



การศึกษาศักยภาพผลงานเฉพาะแหล่งในประเทศกัมพูชา

โดย

นายทวีศักดิ์ ธารทะเลชล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาฟิสิกส์

ภาควิชาฟิสิกส์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศิลปากร

ปีการศึกษา 2551

ลิขสิทธิ์ของบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศิลปากร

การศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งในประเทศไทย

โดย

นายทวีศักดิ์ ชารทะเลฆ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาฟิสิกส์

ภาควิชาฟิสิกส์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศิลปากร

ปีการศึกษา 2551

ลิขสิทธิ์ของบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศิลปากร

A STUDY OF MICRO SCALE WIND POTENTIALS IN THE KINGDOM OF CAMBODIA

By

Taweesak Trantalaechon

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree

MASTER OF SCIENCE

Department of Physics

Graduate School

SILPAKORN UNIVERSITY

2008

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศิลปากร อนุมัติให้วิทยานิพนธ์เรื่อง “ การศึกษาศักยภาพ
พลังงานลมเฉพาะแหล่งในประเทศกัมพูชา ” เสนอโดย นายทวีศักดิ์ ธารทะเลชล เป็นส่วนหนึ่งของการ
ศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาฟิสิกส์

.....
(รองศาสตราจารย์ ดร.ศิริชัย ชินะดังกูร)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่.....เดือน..... พ.ศ.....

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์

รองศาสตราจารย์ ดร.เสริม จันทรฉาย

คณะกรรมการตรวจสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์จำนงค์ ชำรงมาศ)

...../...../.....

..... กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิรัช โยชนรินทร์)

...../...../.....

..... กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.เสริม จันทรฉาย)

...../...../.....

49306204 : สาขาวิชาฟิสิกส์

คำสำคัญ : ศักยภาพพลังงานลม/การแจกแจงแบบไวบูลล์/ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

ทวิศศักดิ์ ธารทะเลชล : การศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งในประเทศไทย.

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ : รศ.ดร.เสริม จันทร์ฉาย. 168 หน้า.

ในงานวิจัยนี้ ผู้วิจัยได้ทำการเก็บข้อมูลลมจากสถานีวัดลมที่เมืองต่างๆ ในกัมพูชา 5 แห่ง ได้แก่ เสียมเรียบ(13.23N, 103.50E) กัมปงชม(12.41N, 104.54E) กัมปอต(10.36N, 104.11E) สีหนุ-วิลล์(10.38N, 103.30E) และ พนมเปญ(11.34N, 104.51E) ข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลความเร็วลม และ ทิศทางลมเฉลี่ยราย 10 นาที ในช่วงเวลา 1 ปี (กันยายน พ.ศ. 2550 ถึงสิงหาคม พ.ศ. 2551) ผู้วิจัยได้ทำการวิเคราะห์การแปรค่าความเร็วลมตามเวลาในรอบวัน การแปรค่าความเร็วลมตาม เดือนต่างๆในรอบปี และการแปรค่าความเร็วลมตามความสูง นอกจากนี้ยังได้ทำการวิเคราะห์การ แจกแจงทางสถิติของความเร็วลมโดยการฟิตด้วยการแจกแจงแบบไวบูลล์(Weibull distribution) และทำการหาค่าไวบูลล์พารามิเตอร์ k และ c ด้วยวิธี Maximum likelihood หลังจากนั้นผู้วิจัยนำค่า ไวบูลล์พารามิเตอร์ทั้งสองมาคำนวณหาค่าความเร็วลมเฉลี่ย (V_m) ค่าความเร็วลมที่มีค่าความน่าจะเป็น สูงสุด ($V_{F,Max}$) ค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด ($V_{E,max}$) และค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อ พื้นที่ (E_v) จากการวิเคราะห์พบว่าสถานีกัมปอตมีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าสถานีอื่น ดังนั้นผู้วิจัยจึง เลือกข้อมูลจากสถานีกัมปอตมาวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง โดยผู้วิจัยนำค่าไวบูลล์ พารามิเตอร์พร้อมทั้งข้อมูลลักษณะของพื้นที่(topographic data) ของเมืองกัมปอต มาทำการสร้าง แผนที่พลังงานลมระดับไมโครสเกล และนำแผนที่ดังกล่าวพร้อมทั้งแผนที่การใช้พื้นที่ ข้อมูลด้าน เครือข่ายสายส่งไฟฟ้า และเส้นทางคมนาคม เพื่อวิเคราะห์หาบริเวณที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง กังหันลมผลิตไฟฟ้าโดยใช้วิธีสารสนเทศภูมิศาสตร์ (geographic information system, GIS) และได้ คำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ต่อปี และต้นทุนการผลิต ผลที่ได้พบว่า เมืองกัมปอตมี ศักยภาพค่อนข้างสูงในการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม

49306204 : MAJOR : PHYSICS

KEY WORD : WIND POTENTIAL/WEIBULL DISTRIBUTION/GIS

TAWEESEK TRANTALAECHON : A STUDY OF MICRO SCALE WIND POTENTIALS
IN THE KINGDOM OF CAMBODIA. THESIS ADVISOR : ASSOC.PROF.SERM JANJAI,Ph.D.
168 pp.

Wind data from measurements at five locations in Cambodia namely, Siemreap (13.23N, 103.50E), Kompong Thom (12.41N, 104.54E), Kampot (10.36N, 104.11E), Sihanouke Ville (10.38N, 103.30E) and Phnom Penh (11.34N, 104.51E) were collected over a period of one year (September, 2007 to August, 2008). Diurnal and seasonal variations and vertical wind profile were analyzed. A statistical Weibull distribution was used to fit the wind speed distribution. The Weibull shape parameter (k) and scale parameter (c) were calculate using the Maximum likelihood method. These Weibull parameters were employed to calculate the mean wind speed (V_m), the most frequent wind velocity (V_{Fmax}), the velocity contributing maximum energy to the regime (V_{Emax}) and the power density (E_v). The mean wind speed at the Kampot station is the highest of all five stations. Therefore the area in Kampot was selected for a detailed wind energy potential analysis. A micro-scale wind map of Kampot was constructed using k and c and topographic data of Kampot. This wind map together with land use data, electricity grid data and road network data were used to search for the most appropriate location for the installation of wind turbines using the geographic information system (GIS) approach. Annual electricity production potential and electricity production cost were estimated. The results from this analysis show that Kampot has relatively high wind energy potential for producing electricity by using wind turbine.

กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยในวิทยานิพนธ์นี้ใช้ข้อมูลจากโครงการ การประเมินศักยภาพพลังงานลมในประเทศกัมพูชา ซึ่งกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานได้เชิญมหาวิทยาลัยศิลปากรให้เป็นผู้ดำเนินงาน ผู้วิจัยจึงขอขอบคุณกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานเป็นอย่างสูง

ในการศึกษาระดับปริญญาโทนี้ ผู้วิจัยได้รับทุนผู้ช่วยวิจัยจากห้องปฏิบัติการวิจัยพลังงานแสงอาทิตย์ ภาควิชาฟิสิกส์ มหาวิทยาลัยศิลปากร ซึ่งผู้วิจัยขอขอบคุณไว้ ณ ที่นี้

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร. เสริม จันทน์ฉาย ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาที่ให้คำแนะนำด้านวิชาการ พร้อมทั้งจัดหาทุนวิจัย เครื่องมือ อุปกรณ์ และข้อมูลที่เป็นสำเนาใช้ในการดำเนินงานและผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. วิรัช ไรยนรินทร์ ที่กรุณาสละเวลามาเป็นกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

ผู้วิจัยขอขอบคุณ คุณอิสระ มะศิริ ที่ให้การช่วยเหลือและแนะนำเกี่ยวกับโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้ในงานวิจัย นอกจากนี้ผู้วิจัยขอขอบคุณ นักวิจัยของห้องปฏิบัติการวิจัยพลังงานแสงอาทิตย์ ภาควิชาฟิสิกส์ มหาวิทยาลัยศิลปากร และเจ้าหน้าที่ภาคฟิสิกส์ทุกท่าน ที่ช่วยอำนวยความสะดวกในการทำวิทยานิพนธ์ครั้งนี้

ท้ายที่สุดนี้ คุณประโยชน์ที่เกิดจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้วิจัยขอมอบให้กับบิดาและมารดา รวมทั้งคณาจารย์ทุกท่าน เพื่อตอบแทนพระคุณที่ได้ช่วยให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในการศึกษา

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญรูป.....	ฎ
สัญลักษณ์.....	ต
บทที่	
1 บทนำ.....	1
1.1 เหตุผลและความจำเป็น	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตงานวิจัย.....	2
2 หลักทางวิชาการและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	3
2.1 การใช้ตัวบ่งชี้ของสภาวะลมทางธรรมชาติ.....	4
2.2 การแปรค่าความเร็วลมตามความสูง.....	5
2.3 การเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมตามสภาวะเวลา.....	6
2.4 ความปั่นป่วนของลม.....	7
2.5 การเพิ่มขึ้นของความเร็วลม.....	8
2.6 พลังงานลม.....	9
2.7 เครื่องวัดความเร็วลม	10
2.7.1 แอนนิโมมิเตอร์แบบถ้วย.....	10
2.7.2 แอนนิโมมิเตอร์แบบกังหันลม	11
2.7.3 แอนนิโมมิเตอร์แบบโซนิก.....	12
2.7.4 แอนนิโมมิเตอร์แบบลวดร้อน.....	13
2.8 การวัดทิศทางลม	14
2.9 เสาวัดลม.....	15
2.9.1 เสาวัดแบบทรงกระบอก.....	15
2.9.2 เสาวัดแบบโครงถัก.....	17

บทที่	หน้า
2.10 การติดตั้งอุปกรณ์วัดลม.....	18
2.11 การวิเคราะห์ข้อมูลลม.....	18
2.11.1 คุณภาพของข้อมูลลม.....	18
2.11.2 การหาค่าความเร็วลมเฉลี่ย.....	20
2.11.3 ความเบี่ยงเบนมาตรฐาน	20
2.11.4 การแจกแจงทางสถิติของความเร็วลม.....	20
2.11.5 แบบจำลองทางสถิติของการแจกแจงความเร็วลม.....	23
2.11.5.1 แบบจำลองของ Weibull.....	23
2.11.5.2 การคำนวณความเร็วลมเฉลี่ย และความเบี่ยงเบน มาตรฐานจากแบบจำลองของ Weibull.....	25
2.11.5.3 การหาค่าของ shape parameter และ scale parameter.....	27
2.11.5.4 การหาความเร็วลมที่มีค่าของความน่าจะเป็นสูงสุด.....	30
2.11.5.5 การหาพลังงานลม และความเร็วลมที่มีความน่าจะเป็น ในการให้พลังงานสูงสุด.....	30
2.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	32
3 วิธีการดำเนินงานและผล.....	38
3.1 การวัดลม.....	38
3.1.1 ตำแหน่งที่ทำการวัดลม.....	38
3.1.2 อุปกรณ์สำหรับตรวจวัด และเก็บบันทึกข้อมูลลม.....	42
3.2 ข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์.....	44
3.3 การวิเคราะห์ลักษณะทางสถิติของลม.....	45
3.3.1 การแปรค่าความเร็วลมตามเวลา (diurnal variation).....	45
3.3.2 การแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนในรอบปี.....	60
3.3.3 การแปรค่าความเร็วลมตามความสูง.....	65
3.3.4 การแจกแจงทางสถิติของทิศทางลม.....	68
3.3.4.1 การแจกแจงรายเดือน.....	68
3.3.4.2 การแจกแจงรายปี.....	68

บทที่	หน้า
3.3.5 การแจกแจงทางสถิติของความเร็วลม.....	86
4 การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมของเมืองกัมปอต.....	107
4.1 การสร้างแผนที่ลมระดับไมโครสเกล.....	107
4.2 การหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งกังหันลม.....	114
4.2.1 การจัดชั้นข้อมูล.....	114
4.2.2 การรวมชั้นข้อมูลและการเรียกคืนข้อมูล.....	118
4.3 การจำลองการติดตั้งฟาร์มกังหันลม.....	119
4.4. การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์.....	123
4.4.1 การประเมินมูลค่าต้นทุนโครงการ.....	124
4.4.2 การประเมินมูลค่าผลตอบแทนโครงการ.....	129
5 สรุป.....	131
บรรณานุกรม.....	133
ภาคผนวก.....	135
ภาคผนวก ก แสดงการแปลงไฟล์ข้อมูลลมจาก data logger เป็นไฟล์ text	
ด้วยโปรแกรม Nomad Desktop.....	136
ภาคผนวก ข แสดงการ source code โปรแกรมภาษา IDL ที่ใช้ในงานวิจัย.....	139
ภาคผนวก ค ระบบพิกัด Universal Transverse Mercator(UTM).....	152
ภาคผนวก ง กังหันลม (wind turbine)	155
ภาคผนวก จ ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์	
(Geographic Information System, GIS)	160
ภาคผนวก ฉ ตัวอย่างการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์.....	165
ประวัติผู้วิจัย.....	168

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 แสดงพารามิเตอร์ที่ใช้คำนวณความเร็วลมตามความสูงเหนือพื้นดิน.....	6
2.2 แสดงตัวอย่างเงื่อนไขที่เหมาะสมกับการผลิตพลังงานลม.....	36
3.1 แสดงตำแหน่งและรายละเอียดของสถานีวัดลม.....	39
3.2 แสดงรายละเอียดของข้อมูลลมที่ใช้ในงานวิจัยนี้.....	44
3.3 แสดงค่าไว้มูลพารามิเตอร์(k, c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลม ที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูงต่างๆ ของสถานีเสียมเรียบ.....	102
3.4 แสดงค่าไว้มูลพารามิเตอร์(k, c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลม ที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูงต่างๆ ของสถานีกัมปงชม.....	103
3.5 แสดงค่าไว้มูลพารามิเตอร์(k, c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลม ที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูงต่างๆ ของสถานีกัมปอต.....	104
3.6 แสดงค่าไว้มูลพารามิเตอร์(k, c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลม ที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูงต่างๆ ของสถานีสีหนุวิลล์.....	105
3.7 แสดงค่าไว้มูลพารามิเตอร์(k, c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลม ที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูง 30 เมตร ของสถานีพนมเปญ.....	106
4.1 แสดงการกำหนดค่า Z_0 ตามลักษณะภูมิประเทศ.....	110
4.2 แสดงการจำแนกระดับความพรุนของสิ่งกีดขวาง.....	111
4.3 แสดงข้อมูลจำเพาะของกังหันลม Bonus 1 MW	113

ตารางที่	หน้า
4.4 แสดงผลการจำลองฟาร์มกังหันลมจากกังหันลม Bonus 1 MW ที่กำลังการผลิต 7 MW(loss คือ %AEP ที่สูญเสียจากตั้งกังหันลมในฟาร์มกังหันลม).....	120
4.5 แสดงผลการจำลองฟาร์มกังหันลมจากกังหันลมขนาด 600 kW ที่กำลังการผลิต 4.2 MW	121
4.6 แสดงผลการจำลองฟาร์มกังหันลมจากกังหันลมขนาด 300 kW ที่กำลังการผลิต 3 MW	122
4.7 แสดงรายการค่าใช้จ่ายสำหรับซื้อและติดตั้งระบบกังหันลม (USD).....	127
4.8 แสดงการประเมินมูลค่าตอบแทนโครงการทางเศรษฐศาสตร์.....	129

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 แสดงการเคลื่อนตัวของชั้นบรรยากาศในระดับใหญ่.....	3
2.2 แสดงลักษณะของต้นไม้ ซึ่งอยู่ในบริเวณที่มีลมแรงพัดผ่านประจำ.....	4
2.3 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมตามความสูงจากพื้นผิวโลก.....	5
2.4 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมตามสถานะเวลา.....	7
2.5 แสดงการเกิดความปั่นป่วนของลมเมื่อผ่านสิ่งกีดขวางต่างๆ.....	8
2.6 การเพิ่มขึ้นของความเร็วลม เมื่อพัดขึ้นเนินเขา.....	8
2.7 แสดงมวลของอากาศที่เคลื่อนที่ผ่านพื้นที่หน้าตัด A ด้วยความเร็ว V.....	9
2.8 แสดงแอนนิโมมิเตอร์แบบถ้วย.....	11
2.9 แสดงแอนนิโมมิเตอร์แบบกังหันลม.....	11
2.10 แสดงแอนนิโมมิเตอร์แบบโซนิก.....	12
2.11 แสดงแอนนิโมมิเตอร์แบบลวดร้อน.....	13
2.12 แสดงตัวอย่างเครื่องวัดทิศทางลมแบบต่างๆ.....	14
2.13 แสดงเสาวัดลมแบบทรงกระบอก.....	16
2.14 แสดงกราฟเส้น iso-speed ของลมรอบเสาวัดลมแบบทรงกระบอก เมื่อมีลมพัดจากด้าน ซ้ายไปยังเสาวัดลม (ตัวเลขในรูปแสดงอัตราส่วน ของความเร็วลม เมื่อมีเสาวัดลมอยู่ต่อค่าความเร็วลมกรณีที่กระแสลมไม่ถูกรบกวน โดยเสาวัดลม ถ้ามีค่าเป็น 1 แสดงว่า ณ ตำแหน่งนั้น กระแสลม ไม่ถูกรบกวนโดยเสาวัดลม.....	16
2.15 แสดงเสาวัดลมแบบโครงถัก.....	17
2.16 แสดงกราฟเส้น iso-speed รอบเสาวัดลมแบบโครงถัก เมื่อลมพัดจากด้านซ้ายไปทางขวา.....	17
2.17 แสดงตัวอย่างของการติดตั้งอุปกรณ์วัดลมที่ดี.....	18
2.18 แสดงการเปลี่ยนแปลงระยะสั้นของความเร็วลม.....	19
2.19 แสดงตัวอย่างการแปรค่าของความเร็วลมจากสถานีวัด 2 แห่ง.....	21
2.20 ตัวอย่าง power curve ของกังหันลม.....	21
2.21 แสดงตัวอย่างการแจกแจงของความเร็วลมใน 1 เดือน.....	22
2.22 แสดงตัวอย่างการแจกแจงสะสมของความเร็วลมใน 1 เดือน.....	22
2.23 แสดงการแจกแจงของ Weibull ในรูปของฟังก์ชันความน่าจะเป็น.....	24

รูปที่	หน้า
2.24 แสดงการแจกแจงสะสมของ Weibull.....	24
2.25 การแจกแจงความเร็วลมของ Weibull ที่ shape parameter (k) ค่าต่างๆ.....	25
2.26 การแจกแจงสะสมของ Weibull ที่ shape parameter (k) ค่าต่าง ๆ.....	25
2.27 แสดงตัวอย่างกราฟของความสัมพันธ์ระหว่าง $\ln\{-\ln[1 - F(v)]\}$ กับ $\ln(v)$	28
2.28 แสดงการเปรียบเทียบกราฟการแจกแจงสะสมซึ่งได้จากค่า k และ c ที่หาจากวิธีการใช้กราฟ.....	29
2.29 แสดงแผนที่ศักยภาพพลังงานลมบริเวณสถาบัน Izmir, ตุรกี.....	34
2.30 แสดงการจำลองการวางกังหันลมขนาด 1500 kW ในบริเวณที่มีศักยภาพลมสูง.....	34
2.31 แสดงขั้นตอนการวิเคราะห์ GIS.....	35
2.32 แสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ศักยภาพลมด้วย GIS ที่ Aineck ประเทศ ออสเตรีย	36
2.33 แผนที่ศักยภาพกำลังการผลิตรายปี (AEP map) รวมลมสงบ ของเกาะใหญ่.....	37
3.1 แสดงตำแหน่งของสถานีวัดลมในกัมพูชา.....	38
3.2 แสดงการติดตั้งอุปกรณ์วัดลมบนเสาของสถานีเสียมเรียบ.....	40
3.3 แสดงเสาวัดลมที่สถานีกัมปงชม.....	40
3.4 แสดงเสาวัดลมที่สถานีกัมปอต.....	41
3.5 แสดงเสาวัดลมที่สถานีสีหนุวิลล์.....	41
3.6 แสดงการติดตั้งเสาวัดลมที่สถานีพนมเปญ.....	42
3.7 แสดงเครื่องวัดความเร็วลมยี่ห้อ NRG SYSTEMS รุ่น 40C	43
3.8 แสดงเครื่องวัดทิศทางลมยี่ห้อ NRG SYSTEMS รุ่น 200P.....	43
3.9 แสดงเครื่องบันทึกข้อมูลยี่ห้อ Second Wind Inc. รุ่น Nomad 2.....	44
3.10 แสดงการแปลค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับต่างๆ ของสถานีเสียมเรียบ (Error bar แทนการแปลค่าความเร็วลมจากค่าเฉลี่ย $\pm$ standard deviation).....	47
3.11 แสดงการแปลค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับต่างๆ ของสถานีกัมปงชม.....	50
3.12 แสดงการแปลค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับต่างๆ ของสถานีกัมปอต.....	53

รูปที่	หน้า
3.13 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับต่างๆ ของสถานีสีหนุวิลล์.....	56
3.14 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับความสูง 30 เมตร ของสถานีพนมเปญ.....	59
3.15 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีเสียมเรียบ.....	61
3.16 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีกำปงธม.....	62
3.17 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีกำปอต.....	63
3.18 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีสีหนุวิลล์.....	64
3.19 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีพนมเปญ.....	65
3.20 แสดงลักษณะการเพิ่มขึ้นของความเร็วลมตามความสูงของแต่ละสถานีเสียมเรียบ.....	66
3.21 แสดงลักษณะการเพิ่มขึ้นของความเร็วลมตามความสูงของแต่ละสถานีกำปงธม.....	66
3.22 แสดงลักษณะการเพิ่มขึ้นของความเร็วลมตามความสูงของแต่ละสถานีกำปอต.....	66
3.23 แสดงลักษณะการเพิ่มขึ้นของความเร็วลมตามความสูงของแต่ละสถานีสีหนุวิลล์.....	67
3.24 แสดงการเปรียบเทียบการแปรค่าความเร็วลมตามความสูงของ 4 สถานี (เสียมเรียบ กำปงธม กำปอต และสีหนุวิลล์).....	67
3.25 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีเสียมเรียบ ที่ระดับ 50 เมตร.....	69
3.26 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีเสียมเรียบที่ระดับ 40 เมตร.....	70
3.27 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีเสียมเรียบที่ระดับ 20 เมตร.....	71
3.28 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกำปงธมที่ระดับ 50 เมตร.....	72
3.29 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกำปงธมที่ระดับ 40 เมตร.....	73
3.30 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกำปงธมที่ระดับ 20 เมตร.....	74
3.31 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกำปอตที่ระดับ 50 เมตร.....	75
3.32 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกำปอตที่ระดับ 40 เมตร.....	76
3.33 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกำปอตที่ระดับ 20 เมตร.....	77
3.34 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีสีหนุวิลล์ที่ระดับ 50 เมตร.....	78
3.35 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีสีหนุวิลล์ที่ระดับ 40 เมตร.....	79
3.36 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีสีหนุวิลล์ที่ระดับ 20 เมตร.....	80
3.37 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีพนมเปญที่ระดับ 30 เมตร.....	81
3.38 แสดงแผนภูมิทิศทางลมรายปี ของสถานีเสียมเรียบที่ระดับต่าง ๆ.....	82

[illegible]

รูปที่	หน้า
3.56 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์กับการแจกแจงของข้อมูล ที่ได้จากการวัดความเร็วลมที่ระดับ 30 เมตรของสถานีพนมเปญ.....	101
4.1 แสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ข้อมูลลมด้วยโปรแกรม WAsP.....	107
4.2 แสดงข้อมูลดิจิทัลต่อระดับความสูงของพื้นผิวบริเวณประเทศกัมพูชา.....	108
4.3 แสดงข้อมูลดิจิทัลต่อระดับความสูงของพื้นผิวบริเวณสถานีกัมปอต.....	109
4.4 แสดงการ digitize แผนที่ความหยาบของพื้นผิวบริเวณสถานีกัมปอต.....	110
4.5 แสดงการจำลองสิ่งกีดขวางบริเวณรอบเสาวัดลมของกัมปอต.....	111
4.6 แสดงแผนที่ศักยภาพความเร็วลมบริเวณสถานีตรวจวัดลมกัมปอต ที่ความสูง 50 เมตร.....	112
4.7 แสดง power curve ของกังหันลม Bonus 1 MW	113
4.8 แสดงแผนที่การผลิตพลังงานรายปีจากกังหันลม Bonus 1	114
4.9 แสดงผลการ digitize ข้อมูลเชิงพื้นที่แบบเส้น และแบบจุดบริเวณกัมปอต.....	115
4.10 แสดงผลการ digitize ข้อมูลเชิงพื้นที่แบบรูปหลายเหลี่ยมปิดบริเวณกัมปอต.....	116
4.11 แสดงชั้นข้อมูลการผลิตพลังงานรายปีจากกังหันลม Bonus 1MW บริเวณกัมปอต ในรูปแบบ shape file.....	117
4.12 แสดงชั้นข้อมูลดิจิทัลต่อระดับความสูงของพื้นผิวบริเวณกัมปอต ในรูปแบบ shape file.....	117
4.13 แสดงผลการวิเคราะห์หาพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งกังหันลม ในบริเวณกัมปอต.....	118
4.14 แสดง swept area ของกังหันลม.....	119
4.15 แสดงการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 7 MW (ตัวที่ 1 – 7 จากซ้ายไปขวา และ wind rose แสดงค่า AEP จากกังหันลมในแต่ละทิศทาง)	120
4.16 แสดงการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 4.2 MW (ตัวที่ 1 – 7 จากซ้ายไปขวา และ wind rose แสดงค่า AEP จากกังหันลมในแต่ละทิศทาง).....	121
4.17 แสดงการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 3 MW (ตัวที่ 1 – 10 จากซ้ายไปขวา และ wind rose แสดงค่า AEP จากกังหันลมในแต่ละทิศทาง).....	122
4.18 แสดงการประมาณพื้นที่สำหรับติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 7.0 MW ด้วยกังหันลม Bonus 1 MW จำนวน 7 ตัว	125

รูปที่	หน้า
4.19 แสดงการประมาณพื้นที่สำหรับติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 4.2 MW ด้วยกังหันลม Bonus 600 kW 7 ตัว.....	125
4.20 แสดงการประมาณพื้นที่สำหรับติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 3.0 MW ด้วยกังหันลม Bonus 300 kW 10 ตัว.....	126
4.21 แสดงสัดส่วนของ investment cost ของฟาร์มกังหันลมขนาด 3.0 MW.....	128
4.22 แสดงสัดส่วนของ investment cost ของฟาร์มกังหันลมขนาด 4.2 MW.....	128
4.23 แสดงสัดส่วนของ investment cost ของฟาร์มกังหันลมขนาด 7.0 MW.....	129
4.24 แสดงการเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันต้นทุนกับมูลค่าปัจจุบันผลประโยชน์ ของฟาร์มกังหันลมขนาดต่างๆ.....	130
4.25 แสดงการเปรียบเทียบราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมขนาดต่างๆ.....	130
A1.1 แสดงโปรแกรม Nomad desktop.....	137
A1.2 แสดงหน้าต่าง Multi-Track Export ของโปรแกรม Nomad desktop.....	138
A3.1 แสดงระบบพิกัด UTM.....	153
A3.2 แสดงแผนที่โลกระบบ UTM.....	154
A4.1 แสดงกังหันลมชนิดแกนหมุนแนวระดับชนิด 3 ใบพัด.....	156
A4.2 แสดงกังหันลมชนิดแกนหมุนแนวตั้ง.....	157
A4.3 แสดงรายละเอียดของกังหันลมชนิด HAWT และ VAWT.....	157
A4.4 แสดง power curve ของกังหันลมขนาด 1 MW.....	158
A5.1 แสดงการจำลองข้อมูลเชิงพื้นที่ของ GIS.....	161
A5.2 แสดงตัวอย่างการจัดการฐานข้อมูลแบบสัมพันธ์.....	163

สัญลักษณ์

Z_0	= Roughness length [m]
$\dot{m}$	= อัตราการไหลของมวลอากาศ [kg/s]
ρ_a	= ความหนาแน่นอากาศ [kg/m ³]
C_d	= สัมประสิทธิ์ของแรง (drag coefficient)
V_m	= ความเร็วลมเฉลี่ยจากฟังก์ชันไวบูลล์ [m/s]
P_V	= พลังงานต่อเวลาหรือกำลังของกระแสลม
V	= ความเร็วลม [m/s]
σ_V	= ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
M_2	= Second moment of the population
k	= Weibull shape parameter
c	= Weibull scale parameter [m/s]
$\Gamma(n)$	= รูปแบบมาตรฐานของฟังก์ชันแกมมา (gamma function)
E_V	= Energy density [W/m ²]
$V_{F,Max}$	= ค่าความเร็วลมที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด [m/s]
$V_{E,max}$	= ค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด [m/s]
C_I	= มูลค่าต้นทุนเริ่มต้น
B_A	= ผลตอบแทนรายปี
m	= สัดส่วนมูลค่าการปฏิบัติงานและซ่อมบำรุง กับมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น
I	= อัตราคิดลดแท้จริง
S	= ค่าซากกึ่งหนึ่งลม

บทที่ 1

บทนำ

1.1 เหตุผลและความจำเป็น

พลังงานลมเป็นพลังงานหมุนเวียนที่สำคัญอย่างหนึ่งของโลก โดยปัจจุบันทั่วโลกมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าคิดเป็นกำลังการผลิตประมาณ 74,000 เมกะวัตต์ ส่วนใหญ่อยู่ในยุโรปและอเมริกาเหนือ ตัวอย่างเช่นในประเทศเยอรมันมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า 14,600 เมกะวัตต์ และในประเทศเดนมาร์กประมาณ 3,100 เมกะวัตต์ (Mathew, 2006) เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีแนวโน้มการขยายตัวการติดตั้งกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าในเอเชียและส่วนอื่นๆ ของโลกด้วย ในช่วง 20 ปีที่ผ่านมาเทคโนโลยีกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าได้พัฒนาไปอย่างรวดเร็ว โดยมีการผลิตกังหันลมในเชิงอุตสาหกรรมในหลายประเทศ เช่น เดนมาร์ก เยอรมัน อินเดีย และจีน เป็นต้น โดยทั่วไปพลังงานที่ได้จากกังหันลมขึ้นอยู่กับความเร็วลมซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงไปตามภูมิประเทศและสภาวะทางอุตุนิยมวิทยา โดยปริมาณของไฟฟ้าที่ผลิตได้จะขึ้นกับสภาวะของลมในบริเวณนั้น ซึ่งส่งผลโดยตรงต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ดังนั้นก่อนที่จะทำการเลือกพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งเพื่อจะทำการติดตั้งกังหันลมจำเป็นต้องทราบสภาวะของลมที่สำคัญ ได้แก่ ความเร็วลม ทิศทางลม และลักษณะการเปลี่ยนแปลงของลมในพื้นที่นั้นๆ ก่อน จากนั้นจึงนำข้อมูลดังกล่าวมาประกอบการพิจารณาร่วมกับองค์ประกอบอื่นๆ เช่น ระยะห่างจากเครือข่ายสายส่งไฟฟ้า การขนส่งคมนาคม และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เป็นต้น

สืบเนื่องจากในโครงการความร่วมมือด้านพลังงานทดแทนระหว่างไทย และ กัมพูชา มหาวิทยาลัยศิลปากรได้รับเชิญให้ทำการศึกษาศักยภาพพลังงานลมในกัมพูชา ในการนี้ มหาวิทยาลัยศิลปากรได้ดำเนินการจัดตั้งสถานีวัดลมขึ้น 5 แห่งที่เมืองต่างๆในกัมพูชา ได้แก่เมืองเสียมเรียบ กัมปงธม กัมปอต สีหนุวิลล์ และพนมเปญ โดย 4 สถานีแรกวัดลมที่ระดับความสูง 20 เมตร 40 เมตร และ 50 เมตร สำหรับสถานีพนมเปญวัดที่ระดับความสูง 30 เมตร ในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยได้นำข้อมูลลมซึ่งวัดที่สถานีวัดลม 5 แห่งมาทำการวิเคราะห์ และคัดเลือกสถานที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุด มาทำการวิเคราะห์เชิงเทคนิค และ เศรษฐศาสตร์ เพื่อนำผลที่ได้ไปใช้ประกอบการตัดสินใจในการลงทุนจัดตั้งกังหันลมต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

โครงการนี้มีวัตถุประสงค์ดังนี้

- 1) เพื่อวิเคราะห์ข้อมูลจากการวัดในบริเวณต่างๆ ของประเทศกัมพูชา
- 2) เพื่อประเมินศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งของประเทศกัมพูชา
- 3) เพื่อประเมินความเป็นไปได้ในการจัดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงของประเทศกัมพูชา

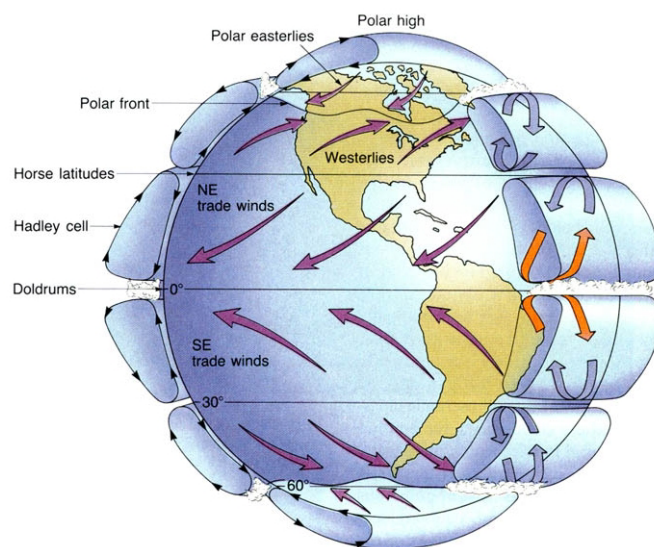
1.3 ขอบเขตงานวิจัย

งานวิจัยนี้จะทำการวิเคราะห์ทางสถิติข้อมูลลมที่วัดได้จากสถานีวัดลม 5 แห่งที่เมืองต่างๆ ในประเทศกัมพูชา ได้แก่ เสียมเรียบ กัมปงธม กัมปอต สีหนุวิลล์ และพนมเปญ และจะคัดเลือกเมืองที่มีศักยภาพพลังงานสูงสุด 1 แห่ง มาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า

บทที่ 2

หลักทฤษฎีและการงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ลมคือการไหลของมวลอากาศในชั้นบรรยากาศ ซึ่งเกิดจากความแตกต่างของความดันบรรยากาศ โดยมีผลมาจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่โลกได้รับในบริเวณต่างๆ ซึ่งมีค่าไม่เท่ากัน และการหมุนรอบตัวเองของโลก รังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนโลก ส่งผลให้เกิดการเคลื่อนที่ของมวลอากาศ โดยรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบบริเวณใกล้เส้นศูนย์สูตรจะมีความเข้มข้นสูงกว่าบริเวณขั้วโลก ทำให้เกิดความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิอากาศที่ศูนย์สูตรกับขั้วโลกทั้งสอง ส่งผลให้อากาศร้อนบริเวณเส้นศูนย์สูตรลอยตัวขึ้น และอากาศในบริเวณละติจูดที่สูงขึ้นไปหรือต่ำลงมาเคลื่อนตัวเข้าไปแทนที่ อากาศที่ลอยตัวขึ้นบริเวณเส้นศูนย์สูตรจะเคลื่อนตัวไปจนถึงบริเวณ 30° N และ 30° S หลังจากนั้นอากาศก็เริ่มจมและม้วนกลับในลักษณะตามเข็มนาฬิกาในซีกโลกเหนือ และทวนเข็มนาฬิกาในซีกโลกใต้ การหมุนของโลกส่งผลให้เกิดแรงชนิดหนึ่งซึ่งเรียกว่า แรงคอริโอลิส โดยแรงชนิดนี้ทำให้การไหลของมวลอากาศจากเส้นศูนย์สูตรไปยังขั้วโลกเบนไปทางทิศตะวันออกและการไหลจากขั้วโลกกลับมาเส้นศูนย์สูตรเบนไปทางตะวันตก แสดงดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 แสดงการเคลื่อนตัวของอากาศในระดับสเกลใหญ่

คุณสมบัติของลมสามารถแสดงได้ด้วยความเร็วและทิศทางของลม โดยทั่วไปหน่วยงานอุตุนิยมวิทยาของประเทศต่างๆ จะทำการวัดความเร็วและทิศทางลมเพื่อใช้งานด้านอุตุนิยมวิทยาตามข้อกำหนดของอุตุนิยมวิทยาโลก โดยจะวัดที่ความสูง 10 เมตร และมักตั้งสถานีวัดอยู่ตามเมืองใหญ่ๆ หรือที่ที่มีสนามบิน ข้อมูลที่ได้จะแสดงในรูปความเร็วและทิศทางของลม ในการบันทึก

ความเร็วอาจบันทึกเฉพาะขณะทุกๆ 3 ชั่วโมง หรือวัดความเร็วลมในช่วงเวลาสั้นๆ และหาค่าเฉลี่ยรายชั่วโมง

ในการนำข้อมูลความเร็วลมมาใช้ประโยชน์ทางด้านพลังงานเราต้องการข้อมูลที่ละเอียดทั้งทางด้านระดับความสูงของการวัดและช่วงเวลาที่ทำการวัดรวมถึงการกระจายของตำแหน่งที่ตั้งของสถานี ข้อมูลที่ได้จากสถานีวัดเหล่านี้สามารถนำมาใช้ประโยชน์ในการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมและการออกแบบกังหันลมสำหรับใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าหรือสูบน้ำเป็นต้น

2.1 การใช้ตัวบ่งชี้ของสภาวะลมทางธรรมชาติ

สภาพทางธรรมชาติสามารถบ่งบอกถึงสภาวะของลมในบริเวณนั้นๆ ได้ ว่ามีความแรงมากน้อยเพียงใด โดยการดูจากการก่อตัวของพื้นผิวตามธรรมชาติ ตัวอย่างเช่นการสังเกตเนินทราย เม็ดทรายจะถูกพัดพาโดยลมที่พัดผ่านและไปกองรวมในบริเวณที่ลมเคลื่อนที่ช้าลง ขนาดของเม็ดทรายและระยะทางที่ถูกพัดพาไปจะแสดงแนวโน้มความแรงของลมเฉลี่ยในบริเวณนั้นเป็นอย่างไร

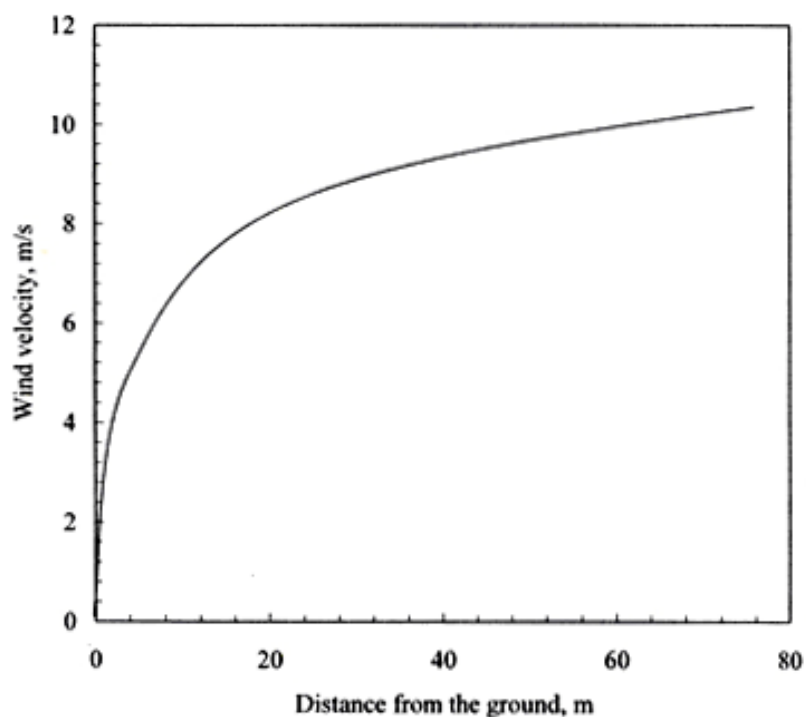
นอกจากนี้เรายังสามารถสังเกตความแรงของลมจากสภาพของต้นไม้ในบริเวณที่มีกระแสลมแรงพัดผ่านอย่างต่อเนื่อง ลักษณะของกิ่งก้านจะงอตามลม ซึ่งแตกต่างจากต้นไม้ทั่วไป ดังนั้นหากเราสังเกตสภาพของต้นไม้ และเนินทราย จะสามารถบอกได้คร่าวๆ ว่าในบริเวณดังกล่าวน่าจะมีลมพัดผ่านอย่างไร



รูปที่ 2.2 แสดงลักษณะของต้นไม้ ซึ่งอยู่ในบริเวณที่มีลมแรงพัดผ่านประจำ

2.2 การแปรค่าความเร็วลมตามความสูง

เนื่องจากกระแสลมที่พัดเหนือพื้นผิวโลกจะถูกหน่วงให้ช้าลงตามความเสียดทานของพื้นผิว และสิ่งที่ปกคลุมพื้นผิวโลก เช่น ต้นไม้ หรือสิ่งปลูกสร้างต่างๆ ทำให้ความเร็วลมที่แปรค่าตามความสูงจากพื้นผิวโลก ซึ่งมีลักษณะทั่วไปตามกราฟรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมตามความสูงจากพื้นผิวโลก

การเปลี่ยนแปลงความเร็วลมตามความสูงสามารถคำนวณได้หลายสมการ ซึ่งทั่วไปที่ใช้กันมี 2 สมการดังนี้

1) Power exponent function

$$V(z) = V_r \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2.1)$$

ซึ่ง z คือความสูงเหนือพื้นดินที่ต้องการหาค่าความเร็วลม

V_r คือความเร็วลมที่ความสูง z_r

และ α คือ wind shear exponent

โดยทั่วไปจะประมาณค่า α เป็น $\frac{1}{7}$ และเรียกสมการ (2.1) ว่า one-seventy power law แต่อย่างไรก็ตามค่า α สามารถคำนวณได้ถ้ามีข้อมูลความเร็วลมที่ระดับต่างกันในแต่ละตำแหน่งเดียวกัน ดังนี้

$$\alpha = \frac{\ln(V_2) - \ln(V_1)}{\ln(z_2) - \ln(z_1)} \quad (2.2)$$

เมื่อ V_1 และ V_2 เป็นความเร็วลมที่ระดับความสูงเหนือพื้นดิน z_1 และ z_2 ตามลำดับ

2) Logarithmic function

$$V(z) = V_r \frac{\ln(z / z_0)}{\ln(z_r / z_0)} \quad (2.3)$$

เมื่อ z_0 คือ roughness length

$V(z)$ คือ ความเร็วลมที่ต้องการทราบค่าที่ความสูง z

V_r คือ ความเร็วลมที่ทราบค่าที่ความสูง z_r

สมการที่ (2.3) แสดงถึงการแปรค่าความเร็วลมตามความสูงที่ขึ้นกับความหยาบ (roughness) ของพื้นผิวโลก และความสูง ซึ่งกรณีนี้ไม่คิดผลจากอุณหภูมิเหนือผิวโลก

สำหรับพารามิเตอร์ α และ z_0 ซึ่งเปลี่ยนแปลงตามลักษณะภูมิประเทศแสดงดังตารางที่

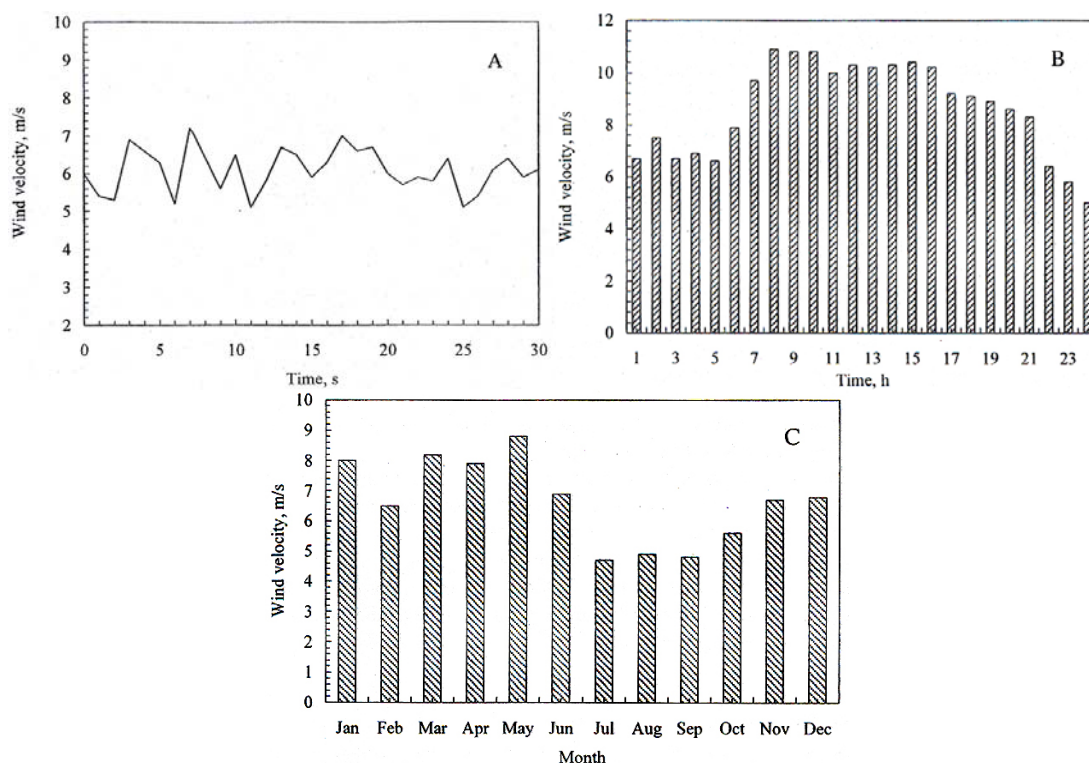
2.1

ตารางที่ 2.1 แสดงพารามิเตอร์ที่ใช้คำนวณความเร็วลมตามความสูง เหนือพื้นดิน

ลักษณะภูมิประเทศ	Roughness class	Roughness length z_0 (m)	Exponent, α
พื้นน้ำ	0	0.001	0.01
พื้นที่เปิดโล่ง	1	0.12	0.12
ฟาร์มปศุสัตว์	2	0.05	0.16
ป่า หมู่บ้าน	3	0.3	0.28

2.3 การเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมตามสภาวะเวลา

ความเร็วและทิศทางของลมจะเปลี่ยนแปลงไปตามสภาวะเวลา ซึ่งทำให้กำลังและพลังงานที่ได้จากลมนั้นเปลี่ยนแปลงไปด้วยเช่นกัน การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวอาจเกิดขึ้นในช่วงเวลาสั้นๆ ในช่วงเวลาหนึ่งของวัน หรือการเปลี่ยนแปลงในรอบวันและการเปลี่ยนแปลงไปตามฤดูกาล

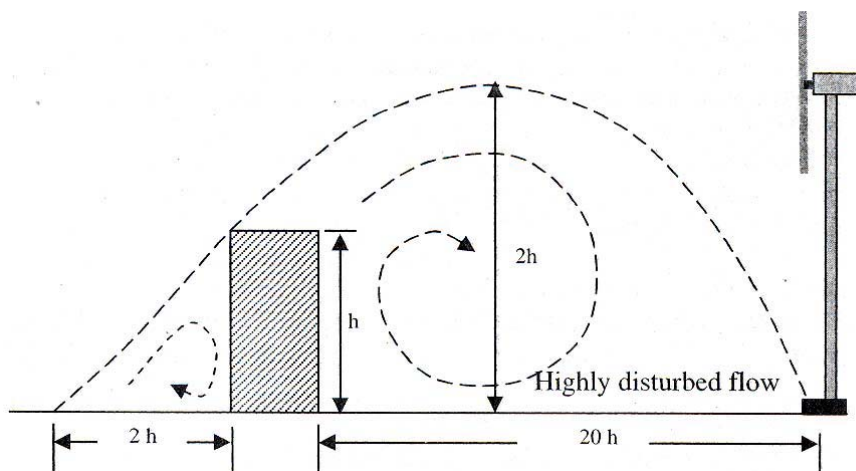


รูปที่ 2.4 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมตามสภาวะเวลา

การเปลี่ยนแปลงในช่วงเวลาสั้นๆ แสดงอยู่ในรูปที่ 2.4 (A) ซึ่งเป็นการวัดในช่วงเวลา 30 วินาที ซึ่งจะสังเกตได้ว่าความเร็วลมจะมีการเปลี่ยนแปลงตั้งแต่ 5.1 เมตรต่อวินาทีถึง 7.2 เมตรต่อวินาที ในช่วงเวลาเพียง 30 วินาที การเกิดการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมในช่วงเวลาสั้นๆ ดังกล่าวนี้นี้ เกิดจากการเปลี่ยนแปลงสภาวะอากาศอย่างรวดเร็ว สำหรับการเปลี่ยนแปลงตามเวลาในรอบวัน (diurnal variation) ดังรูปที่ 2.4 (B) ส่วนใหญ่เกิดจากความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิของสองบริเวณอันเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่เปลี่ยนแปลงในรอบวัน ในด้านการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมตามฤดูกาล ดังรูปที่ 2.4 (C) จะเป็นผลมาจากความแตกต่างของรังสีดวงอาทิตย์ที่บริเวณต่างๆ ของโลกได้รับ ซึ่งมีค่าเปลี่ยนแปลงตามฤดูกาล

2.4 ความปั่นป่วนของลม

ความเร็วและทิศทางของลมเปลี่ยนแปลงได้อย่างรวดเร็วเมื่อพัดผ่านพื้นผิวขรุขระ อาคาร ต้นไม้ และสิ่งกีดขวางต่างๆ การเปลี่ยนแปลงความเร็วและทิศทางของลมดังกล่าวเกิดมาจากความปั่นป่วน (turbulence) ของการไหล รูปที่ 2.5 แสดงเส้นทางการเกิดความปั่นป่วนในบริเวณเหนือลมและใต้ลมของสิ่งกีดขวาง การเกิดความปั่นป่วนนี้ไม่เพียงแต่จะลดกำลังในกระแสลมแต่ยังลดแรงที่จะส่งไปยังกังหันลมลงด้วย

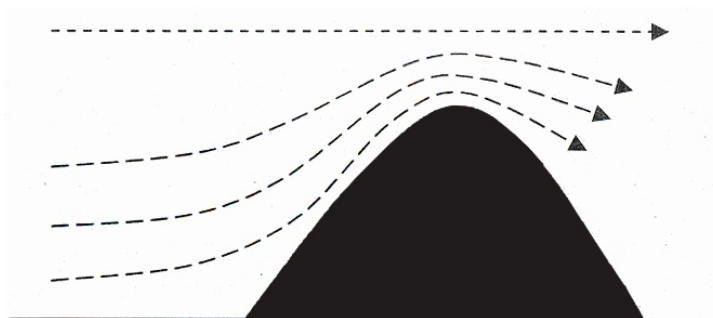


รูปที่ 2.5 แสดงการเกิดความปั่นป่วนของลมเมื่อผ่านสิ่งกีดขวางต่างๆ

ความรุนแรงของความปั่นป่วนขึ้นอยู่กับขนาดและรูปทรงของสิ่งกีดขวาง ในทางธรรมชาติ บริเวณการเกิดความปั่นป่วนมีผลในแนวตั้งประมาณ 2 เท่าของความสูงของสิ่งกีดขวางและส่งผลในแนวราบ 10-20 เท่าทางด้านใต้ลม ดังนั้นก่อนทำการติดตั้งกังหันลม จะต้องมีการพิจารณาสิ่งกีดขวางต่างๆ รอบพื้นที่ที่จะทำการติดตั้งกังหันลม โดยพื้นที่ดังกล่าวควรอยู่ในตำแหน่งที่ปราศจากความปั่นป่วน

2.5 การเพิ่มขึ้นของความเร็วลม

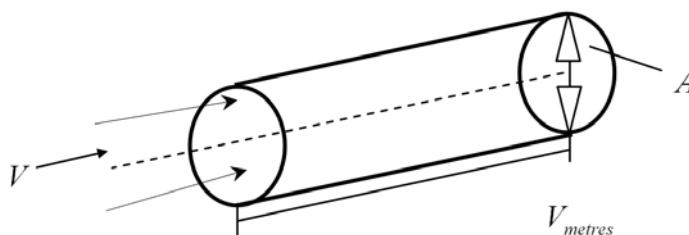
สิ่งกีดขวางที่โค้งมนจะเร่งกระแสลมที่พัดผ่าน (รูปที่ 2.6) การเร่งนี้เกิดจากการบีบชั้นของอากาศเหนือส่วนโค้งนี้ ขนาดและทิศทางของความเร็วจะขึ้นอยู่กับรูปร่างของส่วนโค้ง เราสามารถใช้ผลกระทบบังกล่าวในการช่วยเพิ่มพลังงานให้กับกังหัน พื้นที่ที่ทำมุมกับแนวราบ 6-16 องศา จะช่วยเพิ่มความเร็วลม สำหรับพื้นที่ที่ทำมุมมากกว่า 27 องศา หรือน้อยกว่า 3 องศา จะไม่ช่วยให้เกิดความเร่งของกระแสลม



รูปที่ 2.6 การเพิ่มขึ้นของความเร็วลม เมื่อพัดขึ้นเนินเขา

2.6 พลังงานลม

ลมเป็นมวลของอากาศที่เคลื่อนที่ ดังนั้นขณะที่เกิดลมพัดจึงเกิดพลังงานจลน์ (kinetic energy) ขึ้น ถ้าพิจารณาว่ามีมวลของอากาศเคลื่อนที่ผ่านพื้นที่หน้าตัด A ด้วยความเร็ว V ตามรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 แสดงมวลของอากาศที่เคลื่อนที่ผ่านพื้นที่หน้าตัด A ด้วยความเร็ว V

เราสามารถคำนวณค่าอัตราการไหลของมวลอากาศได้ดังสมการ

$$\dot{m} = \rho_a AV \quad (2.4)$$

เมื่อ	$\dot{m}$	คือ อัตราการไหลของมวลอากาศ [kg/s]
	ρ_a	คือ ความหนาแน่นอากาศ [kg/m ³]
	A	คือ พื้นที่หน้าตัดที่มวลอากาศไหลผ่าน [m ²]
	V	คือ ความเร็วของมวลอากาศ [m/s]

