

การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมด้วยการประมวลสัญญาณ
จากอุปกรณ์วัดลมบนกังหันลมเทียบกับกำลังการผลิตเพื่อกำหนดทิศรอลม



ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน
มหาวิทยาลัยแม่โจ้
พ.ศ. 2562

การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมด้วยการประมวลสัญญาณ
จากอุปกรณ์วัดลมบนกังหันลมเทียบกับกำลังการผลิตเพื่อกำหนดทิศรอลม



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของความสมบูรณ์ของการศึกษาตามหลักสูตร

ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน

สำนักบริหารและพัฒนานิชาการ มหาวิทยาลัยแม่โจ้

พ.ศ. 2562

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยแม่โจ้

การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมด้วยการประมวลสัญญาณ
จากอุปกรณ์วัดลมบนกังหันลมเทียบกับกำลังการผลิตเพื่อกำหนดทิศกลม

พรวี เกิดเกตุ

วิทยานิพนธ์นี้ได้รับการพิจารณาอนุมัติให้เป็นส่วนหนึ่งของความสมบูรณ์ของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน

พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษา

อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธนศ ไชยชนะ)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วีรพล จิรจรีต)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(รองศาสตราจารย์ ดร.จอมภพ แววศักดิ์)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

ประธานอาจารย์ผู้รับผิดชอบหลักสูตร

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธนศ ไชยชนะ)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

สำนักบริหารและพัฒนาวิชาการรับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์ ดร.ญาณิน โอภาสพัฒนกิจ)

รักษาการแทนรองอธิการบดี ปฏิบัติการแทน

อธิการบดีมหาวิทยาลัยแม่โจ้

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

| | |
|----------------------|---|
| ชื่อเรื่อง | การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมด้วยการประมวลสัญญาณจากอุปกรณ์วัดลมบนกังหันลมเทียบกับกำลังการผลิตเพื่อกำหนดทิศรอลม |
| ชื่อผู้เขียน | นางสาวพรวี เกิดเกตุ |
| ชื่อปริญญา | วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน |
| อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก | ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรัชช์ อรรถเวชกุล |

บทคัดย่อ

ปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเพิ่มขึ้นจาก 507.04 MW ในปี พ.ศ. 2559 เป็น 627.82 MW ในปี พ.ศ. 2560 และมีแนวโน้มมากขึ้น เนื่องจากพลังงานลมเป็นพลังงานหมุนเวียนและเป็นพลังงานสะอาด อย่างไรก็ตาม การลงทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมยังจัดว่าสูงเมื่อเทียบกับพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่น ดังนั้นการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจึงถือเป็นหนึ่งแนวทางที่ช่วยลดระยะเวลาคืนทุนของผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ ดังนี้ ความต่อเนื่องของลม (Continuity) ทิศของลมที่ตรงกับหน้ากังหัน (Wind direction) และความเร็วม (Wind speed) อย่างไรก็ตามปัจจัยที่สามารถควบคุมเพื่อให้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้มากขึ้นคือการกำหนดทิศของหน้ากังหันให้ตรงกับทิศของลม ซึ่งในขั้นตอนการปรับทิศของหน้ากังหันให้ตรงกับทิศของลมนั้นจะใช้เวลาประมาณ 5 ถึง 10 นาที ขึ้นอยู่กับตำแหน่งของหน้ากังหันก่อนหยุดทำงาน งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาการกำหนดทิศรอลมของกังหันลมโดยใช้วิธี Method of Huge error ในการคัดกรองฐานข้อมูลเพื่อให้อยู่ในฐานข้อมูลเดียวกันและใช้ค่าเฉลี่ยเลขคณิตของทิศลมมากำหนดทิศรอลมเพื่อช่วยลดเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลม ผลการวิจัยพบว่า การกำหนดทิศรอลมของกังหันลมโดยใช้ค่าเฉลี่ยเลขคณิตของทิศลมสามารถลดเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลมหรือช่วยเพิ่มเวลาในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลม การผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันลมจากเดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2561 เพิ่มขึ้น 1,830 นาที คิดเป็นกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นเท่ากับ 7,332 kWh เมื่อเทียบกับข้อมูลที่บันทึกได้จากระบบ SCADA ดังนั้นวิธีการที่นำเสนอนี้สามารถใช้กำหนดทิศรอลมให้กับกังหันลมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าได้

คำสำคัญ : กังหันลม, ทิศลม, Huge error, ค่าเฉลี่ยเลขคณิต

| | |
|---------------------------------------|--|
| Title | INCREASING WIND POWER GENERATION EFFICIENCY BY USING WIND SIGNAL PROCESSING EQUIPMENT ON WIND TURBINE COMPARED WITH THE POWER CAPACITY FOR CONTROLLING THE WAITING WIND DIRECTIONS |
| Author | Miss Ponrawee Koetket |
| Degree | Master of Engineering in Renewable Energy Engineering |
| Advisory Committee Chairperson | Assistant Professor Dr. Yingrak Auttawaitkul |

ABSTRACT

At present Thailand is able to generate electricity in excess of 10,000 MW from renewable energy – biomass, water, sunlight, and others. One of the reasons renewable energy is used for generating electricity because it is clean energy e.g. wind power. In 2016 the country could generate electricity from wind power at 507.04 MW and reaching 627.82 MW in 2017. However, the investment in generating electricity from wind power is high compared to other forms of renewable energy. Therefore, increasing the efficiency of generating electricity from wind power a benefit in order to increase the rate of returns to the company. The efficiency in generating electricity by wind turbine depends on the following factors: wind continuity, wind direction, and wind speed. The direction setting of the wind turbine to face the wind direction (5-10 minutes) is one factor which can increase the efficiency in electrical generating. This study investigated the setting of wind waiting direction by using method of huge error for screening database to be in the same database. Besides, arithmetic mean score of the wind direction is used to set the wind waiting direction to reduce the time of the adjustment of the wind turbine to the wind direction. Results of the study revealed that the setting of wind waiting direction by using the arithmetic mean score helps increase the time for electrical generating for

1,830 minutes or 7,332 kWh (January-December, 2018). In other words, the electrical generating power increases 0.172% when compared to data from SCADA system.

Keywords : wind turbine wind direction huge error arithmetic mean



กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี โดยได้รับคำชี้แนะที่มีคุณค่าเป็นอย่างยิ่งจากคณาจารย์หลายท่าน และการสนับสนุนเงินทุนในการทำงานวิจัยจากหลายหน่วยงาน

ขอขอบพระคุณวิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ ที่มอบทุนอุดหนุนการศึกษาผ่าน “โครงการผลิตและพัฒนาศัภษาภาพทางด้านพลังงานทดแทนในกลุ่มประเทศอาเซียน สำหรับนักศึกษา ระดับบัณฑิตศึกษา ประจำปีการศึกษา 2559”

ขอขอบพระคุณความอนุเคราะห์ คำแนะนำและความช่วยเหลือจากบุคคลหลายฝ่าย โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กมล จิรเสรีอมรกุล ภาควิชาวิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์และโทรคมนาคม คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ที่ให้เกียรติเป็นประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรัช อรรถเวชกุล ที่กรุณาให้เกียรติเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาหลัก ช่วยตรวจสอบความเหมาะสม ความเรียบร้อยของเนื้อหางานวิจัย ให้คำปรึกษาและช่วยแก้ไขข้อบกพร่องและปัญหาต่างๆ ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธเนศ ไชยชนะ วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วีรพล จิรจรีต ภาควิชาวิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์และโทรคมนาคม คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี รองศาสตราจารย์ ดร. จอมภพ แววศักดิ์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ ที่กรุณาให้เกียรติเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ที่คอยแนะนำและช่วยเหลือจนวิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี รวมถึงผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สมถวิล ชันเขตต์ สาขาวิชาคณิตศาสตร์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุบลราชธานี ที่คอยแนะนำในเรื่องของหลักการทางด้านคณิตศาสตร์ที่ประยุกต์ใช้กับการแก้ปัญหาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอขอบพระคุณศูนย์บริการวิชาการที่ 7 (จังหวัดเชียงใหม่) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ที่เอื้อเพื่อสถานที่สำหรับใช้ในการศึกษา และบริษัท อิตาลีไทยวิศวกรรม จำกัด ที่ให้ความอนุเคราะห์ด้านข้อมูลสำหรับการทำวิทยานิพนธ์ในครั้งนี้

ขอขอบพระคุณคณาจารย์หลายท่านที่ได้กล่าวชื่อในครั้งนี้ เจ้าหน้าที่วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ทุกท่านที่ให้ความสะดวกตลอดการดำเนินงานวิจัย รวมถึงเพื่อน และญาติมิตรทุกท่านที่ไม่สามารถจะกล่าวไว้ในนี้ได้หมด สำหรับความช่วยเหลือและกำลังใจเสมอมา คุณประโยชน์อันใดที่เกิดจากงานวิจัยนี้ย่อมเป็นผลมาจากความกรุณาของท่านดังกล่าวข้างต้น ผู้วิจัยซาบซึ้งเป็นอย่างยิ่ง จึงใคร่ขอขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

พรวี เกิดเกตุ



สารบัญ

| | หน้า |
|---|------|
| บทคัดย่อภาษาไทย..... | ค |
| บทคัดย่อภาษาอังกฤษ..... | ง |
| กิตติกรรมประกาศ..... | ฉ |
| สารบัญ..... | ช |
| สารบัญตาราง..... | ญ |
| สารบัญภาพ..... | ฎ |
| สารบัญภาพผนวก..... | ฐ |
| บทที่ 1 บทนำ..... | 1 |
| 1.1 ความสำคัญและที่มาของงานวิจัย..... | 1 |
| 1.2 วัตถุประสงค์..... | 3 |
| 1.3 ขอบเขตการศึกษา..... | 3 |
| 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ..... | 4 |
| บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... | 5 |
| 2.1 ทฤษฎีของลม..... | 5 |
| 2.2 ผังลม..... | 19 |
| 2.3 คำแนะนำสำหรับการออกแบบระบบวัดลม..... | 20 |
| 2.4 การอ่านค่าเครื่องวัดแรงลม..... | 21 |
| 2.5 การผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม..... | 24 |
| 2.6 พิกัดความเร็วรอบชุดแกนหมุนใบพัด..... | 27 |
| 2.7 ขนาดและกำลังผลิตของกังหันลม..... | 27 |
| 2.8 การทำงานของกังหันลมและรูปแบบการเชื่อมโยง..... | 28 |

| | |
|---|----|
| 2.9 ส่วนประกอบของระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่สำหรับผลิตไฟฟ้า..... | 30 |
| 2.10 ระบบควบคุมกักเก็บพลังงาน..... | 31 |
| 2.11 สถิติที่ใช้ในงานทดสอบ..... | 33 |
| 2.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... | 40 |
| บทที่ 3 วิธีดำเนินงานวิจัย..... | 42 |
| 3.1 ศักยภาพของลมในพื้นที่ติดตั้งกักเก็บพลังงาน..... | 42 |
| 3.2 การเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของกักเก็บพลังงานโดยการกำหนดทิศรอบลม..... | 43 |
| บทที่ 4 ผลการวิจัยและการอภิปรายผล..... | 45 |
| 4.1 การวิเคราะห์ข้อมูลลมจากฝั่งลม..... | 46 |
| 4.2 การแจกแจงความถี่ของข้อมูลทิศทางลม..... | 49 |
| 4.3 การกำหนดทิศรอบลมของกักเก็บพลังงาน..... | 56 |
| บทที่ 5 สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ..... | 67 |
| 5.1 สรุปผลการทดลอง..... | 67 |
| 5.2 ข้อเสนอแนะ..... | 68 |
| บรรณานุกรม..... | 69 |
| ภาคผนวก..... | 71 |
| ความถี่ทิศทางของลมในงานวิจัย..... | 72 |
| ตัวอย่างข้อมูลจากระบบ SCADA ที่นำมาใช้ในงานวิจัย..... | 84 |
| ตัวอย่างการคำนวณค่าเวลา กำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และ Power curve การทำงานของกักเก็บพลังงาน..... | 87 |
| ประวัติผู้วิจัย..... | 89 |

สารบัญตาราง

| | หน้า |
|--|------|
| ตารางที่ 1 ตารางเทียบความเร็วลมและชนิดลมของมาตราโบฟอร์ต | 7 |
| ตารางที่ 2 การเปรียบเทียบข้อดีข้อเสียของค่ากลางทั้ง 3 แบบ | 35 |
| ตารางที่ 3 สูตรที่ใช้ในการคำนวณส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานในลักษณะงานที่ต่างกัน | 37 |
| ตารางที่ 4 ค่าแนวโน้มเข้าสู่ส่วนกลางของทศลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2560 | 56 |
| ตารางที่ 5 จำนวนรอบการทำงานของกังหันลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2561 | 57 |
| ตารางที่ 6 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลจากการกำหนดทิศรอลมของปี พ.ศ. 2561 | 65 |



สารบัญภาพ

| | หน้า |
|---|------|
| ภาพที่ 1 แนวโน้มสถานการณ์การใช้พลังงานไฟฟ้า ปี 2561 | 1 |
| ภาพที่ 2 สถานะการรับซื้อไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน | 2 |
| ภาพที่ 3 ทิศลมเรียกเป็นองศาจากทิศจริง | 6 |
| ภาพที่ 4 ทิศทางการพัดพาของลมมรสุม..... | 10 |
| ภาพที่ 5 ผังลม | 20 |
| ภาพที่ 6 การผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม..... | 25 |
| ภาพที่ 7 กังหันลมแบบแนวแกนตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine) | 26 |
| ภาพที่ 8 กังหันลมแบบแนวแกนนอน (Horizontal Axis Wind Turbine)..... | 26 |
| ภาพที่ 9 แนวโน้มการขยายขนาดและเพิ่มความสูงของกังหันลม | 27 |
| ภาพที่ 10 ขนาดและกำลังผลิตของกังหันลม ออกแบบโดย The National Renewable Energy Laboratory (IPCC, 2001) | 28 |
| ภาพที่ 11 Power Curve ของกังหันลม | 29 |
| ภาพที่ 12 ส่วนประกอบของระบบกังหันลมขนาดใหญ่สำหรับผลิตไฟฟ้า..... | 31 |
| ภาพที่ 13 Fixed speed with directly grid-couple (asynchronous) squirrel cage Induction generator..... | 32 |
| ภาพที่ 14 Variable speed based on a direct drive and synchronous generator | 33 |
| ภาพที่ 15 Variable speed with doubly fed induction generator | 33 |
| ภาพที่ 16 การกระจายของข้อมูล 3 ชุด ที่แตกต่างกันแต่มีค่ากลางเท่ากัน | 35 |
| ภาพที่ 17 Critical values for the Dixon test of outliers | 39 |
| ภาพที่ 18 กังหันลมที่ใช้ในการทดสอบ | 43 |
| ภาพที่ 19 อุปกรณ์วัดลมบนกังหันลม | 43 |
| ภาพที่ 20 ไตอะแกรมการวิเคราะห์ข้อมูลจากอุปกรณ์วัดลมเพื่อกำหนดทิศรอลม | 44 |
| ภาพที่ 21 ระบบการทำงานของกังหันลม | 45 |
| ภาพที่ 22 ผังลมจากกังหันลมต้นที่ 10 เดือนมกราคม พ.ศ.2560 ถึงเดือนธันวาคม พ.ศ.2561..... | 47 |
| ภาพที่ 23 การแจกแจงความถี่ของข้อมูลทิศลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ.2560 | 50 |
| ภาพที่ 24 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลม เดือนมกราคม..... | 58 |
| ภาพที่ 25 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลม เดือนกุมภาพันธ์..... | 58 |
| ภาพที่ 26 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลม เดือนมีนาคม..... | 59 |

ภาพที่ 27 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนเมษายน 59

ภาพที่ 28 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนพฤษภาคม 60

ภาพที่ 29 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนมิถุนายน 60

ภาพที่ 30 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนกรกฎาคม 61

ภาพที่ 31 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนสิงหาคม 61

ภาพที่ 32 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนกันยายน 62

ภาพที่ 33 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนตุลาคม 62

ภาพที่ 34 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนพฤศจิกายน 63

ภาพที่ 35 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนธันวาคม 63



สารบัญภาพผนวก

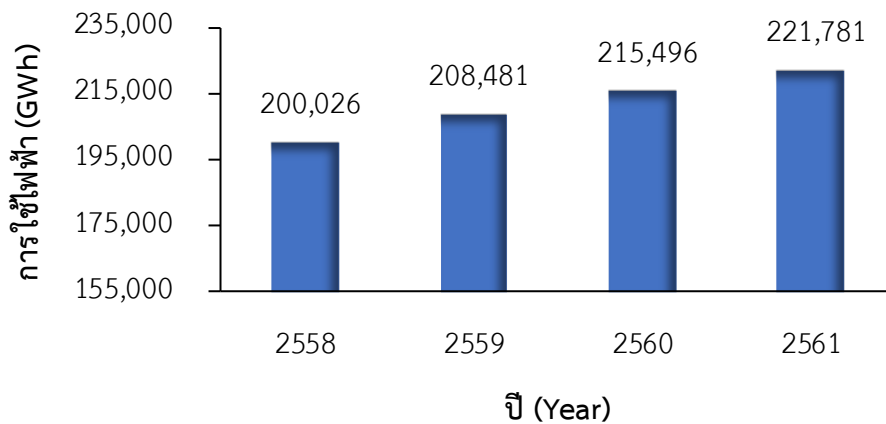
| | หน้า |
|---|------|
| ภาพผนวกที่ 1 ข้อมูลลมเดือนมกราคม พ.ศ. 2560..... | 72 |
| ภาพผนวกที่ 2 ข้อมูลลมเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2560..... | 73 |
| ภาพผนวกที่ 3 ข้อมูลลมเดือนมีนาคม พ.ศ. 2560 | 73 |
| ภาพผนวกที่ 4 ข้อมูลลมเดือนเมษายน พ.ศ. 2560 | 74 |
| ภาพผนวกที่ 5 ข้อมูลลมเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2560 | 74 |
| ภาพผนวกที่ 6 ข้อมูลลมเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2560 | 75 |
| ภาพผนวกที่ 7 ข้อมูลลมเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2560 | 75 |
| ภาพผนวกที่ 8 ข้อมูลลมเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2560..... | 76 |
| ภาพผนวกที่ 9 ข้อมูลลมเดือนกันยายน พ.ศ. 2560 | 76 |
| ภาพผนวกที่ 10 ข้อมูลลมเดือนตุลาคม พ.ศ. 2560..... | 77 |
| ภาพผนวกที่ 11 ข้อมูลลมเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2560 | 77 |
| ภาพผนวกที่ 12 ข้อมูลลมเดือนธันวาคม พ.ศ. 2560..... | 78 |
| ภาพผนวกที่ 13 ข้อมูลลมเดือนมกราคม พ.ศ. 2561 | 78 |
| ภาพผนวกที่ 14 ข้อมูลลมเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2561 | 79 |
| ภาพผนวกที่ 15 ข้อมูลลมเดือนมีนาคม พ.ศ. 2561 | 79 |
| ภาพผนวกที่ 16 ข้อมูลลมเดือนเมษายน พ.ศ. 2561..... | 80 |
| ภาพผนวกที่ 17 ข้อมูลลมเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2561 | 80 |
| ภาพผนวกที่ 18 ข้อมูลลมเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2561 | 81 |
| ภาพผนวกที่ 19 ข้อมูลลมเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2561 | 81 |
| ภาพผนวกที่ 20 ข้อมูลลมเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2561..... | 82 |
| ภาพผนวกที่ 21 ข้อมูลลมเดือนกันยายน พ.ศ. 2561 | 82 |
| ภาพผนวกที่ 22 ข้อมูลลมเดือนตุลาคม พ.ศ. 2561..... | 83 |
| ภาพผนวกที่ 23 ข้อมูลลมเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2561 | 83 |
| ภาพผนวกที่ 24 ข้อมูลลมเดือนธันวาคม พ.ศ. 2561..... | 84 |
| ภาพผนวกที่ 25 ข้อมูลลมจากระบบ SCADA..... | 85 |
| ภาพผนวกที่ 26 Power curve ของกังหันลม..... | 87 |

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของงานวิจัย

ในปี 2561 ประเทศไทยมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 221,781 GWh คิดเป็นร้อยละ 2.9 เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา ดังแสดงในภาพที่ 1 ส่วนหนึ่งเกิดจากการขยายตัวของเศรษฐกิจ โดยเฉพาะอย่างยิ่งธุรกิจท่องเที่ยวจากมาตรการยกเลิกค่าธรรมเนียมวีซ่านักท่องเที่ยว 21 ประเทศ อีกทั้งมีนโยบายกระตุ้นการท่องเที่ยวเพิ่มขึ้น โดยความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 24 เมษายน 2561 เวลา 13.51 น. อยู่ที่ระดับ 34,317 MW เพิ่มขึ้น 0.6% จากปี 2560 (ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน, 2562)



ภาพที่ 1 แนวโน้มสถานการณ์การใช้พลังงานไฟฟ้า ปี 2561

จากการคาดการณ์แนวโน้มสถานการณ์การใช้พลังงานที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปีโดยเฉพาะพลังงานไฟฟ้า เพื่อรองรับการตอบสนองความต้องการขั้นพื้นฐานของประชาชน และเป็นปัจจัยพื้นฐานการผลิตในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมของประเทศไทย ดังนั้น กระทรวงพลังงานได้ทบทวนการจัดทำแผนพลังงาน 5 แผนหลักในช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2579 (กระทรวงพลังงาน, 2558) ที่สอดคล้องกับรอบของการจัดทำแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติได้แก่ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แผนอนุรักษ์พลังงาน แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของไทย และแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง โดยในการจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan :

AEDP2015) จะให้ความสำคัญในการส่งเสริมการผลิตพลังงานจากวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่มีอยู่ภายในประเทศให้ได้เต็มตามศักยภาพ การพัฒนาศักยภาพการผลิตพลังงานทดแทนด้วยเทคโนโลยีที่มีความเหมาะสม และการพัฒนาพลังงานทดแทนเพื่อผลประโยชน์รวมในมิติด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมแก่ชุมชน

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ) (สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2561) จัดตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติฯ เพื่อทำหน้าที่กำกับกิจการไฟฟ้าและกิจการก๊าซธรรมชาติ กำกับดูแลกิจการพลังงาน ตรวจสอบการประกอบกิจการพลังงานของผู้รับใบอนุญาต โดยในด้านพลังงานทดแทนมีสถานะการรับซื้อไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนกว่า 10,000 MW พลังงานทดแทนที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามากเป็นอันดับหนึ่งได้แก่พลังงานชีวมวล จำนวน 3,197.68 MW คิดเป็น 30.57% ของพลังงานทดแทนทั้งหมด อันดับสองพลังงานน้ำขนาดใหญ่ 2,906.4 MW คิดเป็น 27.79% อันดับสามพลังงานแสงอาทิตย์ 2,697.27 MW คิดเป็น 25.79% และพลังงานทดแทนอื่น ๆ ได้แก่ พลังงานลม พลังงานก๊าซชีวภาพ พลังงานขยะ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก จำนวน 695.32 483.24 291.47 และ 187.66 MW คิดเป็น 6.65 4.62 2.79 และ 1.79% ตามลำดับ ดังแสดงในภาพที่ 2



ภาพที่ 2 สถานะการรับซื้อไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน

ปัจจุบันมีการขยายตัวด้านเศรษฐกิจ จำนวนประชากรเพิ่มขึ้น และเทคโนโลยีก้าวหน้า จึงส่งผลให้การบริโภคพลังงานเพิ่มมากขึ้น โดยเฉพาะพลังงานไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้าที่ผ่านกระบวนการเผาไหม้นั้นอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะเพิ่มภาวะโลกร้อน ดังนั้นการผลิต

ไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจึงได้รับการส่งเสริมเป็นอย่างมาก ซึ่งมีข้อดี คือ ใช้พลังงานจากธรรมชาติสามารถนำมาใช้ได้โดยไม่มีวันหมดสิ้น มีความสะอาด ปราศจากมลพิษ และสามารถช่วยลดปัญหาโลกร้อนได้ ปัจจุบันประเทศไทยได้มีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพิ่มมากขึ้น จึงมีผู้ประกอบการหันมาลงทุนในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมเพิ่มขึ้น แต่อย่างไรก็ตามต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมรวมถึงราคาค่าไฟฟ้าก็ยังคงสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ดังนั้นหากเราสามารถลดต้นทุนนี้ได้ก็จะเป็นส่วนช่วยส่งเสริมการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในอนาคตได้

การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมจะอาศัยอุปกรณ์ที่เรียกว่า กังหันลม ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานจลน์ของกระแสลมให้เป็นพลังงานกล โดยเมื่อกระแสลมพัดผ่านใบกังหัน จะเกิดการถ่ายเทพลังงานจลน์ไปสู่ใบกังหัน ทำให้ใบพัดของกังหันเกิดการหมุน และได้เป็นพลังงานกลออกมา พลังงานกลจากแกนหมุนของกังหันลมจะถูกเปลี่ยนรูปไปเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับแกนหมุนของกังหันลม จ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านระบบควบคุมไฟฟ้า และจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบต่อไป ซึ่งประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับความต่อเนื่อง ทิศทางและความเร็วของลม ทำให้ในแต่ละช่วงเวลาจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณที่แตกต่างกัน ดังนั้นหากสามารถวางแผนดำเนินการควบคุมการผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามศักยภาพลมที่เวลาต่าง ๆ ได้ จะสามารถเพิ่มปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ส่งผลให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น

ผู้วิจัยจึงได้ทำการศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมด้วยการประมวลสัญญาณจากอุปกรณ์วัดลมบนกังหันลมเทียบกับกำลังการผลิตเพื่อกำหนดทิศรอลม โดยนำข้อมูลจากอุปกรณ์วัดลม มาประมวลสัญญาณ และดำเนินการวางแผนการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม ซึ่งผลการศึกษาครั้งนี้สามารถที่จะเป็นแนวทางในการวางแผนการดำเนินการของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และเพิ่มรายได้ในการดำเนินการในอนาคตต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

1. ศึกษาข้อมูลลมในพื้นที่ติดตั้งกังหันลม
2. กำหนดทิศรอลมของกังหันเพื่อการผลิตไฟฟ้า

1.3 ขอบเขตการศึกษา

1. เก็บข้อมูลลมจากโรงไฟฟ้าพลังงานลม โครงการชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม อ.กิ่งอำเภอซับใหญ่ จ.ชัยภูมิ
2. หาความสัมพันธ์ระหว่างการผลิตไฟฟ้า ความเร็วลม และทิศของลม
3. ประมวลข้อมูลและวางแผนกำหนดทิศทางการรอลมที่เหมาะสม

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทราบข้อมูลลมในระดับความสูงที่พื้นที่ติดตั้งกังหันลม
2. ทราบแนวทางในการวางแผนการดำเนินการของการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม
3. เพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของกังหันพลังงานลม



บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ทฤษฎีของลม

1. การเกิดลม

ลมเกิดจากการเคลื่อนที่ของมวลอากาศซึ่งมีอุณหภูมิแตกต่างกัน ปรากฏการณ์นี้เกิดขึ้นโดยธรรมชาติทั่วโลก ลมที่พัดเปลี่ยนทิศตามฤดู อิทธิพลของภูมิประเทศและความเปลี่ยนแปลงของความกดอากาศในแต่ละพื้นที่ ลมเกิดจากอากาศที่เคลื่อนที่จากสาเหตุต่าง ๆ ดังนี้

- ความแตกต่างของอุณหภูมิในที่สองแห่ง อากาศเมื่อได้รับความร้อนจะขยายตัว ความหนาแน่นของอากาศจะลดลง อากาศจึงลอยตัวขึ้น อากาศเย็นที่มีอุณหภูมิต่ำกว่าและความหนาแน่นของอากาศมากกว่าจากบริเวณใกล้เคียงจะเคลื่อนที่เข้ามาแทนที่ทำให้เกิดลม
- ความแตกต่างของความกดอากาศ อากาศเมื่อได้รับความร้อนจะมีความกดอากาศต่ำ ความหนาแน่นลดลงจึงลอยตัวสูงขึ้น อากาศเย็นที่มีความหนาแน่นมากกว่าและความกดอากาศสูงกว่าจะเคลื่อนที่เข้ามาหาบริเวณที่มีความกดอากาศต่ำทำให้เกิดลม

2. พื้นที่ความกดอากาศ

พื้นที่ความกดอากาศ แบ่งเป็น 2 ลักษณะ คือ

2.1 พื้นที่ความกดอากาศสูง (High pressure area) หมายถึง บริเวณที่มีความกดอากาศสูงกว่าบริเวณข้างเคียง กระแสลมจะพัดเวียนออกจากจุดศูนย์กลางในทิศทางตามเข็มนาฬิกา (ในซีกโลกด้านเหนือเส้นศูนย์สูตร) บริเวณที่มีความกดอากาศสูงนี้จะมีสภาพท้องฟ้าแจ่มใส อากาศเย็น

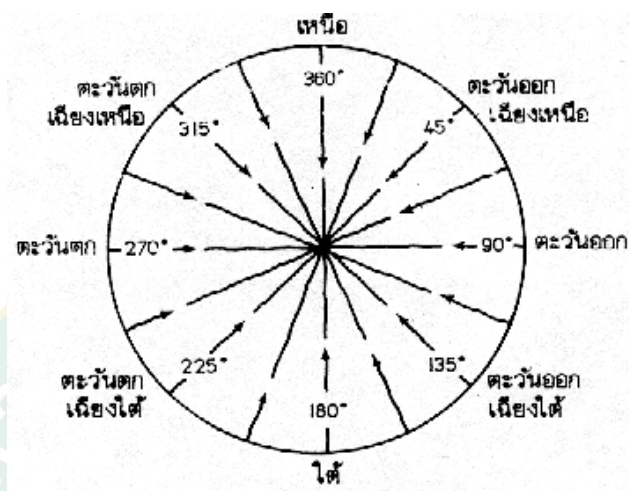
2.2 พื้นที่ความกดอากาศต่ำ (Low pressure area) หมายถึง บริเวณที่มีความกดอากาศต่ำกว่าบริเวณข้างเคียง กระแสลมจะพัดเวียนออกจากจุดศูนย์กลางในทิศทางทวนเข็มนาฬิกา (ในซีกโลกด้านเหนือเส้นศูนย์สูตร) บริเวณที่มีความกดอากาศต่ำนี้ ท้องฟ้าจะมีเมฆมาก ถ้าหากมีความกดอากาศต่ำมาก ๆ จะเกิดพายุต่าง ๆ ขึ้น (สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ, ม.ป.ป.)

3. การวัดลม

การวัดลมมีพารามิเตอร์ที่ต้องการวัด 2 พารามิเตอร์ คือ

3.1 ทิศลม อาจเรียกตามทิศของเข็มทิศ หรือองศาจากทิศจริง เข็มทิศจะถูกแบ่งออกเป็น 4 ทิศ คือ ทิศเหนือ ทิศใต้ ทิศตะวันออกและทิศตะวันตก แบ่งย่อยได้อีก 8 ทิศ คือทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ทิศตะวันออกเฉียงใต้ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ และทิศตะวันออกเฉียงใต้ และยังสามารถแบ่งย่อยเป็น 16 หรือ 32 ทิศ ได้อีก แต่การรายงานทิศนั้น นิยมรายงานเพียง 8 หรือ 16 ทิศเท่านั้น ส่วนการวัดทิศลมที่เป็นองศา จะนับจาก 0 - 360° ตามเข็มนาฬิกา เช่น ทิศเหนือคือ 0° หรือ

360°, ทิศตะวันออกเฉียงเหนือ คือ 45°, ทิศตะวันออก คือ 90°, ทิศตะวันออกเฉียงใต้ คือ 135°, ทิศใต้ คือ 180°, ทิศตะวันตกเฉียงใต้ คือ 225° เป็น, ทิศตะวันตก คือ 270° และทิศตะวันตกเฉียงเหนือ คือ 315° ดังแสดงในภาพที่ 3



ภาพที่ 3 ทิศลมเรียกเป็นองศาจากทิศจริง

ที่มา: ลม (ม.ป.ป.: ระบบออนไลน์)

3.2 ความเร็วลม อัตราการเคลื่อนที่ของอากาศที่มีพลังงานจลน์ ทำให้เกิดแรงกระทำต่อวัตถุใดๆ ที่ปะทะลมได้ และแรงในรูปความกดดันเป็นสัดส่วนกับความเร็วลมยกกำลังสองหรือในรูปสมการดังสมการที่ 1

$$p = 0.5 \rho u^2$$

สมการที่ 1

| | | |
|-------|--------|--|
| เมื่อ | p | คือ ความดันที่เกิดจากการกระทำของลม (N/m^2) |
| | u | คือ ความเร็วลม (m/s) |
| | ρ | คือ ค่าความหนาแน่นของอากาศ (kg/m^3) |

แรงที่เกิดขึ้นเนื่องจากการกระทำของลม สามารถหาความเร็วลมได้โดยไม่ต้องอาศัยเครื่องมือใดๆ โดยการสังเกตจากวัตถุที่อยู่รอบๆ ส่งผลให้มีการกำหนดมาตราความเร็วลมที่ขึ้นกับลักษณะของลม เรียกว่ามาตราโบฟอร์ต (Beaufort Scale) เพื่อใช้เปรียบเทียบกับสิ่งที่กีดขวางบนบกและในทะเล โดยการสังเกตกำลังลมเหนือพื้นดินและในทะเล มาตราโบฟอร์ต เริ่มต้นจากมาตราที่ 0

ไปจนถึงมาตราที่ 17 ปัจจุบันมาตราโบฟอร์ตถูกนำมาใช้น้อยลง โดยเฉพาะสถานีบนบกเนื่องจากการใช้เครื่องมือวัดลมมากขึ้น ดังแสดงในตารางที่ 1 เป็นตารางเทียบความเร็วลมและชนิดลมของมาตราโบฟอร์ตและปรากฏการณ์ธรรมชาติเหนือพื้นดิน

ตารางที่ 1 ตารางเทียบความเร็วลมและชนิดลมของมาตราโบฟอร์ต

| มาตรา โบ ฟอร์ต | ความเร็วลม | | ชนิดลม | ปรากฏการณ์ธรรมชาติเหนือพื้นดิน |
|----------------------|------------|--------------|-------------|---|
| | knot | km/hr | | |
| 0 | 1 | 1.6 | ลมสงบ | ลมสงบ ควันลอยขึ้นตรง |
| 1 | 1 – 3 | 1.6 – 4.8 | ลมเบา | ทิศทางลมสังเกตได้จากควัน ควันไม่ หันทิศไปตามลม |
| 2 | 4 – 6 | 6.4 – 8.6 | ลมอ่อน | รู้สึกมีลมปะทะหน้า ใบไม้เคลื่อนไหว ควันเริ่มหันทิศทางไปตามลม |
| 3 | 7 – 10 | 12.8 – 19.2 | ลมเฉื่อย | ใบไม้และกิ่งไม้เล็ก ๆ เคลื่อนไหว ตลอดเวลา ควันคล้ออกตามลม |
| 4 | 11 – 21 | 20.8 – 28.8 | ลมปานกลาง | ฝุ่นฟุ้ง กระจาดขปลิว กิ่งไม้เล็ก ๆ โยก |
| 5 | 17 – 21 | 30.4 – 38.4 | ลมกระโชก | ต้นไม้เล็ก ๆ เริ่มโยก แหล่งน้ำบนบก เช่นแม่น้ำ ลำคลอง หนอง บึง เป็น ระลอกคลื่น |
| 6 | 22 – 27 | 40.0 – 38.4 | ลมแรง | กิ่งไม้ใหญ่โยก สายโทรเลขดังหวิว ๆ ไม่สะดวกที่จะใช้ร่ม |
| 7 | 28 – 33 | 51.2 – 60.8 | พายุปานกลาง | ต้นไม้โยก เดินต้านลมไม่สะดวก |
| 8 | 34 – 40 | 62.4 – 73.6 | พายุกระโชก | กิ่งไม้หัก เดินไปข้างหน้าไม่สะดวก |
| 9 | 41 – 47 | 75.2 – 86.4 | พายุแรง | สิ่งก่อสร้างเสียหายเล็กน้อย |
| 10 | 48 – 55 | 88.0 – 100.8 | พายุจัด | ต้นไม้ถอนราก สิ่งก่อสร้างเสียหาย มาก |

ตารางที่ 1 (ต่อ)

| มาตรา โบ ฟอร์ต | ความเร็วลม | | ชนิดลม | ปรากฏการณ์ธรรมชาติเหนือพื้นดิน |
|----------------------|------------|---------------|----------|------------------------------------|
| | knot | km/hr | | |
| 11 | 56 – 63 | 102.4 – 115.2 | พายุจัด | สิ่งก่อสร้างเสียหายเป็นบริเวณกว้าง |
| 12 | 64 – 71 | 116.8 – 131.2 | เฮอริเคน | สิ่งก่อสร้างเสียหายหนัก |
| 13 | 72 – 80 | 132.8 – 147.3 | เฮอริเคน | สิ่งก่อสร้างเสียหายหนัก |
| 14 | 81 – 89 | 148.8 – 164.8 | เฮอริเคน | สิ่งก่อสร้างเสียหายหนัก |
| 15 | 90 – 99 | 166.4 – 182.4 | เฮอริเคน | สิ่งก่อสร้างเสียหายหนัก |
| 16 | 100 – 108 | 184.0 – 200.0 | เฮอริเคน | สิ่งก่อสร้างเสียหายหนัก |
| 17 | 109 – 118 | 201.6 – 217.6 | เฮอริเคน | สิ่งก่อสร้างเสียหายหนัก |

4. ลมพื้นผิว (Surface wind)

ลมพื้นผิว (Surface winds) คือ ลมที่พัดจากบริเวณผิวพื้นไปยังความสูงประมาณ 1 km เหนือพื้นดิน ซึ่งเป็นบริเวณที่มีการคลุกเคล้าของอากาศ และมีแรงฝัดอันเกิดจากการปะทะกับสิ่งกีดขวางร่วมกระทำด้วยในระดับต่ำแรง ความชันความกดอากาศในแนวนอนจะไม่สมดุลกับแรงคอริโอลิส (Coriolis) ลมพื้นผิวจะไม่พัดขนานกับเส้นความกดอากาศเท่า (Isobar) แต่พัดข้ามเส้นความกดอากาศเท่าจากความกดอากาศสูงไปยังความกดอากาศต่ำ และทำมุมกับเส้นความกดอากาศเท่า การทำมุมนั้นขึ้นอยู่กับความหยาบของผิวพื้น ถ้าเป็นทะเลที่ราบเรียบจะทำมุม $10^{\circ} - 20^{\circ}$ แต่พื้นดิน (ระดับความสูง 10 m) ทำมุม $20^{\circ} - 40^{\circ}$ ส่วนบริเวณที่เป็นป่าไม้หนาทึบ อาจทำมุมถึง 90° แต่ที่ระดับความสูงมากกว่า 10 m ขึ้นไป แรงต้านจะลดลงและความเร็วลมจะเพิ่มขึ้น มุมที่ทำกับเส้นความกดอากาศเท่า จะเล็กลง ส่วนที่ระดับความสูงใกล้ 1 km เกือบไม่มีแรงฝัด ดังนั้นลมจึงพัดขนานเส้นความกดอากาศเท่า

