

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันลม
เข้ากับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

SYSTEM IMPACT STUDY FOR THE INTERCONNECTION OF
WIND TURBINE TO THAILAND POWER SYSTEM



อนุรักษ์ ขำดี
ANURAK KHOMDEE

กท.

๐๑๙๙ก

๒๐๕๑

เลขหมู่.....

เลขทะเบียน..... 87119

วัน,เดือน,ปี..... 30 ส.ค. 2552

b.....	12038830
i.....	

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงหรือเผยแพร่ข้อมูลของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้
พ.ศ.2551
KMITL-2008-EN-M-020-200

**SYSTEM IMPACT STUDY FOR THE INTERCONNECTION OF
WIND TURBINE TO THAILAND POWER SYSTEM**



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

2008

KMITL-2008-EN-M-020-200

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2008

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันลมเข้ากับระบบไฟฟ้าประเทศไทย
นักศึกษา	นายอนุรักษย์ จำดี
รหัสนักศึกษา	49060230
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2551
อาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์	รศ. มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์

บทคัดย่อ

ในการศึกษาเกี่ยวกับความมั่นคง ความมีเสถียรภาพ และความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลัง มีหลากหลายปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับหัวข้อดังกล่าว แต่อย่างไรก็ตามสิ่งที่ควรพิจารณาเป็นอันดับต้นๆ คือพฤติกรรมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ซึ่งเป็นแกนหลักในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ระบบไฟฟ้า ความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีได้ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักของระบบไฟฟ้าในปัจจุบันมีหลายชนิด เช่น Round-rotor Synchronous Generator (RRSG), Salient Pole Synchronous Generator (SPSG), และ Induction Generator (IG) ซึ่งในปัจจุบันได้มีการมุ่งเน้นให้ความสำคัญเกี่ยวกับพลังงานทดแทน (Renewable Energy) ดังนั้นการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันลม (Wind Turbine) เข้ากับระบบจึงเป็นจุดที่น่าสนใจเพราะพลังงานลมเป็นพลังงานที่สะอาดเนื่องจากไม่มีการเผาผลาญเชื้อเพลิง ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงได้ทำการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันลมเข้าในระบบทั้งในสภาวะปกติ (Normal Condition) และสภาวะเกิดลิ่งรบกวน (Fault Condition) ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า

Thesis Title	System Impact Study for the Interconnection of Wind Turbine to Thailand Power System
Student	Mr. Anurak khomdee
Student ID.	49060230
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2008
Thesis Advisor	Assoc. Prof. Monthon Leelachindakaileak

ABSTRACT

For the study of power system security, stability and reliability subject are the two main concerns for all power system engineers. In reality, many factors involve in those two issues. However, the advancing in today's technology resulting in various types of generators with different of control models for example: a regular thermal plant with Round-rotor Synchronous Generator (RRSG), a Salient Pole Synchronous Generator (SPSG) in the hydro power plant and a newly developed type of Induction Generator (IG). In addition, renewable energy applications are varying interesting research; more specially, wind energy applications. This is because wind energy is considered as a clean energy. One particular research on wind turbine application is the interfacing system between the wind turbine system and the utility grid. This research focuses on the impacts of the utility grid when the wind turbine is connected to the utility grid. The impact study of wind turbine is also included the normal condition and the faulty condition.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้อย่างดี ด้วยคำแนะนำ และคำปรึกษาจาก รศ. มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์, อ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว, รศ.ศุติ บรรจงจิตร และ อ.ดร.สุรินทร์ คำฝอย ที่ได้ให้คำปรึกษาทั้งในเรื่องวิชาการและเรื่องอื่นๆ ข้าพเจ้ารู้สึกทราบบ้างในความอนุเคราะห์จากท่านอาจารย์ และขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอกราบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุก ๆ ท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาให้กับข้าพเจ้า

ขอขอบคุณพี่ต้น พี่จุง ห้องแลป ESIRC เพื่อนๆ พี่ๆ น้องๆ ในภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยี พระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุกคนที่ได้คำแนะนำต่างๆ และคอยให้กำลังใจเสมอมา

ขอขอบคุณบัณฑิตศึกษาและบัณฑิตวิทยาลัย คณะวิศวกรรมศาสตร์ที่ให้ความช่วยเหลือแนะนำในเรื่องต่างๆ

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจ และให้การสนับสนุนในทุกเรื่องๆ ทำให้ข้าพเจ้าสามารถทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี คุณค่าและประโยชน์อันพึงมาจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอมอบแด่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

อนรรักษ์ ขำดี

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VII
สารบัญรูป.....	VIII
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา.....	1
1.3 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย.....	1
1.4 การเปรียบเทียบระหว่างวิธีการที่นำเสนอกับวิธีการแบบพื้นฐาน.....	1
1.5 ขอบเขตการวิจัย.....	2
1.6 ขั้นตอนการศึกษา.....	2
บทที่ 2 การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมเพื่อติดตั้งกังหันลม	3
2.1 ค่าความเร็วลมเฉลี่ย (Average wind speed).....	3
2.2 พลังงานลม (Wind Power).....	4
2.3 การกระจายของความเร็วลม (Distribution of wind velocity).....	6
2.4 การวิเคราะห์ความเร็วลมโดยใช้แบบจำลองทางสถิติ (Statistical models for wind data analysis).....	10
2.5 การวิเคราะห์พลังงานจากลม.....	16
2.6 การหาค่าความเร็วลมที่ความสูงเพิ่มขึ้น (Extrapolation).....	19
2.7 กราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve of the wind turbine)	22
2.8 พลังงานที่ได้จากกังหันลม (Energy generated by the wind turbine).....	24
2.9 คาปาซิตีแฟกเตอร์ (Capacity factor).....	26
2.10 ตัวอย่างการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมในพื้นที่ประเทศไทย	27
บทที่ 3 เทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลม.....	34

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้ในงานเพื่อการศึกษานั้น ไม่อนุญาตให้มาเปิดเผยหรือใช้ในการค้า

3.1 ชนิดของกังหันลม..... 34
 3.1.1 การแบ่งชนิดของกังหันลมตามเทคโนโลยี..... 34

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.1.1.1	กังหันลมแบบความเร็วคงที่ (Fixed-speed wind turbines).....	34
3.1.1.2	กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ (Variable-speed wind turbines).....	34
3.1.2	การแบ่งชนิดกังหันลมตามชนิดเครื่องกำเนิดและการควบคุมกำลังไฟฟ้า.....	35
3.1.2.1	ชนิด A ความเร็วคงที่.....	35
3.1.2.2	ชนิด B ความเร็วไม่คงที่แบบออพติสลิป.....	35
3.1.2.3	ชนิด C ความเร็วไม่คงที่แบบดับเบิลเฟด.....	36
3.1.2.4	ชนิด D ความเร็วไม่คงที่กำลังไฟฟ้าทั้งหมดผ่านคอนเวอร์เตอร์.....	37
3.1.3	การแบ่งชนิดกังหันลมตามการควบคุมใบพัดของกังหันลม.....	38
3.1.3.1	การควบคุมกำลังแบบสทอล (Stall Control).....	38
3.1.3.2	การควบคุมกำลังแบบพิทช์ (Pitch Control).....	38
3.1.3.3	การควบคุมกำลังแบบแอคทีฟสทอล (Active Stall Control).....	39
3.2	การเปรียบเทียบพิจารณาการสูญเสียของกังหันลม.....	39
3.2.1	การสูญเสียทางกล (Mechanical Losses).....	39
3.2.2	การสูญเสียที่ชุดเกียร์ (Gearbox Losses).....	40
3.2.3	การสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Losses).....	41
3.2.4	การสูญเสียที่คอนเวอร์เตอร์ (Converter Losses).....	42
3.2.5	การสูญเสียรวม (Total Losses).....	45
3.3	การเปรียบเทียบการผลิตกำลังงานไฟฟ้าของกังหันลม.....	45
บทที่ 4	แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมชนิดดับเบิลเฟดอินดักชัน (DFIG).....	48
4.1	แบบจำลองทางไดนามิกส์ของกังหันลมชนิด DFIG	48
4.1.1	แบบจำลองควบคุมเงินเนอเรเตอร์.....	50
4.1.2	แบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์.....	51
4.1.3	แบบจำลองการควบคุมการปรับมุมใบพัดของกังหันลม.....	54
4.1.4	แบบจำลองการควบคุมการแปรรูปพลังงานทางกล.....	55
4.2	วงจรมูลุทธ์ของกังหันลมชนิด DFIG	58
4.2.1	วงจรมูลุทธ์และสมการแบบจำลองของ DFIG ในสถานะคงตัว.....	58
4.2.2	วงจรมูลุทธ์และสมการแบบจำลองของ DFIG ในสถานะไดนามิกส์.....	59

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 5 ผลการศึกษาการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ.....	63
5.1 การศึกษาการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบ.....	63
5.2 การเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบ.....	69
5.3 การศึกษาระบบในสถานะไดนามิกส์.....	70
5.3.1 กรณีฐานที่ยังไม่ได้ติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าระบบ.....	70
5.3.2 กรณีติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าระบบที่สถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราช.....	78
5.3.3 กรณีติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าระบบทั้ง 6 สถานีไฟฟ้า.....	82
5.4 อุปกรณ์ป้องกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลม.....	86
บทที่ 6 บทสรุปและข้อเสนอแนะ.....	89
6.1 สรุปผล.....	89
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	89
บรรณานุกรม.....	90
ภาคผนวก.....	91
ภาคผนวก ก. แบบจำลองกังหันลมที่ใช้ในการจำลอง.....	92
ภาคผนวก ข. ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	98
ประวัติผู้เขียน.....	104

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 ค่าความเร็วลมใน 1 ชั่วโมง เก็บค่าทุก 10 นาที.....	3
2.2 ค่าความหนาแน่นของอากาศที่อุณหภูมิต่างๆ วัดที่ความดันระดับน้ำทะเล	6
2.3 การกระจายความถี่ของความเร็วลม ในเวลา 1 เดือน.....	8
2.4 Roughness Classes และ Roughness Length.....	20
2.5 ข้อมูลความเร็วลมของพื้นที่สี่ทิศที่พระเดือนพฤศจิกายน พศ. 2543.....	27
3.1 ทิศทางการไหลกำลังไฟฟ้าที่โรเตอร์และสเตเตอร์ของกังหันลมชนิด C.....	37
3.2 การจำแนกชนิดของกังหันลม.....	38
4.1 พารามิเตอร์ของบล็อควงควบคุมเครื่องกำเนิดของกังหันลม.....	50
4.2 พารามิเตอร์ของบล็อควงควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนและกำลังไฟฟ้าจริง.....	53
4.3 พารามิเตอร์ของบล็อควงควบคุมการปรับมุมใบพัดของกังหันลม.....	55
4.4 พารามิเตอร์ของบล็อควงควบคุมการหมุนของกังหันลม.....	57
5.1 องค์ประกอบรวมของระบบไฟฟ้าประเทศไทย.....	63
5.2 ผลการประเมินพิกัดการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้ากับสถานีไฟฟ้าต่างๆ.....	68
5.3 สายส่งกำลังไฟฟ้าและ โรงจักร ไฟฟ้าที่มีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้าภาคใต้.....	70

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 ค่า C_p เมื่อค่า λ และ β เปลี่ยนแปลง.....	5
2.2 ค่าความเร็วลมใน 1 วันของพื้นที่ A	7
2.3 ค่าความเร็วลมใน 1 วันของพื้นที่ B..	7
2.4 กราฟการผลิตกำลังงานของกังหันลม (Power curve).....	7
2.5 กราฟการกระจายความถี่ความเร็วลมในรอบ 1 เดือน.....	9
2.6 กราฟการกระจายความเร็วลมสะสม.....	10
2.7 การกระจายค่าความเร็วลมโดยวิธีการ Weibull distribution เมื่อความเร็วลมเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 6.5 m/s และค่า Weibull shape factor (k) เปลี่ยนแปลง.....	15
2.8 การเปลี่ยนแปลงความเร็วลมเมื่อความสูงเหนือระดับพื้นดินเปลี่ยนแปลง.....	21
2.9 กราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve of the wind turbine).....	23
2.10 Curve fitting การกระจายความถี่ความเร็วลมแบ่งช่วงการกระจายความเร็วลมเป็น 1 m/s.....	29
2.11 Curve fitting การกระจายความถี่ความเร็วลมแบ่งช่วงการกระจายความเร็วลมเป็น 0.5 m/s...30	
2.12 กราฟการกระจายความถี่ความเร็วลมโดยวิธีการ Weibull distribution.....	31
2.13 กราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve).....	32
3.1 องค์ประกอบกังหันลมชนิด A	35
3.2 องค์ประกอบกังหันลมชนิด B	36
3.3 องค์ประกอบกังหันลมชนิด C	36
3.4 องค์ประกอบกังหันลมชนิด D	37
3.5 การสูญเสียทางกลของกังหันลม	40
3.6 การสูญเสียที่ชุดเกียร์.....	41
3.7 การสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	42
3.8 ไดอะแกรมวงจรสมมูลย์คอนเวอร์เตอร์.....	42
3.9 การสูญเสียที่คอนเวอร์เตอร์.....	44
3.10 การสูญเสียทั้งหมด.....	45
3.11 การผลิตกำลังไฟฟ้าและการสูญเสียของกังหันลมชนิดต่างๆ.....	46
3.12 การผลิตพลังงานของกังหันลมชนิดต่างๆในช่วงความเร็วลม 5-10 m/s	46
4.1 การเชื่อมต่อกังหันลมชนิด DFIG เข้าระบบ.....	48
4.2 ไดอะแกรมการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมชนิด DFIG.....	49
4.3 ไดอะแกรมบล็อกควบคุมเครื่องกำเนิดกังหันลม.....	50

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.4 เฟสเซอร์ไคอะแกรมของเฟสล้อคูปเครื่องกำเนิดกังหันลม.....	51
4.5 ไคอะแกรมบล็อคคลุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของกังหันลม.....	52
4.6 ไคอะแกรมบล็อคคลุมกำลังไฟฟ้าจริงของกังหันลม.....	52
4.7 ไคอะแกรมบล็อคคลุมการปรับมุมใบพัดของกังหันลม.....	54
4.8 ไคอะแกรมบล็อคคลุมการหมุนกังหันลมแบบ single mass	56
4.9 ไคอะแกรมบล็อคคลุมการหมุนกังหันลมแบบ two mass.....	57
4.10 วงจรสมมูลย์ของ DFIG ในสภาวะคงตัว.....	58
4.11 วงจรสมมูลย์เครื่องกลอินดักชันในแกน d.....	60
4.12 วงจรสมมูลย์เครื่องกลอินดักชันในแกน q.....	61
4.13 เฟสเซอร์ไคอะแกรมแรงดันที่สเตเตอร์และ โรเตอร์เทียบกรอบอ้างอิง d-q.....	62
5.1 ผลการจำลองเมื่อเกิดภาวะผิดปกติที่เกิดขึ้นกับกรณีสถาน.....	64
5.2 ผลการจำลองหลังจากกำจัดภาวะผิดปกติจากกรณีสถานแล้ว.....	64
5.3 โพลีชาร์ทการศึกษาการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบ.....	65
5.4 แผนที่ระบบไฟฟ้าภาคตะวันตกของประเทศไทย.....	66
5.5 แผนที่ระบบไฟฟ้าภาคใต้ของประเทศไทย.....	67
5.6 ไคอะแกรมการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ.....	69
5.7 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (1a).....	72
5.8 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (2a).....	72
5.9 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (3a).....	73
5.10 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (4a).....	73
5.11 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (5a).....	74
5.12 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (6a).....	74
5.13 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (7a).....	75
5.14 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (8a).....	75
5.15 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (9a).....	76
5.16 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (10a).....	76
5.17 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (11a).....	77
5.18 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (12a).....	77
5.19 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (1b).....	79
5.20 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (2b).....	79

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.21 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (3b).....	80
5.22 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (4b).....	80
5.23 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (5b).....	81
5.24 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (6b).....	81
5.25 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (1c).....	82
5.26 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (2c).....	83
5.27 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (3c).....	83
5.28 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (4c).....	84
5.29 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (5c).....	84
5.30 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (6c).....	85
5.31 ผลการจำลองการเกิดฟอลต์ขึ้นที่บัสกึ่งहनม โดยที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน.....	86
5.32 ผลการจำลองการเกิดฟอลต์ขึ้นที่บัสกึ่งहनม โดยที่ไม่ได้ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน.....	87

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากในปัจจุบันความต้องการพลังงานเพิ่มขึ้นในขณะที่แหล่งพลังงานลดลง ดังนั้น การหาพลังงานทดแทนเข้ามาใช้ในระบบจึงเป็นเรื่องที่ได้รับความสำคัญ พลังงานไฟฟ้าจาก กังหันลมก็เป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่กำลังได้รับความนิยมกันอย่างแพร่หลายทั่วโลกเนื่องจากเป็น พลังงานที่สะอาดไม่ก่อให้เกิดมลภาวะ ในประเทศไทยก็ได้มุ่งเน้นพัฒนาหาแหล่งพลังงาน ทดแทนเช่นเดียวกันเพื่อที่จะ ได้ลดการนำเข้าพลังงานซึ่งมีราคาสูงขึ้นดังนั้นการผลิตพลังงาน ไฟฟ้าจากกังหันลมก็เป็นอีกหนึ่งทางเลือกของแหล่งพลังงานทดแทนและในการติดตั้งกังหันลม เข้ากับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยนั้นสิ่งที่ต้องคำนึงถึงก็คือ ตำแหน่งสถานที่ติดตั้ง และ ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งกังหันลมเข้ากับระบบ ซึ่งจะได้นำมาใช้ในการศึกษาใน วิทยานิพนธ์นี้

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มุ่งหวังเพื่อศึกษาเลือกหาตำแหน่งที่จะติดตั้งกังหันลมเข้ากับระบบ ไฟฟ้าประเทศไทยโดยการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมจากข้อมูลความเร็วลมในพื้นที่ต่างๆที่เก็บ มาได้มาศึกษาความเป็นไปได้ที่จะติดตั้งกังหันลม การศึกษาเกี่ยวกับเทคโนโลยีของกังหันลม และการศึกษาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเพื่อที่จะเลือกหาสถานที่จุดเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้า กับระบบและศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อได้ทำการติดตั้งกังหันลมเข้ากับระบบเรียบร้อยแล้วก่อให้เกิดปัญหาขึ้นกับระบบหรือเข้าไปช่วยระบบ

1.3 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

การศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้ใช้การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลม โดยทฤษฎีการแจกแจง ความน่าจะเป็นของความเร็วม (Weibull distribution) ซึ่งเป็นทฤษฎีที่ใช้กันอย่างกว้างขวางและ ได้รับความน่าเชื่อถือในการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลม และการศึกษาโหลดโพล์ของระบบ ไฟฟ้าเพื่อหาจุดที่จะเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบอีกทั้งการศึกษาผลกระทบต่อระบบเมื่อได้ทำการ ติดตั้งกังหันลมเข้ากับระบบแล้วในสถานะไดนามิกส์ด้วย

1.4 การเปรียบเทียบระหว่างวิธีการที่นำเสนอกับวิธีการแบบพื้นฐาน

ในการศึกษานี้จะใช้แบบจำลองกังหันลมชนิดดับเบิลเฟดอินคักชันเจนเนอเรเตอร์ซึ่งเป็นชนิดที่กำลังได้รับความนิยมกันมากที่สุดในขณะนี้เพราะสามารถที่จะควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ และสามารถทำงานได้หลายช่วงความเร็วลม ในขณะที่แบบจำลองที่ใช้กันพื้นฐานเป็นแบบจำลองแบบสแควเรลเกจอินคักชันเจนเนอเรเตอร์ซึ่งเป็นชนิดความเร็วคงที่อีกทั้งไม่สามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนได้

1.5 ขอบเขตการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เริ่มศึกษาดังแต่ทฤษฎีที่ใช้วิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมเพื่อหาสถานที่ติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบ การศึกษาเทคโนโลยีของกังหันลมเพื่อเปรียบเทียบและเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมและเกิดประโยชน์สูงสุด และการศึกษาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยว่าควรที่จะเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับจุดไหนของระบบไฟฟ้าเพื่อที่จะไม่ก่อให้เกิดปัญหาขึ้นกับระบบ อีกทั้งการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อได้ทำการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบแล้วทั้งในขณะที่ระบบอยู่ในสภาวะปกติและระบบเกิดลิ่งรบกวน ซึ่งในการศึกษานี้จะเป็นลักษณะของฟาร์มกังหันลมติดตั้งเข้ากับระบบ โดยที่ขนาดพิกัดอยู่ในระดับ SPP (Small power producer) นั่นก็คือขนาด 10 - 90 MW (ในที่นี้จะใช้ขนาดเท่ากับ 90 MW)

1.6 ขั้นตอนของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แบ่งเนื้อหาออกเป็น 6 บทด้วยกันคือ

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาของงานวิจัย ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ สมมติฐาน ทฤษฎีที่ใช้ ขอบเขตของการวิจัย และขั้นตอนการศึกษา

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีการวิเคราะห์พลังงานลม การคำนวณหาพลังงานที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมเพื่อที่จะพิจารณาว่าหากติดตั้งกังหันลมไปแล้วจะคุ้มค่าหรือไม่

บทที่ 3 กล่าวถึงเทคโนโลยีของกังหันลม การเปรียบเทียบแต่ละเทคโนโลยีของกังหันลมว่ากังหันลมชนิดไหนที่ให้ประสิทธิภาพสูงสุด

บทที่ 4 กล่าวถึงแบบจำลองที่นำมาศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้

บทที่ 5 กล่าวถึงผลการศึกษาเมื่อติดตั้งกังหันลมเข้ากับระบบไฟฟ้าประเทศไทยว่าส่งผลต่อระบบอย่างไร

บทที่ 6 บทสรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 2

การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมเพื่อติดตั้งกังหันลม

2.1 ค่าความเร็วลมเฉลี่ย (Average wind speed)

ความเร็วลมเฉลี่ย (Average wind speed) เป็นข้อมูลที่สำคัญในการที่จะพิจารณาสถานที่ติดตั้งกังหันลม ซึ่งการหาค่าเฉลี่ยความเร็วลม (V_m) อย่างง่ายจะมีสมการคือ

$$V_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (2.1)$$

และค่ากำลังงานจากลมหาได้โดย

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_a V^3 \quad (2.2)$$

เมื่อ V คือ ค่าความเร็วลม (m/s)
 n คือ จำนวนข้อมูลความเร็วลม
 P คือ ค่ากำลังงานลม (W/m^2)
 ρ_a คือ ค่าความหนาแน่นของอากาศ (kg/m^3)

อย่างไรก็ตามการหาค่าความเร็วลมเฉลี่ยตามสมการที่ (2.1) นั้นมีความถูกต้องค่อนข้างน้อย เช่น ตารางที่ 5 ข้อมูลความเร็วลมใน 1 ชั่วโมงเก็บค่าทุก 10 นาที จากสมการที่ (2.1) ค่าความเร็วลมเฉลี่ยจะเท่ากับ 6.45 m/s และกำหนดให้ค่าความหนาแน่นของอากาศ (Air density) เท่ากับ 1.24 kg/m^3 ถ้าหากใช้วิธีหาค่าความเร็วลมเฉลี่ยที่หาได้จากสมการที่ (2.1) สามารถหาค่ากำลังงานเฉลี่ยจะได้เท่ากับ 166.37 W/m^2 ในขณะที่ถ้าทำการวิเคราะห์ข้อมูลในแต่ละช่วง 10 นาทีแล้วนำค่ามารวมกันทั้ง 6 ค่า จะได้ค่ากำลังงานเฉลี่ยได้เท่ากับ 207 W/m^2 ซึ่งการวิเคราะห์ข้อมูลโดยใช้สมการที่ (2.1) จะได้ผลที่มีค่าต่ำกว่าค่าจริงประมาณ 20 %

ตารางที่ 2.1 ค่าความเร็วลมใน 1 ชั่วโมง เก็บค่าทุก 10 นาที

No.	V (m/s)	V^3	P (W/m^2)
1	4.3	79.51	49.29
2	4.7	103.82	64.37
3	8.3	571.79	354.51
4	6.2	238.33	147.76
5	5.9	205.38	127.33
6	9.3	804.36	498.70

ดังนั้นการหาค่าความเร็วลมเฉลี่ยที่เหมาะสมจะเปลี่ยนมาใช้ในการพิจารณาความเร็วลมเฉลี่ยในเชิงปริมาตร ดังนี้

$$V_m = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3 \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.3)$$

ซึ่งถ้าหากเราใช้สมการที่ (2.3) ในการพิจารณาหาค่าความเร็วลมเฉลี่ยในตัวอย่างตามตารางที่ 2.1 ค่าความเร็วลมเฉลี่ยที่ได้จะเท่ากับ 6.94 m/s และค่ากำลังงานเฉลี่ยได้เท่ากับ 207 W/m² ดังนั้นในการหาค่าความเร็วลมจึงควรใช้สมการที่ (2.3) จะได้ค่าที่แม่นยำกว่า

2.2 พลังงานลม (Wind Power)

กังหันลมสามารถเปลี่ยนพลังงานจลน์จากลมเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยการให้ลมเป็นตัวขับเคลื่อนที่ต่ออยู่กับชุดเกียร์และส่งถ่ายกำลังงานกลไปยัง โรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกำลังไฟฟ้าออกมา ซึ่งพลังงานจลน์ทั้งหมดที่ผ่านพื้นที่การหมุนของใบพัดของกังหันลม (Swept Area) ต่อหนึ่งหน่วยเวลา มีค่าเท่ากับ

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho_{air} S_{rotor} V_{wind}^3 \quad (2.4)$$

เมื่อ	P_{wind}	คือ	พลังงานจลน์ของลมทั้งหมดที่ผ่านพื้นที่การหมุนของใบพัด
	ρ_{air}	คือ	ความหนาแน่นของอากาศ
	S_{rotor}	คือ	พื้นที่การหมุนของใบพัด
	V_{wind}	คือ	ความเร็วลม

สมการที่ (2.4) บอกถึงพลังงานจลน์ของลมทั้งหมดที่ผ่านพื้นที่การหมุนของใบพัด แต่อย่างไรก็ตามกังหันลมจะไม่สามารถดึงพลังงานจลน์มาได้ทั้งหมด โดยพลังงานจลน์ที่กังหันลมสามารถดึงมาใช้ได้ จะเป็นไปตามสมการดังนี้

$$P_{turb} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho_{air} S_{rotor} V_{wind}^3 \quad (2.5)$$

เมื่อ P_{turb} คือ พลังงานจลน์ที่กังหันลมสามารถดึงมาใช้ได้
 $C_p(\lambda, \beta)$ คือ ประสิทธิภาพการผลิตพลังงาน (Coefficient of performance) โดยทั่วไปเรียก C_p เป็นตัวแปรที่อยู่ฟังก์ชันของอัตราส่วนของ tip-speed (λ) และมุมของใบพัด (β)

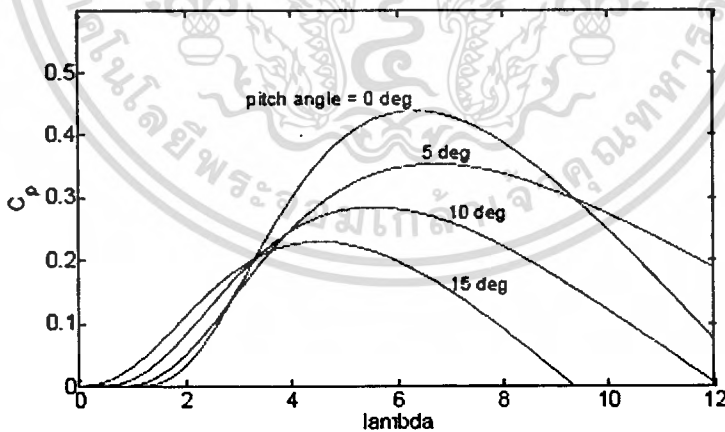
โดยที่ค่าอัตราส่วน tip-speed (λ) หาได้จากสมการต่อไปนี้

$$\lambda = \frac{R_{turb} \cdot \Omega_{turb}}{V_{wind}} \quad (2.6)$$

เมื่อ R_{turb} คือ รัศมีของใบพัดกังหันลม
 Ω_{turb} คือ ความเร็วการหมุนของใบพัด

จากทฤษฎีของเบตซ์ (Betz's law) [1] กังหันลมสามารถดึงพลังงานจลน์จากลมที่ผ่านพื้นที่ที่กวระหมุนของใบพัดได้ไม่เกิน 59% ดังนั้น C_p จึงมีค่าไม่เกิน 0.59

ในรูปที่ 2.1 แสดงให้เห็นถึงการเปลี่ยนแปลงของค่า C_p เมื่อค่า λ และ β เปลี่ยนแปลงไป



รูปที่ 2.1 ค่า C_p เมื่อค่า λ และ β เปลี่ยนแปลง

จากสมการที่ (2.4) และ (2.5) ตัวแปรที่สำคัญอีกตัวที่เกี่ยวข้องในการดึงพลังงานจลน์จากลมก็คือความหนาแน่นของอากาศ (ρ_{air}) ซึ่งก็คืออัตราส่วนของมวลอากาศต่อปริมาตรและตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับความหนาแน่นของอากาศก็คือ ความดัน (pressure) และอุณหภูมิ (temperature) กล่าวคือถ้าอุณหภูมิคงที่แล้วความดันเปลี่ยนแปลง ที่ความดันสูง โมเลกุลของอากาศจะเคลื่อนที่ได้ช้า และที่ความดันต่ำ โมเลกุลของอากาศจะเคลื่อนที่ได้เร็ว ทำให้ความหนาแน่นของอากาศที่ความไม่แปรผันใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งยังมีโหลดเปลี่ยนแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดันสูงมีมากกว่าที่ความดันต่ำ อีกกรณีหนึ่งถ้าให้ความดันคงที่แล้วให้อุณหภูมิเปลี่ยนแปลงที่ อุณหภูมิสูงโมเลกุลของอากาศจะเคลื่อนที่เร็วกว่าที่อุณหภูมิต่ำจึงทำให้ที่อุณหภูมิต่ำมีความหนาแน่นมากกว่าที่อุณหภูมิสูง ตารางที่ 2.2 แสดงให้เห็นความหนาแน่นของอากาศที่อุณหภูมิต่างๆ โดยวัดที่ความสูงระดับน้ำทะเล

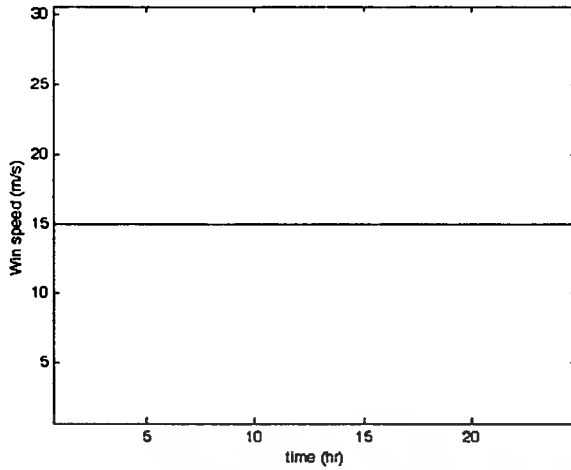
ตารางที่ 2.2 ค่าความหนาแน่นของอากาศที่อุณหภูมิต่างๆ วัดที่ความดันระดับน้ำทะเล [1]

Temperature (t_c)	Air density (ρ_{air})	Temperature (t_c)	Air density (ρ_{air})
-25	1.423	10	1.247
-20	1.395		
-15	1.368	20	1.204
-10	1.342	25	1.184
-5	1.317	30	1.165
0	1.292	35	1.146
5	1.269	40	1.127

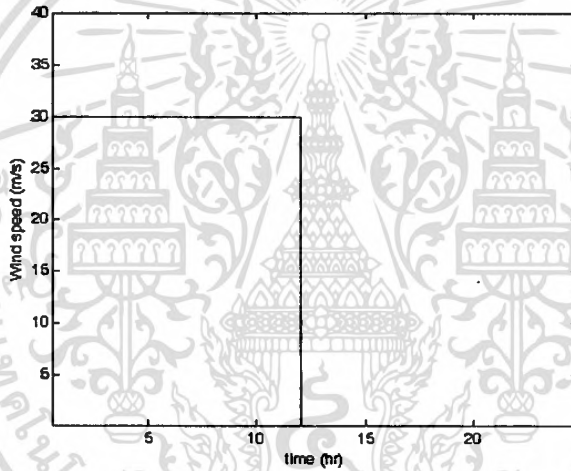
หมายเหตุ: * คือ ค่าความหนาแน่นของอากาศมาตรฐานที่บริษัทผู้ผลิตกังหันลมใช้ในการ ออกแบบและทดสอบ

2.3 การกระจายของความเร็วลม (Distribution of wind velocity)

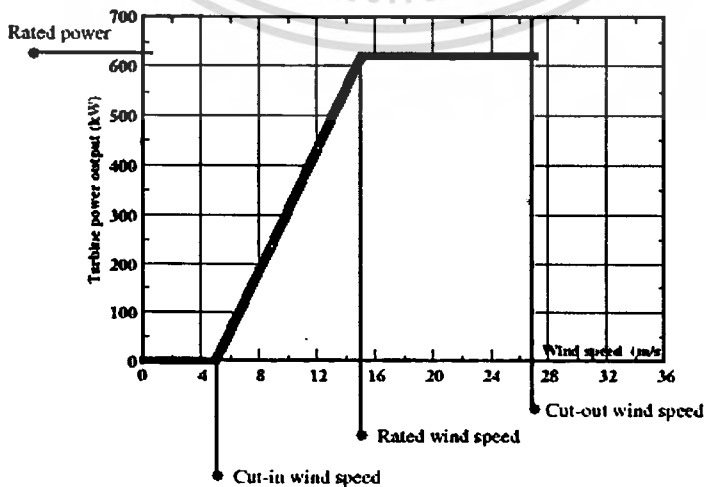
จากรูปที่ 2.2 และ 2.3 จะเห็นได้ว่าค่าเฉลี่ยความเร็วลมทั้งสองพื้นที่จะเท่ากันคือ 15 m/s ในพื้นที่ A ความเร็วลมของพื้นที่นี้มีค่าเท่ากับ 15 m/s ตลอดทั้งวัน และในส่วนของพื้นที่ B ค่าความเร็วลมเฉลี่ย 12 ชั่วโมงแรกเท่ากับ 30 m/s และอีก 12 ชั่วโมงที่เหลือเท่ากับ 0 m/s แต่เมื่อนำไปพิจารณาพร้อมกับกราฟกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve) ในรูปที่ 2.4 จะเห็นได้ว่าพื้นที่ A ที่ความเร็วลม 25 m/s กังหันลมสามารถทำงานได้ และอยู่ในช่วงพิคคของกังหันลม (Rated wind speed) ให้กำลังงานที่พิคคเท่ากับ 620 kW ดังนั้นใน 1 วันสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าออกมาได้เท่ากับ $620 \times 24 = 14,880$ kWh ในขณะที่พื้นที่ B ช่วง 12 ชั่วโมงแรก มีความเร็วลม 30 m/s ซึ่งอยู่ในช่วงเกิน Cut-out wind speed กังหันลมจะไม่ผลิตกำลังไฟฟ้าออกมา และในช่วง 12 ชั่วโมงหลัง มีความเร็วลม 0 m/s ซึ่งอยู่ในช่วงต่ำกว่า Cut-in wind speed กังหันลมจะก็จะไม่ผลิตกำลังไฟฟ้าออกมาเช่นกัน ดังนั้นทำให้การผลิตกำลังไฟฟ้ารวมของพื้นที่ B เท่ากับ 0 kWh จากตัวอย่างแสดงให้เห็นว่าการกระจายของความเร็วลมเป็นอีกตัวประกอบหนึ่งที่สำคัญในการวิเคราะห์การผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม



รูปที่ 2.2 ค่าความเร็วลมใน 1 วันของพื้นที่ A



รูปที่ 2.3 ค่าความเร็วลมใน 1 วันของพื้นที่ B



รูปที่ 2.4 กราฟการผลิตกำลังงานของกังหันลม (Power curve)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในการบ่งบอกความผันแปรของความเร็วลมจากกลุ่มข้อมูลความเร็วลมที่วัดได้ คือ การพิจารณาค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation, σ_v) ของกลุ่มข้อมูลความเร็วลมนั้น มีสมการคือ

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_m)^2}{n}} \quad (2.7)$$

ซึ่งค่า σ_v ที่ต่ำๆ แสดงว่ากลุ่มข้อมูลที่เก็บมาได้มีค่าข้อมูลในกลุ่มที่มีค่าใกล้เคียงกัน และมีความสม่ำเสมอ

เพื่อให้เกิดความเข้าใจขึ้น จะนำค่าความเร็วลมที่ทำการวัดได้มาแบ่งเป็นกลุ่มข้อมูล ในช่วงความเร็วลมต่างๆ เพื่อพิจารณาความถี่ที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงความเร็วลมได้ดังตารางที่ 2.3 ตารางที่ 2.3 การกระจายความถี่ของความเร็วลม ในเวลา 1 เดือน

No.	Velocity (m/s)	Frequency (hr/month)	Cumulative hours
1	0—1	13	13
2	1—2	37	50
3	2—3	50	100
4	3—4	62	162
5	4—5	78	240
6	5—6	87	327
7	6—7	90	417
8	7—8	78	495
9	8—9	65	560
10	9—10	54	614
11	10—11	40	654
12	11—12	30	684
13	12—13	22	706
14	13—14	14	720
15	14—15	9	729
16	15—16	6	735
17	16—17	5	740
18	17—18	4	744

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาตจากเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อพิจารณาจากตารางการกระจายความถี่ของความเร็วลม เราสามารถหาค่าความเร็วลมเฉลี่ยและค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานได้จากสมการต่อไปนี้

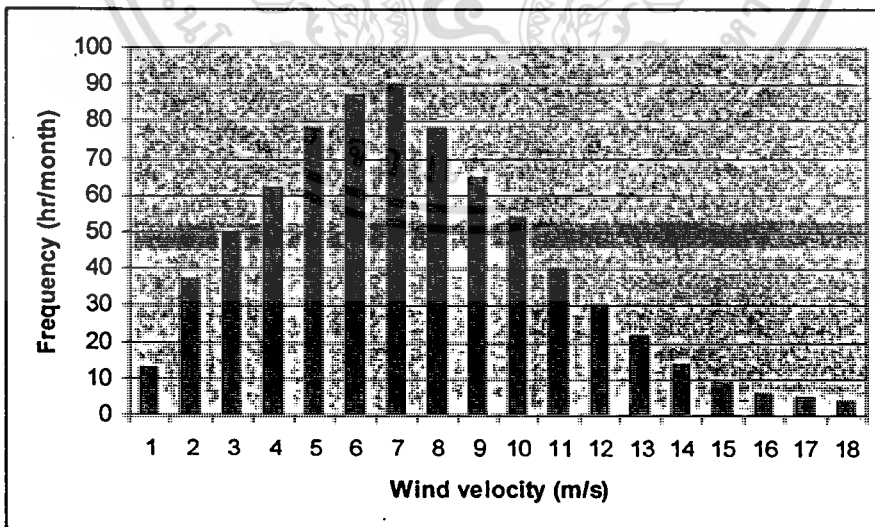
$$V_m = \left(\frac{\sum_{i=1}^n f_i V_i^3}{\sum_{i=1}^n f_i} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.8)$$