เนื่องจากพลังงานจลน์ของมวล m ที่เคลื่อนที่ด้วยความเร็ว V จะมีค่าเท่ากับ $\frac{1}{2}mV^2$ ดังนั้นพลังงานจลน์ที่เกิดจากมวลอากาศที่เคลื่อนที่ผ่านหน้าตัด A จึงสามารถเขียนได้ดังสมการ

$$P_K = \left[\frac{1}{2}(\rho_a AV)V^2 \right] = \left[\frac{1}{2}(\rho_a AV^3) \right] \quad (2.5)$$

เมื่อ	P_K	คือ พลังงานจลน์ของอากาศที่ไหลผ่านพื้นที่หน้าตัด A [W/m ²]
-------	-------	---

ถ้าพิจารณาสมการ (2.5) จะพบว่าพลังงานลมที่ไหลผ่านพื้นที่หน้าตัด A ต่อหนึ่งหน่วยเวลา หรือกำลังของลม (wind power, P) ต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่ที่ลมพัด จะมีค่าแปรตามความเร็วลมยก

กำลังสาม ดังนั้นค่าความเร็วลมจึงมีผลต่อกำลังของลมมาก ค่าการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลม $\pm 10\%$ จะทำให้ค่ากำลังลมเปลี่ยนแปลง $\pm 30\%$ หรือมากกว่า

2.7 เครื่องวัดความเร็วลม

ตัวบ่งชี้ทางธรรมชาติที่กล่าวมาแล้วข้างต้นรวมไปถึงข้อมูลทางอุตุนิยมวิทยาของแต่ละบริเวณจะพอบอกได้คร่าวๆ ว่าสถานที่ไหนมีสภาพลมเป็นอย่างไร แต่อย่างไรก็ตามในการศึกษาสภาพลม จำเป็นต้องทำการวัด โดยเครื่องมือที่ใช้วัดความเร็วลมจะเรียกว่า แอนนิโมมิเตอร์ (anemometer) ซึ่งยกตัวอย่างแอนนิโมมิเตอร์ชนิดต่างๆ ดังนี้

2.7.1 แอนนิโมมิเตอร์แบบถ้วย

เครื่องวัดลมแบบถ้วย (cup anemometer) เป็นแบบที่แพร่หลายที่สุด โดยมีลักษณะเป็นรูปครึ่งทรงกลมหรือรูปกรวย โดยที่แกนหมุนจะตั้งฉากกับระนาบของลูกถ้วยหรือตั้งฉากกับแนวการเคลื่อนที่ของลมนั่นเอง แอนนิโมมิเตอร์แบบนี้อาจประกอบด้วยลูกถ้วย 3 หรือ 4 อัน แต่ต้องวางห่างกันด้วยมุมที่เท่ากัน ลูกถ้วยจะทำจากวัสดุเบาเป็นรูปครึ่งทรงกลมหรือกรวย เมื่อมีลมมาปะทะกับลูกถ้วยก็จะทำให้เกิดการหมุน โดยแรงจะมีค่าเป็นไปตามสมการ

$$F = C_d \frac{1}{2} A_c \rho_a V^3 \quad (2.6)$$

โดยที่

- F = แรงที่กระทำต่อลูกถ้วย (drag force)
- C_d = สัมประสิทธิ์ ของแรง (drag coefficient)
- A_c = พื้นที่ของถ้วยที่ลมปะทะ
- ρ_a = ความหนาแน่นของอากาศ
- V = ความเร็วลม

ความถี่ในการหมุนจะเป็นปฏิภาคตรงกับความเร็วยของลม เนื่องจากแกนหมุนต่อเชื่อมกับไดนาโมไฟฟ้ากระแสตรง ดังนั้นจึงสามารถวัดค่ากระแสไฟฟ้าอันเกิดจากการหมุนเมื่อมีลมมาปะทะลูกถ้วย และหากมีการสอบเทียบอย่างแม่นยำแล้วเราก็จะได้ค่าความเร็วลมที่แม่นยำจากค่ากระแสไฟฟ้างกล่าวได้



รูปที่ 2.8 แสดงแอนนิโมมิเตอร์แบบถ้วย

2.7.2 แอนนิโมมิเตอร์แบบกังหันลม

เครื่องวัดลมแบบกังหันลม (propeller anemometer) จะมีหลักการทำงานเช่นเดียวกับแบบถ้วย แต่จะต่างตรงที่แกนหมุนของใบพัดจะอยู่ในแนวเดียวกันกับแนวการพัดของลม และเนื่องจากทิศทางของลมสามารถเปลี่ยนแปลงได้ เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพที่ดีขึ้น จึงมีการติดตั้งหางเสือลมเพื่อให้แอนนิโมมิเตอร์แบบนี้หมุนไปในแนวของลมได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 แสดงแอนนิโมมิเตอร์แบบกังหันลม

2.7.3 แอนนิโมมิเตอร์แบบโซนิค

เครื่องวัดความเร็วลมแบบโซนิค (sonic anemometer) จะวัดความเร็วลม โดยการตรวจวัดความเร็วคลื่นเสียงในอากาศ เครื่องวัดจะประกอบด้วยอุปกรณ์ปล่อยและรับคลื่นเสียง ดังรูป 2.10



รูปที่ 2.10 แสดงแอนนิโมมิเตอร์แบบโซนิค

ความเร็วของคลื่นเสียงที่เคลื่อนที่ตามทิศทางของลมจะเท่ากับผลรวมของความเร็วเสียงในอากาศนิ่งบวกกับความเร็วลม หรือเขียนในรูปสมการได้ดังนี้

$$V_1 = V_s + V \quad (2.7)$$

เมื่อ V_s = ความเร็วของเสียงในอากาศนิ่ง
 V = ความเร็วลม
 V_1 = ความเร็วเสียงที่เคลื่อนที่ตามลม

เมื่อเสียงเคลื่อนที่สวนทิศทางกับลม จะได้ว่า

$$V_2 = V - V_s \quad (2.8)$$

เมื่อ V_2 = ความเร็วเสียงที่เคลื่อนที่สวนทางกับลม

จากสมการข้างต้น สามารถหาความเร็วลมได้จากสมการ

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (2.9)$$

เครื่องวัดความเร็วลมแบบโซนิก มีข้อดี คือไม่มีส่วนที่เคลื่อนที่ ซึ่งลดปัญหาด้านเครื่องกล และมีความละเอียดในการวัดสูง แต่ราคาค่อนข้างแพง

2.7.4 แอนนิโมมิเตอร์แบบลวดร้อน

เครื่องวัดแบบลวดร้อน (hot wire anemometer) จะใช้เส้นลวดเส้นเล็กๆ ในระดับไมครอน และทำให้มีอุณหภูมิสูงกว่าสภาพแวดล้อม เมื่อมีลมพัดผ่าน จะทำให้เกิด Cooling effect บนเส้นลวดนั้น กล่าวคือทำให้อุณหภูมิของเส้นลวดจะเปลี่ยนไป ค่าความต้านทานทางไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงไปนั่นเอง ซึ่งจากค่าความต้านทานที่เปลี่ยนแปลงนี้เป็นผลสืบเนื่องจากลมที่พัดผ่าน โดยทั่วไปแอนนิโมมิเตอร์ประเภทนี้แบ่งได้เป็นสามแบบคือ แบบที่ควบคุมให้กระแสไฟฟ้าคงที่ (constant current anemometer; CCA) แบบที่ควบคุมให้ความต่างศักย์คงที่ (constant voltage anemometer; CVA) และ แบบที่ควบคุมให้อุณหภูมิคงที่ (constant temperature anemometer; CTA) ซึ่งตัวแปรต่างๆ เหล่านี้หากได้รับการสอบเทียบที่ดีจะนำมาหาค่าความเร็วลมได้



รูปที่ 2.11 แสดงแอนนิโมมิเตอร์แบบลวดร้อน

2.8 การวัดทิศทางลม

ทิศทางลม (wind direction) เป็นอีกพารามิเตอร์หนึ่งที่จะต้องทราบในการจะศึกษาสภาพพลังงานลม เช่นเดียวกับข้อมูลของทางอุตุนิยมวิทยา ซึ่งโดยทั่วไปอุปกรณ์ที่ใช้คือ เครื่องวัดทิศทางลม (wind vane) ซึ่งปกติแล้วจะมีลักษณะคล้ายๆกันนั้นคือจะต้องชี้ไปในแนวของทิศทางลม ส่วนใหญ่แล้วการวัดความเร็วลมจะควบคู่ไปกับการวัดทิศทางลมเสมอ ในบางรุ่นจึงมีอุปกรณ์วัดความเร็วและทิศทางลมยัดติดกัน ดังรูปที่ 2.12

สำหรับเครื่องวัดทิศทางลมที่จะใช้ในการวัดทิศทางลมเพื่อใช้ในการศึกษาสภาพพลังงานลมจำเป็นต้องได้รับการสอบเทียบอย่างน่าเชื่อถือตามมาตรฐานของ MEASNET (International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy)



รูปที่ 2.12 แสดงตัวอย่างเครื่องวัดทิศทางลมแบบต่างๆ

2.9 เสาวัลด์ลม

โดยทั่วไปแอนนิโมมิเตอร์และสครลมต้องติดตั้งบนเสาวัลด์ลม เพื่อให้อุปกรณ์ดังกล่าวอยู่ในระดับสูงจากพื้นดินและกระแสนลมถูกรบกวนโดยสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด เสาวัลด์ลมสามารถแบ่งได้เป็น 2 ชนิด ได้แก่ แบบเสาทรงกระบอก (cylindrical mast) และเสาแบบโครงถัก (lattice mast) แต่ละแบบมีรายละเอียด ดังนี้

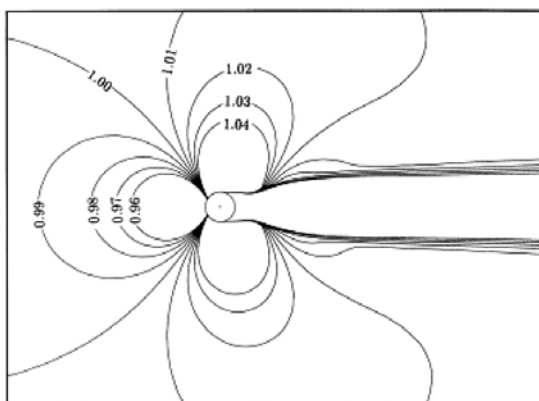
2.9.1 เสาแบบทรงกระบอก

เสาแบบนี้จะเป็นโลหะทรงกระบอกยึดด้านข้างด้วยเสาลวดสลิง สามารถต่อแขน (boom) ออกจากเสา เพื่อวัดลมที่ระดับต่างๆ จากการศึกษาการกระจายของความเร็วรอบเสา เมื่อเทียบความเร็วลม เมื่อไม่มีเสาอยู่ ณ ตำแหน่งนั้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.13

จากกราฟในรูปที่ 2.14 จะเห็นว่าทางด้านข้างของเสาลมจะถูกรบกวนโดยเสนาน้อยกว่าทางด้านอื่น และด้านใต้ลมจะถูกรบกวนโดยเสามากที่สุด เสาวัลด์แบบทรงกระบอกมีข้อดีคือราคาไม่สูง แต่ทำการซ่อมบำรุงเครื่องวัดลมยาก นอกจากนี้ยังปรับระดับและทิศทางของเครื่องวัดลมยากด้วย



รูปที่ 2.13 แสดงเสาวัลคัมแบบทรงกระบอก



รูปที่ 2.14 แสดงกราฟเส้น iso-speed ของลมรอบเสาวัลคัมแบบทรงกระบอก เมื่อมีลมพัดจากด้านซ้ายไปยังเสาวัลคัม (ตัวเลขในรูปแสดงอัตราส่วนของความเร็วลม เมื่อมีเสาวัลคัมอยู่ต่อค่าความเร็วลมกรณีที่ไม่ถูกรบกวนโดยเสาวัลคัม ถ้ามีค่าเป็น 1 แสดงว่า ณ ตำแหน่งนั้น กระแสลมไม่ถูกรบกวนโดยเสาวัลคัม)

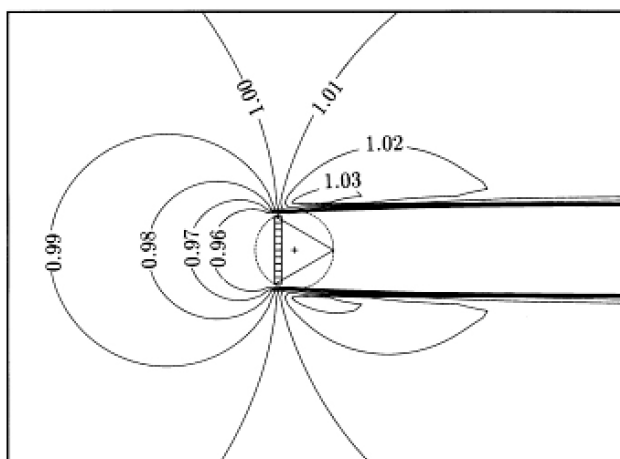
2.9.2 เสาแบบโครงถัก

เสาวัลคัมแบบดังกล่าวจะประกอบด้วยเสาโลหะ 3 เสา หรือ 4 เสา และมีโครงถักโลหะ ยึดเสาดังกล่าวเข้าด้วยกัน โดยยึดด้านข้างด้วยลวดสลิง ดังตัวอย่างในรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 แสดงเสาวัลคัมแบบโครงถัก

จากการศึกษาการไหลของอากาศผ่านเสาแบบ โครงถัก พบว่าการกระจายของความเร็ว ลมรอบเสาวัลคัมมีลักษณะ ดังรูปที่ 2.16

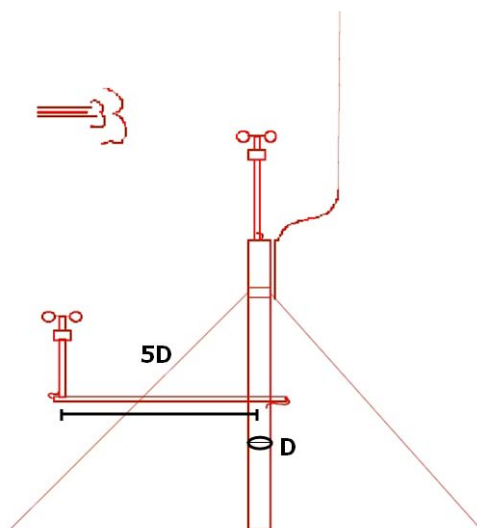


รูปที่ 2.16 แสดงกราฟเส้น iso-speed รอบเสาวัลคัมแบบ โครงถัก เมื่อลมพัดจากด้านซ้ายไปทาง ทางขวา

เช่นเดียวกับกรณีเสาวัดลมแบบทรงกระบอก คือบริเวณที่กระแสลมถูกรบกวนมากที่สุดคือทางด้านใต้ลม และทิศที่ถูกรบกวนน้อยที่สุด จะอยู่ในแนวประมาณ 45° กับทิศการพัดของลม ข้อดีของเสาวัดลมแบบนี้คือสามารถขึ้นไปติดตั้งปรับระดับ และซ่อมบำรุงเครื่องวัดลมได้สะดวก แต่เป็นเสาที่มีราคาค่อนข้างแพง

2.10 การติดตั้งอุปกรณ์วัดลม

การติดตั้งเครื่องวัดลมที่ดี ต้องให้เครื่องวัดลมอยู่ในตำแหน่งที่กระแสลมถูกรบกวนน้อยที่สุด โดยตำแหน่งของยอดเสาจะเป็นตำแหน่งที่ถูกรบกวนน้อย หากไม่สามารถติดบนยอดเสา จำเป็นต้องต่อแขนยื่นออกไปจากเสาวัดลม (boom) โดยแขนจะต้องมีความยาวอย่างน้อย 5 เท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางของเสาวัดลม (Peterson และคณะ, 1997) ทั้งนี้เพื่อให้เครื่องวัดลมถูกรบกวนโดยเสาวัดลมน้อยที่สุด



รูปที่ 2.17 แสดงตัวอย่างของการติดตั้งอุปกรณ์วัดลมที่ดี

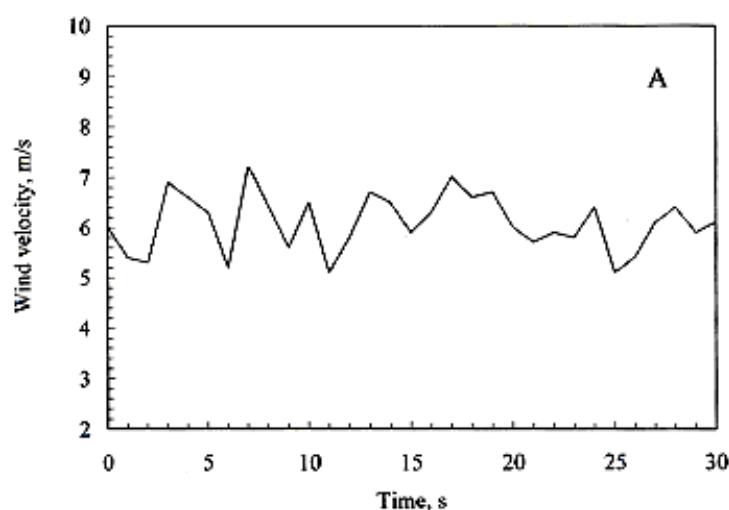
2.11 การวิเคราะห์ข้อมูลลม

2.11.1 คุณภาพของข้อมูลลม

ข้อมูลลม จะหมายถึงข้อมูลความเร็วและทิศทางลมซึ่งได้จากการวัดจากเครือข่ายสถานีวัดลมที่จัดตั้งขึ้นเพื่อใช้งานด้านพลังงานลม หรือจากเครื่องวัดลมของสถานีอุตุนิยมวิทยาต่างๆ ข้อมูลที่ได้มานี้ก่อนที่จะนำมาวิเคราะห์จำเป็นต้องทราบรายละเอียดที่มาของข้อมูลที่สำคัญ ได้แก่ ระดับความสูงของการวัด สมรรถนะของเครื่องวัด วิธีบันทึกข้อมูล สภาพแวดล้อมของเสาวัดลมและการ

ดูแลซ่อมบำรุงเครื่องวัดลม ถ้าเครื่องวัดลมตั้งอยู่ในบริเวณที่มีสิ่งกีดขวางทางลมมากข้อมูลที่ได้อาจไม่สามารถใช้เป็นตัวแทนสภาพของลมในบริเวณนั้นได้ สำหรับเครื่องวัดที่ขาดการดูแลซ่อมบำรุงข้อมูลที่ได้อาจมีความคลาดเคลื่อนมาก กรณีของเครื่องวัดหรือระบบบันทึกข้อมูลที่ขัดข้องบ่อยจะทำให้ข้อมูลขาดหายไปครบถ้วน ข้อมูลที่ได้ไม่สามารถใช้เป็นตัวแทนทางสถิติของบริเวณที่วัดได้ ข้อมูลที่ดีควรได้จากเครื่องวัดที่มีความละเอียดถูกต้องซึ่งติดตั้งอยู่บนเสาวัดลมที่มีสิ่งกีดขวางทางลมน้อย และมีระบบการบันทึกข้อมูลที่ดี มีข้อมูลครบถ้วนไม่น้อยกว่า 80% ของข้อมูลตลอดทั้งปี ข้อมูลที่ขาดหายไปไม่ควรอยู่ในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง แต่ควรกระจายสม่ำเสมอในรอบปี สำหรับในบริเวณที่มีการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมระหว่างปีต่างๆ สูง (inter-annual variation) ข้อมูลที่สามารถใช้เป็นตัวแทนทางสถิติของบริเวณที่วัดได้จะต้องครอบคลุมช่วงเวลาการแปรค่าระหว่างปีประมาณ 5 ปี (Justus, 1988; Landberg et al., 2003)

โดยทั่วไปความเร็วลมจะมีการเปลี่ยนแปลงระยะสั้นในระดับของวินาที (รูปที่ 2.18) เนื่องจากผลของสิ่งแวดล้อมรอบเครื่องวัดลมหรือเกิดจากการเปลี่ยนแปลงสถานะทางอุทุนิยมวิทยา ดังนั้นเครื่องวัดลมจึงควรทำการวัดทุกๆ 1 หรือ 2 วินาที และทำการเฉลี่ยทุก 10 นาที แล้วจึงนำค่าเฉลี่ยมาทำการวิเคราะห์ การใช้ข้อมูลที่วัดลมเฉพาะขณะ (instantaneous measurement) ที่มีอัตราการวัดห่างกันมาก เช่น 1 ชั่วโมงต่อครั้ง ข้อมูลที่ได้อาจไม่สามารถแทนสถานะของลมในชั่วโมงดังกล่าวได้



รูปที่ 2.18 แสดงการเปลี่ยนแปลงระยะสั้นของความเร็วลม

2.11.2 การหาค่าความเร็วลมเฉลี่ย

ข้อมูลที่สำคัญที่สุดข้อมูลหนึ่งของลมคือ ความเร็วเฉลี่ยของลม เนื่องจากความเร็วลมมิได้มีการแจกแจงทางสถิติแบบปกติ (normal distribution) และพลังงานลมแปรตามกำลังสามของความเร็วลม ดังนั้นการหาค่าความเร็วลมเฉลี่ยจะใช้สมการต่อไปนี้

$$V_m = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3 \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.10)$$

เมื่อ V_m = ความเร็วลมเฉลี่ย
 V_i = ข้อมูลความเร็วลมที่วัดได้ครั้งที่ i
 n = จำนวนข้อมูลทั้งหมด

2.11.3 ความเบี่ยงเบนมาตรฐาน

เนื่องจากความเร็วลมมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา ดังนั้นการบอกสถานะของลมด้วยค่าเฉลี่ยเพียงอย่างเดียวจึงไม่เพียงพอ จำเป็นต้องรู้ระดับการแปรค่าของความเร็วลมด้วย โดยในทางสถิติจะบอกด้วยค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (standard deviation) ซึ่งสามารถหาได้จากสมการ

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_m)^2}{n}} \quad (2.11)$$

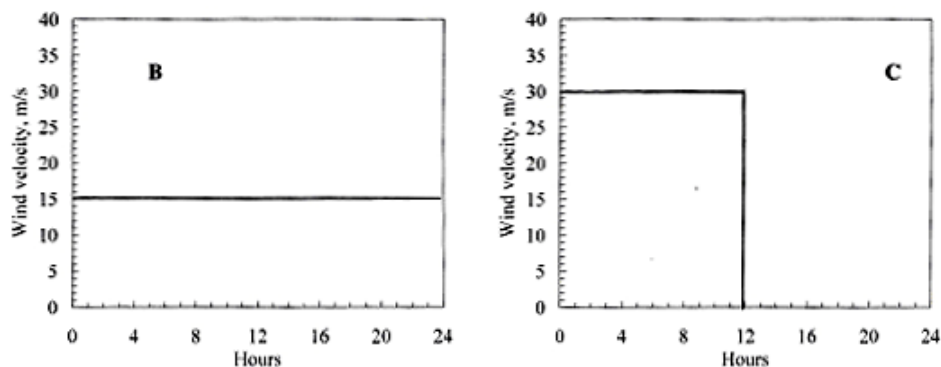
เมื่อ σ_v = ความเบี่ยงเบนมาตรฐาน
 V_i = ความเร็วลมที่วัดได้ครั้งที่ i
 V_m = ความเร็วลมเฉลี่ย
 n = จำนวนข้อมูลทั้งหมด

ถ้า σ_v มีค่ามากแสดงว่าความเร็วลมมีการเปลี่ยนแปลงจากค่าเฉลี่ยมาก ซึ่งโดยทั่วไปมักไม่เป็นผลดีต่อกังหันลม เนื่องจากกังหันลมต้องทำงานที่ความเร็วลมที่เปลี่ยนแปลงตลอดเวลา พลังงานที่ได้จึงไม่สม่ำเสมอ

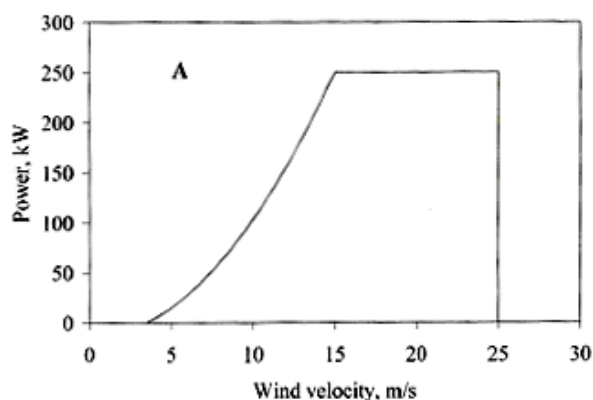
2.11.4 การแจกแจงทางสถิติของความเร็วลม

นอกจากค่าเฉลี่ยของความเร็วลมแล้ว การแจกแจงทางสถิติของความเร็วลมยังมีความสำคัญต่อการประเมินศักยภาพของลมที่ได้จากการวัด ทั้งนี้เพราะการใช้ค่าเฉลี่ยของความเร็ว

ลมเพียงอย่างเดียวอาจทำให้เกิดความผิดพลาดในการบอกศักยภาพของลมได้ ตัวอย่างเช่น ถ้ามีข้อมูลการแปรค่าของความเร็วลมจากสถานี 2 แห่ง B และ C ตามรูปที่ 2.19 และกังหันลมมี power curve ตามรูปที่ 2.20



รูปที่ 2.19 แสดงตัวอย่างการแปรค่าของความเร็วลมจากสถานีวัด 2 แห่ง

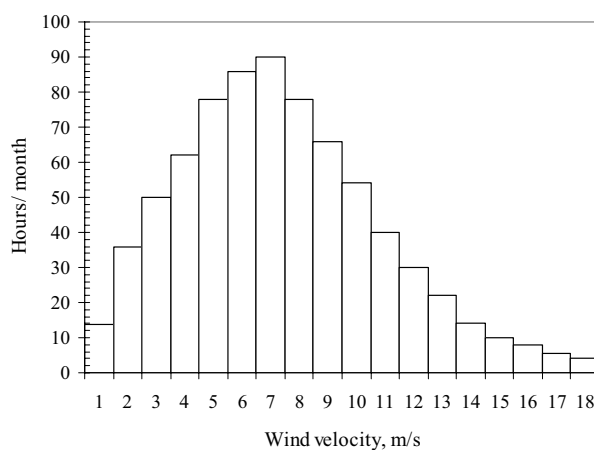


รูปที่ 2.20 ตัวอย่าง power curve ของกังหันลม

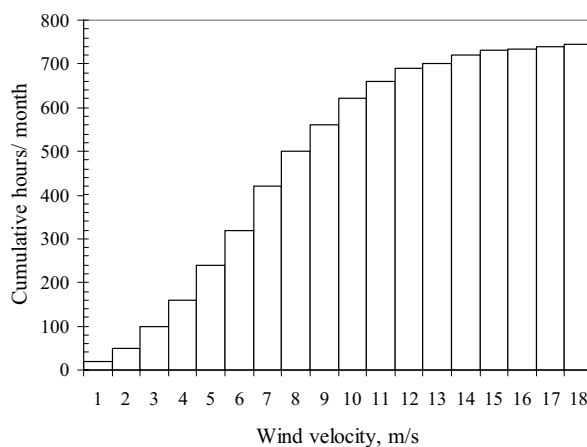
จากรูปที่ 2.19 ความเร็วลมเฉลี่ยของทั้งสองสถานีเท่ากันคือ 15 m/s แต่การแจกแจงความเร็วลมต่างกัน ถ้านำกังหันลมที่มี power curve ตามรูปที่ 2.20 ไปติดตั้งที่สถานี B จะได้พลังงานไฟฟ้า 6,000 kWh แต่ถ้าติดตั้งสถานี C กังหันลมนี้จะไม่ทำงาน เนื่องจากความเร็วลมมีค่ามากกว่า 25 เมตร/วินาที ซึ่ง cut off speed ของกังหันลม จึงทำให้ได้พลังงานไฟฟ้าเป็นศูนย์ ทั้งที่สถานีทั้งสองมีความเร็วลมเฉลี่ยเท่ากัน ดังนั้นการแจกแจงทางสถิติของความเร็วลมจึงมีความสำคัญต่อการคำนวณพลังงานที่จะได้จากกังหันลม

การแจกแจงความเร็วลมมี 2 ลักษณะ คือ การแจกแจงความถี่ของความเร็วลมในช่วงความเร็วต่างๆ และการแจกแจงความถี่สะสม (cumulative distribution) การแจกแจงทั้งสอง

ลักษณะมักทำเป็นรายเดือนหรือรายปี โดยจะต้องนำข้อมูลมาแบ่งเป็นช่วงและนับจำนวนข้อมูลในแต่ละช่วง แล้วนำมาเขียนกราฟการแจกแจงทั่วไปและการแจกแจงสะสมได้ตามรูปที่ 2.21 และ 2.22 ตามลำดับ



รูปที่ 2.21 แสดงตัวอย่างการแจกแจงของความเร็วมใน 1 เดือน



รูปที่ 2.22 แสดงตัวอย่างการแจกแจงสะสมของความเร็วมใน 1 เดือน

ในกรณีที่เรารู้การแจกแจงของความเร็วม จะทำให้เราสามารถหาค่าความเร็วมเฉลี่ยและความเบี่ยงเบนมาตรฐานได้ละเอียดยิ่งขึ้น โดยอาศัยสมการต่อไปนี้

$$V_m = \left\{ \frac{\sum_{i=1}^n f_i V_i^3}{\sum_{i=1}^n f_i} \right\}^{1/3} \quad (2.12)$$

และ

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n f_i (V_i - V_m)^2}{\sum_{i=1}^n f_i}} \quad (2.13)$$

เมื่อ V_m = ความเร็วลมเฉลี่ย
 σ_v = ความเบี่ยงเบนมาตรฐาน
 f_i = ความน่าจะเป็น (probability) ที่ความเร็วลมมีค่า V_i

2.11.5 แบบจำลองทางสถิติของการแจกแจงความเร็วลม

2.11.5.1 แบบจำลองของ Weibull

จากการวิเคราะห์ความเร็วลมที่ได้จากสถานีวัดต่างๆ จำนวนมาก นักวิทยาศาสตร์พบว่าความเร็วลมมีการแจกแจงเป็นระบบซึ่งสอดคล้องกับการแจกแจงทางสถิติของ Weibull โดยการแจกแจงดังกล่าวจะเป็นกรณีเฉพาะของการแจกแจงของ Pearson class III การแจกแจงของ Weibull ความเร็วลมเขียนในรูปของฟังก์ชันของความน่าจะเป็น (probability density function) ได้ดังนี้

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} \quad (2.14)$$

เมื่อ $f(v)$ = probability density function
 v = ความเร็วลม
 k = shape parameter
 c = scale parameter

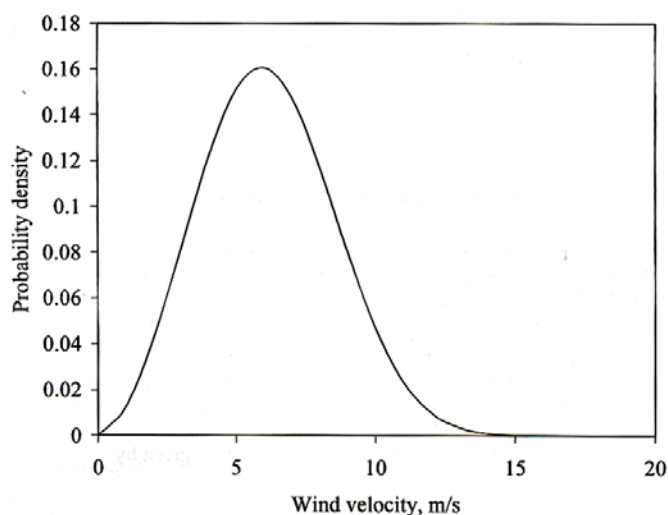
ฟังก์ชัน $f(v)$ จะเป็นตัวบอกสัดส่วนของเวลา (fraction of time) เมื่อเทียบกับเวลาทั้งหมดหรือความน่าจะเป็น (probability) ที่ลมจะมีความเร็ว v การแจกแจงของ Weibull สามารถเขียนในรูปของฟังก์ชันของการแจกแจงสะสม (cumulative distribution function) โดยการอินทิเกรตฟังก์ชันของความน่าจะเป็น ดังนี้

$$F(v) = \int_0^v f(v) dv = 1 - e^{-(v/c)^k} \quad (2.15)$$

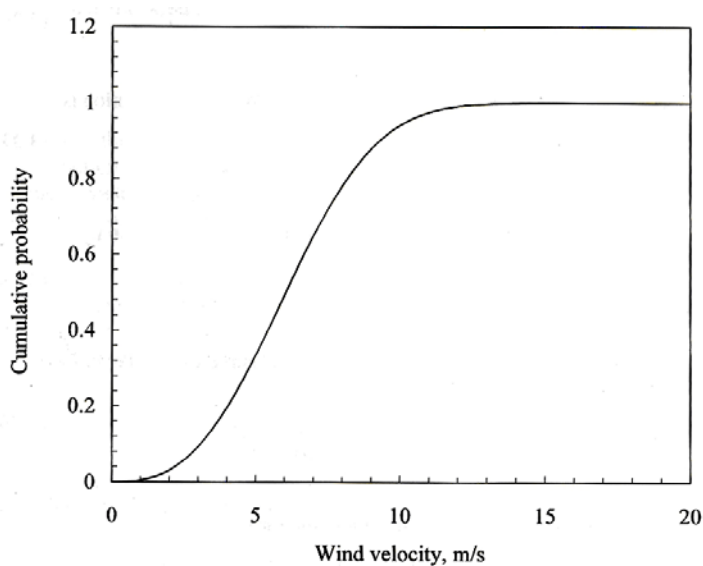
เมื่อ $F(v)$ = cumulative distribution function

ฟังก์ชันการแจกแจงสะสม ($F(v)$) จะเป็นตัวบอกสัดส่วนของเวลาหรือความน่าจะเป็น (probability) ที่ความเร็วลมจะมีค่าเท่ากับหรือต่ำกว่า v โดยฟังก์ชันความน่าจะเป็น $f(v)$ และ

ฟังก์ชันการแจกแจงสะสม $F(v)$ ของ Weibull จะขึ้นกับความเร็วลมตามกราฟในรูปที่ 2.23 และ 2.24 ตามลำดับ



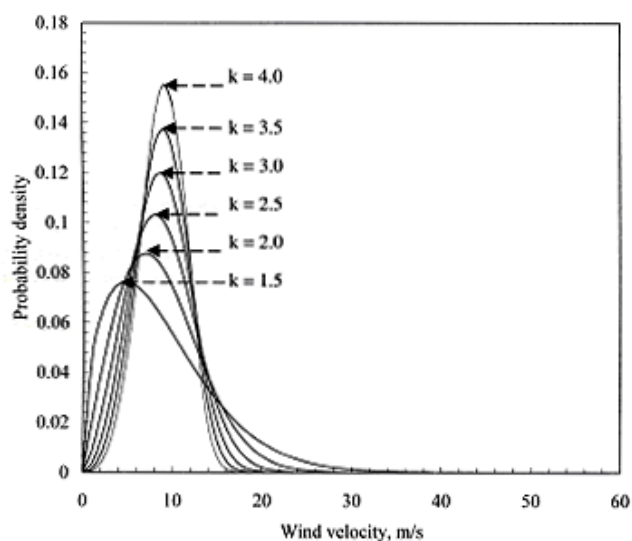
รูปที่ 2.23 แสดงการแจกแจงของ Weibull ในรูปของฟังก์ชันความน่าจะเป็น



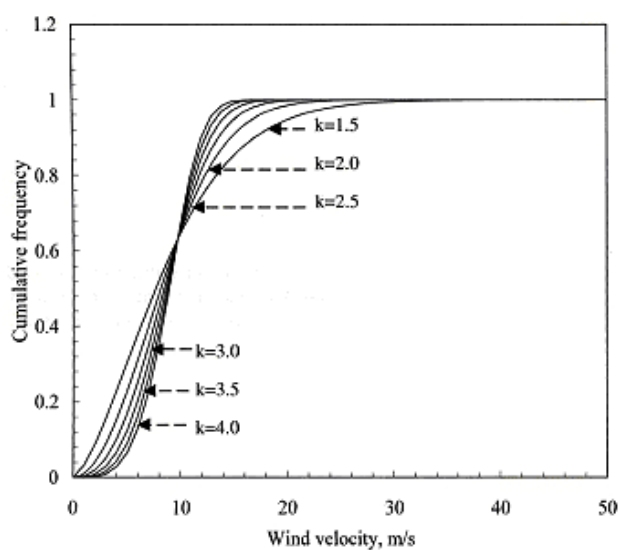
รูปที่ 2.24 แสดงการแจกแจงสะสมของ Weibull

พารามิเตอร์ที่สำคัญของการแจกแจงของ Weibull คือ shape parameter (k) ทั้งนี้เพราะจะเป็นตัวบอกความสม่ำเสมอของความเร็วลม ถ้า k มีค่ามากความเร็วลมจะแปรอยู่ในช่วงแคบๆ ดังตัวอย่างในกราฟรูปที่ 2.25 และ 2.26

จากรูป กรณิ $k = 1.5$ ความเร็วลมจะแปรในช่วง 0- 20 m/s คิดเป็น 95% ของเวลาทั้งหมด ถ้าเป็นกรณีของ $k = 4$ จะได้ว่า 95% ของเวลาทั้งหมด ลมจะแปรค่าในช่วง 0-13 m/s ซึ่งเป็นช่วงการแปรค่าที่แคบกว่ากรณีแรก



รูปที่ 2.25 การแจกแจงความเร็วลมของ Weibull ที่ shape parameter (k) ค่าต่างๆ



รูปที่ 2.26 การแจกแจงสะสมของ Weibull ที่ shape parameter (k) ค่าต่าง ๆ

2.11.5.2 การคำนวณความเร็วลมเฉลี่ย และความเบี่ยงเบนมาตรฐานจากแบบจำลองของ Weibull

ตามหลักทางสถิติ ถ้าเราทราบฟังก์ชันการแจกแจงของตัวแปรหนึ่งเราสามารถนำฟังก์ชันนั้นมาคำนวณค่าเฉลี่ยของตัวแปรนั้นได้ ในกรณีของความเร็วลมซึ่งมีการแจกแจงตามแบบจำลองของ Weibull เราสามารถนำแบบจำลองดังกล่าวมาใช้หาค่าความเร็วเฉลี่ยได้ดังนี้

$$V_m = \int_0^{\infty} V f(v) dv \quad (2.16)$$

เมื่อ V_m = ความเร็วลมเฉลี่ย
 $f(v)$ = Weibull probability density function

แทน $f(v)$ จากสมการ (2.14) ลงในสมการ (2.16) จะได้

$$V_m = \int_0^{\infty} v \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} dv \quad (2.17)$$

$$= k \int_0^{\infty} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} dv$$

ให้ $x = \left(\frac{v}{c} \right)^k$ จะได้ $dv = \frac{c}{k} x^{\frac{1}{k}-1} dx$ (2.18)

แทน $\left(\frac{v}{c} \right)^k$ และ dV จากสมการ (2.18) ในสมการ (2.17) จะได้

$$V_m = c \int_0^{\infty} e^{-x} x^{1/k} dx \quad (2.19)$$

สมการ (2.19) เป็นรูปแบบมาตรฐานของฟังก์ชันแกมมา (gamma function) ซึ่งเขียนได้ดังนี้

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \quad (2.20)$$

ดังนั้นสมการ (2.19) จึงเขียนในรูปของฟังก์ชันแกมมาได้ดังนี้

$$V_m = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.21)$$

ดังนั้นถ้าเรารู้ค่า c และ k ของข้อมูลจากการวัดชุดหนึ่ง เราสามารถหาค่าความเร็วลมเฉลี่ย (V_m) ได้โดยสมการ (2.21)

ในทำนองเดียวกัน เราสามารถใช้ฟังก์ชันการแจกแจงของ Weibull คำนวณความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (standard deviation, σ_v) ได้ดังนี้

$$\sigma_v = (M_2 - V_m^2)^{1/2} \quad (2.22)$$

เมื่อ σ_v = ความเบี่ยงเบนมาตรฐาน
 V_m = ความเร็วลมเฉลี่ย
 M_2 = second moment of the population

M_2 หาได้จากสมการ

$$M_2 = \int_0^{\infty} v^2 f(v) dv \quad (2.23)$$

แทน $f(v)$ จากสมการ (2.14) และเปลี่ยนตัวแปรจาก v เป็น x โดยอาศัยสมการ (2.18) จะได้ M_2 ดังนี้

$$M_2 = c^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) \quad (2.24)$$

แทน M_2 จากสมการ (2.24) และ V_m จากสมการ (2.21) ลงในสมการ (2.22) จะได้

$$\sigma_v = c \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^{1/2} \quad (2.25)$$

จากสมการ (2.25) ถ้าเรารู้ค่าของ c และ k ก็จะสามารถคำนวณค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐานได้

2.11.5.3 การหาค่าของ shape parameter และ scale parameter

เนื่องจาก shape parameter (k) และ scale parameter (c) เป็นพารามิเตอร์ที่สำคัญของฟังก์ชันการแจกแจงของ Weibull และจำเป็นต้องใช้ในการคำนวณความเร็วลมเฉลี่ยและพลังงานลม ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาพารามิเตอร์ดังกล่าว ซึ่งมีวิธีการดังนี้

1) วิธีการใช้กราฟ (Graphical method)

จากสมการการแจกแจงสะสมของความเร็วลมของ Weibull เราสามารถเขียนได้ในรูปของสมการ

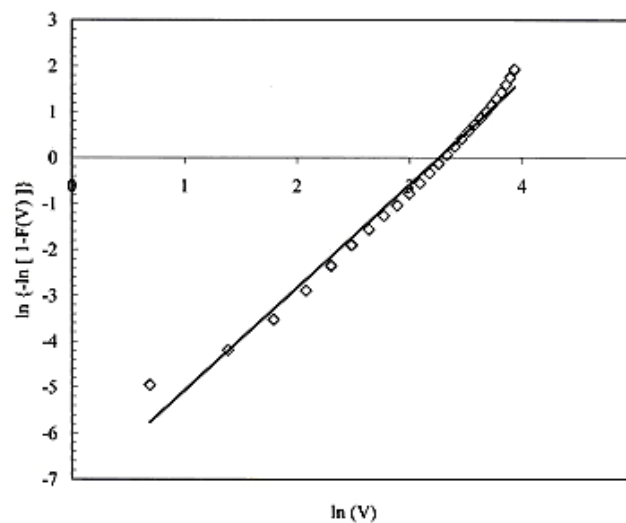
$$1 - F(v) = e^{-(v/c)^k} \quad (2.26)$$

หาค่า logarithm ของเทอมทั้งสองด้านของสมการ (2.27) จะได้

$$\ln\{-\ln[1-F(v)]\} = k \ln(v) - k \ln c \quad (2.27)$$

เมื่อนำค่า $\ln\{-\ln[1-F(v)]\}$ มาเขียนกราฟกับค่า $\ln(v)$ โดยใช้ค่าความเร็วลม v จากการวัดจะได้กราฟเส้นตรงตามตัวอย่างในรูปที่ 2.27

จากกราฟเราสามารถอ่านค่าความชันของกราฟซึ่งจะเป็นค่า k และอ่านค่าจุดตัดแกน ซึ่งจะเป็นค่า $k \ln c$ เมื่อแทนค่า k จะได้ค่าของ c



รูปที่ 2.27 แสดงตัวอย่างกราฟของความสัมพันธ์ระหว่าง $\ln\{-\ln[1-F(v)]\}$ กับ $\ln(v)$

2) วิธีการคำนวณจากค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐานและค่าเฉลี่ย

จากสมการของค่าเฉลี่ยความเร็วลมและสมการของค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐาน เราสามารถหาค่าความสัมพันธ์ระหว่างค่า k กับค่ากำลังสองของอัตราส่วนความเบี่ยงเบนมาตรฐานต่อค่าเฉลี่ยของความเร็วลมได้ดังสมการ

$$\left(\frac{\sigma_v}{V_m}\right)^2 = \frac{\Gamma(1+\frac{2}{k})}{\Gamma^2(1+\frac{1}{k})} - 1 \quad (2.28)$$

เนื่องจากค่า σ_v และ V_m สามารถคำนวณได้จากข้อมูลที่ได้จากการวัด ดังนั้นเราจึงสามารถใช้วิธีเชิงตัวเลข (numerical method) คำนวณค่า k จากสมการ (2.28) ได้ จากนั้นจะคำนวณค่า c จากสมการ

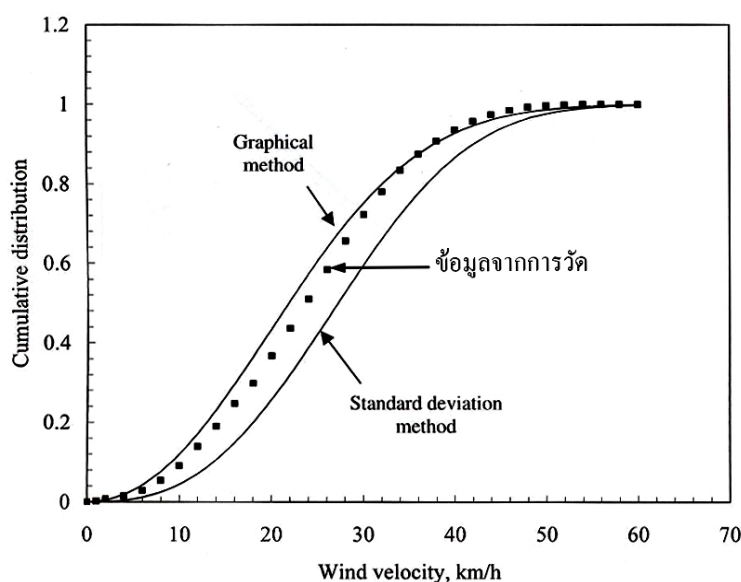
$$c = \frac{V_m}{\Gamma(1+\frac{1}{k})} \quad (2.29)$$

นอกจากนี้เรายังสามารถคำนวณค่า k และค่า c โดยประมาณจากค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐานและค่าเฉลี่ยความเร็วลมจากสมการ

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{V_m} \right)^{-1.090} \quad (2.30)$$

$$\text{และ} \quad c = \frac{2V_m}{\sqrt{\pi}} \quad (2.31)$$

เมื่อเปรียบเทียบค่า k และค่า c ด้วยวิธีการใช้กราฟและวิธีใช้ความเบี่ยงเบนมาตรฐานและค่าเฉลี่ย (รูปที่ 2.28) จะพบว่าการใช้กราฟให้ผลที่ละเอียดถูกต้องกว่า



รูปที่ 2.28 แสดงการเปรียบเทียบกราฟการแจกแจงสะสมซึ่งได้จากค่า k และ c ที่หาจากวิธีการใช้กราฟ

3) วิธี Maximum likelihood

อีกวิธีหนึ่งที่ใช้ในการประเมินค่าไวยาบูลพารามิเตอร์ k และ c ที่มีความแม่นยำสูง ด้วยสมการที่อาศัยหลักการทางสถิติ และการแก้สมการด้วยวิธีวิเคราะห์เชิงตัวเลขโดยวิธีคำนวณแบบวนซ้ำ ซึ่งค่า k และ c มีสมการดังนี้

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right)^{-1} \quad (2.32)$$

และ

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.33)$$

โดย v_i เป็นความเร็วลมเวลาที่ i
 n เป็นจำนวนความเร็วลมทั้งหมดที่ไม่ใช่ศูนย์

2.11.5.4 การหาความเร็วลมที่มีค่าของความน่าจะเป็นสูงสุด

ความเร็วลมที่มีการเปลี่ยนแปลงไปตามเวลาและโอกาสหรือความน่าจะเป็นที่จะพบความเร็วลมที่ค่าต่างๆ จะแตกต่างกัน เราสามารถคำนวณค่าความเร็วลมที่มีความน่าจะเป็นในการเกิดสูงสุดได้ดังนี้

จากการแจกแจงของความเร็วลมของ Weibull เราสามารถจัดเทอมใหม่ได้ดังสมการ

$$f(v) = \frac{k}{c^k} v^{k-1} e^{-(v/c)^k} \quad (2.34)$$

ความน่าจะเป็นของความเร็วลมสูงสุดจะหาได้จากการ differentiate $f(v)$ เทียบกับ v หรือ $f'(v)$ และให้ค่า $f'(v)$ เป็นศูนย์ ซึ่งจะได้สมการดังนี้

$$\frac{k}{c^k} e^{-(v/c)^k} \left[-\frac{k}{c^k} V^{2(k-1)} + (k-1)V^{(k-2)} \right] = 0 \quad (2.35)$$

จากสมการ (2.35) เราสามารถหาค่า v ซึ่งเป็นค่าความเร็วลมสูงสุด ($V_{F,Max}$) ได้ดังสมการ

$$V_{F,Max} = V = c \left(\frac{k-1}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.36)$$

ดังนั้นถ้าเรารู้ค่า k และ c จากข้อมูลที่ได้จากการวัด เราจะสามารถคำนวณค่าความเร็วลมที่มีความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นสูงสุดได้โดยอาศัยสมการ (2.36)

2.11.5.5 การหาพลังงานลม และความเร็วลมที่มีความน่าจะเป็นในการให้พลังงานสูงสุด

ค่า energy flux (E_v) ของลมซึ่งเป็นพลังงานต่อเวลาต่อพื้นที่ที่ลมพัดผ่าน เมื่อพิจารณาในรูปของความน่าจะเป็น (probability) สามารถคำนวณได้จากแบบจำลอง Weibull ได้ดังนี้

$$E_v = \int_0^{\infty} P_v f(v) dv \quad (2.37)$$

เมื่อ P_v = พลังงานต่อเวลาหรือกำลังของกระแสลม
 $f(v)$ = Weibull probability density function
 ค่า P_v หาได้จากสมการ

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_a V^3 \quad (2.38)$$

เมื่อ ρ_a = ความหนาแน่นของอากาศ
 V = ความเร็วลม

แทนค่า P_v และ $f(v)$ ลงบนสมการที่ 2.37 ได้

$$E_v = \frac{\rho_a k}{2c^k} \int_0^{\infty} v^{(k+2)} e^{-(v/c)^k} dv \quad (2.39)$$

ให้ $x = (v/c)^k$ ดังนั้นเขียนสมการด้านบนใหม่เป็น

$$E_v = \frac{\rho_a c^3}{2} \int_0^{\infty} x^{3/k} e^{-x} dx \quad (2.40)$$

เทียบสมการ 2.40 กับรูปแบบมาตรฐานของฟังก์ชันแกมมา ได้ดังนี้

$$E_v = \frac{\rho_a c^3}{2} \Gamma\left(\frac{3}{k} + 1\right) \quad (2.41)$$

จากรูปแบบการลดฟังก์ชัน $\Gamma(n) = (n-1)\Gamma(n-1)$ ได้พลังงานลมเป็น

$$E_v = \frac{\rho_a c^3}{2} \frac{3}{k} \Gamma\left(\frac{3}{k}\right) \quad (2.42)$$

และพลังงานที่เป็นไปได้ตลอดช่วงเวลา T คำนวณได้จาก

$$E_v T = \frac{\rho_a c^3 T}{2} \left(\frac{3}{k}\right) \Gamma\left(\frac{3}{k}\right) \quad (2.43)$$

โดยทั่วไปความเร็วลมที่มีความน่าจะเป็นหรือมีโอกาสเกิดสูงสุดไม่จำเป็นต้องเป็นความเร็วลมซึ่งมีโอกาสในการให้พลังงานสูงสุด ทั้งนี้เพราะพลังงานในกระแสลมแปรตามค่ากำลังสามของความเร็วลม การหาความเร็วลมที่มีโอกาสให้พลังงานสูงสุดหาได้ดังนี้
 จากสมการ 2.39 ได้

$$E_v = \frac{\rho_a V^3}{2} \frac{k}{2} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} \quad (2.44)$$

กำหนด B ให้เป็นพารามิเตอร์ใหม่ตามสมการ

$$B = \frac{\rho_a}{2} \frac{k}{c^k} \quad (2.45)$$

แทน B ลงในสมการ (2.44) จะได้

$$E_v = BV^{k+2} e^{-(V/c)^k} \quad (2.46)$$

ค่าความเร็วลม ($V_{E,Max}$) จะทำให้ความน่าจะเป็นในการเกิดพลังงานสูงสุดจะหาได้โดยการ differentiate E_v เทียบกับ v หรือ E'_v และกำหนดให้ $E'_v = 0$ ดังสมการ

$$B \left[-e^{-(V/c)^k} V^{(k+2)} + \frac{k}{c^k} V^{(k+1)} + e^{-(V/c)^k} (k+2) V^{(k+1)} \right] = 0 \quad (2.47)$$

จากสมการ (2.47) เราสามารถหา v ซึ่งจะเป็น $E_{v,Max}$ ได้ดังสมการ

$$V_{E,Max} = V = \frac{c(k+2)^{1/k}}{k^{1/k}} \quad (2.48)$$

จากค่า k และ c เราสามารถคำนวณ $V_{E,Max}$ ได้โดยใช้สมการ (2.48) เนื่องจากกักกันลมตัวหนึ่งจะมีการออกแบบให้ทำงานได้ประสิทธิภาพสูงสุดที่ความเร็วลมค่าหนึ่ง (V_d) ดังนั้นในการเลือกกักกันลมมาใช้งานในสถานที่หนึ่ง ควรเลือกค่า V_d ให้ใกล้เคียงกับค่า $V_{E,Max}$ ที่สุด ซึ่งจะช่วยให้กักกันลมใช้ประโยชน์จากพลังงานในกระแสลมได้สูงสุด

2.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การวิเคราะห์ศักยภาพลม จำเป็นต้องทราบลักษณะการแจกแจงทางสถิติของลมซึ่งเป็นแบบไม่ปกติ โดยการแจกแจงที่เป็นที่ยอมรับมากที่สุดคือ การแจกแจงแบบไวบูลล์ (Weibull distribution) ซึ่งมีพารามิเตอร์ 2 ตัวคือ เชปพารามิเตอร์ (k) และสเกลพารามิเตอร์ (c) มีการทำฟังก์ชันไวบูลล์ให้เป็นรูปแบบทั่วไปขึ้นโดยกำหนดค่า เชปพารามิเตอร์ $k=2$ และเรียกการแจกแจงแบบนี้ว่า การแจกแจงแบบ Rayleigh

