

ข้อเสนอแนะเชิงหลักการเพื่อการออกแบบและการดำเนินงานของระบบการผลิต
ไฟฟ้าจากกังหันลมสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรูปประเทศไทย

THE DESIGN AND OPERATION PLATFORM RECOMMENDATION ON
WIND POWER GENERATION FOR THAILAND'S DISTRIBUTION SYSTEM

ศิษย์ เมืองปรางกูม
PICHAI MUANGPRATOOM

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2552

KMITL - 2009 - EN - M - 020 - 021

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

ข้อเสนอแนะเชิงหลักการเพื่อการออกแบบและการทำงานของระบบการผลิต
ไฟฟ้าจากพลังงานลมสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย

THE DESIGN AND OPERATION PLATFORM RECOMMENDATION ON
WIND POWER GENERATION FOR THAILAND'S DISTRIBUTION SYSTEM



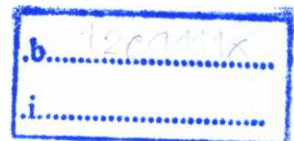
พิชัย เมืองประทุม

PICHAJ MUANGPRATOOM

เลขหมู่.....
เลขทะเบียน.....
วัน,เดือน,ปี.....

95678

27 พ.ค. 2552



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2552

KMITL-2009-EN-M-020-021

**THE DESIGN AND OPERATION PLATFORM RECOMMENDATION ON
WIND POWER GENERATION FOR THAILAND'S DISTRIBUTION SYSTEM**

PICHAJ MUANGPRATOOM

**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**

2009

KMITL-2009-EN-M-020-021

COPYRIGHT 2009

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

หัวข้อวิทยานิพนธ์ ข้อเสนอแนะเชิงหลักการเพื่อการออกแบบและการทำงานของระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย

Thesis Title The Design and Operation Platform Recommendation on Wind Power Generation for Thailand's Distribution System

นักศึกษา นายพิชัย เมืองประทุม

รหัสประจำตัว 49060258

ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว

หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2009-EN-M-020-021

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
รศ.ดร.อานันท์วัฒน์	คุณากร	
รศ.ดร.อิสระชัย	งามหุ	
ผศ.ดร.เกียรติ	ชยะกุลศิริ	
รศ.มณฑล	ลีลาจินดาไกรฤกษ์	
ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินไหว	

วัน/เดือน/ปี ที่สอบ วันพุธที่ 1 เมษายน พ.ศ. 2552 เวลา 10.00-12.00 น.

สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 3 ห้องประชุม 1

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว



(รองศาสตราจารย์ ดร.กอบชัย เดชหาญ)

คณบดี คณะวิศวกรรมศาสตร์

หัวข้อวิทยานิพนธ์	ข้อเสนอแนะเชิงหลักการเพื่อการออกแบบและการทำงานของระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย
นักศึกษา	นายพิชัย เมืองประทุม
รหัสประจำตัว	49060258
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2552
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินใจ

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอเกี่ยวกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยทำการศึกษาเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมซึ่งรวมถึงรูปแบบการควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลม 4 ชนิดหลัก คือ กังหันลมความเร็วคงที่ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบออพติสลิป กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับลิเฟด และกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และได้สรุปเป็นข้อเสนอแนะเพื่อการเลือกใช้เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยและข้อเสนอแนะเพื่อความปลอดภัยสำหรับการควบคุมการทำงานของกังหันลม ทั้งในกรณีที่เชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า และการทำงานของกังหันลมแบบแยกตัวอิสระ นอกจากนี้ ยังได้ศึกษามาตรฐานเกี่ยวกับการควบคุมคุณภาพไฟฟ้า ชีดจำกัดฮาร์มอนิก ชีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม และรูปแบบการเชื่อมต่อ สำหรับการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า และสรุปเป็นข้อเสนอแนะเกี่ยวกับข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยอ้างอิงตามมาตรฐานสากล ไออีซี 61400-21, 61000-3-6, 61000-3-7 และ ไอทริฟเพอร์อี 1547 วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ยังได้นำเสนอถึงปัจจัยหลักในทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม ซึ่งมีหลักการวิเคราะห์อยู่บนพื้นฐานของหลักเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม และได้ทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบการประเมินค่าการลงทุนของโครงการพลังงานลมในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทย ซึ่งจากผลการวิเคราะห์พบว่าพื้นที่บริเวณเกาะเต่าจะเป็นแหล่งที่มีความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์หากต้องการจะลงทุนมากที่สุด

Thesis Title	The Design and Operation Platform Recommendation on Wind Power Generation for Thailand's Distribution System
Student	Mr. Pichai Muangpratoom
Student ID.	49060258
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2009
Thesis Advisor	Asst. Prof. Dr. Chai Chompoo-Inwai

ABSTRACT

This thesis presents an electrical generation system on wind energy. Four most commonly used wind technologies, speed-power control characteristic of a traditional constant speed type wind turbine with squirrel-cage induction generator (SCIG), a variable speed wind turbine equipped with opti-slip induction generator (OSIG), a variable speed wind turbine equipped with doubly-fed induction generator (DFIG) and a variable speed wind turbine equipped with converter-driven synchronous generator are studied, investigated and compared. Consequently, the recommendation for wind turbine technologies selection for Thailand, and the recommendation for the safety in the operation control of wind turbine are proposed for both Grid connected and Islanding operation mode. Furthermore, the study is made on the international wind power standard on topics of power quality control, the limitation of harmonic, voltage fluctuation, and interconnection configurations using IEC 61400-21, 61000-3-6, 61000-3-7 and IEEE 1547 as references. Then, the recommendation for wind power interconnection requirement, regulation, criterion are proposed. Finally, this thesis proposed major factors influencing the economics of wind energy projects based on the principles of engineering economics. Then, the comparison analysis of the estimated investment cost of wind energy project in the southern part of Thailand was studied. The analysis result reveals that Tao Island is the most interested place with high economics potential for investment.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้อย่างดี ด้วยคำแนะนำและคำปรึกษาเกี่ยวกับความรู้ในเรื่องพลังงานลมและที่เกี่ยวข้องในงานวิจัยจาก ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผู้เขียนรู้สึกทราบบ้างในความอนุเคราะห์จากท่าน จึงขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอกราบขอบพระคุณ รศ.ดร.อานันท์วัฒน์ คุณากร (ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์), รศ.ดร.อิสระชัย งามหฺร (กรรมการ), รศ.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ (กรรมการ) และ ผศ.ดร.กิริติชยะกุลศิริ (กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิภายนอกสถาบัน) ที่ได้ให้คำแนะนำและชี้ให้เห็นข้อบกพร่องเพื่อการปรับปรุงแก้ไขวิทยานิพนธ์ให้มีความสมบูรณ์มากขึ้น

ขอกราบขอบพระคุณ ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินไหว ที่ได้คำชี้แนะและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อวิทยานิพนธ์

ขอขอบคุณ อาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง (สจล.) ทุกๆ ท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาให้กับผู้เขียน

ขอขอบคุณ ศูนย์วิจัยพลังงานและวิศวกรรมการส่องสว่าง สจล. (Energy System and Illumination Research Center, ESIRC) ที่ได้ให้ใช้สถานที่ในการทำวิจัย

ขอขอบคุณ คุณวรวัดณ์ ตั้งศรีอนุกุล (รุ่นพี่) คุณอนุรักษ์ ขำดี (เพื่อนร่วมรุ่น) และรุ่นน้องในศูนย์วิจัยพลังงานและวิศวกรรมการส่องสว่าง ที่ได้คำแนะนำต่างๆ และคอยให้กำลังใจเสมอมา

ขอขอบคุณ บัณฑิตศึกษา คณะวิศวกรรมศาสตร์ และบัณฑิตวิทยาลัย สจล. ที่ได้ทุนในการนำเสนอบทความผลงานทางวิชาการ (การประชุม) และความช่วยเหลือในเรื่องต่างๆ

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อสุธรรม คุณแม่เรียบร้อย เมืองประทุม, คุณพี่นภาพร ศรีสุคันทรฤกษ์ (เมืองประทุม) และคุณพี่วันโชค เมืองประทุม ที่คอยเป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนในทุกๆ เรื่อง ทำให้ผู้เขียนสามารถทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

คุณค่าและประโยชน์อันพึงมีจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้เขียนขอบอบแต่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

พิชัย เมืองประทุม

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	IX
สารบัญรูป.....	XI
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา.....	1
1.3 ขอบเขตของการศึกษา.....	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษา.....	2
1.5 คำจำกัดความที่ใช้ในการศึกษา.....	4
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	5
บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานและหลักการที่เกี่ยวข้องกับพลังงานลม.....	6
2.1 ประวัติการประยุกต์ใช้งานพลังงานลม.....	6
2.2 ทฤษฎีพื้นฐานและหลักการที่เกี่ยวข้องกับพลังงานลม.....	12
2.2.1 การเกิดลมในลักษณะทั่วทั้งโลก.....	12
2.2.2 การเกิดลมในลักษณะเฉพาะที่หรือลมประจำถิ่น.....	13
2.2.3 ความสัมพันธ์ของลมกับอุณหภูมิ.....	15
2.2.4 ความสัมพันธ์ของความเร็วลมกับความขรุขระของพื้นผิว.....	17
2.2.5 ต้นไม้และสิ่งก่อสร้าง.....	19
2.2.6 กำลังงานจากลม.....	20
2.3 หลักการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า.....	25
2.4 กังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า.....	27
2.4.1 ประเภทของกังหันลม.....	27
2.4.2 การเปรียบเทียบกังหันลมแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง.....	34

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.4.3 ส่วนประกอบหลักของกังหันลม.....	36
2.4.4 ขนาดของกังหันลม	38
2.5 ข้อดีและข้อเสียของพลังงานลม.....	39
2.5.1 ข้อดีของพลังงานลม.....	39
2.5.2 ข้อเสียของพลังงานลม	39
2.6 สรุป.....	40
บทที่ 3 เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมและข้อเสนอแนะเพื่อการเลือกใช้	41
3.1 โครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	42
3.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า.....	42
3.1.2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	44
3.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	44
3.2 เทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม	45
3.2.1 ระบบการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม	45
3.2.2 การควบคุมกังหันลม.....	47
3.3 การวิเคราะห์เปรียบเทียบเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม ที่นิยมใช้ในปัจจุบัน	58
3.4 ส่วนแบ่งทางการตลาดของผู้ผลิตกังหันลมในปัจจุบัน	60
3.5 การจำลองระบบการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย.....	65
3.5.1 การจำลองการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ	66
3.5.2 ผลการจำลองและการวิเคราะห์ผล	68
3.5.3 ผลการศึกษาการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายประเทศไทย	76
3.6 ข้อเสนอแนะเพื่อการเลือกใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม.....	77
3.6.1 การพิจารณาเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยสรุปจาก หลักการทำงานและการเปรียบเทียบข้อดีข้อเสีย	77
3.6.2 การพิจารณาเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยสรุปจาก ข้อมูลของบริษัทผู้ผลิตและการติดตั้งใช้งานจริง.....	78
3.7 สรุป.....	79

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 4 ระบบควบคุมและลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลมและข้อเสนอแนะ	
เพื่อการควบคุมการทำงานของกังหันลม.....	81
4.1 พื้นฐานทั่วไปของการควบคุมและการจัดการ.....	81
4.2 ความต้องการของระบบและแบบแผนการทำงาน	85
4.3 การทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลม.....	86
4.3.1 กังหันลมที่ไม่มีกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหัน	87
4.3.2 กังหันลมที่มีกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหัน	88
4.3.3 กังหันลมที่มีระบบควบคุมโหลดทางไฟฟ้า	89
4.3.4 กังหันลมที่มีการควบคุมแบบบายพาสส์	90
4.4 การทำงานแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของกังหันลม.....	90
4.5 คุณลักษณะระบบและระบบควบคุม.....	95
4.5.1 คุณลักษณะทางพลศาสตร์ของกลไกการปรับใบพัด	96
4.5.2 ความยืดหยุ่นทางอากาศของการปรับใบพัด.....	96
4.5.3 แรงบิดทางอากาศพลศาสตร์ของโรเตอร์	96
4.5.4 พลศาสตร์ของระบบขับเคลื่อนทางกล.....	97
4.5.5 คุณลักษณะทางไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	97
4.6 แนวคิดในการควบคุมกังหันลม.....	97
4.6.1 การควบคุมในภาวะการทำงานแบบแยกตัวอิสระ	99
4.6.2 ข้อกำหนดของกังหันลมที่ปรับเปลี่ยนความเร็วได้.....	104
4.6.3 ข้อกำหนดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่ปรับเปลี่ยนสลิปได้.....	104
4.6.4 ข้อกำหนดของกังหันลมที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าที่แข็งแรง.....	107
4.7 ส่วนประกอบที่จำเป็นสำหรับการทำงานของกังหันลม.....	107
4.8 ระบบการจัดการลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม	112
4.8.1 การทดสอบกังหันลม	114
4.8.2 การหยุดนิ่ง.....	114
4.8.3 การเริ่มทำงาน	114
4.8.4 โมดการเตรียมพร้อม.....	119
4.8.5 การเร่งเครื่อง.....	119

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.8.6 การทำงานแบบโหลดบางส่วน.....	119
4.8.7 การทำงานแบบโหลดเต็ม	120
4.8.8 การหยุดทำงาน.....	120
4.8.9 การทำให้หยุดนิ่ง.....	120
4.8.10 การหยุดขณะพอลต์.....	121
4.8.11 การหยุดขณะภาวะฉุกเฉิน.....	121
4.9 ข้อเสนอแนะเพื่อการควบคุมการทำงานของกังหันลม	122
4.9.1 การเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้า	122
4.9.2 การทำงานของกังหันลมแบบแยกตัวอิสระ	124
4.10 สรุป.....	132
บทที่ 5 ข้อเสนอแนะสำหรับการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า.....	133
5.1 ปัญหาที่เกิดขึ้นจากระบบการผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง	134
5.2 ระเบียบข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการใช้อยู่ในปัจจุบัน.....	136
5.2.1 ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบ โครงข่ายไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2551”	136
5.2.2 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและ อุตสาหกรรม (PRC-PQ02-1998).....	136
5.2.3 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและ อุตสาหกรรม (PRC-PQ01-1998).....	139
5.3 ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อ ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม.....	141
5.3.1 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้าของกังหันลม.....	141
5.3.2 รูปแบบการเชื่อมต่อของกังหันลม	160
5.4 สรุป.....	169
บทที่ 6 การวิเคราะห์ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม.....	170
6.1 แนวทางการศึกษามูลค่าปัจจุบัน	170

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
6.2 ต้นทุนของพลังงานลม.....	175
6.2.1 การลงทุนเริ่มแรก.....	177
6.2.2 ต้นทุนการดำเนินการและการบำรุงรักษา.....	179
6.2.3 มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรายปี	180
6.3 ผลประโยชน์ที่ได้จากพลังงานลม.....	183
6.4 วิธีการที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินค่าโครงการลงทุนที่คำนึงถึง ค่าของเงินตามเวลา.....	184
6.4.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ.....	185
6.4.2 ระยะเวลาคืนทุน.....	186
6.4.3 อัตราผลตอบแทนของการลงทุน.....	188
6.5 การวิเคราะห์เปรียบเทียบวิธีการที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมิน โครงการพลังงานลม.....	190
6.6 การวิเคราะห์เปรียบเทียบความเป็นไปได้ของโครงการเมื่อติดตั้งกังหันลม ในสถานที่ต่างๆ	195
6.7 สรุป.....	199
บทที่ 7 บทสรุปและข้อเสนอแนะ	200
7.1 บทสรุป.....	200
7.2 ข้อเสนอแนะ.....	203
เอกสารอ้างอิง.....	204
ภาคผนวก.....	209
ภาคผนวก ก ข้อมูลเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมของบริษัทผู้ผลิต	210
ภาคผนวก ข ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์.....	233
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	239

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.13 ข้อเสนอแนะสำหรับระดับวางแผนที่เป็นกรณีสำหรับแรงดันฮาร์มอนิก ในระบบไฟฟ้ากำลังที่ระดับแรงดัน 69 kV	157
5.14 ข้อเสนอแนะสำหรับระดับวางแผนที่เป็นกรณีสำหรับแรงดันฮาร์มอนิก ในระบบไฟฟ้ากำลังที่ระดับแรงดัน 115 kV ขึ้นไป	158
5.15 ค่ากรณีสำหรับขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกที่สัมพันธ์กับขนาดของกังหันลม ที่ติดตั้งเข้ากับระบบไฟฟ้า.....	158
5.16 ค่าตัวประกอบการบวกสำหรับฮาร์มอนิก (summation factor)	159
5.17 การเปรียบเทียบมาตรฐานและรูปแบบการเชื่อมต่อ	161
6.1 ราคาของกังหันลมที่อยู่บนพื้นฐานของกำลังที่พิกัด.....	160
6.2 การเปรียบเทียบวิธีการที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินของโครงการพลังงานลม	172
6.3 แหล่งลมที่ใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบทางเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการ ...	177
6.4 ข้อมูลเปรียบเทียบเพื่อประเมินศักยภาพทางด้านเศรษฐศาสตร์ระหว่างสถานที่ต่างๆ.....	178
6.5 การประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการเมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลม ขนาด 9 MW ณ สถานที่ต่างๆ	179

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
1.1	โครงสร้างลำดับขั้นตอนของการศึกษาในวิทยานิพนธ์..... 3
2.1	ลักษณะโรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรป..... 7
2.2	กังหันลมผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งรวมทั่วโลก..... 9
2.3	ปริมาณการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า..... 9
2.4	ค่าการลงทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม..... 10
2.5	ค่าการลงทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน..... 10
2.6	วิวัฒนาการของขนาดกังหันลมผลิตไฟฟ้า..... 11
2.7	วิวัฒนาการของกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบติดตั้งบนพื้นดินและพื้นน้ำ..... 11
2.8	แสดงทิศทางกระแสลมเกิดขึ้นบนโลก..... 13
2.9	ทิศทางลมที่เปลี่ยนแปลงระหว่างลมทะเลและลมบก..... 14
2.10	ทิศทางลมที่เปลี่ยนแปลงระหว่างลมหุบเขาและลมภูเขา..... 15
2.11	อุณหภูมิเหนือผิวโลกที่ระดับความสูงต่างๆ..... 16
2.12	สภาพอากาศในสถานะต่างๆ..... 17
2.13	ลักษณะการไหลของลมบริเวณพื้นผิวขรุขระ..... 18
2.14	ความเร็วลมที่ระดับความสูงและลักษณะภูมิประเทศที่แตกต่างกัน..... 19
2.15	บริเวณของการไหลของลมเหนือสิ่งก่อสร้างขนาดเล็ก..... 20
2.16	แผนภาพความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันลมตลอดช่วงความเร็วลม..... 21
2.17	สัมประสิทธิ์สมรรถนะสำหรับกังหันลมแบบแกนนอนที่มีสามใบพัด..... 22
2.18	การเคลื่อนที่ของมวลอากาศ..... 23
2.19	ปริมาณที่ได้จากการปรับเปลี่ยนพลังงานลมเป็นไฟฟ้า..... 25
2.20	รูปแบบการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า..... 26
2.21	ลักษณะและส่วนประกอบหลักของกังหันลมแบบแกนนอน..... 28
2.22	ลักษณะกังหันลมแบบใบพัดเป็นรูปใบตำแพน..... 29
2.23	ลักษณะกังหันลมแบบคัตซ์..... 29
2.24	ลักษณะกังหันลมแบบวงล้อจักรยาน..... 29
2.25	ลักษณะกังหันลมแบบเชลวิง..... 30
2.26	ลักษณะกังหันลมแบบอเมริกันมัลติเบลค..... 30

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
2.27	ลักษณะกึ่งหั่นลมแบบพรอพเพิลเลอร์..... 31
2.28	ลักษณะและส่วนประกอบหลักของกึ่งหั่นลมแบบแกนตั้ง..... 32
2.29	ลักษณะกึ่งหั่นลมแบบซาโวเนียสหรือเอส-โรเตอร์..... 33
2.30	ลักษณะกึ่งหั่นลมแบบคาเรียส..... 33
2.31	กึ่งหั่นลมผลิตไฟฟ้าแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง..... 34
2.32	ส่วนประกอบหลักของกึ่งหั่นลมสำหรับผลิตไฟฟ้า..... 36
3.1	โครงสร้างการศึกษาเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมและ ข้อเสนอแนะเพื่อการเลือกใช้..... 41
3.2	ลักษณะโครงสร้างหลักของระบบไฟฟ้ากำลัง..... 42
3.3	การผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไป..... 43
3.4	การผลิตไฟฟ้าที่สามารถสร้างขึ้นใหม่เพื่อทดแทนส่วนที่ใช้ไป..... 43
3.5	แผนภูมิแสดงขบวนการปรับเปลี่ยนพลังงานที่มีโครงสร้างและองค์ประกอบของ เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า..... 46
3.6	หลักการดำเนินงานทั่วไปของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม..... 47
3.7	กึ่งหั่นลมความเร็วคงที่ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก..... 49
3.8	กึ่งหั่นลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบปรับค่า ความต้านทาน โรเตอร์ภายนอก..... 52
3.9	กึ่งหั่นลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับลิเฟด..... 53
3.10	กึ่งหั่นลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และ คอนเวอร์เตอร์แบบฟูล-สเกล ที่มีชุดเกียร์..... 55
3.11	กึ่งหั่นลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และ คอนเวอร์เตอร์แบบฟูล-สเกล ที่ไม่มีชุดเกียร์..... 55
3.12	การจำกัดขอบเขตทางอากาศพลศาสตร์ของกำลังทางกล..... 56
3.13	กำลังงานที่ได้ตลอดช่วงความเร็วลมของกึ่งหั่นลมที่มีแบบแผนการควบคุมกำลัง แตกต่างกัน..... 57
3.14	ส่วนแบ่งการตลาดของผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม..... 61
3.15	ส่วนแบ่งของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีการติดตั้งทั่วโลก..... 65

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.16 คุณลักษณะแรงบิดและความเร็วของกังหันลมชนิด SCIG และ DFIG	66
3.17 แผนภาพเส้นเคียวที่มีการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย	67
3.18 แผนภาพการจำลองระบบที่มีการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายโดยจำลองระบบ ด้วยโปรแกรม MATLAB & Simulink	67
3.19 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s	70
3.20 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s	70
3.21 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 6 m/s เป็น 10 m/s ที่เวลา $t = 5$ s.....	71
3.22 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 6 m/s เป็น 10 m/s ที่เวลา $t = 5$ s.....	71
3.23 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5$ s.....	72
3.24 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5$ s.....	72
3.25 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s.....	73
3.26 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s.....	73
3.27 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 6 m/s เป็น 10 m/s ที่เวลา $t = 5.3$ s.....	74
3.28 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 6 m/s เป็น 10 m/s ที่เวลา $t = 5.3$ s.....	74
3.29 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5.3$ s.....	75

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.30 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภค Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดพอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5.3$ s.....	75
4.1 โครงสร้างการศึกษาระบบควบคุมและลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลมและข้อเสนอแนะเพื่อการควบคุมการทำงานของกังหันลม.....	81
4.2 การทำงานของระบบควบคุมและการควบคุมลำดับการทำงานของกังหันลม	82
4.3 การไหลของพลังงานและความแตกต่างระหว่างฟังก์ชันและการควบคุมของระบบการจ่ายไฟฟ้า.....	84
4.4 การไหลของพลังงานในระบบการจ่ายไฟฟ้าของพลังงานลมที่มีการควบคุมการจ่าย	84
4.5 รูปแบบการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลม	86
4.6 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมที่ไม่มีกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหัน	88
4.7 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้และความถี่เอาต์พุตคงที่ไม่มีกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหัน	88
4.8 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมที่มีการปรับใบพัดและตัวบังคับชนิดแรงเหวี่ยงเพื่อการเชื่อมต่อโดยตรงของผู้บริโภคไฟฟ้ากระแสสลับ.....	89
4.9 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมที่มีการปรับใบพัดและการคุมค่าความเร็วด้วยไฮดรอลิกไฟฟ้าเพื่อการเชื่อมต่อผู้บริโภคโดยตรงผ่านทางระบบการจัดการโหลด.....	89
4.10 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมที่ได้รับการควบคุมแบบสทอลพร้อมกับ การควบคุมแบบบายพาสส์	90
4.11 ลำดับการควบคุมและการจัดการของกังหันลมความเร็วคงที่ที่ไม่มี การปรับใบพัด	92
4.12 ลำดับการควบคุมและการจัดการของกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่ไม่มี การปรับใบพัด	92
4.13 ลำดับการควบคุมและการจัดการของกังหันลมความเร็วคงที่ที่มีการปรับใบพัด.....	93
4.14 ลำดับการควบคุมและการจัดการของกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่มี การปรับใบพัด	94
4.15 หลักการของโครงสร้างการควบคุมกำลังและความเร็วของกังหันลมที่เป็น องค์ประกอบและวงรอบการควบคุมที่สำคัญ	95

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.16	โครงสร้างสำหรับการควบคุมกักกันลมชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครนัสในภาวะการทำงานแบบแยกตัวอิสระ 98
4.17	การควบคุมแรงดัน โดยคุณลักษณะที่ลดต่ำลงของกำลังจินตภาพ 99
4.18	การควบคุมแรงดัน โดย (ก) กำลังจินตภาพที่มีการแก้ไขตามค่าจริง (ข) กำลังจินตภาพที่มีการแก้ไขตามค่าที่ต้องการ 100
4.19	โหนดที่ต้องอาศัยการควบคุมความเร็วของกักกันลม โดยคุณลักษณะที่ลดต่ำลงของกำลังจินตภาพ (คุณลักษณะ)..... 100
4.20	โหนดที่ต้องอาศัยการควบคุมความเร็วของกักกันลม โดยคุณลักษณะที่ลดต่ำลงของกำลังจินตภาพ (วงจรถ่ายแก้ไขค่าที่ต้องการ)..... 101
4.21	การควบคุมแรงดันและความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ 102
4.22	โครงสร้างสำหรับการควบคุมของกักกันลมขนาดเล็กที่ไม่มีวงจรถ่ายแก้ไขค่า ตำแหน่งและความเร็วการเหวี่ยงใบพัดในการทำงานแบบแยกตัวอิสระ 103
4.23	โครงสร้างการควบคุมของกักกันลมที่ความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่มีเครื่องแปลงผัน ความถี่เพื่อการทำงานแบบแยกตัวอิสระและแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า..... 105
4.24	โครงสร้างสำหรับการควบคุมของกักกันลมที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าด้วยการ กำหนดความเร็วที่คงที่ (การทำงานแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า)..... 106
4.25	รูปลักษณะทั่วไปของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม 108
4.26	อินพุตและเอาต์พุตของกักกันลม 109
4.27	อินพุตและเอาต์พุตในการทำงานและการควบคุมของระบบพลังงานลม 110
4.28	โครงสร้างทั้งหมดของระบบการจัดการลำดับขั้นตอนการทำงานของกักกันลม 113
4.29	โครงสร้างระบบการจัดการสำหรับการทดสอบกักกันลม 115
4.30	โครงสร้างระบบการจัดการระหว่างการเร่งเครื่อง..... 116
4.31	โครงสร้างระบบการจัดการในการทำงานแบบโหนดบางส่วน 117
4.32	โครงสร้างระบบการจัดการในการทำงานแบบโหนดเต็ม 118
4.33	แผนภาพการทำงานของกักกันลมแบบเป็นระบบช่วยในการจ่ายโหนด..... 125
4.34	แผนภาพการทำงานของกักกันลมแบบเป็นระบบหลักในการจ่ายโหนด..... 125
4.35	แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกักกันลมแบบตัวเดียวกับแบตเตอรี่ 126
4.36	แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของฟาร์มกักกันลมกับการเลื่อนเฟสแบบหมุน 127

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.37	แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลมแบบตัวเดียวกับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล..... 128
4.38	แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลมแบบตัวเดียวกับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและเบตเตอรี่..... 129
4.39	แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของฟาร์มกังหันลมกับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและเบตเตอรี่..... 130
5.1	โครงสร้างการศึกษาเพื่อนำเสนอข้อเสนอแนะสำหรับการเชื่อมต่อกังหันลม เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า..... 133
5.2	แผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบโหลดที่ก่อให้เกิดแรงดันกระแสเพื่อม..... 138
5.3	แผนผังขั้นตอนการประเมินระดับแรงดันกระแสเพื่อม..... 148
5.4	แผนผังขั้นตอนการประเมินระดับแรงดันและกระแสฮาร์มอนิก 154
5.5	รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเชื่อมต่อกับ ระบบ 380/220 โวลต์ ของ กฟภ..... 163
5.6	รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์แบบสามเฟสเชื่อมต่อกับ ระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ..... 164
5.7	รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัสพิคต์มากกว่า 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ 165
5.8	ข้อแนะนำเชิงประยุกต์ใช้งาน IEEE-1547 ของ NRECA การเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้า รายเล็กที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ 1 เฟส ขนาดไม่เกิน 25 kVA..... 166
5.9	ข้อแนะนำเชิงประยุกต์ใช้งาน IEEE-1547 ของ NRECA การเชื่อมต่อผู้ผลิต ไฟฟ้าย่อยรายเล็กที่ใช้อินเวอร์เตอร์ 3 เฟส ขนาดไม่เกิน 100 kVA..... 167
5.10	ข้อแนะนำเชิงประยุกต์ใช้งาน IEEE-1547 ของ NRECA การเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้า รายเล็กที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัสขนาดใหญ่ (1-5 MVA) 168
6.1	โครงสร้างการศึกษากาววิเคราะห์ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม 170
6.2	แผนภาพกระแสเงินสด 171
6.3	กระแสเงินสดจากการขายไฟฟ้า 173

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.4	กระแสเงินสดของการขายคืนจากการกู้ยืม 173
6.5	ต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร 177
6.6	ต้นทุนของการลงทุนสำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม 178
6.7	ต้นทุนของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม 180
6.8	ผลของปัจจัยความสามารถที่อยู่ในต้นทุนพลังงาน 182
6.9	ผลประโยชน์ที่ได้จากพลังงานลม..... 184
6.10	แผนภาพกระแสเงินสดของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม 185
6.11	มูลค่าปัจจุบันสะสมของต้นทุนและผลประโยชน์ที่ได้รับ 188
6.12	มูลค่าปัจจุบันสะสมของต้นทุนและผลประโยชน์ที่ได้รับที่อัตราคิดลดต่างกัน 189

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันการผลิตพลังงานไฟฟ้า จะเป็นการผลิตจากพลังงานที่ใช้เชื้อเพลิงจากฟอสซิล เช่น น้ำมัน, ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นพลังงานที่ใช้แล้วหมดไป และต้องใช้เวลาอันนานที่จะสร้างขึ้นใหม่ ทำให้พลังงานเหล่านี้มีราคาสูงขึ้น อีกทั้งพลังงานดังกล่าวยังก่อให้เกิดมลภาวะกับสิ่งแวดล้อม ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่ต้องหาพลังงานทดแทนรูปแบบอื่นมาแทนที่

สำหรับประเทศไทย พลังงานลมเป็นแหล่งพลังงานทดแทนธรรมชาติอีกรูปแบบหนึ่ง ที่สามารถนำมาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ และไม่ก่อให้เกิดมลภาวะแก่สิ่งแวดล้อม วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้เห็นความสำคัญในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน จึงได้ศึกษาระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยกังหันลม ซึ่งการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยกังหันลม อาจจะยังเป็นเรื่องใหม่สำหรับประเทศไทยที่ยังไม่เคยได้ทำการศึกษาความเหมาะสมในการสร้างอย่างจริงจัง เพราะค่าใช้จ่ายในการดำเนินการยังค่อนข้างสูงเพราะต้องอาศัยเทคโนโลยีจากต่างประเทศเพื่อให้ได้คุณภาพที่ดี ดังนั้นจึงจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทำการศึกษาเทคโนโลยีต่างๆ เหล่านี้อย่างจริงจัง เพื่อการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมก่อนนำมาติดตั้งใช้งานในระบบไฟฟ้ากำลัง รวมทั้งความมีประสิทธิภาพ เสถียรภาพ และความคุ้มค่าในการลงทุนสูงสุด

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1. สามารถเข้าใจหลักการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า รูปแบบการปรับเปลี่ยนพลังงานของกังหันลม และความสูญเสียที่เกิดขึ้นระหว่างการปรับเปลี่ยนพลังงาน รวมถึงประเภทของกังหันลมแบบต่างๆ ที่มีการใช้งานทั้งในอดีตและปัจจุบัน
2. สามารถรู้ถึงข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมแต่ละชนิด ที่มีการประยุกต์ใช้ในปัจจุบัน รวมทั้งรูปแบบการควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลม และสามารถเลือกใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม และการควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลมได้อย่างเหมาะสม
3. สามารถเข้าใจหลักการทำงานของระบบควบคุมและลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม รวมถึงตัวแปรหลักซึ่งเป็นอินพุตและเอาต์พุตในการทำงานของระบบพลังงานลม
4. เมื่อต้องการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้า ต้องทราบข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน สามารถนำเสนอเป็น

ข้อเสนอแนะเชิงประยุกต์ใช้งานเกี่ยวกับ ข้อกำหนดที่เป็นมาตรฐานเฉพาะสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม เพื่อให้มีความเหมาะสมในการใช้งานมากยิ่งขึ้น โดยยึดแนวทางตามมาตรฐานสากล IEC และ IEEE

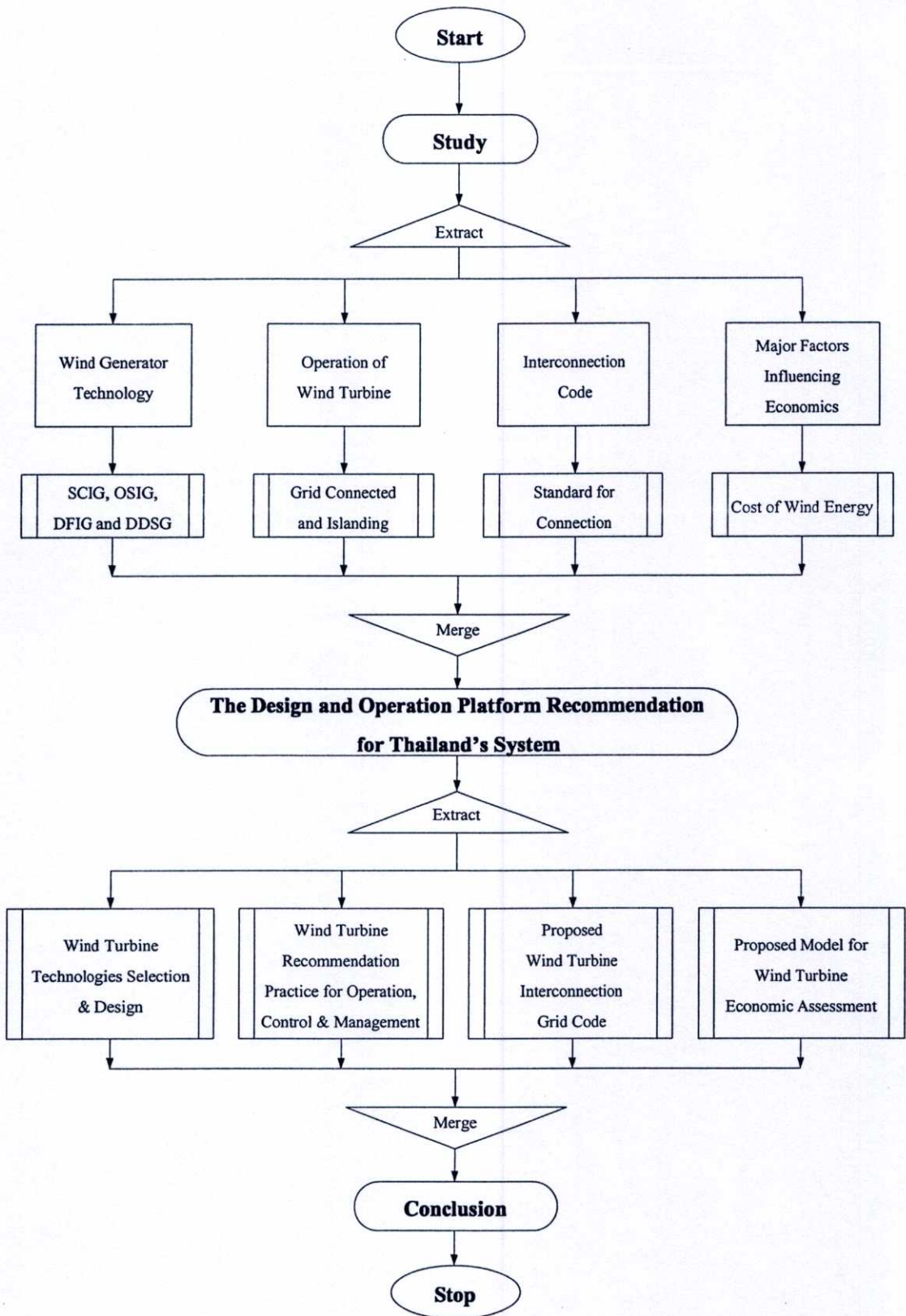
5. สามารถเข้าใจถึงปัจจัยหลักในทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม ซึ่งเป็นหลักการสำหรับการประเมินค่าในทางเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น ที่มีหลักการวิเคราะห์อยู่บนพื้นฐานของหลักเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม

1.3 ขอบเขตของการศึกษา

1. วิเคราะห์เปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่นิยมใช้ในปัจจุบัน และสรุปเป็นข้อเสนอแนะเพื่อการเลือกใช้เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้า ทั้งในส่วนของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม รวมถึงการควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลม
2. ศึกษาหลักการทำงานของระบบควบคุมกังหันลมทั้งในแบบแยกตัวอิสระ และแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า รวมถึงศึกษาส่วนประกอบที่จำเป็นสำหรับการทำงานของกังหันลม และตัวแปรที่เป็นอินพุตและเอาต์พุตในการทำงานของระบบพลังงานลม
3. ศึกษาโครงสร้างของลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลมที่เป็นการทำงานในโหมดอัตโนมัติที่ได้รับการควบคุมโดยระบบการจัดการ และสรุปเป็นข้อเสนอแนะเพื่อการควบคุมการทำงานของกังหันลม ทั้งในกรณีที่เชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า และการทำงานของกังหันลมแบบแยกตัวอิสระ
4. ศึกษามาตรฐานการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า และสรุปเป็นข้อเสนอแนะเกี่ยวกับข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยยึดแนวทางตามมาตรฐานสากล IEC และ IEEE
5. ศึกษาปัจจัยที่สำคัญในการพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม และทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบการประเมินค่าการลงทุนของโครงการพลังงานลมในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทย เพื่อหาพื้นที่แหล่งที่มีความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์หากต้องการจะลงทุนมากที่สุด

1.4 ขั้นตอนการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ มีโครงสร้างลำดับขั้นตอนของการศึกษา ดังแสดงในรูปที่ 1.1 ซึ่งจะประกอบด้วยโครงสร้าง 2 ส่วนหลัก นั่นคือ ส่วนของการศึกษา และส่วนของการวิเคราะห์ที่เป็นข้อเสนอแนะเชิงหลักการเพื่อการออกแบบและการทำงานสำหรับระบบของประเทศไทย



รูปที่ 1.1 โครงสร้างลำดับขั้นตอนของการศึกษาในวิทยานิพนธ์

ขั้นตอนการศึกษาของวิทยานิพนธ์โดยสังเขป

1. ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานและหลักการที่เกี่ยวข้องกับพลังงานลม รวมทั้งประเภทของกังหันลมแบบต่างๆ ที่มีการใช้งานทั้งในอดีตและปัจจุบัน
2. ศึกษาหลักการทำงานของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม รวมทั้งรูปแบบการควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลม
3. รวบรวมข้อมูลส่วนแบ่งทางการตลาดจากบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม และการติดตั้งใช้งานจริง เพื่อเป็นข้อมูลร่วมในการพิจารณาเลือกใช้
4. ทำการจำลองระบบการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย เพื่อทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของกังหันลมทั้ง 2 ชนิดที่มีการติดตั้งใช้งานมากที่สุดในปัจจุบัน โดยใช้โปรแกรม MATLAB & Simulink
5. วิเคราะห์ถึงผลกระทบต่อระบบเมื่อได้ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันลมเข้าไปในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยเป็นการอ้างอิงจากผลการศึกษา
6. ศึกษาหลักการทำงานของระบบควบคุมและลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม ทั้งในแบบแยกตัวอิสระ และแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า
7. ศึกษาข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน และข้อกำหนดที่เป็นมาตรฐานเฉพาะสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยยึดแนวทางตามมาตรฐานสากล IEC และ IEEE
8. ศึกษาหลักการสำหรับการประเมินค่าในทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม
9. สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

1.5 คำจำกัดความที่ใช้ในการศึกษา

- | | |
|------------------------|--|
| 1. Wind Farm | หมายถึง ฟาร์มกังหันลม หรือกังหันลมที่มีการติดตั้งหลายตัว |
| 2. Cut in wind speed | หมายถึง ความเร็วลมช่วงเริ่มต้นการทำงานของกังหันลม |
| 3. Rated wind speed | หมายถึง ความเร็วลมช่วงการทำงานที่พิกัดของกังหันลม |
| 4. Cut out wind speed | หมายถึง ความเร็วลมช่วงหยุดการทำงานของกังหันลม |
| 5. Islanding operation | หมายถึง การทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลม |
| 6. Grid connection | หมายถึง การทำงานแบบเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของกังหันลม |
| 7. Consumer grid | หมายถึง ระบบโครงข่ายผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับการจ่ายโดยกังหันลม |
| 8. Remote monitoring | หมายถึง การเฝ้าตรวจที่ควบคุมระยะไกลของกังหันลม |
| 9. State interrogation | หมายถึง การแสดงรายการสถานะการทำงานของกังหันลม |

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. การศึกษาข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม ซึ่งเป็นแนวทางให้สามารถเลือกใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม และการควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลม ได้อย่างเหมาะสม
2. ทำให้เข้าใจโครงสร้างการทำงานของระบบควบคุมและลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม ที่ชัดเจนมากขึ้น และสามารถนำไปประยุกต์เพื่อการใช้งานจริง
3. ทำให้การเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้า สามารถเลือกใช้มาตรฐานที่เหมาะสม สอดคล้องกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามากขึ้น
4. ทำให้เข้าใจหลักการวิเคราะห์และวิธีการประเมินค่าในทางเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น ของโครงการพลังงานลม

บทที่ 2

ทฤษฎีพื้นฐานและหลักการที่เกี่ยวข้องกับพลังงานลม

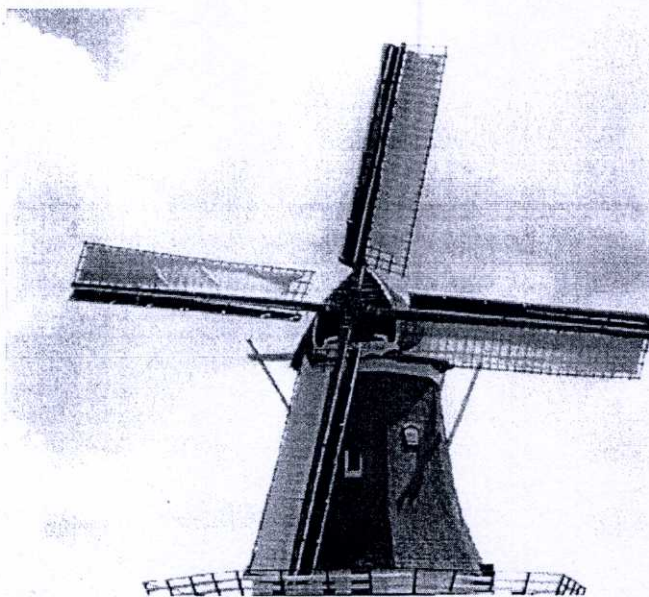
ในบทนี้เป็นการกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการวิจัย ประการแรกเป็นการกล่าวถึงการประยุกต์ใช้พลังงานจากลมตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน และทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับพลังงานลม หลักการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า รูปแบบการปรับเปลี่ยนพลังงานของกังหันลม และความสูญเสียที่เกิดขึ้นระหว่างการปรับเปลี่ยนพลังงาน รวมทั้งกล่าวถึงประเภทของกังหันลมแบบต่างๆ ที่มีการใช้งาน นอกจากนี้แล้ว ในส่วนท้ายของบทได้แสดงการเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของกังหันลมแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง และส่วนประกอบหลักของกังหันลมผลิตไฟฟ้าชนิดที่ได้รับความนิยมอย่างมากในปัจจุบัน

2.1 ประวัติการประยุกต์ใช้งานพลังงานลม

การประยุกต์ใช้พลังงานจากลม เริ่มจากการค้นพบบันทึกเกี่ยวกับโรงสีข้าวพลังงานลม (windmills) โดยใช้ระบบเครื่องโม้ในแกนตั้ง ซึ่งเป็นเครื่องโม้แบบง่ายๆ นิยมใช้กันในพื้นที่ภูเขาสูงโดยชาวแอฟแกน (Afghan) เพื่อการสีเมล็ดข้าวเปลือกในช่วงศตวรรษที่ 7 ก่อนคริสตกาล ส่วนโรงสีข้าวพลังงานลมแบบแกนหมุนแนวนอนพบครั้งแรกแถบเปอร์เซีย ทิเบตและ จีน ประมาณคริสต์ศักราชที่ 1000 โรงสีข้าวพลังงานลมชนิดแกนหมุนในแนวนอน ได้แพร่หลายไปจนถึงประเทศแถบเมดิเตอร์เรเนียนและประเทศยุโรปตอนกลาง โรงสีข้าวแบบแกนหมุนแนวนอนพบครั้งแรกในประเทศอังกฤษประมาณปี ค.ศ. 1150 พบในฝรั่งเศสปี ค.ศ. 1180 พบในเบลเยียมปี ค.ศ. 1190 พบในเยอรมันปี ค.ศ. 1222 และ พบในเคนมาร์กปี ค.ศ. 1259 การพัฒนาและแพร่หลายอย่างรวดเร็วของโรงสีข้าวแบบแกนหมุนแนวนอนมาจากอิทธิพลของนักบวชครูเซด ซึ่งเป็นผู้นำความรู้เกี่ยวกับโรงสีข้าวพลังงานลมจากเปอร์เซียมาสู่หลายพื้นที่ของยุโรป ในยุโรปโรงสีข้าวพลังงานลมได้รับการพัฒนาสมรรถนะอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะระหว่างช่วงศตวรรษที่ 12 และ ศตวรรษที่ 19 ในปี ค.ศ. 1800 ในประเทศฝรั่งเศสมีโรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรปใช้งานอยู่ประมาณ 20,000 เครื่อง ในประเทศเนเธอร์แลนด์พลังงานที่ใช้ในอุตสาหกรรม ในช่วงเวลานั้นมาจากพลังงานลมถึงร้อยละ 90 ในช่วงปลายศตวรรษที่ 19 โรงสีข้าวพลังงานลมมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางแกนหมุน 25 เมตร ตัวอาคารมีความสูงถึง 30 เมตร ตัวอย่างโรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรป ดังแสดงในรูปที่ 2.1 ซึ่งในช่วงเวลานั้นการใช้พลังงานลมไม่ได้มีเพียงแค่การสีข้าวแต่ยังมีการประยุกต์ใช้สำหรับการสูบน้ำอีกด้วย ต่อมาในยุคปฏิวัติอุตสาหกรรมโรงสีข้าวพลังงานลมเริ่มมีการใช้งานลดลง อย่างไรก็ตามในปี ค.ศ. 1904 การใช้พลังงานจากลมยังมีอัตราส่วนถึงร้อยละ 11 [1] ของพลังงานในภาคอุตสาหกรรมของประเทศ

เนเธอร์แลนด์ และในประเทศเยอรมันยังมีโรงสีข้าวชนิดนี้ติดตั้งอยู่กว่า 18,000 เครื่อง ในช่วงเวลาเดียวกับที่โรงสีข้าวพลังงานลมในยุโรปเริ่มเสื่อมความนิยม เทคโนโลยีนี้กลับได้รับการเผยแพร่ในทวีปอเมริกาเหนือโดยผู้ที่ไปตั้งถิ่นฐานใหม่ มีการใช้กังหันลมสูบน้ำขนาดเล็กสำหรับงานปศุสัตว์ซึ่งได้รับความนิยมมาก กังหันลมชนิดนี้เป็นที่รู้จักกันในนามกังหันลมแบบอเมริกัน (american windmill) ซึ่งใช้ระบบการทำงานแบบควบคุมตัวอย่างสมบูรณ์ (fully self-regulated) โดยสามารถปรับความเร็วของแกนหมุนได้เมื่อความเร็วลมสูง ในขณะที่โรงสีข้าวพลังงานลมของยุโรปสามารถบิดตัวใบพัดออกจากทิศทางลมได้หรือสามารถม้วนใบพัดเก็บได้หากความเร็วลมสูง จนเกินไปเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับตัวโรงสีข้าว ความนิยมของกังหันลมแบบอเมริกันเพิ่มขึ้นสูงมากระหว่างปี ค.ศ. 1920 – 1930 มีกังหันลมประมาณ 600,000 ตัวถูกติดตั้งเพื่อใช้งาน ในปัจจุบันกังหันลมแบบอเมริกันหลายแบบยังคงถูกนำมาใช้งานเพื่อวัตถุประสงค์ทางการเกษตรและ กิจกรรมต่างๆ ทั่วโลก

สำหรับประเทศไทยผู้เชี่ยวชาญทางด้านพลังงานลม ได้ประเมินการใช้งานกังหันลมแบบ ใบพัดที่ทำด้วยไม้ซึ่งใช้ในนาข้าวมีจำนวนอยู่ประมาณ 2,000 ตัว และกังหันลมแบบเสื่อลำแพนหรือแบบผ้าใบซึ่งใช้ในนาเกลือหรือนากุ้งมีจำนวนอยู่ประมาณ 3,000 ตัว ต่อมาได้พบว่าจำนวนกังหันลมดังกล่าวลดลงอย่างรวดเร็ว เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการพัฒนาพื้นที่เกษตรกรรมให้เป็นพื้นที่อุตสาหกรรม ในปี พ.ศ. 2531 มีการสำรวจจำนวนกังหันลมเฉพาะในบริเวณ 20 ตาราง กิโลเมตร ของจังหวัดสมุทรสาครและสมุทรสงคราม พบว่ามีกังหันลมเหลืออยู่เพียง 667 ตัว กังหันลมดังกล่าวถือว่าเป็นชนิดดั้งเดิมจากภูมิปัญญาชาวบ้าน แต่สามารถใช้แทนพลังงานไฟฟ้าเพื่อการสูบน้ำได้เป็นอย่างดี



รูปที่ 2.1 ลักษณะโรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรป

ในปี ค.ศ. 1891 แคน พอล ลาคูร์ (Dane Poul LaCour) วิศวกรชาวเดนมาร์กเป็นคนแรก ที่สร้างกังหันลมผลิตไฟฟ้าขึ้น เทคโนโลยีนี้ได้รับการพัฒนาระหว่างช่วงสงครามโลกครั้งที่ 1 และ 2 โดยใช้เทคโนโลยีนี้เพื่อทดแทนการขาดแคลนพลังงานในขณะนั้น บริษัท เอฟ เอล สมิทท์ (F.L. Smidth) ของเดนมาร์กถือได้ว่าเป็นผู้ริเริ่มกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบสมัยใหม่ในปี ค.ศ. 1941-1942 กังหันลมของบริษัทนี้เป็นกังหันลมแบบสมัยใหม่ตัวแรกที่ใช้แพนอากาศ (airfoils) ซึ่งใช้ความรู้ขั้นสูงทางด้านอากาศพลศาสตร์ในเวลานั้น ในช่วงเวลาเดียวกัน พาลเมอร์ พูทแนม (Palmer Putnam) ชาวอเมริกันได้สร้างกังหันลมขนาดใหญ่ให้กับบริษัท มอร์แกน สมิทท์ (Morgan Smith Co.) กังหันลมที่สร้างขึ้นมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 53 เมตร ซึ่งมีความแตกต่างจากกังหันลมของเดนมาร์กทั้งในเรื่องของขนาดและหลักการออกแบบ กังหันลมของเดนมาร์กมีหลักการอยู่บนพื้นฐานของการหมุนโดยลมส่วนบน (upwind rotor) กับการควบคุมผ่านตัวล่อ (stall regulation) ทำงานที่ความเร็วลมต่ำ ส่วนกังหันลมของพูทแนมออกแบบอยู่บนพื้นฐานของการหมุนโดยลมส่วนล่าง (downwind rotor) กับการควบคุมโดยการปรับใบพัด (variable pitch regulation)

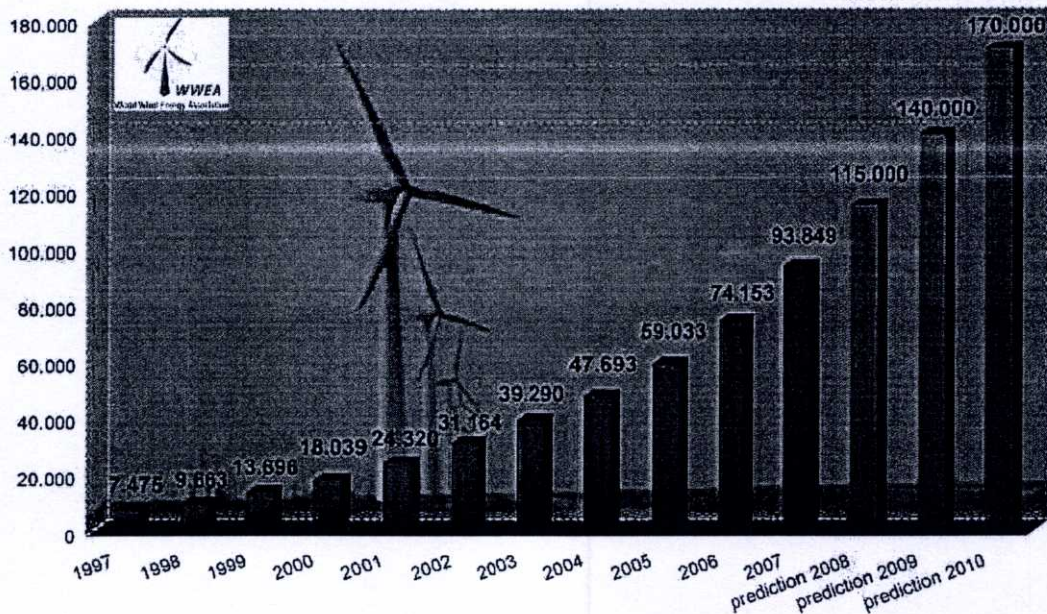
อย่างไรก็ตามกังหันลมของพูทแนมก็ไม่ประสบความสำเร็จและถูกรื้อออกในปี ค.ศ. 1945 หลังจากสงครามโลกครั้งที่ 2 ในช่วงปี ค.ศ. 1956 – 1967 โจฮันเนส จูล (Johannes Juul) ชาวเดนมาร์กได้พัฒนาและออกแบบกังหันลมใหม่เพิ่มเติมและทำการติดตั้งที่เมืองเกดเซอร์ (Gedser) ประเทศเดนมาร์กสามารถผลิตไฟฟ้าได้กว่า 2.2 ล้านหน่วย และในเวลาเดียวกันนี้ ฮุตเตอร์ (Hutter) ชาวเยอรมันก็ได้พัฒนากังหันลมรูปแบบใหม่เหมือนกัน โดยกังหันลมของฮุตเตอร์ประกอบด้วยใบกังหันมีลักษณะเรียวยาวทำจากไฟเบอร์กลาสส์ (fiberglass) 2 ใบ กังหันลมชนิดนี้มีประสิทธิภาพสูง อย่างไรก็ตามแม้ว่ากังหันลมของจูลและฮุตเตอร์จะประสบความสำเร็จในตอนแรก แต่ความสนใจในกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ก็ลดลงหลังจากสงครามโลกครั้งที่ 2 มีเพียงกังหันลมขนาดเล็กสำหรับผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกล หรือสำหรับการประจุแบตเตอรี่เท่านั้นที่ยังได้รับความสนใจ ต่อมาหลังเกิดปัญหาวิกฤตการณ์น้ำมันในปี ค.ศ. 1973 ทำให้ความสนใจในพลังงานลมได้กลับมาอีกครั้ง จากเหตุผลดังกล่าวจึงมีการสนับสนุนเงินทุนเพื่อการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับพลังงานลมเป็นอย่างมากโดยเฉพาะในประเทศเยอรมัน สหรัฐอเมริกา และสวีเดน ซึ่งได้ใช้เงินนี้ในการพัฒนาต้นแบบกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ในระดับเมกะวัตต์ อย่างไรก็ตามกังหันลมต้นแบบหลายๆ แบบไม่ประสบความสำเร็จเท่าที่ควรทั้งที่ผ่านมาเป็นเวลานาน สาเหตุมาจากปัญหาทางเทคนิคหลายๆ ประการ เช่น กลไกการบิดของใบพัด (pitch mechanism) เป็นต้น

ในประเทศสหรัฐอเมริกา ได้มีการสนับสนุนเงินทุนเพื่อกระตุ้นให้มีการพัฒนาพลังงานลมเป็นอย่างมาก ตัวอย่างที่สามารถเห็นได้ชัดเจนถึงผลของการกระตุ้นในครั้งนี้ เช่น ทำให้เกิดทุ่งกังหันลม (wind farms) ขนาดใหญ่ติดตั้งอยู่ตามเทือกเขาทางตะวันออกของซานฟรานซิสโก และทางตะวันออกเฉียงเหนือของลอสแอนเจลิส ทุ่งกังหันลมแห่งแรกนี้ประกอบไปด้วยกังหันลมขนาด 50 กิโลวัตต์ เป็นส่วนใหญ่ หลายปีผ่านไปขนาดของกังหันลมรุ่นใหม่เพิ่มขึ้นเป็น 200 กิโลวัตต์ ซึ่งเกือบทั้งหมด

นำเข้าจากประเทศเดนมาร์ก ในช่วงสิ้นปี ค.ศ. 1980 มีกังหันลมติดตั้งอยู่ในแคลิฟอร์เนีย ประมาณ 15,000 ตัว ด้วยขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 1,500 เมกะวัตต์ [1]

พลังงานลมได้มีการพัฒนาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ช่วงปี ค.ศ. 1970 จนกระทั่งปลายปี ค.ศ. 1990 พลังงานลมได้กลายเป็นแหล่งพลังงานทดแทนหลักอีกแห่งหนึ่ง ซึ่งเห็นได้จากในช่วงสิบปีหลังของคริสต์ศตวรรษที่ 20 การติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า (wind turbines) ทั่วโลกมีการเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยในปี ค.ศ. 2007 มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารวมทั่วโลกอยู่ที่ประมาณ 94,000 MW และมีแนวโน้มที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังในรูปที่ 2.2 และ 2.3

World Wind Energy - Total Installed Capacity and Prediction 1997-2010 [MW]



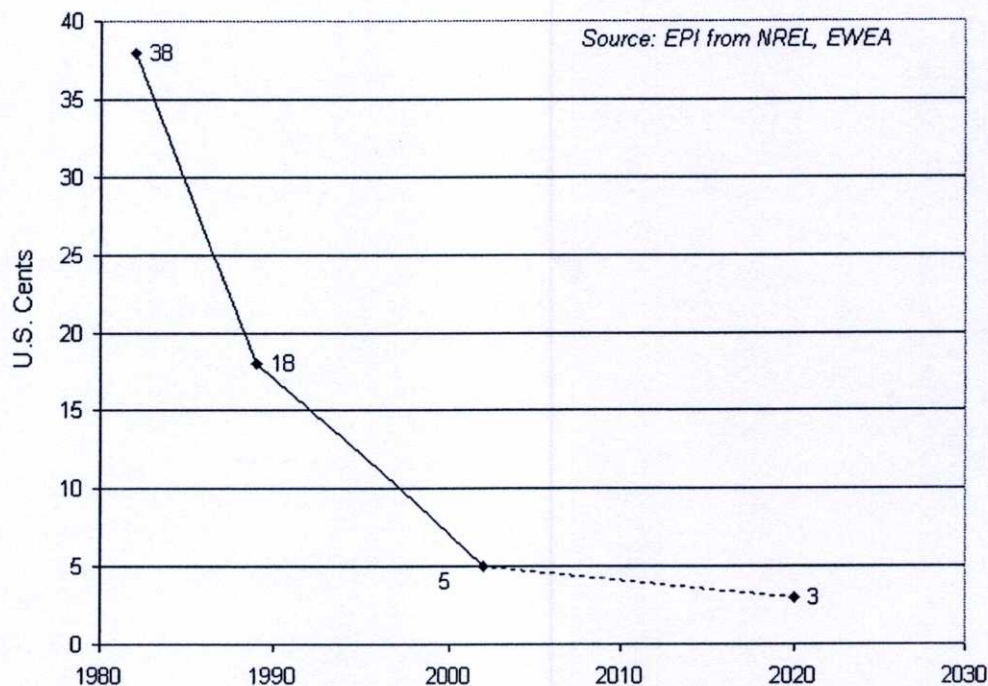
รูปที่ 2.2 กังหันลมผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งรวมทั่วโลก [2]

Incremental Capacity (2007, MW)		Cumulative Capacity (end of 2007, MW)	
U.S.	5,329	Germany	22,277
China	3,287	U.S.	16,904
Spain	3,100	Spain	14,714
Germany	1,667	India	7,845
India	1,617	China	5,875
France	888	Denmark	3,088
Italy	603	Italy	2,721
Portugal	434	France	2,471
U.K.	427	U.K.	2,394
Canada	386	Portugal	2,150
Rest of World	2,138	Rest of World	13,591
TOTAL	19,876	TOTAL	94,030

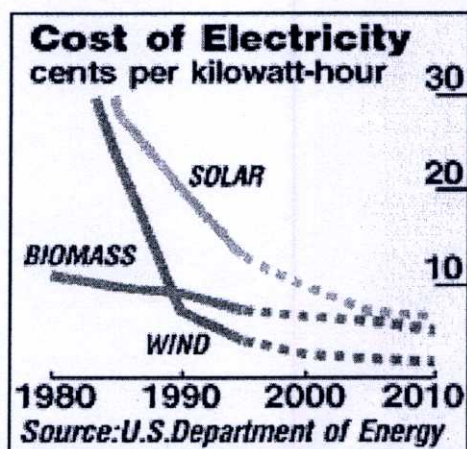
Source: BTM Consult; AWEA project database for U.S. capacity.

รูปที่ 2.3 ปริมาณการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า [3]

ส่งผลให้ค่าต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมมีการลดต่ำลง จากประมาณ 38 เซ็นต์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงปี ค.ศ. 1980 เหลือเพียงประมาณ 5 เซ็นต์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี ค.ศ. 2002 และมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง ดังแสดงในรูปที่ 2.4 และในรูปที่ 2.5 แสดงให้เห็น การเปรียบเทียบราคาค่าต้นทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนชนิดต่างๆ คือ พลังงาน แสงอาทิตย์ (Photovoltaic), พลังงานชีวมวล (Biomass) และพลังงานลม (Wind) จะเห็นได้ว่าการ ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมมีค่าต้นทุนที่ต่ำที่สุด และมีแนวโน้มที่จะลดลงต่อไป

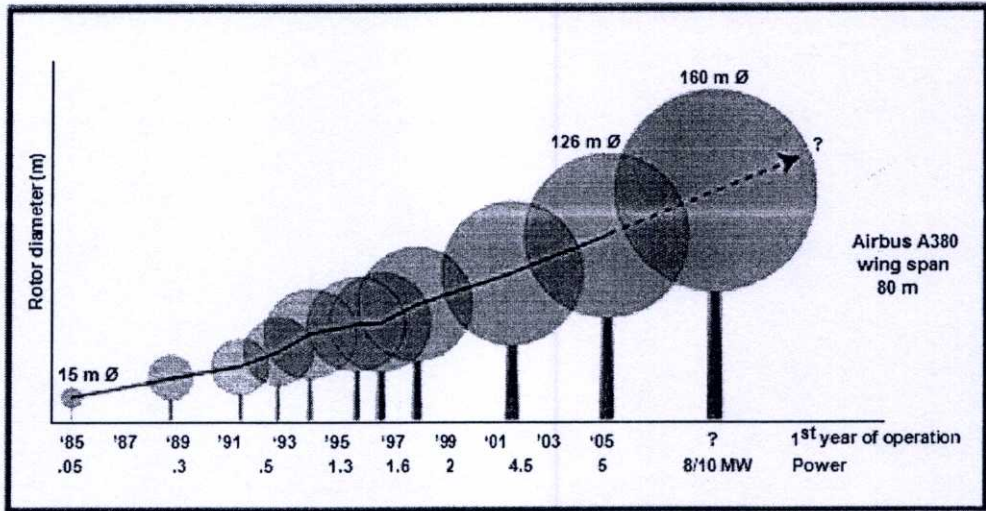


รูปที่ 2.4 ค่าการลงทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม [4]

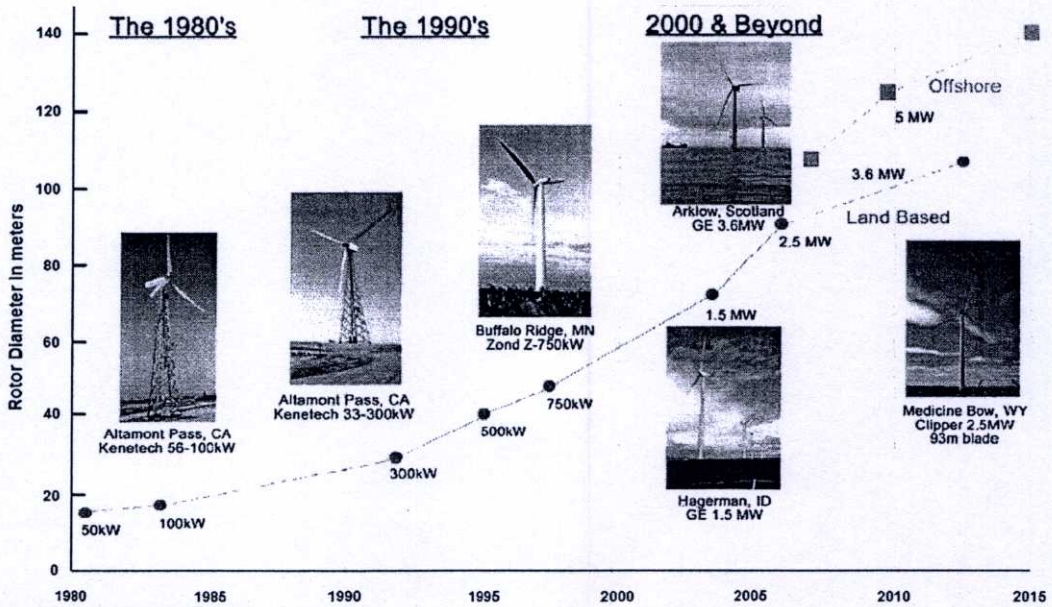


รูปที่ 2.5 ค่าการลงทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน [3]

วิวัฒนาการของเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีการพัฒนาอย่างรวดเร็ว โดยเริ่มจากช่วงปี ค.ศ. 1985 กังหันลมมีขนาด 50 กิโลวัตต์ เส้นผ่านศูนย์กลางใบกังหัน 15 เมตร ภายในระยะเวลา 15 ปี ได้มีการพัฒนาทั้งด้านกำลังการผลิตและขนาดของใบพัด โดยประมาณ ปี ค.ศ. 2000 กังหันลมมีกำลังการผลิตขนาด 2.0 เมกะวัตต์ เส้นผ่านศูนย์กลางใบกังหันขนาด 80 เมตร และในปี ค.ศ. 2005 กังหันลมมีกำลังการผลิตขนาด 5.0 เมกะวัตต์ เส้นผ่านศูนย์กลางใบกังหันขนาด 126 เมตร รวมถึงแนวโน้มของกำลังการผลิตและขนาดใบพัดของกังหันลมผลิตไฟฟ้าแต่ละตัว มีทิศทางที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังแสดงในรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 วิวัฒนาการของขนาดกังหันลมผลิตไฟฟ้า [3]



รูปที่ 2.7 วิวัฒนาการของกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบติดตั้งบนพื้นดินและพื้นน้ำ [3]

นอกจากนี้ วิศวกรรมการของเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้ายังมีการพัฒนาในส่วนของสถานที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าอีกด้วย กล่าวคือ กังหันลมผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่จะต้องติดตั้งบนพื้นดิน (Onshore, Land Based) เท่านั้น แต่ในช่วงปี ค.ศ. 2007 ได้มีการพัฒนาติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าบนพื้นน้ำ (Offshore) อีกด้วย ดังแสดงในรูปที่ 2.7 เนื่องจากการติดตั้งกังหันลมบนพื้นน้ำสามารถติดตั้งกังหันลมที่มีขนาดกำลังผลิตที่มากกว่า พื้นที่ในการติดตั้งไม่จำกัด รวมทั้งไม่ก่อให้เกิดมลภาวะทางเสียงและทางทัศนียภาพอีกด้วย

ปัจจุบันกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีการใช้งานเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วและต่อเนื่อง แต่ยังมีจำกัดเพียงไม่กี่ประเทศ เนื่องจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าพลังงานลมจากกังหันลมผลิตไฟฟ้าเป็นเทคโนโลยีที่ซับซ้อน ต้องอาศัยหลักทางวิชาการจากหลากหลายสาขาวิชา เช่น อากาศพลศาสตร์ (aerodynamics) โครงสร้างและการเคลื่อนไหวของวัตถุ (structure-dynamics) วิศวกรรมเครื่องกล (mechanical engineering) และวิศวกรรมไฟฟ้า (electrical engineering) ดังนั้นจึงจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทำการศึกษาและออกแบบอย่างเป็นระบบ เพื่อให้ได้ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าพลังงานลมจากกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่มีเทคโนโลยีและขนาดที่เหมาะสม รวมทั้งประสิทธิภาพ เสถียรภาพ และความคุ้มค่าในการลงทุนสูงสุด

2.2 ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับพลังงานลม

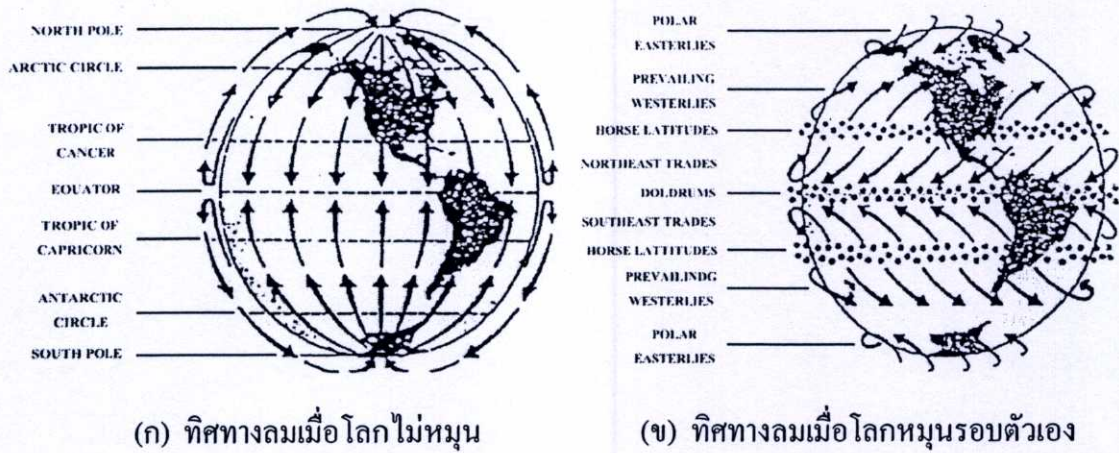
การเกิดลมและการเคลื่อนที่ของลมเป็นผลมาจากความแตกต่างของความกดอากาศ ซึ่งสามารถอธิบายได้โดยทฤษฎีทางฟิสิกส์ นอกจากนี้ยังเกี่ยวข้องกับความทรงตัวของสภาพอากาศ ความแตกต่างของอุณหภูมิ ลมกีดขวาง และสภาพความขรุขระของพื้นผิว ฯลฯ [5]

การที่บรรยากาศพื้นผิวโลกมีการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของอากาศ จึงทำให้ความหนาแน่นของอากาศหรือความกดอากาศนั้นแตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ โดยที่บริเวณที่มีอุณหภูมิสูงๆ จะทำให้อากาศบริเวณนั้นลอยตัวขึ้นสูงเพราะว่าบริเวณดังกล่าวมีความกดอากาศต่ำ (อากาศที่มีอุณหภูมิสูงจะเบากว่าอากาศที่มีอุณหภูมิต่ำ) เป็นเหตุให้อากาศจากบริเวณอื่นๆ ที่มีอุณหภูมิต่ำกว่า ซึ่งจะมีความกดอากาศสูงกว่านั้นจะเคลื่อนตัวเข้ามาแทนที่ และ การเคลื่อนตัวของอากาศจากที่หนึ่งไปอีกที่หนึ่งนี้เรียกว่า “ลม” หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่า ลม คือการเคลื่อนตัวของอากาศ เราอาจจะแบ่งลักษณะการเกิดของลมอย่างกว้างๆ ได้เป็น 2 แบบ โดยสามารถพิจารณาได้ดังนี้ [6]

2.2.1 การเกิดลมในลักษณะทั่วทั้งโลก

สำหรับลักษณะแรกจะเกิดขึ้นเนื่องจากการที่อุณหภูมิของพื้นผิวโลกที่ใกล้เส้นศูนย์สูตรนั้นสูงกว่าอุณหภูมิที่ขั้วโลกเหนือและขั้วโลกใต้ เป็นเหตุให้อากาศร้อนที่บริเวณใกล้เส้นศูนย์สูตรนั้นลอยตัวขึ้นสูงสู่บรรยากาศข้างบน ทำให้อากาศที่ขั้วโลกซึ่งเย็นกว่าเคลื่อนตัวมายังบริเวณเส้นศูนย์สูตร ดังแสดงในรูปที่ 2.8 (ก) แต่เนื่องจากโลกหมุนรอบตัวเอง ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อทิศทางการ

เคลื่อนที่ของอากาศนี้ โดยที่อากาศร้อนซึ่งอยู่ในบรรยากาศชั้นบนจะมีทิศทางค่อนไปทาง ตะวันออก และอากาศเย็นซึ่งอยู่ใกล้พื้นผิวโลกจะหมุนตัวไปในทางทิศตะวันตก สามารถพิจารณา ได้ดังแสดงในรูปที่ 2.8 (ข)



รูปที่ 2.8 แสดงทิศทางกระแสลมเกิดขึ้นบนโลก [6]

2.2.2 การเกิดลมในลักษณะเฉพาะที่หรือลมประจำถิ่น

สำหรับลักษณะการเกิดลมในลักษณะเฉพาะที่หรือลมประจำถิ่น จะเป็นลมที่เกิดขึ้นภายใน ท้องถิ่นเนื่องจากอิทธิพลของภูมิประเทศ และ ความเปลี่ยนแปลงของความกดอากาศ ลมประจำถิ่น แบ่งแยกออกเป็นประเภทใหญ่ๆ ดังนี้ [7]

2.2.2.1 ลมทะเลและลมบก

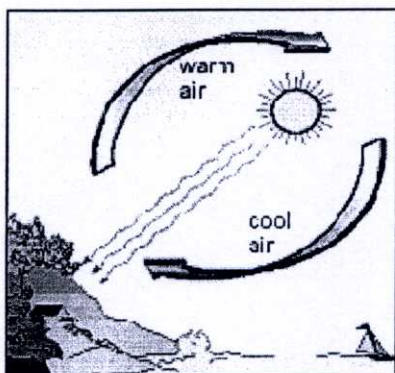
ลมทะเลและลมบกคือลมประจำถิ่นซึ่งเกิดจากความแตกต่างของความกดอากาศ ระหว่างทะเลกับแผ่นดินคือ

1. ลมทะเล (Sea Breeze)

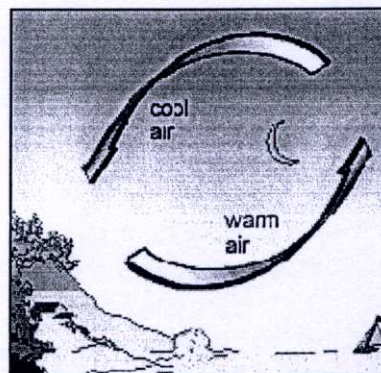
เกิดขึ้นในฤดูร้อนตามชายฝั่งทะเล ในเวลากลางวันเมื่อพื้นดินได้รับความ ร้อนจากแสงอาทิตย์จะมีอุณหภูมิสูงกว่าพื้นน้ำและอากาศเหนือพื้นดิน เมื่อได้รับความร้อนจะ ขยายตัวลอยขึ้นสู่เบื้องบน อากาศเหนือพื้นน้ำซึ่งเย็นกว่าจะไหลเข้าไปแทนที่เกิดลมจากทะเลพัดเข้า หาดฝั่งเรียกว่าลมทะเล ดังแสดงในรูปที่ 2.9 (ก) ซึ่งจะเริ่มพัดในเวลาประมาณ 10.00 น. ลมทะเล สามารถพัดเข้าหาดฝั่งมีระยะไกลถึง 16 - 48 กิโลเมตร และความแรงของลมจะลดลงเมื่อเข้าถึงฝั่ง ลม ทะเล มีความสำคัญต่ออุณหภูมิของอากาศในบริเวณชายฝั่ง ทำให้อุณหภูมิจากอากาศลดลง เช่น ก่อนที่ลมทะเลจะพัดเข้าไปพื้นดินมีอุณหภูมิ 30°C แต่เมื่อลมทะเลพัดผ่านเข้าไปทำให้อุณหภูมิลดลงเป็น 22°C ในช่วงบ่าย

2. ลมบก (Land Breeze)

เกิดขึ้นในเวลากลางคืน เมื่อพื้นดินคายความร้อนโดยการแผ่รังสีออกจะ คายความร้อนออกได้เร็วกว่าพื้นน้ำ ทำให้มีอุณหภูมิต่ำกว่าพื้นน้ำ อากาศเหนือพื้นน้ำซึ่งร้อนกว่า พื้นดินจะลอยตัวขึ้นสู่เบื้องบน อากาศเหนือพื้นดินซึ่งเย็นกว่าจะไหลเข้าไปแทนที่เกิดเป็นลมพัดจาก ฝั่งไปสู่ทะเลเรียกว่า ลมบก ดังแสดงในรูปที่ 2.9 (ข) ซึ่งลมบกจะมีความแรงของลมอ่อนกว่าลม ทะเล จึงไม่สามารถพัดเข้าสู่ทะเลได้ระยะทางไกลเหมือนลมทะเล โดยลมบกสามารถพัดเข้าสู่ทะเล มีระยะทางเพียง 8-10 กม.



(ก) การเกิดลมทะเล



(ข) การเกิดลมบก

รูปที่ 2.9 ทิศทางลมที่เปลี่ยนแปลงระหว่างลมทะเลและลมบก [8]

2.2.2.2 ลมหุบเขาและลมภูเขา

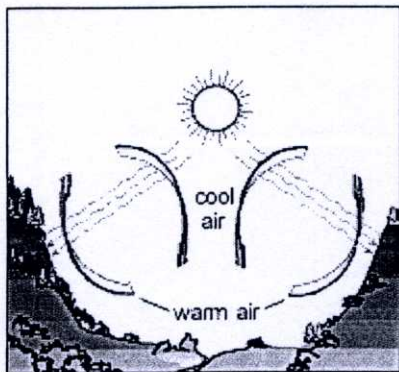
ลมหุบเขาและลมภูเขา เป็นลมประจำถิ่นอีกชนิดหนึ่งเกิดขึ้นประจำวันเช่นเดียวกับ ลมทะเลและลมบกซึ่งเกิดขึ้นเองจากความแตกต่างของความกดอากาศคือ

1. ลมหุบเขา (Valley-Mountain Breeze)

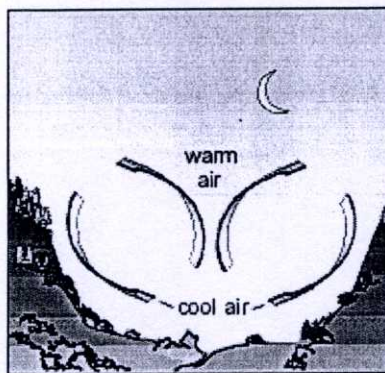
เกิดขึ้นในเวลากลางวัน อากาศตามภูเขาและลาดเขาจะร้อนเพราะได้รับ ความร้อนจากดวงอาทิตย์เต็มที่ ส่วนอากาศหุบเขาเบื้องล่างมีความเย็นกว่าจึงไหลเข้าแทนที่ ทำให้มี ลมเย็นจากหุบเขาเบื้องล่างพัดไปตามลาดเขาขึ้นสู่เบื้องบนเรียกว่า ลมหุบเขา ดังในรูปที่ 2.10 (ก)

2. ลมภูเขา (Mountain-Valley Breeze)

เกิดขึ้นในเวลากลางคืน อากาศตามภูเขาและลาดเขาจะเย็นลงอย่างรวดเร็ว ด้วยการคายความร้อนออก อากาศตามลาดเขาที่เย็นและหนักกว่า อากาศบริเวณใกล้เคียงจึงไหล ออกมาทำให้มีลมพัดตามลาดเขาสู่หุบเขาเบื้องล่างเรียกว่า ลมภูเขา ดังในรูปที่ 2.10 (ข)



(ก) การเกิดลมหุบเขา



(ข) การเกิดลมภูเขา

รูปที่ 2.10 ทิศทางลมที่เปลี่ยนแปลงระหว่างลมหุบเขาและลมภูเขา [8]

2.2.2.3 ลมตะเภา

ลมตะเภา เป็นลมท้องถิ่นในประเทศไทย โดยลมตะเภาเป็นลมที่พัดมาจากทิศใต้ ไปยังทิศเหนือ คือพัดจากอ่าวไทยเข้าสู่ภาคกลางตอนล่าง พัดในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงเดือนเมษายน ซึ่งเป็นช่วงที่ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือจะเปลี่ยนเป็นลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้เป็นลมที่นำความชื้นมาสู่ภาคกลางตอนล่าง ในสมัยโบราณลมนี้จะช่วยพัดเรือสำเภาซึ่งเข้ามาค้าขายให้แล่นไปตามแม่น้ำเจ้าพระยา

2.2.2.4 ลมว่าว

ลมว่าว เป็นลมที่พัดจากทิศเหนือไปยังทิศใต้ เกิดระหว่างเดือนกันยายนถึงเดือนพฤศจิกายน เป็นลมเย็นที่พัดตามลำน้ำเจ้าพระยาและพัดในช่วงที่ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้จะเปลี่ยนเป็นลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือหรืออาจจะเรียกว่า ลมข้าวเบา เพราะพัดในช่วงที่ข้าวเบากำลังออกรวง

2.2.3 ความสัมพันธ์ของลมกับอุณหภูมิ

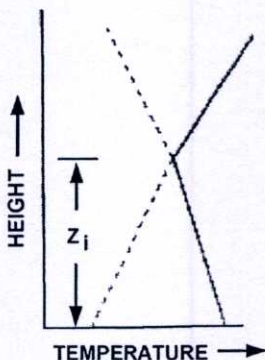
โดยปกติขอบเขตของชั้นบรรยากาศโลก (Atmospheric Boundary Layer) จะอยู่ที่ความสูง 1,000–2,000 เมตร ซึ่งมีตัวแปรสำคัญที่มีผลกระทบต่อลม คือความแตกต่างของอุณหภูมิในแนวตั้ง (Vertical Temperature Gradient) ซึ่งอธิบายถึงความเร็วลมที่ความสูงระดับต่างๆ และความทรงตัวของสภาพอากาศ (Atmospheric Stability) ซึ่งมีความสัมพันธ์กันทางคณิตศาสตร์ดังนี้คือ [7]

$$\frac{dT}{dz} = \frac{-g}{c_p} \quad (2.1)$$

โดยที่	dT	คือ การเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิ
	dz	คือ การเปลี่ยนแปลงความสูง
	g	คือ ค่าคงที่แรงโน้มถ่วงโลกเท่ากับ 9.8 m/s^2
	c_p	คือ ความร้อนจำเพาะของอากาศแห้งเท่ากับ 10^3 J/(kg K)

โดยกฎดังกล่าวสามารถประมาณการได้ว่าอุณหภูมิจะลดลงประมาณ 10°C ทุกๆ ความสูงที่เพิ่มขึ้น 1 กิโลเมตร

ความแตกต่างของอุณหภูมิจะกำหนดสถานะต่างๆ ของชั้นบรรยากาศโลก กล่าวคือ อุณหภูมิจะเปลี่ยนแปลงจากกลางวันไปกลางคืนในเวลากลางวันอากาศใกล้พื้นผิวโลกจะค่อยๆ ร้อนและร้อนขึ้นเมื่อความสูงเพิ่มขึ้นถึงจุดหนึ่งที่ความสูง Z_i ความร้อนจะกลับลดลงขณะที่ความสูงยังเพิ่มขึ้นต่อไปถึงชั้นความสูงที่เหนือระดับ Z_i ณ ชั้นนี้จะเรียกว่าชั้นบรรยากาศผสม (Convective หรือ Mixing Layer) ดังในรูปที่ 2.11 แสดงความแตกต่างของอุณหภูมิ เส้นที่บเริ่มจากตะวันตกดินจนถึงรุ่งเช้า เส้นประเริ่มจากรุ่งเช้าจนถึงตะวันตกดิน

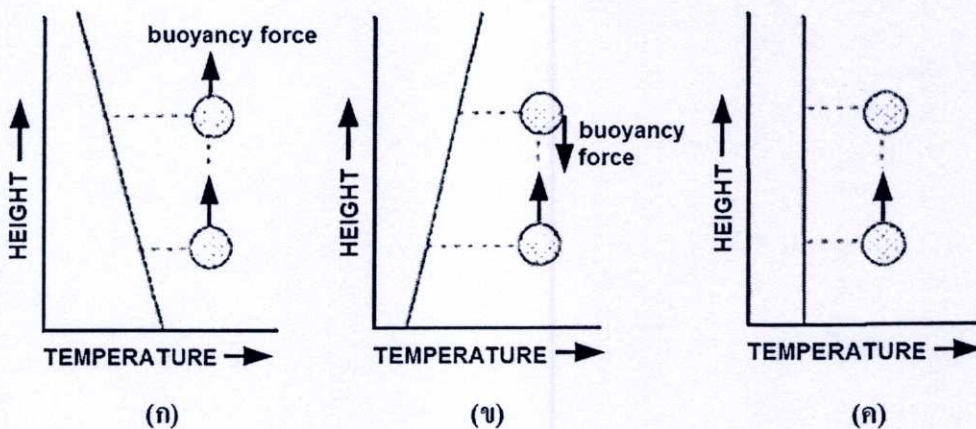


รูปที่ 2.11 อุณหภูมิเหนือผิวโลกที่ระดับความสูงต่างๆ [7]

ในสถานการณ์ที่มวลอากาศไหลเข้าแทนที่อย่างรวดเร็วในทิศทางขาขึ้นแต่อุณหภูมิลดลงตลอดเวลาซึ่งความสูงเพิ่มขึ้นอากาศจะอยู่ในสภาพแวดล้อมที่เย็นกว่า อากาศจึงขยายตัวและลอยตัวสูงขึ้นตลอดเวลาในขณะที่เดียวกันก็จะมีอากาศส่วนหนึ่งซึ่งเคลื่อนที่ในทิศทางตรงกันข้ามคือลอยตัวต่ำลง ณ ที่จุดนี้เรียกว่าสภาวะสภาพอากาศไม่ทรงตัว (Unstable Atmosphere) อากาศทั้งสองจะผสมกัน เรียกว่าขบวนการ Convective Process ในชั้นบรรยากาศ Convective Layer จากการคลุกเคล้าของอากาศอย่างแรงในขบวนการดังกล่าวจะลดความแตกต่างของความเร็ว และอุณหภูมิภายในชั้นบรรยากาศของมัน ดังแสดงในรูปที่ 2.12 ก. ในสถานการณ์ที่อุณหภูมิเพิ่มขึ้นเมื่อความสูงเพิ่มขึ้นมวลอากาศจะลอยสูงขึ้นแต่ไม่ขยายตัวเนื่องจากสภาพแวดล้อมมีอุณหภูมิสูงกว่าเมื่อถึงระดับหนึ่งอากาศจะตกลงไปที่จุดเริ่มต้นถ้ามวลอากาศเคลื่อนที่ลงมันจะมีความร้อนสูงกว่าบรรยากาศ

รอบตัว ดังนั้นมวลอากาศจะเบากว่าและอาจไหลกลับขึ้นไปสู่จุดเดิม สภาพอากาศนี้เรียกว่าสภาพอากาศทรงตัว (Stable Atmosphere) ดังแสดงในรูปที่ 2.12 ข. ในบางขณะอุณหภูมิจะคงที่ตลอดเวลา ไม่เพิ่มขึ้นหรือลดลงเมื่อความสูงเพิ่มขึ้น การเคลื่อนที่ของมวลอากาศขึ้นหรือลงอย่างสมดุล ขณะที่ความดันลดลงเมื่อความสูงเพิ่มขึ้นอุณหภูมิมวลอากาศจะลดลง สภาพอากาศนี้เรียกว่าสภาพอากาศนิวทรัล ดังแสดงในรูปที่ 2.12 ค. เป็นที่ทราบอยู่แล้วว่าโดยทั่วไปอากาศจะเคลื่อนที่โดยสะดวกในแนวอนมากกว่าในแนวตั้ง แต่ในชั้นสภาพอากาศนี้อากาศจะเคลื่อนที่ในแนวตั้งได้โดยสะดวก เท่ากับเคลื่อนที่ในแนวอน

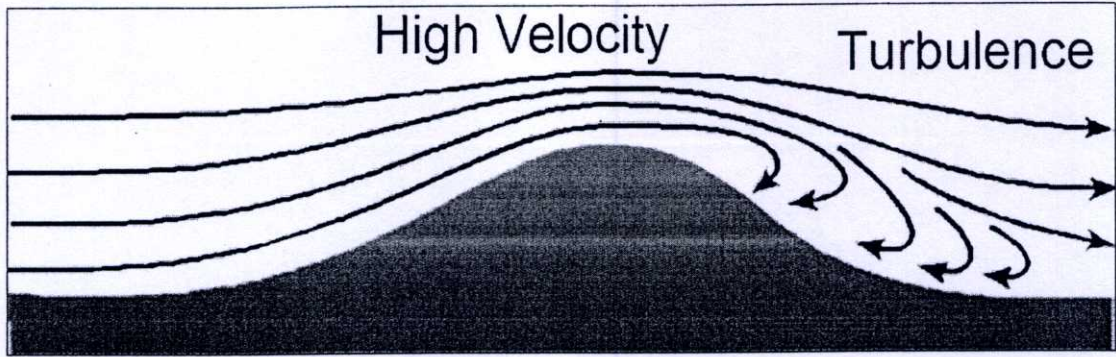
โดยปกติในวันหนึ่งที่มีอากาศแจ่มใส ความร้อนจากการแผ่รังสี จะทำให้เกิดสภาวะของสภาพอากาศไม่ทรงตัว (Unstable) ในช่วงเวลากลางวัน (11.00 – 17.00 น.) และมีสภาวะทรงตัวในช่วงเวลากลางคืนถึงเช้า (20.00 – 7.00 น.) ส่วนสภาวะนิวทรัล (Neutral) หรือใกล้นิวทรัล คือช่วงเวลาเปลี่ยนแปลง (Transition period) จะเกิดใกล้ตะวันตกขึ้นจนสาย (07.00 – 11.00 น.) และใกล้ตะวันตกดินจนค่ำ (17.00 – 20.00 น.) ในบางวันที่ท้องฟ้ามีเมฆปกคลุมมากอาจถือได้ว่าเกิดสภาวะนิวทรัลหรือใกล้นิวทรัล ตลอดวัน



รูปที่ 2.12 สภาพอากาศในสภาวะต่างๆ (ก) สภาวะสภาพอากาศไม่ทรงตัว (ข) สภาวะสภาพอากาศทรงตัว (ค) สภาวะสภาพอากาศนิวทรัล [7]

2.2.4 ความสัมพันธ์ของความเร็วลมกับความขรุขระของพื้นผิว

พื้นผิวส่วนเกินที่มีลมพัดแรงผ่านพื้นผิวจะมีผลกระทบกับความเร็วลม พื้นผิวขรุขระเป็นลักษณะของพื้นที่ที่มีต้นไม้และสิ่งปลูกสร้าง จะทำให้เกิดผลของแรงเสียดทานที่มากและกระแสน้ำอากาศแปรปรวนมากกว่าพื้นผิวที่ราบเรียบที่เป็นลักษณะทะเลสาบหรือพื้นดินที่ใช้เพื่อการเกษตร ค่าเฉลี่ยของแรงเสียดทานจะมีมากที่ความเร็วใกล้พื้นผิว ดังแสดงในรูปที่ 2.13 จะแสดงให้เห็นถึงความเร็วลมสูงที่พัดผ่านบริเวณพื้นผิวส่วนเกิน ซึ่งส่วนของพื้นผิวที่เกินจะมีแรงเสียดทานเกิดขึ้นมากกว่าบริเวณพื้นผิวราบเรียบ [8]



รูปที่ 2.13 ลักษณะการไหลของลมบริเวณพื้นผิวขรุขระ [8]

ตารางที่ 2.1 ลักษณะภูมิประเทศที่แตกต่างกันที่ครอบคลุมการเปลี่ยนแปลงของลม [8]

ครอบคลุมบริเวณ	n
มหาสมุทรพื้นผิวราบเรียบ, ทะเลทราย	0.10
สนามหญ้าที่ราบต่ำหรือพื้นดินว่างเปล่า	0.16
สนามหญ้าที่ราบสูงหรือพืชผลเป็นแถวที่ราบต่ำ	0.18
พืชผลเป็นแถวสูงหรือป่าไม้ที่ราบต่ำ	0.20
ป่าไม้ที่ราบสูงกับซานเมืองที่มีต้นไม้จำนวนมาก, เมืองขนาดเล็ก	0.30

ค่าโดยประมาณของจำนวนที่เพิ่มขึ้นของความเร็วที่ความสูงของพื้นผิวที่แตกต่างกันสามารถคำนวณได้จากสมการ [8, 17]

$$V_2 = V_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^n \quad (2.2)$$

เมื่อ V_1 คือ ความเร็วลมอ้างอิงที่ความสูง h_1 เหนือพื้นดิน
 V_2 คือ ความเร็วลมค่าที่สองที่ความสูง h_2
 n คือ เลขยกกำลังที่กำหนดให้เป็นการเปลี่ยนแปลงของลม
 (ค่าของ n ขึ้นอยู่กับลักษณะภูมิประเทศ ดังแสดงในตารางที่ 2.1)

นี่เป็นตัวอย่างของวิธีการนำไปประยุกต์ใช้ โดยการเอาปริมาณที่ได้จากการวัดต่อปี ที่มีการวัดความเร็วลมที่ความสูง 30 ft เสาตั้งอยู่ในพื้นที่บริเวณป่าไม้ที่ราบต่ำ ค่าเฉลี่ยของความเร็วลมที่เป็นค่าอ้างอิงคือ 10 mph เมื่อต้องการคำนวณความเร็วที่ได้วางแผนไว้แล้วที่ 100 ft ที่เป็นความสูงของกังหันลม

ในการคำนวณ V_1 จะเท่ากับ 10 mph, h_1 คือ 30 ft และ h_2 คือ 100 ft สำหรับสภาพแวดล้อมหรือลักษณะภูมิประเทศประกอบด้วยป่าไม้ที่ราบต่ำ ค่ามาตรฐานของ n คือ 0.20 แทนค่าเหล่านี้เข้าไปในสูตร (สมการที่ 2.2) จะได้ค่าเฉลี่ยความเร็วลมที่ 100 ft คือ [8, 17]