และ

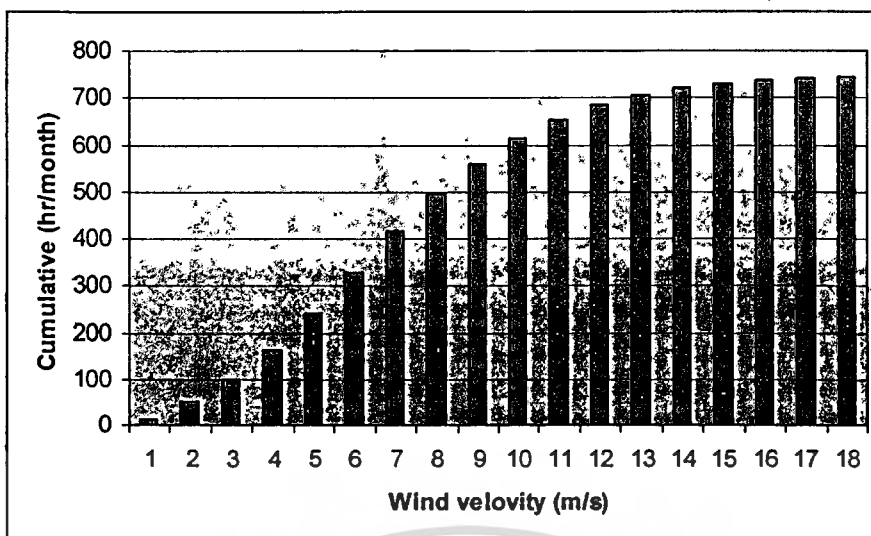
$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n f_i (V_i - V_m)^2}{\sum_{i=1}^n f_i}} \quad (2.9)$$

เมื่อ f_i คือ ค่าความถี่ของแต่ละช่วงความเร็ว
 V คือ ค่าระหว่างกลางของช่วงความเร็วลม

จากตารางที่ 2.3 นำค่าการกระจายความถี่ความเร็วลมและค่าชั่วโมงสะสม (Cumulative hours) มาเขียนกราฟการกระจายความถี่ความเร็วลมในรอบเดือน และกราฟการกระจายความเร็วลมสะสม (Cumulative distribution of wind velocity) ได้ดังรูปที่ 2.5 และ 2.6



รูปที่ 2.5 กราฟการกระจายความถี่ความเร็วลมในรอบ 1 เดือน



รูปที่ 2.6 กราฟการกระจายความเร็วลมสะสม

ดังนั้นสามารถหาค่าความเร็วลมเฉลี่ยโดยใช้สมการที่ (2.8) ได้ค่าความเร็วลมเฉลี่ยเท่ากับ 8.4 m/s และหาค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานโดยใช้สมการที่ (2.9) มีค่าเท่ากับ 0.81 m/s จากรูปที่ 2.5 จะสังเกตเห็นได้ว่าค่าความเร็วลมเฉลี่ยจะไม่เท่ากับค่าความเร็วลมที่มีความถี่มากที่สุด ซึ่งโดยปกติแล้วค่าความเร็วลมเฉลี่ยจะมากกว่าค่าความเร็วลมที่มีความถี่สูงสุด

2.4 การวิเคราะห์ความเร็วลมโดยใช้แบบจำลองทางสถิติ (Statistical models for wind data analysis)

การวิเคราะห์ความเร็วลมโดยใช้แบบจำลองทางสถิติ ที่เป็นที่นิยมและใช้งานอย่างกว้างขวาง มี 2 วิธีหลักๆ คือ

1) Weibull Distribution

เป็นวิธีที่ให้ผลที่มีความถูกต้อง แม่นยำสูง แต่ใช้งานค่อนข้างยาก เนื่องจากมีตัวแปรที่แปรเปลี่ยนค่า 2 ตัว คือ k และ c

2) Rayleigh Distribution

เป็นส่วนหนึ่งของวิธีการ Weibull Distribution โดยปรับให้ง่ายต่อการใช้งานมากขึ้น โดยกำหนดให้ค่าตัวแปร k คงที่และมีค่าเท่ากับ 2 เปลี่ยนแปลงเฉพาะค่า c

โดยข้อมูลความเร็วลมที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ทั้ง 2 วิธี ควรเป็นข้อมูลที่มีการเก็บในระยะเวลาที่นานเป็นเดือน เป็นปีหรือมากกว่า และมีความละเอียดของข้อมูลที่ไม่น้อยจนเกินไป เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาดูเท่านั้น เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ซึ่งระยะเวลาและความละเอียดของการเก็บข้อมูลจะส่งผลถึงความถูกต้อง แม่นยำของการวิเคราะห์ด้วย

การศึกษานี้จะขอก้าวถึงรายละเอียดเฉพาะในส่วนของ Weibull Distribution เท่านั้น เนื่องจากว่าเป็นวิธีที่มีความถูกต้อง แม่นยำสูง และสามารถนำไปใช้กับการใช้งานจริงได้มากกว่า

Weibull Distribution

การวิเคราะห์ความเร็วมอเตอร์โดยใช้วิธีการ Weibull Distribution วิธีการนี้จะแยกออกเป็น 2 ลักษณะฟังก์ชัน คือ

1) The probability density function

The probability density function ($f(V)$) เป็นตัวบ่งชี้แสดงความน่าจะเป็นที่จะเกิดความเร็วมอเตอร์ที่ค่าความเร็วมอเตอร์ที่กำหนด มีสมการ คือ

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.10)$$

เมื่อ k คือ Weibull shape factor
 c คือ Scale factor

2) The cumulative distribution function

The cumulative distribution function ($F(V)$) เป็นตัวบ่งชี้แสดงความน่าจะเป็นที่ความเร็วมอเตอร์จะเท่ากับหรือน้อยกว่าความเร็วมอเตอร์ที่กำหนด ดังนั้น the cumulative distribution function ($F(V)$) จึงเท่ากับผลการอินทิเกรตของ the probability density function ($f(V)$) มีสมการ คือ

$$F(V) = \int_0^{\infty} f(V) dV = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.11)$$

โดยที่การหาค่าความเร็วมอเตอร์เฉลี่ยโดยวิธีการ Weibull distribution มีสมการ คือ

$$V_m = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad (2.12)$$

แทน $f(V)$ จากสมการที่ (2.10) ลงในสมการที่ (2.12) จะได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$V_m = \int_0^{\infty} V \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} dV \quad (2.13)$$

จากสมการที่ (2.13) สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$V_m = k \int_0^{\infty} \left(\frac{V}{c}\right)^k e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} dV \quad (2.14)$$

กำหนดให้

$$x = \left(\frac{V}{c}\right)^k, \quad dV = \frac{c}{k} x^{\left(\frac{1}{k}-1\right)} dx \quad (2.15)$$

แทนค่า dV จากสมการ (2.15) ลงในสมการที่ (2.14) จะได้

$$V_m = c \int_0^{\infty} e^{-x} x^{\frac{1}{k}} dx \quad (2.16)$$

และจากเกรมม่าฟังก์ชัน

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \quad (2.17)$$

ดังนั้นจากสมการที่ (2.16) สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$V_m = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.18)$$

จากวิธีการ Weibull distribution นี้หาค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเร็วลมได้โดยใช้สมการ คือ

$$\sigma_v = (\mu_2 - V_m^2)^{\frac{1}{2}} \quad (2.19)$$

ซึ่ง μ_2 หาได้จาก

$$\mu_2 = \int_0^{\infty} V^2 f(V) dV \quad (2.20)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แทนค่า $f(V)$ จากสมการที่ (2.10) และ x, dV ในสมการที่ (2.15) ลงในสมการที่ (2.20) จะได้

$$\mu_2 = c^2 \int_0^{\infty} e^{-x} x^{\frac{2}{k}} dx \quad (2.21)$$

และจากเกรมมาฟังก์ชันในสมการที่ (2.17) เขียนใหม่ได้เป็น

$$\mu_2 = c^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) \quad (2.22)$$

แทนค่า V_m จากสมการที่ (2.18) และ μ_2 จากสมการที่ (2.22) ลงในสมการที่ (2.19) จะได้

$$\sigma_V = c \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.23)$$

ฟังก์ชันความน่าจะเป็นที่ความเร็วลมจะมีค่าเท่ากับหรือน้อยกว่าค่าความเร็วลมที่กำหนด (Cumulative distribution function) สามารถใช้ในการประมาณหาค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดความเร็วลมในช่วงที่กำหนด เช่น ต้องการหาค่าความน่าจะเป็นในช่วงความเร็วลม $V_2 - V_1$ สามารถหาได้จากสมการ

$$P(V_1 < V < V_2) = F(V_2 - V_1) \quad (2.24)$$

จากสมการที่ (2.11) สามารถเขียนสมการที่ (2.24) ได้เป็น

$$P(V_1 < V < V_2) = e^{-\left(\frac{V_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_2}{c}\right)^k} \quad (2.25)$$

และสามารถใช้ฟังก์ชันการกระจายสะสมในการหาค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดความเร็วลมมากกว่าค่าที่กำหนดโดยใช้สมการ คือ

$$P(V > V_x) = 1 - \left(1 - e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k} \right) = e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k} \quad (2.26)$$

ตัวอย่างที่ 2-1: เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมตัวหนึ่งเริ่มต้นผลิตกำลังไฟฟ้า (Cut-in wind speed) ที่ความเร็วลม 4 m/s และหยุดทำการผลิตกำลังไฟฟ้าเมื่อความเร็วลมเกิน (Cut-out wind speed) 25 m/s ติดตั้งในพื้นที่ที่มีค่า Weibull shape factor (k) เท่ากับ 2.4 และค่า scale factor (c) เท่ากับ 9.8 m/s ให้หา

- (A) ในหนึ่งวันเครื่องกำเนิดจะผลิตกำลังไฟฟ้าอยู่ที่ชั่วโมง
จากสมการที่ (2.22) แทนค่าเข้าไปจะได้

$$P(V_1 < V < V_2) = e^{-\left(\frac{4}{9.8}\right)^{2.4}} - e^{-\left(\frac{25}{9.8}\right)^{2.4}} = 0.89$$

ดังนั้นในหนึ่งวันเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมจะผลิตกำลังไฟฟ้าเท่ากับ

$$0.89 \times 24 = 21.36 \text{ hours}$$

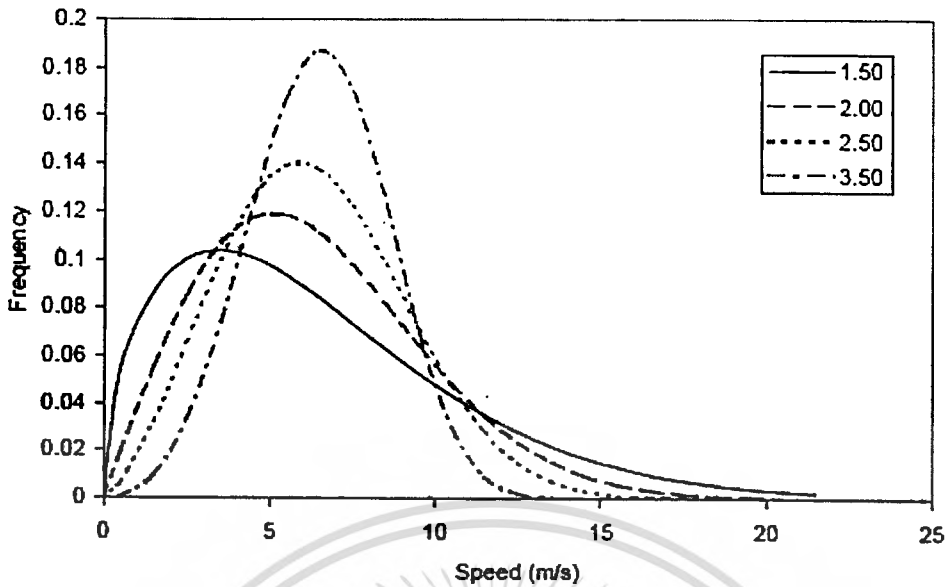
- (B) หาค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดความเร็วลมสูงกว่า 35 m/s
จากสมการที่ (2.23)

$$P(V > V_{35}) = e^{-\left(\frac{35}{9.8}\right)^{2.4}} = 0.000000001 = 10^{-9}$$

จะเห็นว่าโอกาสที่จะเกิดความเร็วลมสูงกว่า 35 m/s มีน้อยมาก

(0.000000001 %)

จากการพิจารณาการกระจายความเร็วลมโดยใช้วิธีการ Weibull distribution ค่าพารามิเตอร์สำคัญที่ต้องการทราบก็คือค่า Weibull shape factor (k) และค่า scale factor (c) ซึ่งการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์นี้จะส่งผลให้การกระจายความเร็วลมของพื้นที่นั้นที่เราสนใจเปลี่ยนแปลงไปด้วยดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 การกระจายค่าความเร็วลมโดยวิธีการ Weibull distribution เมื่อความเร็วลมเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 6.5 m/s และค่า Weibull shape factor (k) เปลี่ยนแปลง

วิธีการหาค่า k และค่า c ที่ใช้กันอยู่ทั่วไปก็จะมีอยู่หลายวิธีด้วยกันดังต่อไปนี้

1. Graphical method
2. Standard deviation method
3. Moment method
4. Maximum likelihood method
5. Energy pattern factor method

ซึ่งในที่นี้จะแสดงการหาค่า k และค่า c เฉพาะวิธี Graphical method เท่านั้น ส่วนวิธีอื่นๆ สามารถศึกษาเพิ่มเติมได้จากเอกสารอ้างอิง [2]

วิธีการ Graphical method นี้จะนำเอาสมการของฟังก์ชันความน่าจะเป็นที่ความเร็วลมจะมีค่าเท่ากับหรือน้อยกว่าค่าความเร็วลมที่กำหนด (Cumulative distribution function) มาพิจารณาในรูปแบบสมการเชิงเส้นในสเกลของฟังก์ชันลอการิทึม ดังต่อไปนี้

จากสมการที่ (2.14) จะได้

$$1 - F(V) = e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.27)$$

แก้สมการโดยทำลอการิทึมทั้งสองข้างสองครั้งจะได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น $\ln\{-\ln[1 - F(V)]\} = k \ln(V) - k \ln c$ อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้ง (2.28) ให้นำไปใช้

เขียนกราฟความสัมพันธ์ระหว่าง $\ln(V_i)$ (แกน X) และ $\ln\{-\ln[1 - F(V)]\}$ (แกน Y) เราจะได้กราฟที่เกือบเป็นเส้นตรงออกมาแล้วทำการ fitting curve ให้ได้สมการเส้นตรงออกมาอยู่ในรูป $y = mx + b$ เมื่อพิจารณาสมการที่ (2.28) ค่า k ก็คือค่าความชัน (Slope) และ $-k \ln c$ ก็คือค่าจุดตัดแกน Y หรือค่าคงที่ของสมการเชิงเส้นนั่นเอง (เทียบกับสมการเส้นตรง $y = mx + c$)

2.5 การวิเคราะห์พลังงานจากลม

ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมจะต้องมีการวิเคราะห์ประเมินพลังงานลมในสถานที่ที่จะทำการติดตั้ง ซึ่งค่าความหนาแน่นของพลังงานลม (Wind energy density, E_D) คือพลังงานลมที่พื้นที่ของโรเตอร์กังหันลม (Swept area) ที่เวลาเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นค่าความหนาแน่นของพลังงานลมจะอยู่ในฟังก์ชันของความเร็วลมและการกระจายของลม ตัวประกอบอื่นที่น่าสนใจในการวิเคราะห์พลังงานจากลมก็คือ ค่าความเร็วลมที่มีความถี่เกิดขึ้นมากที่สุด ($V_{F_{max}}$) และค่าความเร็วลมที่กังหันลมจะผลิตพลังงานได้สูงสุด ($V_{E_{max}}$) ซึ่งการวิเคราะห์พลังงานจากลมสามารถพิจารณาโดยใช้การกระจายความเร็วลมโดยวิธีการ Weibull Distribution ดังต่อไปนี้

พลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมดจะเท่ากับการอินทิเกรตค่าพลังงานความเร็วลมตลอดช่วงความน่าจะเป็นในการเกิดความเร็วลมดังสมการต่อไปนี้

$$E_D = \int_0^a P_v f(V) dV \quad (2.29)$$

แทนค่า $P_v = \frac{1}{2} \rho_a V^3$ และ $f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$

เขียนใหม่ให้อยู่ในรูปอย่างง่ายจะได้

$$E_D = \frac{\rho_a k}{2c^k} \int_0^a V^{(k+2)} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} dV \quad (2.30)$$

กำหนดให้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับศึกษาเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังนั้นสามารถเขียนสมการที่ (2.30) ใหม่ได้เป็น

$$E_D = \frac{\rho_a c^3}{2} \int_0^{\infty} x^k e^{-x} dx \quad (2.31)$$

จากสมการที่ (2.17) ฟังก์ชันแกมมา สามารถนำมาจัดสมการที่ (2.31) ใหม่ได้ดังนี้

$$E_D = \frac{\rho_a c^3}{2} \Gamma\left(\frac{3}{k} + 1\right) \quad (2.32)$$

และจากสูตรการลดทอนของฟังก์ชันแกมมา

$$\Gamma(n) = (n-1)\Gamma(n-1) \quad (2.33)$$

ดังนั้นจะได้ความหนาแน่นของพลังงานลม (Wind energy density, E_D)

$$E_D = \frac{\rho_a c^3}{2} \frac{3}{k} \Gamma\left(\frac{3}{k}\right) \quad (2.34)$$

เมื่อทราบค่า E_D สามารถหาค่าพลังงานทั้งหมดตลอดช่วงเวลา (Energy available over a period, E_I) ได้จากสมการ

$$E_I = E_D T = \frac{\rho_a c^3 T}{2} \left(\frac{3}{k}\right) \Gamma\left(\frac{3}{k}\right) \quad (2.35)$$

เมื่อ T คือ ค่าเวลาที่กังหันลมผลิตพลังงานออกมา มีหน่วยเป็น ชั่วโมง

ในการหาค่าความเร็วลมที่มีความถี่เกิดขึ้นมากที่สุดโดยพิจารณาจากสมการที่ (2.10) the probability density function ($f(V)$) ความน่าจะเป็นที่จะเกิดความเร็วลมที่ค่าความเร็วลมที่กำหนดสามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$f(V) = \frac{k}{c^k} V^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.36)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับก... ไม่อนุญาตให้นำไปใช้... ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอก... และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ถ้าทำการหาอนุพันธ์ สมการที่ (2.36) แล้วให้เท่ากับศูนย์จะได้ค่าความเร็วลมที่มีความถี่เกิดขึ้นมากที่สุดดังสมการ คือ

$$f'(V) = 0 \quad (2.37)$$

ซึ่งเท่ากับ

$$\frac{k}{c^k} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \left[-\frac{k}{c^k} V^{2(k-1)} + (k-1)V^{(k-2)} \right] = 0 \quad (2.38)$$

หาค่า V จากสมการที่ (2.38) จะได้

$$V_{F \max} = c \left(\frac{k-1}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.39)$$

ถ้าหากพิจารณาหาค่าความเร็วลมที่กั้นลมจะผลิตพลังงานได้สูงสุด ($V_{E \max}$) เริ่มจากพลังงานลมที่พื้นที่ของโรเตอร์กั้นลม (Swept area) ที่เวลาเปลี่ยนแปลงไปที่ความเร็วลมใดๆ จากสมการ คือ

$$E_V = P_V f(V) \quad (2.40)$$

แทนค่า P_V และ $f(V)$ ลงในสมการที่ (2.40) จะได้

$$E_V = \frac{\rho_a V^3}{2} \left(\frac{k}{c^k} \right) V^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.41)$$

กำหนดให้

$$B = \frac{\rho}{2} \frac{k}{c^k} \quad (2.42)$$

จะได้

$$E_V = B V^{k+2} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.43)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทำการอนุพันธ์ สมการที่ (2.43) แล้วให้เท่ากับศูนย์จะได้ค่าพลังงานสูงสุดที่กังหันลมสามารถผลิตได้ดังสมการ คือ

$$E'_v = 0 \quad (2.44)$$

ซึ่งเท่ากับ

$$B \left(-e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} V^{k+2} \frac{k}{c^k} V^{k-1} + e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} (k+2)V^{(k+1)} \right) = 0 \quad (2.45)$$

หาค่า V จากสมการที่ (2.45) จะได้

$$V_{E \max} = \frac{c(k+2)^{\frac{1}{k}}}{k^{\frac{1}{k}}} \quad (2.46)$$

2.6 การหาค่าความเร็วลมที่ความสูงเพิ่มขึ้น (Extrapolation)

ในการวัดค่าความเร็วลม ตามมาตรฐาน IEC 61400-12-1 Power performance measurements of electricity producing wind turbines กล่าวว่า ในการวัดค่าความเร็วลม ควรติดตั้งอุปกรณ์วัดความเร็วลม (anemometer) ไว้ที่ระดับความสูงของจุดหมุนของโรเตอร์ (hub height) และมีความคลาดเคลื่อนไม่เกิน $\pm 2.5\%$ ของระดับความสูงจากพื้นดินถึงระดับจุดหมุนของโรเตอร์

เมื่อพิจารณาความเร็วลมที่ตำแหน่งพื้นที่เดียวกันแต่ระดับความสูงต่างกัน ความเร็วลมก็จะต่างกันกล่าวคือเมื่อความสูงเพิ่มขึ้นความเร็วลมก็จะเพิ่มขึ้นตาม ในรูปแบบของฟังก์ชันลอการิทึม [3] ดังนั้นเมื่อทราบความเร็วลมที่ความสูงระดับหนึ่งแล้วต้องการหาค่าความเร็วลม ณ ตำแหน่งเดียวกัน ที่มีความสูงเพิ่มขึ้น สามารถหาค่าความเร็วลมได้ดังนี้

$$V(Z) = V(Z_R) \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_R}{Z_0}\right)} \quad (2.47)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารสงวนไว้สำหรับการใช้ คือ ความเร็วลมที่ความสูง Z อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาตจากสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนจันทบุรี

Z	คือ ความสูงจากพื้นดิน Z
Z_R	คือ ความสูงอ้างอิงที่ทราบค่าแล้ว
Z_0	คือ ค่า Roughness Length ตามตารางที่ 3-4

เนื่องจากลักษณะภูมิประเทศของแต่ละพื้นที่จะมีผลต่อความเร็วลมของพื้นที่นั้น โดยที่ระดับความสูงตั้งแต่ระดับพื้นดิน ไปจนถึงความสูงขึ้นไปประมาณ 1 กิโลเมตรจะได้รับผลเป็นอย่างมาก ดังนั้นสามารถจำแนกลักษณะภูมิประเทศต่างๆ (roughness classes) ได้ดังตารางที่ 2.4

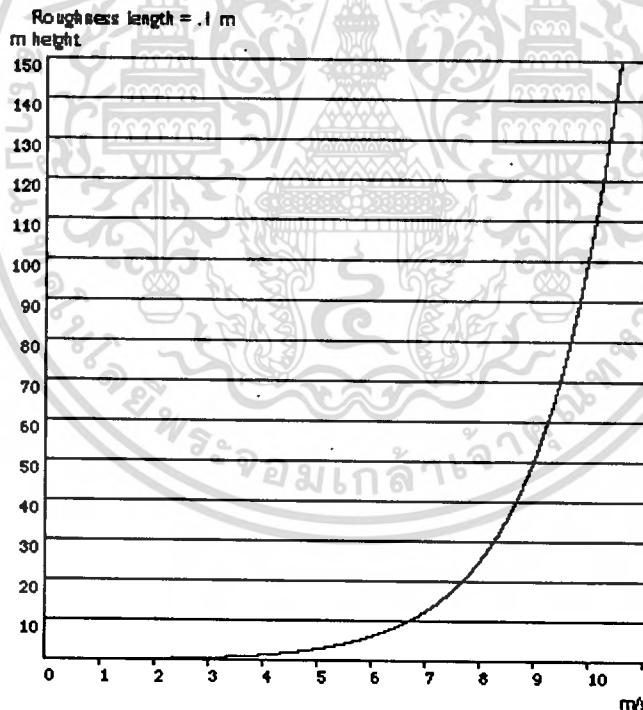
ตารางที่ 2.4 Roughness Classes และ Roughness Length [1]

Roughness Class (ประเภท)	Roughness Length (ความสูงอ้างอิง)	Equivalent Height (ความสูงเทียบเท่า)	Limiting Height (ความสูงจำกัด)
0	0.0002	100	พื้นที่ราบเรียบ, พื้นคือน้ำ
0.5	0.0024	73	รันเวย์สนามบิน, ท่อโล่ง
1	0.03	52	ต้นไม้เตี้ยๆ, มีอาคารเล็กน้อยห่างๆ หรือ สลับพื้นที่เนินเล็กน้อย
1.5	0.055	45	พื้นที่เพาะปลูก มีที่พักอาศัยเล็กน้อย ความสูงไม่เกิน 8 เมตรห่างกันประมาณ 1250 เมตร
2	0.1	39	พื้นที่เพาะปลูก มีที่พักอาศัยเล็กน้อย ความสูงไม่เกิน 8 เมตรห่างกันประมาณ 500 เมตร
2.5	0.2	31	พื้นที่เพาะปลูก มีที่พักอาศัยเล็กน้อย ความสูงไม่เกิน 8 เมตรห่างกันประมาณ 250 เมตร

ตารางที่ 2.4 Roughness Classes and Roughness Length [1] (ต่อ)

Roughness Class	Roughness Length (m)	Energy Index (%)	Landscape Type
3	0.4	24	หมู่บ้าน, เมืองเล็ก, พื้นที่เพาะปลูก มีที่พักอาศัยมากหรือความสูงมาก, พื้นที่ป่า
3.5	0.8	18	เมืองใหญ่, ตึกสูง
4	1.6	13	เมืองใหญ่มาก, ตึกสูง

จากสมการที่ 2.47 สามารถเขียนกราฟเพื่อดูการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมเมื่อความสูงเพิ่มขึ้นหรือลดลงดังรูปที่ 2.9 โดยกำหนดให้ค่า Roughness Length (Z_0) = 0.1 ซึ่งหมายความว่าพื้นที่นั้นมีลักษณะเป็นพื้นที่เพาะปลูก มีที่พักอาศัยเล็กน้อย ความสูงไม่เกิน 8 เมตรห่างกันประมาณ 50 เมตร



รูปที่ 2.8 การเปลี่ยนแปลงความเร็วลมเมื่อความสูงเหนือระดับพื้นดินเปลี่ยนแปลง [1]

จากรูปที่ 2.9 จะเห็นว่าที่ความสูงเหนือพื้นดินไม่มากอัตราการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมจะสูง ในขณะที่อัตราการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมในระดับที่สูงเหนือพื้นดินมากขึ้นไป (จากรูปประมาณมากกว่า 40 เมตร) จะมีอัตราการเปลี่ยนแปลงที่ต่ำ

ตัวอย่างที่ 2-2: พื้นที่แห่งหนึ่งวัดความเร็วลมได้เท่ากับ 8 m/s ที่ความสูง 20 เมตร ให้หาว่าที่ความสูง 40 เมตร พื้นที่แห่งนี้จะมีความเร็วลมเป็นเท่าไรถ้าค่า Roughness Length ของพื้นที่เท่ากับ 0.1 เมตร

จากสมการที่ (2.47) แทนค่าลงไปจะได้

$$V(40) = 8 \frac{\ln\left(\frac{40}{0.1}\right)}{\ln\left(\frac{20}{0.1}\right)}$$

$$= 9.04 \text{ m/s}$$

ดังนั้นที่ความสูง 40 เมตร ความเร็วลมจะมีค่าประมาณ 9.04 m/s

2.7 กราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve of the wind turbine)

กราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve) เป็นตัวบ่งบอกลักษณะสมบัติการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันลมเมื่อมีความเร็วลมเปลี่ยนแปลง ซึ่งกังหันลมแต่ละรุ่นหรือแต่ละยี่ห้อจะมีกราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมที่แตกต่างกันออกไป

รูปที่ 2.9 เป็นตัวอย่างของกราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม โดยมีรายละเอียด ดังนี้

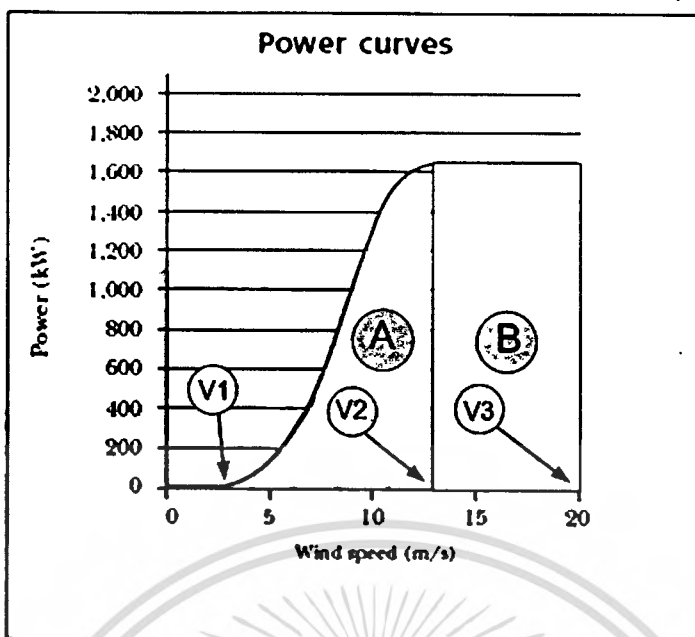
แกน X เป็นค่าความเร็วลม (m/s)

แกน Y เป็นกำลังไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตออกมา (kW)

จุด V1 เป็นจุดที่กังหันลมเริ่มต้นผลิตกำลังไฟฟ้าออกมา (Cut-in wind speed)

จุด V2 เป็นจุดที่พิกัดการผลิตกำลังไฟฟ้า (Rated wind speed) ของกังหันลม

จุด V3 เป็นจุดที่กังหันลมหยุดการผลิตกำลังไฟฟ้าเนื่องจากมีความเร็วลมมากเกินไป (Cut-out wind speed)



รูปที่ 2.9 กราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve of the wind turbine)

จากรูปที่ 2.9 กราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม สามารถแบ่งพื้นที่การทำงานของกังหันลมออกเป็นสองส่วนคือ A กับ B ดังในรูป

พิจารณาที่บริเวณ A เราสามารถเขียนความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมและกำลังไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตออกมาได้เป็น

$$P_v = aV^n + b \quad (2.48)$$

เมื่อ a, b คือ ค่าคงที่
 n คือ ค่าความลาดชันของเส้นโค้งการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมจากจุด V1 ถึงจุด V2 (Velocity power proportionality)

เมื่อพิจารณา ที่จุด V1 กำลังไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตออกมาจะเท่ากับศูนย์ดังนั้นจากสมการที่ (2.48) จะได้

$$aV1^n + b = 0 \quad (2.49)$$

และที่จุด V2 กำลังไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตออกมาเท่ากับ P_R จะได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัด $aV2^n + b = P_R$ ต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มี (2.50) ไปใช้

จากสมการที่ (2.49), (2.50) หาค่า a และ b แล้วนำไปแทนในสมการที่ (2.48) จะได้

$$P_V = P_R \left(\frac{V^n - V1^n}{V2^n - V1^n} \right) \quad (2.51)$$

สมการที่ (2.51) จะเป็นตัวชี้ว่าถ้ากังหันลมทำงานในช่วงบริเวณพื้นที่ A กำลังที่ผลิตได้จะเป็นเท่าไรหรือเทียบกับกำลังที่พิกัด

2.8 พลังงานที่ได้จากกังหันลม (Energy generated by the wind turbine)

ในการพิจารณาพลังงานที่ได้จากกังหันลมสิ่งที่ส่งผลกระทบต่อในการผลิตกำลังไฟฟ้าจากกังหันลม ประกอบด้วย

- 1) การตอบสนองการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมเมื่อความเร็วลมเปลี่ยนแปลง
- 2) พื้นที่นั้นมีความเร็วลมมากพอตามพิกัดของกังหันลม
- 3) ความสม่ำเสมอการกระจายความเร็วลมในพื้นที่นั้น

พลังงานที่ได้จากกังหันลมมีค่าเท่ากับผลคูณของกำลังไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตออกมาได้ด้วยความเร็วลมนั้นๆ กับเวลาที่เกิดความเร็วลมนั้นๆ และถ้าพิจารณาพลังงานทั้งหมดที่กังหันลมจะผลิตออกมาได้ ต้องดูการกระจายของความเร็วลมของพื้นที่นั้นๆ ความเป็นไปได้ที่จะเกิดความเร็วลมทั้งหมดของพื้นที่นั้นๆ แล้วนำค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละช่วงความเร็วลมคูณกับเวลาที่เกิดความเร็วลมนั้นๆ จากนั้นค่อยนำแต่ละช่วงมารวมกันก็จะได้พลังงานที่กังหันลมสามารถผลิตออกมาได้ทั้งหมด ซึ่งสามารถนำวิธีการ Weibull distribution มาหาค่าพลังงานที่ผลิตได้จากกังหันลมโดยพิจารณาสมการ Cumulative distribution function ดังนี้

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.52)$$

และ

$$f(V) = \frac{dF}{dV} = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.53)$$

จากรูปที่ 2.9 กำหนดให้ E_A และ E_B คือพลังงานที่กังหันลมผลิตได้ที่บริเวณพื้นที่ A และ B ตามลำดับ ดังนั้นสามารถคำนวณหาค่า E_A ได้จากสมการต่อไปนี้

$$E_A = T \int_{V1}^{V2} P_V f(V) dV \quad (2.54)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

และเช่นเดียวกันสามารถคำนวณหาค่า E_B ได้จากสมการต่อไปนี้

$$E_B = TP_R \int_{V_2}^{V_3} f(V) dV \quad (2.55)$$

แทนค่า P_V และ $f(V)$ จากสมการที่ (2.51) และ (2.53) ลงในสมการที่ (2.54) จะได้

$$E_A = P_R T \int_{V_1}^{V_2} \left[\frac{V^n - V_1^n}{V_2^n - V_1^n} \right] \frac{k \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1}}{c} e^{-\left(\frac{V}{c} \right)^k} dV \quad (2.56)$$

$$E_A = \left(\frac{P_R T}{V_2^n - V_1^n} \right) \int_{V_1}^{V_2} (V^n - V_1^n) \frac{k \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1}}{c} e^{-\left(\frac{V}{c} \right)^k} dV \quad (2.57)$$

กำหนดให้

$$X = \left(\frac{V}{c} \right)^k \quad (2.58)$$

ดังนั้นจะได้

$$dX = \frac{k \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1}}{c} dV \quad \text{และ} \quad V = cX^{\frac{1}{k}} \quad (2.59)$$

จากสมการที่ (2.39) จะได้

$$X_1 = \left(\frac{V_1}{c} \right)^k, X_2 = \left(\frac{V_2}{c} \right)^k \quad \text{และ} \quad X_3 = \left(\frac{V_3}{c} \right)^k \quad (2.60)$$

และจากสมการที่ (2.57) จะได้

$$E_A = \frac{P_R T c^n}{(V_2^n - V_1^n)} \int_{X_1}^{X_2} X^{\frac{n}{k}} e^{-X} dX - \frac{P_R T V_1^n}{(V_2^n - V_1^n)} [e^{-X_1} - e^{-X_2}] \quad (2.61)$$

พิจารณาการผลิตพลังงานบริเวณพื้นที่ B สมการที่ (2.55) แทนค่า $f(V)$ จากสมการที่ (2.53) ลงไปจะได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$E_B = TP_R \int_{v_2}^{v_3} \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} dV \quad (2.62)$$

และจาก $\int f(V)dV = F(V)$ ดังนั้นเมื่อพิจารณาสมการที่ (2.52) และ (2.53) สามารถเขียนสมการ (2.62) ได้ว่า

$$E_B = TP_R (e^{-X_2} - e^{-X_3}) \quad (2.63)$$

ดังนั้นพลังงานที่ได้ทั้งหมดจากกังหันลมจะเท่ากับพลังงานพื้นที่บริเวณ A รวมกับพลังงานพื้นที่บริเวณ B เขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$E_T = E_A + E_B \quad (2.64)$$

2.9 คาปาซิตีแฟกเตอร์ (Capacity factor)

การวิเคราะห์การผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม Capacity factor เป็นตัวบ่งบอกว่ากังหันลมที่เลือกติดตั้งในพื้นที่นั้นๆ มีการผลิตกำลังไฟฟ้าออกมาได้มากน้อยเพียงใดเมื่อเทียบกับพิกัดที่กังหันลมตัวนั้นควรจะผลิตได้ โดย Capacity factor ของกังหันลมมีค่าเท่ากับอัตราส่วนระหว่างพลังงานที่กังหันลมที่ผลิตออกมาได้จริงต่อพลังงานที่พิกัดของกังหันลมตัวนั้นผลิตได้ ซึ่งถ้ากังหันลมผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาใดๆ (T) สามารถหาค่า Capacity factor ของกังหันนั้นได้จากสมการ ดังนี้

$$C_F = \frac{E_T}{TP_R} \quad (2.65)$$

โดยปกติ Capacity factor จะคิดเป็นความสามารถการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปี ซึ่งค่า Capacity factor ที่เหมาะสมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมจะมีค่าอยู่ที่ 0.25 – 0.4 ถ้าสถานที่ที่ติดตั้งกังหันลมแล้วมีค่า Capacity factor มากกว่า 0.4 แสดงว่าการผลิตพลังงานไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูง

อย่างไรก็ตามการวิเคราะห์ Capacity factor ของกังหันลมที่กำลังติดตั้งขึ้นใหม่นั้น ข้อมูลที่จะนำมาวิเคราะห์อาจจะมีน้อยและเพียงพอ ดังนั้นสามารถทำการวิเคราะห์แบบไม่ละเอียด (Rough capacity factor, RCF) โดยพิจารณาที่ความเร็วลมเฉลี่ยเทียบกับ Power curve ของกังหันลมมีสมการ คือ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้ใช้ได้เห็นใบเซียบริเวจชันนี้ การค้าไม่ว่ากรรมใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$RCF = \frac{P_{vm}}{P_R} \quad (2.66)$$

ตัวอย่างที่ 2-3: จากรูปที่ 2.9 สมมติให้ความเร็วลมเฉลี่ยที่พื้นที่ติดตั้งกังหันลมเท่ากับ 10 m/s จากกราฟที่ความเร็วลม 10 m/s กังหันลมสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าออกมา 1,300 kW โดยที่กำลังการผลิตที่พิกัดเท่ากับ 1,600 kW

จะได้

$$RCF = \frac{1,300}{1,600} = 0.81$$

และกำลังการผลิตทั้งหมด

$$\begin{aligned} E_{total} &= E_{rated} \times RCF \times T \\ &= 1,600 \times 0.81 \times 8,760 \\ &= 11,352.96 \text{ MWh/year} \end{aligned}$$

วิธีการนี้คำตอบที่ได้จะมีความแม่นยำที่ต่ำ เนื่องจากค่าความเร็วลมที่สมมติว่าตลอดทั้งปีความเร็วลมเท่ากับ 10 m/s ซึ่งในความเป็นจริงความเร็วลมมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา

2.10 ตัวอย่างการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมในพื้นที่ประเทศไทย

ตารางที่ 2.5 ข้างล่างจะเป็นข้อมูลความเร็วลมของพื้นที่สี่หิ้งพระเมื่อเดือนพฤศจิกายน ปี 2000 เก็บค่าความเร็วลมทุกๆ 1 ชั่วโมง และได้ทำการนำข้อมูลมากระจายความถี่ของความเร็วลมดังแสดงให้เห็นในตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.5 ข้อมูลความเร็วลมของพื้นที่สี่หิ้งพระเดือนพฤศจิกายน ปี 2000