5. ลมสำคัญที่เกิดขึ้นในประเทศไทย

ลมมรสุม (Monsoon) ในฤดูร้อนของทวีปเอเชีย แผ่นดินจะได้รับความร้อนเต็มที่ ขณะที่ในฤดูหนาวแผ่นดินจะได้รับความเย็นเต็มที่โดยเฉพาะในบริเวณทางเหนือของเทือกเขาหิมาลัย ในฤดูหนาวอากาศจะหนักทำให้เกิดความกดอากาศสูงปกคลุมทั่วทวีปเอเชีย ในฤดูร้อนแผ่นดินจะร้อนระอุทำให้เกิดความกดอากาศต่ำ ลมมรสุมจึงเกิดขึ้นจากความแตกต่างของความกดอากาศดังกล่าว ในมหาสมุทรอินเดียลมจะพัดจากทะเลสู่แผ่นดินจากทิศตะวันตกเฉียงใต้และทิศใต้ในฤดูร้อน เมื่อถึง

เดือนพฤศจิกายน ทวีปเอเชียจะเริ่มเข้าสู่ฤดูหนาวซึ่งถูกปกคลุมด้วยลมหนาวที่เป็นอากาศแห้ง พัดจากทิศเหนือ ทิศตะวันออกเฉียงเหนือลงใต้

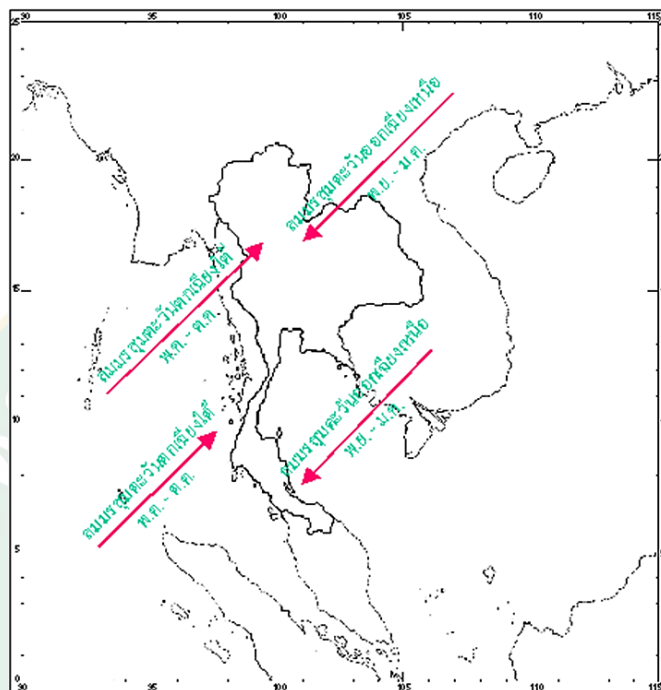
ลมมรสุม มาจากคำในภาษาอาหรับว่า Mausim แปลว่า ฤดู ดังนั้นลมมรสุมจึงหมายถึง ลมที่พัดเปลี่ยนทิศทางกลับ การเปลี่ยนฤดูคือฤดูร้อนจะพัดในทิศทางหนึ่ง และจะพัดเปลี่ยนทิศทางในทางตรงกันข้ามในฤดูหนาว ครั้งแรกใช้เรียกลมนี้ในบริเวณทะเลอาหรับซึ่งพัดอยู่ในทิศทางตะวันออกเฉียงเหนือเป็นระยะเวลา 6 เดือน และพัดอยู่ในทิศทางตะวันตกเฉียงใต้เป็นระยะเวลา 6 เดือน แต่อยู่ในส่วนอื่น ๆ ของโลก ลมมรสุมที่เห็นชัดเจนที่สุดคือ ลมมรสุมที่เกิดขึ้นในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้และเอเชียใต้

ลักษณะการเกิดลมมรสุม คือ ในฤดูหนาวอากาศภายในภาคพื้นทวีปเย็นกว่าอากาศในมหาสมุทรที่อยู่ใกล้เคียง ทำให้ภาคพื้นทวีปบริเวณไซบีเรียเป็นเขตความกดอากาศสูง อุดมภูมิตำมหาสมุทรอินเดียเป็นเขตความกดอากาศต่ำอุดมภูมิสูง อากาศที่มีอุณหภูมิสูงกว่าจะลอยตัวสูงขึ้นและอากาศที่มีอุณหภูมิต่ำกว่าจะไหลเข้าไปแทนที่ในทิศทางตามเข็มนาฬิกา อากาศที่ไหลออกจากบริเวณความกดอากาศสูงจะไหลลงมในทิศทางเบนไปทางขวา กลายเป็นลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือผ่านเข้าไปยังเอเชียตะวันออกเฉียงใต้และเอเชียใต้ โดยทั่วไปมีลักษณะอากาศดีและอากาศแห้ง ลมมรสุมฤดูหนาวจึงมีลักษณะของท้องฟ้าแจ่มใส

ในฤดูร้อนลมจะพัดเปลี่ยนในทิศทางตรงกันข้าม อากาศภาคพื้นทวีปอุ่นกว่าพื้นน้ำ ซึ่งทำให้ภาคพื้นทวีปเป็นเขตความกดอากาศต่ำ พื้นน้ำเป็นเขตความกดอากาศสูง เกิดลมพัดจากพื้นน้ำที่เป็นเขตความกดอากาศสูงเข้าสู่พื้นดินที่เป็นเขตความกดอากาศต่ำ ในทิศวนเข็มนาฬิกากลายเป็นมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ลมที่พัดจากพื้นน้ำเข้ามานำเอาความชื้นมาด้วย

มรสุมที่มีกำลังแรงจัดที่สุด เกิดขึ้นในบริเวณเอเชียตะวันออกเฉียงใต้และเอเชียใต้ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้แก่ ประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน ไต้หวัน ญี่ปุ่น และสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนเกาหลี ลมมรสุมที่เกิดในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้แตกต่างจากเอเชียใต้คือ ในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ลมมรสุมฤดูหนาวมีกำลังแรงกว่าและมีทิศทางที่คงที่กว่ามรสุมฤดูร้อน ความเร็วลมตามชายฝั่งในเดือนมกราคมจะมีมากกว่าเดือนกรกฎาคมหลายเท่า ส่วนลมมรสุมในเอเชียใต้รวมทั้งประเทศอินเดีย ปากีสถาน และประเทศในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ลมมรสุมฤดูหนาวไม่สามารถแผ่เข้าไปถึงดินแดนเหล่านี้ได้ เพราะมีเทือกเขาหิมาลัยขวางกั้นอยู่ ดังนั้นเอเชียใต้จึงได้รับมรสุมโดยตรงเฉพาะในช่วงฤดูร้อนเท่านั้น และลมจะมีกำลังแรงในฤดูร้อน แม้แต่ในมหาสมุทร คือฤดูร้อนลมมีความเร็วเฉลี่ย 20 km/hr ส่วนฤดูหนาวลมมีกำลังอ่อน มีความเร็วน้อยกว่า 10 km/hr บริเวณที่มีฝนตกหนักเนื่องจากได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมฤดูร้อนคือเมืองเซอร์ราบันิจทางภาคตะวันออกของประเทศอินเดีย มีปริมาณฝนตกในแต่ละปีประมาณ 10,800 mm ส่วนใหญ่จะมีฝนตกในช่วงเดือนเมษายนถึงตุลาคม ฝนที่ตกมีประโยชน์ทางการเกษตรทำให้พืชผลเจริญเติบโต เนื่องจากบริเวณที่มีฝนอากาศแห้ง แต่ฝนที่ตกลงมามี

ข้อเสีย เนื่องจากช่วงเวลาที่ฝนตกจะมีความไม่แน่นอนรวมทั้งความแรงของฝน สำหรับประเทศไทย ได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมทั้ง 2 ฤดู คือ ในช่วงฤดูฝนประมาณต้นเดือนพฤษภาคมจนถึงเดือนต้นเดือนตุลาคม ได้รับลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และต่อมาเป็นช่วงฤดูหนาว



ภาพที่ 4 ทิศทางการพัดพาของลมมรสุม

ที่มา: กรมอุตุนิยมวิทยา (ม.ป.ป.: ระบบออนไลน์)

นอกจากลมมรสุมที่เกิดขึ้นทวีปเอเชียแล้ว ยังมีลมมรสุมที่เกิดขึ้นบริเวณส่วนอื่นของโลก เช่น ทางภาคเหนือของประเทศออสเตรเลีย เมื่อลมมรสุมพัดข้ามเส้นศูนย์สูตรจะเปลี่ยนทิศทางเป็นลมมรสุมตะวันตกเฉียงเหนือพัดเข้าสู่ทางภาคเหนือของประเทศออสเตรเลีย ซึ่งมีแนวเขตลมค้าเปียดตัวเข้าหากันพาดผ่านอยู่ เป็นแนวแบ่งเขตระหว่างลมค้าตะวันออกเฉียงเหนือของซีกโลกเหนือกับลมค้าตะวันออกเฉียงใต้ของซีกโลกใต้ รวมทั้งมีลมมรสุมเกิดขึ้นในอ่าวกินีของแอฟริกาตะวันออกบางส่วนของทวีปอเมริกาเหนือและบางส่วนของทวีปอเมริกาใต้

ลมประจำถิ่น เป็นลมที่เกิดขึ้นภายในท้องถิ่นเนื่องจากอิทธิพลของภูมิประเทศและความเปลี่ยนแปลงของความกดอากาศประจำถิ่น แบ่งแยกออกเป็นประเภทใหญ่ ๆ ดังนี้

1) ลมบกและลมทะเล เป็นลมประจำถิ่น เกิดจากความแตกต่างของความกดอากาศระหว่างทะเลกับแผ่นดิน ลมทะเล (Sea breeze) เกิดขึ้นในฤดูร้อนตามชายฝั่งทะเลในเวลากลางวัน เนื่องจาก

พื้นดินจะมีอุณหภูมิสูงกว่าพื้นน้ำ อากาศเหนือพื้นดินเมื่อได้รับความร้อนจะขยายตัวลอยขึ้น อากาศเหนือพื้นน้ำซึ่งเย็นกว่าจะไหลเข้าไปแทนที่ เกิดเป็นลมพัดจากทะเลเข้าหาฝั่ง เรียกว่า ลมทะเล

ลมบก (Land breeze) เกิดในเวลากลางคืน พื้นดินจะคายความร้อนได้เร็วกว่าพื้นน้ำ ทำให้มีอุณหภูมิต่ำกว่าพื้นน้ำ อากาศเหนือพื้นน้ำซึ่งร้อนกว่าพื้นดินจะลอยตัวขึ้น อากาศเหนือพื้นดินซึ่งมีอุณหภูมิต่ำกว่าจะไหลเข้าไปแทนที่ ทำให้เกิดเป็นลมพัดจากชายฝั่งไปสู่ทะเล เรียกว่า ลมบก

2) ลมภูเขาและลมหุบเขา เกิดขึ้นเองตามความแตกต่างของความกดอากาศในเวลากลางคืน จากความแตกต่างของความกดอากาศบริเวณภูเขา กล่าวคือ บริเวณภูเขาที่ระดับสูงจะมีอากาศเย็นกว่าที่ระดับต่ำ ลมหุบเขา (Valley breeze) เกิดในช่วงกลางวัน อากาศตามภูเขาและลาดเขาจะร้อนเพราะได้รับความร้อนจากดวงอาทิตย์ ส่วนอากาศที่หุบเขาด้านล่างมีความเย็นกว่าจึงไหลเข้าแทนที่ ทำให้ลมเย็นจากหุบเขาเบื้องล่างพัดไปตามลาดเขาขึ้นสู่เบื้องบน เรียกว่า ลมหุบเขา

ลมภูเขา (Mountain breeze) เกิดในเวลากลางคืน อากาศตามภูเขาและลาดเขาจะเย็นอย่างรวดเร็ว อากาศลาดเขาที่เย็นกว่า จึงไหลออกมาทำให้มีลมพัดมาจากลาดเขาสู่หุบเขาเบื้องล่าง เรียกว่า ลมภูเขา

3) ลมตะเภา (Southwest local wind) เป็นลมท้องถิ่นในประเทศที่พัดจากทิศใต้ไปยังทิศเหนือ คือ พัดจากอ่าวไทยเข้าสู่ภาคกลางตอนล่าง ในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงเดือนเมษายน ซึ่งเป็นช่วงที่ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือจะเปลี่ยนเป็นลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้

4) ลมว้าว (Northeast local wind) เป็นลมที่พัดจากทิศเหนือไปทิศใต้ตอนต้นฤดูหนาว เกิดในระหว่างเดือนกันยายนถึงเดือนพฤศจิกายน เป็นลมเย็นที่พัดตามลำน้ำเจ้าพระยา และพัดในช่วงที่ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้จะเปลี่ยนเป็นลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ หรืออาจจะเรียกว่าลมข้าวเบา เพราะพัดในช่วงที่ข้าวเบากำลังออกรวง ส่วนลมในฤดูเล่นว้าว คือ ลมตะเภา ซึ่งพัดจากทิศใต้ไปทิศเหนือในช่วงกลางฤดูร้อน ทั้งลมว้าวและลมตะเภาเป็นลมท้องถิ่นในประเทศไทย

6. การวัดที่เกี่ยวกับตัวแปรทางอุตุนิยมวิทยา

หน่วยวัดและระบบการวัด (Units and scales)

อัตราเร็วลม ควรรายงานโดยค่าความละเอียดที่ 0.5 m/s หรือ 1 knot (0.515 m/s) โดยปิดหน่วยที่ใกล้เคียงที่สุด และในรายงานอากาศควรใช้ค่าเฉลี่ยของลมในช่วง 10 min ค่าเฉลี่ยของความเร็วมในระยะเวลาที่สั้นกว่านี้ใช้ในวัตถุประสงค์ของการบิน

ทิศทางลมควรรายงานโดยใช้หน่วย องศา ที่ใกล้เคียงหน่วย 10° ที่สุด โดยใช้รหัส 01 ถึง 36 (เช่นรหัส 2 หมายความว่ามมีทิศทางลมระหว่าง 15° และ 25°) และควรจะแสดงค่าเฉลี่ยในช่วงเวลา 10 min นิยามของทิศทางลมคือ ทิศทางจากที่ลมพัดเข้าหาสถานี และวัดตามเข็มนาฬิกาจากทิศเหนือทางภูมิศาสตร์ กล่าวคือ ทิศเหนือจริง (True north) นั่นเอง

“ลมสงบ” ควรรายงานเมื่อความเร็วลมเฉลี่ยน้อยกว่า 1 knot ในกรณีนี้ทิศทางที่ใช้คือ รหัส 00

ทิศทางลมที่สถานีภายใต้ละติจูด 1° เหนือหรือใต้จากขั้วโลก ควรรายงานรหัสตามตาราง 0878 ของ WMO ปี 1995 ที่ วงแหวนของเส้นวงราบ (Azimuth ring) ควรปรับค่าศูนย์อยู่ในแนวเดียวกับเส้นเมริเดียนกรีนิชที่ 0°

มีข้อเปรียบเทียบความแตกต่างที่สำคัญถึงความต้องการของการตรวจอากาศผิวพื้น สำหรับการตรวจวัดและการรายงานอัตราเร็วและทิศทางลม ต่อการนำเครื่องบินขึ้น-ลง บริเวณสนามบิน ในการตรวจอากาศผิวพื้นตามสถานีตรวจอากาศโดยปกติแล้ว ทิศทางลมควรได้จากการตั้งค่าเส้นวงราบ (Azimuth) ให้อ้างอิงกับทิศเหนือจริง (True north) ของสถานีอุตุนิยมวิทยาที่ทำการตรวจ ในขณะที่การตรวจอากาศตามสนามบินนั้น ทิศทางลมที่สนามบินจะต้องรายงานโดยอ้างอิงกับทิศเหนือของแม่เหล็ก (Magnetic North) และค่าเฉลี่ยในช่วงเวลา 2 min ดังนั้นหากมีการรายงานลมของสนามบินนั้น เป็นรายงานอากาศของสถานีผิวพื้นจะต้องปรับทิศทางลมให้อ้างอิงถึงทิศเหนือจริงและมีช่วงเวลาเฉลี่ยเท่ากับ 10 min

ข้อกำหนดของอุตุนิยมวิทยา (Meteorological requirements)

การตรวจหรือการวัดลมมีจุดประสงค์เพื่อใช้ในการเฝ้าระวังสภาพอากาศ และการคำนวณค่ากำลังลม (Wind-load) ทางภูมิอากาศ หรือในการคำนวณค่าความเป็นไปได้ของความเสียหายจากลม การประมาณค่าของพลังงานลม หรือในการประเมินการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของพื้นผิวดตัวอย่างเช่น ค่าการระเหยในการติดตามมลพิษที่แพร่กระจายในอากาศและการประยุกต์ทางการเกษตร ทั้งนี้ข้อกำหนดในด้านประสิทธิภาพ กำหนดให้ค่าความถูกต้องของอัตราเร็วในแนวนอนอยู่ที่ 0.5 m/s ในขณะที่อัตราเร็วลมต่ำกว่า 5 m/s และมีค่าต่ำกว่า 10% ที่อัตราเร็วลมมากกว่า 5 m/s ส่วนทิศทางลมที่ต้องตรวจวัดที่ค่าความถูกต้องไม่เกิน 5° นอกเหนือจากค่าเฉลี่ยของอัตราเร็วและทิศทางลมแล้ว การใช้งานหลาย ๆ อย่างอาจต้องการค่าการเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviations) และค่าความสูงสุด (Extremes) จากเครื่องมือวัดลมที่ทันสมัย สิ่งที่เป็นอุปสรรคที่สุดของการวัดลมคือ การวางตำแหน่งเปิดโล่งที่จะวางเครื่องวัดลม เนื่องจากเป็นไปยากที่จะหาพื้นที่ติดตั้งเครื่องวัดลมเพื่อที่จะได้ค่าตรวจวัดที่เป็นค่าตัวแทนของลมในพื้นที่ใหญ่ขึ้นไป ดังนั้นเราต้องประมาณค่าผิดพลาดที่เกิดจากการวางตำแหน่งของเครื่องมือ

การใช้งานหลาย ๆ อย่างต้องการข้อมูลเกี่ยวกับค่าความแรงของลมกระโชก ข้อมูลดังกล่าวใช้เพื่อรายงานสภาวะอากาศที่เกิดขึ้นในขณะปัจจุบันสำหรับเตรียมการขึ้นและลงจอดของเครื่องบินในบริเวณท่าอากาศยาน การศึกษา Wind load ทางภูมิอากาศ และปัญหาการแพร่กระจายของมลพิษในอากาศ สองตัวแปรที่เหมาะสมสำหรับการอ่านค่า ได้แก่ ค่าการเบี่ยงเบนมาตรฐานของอัตราเร็วและทิศทางลมและลมกระโชกสูงสุด 3 s

วิธีการวัดและการสังเกต (Methods of measurement and observation)

ปกติแล้วลมผิวพื้นมักวัดโดยศรลมและเครื่องวัดความเร็วลมแบบลูกถ้วยหรือใบพัด หากต้องนำเครื่องวัดลมออกไปซ่อมแซมชั่วคราวหรือไม่มีเครื่องมือใช้งาน ผู้ตรวจอากาศอาจประมาณการค่าของลมได้เอง เช่น เซอร์ของเครื่องวัดความเร็วลมและเครื่องวัดทิศทางลมได้แก่ ลูกถ้วยและศรลม ใบพัดและศรลม และใบพัดอย่างเดียว นอกจากนี้ยังมีเซนเซอร์อื่น ๆ อีก เช่น Pitot tube ซึ่งปัจจุบันมีการนำไปใช้ในการวัดค่อนข้างน้อย แต่ก็สามารถนำไปใช้ได้ผลเป็นอย่างดี ขณะที่เครื่องมือชนิดใหม่ก็กำลังพัฒนาหรือค้นคว้าขึ้นมาอยู่เรื่อย ๆ เครื่องมือเหล่านี้อาจจะกลายมาเป็นเทคโนโลยีที่ก้าวหน้าสำหรับใช้เป็นเครื่องวัดลมที่ใช้งานประจำต่อไป

เครื่องวัดลมเกือบทุกรูปแบบนั้นเป็นสิ่งที่จำเป็นในการวัดค่าเฉลี่ยของอัตราเร็วและทิศทางลม การใช้งานในหลาย ๆ ด้านยังคงต้องการข้อมูลของความแรงของลมกระโชก ด้วยเหตุนี้ระบบของการวัดลมจึงไม่ได้ประกอบไปด้วยแค่เพียงตัวเซนเซอร์ แต่ยังรวมระบบของการบันทึกและประมวลผลไว้ด้วย ซึ่งการประมวลผลนี้ต้องคำนึงถึงการคิดค่าเฉลี่ย การคำนวณของการเบี่ยงเบนมาตรฐาน และอัตราเร็วสูงสุดด้วย รูปแบบที่ง่ายที่สุดของการประมวลผลสามารถทำได้โดยเขียนสัญญาณลมด้วยเครื่องบันทึกปากกาและประมาณการค่าเฉลี่ยและสูงสุดโดยการอ่านบันทึก

7. การประมาณการค่าของลม (Estimation of wind)

ในระหว่างที่ไม่มีเครื่องมือสำหรับการวัดลม การตรวจจะต้องทำโดยการประมาณ ทั้งนี้ข้อผิดพลาดในการสังเกตด้วยวิธีการนี้อาจมีอยู่มาก แต่ถ้าสังเกตให้ดีวิธีการนี้อาจจะให้ข้อมูลที่ถูกต้องดีพอ ในสถานการณ์ที่ไม่สามารถหาข้อมูลมาได้จากทางอื่น หากข้อมูลลมบางสถานีที่ได้มาโดยการประมาณแทนการวัดทั้งแบบชั่วคราวหรือถาวรส่วนของข้อมูลลมนี้สถานีควรบันทึกลงในเอกสารเพื่อให้ง่ายแก่ผู้ใช้ข้อมูล

อัตราการลม (Wind speed) การประมาณอัตราเร็วลม ขึ้นอยู่ผลของลมต่อวัตถุที่เคลื่อนไหวได้ ดังนั้นวัตถุใด ๆ ที่เคลื่อนไหวได้ภายใต้อิทธิพลของลมสามารถใช้ในการวัดอัตราเร็วลมได้แทบทั้งสิ้น ลักษณะของแรงลมตามที่ได้อธิบายไว้ในมาตราโบฟอร์ตในตารางที่ 1 ง่ายต่อการใช้งานในการประมาณค่าลมผู้ตรวจอากาศ (และวัตถุที่ไวต่อลม) ต้องยืนบนพื้นดินที่เรียบกว้างห่างจากสิ่งกีดขวางเท่าที่จะเป็นไปได้ต้องรำลึกเสมอว่าแม้แต่สิ่งกีดขวางเล็ก ๆ ก็อาจก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงเป็นนัยสำคัญต่อค่าอัตราการลมและการเบี่ยงเบนของทิศทางลมได้โดยเฉพาะอย่างยิ่งในบริเวณที่บังลม

ทิศทางลม (Wind direction) ในกรณีที่ไม่มีเครื่องมือหรือเมื่อเครื่องมือใช้การไม่ได้ ทิศทางของลมควรประมาณการโดยการสังเกตควันที่ลอยสูงขึ้นจากปล่องไฟ และการเคลื่อนไหวของใบไม้ในที่โล่ง หรือธงที่ปลิวอยู่บนเสาธงสูง นอกจากนี้ถังลมที่สนามบินอาจถูกนำมาใช้เมื่อมีอัตราการเพียงพอที่ทำให้อุปกรณ์ดังกล่าวเคลื่อนไหวได้การใช้ตัวช่วยเหล่านี้ ข้อผิดพลาดโดยตรงมักมาจากปัญหาหม่อมองของผู้สังเกตหากผู้สังเกตไม่ยืนอยู่ในแนวตั้งใต้เครื่องชี้ทิศทางลม ข้อระวังควรป้องกัน

การเข้าใจผิดต่อลมหมุนวนประจำท้องถิ่นที่เกิดจากสิ่งปลูกสร้างซึ่งดูเหมือนกับกระแสลมจริง ในสถานที่เปิดโล่งทิศทางลมผิวพื้นสามารถประมาณการได้ค่อนข้างถูกต้องแม่นยำโดยอาศัยการเผชิญหน้ากับลม ทั้งนี้ไม่ควรใช้ทิศทางการเคลื่อนไหวของเมฆมาวิเคราะห์ไม่ว่าเมฆนั้นจะอยู่ต่ำ

ความผันแปรของลม (Wind fluctuations) ไม่ควรประมาณการค่าลมกระโชกสูงสุดหรือค่าการเบี่ยงเบนมาตรฐาน โดยไม่มีเครื่องมือและอุปกรณ์บันทึกที่เหมาะสม

8. ตัวเซนเซอร์ของลูกถ้วยและใบพัด (Cup and propeller sensors)

เครื่องวัดลมแบบลูกถ้วยและใบพัด โดยทั่วไปจะใช้เพื่อตรวจสอบอัตราเร็วลม มีส่วนประกอบย่อย 2 ส่วน คือ ตัวที่หมุนรอบ (Rotor) และ เครื่องกำเนิดสัญญาณ (Signal generator) ในระบบที่ออกแบบไว้ดี ความเร็วเชิงมุมของลูกถ้วยหรือใบพัดที่หมุนต้องเป็นสัดส่วนโดยตรงต่ออัตราเร็วลม ในกรณีของตัวหมุนใบพัด ส่วนประกอบของอัตราเร็วลมต้องขนานกับแกนของการหมุน นอกจากนี้การออกแบบเครื่องวัดอัตราเร็วลมที่ดีนั้น การสอบเทียบอัตราเชิงเส้น (linearity) ต้องเป็นอิสระกับความหนาแน่นอากาศ และตั้งค่าศูนย์ไว้อย่างดีและมีเสถียรภาพในพิสัยของอัตราเร็วลมที่วัด โดยสามารถทดสอบได้โดยง่ายในกระบวนการผลิต ทั้งนี้ที่ใกล้จุดเริ่มต้นของอัตราเร็วที่วัดหรือช่วงอัตราลมต่ำกว่า 4 m/s การสอบเทียบเครื่องวัดอัตราลมแบบลูกถ้วยสามารถคลาดเคลื่อนจากอัตราเชิงเส้นได้มาก หากแขนเชื่อมต่อกับลูกถ้วยกับแกนหมุนยาวกว่าเส้นผ่านศูนย์กลางของลูกถ้วยมากเกินไป ลักษณะการตอบสนองของอัตราลมประเภทลูกถ้วยและใบพัด ต่อการเปลี่ยนแปลงของอัตราเร็วลมสามารถตรวจสอบโดย “ระยะการตอบสนอง (Response length)” ซึ่งเป็นสัดส่วนโดยตรงกับโมเมนต์ของความเฉื่อยของตัวหมุนและยังขึ้นอยู่กับปัจจัยทางเรขาคณิตของเครื่องวัดอัตราเร็วลมดังกล่าว

สำหรับตัวเซนเซอร์ลมประเภทลูกถ้วยและใบพัดเกือบจะทั้งหมด มีการตอบสนองที่ดีกว่าสำหรับอัตราเร็วลมที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงที่อัตราเร็วลมลดลง ดังนั้นอัตราเฉลี่ยของตัวหมุน เหล่านี้ จะให้ค่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยมากเกินไปเกินความเป็นจริง นอกจากนี้การเปลี่ยนแปลงลมในแนวตั้งสามารถทำให้ลูกถ้วยหมุนมากกว่าที่ควร เนื่องจากลูกถ้วยสามารถหมุนคล่องขึ้นจากลมที่เฉียง การหมุนของลูกถ้วยที่เกินควรนี้อาจมีค่ามากถึง 10% ในเครื่องวัดลมแบบลูกถ้วยบางชนิดและภายใต้ความปั่นป่วนของลม (เครื่องวัดอัตราลมลูกถ้วยที่ความสูง 10 m ด้วยระยะการตอบสนองที่ 5 mเหนือพื้นดินที่ขรุขระมาก) ผลกระทบนี้สามารถลดให้เหลือน้อยที่สุดได้โดยเลือกเครื่องวัดอัตราเร็วลมที่มีการตอบสนองอย่างรวดเร็วโดยเครื่องวัดอัตราเร็วลมชนิดลูกถ้วยที่ตรวจสอบยืนยันแล้วว่ามี การตอบสนองในรูปกราฟโคไซน์ (Cosine response) ที่ดี หรือในกรณีเครื่องวัดอัตราลมแบบใบพัดนั้น ไม่ควรมีส่วนประกอบที่ทำให้เกิดค่าการหมุนที่เกินควรในแนวตั้งเกิดขึ้น ในทางปฏิบัติไม่สามารถสอบเทียบในอุโมงค์ลมได้ ให้สอบเทียบเครื่องวัดอัตราลมที่ใช้งานเปรียบเทียบกับเครื่องวัดอัตราลมมาตรฐานในสนาม

9. ศรวัตทิศทางลม

ในการติดตั้งศรลมนั้นควรอยู่ในลักษณะสมดุล ไม่เอียงหรือมีแนวโน้มไปทิศใดทิศหนึ่ง กรณีมีหางลูกศรมากกว่าหนึ่งหางควรอยู่ในตำแหน่งที่ขนานกับแกนลูกศรเพื่อไม่ให้เกิดข้อผิดพลาด การตอบสนองของศรลมที่ไม่มีความหน่วง ศรลมจะเปลี่ยนแปลงทันทีตามทิศทางลม ทำให้แสดงตำแหน่งไม่ทรงตัวและแกว่งไปมารอบตำแหน่งที่แท้จริง โดยการแกว่งจะลดลงเรื่อย ๆ ตัวแปรสองค่าที่ใช้เพื่ออธิบายการตอบสนองนี้คือ "ความถี่อิสระโดยธรรมชาติที่ไม่มีความหน่วง" (Undamped natural frequency) หรือ "ความยาวคลื่น" (Wavelength) และ "อัตราส่วนการหน่วง" (Damping ratio) คือ อัตราส่วนการหน่วงตามความเป็นจริงกับความหน่วงวิกฤต อัตราส่วนการหน่วงที่มีค่าระหว่าง 0.3 และ 0.7 ถือได้ว่าเป็นช่วงที่ดี ไม่เกิดการแกว่งเป๋ามากเกินไป รวมทั้งตอบสนองได้รวดเร็วพอควร สำหรับในกรณีที่ค่าเฉลี่ยสำหรับคาบเวลาที่ค่อนข้างยาวถูกประมาณค่าจากข้อมูลที่ตรวจได้ในระยะเวลาสั้น ๆ อาจยอมรับค่าอัตราความหน่วงที่มีค่าต่ำได้ เครื่องกำเนิดสัญญาณโดยแท้จริงแล้วคือ Shaft-angle transducer หรือเครื่องมือที่ทำหน้าที่คล้ายกันชนิดอื่น ๆ เช่น Potentiometer, Alternating and direct synchros, Digital angle-encoder disc, Direct reading dial, Rotary switches เป็นต้น การเลือกใช้เครื่องกำเนิดสัญญาณส่วนใหญ่ขึ้นกับประเภทของหน่วยวิเคราะห์ข้อมูล และหน่วยอ่านข้อมูล ทั้งนี้ผู้ใช้ควรดูแลเพื่อให้แน่ใจว่าเฟืองและเครื่องกำเนิดสัญญาณมีความผิดในการหมุนที่ต่ำ วิธีการบันทึกข้อมูลอย่างง่ายคือ การติดตั้งแผ่นบันทึกที่รอบทรงกระบอกที่หมุนรอบแกนของศรลม ปากกาจะเขียนข้อมูลลงบนแผ่นกระดาษที่เคลื่อนที่อย่างช้า ๆ ความถูกต้องสมบูรณ์ของการวัดทิศทางยังขึ้นอยู่กับ การดูแลเครื่องมือที่ปรับให้ตรงกับทิศเหนือจริง

10. เซนเซอร์ลมชนิดอื่น ๆ

สามารถนำหลักการทางฟิสิกส์ต่าง ๆ มาใช้วัดอัตราและทิศทางลม ระบบใหม่มักจะได้รับการพัฒนาเพื่อวัตถุประสงค์เฉพาะ เช่น การศึกษาการผันแปรขนาดเล็กและมลพิษทางอากาศ ต่อไปนี้คือเซนเซอร์ประเภทอื่น

- เครื่องวัดอัตราเร็วลมชนิด Pitot tube ซึ่งวัดค่าความกดที่เพิ่มขึ้นในหลอดที่ปรับให้เป็นแนวเดียวกับเวกเตอร์ลมโดยทิศทางของศรลม ระบบการบันทึกเชิงเส้น Dines ใช้หลักการเกี่ยวข้องกับปัญหาอัตราเร็วเฉลี่ยที่เกิดจากความสัมพันธ์กำลังสองระหว่างอัตราเร็วลมและความกด และสามารถให้ข้อมูลความแรงของลมกระโชกโดยไม่ต้องใช้พลังงานไฟฟ้า

- เครื่องวัดอัตราเร็วลมชนิดคลื่นเสียง (Sonic anemometers) ที่วัดเวลาในระหว่างการส่งออกและการรับของคลื่นอัลตราโซนิกเหนือในระยะเวลาที่กำหนด เนื่องจากเครื่องวัดอัตราเร็วลมชนิดคลื่นเสียงไม่มีชิ้นส่วนที่เคลื่อนไหว เซนเซอร์ชนิดนี้จึงมีความทนทานสูง และความถูกต้องไม่เปลี่ยนแปลง ปัจจุบันเครื่องวัดอัตราเร็วลมชนิดคลื่นเสียงบางชนิดสามารถวัดลมได้แม้ว่าจะอยู่ในสภาวะที่มีฝน ราคาของเครื่องมือชนิดนี้ในปัจจุบันใกล้เคียงกับเครื่องวัดลมแบบใบพัด-ศรลม

- เครื่องวัดอัตราเร็วของลมชนิดจานร้อน (Hot-disc anemometer) ล่าสุดได้มีการพัฒนาให้เป็นเครื่องวัดชนิดทรานซิสเตอร์ ใช้วัดระดับการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิที่ตัวชิปส์ สามารถวัดทั้งอัตราเร็วลมและทิศทางได้อย่างแม่นยำ เครื่องมือดังกล่าวแข็งแกร่งและคงทนในการสอบเทียบเครื่องมือ แต่จนถึงปัจจุบันนี้ยังมีข้อจำกัดในเรื่องของประสิทธิภาพการใช้งานจริง
- เครื่องวัดอัตราเร็วลมชนิดลวดร้อน (Hot-wire anemometer) ใช้ในการวัดการเย็นลงของเส้นโลหะบางๆ ที่ถูกทำให้ร้อน โดยในเชิงปฏิบัติแล้วมีความน่าเชื่อถือต่ำเนื่องจากสาเหตุสองประการคือ มีความแปรปรวนมากเกินไป และการเปลี่ยนแปลงในค่าสอบเทียบสูง เมื่อมีสิ่งสกปรกปนเปื้อนหรือเมื่อมีความชื้น ดังนั้น จึงไม่แนะนำให้ใช้ในงานในสถานะที่มีฝนหรือความชื้น
- การมีเครื่องวัดสครลมชนิดแบบแผ่นปัดโบราณ (Antique swinging-plate) ดีกว่าการที่ไม่มีเครื่องมือใด ๆ เลยสักชนิด
- เทคนิคการวัดอัตราเร็วลมโดยการหึ่งข้อมูลระยะไกล (Remote wind-sensing) ด้วยเสียง (Sodar), แสง (Lidar) หรือคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า (เรดาร์) ไม่ได้เป็นเทคนิคที่มีการใช้อยู่เป็นประจำในเครือข่ายอุตุนิยมวิทยา

11. เซนเซอร์ กลุ่มเซ็นเซอร์ และค่ารายละเอียดตามแกนหลัก

ใบพัดที่ตอบสนองเฉพาะต่ออัตราเร็วลมที่มีทิศทางไปกับเพลการหมุนของตัวหมุนสามารถนำมาติดตั้งในแนวตั้งฉากเพื่อให้อ่านค่าของลม 2 ค่า ซึ่งเป็นสัดส่วนโดยตรงกับค่าอัตราลมในทิศทางแกนหลัก สำหรับเซนเซอร์อื่น ๆ เช่น เครื่องวัดอัตราเร็วลมชนิดคลื่นเสียงแบบ 2 แกน สามารถให้ผลเดียวกันแต่มีความซับซ้อนทางอิเล็กทรอนิกส์เพิ่มเติม ใบพัดที่ตั้งเป็นมุมฉากมีข้อเสียคือ การตอบสนองเป็นรูปโคไซน์ที่แน่นอน (กล่าวคือ ความไวตามแกน) สามารถทำได้ยาก เครื่องวัดอัตราเร็วลมชนิดถ้วย/สครลมร่วมหรือชนิดใบพัด สามารถถูกใช้เป็นอุปกรณ์วัดค่าตามแกนหลักจากอัตราเร็วลมและทิศทางที่วัดได้

12. วิธีการประมวลผลข้อมูล

สัญญาณจากเครื่องวัดอัตราเร็วลม/สครลม สามารถนำมาหาค่าเฉลี่ยได้ในหลาย ๆ วิธีการก่อนที่จะมีการพิจารณาห้วงโซ่การวัดอัตราเร็วลมทั้งหมด (การเปิด, การรับค่า, การส่งค่า, การกรอง, การบันทึกและการประมวลผล) ควรมีการกล่าวถึงปัญหาของค่าเฉลี่ย ค่าเฉลี่ยลมตามแนวนอน (ค่าลมตามแกนนอน หรืออัตราเร็ว/ทิศทาง) ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและลมกระโชกสูงสุด

13. ค่าเฉลี่ย

การหาค่าเฉลี่ยของขนาดและทิศทางของเวกเตอร์ลมหรือค่าลมตามแกนหลักต่าง ๆ ยังมีปัญหาอยู่ ปัญหาแรก คือ ค่าเวกเตอร์เฉลี่ยของความเร็วลมในทิศทางลมเฉลี่ย U จะมีค่าน้อยกว่าค่าเฉลี่ยของอัตราเร็วลมชั่วขณะทั้งหมดอยู่เป็นเปอร์เซ็นต์ที่เล็กน้อย หากจำเป็นปัญหาค่าส่วนนี้อาจถูกแก้ไขให้ถูกต้อง

ถ้าค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของทิศทางลมเป็น s_d ; สำหรับอัตราส่วนของ U และอัตราเร็วลมเฉลี่ยชั่วขณะ ดังแสดงในสมการที่ 2

$$U = \sqrt{u_i^2 + v_i^2} = 1 - s_d^2/2 \quad \text{สมการที่ 2}$$

ซึ่งผลของความปั่นป่วนของลมขวางนี้ มักจะสัมพันธ์กับการให้ค่าอัตราเร็วสูงเกินความเป็นจริง ที่ก่อให้เกิดการคลาดเคลื่อนในค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน s_u

ปัญหาที่สองคือ ความไม่ต่อเนื่องของทิศทางลมระหว่าง 0° และ 360° ปัญหานี้จะสามารถแก้ไขได้โดยการบันทึกในไซลินเดอร์หรือโดยการขยายช่วงที่บันทึก (เช่น เพิ่มเป็น 540° ด้วยเครื่องเปลี่ยนช่วงอัตโนมัติจาก 0° ถึง 360° และ 540° ถึง 180°) หรือโดยกลไกคอมพิวเตอร์ ที่ทำตัวอย่างให้ต่อเนื่องโดยการเพิ่มหรือหักลบ 360° เมื่อจำเป็น ข้อเท็จจริงคือ การตอบสนองในอันดับที่หนึ่งของถ้วยของเครื่องวัดอัตราเร็วลมและการตอบสนองในอันดับที่สองของครลม ที่ไม่เข้ากันได้อย่างสมบูรณ์นี้เป็นปัญหาที่มีความสำคัญเพียงเล็กน้อย เนื่องจากความแตกต่างของการตอบสนองนั้นถูกสะท้อนออกมาเฉพาะในส่วนหนึ่งของความแปรผันที่มีความถี่สูงเท่านั้น

