข้อเรื่อง “Optimal tuning of
 power system stabilizers by probability method”



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้