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	2.9	2.11	1.86	2.88	2.97	6.54	6.91	6.73	8.4	4.21	0.79	1.9	2.71	2.47	4.43
2	2.7	2.64	0.8	2.68	2.73	6.75	7.98	8.24	6.75	1.65	0.69	2.01	2.05	1.97	3.04
3	3.31	1.24	0.71	2.23	1.71	5.63	8.04	7.38	6.3	1.01	2.2	1.31	2.6	2.38	3.14
4	2.8	0.39	1.49	2.56	0.95	6.03	6.98	5.35	3.9	1.26	2.47	2.43	2.87	2.88	2.18
5	2.54	0.35	0.53	2.39	2.11	5.88	6.18	2.97	7.26	2.38	2.4	2.8	2.56	2.96	0.91
6	1.98	2.25	1.41	2.16	3.11	7.3	8.42	5.6	6.69	2.05	1.51	3.09	2.87	3.28	1.62
7	2.23	2.38	2.21	1.73	1.58	7.02	6.03	5.38	9.52	2.14	1.02	3.2	3.11	2.79	0.76
8	2.09	1.27	1.05	0.74	1.33	1.86	6.88	6.26	5.13	2.26	1.47	3	2.72	2.51	2.41
9	1.34	1.53	0.74	0.97	1.35	5.49	7.69	4.66	8.51	1.53	1.16	3.2	2.91	2.7	2.07
10	2.38	1.21	1.58	1.38	2.12	6.84	6.45	4.67	8.76	1.44	0.75	3.48	3.61	2.55	2.78
11	2.59	1.6	2.43	2.69	2.56	6.48	6.91	7.7	7.91	1.25	0.88	3.31	3.81	1.17	5.35

12	2.65	2.47	2.43	3.46	4.25	5.65	7.79	10.4	7.79	0.96	1.5	2.98	3.38	0.83	7.13
13	4.29	1.39	2.33	3.96	3.52	5.77	6.38	7.98	4.63	1.4	2.02	4.37	3.78	3.5	6.12
14	4.19	4.73	2	5.34	3.3	3.09	5.69	7.3	3.52	1.65	4.66	4	3.98	5.38	6.81
15	3.26	3.87	2.3	6.19	6.45	2.14	5.08	6.76	2.11	8.01	2.46	4.62	4.38	5.24	7.13
16	2.95	3.28	2.88	5.74	6.92	2.01	5.65	2.83	1.98	6.92	2.1	5.39	4.25	5.34	7.28
17	3.06	1.96	2.8	3.75	7.82	1.15	6.29	0.96	3.65	2.71	1.72	5.61	4.79	4.98	7.42
18	2.93	1.13	2.88	2.93	6.23	2.2	7.17	1.36	3.67	4.18	1.87	4.65	5.28	4.73	4.67
19	0.95	0.89	3.77	3.05	4.75	5.62	8.48	0.37	5.31	3.71	2.69	4.38	4.96	6.22	3.83
20	1.63	3.01	4.4	3.56	5.61	7.2	7.84	2.62	7.11	2.41	3.01	3.94	4.63	6.6	5.2
21	1.18	1.93	3.34	1.38	6.32	5.76	7.74	5	6.95	3.39	1.97	4.32	4.39	7.01	5.61
22	1.24	1.02	2.56	1.06	5.99	6.24	8.64	4.42	5.4	4.01	4.45	3.82	3.85	7.33	4.51
23	1.02	0.39	3.21	1.71	6.65	6.98	7.88	6.46	5.5	2.07	1.94	3.41	4.06	7.8	4.61
24	1.53	1.81	3.61	2.42	7.03	6.48	7.43	7.91	4.87	1.99	1.14	4.46	3.54	6.16	3.09

ตารางที่ 2.5 ข้อมูลความเร็วลมของพื้นที่สี่ทิวพระเคียนพุดศกิกายน ปี 2000 (ต่อ)

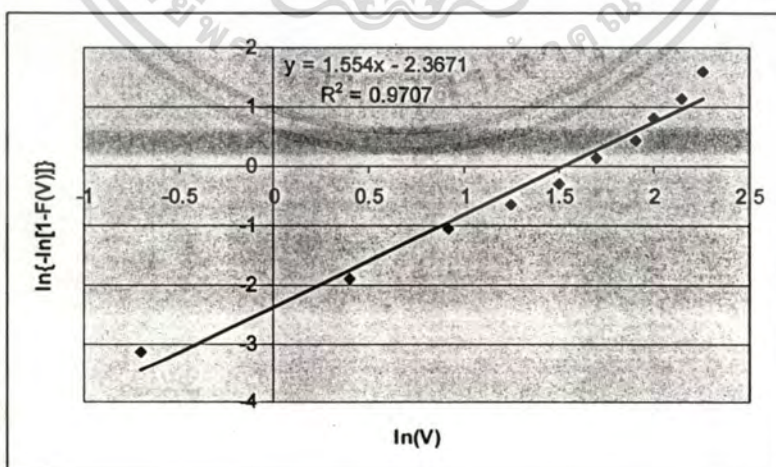
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	6.7	2.1	3.45	6.12	7.78	8.82	4.93	2.64	5.48	5.19	4.75	10.1	7.7	5.8	8.27
2	3.14	2.7	3.53	5.76	7.85	8.35	1.93	5.71	5.24	5.33	4.99	9.06	8.85	5.07	7.11
3	5.08	2.3	3.22	5.49	6.94	7.3	2.09	5.73	5.28	5.14	5.22	7.2	7.9	4.82	7.33
4	2.47	2.43	2.66	4.17	7.41	7.26	5.59	5.17	5.68	5.92	5.52	6.33	7.46	5.24	6.59
5	4.88	2.87	1.87	4.75	7.13	6.11	4.34	5.27	5.18	6.64	8.05	6.39	3.18	4.92	5.44
6	6.08	0.57	2.55	4.69	3.83	3.7	1.96	5.21	4.84	3.77	7.37	7.01	5.7	5.33	4.93
7	7.5	2.55	2.55	4.85	3.21	7.37	4.96	5.23	5.39	4.74	8.63	7.76	7	3.71	5.75
8	4.19	6.05	3.63	5.42	3.11	6.37	4.04	4.72	4.63	7.91	8.01	7.04	8.97	1.41	5.99
9	5.74	1.09	4.56	5.46	2.59	3.64	6.39	3.15	5.89	7.87	8.6	5.84	9.1	1.56	5.45
10	7.07	0.37	5.52	5.71	2.52	2.76	5.67	1.36	5.3	7.24	9.33	6.93	9.05	4.02	4.59
11	5.28	1.32	6.03	7.52	5.31	3.79	3.97	4.11	5	7.3	9.1	6.19	9.03	3.57	4.84
12	4.79	1.67	6.53	7.78	6.8	4.66	1.69	5.53	4.94	7.42	9.42	7.24	10.4	4.31	4.94
13	4.23	1.39	8.56	6.69	6.79	4.25	1.58	5.36	4.4	7.34	9.7	5.88	8.77	3.6	2.16
14	2.78	2.77	4.64	7.87	5.49	4.77	3.14	5.59	3.98	6.42	8.95	7.52	7.69	5.06	3.58
15	3.99	3.65	4.59	7.34	5.49	3.46	5.44	7.2	4.75	5.56	9.05	8.83	5.85	6.5	5.02
16	2.51	2.51	5.09	6.54	6.96	5.46	5.1	6.52	6.26	5.79	9.45	8.52	6.67	7.22	4.52
17	3.45	1.66	3.89	6.35	7.84	5.67	4.34	6.01	6.77	5.48	9.45	9.2	8.85	9.14	4.25
18	4	1.43	7.78	5.34	7.15	4.91	4.28	5.87	7.41	5.87	9.42	9.02	8.78	9.06	4.85
19	5.65	1.82	7.71	5.94	6.74	7.12	8.81	6.29	6.31	6.04	9.58	9.73	8.66	9.51	4.05
20	5.58	1.86	7.98	6.15	8.69	5.91	7.39	5.54	5.83	5.77	9.41	8.71	9.13	5.52	5.95
21	5.31	2.07	8.1	8.36	8.18	5.71	3.85	6.51	5.46	5.22	9.51	9.09	8.42	7.32	5.89
22	5.03	2.32	8.18	7.31	8.63	2.87	4.63	6.71	3.85	5.29	9.31	8.67	7.96	8.53	4.75
23	4.12	2.66	8.12	7.48	10.6	5.64	5.5	6.35	4.64	5.33	9.62	9.04	7.43	8.68	5.08
24	1.77	3.24	7.55	7.34	9.44	5.6	3.31	5.66	5.18	5.43	9.94	8.4	6.73	8.69	4.89

ไม่วารณิโดจทังสิน อิกทังหามมิโหดแปลงเนื้อหา และตองอางอิงถึงเจาของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.6 การกระจายความถี่ความเร็วลม

No.	v/s	Frequency	Cumulative (hr)	Frequency (%)	F(V)	$\ln\{-\ln[1-F(V)]\}$	$\ln(V)$
1	0-1	24	24	0.033	0.033	-3.14	-0.7
2	1-2	78	102	0.108	0.141	-1.88	0.4
3	2-3	109	211	0.151	0.292	-1.06	0.92
4	3-4	80	291	0.111	0.403	-0.65	1.25
5	4-5	85	376	0.118	0.521	-0.31	1.5
6	5-6	116	492	0.161	0.682	0.14	1.7
7	6-7	76	568	0.106	0.788	0.44	1.9
8	7-8	78	646	0.108	0.896	0.82	2
9	8-9	41	687	0.057	0.953	1.13	2.14
10	9-10	29	716	0.04	0.993	1.6	2.25
11	10-11	4	720	0.007	1	-	2.35

เมื่อนำเอาข้อมูลที่ได้จากตารางการกระจายความถี่ความเร็วลมมาทำการ Fitting curve เพื่อที่จะคำนวณหาค่า k และค่า c ด้วยวิธีการ Graphical method ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อที่ผ่านมา เราจะได้ค่า k เท่ากับ 1.554 และค่า c เท่ากับ 4.6 m/s ซึ่งรูปการ Fitting curve ได้แสดงให้เห็นในรูปที่ 2.10

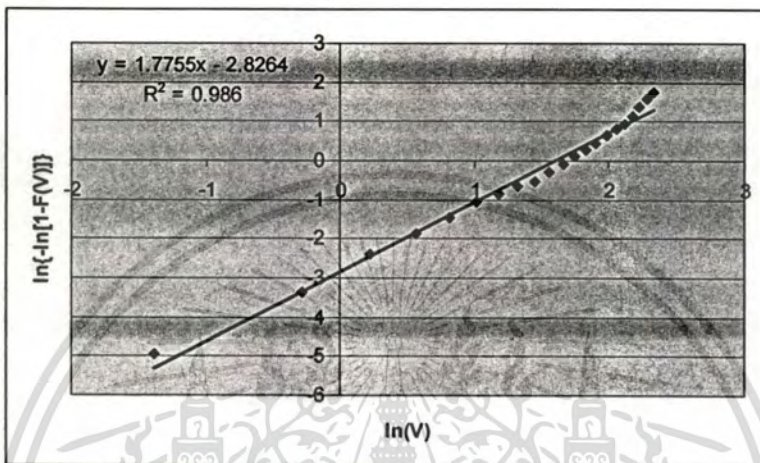


รูปที่ 2.10 Curve fitting การกระจายความถี่ความเร็วลม

แบ่งช่วงการกระจายความเร็วลมเป็น 1 m/s

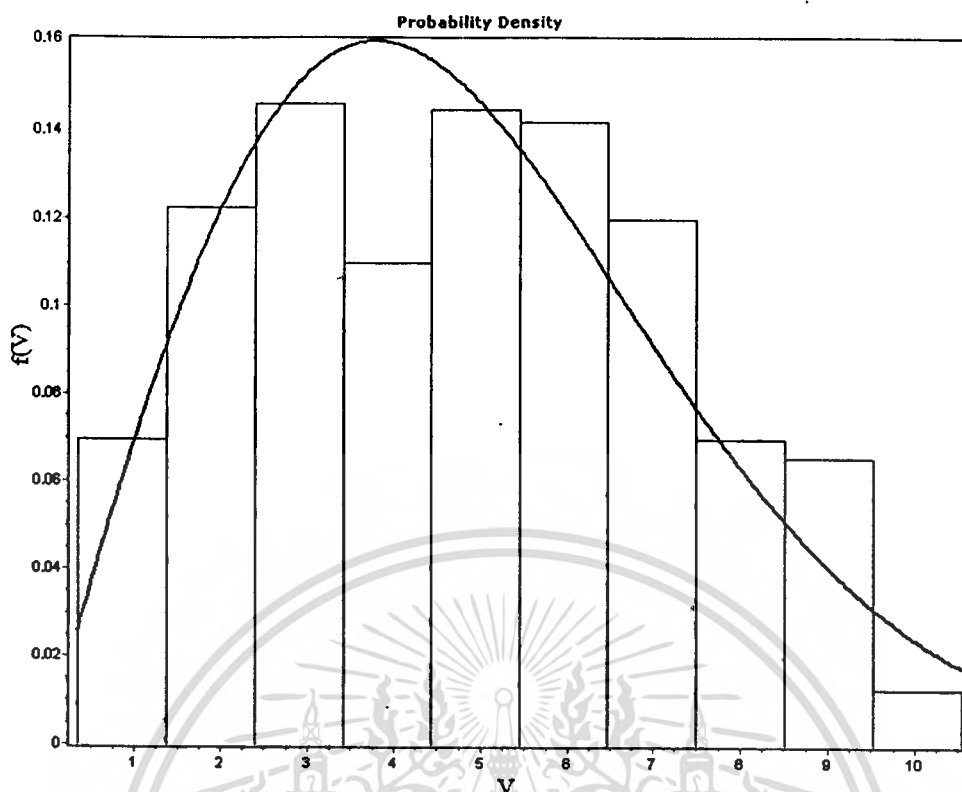
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากการ Fitting curve เพื่อหาค่า k และค่า c ที่ผ่านมาระบุว่าข้อมูลที่เรานำมาทำการ Fitting curve นั้นยังไม่ละเอียดจึงได้ปรับช่วงความเร็วลมในตารางการกระจายความถี่ความเร็วลมใหม่จาก 1 m/s เป็น 0.5 m/s แล้วนำข้อมูลมาทำการ Fitting curve ใหม่จะได้ค่า k เท่ากับ 1.7755 และค่า c เท่ากับ 4.9 m/s (รูปที่ 2.11) ดังนั้นจะเห็นได้ว่าถ้าแบ่งช่วงการกระจายความถี่ละเอียดขึ้น ความแม่นยำก็จะเพิ่มขึ้น



รูปที่ 2.11 Curve fitting การกระจายความถี่ความเร็วลม แบ่งช่วงการกระจายความเร็วลมเป็น 0.5 m/s

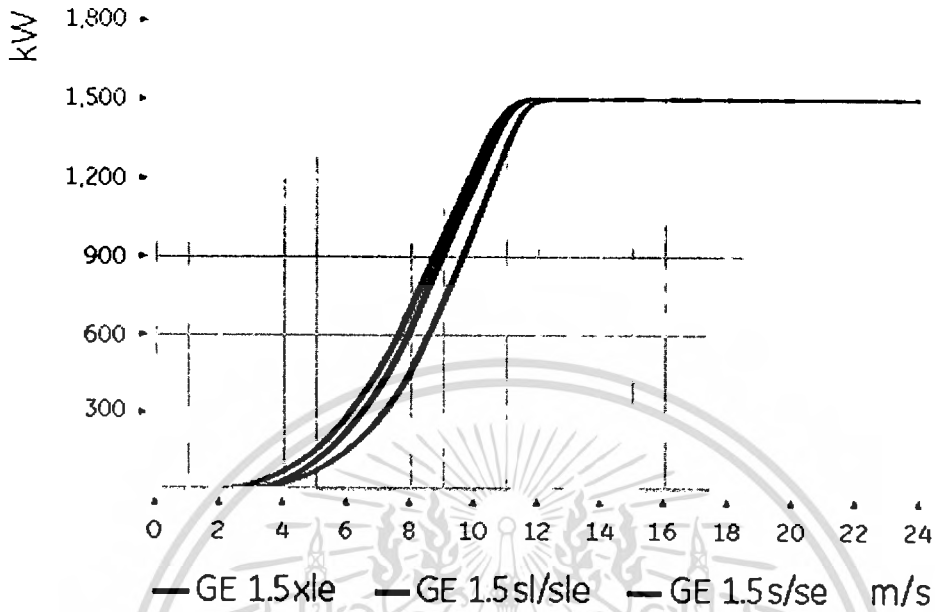
ถ้าเรานำข้อมูลมา Plot กราฟการกระจายความถี่ความเร็วลมโดยใช้วิธีการ Weibull distribution ของพื้นที่ตัวอย่างจะได้ดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 กราฟการกระจายความถี่ความเร็วลม โดยวิธีการ Weibull distribution

เมื่อเราได้ค่า k และค่า c แล้ว ในวิเคราะห์ข้อมูลความเร็วลมเพื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลม ค่าที่เราสนใจและต้องการที่จะทราบก็คือค่า พลังงานรวมทั้งหมดที่กังหันลมนั้นจะสามารถผลิตออกมาได้ (E_p) และค่า Capacity factor การผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันลม (C_p) ซึ่งสองค่านี้ตัวแปรที่เกี่ยวข้องนอกจากการกระจายของความเร็วลมที่ได้หามาข้างต้นแล้วสิ่งที่มีส่วนเกี่ยวข้องอีกอันหนึ่งก็คือกราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve) นั่นเอง ซึ่งในตัวอย่างการวิเคราะห์นี้จะอ้างอิง Power curve ตามรูปที่ 2.13

Power Curve



รูปที่ 2.13 กราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve)

ตามรูปข้างบนพิจารณาที่กราฟของ GE 1.5 xle (เส้นกราฟสีน้ำเงิน) ซึ่งมีข้อมูลของกังหันลมจากผู้ผลิตคือ

- Cut-in wind speed = 3.5 m/s
- Rate wind speed = 12.5 m/s
- Cut-out wind speed = 20 m/s
- Rate capacity = 1500 kW
- Velocity-power proportionality ≈ 2

เมื่อนำข้อมูลเหล่านี้มาคำนวณหาค่าพลังงานรวมทั้งหมดที่กังหันลมนั้นจะสามารถผลิตออกมาได้ (E_A) และค่า Capacity factor การผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันลม (C_F) ได้ดังนี้

จากสมการที่ (2.61), (2.63) และ (2.64) จะได้

$$E_A = \frac{P_R T c^n}{(V_2^n - V_1^n)} \int_{x_1}^{x_2} X^n e^{-X} dX - \frac{P_R T V_1^n}{(V_2^n - V_1^n)} [e^{-x_1} - e^{-x_2}]$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้ทางการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$E_B = TP_R(e^{-X_2} - e^{-X_3})$$

$$E_T = E_A + E_B$$

$$E_T = 118,587.02 \quad kWh$$

จากสมการที่ (2.65) จะได้

$$\begin{aligned} C_F &= \frac{E_T}{TP_R} \\ &= \frac{118,587.02}{720 \times 1,500} \\ &= 0.11 \end{aligned}$$

ในทางปฏิบัติแล้วการหาค่า Capacity factor การผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันลม (C_F) จะทำการหาจากข้อมูลตลอดทั้งปี เพื่อจะได้ค่าที่มีความถูกต้อง และมีความน่าเชื่อถือ รวมทั้งสามารถนำมาวิเคราะห์ประกอบการตัดสินใจในการลงทุนเพื่อที่จะติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในแต่ละสถานที่ต่อไป

บทที่ 3

เทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลม

3.1 ชนิดของกังหันลม

การจำแนกแบ่งชนิดของกังหันลมนั้นสามารถแบ่งออกเป็นได้หลายรูปแบบชนิดขึ้นอยู่กับมุมมองในการแบ่งประเภทเช่น แบ่งตามเทคโนโลยี, แบ่งตามชนิดเครื่องกำเนิดและการควบคุมกำลังไฟฟ้า และแบ่งตามการควบคุมใบพัดของกังหันลม ซึ่งจะแสดงรายละเอียดให้เห็นดังต่อไปนี้

3.1.1 การแบ่งชนิดกังหันลมตามเทคโนโลยี สามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ

3.1.1.1 กังหันลมแบบความเร็วคงที่ (Fixed-speed wind turbines)

กังหันลมชนิดนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเป็นชนิด Induction Generator (squirrel cage หรือ wound rotor) ต่อเข้ากับระบบโดยตรง โดยทั่วไปกังหันลมชนิดนี้จะออกแบบมาให้มีขดลวดอยู่สองชุดเพื่อทำงานที่ความเร็วลมต่ำ (ปกติออกแบบไว้ 8 poles) และที่ความเร็วปานกลางหรือความเร็วสูง (ปกติออกแบบไว้ 4-6 poles) ข้อดีของกังหันลมชนิดนี้ก็คือ ราคาถูก โครงสร้างและการควบคุมไม่ยุ่งยาก มีเสถียรภาพ แต่อย่างไรก็ตามก็จะมีข้อเสียก็คือไม่สามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือน (reactive power) ได้จะเป็นตัวดูดรับกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบ การเปลี่ยนแปลงความเร็วลมก็จะทำให้เกิดการแกว่งของกำลังทางกลที่จะไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาเกิดการแกว่งด้วย

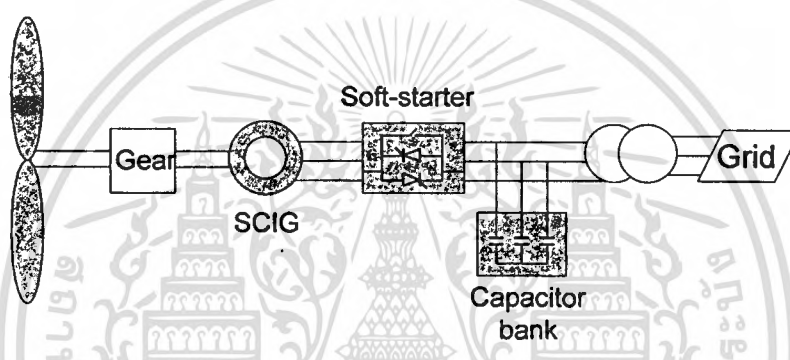
3.1.1.2 กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ (Variable-speed wind turbines)

กังหันลมชนิดนี้ถูกออกแบบมาเพื่อให้ทำงานได้ประสิทธิภาพสูงสุดในหลายช่วงความเร็วลมเปลี่ยนแปลง ดังนั้นข้อดีของกังหันลมชนิดนี้ก็คือทำงานได้หลายช่วงความเร็วเมื่อเทียบกับกังหันลมแบบความเร็วคงที่ แต่การควบคุมหรืออุปกรณ์ในการควบคุมทางไฟฟ้าจะยุ่งยากกว่า โดยทั่วไปแล้วกังหันชนิดนี้จะใช้ Induction Generator หรือ Synchronous Generator เชื่อมต่อเข้ากับระบบโดยผ่าน Power Converter

3.1.2 การแบ่งชนิดกักหน้ตามชนิดเครื่องกำเนิดและการควบคุมกำลังไฟฟ้า แบ่งออกได้เป็น 4 ประเภท คือ

3.1.2.1 ชนิด A ความเร็วคงที่

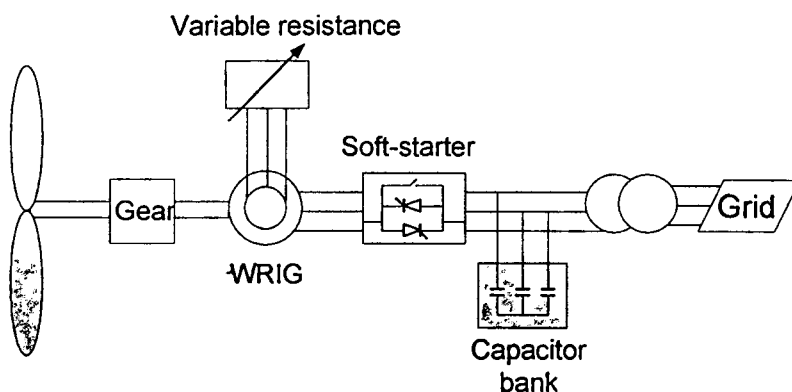
กักหน้ตามชนิดนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเป็น Asynchronous Squirrel-cage Induction Generator (SCIG) ต่อผ่านหม้อแปลงเข้ากับระบบโดยตรงมี Soft-Starter เป็นตัวรักษาไม่ให้เกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบ และจะมี Capacitor Bank ต่อร่วมอยู่ด้วยเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) เนื่องจากกักหน้ตามชนิดนี้จะดูดรับกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบ การเชื่อมต่อเข้ากับระบบได้แสดงให้เห็นดังรูปข้างล่าง



รูปที่ 3.1 องค์ประกอบกักหน้ตามชนิด A

3.1.2.2 ชนิด B ความเร็วไม่คงที่แบบออปติสลิป

กักหน้ตามชนิดนี้เครื่องกำเนิดจะเป็นชนิด Wound Rotor Induction Generator (WRIG) ซึ่งที่โรเตอร์จะมีตัวต้านทานปรับค่าได้หรือที่เรียกกันว่าออปติสลิป (OptiSlip) มี Capacitor Bank ต่อร่วมอยู่ด้วยเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) ให้กับระบบ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต่อเข้ากับระบบโดยตรงโดยมี Soft-Starter เป็นตัวรักษาไม่ให้เกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบ ลักษณะพิเศษของกักหน้ตามชนิดนี้คือสามารถปรับค่าความต้านทานโรเตอร์ได้ ซึ่งการปรับค่าความต้านทาน โรเตอร์นี้ก็เพื่อควบคุมสลลิปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยความปกติจะควบคุมให้ความเร็วอยู่ในช่วงสูงกว่าความเร็วซิงโครนัส 0-10 % การเชื่อมต่อเข้ากับระบบได้แสดงให้เห็นดังรูปข้างล่าง

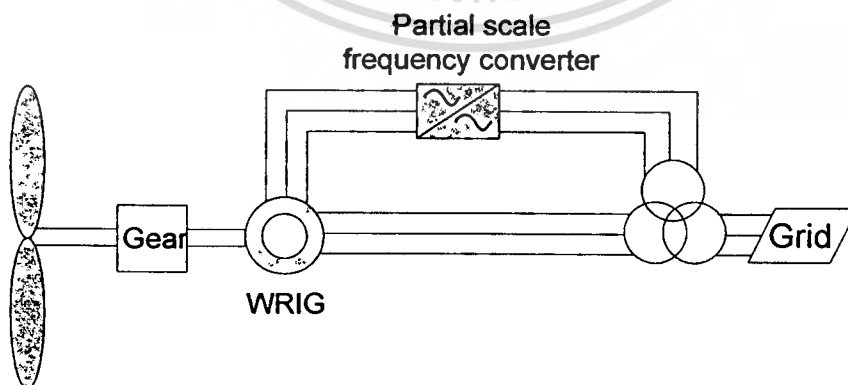


รูปที่ 3.2 องค์ประกอบกังหันลมชนิด B

3.1.2.3 ชนิด C ความเร็วไม่คงที่แบบดับลิเฟด

กังหันลมชนิดนี้เครื่องกำเนิดจะเป็นชนิด คับบลิเฟดอินดักชันเจนเนอเรเตอร์ (Doubly-Fed Induction Generator: DFIG) ได้รับความนิยมกันอย่างแพร่หลายในปัจจุบันเนื่องจากสามารถคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนได้อีกทั้งสามารถทำงานในช่วงที่มีความเร็วลมเปลี่ยนแปลง โครงสร้างของสเตเตอร์ของเครื่องกำเนิดจะเหมือนกันกับ SCIG แต่จะต่างกันว่าโรเตอร์ซึ่งจะเป็นชนิดควาล์ว โรเตอร์ต่อเชื่อมเข้ากับระบบไฟฟ้าโดยผ่านคอนเวอร์เตอร์ดังแสดงในรูปข้างล่าง หลักการทำงานก็จะมีลักษณะคล้ายกันกับ SCIG แต่จะสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าที่โรเตอร์ได้ โดยการใช้คอนเวอร์เตอร์ควบคุมกระแสที่ไหลเข้าโรเตอร์

กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านคอนเวอร์เตอร์นี้สามารถไหลได้สองทิศทางคือ ไหลจากระบบกำลังไฟฟ้าไปยังโรเตอร์หรือไหลจากโรเตอร์ไปยังระบบกำลังไฟฟ้าขึ้นอยู่กับความเร็วโรเตอร์ซึ่งโหมดการทำงานของ DFIG จะแสดงให้เห็นดังตาราง



รูปที่ 3.3 องค์ประกอบกังหันลมชนิด C

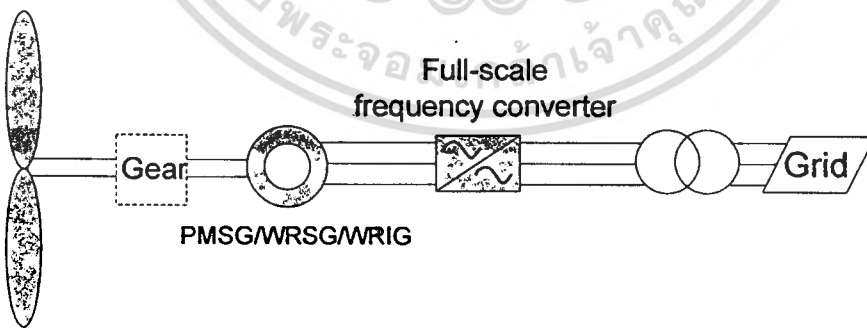
ตารางที่ 3.1 ทิศทางการไหลกำลังไฟฟ้าที่โรเตอร์และสเตเตอร์ของกังหันลมชนิด C

		motor operation (supplies mechanical torque)	generator operation (receives mechanical torque)
subsynchronous $n < n_s ; s > 0$	P_S	grid → stator	stator → grid
	P_R	rotor → grid (or dissipation)	grid → rotor
supersynchronous $n > n_s ; s < 0$	P_S	grid → stator	stator → grid
	P_R	grid → rotor	rotor → grid (or dissipation)

3.1.2.4 ชนิด D ความเร็วไม่คงที่ก่ำลังไฟฟ้าทั้งหมดผ่านคอนเวอร์เตอร์

กังหันลมชนิดนี้จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หลากหลายชนิดคือ Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG), Wound Rotor Synchronous Generator (WRSG) และ WRIG ซึ่งการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าไปยังระบบของกังหันลมชนิดนี้จะผ่านทางคอนเวอร์เตอร์ทั้งหมดจึงทำให้พิคคของคอนเวอร์เตอร์เท่ากับพิคคของเครื่องกำเนิดซึ่งจะเป็นข้อเสียของกังหันลมชนิดนี้ เนื่องจากราคาของคอนเวอร์เตอร์จะสูงขึ้นตามพิคคของกำลัง

กังหันลมชนิดนี้บางบริษัทผู้ผลิตจะไม่ใช้ชุดเกียร์แต่จะเพิ่มขนาดของโพลให้มากขึ้นทำให้ไม่ต้องใช้ความเร็วการหมุนมาก การเชื่อมต่อของกังหันลมเข้ากับระบบได้แสดงให้เห็นดังรูปข้างล่าง



รูปที่ 3.4 องค์ประกอบกังหันลมชนิด D

3.1.3 การแบ่งชนิดกังหันลมตามการควบคุมใบพัดของกังหันลม

3.1.3.1 การควบคุมกำลังแบบสตอล (Stall control)

การควบคุมแบบสตอล หรือการควบคุมแบบพาสซีฟ เป็นวิธีการควบคุมใบพัดของกังหันลมเป็นการยึดหรือตรึงไว้ด้วยเกลียวลงบนคุมโรเตอร์ (Hub) ที่มุมคงที่ ไม่สามารถหมุนหรือปรับองศาของใบพัดได้ ซึ่งเป็นวิธีที่ง่าย ไม่ซับซ้อน มีความแข็งแรงและราคาถูกเมื่อเทียบกับการควบคุมลักษณะอื่น

ข้อเสียของการควบคุมแบบสตอล คือ ประสิทธิภาพต่ำที่ความเร็วลมต่ำ ไม่มีสามารถช่วยเพิ่มแรงบิดในช่วงเริ่มต้นการหมุน ในปัจจุบันประมาณ 65% ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้ง ใช้วิธีการควบคุมกำลังแบบสตอล

3.1.3.2 การควบคุมกำลังแบบพิทช์ (Pitch control)

การควบคุมกำลังแบบพิทช์ เป็นวิธีการควบคุมใบพัดของกังหันลมสามารถหมุนปรับองศาได้ โดยใบพัดสามารถหมุนรอบแนวแกนนอนของตัวเองได้ เมื่อความเร็วลมเพิ่มขึ้น ใบพัดจะหมุนให้รับลมน้อยลง และจะหมุนกลับเมื่อความเร็วลมลดลง เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับความเร็วลมที่ต่างกัน ทำให้มีประสิทธิภาพในการควบคุมกำลังที่ดี สามารถช่วยเพิ่มแรงบิดในช่วงเริ่มการทำงาน และในกรณีที่ต้องการหยุดฉุกเฉิน

ข้อเสียของการควบคุมแบบพิทช์ คือ ต้องการระบบควบคุมที่มีประสิทธิภาพสูงในการหมุนปรับองศาของใบพัด ให้มีความเหมาะสมกับความเร็วลมต่างๆ และต้องมีระบบไฮดรอลิกส์หรือมอเตอร์ไฟฟ้าเพื่อปรับองศาของใบพัดอีกด้วย ในปัจจุบันประมาณ 35% ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้ง ใช้วิธีการควบคุมกำลังแบบพิทช์

ตารางที่ 3.2 การจำแนกชนิดของกังหันลม

Speed control		Power control		
		Stall	Pitch	Active stall
Fixed speed	Type A	Type A0 ✓	Type A1 ✓	Type A2 ✓
	Type B	Type B0 ✗	Type B1 ✓	Type B2 ✗
	Type C	Type C0 ✗	Type C1 ✓	Type C2 ✗
	Type D	Type D0 ✗	Type D1 ✓	Type D2 ✗
Remarks : ✓ เทคโนโลยีมีการนำไปใช้งานในปัจจุบัน ✗ เทคโนโลยีไม่มีการนำไปใช้งานในปัจจุบัน หรือ ไม่มีการผลิต				

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.1.3.3 การควบคุมกำลังแบบแอคทีฟสตอล (Active stall control)

การควบคุมกำลังแบบแอคทีฟสตอล เป็นการควบคุมที่ใช้การควบคุมกำลังแบบสตอล และแบบพิชร์่วมกัน คือเมื่อความเร็วลมต่ำจะใช้การควบคุมแบบพิช เพื่อช่วยเพิ่มแรงบิดในช่วงเริ่มทำงาน เมื่อความเร็วลมสูงขึ้นและอยู่ในช่วงพิคของการออกแบบของกังหันลมจะเปลี่ยนมาใช้การควบคุมแบบสตอล และในกรณีที่ถึงพิคกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะทำการหมุนใบพัดให้รับลมมากขึ้นและยังใช้การควบคุมแบบสตอล แทนที่จะปรับลดองศาของใบพัดเพื่อลดการรับลมและความเร็วของโรเตอร์ ส่งผลให้ได้กำลังผลิตไฟฟ้าที่สม่ำเสมอและมีประสิทธิภาพสูง

3.2 การเปรียบเทียบพิจารณาการสูญเสียของกังหันลม

ในหัวข้อนี้จะพิจารณาประสิทธิภาพของกังหันลมชนิดต่างๆ โดยพิจารณาถึงการสูญเสียของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมตามที่ได้กล่าวในหัวข้อที่ผ่านมาเพื่อจะได้เป็นแนวทางในการตัดสินใจในการเลือกติดตั้งกังหันลมให้เหมาะสม และเพื่อที่จะให้เห็นถึงการเปรียบเทียบอย่างชัดเจนจะให้แรงบิดที่เพลลาของกังหันของแต่ละชนิดเท่ากันและขนาดพิคของกังหันลมที่ใช้พิจารณาก็จะมีขนาดเท่ากันอีกด้วย คือ 2 MW. [4] ระบบเครื่องกำเนิดกำลังไฟฟ้ากังหันลมที่จะนำมาใช้เพื่อเปรียบเทียบหาการหาค่ากำลังการสูญเสียของกังหันลมจะประกอบด้วย

- FSIG 1 system : กังหันลมชนิดความเร็วคงที่ ติดตั้งเครื่องกำเนิดอินดักชันตัวเดียว
- FSIG 2 system : กังหันลมชนิดความเร็วคงที่ ติดตั้งเครื่องกำเนิดอินดักชันสองตัวหรือมีการปรับเปลี่ยนขั้วแม่เหล็กของเครื่องกำเนิดเพื่อให้ทำงานได้ในสองช่วงความเร็วลม
- VSIG system : กังหันลมชนิดความเร็วปรับเปลี่ยนได้เครื่องกำเนิดอินดักชัน การเชื่อมต่อเข้าระบบผ่านทางคอนเวอร์เตอร์ทั้งหมด
- DFIG system : กังหันลมชนิดความเร็วเปลี่ยนแปลงได้แบบดับบลิวเฟดอินดักชันเจนเนอเรเตอร์

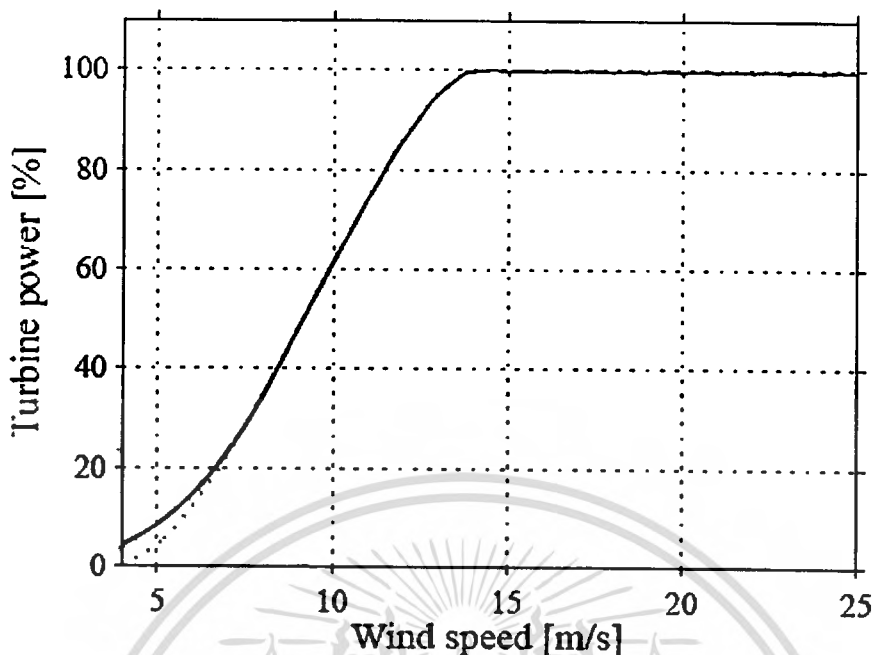
โดยที่กำลังการสูญเสียที่จะพิจารณาก็จะประกอบด้วย การสูญเสียกำลังทางกล, การสูญเสียของชุดเกียร์, การสูญเสียของเครื่องกำเนิด และการสูญเสียของคอนเวอร์เตอร์

3.2.1 การสูญเสียกำลังทางกล (Mechanical Losses)

ในรูปที่ 3.5 แสดงรูปกราฟการเปรียบเทียบให้เห็นกำลังของเครื่องกำเนิดชนิดทั้ง 4 ชนิดที่ความเร็วลมค่าต่างๆ ซึ่งเมื่อเราพิจารณารูปกราฟจะเห็นว่าเครื่องกำเนิดชนิดความเร็วคงที่จะดึงพลังงานลมได้ต่ำกว่าชนิดอื่นเมื่อความเร็วลมต่ำ ในขณะที่เครื่องกำเนิดชนิดอื่นๆจะดึงพลังงานลมได้พอกัน (Fixed speed = เส้นจุดไข่ปลา, Variable speed = เส้นทึบ)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.5 การสูญเสียทางกลของกังหันลม