จากหลักการพื้นฐานค่าเฉลี่ยของลมแต่ละแกนหลักเป็นค่าที่ต้องการมากกว่าค่าเฉลี่ยอัตราเร็วและทิศทางลมโดยเป็นอิสระแยกจากกัน แต่อย่างไรก็ดีความแตกต่างทั้งสองค่ามีเพียงเล็กน้อยเท่านั้น และการใช้งานส่วนใหญ่ สามารถคำนวณหาค่าเฉลี่ยตามแกนหลักจากค่าเฉลี่ยอัตราเร็วและทิศทางลมโดยอิสระได้และแนวทางการใช้ค่าเฉลี่ยนี้ยังนำมาใช้กับค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกัน ทั้งนี้มีเหตุผลจำนวนมากในการวัดอัตราเร็วและทิศทางโดยอิสระ ประการแรกคือกระบวนการทำงานของสัญญาณของอัตราเร็วลมและทิศทางจะเป็นอิสระต่อกัน กล่าวคือส่วนประกอบที่วัดค่าหนึ่ง (เช่น อัตราลม) จะยังมีการทำงานอยู่ หากอีกส่วนประกอบ (เช่น ทิศทางลม) ไม่สามารถใช้งานได้ ประการที่สอง ข้อมูลในกรณีนี้ที่แยกอิสระจากกันจะปริมาณน้อยกว่าในกรณีที่ต้องนำข้อมูลแต่ละแกนหลักมารวมคำนวณด้วย ประการสุดท้าย การแยกค่าอัตราเร็วและทิศทางอย่างอิสระต่อกัน สามารถนำไปใช้ได้กับการใช้งานทั่วไปได้

ค่าเฉลี่ยของอัตราเร็วลมแนวอนได้มาจากเครื่องวัดเชิงกลและเครื่องวัดไฟฟ้า ในบางครั้งตัวอย่างที่ง่ายที่สุดคือตัวนับการหมุนเชิงกล ซึ่งติดตั้งในถ้วยเครื่องวัดอัตราเร็วลม ซึ่งปกติใช้วัดการผ่านไปของลมระหว่างค่าช่วงเวลาที่เราเลือกนั้น ๆ ส่วนการหาค่าที่ซับซ้อน ได้แก่ การใช้เครื่องผลิตคลื่นกระแสไฟฟ้าทำการขับเคลื่อนตัวประเมินผลออกประสงค์ระบบดิจิทัล ซึ่งจะช่วยให้เราสามารถคำนวณค่าเฉลี่ย ค่าความแรงของลมกระโชกและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานได้ถ้าอัตราเร็วและทิศทางของลมที่ถูกบันทึกในลักษณะของกราฟที่ต่อเนื่อง แล้วผู้บันทึกจะสามารถประมาณค่าเฉลี่ยทุก 10 min

(ค่าเฉลี่ยภายในช่วง 10 min) จากค่าบันทึกด้วยปากกา จากค่าบันทึกจะสามารถหาค่าสูงสุดของลมกระโชก ส่วนการอ่านค่าลมจากของเซ็นเซอร์หรือมิเตอร์จะทำให้สามารถรับรู้ถึงแรงลมและค่าความเปลี่ยนแปลง แต่จะให้ค่าความผิดพลาดที่มาก หากเราจำเป็นต้องหาค่าเฉลี่ยของการอ่านค่า โดยเฉพาะค่าเฉลี่ย 10 min ไม่เหมาะสมที่ใช้ในการรายงานอากาศ

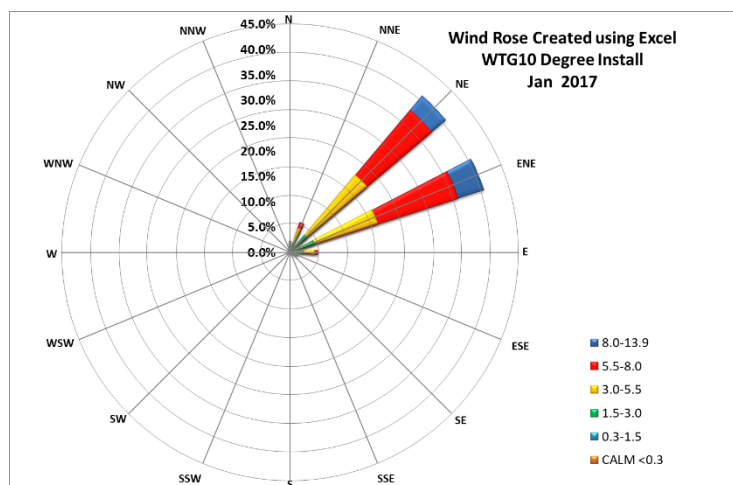
14. ลมกระโชกสูงสุด และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

การคำนวณหรือบันทึกความผันผวนของลม เป็นสิ่งที่ไวต่อผลตอบสนองแบบไดนามิกอย่างมากในทุก ๆ องค์ประกอบของห่วงโซ่การวัด รวมถึงระยะการตอบสนองและอัตราส่วนการหน่วงของเครื่องตรวจจับ นอกจากนี้การตอบสนองแบบไดนามิกของระบบคือตัวกำหนดระยะเวลาทั้งหมดของลมกระโชกสูงสุด ระบบการตอบสนองอย่างช้า ๆ ค่าจะกระจายออกได้กว้าง และแสดงลมกระโชกที่กินเวลานานแต่มีความรุนแรงน้อยกว่า ในขณะที่ระบบมีการตอบสนองอย่างรวดเร็ว ค่าที่บันทึกได้จะสูงและส่วนสูงสุดจะแคบ (ระยะเวลาของลมกระโชกสั้น) เป็นที่ชัดเจนว่าการตอบสนองแบบไดนามิกของระบบลม ต้องมีการออกแบบอย่างระมัดระวัง เพื่อให้ได้ค่าของลมกระโชกหรือค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานที่มีความถูกต้องเชื่อถือได้และสอดคล้องกันระหว่างสถานี ก่อนที่จะระบุลักษณะของผลการตอบสนองที่เหมาะสมของระบบวัดลม สิ่งสำคัญคือ เพื่อกำหนดระยะเวลาของลมกระโชกตามที่ต้องการตามการใช้งาน ค่าลมสูงสุดเป็นค่าที่ส่วนใหญ่ใช้สำหรับการเตือนภัย และสำหรับค่าสถิติของการรับน้ำหนักสูงสุดของตัวอาคาร สิ่งก่อสร้าง และเครื่องบิน ดังนั้นสิ่งสำคัญที่จะต้องตระหนักคือลมกระโชกในช่วงเวลาสั้น ๆ ไม่มีเวลาหรือระยะทางเพียงพอที่จะทำให้เกิดผลความเสียหายรุนแรงกับสิ่งก่อสร้างขนาดใหญ่ ได้สรุปว่า ลมกระโชกในระยะเวลาประมาณ 3 s ครอบคลุมศักยภาพผู้ใช้งานเกือบทั้งหมด ลมกระโชกประมาณ 3 s มีลักษณะเช่นเดียวกับ "wind run" (ระยะเวลาคุณอัตราเร็วลมเฉลี่ย) ในขนาด 50 - 100 m ในสภาพลมที่แรง อัตราเร็วลมในระดับนี้เพียงพอที่จะกระทบโครงสร้างขนาดปกติ ทั้งในเมือง/เมือง และทำให้เผชิญกับลมกระโชกที่มีศักยภาพการทำลาย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและทิศทางลม อัตราเร็ว สามารถจะคำนวณได้ง่ายด้วยคอมพิวเตอร์ขนาดเล็ก โดยการนำสัญญาณในช่วงเวลาประมาณ 1 s ความถี่ในการสุ่มตัวอย่างของสัญญาณไม่ควรห่างเกินไปโดยทั่วไปประมาณ 0.25 Hz การคำนวณค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐานของลมอัตราเร็วแวนอนทุก 10 min ร่วมกับการตรวจหาลมกระโชกในระยะเวลาประมาณ 2 - 3 s ให้ข้อกำหนดที่น่าสนใจสำหรับตัวกรองอิเล็กทรอนิกส์ ลมกระโชกเป็นค่าวิกฤติสูงสุดของการกรอง ดังนั้น ในทางปฏิบัติจึงมีการปรับระบบให้เหมาะสมและมีการปรับแต่งตัวกรองให้ได้ค่าวัดลมกระโชกที่ดีที่สุด ในการกำหนดจุดสูงสุดของลมกระโชกที่ถูกต้องนั้น ควรมีการสุ่มตัวอย่างการกรองสัญญาณลมทุก ๆ 0.25 s (ความถี่ 4 Hz) นอกจากนี้ยังสามารถใช้ความถี่จากการสุ่มตัวอย่างที่ต่ำกว่า แต่ควรจะตระหนักว่าการประมาณการของค่าสูงสุดโดยทั่วไปจะมีค่าต่ำกว่าเนื่องจากในการสุ่มตัวอย่างการกรองสัญญาณ ค่าสูงสุดซีดอาจเกิดขึ้นได้

นอกเหนือจากการห้วงของศรแล้วควรจะหลีกเลี่ยงการใช้การรอกกับทิศทางลม ทั้งนี้ศรลม โดยทั่ว ๆ ไปจะมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานลมทิศทางไม่เกิน 2% การคำนวณค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานที่ถูกต้องของทิศทางลมต้องใช้ส่วนประมวลผลดิจิทัลที่มีค่ารายละเอียดต่ำสุด ซึ่งมักใช้ตัวถอดรหัสดิจิทัลบนคันศรของใบพัด โดยค่ารายละเอียดที่ 7 บิต เป็นค่าที่เพียงพอ เนื่องจากที่ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานที่ 5° ยังสามารถวัดได้ด้วยที่ความแม่นยำ 1% (สำนักตรวจและเฝ้าระวังสภาวะอากาศ, ม.ป.ป.)

2.2 ผังลม

ผังลม (Wind Rose) คือผังที่แสดงทิศทางและความเร็วของลม ณ บริเวณที่วัดข้อมูล โดยนำข้อมูลค่าเฉลี่ยของความเร็วลมและทิศทางลมของช่วงเวลาสั้น ๆ เช่น 1 สัปดาห์ 1 เดือน หรือนานกว่า มาจัดเรียงข้อมูลและแสดงผลอยู่ในรูปกราฟวงกลม ซึ่งข้อมูลทิศทางลมจะถูกจัดเรียงโดยแบ่งวงกลมออกเป็นทิศลมทั้งหมด 16 ทิศ ได้แก่ ทิศเหนือ (N) ทิศเหนือค่อนไปทางตะวันออกเฉียงเหนือ (NNE) ทิศตะวันออกเฉียงเหนือ (NE) ทิศตะวันออกเฉียงค่อนไปทางเหนือ (ENE) ทิศตะวันออก (E) ทิศตะวันออกเฉียงค่อนไปทางใต้ (ESE) ทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ทิศใต้ค่อนไปทางตะวันออกเฉียงใต้ (SSE) ทิศใต้ (S) ทิศใต้ค่อนไปทางตะวันตก (SSW) ทิศตะวันตกเฉียงใต้ (SW) ทิศตะวันตกค่อนไปทางใต้ (WSW) ทิศตะวันตก (W) ทิศตะวันตกค่อนไปทางเหนือ (WNW) ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศเหนือค่อนไปทางตะวันตก (NNW) โดยการวัดทิศลมที่เป็นองศาจะนับจาก 0 - 360° ตามเข็มนาฬิกา ดังนี้ ทิศเหนือคือ 0° หรือ 360° ทิศตะวันออกเฉียงคือ 90° ทิศใต้คือ 180° และทิศตะวันตกคือ 270° ส่วนข้อมูลความเร็วลมจะถูกแสดงในแนวรัศมี โดยจุดของเส้นความเร็วลมแสดงให้เห็นว่าลมพัดมาจากทิศใดเข้าสู่ศูนย์กลางหรือพัดเข้าหาสถานี ส่วนความเร็วลมในแต่ละช่วงจะแทนด้วยขนาดความกว้างและความเข้มของสีต่าง ๆ และขนาดความยาวของแต่ละสัญลักษณ์จะเป็นสัดส่วนกับเปอร์เซ็นต์ความเร็วในช่วงนั้น ๆ ซึ่งที่ศูนย์กลางแสดงเปอร์เซ็นต์ความเร็วของลมสงบ และวงกลมรอบศูนย์กลางแสดงค่าเปอร์เซ็นต์ความเร็วต่าง ๆ ดังแสดงในภาพที่ 5



ภาพที่ 5 ผังลม

(ข้อมูลจากกังหันลมต้นที่ 10 โครงการชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม จังหวัดชัยภูมิ)

2.3 คำแนะนำสำหรับการออกแบบระบบวัดลม

ระบบการวัดลมสามารถออกแบบได้หลายวิธี ซึ่งมีสองตัวอย่างทั่วไป ดังนี้ ระบบแรก Analogue signal treatment เป็นระบบที่ใช้กันเป็นส่วนใหญ่ อีกระบบคือ Digital signal processing

ระบบแรก ประกอบด้วยเครื่องวัดอัตราเร็วลมซึ่งมีระยะเวลาการตอบสนอง 5 m เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสร้างไฟฟ้ากระแสสลับที่ความถี่แปรผันตรงกับอัตราการหมุนของเครื่องวัดอัตราเร็วลม (กระแสไฟฟ้าสลับหลาย ๆ ครั้งต่อการหมุนหนึ่งครั้ง) เครื่องมือนับกระแสไฟฟ้าสลับนั้นนับทุกช่วงเวลา 0.25 s และไมโครโปรเซสเซอร์นั้นคำนวณค่าเฉลี่ยและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานในช่วง 10 min จากสัญญาณที่ถูกสุ่มตัวอย่างทุก 0.25 s ค่าความแตกต่างสูงสุดต้องพิจารณาจากค่าเฉลี่ย 3 s กล่าวคือ ค่าเฉลี่ยมากกว่า 12 สัญญาณล่าสุด ค่าเฉลี่ยนี้ต้องถูกทำทุก ๆ 0.25 s (คือเฉลี่ยซ้อนทับ 3 s ทุก ๆ 0.25 s) การวัดทิศทางลมวัดกับศรลมที่มีความยาวคลื่นที่ไม่ถูกหน่วง 5 m มีอัตราส่วนการหน่วง 0.3 และมีการบันทึกรหัสดิจิทัล 7 บิต ทุก ๆ วินาที ค่าเฉลี่ยและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานถูกคำนวณทุกช่วง 10 min ซึ่งตัวอย่างถูกตรวจสอบให้มีความต่อเนื่อง หากตัวอย่างที่มีความต่อเนื่องสองตัวอย่างมีค่าต่างกันมากกว่า 180° โดยการเพิ่มหรือลดลงจาก 360° จากตัวอย่างอีกอันหนึ่ง สำหรับเครื่องวัดลมที่มีระยะเวลาการตอบสนอง 5 m (อัตราการหน่วงที่ 0.3 ความยาวคลื่นที่ไม่มีความหน่วง 10 m) ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของอัตราเร็วลมและทิศทางลมถูกลดลงประมาณ 7% และ 2% ตามลำดับ ทั้งนี้ระยะเวลาที่ลมกระโชกสัมพันธ์กับกระบวนลูกโซ่การวัดทั้งหมดคือประมาณ 3 s

ระบบที่สอง ประกอบด้วยระบบของเครื่องวัดอัตราเร็วลมที่มีระยะตอบสนอง 5 m เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตแรงดันไฟฟ้าแปรผันตรงกับอัตราการหมุนของเครื่องวัดอัตราเร็วลม มีการแปลงค่าจากอนาล็อกเป็นดิจิตอลทุก ๆ วินาที นำค่าดิจิตอลไปประมวลผลส่วนของทิศทางลม ประกอบด้วยส่วนของสคริมที่ความยาวคลื่นที่ไม่ถูกหน่วงที่ 5 m และอัตราการหน่วงที่ 0.3 แล้วเอาค่าดิจิตอลมาคำนวณค่าเฉลี่ยและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน การกำหนดลมกระโชกสูงสุด แรงดันไฟฟ้าถูกกรองโดยใช้หลักการประมาณทางคณิตศาสตร์อันดับที่ 1 (First-order) กับค่าคงที่ของเวลาใน 1 s และเปลี่ยนค่าอนาล็อกเป็นดิจิตอลทุก ๆ 0.25 s ระบบที่สองนี้มีความแตกต่างจากระบบแรกเล็กน้อย ในค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของขนาดและทิศทางลมนั้นถูกกรองโดย 12% และ 2% ตามลำดับ ขณะที่ระยะเวลาลมกระโชกคือประมาณ 3 s ระบบนี้สามารถดำเนินการกับปากกาบันทึกที่เชื่อมต่อกับอนาล็อก แทนที่การใช้ตัวแปลงค่าอนาล็อก-ดิจิตอลได้อีกด้วย ทั้งนี้เฉพาะค่าเฉลี่ยและค่าแตกต่างสูงสุดสามารถอ่านค่าได้ทันทีและระยะเวลาลมกระโชกประมาณ 3 s นอกเสียจากว่าปากกาบันทึกตอบสนองช้ากว่าที่ตัวกรองโดยใช้หลักการอันดับที่ 1

การดำเนินการของขั้นตอนการทำงานของสัญญาณมีความสอดคล้องกันและมีการยืนยันความถูกต้องที่เหมาะสม อย่างไรก็ตามยังมีขั้นตอนค่อนข้างซับซ้อนและความต้องการที่เกี่ยวข้องกับค่าเฉลี่ยการทับซ้อนและความสัมพันธ์กับความถี่ของการสุ่มตัวอย่างสูง สำหรับการประยุกต์ ค่อนข้างยอมรับได้ที่จะลดอัตราการสุ่มตัวอย่างลง 1 ตัวอย่างต่อ 3 s ให้สัญญาณลมถูกเฉลี่ยเกิน 3 s (คือไม่ทับซ้อนในระยะห่างของค่าเฉลี่ย) ผลลัพธ์ระยะเวลาของลมกระโชกประมาณ 5 s และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานลดลงเป็น 12%

2.4 การอ่านค่าเครื่องวัดแรงลม

อัตราเร็วลมเพิ่มขึ้นอย่างมากตามความสูง โดยเฉพาะเหนือภูมิประเทศที่ขรุขระ สำหรับเหตุผลนี้ความสูงมาตรฐาน 10 m เหนือภูมิประเทศแบบโล่งถูกระบุไว้แน่นอนสำหรับการอ่านค่าด้วยเครื่องวัดแรงลม ในส่วนของการวัดทิศทางลมนั้น การเปลี่ยนแปลงทิศกับระยะความสูงมีความสัมพันธ์เพียงเล็กน้อย และไม่จำเป็นต้องนำมาพิจารณาในการวัดลมผิวพื้น ตำแหน่งที่ตั้งในการสังเกตแรงลมที่เหมาะสม เป็นสิ่งหนึ่งที่สามารถใช้เป็นตัวแทนลมเหนือพื้นที่อย่างน้อย 2 - 3 km ได้ เพื่อใช้เป็นตัวแทนสำหรับภูมิประเทศไม่ราบเรียบที่มีสิ่งกีดขวาง หรือสภาพพื้นผิวไม่เหมือนกันทั้งอัตราเร็วลมและทิศทางส่งผลอย่างมาก การแก้ไขให้ถูกต้องสามารถเป็นไปได้และมีเครื่องมือในการคำนวณแก้ไข การพัฒนาความสามารถในการประยุกต์ข้อมูลดิบของลม ข้อมูลที่ใช้ในการแก้ไขควรถูกส่งผ่านถึงผู้ใช้งานรวมถึงการวัดทิศทาง

เครื่องวัดอัตราเร็วลมสำหรับวัดเหนือพื้นดิน

การอ่านค่ามาตรฐานของเครื่องวัดแรงลมเหนือภูมิประเทศแบบโล่ง คือ 10 m เหนือพื้นดิน ภูมิประเทศแบบโล่งถูกให้คำจำกัดความเสมือนพื้นที่ซึ่งระยะทางระหว่างเครื่องวัดอัตราเร็วลมและสิ่งกีดขวางใด ๆ คืออย่างน้อย 10 เท่าของความสูงสิ่งกีดขวาง การวัดแรงลมที่ทำในบริเวณระลอก (Wake) ของต้นไม้ สิ่งก่อสร้าง หรือสิ่งกีดขวางอื่น ๆ มีคุณค่าเพียงเล็กน้อยและให้ข้อมูลเพียงน้อยนิดเกี่ยวกับลมที่ไม่ถูกรบกวน เนื่องจากระลอกลมจากสิ่งกีดขวางสามารถเพิ่มกระแสลมได้โดยง่ายถึงระยะทาง 12 ถึง 15 เท่าของความสูงสิ่งกีดขวาง ดังนั้นข้อบังคับที่ระยะ 10 เท่าของความสูงของสิ่งกีดขวางเป็นค่าต่ำสุด ในทางปฏิบัติยากที่จะค้นหาตำแหน่งที่ดีหรือยอมรับได้สำหรับสถานีวัดแรงลม สิ่งสำคัญของการหาตำแหน่งที่เหมาะสมเป็นเรื่องเฉพาะ มีสองแง่มุมที่สำคัญมากคือ 1) เซนเซอร์ควรติดตั้งห่างจากสิ่งกีดขวางในท้องที่ให้มากที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ เมื่อการวัดแรงลมถูกทำบนด้านข้างของเสาหรือหอคอยที่ค่อนข้างจะบนสุด เครื่องมือควรจะวางบนคานที่มีความยาว 3 เท่าของความกว้างเสาหรือหอคอย เมื่อเครื่องวัดถูกวางบนสุดของตึก ควรยกขึ้นอย่างน้อย 1 เท่าของความกว้างตึกเหนือส่วนบนที่สุด 2) ตำแหน่งท้องที่ควรจะมีพืชน้อยที่สุด อย่างน้อยควรมีแผนที่ของสถานีโดยรอบภายในรัศมี 2 km พืชสูงสิ่งกีดขวาง และตำแหน่งต้นพืชและการเปลี่ยนความสูงระดับการยกตัวของภูมิประเทศ และอื่นๆ การเปลี่ยนแปลงในสภาพแวดล้อม เช่น การก่อสร้างตึก หรือการเจริญเติบโตของต้นไม้ ซึ่งควรถูกบันทึกในคู่มือของสถานี เครื่องมือของสถานีควรถูกระบุไว้แน่นอนในรายละเอียด

ในที่ซึ่งการอ่านค่ามาตรฐานไม่สามารถยอมรับได้ เครื่องวัดอัตราเร็วลมอาจถูกติดตั้งที่ความสูงไม่ควรได้รับผลกระทบมากจากสิ่งกีดขวาง และค่าที่วัดสามารถโยงไปถึงลักษณะลมที่ 10 m ที่ไม่มีสิ่งกีดขวางในบริเวณใกล้เคียงได้ ในกรณีที่ภูมิประเทศเปลี่ยนเพียงเล็กน้อยตามเส้นวงราบ อาจวางเครื่องวัดอัตราเร็วลมที่ความสูงมากกว่า 10 m โดยขึ้นอยู่กับค่า Roughness length ของพื้นผิว Z_0 ของบริเวณโดยรอบ คือสูงประมาณ 13 m ถ้าค่า $Z_0 = 0.1$ m และสูงประมาณ 19 m ถ้า $Z_0 = 0.5$ m ทั้งนี้ การติดตั้งเครื่องวัดอัตราเร็วลมที่ความสูงเพิ่มขึ้นจาก 10 m จะทำงานได้ไม่ดี ถ้าสภาพอาคารในท้องที่เปลี่ยนแปลงไปมากตามเส้นวงราบ ขั้นตอนการคำนวณอย่างง่ายใช้เพื่อพิจารณาผลกระทบของความสูงต่ำของท้องที่และภูมิอากาศที่บันทึกไว้สามารถนำมาใช้พิจารณาแก้ไขการอ่านค่าในพื้นที่รอบ ๆ ที่ไม่เหมือนกัน ในสภาพอากาศเป็นน้ำแข็ง การเตือนล่วงหน้าเป็นสิ่งจำเป็น เพื่อรักษาเซนเซอร์ลมให้ปราศจากการสะสมตัวของฝนลูกเห็บ และน้ำแข็ง ในบางพื้นที่อาจต้องการให้มีรูปแบบพลังงานความร้อนที่ถูกสร้างขึ้นสำหรับชิ้นส่วนที่โดนแสง เช่น เตาความร้อน อินฟราเรดที่ควบคุมโดยความร้อน กำบังกันฝนและน้ำแข็ง เคยถูกออกแบบมาสำหรับแบบของเครื่องวัดแรงลมที่พิเศษ

การแก้ไขการอ่านค่าให้ถูกต้องจากผลของอิทธิพลสิ่งรอบด้าน

การวัดลมพื้นผิวที่ไม่มีปัญหาการอ่านค่าแทบจะไม่มีอยู่เลย ความต้องการของภูมิประเทศแบบโล่งก็ยากที่จะพบเจอ และสถานีลมส่วนมากเหนือพื้นดินมักกวนวายเป็นผลกระทบจากความสูงต่ำของผิวพื้น หรือผิวหน้าที่ถูกปกคลุม หรือทั้งสองอย่าง เป็นที่ชัดเจนว่า ความผิดพลาดจากการอ่านค่าก่อให้เกิดปัญหาต่อผู้ใช้ข้อมูลลม และบ่อยครั้งที่ทำให้ข้อมูลไร้ประโยชน์ ปัญหานี้เองเป็นสิ่งสำคัญในโมเดลพยากรณ์อากาศด้วยการคำนวณ ที่ซึ่งมีแนวโน้มในการวิเคราะห์ลม และความดันแยกจากกัน อย่างไรก็ตาม ลมที่พื้นผิวสามารถถูกใช้สำหรับเริ่มต้น ถ้ามันเป็นตัวแทนของพื้นที่ที่กว้าง สิ่งนี้หมายความว่า ความผิดพลาดเนื่องจากการอ่านค่าในท้องที่ หรือความสูงการวัดไม่ได้มาตรฐานจะถูกกำจัดออกไปการแก้ไขการอ่านค่าแรงลมในท้องที่เกิดจากการวัดที่มีคุณภาพที่สมเหตุสมผล ในที่ติดตั้งไม่ขรุขระมาก ($Z_0 < 0.5$ m) และสมเหตุสมผล ไม่ควรพยายามแก้ไขการวัดค่า ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับค่าเฉลี่ยของพื้นที่ ตัวอย่างเช่น สถานีลมในหุบเขาลึก ที่ซึ่งการไหลถูกควบคุมโดยลมภูเขา อาจมีความสำคัญในการพยากรณ์ในท้องที่ แต่ไม่สามารถใช้เสมือนตัวแทนลมในพื้นที่ได้ ถ้า U คืออัตราเร็วลมวัดที่ความสูง Z อัตราเร็วลมที่แก้ไขแล้ว U_c ซึ่งควรจะถูกบ่งชี้ที่ 10 m เหนือภูมิประเทศที่มีความขรุขระ Z_0 ดังแสดงในสมการที่ 3

$$U_c = U \cdot C_F \cdot C_T \cdot \frac{\ln(10/Z_{0u})}{\ln(Z/Z_{0u})} \cdot \frac{\ln(60/Z_{0u}) \ln(10/Z_0)}{\ln(10/Z_{0u}) \ln(60/Z_0)} \quad \text{สมการที่ 3}$$

ที่ซึ่ง C_F การแก้ไขความบิดเบือนของกระแสลม C_T คือ ค่าแฟคเตอร์ที่แก้ไขแล้ว เนื่องมาจากผลของความสูงต่ำของพื้นที่ Z_{0u} คือ Roughness Length ที่ส่งผลของภูมิประเทศเหนือสถานีวัด และ Z_0 คือ Roughness Length ในการประยุกต์ใช้ ทั้งนี้ Z , Z_0 และ Z_{0u} ใช้หน่วยเมตร เทอมที่ใช้แก้ไขต่างๆ แสดงดังนี้

- การบิดเบือนของกระแสลม ค่าแฟคเตอร์ C_F อธิบายการบิดเบือนของกระแสลมโดยอยู่ใกล้วัตถุขนาดใหญ่ สิ่งนี้มีความสำคัญสำหรับเครื่องวัดลมบนตึก เรือ และแท่นลอยในทะเล การหาค่า C_F ที่เป็นฟังก์ชันของทิศทางลม คือ วิธีจำลองในอุโมงค์ลม นอกจากนี้สามารถใช้ในการประมาณค่ากระแสลมศักย์ รอบโครงสร้างง่าย ๆ มาประยุกต์หาค่าได้ สำหรับการวัดบนที่สูงสุดของเสา การบิดเบือนของกระแสลมไม่มีความสำคัญ

- การแก้ไขเกี่ยวกับความสูงต่ำของพื้นที่ (Topographic) การแก้ไขนี้อธิบายผลกระทบความสูงภูมิประเทศรอบสถานีวัดแรงลม C_T คืออัตราส่วนระหว่างแรงลมเฉลี่ยในพื้นที่ (เฉลี่ยเหนือสันเขาและหุบเขาที่ 10 m บนภูมิประเทศในท้องที่) และแรงลมซึ่งวัดที่สถานี ในตัวอย่างของภูเขาที่แยกตัวโดดเดี่ยวที่มีสถานีอยู่บนยอดเขา C_T ควรจะน้อยกว่า 1 เพื่อแก้ไขการเพิ่มอัตราเร็วซึ่งถูกเหนี่ยวมาโดยภูเขา ให้ผลลมที่เป็นตัวแทนในพื้นที่แทนที่เป็นบนสุดเท่านั้น นอกจากนี้ C_T เท่ากับ 1 สำหรับ

ภูมิประเทศราบเรียบ ในกรณีที่ถูกเขาที่แยกเดี่ยว การประมาณค่า C_T อาจใช้แนวทางอย่างง่ายที่แนะนำไว้ในกรณีความสูงต่ำของพื้นที่ที่ซับซ้อนมากกว่า จำเป็นต้องใช้โมเดลการคำนวณโดยมีข้อมูลแผนที่โครงสร้างรายละเอียดความสูงของภูมิประเทศโดยรอบสถานีวัดแรงลม การคำนวณนั้นซับซ้อนสามารถทำเพียงครั้งเดียวสำหรับสถานี แล้วนำไปสร้างตารางกึ่งถาวรของค่า C_T เหมือนเป็นฟังก์ชันของทิศทางลม

- การวัดความสูงที่ไม่ได้มาตรฐาน ผลกระทบนี้ถูกรวมอย่างง่ายในสูตร U_c โดยตั้งสมมติฐานข้อมูลในรูปฟังก์ชัน Logarithm แล้วรวมกับค่า Roughness Length, Z_{ou} ของที่สูงต่ำเหนือลมสำหรับสถานีเหนือน้ำทะเล การลดลงสู่ความสูงมาตรฐานมีความสำคัญ แต่การแก้ไขความเสถียรเป็นเรื่องเล็กน้อย สามารถใช้ฟังก์ชัน Logarithm ของการลดลงได้

- ผลกระทบของความขรุขระ ผลของความขรุขระเหนือลม เช่นเดียวกับผลของสิ่งกีดขวางบนพื้นผิวสามารถแก้ไขได้โดย การประมาณข้อมูลโดยฟังก์ชัน Logarithm ของอัตราเร็วลมไปยังความสูง 60 m ที่สถานีที่มีค่า Roughness Length, Z_{ou} และโดยการประมาณค่าย้อนกลับสู่ระดับ 10 m ที่มีค่า Roughness Length, Z_o

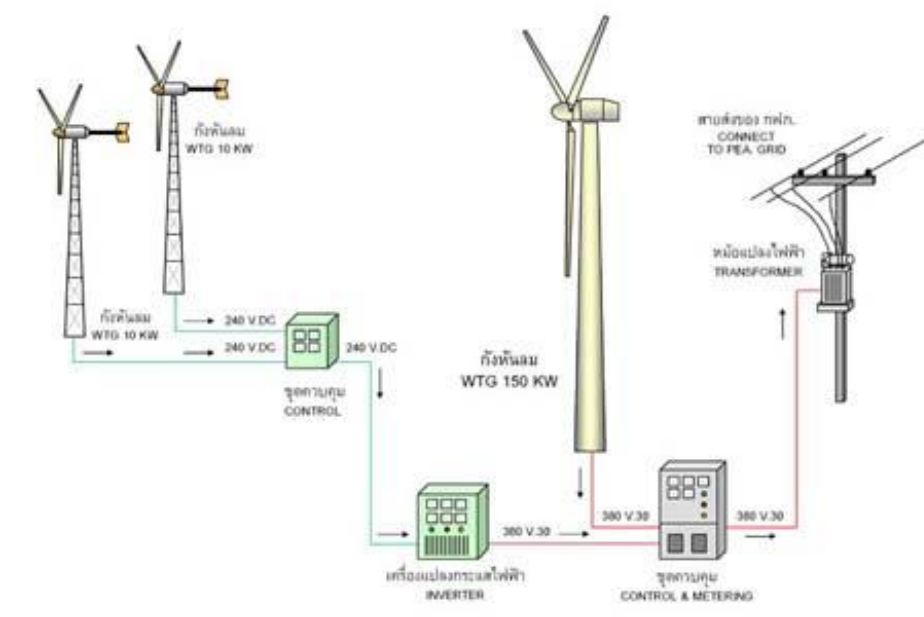
ถ้าค่าการบิดเบือนกระแสลมและปัญหาความสูงต่ำของพื้นที่ มีค่าเล็กน้อยหรือได้แก้ไขแล้ว สามารถประยุกต์ในการแก้ไขการอ่านค่า โดย $Z = 10$ m และ $Z_o = 0.03$ m อัตราเร็วลมที่แก้ไขจะถูกทำให้สมดุล เป็นเสมือนลมที่วัดที่สถานีตามทฤษฎี (10 m เหนือภูมิประเทศแบบโล่ง) การแก้ไขอัตราเร็วลมโดยวิธีนี้ให้ค่าอัตราลมที่เรียกว่า อัตราลมศักย์ (Potential wind speed) ทั้งนี้มีข้อสังเกตว่า ประการแรก ไม่ควรมองความสูงที่ใช้ในการประมาณค่าที่ 60 m เป็นค่าตายตัว โดยค่าที่ยอมรับได้คือ ความสูงระหว่าง 40 และ 80 m ระยะ 60 m คือมิติที่ถูกต้องที่มีความสัมพันธ์กับ 2 km ซึ่ง Z_{ou} เป็นตัวแทน และพิสูจน์ให้ได้ผลลัพธ์ที่น่าพอใจ ประการที่สองการเปลี่ยนแปลงของความเสถียรภาพของอากาศต่อลมเหนือช่วงความสูง 10 ถึง 60 m ไม่สามารถละทิ้งได้ แต่ผลกระทบของความเสถียรภาพอากาศมีเล็กน้อยในสูตรคำนวณปัจจุบัน เพราะว่า เสถียรภาพอากาศเปลี่ยนแปลงขึ้นและลงลบล้างกันเอง แม้ว่าส่วนมากของการแก้ไขการอ่านค่าสามารถประยุกต์ได้โดยตรงต่อการวัด ข้อมูลที่ไม่ได้ปรับค่า (level 1) และปรับค่าแล้ว (level 2) ยังถูกใช้

2.5 การผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม

หลักการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม

หลักการงานทั่วไปของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, ม.ป.ป.) เมื่อมีกระแสลมพัดมาปะทะกับใบพัดของกังหันลม กังหันลมจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานลมที่อยู่ในรูปแบบของพลังงานจลน์ไปเป็นพลังงานกล ใบพัดเกิดการหมุนแรง จากการหมุนของใบพัดนี้จะถูกส่งผ่านเพลากลมหุน ทำให้เฟืองขับเคลื่อนหรือเฟืองเกียร์ ที่ติดอยู่กับเพลากลมหุนๆ ตามไปด้วย

เมื่อเฟืองขับเคลื่อนของกังหันลมเกิดการหมุน จะขับเคลื่อนให้เพลากลางหมุนที่ต่อเชื่อมอยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกมา ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จะขึ้นอยู่กับความเร็วของลม ความยาวของใบพัด และสถานที่ที่ติดตั้งกังหันลมดังแสดงในภาพที่ 6



ภาพที่ 6 การผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม

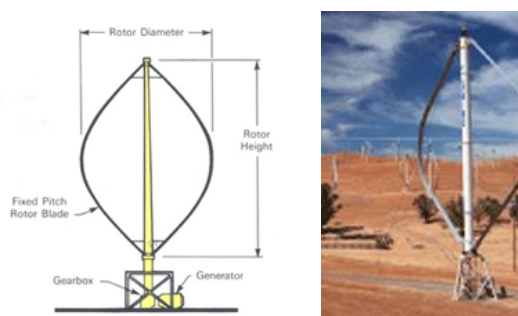
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (ม.ป.ป.: ระบบออนไลน์)

ชนิดของกังหันลม

ปัจจุบันการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมเพื่อใช้สำหรับผลิตไฟฟ้าได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง หลายประเทศทั่วโลกได้ให้ความสนใจ โดยเฉพาะในทวีปยุโรป เช่น ประเทศเดนมาร์ก กังหันลมที่ได้มีการพัฒนากันขึ้นมานั้นจะมีลักษณะและรูปร่างแตกต่างกันออกไป แต่ถ้าจำแนกตามลักษณะแนวแกนหมุนของกังหันจะได้ 2 แบบ คือ

- 1) กังหันลมแนวแกนตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine)

เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนและใบพัดตั้งฉากกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบ ซึ่งทำให้สามารถรับลมในแนวราบได้ทุกทิศทาง ดังแสดงในภาพที่ 7



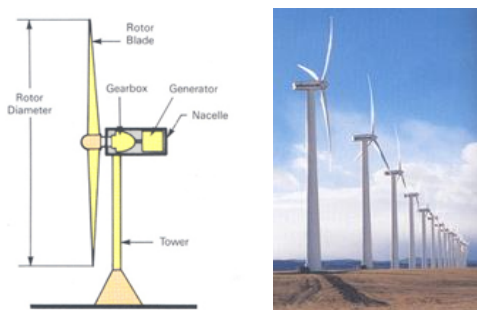
ภาพที่ 7 กังหันลมแบบแนวแกนตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine)

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (ม.ป.ป.: ระบบออนไลน์)

แม้ว่ากังหันลมแบบแนวแกนนอนเป็นที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย ส่วนมากออกแบบให้เป็นชนิดที่ขับใบกังหันด้วยแรงยก แต่อย่างไรก็ตาม กังหันลมแบบแนวแกนตั้ง ซึ่งได้รับการพัฒนามากในระยะเวลาหลังก็ได้รับความสนใจมากขึ้นเช่นกัน ทั้งนี้เนื่องจากข้อดีที่มากกว่าแบบแนวแกนนอน คือ ในแบบแนวแกนตั้งนั้นไม่ว่าลมจะเข้ามาทิศไหนก็ยังสามารถหมุนได้ โดยไม่ต้องมีอุปกรณ์ควบคุมให้กังหันหันหน้าเข้าหาลม นอกจากนี้แล้วแบบแนวแกนตั้งนั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบการส่งกำลังวางไว้ใกล้พื้นดินมากกว่าแบบแกนนอน เวลาเกิดปัญหาแก้ไขง่ายกว่าแบบแกนนอนที่ติดตั้งอยู่บนหอคอยสูง

2) กังหันลมแนวแกนนอน (Horizontal axis wind turbine)

