



รายงานการวิจัยฉบับสมบูรณ์

การหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าแบบคงทนในพื้นที่กว้างด้วยฟาร์มกังหันลมที่ใช้
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทาง

Wide Area Robust Power Oscillation Damping by Wind Farms with
Doubly Fed Induction Generators

นายอิสระชัย งามหรุ

ได้รับทุนสนับสนุนงานวิจัยจากงบประมาณแผ่นดิน ประจำปีงบประมาณ 2559

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รายงานการวิจัยฉบับสมบูรณ์

การหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าแบบคงทนในพื้นที่กว้างด้วยฟาร์มกังหันลมที่ใช้
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทาง

Wide Area Robust Power Oscillation Damping by Wind Farms with
Doubly Fed Induction Generators

นายอิสรชัย งามหนู



T145353

ได้รับทุนสนับสนุนงานวิจัยจากงบประมาณแผ่นดิน ประจำปีงบประมาณ 2559

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เลขหมู่.....

เลขทะเบียน 145353

ในเดือนปี 4 ก.พ. 2560

12830613

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มาให้นำไปใช้

โครงการ (ภาษาไทย) การหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าแบบคงทนในพื้นที่กว้างด้วยฟาร์มกังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทาง

แหล่งเงิน งบประมาณแผ่นดิน ประจำปีงบประมาณ 2559

ประจำปีงบประมาณ 2559 จำนวนเงินที่ได้รับการสนับสนุน 800,000 บาท

ระยะเวลาทำการวิจัย 1 ปี ตั้งแต่ ตุลาคม 2558 ถึง กันยายน 2559

ชื่อ-สกุล หัวหน้าโครงการ และผู้ร่วมโครงการวิจัย พร้อมระบุ หน่วยงานต้นสังกัด

นายอิสระชัย งามหรุ ภาควิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้นำเสนอการควบคุมลำดับชั้นที่ประกอบด้วย การควบคุมจากศูนย์กลาง (Centralized controller) และการควบคุมจากท้องถิ่น (Local controller) ของตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า (Power oscillation damper, POD) ที่ติดตั้งกับกังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทาง (Doubly-fed induction generator wind turbine, DFIG) ประสานงานร่วมกับตัวทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง (Power system stabilizer, PSS) เพื่อหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าอย่างคงทน ลำดับชั้นของการควบคุมจากศูนย์กลางประกอบด้วยตัวควบคุม POD และ PSS ที่ติดตั้งอยู่ที่ศูนย์ควบคุมส่วนกลาง (Control center) ซึ่งรับสัญญาณอินพุตจากอุปกรณ์วัดเฟสเซอร์ (Phasor measurement units) ในที่นี้ได้้นำวิธีการวัดค่าความสามารถในการควบคุม (Controllability) และการสังเกตได้ (Observability) ใช้เพื่อหาตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronous generator, SG) ที่เหมาะสมและ DFIG เพื่อเพิ่มการหน่วงของโหมดการแกว่ง สัญญาณอินพุตที่เหมาะสมให้กับ POD และ PSS และตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์วัดเฟสเซอร์ ส่วนลำดับชั้นการควบคุมจากท้องถิ่น POD และ PSS ได้ถูกติดตั้งกับ DFIG และ SG ที่เหมาะสมตามลำดับ การออกแบบพารามิเตอร์ของ POD และ PSS ได้พิจารณาตัวแปรต่างๆเช่น สมรรถนะความหน่วง (Damping performance) โครงสร้างของตัวควบคุม เวลาหน่วง (Time delay) และ หลักความคงทนต่อความไม่แน่นอนต่างๆของระบบ (System uncertainties) สุดท้ายได้ทดสอบสมรรถนะของตัวควบคุมที่นำเสนอกับตัวควบคุมที่ออกแบบโดยวิธีดั้งเดิม โดยการทดสอบเสถียรภาพพลวัต (Small-signal stability) และเสถียรภาพชั่วคราว (Transient stability) ภายใต้อุบัติการณ์ที่หลากหลายของระบบไฟฟ้ากำลัง

คำสำคัญ : ระบบไฟฟ้ากำลัง กังหันลมที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำชนิดป้อนสองทาง ตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Research Title: Wide Area Robust Power Oscillation Damping by Wind Farms with Doubly Fed Induction Generators

Researcher: Issarachai Ngamroo

Faculty: Engineering

Department: Electrical Engineering

ABSTRACT

This research proposes the two-level hierarchical scheme which consists of wide area centralized and local controls of the power oscillation damper (POD) equipped with the doubly-fed induction generator (DFIG) wind turbine and the power system stabilizer (PSS) for robust power oscillation damping. In the wide area level, the centralized POD and PSS receive the input signals from synchronized phasor measurement units (PMUs). The geometric measures of controllability and observability are applied to select the suitable DFIG and synchronous generator (SG) for stabilizing the target oscillation mode, the proper input signals of the centralized POD and PSS, and the location of PMUs. In the local level, the POD and PSS are equipped with the suitable DFIG and SG, respectively. In the optimization parameters of POD and PSS, the practical issues such as damping performance, controller structure, communication latency, and robustness against system uncertainties are taken into account. The controller efficiency and resiliency of the proposed controller are evaluated in comparison with other controllers by eigenvalue analysis and nonlinear simulation for a wide range of operating conditions, $N-1$ outage contingencies, severe faults, and communication failure.

Keywords: Electric power system, Doubly-fed induction generator wind turbine, Power oscillation damper

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนสนับสนุนการวิจัยจากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง จากแหล่งทุนวิจัยประเภทเงินงบประมาณแผ่นดิน ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2559

อิสรระชัย งามหฐ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VI
สารบัญภาพ.....	VII
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมา และความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมาย และวัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	3
1.3 สมมุติฐานของการวิจัย.....	3
1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย.....	3
1.5 ขอบเขตการวิจัย.....	4
1.6 ขั้นตอนของการวิจัย.....	5
บทที่ 2 การประสานควบคุมแบบลำดับชั้น และวิธีการออกแบบตัวควบคุมที่นำเสนอ	6
2.1 การประสานควบคุมแบบลำดับชั้น.....	6
2.2 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพลังงานลมชนิดบิออนสองทางซึ่งติดตั้งตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า.....	7
2.3 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรนัล.....	13
2.4 วิธีออกแบบตัวควบคุมที่นำเสนอ.....	15
2.4.1 การทำระบบให้เป็นเชิงเส้น.....	16
2.4.2 แบบจำลองของระบบที่พิจารณาเวลาหน่วง และความไม่แน่นอนต่างๆของระบบ.....	18
2.4.3 การออกแบบฟังก์ชันกัณฑ์วัตถุประสงค์โดยใช้หลักความคงทน และการย้ายโพลภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ.....	20
2.4.4 วิธีหึ่งห้อย.....	24
บทที่ 3 การทดสอบตัวควบคุมจากศูนย์กลาง และตัวควบคุมจากท้องถิ่น	27
3.1 ระบบใช้ในการศึกษา.....	27
3.2 การเลือกอินพุต และเอาต์พุตที่เหมาะสม.....	29
3.3 ผลการทดสอบตัวควบคุม.....	34

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
3.4 สรุปผลการทดสอบ.....	42
บทที่ 4 การทดสอบตัวควบคุมที่นำเสนอ.....	43
4.1 ผลการทดสอบตัวควบคุม.....	43
4.2 สรุปผลการทดสอบ.....	54
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ.....	55
5.1 สรุปผลการวิจัย.....	55
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	56
บทที่ 6 ผลผลิตที่ได้จากงานวิจัย.....	57
บรรณานุกรม.....	58
ภาคผนวก.....	61



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 พารามิเตอร์ของ DFIG.....	28
3.2 ผลวิเคราะห์โหมดการแกว่งและไอเกนแวลู.....	28
3.3 ผลการวิเคราะห์ Geometric measure of controllability.....	30
3.4 ผลการวิเคราะห์อินพุต และเอาต์พุตที่เหมาะสมของตัวควบคุมจากระยะไกล.....	32
3.5 ผลการวิเคราะห์อินพุต และเอาต์พุตที่เหมาะสมของ POD.....	33
3.6 ค่าเริ่มต้นของพารามิเตอร์.....	34
3.7 พารามิเตอร์ที่เหมาะสม.....	35
3.8 ผลการวิเคราะห์โหมดการแกว่ง และไอเกนแวลู.....	36
3.9 กรณีศึกษา.....	39
4.1 ค่าเริ่มต้นของพารามิเตอร์.....	44
4.2 ค่าเริ่มต้นของ $P_{SG,h}$, $P_{DFIG,k}$ และ $Td,1$	44
4.3 ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสม.....	45
4.4 ผลการวิเคราะห์ไอเกนแวลูและโหมดการแกว่ง.....	45
4.5 กรณีศึกษา.....	46

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
2.1 หลักการควบคุมที่นำเสนอ	6
2.2 โครงสร้างของ DFIG และระบบควบคุม	7
2.3 การวางแกน d และ q แบบ Flux-based rotating reference frame	9
2.4 ตัวควบคุมความเร็ว และตัวควบคุมแรงดันของ DFIG	11
2.5 ตัวควบคุมมุมใบพัดของ DFIG	12
2.6 โครงสร้างลำดับชั้นของ POD	12
2.7 AVR IEEE type III และ Turbine governor IEEE type II	14
2.8 แบบจำลองของระบบที่พิจารณาสัญญาณที่เลยและความไม่แน่นอนของระบบ	18
2.9 ขั้นตอนการหาค่า $C_{m,sc}$ และ $\gamma_{\infty,sc}$	21
2.10 Flow chart ของวิธีหึ่งห้อย	26
3.1 ระบบ New England IEEE 39 bus ที่ใช้ในการศึกษา	27
3.2 ผลการวิเคราะห์ Geometric measure of observability	30
3.3 วิธีการย้ายโพล	33
3.4 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Without POD and PSS	37
3.5 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Local CPOD and CPSS	37
3.6 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Centralized CPOD and CPSS	37
3.7 ความเร็วลมที่ใช้ในกรณีศึกษา	39
3.8 ผลการทดสอบในกรณีศึกษาที่ 1	40
3.9 ผลการทดสอบในกรณีศึกษาที่ 2	40
3.10 ผลการทดสอบในกรณีศึกษาที่ 3	41
3.11 ผลการทดสอบในกรณีศึกษาที่ 4	41
4.1 กราฟการลู่เข้าของฟังก์ชันกัณฑ์ประสงค์	43
4.2 ความเร็วลมที่ใช้ในกรณีศึกษา	47
4.3 การเปลี่ยนแปลงของ γ_{∞} ด้วย MCS 10,000 ครั้ง	48

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
4.4 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Hierarchical CPOD and CPSS.....	48
4.5 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Hierarchical RPOD and RPSS.....	49
4.6 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Hierarchical CPOD and CPSS เมื่อเกิด Communication failure.....	49
4.7 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Hierarchical RPOD and RPSS เมื่อเกิด Communication failure.....	49
4.8 ผลทดสอบในกรณีศึกษาที่ 1.....	52
4.9 ผลทดสอบในกรณีศึกษาที่ 2.....	52
4.10 ผลทดสอบในกรณีศึกษาที่ 3.....	53
4.11 ผลทดสอบในกรณีศึกษาที่ 4.....	53

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมา และความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นไม่เพียงแต่จะทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังผลิตกำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ และยังทำให้เกิดการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้ากำลัง (Interconnected power systems) เพิ่มขึ้นอีกด้วย ซึ่งในกรณีข้างต้นอาจจะกระตุ้นให้เกิดโหมดการแกว่งที่ไม่สามารถหน่วงได้ในช่วงความถี่ระหว่าง 0.2-2.0 Hz นั่นคือโหมดการแกว่งระหว่างพื้นที่ (Inter-area oscillation modes) และ โหมดการแกว่งในพื้นที่ (Local oscillation modes) [1] ในทางกลับกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพลังงานลมชนิดบ่อนสองทาง (Doubly fed induction generators: DFIGs) ได้ถูกติดตั้งอย่างมากมายในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อเพิ่มความสามารถในการควบคุม และสนับสนุนการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบ [2]

อย่างไรก็ตามการเพิ่มขึ้นของ DFIG ในระบบไฟฟ้ากำลังอาจจะส่งผลเสียต่อความหน่วงของโหมดการแกว่งข้างต้น เนื่องจากการลดลงของความเฉื่อยในระบบ การแทนที่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส หรือการทำงานที่ไม่สอดคล้องกันของคอนเวอร์เตอร์ (Converter) ในกลุ่มของ DFIG [3] ในกรณีข้างต้นได้ทำให้เกิดปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่ซับซ้อนและอาจนำไปสู่การเกิดไฟฟ้าดับในบริเวณกว้าง ซึ่งในอดีตได้ใช้ตัวทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง (Power systems stabilizer: PSS) ที่ติดตั้งกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronous generator: SG) มาแก้ไขปัญหานี้ อาจจะไม่เพียงพอสำหรับปัญหาที่ซับซ้อนนี้ได้ [4] ดังนั้นจึงเกิดแนวคิดที่จะประสานงานร่วมกันระหว่างตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า (Power oscillation damper: POD) ของ DFIG และ PSS ของ SG เพื่อนำมาแก้ไขปัญหานี้ต่อไป

ในปัจจุบันได้ใช้ POD ที่ติดตั้งกับ DFIG มาประยุกต์ และแก้ไขปัญหาการแกว่งโดยการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง และเสมือนของ DFIG [5-7] ซึ่งงานวิจัยเหล่านี้ก่อให้เกิดแนวคิดและความเป็นไปได้ของการประสานงานร่วมกันระหว่าง POD และ PSS ใน [8] ได้นำเสนอวิธีการหาค่าที่เหมาะสมแบบ Partial Eigen structure เพื่อนำมาออกแบบ POD และ PSS นอกจากนี้การประสานงานร่วมกันของ POD และ PSS ซึ่งออกแบบโดยพิจารณาการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้านอกของ DFIG ได้นำเสนอใน [4] ต่อมาการประสานงานร่วมกันของ POD และ PSS เพื่อนำมาทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งใช้วิธีการออกแบบด้วยหลักความคงทน และพิจารณาความไม่แน่นอนของระบบได้นำเสนอใน [9] ผลสรุปของงานวิจัยเหล่านี้บ่งชี้ว่าการประสานงานร่วมกันของ POD และ PSS ให้ความหน่วงการแกว่งที่ดีกว่าการควบคุมเพียง POD หรือ PSS อย่างไรก็ตาม POD และ PSS ของงานวิจัยที่กล่าวมาข้างต้นได้ใช้สัญญาณท้องถิ่น (Local signals) เป็นอินพุตให้กับ POD และ PSS ดังนั้นสัญญาณอินพุตเหล่านี้จึงมีความสามารถ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในการมองเห็น (Observability) ต่อโหมดการแกว่งระหว่างพื้นที่ต่ำ และในกรณีนี้อาจจะไม่สามารถทำเสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้ากำลัง [10, 11]

ปัญหาการแกว่งระหว่างพื้นที่ได้แก้ไขโดยใช้การควบคุมจากศูนย์กลาง ซึ่งประยุกต์ใช้อุปกรณ์วัดเฟสเซอร์ (Phasor measurement units) วัดสัญญาณที่อยู่ในพื้นที่ห่างไกลมาเป็นอินพุตให้กับ POD ใน [11] ได้ประยุกต์ใช้การควบคุมจากศูนย์กลางกับ DFIG ที่ติดตั้ง POD และพิจารณาเวลาหน่วงของตัวควบคุม POD แต่อย่างไรก็ตามการออกแบบตัวควบคุม POD ใน [11] ไม่ได้พิจารณาถึงความไม่แน่นอนต่างๆของระบบ เช่นจุดการทำงานที่หลากหลายของระบบไฟฟ้ากำลัง และสัญญาณอินพุต หรือเอาต์พุตของ POD ขาดหายเนื่องจากการคมนาคมล้มเหลว (Communication failure) ดังนั้นงานวิจัยเหล่านี้จึงไม่สามารถยืนยันเสถียรภาพความคงทนของตัวควบคุม POD ต่อความไม่แน่นอนต่างๆของระบบได้ ใน [12] ได้นำเสนอการควบคุมจากศูนย์กลางของ DFIG ที่ติดตั้ง POD โดยออกแบบตัวควบคุมด้วยวิธี Observer-based state-feedback ต่อมาใน [13] ได้นำเสนอการควบคุมจากศูนย์กลางแบบลำดับชั้นของ PSS POD และอุปกรณ์สร้างความยืดหยุ่นให้กับระบบส่งไฟฟ้ากระแสกลับ (FACTS devices) เพื่อควบคุมความถี่ และหน่วงการแกว่งระหว่างพื้นที่อย่างไรก็ตามเนื่องจากวิธีการออกแบบที่นำเสนอใน [12], [13] ได้ใช้วิธี Linear quadratic regulator ซึ่งยากที่จะเลือกเมตริกซ์ของการถ่วงน้ำหนัก เช่นเดียวกับวิธี Observer-based state-feedback ที่ไม่สามารถทำได้ง่ายในระบบไฟฟ้ากำลังจริง ถึงแม้ว่าตัวควบคุม POD และ PSS ในงานวิจัยนี้ได้ออกแบบโดยพิจารณาจุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ และเวลาหน่วงของตัวควบคุม แต่ตัวควบคุม POD และ PSS เหล่านี้ก็ไม่สามารถทำงานได้เมื่อเกิดเหตุการณ์สัญญาณขาดหายเนื่องจากการคมนาคมล้มเหลว (Communication failure)

เพื่อที่จะแก้ไขปัญหาก็กล่าวมาข้างต้น งานวิจัยนี้จึงนำเสนอการประสานควบคุมแบบลำดับชั้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพลังงานลมชนิดบิออนสองทาง และตั้งทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าอย่างคงทน วิธีการวัดความสามารถในการควบคุมและการมองเห็น (Geometric measures of controllability and observability) ถูกนำมาประยุกต์ใช้เพื่อหาค่าตำแหน่งที่เหมาะสมของ DFIG SG และ PMUs เพื่อทำเสถียรภาพต่อโหมดการแกว่งที่ต้องการ และหาสัญญาณอินพุตที่มีประสิทธิภาพในการหน่วงการแกว่งให้กับ POD และ PSS ซึ่งโครงสร้างของ POD และ PSS ที่ใช้เป็นแบบอันดับสองที่มีเฟสชดเชยแบบนำหน้าและล่าหลัง (Second-order lead/lag compensator) ปัญหาการหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของ POD และ PSS ได้พิจารณาหลักความคงทนต่อความไม่แน่นอนต่างๆ โดยวิธี Inverse output multiplicative perturbation และสมรรถนะความหน่วงของโหมดการแกว่งภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ ซึ่งในที่นี้ได้ประยุกต์ใช้วิธีหิ่งห้อย (Firefly algorithm) ในการหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของ POD และ PSS สุดท้ายงานวิจัยนี้ได้ทดสอบตัวควบคุม POD และ PSS ที่นำเสนอในระบบ New England IEEE-39 bus system เพื่อยืนยันเสถียรภาพพลวัต และเสถียรภาพชั่วคราวภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.2 ความมุ่งหมาย และวัตถุประสงค์ของการวิจัย

งานวิจัยนี้ทำการศึกษาการประสานควบคุมแบบลำดับชั้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพลังงานลมชนิดป้อนสองทางและตัวทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อหน่วยงานแวงกำลังไฟฟ้าอย่างคงทน โดยมีวัตถุประสงค์ของการศึกษา ดังต่อไปนี้

1. นำเสนอการควบคุมประสานงานแบบลำดับชั้นการควบคุมจากศูนย์กลาง และท้องถิ่น โดย POD ของ DFIG และ PSS ของ SG เพื่อหน่วยงานแวงกำลังไฟฟ้าอย่างคงทน
2. เพื่อออกแบบตัวควบคุม POD และ PSS โดยพิจารณาหลักความคงทน และสมรรถนะความหน่วงของโหมตการแวง ภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ
3. ประยุกต์ใช้วิธีหึ่งห้อยเพื่อนำมาหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของ POD และ PSS
4. ประยุกต์ใช้การควบคุมประสานงานแบบลำดับชั้นการควบคุมจากศูนย์กลาง และท้องถิ่น โดย POD ของ DFIG และ PSS ของ SG ซึ่งออกแบบโดยวิธีที่นำเสนอเพื่อเพิ่ม และยืนยันเสถียรภาพพลวัต และเสถียรภาพชั่วคราวภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ
5. งานวิจัยนี้ได้ประยุกต์ใช้แหล่งพลังงานที่มีอยู่แล้วในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อหน่วยงานแวงกำลังไฟฟ้าแทนที่จะประยุกต์ใช้อุปกรณ์ FACTS ซึ่งมีราคาสูงมาก

1.3 สมมติฐานของการวิจัย

สมมติฐานของงานวิจัยนี้ แสดงได้ดังต่อไปนี้

1. แบบจำลองของ DFIG สามารถควบคุมแยกอิสระระหว่างกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายให้กับระบบได้ ดังนั้นงานวิจัยนี้ได้ติดตั้ง POD ที่ควบคุมแรงดัน (หรือดูควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือน) ของ DFIG เพื่อใช้กำลังไฟฟ้าเสมือนของ DFIG ในการหน่วยงานแวงของกำลังไฟฟ้าได้
2. ใช้กำลังไฟฟ้าเสมือนของ DFIG เพื่อหน่วยงานแวงของกำลังไฟฟ้า แทนกำลังไฟฟ้าจริงของ DFIG ซึ่งถ้ากำลังไฟฟ้าจริงของ DFIG ถึงขีดจำกัดจะ ไม่สามารถใช้กำลังไฟฟ้าจริงหน่วยงานแวงของระบบได้
3. ถึงแม้ DFIG จะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงให้ระบบได้เนื่องจากความเร็วลมต่ำกว่าจุดทำงาน Cut-in หรือความเร็วลมเกินจุดทำงาน Cut-off แต่อย่างไรก็ตามคอนเวอร์เตอร์ของ DFIG ก็ยังสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อหน่วยงานแวงของระบบได้
4. โครงสร้างตัวควบคุมอันดับสองที่มีเฟสชดเชยแบบนำหน้า และล่าหลังเป็น โครงสร้างที่ไม่ซับซ้อน และสามารถนำมาดัดแปลงเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังจริงได้

1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย

ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในงานวิจัยนี้ ดังต่อไปนี้ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. ประยุกต์ใช้การควบคุมจากศูนย์กลางเพื่อแก้ไขปัญหาการแกว่งระหว่างพื้นที่อย่างมีประสิทธิภาพ และการควบคุมที่ท้องถิ่นในการแก้ไขปัญหาเสถียรภาพขาดหายเนื่องจากการคมนาคมล้มเหลว (Communication failure) ของการควบคุมจากศูนย์กลาง

2. การควบคุมแบบคงทน (Robust control) และการย้ายโพลของระบบ (Pole placement) ถูกนำมาประยุกต์ใช้เพื่อออกแบบพารามิเตอร์ของ POD และ PSS เพื่อให้คงทนต่อความไม่แน่นอนต่างๆ ของระบบ และมีสมรรถนะความหวังสูงเมื่อเกิดสิ่งรบกวนจากภายนอก เช่น ความผิดปกติของสามเฟส และการหลุดออกของสายส่ง เป็นต้น

3. ใช้วิธี Geometric measure of controllability and observability เพื่อเลือกสัญญาณ และตำแหน่งที่เหมาะสมของ POD PSS DFIG และ SG เพื่อใช้ในการหน่วงการแกว่งอย่างมีประสิทธิภาพ

4. การออกแบบโดยพิจารณาจุดการทำงานที่หลากหลายของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาตัวแปรที่สำคัญ และมีผลกระทบสูงต่อความคงทน และสมรรถนะความหวังของระบบจะทำให้ตัวควบคุมที่นำเสนอสามารถหน่วงการแกว่งได้ในจุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ

5. ประยุกต์ใช้วิธีหึ่งห้อยเพื่อหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่นำเสนอของ POD และ PSS

1.5 ขอบเขตการวิจัย

การประสานควบคุมแบบลำดับชั้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพลังงานลมชนิดบ่อนสองทางและตัวทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าอย่างคงทนดังที่งานวิจัยนี้นำเสนอ ภายใต้การจำลองด้วยโปรแกรม MATLAB และ Power System Analysis Toolbox (PSAT) มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. สร้างระบบ New England IEEE-39 bus เพื่อใช้ในการศึกษาและวิเคราะห์โหมดการแกว่งของระบบเมื่อติดตั้งและไม่ติดตั้ง DFIG จากนั้นได้นำวิธี Geometric measure of controllability and observability มาใช้เพื่อเลือกสัญญาณอินพุต และตำแหน่งที่เหมาะสมของ POD PSS DFIG และ SG เพื่อใช้ในการหน่วงการแกว่งอย่างมีประสิทธิภาพ

2. ออกแบบตัวควบคุม POD และ PSS โดยใช้หลักความคงทน และการย้ายโพลภายใต้จุดทำงานที่หลากหลายของระบบไฟฟ้ากำลัง

3. หาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของตัวควบคุม POD และ PSS ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่นำเสนอโดยวิธีหึ่งห้อย

4. ทดสอบตัวควบคุมที่นำเสนอ และตัวควบคุมเปรียบเทียบกับต่อเสถียรภาพพลวัต และเสถียรภาพชั่วคราวในระบบ New England IEEE-39 bus ภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.6 ขั้นตอนของการวิจัย

งานวิจัยนี้มีการดำเนินการวิจัยโดยมีขั้นตอน และรายละเอียดต่างๆ แบ่งออกเป็น 5 บท ดังต่อไปนี้ คือ

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา ความมุ่งหมาย วัตถุประสงค์ของการศึกษา สมมติฐานของการศึกษา ทฤษฎี แนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย ขอบเขตการวิจัย และขั้นตอนการศึกษา

บทที่ 2 กล่าวถึง วิธีการออกแบบการควบคุมจากศูนย์กลาง และการควบคุมจากท้องถิ่น แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของ DFIG SG POD และ PSS และการสร้างฟังก์ชันกัณฑ์วัตถุประสงค์โดยใช้หลักความคงทน และการย้ายโพล จากนั้นได้กล่าวถึงวิธีการหาค่าที่เหมาะสมฟังก์ชันกัณฑ์วัตถุประสงค์นี้โดยวิธีหึ่งห้อย

บทที่ 3 กล่าวถึงการเลือกสัญญาณที่เหมาะสมด้วยวิธี Geometric Controllability and observability และวิเคราะห์ข้อดีข้อเสียของการควบคุมจากศูนย์กลาง และการควบคุมการควบคุมจากท้องถิ่น

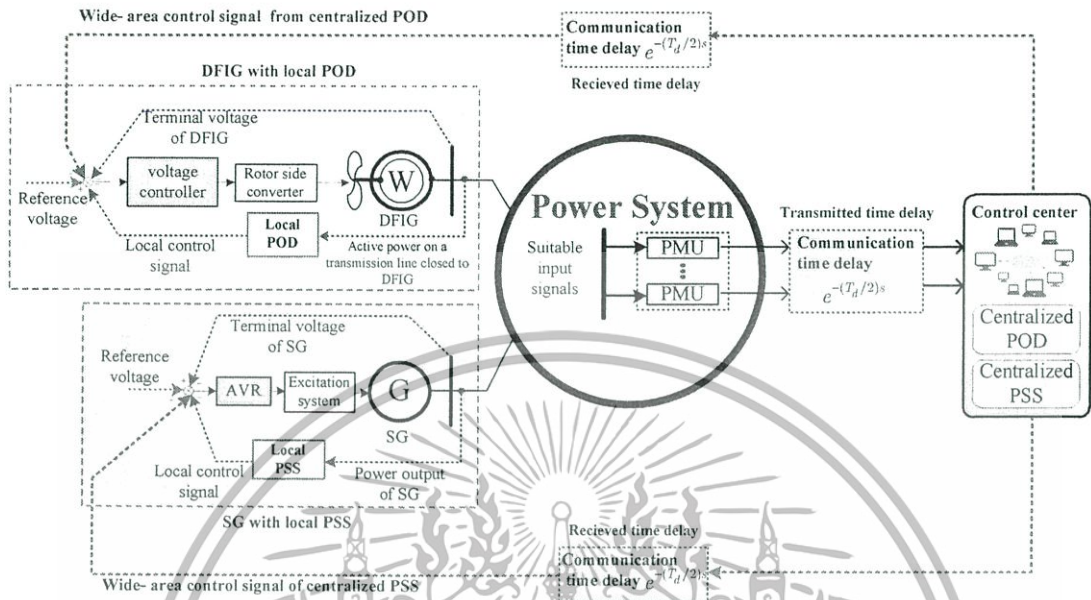
บทที่ 4 นำเสนอการประสานงานการควบคุมจากศูนย์กลาง และการควบคุมจากท้องถิ่น โดย POD และ PSS และทดสอบตัวควบคุมที่นำเสนอกับตัวควบคุมที่ออกแบบโดยวิธีดั้งเดิมต่อเสถียรภาพพลวัต และเสถียรภาพชั่วคราวได้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 5 สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 2