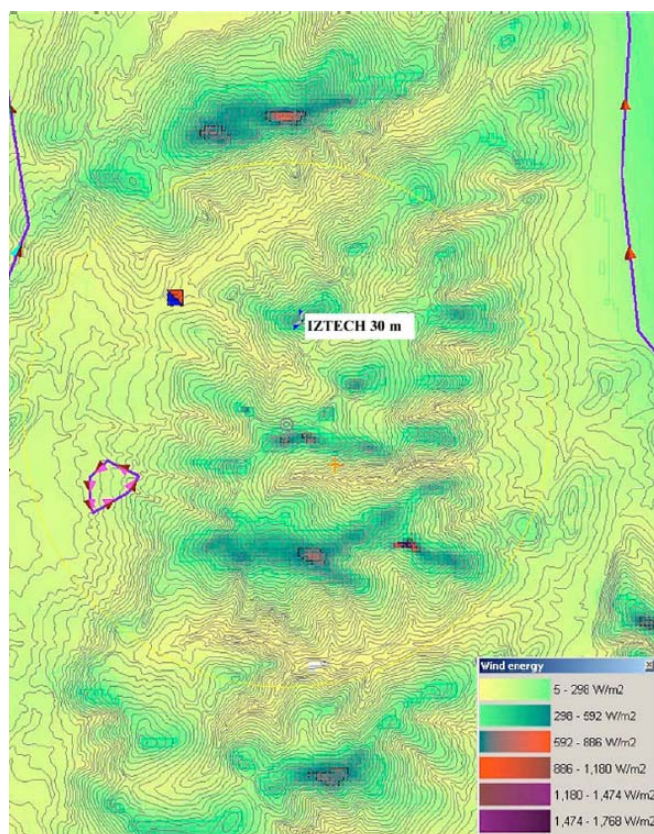
ในปี ค.ศ. 1977 Justus และคณะได้วิเคราะห์วิธีการหาค่าพารามิเตอร์ทั้งสองของฟังก์ชันไวบูลล์โดยได้ข้อสรุปว่า วิธี Graphical เป็นวิธีที่ดีที่สุดในการหาค่า k และ c แต่ Justus ได้เสนอแนะวิธีที่แม่นยำกว่าคือวิธี Maximum likelihood ซึ่งเป็นวิธีการวิเคราะห์เชิงตัวเลขซึ่งต้อง

อาศัยคอมพิวเตอร์ในการคำนวณ ซึ่งในขณะนั้นคอมพิวเตอร์ยังไม่มีประสิทธิภาพมากพอ หลังจาก
นั้นงานวิจัยมากมายที่ใช้การแจกแจงแบบไวบูลในการศึกษาศักยภาพลม

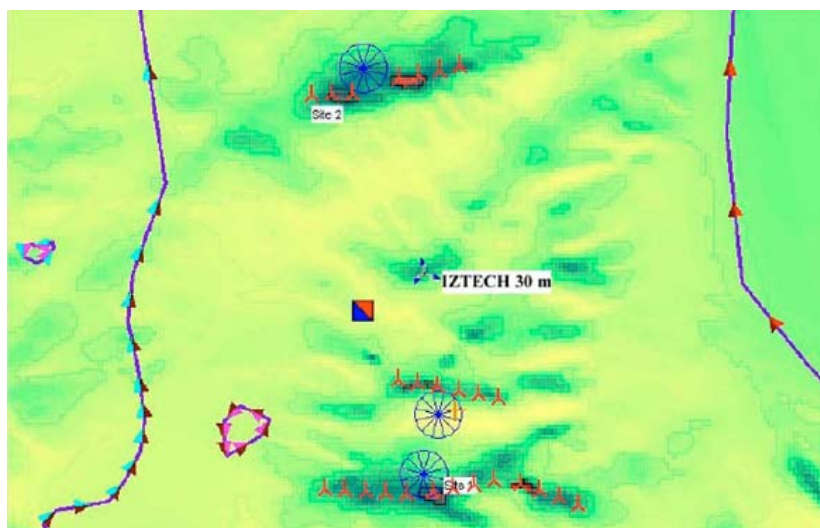
ในปี ค.ศ. 1998 ที่ประเทศแคนาดา J.V. Seguro ได้ทดสอบความแม่นยำของวิธี
Maximum likelihood กับวิธี Graphical เทียบกับค่า k และ c ของข้อมูลสุ่มจากการแจกแจง
แบบ Weibull ซึ่งได้ค่า RMS error ของค่า k จากวิธี Maximum likelihood เท่ากับ 0.0096
ส่วนของวิธี Graphical เท่ากับ 0.04 เท่านั้น แสดงว่าการคำนวณค่า Weibull parameters จากวิธี
Maximum likelihood มีความแม่นยำมากกว่า ประโยชน์ของพลังงานลมที่เห็นได้ชัดคือ การ
แปลงพลังงานลม เป็นพลังงานไฟฟ้า และตัวแปลงที่สำคัญคือ กังหันลม ซึ่งมีการพัฒนางังหันลม
ขึ้นมากมาย ซึ่งพลังงานลมสามารถคำนวณได้โดยใช้ Weibull parameters

ในปี ค.ศ. 2003 มีงานวิจัยที่เกี่ยวกับกังหันลมที่น่าสนใจของประเทศไต้หวัน โดย T.J
Chang ซึ่งได้ทำการวิเคราะห์คุณลักษณะของกังหันลม 3 อย่างคือ Available factor Capacity
factor และ Wind Turbine efficiency โดยใช้การแจกแจงแบบไวบูล และใช้วิธี Maximum
likelihood ในการหาค่า Weibull parameters นอกจากนี้ Chang ยังคำนวณหาค่า V_m V_{FMax}
 V_{Emax} และ E_v ด้วย

สำหรับการวิเคราะห์ศักยภาพลมเฉพาะแหล่งนั้นมีงานวิจัยที่ประเทศตุรกีในปี ค.ศ. 2000
โดย B. Ozerdem ได้ทำการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมในบริเวณสถาบันเทคโนโลยี Izmir โดย
ใช้ข้อมูลความเร็ว และทิศทางลมที่ระดับความสูง 10 และ 30 เมตร ซึ่งมีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 7.03
และ 8.14 m/s ตามลำดับ โดยลมส่วนใหญ่ประมาณ 70% เคลื่อนตัวมาจากทางทิศเหนือ ต่อมาใช้
ข้อมูลลมที่ 30 เมตรในการจัดทำแผนที่ศักยภาพลม ภายใต้ขอบเขต 20 km² ด้วยโปรแกรม WAsP
และ WindPro ดังรูป 2.29 หลังจากนั้นทำการจำลองการติดตั้งกังหันลมในบริเวณที่มีศักยภาพ
ลมสูง และวางกังหันลมในแนวตั้งฉากกับทิศเหนือ (ทิศลมประจำ) ดังรูป 2.30 โดยแปรค่าขนาด
ของกังหันลมที่ 600 660 850 1000 และ 1500 kW และคำนวณหาพลังงานลมที่ผลิตได้ กับ ค่า
Capacity Factor เพื่อหาขนาดของกังหันลมที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งได้ว่า ที่กังหันลม ขนาด 600 และ
1500 kW เป็นกังหันลมชนิดที่เหมาะสมที่สุดในการผลิตพลังงานลม



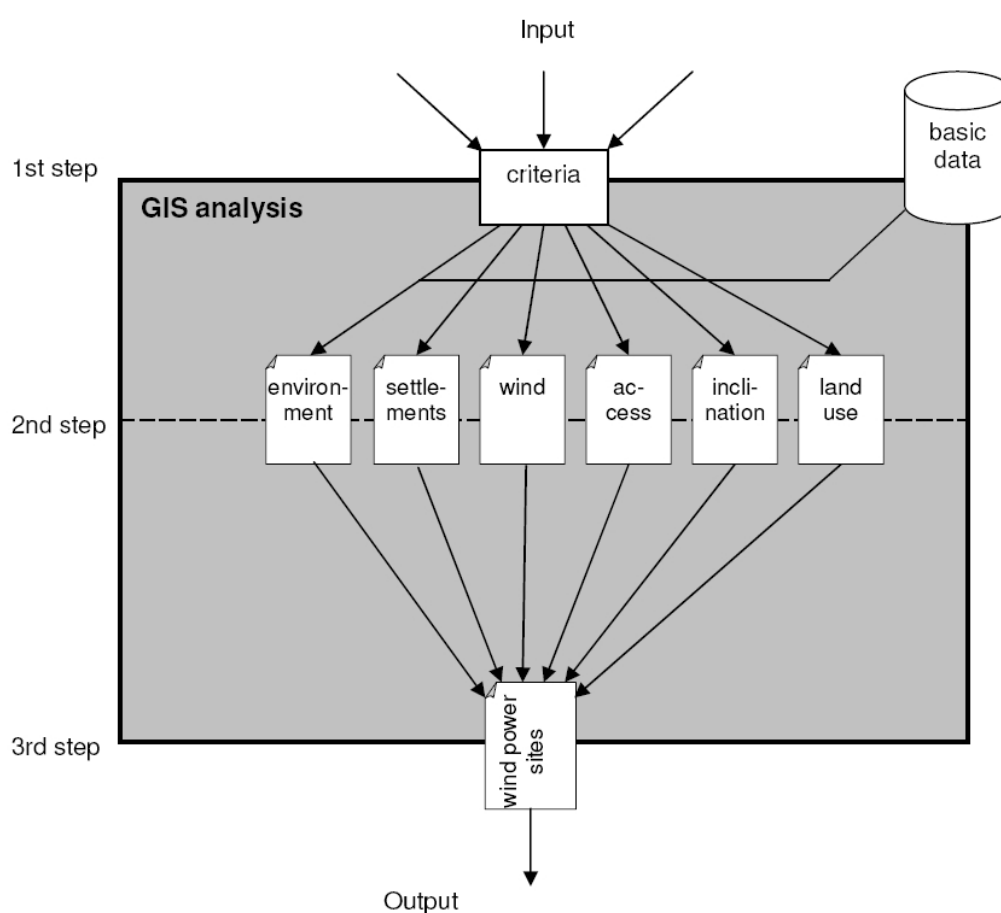
รูป 2.29 แสดงแผนที่ศักยภาพพลังงานลมบริเวณสถาบัน Izmir, ตุรกี



รูป 2.30 แสดงการจำลองการวางกังหันลมขนาด 1500 kW ในบริเวณที่มีศักยภาพลมสูง

การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งนั้นสามารถวิเคราะห์ให้ละเอียดขึ้นอีกได้ โดยอาศัยระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) เข้าร่วมในการวิเคราะห์ เช่น งานวิจัยของ

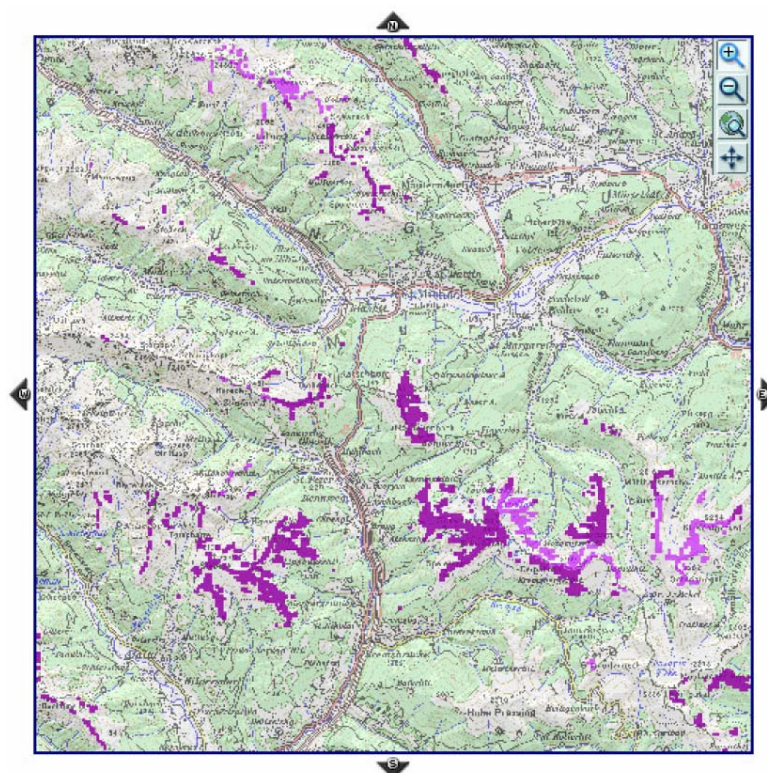
มหาวิทยาลัย Salzburg ประเทศออสเตรีย ซึ่งจัดทำในช่วงปี ค.ศ. 2002 – 2004 โดยทำการวิเคราะห์หาพื้นที่ที่มีศักยภาพเหมาะสมสำหรับทำฟาร์มลม ใน 4 ประเทศ ได้แก่ ออสเตรีย อิตาลี สโลวีเนีย และ สวิตเซอร์แลนด์ โดยใช้หลัก GIS ด้วยโปรแกรม ArcGIS ซึ่งมีขั้นตอนทำงานดังรูป 2.31 โดยมีเงื่อนไขในการตัดสินใจเลือกพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการทำฟาร์มลมดังตารางที่ 2.2 และตัวอย่างผลลัพธ์จากการหาพื้นที่ที่เหมาะสมในการตั้งฟาร์มลม เพื่อผลิตพลังงานลมในประเทศออสเตรียแสดงดังรูป 2.32



รูปที่ 2.31 แสดงขั้นตอนการวิเคราะห์ GIS

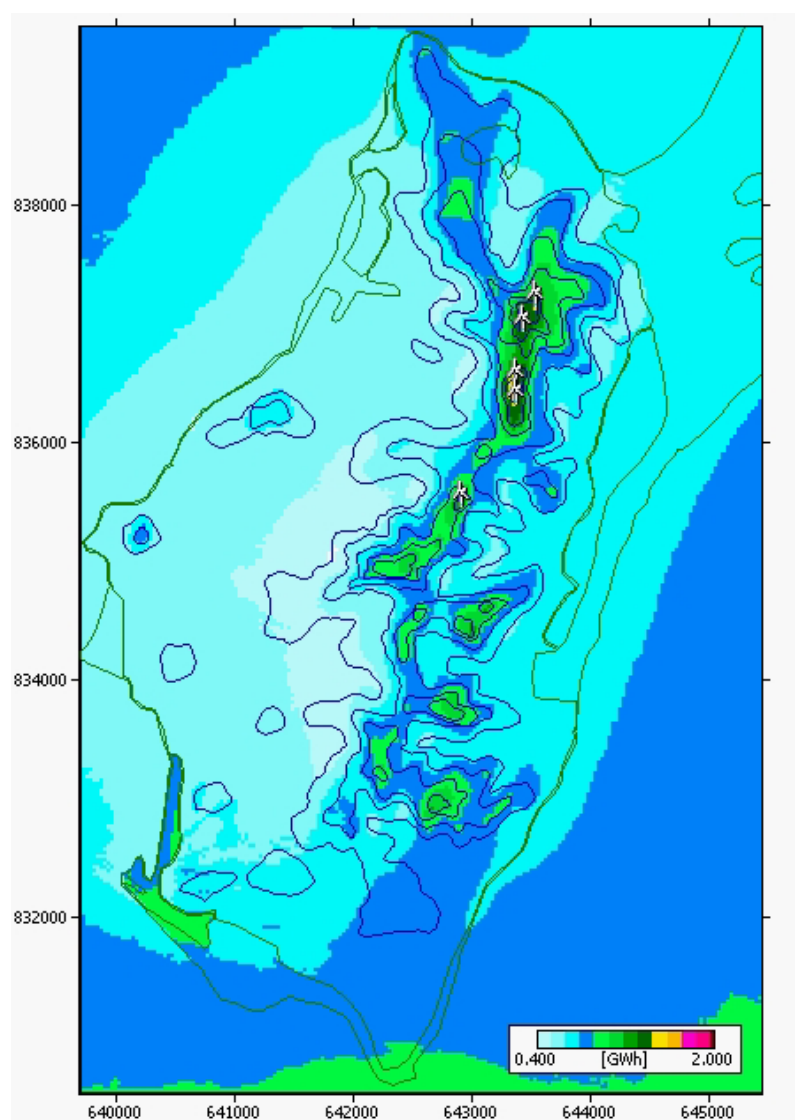
ตารางที่ 2.2 แสดงตัวอย่างเงื่อนไขที่เหมาะสมกับการผลิตพลังงานลม

คุณลักษณะ	เงื่อนไขที่เหมาะสมในการผลิตพลังงานลม
Wind resource	กำหนดค่าขีดเริ่ม เช่น มากกว่า 5 m/s
Land use	ไม่เป็นพื้นที่ แม่น้ำ บึง ป่า สังก่อสร้าง
Settlement	ไม่เป็นพื้นที่ที่มีการตั้งหลักฐาน รวมทั้งกำหนดเขตปกป้อง(Buffer zone) ด้วย
Protected areas	ไม่เป็นพื้นที่ป่าสงวน พื้นที่ทางการทหาร หรืออื่นๆ
Access	ไม่เป็นพื้นที่ไกลจากถนนมากเกินไป
Slope	ไม่เป็นพื้นที่ที่ชันเกินไป
Electric grid	ไม่เป็นพื้นที่ที่ไกลจากสายส่งไฟฟ้ามากเกินไป



รูปที่ 2.32 แสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ศักยภาพลมด้วย GIS ที่ Aineck ประเทศ ออสเตรีย โดยพื้นที่สีม่วงเป็นบริเวณที่เหมาะสมในการผลิตพลังงาน

สำหรับประเทศไทยในปี พ.ศ. 2550 มีการศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งที่จังหวัดสงขลาโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ร่วมกับมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ เริ่มจากการติดตั้งเสาวัดลมเพื่อวัดข้อมูลลม 3 ตำแหน่งในจังหวัดสงขลา คือ ตำบลเกาะเต่า ตำบลท่ามะเดื่อ และตำบลสนามชัย ต่อมาเก็บข้อมูลราย 10 นาทีเป็นระยะเวลา 1 ปี และใช้โปรแกรม WAsP ในการวิเคราะห์ข้อมูล และจัดทำแผนที่ศักยภาพลมในขอบเขต 14 กิโลเมตร รอบเสาวัดลม จากการวิเคราะห์ได้ว่าสถานีสนามชัย เป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงที่สุด นอกจากนี้ทาง ม.สงขลา ยังได้จำลองติดตั้งกังหันลม ขนาด 1.0 MW 5 ตัว วิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ และวิเคราะห์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น อีกด้วย



รูปที่ 2.33 แผนที่ศักยภาพกำลังการผลิตรายปี (AEP map) รวมลมสงบ ของเกาะใหญ่

บทที่ 3

วิธีการดำเนินงานวิจัยและผล

ในการศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งในกัมพูชา ผู้วิจัยจะรวบรวมข้อมูลลมที่สถานีวัดลมในกัมพูชา 5 แห่ง มาทำการวิเคราะห์ทางสถิติ จากนั้นจะคัดเลือกสถานีที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงสุดมาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม โดยมีรายละเอียดตามหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

3.1 การวัดลม

3.1.1 ตำแหน่งที่ทำการวัดลม

ข้อมูลความเร็วลม และ ทิศทางลมที่ผู้วิจัยใช้ในงานวิจัยนี้ เป็นข้อมูลที่ได้จากสถานีวัดลม 5 แห่ง ในประเทศกัมพูชาตามโครงการความร่วมมือระหว่างไทยและกัมพูชา สถานีดังกล่าวตั้งอยู่ที่สถานีอุตุนิยมวิทยาของเมืองต่างๆ ได้แก่ เสียมเรียบ กัมปงธม กัมปอต สีหนุวิลล์ และพนมเปญ โดย 4 สถานีแรกทำการติดตั้งแอนนิโมมิเตอร์(anemometer) และเครื่องวัดทิศทางลม(wind vane) ที่ระดับความสูง 20 40 และ 50 เมตรเหนือพื้นดิน สำหรับสถานีพนมเปญติดตั้งที่ระดับความสูง 30 เมตรเพียงระดับเดียวเท่านั้น ทั้งนี้เนื่องจากจุดวัดอยู่ใกล้สนามบินพนมเปญไม่สามารถตั้งเสาวัดลมสูงได้ แผนที่แสดงตำแหน่งที่ตั้งเสาวัดลม และ พิกัดของเสาวัดลมแต่ละแห่ง ดังรูปที่ 3.1 และตารางที่ 3.1 ตามลำดับ

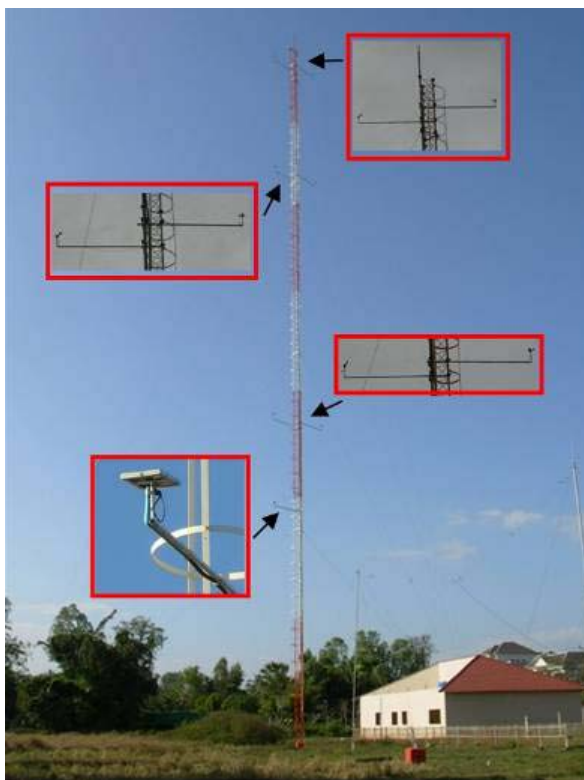


รูปที่ 3.1 แสดงตำแหน่งของสถานีวัดลมในกัมพูชา

ตาราง 3.1 แสดงตำแหน่งและรายละเอียดของสถานีวัดลม

สถานีวัดลม	พิกัด	ระดับความสูงเหนือน้ำทะเล (เมตร)	ระดับที่ทำการวัด (เมตร)
เสียมเรียบ	13°23'N, 103°50'E	19.4	20, 40, 50
กัมปงธม	12°41'N, 104°54'E	11.3	20, 40, 50
กัมปอต	10°36'N, 104°11'E	13.5	20, 40, 50
สีหนุวิลล์	10°38'N, 103°30'E	34.7	20, 40, 50
พนมเปญ	11°34'N, 104°51'E	14.8	30

ในสถานีวัดลมแต่ละแห่ง เครื่องวัดลมจะติดตั้งบนเสาแบบถักซึ่งสามารถปีนขึ้นไปติดอุปกรณ์ได้ โดยมีแขนสำหรับติดตั้งแอนนิโมมิเตอร์ และแขนสำหรับติดตั้งเครื่องวัดทิศทางลม ซึ่งแขนทั้งสองจะอยู่ต่างระดับกันประมาณ 50 เซนติเมตร และอยู่คนละด้านของเสาวัดลมเพื่อไม่ให้เกิดการวัดรบกวนกัน เนื่องจากกัมพูชาอยู่ภายใต้อิทธิพลของลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ ดังนั้นแขนเสาวัดลมของทุกสถานีจะยื่นออกจากตัวเสาไปทางทิศเหนือ ซึ่งเป็นทิศที่กระแสลมถูกเสาวัดลมรบกวนน้อยที่สุด และทำการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ ที่ความสูง 15 เมตรสำหรับให้พลังงานกับเครื่องบันทึกข้อมูล รูปภาพเสาวัดลมของทั้ง 5 สถานีแสดงดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 แสดงอุปกรณ์วัดลมบนเสาของสถานีเสียมเรียบ



รูปที่ 3.3 แสดงเสาวัดลมที่สถานีกำปงธม



รูปที่ 3.4 แสดงเสาวัดลมที่สถานีกำแพงปอด



รูปที่ 3.5 แสดงเสาวัดลมที่สถานีสีหนุวิลล์



รูปที่ 3.6 แสดงการติดตั้งเสาวัดลมที่สถานีพนมเปญ

3.1.2 อุปกรณ์สำหรับตรวจวัด และเก็บบันทึกข้อมูลลม

อุปกรณ์ที่ใช้สำหรับตรวจวัดลมของแต่ละสถานีประกอบด้วยแอนนิโมมิเตอร์ และเครื่องวัดทิศทางลม โดยอุปกรณ์ทั้งสองผ่านการสอบเทียบมาตรฐานจากบริษัทผู้ผลิตแล้วก่อนทำการติดตั้งกับเสาวัดลม โดยรายละเอียดอุปกรณ์วัดลมดังกล่าวมีดังต่อไปนี้

1) แอนนิโมมิเตอร์

แอนนิโมมิเตอร์เป็นอุปกรณ์ยี่ห้อ NRG SYSTEMS รุ่น 40C เป็นเครื่องวัดความเร็วลมแบบลูกถ้วย 3 ลูก (cup anemometer) หลักการทำงานของเครื่องอาศัยการเหนี่ยวนำคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าโดยใช้ขั้วแม่เหล็ก 4 ขั้ว เหนี่ยวนำขดลวดให้เกิดสัญญาณคลื่นไซน์ และใช้ความถี่ที่ได้จากคลื่นแปลงเป็นความเร็วลม ความเร็วลมที่เครื่องสามารถวัดได้อยู่ในช่วง 1 - 96 m/s และอุปกรณ์สามารถใช้งานในช่วงอุณหภูมิ -55 ถึง 60 °C (รูปที่ 3.7)



รูปที่ 3.7 แสดงเครื่องวัดความเร็วลมยี่ห้อ NRG SYSTEMS รุ่น 40C

2) เครื่องวัดทิศทางลม

เครื่องวัดทิศทางลมเป็นอุปกรณ์ยี่ห้อ NRG SYSTEMS รุ่น 200P อาศัยหลักการทำงานของ potentiometer โดยการวัดศักย์ไฟฟ้าและแปลงเป็นทิศทางลมโดยตรง(รูปที่ 3.8)



รูปที่ 3.8 แสดงเครื่องวัดทิศทางลมยี่ห้อ NRG SYSTEMS รุ่น 200P

3) อุปกรณ์บันทึกข้อมูลลม

ข้อมูลลมที่ได้จากเครื่องวัดความเร็วลม และเครื่องวัดทิศทางลมข้างต้นจะถูกจัดเก็บโดยการบันทึกเข้าเครื่องบันทึกข้อมูล(data logger) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ผลิตโดยบริษัท Second Wind Inc. รุ่น Nomad 2 (รูปที่ 3.9)



รูปที่ 3.9 แสดงเครื่องบันทึกข้อมูลยี่ห้อ Second Wind Inc. รุ่น Nomad 2

3.2 ข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์

เครื่องบันทึกข้อมูลความเร็วลมจะรับข้อมูลจากแอนนิโมมิเตอร์ทุกๆ 1 วินาที และทำการเฉลี่ยทุก 10 นาที จากนั้นข้อมูลเฉลี่ยดังกล่าวจะถูกบันทึกในหน่วยความจำของเครื่องบันทึกข้อมูล กรณีทิศทางลมเครื่องบันทึกข้อมูลจะรับสัญญาณจากเครื่องวัดทิศทางลมทุก 1 วินาที และทำการเฉลี่ยทุก 10 นาที ข้อมูลทั้งหมดจะต่อลง memory card ทุก 1 เดือน และผู้ดูแลสถานีวัดจะถ่ายข้อมูลจาก memory card ไปยังคอมพิวเตอร์ และจัดส่งมายังห้องปฏิบัติการวิจัยพลังงานแสงอาทิตย์ มหาวิทยาลัยศิลปากรโดยอีเมลเดือนละ 1 ครั้ง

เนื่องจากข้อมูลที่ได้รับจะอยู่ในรูปแบบไฟล์ .ndf ผู้วิจัยจึงทำการแปลงให้เป็น text file โดยใช้โปรแกรม Nomad desktop (ภาคผนวก ก) จากนั้นจะใช้โปรแกรม Microsoft Excel มาทำการควบคุมคุณภาพข้อมูล โดยตัดข้อมูลที่ไม่เป็นจริง เช่น ข้อมูลที่วัดจากความคลาดเคลื่อนต่างๆ ออก โดยข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์จะมีรายละเอียดตามตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 รายละเอียดของข้อมูลลมที่ใช้ในงานวิจัยนี้

สถานี	ช่วงเวลาของข้อมูล	หมายเหตุ
เสียมเรียบ	1 ก.ย. 51 - 31 ส.ค. 52	
กัมปงรม	1 ก.ย. 51 - 31 ส.ค. 52	
กัมปอต	1 ก.ย. 51 - 31 ส.ค. 52	
สีหนุวิลล์	1 ก.ย. 51 - 31 ส.ค. 52	
พนมเปญ	1 ก.ย. 51 - 31 มี.ค. 52 และ 1 ก.ค. 52 - 31 ส.ค. 52	ข้อมูลเดือน เมษายน, พฤษภาคม และ มิถุนายน ขาดหายเนื่องจากเครื่องบันทึกข้อมูลขัดข้อง

3.3 การวิเคราะห์ลักษณะทางสถิติของลม

3.3.1 การแปรค่าความเร็วลมตามเวลา (diurnal variation)

ความเร็วและทิศทางลมมีการเปลี่ยนแปลงตามเวลาในรอบวันและตามเดือนต่างๆ ในรอบปี การนำพลังงานลมมาใช้ประโยชน์จำเป็นต้องรู้ลักษณะทางสถิติของลม ดังนั้นผู้วิจัยจึงได้วิเคราะห์ลักษณะทางสถิติของลมที่วัดได้จากสถานี 5 แห่งในกัมพูชา ในการหาการแปรค่าของความเร็วลมในรอบวัน ผู้วิจัยจะเริ่มจากการหาค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนแต่ละชั่วโมงตั้งแต่ 0 – 1:00 น., 1:00 – 2:00 น., 2:00 – 3:00 น., 3:00 – 4:00 น., 4:00 – 5:00 น.,... จนถึง 23:00 – 24:00 น. ของทุกวันใน 1 เดือน จากนั้นจะนำค่าเฉลี่ยชั่วโมงเดียวกันมาเฉลี่ยตลอดทั้งเดือน จะได้ค่าความเร็วลมรายชั่วโมงเฉลี่ยต่อเดือน (V_m) โดยการหาค่าเฉลี่ยจะใช้สูตร

$$V_m = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3 \right)^{1/3} \quad (3.1)$$

เมื่อ V_m = ความเร็วลมเฉลี่ย
 V_i = ความเร็วจากข้อมูลลมที่บันทึกได้ครั้งที่ i
 n = จำนวนข้อมูลทั้งหมด

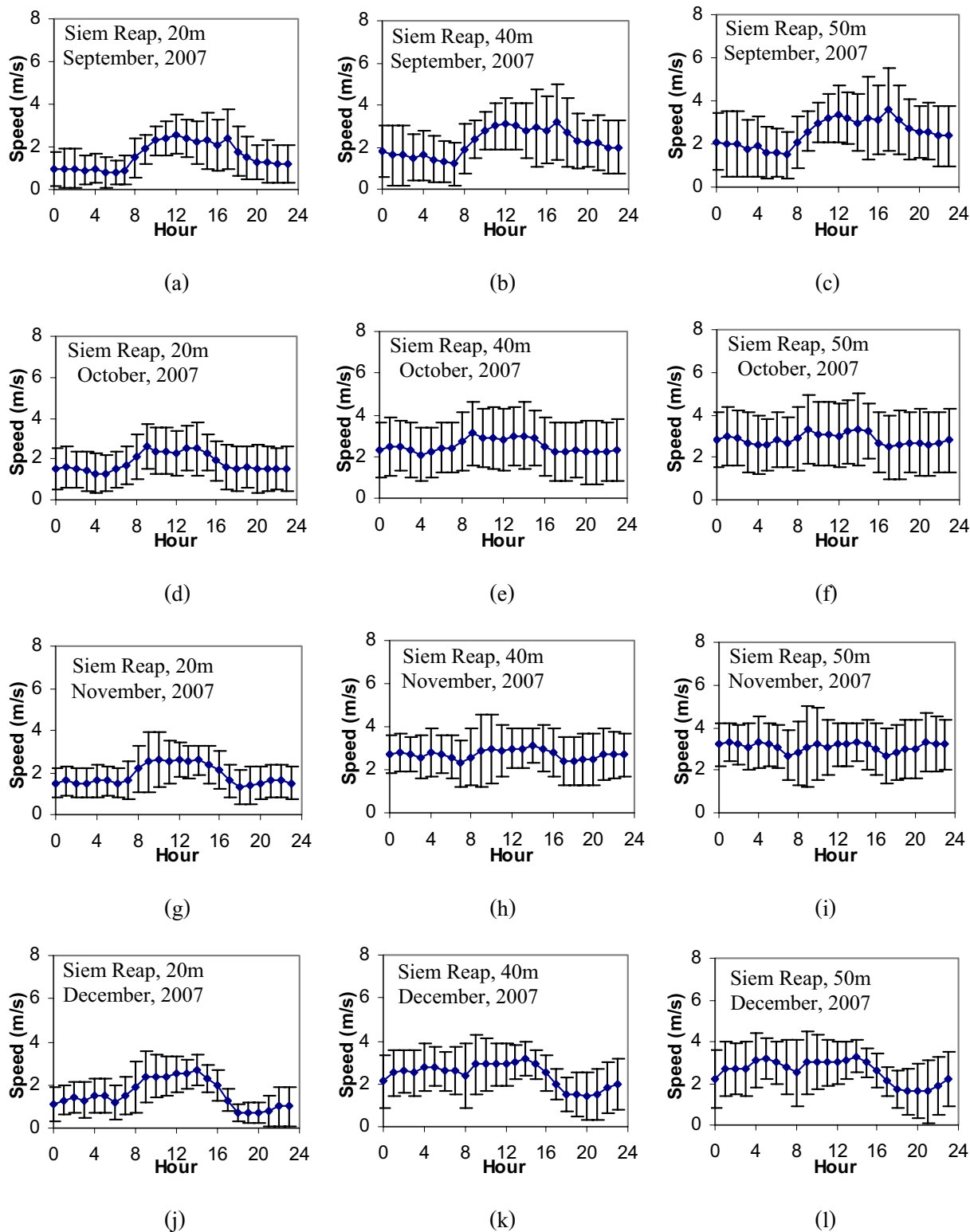
เนื่องจากค่าเฉลี่ยเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอที่จะบอกสถานะของลมในแต่ละชั่วโมง จำเป็นต้องรู้การเปลี่ยนแปลงของความเร็วจากค่าเฉลี่ยด้วย ซึ่งจะบอกได้ด้วยความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (standard deviation) ซึ่งจะคำนวณได้จากสมการ

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_m)^2}{n}} \quad (3.2)$$

เมื่อ σ_v = ความเบี่ยงเบนมาตรฐาน
 V_i = ความเร็วลมจากข้อมูลที่ i
 V_m = ความเร็วลมเฉลี่ย
 n = จำนวนข้อมูลทั้งหมด

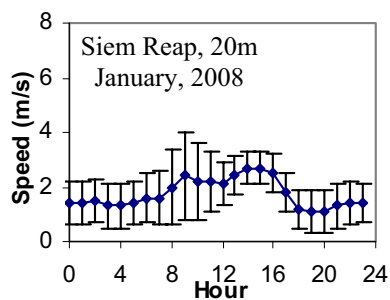
จากนั้นผู้วิจัยจะนำค่าความเร็วลมเฉลี่ยมาเขียนกราฟกับเวลาในรอบวันของความเร็วลมที่ระดับความสูงต่างๆ ของสถานีทั้ง 5 แห่ง ดังแสดงในรูปที่ 3.10 – 3.14 จะพบว่าการแปรค่าความเร็วลมในรอบวันของสถานีส่วนใหญ่มีแนวโน้มเหมือนกัน กล่าวคือ ความเร็วลมจะค่อยเพิ่มขึ้นจาก

ตอนเช้า(ประมาณ 8.00 น) จนถึงค่าสูงสุดประมาณ 15.00 น. จากนั้นจะค่อยๆ ลดลงจนถึงค่าต่ำสุดประมาณ 24.00 น. จากนั้นจะคงที่หรือเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจนถึงเช้า โดยความเร็วลมสูงสุดจะขึ้นกับสถานี สถานีที่อยู่ใกล้ทะเลจะมีความเร็วลมสูงสุดสูงกว่าสถานีที่อยู่ในพื้นแผ่นดิน โดยความเร็วสูงสุดของสถานีกัมปอดจะมีค่าสูงกว่าสถานีอื่น รองลงมาคือสถานีสีหนุวิลล์ ทั้งนี้เพราะสถานีทั้งสองตั้งอยู่ชายฝั่งทะเลมีสิ่งกีดขวางทางลมน้อย และยังอยู่ภายใต้อิทธิพลของลมบกลมทะเลด้วย ในด้านของระดับความสูงจะพบว่าความเร็วที่ระดับความสูง 40 และ 50 เมตรจะมีค่าใกล้เคียงกันและมีค่าสูงกว่าที่ระดับ 20 เมตร ทั้งนี้เพราะที่ระดับความสูง 20 เมตรลมจะได้รับผลกระทบจากความหยาบของพื้นผิว (roughness) มากกว่าลมระดับ 40 และ 50 เมตร

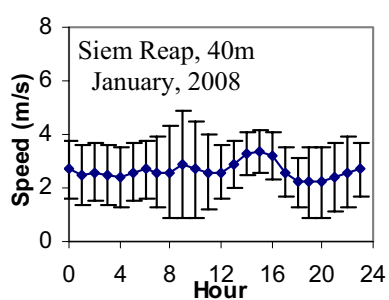


รูปที่ 3.10 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับต่างๆ ของสถานีเสียมเรียบ

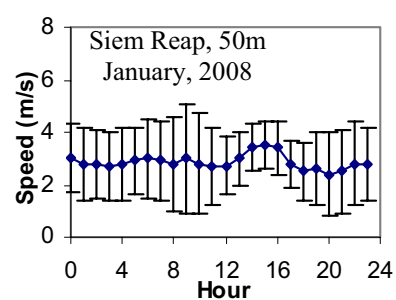
(Error bar แทนการแปรค่าความเร็วลมจากค่าเฉลี่ย $\pm$ standard deviation)



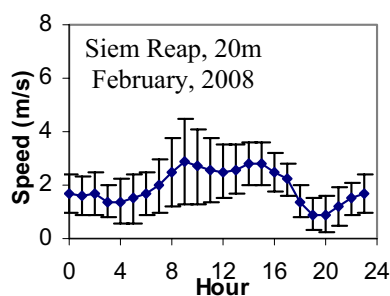
(m)



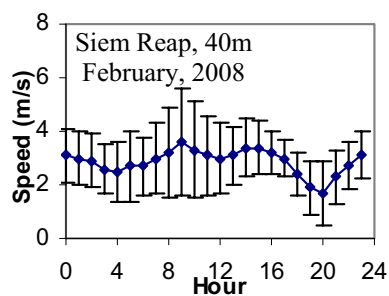
(n)



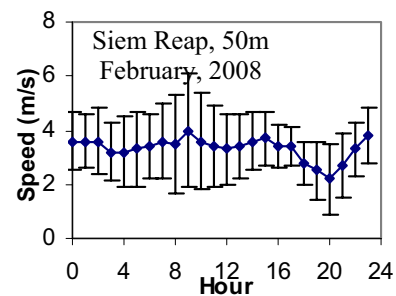
(o)



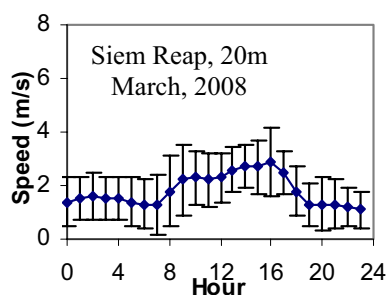
(p)



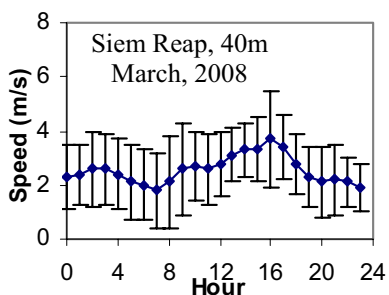
(q)



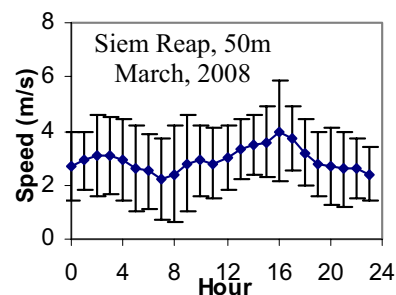
(r)



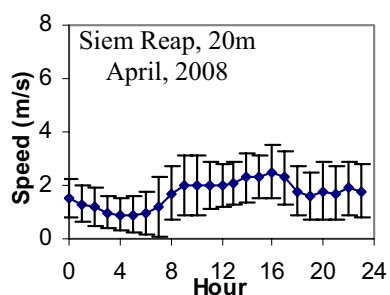
(s)



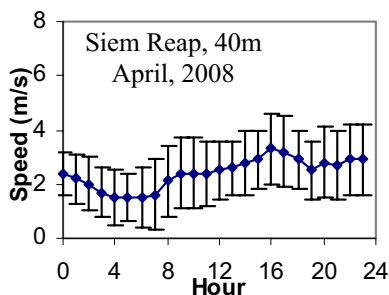
(t)



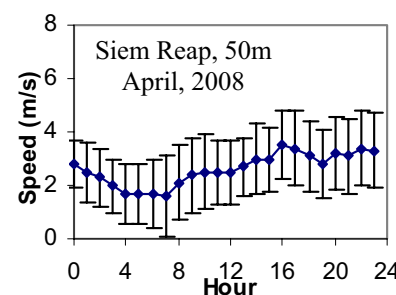
(u)



(v)

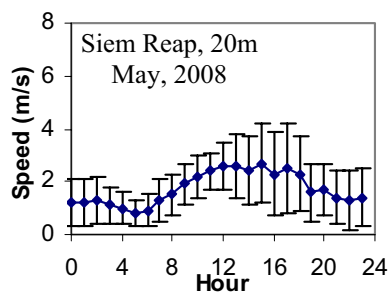


(w)

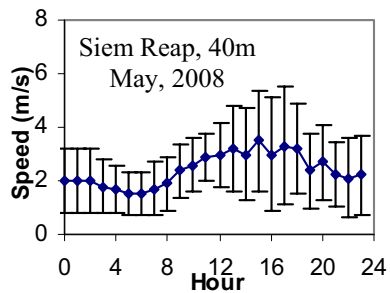


(x)

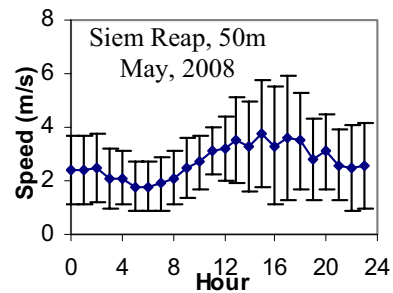
รูปที่ 3.10 (ต่อ)



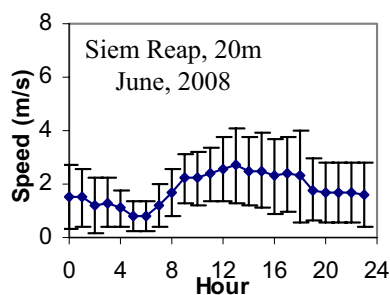
(y)



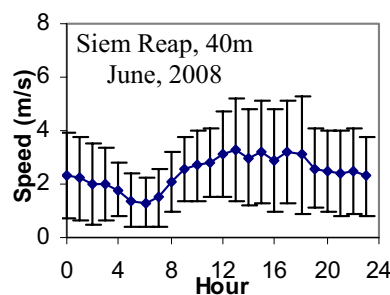
(z)



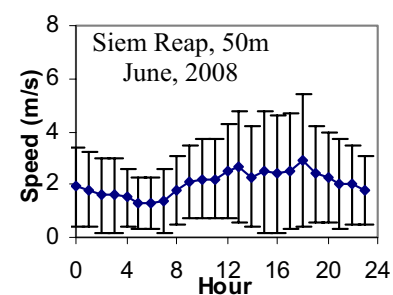
(aa)



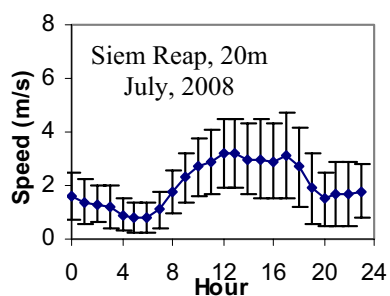
(ab)



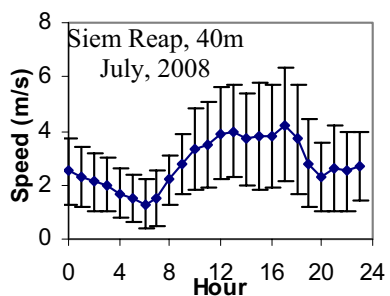
(ac)



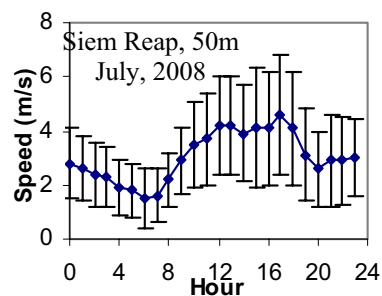
(ad)



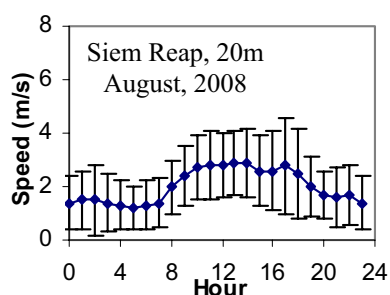
(ae)



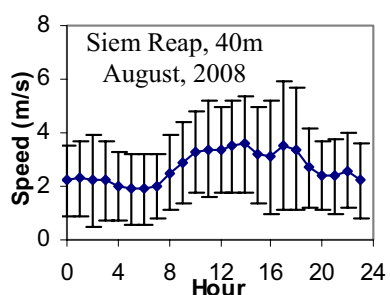
(af)



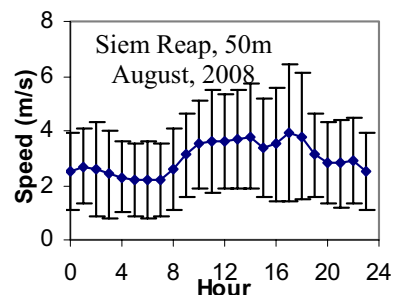
(ag)



(ah)

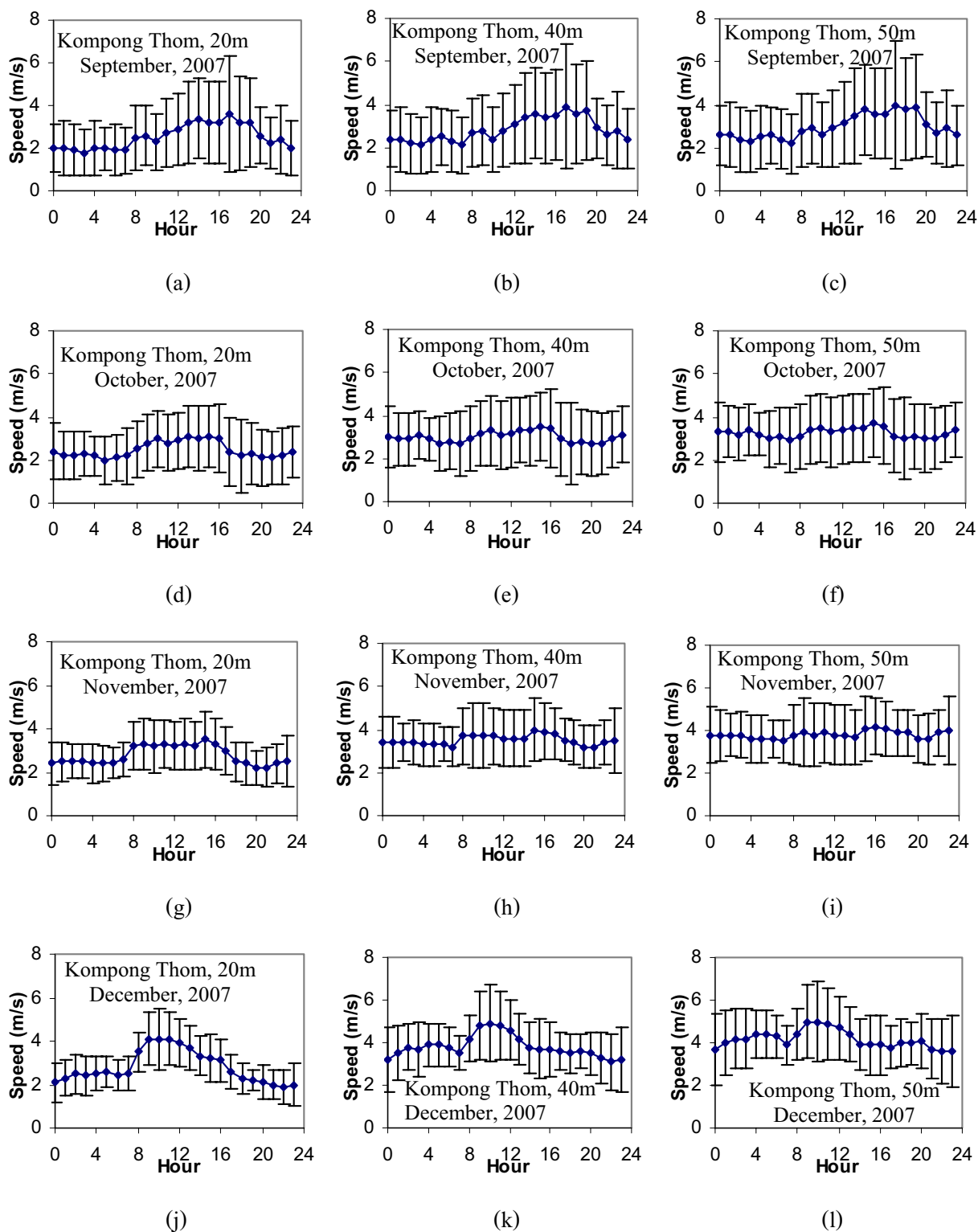


(ai)

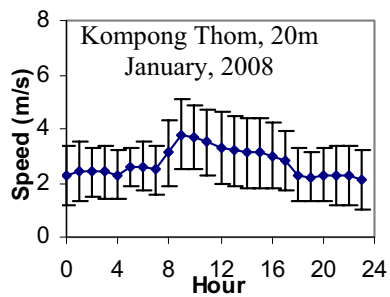


(aj)

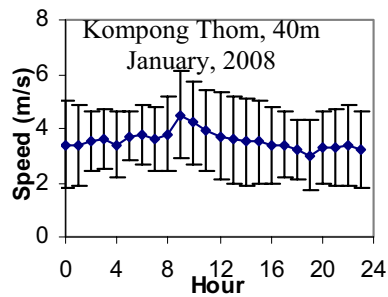
รูปที่ 3.10 (ต่อ)



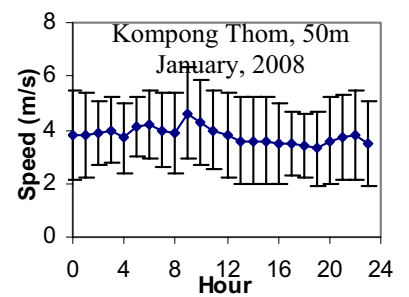
รูปที่ 3.11 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับต่างๆ ของสถานีกัมปงทม



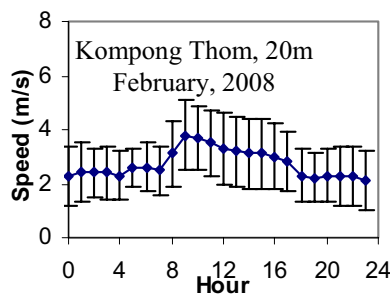
(m)



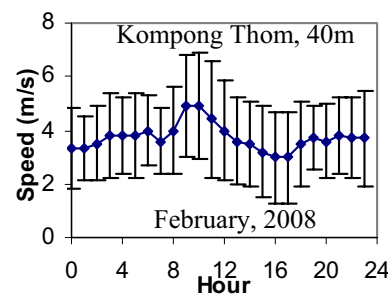
(n)



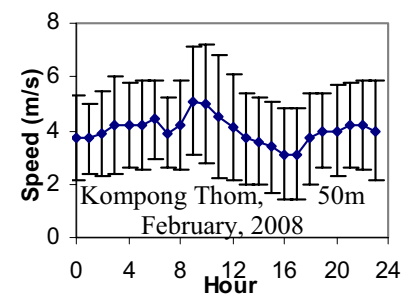
(o)



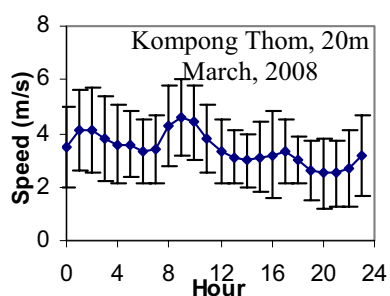
(p)



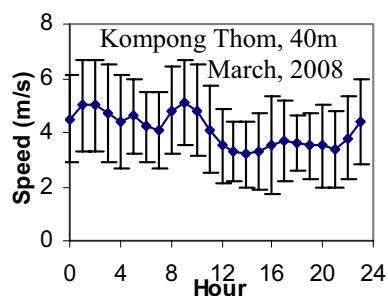
(q)



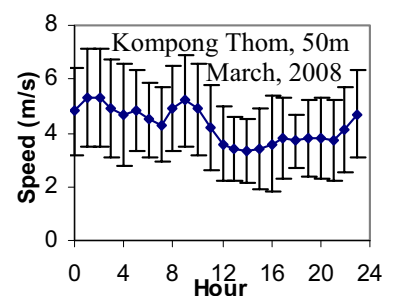
(r)



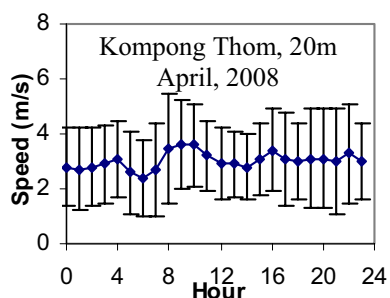
(s)



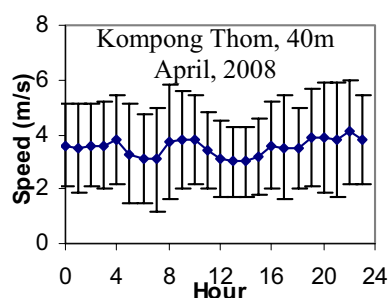
(t)