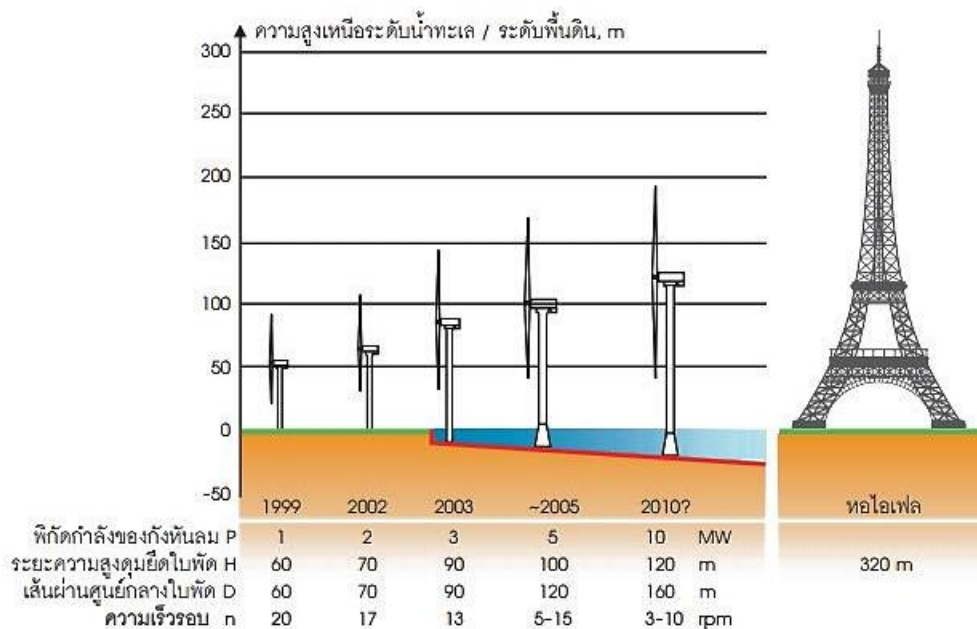
เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนขนานกับทิศทางของลมโดยมีใบพัดเป็นตัวตั้งฉากรับแรงลม มีอุปกรณ์ควบคุมกังหันให้หันไปตามทิศทางของกระแสลม เรียกว่า หางเสือ และมีอุปกรณ์ป้องกันกังหันชำรุดเสียหายขณะเกิดลมพัดแรง เช่น ลมพายุและตั้งอยู่บนเสาที่แข็งแรง ดังแสดงในภาพที่ 8 กังหันลมแบบแกนนอน ได้แก่ กังหันลมวินด์มิลล์ (Windmills) กังหันลมใบเสื่อลำแพน นิยมใช้กับเครื่องสูบน้ำ กังหันลมแบบกังล้อจักรยาน กังหันลมสำหรับผลิตไฟฟ้าแบบพรอปเพลเลอร์ (Propeller)



ภาพที่ 8 กังหันลมแบบแนวแกนนอน (Horizontal Axis Wind Turbine)

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (ม.ป.ป.: ระบบออนไลน์)

2.6 พิกัดความเร็วรอบชุดแกนหมุนใบพัด



ภาพที่ 9 แนวโน้มการขยายขนาดและเพิ่มความสูงของกังหันลม

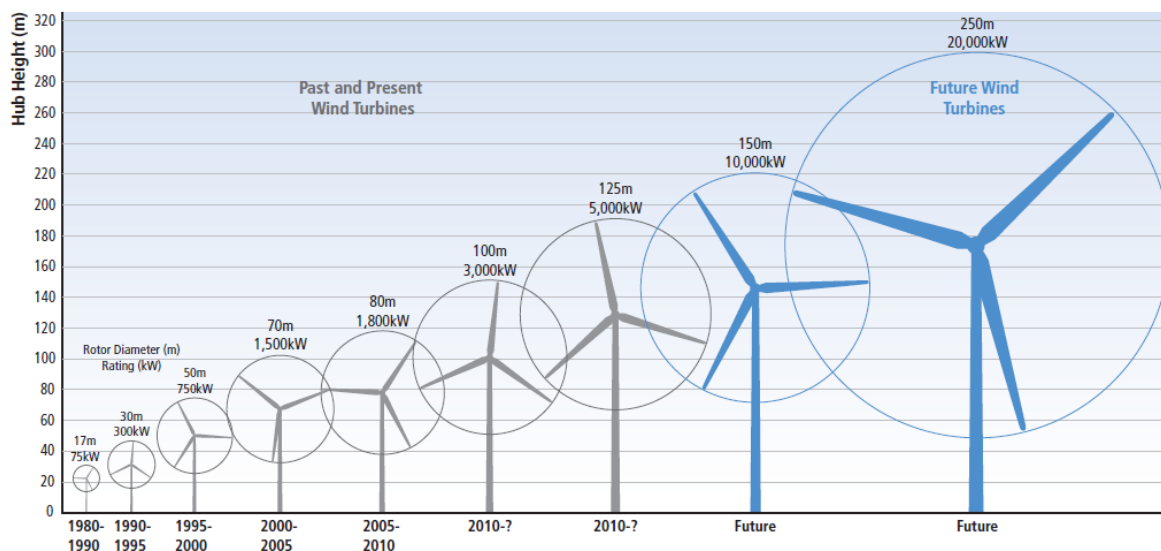
ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2557: ระบบออนไลน์)

พิกัดความเร็วรอบชุดแกนหมุนใบพัด (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2557) เป็นความเร็วรอบต่ำสุดของชุดแกนหมุนใบพัดที่ทำให้กังหันลมสกัดพลังงานจากลมได้เท่ากับ พิกัด (ต้องสอดคล้องกับความเร็วพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย) มีหน่วยเป็นรอบต่อนาที (rpm) ภาพที่ 9 แสดงภาพกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมีค่าพิกัดความเร็วรอบชุดแกนหมุนใบพัดสูงระหว่าง 100 - 500 rpm กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ชุดแกนหมุนใบพัดต่อกับเพลาคความเร็วรอบต่ำมีค่าต่ำ ระหว่าง 5 - 20 rpm โดยมีแนวโน้มการขยายขนาดและเพิ่มความสูงของกังหันลมซึ่งทำให้พิกัดความเร็วรอบชุดแกนหมุนใบพัดเพิ่มขึ้น

2.7 ขนาดและกำลังผลิตของกังหันลม

กังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine for Electric) เป็นกังหันลมที่รับพลังงานจลน์จากการเคลื่อนที่ของลมและเปลี่ยนให้เป็นพลังงานกล จากนั้นนำพลังงานกลมาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า ปัจจุบันมีการนำมาใช้งานทั้ง กังหันลมขนาดเล็ก (Small Wind Turbine) และกังหันลมขนาดใหญ่ (Large Wind Turbine) ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะแปรผันตรงต่อขนาดของกังหันดังแสดงใน

ภาพที่ 10 และขนาดของกังหันก็จะขึ้นอยู่กับศักยภาพของลมในพื้นที่เช่นกัน (Green intreand.com, ม.ป.ป.)



ภาพที่ 10 ขนาดและกำลังผลิตของกังหันลม ออกแบบโดย

The National Renewable Energy Laboratory (IPCC, 2001)

ที่มา: Green intreand.com (ม.ป.ป.: ระบบออนไลน์)

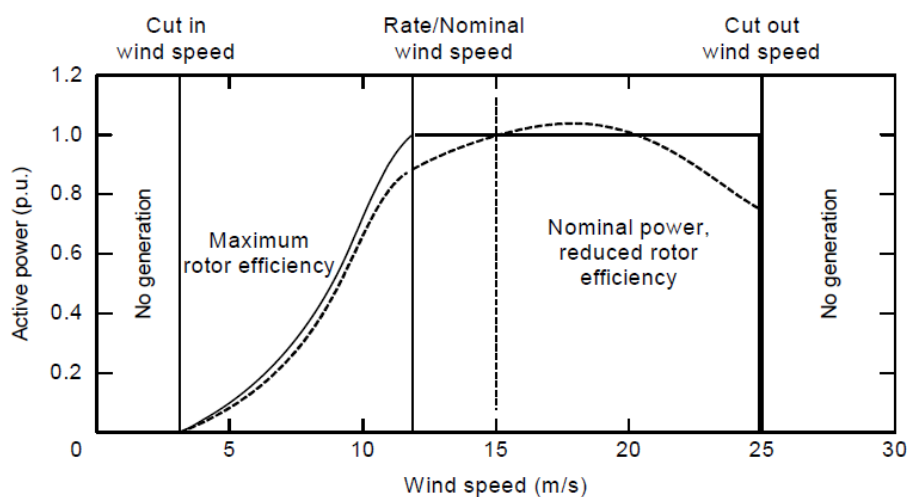
2.8 การทำงานของกังหันลมและรูปแบบการเชื่อมโยง

การทำงานของกังหันลม (วิภากร เศรษฐศิรินนท์ และคณะ, 2550) สามารถอธิบายได้จากรูป Power Curve ของกังหันลมของแต่ละผู้ผลิต ดังแสดงในภาพที่ 11 ซึ่งการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมจะมีลักษณะการทำงานดังนี้

1. ที่ความเร็วลมต่ำ (1-3 m/s) กังหันลมจะยังไม่ทำงาน ในช่วงความเร็วลมนี้ กังหันลมจะยังไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ที่ความเร็วลมระหว่าง 2.5-5 m/s กังหันลมจะเริ่มทำงานเรียกช่วงนี้ว่า “Cut in wind speed”

2. ที่ความเร็วลมช่วงประมาณ 12-15 m/s เรียกว่า “Nominal หรือ Rated wind speed” เป็นช่วงที่กังหันลมเริ่มผลิตไฟฟ้า และกำลังผลิตจะเพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ ถึงพิกัดกำลังสูงของกังหันลม โดยมีกำลังผลิตสูงสุดเท่ากับ Installed capacity ของกังหันลม ค่าความเร็วลมที่แน่นอนขึ้นกับอัตราส่วนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อพื้นที่หน้าตัดใบพัด และการออกแบบที่จุดต่ำกว่า Nominal คือ “Maximum rotor efficiency” ซึ่งขึ้นกับ “Tip speed ratio”

3. ที่ช่วงความเร็วลมสูงกว่า Cut-out speed (ค่าประมาณ 25 m/s) กังหันลมจะหยุดทำงาน เนื่องจากเมื่อมีความเร็วลมที่สูงเกินไปพัดผ่านกังหันลม จะก่อให้เกิดความเสียหายต่อกลไกของกังหันลมและเป็นอันตรายต่อบริเวณโดยรอบได้



ภาพที่ 11 Power Curve ของกังหันลม

ที่มา: วิชาอร เศรษฐศิรินนท์ และคณะ (2550)

สามารถประมาณการพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Power curve ของกังหันลม ซึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมจะเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับความเร็วลม แต่ความสัมพันธ์นี้ไม่เป็นสัดส่วนโดยตรง ดังแสดงในสมการที่ 4

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh) = ผลของ Speed frequency distribution(hrs.)

x Power curve

สมการที่ 4

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่คำนวณได้จากสูตร ยังไม่รวมค่าความสูญเสีย (Loss) ที่เกิดขึ้นจริงในระบบ เจอเนอร์เรเตอร์, เครื่องจักรกล, ผลของพลศาสตร์ของลม หากต้องการค่าใกล้เคียงพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง ต้องคูณด้วยตัวแปดประสิทธิภาพของกังหันลม ประมาณ 90% จึงสามารถประเมินความเหมาะสมของกังหันลมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ ดังสมการที่ 5

Capacity factor (CF) =

$$\frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงตลอดปี (kWh)}}{[\text{กำลังผลิตไฟฟ้าของกังหันลม (kW)} \times \text{จำนวนชั่วโมงการผลิตใน 1 ปี (hr/year)}]}$$

สมการที่ 5

โดยที่ค่า Capacity factor (CF) ควรมีค่าระหว่าง 10 - 20%

รูปแบบการเชื่อมโยงของกังหันลมในการผลิตกระแสไฟฟ้ามี 2 รูปแบบ ได้แก่

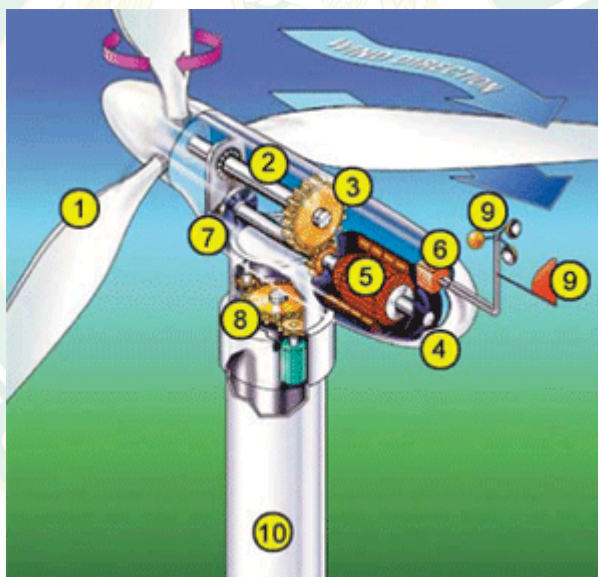
1. Iso-rated Grid เป็นรูปแบบที่กังหันลมจ่ายพลังงานไฟฟ้าร่วมกับแหล่งพลังงานอื่นที่ไม่เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า เช่น กังหันลมร่วมกับพลังแสงอาทิตย์ หรือกังหันลมร่วมกับพลังน้ำขนาดเล็ก (Mini hydro)
2. Grid Connect เป็นรูปแบบที่กังหันลมจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้ากับระบบจำหน่ายขนาดใหญ่ซึ่งกังหันลมทำหน้าที่เสริมพลังงานของต้นพลังงานหลักพลังงานอย่างอื่นที่กล่าวถึงนี้อาจเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหิน โรงไฟฟ้าจากก๊าซ หรือพลังงานน้ำจากเขื่อน

2.9 ส่วนประกอบของระบบกังหันลมขนาดใหญ่สำหรับผลิตไฟฟ้า

ส่วนประกอบสำคัญของระบบกังหันลมทั่วไปแบ่งได้เป็น 10 ส่วน ดังแสดงในภาพที่ 12

1. ใบพัด เป็นตัวรับพลังลมและเปลี่ยนให้เป็นพลังงานกล ซึ่งยึดติดกับชุดแกนหมุนและส่งแรงจากแกนหมุนไปยังเพลากลมหุน จำนวนใบกังหันอาจมีตั้งแต่หนึ่งถึงหลายสิบใบ กังหันลมที่มีจำนวนใบมากส่วนใหญ่จะใช้กับงานที่ต้องการแรงบิด (Torque) สูง ในทางตรงข้ามกังหันที่มีจำนวนใบน้อยส่วนใหญ่ใช้กับงานที่ต้องการความเร็วรอบสูง แรงบิด (Torque) ต่ำ เช่น การผลิตไฟฟ้า รูปหน้าตัดของใบกังหันอาจมีตั้งแต่ลักษณะแพนอากาศ (Airfoil) หรือลักษณะคล้ายปีกเครื่องบิน เป็นแผ่นโค้งและเป็น แผ่นราบตรง วัสดุที่ใช้ทำใบกังหันควรจะเป็นวัสดุเบาและแข็งแรงซึ่งอาจเป็นอลูมิเนียมอัลลอยด์แผ่นเหล็ก ไม้ และไฟเบอร์กลาส ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมและความต้องการของผู้ออกแบบ
2. เพลากลมหุน รับแรงจากแกนหมุนใบพัด และส่งผ่านระบบกำลัง เพื่อหมุนและปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3. ห้องส่งกำลัง เป็นระบบปรับเปลี่ยนและควบคุมความเร็วในการหมุน ระหว่างเพลากลมหุนกับเพลากลางของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
4. ห้องเครื่อง มีขนาดใหญ่และมีความสำคัญต่อกังหันลม ใช้บรรจุระบบต่าง ๆ ของกังหันลม เช่น ระบบเกียร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เบรก และระบบควบคุม

5. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้า
6. ระบบควบคุมไฟฟ้าใช้ระบบคอมพิวเตอร์เป็นตัวควบคุมการทำงานและจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ
7. ระบบเบรก เป็นระบบกลไกเพื่อใช้ควบคุมการหยุดหมุนของใบพัดและเพลาแกนหมุนของกังหัน เมื่อได้รับความเร็วลมเกินความสามารถของกังหันที่จะรับได้ และในระหว่างการซ่อมบำรุงรักษา
8. แกนคอกหมุนรับทิศทางลม เป็นตัวควบคุมการหมุนห้องเครื่อง เพื่อให้ใบพัดรับทิศทางลม โดยระบบอิเล็กทรอนิกส์ที่เชื่อมต่อให้มีความสัมพันธ์กับทางเสื่อรับทิศทางลมที่อยู่ด้านบนของเครื่อง
9. เครื่องวัดความเร็วลมและทิศทางลม เชื่อมต่อสายสัญญาณเข้าสู่ระบบคอมพิวเตอร์ เพื่อเป็นตัวชี้ขนาดของความเร็วและทิศทางของลม เพื่อที่คอมพิวเตอร์จะได้ควบคุมกลไกอื่น ๆ ได้ถูกต้อง
10. เสากังหันลม เป็นตัวแบกรับส่วนที่เป็นตัวเครื่องที่อยู่ข้างบน



ภาพที่ 12 ส่วนประกอบของระบบกังหันลมขนาดใหญ่สำหรับผลิตไฟฟ้า

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (ม.ป.ป.: ระบบออนไลน์)

2.10 ระบบควบคุมกังหันลม

ระบบควบคุมในชุดกังลม (นิพนธ์ เกตุจ้อย และอชิตพล ศศิธรานวัฒน์, 2547) จะต้องอาศัยข้อมูลของความเร็วจากอุปกรณ์วัดความเร็วลม Anemometer และข้อมูลทิศทางของกระแสลมจากอุปกรณ์ Wind vane ในการควบคุม ซึ่งระบบควบคุมในชุดกังหันลมส่วนใหญ่จะมี 2 ชนิด

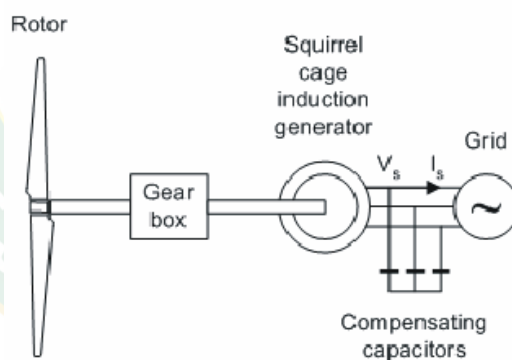
1. ระบบควบคุมทิศทางของกังหันลม ทำหน้าที่ควบคุมให้กังหันลมให้หันหน้าเข้าหาทิศทางลมตลอดเวลา หันไปข้าง ๆ หันเงยหน้าขึ้น หรือทำให้ใบกังหันหุบตัวเพื่อให้มีพื้นที่ของกังหันที่รับกระแสลมน้อยลงเมื่อความเร็วสูงเกิน

2. ระบบควบคุมความเร็วรอบของเพลลา เป็นระบบควบคุมที่จะมีการตรอบให้สอดคล้องกันระหว่างความเร็วรอบของแกนกังหันลมกับความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อป้องกันการเสียหาย หากความเร็วลมสูงๆ แรงแลมที่ปะทะใบกังหันจะมาก กังหันลมจึงถูกออกแบบให้มีระบบควบคุมกังหันลมเมื่อมีค่าความเร็วสูง โดยค่าที่รับได้นี้เป็นค่าที่จำกัดค่าหนึ่ง โดยการควบคุมให้เกิดการหมุนต่อการหมุนของกังหันลม อาจทำได้โดยการเพิ่มขึ้นส่วนที่ทำให้เกิดแรงหมุนขึ้นอย่างสูง เมื่อถึงจุดของความเร็วที่กำหนดไว้ หรือปิดมุมของใบกังหันเมื่อมีความเร็วลมที่สูงมาปะทะ

โดยที่ทั้ง 2 ระบบนี้จะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีที่ใช้ซึ่งสามารถแบ่งได้ดังนี้

- Fixed speed with directly grid-couple (Asynchronous) squirrel cage induction generator เป็นกังหันลมแบบความเร็วคงที่กังหันลมชนิดนี้ประกอบไปด้วย ใบพัด (Rotor) กล่องเกียร์ (Gear box) ซึ่งเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับแบบเหนี่ยวนำ (Squirrel cage induction generator) ชุดสแตเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อเชื่อมเข้ากับระบบสายส่งไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่

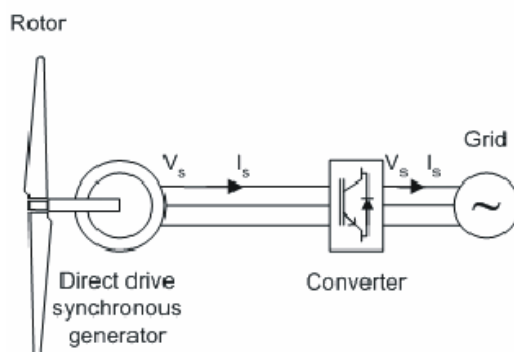
13



ภาพที่ 13 Fixed speed with directly grid-couple (asynchronous) squirrel cage Induction generator

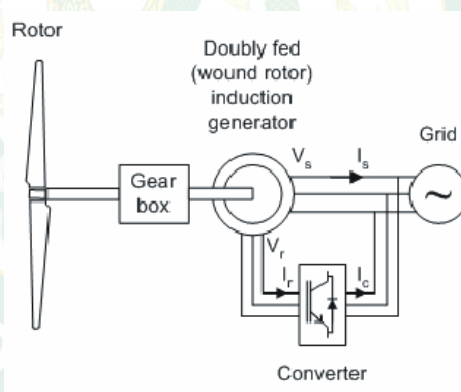
ที่มา: นิพนธ์ เกตุจ้อย และอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์ (2547)

- Variable speed based on a direct drive and synchronous generator เป็นกังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ชนิดต่อตรงซึ่งกังหันลมชนิดนี้ประกอบไปด้วย ใบพัด เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสโดยตรง และมีเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า สำหรับการควบคุมความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 14



ภาพที่ 14 Variable speed based on a direct drive and synchronous generator
ที่มา: นิพนธ์ เกตุจ้อย และอชิตพล ศศิธรานูวัฒน์ (2547)

- Variable speed with doubly fed induction generator เป็นกังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ซึ่งกังหันลมชนิดนี้ประกอบไปด้วย ใบพัด กล่องเกียร์ เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 15



ภาพที่ 15 Variable speed with doubly fed induction generator
ที่มา: นิพนธ์ เกตุจ้อย และอชิตพล ศศิธรานูวัฒน์ (2547)

2.11 สถิติที่ใช้ในงานทดสอบ

ความรู้พื้นฐานทางสถิติในงานทดสอบ

นันทนา และนุชนาท (นันทนา กัญยานูวัฒน์ และนุชนาท นาคำ, 2555) ได้ให้ความหมายของสถิติไว้ว่า สถิติ คือ ศาสตร์ที่ว่าด้วยการเก็บรวบรวมข้อมูล การวิเคราะห์ข้อมูล และการนำเสนอข้อมูล ปัจจุบันมีการนำหลักการทางสถิติมาประยุกต์ใช้ในกิจการต่าง ๆ มากมาย เพื่อช่วยในการตัดสินใจ เช่น การวางแผนในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ การขยายงานด้านธุรกิจ การวิจัยต่าง ๆ ในงาน

ด้านทดสอบ มีการนำหลักทางสถิติมาใช้เพื่อช่วยให้การตัดสินใจได้อย่างถูกต้องมากยิ่งขึ้น วิธีการทางสถิติใช้ในการจัดการของห้องปฏิบัติการทดสอบนำไปสู่ผลการทดสอบที่ถูกต้องและแม่นยำตลอดจนการแก้ไขปัญหาได้อย่างตรงจุดและรวดเร็ว ซึ่งเป็นวิธีที่ได้รับการยอมรับอย่างสากล

ในการทดสอบ หรือการวัดใด ๆ โดยธรรมชาติจะมีความแปรปรวนและความคลาดเคลื่อนติดมาด้วย การทดสอบซ้ำ ๆ มีค่าไม่คงที่ ถึงแม้ว่าจะระมัดระวังเป็นอย่างดีแล้ว ก็ยังพบว่ามี ความคลาดเคลื่อนหรือความไม่แน่นอนเกิดขึ้น ซึ่งมีส่วนทำให้การวัดเกิดการกระจายตัว วิธีการทางสถิติจะช่วยจัดการข้อมูลเหล่านั้นให้เป็นข้อมูลที่น่าเชื่อถือ สถิติพื้นฐานในงานทดสอบ ได้แก่ การคำนวณหาค่าแนวโน้มสู่ค่ากลาง และการหาค่าการกระจายของข้อมูล

การคำนวณหาค่าแนวโน้มสู่ค่ากลาง

การคำนวณหาค่าแนวโน้มสู่ค่ากลาง เป็นการคำนวณหาค่ากลางของข้อมูล ค่ากลางสามารถบอกลักษณะของข้อมูล ทำให้ผู้ใช้ทราบถึงการแจกแจงของข้อมูล ทำให้ได้หลายวิธีดังนี้

ค่าเฉลี่ย (Mean) หมายถึงผลรวมของข้อมูลทั้งหมด หารด้วยจำนวนครั้งที่วัด คำนวณได้จากสมการที่ 6

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

สมการที่ 6

เมื่อ \bar{x} = ค่าเฉลี่ย
 x_i = ข้อมูลที่วัดแต่ละครั้ง
 n = จำนวนครั้งที่วัด

ค่ามัธยฐาน (Median) หมายถึงค่าตรงกลางของชุดข้อมูล โดยเรียงจากมากไปหาน้อย หรือจากน้อยไปหามาก แต่ถ้าข้อมูลเป็นจำนวนคู่ เมื่อเรียงแล้วให้หาค่าเฉลี่ยของค่ากลางทั้งสองตัวอย่าง การหาค่ามัธยฐาน ค่ามัธยฐานมีประโยชน์ในแง่ของข้อมูลทั้งหมดมีข้อมูลหนึ่งโดดออกนอกค่าของกลุ่ม การหาค่าเฉลี่ยจะทำให้ค่าผิดพลาดจากความเป็นจริง จึงใช้ค่ามัธยฐานแทน

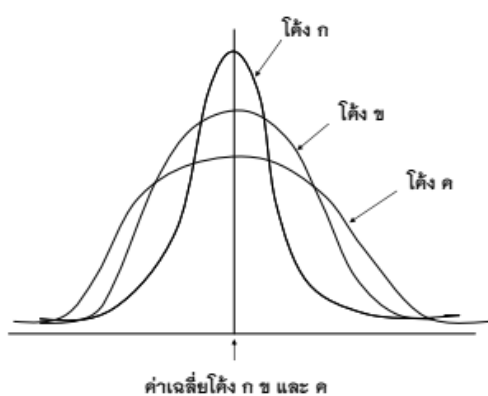
ค่าฐานนิยม (Mode) หมายถึงค่าของข้อมูลที่เกิดขึ้นบ่อยที่สุดหรือมีความถี่ในการเกิดสูงสุด

การคำนวณค่ากลางทั้ง 3 แบบ ต่างมีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกันไป จึงต้องเลือกใช้ให้เหมาะสมกับชนิดของข้อมูล ในงานทดสอบ การใช้วิธีหาค่าเฉลี่ยเป็นค่าที่นำมาใช้มากที่สุด เนื่องจากคำนวณสะดวก เข้าใจง่าย และมีค่าเดียว อย่างไรก็ตาม การเลือกใช้ค่ากลางแบบใดต้องคำนึงถึงการกระจายตัวของข้อมูลประกอบด้วย ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 การเปรียบเทียบข้อดีข้อเสียของค่ากลางทั้ง 3 แบบ

| ค่ากลาง | ข้อดี | ข้อเสีย |
|------------|--|---|
| ค่าเฉลี่ย | <ul style="list-style-type: none"> - ใช้ในการเปรียบเทียบข้อมูลหลายชุด - สะดวกในการคำนวณ แม้จะเก็บข้อมูลไม่ครบ | <ul style="list-style-type: none"> - ใช้กับข้อมูลเชิงปริมาณเท่านั้น - ค่าเฉลี่ยอาจไม่ใช่ค่ากลางที่ดี ถ้ามีข้อมูลผิดปกติไป (ค่าที่สูงเกินไปหรือต่ำเกินไป) ดังนั้นข้อมูลต้องมีการกระจายตัวแบบปกติจึงจะเหมาะสม |
| ค่ามัธยฐาน | <ul style="list-style-type: none"> - จะไม่ถูกรบกวนกระทบกระเทือนเมื่อมีข้อมูลที่ผิดปกติไป (ข้อมูลเบ้ซ้ายหรือเบ้ขวา) | <ul style="list-style-type: none"> - ใช้กับข้อมูลเชิงปริมาณเท่านั้น |
| ค่าฐานนิยม | <ul style="list-style-type: none"> - จะไม่ถูกรบกวนกระทบกระเทือน เมื่อมีข้อมูลที่ผิดปกติไป - ใช้ได้กับข้อมูลทั้งเชิงคุณภาพและข้อมูลเชิงปริมาณ | <ul style="list-style-type: none"> - ในกรณี ไม่มีค่าข้อมูลซ้ำกัน จะไม่มีค่าฐานนิยม - อาจมีค่าฐานนิยมได้มากกว่า 1 ค่า ในข้อมูลชุดหนึ่ง ๆ โดยที่อาจมีค่าแตกต่างกันมาก |

การวัดการกระจายของข้อมูล



ภาพที่ 16 การกระจายของข้อมูล 3 ชุด ที่แตกต่างกันแต่มีค่ากลางเท่ากัน

ที่มา: นันทนา กัญยานุวัฒน์ และนุชนาท นาคำ (2555)

การหาค่ากลางเพื่อเป็นตัวแทนของกลุ่มข้อมูลเพียงอย่างเดียว ไม่เพียงพอสำหรับลักษณะของกลุ่มข้อมูล เนื่องจากข้อมูลที่มีค่ากลางเท่ากัน อาจมีลักษณะของการกระจายตัวของข้อมูลที่แตกต่างกัน ภาพที่ 16 แสดงข้อมูลในส่วนโค้ง ก ที่มีการกระจายตัวของข้อมูลน้อยกว่าข้อมูลในส่วนโค้ง ข และ ค สรุปคือ ข้อมูลทั้ง 3 ชุดมีค่ากลางเท่ากัน แต่การกระจายตัวแตกต่างกัน

ในการวัดการกระจายตัวของข้อมูล คือ การหาค่าที่แสดงถึงการกระจายตัวรอบ ๆ ค่ากลาง ค่าทางสถิติที่ใช้ในการวัดการกระจายในงานทดสอบ โดยทั่วไปมีดังนี้

พิสัย (Range; R) เป็นการวัดการกระจายตัวอย่างหยาบที่ง่ายที่สุด จากผลต่างของค่าสูงสุดกับค่าต่ำสุดของข้อมูล ข้อมูลที่มีค่าพิสัยเท่ากัน อาจมีการกระจายตัวต่างกัน ดังนั้น การวัดการกระจายตัวของข้อมูลด้วยค่าพิสัย จึงใช้ในกรณีที่ต้องการความรวดเร็ว หรือพิจารณาอย่างคร่าว ๆ เท่านั้น และต้องคู่กับการหาค่ากลางด้วย

ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation; s) ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน เป็นค่าที่ใช้วัดการกระจายที่เบี่ยงเบนไปจากค่าเฉลี่ย ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานที่มีค่าน้อยแสดงว่าข้อมูลมีค่าใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ย ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานถือว่าเป็นการวัดการกระจายตัวที่ดีที่สุด ทั้งนี้เพราะการคำนวณใช้ข้อมูลทุกค่าโดยไม่คำนึงถึงเครื่องหมาย จึงเป็นที่นิยมใช้กันมากในการวัดการกระจายตัวของข้อมูล ในงานทดสอบข้อมูลส่วนใหญ่จะทดสอบไม่น้อยกว่า 30 ครั้ง จึงใช้สูตรในการคำนวณดังสมการที่ 7

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}$$

สมการที่ 7

เมื่อ s = ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

\bar{x} = ค่าเฉลี่ย

x_i = ข้อมูลที่วัดแต่ละครั้ง

n = จำนวนครั้งที่วัด

ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน สามารถชี้ให้เห็นลักษณะของข้อมูลได้ ดังนี้

- ค่า $s = 0$ หมายความว่า ข้อมูลชุดนั้นไม่มีการกระจายตัว
- ค่า $s = 1$ หมายความว่า ข้อมูลมีลักษณะการกระจายตัวเป็นโค้งปกติ
- ค่า s เข้าใกล้ 0 หมายความว่า ข้อมูลมีการกระจายตัวน้อย ถ้าเป็นการทดสอบซ้ำแสดงว่าการทดสอบแต่ละครั้งมีค่าใกล้เคียงกันมาก
- ค่า s เข้าใกล้ 1 หมายความว่า ข้อมูลมีการกระจายตัวใกล้เคียงโค้งปกติ
- ค่า s มากกว่า 1 หมายความว่า การนำเสนอข้อมูลด้วยค่าเฉลี่ย จะไม่เหมาะสมควรนำเสนอด้วยสถิติค่ากลางตัวอื่น

ในงานด้านทดสอบ บ่อยครั้งที่ต้องมีการวิเคราะห์ผลระหว่างชุดข้อมูล ซึ่งอาจเป็นการทดสอบในตัวอย่างเดียวกันแต่จำนวนทดสอบซ้ำต่างกัน หรือทดสอบธาตุเดียวกันแต่ต่างชุดตัวอย่าง (ความเข้มข้นต่างกัน) ซึ่งสามารถประยุกต์สูตรในการคำนวณค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานได้ ดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 สูตรที่ใช้ในการคำนวณส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานในลักษณะงานที่ต่างกัน

| ลักษณะจำเพาะ | สูตรคำนวณ | หมายเหตุ |
|---|---|---|
| วัดซ้ำตัวอย่างเดียวกัน | $s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}$ | \bar{x} = ค่าเฉลี่ย x_i = ข้อมูลที่วัดแต่ละครั้ง n = จำนวนครั้งที่วัด |
| วัดตัวอย่างหลายชุด แต่ละชุดวัดซ้ำ 2 ครั้ง (ทดสอบธาตุเดียวกัน คนละตัวอย่างก็ได้) | $s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k d^2}{2k}}$ | d = ผลต่างของการวัดซ้ำ k = จำนวนชุดตัวอย่าง |
| วัดตัวอย่างหลายชุด แต่ชุดวัดซ้ำตั้งแต่ 2 ขึ้นไป (ทดสอบธาตุเดียวกัน คนละตัวอย่างก็ได้) | $s = \frac{\bar{R}}{d_2}$ | \bar{R} = พิสัยเฉลี่ย d_2 = factor degree of freedom |

สถิติที่ใช้ในการประเมินผลการทดสอบ

ในการทดสอบนอกจากการคำนวณค่าเฉลี่ย การกระจายตัวของข้อมูลแล้ว บ่อยครั้งที่ต้องการประเมินผลการทดสอบ ซึ่งต้องใช้หลักการทางสถิติมาช่วยในการตัดสินใจ ซึ่งผู้ทดสอบควรมีความรู้เกี่ยวกับหลักการประเมินผลทางสถิติ ดังนี้

การตรวจสอบ Outlier

Outlier หมายถึง ข้อมูลที่มีค่าแตกต่างจากข้อมูลอื่นในชุดเดียวกันมากจนผิดปกติ ทางสถิติหมายถึงข้อมูลที่ไม่ได้อยู่ในกลุ่มประชากรเดียวกัน ข้อมูลที่เป็น outlier อาจเป็นสาเหตุให้ผลการวัด/ทดสอบ (ค่าเฉลี่ย และค่าการกระจายของข้อมูล) คลาดเคลื่อนไปจากที่ควรจะเป็น หากเกิดบ่อยแสดงว่ามีความผิดปกติในกระบวนการวัดและการควบคุมคุณภาพ การตรวจสอบ outlier เบื้องต้น ให้นำข้อมูลมาเรียงค่าน้อยไปหามาก ข้อมูลที่เป็น outlier คือข้อมูลที่แตกต่างจากข้อมูลที่อยู่ติดกันมากหรือน้อยเกินไปอย่างผิดปกติ การใช้หลักทางสถิติในการตรวจสอบมีหลายวิธี ดังนี้

1) Rule of the Huge Error ให้นำข้อมูลมาเรียงกัน เมื่อมีข้อมูลที่สงสัยว่าเป็น outlier ให้หาค่าเฉลี่ยและค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานโดยไม่ต้องนำค่าที่สงสัยมาคำนวณด้วย จากนั้นคำนวณค่าทางสถิติ ดังสมการที่ 8

$$M = \frac{X_q - \bar{X}}{s}$$

สมการที่ 8

เมื่อ M = ค่าสถิติที่ได้จากการคำนวณ
 X_q = ค่าที่สงสัย
 \bar{X} = ค่าเฉลี่ย
 s = ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

มีเกณฑ์การตัดสินข้อมูลว่าเป็น outlier ที่ระดับความเชื่อมั่นที่ 98% โดย

$5 < n \leq 8$ ค่า $M > 6$ → เป็น outlier

$8 < n \leq 14$ ค่า $M > 5$ → เป็น outlier

$15 \leq n$ ค่า $M > 4$ → เป็น outlier

2) Dixon's Test (Q-test) ให้เรียงลำดับข้อมูลจากน้อยไปหามากหรือมากไปหาน้อย ค่าที่สงสัยจะเป็นค่าสูงสุดหรือค่าต่ำสุด ให้ตรวจสอบค่าที่สงสัยที่ละค่า โดยคำนวณค่า Q ดังสมการที่ 9

$$D_{highest}(Q_{exp}) = \frac{|X_n - X_{n-1}|}{|X_n - X_1|} \quad \text{หรือ} \quad D_{lowest}(Q_{exp}) = \frac{|X_2 - X_1|}{|X_n - X_1|}$$

สมการที่ 9

เมื่อ Q_{exp} = ค่าสถิติที่ได้จากการคำนวณ
 X_n = ค่าสูงสุด
 X_1 = ค่าต่ำสุด

เกณฑ์การพิจารณาให้นำมาเทียบกับตารางค่าวิกฤต Dixon ; Q_{crit} ดังแสดงในภาพที่ 17 ที่ระดับความเชื่อมั่นที่ต้องการ ถ้าค่าที่คำนวณได้มีค่ามากกว่าในตาราง ($Q_{exp} > Q_{crit}$) แสดงว่าข้อมูลที่สงสัยเป็น outlier

| Test Statistic | N | Level of significance α | | | | | | |
|--|----|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 0.30 | 0.20 | 0.10 | 0.05 | 0.02 | 0.01 | 0.005 |
| $r_{10} = \frac{x_2 - x_1}{x_n - x_1}$ | 3 | 0.684 | 0.781 | 0.886 | 0.941 | 0.976 | 0.988 | 0.994 |
| | 4 | 0.471 | 0.560 | 0.679 | 0.765 | 0.846 | 0.889 | 0.926 |
| | 5 | 0.373 | 0.451 | 0.557 | 0.642 | 0.729 | 0.780 | 0.821 |
| | 6 | 0.318 | 0.386 | 0.482 | 0.560 | 0.644 | 0.698 | 0.740 |
| | 7 | 0.281 | 0.344 | 0.434 | 0.507 | 0.596 | 0.637 | 0.680 |
| $r_{11} = \frac{x_2 - x_1}{x_{n-1} - x_1}$ | 8 | 0.318 | 0.385 | 0.479 | 0.554 | 0.631 | 0.683 | 0.725 |
| | 9 | 0.288 | 0.352 | 0.441 | 0.512 | 0.587 | 0.635 | 0.677 |
| | 10 | 0.265 | 0.325 | 0.409 | 0.477 | 0.551 | 0.597 | 0.639 |
| $r_{21} = \frac{x_3 - x_1}{x_{n-1} - x_1}$ | 11 | 0.391 | 0.442 | 0.517 | 0.576 | 0.638 | 0.679 | 0.713 |
| | 12 | 0.370 | 0.419 | 0.490 | 0.546 | 0.605 | 0.642 | 0.675 |
| | 13 | 0.351 | 0.399 | 0.467 | 0.521 | 0.578 | 0.615 | 0.649 |
| $r_{22} = \frac{x_3 - x_1}{x_{n-2} - x_1}$ | 14 | 0.370 | 0.421 | 0.492 | 0.546 | 0.602 | 0.641 | 0.674 |
| | 15 | 0.353 | 0.402 | 0.472 | 0.525 | 0.579 | 0.616 | 0.647 |
| | 16 | 0.338 | 0.386 | 0.454 | 0.507 | 0.559 | 0.595 | 0.624 |
| | 17 | 0.325 | 0.373 | 0.438 | 0.490 | 0.542 | 0.577 | 0.605 |
| | 18 | 0.314 | 0.361 | 0.424 | 0.475 | 0.527 | 0.561 | 0.589 |
| | 19 | 0.304 | 0.350 | 0.412 | 0.462 | 0.514 | 0.547 | 0.575 |
| | 20 | 0.295 | 0.340 | 0.401 | 0.450 | 0.502 | 0.535 | 0.562 |
| | 21 | 0.287 | 0.331 | 0.391 | 0.440 | 0.491 | 0.524 | 0.551 |
| | 22 | 0.280 | 0.323 | 0.382 | 0.430 | 0.481 | 0.514 | 0.541 |
| | 23 | 0.274 | 0.316 | 0.374 | 0.421 | 0.472 | 0.505 | 0.532 |
| | 24 | 0.268 | 0.310 | 0.367 | 0.413 | 0.464 | 0.497 | 0.524 |
| | 25 | 0.262 | 0.304 | 0.360 | 0.406 | 0.457 | 0.489 | 0.516 |