การประสานควบคุมแบบลำดับชั้นและวิธีการออกแบบตัวควบคุมที่นำเสนอ

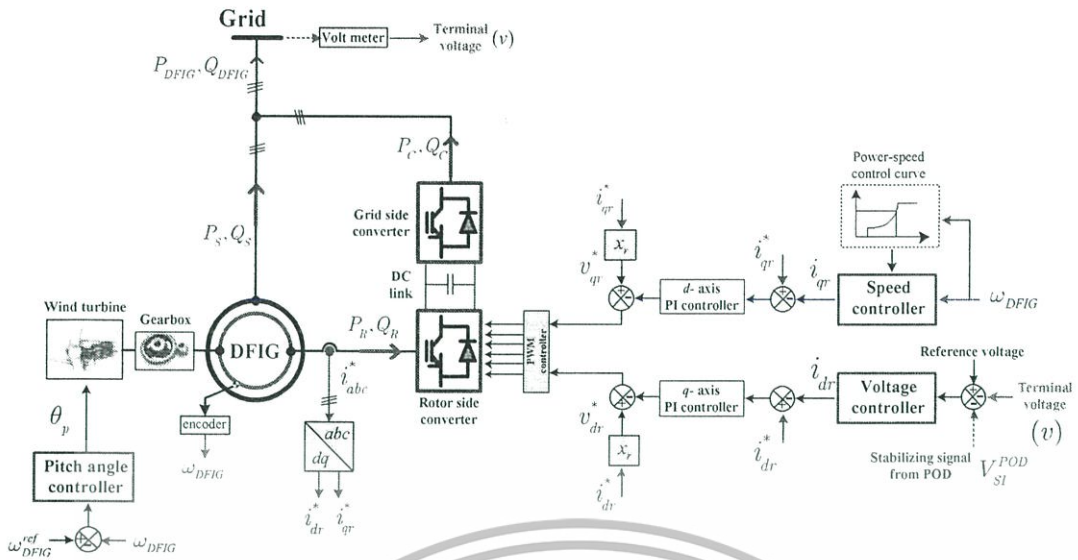


รูปที่ 2.1 หลักการควบคุมลำดับชั้นการควบคุมจากศูนย์กลาง และการควบคุมจากท้องถิ่นที่นำเสนอ

2.1 การประสานควบคุมแบบลำดับชั้น

การควบคุมจากศูนย์กลาง และการควบคุมจากท้องถิ่นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพลังงานลมชนิดป้อนสองทางซึ่งติดตั้งตัวแปลงการแกว่งกำลังไฟฟ้า และตัวทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ได้แสดงในรูปที่ 2.1 ประกอบด้วยการควบคุมจากศูนย์กลางของ POD และ PSS ที่ติดตั้งอยู่ที่ศูนย์กลางควบคุมส่วนกลาง ซึ่งส่งสัญญาณทำเสถียรภาพให้กับ DFIG และ SG ตามลำดับ และการควบคุมจากท้องถิ่นประกอบด้วยตัวควบคุมท้องถิ่น POD และ PSS ที่ติดตั้งอยู่กับ DFIG และ SG ตามลำดับ ตัวควบคุม POD และ PSS ที่ศูนย์กลางควบคุมส่วนกลางได้รับอินพุตซึ่งวัดโดยอุปกรณ์วัดเฟสเซอร์ ในทางตรงกันข้าม ตัวควบคุมจากท้องถิ่น POD และ PSS ได้ใช้กำลังไฟฟ้าที่ออกจาก DFIG และ SG เพื่อเป็นอินพุต ตามลำดับ เมื่อเกิดสิ่งรบกวนจากภายนอก (Disturbance) ตัวควบคุมจากศูนย์กลาง และตัวควบคุมจากท้องถิ่นของ POD จะส่งสัญญาณทำเสถียรภาพไปที่ตัวควบคุมแรงดัน ตัวควบคุมจากศูนย์กลาง และตัวควบคุมจากท้องถิ่นของ PSS จะส่งสัญญาณทำเสถียรภาพไปที่ Automatic voltage regulator (AVR) นอกจากนี้ตัวควบคุมจากท้องถิ่นของ POD และ PSS ถูกออกแบบเพื่อทำเสถียรภาพให้กับระบบเมื่อสัญญาณทำเสถียรภาพของตัวควบคุมจากส่วนกลางของ POD และ PSS ไม่สามารถส่งสัญญาณมาทำเสถียรภาพให้กับระบบได้เนื่องจาก สัญญาณการคมนาคมล้มเหลว (Communication failure)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.2 โครงสร้างของ DFIG และระบบควบคุม

2.2 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพลังงานลมชนิดป้อนสองทางซึ่งติดตั้งตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า

รูปที่ 2.2 แสดง DFIG ที่ติดตั้ง POD และระบบควบคุม [14] สมการแรงดันในแกน d และ q ของ DFIG แสดงได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 v_{ds} &= -r_s i_{ds} + ((x_s + x_u) i_{qs} + x_u i_{qr}) \\
 v_{qs} &= -r_s i_{qs} - ((x_s + x_u) i_{ds} + x_u i_{dr}) \\
 v_{dr} &= -r_r i_{dr} + (1 - \omega_{DFIG}) ((x_s + x_u) i_{qr} + x_u i_{qs}) \\
 v_{qr} &= -r_r i_{qr} - (1 - \omega_{DFIG}) ((x_s + x_u) i_{dr} + x_u i_{ds})
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

โดยที่ v_{ds}, v_{qs}, v_{dr} และ v_{qr} คือ แรงดันในแกน d และ q ของสเตเตอร์ และ โรเตอร์ ตามลำดับ i_{ds}, i_{qs}, i_{dr} และ i_{qr} คือ กระแสในแกน d และ q ของสเตเตอร์ และ โรเตอร์ ตามลำดับ r_s และ r_r คือ ความต้านทานของสเตเตอร์ และ โรเตอร์ ตามลำดับ x_s และ x_u คือ รีแอกแตนซ์ของสเตเตอร์ และแมกนีไทซ์ ตามลำดับ ω_{DFIG} คือ ความเร็วโรเตอร์ของ DFIG

จากนั้นได้เขียน v_{ds} และ v_{qs} ให้อยู่ในรูปของแรงดันที่ต่อกับโครงข่าย (Terminal voltage) ได้ดังนี้ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\begin{aligned} v_{ds} &= -v \sin \theta \\ v_{qs} &= v \cos \theta \end{aligned} \quad (2.2)$$

โดยที่ v และ θ คือแรงดัน และมุมเฟสของแรงดันที่ต่อกับโครงข่าย
sin และ cos คือฟังก์ชันไซน์ และคอสของตรีโกณมิติ

กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนขึ้นอยู่กับกระแสทางด้านสเตเตอร์ และคอนเวอร์เตอร์
แสดงได้ดังนี้

$$\begin{aligned} P_{DFIG} &= P_s + P_C \\ Q_{DFIG} &= Q_s + Q_C \end{aligned} \quad (2.3)$$

และ

$$\begin{aligned} P_{DFIG} &= v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_{dc} i_{dc} + v_{qc} i_{qc} \\ Q_{DFIG} &= v_{ds} i_{qs} - v_{qs} i_{ds} + v_{dc} i_{dq} - v_{qc} i_{qd} \end{aligned} \quad (2.4)$$

โดยที่ P_{DFIG} และ Q_{DFIG} คือ กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DFIG ตามลำดับ
 P_s, P_C, Q_s และ Q_C คือ กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนของสเตเตอร์ และ
คอนเวอร์เตอร์ ตามลำดับ
 v_{dc} และ v_{qc} คือ แรงดันในแกน d และ q ของคอนเวอร์เตอร์ ตามลำดับ
 i_{dc} และ i_{qc} คือ กระแสในแกน d และ q ของคอนเวอร์เตอร์ ตามลำดับ

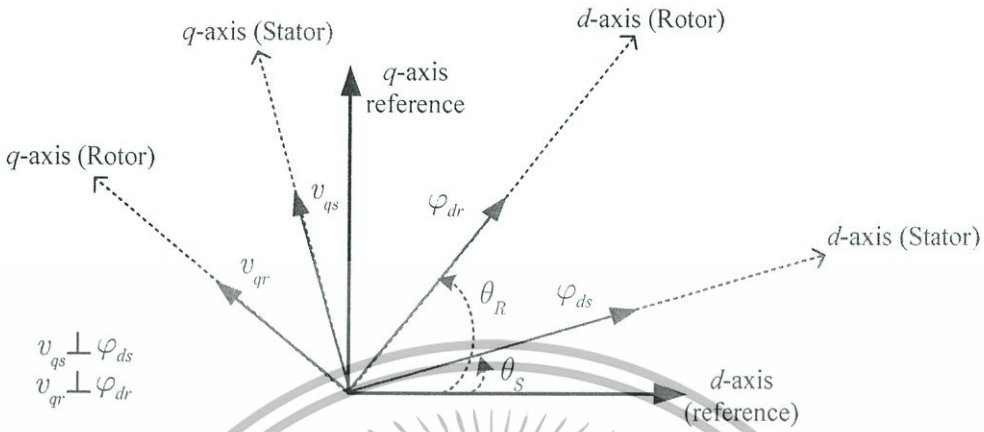
เพื่อให้ง่ายต่อการสร้างแบบจำลอง จึงได้สมมุติให้แบบจำลองของคอนเวอร์เตอร์เป็นแบบอุดม
คติ และไม่มีการสูญเสีย ดังนั้นจึงสรุปได้ว่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนที่โรเตอร์มีค่าเท่ากับ
กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนที่คอนเวอร์เตอร์ดังสมการ (2.5)

$$\begin{aligned} P_C &= P_R \\ Q_C &= Q_R \end{aligned} \quad (2.5)$$

โดยที่ P_R และ Q_R คือกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนที่โรเตอร์ ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เนื่องจากคอนเวอร์เตอร์สามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างอิสระ ซึ่งเป็นเหตุผลที่ว่าลูปการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นอิสระต่อกัน หรือสามารถแยกกันควบคุมได้ (Independently control) [14]



รูปที่ 2.3 การวางแกน d และ q แบบ Flux-based rotating reference frame

รูปที่ 2.3 แสดงการวางแกน d และ q แบบ Flux-based rotating reference frame ที่ใช้ในการสร้างและอ้างอิงแบบจำลองของ DFIG โดยพิจารณาจากค่าเริ่มต้น $\theta_s = \theta_r = 0^\circ$ ดังนั้นสมการที่ (2.2) สามารถเขียนได้ดังนี้

$$\begin{aligned} v_{ds} &= v_{dr} = 0 \\ v_{qs} &= v_{qr} = v \end{aligned} \tag{2.6}$$

แทนค่าสมการ (2.6) ในสมการที่ (2.4) ได้ผลดังนี้

$$\begin{aligned} P_{DFIG} &= v(i_{qs} + i_{qr}) \\ Q_{DFIG} &= -v(i_{ds} + i_{dr}) \end{aligned} \tag{2.7}$$

ความสัมพันธ์ระหว่างฟลักซ์ และกระแสของสเตเตอร์ได้แสดงโดยสมการที่ (2.8)

$$\begin{aligned} \varphi_{ds} &= -((x_s + x_u)i_{dr} + x_u i_{dr}) \\ \varphi_{qs} &= -((x_s + x_u)i_{qs} + x_u i_{qr}) \end{aligned} \tag{2.8}$$

โดยที่ φ_{ds} และ φ_{qs} คือฟลักซ์ของสเตเตอร์ในแกน d และ q ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จัดรูปสมการที่ (2.8) ในรูปของกระแสในแกน d และ q ทางด้านสเตเตอร์ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} i_{ds} &= \frac{-\varphi_{ds} - x_u i_{dr}}{x_s + x_u} \\ i_{qs} &= \frac{-x_u i_{qr}}{x_s + x_u} \end{aligned} \quad (2.9)$$

แทนค่า (2.9) ลงใน (2.7) ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DFIG ที่จ่ายเข้าสู่โครงข่ายสามารถเขียนในรูปของกระแสทางด้านโรเตอร์ในแกน d และ q ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} P_{DFIG} &= \frac{x_s}{x_s + x_u} v i_{qr} \\ Q_{DFIG} &= \frac{-x_u v i_{dr}}{x_s + x_u} - \frac{v^2}{x_u} \end{aligned} \quad (2.10)$$

ในสมการที่ (2.10) แสดงให้เห็นว่ากระแสแกน q ของโรเตอร์ใช้ในการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของ DFIG ส่วนกระแสแกน d ของโรเตอร์ใช้ในการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DFIG ซึ่งสามารถแยกการควบคุมได้อย่างอิสระ ต่อไปสมการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำสามารถแสดงได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \omega_{DFIG} &= (\tau_m - \tau_c) / 2H_m \\ \tau_c &= (\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds}) = x_u (i_{qr} i_{ds} + i_{dr} i_{qs}) \end{aligned} \quad (2.11)$$

กำลังทางกลที่ได้จากความเร็วมเขียนให้อยู่ในรูปของ ความเร็วลม ความเร็วโรเตอร์ของ DFIG และมุมของใบพัดได้ดังนี้

$$P_W = \frac{n_g \rho}{2S_n} c_p(\lambda, \theta_p) A_r v_W^3 \quad (2.12)$$

กราฟเส้นโค้งของ $c_p(\lambda, \theta_p)$ สามารถประมาณค่าโดย

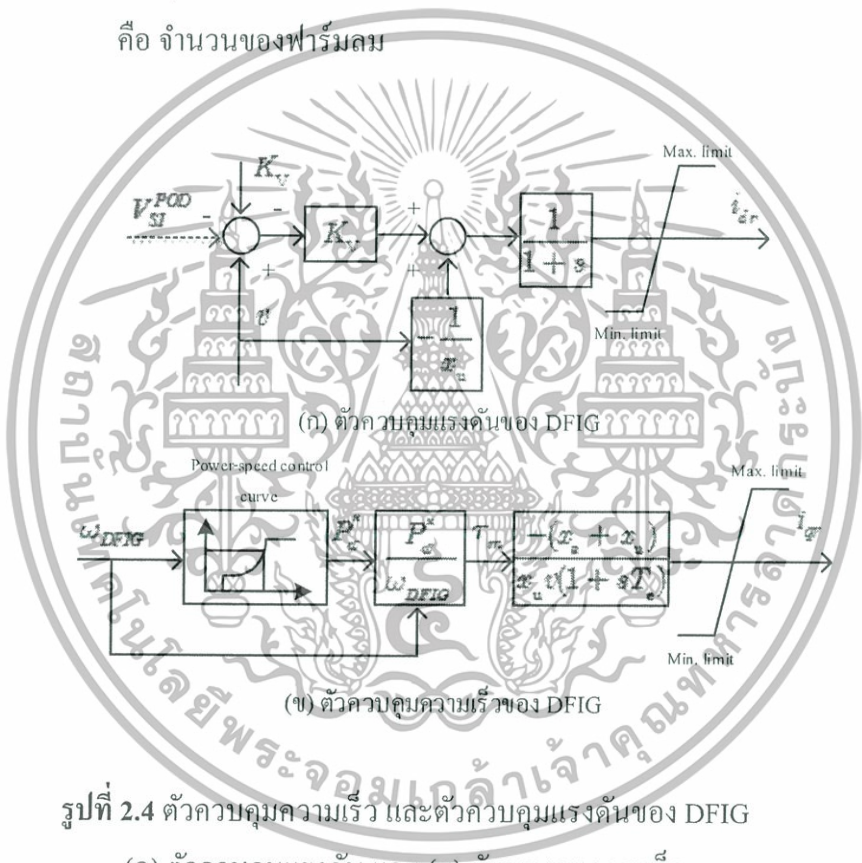
$$c_p = 0.22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\theta_p - 5 \right) e^{\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (2.13)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อค่าของ λ สามารถประมาณค่าด้วยฟังก์ชันก่ของ λ [15] ดังนี้

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta_p} - \frac{0.35}{\theta_p^3 + 1} \tag{2.14}$$

- โดยที่ ω_{DFIG} คือ ตัวแปรสถานะของความเร็วโรเตอร์ของ DFIG
- τ_m และ τ_c คือ แรงบิดทางกล และทางไฟฟ้า ตามลำดับ
- v_w คือ ความเร็วลม (Wind speed)
- θ_p คือ มุมของใบพัด (Pitch angle)
- n_g คือ จำนวนของฟาร์มลม



รูปที่ 2.4 ตัวควบคุมความเร็ว และตัวควบคุมแรงดันของ DFIG

(ก) ตัวควบคุมแรงดัน และ (ข) ตัวควบคุมความเร็ว

- S_n คือ พิกัดของกำลังไฟฟ้าของ DFIG
- ρ คือ ความหนาแน่นของอากาศ (Air density)
- c_p คือ ค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้า
- λ คือ อัตราส่วนความเร็วปลาย
- A_w คือ พื้นที่กวาดของโรเตอร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากนั้นการควบคุมกระแสโรเตอร์ในแกน d และ q ที่ใช้ในการควบคุมควบคุมความเร็ว (หรือกำลังไฟฟ้าจริง) และควบคุมแรงดัน (หรือกำลังไฟฟ้าเสมือน) แสดงได้ในรูปที่ 2.4 (ก) และ 2.4 (ข) ตามลำดับ

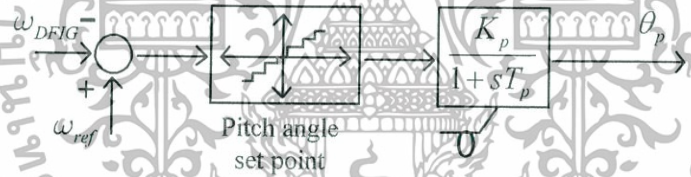
ในรูป 2.4 สมการเชิงอนุพันธ์ของกระแสโรเตอร์ในแกน d และ q สามารถแสดงดังสมการที่ (2.15) และ (2.16) ตามลำดับ

$$i_{qr} = \left(\left(-\frac{x_s + x_u}{x_u v} p_w^* \right) / \omega_m - i_{qr} \right) \frac{1}{T_e} \quad (2.15)$$

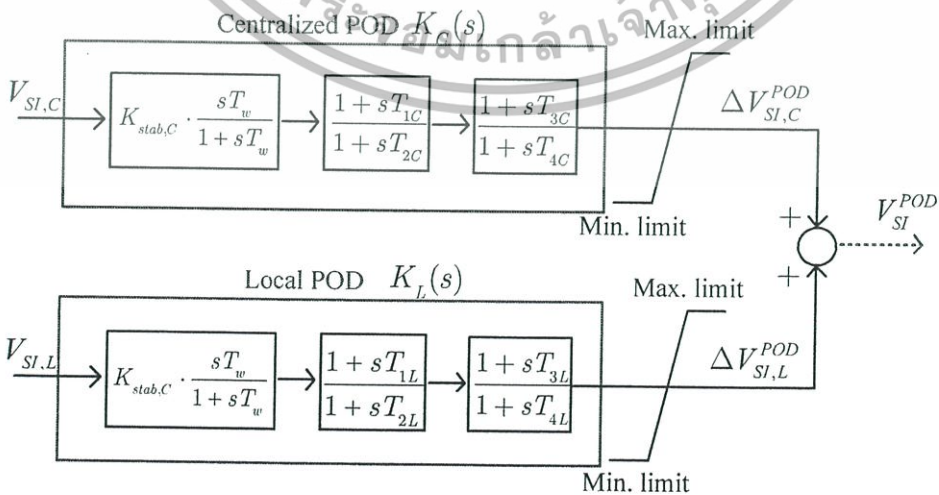
$$i_{dr} = K_v (v - V_{ref}) - \frac{v}{x_u} - i_{dr} \quad (2.16)$$

ใน [4] แสดงให้เห็นว่าการควบคุมแรงดันที่ฝั่งโรเตอร์ให้ผลตอบสนองต่อความหน่วงของโหมดการแกว่งมากกว่าการควบคุมความเร็ว ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงได้ติดตั้ง POD ที่ลูปลควบคุมแรงดันโดยเพิ่มสัญญาณทำเสถียรภาพของ POD เข้าไปที่แรงดันอ้างอิง (Reference voltage) ดังสมการ (2.17)

$$V_{ref} = V_{ref}^0 + V_{SI}^{POD} \quad (2.17)$$



รูปที่ 2.5 ตัวควบคุมมุมใบพัดของ DFIG



รูปที่ 2.6 โครงสร้างแบบลำดับชั้นของตัวควบคุมจากศูนย์กลาง และตัวควบคุมจากท้องถิ่นของ POD

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่	V_{ref}	คือ แรงดันอ้างอิง
	V_{ref}^0	คือ ค่าเริ่มต้นของค่าอ้างอิง ($V_{ref}^0 = 1$)
	V_{SI}^{POD}	คือ สัญญาณทำเสถียรภาพที่มาจาก POD
	p_w^*	คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากความเร็วลม
	K_v	คือ อัตราขยายของตัวควบคุมแรงดัน
	T_c	คือ ค่าคงที่ของตัวควบคุมความเร็ว

สุดท้ายตัวควบคุมมุมใบพัด (Pitch angle controller) ซึ่งทำงานเฉพาะ โหมด Super-synchronous ของ DFIG ได้แสดงในรูป 2.5 ซึ่งเขียนเป็นสมการเชิงอนุพันธ์ได้ดังนี้

$$\dot{\theta}_p = (K_p \cdot (f(\omega_{DFIG}, \omega_{ref})) - \frac{\theta_p}{T_p}) \quad (2.18)$$

โดยที่	$f(\omega_{DFIG}, \omega_{ref})$	คือ ฟังก์ชันที่เปลี่ยนไปตามผลต่างของ ω_{DFIG} และ ω_{ref}
	ω_{ref}	คือ ความเร็วอ้างอิงของ ω_{DFIG}
	K_p และ T_p	คือ อัตราขยายและค่าคงที่เวลาของตัวควบคุมใบพัด

ส่วนโครงสร้างลำดับชั้นของ POD ในงานวิจัยนี้เป็นโครงสร้างแบบอันดับสองที่มีเฟสชดเชยแบบนำหน้า และล่าหลัง ดังแสดงในรูปที่ 2.6 ประกอบด้วยอัตราขยาย $K_{stab,C}$ และ $K_{stab,L}$ ค่าคงที่เวลาของวงจรปรับตั้งใหม่ (Washout time constant) T_w มีหน้าที่ทำให้ตัวควบคุม POD ไม่ทำงานในสภาวะอยู่ตัว (Steady state) และทำงานในสภาวะที่เกิดความผิดปรongระบบ ในที่นี้กำหนดให้ $T_w = 10$ s เพื่อให้วงจรปรับตั้งใหม่ทำงานตั้งแต่ความถี่ประมาณ 0.1 Hz ขึ้นไป นอกจากนี้ค่าคงที่เวลาของเฟสชดเชยแบบนำหน้า และล่าหลัง $T_{1,C}$ $T_{2,C}$ $T_{3,C}$ $T_{4,C}$ $T_{1,L}$ $T_{2,L}$ $T_{3,L}$ และ $T_{4,L}$ ทำหน้าที่ปรับเฟสชดเชย และความเหมาะสมของสัญญาณทำเสถียรภาพ ส่วนค่าขอบบน (Max. Limit) และขอบล่าง (Min. Limit) ได้กำหนดให้อยู่ในช่วง ± 0.2 p.u. ค่าพารามิเตอร์ของ POD ได้ถูกออกแบบด้วยหลักความคงทน และการย้ายโพลภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ ซึ่งหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมโดยใช้วิธีหึ่งห้อยหมายเหตุ PSS ของ SG ที่ใช้ในงานวิจัยนี้มีโครงสร้างลำดับชั้นแบบเดียวกันกับ POD ของ DFIG

2.3 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรนัส

แบบจำลองของ SG ในงานวิจัยนี้ทำการแทนด้วยแบบจำลองอันดับสี่ โดยสามารถหาได้จากสมการ สมการการแกว่ง (Swing Equation) และสมการแรงเคลื่อนไฟฟ้าภายในชั่วคราว (Transient Internal Electro-motive Force) ในแนวแกน d และในแนวแกน q ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

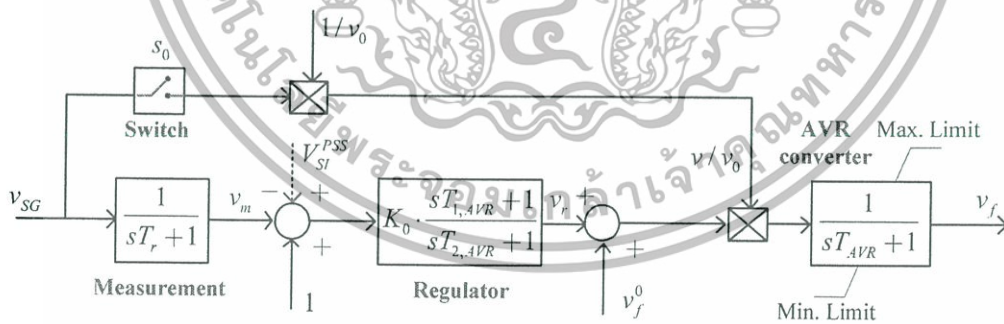
$$\dot{\delta}_{SG} = 1 - \omega_{SG} \tag{2.19}$$

$$\dot{\omega}_{SG} = (P_m - P_e - D + D\omega_{SG}) / M \tag{2.20}$$

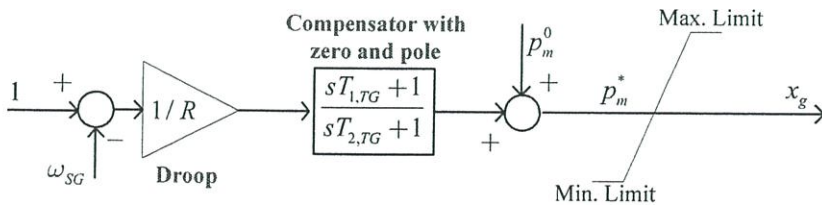
$$\dot{E}'_q = (v_f - E'_q + I_d(X_d - X'_d)) / T'_{d0} \tag{2.21}$$

$$\dot{E}'_d = (-E'_d - I_q(X_q - X'_q)) / T'_{q0} \tag{2.22}$$

- โดยที่ δ_{SG} คือ มุมของโรเตอร์ (Rotor Angle)
 ω_{SG} คือ ความเร็วซิงโครนัส (Synchronous Speed)
 P_m คือ กำลังทางกล (Mechanical Power)
 P_e คือ กำลังทางไฟฟ้า (Electrical Power)
 D คือ สัมประสิทธิ์ความหน่วง (Damping Coefficient)
 M คือ ค่าคงที่ความเฉื่อย (Inertia Constant)
 E'_d, E'_q คือ สนามแม่เหล็กไฟฟ้าภายในขั้วครุในแนวแกน d และแกน q
 v_f คือ แรงดันไฟฟ้าที่ขั้วฟิลด์ (Field Voltage)
 X_d, X_q คือ รีแอกแตนซ์ (Reactance) ในแนวของแกน d และแกน q
 X'_d, X'_q คือ รีแอกแตนซ์ขั้วครุ (Transient Reactance) ในแนวของแกน d และแกน q
 I_d, I_q คือ กระแส (Current) ที่แนวของแกน d และแกน q
 T'_{d0}, T'_{q0} คือ ค่าคงที่เวลขั้วครุ (Transient Time Constant) ของแกน d และแกน q



(ก) AVR IEEE Type III



(ข) Turbine governor IEEE Type II

รูปที่ 2.7 AVR IEEE type III และ Turbine governor IEEE type II

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนักเรียนเห็นหน้าไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

นอกจากนี้ SG แต่ละตัวได้ติดตั้งตัวควบคุมแรงดัน AVR IEEE type III และตัวควบคุมความเร็ว Turbine governor IEEE type II [14] ซึ่งแสดงดังรูปที่ 2.7 (ก) และ 2.7 (ข) ตามลำดับ สมการเชิงอนุพันธ์ของ AVR IEEE type III แสดงได้ดังนี้

$$\begin{aligned}\dot{v}_m &= (v_{SG} - v_m) / T_r \\ \dot{v}_r &= (K_0(1 - \frac{T_{1,AVR}}{T_{2,AVR}})((1 + V_{SI}^{PSS}) - v_m) - v_r) / T_{2,AVR} \\ \dot{v}_f &= ((v_r + K_0 \frac{T_{1,AVR}}{T_{2,AVR}}((1 + V_{SI}^{PSS}) - v_m) + v_f^0) \cdot (1 + s_0(\frac{v}{v^0} - 1)) - v_f) / T_{AVR}\end{aligned}\quad (2.23)$$

สมการเชิงอนุพันธ์ของ Turbine governor IEEE type II แสดงได้ดังนี้

$$\dot{x}_g = (\frac{1}{R}(1 - \frac{T_{1,TG}}{T_{2,TG}})(1 - \omega_{SG}) - x_g) / T_{2,TG}\quad (2.24)$$

โดยที่	v_m , v_r และ v_f	คือ แรงดันที่ได้จาก เครื่องวัด ตัวควบคุมแรงดัน และฟิลว์ ตามลำดับ
	x_g	คือ แร้งบิดของ Turbine governor
	\dot{x}_g	คือ สมการเชิงอนุพันธ์ของ x_g
	R	คือ ตัวควบคุมความเร็ว (Droop)
	V_{SI}^{PSS}	คือ สัญญาณทำเสถียรภาพจาก PSS
	ω_{SG}	คือ ความเร็วโรเตอร์ของ SG
	v_{SG}	คือ แรงดันขั้วของ SG (Terminal voltage of SG)
	v_f^0	คือ ค่าเริ่มต้นของแรงดันฟิลว์
	s^0	คือ สวิตช์
	T_{AVR} และ K_0	คือ ค่าคงที่เวลา และอัตราขยายของ AVR ตามลำดับ
	\dot{v}_m , \dot{v}_r และ \dot{v}_f	คือ สมการเชิงอนุพันธ์ของ v_m , v_r และ v_f ตามลำดับ
	$T_{1,AVR}$ และ $T_{2,AVR}$	คือ ซีโร และ โพลของ AVR ตามลำดับ
	$T_{1,TG}$ และ $T_{2,TG}$	คือ ซีโร และ โพลของ TG ตามลำดับ