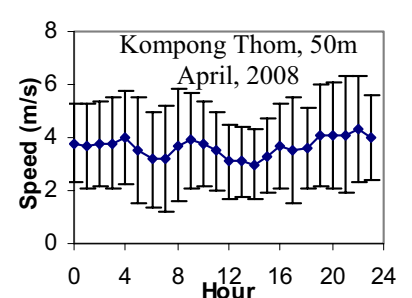
(u)



(v)

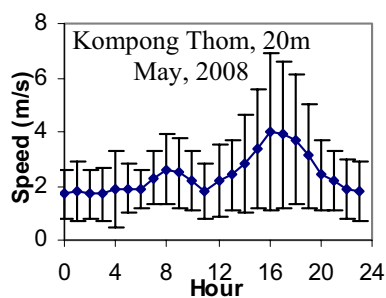


(w)

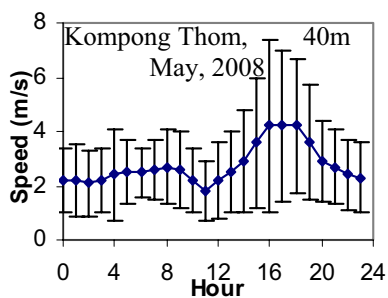


(x)

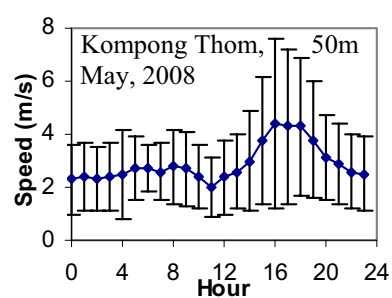
รูปที่ 3.11 (ต่อ)



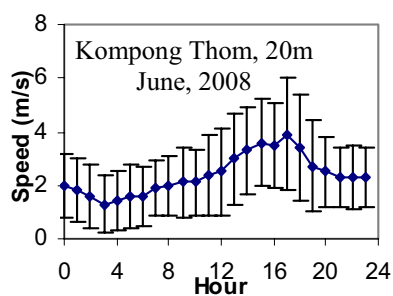
(y)



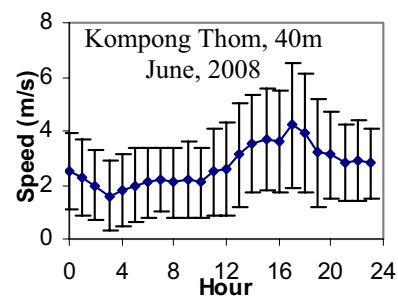
(z)



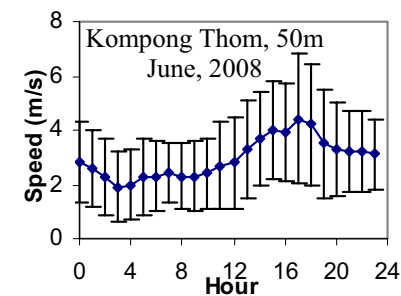
(aa)



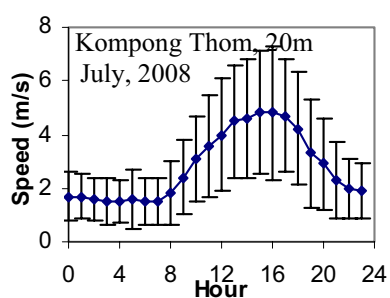
(ab)



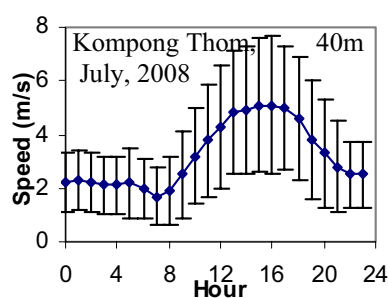
(ac)



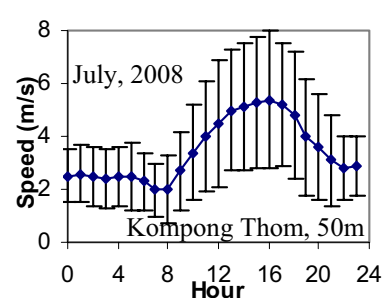
(ad)



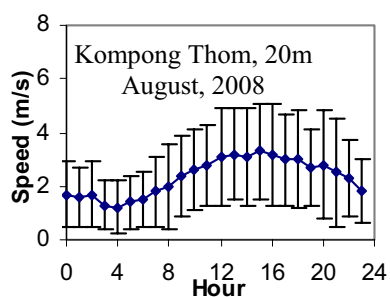
(ae)



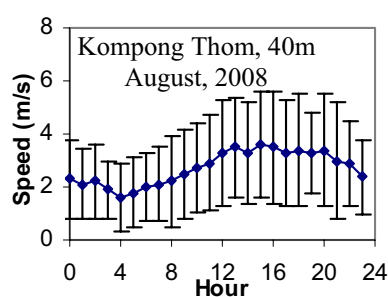
(af)



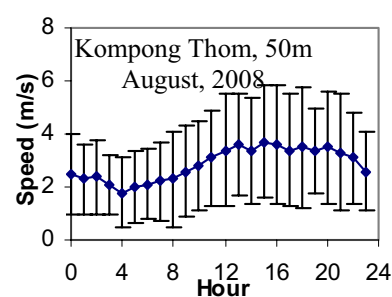
(ag)



(ah)

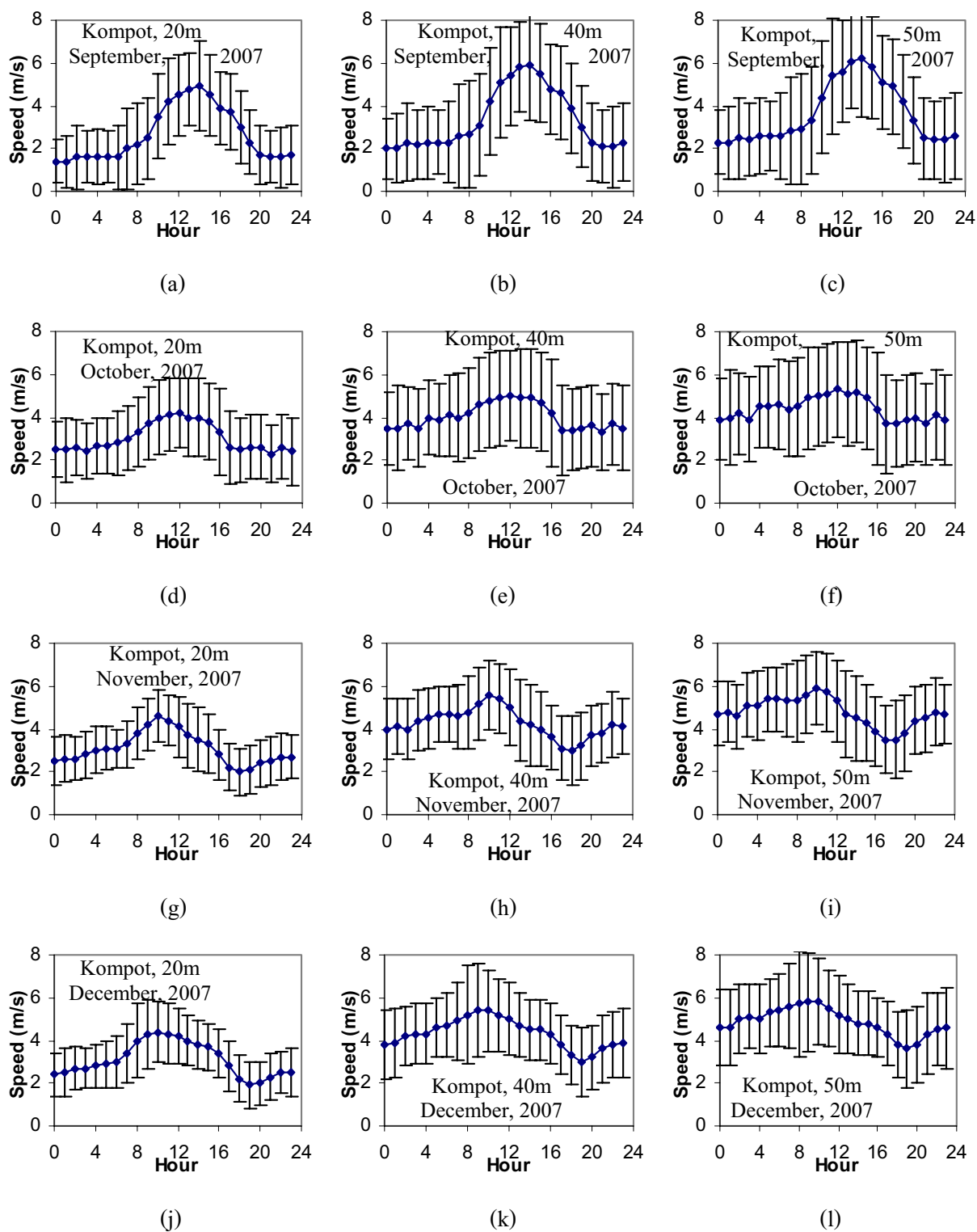


(ai)

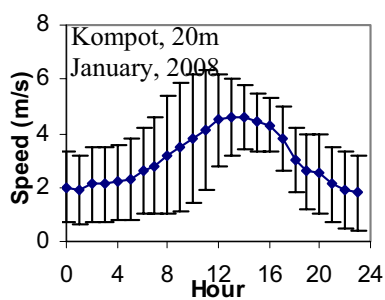


(aj)

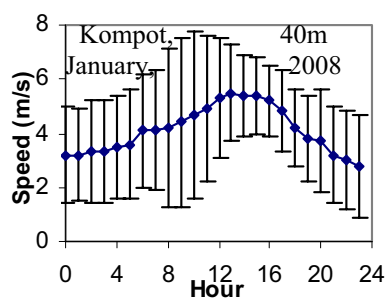
รูปที่ 3.11 (ต่อ)



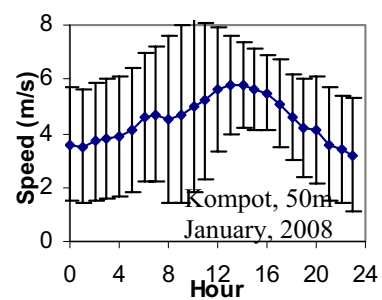
รูปที่ 3.12 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับต่างๆ ของสถานีกัมปอต



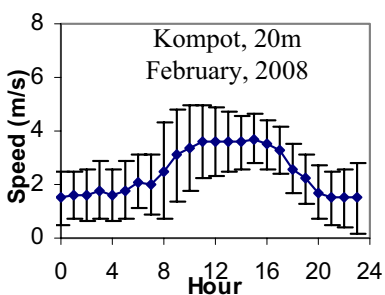
(m)



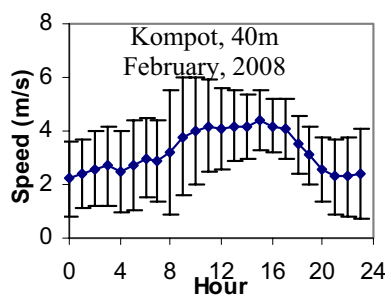
(n)



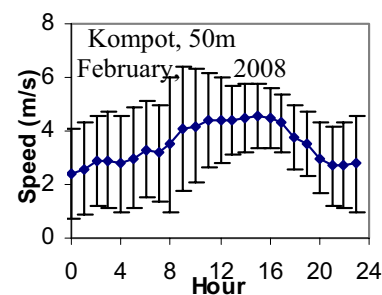
(o)



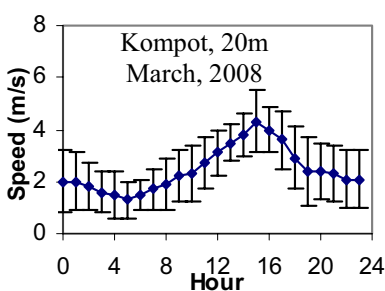
(p)



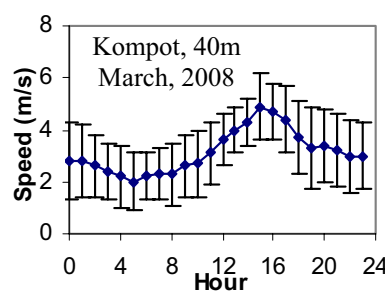
(q)



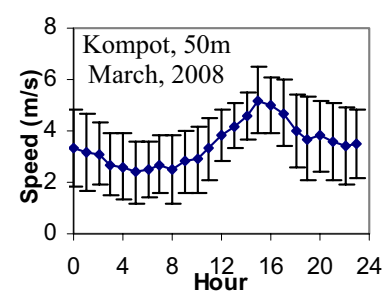
(r)



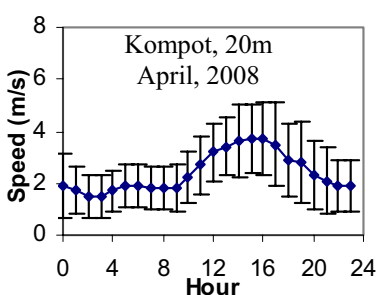
(s)



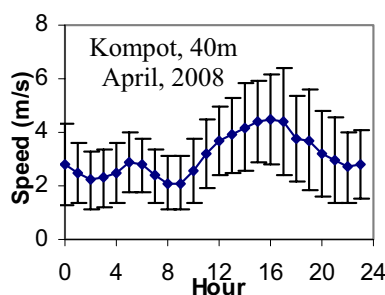
(t)



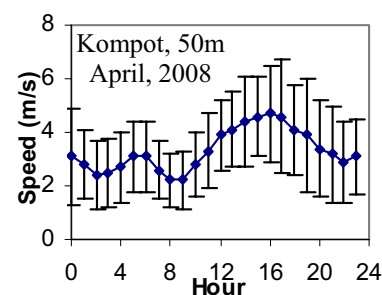
(u)



(v)

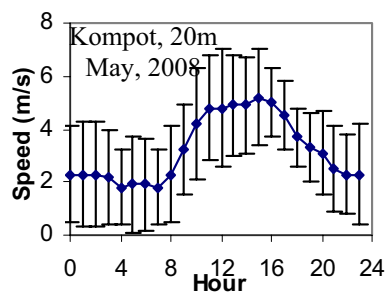


(w)

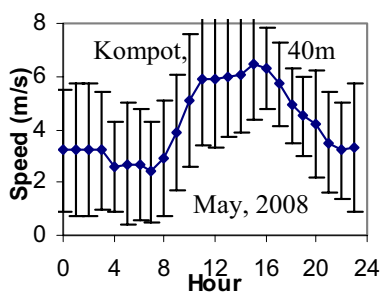


(x)

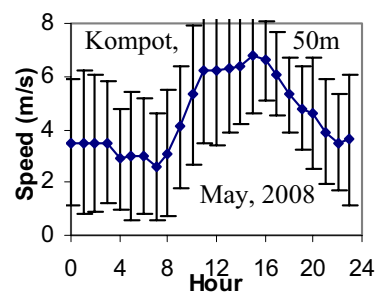
รูปที่ 3.12 (ต่อ)



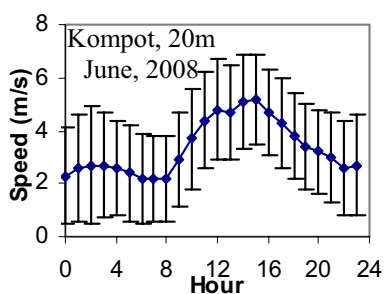
(y)



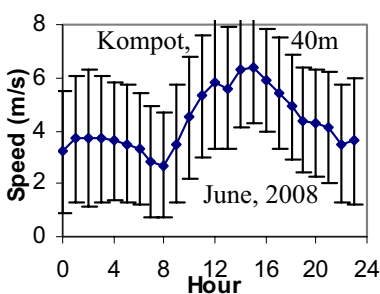
(z)



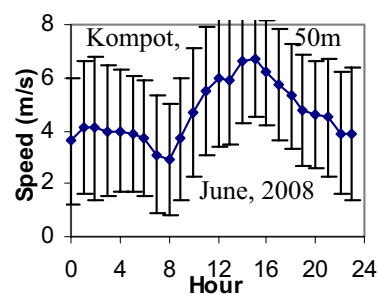
(aa)



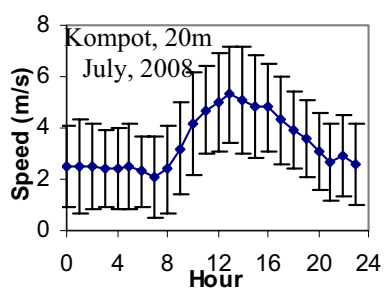
(ab)



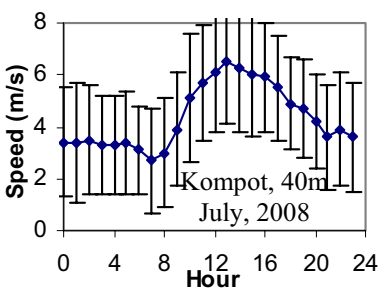
(ac)



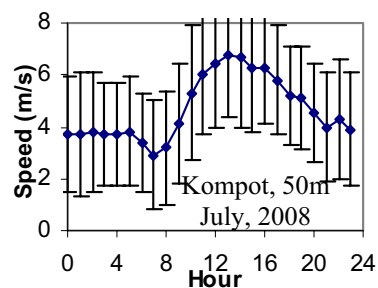
(ad)



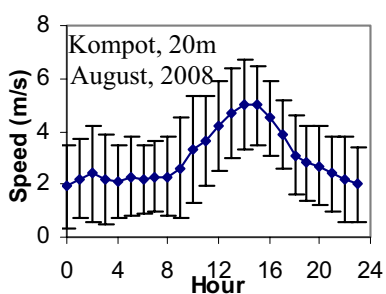
(ae)



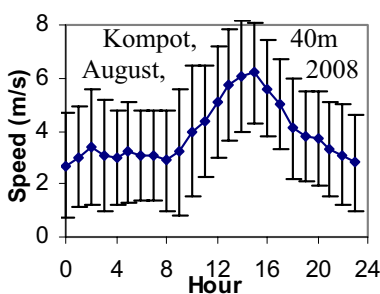
(af)



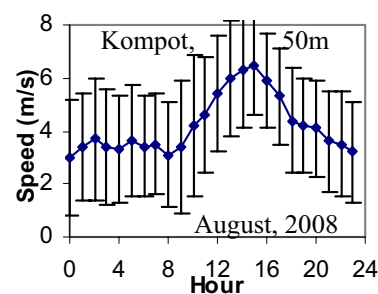
(ag)



(ah)

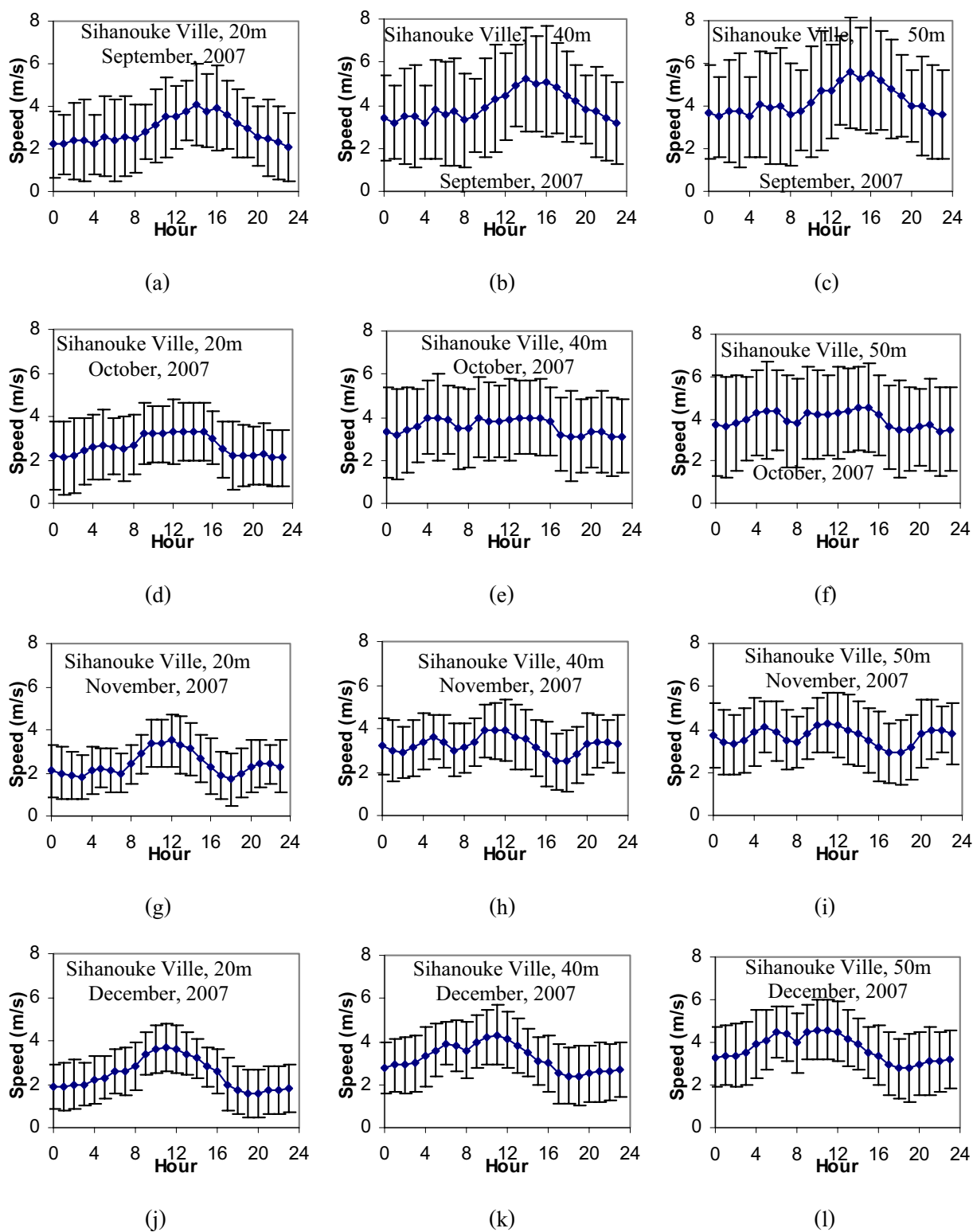


(ai)

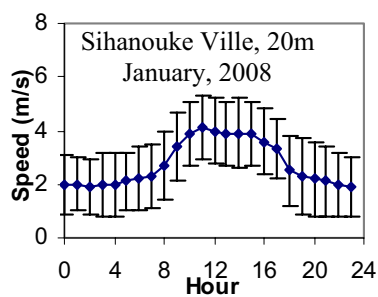


(aj)

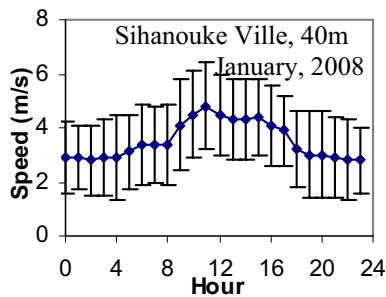
รูปที่ 3.12 (ต่อ)



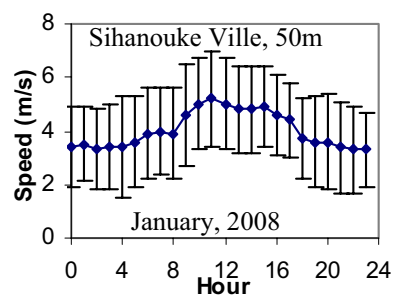
รูปที่ 3.13 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับต่างๆ ของสถานีสihanouville



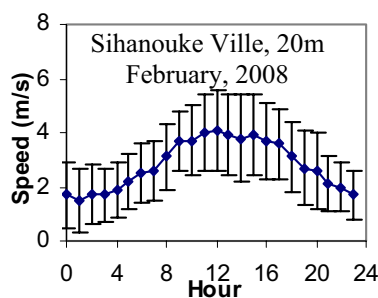
(m)



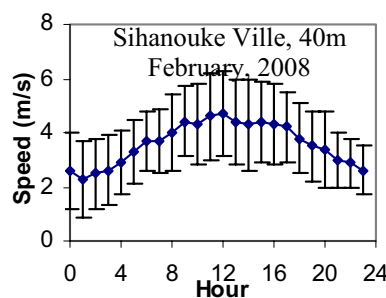
(n)



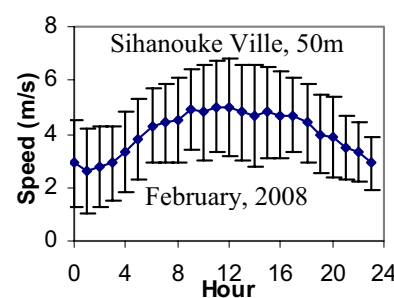
(o)



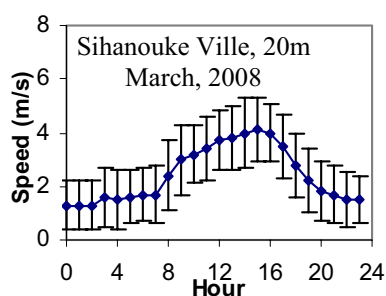
(p)



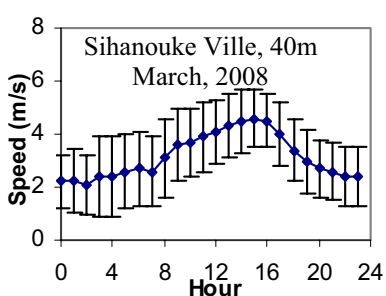
(q)



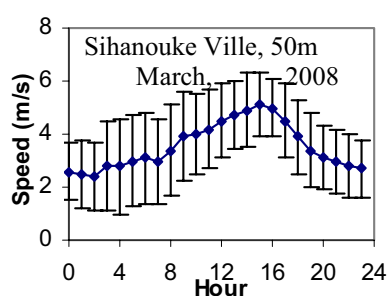
(r)



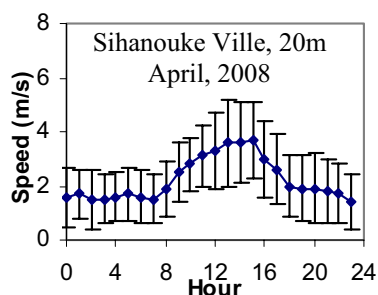
(s)



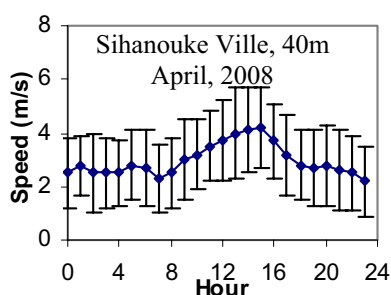
(t)



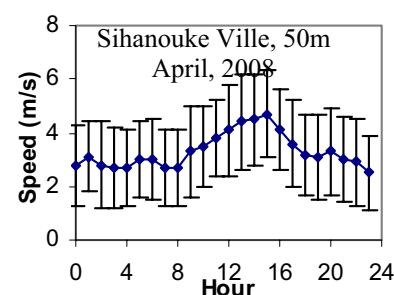
(u)



(v)

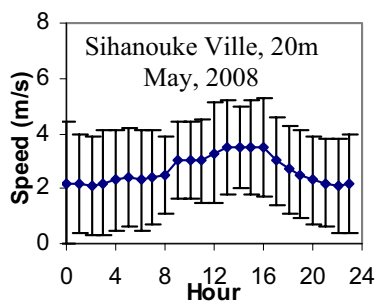


(w)

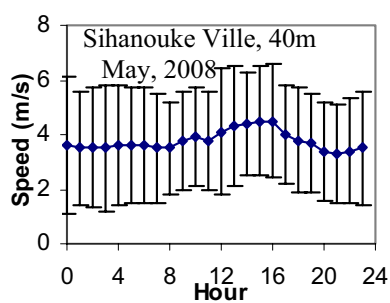


(x)

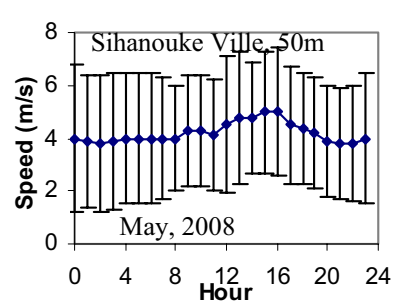
รูปที่ 3.13 (ต่อ)



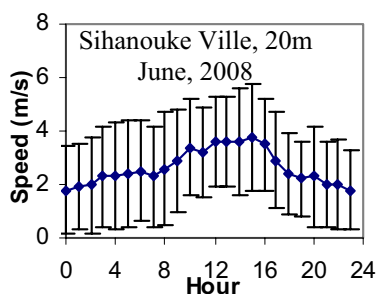
(y)



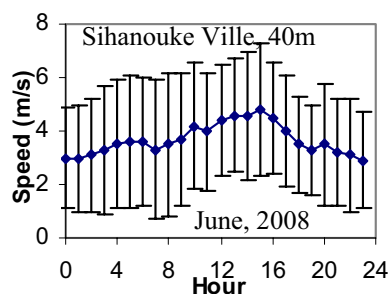
(z)



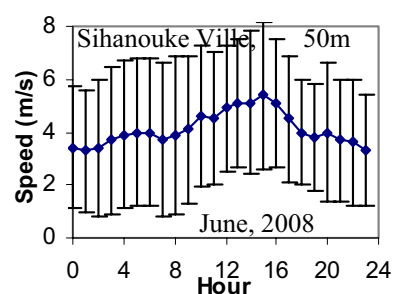
(aa)



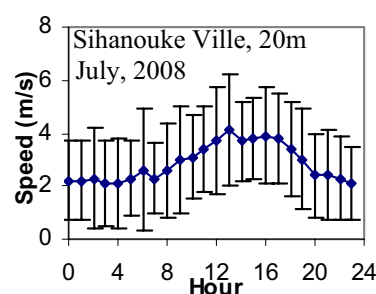
(ab)



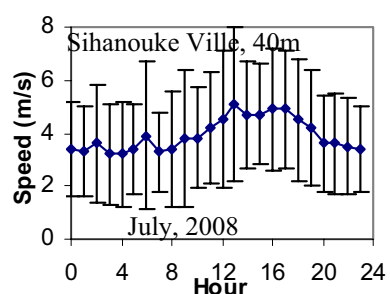
(ac)



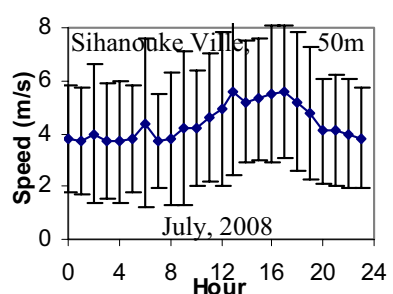
(ad)



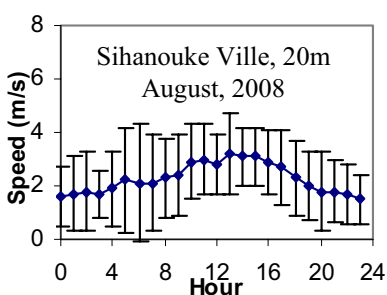
(ae)



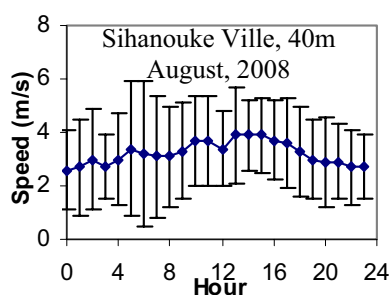
(af)



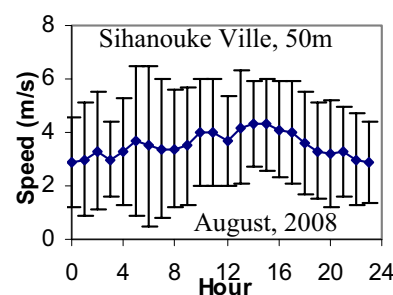
(ag)



(ah)

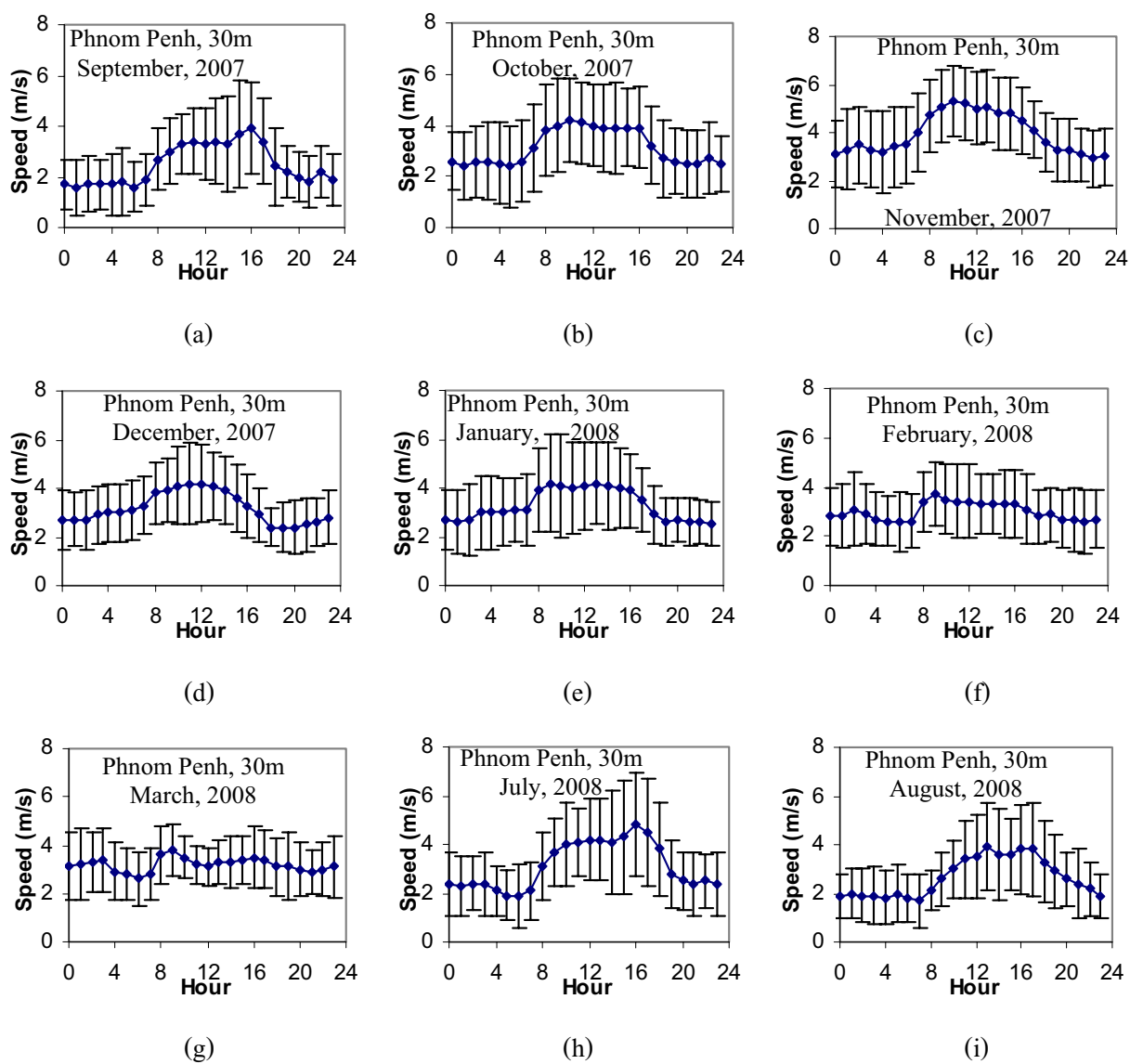


(ai)



(aj)

รูปที่ 3.13 (ต่อ)

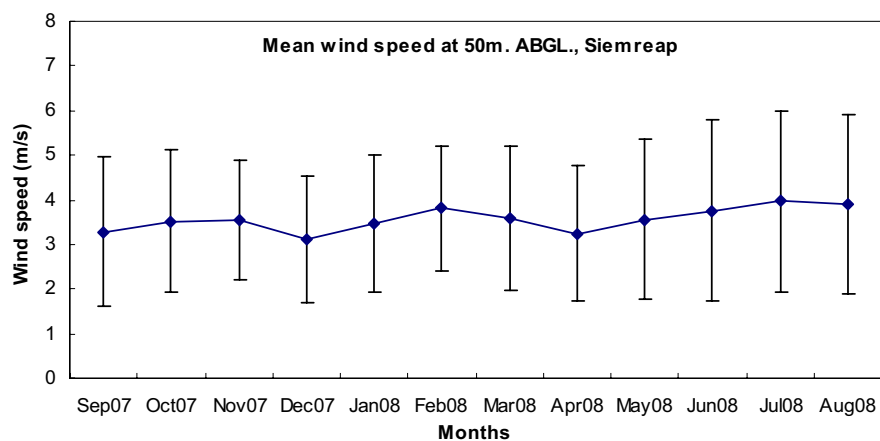


รูปที่ 3.14 แสดงการแปรค่าของความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนที่ระดับความสูง 30 เมตร ของสถานีพนมเปญ

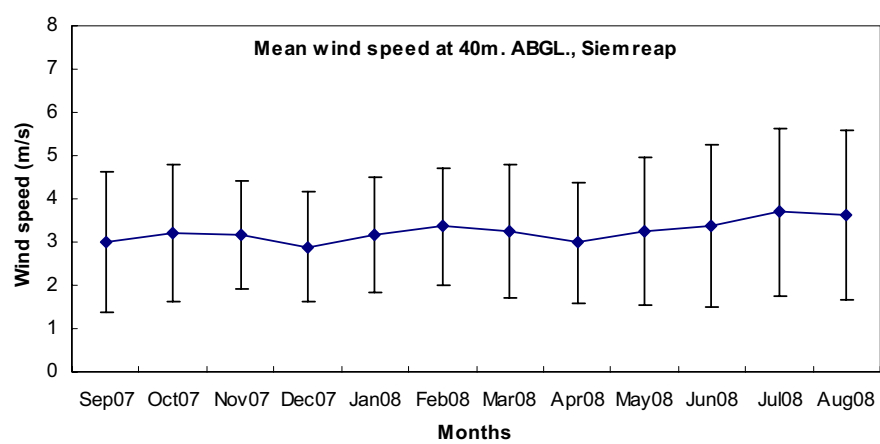
3.3.2 การแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนในรอบปี

โดยทั่วไปความเร็วลมนอกจากจะมีการเปลี่ยนแปลงในรอบวันแล้ว ยังมีการเปลี่ยนแปลงตามเดือนต่างๆ ในรอบปี การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวมักเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงของฤดูกาล โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเขตรมรสุมจะมีการเปลี่ยนแปลงค่อนข้างมาก ผู้วิจัยได้ทำการคำนวณค่าความเร็วลมเฉลี่ยต่อเดือนของสถานีต่างๆ โดยใช้วิธีการเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักยกกำลังสามตามที่กล่าวไปแล้ว และนำค่าเฉลี่ยรายเดือนมาเขียนกราฟกับเวลา ผลที่ได้แสดงไว้ในรูปที่ 3.15-3.19

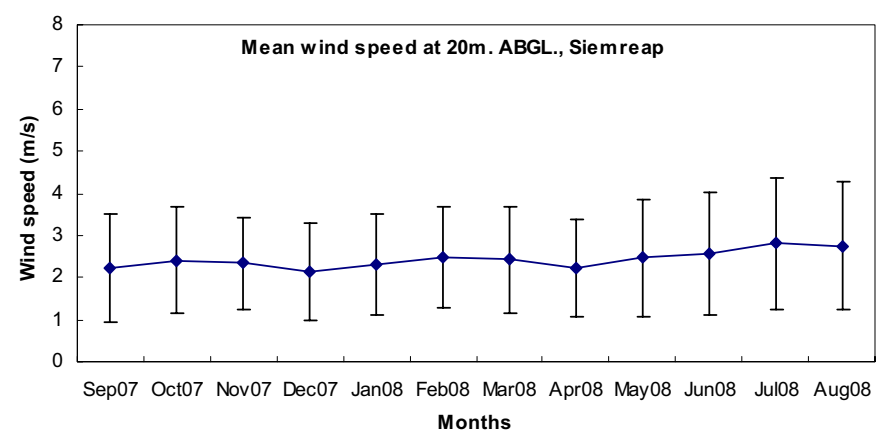
จากกราฟจะเห็นว่าความเร็วลมในประเทศกัมพูชามีการแปรค่าตามฤดูกาล และมีค่าเพิ่มขึ้นตามความสูง เมื่อพิจารณาความเร็วลมที่ระดับความสูง 50 เมตร ได้ว่าในฤดูฝนซึ่งเป็นช่วงลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ (พฤษภาคม ถึง ตุลาคม) สถานีกัมปอต และสถานีสีหนุวิลล์ มีความเร็วอยู่ในช่วง 5 – 6 m/s ส่วนสถานีอื่นๆ มีความเร็วอยู่ในช่วง 3 – 5 m/s สำหรับช่วงฤดูหนาวซึ่งเป็นช่วงลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ (ตุลาคม ถึง กุมภาพันธ์) สถานีกัมปอต และสถานีสีหนุวิลล์มีความเร็วลมอยู่ในช่วง 4 – 6 m/s ส่วนสถานีอื่นมีความเร็วอยู่ในช่วง 3 – 5 m/s สำหรับช่วงฤดูร้อน(มีนาคม ถึง เมษายน) ทุกสถานีมีความเร็วลมอยู่ในช่วง 3 – 5 m/s นอกจากนี้จะสังเกตเห็นว่าสถานีที่ตั้งอยู่ชายทะเล (กัมปอต กับสีหนุวิลล์) ความเร็วลมมีการเปลี่ยนแปลงตามเดือนต่างๆ ในรอบปีเด่นชัดกว่าสถานีที่อยู่ในพื้นแผ่นดิน ทั้งนี้เพราะสถานีที่ใกล้ทะเลจะได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมมากกว่าสถานีภายในแผ่นดิน



(a)

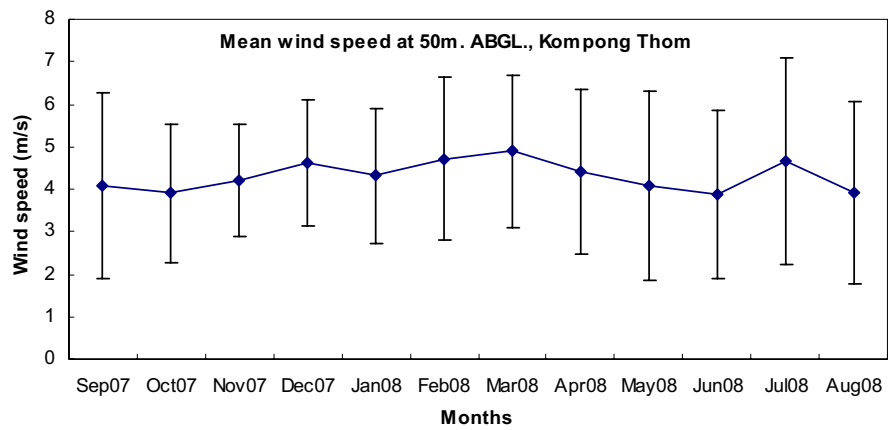


(b)

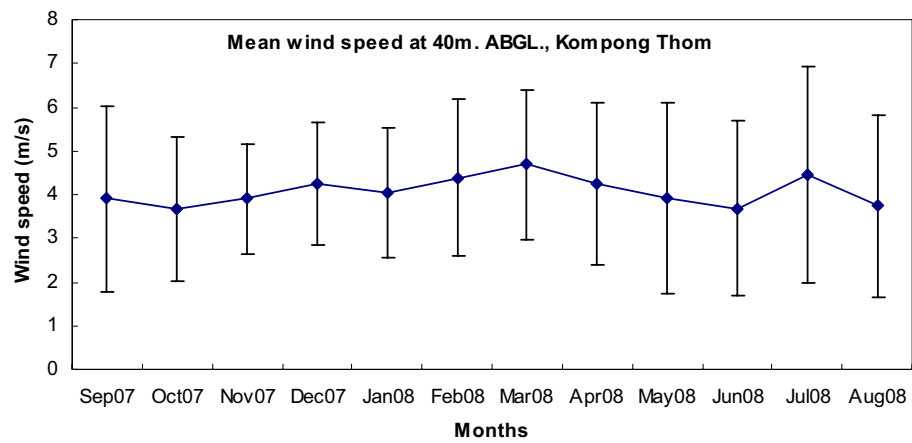


(c)

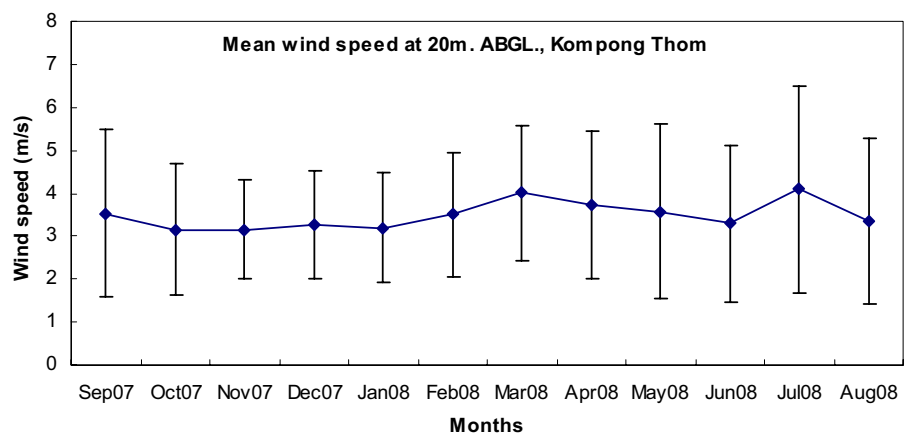
รูปที่ 3.15 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีเสียมเรียบ



(a)

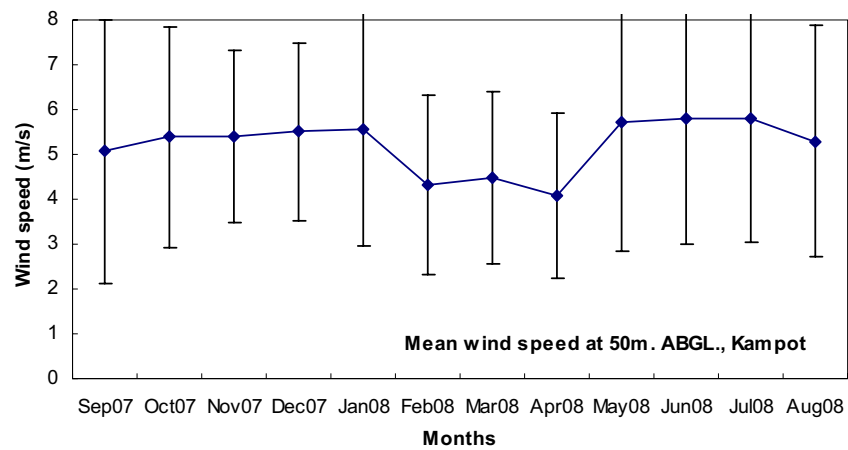


(b)

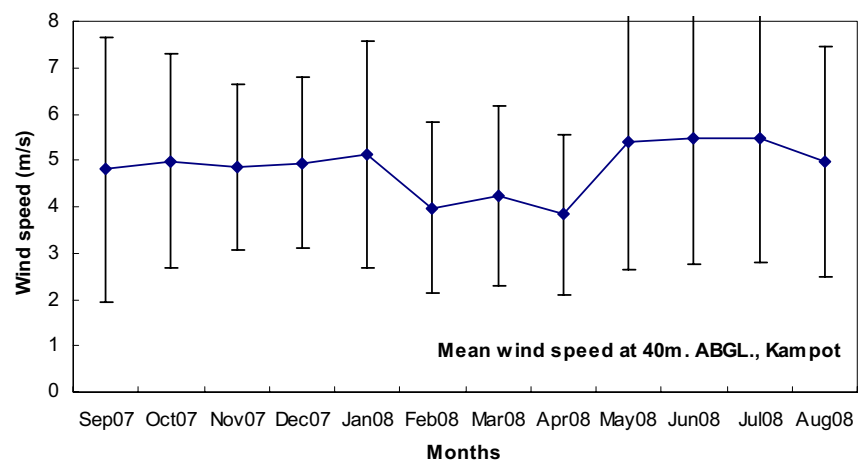


(c)

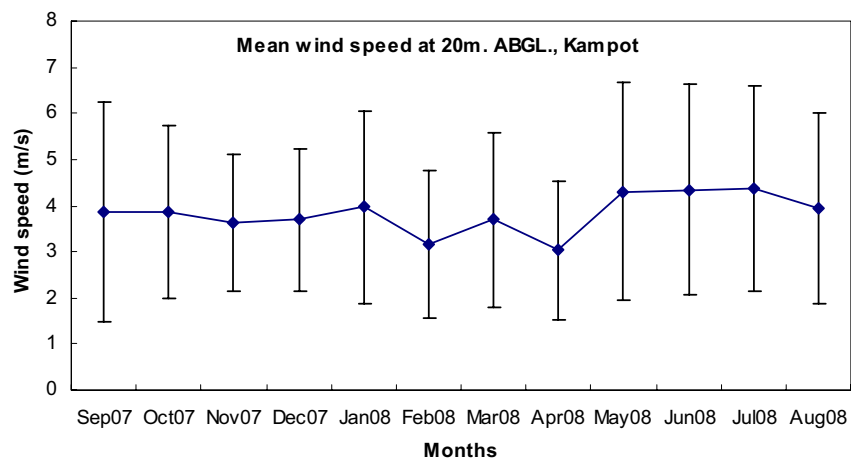
รูปที่ 3.16 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีกัมปงทม



(a)

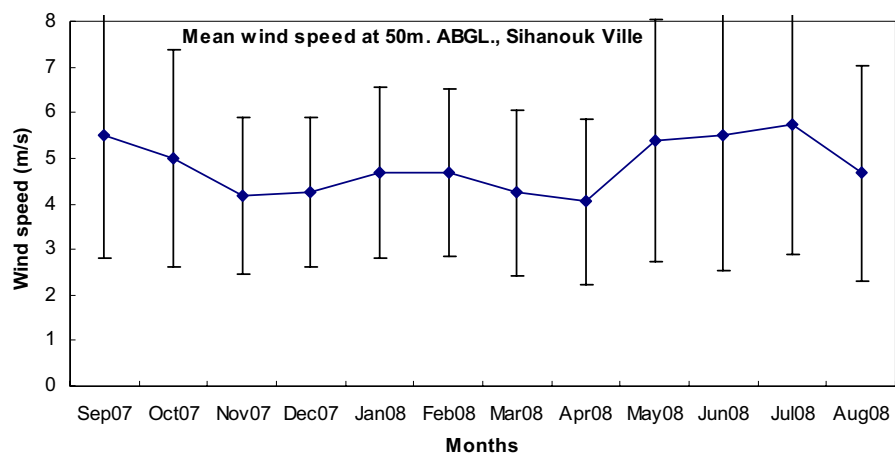


(b)

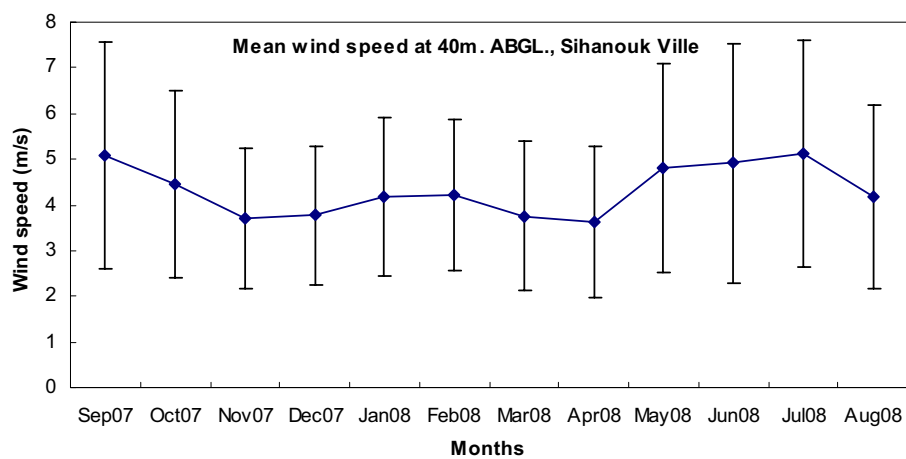


(c)

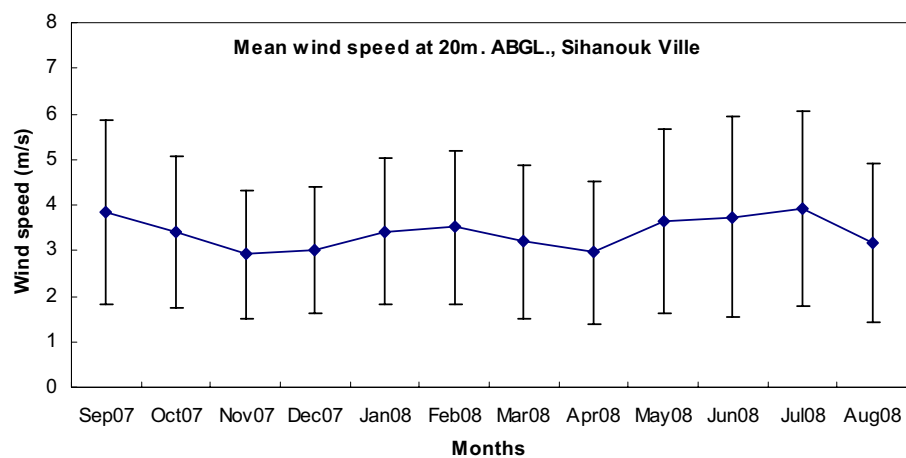
รูปที่ 3.17 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีกำปอต



(a)

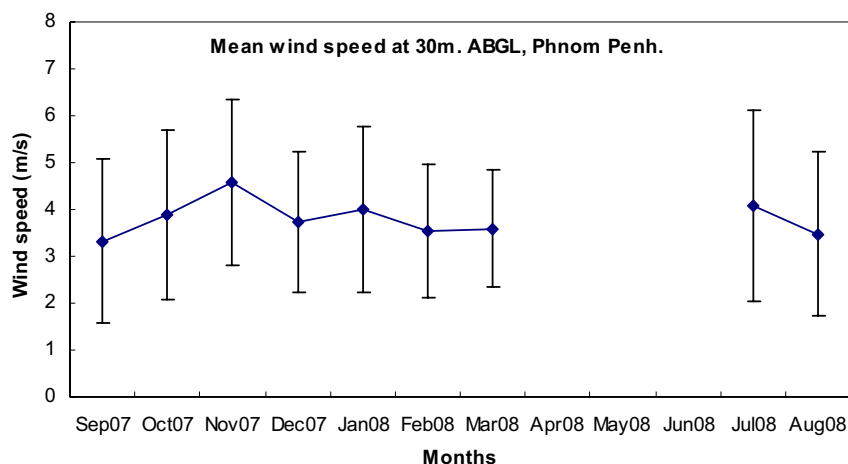


(b)