ภาพที่ 17 Critical values for the Dixon test of outliers

ที่มา: นันทนา กัญยานุวัฒน์ และนุชนาท นาคำ (2555)

2.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การพยากรณ์ความเร็วลม และกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยใช้โมเดลในการพยากรณ์ เพื่อควบคุมและปรับปรุงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ได้มีการศึกษาไว้ดังนี้

M.S. Roulston และคณะ (M.S. Roulston และคณะ, 2003) ศึกษาการปรับปรุงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยการพยากรณ์ความเร็วลมและกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม แบบ Medium-range ใช้ Numerical Weather Prediction (NWP) Computer model ได้แก่ European Centre for Medium Range Weather Forecasting (ECMWF) และ Ensemble forecast พบว่าการพยากรณ์โดยใช้ ECMWF สามารถเพิ่มรายได้จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้ถึง 75% และการพยากรณ์โดยใช้ Ensemble forecast สามารถเพิ่มรายได้ถึง 20% เนื่องจากสามารถลดความสูญเสียในระบบที่เกิดขึ้นช่วงเดินเครื่อง

L. Heping และคณะ (L. Heping และคณะ, 2013) ทำการประเมินความน่าจะเป็นในการเดินเครื่องและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม โดยใช้ข้อมูลความเร็วลมและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้ากังหันลมนอกชายฝั่งเป็นข้อมูลในการพยากรณ์ ซึ่งใช้ ARMA-GARCH-M model ในการพยากรณ์ความน่าจะเป็นในการเดินเครื่อง พบว่าผลการพยากรณ์มีความน่าเชื่อถือ มีความถูกต้องและแม่นยำ

S. A. Pourmousavi Kani และ Riahy (S. A. Pourmousavi Kani และ Riahy, 2008) ศึกษาการพยากรณ์ความเร็วลม โดยใช้ Artificial Neural Networks model (ANN) ร่วมกับ Markov Chain approach พบว่าวิธีการดังกล่าวสามารถปรับปรุงความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ได้ เมื่อเปรียบเทียบกับการพยากรณ์ด้วย ANN model อย่างเดียว

Senjyu และคณะ (T. Senjyu และคณะ, 2006) พบว่าการทำงานของกังหันลมสัมพันธ์กับความเร็วม ดังนั้นเมื่อลมไม่คงที่จึงส่งผลให้เกิดความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าของกังหันลม เพื่อเป็นการลดความผันผวนของการผลิตไฟฟ้า จึงได้ศึกษากลยุทธ์การควบคุมการทำงานของกังหันลม โดยใช้ข้อมูลความเร็วลม และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเร็วลม และควบคุม pitch angle โดยใช้ GPC (Generalized predictive control) พบว่า การจำลองการควบคุมดังกล่าวสามารถควบคุมให้การผลิตไฟฟ้าคงที่ แม้ในช่วงที่มีการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมอย่างรวดเร็วในช่วงอัตราความเร็วลมต่ำและลมเฉือน

A. Goudarzi และคณะ (A. Goudarzi และคณะ, 2014) ศึกษากราฟกำลังของกังหันลม (The wind turbine power curve; WTPC) ซึ่งแสดงให้เห็นความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมและการส่งออกพลังงานของกังหันลม กราฟนี้จะเป็นข้อมูลโดยตรงจากผู้ผลิตกังหันลม เพื่อใช้ในการวางแผนการพยากรณ์การตรวจสอบประสิทธิภาพและการควบคุมของกังหันลม ดังนั้นรูปแบบของ WTPC ที่ถูกต้องแม่นยำ จึงเป็นสิ่งสำคัญมากในการควบคุมการคาดการณ์การผลิตพลังงานของกังหันลม

L. Pahasa และคณะ (J. Pahasa และ Ngamroo, 2014) ใช้ตัวควบคุมการทำนายแบบจำลอง (Model predictive control; MPC) สำหรับควบคุมมุมใบพัดของกังหันลมเพื่อให้การผลิตไฟฟ้าของกังหันลมคงที่ขึ้น โดย MPC จะควบคุมผ่านการคำนวณสัญญาณโดยใช้ข้อมูลที่ผ่านมาและข้อมูลปัจจุบันมาคำนวณและทำนาย พบว่าสามารถปรับปรุงความถี่ของการผันผวนในระบบสมาร์ตกริด (Smart grid system) ได้ และจากการจำลองพบว่า การควบคุมมุมใบพัดของกังหันลมโดยใช้ MPC สามารถลดความถี่ของการผันผวนในระบบสมาร์ตกริดได้อย่างมีประสิทธิภาพ



บทที่ 3

วิธีดำเนินงานวิจัย

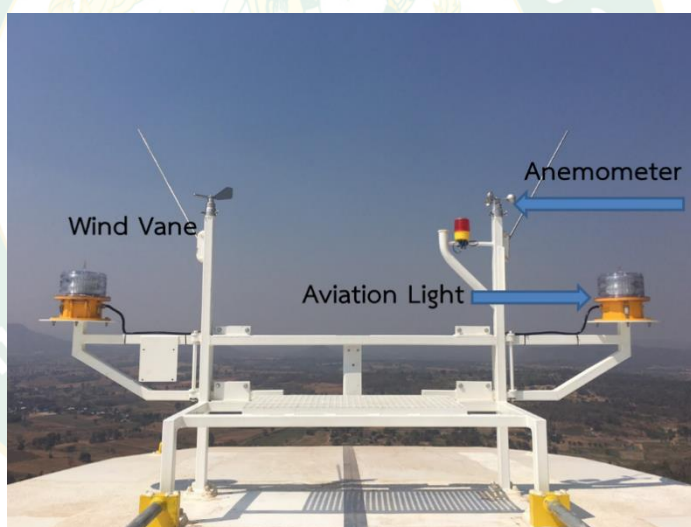
การเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมสามารถช่วยลดระยะเวลาคืนทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลม เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีการลงทุนสูงเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนชนิดอื่น ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมด้วยการกำหนดทิศกลมของกังหันลมเพื่อลดระยะเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลมหรือเป็นการเพิ่มเวลาในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมนั่นเอง โดยขั้นตอนการดำเนินงานวิจัยจะแบ่งเป็น 2 ขั้นตอน คือ ศึกษาศักยภาพของลมในพื้นที่ติดตั้งกังหันลมเพื่อให้ทราบข้อมูลลม เช่น ทิศของลม และความเร็วลม จากนั้นนำข้อมูลที่ได้มาวิเคราะห์เพื่อหาแนวทางในการวางแผนการดำเนินการของการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

3.1 ศักยภาพของลมในพื้นที่ติดตั้งกังหันลม

1. บันทึกข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม เช่น ความเร็วลม ทิศของลม และการทำงานของกังหันลม ในเดือนมกราคม-เดือนธันวาคม พ.ศ. 2560 และ พ.ศ. 2561 ด้วยระบบ SCADA จากอุปกรณ์วัดลมที่ติดตั้งอยู่บนกังหันลมต้นที่ 10 (WTG10) ดังแสดงในภาพที่ 15 จากทั้งหมด 32 ต้น กำลังการผลิตต้นละ 2.5 MW ซึ่งมีความสูงจากระดับพื้นเท่ากับ 120 m จากโครงการชัยภูมิวินด์ฟาร์ม (CHAIYAPHUM WIND FARM PROJECT) ที่ตั้ง อ.กิ่งอำเภอซับใหญ่ จ.ชัยภูมิ ประเทศไทย โดยใช้กังหันลมรุ่น GW 2.5 MW Wind turbine ขนาดกำลังการผลิตรวม 80 MW
2. นำข้อมูลที่บันทึกได้ในข้อ 1 มาวิเคราะห์ โดยจัดทำผังลม (Wind rose) เพื่อประเมินศักยภาพของลมในพื้นที่ติดตั้งกังหันลม



ภาพที่ 18 กังหันลมที่ใช้ในการทดสอบ

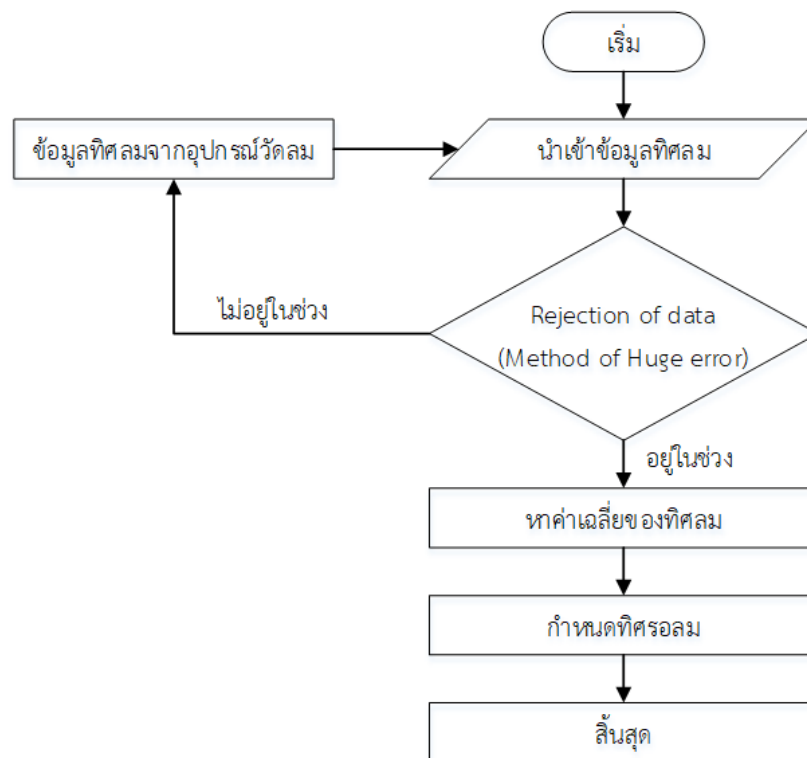


ภาพที่ 19 อุปกรณ์วัดลมบนกังหันลม

3.2 การเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมโดยการกำหนดทิศรอลม

1. วิเคราะห์และประมวลข้อมูลศักยภาพลมเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ได้
2. วางแผนการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมโดยนำข้อมูลทิศลมในเดือนมกราคม - เดือนธันวาคม พ.ศ.2560 มาวิเคราะห์เพื่อกำหนดทิศรอลมในแต่ละเดือน ดังรายละเอียดที่แสดงในภาพที่ 20 โดยเริ่มจากการตรวจสอบข้อมูลที่เป็น Outlier และตัดข้อมูลนั้นออก จากนั้นนำข้อมูลที่เหลือมาทำการหาค่าตัวแทนของข้อมูลเพื่อกำหนดทิศรอลมในแต่ละเดือน

3. นำค่าทศรอลมที่ได้แต่ละเดือนในปี พ.ศ.2560 มากำหนดทศรอลมของกังหันลมในปี พ.ศ.2561 และวิเคราะห์ค่าประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมของปี พ.ศ.2561
4. เปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลการผลิตไฟฟ้าจากแผนการผลิตไฟฟ้าที่จัดทำขึ้น
5. สรุปผลการควบคุมการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมทั้งทางด้านเทคนิคและทางด้านเศรษฐศาสตร์

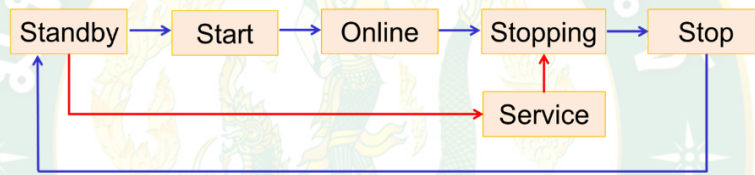


ภาพที่ 20 ไดอะแกรมการวิเคราะห์ข้อมูลจากอุปกรณ์วัดลมเพื่อกำหนดทศรอลม

บทที่ 4

ผลการวิจัยและการอภิปรายผล

ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขึ้นอยู่กับปัจจัยต่าง ๆ คือ ความต่อเนื่องของลม (Continuity) ทิศของลมที่ตรงกับหน้ากังหัน (Wind direction) และความเร็วลม (Wind speed) ภาพที่ 21 แสดงระบบการทำงานของกังหันลม ซึ่งปัจจัยที่สามารถควบคุมเพื่อให้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้มากขึ้นคือการกำหนดทิศของหน้ากังหันให้ตรงกับทิศของลม ซึ่งในขั้นตอนการปรับทิศของหน้ากังหันให้ตรงกับทิศของลมนั้นจะใช้เวลาประมาณ 5 ถึง 10 min ขึ้นอยู่กับตำแหน่งของหน้ากังหันก่อนหยุดทำงาน ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมด้วยการกำหนดทิศรอลมของกังหันลมเพื่อลดระยะเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลม หรือเป็นการเพิ่มเวลาในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลม



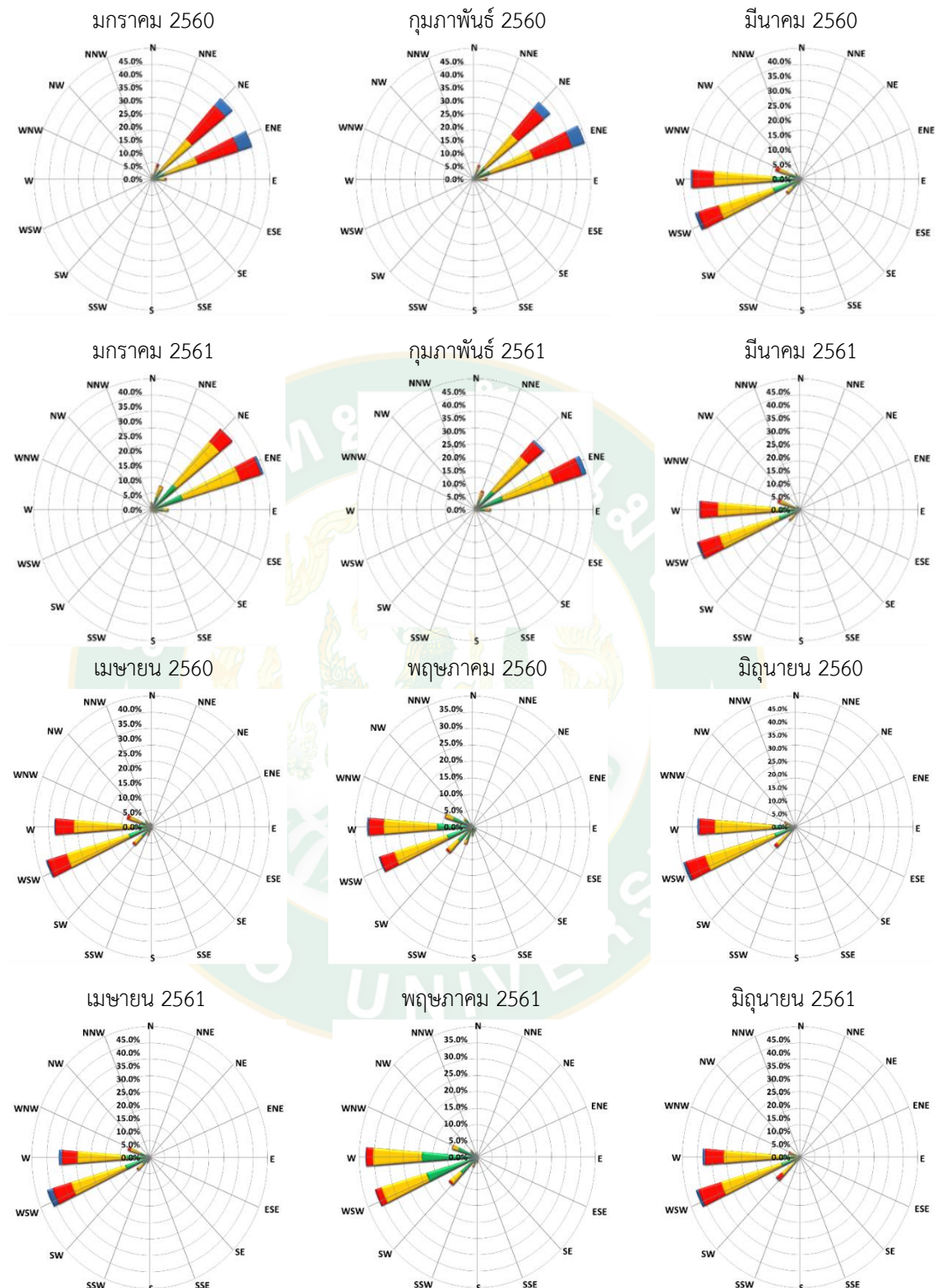
ภาพที่ 21 ระบบการทำงานของกังหันลม

| | |
|----------|--|
| Standby | ปรับใบพัดกังหันลมไปที่ 75° เพื่อรอลมเริ่มต้นผลิตไฟฟ้า |
| Start | ปรับทิศของหน้ากังหันไปในทิศเดียวกับทิศลม |
| Online | ผลิตไฟฟ้า |
| Stopping | กังหันเริ่มหยุดหมุน |
| Stop | กังหันหยุดทำงานและปรับใบพัดกังหันลมไปที่ 90° |
| Service | ซ่อมบำรุง แก้ไขระบบ |

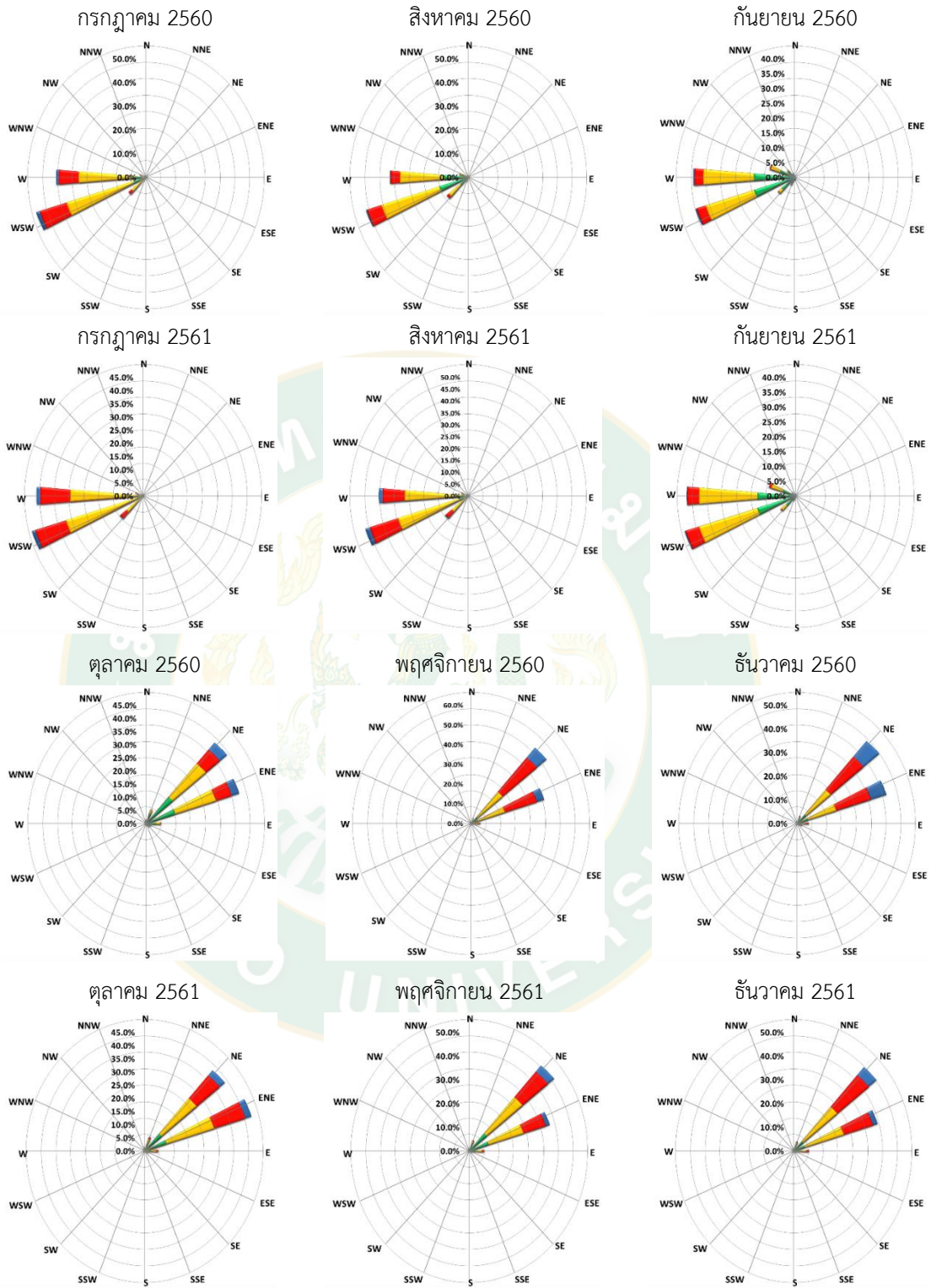
4.1 การวิเคราะห์ข้อมูลลมจากผังลม

การศึกษาข้อมูลลมในพื้นที่ติดตั้งกังหันลมมีความจำเป็นอย่างมากต่อการวางแผนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ โดยปกติจะนำข้อมูลความเร็วลมและทิศทางลมในบริเวณนั้นเป็นระยะเวลาอย่างน้อยหนึ่งปีมาวิเคราะห์โดยใช้ผังลมเพื่อศึกษาศักยภาพในการติดตั้งกังหันลมให้ได้ประสิทธิภาพและพลังงานมากที่สุด ผังลม (Wind Rose) คือผังที่แสดงทิศทางและความเร็วของลม ณ บริเวณที่วัดข้อมูล โดยนำข้อมูลค่าเฉลี่ยของความเร็วลมและทิศทางลมของช่วงเวลาสั้น ๆ เช่น 1 สัปดาห์ 1 เดือน หรือนานกว่า มาจัดเรียงข้อมูลและแสดงผลอยู่ในรูปกราฟวงกลม ซึ่งข้อมูลทิศทางลมจะถูกจัดเรียงโดยแบ่งวงกลมออกเป็นทิศลมทั้งหมด 16 ทิศ ส่วนข้อมูลความเร็วลมจะถูกแสดงในแนวรัศมี โดยชุดของเส้นความเร็วลมแสดงให้เห็นว่าลมพัดมาจากทิศใดเข้าสู่ศูนย์กลางหรือพัดเข้าหาสถานี ส่วนความเร็วลมในแต่ละช่วงจะแทนด้วยขนาดความกว้างและความเข้มของสีต่าง ๆ และขนาดความยาวของแต่ละสัญลักษณ์จะเป็นสัดส่วนกับเปอร์เซ็นต์ความถี่ของความเร็วในช่วงนั้นๆ ซึ่งที่ศูนย์กลางแสดงเปอร์เซ็นต์ความถี่ของลมสงบ และวงกลมรอบศูนย์กลางแสดงค่าเปอร์เซ็นต์ความถี่ต่าง ๆ

ภาพที่ 22 แสดงผังลมจากกังหันลมต้นที่ 10 (WTG10) เดือนมกราคม พ.ศ.2560 ถึงเดือนธันวาคม พ.ศ.2561 โดยนำข้อมูลที่ได้จากอุปกรณ์วัดลมที่ติดตั้งอยู่บนกังหันลมต้นที่ 10 (WTG10) ซึ่งมีความสูงจากระดับพื้นเท่ากับ 120 m จากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม จังหวัดชัยภูมิ ประเทศไทย มาจัดทำผังลม พบว่าผังลมของเดือนมกราคม ปี พ.ศ. 2560 ลมส่วนใหญ่ในเดือนมกราคมพัดมาในทิศตะวันออกเฉียงเหนือ (NE) 40.3% และทิศตะวันออกเฉียงเหนือ (ENE) 40.1% ส่วนเปอร์เซ็นต์ความถี่ของความเร็วลมที่พัดมาในทิศตะวันออกเฉียงเหนือในช่วงความเร็ว 0.3-1.5 1.5-3.0 3.0-5.5 5.5-8.0 และ 8.0-13.9 m/s มีค่าเท่ากับ 0.79 3.57 15.53 16.76 และ 3.70 (%) ตามลำดับ ซึ่งเดือนอื่น ๆ สามารถอธิบายได้ในลักษณะเดียวกัน



ภาพที่ 22 ผังลมจากกังหันลมต้นที่ 10 เดือนมกราคม พ.ศ.2560 ถึงเดือนธันวาคม พ.ศ.2561



ความเร็วลมเฉลี่ย (m/s)

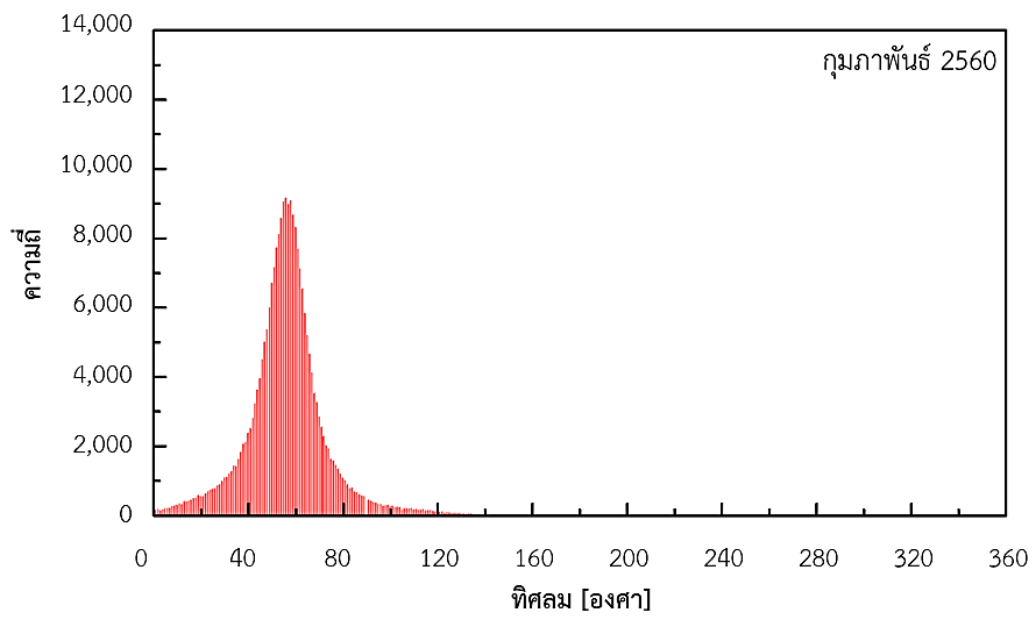
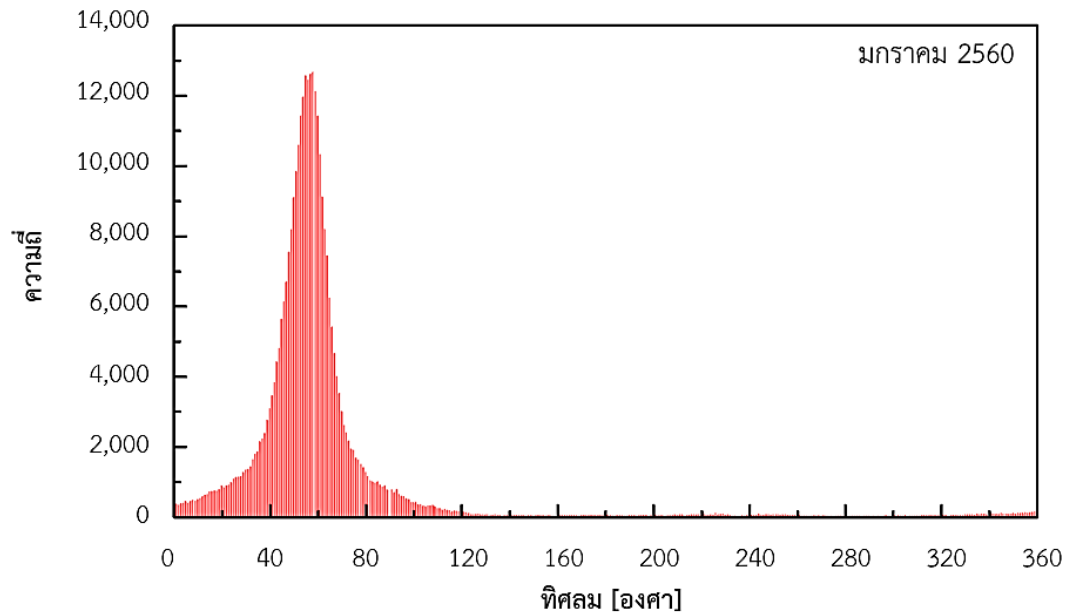
■ 8.0-13.9 ■ 5.5-8.0 ■ 3.0-5.5 ■ 1.5-3.0 ■ 0.3-1.5 ■ CALM <0.3

ภาพที่ 22 (ต่อ)

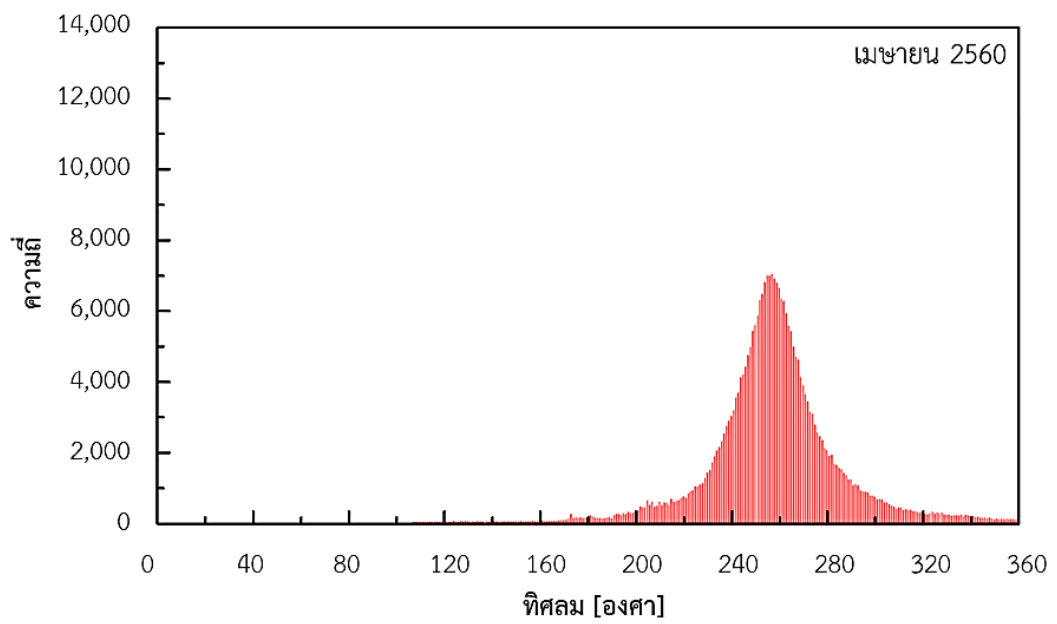
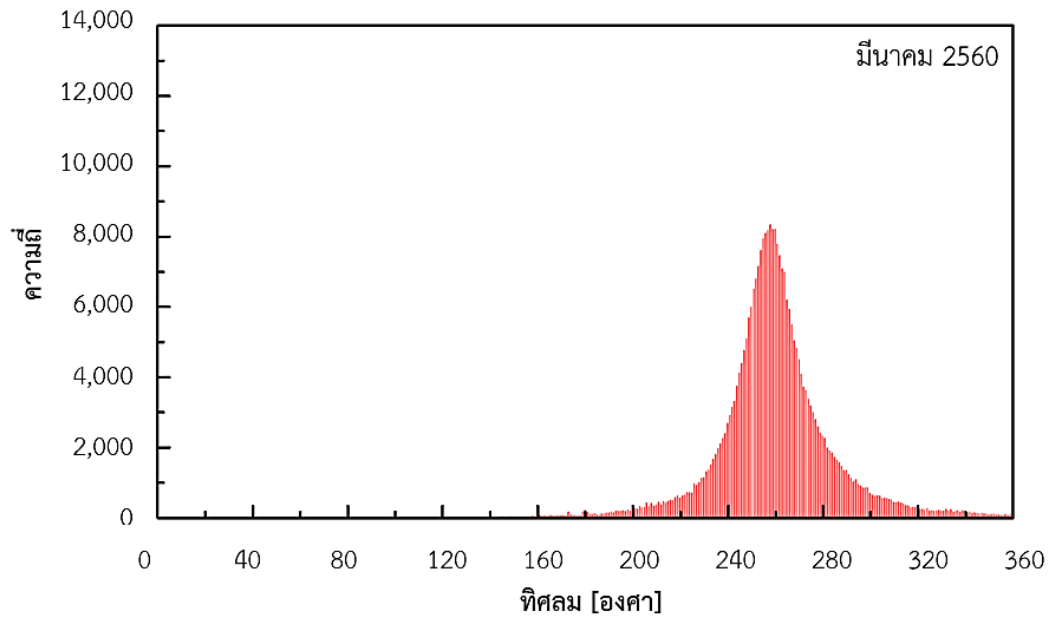
นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาฝั่งลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2560 และ พ.ศ. 2561 พบว่าทิศของลมในหนึ่งปีมี 2 ลักษณะ คือ ในช่วงเดือนตุลาคมถึงเดือนกุมภาพันธ์ลมจะพัดในทิศตะวันออกเฉียงเหนือ และในเดือนมีนาคมลมจะเปลี่ยนทิศเป็นตะวันตกเฉียงใต้จนถึงเดือนกันยายน เมื่อเปรียบเทียบทิศทางของลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2560 และ พ.ศ. 2561 พบว่าทิศทางของลมในแต่ละเดือนมีทิศเดียวกันตลอดทั้งปี ดังนั้นการนำข้อมูลทิศลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2560 มาวิเคราะห์หาค่ากลางของข้อมูลเพื่อใช้กำหนดทิศรอลมของกังหันลมแต่ละเดือนในปีถัดไป เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมจากการลดเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลมจึงมีความเป็นไปได้สูง

4.2 การแจกแจงความถี่ของข้อมูลทิศลม

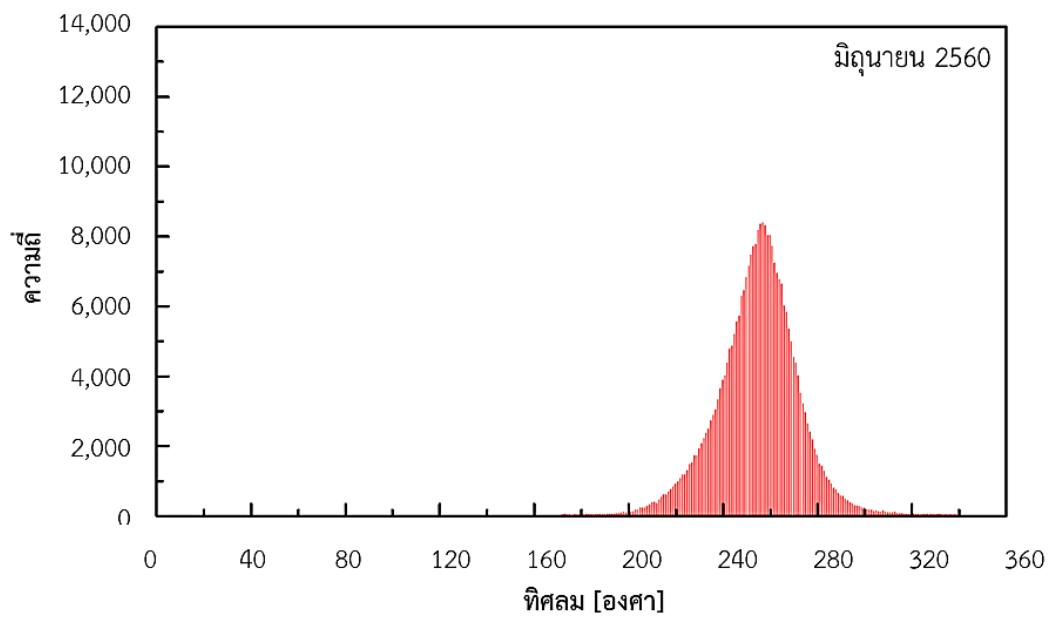
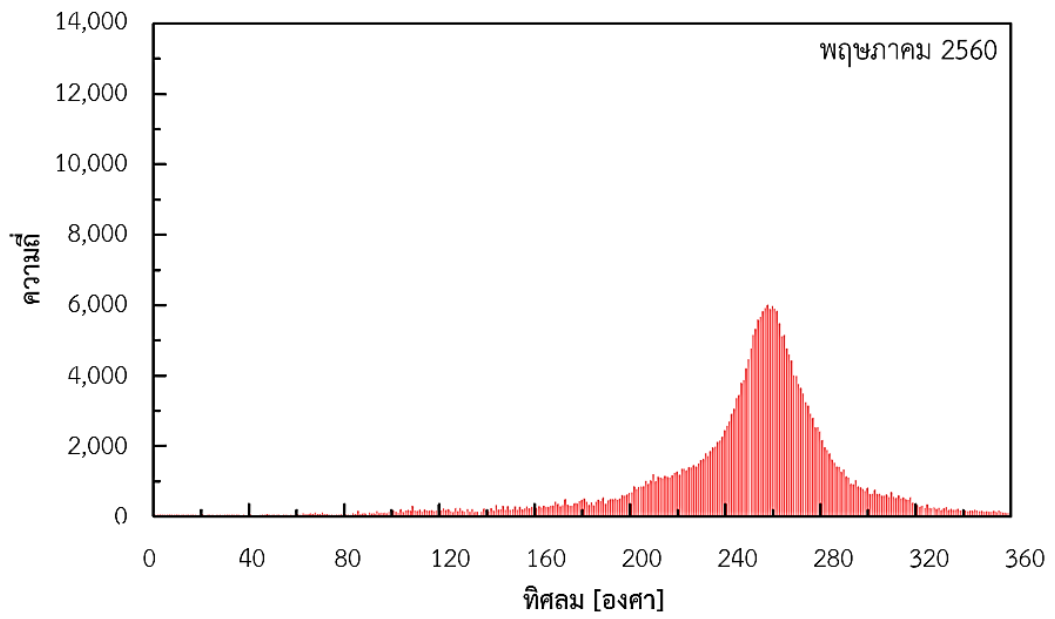
ภาพที่ 23 แสดงการแจกแจงความถี่ของข้อมูลทิศลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2560 โดยนำข้อมูลที่ได้จากอุปกรณ์วัดลมที่ติดตั้งอยู่บนกังหันลมต้นที่ 10 (WTG10) ซึ่งมีความสูงจากระดับพื้นเท่ากับ 120 m จากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม จังหวัดชัยภูมิ ประเทศไทย มาวิเคราะห์การแจกแจงความถี่ของทิศลม พบว่า ในแต่ละเดือนรูปทรงของการแจกแจงข้อมูลทิศลมมีลักษณะเป็นรูประฆังคว่ำสมมาตรกันทั้ง 2 ด้าน แสดงว่าทิศลมมีการแจกแจงแบบปกติ อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาข้อมูลในเดือนพฤษภาคม พบว่ากราฟการแจกแจงข้อมูลความถี่ของทิศลมมีฐานกว้างกว่าเดือนอื่น ๆ เนื่องจากข้อมูลทิศลมมีความแปรปรวนมากกว่า ซึ่งสอดคล้องกับฝั่งลมในภาพที่ 22 ซึ่งการแจกแจงแบบปกตินี้จะมีค่ากลางของข้อมูลทั้ง 3 ชนิด คือ ค่าเฉลี่ย ฐานนิยม และมัธยฐานอยู่ตรงตำแหน่งเดียวกัน ดังแสดงในตารางที่ 4 ในเดือนตุลาคมถึงเดือนกุมภาพันธ์ ค่ากลางของทิศลมมีค่าอยู่ในช่วง 50° ถึง 60° ส่วนในเดือนมีนาคมถึงเดือนกันยายน ค่ากลางของทิศลมมีค่าอยู่ในช่วง 250° ถึง 260° ดังนั้นจึงทำการใช้ค่าเฉลี่ยของทิศลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2560 เป็นตัวแทนค่ากลางของทิศลมในการกำหนดทิศรอลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2561