2.4 วิธีออกแบบตัวควบคุมที่นำเสนอ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในหัวข้อ 2.4 จะแบ่งวิธีการออกแบบตัวควบคุมที่นำเสนอ ดังนี้ 2.4.1 การทำระบบให้เป็นเชิงเส้น จากนั้นหัวข้อย่อย 2.4.2 ได้วิเคราะห์แบบจำลองของระบบที่พิจารณาเวลาหน่วง และความไม่แน่นอนต่างๆของระบบ ในหัวข้อ 2.4.3 ได้อธิบายการออกแบบฟังก์ชันก่อดูประสงค์โดยใช้หลักความคงทน และสุดท้ายหัวข้อ 2.4.4 ได้อธิบายการหาค่าที่เหมาะสมด้วยวิธีหึ่งห้อย

2.4.1 การทำระบบให้เป็นเชิงเส้น

เนื่องจากระบบที่ใช้ในการศึกษาเป็นระบบ และแบบจำลองที่ไม่เป็นเชิงเส้น (Non-linear model and system) เพื่อให้ง่ายต่อการออกแบบโดยใช้หลักความคงทน และวิเคราะห์โหมดการแกว่ง ณ จุดๆหนึ่งของระบบ ขั้นแรกต้องทำระบบให้เป็นเชิงเส้นก่อนโดยวิธีการทำให้เป็นเชิงเส้น (Linearization) ดังนั้นรูปที่ 2.1 สามารถทำให้เป็นเชิงเส้นได้ดังสมการ (2.25)

$$\begin{aligned}\Delta \dot{X} &= A\Delta X + B\Delta U \\ \Delta Y &= C\Delta X + D\Delta U \\ \Delta U &= K\Delta Y\end{aligned}\quad (2.25)$$

เมื่อ

$$\begin{aligned}\Delta X &= [\Delta \delta_{SG} \quad \Delta \omega_{SG} \quad \Delta E'_d \quad \Delta E'_q \quad \Delta v_m \quad \Delta v_r \quad \Delta v_f \quad \Delta x_g \quad \Delta v_{DFIG} \quad \Delta \omega_{DFIG} \quad \Delta \theta_p \quad \Delta i_{dr} \quad \Delta i_{qr}]^T \\ \Delta U &= [\Delta V_{SI}^{POD} \quad \Delta V_{SI}^{PSS}]^T\end{aligned}\quad (2.26)$$

จากรูปที่ 2.6 โครงสร้างลำดับชั้นของ POD และ PSS ได้แบ่งเป็นการควบคุมจากศูนย์กลาง และการควบคุมจากท้องถิ่น ดังนั้น ΔV_{SI}^{POD} และ ΔV_{SI}^{PSS} สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (2.27)

$$\begin{aligned}\Delta V_{SI}^{POD} &= [\Delta V_{SI,C}^{POD} \quad \Delta V_{SI,L}^{POD}] \\ \Delta V_{SI}^{PSS} &= [\Delta V_{SI,C}^{PSS} \quad \Delta V_{SI,L}^{PSS}]\end{aligned}\quad (2.27)$$

โดยที่ A B C และ D คือ เมตริกซ์ของ ระบบ อินพุต เอาท์พุต และฟีดฟวาค ตามลำดับ

K คือ เมตริกซ์แนวทแยงของ POD และ PSS

ΔX และ $\Delta \dot{X}$ คือ การเบี่ยงเบนของเวกเตอร์สถานะ และสมการเชิงอนุพันธ์ของเวกเตอร์สถานะ ตามลำดับ

ΔU คือ เอาท์พุตเวกเตอร์ของสัญญาณทำเสถียรภาพจาก POD และ PSS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ΔY คือ เอาท์พุทเวกเตอร์จากระบบ (อินพุทเวกเตอร์ของ POD และ PSS ซึ่งวัดโดย อุปกรณ์วัดเฟสเซอร์)

$\Delta \delta_{SG}$ คือ การเบี่ยงเบนของมุมของโรเตอร์ของ SG

$\Delta \omega_{SG}$ คือ การเบี่ยงเบนของความเร็วโรเตอร์ของ SG

Δv_m คือ การเบี่ยงเบนของแรงดันที่วัดได้ของ Automatic voltage regulator (AVR)

Δv_r คือ การเบี่ยงเบนของแรงดันควบคุมของ AVR

Δv_f คือ การเบี่ยงเบนของแรงดันที่ฟิลด์ของ AVR

Δx_g คือ การเบี่ยงเบนของสัญญาณของ Turbine governor

$\Delta E'_d$ และ $\Delta E'_q$ คือ การเบี่ยงเบนของแรงดันในสถานะชั่วคราวในแกน d และ q ของ SG ตามลำดับ

Δv_{DFIG} คือ การเบี่ยงเบนของความเร็วลม

$\Delta \omega_{DFIG}$ คือ การเบี่ยงเบนของความเร็วโรเตอร์ของ DFIG

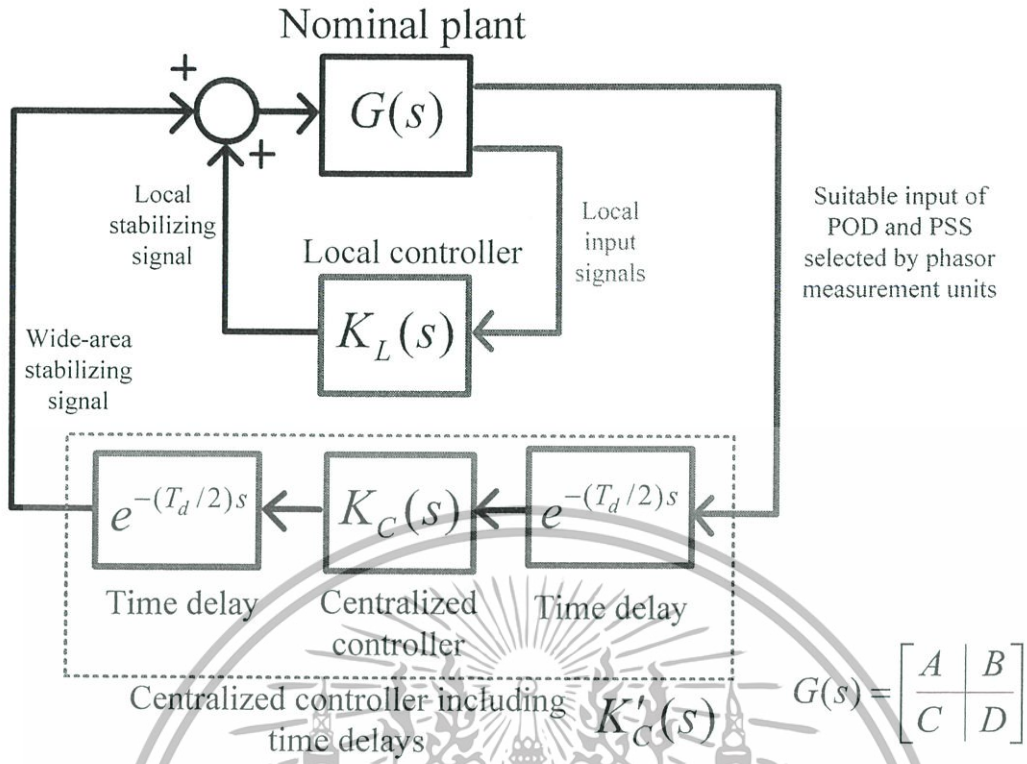
$\Delta \theta_p$ คือ การเบี่ยงเบนของมุมใบพัดของ DFIG

T คือ ทรานส์โพสของเมตริกซ์

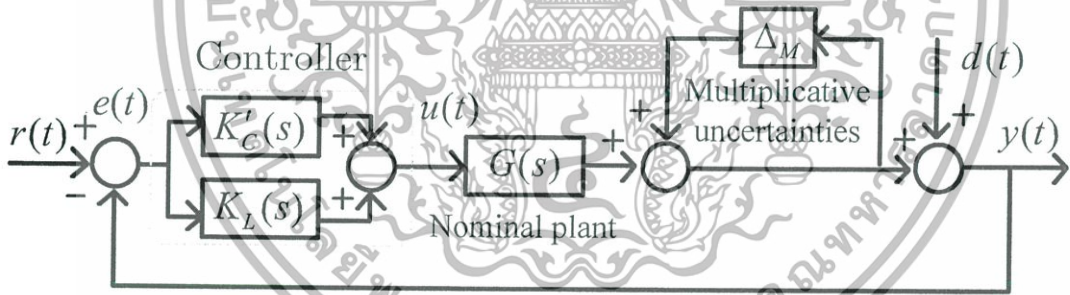
Δi_{dr} และ Δi_{qr} คือ การเบี่ยงเบนของกระแสที่โรเตอร์ของ DFIG ในแกน d และ q ตามลำดับ

$\Delta V_{SI,C}^{POD}$ และ $\Delta V_{SI,L}^{POD}$ คือ สัญญาณทำเสถียรภาพจากศูนย์ควบคุมส่วนกลาง และท้องถิ่นของ POD ตามลำดับ

$\Delta V_{SI,C}^{PSS}$ และ $\Delta V_{SI,L}^{PSS}$ คือ สัญญาณทำเสถียรภาพจากศูนย์ควบคุมส่วนกลาง และท้องถิ่นของ PSS ตามลำดับ



(ก) ระบบที่ไม่มี การติดตั้งตัวควบคุม ตัวควบคุมจากศูนย์กลาง และตัวควบคุมจากท้องถิ่น



(ข)

ระบบป้อนกลับระบบป้อนกลับที่มีความไม่แน่นอนเชิงผลคูณ

รูปที่ 2.8 แบบจำลองของระบบที่พิจารณาเวลาหน่วง และความไม่แน่นอนของระบบ

2.4.2 แบบจำลองของระบบที่พิจารณาเวลาหน่วง และความไม่แน่นอนต่างๆของระบบ

ระบบที่พิจารณาเวลาหน่วงเนื่องจากการคมนาคมของสัญญาณทำเสถียรภาพได้แสดงในรูป 2.8 (ก) เนื่องจากตัวควบคุมจากศูนย์กลางตั้งอยู่ที่ศูนย์การควบคุมส่วนกลางซึ่งไกลจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นเวลาหน่วงจึงมีผลต่อตัวควบคุมจากศูนย์กลางเท่านั้น ในการควบคุมจากศูนย์กลาง เวลาหน่วง (Time delay) ระหว่างอุปกรณ์วัดเฟสเซอร์ และศูนย์ควบคุมส่วนกลาง ($T_d/2$) และระหว่างศูนย์ควบคุม เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้ผู้เห็นไปใช้ประโยชน์ในการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ส่วนกลางกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ($T_d / 2$) ซึ่งได้ประมาณค่าเวลาหน่วงโดยใช้แบบจำลองอันดับหนึ่งของ Padé (First-order Padé approximation) [16-18] ดังสมการ (2.28) และ (2.29) ตามลำดับ

$$K_C'(s) = e^{-(T_d/2)s} \cdot K_C(s) \cdot e^{-(T_d/2)s} \quad (2.28)$$

$$e^{-(T_d/2)s} \approx \frac{1 - (T_d/2)s}{1 + (T_d/2)s} \quad (2.29)$$

เพื่อที่จะป้องกันสัญญาณทำเสถียรภาพจาก POD และ PSS ขาดหายเนื่องจากการคมนาคมล้มเหลว หรือ Communication failure ในงานวิจัยนี้ได้แก้ปัญหาโดยติดตั้งตัวควบคุม POD และ PSS ที่ควบคุมท้องถิ่นท้องถิ่น (Local controllers) โดยใช้กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจาก DFIG และ SG เป็นสัญญาณอินพุตให้กับ POD และ PSS ตามลำดับ ซึ่งเป็นสัญญาณที่อยู่ใกล้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อสามารถหลีกเลี่ยงเวลาหน่วง และแก้ไขปัญหา Communication failure ได้ ส่วนนิยามตัวแปรในรูปที่ 2.8 ได้นิยามดังนี้

โดยที่	$G(s)$	คือ ฟังก์ชันถ่ายโอนของระบบที่ไม่ได้ติดตั้งตัวควบคุม (Nominal plant)
	$K_L(s)$	คือ ตัวควบคุม POD และ PSS ของศูนย์ควบคุมจากส่วนกลาง
	$K_C(s)$	คือ ตัวควบคุม POD และ PSS ของการควบคุมจากท้องถิ่น
	$K_C'(s)$	คือ ตัวควบคุม POD และ PSS ของศูนย์ควบคุมจากส่วนกลางที่คิดผลกระทบของเวลาหน่วง
	T_d	คือ เวลาหน่วง

การพิจารณาความคงทนของตัวควบคุม POD และ PSS ต่อความไม่แน่นอนต่างๆของระบบ เช่น การเปลี่ยนแปลงการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงของโหลด ฯลฯ ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้จำลองความไม่แน่นอนต่างๆของระบบในรูประบบป้อนกลับที่มีความไม่แน่นอนเชิงผลคูณ (Inverse output multiplicative perturbation) [19] ซึ่งแสดงรายละเอียดในรูป 2.7 (ข)

โดยที่	Δ_M	คือ ความไม่แน่นอนแบบเชิงผลคูณของระบบ (Multiplicative uncertainties)
	$r(t)$	คือ สัญญาณอินพุตอ้างอิง
	$e(t)$	คือ ผลต่างระหว่างสัญญาณอ้างอิง และสัญญาณทำเสถียรภาพที่มาจากตัวควบคุม
	$u(t)$	คือ อินพุตของระบบ (สัญญาณทำเสถียรภาพของตัวควบคุม POD และ PSS)
	$y(t)$	คือ เอาท์พุตของระบบ (อินพุตของ POD และ PSS)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$d(t)$ คือ สิ่งรบกวนจากภายนอก

จากทฤษฎีอัตราขยายขนาดเล็ก [18], [19] และรูปที่ 2.8 (จ) ระบบจะเสถียรก็ต่อเมื่อ

$$\|\Delta_M\|_\infty < 1 / \|(I + G(s)(K'_C(s) + K_L(s)))^{-1}\|_\infty \quad (2.30)$$

กำหนดให้ γ_∞ คือตัวชี้วัดเสถียรภาพความคงทน (Robust stability margin index)

$$\gamma_\infty = \|(I + G(s)(K'_C(s) + K_L(s)))^{-1}\|_\infty \quad (2.31)$$

โดยที่ $\|\cdot\|_\infty$ คือ นอร์มอนันต์ของเมตริกซ์ (Infinity norm)

I คือ เมตริกซ์เอกลักษณ์ (Identity matrix)

ในสมการที่ (2.30) และ (2.31) เมื่อค่า γ_∞ มีค่าต่ำสุด จะทำให้เสถียรภาพความคงทน (Robust stability margin) มีค่าสูงสุด

2.4.3 การออกแบบฟังก์ชันก่อดูประสงค์โดยใช้หลักความคงทน และการย้ายโพลภายใต้จัดการทำงานที่หลากหลายของระบบ

จากงานวิจัยที่ผ่านมาได้กล่าวว่า ตัวแปรที่มีผลกระทบสูงต่อเสถียรภาพความคงทน (Robust stability margin) และสมรรถนะความหน่วง (Damping performance) ของระบบ คือกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงของ SG [20] กำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงของ DFIG [21] และเวลาหน่วง [22] ดังนั้นในงานวิจัยนี้จะใช้ตัวแปรเหล่านี้ในการกำหนด และออกแบบค่าความหน่วงของระบบ (Damping ratio: ζ) และ γ_∞ ภายใต้จัดการทำงานที่เป็นไปได้ทั้งหมด (All possible scenarios: *allsce*) ของระบบ ซึ่งตัวแปรทั้งสามตัวนี้ได้เขียนให้อยู่ในรูปของเวกเตอร์ \mathbf{U}_{sc} ที่จุดทำงานที่ sc ใดๆ เมื่อ $sc = 1, \dots, allsce$ ดังนี้

$$\mathbf{U}_{sc} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{SG,h} \\ \mathbf{P}_{DFIG,k} \\ \mathbf{T}_{d,l} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

เมื่อ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\begin{aligned}
 \mathbf{P}_{SG,h} &= [P_{SG1,1} \ P_{SG2,2} \ \dots \ P_{SGns,nps}]_{(nps \times ns)}^T \\
 \mathbf{P}_{DFIG,k} &= [P_{DFIG1,1} \ P_{DFIG2,2} \ \dots \ P_{DFIGnd,npd}]_{(npd \times nd)}^T \\
 \mathbf{T}_{d,l} &= [T_{d,1} \ T_{d,2} \ \dots \ T_{d,ntd}]_{(1 \times ntd)}
 \end{aligned} \tag{2.33}$$

ในสมการ (2.33) $\mathbf{P}_{SG,h}$ คือเวกเตอร์ของกำลังไฟฟ้าของ SG ที่จ่ายเข้าสู่ระบบตัวที่ i ที่จุดการทำงานที่ h ซึ่งเขียนได้เป็น $P_{SGi,h}$ เมื่อ $i=1,\dots,ns$ และ $h=1,\dots,nps$ เพื่อให้ง่ายต่อการเพิ่มขึ้นหรือลดลงของ $P_{SGi,h}$ ในงานวิจัยนี้ได้เขียน $P_{SGi,h}$ ให้อยู่ในรูปของอนุกรมเลขคณิตดังนี้

$$P_{SGi,nps} = P_{SGi,1} + (nps-1)d_{SGi} \tag{2.34}$$

Scenario	Variation of output powers of SGs	Variation of output powers of DFIGs	Variation of time delay	Calculated
sc^{th}	$P_{SGi,h}$ $h=1,\dots,nps$ $i=1,\dots,ns$	$P_{DFIGj,k}$ $k=1,\dots,npd$ $j=1,\dots,nd$	$T_{d,l}$ $l=1,\dots,ntd$	Eqs. (2.38), (2.39) $\gamma_{\infty,sc}, \zeta_{m,sc}$
1				$\gamma_{\infty,1}, \zeta_{m,1}$
•				•
sc				$\gamma_{\infty,sc}, \zeta_{m,sc}$
•				•
allsce				$\gamma_{\infty,allsce}, \zeta_{m,allsce}$

รูปที่ 2.9 ขั้นตอนการหาค่า $\zeta_{m,sc}$ และ $\gamma_{\infty,sc}$

โดยที่ ns คือ จำนวนของ SG

nps คือ จำนวนของจุดการทำงานของ SG

d_{SGi} คือ ผลต่างร่วมของอนุกรมเลขคณิต $P_{SGi,h}$

$\mathbf{P}_{DFIG,k}$ ในสมการ (2.33) คือเวกเตอร์ของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบของ DFIG ตัวที่ j ที่จุดการทำงานที่ k ซึ่งเขียนได้เป็น $P_{DFIGj,k}$ เมื่อ $j=1,\dots,nd$ และ $k=1,\dots,npd$ และสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของลำดับเลขคณิตดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$P_{DFIGj,npd} = P_{DFIGj,l} + (npd - 1)d_{DFIGj} \quad (2.35)$$

โดยที่ nd คือ จำนวนของ DFIG

npd คือ จำนวนของจุดการทำงานของ DFIG

d_{DFIGj} คือ ผลต่างร่วมของอนุกรมเลขคณิต $P_{DFIGj,k}$

สุดท้ายในสมการที่ (2.33) $T_{d,l}$ คือเวกเตอร์ของเวลาหน่วยตัวที่ l เมื่อ $l=1, \dots, ntd$ และสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของอนุกรมเลขคณิตดังนี้

$$T_{d,ntd} = T_{d,1} + (ntd - 1)d_{Td} \quad (2.36)$$

โดยที่ ntd คือ จำนวนของเวลาหน่วย

d_{Td} คือ ผลต่างร่วมของอนุกรมเลขคณิตของ $T_{d,l}$

ในสมการ (2.34-2.36) จำนวนเหตุการณ์ทั้งหมด ($allsce$) ที่เป็นไปได้สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$allsce = (nps)^{ns} \times (npd)^{nd} \times ntd \quad (2.37)$$

การหาค่า ζ ของโหมดการแกว่งที่ m และ γ_{∞} ของจุดการทำงานที่ sc ใดๆ ($\zeta_{m,sc}$ และ $\gamma_{\infty,sc}$ ตามลำดับ) จากค่า U_{sc} ได้แสดงในรูปที่ 2.9 ซึ่งสามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังนี้

หาค่าไอเกนแวลูที่ตรงกับโหมดการแกว่งที่ m ($\lambda_{m,sc}$) จากเมทริกซ์วงปิด (Closed-loop system matrix: A_{cl}) เมื่อ $A_{cl} = A + BK$ ซึ่งค่าไอเกนแวลูที่ตรงกับโหมดการแกว่ง m ที่จุดการทำงาน sc ใดๆของค่า U_{sc} หาได้จาก $\lambda_{m,sc} = -\sigma_{m,sc} \pm j\omega_{m,sc}$ ดังนั้นค่า $\zeta_{m,sc}$ สามารถหาได้จาก

$$\zeta_{m,sc} = \frac{-\sigma_{m,sc}}{\sqrt{\sigma_{m,sc}^2 + \omega_{m,sc}^2}} \quad (2.38)$$

จากนั้นค่า $\gamma_{\infty,sc}$ สามารถคำนวณได้จาก

$$\gamma_{\infty,sc} = \left\| (I + G_{sc}(s)(K_L(s) + K'_{C,sc}(s)))^{-1} \right\|_{\infty} \quad (2.39)$$

โดยที่ $G_{sc}(s)$ และ $K'_{C,sc}(s)$ คือจุดการทำงานที่ sc ใดๆของ $G(s)$ และ $K'_C(s)$ ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$\sigma_{m,sc}$ และ $\omega_{m,sc}$ คือ ส่วนจริง และส่วนจินตภาพของไอเกนแวลู $\lambda_{m,sc}$ ที่โหนดการแกว่ง m ตามลำดับ

ในงานวิจัยนี้สมมติให้ γ_{∞}^{\min} และ ζ_m^{\max} คือค่าต่ำสุดและสูงสุดของ $\gamma_{\infty,sc}$ และ $\zeta_{m,sc}$ ตามลำดับ ซึ่งหาได้ดังนี้

$$\begin{aligned}\gamma_{\infty}^{\min} &= \text{minimum}(\gamma_{\infty,sc}) \\ \zeta_m^{\max} &= \text{maximum}(\zeta_{m,sc})\end{aligned}\quad (2.40)$$

ในการวิเคราะห์สมการ (2.40) ค่า γ_{∞}^{\min} หมายถึงเสถียรภาพความคงทนสูงสุดต่อความไม่แน่นอนต่างๆของระบบ หลักการคือเมื่อทำให้ค่าผลต่างระหว่าง $\gamma_{\infty,sc}$ และ γ_{∞}^{\min} มีค่าต่ำสุด จะทำให้เสถียรภาพความคงทนที่ทุกจุดการทำงาน sc ใดๆ มีค่าสูงสุดเช่นเดียวกัน เมื่อทำให้ค่าผลต่างระหว่าง ζ_m^{\max} และ $\zeta_{m,sc}$ มีค่าต่ำสุด สมรรถภาพความหน่วงของระบบต่อสิ่งรบกวนจากภายนอกจะมีค่ามากที่สุด หลักการวิเคราะห์นี้สามารถเขียนเป็นฟังก์ชันกึ่งตัวประสงค์เพื่อใช้ในการออกแบบพารามิเตอร์ของ POD และ PSS ได้ดังนี้

$$\text{Minimize } \text{RF}_1 \sum_{sc=1}^{allsc} (\gamma_{\infty,sc}^{\min}) + \sum_{m=1}^{OS} \text{RF}_2 \sum_{sc=1}^{allsc} (\zeta_m^{\max} - \zeta_{m,sc}) \quad (2.41)$$

$$\text{Subject to } \zeta_m^{\max} \geq \zeta_{spec}, \gamma_{\infty}^{\min} \leq \gamma_{\infty,spec} \quad (2.42)$$

$$K^{\min} \leq K_{stab,C}, K_{stab,L} \leq K^{\max}$$

$$T_{1,3}^{\min} \leq T_{C1,C3}, T_{L1,L3} \leq T_{1,3}^{\max}$$

$$T_{2,4}^{\min} \leq T_{C2,C4}, T_{L2,L4} \leq T_{1,3}^{\max}$$

เมื่อ RF_1 และ RF_2 สามารถหาได้จากการพิจารณาค่าของ ζ_{spec} และ $\gamma_{\infty,spec}$ ดังนี้

$$\begin{aligned}\text{RF}_1 &= \gamma_{\infty}^{\min} / \gamma_{\infty,spec} \\ \text{RF}_2 &= \zeta_{spec} / \zeta_m^{\max}\end{aligned}\quad (2.43)$$

โดยที่ ζ_{spec} และ $\gamma_{\infty,spec}$ คือ ค่าที่กำหนดของ ζ_m^{\max} และ γ_{∞}^{\min} ตามลำดับ

OS คือ จำนวนโหนดการแกว่งที่ต่ำกว่า 5% (OS = 6 โหนด)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

K^{\min} และ K^{\max} คือ ค่าต่ำสุด และสูงสุดของอัตราขยาย $K_{stab,C}$ และ $K_{stab,L}$
 $T_{1,3}^{\min}$ และ $T_{1,3}^{\max}$ คือ ค่าต่ำสุด และค่าสูงสุดของค่าคงที่ของเวลา $T_{C1,C3}$ และ $T_{L1,L3}$
 $T_{2,4}^{\min}$ และ $T_{2,4}^{\max}$ คือ ค่าต่ำสุด และค่าสูงสุดของค่าคงที่ของเวลา $T_{C2,C4}$ และ $T_{L2,L4}$
 RF_1 และ RF_2 คือ ตัวถ่วงน้ำหนักของเทอมแรก และเทอมสองของ (2.37) ตามลำดับ

หาค่าที่เหมาะสมของสมฟังก์ชันกัณฑ์ประสงค์ (2.41) โดยวิธีหิ่งห้อย (Firefly algorithm) [23] ซึ่งได้กล่าวในหัวข้อย่อถัดไป

2.4.4 วิธีหิ่งห้อย (Firefly algorithm)

วิธีการหิ่งห้อย [23] หรืออัลกอริทึมหิ่งห้อยเป็นวิธีเมตาฮีริสติก (meta-heuristic) ที่ใช้ในการหาคำตอบที่เหมาะสม โดยเลียนแบบพฤติกรรมการส่องแสง และเข้าหากันของหิ่งห้อย วิธีการหิ่งห้อยเป็นวิธีการที่ใช้ในการหาคำตอบที่เหมาะสมในเชิงระบบไฟฟ้ากำลังได้อย่างมีประสิทธิภาพ [24] ซึ่งให้ผลดีกว่าวิธีถอดแบบพันธุกรรม (Genetic algorithm) และวิธีกลุ่มอนุภาค (Particle swarm) [25], [26]

สมการการเคลื่อนที่ของหิ่งห้อย v ที่ถูกดึงดูดโดยหิ่งห้อยตัวอื่น w (หรือที่มีค่าของฟังก์ชันกัณฑ์ประสงค์ (2.41) ที่ดีกว่า) สามารถหาได้จาก

$$x_{v+1} = x_v + \beta_0 e^{-\alpha_f r_{vw}} (x_w - x_v) + \alpha_f (rand - 0.5) \quad (2.44)$$

ระยะทางระหว่างหิ่งห้อยที่ตำแหน่ง v และ w สามารถหาได้จาก

$$r_{vw} = \sqrt{\sum_{z=1}^{nkt} (x_{v,z} - x_{w,z})^2} \quad (2.45)$$

เนื่องจากวิธีหิ่งห้อยได้ประยุกต์ใช้ในการหาคำตอบของสมการ (2.41) ดังนั้นตำแหน่ง x_v และ x_w ได้ประกอบด้วยพารามิเตอร์ของ POD และ PSS สามารถแสดงได้ดังนี้

$$\begin{aligned} x_v &= [K_{stabC, stabL}^{cont,v} \quad T_{1C,1L}^{cont,v} \quad T_{2C,2L}^{cont,v} \quad T_{3C,3L}^{cont,v} \quad T_{4C,4L}^{cont,v}]_{((nkt) \times 1)}^T \\ x_w &= [K_{stabC, stabL}^{cont,w} \quad T_{1C,1L}^{cont,w} \quad T_{2C,2L}^{cont,w} \quad T_{3C,3L}^{cont,w} \quad T_{4C,4L}^{cont,w}]_{((nkt) \times 1)}^T \end{aligned} \quad (2.46)$$