(c)

รูปที่ 3.18 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีสีหนุวิลล์



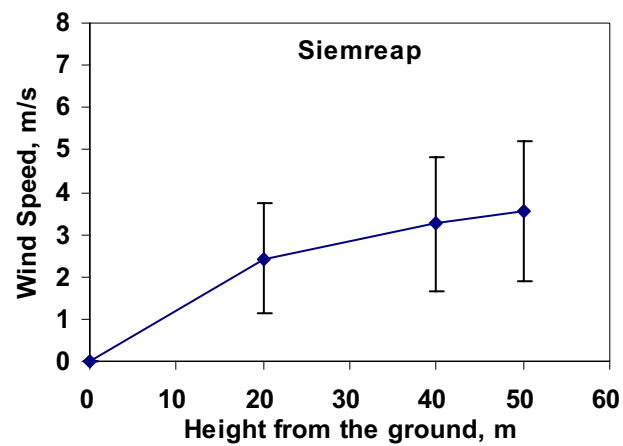
รูปที่ 3.19 แสดงการแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีพนมเปญ

3.3.3 การแปรค่าความเร็วลมตามความสูง

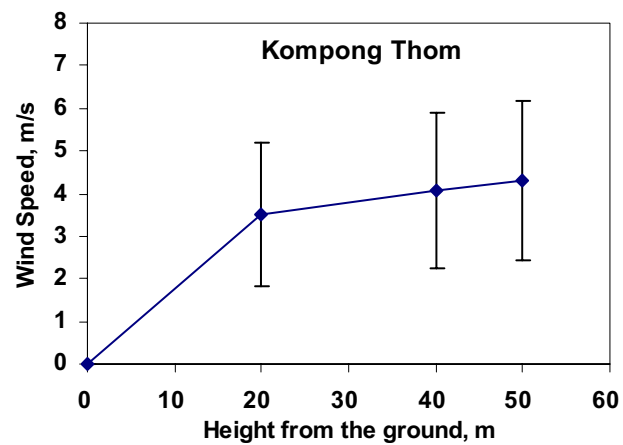
โดยทั่วไประดับความสูงที่เพิ่มขึ้นเหนือพื้นดินจะมีความเร็วลมที่เพิ่มขึ้นด้วย ดังนั้นผู้วิจัยได้นำข้อมูลลมที่วัดได้จากสถานีที่ทำการวัดลมหลายระดับได้แก่ เสียมเรียบ กัมปงธม กัมปอต และสีหนุวิลล์ มาทำการคำนวณหาความเร็วลมเฉลี่ยรายปีในแต่ละระดับ โดยใช้วิธีเฉลี่ยความเร็วลมแบบถ่วงน้ำหนักยกกำลังสาม แล้วนำผลที่ได้มาเขียนกราฟกับความสูง ผลที่ได้แสดงในกราฟรูปที่ (3.20 – 3.23) และ ผลการเปรียบเทียบกราฟทั้ง 4 สถานีแสดงในรูปที่ 3.24

จากกราฟจะเห็นว่าความเร็วลมของทุกสถานีจะเพิ่มขึ้นตามความสูง โดยเป็นผลมาจากความหยาบของพื้นผิว(roughness) โดยความเร็วลมระดับต่ำจะได้รับผลมากกว่าความเร็วลมระดับสูง

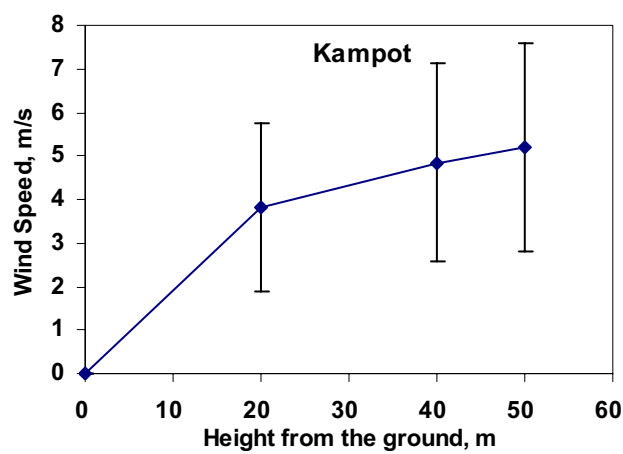
นอกจากนี้ยังพบว่า การเพิ่มขึ้นของความเร็วลมของสถานีกัมปอต และสีหนุวิลล์จะเพิ่มขึ้นตามความสูงรวดเร็วกว่าสถานีอื่นๆ ทั้งนี้สถานีทั้งสองมีความเร็วลมสูงกว่าสถานีอื่น ผลของความหยาบของพื้นผิวจึงแสดงให้เห็นได้ชัดเจนกว่าสถานีอื่นซึ่งมีความเร็วค่อนข้างต่ำ



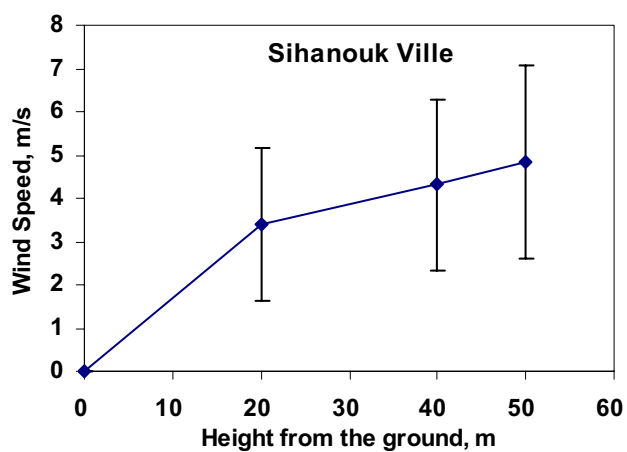
รูปที่ 3.20 แสดงลักษณะการเพิ่มขึ้นของความเร็วลมตามความสูงของแต่ละสถานีเสียมเรียบ



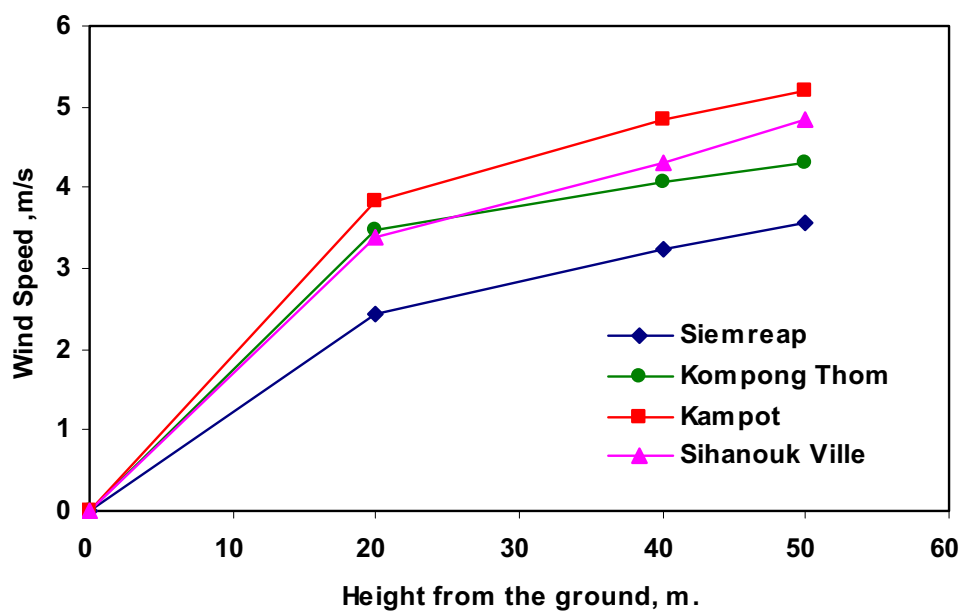
รูปที่ 3.21 แสดงลักษณะการเพิ่มขึ้นของความเร็วลมตามความสูงของแต่ละสถานีกำปงธม



รูปที่ 3.22 แสดงลักษณะการเพิ่มขึ้นของความเร็วลมตามความสูงของแต่ละสถานีกำปอต



รูปที่ 3.23 แสดงลักษณะการเพิ่มขึ้นของความเร็วลมตามความสูงของแต่ละสถานีสีหนุวิลล์



รูปที่ 3.24 แสดงการเปรียบเทียบการแปรค่าความเร็วลมตามความสูงของ 4 สถานี(เสียมเรียบ กัมปงธม กัมปอต และสีหนุวิลล์)

3.3.4 การแจกแจงทางสถิติของทิศทางลม

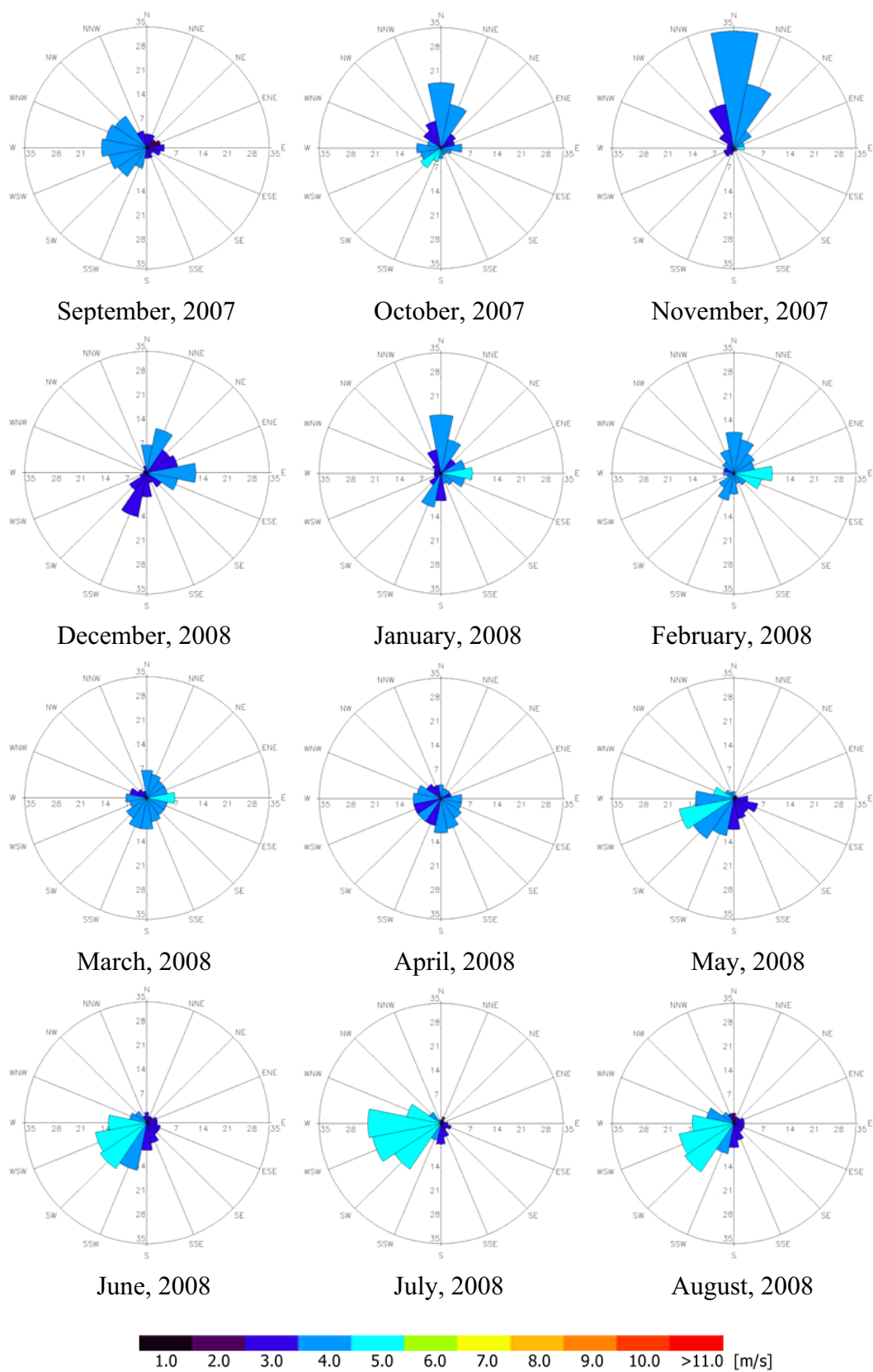
ในด้านของทิศทางลม ผู้วิจัยได้นำข้อมูลความเร็วลมมาทำการแจกแจงตามทิศต่างๆ และนำผลมาแสดงในรูปของแผนภูมิทิศทางลม(wind rose) ที่ระดับต่างๆ โดยผู้วิจัยทำการแบ่งกลุ่มข้อมูลความเร็วลมตามทิศทางลมเป็น 16 ทิศทาง ด้วยโปรแกรมภาษา IDL (source code แสดงในภาคผนวก ข) และคำนวณค่าความเร็วลมเฉลี่ยในแต่ละทิศทางด้วยวิธีการเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักยกกำลังสาม หลังจากนั้นนำค่าความเร็วลมเฉลี่ยที่คำนวณได้ทั้ง 16 ทิศทางมาแสดงผลด้วยแผนภูมิทิศทางลมซึ่งวาดด้วยโปรแกรมภาษา IDL (source code แสดงในภาคผนวก ข) ซึ่งแผนภูมิทิศทางลมที่ได้จะประกอบไปด้วยค่าความถี่ของข้อมูลลมที่วัดได้ และค่าความเร็วลมเฉลี่ยตามทิศทางลมทั้ง 16 ทิศทาง ผลการวิเคราะห์การแจกแจงทางสถิติของทิศทางลมมีดังนี้

3.3.4.1 การแจกแจงรายเดือน

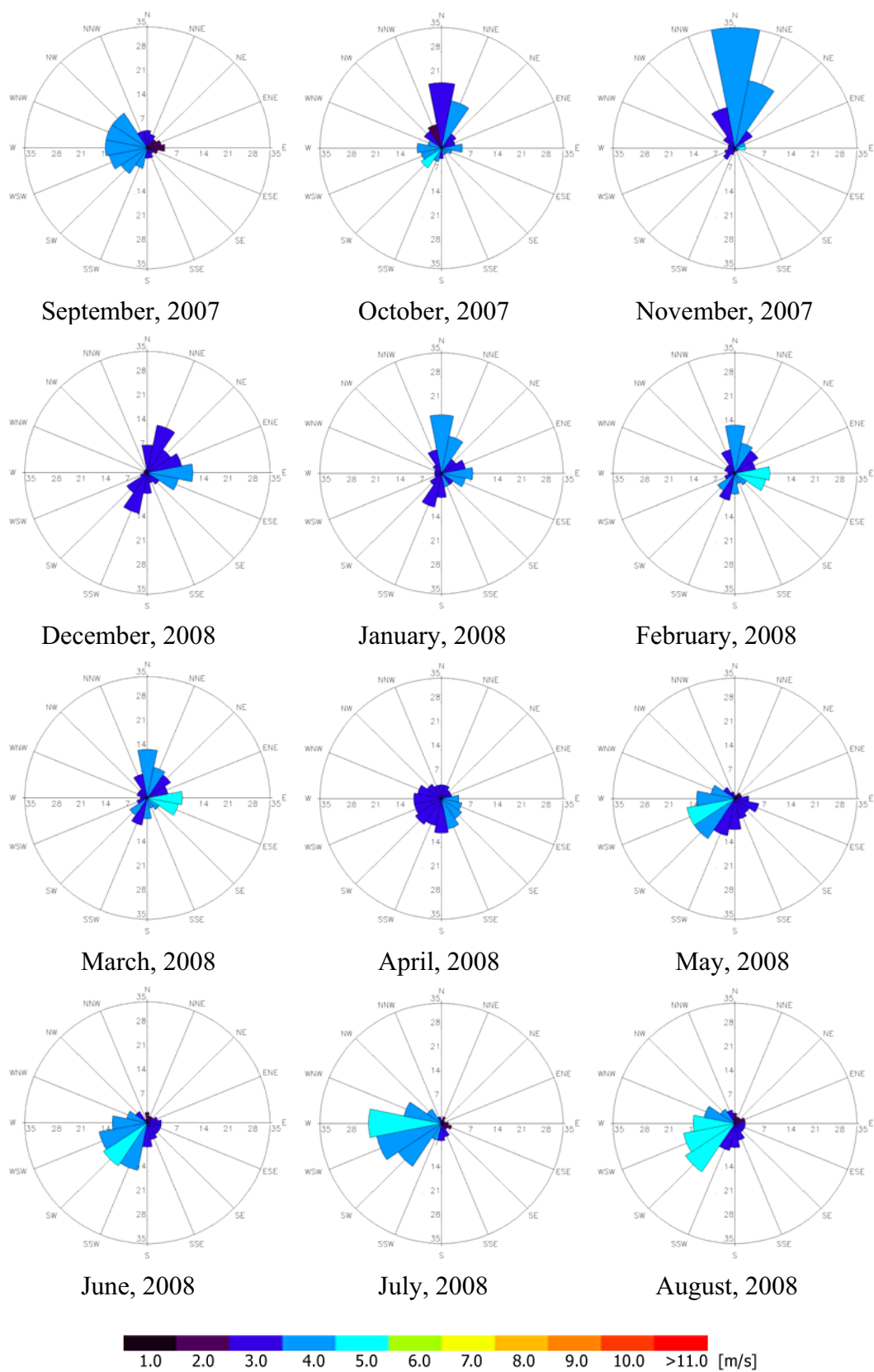
จากแผนภูมิทิศทางลมในรูปที่ 3.25 – 3.37 ที่ได้พบว่า ที่สถานีเดียวกันและเดือนเดียวกันการแจกแจงของทิศทางลมที่ระดับความสูงต่างกันจะมีลักษณะคล้ายกัน และทิศทางลมที่พัดส่วนใหญ่ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม ถึงเดือนกันยายนจะเป็นลมที่พัดมาจากทิศตะวันตกหรือตะวันตกเฉียงใต้ เนื่องจากเป็นช่วงลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ส่วนในช่วงเดือนตุลาคม ถึงเดือนกุมภาพันธ์ลมส่วนใหญ่พัดจากทิศเหนือหรือทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ทั้งนี้เพราะช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ นอกจากนี้พบว่าถ้าพิจารณาที่สถานีหนึ่ง การแจกแจงทางสถิติของทิศทางของลมที่ระดับความสูงต่างๆ มีลักษณะคล้ายคลึงกัน

3.3.4.2 การแจกแจงรายปี

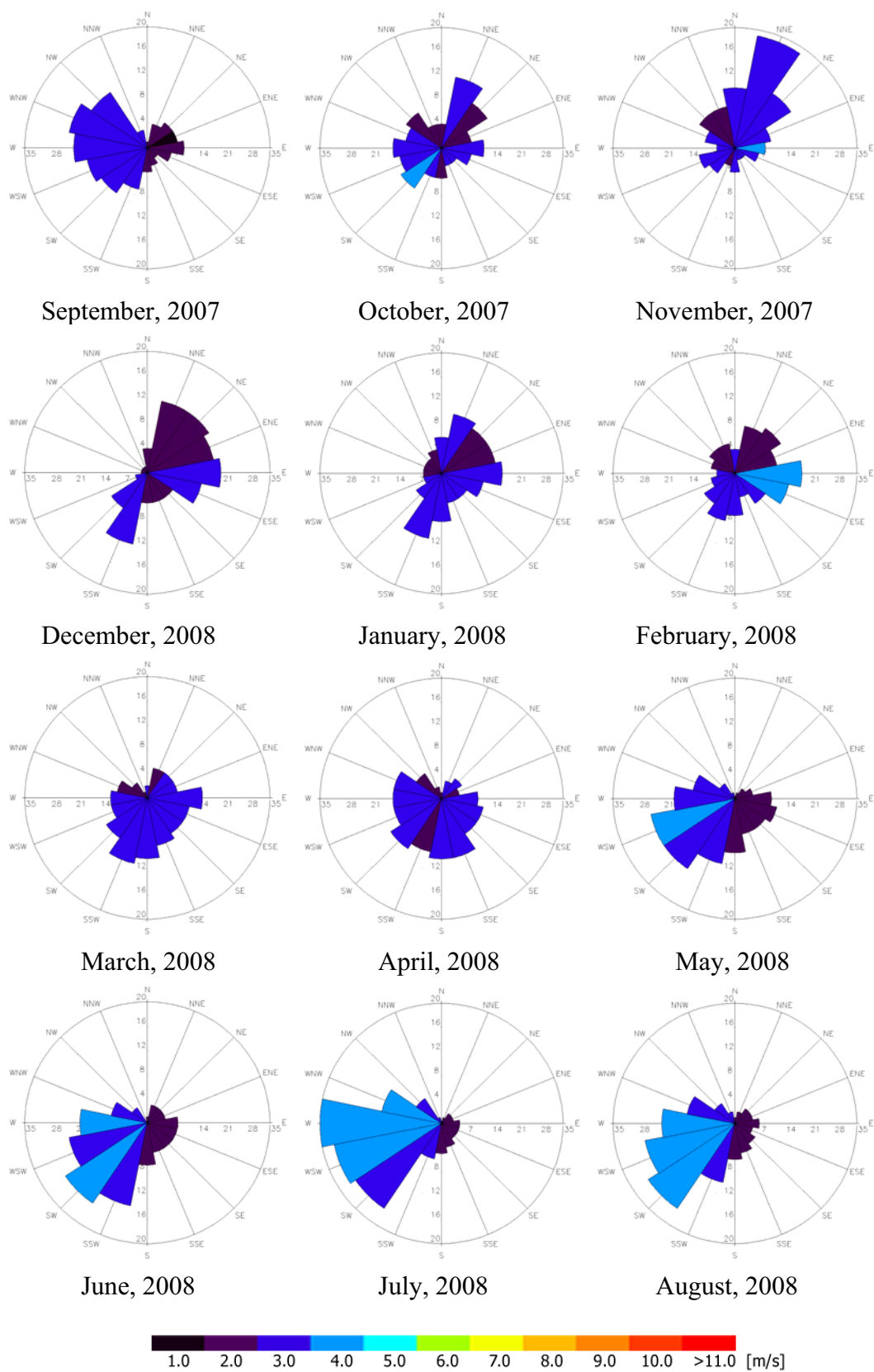
จากแผนภูมิทิศทางลมในรูปที่ 3.38 – 3.42 ที่ได้พบว่า สถานีเสียมเรียบมีลมที่พัดส่วนใหญ่มาจากทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ด้วยความเร็วในช่วง 3 – 4 m/s สถานีกำปงธมมีลมที่พัดส่วนใหญ่มาจากทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ (4 – 5 m/s) สถานีกำปอตมีลมที่พัดมาส่วนใหญ่จากสองทิศทาง คือทิศเหนือ (4 – 6 m/s) และทิศตะวันตกเฉียงใต้ค่อนไปทางทิศใต้ (5 – 7 m/s) สำหรับสถานีสีหนุวิลล์มีลมส่วนใหญ่พัดมาจากทะเลทางด้านทิศตะวันตก (4 – 7 m/s) และสถานีพนมเปญมีลมที่พัดส่วนใหญ่มาจากทางด้านทิศเหนือด้วยความเร็วลมเฉลี่ย 5 m/s



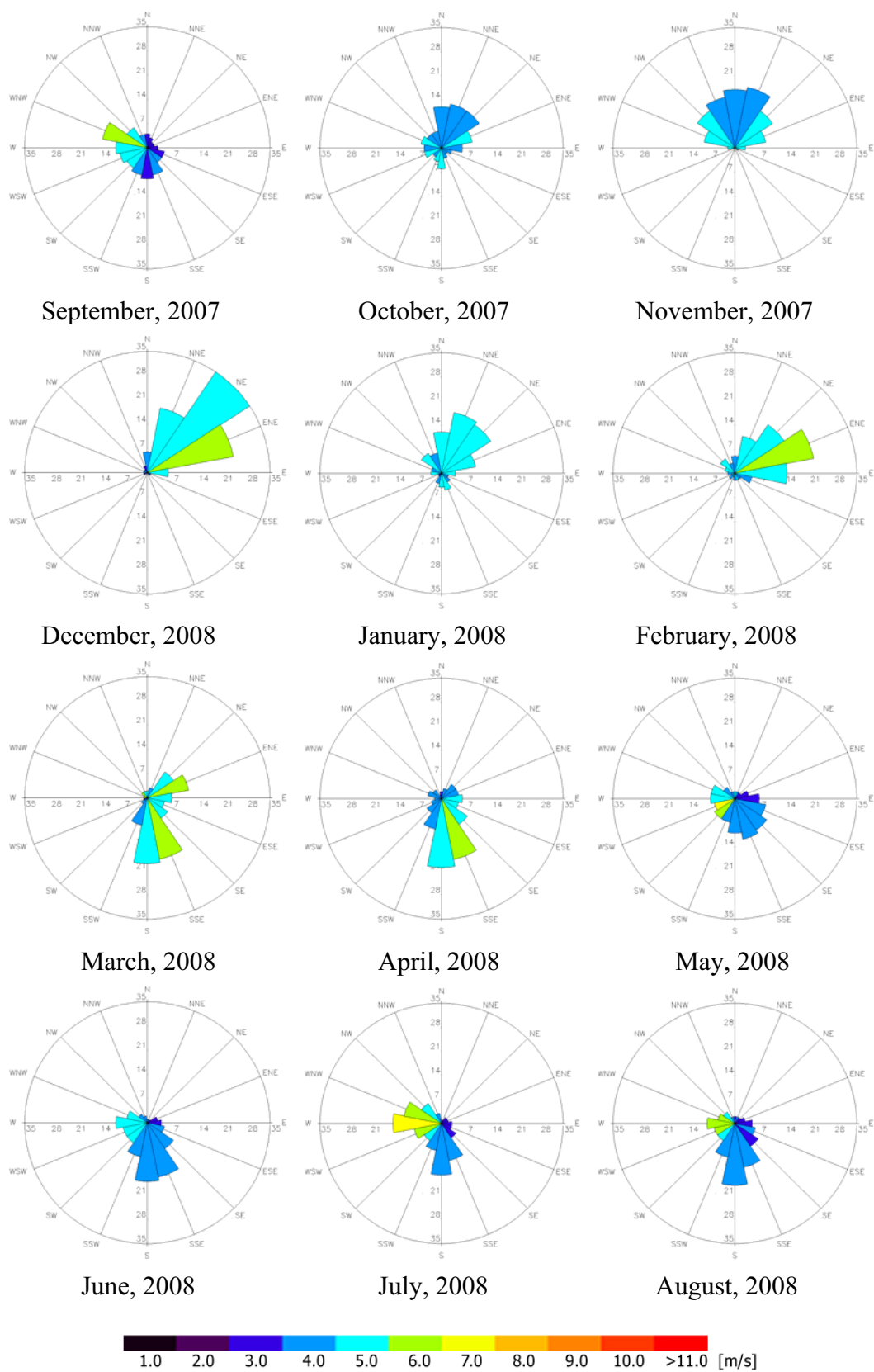
รูปที่ 3.25 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีเสียมเรียบ ที่ระดับ 50 เมตร



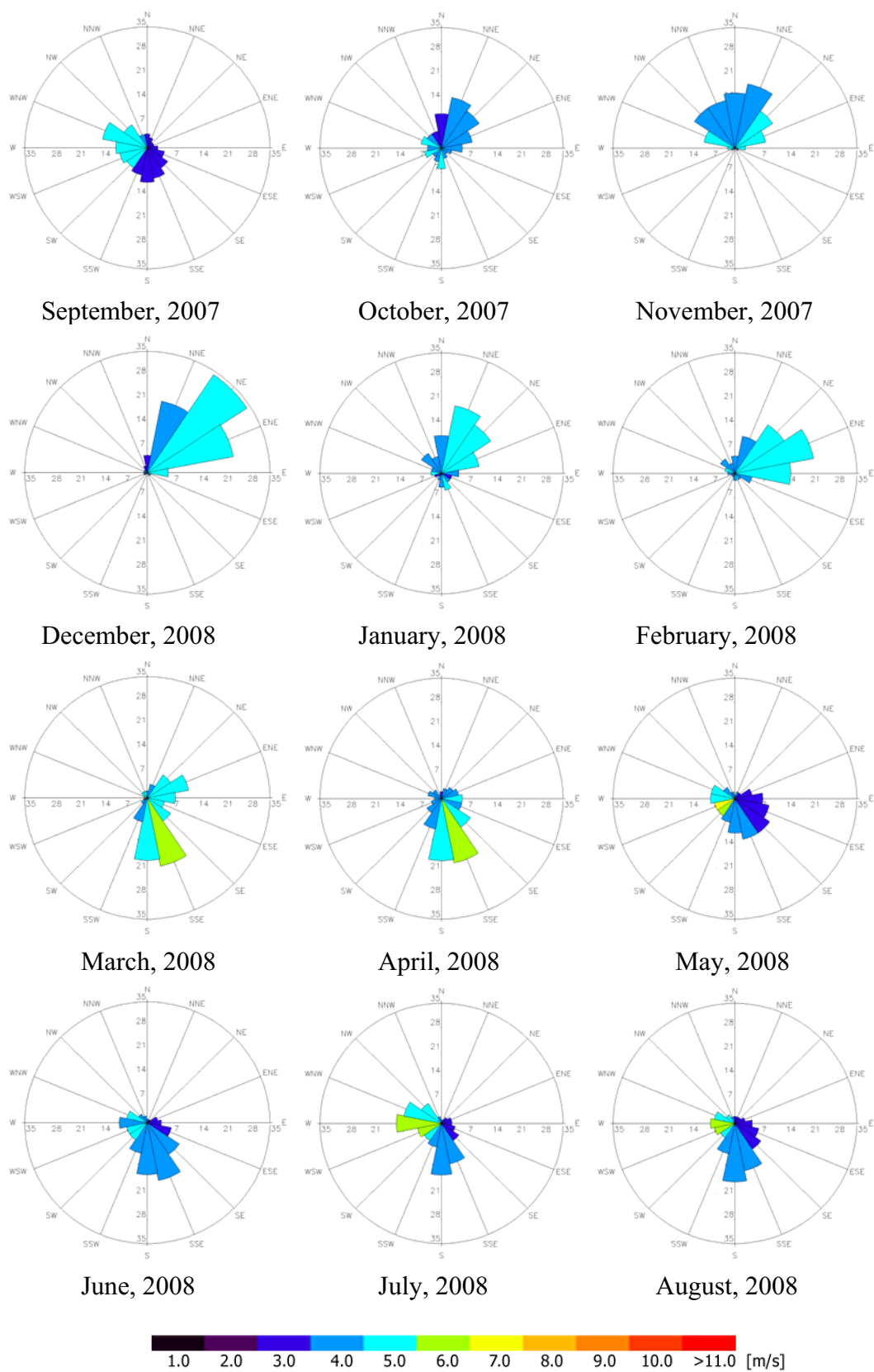
รูปที่ 3.26 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีสี่เหลี่ยมที่ระดับ 40 เมตร



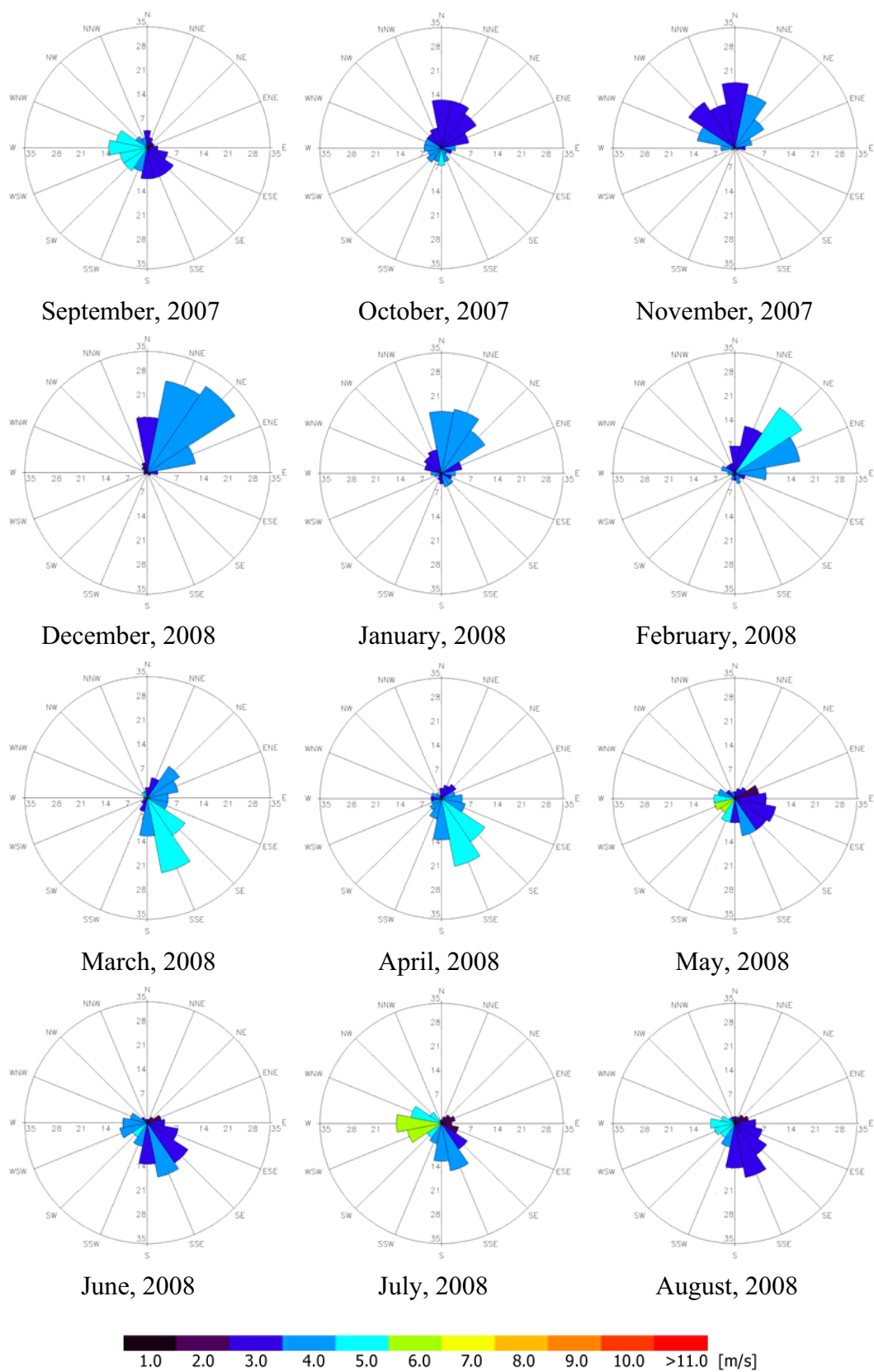
รูปที่ 3.27 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีสี่แยกเรียบที่ระดับ 20 เมตร



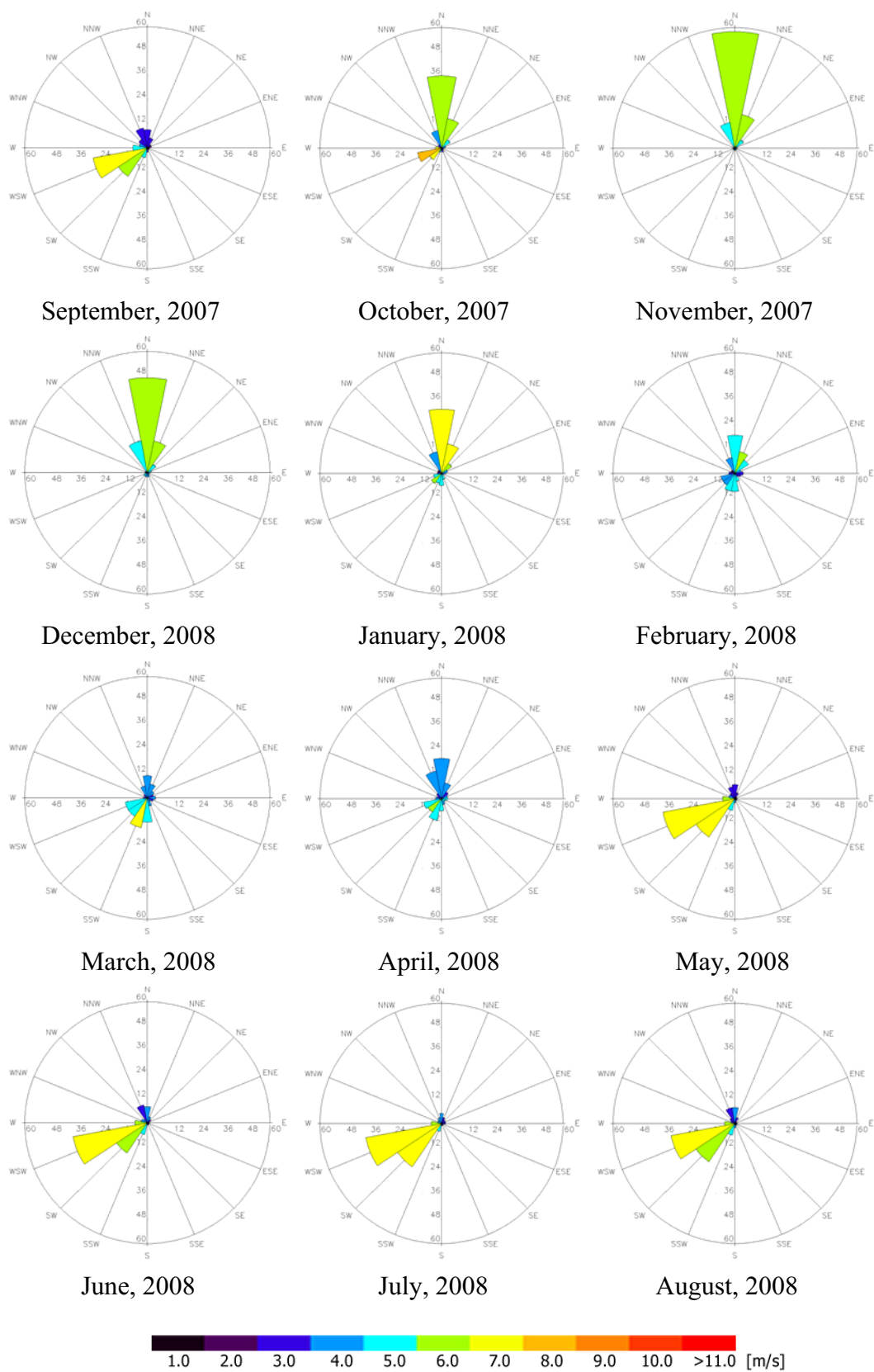
รูปที่ 3.28 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกัมปงมที่ระดับ 50 เมตร



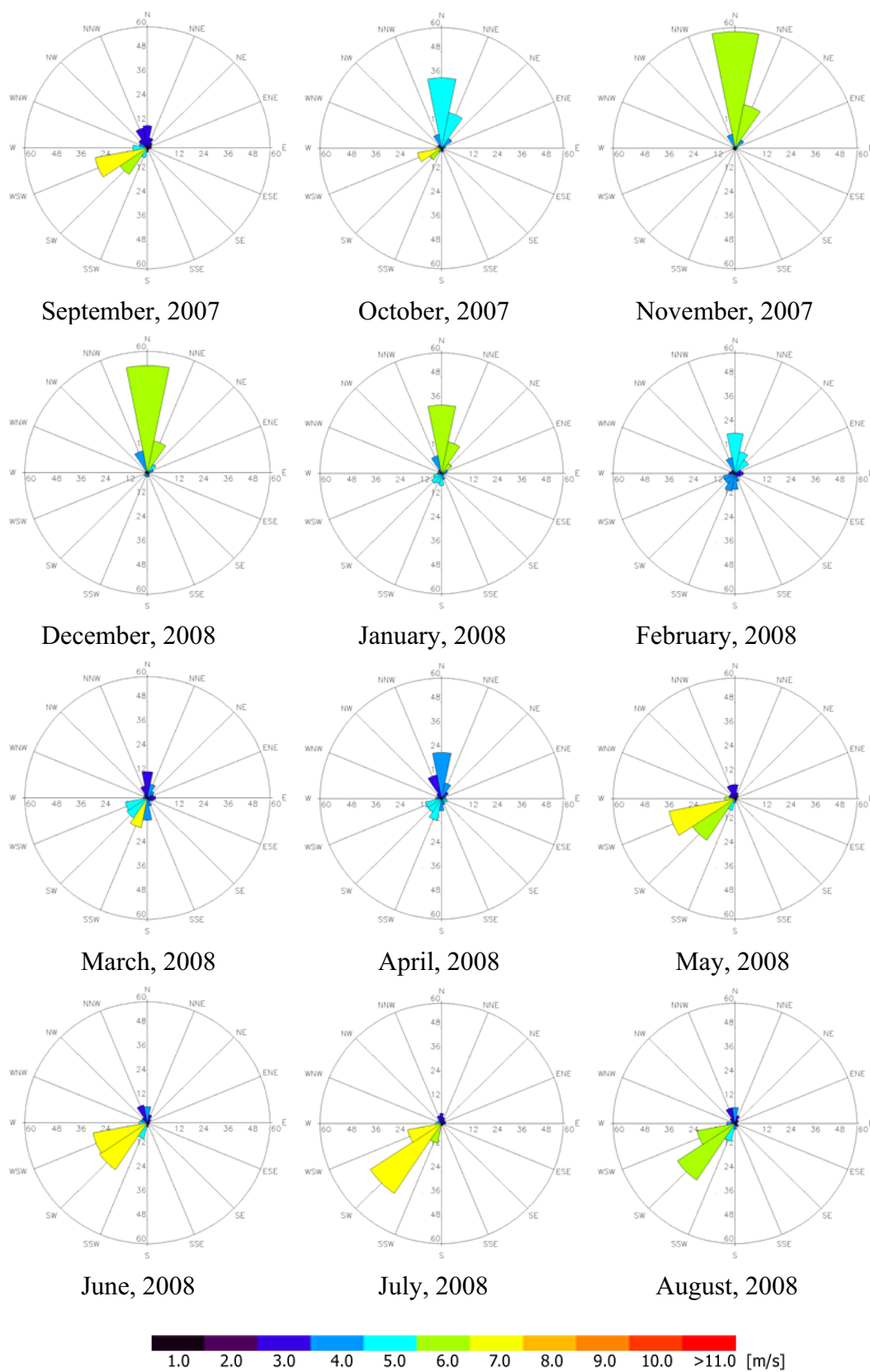
รูปที่ 3.29 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกัมปงมที่ระดับ 40 เมตร



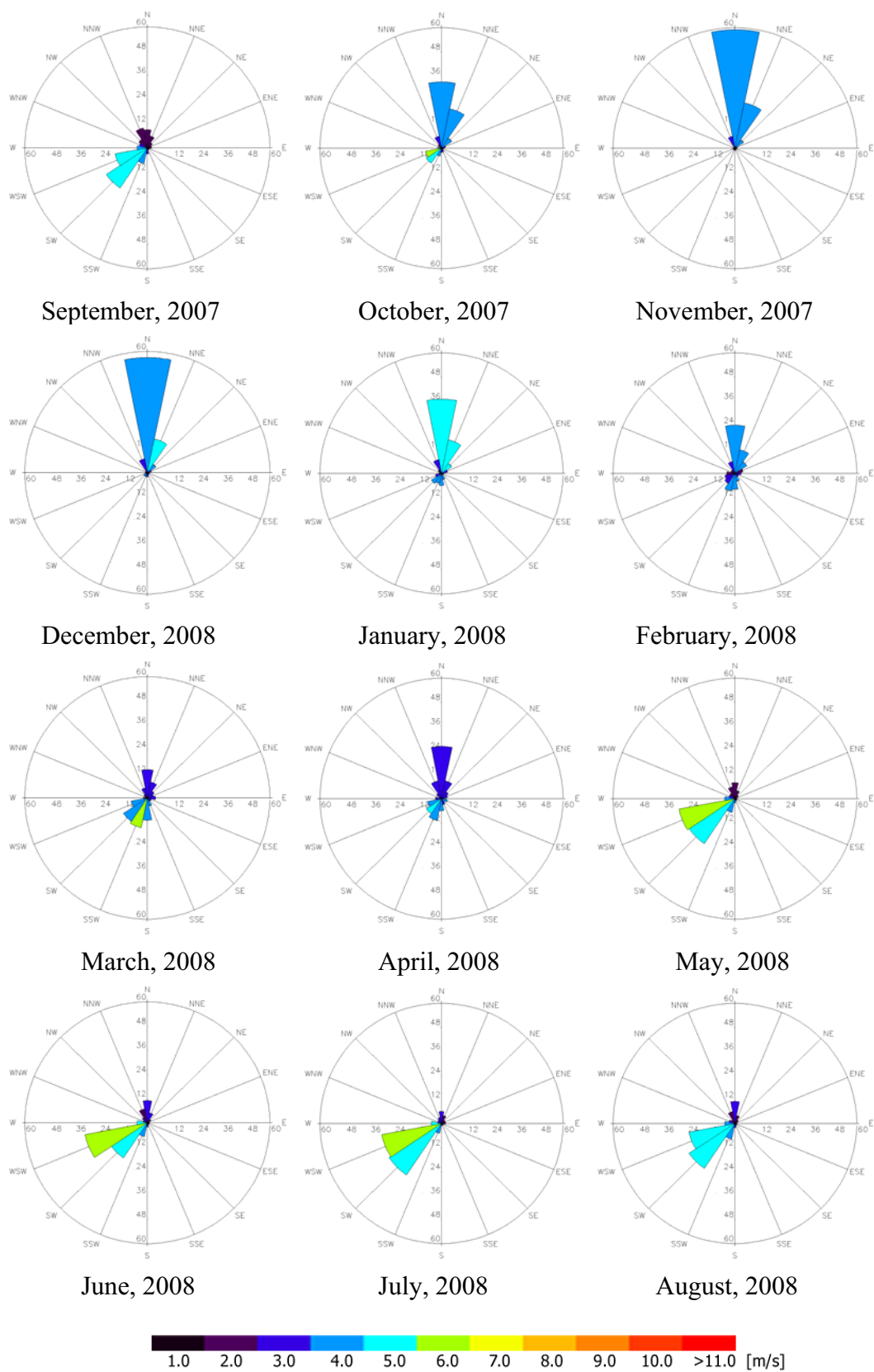
รูปที่ 3.30 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกัมปงชมที่ระดับ 20 เมตร



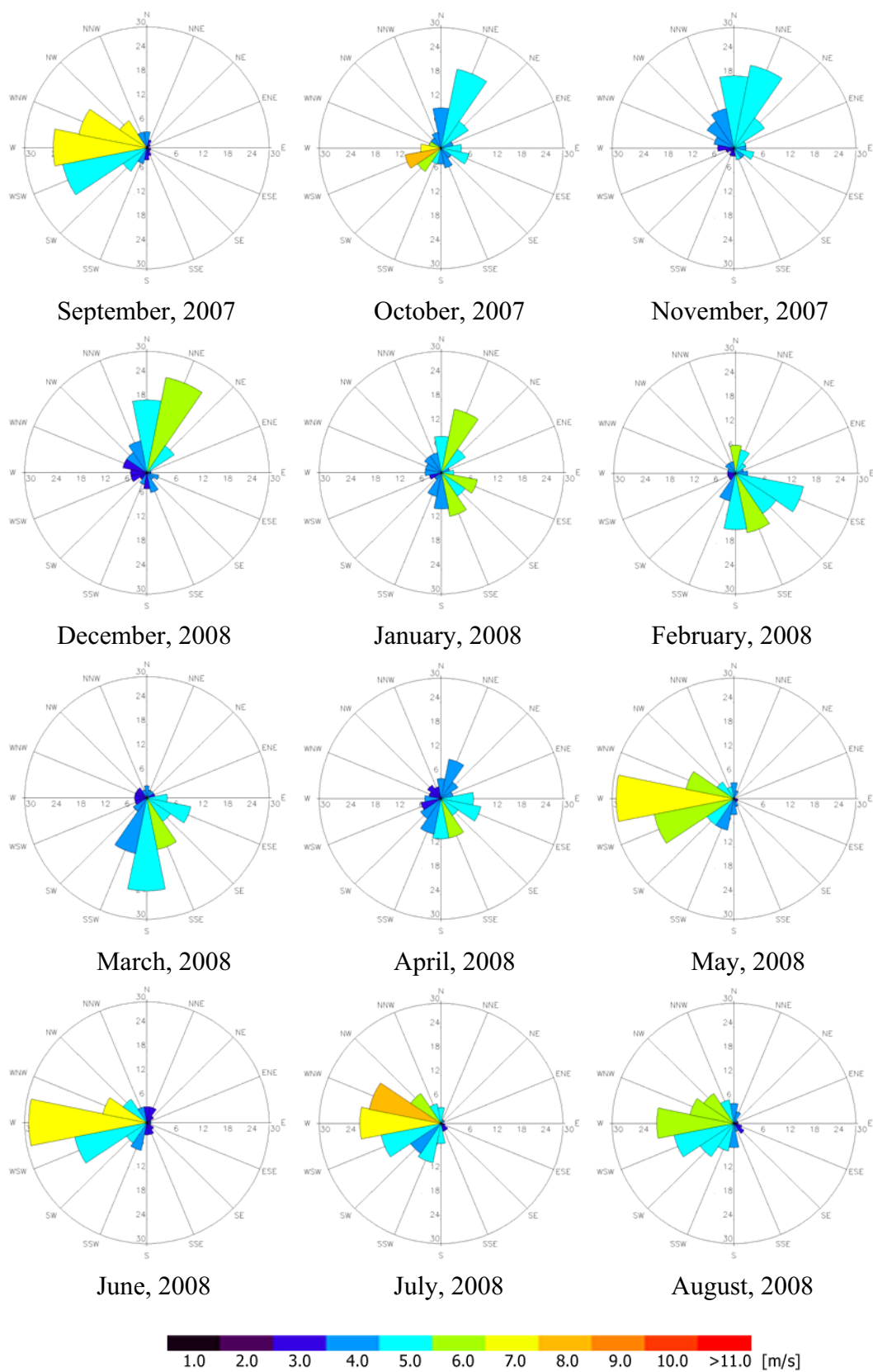
รูปที่ 3.31 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกัมปอดที่ระดับ 50 เมตร



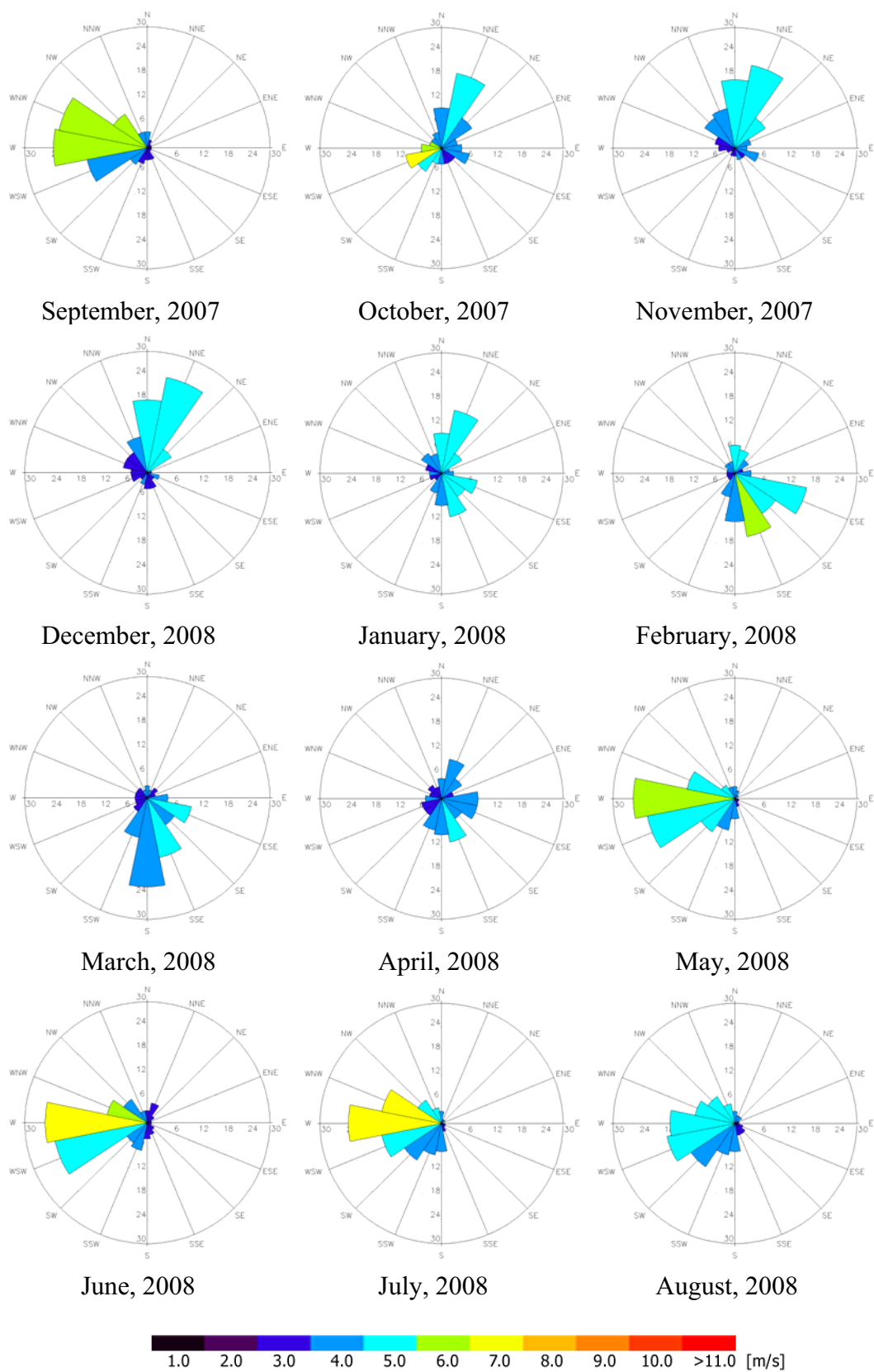
รูปที่ 3.32 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกัมปอดที่ระดับ 40 เมตร