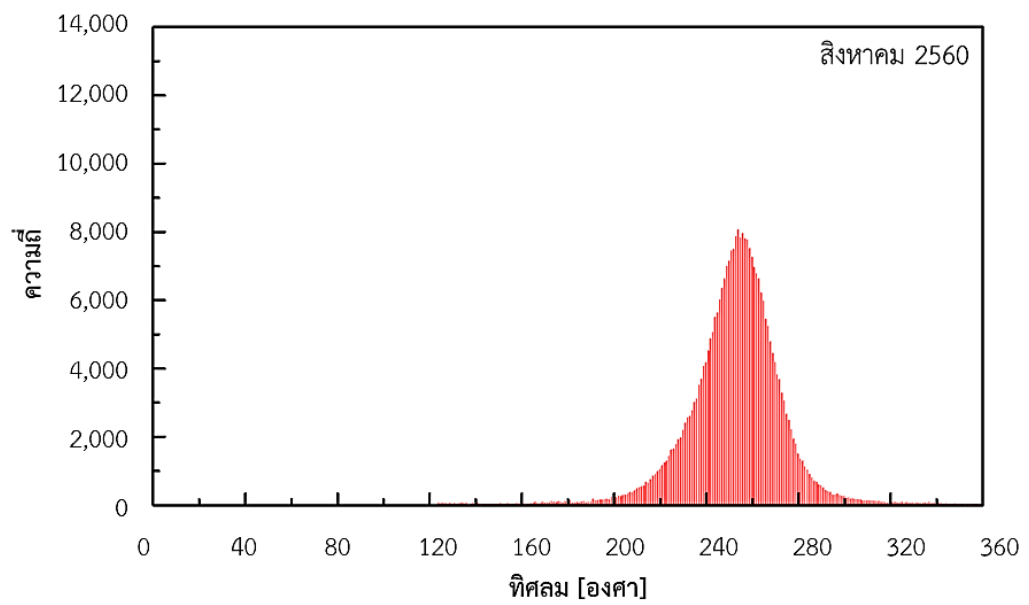
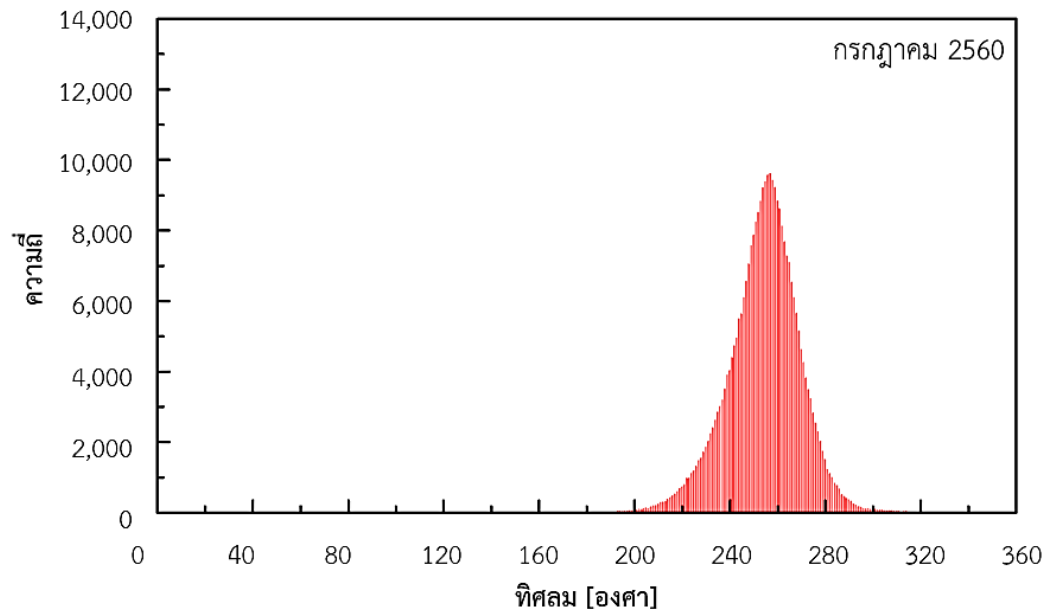
ภาพที่ 23 การแจกแจงความถี่ของข้อมูลทิสลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2560



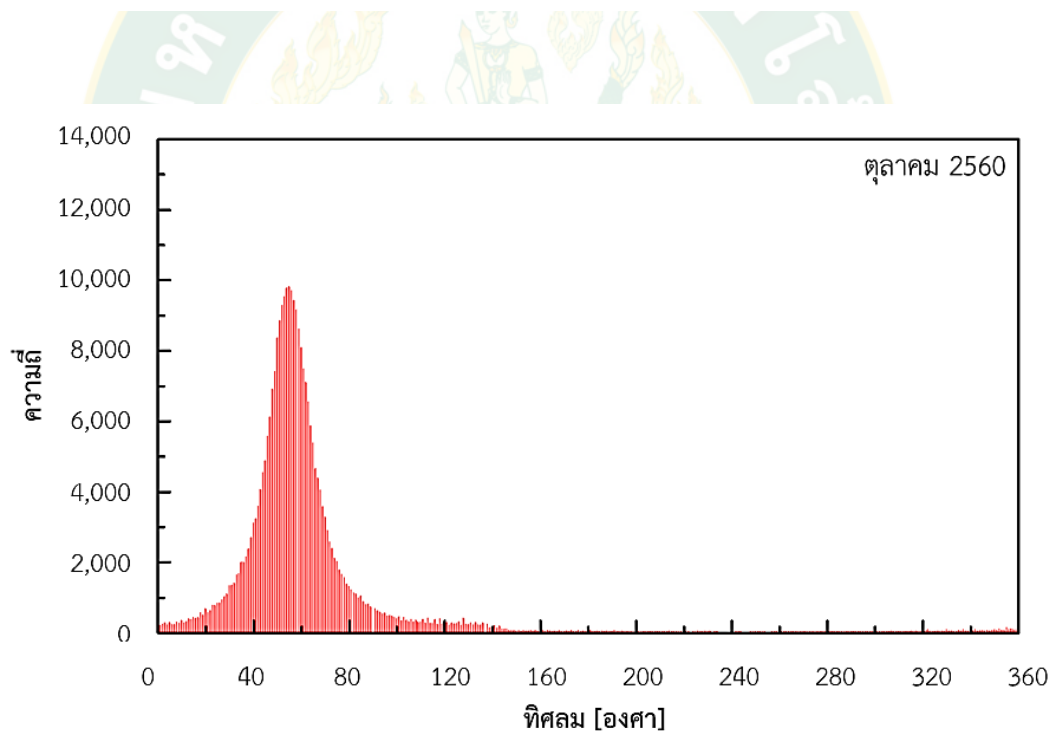
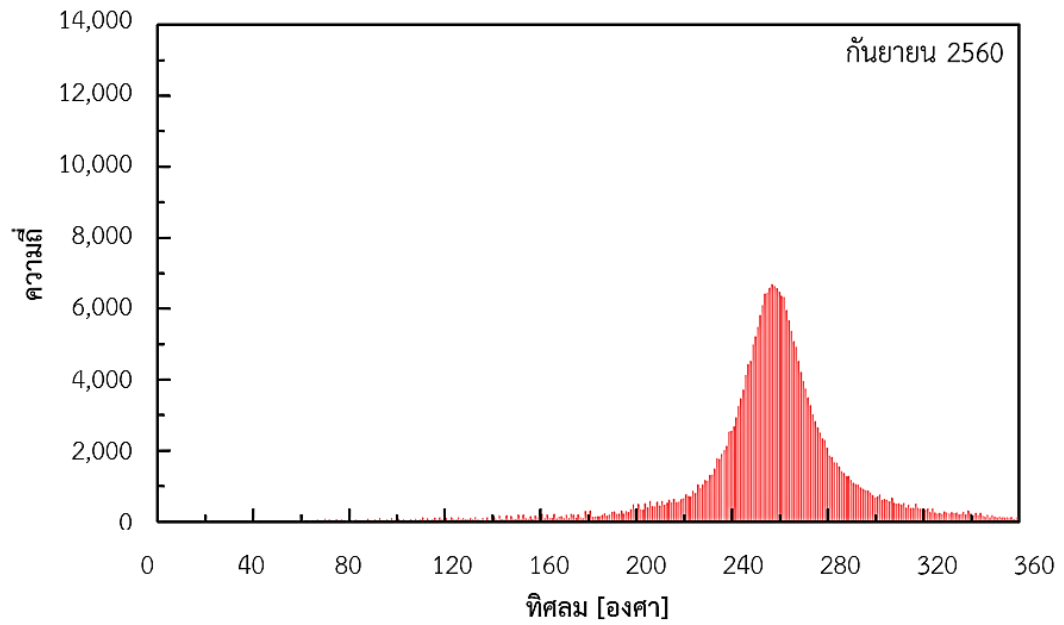
ภาพที่ 23 (ต่อ)



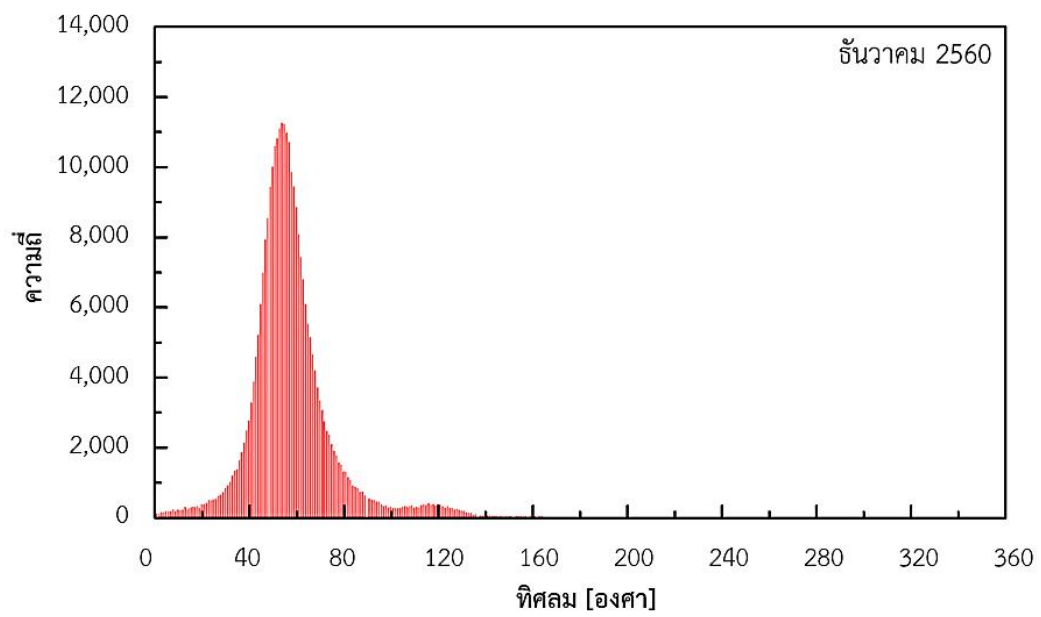
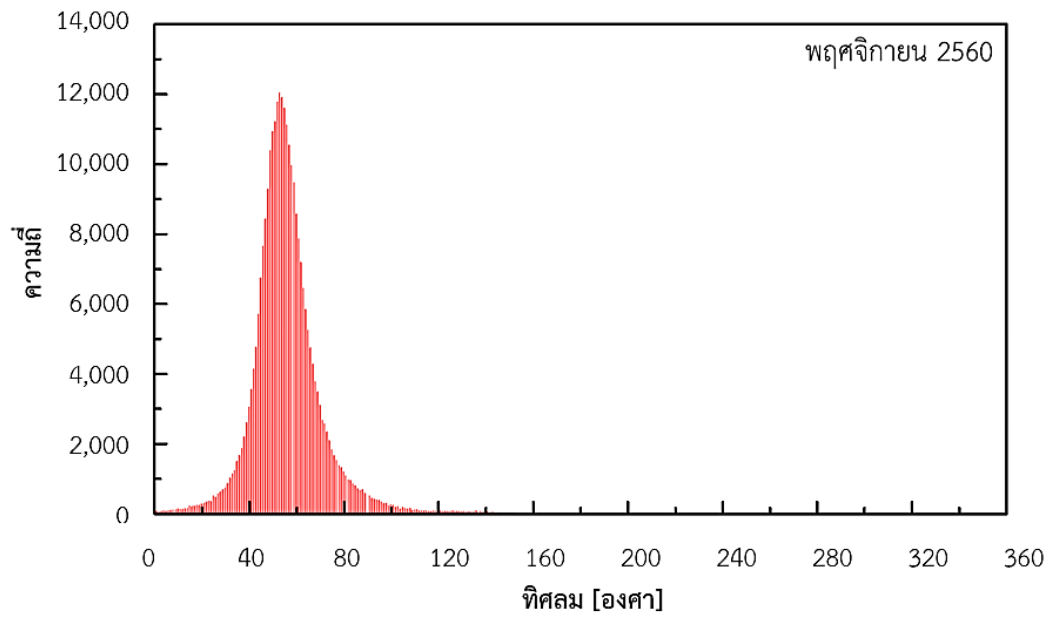
ภาพที่ 23 (ต่อ)



ภาพที่ 23 (ต่อ)



ภาพที่ 23 (ต่อ)



ภาพที่ 23 (ต่อ)

ตารางที่ 4 ค่าแนวโน้มเข้าสู่ส่วนกลางของทิสลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2560

| เดือน | ค่าเฉลี่ยเลขคณิต | ค่าฐานนิยม | ค่ามัธยฐาน |
|------------|------------------|------------|------------|
| มกราคม | 61 | 58 | 56 |
| กุมภาพันธ์ | 56 | 56 | 56 |
| มีนาคม | 261 | 258 | 259 |
| เมษายน | 258 | 257 | 257 |
| พฤษภาคม | 250 | 258 | 256 |
| มิถุนายน | 255 | 257 | 256 |
| กรกฎาคม | 255 | 257 | 255 |
| สิงหาคม | 253 | 254 | 254 |
| กันยายน | 256 | 257 | 258 |
| ตุลาคม | 62 | 55 | 56 |
| พฤศจิกายน | 57 | 53 | 55 |
| ธันวาคม | 58 | 55 | 56 |

4.3 การกำหนดทิสรอลมของกังหันลม

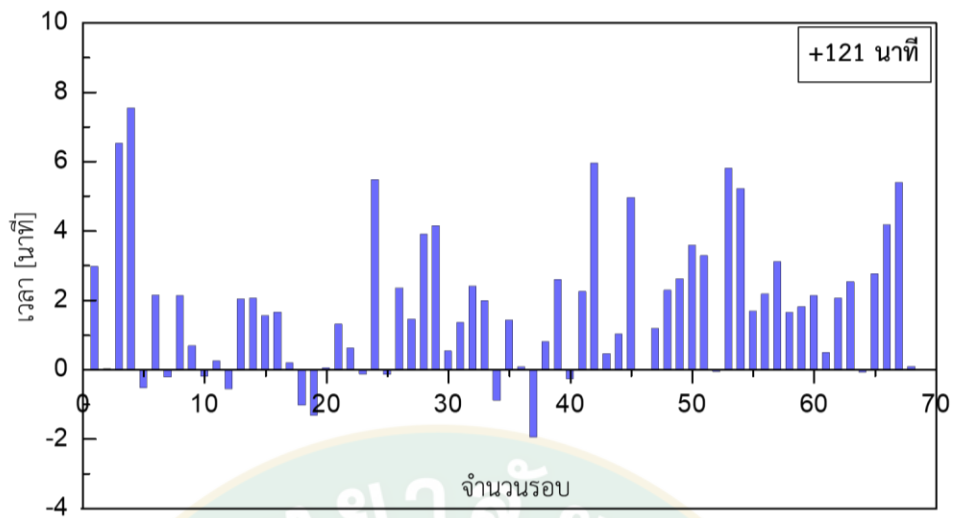
การลดระยะเวลาในการปรับหน้ากังหันลมเข้าหาทิสลมสามารถเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมโดยการเพิ่มระยะเวลาในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งการลดระยะเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิสลมนั้นสามารถทำได้โดยใช้ค่าตัวแทนข้อมูลทิสลมมากำหนดทิสรอลมให้กับกังหันลม ค่ากลางของข้อมูล คือ ตัวแทนที่เป็นค่าที่เหมาะสมของข้อมูลชุดหนึ่ง ๆ เพื่อนำมาสรุปและตีความหมายของข้อมูล การหาค่ากลางของข้อมูลมีวิธียหลายวิธี แต่ค่ากลางที่เป็นตัวแทนของข้อมูลที่นิยมใช้มีอยู่ 3 ค่า ได้แก่ ค่าเฉลี่ยเลขคณิต มัธยฐาน และฐานนิยม จากการวิเคราะห์การแจกแจงความถี่ของข้อมูลทิสลมแต่ละเดือนของเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม ปี พ.ศ. 2560 ที่มีการแจกแจงแบบปกติ ซึ่งในการหาค่าตัวแทนของข้อมูลทิสลมมากำหนดทิสรอลมของกังหันลมในแต่ละเดือน สามารถทำได้โดยใช้ค่ากลางของข้อมูลทิสลมในแต่ละเดือน คือ ค่ามัธยฐาน หรือ ค่าฐานนิยม หรือค่าเฉลี่ยเลขคณิต ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงเลือกใช้ค่าเฉลี่ยเลขคณิตของข้อมูลทิสลมแต่ละเดือนในปี พ.ศ. 2560 มากำหนดทิสรอลมของกังหันลมแต่ละเดือนในปี พ.ศ. 2561 ค่าเฉลี่ยเลขคณิตของทิสลมแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2560

อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าของกังหันลมในแต่ละเดือนขึ้นอยู่กับความต่อเนื่องและความเร็วของลม ซึ่งสามารถตรวจสอบได้จากจำนวนรอบการทำงานของกังหันลม หากเดือนไหนที่ลมไม่มีความ

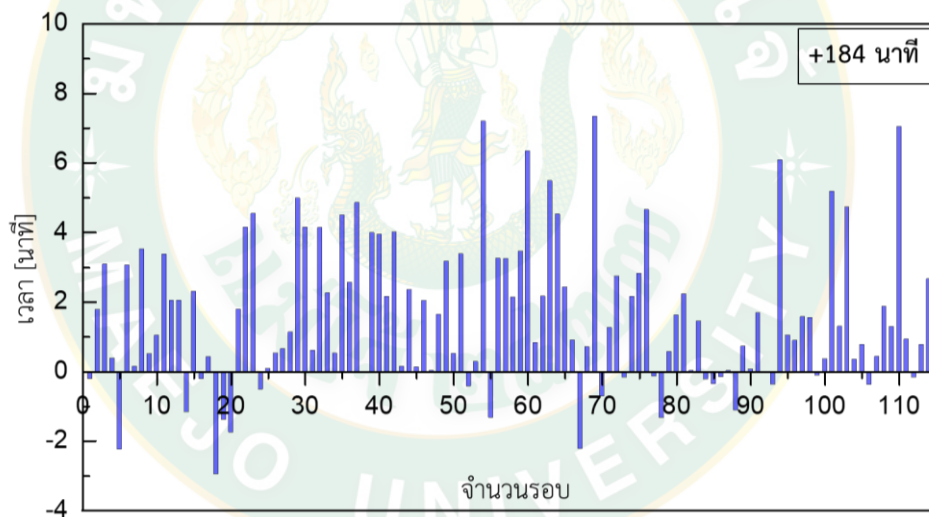
ต่อเนื่อง จำนวนรอบที่กักันหยุดและเริ่มทำงานใหม่จะมีค่ามากกว่าเดือนที่มมีความต่อเนื่อง ซึ่งจำนวนรอบในการทำงานของกักันลมในแต่ละเดือนแสดงในตารางที่ 5 พบว่าเดือนพฤษภาคมมีจำนวนรอบการทำงานของกักันลมมากที่สุดแสดงถึงความไม่ต่อเนื่องของลมในเดือนดังกล่าว เมื่อเทียบกับเดือนกรกฎาคมที่มีจำนวนรอบการทำงานของกักันลมเท่ากับ 5 หมายความว่ากักันลมหยุดและเริ่มทำงานใหม่จำนวนทั้งหมด 5 รอบ แสดงถึงความต่อเนื่องของลมตลอดทั้งเดือน

ตารางที่ 5 จำนวนรอบการทำงานของกักันลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2561

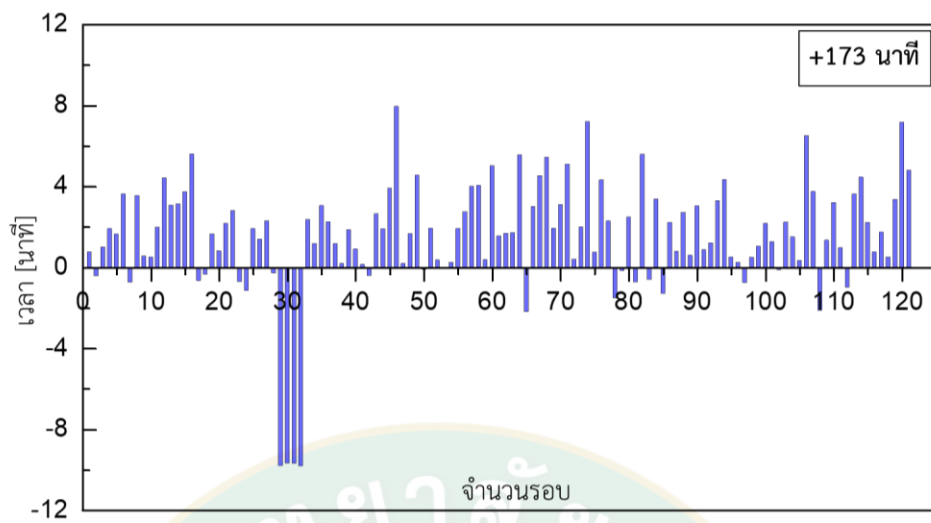
| เดือน | จำนวนรอบการทำงาน |
|------------|------------------|
| มกราคม | 68 |
| กุมภาพันธ์ | 114 |
| มีนาคม | 121 |
| เมษายน | 126 |
| พฤษภาคม | 202 |
| มิถุนายน | 57 |
| กรกฎาคม | 5 |
| สิงหาคม | 15 |
| กันยายน | 111 |
| ตุลาคม | 71 |
| พฤศจิกายน | 87 |
| ธันวาคม | 59 |



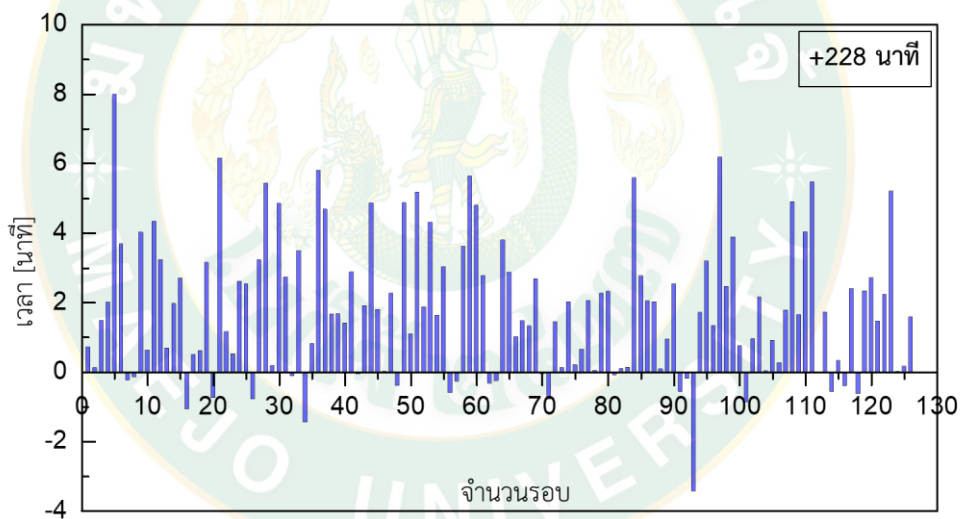
ภาพที่ 24 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหน้าเข้าหาทิศลม เดือนมกราคม



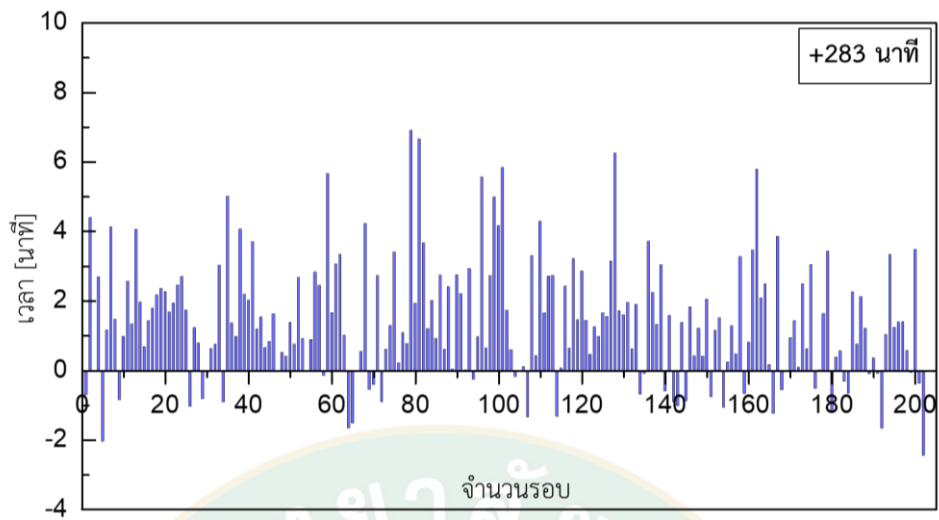
ภาพที่ 25 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหน้าเข้าหาทิศลม เดือนกุมภาพันธ์



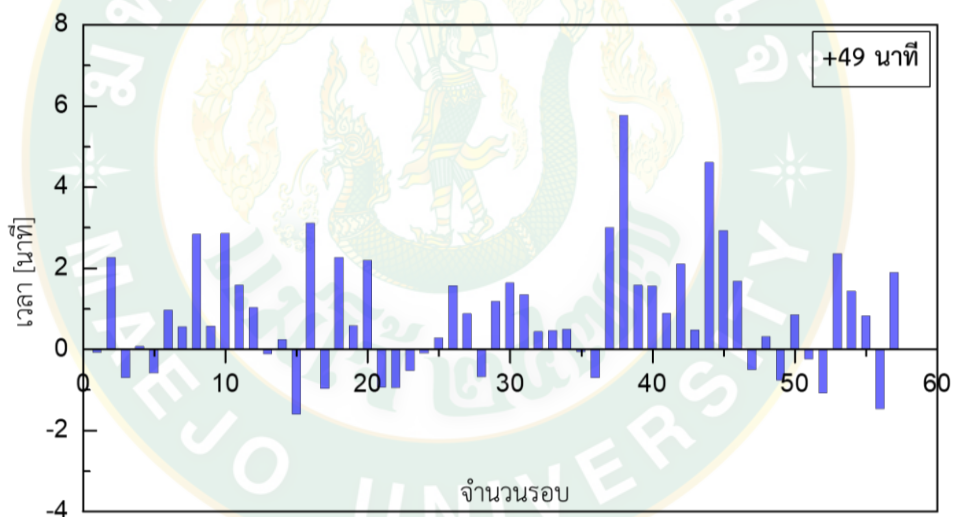
ภาพที่ 26 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนมีนาคม



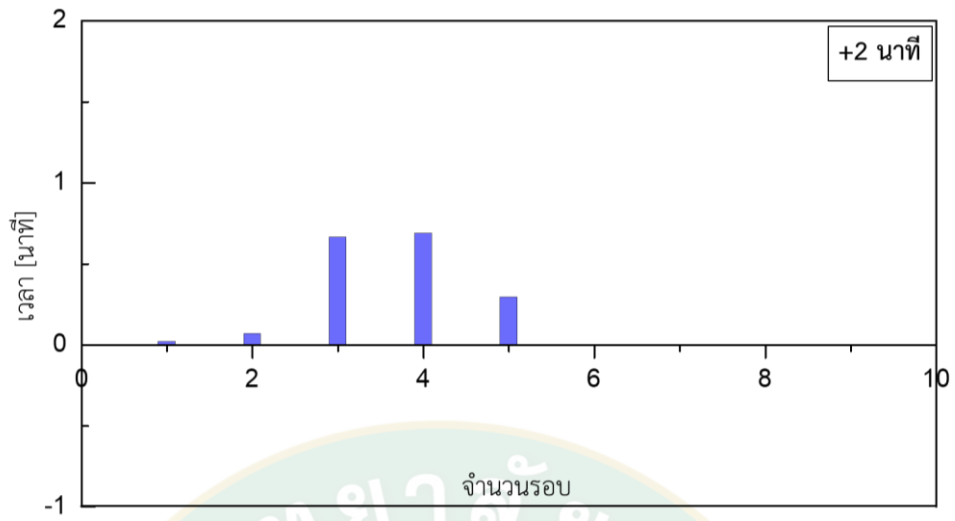
ภาพที่ 27 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนเมษายน



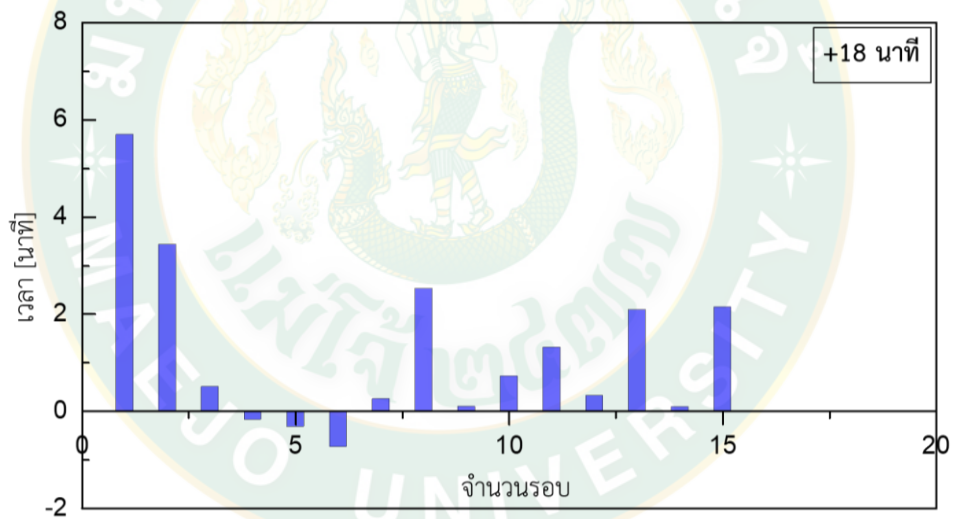
ภาพที่ 28 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนพฤษภาคม



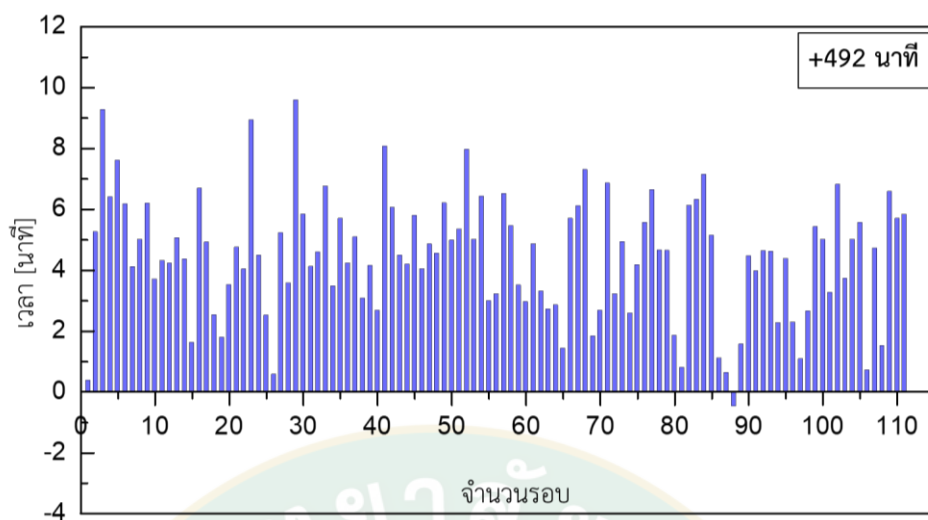
ภาพที่ 29 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนมิถุนายน



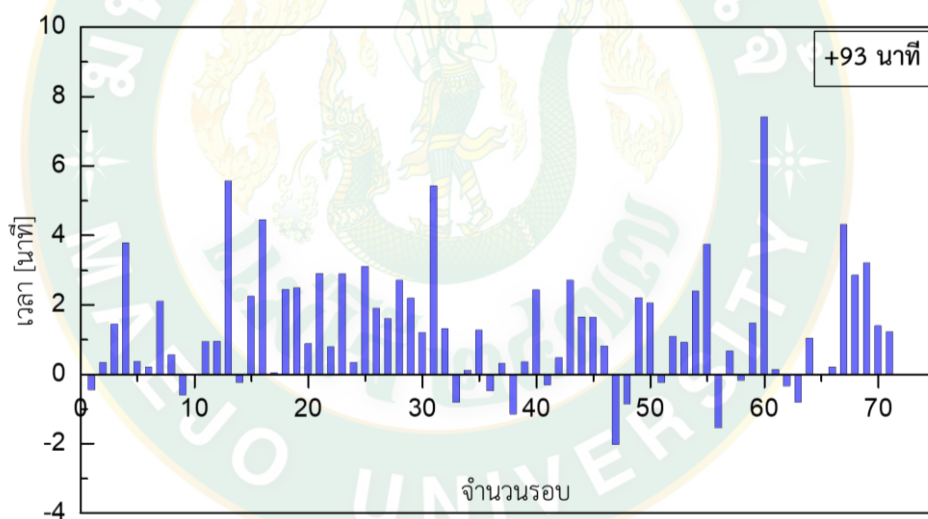
ภาพที่ 30 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนกรกฎาคม



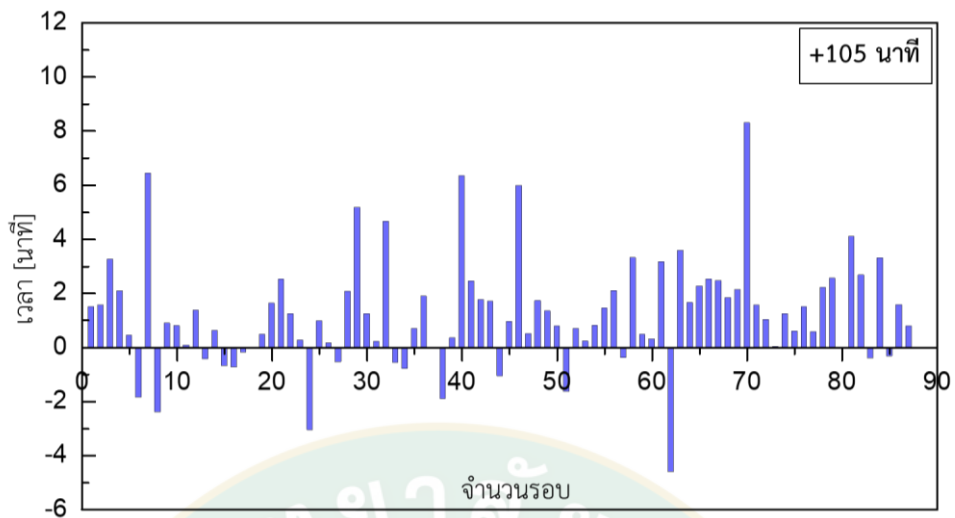
ภาพที่ 31 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนสิงหาคม



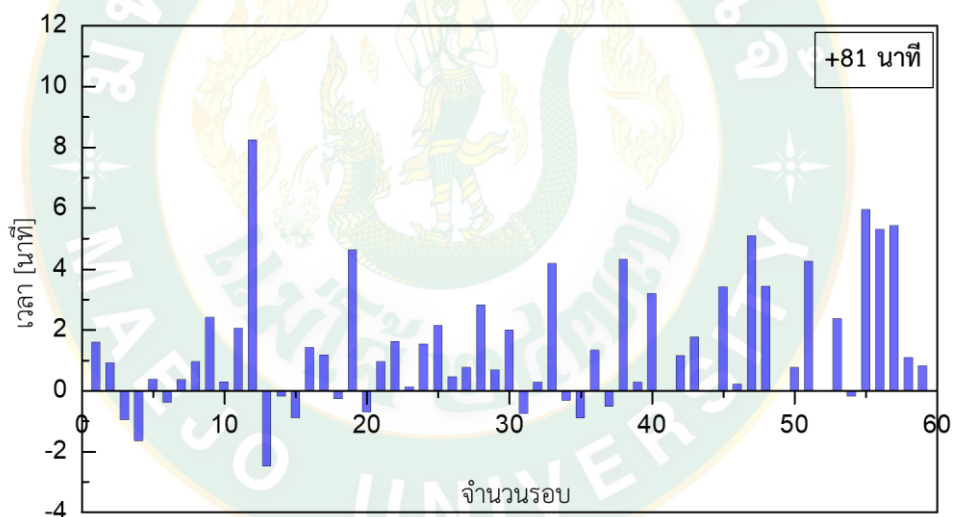
ภาพที่ 32 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนกันยายน



ภาพที่ 33 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากึ่งหันเข้าหาทิศลม เดือนตุลาคม



ภาพที่ 34 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากัณฑ์เข้าหาทิศลม เดือนพฤศจิกายน



ภาพที่ 35 ผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากัณฑ์เข้าหาทิศลม เดือนธันวาคม

ภาพที่ 24 - 35 แสดงผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากัณฑ์เข้าหาทิศลมเปรียบเทียบระหว่างการกำหนดทิศลมจากค่าเฉลี่ยกับข้อมูลที่วัดได้จากการทำงานจริงของกัณฑ์ลมในเดือนมกราคม - เดือนธันวาคม พ.ศ. 2561 แกน Y แสดงค่าของเวลาจากการปรับหน้ากัณฑ์ลม หากค่าที่ได้เป็นบวก แสดงว่าการกำหนดทิศลมจากค่าเฉลี่ยสามารถลดเวลาในการปรับหน้ากัณฑ์เข้าหาทิศลมได้ หากค่าที่ได้เป็นลบ แสดงว่าการกำหนดทิศลมจากค่าเฉลี่ยไม่สามารถลดเวลาในการปรับหน้ากัณฑ์เข้าหาทิศลมได้ แต่กลับเพิ่มระยะเวลาในการปรับหน้ากัณฑ์เข้าหาทิศลมแทน แกน X