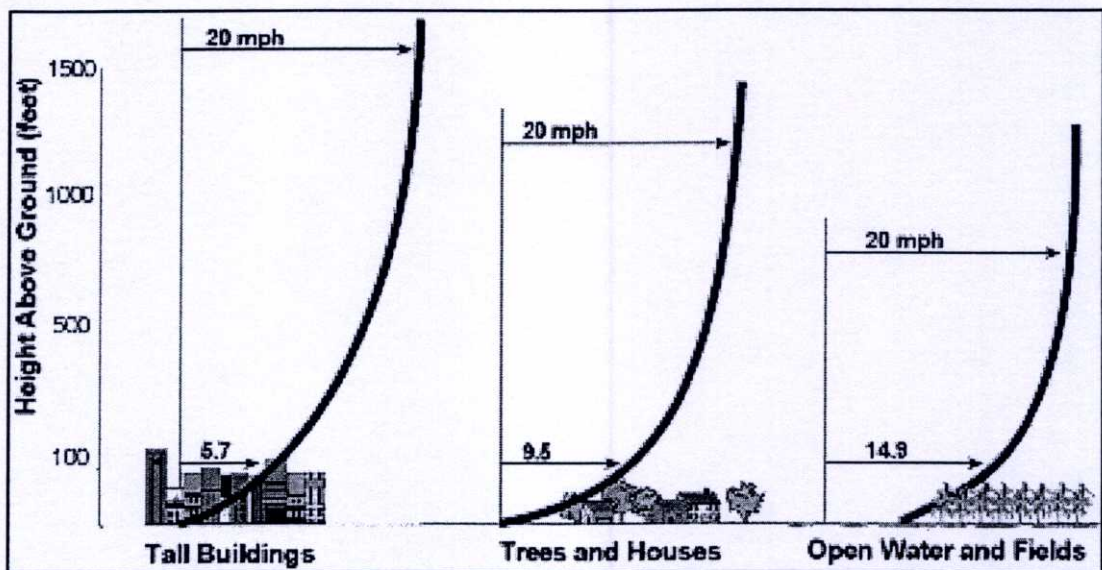
$$V_2 = 10 \text{ mph} \times (100 \text{ ft} / 30 \text{ ft})^{0.20}$$

$$V_2 = 10 \text{ mph} \times (3.33)^{0.20}$$

$$V_2 = 10 \text{ mph} \times (1.27)$$

$$\therefore V_2 = 12.7 \text{ mph}$$

วิธีการนี้เป็นเพียงการคำนวณแบบคร่าวๆ ของความเร็วลม ค่าที่ได้ยังไม่ถูกต้องแน่นอน มันจะเป็นประโยชน์มากที่สุดเมื่อใช้ค่าเฉลี่ยและความเร็วลมที่ไม่ซับซ้อน สูตรนี้จะเป็นเพียงการประยุกต์ใช้ในลักษณะภูมิประเทศที่ราบ เพราะว่าเนินเขาและภูเขาจะมีผลที่ไม่สามารถคาดเดาได้ในเรื่องลักษณะของลม



รูปที่ 2.14 ความเร็วลมที่ระดับความสูงและลักษณะภูมิประเทศที่แตกต่างกัน [8]

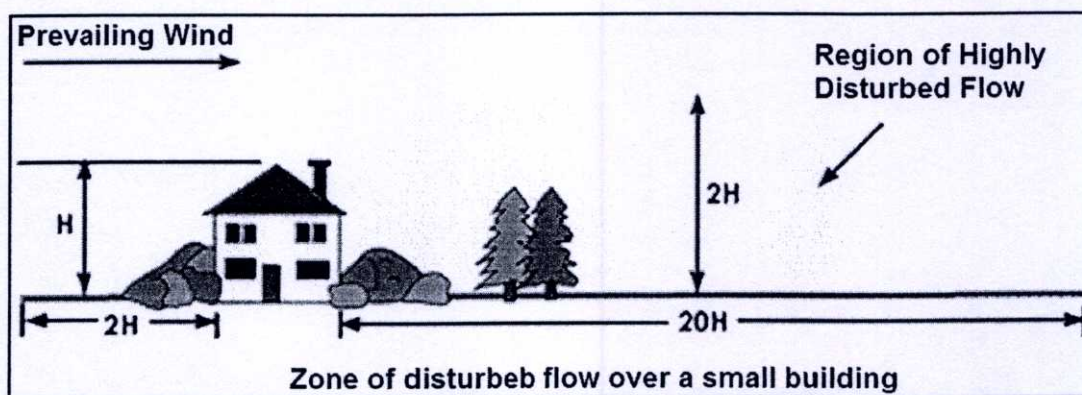
2.2.5 ต้นไม้และสิ่งก่อสร้าง

ต้นไม้และสิ่งก่อสร้างเป็นสิ่งกีดขวางธรรมชาติมากสำหรับลม ในบริเวณข้างเคียงของกังหันลม ต้นไม้และสิ่งก่อสร้างจะทำให้เกิดการรบกวนไปยังอากาศทั้งสองแบบคืออยู่ในทิศทางที่ลมพัดมาหรือด้านลม (upwind) และเป็นไปตามทิศทางที่ลมพัดหรือตามลม (downwind) ซึ่งเป็นอุปสรรคทำให้ความเร็วลมลดน้อยลง และกระแสน้ำอากาศแปรปรวนจะเพิ่มมากขึ้น [8]

ถ้าไม่สามารถหลีกเลี่ยงสิ่งกีดขวางที่บดบังเหล่านี้ได้ สามารถใช้ข้อปฏิบัติในการกำหนดสถานที่ตั้งของกังหันลม ดังต่อไปนี้ [8]

1. ที่ตั้งกังหันลม เมื่อตั้งอยู่ก่อนสิ่งกีดขวาง กังหันลมจะต้องมีระยะห่างจากสิ่งกีดขวางมากกว่า 2 เท่าของความสูงของสิ่งกีดขวาง
2. ที่ตั้งกังหันลม เมื่อตั้งอยู่หลังสิ่งกีดขวาง กังหันลมจะต้องมีระยะห่างจากสิ่งกีดขวางอย่างน้อย 10 เท่า และไม่เกิน 20 เท่าของความสูงของสิ่งกีดขวาง
3. ความสูงจากพื้นผิวถึงจุดศูนย์กลางคัมยัคไบพัต (rotor hub) ของกังหันลม จะต้องมีความสูงน้อยที่สุด 2 เท่าของสิ่งกีดขวางเหนือพื้นผิว ถ้าที่ตั้งกังหันลมตั้งอยู่หลังสิ่งกีดขวาง

ลักษณะของข้อปฏิบัติในการกำหนดสถานที่ตั้งของกังหันลมที่ได้กล่าวมาข้างต้นสามารถพิจารณาเพื่อความเข้าใจมากขึ้นได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.15 กังหันลมที่ตั้งอยู่ก่อนหรือหลังสิ่งกีดขวางจะให้อยู่ในแนวเดียวกันกับทิศทางลมที่มีอยู่โดยทั่วไป



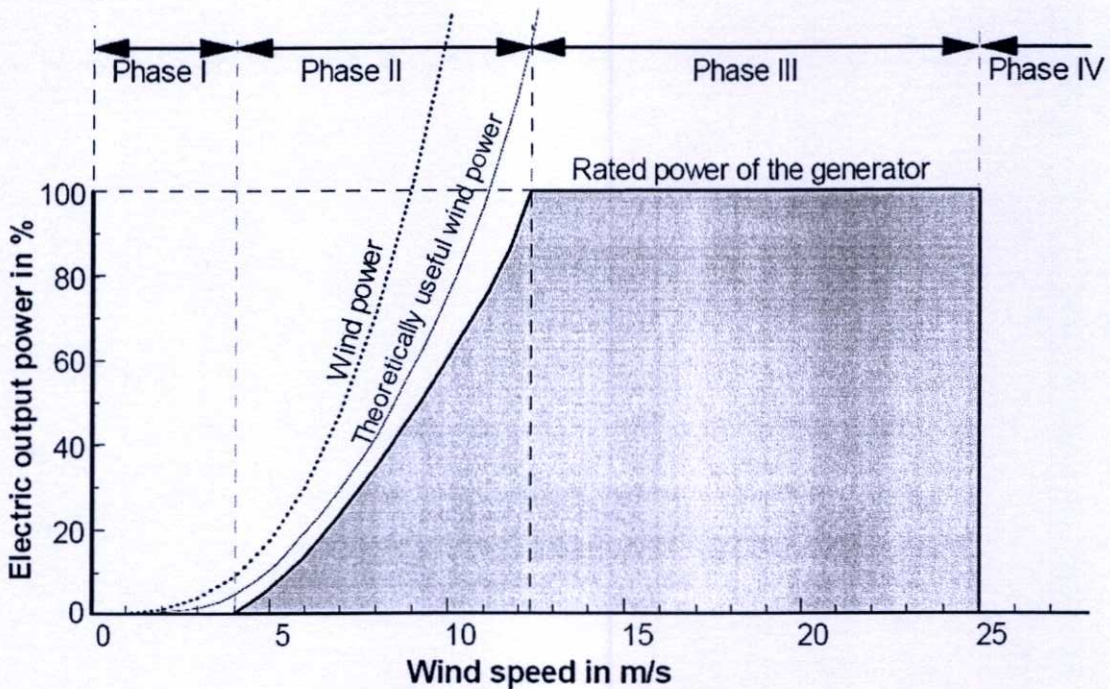
รูปที่ 2.15 บริเวณของการไหลของลมเหนือสิ่งก่อสร้างขนาดเล็ก [8]

2.2.6 กำลังงานจากลม

จากที่กล่าวมาแล้วข้างต้นว่าลมเป็นพลังงาน ดังนั้นลมจึงทำให้เกิดกำลังงานได้ และจะมีความสามารถสูงสุดในการแปลงพลังงานลมให้เป็นพลังงานรูปอื่น ซึ่งจะมีประสิทธิภาพสูงสุดได้เพียงร้อยละ 59.3 ของพลังงานลมทั้งหมด [4]

พลังงานที่ได้จากกังหันลมจะมีเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับความเร็วลม ซึ่งความสัมพันธ์ดังกล่าวนี้สามารถพิจารณาได้ดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 2.16 ที่ความเร็วลมต่ำในช่วง 1–2.5 เมตรต่อวินาที (Phase I) กังหันลมจะยังไม่ทำงานจึงยังไม่สามารถผลิตไฟฟ้าออกมาได้ ที่ความเร็วลมประมาณ 2.5 เมตรต่อวินาที กังหันลมจะเริ่มทำงานเรียกช่วงนี้ว่าความเร็วลมช่วงเริ่มต้นการทำงานของกังหันลม

(cut in wind speed) และในช่วงที่ความเร็วลมได้ระดับไปสู่ช่วงพิกัดความเร็วลม (Phase II) เป็นการ
ทำงานของกังหันลมด้วยประสิทธิภาพสูงสุด (maximum rotor efficiency) ซึ่งค่านี้ขึ้นอยู่กับอัตรา
การกระตุ้นความเร็ว (tip speed ratio) และที่ความเร็วลมช่วงประมาณ 12-25 เมตรต่อวินาที (Phase
III) เป็นช่วงที่เรียกว่าความเร็วลมช่วงการทำงานที่พิกัดของกังหันลม (nominal หรือ rate wind speed)
ซึ่งเป็นช่วงที่กังหันลมทำงานอยู่บนพิกัดกำลังสูงสุดของตัวเอง และความเร็วลมช่วงหยุดการ
ทำงานของกังหันลม (cut out wind speed) เป็นช่วงที่ความเร็วลมสูงกว่า 25 เมตรต่อวินาที (Phase IV)
กังหันลมจะหยุดทำงานเนื่องจากความเร็วลมสูงเกินไปซึ่งอาจทำให้เกิดความเสียหายต่อกลไกของกังหัน
ลมได้ [1, 12]

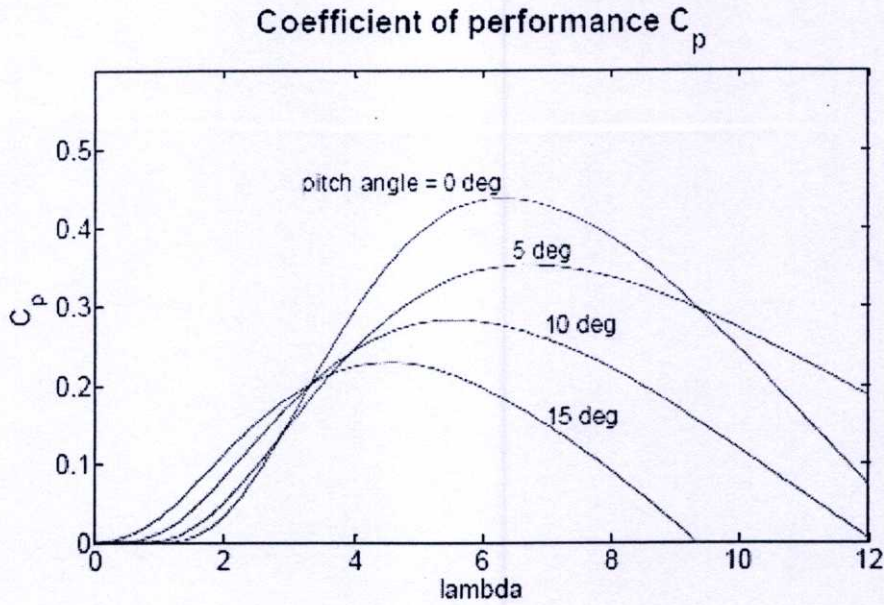


รูปที่ 2.16 แผนภาพความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันลมตลอดช่วงความเร็วลม [12]

การหาลำกำลังของลมที่เคลื่อนที่ด้วยความเร็ว v ผ่านพื้นที่หน้าตัดใบพัด A หาได้จาก [10]

$$P_{wind} = \frac{1}{2} (\rho A_{rotor} v_{wind}) v_{wind}^2 = \frac{1}{2} \rho A_{rotor} v_{wind}^3 \quad (2.3)$$

- เมื่อ P_{wind} คือ กำลังของลม (W)
 ρ คือ ความหนาแน่นของอากาศ มีค่าเท่ากับ 1.225 kg/m^3
 A_{rotor} คือ พื้นที่หน้าตัดใบพัด (m^2)
 v_{wind} คือ ความเร็วลม (m/s)



รูปที่ 2.17 สัมประสิทธิ์สมรรถนะสำหรับกังหันลมแบบแกนนอนที่มีสามใบพัด [11]

กังหันลมจะทำหน้าที่สกัดกั้นกำลังงานที่มีอยู่ในกระแสลมมาใช้ประโยชน์ได้เพียงบางส่วนเท่านั้น ถ้า P_{turb} แทนกำลังงานที่ได้จากกังหันลม ดังนั้น

$$P_{turb} = C_p(\lambda, \beta) P_{wind} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A_{rotor} v_{wind}^3 \quad (2.4)$$

กำหนดให้ $C_p(\lambda, \beta)$ เป็นสัมประสิทธิ์กำลังงาน (Power Coefficient) ซึ่ง $C_p(\lambda, \beta)$ จะเป็นตัวบ่งชี้สัดส่วนของกำลังงานที่กังหันจะสามารถสกัดกั้นได้จากกระแสลม

$C_p(\lambda, \beta)$ เป็นฟังก์ชันที่ประกอบไปด้วย อัตราการกระตุ้นความเร็ว (tip speed ratio) λ และมุมการปรับใบพัด β ซึ่งอัตราการกระตุ้นความเร็ว λ เป็นการกำหนดจาก [11]

$$\lambda = \frac{R_{turb} \Omega_{turb}}{v_{wind}} \quad (2.5)$$

เมื่อ R_{turb} คือ รัศมีใบพัดกังหัน

Ω_{turb} คือ ความเร็วใบพัดทางกล

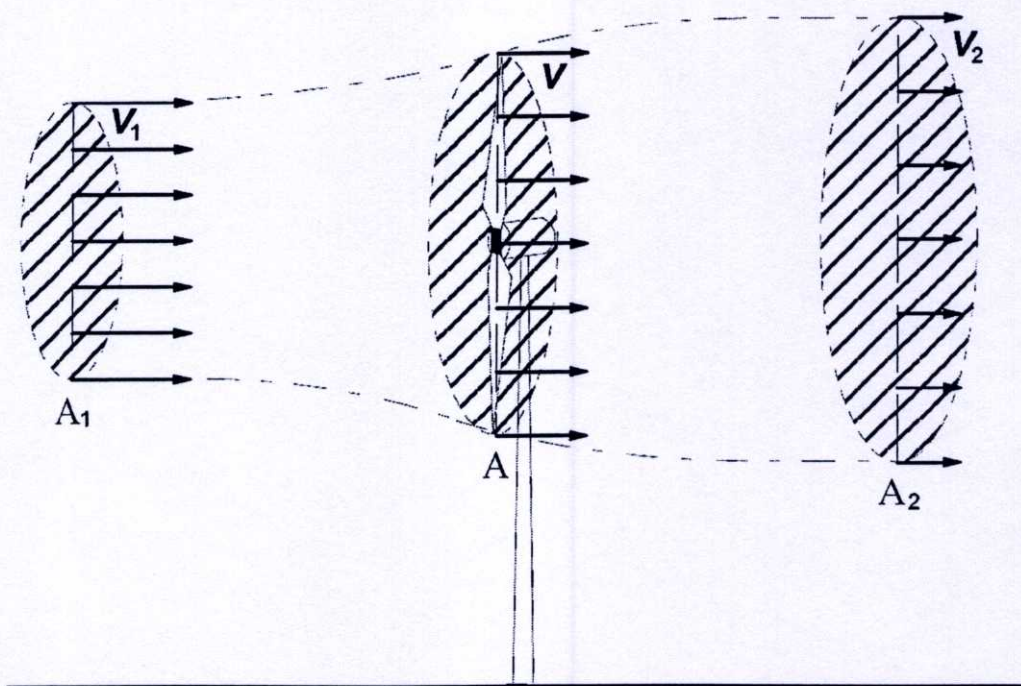
C_p เป็นการคำนวณจากการวัดร่วมกับสมการ โดยประมาณ ซึ่งเป็นไปได้สำหรับกังหันลมแบบแกนนอนที่มีสามใบพัด คือ [11]

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-22.5}{\lambda_i}} \quad (2.6)$$

เมื่อ
$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (2.7)$$

ค่าโดยประมาณที่ใช้ได้สำหรับ λ อยู่ในขอบเขต 4–8 และ β อยู่ในขอบเขต $0^\circ - 30^\circ$ ที่ใช้ในการคำนวณร่วมกับสมการโดยประมาณ [11]

พิจารณากังหันลมที่มีพื้นที่หน้าตัดใบพัดรับลม A , ตั้งรับกระแสลมซึ่งมีความเร็วลม v , ดังแสดงในรูปที่ 2.18



รูปที่ 2.18 การเคลื่อนที่ของมวลอากาศ [12]

ณ พื้นที่หน้าตัด A_1 , A และ A_2 มีค่าความเร็วลม v_1 , v และ v_2 ตามลำดับ สามารถเขียนความสัมพันธ์ของการเคลื่อนที่ต่อเนื่อง (Continuity Equations) ได้ดังนี้

$$A_1 v_1 = A v = A_2 v_2$$

การเปลี่ยนแปลงพลังงานจลน์ของกระแสลม ณ หน่วยเวลา t

$$P = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.8)$$

และปริมาณการเปลี่ยนแปลงของกระแสลมที่มีต่อกังหัน โดยแรง F

$$F = \rho A v (v_1 - v_2)$$

คิดเป็นกำลังงาน $P = Fv = \rho A P v^2 (v_1 - v_2) \quad (2.9)$

ดังนั้น $\rho A v^2 (v_1 - v_2) = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2)$

และ $v = \frac{1}{2} (v_1 + v_2)$

สัมประสิทธิ์เบ็ทซ์ (Betz Coefficient) คือการหาค่าสูงสุดของการสกัดกั้นกำลังงานจากกระแสลมให้ได้สูงสุด โดยพิจารณาได้จากความสัมพันธ์ของความเร็วลม v_1 และ v_2

ถ้ากำหนดให้ $v_2 = dv_1$ แทนค่าลงในสมการที่ (2.8)

$$P = \frac{1}{2} \rho A \left[\frac{1}{2} (v_1 + dv_2) \right] (v_1^2 - d^2 v_1^2)$$

หรือ $P = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 (1+d)(1-d^2)$

ค่า P มีค่าสูงสุดเมื่อ $\partial P / \partial d = 0$ และ ณ จุดนี้พบว่า $d = \frac{1}{3}$

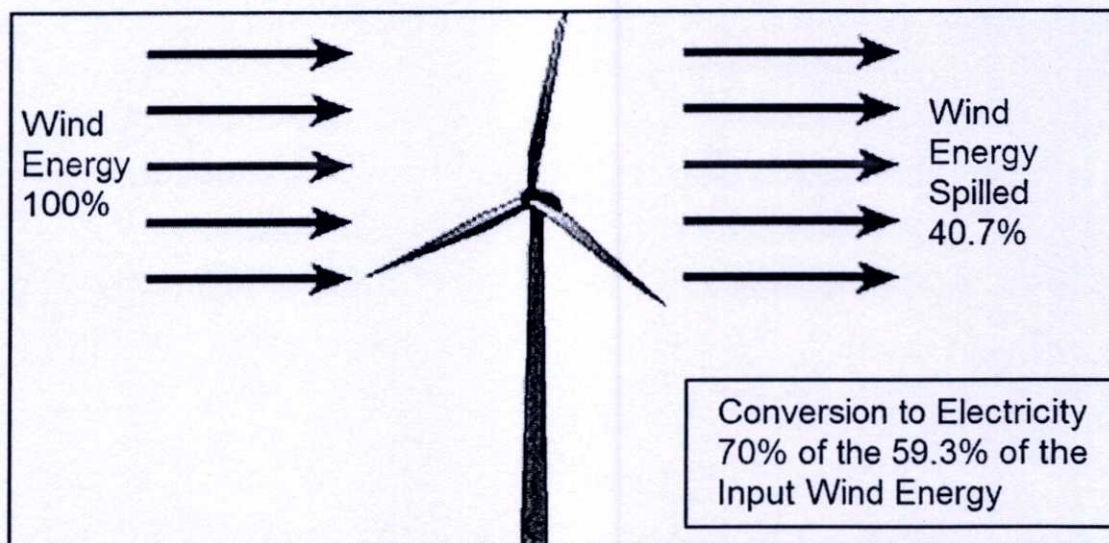
ดังนั้น $P_{\max} = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 \left(1 + \frac{1}{3}\right) \left(1 - \frac{1}{9}\right)$

หรือ $P_{\max} = \frac{1}{2} \left(\frac{16}{27}\right) \rho A v_1^3$

ค่า $\left(\frac{16}{27}\right) = 0.593$ คือค่าสัมประสิทธิ์กำลังงานสูงสุด $C_{p_{\max}}$ เรียกว่า สัมประสิทธิ์เบ็ทซ์

ขีดจำกัดเบ็ตซ์ (Betz Limit) คือ การไหลของอากาศผ่านใบพัดและทะลุผ่านพื้นที่ของโรเตอร์ ผลที่ได้นั้นจะเป็นฟังก์ชันของกังหันลม กังหันลมจะสกัดกั้นพลังงานออกมาโดยการกดลงของลมอย่างช้าๆ ที่ใบพัดของกังหันลม ดังแสดงในรูปที่ 2.19 โดยจำนวนสูงสุดตามทฤษฎีของพลังงานที่อยู่ภายในลมนั้นที่ได้จากโรเตอร์ของกังหันลมคือ ประมาณ 59% ค่านี้เป็นที่รู้จักกันคือ ขีดจำกัดเบ็ตซ์ [8, 11]

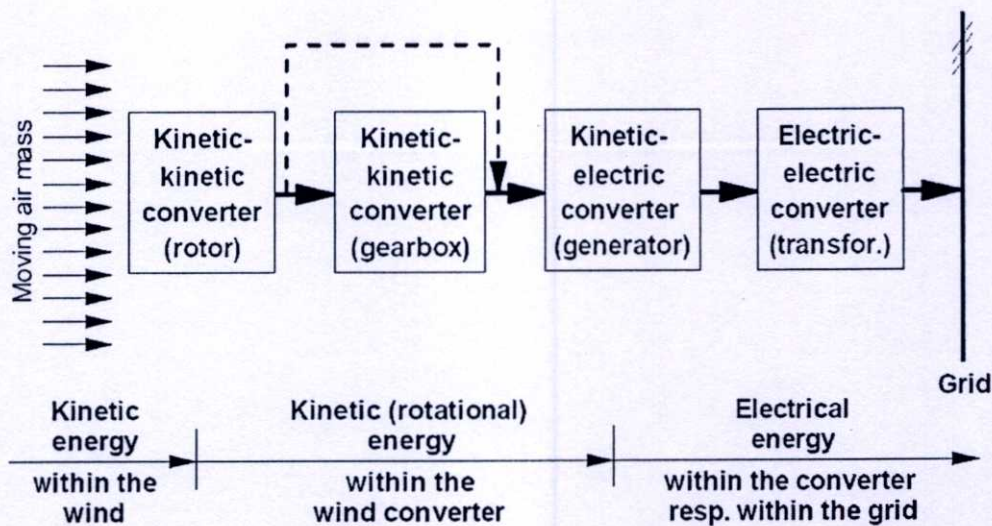
ในทางปฏิบัติ ประสิทธิภาพที่ได้ทั้งหมดของโรเตอร์จะไม่สูงถึง 59% ประสิทธิภาพที่ได้โดยส่วนใหญ่จะอยู่ที่ประมาณ 35% ถึง 45% ระบบพลังงานลมที่สมบูรณ์จะประกอบไปด้วย โรเตอร์, การส่งจ่าย, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, การเก็บสะสม และอุปกรณ์อื่นๆ [8]



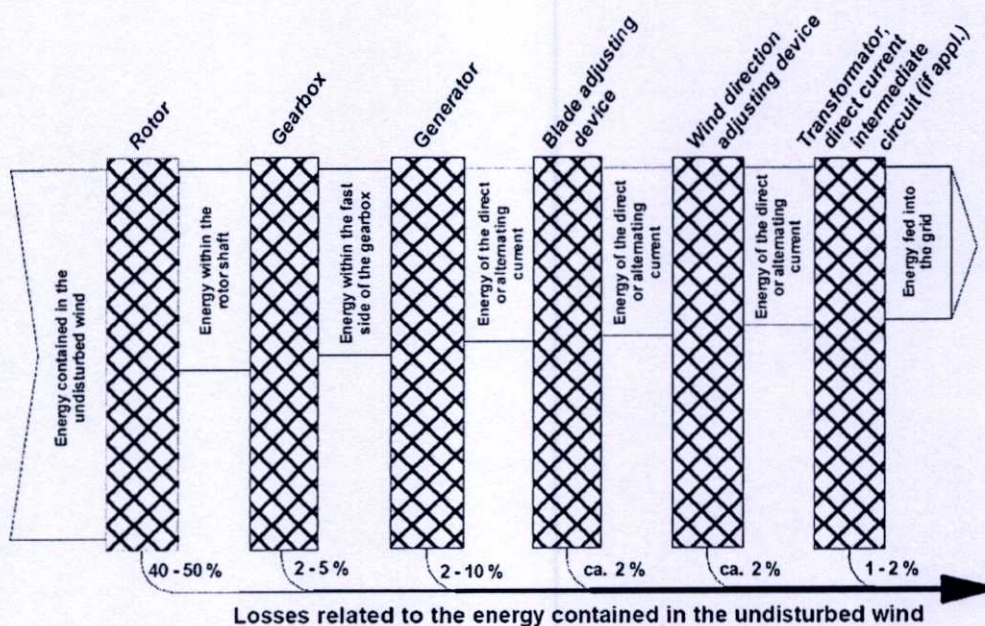
รูปที่ 2.19 ปริมาณที่ได้จากการปรับเปลี่ยนพลังงานลมเป็นไฟฟ้า [8]

2.3 หลักการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า

สำหรับหลักการทั่วไปในการนำพลังงานลมมาใช้คือ เมื่อมีลมพัดมาปะทะกับใบพัดของกังหันลม กังหันลมจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานลมที่อยู่ในรูปของพลังงานจลน์ไปเป็นพลังงานกล โดยการหมุนของใบพัด แรงจากการหมุนของใบพัดนี้จะถูกส่งผ่านแกนหมุนทำให้เฟืองเกียร์ที่ติดอยู่กับแกนหมุนเกิดการหมุนตามไปด้วย พลังงานกลที่ได้จากการหมุนของเฟืองเกียร์นี้เองที่ถูกประยุกต์ใช้ประโยชน์ตามความต้องการ เช่น ในกรณีที่ต้องการใช้กังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าจะต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไป ซึ่งเมื่อเฟืองเกียร์ของกังหันลมเกิดการหมุนจะไปขับเคลื่อนให้แกนหมุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนตามไปด้วย ด้วยหลักการนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้ [1]



(ก) การปรับเปลี่ยนพลังงานของกังหันลม



(ข) การไหลของพลังงานและความสูญเสียที่เกิดขึ้นระหว่างการปรับเปลี่ยนพลังงาน

รูปที่ 2.20 รูปแบบการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า [12]

กังหันลมจะมีลักษณะการทำงานที่ตรงข้ามกับพัดลมคือ พัดลมจะเป็นการใช้ประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าเพื่อให้ได้ลม แต่กังหันลมนั้นจะเป็นการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อให้ได้ไฟฟ้า กังหันลมผลิตไฟฟ้าสามารถใช้ประโยชน์จากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เพื่อสำหรับบ้านพักอาศัย, อาคารสำนักงาน หรือ สามารถเชื่อมต่อไปยังระบบไฟฟ้าได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.20 เพื่อการส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าที่กระจายไปอย่างกว้างขวางเพิ่มมากขึ้น [2]

2.4 กังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า

พลังงานลมเป็นพลังงานจากธรรมชาติที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้โดยอาศัยเครื่องมือที่เรียกว่า “กังหันลม” เป็นอุปกรณ์ที่เปลี่ยนรูปพลังงานจลน์ของกระแสลมให้อยู่ในรูปของพลังงานกล ในทางทฤษฎี พลังงานจลน์ที่ได้จากลมโดยผ่านทางกังหันลมจะมีประสิทธิภาพสูงสุดเพียง 59.3% โดยกังหันลมแบบต่างๆ นั้นจะให้กำลังงานเท่าใดนั้นขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพ ขนาด และการออกแบบ [13]

2.4.1 ประเภทของกังหันลม

การแบ่งประเภทของกังหันลมสามารถแบ่งได้ 2 วิธี คือ [10]

2.4.1.1 การแบ่งตามลักษณะแนวแกนหมุนของกังหันลม

1. กังหันลมแบบแกนนอน (Horizontal axle wind turbine)
2. กังหันลมแบบแกนตั้ง (Vertical axle wind turbine)

2.4.1.2 การแบ่งตามลักษณะของแรงขับที่กระแสลมกระทำต่อใบพัดกังหันลม

1. การขับด้วยแรงยก (Lift Force)
2. การขับด้วยแรงฉุดหรือแรงหน่วง (Drag Force)

การแบ่งประเภทในข้อที่ 2.4.1.1 ที่แบ่งตามลักษณะแนวแกนหมุนของกังหันลม เป็นวิธีที่เด่นชัดสามารถเข้าใจได้ง่าย จึงนิยมมากกว่าแบบข้อ 2.4.1.2 ที่แบ่งตามลักษณะของแรงขับที่กระแสลมกระทำต่อใบพัดกังหันลม ซึ่งต้องพิจารณาโดยใช้ความรู้เกี่ยวกับอากาศพลศาสตร์ประกอบด้วย นอกจากนี้ ก็ยังมีกังหันลมที่ไม่เข้าประเภททั้ง 2 ชนิดดังกล่าว อาทิเช่น กังหันลมเทอร์นาโด หรือกังหันลมที่เพิ่มดีฟิวเซอร์ หรือคอนเซนเตรเตอร์ (Diffuser or Concentrator) [10]

ดังนั้นจะพิจารณาประเภทของกังหันลมตามลักษณะแนวแกนหมุนของกังหันลม ซึ่งเป็นที่นิยมในปัจจุบัน โดยสามารถพิจารณาได้ตามการอธิบายดังต่อไปนี้

2.4.1.1 การแบ่งตามลักษณะแนวแกนหมุนของกังหันลม

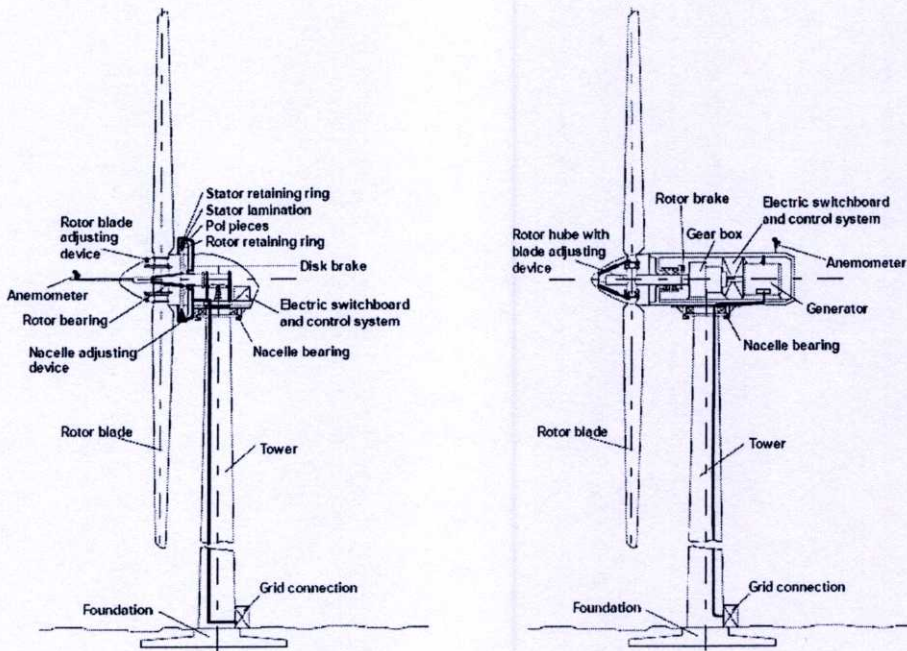
กังหันลมที่แบ่งตามลักษณะการวางตัวของแกนหมุนนี้ จะประกอบไปด้วยกังหันลมแบบแกนนอน และกังหันลมแบบแกนตั้ง ซึ่งแต่ละรูปแบบจะมีส่วนประกอบและหลักการการทำงานที่สามารถพิจารณาได้ตามการอธิบายดังต่อไปนี้

1. กังหันลมแบบแกนนอน (Horizontal axle wind turbine)

กังหันลมแบบแกนนอน เป็นกังหันลมที่มีแนวแกนหมุนขนานกับทิศทางของลม โดยมีใบพัดตั้งฉากกับทิศทางลม จำนวนใบพัดจะมีตั้งแต่หนึ่งใบพัดไปจนถึงหลายใบพัด

โดยกังหันลมแบบแกนนอนที่มีจำนวนใบพัดน้อยจะมีความเร็วรอบสูงและมีแรงบิดต่ำ ส่วนกังหันลมแบบแกนนอนที่มีจำนวนใบพัดมากจะมีความเร็วรอบต่ำและมีแรงบิดสูง

โครงสร้างของกังหันลมแบบนี้จะมีความซับซ้อน เวลาใช้งานต้องให้ด้านหน้าของกังหันลมหันเข้าหาทิศทางลมเสมอ ซึ่งทำได้โดยมีเครื่องวัดทิศทางลมที่สามารถส่งสัญญาณไปยังเครื่องควบคุมทิศทางเพื่อไปสั่งให้มอเตอร์หมุนกังหันไปยังทิศทางที่ถูกต้อง ใบพัดของกังหันจะต้องมีการปรับถ่วงน้ำหนักให้มีความสมดุล ดังแสดงในรูปที่ 2.21

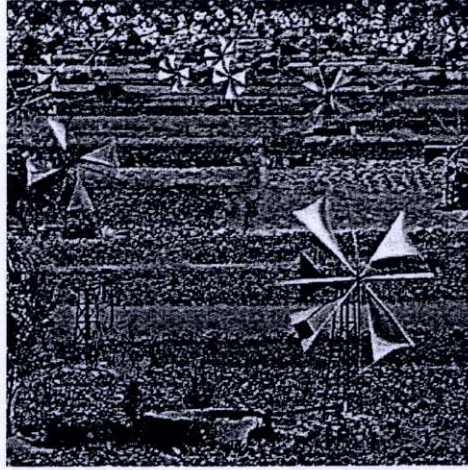


รูปที่ 2.21 ลักษณะและส่วนประกอบหลักของกังหันลมแบบแกนนอน [12]

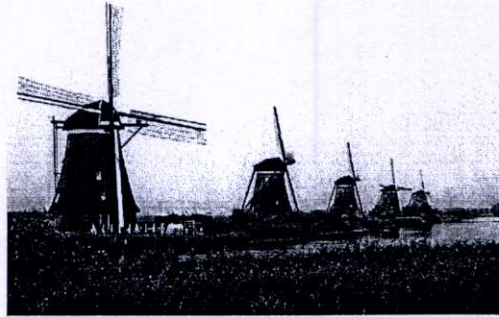
กังหันลมแบบแกนนอนประกอบไปด้วยชนิดต่างๆ ดังนี้ [14]

- กังหันลมแบบใบพัดเป็นรูปใบลำแพน (Sail rotor) ลักษณะคล้ายแบบที่ใช้กันทั่วไปตามนาเกลือซึ่งเป็นแบบแรก เริ่มใช้ในแถบเปอร์เซีย และแพร่หลายไปในพื้นที่ต่างๆ จะนำมาใช้ในการวิดน้ำ เนื่องจากเป็นกังหันที่มีความเร็วรอบต่ำ และมีแรงบิดสูง ปัจจุบันยังมีใช้อยู่ ดังแสดงในรูปที่ 2.22

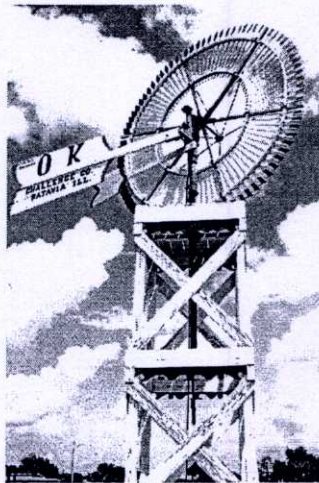
- กังหันลมแบบดัชช์ (Dutch windmills) ได้รับการออกแบบและสร้างขึ้นจากชาวดัชช์ ในช่วงคริสต์ศตวรรษที่ 14 ใช้วิดน้ำออกจากพื้นที่ที่เกิดน้ำท่วมบริเวณริมแม่น้ำและยังแยกชนิดตามลักษณะของใบพัดได้อีก ดังแสดงในรูปที่ 2.23 ในศตวรรษที่ 19 ประมาณว่ามีกังหันลมใช้กันอยู่ 9000 ตัว แต่เมื่อมีการปฏิวัติอุตสาหกรรมมีการใช้ไอน้ำและเทคโนโลยีมากขึ้นจำนวนกังหันลมจึงลดลง



รูปที่ 2.22 ลักษณะกังหันลมแบบใบพัดเป็นรูปใบตำแพน



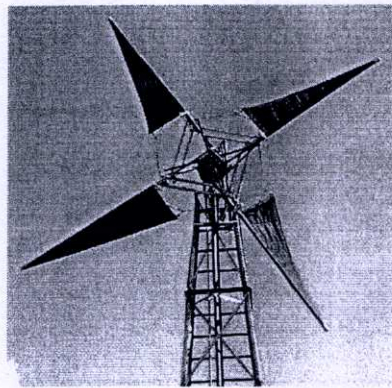
รูปที่ 2.23 ลักษณะกังหันลมแบบดัตช์



รูปที่ 2.24 ลักษณะกังหันลมแบบวงล้อจักรยาน

- กังหันลมแบบวงล้อจักรยาน (Bicycle rotor, Chalk rotator) เป็นกังหันลมแบบแกนนอนที่มีจำนวนใบพัดมาก ลักษณะใบพัดจะเป็นอลูมิเนียมแผ่นเหล็กเล็กๆวางใกล้กัน อาจถึง 50 ใบพัด มีน้ำหนักเบา เป็นใบพัดที่มีรอบต่ำ ส่งกำลังโดยสายพาน ในการนำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าจะใช้สายพานส่งกำลังจากวงนอกของใบพัดไปยังมู่เล่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อเป็นการเพิ่มความเร็วรอบให้สูงขึ้น แต่ถ้าเป็นระบบที่พิกัดเอาต์พุตสูงๆ กังหันลมชนิดนี้จะไม่เหมาะสมเนื่องจากมีความเร็วรอบต่ำ ดังแสดงในรูปที่ 2.24

- กังหันลมแบบเซลวิง (Sail wing or Princeton sail) เป็นกังหันลมแบบแกนนอนที่พัฒนาขึ้นโดยมหาวิทยาลัย PRINCETON ซึ่งประยุกต์มาจากใบพัดของเรือ ลักษณะของใบพัดจะประกอบด้วยท่อโลหะเป็นแกนของใบพัด และเป็นด้านขอบนำในการหมุน ผิวใบพัดเป็นแบบผ้าไหมชนิดหนึ่งมีลักษณะยืดหยุ่น ทางด้านขอบหลังจะใช้เคเบิลขึง ดังแสดงในรูปที่ 2.25 ใบพัดแบบนี้มีประสิทธิภาพอยู่ในเกณฑ์ดี, ราคาไม่แพง, สร้างง่าย และน้ำหนักเบากว่าแบบที่ทำด้วยไฟเบอร์กลาสถึง 50% มีการออกแบบตามหลักอากาศพลศาสตร์ (Aerodynamic) เพื่อให้เกิดอัตราส่วนของแรงยกต่อแรงหน่วง (L/D) สูง ขนาดของเซลวิง จะจำกัดเส้นผ่านศูนย์กลางที่ 30 ฟุต เนื่องจากความแข็งแรงของใบพัด



รูปที่ 2.25 ลักษณะกังหันลมแบบเซลวิง



รูปที่ 2.26 ลักษณะกังหันลมแบบอเมริกันมัลติเบลด

- กังหันลมแบบอเมริกันมัลติเบลด (American multi bladed) เริ่มใช้ตั้งแต่ช่วง ค.ศ. 1850 มีการใช้กังหันลมมาสูบน้ำ ในช่วงแรกใช้ใบพัดเป็นไม้แบนๆ หลังจากนั้นได้พัฒนาทำเป็นโลหะมีการโค้งงอ ซึ่งเป็นการช่วยสร้างแรงยกและเพิ่มประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานส่งถ่ายไปยังเพลลา ในการสูบน้ำต้องการแรงบิดเริ่มหมุนสูงเพราะต้องเริ่มหมุนพร้อมกับดึงน้ำขึ้นมาในเวลาเดียวกัน การที่จะได้แรงบิดสูงที่ความเร็วรอบต่ำนั้นต้องมีพื้นที่หน้าใบพัดมากและเป็นลักษณะที่ให้แรงยกสูง ใบพัดชนิดนี้มีพื้นที่ใบพัดรวมเกือบเท่าด้านหน้าของมัน (sweep area) การวางใบพัดแบบนี้เรียกว่า “คาสเคด” (cascade) ดังแสดงในรูปที่ 2.26 ซึ่งมีผลดีทำให้ใบพัดอันถัดไปที่จะหมุนได้รับอิทธิพลของลมที่มาจากใบพัดที่อยู่ก่อนหน้าเป็นตัวหลัก การหาวิธีหยุดระบบ (shut down) มีความจำเป็นมากในกรณีที่มีพายุหรือลมแรงจัด เนื่องจากมีพื้นที่รับลมที่มาก ทำให้เกิดการรับภาระต่อเพลลา และเสาเพิ่มมากขึ้น ใบพัดชนิดนี้ทำงานที่อัตราการกระตุ้นความเร็ว (Tip Speed Ratio) $TSR = 1$ ประสิทธิภาพประมาณ 30%

ข้อดีของกังหันลมชนิดนี้คือ มีแรงบิดเริ่มต้นสูง, การออกแบบและสร้างง่าย, ระบบควบคุมไม่ซับซ้อนมาก และมีความคงทน

ข้อเสียของกังหันลมชนิดนี้ คือไม่สามารถใช้กับโหนดที่ต้องการความเร็วรอบสูงได้

- กังหันลมแบบพรอเพลเลอร์ (Propeller) เป็นกังหันที่มีความเร็วรอบสูง มีความแข็งแรงคงทนน้อยกว่ากังหันลมแบบอเมริกันมัลติเบลด โดยทั่วไปจะมี 2-3 ใบพัดหรืออย่างมาก 4 ใบพัด ดังแสดงในรูปที่ 2.27 เริ่มทำงานที่อัตราการกระตุ้นความเร็ว (Tip Speed Ratio) = 5 จนถึงประมาณ 20 โดยทั่วไปมักใช้งานที่อัตราการกระตุ้นความเร็ว $TSR = 5-10$ กังหันลมชนิดนี้เหมาะที่จะนำมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าเพราะมีความเร็วรอบที่สูง สามารถใช้การทดอัตราส่วนต่างๆ เพื่อขับเคลื่อนกำเนิดไฟฟ้าได้



(ก) กังหันลมแบบตัวเดียว

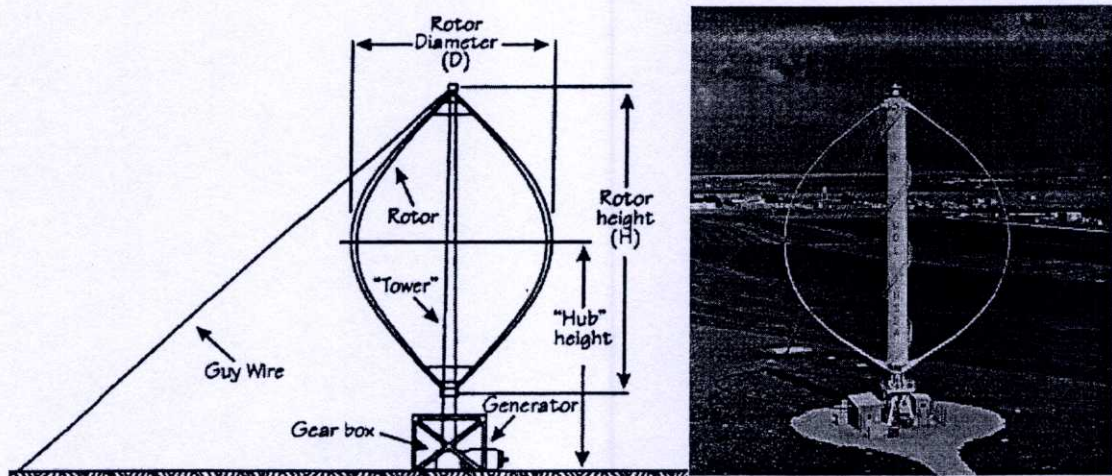


(ข) กังหันลมแบบฟาร์ม

รูปที่ 2.27 ลักษณะกังหันลมแบบพรอเพลเลอร์

2. กังหันลมแบบแกนตั้ง (Vertical axle wind turbine)

กังหันลมแบบแกนตั้ง เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนและใบพัดตั้งฉากกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบ ซึ่งทำให้สามารถรับลมในแนวราบได้ทุกทิศทาง ดังแสดงในรูปที่ 2.28 กังหันลมชนิดนี้มีคุณสมบัติคือสามารถรับลมได้ทุกทิศทาง น้ำหนักของใบพัดจะทิ้งตัวลงในลักษณะสมมาตร (Symmetry) และไม่มีผลต่อความกว้างของใบพัดเมื่อเพิ่มแขนหมุน (Moment arm) จะไม่เป็นปัญหาต่อการติดตั้งฐาน การหมุนของใบพัดจะอยู่ในแนวระนาบเดียวกันกับทิศทางลม ดังนั้นแรงปะทะจะเป็นแรงที่ทำให้เกิดการหมุนโดยตรง ซึ่งทำให้การใช้ประโยชน์จากแรงปะทะมีมากขึ้น ส่วนข้อเสียของกังหันลมชนิดนี้คือ ลักษณะการวางใบพัดไม่สามารถใช้ประโยชน์ได้ทุกใบพัดในเวลาเดียวกัน เนื่องจากมีบางส่วนของใบพัดถูกบังลมอยู่ และจะมีบางส่วนของใบพัดที่ถูกลมปะทะทำให้เกิดแรงต้านการหมุนซึ่งกันและกันขึ้นอีกด้วย



รูปที่ 2.28 ลักษณะและส่วนประกอบหลักของกังหันลมแบบแกนตั้ง

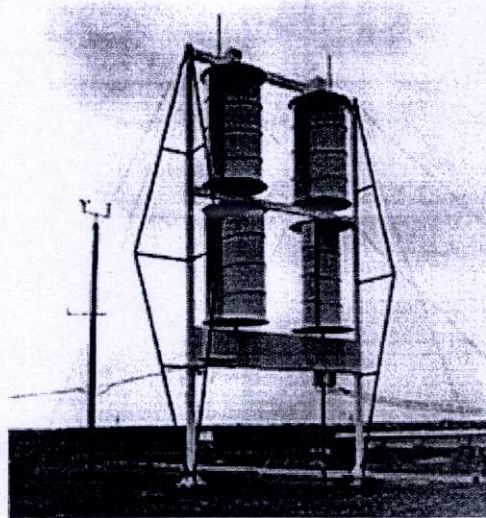
กังหันลมแบบแกนตั้งประกอบไปด้วยชนิดต่างๆ ดังนี้ [14]

- กังหันลมแบบซาโวเนียสหรือเอส-โรเตอร์ (Savonius or S-Roter) ลักษณะภายนอกของกังหันลมชนิดนี้จะคล้ายถังน้ำมันที่ถูกผ่าซีกเป็นสองส่วน แล้วนำมาติดตั้งแยกกัน ซึ่งถูกประดิษฐ์ขึ้นโดย Siquard J.Savonius ชาวฟินแลนด์ เมื่อปี ค.ศ. 1920 ซึ่งได้แนวคิดมาจากการเล่นเรือใบ กังหันลมแบบซาโวเนียส เป็นโรเตอร์ชนิดแรงหน่วง ซึ่งแรงหน่วงที่เกิดขึ้นที่ใบพัดกังหันเป็นตัวทำให้เกิดการหมุนของเพลลา ความเร็วในการหมุนจะเพิ่มขึ้นจากด้านหนึ่งของใบพัด และจะถูกดันไปส่วนหนึ่งจากใบพัดอีกด้านหนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 2.29 ปัญหาที่เกิดขึ้นกับกังหันลมแบบซาโวเนียส คือ Magnus effect ซึ่งเป็นผลมาจากการหมุนของโรเตอร์ ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ในทิศทางตั้งฉากกับทิศทางลม และเป็นส่วนที่ทำให้เกิดความเสียหายขึ้นกับกังหันลมแบบ

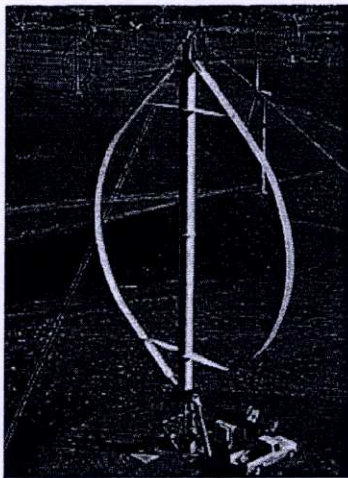
ซาโวนีซ หากผู้ออกแบบมองข้ามไป กังหันลมแบบซาโวนีซ มีประสิทธิภาพประมาณ 25% หากนำไปใช้งานสูบน้ำ ประสิทธิภาพรวมจะเหลือ 15% ทำงานที่อัตราการกระตุ้นความเร็ว (Tip Speed Ratio) = 0.8 - 1 ที่ประสิทธิภาพสูงสุด

ข้อดีของกังหันลมชนิดนี้คือ การออกแบบและสร้างง่าย แรงบิดเริ่มหมุนสูงและสามารถเริ่มหมุนที่โหลดหนักๆ ได้ และสามารถรับลมได้ทุกทิศทาง

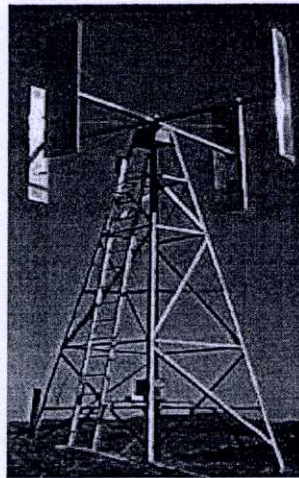
ข้อเสียของกังหันลมชนิดนี้คือ การควบคุมให้ความเร็วรอบคงที่ทำได้ยาก ไม่เหมาะกับโหลดที่ต้องการความเร็วรอบสูง และมีประสิทธิภาพค่อนข้างต่ำ



รูปที่ 2.29 ลักษณะกังหันลมแบบซาโวนีซหรือเอส-โรเตอร์



(ก) Darrieus-Rotor



(ข) H-Darrieus-Rotor

รูปที่ 2.30 ลักษณะกังหันลมแบบดาเรียส

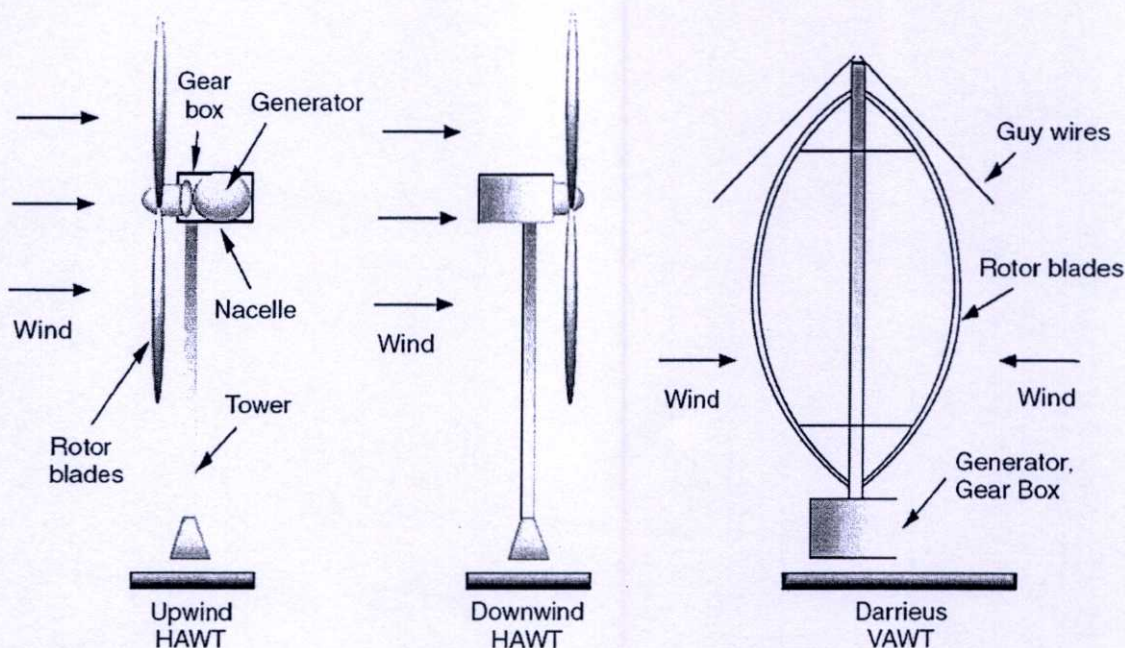
• กังหันลมแบบดาเรียส (Darrieus) หลังจากเกิดกังหันลมชาโวนีเยส วิศวกรชาวฝรั่งเศส ชื่อ G.J.M. Darieus ก็ได้ประดิษฐ์กังหันลมแกนตั้งอีกชนิดหนึ่งขึ้นมา เรียกว่า "ดาเรียส" กังหันลมแบบดาเรียส ยังมีชื่อเรียกต่างกันไปอีกตามลักษณะ เช่น แบบใบพัดลักษณะโค้ง (egg-beater) ดังแสดงในรูปที่ 2.30 (ก) หรือแบบใบพัดตรง (straight-blade) ดังแสดงในรูปที่ 2.30 (ข) กังหันลมแบบดาเรียส จะทำงานแบบแรงยก (lift) แรงยกของกังหันลมแบบดาเรียส จะถูกสร้างขึ้นที่ทุกๆ จุดในการเคลื่อนที่เป็นวงกลมของใบพัด

ข้อดีของกังหันลมชนิดนี้คือ เนื่องจากเป็นแกนตั้งจึงไม่มีส่วนบังคับทิศทางเพื่อหันหาลม ระบบเฟืองทด และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถติดตั้งที่พื้นดินได้ มีขนาดเล็ก สร้างได้ง่ายและประหยัด และใบพัดมีลักษณะบางไม่สิ้นเปลืองวัสดุ

ข้อเสียของกังหันลมชนิดนี้คือ มีแรงบิดเริ่มหมุนต่ำ และต้องมีอุปกรณ์ควบคุม และการป้องกัน การเสียดการทรงตัวของโรเตอร์

2.4.2 การเปรียบเทียบกังหันลมแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง

กังหันลมที่แบ่งตามลักษณะการวางของแกนหมุน ที่ประกอบไปด้วยกังหันลมแบบแกนนอน และกังหันลมแบบแกนตั้ง ดังแสดงในรูปที่ 2.31 ซึ่งแต่ละรูปแบบจะมีการทำงานที่แตกต่างกันดังที่ได้กล่าวข้างต้น นอกจากนี้กังหันลมทั้งสองแบบยังมีข้อดีและข้อเสียที่ต่างกัน สามารถพิจารณาได้ดังแสดงในตารางที่ 2.2 ซึ่งจะเปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อดี และข้อเสียของกังหันลมที่แบ่งตามลักษณะการวางตัวของแกนหมุนทั้งสองแบบ



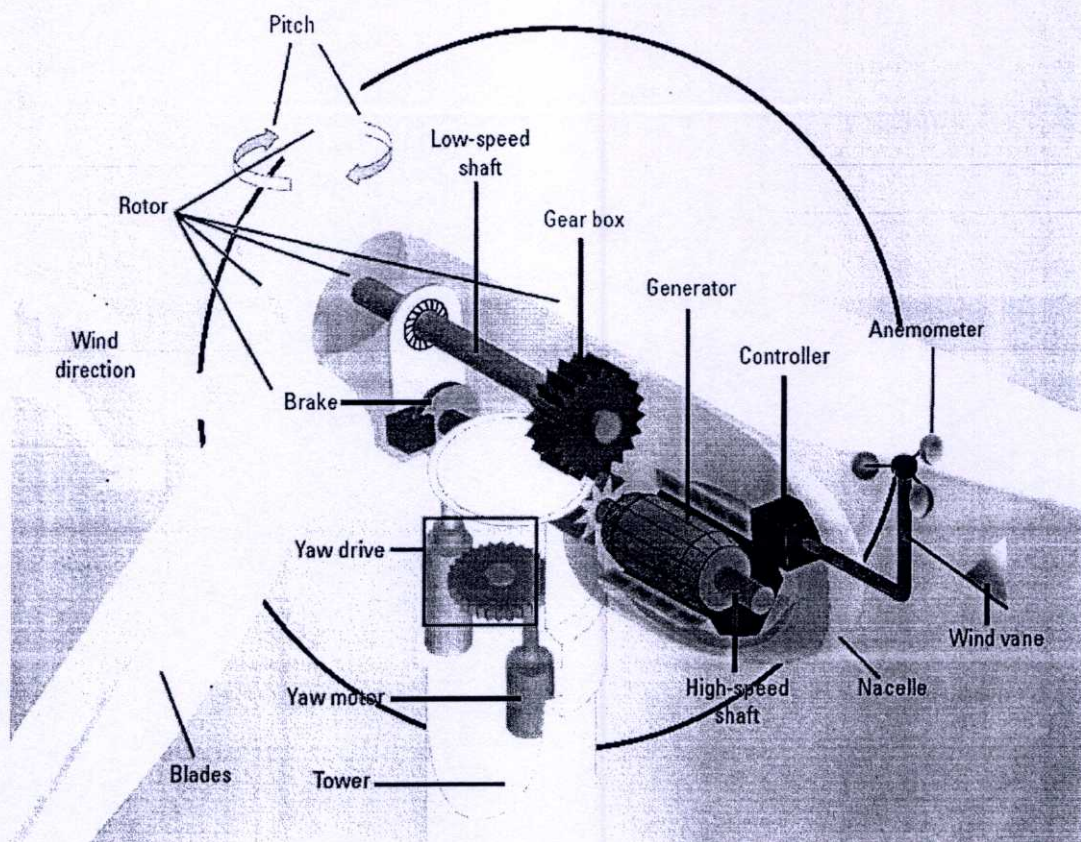
รูปที่ 2.31 กังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง

ตารางที่ 2.2 การเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของกังหันลมแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง [6, 9, 14]

ลักษณะการวางของแกนหมุน	ข้อดี	ข้อเสีย
กังหันลมแบบแกนนอน	<ul style="list-style-type: none"> • พื้นที่รับลมมากกว่าเมื่อน้ำหนักเท่ากัน • มีประสิทธิภาพสูง • มีแรงบิดรอบแกนสูง • มีความเร็วรอบสูงกว่าเมื่อมีความเร็วลมเท่ากัน • ความเร็วรอบคงที่กว่า 	<ul style="list-style-type: none"> • ต้องมีอุปกรณ์ควบคุมให้กังหันลมหันหน้าเข้าหาลมเพื่อจะได้รับพลังงานลมมากที่สุด • มีปัญหาในการประกอบใบพัดกับฐาน
กังหันลมแบบแกนตั้ง	<ul style="list-style-type: none"> • รับลมได้ทุกทิศทาง • ไม่ต้องมีอุปกรณ์ควบคุมให้กังหันลมหันหน้าเข้าหาลมเพื่อจะได้รับพลังงานลมมากที่สุด • น้ำหนักที่ฐานรับมีความสมดุล • เริ่มต้นหมุนเองได้เมื่อความเร็วลมต่ำ • ระบบการผลิต ส่งกำลัง ทำได้ง่าย และราคาถูก 	<ul style="list-style-type: none"> • มีแรงต้านการหมุนจากใบพัดที่ไม่ได้รับลม • ไม่สามารถรับลมได้ทุกใบพัด

จากรายละเอียดของกังหันลมและตารางเปรียบเทียบข้อดี-ข้อเสียที่ได้กล่าวมาข้างต้น ทำให้สามารถสรุปได้ว่ากังหันลมที่มีความเหมาะสมที่จะนำมาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังลม เป็นกังหันลมแบบแกนนอนชนิดกังหันลมพรอเพลเลอร์ (Propeller) ดังในรูปที่ 2.27 เนื่องจากเป็นกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่ได้รับความนิยมอย่างมากในปัจจุบัน มีการพัฒนาในด้านเทคโนโลยีและโครงสร้างอย่างต่อเนื่อง มีประสิทธิภาพสูง มีความเร็วรอบที่สูง สามารถใช้การทดอัตราส่วนต่ำๆ เพื่อขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้

โดยในส่วนต่อไป ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เมื่อกล่าวถึงกังหันลมผลิตไฟฟ้า จะหมายถึงกังหันลมแบบแกนนอนชนิดกังหันลมพรอเพลเลอร์ (Propeller)



รูปที่ 2.32 ส่วนประกอบหลักของกังหันลมสำหรับผลิตไฟฟ้า

2.4.3 ส่วนประกอบหลักของกังหันลม

กังหันลมสำหรับผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไป จะมีส่วนประกอบหลักดังแสดงในรูปที่ 2.32 ซึ่งจะมีอุปกรณ์หลายอย่างเป็นส่วนประกอบ โดยลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ สามารถพิจารณาได้ตามการอธิบายดังต่อไปนี้

1. โรเตอร์ (Rotor)

คือการผนวกเข้าด้วยกันของอุปกรณ์ ซึ่งประกอบด้วย ใบพัด และคุมยึดใบพัด อุปกรณ์ดังกล่าวจะมีลักษณะการทำงานดังนี้

- ใบพัด (Blades) คืออุปกรณ์ที่เป็นตัวรับพลังงานลมและเปลี่ยนให้เป็นพลังงานกล ใบพัดจะยึดติดกับคุมที่เป็นชุดแกนหมุน และส่งแรงจากแกนหมุน ใบพัด ไปยังเพลาแกนหมุนความเร็วต่ำ ซึ่งเป็นแกนร่วมกัน
- คุมยึดใบพัด (Hub) คืออุปกรณ์ที่ยึดติดใบพัดเข้ากับชุดแกนหมุนที่เป็นแกนร่วมกันกับเพลาแกนหมุนความเร็วต่ำ

2. ตัวปรับใบพัด (Pitch)

คืออุปกรณ์ที่เป็นตัวปรับองศาของใบพัดให้เหมาะสมกับลมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานที่ดีขึ้น

3. เบรก (Brake)

คืออุปกรณ์ที่เป็นระบบกลไกเพื่อใช้ควบคุมการหยุดหมุนของใบพัดและเพลาแกนหมุนของกังหันลม เมื่อเกิดกรณีฉุกเฉิน และในระหว่างการซ่อมบำรุงรักษา

4. เพลาแกนหมุนความเร็วต่ำ (Low-speed shaft)

คืออุปกรณ์ที่รับแรงจากแกนหมุนใบพัด และส่งผ่านกำลังไปยังเพลาแกนหมุนความเร็วสูงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

5. เกียร์บ็อกซ์ (Gear box)

คืออุปกรณ์ที่เป็นระบบการปรับเปลี่ยนและควบคุมอัตราส่วนการทดรอบที่เป็นความสัมพันธ์ของความเร็วในการหมุนระหว่างเพลาแกนหมุนความเร็วต่ำกับเพลาแกนหมุนความเร็วสูงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

6. เพลาแกนหมุนความเร็วสูง (High-speed shaft)

คืออุปกรณ์ที่เป็นเพลาแกนหมุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยจะได้รับการส่งผ่านกำลังมาจากเพลาแกนหมุนความเร็วต่ำ

7. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

คืออุปกรณ์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานกลจากเพลาแกนหมุนความเร็วสูงไปเป็นพลังงานไฟฟ้า

8. เครื่องควบคุม (Controller)

คืออุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุมให้ตัวกังหันลมหันหน้าเข้าหาทิศทางลมตลอดเวลา และควบคุมเพื่อป้องกันการเสียหายเนื่องจากความเร็วลม

9. เครื่องวัดความเร็วลม (Anemometer)

คืออุปกรณ์ที่ทำหน้าที่วัดความเร็วลม และส่งข้อมูลไปที่เครื่องควบคุม เพื่อการควบคุมกังหันลมได้อย่างมีประสิทธิภาพ

10. เครื่องวัดทิศทางลม (Wind vane)

คืออุปกรณ์ที่ทำหน้าที่วัดทิศทางลม และส่งข้อมูลไปที่เครื่องควบคุม เพื่อการควบคุมการหาทิศทางรับลมของกังหันเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

11. ห้องเครื่อง (Nacelle)

คืออุปกรณ์ที่เป็นห้องควบคุมขนาดใหญ่ใช้บรรจุระบบต่างๆ ประกอบไปด้วย เพลานแกนหมุนความเร็วต่ำ เกียร์บ็อกซ์ เพลานแกนหมุนความเร็วสูง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เบรก เครื่องควบคุม แกนคอหมุนรับทิศทางลม มอเตอร์ขับเคลื่อนแกนคอหมุน และรวมถึงเครื่องวัดความเร็วและทิศทางลม ซึ่งจะติดตั้งอยู่ด้านบนของห้องเครื่อง

12. แกนคอหมุนรับทิศทางลม (Yaw drive)

คืออุปกรณ์ที่ทำหน้าที่เป็นตัวหมุนของห้องเครื่องเพื่อให้ใบพัดปรับรับทิศทางลม บางทีลมมีการเปลี่ยนทิศทางจึงต้องมีการเปลี่ยนทิศทางกังหันลมเพื่อให้สามารถรับลมได้ดีที่สุด

13. มอเตอร์ขับเคลื่อนแกนคอหมุน (Yaw motor)

คืออุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ปรับแกนคอหมุนรับทิศทางลม โดยมีมอเตอร์เป็นตัวขับเคลื่อนการปรับหาทิศทางลม

14. เสา (Tower)

คืออุปกรณ์ที่ตั้งอยู่บนพื้นที่ทำการก่อสร้างอย่างมั่นคง อย่างถูกต้องตามหลักวิศวกรรม เสาทำหน้าที่ยึดตัวกังหันลมให้อยู่ในระดับสูงเพื่อรับกระแสลมได้มากขึ้นทุกทิศทาง เสาอาจเป็นท่อตรงที่มีสายยึด หรืออาจเป็น โครงสร้างเหล็ก ที่สามารถรับน้ำหนักและการสั่นสะเทือนเนื่องจากตัวกังหันลมได้

นอกจากนี้ยังต้องมีระบบไฮดรอลิก (hydraulic system) ที่จะช่วยในการชะลอการหมุนและการหยุดหมุนของใบพัด ส่วนทิศทางลม (wind direction) คือลักษณะการไหลของลมมายังกังหัน จากรูปที่ 2.32 จะเรียกกันว่ากังหันลมที่อยู่ในทิศทางที่ลมพัดมาหรือด้านลม (upwind) และกังหันลมที่มีการออกแบบสำหรับทำงานในทางตรงกันข้ามจะเรียกกันว่ากังหันที่เป็นไปตามทิศทางที่ลมพัดหรือตามลม (downwind)

2.4.4 ขนาดของกังหันลม [5]

พิกัดกังหันลมผลิตไฟฟ้าในขนาด ตั้งแต่ 100 kW จนถึงขนาดหลายเมกะวัตต์ (MW) จะเป็นกังหันลมขนาดใหญ่ที่เป็นลักษณะตัวเดียวหรืออาจเป็นผนวกรวมเข้าด้วยกันเป็นกลุ่มในลักษณะเป็นฟาร์มกังหันลม ซึ่งเป็นการเตรียมกำลังไฟฟ้าปริมาณมากเพื่อส่งไปยังระบบไฟฟ้า

กังหันลมขนาดเล็กที่เป็นลักษณะตัวเดียวจะมีกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 100 kW เป็นการประยุกต์ใช้สำหรับบ้านพักอาศัย งานดาวเทียม หรือปั้มน้ำ

กัณฑ์ขนาดเล็บบางครั้งเป็นการประยุกต์ใช้ในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องยนต์ดีเซล ระบบแบตเตอรี่ และระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบเหล่านี้จะเรียกว่าระบบไฮบริดจ์ และเป็นการใช้ประโยชน์ในพื้นที่ที่อยู่ห่างไกล แหล่งที่ตั้งนอกระบบไฟฟ้า ที่การเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าไม่สามารถทำได้

2.5 ข้อดีและข้อเสียของพลังงานลม

พลังงานลมเป็นแหล่งกำเนิดพลังงานทดแทนที่มีอัตราการเจริญเติบโตของการใช้สูงที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับพลังงานทดแทนชนิดอื่นๆ โดยมีการเพิ่มขึ้นประมาณ 30% ตลอด 10 ปีที่ผ่านมา และมีความพยายามในการค้นคว้าการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ อย่างไรก็ตามพลังงานลมก็มีข้อดีและข้อเสียซึ่งต้องมีการพิจารณาก่อนการนำมาใช้งาน [5]

2.5.1 ข้อดีของพลังงานลม

พลังงานลมมีเชื้อเพลิงคือลม ซึ่งเป็นแหล่งกำเนิดเชื้อเพลิงที่สะอาด ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมากเมื่อเทียบกับโรงจักรไฟฟ้าชนิดอื่น พลังงานลมไม่ทำให้เกิดมลพิษทางอากาศ ซึ่งเป็นสิ่งที่ต้องการของโรงจักรไฟฟ้าที่มีการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงที่เป็นฟอสซิล เช่นถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติ กังหันลมจะไม่ทำให้เกิดการแพร่กระจายของมลพิษทางอากาศ ที่เป็นสาเหตุของการเกิดฝนกรดหรือก๊าซเรือนกระจก

พลังงานลมเป็นอันดับหนึ่งของราคาที่ถูก เนื่องจากเป็นพลังงานที่มีอยู่ทั่วไปตามธรรมชาติ เป็นพลังงานที่หาได้ง่ายและเป็นเทคโนโลยีทางด้านพลังงานที่ใหม่ ในระยะยาวเป็นการลงทุนที่คุ้มค่าเนื่องจากการลงทุนเพียงครั้งเดียวคือค่าติดตั้งและการบำรุงรักษา กังหันลมสามารถสร้างขึ้นในลักษณะตัวเดียวหรือแบบฟาร์ม (หลายตัว) ซึ่งจะเป็นประโยชน์มากสำหรับพื้นที่ที่อยู่ในชนบทห่างไกล ที่ไม่สามารถเชื่อมต่อกับวงจรข่ายได้

2.5.2 ข้อเสียของพลังงานลม

พลังงานลมจะต้องแข่งขันกับพลังงานอื่นๆ บนพื้นฐานของราคา พลังงานลมจะต้องขึ้นอยู่กับสถานที่ตั้งที่จะให้กำลังงานลม เทคโนโลยีที่จะผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมต้องมีการลงทุนเริ่มต้นสูงกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เป็นเชื้อเพลิงฟอสซิล พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานลมไม่สามารถเก็บไว้ได้ (นอกจากจะมีแบตเตอรี่เป็นตัวเก็บสะสมไว้ให้)

พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานลมไม่สามารถควบคุมให้มีความสอดคล้องเหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ เนื่องจากมีความไม่แน่นอนในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในขณะที่ไม่มีลมหรือความไม่สม่ำเสมอของความเร็วลมที่แปรผันตามธรรมชาติ

แม้ว่า โรงจักรไฟฟ้าพลังงานลมจะค่อนข้างมีผลกระทบน้อยมากต่อสภาพแวดล้อมเมื่อเปรียบเทียบกับโรงจักรไฟฟ้าชนิดอื่นๆ แต่ก็ยังมีปัญหาบางอย่างคือ การก่อให้เกิดเสียงรบกวนโดยโรเตอร์ใบพัด ผลกระทบซึ่งเกี่ยวกับความสวยงามของทัศนียภาพบริเวณพื้นที่ และบางครั้งอาจเป็นอันตรายต่อนก และนักโคดรัม หากเข้ามาใกล้บริเวณนี้ ส่วนใหญ่ของปัญหาเหล่านี้ มีการลดลงที่มากขึ้น โดยการพัฒนาของเทคโนโลยีหรือโดยการกำหนดสถานที่ตั้งของโรงจักรไฟฟ้าพลังงานลมที่เหมาะสม

2.6 สรุป

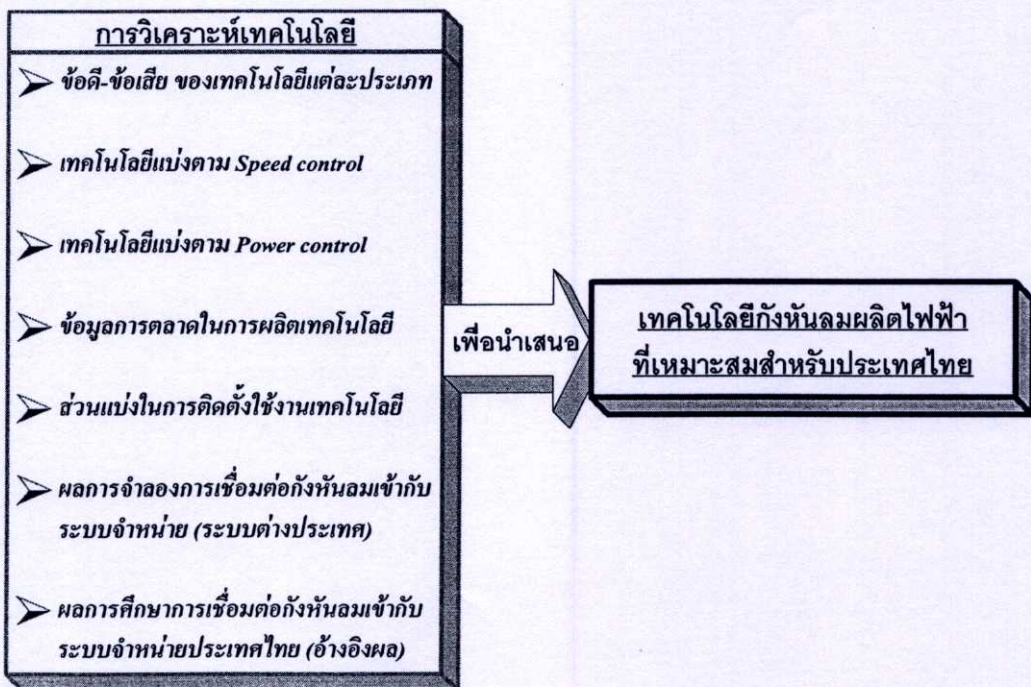
ลมคือการเคลื่อนที่ของอากาศ อันเนื่องมาจากการเกิดความแตกต่างของอุณหภูมิหรือความกดอากาศระหว่างแหล่งต่างๆ บนพื้นโลก ลมจะเคลื่อนที่จากบริเวณที่เย็นกว่าไปสู่บริเวณที่ร้อนกว่า หรือจากที่บริเวณที่มีความกดอากาศสูงไปสู่บริเวณที่มีความกดอากาศต่ำ การเคลื่อนที่ของลมนี้ ทำให้เกิดเป็นพลังงานลมที่อยู่ในรูปของพลังงานจลน์ เพราะเป็นการเคลื่อนที่ของมวลอากาศซึ่งเคลื่อนที่ไปบนผิวโลกตามแนวอนในทิศทางด้วยความเร็วต่างๆ กัน การนำเอาพลังงานลมไปประยุกต์ใช้งาน โดยผ่านเครื่องมือที่เรียกว่ากังหันลม ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานจลน์จากการเคลื่อนที่ของลมให้เป็นพลังงานกลได้ ส่วนพลังงานกลที่ได้สามารถนำไปใช้โดยตรงหรือนำไปประยุกต์ใช้สำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานกลให้เป็นพลังงานไฟฟ้า การใช้กังหันลมสำหรับการผลิตไฟฟ้านั้น ได้มีการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมมากกว่า 100 ปีแล้ว และในปัจจุบันได้มีการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ทดแทนการผลิตด้วยพลังงานจากฟอสซิล โดยเฉพาะอย่างยิ่งในแถบประเทศยุโรปได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ ซึ่งกังหันลมขนาดใหญ่แต่ละตัวสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 4-5 เมกะวัตต์ และนับวันจะยิ่งได้รับการพัฒนาให้มีขนาดใหญ่ขึ้นและมีประสิทธิภาพสูงขึ้น

ในปัจจุบันได้มีการใช้เพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานอื่นๆ พลังงานลมเป็นแหล่งกำเนิดพลังงานทดแทนที่มีอัตราการเจริญเติบโตของการใช้สูงที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับพลังงานทดแทนชนิดอื่นๆ เพราะพลังงานลมเป็นพลังงานสะอาด ไม่ก่อให้เกิดภาวะมลพิษที่ร้ายแรง และเป็นพลังงานที่ไม่มีต้นทุนในส่วนของการผลิต

บทที่ 3

เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมและข้อเสนอแนะ เพื่อการเลือกใช้

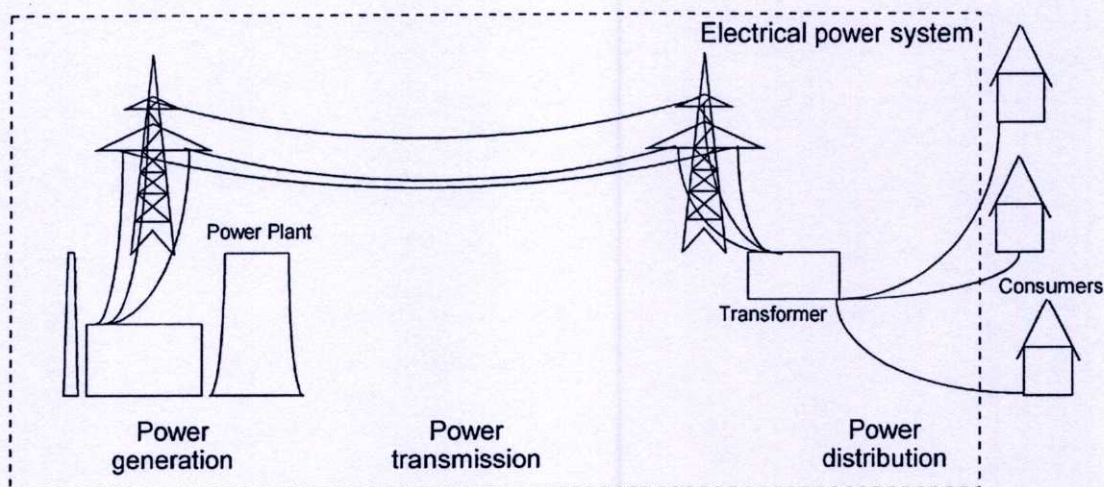
ในบทนี้เป็นการกล่าวถึงเทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม ประการแรกจะเป็นการกล่าวถึงโครงสร้างทั่วไปของระบบไฟฟ้ากำลังและการผลิตไฟฟ้า, การส่ง และการจ่าย ความแตกต่างระหว่างการผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไป (conventional) และที่สามารถสร้างขึ้นใหม่เพื่อทดแทนส่วนที่ใช้ไปได้ (renewable) ส่วนสำคัญของบทนี้จะเป็นการให้ความสนใจกับระบบการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม โดยจะกล่าวถึงพื้นฐานของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม และเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่หลากหลายที่มีการประยุกต์ใช้ในปัจจุบัน รวมทั้งรูปแบบการควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลม และยังสามารถเปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมแต่ละชนิด นอกจากนี้แล้ว ในส่วนท้ายของบทยังได้สรุปเป็นข้อเสนอแนะเพื่อการเลือกใช้เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้า ทั้งในส่วนของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม รวมถึงการควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลม โครงสร้างการศึกษาทั้งหมดในหัวข้อนี้ พิจารณาได้จากรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 โครงสร้างการศึกษาเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมและข้อเสนอแนะเพื่อการเลือกใช้

3.1 โครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลัง

วัตถุประสงค์โดยทั่วไป ของระบบไฟฟ้ากำลังจะเป็นการส่งพลังงานไฟฟ้าไปยังโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าหรือลูกค้า การได้พลังงานไฟฟ้ามาใช้งานนั้นจะต้องผ่านกระบวนการที่ประกอบกัน 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งกำลังไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า จนกระทั่งถึงผู้ใช้ไฟฟ้าย่อย [15] ดังแสดงในรูปที่ 3.2



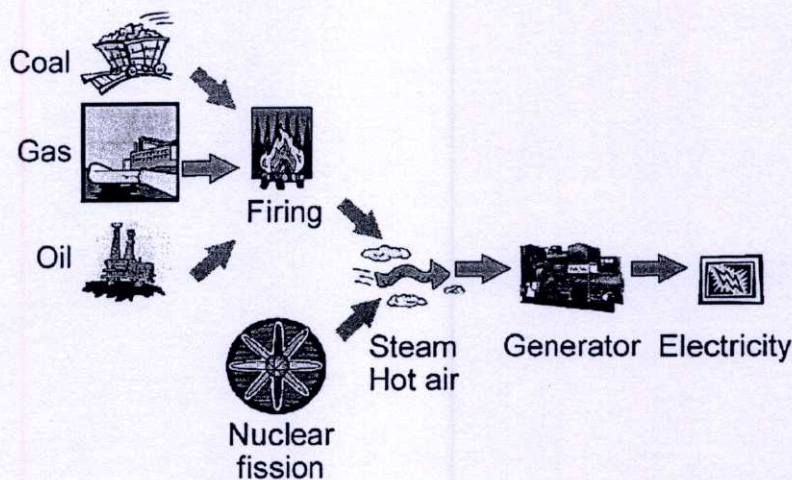
รูปที่ 3.2 ลักษณะโครงสร้างหลักของระบบไฟฟ้ากำลัง [13]

3.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า (Power generation system)

ระบบผลิตไฟฟ้าเป็นระบบที่มีการเปลี่ยนรูปพลังงานจากรูปอื่นๆ ไปเป็นพลังงานไฟฟ้า เช่นการเปลี่ยนจากพลังงานศักย์ของน้ำไปเป็นไฟฟ้าหรือการเปลี่ยนพลังงานความร้อนที่ได้จากเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่นน้ำมัน แก๊ส และถ่านหิน หรือปฏิกิริยานิวเคลียร์ไปเป็นไฟฟ้า ส่วนใหญ่จะผ่านรูปของพลังงานกลก่อนเสมอ โดยการเปลี่ยนเชื้อเพลิงฟอสซิลให้กลายเป็นไอน้ำแรงดันสูงที่เกิดจากการเผาไหม้ เพื่อให้ไอน้ำเป็นตัวขับ (prime mover) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกทีหนึ่ง ดังรูปที่ 3.3

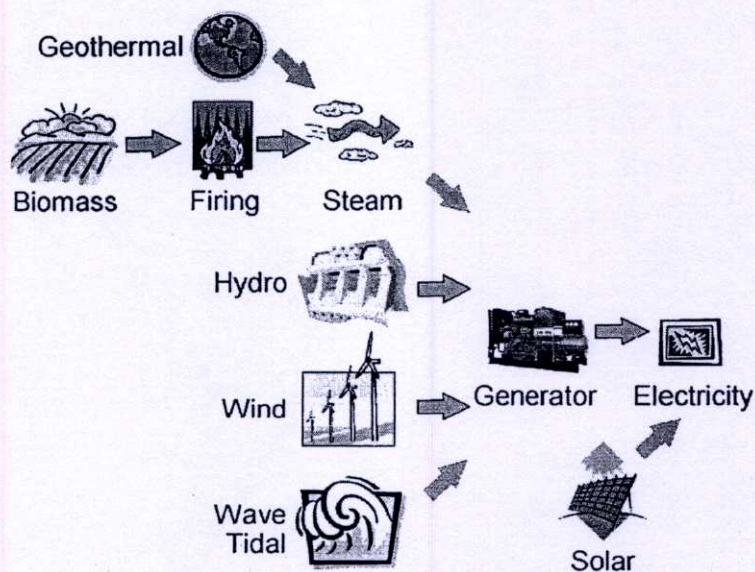
ระบบผลิตไฟฟ้าบางครั้งเรียกว่า โรงไฟฟ้าหรือโรงจักรไฟฟ้า (power plant) การเรียกชื่อโรงไฟฟ้านั้นนิยมเรียกตามลักษณะของแหล่งพลังงานหรือมีจะนั้นก็เรียกตามชนิดของตัวขับแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยทั่วๆ ไปมีค่าไม่เกิน 20 kV ทั้งนี้เกิดจากปัญหาทางด้านฉนวนในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและคำนึงถึงผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ด้วย ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ใช้ในปัจจุบันมีแรงดันจ่ายออกหลายระดับ เช่น 3.5 kV, 11 kV และ 13.8 kV แรงดันดังกล่าวจะถูกแปลงให้สูงขึ้นที่ลานไกไฟฟ้า (switch yard) มีค่าเป็นไปตามระดับแรงดันมาตรฐานที่ใช้ส่งพลังงาน คือ 69 kV, 115 kV, 230 kV และ 500 kV การส่งพลังงานจากจุดหนึ่งไปยังอีกจุดหนึ่งจะเลือกส่งด้วยระดับแรงดันขนาดใดขึ้นอยู่กับระยะทาง

ที่ใช้ส่งเป็นสำคัญ ในการส่งไฟฟ้าแรงดันสูงนั้นจะส่งด้วยระบบ 3 เฟส เพราะว่าการเพิ่มสายส่งขึ้นอีกหนึ่งเส้นจะสามารถส่งพลังงานได้สูงกว่าระบบเฟสเดียวถึง 73 เปอร์เซ็นต์ ทั้งนี้เมื่อเปรียบเทียบขณะใช้แรงดันและกระแสไฟฟ้าจำนวนเท่าๆ กัน [15]



รูปที่ 3.3 การผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไป [13]

อย่างไรก็ตาม การใช้ประโยชน์จากเทคโนโลยีการผลิตที่สามารถสร้างขึ้นใหม่เพื่อทดแทนส่วนที่ใช้ไป ซึ่งได้มาจากแหล่งทรัพยากรธรรมชาติที่หาได้ง่ายอย่างไม่มีวันสิ้นสุด เป็นแหล่งจ่ายพลังงานที่สำคัญสำหรับการผลิตไฟฟ้า เช่น พลังงานลม พลังงานน้ำ คลื่น และพลังงานกระแสน้ำขึ้นลง พลังงานชีวมวล และพลังงานแสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 การผลิตไฟฟ้าที่สามารถสร้างขึ้นใหม่เพื่อทดแทนส่วนที่ใช้ไป [13]

3.1.2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Power transmission system)

ระบบส่งกำลังไฟฟ้า คือระบบขนส่งพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่าย ซึ่งเป็นศูนย์กลางการจ่ายโหลด (load center) โดยคำนึงถึงระยะทางที่ใกล้ที่สุดและประหยัดที่สุดในการส่งพลังงานไฟฟ้า อาจใช้สายอากาศดินเหนือศีรษะ (overhead aerial line) หรือใช้สายเคเบิลใต้ดิน (underground cable) ก็ได้ ในกรณีที่ส่งด้วยสายอากาศดินเหนือศีรษะจะมีสายเส้นเล็กๆ ซึ่งอยู่ข้างบนสายส่งไฟฟ้า เรียกว่าสายดินเหนือศีรษะ (overhead ground wire) สายดินเส้นนี้จะต่อตรงอยู่กับเสาโครงเหล็ก (steel tower) มีหน้าที่ป้องกันมิให้กระแสฟ้าผ่ารบกวนสายส่งและเป็นตัวนำกระแสฟ้าผ่าลงสู่ดิน

ระบบส่งกำลังไฟฟ้านี้นอกจากจะเชื่อมโยงระหว่างโรงไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงแล้ว ระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้งจะต้องเชื่อมโยงแหล่งจ่ายถึงกันทั้งหมดระหว่างสถานีต่อสถานี เพื่อวัตถุประสงค์ดังนี้คือ [15]

1. ทำให้ระบบใหญ่ขึ้น สามารถจ่ายพลังงานได้มากขึ้น โอกาสที่ไฟจะดับนานๆ เมื่อเกิดเหตุขัดข้องจะลดลง เพราะเมื่อมีเหตุขัดข้องทางด้านหนึ่งก็ยังมีไฟฟ้าจากอีกด้านหนึ่งได้ ระบบจึงมั่นคงและเชื่อถือได้มากขึ้น
2. ประหยัดเชื้อเพลิงการผลิต เนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสามารถถ่ายเทกันระหว่างระบบได้ ดังนั้นในช่วงที่ต้องการพลังงานลดลง จึงสามารถหยุดเดินเครื่องบางแห่งได้
3. สามารถวางโปรแกรมเดินเครื่องอย่างมีประสิทธิภาพ กล่าวคือสามารถกำหนดลงไปได้ว่าจะใช้เครื่องใดจ่ายโหลดช่วงฐาน (base load) เครื่องใดจ่ายเสริมโหลดช่วงยอด (peak load) และเครื่องใดเป็นเครื่องสำรอง (reserve) เป็นต้น

3.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Power distribution system)

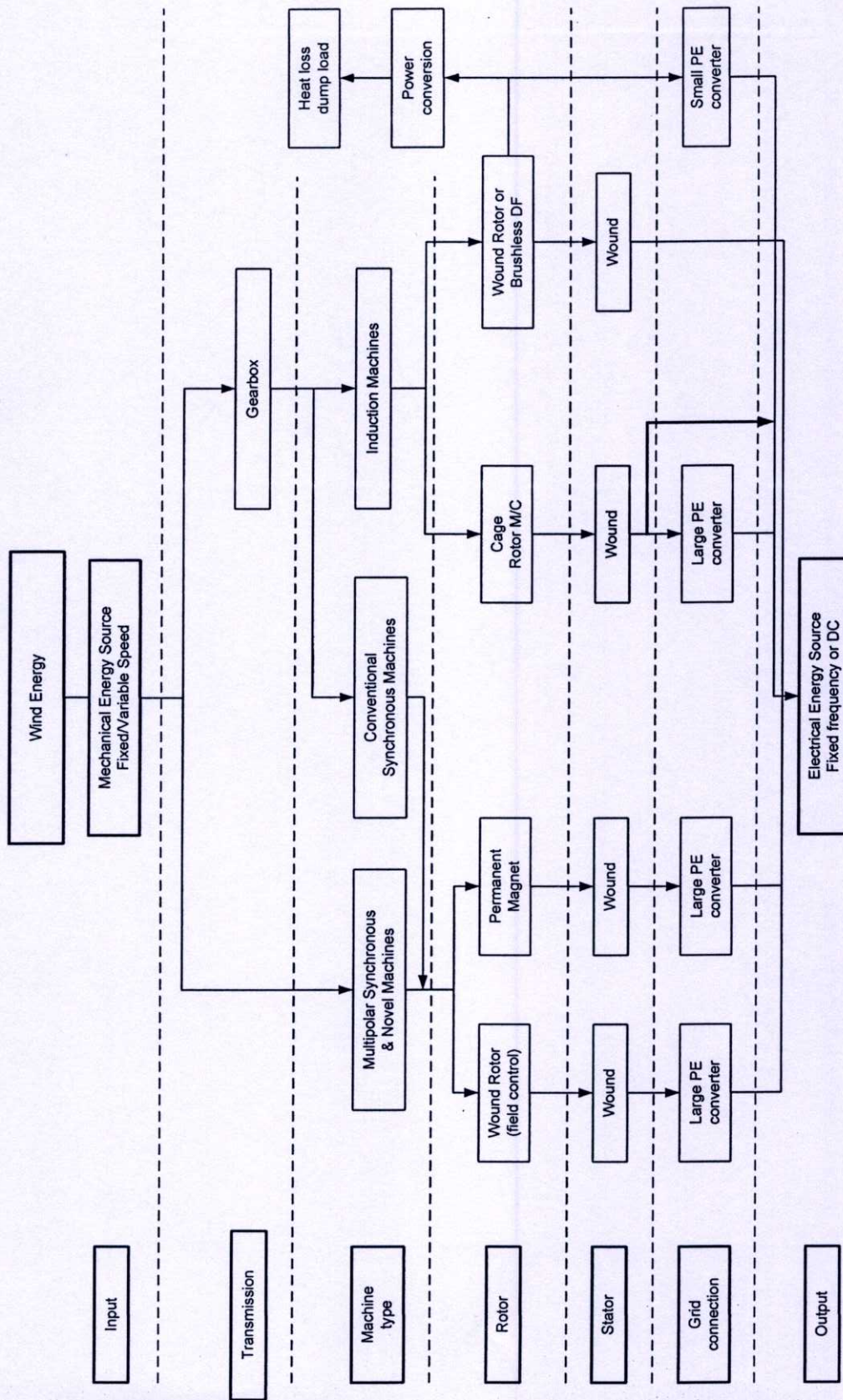
ระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือระบบที่ถูกลดแรงดันให้ต่ำจนมีค่าเหมาะสมที่จะบริการให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้แล้ว แรงดันที่ใช้ในระบบจำหน่ายมีหลายระดับ เช่น 11 kV, 22 kV และ 33 kV เป็นระบบแรงดันที่ใช้ในการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ 12 kV กับ 24 kV เป็นระดับแรงดันที่ใช้ในการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) สายจำหน่ายชนิดนี้เรียกว่าสายจำหน่ายแรงสูงหรือสายป้อนปฐมภูมิ (primary feeder) ซึ่งแรงดันระดับนี้สามารถจำหน่ายให้กับโรงงานอุตสาหกรรมได้ สายจำหน่ายแรงสูงนี้ จะเห็นเดินอยู่รอบๆ ตัวเมืองและจะแปลงระดับแรงดันให้ต่ำลงอีกโดยใช้หม้อแปลงจำหน่ายสายจำหน่ายชนิดนี้เรียกว่า สายจำหน่ายแรงดันต่ำหรือสายป้อนทุติยภูมิ (secondary feeder) ในประเทศไทยได้กำหนดระดับแรงใช้งานขนาด 220 V สำหรับระบบ 1 เฟส และ 380 V สำหรับระบบ 3 เฟส [15]

3.2 เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม

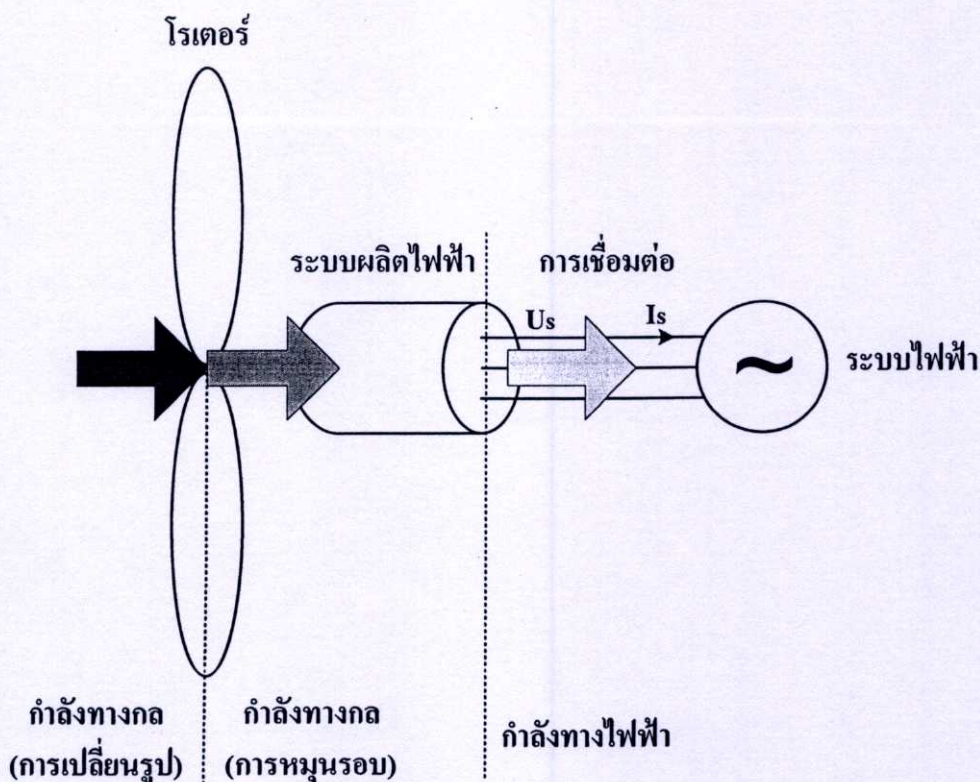
เทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ทำหน้าที่ปรับเปลี่ยนกำลังงานทางกลเป็นไฟฟ้า มีโครงสร้างและองค์ประกอบที่หลากหลายแตกต่างกัน ดังรูปที่ 3.5 ซึ่งเป็นแผนภูมิแสดงขอบข่ายการปรับเปลี่ยนพลังงานที่มีโครงสร้างและองค์ประกอบของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3.2.1 ระบบการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม