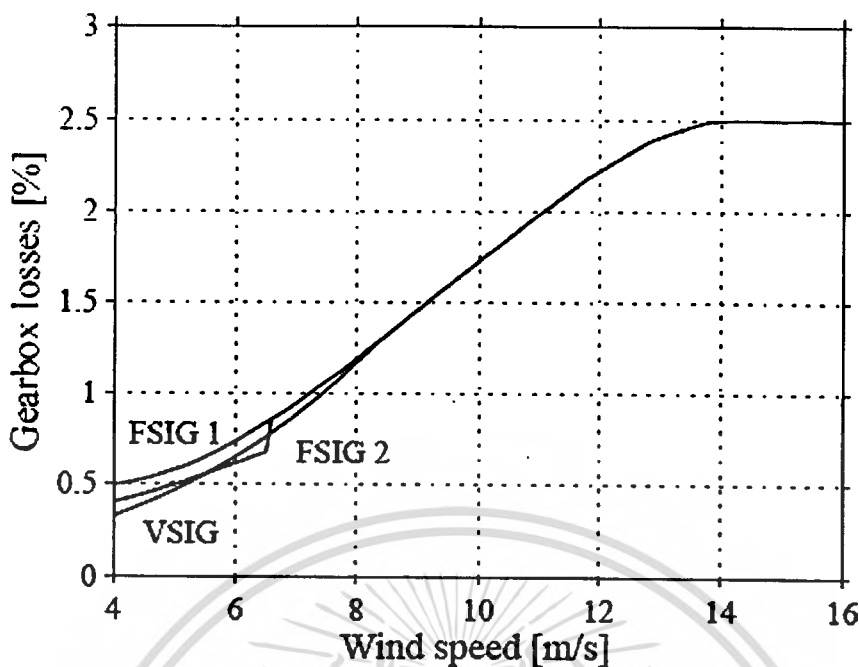
3.2.2 การสูญเสียที่ชุดเกียร์ (Gearbox Losses)

การคำนวณหาค่ากำลังการสูญเสียที่ชุดเกียร์ของกังหันลมสามารถหาได้จากสมการข้างล่างดังต่อไปนี้ [6]

$$P_{loss,GB} = \eta P_{low\ speed} + \xi P_{nom} \frac{\Omega_r}{\Omega_{r,nom}} \quad (3.1)$$

เมื่อ η = ค่าคงที่ของเฟืองเกียร์
 ξ = ค่าคงที่แรงเสียดทาน

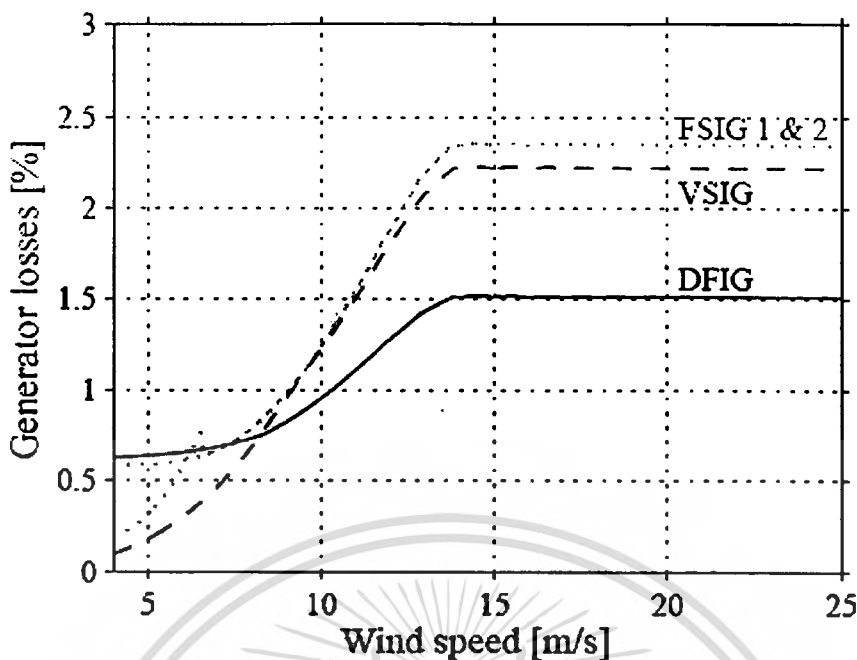
จาก [5] ค่าคงที่ของเฟืองเกียร์และค่าคงที่แรงเสียดทานของกังหันลมขนาดพิทช์ 2 MW. จะมีค่า $\eta = 0.02$ และ $\xi = 0.005$ ตามลำดับ ในรูปที่ 3.6 แสดงรูปภาพให้เห็นการสูญเสียกำลังที่ชุดเกียร์ของเครื่องกำเนิดกังหันลมชนิดต่างๆ



รูปที่ 3.6 การสูญเสียที่ชุดเกียร์

3.2.3 การสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Losses)

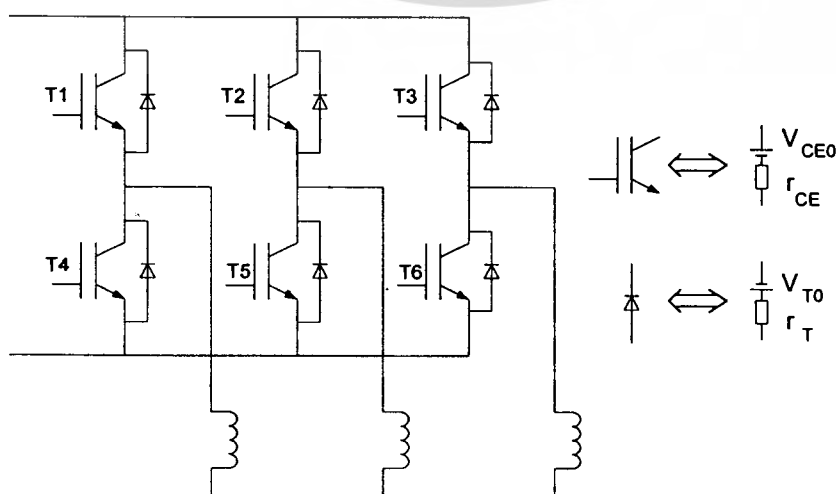
รูปที่ 3.7 เป็นกราฟแสดงให้เห็นการสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันลม ซึ่งจากรูปกราฟจะเห็นว่าที่ความเร็วลมสูงการสูญเสียก็จะสูงตามและค่าการสูญเสียก็จะมีค่าแตกต่างกัน ซึ่งเป็นผลมาจากชุดเกียร์ของเครื่องกำเนิดแต่ละชนิดที่แตกต่างกันส่งผลให้แรงบิดที่เพลลาของเครื่องกำเนิดต่างกันด้วยถึงแม้ว่าจะได้รับกำลังงานจากอินพุตเท่ากันและนอกจากนั้นในรูปจะเห็นว่าเครื่องกำเนิดชนิด DFIG จะมีค่าการสูญเสียต่ำกว่าชนิดอื่น ในขณะที่ถ้าความเร็วลมต่ำการสูญเสียของเครื่องกำเนิดชนิด DFIG จะมีค่าสูงกว่าชนิดอื่น สาเหตุเนื่องจากฟลักซ์ของเครื่องกำเนิดชนิด VSIG จะถูกปรับให้มีค่าที่เหมาะสมของแต่ละช่วงความเร็วลมตามการออกแบบและความเร็วของโรเตอร์ซึ่งก็คือฟลักซ์ของ VSIG จะมีค่าต่ำเมื่อความเร็วลมต่ำทำให้การสูญเสียของสนามแม่เหล็กลดลงแต่เครื่องกำเนิดชนิด DFIG ฟลักซ์ของเครื่องกำเนิดนั้นเกือบจะคงที่



รูปที่ 3.7 การสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3.2.4 การสูญเสียที่คอนเวอร์เตอร์ (Converter Losses)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่แรงดันและความถี่เปลี่ยนแปลงได้ ดังนั้นเครื่องกำเนิดจึงถูกต่อเข้ากับพัลส์วิดท์มอดูเลท (PWM) คอนเวอร์เตอร์เพื่อช่วยควบคุมแรงดันและความถี่ ซึ่งวงจรมูลค่าของคอนเวอร์เตอร์แสดงให้เห็นดังรูปที่ 3.8 ทรานซิสเตอร์ T1 ถึง T6 แต่ละตัวต่อคร่อมอยู่กับไดโอดในทิศทางตรงข้ามกันเพื่อป้องกันไม่ให้ทรานซิสเตอร์เสียหายเมื่อเกิดกระแสไหลย้อนกลับ โดย PWM จะเป็นตัวควบคุมการเปิดสวิตช์ (turn-on) และปิดสวิตช์ (turn off) ของทรานซิสเตอร์



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งยังขอสงวนสิทธิ์ในข้อมูลและตัวเลขอ้างอิงในเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 3.8 โค้ดแอมพลิจูดของวงจรมูลค่าคอนเวอร์เตอร์

การสูญเสียของคอนเวอร์เตอร์สามารถแยกออกได้เป็นสองส่วนคือ การสูญเสียจากการสวิตชิ่งและการสูญเสียจากกระแสที่ไหลผ่านตัวอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ การสูญเสียจากการสวิตชิ่งนั้นเกิดขึ้นจากการเปิดและปิดสวิตช์ของทรานซิสเตอร์ ส่วนการสูญเสียที่ไดโอดส่วนใหญ่จะเกิดขึ้นจากการปิดสวิตช์ของทรานซิสเตอร์จะทำให้กระแสไหลย้อนกลับผ่านไดโอดซึ่งการสูญเสียจากการสวิตชิ่งของไดโอดและทรานซิสเตอร์สามารถดูได้จากข้อมูลของบริษัทผู้ผลิต เราสามารถจำลองทรานซิสเตอร์และไดโอดเป็นแหล่งจ่ายไฟคงที่ V_{CE0} และ V_{T0} คำนวณรวมอยู่กับตัวต้านทาน r_{CE} และ r_T ดังที่เห็นในรูป 3.8

การสูญเสียจากกระแสที่ไหลผ่านทรานซิสเตอร์และไดโอดสามารถหาได้จากสมการ คือ

$$P_{c,T} = \frac{V_{CE0} I_{rms} \sqrt{2}}{\pi} + \frac{I_{rms} V_{CE0} m_i \cos(\phi)}{\sqrt{6}} + \frac{r_{CE} I_{rms}^2}{2} + \frac{r_{CE} I_{rms}^2 m_i}{\sqrt{3} \cos(\phi) 6\pi} - \frac{4r_{CE} I_{rms}^2 m_i \cos(\phi)}{45\pi\sqrt{3}} \quad (3.2)$$

$$P_{c,D} = \frac{V_{T0} I_{rms} \sqrt{2}}{\pi} + \frac{I_{rms} V_{T0} m_i \cos(\phi)}{\sqrt{6}} + \frac{r_T I_{rms}^2}{2} + \frac{r_T I_{rms}^2 m_i}{\sqrt{3} \cos(\phi) 6\pi} - \frac{4r_T I_{rms}^2 m_i \cos(\phi)}{45\pi\sqrt{3}} \quad (3.3)$$

เมื่อ I_{rms} = ค่ากระแสประสิทธิผลของเครื่องกำเนิด
 m_i = ค่าดัชนีการมอดดูเลท
 ϕ = ค่ามุมค่าระหว่างกระแสกับแรงดันของเครื่องกำเนิด

ส่วนค่าการสูญเสียจากการสวิตชิ่งของทรานซิสเตอร์และการสูญเสียของไดโอดสามารถหาได้จากสมการ คือ

$$P_{s,T} = (E_{on} + E_{off}) \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \frac{I_{rms}}{I_{C,nom}} f_{sw} \quad (3.4)$$

$$P_{s,D} = E_{rr} \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \frac{I_{rms}}{I_{C,nom}} f_{sw} \quad (3.5)$$

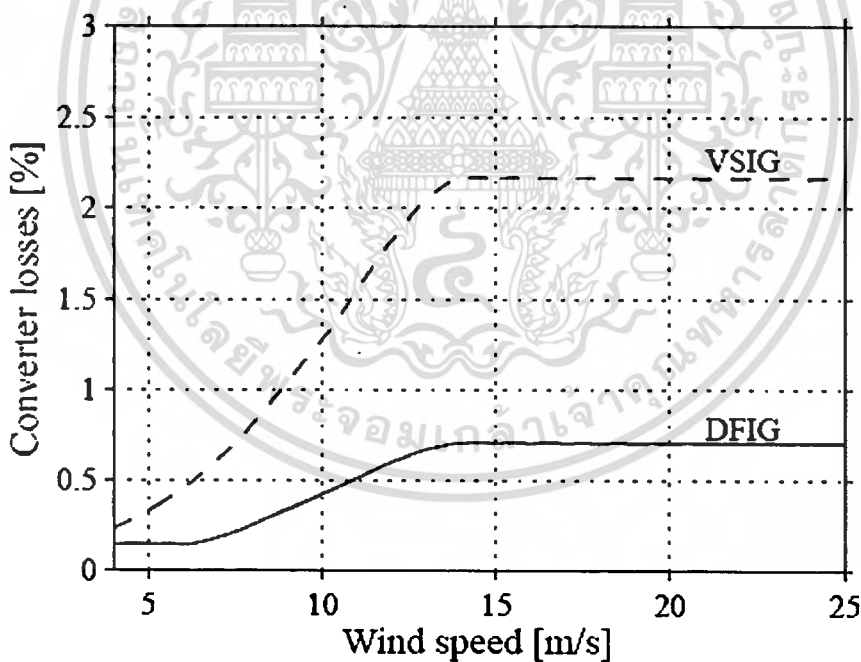
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อ	E_{on}	คือค่าพลังงานสูญเสียจากการเปิดสวิตช์ของทรานซิสเตอร์
	E_{off}	คือค่าพลังงานสูญเสียจากการปิดสวิตช์ของทรานซิสเตอร์
	E_r	คือค่าพลังงานการสูญเสียจากกระแสที่ไหลย้อนกลับผ่านไดโอด
	F_{sw}	คือความถี่สวิตช์

จากสมการที่ (3.2),(3.3),(3.4) และ (3.5) สามารถหาค่าการสูญเสียรวมที่ทรานซิสเตอร์และไดโอดของคอนเวอร์เตอร์ได้ตามสมการดังนี้

$$P_{loss} = 3(P_{c,T} + P_{c,D} + P_{s,T} + P_{s,D}) \quad (3.6)$$

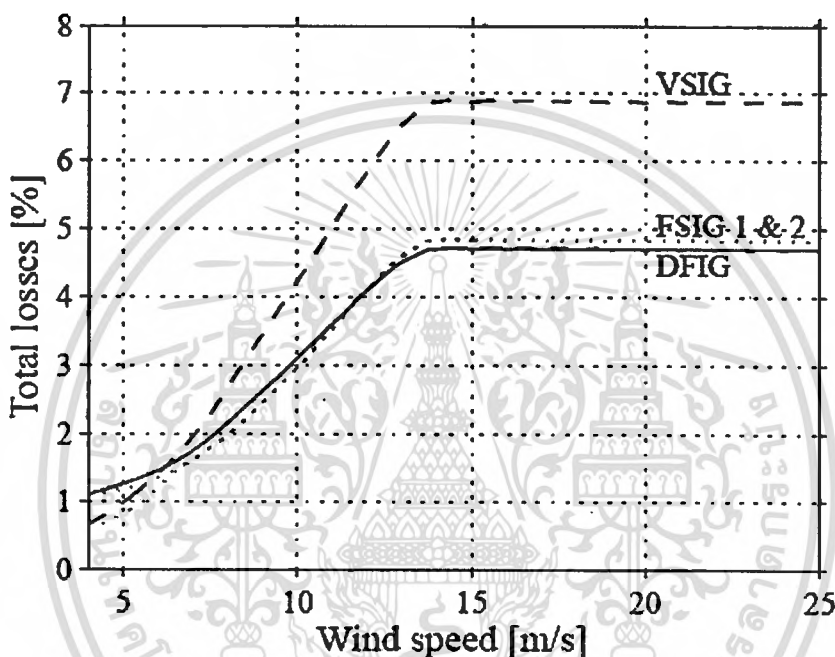
รูปที่ 3.9 แสดงให้เห็นการสูญเสียรวมของคอนเวอร์เตอร์ซึ่งจะเห็นได้ว่าเครื่องกำเนิดชนิด DFIG นั้นการสูญเสียของคอนเวอร์เตอร์จะต่ำกว่าเครื่องกำเนิดชนิด VSIG เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผ่านคอนเวอร์เตอร์ของ DFIG จะมีค่าประมาณ 30% ของกำลังไฟฟ้าทั้งหมดของเครื่องกำเนิด ส่วนกำลังไฟฟ้าที่ผ่านคอนเวอร์เตอร์ของ VSIG จะมีค่า 100% ของกำลังไฟฟ้าเครื่องกำเนิด



รูปที่ 3.9 การสูญเสียที่คอนเวอร์เตอร์

3.2.5 การสูญเสียรวม (Total Losses)

การสูญเสียรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันลม (การสูญเสียกำลังทางกล, การสูญเสียที่ชุดเกียร์, การสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และการสูญเสียที่คอนเวอร์เตอร์) ได้แสดงให้เห็นในรูปที่ 3.10 ซึ่งจากรูปจะเห็นว่าเครื่องกำเนิดชนิด DFIG และเครื่องกำเนิดชนิด FSIG จะมีค่าสูญเสียใกล้เคียงกันในขณะที่เครื่องกำเนิดชนิด VSIG จะมีค่าการสูญเสียสูงกว่าเครื่องกำเนิดทั้งสองชนิดนี้ค่อนข้างมากเนื่องจากเครื่องกำเนิดชนิด VSIG นั้นจะมีการสูญเสียที่คอนเวอร์เตอร์สูง

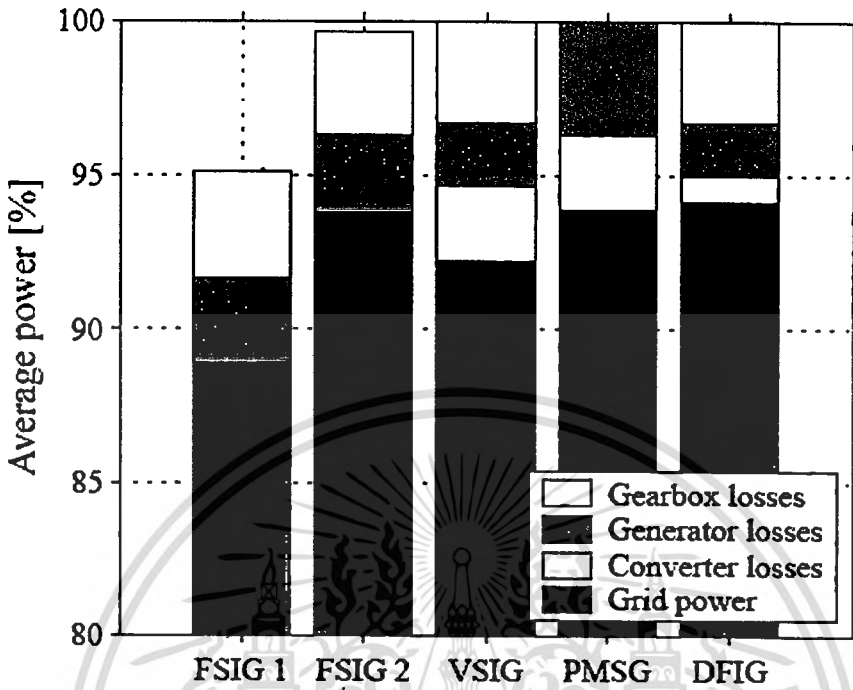


รูปที่ 3.10 การสูญเสียรวมทั้งหมด

3.3 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพการผลิตกำลังงานไฟฟ้าของกังหันลม

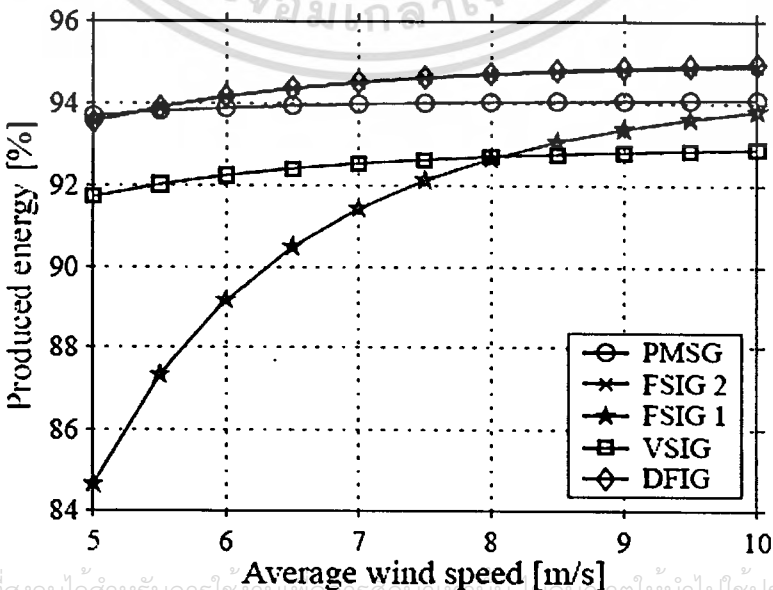
เนื่องจากกังหันลมนั้นมีหลายชนิดและในแต่ละชนิดก็จะมี การควบคุมและคุณลักษณะแตกต่างกันออกไป ดังนั้นเพื่อให้เห็นถึงลักษณะสมบัติถึงการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมแต่ละชนิดในหัวข้อนี้จึงได้พิจารณาเปรียบเทียบการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมโดยพิจารณาถึงกำลังไฟฟ้าที่กังหันลมแต่ละชนิดผลิตออกมาได้และการสูญเสียต่างๆของกังหันลมแต่ละชนิดว่ามีความแตกต่างกันอย่างไร ในรูปที่ 3.11 ได้แสดงให้เห็นรูปกราฟแผนภูมิเปรียบเทียบการผลิตกำลังไฟฟ้าและการสูญเสียของกังหันลมชนิดต่างๆ ทั้ง FISG 1 และ 2, VSIG, Permanent Magnet Synchronous Generator : PMSG [4] และ DFIG โดยในการพิจารณากังหันลมทุกชนิดที่กล่าวมาได้รับกำลังงานอินพุตเท่ากันที่ความเร็วลม 6 m/s ซึ่งจากรูป FISG 1 กำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมดจะน้อยกว่ากรณีใดก็ตาม อีกทั้งยังมีให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มีค่าประมาณ 90 % ซึ่งต่ำกว่าชนิดอื่นเนื่องจากการสูญเสียกำลังงานทางกลมากในช่วงความเร็วลมต่ำ



รูปที่ 3.11 การผลิตกำลังไฟฟ้าและการสูญเสียของกังหันลมชนิดต่างๆ

รูปที่ 3.12 แสดงให้เห็นการผลิตพลังงานของกังหันลมทั้ง 5 ชนิด ในช่วงความเร็วลม 5-10 m/s ซึ่งจากรูปจะเห็นว่าที่ความเร็วลมเพิ่มขึ้น FSIG 1 ก็จะมีประสิทธิภาพสูงขึ้นซึ่งสอดคล้องตามการสูญเสียกำลังทางกลของกังหันลมดังกล่าวในหัวข้อการสูญเสียกำลังทางกลที่ผ่านมา



รูปที่ 3.12 การผลิตพลังงานของกังหันลมชนิดต่างๆ ในช่วงความเร็วลม 5-10 m/s

จากการศึกษาที่ผ่านมามองเห็นว่ากัณฑ์ลมนที่มีประสิทธิภาพสูงจะเป็นชนิด DFIG และ FSIG 2 แต่ชนิด FSIG 2 นั้นจะไม่สามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนได้แต่ DFIG นั้นสามารถทำได้ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จะศึกษาโมเดลของ DFIG เพื่อใช้ในการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งกัณฑ์ลมเข้ากับระบบไฟฟ้าในบทต่อไป



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

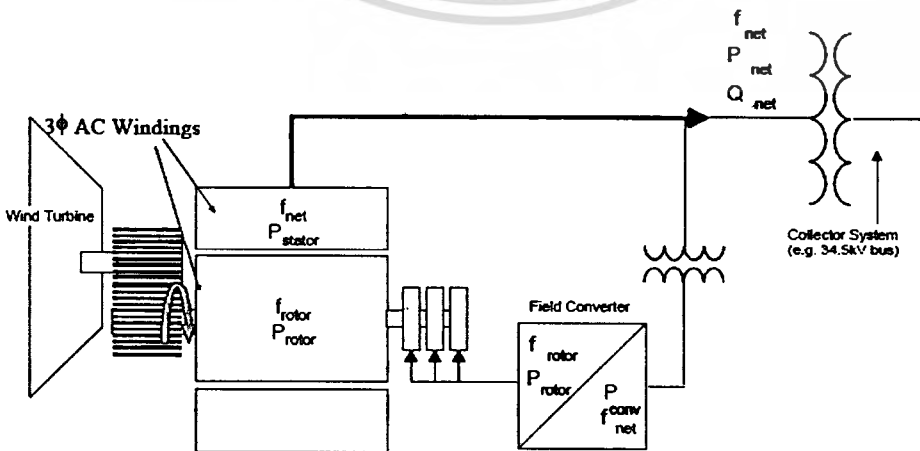
แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลม ชนิดดับเบิลฟีดอินดักชัน (DFIG)

จากการศึกษาเทคโนโลยีของกังหันลมและการเปรียบเทียบคุณลักษณะต่างๆของกังหันลมในบทที่ผ่านมาจะเห็นว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมที่มีประสิทธิภาพดีกว่าชนิดอื่นคือ DFIG ซึ่งในบทนี้จะพิจารณาถึงแบบจำลองของกังหันลมชนิดนี้โดยจะประกอบด้วยส่วนต่างๆหลายส่วนดังต่อไปนี้

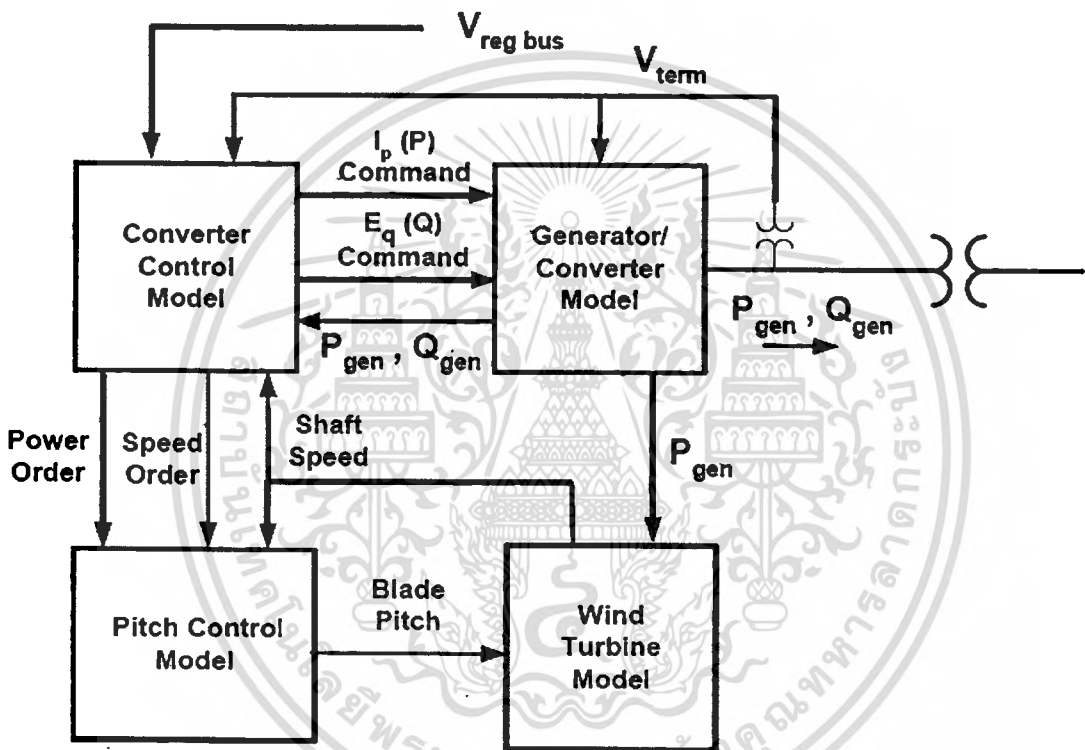
4.1 แบบจำลองทางไดนามิกของกังหันลมชนิด DFIG

เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมชนิด DFIG จะใช้ขั้วลวดโรเตอร์อินดักชันเงินเนอเรเตอร์เป็นตัวกำเนิดกำลังงานไฟฟ้า โดยที่สเตเตอร์ต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าโดยตรงส่วนโรเตอร์นั้นต่ออยู่กับ AC-DC-AC คอนเวอร์เตอร์หรือที่เรียกอีกอย่างว่า Back to Back คอนเวอร์เตอร์ ซึ่งคอนเวอร์เตอร์สามารถที่จะต่อระหว่างโรเตอร์กับระบบไฟฟ้าโดยผ่านหม้อแปลงแยกอิสระตามที่แสดงให้เห็นในรูป 4.1 หรือต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าโดยใช้หม้อแปลงตัวเดียว 3 ขดลวดร่วมกับสเตเตอร์ก็ได้ดังในรูปที่ 3.3

ขดลวดสเตเตอร์และขดลวดโรเตอร์ของ DFIG จะเปรียบเหมือนขดลวดปฐมภูมิและขดลวดทุติยภูมิของหม้อแปลง ซึ่งการหมุนของโรเตอร์จะทำให้เกิดความถี่ที่โรเตอร์ส่วนความถี่ที่สเตเตอร์จะเท่ากับความถี่ของระบบไฟฟ้า (50 หรือ 60 Hz) ผลต่างระหว่างความถี่ที่โรเตอร์และสเตเตอร์นี้เรียกว่า ความถี่สลิป (Slip frequency)



คอนเวอร์เตอร์ที่ต่อระหว่างโรเตอร์กับระบบไฟฟ้าจะเป็นตัวควบคุมความถี่ของโรเตอร์กับระบบไฟฟ้าซึ่งจะทำให้สามารถควบคุมความเร็วของโรเตอร์ได้ในช่วงความเร็วที่กว้าง ในขณะที่ความเร็วโรเตอร์สูงกว่าความเร็วซิงโครนัสกำลังไฟฟ้าที่โรเตอร์จะจ่ายเข้าไปยังระบบไฟฟ้าผ่านคอนเวอร์เตอร์ซึ่งจะควบคุมให้มีความถี่เท่ากับ 50 Hz หรือ 60 Hz ตามความถี่ของระบบ นอกจากนี้ยังสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DFIG ได้โดยการควบคุมกระแสที่โรเตอร์ซึ่งจะทำให้ DFIG สามารถที่จะควบคุมแรงดันได้เหมือนกับเครื่องกำเนิดซิงโครนัสแต่มีข้อดีกว่าคือสามารถตอบสนองความเร็วได้ในช่วงที่กว้างกว่าเครื่องกำเนิดซิงโครนัส



รูปที่ 4.2 ไคอะแกรมการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมชนิด DFIG

รูปไคอะแกรมการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมชนิด DFIG ได้แสดงให้เห็นในรูปที่ 4.2 ซึ่งส่วนหลักๆก็จะประกอบด้วย

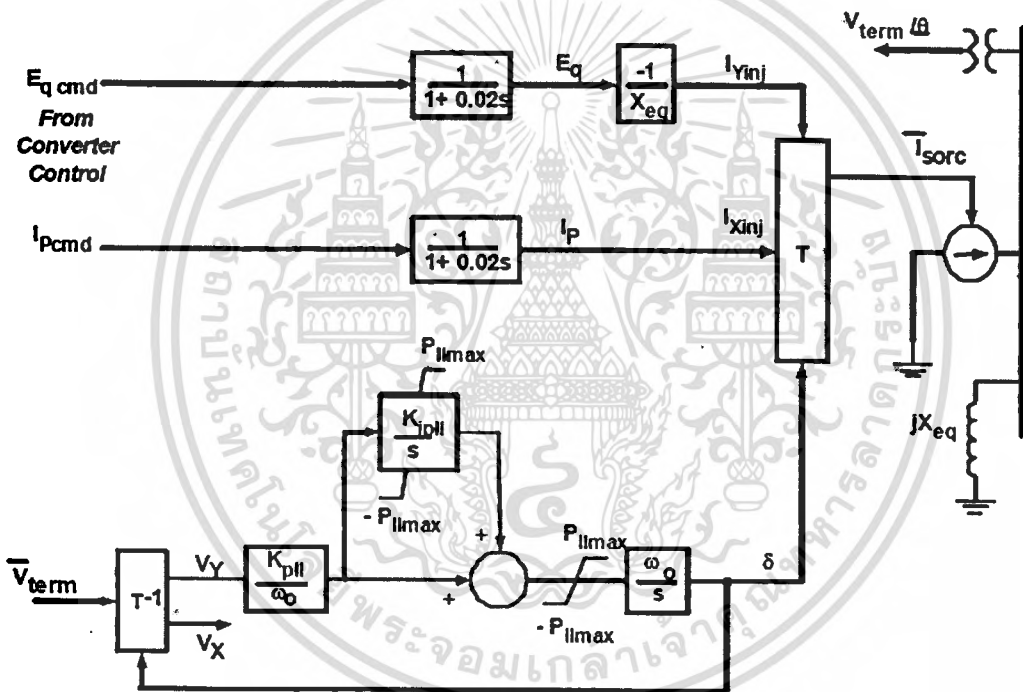
- แบบจำลองควบคุมเงินเนอเรเตอร์
- แบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์
- แบบจำลองการควบคุมการปรับมุมใบพัดของกังหันลม
- แบบจำลองการควบคุมการแปรรูปพลังงานทางกล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ซึ่งรายละเอียดของแต่ละบล็อกโคออร์ดิเนชันการควบคุมทางไดนามิกส์ของเครื่องกำเนิดกังหันลมชนิดดับลิเฟอินคักชั้นแต่ละส่วนจะได้อธิบายต่อไป

4.1.1 แบบจำลองควบคุมเงินเนอเรเตอร์

แบบจำลองควบคุมเงินเนอเรเตอร์ จะทำหน้าที่จ่ายกระแสไฟฟ้าทั้งส่วนจริงและส่วนจินตภาพเข้าไปยังระบบ โดยได้รับสัญญาณอินพุตควบคุมจากแบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์ และรับค่าแรงดันจากระบบเข้ามายังคอนเวอร์เตอร์เฟสล็อกคูล (Phase-Lock Loop: PLL) เพื่อที่จะควบคุมให้เฟสของกระแสที่โรเตอร์ให้ตรงกัน (Synchronize) กับที่สเตเตอร์ รูปโคออร์ดิเนชันการควบคุมของแบบจำลองควบคุมเงินเนอเรเตอร์ได้แสดงให้เห็นดังรูปข้างล่าง

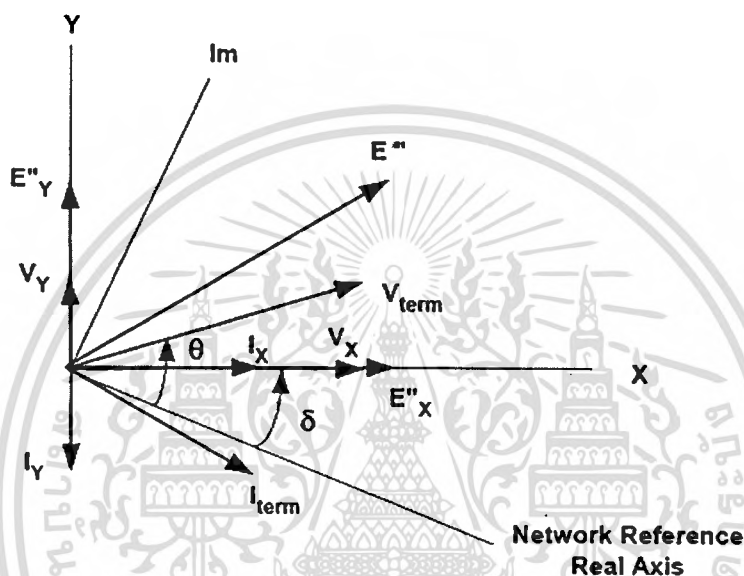


รูปที่ 4.3 โคออร์ดิเนชันการควบคุมเครื่องกำเนิดกังหันลม

ตารางที่ 4.1 พารามิเตอร์ของบล็อกควบคุมเครื่องกำเนิดของกังหันลม

Name	Value	Description
Xeq		Generator equivalent reactance, pu on generator MVA base
Kpll		PLL gain, rad/s pu V
Kipll		PLL integral gain
Pllmx		PLL max limit, pu system frequency

คอนเวอร์เตอร์เฟสล็อกคูลจะมีผลในการสร้างแกนอ้างอิงของแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดขึ้นดังที่เห็นแกน X และ Y ในรูปที่ 4.4 ในขณะที่สถานะคงตัว (Steady-state) แกน X จะมีทิศทางเดียวกับเวกเตอร์แรงดันของระบบ (V_{term}) ซึ่งทำให้ $\delta = \theta$ แต่ในสถานะไคนามิกส์เมื่อมีสิ่งรบกวนเกิดขึ้นที่ระบบจะทำให้ δ มีการเปลี่ยนแปลงแต่การเปลี่ยนแปลงก็จะถูกจำกัดโดยคอนเวอร์เตอร์เฟสล็อกคูล เวกเตอร์ไดอะแกรมของคอนเวอร์เตอร์เฟสล็อกคูลได้แสดงให้เห็นในรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 เฟสเซอร์ไดอะแกรมของเฟสล็อกคูลเครื่องกำเนิดกังหันลม

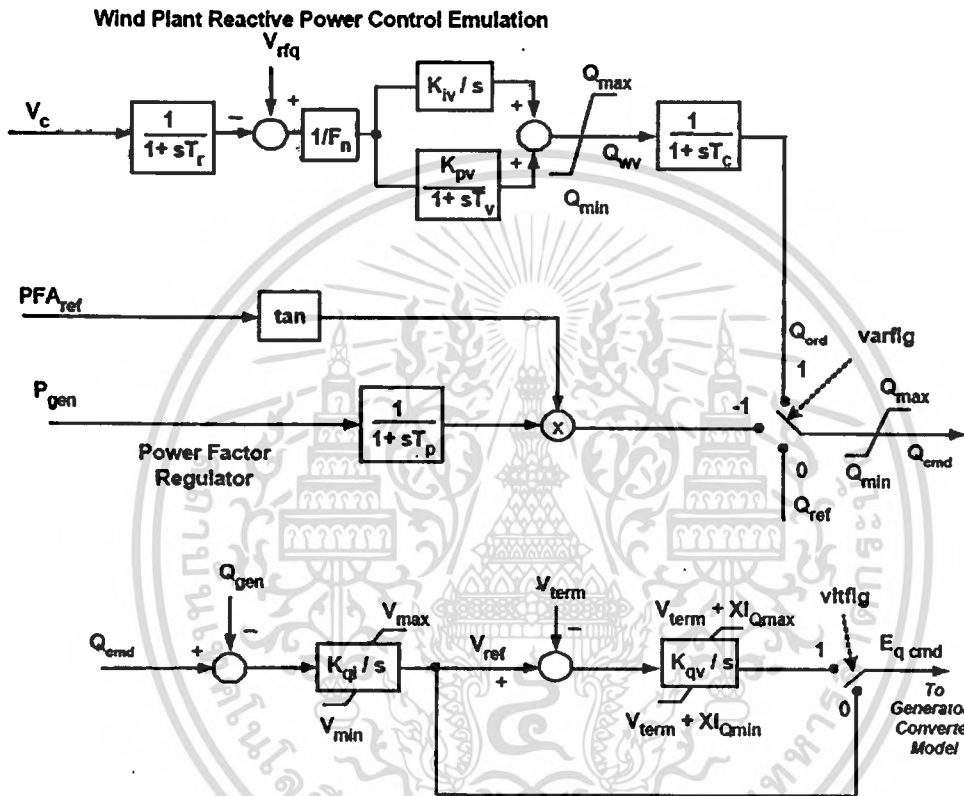
4.1.2 แบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์

แบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์ จะส่งสัญญาณควบคุมไปยัง แบบจำลองควบคุมเงินเนอเรเตอร์ซึ่งจะประกอบไปด้วย 2 ส่วนคือ Reactive Power Control Model และ Active Power Control Model โดยที่ Reactive Power Control Model นั้นยังสามารถที่จะเลือกโหมดการทำงานได้ด้วยว่าจะเลือกการควบคุมแรงดันหรือการควบคุมเพาเวอร์แฟคเตอร์

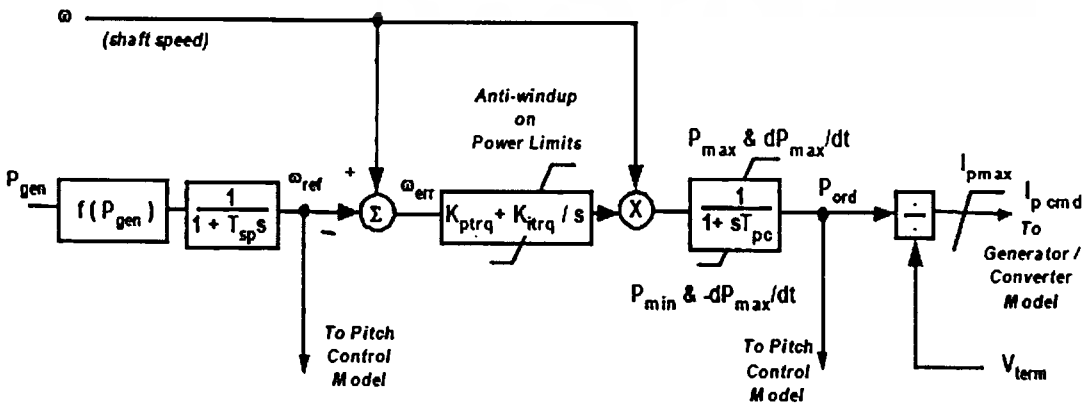
รูปที่ 4.5 แสดงบล็อกไดอะแกรมการควบคุม Reactive Power Control โดยมีสวิตช์ `varflg` เป็นตัวเลือกโหมดการควบคุมคือ โหมด 0 คือการควบคุมโดยกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนคงที่ โหมด 1 คือการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนโดยการควบคุมแรงดัน และโหมด -1 คือการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนโดยการควบคุมเพาเวอร์แฟคเตอร์ แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะศึกษาเฉพาะการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยการควบคุมแรงดันและการควบคุมเพาเวอร์แฟคเตอร์เท่านั้น

รูปที่ 4.6 แสดงบล็อกไดอะแกรมการควบคุม Active Power Control โดยมีอินพุตคือ กำลังไฟฟ้าของกังหันลมและความเร็วของกังหันลมหรือความเร็วที่โรเตอร์ก็ได้แล้วแต่การ

ควบคุม ค่ากำลังไฟฟ้าของกังหันลมจะนำมาใช้หาค่าความเร็วอ้างอิงเพื่อนำไปเปรียบเทียบกับความเร็วกังหันลมหรือความเร็วที่โรเตอร์เพื่อให้ได้ค่าความเร็วคลาดเคลื่อนแล้วส่งค่านี้ต่อไปยังส่วนควบคุมแรงบิดและจากนั้นเมื่อส่วนควบคุมแรงบิดหาค่าแรงบิดออกมาได้ก็จะนำค่านี้ไปคูณกับความเร็วของกังหันลมหรือความเร็วของ โรเตอร์เพื่อให้ได้ค่ากำลังไฟฟ้าออกมานั้นค่ากำลังไฟฟ้านี้ก็จะถูกหารด้วยแรงดันเพื่อที่จะได้ค่ากระแสจ่ายเข้ากับโรเตอร์เพื่อควบคุมกำลังไฟฟ้าส่วนจริงของกังหันลม



รูปที่ 4.5 โค้ดแกรมบล็อกควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของกังหันลม



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น รูปที่ 4.6 โค้ดแกรมบล็อกควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของกังหันลม ทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.2 พารามิเตอร์ของบล็อกควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนและกำลังไฟฟ้าจริง

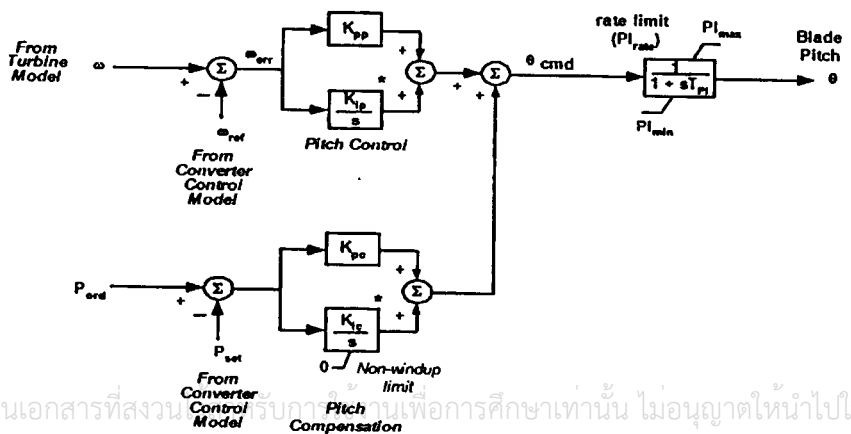
Name	Value	Description
MW cap		Rated MW capability
regbus		bus number for voltage regulation by Wind Plant reactive power control emulator
tobus		bus number for far end of branch for compensation current measurement
ckt		circuit ID of branch for compensation current measurement
Tsp		Speed reference time constant, sec.
varflg		0 – constant Q control; 1 – use Wind Plant reactive power control emulator; -1 – constant power factor control
vltflg		1 – use closed loop terminal voltage control.
Kptrq		Torque control proportional gain, pu T / pu speed
Kitrq		Torque control integral gain, pu T / (pu speed – sec)
Tpc		Torque control time constant, sec.
Pmax		Maximum power, pu of WTG rated power
Pmin		Minimum power, pu of WTG rated power
dPmax/dt		Power change rate limit, pu power/sec.
Ipmax		Maximum active current order, pu of rated current
Wpmin		Shaft Speed at Pmin, pu
Wp20		Shaft speed at 20 % rated power, pu
Wp40		Shaft speed at 40 % rated power, pu
Wp60		Shaft speed at 60 % rated power, pu
Pwp100		Minimum power for operating at Wp100 speed, pu
Wp100		Shaft speed at rated power, pu
Kqi		Reactive control gain, pu V / pu Q
Kqv		Terminal voltage control gain, pu V / pu V
Qmax		Maximum reactive power limit, pu
Qmin		Minimum reactive power limit, pu
Vmax		Maximum voltage limit, pu
Vmin		Minimum voltage limit, pu

ตารางที่ 4.2 พารามิเตอร์ของบล็อกควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนและกำลังไฟฟ้าจริง (ต่อ)

XIQmax		Terminal voltage regulator maximum limit, pu
XIQmin		Terminal voltage regulator minimum limit, pu
Tp		Power factor control filter time constant, sec.
Wind Plant Reactive Power Control Emulator:		
Xc		Compensating reactance for voltage control
Tr		Voltage transducer time constant, sec.
Fn		Fraction of WTG in Wind Plant that are on-line
Kiv		Integral gain, pu Q / (pu V - sec)
Kpv		Proportional gain, pu Q / pu V
Tv		Proportional path time constant, sec.
Tc		Communication lag, sec.

4.1.3 แบบจำลองการควบคุมการปรับมุมใบพัดของกังหันลม

แบบจำลองการควบคุมการปรับมุมใบพัด ของกังหันลมจะทำหน้าที่ปรับมุมใบพัดของกังหัน โดยรับสัญญาณอินพุตความเร็วโรเตอร์จาก แบบจำลองการควบคุมการแปรรูปพลังงานทางกล, กำลังไฟฟ้าจาก แบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์, ค่าความเร็วอ้างอิงจาก แบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์ และค่ากำลังไฟฟ้า Set Point จาก แบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์ ชุดควบคุมพิทช์จะควบคุมความเร็วของใบพัดให้ได้ความเร็วสูงสุดโดยนำค่าความเร็วโรเตอร์มาเปรียบเทียบกับความเร็วอ้างอิงจะได้ค่าความเร็วคลาดเคลื่อนเข้าไปเป็นอินพุตให้กับชุดควบคุมแบบ PI แล้วนำค่าเอาต์พุตที่ได้บวกกับค่ามุมพิทช์ชดเชยที่ได้มาจากการเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์ และค่ากำลังไฟฟ้า Set Point ที่ผ่านชุดควบคุมแบบ PI ก็จะได้ค่ามุมพิทช์ของกังหันลมส่งไปยัง Aerodynamic Model ของ แบบจำลองการควบคุมการแปรรูปพลังงานทางกล



ตารางที่ 4.3 พารามิเตอร์ของบล็อกควบคุมการปรับมุมใบพัดของกังหันลม

Name	Default Value	Description
Kpp		Pitch control proportional gain, deg. / pu speed
Kip		Pitch control integral gain, deg. / (pu speed-sec.)
Kpc		Pitch compensator proportional gain, deg / pu P
Kic		Pitch compensator integral gain, deg / (pu P-sec.)
PImax		Maximum pitch angle, deg.
PImin		Minimum pitch angle, deg.
PIrate		Pitch rate limit, deg. / sec.
T_{PI}		Blade response time constant, sec.
Pset	1	Power set point, pu

4.1.4 แบบจำลองการควบคุมการแปรรูปพลังงานทางกล

แบบจำลองการควบคุมการแปรรูปพลังงานทางกล จะมีโมเดลการหมุนของกังหันลมอยู่ 2 ชนิดคือ Single Mass Model และ Two Mass Model ดังแสดงในรูปที่ 4.8 และ 4.9 ตามลำดับ ทำหน้าที่คำนวณความเร็วที่เพลลาของกังหันลมและความเร็วของโรเตอร์โดยรับค่าป้อนกลับมุมของใบพัดจาก แบบจำลองการควบคุมการปรับมุมใบพัด และกำลังไฟฟ้าจาก แบบจำลองควบคุมเจนเนอเรเตอร์ เพื่อที่จะส่งค่าความเร็วของกังหันไปยัง แบบจำลองการควบคุมการปรับมุมใบพัดและแบบจำลองควบคุมคอนเวอร์เตอร์ และภายใน แบบจำลองการควบคุมการแปรรูปพลังงานทางกลนี้ก็จะมีการใช้ Aerodynamic Model รวมอยู่ด้วยเพื่อที่จะรับค่ามุมของใบพัดและค่าความเร็วลมมาคำนวณหาค่าแรงบิดทางกลของกังหันลม

ส่วนของการศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้ชนิด Two Mass Model โดยจะนำค่ากำลังทางกลมาหารกับความเร็วป้อนกลับของกังหันลมเพื่อให้ได้ค่าแรงบิดทางกลแล้วคำนวณความเร็วทางกลใหม่โดยใช้สมการที่ (4.1) และเช่นเดียวกันก็จะทำค่ากำลังไฟฟ้าของกังหันลมมาหารกับความเร็วป้อนกลับของโรเตอร์เพื่อให้ได้ค่าแรงบิดทางไฟฟ้าแล้วคำนวณความเร็วของโรเตอร์ใหม่โดยใช้สมการที่ (4.2)

$$\frac{d}{dt} \omega_{turb} = \frac{1}{2H_{turb}} T_{mech} \quad (4.1)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้สำหรับใช้ในการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\frac{d}{dt} \omega_{gen} = \frac{1}{2H_{gen}} T_{elec} \quad (4.2)$$

ค่ากำลังไฟฟ้าของกังหันลมที่จะเป็นอินพุตให้กับ Wind Turbine Model นั้นได้มาจาก Generator/Converter Model ส่วนค่ากำลังทางกลของกังหันลม Aerodynamic Model จะทำการคำนวณโดยมีอินพุตเป็นมุมของใบพัดและค่าความเร็วลม ซึ่งลำดับแรกในการคำนวณค่ากำลังทางกลของกังหันลมจะทำการคำนวณค่าอัตราส่วนทิวสปีด (Tip Speed Ratio) ก่อนโดยใช้สมการดังนี้

$$\lambda = \frac{R_{turb} \cdot \Omega_{turb}}{V_{wind}} \tag{4.3}$$

จากนั้นจะคำนวณค่าประสิทธิภาพการผลิตพลังงานซึ่งจาก [7] ค่าประสิทธิภาพการผลิตพลังงานของกังหันลมแนวอน 3 ใบพัดสามารถหาได้จากสมการ

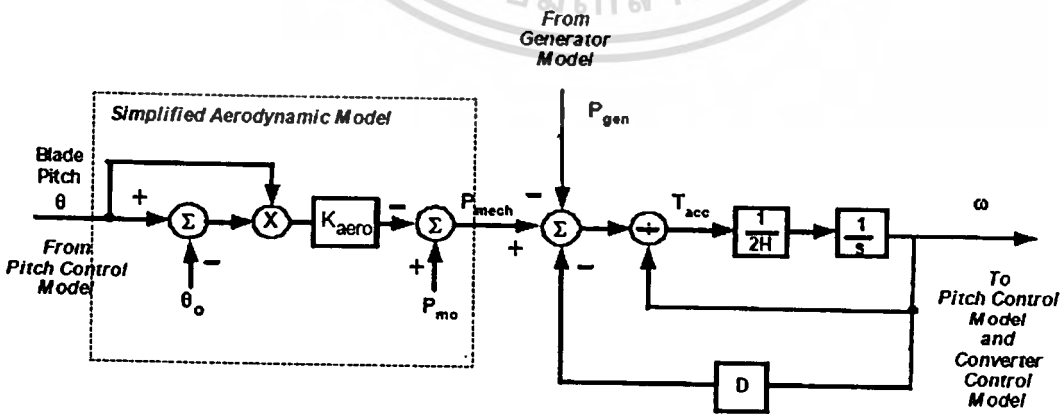
$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_1} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-22.5}{\lambda}} \tag{4.4}$$

และ

$$\frac{1}{\lambda_1} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \tag{4.5}$$

เมื่อทราบค่าประสิทธิภาพการผลิตพลังงานแล้วก็สามารถหาค่ากำลังทางกลของกังหันลมได้จากสมการดังนี้

$$P_{turb} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho_{air} S_{rotor} V_{wind}^3 \tag{4.6}$$



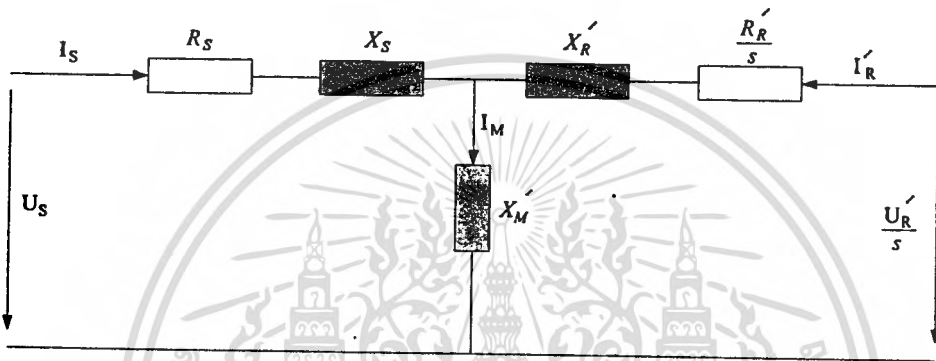
รูปที่ 4.8 ไคอะแกรมบล็อกควบคุมการหมุนกังหันลมแบบ single mass

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2 วงจรสมมูลของกังหันลมชนิด DFIG

4.2.1 วงจรสมมูลและสมการแบบจำลองของ DFIG ในสถานะคงตัว

เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมชนิด DFIG ใช้ตัวโรเตอร์อินดักชันเงินเนอเรเตอร์ เป็นเครื่องกำเนิดกำลังไฟฟ้า ดังนั้นวงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดกำลังไฟฟ้ากังหันลมชนิด DFIG ในสถานะคงตัวก็จะมีลักษณะเช่นเดียวกันกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือมอเตอร์ไฟฟ้าอินดักชันทั่วไป ดังแสดงในรูปที่ 4.10 ซึ่งในการพิจารณานี้จะไม่คิดค่าการสูญเสียของแกนเหล็กดังนั้นในวงจรจะมีเฉพาะค่าความเหนี่ยวนำ X_M



รูปที่ 4.10 วงจรสมมูลของ DFIG ในสถานะคงตัว

เมื่อพิจารณาโดยถ่ายโอนค่าพารามิเตอร์ทางโรเตอร์มายังสเตเตอร์จะได้

$$I'_R = \frac{N_R}{N_S} I_R \quad (4.7)$$

$$U'_R = \frac{N_S}{N_R} U_R \quad (4.8)$$

$$R'_R = \frac{N_S^2}{N_R^2} R_R \quad (4.9)$$

$$X'_R = \frac{N_S^2}{N_R^2} X_R \quad (4.10)$$

เมื่อ N_S และ N_R คือจำนวนรอบของขดลวดสเตเตอร์และขดลวดโรเตอร์ตามลำดับ

I_R , U_R , R_R และ X_R คือค่าจริงจากโรเตอร์

I'_R , U'_R , R'_R และ X'_R คือค่าพารามิเตอร์ที่ถ่ายโอนจากโรเตอร์มายังสเตเตอร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้ก่อนจะวางจำหน่ายเพื่อวัตถุประสงค์อื่นที่ไม่ใช่ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พิจารณาวงจรสมมูลย์ในรูปที่ x.xx สามารถเขียนสมการแรงดันได้คือ

$$U_S = (R_S + jX_{ST})I_S + jX_M I'_R \quad (4.11)$$

$$U'_R = (R'_R + jsX'_{RT})I'_R + jsX_M I_S \quad (4.12)$$

เมื่อ $X_{ST} = X_M + X_S$ และ $X'_{RT} = X_M + X'_R$ จากสมการที่ (4.11) และ (4.12) สามารถเขียนให้อยู่ในเทอมของ U'_S และ I'_S ได้ดังนี้

$$I'_R = \frac{U_S - (R_S + jX_{ST})I_S}{jX_M} \quad (4.13)$$

$$U'_R = \left(\frac{R'_R + jsX'_{RT}}{jX_M}\right)U_S - \left[\frac{(R_S + jX_{ST})(R'_R + jsX'_{RT}) + sX_M^2}{jX_M}\right]I_S \quad (4.14)$$

ในสภาวะคงที่นี้จากสมการที่ (4.13) และ (4.14) จะแสดงให้เห็นว่ากระแสไฟฟ้าของโรเตอร์จะมีความสัมพันธ์กับแรงดันที่สเตเตอร์และค่าพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

4.2.2 วงจรสมมูลย์และสมการแบบจำลองของ DFIG ในสภาวะไดนามิกส์

ถ้าพิจารณาพฤติกรรมของเครื่องกำเนิดกำลังงานไฟฟ้ากังหันลมชนิด DFIG ในสภาวะไดนามิกส์แล้วเนื่องจากค่าความเหนี่ยวนำในขดลวดจะทำให้กระแสที่ไหลในขดลวดไม่สามารถเปลี่ยนแปลงทันทีทันใดได้ดังนั้นสมการในแบบจำลองของ DFIG จึงมีสมการอนุพันธ์มาเกี่ยวข้องด้วยซึ่งก็คือสมการแรงดันตกคร่อมของค่าความเหนี่ยวนำหรือการเปลี่ยนแปลงของฟลักซ์ต่อเวลาของขดลวดนั่นเอง สมการแรงดันของเครื่องกลอินดัคชันที่สเตเตอร์และโรเตอร์ คือ

$$u_s = r_s i_s + \frac{d\psi_s}{dt} + \omega_s \psi_s \quad (4.15)$$

$$u_r = r_r i_r + \frac{d\psi_r}{dt} + (\omega_s - \omega_r) \psi_r \quad (4.16)$$

สมการแรงดัน (4.15) และ (4.16) สามารถแปลงให้อยู่ในกรอบอ้างอิง (d-q) ได้คือ

$$u_{sd} = r_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_s \psi_{sq} \quad (4.17)$$

$$u_{sq} = r_s i_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_s \psi_{sd} \quad (4.18)$$

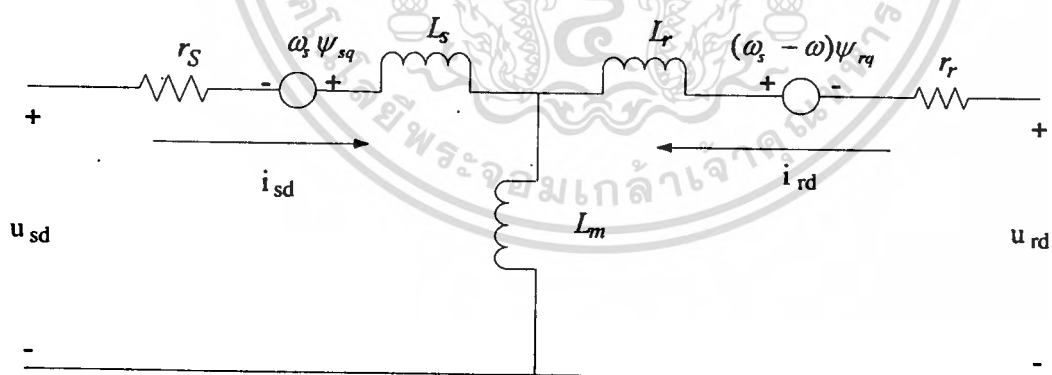
$$u_{rd} = r_r i_{rd} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} - (\omega_s - \omega) \psi_{rq} \quad (4.19)$$

$$u_{rq} = r_r i_{rq} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} + (\omega_s - \omega) \psi_{rd} \quad (4.20)$$

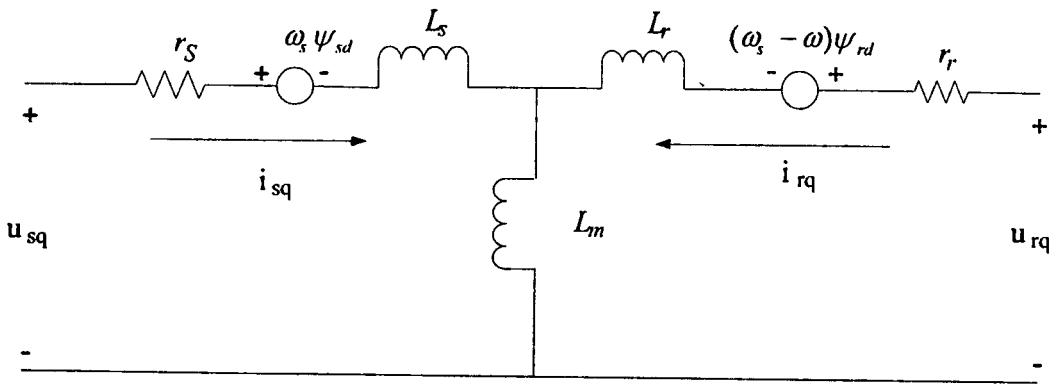
เมื่อสมการของฟลักซ์คือ

$$\psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \quad (4.21) \quad \psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \quad (4.22)$$

$$\psi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \quad (4.23) \quad \psi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \quad (4.24)$$



รูปที่ 4.11 วงจรสมมูลเครื่องกลอินดักชันในแกน d



รูปที่ 4.12 วงจรสมมูลย์เครื่องกลอินดักชันในแกน q

เมื่อพิจารณาค่าแรงบิดทางไฟฟ้าและค่ากำลังไฟฟ้าทั้งส่วนจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DFIG ในสถานะโคเนนามิกส์สามารถหาได้จากสมการดังนี้

$$T_{em} = \frac{3}{2} p (i_{sq} \psi_{sd} - i_{sd} \psi_{sq}) \quad (4.25)$$

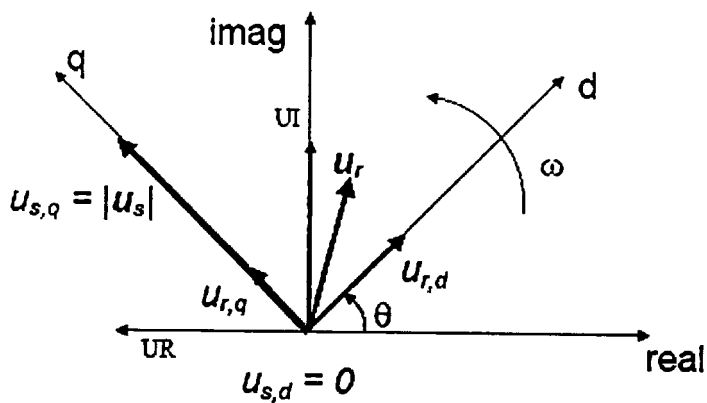
$$P_s = \frac{3}{2} (u_{sd} i_{sd} - u_{sq} i_{sq}) \quad (4.26)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (u_{sq} i_{sd} - u_{sd} i_{sq}) \quad (4.27)$$

จากสมการที่ (4.26) และ (4.27) เพื่อให้ง่ายในการควบคุมกำลังไฟฟ้าในการควบคุมจะตั้งให้แกนอ้างอิง (d-q) ตรงกันกับแกนของแรงดันที่สเตเตอร์ซึ่งจะส่งผลให้ $u_{sd} = 0$ และ $u_{sq} = |u_s|$ ดังนั้นค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนก็จะอยู่ในรูปสมการอย่างง่ายคือ

$$P_s = -\frac{3}{2} |u_s| i_{sq} \quad (4.28)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} |u_s| i_{sd} \quad (4.29)$$



รูปที่ 4.13 เฟสเซอร์ไดอะแกรมแรงดันที่สเตเตอร์และ โรเตอร์ที่ขบกรอบอ้างอิง d-q

จากสมการที่ (4.28) และ (4.29) จะเห็นได้ว่าค่ากำลังไฟฟ้าส่วนจริงและค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนสามารถที่จะควบคุมได้โดยแยกกันอย่างอิสระซึ่งส่งผลให้ง่ายในการพิจารณา



บทที่ 5

ผลการศึกษากการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ

จากที่ผ่านมามีได้กล่าวถึงลักษณะแบบจำลองของกังหันลมชนิด DFIG ซึ่งจะมีข้อดีกว่ากังหันลมชนิดอื่นทั้งทางด้านการสูญเสียที่น้อยกว่าดังที่ได้กล่าวมาในบทที่ 3 อีกทั้งยังสามารถควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนในการจ่ายให้กับระบบได้ และการทำงานในช่วงความเร็วลมที่กว้างในบทนี้จะทำการศึกษาผลกระทบต่อระบบเมื่อได้ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมเข้าไปในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

5.1 การศึกษากการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบ

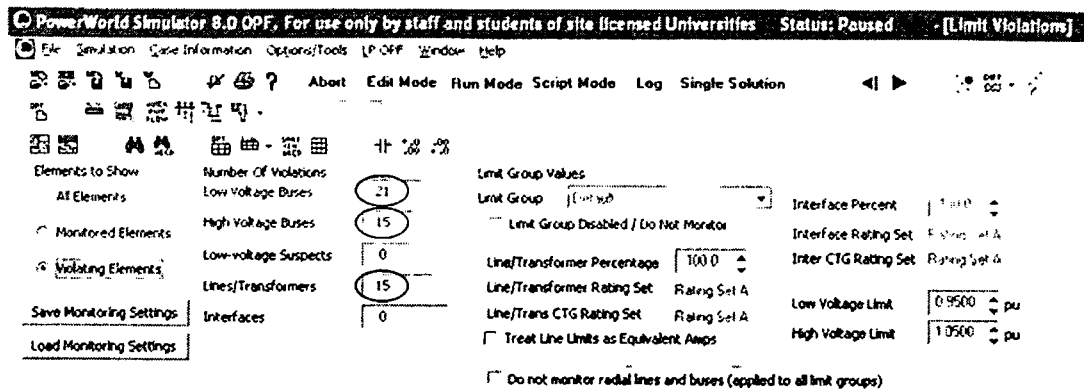
องค์ประกอบรวมของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยนี้จะประกอบด้วยส่วนต่างๆ ดังในตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 5.1 องค์ประกอบรวมของระบบไฟฟ้าประเทศไทย

Description	value
Total number of buses	1468
Generators	287
Loads	696
Switched Shunts	327
Line / Transformers	2021
In service load	21866.4 MW, 9373.4 Mvar
In service generation	22354.9 MW, 4226.5 Mvar
Total system losses	488.43 MW, 2737.06 Mvar

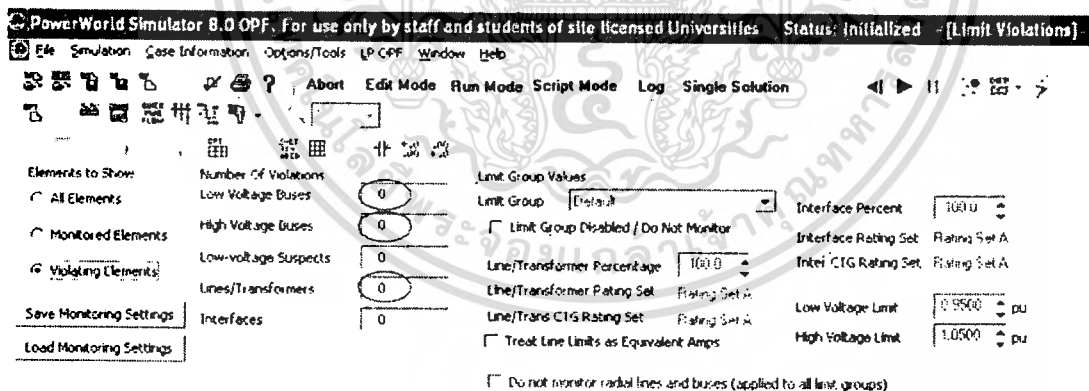
การศึกษากการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบจะเริ่มจากการศึกษาจำลองการไหลกำลังไฟฟ้าของกรณีฐานของระบบ (System base case) โดยที่ยังไม่ได้ติดตั้งเครื่องกำเนิดกังหันลมเข้าไปในระบบแล้วตรวจสอบระบบว่าเกิดภาวะผิดปกติต่างๆ (System violations) ซึ่งได้แก่ เกิดแรงดันสูงเกินจำกัดหรือแรงดันต่ำกว่าที่จำกัดไว้ซึ่งที่ระบบหรือไม่ เกิดกำลังไฟฟ้าไหลเกินพิกัดขึ้นที่สายส่งหรือไม่ หากเกิดภาวะผิดปกติเหล่านี้ขึ้นก็ต้องทำการกำจัดออกจากระบบก่อน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.1 ผลการจำลองเมื่อเกิดภาวะผิดปกติที่เกิดขึ้นกับกรณีฐาน

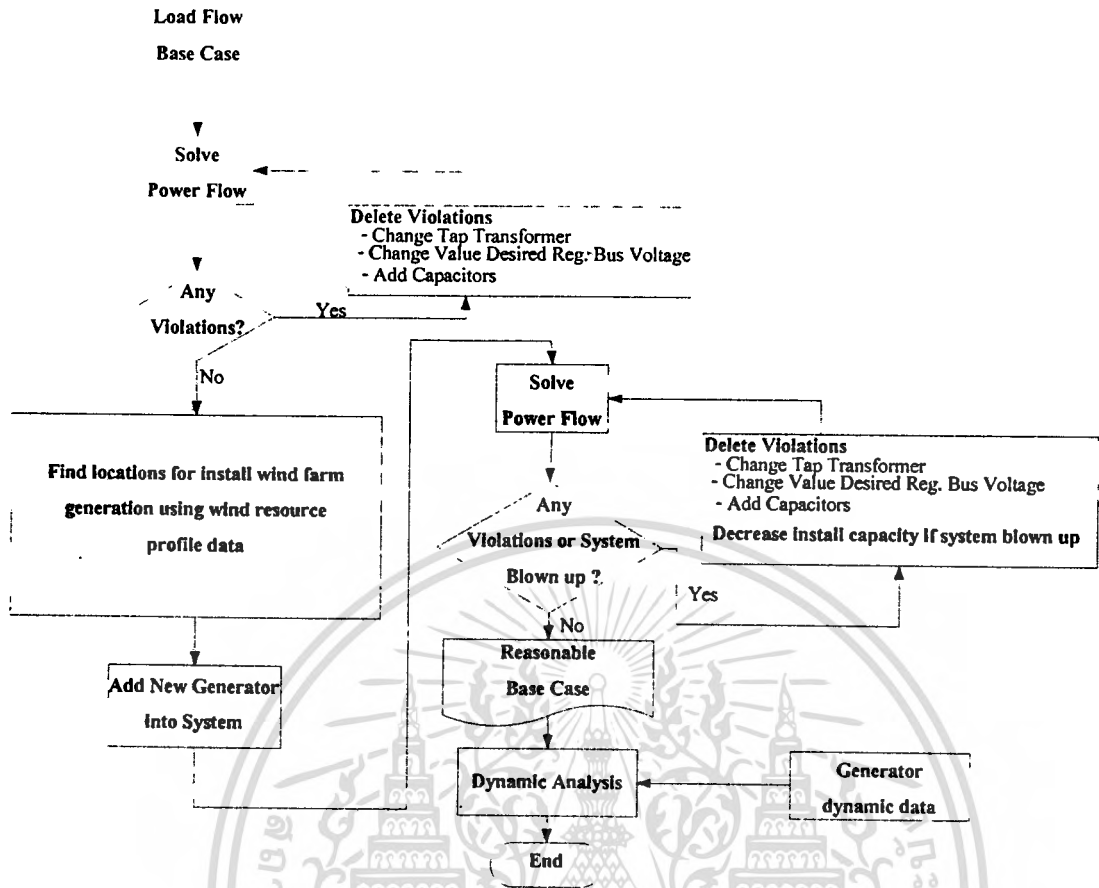
รูปที่ 5.1 แสดงให้เห็นภาวะผิดปกติที่เกิดขึ้นจากการจำลองการไหลกำลังไฟฟ้าของกรณีฐานซึ่งประกอบด้วย บัสที่เกิดแรงดันต่ำทั้งหมด 21 บัส, บัสที่เกิดแรงดันสูงเกินทั้งหมด 15 บัส และเกิดกำลังไฟฟ้าไหลเกินขึ้นที่สายส่งหรือหม้อแปลงทั้งหมด 15 จุด จากนั้นได้ทำการกำจัดภาวะผิดปกติเหล่านั้นโดยการ ปรับแก้หม้อแปลง, ปรับตั้งค่าเร็กเทิลแรงดันของเครื่องกำเนิด และ/หรือ เพิ่มคาปาซิเตอร์เข้าในระบบแล้วทำการจำลองการไหลกำลังไฟฟ้าใหม่จนไม่เกิดภาวะผิดปกติดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 ผลการจำลองหลังจากกำจัดภาวะผิดปกติจากกรณีฐานแล้ว

หลังจากกำจัดภาวะผิดปกติแล้วก็จะได้กรณีฐานที่เหมาะสมกับการศึกษา (Reasonable case) เพื่อที่จะเตรียมไว้เพิ่มเครื่องกำเนิดกักหนลมเข้าไปในระบบ ซึ่งรายละเอียดโมเดลของกักหนลมที่ใช้ในการศึกษานี้สามารถดูได้ในภาคผนวก โพลีชาร์ทการศึกษการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบได้แสดงให้เห็นในรูปที่ 5.3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



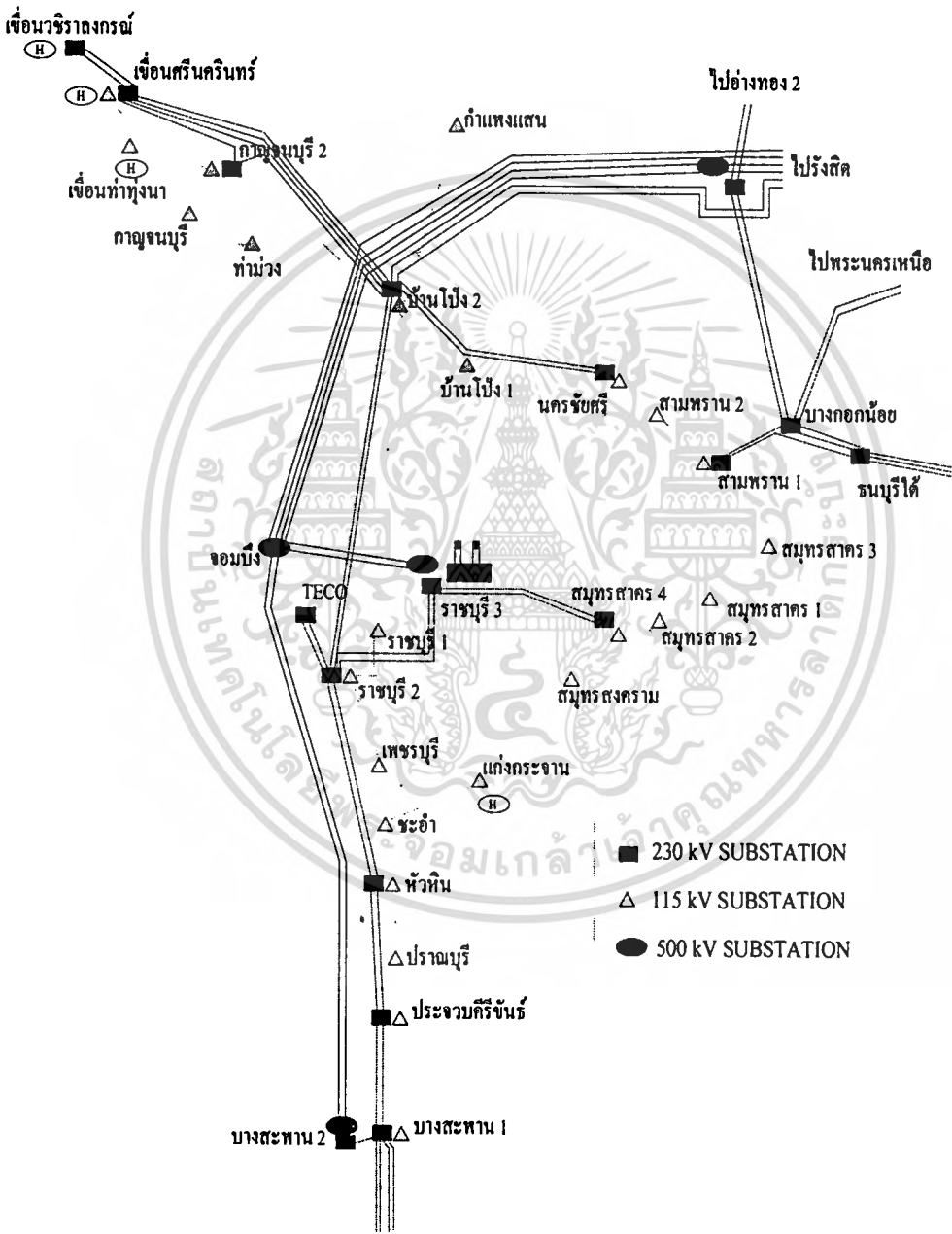
รูปที่ 5.3 โพลีชาร์ทการศึกษาการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบ

จากการศึกษาวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมในบทที่ 2 และผลการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมเฉพาะพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยของสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) ปี 2551 ซึ่งใช้หลักการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมตามที่ได้กล่าวมาในบทที่ 2 พบว่าตำแหน่งที่มีศักยภาพพลังงานลมเพียงพอที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมนั้นเมื่อพิจารณาให้สอดคล้องกับแผนที่ระบบไฟฟ้าภาคใต้ของประเทศไทยแล้วจุดที่จะเชื่อมต่อนฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบก็จะประกอบไปด้วย

- สถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราช
- สถานีไฟฟ้าระโนด
- สถานีไฟฟ้าสงขลา
- สถานีไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี
- สถานีไฟฟ้าตะกั่วป่า
- สถานีไฟฟ้าขนอม

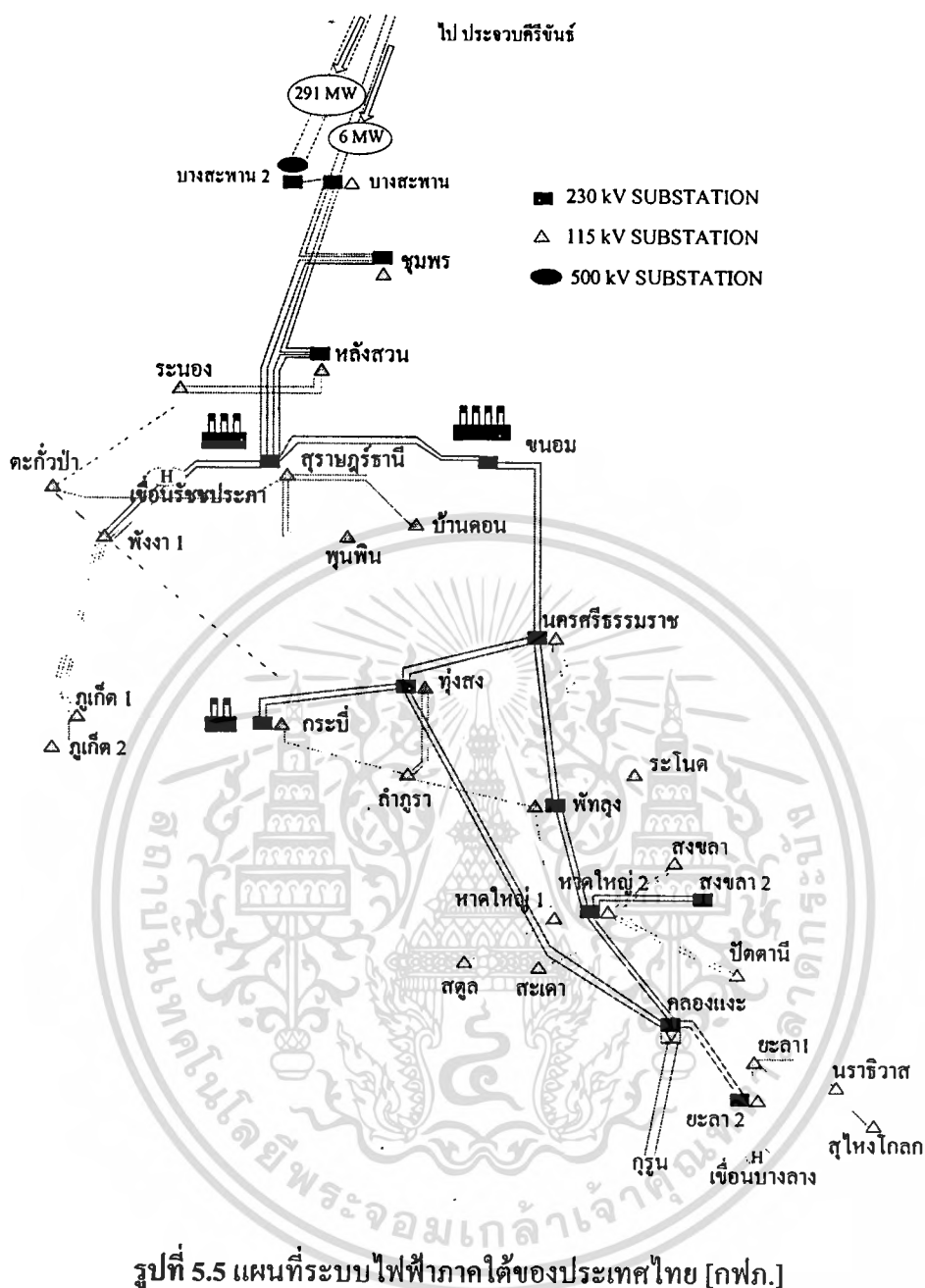
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เนื่องจากตำแหน่งที่มีศักยภาพลมเพียงพอที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมนั้นอยู่ทางภาคใต้ของเมืองไทยดังนั้นจึงจำเป็นที่จะทราบข้อมูลระบบไฟฟ้าภาคใต้ของเมืองไทยและพื้นที่ที่ติดกับภาคใต้ ซึ่งในรูปที่ 5.4 และรูปที่ 5.5 ได้แสดงให้เห็นแผนที่ระบบไฟฟ้าของภาคตะวันตกและภาคใต้ของไทยตามลำดับ



รูปที่ 5.4 แผนที่ระบบไฟฟ้าภาคตะวันตกของประเทศไทย [กฟภ.]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.5 แผนที่ระบบไฟฟ้าภาคใต้ของประเทศไทย [กฟภ.]

ผลจากการศึกษาจำลองการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าประเทศไทยในขณะที่ระบบยังไม่ได้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดกักหน้ลพบว่ในพ้ที่ภาคใต้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด 1582.34 MW ขณะที่ความต้องการกำลังไฟฟ้าทั้งหมดเท่ากับ 1858.6 MW ซึ่งจะพ้เห็นว่าในพ้ที่นี้มีความต้องการกำลังไฟฟ้ามากกว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่งกำลังไฟฟ้าส่วนที่ขาดไปนั้นได้รับมาจากพ้ที่อื่นทางตอนบนส่งผ่านมาทางสายส่งกำลังไฟฟ้า 500 kV จากสถานีไฟฟ้าจอมบึงมายังสถานีไฟฟ้าบางสะพาน 2 ประมาณ 291 MW และสายส่งกำลังไฟฟ้า 230 kV และ 115 kV จากสถานีไฟฟ้าประจวบคีรีขันธ์มายังสถานีไฟฟ้าบางสะพาน 1 ประมาณ 6 MW ดังในรูปที่ 5.5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หลังจากที่ได้พิจารณาหาสถานที่ติดตั้งฟาร์มกังหันลมแล้ว ต่อมาก็จะทำการติดตั้งเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบเข้ากับสถานีไฟฟ้าที่ได้เลือกไว้แล้วและทำการศึกษาจำลองการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบเมื่อติดตั้งกังหันลมเรียบร้อยแล้วเพื่อประเมินว่าจะสามารถติดตั้งเข้าไปในระบบได้ขนาดเท่าไร (Install capacity) ถึงจะไม่เกิดปัญหาขึ้นกับระบบ

จากการศึกษาจำลองการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าประเทศไทยเมื่อได้ทำการติดตั้งกังหันลมเข้ากับระบบแล้ว ผลการจำลองหาขนาดพิกัดของฟาร์มกังหันลมที่จะสามารถติดตั้งเชื่อมต่อเข้ากับสถานีไฟฟ้าต่างๆที่ได้เลือกไว้ได้แสดงให้เห็นดังในตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 ผลการประเมินพิกัดการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้ากับสถานีไฟฟ้าต่างๆ

จุดเชื่อมต่อเข้ากับสถานีไฟฟ้า	พิกัดกำลังไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งได้สูงสุด (MW)					
	PFC 0.95 lead	PFC 1.0	PFC 0.95 lag	VC 0.95	VC 1.0	VC 1.05
สงขลา	82.5	120	180	180	180	180
ระโนด	67.5	105	156	156	156	156
นครศรีธรรมราช	90	135	195	195	195	195
ขนอม	60	135	195	195	195	195
สุราษฎร์ธานี	60	125	195	195	195	195
ตะกั่วป่า	60	135	201	201	201	201

หมายเหตุ : PFC = Power factor control mode
VC = Voltage control mode

ในการประเมินหาจำนวนพิกัดในการติดตั้งนี้ทำได้โดยการเพิ่มฟาร์มเครื่องกำเนิดกังหันลมเข้าไปในกรณีฐานตามสถานที่ตามที่ได้คัดเลือกไว้ แล้วทำการจำลองการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบหากพบว่าผลการจำลองระบบตามโหมดการควบคุมดังในตารางข้างบนไม่เกิดภาวะผิดปกติและระบบสามารถที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดได้ก็จะทำการเพิ่มพิกัดของเครื่องกำเนิดกังหันลมขึ้นจนกว่าระบบไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดได้อีกต่อไป (Blown up)

จากผลการประเมินจะเห็นได้ว่าการควบคุมในโหมดการควบคุมแรงดันนั้นจะสามารถเพิ่มพิกัดการติดตั้งกังหันลมเข้ากับระบบมากกว่าการควบคุมในโหมดการควบคุมเพาเวอร์แฟคเตอร์เนื่องจากย่านในการควบคุมแรงดันซึ่งก็คือ 0.95 – 1.05 pu นั้นถือว่าอยู่ในย่านภาวะปกติของระบบ แต่ในโหมดการควบคุมเพาเวอร์แฟคเตอร์จะไม่สามารถเพิ่มพิกัดการติดตั้งได้สูงมากนักในการควบคุมในช่วงเพาเวอร์แฟคเตอร์นำหน้า (Leading power factor) เนื่องจากในสถานะนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมจะดูดกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบซึ่งผลที่ตามมาก็คือเกิดปัญหาแรงดันตกยิ่งถ้าเพิ่มพิกัดการติดตั้งมากขึ้นแรงดันก็จะตกลงเรื่อยๆจนกระทั่งระบบไม่สามารถที่จะ

จ่ายกำลังไฟฟ้าได้อีกต่อไป ดังนั้นในการเลือกโหมดการควบคุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กังหันลมชนิด DFIG ก็ควรจะเลือกโหมดควบคุมแรงดัน ส่วนการควบคุมในโหมดเพาเวอร์แฟกเตอร์ล่าหลังถึงแม้ว่าจะสามารถติดตั้งได้ขนาดพิกัดสูงพอกันกับโหมดควบคุมแรงดันแต่ก็จะเกิดปัญหาแรงดันเกินจนอาจจะทำให้อุปกรณ์ป้องกันแรงดันทำงานปลดเครื่องกำเนิดกังหันลมออกจากระบบได้

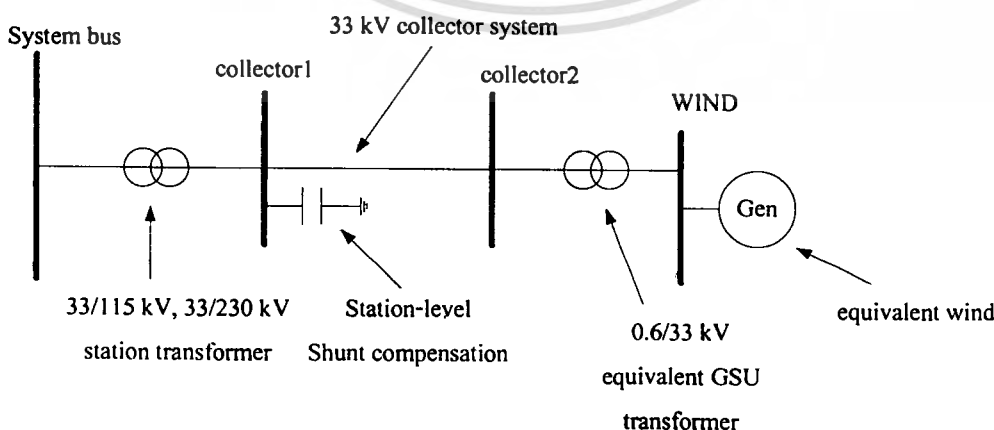
อนึ่งในการประเมินหาจำนวนพิกัดในการติดตั้งนี้เพื่อที่จะแสดงให้เห็นว่าในแต่ละโหมดการควบคุมนั้นส่งผลในการเพิ่มปริมาณขนาดพิกัดการติดตั้งให้ต่างกันออกไป ในการเพิ่มพิกัดการติดตั้งนั้นสามารถทำได้โดยปรับโหมดการควบคุมของกังหันลม

อย่างไรก็ตามพิกัดกำลังการติดตั้งที่ได้จากตาราง 5.2 นี้ก็ยังยืนยันไม่ได้ว่าจะสามารถติดตั้งได้จริงตามที่ระบุไว้จนกว่าระบบจะผ่านการจำลองในสถานะ ไดนามิกส์ก่อนแล้วระบบมีเสถียรภาพทั้งการจำลองในสภาวะปกติ (Normal condition) และเมื่อเกิดสิ่งรบกวนขึ้นที่ระบบ (Fault condition) ซึ่งจะได้ทำการศึกษาในหัวข้อการจำลองระบบในสภาวะ ไดนามิกส์

5.2 การเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบ

รูปที่ 5.6 ได้แสดงให้เห็น โดอะแกรมการเชื่อมต่อฟาร์มเครื่องกำเนิดกังหันลมเข้ากับระบบไฟฟ้าซึ่งจากรูป บัสของระบบ (System bus) ก็คือบัสที่ได้ทำการเลือกไว้แต่ละสถานีไฟฟ้าทั้ง 6 สถานีต่ออยู่กับบัส Collector 1 โดยหม้อแปลงไฟฟ้า Station transformer เพื่อลดระดับแรงดันลงมา

บัส Collector 1 ต่อเชื่อมอยู่กับบัส Collector 2 โดยสายส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าซึ่งบัส Collector 2 นี้ก็จะติดตั้งอยู่ที่ฟาร์มเครื่องกำเนิดกังหันลม และต่อเข้ากับเครื่องกำเนิดกังหันลมผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อลดระดับแรงดันซึ่งกังหันลมที่ติดตั้งเข้าไปนี้มีพิกัดแรงดันอยู่ที่ 0.69 kV



รูปที่ 5.6 โดอะแกรมการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ

5.3 การศึกษาระบบในสถานะไดนามิกส์

การศึกษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นต้องพิจารณาระบบในสถานะไดนามิกส์ด้วยเนื่องจากการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าไม่ได้นำเอาข้อมูลค่าพารามิเตอร์ต่างๆทางไดนามิกส์ของเครื่องกำเนิดมาพิจารณาในขณะที่การจำลองระบบในสถานะไดนามิกส์นั้นจะนำเอาข้อมูลจากการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้ามาพิจารณาร่วมกับข้อมูลพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดและชุดควบคุมเครื่องกำเนิดด้วย ในการจำลองระบบในสถานะไดนามิกส์นี้ก็จะประกอบด้วย การจำลองระบบในสภาวะปกติ (Normal Condition) และการจำลองระบบในสภาวะที่ระบบเกิดสิ่งรบกวนหรือเกิดฟอลต์ (Fault Condition)

ในการศึกษาระบบในสถานะไดนามิกส์นี้อันดับแรกต้องทำการจำลองระบบในสภาวะปกติก่อนว่าระบบนั้นมีเสถียรภาพอยู่หรือไม่ก่อนที่จะจำลองระบบในสภาวะเกิดสิ่งรบกวนเพราะถ้าหากระบบไม่มีเสถียรภาพตั้งแต่แรกโดยที่ยังไม่มีสิ่งรบกวนแล้วเมื่อเราทำการจำลองสิ่งรบกวนเข้าไปในระบบเราก็จะไม่ทราบว่าผลกระทบต่อระบบเมื่อมีสิ่งรบกวนนั้นมีลักษณะเช่นใดมากน้อยแค่ไหนทำให้ยากในการวิเคราะห์ระบบ ผลการจำลองได้แสดงให้เห็นดังต่อไปนี้

5.3.1 กรณีฐานที่ยังไม่ได้ติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าระบบ

จากการจำลองการไหลกำลังไฟฟ้าที่ผ่านมาพบว่าสายส่งเส้นสำคัญจากระบบที่ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ทางตอนบนมาให้ภาคใต้คือสายส่งกำลังไฟฟ้า 500 kV จากสถานีไฟฟ้าจอมบึงมายังสถานีไฟฟ้าบางสะพาน 2 และโรงจักรไฟฟ้าที่มีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้าของภาคใต้คือโรงจักรไฟฟ้าขนอมซึ่งมีเครื่องกำเนิดทั้งหมด 7 หน่วย และโรงจักรไฟฟ้ากระบี่ 1 หน่วย ดังแสดงให้เห็นในตารางต่อไปนี้

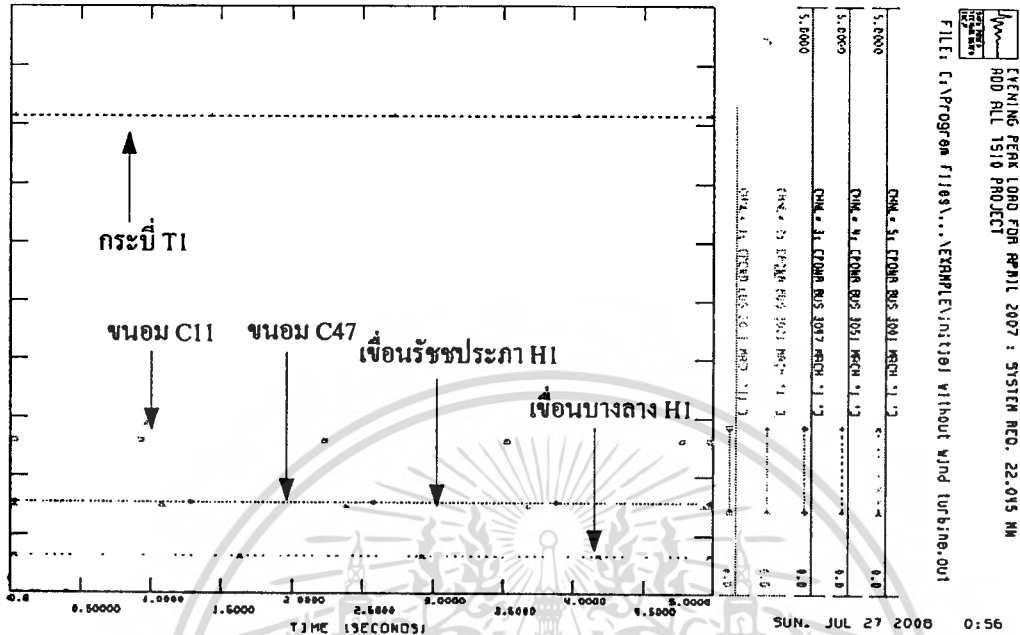
ตารางที่ 5.3 สายส่งกำลังไฟฟ้าและโรงจักรไฟฟ้าที่มีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้าภาคใต้

สายส่งกำลังไฟฟ้า :		
สถานีไฟฟ้าจอมบึง	→ สถานีไฟฟ้าบางสะพาน 2	291 MW
โรงจักรไฟฟ้า :		
ขนอม C11		130 MW
ขนอม C12		130 MW
ขนอม C13		130 MW
ขนอม C14		130 MW
ขนอม C15		245 MW
ขนอม T47		79 MW
ขนอม T48		83 MW
กระบี่ T1		408 MW

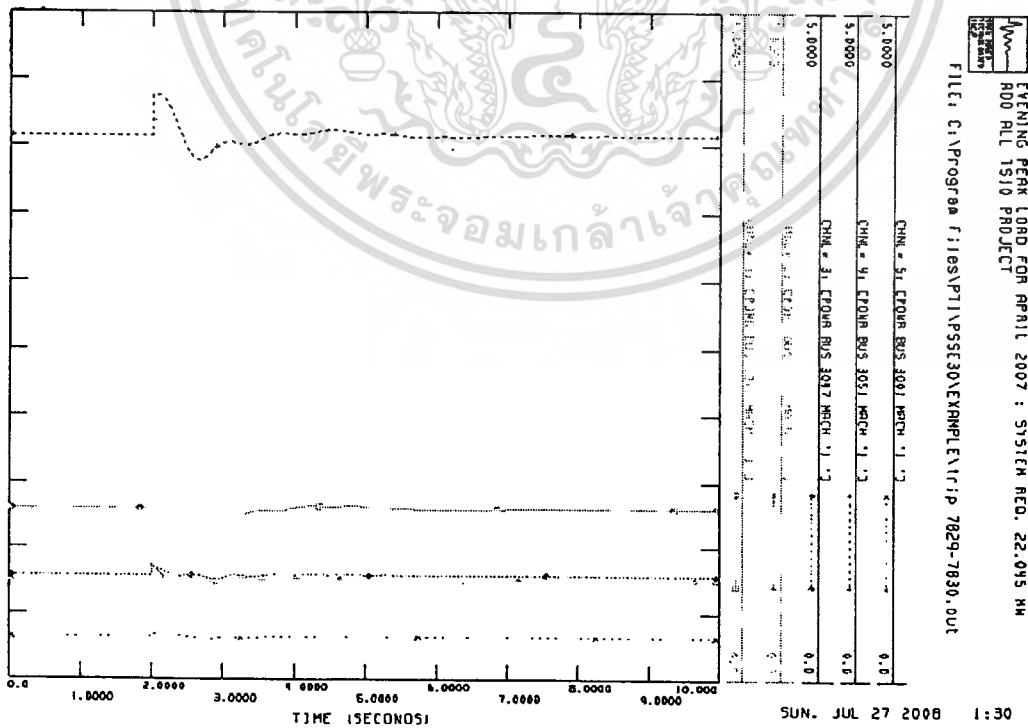
จากข้อมูลการศึกษาการไหลกำลังไฟฟ้านี้ทำให้เราทราบว่าองค์ประกอบส่วนไหนที่มีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้าของภาคใต้ ซึ่งในการจำลองระบบเราจะจำลองเหตุการณ์ดังต่อไปนี้

- 1a) จำลองระบบโดยไม่มีสิ่งรบกวน 10 วินาที
- 2a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 3a) จำลองระบบ 2 วินาที ปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอมทั้งหมด แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 4a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอมทั้งหมด แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 5a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอม C11 – 13 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 6a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอม C11 – 14 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 7a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอม C14 – 15 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 8a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอม C14 – 15 และ C 47 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 9a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้ากระบี่ T1 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 10a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้ากระบี่ T1 และขนอม C 48 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 11a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้ากระบี่ T1 และขนอม C 47 - 48 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 12a) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้ากระบี่ T1 และขนอม C11,C 47 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที

ผลการจำลองระบบได้แสดงให้เห็นดังในรูปต่อไปนี้

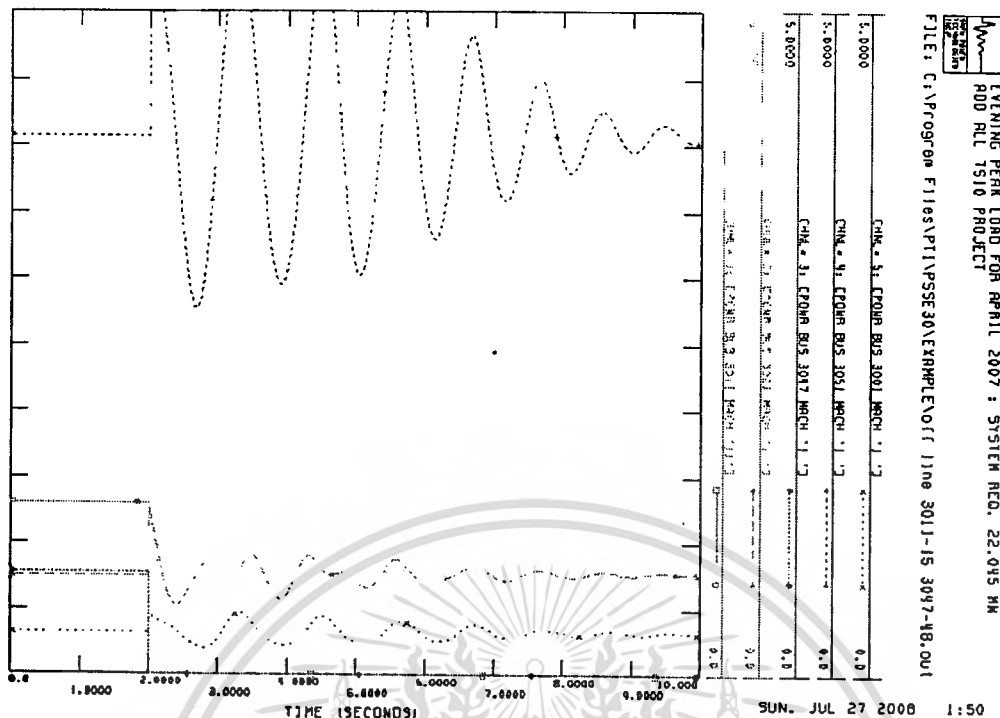


รูปที่ 5.7 ผลการจำลองระบบในสถานการณื (1a)

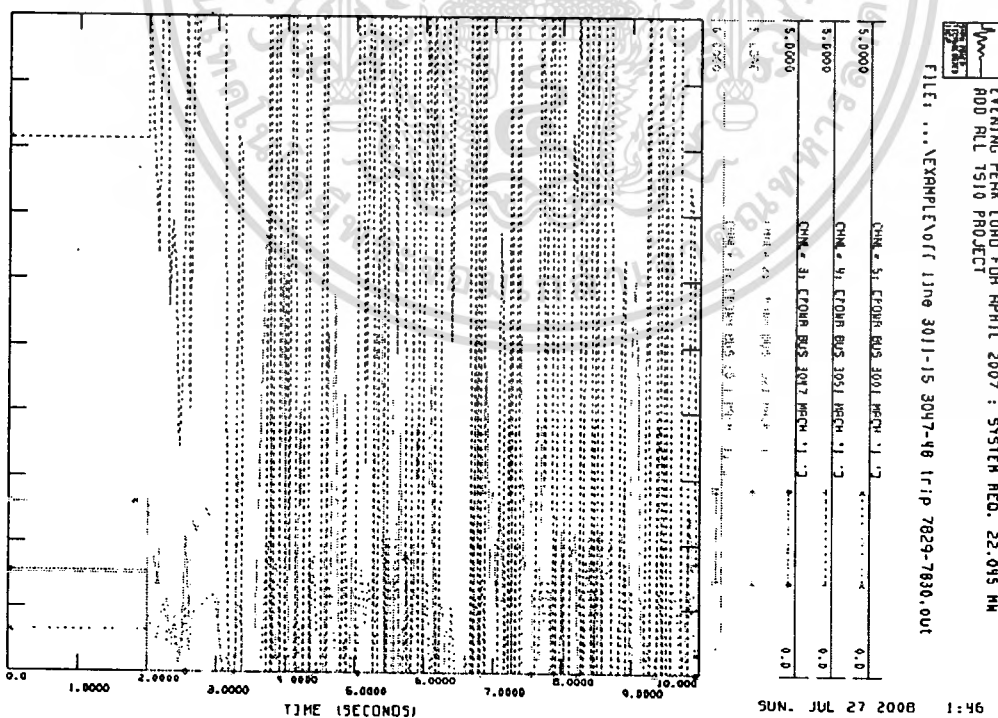


รูปที่ 5.8 ผลการจำลองระบบในสถานการณื (2a)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามเผยแพร่ต่อผู้อื่น และต้องขออนุญาตทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

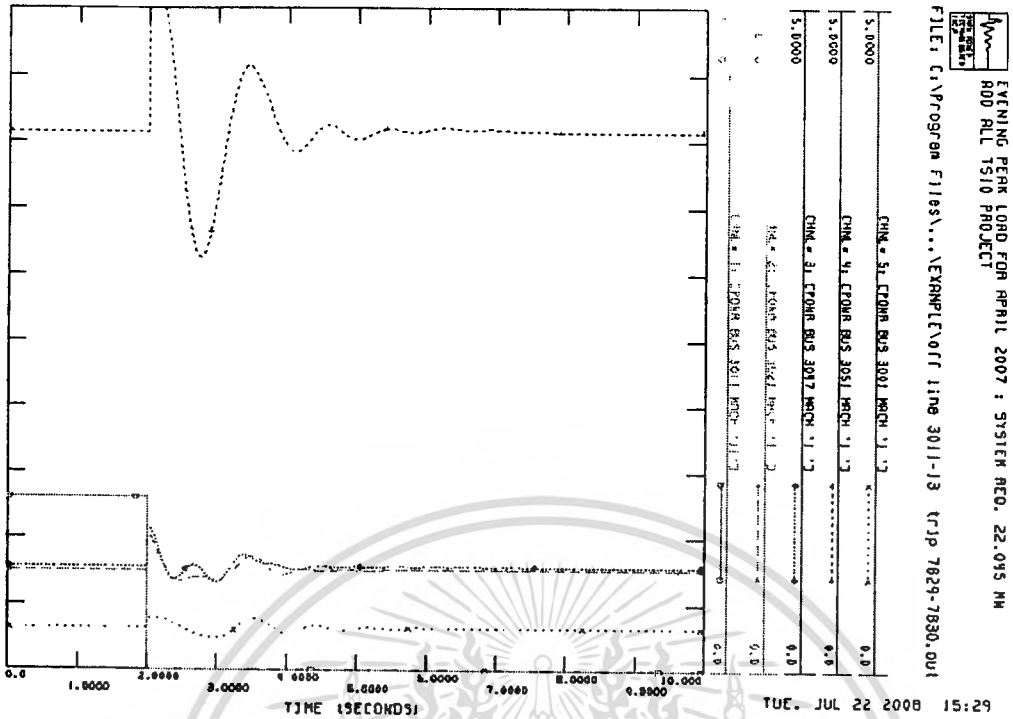


รูปที่ 5.9 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (3a)

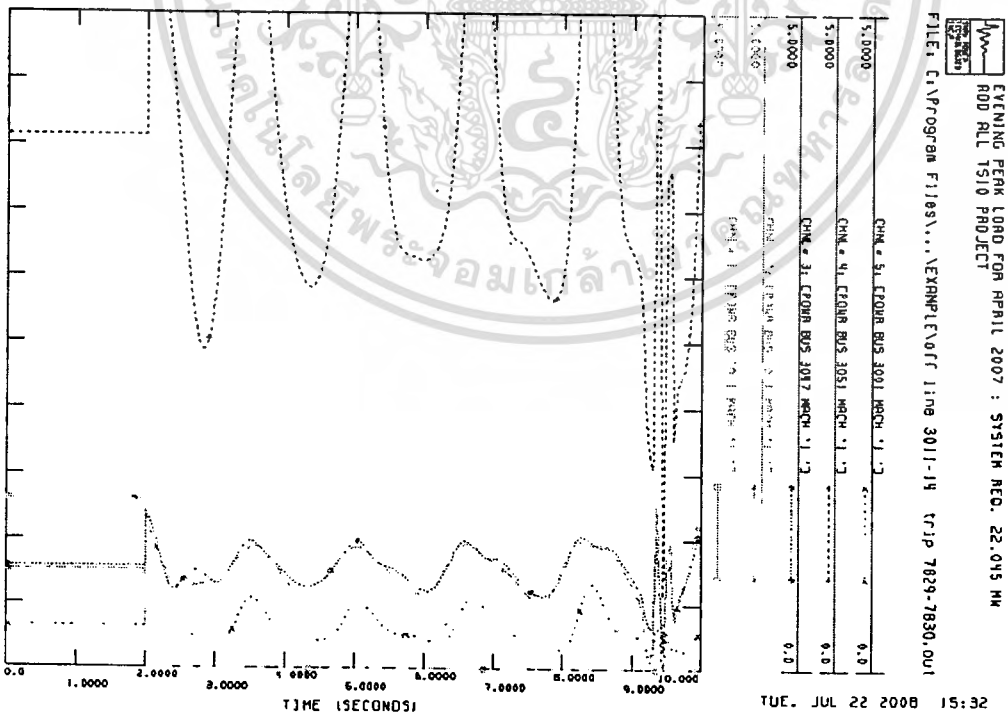


รูปที่ 5.10 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (4a)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

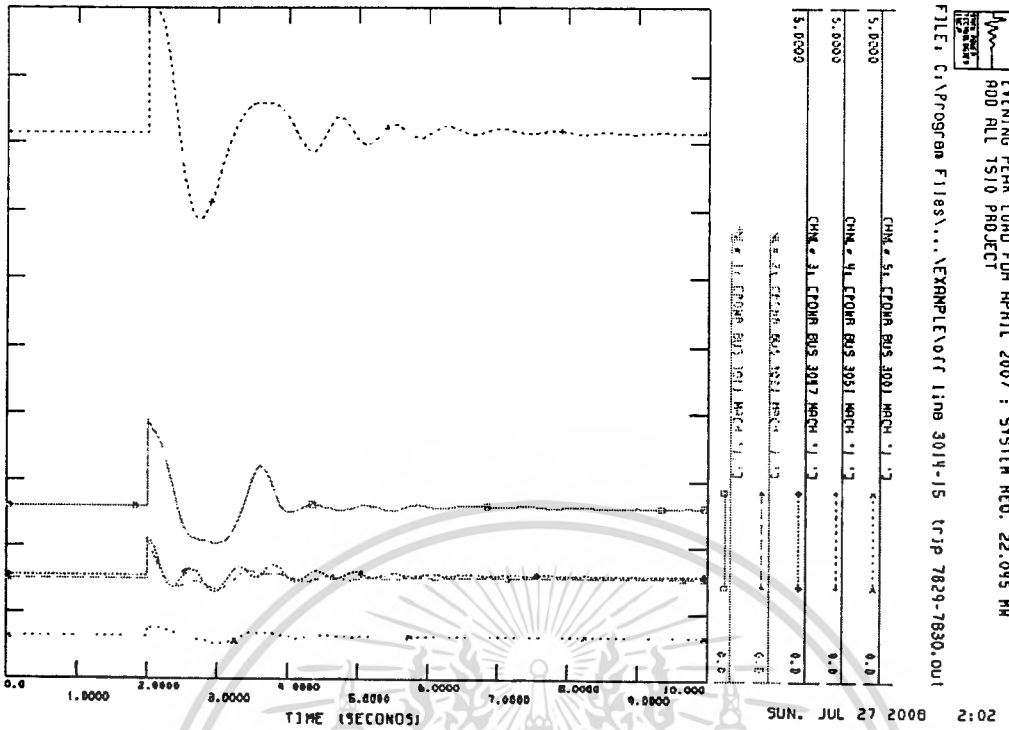


รูปที่ 5.11 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (5a)

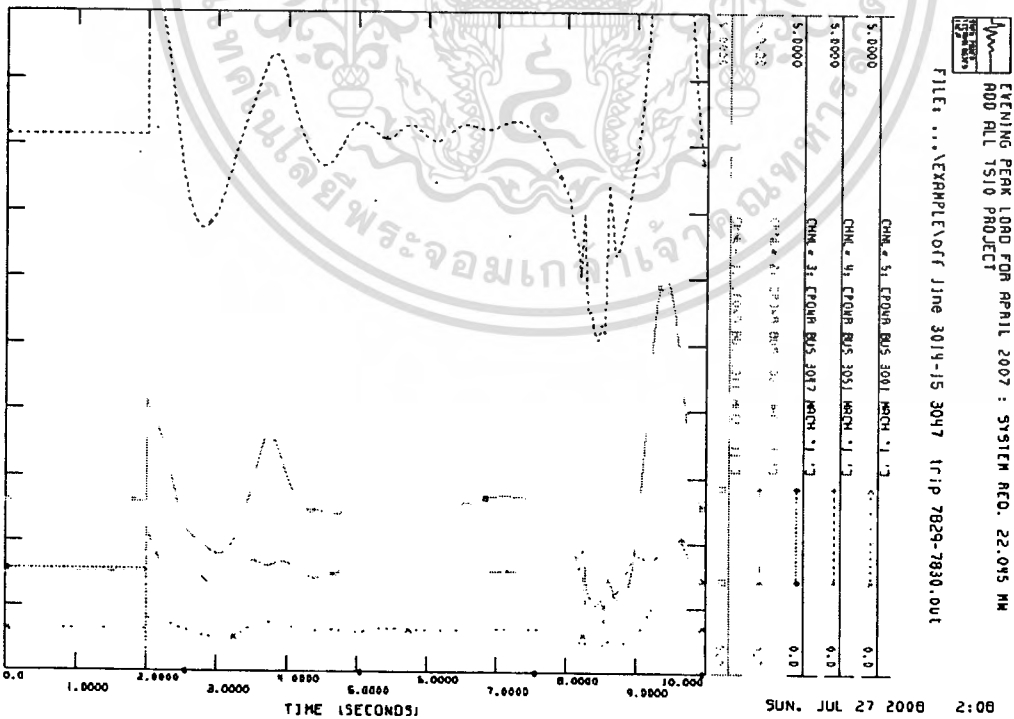


รูปที่ 5.12 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (6a)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

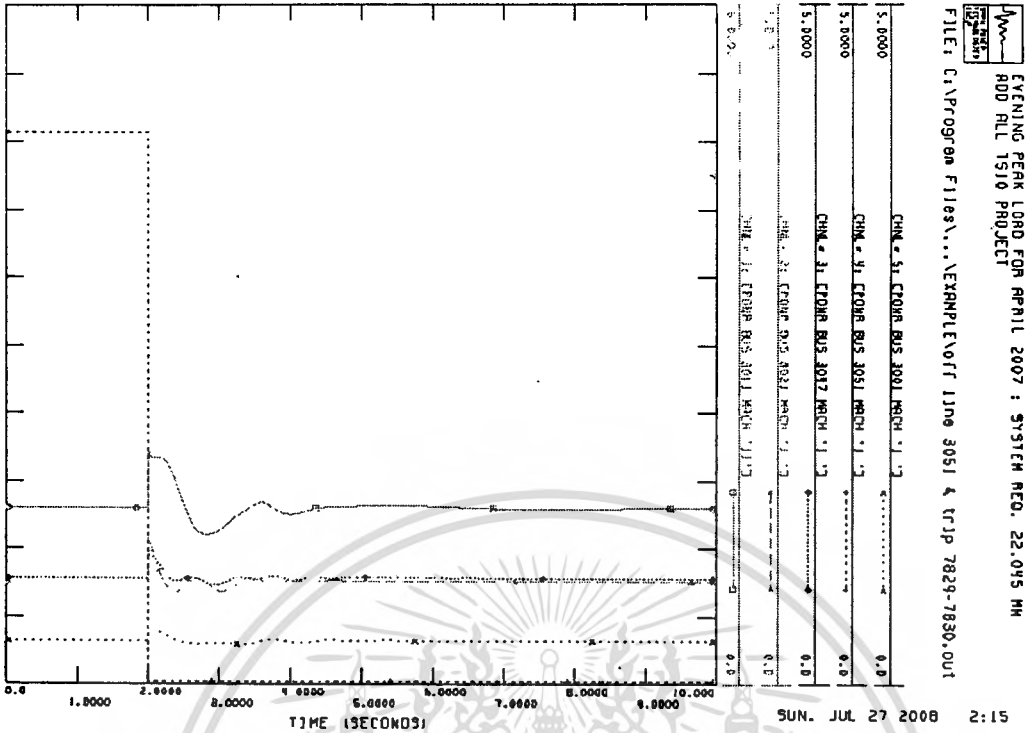


รูปที่ 5.13 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (7a)