โดยที่ α_f คือ ค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการสุ่ม

$rand$ คือ ค่าสุ่มระหว่าง 0 ถึง 1

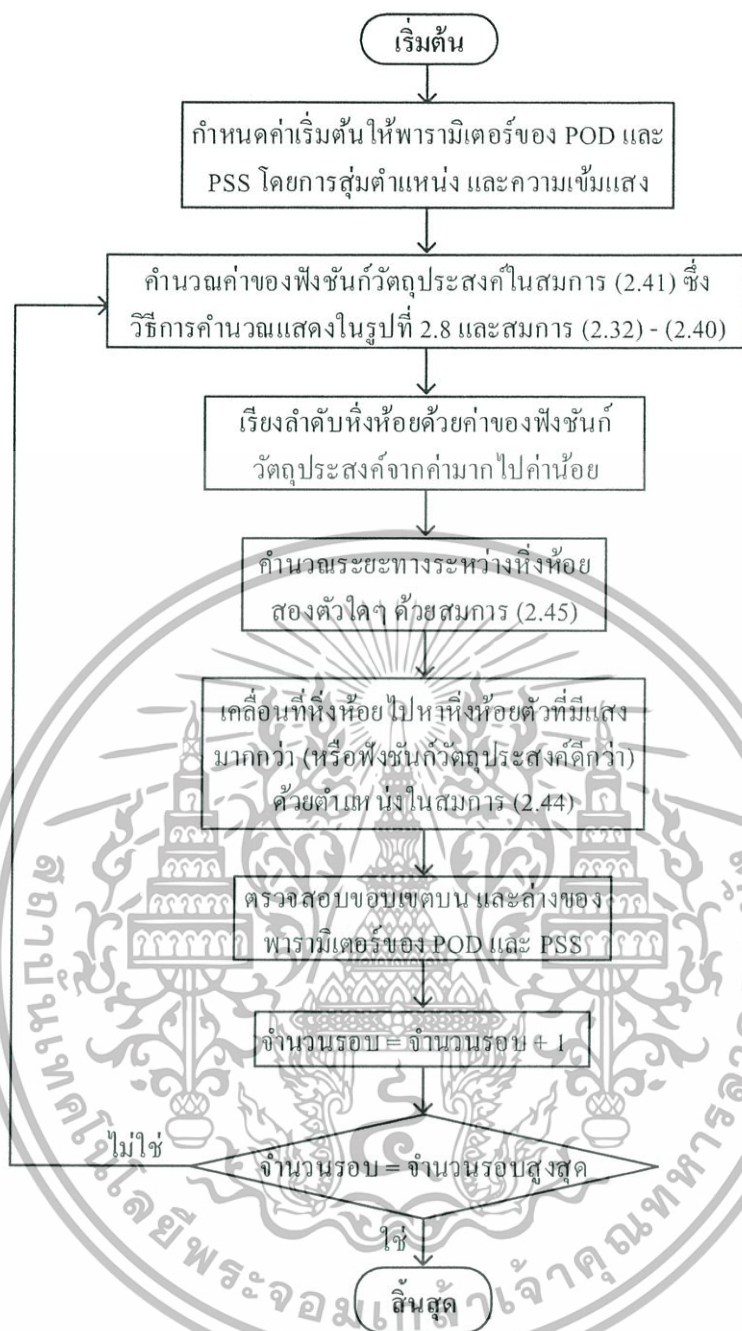
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- β_0 คือ ค่าความโค้งคูดที่ตำแหน่ง $r_{vw}=0$
- ε คือ ค่าสัมประสิทธิ์การคูดกลืนแสง
- x_{v+1} คือ ตำแหน่งใหม่ของ x_v
- r_{vw} คือ ระยะทางระหว่างหึ่งห้อย v และ w ที่ตำแหน่ง x_v และ x_w ตามลำดับ
- $x_{v,z}$ และ $x_{w,z}$ คือ ค่าพารามิเตอร์ตำแหน่ง z ของ POD หรือ PSS ที่ตรงกับตำแหน่งของ x_v และ x_w ตามลำดับ
- ตัวห้อย v และ w คือ ค่าพารามิเตอร์ที่ตำแหน่ง x_v และ x_w ตามลำดับ
- ตัวห้อย *cont* คือ POD หรือ PSS ที่เหมาะสม (อธิบายในหัวข้อ 3.2)
- nkt* คือ จำนวนพารามิเตอร์ทั้งหมดที่ต้องการหาค่าให้เหมาะสม

เมื่อหึ่งห้อยเคลื่อนที่จากตำแหน่ง x_v ไปสู่ตำแหน่งใหม่ x_{v+1} โดยการแทนค่าสมการ (2.46) ในสมการ (2.44) และ (2.45) ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ของ POD และ PSS ด้วยเหตุนี้จึงทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของค่าฟังก์ชันกวดคูณประสงค์ (2.41) ซึ่งนี่เป็นการเชื่อมโยงกันระหว่างวิธีหึ่งห้อยพารามิเตอร์ของ POD และ PSS และฟังก์ชันกวดคูณประสงค์ (2.41) รูปที่ 2.10 แสดง Flow chart ของวิธีการหึ่งห้อย ซึ่งอธิบายแบ่งเป็นขั้นตอน (1)-(8) ได้ดังนี้

- 1) กำหนดค่าเริ่มต้นให้พารามิเตอร์ของ POD และ PSS โดยการสุ่มตำแหน่งพารามิเตอร์ (จำนวนพารามิเตอร์ที่สุ่มสามารถหาได้จากสมการ (2.46))
- 2) คำนวณค่าของฟังก์ชันกวดคูณประสงค์ในสมการ (2.41) ซึ่งวิธีการคำนวณแสดงในรูปที่ 2.8 และสมการ (2.32) - (2.40)
- 3) เรียงลำดับหึ่งห้อยด้วยค่าของฟังก์ชันกวดคูณประสงค์จากค่ามากไปค่าน้อย (พารามิเตอร์ของ POD และ PSS ที่ทำให้ฟังก์ชันกวดคูณประสงค์น้อยที่สุดจะทำให้ตัวควบคุม POD และ PSS มีเสถียรภาพความคงทน และสมรรถนะความหน่วงมากที่สุด)
- 4) คำนวณระยะทางระหว่างหึ่งห้อยสองตัวใดๆ ด้วยสมการ (2.45)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



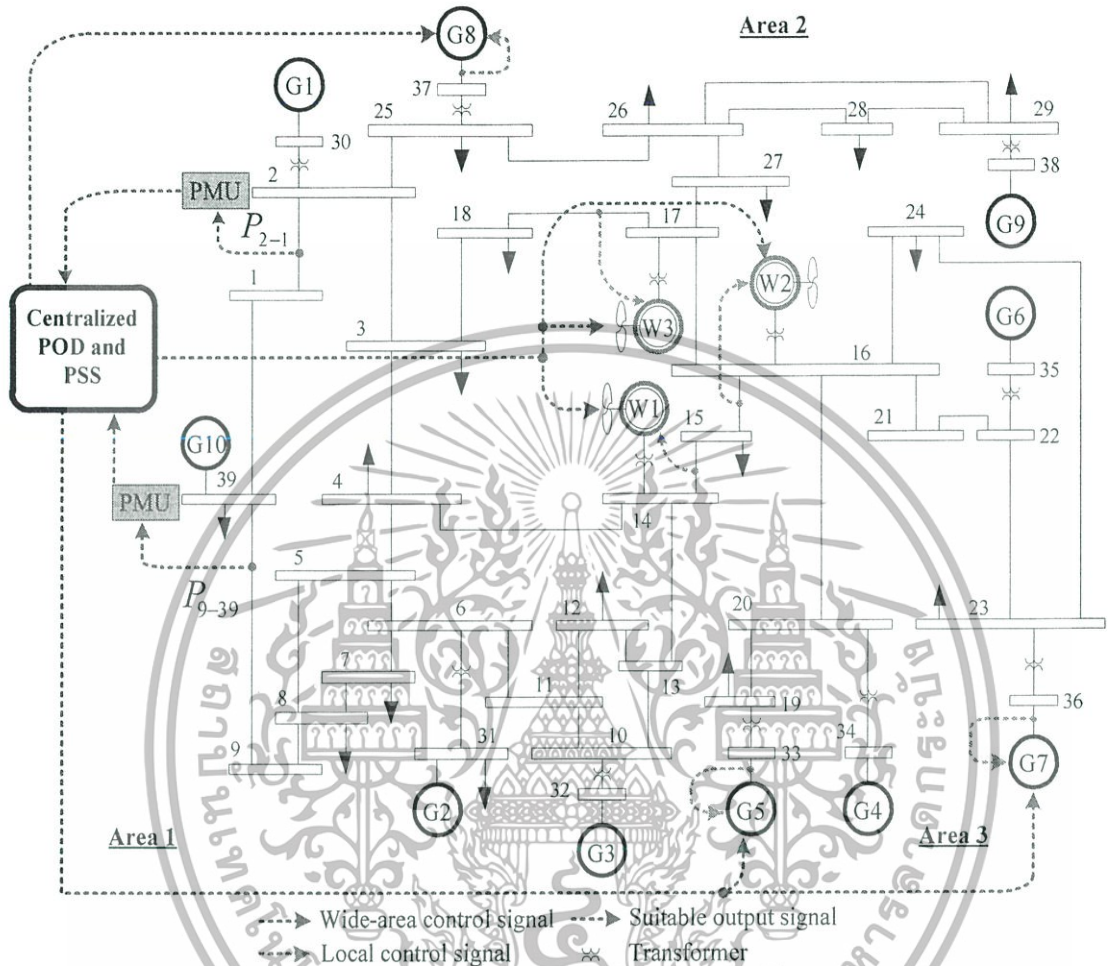
รูปที่ 2.10 Flow chart ของวิธีหิ้งห้อย

- 5) เคลื่อนที่หิ้งห้อย ไปหาหิ้งห้อยตัวที่มีแสงมากกว่า (ฟังก์ชันกัณฑ์ประสงค์ (2.41) ดีกว่า) ด้วยตำแหน่งในสมการ (2.44)
- 6) ตรวจสอบขอบเขตบน และล่างของพารามิเตอร์ของ POD และ PSS
- 7) เพิ่มจำนวนรอบโดย จำนวนรอบ = จำนวนรอบ + 1
- 8) ถ้า จำนวนรอบ = จำนวนรอบสูงสุด ให้หยุดการทำงาน
ถ้า จำนวนรอบ < จำนวนรอบสูงสุด ให้กลับไปขั้นตอนที่ 2)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

การทดสอบตัวควบคุมจากศูนย์กลางและตัวควบคุมจากท้องถิ่น



รูปที่ 3.1 ระบบ New England IEEE 39 bus ที่ใช้ในการศึกษา

3.1 ระบบที่ใช้ในการศึกษา

ปัญหาการแกว่งในงานวิจัยนี้ได้ศึกษาในระบบ New England IEEE-39 bus [27] ซึ่งแสดงดังรูปที่ 3.1 ด้วย Base 100 MVA 60 Hz ในระบบนี้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรนัส SG1-SG9 ที่จำลองโดยแบบจำลองอันดับสี่ ส่วน SG10 ใช้ทำหน้าที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอ้างอิงซึ่งมีความเฉื่อยสูงที่สุดในระบบ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรนัส SG1-SG10 ได้ติดตั้งระบบ Turbine governor IEEE type II และ Automatic voltage regulator IEEE type III [14], [15] เพื่อใช้ในการควบคุมความถี่ และคุมแรงดันของระบบ ตามลำดับ นอกจากนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพลังงานสมชนิดป้อนสองทาง DFIG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.1 พารามิเตอร์ของ DFIG

พารามิเตอร์	ค่าที่กำหนด
ความยาวใบพัด	75 m
จำนวนใบพัด และจำนวนขั้ว	3, 4
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.

ตารางที่ 3.2 ผลวิเคราะห์โหมดการแกว่ง และ โไอเกนแวลู

โหมดการแกว่ง	โไอเกนแวลู (ความหน่วง %)	โหมดการแกว่ง	โไอเกนแวลู (ความหน่วง %)
1 st	-0.6376 ± j10.72 ($\zeta = 6.28\%$)	6 th	-0.229 ± j7.68 ($\zeta = 2.98\%$)
2 nd	-0.5220 ± j9.85 ($\zeta = 5.57\%$)	7 th	-0.262 ± j6.24 ($\zeta = 3.87\%$)
3 rd	-0.4190 ± j9.48 ($\zeta = 4.42\%$)	8 th	-0.170 ± j5.33 ($\zeta = 2.68\%$)
4 th	-0.326 ± j8.52 ($\zeta = 3.82\%$)	9 th	-0.057 ± j3.84 ($\zeta = 1.48\%$)
5 th	-0.452 ± j7.94 ($\zeta = 5.67\%$)		

ขนาดตัวละ 50 MVA ได้ถูกติดตั้งที่บัส 14 16 และ 17 เพื่อส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสนับสนุนให้กับระบบพารามิเตอร์ของ DFIG แสดงได้ในตารางที่ 3.1 จากนั้นได้ทำระบบให้เป็นเชิงเส้นในหัวข้อย่อย 2.3.1 และวิเคราะห์เสถียรภาพพลวัต (Small-signal stability analysis: SSSA) เพื่อดูความหน่วง และโหมดการแกว่งของระบบนี้

ผลการวิเคราะห์ SSSA ได้แสดงดังตารางที่ 3.2 ในระบบนี้มีโไอเกนแวลู (Eigenvalue) ซึ่งตรงกับโหมดการแกว่งทั้งหมด 9 โหมดที่สนใจ (อยู่ในช่วงความถี่ 0.2-2.0 Hz) ได้แบ่งออกเป็นโหมดการแกว่งในพื้นที่ (Local oscillation modes ~0.8-2.0 Hz) คือ โหมด 1-6 และ โหมดการแกว่งระหว่างพื้นที่ (Inter-area เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

oscillation modes $\sim 0.2-0.8$ Hz) คือ โหมด 7-9 จากผลการวิเคราะห์ SSSA บ่งชี้ได้ว่าโหมดการแกว่งที่ 3 4 6 7 และ 8 มีค่าความหน่วง (ζ) ต่ำกว่า 5% ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้ปรับปรุงโหมดการแกว่งเหล่านี้โดยใช้วิธีการ Geometric controllability and observability [27-30] วิเคราะห์เพื่อหาตำแหน่งที่เหมาะสมของ DFIG และ SG เพื่อที่จะใช้หน่วยการแกว่งของโหมดเหล่านี้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ เช่นเดียวกับสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมซึ่งวัดโดย PMUs ให้กับ POD ของ DFIG และ PSS ของ SG ซึ่งได้อธิบายในหัวข้อย่อถัดไป

3.2 การเลือกอินพุต และเอาต์พุตที่เหมาะสม

หลังจากทำ Linearization ตามสมการ (2.1) และวิเคราะห์ SSSA ของระบบที่ใช้ในการศึกษาแล้วต่อไปได้ทำการเลือกตำแหน่งติดตั้ง POD และ PSS ที่เหมาะสมสำหรับ DFIG และ SG เพื่อทำเสถียรภาพที่ตรงกับโหมดการแกว่งที่สนใจ โดยตำแหน่งที่เหมาะสมของ DFIG และ SG ได้พิจารณาโดยวิธี Geometric measure of controllability เมื่อได้ตำแหน่งติดตั้ง POD และ PSS ที่เหมาะสมแล้วต่อไปได้ทำการเลือกสัญญาณเอาต์พุตที่เหมาะสมของระบบเพื่อนำมาใช้เป็นอินพุตให้กับ POD และ PSS ซึ่งวัดสัญญาณนี้โดยใช้อุปกรณ์วัดเฟสเซอร์โดยพิจารณาจาก Geometric measure of observability สมการของ Geometric measure of controllability and observability [27-30] แสดงได้ดังนี้

$$g_{cg}(m) = \cos(\alpha(\psi_m, B_g)) = \frac{|B_g^T \psi_m|}{\|\psi_m\| \cdot \|B_g^T\|} \quad (3.47)$$

$$g_{oh}(m) = \cos(\eta(\phi_m^T, C_h)) = \frac{|C_h \phi_m|}{\|\phi_m\| \cdot \|C_h\|}$$

โดยที่ $g_{cg}(m)$ คือ ความสามารถในการควบคุม (Geometric measure of controllability)

$g_{oh}(m)$ คือ ความสามารถในการมองเห็น (Geometric measure of observability)

B_g คือ หลักที่ g ของอินพุตเมตริกซ์ B

C_h คือ แถวที่ h ของเอาต์พุตเมตริกซ์ C

ϕ_m และ ψ_m คือ ไอเกนเวกเตอร์ทางขวา (Right eigenvector) และ ไอเกนเวกเตอร์ทางซ้าย (Left eigenvector) ของโหมดการแกว่งที่ m ตามลำดับ

$\cos(\alpha(\psi_m, B_g))$ คือ มุมระหว่างไอเกนเวกเตอร์ทางซ้ายของโหมดการแกว่งที่ m และ B_g

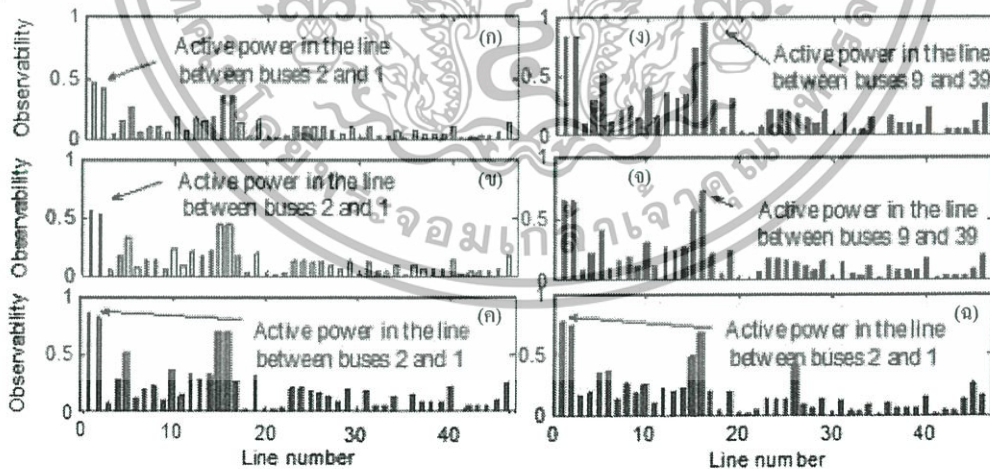
$\cos(\eta(\phi_m^T, C_h))$ คือ มุมระหว่างไอเกนเวกเตอร์ทางขวาของโหมดการแกว่งที่ m และ C_h

$||$ และ $|||$ คือ ค่าสัมบูรณ์ และค่าประจำแบบยุคลิด ตามลำดับ (Modulus and Euclidean norms of matrix)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.3 ผลการวิเคราะห์ Geometric measure of controllability

		Geometric measure of controllability $g_{cg}(m)$					
โหมตการแกว่ง m เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	3	4	6	7	8	9	
	SG1	0.0153	0.0784	0.1508	0.0074	0.0823	0.0669
SG2	0.0015	0.0122	0.1252	0.0012	0.0063	0.0005	
SG3	0.0124	0.0279	0.0998	0.1205	0.0623	0.1518	
SG4	0.0007	0.0015	0.0405	0.0518	0.0985	0.0058	
SG5	0.2579	0.2472	0.3041	0.0529	0.0060	0.0240	
SG6	0.0081	0.0508	0.0526	0.0514	0.0778	0.0514	
SG7	0.3730	0.0494	0.0814	0.2003	0.0592	0.0067	
SG8	0.0524	0.0022	0.0092	0.2511	0.0091	0.0005	
SG9	0.1808	0.0420	0.2229	0.1864	0.1062	0.0088	
W1	0.0004	0.0139	0.1572	0.0062	0.0582	0.2881	
W2	0.0286	0.0596	0.0801	0.0166	0.1224	0.2664	
W3	0.0294	0.0566	0.0820	0.0165	0.1223	0.2661	



รูปที่ 3.2 ผลการวิเคราะห์ Geometric measure of observability

(ก) โหมต 3 (ข) โหมต 4 (ค) โหมต 6 (ง) โหมต 7 (จ) โหมต 8 และ (ฉ) โหมต 9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลการวิเคราะห์ $g_{cg}(m)$ และ $g_{oh}(m)$ ของระบบที่ใช้ในการศึกษาแสดงในรูปที่ 3.1 โดยใช้สมการที่ (3.47) ในการเลือกตำแหน่งติดตั้ง POD และ PSS ที่เหมาะสมสำหรับ DFIG และ SG และอินพุตที่เหมาะสมให้กับ POD และ PSS เพื่อทำเสถียรภาพต่อโหมดการแกว่งที่ m อย่างมีประสิทธิภาพ ผล ในที่นี้ $m=1, \dots, OS$ (โหมดการแกว่ง OS หาได้จากตารางที่ 3.2 คือโหมด 3 4 6 7 8 และ 9 ซึ่งมีความหน่วงน้อยกว่า 5%) ซึ่งได้ผลการวิเคราะห์ Geometric measure of controllability $g_{cg}(m)$ ดังแสดงในตารางที่ 3.3 สรุปได้ว่าค่า Geometric measure of controllability สูงสุดของแต่ละโหมดแสดงให้เห็นว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้า DFIG หรือ SG ที่ใช้ทำเสถียรภาพต่อโหมดการแกว่งที่ m มีประสิทธิภาพในการทำเสถียรภาพต่อโหมดการแกว่งที่ m มากที่สุด

ใน [27] ได้กล่าวว่าการกำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งสามารถใช้เป็นอินพุตให้กับ POD หรือ PSS เพื่อใช้ในการหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นงานวิจัยนี้ได้วิเคราะห์ Geometric measure of observability ของกำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งเพื่อใช้เป็นอินพุตให้กับตัวควบคุม POD และ PSS ของตัวควบคุมจากศูนย์กลาง ผลวิเคราะห์ Geometric measure of observability ของกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งในระบบที่ใช้ในการศึกษาได้แสดงดังรูปที่ 3.2 เช่นเดียวกัน ค่า Observability ที่สูงสุดของแต่ละโหมดการแกว่ง m หมายความว่าอินพุตของ POD หรือ PSS เหล่านี้สามารถใช้ในการหน่วงการแกว่งได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 3.4 สรุปผลการวิเคราะห์ตำแหน่งที่เหมาะสม DFIG SG และอินพุตที่เหมาะสมของ POD และ PSS เพื่อใช้ในการหน่วงการแกว่งอย่างมีประสิทธิภาพของตัวควบคุมจากศูนย์กลาง จากข้างต้นสามารถสรุปผลการวิเคราะห์ได้ดังนี้

SG5 ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 1 และ 2 เป็นอินพุตให้กับ PSS ที่ใช้การควบคุมจากศูนย์กลางใช้ในการทำเสถียรภาพโหมดการแกว่ง 4 และ 6

SG7 ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 1 และ 2 เป็นอินพุตให้กับ PSS ใช้การควบคุมจากศูนย์กลางใช้ในการทำเสถียรภาพโหมดการแกว่ง 3

SG8 ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 9 และ 39 เป็นอินพุตให้กับ PSS ใช้การควบคุมจากระยะไกลใช้ในการทำเสถียรภาพโหมดการแกว่ง 7

W1 ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 1 และ 2 เป็นอินพุตให้กับ POD ใช้การควบคุมจากศูนย์กลางใช้ในการทำเสถียรภาพโหมดการแกว่ง 9

W2 ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 9 และ 39 เป็นอินพุตให้กับ POD ใช้การควบคุมจากศูนย์กลางใช้ในการทำเสถียรภาพโหมดการแกว่ง 8

W3 ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 9 และ 39 เป็นอินพุตให้กับ POD ใช้การควบคุมจากศูนย์กลางใช้ในการทำเสถียรภาพโหมดการแกว่ง 8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

นอกจากนี้ได้ใช้กำลังไฟฟ้าจริงที่ออกจาก SG เพื่อเป็นอินพุตให้กับตัวควบคุมจากท้องถิ่นของ PSS ของ SG ส่วนตัวควบคุมจากท้องถิ่นของ POD เนื่องจากพลังงานลมเป็นพลังงานที่ไม่สม่ำเสมอ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริงที่ออกจาก DFIG ไม่ควรนำมาใช้เป็นอินพุตให้กับ POD ที่ตัวควบคุมจากท้องถิ่น ในงานวิจัยนี้จึงได้วิเคราะห์ Observability จากกำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งที่อยู่ใกล้กับบัสที่ติดตั้ง DFIG เพื่อนำมาเป็นสัญญาณอินพุตให้กับ POD ที่ควบคุมจากท้องถิ่นดังนี้

- 1) กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 4-14, 13-14 และ 14-15 ได้นำมาหาค่า Observability ที่สูงสุดต่อโหมดการแกว่งที่สนใจ เพื่อนำมาเป็นอินพุตให้กับ POD ที่ควบคุมจากท้องถิ่นของ W1
- 2) กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 15-16, 16-17, 16-20, 16-21 และ 16-24 ได้นำมาหาค่า Observability ที่สูงสุดต่อโหมดการแกว่งที่สนใจ เพื่อนำมาเป็นอินพุตให้กับ POD ที่ควบคุมจากท้องถิ่นของ W2
- 3) กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 16-17, 17-18 และ 17-27 ได้นำมาหาค่า Observability ที่สูงสุดต่อโหมดการแกว่งที่สนใจ เพื่อนำมาเป็นอินพุตให้กับ POD ที่ควบคุมจากท้องถิ่นของ W3

ตารางที่ 3.4 ผลการวิเคราะห์อินพุตและเอาต์พุตที่เหมาะสมของตัวควบคุมจากระยะไกล

โหมดการแกว่ง m	สัญญาณเอาต์พุต: ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสม	สัญญาณอินพุต: กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งระหว่างบัส
4, 6	SG5	1 and 2
3	SG7	1 and 2
7	SG8	9 and 39
9	W1	1 and 2
8	W2	9 and 39
8	W3	9 and 39

ผลการวิเคราะห์ Observability เพื่อนำมาใช้เป็นสัญญาณอินพุตให้กับตัวควบคุมท้องถิ่น POD ของ DFIG แสดงดังตารางที่ 3.5 จากข้างต้นสามารถสรุปผลการวิเคราะห์ได้ดังนี้

W1 ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 14 และ 15 เป็นอินพุตให้กับ POD ใช้การควบคุมจากท้องถิ่นใช้ในการทำเสถียรภาพโหมดการแกว่ง 6

W2 ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 15 และ 16 เป็นอินพุตให้กับ POD ใช้การควบคุมจากท้องถิ่นใช้ในการทำเสถียรภาพโหมดการแกว่ง 6 และ 7

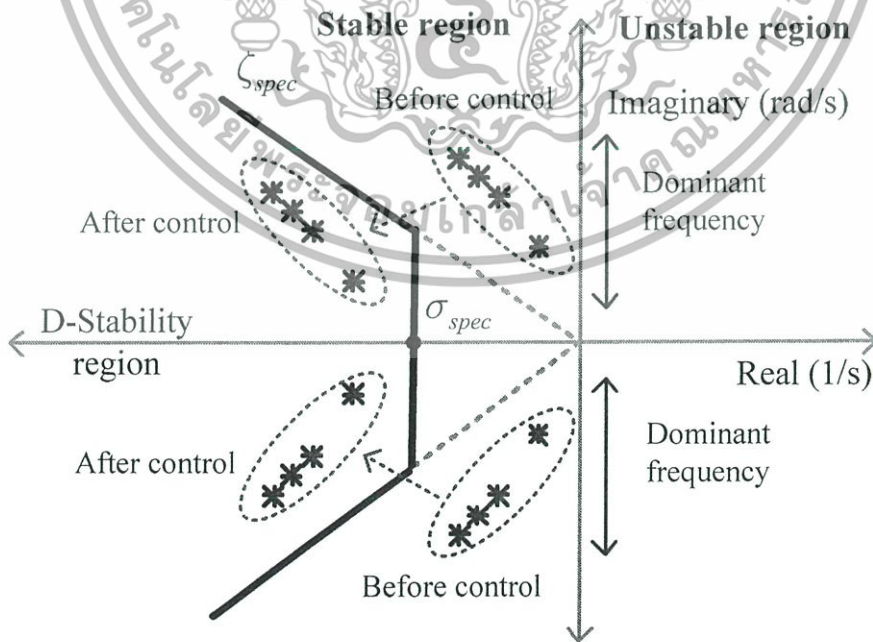
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

W3 ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งระหว่างบัส 17 และ 18 เป็นอินพุตให้กับ POD ใช้การควบคุมจากท้องถิ่นใช้ในการทำเสถียรภาพโหมดการแกว่ง 7

สามารถสังเกตได้ว่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ออกจาก DFIG มีผลน้อยต่อการควบคุมของแต่ละโหมดการแกว่งที่สนใจ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริงที่ออกจาก DFIG ไม่ควรนำมาใช้เป็นอินพุตให้กับ POD ที่ควบคุมจากท้องถิ่น

ตารางที่ 3.5 ผลการวิเคราะห์อินพุต และเอาต์พุตที่เหมาะสมของ POD ที่ควบคุมจากท้องถิ่นของ DFIG ที่ความเร็วลมที่พิกัด 12 m/s

Mode	Observability (Wind speed=12 m/s)													
	W1				W2					W3				
	P_{W1}	Line 4-14	Line 13-14	Line 14-15	P_{W2}	Line 15-16	Line 16-17	Line 16-20	Line 16-21	Line 16-24	P_{W3}	Line 16-17	Line 17-18	Line 17-27
3 rd	0.004	0.054	0.021	0.109	0.001	0.109	0.098	0.091	0.068	0.047	0.003	0.098	0.101	0.047
4 th	0.001	0.067	0.026	0.134	0.002	0.134	0.120	0.112	0.085	0.058	0.003	0.120	0.124	0.004
6 th	0.001	0.103	0.041	0.210	0.004	0.209	0.189	0.176	0.132	0.091	0.001	0.189	0.195	0.006
7 th	0.001	0.138	0.071	0.209	0.002	0.209	0.200	0.180	0.136	0.093	0.001	0.200	0.203	0.004
8 th	0.005	0.104	0.054	0.158	0.004	0.157	0.150	0.135	0.103	0.071	0.011	0.150	0.153	0.003
9 th	0.029	0.190	0.110	0.110	0.014	0.136	0.130	0.048	0.089	0.061	0.030	0.130	0.133	0.003