หลักการทำงานของกังหันลมจะมีขอบข่ายปรับเปลี่ยนสองส่วนหลักรวมกัน ส่วนแรกโรเตอร์จะเป็นตัวดึงเอาพลังงานในการเคลื่อนไหวยากลมและปรับเปลี่ยนไปเป็นแรงบิดทางกล และส่วนที่สองระบบผลิตไฟฟ้าจะปรับเปลี่ยนจากแรงบิดทางกลที่ได้ไปเป็นพลังงานไฟฟ้า แสดงให้เห็นดังในรูปที่ 3.6 แม้ว่าจากหลักการทำงานที่กล่าวมาข้างต้นจะฟังดูง่ายไม่ยุ่งยากซับซ้อน แต่กังหันลมเป็นระบบที่มีความซับซ้อนที่ต้องใช้ความรู้ความเข้าใจทางวิศวกรรมในส่วนของแอร์โรไดนามิก, เครื่องกล, โยธา, ไฟฟ้าและระบบควบคุม มาผนวกรวมเข้าด้วยกัน [13]



รูปที่ 3.5 แผนภูมิแสดงขบวนการปรับเปลี่ยนพลังงานที่มีโครงสร้างและองค์ประกอบของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [16]



รูปที่ 3.6 หลักการทำงานทั่วไปของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม [8]

ส่วนใหญ่รูปแบบกังหันลมที่มีการประยุกต์ใช้โดยทั่วไปจะแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม คือ ความสามารถในการควบคุมความเร็วและชนิดในการควบคุมกำลัง การประยุกต์ใช้ในส่วนการควบคุมความเร็วจะมีหลักการที่มีความแตกต่างกันของกันหันลมอยู่ 4 รูปแบบคือ Type A, Type B, Type C และ Type D รูปแบบของกังหันลมสามารถแบ่งเป็นหมวดหมู่ที่สัมพันธ์กับชนิดของการควบคุมกำลังของใบพัด โดยการควบคุมกำลังแบ่งเป็น 3 แบบคือ Stall, Pitch และ Active stall ตารางที่ 3.1 แสดงให้เห็นถึงชนิดที่แตกต่างกันของรูปแบบกังหันลมโดยการเอาหลักการทั้งสอง (การควบคุมความเร็วและการควบคุมกำลัง) เข้าไปในรายละเอียดการอธิบาย

โดยส่วนใหญ่ ชนิดของกังหันลมที่เป็นมาตรฐานการใช้งานในปัจจุบัน สามารถพิจารณาได้ ดังแสดงในตารางที่ 3.1 [17]

3.2.2 การควบคุมกังหันลม

การควบคุมกังหันลมเป็นการจำแนกเทคโนโลยีกังหันลมโดยอาศัยความสามารถในการควบคุมความเร็ว และการควบคุมกำลัง ซึ่งต้องอาศัยความรู้ ความเข้าใจเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ชนิดต่างๆ และลักษณะการควบคุมการปรับเปลี่ยนใบพัด ประกอบด้วย สามารถสรุปได้ตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 การควบคุมกังหันลมและชนิดของกังหันลม [17]

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

หมายเหตุ : บริเวณพื้นที่สี่เทาเป็นเทคโนโลยีที่ยังไม่มีการประยุกต์ใช้งานในปัจจุบัน

จากตารางที่ 3.1 สามารถจำแนกการควบคุมและชนิดของกังหันลมได้ดังนี้

3.2.2.1 การควบคุมความเร็วของกังหันลม (Speed control)

1. การควบคุมความเร็วแบบคงที่ (Fixed speed control)

- Type A: Fixed Speed

2. การควบคุมความเร็วแบบปรับเปลี่ยนได้ (Variable speed control)

- Type B: Limited Variable Speed
- Type C: Variable Speed with Partial Scale Converter
- Type D: Variable Speed with Full Scale Converter

3.2.2.2 การควบคุมกำลังของกังหันลม (Power control)

1. การควบคุมกำลังแบบสทอล (Stall control)

2. การควบคุมกำลังแบบพิช (Pitch control)

3. การควบคุมกำลังแบบแอคทีฟสทอล (Active stall control)

นอกจากนี้ การควบคุมกำลังของกังหันลมนั้น จะไม่มีการประยุกต์ใช้งานกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ Type B0, C0, C0 และ Type B2, C2, D2 เนื่องจากข้อจำกัดทางเทคโนโลยีและประสิทธิภาพในการใช้งาน ซึ่งรายละเอียดในส่วนนี้ทั้งหมดจะกล่าวถึงต่อไป

3.2.2.1 การควบคุมความเร็วของกังหันลม (Speed control)

1. การควบคุมความเร็วแบบคงที่ (Fixed speed control)

การควบคุมความเร็วแบบคงที่ เป็นลักษณะการควบคุมความเร็วรอบในการหมุนของเพลาแกนหมุนหรือ โรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้มีความเร็วในการหมุนคงที่มาก

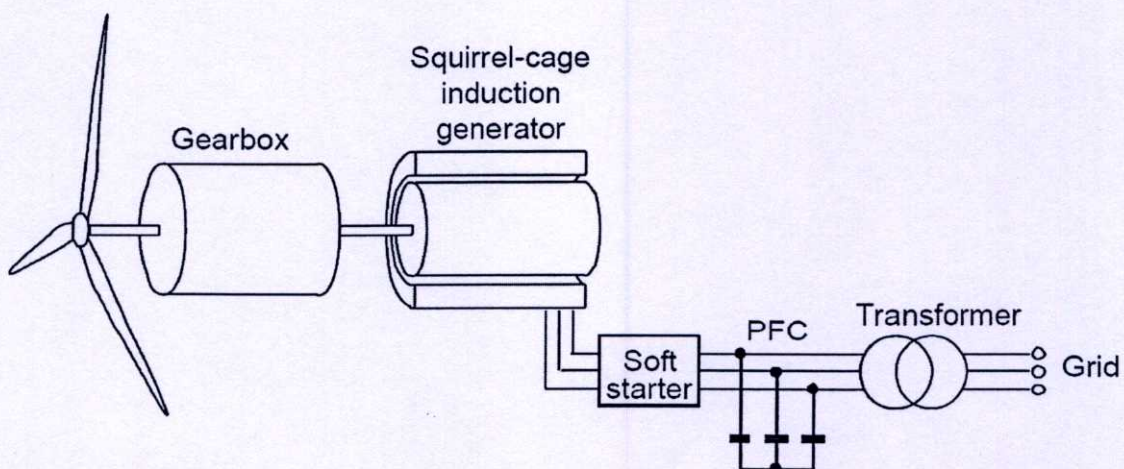
ที่สุด การควบคุมความเร็วแบบคงที่มีข้อดีคือ ไม่ยุ่งยากซับซ้อน มีความแข็งแรง และ มีความน่าเชื่อถือ ส่วนข้อเสียคือ ไม่สามารถควบคุมการรับ-จ่ายกำลังรีแอกทีฟ มีความเครียดทางกล และการควบคุมคุณภาพกำลังไฟฟ้ามีข้อจำกัด เนื่องจากการทำงานที่ความเร็วคงที่ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมจะส่งผลกระทบต่อแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลัง ทำให้เกิดพลังงานสูญเสียในสายส่ง โดยเฉพาะระบบไฟฟ้ากำลังที่ไม่แข็งแรงจะมีผลกระทบเป็นอย่างมาก [17, 20-23]

• Type A: Fixed Speed

กังหันลมความเร็วคงที่ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก (Constant Speed Wind Turbine with Squirrel Cage Induction Generator, SCIG)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก มีการใช้งานกันแพร่หลายเพราะใช้งานง่าย มีประสิทธิภาพสูง และการบำรุงรักษาต่ำ SCIG จะเปลี่ยนแปลงความเร็วได้น้อยมากประมาณ 1-2 % เพราะสลิปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงความเร็ว เมื่อมีการเปลี่ยนความเร็วต้นกำลังตามการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโรเตอร์ของกังหันลมจะเชื่อมต่อถึงกันโดยผ่านชุดเกียร์ ซึ่งทำหน้าที่ปรับเปลี่ยนความเร็วที่แตกต่างกันระหว่างเพลลาของโรเตอร์กังหันลมกับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เหมาะสม

กังหันลมความเร็วคงที่ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบโรเตอร์กรงกระรอก (SCIG) จะมีส่วนประกอบของซอฟต์แวร์-ฮาร์ดแวร์และมีการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับการชดเชยค่ากำลังรีแอกทีฟ เนื่องจาก SCIG จะดึงกำลังรีแอกทีฟจากระบบไฟฟ้ากำลังขณะทำงาน ในกรณีที่ระบบไฟฟ้ากำลังไม่แข็งแรงอาจทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังเกิดการล้มเหลวได้ ดังนั้นการเชื่อมต่อของ SCIG เข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังควรทำในลักษณะการทำงานที่จำกัดกระแสไหลเข้าเพื่อให้เกิดเสถียรภาพของการทำงานมากขึ้น [17, 20-23]



รูปที่ 3.7 กังหันลมความเร็วคงที่ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก [17]

ข้อดีของ Type A: SCIG

- แข็งแรง, ง่าย และราคาค่อนข้างถูก
- ไม่มีการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าที่โรเตอร์ อาศัยหลักการของสนามแม่เหล็กในการส่งผ่านกำลังทางกลจากโรเตอร์ไปยังสเตเตอร์
- มีประสิทธิภาพสูง และการบำรุงรักษาต่ำ

ข้อเสียของ Type A: SCIG

- ความเร็วไม่สามารถควบคุมได้และการปรับเปลี่ยนความเร็วทำได้้น้อยมาก
- การเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมส่งผลโดยตรงกับการเปลี่ยนแปลงแรงบิดทางกล (electromechanical torque) มากกว่าการเปลี่ยนแปลงความเร็วของการหมุน (rotational speed) ทำให้เกิดความเครียดทางกลสูงที่ใบพัดกังหัน, ชุดเกียร์ และเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งมีผลให้เกิดการสั่นแกว่งระหว่างกังหันและเพลลาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- เนื่องจากไม่สามารถปรับเปลี่ยนความเร็วได้ตามความเร็วลมที่มีการเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้น SCIG จำเป็นต้องมีขดลวดที่สเตเตอร์อย่างน้อย 2 ชุด เพื่อทำงานในช่วงความเร็วลมที่แตกต่างกัน คือ ขดลวดสำหรับทำงานที่ความเร็วลมต่ำ 1 ชุด (จำนวน 8 ขั้ว) และขดลวดสำหรับทำงานที่ความเร็วสูง 1 ชุด (จำนวน 4-6 ขั้ว) แต่ก็ยังไม่สามารถทำให้การปรับเปลี่ยนความเร็วเป็นไปอย่างต่อเนื่อง
- จำเป็นต้องใช้ชุดเกียร์เพื่อทดรอบในการหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยปกติความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ประมาณ 1500 rpm หรือ 1000 rpm แต่ความเร็วของกังหันลมปกติอยู่ที่ 25-10 rpm
- ต้องติดตั้งคัปเปิลเตอร์ขนานเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อชดเชยกำลังรีแอกทีฟให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบไฟฟ้ากำลัง

2. การควบคุมความเร็วแบบปรับเปลี่ยนได้ (Variable speed control)

การควบคุมความเร็วแบบปรับเปลี่ยนได้ เป็นการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำหรือแบบซิงโครนัส ร่วมกับคอนเวอร์เตอร์ เพื่อให้มีประสิทธิภาพทางอากาศ

พลศาสตร์สูงสุด โดยสามารถปรับเปลี่ยนความเร็วโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และรักษาแรงบิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้คงที่ที่เหมาะสมกับความเร็วลม ซึ่งควบคุมโดยคอนเวอร์เตอร์ สามารถแบ่งออกเป็น 2 แบบดังนี้ [17, 20-23]

ก. ความเร็วปรับเปลี่ยนได้โดยคอนเวอร์เตอร์แบบพาร์เชียล-สเกล

(Variable speed with partial-scale converter)

เป็นการควบคุมความเร็วโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบวาวด์โรเตอร์(WRIG) ที่ได้รับการควบคุมจากคอนเวอร์เตอร์ความถี่แบบพาร์เชียล-สเกล โดยคอนเวอร์เตอร์ความถี่แบบพาร์เชียล-สเกลจะทำการชดเชยกำลังรีแอกทีฟ และทำให้การเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลังมีความราบเรียบ คอนเวอร์เตอร์มีขนาดเล็กเพียง 30% ของขนาดพิกัดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และมีขอบเขตความเร็วของการทำงานที่ -40% ถึง +30% ของความเร็วซิงโครนัส

ข. ความเร็วปรับเปลี่ยนได้โดยคอนเวอร์เตอร์แบบฟูล-สเกล

(Variable speed with full-scale converter)

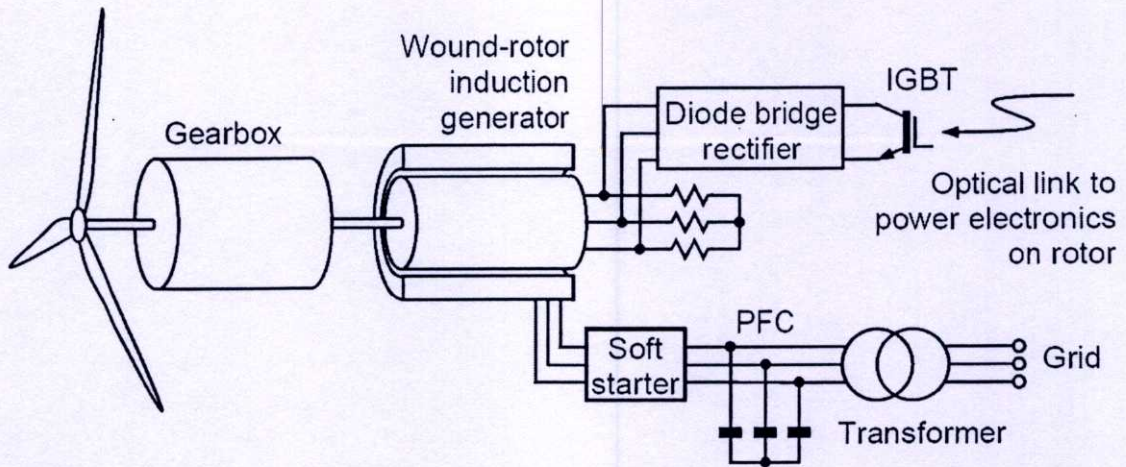
เป็นลักษณะที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังระบบไฟฟ้ากำลัง โดยผ่านคอนเวอร์เตอร์ความถี่แบบฟูล-สเกล มีขนาด 100% ของพิกัดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คอนเวอร์เตอร์ความถี่จะทำการชดเชยกำลังรีแอกทีฟ และทำให้การเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลังมีความราบเรียบ โดยสามารถประยุกต์ใช้งานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบวาวด์โรเตอร์ (WRSG) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบแม่เหล็กถาวร (PMSG) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบขับโดยตรง (DDSG) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบวาวด์โรเตอร์ (WRIG)

● Type B: Limited Variable Speed

กั้นหั่นลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบออฟติสลิป (Variable Speed Wind Turbine with Opti-Slip Induction Generator, OSIG)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบออฟติสลิป (OSIG) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบวาวด์โรเตอร์ (WRIG) ที่สามารถควบคุมความเร็วโดยการปรับค่าความต้านทานโรเตอร์จากภายนอก ซึ่งเชื่อมต่อกับขดลวดโรเตอร์ การปรับเปลี่ยนสลิปสามารถทำได้เล็กน้อย ทำให้ขอบเขตความเร็วเพิ่มขึ้นเพียงไม่เกิน 10% [17, 20-23]

ปัจจุบันนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบออฟติสลิป (OSIG) มีการนำมาใช้งานน้อยลงมาก เนื่องจากมีการสูญเสียในตัวต้านทานโรเตอร์ภายนอก และจำเป็นต้องต่อคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยกำลังรีแอกทีฟ รวมทั้งข้อจำกัดในการปรับเปลี่ยนความเร็วโรเตอร์



รูปที่ 3.8 กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบปรับค่าความต้านทานโรเตอร์ภายนอก [17]

ข้อดีของ Type B: OSIG

- มีโครงสร้างของวงจรที่ง่ายและไม่ต้องใช้สลิปริง
- ขอบเขตความเร็วในการทำงานมีค่าดีขึ้นเมื่อเทียบกับ SCIG
- สามารถลดโหลดทางกลที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจากลมกระโชกแรง

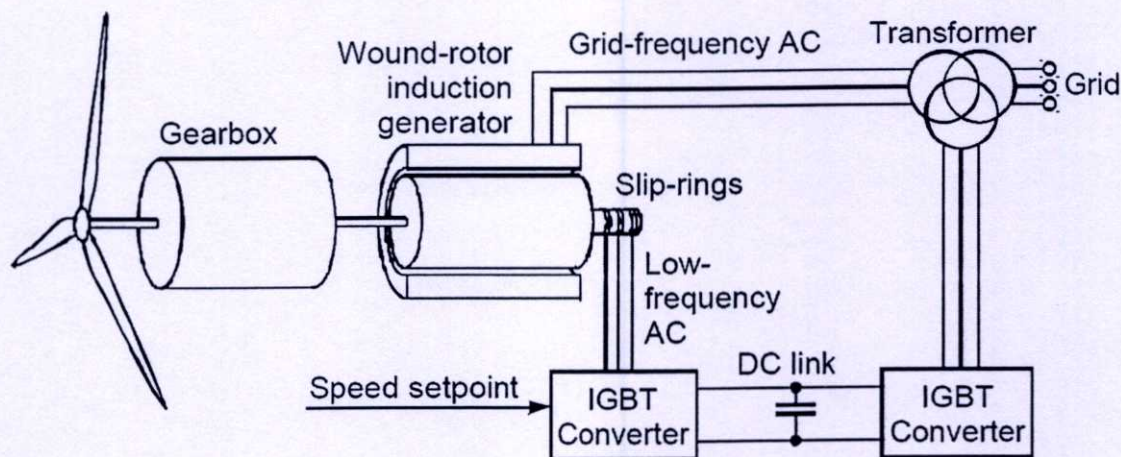
ข้อเสียของ Type B: OSIG

- ต้องการระบบชดเชยกำลังรีแอกทีฟ
- ขอบเขตความเร็วเป็นการจำกัดที่ 10 % เนื่องจากอาศัยการปรับค่าความต้านทานโรเตอร์ภายนอก
- มีความสามารถในการควบคุมกำลังแอกทีฟ (P) และกำลังรีแอกทีฟ (Q) ได้ไม่ดี
- เกิดการสูญเสียในตัวความต้านทานโรเตอร์ภายนอก

• Type C: Variable Speed with Partial Scale Converter

กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับเบิลเฟด (Variable Speed Wind Turbine with Doubly-Fed Induction Generator, DFIG) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับเบิลเฟด หรือ DFIG ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบวาล์วโรเตอร์ ที่มีขดลวดสเตเตอร์เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบไฟฟ้ากำลังสามเฟส มีความถี่คงที่ และที่ขดลวดโรเตอร์ต่อกับคอนเวอร์เตอร์แบบ

แหล่งจ่ายแรงดันสองทิศทาง (back to back) โดยคอนเวอร์เตอร์จะชดเชยความแตกต่างระหว่างความถี่ทางกลและความถี่ทางไฟฟ้าโดยการส่งกระแสโรเตอร์ที่ปรับเปลี่ยนความถี่ ทั้งในสภาวะปกติและขณะเกิดฟลัดต์ คอนเวอร์เตอร์ที่ใช้ร่วมกับ DFIG จะประกอบด้วยคอนเวอร์เตอร์ 2 ส่วน คือ คอนเวอร์เตอร์ด้านโรเตอร์และคอนเวอร์เตอร์ด้านระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งมีควบคุมแบบอิสระซึ่งกันและกัน คอนเวอร์เตอร์ด้าน โรเตอร์เป็นตัวควบคุมกำลังแอกทีฟและกำลังรีแอกทีฟโดยการควบคุมกระแสโรเตอร์ ในขณะที่คอนเวอร์เตอร์ด้านระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นตัวควบคุม DC-link



รูปที่ 3.9 กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับบลิวเฟดและคอนเวอร์เตอร์แบบพาร์เซิล-สเกล [17]

ข้อดีของ Type C: DFIG

- มีความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้าแอกทีฟ และกำลังไฟฟารีแอกทีฟโดยไม่ต้องมีอุปกรณ์ชดเชยเช่นคาปาซิเตอร์
- สามารถสร้างสนามแม่เหล็กจากวงจร โรเตอร์ที่ได้รับการควบคุมจากคอนเวอร์เตอร์ด้าน โรเตอร์
- สามารถผลิตกำลังรีแอกทีฟส่งไปยังสเตเตอร์โดยคอนเวอร์เตอร์ด้านระบบไฟฟ้ากำลัง
- สามารถควบคุมให้มีการผลิตหรือดึงกำลังไฟฟารีแอกทีฟไปยังระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลังให้มีเสถียรภาพ
- ขนาดของคอนเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการควบคุมใช้เพียง 30% ของพิกัดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ข้อเสียของ Type C: DFIG

- ต้องใช้ชุดเกียร์ในการครอบคลุมความเร็วระหว่างความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความเร็วของกังหัน ให้มีความเหมาะสม
- มีการใช้แปรงถ่าน ซึ่งต้องการการบำรุงรักษาอย่างสม่ำเสมอ และเพิ่มความเสี่ยงทางไฟฟ้า

● **Type D: Variable Speed with Full Scale Converter**

กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

(Variable Speed Wind Turbine with Converter-Driven Synchronous Generator)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส มีราคาค่อนข้างสูงและมีความยุ่งยากซับซ้อนมากกว่า เมื่อเทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ แต่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสไม่ต้องการสนามแม่เหล็ก เนื่องจากสามารถสร้างโดยแม่เหล็กถาวรหรือขดลวดสนามแบบธรรมดา เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่นิยมใช้ในการผลิตกังหันลมมี 2 ชนิด นั่นคือ 1. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบวาวด์โรเตอร์ (Wound Rotor Synchronous Generator, WRSG) และ 2. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบแม่เหล็กถาวร (Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG)

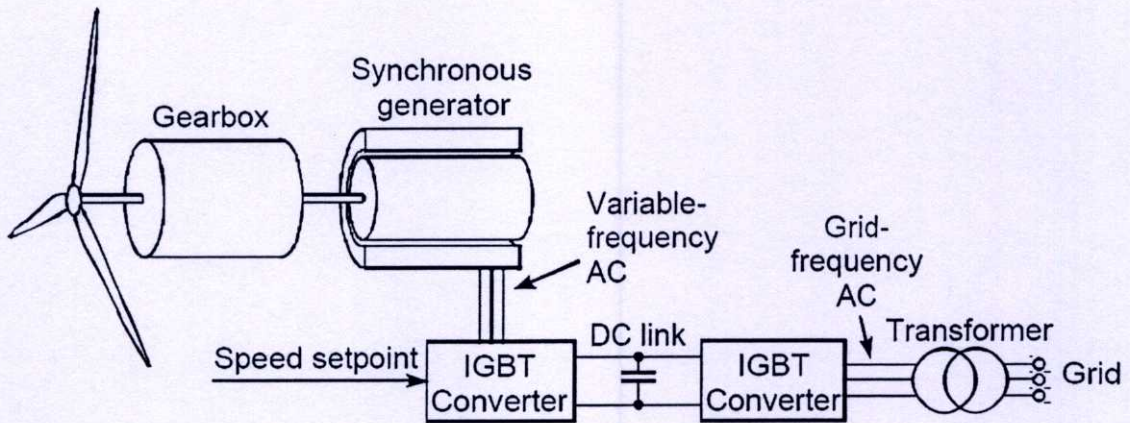
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสมีความเหมาะสมมากที่สุดที่จะประยุกต์ใช้กับคอนเวอร์เตอร์แบบเต็มพิกัด โดยคอนเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลัง ทำหน้าที่ควบคุมการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงความเร็วลม และควบคุมการสร้างสนามแม่เหล็ก เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่มีจำนวนขั้วที่น้อยจะต้องทำงานร่วมกับชุดเกียร์ ดังแสดงในรูปที่ 3.10 ซึ่งปัจจุบันจะไม่นิยมนำมาประยุกต์ใช้งานเนื่องจากในการทำงานที่มีลมเป็นตัวต้นกำลังการขับที่มีความไม่แน่นอนจึงทำให้มีประสิทธิภาพการทำงานต่ำ ดังนั้นจึงทำให้มีการพัฒนารูปแบบที่ทำให้มีประสิทธิภาพการทำงานที่สูงขึ้น โดยสามารถใช้การขับโดยตรง ซึ่งไม่ต้องมีชุดเกียร์ เมื่อมีจำนวนขั้วที่มากพอ (Converter-Driven Synchronous Generator with Direct Drive, DDSG) ดังแสดงในรูปที่ 3.11 ซึ่งทำให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ลดจำนวนอุปกรณ์ต่อรวม ซึ่งปัจจุบันกำลังเป็นที่นิยมนำมาประยุกต์ใช้งาน

ข้อดีของ Type D: DDSG

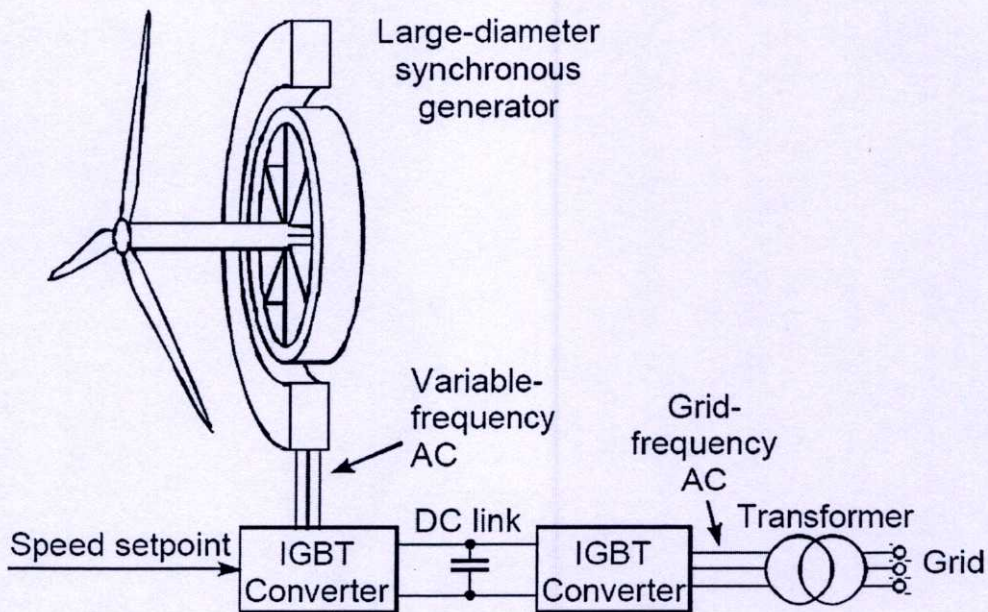
- ไม่ต้องใช้ชุดเกียร์
- คอนเวอร์เตอร์สามารถควบคุมความเร็ว กำลังแอกทิฟ และกำลังรีแอกทิฟ ทั้งในสภาวะปกติและเมื่อเกิดฟลัดต์
- กำลังไฟฟ้าเอาต์พุตราบเรียบเนื่องจากคอนเวอร์เตอร์ที่ใช้มีขนาด 100% ของพิกัดกำลัง

ข้อเสียของ Type D: DDSG

- คอนเวอร์เตอร์ที่ใช้มีขนาด 100% ของพิกัดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่งผลให้มีขนาดใหญ่ ราคาสูง
- ต้องการการออกแบบที่เป็นลักษณะเฉพาะ เนื่องจาก DDSG มีแรงบิดทางไฟฟ้าสูงที่ความเร็วต่ำ
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ น้ำหนักมากและเทคโนโลยีมีความยุ่งยากซับซ้อน



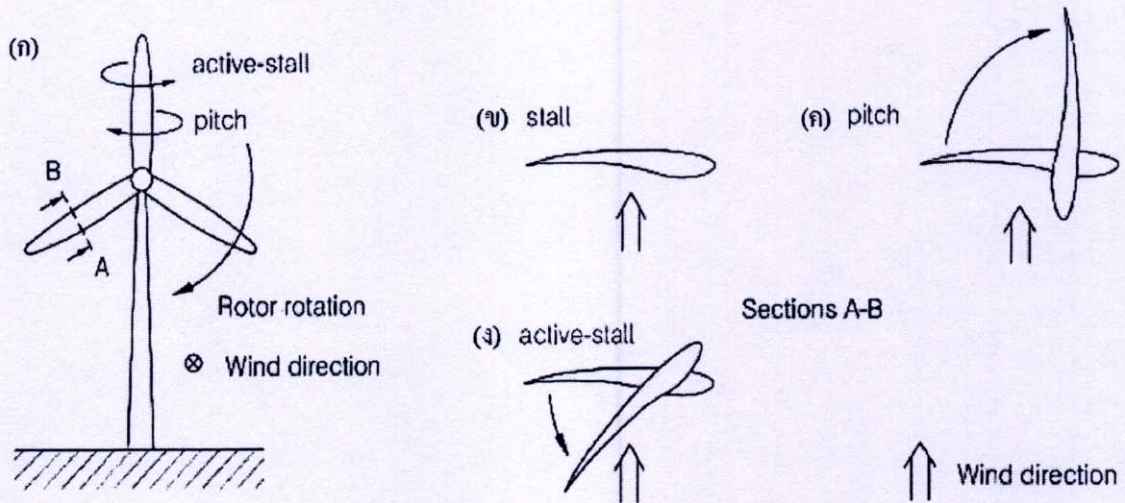
รูปที่ 3.10 กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ที่มีชุดเกียร์ และคอนเวอร์เตอร์แบบฟูล-สเกล [17]



รูปที่ 3.11 กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ที่ไม่มีชุดเกียร์ และคอนเวอร์เตอร์แบบฟูล-สเกล [17]

3.2.2.2 การควบคุมกำลังของกังหันลม (Power control)

การควบคุมกำลังของกังหันลม เป็นการควบคุมลักษณะการวางตัวของใบพัดของกังหันลม ซึ่งมีผลโดยตรงต่อการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม และเพื่อเป็นการป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับกังหันลมในกรณีที่มีความเร็วลมมากเกินไปที่ออกแบบไว้ สำหรับการควบคุมกำลังของกังหันลม ที่มีการใช้งานในปัจจุบัน มีอยู่ 3 แบบ ดังในรูปที่ 3.12 [16, 17, 20, 21]



รูปที่ 3.12 การจำกัดขอบเขตทางอากาศพลศาสตร์ของกำลังทางกล (ก) ลักษณะโดยทั่วไปของกังหันลม (ข) การควบคุมแบบสทอล (ค) การควบคุมแบบพิช (ง) การควบคุมแบบแอคทีฟสทอล [16]

1. การควบคุมกำลังแบบสทอล (Stall control)

การควบคุมแบบสทอล หรือการควบคุมแบบพาสซีฟ เป็นวิธีการควบคุมใบพัดของกังหันลมเป็นการยึดหรือตรึงไว้ด้วยเกลียวลงบนคุมโรเตอร์ (Hub) ที่มุมคงที่ ไม่สามารถหมุนหรือปรับองศาของใบพัดได้ ดังรูปที่ 3.12 (ข) ซึ่งเป็นวิธีที่ง่าย ไม่ซับซ้อน มีความแข็งแรงและราคาถูกเมื่อเทียบกับการควบคุมลักษณะอื่น ข้อเสียของการควบคุมแบบสทอล คือ ประสิทธิภาพต่ำที่ความเร็วลมต่ำ ไม่สามารถช่วยเพิ่มแรงบิดในช่วงเริ่มต้นการหมุน [16, 17, 20, 21]

2. การควบคุมกำลังแบบพิช (Pitch control)

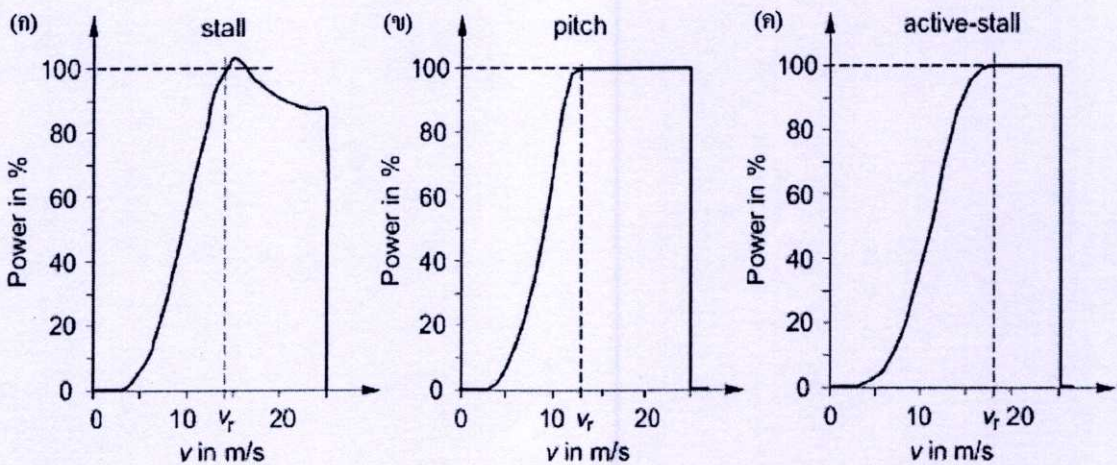
การควบคุมกำลังแบบพิช เป็นวิธีการควบคุมใบพัดของกังหันลมสามารถหมุนปรับองศาได้ โดยใบพัดสามารถหมุนรอบแนวแกนนอนของตัวเองได้ เมื่อความเร็วลมเพิ่มขึ้นใบพัดจะหมุนให้รับลมน้อยลง และจะหมุนกลับเมื่อความเร็วลมลดลง เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับความเร็วลมที่ต่างกัน ดังในรูปที่ 3.12 (ค) ทำให้มีประสิทธิภาพในการควบคุมกำลังที่ดี สามารถช่วยเพิ่มแรงบิดในช่วงเริ่มการทำงาน และในกรณีที่ต้องการหยุดฉุกเฉิน ข้อเสีย

ของการควบคุมแบบพิกซ์ คือ ต้องการระบบควบคุมที่มีประสิทธิภาพสูงในการหมุนปรับองศาของใบพัด ให้มีความเหมาะสมกับความเร็วลมต่างๆ และต้องมีระบบไฮดรอลิกหรือมอเตอร์ไฟฟ้าเพื่อปรับองศาของใบพัดอีกด้วย ในปัจจุบันกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งส่วนใหญ่จะใช้วิธีการควบคุมกำลังแบบพิกซ์ [16, 17, 20, 21]

3. การควบคุมกำลังแบบแอคทีฟสตอล (Active stall control)

การควบคุมกำลังแบบแอคทีฟสตอล เป็นการควบคุมที่มีลักษณะการทำงานร่วมกันทั้งแบบสตอล และแบบพิกซ์ (แต่มีทิศทางการหมุนใบพัดตรงข้าม) ดังในรูปที่ 3.12 (ง) คือเมื่อความเร็วลมต่ำจะใช้การควบคุมแบบพิกซ์ เพื่อช่วยเพิ่มแรงบิดในช่วงเริ่มต้นของการทำงาน เมื่อความเร็วลมสูงขึ้นและอยู่ในช่วงพิคคของการออกแบบของกังหันลมจะเปลี่ยนมาใช้ในการควบคุมแบบสตอล และในกรณีที่จะถึงพิคคกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะทำการหมุนใบพัดให้รับลมมากขึ้นและยังใช้การควบคุมแบบสตอล แทนที่จะปรับลดองศาของใบพัดเพื่อลดการรับลมและความเร็วของโรเตอร์ ส่งผลให้ได้กำลังผลิตไฟฟ้าที่สม่ำเสมอและมีประสิทธิภาพสูง [16, 17, 20, 21]

การควบคุมกำลังของกังหันลมทั้ง 3 แบบมีผลลัพธ์ที่ได้แตกต่างกันตามขีดจำกัดการควบคุมกำลัง ดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 3.13 ซึ่งแสดงการเปรียบเทียบระหว่างกำลังงานที่ได้กับความเร็วลมของแต่ละกังหันลมที่มีการควบคุมกำลังทั้ง 3 แบบ ที่มีขนาดพิคค 1.5 MW [16]



รูปที่ 3.13 กำลังงานที่ได้ตลอดช่วงความเร็วลมของกังหันลมที่มีแบบแผนการควบคุมกำลังแตกต่างกัน (ก) การควบคุมแบบสตอล (ข) การควบคุมแบบพิกซ์ (ค) การควบคุมแบบแอคทีฟสตอล [16]

3.3 การวิเคราะห์เปรียบเทียบเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่นิยมใช้ในปัจจุบัน

โดยจะทำการเปรียบเทียบความแตกต่าง ข้อเด่น-ข้อด้อยของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม ที่มีใช้อยู่ในปัจจุบัน ดังนี้ [12, 13, 16, 17, 19-23, 39, 40]

1. **SCIG** - Squirrel Cage Induction Generator
2. **OSIG** - Opti-Slip Induction Generator
3. **DFIG** - Doubly-Fed Induction Generator
4. **DDSG** - Converter-drive Synchronous Generator with Direct-Drive

ตารางที่ 3.2 การเปรียบเทียบเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่นิยมใช้ในปัจจุบัน

ข้อเปรียบเทียบ		ชนิดของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า			
		SCIG	OSIG	DFIG	DDSG
Cost		✓	✗ / ✓ ⁽¹⁾	✗ / ✓ ⁽³⁾	✗
Size and weight		✓	✗ / ✓ ⁽¹⁾	✗ / ✓ ⁽³⁾	✗
Suitability for 50 and 60 Hz grid frequency		✗	✗	✗	✓
Audible noise from blades		✗	✓ / ✗ ⁽²⁾	✓	✓
Energy yield	Variable speed	✗	✓	✓	✓
	Gearbox	✗	✗	✗	✓
	Generator	✓	✓	✓	✗
	Converter	✓	✓	✗ / ✓ ⁽⁴⁾	✗
Reliability and Maintenance	Brushes	✓	✓	✗	✗(PM: ✓)
	Gearbox	✗	✗	✗	✓
	Mechanical loads	✗	✓	✓	✓
	Complexity	✓	✗ / ✓ ⁽¹⁾	✗	✗
Power quality	Flicker	✗	✓ / ✗ ⁽²⁾	✓	✓
	Grid V&f control possible	✗	✗	✓	✓
	Harmonics	✓	✓	✗	✗
Grid faults	Fault currents	✓	✓	✓	✓ (limited)

ตารางที่ 3.2 การเปรียบเทียบเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่นิยมใช้อยู่ในปัจจุบัน (ต่อ)

ข้อเปรียบเทียบ		ชนิดของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า			
		SCIG	OSIG	DFIG	DDSG
Grid faults	Restoring voltage	✗	✓ / ✗ ⁽²⁾	✓	✓
Control active power		✓ (limited)	✓ (limited)	✓	✓
Control reactive power		✗	✗	✓	✓
Control bandwidth		1-10 s	100 ms	1 ms	0.5-1 ms
Standby function		✗	✗	✓	✓
Soft starter needed		✗	✗	✓	✓
Reactive compensator (C)		✗	✗	✓	✓

หมายเหตุ : ✓ คือข้อเด่นของเทคโนโลยี และ ✗ คือข้อด้อยของเทคโนโลยี

- (1) OSIG มีข้อด้อยเมื่อเทียบกับ SCIG แต่มีข้อเด่นเมื่อเทียบกับ DFIG, DDSG
- (2) OSIG มีข้อเด่นเมื่อเทียบกับ SCIG แต่มีข้อด้อยเมื่อเทียบกับ DFIG, DDSG
- (3) DFIG มีข้อด้อยเมื่อเทียบกับ SCIG แต่มีข้อเด่นเมื่อเทียบกับ DDSG
- (4) DFIG มีข้อด้อยเมื่อเทียบกับ SCIG แต่มีข้อเด่นเมื่อเทียบกับ DDSG

จากตารางที่ 3.2 สามารถสรุปได้ดังนี้ เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน สามารถแยกได้ 2 กลุ่มคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความเร็วคงที่ คือ SCIG และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถปรับเปลี่ยนความเร็วได้ ประกอบไปด้วย OSIG, DFIG และ DDSG ซึ่งการผลิตและการพัฒนาส่วนใหญ่จะเป็นเทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถปรับเปลี่ยนความเร็วได้ ซึ่งเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมทั้งหมดจะมีข้อเด่นและข้อด้อย ดังแสดงให้เห็นในตารางที่ 3.2 โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

1. SCIG มีโครงสร้างเครื่องจักรไม่ซับซ้อน ใช้งานง่าย ซึ่งเป็นเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้รับความนิยมตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน อย่างไรก็ตาม SCIG มีความสามารถในการควบคุมกำลังรีแอกทีฟได้ไม่ดี มีกำลังการผลิตที่ต่ำกว่าเทคโนโลยีชนิดอื่นๆ ที่ความเร็วลมเท่ากัน และมีช่วงการทำงานที่ความเร็วลมระดับต่างๆ ที่แคบ ทำให้มีความเครียดทางกลสูง และแรงดันเอาต์พุตมีความแปรปรวนสูง เนื่องจากไม่มีระบบควบคุมการทำงานเหมือนเทคโนโลยีชนิดอื่นๆ

2. OSIG สามารถควบคุมความเร็วได้เล็กน้อย ซึ่งเป็นข้อได้เปรียบกว่า SCIG โดยการปรับค่าความต้านทานโรเตอร์จากภายนอก ปัจจุบันการนำมาใช้งานน้อยลงมาก เนื่องจากมีการสูญเสียในตัวต้านทานโรเตอร์ภายนอก และจำเป็นต้องต่อคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยกำลังรีแอกทีฟ รวมทั้งข้อจำกัดในการปรับเปลี่ยนความเร็วโรเตอร์

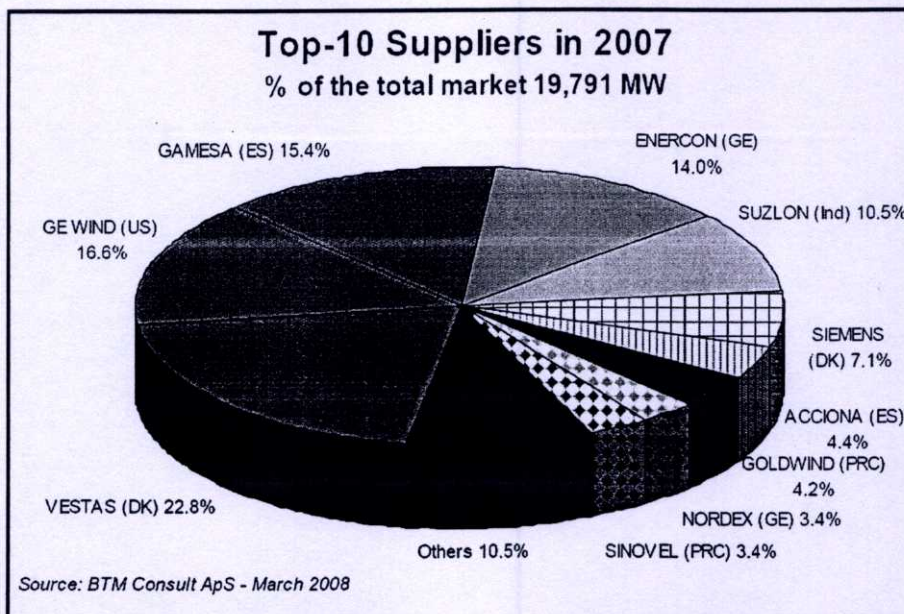
3. DFIG สามารถทำงานที่ความเร็วลมระดับต่างๆ โดยมีช่วงการทำงานที่กว้างกว่าเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมชนิด SCIG และ OSIG รวมทั้งมีการสูญเสียกำลังจากอุปกรณ์ภายในต่ำ มีคอนเวอร์เตอร์ที่มีขนาดเพียง 30% ของพิกัดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเป็นข้อได้เปรียบกว่า DDSG คอนเวอร์เตอร์ทำหน้าที่ชดเชยความแตกต่างของความถี่ทางไฟฟ้ากับความถี่ทางกล ซึ่งทำให้มีความสามารถในการควบคุมกำลังแอกทีฟ และกำลังรีแอกทีฟระหว่างการทำงานได้เป็นอย่างดี

4. DDSG เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกออกแบบให้ทำงานที่ความเร็วต่ำ ทำให้มีประสิทธิภาพสูงในการทำงานที่สภาวะความเร็วลมต่ำ ไม่ต้องใช้เกียร์บล็อกในการขับ สามารถขับได้โดยตรงจากกังหันซึ่งเป็นการลดลงของต้นทุนในส่วนการบำรุงรักษา มีคอนเวอร์เตอร์ขนาด 100% ของพิกัดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเป็นข้อได้เปรียบกว่า SCIG, OSIG และ DFIG คอนเวอร์เตอร์ทำหน้าที่ชดเชยความแตกต่างของความถี่ทางไฟฟ้ากับความถี่ทางกล ซึ่งทำให้มีความสามารถในการควบคุมกำลังแอกทีฟ และกำลังรีแอกทีฟระหว่างการทำงานได้เป็นอย่างดีมาก แต่เนื่องจากเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกออกแบบให้ทำงานที่ความเร็วต่ำทำให้มีจำนวนขั้วแม่เหล็กมาก มีขนาดใหญ่ คอนเวอร์เตอร์ต้องใช้ขนาด 100% ของพิกัดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นทำให้มีน้ำหนักและราคาสูงมาก รวมทั้งเทคโนโลยีมีความยุ่งยากซับซ้อนมากกว่า SCIG, OSIG และ DFIG ที่ขนาดพิกัดกำลังใกล้เคียงกัน

3.4 ส่วนแบ่งทางการตลาดของผู้ผลิตกังหันลมในปัจจุบัน

ข้อมูลส่วนแบ่งการตลาดของผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม ของปี ค.ศ. 2007 แสดงดังรูปที่ 3.14 [18]

จากข้อมูลส่วนแบ่งทางการตลาดทั่วโลกของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม จะเห็นว่าส่วนแบ่งการตลาดรวมกันทั้งหมดจะได้เท่ากับประมาณ 113% เหตุผลที่ต้องมีค่าเกิน 100% เนื่องจาก 13% เป็นปริมาณที่ผู้ผลิตสามารถจำหน่ายได้ระหว่างปี ค.ศ. 2007 มีปริมาณมากกว่าจำนวนที่ติดตั้งใช้งานเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปี ค.ศ. 2006 โดยบริษัทผู้ผลิตที่มีส่วนแบ่งการตลาด 10 อันดับแรก สามารถพิจารณาได้ดังรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 ส่วนแบ่งการตลาดของผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม

บริษัทผู้ผลิตที่มีส่วนแบ่งการตลาด 10 อันดับแรก ประกอบด้วย

- | | |
|----------------------|----------------------|
| 1. VESTAS (Denmark) | 6. SIEMENS (Denmark) |
| 2. GE WIND (USA) | 7. ACCIONA (Spain) |
| 3. GAMESA (Spain) | 8. GOLDWIND (China) |
| 4. ENERCON (Germany) | 9. NORDEX (Germany) |
| 5. SUZLON (India) | 10. SINOVEL (China) |

ซึ่งบริษัทในเอเชียที่มีส่วนแบ่งทางการตลาดคือ SUZLON จากประเทศอินเดีย และ GOLDWIND และ SINOVEL เป็นบริษัทผู้ผลิตรายใหม่จากประเทศจีน โดยรายละเอียดข้อมูลของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมของบริษัทผู้ผลิต แสดงดังตารางที่ 3.3 [41-53]

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีใช้งานในปัจจุบัน

บริษัทผู้ผลิต	รุ่น	ชนิด และ ขนาดที่กักกำลัง	รูปแบบการควบคุม กำลังและความเร็ว
VESTAS	V-52	DFIG 850 kW	Pitch Partial variable speed
	V-80	DFIG 2 MW	Pitch Partial variable speed

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีใช้งานในปัจจุบัน (ต่อ)

บริษัทผู้ผลิต	รุ่น	ชนิด และ ขนาดพิกัดกำลัง	รูปแบบการควบคุม กำลังและความเร็ว
VESTAS	V-82	SCIG 900 / 1650 kW	Active stall Fixed speed
	V-90	DFIG 1.8, 2, 3 MW	Pitch Partial variable speed
GE WIND	1.5s, 1.5se, 1.5sl, 1.5sle, 1.5xle	DFIG 1.5 MW	Pitch Partial variable speed
	2.5xl	SG (Gear) 2.5 MW	Pitch Full variable speed
	3.6sl	SG (Gear) 2.5 MW	Pitch Full variable speed
GAMESA	G-52, G-58	DFIG 850 kW	Pitch Partial variable speed
	G-80, G-83, G-87, G-90	DFIG 2 MW	Pitch Partial variable speed
ENERCON	E-44	DDSG 900 kW	Pitch Full variable speed
	E-48, E-53	DDSG 800 kW	Pitch Full variable speed
	E-82	DDSG 2 MW	Pitch Full variable speed
	E-70	DDSG 2.3 MW	Pitch Full variable speed
SUZLON	S.64/950	SCIG 950 kW	Pitch Fixed speed
	S.64/1250, S.66/1250	SCIG 1.25 MW	Pitch Fixed speed
	S.88/2100	DFIG 2.1 MW	Pitch Partial variable speed

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีใช้งานในปัจจุบัน (ต่อ)

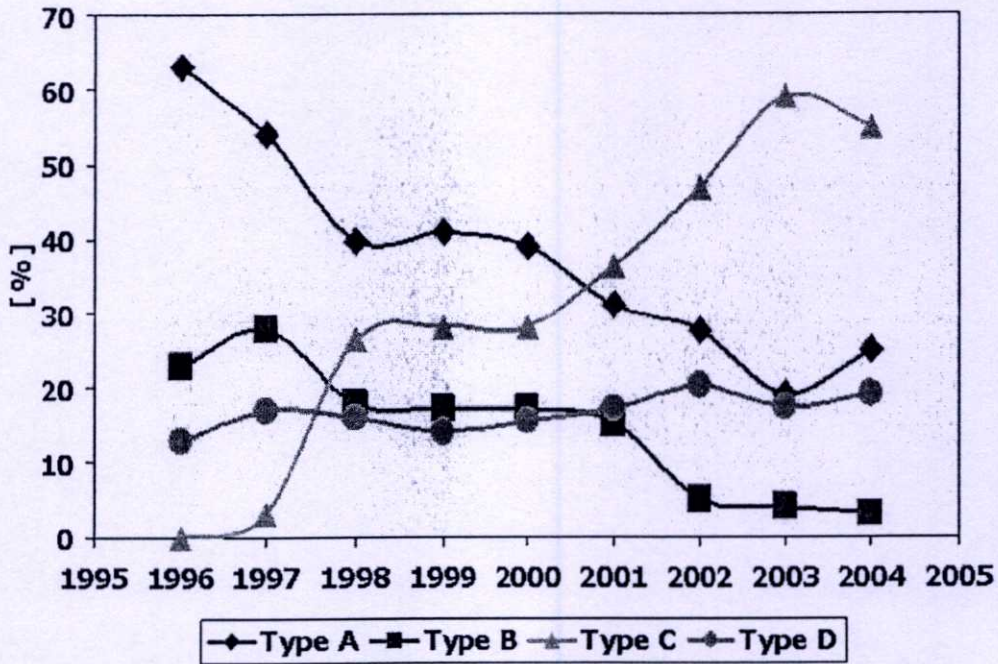
บริษัทผู้ผลิต	รุ่น	ชนิด และ ขนาดพิกัดกำลัง	รูปแบบการควบคุม กำลังและความเร็ว	
SIEMENS	SWT-1.3-62	SCIG 1300 / 250 kW	Active stall Fixed speed	
	SWT-2.3-82	SCIG 2300 / 400 kW	Active stall Fixed speed	
	SWT-2.3-93, SWT- 2.8-82 VS	SCIG 2.3 MW	Pitch Full variable speed	
	SWT-3.6-107	SCIG 3.6 MW	Pitch Full variable speed	
NORDEX	N-60	SCIG 1.3 MW	Stall Fixed speed	
	S-70, S-77	DFIG 1.5 MW	Pitch Partial variable speed	
	N-80	DFIG 2.5 MW	Pitch Partial variable speed	
	N-90	DFIG 2.3, 2.5 MW	Pitch Partial variable speed	
GOLDWIND	Goldwind 43/600	SCIG 600 kW	Stall Fixed speed	
	Goldwind 48/750	SCIG 750 kW	Stall Fixed speed	
	Goldwind 70/1500	DDSC 1.5 MW	Pitch Full variable speed	
อื่นๆ	RE- power	MM-77	DFIG 1.5 MW	Pitch Partial variable speed
		MD-70, MM-82, MM- 92	DFIG 2 MW	Pitch Partial variable speed
		5M	DFIG 5 MW	Pitch Partial variable speed

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีใช้งานในปัจจุบัน (ต่อ)

บริษัทผู้ผลิต	รุ่น	ชนิด และ ขนาดพิกัดกำลัง	รูปแบบการควบคุม กำลังและความเร็ว
อื่นๆ	Made	AE-46/I	SCIG 660 kW Stall Fixed speed
		AE-52, AE-56, AE-59	SG (Gear) 800 kW Pitch Full variable speed
		AE-61	SCIG 1.3 MW Stall Fixed speed
		AE-90	SG (Gear) 2 MW Pitch Full variable speed
	De- wind	D-6	DFIG 1.25 MW Pitch Partial variable speed
		D-8	DFIG 2 MW Pitch Partial variable speed
	Ecotec- nia	Ecotecnia 48	SCIG 750 kW Active stall Fixed speed
		Ecotecnia 62	SCIG 1.3 MW Stall Fixed speed
		Ecotecnia 74, Ecotecnia 80	DFIG 1.67 MW Pitch Partial variable speed
		Ecotecnia 80-2.0	DFIG 2 MW Pitch Partial variable speed
		Ecotecnia 100	DFIG 3 MW Pitch Partial variable speed
	Mitsu- bishi	MWT 92-2.4, MWT 95-2.4	DFIG 2.4 MW Pitch Partial variable speed
		MWT-1000, MWT- 1000A	SCIG 1 MW Pitch Fixed speed

จากตารางที่ 3.3 สามารถสรุปได้ว่าปัจจุบันเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม ส่วนใหญ่นั้นจะเป็นกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่มีการควบคุมกำลังแบบพิช

และเมื่อพิจารณาจากรูปที่ 3.15 ประกอบด้วย จะเห็นว่ากังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับเบิ้ลเฟด (DFIG) และมีการควบคุมกำลังแบบพิช (Pitch control) มีแนวโน้มของการติดตั้งใช้งานที่เพิ่มขึ้นและเห็นได้อย่างชัดเจน



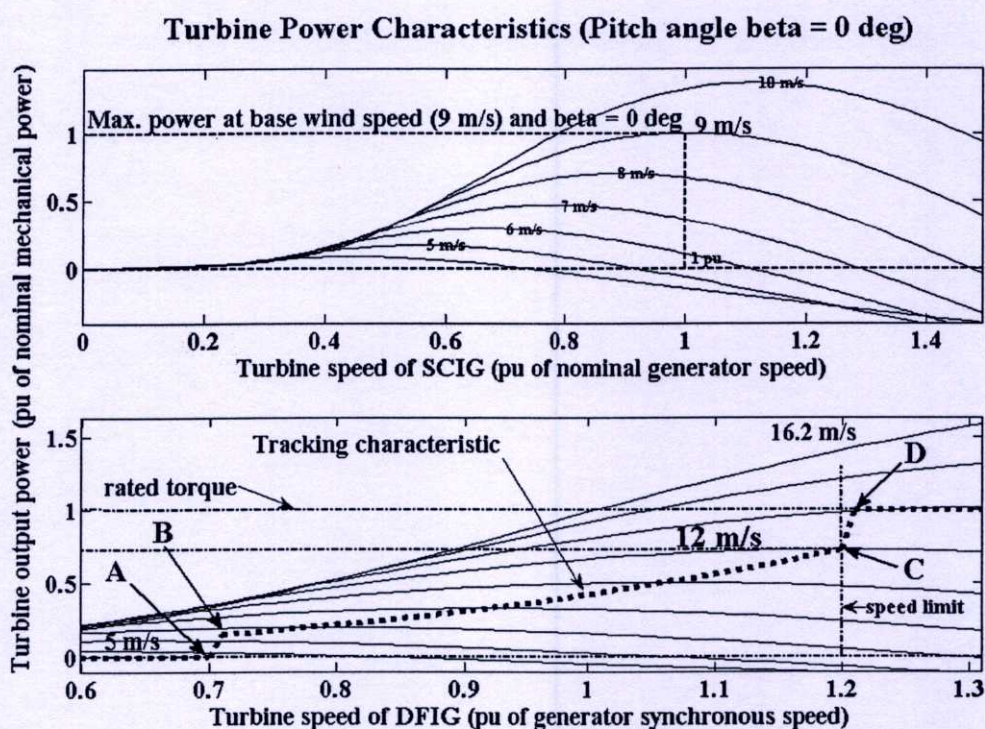
รูปที่ 3.15 ส่วนแบ่งของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีการติดตั้งทั่วโลก [19]

3.5 การจำลองระบบการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย

จากหัวข้อที่ผ่านมาได้ศึกษาวิเคราะห์ข้อมูลเกี่ยวกับเทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม และจากผลการวิเคราะห์พบว่าเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม 2 ชนิดหลัก ที่มีการติดตั้งใช้งานมากที่สุดในปัจจุบัน จะประกอบด้วย Type C : กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับเบิ้ลเฟด (Doubly Fed Induction Generator, DFIG) และ Type A : กังหันลมความเร็วคงที่ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก (Squirrel Cage Induction Generator, SCIG) โดยหัวข้อนี้จะทำการจำลองระบบการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย เพื่อทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของกังหันลมทั้ง 2 ชนิด โดยใช้โปรแกรม MATLAB & Simulink ซึ่งจะพิจารณาถึงสมรรถนะในการทำงานของกังหันลมในระหว่างที่มีความเร็วลมคงที่ และเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลม นอกจากนี้ ยังพิจารณาในสถานะเมื่อเกิดฟลัดชั่นที่ระบบไฟฟ้าด้วย

3.5.1 การจำลองการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ

ในการจำลองระบบ เป็นการเปรียบเทียบสมรรถนะของกังหันลม 2 ชนิด คือ Type A : SCIG และ Type C : DFIG ที่มีขนาด 1.5 MW ที่ใช้ในระบบ 60 Hz ซึ่งเป็นระบบของต่างประเทศ ภายใต้ระบบไฟฟ้าทั้งที่มีและไม่มีสิ่งรบกวนเกิดขึ้น ซึ่งกังหันลมทั้ง 2 ชนิด จะมีคุณลักษณะกำลังของแรงบิดและความเร็วที่ต่างกัน ดังแสดงในรูปที่ 3.16 โดย DFIG ได้รับการควบคุมตามเส้นโค้ง ABCD และช่วงการทำงานที่ได้พลังงานสูงสุดจากกังหันลมนั้นคือ ระหว่างจุด B และ C ซึ่งเป็นขอบเขตการทำงานระหว่างความเร็วลมต่ำถึงปานกลาง



รูปที่ 3.16 คุณลักษณะแรงบิดและความเร็วของกังหันลมชนิด SCIG และ DFIG

การจำลองระบบเป็นการนำกังหันลม SCIG และ DFIG เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายที่บัส B (25 kV) ซึ่งเป็นบัสหลักแรงดันขนาดกลาง (Main Medium Voltage Bus) ด้วยสายป้อนความยาว 30 km และส่งต่อกำลังไฟฟ้าไปยังระบบไฟฟ้าที่บัส A (120 kV) ที่เป็นระบบไฟฟ้ากำลังสมมูลขนาด 2500 MVA สำหรับบัส C (2.3 kV) เป็นโรงงานขนาด 2 MVA ที่ประกอบด้วยโหลดมอเตอร์เหนี่ยวนำขนาด 1.68 MW ที่ 0.93 PF และโหลดความต้านทาน 200 kW เชื่อมต่อด้วยสายป้อนเข้ากับบัส B (25 kV) และที่บัส D (575 V) ซึ่งเป็นบัสที่กังหันลมติดตั้งอยู่จะมีโหลดขนาด 200 kW เชื่อมต่อเข้าด้วย แผนภาพเส้นเดียวของระบบนี้แสดงให้เห็นดังในรูปที่ 3.17 โดยจำลองระบบด้วยโปรแกรม MATLAB & Simulink

การจำลองระบบการทำงานของกังหันลมแบ่งออกเป็น 4 กรณี ดังนี้

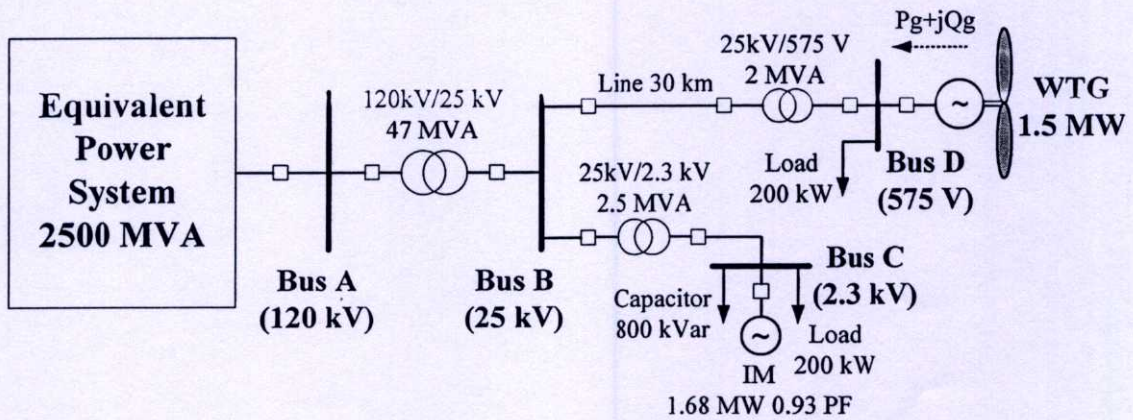
กรณีที่ 1 เมื่อความเร็วลมมีค่าคงที่

กรณีที่ 2 เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมอย่างทันทีทันใด

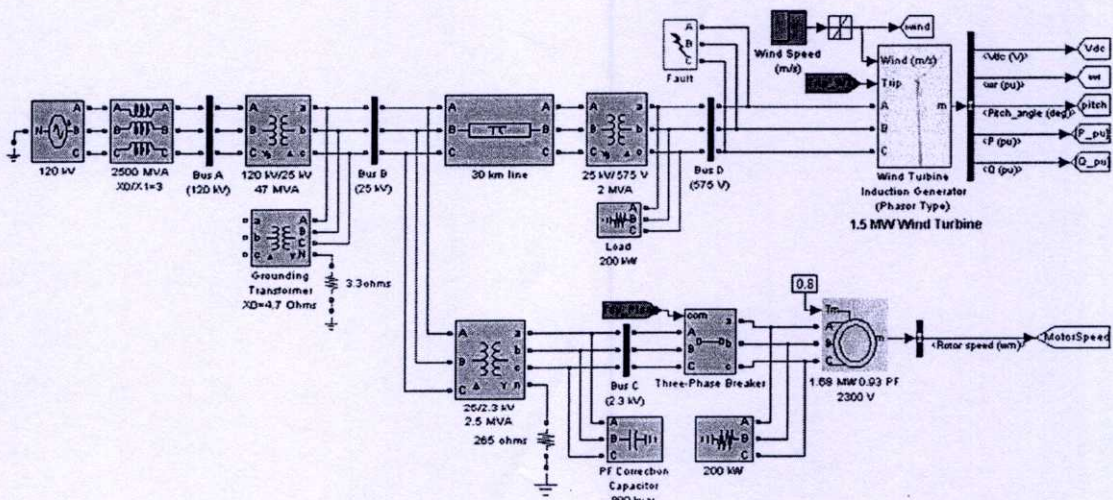
กรณีที่ 3 เมื่อเกิดฟลัดด์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า และความเร็วลมมีค่าคงที่

กรณีที่ 4 เมื่อเกิดฟลัดด์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า และมีการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมอย่างทันทีทันใด

ฟลัดด์ที่เกิดขึ้นที่ระบบไฟฟ้าเป็นการจำลองการเกิดฟลัดด์แบบ 3 เฟสสมมูลขึ้นที่บัส D (575 V) ที่เวลา $t = 5$ s ฟลัดด์จะเคลียร์หลังจากเวลาผ่านไป 9 ไซเคิล (cycle) หรือ 0.15 s



รูปที่ 3.17 แผนภาพเส้นเคียวที่มีการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย



รูปที่ 3.18 แผนภาพการจำลองระบบที่มีการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายโดยจำลองระบบด้วยโปรแกรม MATLAB & Simulink

ตารางที่ 3.4 พารามิเตอร์ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ใช้ในการจำลองระบบ

ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	SCIG	DFIG
Rated power	1.5 MW	1.5 MW
Rated Voltage	575 V	575 V
Rated frequency	60 Hz	60 Hz
Stator resistance	0.00484 pu	0.00706 pu
Stator reactance	0.1248 pu	0.171 pu
Mutual reactance	6.77 pu	2.9 pu
Rotor resistance	0.00437 pu	0.0050 pu
Rotor reactance	0.1791 pu	0.156 pu
Generator rotor inertia	5.04 s	5.04 s
Number of poles pairs	3	3

3.5.2 ผลการจำลองและการวิเคราะห์ผล

ในส่วนนี้ แสดงการวิเคราะห์เปรียบเทียบถึงสมรรถนะการทำงานของกังหันลม 2 ชนิด ทั้ง 4 กรณี ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น โดยแสดงให้เห็นถึง ผลกระทบและความเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นของ แรงดัน (V) ที่บัส รวมทั้งการผลิตกำลังแอกทีฟ (P), การบริโภคลกำลังรีแอกทีฟ (Q) และความเร็วโรเตอร์ (ω_r) ของกังหันลม

ผลการจำลองในรูปที่ 3.19 และ 3.20 พบว่า SCIG และ DFIG มีผลกระทบที่เกิดขึ้นกับ V ทั้ง 3 บัส น้อยมาก เนื่องจากมีความเร็วลมค่อนข้างต่ำและคงที่ ส่วนการผลิต P โดยเฉลี่ยแล้ว ใกล้เคียงกัน ซึ่ง SCIG จะมีมากกว่า DFIG เล็กน้อยแต่ SCIG จะมีการบริโภค Q เกิดขึ้น

ผลการจำลองรูปที่ 3.21 และ 3.22 พบว่า SCIG และ DFIG มีผลกระทบที่เกิดขึ้นกับ V ทั้ง 3 บัส น้อยมาก และที่เวลา 8 s SCIG มี V ที่บัส D ลดต่ำลงเล็กน้อยซึ่งเมื่อคิดเป็นเปอร์เซ็นต์จะมีการเปลี่ยนแปลงของแรงดันประมาณ -1% ส่วนการผลิต P ของ SCIG อยู่ที่ 1.5 MW ซึ่งเป็นค่าสูงสุดของกำลังการผลิตที่ความเร็วลม 9 m/s ส่วน DFIG จะอยู่ในช่วง 0.3 - 0.6 MW ที่ความเร็วลม 6 ถึง 10 m/s ซึ่งเป็นไปตามคุณลักษณะการทำงานของ SCIG และ DFIG โดย DFIG จะได้รับการควบคุมตามเส้นโค้ง ABCD โดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (converter) (ดังในรูปที่ 3.16) และจะเห็นว่าขณะที่ SCIG มีการผลิต P ที่ค่าสูงสุดนั้น การบริโภค Q ก็สูงตามเช่นกัน ส่วน DFIG จะไม่มีการบริโภค Q เนื่องจากมีการชดเชยให้โดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (converter)

ผลการจำลองในรูปที่ 3.23 และ 3.24 พบว่า SCIG มี V ที่บัส D ลดต่ำลงเป็น 0.8 pu ซึ่งเมื่อคิดเป็นเปอร์เซ็นต์จะมีการเปลี่ยนแปลงของแรงดันประมาณ -20% ในกรณีนี้จะมีค่าเกินค่ามาตรฐาน

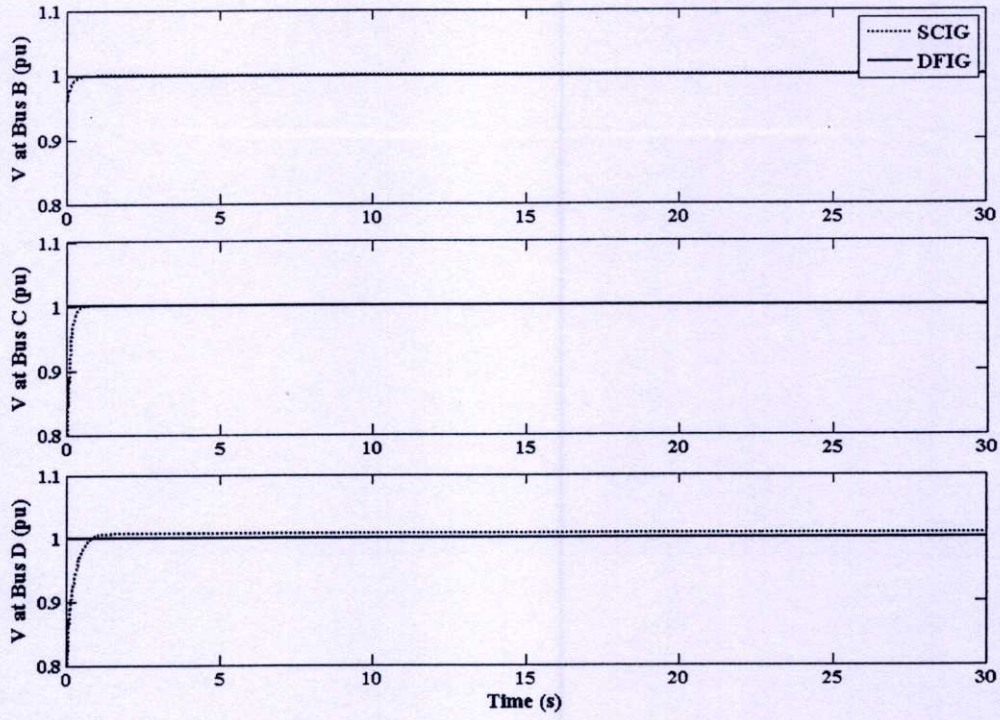
การเชื่อมต่อกังหันลม ซึ่งกำหนดไว้ $\pm 5\%$ (IEC 61400-21) ส่วนบัส B และ C มี V ลดต่ำลงเล็กน้อย จนถึงช่วงเวลา $t = 20$ s V ที่บัสจึงเริ่มเข้าสู่สภาวะคงตัวที่ 1 pu ซึ่งผลกระทบดังกล่าวนี้เกิดจากการที่มีความเร็วลมเริ่มต้นสูงเกิดขึ้นทำให้ ω_r หรือความเร็วโรเตอร์ของ SCIG มีค่าสูงขึ้นตาม ขณะเดียวกันการผลิต P ก็เกิดการแกว่งขึ้นเป็นผลให้มีการบริโภค Q เกิดขึ้นสูง จึงส่งผลให้เกิดการลดลงของ V ที่บัส จนถึงช่วงเวลา $t = 20$ s เมื่อ ω_r ลดต่ำลงตามความเร็วลมจึงเริ่มเข้าสู่สภาวะคงตัว ส่วนในระบบของ DFIG จะมีการทำงานที่ค่อนข้างคงตัวไม่มีผลกระทบเกิดขึ้น เนื่องจากการได้รับการควบคุมโดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (converter)

ผลการจำลองในรูปที่ 3.25 และ 3.26 พบว่า SCIG และ DFIG มีผลกระทบเกิดขึ้นกับ V ที่บัส โดยที่บัส D มีผลกระทบมากที่สุด เนื่องจากเป็นบัสที่เกิดฟอลต์ขึ้น ซึ่งจะเห็นได้ว่าผลกระทบและความเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นของ V ที่บัสรวมถึงการผลิต P และการดูดซับ Q ของ SCIG จะเกิดการแกว่งขณะเกิดฟอลต์มากกว่า DFIG และกลับเข้าสู่สภาวะคงตัวหลังเกิดฟอลต์ได้ช้ากว่า DFIG

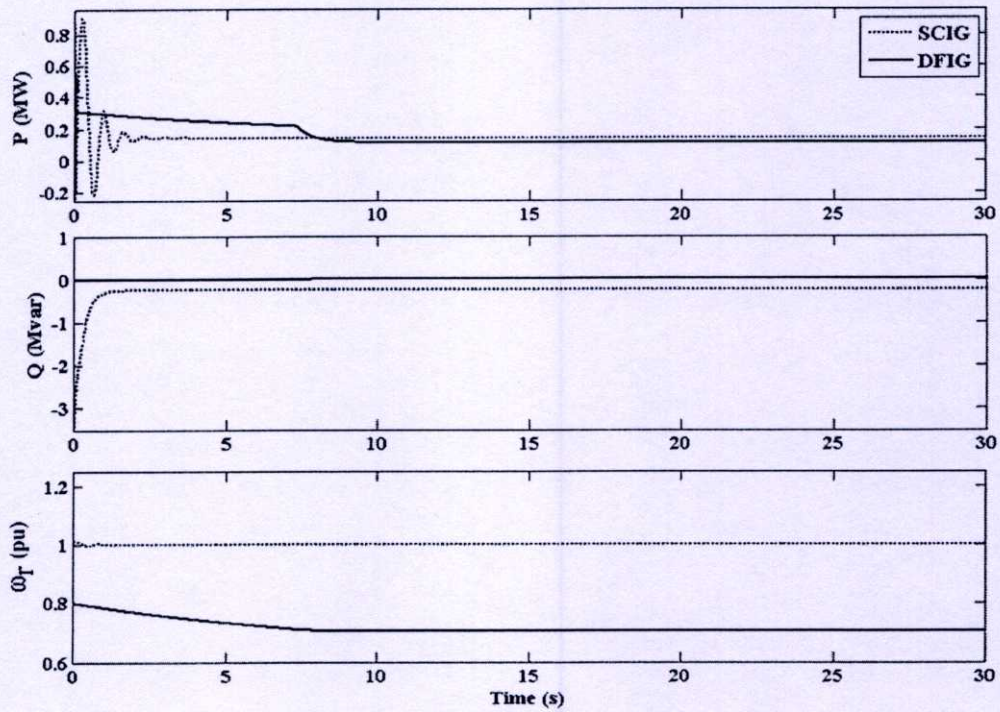
ผลการจำลองรูปที่ 3.27 และ 3.28 พบว่า SCIG และ DFIG ในสภาวะขณะเกิดฟอลต์มีลักษณะของผลกระทบเกิดขึ้นกับ V ที่บัส รวมถึงการผลิต P และการดูดซับ Q เหมือนกับผลการจำลองในรูปที่ 3.25 และ 3.26 ที่มีความเร็วลมคงที่เป็น 6 m/s เนื่องจากช่วงเวลาของการเกิดฟอลต์นั้นเร็วมาก (เกิดขึ้นที่เวลา 5 s) และเกิดขึ้นก่อนการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมจาก 6 m/s เป็น 10 m/s (เกิดขึ้นที่เวลา 5.3 s)

ผลการจำลองรูปที่ 3.29 และ 3.30 พบว่า SCIG มี V ที่บัส D ลดต่ำลง รวมถึงจะไม่มีการผลิต P เนื่องจากผลของการที่มีความเร็วลมเริ่มต้นสูงเกินค่าคุณลักษณะการทำงานของกังหันลม (ดังในรูปที่ 3.16) แต่จะมีการบริโภค Q สูงมาก ทั้งก่อนและหลังเกิดฟอลต์ เนื่องจากระบบการชดเชย Q ของ SCIG มีการตอบสนองได้ไม่ดี ส่วนในระบบของ DFIG จะมีการทำงานที่ค่อนข้างคงตัวเนื่องจากการได้รับการควบคุมโดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (converter)

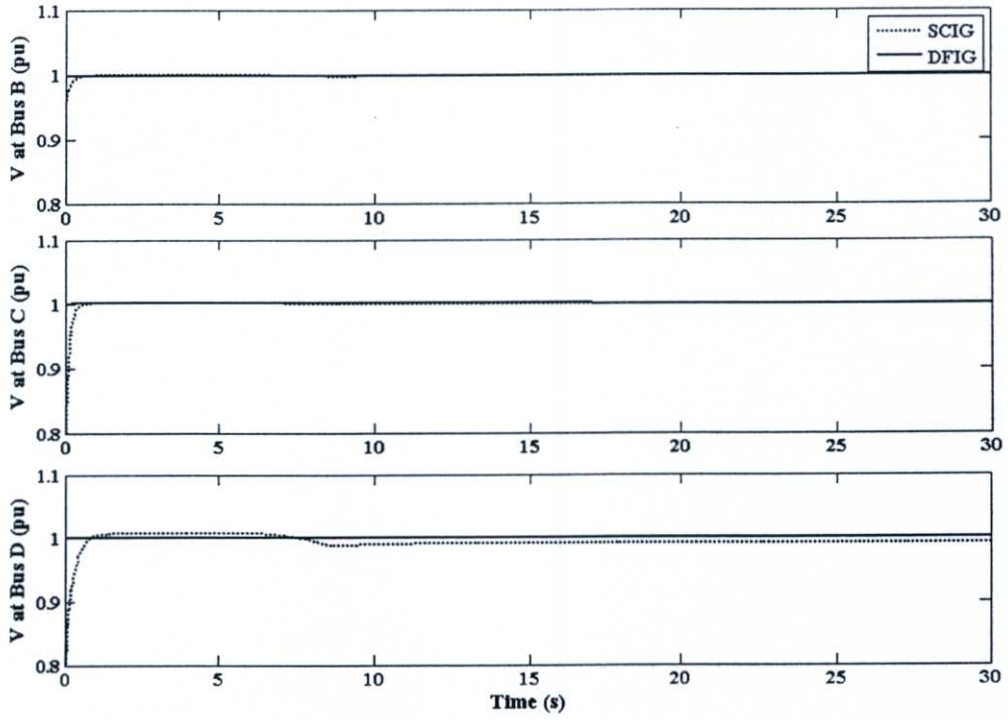
ซึ่งจากผลของการจำลองระบบแสดงให้เห็นว่า ในระบบของ Type C : DFIG ที่มีการควบคุมโดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (Converter) จะมีสมรรถนะการทำงานโดยรวมที่ดีกว่าระบบของ Type A : SCIG ทั้งในระหว่างที่เกิดสิ่งรบกวนขึ้นในระบบไฟฟ้า และเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลม



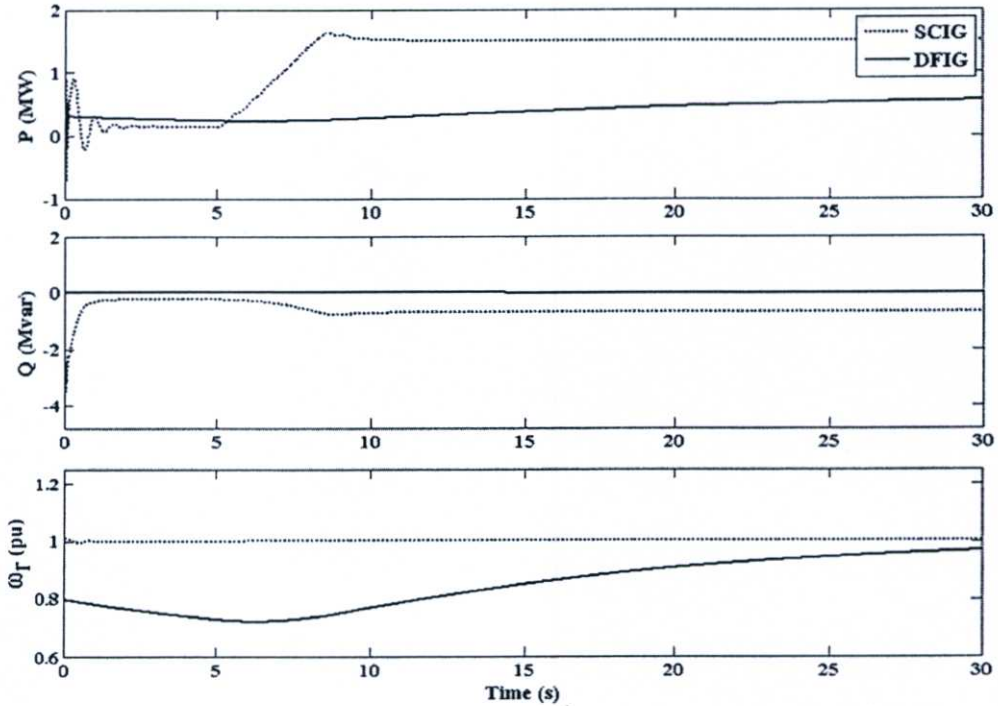
รูปที่ 3.19 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s



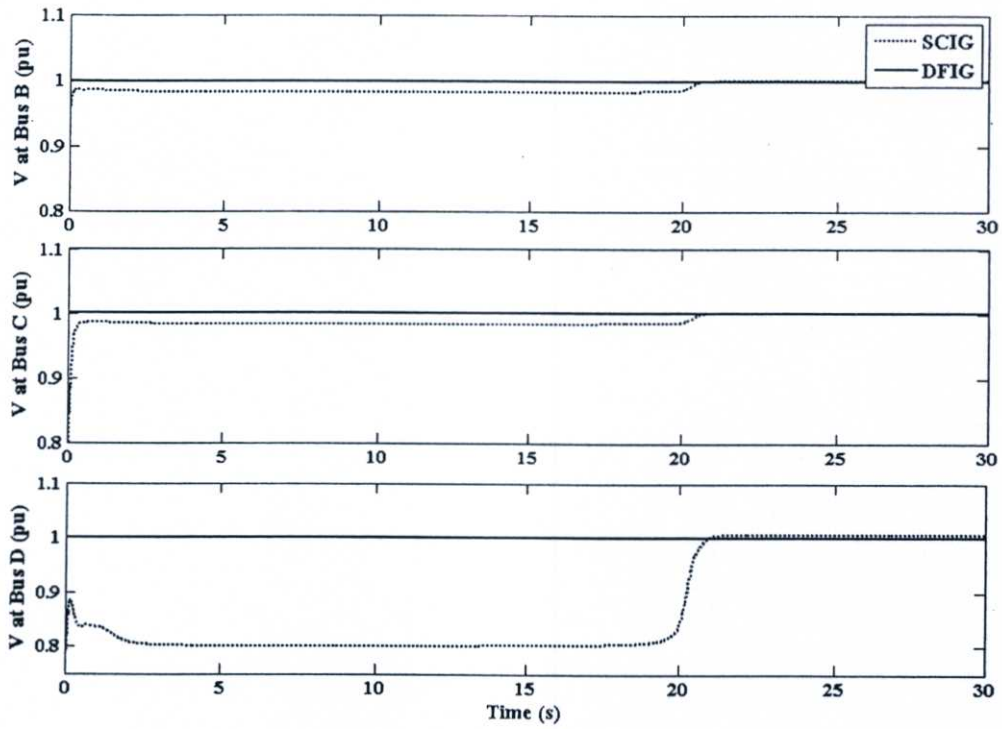
รูปที่ 3.20 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s



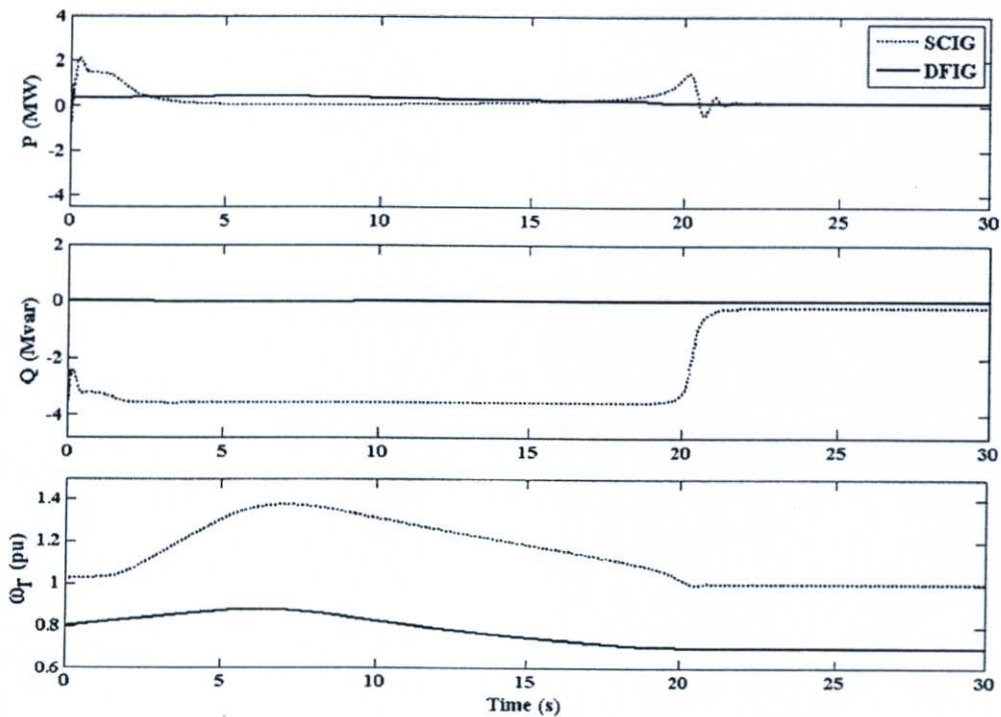
รูปที่ 3.21 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 6 m/s เป็น 10 m/s ที่เวลา $t = 5$ s



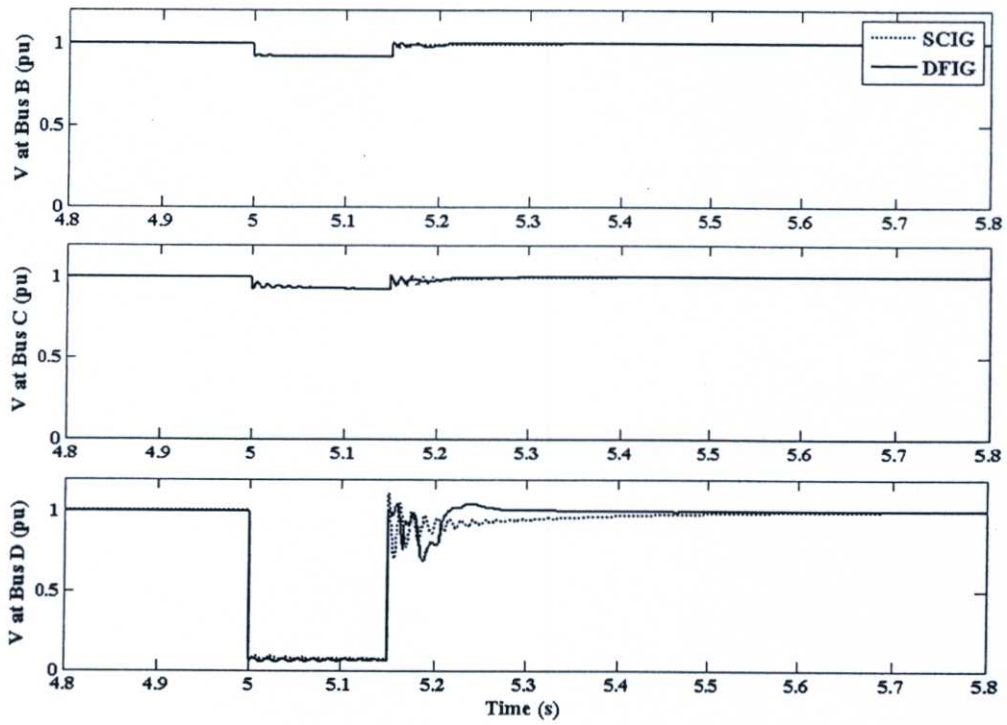
รูปที่ 3.22 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 6 m/s เป็น 10 m/s ที่เวลา $t = 5$ s



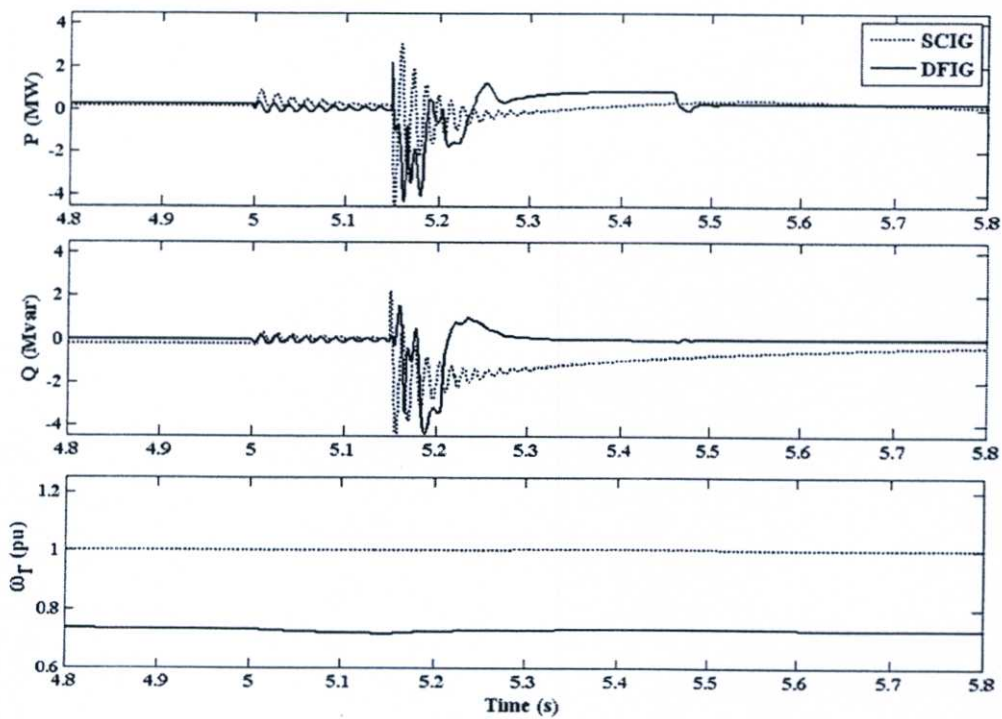
รูปที่ 3.23 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5$ s



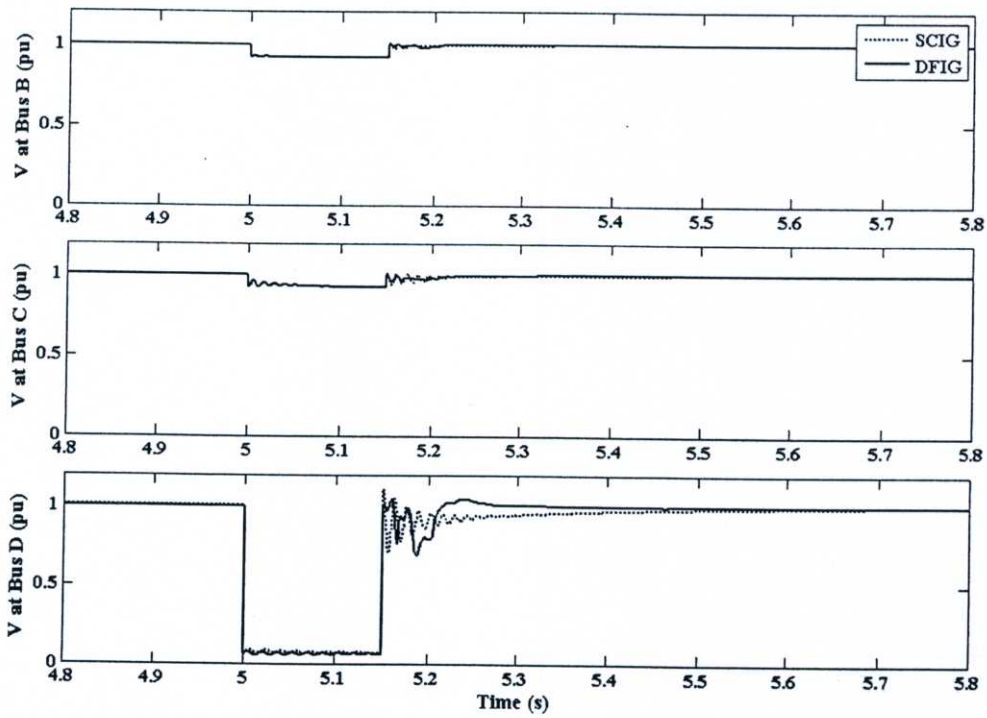
รูปที่ 3.24 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P , การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5$ s



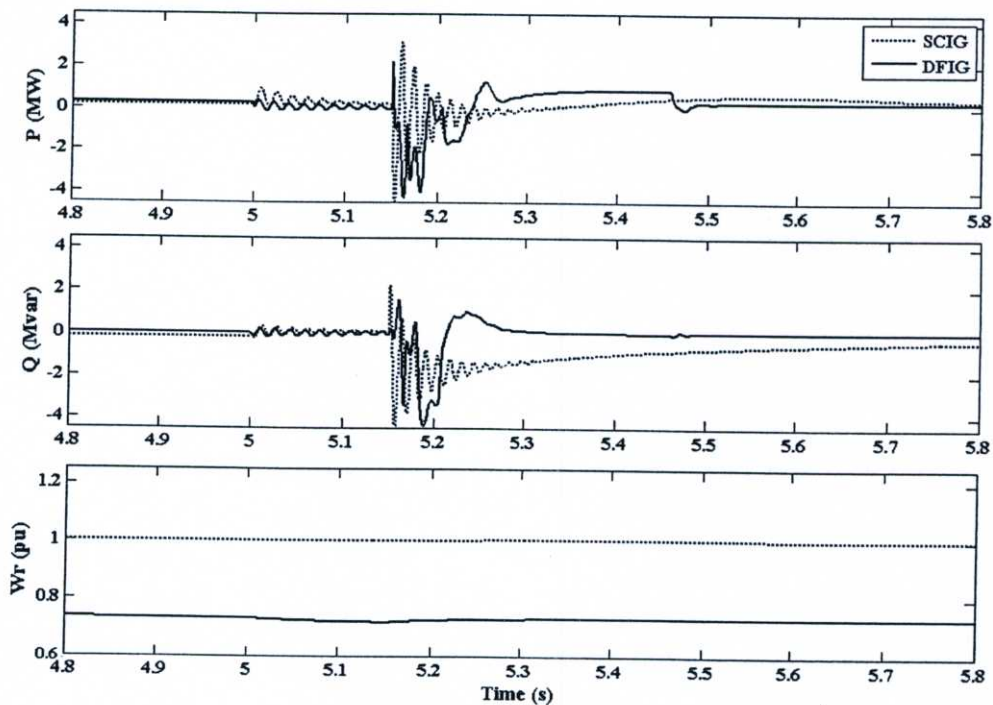
รูปที่ 3.25 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s



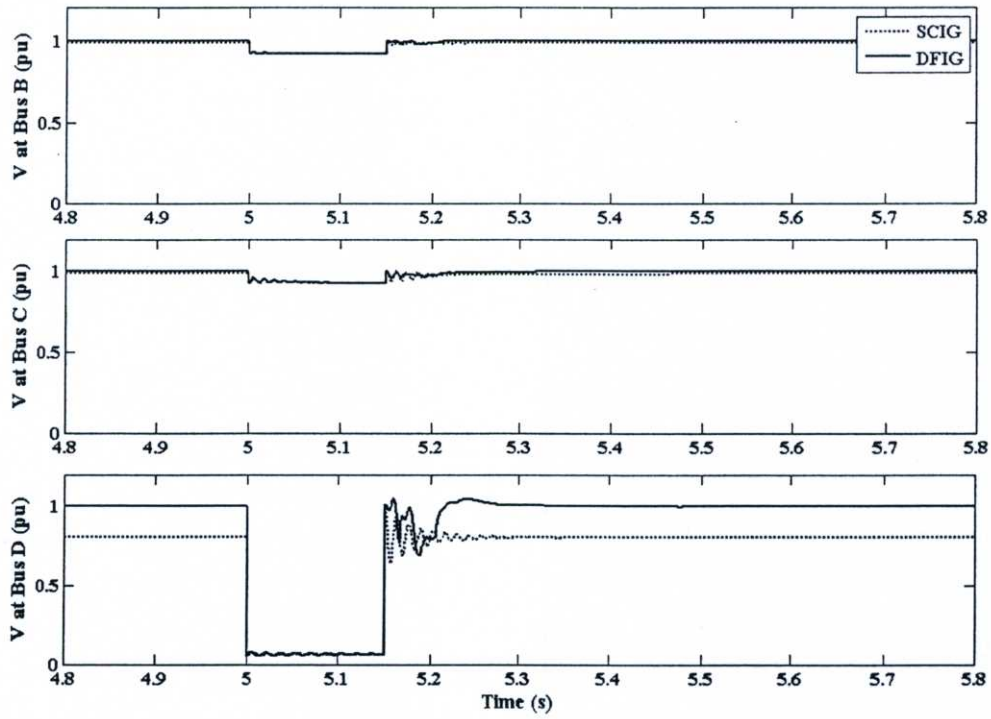
รูปที่ 3.26 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P , การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s