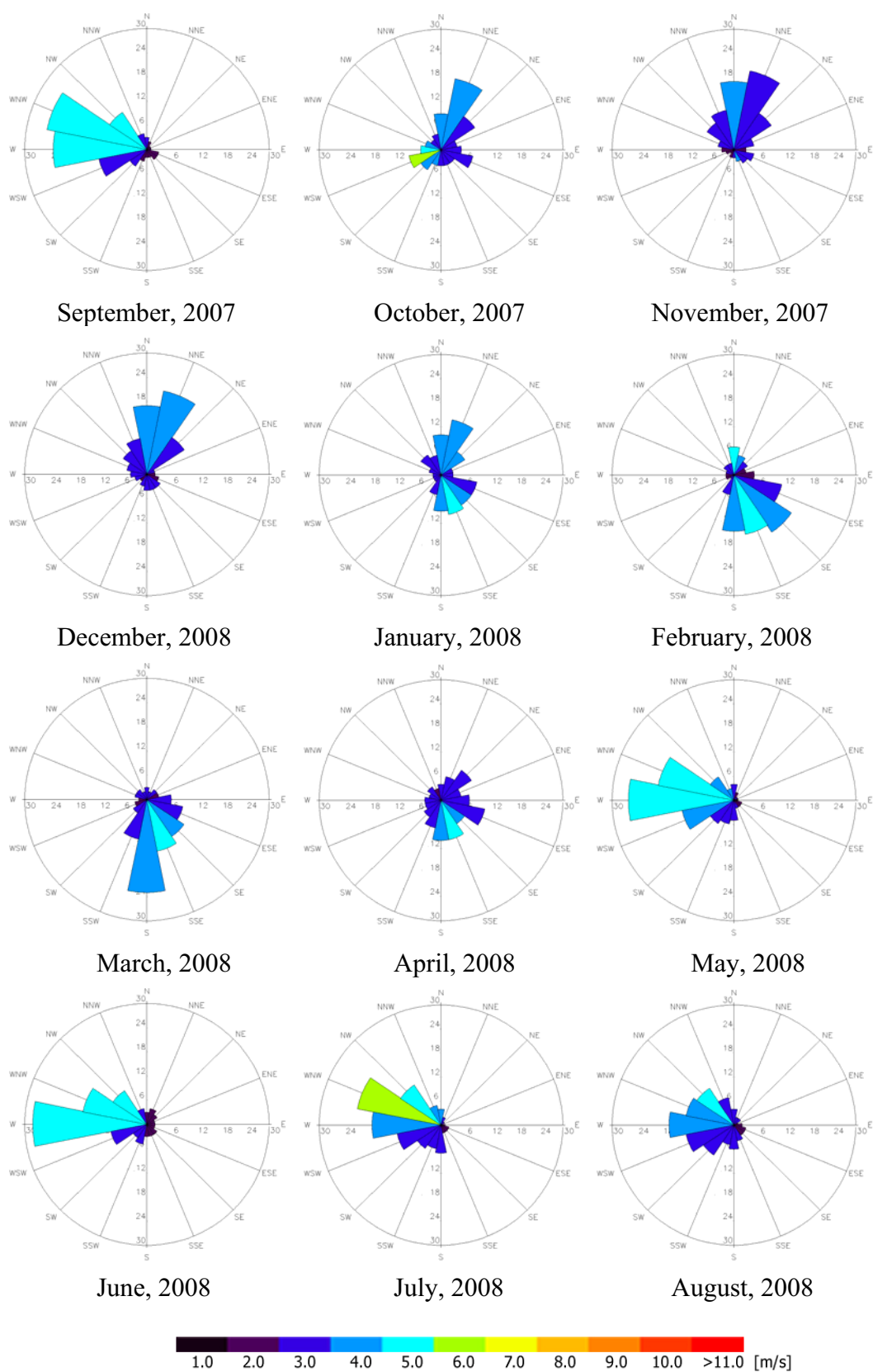
รูปที่ 3.33 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีกัมปอดที่ระดับ 20 เมตร



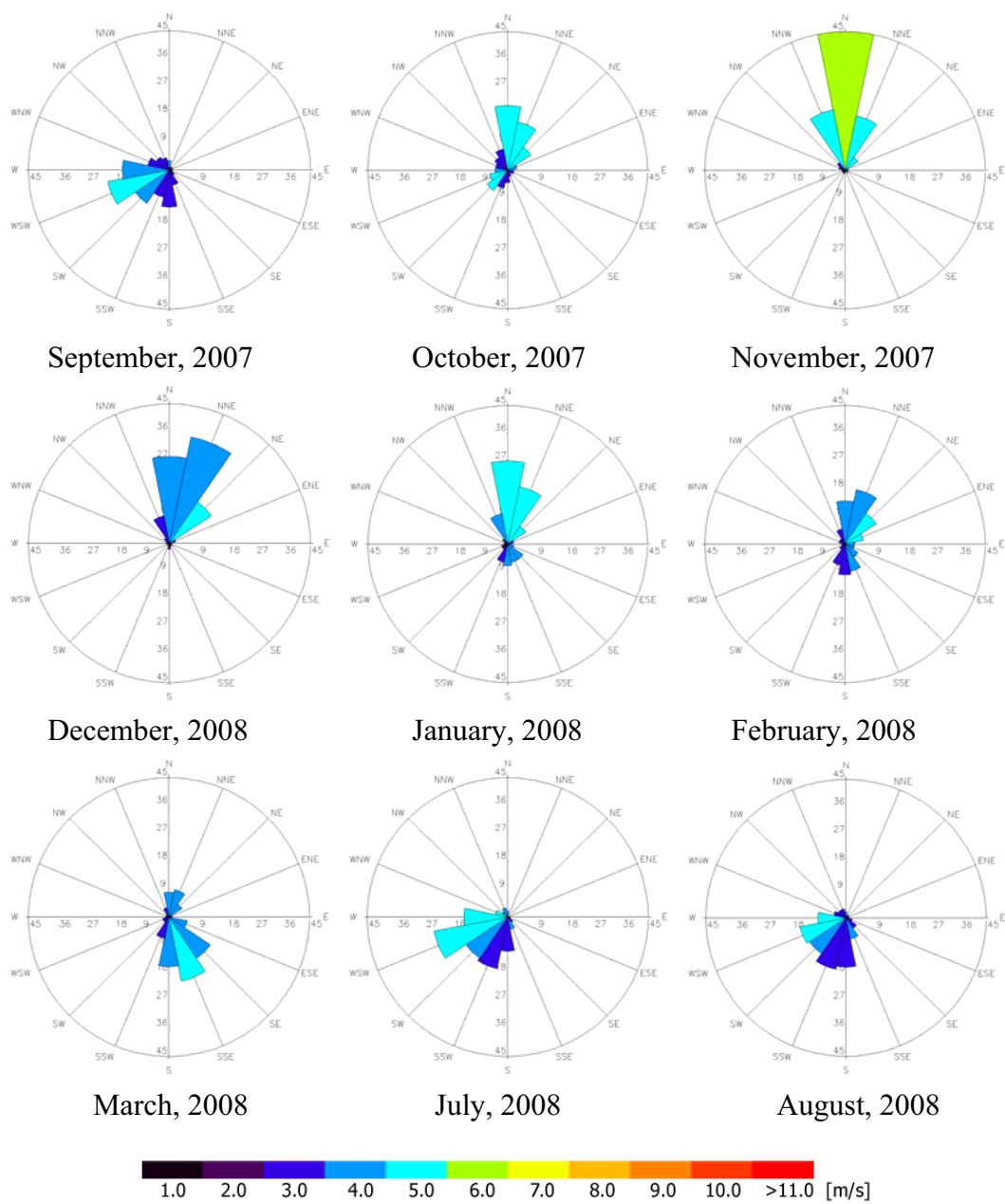
รูปที่ 3.34 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีสีหนิวาสที่ระดับ 50 เมตร



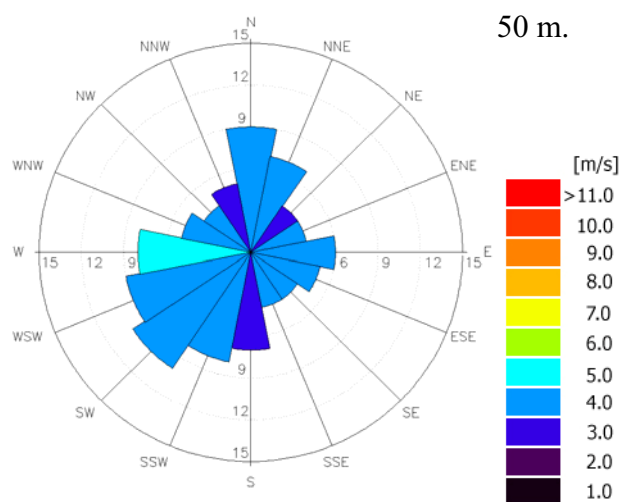
รูปที่ 3.35 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีสี่หนุวัดที่ระดับ 40 เมตร



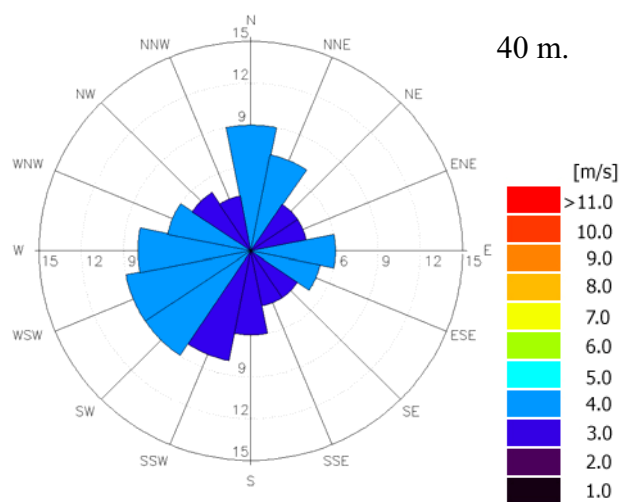
รูปที่ 3.36 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีสีหนิวาสที่ระดับ 20 เมตร



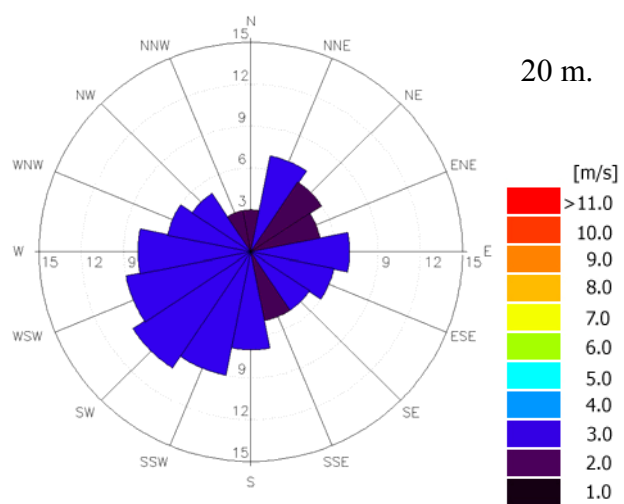
รูปที่ 3.37 แสดงแผนภูมิทิศทางลมในเดือนต่างๆ ของสถานีพนมเปญที่ระดับ 30 เมตร



(a)

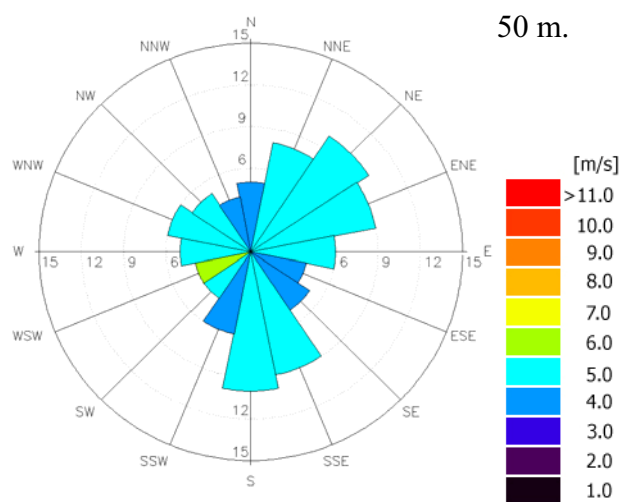


(b)

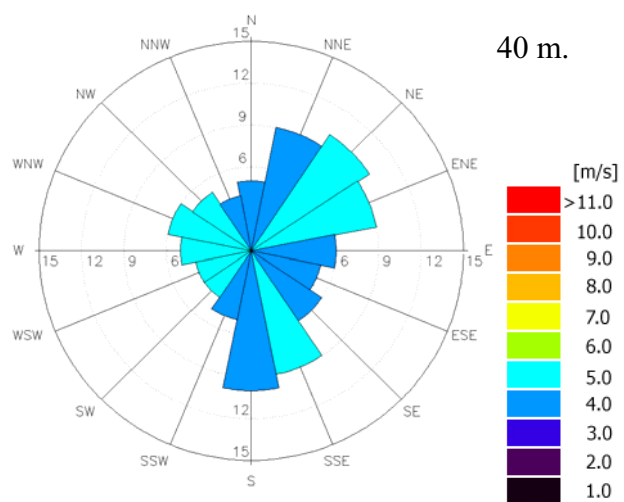


(c)

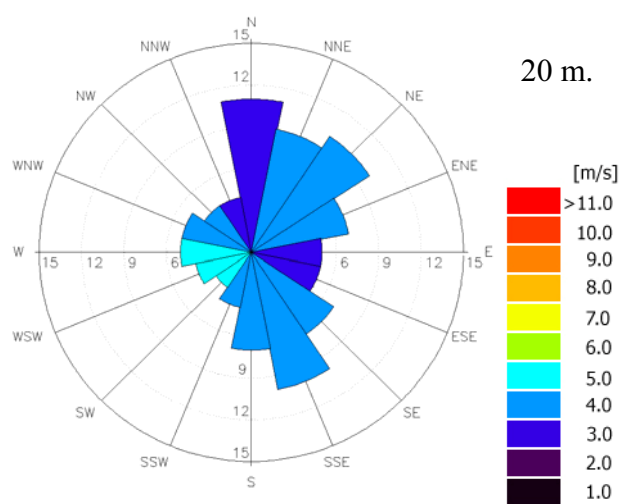
รูปที่ 3.38 แสดงแผนภูมิทิศทางลมรายปี ของสถานีเสียมเรียบที่ระดับต่าง ๆ



(a)

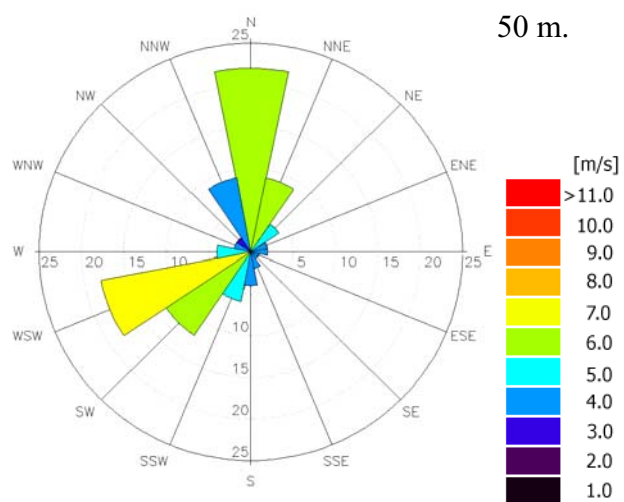


(b)

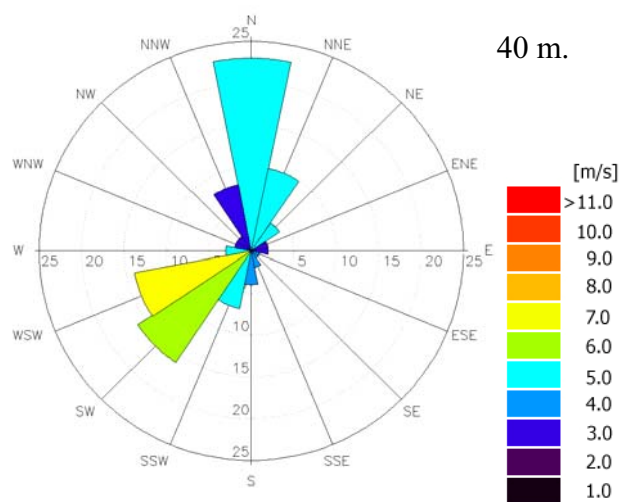


(c)

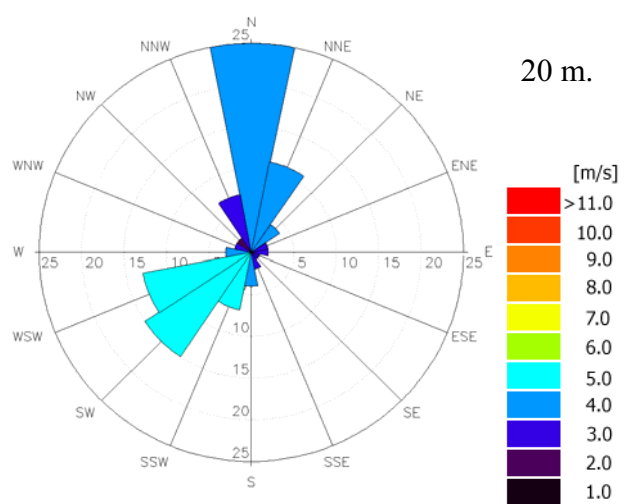
รูปที่ 3.39 แสดงแผนภูมิทิศทางลมรายปี ของสถานีกับปมที่ระดับต่าง ๆ



(a)

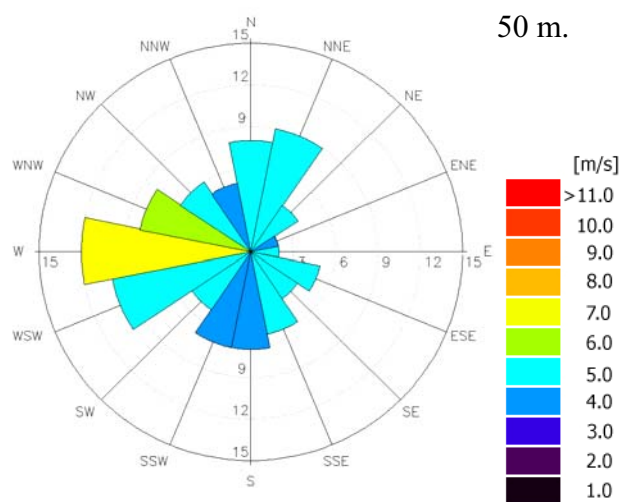


(b)

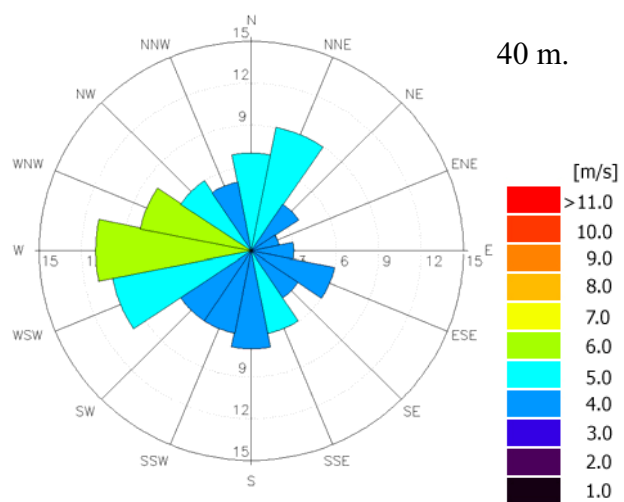


(c)

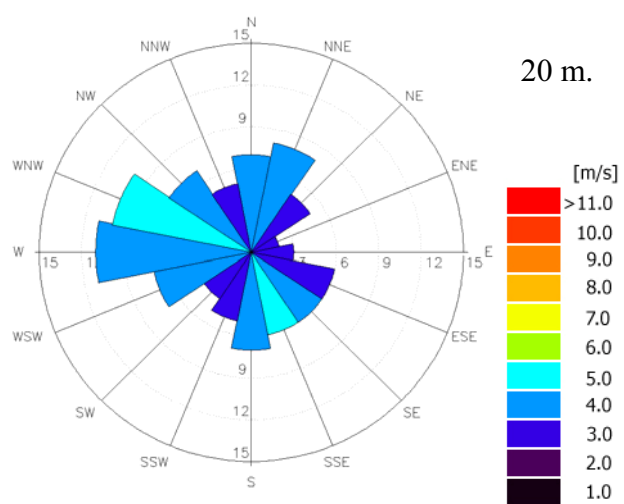
รูปที่ 3.40 แสดงแผนภูมิทิศทางลมรายปี ของสถานีกันปอดที่ระดับต่าง ๆ



(a)

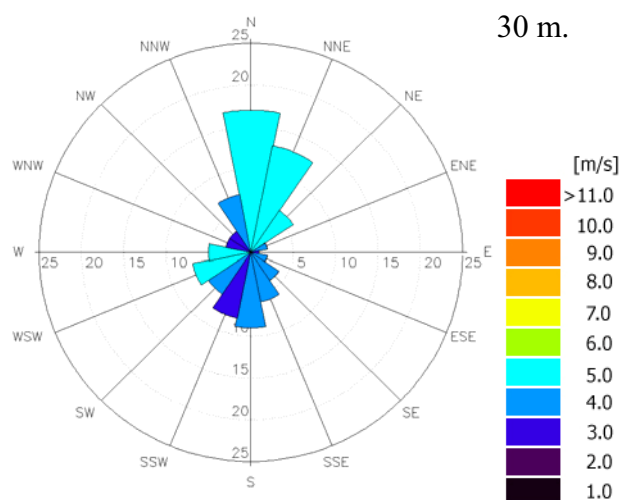


(b)



(c)

รูปที่ 3.41 แสดงแผนภูมิทิศทางลมรายปี ของสถานีสีหนุวิลล์ที่ระดับต่าง ๆ



รูปที่ 3.42 แสดงแผนภูมิทิศทางลมรายปี ของสถานีพนมเปญที่ระดับ 30 เมตร

3.3.5 การแจกแจงทางสถิติของความเร็วลม

เนื่องจากเป็นที่ทราบกันดีแล้วว่า ความเร็วลมมีการแจกแจงทางสถิติแบบไวบูลล์ (Weibull distribution) ซึ่งเขียนในรูปของสมการได้ดังนี้

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} \quad (3.3)$$

เมื่อ $f(v)$ = ฟังก์ชันของความน่าจะเป็น (probability density function)

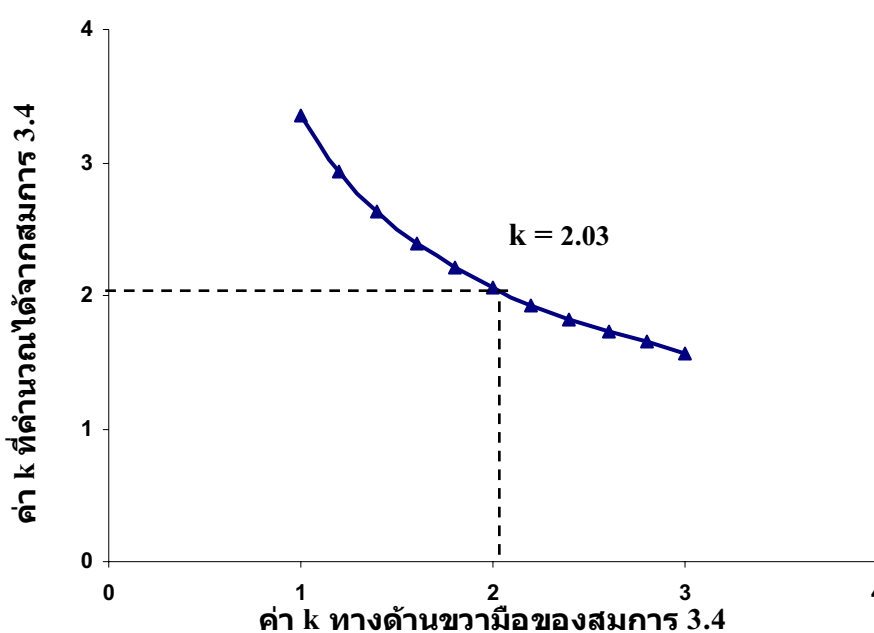
v = ความเร็วลม, k = shape parameter, c = scale parameter

โดยผู้วิจัยได้คำนวณหาค่าพารามิเตอร์ทั้งสอง ของทุกสถานี ด้วยวิธี Maximum likelihood เป็นรายเดือน และนำค่ามาเฉลี่ยเป็นรายปี โดยมีสมการดังนี้

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right)^{-1} \quad (3.4)$$

$$\text{และ} \quad c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{\frac{1}{k}} \quad (3.5)$$

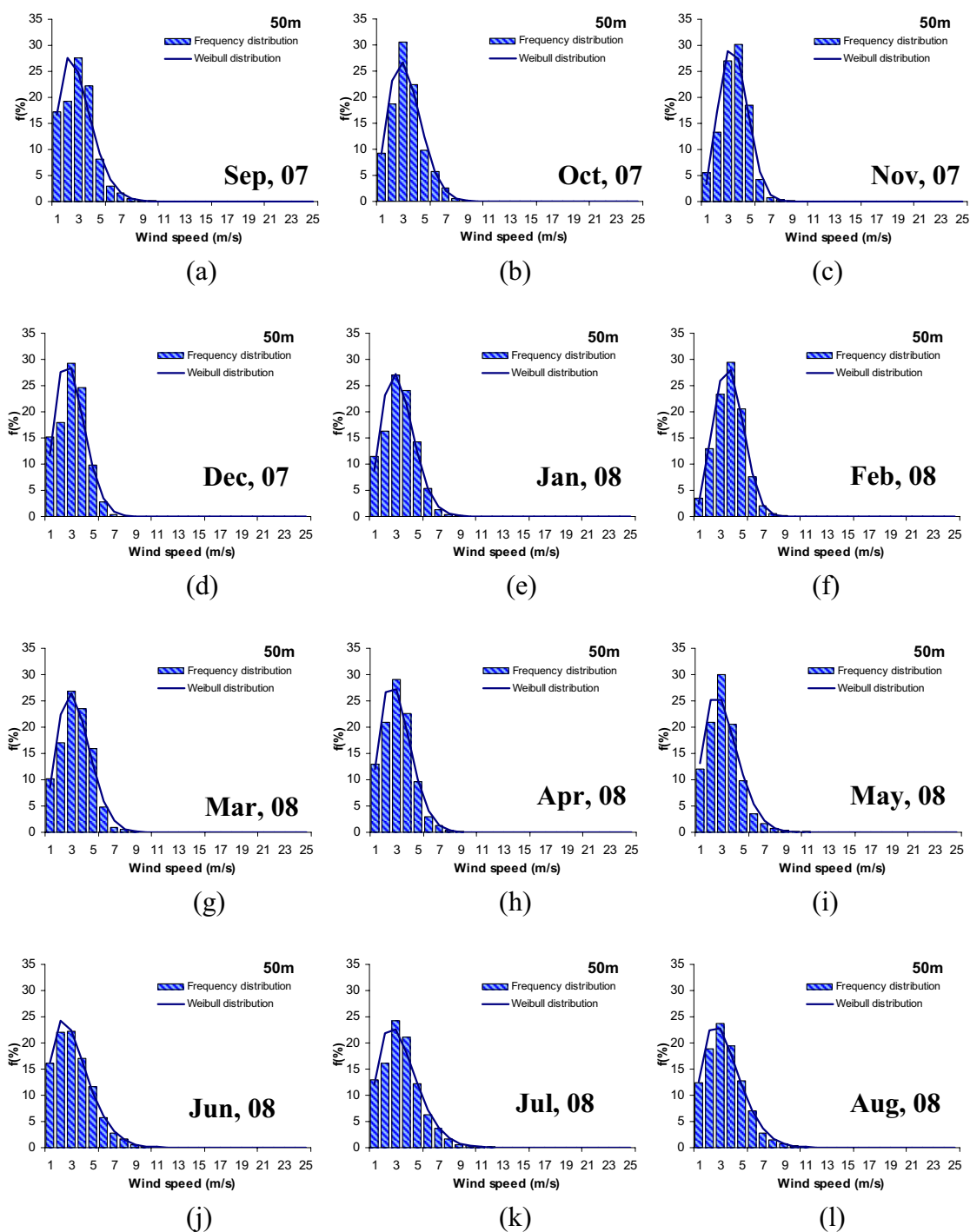
ผู้วิจัยหาค่า k โดยวิธีการแทนค่าซ้ำ ด้วยโปรแกรม Microsoft Excel จากสมการที่ 3.4 พิจารณาเทอมทางขวา เมื่อ v_i เป็นค่าความเร็วลมราย 10 นาที โดยข้อมูล 1 เดือน (31 วัน) จะมีค่า $n = 4464$ ค่า ดังนั้นเมื่อแทนค่า k ทางขวามือด้วยค่าเริ่มต้นด้วยค่าหนึ่ง และเพิ่มค่า k ทางขวาขึ้นเรื่อยๆ จะได้ค่า k ทางซ้ายมือค่าต่อค่าที่ลดลงเรื่อยๆ เมื่อนำค่า k ทั้งสองมาเขียนกราฟจะได้ค่า k ที่แท้จริงที่ค่า k ที่เท่ากัน หลังจากนั้นนำค่า k มาคำนวณหาค่า c ด้วยสมการ 3.5 รูปที่ 3.43 แสดงตัวอย่างการคำนวณด้วยวิธี Maximum likelihood ซึ่งได้ค่า k เท่ากับ 2.03



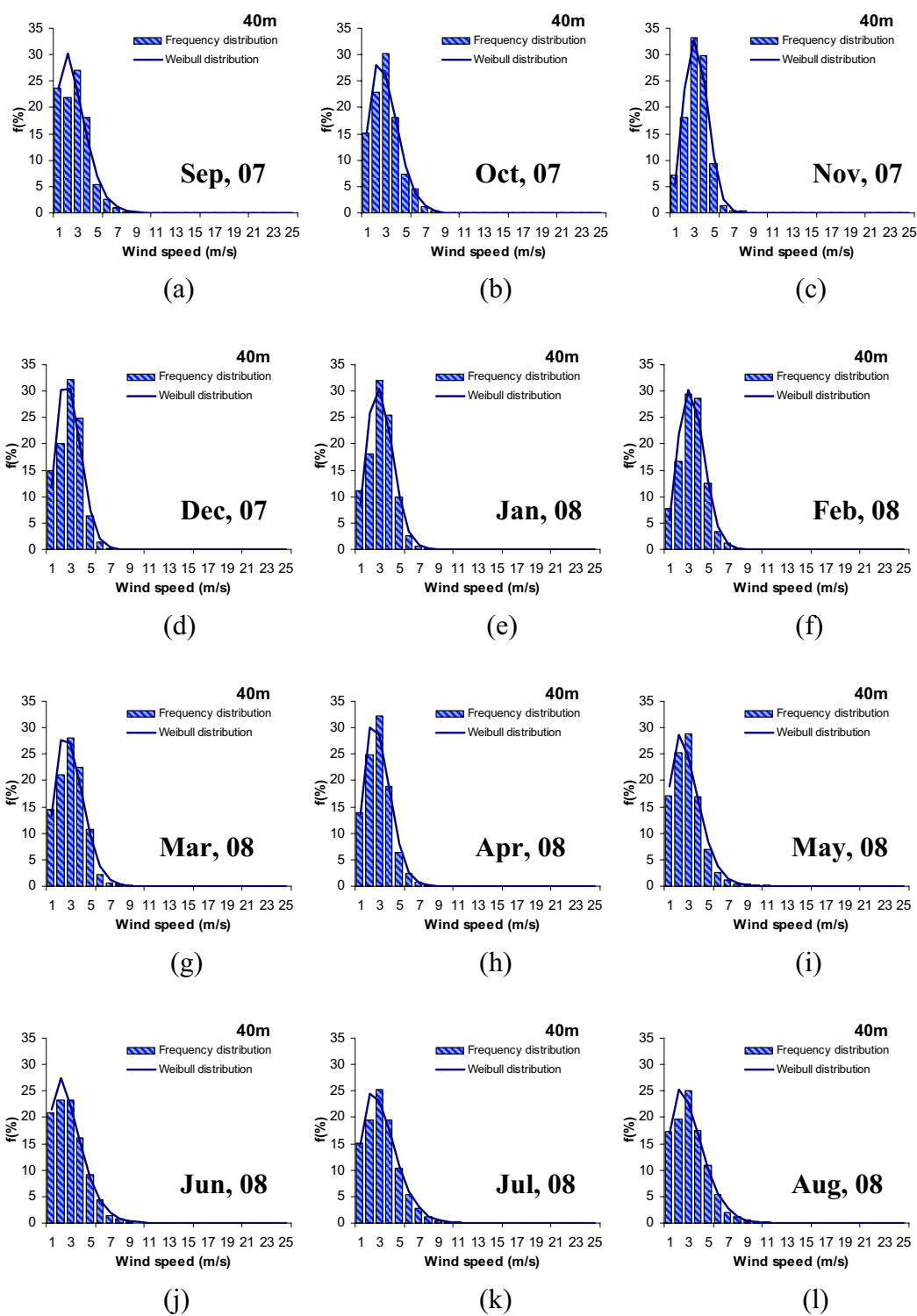
รูปที่ 3.43 แสดงการหาค่า k จากวิธี Maximum likelihood

หลังจากผู้วิจัยได้ค่า k กับ c แล้วผู้วิจัยได้นำค่าไวยาบูลพารามิเตอร์ทั้งสองมาพิตกับข้อมูลความเร็วลมที่วัดได้จริงจากสถานีต่างๆ และคำนวณหาค่า ความเร็วลมเฉลี่ย (V_m) ค่าความเร็วลมที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด ($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่ (E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด ($V_{E,max}$) โดยการเขียนฟังก์ชันการคำนวณด้วยโปรแกรมภาษา IDL (source code แสดงในภาคผนวกที่ 2) ผลจากการพิตค่าไวยาบูลพารามิเตอร์กับข้อมูลลมที่ระดับความสูงต่างๆ ของแต่ละสถานี ได้ว่าค่าไวยาบูลพารามิเตอร์ที่คำนวณจากวิธี Maximum likelihood มีความสอดคล้องกันกับค่าข้อมูลลมที่วัดได้เป็นอย่างดี แสดงดังรูปที่ 3.44 – 3.56 และแสดงผลการคำนวณค่า V_m , $V_{F,Max}$, E_v และ $V_{E,max}$ ดังตารางที่ 3.3 – 3.7

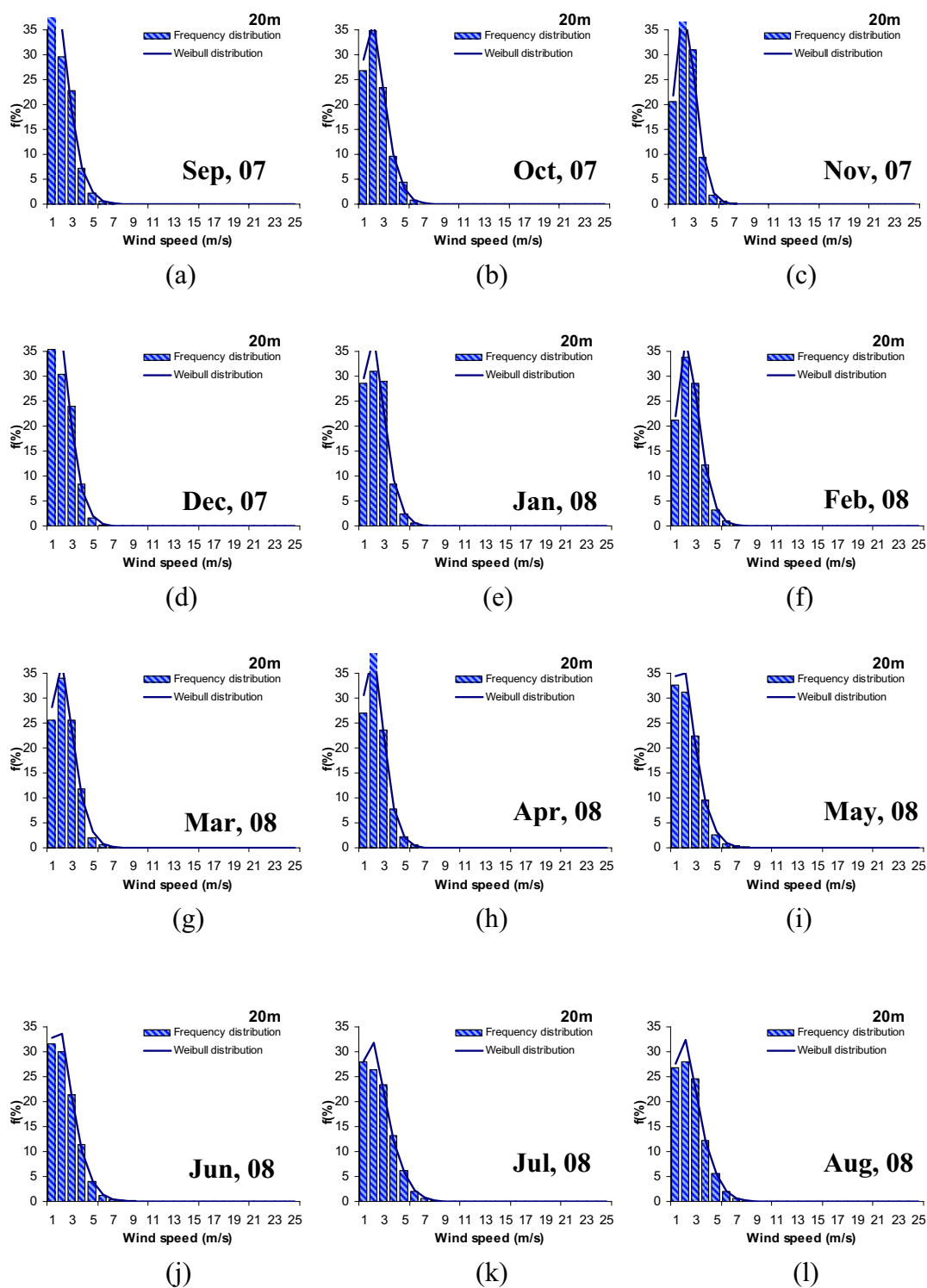
เมื่อพิจารณาลักษณะทางสถิติลมที่ระดับความสูง 50 เมตรเหนือพื้นดิน ได้ว่าความเร็วลมเฉลี่ย V_m ที่ได้จากการวิเคราะห์ฟังก์ชันไวบูลของสถานี เสียมเรียบ กัมปงทม กัมปอด และ สีนุ-วิลล์เท่ากับ 2.9 3.5 4.2 และ 3.9 m/s ตามลำดับ จะพบว่าค่า E_v ของสถานีกัมปอดมีมากที่สุดเท่ากับ 90.4 W/m^2 รองลงมาคือสถานีสินุวิลล์ กัมปงทม และเสียมเรียบ คือ 69.9, 47.8 และ 27.8 W/m^2 ตามลำดับ ส่วนความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับ 30 เมตรของสถานีพนมเปญเท่ากับ 3.1 m/s และมีค่า E_v เท่ากับ 33.7 W/m^2 ดังนั้นผู้วิจัยจึงเลือกข้อมูลจากสถานีกัมปอดเพื่อทำการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลม ดังรายละเอียดในบทต่อไป



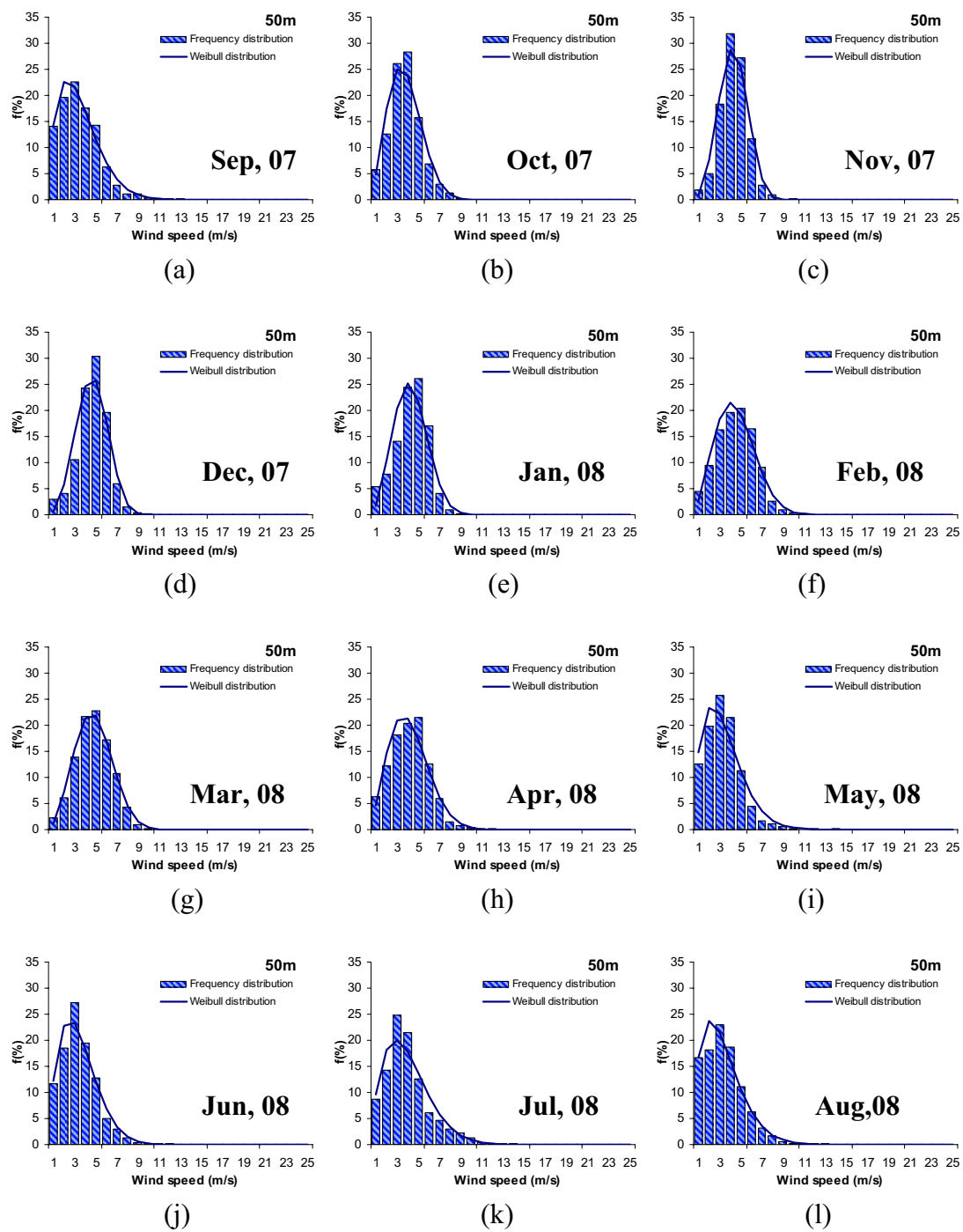
รูปที่ 3.44 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูล์ กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 50 เมตรของสถานีเสียมเรียบ



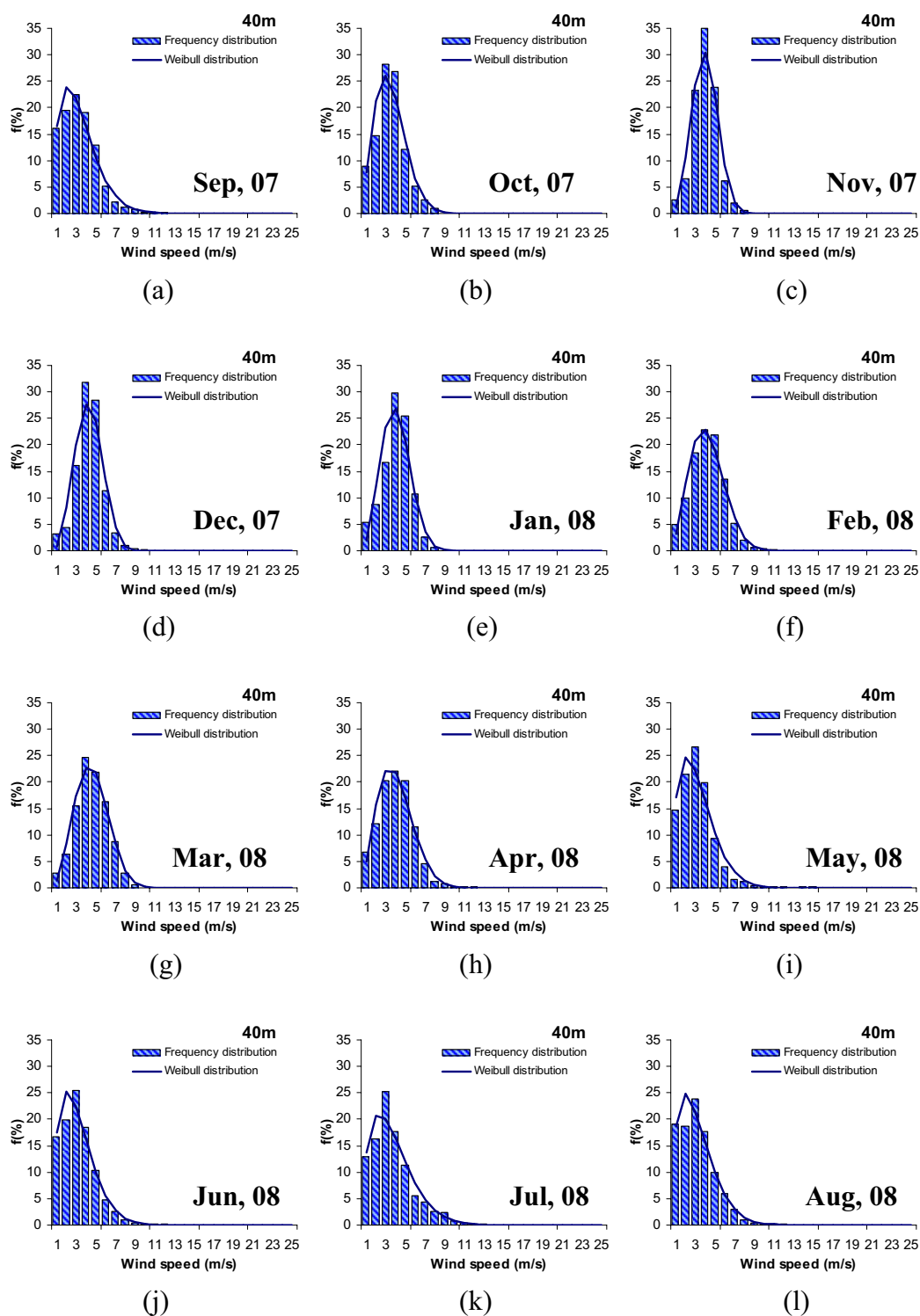
รูปที่ 3.45 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์ กับ การแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 40 เมตรของสถานีเสียมเรียบ



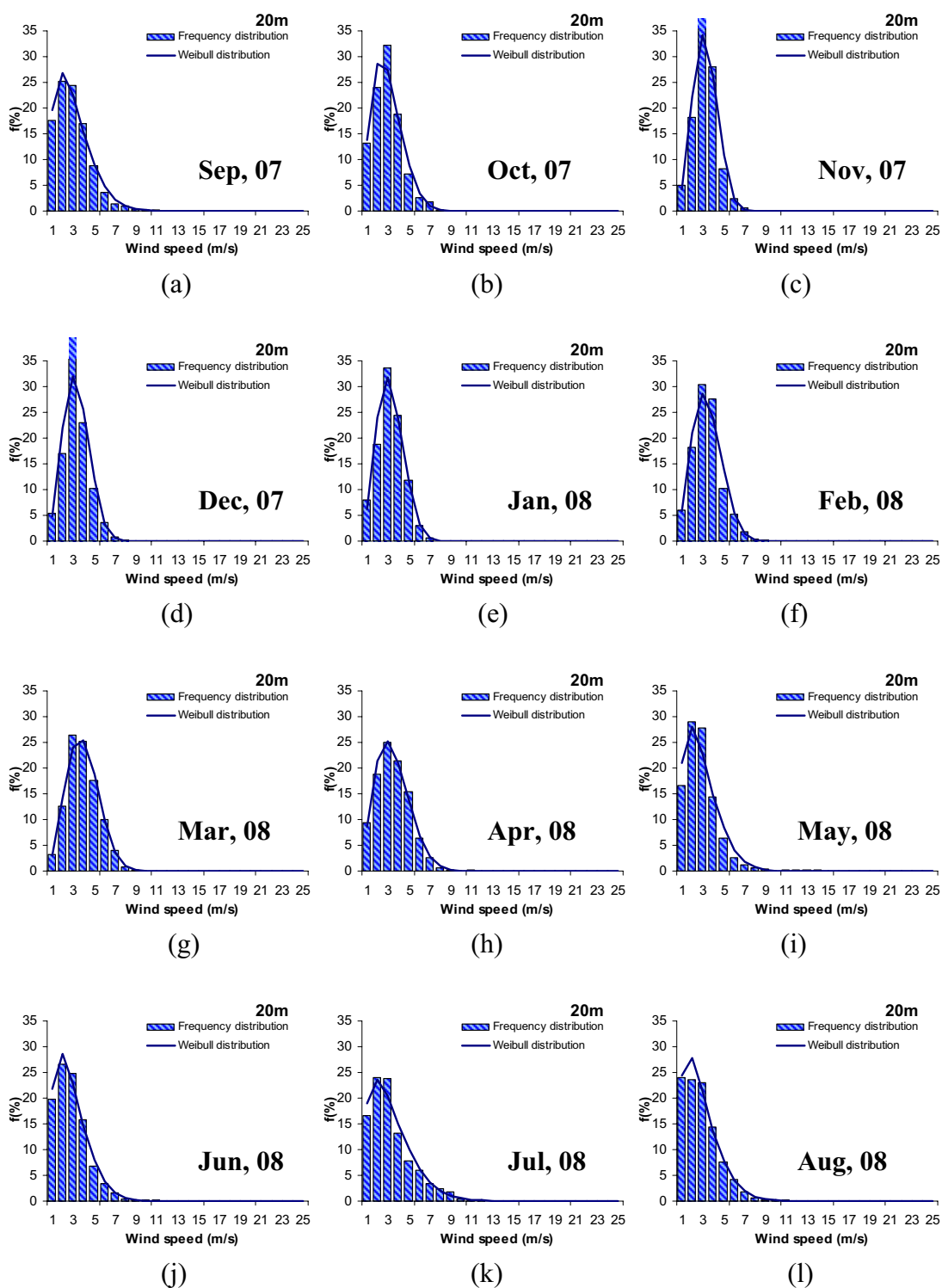
รูปที่ 3.46 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์ กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 20 เมตรของสถานีเสียมเรียบ



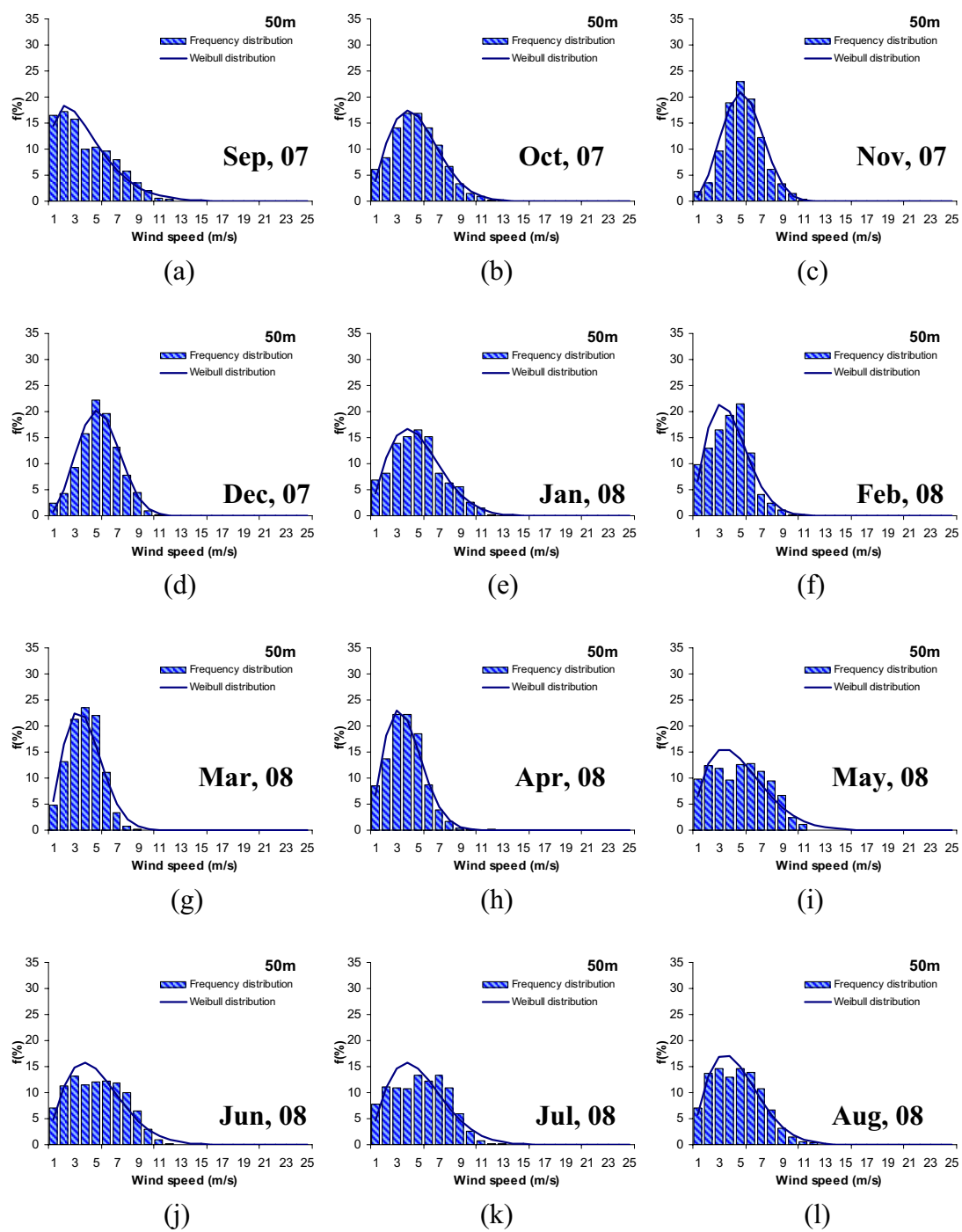
รูปที่ 3.47 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 50 เมตรของสถานีกัมปงชม