รูปที่ 3.3 วิธีการย้ายโพล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.3 ผลการทดสอบตัวควบคุม

หัวข้อนี้จะเปรียบเทียบข้อดี และข้อเสียของการควบคุมลำดับชั้นระยะไกล และการควบคุมลำดับชั้นท้องถิ่น โดยใช้ตัวควบคุมที่ออกแบบโดยวิธีการย้ายโพล (Pole placement) ซึ่งแสดงได้ดังรูป 3.3 และเขียนเป็นฟังก์ชันกัณฑ์ได้ดังสมการ (3.48) [9]

$$\text{Minimize } \sum_{m=1}^{OS} DF |\zeta_{spec} - \zeta_m| \quad (3.48)$$

$$\begin{aligned} \text{Subject to } & \zeta_m \geq \zeta_{spec}, \sigma_m \leq \sigma_{spec}, DF = \zeta_{spec} / \zeta_m \\ & K^{\min} \leq K_{stab,C}, K_{stab,L} \leq K^{\max} \\ & T_{1,3}^{\min} \leq T_{C1,C3}, T_{L1,L3} \leq T_{1,3}^{\max} \\ & T_{2,4}^{\min} \leq T_{C2,C4}, T_{L2,L4} \leq T_{1,3}^{\max} \end{aligned} \quad (3.49)$$

โดยที่ ζ_m
 σ_{spec} และ σ_{spec}
DF

คือ ความหน่วงของโหมดการแกว่งที่ m

คือ ส่วนจริงที่ได้ และกำหนดไว้ของค่าโอมกนแวลูโหมดที่ m ตามลำดับ

คือ ค่าถ่วงน้ำหนักที่พิจารณาจาก ζ_m และ ζ_{spec}

ตารางที่ 3.6 ค่าเริ่มต้นของพารามิเตอร์

พารามิเตอร์	ค่าที่กำหนด
จำนวนหึ่งห้อยที่ใช้ในการค้นหา	25 ตัว
จำนวนรอบสูงสุดที่ใช้ในการค้นหา	100 รอบ
α_f , ϵ และ β_0	0.2 1 และ 1
ζ_{spec}	0.05 (หรือ 5%)
K^{\min} และ K^{\max}	0.1 และ 50 p.u.
$T_{1,3}^{\min}$ และ $T_{1,3}^{\max}$	0.1 และ 1 s
$T_{2,4}^{\min}$ และ $T_{2,4}^{\max}$	0.01 และ 0.1 s

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.7 พารามิเตอร์ที่เหมาะสม

Local CPOD and CPSS						
		$K_{L,stab}$	T_{L1}	T_{L2}	T_{L3}	T_{L4}
SG5	$K_L(s)$	47.8583	0.8130	0.0725	0.7109	0.0735
SG7	$K_L(s)$	24.2688	0.9635	0.0385	0.7820	0.0129
SG8	$K_L(s)$	40.0140	0.6902	0.0995	0.7688	0.0349
W1	$K_L(s)$	7.0943	0.1321	0.0131	0.4530	0.0142
W2	$K_L(s)$	21.0881	0.8642	0.0495	0.6899	0.0187
W3	$K_L(s)$	45.7868	0.9406	0.0443	0.2541	0.0841

Local CPOD and CPSS						
		$K_{C,stab}$	T_{C1}	T_{C2}	T_{C3}	T_{C4}
SG5	$K_C(s)$	35.4682	0.7761	0.0100	0.5925	0.0654
SG7	$K_C(s)$	37.7343	0.3296	0.0833	0.2248	0.0526
SG8	$K_C(s)$	13.8013	0.5554	0.0319	0.2344	0.0416
W1	$K_C(s)$	33.9851	0.7292	0.0936	0.3318	0.0848
W2	$K_C(s)$	32.7549	0.9018	0.0415	0.8566	0.0627
W3	$K_C(s)$	8.1306	0.9634	0.0277	0.3289	0.0595

หาค่าที่เหมาะสมของสมฟังก์ชันกัณฑ์ประสงค์ (2.36) โดยวิธีหึ่งห้อย โดยกำหนดค่าเริ่มต้นของพารามิเตอร์ต่างๆ ดังตารางที่ 3.6 ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของตัวควบคุมลำดับชั้นระยะไกล และตัวควบคุมลำดับชั้นท้องถิ่นที่ออกแบบด้วยสมการ (3.48) จะเรียกว่า “Centralized CPOD and CPSS” และ “Local CPOD and CPSS” ตามลำดับ ซึ่งได้แสดงในตารางที่ 3.7 หมายเหตุ Centralized CPOD and CPSS ใช้สัญญาณอินพุต และเอาต์พุตจากตารางที่ 3.4 ส่วน Local CPSS ใช้สัญญาณท้องถิ่นเป็นสัญญาณอินพุต (กำลังไฟฟ้าจริงที่ออกจาก SG) ส่วน Local CPOD ใช้สัญญาณกำลังไฟฟ้าจริงที่อยู่ใกล้กับบัสที่ติดตั้ง DFIG (ตารางที่ 3.6) และทั้ง Local CPOD and CPSS ใช้เอาต์พุตจากตารางที่ 3.4

จากนั้นวิเคราะห์ เสถียรภาพพลวัตของตัวควบคุมทั้งสองแบบโดยการดูค่าไอเกนแวลู และความหน่วงของระบบในกรณีศึกษาที่ 1 จากตารางที่ 3.9 ซึ่งได้แสดงรายละเอียดในตารางที่ 3.8

จากผลการวิเคราะห์ไอเกนแวลูแสดงให้เห็นว่าความหน่วงการแกว่งเมื่อไม่มีตัวควบคุม POD และ PSS ซึ่งตรงกับ Without POD and PSS มีค่าต่ำมาก และบางโหมดการแกว่งน้อยกว่า 5% ในทาง

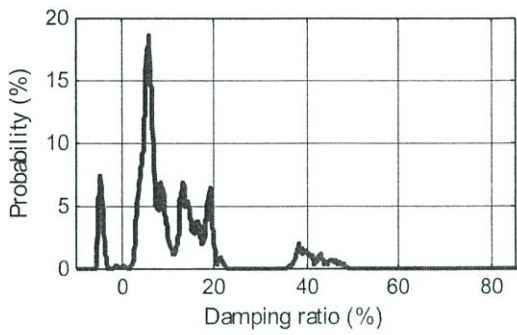
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กลับกัน การติดตั้งตัวควบคุม Local CPOD and CPSS หรือ Centralized CPOD and CPSS สามารถเพิ่มความหน่วงการแกว่งได้อย่างมีประสิทธิภาพ

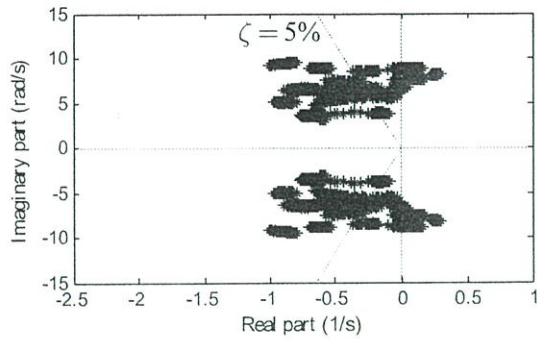
ตารางที่ 3.8 ผลการวิเคราะห์โหมดการแกว่งและไอเกนแวลู

โหมดการแกว่ง	Without POD and PSS	Local CPOD and CPSS	Centralized CPOD and CPSS
1 st	-0.6376±j10.72 (ζ =6.28%)	-1.0522±j10.35 (ζ =10.11%)	-1.2164±j10.51 (ζ =11.50%)
2 nd	-0.5220±j9.85 (ζ =5.57%)	-1.0083±j9.81 (ζ =10.22%)	-1.2260±j9.95 (ζ =12.23%)
3 rd	-0.4190±j9.48 (ζ =4.42%)	-0.9947±j9.59 (ζ =10.32%)	-1.1175±j9.46 (ζ =11.52%)
4 th	-0.326±j8.52 (ζ =3.82%)	-0.9950±j8.92 (ζ =11.09%)	-1.0062±j8.71 (ζ =11.48%)
5 th	-0.452±j7.94 (ζ =5.67%)	-0.7104±j8.35 (ζ =8.48%)	-0.9207±j8.41 (ζ =10.88%)
6 th	-0.229±j7.68 (ζ =2.98%)	-0.8429±j7.92 (ζ =10.58%)	-0.9680±j7.75 (ζ =12.39%)
7 th	-0.262±j6.24 (ζ =3.87%)	-0.6947±j6.01 (ζ =11.48%)	-0.8802±j6.51 (ζ =13.40%)
8 th	-0.170±j5.33 (ζ =2.68%)	-0.7524±j5.52 (ζ =13.51%)	-0.7993±j5.02 (ζ =15.72%)
9 th	-0.057±j3.84 (ζ =1.48%)	-0.6005±j3.42 (ζ =17.29%)	-0.7167±j3.59 (ζ =19.58%)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

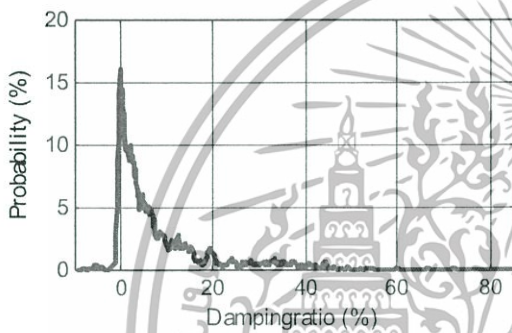


(ก) ความน่าจะเป็น

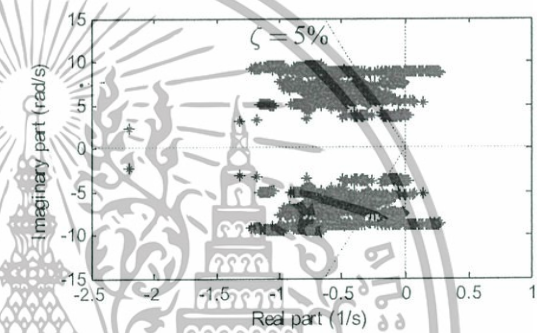


(ข) ทางเดินรากของโหมดการแกว่ง

รูปที่ 3.4 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Without POD and PSS

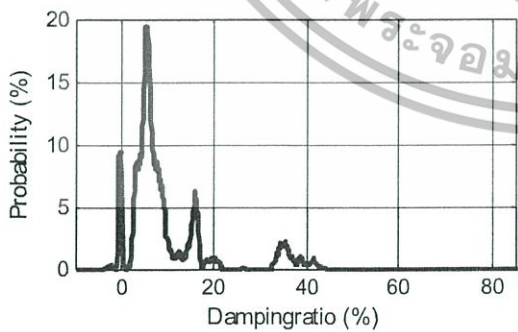


(ก) ความน่าจะเป็น

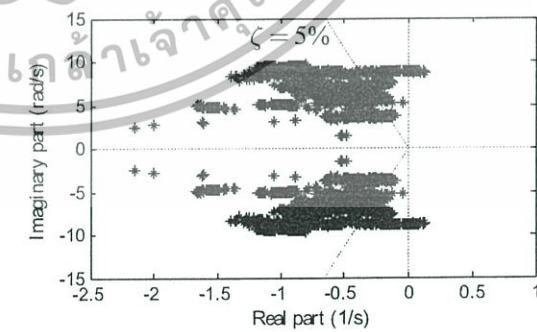


(ข) ทางเดินรากของโหมดการแกว่ง

รูปที่ 3.5 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Local CPOD and CPSS



(ก) ความน่าจะเป็น



(ข) ทางเดินรากของโหมดการแกว่ง

รูปที่ 3.6 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Centralized CPOD and CPSS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ต่อไปได้ทำการทดสอบเสถียรภาพพลวัตภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบโดยสังเกตจากการกระจายตัวของทางเดินราก (Locus plot) ของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมดด้วยวิธี Monte Carlo Simulation (MCS) ในงานวิจัยนี้ การทำ MCS แต่ละครั้งได้

- 1) ทำการลุ่มค่ากำลังไฟฟ้าของ SG ในช่วง -30% ถึง 30%
- 2) ทำการลุ่มค่ากำลังไฟฟ้าของ DFIG ในช่วง 0-50 MW
- 3) การปลดสายส่งระหว่างพื้นที่ 1 และ 2 (สายส่งระหว่างบัส 1 และ 2) ระหว่างพื้นที่ 2 และ 3 (สายส่งระหว่างบัส 17 และ 27) และระหว่างพื้นที่ 1 และ 3 (สายส่งระหว่างบัส 7 และ 8)

หมายเหตุ เหตุการณ์ 1) – 3) ได้เกิดขึ้นแบบสุ่มและพร้อมกันในการทำ MCS แต่ละครั้ง

รูปที่ 3.4-3.6 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมดด้วย MCS 10,000 ครั้ง ในกรณี Without POD and PSS, Local CPOD and CPSS และ Centralized CPOD and CPSS ตามลำดับ จากผลการทดสอบแสดงให้เห็นทั้งไม่ได้ติดตั้งตัวควบคุมและตัวควบคุมข้างต้นยังมีบางเหตุการณ์ที่ทำให้โหมดการแกว่งเคลื่อนที่สู่พื้นที่สูญเสียเสถียรภาพ (Unstable region) และยังมีแนวโน้มจะเป็นที่ทำให้ความหน่วงของโหมดการแกว่งต่ำกว่าหรือเท่ากับศูนย์ แสดงว่าตัวควบคุมข้างต้นที่ออกแบบโดยวิธีการย้ายโพล (Pole placement) ไม่สามารถรักษาเสถียรภาพพลวัตภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายได้ ดังนั้นการออกแบบตัวควบคุมด้วยหลักความคงทนจึงจำเป็น และมีความท้าทายอย่างมาก

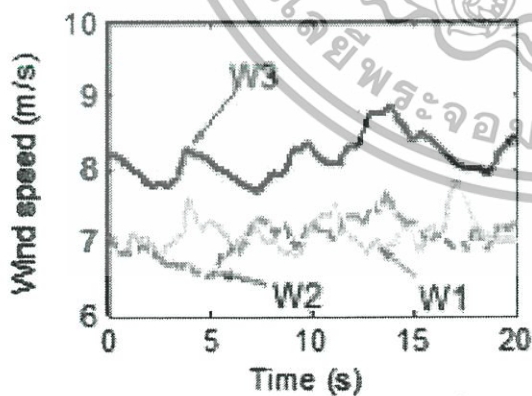
ต่อไปได้ทำการทดสอบตัวควบคุม Local CPOD and CPSS และ Centralized CPOD and CPSS ในเสถียรภาพชั่วคราว โดยจำลองระบบดังรูปที่ 3.1 ในโปรแกรม PSAT [15] ภายใต้กรณีศึกษา 3 กรณีในตารางที่ 3.9 ความไม่แน่นอนต่างๆของระบบและสิ่งรบกวนจากภายนอกใน สามารถจำแนกได้ดังนี้

- 1) ความไม่แน่นอนของความเร็วลมในแต่ละ DFIG ซึ่งแสดงในรูปที่ 3.7 ในที่นี้ได้กำหนดฐานของความเร็วลม (Based wind speed) ที่ 12 m/s นอกจากนี้โหมดการทำงานของ DFIG ได้พิจารณา ดังนี้ โหมด Sub-synchronous ทำงานในช่วงความเร็วลม 6-12 m/s โหมด Normal ทำงานอยู่ ณ ความเร็วลม 12 m/s และ โหมด Super-synchronous ทำงานอยู่ในช่วงความเร็วลม 12-24 m/s
- 2) ความไม่แน่นอนซึ่งเกิดจากการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของ SG (P_{SG})
- 3) สัญญาณจาก POD และ PSS ขาดหายเนื่องจาก Communication failure
- 4) ความผิดปกติของสามเฟสที่เกิดขึ้นในระบบ

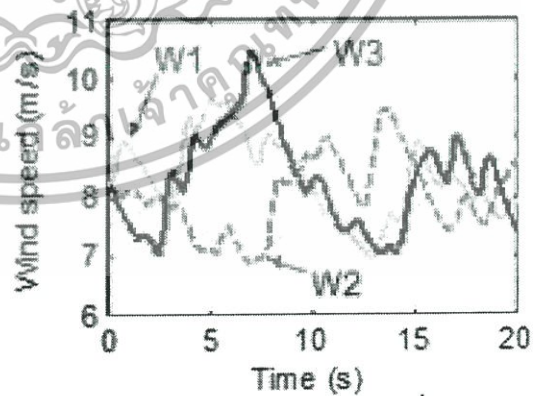
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.9 กรณีศึกษา (Base 100 MVA, 60 Hz)

กรณีศึกษา	การเปลี่ยนแปลงของ P_{SG}	สิ่งรบกวนจากภายนอก	รูปแบบของลม	Communication failure
1	ไม่เพิ่ม	เกิดความผิดปกติพร้อมสามเฟสที่บัส 3 ที่เวลา $t=1s$ จากนั้นเวลา $t=1.05s$ ความผิดปกตินี้ได้หายไปเอง	รูปที่ 3.7 (ก)	ไม่เกิด
2	เพิ่มขึ้น 25% ทุก SG	สายส่งระหว่างบัส 4 และ 14 ได้ถูกเปิดออก เกิดความผิดปกติพร้อมสามเฟสที่บัส 12 ที่เวลา $t=1s$ จากนั้นเวลา $t=1.10s$ ความผิดปกตินี้ได้หายไปเอง	รูปที่ 3.7 (ข)	ไม่เกิด
3	เพิ่มขึ้น 17% ทุก SG	เกิดความผิดปกติพร้อมสามเฟสที่บัส 15 ที่เวลา $t=1s$ จากนั้นเวลา $t=1.12s$ ความผิดปกตินี้ได้หายไปเอง	รูปที่ 3.7 (ข)	เกิด
4	เพิ่มขึ้น 5% ทุก SG	เกิดความผิดปกติพร้อมสามเฟสที่บัส 26 ที่เวลา $t=1s$ จากนั้นเวลา $t=1.15s$ ความผิดปกตินี้ได้หายไปเอง	รูปที่ 3.7 (ข)	เกิด



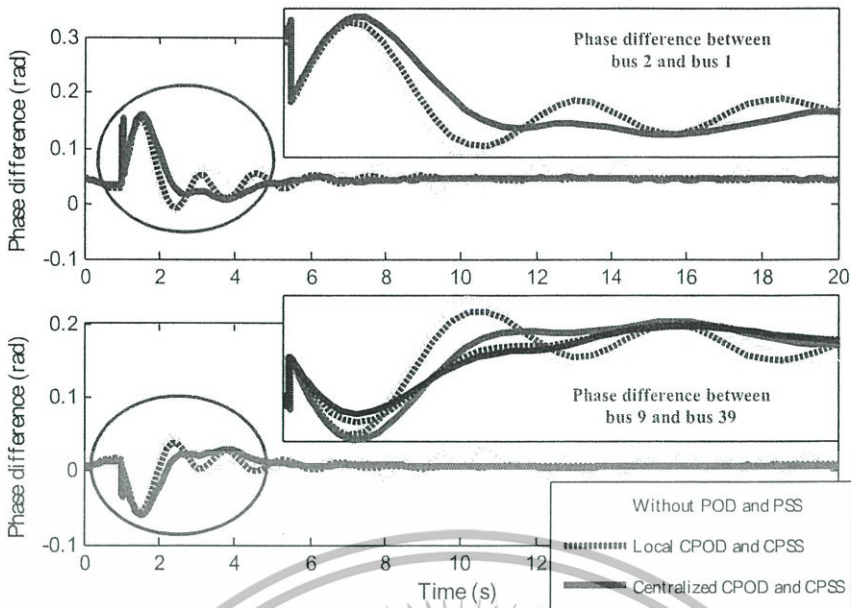
(ก) ความเร็วลมในกรณีศึกษาที่ 1



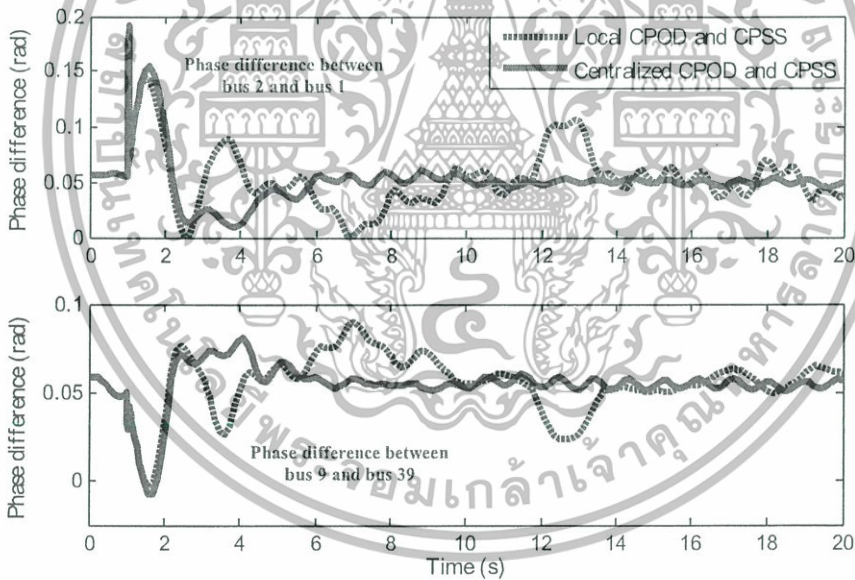
(ข) ความเร็วลมในกรณีศึกษาที่ 2 ถึง 4

รูปที่ 3.7 ความเร็วลมที่ใช้ในกรณีศึกษา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.8 ผลการทดสอบในกรณีศึกษาที่ 1

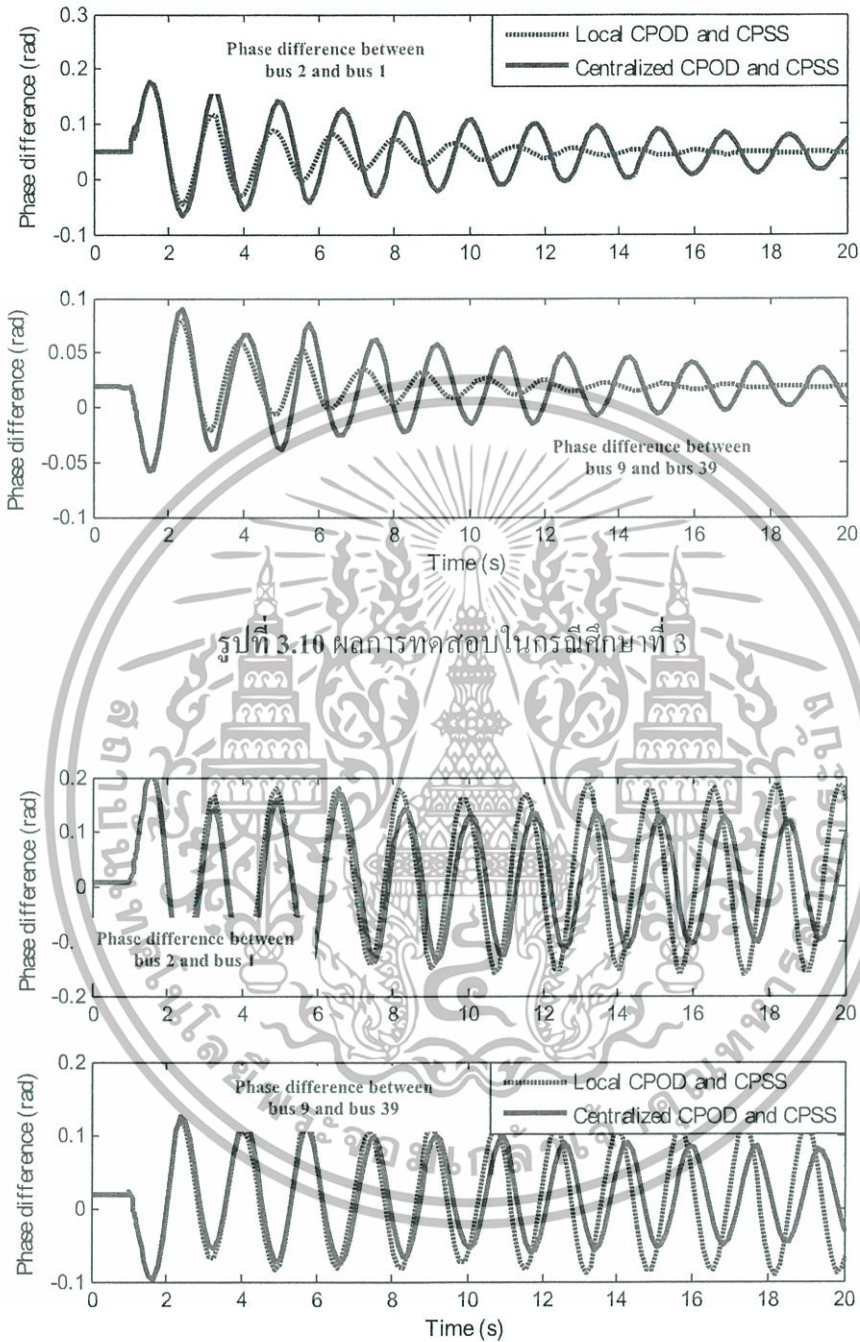


รูปที่ 3.9 ผลการทดสอบในกรณีศึกษาที่ 2

รูปที่ 3.8-3.11 แสดงมุมเฟสระหว่างบัส 2 และ บัส 1 และบัส 9 และบัส 39 ในกรณีศึกษาที่ 1 ถึง 4 ตามลำดับ ในกรณีที่ 1 แสดงในรูป 3.8 แสดงให้เห็นว่าการที่ไม่ได้ติดตั้งตัวควบคุม POD และ PSS มีประสิทธิภาพในการหน่วงการแกว่งน้อยกว่าเมื่อติดตั้งทั้ง POD และ PSS เมื่อเปลี่ยนจุดการทำงานจากระบบ ในกรณีศึกษาที่ 2 แสดงในรูปที่ 3.9 แสดงให้เห็นว่า Local CPOD and CPSS ซึ่งใช้สัญญาณท้องถิ่นเป็น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

อินพุตมีความสามารถในการหน่วงการแกว่งได้น้อยกว่า Centralized CPOD and CPSS ซึ่งใช้สัญญาณที่เหมาะสมจากตารางที่ 3.4



รูปที่ 3.11 ผลการทดสอบในกรณีศึกษาที่ 4

เมื่อเกิดเหตุการณ์ Communication failure ขึ้น ในกรณีศึกษาที่ 3 แสดงในรูปที่ 3.10 แสดงให้เห็นว่า Centralized CPOD and CPSS ไม่สามารถส่งสัญญาณทำเสถียรภาพเพื่อหน่วงการแกว่งได้ ในทางตรงข้าม Local CPOD and CPSS สามารถหน่วงการแกว่งได้เมื่อเกิดเหตุการณ์ Communication failure นี้คือ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อเสียของการใช้ตัวควบคุมจากศูนย์กลาง ดังนั้นการออกแบบควรจะติดตั้งตัวควบคุมลำดับชั้นท้องถิ่น เพื่อป้องกันการเกิด Communication failure

เมื่อทำให้ระยะเวลาในการเกิดความผิดพลาดเพิ่มขึ้น และเปลี่ยนจุดการทำงานของระบบ ในกรณีที่ 4 แสดงในรูปที่ 3.11 แสดงให้เห็นชัดเจนว่า Centralized CPOD and CPSS และ Local CPOD and CPSS ไม่สามารถทำงานในกรณีที่ 4 การแกว่งของผลต่างของมุมเฟสแกว่งอย่างรุนแรง และระบบได้สูญเสียเสถียรภาพในที่สุด เพราะว่า Centralized CPOD and CPSS และ Local CPOD and CPSS ออกแบบโดยวิธีการย้ายโพล ณ จุดการทำงานเดียวของระบบ ซึ่งไม่สามารถการันตีเสถียรภาพความคงทน และสมรรถนะความหน่วงได้ภายใต้หลากหลายจุดการทำงานได้ ดังนั้นการออกแบบตัวควบคุมจึงต้องพิจารณาเสถียรภาพความคงทน และสมรรถนะความหน่วงภายใต้จุดการทำงานของระบบที่หลากหลาย

3.4 สรุปผลการทดสอบ

ในบทนี้ได้นำเสนอวิธีการเลือกอินพุต และเอาต์พุตที่เหมาะสม โดยวิธี Geometric measure of controllability and observability เพื่อใช้ในการห้วงการแกว่งอย่างมีประสิทธิภาพ จากนั้นได้ทดสอบตัวควบคุมจากศูนย์กลาง และตัวควบคุมจากท้องถิ่นซึ่งออกแบบโดยวิธีการย้ายโพล โดยใช้ระบบ New England IEEE 39 bus ในการจำลอง ผลสรุปคือ ในสถานการณ์ปกติ ตัวควบคุมลำดับจากศูนย์กลางที่ใช้สัญญาณอินพุตที่เหมาะสมสามารถห้วงการแกว่งได้ดีกว่าตัวควบคุมจากท้องถิ่นที่ใช้สัญญาณท้องถิ่นเป็นอินพุต เนื่องจากสัญญาณอินพุตที่เหมาะสมมีความสามารถในการมองเห็นโหมดการแกว่งระหว่างพื้นที่ได้ดีกว่าสัญญาณอินพุตท้องถิ่น ในทางตรงข้าม ตัวควบคุมจากศูนย์กลาง ไม่สามารถทำงานได้ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ Communication failure ขึ้น นอกจากนี้ความคงทนต่อความไม่แน่นอนต่างๆของระบบยังเป็นปัจจัยสำคัญในการออกแบบตัวควบคุม เพราะระบบในความเป็นจริงได้มีการเปลี่ยนแปลงจุดการทำงานอยู่ตลอดเวลา ดังนั้นบทที่ 4 จึงได้พัฒนา และออกแบบตัวควบคุมจากศูนย์กลาง และตัวควบคุมจากท้องถิ่นให้ทำงานร่วมกันซึ่งประสานการควบคุมระหว่าง POD และ PSS เพื่อห้วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าอย่างคงทนภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบเพื่อแก้ไขปัญหาเหล่านี้ ซึ่งเสถียรภาพความคงทน และสมรรถนะความหน่วงของตัวควบคุมที่นำเสนอจะแสดงให้เห็นในบทต่อไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