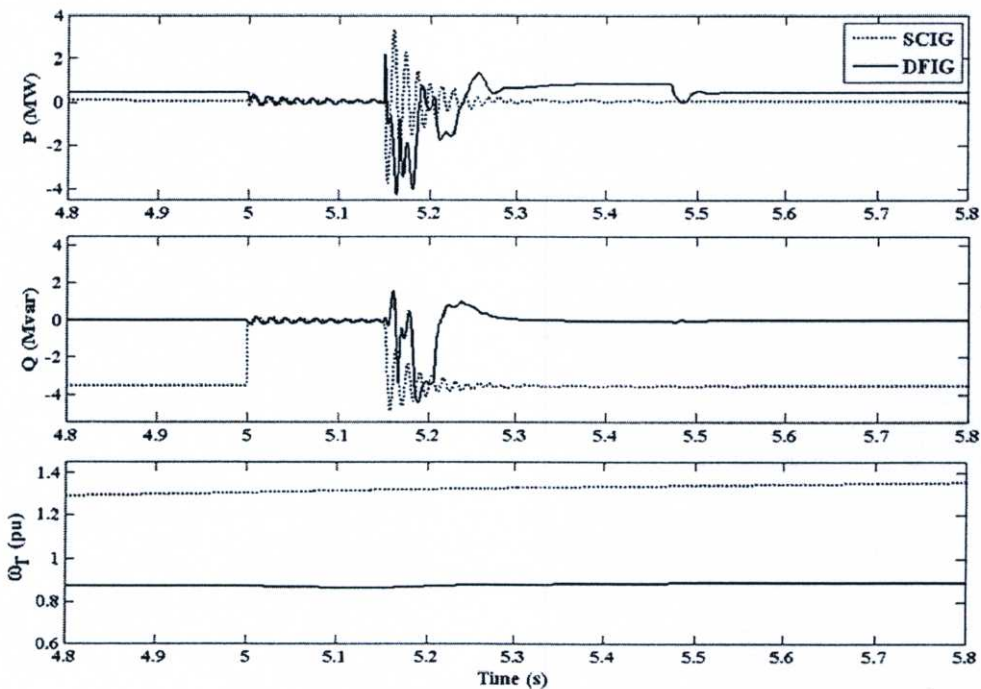
รูปที่ 3.27 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 6 m/s เป็น 10 m/s ที่เวลา $t = 5.3$ s



รูปที่ 3.28 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P , การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 6 m/s เป็น 10 m/s ที่เวลา $t = 5.3$ s



รูปที่ 3.29 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5.3$ s



รูปที่ 3.30 ผลการจำลองในการเปรียบเทียบการผลิต P , การบริโภคน Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดฟอลต์ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า ที่เวลา $t = 5$ s และเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5.3$ s

3.5.3 ผลการศึกษาการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายประเทศไทย

จากหัวข้อที่ผ่านมาได้แสดงการจำลองระบบการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย (ระบบของต่างประเทศ) เพื่อเปรียบเทียบสมรรถนะของกังหันลมทั้ง 2 ชนิดนั่นคือ Type A : SCIG และ Type C : DFIG โดยใช้ MATLAB & Simulink เพื่อพิจารณาถึงสมรรถนะในการทำงานของกังหันลม ซึ่งจากผลของการจำลองระบบแสดงให้เห็นว่า ระบบของ Type C : DFIG จะมีสมรรถนะการทำงานโดยรวมที่ดีกว่า

ดังนั้นในหัวข้อนี้จะเป็นการวิเคราะห์ถึงผลกระทบต่อระบบเมื่อได้ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมชนิด Type C : DFIG เข้าไปในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยเป็นการอ้างอิงจากผลการศึกษา ของคุณ อนุรักษ์ จำดี. 2551. “การศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันลมเข้ากับระบบไฟฟ้าประเทศไทย.” วิทยานิพนธ์ วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง [54] โดยงานวิจัยนี้ ได้ทำการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันลมเข้าในระบบทั้งในสภาวะปกติ (Normal Condition) และสภาวะเกิดสิ่งรบกวน (Fault Condition) ขึ้นที่ระบบไฟฟ้า สามารถสรุปได้ดังนี้

1. ผลจากการศึกษาจำลองการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าประเทศไทย ในขณะที่ระบบยังไม่ได้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทกังหันลม พบว่าในพื้นที่ภาคใต้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด 1582.34 MW ขณะที่ความต้องการกำลังไฟฟ้าทั้งหมดเท่ากับ 1858.6 MW ซึ่งจะเห็นว่าในพื้นที่นี้มีความต้องการกำลังไฟฟ้ามกกว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้
2. ผลการจำลองระบบในสภาวะเหตุการณ์ต่างๆ พบว่าในขณะที่ยังไม่ได้ติดตั้งกังหันลม ระบบจะไม่มีเสถียรภาพก็ต่อเมื่อสายส่ง 500 kV จากสถานีไฟฟ้าจอมบึงถึงสถานีไฟฟ้าบางสะพาน 2 หลุดออกจากระบบและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในภาคใต้หลุดออกจากระบบมากกว่า $\cong 400$ MW
3. จำลองระบบด้วยการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมชนิด Type C : DFIG ขนาดพิกัด 1.5 MW 60 ตัว รวมเป็น 90 MW เข้ากับระบบไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทย เพื่อให้เห็นว่าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งเข้าไปจะสามารถช่วยระบบให้มีเสถียรภาพดีขึ้นหรือไม่ และอีกทั้งตัวฟาร์มกังหันลมเองจะเป็นตัวก่อให้เกิดปัญหาขึ้นกับระบบหรือไม่
4. ผลการจำลองระบบหลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลมชนิด Type C : DFIG เข้ากับระบบไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทย ก็จะเห็นว่ากังหันลมนั้นเข้าไปช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพได้มากขึ้น

3.6 ข้อเสนอแนะเพื่อการเลือกใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม

จากการศึกษาในทางทฤษฎีเกี่ยวกับหลักการงานรวมถึงการศึกษาถึงข้อดีข้อเสีย การควบคุมของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม ข้อมูลส่วนแบ่งการตลาดของผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม ข้อมูลส่วนแบ่งของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีการติดตั้งทั่วโลก ข้อมูลด้านระบบการควบคุม การป้องกัน และข้อคำนึงถึงของระบบไฟฟ้าของกังหันลม รวมถึงการจำลองระบบการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย และการอ้างอิงจากผลการศึกษาร่วมกันของกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายของเอกสารอ้างอิงที่ [54] ดังที่กล่าวมาแล้วในข้างต้น สามารถสรุปเป็นข้อเสนอแนะในการเลือกใช้เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย จากมากที่สุดไปหาน้อยที่สุด ทั้งในส่วนของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม การควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลม ได้ดังนี้

3.6.1 การพิจารณาเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยสรุปจากหลักการงานและการเปรียบเทียบข้อดีข้อเสีย

เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีความเหมาะสมกับการใช้งานมากที่สุด สามารถสรุปได้ ดังนี้

1. Type C: Variable Speed with Partial Scale Converter

กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับเบิ้ลเฟด (Variable speed wind turbine with Doubly-Fed Induction Generator, DFIG)

2. Type A: Fixed Speed

กังหันลมความเร็วคงที่ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก (Constant speed wind turbine with Squirrel Cage Induction Generator, SCIG)

3. Type D: Variable Speed with Full Scale Converter

กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Variable speed wind turbine with Converter-Driven Synchronous Generator)

4. Type B: Limited Variable Speed

กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบออฟดีสลลิป (Variable speed wind turbine with Opti-Slip Induction Generator, OSIG)

การควบคุมกำลังของกังหันลมที่มีประสิทธิภาพในการใช้งานมากที่สุด ดังนี้

1. Active stall control
2. Pitch control
3. Stall control

เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมและการควบคุมกำลังของกังหันลมที่มีความเหมาะสมกับการใช้งานมากที่สุด ดังนี้

1. Type C1: DFIG + Pitch control
2. Type A2: SCIG + Active stall control
3. Type A1: SCIG + Pitch control
4. Type A0: SCIG + Stall control
5. Type D1: DDSG + Pitch control
6. Type B1: OSIG + Pitch control

3.6.2 การพิจารณาเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยสรุปจากข้อมูลของบริษัทผู้ผลิตและการติดตั้งใช้งานจริง

เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีการติดตั้งใช้งานมากที่สุด สามารถสรุปได้ ดังนี้

1. Type C: Variable Speed with Partial Scale Converter
กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับเบิลเฟด (Variable speed wind turbine with Doubly-Fed Induction Generator, DFIG)
2. Type A: Fixed Speed
กังหันลมความเร็วคงที่ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก (Constant speed wind turbine with Squirrel Cage Induction Generator, SCIG)
3. Type D: Variable Speed with Full Scale Converter
กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Variable speed wind turbine with Converter-Driven Synchronous Generator)
4. Type B: Limited Variable Speed
กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบออปติสลิป (Variable speed wind turbine with Opti-Slip Induction Generator, OSIG)

การควบคุมกำลังของกังหันลมที่นิยมนำมาประยุกต์ใช้งานมากที่สุด ดังนี้

1. Pitch control
2. Stall control
3. Active stall control

เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมและการควบคุมกำลังของกังหันลมที่มีการติดตั้งใช้งานมากที่สุด ดังนี้

1. Type C1: DFIG + Pitch control
2. Type A1: SCIG + Pitch control
3. Type A0: SCIG + Stall control
4. Type D1: DDSG + Pitch control
5. Type A2: SCIG + Active stall control
6. Type B1: OSIG + Pitch control

จากข้อเสนอแนะดังกล่าวในข้างต้น เป็นการพิจารณาทางทฤษฎีของหลักการทำงานและการเปรียบเทียบข้อดีข้อเสีย รวมทั้งการพิจารณารายละเอียดข้อมูลเทคโนโลยีจากบริษัทผู้ผลิต และเทคโนโลยีที่มีการติดตั้งใช้งานจริง ซึ่งสามารถใช้เป็นข้อมูลร่วมในการพิจารณาเพื่อการติดตั้งกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า โดยควรพิจารณาร่วมกับข้อมูลด้านอื่นๆ เช่น ข้อมูลค่าความเร็วลม ข้อมูลผลกระทบทางด้านเทคนิคหลังการติดตั้งกังหันลม ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์ ราคา ความคุ้มค่าในการลงทุน ประกอบกันอีกด้วย

3.7 สรุป

ในบทนี้ มีใจความสำคัญที่แสดงให้เห็นถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ประการแรกจะกล่าวถึงโครงสร้างทั่วไปของระบบไฟฟ้ากำลัง หลักการเกี่ยวกับพื้นฐานของการผลิตไฟฟ้า และข้อแตกต่างหลักระหว่างการผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไป และการผลิตไฟฟ้าที่สามารถสร้างขึ้นใหม่เพื่อทดแทนส่วนที่ใช้ไปได้ (renewable) นอกจากนี้ยังบรรยายถึงหลักการทำงานทั่วไปของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ที่ประกอบไปด้วยขั้นตอนการปรับเปลี่ยนสองขั้นตอนหลัก นั่นก็คือ การสกัดกั้นพลังงานลมที่อยู่ในรูปของพลังงานจลน์ไปเป็นพลังงานทางกล และการปรับเปลี่ยนจากพลังงานทางกลไปเป็นพลังงานไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการบรรยายถึงเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมที่สามารถประยุกต์ใช้งานในกังหันลม และที่นิยมใช้กันในปัจจุบัน ซึ่งมีการเปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อดีและข้อเสีย เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับพิจารณาในการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมต่อไป

จากการศึกษาเทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม และรูปแบบการควบคุมความเร็วและกำลังของกังหันลม ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น สามารถสรุปได้ดังนี้

1. เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีความเหมาะสมกับการใช้งานมากที่สุด คือ Type C : Variable Speed with Partial Scale Converter

เนื่องจากกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับเบิ้ลเฟด (DFIG) เป็นเทคโนโลยีที่มีคุณสมบัติที่ดีและโดดเด่นเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่นๆ รวมทั้งมีส่วนแบ่งการตลาดทั้งที่ติดตั้งใช้งานและส่วนของผู้ผลิต ณ ปัจจุบันที่มากที่สุด

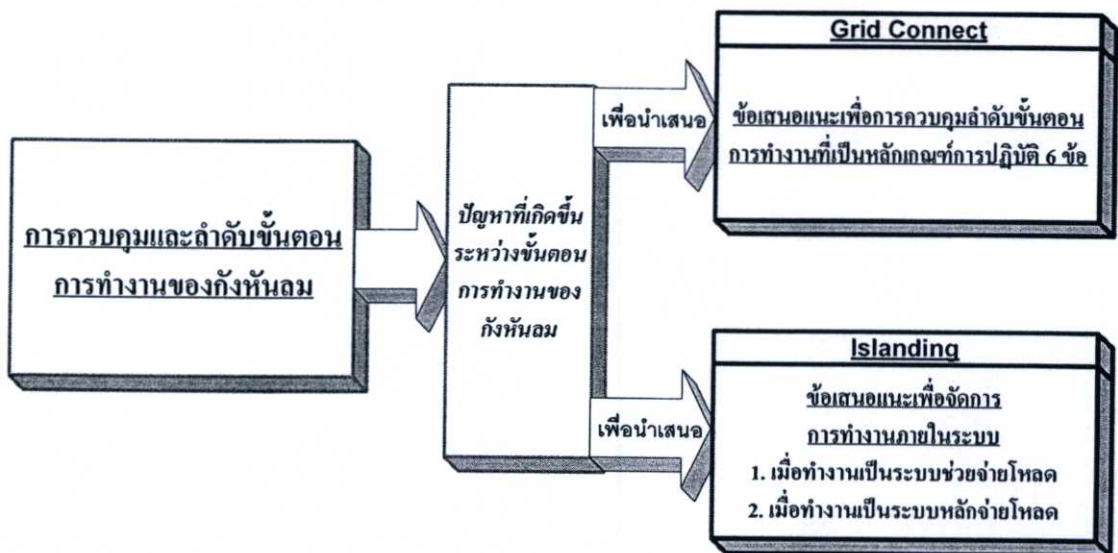
2. การควบคุมกำลังของกังหันลมที่มีความเหมาะสมกับการนำมาประยุกต์ใช้งานมากที่สุด คือ การควบคุมกำลังของกังหันลมแบบพิช (Pitch control)

เนื่องจากการทำงานของกังหันลมแบบพิช จะสามารถปรับมุมใบพัดเพื่อช่วยในการเริ่มหมุนของกังหันลม และเป็นการควบคุมที่มีการใช้งานและพัฒนาอย่างต่อเนื่อง

บทที่ 4

ระบบควบคุมและลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลมและ ข้อเสนอแนะเพื่อการควบคุมการทำงานของกังหันลม

ในบทนี้เป็นการกล่าวถึง หลักการทำงานของระบบควบคุมและลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม ประการแรกเป็นการบรรยายถึงลักษณะโครงสร้างทั่วไปของระบบควบคุมและการจัดการของกังหันลม รวมถึงการทำงานของกังหันลมทั้งในแบบแยกตัวอิสระ และแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า จากนั้นได้กล่าวถึงส่วนประกอบที่จำเป็นสำหรับการทำงานของกังหันลม รวมทั้งตัวแปรที่สำคัญซึ่งเป็นอินพุตและเอาต์พุตในการทำงานของระบบพลังงานลม นอกจากนี้ ในส่วนท้ายของบทได้สรุปเป็นข้อเสนอแนะเพื่อการควบคุมการทำงานของกังหันลม ทั้งในกรณีที่เชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้า และการทำงานของกังหันลมแบบแยกตัวอิสระ โครงสร้างการศึกษาทั้งหมดในหัวข้อนี้ พิจารณาได้จากรูปที่ 4.1

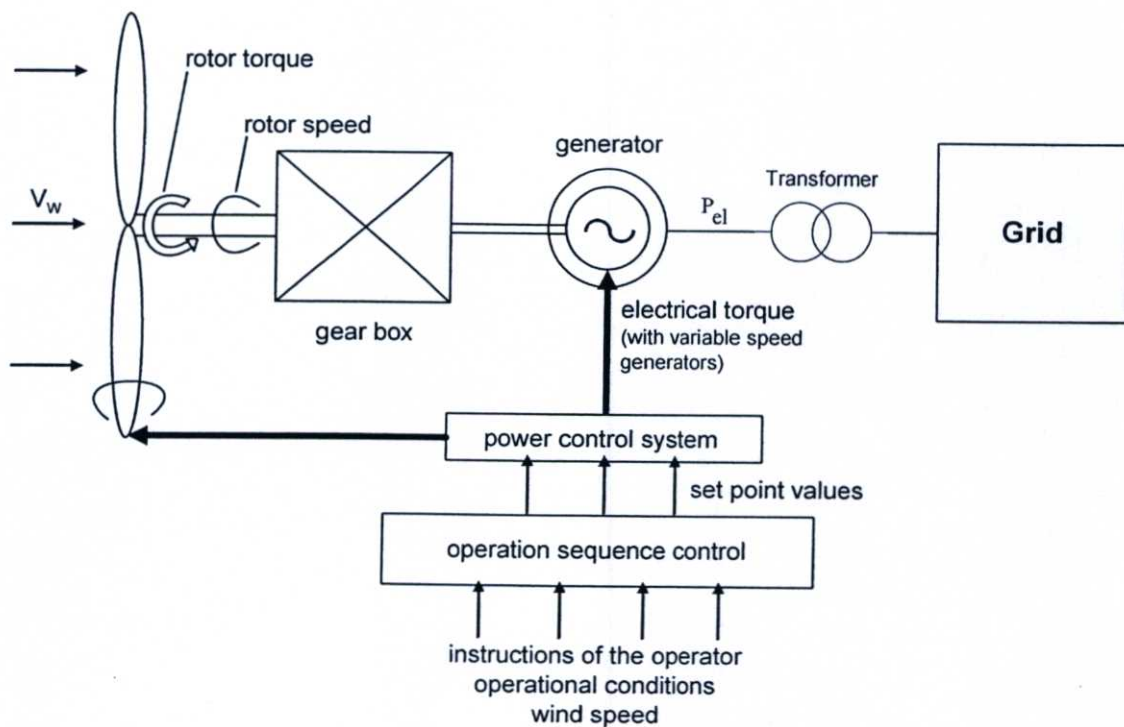


รูปที่ 4.1 โครงสร้างการศึกษาระบบควบคุมและลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลมและ
ข้อเสนอแนะเพื่อการควบคุมการทำงานของกังหันลม

4.1 พื้นฐานทั่วไปของการควบคุมและการจัดการ

ระบบควบคุมและการควบคุมลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม มักต้องให้เกิดความมั่นใจในระบบการทำงานแบบอัตโนมัติได้อย่างเต็มที่ ความต้องการและสิ่งที่จะต้องคำนึงถึงจากระบบ

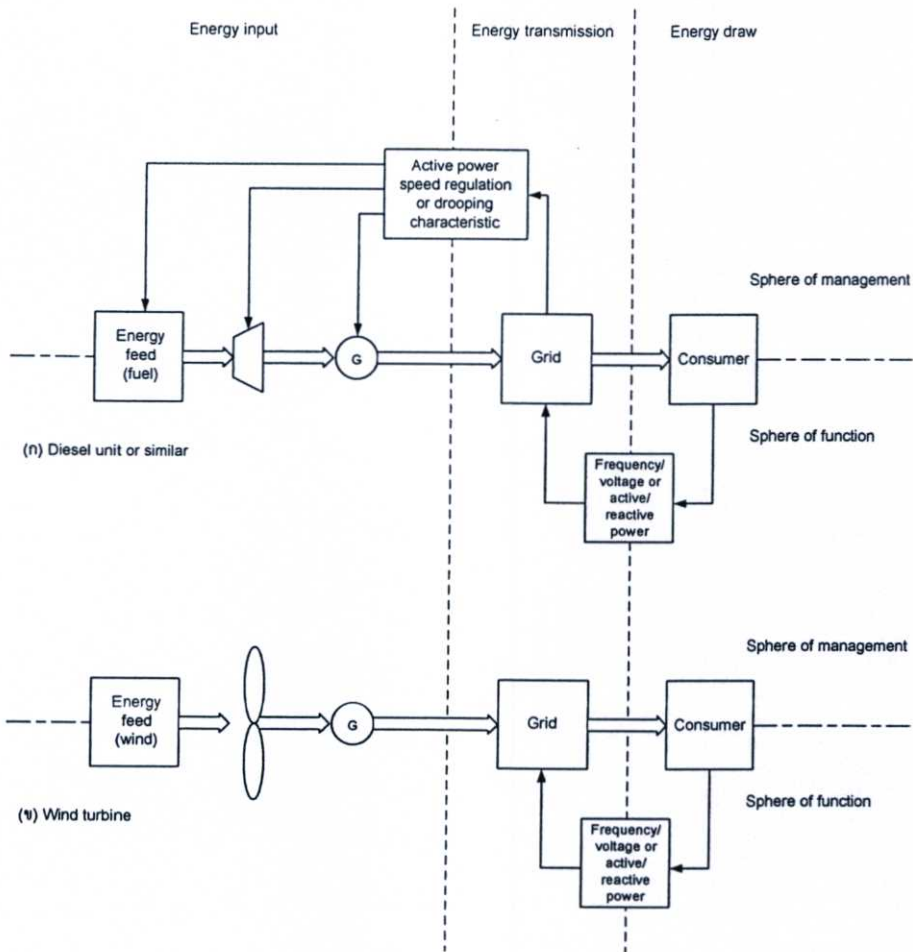
ควบคุม นั่นคือการทำงานที่ประสิทธิภาพสูงสุดให้ประสบความสำเร็จทุกๆ จุดของกระบวนการทำงาน อีกทั้งระบบควบคุมและขั้นตอนการทำงานของการควบคุมที่มักมีความคาดหวังให้สามารถยืดหยุ่นได้เพียงพอ เพื่อปรับตัวได้อย่างเหมาะสมกับกระบวนการดำเนินงานของกังหันลม ภายใต้สภาวะการทำงานที่แตกต่างกัน ดังนั้นการปรับตัวสามารถจัดเตรียมได้โดย การใช้เทคโนโลยีการควบคุมระบบดิจิทัลที่ทันสมัย โดยสามารถตั้งค่าการทำงานไว้ล่วงหน้าให้การทำงานของระบบควบคุมมีความเหมาะสมกับสภาวะต่างๆ ดังในรูปที่ 4.2 อุปกรณ์ควบคุมระบบจะรับข้อมูลจากภายนอกที่สอดคล้องกันกับสภาวะการทำงานและสภาวะลม ข้อมูลที่ได้นี้จะถูกประเมินค่าจุดปรับตั้งไว้สำหรับระบบควบคุม ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ควบคุมจะมีการตรวจวัดสภาวะการทำงาน และการทำงานที่ตามลำดับขั้นตอน รวมถึงการทำงานที่เกี่ยวข้องกันกับ โมดของการทำงานที่อยู่บนพื้นฐานของการคำนวณที่เหมาะสม สำหรับการดำเนินการของ โปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการควบคุมระบบและขั้นตอนการทำงานจะต้องมีความสอดคล้องกันกับระบบข้อมูลที่ได้อมา ระบบควบคุมที่ดูแลกระบวนการควบคุมภายในของกังหันลมจะแสดงให้เห็นถึงการเชื่อมโยงกันระหว่างหน่วยควบคุมและกลไก รวมถึงส่วนประกอบทางไฟฟ้าของกังหันลม ระบบควบคุมมักจะถูกทำให้เหมาะสมกันกับลักษณะการทำงาน และขีดจำกัดความแข็งแรงทางโครงสร้างของกังหันลม ในกังหันลมที่มีการควบคุมแรงขับเคลื่อนใบพัด ระบบควบคุมจะทำหน้าที่ตรวจสอบ การหันเหของโรเตอร์ การควบคุมความเร็วและกำลัง และลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม [20]



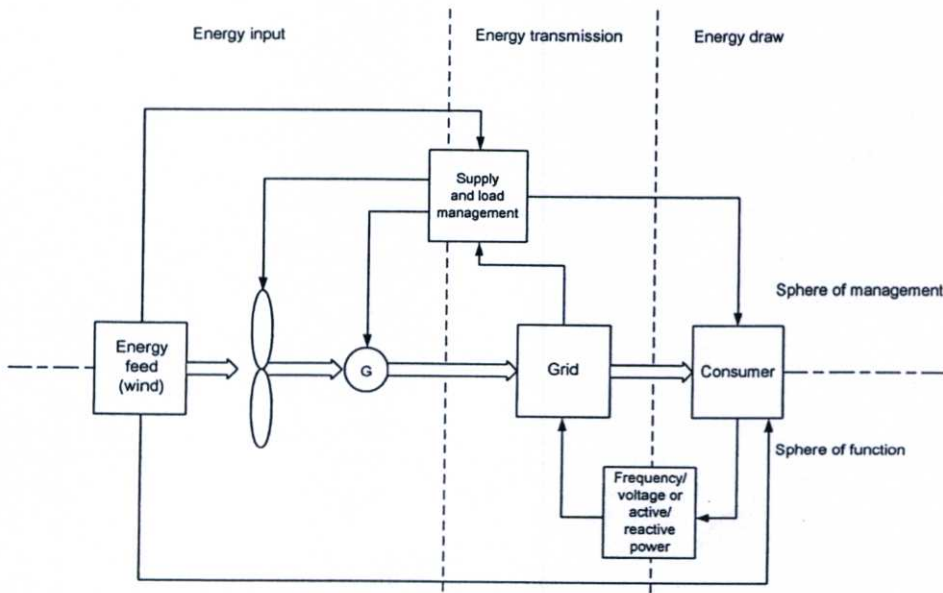
รูปที่ 4.2 การทำงานของระบบควบคุมและการควบคุมลำดับการทำงานของกังหันลม [20]

การควบคุมการทำงานของระบบ สำหรับในหน่วยของดีเซล และระบบกังหันที่ใช้ก๊าซขับเคลื่อนหรือระบบอื่นๆ (ดูรูปที่ 4.3 (ก)) การจ่ายเชื้อเพลิงที่เป็นพลังงานสามารถปรับให้เข้ากับช่วงระยะเวลาขยายและระยะสั้นตามการเปลี่ยนแปลงภายในเงื่อนไขของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อให้ได้เอาต์พุตที่เหมาะสม ส่วนในกรณีของกังหันลมจะขึ้นอยู่กับความเร็วลมของอากาศ ซึ่งจะเป็นสภาวะการเปลี่ยนแปลงตามเงื่อนไขของอากาศ ในการจ่ายเชื้อเพลิงซึ่งก็คือพลังงานลมที่ไม่สม่ำเสมอไปยังกังหันลม ส่งผลให้เกิดความแปรปรวนในพลังงานที่เป็นเอาต์พุตที่ส่งต่อไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า (ดูรูปที่ 4.3 (ข)) ดังนั้นจะเห็นได้ว่าในระบบการจ่ายเชื้อเพลิงที่ไม่สม่ำเสมอและไม่แน่นอนจะส่งผลกระทบต่อปริมาณที่ที่มีการบริโภคกำลังไฟฟ้า ซึ่งผลลัพธ์ที่เกิดขึ้นจากการป้อนเชื้อเพลิงที่เป็นพลังงานลมดังกล่าวนี้ สามารถแก้ไขได้โดยการเพิ่มระบบควบคุมและการจัดการการทำงาน สิ่งที่เกิดขึ้นจากด้านจ่ายพลังงาน โดยการเปลี่ยนแปลงความเร็วของลมในระยะสั้น เช่นเมื่อมีลมแรงเกิดขึ้นอย่างกะทันหัน ซึ่งมีผลต่อการทำงานของกังหันลม ทำให้อุปกรณ์ที่เป็นองค์ประกอบในการทำงานของกังหันรับภาระสูง และทำให้การผลิตกำลังไฟฟ้าแปรปรวน (แรงดัน, ความถี่, กำลังไฟฟ้า) กระบวนการนี้จะเกิดขึ้นในสภาวะชั่วคราว ซึ่งมีอิทธิพลต่อกระบวนการควบคุมของระบบ องค์ประกอบและปฏิกิริยาของระบบ สามารถวัดค่าเพื่อให้เกิดความมั่นใจ ในการทำงานและการปรับเพื่อให้เข้ากันได้กับการทำงานของกังหัน การจัดการระบบมักจะสอดคล้องต่อความต้องการและปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน ทั้งความแปรปรวนที่เกิดขึ้นระยะยาวและปานกลางในช่วงเวลาอันน้อยนิดจนถึงปี เพื่อสามารถที่จะนำไปใช้ประโยชน์ได้สูงสุด ซึ่งสามารถทำได้สำเร็จ โดยการปรับโหลดให้เหมาะสมต่อการกักเก็บพลังงาน การจัดการพลังงานสามารถนำมาใช้เป็นพลังงานสำรอง

ค่าการบริโภคพลังงานไฟฟ้าและสภาวะภายใต้เงื่อนไขของลม จะมีความเกี่ยวข้องกันในลักษณะการใช้พลังงานที่เกี่ยวข้องกับอิทธิพลของสิ่งแวดล้อม และเงื่อนไขทางกายภาพที่สอดคล้องกันกับความเร็วลม ลักษณะของเงื่อนไขในการทำงานดังที่กล่าวมาข้างต้นนี้ จะเป็นการใช้ประโยชน์จากระบบการจัดการสำหรับการจ่ายและปรับโหลดในระบบ ดังในรูปที่ 4.4 ซึ่งเป็นสิ่งที่สำคัญมาก ถ้ากำลังลมเพิ่มสูงขึ้น สำหรับระบบควบคุมของกังหันลม เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของลมขึ้น ถึงแม้จะเป็นเพียงระยะเวลาอันสั้นก็ถือว่าเป็นสิ่งที่สำคัญต่อการจัดการและการควบคุมระบบ ซึ่งการจัดการระบบยังขึ้นอยู่กับลักษณะและเงื่อนไขของผู้บริโภคไฟฟ้า รวมทั้งองค์ประกอบของกังหันลม ซึ่งจะอธิบายในหัวข้อต่อไป



รูปที่ 4.3 การไหลของพลังงานและความแตกต่างระหว่างฟังก์ชันและการควบคุมของระบบการจ่ายไฟฟ้า (ก) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (ข) กังหันลมที่ไม่มีการควบคุมการจ่าย [21]



รูปที่ 4.4 การไหลของพลังงานในระบบการจ่ายไฟฟ้าของพลังงานลมที่มีการควบคุมการจ่าย [21]

4.2 ความต้องการของระบบและแบบแผนการทำงาน

ในระบบการควบคุมและการจัดการกังหันลมทั้งสถานะภายใน (ลักษณะส่วนประกอบและปฏิกิริยาของกังหันลม) และความแปรปรวนภายนอก (ความต้องการของผู้บริโภค, สถานะของระบบไฟฟ้าของการทำงานแบบขนาน) ระบบการควบคุมและการจัดการจะใช้การตัดสินใจ ด้วยหลักการและเหตุผลที่สัมพันธ์กัน และมีตัวตรวจวัดการทำงานของกระบวนการตามข้อจำกัด

ลักษณะการปรับเปลี่ยนพลังงานในระบบที่เพิ่มให้กับการทำงานของกังหันลมมีดังนี้ [21]

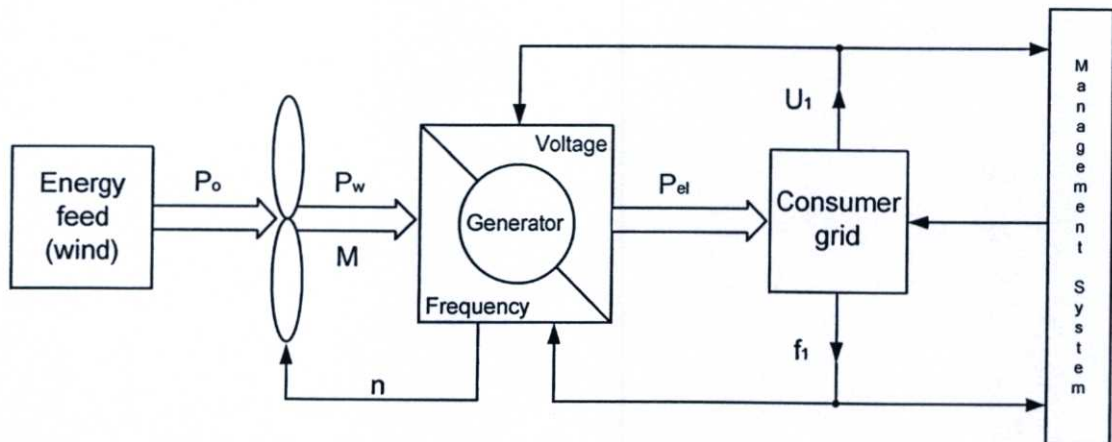
1. มีการตรวจวัดความปลอดภัยของส่วนประกอบกังหัน โดยหน่วยการจัดการกับการควบคุมโดยการส่งสัญญาณ เพื่อตอบสนองความถูกต้องด้วยคอมพิวเตอร์และสามารถแนะนำเมื่อเกิดข้อผิดพลาดให้กับตัวดำเนินการและการบำรุงรักษา
2. การเริ่มทำงานและการหยุดทำงานจะเป็นระบบอัตโนมัติ โดยขึ้นอยู่กับลมและสถานะของกังหัน
3. ทางเลือกของการควบคุมความเร็วกังหันและเอาต์พุตทางไฟฟ้า
4. การป้องกันชนิดแยกที่ไม่ขึ้นกับระบบควบคุม เพื่อป้องกันเอาต์พุตที่เป็นผลผลิตของกังหันลมจากการได้รับแรงลมที่สูงอย่างรวดเร็ว
5. ลักษณะที่เป็นองค์ประกอบทางไฟฟ้าของกังหันทั้งหมดจะถูกปรับให้เหมาะสมโดยพิจารณาจากการตอบสนองของระบบไฟฟ้า
6. การทำนายความผิดพลาดที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต และวิเคราะห์ผลเพื่อการประยุกต์ใช้

ความต้องการที่มีความแตกต่างกันของกังหันลมในการทำงานแบบแยกตัวอิสระ และแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า ในการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลมจะปรับการทำงานให้เหมาะสมตามสถานะ มักจะพิจารณาตามความต้องการของผู้บริโภคไฟฟ้า ซึ่งแล้วแต่กรณีของแต่ละกังหันลมด้วย สำหรับการทำงานแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า ในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมที่มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้ามักจะมีความสำเร็จเกิดขึ้นด้วยระบบการควบคุมการทำงานให้มีความสอดคล้องกับพลังงานลมที่เกิดการเปลี่ยนแปลง การเชื่อมโยงกันระหว่างหน่วยการจัดการและส่วนประกอบของกังหันลมจะมีการปรับและกำหนดตำแหน่งของโหลดตามลักษณะของพลังงานกลในการขับเคลื่อนของกังหัน

4.3 การทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลม

กังหันลมที่ไม่ได้เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า จะเรียกว่า กังหันลมที่มีการทำงานแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) ซึ่งการทำงานจะมีการป้อนพลังงานที่ผลิตได้ให้กับผู้บริโภคโดยตรง ในการปรับค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครนัสมีความเหมาะสมและสอดคล้องกับการปรับเปลี่ยนพลังงานทางกลไปเป็นไฟฟ้าในภาวะการทำงานแบบแยกตัวอิสระซึ่งเป็นระบบแหล่งจ่ายไฟฟ้าที่มีเพียงหน่วยเดียว ส่วนในกรณีการปรับค่าแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำจะใช้ประโยชน์จากการควบคุมกำลังจลนภาพในสภาวะที่ถูกกระตุ้น ความต้องการของผู้บริโภคเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นสูงสุดของแรงดันและความถี่ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความเร็วสูงสุด จะมีการออกแบบระบบควบคุมโดยพิจารณาจากขีดจำกัดความแปรปรวน

ถ้าลมมีเพียงพอที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ กังหันลมในภาวะการทำงานแบบแยกตัวอิสระสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังผู้บริโภคได้โดยตรง ความเร็วของกังหันลมจะถูกควบคุมโดยการพิจารณาจากเอาต์พุตของกังหันลม ดังเช่นการรักษาความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สำหรับค่าแรงดันที่ต้องการสามารถรักษาไว้ได้จากระบบการปรับเปลี่ยนพลังงานทางกลไปเป็นไฟฟ้า หรือที่ตำแหน่งของผู้บริโภค ซึ่งจะทำได้สำเร็จได้โดยการปรับเปลี่ยนความต้องการกำลังจลนภาพที่เป็นตัวกระตุ้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยการใช้ประโยชน์จากอุปกรณ์สะสมประจุไฟฟ้า หรือใช้ไฟฟ้าสถิต หรือใช้การเลื่อนเฟสการหมุนรอบ (ดูรูปที่ 4.5) [21]



รูปที่ 4.5 รูปแบบการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลม [21]

อิทธิพลที่เกิดขึ้นภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับ [21]

1. กำลังไฟฟ้าจริงและความถี่ f_1 เช่นเดียวกับ
2. กำลังไฟฟ้าจลนภาพและแรงดัน U_1 (สัมพันธ์กันกับกำลังไฟฟ้าเอาต์พุต P_{el})

สภาวะความแปรปรวนของระบบไฟฟ้าทั้ง 2 สภาวะ (f, U) ที่มีข้อจำกัดภายใน ซึ่งมีอิทธิพลต่อทั้งคู่ กำลังไฟฟ้า P_o ในลมที่ถูกส่งผ่าน จากกังหันลมไปยังส่วนประกอบ P_w หรือในสถานะที่เป็นแรงบิด M จะขึ้นอยู่กับสภาวะของกังหัน การทำงานร่วมกันระหว่างแรงขับเคลื่อนและแรงบิดโหลด ที่เกิดจากการใช้ความถี่หรือความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ถ้าโหลดผู้บริโภครมีความต้องการมากกว่าเอาต์พุตที่สามารถผลิตได้ของกังหันลม ซึ่งยังสามารถรักษาการทำงานไว้ได้ถ้า [21]

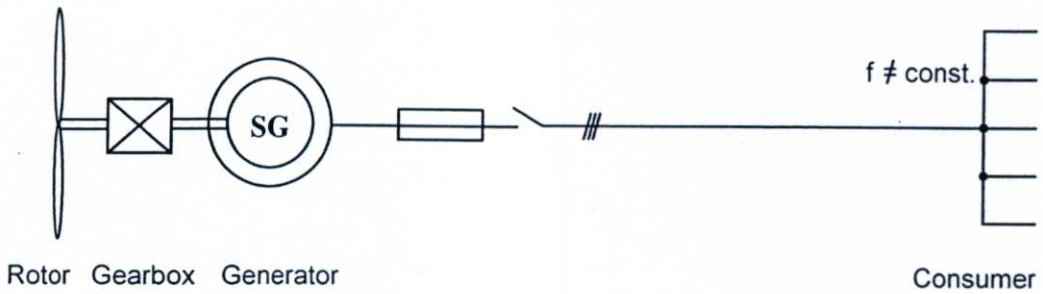
1. ลดโหลดผู้บริโภครและการปรับค่าเอาต์พุตที่ได้ให้เหมาะสมต่อสภาวะลม
2. การจัดหาแหล่งจ่ายเพิ่มเติมที่เชื่อมต่อถึงกัน

ในส่วนการช่วยเหลือของระบบการจัดการกังหันลม

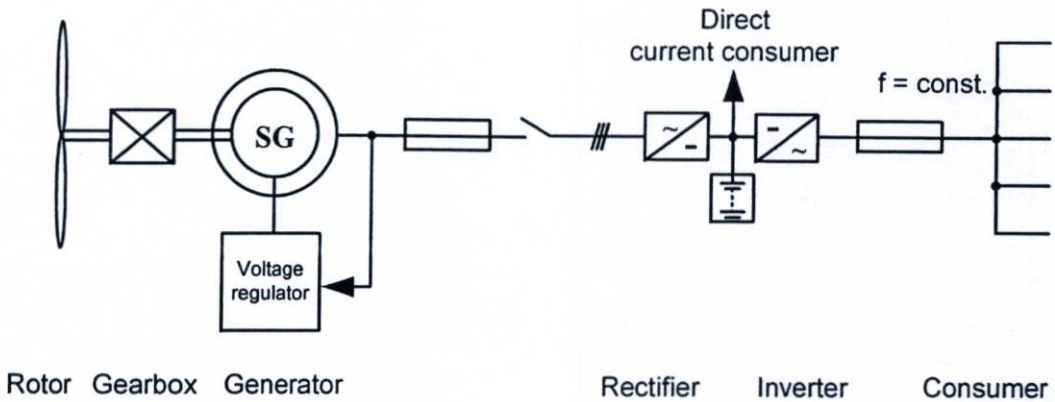
1. ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตัดการเชื่อมต่อได้โดยมีความสอดคล้องกับการจ่าย
2. แบตเตอรี่กับคอนเวอร์เตอร์สองทิศทางสามารถเชื่อมต่อเพื่อการจ่ายในสภาวะขาดดุลแบบระยะสั้นหรือปานกลาง
3. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล สามารถทำงานได้ในกรณีการจ่ายในสภาวะขาดดุลแบบระยะยาว

4.3.1 กังหันลมที่ไม่มีกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหัน

เนื่องจากต้นทุนของกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหันเป็นสิ่งสำคัญ ดังนั้นในกังหันขนาดเล็กมักจะถูกออกแบบให้ใบพัดมีมุมคงที่ ถ้าเกิดความแปรปรวนของเอาต์พุตทางไฟฟ้าขึ้นจะไม่มีการพึ่งพาอุปกรณ์ที่พิเศษใดๆ โดยรูปแบบอย่างง่ายไม่ซับซ้อนที่สามารถใช้ประโยชน์เพื่อการทำงานแบบแยกตัวอิสระ ดังในรูปที่ 4.6 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตารีแบบกระตุ้นตัวเอง เป็นการประยุกต์ใช้โดยทั่วไปเพื่อการปรับเปลี่ยนพลังงานทางกลเป็นทางไฟฟ้า ซึ่งแรงดันและความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีความผันผวนที่เกิดขึ้นจากความเร็วลมและโหลด การส่งกระแสไฟฟ้าไปยังผู้บริโภครสามารถกระทำได้ง่าย ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการออกแบบให้สามารถใช้ประโยชน์จากกำลังในลม จนถึงความเร็วที่ต้องหยุดการทำงาน v_{shut} กังหันสามารถหยุดที่ความเร็วต่ำผ่านทางอุปกรณ์การตัดออกทางกลที่มีความเร็วสูงกว่า v_{shut} เช่น กลไกการเบรคอากาศที่ใช้กับใบพัด ในรูปที่ 4.7 แสดงให้เห็นระบบในภาวะที่กระแสไฟฟ้าเอาต์พุตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผ่านตัวเรียงกระแส สามารถจ่ายโดยตรงไปยังผู้บริโภครไฟฟ้ากระแสตรง และสำหรับผู้บริโภครไฟฟ้ากระแสสลับ สามารถจ่ายด้วยกระแสไฟฟ้าสามเฟสที่มีความถี่และแรงดันคงที่ โดยผ่านทางอินเวอร์เตอร์



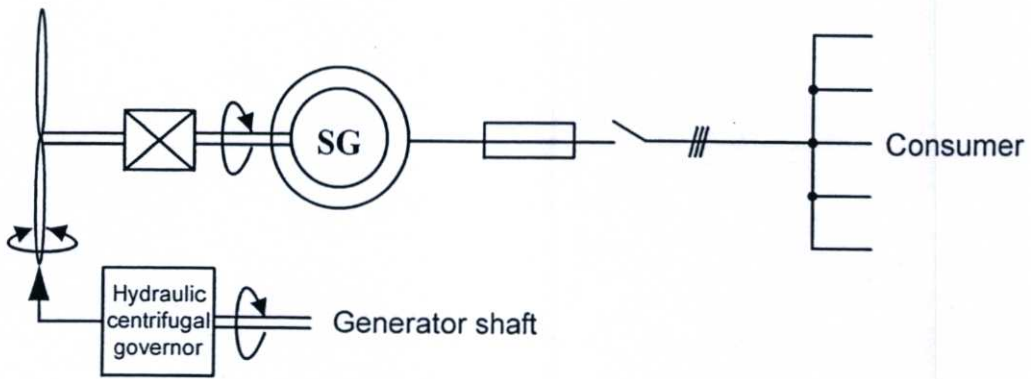
รูปที่ 4.6 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมที่ไม่มีกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหัน [21]



รูปที่ 4.7 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้และความถี่เอาต์พุตคงที่ที่ไม่มีกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหัน [21]

4.3.2 กังหันลมที่มีกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหัน

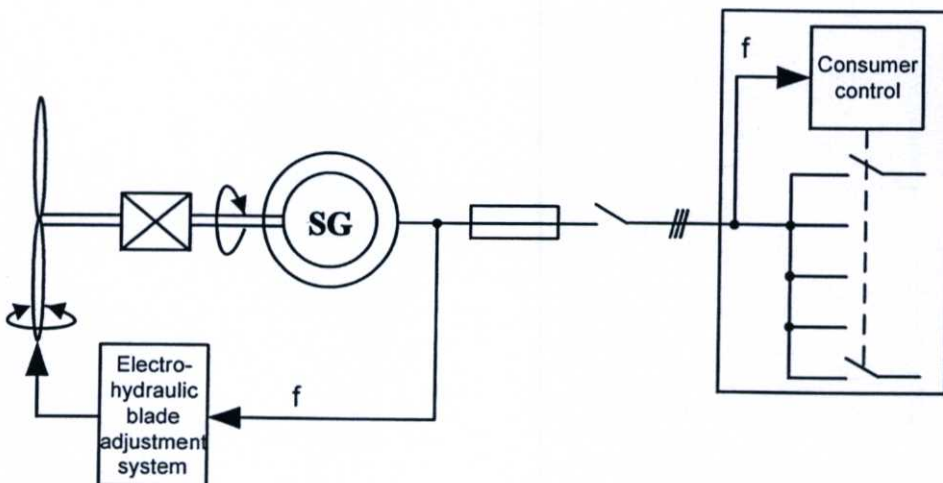
กังหันลมจะขึ้นอยู่กับกรอกแบบกลไกเพื่อการปรับใบพัดกังหัน ที่สามารถปรับให้ทำงานได้ในความเร็วลมสูงมากๆ โดยไม่คำนึงถึงกำลังไฟฟ้าที่อยู่ในช่วงเวลานั้น ซึ่งลักษณะการเริ่มต้นทำงานของกังหันลมสามารถใช้ประโยชน์จากกลไกการปรับใบพัด การออกแบบที่ง่ายไม่ซับซ้อนสำหรับการคุมค่าความเร็วโดยการปรับใบพัดที่มีความผันแปร สามารถใช้ประโยชน์จากไฮดรอลิก หรือตัวบังคับแรงเหวี่ยงทางกล (mechanical centrifugal governor) ดังแสดงในรูปที่ 4.8 การใช้ประโยชน์จากอุปกรณ์ ได้เช่น การควบคุมความเร็วและความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถได้รับการควบคุมอยู่ในขอบเขตโดยประมาณ $\pm 10\%$ [21] ซึ่งเพียงพอสำหรับการจ่ายให้ผู้บริโภคไฟฟ้าจำนวนมาก โหลดที่ไวต่อสิ่งกระตุ้นที่เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงความถี่ได้น้อยมาก สิ่งที่ชัดเจนในการควบคุมการทำงานและความถี่ที่คงที่ สามารถทำได้สำเร็จ โดยใช้อุปกรณ์ทางไฟฟ้าหรืออุปกรณ์การปรับแรงขับเคลื่อนใบพัดด้วยไฮดรอลิก ซึ่งสามารถปรับแรงขับเคลื่อนใบพัดได้เร็ว และใช้ประโยชน์จากเครื่องคุมค่าอิเล็กทรอนิกส์ ที่สามารถปรับเข้ากับการควบคุมแบบพลวัต รวมถึงพฤติกรรมของระบบควบคุม ดังแสดงในรูปที่ 4.9



รูปที่ 4.8 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมที่มีการปรับใบพัดและตัวบังคับชนิดแรงเหวี่ยงเพื่อการเชื่อมต่อโดยตรงของผู้บริโภคไฟฟ้ากระแสสลับ [21]

4.3.3 กังหันลมที่มีระบบควบคุมโหลดทางไฟฟ้า

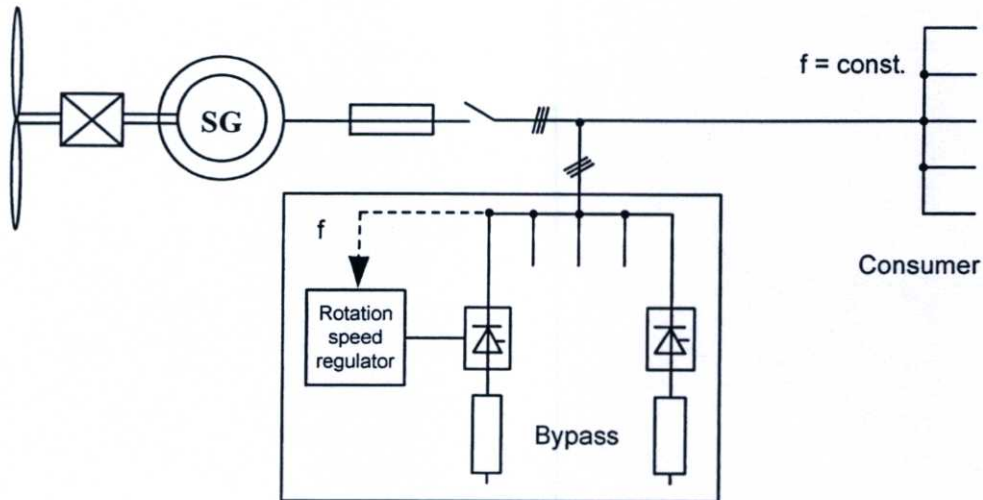
โดยปกติความต้องการของผู้บริโภคซึ่งมีความไวต่อสิ่งกระตุ้นทางไฟฟ้า นั่นคือ แรงดัน, ความถี่ และความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะต้องมีการรักษาระดับไว้เกือบคงที่ แม้แต่ในส่วนโหลดของกังหันลม ดังนั้นการจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้บริโภคจำเป็นต้องอย่างยิ่งที่ในส่วนของการเชื่อมต่อ และการตัดการเชื่อมต่อ จะขึ้นอยู่กับความถี่ ดังในรูปที่ 4.9 การบริโภคกำลังไฟฟ้าไม่ต้องการการเปลี่ยนแปลงที่มีความต่อเนื่อง แต่สามารถมีการเปลี่ยนแปลงได้ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อ และการตัดการเชื่อมต่อ ของผู้บริโภคเฉพาะรายหรือกลุ่มของผู้บริโภค ส่วนในกรณีของการสวิตชิงที่เกิดขึ้นบ่อยมากเกินไป และมีความเกี่ยวข้องกับการกระตุกของ โหลด เป็นสิ่งที่ควรหลีกเลี่ยง [21]



รูปที่ 4.9 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมที่มีการปรับใบพัดและการคุมค่าความเร็วด้วยไฮดรอลิกไฟฟ้าเพื่อการเชื่อมต่อผู้บริโภคโดยตรงผ่านทางระบบการจัดการโหลด [21]

4.3.4 กังหันลมที่มีการควบคุมแบบบายพาสส์

การทำงานที่มีความเชื่อถือได้ของกังหันลมที่ได้รับการควบคุมแบบสทอล อาจเป็นไปได้ถ้าความเร็วของกังหันถูกรักษาหรือคงไว้ได้โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการนี้เกี่ยวข้องกับการทำงานของระบบไฟฟ้า ซึ่งพลังงานจะถูกรักษาโดยผู้บริโภครีโกลไฟฟ้า ถ้าความสามารถของผู้บริโภครีโกลไม่เพียงพอที่จะรักษาเสถียรภาพของการทำงาน ซึ่งจะส่งผลต่อการขับเคลื่อนได้ ทำให้ความเร็วในการทำงานของกังหันลมจะอยู่ในโหมดการควบคุมแบบสทอล และในการเชื่อมต่อกับผู้บริโภครีโกลต้องผ่านการควบคุมแบบบายพาสส์ เพื่อเป็นตัวช่วยรักษาเสถียรภาพการทำงาน [21] ดังแสดงในรูปที่ 4.10



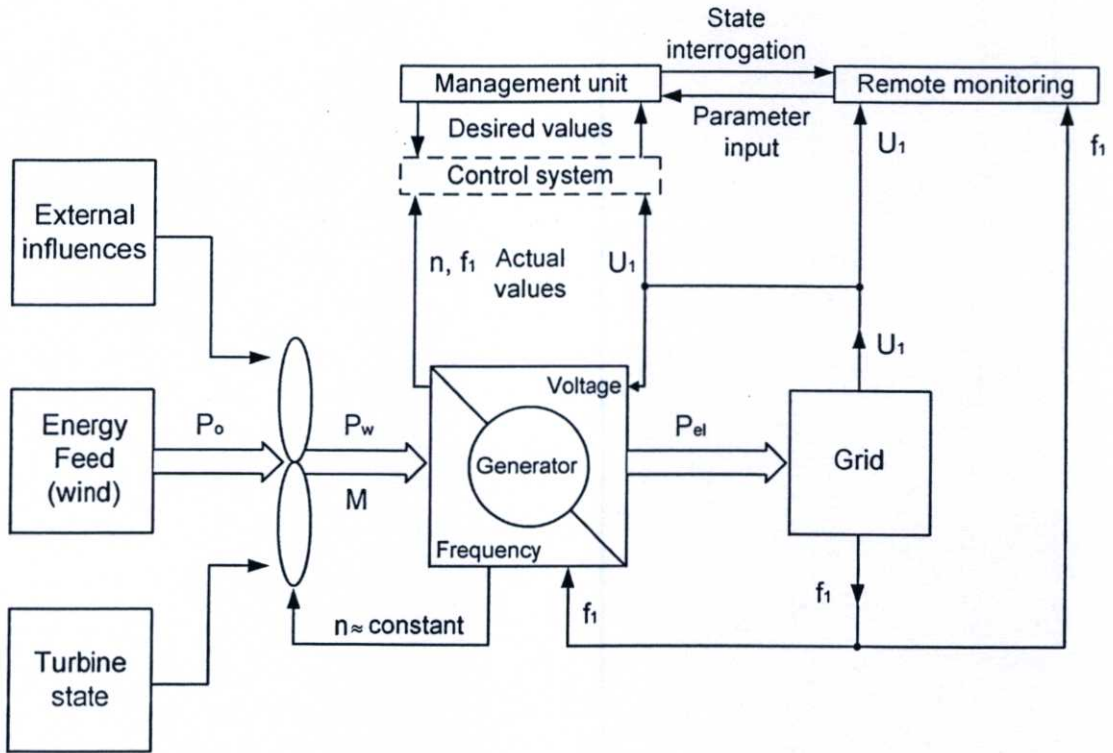
รูปที่ 4.10 หลักการควบคุมสำหรับกังหันลมที่ได้รับการควบคุมแบบสทอลพร้อมกับการควบคุมแบบบายพาสส์ [21]

4.4 การทำงานแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของกังหันลม

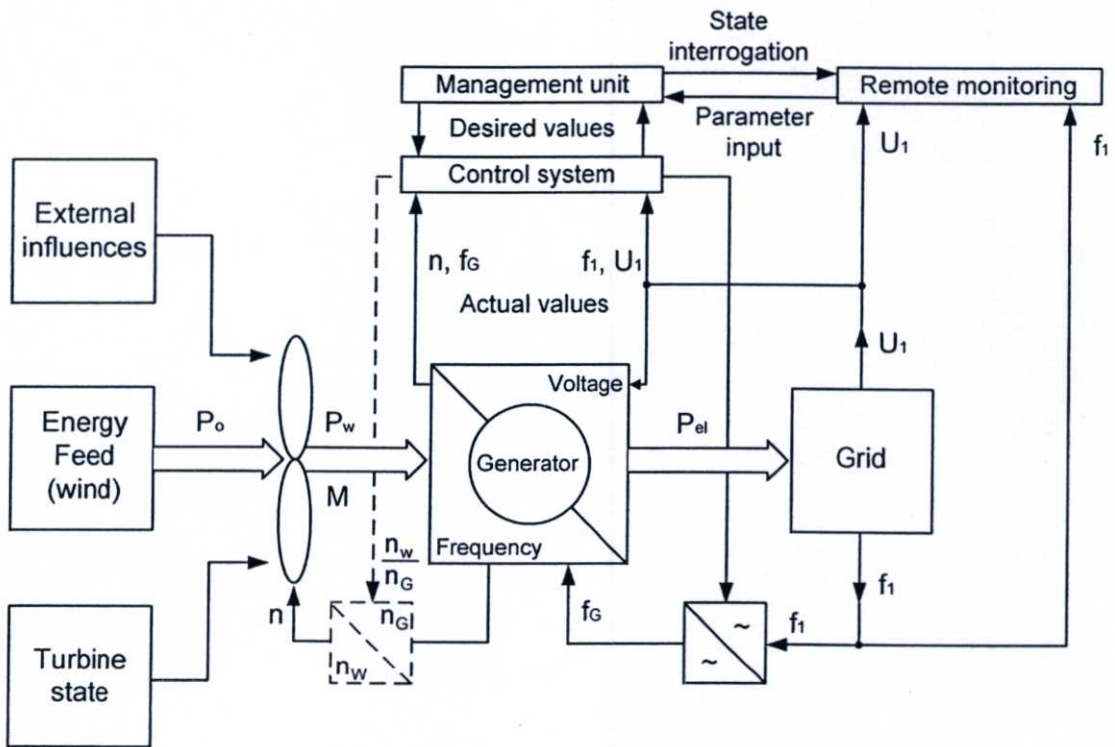
เมื่อกังหันลมทำงานร่วมกับระบบไฟฟ้าที่แข็งแรง โดยเอาต์พุตที่ได้จากกังหันลมจะขึ้นอยู่กับความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถส่งถ่ายพลังงานไปยังระบบไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งเป็นการใช้ประโยชน์จากพลังงานได้สูงสุด ในการป้องกันการขับเคลื่อนที่มีการเชื่อมต่อระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าจากโหลดเกิน ซึ่งปริมาณขีดจำกัดของเอาต์พุตเป็นการออกแบบที่ขึ้นอยู่กับค่าปกติ หรือค่าสูงที่สุด ซึ่งสามารถทำได้สำเร็จในระยะเวลาสั้นๆ ของการควบคุม โดย [21]

1. การแทรกแซงการกระตุ้นที่กังหัน โดยการเปลี่ยนตำแหน่งใบพัดโรเตอร์ที่สัมพันธ์กับลมหรือทิศทางลม หรือ
2. ออกแบบระบบการวัดค่าเป็นแบบพาสซีฟ ในภาวะการทำงานแบบสทอล

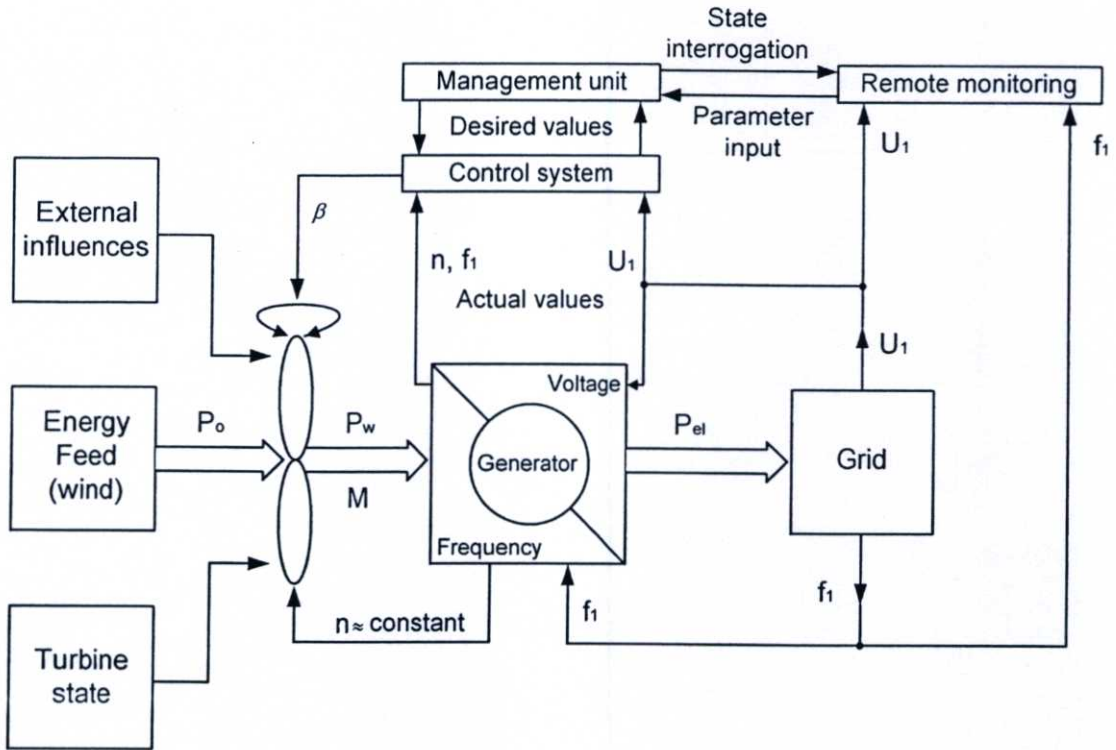
สำหรับการควบคุมในระยะยาว โดยระบบการจัดการ เป็นไปได้ที่จะเกิดการหมุนกลับของ กังหันเข้าไปในลม การควบคุมแบบสทอลของกังหันลมที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ ที่ เชื่อมต่อกันโดยตรงกับระบบไฟฟ้า มักจะถูกขับภายใต้สภาวะความแตกต่างของเงื่อนไขที่เกี่ยวกับ ปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นในลมฟ้าอากาศ และสถานะภาพของระบบไฟฟ้า (ความถี่, แรงดัน) ซึ่งต้องมื การออกแบบโครงสร้างของกังหัน และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้มีความเหมาะสม อย่างไรก็ตาม วัสดุ ที่ใช้สร้างกังหันต้องมีความจำเพาะต่อสภาวะและการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นระยะยาว เช่น ความ ปนเปื้อนของใบพัด อิทธิพลของอุณหภูมิ เช่น ใบพัดมีน้ำแข็งเกิดขึ้น รวมถึงความแปรปรวนที่ เกิดขึ้นเป็นครั้งคราว เช่นการเกิดเงาบังของสิ่งปลูกสร้างใกล้เคียงหรือในกรณีที่เป็นฟาร์มกังหันลม ตำแหน่งที่มีความจำเพาะของคลื่นความถี่ที่แทรกสอดกันหรือสะท้อนในระบบไฟฟ้า ก็ถือว่าจำเป็น ที่จะต้องมีการออกแบบ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้มีความเหมาะสม การทำงานมีความเกี่ยวข้องกับ ระบบไฟฟ้าที่ถูกแทรกแซง (เช่น ความแปรปรวนของกำลังไฟฟ้า) หรืออาจจะไม่เกิดขึ้นก็ได้ ระบบ ไฟฟ้าที่มีโหลดมาก โดยกังหันแต่ละตัวหรือ กลุ่มเล็กๆ และอุปกรณ์ในการทำปฏิกิริยาของระบบ ไฟฟ้า หรือระบบที่มักรวมอุปกรณ์เข้าด้วยกันหรือทดแทนด้วยส่วนอื่นๆ มักมีความสำคัญมาก ในทางตรงกันข้ามของรูปที่ 4.11 และ 4.12 กำลังลมหรือกำลังขับเคลื่อนสามารถทำงานในระบบ ควบคุมและจัดการได้ โดยการปรับความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (f_G) เช่นความเร็วของกังหัน (n) สิ่งที่สำคัญ คือระบบการควบคุมที่ควรจะสามารถช่วยให้เพิ่มประสิทธิภาพการทำงานได้สูงที่สุด โดยปกติแล้วการปรับค่าความถี่มักทำได้สำเร็จ โดยระบบเครื่องแปลงผันอิเล็กทรอนิกส์กำลัง ซึ่ง อาจมีหรือไม่มีกระแสคงที่ ดี.ซี. ลิ่ง ก็ได้ ซึ่งแสดงให้เห็นในรูปที่ 4.12 การจ่ายกำลังไฟฟ้าสามารถ เปลี่ยนแปลงได้ โดยความเร็วการหมุนของกังหันที่ได้รับการถ่ายทอดผ่านเฟืองเกียร์ที่แตกต่างกัน ในลักษณะการทำงานแบบนี้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรตอรีที่เชื่อมต่อกันกับระบบไฟฟ้าที่แข็งแรง ซึ่งสามารถรักษาแรงดันและความถี่ได้สำเร็จ ถึงแม้ระบบไฟฟ้าจะมีการตอบสนองต่ำ



รูปที่ 4.11 ลำดับการควบคุมและการจัดการของกังหันลมความเร็วคงที่ที่ไม่มีการปรับใบพัด [21]



รูปที่ 4.12 ลำดับการควบคุมและการจัดการของกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่ไม่มีการปรับใบพัด [21]

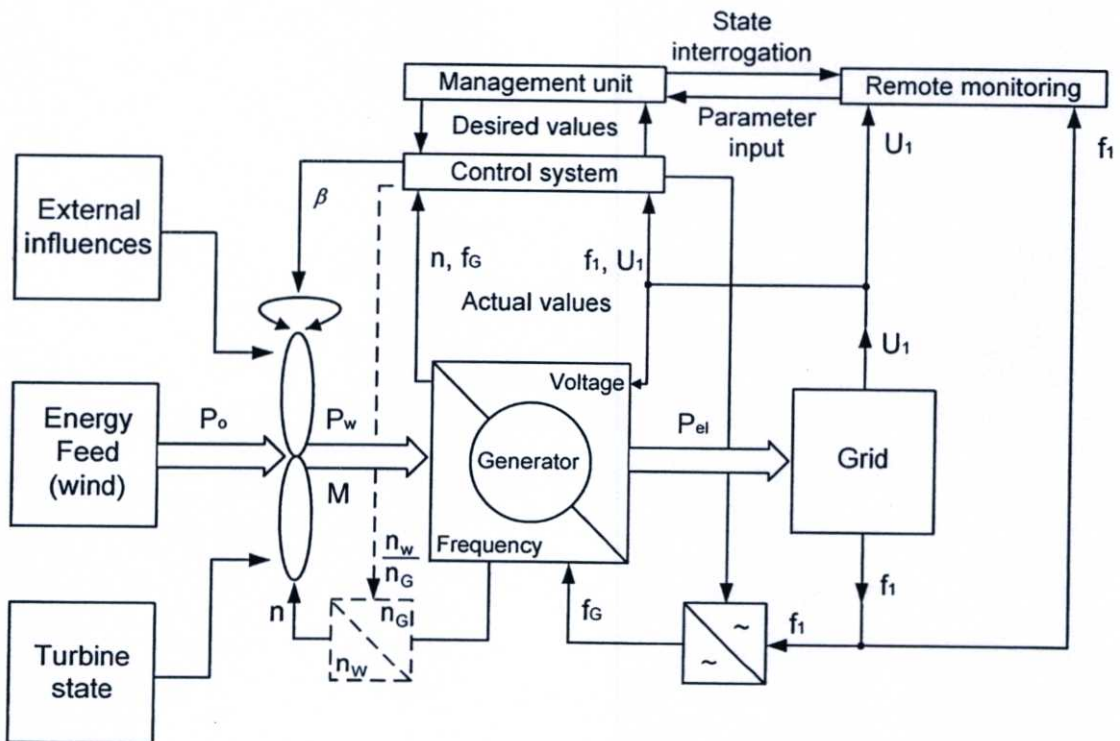


รูปที่ 4.13 ลำดับการควบคุมและการจัดการของกังหันลมความเร็วคงที่ที่มีการปรับใบพัด [21]

การปรับแรงขับเคลื่อนใบพัด แสดงไว้ในรูปที่ 4.13 การปรับค่าการไหลของพลังงานโดยเฉลี่ยจากมุมการปรับใบพัด (β) เพื่อการควบคุมหรือจำกัดกำลังไฟฟ้าด้านออก การตรวจสอบความถูกต้องของสถานะโดยระบบการจัดการ ซึ่งใช้ระบบการสวิตช์และการควบคุมพารามิเตอร์ โดยระบบตรวจวัดการควบคุม ซึ่งมีการดัดแปลงเป้าหมายให้มีความเหมาะสมเพื่อจัดเตรียมให้ระบบการจัดการ อิทธิพลภายนอกมีผลต่อการไหลเวียนของกำลังไฟฟ้า ซึ่งมักถูกตรวจสอบโดยระบบควบคุม ถ้าพลังงานลมเพียงพอและใช้ประโยชน์ได้ ซึ่งอาจมีความคลาดเคลื่อนจากสภาพกังหัน เช่น ใบพัดที่ติดฝุ่น หรือมีน้ำแข็งเกาะติด ซึ่งสามารถตรวจสอบได้โดยเครื่องตรวจวัด และการปรับแก้ไขตัวแปรของกังหันให้เหมาะสม การควบคุมความเร็วโดยการปรับแรงขับเคลื่อนของใบพัด ซึ่งเป็นปกติในการทำงานแบบแยกตัวอิสระ สามารถประยุกต์ใช้ในการทำงานแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า สำหรับเร่งเครื่องกังหันลมเพื่อการซิงโครไนซ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งแตกต่างกันกับกังหันขนาดเล็ก ซึ่งเป็นเพียงบางเวลาที่เหมาะสมกับการควบคุมการปรับใบพัด กังหันลมที่มีขนาดประมาณ 500 kW หรือมากกว่า การทำงานจะมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นเมื่อใช้กลไกนี้ การหมุนของใบพัดแต่ละใบจะถูกปรับไปตามความยาวของใบพัด เมื่อถูกกระตุ้น ช่วงแรงขับเคลื่อนด้วยอากาศขนาดกว้างจะมีผลให้กังหันเกิดความต้านทานและประสิทธิภาพในการหมุน

เมื่อก้าวถึงความสัมพันธ์ของการตอบสนองของระบบไฟฟ้าที่ลดลง ซึ่งสามารถเกิดขึ้นได้จากความแปรปรวนของเอาต์พุตขึ้นๆ ลงๆ ซึ่งทำให้ความมีประสิทธิภาพลดลง ความแปรปรวน

ของกำลังไฟฟ้าและความสัมพันธ์กันของการตอบสนองที่เกิดขึ้นของระบบไฟฟ้า ในระดับกำลังไฟฟ้าต่ำ ระบบไฟฟ้าที่มีโหลดมากสามารถถูกทำให้ลดลงได้ เช่นการส่งข้อมูลไปยังหน่วยระบบการจัดการโดยระบบการตรวจวัดระยะไกล ซึ่งการแก้ไขค่าสามารถทำให้สำเร็จได้โดยระบบควบคุม กระบวนการนี้มีความเกี่ยวข้องกันกับการลดระดับพลังงานที่ถูกใช้ อย่างไรก็ตามกลไกการปรับแรงขับเคลื่อนใบพัดของชนิดที่มีอยู่ทั่วไปในปัจจุบันนี้สามารถตอบสนองกับโหลดได้สูง โดยการแทรกแซงที่เกิดขึ้นเสมอ กังหันลมที่แสดงไว้ในรูปที่ 4.14 เป็นหน่วยที่มีการผลิตพลังงานเอาต์พุตในระดับปานกลางและสูง โดยจัดการให้กังหันลมมีหลายตัวเลือกในการผลิตและประสิทธิภาพในการหมุนที่แรงขับเคลื่อนต่างๆ โดยมีการปรับการขับเคลื่อนใบพัด ที่มีอิทธิพลต่อแรงบิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และความเร็วของกังหัน ดังนั้นหน่วยนี้จึงถูกควบคุมด้วย 2 ระบบที่มีการแทรกแซงที่เป็นอิสระ สิ่งสำคัญของการทำงาน คือการเพิ่มความน่าเชื่อถือให้สูงขึ้น แม้ว่าอิทธิพลต่างๆ จะถูกแยกออกตามเป้าหมาย ได้แก่ การควบคุมกลไก กระบวนการทำงาน ที่สำคัญในการลดปริมาณการหมุนรอบที่อยู่ในช่วงระหว่างที่ความเร็วแปรปรวน อย่างไรก็ตามการลดการทำงานต้องอาศัย ระบบการปรับแรงขับเคลื่อนใบพัดของกังหัน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กังหันลมสามารถทำงานได้โดยการลดการตอบสนองที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าที่ทำให้เอาต์พุตแปรปรวนขึ้นๆ ลงๆ และลดภาระโหลดที่เป็นองค์ประกอบให้มากที่สุด



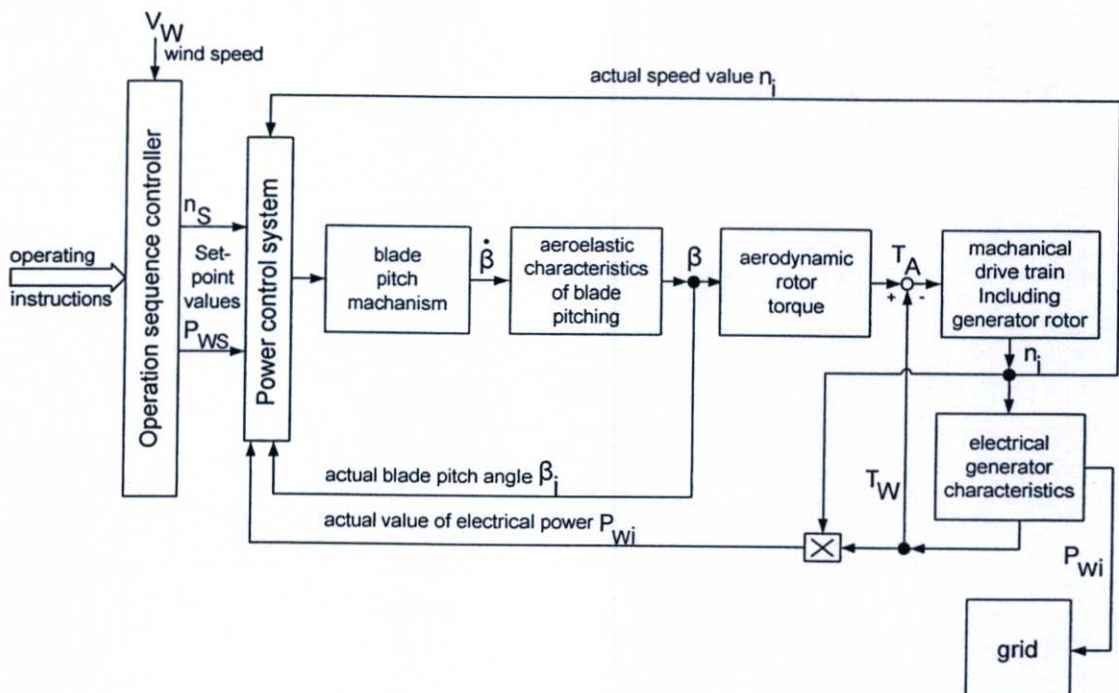
รูปที่ 4.14 ลำดับการควบคุมและการจัดการของกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่มีการปรับใบพัด

4.5 คุณลักษณะระบบและระบบควบคุม

โครงสร้างการควบคุมของกังหันลมมักต้องมีการจัดการให้เหมาะสมกัน เป็นลำดับขั้นตอนแบบลูกโซ่ของการเปลี่ยนรูปพลังงานทางไฟฟ้าและทางกล ซึ่งลักษณะวงจรนี้มี 5 ขั้นตอน ที่สามารถบอกถึงลักษณะที่สามารถทำให้เกิดความเข้าใจในระบบย่อยของโครงสร้าง ดังในรูปที่ 4.15 ระบบการควบคุมทั้ง 5 ลำดับขั้นตอนนี้ ประกอบไปด้วย [20]

1. คุณลักษณะทางพลศาสตร์ของกลไกการปรับใบพัด
2. ความยืดหยุ่นทางอากาศของการปรับใบพัด
3. แรงบิดทางอากาศพลศาสตร์ของโรเตอร์
4. พลศาสตร์ของระบบขับเคลื่อนทางกล
5. คุณลักษณะทางไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ถ้าเงื่อนไขในการทำงานนั้นมีอุปสรรค เช่น ในการทำงานแบบแยกตัวอิสระ หรือการทำงานในขณะที่ระบบไฟฟ้าไม่แข็งแรง ดังนั้นคุณลักษณะของระบบไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มักต้องมีการเพิ่มเข้าไปในการทำงานของระบบการควบคุมเหล่านี้



รูปที่ 4.15 หลักการของ โครงสร้างการควบคุมกำลังและความเร็วของกังหันลมที่เป็นองค์ประกอบ และวงรอบการควบคุมที่สำคัญ [20]

4.5.1 คุณลักษณะทางพลศาสตร์ของกลไกการปรับใบพัด

ระบบการเหวี่ยงใบพัดสำหรับการปรับระดับมุมใบพัด เป็นสิ่งสำคัญที่ต้องรู้ระบบการทำงานอย่างแท้จริง แต่การทำงานนี้มีกลไกที่ซับซ้อนมาก คุณสมบัติทางกายภาพหรือรูปร่าง ต้องมีการพิจารณาถึงความสำคัญของการตอบสนองในการควบคุม คุณสมบัติในการควบคุมมีความแตกต่างกันอย่างมาก ขึ้นอยู่กับหลักการออกแบบ สำหรับตัวขับเคลื่อนทางกลไฟฟ้า (electromechanical actuator) เป็นตัวกระตุ้นให้มีการทำงาน โดยใช้ระบบไฟฟ้าจะมีความแตกต่างกันอย่างมากกับกลไกการขับเคลื่อนใบพัดที่เป็นไฮดรอลิก ซึ่งจะมีการพิจารณาถึงกลไกความเฉื่อยทางกลและคุณสมบัติการหน่วงที่สามารถยืดหยุ่นได้ เพราะฉะนั้นไม่สามารถเป็นไปได้ที่จะนำตัวขับเคลื่อนทางกลไฟฟ้า มาใช้ในระบบการควบคุมลักษณะกลไกการขับเคลื่อนใบพัดนี้

4.5.2 ความยืดหยุ่นทางอากาศของการปรับใบพัด

ความสำคัญของการเหวี่ยงรอบตามแกนยาวของใบพัด ซึ่งมักจัดเตรียมโดย กลไกการเหวี่ยงใบพัด ที่ถูกจัดโดยการทำงานร่วมกันที่ซับซ้อนของแรงและการเคลื่อนที่เป็นผลมาจากความเฉื่อยของมวลของใบพัดและแรงต้านที่เกิดจากการเสียดสีในทิศทางของใบพัด ซึ่งเคลื่อนที่โดยอากาศที่ให้ประสิทธิผลอย่างมากในระดับที่ต่างกัน ซึ่งขึ้นอยู่กับสภาวะการทำงาน ความเร็วลม หรือแรงขับเคลื่อนของอากาศกับมุมและความเร็วของอากาศต่อองศาที่ผิดปกติ แรงและการขับเคลื่อนของแรงเป็นสาเหตุของความสามารถในการยืดหยุ่นของอากาศ (aeroelastics) ที่มีอิทธิพลต่อการตอบสนองของระบบควบคุม การโค้งงอของใบพัดโรเตอร์ส่วนใหญ่แล้วมักสอดคล้องกับการเคลื่อนตามแรงบิดภายในที่เกิดขึ้น ดังนั้น การยืดหยุ่นที่ทำให้เกิดความผิดรูปร่างของใบพัดโรเตอร์ส่วนใหญ่แล้วมักสอดคล้องกับการเคลื่อนตามแรงบิดภายในที่เกิดขึ้น ดังนั้นการยืดหยุ่นที่ทำให้ผิดรูปร่างของใบพัดโรเตอร์มักมีอิทธิพลโดยตรงกับมุมทางอากาศพลศาสตร์ของแรงเคลื่อนที่อากาศที่มาปะทะ ความเร็วเป็นทางเลือกที่ทำให้ใบพัดของโรเตอร์ที่โค้งงอได้ ซึ่งอาจจะเป็นประโยชน์จากข้อคิดเห็นของการดำเนินงานที่ใช้อากาศในการขับเคลื่อน แต่จากจุดของข้อคิดเห็น เรื่องการควบคุมเป็นเรื่องที่ยาก การตรวจสอบอย่างละเอียด เป็นสิ่งที่ทำได้ยากมาก ซึ่งเกี่ยวข้องกับระบบควบคุมของกังหันที่มักมีปัญหาเกี่ยวกับการมีความสามารถในการควบคุม โดยเฉพาะกับความสามารถในการยืดหยุ่นของใบพัดโรเตอร์โดยอากาศนี้

4.5.3 แรงบิดทางอากาศพลศาสตร์ของโรเตอร์

แรงบิดของโรเตอร์ขึ้นอยู่กับความเร็วลม และมุมการปรับของใบพัดโรเตอร์ ซึ่งมักเกิดความแปรปรวนในการกระตุ้นการทำงาน คุณลักษณะสถานะคงตัวของระบบการควบคุมนี้ ซึ่งเป็นรูปแบบการควบคุมเกี่ยวกับคุณลักษณะกำลังของโรเตอร์ และคุณลักษณะแรงบิด การพิจารณา ระบบควบคุม สิ่งที่ต้องพิจารณาร่วมด้วยคือแนวคิดทางกลศาสตร์การเคลื่อนที่ของอากาศที่มีผลต่อโรเตอร์ ซึ่งเป็นผลสะท้อนของลักษณะกำลังและการหมุนของโรเตอร์ ที่มีผลโดยตรงกับการ

ตอบสนองการควบคุม ในสถานะไม่คงที่มีผลกระทบในช่วงการสร้างแรงหมุนของโรเตอร์จากลมต่างจากการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมนี้ สามารถเกิดขึ้นได้เมื่ออัตราการเหวี่ยงใบพัดค่อนข้างสูง

4.5.4 พลศาสตร์ของระบบขับเคลื่อนทางกล

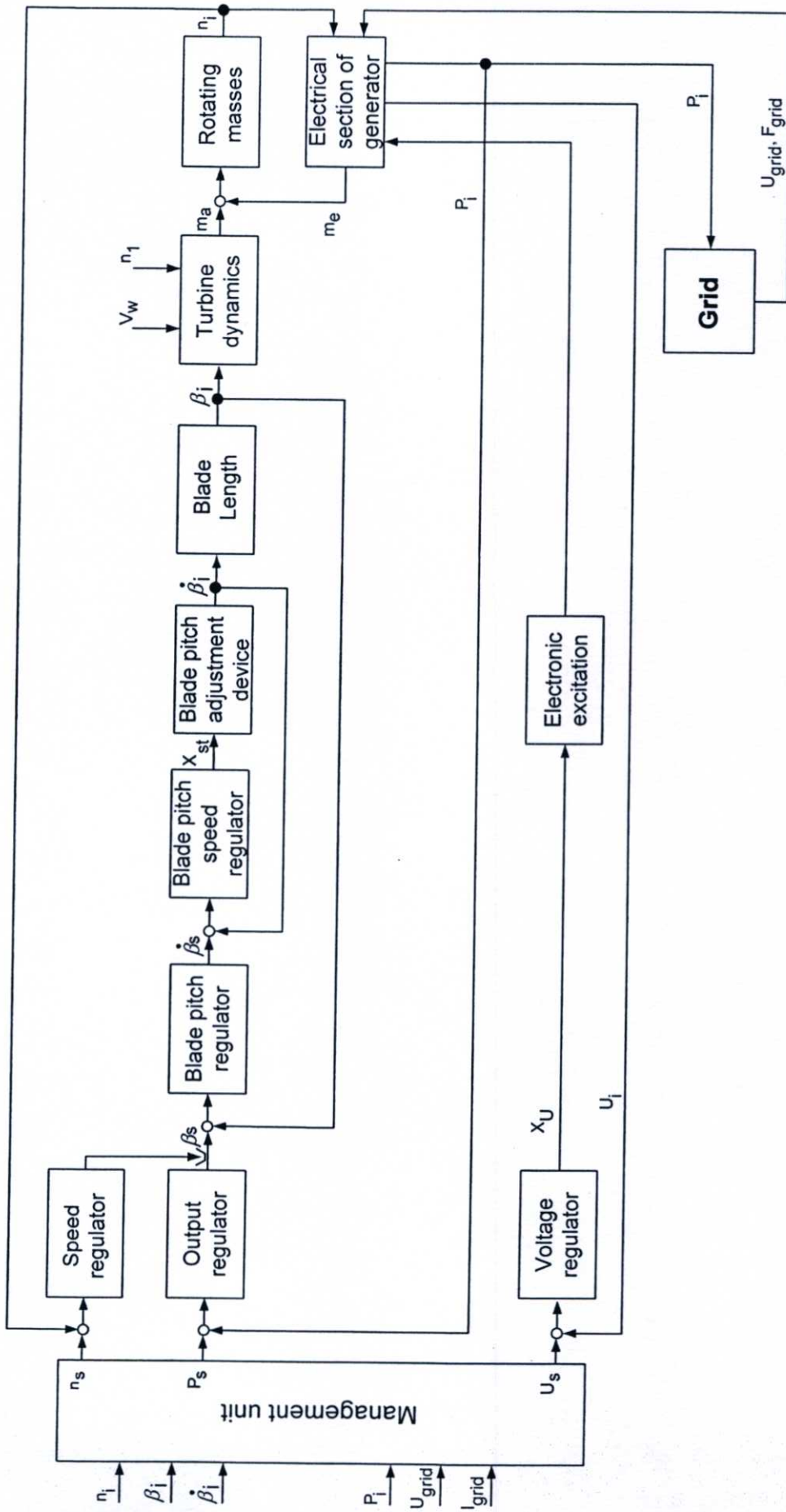
แรงบิดทางอากาศพลศาสตร์ที่ส่งต่อให้โรเตอร์ จะถูกต่อต้านโดยโมเมนต์ความต้านทานทางไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ระหว่างนั้นสิ่งที่เกิดขึ้นเป็นกลไกการขับเคลื่อนทางกล ความเฉื่อยของการหมุน ประกอบด้วยโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คุณลักษณะความแข็งตึงและการหน่วงและบทบาทการทำงานในชุดเกียร์และการเชื่อมต่อกัน ทั้งหมดนี้เป็นผลกระทบทางกลศาสตร์การขับเคลื่อนและมักจะใช้ในการพิจารณาในส่วนของการควบคุม

4.5.5 คุณลักษณะทางไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จุดสิ้นสุดของวงรอบระบบการควบคุม ดังแสดงในรูปที่ 4.15 คือ บทบาททางไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งมีการสร้างโมเมนต์ความต้านทาน ในแต่ละประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีคุณลักษณะแรงบิดที่แตกต่างกัน ซึ่งมักถูกปรับปรุงเพื่อให้เข้ากับโครงสร้างการควบคุมของกังหันลม ซึ่งเป็นสิ่งที่สำคัญสำหรับการออกแบบเกี่ยวกับระบบควบคุมที่มีกระบวนการทางไฟฟ้าทำให้เกิดการสร้างโมเมนต์ความต้านทานในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขึ้น โดยคำสั่งส่วนใหญ่ก็มีความรวดเร็วกว่ากลไกกระบวนการควบคุมของการเหวี่ยงใบพัด การควบคุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพิจารณาอย่างอิสระ ภายในโครงสร้างทั้งหมดของการควบคุม ลักษณะแรงต้านของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความคล้ายคลึงกันกับคุณลักษณะโรเตอร์ ที่เกิดขึ้นในสถานะที่คงที่ หรือระบบในเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความซับซ้อน ลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นสิ่งพิเศษที่สำคัญ สำหรับโครงสร้างควบคุมที่มักถูกคัดเลือก ในการดำเนินงาน โครงสร้างการควบคุมเป็นส่วนเสริมในความผันแปรที่แตกต่างกัน สถานะการทำงานหรือกลศาสตร์การเคลื่อนที่ของอากาศและระบบกลไกที่เป็นคุณสมบัติของกังหันลมที่มีผลลัพธ์อยู่ในช่วงความแปรปรวนทั้งหมดที่กล่าวมานี้ เป็นความจริงสำหรับคุณภาพและปริมาณของตัวแปรที่จะใช้ในการพิจารณา การควบคุมกังหันลมขนาดใหญ่ที่มีขนาดหลายเมกะวัตต์มักมีความต้องการที่ต่างจากกังหันลมขนาดเล็กนั่นคือแบบแผนวิธีดำเนินการพื้นฐานที่มีความสำคัญสำหรับระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่างๆ และเงื่อนไขของการทำงาน

4.6 แนวคิดในการควบคุมกังหันลม

กังหันลมมักจะต้องการทำงานที่น่าเชื่อถือได้ในทุกขั้นตอนการทำงาน ซึ่งองค์ประกอบการทำงานของกังหันลมทุกส่วนต้องมีความเหมาะสม เช่น แรงขับเคลื่อนและเสาโครงเหล็กของกังหันลม รวมถึงระบบการควบคุมและการจัดการ ซึ่งแนวคิดการควบคุมที่สำคัญส่วนใหญ่จะอธิบายในหัวข้อต่อไป [21]



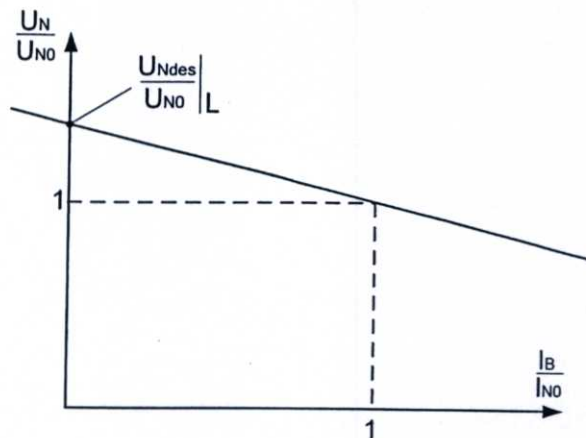
รูปที่ 4.16 โครงสร้างสำหรับการควบคุมกังหันลมชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรคนิสต์ในภาวะการทำงานแบบแยกตัวอิสระ [21]

4.6.1 การควบคุมในภาวะการทำงานแบบแยกตัวอิสระ

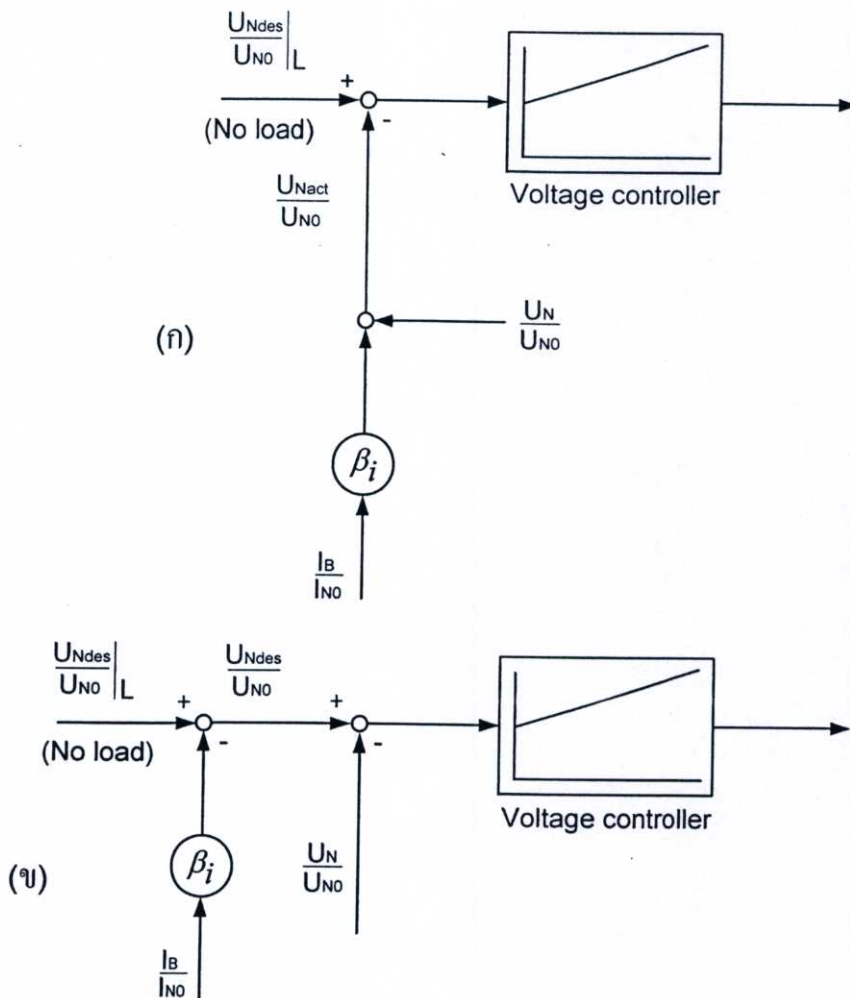
รูปที่ 4.16 แสดงแผนผังการควบคุมสำหรับกังหันลมที่มีความเหมาะสมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรนส์สในการทำงานแบบแยกตัวอิสระ การควบคุมกำลังที่ได้จากลมเป็นการได้มาโดยการให้แรงขับดันเพื่อการปรับใบพัด เาต์พุตส่วนใหญ่จะคงที่ถ้าความเร็วลมมีค่าสูงเพียงพอในการทำงาน โดยขีดจำกัดของเอาต์พุตจะได้รับการควบคุมโดยตัวควบคุมเอาต์พุตหรือควบคุมกำลังไฟฟ้า ซึ่งวงจรควบคุมกำลังนี้สามารถควบคุมได้โดยตัวควบคุมความเร็ว สำหรับการควบคุมขณะเริ่มทำงานและหยุดทำงาน จะมีกระบวนการในการควบคุมที่เหมือนกัน นั่นคือการควบคุมความเร็วภายในขอบเขตที่อยู่ในเกณฑ์ความคลาดเคลื่อนที่กำหนดไว้ล่วงหน้า โดยตัวควบคุมและระบบการปรับค่า

แรงดันไฟฟ้าเอาต์พุตสามารถปรับให้เหมาะสมได้ภายในช่วงแคบๆที่ถูกจำกัด โดยการใช้ตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่แยกออกเป็นสัดส่วน วงจรการควบคุมแรงดันไฟฟ้านี้ สามารถรวมเข้ากับระบบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ แรงดันไฟฟ้าสามารถถูกควบคุมให้คงที่หรือถูกเปลี่ยนแปลงให้สอดคล้องกับคุณสมบัติในรูปที่ 4.17 ซึ่งเป็นความช่วยเหลือของคุณลักษณะที่ลดต่ำลงของกำลังจินตภาพและมีสถานะที่เหมาะสมกับเงื่อนไขของกำลังจินตภาพ ในกรณีที่มีโหลดการเหนี่ยวนำไฟฟ้าที่ต่ำ จะทำให้สามารถกำหนดค่าไว้ล่วงหน้าเพื่อเปิดวงจรแรงดันของระบบไฟฟ้า $U_{Ndes,0}$ ผู้บริโภคที่มีโหลดการเหนี่ยวนำไฟฟ้าสูงจะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดต่ำลง

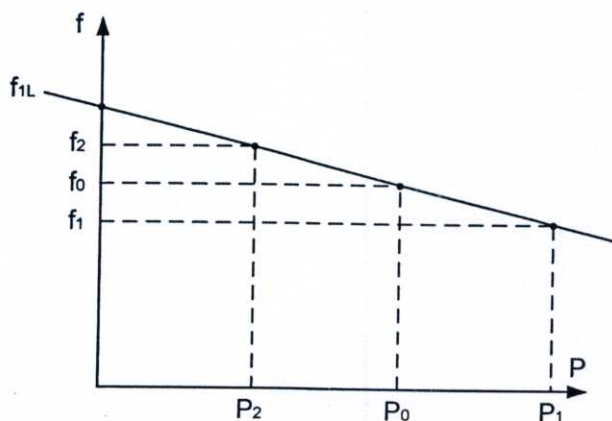
การปรับแรงดันสามารถทำได้กับค่าจริงของแรงดันระบบไฟฟ้า U_{Nact} ซึ่งเป็นการปรับค่าจากแรงดันของระบบไฟฟ้า U_N โดยการแก้ไขกำลังจินตภาพตามปริมาณของ $\beta I_B / I_{N0}$ ดังแสดงในรูปที่ 4.18 (ก) หรืออีกทางเลือก โดยการควบคุมค่าแรงดันที่แก้ไขกำลังจินตภาพตามปริมาณของค่าที่ต้องการ ดังในรูปที่ 4.18 (ข) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้าที่ต้องการ U_{Ndes} เป็นการได้มาจากค่าขณะไม่มีโหลดของแรงดันระบบไฟฟ้า $U_{Ndes,L}$