แสดงจำนวนรอบการทำงานของกังหันลมในแต่ละเดือน โดยนับสถานะระหว่างกังหันลมหยุดทำงาน (Stop) และสถานะที่กังหันสามารถจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ (Online) นับเป็น 1 รอบการทำงาน เดือนที่มีจำนวนรอบการทำงานมาก หมายความว่าในเดือนนั้นไม่มีความต่อเนื่องของลมไม่ว่าจะเป็นความเร็วลมหรือทิศทางลม ได้แก่ เดือนกุมภาพันธ์ เดือนมีนาคม เดือนเมษายน เดือนพฤษภาคม และเดือนกันยายน ซึ่งเป็นช่วงการเปลี่ยนทิศทางของลมมรสุม ส่วนเดือนที่มีรอบการทำงานน้อย หมายความว่าในเดือนนั้นมีความต่อเนื่องของลมทั้งความเร็วลมและทิศทางลม กังหันลมสามารถผลิตไฟฟ้าได้ยาวนานในแต่ละรอบการผลิต ได้แก่ เดือนมกราคม เดือนมิถุนายน เดือนกรกฎาคม เดือนสิงหาคม เดือนตุลาคม เดือนพฤศจิกายน และเดือนธันวาคม ซึ่งเป็นเดือนที่มีลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือพัดผ่านและมีความต่อเนื่องของลมทั้งความเร็วและทิศทางลม

ตัวอย่างเช่น ข้อมูลที่วัดได้จากการทำงานจริงของกังหันลมในเดือนมกราคม พ.ศ. 2561 ซึ่งมีจำนวนรอบการทำงานของกังหันลมใน 1 เดือน เท่ากับ 68 รอบ จากรูปจะพบว่า ในรอบการทำงานที่กังหันหยุดการทำงานไกลจากทิศของลมในรอบถัดไปมากกว่าทิศของลมที่กำหนดจากค่าเฉลี่ย ผลการเปรียบเทียบที่ได้จะมีค่าเวลาเป็นบวก อาทิเช่น เมื่อพิจารณาในรอบการทำงานที่ 1 แสดงว่าการกำหนดทิศของลมจากค่าเฉลี่ยสามารถลดเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลมได้ประมาณ 3 min แต่ในรอบการทำงานที่หน้ากังหันหยุดการทำงานในทิศที่ใกล้กับทิศของลมในรอบถัดไปมากกว่า ผลการเปรียบเทียบที่ได้จะมีค่าเวลาเป็นลบ อาทิเช่น เมื่อพิจารณาในรอบการทำงานที่ 5 แสดงว่าการกำหนดทิศของลมจากค่าเฉลี่ยไม่สามารถลดเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลมได้ แต่กลับเพิ่มระยะเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลมประมาณ 0.5 min ตารางที่ 5 แสดงผลของ จำนวนรอบการทำงานของกังหันลม ความเร็วลมเฉลี่ย ทิศของลมที่กำหนดจากการหาค่าเฉลี่ยเลขคณิต เวลาการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการกำหนดทิศของลม และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงเทียบกับที่คำนวณได้จากการกำหนดทิศของลมจากค่าเฉลี่ยเลขคณิตในแต่ละเดือน ในเดือนมกราคม พ.ศ. 2561 กังหันมีจำนวนรอบการทำงานเท่ากับ 68 รอบ และมีความเร็วลมเฉลี่ยเท่ากับ 3.61 m/s ทิศของลมที่กำหนดจากการหาค่าเฉลี่ยเลขคณิตของข้อมูลทิศลมในเดือนเดียวกันจากปี พ.ศ. 2560 มีค่าเท่ากับ 61° ซึ่งการกำหนดทิศของหน้ากังหันเพื่อรอลมไปที่ 61° ขณะกังหันหยุดทำงานทำให้เวลาในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 121 min หรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 417 kWh ซึ่งผลการคำนวณเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลมเปรียบเทียบระหว่างการกำหนดทิศของลมจากค่าเฉลี่ยกับข้อมูลที่วัดได้จากการทำงานจริงของกังหันลมในเดือนกุมภาพันธ์-เดือนธันวาคม พ.ศ. 2561 มีลักษณะเดียวกับเดือนมกราคม พ.ศ. 2561 ก็คือในแต่ละเดือนผลการเปรียบเทียบเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลมที่ได้ในแต่ละรอบการทำงานจะมีค่าทั้งบวกและลบ อย่างไรก็ตามผลรวมของเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2561 ยังคงมีค่าเป็นบวกทุกเดือนดังแสดงในตารางที่ 6 นั่นคือการกำหนดทิศของลมของกังหันลมในแต่ละเดือนโดยใช้ค่าเฉลี่ยของทิศลมในเดือนเดียวกันของปี

พ.ศ. 2560 สามารถลดระยะเวลาในการปรับหาทิศลมของหน้ากังหันลมหรือช่วยเพิ่มระยะเวลาในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น

ตารางที่ 6 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลจากการกำหนดทิศลมของปี พ.ศ. 2561

| เดือน (พ.ศ.2561) | จำนวนรอบ การทำงาน (รอบ) | ความเร็ว ลมเฉลี่ย (m/s) | ทิศลม ที่กำหนด (°) | เวลาการผลิตไฟฟ้า ที่เพิ่มขึ้นจากการ กำหนดทิศลม (min) | พลังงานไฟฟ้า ที่ผลิตได้ (kWh) | | พลังงานไฟฟ้า ที่เพิ่มขึ้น (%) |
|---------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------|---|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|
| | | | | | กำหนด ทิศลม | การทำงาน จริง | |
| มกราคม | 68 | 3.61 | 61 | 121 | 290,739 | 290,322 | 0.144 |
| กุมภาพันธ์ | 114 | 3.99 | 56 | 184 | 306,723 | 305,888 | 0.273 |
| มีนาคม | 121 | 4.03 | 261 | 173 | 312,559 | 311,742 | 0.262 |
| เมษายน | 126 | 3.93 | 258 | 228 | 299,052 | 298,059 | 0.333 |
| พฤษภาคม | 202 | 2.91 | 250 | 283 | 127,496 | 127,106 | 0.307 |
| มิถุนายน | 57 | 4.25 | 255 | 49 | 352,618 | 352,334 | 0.081 |
| กรกฎาคม | 5 | 4.93 | 255 | 2 | 478,529 | 478,519 | 0.002 |
| สิงหาคม | 15 | 4.85 | 253 | 18 | 458,665 | 458,510 | 0.034 |
| กันยายน | 111 | 3.43 | 256 | 492 | 202,900 | 201,474 | 0.708 |
| ตุลาคม | 71 | 4.44 | 62 | 93 | 488,955 | 488,338 | 0.126 |
| พฤศจิกายน | 87 | 4.40 | 57 | 105 | 418,743 | 418,060 | 0.163 |
| ธันวาคม | 59 | 4.86 | 58 | 81 | 540,637 | 539,932 | 0.131 |
| รวม | | | | 1,830 | 4,277,616 | 4,270,284 | 0.172 |

ผลการวิเคราะห์ข้อมูลจากการกำหนดทิศลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2561 ด้วยค่าเฉลี่ยของทิศลมในเดือนเดียวกันของปี พ.ศ.2560 แสดงในตารางที่ 6 พบว่าการกำหนดทิศลมด้วยวิธีดังกล่าวสามารถช่วยลดระยะเวลาในการปรับหาทิศลมของหน้ากังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าหรือช่วยเพิ่มเวลาการผลิตไฟฟ้านั้นเอง นอกจากนี้ผลการทดลองยังแสดงให้เห็นว่าเวลาการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในแต่ละเดือนจะขึ้นอยู่กับจำนวนรอบการทำงานของกังหันลมหรือความต่อเนื่องของลมด้วย โดยในเดือนที่จำนวนรอบการทำงานของกังหันลมน้อยหรือเดือนที่ลมมีความต่อเนื่อง เวลาในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการกำหนดทิศลมจะมีค่าน้อย โดยในเดือนกรกฎาคมมีความต่อเนื่องของลมมากเนื่องจากอิทธิพลของพายุดีเปรสชันที่เคลื่อนตัวมาจากทะเลจีนใต้เข้าสู่ประเทศไทยทางฝั่งเวียดนามเข้ามาทางตอนเหนือของภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคเหนือในเดือนกรกฎาคม-เดือนสิงหาคม ส่งผลให้จำนวนรอบการทำงานของกังหันลมและเวลาการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการกำหนดทิศลมมีค่าน้อย ซึ่งต่างกับเดือนที่มีจำนวนรอบการทำงานของกังหันลมมากหรือเดือนที่ลมไม่มีความต่อเนื่อง เวลาในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการกำหนดทิศลมจะมีค่ามาก อย่างไรก็ตามค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละเดือนนั้นยังขึ้นอยู่กับอีกหนึ่งปัจจัย ซึ่งก็คือความเร็วลมเฉลี่ยในเดือนนั้น ๆ ด้วย โดยค่า

เปอร์เซ็นต์พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่ำสุดและสูงสุดของแต่ละเดือนในรอบปีเท่ากับ 0.002 และ 0.708 ตามลำดับ

จากผลการกำหนดทิศกลมในแต่ละเดือนของปี พ.ศ. 2561 ด้วยค่าเฉลี่ยของทิศลมในเดือนเดียวกันของปี พ.ศ. 2560 พบว่าในปี พ.ศ. 2561 สามารถลดเวลาในการปรับหาทิศลมของหน้ากังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าหรือช่วยเพิ่มเวลาการผลิตไฟฟ้าได้ 1,830 min โดยคิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 7,332 kWh หรือ 0.172% คิดเป็นเงิน 47,658 บาท (ค่าไฟ: 6.5 บาทต่อ kWh) เมื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลที่วัดได้จริงของปี พ.ศ. 2561 จากผลงานวิจัยดังกล่าวนับเป็นวิธีหนึ่งที่จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยการนำข้อมูลที่บันทึกได้จากเครื่องมือวัดลมที่ติดตั้งบนกังหันลมมาวิเคราะห์โดยใช้วิธีการทางสถิติ อย่างไรก็ตามการกำหนดทิศกลมของกังหันลมด้วยวิธีนี้จะมีประสิทธิภาพเมื่อนำไปใช้กับเดือนที่ลมมีความไม่ต่อเนื่องและกังหันมีจำนวนรอบของการทำงานมากกว่า 10 รอบขึ้นไป



บทที่ 5

สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการทดลอง

วิทยานิพนธ์การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมด้วยการประมวลสัญญาณจากอุปกรณ์วัดลมบนกังหันลมเทียบกับกำลังการผลิตเพื่อกำหนดทิศรอลม นำเสนอวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมด้วยการกำหนดทิศรอลม เนื่องจากประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขึ้นอยู่กับปัจจัยต่าง ๆ ดังนี้ ความต่อเนื่องของลม (Continuity) ทิศของลมที่ตรงกับหน้ากังหัน (Wind direction) และความเร็วลม (Wind speed) อย่างไรก็ตามปัจจัยที่สามารถควบคุมเพื่อให้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้มากขึ้นคือการกำหนดทิศของหน้ากังหันให้ตรงกับทิศของลมเพื่อลดระยะเวลาในการปรับหน้ากังหันเข้าหาทิศลม หรือเพื่อเป็นการเพิ่มเวลาในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลม ซึ่งในขั้นตอนการปรับทิศของหน้ากังหันให้ตรงกับทิศของลมนั้นจะใช้เวลาประมาณ 5 ถึง 10 min ขึ้นอยู่กับตำแหน่งของหน้ากังหันก่อนหยุดทำงาน เป้าหมายหลักของวิทยานิพนธ์นี้คือ นำค่าที่ได้จากอุปกรณ์วัดลมบนกังหันลมมาวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมเพื่อวางแผนในการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม

สามารถสรุปผลการทดลอง การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมด้วยการประมวลสัญญาณจากอุปกรณ์วัดลมบนกังหันลมเทียบกับกำลังการผลิตเพื่อกำหนดทิศรอลมได้ดังนี้

1. การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลม

จากการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมในพื้นที่ติดตั้งกังหันลม โครงการชัยภูมิวินฟาร์ม ในปี พ.ศ. 2560 และ พ.ศ. 2561 พบว่าข้อมูลทิศลมที่ได้จากการทำฝั่งลม ในแต่ละปีมีลักษณะเดียวกัน ซึ่งสามารถนำมาใช้ในการกำหนดทิศรอลมล่วงหน้าของปีต่อไปได้

2. การเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมโดยการกำหนดทิศรอลม

การกำหนดทิศรอลมของปี พ.ศ. 2561 ด้วยการนำข้อมูลทิศลมของปี พ.ศ. 2560 มาวิเคราะห์ทางสถิติเพื่อหาค่าตัวแทนทิศลมในการกำหนดทิศรอลม สามารถลดเวลาในการปรับหาทิศลมของหน้ากังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าหรือช่วยเพิ่มเวลาการผลิตไฟฟ้าของปี พ.ศ. 2561 ได้ 1,830 min หรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 7,332 kWh เมื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลที่วัดได้จากการทำงานจริง แสดงถึงการกำหนดทิศรอลมด้วยวิธีดังกล่าว นับเป็นวิธีหนึ่งที่จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

5.2 ข้อเสนอแนะ

1. ควรมีการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์เพิ่มเติมเพื่อประเมินระยะเวลาคืนทุนที่ลดลง
2. ควรทำการวิเคราะห์ข้อมูลช่วงรอบปีถัดมาเพิ่มเติม เพื่อเปรียบเทียบข้อมูล



บรรณานุกรม

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2557). พลังงานลม. **สารานุกรมพลังงานทดแทน. กรุงเทพมหานคร, ประเทศไทย.**
- กรมอุตุนิยมวิทยา. (ม.ป.ป.). **ลมมรสุม.** [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา <http://www.tmd.go.th/info/info.php?FileID=52> (5 พฤศจิกายน 2559).
- กระทรวงพลังงาน. (2558). **แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015).** [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา http://www.dede.go.th/download/files/AEDP2015_Final_version.pdf (5 พฤศจิกายน 2559).
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (ม.ป.ป.). **เทคโนโลยีกังหันลม.** [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา http://www3.egat.co.th/re/egat_wind/wind_technology.htm (29 พฤศจิกายน 2559).
- นิพนธ์ เกตุจ้อย และอชิตพล ศศิธรานูวัฒน์. (2547). เทคโนโลยีพลังงานลม. **วารสารมหาวิทยาลัยนเรศวร.** 12 (2), 57-73.
- นันทนา กันยานูวัฒน์ และนุชนาท นาคำ. (2555). **แนวทางการตรวจสอบความใช้ได้ของวิธีทดสอบทางเคมี.** กรุงเทพฯ. สำนักอุตสาหกรรมพื้นฐาน กรมอุตสาหกรรมพื้นฐานและการเหมืองแร่, 107 หน้า.
- ลม. (ม.ป.ป.). [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา <http://www.marine.tmd.go.th/thai/windhtml/windhtml.html> (10 พฤศจิกายน 2559).
- วิภา อวีรเทพ และวรรณกมล. (2550). **การศึกษาความเป็นไปได้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลม เพื่อผลิตไฟฟ้าจ่ายขนานเข้าระบบจำหน่ายโดยภาคเอกชน : กรณีศึกษาชายหาด อ.สติงพระ จังหวัดสงขลา.** สารนิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยนเรศวร.
- ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2562). **สถานการณ์การใช้น้ำมันและไฟฟ้า.** [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา http://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/download/18885_b4b432d062ea42c4af61742db87e5cd6 (27 พฤษภาคม 2562).
- สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2562). **ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้า SPP/VSP.** [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา <http://www.erc.or.th/ERCSP/Default.aspx?x=&muid=23&prid=41> (27 พฤษภาคม 2562).

- สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ. (ม.ป.ป.). **เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง**. [ระบบออนไลน์].
แหล่งที่มา http://doi.nrct.go.th/ListDoi/Download/39181/88ba62f07f0f74e410872da8120e2dcf?Resolve_DOI=10.14457/NU.the.2012.22 (10 พฤศจิกายน 2559).
- สำนักตรวจและเฝ้าระวังสภาพอากาศ. (ม.ป.ป.). **บทที่ 1 การวัดลมพื้นผิว**. [ระบบออนไลน์].
แหล่งที่มา www.mob.tmd.go.th/data/academic1-3.pdf (10 พฤศจิกายน 2559).
- A. Goudarzi, E. Davidson, A. Ahmadi and Venayagamoorthy, G. K. (2014). Intelligent analysis of wind turbine power curve models. **Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG)**, 1-7.
- Green intrend.com. (ม.ป.ป.). **พลังงานลมกับการลดการเปลี่ยนแปลงอากาศ**. [ระบบออนไลน์].
แหล่งที่มา <http://www.greenintrend.com/พลังงานลมมนุษย์ทำอะไร/> (6 พฤศจิกายน 2559).
- J. Pahasa and Ngamroo I. (2014). Model predictive control-based wind turbine blade pitch angle control for alleviation of frequency fluctuation in a smart grid. **Electrical Engineering Congress (iEECON), International**, 1-6.
- L. Heping, S. Jing and Q. Xiuli. (2013). Empirical investigation on using wind speed volatility to estimate the operation probability and power output of wind turbines. **Energy Conversion and Management**, 67, 8-17.
- M.S. Roulston, D.T. Kaplan, J. Hardenberg and L.A. Smith. (2003). Using medium-range weather forecasts to improve the value of wind energy production. **Renewable Energy**, 28 (2003), 585-602.
- S. A. Pourmousavi Kani and Riahy, G. H. (2008). A New ANN-Based Methodology for Very Short-Term Wind Speed Prediction Using Markov Chain Approach. **Electric Power Conference, (EPEC 2008)**, 1-6.
- T. Senjyu, R. Sakamoto, N. Urasaki, T. Funabashi, H. Fujita and Sekine, H. (2006). Output power leveling of wind turbine Generator for all operating regions by pitch angle control. **IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION**, 21 (2), 467-476.



ภาคผนวก

ความถี่ทิศของลมในงานวิจัย

งานวิจัยการศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมด้วยการประมวลสัญญาณจากอุปกรณ์วัดลมบนกังหันลมเทียบกับกำลังการผลิตเพื่อกำหนดทิศทางลมนี้ ทำการเก็บข้อมูลความเร็วลม ทิศของลม ในเดือนมกราคม-เดือนธันวาคม พ.ศ. 2560 และ พ.ศ. 2561 ด้วยระบบ SCADA จากอุปกรณ์วัดลมที่ติดตั้งอยู่บนกังหันลมต้นที่ 10 (WTG10) แล้วนำมาสร้างผังลมดังแสดงในภาพที่ 22 โดยรายละเอียดของข้อมูลดังแสดงในภาพผนวกที่ 1-24

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|---------|---------|---------------------------|---------|----------|--------|
| ind Sectd | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.62% | 0.62% | 0.67% | 0.32% | 0.06% | 2.29% |
| NNE | 0.71% | 1.43% | 2.75% | 1.24% | 0.17% | 6.30% |
| NE | 0.79% | 3.57% | 15.53% | 16.76% | 3.70% | 40.34% |
| ENE | 1.00% | 4.01% | 13.22% | 16.52% | 5.40% | 40.16% |
| E | 0.84% | 1.89% | 2.24% | 0.50% | 0.05% | 5.52% |
| ESE | 0.52% | 0.77% | 0.39% | 0.02% | 0.01% | 1.71% |
| SE | 0.29% | 0.22% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.54% |
| SSE | 0.24% | 0.13% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.39% |
| S | 0.15% | 0.15% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.32% |
| SSW | 0.10% | 0.16% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.27% |
| SW | 0.11% | 0.17% | 0.06% | 0.00% | 0.00% | 0.34% |
| WSW | 0.06% | 0.16% | 0.08% | 0.00% | 0.00% | 0.31% |
| W | 0.06% | 0.09% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.18% |
| WNW | 0.11% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.16% |
| NW | 0.16% | 0.12% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.31% |
| NNW | 0.32% | 0.29% | 0.09% | 0.02% | 0.01% | 0.73% |
| | 6.10% | 13.83% | 35.16% | 35.37% | 9.42% | 99.88% |
| No. of Hours Monitored | 292013 | Hours | No. of Calm | 346 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12167 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 13.44 | m/s | Calm (%) | 0.12% | | |
| Average Wind Speed | 5.07 | m/s | Prevailing Wind Direction | NE | | |

ภาพผนวกที่ 1 ข้อมูลลมเดือนมกราคม พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.73% | 0.84% | 0.27% | 0.03% | 0.01% | 1.88% |
| NNE | 0.99% | 2.81% | 3.14% | 0.63% | 0.05% | 7.63% |
| NE | 1.15% | 8.24% | 17.11% | 7.17% | 0.97% | 34.65% |
| ENE | 1.31% | 9.76% | 20.60% | 11.03% | 1.84% | 44.54% |
| E | 1.06% | 2.58% | 2.10% | 0.32% | 0.02% | 6.08% |
| ESE | 0.57% | 0.62% | 0.32% | 0.02% | 0.01% | 1.54% |
| SE | 0.37% | 0.19% | 0.04% | 0.01% | 0.01% | 0.62% |
| SSE | 0.24% | 0.08% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.33% |
| S | 0.15% | 0.03% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.19% |
| SSW | 0.09% | 0.01% | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.10% |
| SW | 0.13% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.14% |
| WSW | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.03% |
| W | 0.05% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.08% |
| WNW | 0.10% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.14% |
| NW | 0.16% | 0.08% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.26% |
| NNW | 0.38% | 0.63% | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 1.07% |
| | 7.52% | 25.92% | 43.67% | 19.27% | 2.92% | 99.30% |
| No. of Hours Monitored | 273960 | Hours | No. of Calm | 1906 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 11415 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 11.28 | m/s | Calm (%) | 0.70% | | |
| Average Wind Speed | 3.99 | m/s | Prevailing Wind Direction | | ENE | |

ภาพผนวกที่ 2 ข้อมูลลมเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.27% | 0.26% | 0.07% | 0.05% | 0.00% | 0.66% |
| NNE | 0.17% | 0.11% | 0.08% | 0.01% | 0.00% | 0.37% |
| NE | 0.08% | 0.06% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.17% |
| ENE | 0.05% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.10% |
| E | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.04% |
| ESE | 0.06% | 0.01% | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.08% |
| SE | 0.11% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.16% |
| SSE | 0.19% | 0.15% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.35% |
| S | 0.48% | 0.23% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.75% |
| SSW | 0.94% | 0.72% | 0.29% | 0.02% | 0.00% | 1.97% |
| SW | 1.30% | 2.69% | 2.34% | 0.34% | 0.03% | 6.70% |
| WSW | 1.42% | 8.54% | 19.49% | 7.16% | 1.14% | 37.75% |
| W | 1.09% | 8.55% | 19.93% | 7.10% | 0.71% | 37.38% |
| WNW | 0.82% | 2.88% | 4.12% | 1.26% | 0.11% | 9.19% |
| NW | 0.64% | 1.10% | 0.78% | 0.15% | 0.02% | 2.70% |
| NNW | 0.45% | 0.58% | 0.15% | 0.02% | 0.01% | 1.22% |
| | 8.08% | 25.97% | 47.36% | 16.16% | 2.02% | 99.59% |
| No. of Hours Monitored | 296781 | Hours | No. of Calm | 1201 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12366 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 14.06 | m/s | Calm (%) | 0.40% | | |
| Average Wind Speed | 3.85 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 3 ข้อมูลลมเดือนมีนาคม พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.28% | 0.34% | 0.25% | 0.01% | 0.00% | 0.89% |
| NNE | 0.20% | 0.20% | 0.09% | 0.01% | 0.00% | 0.50% |
| NE | 0.15% | 0.18% | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.38% |
| ENE | 0.05% | 0.18% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.24% |
| E | 0.07% | 0.18% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.27% |
| ESE | 0.18% | 0.14% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.35% |
| SE | 0.27% | 0.12% | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.44% |
| SSE | 0.30% | 0.16% | 0.05% | 0.00% | 0.00% | 0.53% |
| S | 0.46% | 0.34% | 0.28% | 0.01% | 0.00% | 1.10% |
| SSW | 0.85% | 1.32% | 0.84% | 0.05% | 0.01% | 3.07% |
| SW | 1.29% | 3.19% | 3.38% | 0.57% | 0.04% | 8.47% |
| WSW | 1.54% | 6.61% | 22.06% | 6.84% | 0.41% | 37.45% |
| W | 1.02% | 5.14% | 20.10% | 6.31% | 0.25% | 32.81% |
| WNW | 0.85% | 2.68% | 4.17% | 1.09% | 0.04% | 8.83% |
| NW | 0.75% | 1.28% | 0.73% | 0.09% | 0.00% | 2.86% |
| NNW | 0.58% | 0.69% | 0.24% | 0.02% | 0.00% | 1.54% |
| | 8.84% | 22.75% | 52.35% | 15.01% | 0.77% | 99.72% |
| No. of Hours Monitored | 288043 | Hours | No. of Calm | 751 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12002 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 13.72 | m/s | Calm (%) | 0.26% | | |
| Average Wind Speed | 3.84 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 4 ข้อมูลลมเดือนเมษายน พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|---------------|---------------|---------------------------|--------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.35% | 0.17% | 0.11% | 0.01% | 0.00% | 0.64% |
| NNE | 0.20% | 0.12% | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.37% |
| NE | 0.17% | 0.10% | 0.06% | 0.00% | 0.00% | 0.34% |
| ENE | 0.10% | 0.19% | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 0.35% |
| E | 0.15% | 0.31% | 0.06% | 0.00% | 0.00% | 0.52% |
| ESE | 0.47% | 0.66% | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 1.18% |
| SE | 0.58% | 0.78% | 0.07% | 0.01% | 0.01% | 1.44% |
| SSE | 0.70% | 0.82% | 0.20% | 0.01% | 0.01% | 1.73% |
| S | 0.97% | 1.42% | 0.23% | 0.04% | 0.02% | 2.68% |
| SSW | 1.49% | 2.79% | 1.14% | 0.05% | 0.01% | 5.48% |
| SW | 1.66% | 4.14% | 4.04% | 0.51% | 0.06% | 10.41% |
| WSW | 1.80% | 6.24% | 16.53% | 4.41% | 0.31% | 29.28% |
| W | 2.60% | 7.90% | 15.94% | 4.42% | 0.49% | 31.34% |
| WNW | 2.07% | 4.07% | 2.31% | 0.24% | 0.04% | 8.73% |
| NW | 1.34% | 1.39% | 0.63% | 0.03% | 0.01% | 3.40% |
| NNW | 0.71% | 0.39% | 0.11% | 0.02% | 0.00% | 1.23% |
| | 15.36% | 31.49% | 41.58% | 9.73% | 0.95% | 99.12% |
| No. of Hours Monitored | 294991 | Hours | No. of Calm | 2425 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12291 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 23.96 | m/s | Calm (%) | 0.82% | | |
| Average Wind Speed | 3.30 | m/s | Prevailing Wind Direction | | W | |

ภาพผนวกที่ 5 ข้อมูลลมเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.06% | 0.05% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.11% |
| NNE | 0.03% | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.07% |
| NE | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.03% |
| ENE | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| E | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.02% |
| ESE | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.05% |
| SE | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.04% |
| SSE | 0.04% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.06% |
| S | 0.06% | 0.07% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.16% |
| SSW | 0.15% | 0.49% | 0.51% | 0.06% | 0.01% | 1.24% |
| SW | 0.33% | 2.64% | 6.46% | 1.18% | 0.09% | 10.70% |
| WSW | 0.48% | 7.85% | 27.82% | 7.71% | 0.95% | 44.80% |
| W | 0.65% | 7.32% | 22.67% | 5.81% | 0.86% | 37.31% |
| WNW | 0.42% | 1.65% | 2.09% | 0.30% | 0.04% | 4.49% |
| NW | 0.17% | 0.24% | 0.10% | 0.01% | 0.00% | 0.53% |
| NNW | 0.10% | 0.07% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.19% |
| | 2.61% | 20.47% | 59.71% | 15.09% | 1.95% | 99.82% |
| No. of Hours Monitored | 292086 | Hours | No. of Calm | 507 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12170 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 15.76 | m/s | Calm (%) | 0.17% | | |
| Average Wind Speed | 4.14 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 6 ข้อมูลลมเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.02% |
| NNE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| NE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| ENE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| E | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| ESE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| SE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.01% |
| SSE | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.02% |
| S | 0.01% | 0.02% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.05% |
| SSW | 0.02% | 0.20% | 0.40% | 0.09% | 0.02% | 0.73% |
| SW | 0.05% | 1.67% | 6.28% | 1.53% | 0.10% | 9.64% |
| WSW | 0.07% | 5.45% | 29.65% | 11.92% | 1.54% | 48.63% |
| W | 0.08% | 4.55% | 23.73% | 8.55% | 1.02% | 37.93% |
| WNW | 0.06% | 0.64% | 1.71% | 0.33% | 0.03% | 2.76% |
| NW | 0.02% | 0.05% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.13% |
| NNW | 0.01% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.04% |
| | 0.35% | 12.61% | 61.84% | 22.47% | 2.71% | 99.98% |
| No. of Hours Monitored | 302821 | Hours | No. of Calm | 36 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12618 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 15.96 | m/s | Calm (%) | 0.01% | | |
| Average Wind Speed | 4.62 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 7 ข้อมูลลมเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.19% | 0.06% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.26% |
| NNE | 0.16% | 0.06% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.23% |
| NE | 0.17% | 0.05% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.23% |
| ENE | 0.10% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.11% |
| E | 0.16% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.19% |
| ESE | 0.17% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.20% |
| SE | 0.20% | 0.04% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.27% |
| SSE | 0.19% | 0.07% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.28% |
| S | 0.34% | 0.15% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.54% |
| SSW | 0.59% | 0.73% | 0.54% | 0.06% | 0.00% | 1.93% |
| SW | 0.81% | 3.74% | 6.22% | 1.06% | 0.05% | 11.88% |
| WSW | 1.17% | 11.67% | 25.71% | 6.31% | 0.41% | 45.25% |
| W | 1.33% | 8.81% | 18.72% | 3.94% | 0.27% | 33.08% |
| WNW | 0.90% | 1.54% | 1.41% | 0.17% | 0.02% | 4.04% |
| NW | 0.37% | 0.28% | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 0.71% |
| NNW | 0.27% | 0.09% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.38% |
| | 7.13% | 27.34% | 52.75% | 11.61% | 0.75% | 99.58% |
| No. of Hours Monitored | 300819 | Hours | No. of Calm | 1263 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12534 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 14.15 | m/s | Calm (%) | 0.42% | | |
| Average Wind Speed | 3.68 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 8 ข้อมูลลมเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|---------------|---------------|---------------------------|--------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.47% | 0.14% | 0.02% | 0.01% | 0.01% | 0.65% |
| NNE | 0.42% | 0.10% | 0.00% | 0.01% | 0.01% | 0.54% |
| NE | 0.37% | 0.06% | 0.00% | 0.01% | 0.01% | 0.44% |
| ENE | 0.21% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.23% |
| E | 0.26% | 0.07% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.34% |
| ESE | 0.48% | 0.15% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.64% |
| SE | 0.47% | 0.15% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.64% |
| SSE | 0.65% | 0.24% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.91% |
| S | 0.93% | 0.24% | 0.02% | 0.01% | 0.01% | 1.21% |
| SSW | 1.60% | 0.87% | 0.09% | 0.35% | 0.01% | 2.92% |
| SW | 2.78% | 2.94% | 1.49% | 0.13% | 0.03% | 7.37% |
| WSW | 2.89% | 11.37% | 17.24% | 3.24% | 0.31% | 35.05% |
| W | 2.15% | 11.44% | 17.26% | 2.96% | 0.32% | 34.13% |
| WNW | 1.54% | 3.57% | 3.36% | 0.36% | 0.03% | 8.86% |
| NW | 1.35% | 1.28% | 0.66% | 0.03% | 0.01% | 3.32% |
| NNW | 0.91% | 0.43% | 0.19% | 0.01% | 0.01% | 1.56% |
| | 17.48% | 33.06% | 40.39% | 7.13% | 0.75% | 98.81% |
| No. of Hours Monitored | 277521 | Hours | No. of Calm | 3266 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 11563 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 15.62 | m/s | Calm (%) | 1.18% | | |
| Average Wind Speed | 3.07 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 9 ข้อมูลลมเดือนกันยายน พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|---------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.90% | 0.59% | 0.08% | 0.02% | 0.01% | 1.60% |
| NNE | 1.93% | 2.20% | 1.13% | 0.22% | 0.05% | 5.52% |
| NE | 2.68% | 10.41% | 16.59% | 6.93% | 3.58% | 40.20% |
| ENE | 1.99% | 9.62% | 16.23% | 6.22% | 3.01% | 37.06% |
| E | 1.39% | 2.16% | 1.74% | 0.35% | 0.11% | 5.75% |
| ESE | 1.10% | 0.77% | 0.25% | 0.05% | 0.01% | 2.18% |
| SE | 0.89% | 0.64% | 0.07% | 0.03% | 0.00% | 1.64% |
| SSE | 0.51% | 0.17% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.72% |
| S | 0.35% | 0.12% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.49% |
| SSW | 0.31% | 0.20% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.54% |
| SW | 0.23% | 0.15% | 0.08% | 0.00% | 0.00% | 0.46% |
| WSW | 0.17% | 0.23% | 0.09% | 0.00% | 0.00% | 0.49% |
| W | 0.19% | 0.25% | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.48% |
| WNV | 0.22% | 0.11% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.35% |
| NW | 0.36% | 0.16% | 0.01% | 0.00% | 0.01% | 0.54% |
| NNW | 0.65% | 0.23% | 0.06% | 0.12% | 0.01% | 1.08% |
| | 13.86% | 27.99% | 36.47% | 13.96% | 6.81% | 99.09% |
| No. of Hours Monitored | 298594 | Hours | No. of Calm | 2703 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12441 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 14.43 | m/s | Calm (%) | 0.91% | | |
| Average Wind Speed | 3.80 | m/s | Prevailing Wind Direction | | NE | |

ภาพผนวกที่ 10 ข้อมูลลมเดือนตุลาคม พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|---------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.19% | 0.22% | 0.11% | 0.02% | 0.01% | 0.55% |
| NNE | 0.40% | 0.86% | 1.31% | 0.51% | 0.06% | 3.13% |
| NE | 0.56% | 3.65% | 16.57% | 22.83% | 6.54% | 50.15% |
| ENE | 0.49% | 3.12% | 14.41% | 16.94% | 3.99% | 38.95% |
| E | 0.46% | 0.97% | 2.00% | 1.15% | 0.16% | 4.75% |
| ESE | 0.40% | 0.32% | 0.11% | 0.04% | 0.01% | 0.88% |
| SE | 0.19% | 0.10% | 0.04% | 0.00% | 0.01% | 0.33% |
| SSE | 0.06% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.09% |
| S | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.07% |
| SSW | 0.13% | 0.01% | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.15% |
| SW | 0.06% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.08% |
| WSW | 0.08% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.10% |
| W | 0.05% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.08% |
| WNV | 0.06% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.10% |
| NW | 0.08% | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.12% |
| NNW | 0.11% | 0.06% | 0.02% | 0.00% | 0.01% | 0.19% |
| | 3.38% | 9.46% | 34.57% | 41.52% | 10.80% | 99.73% |
| No. of Hours Monitored | 292734 | Hours | No. of Calm | 780 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12197 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 15.03 | m/s | Calm (%) | 0.27% | | |
| Average Wind Speed | 5.47 | m/s | Prevailing Wind Direction | | NE | |

ภาพผนวกที่ 11 ข้อมูลลมเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.33% | 0.37% | 0.12% | 0.02% | 0.01% | 0.86% |
| NNE | 0.63% | 1.05% | 1.10% | 0.55% | 0.09% | 3.42% |
| NE | 0.77% | 4.16% | 13.57% | 18.34% | 8.71% | 45.55% |
| ENE | 0.62% | 4.21% | 12.54% | 15.51% | 6.79% | 39.67% |
| E | 0.46% | 1.18% | 1.82% | 1.29% | 0.40% | 5.15% |
| ESE | 0.27% | 0.36% | 0.74% | 0.70% | 0.28% | 2.35% |
| SE | 0.13% | 0.11% | 0.17% | 0.21% | 0.25% | 0.87% |
| SSE | 0.09% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.01% | 0.15% |
| S | 0.06% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.01% | 0.09% |
| SSW | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.06% |
| SW | 0.03% | 0.05% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.08% |
| WSW | 0.06% | 0.05% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.12% |
| W | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.05% |
| WNW | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.07% |
| NW | 0.11% | 0.05% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.16% |
| NNW | 0.22% | 0.17% | 0.04% | 0.00% | 0.01% | 0.44% |
| | 3.93% | 11.85% | 30.10% | 36.65% | 16.56% | 99.09% |
| No. of Hours Monitored | 298594 | Hours | No. of Calm | 2721 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12441 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 12.83 | m/s | Calm (%) | 0.91% | | |
| Average Wind Speed | 5.45 | m/s | Prevailing Wind Direction | | NE | |

ภาพผนวกที่ 12 ข้อมูลลมเดือนธันวาคม พ.ศ. 2560

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.88% | 1.31% | 0.57% | 0.03% | 0.00% | 2.79% |
| NNE | 1.17% | 3.35% | 3.70% | 0.39% | 0.01% | 8.61% |
| NE | 1.49% | 9.49% | 19.09% | 5.58% | 0.29% | 35.94% |
| ENE | 1.56% | 9.47% | 20.51% | 7.26% | 0.92% | 39.73% |
| E | 1.12% | 2.66% | 1.83% | 0.11% | 0.00% | 5.72% |
| ESE | 0.80% | 1.03% | 0.25% | 0.01% | 0.00% | 2.09% |
| SE | 0.48% | 0.48% | 0.10% | 0.01% | 0.00% | 1.07% |
| SSE | 0.30% | 0.32% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.63% |
| S | 0.19% | 0.18% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.37% |
| SSW | 0.09% | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.13% |
| SW | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.04% |
| WSW | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.02% |
| W | 0.07% | 0.07% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.15% |
| WNW | 0.15% | 0.15% | 0.07% | 0.00% | 0.00% | 0.38% |
| NW | 0.25% | 0.20% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.49% |
| NNW | 0.53% | 0.59% | 0.11% | 0.01% | 0.00% | 1.24% |
| | 9.12% | 29.36% | 46.28% | 13.41% | 1.23% | 99.41% |
| No. of Hours Monitored | 166435 | Hours | No. of Calm | 983 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 6935 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 10.56 | m/s | Calm (%) | 0.59% | | |
| Average Wind Speed | 3.61 | m/s | Prevailing Wind Direction | | ENE | |

ภาพผนวกที่ 13 ข้อมูลลมเดือนมกราคม พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.73% | 0.84% | 0.27% | 0.03% | 0.01% | 1.88% |
| NNE | 0.99% | 2.81% | 3.14% | 0.63% | 0.05% | 7.63% |
| NE | 1.15% | 8.24% | 17.11% | 7.17% | 0.97% | 34.65% |
| ENE | 1.31% | 9.76% | 20.60% | 11.03% | 1.84% | 44.54% |
| E | 1.06% | 2.58% | 2.10% | 0.32% | 0.02% | 6.08% |
| ESE | 0.57% | 0.62% | 0.32% | 0.02% | 0.01% | 1.54% |
| SE | 0.37% | 0.19% | 0.04% | 0.01% | 0.01% | 0.62% |
| SSE | 0.24% | 0.08% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.33% |
| S | 0.15% | 0.03% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.19% |
| SSW | 0.09% | 0.01% | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.10% |
| SW | 0.13% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.14% |
| WSW | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.03% |
| W | 0.05% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.08% |
| WNW | 0.10% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.14% |
| NW | 0.16% | 0.08% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.26% |
| NNW | 0.38% | 0.63% | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 1.07% |
| | 7.52% | 25.92% | 43.67% | 19.27% | 2.92% | 99.30% |
| No. of Hours Monitored | 273960 | Hours | No. of Calm | 1906 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 11415 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 11.28 | m/s | Calm (%) | 0.70% | | |
| Average Wind Speed | 3.99 | m/s | Prevailing Wind Direction | | ENE | |