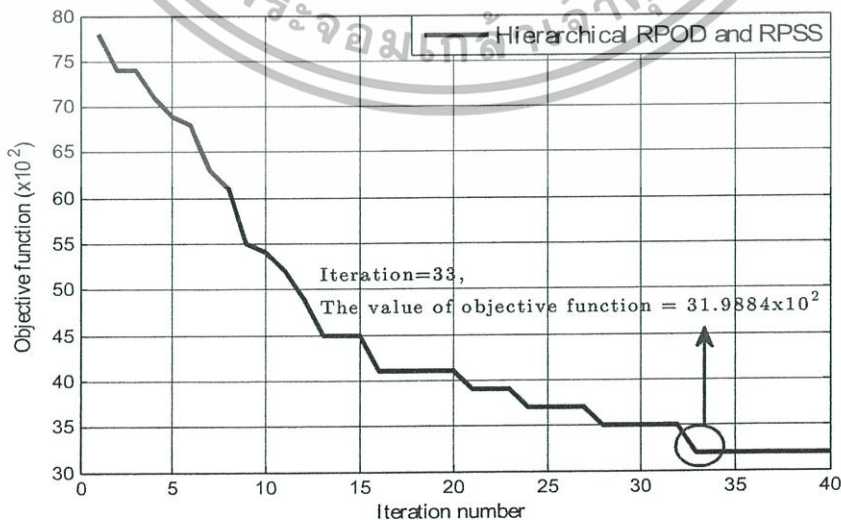
บทที่ 4

การทดสอบตัวควบคุมที่นำเสนอ

ในบทนี้จะทำการเปรียบเทียบตัวควบคุมที่ประสานงานระหว่างการควบคุมจากศูนย์กลาง และการควบคุมจากท้องถิ่นซึ่งประสานการควบคุมโดย DFIG ที่ติดตั้ง POD และ SG ที่ติดตั้ง PSS ที่นำเสนอ ดังสมการที่ (2.41) และการควบคุมจากศูนย์กลาง และการควบคุมจากท้องถิ่นซึ่งประสานการควบคุมโดย DFIG ที่ติดตั้ง POD และ SG ที่ติดตั้ง PSS ในสมการที่ (3.48) ในเสถียรภาพพลวัต และเสถียรภาพชั่วคราว ภายใต้สถานการณ์ที่หลากหลายของระบบ New England IEEE 39 bus ในรูป 3.1

4.1 ผลการทดสอบตัวควบคุม

โปรแกรม PSAT [15] และ MATLAB ได้นำมาประยุกต์ใช้ในการหาคำตอบที่เหมาะสมของ ฟังก์ชันกวีตูลุประสงค์ (2.41) และทดสอบตัวควบคุมที่นำเสนอ โดยค่าเริ่มต้นสำหรับฟังก์ชันกวีตูลุประสงค์ (2.41) และวิธีหึ่งห้อยดังตารางที่ 4.1 การกำหนดค่าเริ่มต้นสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า SG ($P_{SG,h}$) แต่ละตัวในสมการที่ (2.34) ได้ออกแบบกำลังไฟฟ้าของ SG ที่จ่ายเข้าสู่ระบบได้ 3 ระดับจากค่าเริ่มต้นคือ -30% ถึง +30% ของค่าเริ่มต้น ซึ่งค่าเริ่มต้นของระบบในรูปที่ 3.1 หาได้จาก [27] ในส่วนของ DFIG ($P_{DFIG,k}$) ได้พิจารณาการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ 2 ระดับจากขนาดของ DFIG แต่ละตัว (ตัวละ 50 MW) ในส่วนของเวลาหน่วง ($T_{d,r}$) ได้พิจารณาอยู่ในช่วง 0-350 ms ตารางสรุปค่าเริ่มต้นแสดงดังตารางที่ 4.2 จากตารางที่ 4.2 และสมการ 2.37 เหตุการณ์ที่เป็นไปได้ทั้งหมดคือ $allsce = 3^3 \times 2^3 \times 3 = 472,392$ เหตุการณ์ ซึ่งทุกเหตุการณ์นี้ใช้วิธีหึ่งห้อยในการหาคำตอบ หลังจากหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยวิธีหึ่งห้อย ตัวควบคุมที่นำเสนอที่ออกแบบโดยสมการ (2.41) จะเรียกว่า “Hierarchical RPOD and RPSS” และตัวควบคุมที่ออกแบบโดยสมการ (3.48) จะเรียกว่า “Hierarchical CPOD and CPSS” ซึ่งทำการหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของ Hierarchical RPOD and RPSS และ Hierarchical CPOD and CPSS ด้วยวิธีหึ่งห้อย หลังจาก



รูปที่ 4.1 กราฟการลู่เข้าของฟังก์ชันกวีตูลุประสงค์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.1 ค่าเริ่มต้นของพารามิเตอร์

พารามิเตอร์	ค่าที่กำหนด
จำนวนหึ่งห้อยที่ใช้ในการค้นหา	7 ตัว
จำนวนรอบสูงสุดที่ใช้ในการค้นหา	40 รอบ
α_f , ε และ β_0	0.2 1 และ 1
ζ_{spec} และ $\gamma_{\infty,spec}$	0.05 และ 2
K^{\min} และ K^{\max}	0.1 และ 50 p.u.
$T_{1,3}^{\min}$ และ $T_{1,3}^{\max}$	0.1 และ 1 s
$T_{2,4}^{\min}$ และ $T_{2,4}^{\max}$	0.01 และ 0.1 s

ตารางที่ 4.2 ค่าเริ่มต้นของ $P_{SG,h}$, $P_{DFIG,k}$ และ $T_{d,l}$

ค่าเริ่มต้นของ $P_{SG,h}$	
พารามิเตอร์	ค่าที่กำหนด
P_{SG1} , P_{SG2} , P_{SG3} , P_{SG4} , P_{SG5} , P_{SG6} , P_{SG7} , P_{SG8} และ P_{SG9}	10 8.3 5.4 5.6 6.5 5.08 6.32 6.5 และ 2.5 p.u.
$P_{SG1,1}$, $P_{SG2,1}$, $P_{SG3,1}$, $P_{SG4,1}$, $P_{SG5,1}$, $P_{SG6,1}$, $P_{SG7,1}$, $P_{SG8,1}$ และ $P_{SG9,1}$	7 5.81 3.78 3.92 4.55 3.56 4.42 4.55 และ 1.75 p.u.
d_{SG1} , d_{SG2} , d_{SG3} , d_{SG4} , d_{SG5} , d_{SG6} , d_{SG7} , d_{SG8} และ d_{SG9}	3 2.49 1.62 1.68 1.95 1.52 1.9 1.95 และ 0.75 p.u.
nps และ ns	3 และ 9
ค่าเริ่มต้นของ $P_{DFIG,k}$	
พารามิเตอร์	ค่าที่กำหนด
$P_{DFIG1,1}$, $P_{DFIG2,1}$ และ $P_{DFIG3,1}$	0.25 0.25 และ 0.25 p.u.
d_{DFIG1} , d_{DFIG2} และ d_{DFIG3}	0.25 0.25 และ 0.25 p.u.
npd และ nd	2 และ 3
ค่าเริ่มต้นของ $T_{d,l}$	
พารามิเตอร์	ค่าที่กำหนด
$T_{d,1}$ และ d_{Td}	50 และ 150 ms

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.3 ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสม

Hierarchical CPOD and CPSS							Hierarchical RPOD and RPSS						
Local POD and PSS							Local POD and PSS						
		K_{stab}	T_{L1}	T_{L2}	T_{L3}	T_{L4}			K_{stab}	T_{L1}	T_{L2}	T_{L3}	T_{L4}
SG5	$K_L(s)$	34.4607	0.1960	0.0925	0.2371	0.0168	SG5	$K_L(s)$	17.5364	0.2870	0.0487	0.3033	0.0332
SG7	$K_L(s)$	37.4076	0.9657	0.0357	0.8432	0.0149	SG7	$K_L(s)$	46.9501	0.3711	0.0266	0.2536	0.0468
SG8	$K_L(s)$	22.5271	0.1042	0.0781	0.5845	0.0578	SG8	$K_L(s)$	43.7971	0.5238	0.0914	0.3049	0.0635
W1	$K_L(s)$	4.1911	0.7974	0.0778	0.9965	0.0801	W1	$K_L(s)$	27.5078	0.3074	0.0982	0.4921	0.0336
W2	$K_L(s)$	11.4488	0.8356	0.0442	0.1704	0.0941	W2	$K_L(s)$	31.1238	0.8599	0.0495	0.3800	0.0643
W3	$K_L(s)$	45.6669	0.8818	0.0611	0.4984	0.0217	W3	$K_L(s)$	29.3522	0.2753	0.0200	0.9310	0.0740

Centralized POD and PSS							Centralized POD and PSS						
		K_{stab}	T_{L1}	T_{L2}	T_{L3}	T_{L4}			K_{stab}	T_{L1}	T_{L2}	T_{L3}	T_{L4}
SG5	$K_L(s)$	34.4607	0.1760	0.0595	0.2637	0.0462	SG5	$K_L(s)$	4.2758	0.5397	0.0431	0.5690	0.0189
SG7	$K_L(s)$	37.4076	0.4595	0.0230	0.3324	0.0108	SG7	$K_L(s)$	13.1241	0.6207	0.0989	0.3084	0.0336
SG8	$K_L(s)$	22.5271	0.3339	0.0868	0.2310	0.0316	SG8	$K_L(s)$	40.0507	0.3136	0.0134	0.5400	0.0402
W1	$K_L(s)$	4.1911	0.8201	0.0610	0.2225	0.0211	W1	$K_L(s)$	1.4610	0.5130	0.6897	0.6617	0.0712
W2	$K_L(s)$	11.4488	0.4883	0.0416	0.8824	0.0268	W2	$K_L(s)$	6.4427	0.9668	0.0922	0.7112	0.0223
W3	$K_L(s)$	45.6669	0.9196	0.0562	0.6217	0.0316	W3	$K_L(s)$	36.5165	0.5921	0.0817	0.4560	0.0749

ตารางที่ 4.4 ผลการวิเคราะห์โอดอนแวลู และ โหมดการแกว่งของ Hierarchical CPOD and CPSS และ Hierarchical RPOD and RPSS

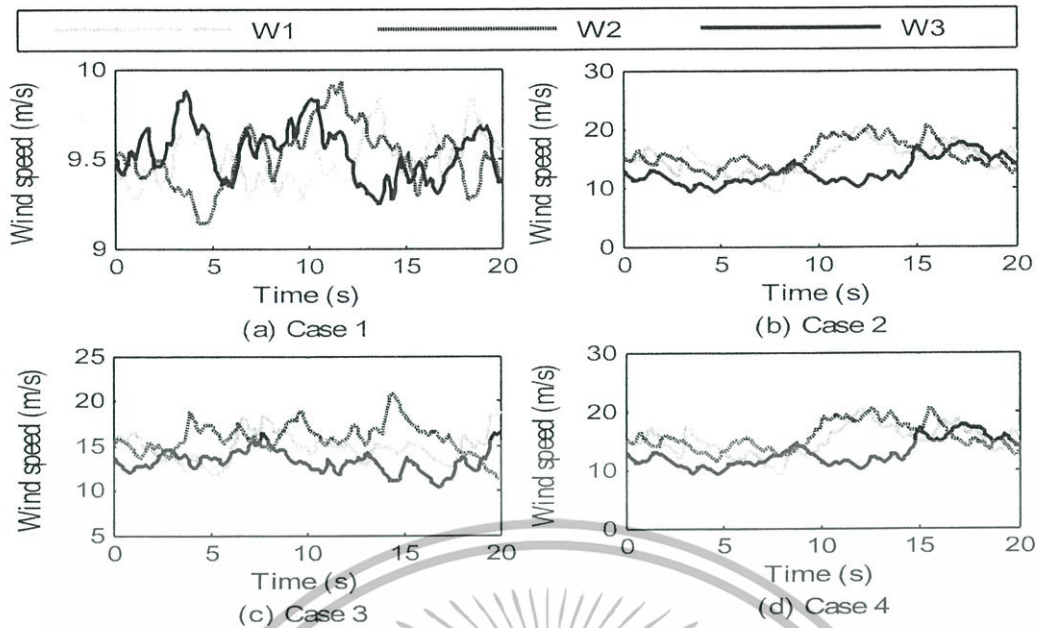
โหมดการแกว่ง	Without POD and PSS	Hierarchical CPOD and CPSS	Hierarchical RPOD and RPSS
1 st	-0.6376±j10.72 ($\zeta = 6.28\%$)	-1.5884±j10.01 ($\zeta = 15.67\%$)	-1.7599±j9.95 ($\zeta = 17.42\%$)
2 nd	-0.5220±j9.85 ($\zeta = 5.57\%$)	-1.4703±j9.77 ($\zeta = 14.88\%$)	-1.5072±j9.70 ($\zeta = 15.37\%$)
3 rd	-0.4190±j9.48 ($\zeta = 4.42\%$)	-1.5092±j9.61 ($\zeta = 15.51\%$)	-1.6742±j9.65 ($\zeta = 17.09\%$)
4 th	-0.326±j8.52 ($\zeta = 3.82\%$)	-1.2220±j8.64 ($\zeta = 14.00\%$)	-1.4223±j8.67 ($\zeta = 16.19\%$)
5 th	-0.452±j7.94 ($\zeta = 5.67\%$)	-1.2633±j8.30 ($\zeta = 15.05\%$)	-1.3447±j8.27 ($\zeta = 16.05\%$)
6 th	-0.229±j7.68 ($\zeta = 2.98\%$)	-1.0663±j7.40 ($\zeta = 14.26\%$)	-1.1858±j7.53 ($\zeta = 15.56\%$)
7 th	-0.262±j6.24 ($\zeta = 3.87\%$)	-0.9477±j6.67 ($\zeta = 14.07\%$)	-1.0137±j6.65 ($\zeta = 15.07\%$)
8 th	-0.170±j5.33 ($\zeta = 2.68\%$)	-0.8541±j5.17 ($\zeta = 16.30\%$)	-0.9440±j5.20 ($\zeta = 17.86\%$)
9 th	-0.057±j3.84 ($\zeta = 1.48\%$)	-0.8804±j4.22 ($\zeta = 20.42\%$)	-0.9245±j4.25 ($\zeta = 21.26\%$)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.5 กรณีศึกษา (Base 100 MVA, 60 Hz)

กรณี	สิ่งรบกวนจากภายนอก	Communication failure	สายส่งที่ถูกปลด	การเปลี่ยนแปลงของ P_{SG}	รูปแบบของลม	เวลาหน่วง T_d (ms)
1	ความผิดปกติสามเฟสชั่วคราวเกิดขึ้นที่บัส 3 ที่เวลา $t=1s$ จากนั้นที่เวลา $t=1.075s$ ความผิดปกติได้หายไปเอง	ไม่เกิด	-	No change	รูปที่ 4.2 (ก)	100
2	ความผิดปกติสามเฟสเกิดขึ้นที่สายส่งระหว่างบัส 25 และ 26 ที่เวลา $t=1s$ และได้ปลดสายส่งเส้นนี้เพื่อกำจัดความผิดปกตินี้ที่เวลา $t=1.1$	ไม่เกิด	Buses 4-14	+20% ทุก SG	รูปที่ 4.2 (ข)	300
3	ความผิดปกติสามเฟสเกิดขึ้นที่สายส่งระหว่างบัส 25 และ 26 ที่เวลา $t=1s$ และได้ปลดสายส่งเส้นนี้เพื่อกำจัดความผิดปกตินี้ที่เวลา $t=1.1$	เกิด	-	-12% ทุก SG	รูปที่ 4.2 (ค)	-
4	ความผิดปกติสามเฟสเกิดขึ้นที่สายส่งระหว่างบัส 4 และ 5 ที่เวลา $t=1s$ และได้ปลดสายส่งเส้นนี้เพื่อกำจัดความผิดปกตินี้ที่เวลา $t=1.12$	เกิด	Buses 7-8	+5% ทุก SG	รูปที่ 4.2 (ง)	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.2 ความเร็วลมที่ใช้ในกรณีศึกษา

การทำให้เหมาะสมด้วยวิธีหนึ่งที่อยู่รูปที่ 4.1 แสดงกราฟการลู่เข้า (Convergence curve) ของฟังก์ชันกัณฑ์วัตถุประสงค์ของ Hierarchical RPOD and RPSS ส่วนค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของตัวควบคุมทั้งสองตัวนี้ได้แสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.4 แสดงผลการวิเคราะห์โอเคนแวลูของ Hierarchical RPOD and RPSS และ Hierarchical CPOD and CPSS ในกรณีศึกษาที่ 1 จากตารางที่ 4.5 จากผลการวิเคราะห์ ในกรณีที่ไม่มีตัวควบคุม ซึ่งตรงกับ Without POD and PSS มีค่าความหน่วงถึง 9 โหมดการแกว่งต่ำมาก ในกรณีนี้เมื่อเกิดสิ่งรบกวนจากภายนอก อาจทำให้ระบบสูญเสียเสถียรภาพได้ ในทางกลับกัน ความหน่วงของโหมดการแกว่งเหล่านี้ได้เพิ่มขึ้นอย่างมาก โดยการติดตั้งตัวควบคุม Hierarchical RPOD and RPSS หรือ Hierarchical CPOD and CPSS

ตามคำนิยามของ γ_∞ ที่หมายถึงตัววัดเสถียรภาพความคงจาก (2.31) ในบทที่ 2 ในงานวิจัยนี้จึงได้ทำการทดสอบเสถียรภาพความคงทนภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบโดยสังเกตจากการกระจายตัวของ γ_∞ โหมดด้วยวิธี MCS 10,000 ครั้ง ในงานวิจัยนี้ การทำ MCS แต่ละครั้งได้

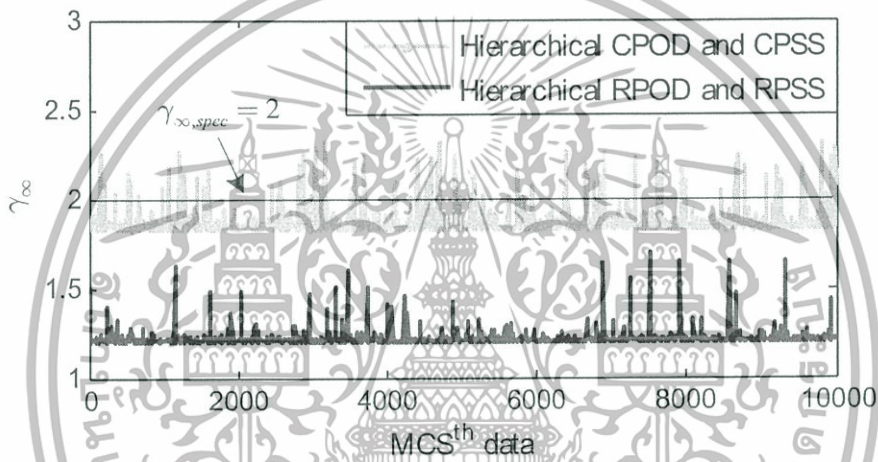
- 1) ทำการสุ่มค่ากำลังไฟฟ้าของ SG ในช่วง -30% ถึง 30%
- 2) ทำการสุ่มค่ากำลังไฟฟ้าของ DFIG ในช่วง 0-50 MW
- 3) การปลดสายส่งระหว่างพื้นที่ 1 และ 2 (สายส่งระหว่างบัส 1 และ 2) ระหว่างพื้นที่ 2 และ 3 (สายส่งระหว่างบัส 17 และ 27) และระหว่างพื้นที่ 1 และ 3 (สายส่งระหว่างบัส 7 และ 8)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

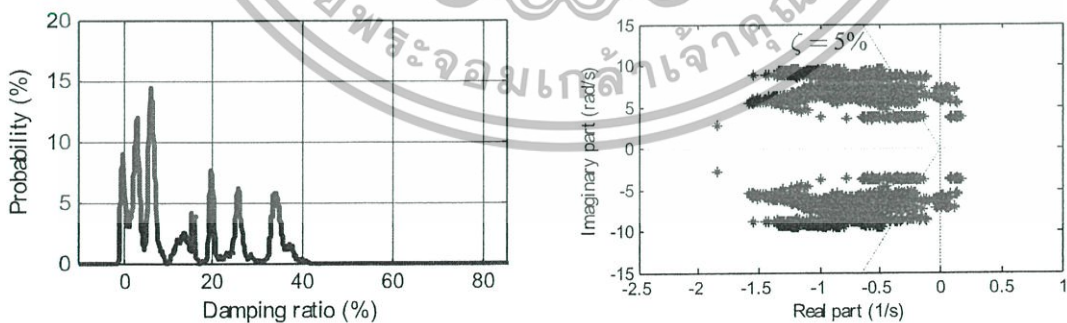
4) เหตุการณ์ Communication failure

หมายเหตุ เหตุการณ์ 1) – 4) ได้เกิดขึ้นแบบสลับ และพร้อมกันในการทำ MCS แต่ละครั้ง

ดังนั้น ถ้าค่าของ γ_∞ ที่ทำการทดสอบด้วย MCS 10,000 ครั้งมีค่าต่ำกว่า $\gamma_{\infty,spec}$ แสดงว่าตัวควบคุมที่นำเสนอมีเสถียรภาพความคงทนภายใต้สมมติฐานของ Small gain theorem ที่กล่าวในบทที่ 2 ที่ว่าระบบที่ไม่เป็นเชิงเส้นถูกจำกัดให้เป็นเชิงเส้นด้วยค่าของนอร์ม สามารถยืนยันเสถียรภาพความคงทนได้ด้วยตัวควบคุมที่นำเสนอ



รูปที่ 4.3 การเปลี่ยนแปลงของ γ_∞ ด้วย MCS 10,000 ครั้ง

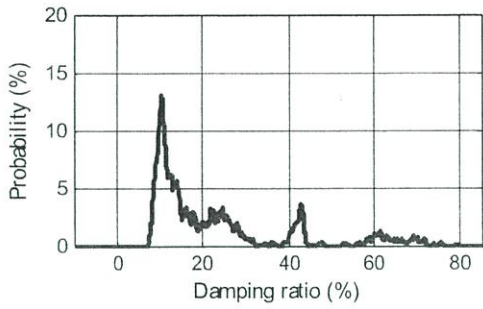


(ก) ความน่าจะเป็น

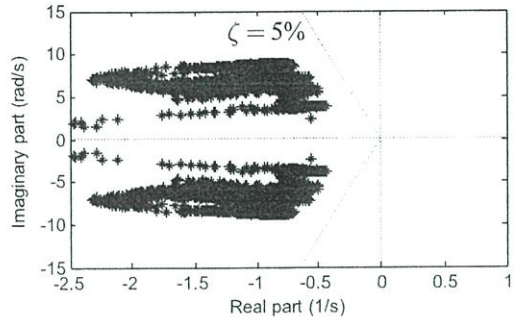
(ข) ทางเดินรากของโหนดการแกว่ง

รูปที่ 4.4 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหนดการแกว่งทั้ง 9 โหนด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Hierarchical CPOD and CPSS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

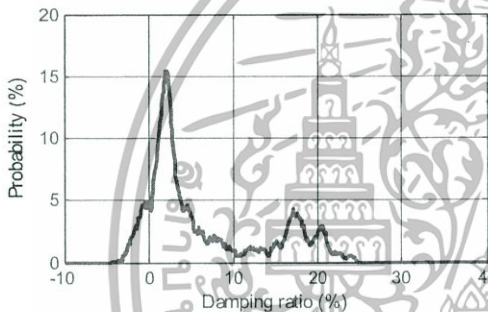


(ก) ความน่าจะเป็น

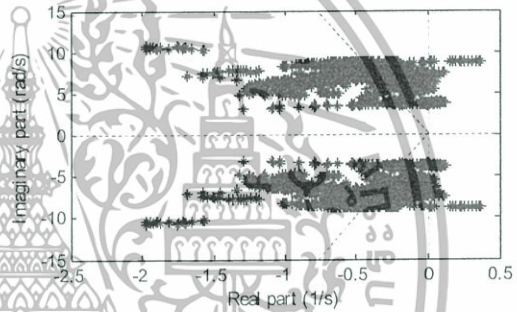


(ข) ทางเดินรากของโหมดการแกว่ง

รูปที่ 4.5 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Hierarchical RPOD and RPSS

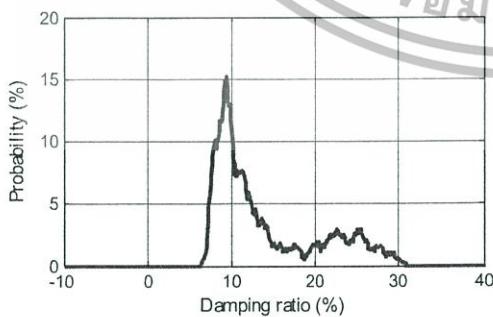


(ก) ความน่าจะเป็น

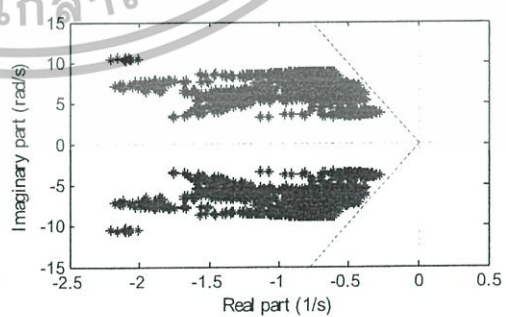


(ข) ทางเดินรากของโหมดการแกว่ง

รูปที่ 4.6 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Hierarchical CPOD and CPSS เมื่อเกิด Communication failure



(ก) ความน่าจะเป็น



(ข) ทางเดินรากของโหมดการแกว่ง

รูปที่ 4.7 ความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหมดการแกว่งทั้ง 9 โหมด ด้วย 10,000 Monte Carlo Simulation ในกรณี Hierarchical RPOD and RPSS เมื่อเกิด Communication failure

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หลังจากการทดสอบ รูปที่ 4.2 แสดงค่า γ_{∞} ด้วยการจำลอง MCS 10,000 ครั้ง ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่า Hierarchical RPOD and RPSS ที่นำเสนอมีค่า γ_{∞} ต่ำกว่าค่า $\gamma_{\infty,spec}$ ทุกจุดการทำงานในทางกลับกันมีบางเหตุการณ์ในกรณีของ Hierarchical CPOD and CPSS ที่ทำให้ค่า γ_{∞} มีค่ามากกว่า $\gamma_{\infty,spec}$ ซึ่งทำให้ Hierarchical CPOD and CPSS ไม่สามารถความคงทนต่อความไม่แน่นอนต่างๆของระบบได้ในบางเหตุการณ์

ต่อไปรูปที่ 4.4 และ 4.5 แสดงความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหนดการแกว่งทั้ง 9 โหนดตามลำดับ ด้วย MCS 10,000 ครั้ง ในกรณี Hierarchical POD and PSS และ Hierarchical RPOD and RPSS ในกรณีที่ไม่มีเกิด Communication failure จากผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าบางเหตุการณ์ของตัวควบคุม Hierarchical CPOD and CPSS ที่โหนดการแกว่งเคลื่อนที่เข้าสู่พื้นที่สูญเสียเสถียรภาพ (Unstable region) ในทางกลับกันตัวควบคุม Hierarchical RPOD and RPSS สามารถรักษาโหนดการแกว่งทุกโหนดให้อยู่ในพื้นที่ที่ยอมรับได้ (D-stable region) และมีค่ามากกว่า $\zeta_{\infty,spec} = 5\%$ ทุกโหนด ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าตัวควบคุมที่นำเสนอมีสมรรถนะความหน่วงสูงกว่าตัวควบคุมเปรียบเทียบ

ต่อไปรูปที่ 4.6 และ 4.7 แสดงความน่าจะเป็น และทางเดินรากของโหนดการแกว่งทั้ง 9 โหนดตามลำดับ ด้วย MCS 10,000 ครั้ง ในกรณี Hierarchical POD and PSS และ Hierarchical RPOD and RPSS ในกรณีที่เกิด Communication failure ซึ่งในกรณีนี้ ตัวควบคุมที่นำเสนอและตัวควบคุมเปรียบเทียบได้ใช้การควบคุมจากท้องถิ่น (Local POD and PSS) ในการทำเสถียรภาพเท่านั้น จากผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าบางเหตุการณ์ของตัวควบคุม Hierarchical CPOD and CPSS ที่โหนดการแกว่งเคลื่อนที่เข้าสู่พื้นที่สูญเสียเสถียรภาพ (Unstable region) และมีความน่าจะเป็นของอัตราส่วนความหน่วงอยู่ในช่วง -3% ถึง 24% ในทางกลับกันตัวควบคุม Hierarchical RPOD and RPSS สามารถรักษาโหนดการแกว่งทุกโหนดให้อยู่ในพื้นที่ที่ยอมรับได้ (D-stable region) และมีค่ามากกว่า $\zeta_{\infty,spec} = 5\%$ ทุกโหนด และมีความน่าจะเป็นของอัตราส่วนความหน่วงอยู่ในช่วง 7% ถึง 31% ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าตัวควบคุมที่นำเสนอมีสมรรถนะความหน่วงสูงกว่าตัวควบคุมเปรียบเทียบในกรณีของ Communication failure