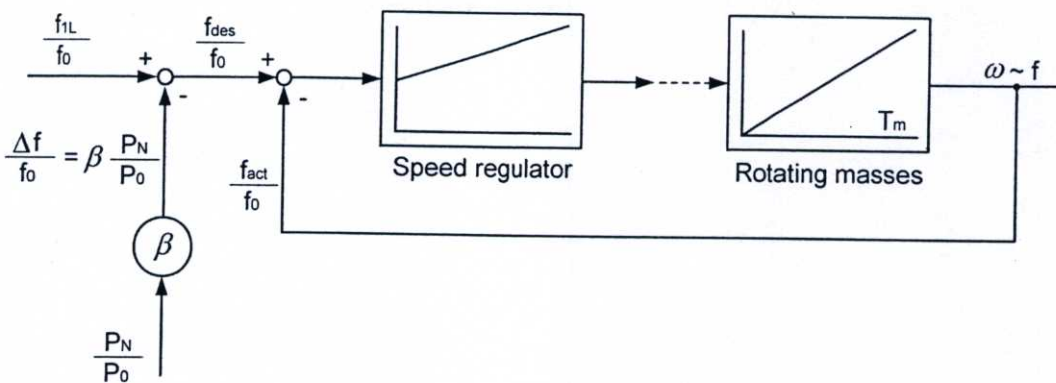
รูปที่ 4.17 การควบคุมแรงดันโดยคุณลักษณะที่ลดต่ำลงของกำลังจินตภาพ [21]



รูปที่ 4.18 การควบคุมแรงดันโดย (ก) กำลังจินตภาพที่มีการแก้ไขตามค่าจริง (ข) กำลังจินตภาพที่มีการแก้ไขตามค่าที่ต้องการ [21]



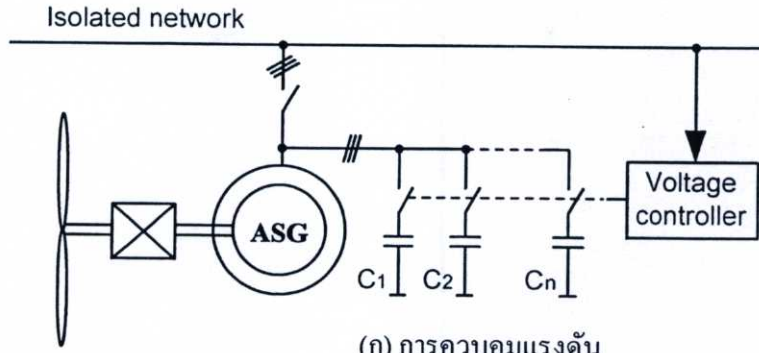
รูปที่ 4.19 โหลดที่ต้องอาศัยการควบคุมความเร็วของกังหันลมโดยคุณลักษณะที่ลดต่ำลงของกำลังจินตภาพ (คุณลักษณะ) [21]



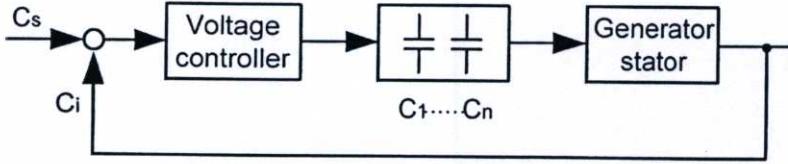
รูปที่ 4.20 โหลดที่ต้องอาศัยการควบคุมความเร็วของกังหันลมโดยคุณลักษณะที่ลดต่ำลงของกำลังจินตภาพ (วงจรที่ช่วยแก้ไขค่าที่ต้องการ) [21]

การควบคุมแรงดันไฟฟ้ากับโหลดทางไฟฟ้า จะขึ้นกับความต้องการที่สามารถเป็นไปได้ อย่างไม่จำกัด ความเป็นไปได้ในวิธีการที่คล้ายกันสำหรับการปรับความเหมาะสมของความเร็วที่หมุนรอบของกังหัน หรือการปรับความถี่ระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาจากคุณลักษณะที่ลดต่ำลงของกำลังจริงตามสภาวะโหลด ดังแสดงในรูปที่ 4.19 ในกรณีที่โหลดต่ำนั้นเป็นการนำไปสู่ความเร็วการหมุนรอบและค่าความถี่ที่เพิ่มสูงขึ้นเล็กน้อย ตัวอย่างเช่น ความถี่ขณะที่โหลดสูงอยู่ที่ 48 Hz และขณะที่ไม่มีโหลดความถี่เพิ่มขึ้นเป็น 52 Hz ดังนั้นค่าจริงสามารถปรับให้เหมาะสมตามสภาวะโหลดได้ ดังแสดงในรูปที่ 4.20

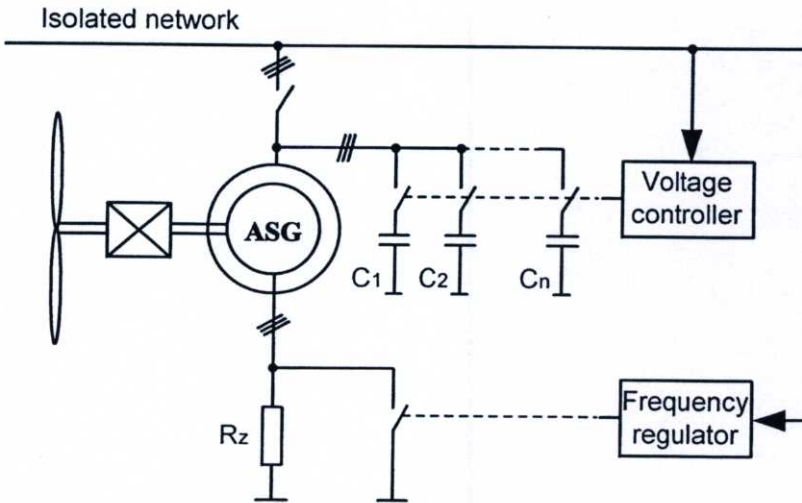
โครงสร้างที่แสดงในรูปที่ 4.16 สามารถประยุกต์ใช้เพื่อการควบคุมแรงขับเคลื่อนของใบพัด รวมถึงเอาต์พุตและความเร็วของกังหันลมชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำในภาวะการทำงานแบบแยกตัวอิสระ สำหรับวงจรการควบคุมแรงดันไฟฟ้า ที่แสดงในรูปที่ 4.21 (ข) สามารถจัดไว้ในตำแหน่งที่อยู่ในช่วงที่มีความแปรปรวนมากๆ โดยใช้ตัวเก็บประจุเชื่อมต่อกะหว่างส่วนควบคุมแรงดันและสเตเตอร์เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งแสดงไว้ในรูปที่ 4.21 (ก) การเปลี่ยนแปลงของแรงดันสามารถลดลงได้ เมื่อเพิ่มตัวเก็บประจุให้มากขึ้น ในทางปฏิบัติจำนวนตัวเก็บประจุที่เชื่อมต่อนั้นคือ $n = 2$ ถึง 5 ในกรณีที่มีความแปรปรวนของแรงดันและความถี่มาก สามารถใช้ประโยชน์จากระบบการสวิตชิงที่รวดเร็ว ดังแสดงในรูปที่ 4.21 (ค) และ (ง) ขณะที่ในรูป 4.21 (ก) คาปาซิเตอร์จะให้การกระตุ้นกำลังจินตภาพสำหรับเครื่องจักรชนิดเหนี่ยวนำ สำหรับการเชื่อมโยงถึงต่อเนื่องของความต้านทานที่เพิ่มเติม R_z ตัวอย่างเช่น โดยการใช้ประโยชน์จากสวิตช์ IGBT ซึ่งเป็นการควบคุมความถี่สเตเตอร์ภายในขอบเขตที่จำกัด โดยการเปลี่ยนแปลงค่าสลิป สำหรับกังหันลมขนาดเล็ก ความไวของแรงขับเคลื่อนใบพัดจะมีความสัมพันธ์กับต้นทุน เพื่อการลดลงของต้นทุนสามารถตัดแปลงแก้ไขได้โดยการตัดวงจรการควบคุมตำแหน่งและความเร็วการเหวี่ยงใบพัด ดังแสดงในรูปที่ 4.22 การควบคุมความเร็วและกำลังไฟฟ้าในวงจรสามารถทำได้โดยตรงจากกลไกการปรับใบพัด และควบคุมมุมใบพัดตามค่าความเร็วและเอาต์พุต



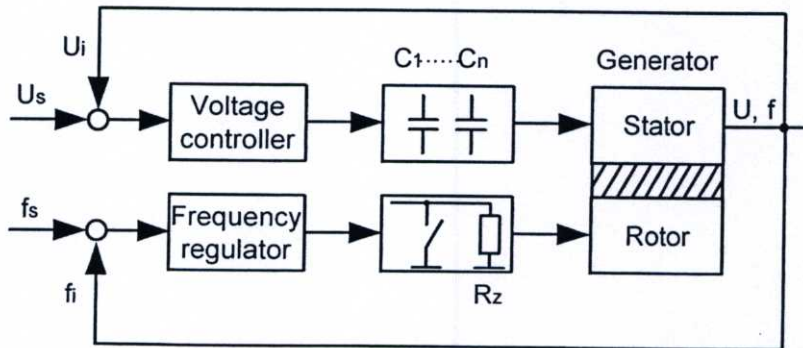
(ก) การควบคุมแรงดัน



(ข) วงจรควบคุมแรงดัน

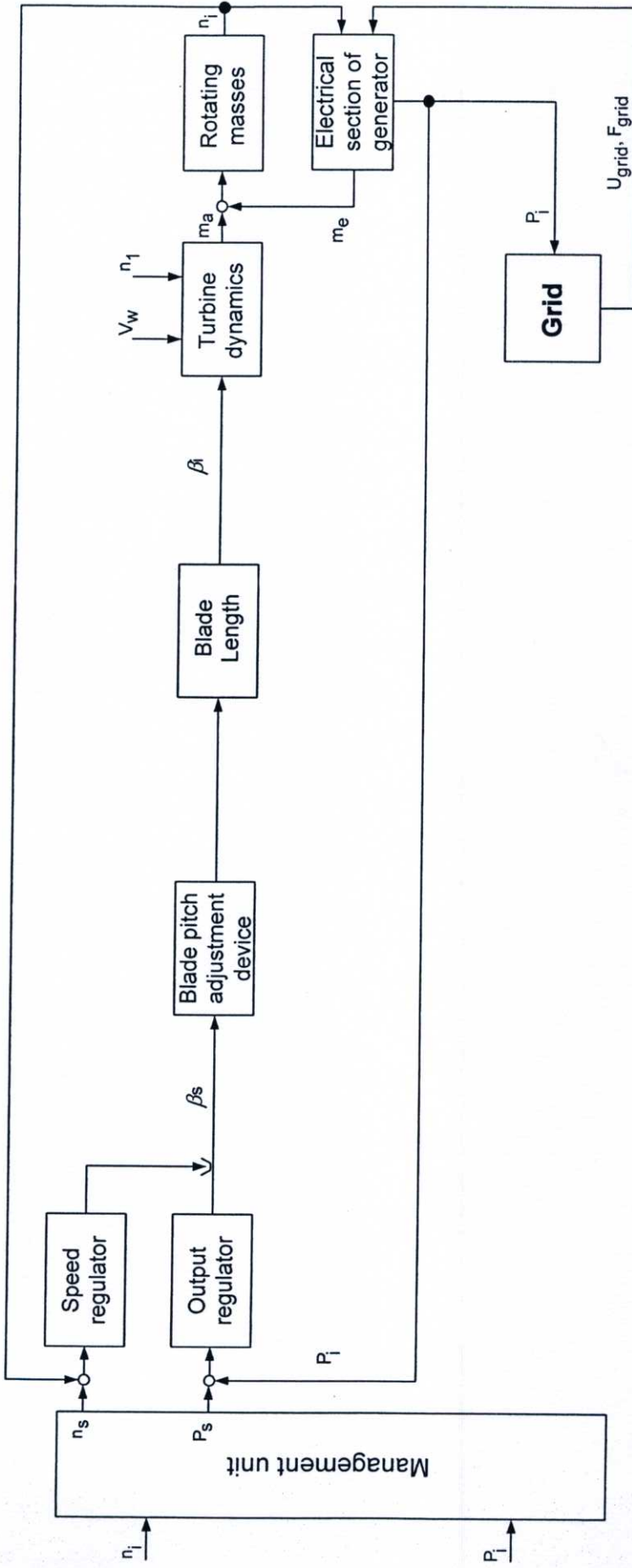


(ค) การควบคุมแรงดันและความถี่



(ง) วงจรควบคุมแรงดันและความถี่

รูปที่ 4.21 การควบคุมแรงดันและความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ [21]



รูปที่ 4.22 โครงสร้างสำหรับการควบคุมของกังหันลมขนาดเล็ที่ไม่มีวงจรการควบคุมตำแหน่งและความเร็วในการทำงานแบบแยกตัวอิสระ [21]

4.6.2 ข้อกำหนดของกังหันลมที่ปรับเปลี่ยนความเร็วได้

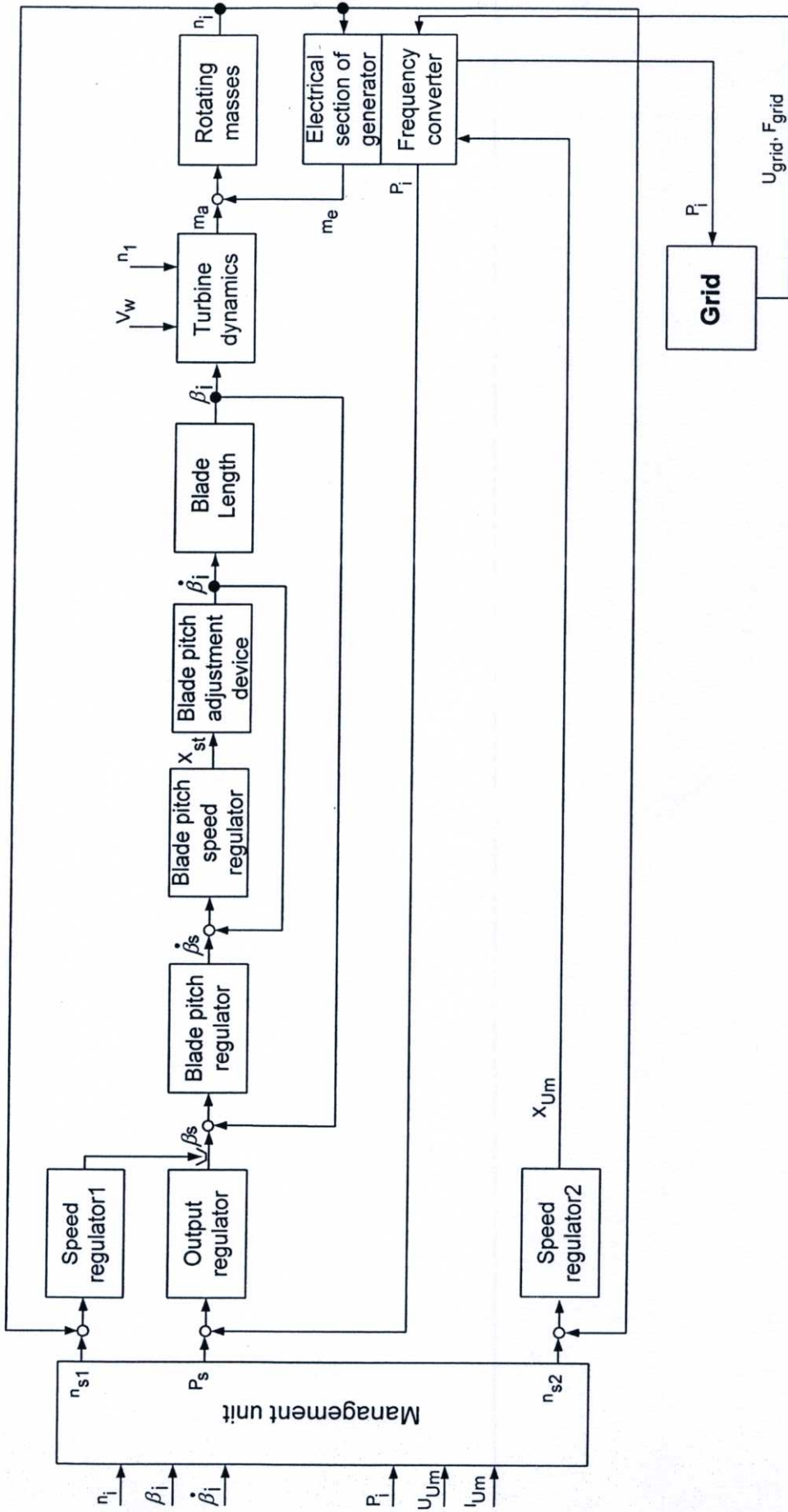
โครงสร้างควบคุมสำหรับใช้ปรับเปลี่ยนความเร็วของกังหันลม สามารถทำความเข้าใจได้ง่าย ซึ่งได้จากแนวคิดของการพัฒนาเพื่อควบคุมกังหันลมในการทำงานอย่างเป็นอิสระ โดยกำหนดให้ความเร็วในการทำงานอย่างเหมาะสม โดยประเมินความเร็วไว้ล่วงหน้าด้วยการทำให้กำลังไฟฟ้าลดต่ำลงตามคุณลักษณะ (ดูรูปที่ 4.16) ความเร็วลมในการผลิตกระแสไฟฟ้าต้องมีความเหมาะสมต่อการผลิต ระบบนี้ออกแบบมาด้วยวงจรควบคุมความเร็วที่แตกต่างกัน 2 ประเภท ดังแสดงในรูปที่ 4.23

วงจรการควบคุมส่วนแรกในส่วนบนของแผนภาพ (speed regulator1 และ output regulator) มีการจำกัดกำลังอินพุตและความเร็วของกังหันลมที่ค่าปกติของการทำงานแบบโหลดเต็ม เช่นการปรับแรงขับเคลื่อนของใบพัด และวงจรการควบคุมความเร็วส่วนที่สองในส่วนล่างของแผนภาพ (speed regulator2) ซึ่งจะควบคุมความเร็วของกังหันลม โดยใช้การควบคุมแรงบิดทางไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อการคุมกระแสไฟฟ้าให้ประสิทธิภาพในการหมุนทำให้ได้ผลผลิตที่เหมาะสมหรือมีการทำงานที่น่าเชื่อถือ และป้องกันส่วนประกอบจากการที่มีโหลดสูงเกินไป [21]

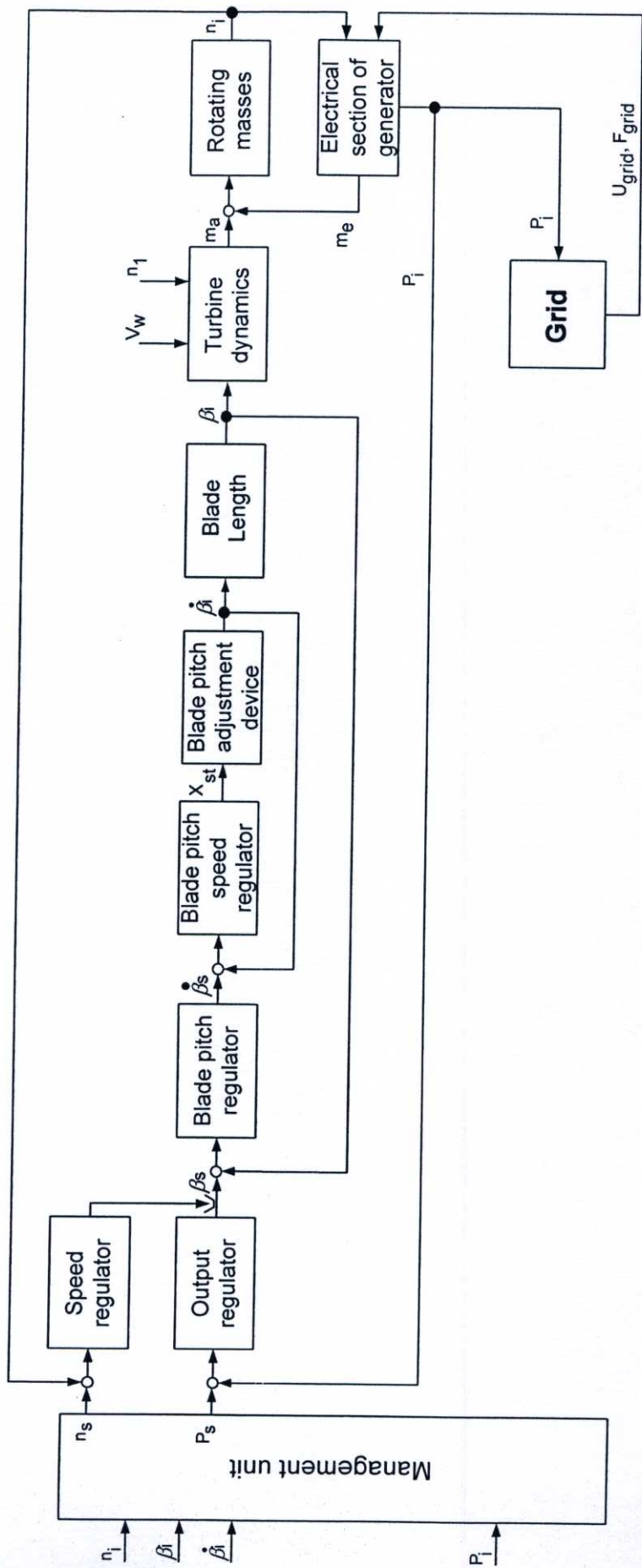
4.6.3 ข้อกำหนดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่ปรับเปลี่ยนสลิปได้

เครื่องจักรเหนี่ยวนำ สามารถทำงานในขอบเขตที่ความเร็วสูงกว่าความเร็วซิงโครนัส (over-synchronous) และที่ความเร็วต่ำกว่าความเร็วซิงโครนัส (under-synchronous) ความเร็วของเครื่องจักรเหนี่ยวนำสามารถแปรเปลี่ยนได้ ถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีขดลวดหลายเฟส ($m = 2, 3, \dots$) และถ่ายโอนกระแสผ่านทางสลิปริง ซึ่งทำให้ความเร็วในการทำงานสามารถปรับเปลี่ยนได้หลากหลาย โดยผ่านขดลวดที่เพิ่มเติมเข้าไป โดยอยู่ภายในขอบเขตดังนี้ [21]

1. ประมาณ 10 % ในภาวะการทำงานที่มีการควบคุมสลิปแบบพลวัต นั่นคือผลรวมทั้งหมดของความเร็วทางกลของโรเตอร์อยู่ในช่วงระหว่าง 0-0.1 เท่าของความเร็วซิงโครนัส
2. ประมาณ 30% ในภาวะการทำงานที่ความเร็วสูงกว่าความเร็วซิงโครนัส โดยใช้ประโยชน์จากการควบคุมแบบคาสเคดคอนเวอร์เตอร์กำลัง นั่นคือผลรวมทั้งหมดของความเร็วทางกลของโรเตอร์อยู่ในช่วงระหว่าง 1-1.3 เท่าของความเร็วซิงโครนัส
3. ประมาณ 40% ในภาวะการทำงานที่ความเร็วต่ำกว่าความเร็วซิงโครนัส และที่ความเร็วสูงกว่าความเร็วซิงโครนัส ในระบบดับบลิวเฟด นั่นคือผลรวมทั้งหมดของความเร็วทางกลของโรเตอร์อยู่ในช่วงระหว่าง 0.6-1.4 เท่าของความเร็วซิงโครนัส



รูปที่ 4.23 โครงสร้างการควบคุมของกังหันลมที่ความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่มีเครื่องแปลงผันความเร็วเพื่อการทำงานแบบแยกตัวอิสระและแบบเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า



รูปที่ 4.24 โครงสร้างสำหรับการควบคุมของกังหันลมที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าด้วยการกำหนดความเร็วที่คงที่ (การทำงานแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า) [21]

4.6.4 ข้อกำหนดของกังหันลมที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าที่แข็งแรง

สำหรับเครื่องจักรโดยส่วนใหญ่ จะมีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าด้วยการกำหนดความเร็วที่คงที่ เพื่อให้มีความเหมาะสมของกำลังไฟฟ้าที่พอเหมาะเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าได้อย่างราบรื่น ความเร็วของกังหันถูกกำหนดไว้ล่วงหน้าโดยระบบไฟฟ้าที่ผ่านทางเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.24 การควบคุมความเร็วในวงจรไฟฟ้าเป็นเพียงการทำให้กังหันลมทำงานและมีการจำกัดความเร็วของกังหันลม ฟังก์ชันการทำงานทั้งหมดของวงจรสำหรับการควบคุมกำลังไฟฟ้า จะเป็นการปรับแรงขับเคลื่อนของใบพัดและความเร็ว ซึ่งมีความคล้ายคลึงกันกับกังหันลมอื่นๆ ในการทำงานแบบแยกตัวอิสระ (ดูรูปที่ 4.16)

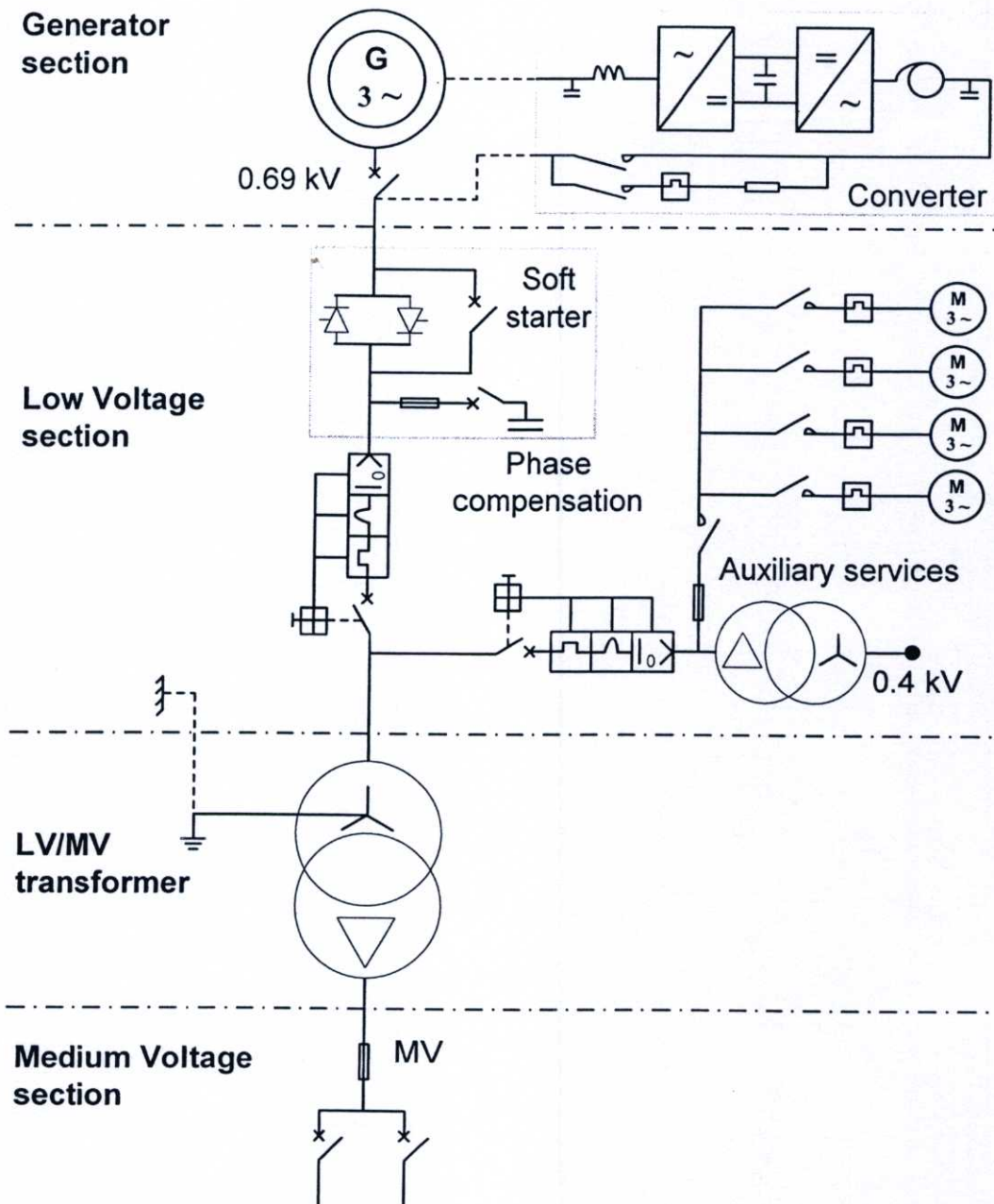
สำหรับกังหันขนาดเล็ก โครงสร้างระบบการควบคุมของกังหันลมจะสามารถทำให้การทำงานง่ายขึ้น โดยไม่ต้องมีการติดตั้งระบบควบคุมแรงขับเคลื่อนใบพัดที่ไวต่อสิ่งกระตุ้น ซึ่งแสดงไว้ในรูป 4.22 ถ้าควบคุมแรงที่ใช้ในการขับเคลื่อนที่ถูกจำกัดอย่างเหมาะสม ซึ่งมักต้องมีการพิจารณาในส่วนประกอบที่สำคัญและตัวควบคุม [21]

4.7 ส่วนประกอบที่จำเป็นสำหรับการทำงานของกังหันลม

การทำงานในระบบไฟฟ้ากำลังของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม จะประกอบด้วยอุปกรณ์และระบบที่เป็นส่วนประกอบการทำงานในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งมีแบบแผนทั่วไป โดยเฉพาะส่วนไฟฟ้าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม แสดงให้เห็นดังในรูปที่ 4.25 ประกอบด้วย 4 ส่วน ดังนี้ [22]

1. ส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (generator section)
2. ส่วนของแรงดันไฟฟ้าต่ำ (low-voltage section)
3. ส่วนของหม้อแปลงเพิ่มแรงดัน (step-up transformer section)
4. ส่วนของแรงดันไฟฟ้าปานกลาง (medium-voltage section)

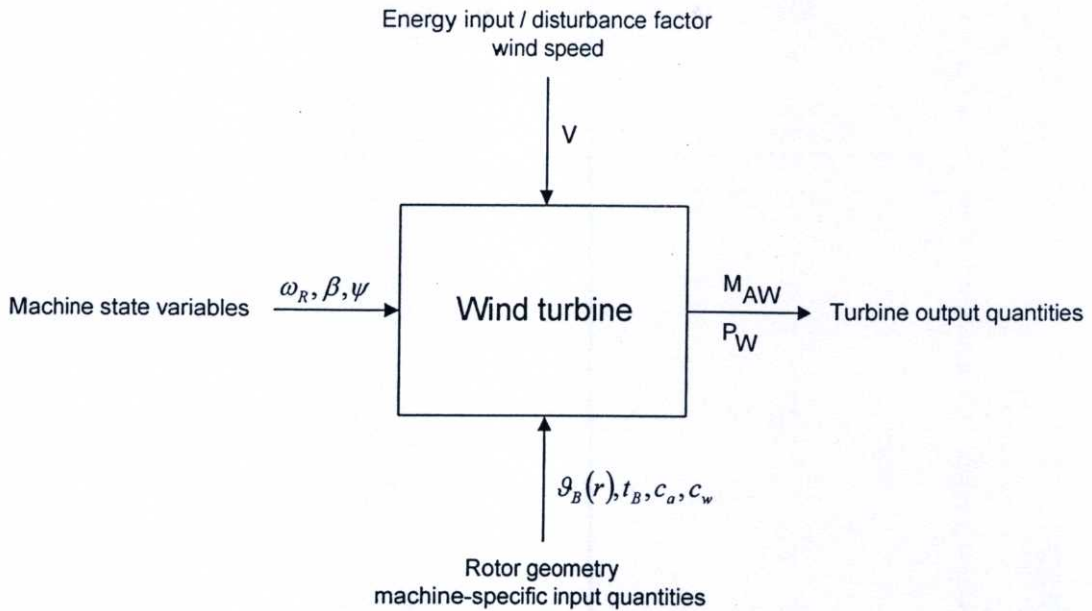
โครงสร้างส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบโรเตอร์กรงกระรอก (SCIG) ในส่วนนี้จะประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเพียงอย่างเดียว สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับบลิวเฟด (DFIG) จะมีคอนเวอร์เตอร์เป็นเหมือนสวิตช์ระหว่างโรเตอร์และสเตเตอร์ผ่านทางหม้อแปลงไฟฟ้าหรือรีแอคเตอร์ สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบวาล์วโรเตอร์ที่มีตัวต้านทานปรับค่าได้ (OSIG) เชื่อมต่อกับขดลวดโรเตอร์จะใช้ประโยชน์จากสวิตช์ที่เป็นอิเล็กทรอนิกส์กำลังที่ถูกใช้เพื่อการปรับค่าอย่างเหมาะสม



รูปที่ 4.25 รูปลักษณะทั่วไปของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม [22]

ตัวแปรหลักที่เป็นอินพุตและเอาต์พุตของกังหันลม สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ส่วน ซึ่งอินพุตแบ่งเป็น 3 ส่วน และอีก 1 ส่วนเป็นเอาต์พุต ดังแสดงในรูปที่ 4.26 ซึ่งทั้ง 4 ส่วนประกอบด้วย

- ความเร็วลม จะประกอบไปด้วยอินพุตของพลังงานและปัจจัยของสิ่งรบกวน
- การเปลี่ยนแปลงภาวะทางกล คือความเร็วกังหัน ตำแหน่งใบพัดและมุมใบพัด
- ปริมาณอินพุตที่เป็นลักษณะเฉพาะทางกลของใบพัดที่ได้รับการออกแบบมา
- ปริมาณเอาต์พุตของกังหันที่เป็นกำลังหรือแรงบิดในการขับเคลื่อน



รูปที่ 4.26 อินพุตและเอาต์พุตของกังหันลม [21]

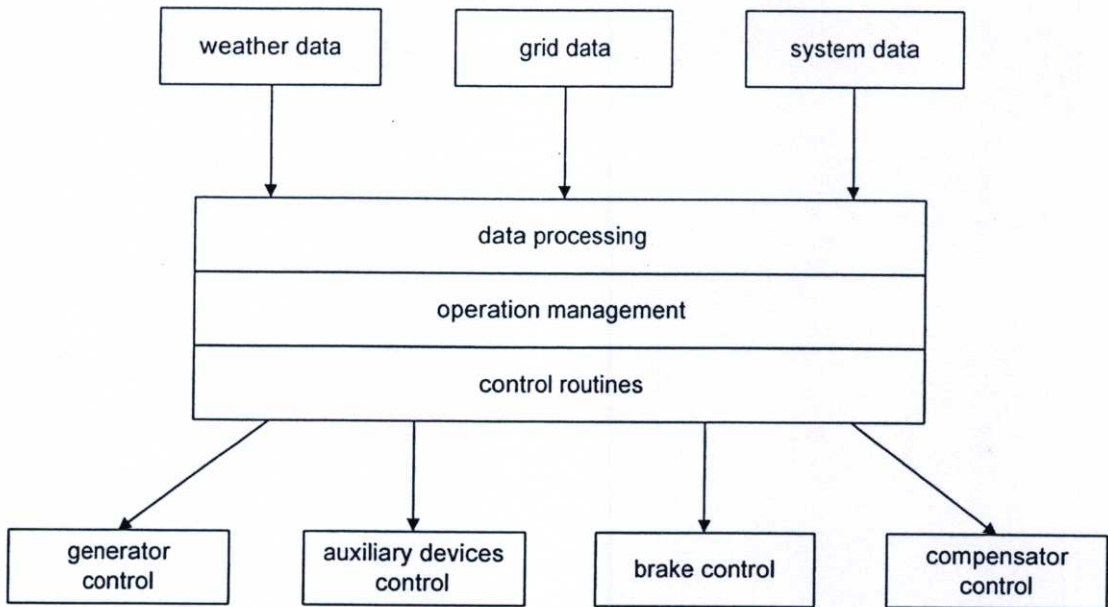
จากรูปที่ 4.26 สามารถแบ่งองค์ประกอบของตัวแปรที่สำคัญซึ่งเป็นอินพุตและเอาต์พุตในการทำงานของกังหันลม ได้ดังนี้ [21]

องค์ประกอบที่เป็นอินพุตของกังหันลม

V	=	Wind speed
ω_R	=	Angular velocity of the turbine rotor (vector quantity)
β	=	Rotor blade pitch
ψ	=	Position of rotor in relation to tower
$g_B(r)$	=	Blade pitch angle (radius of a blade element)
t_B	=	Blade thickness
c_a	=	Lift coefficient of blade profile
c_w	=	Drag coefficient of blade profile

องค์ประกอบที่เป็นเอาต์พุตของกังหันลม

M_{AW}	=	Wind turbine driving moment
P_W	=	Wind turbine power



รูปที่ 4.27 อินพุตและเอาต์พุตในการทำงานและการควบคุมของระบบพลังงานลม [23]

การทำงานในระบบไฟฟ้ากำลังของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม จะประกอบด้วยอินพุตและเอาต์พุตที่เป็นส่วนประกอบของการทำงานและการควบคุม ดังแสดงในรูปที่ 4.27 ซึ่งจะประกอบไปด้วยส่วนต่างๆ ดังนี้ [23, 24]

อินพุตในการทำงานและการควบคุมมีส่วนประกอบของข้อมูล คือ

1. ข้อมูลด้านอากาศ (Weather data)

- ความเร็วลม
- ทิศทางลม
- อุณหภูมิที่อยู่บริเวณรอบๆ (normal range of -10°C to $+40^{\circ}\text{C}$, IEC)
- ปริมาณความชื้นในอากาศ (up to 95%, IEC)
- ความกดอากาศ
- ความหนาแน่นอากาศ ($1,225\text{ kg/m}^3$, IEC)

2. ข้อมูลของระบบไฟฟ้า (Grid data)

- กำลังไฟฟ้าจริง
- กำลังไฟฟ้าจินตภาพ
- แรงดัน (normal value ± 10 , IEC)
- ตัวประกอบกำลัง

- ความถี่ (normal value $\pm 2\%$, IEC)
3. ข้อมูลของระบบกักกันลม (System data)
- อุณหภูมิของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
 - ทิศทางและตำแหน่งของกังหันลม
 - แนวสายเคเบิล
 - การสั่นแกว่งของห้องเครื่อง
 - ความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
 - ความเร็วของโรเตอร์
 - ระดับน้ำมันเกียร์
 - อุณหภูมิเกียร์
 - ระดับน้ำมันไฮดรอลิกส์
 - อุณหภูมิน้ำมันไฮดรอลิกส์

เอาต์พุตในการทำงานและการควบคุมมีส่วนประกอบของข้อมูล คือ

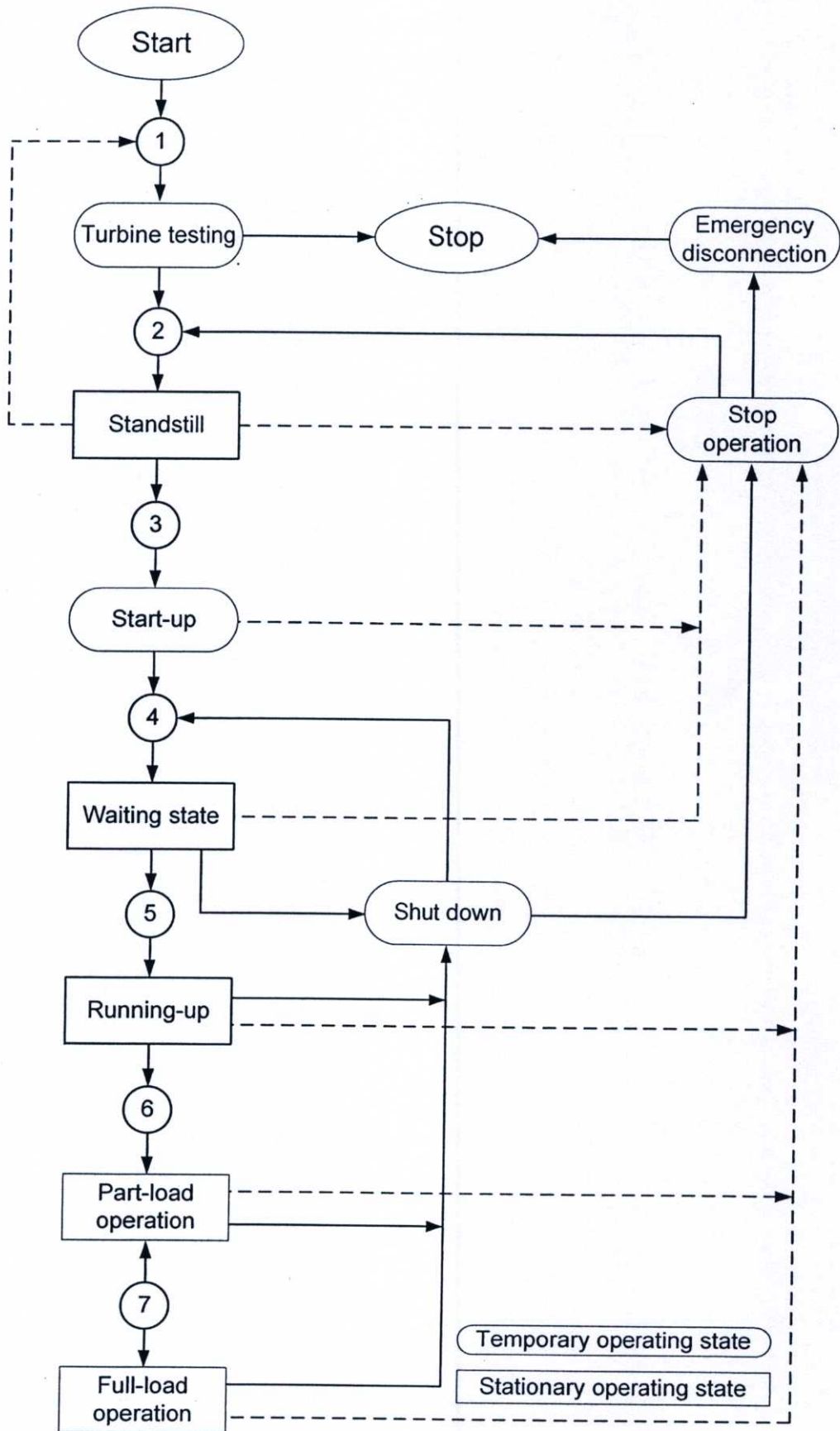
1. การควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator control)
 - กำลังไฟฟ้า
 - แรงดันไฟฟ้า
 - ความถี่
2. การควบคุมอุปกรณ์ช่วย (Auxiliary devices control)
 - ระบบสื่อสาร
 - ตัวทำความร้อน
 - แสงสว่าง
 - สวิตช์เกียร์
 - ชุดตัวเรียงกระแสอัดประจุ
 - แผงจ่ายไฟ ดี.ซี. (เบรกเกอร์ที่จำเป็น, สวิตช์ควบคุม, อุปกรณ์การวัด, เกียร์ป้องกัน และอื่นๆ)
 - ส่วนสะสมแบตเตอรี่ (220 โวลต์ ดี.ซี. จ่ายส่วนที่จำเป็นสำหรับการทำงาน, การส่งสัญญาณและการป้องกัน)
 - การป้องกันฟ้าผ่า

- ระบบสายดิน
 - อุปกรณ์ป้องกันไฟไหม้
 - ระบบแสงในการเตือนภัย
3. การควบคุมเบรก (Brake control)
- การเบรกโรเตอร์
 - การเบรกการหันเหของห้องเครื่อง
4. การควบคุมส่วนชดเชย (Compensator control)
- การชดเชยกำลังไฟฟ้าจินตภาพ (เครื่องจักรแบบเหนี่ยวนำ)

4.8 ระบบการจัดการลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม

ระบบการจัดการต้องมีการทำงานที่ทำให้เกิดความมั่นใจที่น่าเชื่อถือและสามารถทำงานได้เองตามระบบอัตโนมัติของกังหันลม สำหรับความสำเร็จของการทำงานมักมีความสัมพันธ์กันระหว่างองค์ประกอบและความแปรปรวนของระบบ ซึ่งจะต้องมีการตรวจวัดอย่างต่อเนื่อง โดยค่าที่คงไว้และขอบเขตของค่าความแปรปรวนในระบบต้องเป็นค่าที่สามารถยอมรับได้ ระบบการจัดการสามารถกำหนดค่าไว้ล่วงหน้าก่อน รวมถึงการทำงานเมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นหรือในเหตุการณ์ภาวะฉุกเฉิน ระบบการจัดการของกังหันลมจะมีอิทธิพลต่อลักษณะพฤติกรรมการทำงานของกังหันลมที่อยู่บนพื้นฐานของการควบคุมสัญญาณและค่าที่ต้องการที่มีการปรับค่าไว้ล่วงหน้า ในรูปที่ 4.28 แสดงโครงสร้างของระบบการจัดการสำหรับกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่มีระบบเครื่องแปลงผันความถี่ และลักษณะทั่วไปของการทำงานที่มีความสำคัญที่แสดงให้เห็นถึงลักษณะการทำงานที่มีการเปลี่ยนแปลงจากสภาวะหนึ่งไปเป็นอีกสภาวะหนึ่ง (โครงสร้างควบคุม ดังที่รูป 4.23)

โดยทั่วไปกังหันลมจะทำงานในโหมดอัตโนมัติ อย่างไรก็ตามโหมดการทำงานด้วยมือ (manual) และกึ่งอัตโนมัติ (semi-automatic) ซึ่งมีการป้อนด้วยมือของค่าที่ต้องการเป็นสิ่งจำเป็นระหว่างการใช้งานและการบำรุงรักษา สถานะการทำงานในภาวะชั่วคราว (transient) ต้องมีขีดจำกัดของคาบเวลาที่เพียงพอ ซึ่งต้องมีการตรวจวัดในช่วงเวลานั้น สำหรับช่วงเวลาของสภาวะการทำงานในสถานะอยู่ตัว (steady-state) ระบบการจัดการไม่ต้องมีการตรวจวัด กังหันลมจะยังคงอยู่ในสภาวะนี้เป็นเวลานานและมีการทำงานตามปกติอย่างต่อเนื่อง ในสถานะการทำงานทั้งหมดภายใต้สภาวะการทำงานปกติมักมีความต่อเนื่อง และจะส่งสัญญาณเพื่อการตอบสนองที่ถูกต้องไปยังคอมพิวเตอร์ โดยมีเพียงเงื่อนไขเดียวที่ต้องการเพื่อการเปลี่ยนแปลงไปสู่สถานะการทำงานที่ทำให้หยุดนิ่ง (stop operation) นั่นคือการทำงานที่อยู่ในภาวะ การหยุด (shut-down), การหยุดขณะฟอลต์ (fault shut-down) หรือการตัดการเชื่อมต่อขณะภาวะฉุกเฉิน (emergency disconnection) [21, 22]



รูปที่ 4.28 โครงสร้างทั้งหมดของระบบการจัดการลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม [21, 22]

4.8.1 การทดสอบกังหันลม (turbine testing)

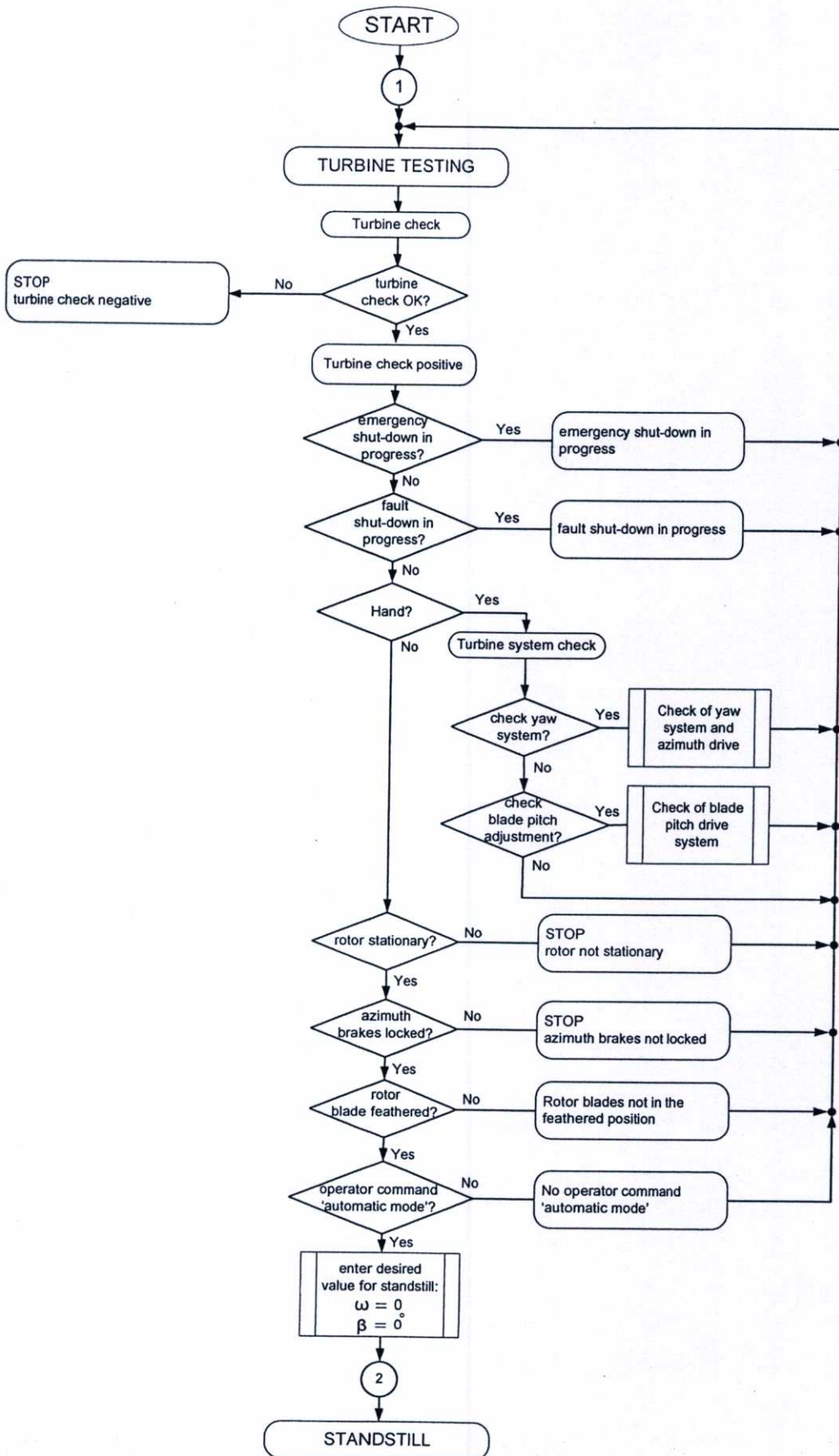
ในสถานะการทำงานนี้ เป็นสถานะเริ่มต้นของระบบการจัดการ โดยจะต้องมีการตรวจวัดสถานะที่เป็นส่วนประกอบของระบบ โดยการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นของระบบจะต้องมีการตรวจเช็คและบันทึกข้อมูล ในรูปที่ 4.29 แสดงโครงสร้างสำหรับการทดสอบกังหันลม ปฏิบัติการตอบสนองที่ถูกต้องตามแบบแผนระบบการจัดการ สามารถตรวจเช็คได้โดยตัวเซนเซอร์ ถ้าเกิดข้อผิดพลาดขึ้นต้องมีการบันทึกผลความผิดพลาดและส่งข้อมูลไปยังผู้ดูแลระบบ ส่วนประกอบทั้งหมดของกังหันลมจะต้องมีค่าขีดจำกัดที่ตรวจสอบได้ในทุกสภาวะการทำงาน การตรวจสอบและทดสอบระบบ เช่นระบบทั้งหมดอยู่ในฟังก์ชันการทำงานอย่างเหมาะสมหรือไม่ รวมทั้งอุณหภูมิที่อยู่ในช่วงการทำงานจะต้องมีการส่งข้อมูลว่าถูกต้องหรือไม่ หลังจากที่มีการทดสอบเสร็จแล้ว กังหันลมจะข้ามไปยังสถานะการทำงานถัดไป สำหรับการทดสอบสภาวะการทำงานของกังหันลมจะถูกทำซ้ำจนกว่าเงื่อนไขจะเป็นจริง

4.8.2 การหยุดนิ่ง (standstill)

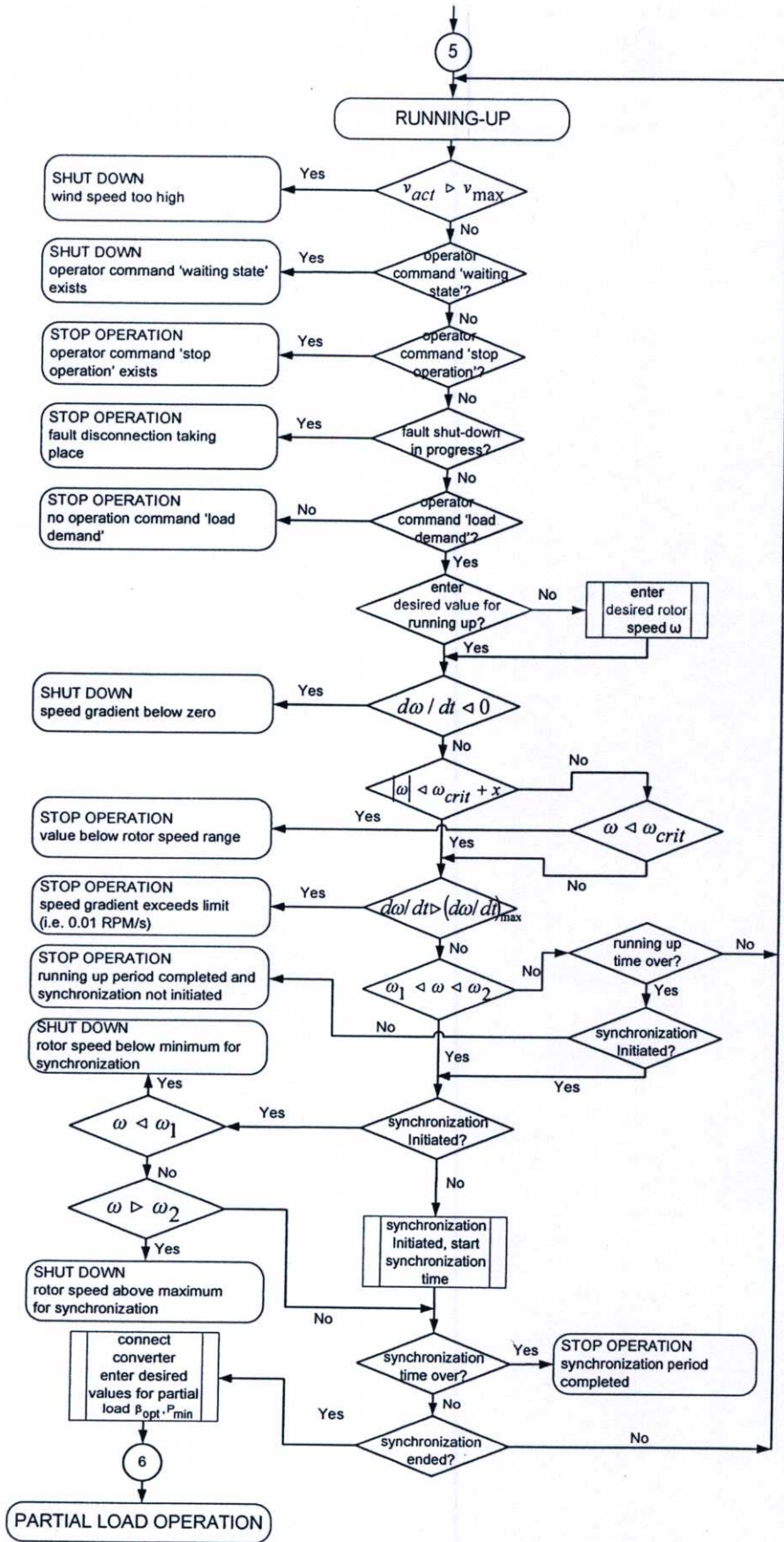
ในสถานะการทำงานนี้ กังหันลมจะต้องอยู่ในสภาวะหยุดนิ่ง ซึ่งเป็นลักษณะของโรเตอร์ที่ไม่เกิดการหมุน และใบพัดของกังหันลมจะมีการปรับตำแหน่งที่รวดเร็ว ห้องเครื่องยนต์ของกังหันลมจะถูกหั่นเหออกจากเส้นทางลม ถ้าเกิดการบิดของเคเบิลภายในเสาของกังหันลมจะต้องมีการปรับให้ถูกต้อง สวิตช์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะอยู่ในสถานะออฟและตัดการเชื่อมต่อจากระบบไฟฟ้า ในสภาวะแรกจากทั้งหมดจะต้องมีการป้องกันกังหันลม เพื่อไม่ให้ข้ามไปสู่สถานะการทำงานเริ่มต้นได้ โดยต้องผ่านเงื่อนไขของระบบการตรวจสอบการทำงานในสภาวะหยุดนิ่งก่อน ถ้าเงื่อนไขในการตรวจสอบทั้งหมดทำให้เป็นจริงแล้ว จะส่งสัญญาณไปตรวจสอบความถูกต้องที่คอมพิวเตอร์ แล้วสั่งให้กังหันลมสามารถข้ามไปในสถานะการเริ่มทำงานได้

4.8.3 การเริ่มทำงาน (start-up)

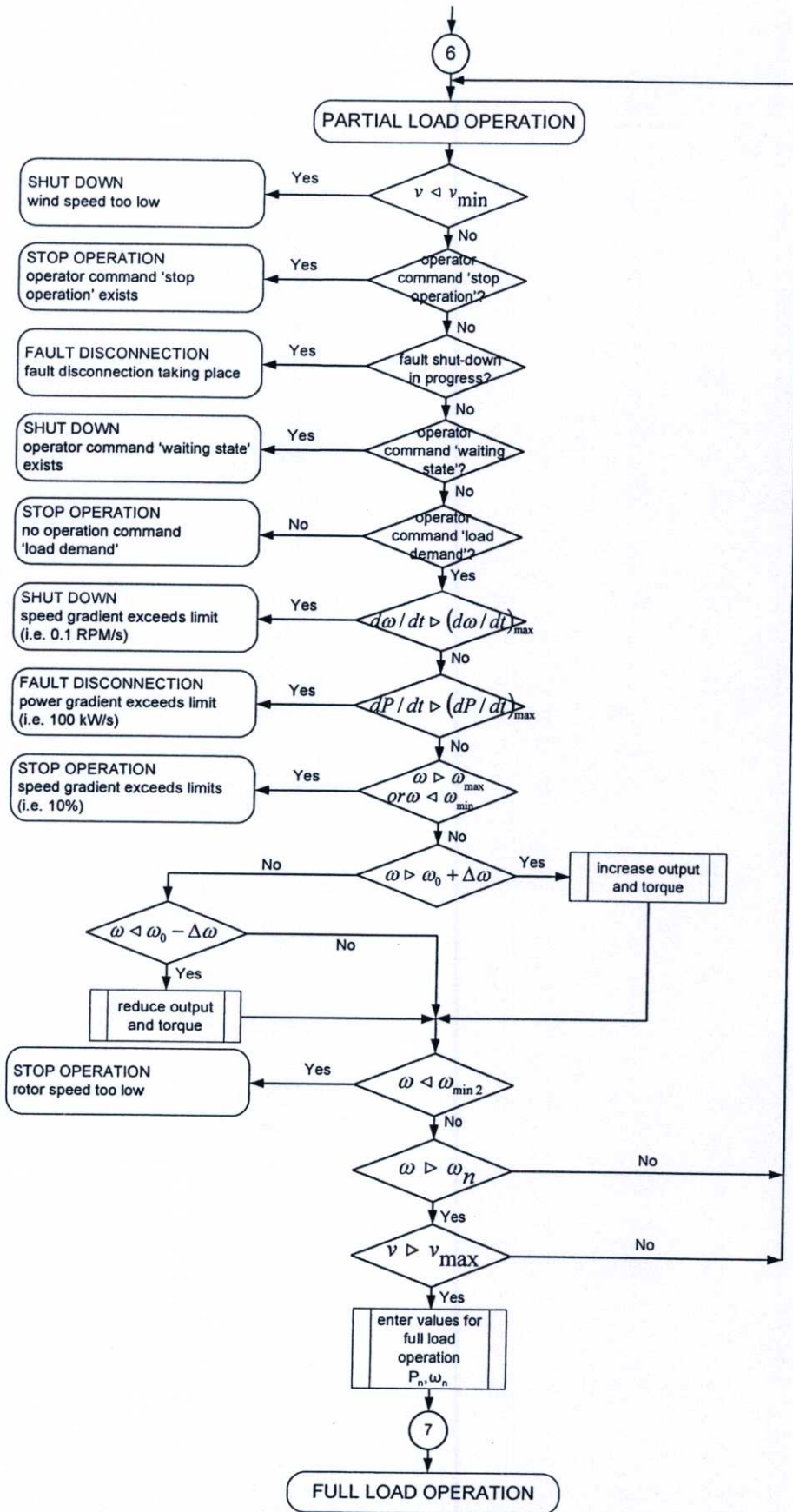
ในสถานะการทำงานนี้ กังหันลมจะเริ่มทำงานที่สภาวะไม่มีโหลด นั่นคือโรเตอร์ถูกปล่อยออกจากการเบรก กังหันลมจะมีการขับเคลื่อนโดยรับอินพุตจากลมเพียงอย่างเดียว และยังไม่มีการผลิตกำลังไฟฟ้าเกิดขึ้นจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากสภาวะขณะหยุดนิ่งจนถึงเริ่มมีความเร็ว นั้นมีการกำหนดไว้ล่วงหน้าโดยระบบควบคุม ตรงจุดนี้ใบพัดโรเตอร์เป็นการควบคุมการทำงานโดยการปรับใบพัดไปยังตำแหน่งของมุมที่กำหนด ในสภาวะการทำงานนี้ จะถูกตรวจสอบภายใต้เงื่อนไขสำหรับการหยุดขณะฟอลต์และการทำให้หยุดนิ่ง และเริ่มการทำงานด้วยวิธีที่เหมาะสม ซึ่งความเร็วจะเป็นการตรวจสอบระหว่างลำดับการทำงานนี้ด้วย ขณะที่ไม่นานเมื่อโรเตอร์กังหันลมมีความเร็วรอบของการทำงานในปริมาณที่เพียงพอซึ่งเป็นค่าต่ำสุดที่สามารถเริ่มทำงานได้ สถานะการทำงานของกังหันลมจะข้ามไปยังโหมดการเตรียมพร้อม ในระหว่างสภาวะการเริ่มต้นทำงาน ห้องเครื่องยนต์ของกังหันลมจะมีการหั่นเหออกจากเส้นทางลมอีกครั้งหนึ่ง



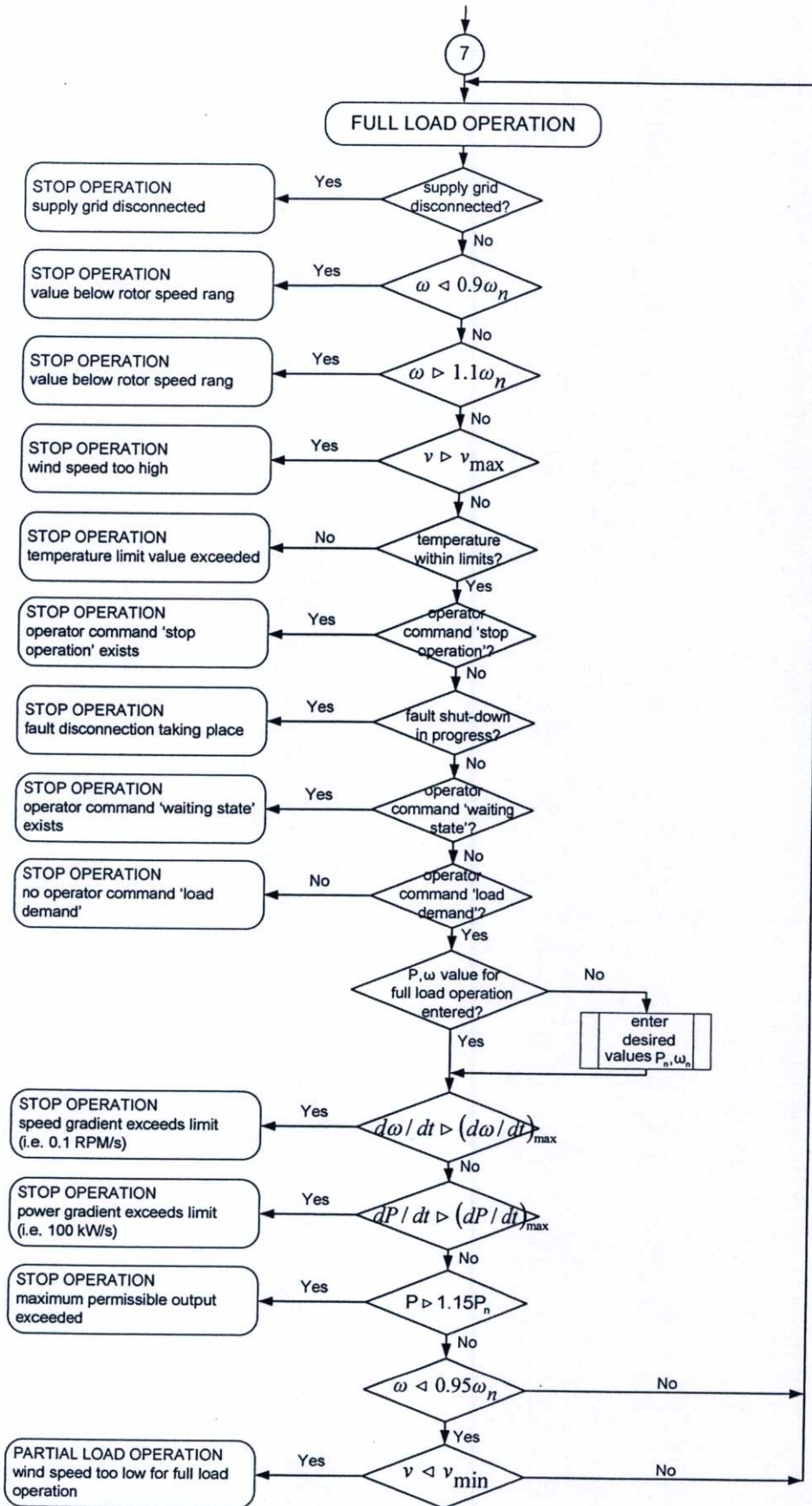
รูปที่ 4.29 โครงสร้างระบบการจัดการสำหรับการทดสอบกังหันลม [21, 22]



รูปที่ 4.30 โครงสร้างระบบการจัดการระหว่างการเร่งเครื่อง [21, 22]



รูปที่ 4.31 โครงสร้างระบบการจัดการในการทำงานแบบโหลดบางส่วน [21, 22]



รูปที่ 4.32 โครงสร้างระบบการจัดการในการทำงานแบบโหลดเต็ม [21, 22]

4.8.4 โหมดการเตรียมพร้อม (waiting mode)

ในสถานะการทำงานนี้ ส่วนประกอบทั้งหมดของโหมดการเตรียมพร้อมของกังหันลมเป็นการเตรียมพร้อมเพื่อการทำงาน ความเร็วโรเตอร์จะตั้งอยู่ในขอบเขตที่ได้รับการกำหนดโดยระบบการจัดการ และมีอิทธิพลตามระบบการควบคุมใบพัด ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะยังไม่ถูกต่อถึงกับระบบไฟฟ้า ถ้าเงื่อนไขที่เหมาะสมเป็นการทำให้เป็นจริงตรงกับสถานะการเริ่มต้นทำงาน ความเร็วจะเป็นการคงไว้ภายในข้อกำหนดของขอบเขตที่ยอมรับได้ โดยการปรับของใบพัดโรเตอร์ตามค่าที่ต้องการ ถ้าโหมดการเตรียมพร้อมเป็นการคงไว้เพื่อช่วงเวลาที่ยาว ดังนั้นผู้ควบคุมเครื่องจะเป็นผู้แจ้งให้ทราบ และหลังจากช่วงเวลาที่แน่นอนแล้ว (ตัวอย่างเช่น 1 วัน) การทดสอบกังหันที่เพิ่มเติมจะเป็นการทำให้เสร็จสิ้น นอกเหนือจากนั้น ในสถานะการทำงานนี้เงื่อนไขสำหรับการทำให้เป็นจริงคือการตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และห้องเครื่องยนต์เป็นการหันเหไปในทิศทางของลม

4.8.5 การเร่งเครื่อง (running-up)

ในสถานะการทำงานนี้ ถ้าความเร็วลมมีปริมาณที่สูงเพียงพอ ความเร็วโรเตอร์ของกังหันลม สามารถเร่งความเร็วเข้าใกล้ค่าที่มีความเป็นไปได้สำหรับการเชื่อมต่อระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้า ดังในรูปที่ 4.30 เครื่องแปลงผันความถี่จะมีการตรวจสอบเป็นครั้งแรก เพื่อการเตรียมพร้อมสำหรับการควบคุมกำลังไฟฟ้า ดังนั้นระบบในการป้องกันระบบไฟฟ้า สามารถถูกต่อถึงกันในขณะนั้นด้วย ซึ่งมีการช่วยเหลือจากระบบการปรับใบพัด ขณะที่ความเร็วโรเตอร์เป็นการปรับไปยังความเร็วที่เป็นการกำหนดโดยระบบการจัดการ โดยระหว่างสภาวะการเร่งเครื่องเงื่อนไขการหยุดขณะพอลต์และการทำให้หยุดนิ่ง เป็นการตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และห้องเครื่องยนต์ของกังหันลมมีการหักเหตามทิศทางของลม เมื่อได้มาซึ่งความเร็วโรเตอร์ที่ต้องการ ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องแปลงผันความถี่จะเป็นการต่อถึงกันกับระบบไฟฟ้า และสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ ซึ่งกังหันลมจะอยู่ในช่วงการทำงานแบบโหลดบางส่วน

4.8.6 การทำงานแบบโหลดบางส่วน (part-load operation)

ในการทำงานแบบโหลดบางส่วน รูปที่ 4.31 ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะส่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปยังระบบไฟฟ้า แรงขับเคลื่อนใบพัดจะถูกกำหนดไว้หรือปรับให้อยู่ในค่าที่เหมาะสม ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจะผลิตได้สูงสุดหรือมีโหลดซึ่งเป็นส่วนประกอบที่ต่ำที่สุด ระบบการจัดการจะกำหนดค่าเพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าที่มีความสัมพันธ์กับความเร็ว ในการทำงานแบบโหลดบางส่วน ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีเครื่องแปลงผันความถี่ที่ทำหน้าที่ควบคุมการทำงานให้มีความเร็วและกำลังเอาต์พุตที่สัมพันธ์กัน การปรับค่าเพื่อรักษาความเร็วในการทำงานจะอาศัยการเปลี่ยนแปลงตามเส้นคุณลักษณะกำลัง-ความเร็ว ในภาวะการทำงานนี้ห้องเครื่องยนต์จะถูกหันเข้าหาทิศทางลมอย่างต่อเนื่อง ระบบควบคุมแรงขับเคลื่อนของใบพัด ซึ่งทำหน้าที่ในส่วนของการรักษาความปลอดภัย นั่นคือจะมีการหยุดโรเตอร์เมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน ในขณะที่อยู่ในภาวะการ

ทำงานแบบโหลดบางส่วน เมื่อมีความเร็วลมที่สูงมากขึ้นเพียงพอ กังหันลมจะทำงานแบบอัด โนมัติ โดยจะเข้าไปสู่สถานะการทำงานแบบโหลดเต็ม (full-load) อย่างไรก็ตามสำหรับการทำงานปกติจะ ถูกตรวจสอบในภาวะการทำงานแบบโหลดบางส่วน

4.8.7 การทำงานแบบโหลดเต็ม (full-load operation)

ในการทำงานแบบ โหลดเต็ม ถ้าความเร็วลมสูงเพียงพอ กังหันลมจะทำงานจากสภาวะแบบ โหลดบางส่วนไปสู่การทำงานแบบโหลดเต็ม ดังรูปที่ 4.32 ในสถานะการทำงานนี้ระบบการจัดการ จะกำหนดค่าสำหรับความเร็วปกติ ซึ่งความเร็วและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกควบคุมโดยการปรับ แรงขับเคลื่อนของใบพัด ในการทำงานแบบโหลดเต็ม เครื่องแปลงผันความถี่จะสามารถรักษากำลัง เอาต์พุต และ โมเมนต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไว้ที่ระดับคงที่หรือเปลี่ยนแปลงที่มีความสัมพันธ์กับ ฟังก์ชันที่ระบุไว้ ในกรณีที่เกิดการกระเพื่อมของเอาต์พุต จะทำให้กังหันลมมีความเร็วที่สูงและ ค่อยๆ ลดความเร็วลง โดยความเร็วจะถูกรักษาไว้ภายในขอบเขตที่ได้รับการควบคุมโดยแรง ขับเคลื่อนของใบพัด สำหรับการทำงานในช่วงที่มีโหลดเกินเล็กน้อยเป็นการยอมรับได้ในกรณีของ ลมพัดกระโชกแรงอย่างกระทันหัน ดังนั้นใบพัดจะไม่ทำการปรับอย่างรวดเร็วหรือบ่อยในกรณีนี้ ในช่วงของโหลดเกินมักมีเวลาที่จำกัด ซึ่งจะขึ้นอยู่กับลักษณะอุณหภูมิของระบบที่เกิดขึ้น สภาวะอุณหภูมิในการทำงานนี้ จะถูกตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และเก็บข้อมูลที่มีความจำเป็นต่อการ ผลิตไฟฟ้า ห้องเครื่องของกังหันลมจะถูกปรับให้หันเหไปในทิศทางลม

4.8.8 การหยุดทำงาน (shut-down)

จากช่วงการทำงานแบบ โหลดบางส่วน แบบ โหลดเต็ม และการเร่งเครื่อง ซึ่งมีความเป็นไปได้ ในทุกช่วงระยะเวลาการทำงานทั้งหมด ที่จะทำให้เกิดการหยุดการทำงานของกังหันลมขึ้น และ จะนำไปสู่สถานะการทำงานใน โมดการเตรียมพร้อมและจะมีการรายงานสถานะที่เหมาะสมที่พร้อม ทำงานอีกครั้ง ซึ่งการเกิดขึ้นของสภาวะการหยุดทำงานดังที่กล่าวข้างต้น เกิดขึ้นหลังจากมีการ กำหนดค่าไว้ล่วงหน้าโดยระบบการจัดการ ซึ่งกำลังไฟฟ้าเอาต์พุตจะถูกปรับลดลงโดยเครื่องแปลง ผันความถี่และกังหันลมจะลดความเร็วลงโดยการปรับใบพัด เมื่อการลดลงของค่าอยู่ในระดับที่ทำให้ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัดการเชื่อมต่อจากระบบไฟฟ้าแล้ว เงื่อนไขการหยุดขณะฟอลต์และ การเบรก จะมีการตรวจสอบอีกครั้ง หลังจากกระบวนการตัดการเชื่อมระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และระบบไฟฟ้าออกจากกันสำเร็จ กังหันลมจะกลับไปสู่สถานะการทำงานใน โมดการเตรียมพร้อม

4.8.9 การทำให้หยุดนิ่ง (stop operation or immobilization)

ในสถานะการทำงานนี้ มีความเป็นไปได้สำหรับการหยุดกังหันลมจากสภาวะการทำงาน โดยการทำให้หยุดนิ่งเป็นสิ่งที่เหมือนกันกับการหยุดทำงาน ถ้าความเร็วมีการลดลงต่ำกว่าค่าต่ำสุด ที่กำหนดไว้ล่วงหน้าโดยระบบการจัดการ จากนั้นโรเตอร์และห้องเครื่องยนต์จะได้รับการเบรก

และกัณฑ์ลมจะเข้าสู่สถานะการทำให้หยุดนิ่งหรืออยู่ในสภาพที่ไม่เคลื่อนที่ อย่างไรก็ตามเงื่อนไข การหยุดขณะฟอลต์และการเบรก จะถูกตรวจสอบซ้ำอีกครั้งและมีการแสดงข้อความสถานะในช่วง การทำงานที่ไม่สามารถเคลื่อนที่ได้

4.8.10 การหยุดขณะฟอลต์ (fault shut-down)

ในสถานะการทำงานนี้ เป็นวิธีการที่คล้ายคลึงกันกับสถานะการทำให้หยุดนิ่ง ระบบการ จัดการกัณฑ์ลมสามารถมีการกำหนดขอบเขตของค่าที่สูงกว่าปกติ เพื่อใช้ประโยชน์ในกรณีของ การหยุดโรเตอร์มักจะประยุกต์ใช้ในวิธีการควบคุม ถ้าความเร็วโรเตอร์ลดลงต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่ กำหนดไว้ล่วงหน้าโดยระบบการจัดการ ดังนั้นโรเตอร์และห้องเครื่องยนต์จะได้รับการเบรก และ กัณฑ์ลมจะเข้าสู่สถานะการทำให้หยุดนิ่ง ในระหว่างช่วงการหยุดขณะฟอลต์ การหยุดขณะภาวะ ฉุกเฉิน และการเบรก เงื่อนไขเหล่านี้จะต้องมีการตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง

4.8.11 การหยุดขณะภาวะฉุกเฉิน (emergency shut-down)

ในสถานะการทำงานนี้ สภาวะการทำงานปกติการทำให้โรเตอร์กัณฑ์ลมหยุดการเคลื่อนที่ คงไม่สามารถควบคุมได้หากเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน อย่างไรก็ตามสภาวะการทำงานนี้ สุดท้ายแล้ว กัณฑ์ลมจะเข้าสู่สภาวะคงที่ และสามารถเริ่มต้นทำงานได้อีก โดยการควบคุมของระบบการจัดการ กัณฑ์ลมหรือระบบรักษาความปลอดภัยที่สูงกว่า การหยุดขณะภาวะฉุกเฉินสามารถเกิดขึ้นได้ ในขณะที่อยู่ในสภาวะการทำงานแบบความเร็วเต็มที่ ระบบการเบรกทั้งหมดจะถูกนำมาใช้เพื่อ ป้องกันอันตรายที่ก่อให้เกิดความเสียหายได้ ซึ่งเป็นวิธีการที่ปลอดภัยที่สุด วิธีการนี้มักถูกนำมาใช้ ในสภาวะที่คับขันในการทำงานของการเบรกและปรับใบพัดโดยการใช้ไฮดรอลิกส์ โรเตอร์จะถูก ล็อคให้หยุดนิ่ง การทำงานนี้เป็นการป้องกันด้วยการควบคุมของระบบการจัดการ

โครงสร้างระบบการจัดการลำดับขั้นตอนการทำงานของกัณฑ์ลม ที่แสดงให้เห็นในรูปที่ 4.28-4.32 เป็นการนำเสนอให้เห็นถึงความสัมพันธ์กันของสถานะที่เป็นพื้นฐาน ที่สามารถพิจารณา เพื่อวิเคราะห์การทำงานของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมในระบบไฟฟ้ากำลัง รวมถึงกระบวนการของขั้นตอนการเชื่อมต่อและตัดการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า ในแต่ละ สถานะการทำงานของกัณฑ์ลม จะมีลำดับขั้นตอนวิธีการทำงานโดยมีระบบตรวจสอบการควบคุม และการจัดการลำดับขั้นตอนการทำงาน ซึ่งส่วนใหญ่จะมีความสัมพันธ์กันกับระบบการป้องกัน ตัว แปรต่างๆ ที่มีการวัดค่าและถูกเปรียบเทียบกับค่าสูงสุด ค่าต่ำสุด หรือค่าวิกฤตที่อยู่ในขอบเขตการ ทำงานที่กำหนดโดยระบบการจัดการ อย่างไรก็ตาม สำหรับโครงสร้างทั้งหมดของระบบการจัดการ ลำดับขั้นตอนสถานะการทำงานของกัณฑ์ลม ดังแสดงให้เห็นข้างต้นนั้น เมื่อชนิดระบบเครื่อง กานัดไฟฟ้าของกัณฑ์ลมแตกต่างกันไป วิธีการหรือลำดับขั้นตอนการทำงานของกัณฑ์ลมก็จะ แตกต่างไปจากที่ได้นำเสนอ

4.9 ข้อเสนอแนะเพื่อการควบคุมการทำงานของกังหันลม

4.9.1 การเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้า (Grid Connection)

เมื่อกังหันลมได้รับการเปิดระบบเพื่อการเริ่มต้นทำงานจากผู้ควบคุมเครื่อง (Operator) กังหันลมจะดำเนินการตามลำดับขั้นตอนดังแสดงให้เห็นในหัวข้อที่ผ่านมา อย่างไรก็ตาม เมื่อกังหันลมเข้าสู่สถานะการทำงานของ โมดการเตรียมพร้อม (Waiting Mode) นั่นคือกังหันลมเป็นการเตรียมพร้อมเพื่อการทำงานที่จะผลิตพลังงานไฟฟ้า ความเร็วโรเตอร์จะตั้งอยู่ในขอบเขตที่ได้รับการกำหนดโดยระบบการจัดการ ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันลมจะยังไม่สามารถทำการซิงโครไนซ์ (Synchronization) กับระบบของการไฟฟ้าได้ โดยต้องพิจารณาตามหลักปฏิบัติของรูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกันในการจ่ายไฟฟ้า ดังนี้

1. ผู้ควบคุมเครื่องจะต้องแจ้งไปยังศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าให้ทราบเพื่อการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบ และต้องได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าก่อน จึงจะสามารถทำการซิงโครไนซ์ได้ ทั้งนี้การรับ-ส่งข้อมูลระหว่างผู้ควบคุมเครื่องและศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า สามารถทำได้โดยผ่านอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition : SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
2. เมื่อผู้ควบคุมเครื่องได้รับการแจ้งข้อมูลการอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบได้ จากศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า กังหันลมจะเปลี่ยนสถานะการทำงานจากโมดการเตรียมพร้อมไปยังโมดการเร่งเครื่อง (Running-up) เมื่อความเร็วลมมีปริมาณที่สูงเพียงพอ ความเร็วโรเตอร์ของกังหันลมจะเร่งความเร็วเข้าสู่ค่าสำหรับการซิงโครไนซ์ระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้า ทั้งนี้การซิงโครไนซ์ให้ทำที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันลม (Generator Circuit Breaker) หรือที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ (Interconnection Circuit Breaker) ตามความเหมาะสม
3. กังหันลมจะต้องออกแบบระบบป้องกัน เพื่อไม่ให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) คือไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันลมเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อไม่มีไฟฟ้า โดยหากไม่มีไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ปลดการเชื่อมต่อโดยทันที เพื่อป้องกันการเกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบ โครงข่ายไฟฟ้าและหรือบุคคลที่ 3 ที่มีสาเหตุมาจากการจ่ายไฟฟ้าของกังหันลม

4. กังหันลมจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของกังหันลมเอง หรือติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมอื่นๆ ตามความเหมาะสม ทั้งนี้การติดตั้งรีเลย์ระบบป้องกันจะต้องทำงานสอดคล้องกับระบบป้องกันของการไฟฟ้า หลังจากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้วหากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่นๆ การไฟฟ้าจะไม่รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าวทั้งหมด
5. ในกรณีที่มีการติดตั้งกังหันลมหลายตัวหรือฟาร์มกังหันลม การเริ่มต้นทำงานของกังหันลมสามารถเกิดขึ้นได้ที่ละตัวและหรือทั้งหมด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความเร็วลมที่เป็นตัวต้นกำลังในการทำงานของกังหันลม ซึ่งอาจเป็นไปได้ที่กังหันลมจะได้รับความเร็วลมในการเริ่มต้นการทำงานพร้อมกันทั้งหมด นั่นหมายความว่ากังหันลมทั้งหมดอยู่ในโหมดการเตรียมพร้อม เพื่อการทำงานที่จะผลิตพลังงานไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันลมทั้งหมดจะยังไม่สามารถทำการซิงโครไนซ์กับระบบของการไฟฟ้าได้ โดยต้องพิจารณาตามหลักปฏิบัติของรูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกันในการจ่ายไฟฟ้า ดังที่กล่าวไว้ในข้อ 1 ถึง 4
6. อุปกรณ์ป้องกันที่จำเป็นในการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้าประกอบด้วย 2 ส่วนหลัก ดังนี้ [24, 32, 33, 34]
 - 6.1 อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ ได้แก่
 - เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker)
 - สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) ชนิดทำงานด้วยมือ (Manual)
 - สวิตช์ชนิดตัดโหลด (Load Break Switch)
 - 6.2 อุปกรณ์ป้องกันในกรณีของกังหันลมชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำหรือซิงโครนัส เชื่อมโยง 22 (33) kV หรือแรงต่ำ ได้แก่
 - รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ (Undervoltage Relay : 27)
 - รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน (Overvoltage Relay : 59)
 - รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน (Under / Overfrequency Relay : 81)
 - รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟส (Phase overcurrent : 50/51)
 - รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์ (Directional Overcurrent and Ground Overcurrent Relay : 67/67N)

- รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินแบบอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์

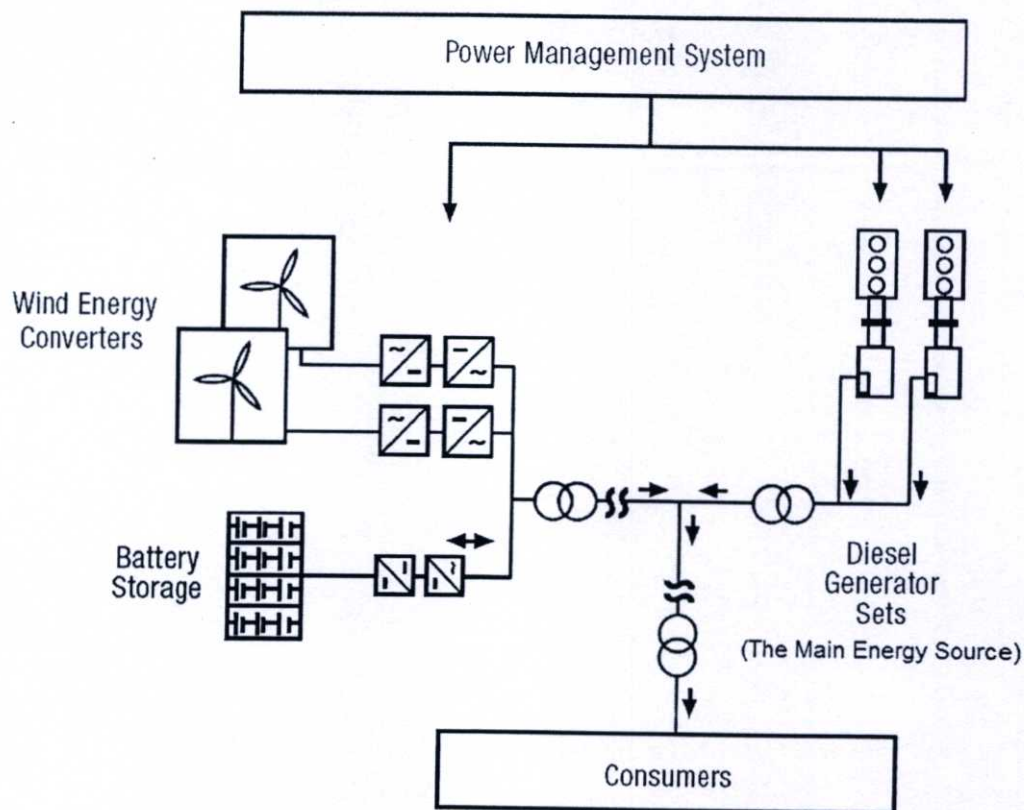
(Zero Sequence Overvoltage : 59N)

4.9.2 การทำงานของกักกันลมแบบแยกตัวอิสระ (Islanding Operation)

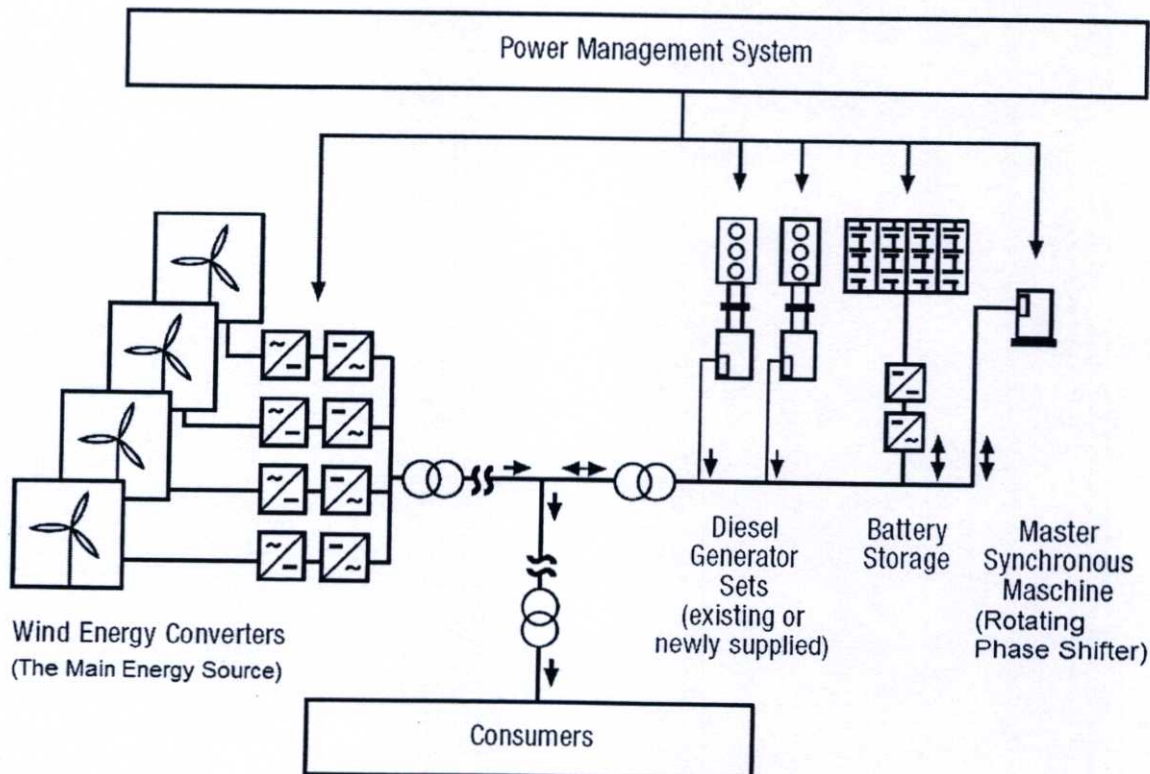
กักกันลมในภาวะการทำงานแบบแยกตัวอิสระสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้บริโภคได้โดยตรง ซึ่งรูปแบบการทำงานเป็นดังที่อธิบายในหัวข้อที่ 4.3 อย่างไรก็ตาม ในการทำงานแบบแยกตัวอิสระจะมีการประยุกต์ใช้งานกักกันลมอยู่ 2 รูปแบบ ดังนี้

1. การทำงานของกักกันลมแบบเป็นระบบช่วยในการจ่ายโหลด

การทำงานของระบบแบบแยกตัวอิสระ โหลดทั้งหมดจะได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบหลักที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซลเป็นตัวขับ (diesel engine driven generators) ในกรณีนี้กักกันลมที่ติดตั้งเพิ่มเข้าไปในระบบจะเป็นตัวช่วยลดการจ่ายโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ส่วนเบตเตอร์สะสมพลังงานเป็นตัวช่วยจ่ายโหลดในสภาวะขาดดุลแบบระยะสั้นหรือปานกลาง เมื่อกักกันลมไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้ ดังแสดงในรูปที่ 4.33 เป็นแบบแผนระบบไฮบริดที่ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่เป็นระบบหลัก กักกันลม และเบตเตอร์สะสมพลังงาน สำหรับขนาดของกักกันลมที่ติดตั้งเพิ่มเข้าไปในระบบเพื่อช่วยลดการจ่ายโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลนั้น สามารถวิเคราะห์ได้จากปัจจัยความสามารถ (capacity factor, CF) ซึ่ง CF จะเป็นตัวบ่งชี้ว่ากักกันลมที่ติดตั้งในพื้นที่นั้นๆ มีความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้าออกมาได้มากน้อยแค่ไหนเมื่อเทียบกับพิกัดที่กักกันลมตัวนั้นควรจะผลิตได้ โดยค่า CF เป็นอัตราส่วนระหว่างพลังงานที่กักกันลมผลิตออกมาได้จริงต่อพลังงานที่พิกัดของกักกันลมตัวนั้นโดยปกติ CF จะคิดเป็นความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปี ซึ่งค่า CF ที่เหมาะสมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของกักกันลมจะมีค่าอยู่ที่ 0.25 – 0.4 ถ้าสถานที่ติดตั้งกักกันลมมีค่า CF มากกว่า 0.4 แสดงว่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากกักกันลมมีประสิทธิภาพสูง โดยหลักการคำนวณอย่างละเอียดสามารถพิจารณาเพิ่มเติมได้จากเอกสารอ้างอิงที่ [39] ตัวอย่างเช่นในต่างประเทศ ที่ส่วนใหญ่ของพื้นที่ที่ติดตั้งกักกันลมจะมีค่า CF ที่ค่อนข้างสูง ขนาดของกักกันลมที่ติดตั้งเพิ่มเข้าไปในระบบเพื่อช่วยลดการจ่ายโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล จะมีขอบเขตอยู่ที่ 35 % ต่อขนาดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่เป็นระบบหลักในการจ่ายโหลด ซึ่งเป็นระบบของบริษัท Enercon (Germany) [44] สำหรับประเทศไทยซึ่งพื้นที่ที่สามารถติดตั้งกักกันลมได้ส่วนใหญ่จะมีค่า CF ที่ไม่สูงมาก ดังนั้นขนาดของกักกันลมที่ติดตั้งเพิ่มเข้าไปในระบบเพื่อช่วยจ่ายโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล สามารถติดตั้งได้ที่ขนาดพิกัดไม่สูงมาก และควรต้องมีเบตเตอร์สะสมพลังงานที่มีขนาดเพียงพอที่จะสามารถช่วยจ่ายโหลดในสภาวะขาดดุลแบบระยะสั้นหรือปานกลาง เมื่อกักกันลมไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้ นอกจากนี้ ควรต้องคำนึงถึงปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ของความคุ้มค่าในการลงทุนด้วย



รูปที่ 4.33 แผนภาพการทำงานของกังหันลมแบบเป็นระบบช่วยในการจ่ายโหลด [44]



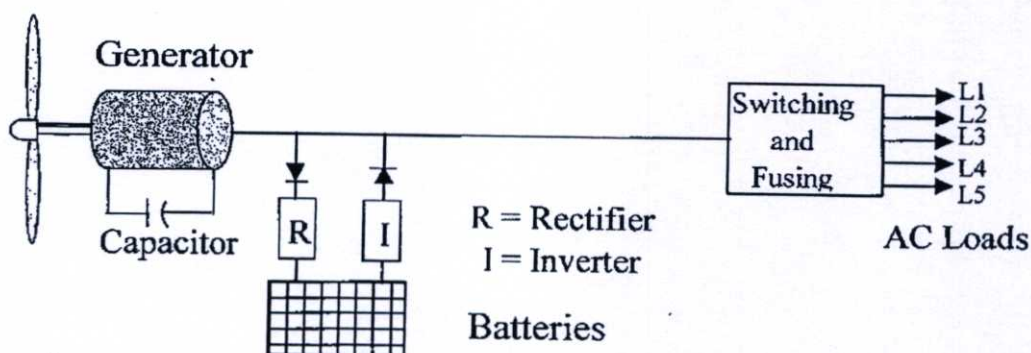
รูปที่ 4.34 แผนภาพการทำงานของกังหันลมแบบเป็นระบบหลักในการจ่ายโหลด [44]