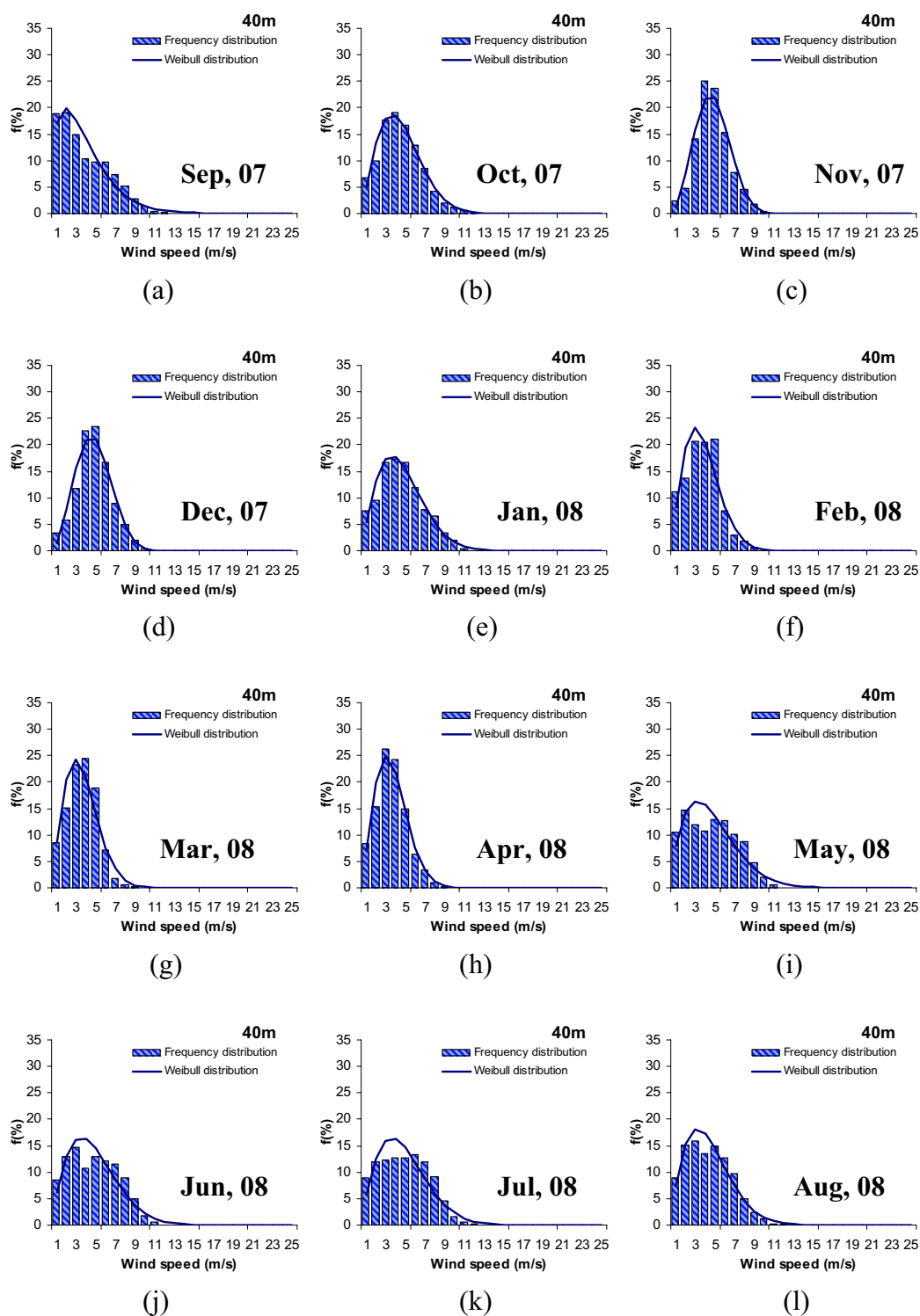
รูปที่ 3.48 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์ กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 40 เมตรของสถานีกัมปงม



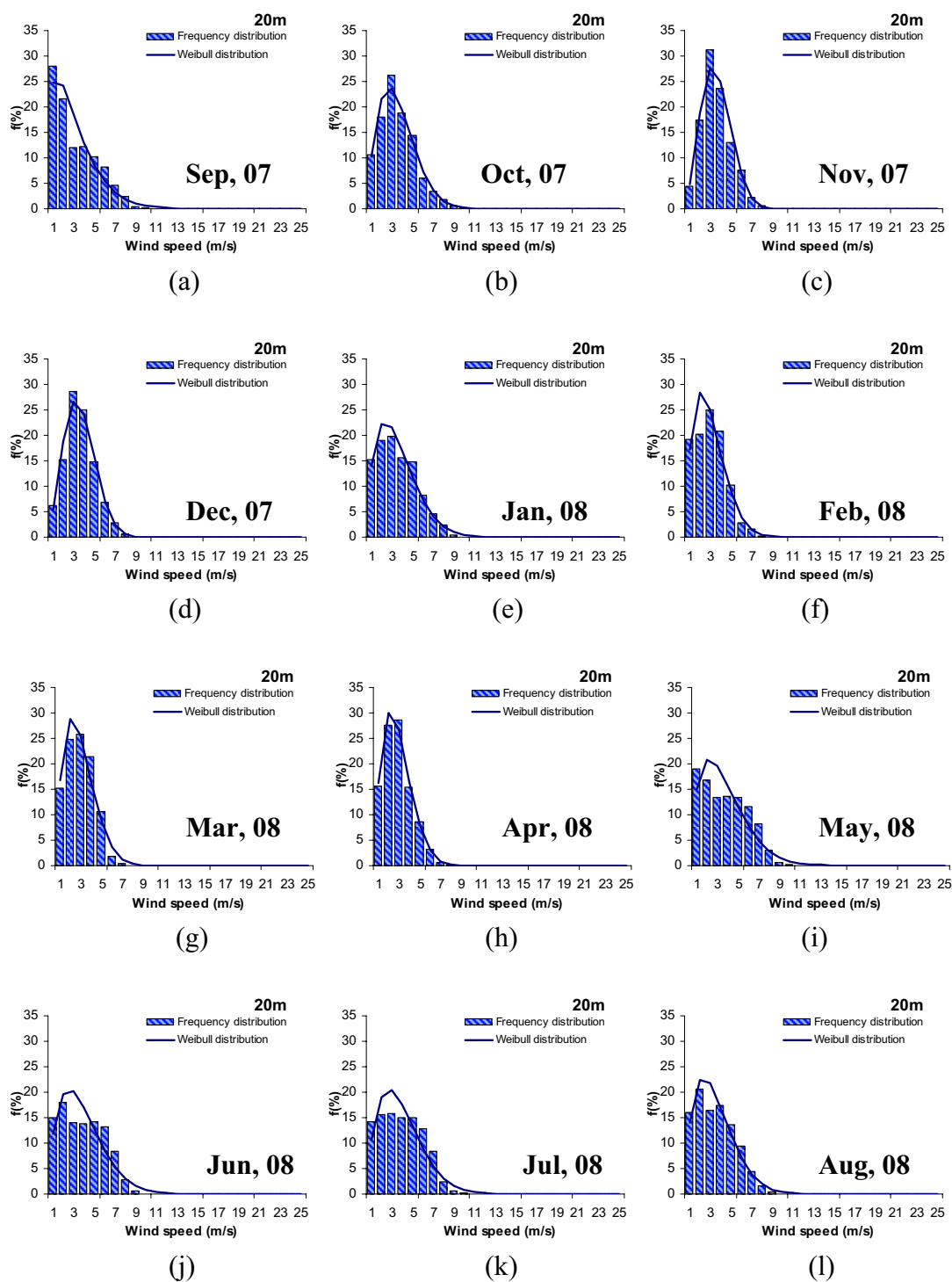
รูปที่ 3.49 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูล์กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 20 เมตรของสถานีกัมปงชม



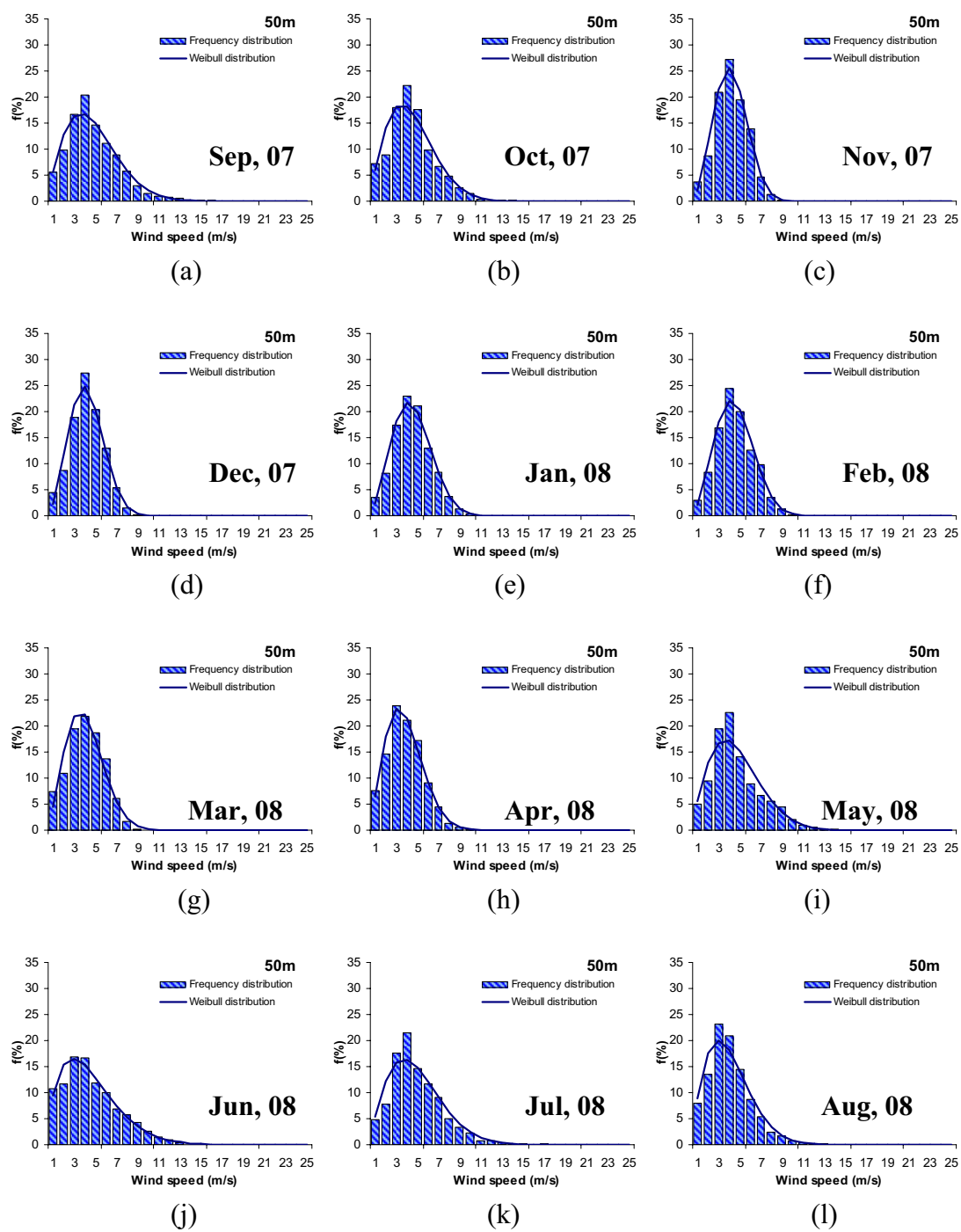
รูปที่ 3.50 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์ กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 50 เมตรของสถานีกัมปอด



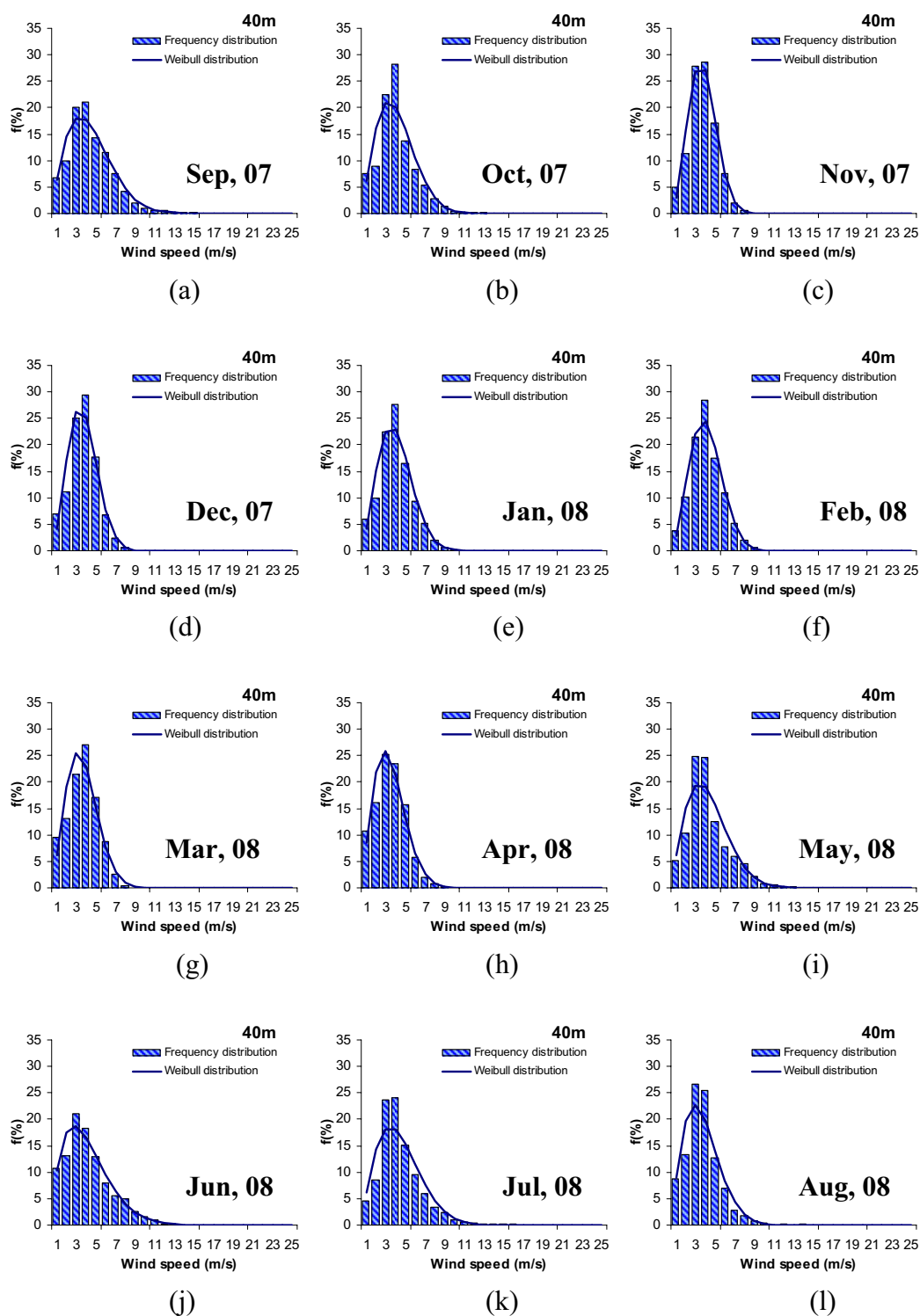
รูปที่ 3.51 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูล์ ด้วยการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 40 เมตรของสถานีกัมปอด



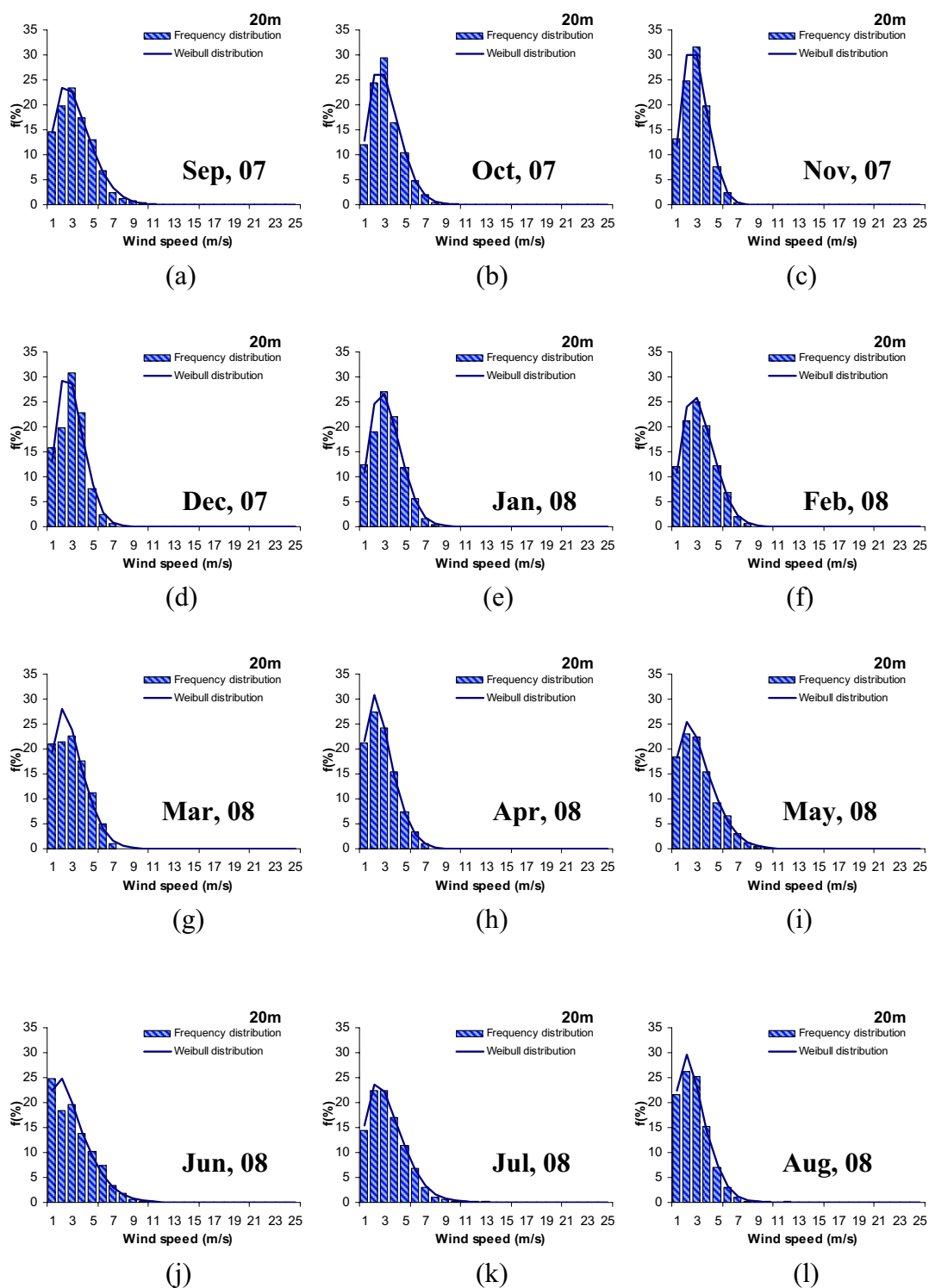
รูปที่ 3.52 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 20 เมตรของสถานีกัมปอด



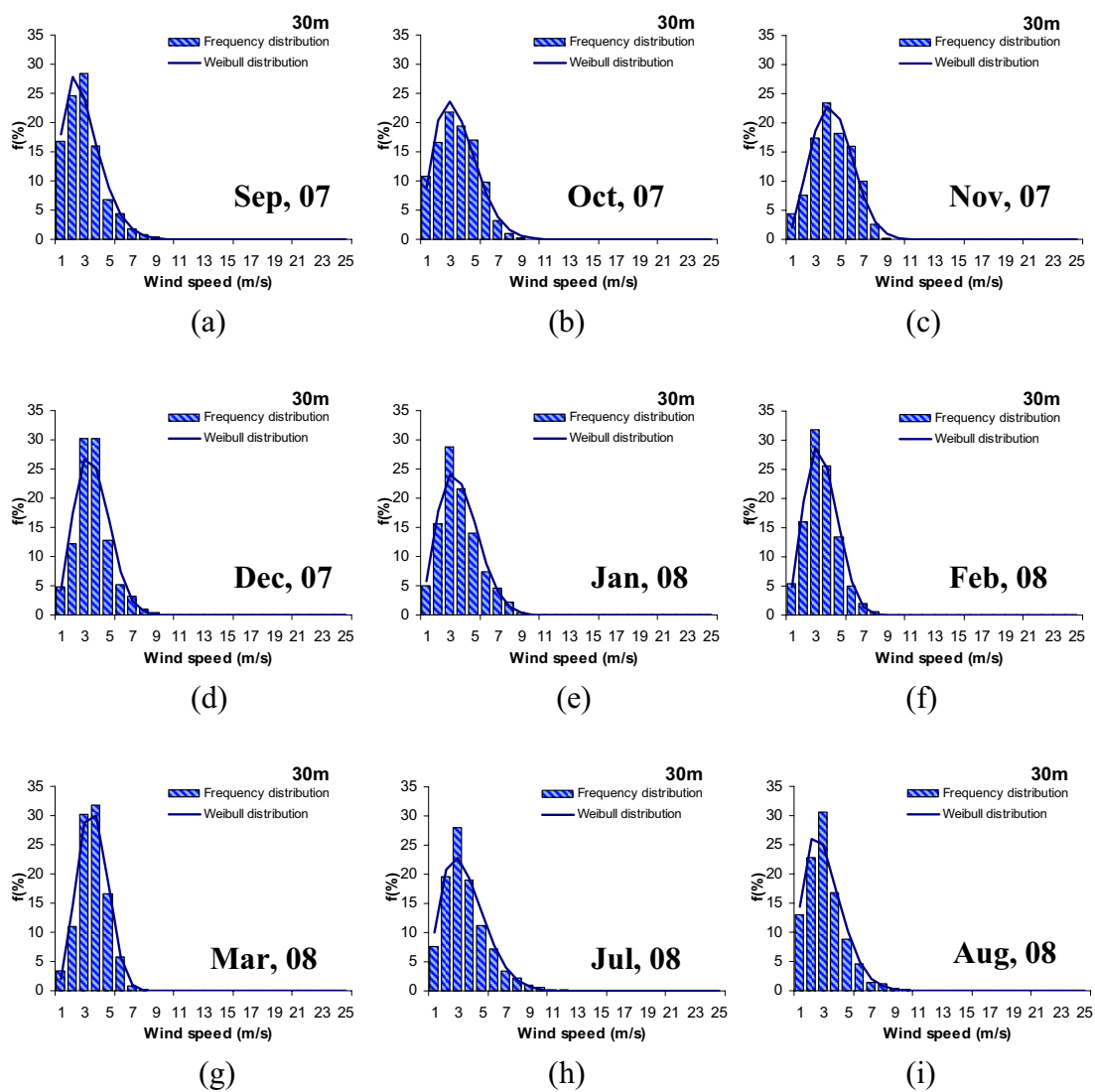
รูปที่ 3.53 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูล์ กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 50 เมตรของสถานีสี่หนุวิลส์



รูปที่ 3.54 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์ กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัดความเร็วลมที่ระดับ 40 เมตรของสถานีสี่หน่วิลล์



รูปที่ 3.55 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์ กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัด
ความเร็วลมที่ระดับ 20 เมตรของสถานีสีหะนวลส์



รูปที่ 3.56 แสดงการฟิตฟังก์ชันการแจกแจงไวบูลล์ กับการแจกแจงของข้อมูลที่ได้จากการวัดความเร็วลมที่ระดับ 30 เมตรของสถานีพนมเปญ

ตารางที่ 3.3 แสดงค่าไวย์บูลพารามิเตอร์(k , c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลมที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูงต่างๆ ของสถานีเสียมเรียบ

20m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.47	1.67	1.97	1.59	1.71	1.87	1.70	1.74	1.52	1.49	1.51	1.55	1.65
$c(m/s)$	1.75	2.04	2.11	1.78	1.98	2.20	2.05	1.91	1.93	2.02	2.25	2.24	2.02
$V_m(m/s)$	1.58	1.82	1.87	1.60	1.77	1.95	1.83	1.70	1.74	1.83	2.03	2.01	1.81
$V_{F\ max}(m/s)$	0.81	1.18	1.47	0.95	1.18	1.46	1.22	1.17	0.95	0.96	1.10	1.15	1.13
$V_{E\ max}(m/s)$	3.14	3.27	3.01	2.97	3.11	3.25	3.24	2.96	3.35	3.58	3.93	3.82	3.30
$E_v(W/m^2)$	6.68	8.51	7.61	6.11	7.52	9.16	8.41	6.58	8.42	10.01	13.50	12.72	8.77

40m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.57	1.81	2.50	2.10	2.21	2.38	1.89	1.97	1.67	1.53	1.67	1.61	1.91
$c(m/s)$	2.47	2.81	3.07	2.71	2.99	3.22	2.87	2.71	2.70	2.71	3.12	3.01	2.87
$V_m(m/s)$	2.22	2.50	2.72	2.40	2.65	2.85	2.55	2.40	2.41	2.44	2.79	2.70	2.55
$V_{F\ max}(m/s)$	1.30	1.80	2.50	1.99	2.28	2.56	1.93	1.89	1.56	1.36	1.81	1.65	1.89
$V_{E\ max}(m/s)$	4.17	4.24	3.88	3.73	4.00	4.16	4.20	3.87	4.33	4.68	5.00	4.97	4.27
$E_v(W/m^2)$	16.68	19.89	19.13	15.12	19.39	22.83	20.09	16.13	19.74	23.04	30.46	29.00	20.96

50m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.72	2.03	2.61	2.00	2.07	2.70	2.05	1.94	1.80	1.61	1.72	1.72	2.00
$c(m/s)$	2.83	3.22	3.48	2.88	3.21	3.75	3.28	2.94	3.06	3.12	3.41	3.35	3.21
$V_m(m/s)$	2.52	2.85	3.09	2.55	2.84	3.33	2.91	2.61	2.72	2.80	3.04	2.99	2.85
$V_{F\ max}(m/s)$	1.71	2.31	2.89	2.04	2.33	3.16	2.37	2.02	1.95	1.71	2.06	2.02	2.21
$V_{E\ max}(m/s)$	4.40	4.51	4.33	4.07	4.45	4.60	4.57	4.24	4.63	5.15	5.34	5.25	4.63
$E_v(W/m^2)$	21.77	26.22	27.12	19.05	25.47	33.29	27.44	20.95	25.87	32.25	38.08	36.11	27.80

ตารางที่ 3.4 แสดงค่าไวย์บูลพารามิเตอร์(k , c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลมที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูงต่างๆ ของสถานีกัมปงรม

20m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.56	1.90	2.66	2.52	2.39	2.31	2.49	2.00	1.56	1.56	1.45	1.45	1.99
$c(m/s)$	2.82	2.80	3.10	3.16	3.07	3.32	3.87	3.39	2.69	2.63	3.13	2.59	3.05
$V_m(m/s)$	2.53	2.48	2.76	2.80	2.72	2.94	3.43	3.00	2.42	2.36	2.84	2.35	2.72
$V_{F\ max}(m/s)$	1.46	1.89	2.60	2.59	2.45	2.60	3.15	2.40	1.39	1.36	1.40	1.16	2.04
$V_{E\ max}(m/s)$	4.78	4.09	3.83	3.98	3.96	4.35	4.90	4.79	4.57	4.46	5.69	4.71	4.51
$E_v(W/m^2)$	25.10	18.54	18.96	20.75	19.73	25.60	38.42	31.07	21.78	20.36	39.25	22.24	25.15

40m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.57	2.07	3.04	3.05	2.69	2.35	2.69	2.15	1.58	1.58	1.56	1.52	2.15
$c(m/s)$	3.15	3.38	3.90	4.25	3.97	4.20	4.60	3.97	3.06	3.00	3.59	3.01	3.67
$V_m(m/s)$	2.83	2.99	3.48	3.80	3.53	3.72	4.09	3.52	2.75	2.69	3.23	2.71	3.28
$V_{F\ max}(m/s)$	1.65	2.46	3.42	3.73	3.34	3.32	3.87	2.97	1.62	1.59	1.86	1.49	2.61
$V_{E\ max}(m/s)$	5.32	4.69	4.61	5.01	4.88	5.46	5.66	5.39	5.14	5.03	6.09	5.23	5.21
$E_v(W/m^2)$	34.60	29.74	35.40	45.75	39.58	51.15	61.57	46.49	31.38	29.57	51.78	31.94	40.75

50m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.62	2.27	3.17	3.17	2.68	2.36	2.71	2.14	1.63	1.76	1.72	1.55	2.23
$c(m/s)$	3.33	3.68	4.23	4.63	4.25	4.51	4.83	4.11	3.24	3.31	3.91	3.17	3.93
$V_m(m/s)$	2.98	3.26	3.79	4.15	3.78	4.00	4.30	3.64	2.90	2.95	3.49	2.85	3.51
$V_{F\ max}(m/s)$	1.84	2.85	3.75	4.11	3.57	3.57	4.08	3.06	1.81	2.05	2.36	1.62	2.89
$V_{E\ max}(m/s)$	5.47	4.86	4.94	5.40	5.23	5.85	5.92	5.59	5.30	5.09	6.12	5.41	5.43
$E_v(W/m^2)$	38.82	35.35	44.44	58.27	48.66	63.13	70.99	51.81	35.41	33.73	57.41	36.05	47.84

ตารางที่ 3.5 แสดงค่าไวก์บูลพารามิเตอร์(k , c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลมที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูงต่างๆ ของสถานีกัมปอด

20m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.28	1.85	2.37	2.30	1.63	1.72	1.76	1.83	1.50	1.63	1.69	1.63	1.77
$c(m/s)$	2.85	3.42	3.47	3.51	3.37	2.76	2.74	2.67	3.57	3.73	3.80	3.34	3.27
$V_m(m/s)$	2.64	3.04	3.08	3.11	3.02	2.46	2.44	2.37	3.22	3.34	3.39	2.99	2.93
$V_{F\ max}(m/s)$	0.87	2.25	2.75	2.74	1.88	1.66	1.70	1.73	1.72	2.08	2.24	1.86	1.96
$V_{E\ max}(m/s)$	5.94	5.08	4.49	4.61	5.51	4.32	4.22	4.00	6.28	6.10	6.03	5.46	5.17
$E_v(W/m^2)$	39.01	34.88	28.66	30.35	39.85	20.19	19.13	16.82	54.60	54.03	54.06	38.79	35.86

40m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.35	1.97	2.71	2.63	1.91	1.94	1.96	2.07	1.66	1.78	1.81	1.77	1.96
$c(m/s)$	3.68	4.53	4.78	4.84	4.63	3.62	3.50	3.52	4.70	4.85	4.90	4.37	4.33
$V_m(m/s)$	3.37	4.02	4.25	4.30	4.11	3.21	3.10	3.12	4.20	4.32	4.36	3.89	3.85
$V_{F\ max}(m/s)$	1.35	3.16	4.03	4.04	3.14	2.49	2.43	2.56	2.70	3.05	3.14	2.73	2.90
$V_{E\ max}(m/s)$	7.21	6.47	5.86	6.00	6.74	5.22	5.01	4.88	7.57	7.40	7.39	6.70	6.37
$E_v(W/m^2)$	74.11	75.36	68.81	72.65	83.30	39.11	34.95	33.59	105.07	104.52	105.45	77.03	72.83

50m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.40	2.02	2.83	2.78	1.94	1.96	2.11	2.03	1.71	1.85	1.87	1.85	2.03
$c(m/s)$	3.99	4.95	5.36	5.44	5.06	3.95	3.88	3.74	5.03	5.20	5.25	4.72	4.71
$V_m(m/s)$	3.64	4.39	4.77	4.84	4.49	3.50	3.44	3.31	4.49	4.62	4.66	4.19	4.20
$V_{F\ max}(m/s)$	1.63	3.53	4.59	4.63	3.48	2.74	2.86	2.68	3.01	3.42	3.43	3.10	3.26
$V_{E\ max}(m/s)$	7.52	6.96	6.47	6.61	7.29	5.66	5.32	5.24	7.91	7.73	7.83	7.01	6.80
$E_v(W/m^2)$	87.31	95.74	94.88	100.08	106.82	50.24	44.16	41.09	123.25	122.56	127.02	91.69	90.40

ตารางที่ 3.6 แสดงค่าไวย์บูลพารามิเตอร์(k , c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลมที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูงต่างๆ ของสถานีสีหนุวิลล์

20m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.66	1.86	2.07	1.98	1.95	1.91	1.63	1.65	1.56	1.38	1.61	1.58	1.74
$c(m/s)$	3.23	2.99	2.73	2.76	3.11	3.17	2.73	2.50	2.97	2.89	3.20	2.54	2.90
$V_m(m/s)$	2.89	2.66	2.42	2.45	2.76	2.81	2.44	2.24	2.67	2.64	2.87	2.28	2.59
$V_{F\ max}(m/s)$	1.85	1.97	1.98	1.93	2.15	2.15	1.52	1.42	1.54	1.14	1.75	1.35	1.73
$V_{E\ max}(m/s)$	5.20	4.43	3.78	3.93	4.47	4.61	4.46	4.04	5.04	5.53	5.28	4.26	4.59
$E_v(W/m^2)$	34.10	23.15	15.67	16.95	24.66	26.73	21.18	15.96	29.32	34.21	34.79	17.95	24.56

40m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.85	1.99	2.58	2.40	2.26	2.46	2.17	2.02	1.93	1.62	1.88	1.87	2.09
$c(m/s)$	4.46	4.03	3.64	3.62	3.95	4.06	3.55	3.34	4.25	4.09	4.44	3.63	3.92
$V_m(m/s)$	3.96	3.57	3.23	3.21	3.50	3.60	3.14	2.96	3.77	3.66	3.94	3.22	3.48
$V_{F\ max}(m/s)$	2.93	2.84	3.01	2.89	3.05	3.28	2.67	2.38	2.91	2.26	2.96	2.41	2.80
$V_{E\ max}(m/s)$	6.63	5.72	4.55	4.66	5.23	5.17	4.80	4.70	6.14	6.72	6.53	5.36	5.52
$E_v(W/m^2)$	77.35	52.48	31.26	32.25	43.87	44.72	32.97	29.41	63.66	71.93	74.84	41.16	49.66

50m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.84	1.90	2.65	2.56	2.42	2.49	2.21	2.06	1.86	1.57	1.84	1.77	2.10
$c(m/s)$	4.82	4.46	4.13	4.15	4.52	4.54	4.01	3.73	4.73	4.57	4.96	3.97	4.38
$V_m(m/s)$	4.28	3.96	3.67	3.68	4.01	4.03	3.55	3.30	4.20	4.10	4.41	3.53	3.89
$V_{F\ max}(m/s)$	3.15	3.01	3.45	3.42	3.63	3.69	3.05	2.70	3.12	2.40	3.24	2.48	3.11
$V_{E\ max}(m/s)$	7.19	6.51	5.11	5.20	5.80	5.75	5.37	5.18	7.00	7.71	7.40	6.09	6.19
$E_v(W/m^2)$	98.30	74.91	44.94	46.54	62.41	62.02	46.76	40.16	91.66	105.65	107.11	57.76	69.85

ตารางที่ 3.7 แสดงค่าไวย์บูลพารามิเตอร์(k, c) ค่าความเร็วลมเฉลี่ย(V_m) ค่าความเร็วลมที่มีค่าความน่าจะเป็นสูงสุด($V_{F,Max}$) ค่าพลังงานลมต่อเวลาต่อพื้นที่(E_v) และค่าความเร็วลมที่ให้พลังงานสูงสุด($V_{E,max}$) ที่ระดับความสูง 30 เมตร ของสถานีพนมเป็ญ

30m ABL	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07	Jan-08	Feb-08	Mar-08	Apr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Aug-08	Annual
$k(-)$	1.67	1.92	2.52	2.41	2.14	2.40	2.86	No Data			1.82	1.77	2.17
$c(m/s)$	2.78	3.53	4.45	3.58	3.71	3.39	3.57				3.53	2.98	3.50
$V_m(m/s)$	2.48	3.13	3.95	3.17	3.29	3.01	3.18				3.14	2.65	3.11
$V_{F\ max}(m/s)$	1.61	2.41	3.64	2.87	2.76	2.71	3.07				2.28	1.86	2.58
$V_{E\ max}(m/s)$	4.45	5.12	5.61	4.60	5.05	4.36	4.30				5.31	4.57	4.82
$E_v(W/m^2)$	21.55	36.70	57.96	31.10	38.11	26.48	27.89				39.15	24.43	33.71

บทที่ 4

การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมของเมืองกัมปอต

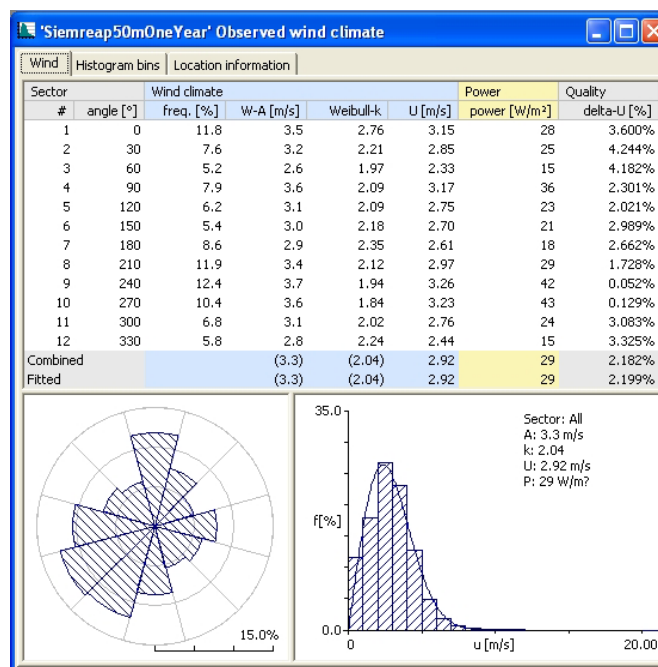
จากผลการวิเคราะห์ลักษณะทางสถิติของข้อมูลลมที่วัดที่เมืองกัมปอต แสดงให้เห็นว่าเมืองกัมปอตมีศักยภาพพลังงานลมสูงกว่าเมืองอื่น ดังนั้นผู้วิจัยจึงได้ศึกษาในรายละเอียดถึงความเป็นไปได้ในการจัดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า โดยมีขั้นตอนการดำเนินงานดังนี้

4.1 การสร้างแผนที่ลมระดับไมโครสเกล

เนื่องจากการหาพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมจำเป็นต้องรู้การกระจายของความเร็วลมในระดับไมโครสเกล ดังนั้นผู้วิจัยจึงได้ทำการสร้างแผนที่ลมระดับไมโครสเกลโดยใช้โปรแกรม WAsP 9.0 โดยการเตรียมข้อมูลป้อนเข้าต่างๆ ดังนี้

1) ข้อมูลความเร็ว และ ทิศทางลม (wind data)

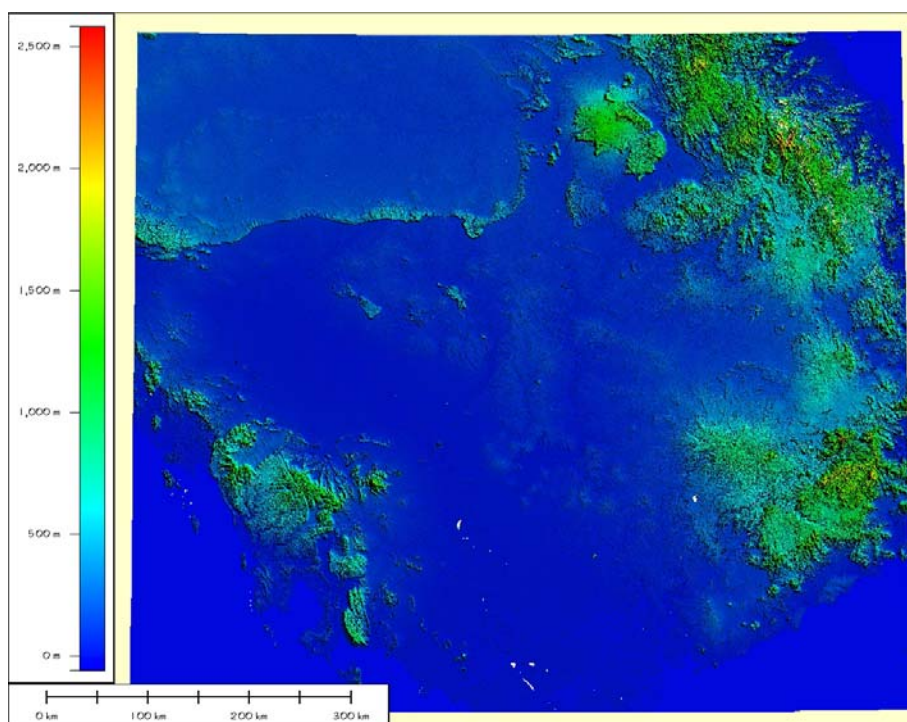
ผู้วิจัยนำข้อมูลความเร็ว และ ทิศทางลมของสถานีกัมปอต ซึ่งวัดที่ระดับความสูง 50 เมตร เป็นระยะเวลา 12 เดือน (ทุกเดือนมีจำนวนข้อมูลลมมากกว่า 80% ของข้อมูลเต็มเดือน) เข้าโปรแกรม WAsP โดยโปรแกรมจะทำการวิเคราะห์สถิติของข้อมูลลมด้วยฟังก์ชันไวบูลล์ และ ทำการแจกแจงคุณลักษณะของลมตามทิศทาง 12 ทิศทาง แสดงดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 แสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ข้อมูลลมด้วยโปรแกรม WAsP

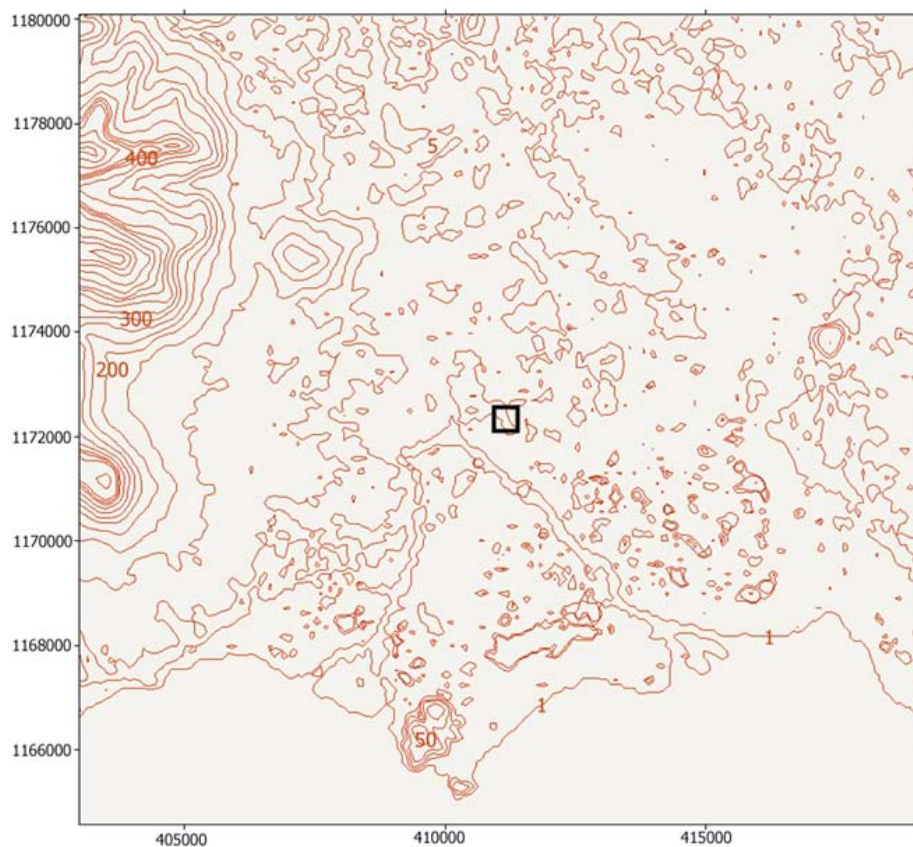
2) ข้อมูลดิจิทัลระดับความสูงของพื้นผิว (orography data)

เนื่องจากระดับความสูงของภูมิประเทศมีผลต่อการแปรค่าของทิศทางและความเร็วลม ผู้วิจัยได้จัดหาข้อมูลดิจิทัลระดับความสูงของพื้นผิวที่มีความละเอียดเชิงพื้นที่ 90 x 90 ตารางเมตร ซึ่งเป็นข้อมูลเชิงพื้นที่ที่จัดทำโดย NASA ที่เรียกว่า SRTM (NASA Shuttle Radar Topographic Mission) แสดงตัวอย่างดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 แสดงข้อมูลดิจิทัลระดับความสูงของพื้นผิวบริเวณประเทศกัมพูชา

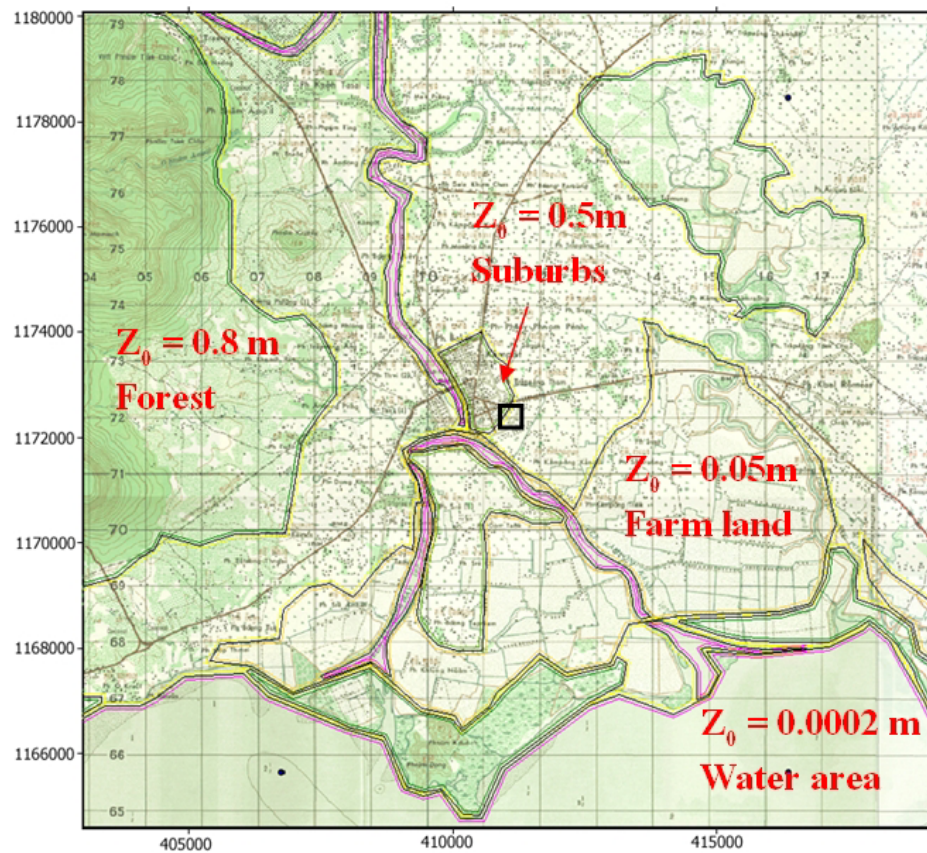
เนื่องจากข้อมูลดิจิทัลระดับความสูงของพื้นผิวที่ผู้วิจัยจัดหามาอยู่ในรูปแบบไฟล์ .hgt ซึ่งเป็นรูปแบบไฟล์ที่ไม่รองรับกับโปรแกรม WAsP ดังนั้นผู้วิจัยจึงต้องทำการแปลงข้อมูลเป็นรูปแบบไฟล์ .dxf ก่อน หลังจากนั้นนำข้อมูลเข้า โปรแกรม WAsP Map Editor (โปรแกรมย่อยของ WAsP) เพื่อทำการแปลงรูปแบบไฟล์เป็น .map ซึ่งเป็นรูปแบบไฟล์ที่โปรแกรม WAsP สามารถเรียกใช้งานได้ โดยข้อมูลความสูงที่จัดเตรียมจะครอบคลุมพื้นที่ 15 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีวัดลม แสดงแผนที่ระดับความสูงของพื้นผิวในพิกัดระบบ UTM (ภาคผนวก ก) ดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 แสดงข้อมูลดิจิทัลระดับความสูงของพื้นผิวบริเวณสถานีกัมปอด
(□ แทนตำแหน่งเสาวัดลม)

3) ข้อมูลแผนที่ความหยาบของพื้นผิว (surface roughness map)

ความหยาบของพื้นผิวโลก (roughness) มีผลต่อทิศทางและความเร็วลม ผู้วิจัยจัดทำแผนที่ความหยาบของพื้นผิว โดยทำการ digitize จากแผนที่ภูมิศาสตร์ สเกล 1:50,000 บริเวณสถานีกัมปอดด้วยโปรแกรม WAsP Map Editor แสดงดังรูปที่ 4.4 โดยแบ่งค่าความหยาบของพื้นผิวด้วยค่า Roughness Length, Z_0 ซึ่งค่า Z_0 ผู้วิจัยได้ประมาณค่าตามข้อกำหนดของโปรแกรม WAsP แสดงดังตารางที่ 4.1



รูปที่ 4.4 แสดงการ digitize แผนที่ความหยาบของพื้นผิวบริเวณสถานีกัมปอด

ตารางที่ 4.1 แสดงการกำหนดค่า Z_0 ตามลักษณะภูมิประเทศ

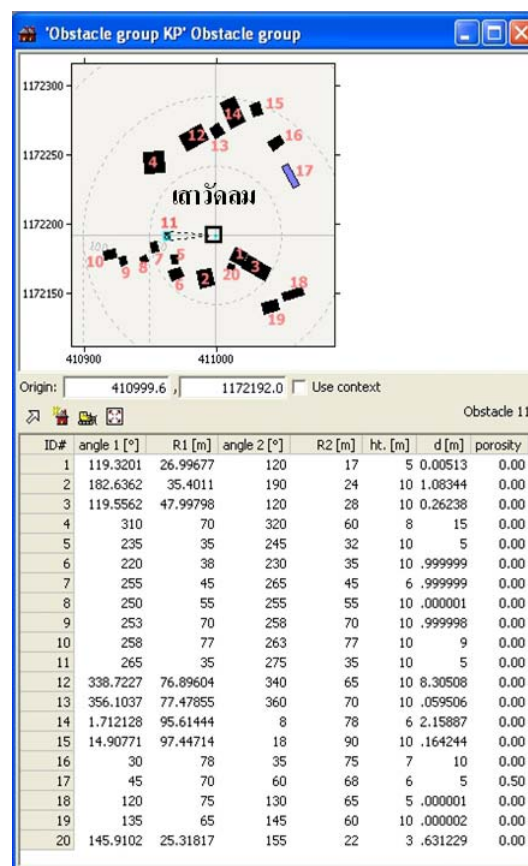
z_0 [m]	Terrain surface characteristics	Roughness Class
1.00	city	
0.80	forest	
0.50	suburbs	
0.40		3 (0.40 m)
0.30	shelter belts	
0.20	many trees and/or bushes	
0.10	farmland with closed appearance	2 (0.10 m)
0.05	farmland with open appearance	
0.03	farmland with very few buildings/trees	1 (0.03 m)
0.02	airport areas with buildings and trees	
0.01	airport runway areas	
0.008	mown grass	
0.005	bare soil (smooth)	
0.001	snow surfaces (smooth)	
0.0003	sand surfaces (smooth)	
0.0002		0 (0.0002 m)
0.0001	water areas (lakes, fjords, open sea)	

4) ข้อมูลสิ่งกีดขวาง (obstacle data)

ข้อมูลสิ่งกีดขวาง เป็นข้อมูลสิ่งแวดล้อมบริเวณใกล้เคียงกับเสาวัดลม ที่ส่งผลกระทบต่อการวัดลม โปรแกรม WASP ต้องการข้อมูลสิ่งกีดขวางในการคำนวณความเร็วลมรอบเสาวัดลม โดยผู้วิจัยได้วัดระยะสิ่งกีดขวางรอบเสาวัดลมของสถานีกัมปอต พร้อมกับบันทึกค่าความพรุนของสิ่งกีดขวาง (porosity) โดยค่าความพรุนของสิ่งกีดขวางและ ตัวอย่างสิ่งกีดขวางบริเวณสถานีกัมปอต แสดงดังตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.2 แสดงการจำแนกระดับความพรุนของสิ่งกีดขวาง

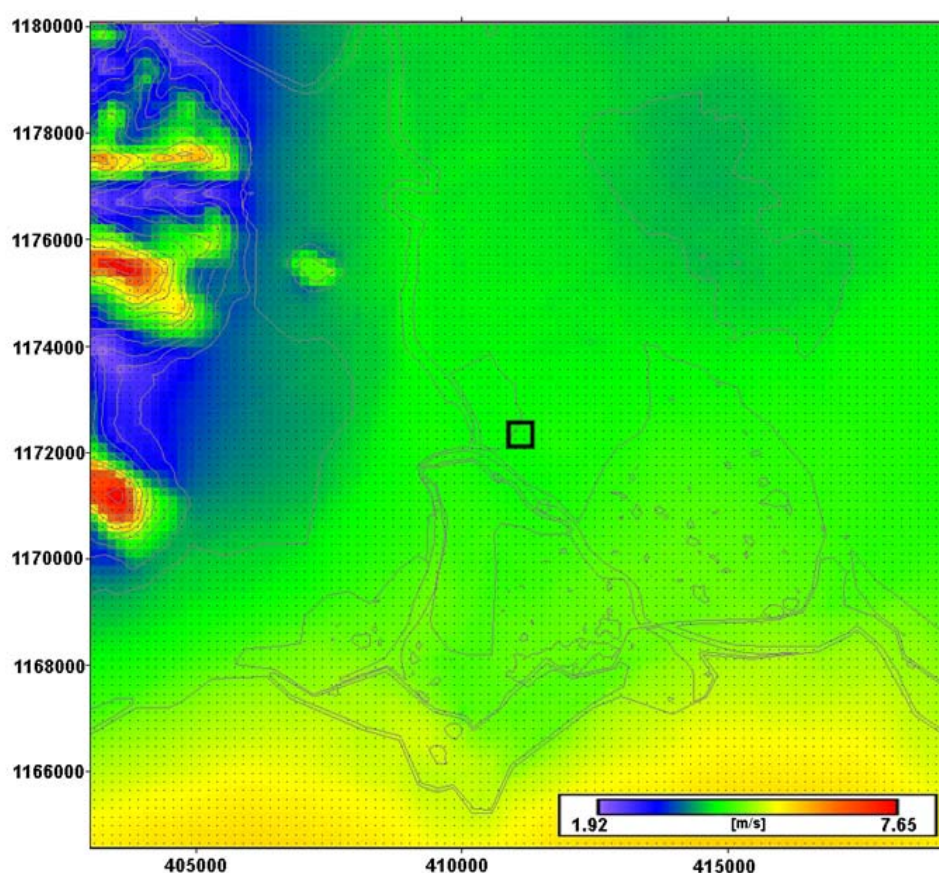
Windbreak appearance	Porosity P
Solid (wall)	0
Very dense	< 0.35
Dense	0.35 - 0.50
Open	> 0.50