ต่อไปได้ทดสอบตัวควบคุมที่นำเสนอในเสถียรภาพชั่วคราวใน 4 กรณีศึกษาซึ่งแสดงในตารางที่ 4.5 จากตารางที่ 4.5 นอกเหนือจากสิ่งรบกวนจากภายนอกแล้ว ความไม่แน่นอนต่างๆของระบบได้แบ่งออกเป็น

- 1) การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของ SG (P_{SG}) ที่จ่ายเข้าสู่ระบบ
- 2) ความไม่แน่นอนของความเร็วลมในแต่ละ DFIG ซึ่งแสดงในรูปที่ 3.4 ในที่นี้ได้กำหนดฐานของความเร็วลม (Based wind speed) ที่ 12 m/s นอกจากนี้โหนดการทำงาน

ของ DFIG ได้พิจารณา ดังนี้ โหนด Sub-synchronous ทำงานอยู่ในช่วงความเร็วลม 6-12

เอกสารนี้เป็นเอกสารของโครงการวิจัยที่สนับสนุนโดย กฟผ. เท่านั้น เมื่อผู้ใดเห็นว่าเป็นประโยชน์ในการนำ
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

m/s โหมด Normal ทำงานอยู่ ณ ความเร็วลม 12 m/s และโหมด Super-synchronous ทำงานอยู่ในช่วงความเร็วลม 12-24 m/s

- 3) การเปลี่ยนแปลงของเวลาหน่วง T_d
- 4) การเปิดสายส่งก่อนเกิดสิ่งรบกวนจากภายนอกด้วยหลัก $N-1$ contingencies
- 5) สัญญาณทำเสถียรภาพล้มเหลวเนื่องจาก Communication failure

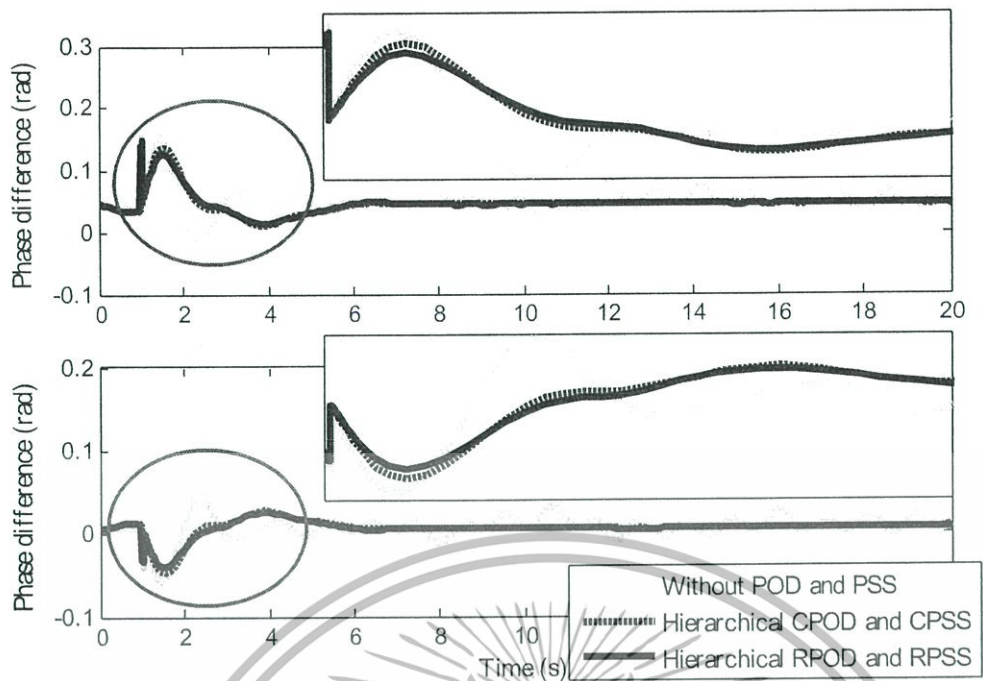
รูปที่ 4.8-4.11 แสดงผลต่างของมุมเฟสระหว่างสองพื้นที่ใดๆ ของกรณีศึกษา 1-4 ตามลำดับ ในกรณีศึกษาที่ 1 แสดงในรูป 4.8 สามารถเห็นได้ชัดเจนว่าเมื่อไม่มีการติดตั้งตัวควบคุม Without POD and PSS ระบบไม่สามารถรักษาเสถียรภาพได้ ในทางกลับกัน Hierarchical CPOD and CPSS และ Hierarchical RPOD and RPSS สามารถหน่วงการแกว่งได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่ง Hierarchical RPOD and RPSS มีความสามารถในการหน่วงการแกว่งได้ดีกว่า Hierarchical CPOD and CPSS เล็กน้อย

ต่อมาในกรณีศึกษาที่ 2 แสดงในรูป 4.9 นอกจากการปลดสายส่งระหว่างบัส 4 และ 14 ก่อนเกิดสิ่งรบกวนจากภายนอกแล้ว ยังได้ทำการเพิ่มการเปลี่ยนแปลงของ และ ทำให้เสถียรภาพของ Hierarchical CPOD and CPSS ลดลงอย่างมาก ในทางตรงข้าม Hierarchical RPOD and RPSS ที่ออกแบบภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบสามารถทำเสถียรภาพให้กับระบบในกรณีนี้ได้ อย่างมีประสิทธิภาพ

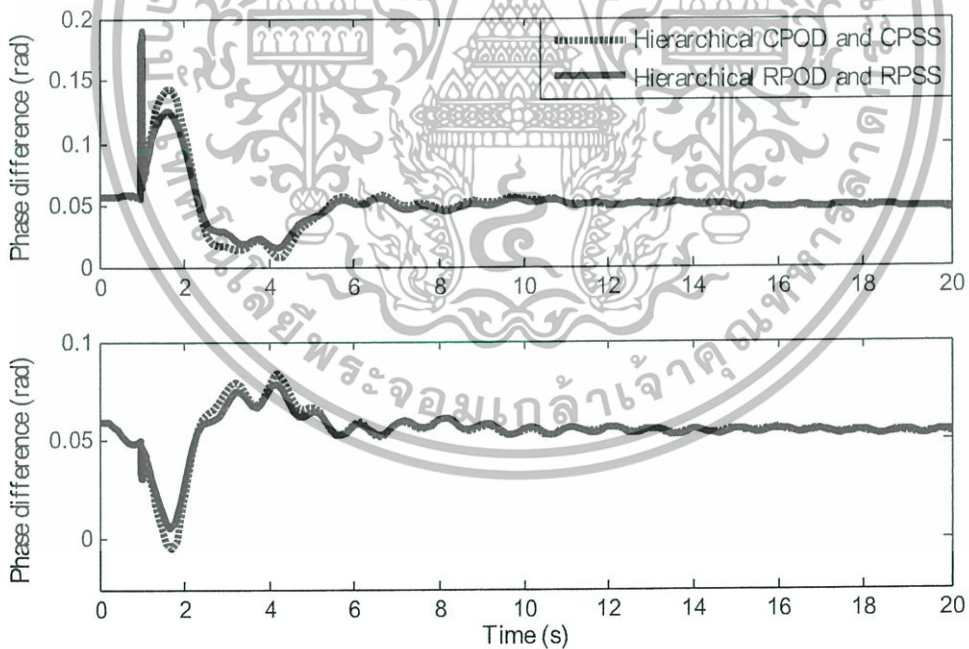
ในกรณีศึกษาที่ 3 แสดงในรูป 4.10 เมื่อเกิดเหตุการณ์ Communication failure จึงทำให้ตัวควบคุมจากศูนย์กลางไม่สามารถส่งสัญญาณทำเสถียรภาพให้กับระบบได้ ดังนั้นตัวควบคุมจากท้องถิ่นของ Hierarchical CPOD and CPSS และ Hierarchical RPOD and RPSS ได้นำมาทำเสถียรภาพในกรณีนี้ จากผลการทดสอบ ตัวควบคุมจากท้องถิ่นของ Hierarchical CPOD and CPSS สามารถหน่วงการแกว่งได้น้อยกว่า ซึ่งแตกต่างการควบคุมจากท้องถิ่นของ Hierarchical RPOD and RPSS ที่สามารถหน่วงการแกว่งด้วยตัวควบคุมจากท้องถิ่นอย่างเดียว

ยิ่งไปกว่านั้นในกรณีที่ 4 แสดงในรูป 4.11 นอกจากเหตุการณ์ Communication failure แล้วก่อนเกิดสิ่งรบกวนจากภายนอกยังได้ทำการปลดสายส่งระหว่างบัส 7 และ 8 ออก จากผลการทดสอบ Hierarchical CPOD and CPSS ไม่สามารถหน่วงการแกว่งและระบบสูญเสียเสถียรภาพในที่สุด ในขณะที่ Hierarchical RPOD and RPSS สามารถหน่วงการแกว่งนี้ได้อย่างคงทน ผลการทดสอบในกรณีศึกษาเหล่านี้แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของสมรรถนะความหน่วง และความคงที่ที่ดีกว่าทนของตัวควบคุมที่ออกแบบโดยวิธีที่นำเสนอภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

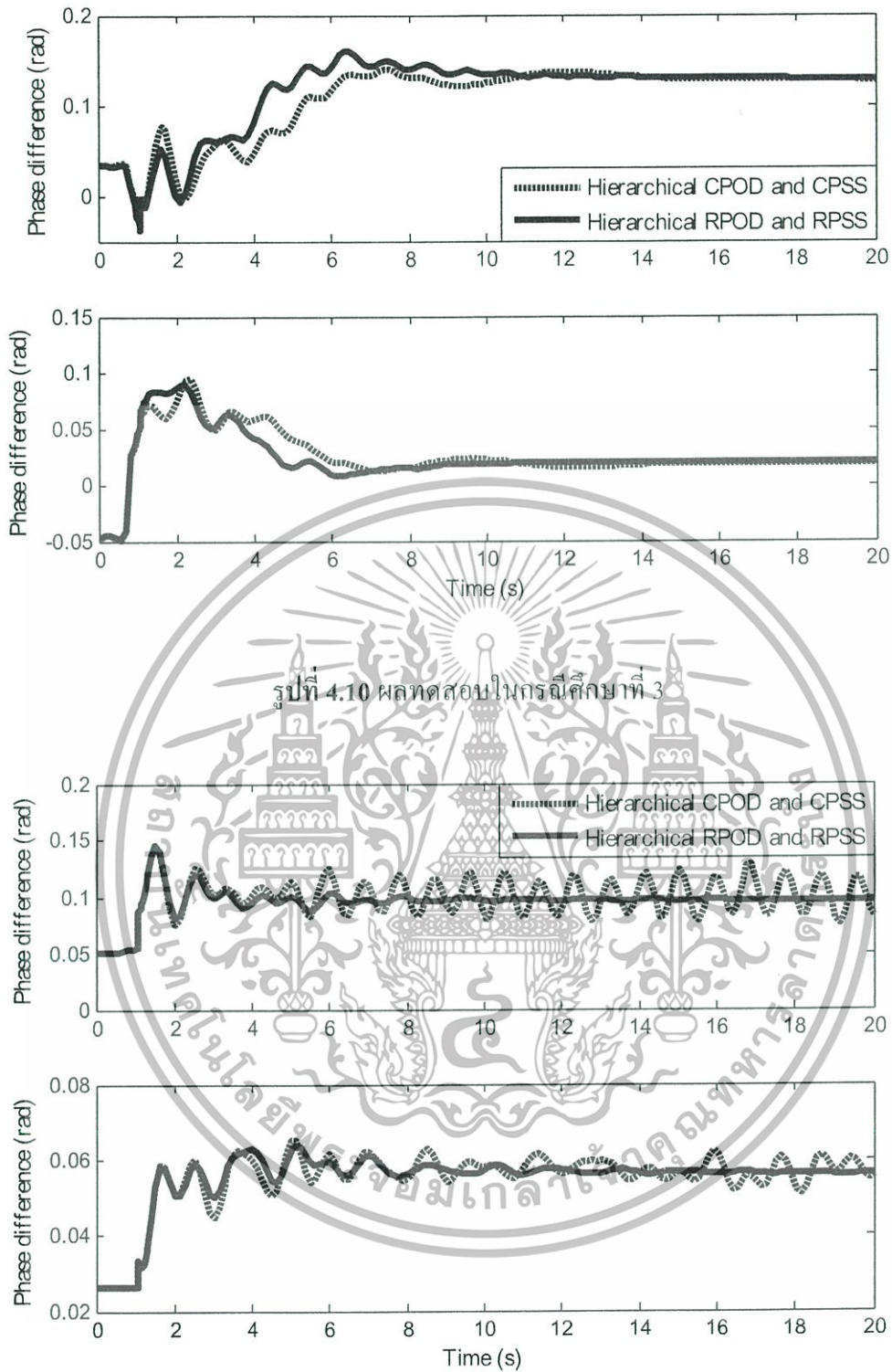


รูปที่ 4.8 ผลทดสอบในกรณีศึกษาที่ 1



รูปที่ 4.9 ผลทดสอบในกรณีศึกษาที่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.10 ผลทดสอบในกรณีศึกษาที่ 3

รูปที่ 4.11 ผลทดสอบในกรณีศึกษาที่ 4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2 สรุปผลการทดสอบ

การทดสอบตัวควบคุมจากการควบคุมจากศูนย์กลาง และการควบคุมจากท้องถิ่นซึ่งประสานการควบคุม โดย DFIG ที่ติดตั้ง POD และ SG ที่ติดตั้ง PSS ได้นำเสนอในบทนี้ ซึ่งได้ทดสอบตัวควบคุมที่นำเสนอกับตัวควบคุมเปรียบเทียบที่ออกแบบโดยวิธีการย้ายโพลในเสถียรภาพพลวัต และเสถียรภาพชั่วคราว ผลการทดสอบในระบบ New England IEEE 39 bus แสดงให้เห็นถึงสมรรถนะความหน่วง และความคงทนที่ดีกว่าของตัวควบคุมที่นำเสนอภายใต้สถานการณ์ทำงานที่หลากหลายของระบบที่มีการเชื่อมโยงระหว่างพื้นที่ นอกจากนี้ยังได้จำลองสถานการณ์ของสิ่งรบกวนต่างๆจากภายนอก และความไม่แน่นอนของระบบ เช่น ความผิดปกติสามเฟส การเปิดสายส่งด้วยหลัก $N-1$ contingencies และการเปลี่ยนแปลงเวลาหน่วง กำลังไฟฟ้าของ SG และ DFIG ผลการทดสอบสรุปได้ว่าตัวควบคุมที่นำเสนอมีความสามารถในการทำเสถียรภาพให้กับระบบสูงกว่าตัวควบคุมเปรียบเทียบ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยนี้นำเสนอการประสานควบคุมลำดับชั้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพลังงานลม ชนิดป้อนสองทาง (Doubly-fed induction generator: DFIG) ที่ติดตั้งตัวหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้า (Power oscillation damper: POD) และตัวทำเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง (Power system stabilizer: PSS) สำหรับหน่วงการแกว่งกำลังไฟฟ้าอย่างคงทน ตัวควบคุม POD และ PSS ในงานวิจัยนี้มีโครงสร้างแบบอันดับสองที่มีเฟสชดเชยแบบนำหน้า และล่าหลัง (Second-order lead/lag compensator) ซึ่งเป็นโครงสร้างที่มีอันดับน้อย ง่ายต่อการนำมาประยุกต์ใช้ในระบบจริง การออกแบบตัวควบคุม ได้พิจารณาหลักความคงทน และสมรรถนะความหน่วงภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลายของระบบ จากผลการทดสอบเสถียรภาพพลวัต และเสถียรภาพชั่วคราวในระบบ New England IEEE 39 bus สามารถสรุปงานวิจัยออกมาได้ดังต่อไปนี้

- 1) สามารถควบคุมแหล่งกำเนิดไฟฟ้า และพลังงานทดแทนที่มีอยู่ในระบบเพื่อใช้ในการเพิ่มเสถียรภาพพลวัต และเสถียรภาพชั่วคราวในระบบได้
- 2) สามารถใช้กำลังไฟฟ้าเสมือนของ DFIG เพื่อหน่วงการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในระบบได้ ซึ่งสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ในขณะที่ DFIG ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบ
- 3) ตัวควบคุมที่ออกแบบ โดยพิจารณาหลักความคงทน (Robustness) และสมรรถนะความหน่วง (Damping performance) ภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลาย มีประสิทธิภาพสูงกว่าตัวควบคุมที่ออกแบบโดยวิธีดั้งเดิม หรือการย้ายโพล (Pole placement)
- 4) ตัวควบคุมจากการควบคุมจากศูนย์กลางสามารถใช้สัญญาณอินพุตที่มีความสามารถในการมองเห็น โหมดการแกว่งระหว่างพื้นที่ได้ดี ในขณะที่ตัวควบคุมการควบคุมจากท้องถิ่นถูกนำมาประยุกต์ใช้เมื่อตัวควบคุมจากศูนย์กลางไม่สามารถทำงานได้เนื่องจากไม่สามารถส่งสัญญาณทำเสถียรภาพมาที่ตัวควบคุมได้ หรือ Communication failure
- 5) ตัวควบคุม POD และ PSS ที่ใช้มีสมรรถนะการทำงานที่สูงภายใต้จุดการทำงานที่หลากหลาย อีกทั้งยังมีความยืดหยุ่นในการทำงานได้ดีในเสถียรภาพพลวัต และเสถียรภาพชั่วคราว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- 6) พารามิเตอร์ของตัวควบคุมทั้งหมดได้มีการออกแบบให้มีความเหมาะสมพร้อมกันทั้งหมดด้วยเทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมโดยวิธีหิ้งห้อย
- 7) สามารถออกแบบตัวควบคุมให้ทำงานร่วมกันได้อย่างมีประสิทธิภาพในกรณีที่มีระบบมีการควบคุมหลายตัวควบคุม

5.2 ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะ และแนวทางการพัฒนางานวิจัยต่อไปในอนาคตมีดังต่อไปนี้

- 1) สามารถที่จะประยุกต์ใช้ตัวควบคุม POD กับอุปกรณ์ FACTS devices ที่มีอยู่ในระบบได้
- 2) สามารถที่จะประยุกต์ใช้ตัวควบคุม POD กับแหล่งพลังงานทดแทนอื่นๆ เช่น แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแสงอาทิตย์ (Photovoltaic)
- 3) นอกจากใช้ DEIG ที่ติดตั้ง POD ในการหน่วงการแกว่งของระบบแล้ว สามารถประยุกต์ใช้ตัวควบคุมใบพัด (Pitch angle) เพื่อควบคุมความถี่ได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 6

ผลผลิตที่ได้จากงานวิจัย

บทความตีพิมพ์ในวารสารวิชาการระดับนานาชาติ

1. T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Power system oscillations damping by robust decentralized DFIG wind turbines," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 10, no. 2, March 2015, pp. 487-495.
2. T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Hierarchical co-ordinated wide area and local controls of DFIG wind turbine and PSS for robust power oscillation damping," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, issue 3, 2016, pp. 943-955.
3. I. Ngamroo and S. Vachirasricirikul, "Design of optimal SMES controller considering SOC and robustness for microgrid stabilization," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 26, issue 7, 2016, Article#: 5403005.

บทความการประชุมวิชาการระดับนานาชาติ

1. T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Two-level robust coordinated stabilizing control of PSS and DFIG wind turbine for enhancing grid resiliency," *Proc. of 19th Power System Computation Conference (PSCC 2016)*, June 20-24, 2016, Genoa, Italy.
2. P. Kaewsuksai, I. Ngamroo, W. Nakawiro, "Prototype development of power oscillation damper for wind turbine with doubly fed induction generator by field programmable gate array," *Proc. 2016 IEEJ P&ES - IEEE PES Thailand Joint Symposium*, 11 March 2016, Bangkok, Thailand
3. T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Wide area robust centralized power oscillation dampers design for DFIG-based wind turbines," *Proc. of 18th Power System Computation Conference (PSCC 2014)*, August 18-22, 2014, Wroclaw, Poland.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บรรณานุกรม

- [1] Roger G. **Power system oscillations**. Kluwer. 2000.
- [2] Muller S. Deicke M. and De Doncker R. W. “Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines”, **IEEE Industry Applications Magazine**, vol. 8 no. 3, 2002. pp. 26 - 33.
- [3] Gautam D. Vittal V. and Harbour T. “Impact of Increased Penetration of DFIG-based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol. 24, no. 3, 2009. pp. 1426 - 1434.
- [4] Huang H. and Chung C. Y. “Coordinated Damping Control Design for DFIG-based Wind Generation Considering Power Output Variation”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol. 27, no. 4, 2012. pp. 1916 - 1925.
- [5] Hughes F. M. A-Lara O. Jenkins N. and Strbac G. “A Power System Stabilizer for DFIG-based Wind Generation”, **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 21, no. 8, 2006. pp. 763 - 772.
- [6] Fan L. Yin H. and Miao Z., “On Active/reactive Power Modulation of DFIG-based Wind Generation”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol. 26, no.2, 2011, pp. 513-521.
- [7] Jose D. G. Oriol G. B. Fernando D. B. and Andreas S., “Power Oscillation Damping Supported by Wind Power: A Review”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol.16, 2012. pp. 4982 - 4993.
- [8] Kshatriya N. Annakage U.D. Hughes F. M. and Gole A.M., “Optimized Partial Eigenstructure Assignment-based Design of a Combined PSS and Active Damping Controller of a DFIG”, **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 25, no. 2, 2010. pp. 866 - 876.
- [9] Surinkaew T. and Ngamroo I., “Coordinated robust control of DFIG Wind Turbine and PSS for Stabilization of Power Oscillation Considering System Uncertainties”, **IEEE Tran. Sust. Energy**, vol.5, no.3, 2014. pp. 823 - 833.
- [10] Chow J. H. Sanchez-Gasca J. J. Haoxing R. and Wang S., “Power System Damping Controller Design Using Multiple Input Signals”, **IEEE Control Syst. Magazine**, vol. 20, no. 4, 2000, pp. 82-90.
- [11] Mokhtari M. and Aminifar F., “Toward Wide-area Oscillation Control Through Doubly-fed Induction Generator Wind Farms”, **IEEE Trans. Power Syst.**, Early access.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [12] Leon A.E. and Solsona J.A., “Power Oscillation Damping Improvement by Adding Multiple Wind Farms to Wide-area Coordinating controls”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol.29, no.3, 2014, pp. 1356-1364.
- [13] Leon A.E., Mauricio J.M., Gomez-Exposito A., and Solsona J.A., “Hierarchical Wide-area Control of Power Systems Including Wind Farms and FACTS for Short-term Frequency Regulation”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol.27, no.4, 2012, pp. 2084-2092.
- [14] Milano F. **Power System Modelling and Scripting**. Springer. 2010.
- [15] Milano F. **Power System Analysis Toolbox Version 2.1.8**. Albecete. Spain: Universidad de Castilla-La Mancha. 2013.
- [16] Saejia M. and Ngamroo I., “A Robust Centralized SMES Controller Design on WAMS Considering System and Communication Delay Uncertainties”, **Elect. Power Syst. Res.**, vol 81, no.4, 2011, pp. 846-852.
- [17] Dörfler F., Jovanović M.R., Chertkov M., and Bullo F., “Sparsity-Promoting Optimal Wide-area Control of Power Networks”, **IEEE Tran. Power Syst.**, Early access.
- [18] Skogestad S. and Postlethwaite I. **Multivariable Feedback Control Analysis and Design. 2nd ed.** New York. USA. Wiley, 2005.
- [19] Gu D.-W., Petkov P. HR., and Konstantinov M.M. **Robust Control Design with MATLAB**. London. Springer. 2005.
- [20] Rai D., Faried S.O., Ramakrishna G., and Edris A., “Damping Inter-area Oscillations Using Phase Imbalanced Series Compensation Schemes”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol.26, no.3, 2011, pp. 1753-1761.
- [21] Mishra Y., Mishra S., Fangxing L., Dong Z. Y., and Bansal R.C., “Small-signal Stability Analysis of a DFIG-based Wind Power System Under Different Modes of Operation”, **IEEE Tran. Energy Conv.**, vol.24, no.5, 2009, pp. 972-982.
- [22] Mokhtari M., Aminifar F., Nazarpour D., and Golshannavaz S., “Wide-area Power Oscillation Damping with a Fuzzy Controller Compensating the Continuous Communication Delays”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol.28, no.4, 2013, pp. 1997-2005.
- [23] Yang X.S. **Engineering Optimization: An Introduction with Metaheuristic Applications**. Wiley. 2010.
- [24] Apostolopoulos T., Vlachos A. “Application of the Firefly Algorithm for Solving Economic Emissions Load Dispatch Problem”, **Int J Comb**, 2011.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [25] Yang X.S., “Firefly Algorithm for Multimodal Optimization” **Stochastic Algorithm, Foundations and Application, SAGA 2009 Lecture Notes in Computer Science**, vol. 5729, 2009, pp. 169-178.
- [26] Chandrasekaran K., Simon S. P., “Optimal Deviation based Firefly Algorithm Tuned Fuzzy Design for Multi-objective UCP”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol. 28, no. 1, 2013, pp. 460-471.
- [27] Zang Y. and Bose A. “Design of Wide-area Damping Controllers for Inter Area Oscillations”, **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 23, no. 3, 2008, pp. 1136-1143.
- [28] Heniche A. and Kamwa I., “Assessment of Two Methods to Select Wide-Area Signals for Power System Damping Control”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol. 23, no. 2, 2008, pp. 572-581.
- [29] Li Y., Rehtanz C., Rüberg S., Luo L., and Cao Y., “Wide-area Robust Coordination Approach of HVDC and FACTS Controllers for Damping Multiple Interarea Oscillations”, **IEEE Tran. Power Del.**, vol. 27, no.3, 2012, pp. 1096-1105.
- [30] Farsangi M.M., Song Y.H., and Lee K.Y., “Choice of FACTS Device Control Inputs for Damping Interarea Oscillations”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol.19, no.2, 2004, pp. 1135-1143.
- [31] Preece R., Milanovic J., Almutairi, and Marjanovic O., “Probabilistic Evaluation of Damping Controller in Networks with Multiple VSC-HVDC lines”, **IEEE Tran. Power Syst.**, vol. 28, no. 1, 2013, pp. 367-376.
- [32] Kunjumammed L., Singh R., and Pal B., “Robust Signal Selection for Damping of Inter-area Oscillations”, **IET Gener. Transm. Distrib.**, vol. 6, no. 5, 2012, pp. 404-416.
- [33] Zolotas A., Chaudhuri B., Jaimoukha I., and Korba P., “A Study on LQG/LTR Control for Damping Inter-area Oscillations in Power System”, **IEEE Trans. Control Syst. Technol.**, vol. 15, no. 1, 2007, pp. 151-160.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก

ประวัตินักวิจัย

ประวัติส่วนตัว

ชื่อ-สกุล อิศระชัย งามหรุ

ตำแหน่งปัจจุบัน ศาสตราจารย์

ประวัติการศึกษา

ชื่อย่อปริญญา	สาขา	สถาบันที่จบ	ปีที่จบ
PhD	Electrical Engineering	Osaka University	2543
MEng	Electrical Engineering	Osaka University	2540
BEng	Electrical Engineering	KMITL	2535

สาขาวิจัยที่มีความชำนาญพิเศษ การควบคุมเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

รางวัลด้านวิชาการ/ด้านวิจัย/งานสร้างสรรค์ (ด้านศิลปะ หรืออื่นๆ) ที่ได้รับ

ปี พ.ศ.	ชื่อรางวัล	สถาบันที่ให้
2548	รางวัลทุนวิจัยมูลนิธิโทเรครั้งที่ ๑๒	มูลนิธิโทเร
2549	บทความดีเด่นสาขาไฟฟ้ากำลัง การประชุม วิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 29	EAAAT
2550	Best paper award, The 8 th International Power Engineering Conference (IPEC 2007)	NTU, Singapore
2552	บทความดีเด่นสาขาไฟฟ้ากำลัง การประชุม วิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 32	EAAAT
2553	Best paper award in electrical power systems, ECTI-CON 2010, Chiangmai, Thailand.	ECTI Association
2554	บทความดีเด่นสาขาไฟฟ้ากำลัง การประชุม วิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 34	EAAAT
2555	บทความดีเด่นสาขาไฟฟ้ากำลัง การประชุม วิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 35	EAAAT
2556	บทความดีเด่นสาขาไฟฟ้ากำลัง การประชุม วิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 36	EAAAT

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับอ้างอิงเพื่อการศึกษเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2558	บทความดีเด่นสาขาไฟฟ้ากำลัง การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 38	EEAAT
2558	Best paper award in electrical power systems, ECTI-CON 2015, Hua Hin, Thailand.	ECTI Association
2558	รางวัลเกียรติคุณสูงสุดทางวิชาการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจล.
2558	รางวัลเกียรติยศด้านการวิจัยตีพิมพ์บทความ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจล.
2558	KMITL Award ประเภทผลงานวิชาการ	กองทุนวิจัย สจล.
2559	Best paper award in electrical power systems, ECTI-CON 2016, Chiang Mai, Thailand.	ECTI Association