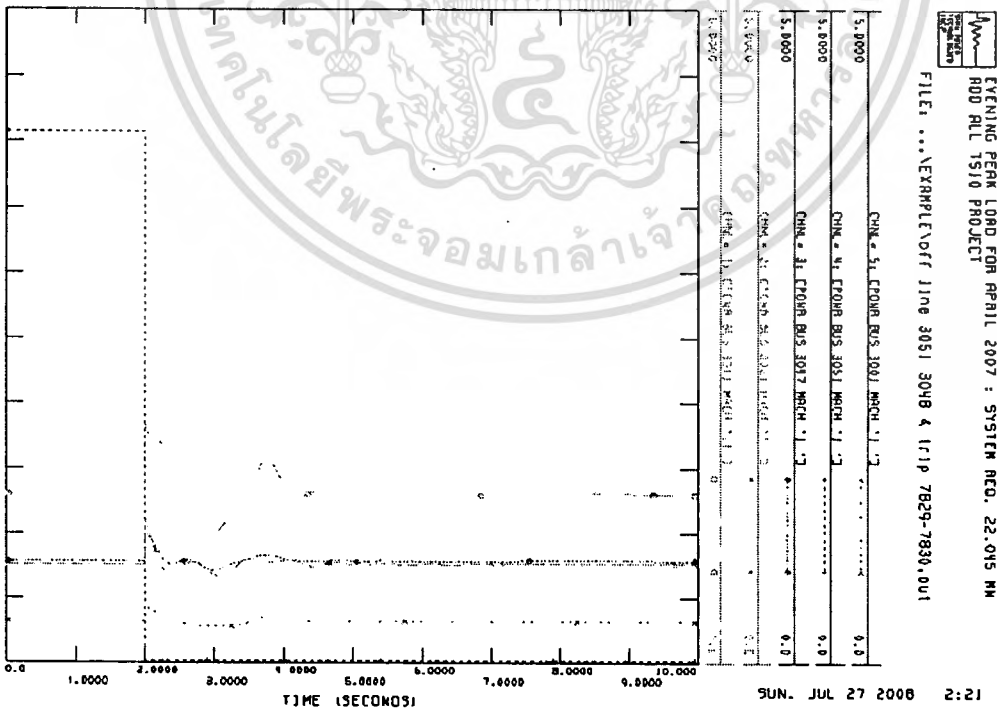


รูปที่ 5.14 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (8a)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์โดย บริษัท วิศวกรรมไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) เพื่อให้ท่านไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

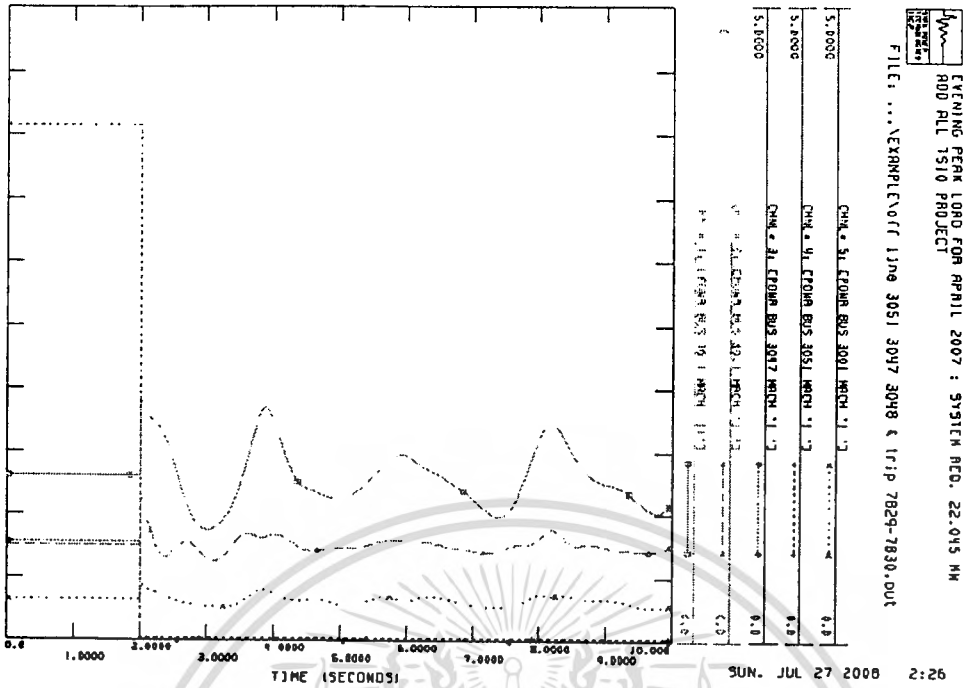


รูปที่ 5.15 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (9a)

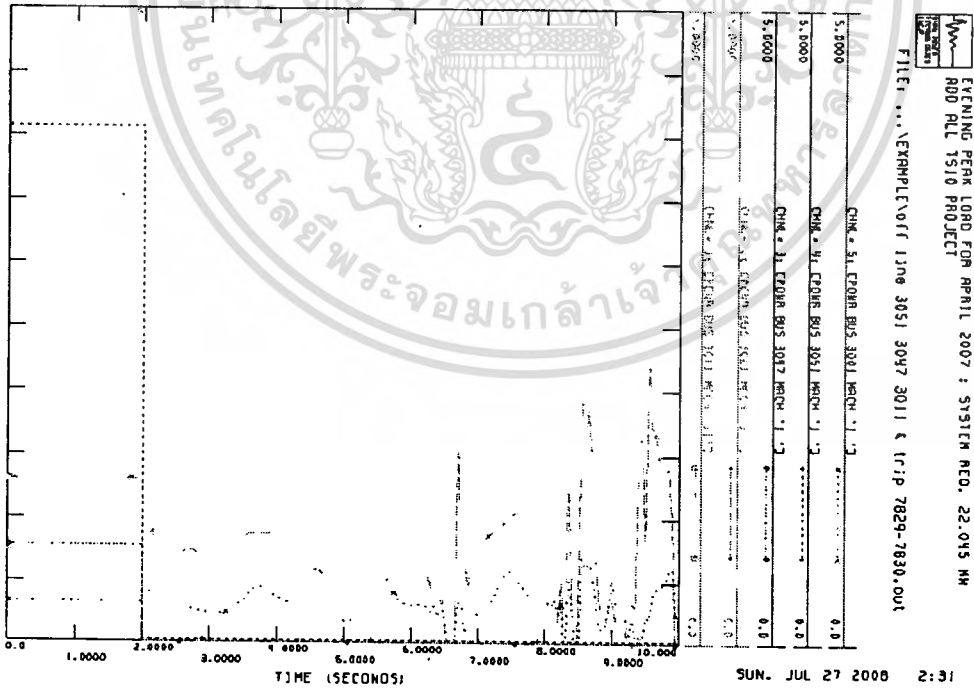


รูปที่ 5.16 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (10a)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ ให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.17 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (11a)



รูปที่ 5.18 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (12a)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

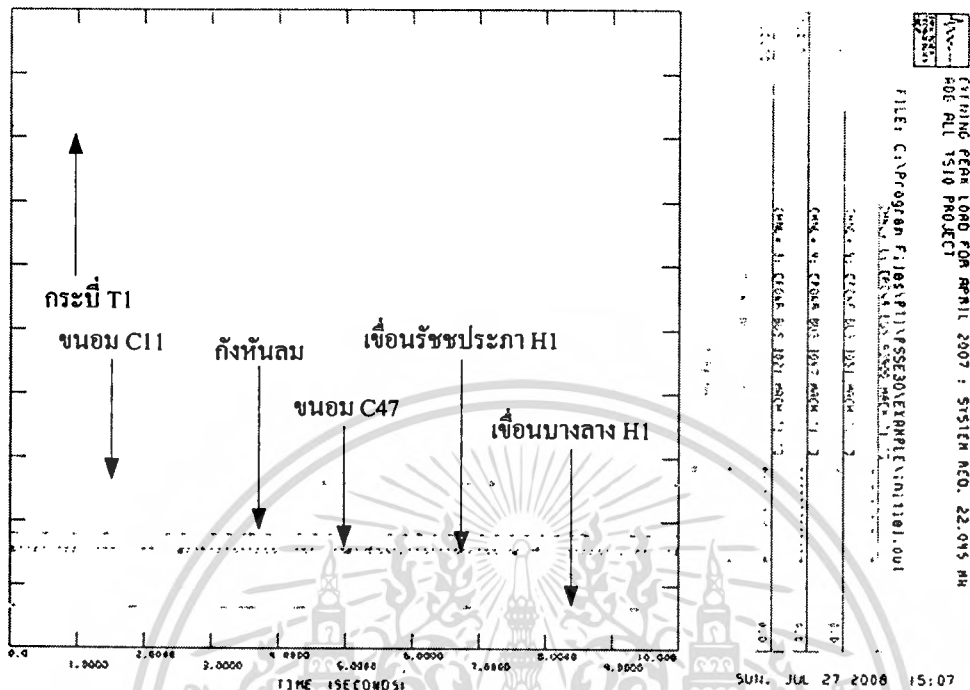
5.3.2 กรณีติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบที่สถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราช

การเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบไฟฟ้าประเทศไทยนี้ขนาดพิกัดของฟาร์มกังหันลมจะอยู่ในระดับ SPP (Small power producer) ซึ่งก็คืออยู่ในช่วง 10 – 90 MW ดังนั้นในที่นี้พิกัดติดตั้ง (Install capacity) เท่ากับ 90 MW ผลการศึกษาการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบนี้จะแสดงให้เห็นเฉพาะการติดตั้งเชื่อมต่อเข้ากับสถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราชเท่านั้นเพราะจากผลการศึกษาการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าอีก 5 สถานีที่เหลือจะให้ผลที่คล้ายกัน และจากการประเมินพิกัดในการติดตั้งโดยพิจารณาโหมคการควบคุมกังหันลมที่ผ่านมาพบว่าการควบคุมแรงดันจะทำให้ฟาร์มกังหันลมมีเสถียรภาพมากที่สุด ดังนั้นในที่นี้จะเลือกโหมคการควบคุมแบบควบคุมแรงดันที่ 1.05 pu ผลจากการจำลองระบบสถานะไดนามิกส์ในขณะที่ยังไม่ได้เชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบที่ผ่านมาจะเห็นได้ว่าระบบจะไม่สามารถรักษาเสถียรภาพได้ในกรณีเกิดเหตุการณ์ที่ 4, 6, 8, 11 และ 12 จากรูปจะเห็นได้ว่าเกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดของภาคใต้ที่เหลืออยู่ในระบบซึ่งมีสาเหตุเนื่องมาจากกำลังไฟฟ้าได้หายไปจากระบบมากเกินไปและสายส่ง 500 kV จากสถานีไฟฟ้าจอมบึงไปยังสถานีไฟฟ้าบางสะพานได้ถูกปลดออกจากระบบทำให้กำลังไฟฟ้าจากตอนบนไม่สามารถไหลมาช่วยได้เพียงพอ

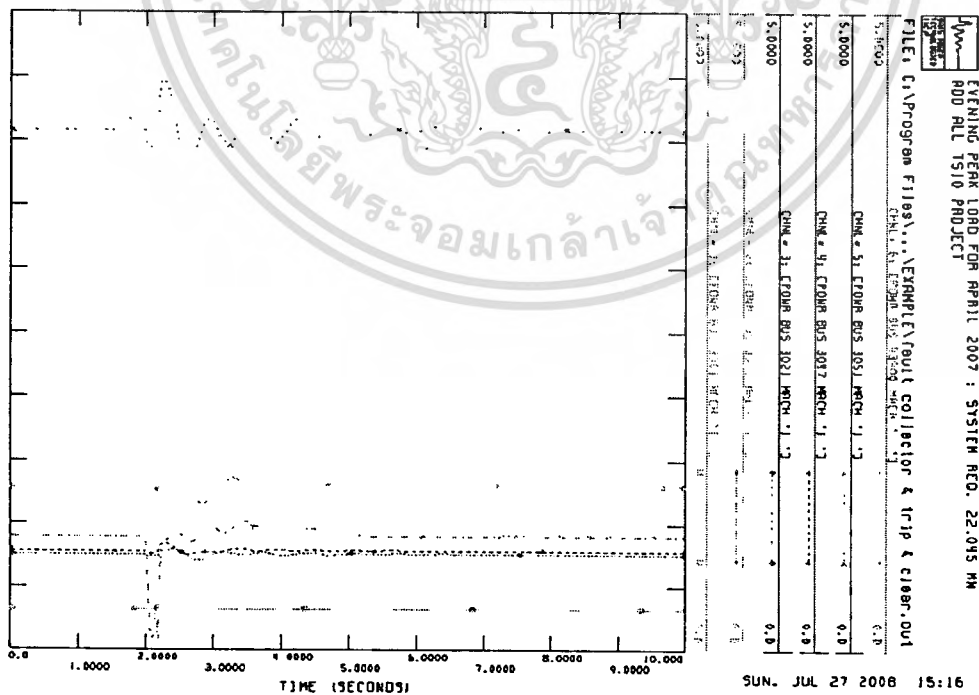
เพื่อให้เห็นว่าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งเข้าไปจะสามารถช่วยระบบให้มีเสถียรภาพดีขึ้นหรือไม่และอีกทั้งตัวฟาร์มกังหันเองจะเป็นตัวก่อให้เกิดปัญหาขึ้นกับระบบหรือไม่ ดังนั้นในการจำลองระบบจะได้ทำการจำลองเหตุการณ์ดังต่อไปนี้

- 1b) จำลองระบบโดยไม่มีสิ่งรบกวน 10 วินาที
- 2b) จำลองระบบ 2 วินาที สมมติเกิดฟอลต์ที่บัส collector 2 (รูปที่ 5.6) ระยะเวลา 5 ไซเคิลแล้วปลดสายส่ง collector 1 – collector 2 และเคลียร์ฟอลต์ แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 3b) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอม C11 – 14 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 4b) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอม C14 – 15 และ C 47 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 5b) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้ากระบี่ T1 และขนอม C 47 - 48 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที
- 6b) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้ากระบี่ T1 และขนอม C11, C 47 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที

ผลการจำลองระบบได้แสดงให้เห็นดังในรูปต่อไปนี้

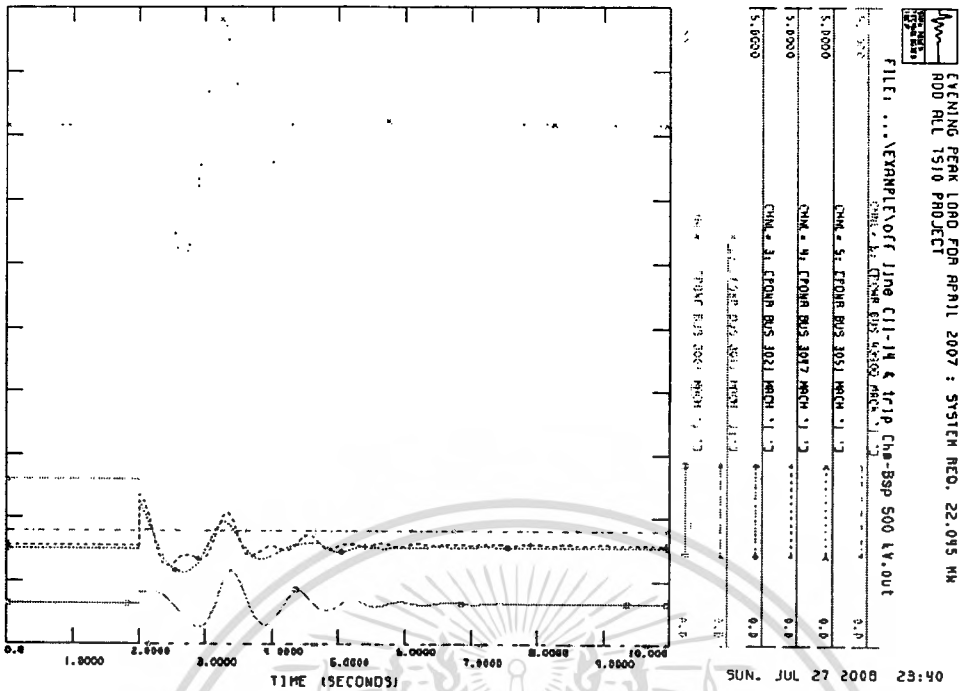


รูปที่ 5.19 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (1b)

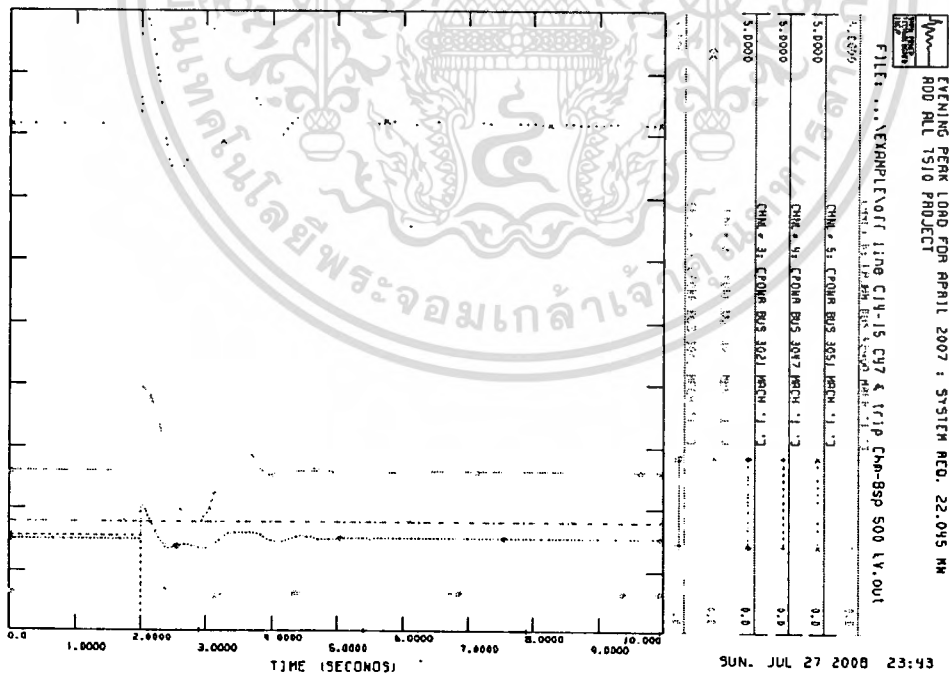


รูปที่ 5.20 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (2b)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.21 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (3b)



รูปที่ 5.22 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (4b)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.3.3 กรณีติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าระบบทั้ง 6 สถานีไฟฟ้า

การจำลองในหัวข้อนี้จะทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าในระบบพร้อมกันทั้ง 6 สถานี โดยพิกัดในการติดตั้งอยู่ในระดับ SPP เช่นเดียวกันทุกฟาร์ม (90 MW) แล้วจำลองดูผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบในเหตุการณ์ต่างๆดังต่อไปนี้

1c) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอม C11 – 14 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที

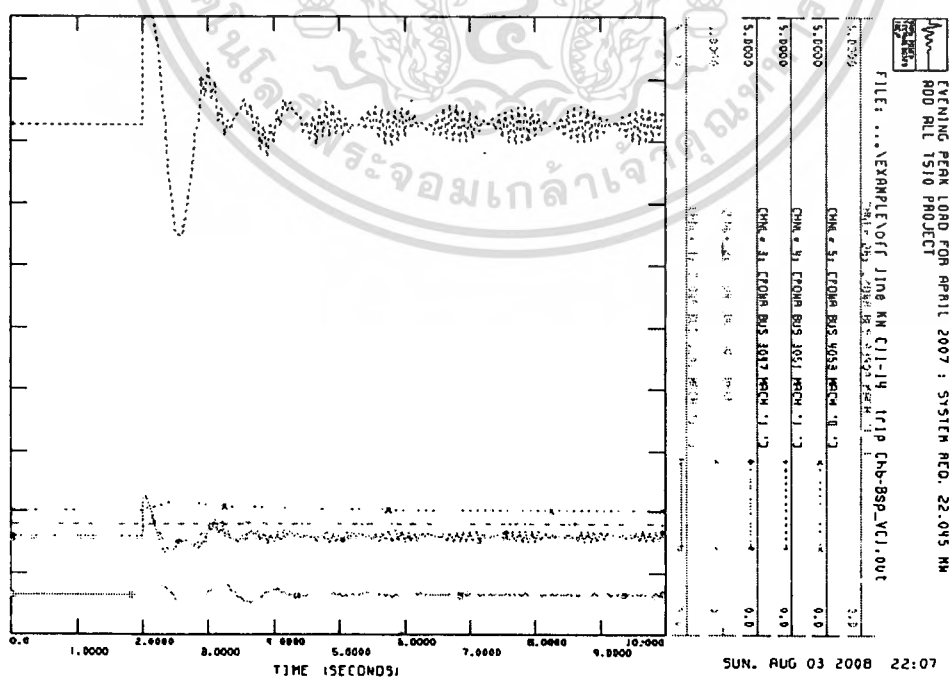
2c) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอม C14 – 15 และ C 47 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที

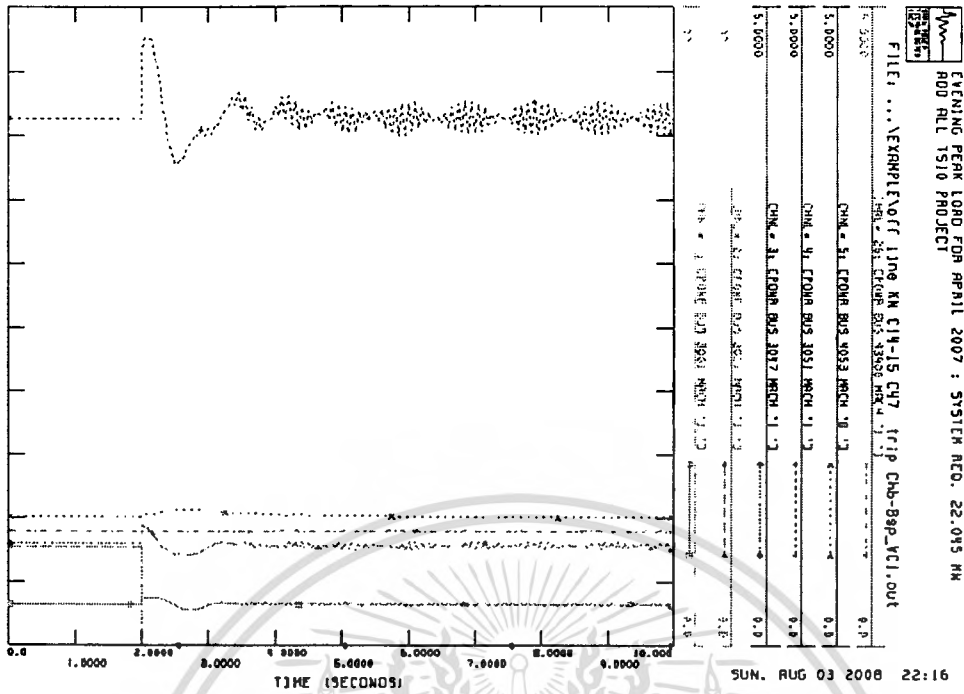
3c) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้ากระบี่ T1 และขนอม C 47 - 48 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที

4c) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้ากระบี่ T1 และขนอม C11, C 47 แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที

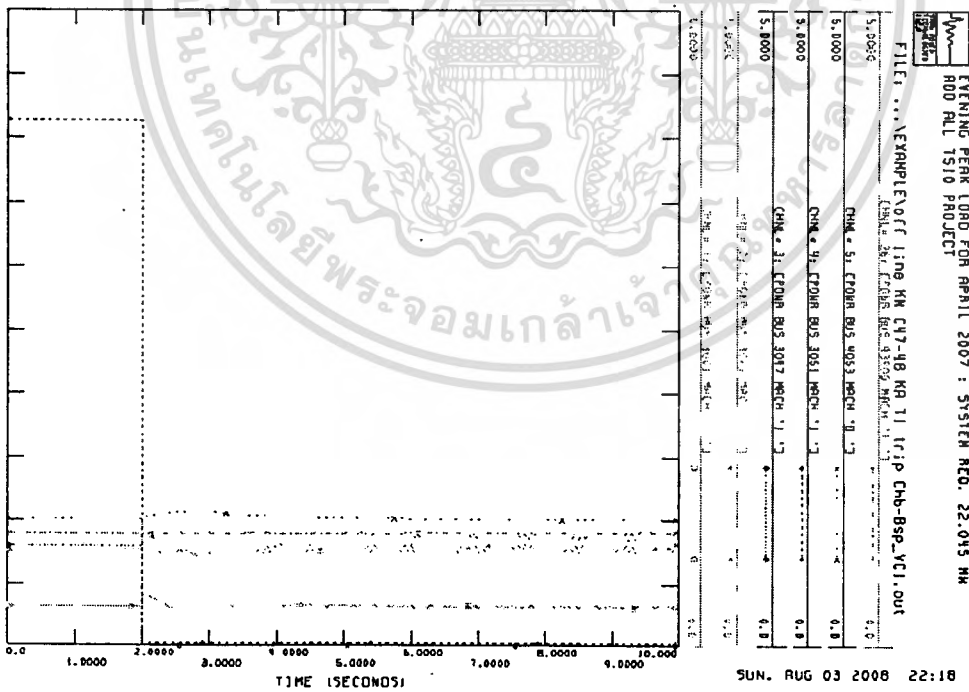
5c) จำลองระบบ 2 วินาที ปลดสายส่งไฟฟ้า 500 kV จอมบึง- บางสะพาน 2 และปิดเครื่องกำเนิดที่โรงจักรไฟฟ้าขนอม C11 – 14 และจำลองระบบต่ออีก 2 วินาที จากนั้นปิดฟาร์มเครื่องกำเนิดกังหันลม 5 ฟาร์มแล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที

6c) จำลองระบบ 2 วินาที ปิดเครื่องกำเนิดกังหันลมออกจากระบบทั้ง 6 ฟาร์มพร้อมกัน แล้วจำลองระบบต่อจนถึง 10 วินาที ผลการจำลองระบบได้แสดงให้เห็นดังในรูปต่อไปนี้



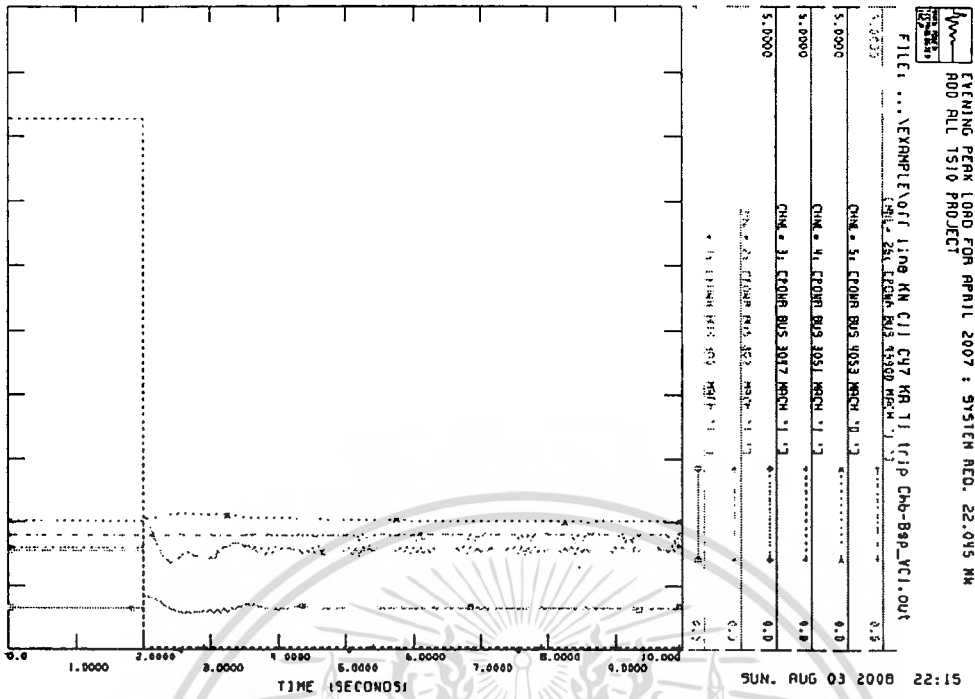


รูปที่ 5.26 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (2c)

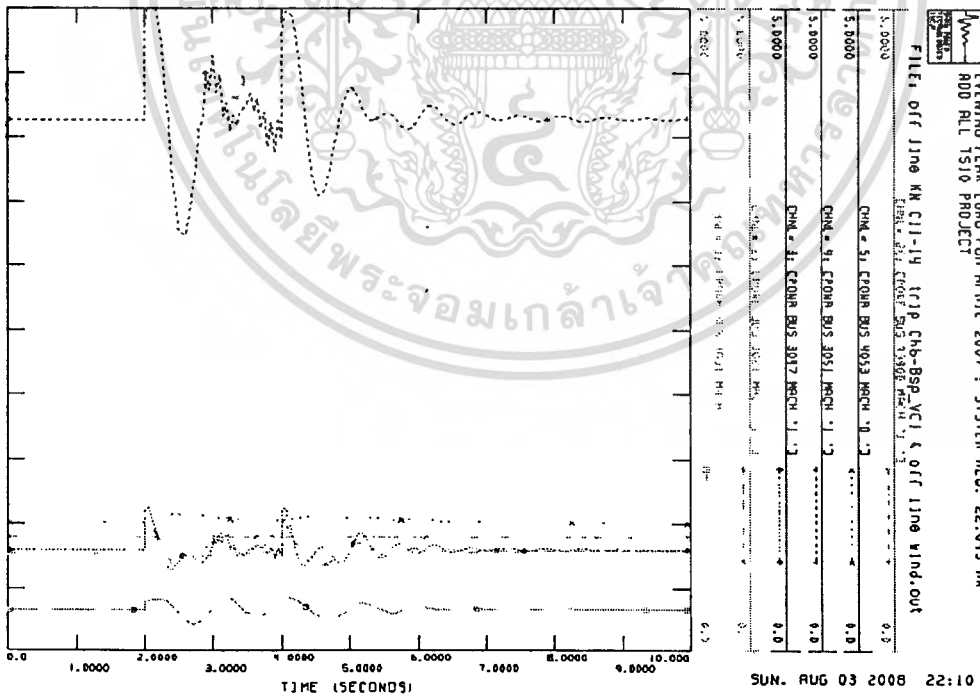


รูปที่ 5.27 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (3c)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

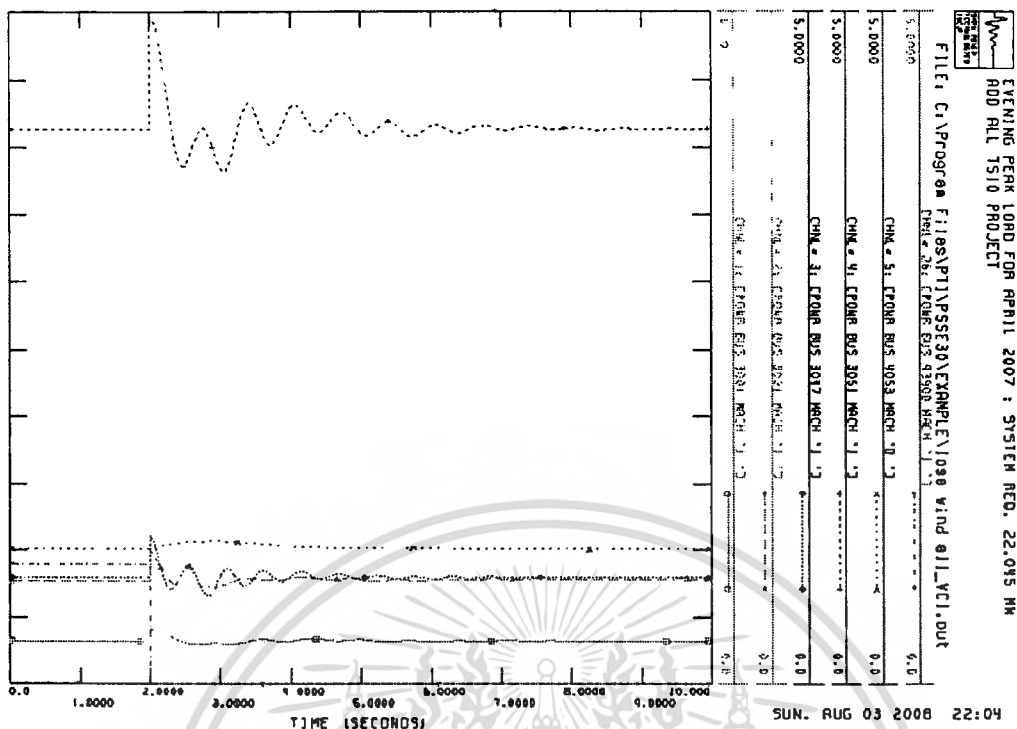


รูปที่ 5.28 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (4c)



รูปที่ 5.29 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (5c)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.30 ผลการจำลองระบบในสถานการณ์ (6c)

จากผลการศึกษาที่ผ่านมาในการติดตั้งกังหันลมเชื่อมต่อเข้ากับสถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราชขนาด 90 MW จะเห็นได้ว่ากังหันลมสามารถเข้ามาช่วยระบบให้มีเสถียรภาพขึ้นได้ โดยหลังจากการเกิดสิ่งรบกวนการแกว่งของกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดที่เหลือได้หายไปดังได้แสดงให้เห็นในรูปที่ 5.21 – 5.24

อย่างไรก็ตามจากผลการศึกษาการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมเข้าพร้อมกันทั้ง 6 ฟาร์มจะเห็นว่าหลังจากการเกิดสิ่งรบกวนกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดที่เหลือจะมีการแกว่งทำให้ระบบขาดเสถียรภาพสาเหตุดังนั้นในการติดตั้งกังหันลมเข้ากับระบบมากเกินไปจะทำให้ระบบไม่มีเสถียรภาพได้ ซึ่งจากการศึกษาในที่นี้พบว่าถ้าติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ภาคใต้ฟาร์มละ 90 MW จะสามารถติดตั้งได้มากที่สุดอยู่ 3 ฟาร์มหรือ 270 MW

5.4 อุปกรณ์ป้องกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลม

แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมที่ใช้ในการศึกษานี้มีอุปกรณ์ป้องกันทางไฟฟ้าอยู่สองส่วนคือ อุปกรณ์ป้องกันแรงดันสูง / ต่ำ และอุปกรณ์ป้องกันความถี่สูง / ต่ำ ซึ่งค่าที่บริษัทผู้ผลิตตั้งเอาไว้คือ

- Under / Over Voltage Protection

VOLTAGE BELOW 15%: 0.01 SECONDS

VOLTAGE 15% TO 50%: 1.3 SECONDS

VOLTAGE 50% TO 90%: 3.0 SECONDS

VOLTAGE 90% TO 110%: CONTINUOUS

VOLTAGE 110% TO 115%: 3.0 SECONDS

VOLTAGE 115% TO 130%: 1.3 SECONDS

VOLTAGE ABOVE 130%: 0.01 SECONDS

- Under / Over Frequency Protection

FREQUENCY BELOW 47.0 HZ: 0.02 SECONDS

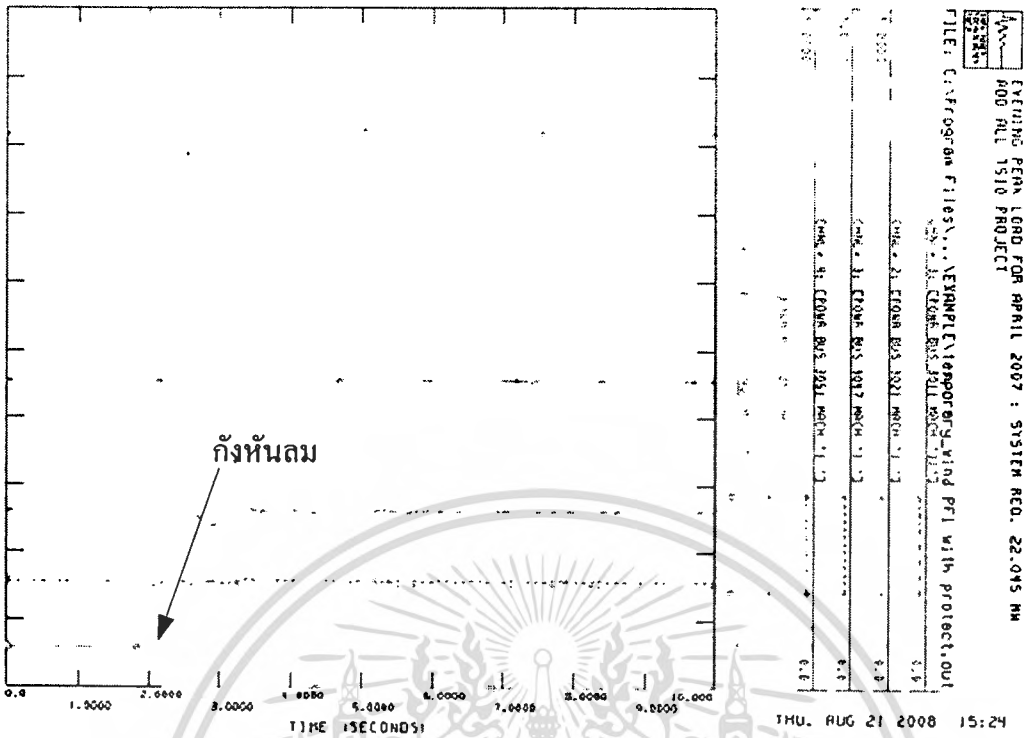
FREQUENCY 47.0 TO 47.5 HZ: 10 SECONDS

FREQUENCY 47.5 TO 51.25 HZ: CONTINUOUS

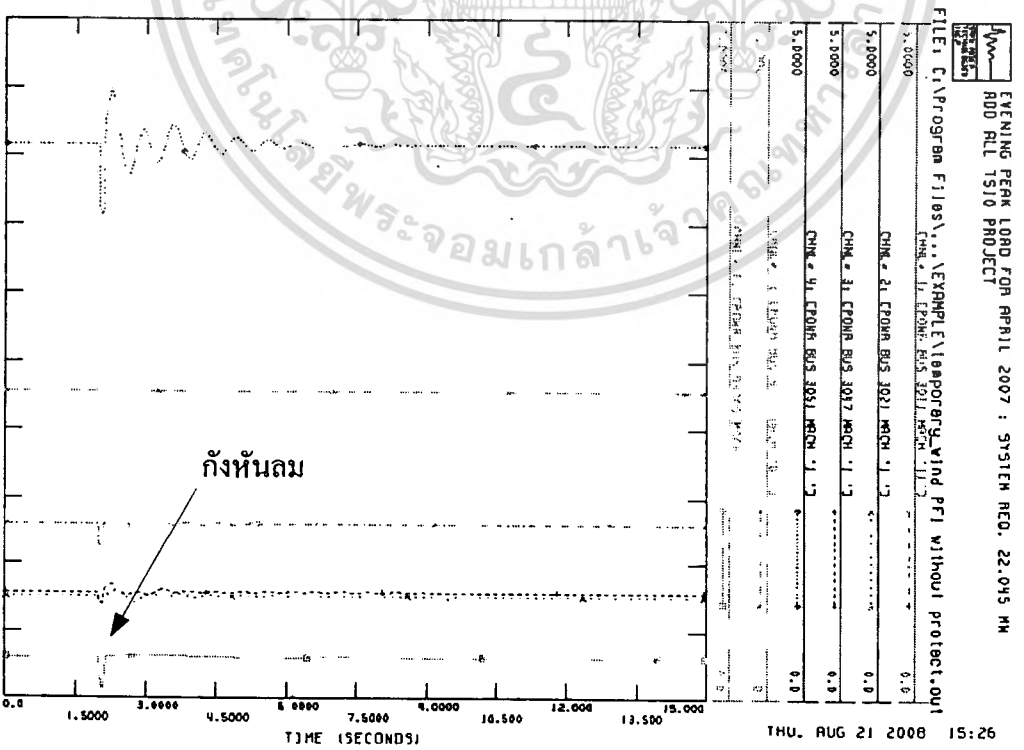
FREQUENCY 51.25 TO 52.0 HZ: 30 SECONDS

FREQUENCY ABOVE 52.0 HZ: 0.02 SECONDS

ยกตัวอย่างเช่น ถ้าแรงดันที่บัสกึ่งหันลมต่ำกว่า 15% (ต่ำกว่า 0.15 pu) เป็นเวลานานกว่า 0.01 วินาที Timer ของ Circuit Breaker จะเริ่มทำงานและจะทำการปลดกึ่งหันลมออกจากระบบเมื่อถึงเวลาที่ตั้งไว้ (ในที่นี้ Timer ของ Circuit Breaker บริษัทผู้ผลิตตั้งไว้ที่ 0.15 วินาที) นอกจากแรงดันจะกลับมามากขึ้นก่อนที่จะถึงเวลาที่ Timer ตั้งไว้ถึงจะเกิดการรีเซต Timer อย่างไรก็ตามเราสามารถที่จะปรับตั้งค่าใหม่ได้เมื่อเห็นว่าไม่เหมาะสม