2. การทำงานของกักเก็บพลังงานแบบเป็นระบบหลักในการจ่ายโหลด

กักเก็บพลังงานในภาวะการทำงานแบบแยกตัวอิสระที่เป็นระบบหลักในการจ่ายโหลด ในกรณีนี้พื้นที่ที่ติดตั้งกักเก็บพลังงานจะมีค่า CF ที่ค่อนข้างสูง ซึ่งกักเก็บพลังงานจะเป็นการออกแบบเพื่อให้สามารถจ่ายโหลดของระบบได้ที่ 100% [44] อย่างไรก็ตาม เนื่องจากความไม่แน่นอนของตัวต้นกำลังนั่นคือพลังงานลม ดังนั้นในกรณีที่กักเก็บพลังงานเป็นระบบหลักในการจ่ายโหลดของระบบจึงต้องมีระบบไฟฟ้าสำรองหรือระบบที่ช่วยรักษาเสถียรภาพในการทำงานของระบบทั้งหมด ดังแสดงในรูปที่ 4.34 เป็นแบบแผนระบบไฮบริดที่ประกอบด้วยกักเก็บพลังงานที่เป็นระบบหลัก เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดีเซล แบตเตอรี่สะสมพลังงาน และชุดการเลื่อนเฟสแบบหมุน (rotating phase-shifter) ทั้งนี้สำหรับขนาดของระบบไฟฟ้าสำรองจะพิจารณาจากโหลดวิกฤติ (critical load) ของระบบทั้งหมด ซึ่งจะมีรูปแบบการประยุกต์ใช้งานร่วมกับกักเก็บพลังงาน ดังนี้

2.1 การทำงานของกักเก็บพลังงานแบบตัวเดียวร่วมกับแบตเตอรี่

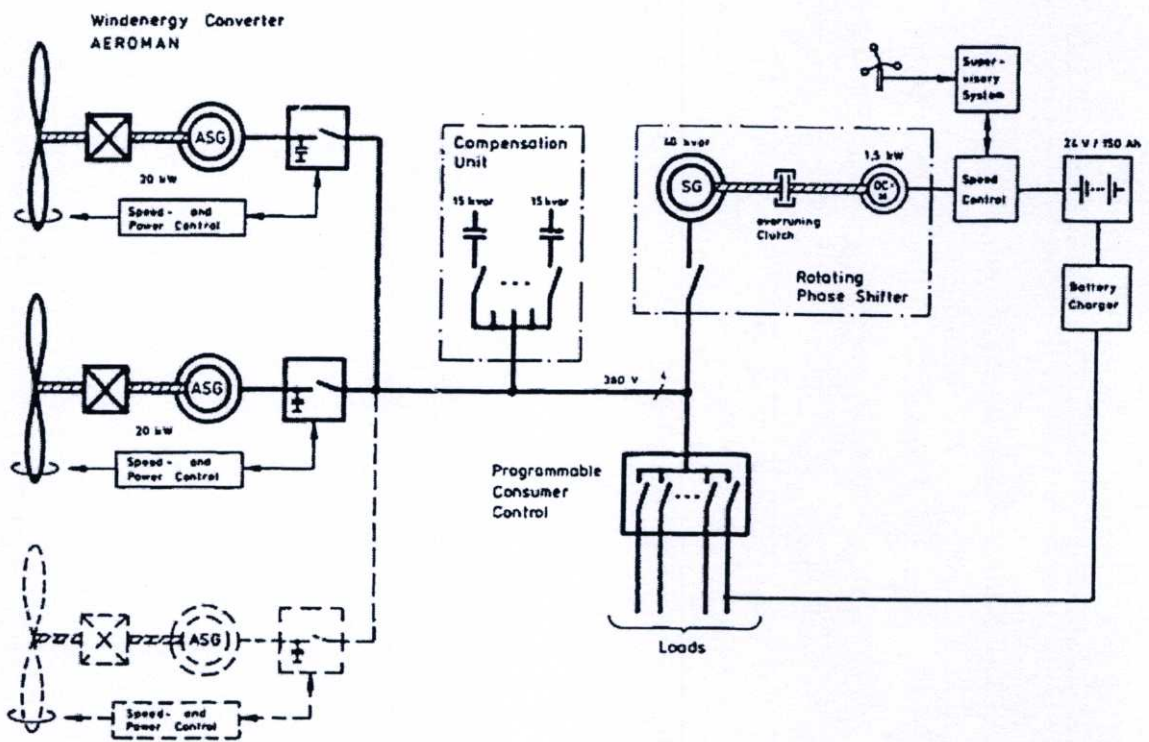
รูปแบบแรกของระบบไฟฟ้าสำรองหรือระบบที่ช่วยรักษาเสถียรภาพในการทำงานของกักเก็บพลังงาน เป็นรูปแบบอย่างง่ายที่มีประยุกต์ใช้งานกับกักเก็บพลังงานแบบตัวเดียว ดังแสดงในรูปที่ 4.35 นั่นคือกักเก็บพลังงานแบบตัวเดียวกับแบตเตอรี่ ซึ่งแบตเตอรี่เป็นการเชื่อมต่อเพื่อการจ่ายในสภาวะขาดดุลแบบระยะสั้นหรือปานกลาง เมื่อกักเก็บพลังงานไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้ โหลดจะได้รับกำลังไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าสำรอง และหลังจากกักเก็บพลังงานสามารถจ่ายโหลดได้ตามปกติ แบตเตอรี่จะเปลี่ยนกลับไปทำการอัดประจุผ่านทางตัวเรียงกระแสที่ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสสลับเป็นไฟฟ้ากระแสตรง และในการปล่อยประจุจากแบตเตอรี่เพื่อจ่ายให้กับโหลดสามารถทำได้โดยผ่านอินเวอร์เตอร์ที่ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ดังนั้นขนาดของอินเวอร์เตอร์และตัวเรียงกระแสควรพิจารณาให้เหมาะสมเพื่อแน่ใจว่ามันสามารถจ่ายโหลดและทำการอัดประจุให้กับแบตเตอรี่ภายในเวลาที่ยอมรับได้



รูปที่ 4.35 แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกักเก็บพลังงานแบบตัวเดียวกับแบตเตอรี่ [25]

2.2 การทำงานของฟาร์มกังหันลมร่วมกับชุดการเลื่อนเฟสแบบหมุน

ฟาร์มกังหันลมจะประกอบด้วยกังหันลมหลายตัว ซึ่งกังหันลมแต่ละตัวจะมีการควบคุมความเร็วและกำลังด้วยการปรับใบพัดของกังหัน ในการทำงานแบบแยกตัวอิสระของฟาร์มกังหันลมจะจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้บริโภคได้โดยตรง การรักษาเสถียรภาพในการทำงานของระบบฟาร์มกังหันลมทั้งหมด สามารถทำได้ด้วยชุดการเลื่อนเฟสแบบหมุน ดังในรูปที่ 4.36 ซึ่งจะมีหน้าที่ในการควบคุมแรงดันของระบบ การจ่ายชดเชยกำลังไฟฟ้าจินตภาพ การจ่ายกระแสวงจรลัด (short circuit current supply) และเป็นตัวกรองไฟกะพริบ (flicker filtering) จากรูปเป็นการออกแบบฟาร์มกังหันลมที่มีการติดตั้งกังหันลม 2 ตัว และสามารถติดตั้งกังหันลมตัวที่ 3 เพิ่มเข้าไปในระบบได้ภายหลังถ้าต้องการ

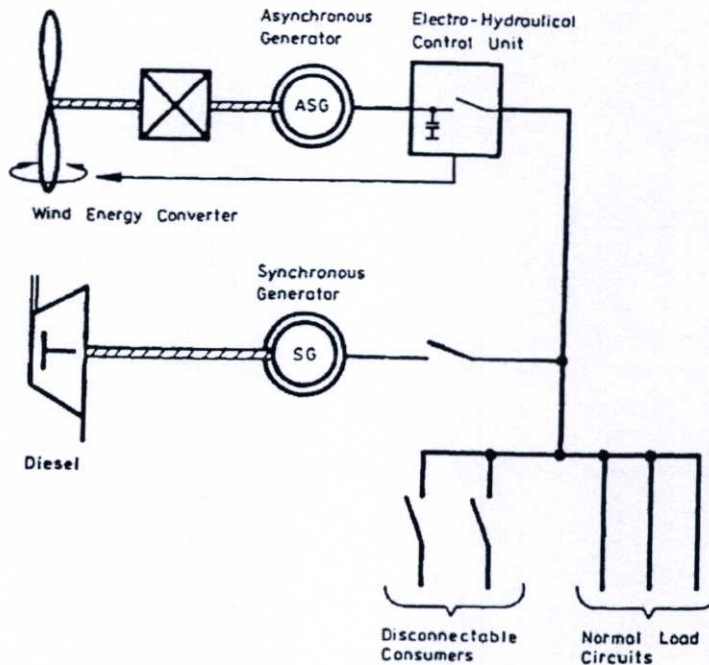


รูปที่ 4.36 แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของฟาร์มกังหันลมกับการเลื่อนเฟสแบบหมุน [26]

2.3 การทำงานของกังหันลมแบบตัวเดียวร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล

ในกรณีที่กังหันลมไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้หรืออยู่ในสภาวะขาดดุลแบบระยะยาว ระบบไฟฟ้าสำรองหรือระบบที่ช่วยรักษาเสถียรภาพในการทำงานของระบบสามารถทำได้โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซลเป็นตัวขับ ดังแสดงในรูปที่ 4.37 เป็นระบบไฟฟ้าสำรองที่ประกอบด้วยเครื่องยนต์ดีเซลและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เมื่อเกิดไฟฟ้าขัดข้องที่แหล่งจ่ายกำลังปกติจากกังหันลมจะมีการสตาร์ทเครื่องยนต์ดีเซลและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ซึ่งโครนัสทั้ง 2 ชุดอย่างอัตโนมัติ ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลทำงานจะมีการตัดโหลดอื่นๆ ที่ไม่มีความสำคัญมากออกจากระบบไปก่อน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับขนาดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลว่าสามารถจ่ายโหลดได้เท่าไร เมื่อแหล่งจ่ายกำลังปกติจากกังหันลมสามารถกลับมาจ่ายโหลดได้ จะมีการถ่ายโอนโหลดกลับมารับไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายกำลังปกติจากกังหันลมอย่างอัตโนมัติ และชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลก็จะถูกปลดออกจากระบบพร้อมทั้งหยุดทำงานอย่างอัตโนมัติเช่นกัน



รูปที่ 4.37 แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลมแบบตัวเดียวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล [26]

2.4 การทำงานของกังหันลมแบบตัวเดียวร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่

ลักษณะการทำงานของกังหันลมแบบตัวเดียวร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่ มีลักษณะการทำงานเหมือนกันกับในหัวข้อที่ 2.3 แต่จะมีการเพิ่มแบตเตอรี่เพื่อการสะสมพลังงานไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 4.38 ซึ่งระบบไฟฟ้าสำรองหรือระบบที่ช่วยรักษาเสถียรภาพในการทำงานของกังหันลมทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่จะมีช่วงระยะเวลาสำหรับการทำงานที่ต่างกัน นั่นคือแบตเตอรี่จะเป็นการเชื่อมต่อเพื่อการจ่ายโหลดในสภาวะขาดดุลแบบระยะสั้นหรือปานกลาง (ดังในหัวข้อที่ 2.1) ส่วนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจะเป็นการเชื่อมต่อเพื่อการจ่ายโหลดในสภาวะขาดดุลแบบระยะยาว (ดังในหัวข้อที่ 2.3) โดยในการทำงานของกังหันลมแบบตัวเดียวร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่ จะมีโหมดการทำงานที่แตกต่างกันที่เป็นส่วนประกอบสำคัญใน 4 โหมด ดังนี้

2.4.1 การทำงานร่วมกันของกังหันลม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล และ แบตเตอรี่สะสมพลังงาน

- ระหว่างช่วงเวลาที่ความเร็วลมต่ำและความต้องการกำลังไฟฟ้าของผู้บริโภคสูง

2.4.2 การทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล และแบตเตอรี่สะสมพลังงาน

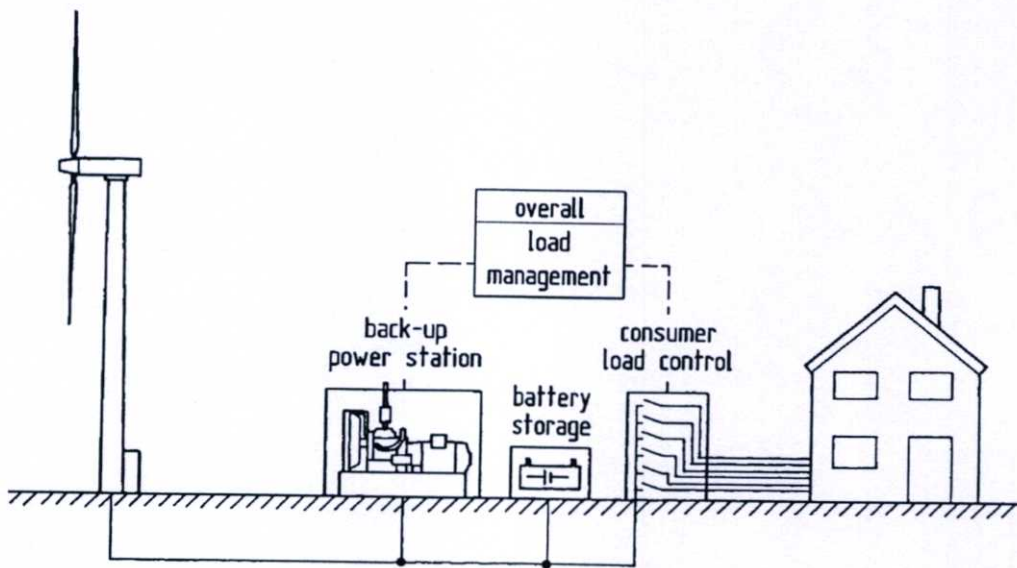
- ระหว่างช่วงเวลาที่เงื่อนไขของลมไม่เหมาะสม

2.4.3 การทำงานร่วมกันของกังหันลม และแบตเตอรี่สะสมพลังงาน

- ระหว่างช่วงเวลาที่ความเร็วลมมีปริมาณที่เพียงพอ

2.4.4 การทำงานเฉพาะแบตเตอรี่สะสมพลังงาน

- ระหว่างช่วงเวลาที่ความเร็วลมต่ำและความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ

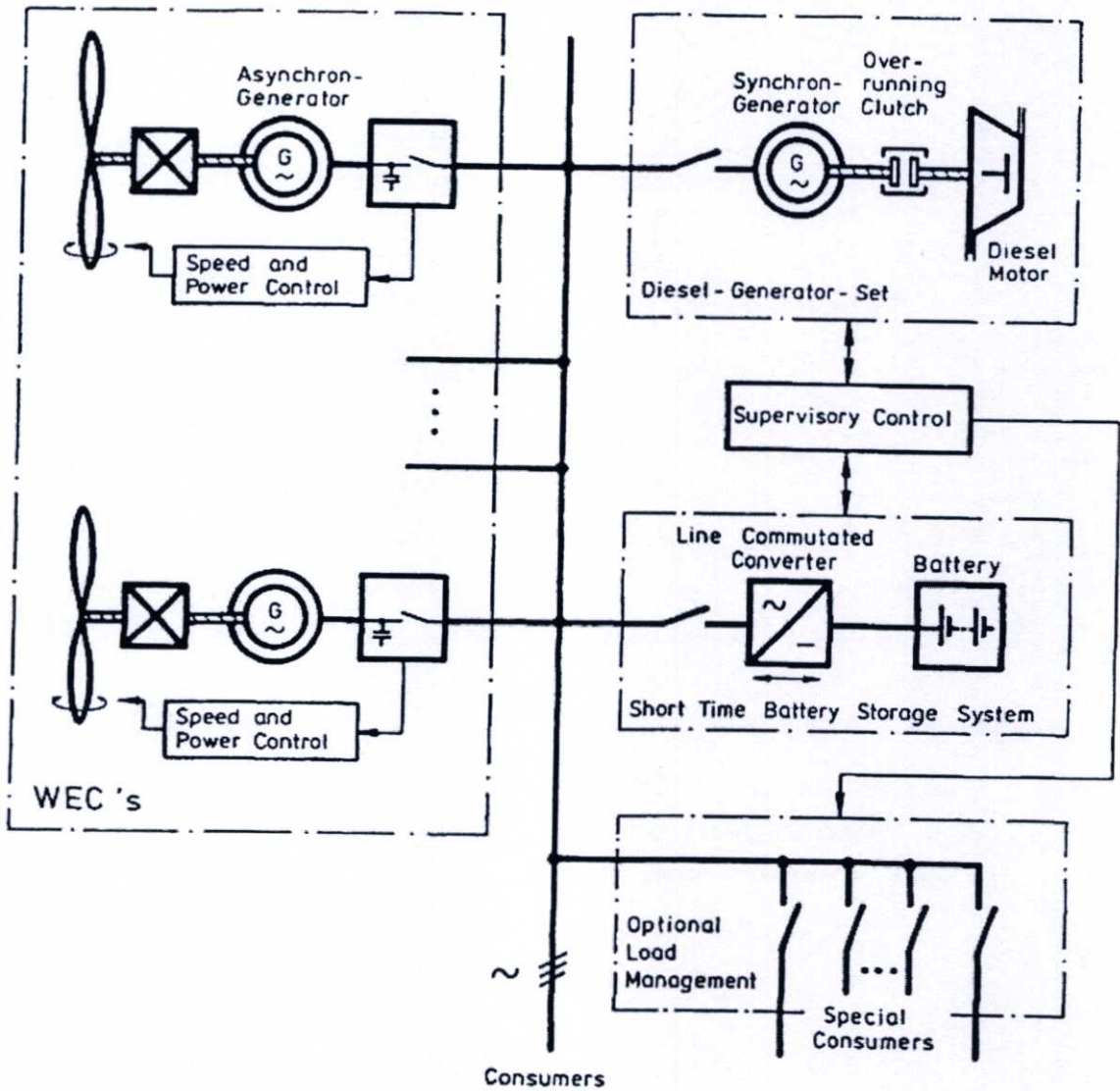


รูปที่ 4.38 แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลมแบบตัวเดียวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่ [20]

2.5 การทำงานของฟาร์มกังหันลมร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่

ลักษณะการทำงานของฟาร์มกังหันลมร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่ มีลักษณะการทำงานเหมือนกันกับในหัวข้อที่ 2.4 แต่จะแตกต่างกันตรงที่มีการติดตั้งกังหันลมแบบหลายตัว ดังแสดงในรูปที่ 4.39 ซึ่งโมเดลการทำงานที่แตกต่างกันที่เป็นส่วนประกอบ

สำคัญใน 4 โมด ก็จะมีลักษณะการทำงานเหมือนกันกับในหัวข้อที่ 2.4 ทั้งนี้ขนาดกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่ ควรพิจารณาให้เหมาะสมเพื่อแน่ใจว่ามันสามารถจ่ายโหลดและทำการอัดประจุให้กับแบตเตอรี่ภายในเวลาที่ยอมรับได้



รูปที่ 4.39 แผนภาพการทำงานแบบแยกตัวอิสระของฟาร์มกังหันลมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่ [26]

2.6 แบตเตอรี่สะสมพลังงาน

ระบบกังหันลมแบบแยกตัวอิสระจะใช้ประโยชน์จากแบตเตอรี่ซึ่งมีหน้าที่สะสมพลังงานที่ผลิตจากกังหันลมและจัดเก็บไว้ใช้ในเวลาที่กังหันลมไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้หรือเวลาที่ไม่มีลม ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่สะสมพลังงานจะไม่เต็ม 100% จะอยู่ที่ประมาณ 80% เพราะมีการสูญเสียพลังงานบางส่วนไปในรูปความร้อนและปฏิกิริยาเคมีจากการอัดประจุหรือการ

จ่ายประจุ ภายในแต่ละเซลล์ของแบตเตอรี่ให้แรงดัน 2 โวลต์ แบตเตอรี่ 12 โวลต์จึงมี 6 เซลล์ต่อกันแบบอนุกรม เซลล์ทั้งหมดอาจบรรจุอยู่ในกล่องเดียวหรือแยกกล่องก็ได้ ความสามารถในการจัดเก็บพลังงานความจุของแบตเตอรี่ในการบรรจุพลังงานมีหน่วยเป็น แอมแปร์-ชั่วโมง (Ampere-Hour : Ah) พลังงานในแบตเตอรี่ 12 V 100 Ah เท่ากับ 12 V x 100 Ah หรือ 12 V x 100 A x 3600 s จะได้เท่ากับ 4.32 MJ ถ้าแบตเตอรี่ 100 Ah เท่ากับว่าแบตเตอรี่จะจ่ายกระแส 1 แอมแปร์อย่างต่อเนื่องเป็นเวลา 100 ชั่วโมง หรือแบตเตอรี่จ่ายกระแส 10 แอมแปร์อย่างต่อเนื่องเป็นเวลา 10 ชั่วโมง เช่นเดียวกับแบตเตอรี่จ่ายกระแส 5 แอมแปร์อย่างต่อเนื่องเป็นเวลา 20 ชั่วโมง ซึ่งทั้งหมดนี้จ่ายกระแสเท่ากับ 100 Ah ทั้งสิ้น จะเห็นได้ว่า แบตเตอรี่ที่มีความจุเท่ากันอาจมีความเร็วในการจ่ายกระแสต่างกันได้ ดังนั้นการจะทราบความจุของแบตเตอรี่ต้องทราบถึงอัตราการจ่ายกระแสด้วย มักกำหนดเป็นจำนวนชั่วโมงของการจ่ายกระแสเต็มที่ การหาขนาดของแบตเตอรี่สะสมพลังงานสำหรับระบบพลังงานลมที่สอดคล้องกับความต้องการของโหลด สามารถคำนวณได้ ดังนี้

สมมุติ แบตเตอรี่สะสมพลังงานต้องจ่ายประจุให้กับโหลดรวม 2 kW เป็นเวลา 12 h ดังนั้นสามารถหาความจุของแบตเตอรี่ในการบรรจุพลังงาน ได้ดังนี้ [25, 27]

$$A_h = \frac{E_{bat}}{V_{disch} \cdot \eta_{disch}}$$

เมื่อ	A_h	=	แอมแปร์-ชั่วโมง ของความต้องการสะสมพลังงาน
	E_{bat}	=	ความต้องการพลังงานต่อการจ่ายของแบตเตอรี่
	V_{disch}	=	แรงดันของระบบแบตเตอรี่
	η_{disch}	=	ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ต่อการจ่ายของแบตเตอรี่ (80%)

ดังนั้นจะได้

$$A_h = \frac{2 \text{ kW} \cdot 12 \text{ h}}{12 \cdot 0.8} = 2500 A_h \text{ ที่ } 12 \text{ V}$$

แบตเตอรี่สะสมพลังงานส่วนใหญ่ที่มีการใช้งาน จะมีแอมแปร์-ชั่วโมงต่อแบตเตอรี่ 1 ตัว คือ 200 A_h ดังนั้นจำนวนของแบตเตอรี่สะสมพลังงานที่ต้องการ คือ $\frac{2500}{200} = 12.5$ หรือ 13 ตัว ดังนั้น แบตเตอรี่สะสมพลังงาน 13 ตัว สามารถจ่ายประจุให้กับโหลดรวม 2 kW เป็นเวลา 12 h ในระบบแบตเตอรี่สะสมพลังงาน 12 V

เนื่องจากในระบบพลังงานลม มีเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าหรืออินเวอร์เตอร์ ต่ออยู่กับแบตเตอรี่และอุปกรณ์ไฟฟ้า การเลือกอินเวอร์เตอร์จึงควรพิจารณาดังนี้ [28]

- เลือกอินเวอร์เตอร์ให้ตรงกับขนาดของแบตเตอรี่ที่ใช้ เช่น 12 V, 24 V, 48 V และ 120 V ฯลฯ
- เลือกอินเวอร์เตอร์ที่มีขนาดกำลังไฟฟ้า (จำนวนวัตต์) มากกว่าขนาดกำลังไฟฟารวมของโหลดทั้งหมดที่ต้องใช้ในแต่ละครั้ง
- กรณีที่ใช้กับโหลดที่เป็นอุปกรณ์ที่มีความเหนียวหนา เช่น มอเตอร์, ปั๊มน้ำ, เครื่องซักผ้า และเตาไมโครเวฟ ฯลฯ จะมีไฟกระชากเมื่อเริ่มเดินเครื่อง ดังนั้นต้องพิจารณาขนาดไฟกระชาก (Surge) สูงสุดด้วย

หากจะกล่าวถึงประสิทธิภาพแล้ว พบว่ามีความแตกต่างกันตามอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้งาน ในทางปฏิบัติ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์สูงสุดอยู่ที่ 60 - 80% ของขนาดอินเวอร์เตอร์ โดยตัวอินเวอร์เตอร์เองต้องใช้กำลังไฟฟ้าในการเดินเครื่องด้วย จึงทำให้อินเวอร์เตอร์ขนาดใหญ่เมื่อนำไปใช้กับอุปกรณ์ที่มีกำลังไฟฟ้าต่ำมาก จะมีประสิทธิภาพต่ำ เช่น อินเวอร์เตอร์ 1 kW ใช้งานกับโหลดขนาด 20 W อาจต้องใช้ไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ 30 - 40 W

4.10 สรุป

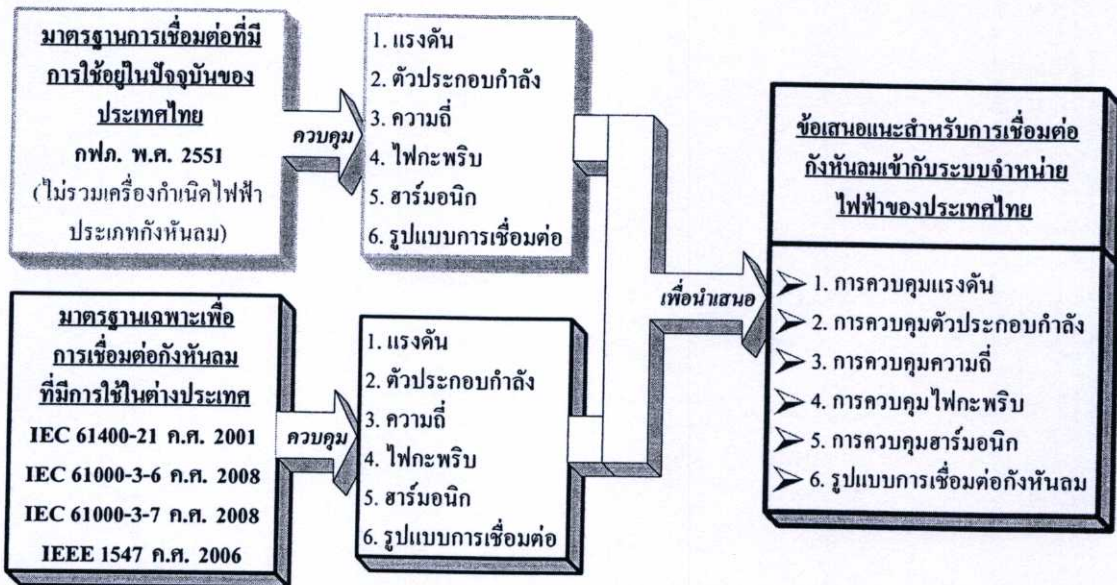
ระบบควบคุมและลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม ควรต้องมีการทำงานที่น่าเชื่อถือได้ในทุกขั้นตอนการทำงาน ซึ่งโครงสร้างของระบบควบคุมในระบบพลังงานลมนี้มีรายละเอียดที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับชนิดที่เลือกใช้งาน กังหันลมจะสามารถทำงานได้สองรูปแบบนั่นคือการทำงานแบบแยกตัวอิสระ และแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า ในการทำงานแบบแยกตัวอิสระของกังหันลม ระบบควบคุมจะทำหน้าที่ปรับการทำงานที่เหมาะสมตามสถานะโดยจะพิจารณาตามความต้องการของผู้บริโภค เมื่อกังหันลมทำงานแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าที่แข็งแรง เอาต์พุตที่ได้จากกังหันลมจะขึ้นอยู่กับความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบควบคุมการทำงาน โดยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมจะถูกส่งต่อไปยังระบบไฟฟ้าโดยตรง การทำงานในแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า จะประกอบด้วยอุปกรณ์และระบบที่เป็นส่วนประกอบการทำงานในระบบไฟฟ้ากำลังที่ประกอบด้วย 4 ส่วน ดังนี้ 1. ส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2. ส่วนของแรงดันไฟฟ้าต่ำ 3. ส่วนของหม้อแปลงเพิ่มแรงดัน และ 4. ส่วนของแรงดันไฟฟ้าปานกลาง

ส่วนระบบการจัดการลำดับขั้นตอนการทำงานของกังหันลม โดยทั่วไปกังหันลมจะทำงานในโหมดอัตโนมัติ ที่ได้รับการควบคุมลำดับการทำงานอย่างถูกต้องโดยมีการกำหนดค่าขีดจำกัดไว้ก่อนล่วงหน้าโดยระบบการจัดการ อย่างไรก็ตาม โหมดการทำงานด้วยมือ และกึ่งอัตโนมัติ ซึ่งมีการป้อนด้วยมือของค่าที่ต้องการเป็นสิ่งจำเป็นระหว่างการใช้งานและการบำรุงรักษา

บทที่ 5

ข้อเสนอแนะสำหรับการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย ของการไฟฟ้า

ในบทนี้เป็นการกล่าวถึง มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม ประการแรกจะเป็นการบรรยายถึงลักษณะของปัญหาที่เกิดขึ้นจากการทำงานทั่วไปของระบบการผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง จากนั้นเป็นการกล่าวถึงระเบียบ ข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการใช้อยู่ในปัจจุบัน รวมทั้งขั้นตอนการประเมินเพื่อการยินยอมให้เชื่อมต่อ และส่วนถัดไปจะเป็นข้อเสนอแนะเกี่ยวกับข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยยึดแนวทางตามมาตรฐานสากล IEC และ IEEE นอกจากนี้แล้ว ในส่วนท้ายของบทยังได้เปรียบเทียบให้เห็นถึงมาตรฐานและรูปแบบการเชื่อมต่อและได้สรุปเป็นข้อเสนอแนะเชิงประยุกต์ใช้งาน โครงสร้างการศึกษาทั้งหมดในหัวข้อนี้พิจารณาได้จากรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 โครงสร้างการศึกษาเพื่อนำเสนอข้อเสนอแนะสำหรับการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า

5.1 ปัญหาที่เกิดขึ้นจากระบบการผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง

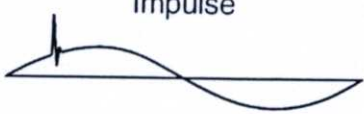
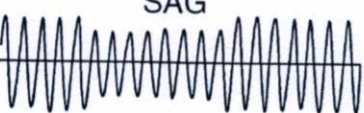



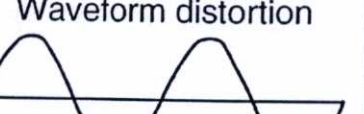

ปัญหาคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) เป็นปัญหาหนึ่งในระบบไฟฟ้าที่ทวีความสำคัญมากยิ่งขึ้นในปัจจุบัน เนื่องจากปัญหาคุณภาพไฟฟ้าส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในหลายด้าน ไม่ว่าจะเป็น สร้างความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า ตลอดจนจนกระบวนการผลิตของภาคอุตสาหกรรม ลดอายุการใช้งานและประสิทธิภาพในการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า และเพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียในอุปกรณ์และระบบไฟฟ้าเป็นต้น ดังนั้นหากไม่มีการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมแล้วก็อาจส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศได้ หากพิจารณาแยกประเภทของปัญหาคุณภาพไฟฟ้าออกตามสาเหตุแล้วอาจแบ่งได้เป็น 2 ประเภทตามแหล่งที่มา คือ [29, 30]

1. ปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดจากเหตุการณ์ในระบบไฟฟ้า ทั้งเหตุการณ์ปกติและเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าเช่น การปลดสับอุปกรณ์ตัดต่อวงจร การเกิดลัดวงจร และการเกิดฟ้าผ่าลงอุปกรณ์เป็นต้น ปัญหาคุณภาพไฟฟ้าประเภทนี้ได้แก่ ไฟฟ้าดับ (Interruption) แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Dip) แรงดันเกินชั่วขณะ (Voltage Swell) และแรงดันเกินทรานเซียนท์ (Transient Overvoltage)

2. ปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดจากการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า เนื่องจากอุปกรณ์ไฟฟ้าบางชนิดเช่น คอนเวอร์เตอร์ การสวิตชิงของแหล่งจ่ายกำลัง เต้าหลอมโลหะ เครื่องเชื่อมโลหะ มอเตอร์คอมเพรสเซอร์ มอเตอร์ปั๊มต่างๆ และอื่นๆ โดยธรรมชาติแล้วอุปกรณ์เหล่านี้ในขณะที่ทำงานจะสร้างมลภาวะทางไฟฟ้าออกมาเช่น ฮาร์มอนิก (Harmonics) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) และแรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) จ่ายย้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยมลภาวะทางไฟฟ้างกล่าวก่อนให้เกิดปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้าตามมา

การกระเพื่อมของแรงดันในจุดเชื่อมต่อเป็นปัจจัยที่ส่งผลต่อคุณภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า ตารางที่ 5.1 แสดงให้เห็นถึงรูปคลื่นแรงดันภายใต้ความผิดเพี้ยน ที่สามารถเกิดขึ้นได้เมื่อมีการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า ดังนั้นในการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องมีการพิจารณาถึงข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานการเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม เพื่อควบคุมคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม

ตารางที่ 5.1 ความผิดปกติของรูปคลื่นแรงดัน [30, 31]

ชนิดการรบกวน	คำจำกัดความ	สาเหตุ
 <p>Impulse</p>	แรงดันหรือกระแสทรานเซียนต์ที่เกิดขึ้นในระยะเวลาสั้นเป็นไมโครวินาทีถึงมิลลิวินาที	การสวิตช์ของโหลด, ฟิวส์ขาด, การสวิตช์ในระบบไฟฟ้า, หน้าสัมผัสอาร์ก, ฟิวส์
 <p>SAG</p>	แรงดันที่ลดต่ำเกินขีดจำกัดที่กำหนดในการใช้งานของแรงดันปกติ น้อยกว่า 80%	การเดินเครื่องของมอเตอร์หรือโหลดขนาดใหญ่, การสวิตช์และความผิดปกติในระบบไฟฟ้า
 <p>Swell</p>	แรงดันที่เพิ่มสูงเกินขีดจำกัดที่กำหนดในการใช้งานของแรงดันปกติ มากกว่า 110%	การลดลงของโหลดหรือการปลดโหลดขนาดใหญ่และการสวิตช์
 <p>Flicker</p>	ความรู้สึกในการมองเห็นที่ไม่สม่ำเสมอจากระดับของแสงสว่างที่มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามเวลา	การสั่นของโหลด, การกระเพื่อมของแรงดัน
 <p>Notches</p>	คลื่นรอยบาก คือ สิ่งรบกวนทางแรงดันไฟฟ้าลักษณะคล้ายกับฮาร์มอนิกและทรานเซียนต์ที่มีลักษณะต่อเนื่อง	เกิดจากความผิดพลาดของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังเมื่อกระแสถูกเปลี่ยนจากเฟสหนึ่งไปยังอีกเฟสหนึ่ง
 <p>Waveform distortion</p>	ความเบี่ยงเบนจากคลื่นไซน์อุดมคติเนื่องจากการมีอยู่ของฮาร์มอนิกหรือท่ามกลางฮาร์มอนิก	ตัวเรียงกระแส, เครื่องควบคุมมุมเฟส, โหลดไม่เชิงเส้นและโหลดไม่ต่อเนื่องอื่นๆ
 <p>Outage</p>	สภาพแรงดันเป็นศูนย์ของเฟสเดียวหรือหลายเฟสในระบบที่มีหลายเฟส สำหรับปริมาณที่มากกว่าครึ่งคาบ	ความล้มเหลวของอุปกรณ์ที่เป็นโหลด, อุบัติเหตุ, ฟิวส์, การกระทำของธรรมชาติ

5.2 ระเบียบข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการใช้อยู่ในปัจจุบัน

5.2.1 ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2551” [32]

เอกสารฉบับนี้เป็นระเบียบด้านการเชื่อมต่อโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งนำมาใช้ควบคุมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กให้ปฏิบัติตามเงื่อนไขที่วางไว้ โดยมีสาระสำคัญคือ กำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จะจ่ายเข้าระบบที่ 22 kV ไม่เกิน 8 MVA ระบบ 33 kV ไม่เกิน 10 MVA และ ระบบ 69 kV และ 115 kV มากกว่า 10 MVA ซึ่งแล้วแต่กรณี โดยคำนึงถึงความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบ กำหนดมาตรฐานด้านการจ่ายไฟ โดยแรงดันกระเพื่อมจะต้องไม่เกินข้อกำหนดแรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าธุรกิจและอุตสาหกรรม ฮาร์มอนิกจะต้องไม่เกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ของ 3 การไฟฟ้า

5.2.2 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQ02-1998) [32]

เอกสารฉบับนี้เป็นกฎเกณฑ์ที่ใช้บังคับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ที่สามารถเป็นแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมไหลกลับเข้าระบบจำหน่ายของ กฟภ. โดยอ้างอิงจากมาตรฐานของประเทศอังกฤษคือ ER P28 (ปี 1989) และมาตรฐานของประเทศออสเตรเลีย A.S 2279.4 (ปี 1991) มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดวิธีการประเมินและขีดจำกัดของแรงดันกระเพื่อมที่ยอมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสร้างเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยบังคับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย)

ซึ่งจัดทำขึ้น โดยคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยผู้แทนจาก 3 การไฟฟ้า โดยมีสาระสำคัญคือ ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อม ได้กำหนดขีดจำกัดของครรชนีความรุนแรงระยะสั้น (Pst) และครรชนีความรุนแรงระยะยาว (Plt) ของแรงดันกระเพื่อมในระบบไฟฟ้าไว้ดังแสดงในตารางที่ 5.2

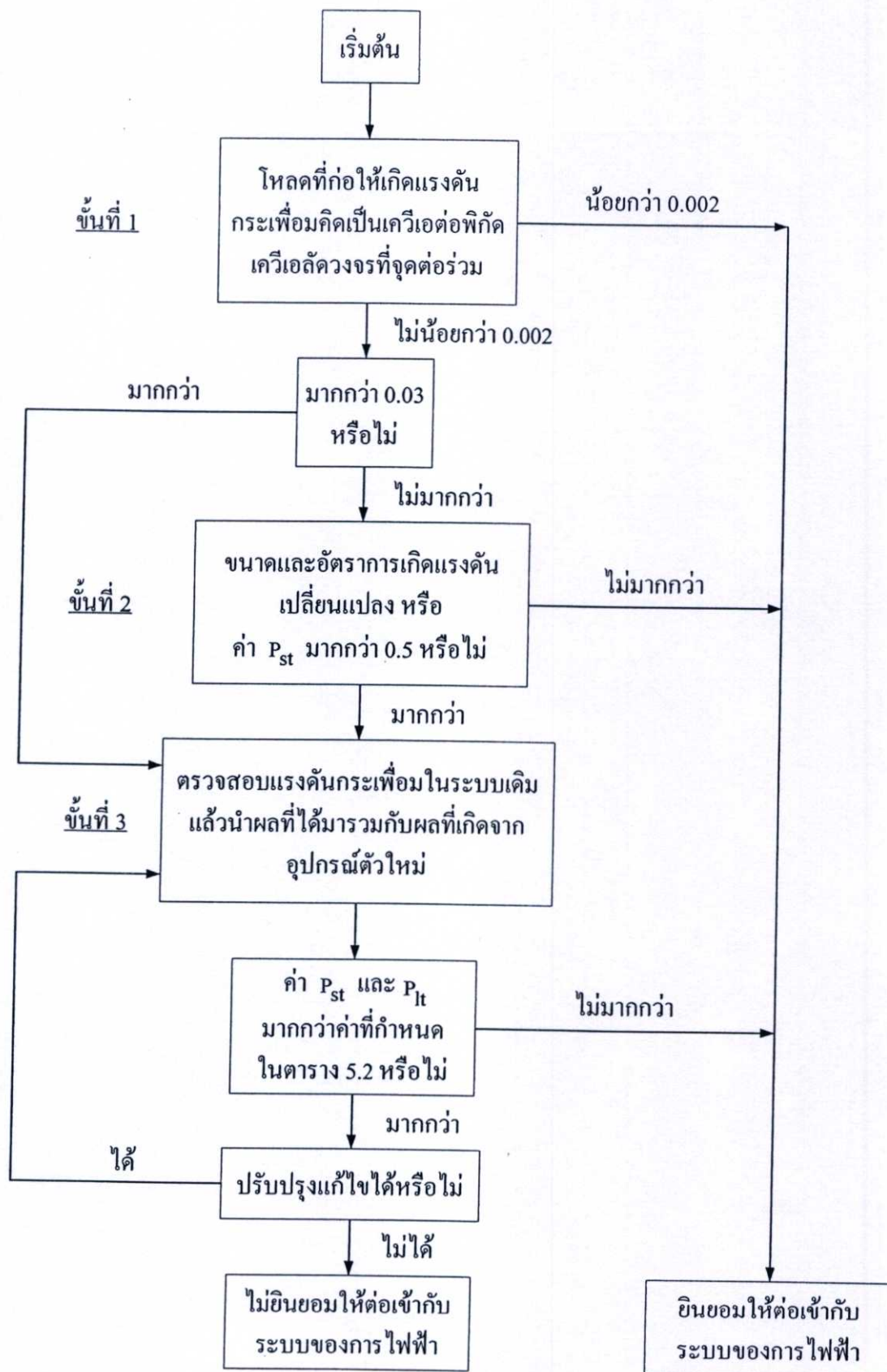
ตารางที่ 5.2 ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม [32]

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

การประเมินแบ่งออกเป็น 3 ขั้นตอน คือหากไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง ดังต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1 ถ้าโหลดมีขนาดน้อยกว่า 0.002 เท่าของพิกัดเควีเอ จะไม่ต้องผ่านการตรวจสอบ
- ขั้นตอนที่ 2 ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม (คิดเป็น kVA) อยู่ระหว่าง 0.002 - 0.03 เท่าของพิกัดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้ หากอุปกรณ์นั้นมีค่าครุชนิแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น (Pst) ไม่เกิน 0.5
- ขั้นตอนที่ 3 ถ้าโหลดมีค่าเกินกว่า 0.03 เท่าของพิกัดเควีเอ
- ถ้าอุปกรณ์ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดันมีค่าไม่แน่นอน ให้ใช้วิธีตรวจวัดค่า Pst
 - ถ้ามีการประเมินรวมกันของอุปกรณ์ในการวัดค่า Pst จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลายๆ แหล่ง มีค่าไม่เกินขีดจำกัด Pst และ Pit ในตารางที่ 5.2 แล้วจะยินยอมให้เชื่อมต่อโหลดนั้นเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้

แผนผังแสดงบทสรุปของขั้นตอนการประเมินระดับแรงดันกระเพื่อมจากโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อการยินยอมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า โดยทั้ง 3 ขั้นตอน แสดงให้เห็นดังในรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 แผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบโพลด์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระแสเพิ่ม [32]

5.2.3 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG01-1998) [32]

เอกสารฉบับนี้เป็นกฎเกณฑ์ที่ใช้บังคับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ และอุตสาหกรรมที่สามารถเป็นแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกไหลกลับเข้าระบบจำหน่ายของ กฟภ. โดยอ้างอิงจากมาตรฐานของประเทศอังกฤษคือ ER G5/3 (ปี 1976) และมาตรฐานของประเทศออสเตรเลีย SECWA และมาตรฐานสากลของ IEC 1000 มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดวิธีการประเมินและขีดจำกัดของฮาร์มอนิกที่ยอมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสร้างเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยบังคับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย)

ซึ่งจัดทำขึ้นโดยคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยผู้แทนจาก 3 การไฟฟ้า โดยมีสาระสำคัญคือ ขีดจำกัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิก ที่ระดับแรงดันต่างๆ ดังตารางที่ 5.3 และ 5.4

และได้กำหนดวิธีการประเมินระดับฮาร์มอนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าออกเป็น 3 ขั้นตอน วัตถุประสงค์ในการแบ่งการประเมินออกเป็นขั้นตอนนั้นก็เพื่อความสมดุลระหว่างระดับของรายละเอียดที่ต้องใช้ในการประเมินแต่ละขั้นตอนกับระดับความเสี่ยงที่จะเกิดแรงดันฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดที่ยอมรับได้อันเนื่องจากการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้า

การประเมินจะพิจารณาจากทีละขั้นตอน หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5.3 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม (รวมทั้งระดับความเพี้ยนที่มีอยู่เดิม) [32]

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	ค่าความผิดเพี้ยนของแรงดันรวม V_T (%)	ค่าความผิดเพี้ยนของแรงดันฮาร์มอนิกแต่ละอันดับ (%)	
		อันดับคี่	อันดับคู่
0.4	5	4	2
11, 12, 22 และ 24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115 และที่สูงกว่า	1.5	1	0.5

ตารางที่ 5.4 ชีตจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม [32]

ระดับแรงดันที่จุดต่อร่วม (kV)	อันดับฮาร์โมนิกและขีดจำกัดของกระแส (A rms)																	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0.4	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	4	6
11 และ 12	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	1	1
22, 24 และ 33	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1	2	1	1
69	8.8	5.9	4.3	7.4	3.3	4.9	2.3	1.6	1.6	4.9	1.6	4.3	1.6	1	1	1.6	1	1
115 และที่สูงกว่า	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	1	1

ขั้นตอนที่ 1 เป็นการประเมินในขั้นต้นที่จะพิจารณาเฉพาะขนาดของโหลดไม่เป็นเชิงเส้นของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยไม่สนใจตัวแปรอื่นๆ เช่นเครื่องแปลงผันกำลังไฟฟ้าและตัวคุมค่าไฟฟ้ากระแสสลับชนิด 3 เฟสที่ใช้กับระบบไฟฟ้าแรงต่ำหรือแรงกลาง จะต้องมีขนาดของโหลดรวมไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ในตารางที่ 5.5

ขั้นตอนที่ 2 การประเมินในขั้นตอนนี้จะพิจารณาจากระดับแรงดันฮาร์โมนิกที่จุดต่อร่วม (PCC) ก่อนการต่อเชื่อมของผู้ใช้ไฟฟ้า และปริมาณกระแสฮาร์โมนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้าจะสามารถต่อเชื่อมกับระบบไฟฟ้าได้ก็ต่อเมื่อเป็นไปตามเงื่อนไขดังนี้

- แรงดันฮาร์โมนิกที่มีอยู่เดิมในระบบไฟฟ้า (Background Harmonic Voltage) ณ จุดต่อร่วมก่อนการต่อเชื่อมของผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องมีค่าไม่เกิน 75% ของค่าขีดจำกัดแรงดันฮาร์โมนิกที่กำหนดไว้ในตารางที่ 5.3
- ระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์โมนิกที่จุดต่อร่วมเกินกว่าขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกที่กำหนดไว้ในตารางที่ 5.4

ขั้นตอนที่ 3 เป็นขั้นตอนการประเมินที่จะต้องพิจารณาถึงตัวแปรต่างๆ ที่อาจส่งผลกระทบต่อระดับแรงดันฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าโดยละเอียด ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับอนุญาตให้

ต่อเชื่อมกับระบบไฟฟ้าได้หากแรงดันฮาร์มอนิกจากการคำนวณหรือจำลองระบบ ณ จุดต่อร่วมภายหลังการต่อเชื่อมของผู้ใช้ไฟฟ้า (เมื่อคิดรวมแรงดันฮาร์มอนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าและแรงดันฮาร์มอนิกที่มีอยู่เดิมในระบบ) มีค่าไม่เกินขีดจำกัดแรงดันฮาร์มอนิก

ตารางที่ 5.5 ขีดจำกัดขนาดโหลดรวมของเครื่องแปลงผันกำลังไฟฟ้า และตัวคุมค่าไฟฟ้า กระแสสลับชนิด 3 เฟส [32]

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อร่วม	เครื่องแปลงผันกำลังไฟฟ้า ชนิด 3 เฟส		ตัวคุมค่าไฟฟ้ากระแสสลับ ชนิด 3 เฟส
	6 pulse (kVA)	12 pulse (kVA)	6 pulse thyristor (kVA)
400 V	6	25	7
12, 22, 24 และ 33 kV	130	250	150

5.3 ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม

มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการใช้อยู่ในปัจจุบันมีข้อดีอยู่หลายประการ เช่นการแบ่งการประเมินออกเป็นขั้นตอนทำให้สะดวกต่อการพิจารณา การกำหนดค่าขีดจำกัดในรูปแบบตารางสำเร็จรูปทำให้ง่ายต่อการนำไปใช้ เป็นต้น แต่อย่างไรก็ตามมาตรฐานการเชื่อมต่อในปัจจุบันที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้นนั้นเป็นข้อกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นต่ำที่ใช้เพื่อการเชื่อมต่อโดยทั่วไปที่ไม่ได้รวมผลการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทกังหันลมด้วย ซึ่งทำให้อาจยังคงมีปัญหาและข้อจำกัดในบางกรณีที่ไม่เหมาะสมสำหรับการประยุกต์ใช้งานกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยกังหันลม ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงได้ทำการศึกษาและวิเคราะห์เกี่ยวกับข้อกำหนดที่เป็นมาตรฐานเฉพาะสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยกังหันลม เพื่อให้มีความเหมาะสมในการใช้งานกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยมากยิ่งขึ้น โดยยึดแนวทางตามมาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการใช้อยู่ในปัจจุบันของประเทศไทย (ไม่รวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทกังหันลม) และมาตรฐานเฉพาะเพื่อการเชื่อมต่อกังหันลมที่มีการใช้ในต่างประเทศ IEC และ IEEE

5.3.1 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้าของกังหันลม

ปัญหาคุณภาพไฟฟ้า เป็นปัญหาหนึ่งในระบบไฟฟ้าที่มีความสำคัญมากยิ่งขึ้นในปัจจุบัน เนื่องจากปัญหาคุณภาพไฟฟ้าส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในหลายด้านไม่ว่าจะเป็น การสร้างความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าตลอดจนกระบวนการผลิตของภาคอุตสาหกรรม ลดอายุการใช้งานและ

ประสิทธิภาพในการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า และเพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียในอุปกรณ์และระบบไฟฟ้าเป็นต้น กังหันลมที่มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าจะทำให้ผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้า ซึ่งคุณภาพไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับปฏิกิริยาซึ่งเกิดแก่กันและกันระหว่างระบบไฟฟ้าและกังหันลม ดังนั้นการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบไฟฟ้าจึงต้องควบคุมคุณภาพไฟฟ้าตามมาตรฐานขีดจำกัดสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม เพื่อควบคุมให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าโดยรวมอยู่ในระดับที่เหมาะสม ไม่ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นๆ ที่อยู่ข้างเคียงซึ่งสามารถพิจารณาได้ดังต่อไปนี้

5.3.1.1 การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าของกังหันลม

กังหันลมต้องมีระบบควบคุมระดับแรงดัน เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งนี้การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าจะต้องอยู่ภายในขอบเขต $\pm 5\%$ ของปริมาณค่าที่ระบุที่จุดเชื่อมต่อของกังหันลม [24, 32, 36]

ตารางที่ 5.6 ข้อเสนอแนะสำหรับการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าของกังหันลม

มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการใช้ในปัจจุบันของประเทศไทย พ.ท. พ.ศ. 2551	มาตรฐานเฉพาะเพื่อการเชื่อมต่อกังหันลมที่มีการใช้ในประเทศ IEC 61400-21 ค.ศ. 2001	ข้อเสนอแนะสำหรับการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าในประเทศไทย
$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$

5.3.1.2 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของกังหันลม

กังหันลมต้องมีระบบควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ดังนี้ [17, 24, 32]

1. สำหรับระบบกังหันลมที่มีอินเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.95 นำหน้าถึง 0.95 ตามหลัง เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาเกินกว่าร้อยละ 10 ของขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวอร์เตอร์
2. สำหรับระบบกังหันลมที่ไม่มีอินเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.95 นำหน้าถึง 0.95 ตามหลัง

ตารางที่ 5.7 ข้อเสนอแนะสำหรับการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของกังหันลม

มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการ ใช้อยู่ในปัจจุบันของ ประเทศไทย กฟผ. พ.ศ. 2551	มาตรฐานเฉพาะเพื่อการ เชื่อมต่อกังหันลมที่มีการใช้ใน ต่างประเทศ IEC 61400-21 ค.ศ. 2001	ข้อเสนอแนะสำหรับการ เชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ จำหน่ายของการไฟฟ้าใน ประเทศไทย
± 0.90	± 0.95	± 0.95

ทั้งนี้กังหันลมสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้ระบบไฟฟ้าตามความต้องการของโหลด โดยมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 ตามหลัง ที่สามารถจ่ายกำลังรีแอกทีฟให้แก่ระบบไฟฟ้าได้

5.3.1.3 การควบคุมความถี่ไฟฟ้าของกังหันลม

ความถี่เป็นตัวแปรหนึ่งที่มีความสำคัญมากในระบบไฟฟ้ากำลัง ความถี่จะเป็นตัวบ่งชี้ถึงความสมดุลหรือไม่สมดุลระหว่างปริมาณพลังงานที่ผลิตได้และการใช้พลังงาน โดยปกติแล้วการทำงานในระบบไฟฟ้ากำลัง ความถี่จะต้องอยู่ในเกณฑ์ของค่าที่ระบุโดยผู้ควบคุมระบบไฟฟ้า สำหรับประเทศไทยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะเป็นผู้ควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้า ให้อยู่ในเกณฑ์ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที หรือ $\pm 1\%$ [24] ดังนั้นกังหันลมจะต้องควบคุมให้ซิงโครไนซ์กับระบบไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา [24, 32]

ตารางที่ 5.8 ข้อเสนอแนะสำหรับการควบคุมความถี่ไฟฟ้าของกังหันลม

มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการ ใช้อยู่ในปัจจุบันของ ประเทศไทย กฟผ. พ.ศ. 2551	มาตรฐานเฉพาะเพื่อการ เชื่อมต่อกังหันลมที่มีการใช้ใน ต่างประเทศ IEC 61400-21 ค.ศ. 2001	ข้อเสนอแนะสำหรับการ เชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ จำหน่ายของการไฟฟ้าใน ประเทศไทย
± 1%	± 1%	± 1%

หมายเหตุ : *กรณีเกิดเหตุผิดปกติ* ถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง 48.00 - 51.00 รอบต่อวินาที ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที กังหันลมจะต้องมีระบบให้ปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อดัวยระบบอัตโนมัติที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าทันที [32]

5.3.1.4 การควบคุมแรงดันกระเพื่อมของกังหันลม

กังหันลมที่มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าจะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมอุปกรณ์ ไม่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) ที่จุดต่อร่วมเกินขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม โดยข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานการควบคุมแรงดันกระเพื่อมของกังหันลม อ้างอิงจากมาตรฐานสากลได้แก่ IEC 61400-21 (ปี 2001) และ IEC 61000-3-7 (ปี 2008) ซึ่งเกี่ยวข้องกับประเมนขีดจำกัดของแรงดันกระเพื่อม สำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อโหลดในระบบไฟฟ้าแรงกลางและแรงสูง โดยได้แบ่งขั้นตอนการประเมินออกเป็นขั้นตอนเช่นเดียวกับมาตรฐานการประเมินแรงดันกระเพื่อม ของประเทศไทยในปัจจุบัน การประเมินจะพิจารณาจากทีละขั้นตอน หากไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป กังหันลมจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง การประเมินระดับแรงดันกระเพื่อมจากกังหันลม เพื่อการยินยอมให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า แบ่งเป็น 3 ขั้นตอน ตามขนาดของกังหันลมในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม ดังนี้ [22, 24, 29, 32, 38]

ขั้นตอนที่ 1 IEC 61000-3-7 แนะนำว่าหากอัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลง ΔS_i ของกังหันลมต่อกำลังไฟฟ้าลัดวงจรสามเฟส S_{sc} ที่จุดต่อร่วมมีค่าไม่เกินกว่า 0.1% จะยินยอมให้เชื่อมต่อกังหันลมนั้นเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้เลย โดยไม่ต้องผ่านการตรวจสอบค่าแรงดันกระเพื่อม แสดงได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\Delta S_i / S_{sc} \leq K\% \quad (5.1)$$

โดย K = ขีดจำกัดที่ขึ้นอยู่กับระดับค่า r
 r = การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าต่ออนาติ พิจารณาตามตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.9 ขีดจำกัดสำหรับการเปลี่ยนแปลงที่สัมพันธ์กันในกำลังไฟฟ้าที่เป็นฟังก์ชันของจำนวนการเปลี่ยนแปลงต่ออนาติ [38]

r \min^{-1}	$K = (\Delta S / S_{sc})_{\max}$ %
$r > 200$	0.1
$10 \leq r \leq 200$	0.2
$r < 10$	0.4

ขั้นตอนที่ 2 ถ้ากั้นหม้อแปลงทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมมีค่าเกินขีดจำกัดในขั้นตอนที่ 1 จะต้องมาดำเนินการตรวจสอบในขั้นตอนที่ 2 โดยมีรายละเอียดการประเมินตามวิธีการใน IEC 61000-3-7 จำนวนได้จากสมการ ดังนี้

2.1 กรณีที่กั้นหม้อแปลงเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันกลาง (MV) นั่นคือ $1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$ จำนวนได้จากสมการ (5.2) และ (5.3)

$$E_{Psti} = L_{PstMV} \cdot m \sqrt{\frac{S_i}{(S_t - S_{LV})}} \quad (5.2)$$

$$E_{Plti} = L_{PltMV} \cdot m \sqrt{\frac{S_i}{(S_t - S_{LV})}} \quad (5.3)$$

2.2 กรณีที่กั้นหม้อแปลงเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันสูง (HV) นั่นคือ $35 \text{ kV} < U_n \leq 230 \text{ kV}$ จำนวนได้จากสมการ (5.4) และ (5.5)

$$E_{Psti} = L_{PstHV} \cdot m \sqrt{\frac{S_i}{S_{tHV}}} \quad (5.4)$$

$$E_{Plti} = L_{PltHV} \cdot m \sqrt{\frac{S_i}{S_{tHV}}} \quad (5.5)$$

2.3 กรณีที่กั้นหม้อแปลงเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันสูงพิเศษ (EHV) นั่นคือ $230 \text{ kV} < U_n$ จำนวนได้จากสมการ (5.6) และ (5.7)

$$E_{Psti} = L_{PstEHV} \cdot m \sqrt{\frac{S_i}{S_{tEHV}}} \quad (5.6)$$

$$E_{Plti} = L_{PltEHV} \cdot m \sqrt{\frac{S_i}{S_{tEHV}}} \quad (5.7)$$

โดย	U_n	=	ค่าแรงดันที่ระบุ (nominal voltage)
	E_{Psti}	=	ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น (Pst) สำหรับกังหันลม
	E_{Plti}	=	ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อมระยะยาว (Plt) สำหรับกังหันลม
	L_{Psti}	=	ระดับวางแผนของค่าไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) พิจารณาตามตารางที่ 5.10
	L_{Plti}	=	ระดับวางแผนของค่าไฟกะพริบระยะยาว (Plt) พิจารณาตามตารางที่ 5.10
	S_j	=	ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าของกังหันลม
	S_t	=	ขนาดกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมดที่สถานีต้นทางสามารถจ่ายโหลดได้
	S_{LV}	=	ขนาดกำลังไฟฟ้ารวมของโหลดที่อยู่ในระบบแรงดันต่ำ ($U_n \leq 1 \text{ kV}$) ที่ได้รับการจ่ายโดยตรงจากสถานีต้นทาง
	S_{tHV}	=	ขนาดกำลังไฟฟ้ารวมที่สถานีต้นทางจ่ายโหลดให้กับเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบแรงดันสูง
	S_{tEHV}	=	ขนาดกำลังไฟฟ้ารวมที่สถานีต้นทางจ่ายโหลดให้กับเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบแรงดันสูงพิเศษ
	m	=	ขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อม โดยปกติใช้เท่ากับ 3 (พิจารณาเพิ่มเติมได้ที่ 5.3.1.5)

ปริมาณแรงดันกระเพื่อมจากกังหันลมจะต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่คำนวณได้จากสมการ จึงจะยินยอมให้กังหันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้ แสดงได้ดังสมการต่อไปนี้

$$P_{sti} \leq E_{Psti} \quad (5.8)$$

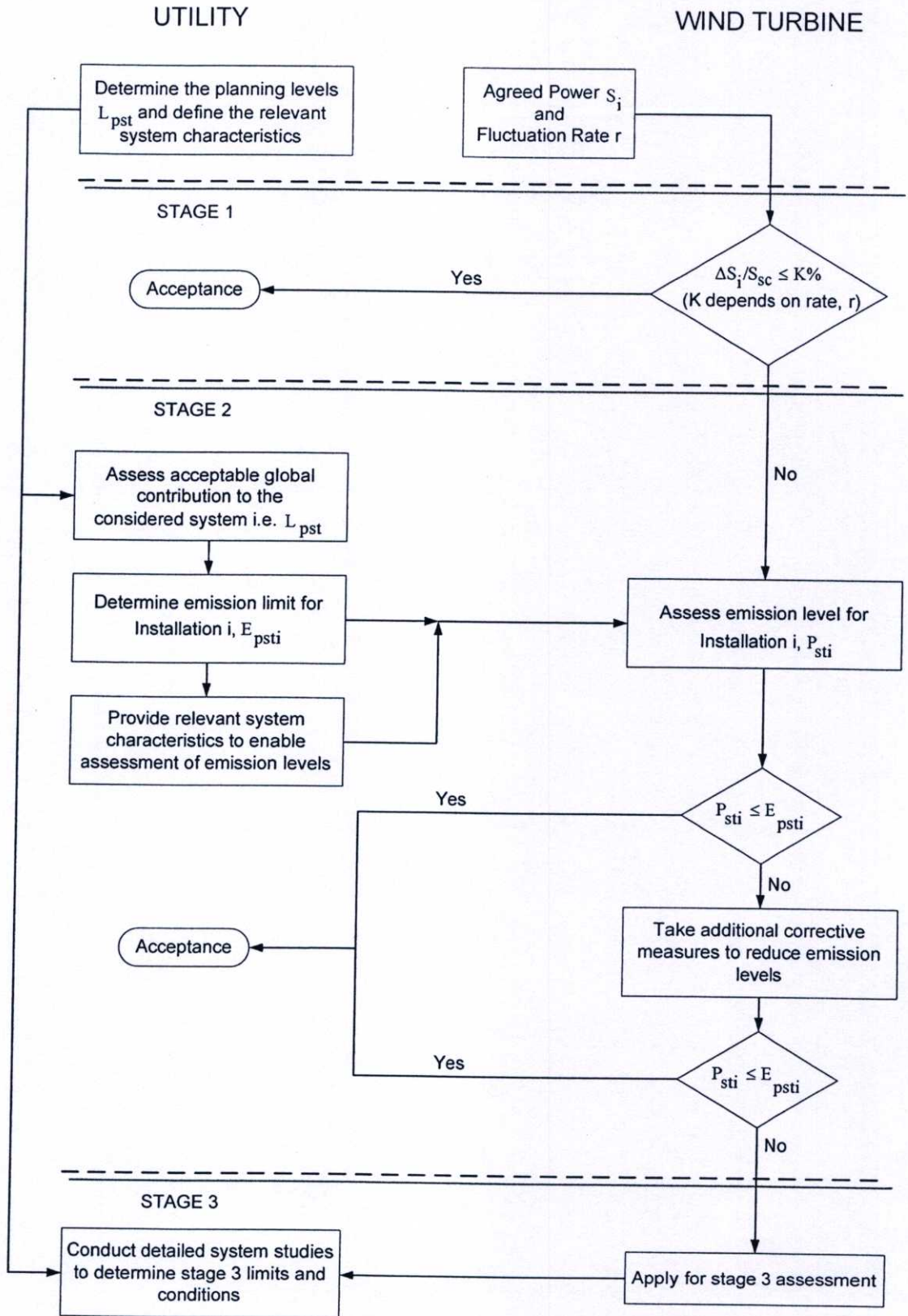
$$P_{lti} \leq E_{Plti} \quad (5.9)$$

โดย	P_{sti}	=	ปริมาณการเกิดแรงดันกระเพื่อมระยะสั้นจากกังหันลม
	P_{lti}	=	ปริมาณการเกิดแรงดันกระเพื่อมระยะยาวจากกังหันลม

ขั้นตอนที่ 3 ในกรณีพิเศษการไฟฟ้าอาจยินยอมให้กังหันลมบางตัวที่มีปริมาณการเกิดแรงดันกระเพื่อมสูงกว่าค่าขีดจำกัดที่คำนวณได้ในขั้นตอนที่ 2 เชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้ โดยอาศัยหลักการพิจารณาที่ว่า ไม่ใช่กังหันลมทุกตัวที่จะมีปริมาณการเกิดแรงดันกระเพื่อมเท่ากับขีดจำกัดที่คำนวณพอดี กังหันลมบางตัวอาจมีปริมาณการเกิดแรงดันกระเพื่อมน้อยกว่าค่าขีดจำกัดที่คำนวณได้ หรืออาจไม่มี

ปริมาณการเกิดแรงดันกระเพื่อมเลย ดังนั้นระบบของการไฟฟ้าจึงยังคงมีความสามารถเพียงพอที่จะรองรับปริมาณการเกิดแรงดันกระเพื่อมเพิ่มเติมจากกักกันลมบางตัวได้ ดังนั้นการประเมินในขั้นตอนที่ 3 นี้ การไฟฟ้าจะต้องมีการพิจารณาอย่างละเอียดรอบคอบก่อนจะยินยอมให้กักกันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้

แผนผังแสดงบทสรุปของขั้นตอนการประเมินระดับแรงดันกระเพื่อมจากกักกันลม เพื่อยินยอมให้กักกันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า โดยทั้ง 3 ขั้นตอน แสดงให้เห็นดังในรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 แผนผังขั้นตอนการประเมินระดับแรงดันกระเพื่อม [38]

5.3.1.5 ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลายๆ

แหล่งกำเนิด

การรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดจากหลายแหล่ง สามารถนำเอาวิธีการทางสถิติ มาใช้ในการคำนวณหาค่าระดับแรงดันกระเพื่อมได้ดังนี้ [32, 38]

1. ครรชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst) คือค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกะพริบในช่วงเวลาสั้นๆ (10 นาที) นำค่า Pst มารวมกันตามสูตรดังนี้ โดยค่า Pst ที่คำนวณได้ต้องมีค่าไม่เกินในตารางที่ 5.10

$$Pst_t = \sqrt[m]{(Pst_1)^m + (Pst_2)^m + \dots + (Pst_n)^m}$$

ค่าของ m ขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อม โดยมีข้อเสนอแนะดังนี้

- $m = 4$ ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทเตาหลอม (Arc Furnace) ที่มีการทำงานในช่วงการหลอมละลายไม่พร้อมกัน
- $m = 3$ ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกือบทุกประเภท โดยคาดว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีน้อย หากไม่แน่ใจว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีมากน้อยเพียงใดก็ให้ใช้ค่านี้ได้
- $m = 2$ ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีโอกาสจะเกิดการดำเนินงานพร้อมกันบ่อยครั้ง
- $m = 1$ ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการทำงานพร้อมกัน

2. ครรชนีไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values, Plt) คือค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกะพริบในระยะยาว (2-3 ชั่วโมง) โดยหาได้จากนำค่า Pst ที่ได้มาคำนวณหาค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว ตามสูตรดังนี้

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (Pst_j)^3}$$

เมื่อ n คือ จำนวนค่า Pst ในช่วงเวลาที่ตรวจวัด ซึ่งช่วงเวลาที่ใช้ ปกติประมาณ 2 ชั่วโมง ดังนั้นค่า n จึงเท่ากับ 12 ค่า Plt ที่คำนวณได้ จะต้องไม่เกินค่า ในตารางที่ 5.10

ตารางที่ 5.10 ข้อเสนอแนะสำหรับขีดจำกัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระแสเพื่อรวมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ [32, 38]

กรณีไฟกะพริบ	มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการให้อยู่ในปัจจุบันของประเทศไทย กพ.ท. พ.ศ. 2551		มาตรฐานเฉพาะเพื่อการเชื่อมต่อกังหันลมที่มีการใช้ในต่างประเทศ IEC 61000-3-7 ค.ศ. 2008		ข้อเสนอแนะสำหรับการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าในประเทศไทย	
	115 kV หรือต่ำกว่า	มากกว่า 115 kV	35 kV หรือต่ำกว่า	มากกว่า 35 kV	33 kV หรือต่ำกว่า	มากกว่า 33 kV
Pst	1.0	0.8	0.9	0.8	0.9	0.8
Plt	0.8	0.6	0.7	0.6	0.7	0.6

5.3.1.6 การควบคุมฮาร์มอนิกของกังหันลม

กังหันลมที่มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าจะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมอุปกรณ์ ที่ไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมเกินขีดจำกัดแรงดันและกระแสฮาร์มอนิก โดยข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานการควบคุมแรงดันและกระแสฮาร์มอนิกของกังหันลม อ้างอิงจากมาตรฐานสากลได้แก่ IEC 61400-21 (ปี 2001) และ IEC 61000-3-6 (ปี 2008) ซึ่งเกี่ยวข้องกับการประเมินขีดจำกัดของแรงดันและกระแสฮาร์มอนิก สำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อโหลดในระบบไฟฟ้าแรงกลางและแรงสูง โดยได้แบ่งขั้นตอนการประเมินออกเป็นขั้นตอน เช่นเดียวกับมาตรฐานการประเมินแรงดันและกระแสฮาร์มอนิกของประเทศไทยในปัจจุบัน การประเมินจะพิจารณาจากทีละขั้นตอน หากไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป กังหันลมจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง การประเมินระดับแรงดันและกระแสฮาร์มอนิกจากกังหันลม เพื่อการยินยอมให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า แบ่งเป็น 3 ขั้นตอน ตามขนาดของกังหันลมในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันและกระแสฮาร์มอนิก ดังนี้

[22, 24, 29, 32, 37]

ขั้นตอนที่ 1 IEC 61000-3-6 แนะนำว่าหากอัตราส่วนระหว่างขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้า S_i ของกักกันลมต่อกำลังไฟฟ้าลัดวงจรสามเฟส S_{sc} ที่จุดต่อรวมมีค่าไม่เกินกว่า 0.2% จะยินยอมให้เชื่อมต่อกักกันลมนั้นเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้เลย โดยไม่ต้องผ่านการตรวจสอบค่าระดับแรงดันหรือกระแสฮาร์มอนิก แสดงได้ดังสมการต่อไปนี้

$$S_i/S_{sc} \leq 0.2\% \quad (5.10)$$

ขั้นตอนที่ 2 ถ้ากักกันลมก่อให้เกิดแรงดันหรือกระแสฮาร์มอนิกมีค่าเกินขีดจำกัดในขั้นตอนที่ 1 จะต้องมาดำเนินการตรวจสอบในขั้นตอนที่ 2 โดยมีรายละเอียดการประเมินตามวิธีการใน IEC 61000-3-6 คำนวณได้จากสมการ ดังนี้

2.1 กรณีที่กักกันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันกลาง (MV) นั่นคือ $1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$ คำนวณได้จากสมการ (5.11) และ (5.12)

$$E_{Uhi} = L_{hMV} \cdot \alpha \sqrt{\frac{S_i}{S_t}} \quad (5.11)$$

$$E_{Ihi} = \frac{E_{Uhi}}{Z_{hi}} \quad (5.12)$$

2.2 กรณีที่กักกันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันสูง (HV) นั่นคือ $35 \text{ kV} < U_n \leq 230 \text{ kV}$ คำนวณได้จากสมการ (5.13) และ (5.14)

$$E_{Uhi} = L_{hHV} \cdot \alpha \sqrt{\frac{S_i}{S_{tHV}}} \quad (5.13)$$

$$E_{Ihi} = \frac{E_{Uhi}}{Z_{hi}} \quad (5.14)$$

2.3 กรณีที่กัณฑ์หมเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันสูงพิเศษ (EHV) นั่นคือ $230 \text{ kV} < U_n$ คำนวณได้จากสมการ (5.15) และ (5.16)

$$E_{Uhi} = L_{hEHV} \cdot \alpha \sqrt{\frac{S_i}{S_{tEHV}}} \quad (5.15)$$

$$E_{Ihi} = \frac{E_{Uhi}}{Z_{hi}} \quad (5.16)$$

- โดย
- E_{Uhi} = ชีตจำกัดแรงดันฮาร์โมนิกอันดับที่ h สำหรับกัณฑ์หม
 - E_{Ihi} = ชีตจำกัดกระแสฮาร์โมนิกอันดับที่ h สำหรับกัณฑ์หม
(พิจารณาเพิ่มเติมได้ที่ 5.3.1.8)
 - L_{hMV} = ระดับวางแผนของค่าแรงดันฮาร์โมนิกอันดับที่ h ที่ระดับแรงดันกลาง
พิจารณาตามตารางที่ 5.11 และ 5.12
 - L_{hHV} = ระดับวางแผนของค่าแรงดันฮาร์โมนิกอันดับที่ h ที่ระดับแรงดันสูง
พิจารณาตามตารางที่ 5.13 และ 5.14
 - L_{hEHV} = ระดับวางแผนของค่าแรงดันฮาร์โมนิกอันดับที่ h ที่ระดับแรงดันสูงพิเศษ
พิจารณาตามตารางที่ 5.14
 - S_i = ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าของกัณฑ์หม
 - S_t = ขนาดกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมดที่สถานีต้นทางสามารถจ่ายโหลดได้
 - S_{tHV} = ขนาดกำลังไฟฟ้ารวมที่สถานีต้นทางจ่ายโหลดให้กับเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าใน
ระบบแรงดันสูง
 - S_{tEHV} = ขนาดกำลังไฟฟ้ารวมที่สถานีต้นทางจ่ายโหลดให้กับเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าใน
ระบบแรงดันสูงพิเศษ
 - Z_{hi} = ค่าอิมพีแดนซ์ที่ฮาร์โมนิกอันดับที่ h ของระบบไฟฟ้าที่กัณฑ์หมต่ออยู่
(พิจารณาเพิ่มเติมได้ที่ 5.3.1.9)
 - α = ค่าตัวประกอบการบวกมีค่าแปรตามอันดับฮาร์โมนิก พิจารณาตามตาราง
ที่ 5.16

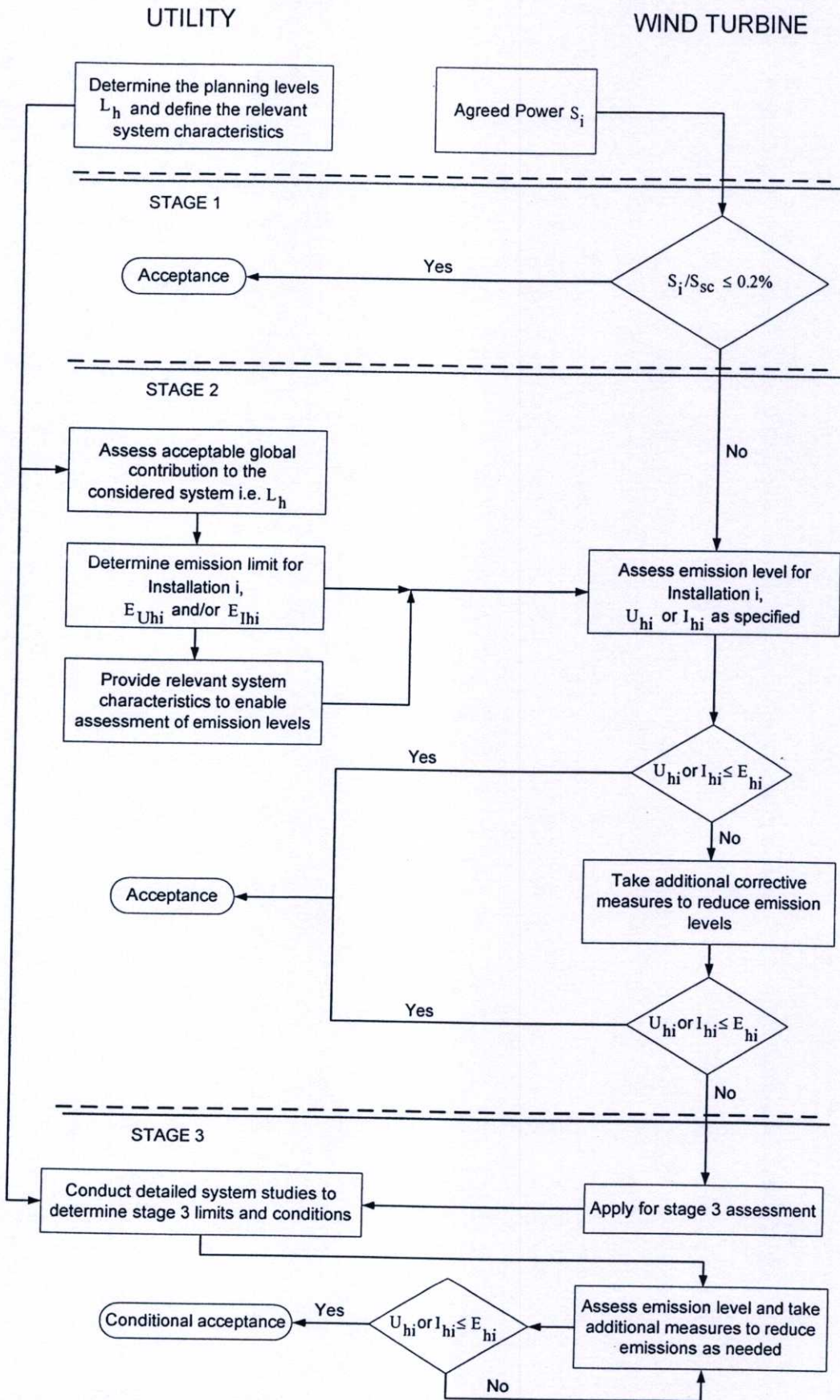
ปริมาณแรงดันหรือกระแสฮาร์โมนิกจากกังหันลมจะต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่
คำนวณได้จากสมการ จึงจะยินยอมให้กังหันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้ แสดงได้ดัง
สมการต่อไปนี้

$$U_{hi} \text{ หรือ } I_{hi} \leq E_{hi} \quad (5.17)$$

โดย U_{hi} = ปริมาณการเกิดแรงดันฮาร์โมนิกอันดับที่ h จากกังหันลม
 I_{hi} = ปริมาณการเกิดกระแสฮาร์โมนิกอันดับที่ h จากกังหันลม

ขั้นตอนที่ 3 ในกรณีพิเศษการไฟฟ้าอาจยินยอมให้กังหันลมบางตัวที่มีปริมาณการเกิดแรงดัน
หรือกระแสฮาร์โมนิกสูงกว่าค่าขีดจำกัดที่คำนวณได้ในขั้นตอนที่ 2 เชื่อมต่อเข้า
กับระบบของการไฟฟ้าได้ โดยอาศัยหลักการพิจารณาที่ว่า ไม่ใช่กังหันลมทุกตัวที่
จะมีปริมาณการเกิดแรงดันหรือกระแสฮาร์โมนิกเท่ากับขีดจำกัดที่คำนวณพอดี
กังหันลมบางตัวอาจมีปริมาณการเกิดแรงดันหรือกระแสฮาร์โมนิกน้อยกว่าค่า
ขีดจำกัดที่คำนวณได้หรืออาจไม่มีปริมาณการเกิดแรงดันหรือกระแสฮาร์มอ
นิกลเลย ดังนั้นระบบของการไฟฟ้าจึงยังคงมีความสามารถเพียงพอที่จะรองรับ
ปริมาณการเกิดแรงดันหรือกระแสฮาร์โมนิก เพิ่มเติมจากกังหันลมบางตัวได้
ดังนั้นการประเมินในขั้นตอนที่ 3 นี้ การไฟฟ้าจะต้องมีการพิจารณาอย่างละเอียด
รอบคอบก่อนจะยินยอมให้กังหันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้

แผนผังแสดงบทสรุปของขั้นตอนการประเมินระดับแรงดันและกระแสฮาร์มอ
นิกจากกังหันลม เพื่อการยินยอมให้กังหันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า โดยทั้ง 3 ขั้นตอน
แสดงให้เห็นดังในรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 แผนผังขั้นตอนการประเมินระดับแรงดันและกระแสฮาร์มอนิก [37]

5.3.1.7 ขีดจำกัดระดับวางแผนเพื่อการควบคุมฮาร์มอนิก

ขีดจำกัดระดับวางแผน เป็นขีดจำกัดที่วางแผนไว้สำหรับโพลรวมของระบบที่จะสร้างสิ่งรบกวน (ในที่นี้คือกระแสฮาร์มอนิก) ทำให้เกิดความผิดปกติในระบบ ซึ่งต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดระดับวางแผน ดังแสดงในตารางที่ 5.11 ถึง 5.14 เป็นขีดจำกัดระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกแต่ละอันดับสำหรับระบบไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV, 33 kV, 69 kV และ 115 kV ขึ้นไป [32, 37]

ตารางที่ 5.11 ข้อเสนอแนะสำหรับระดับวางแผนที่เป็นครรชนีสำหรับแรงดันฮาร์มอนิก

(ในเปอร์เซ็นต์ของแรงดันหลักมูล) ในระบบไฟฟ้ากำลังที่ระดับแรงดัน 22 kV

มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการ ใช้อยู่ในปัจจุบันของ ประเทศไทย กพท. พ.ศ. 2551 (11, 12, 22 และ 24 kV)				มาตรฐานเฉพาะเพื่อการ เชื่อมต่อกังหันลมที่มีการใช้ใน ต่างประเทศ IEC 61000-3-6 ค.ศ. 2008 (1 kV < U _n ≤ 35 kV)				ข้อเสนอแนะสำหรับการ เชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ จำหน่ายของการไฟฟ้าใน ประเทศไทย (22 kV)			
ฮาร์มอนิก อันดับ คือ	แรงดัน ฮาร์มอนิก นิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คือ	แรงดัน ฮาร์มอนิก นิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คือ	แรงดัน ฮาร์มอนิก นิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คือ	แรงดัน ฮาร์มอนิก นิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คือ	แรงดัน ฮาร์มอนิก นิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คือ	แรงดัน ฮาร์มอนิก นิก (%)
3	3	2	1.75	3	4	2	1.8	3	3	2	1.75
5	3	4	1.75	5	5	4	1	5	3	4	1
7	3	6	1.75	7	4	6	0.5	7	3	6	0.5
9	3	8	1.75	9	1.2	8	0.5	9	1.2	8	0.5
11	3	10	1.75	11	3	10	0.64	11	3	10	0.64
13	3	12	1.75	13	2.5	12	0.57	13	2.5	12	0.57
15	3	14	1.75	15	0.3	14	0.52	15	0.3	14	0.52
21	3	20	1.75	21	0.2	20	0.43	21	0.2	20	0.43

ตารางที่ 5.12 ข้อเสนอแนะสำหรับระดับวางแผนที่เป็นกรณีสำหรับแรงดันฮาร์มอนิก

(ในเปอร์เซ็นต์ของแรงดันหลักมูล) ในระบบไฟฟ้ากำลังที่ระดับแรงดัน 33 kV

มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการ ใช้อยู่ในปัจจุบันของ ประเทศไทย กฟภ. พ.ศ. 2551 (33 kV)				มาตรฐานเฉพาะเพื่อการ เชื่อมต่อกังหันลมที่มีการใช้ใน ต่างประเทศ IEC 61000-3-6 ค.ศ. 2008 (1 kV < $U_n \leq 35$ kV)				ข้อเสนอแนะสำหรับการ เชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ จำหน่ายของการไฟฟ้าใน ประเทศไทย (33 kV)			
ฮาร์มอนิก อันดับ ที่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คู่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ ที่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คู่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ ที่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คู่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)
3	<u>2</u>	2	<u>1</u>	3	4	2	1.8	3	<u>2</u>	2	<u>1</u>
5	<u>2</u>	4	<u>1</u>	5	5	4	<u>1</u>	5	<u>2</u>	4	<u>1</u>
7	<u>2</u>	6	1	7	4	6	<u>0.5</u>	7	<u>2</u>	6	<u>0.5</u>
9	2	8	1	9	<u>1.2</u>	8	<u>0.5</u>	9	<u>1.2</u>	8	<u>0.5</u>
11	<u>2</u>	10	1	11	3	10	<u>0.64</u>	11	<u>2</u>	10	<u>0.64</u>
13	<u>2</u>	12	1	13	2.5	12	<u>0.57</u>	13	<u>2</u>	12	<u>0.57</u>
15	2	14	1	15	<u>0.3</u>	14	<u>0.52</u>	15	<u>0.3</u>	14	<u>0.52</u>
21	2	20	1	21	<u>0.2</u>	20	<u>0.43</u>	21	<u>0.2</u>	20	<u>0.43</u>

ตารางที่ 5.13 ข้อเสนอแนะสำหรับระดับวางแผนที่เป็นครรชนีสำหรับแรงดันฮาร์โมนิก
(ในเปอร์เซ็นต์ของแรงดันหลักมูล) ในระบบไฟฟ้ากำลังที่ระดับแรงดัน 69 kV

มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการ ใช้อยู่ในปัจจุบันของ ประเทศไทย กพท. พ.ศ. 2551 (69 kV)				มาตรฐานเฉพาะเพื่อการ เชื่อมต่อกังหันลมที่มีการใช้ใน ต่างประเทศ IEC 61000-3-6 ค.ศ. 2008 (35 kV < U _n ≤ 230 kV)				ข้อเสนอแนะสำหรับการ เชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบ จำหน่ายของการไฟฟ้าใน ประเทศไทย (69 kV)			
ฮาร์โมนิก อันดับ ที่	แรงดัน ฮาร์โมนิก (%)	ฮาร์โมนิก อันดับ คู่	แรงดัน ฮาร์โมนิก (%)	ฮาร์โมนิก อันดับ ที่	แรงดัน ฮาร์โมนิก (%)	ฮาร์โมนิก อันดับ คู่	แรงดัน ฮาร์โมนิก (%)	ฮาร์โมนิก อันดับ ที่	แรงดัน ฮาร์โมนิก (%)	ฮาร์โมนิก อันดับ คู่	แรงดัน ฮาร์โมนิก (%)
3	<u>1.63</u>	2	<u>0.82</u>	3	2	2	1.4	3	<u>1.63</u>	2	<u>0.82</u>
5	<u>1.63</u>	4	0.82	5	2	4	<u>0.8</u>	5	<u>1.63</u>	4	<u>0.8</u>
7	<u>1.63</u>	6	0.82	7	2	6	<u>0.4</u>	7	<u>1.63</u>	6	<u>0.4</u>
9	1.63	8	0.82	9	<u>1</u>	8	<u>0.4</u>	9	<u>1</u>	8	<u>0.4</u>
11	1.63	10	0.82	11	<u>1.5</u>	10	<u>0.48</u>	11	<u>1.5</u>	10	<u>0.48</u>
13	1.63	12	0.82	13	<u>1.5</u>	12	<u>0.42</u>	13	<u>1.5</u>	12	<u>0.42</u>
15	1.63	14	0.82	15	<u>0.3</u>	14	<u>0.39</u>	15	<u>0.3</u>	14	<u>0.39</u>
21	1.63	20	0.82	21	<u>0.2</u>	20	<u>0.32</u>	21	<u>0.2</u>	20	<u>0.32</u>

ตารางที่ 5.14 ข้อเสนอแนะสำหรับระดับวางแผนที่เป็นครรชนีสำหรับแรงดันฮาร์มอนิก

(ในเปอร์เซ็นต์ของแรงดันหลักมูล) ในระบบไฟฟ้ากำลังที่ระดับแรงดัน 115 kV ขึ้นไป

มาตรฐานการเชื่อมต่อที่มีการ ใช้อยู่ในปัจจุบันของ ประเทศไทย กพท. พ.ศ. 2551 (115 kV และมากกว่า)				มาตรฐานเฉพาะเพื่อการ เชื่อมต่อกับหม้อแปลงที่มีการใช้ใน ต่างประเทศ IEC 61000-3-6 ค.ศ. 2008 (35 kV < U _n)				ข้อเสนอแนะสำหรับการ เชื่อมต่อกับหม้อแปลงเข้ากับระบบ จำหน่ายของการไฟฟ้าใน ประเทศไทย (115 kV และมากกว่า)			
ฮาร์มอนิก อันดับ ที่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คู่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ ที่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คู่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ ที่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)	ฮาร์มอนิก อันดับ คู่	แรงดัน ฮาร์มอนิก (%)
3	<u>1</u>	2	<u>0.5</u>	3	2	2	1.4	3	<u>1</u>	2	<u>0.5</u>
5	<u>1</u>	4	<u>0.5</u>	5	2	4	0.8	5	<u>1</u>	4	<u>0.5</u>
7	<u>1</u>	6	0.5	7	2	6	<u>0.4</u>	7	<u>1</u>	6	<u>0.4</u>
9	<u>1</u>	8	0.5	9	<u>1</u>	8	<u>0.4</u>	9	<u>1</u>	8	<u>0.4</u>
11	<u>1</u>	10	0.5	11	1.5	10	<u>0.48</u>	11	<u>1</u>	10	<u>0.48</u>
13	<u>1</u>	12	0.5	13	1.5	12	<u>0.42</u>	13	<u>1</u>	12	<u>0.42</u>
15	1	14	0.5	15	<u>0.3</u>	14	<u>0.39</u>	15	<u>0.3</u>	14	<u>0.39</u>
21	1	20	0.5	21	<u>0.2</u>	20	<u>0.32</u>	21	<u>0.2</u>	20	<u>0.32</u>

5.3.1.8 ชิดจำกัดที่สัมพันธ์กันกับกระแสฮาร์มอนิก

IEC 61000-3-6 เป็นมาตรฐานเกี่ยวกับชิดจำกัดฮาร์มอนิก ซึ่งเนื้อหาส่วนใหญ่จะมุ่งประเด็นไปที่ชิดจำกัดแรงดันฮาร์มอนิก แต่ก็ได้ให้ความสัมพันธ์เกี่ยวกับชิดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกไว้ ดังแสดงให้เห็นในตารางที่ 5.15

ตารางที่ 5.15 ค่าครรชนีสำหรับชิดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกที่สัมพันธ์กันกับขนาดของกักหม้อแปลงที่ติดตั้งเข้ากับระบบไฟฟ้า [37]

อันดับฮาร์มอนิก (h)	5	7	11	13	> 13
ชิดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก $E_{1hi} = I_{hi}/I_i$ (%)	5	5	3	3	$\frac{500}{h^2}$

เมื่อ E_{lhi} = ขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกอันดับที่ h สำหรับกังหันลม
 I_{hi} = ปริมาณการเกิดกระแสฮาร์โมนิกอันดับที่ h จากกังหันลม
 I_i = กระแส r.m.s. ที่สอดคล้องกันกับกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (ความถี่หลักมูล)
 สำหรับการรวมค่ากระแสฮาร์โมนิกอันดับที่ h ที่จุดเชื่อมต่อกังหันลม สามารถหา
 ได้จากสมการที่ 5.18 [22, 24, 34] โดยค่า α เป็นค่าตัวประกอบการบวก มีค่าแปรตามอันดับฮาร์โมนิก
 นิกมีค่าดังแสดงในตารางที่ 5.16

$$I_{h\Sigma} = \alpha \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{hi}}{n_i} \right)^2} \quad (5.18)$$

เมื่อ $I_{h\Sigma}$ = กระแสฮาร์โมนิกอันดับที่ h ที่จุดเชื่อมต่อกังหันลม
 N_{wt} = จำนวนของกังหันลมที่มีการเชื่อมต่อที่จุดต่อเชื่อม
 I_{hi} = ปริมาณการเกิดกระแสฮาร์โมนิกอันดับที่ h จากกังหันลม
 n_i = อัตราส่วนของหม้อแปลงที่กังหันลม
 α = ค่าตัวประกอบการบวกมีค่าแปรตามอันดับฮาร์โมนิก พิจารณาตามตารางที่
 5.16

ตารางที่ 5.16 ค่าตัวประกอบการบวกสำหรับฮาร์โมนิก (summation factor) [37]

อันดับฮาร์โมนิก (h)	α
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1.4
$h > 10$	2

5.3.1.9 ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบ

ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้า เมื่อมองจากจุดต่อร่วม (PCC) จะขึ้นอยู่กับความถี่
 ของกระแสที่กำลังใช้งาน ค่าความต้านทาน ค่าอินดักแตนซ์ (Inductance) และค่าคาปาซิแตนซ์
 (Capacitance) ของระบบและของกังหันลมที่ต่ออยู่กับระบบ เมื่อพิจารณาถึงผลของกระแสฮาร์โมนิก
 นิกที่ผลิตโดยกังหันลม พบว่าเป็นไปได้ยากที่จะมีข้อมูลอย่างเพียงพอเกี่ยวกับระบบและคุณสมบัติ
 ของกังหันลมเพื่อใช้ในการศึกษาเกี่ยวกับฮาร์โมนิกได้อย่างถูกต้องและชัดเจน จุดประสงค์ของ
 เอกสารเพื่อแนะนำใช้ในกรณีที่มีข้อมูลไม่เพียงพอ โดยจะสมมุติว่าค่าอิมพีแดนซ์ของระบบเป็น
 อินดักทีฟ (Inductive) และแปรผันกับความถี่ และไม่มีผลของรีโซแนนซ์ (Resonance)

อย่างไรก็ตาม สำหรับวิธีการคำนวณหาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปสามารถพิจารณาเพื่อหาค่าได้ดังนี้คือ จากจุดต่อร่วม (PCC) มองไปยังระบบไฟฟ้าจะพิจารณาได้ว่าอิมพีแดนซ์อนุกรมระหว่างค่าความต้านทานกับค่ารีแอกแตนซ์ โดยความสัมพันธ์ระหว่างค่าความต้านทานกับค่ารีแอกแตนซ์จะบอกมาในรูปของอัตราส่วน X/R (XR ratio) ที่ความถี่ฮาร์มอนิก ดังนั้น ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้ามีค่าดังนี้ [24, 32, 37]

$$Z_{hi} = R_i + jhX_i$$

- เมื่อ Z_{hi} = ค่าอิมพีแดนซ์ที่ฮาร์มอนิกอันดับที่ h ของระบบไฟฟ้าที่กักเก็บลมต่ออยู่ (โอห์ม)
 R_i = ค่าความต้านทานที่ความถี่หลักมูลของระบบไฟฟ้าที่กักเก็บลมต่ออยู่ (โอห์ม)
 X_i = ค่ารีแอกแตนซ์ที่ความถี่หลักมูลของระบบไฟฟ้าที่กักเก็บลมต่ออยู่ (โอห์ม)
 h = เลขอันดับฮาร์มอนิก

5.3.2 รูปแบบการเชื่อมต่อของกังหันลม

จากการศึกษาวิเคราะห์ ข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้ากับระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าแบบต่างๆ ทั้งในประเทศและต่างประเทศ เพื่อพิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อที่เหมาะสม สำหรับการประยุกต์ใช้งานกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยได้ทำการวิเคราะห์รูปแบบการเชื่อมต่อของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องดังนี้ [32, 33, 34, 35, 36]

1. กฟผ. “ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2551” และ “ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกกะวัตต์” และ “คู่มือการพิจารณารับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ของแผนกวิเคราะห์แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า พ.ศ. 2549”
2. NRECA (National Rural Electric Cooperative Association) “ข้อเสนอแนะเชิงประยุกต์ใช้งานมาตรฐาน IEEE Std. 1547 ปี 2006”

ซึ่งสามารถสรุปสาระสำคัญได้ดังตารางที่ 5.17

ตารางที่ 5.17 การเปรียบเทียบมาตรฐานและรูปแบบการเชื่อมต่อ

Device No.	Function	มาตรฐานของ กฟภ.			มาตรฐานของ IEEE 1547		
		Low Voltage Ind *1	3 Phase Inverter *2	> 1 MW Syn *3	≤ 25 kVA Ind *4	≤ 100 kVA 3 Phase Inverter *5	1-5 MVA Syn *6
25	Synchronizing Check	-	✓	✓	-	✓	✓
27/59	Undervoltage / Overvoltage	✓	✓	✓	✓	✓	✓
27R	Instantaneous Undervoltage	-	-	✓	✓	✓	✓
50/51 50N/51N	Phase & Ground Overcurrent	-	✓	✓	-	51 51N	✓
59N	Zero Sequence Overvoltage	-	-	-	-	-	✓
67/67N	Phase & Ground Directional Overcurrent	-	-	✓	-	-	67
81	Overfrequency / Underfrequency	✓	✓	✓	✓	✓	✓
87T	Transformer Differential	-	-	✓	-	-	✓
ระบบด้านแรงสูงของการไฟฟ้า		D	-	-	D	Yn	Yn
ระบบด้านแรงต่ำของการไฟฟ้า		Yn	-	-	-	-	-
หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (HV/LV)		-	D/Yn	Yn/D	-	Yn/D	-
อุปกรณ์ตัดคอนที่ใช้		CB แรงต่ำ	CB แรงต่ำ	CB แรงสูง	CB แรงต่ำ	Fuse แรงสูง	CB or Fuse แรงสูง

- หมายเหตุ :**
- *1 มาตรฐานการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเชื่อมต่อกับระบบ 380/220 โวลต์ ของ กฟภ. ดังรูปที่ 5.5
 - *2 มาตรฐานการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์แบบสามเฟสเชื่อมต่อกับระบบ 22/33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. ดังรูปที่ 5.6
 - *3 มาตรฐานการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัสพิักต์มากกว่า 1 MVA เชื่อมต่อกับระบบ 22/33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. ดังรูปที่ 5.7