ทุนการศึกษาและทุนวิจัยที่เคยได้รับ

ปี พ.ศ.	ทุนการศึกษาและทุนวิจัย	สถาบันที่ให้
2537-2543	ทุนรัฐบาลญี่ปุ่น	รัฐบาลญี่ปุ่น
2544-2546	ทุนวิจัยหลังปริญญาเอก	สำนักกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.)
2547-2549	ทุนพัฒนานักวิจัย (เมธีวิจัย สกว.)	สำนักกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.)
2550-2553	ทุนวิจัยองค์ความรู้ใหม่ที่เป็นพื้นฐานต่อการพัฒนา (วูดเมธีวิจัย สกว.)	สำนักกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.)
2550-2552	ทุนวิจัยโครงการสร้างกำลังคนเพื่อพัฒนาอุตสาหกรรม	สำนักกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.)
2552-2557	ทุนศูนย์ความเป็นเลิศทางวิชาการ	กองทุนวิจัย สจล
2554-2556	ทุนพัฒนานักวิจัย	กองทุนวิจัย สจล
2557, 2558, 2559	ทุนงบประมาณแผ่นดิน	วช.
2557-2560	ทุนวิจัยประยุกต์	กองทุนวิจัย สจล
2558-2560	ทุนวิจัยแบบมุ่งเป้า	กองทุนวิจัย สจล
2559-2562	ทุนศาสตราจารย์วิจัย	กองทุนวิจัย สจล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลงานวิจัย/งานสร้างสรรค์

ผลงานวิจัย/งานสร้างสรรค์ที่ตีพิมพ์เผยแพร่

1. I. Ngamroo, "Optimization of SMES-FCL for augmenting FRT performance and smoothing output power of grid connected-DFIG wind turbine," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. x, issue x, 2016, Article#: 3800405.
2. I. Ngamroo and S. Vachirasricirikul, "Design of optimal SMES controller considering SOC and robustness for microgrid stabilization," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 26, issue 7, 2016, Article#: 5403005.
3. W. Kreeumporn and I. Ngamroo, "Optimal superconducting coil integrated into PV generators for smoothing power and regulating voltage in distribution system with PHEVs," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. x, issue x, 2016, Article#: 5402805.
4. J. Pahasa and I. Ngamroo, "Coordinated control of wind turbine blade pitch angle and PHEVs using MPCs for load frequency control of microgrid," *IEEE Systems Journal*, vol. 10, issue 1, 2016, pp. 97-105.
5. T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Hierarchical co-ordinated wide area and local controls of DFIG wind turbine and PSS for robust power oscillation damping," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, issue 3, 2016, pp. 943-955.
6. T. Chaiyatham and I. Ngamroo, "Improvement of power system transient stability by PV farm with fuzzy gain scheduling of PID controller," *IEEE Systems Journal*. (In Press)
7. J. Pahasa and I. Ngamroo, "PHEVs bidirectional charging/discharging and SOC Control for microgrid frequency stabilization using multiple MPC," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, issue 2, 2015, pp. 526-533.
8. T. Karaipoom and I. Ngamroo, "Optimal superconducting coil integrated into DFIG wind turbine for fault ride through capability enhancement and output power fluctuation suppression," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, issue 1, Jan 2015, Article#: 2355423.
9. I. Ngamroo and T. Karaipoom, "Cooperative control of SFCL and SMES for enhancing fault ride through capability and smoothing power fluctuation of DFIG wind farm," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 24, issue 5, October 2014, Article#:5400304.
10. I. Ngamroo and T. Karaipoom, "Improving low-voltage ride-through performance and alleviating power fluctuation of DFIG wind turbine in DC microgrid by optimal SMES with fault current limiting function," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 24, issue 5, October 2014, Article#:5700805.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

11. T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Coordinated robust control of DFIG wind turbine and PSS for stabilization of power oscillations considering system uncertainties," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, issue 3, 2014, pp. 823-833.
12. S. Vachirasricirikul and I. Ngamroo, "Robust LFC in a smart grid with wind power penetration by coordinated V2G control and frequency controller," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, issue 1, January 2014, pp. 371-380.
13. I. Ngamroo and S. Vachirasricirikul, "Optimization of SFCL and SMES units for multimachine transient stabilization based on kinetic energy control," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 23, issue 3, part 2, June 2013, pp. 5000109.
14. I. Ngamroo and S. Vachirasricirikul, "Coordinated control of optimized SFCL and SMES for improvement of power system transient stability," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 22, issue 3, June 2012, pp.5600805.
15. M. Saejia and I. Ngamroo, "Alleviation of power fluctuation in interconnected power systems with wind farm by SMES with optimal coil size," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 22, issue 3, June 2012, pp.5701504.
16. I. Ngamroo, "Simultaneous optimization of SMES coil size and control parameters for robust power system stabilization," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 21, issue 3, part 2, June 2011, pp. 1358-1361.

ลิขสิทธิ์

โปรแกรมสำหรับการวิเคราะห์ไฟไนต์เอลิเมนต์ในแขนอ่านฮาร์ดดิสก์ FEM KMITL ลิขสิทธิ์เลขที่ 253609 ได้รับการจดลิขสิทธิ์เมื่อวันที่ 7 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2554 โดยกรมทรัพย์สินทางปัญญา

หนังสือ

พลศาสตร์และเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Dynamics and Stability) ISBN: 978-616-7367-46-0 วศ.สจล: 244 คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง พิมพ์ครั้งที่ 2 เมื่อ 2558, 459 หน้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Power System Oscillations Damping by Robust Decentralized DFIG Wind Turbines

Tossaporn Surinkaew[†] and Issarachai Ngamroo^{*}

Abstract – This paper deals with the modified modeling of PV system based on the PSCAD/EMTDC and optimal control method of customer voltages in real distribution system interconnected with the photovoltaic (PV) systems. In order to analyze voltage variation characteristics, the specific modeling of PV system which contains the theory of d-q transformation, current-control algorithm and sinusoidal PWM method is being required. However, the conventional modeling of PV system can only perform the modeling of small-scale active power of less than 60 [kW]. Therefore, this paper presents a modified modeling that can perform the large-scale active power of more than 1 [MW]. And also, this paper proposes the optimal operation method of step voltage regulator (SVR) in order to solve the voltage variation problem when the PV systems are interconnected with the distribution feeders. From the simulation results, it is confirmed that this paper is effective tool for voltage analysis in distribution system with PV systems.

Keywords: PV system, distribution system, PSCAD/EMTDC, d-q transformation, Current-control algorithm, Step voltage regulator, Voltage regulation

1. Introduction

It is well known that the advantage of power system interconnection is the augmentation of system reliability, economics and security etc. However, the inevitable problem in longitudinal interconnected power systems is the low frequency inter-area oscillation with poor damping [1]. Under the heavy power flow condition and weak tie-line, the inter-area oscillation mode may be unstable. Moreover, when the severe short circuits occur in the system, the inter-area oscillation may cause the system instability. To damp out the inter-area oscillation, the power system stabilizer (PSS) has been successfully applied [2, 3]. Nevertheless, the PSS may cause the negative impact to the voltage control of automatic voltage regulator (AVR) [4].

At present, the wind generators have been installed widely in power systems. In [5], an impact of wind power integration on generation dispatch in power systems is investigated. As sharing of wind generations increase, they should not only generate electrical power, but also contribute other functions. Especially, the damping of power system oscillation is significantly anticipated. For instance, the ability of power oscillation damping is included in the new Spanish grid code for wind power [6].

Among of wind generators, the doubly-fed induction generator (DFIG) wind turbine has been extensively used

[7]. Since the active and reactive power outputs of DFIG can be controlled independently by the power converters based on vector control [8], flux magnitude and angle control [9], the DFIG can be applied to stabilize the power oscillation. The power oscillation damper (POD) is equipped with the DFIG wind turbine with the same function as PSS. The PODs with various inputs such as the angle variation [4], the slip of DFIG [10] etc., have been presented and successfully damp out the power oscillation. Besides, the PODs are tuned in the small signal stability model of the power system by particle swarm optimization [11], bacterial foraging [12] and differential evolution [13] so that the dynamic performance and fault ride through capability of DFIG are improved. In power systems, however, there are various uncertainties e.g. loading conditions, wind patterns, unpredictable network, variation of system parameters and severe disturbances etc. The PODs proposed in previous works which have been designed without taking system uncertainties into account may not be able to handle the system stability. The POD with high robustness against such uncertainties is significantly required.

In [14], the robust control design of POD for DFIG has been proposed. The POD parameters optimization problem is formulated based on a mixed H_2/H_∞ control using linear matrix inequalities (LMI). Simulation results in single machine infinite bus guarantee that the robustness and performance of the proposed POD is superior to the conventional POD. However, there are some limitations of the study in [14] as follows.

1) Since the objective of POD design is to stabilize the local oscillation mode in the single synchronous

[†] Corresponding Author: Dept. of Electrical Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Thailand. (tsurinkaew@hotmail.com)

^{*} Dept. of Electrical Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Thailand. (ngamroo@hotmail.com)

Received: August 11, 2013; Accepted: October 13, 2014

Hierarchical Co-Ordinated Wide Area and Local Controls of DFIG Wind Turbine and PSS for Robust Power Oscillation Damping

Tossaporn Surinkaew and Issarachai Ngamroo, *Member, IEEE*

Abstract—In this paper, the two-level hierarchical scheme, which consists of wide area centralized and local controls of the power oscillation damper (POD) installed with the doubly-fed induction generator (DFIG) wind turbine and the power system stabilizer (PSS) has been proposed for robust power oscillation damping. In the wide area level, the centralized POD and PSS has received the input signals from synchronized phasor measurement units (PMUs). The geometric measures of controllability and observability have been applied to select the suitable DFIG and synchronous generator (SG) for stabilizing the target oscillation modes, the proper input signals of the centralized POD and PSS, and the location of PMUs. In the local level, the suitable DFIG and SG have been equipped with POD and PSS, respectively. In the parameters optimization of POD and PSS, the practical issues such as damping performance, controller structure, communication latency, and robustness against system uncertainties have been considered. The controller efficiency and resiliency of the proposed controller have been evaluated in comparison with other controllers by eigenvalue analysis and nonlinear simulation for a wide range of operating conditions, line outage contingencies, severe faults, and communication failure.

Index Terms—Doubly fed induction generator wind turbine, power system oscillations, power system stabilizer, robust control, system uncertainties, wide area stability control.

I. INTRODUCTION

NOWADAYS, a massive increase in the energy consumption not only forces power systems to operate close to their stability limits, but also extensively escalates the inter-connection among power systems. These scenarios may invoke undamped power oscillation modes with frequency between 0.2 and 2.0 Hz, i.e. inter-area and local oscillatory modes [1]. On the other hand, large wind farms with the doubly fed induction generator (DFIG) have been vastly installed in power systems due to practical benefits such as low installation cost, and controllability of output power [2].

Nevertheless, the high penetration of DFIG wind farms in power systems may adversely impact on the damping of oscillation modes due to the reduction of system inertia, the

interaction among DFIG converter controls, the less synchronized coupling, and the displacement of synchronous generators (SGs) [3]. These situations cause the complicated power oscillations problem which may lead to wide area blackouts. Under these scenarios, the conventional power system stabilizer (PSS) may not be able to handle the power oscillations [4]. To augment the PSS effect, the coordinated power oscillation damper (POD) is significantly anticipated.

Recently, the DFIG wind turbine which is equipped with the POD has been applied to suppress the power oscillations based on the active and reactive output power control of the DFIG [5]–[7]. This makes the possibility of the coordinated control of POD and PSS for the stabilization of power oscillations. In [8], the optimized partial eigen-structure assignment for the design of the combined PSS and POD is proposed. Additionally, the coordinated POD and PSS considering output power variation is presented in [4]. The coordinated robust control of the DFIG wind turbine and the PSS for stabilization of power oscillations considering system uncertainties is proposed in [9]. Study results indicate that the coordinated POD and PSS provide better damping effect than the individual control of POD or PSS. However, the POD and PSS in these works that use the local input signals may lack the global observation of the inter-area modes. Accordingly, the selection of suitable input signals is highly required [10], [11].

To deal with the inter-area oscillations, the wide area stability control based on synchronized phasor measurement units (PMU) has been applied to the POD design. In [11], the wide-area centralized POD of the DFIG wind farm with compensation for the communication latency is proposed. The proposed POD can damp out power oscillations effectively under various communication delays. In [12], the coordinated control of DFIG wind power plants with wide-area POD is presented. Study results show that the system stability enhancement can be obtained when multiple wind farms are appropriately controlled by the centralized POD control using wide-area measurement system. The observer-based state-feedback approach is used to design the POD. In [13], the hierarchical wide-area control of PSS and POD of wind farms, and FACTS devices for the frequency regulation and the inter-area oscillation damping is presented. The control strategy of this research shows a good performance and robustness for different operating conditions of power systems.

To cope with all issues mentioned above, this paper focuses on the hierarchical coordinated wide area as well as local controls of DFIG wind turbine and PSS for robust power

Manuscript received May 20, 2015; revised October 30, 2015; accepted December 11, 2015. Date of publication January 12, 2016; date of current version June 16, 2016. This work was supported by the King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang Research under Grant A118-59-006. Paper no. TSTE-00440-2015.

The authors are with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok 10520, Thailand (e-mail: Tsurinkaew@hotmail.com; issarachai.ng@kmitl.ac.th).

Color versions of one or more of the figures in this paper are available online at <http://ieeexplore.ieee.org>.

Digital Object Identifier 10.1109/TSTE.2015.2508558

1949-3029 © 2015 IEEE. Personal use is permitted, but republication/redistribution requires IEEE permission.

See http://www.ieee.org/publications_standards/publications/rights/index.html for more information.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Design of Optimal SMES Controller Considering SOC and Robustness for Microgrid Stabilization

Issarachai Ngamroo, *Member, IEEE*, and Sithidet Vachirasricirikul

Abstract—The microgrid with wind and photovoltaic (PV) power sources unavoidably encounters the power fluctuation problem. To solve this problem, the superconducting magnetic energy storage (SMES) can be used. Nevertheless, large power fluctuation from wind and PV sources, and severe system faults may cause the overcharge or deep-discharge state of SMES. These abnormal states highly degrade the dynamic performance of the SMES. To handle these situations, this paper concentrates on the new SMES power controller design considering state-of-charge (SOC), robustness, and optimal inductance of the superconducting coil for microgrid stabilization. The active and reactive power controllers of SMES are represented by the proportional-integral (PI) control. The SOC deviation control and the mixed H_2/H_∞ control are proposed to optimize the SMES coil inductance and PI parameters. Simulation study is performed to signify the control effect of the proposed SMES.

Index Terms—Microgrid, power fluctuation, optimization, state-of-charge (SOC), superconducting magnetic energy storage (SMES).

I. INTRODUCTION

MICROGRIDS with wind and photovoltaic (PV) power sources have been anticipated as the key components of the smart grid for serving the remote areas without grid connection [1]. However, the intermittent power outputs of wind and PV sources may degrade the stability of the microgrid. To diminish the power fluctuation, the superconducting magnetic energy storage (SMES) which can quickly exchange an electrical energy with the system has been implemented [2], [3].

In [4]–[6], the SMES has been efficiently adopted to smooth the power variation in the microgrid including wind and PV sources. In these works, the state-of-charge (SOC) is not yet investigated in the design of SMES power controller. Under the severe power produced by wind and PV sources, the operation of SMES may reach the over-charge or deep-discharge state. Especially, under the occurrence of short circuits, the service life and technical performance of SMES may be deteriorated [7]. To tackle this problem, the authors propose the power controller design with the SOC deviation control [8]. Nonetheless, to make

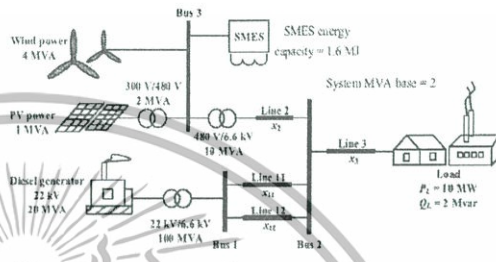


Fig. 1. Study microgrid with SMES.

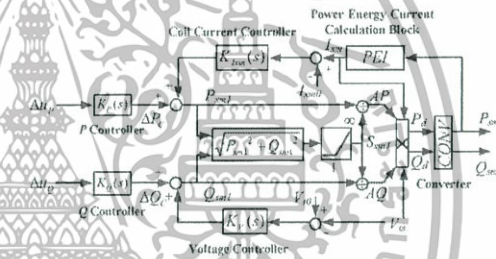


Fig. 2. SMES power controller model.

the SMES controller more robust to various wind and PV power patterns and faults, it is necessary to consider the robustness in the SMES power controller design. Besides, to guarantee the satisfactory charging and discharging operations of SMES, the optimal inductance of the SMES coil is essentially anticipated.

The aim of this paper is to present the new optimal and robust control design of the power controller considering SOC, robustness, and optimal superconducting coil inductance. The study system, modeling, control design method, and simulation results are explained.

II. STUDY MICROGRID AND SMES MODEL

Fig. 1 shows the study microgrid which consists of a generator, wind and PV power sources, and a load [4]. The 3rd-order model is used to represent the generator including a governor and an automatic voltage regulator [9]. The wind and PV generators are represented by intermittent power sources [10]. To smooth the power variation, an SMES which is located at bus 3 is applied.

Fig. 2 illustrates a concurrent active and reactive output power model of the SMES [4]. $K_P(s)$ and $K_Q(s)$ are active (P) and reactive (Q) power controllers, respectively. The

Manuscript received March 09, 2016; accepted July 29, 2016. Date of publication August 02, 2016; date of current version August 11, 2016. This work was supported by the King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang Research Funding under Grant A118-59-006.

I. Ngamroo is with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok 10520, Thailand (e-mail: issarachai.ng@kmitl.ac.th).

S. Vachirasricirikul is with the Department of Electrical Engineering, School of Engineering, University of Phayao, Phayao 56000, Thailand (e-mail: sithidet.va@up.ac.th).

Color versions of one or more of the figures in this paper are available online at <http://ieeexplore.ieee.org>.

Digital Object Identifier 10.1109/TASC.2016.2597261

Two-Level Robust Coordinated Stabilizing Control of PSS and DFIG Wind Turbine for Enhancing Grid Resiliency

Tossaporn Surinkaew and Issarachai Ngamroo
Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok 10520, Thailand
Emails: tsurinkaew@hotmail.com, knissara@kmitl.ac.th

Abstract—Under the disruption of communication system, the wide area controller may fail to stabilize power oscillations. As a result, the power grids may be jeopardized due to the undamped oscillations. To improve the grid resiliency, a new design method of the two-level robust coordinated stabilizing control of power oscillation damper (POD) of wind turbine with doubly-fed induction generator (DFIG), and power system stabilizer (PSS) is presented in this paper. The two-level control of POD and PSS consists of centralized and local levels. As the main controllers, the centralized POD and PSS are applied to damp out power oscillations. When the communication failure occurs, the local POD and PSS act as the backup controllers to stabilize power oscillations instead of the centralized POD and PSS. The geometric measures of controllability and observability are adopted to determine the suitable input signals of POD and PSS. The structure of POD and PSS is represented by a practical 2nd-order lead/lag compensator. The control parameters of POD and PSS of each control level are separately optimized under various operating conditions so that the damping effect and robustness can be guaranteed. Simulation study is conducted to show the stabilizing effect of the proposed controller on the enhancement of grid resiliency against severe short circuits, line outages, various power flow levels, wind speeds, variable communication latency, and communication failure.

Index Terms— grid resiliency, doubly-fed induction generator wind turbine, power oscillation damper, power system stabilizer.

I. INTRODUCTION

Nowadays, power grids are confronted with extreme weather, natural disasters, security threats, and cyber intrusions. These events may disrupt the communication system of the wide area stabilizing controller. Consequently, the wide area controller may fail to damp the power oscillations. This incurs the system instability and catastrophic events such as wide area blackouts, damage costs, and social risks etc. To augment the grid resiliency, the new robust stabilizing control which makes the power grids less vulnerable to such events is essentially required [1].

Recently, the proliferation of wind generators has extensively escalated in power grids. Especially, the wind turbine with doubly fed induction generator (DFIG) which is able to yield the ability of output power control has drawn attentions significantly. With the active and reactive power output control, the DFIG wind turbine which is equipped with the power oscillation damper (POD) can be applied to damp power system oscillations [2]. The power oscillation damping function not only provides the new application of the DFIG wind turbine, but also contributes the new ancillary service to power systems. Besides, the DFIG wind turbine with POD can be coordinated with other stabilizing devices such as power system stabilizer (PSS) and flexible ac transmission systems (FACTS) devices.

In previous works, the cooperative control of decentralized POD and PSS designed by the probability function is proposed [3]. Nonetheless, the decentralized controllers with local input signals may lack the observability of inter-area oscillation modes. In [4], the centralized POD of DFIG wind turbine based on wide area signals considering the variable communication latency is proposed to damp out inter-area oscillations. In [5], [6], two-level control designs of PSS and POD of thyristor controlled series capacitor (TCSC) based on wide area signals considering signal transmission delay are presented. Nevertheless, the communication failure of wide area signals is not considered in [4-6]. To tackle the communication failure problem, two-level control designs of centralized and local controllers of FACTS devices are proposed in [7], [8]. Research works about the two-level coordinated control of DFIG wind turbine and other stabilizing devices considering important issues in the control design are significantly anticipated.

This paper focuses on a new design method of the two-level robust coordinated stabilizing control of the DFIG wind turbine with POD, and PSS. As the first level control, the centralized POD and PSS are primarily used to damp power oscillations. Under the occurrence of communication failure, the local POD and PSS act as the second level control to eliminate power oscillations. The suitable input signals of both

This work was supported by the King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang Research Fund no. A118-59-006

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Prototype Development of Power Oscillation Damper for Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator by Field Programmable Gate Array

Parut Kaewsuksai, Issarachai Ngamroo, Worawat Nakawiro

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok 10520 Thailand
Email: KTParut@gmail.com

Abstract—This paper proposes the prototype development of power oscillation damper (POD) for wind turbine with doubly fed induction generator (DFIG) by field programmable gate array (FPGA). The POD structure is specified as the proportional integral (PI) controller. The PI parameters are tuned by the particle swarm optimization so that the integral absolute error of the power oscillation is minimum. Simulation study by MATLAB/SimPowerSystems is conducted to confirm the effectiveness of the developed POD prototype.

Index Terms—Doubly fed induction generator wind turbine, power oscillation damper, field programmable gate array, particle swarm optimization.

I. INTRODUCTION

An interconnected power system not only increases power system reliability but also benefits economics. Conversely, the interconnection might cause the inter-area oscillation problem. Under heavy power flow and severe faults, the undamped power oscillation may occur and result in the unstable system [1].

Recently, large amount of wind turbines have been installed in power systems. Especially, a doubly fed induction generator (DFIG) wind turbine which has the ability of active and reactive power output control. This enables the DFIG wind turbine to damp out power oscillations by equipping Power Oscillation Damper (POD). In previous studies [2, 3], a POD is installed in the DFIG wind turbine to control the output reactive power so that the power oscillation can be stabilized. However, in these studies, the POD design and the evaluation of the POD performance are conducted by the computer simulation.

This paper proposes a development of POD prototype for the DFIG wind turbine to stabilize power oscillations by a Field Programmable Gate Array (FPGA). The FPGA is a widely-accepted device which is accurate, fast and applicable [4]. In this study, the POD structure is set as a proportional integral (PI) controller. Selecting PI parameters can be carried out by the optimization based on the minimization of power oscillations. The test of the POD developed by FPGA is

conducted under different disturbances and compared to the POD developed in the Simulink program.

II. STUDY SYSTEM

A. Testing System

Fig. 1. shows the study 2-area 4-machine system [1]. DFIGs (DFIG1, DFIG2) are installed at bus 12 and bus 13. In this study, it assumed that the power flow in two tie-lines (*P_{tie-line}*) between bus 7 and bus 9 are in heavy condition and the system disturbances such as faults have been occurred. These situations cause the power oscillation with poor damping. Without any controller, the system may lead to loss the synchronism. To damp out this system, DFIGs are used with installation of PODs (POD1, POD2). *P_{tie-line}* is used as an input signal of both PODs and output signal of these PODs is *V_{POD1}* and *V_{POD2}* respectively.

B. DFIG Structure

Fig. 2. depicts the DFIG wind turbine model consisting of the grid side converter and the rotor side converter. Where, θ_p and ω_m is pitch angle and rotor speed, $v_d, v_q, v_c, i_d^*, i_q^*$ is voltage and current of phase A, B and C, v_{dr} and v_{qr} are d and q stator and rotor voltages, i_{dr}, i_{qr}, i_{d^*} and i_{q^*} are d and q rotor currents d and q reference rotor currents respectively.

The study results in [2] show that the control via the rotor side converter provides better damping effect on the power oscillation than the control via the grid side converter. Therefore, this study focuses on the control via the rotor side converter which consists of a speed control and a voltage control. In this study, a POD is installed in a voltage control loop to control the output reactive power so that the tie line power oscillation can be stabilized. The POD structure is set as a PI controller as illustrated in Fig. 3.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Wide Area Robust Centralized Power Oscillation Dampers Design for DFIG-based Wind Turbines

Tossaporn Surinkaew and Issarachai Ngamroo
School of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Bangkok 10520, Thailand
Tsurinkaew@hotmail.com and knissara@kmitl.ac.th

Abstract— Inter-area oscillations are associated with machines in one part of the system oscillating against machines in other parts of the system. They are caused by two or more groups of machines that are interconnected by weak ties. To damp out the inter-area oscillations, this paper proposes the new application of wide area stability control for robust centralized power oscillation dampers (PODs) design of doubly-fed induction generator (DFIG) wind turbines. The POD with 2nd-order lead/lag compensator structure for each DFIG wind turbine is located at the control center. To stabilize the target inter-area mode effectively, the geometric measures of controllability and observability are used to choose the suitable DFIG wind turbine for stabilizing the target oscillation mode, the proper input signal of POD, and the location of phasor measurement units (PMUs). The input signal of each POD is obtained from PMU while the output signal is transmitted to the rotor side converter voltage controller of DFIG. As a result, the reactive power output of DFIG can be modulated to damp out inter-area oscillations. In the POD parameters optimization, the wide range of power output levels of DFIGs and synchronous generators, time delays due to wide area communication, and unstructured system uncertainties model are taken into account so that the damping of inter-area modes and the system robust stability margin against uncertainties can be guaranteed. Solving the problem by the firefly algorithm automatically, the optimal parameters of PODs can be achieved. The stabilizing performance and robustness of the proposed robust centralized POD are evaluated in the IEEE New England 39 bus system by eigenvalue analyses and nonlinear simulation in scenarios with severe short circuits, N-1 outage contingencies, heavy power flows, and line tripping.

Keywords— inter-area oscillations; wide area stability control; robust control; doubly-fed induction generator; wind turbine

I. INTRODUCTION

Currently, the proliferation of wind power generation into power systems greatly increases. By the end of 2020, the installed wind power capacity in Europe is about 230 GW [1]. However, the escalating wind power sources negatively impact on the inter-area oscillation because of the diminishing system inertia, the intermittent wind power, and the dynamic interaction from converter [2]. Moreover, the increasing power demands and the system interconnections result in the inter-area oscillation with 0.1-0.8 Hz [3]. The power system stabilizer (PSS) with local input signal may no longer be able to deal with these scenarios due to the lack of modal observability of inter-area oscillation modes in the local signal

[4]. Additionally, the quality of terminal voltage control of synchronous generator may be deteriorated by the PSS [5].

In the future, the wind power generation is anticipated to contribute ancillary services such as frequency and voltage regulations, in power systems. Especially, the power oscillation damping supported by wind power generation is significantly required [6]. Among of wind turbines, DFIG is gaining prominence due to many advantages, e.g. low power rating of converter and low installation cost [2]. Particularly, the ability of independent active and reactive power controls leads to the possibility of power system stabilization. To implement this concept, the POD can be equipped with the speed controller and the voltage controller to modulate active and reactive power outputs, respectively. The POD structure is the same as a conventional PSS which is a 2nd-order lead/lag compensator with local input signal. For the POD in the active power control loop, the phase compensation designs which use local input signals such as the rotor speed/slip [5], the electrical stator power [7], have been proposed. On the other hand, the POD in the reactive power control loop with local input signals, e.g. the speed of voltage angle [8] has been presented. Nevertheless, the local input signals may lack a good observation of inter-area oscillation modes, the POD with local input signal may fail to stabilize the inter-area oscillations. To overcome this problem, the wide area signals obtained from PMUs which are synchronized by global positioning system (GPS), can be employed [9].

This paper focuses on the wide area robust centralized PODs design of DFIG wind turbines for stabilization of inter-area oscillations. The centralized POD structure is a 2nd-order lead/lag compensator with single input. The controllability and observability are used to determine the suitable DFIG and input signal of POD for effectively stabilizing the target oscillation mode. The stabilizing signal from POD is added to the rotor side converter voltage controller of DFIG so that the modulation of reactive power output can be used to damp out the oscillation. To augment the system damping and robust stability margin against system uncertainties such as line outage contingencies and various power flow levels, the POD parameters are optimized by firefly algorithm considering a wide range of power outputs of synchronous generators and DFIGs, and time delays. Simulation study exhibits the superior stabilizing effect and robustness of the proposed robust POD over the conventional POD.

Paper submitted to Power Systems Computation Conference, August 18-22, 2014, Wrocław, Poland, organized by Power Systems Computation Conference and Wrocław University of Technology.