รูปที่ 5.31 ผลการจำลองการเกิดฟอลต์ขึ้นที่บัสกึ่งहनลม โดยที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน



รูปที่ 5.32 ผลการจำลองการเกิดฟอลต์ขึ้นที่บัสกึ่งहनลม โดยที่ไม่ได้ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเฉพาะเท่านั้น ไม่ควรนำข้อมูลนี้ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 5.31 และ 5.32 แสดงให้เห็นการจำลองระบบเพื่อทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน โดยจำลองการเกิดฟอลต์ขึ้นที่บัสกั้นหมอมเป็นระยะเวลา 9 ไซเคิลแล้วทำการเคลียร์ฟอลต์ ซึ่งจากผลการจำลองจะเห็นว่าในรูปที่ 5.31 กั้นหมอมจะถูกปลดออกจากระบบเนื่องมาจากอุปกรณ์ป้องกันแรงดันทำงาน ในขณะที่รูปที่ 5.32 กั้นหมอมจะกลับมาทำงานตามปกติหลังจากเคลียร์ฟอลต์และระบบยังคงรักษาเสถียรภาพอยู่ได้ ดังนั้นในกรณีนี้อาจทำการปรับตั้งค่า Timer ใหม่แต่ทั้งนี้ก็ต้องพิจารณาผลกระทบอื่นๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นกับกั้นหมอมเมื่อเกิดฟอลต์ด้วย



บทที่ 6

สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผล

จากการจำลองระบบในสถานะเหตุการณ์ต่างๆในบทที่ผ่านมาผลปรากฏว่าในการเลือกควบคุมกักหน้ลมที่ดีควรเลือกโหมดควบคุมแรงดัน 0.95 – 1.05 pu. เพราะถ้าเลือกควบคุมแรงดันต่ำกว่านี้ก็จะเกิดปัญหาแรงดันต่ำขึ้นที่ระบบซึ่งจะทำให้ระบบไม่สามารถรักษาเสถียรภาพได้ง่ายแรงดันในช่วงนี้ถือว่าอยู่ในช่วงภาวะปกติ ถ้าหากเลือกโหมดควบคุมเพาเวอร์แฟคเตอร์ก็ควรเลือกควบคุมที่เพาเวอร์แฟคเตอร์ล้าหลัง 0.95 (PF 0.95 Lagging) เพราะหากควบคุมที่เพาเวอร์แฟคเตอร์นำหน้าจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากักหน้ลมดูดรับกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบส่งผลให้เกิดปัญหาแรงดันต่ำขึ้นที่ระบบ

และจากการศึกษาระบบในสถานะไดนามิกส์ผลปรากฏว่าในส่วนของระบบไฟฟ้าทางภาคใต้มีโรงจักรไฟฟ้าที่สำคัญจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ระบบคือ โรงจักรไฟฟ้าขนอมซึ่งมีทั้งหมด 7 หน่วยและโรงจักรกระบี่ 1 หน่วยและมีสายส่งเส้นที่สำคัญคือสายส่ง 500 kV จากสถานีไฟฟ้าจอมบึงถึงสถานีไฟฟ้าบางสะพาน 2 ดังในตารางที่ 5.3 และจากการจำลองเหตุการณ์ต่างๆดังในบทที่ 5 พบพบว่าในขณะที่ยังไม่ได้ติดตั้งกักหน้ลมระบบจะไม่มีเสถียรภาพก็ต่อเมื่อสายส่ง 500 kV จากสถานีไฟฟ้าจอมบึงถึงสถานีไฟฟ้าบางสะพาน 2 หลุดออกจากระบบและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในภาคใต้หลุดออกจากระบบมากกว่า $\cong 400$ MW และหลังจากติดตั้งฟาร์มกักหน้ลมเข้ากับระบบก็จะเห็นว่ากักหน้ลมนั้นเข้าไปช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพได้มากขึ้นดังที่แสดงในบทที่ 5

6.2 ข้อเสนอแนะ

จากการศึกษาทั้งหมดที่ผ่านมาในการที่จะติดตั้งกักหน้ลมเข้ากับระบบไฟฟ้าในพื้นที่ทางภาคใต้ของประเทศไทยควรคำนึงถึงสิ่งต่อไปนี้

1. ควรเลือกเทคโนโลยีกักหน้ลมชนิดดับบลิเฟด เนื่องจากสามารถควบคุมการดูดรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนของกักหน้ลมได้ โดยสามารถเลือกโหมดการทำงานได้ทั้งโหมดควบคุมแรงดัน และโหมดควบคุมเพาเวอร์แฟคเตอร์
2. ควรเลือกโหมดการควบคุมแรงดันที่ 0.95 - 1.05 pu.
3. ถ้ามีการซ่อมบำรุงสายส่ง 500 kV จากสถานีไฟฟ้าจอม- บางสะพาน 2 และหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในภาคใต้หลุดออกจากระบบมากกว่า 400 MW เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากักหน้ลมจะช่วยระบบได้มากที่สุด $\cong 270$ MW (ฟาร์มละ 90 MW จำนวน 3 ฟาร์ม) ซึ่งถ้าหากมากกว่านี้ระบบจะมีปัญหาแรงดันต่ำ ทำให้ระบบขาดเสถียรภาพ

บรรณานุกรม

- [1] <http://www.windpower.org>
- [2] Sathyajith Mathew, **Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics.** Springer, 2006.
- [3] International Electrotechnical Commission, **IEC 61400-21 Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines**, International standard, First edition, year 2001-12.
- [4] Andreas Petersson, **Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines**, Chalmers University of Technology, Sweden, 2005.
- [5] —, “**Design of direct-driven permanent-magnet generators for wind turbines,**” Ph.D. dissertation, Chalmers University of Technology, Sweden, Nov. 1996.
- [6] A. Grauers, “**Synchronous generator and frequency converter in wind turbine applications: system design and efficiency,**” Chalmers University of Technology, Sweden, 1994.
- [7] Joris SOENS, **Impact of Wind Energy in a Future Power Grid**, December 2005
- [8] Chai Chompoo-inwai, Wei-Jen Lee, Pradit Fuangfoo, Mitch Williams, and James R. Liao “**System impact study for the interconnection of wind generation and utility system**” IEEE transactions on industry applications, Vol. 41, No. 1, January/February 2005
- [9] Jane E. McArdle “**Dynamic Modelling of wind turbine generators and the impact on small lightly interconnected grids**” Wind engineering volume 28, No. 1, 2004
- [10] Hadi Saadat “**Power System Analysis**” Second Edition, International Edition 2004, McGraw Hill
- [11] World wind energy association. “**World wind energy association.**” [Online]. Available: <http://www.wwindea.org/home/index.php>. 2007.
- [12] American wind energy association. “**U.S. Wind Energy Projects.**” [Online]. Available: <http://www.awea.org/projects/>. 2007.
- [13] GE-Wind / Enron. “**Wind turbines.**” [Online]. Available: www.gewindenergy.com. 2008.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก.

แบบจำลองกังหันลมที่ใช้ในการจำลอง



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

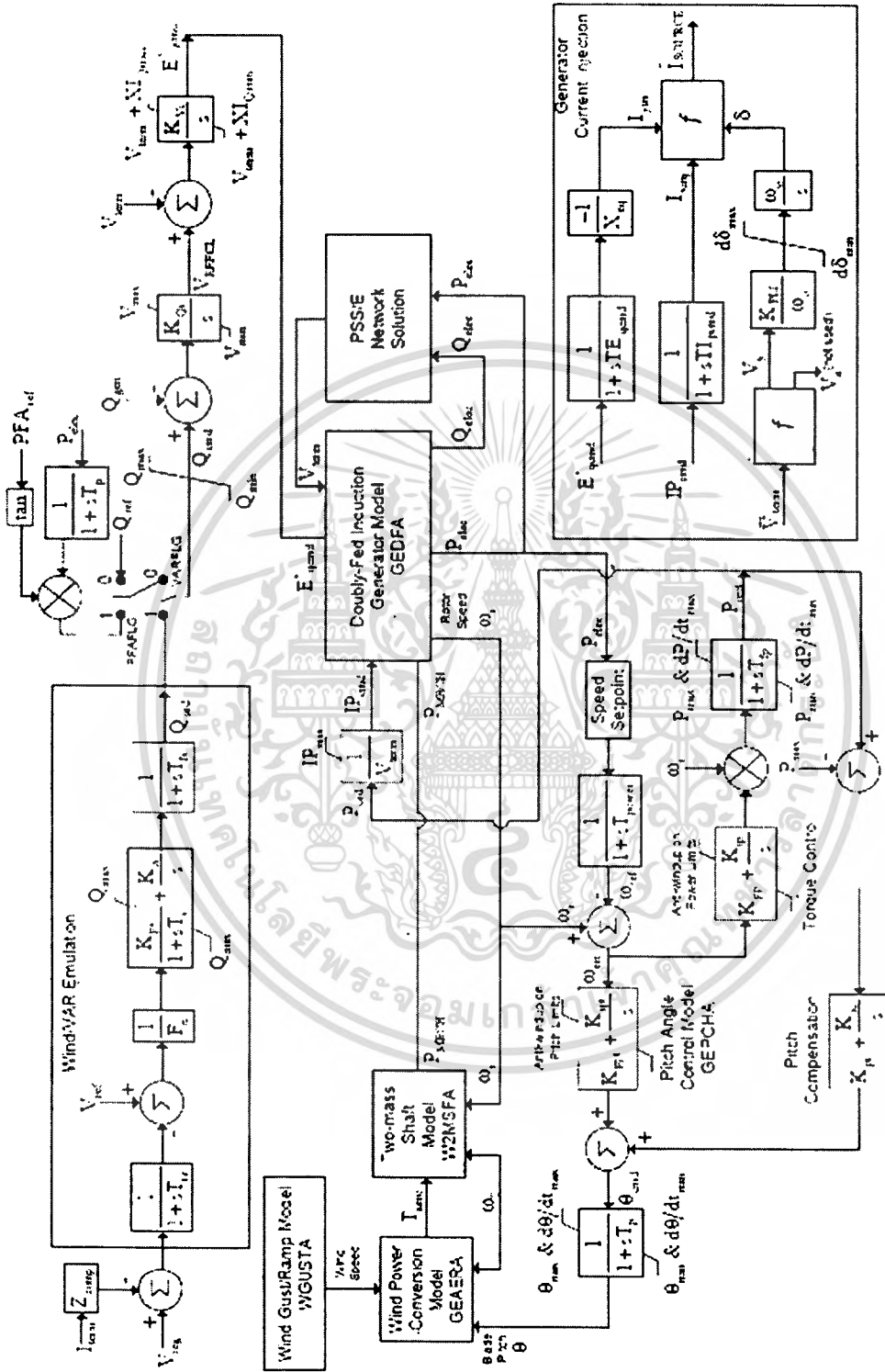


Figure 3-2 - GE Wind Turbine Controls

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5 /KIV
 0 /RC
 0 /XC
 0.05 /TFP
 3 /KPP_CNB
 0.6 /KIP_CNB
 1.12 /PMX_CNB
 0.1 /PMN
 0.296 /QMX
 -0.44 /QMN
 1.11 /IPMAX
 0.05 /TRV
 0.45 /RPMX
 -0.45 /RPMN
 5 /T_POWER
 0.5 /KQi
 0.9 /VMINCL
 1.1 /VMAXCL
 40 /KVi
 -0.5 /XIQmin
 0.4 /XIQmax
 0.05 /TV
 0.3 /TP_CNB
 1 /Fn

* WGUSTA MODEL *

9999. /TIG
 5. /TG
 30. /MAXG
 9999. /TIR
 9999. /T2R
 30. /MAXR

* W2MSFA MODEL *

2.344 /DI2
 1.387 /KI2

6.79 /TA1

2 /POL

90. /RQ

* GEAERA MODEL *

20. /LAMBDA_MAX

0. /LAMBDA_MIN

27. /PITCH_MAX

-4. /PITCH_MIN

0.0 /GEAERA_Ta

1.225 /RHO

35.25 /RADIUS

90. /GB_RATIO

1500. /SYNCHR

1500. /POWER_RATE

1.667 /MBASE1

* TGPTCH MODEL *

0.3 /TP

150. /KPP

25. /KIP

3.33 /KPC

33.3 /KIC

-4. /TETAMIN

27. /TETAMAX

-10. /RTETAMIN

10. /RTETAMAX

0.90 /PMX

* VOLTAGE PROTECTION, SUGGESTED BY MANUFACTURER *

0.15 /VLO(1), LOWEST UNDERVOLTAGE LIMIT (PU)

0.50 /VLO(2), SECOND UNDERVOLTAGE LIMIT (PU)

0.90 /VLO(3), THIRD UNDERVOLTAGE LIMIT (PU)

1.10 /VUP(1), FIRST OVERVOTLAGE LIMIT (PU)

1.15 /VUP(2), SECOND OVERVOTLAGE LIMIT (PU)

- 1.30 / VUP(3), HIGHEST OVERVOLTAGE LIMIT (PU)
- 0.01 / VPICKUP_TIME(1)FOR VOLTAGE BELOW VLO(1)
- 1.3 / VPICKUP_TIME(2)FOR VOTLAGE BETWEEN VLO(1) AND VLO(2)
- 3.0 / VPICKUP_TIME(3)FOR VOTLAGE BETWEEN VLO(2) AND VLO(3)
- 3.0 / VPICKUP_TIME(4)FOR VOTLAGE BETWEEN VUP(2) AND VUP(1)
- 1.3 / VPICKUP_TIME(5)FOR VOTLAGE BETWEEN VUP(3) AND VUP(2)
- 0.01 / VPICKUP_TIME(6)FOR VOLTAGE ABOVE VUP(3) (SECONDS)
- 0.08 / VBREAKER_TIME (SECONDS)

* FREQUENCY PROTECTION, SUGGESTED BY MANUFACTURER *

- 47.0 / FLO(1), LOWEST UNDERFREQUENCY LIMIT (HZ)
- 47.5 / FLO(2), SECOND UNDERFREQUENCY LIMIT (HZ)
- 51.25 / FUP(1), FIRST OVERFREQUENCY LIMIT (HZ)
- 52.0 / FUP(2), HIGHEST OVERFREQUENCY LIMIT (HZ)
- 0.02 / FPICKUP_TIME(1) FOR FREQUENCY BELOW FLO(1)
- 10.0 / FPICKUP_TIME(2) FOR FREQUENCY BETWEEN FLO(1) AND FLO(2)
- 30.0 / FPICKUP_TIME(3) FOR FREQUENCY BETWEEN FUP(1) AND FUP(2)
- 0.02 / FPICKUP_TIME(4) FOR FREQUENCY ABOVE FLO(1)
- 0.08 / FBREAKER_TIME



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



Celebration of His Majesty the King Bhumibol Adulyadej

30th Electrical Engineering Conference

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 30

หนังสือรวมบทความที่น่าสนใจในการประชุม เล่ม 1

- ไฟฟ้ากำลัง (PW)
- อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
- ไฟโตนิคส์ (PH)
- คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)

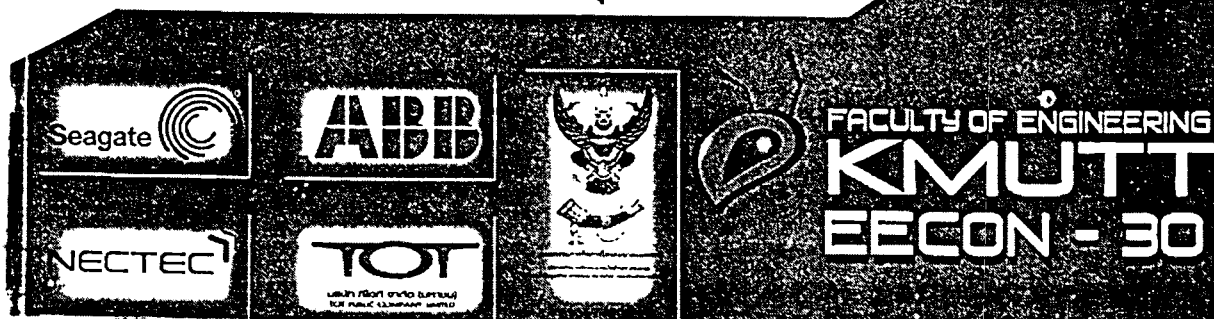
Volume I

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
KING MONGKUT'S UNIVERSITY OF TECHNOLOGY THONBURI

โดย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์และโทรคมนาคม
ภาควิชาวิศวกรรมระบบควบคุมและเครื่องมือวัด ภาควิชาวิศวกรรมคอมพิวเตอร์
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ณ โรงแรมเฟลิกซ์ ริเวอร์แคว รีสอร์ท กาญจนบุรี
25 - 26 ตุลาคม 2550



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การศึกษาเปรียบเทียบผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
ต่างชนิดเข้ากับระบบ

The Comparison of System Impact Study for the Interconnection of Various Type of
Distributed Generators to Power System

อนุรักษ์ จำดี วินัย พรพจน์รัตนกุล ขาช ขมภูอินโหว มณฑล จิตาจินดาไกรฤกษ์ ฤทธิ บรรจงจิตร
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ถนนลาดพร้าว เขตคลองจั่น กรุงเทพมหานคร 10520
โทร 0-2326-4550 E-mail: s9060230@kmitl.ac.th



บทคัดย่อ

ในการศึกษาเกี่ยวกับความมั่นคง ความมีเสถียรภาพ และความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลัง มีหลากหลายปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับหัวข้อดังกล่าว แต่อย่างไรก็ตาม สิ่งที่สำคัญทางเทคนิคเป็นอันดับต้นๆ คือพฤติกรรมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ซึ่งเป็นแกนหลักในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ระบบไฟฟ้า ความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีได้ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักของระบบไฟฟ้าในปัจจุบันมีหลายชนิด เช่น Round-rotor Synchronous Generator (RRSG), Salient Pole Synchronous Generator (SPSG) และ Induction Generator (IG) ซึ่งเครื่องกำเนิดที่กล่าวมานี้จะมีรูปแบบการควบคุม (Model Control) แตกต่างกันออกไป ดังนั้นเมื่อเกิดภาวะรบกวนหรือผิดปกติ (Fault) ขึ้นที่ระบบก็จะทำให้เกิดผลกระทบของต่อระบบแตกต่างกันออกไปด้วย บทความนี้จะกล่าวถึงผลกระทบการตอบสนองของระบบเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบ ทั้งในสภาวะปกติ (Normal Condition) และสภาวะเกิดฟอลต์ (Fault Condition) ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า

คำสำคัญ : Doubly-Fed Induction Generator, Dynamic, Steady State

Abstract

For the study of power system security, the stability and reliability subject are the two main concerns for all power system engineers. In reality, many factors involve in those two issues. However, the advancing in today's technology resulting in various types of generators with different of control models for example: a regular thermal plant with Round-rotor Synchronous Generator (RRSG), a Salient Pole Synchronous Generator (SPSG) in the hydro power plant and a newly developed type of Induction Generator (IG) in a typical wind generation system. These lead to the different impact in both dynamic and transient response to power system when they are integrated into conventional power system. The situations become

worse if those generators happened to experience with the disturbances. Therefore, this paper describes the characteristic of each dynamics and transient response of generators in both normally operations and fault condition when they are to be integrated to power system.

Keywords: Doubly-Fed Induction Generator, Dynamic, Steady State

1. บทนำ

ในปัจจุบันได้มีการมุ่งเน้นให้ความสำคัญในเรื่องของพลังงานและพลังงานทดแทนซึ่งเป็นทางเลือกใหม่ (Renewable Energy) ดังนั้นการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในระดับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer, SPP) (10MW-90MW) จึงเป็นที่สนใจอย่างแพร่หลายเพราะสามารถกระจายตัวแหล่งพลังงานได้อย่างทั่วถึง โดยทั่วไปนั้นการวางแผนการผลิตและพัฒนาระบบไฟฟ้ากำลังนั้น จะทำการเชื่อมโยงและสอดคล้องกับการเพิ่มของโหลด และ สภาวะการเติบโตของเศรษฐกิจ สำหรับในระบบที่มีกำลังการผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับความถี่ของกำลังงานไฟฟ้าของโหลดใกล้เคียงกัน ประเด็นการศึกษาถึงการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง โดยรวมเพิ่มกำลังการผลิตนั้นเราจะต้องมั่นใจได้ว่าเพิ่มไปแล้วจะส่งผลกระทบต่อทำให้ระบบเสถียร (System Violations) เช่น เกิดแรงดันเกินที่บัส (High Voltage), แรงดันตก (Low Voltage) ที่บัสหรือเกิดกำลังไฟฟ้าไหลเกิน (Line Overload) ซึ่งในบทความนี้จะศึกษาเกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) ของระบบเพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาที่กล่าวมาหลังจากที่ศึกษา Power flow ของระบบแล้วจึงศึกษาแรงดันเกิน, แรงดันตก และกำลังไฟฟ้าไหลเกินในสายส่งแล้ว เราจะยืนยันใจว่าระบบมีความมั่นคง มีเสถียรภาพหรือไม่? จำเป็นต้องทำการศึกษาระบบในสภาวะการตอบสนองการทำงานแบบชั่วขณะและการทำงานแบบพลวัต (Transient and Dynamic response) ซึ่งว่าสามารถทำงานได้อย่างไม่มีปัญหาทั้งในระบบในสภาวะปกติ (Normal condition) และระบบที่ผิดปกติ (Fault condition) บทความนี้จะทำการศึกษาผลกระทบของระบบ

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 30 (EECON-30) 25-26 ตุลาคม 2550 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

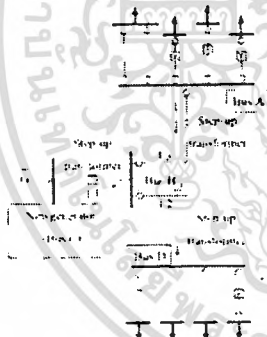
เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดชนิดต่างๆเข้าไปในระบบทั้งเครื่องกำเนิดชนิด RRRSG, SPSG และ Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (DFIG)

2. การศึกษา LOAD FLOW ของระบบ

2.1) องค์ประกอบของระบบไฟฟ้ากำลัง (Study system)

ระบบไฟฟ้ากำลังที่นำมาศึกษาจะเป็นระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ซึ่งมีจำนวนบัสประมาณ 1500 บัส ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากกว่า 200 หน่วย พร้อมกับการหึงการกำลังไฟฟ้าของโหลดประมาณ 20,000 MW. โดยทำการปรับระบบจากกรณีฐาน (System base case) ให้เป็นกรณีที่มีความเหมาะสมกับการศึกษา (Reasonable case) โดยทำการกำจัดภาวะผิดปกติต่างๆ (System violations) ในระบบออก แล้วจึงนำกรณีฐานดังกล่าวมาทำการศึกษารูปแบบของกำลังไฟฟ้าในภาวะคงตัว (Steady state power flow) จากนั้นจึงได้ทำการสร้างกรณีศึกษาอื่นๆ (Scenarios) เพื่อประกอบการศึกษาลักษณะของเครื่องกำเนิดชนิดต่างๆ ที่กล่าวไปข้างต้นเมื่อนำมาทำการต่อเชื่อม (Interconnection) เข้ากับระบบเดิม (Conventional system)

2.2) Single Line Diagram ของระบบในส่วนที่จะศึกษาการเชื่อมต่อ



รูปที่ 1 Single Line Diagram ของระบบ

จากรูปที่ 1 แสดงให้เห็น Single line diagram ส่วนหนึ่งของระบบ ซึ่งมีบัส C จะเป็นบัสเครื่องกำเนิดใหม่ที่จะต่อเข้ากับระบบ จากกรณีวิเคราะห์ระบบในสถานะ Steady State โดยได้ทำการจำลองศึกษารูปแบบของกำลังไฟฟ้า และทำการปรับกรณีฐานเพื่อไม่ให้บัสในระบบมีภาวะแรงดันหรือกำลังไฟฟ้าเกินพิกัด (Violation) ค่าของแรงดันทุกบัสอยู่ในช่วง 0.95 ถึง 1.05 pu. ผลลัพธ์ของงานนี้เพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดปัญหา กำลังไฟฟ้าไหลเกิน ทนวิจาบรรณเครื่องกำเนิดใหม่ที่จะมีมาเพื่อเข้ากับระบบได้จะมีจะต้องมีขนาดกำลังไฟฟ้าไม่เกิน 90 MW (new generation penetration level) และจากการจำลองศึกษา Power flow จะมีการไหลของกำลังไฟฟ้าที่จะเกิดการลัดลั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าคือมีกำลังไฟฟ้าไหลจากบัส

A ไปยังบัส B และผ่านไปยังบัส D เท่ากับ 74.6 MVA และหลังจากลัดลั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปที่บัส C ขนาด 90 MW แล้ว กำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัส A ไปยังบัส B ลดลงเหลือ 47.6 MVA และกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัส B ไปยังบัส D เท่ากับ 137.0 MVA อนึ่ง ข้อมูลเหล่านี้จะเป็นประโยชน์ในการศึกษาในส่วนของเสถียรภาพของระบบต่อไป

3. การศึกษาการจำลองระบบในสถานะ DYNAMIC

การศึกษาจำลองระบบในสถานะชั่วขณะและพลวัต (Transient and Dynamic response) จะศึกษาพฤติกรรมของการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะสัมพันธ์กับมุมโรเตอร์ (rotor angle) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามสมการการแกว่งของโรเตอร์ (Swing Equation) คือ

$$\frac{H}{180f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \tag{1}$$

และจากสมการความสัมพันธ์ระหว่างกำลังและแรงบิด

$$P_m = \omega_m T_m \tag{2}$$

และ

$$P_e = \omega_e T_e \tag{3}$$

- เมื่อ H = ค่าคงที่ความเฉื่อย (per unit inertia constant)
- δ = มุมโรเตอร์ (องศา)
- f_0 = ความถี่ซิงโครนัส (synchronous frequency)
- P_m = กำลังทางกล (mechanical power)
- P_e = กำลังทางไฟฟ้า (electrical power)

ซึ่งในระหว่างที่เกิดฟลอคเตอร์บัสที่โรเตอร์จะเกิดความเร็ว ($T_m > T_e$) หรือ ความหน่วง ($T_m < T_e$) ดังนั้นจะเห็นได้ว่ากำลังไฟฟ้าและมุมโรเตอร์จะมีความสัมพันธ์กับความสัมพันธ์ที่ 1, 2 และ 3

ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบประกอบด้วย ลักษณะโครงข่ายของระบบ (System Configuration), ค่าพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการปรับตั้ง (Control Parameter and Setting) และ ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า. อย่างไรก็ตามค่าพารามิเตอร์ดังกล่าวเป็นปัจจัยที่มีส่วนสำคัญอย่างยิ่งต่อการวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบไฟฟ้า (System Security) ทั้งในการวิเคราะห์ในสถานะ Dynamic และ Transient การศึกษาเรื่องนี้เราจะเริ่มสังเกตที่ลัดลั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เริ่มมาอยู่ 5 บัสด้วยกันได้แก่ บัส C ซึ่งเป็บบัสเครื่องกำเนิดใหม่ที่เพิ่งลัดลั้ง และที่เหลืออีก 4 บัส (X3011, X3021, X3047 และ X3051) เป็นบัสที่อยู่ในพื้นที่ลัดลั้ง (Local Area) โดยที่บัส X3051 จะอยู่ใกล้บัส C มากที่สุดการศึกษารูปแบบการจำลองระบบในสถานะ Dynamic นี้แบ่งออกเป็น 3 กรณี คือ

- 1) การจำลองระบบในสถานะ Dynamic ในขณะที่ไม่เกิดฟลอคแต่เป็นเพียงการรบกวน 3 กรณี คือ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

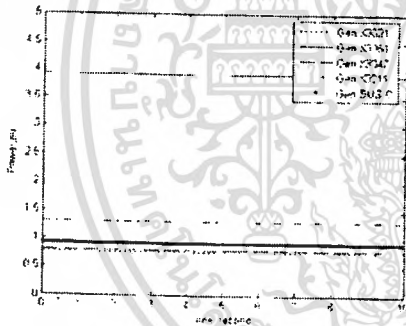
- กรณีที่ 1.1: คัดตั้ง RMSG ที่บัส C
- กรณีที่ 1.2: คัดตั้ง SPSSG ที่บัส C
- กรณีที่ 1.3: คัดตั้ง DFIG ที่บัส C

ซึ่งจากการจำลองระบบเมื่อทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดแต่ละชนิดเข้าไปในระบบทั้ง 3 ชนิดในขณะที่ไม่เกิดฟอลต์ ผลปรากฏว่าเครื่องกำเนิดทั้ง 3 ชนิด สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าออกมาได้ในลักษณะคล้ายกัน ดังแสดงในรูปที่ 2

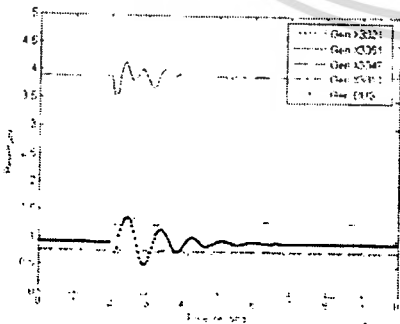
2) การจำลองระบบในสถานะ Dynamic ในขณะที่เกิดฟอลต์แบบชั่วคราว (Temporary Fault) โดยจำลองการเกิดฟอลต์ขึ้นที่บัส C ระยะเวลา 5 ไซเคิล (Cycles) แล้วเครื่องฟอลต์ออกเบี่ยงการจำลองออกเป็น 3 กรณี คือ

- กรณีที่ 2.1: คัดตั้ง RMSG ที่บัส C
- กรณีที่ 2.2: คัดตั้ง SPSSG ที่บัส C
- กรณีที่ 2.3: คัดตั้ง DFIG ที่บัส C ซึ่งผลการจำลอง

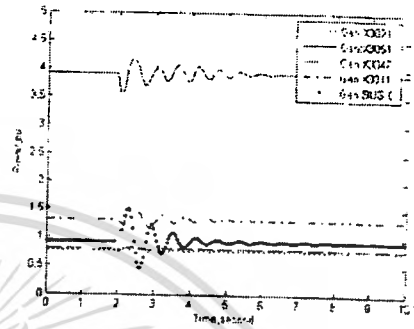
แสดงให้เห็นดังรูปที่ 3, 4 และ 5 ตามลำดับ



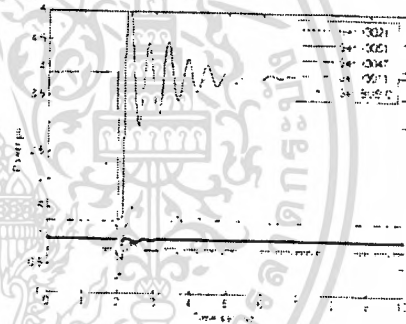
รูปที่ 2 การผลิตกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดทั้ง 3 ชนิด 90MW ในสถานะไม่เกิดฟอลต์ (กรณี 1.1, 1.2 และ 1.3) (กรณี 1.3 ความเร็วลม: 10 m/s)



รูปที่ 3 คัดตั้ง RMSG 90MW ที่บัส C จำลองการเกิดฟอลต์ที่บัส C ระยะเวลา 5 ไซเคิลแล้วทำการกลับฟอลต์ด้วย (กรณี 2.1)



รูปที่ 4 คัดตั้ง SPSSG 90MW ที่บัส C จำลองการเกิดฟอลต์ที่บัส C ระยะเวลา 5 ไซเคิลแล้วทำการกลับฟอลต์ด้วย (กรณี 2.2)

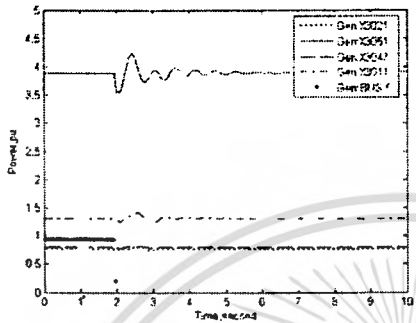


รูปที่ 5 คัดตั้ง DFIG 90MW ที่บัส C จำลองการเกิดฟอลต์ที่บัส C ระยะเวลา 5 ไซเคิลแล้วทำการกลับฟอลต์ด้วย (กรณี 2.3)

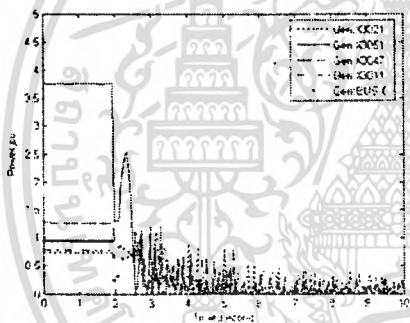
3) การจำลองระบบในสถานะ Dynamic ในขณะที่เกิดฟอลต์แบบถาวร (Permanent Fault) โดยจำลองการเกิดฟอลต์ที่บัส C ระยะเวลา 5 ไซเคิล แล้วทำการปลด (Trip) ตัวเครื่องเบี่ยงการจำลองออกเป็น 3 กรณี คือ

- กรณีที่ 3.1: คัดตั้ง RMSG ที่บัส C (ปลด L1, L2, L3 ที่ละเส้น)
- กรณีที่ 3.2: คัดตั้ง SPSSG ที่บัส C (ปลด L1, L2, L3 ที่ละเส้น)
- กรณีที่ 3.3: คัดตั้ง DFIG ที่บัส C (ปลด L1, L2, L3 ที่ละเส้น)

ซึ่งจากผลการทดลองปรากฏว่าได้ติดตั้งเครื่องกำเนิดชนิด RMSG หรือ SPSSG ที่บัส C (กรณี 3.1, 3.2) ระบบจะยังคงวิ่งได้ สนิยสภาพอยู่ได้ทุกกรณีทำการปลด L1, L2 และ L3 รูปที่ 6 ได้แสดงให้เห็นเฉพาะการคัดตั้ง RMSG ที่บัส C แล้วจำลองการเกิดฟอลต์ที่บัส C ระยะเวลา 5 ไซเคิล และปลด L3 เพราะผลการจำลองของกรณี 3.1 และ 3.2 จะเห็นลักษณะเดียวกัน แต่หาติดตั้งเครื่องกำเนิดชนิด DFIG ระบบจะยังคงมีเสถียรภาพเฉพาะ L1 ถูกปลดเท่านั้นถ้าปลด L2 หรือ L3 ระบบจะไม่สามารถรักษาสถิติสภาพได้ต่อไปดังรูปที่ 7



รูปที่ 6 คัดตั้ง RRSG 90MW ที่บัส C จำนวนการเกิดฟอลต์ที่บัส C
ระยะเวลา 5 ไซคิลแล้วทำการปลด L3 ออก (กรณี 3.1)



รูปที่ 7 คัดตั้ง DFIC 90MW ที่บัส C จำนวนการเกิดฟอลต์ที่บัส C
ระยะเวลา 5 ไซคิลแล้วทำการปลด L3 ออก (กรณี 3.3)

4. การวิเคราะห์ผล

จากการจำลองระบบ ในสภาวะปกติเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 ชนิดสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าตามปกติดังรูปที่ 2 ในสภาวะเกิดฟอลต์แบบชั่วคราว (Temporary Fault) คือ จำนวนการเกิดฟอลต์ขึ้นที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามา (บัส C) ระยะเวลา 5 ไซคิล แล้วทำการเกิดฟอลต์ออก ผลปรากฏว่าเครื่องกำเนิดชนิดกังหันลมจะส่งผลกระทบต่อขั้วโลกเดียวกันที่สุดเมื่อเทียบกับเครื่องกำเนิดชนิดอื่นดังรูปที่ 5 เนื่องจากเครื่องกำเนิดเป็น Induction Generator จะเป็นตัวดูดรีแอกทีฟพาวเวอร์ ทำให้แรงดันบัสใกล้เคียงจนมาก หากคิดถึงในจุดที่ระบบไม่มั่นคงพอ (Weak Point) อาจทำให้แรงดันตก (Voltage Collapse) จนระบบล้มได้ ส่วนเครื่องกำเนิดที่เหลืออีกสองชนิดจะไหลกลับแรงดันของตนของฟอลต์ในลักษณะเดียวกันดังรูปที่ 3 และ 4 และจากในได้ข้างของการเกิดฟอลต์แบบถาวร (Permanent Fault) คือ จำนวนการเกิดฟอลต์ขึ้นที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามา (บัส C) ระยะเวลา 5 ไซคิล แล้วทำการปลดสายส่งบริเวณที่เปลี่ยนฟอลต์ขึ้นที่เครื่องกำเนิดชนิดกังหันลมจะส่งผลกระทบต่อ

ต่อระบบรุนแรงกว่าชนิดอื่นดังรูปที่ 7 ส่วนเครื่องกำเนิดชนิด RRSG และ SPSS หลังจากเกิดฟอลต์และปลดสายส่งบริเวณที่เปลี่ยนฟอลต์แล้ว ระบบยังคงกลับมาเข้าสู่สภาวะปกติได้ทั้งกรณีปลด L1, L2 และ L3

ดังนั้นการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Wind Turbine (Doubly-Fed Induction Generator) ควรติดตั้งโดยแยกเป็นบัสข้อต่อ (Collector Bus) ไว้หลายบัสเพื่อลดความรุนแรงการส่งผลกระทบต่อระบบเวลาเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบ และควรจะต้องมีข้อกำหนดในการเชื่อมต่อกับระบบในเรื่องของการควบคุมแรงดันและเพิกอร์เพคเตอร์

5. บทสรุป

จากผลการศึกษาแสดงให้เห็นถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชนิด ที่ติดตั้งเพิ่มให้กับระบบการส่งจ่ายไฟฟ้าเพื่อเป็นแนวทางในการพิจารณาเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เหมาะสม และไม่ก่อให้เกิดปัญหาต่อระบบ ซึ่งในปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าโดยไร้กังหันลมเป็นทางเลือกที่กำลังได้รับความนิยมสูง เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันลมที่ใช้ชนิดกำลังไฟฟ้ากันขั้วกรังขวางก็คือ Wind Turbine (Doubly-Fed Induction Generator) โดยบทความนี้ได้แสดงให้เห็นถึงผลกระทบต่อระบบกำลังไฟฟ้าเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดชนิดนี้เข้าในระบบเพื่อประโยชน์ในการพัฒนาต่อไป

เอกสารอ้างอิง

- [1] Chai Chompoonwai, Wei-Jen Lee, Pradit Fuangfoo, Mitch Williams, and James R. Liao "System impact study for the interconnection of wind generation and utility system" IEEE transactions on industry applications, Vol. 41, No. 1, January/February 2005
- [2] Jane E. McArdle "Dynamic Modelling of wind turbine generators and the impact on small lightly interconnected grids" Wind engineering volume 28, No. 1, 2004, PP 57-74
- [3] Hadi Saadat "Power System Analysis" Second Edition, International Edition 2004, Mc Graw Hill

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน



ชื่อ-นามสกุล นายอนรรักษ์ ชำดี

วัน เดือน ปี เกิด 14 กันยายน 2525 ที่จังหวัดอุบลราชธานี

ที่อยู่ 1/8 ต. ขางซันก อ. เขื่องใน จ. อุบลราชธานี 34150

ประวัติการศึกษา สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าลาดกระบัง ปีการศึกษา 2548

ผลงานวิจัย

อนรรักษ์ ชำดี, วินัย พรพจน์รัตนะกุล, ชาย ชมพูอินไหว, มณฑล สีลาจินดาไกรฤกษ์ และ ศุทธิ บรรจงจิตร, “การศึกษาเปรียบเทียบผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ต่างชนิดเข้ากับระบบ”, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 30 – EECON 30, มหาวิทยาลัยพระจอมเกล้าธนบุรี