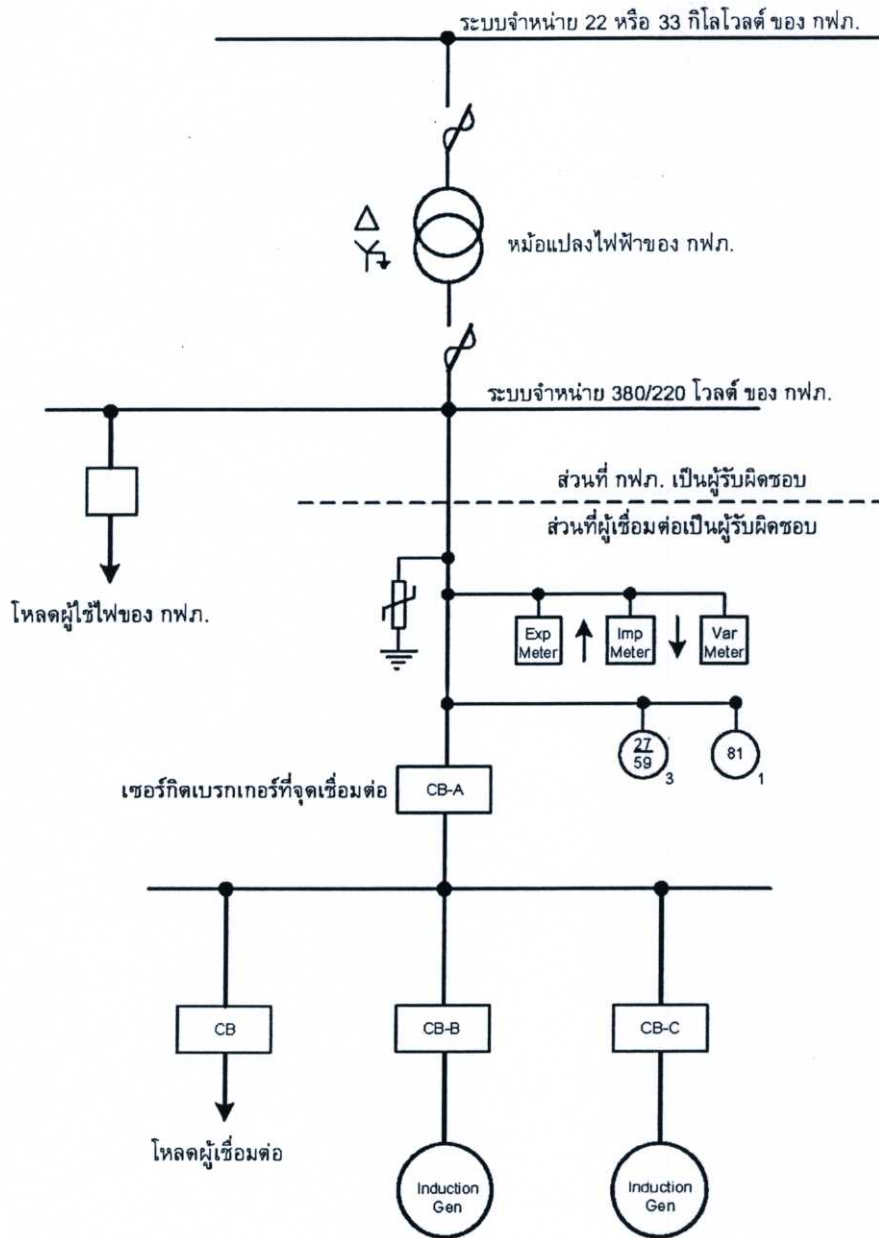
- *4 ข้อเสนอแนะมาตรฐานการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กขนาดไม่เกิน 25 kVA ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดเหนี่ยวนำ ของ IEEE 1547 ดังรูปที่ 5.8
- *5 ข้อเสนอแนะมาตรฐานการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กขนาดไม่เกิน 100 kVA ใช้อินเวอร์เตอร์ชนิด 3 เฟส และหม้อแปลงแบบ Yn/D (แรงสูง/แรงต่ำ) ของ IEEE 1547 ดังรูปที่ 5.9
- *6 ข้อเสนอแนะมาตรฐานการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กขนาด 1-5 MVA ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดซิงโครนัส ของ IEEE 1547 ดังรูปที่ 5.10

จากตารางที่ 5.17 จะเห็นว่าทั้งมาตรฐานของ กฟภ. และ IEEE 1547 กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือ CB แรงต่ำเป็นอุปกรณ์ป้องกัน ส่วนการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าที่ระดับแรงดันสูง มาตรฐานของ กฟภ. กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าใช้ CB แรงสูงได้เพียงอย่างเดียว ตรงกันข้ามกับมาตรฐานของ IEEE 1547 ที่กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 1-5 MVA สามารถเลือกใช้ฟิวส์เป็นอุปกรณ์ป้องกันได้

ในการกำหนดรูปแบบของการเชื่อมต่อของ กฟภ. และ IEEE 1547 นั้นได้คำนึงถึงระดับแรงดัน ชนิดของเทคโนโลยีการผลิต การต่อขดลวดหม้อแปลง และขนาดของกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ ซึ่งทั้งหมดนี้มีผลต่อค่ากระแสฟอลต์ที่เกิดขึ้นในระบบ ยกตัวอย่างเช่น ถ้าผู้ผลิตไฟฟ้าใช้หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีทางเดินของกระแสลำดับศูนย์ ซึ่งต่อเป็นแบบ Yn ด้านแรงสูง จำเป็นต้องใช้รีเลย์ที่มีการตรวจสอบด้านกราวด์ได้แก่ 50N/51N และ 67N เป็นต้น อย่างไรก็ตามการกำหนดรูปแบบของการไฟฟ้าได้คำนึงถึงความปลอดภัยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นสำคัญด้วย เช่น กฟภ. ได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าทุกรายที่มีขนาดมากกว่า 500 kW และเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดซิงโครนัสต้องออกค่าใช้จ่ายติดตั้ง Block Reclose Relay ที่สถานีจ่ายไฟของ กฟภ. เฉพาะสายป้อนที่มีการเชื่อมต่อ ทั้งนี้เพื่อป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ของ กฟภ. จ่ายไฟกลับเข้าระบบ (ภายหลังเกิดฟอลต์) ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ายังต่ออยู่ [32, 33, 35]

จากผลการศึกษารูปแบบการเชื่อมต่อแบบต่างๆ ข้างต้น สามารถสรุปข้อพิจารณาได้ดังนี้

- มาตรฐานการเชื่อมต่อสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีขนาดไม่เกิน 1 MW เห็นควรพิจารณาให้ผู้ผลิตไฟฟ้า สามารถใช้ฟิวส์เป็นอุปกรณ์ตัดตอนแทน CB ทางด้านแรงสูงได้ โดยให้รีเลย์สั่งการ CB ด้านแรงต่ำทำงานขณะเกิดฟอลต์ ทั้งนี้เป็นไปตามมาตรฐาน IEEE 1547 ที่กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถใช้ฟิวส์ได้
- มาตรฐานการเชื่อมต่อสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีขนาดเกิน 1 MW เห็นว่ามาตรฐานที่ใช้อยู่มีความเหมาะสมแล้ว

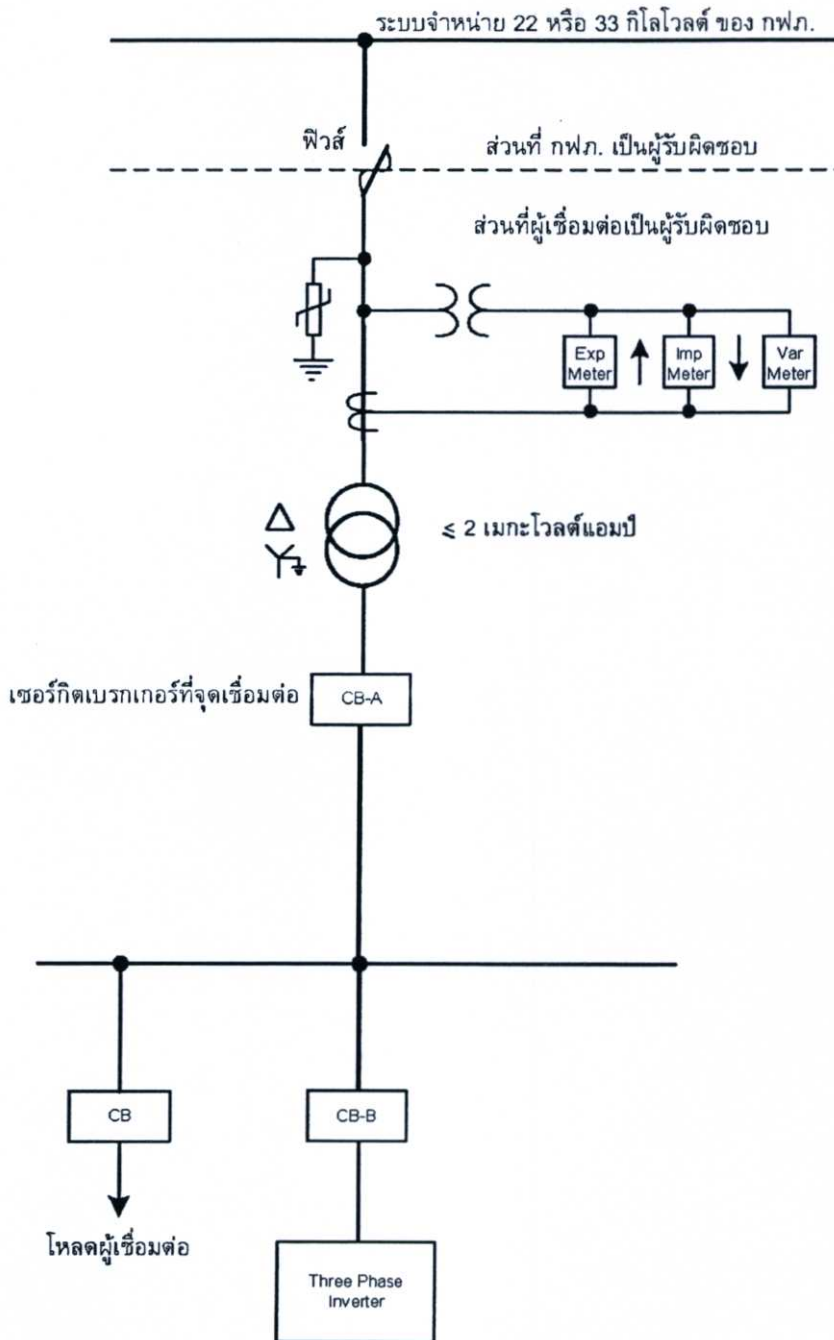


หมายเหตุ

1. ถ้ามีการติดตั้งตัวเก็บประจุให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย
2. ถ้ามีการติดตั้งตัวเก็บประจุและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำซึ่งมีโอกาสทำให้เกิดการกระตุ้นด้วยตนเอง (Self-excited) จะพิจารณาระบบป้องกันเป็นราย ๆ ไป

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A

รูปที่ 5.5 รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำเชื่อมต่อกับระบบ 380/220 โวลต์ ของ กฟภ. [32]

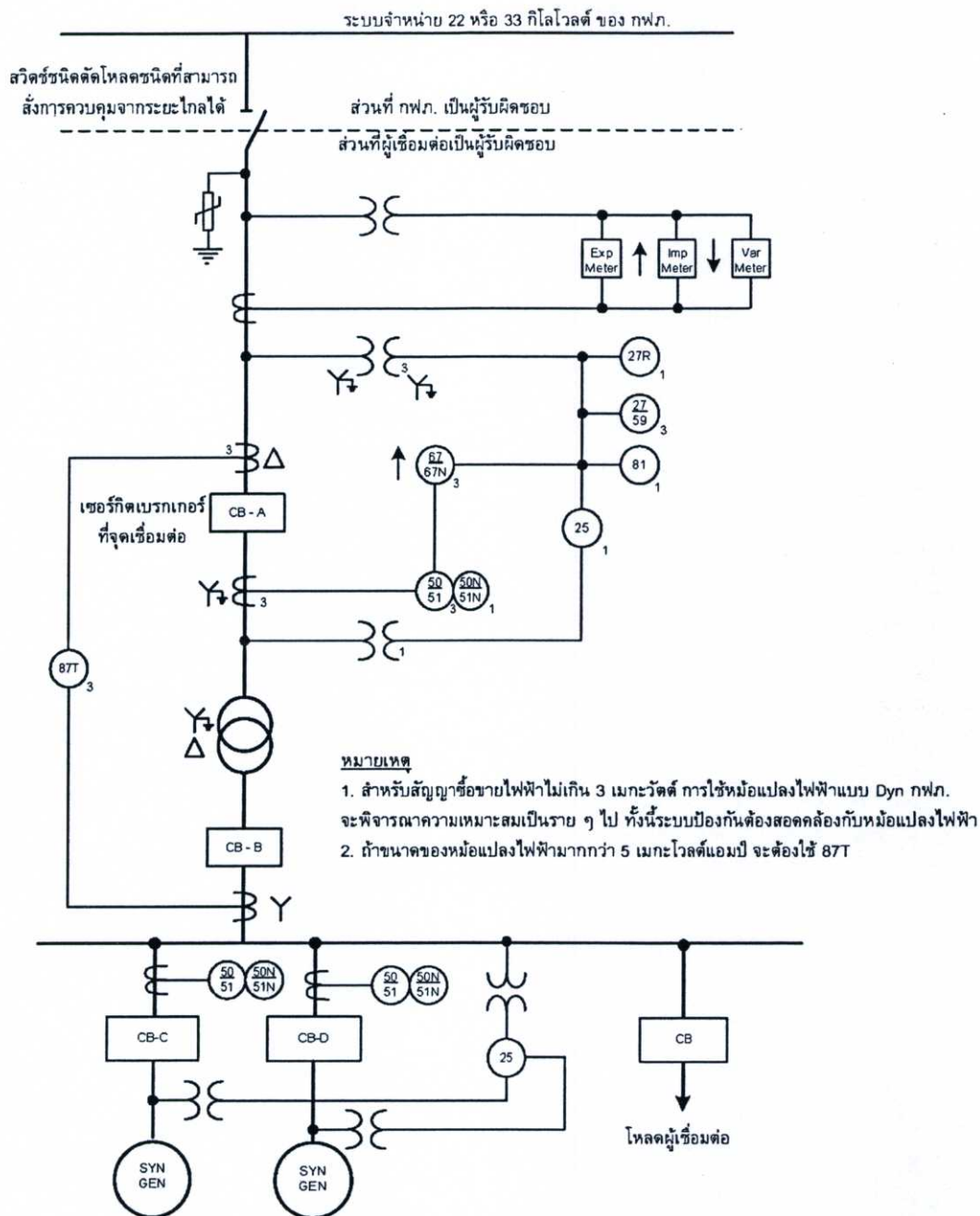


หมายเหตุ

อินเวอร์เตอร์แบบสามเฟสจะต้องมีหน้าที่การทำงานขั้นต่ำสำหรับ

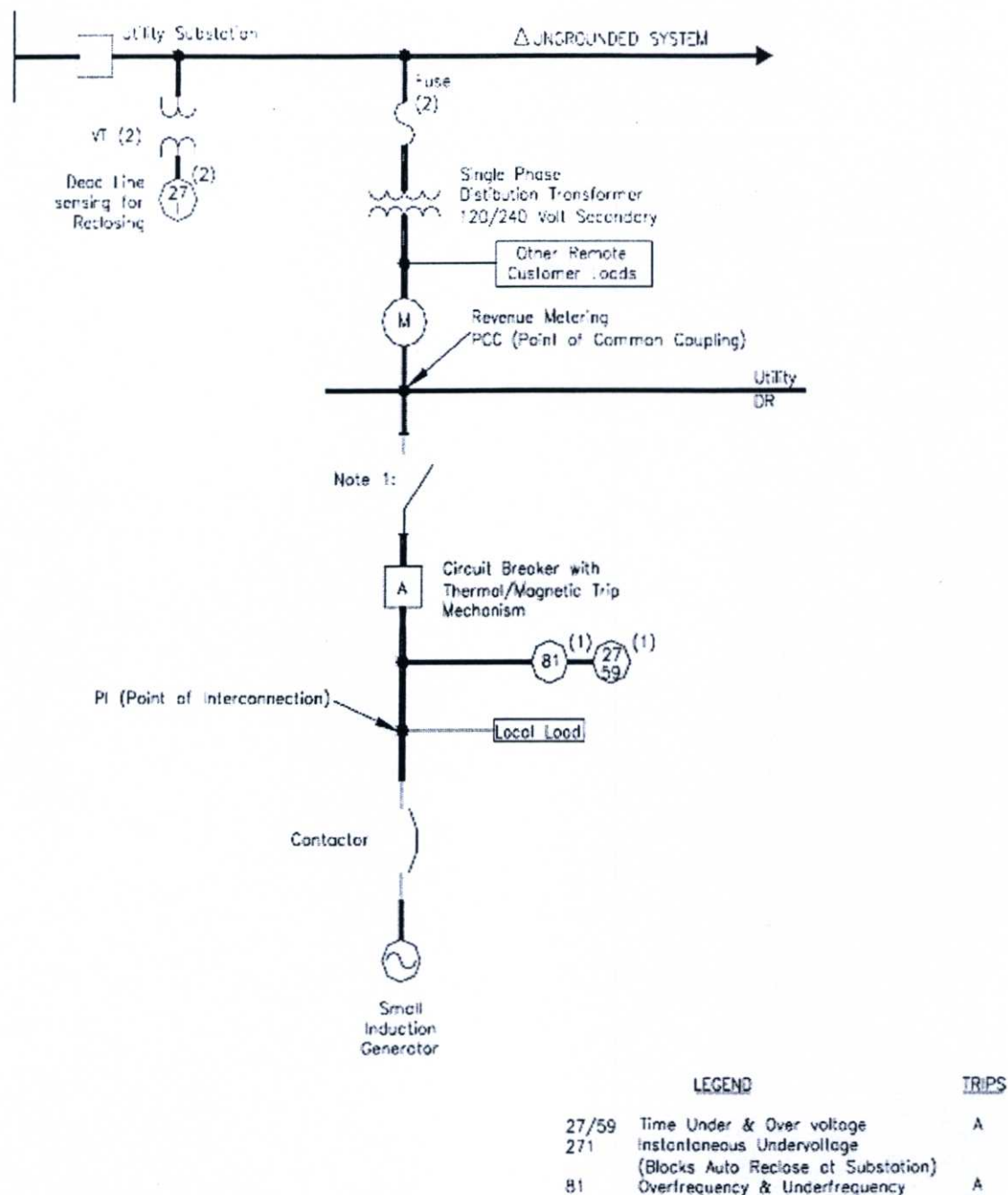
1. ป้องกันแรงดันต่ำ / ป้องกันแรงดันเกิน (27/59)
2. ป้องกันกระแสเกินต้านเฟสและกราวด์ (50/51 50N/51N)
3. ป้องกันความถี่ต่ำ / ป้องกันความถี่เกิน (81)
4. ชิงโครไนซ์ (25)
5. ป้องกันการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ (Anti-islanding protection) เป็นไปตามมาตรฐาน IEEE 929 หรือเทียบเท่า

รูปที่ 5.6 รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์แบบสามเฟสเชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. [32]



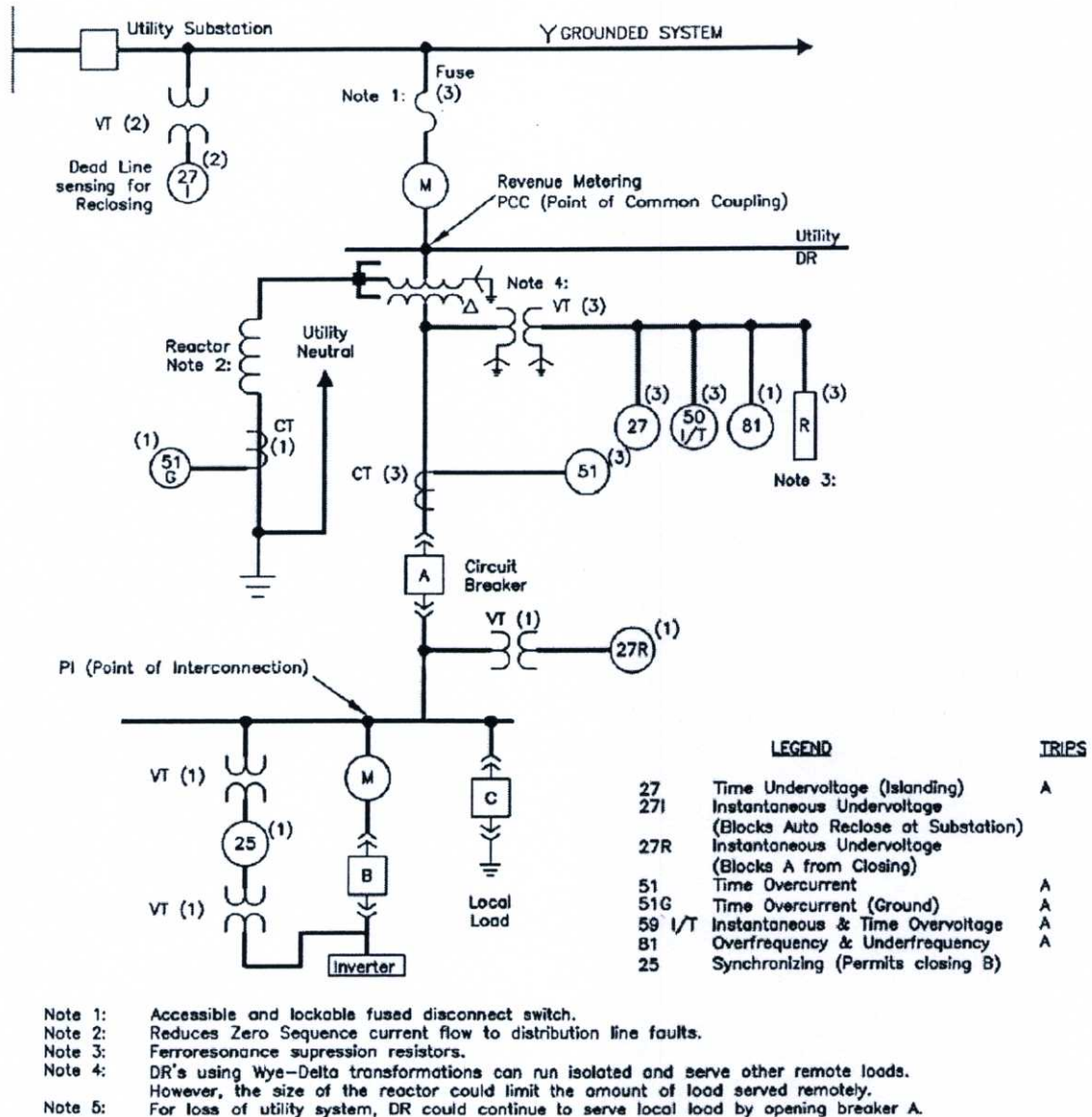
รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ชิงโครไนซ์	ตรวจสอบการบิดงของ CB-A , CB-C , CB-D
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการบิดงของ CB-A
87T	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง	สั่งทริป CB-A และ CB-B

รูปที่ 5.7 รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนัสที่มีพิกัดมากกว่า 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. [32]

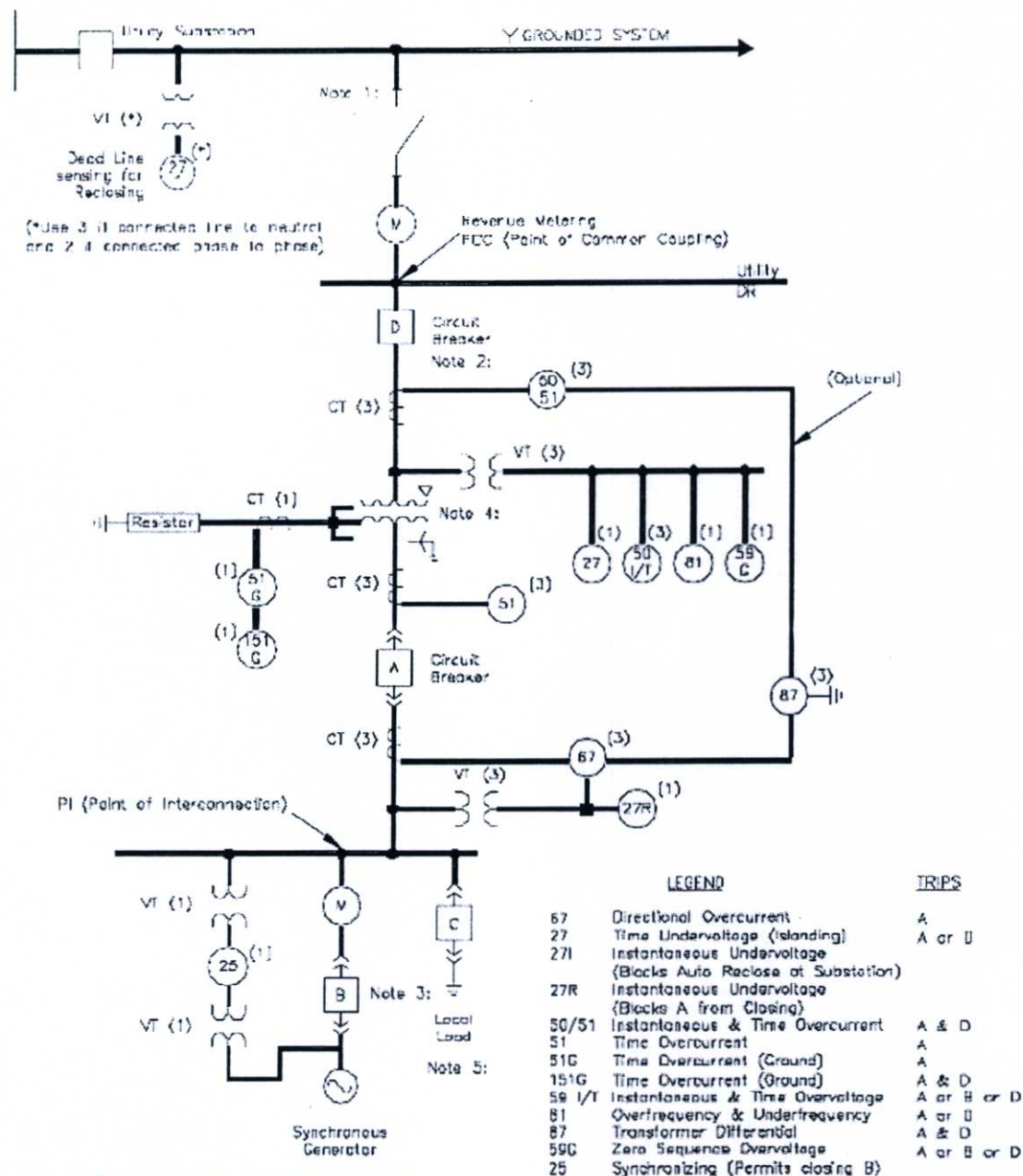


- Note 1: Accessible and lockable disconnect switch.
- Note 2: The DR could partially serve other remote customer loads on the secondary system.
- Note 3: For loss of utility system, DR could continue to serve local load by opening breaker A. This presumes enough reactive is available for the induction generator.

รูปที่ 5.8 ข้อเสนอแนะเชิงประยุกต์ใช้งาน IEEE-1547 ของ NRECA การเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ 1 เฟส ขนาดไม่เกิน 25 kVA [36]



รูปที่ 5.9 ข้อเสนอแนะเชิงประยุกต์ใช้งาน IEEE-1547 ของ NRECA การเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ใช้อินเวอร์เตอร์ 3 เฟส ขนาดไม่เกิน 100 kVA [36]



- Note 1: Accessible and lockable disconnect switch.
 Note 2: If breaker D is installed, then trip D.
 Note 3: See typical synchronous generator protection, Figure 2.
 Note 4: For Delta-Wye transformations, there is no ground fault current contribution for primary faults, therefore this transformer connection cannot be used for DR's operating isolated and serving other remote line to ground load.
 Note 5: For loss of utility system DR could continue to serve local load by opening breaker A or breaker D.

รูปที่ 5.10 ข้อเสนอแนะเชิงประยุกต์ใช้งาน IEEE-1547 ของ NRECA การเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสขนาดใหญ่ 1-5 MVA [36]

5.4 สรุป

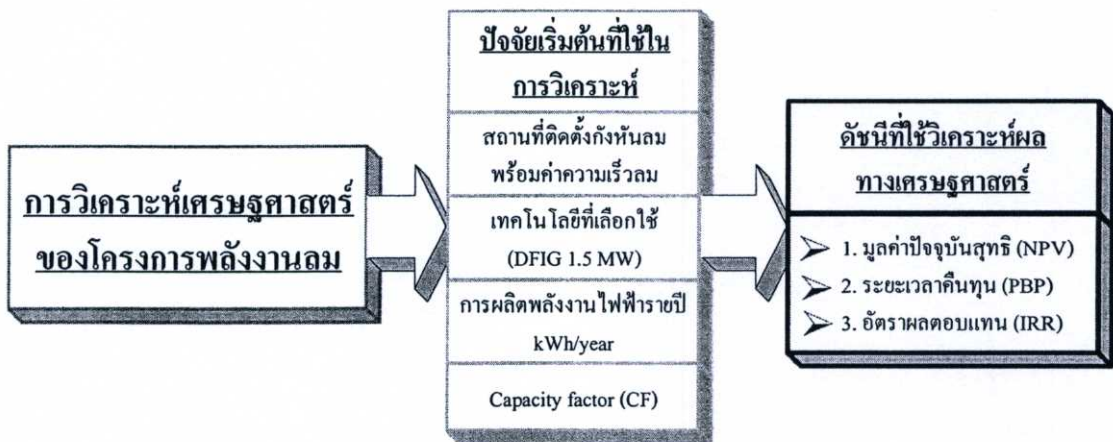
เมื่อต้องการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้า จากการพิจารณาข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อที่ใช้อยู่ในปัจจุบันนั้น จะเป็นข้อกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นต่ำที่ใช้เพื่อการเชื่อมต่อโดยทั่วไป ซึ่งยังคงมีปัญหาและข้อจำกัดในบางกรณีที่อาจไม่เหมาะสมสำหรับการประยุกต์ใช้งานกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม ดังนั้นจึงได้ศึกษาเกี่ยวกับข้อกำหนดที่เป็นมาตรฐานเฉพาะสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม เพื่อให้มีความเหมาะสมในการใช้งานมากยิ่งขึ้น โดยอ้างอิงจากมาตรฐานสากลได้แก่ IEC 61400-21, IEC 61000-3-6, IEC 61000-3-7 และ IEEE 1547 ซึ่งเกี่ยวข้องกับการประเมินคุณลักษณะคุณภาพไฟฟ้าในการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบไฟฟ้า ขีดจำกัดของฮาร์มอนิก แรงดันกระเพื่อม และข้อแนะนำเชิงประยุกต์ใช้งานตามลำดับ สำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อโหลดในระบบไฟฟ้า แรงกลางและแรงสูง มาตรฐานของ IEC ทั้ง 3 ฉบับที่ได้ศึกษานี้แม้จะเกี่ยวข้องกับมลภาวะทางไฟฟ้าที่ต่างประเภทกันแต่ก็มีหลักการพื้นฐาน วิธีการในการกำหนดขีดจำกัด และขั้นตอนการประเมินที่ใกล้เคียงกันมาก โดยได้แบ่งขั้นตอนการประเมินขีดจำกัดออกเป็น 3 ขั้นตอนเช่นเดียวกับมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน เพื่อความสมดุลระหว่างความง่ายในการประเมินกับความเสี่ยงที่มลภาวะทางไฟฟ้าจะเกินขีดจำกัด การประเมินจะพิจารณาทีละขั้นตอน หากไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป กังหันลมจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าการประเมินในขั้นตอนที่ 1 มีหลักการแนวคิดใกล้เคียงกับมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน แต่การประเมินในขั้นตอนที่ 2 และ 3 มีแนวคิดและหลักการพื้นฐานที่ค่อนข้างจะแตกต่างออกไป ส่วนมาตรฐานของ IEEE 1547 เป็นการนำมาพิจารณาร่วมกับมาตรฐานของ กฟผ. เพื่อหารูปแบบการเชื่อมต่อที่เหมาะสม สำหรับการประยุกต์ใช้งานกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม จากผลการศึกษารูปแบบการเชื่อมต่อแบบต่างๆ สามารถสรุปเป็นข้อแนะนำเชิงประยุกต์ใช้งานได้ดังนี้

1. มาตรฐานการเชื่อมต่อสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีขนาดไม่เกิน 1 MW เห็นควรพิจารณาให้ผู้ผลิตไฟฟ้า สามารถใช้ฟิวส์เป็นอุปกรณ์ตัดคอนแทน CB ทางด้านแรงสูงได้ โดยให้รีเลย์ส่งการ CB ด้านแรงต่ำทำงานขณะเกิดฟอลต์ ทั้งนี้เป็นไปตามมาตรฐาน IEEE 1547 ที่กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถใช้ฟิวส์ได้
2. มาตรฐานการเชื่อมต่อสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีขนาดเกิน 1 MW เห็นว่ามาตรฐานที่ใช้อยู่มีความเหมาะสมดีแล้ว

บทที่ 6

การวิเคราะห์ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม

ในบทนี้เป็นการพิจารณาถึงปัจจัยหลักในทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม ซึ่งจะเป็นการกล่าวถึงปัจจัยที่สำคัญในการพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม และวิธีการประเมินราคาต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม ซึ่งเป็นหลักการสำหรับการประเมินค่าในทางเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น โดยหลักการวิเคราะห์จะอยู่บนพื้นฐานของหลักเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม นอกจากนี้แล้ว ในส่วนท้ายของบทได้แสดงการวิเคราะห์เปรียบเทียบความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการติดตั้งกังหันลมในสถานที่ต่างๆ โดยแสดงผลการเปรียบเทียบถึงความคุ้มค่าในการลงทุน เมื่อจะวางแผนในการก่อสร้างระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมในสถานที่ที่มีศักยภาพทางลมที่ต่างกัน โครงสร้างการศึกษาทั้งหมดในหัวข้อนี้ พิจารณาได้จากรูปที่ 6.1



รูปที่ 6.1 โครงสร้างการศึกษากำหนดการวิเคราะห์ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม

6.1 แนวทางการศึกษามูลค่าปัจจุบัน (The present worth approach)

วัตถุประสงค์เบื้องต้นของการลงทุนในระบบเศรษฐกิจแบบทุนนิยมคือการได้ผลประโยชน์จากค่าเงินที่เพิ่มขึ้น ยกตัวอย่างเช่น ถ้าปัจจุบันมีเงินอยู่ 100 บาท และฝากเงินไว้ในธนาคารโดยมีอัตราดอกเบี้ย 10 % หลังจาก 1 ปี เงินฝากจะเพิ่มขึ้นเป็น 110 บาท ซึ่งทำให้มีเงินเพิ่มขึ้นจากเดิม 10 บาท ดังนั้นปัจจุบันมูลค่าของเงิน 100 บาท มีมูลค่าเป็น 110 บาท หลังจาก 1 ปี [39]

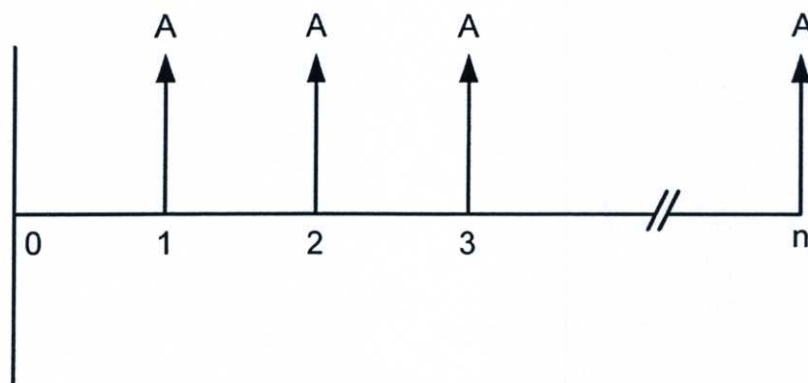
โครงการพลังงานลมเป็นการลงทุนที่ใช้ระยะเวลานาน 20 ถึง 30 ปี มีกระแสเงินสดไหลเข้าและไหลออก (cash inflows and outflows) ระหว่างปีเหล่านั้นทั้งหมดของโครงการ ใน

ความสัมพันธ์กันของผลประโยชน์ที่ได้และต้นทุน สำหรับการประเมินค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ กระแสเงินสด (cash-flows) ในปีที่แตกต่างกันของโครงการเป็นการนำเอาเวลาอ้างอิงร่วมกัน เวลาอ้างอิงนี้สามารถเอาระยะเวลาเริ่มต้นของโครงการเพื่อความสะดวก มูลค่าในอนาคต (future value) ของการลงทุน (investment, C) ที่สร้างขึ้นในปัจจุบัน กำหนดให้เป็นดังนี้ [39, 40]

$$A_1 = C(1+i), A_2 = C(1+i)^2, A_3 = C(1+i)^3, \dots, A_n = C(1+i)^n \quad (6.1)$$

เมื่อ A_1, A_2, A_3, \dots , และ A_n แสดงถึงค่าใน 1st, 2nd, 3rd, \dots , และ n^{th} ปี ตามลำดับ ณ จุดนี้ i คืออัตราดอกเบี้ย (interest rate) หรือเรียกในฐานะที่เป็นการเพิ่มมากขึ้นของอัตราคิดลด (discounting rate) ในข้อสังเกตอื่นๆ มูลค่าปัจจุบันของรายรับหลังจาก n ปี (A_n) กำหนดได้ดังนี้

$$PV(A) = \frac{A_n}{(1+i)^n} \quad (6.2)$$



รูปที่ 6.2 แผนภาพกระแสเงินสด [39]

การพิจารณารูปแบบของกระแสเงินสดรายปี สำหรับ n ปี เป็นการแสดงให้เห็นดังในรูปที่ 6.2 มูลค่าปัจจุบันของการจ่ายเงิน (A) ในปีที่แตกต่างกัน การคิดลดของปีเริ่มแรก (0 ปี) คือ [39]

$$PV(A)_1 = \frac{A}{(1+i)}, PV(A)_2 = \frac{A}{(1+i)^2}, PV(A)_3 = \frac{A}{(1+i)^3}, \dots, PV(A)_n = \frac{A}{(1+i)^n} \quad (6.3)$$

ดังนั้น มูลค่าปัจจุบันสะสมของการจ่ายเงินทั้งหมดเอามารวมกัน คือ

$$PV(A)_{1-n} = A \left(\frac{1}{(1+i)} + \frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{1}{(1+i)^n} \right) \quad (6.4)$$

จากสมการที่ 6.4 สามารถนำมาอนุกรมกันทางเรขาคณิตมาตรฐาน โดยการคูณ $\frac{1}{(1+i)}$ เข้าไปในสมการทั้งสองข้าง ดังนั้นจะได้

$$PV(A)_{1-n} = \frac{A}{(1+i)} \left(1 + \frac{1}{(1+i)} + \frac{1}{(1+i)^2} + L + \frac{1}{(1+i)^{n-1}} \right) \quad (6.5)$$

ซึ่งสามารถลดสมการลงเหลือ

$$PV(A)_{1-n} = \frac{A}{(1+i)} \frac{1 - \left(\frac{1}{(1+i)} \right)^n}{1 - \left(\frac{1}{(1+i)} \right)} \quad (6.6)$$

จากสมการที่ 6.6 สามารถทำให้เข้าใจง่ายมากขึ้น ดังนี้ [39]

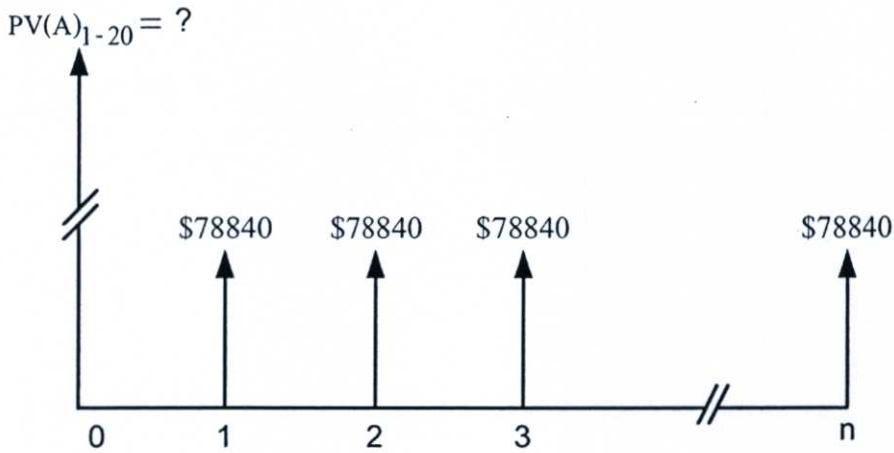
$$PV(A)_{1-n} = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (6.7)$$

ตัวอย่างที่ 6.1 กังหันลมผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1576800 kWh ต่อปี พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ขายให้การไฟฟ้าที่อัตรา 5 cents/kWh อัตราคิดลด (discount rate) คือ 5 % จงคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน (present worth) ของการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยกังหัน ตลอดช่วงระยะเวลาอายุการใช้งาน 20 ปี

วิธีคิด รายได้ในแต่ละปีจากโครงการ คือ

$$1576800 \times 0.05 = \$78840$$

กระแสเงินสด (cash flow) ระหว่าง 20 ปี เป็นการแสดงให้เห็นดังในรูปที่ 6.3



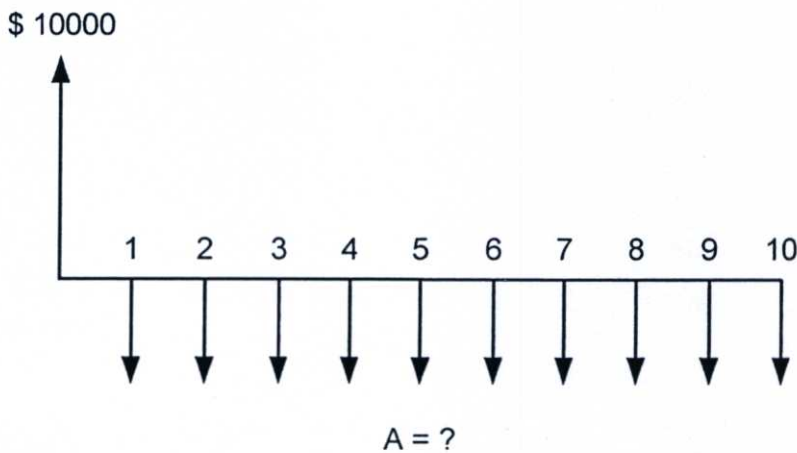
รูปที่ 6.3 กระแสเงินสดจากการขายไฟฟ้า [39]

มูลค่าปัจจุบันสะสมของการผลิตพลังงานไฟฟ้า เป็นดังนี้
จากสมการที่ (6.7) จะได้

$$PV(A)_{1-20} = 78840 \left[\frac{(1 + 0.05)^{20} - 1}{0.05(1 + 0.05)^{20}} \right] = \$982521$$

ตัวอย่างที่ 6.2 จำนวนเงิน \$ 10,000 จากการกู้ยืม มีอัตราคิดลด (discount rate) 7 % และนำมาลงทุนในโครงการ ซึ่งการกู้ยืมมีระยะเวลาการชำระหนี้ภายใน 10 ปี โดยรูปแบบการจ่ายคืนเป็นแบบรายปี จงคำนวณหา จำนวนเงินที่ต้องชำระอย่างเป็นทางการเป็นประจำ

วิธีคิด ณ จุดนี้ สามารถคิดวิธีการจ่ายคืนแบบรายปีจากการกู้ยืม โดยกระแสเงินสดเป็นการแสดงให้เห็นดังในรูปที่ 6.4



รูปที่ 6.4 กระแสเงินสดของการจ่ายคืนจากการกู้ยืม [39]

จากสมการที่ (6.7) การจ่ายเงินหรือการชำระหนี้แบบรายปี เป็นดังนี้

$$A = PV(A)_{1-n} \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (6.8)$$

นั่นคือ

$$A = 10000 \left[\frac{0.07(1+0.07)^{10}}{(1+0.07)^{10} - 1} \right] = \$1424$$

ในทั้งสองตัวอย่างที่ผ่านมา จะเห็นถึงอัตราดอกเบี้ย (interest rate, i) หรือ อัตราคิดลด (discount rate, i) ที่เป็นตัวเลข เพื่อใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของการลงทุน อีกสิ่งหนึ่งที่เป็นปัจจัยหลักที่ต้องพิจารณา นั่นคือ ภาวะเงินเฟ้อ (inflation) เป็นสภาวะการณ์ที่ราคาสินค้าโดยทั่วไปเพิ่มสูงขึ้นอย่างมากเป็นเวลาที่ต่อเนื่อง เป็นผลให้อำนาจซื้อของเงินลดต่ำลงเป็นลำดับ

อัตราคิดลดที่เหมาะสมสำหรับภาวะเงินเฟ้อคือ อัตราคิดลดที่แท้จริง (real rate of discount, I) เป็นความแตกต่างที่เป็นตัวเลขระหว่างดอกเบี้ยและภาวะเงินเฟ้อ โดยสามารถหาได้ดังนี้ [39]

$$1 + I = \frac{1 + i}{1 + r} \quad (6.9)$$

เมื่อ r คือ อัตราของภาวะเงินเฟ้อ

อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นในต้นทุนของสินค้า ในการเปรียบเทียบกับภาวะเงินเฟ้อทั่วไปจะถูกเรียกว่า อัตราการขยายตัว (escalation rate, e) เมื่ออัตราการขยายตัว ถูกพิจารณาร่วมกับภาวะเงินเฟ้อ (r) จะถูกเรียกว่า อัตราการขยายตัวที่เห็นได้ชัดเจน (apparent escalation rate, e_a) ซึ่งสามารถหาได้ดังนี้ [39]

$$e_a = \{(1+e)(1+r)\} - 1 \quad (6.10)$$

อัตราคิดลดที่แท้จริง ที่ถูกจัดให้เหมาะสมสำหรับภาวะเงินเฟ้อและการขยายตัว ซึ่งสามารถหาได้ดังนี้

$$I = \frac{1+i}{1+e_a} - 1 \quad (6.11)$$

ตัวอย่างที่ 6.3 จงคำนวณหา ค่าการจ่ายคืนรายปี ในตัวอย่างที่ 6.2 ถ้าอัตราภาวะเงินเฟ้อเป็น 3 %

วิธีคิด อัตราคิดลดที่แท้จริง ที่เหมาะสมสำหรับภาวะเงินเฟ้อ คือ
จากสมการที่ (6.11) จะได้

$$I = \frac{1 + 0.07}{1 + 0.03} - 1 = 0.039$$

ดังนั้น ค่าการจ่ายคืนรายปี คือ
จากสมการที่ (6.8) จะได้

$$A = 10000 \left[\frac{0.039(1 + 0.039)^{10}}{(1 + 0.039)^{10} - 1} \right] = \$1227$$

ดังนั้น เมื่อรวมผลของภาวะเงินเฟ้อ ค่าการจ่ายคืนรายปีลดลงเหลือ \$1227

6.2 ต้นทุนของพลังงานลม (Cost of wind energy)

ต้นทุนของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม จะมีอยู่ 3 รูปแบบที่มีความแตกต่างกัน คือ

1. ต้นทุนต่อกำลังที่พิกัดของกังหันลม (Cost per rated power of the turbine)
2. ต้นทุนต่อขนาดโรเตอร์หนึ่งหน่วย (Cost per unit rotor size)
3. ต้นทุนต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงของการผลิตไฟฟ้า
(Cost per kWh of electricity generated)

การคิดต้นทุนแบบง่ายที่มีความรวดเร็ว จะเป็นการคิดจากความสามารถที่พิกัด (the rated capacity) ซึ่งสามารถหาได้ดังนี้ [39]

$$C_{PR} = \frac{C_T}{P_R} \quad (6.12)$$

เมื่อ C_{PR} คือ ต้นทุนต่อกิโลวัตต์
 C_T คือ ต้นทุนของกังหันลม
 P_R คือ กำลังที่พิกัดของกังหันลม

แม้ว่าวิธีการคิดแบบนี้เป็นประโยชน์ในการเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายทางการตลาดของระบบ กับความสามารถที่พิกัด แต่ยังไม่ถูกต้องอยู่ นั่นคือ รายละเอียดและส่วนประกอบที่รวมอยู่ในต้นทุนของกังหันลม (C_T) ซึ่งราคาปัจจุบันของบริษัทผู้ผลิตยังมีการประเมินราคาไปในทางที่แตกต่างกัน นั่นคืออาจมีบางบริษัทผู้ผลิตที่รวมราคาของกังหันลมและส่วนประกอบทั้งหมดเข้าด้วยกัน ขณะที่ราคาในท้องตลาดปัจจุบันจะเป็นเพียงราคาของกังหันลม

การคิดต้นทุนของระบบที่มีความรวดเร็วมากกว่า จะเป็นการคิดจากขนาด โรเตอร์หนึ่งหน่วย (unit rotor size) ซึ่งสามารถหาได้ดังนี้ [39]

$$C_A = \frac{C_T}{A_T} \quad (6.13)$$

เมื่อ C_A คือ ต้นทุนต่อขนาดหนึ่งหน่วยของกังหันลม
 A_T คือ พื้นที่โรเตอร์ของกังหันลม (rotor area)

ณ จุดนี้ เป็นการพิจารณาเพียงขนาดโรเตอร์ในการคิดต้นทุน ซึ่งเป็นการคิดแบบรวดเร็ว

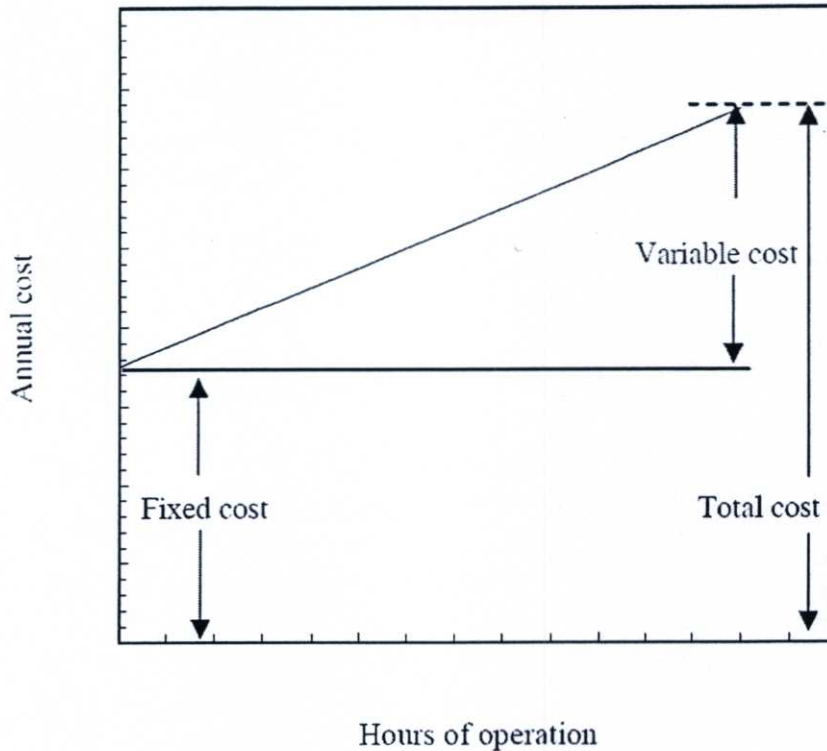
ในการคิดต้นทุนที่ใช้วิธีการคิดต้นทุนต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงของการผลิตไฟฟ้าเป็นสิ่งที่บ่งชี้ทางเศรษฐศาสตร์ที่ดีกว่า คุณลักษณะของลมคือปัจจัยสำคัญที่เป็นตัวตัดสินในต้นทุนของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม ซึ่งสามารถพิจารณาได้ดังนี้ [39]

$$C_E = \frac{C_A}{E_I} = \frac{C_A}{8760 C_F P_R} \quad (6.14)$$

เมื่อ C_E คือ ต้นทุนหนึ่งหน่วยของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม
 C_A คือ ต้นทุนของการดำเนินการ (cost of operation)
 E_I คือ การผลิตไฟฟ้าเป็นกิโลวัตต์ชั่วโมงที่แสดงค่าแบบรายปี
 C_F คือ ปัจจัยความสามารถ (capacity factor)

ต้นทุนรายปีของการดำเนินการสำหรับ โครงการเป็นปัจจัยพื้นฐานที่ขาดไม่ได้ ซึ่งมี ส่วนประกอบอยู่ 2 ส่วน ดังแสดงในรูปที่ 6.5 คือ [39, 40]

1. ต้นทุนคงที่ (fixed costs) คือ ต้นทุนที่ไม่เปลี่ยนแปลงตามปริมาณการผลิต
2. ต้นทุนผันแปร (variable costs) คือ ต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงไปในทิศทางเดียวกันกับปริมาณการผลิต



รูปที่ 6.5 ต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร [39]

ซึ่งสามารถหาได้ดังนี้ [39, 40]

$$C_A = F_C + V_C \quad (6.15)$$

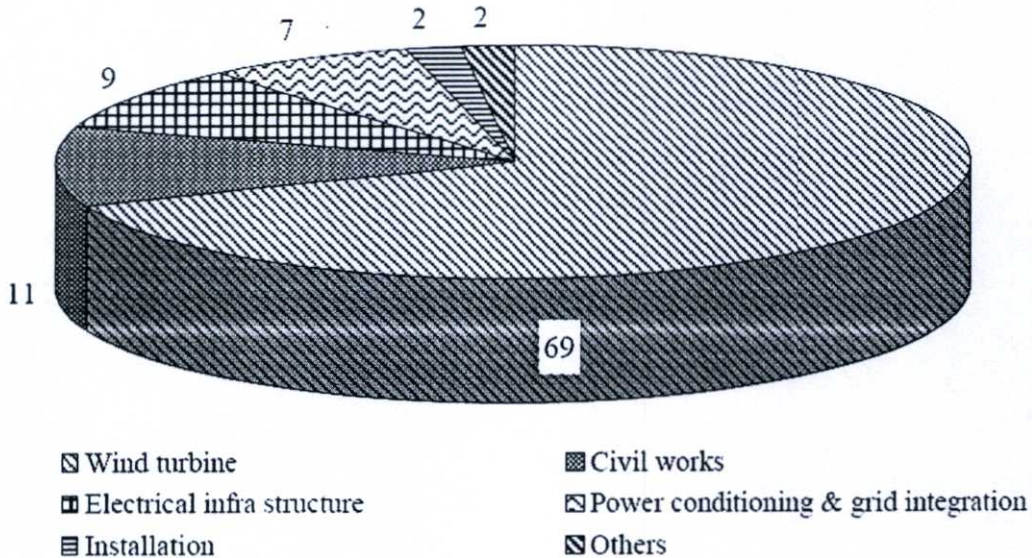
- เมื่อ C_A คือ ต้นทุนทั้งหมดรายปีของการดำเนินการ
 F_C คือ ต้นทุนคงที่รายปี
 V_C คือ ต้นทุนผันแปรรายปี

ในกรณีของโครงการผลิตไฟฟ้าจากลม ส่วนประกอบคงที่ของต้นทุนรายปี F_C คือ ส่วนต่างของรายรับทั้งหมดและต้นทุนผันแปรทั้งหมดจากการดำเนินการ ซึ่งเป็นส่วนที่จะชดเชยต้นทุนคงที่และเป็นส่วนเพิ่มต่อกำไร โดยการลงทุนเริ่มแรก (initial investment) ในทำนองเดียวกัน ต้นทุนผันแปร V_C จะประกอบด้วยรายจ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาของระบบ

6.2.1 การลงทุนเริ่มแรก (Initial investment)

ในการประเมินราคาต้นทุนของโครงการ ซึ่งนอกจากต้นทุนของกังหันลมแล้วยังมีต้นทุนของส่วนประกอบที่สำคัญอื่นๆ ซึ่งมีความเกี่ยวข้องที่ต้องพิจารณาถึงด้วย นั่นคือ ต้นทุนของที่ดิน, เสาโครงเหล็กพิเศษ (extra tower), ระบบการควบคุม, หน่วยการปรับสภาวะกำลัง (power

conditioning unit), งานโยธา, โครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นทางไฟฟ้าสำหรับการทำงานร่วมกับระบบไฟฟ้า และการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อเก็บพลังงานไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ถ้ากังหันลมและส่วนประกอบอื่นๆ ไม่สามารถผลิตขึ้นภายในประเทศได้ ซึ่งต้องมีการนำเข้ามาจากต่างประเทศ ดังนั้นต้นทุนของราคาค่าขนส่ง เป็นสิ่งที่ต้องมีการนำมาพิจารณาในการประเมินราคาต้นทุนของโครงการร่วมด้วย [20, 39, 40]



รูปที่ 6.6 ต้นทุนของการลงทุนสำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม [39]

ตารางที่ 6.1 ราคาของกังหันลมที่อยู่บนพื้นฐานของกำลังที่พิกัด [39]

ขนาด (kW)	ราคา, \$/kW
จนถึง 10	2400-3000
100	1250-2000
250 และที่สูงกว่า	700-1000

การกำหนดราคาต้นทุนสามารถแยกออกเป็นรายละเอียดส่วนย่อย ดังตัวอย่างในรูปที่ 6.6 ซึ่งเป็นโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยกังหันลมขนาด 5 MW โดยส่วนประกอบหลักของการลงทุนที่กำหนดไว้ประมาณ 69% คือส่วนของกังหันลม ถัดมาคือส่วนของงานโยธา โครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นทางไฟฟ้า และหน่วยการปรับสภาวะกำลัง กำหนดไว้ประมาณ 11%, 9% และ 7% ตามลำดับของการลงทุนเริ่มแรกทั้งหมด (total initial investment) สำหรับต้นทุนการติดตั้ง (installation) คือ 2% และบัญชีซื้อของเงินเชื่อ (charge account) ที่เกี่ยวข้องกับหลายเรื่องรวมเป็นอื่นๆ คือ 2% อาจจะหมายเหตุไว้ได้ว่าในส่วนของต้นทุนที่ดินไม่ได้รวมอยู่ในต้นทุนของการ

ลงทุน โครงการต้องคำนึงถึงพื้นที่ของที่ดินสำหรับการติดตั้งกังหันลมด้วย อย่างไรก็ตาม พื้นที่ที่ครอบคลุมบริเวณติดตั้งกังหันลมเป็นการใช้ประโยชน์อยู่จริงเพียงเล็กน้อยสำหรับโครงการ ดังนั้น อาจหาพื้นที่ว่างหรือฟรีที่ไม่ต้องจ่ายเงิน ซึ่งอาจจะประยุกต์ใช้สำหรับเกษตรกรรมหรือวัตถุประสงค์อื่นๆ แต่มีข้อแม้ว่าจะต้องไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้ของลม สำหรับการได้มาของที่ดินไม่ว่าจะเป็นการซื้อหรือการเช่า สามารถคำนวณได้โดยเอารายจ่ายเหล่านั้นทั้งหมดรวมเข้าด้วยกัน โดยคิดเป็น 30% ของราคากังหันลม

การประมาณราคาทางการตลาดของกังหันลมจากขนาดที่แตกต่างกัน เป็นการแสดงให้เห็นดังในตารางที่ 6.1 จะเห็นได้ว่าราคาต่อกิโลวัตต์จะลดลงเมื่อขนาดของระบบเพิ่มขึ้น สำหรับขนาดเครื่องจักรที่มากกว่า 250 kW ราคากังหันอย่างหยาบๆ อาจจะเป็น \$750 ต่อกิโลวัตต์ [39]

6.2.2 ต้นทุนการดำเนินการและการบำรุงรักษา (Operation and maintenance costs)

ในระเบียบแบบแผนของโรงจักรไฟฟ้า ส่วนใหญ่แบ่งออกเป็นส่วนของต้นทุนการดำเนินการและการบำรุงรักษา ซึ่งทั้ง 2 ส่วนเป็นการใช้จ่ายสำหรับเชื้อเพลิงและการดูแลทำให้มีความหล่อลื่นโดยการใส่สารหรือน้ำมันหล่อลื่น

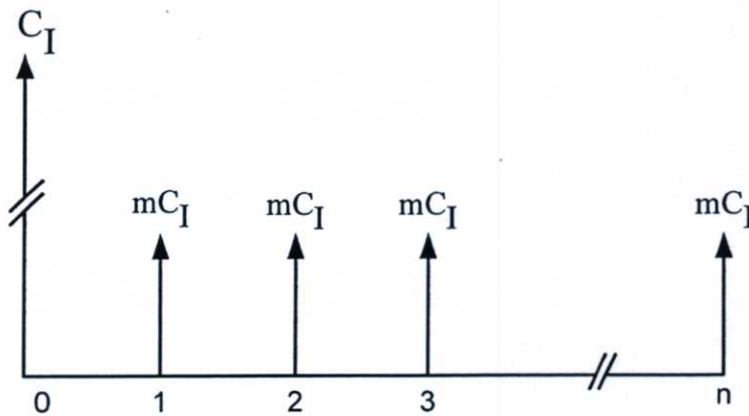
สำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม เชื้อเพลิงซึ่งก็คือลม เป็นการได้มาฟรีโดยไม่ต้องมีค่าใช้จ่าย อย่างไรก็ตาม กังหันลมก็ยังต้องการการดูแลและการบำรุงรักษาอย่างถูกต้องเหมาะสมเป็นระยะๆ ส่วนประกอบบางส่วนของเครื่องจักรพลังงานลมมีแนวโน้มต่อการสึกกร่อนหรือชำรุด เนื่องจากการทำงานที่ต่อเนื่อง ตัวอย่างเช่น กล้องเคียร์และส่วนประกอบที่มีการส่งต่อกัน ปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับสภาพภูมิอากาศ อาจจะมีผลกับระดับของการบำรุงรักษาสำหรับระบบ ถ้าที่ตั้งกังหันลมมีการไหลของลมที่ปั่นป่วนก็อาจจะทำให้กังหันลมต้องการดูแลและเอาใจใส่ที่มากขึ้น และถ้ากังหันลมติดตั้งใกล้กับบริเวณข้างเคียงที่มีสภาพแวดล้อมที่ทำให้เกิดการสึกกร่อนอาจจะทำให้ส่วนประกอบบางส่วนของกังหันลมมีอายุการใช้งานที่สั้นลง การประกันภัยและภาษี เป็นค่าใช้จ่ายอีกอย่างที่ต้องเสียอย่างเป็นประจำปี โครงการจะมีส่วนประกอบที่มีราคาแพงและไวต่อการกระตุ่นเป็นจำนวนมาก ซึ่งการประกันภัยจะไม่รวมถึงการเกิดอุบัติเหตุและภัยพิบัติ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเป็นโครงการที่ได้รับการยกเว้นบางส่วนหรืออาจจะทั้งหมดจากภาษีในหลายประเทศ ซึ่งระดับของการยกเว้นนั้นขึ้นอยู่กับกฎหมายการเสียภาษีของประเทศนั้นๆ ถ้าที่ดินของโครงการเป็นการเช่าก็สามารถจะรวมเข้าในส่วนของต้นทุนการดำเนินการและการบำรุงรักษา สำหรับเงินเดือนของพนักงานประจำโครงการเป็นรายจ่ายอีกอย่างหนึ่งที่อยู่ภายใต้ต้นทุนการดำเนินการและการบำรุงรักษา เมื่อพิจารณาปัจจัยทุกอย่างเหล่านั้นทั้งหมดแล้ว ดังนั้นต้นทุนของการดำเนินการและการบำรุงรักษาของระบบ ซึ่งเป็นไปตามเหตุผลข้างต้น โดยกำหนดให้อยู่ในช่วง 1.5% ถึง 2% ของต้นทุนระบบเพื่อการซ่อมแซมและการบำรุงรักษา ในแต่ละปี [20, 39, 40]

6.2.3 มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรายปี (Present value of annual costs)

ต้นทุนรายปี มีความเกี่ยวข้องกันในโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม ตลอดช่วงระยะเวลาการใช้งาน n ปี ดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 6.7 โดยสามารถแสดงค่าต้นทุนของการดำเนินการและการบำรุงรักษาในอัตราส่วนร้อยละ (%) ของการลงทุนเริ่มแรกของโครงการ C_{OM} ได้ดังนี้ [39, 40]

$$C_{OM} = mC_I \quad (6.16)$$

เมื่อ m คือ ต้นทุนของการดำเนินการและการบำรุงรักษา
 C_I คือ การลงทุนเริ่มแรกของโครงการ



รูปที่ 6.7 ต้นทุนของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม [39]

ปัจจุบัน การคิดลดต้นทุนของการดำเนินการและการบำรุงรักษา สำหรับ n ปี มีแนวโน้มไปทางปีเริ่มแรก สามารถหาค่าได้ดังนี้

$$PV(C_{OM})_{1-n} = mC_I \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \quad (6.17)$$

เมื่อรวมการลงทุนเริ่มแรก C_I , มูลค่าปัจจุบันสุทธิสะสมของต้นทุนทั้งหมด เป็นการแสดงให้เห็นได้ดังนี้

$$NPV(C_A)_{1-n} = C_I \left\{ 1 + m \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \right\} \quad (6.18)$$

ดังนั้น ต้นทุนในแต่ละปีของการดำเนินการของโครงการ คือ

$$NPV(C_A) = \frac{NPV(C_A)_{1-n}}{n} = \frac{C_I}{n} \left\{ 1 + m \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \right\} \quad (6.19)$$

การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยกังหันลม ใน 1 ปี สามารถหาค่าได้ดังนี้

$$E_I = 8760 P_R C_F \quad (6.20)$$

เมื่อ 8760 คือ จำนวนชั่วโมงใน 1 ปี (24 x 365)

P_R คือ กำลังที่พิกัดของกังหันลม

C_F คือ ปัจจัยความสามารถ

ดังนั้น ต้นทุน (c) ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากลมเป็นกิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh) สามารถหาได้ดังนี้

$$c = \frac{NPV(C_A)}{E_I} = \frac{C_I}{8760n} \left(\frac{1}{P_R C_F} \right) \left\{ 1 + m \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \right\} \quad (6.21)$$

ตัวอย่างที่ 6.4 ราคาของกังหันลมขนาด 600 kW คือ \$ 550000 และเมื่อคิดรวมต้นทุนเริ่มแรกอื่นๆ เพื่อการติดตั้งและการเชื่อมต่อวงจรขายไฟฟ้า คือ 30% ของราคากังหันลม ระบบมีอายุการใช้งาน 20 ปี ต้นทุนการดำเนินการและการบำรุงรักษารายปีบวกกับค่าเช่าที่ดินคิดเป็น 3.5% ของราคากังหันลม จงคำนวณหา ต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม เมื่อพื้นที่การติดตั้งของกังหันลมมีปัจจัยความสามารถ (capacity factor) คือ 0.25 และสำหรับอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงคิดที่ 5%

วิธีคิด ณ จุดนี้ ต้นทุนการติดตั้งของกังหัน คือ

$$550000 \times \frac{30}{100} = \$165000$$

ดังนั้น ต้นทุนเริ่มแรกทั้งหมดสำหรับโครงการ คือ

$$550000 + 165000 = \$715000$$

ดังนั้น ต้นทุน (c) ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากลมเป็นกิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh)
จากสมการที่ (6.21) จะได้

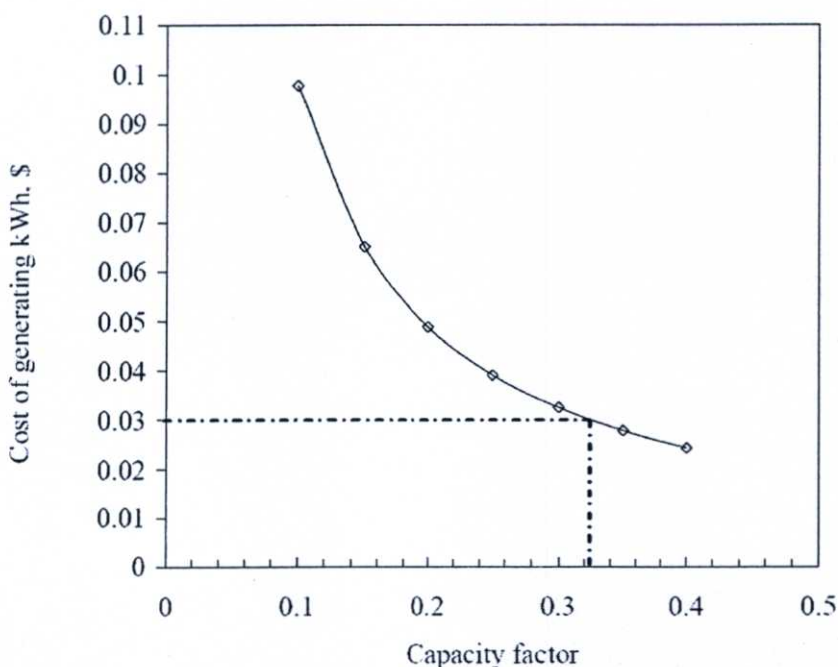
$$c = \frac{715000}{8760 \times 20} \left(\frac{1}{600 \times 0.25} \right) \left\{ 1 + 0.035 \left[\frac{(1+0.05)^{20} - 1}{0.05(1+0.05)^{20}} \right] \right\} = \$0.04 / \text{kWh}$$

ตัวอย่างที่ 6.5 จงแสดงผลของปัจจัยความสามารถ (capacity factor) จากต้นทุนต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ในตัวอย่างที่ 6.4 ถ้าการไฟฟ้ารับซื้อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในอัตรา \$0.03 / kWh จง
หา ปัจจัยความสามารถที่ทำให้มีความคุ้มทุน

วิธีคิด ผลของปัจจัยความสามารถที่เกิดจากต้นทุนต่อหน่วยของไฟฟ้าที่ผลิต เป็นการแสดงให้เห็น
ในรูปที่ 6.8 ปัจจัยความสามารถที่ทำให้มีความคุ้มทุนคือ C_F เพื่อที่ราคาค้นทุนการผลิตจะ
เท่ากับ ราคาการขายไฟฟ้า ดังนั้น สามารถหาได้ดังนี้
จากสมการที่ (6.21) จะได้

$$0.03 = \frac{715000}{8760 \times 20} \left(\frac{1}{600 \times C_F} \right) \left\{ 1 + 0.035 \left[\frac{(1+0.05)^{20} - 1}{0.05(1+0.05)^{20}} \right] \right\}$$

คำตอบสำหรับปัจจัยความสามารถ C_F ที่ทำให้มีความคุ้มทุน คือ 0.33



รูปที่ 6.8 ผลของปัจจัยความสามารถที่อยู่ในต้นทุนพลังงาน [39]

6.3 ผลประโยชน์ที่ได้จากพลังงานลม (Benefits of wind energy)

ผลประโยชน์ที่ได้จากพลังงานลม สามารถประเมินค่าจากพื้นฐานของราคาต้นทุนจากการผลิตพลังงาน โดยผ่านทางเทคโนโลยีอื่น ซึ่งเป็นการแทนที่โดยกังหันลม ตัวอย่างเช่น ถ้าติดตั้งกังหันลมแทนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ต้นทุนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากการใช้ประโยชน์จากดีเซล อาจจะเปลี่ยนเป็นการพิจารณาในฐานะที่เป็นมูลค่าของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากลม โดยอยู่บนพื้นฐานของกิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh)

สำหรับการคำนวณ ให้พิจารณาราคาพลังงานที่เกี่ยวข้องกับการขายปลีก (retail energy price) ในฐานะที่เป็นมูลค่าของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากลม ถ้าโครงการได้ผลประโยชน์อย่างเป็นประจำปี B_A โดยการขายไฟฟ้า ดังนั้น มูลค่าปัจจุบันสะสมของผลประโยชน์ที่ได้ทั้งหมดตลอดช่วงระยะเวลาของโครงการ สามารถหาได้ดังนี้ [39, 40]

$$NPV(B_A)_{1-n} = B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \quad (6.22)$$

ตัวอย่างที่ 6.6 จงคำนวณหา มูลค่าปัจจุบันสุทธิของการขายไฟฟ้าจากกังหันลม โดยราคาในการขายไฟฟ้าคือ \$0.045 ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง และสำหรับอัตราดอกเบี้ยอยู่ที่ 7%, ภาวะเงินเฟ้ออยู่ที่ 3% และการขยายตัวอยู่ที่ 2%

วิธีคิด อัตราการขยายตัวที่เห็นได้ชัดที่เหมาะสมสำหรับภาวะเงินเฟ้อ คือ จากสมการที่ (6.10) จะได้

$$e_a = \{(1 + 0.02) + (1 + 0.03)\} - 1 = 0.05$$

ดังนั้น อัตราคิดลดที่แท้จริง ที่เหมาะสมสำหรับภาวะเงินเฟ้อและการขยายตัว คือ จากสมการที่ (6.11) จะได้

$$I = \frac{1 + 0.07}{1 + 0.05} - 1 = 0.02$$

ดังนั้น ความสามารถที่พิกัด 600 kW และปัจจัยความสามารถ 0.25 การผลิตพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี จากสมการที่ (6.20) จะได้

$$E_I = 8760 P_R C_F = 8760 \times 600 \times 0.25 = 1314000 \text{ kWh}$$

ผลกำไรรายปีจากการขายไฟฟ้าในอัตรา \$0.045 / kWh คือ

$$B_A = 1314000 \times 0.045 = \$59130$$

กระแสเงินสด เป็นการแสดงให้เห็นดังในรูปที่ 6.9



รูปที่ 6.9 ผลประโยชน์ที่ได้จากพลังงานลม [39]

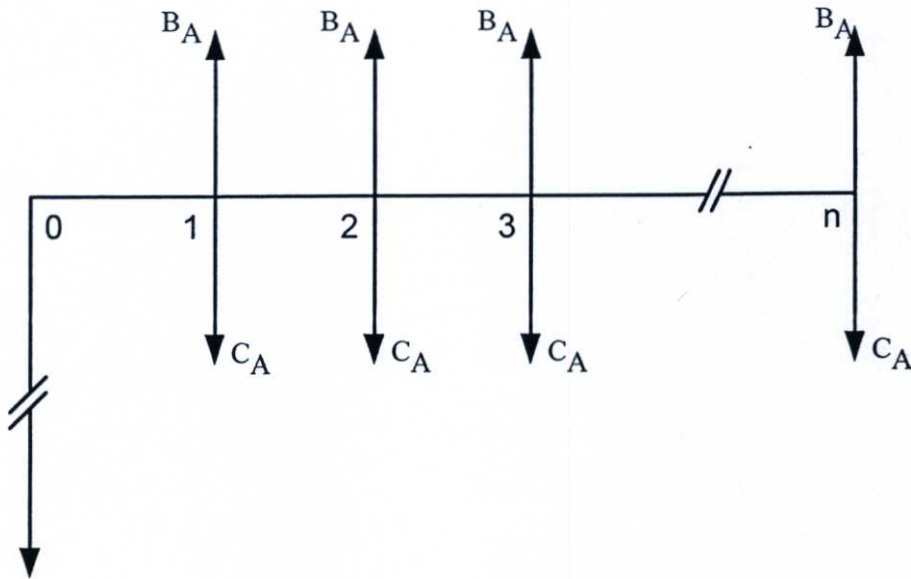
ดังนั้น มูลค่าปัจจุบันสะสมของผลประโยชน์ที่ได้รับทั้งหมดตลอดช่วงระยะเวลาของโครงการ 20 ปี จากสมการที่ (6.22) จะได้

$$NPV(B_A)_{1-20} = 59130 \left[\frac{(1 + 0.02)^{20} - 1}{0.02(1 + 0.02)^{20}} \right] = \$966860$$

6.4 วิธีการที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินค่าโครงการลงทุนที่คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลา

เป้าหมายในการวิเคราะห์โครงการลงทุน คือ การวิเคราะห์นั้นๆ จะต้องนำไปสู่ข้อสรุปในการเลือกลงทุนในโครงการต่างๆ ว่าควรลงทุนในโครงการนั้นหรือไม่โดยอาศัยเทคนิคในการวิเคราะห์การลงทุน เพื่อช่วยให้มั่นใจได้ว่าการลงทุนโครงการลงทุนนั้น จะช่วยสร้างมูลค่าเพิ่มและสร้างความมั่งคั่งให้กับการลงทุน ซึ่งเกณฑ์การตัดสินใจที่ใช้ข้อมูลทางการบัญชี และเกณฑ์การตัดสินใจที่ใช้กระแสเงินสดในการพิจารณา แผนภาพกระแสเงินสดของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม เป็นการแสดงให้เห็นดังในรูปที่ 6.10

จะเห็นได้ว่า นอกจากการลงทุนเริ่มแรกแล้ว ยังมีกระแสการไหลเข้าและไหลออกของเงินสดรายปี ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับโครงการตลอดช่วงระยะเวลาของการใช้งาน ดังนั้น การศึกษาหรือพิจารณาโครงการควรเป็นลักษณะที่คิดรวมทั้งหมด โดยปัจจัยที่สำคัญในการพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ประกอบด้วย 1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value) 2. ระยะเวลาคืนทุน (pay back period) และ 3. อัตราผลตอบแทนของการลงทุน (internal rate of return) [20, 39, 40]



รูปที่ 6.10 แผนภาพกระแสเงินสดของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม [39]

6.4.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV)

วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ หรือ NPV เป็นการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของโครงการลงทุนในแต่ละปี ซึ่งเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดเข้า (cash inflows) หักด้วยมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดออก (cash outflows) โดยใช้ต้นทุนถั่วเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุนของโครงการเป็นอัตราคิดลดเมื่อรวมกระแสเงินสดที่คิดมูลค่าปัจจุบันแล้ว ผลลัพธ์ที่ได้คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มูลค่าปัจจุบันสุทธิสามารถคำนวณได้จากสมการดังนี้ [20, 39, 40]

$$\text{NPV} = \text{มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน} - \text{มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่าย}$$

$$\text{NPV} = \text{NPV}(B_A)_{1-n} - \{C_I + \text{NPV}(C_A)_{1-n}\} \quad (6.23)$$

แทนค่า $\text{NPV}(B_A)_{1-n}$ จากสมการที่ (6.22) และ $\text{NPV}(C_A)_{1-n}$ จากสมการที่ (6.18)

ดังนั้นจะได้

$$NPV = B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] - \left\{ C_I \left[1 + m \left(\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right) \right] \right\} \quad (6.24)$$

เกณฑ์ในการประเมินโครงการ โดยใช้วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธินี้ สามารถสรุปได้ว่า หากโครงการลงทุนใดที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ มากกว่า ศูนย์ ($NPV > 0$) ผู้วิเคราะห์สามารถ ยอมรับโครงการลงทุนนั้นได้ ในทางตรงกันข้าม หากโครงการลงทุนใด มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ น้อยกว่า ศูนย์ ($NPV < 0$) ผู้วิเคราะห์สามารถปฏิเสธโครงการนั้นได้ ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่า โครงการลงทุนนั้นจะน่าสนใจลงทุน หากมีค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก และหากโครงการลงทุนใด ที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ ศูนย์ ($NPV = 0$) ผู้วิเคราะห์อาจยอมรับหรือปฏิเสธโครงการก็ได้ เนื่องจากมูลค่าของบริษัท จะไม่มีความแตกต่างไม่ว่าจะยอมรับหรือปฏิเสธโครงการนั้น ซึ่งถ้าเกิดกรณีเช่นนี้ คงต้องขึ้นอยู่กับผู้ลงทุนหรือผู้ที่ตัดสินใจว่าจะลงทุนหรือไม่ แต่หากโครงการใดที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบ ผู้วิเคราะห์ควรปฏิเสธโครงการลงทุนนั้น

เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันสุทธินี้ เป็นการเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ (benefits) หักด้วย มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (costs) และส่วนที่เหลืออยู่ ก็จะหมายถึงผลประโยชน์สุทธิ หรือ มูลค่าเพิ่มของโครงการ หากมีการยอมรับโครงการนั้น ดังนั้นโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก จึงหมายถึงโครงการที่สร้างมูลค่าเพิ่มให้กับบริษัทนั่นเอง

6.4.2 ระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period, PBP)

ระยะเวลาคืนทุน หรือ PBP หมายถึง ระยะเวลาที่การลงทุนนั้นใช้ไปในการลงทุน เพื่อให้กระแสเงินสดรับสุทธิที่ได้จากการลงทุน คຸ້ມคຳกັບต้นทุนที่ต้องลงทุนไป ระยะเวลาคืนทุน เป็นการคำนวณหาจุดคุ้มทุนของโครงการที่ทำ โดยมีหน่วยวัดเป็นระยะเวลา ว่าเมื่อมีการลงทุนในโครงการนั้นแล้วจะใช้ระยะเวลาดังกล่าวในการคืนทุน ซึ่งโดยปกติแล้วในการลงทุนมักจะประมาณการกระแสเงินสดในแต่ละงวดมีหน่วยเป็นปี

วิธีการคิดระยะเวลาคืนทุน จะสามารถคำนวณหาได้โดยการคำนวณหากระแสเงินสดสะสมสุทธิในแต่ละงวดเวลา จนกระทั่งกระแสเงินสดสะสมสุทธิเป็นบวก หากกระแสเงินสดสะสมสุทธิเปลี่ยนจากการติดลบ มาเป็นบวกในงวดเวลาใด ก็จะหมายถึงว่าระยะเวลาคืนทุนเกิดขึ้นภายในงวดเวลานั้นนั่นเอง จึงสามารถแสดงการคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนได้ดังสมการต่อไปนี้ [39, 40]

$$NPV(B_A)_{1-n} = C_I + NPV(C_A)_{1-n} \quad (6.25)$$

นั่นคือ

$$B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] = C_I \left[1 + m \left(\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right) \right] \quad (6.26)$$

ระยะเวลาคืนทุนเป็นการคำนวณโดยแก้สมการหาค่า n ซึ่งสามารถเขียนสมการใหม่ ได้ดังนี้

$$\frac{C_I}{B_A - mC_I} = \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \quad (6.27)$$

ซึ่ง สามารถจัดสมการใหม่และลดรูปสมการ ได้ดังนี้

$$(1+I)^n = \left(1 - \frac{IC_I}{B_A - mC_I} \right)^{-1} \quad (6.28)$$

และ ใส่อกริทธิ์ทั้งสองข้างของสมการ จะได้

$$n \ln(1+I) = -\ln \left(1 - \frac{IC_I}{B_A - mC_I} \right) \quad (6.29)$$

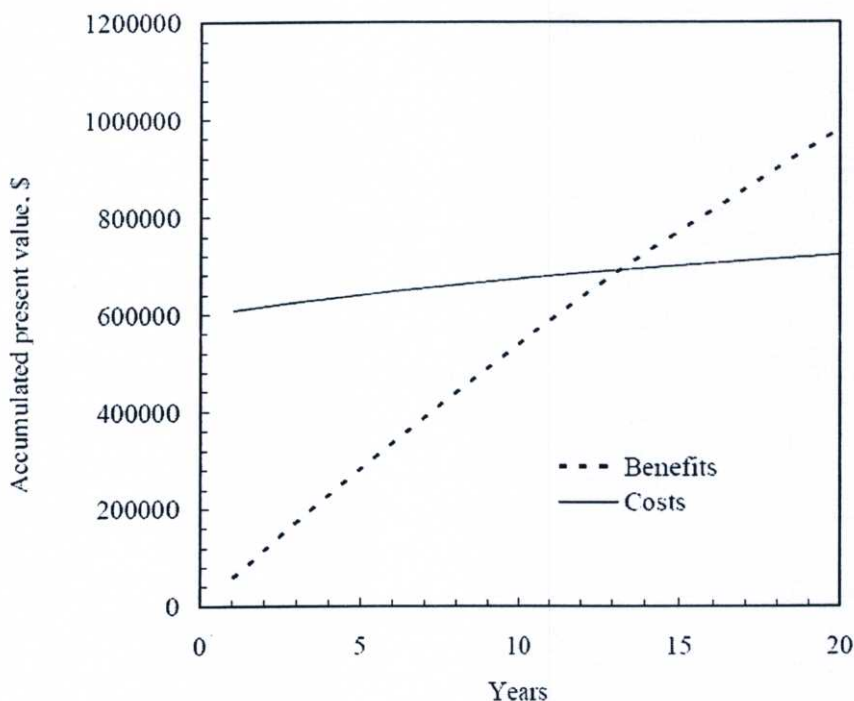
ดังนั้น จะได้จำนวนปี (n) ที่เป็นระยะเวลาคืนทุน คือ

$$n = -\frac{\ln \left(1 - \frac{IC_I}{B_A - mC_I} \right)}{\ln(1+I)} \quad (6.30)$$

มูลค่าปัจจุบันสุทธิสะสมของต้นทุนและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม สามารถพิจารณาได้ดังตัวอย่างในรูปที่ 6.11 เส้นโค้งต้นทุนและเส้นโค้งผลประโยชน์ที่ได้รับเป็นการบรรจบกันที่ตรงจุดอัตราผลได้ต้นทุน ดังนั้น โครงการมีระยะเวลาคืนทุนอยู่ในช่วงระหว่าง 13 ปี และ 14 ปี ของการทำงาน [39]

หากโครงการลงทุนใดที่มีระยะเวลาคืนทุน น้อยกว่า ระยะเวลาที่เราตั้งเกณฑ์ไว้ ($PBP < \text{cutoff period}$) ผู้วิเคราะห์สามารถ ยอมรับ โครงการลงทุนนั้นได้ ในทางตรงกันข้าม หากโครงการลงทุนใด มีระยะเวลาคืนทุน มากกว่า ระยะเวลาที่ตั้งเกณฑ์ไว้ ($PBP > \text{cutoff period}$) ผู้วิเคราะห์สามารถปฏิเสธ โครงการนั้นได้

และถ้าหากผู้วิเคราะห์กำลังวิเคราะห์โครงการ 2 โครงการ ที่พบว่ามีความน่าลงทุนอยู่ในระดับที่ใกล้เคียงกัน เช่น มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ หรือ อัตราผลตอบแทนภายในใกล้เคียงกัน ผู้วิเคราะห์สามารถนำวิธีระยะเวลาคืนทุน มาใช้เป็นเกณฑ์ตัดสินใจว่า โครงการใดมีความน่าลงทุนมากกว่ากันได้อีกด้วย เนื่องจากโครงการที่คืนทุนเร็วกว่าจะมีความเสี่ยงในอัตราที่ต่ำกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนที่ยาวกว่า



รูปที่ 6.11 มูลค่าปัจจุบันสะสมของต้นทุนและผลประโยชน์ที่ได้รับ [39]

6.4.3 อัตราผลตอบแทนของการลงทุน (Internal Rate of Return, IRR)

อัตราผลตอบแทนของการลงทุน หรือ IRR เป็นเครื่องมือทางการเงินที่สำคัญอีกอันหนึ่งในการทำงบลงทุน คือ การคำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนของการลงทุน ซึ่งตามวิธี IRR นั้น เราจะคำนวณหาค่าของอัตราผลตอบแทนที่ได้รับอย่างแท้จริงจากโครงการลงทุนหนึ่งๆ และอัตราผลตอบแทนที่แท้จริงนี้ คือ อัตราผลตอบแทนของการลงทุน นั่นเอง

อัตราผลตอบแทนของการลงทุนหนึ่งๆ นั่นคือ อัตราผลตอบแทนที่ทำให้ค่า NPV ของโครงการลงทุนนั้นมีค่าเท่ากับศูนย์ หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือ IRR ของการลงทุนคืออัตราผลตอบแทน ที่ทำให้เงินที่ลงทุนไปมีค่าเท่ากับเงินที่ได้รับกลับคืน เมื่อพิจารณาด้วยมูลค่าของเงินตามเวลา (time value of money) ซึ่งอัตราผลตอบแทนของการลงทุน นี้จัดว่าเป็น อัตราคิดลด (discount rate) ที่ใช้คำนวณมูลค่าของเงินตราเวลา เช่นเดียวกับ อัตราดอกเบี้ย ดังนั้น ในบางครั้งอาจเรียก IRR ว่า ผลตอบแทนจากการคิดลดกระแสเงินสด (discounted cash flow return) [39, 40]

จากที่ได้กล่าวไปแล้วว่า IRR เป็นอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน และเป็นอัตราคิดลดที่ทำให้ NPV ของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสเงินสดและอัตราผลตอบแทนของการลงทุน จึงสามารถแสดงได้ดังสมการต่อไปนี้ [39, 40]
จากสมการที่ (6.25)

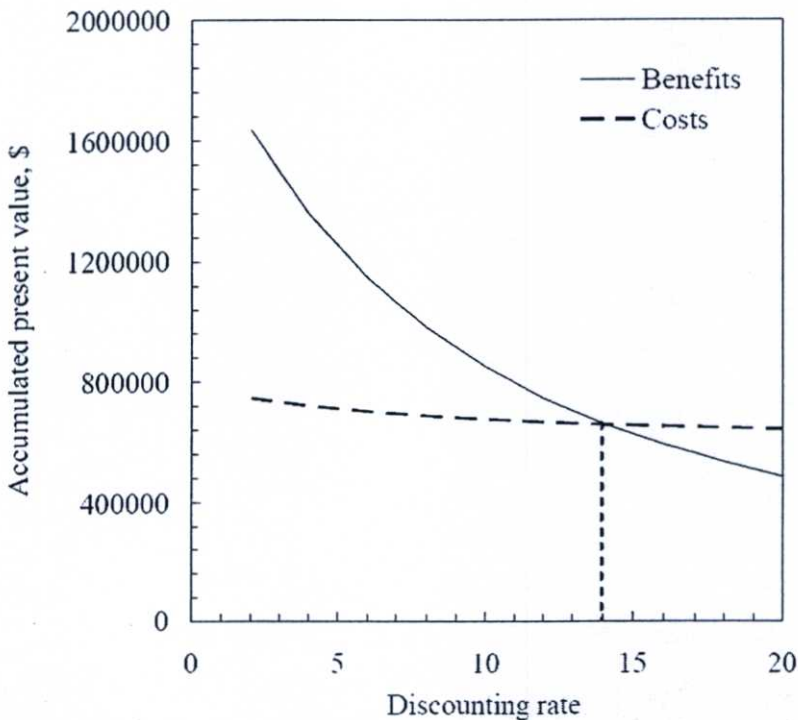
$$NPV(B_A)_{1-n} = C_I + NPV(C_A)_{1-n} \quad (6.31)$$

นั่นคือ

$$B_A \left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR(1+IRR)^n} \right] = C_I \left[1 + m \left(\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR(1+IRR)^n} \right) \right] \quad (6.32)$$

การคำนวณค่า IRR นั้น จะเห็นได้ว่าบางครั้งไม่สามารถแก้สมการเพื่อหาค่าได้โดยตรง วิธีการหาค่าตอบคือจะใช้วิธีการสุ่มแทนค่า (trial and error) หมายถึง การทดลองแทนค่าอัตราคิดลด (discount rate) ด้วยค่าต่างๆ กัน ไปเรื่อยๆ จนได้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ หรือ ค่า NPV เท่ากับศูนย์

มูลค่าปัจจุบันสุทธิสะสมของต้นทุนและผลประโยชน์ที่ได้รับของโครงการ สามารถพิจารณาได้ดังตัวอย่างในรูปที่ 6.12 จุดตัดผ่านกันของเส้นโค้งต้นทุนและเส้นโค้งผลประโยชน์ที่ได้รับ บรรจบกันที่ตรงกับจุดอัตราผลตอบแทนของการลงทุนของโครงการ จากตัวอย่างในรูปจะได้ อัตราผลตอบแทนของการลงทุน หรือ IRR คือ 14%



รูปที่ 6.12 มูลค่าปัจจุบันสะสมของต้นทุนและผลประโยชน์ที่ได้รับที่อัตราคิดลดต่างกัน [39]

เกณฑ์ที่ใช้วัดอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) จะพิจารณาจากค่าเสียโอกาสของเงินทุน นั่นคือ [20, 39, 40]

1. หากโครงการที่บริษัทได้ลงทุน โดยใช้เงินทุนของบริษัทเอง ให้พิจารณาเปรียบเทียบอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) ที่ได้กับค่าเสียโอกาสของเงินที่บริษัทมีอยู่รวมกับค่าความเสี่ยงของโครงการ เช่น หากนำเงินลงทุนไปฝากธนาคารในขณะนั้นจะได้รับผลตอบแทน (ดอกเบี้ย) อัตราเท่าใดก็ให้รวมกับค่าความเสี่ยงที่คาดว่าจะเกิดขึ้น หากมีค่ามากกว่าอัตราผลตอบแทนของโครงการ ก็ไม่น่าลงทุนในโครงการนั้น

2. หากโครงการที่บริษัทได้ลงทุน โดยใช้เงินทุนจากการกู้มา ให้พิจารณาเปรียบเทียบอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) ที่ได้กับดอกเบี้ยเงินกู้ยืมที่บริษัทได้ไปกู้มา หากดอกเบี้ยเงินกู้มากกว่าอัตราผลตอบแทนของโครงการ ก็ไม่น่าลงทุนในโครงการนั้น

6.5 การวิเคราะห์เปรียบเทียบวิธีการที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินโครงการพลังงานลม

วิธีต่างๆ ที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินความน่าลงทุนของโครงการพลังงานลม ต่างก็มีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกันออกไป โดยวิธีที่ใช้ในการวิเคราะห์ความน่าลงทุนของโครงการ 3 วิธีที่สำคัญและเป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน อันได้แก่ วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), ระยะเวลาคืนทุน (PBP) และวิธีอัตราผลตอบแทนของการลงทุน (IRR) สามารถแสดงข้อดีและข้อเสียของ NPV, PBP และ IRR ได้ดังตารางที่ 6.2 [20, 39, 40]

ตารางที่ 6.2 การเปรียบเทียบวิธีการที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินของโครงการพลังงานลม

วิธี	ข้อดี	ข้อเสีย
NPV	<ol style="list-style-type: none"> 1. เป็นวิธีที่คำนึงถึงความสำคัญของมูลค่าของเงินตราตามเวลา โดยมีการคิดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดตลอดอายุของโครงการ 2. ในกรณีที่จะต้องเลือกโครงการใดเพียงโครงการเดียว (mutually exclusive projects) วิธี NPV จะเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพมากกว่าวิธีอื่น 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ในทางปฏิบัติ วิธี NPV อาจมีการคลาดเคลื่อนได้ เพราะเงินสดที่ได้รับมาในปีแรกๆ นั้น ตามทฤษฎีแล้วกระแสเงินสดที่ได้มาจะต้องถูกนำไปลงทุนต่อ แต่ในทางปฏิบัติจริงๆ เงินสดที่ได้รับมานั้นอาจนำไปจ่ายเงินปันผล หรือนำไปใช้จ่ายอื่นๆ ได้

ตารางที่ 6.2 การเปรียบเทียบวิธีการที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินของโครงการพลังงานลม (ต่อ)

วิธี	ข้อดี	ข้อเสีย
NPV	<p>3. มีความสัมพันธ์โดยตรงกับแนวคิดการสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับกิจการ โดย NPV คือส่วนต่างระหว่างจำนวนเงินที่แสดงถึงผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการและต้นทุนของโครงการ นั่นก็คือมูลค่าเพิ่มที่เกิดขึ้น หากมีการยอมรับโครงการนั้น</p>	<p>2. มากโครงการ มี 2 โครงการใช้เงินลงทุนต่างกัน แต่โครงการทั้งสองมีค่า NPV เท่ากัน วิธี NPV สามารถบอกได้ว่าโครงการทั้งสองสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับบริษัท แต่ไม่สามารถที่จะบอกได้ว่าโครงการใดจะให้ผลตอบแทนต่อต้นทุนที่ลงไป</p>
PBP	<p>1. คำนวณได้ง่ายไม่ยุ่งยากซับซ้อน</p> <p>2. ทำให้ทราบสภาพคล่องของโครงการโดยโครงการที่คืนทุนเร็วย่อมมีสภาพคล่องสูงกว่า</p> <p>3. เป็นตัววัดความเสี่ยงของโครงการได้โดยโครงการที่คืนทุนเร็วย่อมมีความเสี่ยงน้อยกว่า</p>	<p>1. ไม่ได้คำนึงถึงกระแสเงินสดภายหลังจากการคืนทุนแล้ว</p> <p>2. ไม่ได้คำนึงถึงค่าของเงินในระยะเวลาที่ต่างกัน ว่ามีค่าไม่เท่ากัน</p> <p>3. ไม่ได้คำนึงถึงความเสี่ยงของกระแสเงินสดที่จะได้รับในอนาคต</p> <p>4. ไม่มีเกณฑ์การตัดสินใจที่บ่งชี้ให้เห็นว่าการลงทุนนั้นๆ มีส่วนเพิ่มมูลค่าของกิจการอย่างไร</p>
IRR	<p>1. เป็นวิธีที่บ่งบอกถึงอัตราผลตอบแทนของโครงการเป็นเปอร์เซ็นต์ ซึ่งจะเข้าใจง่าย และสะดวกในการอ้างอิง</p> <p>2. หากมีโครงการเป็นโครงการประเภทที่เป็นอิสระต่อกัน (independent projects) วิธี IRR จะเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพมาก เพราะเกณฑ์ของการพิจารณาโครงการจะบ่งบอกถึงว่าบริษัทมีความปลอดภัยมากน้อยเพียงใด (safety margin) เพราะถ้ายิ่งค่า IRR มาก โอกาสของการขาดทุนจากโครงการจะน้อยลง</p>	<p>1. หากกระแสเงินสดของโครงการไม่ปกติ (non-normal cash flows) แล้ววิธี IRR นี้จะให้ค่าอัตราผลตอบแทนของการลงทุนหลายค่า</p> <p>2. เป็นวิธีที่ด้อยกว่าวิธี NPV เมื่อโครงการที่จะต้องเลือกเป็นโครงการที่ทดแทนกันไม่ได้ (mutually exclusive projects) โดยเฉพาะโครงการที่แตกต่างกันในเรื่องขนาดของโครงการ และระยะเวลาของกระแสเงินสดรับที่แตกต่างกัน โดยเกิดข้อขัดแย้งกับวิธี NPV</p>