ภาพผนวกที่ 14 ข้อมูลลมเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.14% | 0.13% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.32% |
| NNE | 0.11% | 0.08% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.21% |
| NE | 0.12% | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.18% |
| ENE | 0.06% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.09% |
| E | 0.06% | 0.03% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.10% |
| ESE | 0.09% | 0.02% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.15% |
| SE | 0.12% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.17% |
| SSE | 0.15% | 0.06% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.23% |
| S | 0.22% | 0.14% | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 0.42% |
| SSW | 0.37% | 0.45% | 0.27% | 0.02% | 0.00% | 1.11% |
| SW | 0.62% | 2.05% | 2.61% | 0.27% | 0.01% | 5.57% |
| WSW | 0.80% | 7.46% | 23.97% | 8.23% | 0.64% | 41.11% |
| W | 0.74% | 6.98% | 23.43% | 6.69% | 0.42% | 38.26% |
| WNW | 0.57% | 2.44% | 4.95% | 0.96% | 0.09% | 9.01% |
| NW | 0.39% | 0.87% | 0.60% | 0.05% | 0.00% | 1.92% |
| NNW | 0.22% | 0.29% | 0.27% | 0.02% | 0.00% | 0.80% |
| | 4.79% | 21.10% | 56.30% | 16.28% | 1.18% | 99.65% |
| No. of Hours Monitored | 303313 | Hours | No. of Calm | 1057 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12638 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 13.57 | m/s | Calm (%) | 0.35% | | |
| Average Wind Speed | 4.03 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 15 ข้อมูลลมเดือนมีนาคม พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.15% | 0.09% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.28% |
| NNE | 0.11% | 0.07% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.19% |
| NE | 0.08% | 0.06% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.14% |
| ENE | 0.05% | 0.05% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.11% |
| E | 0.06% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.10% |
| ESE | 0.09% | 0.05% | 0.10% | 0.00% | 0.00% | 0.24% |
| SE | 0.18% | 0.08% | 0.58% | 0.01% | 0.00% | 0.85% |
| SSE | 0.37% | 0.22% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.63% |
| S | 0.51% | 0.29% | 0.06% | 0.01% | 0.01% | 0.88% |
| SSW | 0.98% | 0.85% | 0.22% | 0.02% | 0.01% | 2.07% |
| SW | 1.07% | 2.45% | 2.64% | 0.39% | 0.05% | 6.60% |
| WSW | 1.15% | 8.61% | 21.70% | 7.39% | 2.20% | 41.05% |
| W | 1.01% | 7.83% | 18.64% | 5.99% | 1.11% | 34.58% |
| WNW | 0.90% | 2.78% | 4.08% | 1.00% | 0.16% | 8.92% |
| NW | 0.64% | 0.76% | 0.31% | 0.04% | 0.01% | 1.76% |
| NNW | 0.33% | 0.30% | 0.07% | 0.01% | 0.01% | 0.72% |
| | 7.69% | 24.53% | 48.47% | 14.90% | 3.57% | 99.16% |
| No. of Hours Monitored | 280047 | Hours | No. of Calm | 2340 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 11669 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 16.23 | m/s | Calm (%) | 0.84% | | |
| Average Wind Speed | 3.93 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 16 ข้อมูลลมเดือนเมษายน พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|---------------|---------------|---------------------------|--------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.44% | 0.25% | 0.42% | 0.44% | 0.02% | 1.58% |
| NNE | 0.31% | 0.16% | 0.08% | 0.01% | 0.02% | 0.58% |
| NE | 0.23% | 0.11% | 0.08% | 0.00% | 0.00% | 0.43% |
| ENE | 0.14% | 0.07% | 0.07% | 0.00% | 0.00% | 0.27% |
| E | 0.11% | 0.06% | 0.07% | 0.00% | 0.00% | 0.24% |
| ESE | 0.26% | 0.15% | 0.07% | 0.00% | 0.00% | 0.49% |
| SE | 0.29% | 0.21% | 0.09% | 0.00% | 0.00% | 0.61% |
| SSE | 0.40% | 0.24% | 0.15% | 0.02% | 0.00% | 0.81% |
| S | 0.68% | 0.50% | 0.44% | 0.13% | 0.01% | 1.78% |
| SSW | 1.15% | 1.23% | 0.70% | 0.11% | 0.01% | 3.20% |
| SW | 1.72% | 4.83% | 4.12% | 0.43% | 0.07% | 11.17% |
| WSW | 2.28% | 13.54% | 14.09% | 1.80% | 0.15% | 31.86% |
| W | 2.71% | 13.73% | 14.52% | 1.97% | 0.17% | 33.09% |
| WNW | 2.30% | 3.69% | 1.78% | 0.14% | 0.02% | 7.93% |
| NW | 1.21% | 1.06% | 0.40% | 0.02% | 0.01% | 2.72% |
| NNW | 0.70% | 0.43% | 0.25% | 0.03% | 0.02% | 1.44% |
| | 14.95% | 40.28% | 37.34% | 5.13% | 0.52% | 98.21% |
| No. of Hours Monitored | 300004 | Hours | No. of Calm | 5363 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12500 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 15.59 | m/s | Calm (%) | 1.79% | | |
| Average Wind Speed | 2.91 | m/s | Prevailing Wind Direction | | W | |

ภาพผนวกที่ 17 ข้อมูลลมเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.10% | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.16% |
| NNE | 0.07% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.10% |
| NE | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.05% |
| ENE | 0.01% | 0.01% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.05% |
| E | 0.01% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.05% |
| ESE | 0.03% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.07% |
| SE | 0.04% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.08% |
| SSE | 0.07% | 0.05% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.13% |
| S | 0.18% | 0.17% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.38% |
| SSW | 0.38% | 0.55% | 0.35% | 0.08% | 0.01% | 1.37% |
| SW | 0.54% | 2.45% | 6.42% | 2.56% | 0.24% | 12.20% |
| WSW | 0.71% | 6.76% | 24.26% | 9.08% | 0.88% | 41.69% |
| W | 0.81% | 6.24% | 22.03% | 7.29% | 0.79% | 37.16% |
| WNW | 0.57% | 1.33% | 2.24% | 0.47% | 0.03% | 4.65% |
| NW | 0.24% | 0.22% | 0.08% | 0.01% | 0.00% | 0.55% |
| NNW | 0.15% | 0.11% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.29% |
| | 3.93% | 18.08% | 55.48% | 19.55% | 1.95% | 99.00% |
| No. of Hours Monitored | 292726 | Hours | No. of Calm | 2694 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12197 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 17.81 | m/s | Calm (%) | 0.92% | | |
| Average Wind Speed | 4.25 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 18 ข้อมูลลมเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| NNE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| NE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| ENE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| E | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| ESE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| SE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| SSE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| S | 0.00% | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.02% |
| SSW | 0.00% | 0.07% | 0.36% | 0.12% | 0.01% | 0.55% |
| SW | 0.00% | 0.76% | 7.52% | 3.07% | 0.23% | 11.59% |
| WSW | 0.01% | 2.34% | 28.33% | 12.24% | 1.32% | 44.24% |
| W | 0.01% | 2.01% | 25.51% | 11.51% | 1.31% | 40.35% |
| WNW | 0.00% | 0.34% | 2.22% | 0.49% | 0.03% | 3.08% |
| NW | 0.00% | 0.02% | 0.05% | 0.01% | 0.01% | 0.10% |
| NNW | 0.00% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.02% |
| | 0.03% | 5.56% | 64.03% | 27.46% | 2.92% | 99.99% |
| No. of Hours Monitored | 302718 | Hours | No. of Calm | 0 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12613 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 17.44 | m/s | Calm (%) | 0.00% | | |
| Average Wind Speed | 4.93 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 19 ข้อมูลลมเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| NNE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| NE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% |
| ENE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| E | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| ESE | 0.00% | 0.00% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.01% |
| SE | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.01% |
| SSE | 0.00% | 0.00% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.02% |
| S | 0.00% | 0.02% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.04% |
| SSW | 0.01% | 0.15% | 0.39% | 0.10% | 0.01% | 0.67% |
| SW | 0.03% | 1.29% | 7.78% | 3.40% | 0.34% | 12.84% |
| WSW | 0.06% | 3.73% | 27.38% | 12.47% | 1.88% | 45.53% |
| W | 0.06% | 3.13% | 23.60% | 9.31% | 1.57% | 37.66% |
| WNW | 0.02% | 0.55% | 2.00% | 0.42% | 0.05% | 3.04% |
| NW | 0.01% | 0.04% | 0.05% | 0.01% | 0.00% | 0.11% |
| NNW | 0.00% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.03% |
| | 0.21% | 8.94% | 61.24% | 25.75% | 3.86% | 99.99% |
| No. of Hours Monitored | 296437 | Hours | No. of Calm | 0 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12352 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 17.38 | m/s | Calm (%) | 0.00% | | |
| Average Wind Speed | 4.85 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 20 ข้อมูลลมเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|--------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.16% | 0.09% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.26% |
| NNE | 0.11% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.15% |
| NE | 0.09% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.13% |
| ENE | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.03% |
| E | 0.04% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.06% |
| ESE | 0.06% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.09% |
| SE | 0.10% | 0.07% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.17% |
| SSE | 0.19% | 0.09% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.30% |
| S | 0.40% | 0.21% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.65% |
| SSW | 0.81% | 0.68% | 0.13% | 0.02% | 0.00% | 1.65% |
| SW | 1.60% | 2.78% | 2.13% | 0.26% | 0.02% | 6.78% |
| WSW | 1.97% | 11.65% | 20.63% | 4.63% | 0.40% | 39.28% |
| W | 1.65% | 11.22% | 19.74% | 3.87% | 0.26% | 36.74% |
| WNW | 1.17% | 3.47% | 4.10% | 0.77% | 0.05% | 9.55% |
| NW | 0.72% | 0.83% | 0.30% | 0.03% | 0.00% | 1.88% |
| NNW | 0.37% | 0.44% | 0.04% | 0.00% | 0.00% | 0.85% |
| | 9.47% | 31.64% | 47.14% | 9.59% | 0.74% | 98.57% |
| No. of Hours Monitored | 291225 | Hours | No. of Calm | 4140 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12134 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 15.96 | m/s | Calm (%) | 1.42% | | |
| Average Wind Speed | 3.43 | m/s | Prevailing Wind Direction | | WSW | |

ภาพผนวกที่ 21 ข้อมูลลมเดือนกันยายน พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.57% | 0.58% | 0.30% | 0.02% | 0.00% | 1.46% |
| NNE | 0.84% | 1.85% | 1.72% | 0.44% | 0.03% | 4.87% |
| NE | 0.85% | 8.79% | 19.85% | 14.06% | 3.41% | 46.95% |
| ENE | 0.72% | 7.85% | 15.57% | 9.84% | 1.74% | 35.72% |
| E | 0.62% | 2.17% | 2.66% | 0.94% | 0.10% | 6.49% |
| ESE | 0.34% | 0.59% | 0.47% | 0.02% | 0.00% | 1.42% |
| SE | 0.16% | 0.21% | 0.15% | 0.00% | 0.00% | 0.52% |
| SSE | 0.10% | 0.09% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.22% |
| S | 0.07% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.13% |
| SSW | 0.04% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.07% |
| SW | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.02% |
| WSW | 0.04% | 0.04% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.11% |
| W | 0.05% | 0.03% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.10% |
| WNV | 0.09% | 0.04% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.15% |
| NW | 0.14% | 0.05% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.21% |
| NNW | 0.26% | 0.17% | 0.08% | 0.01% | 0.00% | 0.52% |
| | 4.91% | 22.53% | 40.92% | 25.33% | 5.27% | 98.97% |
| No. of Hours Monitored | 293469 | Hours | No. of Calm | 3033 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12228 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 11.44 | m/s | Calm (%) | 1.03% | | |
| Average Wind Speed | 4.40 | m/s | Prevailing Wind Direction | | NE | |

ภาพผนวกที่ 22 ข้อมูลลมเดือนตุลาคม พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|--------------|---------------|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.49% | 0.70% | 0.16% | 0.02% | 0.01% | 1.37% |
| NNE | 0.76% | 1.40% | 1.61% | 0.47% | 0.05% | 4.29% |
| NE | 0.92% | 4.33% | 18.98% | 17.47% | 4.32% | 46.01% |
| ENE | 0.73% | 4.26% | 17.30% | 12.93% | 2.09% | 37.30% |
| E | 0.65% | 1.67% | 2.90% | 1.23% | 0.12% | 6.56% |
| ESE | 0.47% | 0.65% | 0.26% | 0.03% | 0.01% | 1.43% |
| SE | 0.16% | 0.36% | 0.10% | 0.00% | 0.01% | 0.63% |
| SSE | 0.07% | 0.07% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.18% |
| S | 0.04% | 0.04% | 0.02% | 0.00% | 0.01% | 0.11% |
| SSW | 0.03% | 0.04% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.09% |
| SW | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.03% |
| WSW | 0.05% | 0.09% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.17% |
| W | 0.09% | 0.05% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.17% |
| WNV | 0.08% | 0.05% | 0.03% | 0.00% | 0.00% | 0.16% |
| NW | 0.13% | 0.08% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.23% |
| NNW | 0.23% | 0.21% | 0.03% | 0.00% | 0.01% | 0.48% |
| | 4.93% | 14.00% | 41.48% | 32.16% | 6.65% | 99.23% |
| No. of Hours Monitored | 303298 | Hours | No. of Calm | 2348 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12637 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 12.96 | m/s | Calm (%) | 0.77% | | |
| Average Wind Speed | 4.86 | m/s | Prevailing Wind Direction | | NE | |

ภาพผนวกที่ 23 ข้อมูลลมเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2561

| Wind Speed (m/s) | | | | | | |
|------------------------|---------|---------|---------------------------|---------|----------|--------|
| Wind Sector | 0.3-1.5 | 1.5-3.0 | 3.0-5.5 | 5.5-8.0 | 8.0-13.9 | ALL |
| N | 0.60% | 0.63% | 0.27% | 0.05% | 0.02% | 1.56% |
| NNE | 0.95% | 1.82% | 1.98% | 0.69% | 0.09% | 5.53% |
| NE | 1.08% | 7.29% | 17.57% | 11.37% | 2.55% | 39.87% |
| ENE | 0.81% | 7.79% | 19.20% | 12.32% | 2.38% | 42.50% |
| E | 0.52% | 1.85% | 2.19% | 0.63% | 0.05% | 5.25% |
| ESE | 0.38% | 0.72% | 0.42% | 0.06% | 0.01% | 1.59% |
| SE | 0.18% | 0.29% | 0.14% | 0.01% | 0.01% | 0.63% |
| SSE | 0.09% | 0.11% | 0.09% | 0.02% | 0.01% | 0.32% |
| S | 0.11% | 0.05% | 0.08% | 0.02% | 0.00% | 0.27% |
| SSW | 0.08% | 0.05% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.16% |
| SW | 0.09% | 0.07% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.16% |
| WSW | 0.04% | 0.02% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.08% |
| W | 0.07% | 0.06% | 0.01% | 0.01% | 0.00% | 0.15% |
| WNW | 0.16% | 0.17% | 0.01% | 0.00% | 0.00% | 0.35% |
| NW | 0.18% | 0.15% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.34% |
| NNW | 0.32% | 0.25% | 0.02% | 0.00% | 0.00% | 0.59% |
| | 5.69% | 21.32% | 42.03% | 25.20% | 5.13% | 99.36% |
| No. of Hours Monitored | 303080 | Hours | No. of Calm | 1934 | Hours | |
| No. of Day Monitored | 12628 | Days | Missing Data | 0 | Hours | |
| Maximum Wind Speed | 14.54 | m/s | Calm (%) | 0.64% | | |
| Average Wind Speed | 4.44 | m/s | Prevailing Wind Direction | ENE | | |

ภาพผนวกที่ 24 ข้อมูลลมเดือนธันวาคม พ.ศ. 2561

ตัวอย่างข้อมูลจากระบบ SCADA ที่นำมาใช้ในงานวิจัย

การเก็บข้อมูลด้วยระบบ SCADA จากอุปกรณ์วัดลมที่ติดตั้งอยู่บนกังหันลมต้นที่ 10 (WTG10) ดาวนั้โหลดข้อมูลจากระบบแบบ Realtime data ระบบเก็บข้อมูลเฉลี่ย 7 ข้อมูลในเวลา 1 min ในหนึ่งวันจะมีข้อมูลประมาณ 9,700 ข้อมูลโดยประมาณ ตัวอย่างข้อมูลจากระบบ SCADA แสดงดังภาพผนวกที่ 25

| WTG10 Real time Data Query | | | | | | | | |
|----------------------------|-------------------------|-----------------|--------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------------|-------------|----------------|
| No. | Time | Wind Speed(m/s) | Wind direction (°) | ABS Wind Direction(deg) | Grid active power(kW) | Wind turbine energy yield(kWh) | Data Status | Turbine status |
| 1 | 2018-03-01 00:00:01.933 | 4.18 | 185.98 | 344.48 | 153.66 | 5484924.00 | 1 | 5 |
| 2 | 2018-03-01 00:00:11.247 | 3.16 | 196.96 | 344.51 | 161.34 | 5484924.00 | 1 | 5 |
| 3 | 2018-03-01 00:00:20.140 | 3.12 | 189.32 | 344.50 | 140.85 | 5484925.00 | 1 | 5 |
| 4 | 2018-03-01 00:00:28.940 | 3.91 | 193.55 | 344.49 | 141.71 | 5484925.00 | 1 | 5 |
| 5 | 2018-03-01 00:00:37.753 | 3.56 | 166.63 | 344.46 | 162.19 | 5484925.00 | 1 | 5 |
| 6 | 2018-03-01 00:00:46.552 | 3.76 | 174.98 | 344.45 | 183.54 | 5484926.00 | 1 | 5 |
| 7 | 2018-03-01 00:00:55.384 | 3.15 | 185.59 | 344.45 | 204.88 | 5484926.00 | 1 | 5 |
| 8 | 2018-03-01 00:01:04.183 | 3.89 | 178.99 | 344.46 | 196.34 | 5484927.00 | 1 | 5 |
| 9 | 2018-03-01 00:01:13.048 | 3.22 | 186.76 | 344.47 | 182.68 | 5484927.00 | 1 | 5 |
| 10 | 2018-03-01 00:01:22.043 | 3.38 | 191.86 | 344.50 | 180.98 | 5484928.00 | 1 | 5 |
| 11 | 2018-03-01 00:01:30.843 | 3.08 | 170.86 | 344.49 | 177.56 | 5484928.00 | 1 | 5 |
| 12 | 2018-03-01 00:01:39.642 | 3.46 | 170.38 | 344.52 | 157.07 | 5484929.00 | 1 | 5 |
| 13 | 2018-03-01 00:01:48.471 | 2.90 | 199.33 | 344.45 | 158.78 | 5484929.00 | 1 | 5 |
| 14 | 2018-03-01 00:01:57.278 | 3.31 | 176.94 | 344.49 | 164.76 | 5484929.00 | 1 | 5 |
| 15 | 2018-03-01 00:02:06.091 | 3.04 | 167.43 | 344.49 | 153.66 | 5484930.00 | 1 | 5 |
| 16 | 2018-03-01 00:02:14.893 | 3.19 | 191.96 | 344.48 | 172.44 | 5484930.00 | 1 | 5 |
| 17 | 2018-03-01 00:02:23.692 | 3.53 | 192.06 | 344.46 | 183.54 | 5484931.00 | 1 | 5 |
| 18 | 2018-03-01 00:02:32.500 | 3.17 | 202.50 | 344.46 | 160.49 | 5484931.00 | 1 | 5 |
| 19 | 2018-03-01 00:02:41.312 | 3.00 | 182.12 | 344.47 | 178.41 | 5484931.00 | 1 | 5 |
| 20 | 2018-03-01 00:02:50.110 | 2.54 | 205.59 | 344.49 | 158.78 | 5484932.00 | 1 | 5 |
| 21 | 2018-03-01 00:02:58.923 | 3.03 | 200.58 | 344.46 | 169.88 | 5484932.00 | 1 | 5 |
| 22 | 2018-03-01 00:03:07.731 | 4.01 | 161.56 | 344.48 | 198.90 | 5484933.00 | 1 | 5 |
| 23 | 2018-03-01 00:03:16.532 | 4.29 | 177.87 | 344.49 | 228.78 | 5484933.00 | 1 | 5 |
| 24 | 2018-03-01 00:03:25.361 | 4.21 | 178.86 | 344.45 | 241.58 | 5484934.00 | 1 | 5 |
| 25 | 2018-03-01 00:03:34.161 | 4.09 | 177.67 | 344.45 | 258.66 | 5484934.00 | 1 | 5 |
| 26 | 2018-03-01 00:03:42.976 | 3.92 | 184.71 | 344.46 | 256.95 | 5484935.00 | 1 | 5 |
| 27 | 2018-03-01 00:03:51.774 | 3.80 | 181.87 | 344.45 | 250.12 | 5484935.00 | 1 | 5 |
| 28 | 2018-03-01 00:04:00.577 | 3.74 | 180.34 | 344.44 | 262.07 | 5484936.00 | 1 | 5 |
| 29 | 2018-03-01 00:04:09.411 | 3.70 | 160.15 | 344.45 | 247.56 | 5484937.00 | 1 | 5 |
| 30 | 2018-03-01 00:04:18.211 | 4.25 | 168.83 | 344.45 | 247.56 | 5484937.00 | 1 | 5 |
| 31 | 2018-03-01 00:04:27.023 | 4.33 | 160.57 | 344.45 | 250.12 | 5484938.00 | 1 | 5 |
| 32 | 2018-03-01 00:04:35.899 | 3.94 | 159.30 | 344.47 | 246.71 | 5484939.00 | 1 | 5 |
| 33 | 2018-03-01 00:04:44.794 | 3.29 | 173.10 | 344.43 | 225.37 | 5484939.00 | 1 | 5 |
| 34 | 2018-03-01 00:04:53.592 | 2.41 | 182.10 | 344.45 | 242.44 | 5484940.00 | 1 | 5 |
| 35 | 2018-03-01 00:05:02.393 | 3.72 | 191.88 | 344.42 | 237.32 | 5484940.00 | 1 | 5 |
| 36 | 2018-03-01 00:05:11.208 | 4.08 | 177.29 | 344.44 | 242.44 | 5484941.00 | 1 | 5 |
| 37 | 2018-03-01 00:05:20.179 | 3.73 | 182.47 | 344.43 | 266.34 | 5484941.00 | 1 | 5 |
| 38 | 2018-03-01 00:05:28.978 | 3.52 | 175.64 | 344.43 | 274.88 | 5484942.00 | 1 | 5 |
| 39 | 2018-03-01 00:05:37.777 | 4.75 | 176.57 | 344.42 | 296.22 | 5484943.00 | 1 | 5 |
| 40 | 2018-03-01 00:05:46.585 | 5.11 | 165.71 | 344.41 | 305.61 | 5484944.00 | 1 | 5 |
| 41 | 2018-03-01 00:05:55.398 | 4.94 | 170.88 | 344.40 | 318.41 | 5484944.00 | 1 | 5 |
| 42 | 2018-03-01 00:06:04.216 | 4.34 | 168.37 | 344.42 | 327.80 | 5484945.00 | 1 | 5 |
| 43 | 2018-03-01 00:06:13.031 | 3.98 | 180.20 | 344.39 | 320.97 | 5484946.00 | 1 | 5 |
| 44 | 2018-03-01 00:06:21.837 | 3.81 | 167.21 | 344.40 | 322.68 | 5484947.00 | 1 | 5 |
| 45 | 2018-03-01 00:06:30.719 | 3.90 | 167.82 | 344.44 | 325.24 | 5484947.00 | 1 | 5 |
| 46 | 2018-03-01 00:06:39.533 | 4.59 | 173.19 | 344.43 | 329.51 | 5484948.00 | 1 | 5 |
| 47 | 2018-03-01 00:06:48.334 | 4.21 | 172.12 | 344.40 | 311.58 | 5484949.00 | 1 | 5 |
| 48 | 2018-03-01 00:06:57.134 | 4.81 | 165.65 | 344.41 | 311.58 | 5484950.00 | 1 | 5 |
| 49 | 2018-03-01 00:07:05.946 | 4.57 | 177.96 | 344.44 | 303.05 | 5484951.00 | 1 | 5 |
| 50 | 2018-03-01 00:07:14.874 | 3.75 | 182.69 | 344.45 | 286.83 | 5484951.00 | 1 | 5 |

ภาพผนวกที่ 25 ข้อมูลลมจากระบบ SCADA

| | | | | | | | |
|------|-------------------------|------|--------|--------|--------|------------|-----|
| 9734 | 2018-03-01 23:52:04.738 | 3.82 | 182.20 | 343.64 | 225.37 | 5495032.00 | 1.5 |
| 9735 | 2018-03-01 23:52:13.575 | 3.57 | 171.65 | 343.67 | 231.34 | 5495033.00 | 1.5 |
| 9736 | 2018-03-01 23:52:22.390 | 3.67 | 173.42 | 343.70 | 234.76 | 5495033.00 | 1.5 |
| 9737 | 2018-03-01 23:52:31.207 | 3.93 | 170.28 | 343.67 | 241.58 | 5495034.00 | 1.5 |
| 9738 | 2018-03-01 23:52:40.055 | 4.56 | 163.73 | 343.67 | 241.58 | 5495035.00 | 1.5 |
| 9739 | 2018-03-01 23:52:48.869 | 4.96 | 174.86 | 343.65 | 256.10 | 5495035.00 | 1.5 |
| 9740 | 2018-03-01 23:52:57.669 | 4.03 | 159.08 | 343.67 | 259.51 | 5495036.00 | 1.5 |
| 9741 | 2018-03-01 23:53:06.556 | 4.04 | 171.63 | 343.68 | 245.00 | 5495037.00 | 1.5 |
| 9742 | 2018-03-01 23:53:15.364 | 3.62 | 185.40 | 343.63 | 242.44 | 5495037.00 | 1.5 |
| 9743 | 2018-03-01 23:53:24.290 | 3.71 | 195.97 | 343.62 | 263.78 | 5495038.00 | 1.5 |
| 9744 | 2018-03-01 23:53:33.099 | 3.93 | 166.11 | 343.63 | 264.63 | 5495038.00 | 1.5 |
| 9745 | 2018-03-01 23:53:41.902 | 3.86 | 174.25 | 343.62 | 260.36 | 5495039.00 | 1.5 |
| 9746 | 2018-03-01 23:53:50.751 | 3.92 | 173.45 | 343.68 | 266.34 | 5495040.00 | 1.5 |
| 9747 | 2018-03-01 23:53:59.553 | 3.88 | 193.51 | 343.67 | 273.17 | 5495040.00 | 1.5 |
| 9748 | 2018-03-01 23:54:08.353 | 3.89 | 161.85 | 343.67 | 263.78 | 5495041.00 | 1.5 |
| 9749 | 2018-03-01 23:54:17.167 | 3.76 | 151.52 | 343.65 | 260.36 | 5495042.00 | 1.5 |
| 9750 | 2018-03-01 23:54:25.973 | 3.74 | 164.88 | 343.65 | 237.32 | 5495042.00 | 1.5 |
| 9751 | 2018-03-01 23:54:34.777 | 3.17 | 195.56 | 343.66 | 231.34 | 5495043.00 | 1.5 |
| 9752 | 2018-03-01 23:54:43.578 | 3.64 | 181.35 | 343.67 | 221.95 | 5495043.00 | 1.5 |
| 9753 | 2018-03-01 23:54:52.378 | 3.63 | 160.76 | 343.68 | 253.54 | 5495044.00 | 1.5 |
| 9754 | 2018-03-01 23:55:01.184 | 3.51 | 176.99 | 343.66 | 272.32 | 5495045.00 | 1.5 |
| 9755 | 2018-03-01 23:55:10.000 | 4.03 | 166.21 | 343.64 | 273.17 | 5495045.00 | 1.5 |
| 9756 | 2018-03-01 23:55:18.798 | 4.84 | 186.31 | 343.68 | 248.41 | 5495046.00 | 1.5 |
| 9757 | 2018-03-01 23:55:27.611 | 4.29 | 179.49 | 343.66 | 266.34 | 5495046.00 | 1.5 |
| 9758 | 2018-03-01 23:55:36.409 | 3.58 | 161.17 | 343.63 | 275.73 | 5495047.00 | 1.5 |
| 9759 | 2018-03-01 23:55:45.226 | 3.62 | 158.75 | 343.65 | 269.76 | 5495048.00 | 1.5 |
| 9760 | 2018-03-01 23:55:54.024 | 3.23 | 171.99 | 343.65 | 266.34 | 5495048.00 | 1.5 |
| 9761 | 2018-03-01 23:56:02.956 | 4.28 | 182.63 | 343.65 | 261.22 | 5495049.00 | 1.5 |
| 9762 | 2018-03-01 23:56:11.832 | 4.11 | 177.54 | 343.67 | 256.95 | 5495050.00 | 1.5 |
| 9763 | 2018-03-01 23:56:20.647 | 4.20 | 179.99 | 343.66 | 262.93 | 5495050.00 | 1.5 |
| 9764 | 2018-03-01 23:56:29.492 | 3.26 | 164.04 | 343.65 | 251.83 | 5495051.00 | 1.5 |
| 9765 | 2018-03-01 23:56:38.293 | 2.99 | 171.43 | 343.64 | 255.24 | 5495052.00 | 1.5 |
| 9766 | 2018-03-01 23:56:47.187 | 3.17 | 177.60 | 343.66 | 279.15 | 5495052.00 | 1.5 |
| 9767 | 2018-03-01 23:56:55.986 | 3.25 | 167.32 | 343.64 | 262.07 | 5495053.00 | 1.5 |
| 9768 | 2018-03-01 23:57:04.799 | 4.09 | 183.39 | 343.65 | 273.17 | 5495054.00 | 1.5 |
| 9769 | 2018-03-01 23:57:13.679 | 4.00 | 172.74 | 343.62 | 261.22 | 5495054.00 | 1.5 |
| 9770 | 2018-03-01 23:57:22.479 | 3.37 | 161.68 | 343.60 | 296.22 | 5495055.00 | 1.5 |
| 9771 | 2018-03-01 23:57:31.404 | 3.69 | 164.86 | 343.66 | 296.22 | 5495056.00 | 1.5 |
| 9772 | 2018-03-01 23:57:40.220 | 3.50 | 177.30 | 343.66 | 269.76 | 5495056.00 | 1.5 |
| 9773 | 2018-03-01 23:57:49.022 | 4.05 | 178.10 | 343.66 | 251.83 | 5495057.00 | 1.5 |
| 9774 | 2018-03-01 23:57:57.820 | 3.63 | 168.37 | 343.69 | 252.68 | 5495058.00 | 1.5 |
| 9775 | 2018-03-01 23:58:06.635 | 3.49 | 174.74 | 343.67 | 252.68 | 5495058.00 | 1.5 |
| 9776 | 2018-03-01 23:58:15.434 | 3.54 | 154.73 | 343.67 | 239.88 | 5495059.00 | 1.5 |
| 9777 | 2018-03-01 23:58:24.248 | 3.69 | 159.45 | 343.67 | 246.71 | 5495059.00 | 1.5 |
| 9778 | 2018-03-01 23:58:33.067 | 3.20 | 172.45 | 343.70 | 233.90 | 5495060.00 | 1.5 |
| 9779 | 2018-03-01 23:58:41.879 | 3.70 | 172.04 | 343.68 | 214.27 | 5495061.00 | 1.5 |
| 9780 | 2018-03-01 23:58:50.686 | 3.39 | 167.97 | 343.66 | 237.32 | 5495061.00 | 1.5 |
| 9781 | 2018-03-01 23:58:59.494 | 4.24 | 191.84 | 343.67 | 246.71 | 5495062.00 | 1.5 |
| 9782 | 2018-03-01 23:59:08.313 | 3.93 | 168.80 | 343.64 | 265.49 | 5495062.00 | 1.5 |
| 9783 | 2018-03-01 23:59:17.115 | 3.99 | 162.53 | 343.60 | 285.12 | 5495063.00 | 1.5 |
| 9784 | 2018-03-01 23:59:25.923 | 4.34 | 172.05 | 343.60 | 282.56 | 5495064.00 | 1.5 |
| 9785 | 2018-03-01 23:59:34.730 | 4.45 | 163.33 | 343.66 | 274.02 | 5495064.00 | 1.5 |
| 9786 | 2018-03-01 23:59:43.530 | 4.08 | 164.20 | 343.65 | 280.85 | 5495065.00 | 1.5 |
| 9787 | 2018-03-01 23:59:52.339 | 4.44 | 183.38 | 343.67 | 277.44 | 5495066.00 | 1.5 |

ภาพผนวกที่ 25 (ต่อ)

ตัวอย่างการคำนวณค่าเวลา กำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และ Power curve การทำงานของกังหันลม

การคำนวณค่าเวลาและกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของกังหันลมต้นที่ 10 (WTG10) สามารถคำนวณได้จากการนำข้อมูล Power curve การผลิตไฟฟ้าของกังหันลมในเวลาที่ทำการวิจัย โดยตัวอย่างค่า Power curve แสดงดังภาพผนวกที่ 26

| Actual Power Curve | |
|--------------------|------------------------|
| Wind Speed (m/s) | Rated Power Curve (kW) |
| 3.01 | 100.26 |
| 4.00 | 273.86 |
| 4.99 | 557.68 |
| 5.98 | 961.50 |
| 6.99 | 1432.19 |
| 7.98 | 1918.37 |
| 8.96 | 2332.67 |
| 9.94 | 2412.25 |
| 10.94 | 2430.69 |
| 11.95 | 2433.32 |
| 13.00 | No Data |
| 14.00 | No Data |
| 15.00 | No Data |
| 22.00 | No Data |

ภาพผนวกที่ 26 Power curve ของกังหันลม

การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้า (kW) ให้เป็นหน่วยไฟฟ้า (kWh) สามารถทำได้โดยการนำพลังงานไฟฟ้าคูณกับเวลาที่กังหันลมทำงาน โดย $E \text{ (kWh)} = P \text{ (kW)} \times t \text{ (hr)}$ ตัวอย่างการคำนวณ เช่นในเดือนมกราคม พ.ศ. 2561 กังหันมีจำนวนรอบการทำงานเท่ากับ 68 รอบ และมีความเร็วลมเฉลี่ยเท่ากับ 3.61 m/s ทิศลมที่กำหนดจากการหาค่าเฉลี่ยเลขคณิตของข้อมูลทิศลมในเดือนเดียวกันจากปี พ.ศ. 2560 มีค่าเท่ากับ 61° ซึ่งการกำหนดทิศของหน้ากังหันเพื่อโรลมไปที่ 61° ขณะกังหันหยุดทำงานทำให้เวลาในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 121 min (ข้อมูลจากตารางที่ 6)

กำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลม

- ที่ความเร็วลม 3.01 m/s เท่ากับ 100.26 kW
- ที่ความเร็วลม 4.00 m/s เท่ากับ 273.86 kW

ดังนั้นที่ความเร็วลมเฉลี่ยเท่ากับ 3.61 m/s จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้า เท่ากับ

$$\begin{aligned} \text{กำลังการผลิตไฟฟ้า} &= \left(\frac{3.61 - 3.01}{4.00 - 3.01} \right) \times (273.86 - 100.26) + 100.26 \\ &= 205.47 \text{ kW} \end{aligned}$$

เวลาในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น 121 min คิดเป็น 2.02 h

กังหันลมสามารถผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้ $205.47 \times 2.02 = 417.32 \text{ kWh}$

คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 417 kWh



ประวัติผู้วิจัย

| | |
|-----------------|---|
| ชื่อ-สกุล | พรวี เกิดเกตุ |
| เกิดเมื่อ | 1 เมษายน 2525 |
| ประวัติการศึกษา | พ.ศ. 2549 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า วศ.บ.(วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จังหวัดเชียงใหม่ |
| ประวัติการทำงาน | พ.ศ 2561 – ปัจจุบัน <ul style="list-style-type: none">• ผู้จัดการโครงการงานโครงสร้างพื้นฐาน และระบบสาธารณูปโภค โครงการพัฒนาพื้นที่วังจันทร์วัลเลย์ เพื่อเขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก อำเภอวังจันทร์ จังหวัดระยอง• ผู้จัดการ โครงการนาถมลิกรณ์ 8.965 MW จังหวัดนครศรีธรรมราช พ.ศ 2560 – 2561 <ul style="list-style-type: none">• ผู้จัดการโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ RIL จังหวัดระยอง• ผู้จัดการโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 4 เมกะวัตต์ ลำปลายมาศ จังหวัดบุรีรัมย์• ผู้จัดการโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์ กระนวน จังหวัดขอนแก่น พ.ศ 2559 – 2560 <ul style="list-style-type: none">• ผู้จัดการโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้า พลังแสงอาทิตย์ 4.995 MW (วังม่วง) จังหวัดสระบุรี• ผู้จัดการโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 MW จังหวัดอ่างทอง• หัวหน้าส่วนงานก่อสร้าง ระบบไฟฟ้าและงาน ทดสอบระบบ โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลมชัยภูมิวินด์ฟาร์ม จังหวัดชัยภูมิ พ.ศ 2558 – 2559 <ul style="list-style-type: none">• ผู้จัดการโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลมเลียบชายฝั่งปากพ่อง จังหวัดนครศรีธรรมราช• ผู้จัดการงานก่อสร้าง โครงการ โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ยันฮีไฮลาร์พาวเวอร์ 3 จังหวัดนครปฐมและสุพรรณบุรี• ผู้จัดการงานก่อสร้าง โครงการ ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 115/22 kV จังหวัดนครปฐม |

พ.ศ 2557 – 2558

- ผู้จัดการสนามโครงการ โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เสริมสร้างพลังงาน จังหวัดลพบุรี

พ.ศ 2556 – 2557

- หัวหน้าส่วนงานก่อสร้าง ระบบไฟฟ้าและงานทดสอบระบบโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์โซลาร์โก จังหวัดนครปฐม

พ.ศ 2555 – 2556

- ผู้จัดการสนามโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์วังเพลิง จังหวัดลพบุรี

พ.ศ 2553 – 2555

- วิศวกรไฟฟ้าประจำโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ลพบุรี จังหวัดลพบุรี

พ.ศ 2550 – 2553

- วิศวกรไฟฟ้าประจำโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม พระนครเหนือชุดที่ 1 จังหวัดนนทบุรี

ผลงานทางวิชาการ

- P. Koetket, S. Khunkhet, W. Chiracharit, J. Waewsak, T. Chaichana and Y. Auttawaitkul. (2018). Increasing Efficiency in Wind Energy Electricity Generating by Signal Processing from Wind Measuring Equipment on Wind Turbine for the Determination of Wind Direction. 2018 International Workshop on Advanced Image Technology (IWAIT). (Pp.1-4). Chiang Mai, Thailand.
- พรวิ เกิดเกตุ, สมถวิล ชันเขตต์, วีรพล จิรจรีต, จอมภพ แววงศ์ดี, ธเนศ ไชยชนะ และ ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล. (2561). การกำหนดทิศรอลมของกังหันลมด้วยวิธีการทางสถิติเพื่อเพิ่มเวลาในการผลิตไฟฟ้า. การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 14. (หน้า 1,097-1,100). ระยอง, ประเทศไทย.