ตัวอย่างที่ 6.7 โครงการพลังงานลมต้องการติดตั้งกังหันขนาด 2.4 MW มีต้นทุนของการลงทุนคือ \$2200000 พื้นที่ในการติดตั้งกังหันมีปัจจัยความสามารถ (capacity factor) 0.35 สำหรับต้นทุนการดำเนินการและการบำรุงรักษารายปีคิดที่ 2% จากการลงทุนเริ่มแรก มีอัตราคิดลดที่แท้จริง 5% โครงการมีช่วงระยะเวลาการใช้ประโยชน์ตลอดช่วงเวลา 25 ปี และขายไฟฟ้าในราคา \$0.05/kWh จงคำนวณหา (1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (2) ระยะเวลาคืนทุน (PBP) และ (3) อัตราผลตอบแทนของการลงทุน (IRR)

วิธีคิด การผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีจากโครงการ
จากสมการที่ (6.20) จะได้

$$E_1 = 8760 \times 0.35 \times 2400 = 7358400 \text{ kWh}$$

ดังนั้น ที่อัตราการขายไฟฟ้า \$0.05 / kWh

$$B_A = 7358400 \times 0.05 = \$367920$$

มูลค่าปัจจุบันสุทธิจากผลประโยชน์ที่ได้รับ
จากสมการที่ (6.22) จะได้

$$NPV(B_A)_{1-25} = 367920 \left[\frac{(1+0.05)^{25} - 1}{0.05(1+0.05)^{25}} \right] = \$5185444$$

ต้นทุนการดำเนินการและการบำรุงรักษา

$$C_A = 2200000 \times 0.02 = \$44000$$

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนการดำเนินการและการบำรุงรักษารายปี
จากสมการที่ (6.17) จะได้

$$NPV(C_A)_{1-25} = 44000 \left[\frac{(1+0.05)^{25} - 1}{0.05(1+0.05)^{25}} \right] = \$620134$$

ดังนั้น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการ คือ
จากสมการที่ (6.23) จะได้

$$NPV = 5185444 - (2200000 + 620134) = \$2365311$$

ดังนั้น ระยะเวลาคืนทุน (PBP)

จากสมการที่ (6.30) จะได้

$$n = -\frac{\ln\left(1 - \frac{0.05 \times 2200000}{367920 - 0.02 \times 2200000}\right)}{\ln(1 + 0.05)} = 8.5 \text{ ปี}$$

สำหรับ อัตราผลตอบแทนของการลงทุน (IRR) คือ

จากสมการที่ (6.32) จะได้

$$367920 \left[\frac{(1 + IRR)^{25} - 1}{IRR(1 + IRR)^{25}} \right] = 2200000 \left[1 + 0.02 \left(\frac{(1 + IRR)^{25} - 1}{IRR(1 + IRR)^{25}} \right) \right]$$

แก้สมการเพื่อหาค่า โดยใช้วิธีการสุ่มแทนค่า (trial and error) ดังนั้นที่ระดับอัตราคิดลดที่ 13.7% นี้ จะทำให้ NPV ของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ นั่นก็หมายถึง อัตราผลตอบแทนของการลงทุนของโครงการนี้หรือ IRR เท่ากับ 13.7%

จากการศึกษา วิธีการที่ใช้เป็นหลักเกณฑ์การวิเคราะห์ รวมถึงความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับเครื่องมือสำหรับวิเคราะห์ผลทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการลงทุน ตามที่ได้กล่าวมาแล้วในข้างต้น ซึ่งการวิเคราะห์ความเหมาะสมการลงทุนของโครงการมีหลักเกณฑ์การพิจารณาว่าโครงการนั้น จะมีความคุ้มค่าในการลงทุนหรือไม่ โดยใช้ตัวชี้วัดต่างๆ ดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value หรือ NPV)

เกณฑ์ในการตัดสินใจ

- 1.1 $NPV = 0$ หมายความว่าอัตราผลตอบแทนของโครงการเท่ากับต้นทุนของเงินทุนพอดี
- 1.2 $NPV = +$ หมายความว่าลงทุนแล้วมีผลกำไรหรือโครงการนั้นทำให้มูลค่าของกิจการเพิ่มขึ้น
- 1.3 $NPV = -$ หมายความว่าลงทุนแล้วไม่มีผลกำไรหรือโครงการนั้นทำให้มูลค่าของกิจการลดลงจะให้ผลขาดทุนจากการลงทุน
- 1.4 ถ้าเป็นโครงการที่ทดแทนกันได้ จะเลือกโครงการที่ให้ NPV สูงกว่า
- 1.5 ถ้าโครงการเป็นอิสระต่อกัน จะเลือกโครงการที่ได้ NPV เป็นบวก

2. ระยะเวลาคืนทุน (payback period หรือ PBP)

เกณฑ์ในการตัดสินใจ

- 2.1 กรณีเลือกโครงการเดียว หรือเป็นโครงการทดแทนกันได้ จะเลือกโครงการที่คืนทุนเร็วกว่า
- 2.2 กรณีเลือกได้ทุกโครงการ (เงินทุนไม่จำกัด) จะเลือกโครงการที่ระยะเวลาคืนทุนน้อยกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้

3. อัตราผลตอบแทนของการลงทุน (internal rate of return หรือ IRR)

เกณฑ์ในการตัดสินใจ

- 3.1 IRR ของโครงการคือ อัตราผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับจากโครงการนั้น
- 3.2 $IRR =$ ต้นทุนของเงินทุน คือโครงการนั้นให้อัตราผลตอบแทนเท่ากับต้นทุนของเงินทุน
- 3.3 เลือก $IRR >$ ต้นทุนของเงินทุน
- 3.4 ปฏิเสธ $IRR <$ ต้นทุนของเงินทุน
- 3.5 กรณีเป็นโครงการที่ทดแทนกันเลือก IRR ที่มากกว่า

6.6 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการเมื่อติดตั้งกังหันลมในสถานที่ต่างๆ

จากหัวข้อที่ผ่านมาได้ศึกษาวิธีการที่ใช้เป็นหลักเกณฑ์การวิเคราะห์ผลทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการลงทุน ในส่วนต่อไปนี้จะนำเสนอการวิเคราะห์เปรียบเทียบความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมที่มีขนาดพิกัดกำลังไม่เกิน 9 MW โดยจะทำการต่อเชื่อมเข้ากับระบบไฟฟ้าที่ระดับ 33 kV ในสถานที่ที่มีข้อมูลการตรวจวัดลมจาก กฟภ. และสถานที่แหล่งที่มีศักยภาพลมดี ตามข้อมูลการวิจัยของสำนักคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) ปี พ.ศ. 2550 โดยในหัวข้อนี้มีจุดมุ่งหมายเพื่อแสดงผลการเปรียบเทียบถึงความคุ้มค่าในการลงทุน เมื่อจะวางแผนในการก่อสร้างระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมในสถานที่ที่มีศักยภาพทางลมที่ต่างกัน ตารางที่ 6.3 จะแสดงแหล่งลมดีที่จะใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบความเป็นไปได้ของโครงการ โดยตารางที่ 6.4 จะแสดงศักยภาพของความเร็วลม ค่าปัจจัยความสามารถหรือคาปาซิตีแฟกเตอร์ของกังหันลม ณ พื้นที่ติดตั้ง ตลอดจนพลังงานที่ผลิตได้ต่อปี และท้ายสุดตารางที่ 6.5 จะเป็นดัชนีที่ใช้วิเคราะห์ผลทางเศรษฐศาสตร์ นั่นคือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), ระยะเวลาคืนทุน (PBP) และอัตราผลตอบแทนของการลงทุน (IRR) ของโครงการเมื่อติดตั้งกังหันลมในแต่ละสถานที่ที่ได้กล่าวแล้วข้างต้น

สำหรับผลการประเมินในเบื้องต้นสำหรับโครงการทั้ง 13 แห่ง ในตารางที่ 6.5 นั้น ได้ประมาณการใช้ที่ดินประมาณ 240 ไร่ต่อฟาร์มกังหันลมหนึ่งแห่ง (ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จำนวน 6 ตัว รวมเป็น 9 MW) ทั้งนี้ราคาที่ดินจะเป็นราคาประเมินเฉลี่ย เป็นข้อมูลปี 2551-2554 จากกรมธนารักษ์ อย่างไรก็ตาม หากสามารถทราบตำแหน่งที่ชัดเจนแน่นอนสำหรับสถานที่ก่อสร้างฟาร์มกังหันลมก็จะเป็นประโยชน์มากขึ้น กล่าวคือจะทำให้การประมาณการเรื่องราคาที่ดินและการจัดการทำให้พื้นที่ดินมีสภาพพร้อมใช้งาน ตลอดจนค่าใช้จ่ายในการขนส่งลำเลียงอุปกรณ์อีกด้วย

ผลการประเมินจะเห็นได้ชัดว่า การเลือกสถานที่ก่อสร้างฟาร์มกังหันลมเป็นสิ่งจำเป็นอย่างมาก เนื่องจากโครงการจะมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์นั้นจะมีปัจจัยหลักคือ ค่าความเร็วลมที่วัดได้และราคาที่ดินที่จะสามารถจัดซื้อหรือหาเช่าได้ โดยจากผลการวิเคราะห์พบว่า ในกลุ่มพื้นที่ที่มีข้อมูลความเร็วลมจากกองพัฒนา กฟภ. นั้น บริเวณเกาะเต่าจะเป็นแหล่งที่มีความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์หากต้องการจะลงทุนมากที่สุด ส่วนในกลุ่มพื้นที่ที่ได้ข้อมูลความเร็วลมจาก วช. จะพบว่าก็จะมีที่น่าสนใจทางด้านเศรษฐศาสตร์ค่อนข้างสูง โดยจะมีค่าผลตอบแทนและระยะเวลาคืนทุนของโครงการที่ดี

ในการศึกษาพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของ โครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมครั้งนี้ จะมีข้อสมมุติในการพิจารณา ดังต่อไปนี้

1. กำลังการผลิตสุทธิโรงไฟฟ้าพลังงานลม 9 MW
2. อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าพลังงานลม 25 ปี

3. จำนวนวันในการหยุดซ่อมบำรุงต่อปี	20 วัน
4. กำหนดปีเริ่มต้นของการดำเนินการก่อสร้าง ปี พ.ศ.	2551
5. ค่าบำรุงรักษารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานลม (คิดจากค่าโรงไฟฟ้า)	1.5 %
6. ค่าประกันภัยรายปี (% ของราคาโรงไฟฟ้า)	0.75 %
7. ค่าเสื่อมรายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานลม	20.5 ล้านบาท
8. สัดส่วนระหว่างหนี้ต่อทุน	75:25
9. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	4.6 %
10. ระยะเวลาจ่ายคืนเงินกู้	15 ปี
11. อัตราคิดลดหรือต้นทุนของเงินทุน	5-7 %

ตารางที่ 6.3 แหล่งลมดีที่ใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบทางเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการ

ข้อมูลแหล่งลม	สายส่งแรงดันปานกลาง	รูปแบบการศึกษา
<p>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)</p> <ol style="list-style-type: none"> เกาะเต่า จังหวัดสุราษฎร์ธานี เกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี Radar hill จังหวัดสงขลา อำเภอสติงพระ จังหวัดสงขลา อำเภอตะกั่วป่า จังหวัดพังงา อำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช 	33 kV	<ol style="list-style-type: none"> มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ระยะเวลาคืนทุน (PBP) อัตราผลตอบแทน (IRR)
<p>สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.)</p> <ol style="list-style-type: none"> ท่าศาลา จังหวัดนครศรีธรรมราช หัวไทร จังหวัดนครศรีธรรมราช ระโนด จังหวัดสงขลา สติงพระ จังหวัดสงขลา จะนะ จังหวัดสงขลา ท่าชนะ จังหวัดสุราษฎร์ธานี ลิขล-ขนอม จังหวัดสุราษฎร์ธานี 		

ตารางที่ 6.4 ข้อมูลเปรียบเทียบเพื่อประเมินศักยภาพทางด้านเศรษฐศาสตร์ระหว่างสถานที่ต่างๆ

สถานที่	ราคาประเมินที่ดิน (บาท/ไร่)	ค่าปัจจัยแฟกเตอร์ (C.F.)	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh/ปี) ⁽³⁾
1. เกาะเต่า ⁽¹⁾ จังหวัดสุราษฎร์ธานี	3,200,000.00	24.64 %	3,237,696.00
2. เกาะสมุย ⁽¹⁾ จังหวัดสุราษฎร์ธานี	600,000.00	20.00 %	2,628,000.00
3. Radar Hill ⁽¹⁾ จังหวัดสงขลา	400,000.00	15.30 %	2,010,420.00
4. อำเภอสติงพระ กฟภ. ⁽¹⁾ จังหวัดสงขลา	400,000.00	18.96 %	2,492,128.00
5. อำเภอตะกั่วป่า ⁽¹⁾ จังหวัดพังงา	1,400,000.00	12.55 %	1,649,070.00
6. อำเภอปากพนัง ⁽¹⁾ จังหวัดนครศรีธรรมราช	320,000.00	11.82 %	1,553,148.00
7. ท่าศาลา ⁽²⁾ จังหวัดนครศรีธรรมราช	600,000.00	20.40 %	2,680,560.00
8. หัวไทร ⁽²⁾ จังหวัดนครศรีธรรมราช	300,000.00	10.30 – 24.70 % (17.50 %)	2,299,500.00
9. ระโนด ⁽²⁾ จังหวัดสงขลา	3,200,000.00	21.10 %	2,772,540.00
10. สติงพระ วช. ⁽²⁾ จังหวัดสงขลา	400,000.00	21.10 %	2,772,540.00
11. จะนะ ⁽²⁾ จังหวัดสงขลา	800,000.00	19.40 – 27.70 % (23.55 %)	3,094,470.00
12. ท่าชนะ ⁽²⁾ จังหวัดสุราษฎร์ธานี	400,000.00	16.80 – 30.50 % (23.65 %)	3,107,610.00
13. สิชล-ขนอม ⁽²⁾ จังหวัดสุราษฎร์ธานี	2,000,000.00	16.20 – 39.30 % (27.75 %)	3,646,350.00
⁽¹⁾ ข้อมูลจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)			
⁽²⁾ ข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.)			
⁽³⁾ คำนวณจากกังหันลมขนาด 1.5 MW และเวลา 8,760 ชั่วโมง			

ตารางที่ 6.5 การประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการเมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 9 MW ณ สถานที่ต่างๆ

รายการ	Project (ทั้งโครงการ 100%)						Equity (ส่วนของผู้ถือหุ้น 25%)				Cost/kWh (บาท/kWh)	Annual kWh Production (kWh/ปี)	Total (ล้านบาท/25ปี)
	NPV (ล้านบาท)	PBP (ปี)	IRR (%)	Discount Rate (%)	NPV (ล้านบาท)	PBP (ปี)	IRR (%)	Discount Rate (%)					
1. เกาะเต่า	227.28	9	9.60	5.16	292.73	3	31.94	6.92	3.31	17,627,259	1,457		
2. เกาะสมุย	Neg.	15	4.85	5.16	79.99	7	12.69	6.92	3.99	14,307,840	1,429		
3. Radar Hill	Neg.	24	0.79	5.16	Neg.	24	1.60	6.92	4.85	10,945,498	1,328		
4. สหิงพระ กฟภ.	Neg.	16	4.44	5.16	62.44	8	11.40	6.92	4.05	13,568,101	1,373		
5. ตะกั่วป่า	Neg.	N/A	N/A	5.16	Neg.	N/A	N/A	6.92	6.87	8,978,170	1,542		
6. ปากพ่นัง	Neg.	N/A	N/A	5.16	Neg.	N/A	N/A	6.92	6.06	8,455,933	1,282		
7. ท่าศาลา	2.89	14	5.22	5.16	96.29	7	14.01	6.92	3.93	14,593,997	1,435		
8. หัวไทร	Neg.	18	3.33	5.16	14.92	18	7.93	6.92	4.25	12,519,360	1,331		
9. ระโนด	Neg.	N/A	-1.13	5.16	Neg.	N/A	N/A	6.92	5.33	15,094,771	2,011		
10. สหิงพระ วช.	62.88	11	6.41	5.16	149.22	5	18.78	6.92	3.72	15,094,771	1,404		
11. จະนะ	121.99	10	7.53	5.16	199.78	4	22.78	6.92	3.61	16,847,482	1,522		
12. ท่าชนะ	181.31	9	8.71	5.16	252.60	4	28.27	6.92	3.41	16,919,021	1,442		
13. สิชล-ขนอม	152.91	10	8.02	5.16	223.62	4	23.08	6.92	3.69	19,852,128	1,830		

6.7 สรุป

การศึกษาปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ของพลังงานลม เป็นการประเมินราคาต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยหลักการวิเคราะห์จะอยู่บนพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม ซึ่งเป็นหลักการสำหรับการประเมินค่าทางการเงินที่จะนำมาใช้เป็นแนวทางการศึกษามูลค่าปัจจุบัน (present worth) โดยการลงทุนในโครงการใดๆ ที่มีผลตอบแทนจากโครงการมากกว่าต้นทุนของเงินทุน จะเห็นได้ว่า แนวคิดเรื่องต้นทุนของเงินทุน (cost of capital) มีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากต้นทุนของเงินทุนจะเป็นอัตราผลตอบแทนอ้างอิงในการตัดสินใจทางการเงิน (hurdle rate) หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ ต้นทุนของเงินทุนเป็นอัตราผลตอบแทนที่ต่ำที่สุด ที่สามารถยอมรับได้จากการลงทุน หากอัตราผลตอบแทนที่คาดหวังน้อยกว่าต้นทุนของเงินทุนแล้ว การลงทุนนั้นก็最好不要ทำ แต่เมื่อการลงทุนในโครงการที่มีผลตอบแทนสูงกว่าต้นทุนของเงินทุน จะทำให้มูลค่าของการลงทุนเพิ่มขึ้น ซึ่งจะส่งผลให้ผลตอบแทนจากการลงทุนในโครงการเพิ่มสูงขึ้น ต้นทุนของเงินทุน (cost of capital) คือ อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่โครงการต้องการ ได้รับความเสี่ยงในระดับปกติ เพื่อที่จะทำให้มูลค่าทางการตลาดไม่เปลี่ยนแปลง สำหรับการลงทุนในโครงการที่จะยอมรับได้นั้นต้องเป็นการลงทุนที่ก่อให้เกิดกระแสเงินสด ที่เพียงพอสำหรับการชดเชยความเสี่ยงที่เจ้าของแหล่งเงินทุนต่างๆ คาดหวังจากการลงทุนในโครงการ ตามสัดส่วนของจำนวนเงินทุนแต่ละแหล่งที่ใช้ ซึ่งมีต้นทุนของเงินทุนแหล่งนั้นๆ ในอัตราที่แตกต่างกัน

การประเมินค่าโครงการลงทุนที่คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลา เป็นการวิเคราะห์สำหรับตัดสินใจเพื่อการลงทุนในโครงการ โดยการตัดสินใจลงทุนมักจะมาพร้อมกับการพิจารณาข้อดีข้อเสีย โดยเกณฑ์ในการวิเคราะห์ที่เป็นที่นิยมกันในปัจจุบัน ได้แก่ 1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value หรือ NPV) 2. ระยะเวลาคืนทุน (payback period หรือ PBP) 3. อัตราผลตอบแทนของการลงทุน (internal rate of return หรือ IRR)

บทที่ 7

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

7.1 บทสรุป

ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยกังหันลม จะประกอบด้วยเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม 4 ชนิดหลัก ที่นิยมใช้งานมากที่สุดในปัจจุบันนั้นคือ กังหันลมความเร็วคงที่ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก (Squirrel Cage Induction Generator, SCIG), กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบออฟติ-สลลิป (Opti-Slip Induction Generator, OSIG), กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับลิเฟด (Doubly Fed Induction Generator, DFIG) และกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Converter-Driven Synchronous Generator) และในส่วนของรูปแบบการควบคุมกำลังของกังหันลม ปัจจุบันมีการใช้งานอยู่ 3 แบบนั้นคือ การควบคุมแบบสตอล (Stall control) การควบคุมแบบพิช (Pitch control) และการควบคุมแบบแอคทีฟสตอล (Active stall control) ซึ่งจากศึกษาวิเคราะห์และการเปรียบเทียบถึงข้อดีและข้อเสียของเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลม 4 ชนิดหลัก และรูปแบบการควบคุมกำลังของกังหันลม ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น สามารถสรุปได้ดังนี้

1. เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีความเหมาะสมกับการใช้งานมากที่สุด คือ Type C : Variable Speed with Partial Scale Converter

เนื่องจากกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับลิเฟด (DFIG) เป็นเทคโนโลยีที่มีคุณสมบัติที่ดีและโดดเด่นเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่นๆ รวมทั้งมีส่วนแบ่งการตลาดทั้งที่ติดตั้งใช้งาน และส่วนของผู้ผลิต ณ ปัจจุบันที่มากที่สุด

2. การควบคุมกำลังของกังหันลมที่เหมาะสมนำมาประยุกต์ใช้งานมากที่สุด คือ การควบคุมกำลังของกังหันลมแบบพิช (Pitch control)

เนื่องจากการทำงานของกังหันลมแบบพิช จะสามารถปรับมุมใบพัดเพื่อช่วยในการเริ่มหมุนของกังหันลม และเป็นการควบคุมที่มีการใช้งานและพัฒนาอย่างต่อเนื่อง

การควบคุมการทำงานของกังหันลม ในกรณีที่เชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้า ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันลมจะยังไม่สามารถทำการซิงโครไนซ์ (Synchronization) กับระบบของการไฟฟ้าได้ ผู้ควบคุมเครื่อง (Operator) จะต้องแจ้งไปยังศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ

การไฟฟ้าให้ทราบเพื่อการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบ และต้องได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าก่อน จึงจะสามารถทำการชิงโครไนซ์ได้ และในกรณีการทำงานของกั้นล้มแบบแยกตัวอิสระควรต้องมีระบบไฟฟ้าสำรองหรือระบบที่ช่วยรักษาเสถียรภาพในการทำงานของระบบทั้งหมด ซึ่งจะมีรูปแบบการประยุกต์ใช้งานกับกั้นล้ม ดังนี้

1. การทำงานของกั้นล้มแบบตัวเดียวร่วมกับเบตเตอร์
2. การทำงานของฟาร์มกั้นล้มร่วมกับชุดการเลื่อนเฟสแบบหมุน
3. การทำงานของกั้นล้มแบบตัวเดียวร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล
4. การทำงานของกั้นล้มแบบตัวเดียวร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและเบตเตอร์
5. การทำงานของฟาร์มกั้นล้มร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและเบตเตอร์

เมื่อต้องการเชื่อมต่อกั้นล้มเข้ากับระบบของการไฟฟ้า จากการพิจารณาข้อกำหนดกฎเกณฑ์ มาตรฐานสำหรับการเชื่อมต่อที่ใช้อยู่ในปัจจุบันนั้น จะเป็นข้อกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นต่ำที่ใช้เพื่อการเชื่อมต่อโดยทั่วไป ซึ่งยังคงมีปัญหาและข้อจำกัดในบางกรณีที่ไม่เหมาะสมสำหรับการประยุกต์ใช้งานกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม ดังนั้นจึงได้ศึกษาเกี่ยวกับข้อกำหนดที่เป็นมาตรฐานเฉพาะสำหรับการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม เพื่อให้มีความเหมาะสมในการใช้งานมากยิ่งขึ้น โดยอ้างอิงจากมาตรฐานสากลได้แก่ IEC 61400-21, IEC 61000-3-6, IEC 61000-3-7 และ IEEE 1547 ซึ่งเกี่ยวข้องกับการประเมินคุณลักษณะคุณภาพไฟฟ้าในการเชื่อมต่อกั้นล้มเข้ากับระบบไฟฟ้า ชีดจำกัดของฮาร์มอนิก แรงดันกระเพื่อม และข้อเสนอแนะเชิงประยุกต์ใช้งานตามลำดับ สำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อโหลดในระบบไฟฟ้าแรงกลางและแรงสูง มาตรฐานของ IEC ทั้ง 3 ฉบับที่ได้ศึกษานี้แม้จะเกี่ยวข้องกัมลภาวะทางไฟฟ้าที่ต่างประเภทกันแต่ก็มีหลักการพื้นฐาน วิธีการในการกำหนดขีดจำกัด และขั้นตอนการประเมินที่ใกล้เคียงกันมาก โดยได้แบ่งขั้นตอนการประเมินขีดจำกัดออกเป็น 3 ขั้นตอนเช่นเดียวกับมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน เพื่อความสมดุลระหว่างความง่ายในการประเมินกับความเสี่ยงที่มลภาวะทางไฟฟ้าจะเกินขีดจำกัด การประเมินจะพิจารณาทีละขั้นตอน หากไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป กั้นล้มจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าการประเมินในขั้นตอนที่ 1 มีหลักการแนวคิดใกล้เคียงกับมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน แต่การประเมินในขั้นตอนที่ 2 และ 3 มีแนวคิดและหลักการพื้นฐานที่ค่อนข้างจะแตกต่างออกไป ส่วนมาตรฐานของ IEEE 1547 เป็นการนำมาพิจารณาร่วมกับมาตรฐานของ กฟผ. เพื่อหารูปแบบการเชื่อมต่อที่เหมาะสม สำหรับการ

ประยุกต์ใช้งานกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม จากผลการศึกษารูปแบบการเชื่อมต่อแบบต่างๆ สามารถสรุปเป็นข้อเสนอแนะเชิงประยุกต์ใช้งานได้ดังนี้

1. มาตรฐานการเชื่อมต่อสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีขนาดไม่เกิน 1 MW เห็นควรพิจารณาให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สามารถใช้ฟิวส์เป็นอุปกรณ์ตัดคอนแทน CB ทางด้านแรงสูงได้ โดยให้รีเลย์สั่งการ CB ด้านแรงต่ำทำงานขณะเกิดฟอลต์ ทั้งนี้เป็นไปตามมาตรฐาน IEEE 1547 ที่กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถใช้ฟิวส์ได้

2. มาตรฐานการเชื่อมต่อสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีขนาดเกิน 1 MW เห็นว่ามาตรฐานที่ใช้มีความเหมาะสมดีแล้ว

การศึกษาปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงานลม คือการประเมินราคาต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยกังหันลม ซึ่งหลักการวิเคราะห์ที่ได้ศึกษานี้จะอยู่บนพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม เป็นหลักการประเมินค่าโครงการลงทุนที่คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลา สำหรับตัดสินใจเพื่อการลงทุนในโครงการนั้นๆ โดยเกณฑ์ในการวิเคราะห์ที่เป็นที่นิยมกันในปัจจุบัน ได้แก่

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value หรือ NPV)

เกณฑ์ในการประเมินโครงการ โดยใช้วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธินี้ สามารถสรุปได้ว่า หากโครงการลงทุนใดที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ มากกว่า ศูนย์ ($NPV > 0$) ผู้วิเคราะห์สามารถ ขอมรับโครงการลงทุนนั้นได้ ในทางตรงกันข้าม หากโครงการลงทุนใด มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ น้อยกว่า ศูนย์ ($NPV < 0$) ผู้วิเคราะห์สามารถปฏิเสธโครงการนั้นได้ ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่า โครงการลงทุนนั้นจะน่าสนใจลงทุน หากมีค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก

2. ระยะเวลาคืนทุน (payback period หรือ PBP)

หากโครงการลงทุนใดที่มีระยะเวลาคืนทุน น้อยกว่า ระยะเวลาที่เราตั้งเกณฑ์ไว้ ($PBP < \text{cutoff period}$) ผู้วิเคราะห์สามารถ ขอมรับ โครงการลงทุนนั้นได้ ในทางตรงกันข้าม หากโครงการลงทุนใด มีระยะเวลาคืนทุน มากกว่า ระยะเวลาที่ตั้งเกณฑ์ไว้ ($PBP > \text{cutoff period}$) ผู้วิเคราะห์สามารถปฏิเสธ โครงการนั้นได้

3. อัตราผลตอบแทนของการลงทุน (internal rate of return หรือ IRR)

IRR เป็นเครื่องมือทางการเงินที่สำคัญอีกอันหนึ่งในการทำงานลงทุน คือ การคำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนของการลงทุน ซึ่งตามวิธี IRR นั้น เราจะคำนวณหาค่าของอัตรา

ผลตอบแทนที่ได้รับอย่างแท้จริงจากโครงการลงทุนหนึ่งๆ และอัตราผลตอบแทนที่แท้จริงนี้ คือ อัตราผลตอบแทนของการลงทุน นั่นเอง

การวิเคราะห์เปรียบเทียบความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมที่มีขนาดกำลังไม่เกิน 9 MW โดยจะทำการต่อเชื่อมเข้ากับระบบไฟฟ้าที่ระดับ 33 kV ในสถานที่ที่มีข้อมูลการตรวจวัดลมจาก กฟภ. และสถานที่แหล่งที่มีศักยภาพลมดี ตามข้อมูลการวิจัยของสำนักคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) ปี พ.ศ. 2550

ผลการประเมินจะเห็นได้ชัดว่า การเลือกสถานที่ก่อสร้างฟาร์มกังหันลมเป็นสิ่งจำเป็นอย่างมาก เนื่องจากโครงการจะมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์นั้นจะมีปัจจัยหลักคือ ค่าความเร็วลมที่วัดได้และราคาที่ดินที่จะสามารถจัดซื้อหรือหาเช่าได้ โดยจากผลการวิเคราะห์พบว่า ในกลุ่มพื้นที่ที่มีข้อมูลความเร็วลมจากกองพัฒนา กฟภ. นั้น บริเวณเกาะเต่าจะเป็นแหล่งที่มีความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์หากต้องการจะลงทุนมากที่สุด ส่วนในกลุ่มพื้นที่ที่ได้ข้อมูลความเร็วลมจาก วช. จะพบว่าก็มีความน่าสนใจทางด้านเศรษฐศาสตร์ค่อนข้างสูง โดยจะมีค่าผลตอบแทนและระยะเวลาคืนทุนของโครงการที่ดี

7.2 ข้อเสนอแนะ

ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยกังหันลมที่ได้ศึกษานี้ สามารถใช้พิจารณาเพื่อการติดตั้งใช้งานจริง โดยในกรณีที่ต้องการติดตั้งกังหันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า ควรพิจารณาเรื่องผลกระทบทาง Steady-State และ Dynamic Performance ของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมเข้ากับระบบของการไฟฟ้าร่วมด้วย ซึ่งเป็นแนวทางในการศึกษาต่อไปสำหรับผู้สนใจ

เอกสารอ้างอิง

- [1] นิพนธ์ เกตุจ้อย และอชิตพล ศศิธรานูวัฒน์. 2548. “เทคโนโลยีพลังงานลม.” **วารสารมหาวิทยาลัยนเรศวร**. 12(2) : 57-73.
- [2] World wind energy association. **“World wind energy association.”** [Online]. Available : <http://www.wwindea.org/home/index.php>. 2007.
- [3] American wind energy association. **“U.S. Wind Energy Projects.”** [Online]. Available : <http://www.awea.org/projects/>. 2007.
- [4] European wind energy association. **“EWEA: Publications.”** [Online]. Available : <http://www.ewea.org/index.php?id=11>. 2007.
- [5] Energy Efficiency and Renewable Energy. **“Wind and Hydropower Technologies Program.”** [Online]. Available : http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/wind_technologies.html. 2006.
- [6] กิตติ สุขเอียด และพิสุทธิ์ แหวนเพชร. 2547. “กักันลมเพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า.” ปรินญาณินพนธ์ วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง.
- [7] กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน. **แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย**. กรุงเทพฯ : เซ็ลทรัลการพิมพ์. 2544.
- [8] Iowa Energy Center. **“WIND ENERGY MANUAL.”** [Online]. Available : <http://www.energy.iastate.edu/renewable/wind/wem-index.htm> 2006.
- [9] กฤตยชญ์ ทิพย์วัลย์, พีรศิลป์ อัครเดชเรืองศรี และจิรยุทธ เจริญไพบูลย์กิจ. 2542. “การพัฒนา กักันลมเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า.” ปรินญาณินพนธ์ วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขา วิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหาร ลาดกระบัง.
- [10] กองพัฒนาพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ฝ่ายพัฒนาพลังงานทดแทน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่ง ประเทศไทย (กฟผ). **“พลังงานลม.”** [Online]. Available : http://www.egat.co.th/re/egat_wind/wind.htm. 2549.
- [11] Joris SOENS. **“IMPACT OF WIND ENERGY IN A FUTURE POWER GRID.”** [Online]. Available : https://repository.libis.kuleuven.ac.be/dspace/bitstream/1979/161/2/PhD_jsoens.pdf. 2005.

- [12] Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher and Andreas Wiese. **Renewable Energy**. Berlin :
spinger. 2007.
- [13] Slootweg J.G. 2003. "Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics."
Ph.D. Thesis of Delft University of Technology.
- [14] วิโรจน์ พรวัฒนา และคณะ. 2539. "เครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานลม." ปรินญา
นิพนธ์ วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, สถาบัน
เทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง.
- [15] ชวลิต คำรงรัตน์. **การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เล่ม 1**. กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดดูเคชั่น. 2541.
- [16] Frede Blaabjerg and Zhe Chen. **POWER ELECTRONICS FOR MODERN WIND
TURBINES**. the United States of America : Morgan & Claypool. 2006.
- [17] Thomas Ackermann. **Wind Power in Power Systems**. England : John Wiley & Sons.
2005.
- [18] BTM Consult aps. "**International Wind Energy Development World Market Update
2007 Forecast 2008-2012.**" [Online]. Available :
<http://www.btm.dk/documents/pressrelease.pdf>. 2008.
- [19] UNIFLEX-PM. "**Converter Applications in Future European Electricity Network.**"
Project co-funded by the European Community under the Sixth Framework
Programme : 2006.
- [20] Erich hau. **Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. Germany :
Springer. 2006.
- [21] Siegfried H. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. London : John Wiley &
Sons. 2006.
- [22] Lubosny Z. **Wind turbine Operation in Electric Power Systems**. Berlin : Spinger. 2003.
- [23] Manfred Stiebler. **Wind Energy Systems for Electric Power Generation**. Berlin :
Spinger. 2008.
- [24] Internation 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.
- [25] Mukund R. Patal. **Wind and Solar Power Systems**. The United States of America : Taylor
& Francis Group. 2006.

- [26] H.NACFAIRE. **WIND-DIESEL AND WIND AUTONOMOUS ENERGY SYSTEMS.**
The United States of America : Taylor & Francis Group. 1989.
- [27] Bright Green Energy. **“Battery Sizing.”** [Online]. Available :
http://www.wirefreedirect.com/battery_sizing.asp. 2008.
- [28] LEONICS. **“เส้นทางสู่พลังงานสีเขียว.”** [Online]. Available :
<http://www.leonics.co.th/html/th/aboutpower/aboutpower.php>. 2008.
- [29] มนัส อรุณวัฒนาพร. 2549. “มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าของประเทศไทยและทิศทางในอนาคต.”
หน้า 1-7. **บทความนำเสนองานวันวิชาการ กฟน.** กรุงเทพฯ : กองพัฒนาระบบไฟฟ้า
ฝ่ายวิจัยและพัฒนา การไฟฟ้านครหลวง.
- [30] โดศักดิ์ ทัศนานุตริยะ. **การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง.** กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดยูเคชั่น. 2540.
- [31] Alexander Kusko and Marc T.Thompson. **Power Quality in Electrical Systems.** The
United States of America : McGraw-Hill. 2007.
- [32] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2551. **ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า.** กรุงเทพฯ : การ
ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
- [33] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2549. **คู่มือการพิจารณารับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า
ขนาดเล็กมาก (VSPP).** กรุงเทพฯ : แผนกวิเคราะห์แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก กอง
แผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า.
- [34] การไฟฟ้านครหลวง/การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. **“ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการ
เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณ
พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์.”** [Online]. Available :
<http://www.eppo.go.th/power/vspp/2-interconnection-final.pdf>. 2545.
- [35] สถาบันคลังสมองของชาติ. **“การประเมินคุณค่าและผลกระทบของหน่วยผลิตไฟฟ้า
รายย่อยต่อระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า.”** [Online]. Available :
<http://www.knit.or.th/dg/index.html>. 2547.
- [36] National Rural Electric Cooperative Association (NRECA). **“Application Guide for
Distribution Interconnection: 2006 Update The NRECA Guide to IEEE 1547.”**
[Online]. Available : www.nreca.org. 2006.
- [37] Internation Electrotechnical Commission, **IEC 61000-3-6 Electromagnetic compatibility
(EMC) - Part 3-6: Assessment of emission limits for the connection of distorting
installations to MV, HV and EHV power systems,** Technical report, edition 2.0, year
2008-02.

- [38] International Electrotechnical Commission, **IEC 61000-3-7 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems**, Technical report, edition 2.0, year 2008-02.
- [39] Sathyajith Mathew. **Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics**. Berlin : Springer. 2006.
- [40] Gary L. Johnson. **Wind Energy Systems**. United States of America : Prentice-Hill. 1985.
- [41] Vestas (Denmark). **"Brochures."** [Online]. Available :
<http://www.vestas.com/en/media/brochures.aspx>. 2007.
- [42] Gamesa (Spain). **"Products."** [Online]. Available :
<http://www.gamesa.es/index.php/en/wind-turbines/products>. 2008.
- [43] GE-Wind / Enron. **"Wind turbines."** [Online]. Available : www.gewindenergy.com. 2008.
- [44] Enercon (Germany). **"Booklets : Product overview."** [Online]. Available :
http://www.enercon.de/en/_home.htm. 2007.
- [45] Suzlon (India). **"Downloadable PDF versions of all product brochures."** [Online]. Available : http://www.suzlon.com/WindTurbines.html?cp=2_3. 2007.
- [46] Siemens (Denmark). **"Wind turbines : Products"** [Online]. Available :
<http://www.powergeneration.siemens.com/products-solutions-services/products-packages/wind-turbines/products/>. 2007.
- [47] Nordex (Germany). **"Productfinder and search."** [Online]. Available : www.nordex-online.com/en. 2006.
- [48] Repower (Germany). **"Products."** [Online]. Available :
<http://www.repower.de/index.php?id=12&L=1>. 2008.
- [49] Goldwind (China). **"Wind products."** [Online]. Available :
http://www.goldwind.cn/en/cp_index.asp. 2008.
- [50] Made (Spain). **"Products."** [Online]. Available : www.made.es/. 2008.
- [51] Dewind (Ger.). **"Current Product Range."** [Online]. Available : www.dewind.de/. 2004.
- [52] Ecotecnia (Spain). **"Activities Wind turbine."** [Online]. Available :
http://www.ecotecnianv.com/index_ing.htm. 2008.
- [53] Mitsubishi (Japan). **"Wind turbine Products."** [Online]. Available :
www.mhi.co.jp/power/e_power/product/idx_nature_wind.html. 2005.

- [54] อนุรักษ์ จำดี. 2551. “การศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด
กัณฑ์ล้มเข้ากับระบบไฟฟ้าประเทศไทย.” วิทยานิพนธ์ วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณ
ทหารลาดกระบัง.

ภาคผนวก

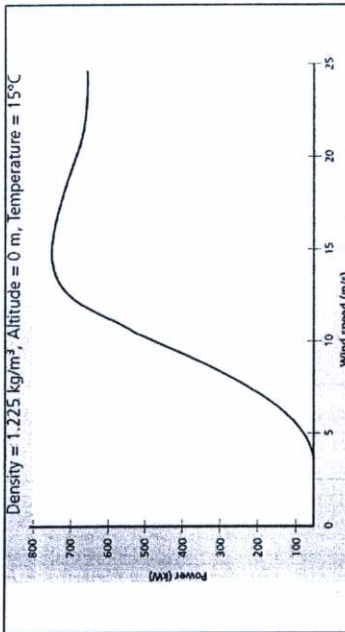
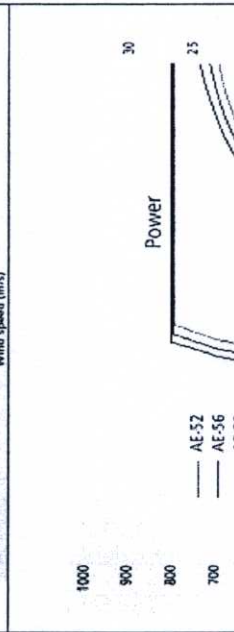
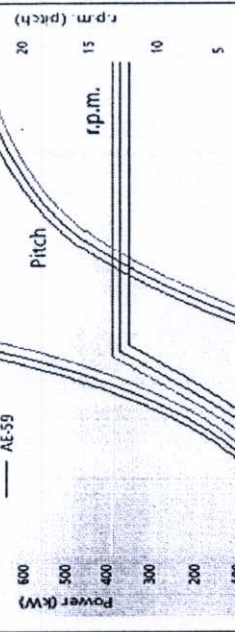
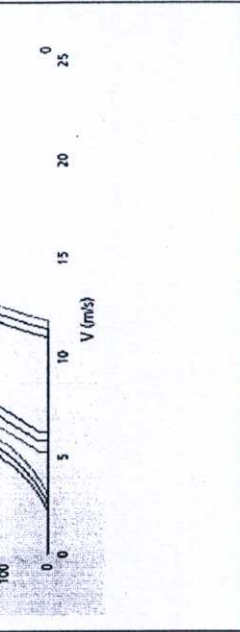
ภาคผนวก ก

ข้อมูลเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมของบริษัทผู้ผลิต

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน

รุ่นและขนาด กังหันลม	บริษัทผู้ผลิต	การควบคุม กำลัง	การควบคุม ความเร็ว	รายละเอียด	เส้นโค้งกำลัง
Goldwind 43/600 600 kW	Goldwind (Chi)	Stall	Fixed speed	SCIG Voltage 690 V rotor speed 17.9/26.8 rpm Cut in 3.2 m/s, Cut out 25 m/s Rated 15 m/s	
AE-46 / I 660 kW	MADE (ES)	Stall	Fixed speed	SCIG (6 / 4 pole) Voltage 690 V Two rotor speed 17 / 25.5 rpm Cut in 3.5 m/s, Cut out 25 m/s	
Goldwind 48/750 750 MW	Goldwind (Chi)	Stall	Fixed speed	SCIG Voltage 690 V rotor speed 22 rpm Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 14 m/s	

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>ECOTECNIA 48 750 kW</p>	<p>ECOTECNIA</p>	<p>Active stall</p>	<p>Fixed speed</p>	<p>SCIG Voltage 690 V Two rotor speed 16 / 24 rpm Cut in 2-3 m/s, Cut out 25 m/s</p>	
<p>AE-52 800 kW</p>	<p>MADE (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>SG (Gear) Voltage 1000 V Cut in 3.5 m/s, Cut out 25 m/s Rotor speed 16-30 rpm</p>	
<p>AE-56 800 kW</p>	<p>MADE (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>SG (Gear) Voltage 1000 V Cut in 3.3 m/s, Cut out 25 m/s Rotor speed 16-30 rpm</p>	
<p>AE-59 800 kW</p>	<p>MADE (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>SG (Gear) Voltage 1000 V Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s Rotor speed 16-30 rpm</p>	

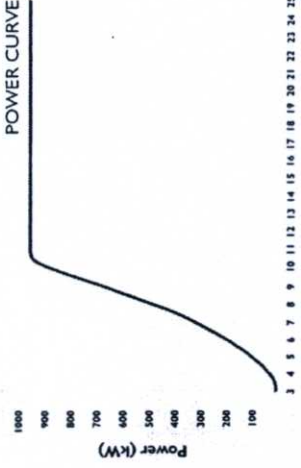
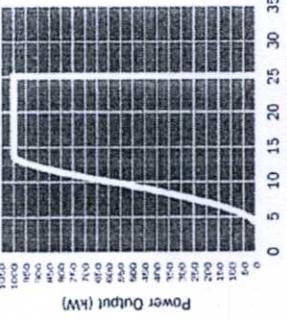
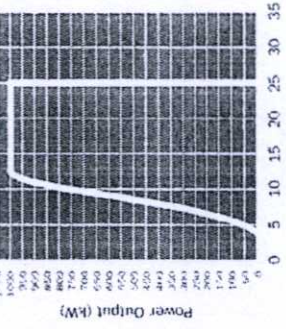
ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>E-48 800 kW</p>	<p>ENERCON (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>DDSG Cut in 2 m/s, Cut out 28-34 m/s Rotor speed 16-30 rpm</p>	
<p>E-53 800 kW</p>	<p>ENERCON (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>DDSG Cut in 2 m/s, Cut out 24-28 m/s Rotor speed 12-29 rpm</p>	
<p>V-52 850 kW</p>	<p>VESTUS (DK)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 16 m/s</p>	

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>G-52 850 kW</p>	<p>GAMESA (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s</p>	
<p>G-58 850 kW</p>	<p>GAMESA (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 3 m/s, Cut out 21 m/s</p>	
<p>E-44 900 kW</p>	<p>ENERCON (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed Rotor speed 12-34 rpm</p>	<p>DDSG Cut in 2 m/s, Cut out 28-34 m/s</p>	

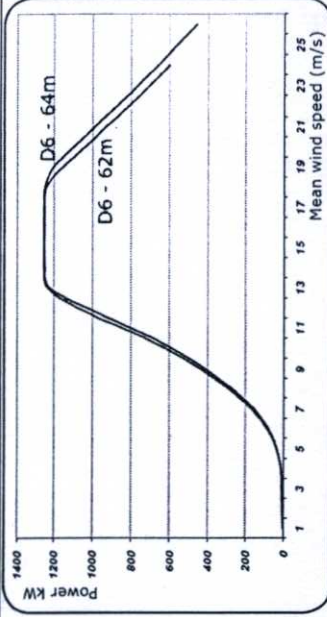
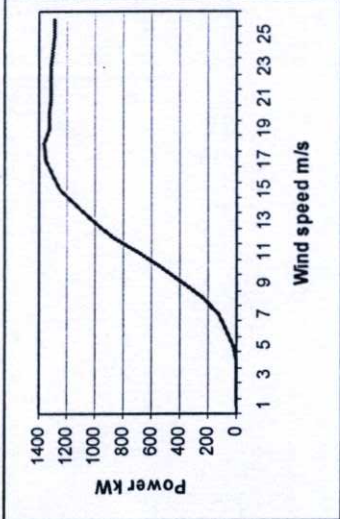
ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>S.64/950 950 kW</p>	<p>SUZLON (Ind)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Fixed speed</p>	<p>SCIG (4 / 6 pole) Voltage 690 V Two gen. speed 1006/1506 rpm Two rotor speed 20.7 / 13.8 rpm Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s Rated 11 m/s</p>	<p>S.64/950</p> 
<p>MWT-1000 1 MW</p>	<p>MITSUBISHI</p>	<p>Stall</p>	<p>Fixed speed</p>	<p>SCIG (4 pole) Voltage 690 V gen. speed 1500 rpm rotor speed 21 rpm Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13.5 m/s Diameter 57 m</p>	
<p>MWT-1000A 1 MW</p>	<p>MITSUBISHI</p>	<p>Stall</p>	<p>Fixed speed</p>	<p>SCIG (4 pole) Voltage 690 V gen. speed 1500 rpm rotor speed 19.8 rpm Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s Rated 12.5 m/s Diameter 61.4 m</p>	

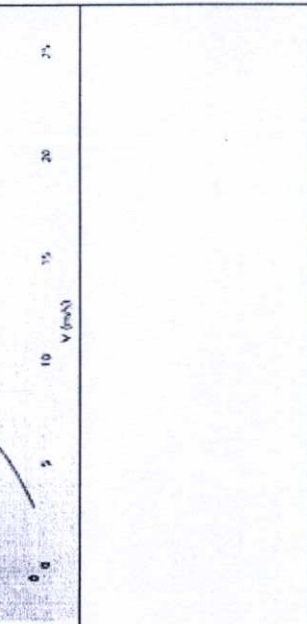
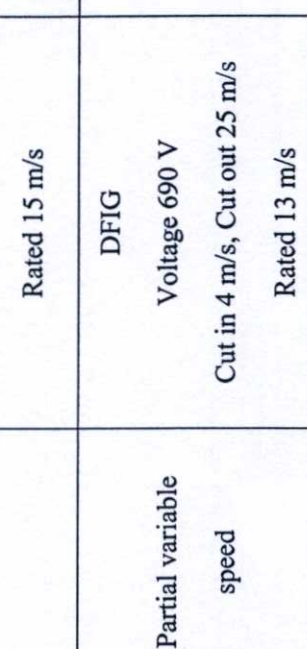
ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

Goldwind 62/1200 1.2 MW	Goldwind (Chi)	Pitch	Full variable speed	DDSG Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s Rated 12 m/s	<p>S.64/1250</p>
S.64/1250 1.25 MW	SUZLON (Ind)	Pitch	Fixed speed	SCIG (4 / 6 pole) Voltage 690 V Two gen. speed 1006/1506 rpm Two rotor speed 20.7 / 13.8 rpm Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s Rated 14 m/s	<p>S.66/1250</p>
S.66/1250 1.25 MW	SUZLON (Ind)	Pitch	Fixed speed	SCIG (4 / 6 pole) Voltage 690 V Two gen. speed 1006/1506 rpm Two rotor speed 20.7 / 13.8 rpm Cut in 3 m/s, Cut out 22 m/s Rated 14 m/s	<p>S.66/1250</p>

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>D-6 1.25 MW</p>	<p>DEWIND (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 2.8 m/s, Rated 12.5 m/s Cut out 25 m/s, (Diameter 62 m) Cut out 23 m/s, (Diameter 64 m)</p>	 <p>The graph shows Power kW on the y-axis (0 to 1400) and Mean wind speed (m/s) on the x-axis (1 to 25). Two curves are shown: D6 - 62m and D6 - 64m. Both curves start at 0, rise to a peak of approximately 1200 kW at 12.5 m/s, and then drop to 0 at 25 m/s. The 64m diameter curve reaches a slightly higher peak of about 1300 kW.</p>
<p>SWT-1.3-62 1.3 MW</p>	<p>SIEMENS (DK)</p>	<p>Active stall</p>	<p>Fixed speed</p>	<p>SCIG Voltage 690 V gen. speed 1500/1000 rpm rotor speed 19/13 rpm Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13-14 m/s</p>	
<p>N-60 1.3 MW</p>	<p>NORDEX (GE)</p>	<p>Stall</p>	<p>Fixed speed</p>	<p>SCIG (6 / 4 pole) Voltage 690 V Two gen. speed 1000/1500 rpm Two rotor speed 12.8 / 19.2 rpm Cut in 3-4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 15 m/s</p>	 <p>The graph shows Power kW on the y-axis (0 to 1400) and Wind speed m/s on the x-axis (1 to 25). The curve starts at 0, rises to a peak of approximately 1200 kW at 12.8 m/s, and then drops to 0 at 25 m/s.</p>

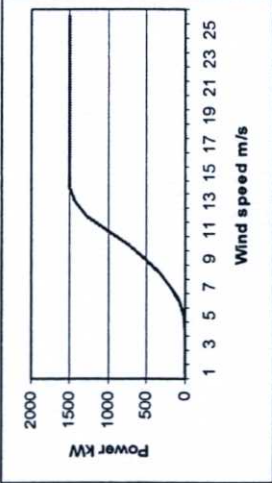
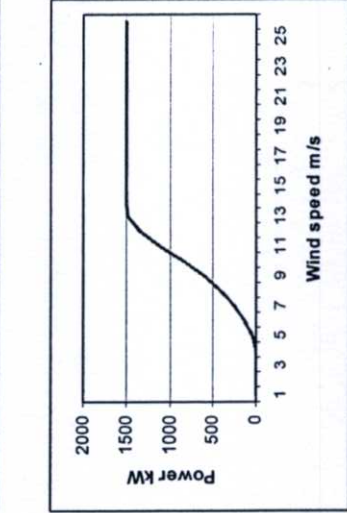
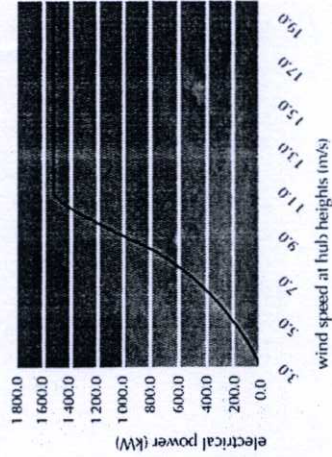
ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>ECOTECNIA 62 1.3 MW</p>	<p>ECOTECNIA</p>	<p>Stall</p>	<p>Fixed speed</p>	<p>SCIG Voltage 690 V Two gen. speed 1012 /1518 rpm Two rotor speed 18.5 rpm Cut in 3-4 m/s, Cut out 25 m/s</p>	
<p>AE-61 1.3 MW</p>	<p>MADE (ES)</p>	<p>Stall</p>	<p>Fixed speed</p>	<p>SCIG (6 / 4 pole) Voltage 690 V Two gen. speed 1010 /1519 rpm Two rotor speed 12.5 / 18.8 rpm Cut in 3.5 m/s, Cut out 25 m/s Rated 15 m/s</p>	
<p>GE 1.5s 1.5 MW</p>	<p>GE WIND (US)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13 m/s</p>	

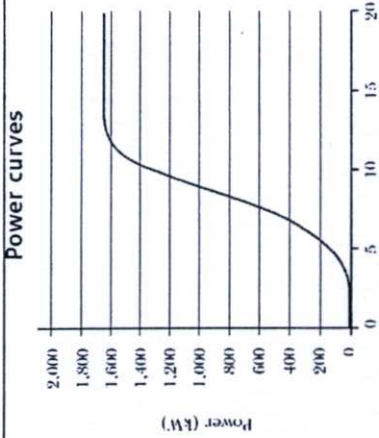
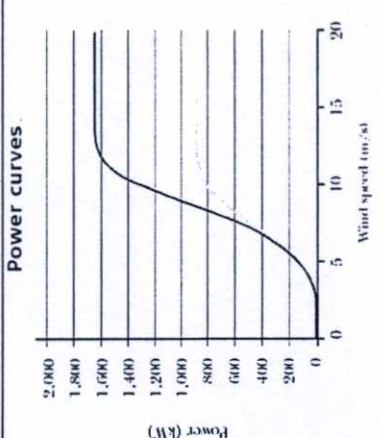
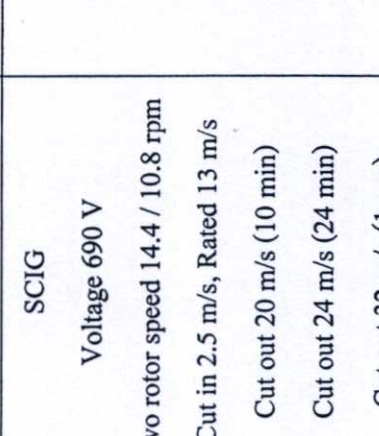
ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

GE 1.5se 1.5 MW	GE WIND (US)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13 m/s	<p>Power Curve</p> <p>— GE 1.5se — GE 1.5sl/sle — GE 1.5s/se m/s</p>
GE 1.5sl (50Hz only) 1.5 MW	GE WIND (US)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 3.5 m/s, Cut out 20 m/s Rated 14 m/s	
GE 1.5sle 1.5 MW	GE WIND (US)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 3.5 m/s, Cut out 25 m/s Rated 14 m/s	
GE 1.5xle 1.5 MW	GE WIND (US)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 3.5 m/s, Cut out 20 m/s Rated 12.5 m/s	

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

S70 1.5 MW	NORDEX (GE)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s gen. speed 1000-1800 rpm Rotor speed 10.6-19.0 rpm	 <p>A line graph showing Power (kW) on the y-axis (0 to 2000) versus Wind speed (m/s) on the x-axis (1 to 25). The power starts at 0 at 3 m/s, rises to a peak of approximately 1800 kW at 12 m/s, and then remains constant at that level up to 25 m/s.</p>
S77 1.5 Mw	NORDEX (GE)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 3 m/s, Rated 11.1 m/s Cut out 20 m/s : (lattice tower) Cut out 25 m/s : (tubular tower) gen. speed 1000-1800 rpm Rotor speed 9.9-17.3 rpm	 <p>A line graph showing Power (kW) on the y-axis (0 to 2000) versus Wind speed (m/s) on the x-axis (1 to 25). The power starts at 0 at 3 m/s, rises to a peak of approximately 1800 kW at 11.1 m/s, and then remains constant at that level up to 25 m/s.</p>
MD77 1.5 MW	REPOWER (GE)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 3.5 m/s, Cut out 20 m/s Rated 12.5 m/s gen. speed 1000-1800 rpm Rotor speed 9.6-17.3 rpm	 <p>A line graph showing electrical power (kW) on the y-axis (0.0 to 1800.0) versus wind speed at hub heights (m/s) on the x-axis (3.0 to 19.0). The power starts at 0 at 3.5 m/s, rises to a peak of approximately 1800 kW at 12.5 m/s, and then remains constant at that level up to 20 m/s.</p>

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

Goldwind 70/1500 1.5 MW	Goldwind (Chi)	Pitch	Full variable speed	DDSG Voltage 690 V Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s Rated 11.8 m/s	
V-82 1.65 MW	VESTUS (DK)	Active stall	Fixed speed	SCIG Voltage 690 V rotor speed 14.4 rpm Cut in 3.5 m/s, Rated 13 m/s Cut out 20 m/s (10 min) Cut out 24 m/s (24 min) Cut out 32 m/s (1 sec)	
V-82 900 kW / 1.65 MW	VESTUS (DK)	Active stall	Active stall Fixed speed	SCIG Voltage 690 V Two rotor speed 14.4 / 10.8 rpm Cut in 2.5 m/s, Rated 13 m/s Cut out 20 m/s (10 min) Cut out 24 m/s (24 min) Cut out 32 m/s (1 sec)	

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>ECOTECNIA 80 1.7 MW</p>	<p>ECOTECNIA</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s gen. speed 1800 rpm Rotor speed 9.7-18.4 rpm</p>	
<p>ECOTECNIA 74 1.7 MW</p>	<p>ECOTECNIA</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s gen. speed 1800 rpm Rotor speed 10-19 rpm</p>	
<p>V-90 1.8 MW</p>	<p>VESTUS (DK)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V rotor speed 9.0-14.9 rpm Cut in 3.5 m/s, Cut out 25 m/s Rated 12 m/s</p>	

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>V-80 2.0 MW</p>	<p>VESTUS (DK)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V rotor speed 9-19 rpm Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 15 m/s</p>	<p>Power curve V80-2.0 MW</p>
<p>V-90 2.0 MW</p>	<p>VESTUS (DK)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V rotor speed 9-19 rpm Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 15 m/s</p>	<p>Power curve V90-3.0 MW</p>
<p>E-82 2 MW</p>	<p>ENERCON (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>DDSG Cut in 2 m/s, Cut out 28-34 m/s Rotor speed 6-19.5 rpm</p>	<p>CALCULATED POWER CURVE</p>

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>G-80 2 MW</p>	<p>GAMESA (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s gen. speed 900-1900 rpm Rotor speed 9.0-19.0 rpm</p>	
<p>G-83 2 MW</p>	<p>GAMESA (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s gen. speed 900-1900 rpm Rotor speed 9.0-19.0 rpm</p>	
<p>G-87 2 MW</p>	<p>GAMESA (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s gen. speed 900-1900 rpm Rotor speed 9.0-19.0 rpm</p>	

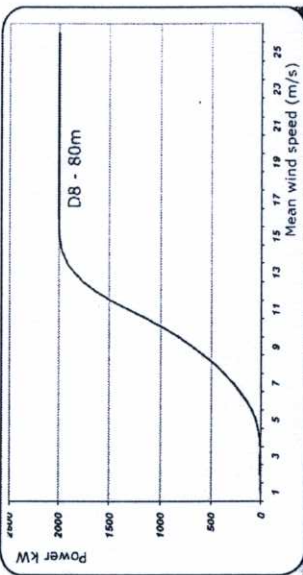
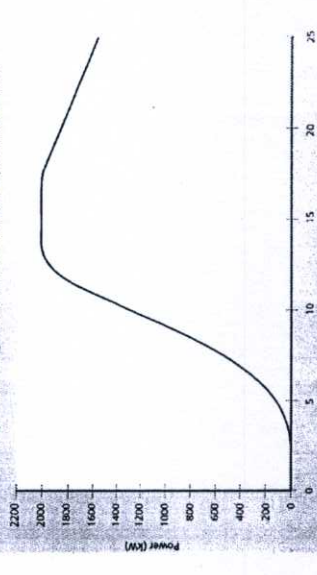
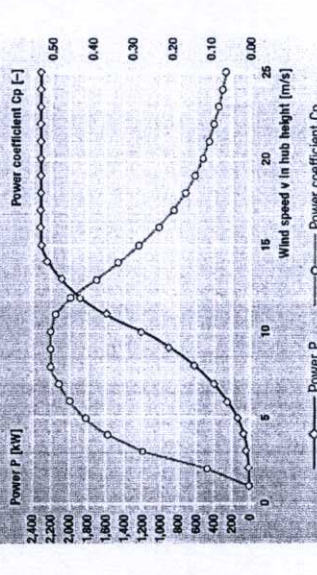
ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>G-90 2 MW</p>	<p>GAMESA (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 3 m/s, Cut out 21 m/s gen. speed 900-1900 rpm Rotor speed 9.0-19.0 rpm</p>	
<p>S.88/2100 2 MW</p>	<p>SUZLON (Ind)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 14 m/s gen. speed 1511-1812 rpm</p>	
<p>AE-90 2 MW</p>	<p>MADE (ES)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>SG (Gear) Voltage 1000 V Cut in 3 m/s, Cut out 25 m/s Rotor speed 7.4-14.8 rpm</p>	

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

MM-70 2 MW	REPOWER (GE)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 3.5 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13.5 m/s gen. speed 900-1800 rpm Rotor speed 10.0-20.0 rpm	<p>electrical power (kW)</p> <p>wind speed at hub height (m/s)</p>
MM-82 2 MW	REPOWER (GE)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 3.5 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13.0 m/s gen. speed 900-1800 rpm Rotor speed 8.5-17.1 rpm	<p>electrical power (kW)</p> <p>wind speed at hub height (m/s)</p>
MM-92 2 MW	REPOWER (GE)	Pitch	Partial variable speed	DFIG Voltage 690 V Cut in 3.0 m/s, Cut out 24 m/s Rated 11.2 m/s gen. speed 900-1800 rpm Rotor speed 7.8-15.0 rpm	<p>electrical power (kW)</p> <p>wind speed at hub height (m/s)</p>


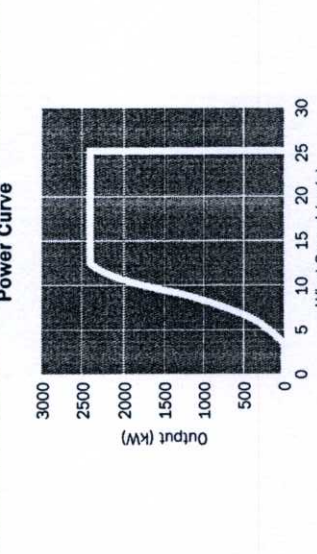
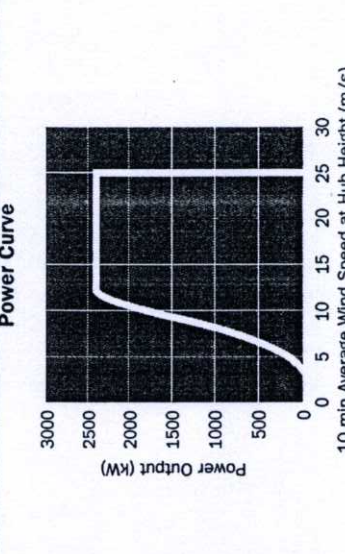
ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>D-8 2 MW</p>	<p>DEWIND (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 3.0 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13.5 m/s gen. speed 900-1800 rpm Rotor speed 11.1-20.7 rpm</p>	
<p>ECOTECNIA 80 2 MW</p>	<p>ECOTECNIA</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 690 V Cut in 3.0 m/s, Cut out 25 m/s gen. speed 1000-1800 rpm Rotor speed 9.7-19.89 rpm</p>	
<p>E-70 2.3 MW</p>	<p>ENERCON (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>DDSG Cut in 2 m/s, Cut out 28-34 m/s Rotor speed 6-21.5 rpm</p>	

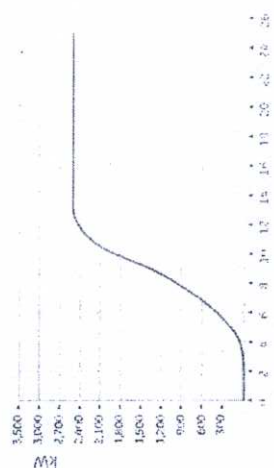
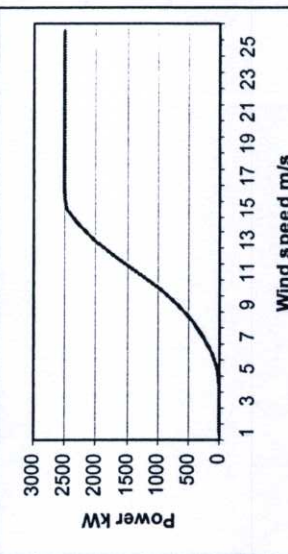
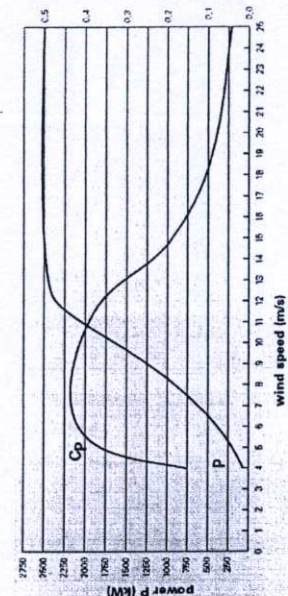
ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>SWT-2.3-82 2.3 MW</p>	<p>SIEMENS (DK)</p>	<p>Active stall</p>	<p>Fixed speed</p>	<p>SCIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13-14 m/s gen. speed 1500/1000 rpm Rotor speed 17/11 rpm</p>	
<p>SWT-2.8-82 VS 2.3 MW</p>	<p>SIEMENS (DK)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>SCIG Voltage 690 V Cut in 3-5 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13-14 m/s Rotor speed 6-18 rpm</p>	
<p>SWT-2.3-82 2.3 MW</p>	<p>SIEMENS (DK)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>SCIG Voltage 690 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13-14 m/s gen. speed 1500 rpm Rotor speed 6-16 rpm</p>	

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>N-90 2.3 MW</p>	<p>NORDEX (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 660 V Cut in 3.0 m/s, Cut out 25 m/s Rated 13 m/s gen. speed 740-1310 rpm Rotor speed 9.6-16.9 rpm</p>	
<p>MWT 92/2.4 2.4 MW</p>	<p>MITSUBISHI</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 660 V Cut in 3.0 m/s, Cut out 25 m/s Rated 12.5 m/s Rotor speed 9-16.9 rpm Diameter 92 m</p>	
<p>MWT 95/2.4 2.4 MW</p>	<p>MITSUBISHI</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 660 V Cut in 3.0 m/s, Cut out 25 m/s Rated 12.5 m/s Rotor speed 9-16.9 rpm Diameter 95 m</p>	

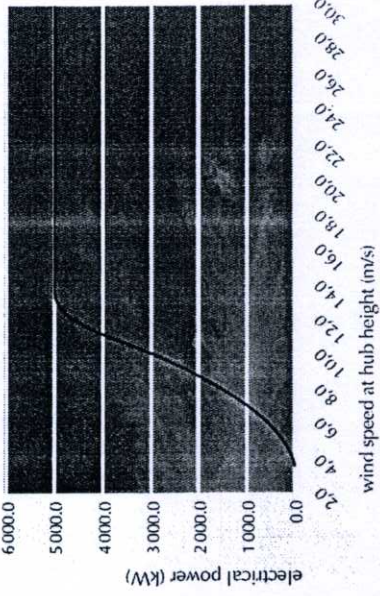
ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>GE 2.5x1 2.5 MW</p>	<p>GE WIND (US)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>SG (Gear) Cut in 3.5 m/s, Cut out 25 m/s Rated 12.5 m/s</p>	<p>Power Curve</p> 
<p>N-80 2.5 MW</p>	<p>NORDEX (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 660 V Cut in 3.0 m/s, Cut out 25 m/s Rated 15 m/s gen. speed 740-1310 rpm Rotor speed 10.9-19.1 rpm</p>	
<p>N-90 2.5 MW</p>	<p>NORDEX (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 660 V Cut in 3.0 m/s, Cut out 25 m/s Rated 14 m/s gen. speed 740-1310 rpm Rotor speed 9.6-14.9 rpm</p>	

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>V-90 3 MW</p>	<p>VESTAS (DK)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 1000 V Cut in 4 m/s, Cut out 25 m/s Rated 15 m/s rotor speed 8.6-18.4 rpm</p>	
<p>ECOTECNIA 100 3 MW</p>	<p>ECOTECNIA</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 660 V Cut in 3.0 m/s, Cut out 25 m/s gen. speed 1000-1800 rpm Rotor speed 7.5-14.25 rpm</p>	
<p>GE 3.6sl 3.6 MW (Offshore)</p>	<p>GE WIND (US)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Voltage 660 V Cut in 3.5 m/s, Cut out 27 m/s Rated 14 m/s Rotor speed 8.5-15.3 rpm</p>	

ภาคผนวก ก ตารางแสดง รายละเอียดข้อมูลรุ่น, ขนาด และรายชื่อบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน (ต่อ)

<p>SWT-3.6-107 3.6 MW</p>	<p>SIEMENS (DK)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Full variable speed</p>	<p>SCIG Voltage 690 V Cut in 3-5 m/s, Cut out 25 m/s Rated 12-14 m/s gen. speed 1500 rpm Rotor speed 5-13 rpm</p>	
<p>5M 5 MW (Onshore / Offshore)</p>	<p>REPOWER (GE)</p>	<p>Pitch</p>	<p>Partial variable speed</p>	<p>DFIG Rated rotor voltage 660 V Rated stator voltage 950 V Cut in 3.5 m/s, Rated 13.0 m/s Cut out 25.0 m/s, (onshore) Cut out 30.0 m/s, (offshore) gen. speed 670-1170 rpm Rotor speed 6.9-12.1 rpm</p>	

ภาคผนวก ข

ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์



The EECON-30 Conference Joins the Eightieth Birthday Anniversary

Celebration of His Majesty the King Bhumibol Adulyadej

30th Electrical Engineering Conference

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 30

หนังสือรวมบทความที่นำเสนอในการประชุม 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 โรงแรมเพลิกซ์ ริเวอร์แคว รีสอร์ท กาญจนบุรี

25 - 26 ตุลาคม 2550



FACULTY OF ENGINEERING
KMUTT
EECON - 30



การศึกษาระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมในระบบไฟฟ้ากำลัง

The Study of Electrical Energy Generation System on Wind Energy in Power Systems

พิชัย เมืองประทุม เชาวน์ ชมภูอินทิว วรวัฒน์ ตั้งศรีอนุกุล มณฑล ฉลาดจินดาไกรฤกษ์ ชัย ชมภูอินทิว

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ถนนฉลองกรุง แขวงลาดกระบัง เขตลาดกระบัง กรุงเทพฯ 10520

โทรศัพท์ 0-2326-4550 โทรสาร 0-2326-4550 E-mail: s9060258@kmitl.ac.th, kcchai@kmitl.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอเกี่ยวกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้า จากพลังงานลมโดยทำการศึกษาเปรียบเทียบ ระหว่างเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม 2 ชนิดหลัก ที่นิยมใช้งานมากที่สุดในปัจจุบัน ซึ่งประกอบด้วย กังหันลมความเร็วคงที่ที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก (Squirrel Cage Induction Generator, SCIG) และกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับเบิลเฟด (Doubly Fed Induction Generator, DFIG) ในบทความ ได้จำลองระบบการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย เพื่อเปรียบเทียบสมรรถนะของกังหันลมทั้ง 2 ชนิด โดยใช้ MATLAB & Simulink การศึกษาในครั้งนี้ครอบคลุมถึงสมรรถนะในการทำงานของกังหันลมในระหว่างที่มีความเร็วลมคงที่และเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลม นอกจากนี้ ยังพิจารณาในสภาวะเมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่วงจรจ่ายอีกด้วย ซึ่งจากผลของการจำลองระบบแสดงให้เห็นว่า ระบบของ DFIG ที่มีการควบคุมโดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (Converter) จะมีสมรรถนะการทำงานโดยรวมทั้งดีกว่า SCIG ระหว่างที่เกิดสิ่งรบกวนขึ้นในวงจรจ่าย และเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลม

คำสำคัญ : ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้า, กังหันลม, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, ระบบจำหน่าย

Abstract

This paper presents an electrical energy generation system on wind energy. The comparison of two most commonly used technologies which are a traditional constant speed type wind turbine with squirrel-cage induction generator (SCIG) and a variable speed wind turbine equipped with doubly-fed induction generator (DFIG). For a simulation system, each turbine's technology is connected to a distribution system for performances comparison via MATLAB & Simulink software. The study is to investigate the characteristic of wind turbine during a constant wind speed condition, a variable speed wind condition, and a power system network under fault condition.

Simulation result reveals that DFIG wind system controlling by power electronics converter show a superior performance compare to a SCIG type for all network conditions.

Keywords: electrical energy generation system, wind turbine, generator, distribution system

1. บทนำ

พลังงานไฟฟ้ามีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งในการดำรงชีวิต ซึ่งในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบัน จะเป็นการผลิตจากพลังงานที่ใช้เชื้อเพลิงจากฟอสซิล เช่น น้ำมัน, ถ่านหิน และ ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นพลังงานที่ใช้แล้วหมดไป และต้องใช้เวลานานที่จะสร้างขึ้นใหม่ ทำให้พลังงานเหล่านี้มีราคาสูงขึ้น อีกทั้งพลังงานดังกล่าวยังก่อให้เกิดมลภาวะกับสิ่งแวดล้อม ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่ต้องหาพลังงานทดแทนรูปแบบอื่นมาแทนที่ สำหรับประเทศไทย พลังงานลมเป็นแหล่งพลังงานทดแทนธรรมชาติอีกรูปแบบหนึ่งที่สามารถนำมาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ และไม่ก่อให้เกิดมลพิษแก่สิ่งแวดล้อม ดังนั้น บทความนี้จึงได้นำเสนอถึงระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยกังหันลม ซึ่งเทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมแต่ละชนิด จะมีสมรรถนะในการทำงานที่แตกต่างกัน ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องศึกษาเทคโนโลยีต่างๆเหล่านี้ประกอบการพิจารณา เพื่อจะได้เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมก่อนนำมาติดตั้งใช้งานในระบบไฟฟ้ากำลังต่อไป

2. หลักการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า

หลักการทำงานโดยทั่วไป ของกังหันลมจะประกอบด้วยสองขบวนการหลักในการปรับเปลี่ยนพลังงานนั่นคือ ขบวนการปรับเปลี่ยนพลังงานกลในการเคลื่อนไหวของลม ไปเป็นแรงบิดทางกลโดยโรเตอร์ และส่งผ่านกำลังโดยเพลลา และขบวนการปรับเปลี่ยนแรงบิดทางกลที่ได้จากเพลลาขับ ไปเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งกำลังงานที่ได้จากลมโดยกังหันลม จะเป็นไปตามสมการที่ (1) และ (2) [1-2]

$$P_{\text{wind}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

และ $P_{turbine} = C_p P_{wind} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$ (2)

- โดย $P_{turbine}$ คือ กำลังงานที่ได้จากกังหันลม (W)
- C_p คือ สัมประสิทธิ์กำลังงาน
- P_{wind} คือ กำลังงานที่ได้จากลม (W)
- ρ คือ ความหนาแน่นของอากาศ (kg/m^3)
- A คือ พื้นที่หน้าตัด (m^2)
- v คือ ความเร็วลม (m/s)

3. เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม

ในปัจจุบันเทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม ที่มีการประยุกต์ใช้งานในกังหันลมมากที่สุด ประกอบไปด้วย กังหันลมความเร็วคงที่ที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก (SCIG) และ กังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับลิเฟด (DFIG) ทั้งสองชนิดมีข้อเด่นและข้อด้อย ที่แตกต่างกัน โดยสามารถพิจารณาได้ดังแสดงในตารางที่ 1 [3-4]

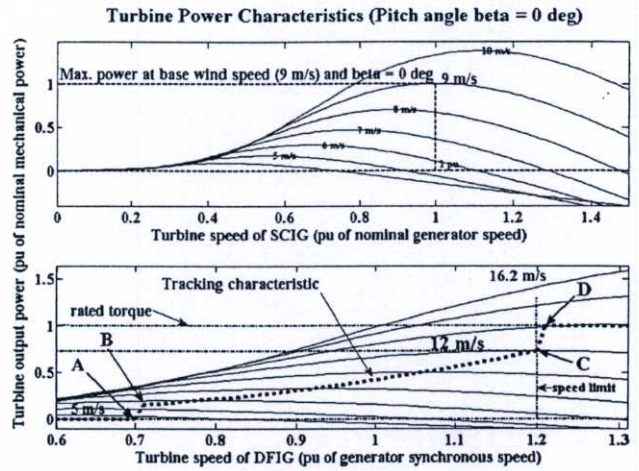
ตารางที่ 1 การเปรียบเทียบข้อเด่นและข้อด้อยของเทคโนโลยีทั้ง 2 ชนิด

ข้อเปรียบเทียบ		SCIG	DFIG
ราคา		✓	✗
ขนาด และ น้ำหนัก		✓	✗
เสียงรบกวนจากใบพัด		✗	✓
การเปลี่ยนแปลงความเร็ว		✗	✓
ความน่าเชื่อถือ และการบำรุงรักษา	แรงดัน	✓	✗
	ความเครียดทางกล	✗	✓
	ความยุ่งยากซับซ้อน	✓	✗
คุณภาพของกำลังไฟฟ้า	การแกว่ง	✗	✓
	การควบคุมแรงดัน และ ความถี่ของจ่าย	✗	✓
	ฮาร์โมนิกส์	✓	✗
ประสิทธิภาพทางอากาศพลศาสตร์	✗	✓	
แรงดันไฟฟ้าเมื่อวงจรจ่ายเกิดฟอลต์	✗	✓	

หมายเหตุ : ✓ คือ ข้อเด่นของเทคโนโลยี, ✗ คือ ข้อด้อยของเทคโนโลยี

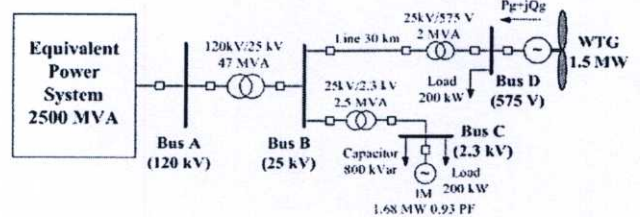
4. การจำลองระบบการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย

ในการจำลองระบบ เป็นการเปรียบเทียบสมรรถนะของกังหันลม 2 ชนิด คือ SCIG และ DFIG ขนาด 1.5 MW ที่ใช้ในระบบ 60 Hz ภายใต้ระบบไฟฟ้าทั้งที่มีและไม่มีสิ่งรบกวนเกิดขึ้น ซึ่งกังหันลมทั้ง 2 ชนิด จะมีคุณลักษณะกำลังของแรงบิดและความเร็วที่ต่างกัน ดังแสดงในรูปที่ 1 โดย DFIG ได้รับการควบคุมตามเส้นโค้ง ABCD และช่วงการทำงานที่ได้พลังงานสูงสุดจากกังหันลมนั้นคือ ระหว่างจุด B และ C ซึ่งเป็นขอบเขตการทำงานระหว่างความเร็วลมต่ำถึงปานกลาง



รูปที่ 1 คุณลักษณะแรงบิด- ความเร็วของกังหันลมชนิด SCIG และ DFIG

การจำลองระบบเป็นการนำกังหันลม SCIG และ DFIG เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายที่บัส B (25 kV) ซึ่งเป็นบัสหลักแรงดันขนาดกลาง (Main Medium Voltage Bus) ด้วยสายป้อนความยาว 30 km และส่งต่อกำลังไฟฟ้าไปยังวงจรถายที่บัส A (120 kV) ที่เป็นระบบไฟฟ้ากำลังสมมูลขนาด 2500 MVA สำหรับบัส C (2.3 kV) เป็นโรงงานขนาด 2 MVA ที่ประกอบด้วยโหลดมอเตอร์เหนี่ยวนำขนาด 1.68 MW ที่ 0.93 PF และโหลดความต้านทาน 200 kW เชื่อมต่อด้วยสายป้อนเข้ากับบัส B (25 kV) และที่บัส D (575 V) ซึ่งเป็นบัสที่กังหันลมติดตั้งอยู่จะมีโหลดขนาด 200 kW เชื่อมต่อเข้าด้วย แผนภาพเส้นเดียวของระบบนี้แสดงให้เห็นดังในรูปที่ 2 โดยจำลองระบบด้วยโปรแกรม MATLAB & Simulink การจำลองระบบการทำงานของกังหันลมแบ่งออกเป็น 4 กรณีคือ กรณีที่ 1 เมื่อความเร็วลมมีค่าคงที่ กรณีที่ 2 เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมอย่างทันทีทันใด กรณีที่ 3 เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่วงจรถาย และความเร็วลมมีค่าคงที่ กรณีที่ 4 เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่วงจรถาย และมีการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมอย่างทันทีทันใด ฟอลต์ที่เกิดขึ้นที่วงจรถายเป็นการจำลองการเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสสมมูลขึ้นที่บัส D (575 V) ที่เวลา $t = 5$ s ฟอลต์จะเคลียร์หลังจากเวลาผ่านไป 9 ไซเคิล (cycle) หรือ 0.15 s



รูปที่ 2 แผนภาพเส้นเดียวที่มีการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย

5. ผลการจำลองและการวิเคราะห์ผล

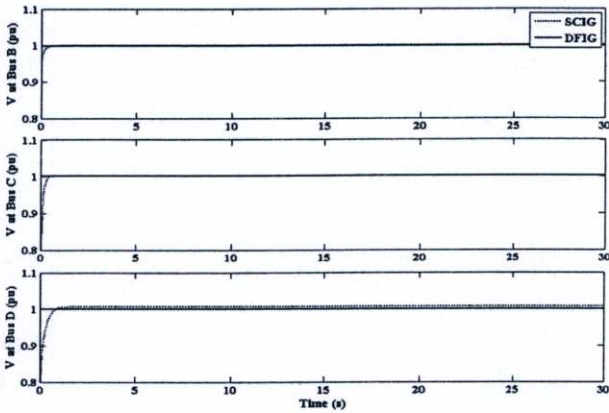
ในส่วนนี้ แสดงการวิเคราะห์เปรียบเทียบถึงสมรรถนะการทำงานของกังหันลม 2 ชนิด ทั้ง 4 กรณี ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

โดยแสดงให้เห็นถึง ผลกระทบและความเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นของแรงดัน (V) ที่บัส รวมทั้งการผลิตกำลังแอกทีฟ (P), การบริโภคลกำลังรีแอกทีฟ (Q) และความเร็วโรเตอร์ (ω_r) ของกังหันลม

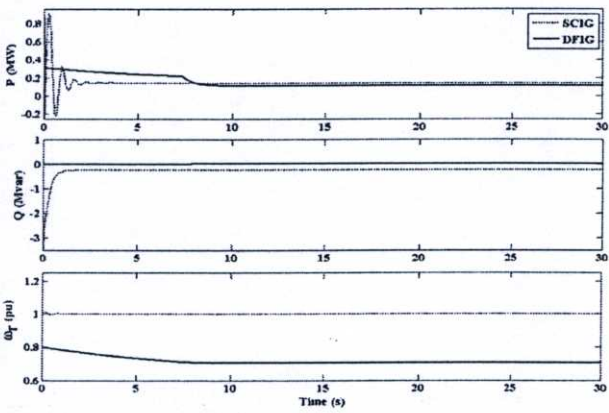
ผลการจำลองในรูปที่ 3 และ 4 พบว่า SCIG และ DFIG มีผลกระทบที่เกิดขึ้นกับ V ทั้ง 3 บัส น้อยมาก เนื่องจากมีความเร็วลมค่อนข้างต่ำและคงที่ ส่วนการผลิต P โดยเฉลี่ยแล้วใกล้เคียงกัน ซึ่ง SCIG จะมียมากกว่า DFIG เล็กน้อยแต่ SCIG จะมีการบริโภคล Q เกิดขึ้น

ผลการจำลองรูปที่ 5 พบว่าการผลิต P ของ SCIG อยู่ที่ 1.5 MW ซึ่งเป็นค่าสูงสุดของกำลังการผลิตที่ความเร็วลม 9 m/s ส่วน DFIG จะอยู่ในช่วง 0.3 ถึง 0.6 MW ที่ความเร็วลม 6 ถึง 10 m/s ซึ่งเป็นไปตามคุณลักษณะการทำงานของ SCIG และ DFIG โดย DFIG จะได้รับการควบคุมตามเส้นโค้ง ABCD โดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (converter) (ดังในรูปที่ 1) และจะเห็นได้ว่าขณะที่ SCIG มีการผลิต P ที่ค่าสูงที่สุดนั้น การบริโภคล Q ก็สูงตามเช่นกัน ส่วน DFIG จะไม่มีการบริโภคล Q เนื่องจากมีการชดเชยให้โดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (converter)

ผลการจำลองในรูปที่ 6 และ 7 พบว่า SCIG มี V ที่บัส D ลดต่ำลงเป็น 0.8 pu. ส่วนบัส B และ C มี V ลดต่ำลงเล็กน้อย จนถึงช่วงเวลา



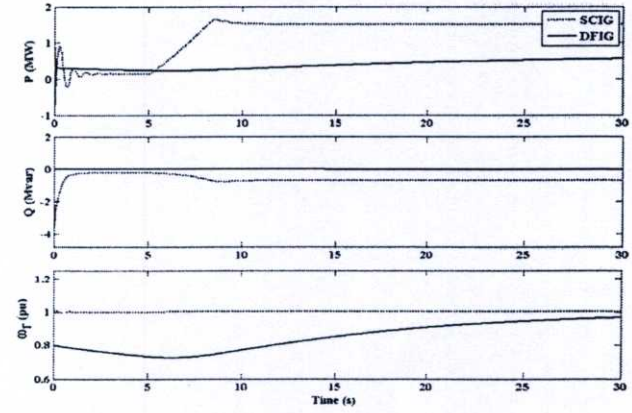
รูปที่ 3 การเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s



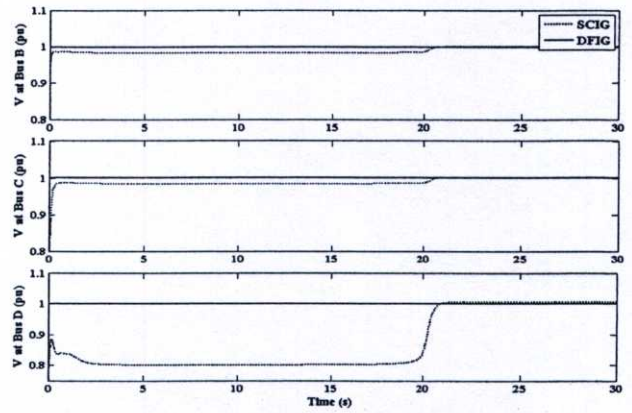
รูปที่ 4 การเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภคล Q และ ω_r ของกังหันลมขณะความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s

$t = 20$ s V ที่บัสจึงเริ่มเข้าสู่สภาวะคงตัวที่ 1 pu. ซึ่งผลกระทบดังกล่าวนี้เกิดจากการที่มีลมกระโชกแรงเกิดขึ้นทำให้ ω_r ของ SCIG มีค่าสูงขึ้นตาม ขณะเดียวกันการผลิต P ก็เกิดการแกว่งขึ้นเป็นผลให้มีการบริโภคล Q เกิดขึ้นสูง จึงส่งผลให้เกิดการลดลงของ V ที่บัส จนถึงช่วงเวลา $t = 20$ s เมื่อ ω_r ลดต่ำลงตามความเร็วลมจึงเริ่มเข้าสู่สภาวะคงตัว ส่วนในระบบของ DFIG จะมีการทำงานที่ค่อนข้างคงตัวไม่มีผลกระทบเกิดขึ้นเนื่องจากได้รับการควบคุมโดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (converter)

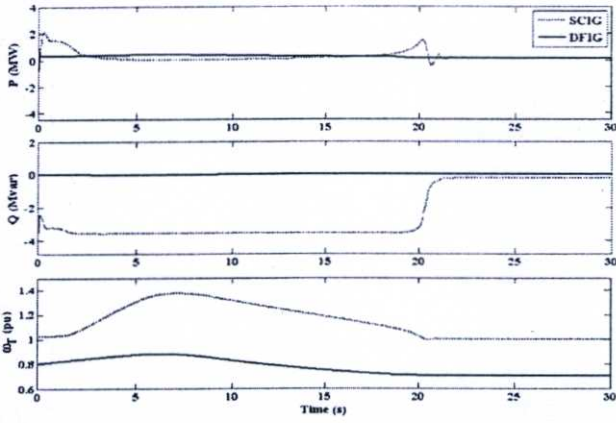
ผลการจำลองในรูปที่ 8, 9 และ 10 พบว่า SCIG และ DFIG มีผลกระทบเกิดขึ้นกับ V ที่บัส โดยที่บัส D มีผลกระทบมากที่สุด เนื่องจากเป็นบัสที่เกิดฟลัดชั่น ซึ่ง SCIG จะเกิดการแกว่งขณะเกิดฟลัดชั่นมากกว่า DFIG และกลับเข้าสู่สภาวะคงตัวหลังเกิดฟลัดชั่นได้ช้ากว่า DFIG และเมื่อพิจารณาผลการจำลองรูปที่ 10 พบว่า SCIG จะไม่มีการผลิต P เนื่องจากมีความเร็วลมเริ่มต้นสูงเกินค่าคุณลักษณะการทำงานของกังหันลม (ดังในรูปที่ 1) แต่จะมีการบริโภคล Q สูงมาก ทั้งก่อนและหลังเกิดฟลัดชั่นเนื่องจาก ระบบการชดเชย Q ของ SCIG มีการตอบสนองได้ไม่ดี



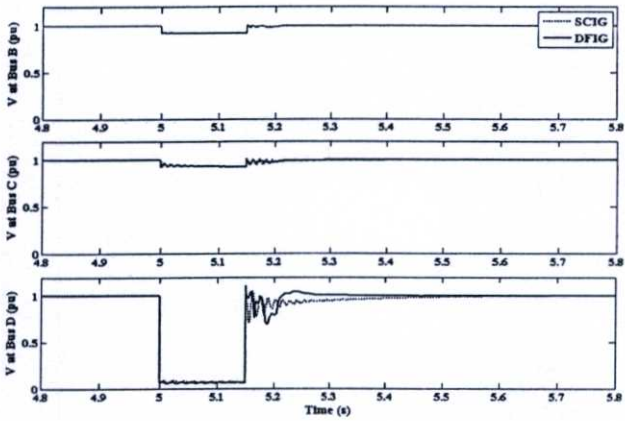
รูปที่ 5 การเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภคล Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 6 m/s เป็น 10 m/s ที่เวลา $t = 5$ s



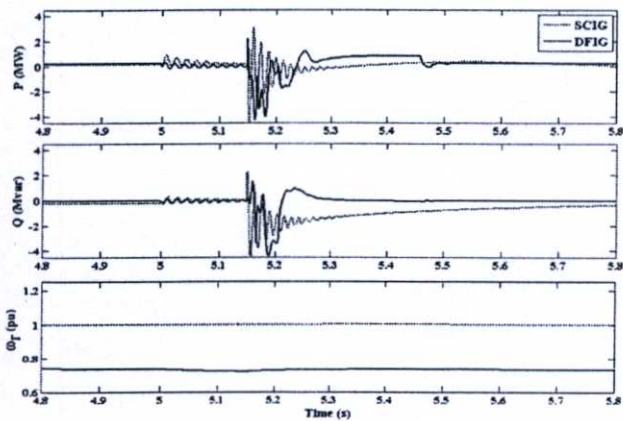
รูปที่ 6 การเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5$ s



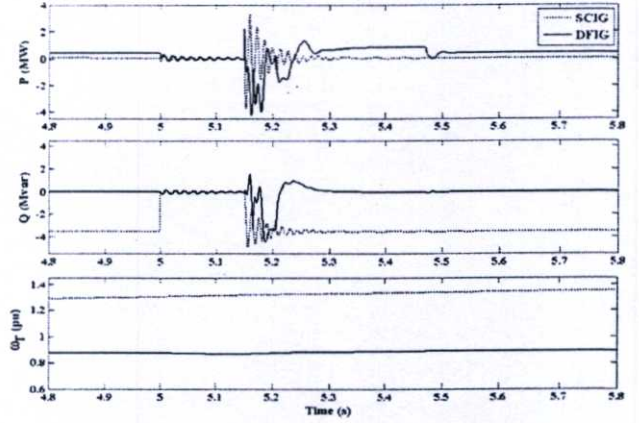
รูปที่ 7 การเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภค Q และ ω_r ของกังหันลม ขณะเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5$ s



รูปที่ 8 การเปรียบเทียบ V ที่บัส ขณะเกิดฟลัดขึ้นที่วงจรจ่าย ที่เวลา $t = 5$ s และความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s



รูปที่ 9 การเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภค Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดฟลัดขึ้นที่วงจรจ่าย ที่เวลา $t = 5$ s และความเร็วลมมีค่าคงที่ เป็น 6 m/s



รูปที่ 10 การเปรียบเทียบการผลิต P, การบริโภค Q และ ω_r ของกังหันลมขณะเกิดฟลัดขึ้นที่วงจรจ่าย ที่เวลา $t = 5$ s และเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมทันทีทันใดจาก 10 m/s เป็น 6 m/s ที่เวลา $t = 5.3$ s

6. สรุป

บทความนี้นำเสนอระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยกังหันลมที่มีการประยุกต์ใช้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ชนิด ที่นิยมใช้งานมากที่สุดในปัจจุบัน ประกอบด้วยกังหันลมความเร็วคงที่ที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก (SCIG) และกังหันลมความเร็วปรับเปลี่ยนได้ที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบดับลิเฟด (DFIG) ซึ่งในส่วนของการทำงานของระบบ เป็นการเปรียบเทียบให้เห็นถึงสมรรถนะของกังหันลมทั้ง 2 ชนิด เมื่อมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย ในการจำลองการทำงานของกังหันลม แสดงให้เห็นถึงผลกระทบและความเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นของแรงดัน (V) ที่บัส รวมทั้งการผลิตกำลังแอกทีฟ (P), การบริโภคกำลังรีแอกทีฟ (Q) และความเร็วโรเตอร์ (ω_r) ของกังหันลมทั้ง 2 ชนิด ในสภาวะระหว่างที่มีความเร็วลมคงที่และเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลม และเมื่อเกิดฟลัดขึ้นที่วงจรจ่าย ซึ่งจากผลของการจำลองระบบแสดงให้เห็นว่า ในระบบของ DFIG ที่มีการควบคุมโดยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (Converter) จะมีสมรรถนะการทำงานโดยรวมที่ดีกว่า SCIG ระหว่างที่เกิดสิ่งรบกวนขึ้นในวงจรจ่ายและเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลม

เอกสารอ้างอิง

- [1] Siegfried H. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. London : John Wiley & Sons. 2006.
- [2] Lubosny Z. *Wind turbine Operation in Electric Power Systems*. Berlin : Springer-Verlag. 2003.
- [3] Thomas Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. London : John Wiley & Sons. 2005.
- [4] Slootweg J.G. 2003. "Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics." Ph.D. Thesis of Delft University of Technology.

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายพิชัย เมืองประทุม เกิดที่อำเภอบ้านไผ่ จังหวัดขอนแก่น สำเร็จการศึกษาปริญญาตรีวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วศ.บ.) สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จากภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ในปีการศึกษา 2548 และเข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโท หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วศ.ม.) สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ที่ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ตั้งแต่ภาคการศึกษาที่ 2 ปีการศึกษา 2549