รูปที่ 4.5 แสดงการจำลองสิ่งกีดขวางบริเวณรอบเสาวัดลมของกัมปอต

หลังจากนำเข้าข้อมูลทั้ง 4 อย่าง โปรแกรม WAsP จะทำการแปลงข้อมูลลม ณ ตำแหน่งที่ทำการวัดเป็นลมสถานะทั่วไป โดยอาศัยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ จากนั้นนำข้อมูลลมในสถานะทั่วไปไปประยุกต์กับสถานะแวดล้อมใหม่ที่ตำแหน่งห่างออกไปจากจุดที่วัดลมเดิม โดยอาศัยแบบจำลองและข้อมูลความหยาบของสิ่งปกคลุมพื้นผิว สิ่งกีดขวาง และความสูงต่ำของพื้นผิวรอบเสาวัดลม ผลการคำนวณสามารถแสดงในรูปแบบแผนที่ลมระดับไมโครสเกลที่ระดับ 50 เมตร รอบเสาวัดลม แสดงดังรูปที่ 4.6

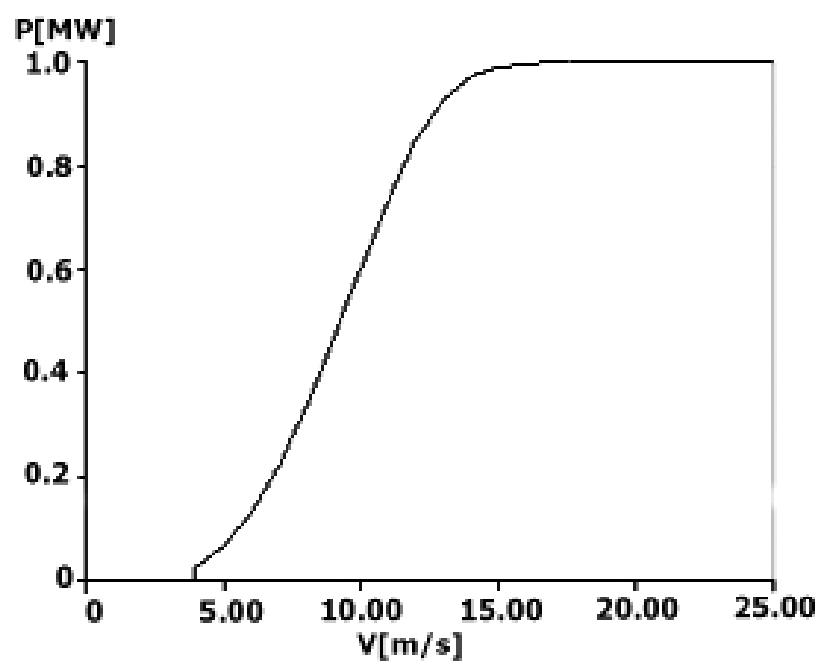
สำหรับการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมจำเป็นต้องสร้างแผนที่การผลิตพลังงานรายปี (Annual Energy Production, AEP) โดยโปรแกรม WAsP จะคำนวณหาค่า AEP โดยการจำลองการติดตั้งกังหันลมจากทุกจุดในแผนที่ศักยภาพความเร็วลม ซึ่งผู้วิจัยเลือกใช้กังหันลมของบริษัท Bonus Energy A/S ประเทศเดนมาร์กขนาด 1 MW สำหรับข้อมูลจำเพาะ และ power curve ของกังหันลม Bonus 1 MW แสดงดังตารางที่ 4.3 และรูปที่ 4.7 ตามลำดับโดยแผนที่ AEP ที่คำนวณได้จากกังหันลม Bonus 1 MW แสดงดังรูปที่ 4.8



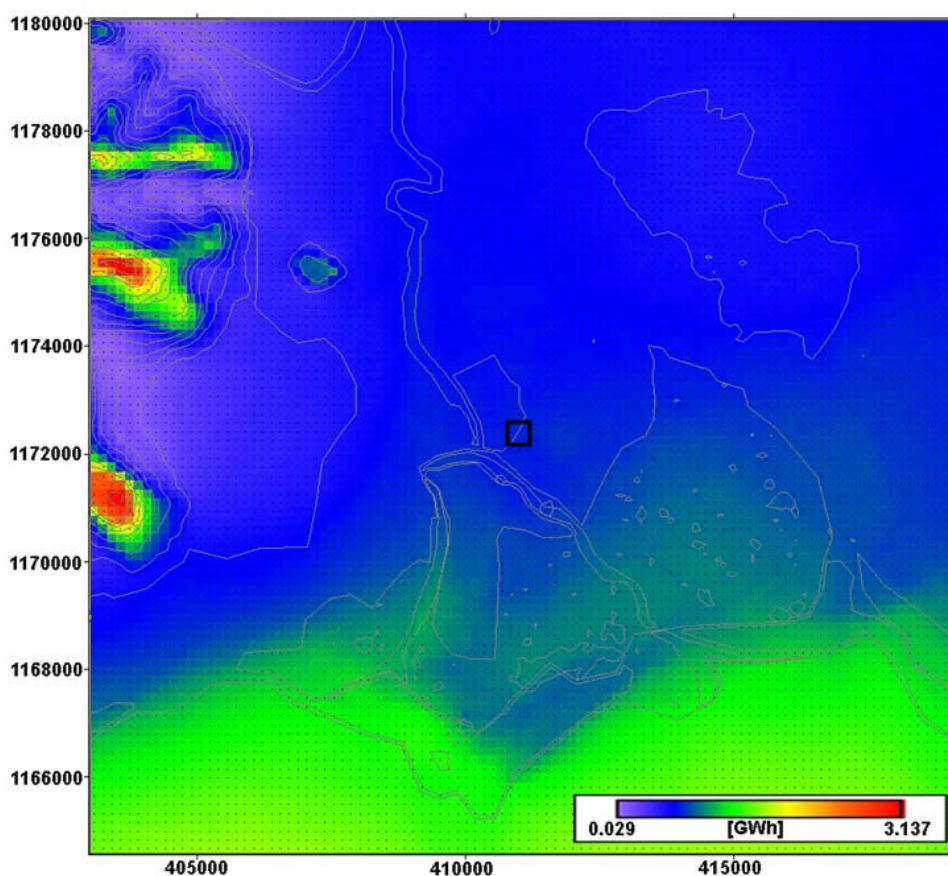
รูปที่ 4.6 แสดงแผนที่ลมระดับไมโครสเกลบริเวณสถานีตรวจวัดลมกับปอด ที่ความสูง 50 เมตร

ตารางที่ 4.3 แสดงข้อมูลจำเพาะของกังหันลม Bonus 1 MW

Axis	Horizontal
Rated power	1000 kW
Max power	1000 kW
Hub Height	50 m
Rotor Diameter	54.2 m
No. of blades	3
Rotor speed	Fixed 22 rpm
Cut-in wind speed	4 m/s
Rated windspeed	14 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Power control	Stall, fixed pitch



รูปที่ 4.7 แสดง power curve ของกังหันลม Bonus 1 MW



รูปที่ 4.8 แสดงแผนที่การผลิตพลังงานรายปีจากกังหันลม Bonus 1 MW

4.2 การหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งกังหันลม

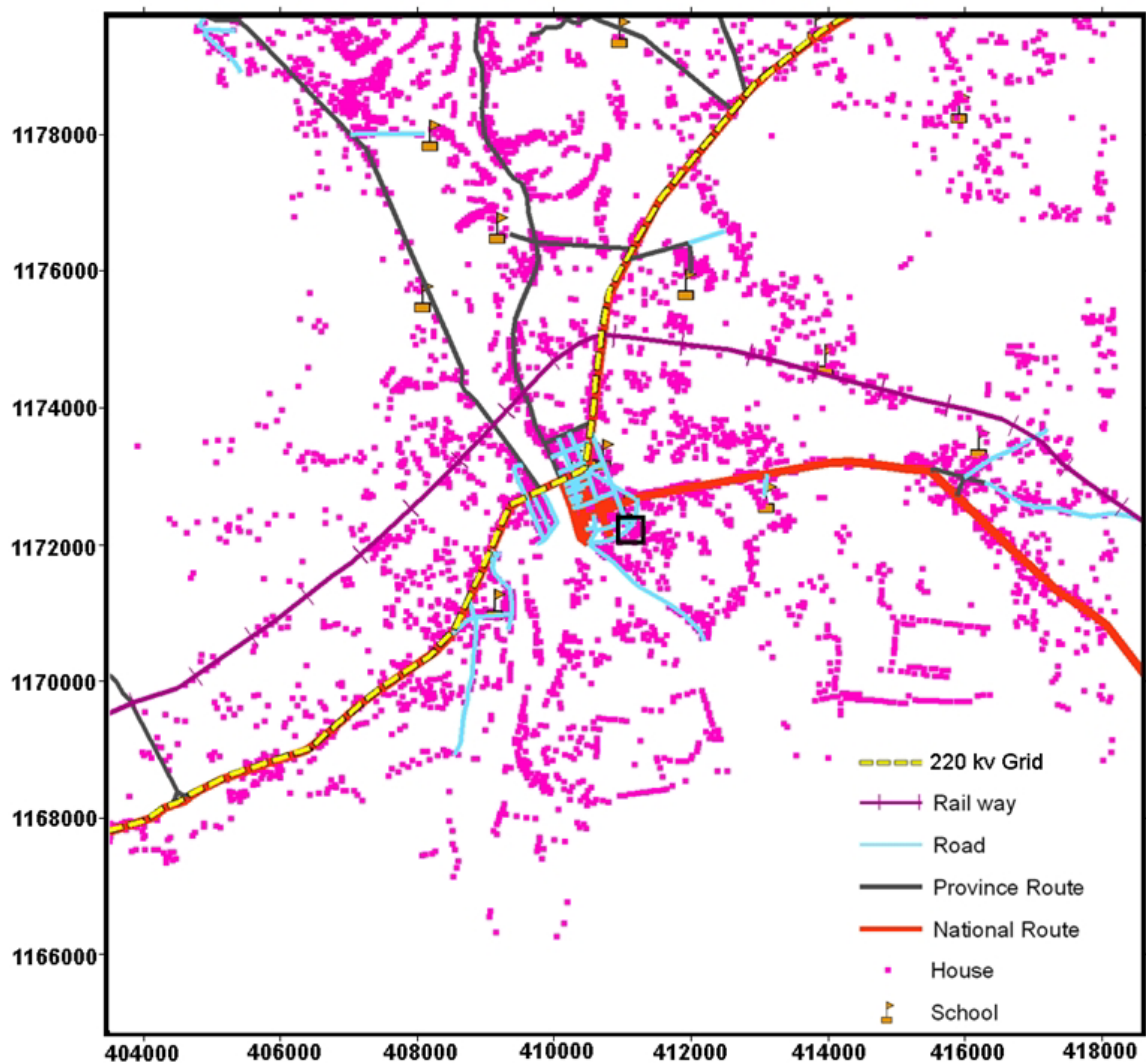
การเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งกังหันลม นอกจากจะพิจารณาถึงความเร็วลม แล้ว จำเป็นต้องพิจารณาองค์ประกอบอื่น เช่น ระยะห่างจากเครือข่ายสายส่ง เส้นทางขนส่ง และความเป็นไปได้ในการใช้พื้นที่ เป็นต้น ในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยจะใช้โปรแกรมสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System, GIS) ArcGIS 9.3 ช่วยในการดำเนินการตามรายละเอียด ดังนี้

4.2.1 การจัดชั้นข้อมูล

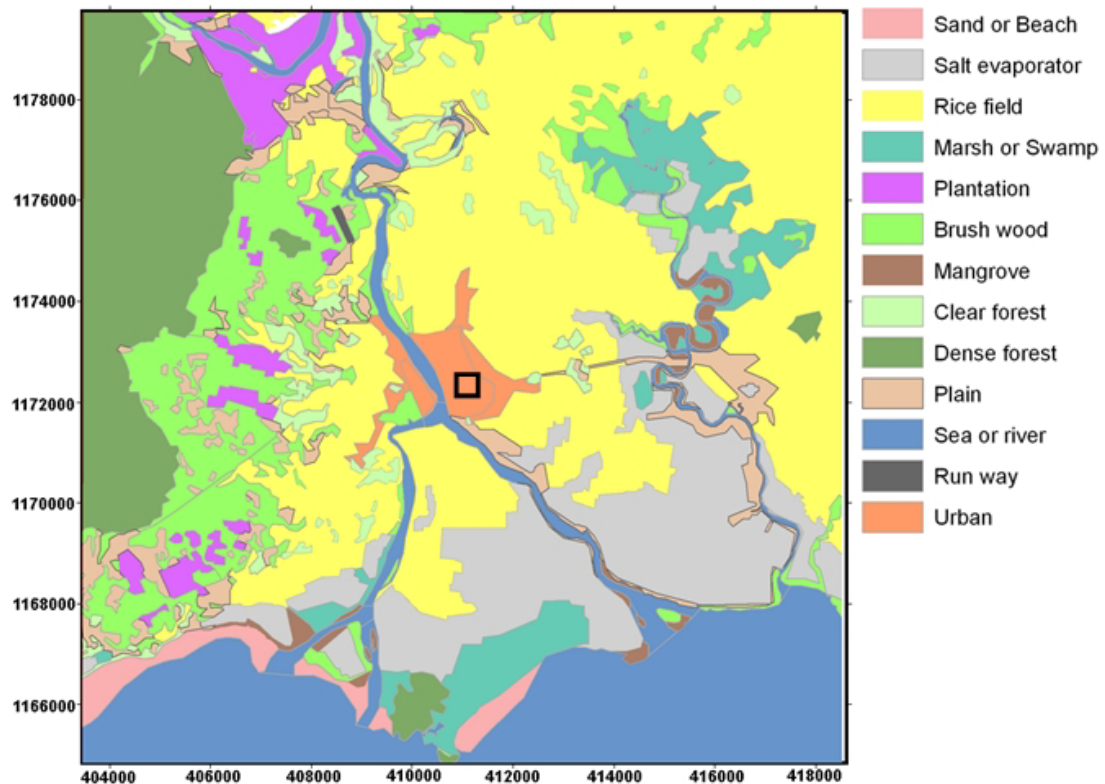
ชั้นข้อมูล (layer) คือกลุ่มข้อมูลที่มีอิทธิพลกับการติดตั้งกังหันลม ผู้วิจัยได้จำแนกชั้นข้อมูลจากวิธีการนำเข้าข้อมูล เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ข้อมูลที่ผู้วิจัยต้อง digitize (ข้อมูลพื้นที่ใช้สอย ข้อมูลถนน ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า ข้อมูลประชากร และ ข้อมูลพื้นที่ป่าสงวน) และ ข้อมูลที่ได้จากการแปลงรูปแบบไฟล์ .grd จากโปรแกรม WASP เป็นรูปแบบไฟล์ .shp เพื่อใช้กับโปรแกรม ArcGIS โดยการนำเข้าชั้นข้อมูลทั้งสองประเภทสามารถอธิบายได้ดังนี้

1) การ digitize ชั้นข้อมูล

ผู้วิจัยทำการสร้างแผนที่เชิงพื้นที่(spatial map) จากแผนที่ภูมิศาสตร์ สเกล 1: 50,000 บริเวณเมืองกัมปอต ด้วยโปรแกรม ArcMap (โปรแกรมย่อยของ ArcGIS) โดยการป้อนค่าพิกัดอ้างอิง 4 จุดลงในโปรแกรม หลังจากนั้นโปรแกรมจะทำการประมวลผล สร้างพิกัดเสมือนให้กับแผนที่ ต่อมาผู้วิจัยทำการ digitize โดยใช้เครื่องมือในโปรแกรม ArcMap วาดลักษณะข้อมูลเชิงพื้นที่แบบจุด (ข้อมูลประชากร) ข้อมูลเชิงพื้นที่แบบเส้น (ข้อมูลถนน, ข้อมูลทางรถไฟ และ ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า) และ ข้อมูลเชิงพื้นที่แบบรูปหลายเหลี่ยมปิด (ข้อมูลพื้นที่ใช้สอย) บนแผนที่เชิงพื้นที่ดังกล่าว แสดงผลการ digitize ดังรูปที่ 4.9 – 4.10



รูปที่ 4.9 แสดงผลการ digitize ข้อมูลเชิงพื้นที่แบบเส้น และแบบจุดบริเวณกัมปอต



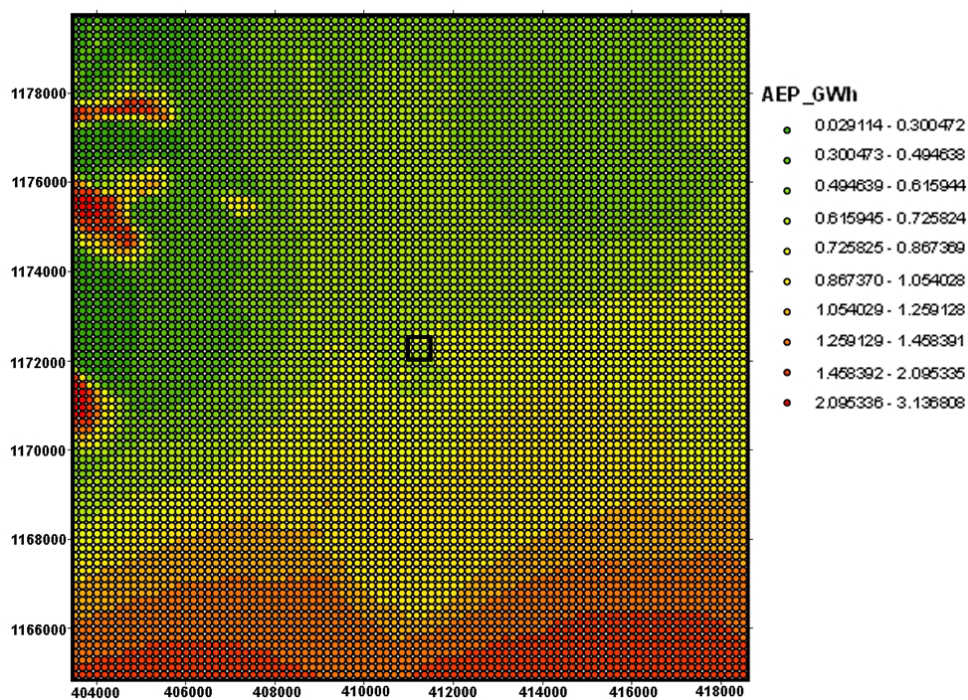
รูปที่ 4.10 แสดงผลการ digitize ข้อมูลเชิงพื้นที่แบบรูปหลายเหลี่ยมปิดบริเวณกัมปอต

ในเมืองกัมปอตมีเขตป่าสงวนคือ เขตป่าสงวนบอกร์ (Bogor National park) ซึ่งเป็นบริเวณป่ารก (dense forest) ทางตะวันตกของสถานีกัมปอต ตามรูปที่ 4.10

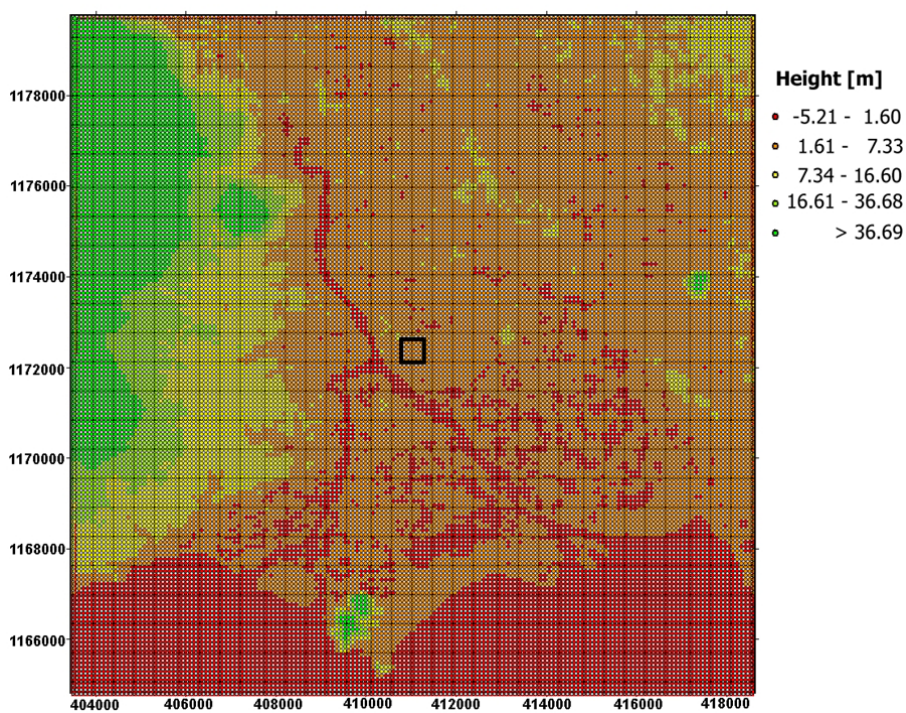
2) การสร้างชั้นข้อมูลจากกริดไฟล์

ชั้นข้อมูลที่สร้างจากข้อมูลที่มีรูปแบบไฟล์ .grd ได้แก่ ข้อมูลดิจิทัลระดับความสูงของพื้นผิว และ ข้อมูลแผนที่การผลิตพลังงานรายปี

เนื่องจากแผนที่การผลิตพลังงานรายปีที่ได้จากโปรแกรม WAsP เป็นรูปแบบไฟล์ .grd (grid file) แต่รูปแบบไฟล์ที่ใช้ในโปรแกรม ArcGIS เป็นรูปแบบไฟล์ .shp(shape file) ดังนั้นผู้วิจัยจึงทำการแปลงไฟล์เป็นรูปแบบไฟล์ .csv (comma delimited) และใช้โปรแกรม Mapwindow GIS (โปรแกรม GIS แบบ Open source) แปลงเป็นรูปแบบไฟล์ .shp (shape file) ซึ่งได้ผลลัพธ์เป็นข้อมูลเชิงพื้นที่แบบจุด สำหรับข้อมูลดิจิทัลระดับความสูงของพื้นผิวที่มีรูปแบบไฟล์ .hgt ผู้วิจัยใช้โปรแกรม Global Mapper 7 ในการแปลงเป็นรูปแบบไฟล์ .grd แล้วจึงทำตามขั้นตอนที่กล่าวข้างต้น ชั้นข้อมูลทั้ง 2 แสดงดังรูปที่ 4.11 และ 4.12



รูป 4.11 แสดงชั้นข้อมูลการผลิตพลังงานรายปีจากกังหันลม Bonus 1MW บริเวณเมืองกัมปอต
ในรูปแบบ shape file



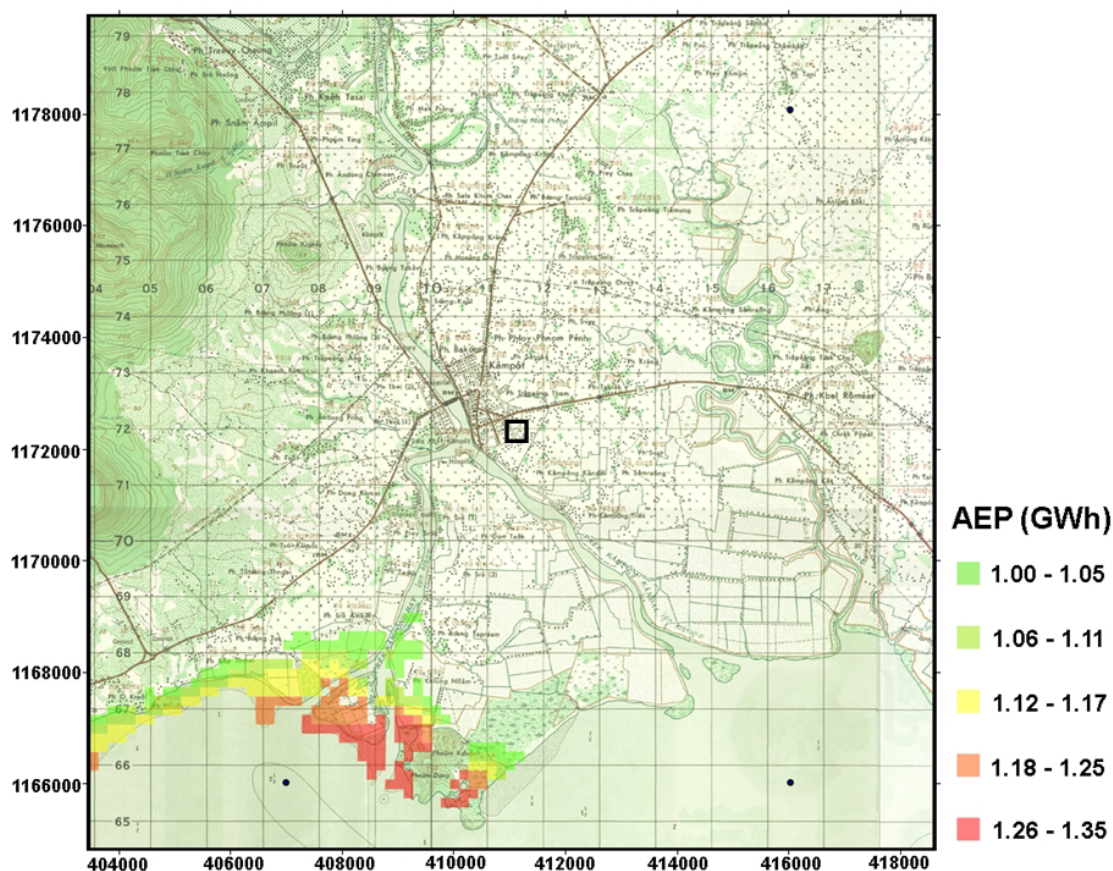
รูป 4.12 แสดงชั้นข้อมูลข้อมูลดิจิทัลระดับความสูงของพื้นผิวบริเวณเมืองกัมปอต
ในรูปแบบ shape file

4.2.2 การรวมชั้นข้อมูลและการเรียกค้นข้อมูล

หลังจากผู้วิจัยรวบรวมชั้นข้อมูลดังกล่าวข้างต้นแล้ว ผู้วิจัยจะนำชั้นข้อมูลแต่ละชั้นมาซ้อนทับกัน และทำการเรียกค้นข้อมูลเชิงพื้นที่ โดยกำหนดเงื่อนไขของพื้นที่ที่มีเหมาะสำหรับติดตั้งกังหันลมดังนี้

- 1) ห่างจากถนน และสายส่งไฟฟ้าไม่เกิน 5 กิโลเมตร
- 2) ห่างจากบ้านพักอาศัยอย่างน้อย 100 เมตร
- 3) ไม่อยู่ในพื้นที่ที่เป็น พื้นน้ำ พื้นที่ของสนามบิน พื้นที่ป่าสงวน และพื้นที่เขตเมือง
- 4) มีการผลิตพลังงานรายปีจากกังหันลมมากกว่าหรือ เท่ากับ 1.0 GWh
- 5) มีความสูงจากระดับน้ำทะเลต่ำกว่า 5 เมตร

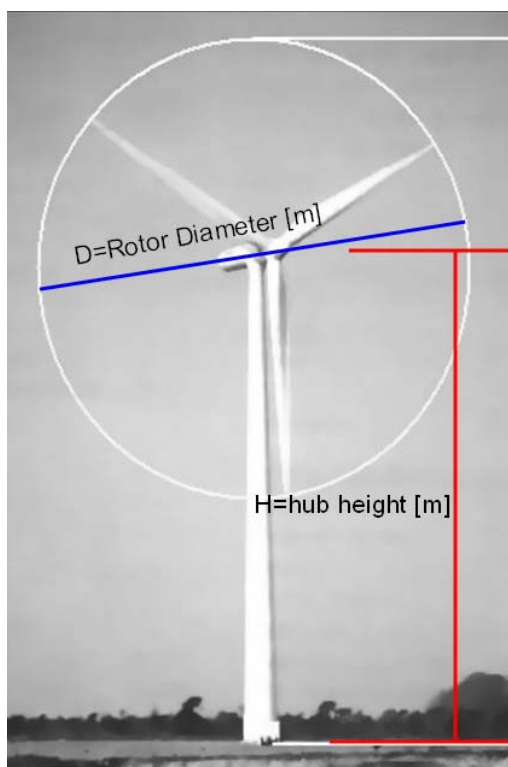
ซึ่งผลการใส่เงื่อนไขดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 4.13 โดยผู้วิจัยได้แบ่งเงื่อนไขการผลิตพลังงานรายปีจากกังหันลมมากกว่าหรือเท่ากับ 1.0 GWh เป็น 5 ระดับ ผลที่ได้แสดงในรูปของพื้นที่สีต่างๆ ดังรูปที่ 4.13 พื้นที่ดังกล่าวจะเป็นพื้นที่ซึ่งเหมาะสมกับการติดตั้งกังหันลม



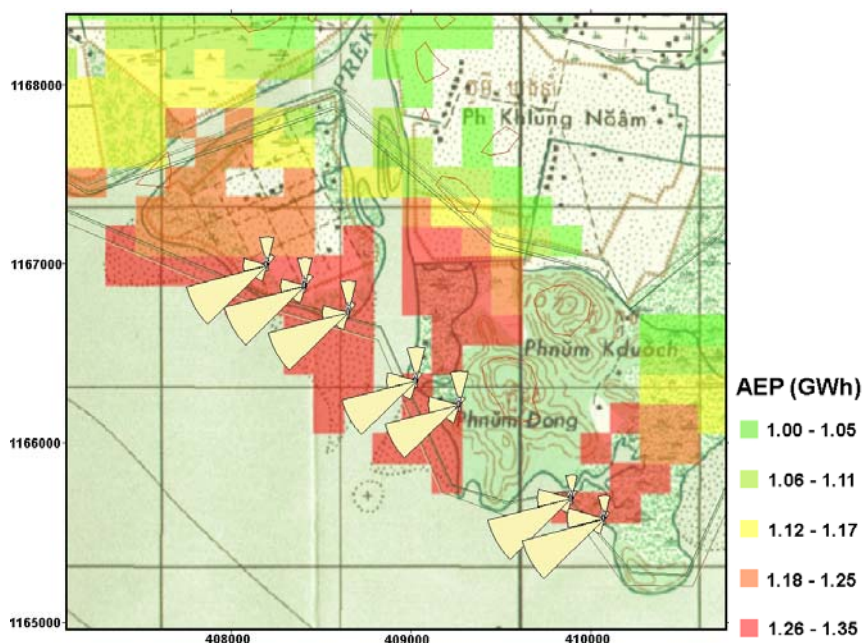
รูปที่ 4.13 แสดงผลการวิเคราะห์หาพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมในบริเวณเมืองกัมปอด

4.3 การจำลองการติดตั้งฟาร์มกังหันลม

หลังจากได้พื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมแล้ว ผู้วิจัยใช้โปรแกรม WAsP ในการจำลองการติดตั้งกังหันลม โดยใช้กังหันลม Bonus 1 MW ทั้งหมด 7 ตัว (รูปที่ 4.15) เนื่องจากทิศทางลมที่พัดส่วนใหญ่และมีกำลังลมสูงของกัมปอต คือทิศตะวันตกเฉียงใต้ก่อนไปทางตะวันตก ดังนั้นผู้วิจัยจึงวางแนวกังหันลมให้รับกับทิศทางลมดังกล่าว โดยกำหนดให้ระยะห่างระหว่างกังหันลมแต่ละตัวประมาณ 4 เท่าของความยาวเส้นผ่านศูนย์กลาง rotor ($4D$) เพื่อป้องกันผลกระทบจากใบพัดของกังหันลมตัวใกล้เคียง เนื่องจากพลังงานที่ได้จากการจำลองติดตั้งกังหันลมเป็นพลังงานที่ระดับความสูง hub ซึ่งในความเป็นจริงกระแสลมไม่ได้เข้าปะทะกับกังหันลมบริเวณที่ระดับความสูงของ hub เท่านั้นแต่ยังเข้าปะทะเต็มพื้นที่วงกลมของ rotor (swept area) โดยผู้วิจัยได้จำลองติดตั้งกังหันลมเพิ่มที่ตำแหน่งต่ำสุด ($H-0.5D$) และตำแหน่งสูงสุดของ swept area ($H+0.5D$) ดังรูปที่ 4.14 และทำการเฉลี่ยพลังงานที่ได้จากตำแหน่งทั้ง 3 ได้ผลการคำนวณดังรูปที่ 4.15 และตารางที่ 4.4



รูปที่ 4.14 แสดง swept area ของกังหันลม

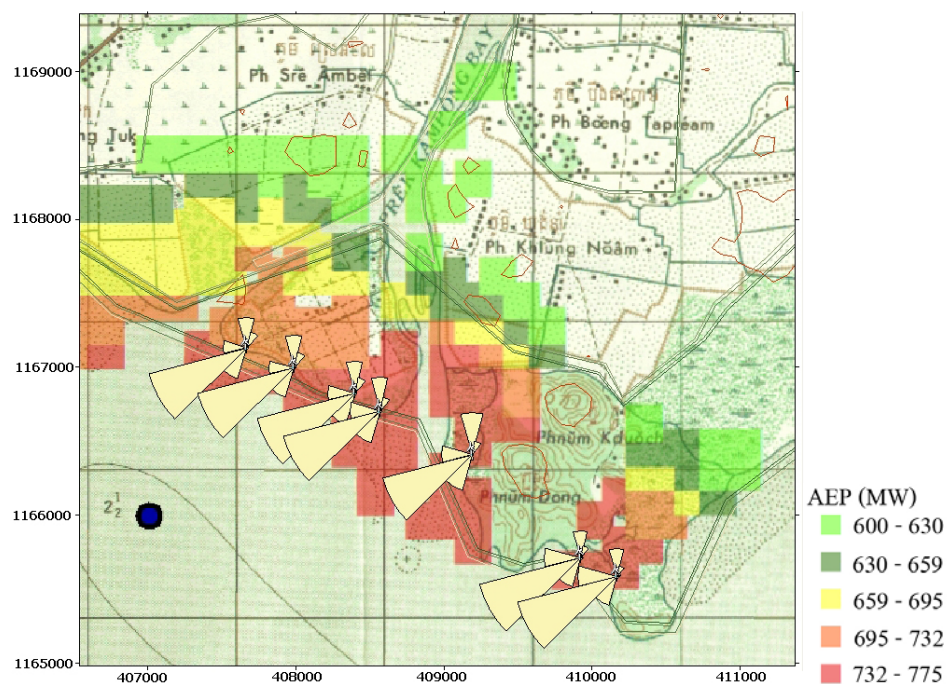


รูปที่ 4.15 แสดงการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 7 MW (ตัวที่ 1 – 7 จากซ้ายไปขวา และ wind rose แสดงค่า AEP จากกังหันลมในแต่ละทิศทาง)

ตารางที่ 4.4 แสดงผลการจำลองฟาร์มกังหันลมจากกังหันลม Bonus 1 MW ที่กำลังการผลิต 7 MW (loss คือ %AEP ที่สูญเสียจากกังหันลมในฟาร์มกังหันลม)

Turbine Site	Location (UTM) [m]	AEP [GWh]	Loss [%]	c [m/s]	k [-]	V _m [m/s]	E _v [W/m ²]
1	408197.8E, 1166991.0N	1.18	0.14	5.37	1.77	4.80	152.00
2	408410.1E, 1166876.0N	1.19	0.27	5.40	1.76	4.82	154.33
3	408652.8E, 1166729.0N	1.23	0.19	5.47	1.77	4.87	159.00
4	409029.8E, 1166347.0N	1.24	0.37	5.53	1.80	4.92	159.33
5	409268.0E, 1166213.0N	1.23	0.33	5.53	1.81	4.90	158.33
6	409892.5E, 1165692.0N	1.24	0.31	5.47	1.75	4.88	161.67
7	410073.9E, 1165579.0N	1.25	0.22	5.50	1.75	4.91	164.00

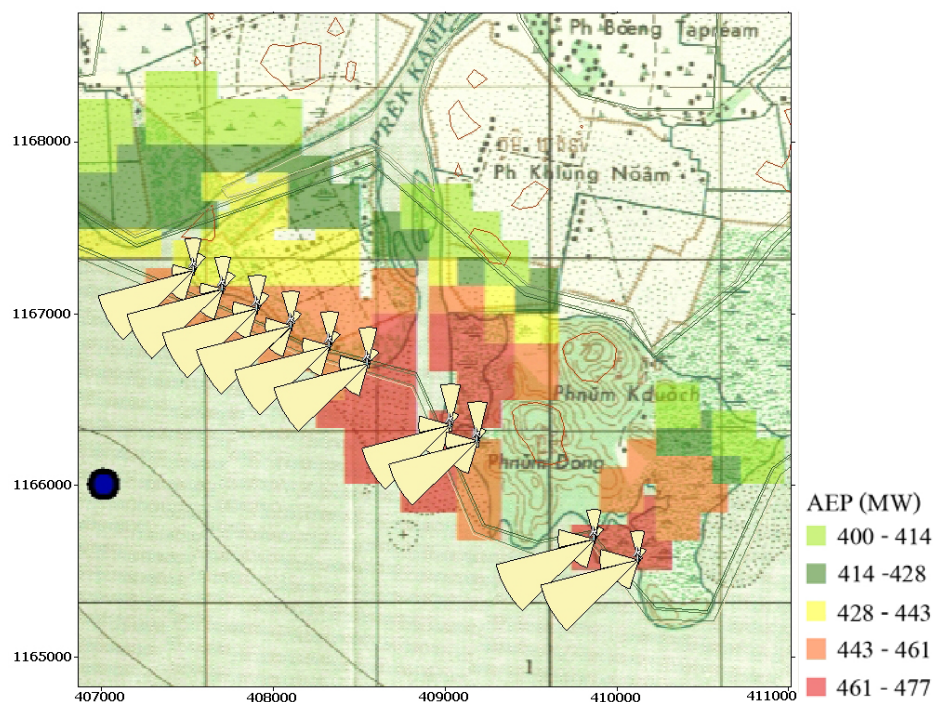
นอกจากนี้ผู้วิจัยยังได้จำลองการติดตั้งกังหันลมขนาดอื่นด้วย ได้แก่ กังหันลม Bonus 600 kW และ Bonus 300 kW ซึ่งผู้วิจัยได้ทำการปรับความสูง hub ของกังหันลมทั้งสองให้อยู่ที่ระดับความสูง 50 เมตร เพื่อเปรียบเทียบศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมขนาดต่างกันที่ระดับความสูงเดียวกัน ได้ผลการจำลองติดตั้งกังหันลมขนาด 600 และ 300 kW แสดงดังรูป 4.16 – 4.17 และตารางที่ 4.5 – 4.6 ตามลำดับ



รูปที่ 4.16 แสดงการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 4.2 MW (ตัวที่ 1 – 7 จากซ้ายไปขวา และ wind rose แสดงค่า AEP จากกังหันลมในแต่ละทิศทาง)

ตารางที่ 4.5 แสดงผลการจำลองฟาร์มกังหันลมจากกังหันลมขนาด 600 kW ที่กำลังการผลิต 4.2 MW

Turbine Site	Location (UTM) [m]	AEP [MWh]	Loss [%]	c [m/s]	k [-]	V _m [m/s]	E _v [W/m ²]
1	407668.3E, 1167129.0N	758.61	0.09	5.50	1.79	4.89	155.33
2	407991.6E, 1166997.0N	760.77	0.18	5.47	1.79	4.89	156.33
3	408401.2E, 1166824.0N	770.19	0.18	5.53	1.78	4.91	159.00
4	408569.8E, 1166703.0N	784.93	0.23	5.57	1.79	4.95	162.00
5	409191.4E, 1166408.0N	802.45	0.07	5.63	1.83	5.01	164.00
6	409922.6E, 1165711.0N	794.77	0.19	5.57	1.77	4.97	166.00
7	410169.2E, 1165585.0N	801.84	0.10	5.60	1.78	4.99	167.33



รูปที่ 4.17 แสดงการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 3 MW (ตัวที่ 1 – 10 จากซ้ายไปขวา และ wind rose แสดงค่า AEP จากกังหันลมในแต่ละทิศทาง)

ตารางที่ 4.6 แสดงผลการจำลองฟาร์มกังหันลมจากกังหันลมขนาด 300 kW ที่กำลังการผลิต 3 MW

Turbine Site	Location (UTM) [m]	AEP [MWh]	Loss [%]	c [m/s]	k [-]	V _m [m/s]	E _v [W/m ²]
1	407540.0E, 1167252.0N	465.63	0.13	5.53	1.80	4.90	154.67
2	407709.3E, 1167142.0N	468.52	0.23	5.53	1.80	4.92	156.00
3	407911.3E, 1167028.0N	471.39	0.22	5.50	1.81	4.93	157.33
4	408107.9E, 1166929.0N	471.33	0.21	5.53	1.80	4.93	157.00
5	408331.8E, 1166815.0N	474.46	0.18	5.53	1.80	4.93	159.00
6	408555.6E, 1166711.0N	485.55	0.12	5.60	1.80	4.98	162.67
7	409033.9E, 1166351.0N	492.19	0.16	5.67	1.84	5.03	163.67
8	409191.6E, 1166260.0N	490.02	0.19	5.63	1.84	5.02	162.67
9	409870.9E, 1165690.0N	489.64	0.11	5.60	1.78	5.00	167.00
10	410125.7E, 1165568.0N	494.53	0.07	5.63	1.79	5.02	168.67

จากการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 7 MW ด้วยกังหันลม Bonus 1 MW (7 ตัว) ได้ค่าการผลิตพลังงานลมรายปี เท่ากับ 8.6 GWh มีการสูญเสียพลังงานเนื่องจากกังหันลมใกล้เคียง (loss) เท่ากับ 0.26 % และกังหันลมมี capacity factor เท่ากับ 14.0 % ส่วนการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 4.2 MW ด้วยกังหันลม Bonus 600 kW (7 ตัว) ได้ค่าการผลิตพลังงานลมรายปี

เท่ากับ 5.5 GWh มี loss เท่ากับ 0.15 % และกังหันลมมี capacity factor เท่ากับ 14.9 % สำหรับการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 3.0 MW ด้วยกังหันลม Bonus 300 kW (10 ตัว) ได้ค่าการผลิตพลังงานลมรายปี เท่ากับ 4.8 GWh มี loss เท่ากับ 0.16 % และกังหันลมมี capacity factor เท่ากับ 18.3 %

4.4 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

สำหรับการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ โดยทั่วไปการพิจารณาความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ใช้ตัวชี้วัดดังนี้

1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV)

$$NPV = B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] - \left\{ C_I \left[1 + m \left(\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right) \right] - S \right\} \quad (4.1)$$

โดย B_A = ผลตอบแทนรายปี

C_I = มูลค่าต้นทุนเริ่มต้น

m = สัดส่วนมูลค่าการปฏิบัติงานและซ่อมบำรุง กับมูลค่ากังหันลม

n = อายุการใช้งานของกังหันลม

I = อัตราดอกเบี้ย

S = มูลค่าซากกังหันลม ($0.1C_I / (1+I)^n$)

เนื่องจากค่าอัตราดอกเบี้ย คือค่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำสุด (i) ที่หักอัตราเงินเฟ้อ (r) ออก ด้วยสมการที่ 4.2 (เขาวเรศ, 2541) โดยผู้วิจัยใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำสุดเท่ากับ 16.9% และอัตราเงินเฟ้อเท่ากับ 5.9% (สถาบันเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ศึกษา, 2550) ซึ่งได้ค่าอัตราดอกเบี้ยเท่ากับ 10.4%

$$I = \left(\frac{1+i}{1+r} \right) - 1 \quad (4.2)$$

2) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio, B/C)

$$BCR = \frac{B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right]}{C_I \left[1 + m \left(\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right) \right] - S} \quad (4.3)$$

3) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR)

$$B_A \left[\frac{(1 + IRR)^n - 1}{IRR(1 + IRR)^n} \right] = C_I \left[1 + m \left(\frac{(1 + IRR)^n - 1}{IRR(1 + IRR)^n} \right) \right] - S \quad (4.4)$$

4) ระยะเวลาคืนทุน (Pay back period)

$$n = - \frac{\ln \left(1 - \frac{I (C_I - S)}{B_A - mC_I} \right)}{\ln(1 + I)} \quad (4.5)$$

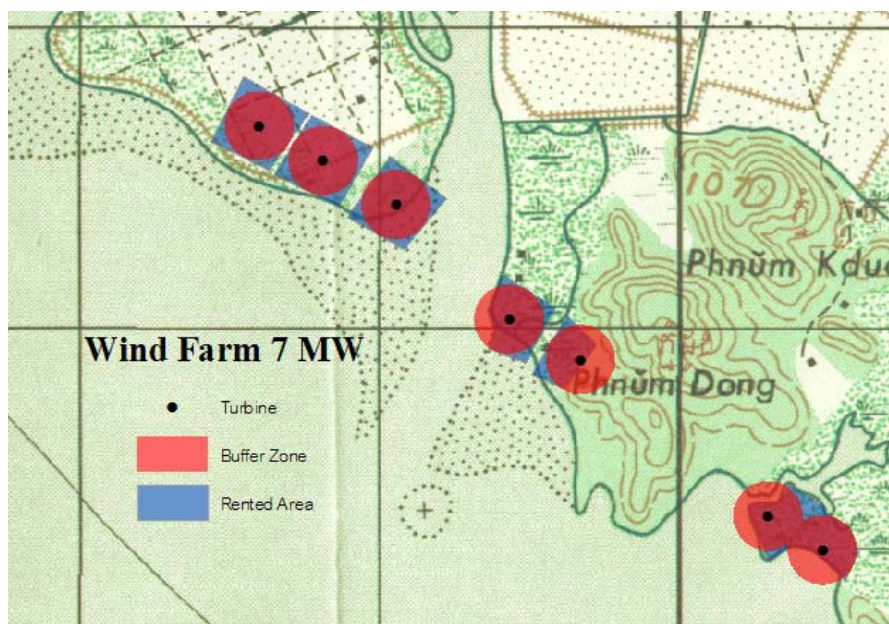
ผู้วิจัยจึงเลือกใช้ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ทั้ง 4 ในการพิจารณาการติดตั้งฟาร์มกังหันลม ขนาด 3.0, 4.2 และ 7.0 MW ด้วยกังหันลมขนาด 300, 600 และ 1000 kW เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ในบริเวณที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลมของเมืองกัมปอต โดยมีขั้นตอนการวิเคราะห์ดังนี้

4.4.1 การประเมินมูลค่าต้นทุนโครงการ

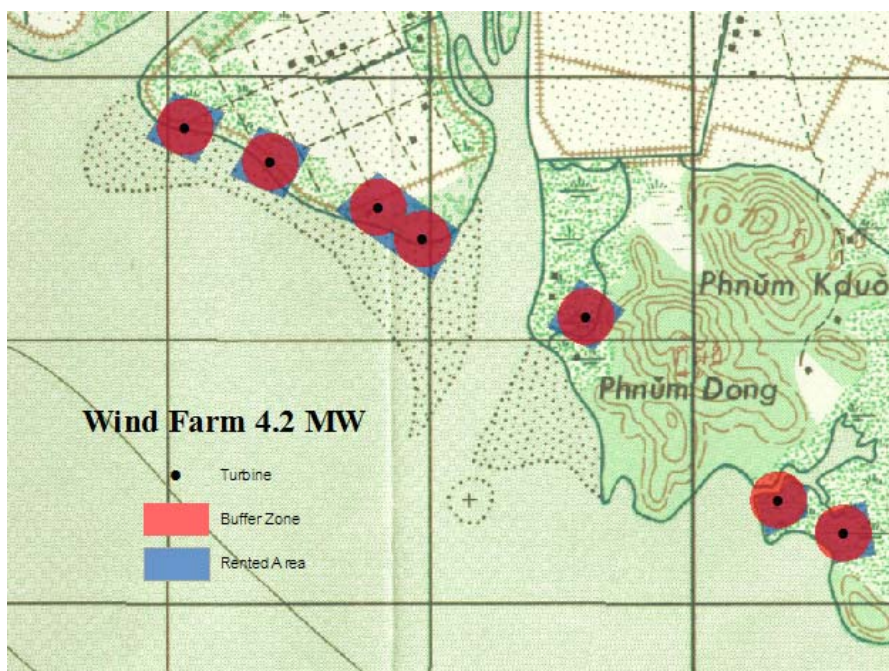
มูลค่าต้นทุนโครงการ ประกอบไปด้วย มูลค่าต้นทุนการซื้อและการติดตั้งกังหันลมพร้อม ทั้งระบบเสริมอื่น ๆ มูลค่าการจัดซื้อหรือจัดหาที่ดินเพื่อใช้ในการติดตั้งกังหันลม มูลค่าการ ปฏิบัติงานระหว่างดำเนินงาน และมูลค่าการซ่อมบำรุงระบบกังหันลมผลิตไฟฟ้า โดยรายละเอียด มูลค่าต้นทุนโครงการมีดังนี้

1) มูลค่าการจัดซื้อหรือจัดหาที่ดิน

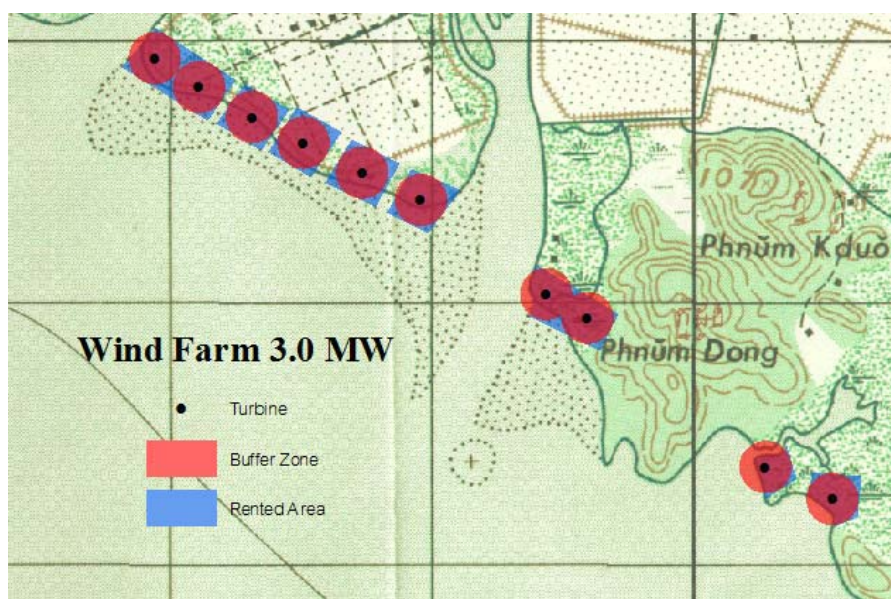
การคำนวณหาพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้งกังหันลม ผู้วิจัยคำนวณโดยตระหนักถึงความ ปลอดภัยกรณีที่กังหันลมได้รับความเสียหายจากพายุที่เกินพิกัดของฐานราก โดยออกแบบพื้นที่ที่มี โอกาสได้รับความเสียหายจากกรณีกังหันลมล้ม(buffer zone) ล้อมรอบกังหันลมเป็นพื้นที่วงกลม รัศมีประมาณ 1.5 เท่าของความสูงกังหันลม (1.5(H+0.5D)) ผู้วิจัยทำการหาพื้นที่ที่ต้องใช้การ ติดตั้งกังหันลม Bonus ขนาด 300, 600 และ 1000 kW ที่ความความสูงกังหันลม 66.7, 72.0 และ 77.1 เมตร ตามลำดับด้วยโปรแกรม ArcGIS ได้ผลว่า พื้นที่ที่ใช้ในการตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 3.0, 4.2 และ 7.0 MW เท่ากับ 334,360, 286,114 และ 286,475 m² โดยแสดงดังรูปที่ 4.18 – 4.20 ตามลำดับ



รูปที่ 4.18 แสดงการประมาณพื้นที่สำหรับติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 7.0 MW ด้วยกังหันลม Bonus 1 MW จำนวน 7 ตัว (พื้นที่สีแดงแสดง buffer zone และพื้นที่สีน้ำเงินแสดงพื้นที่ที่ต้องใช้ในการติดตั้งกังหันลม)



รูปที่ 4.19 แสดงการประมาณพื้นที่สำหรับติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 4.2 MW ด้วยกังหันลม Bonus 600 kW 7 ตัว



รูปที่ 4.20 แสดงการประมาณพื้นที่สำหรับติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 3.0 MW ด้วยกังหันลม
Bonus 300 kW 10 ตัว

เนื่องจากรัฐบาลกัมพูชาไม่มีนโยบายให้สิทธิในการครอบครองที่ดินกับบุคคลต่างสัญชาติ ดังนั้นผู้วิจัยจึงเลือกใช้ราคาเช่าที่ดิน ซึ่งผู้วิจัยใช้ราคาค่าเช่าที่ดินเท่ากับ 2 USD/m²/year (สถาบันเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ศึกษา, 2550) ดังนั้นมูลค่าที่ดินที่ใช้สำหรับติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 3.0, 4.2 และ 7.0 MW เท่ากับ 668,720, 572,289 และ 572,949 USD ต่อปีตามลำดับ

2) มูลค่าการซื้อและการติดตั้งระบบกังหันลม

โดยทั่วไปราคากังหันลมจะขึ้นกับขนาดกำลังการผลิตสูงสุดของกังหันลม เฉลี่ยประมาณ 1,000 USD ต่อ 1 kW ในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยใช้ราคากังหันลมขนาด 300, 600 และ 1,000 kW เท่ากับ 1,500, 1400 และ 1,300 USD/kW ตามลำดับ สำหรับมูลค่ากังหันลมและการขนส่ง มูลค่าระบบเสริมต่างๆ และมูลค่าในการเชื่อมต่อระบบแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.7 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2550) เนื่องจากกังหันลมขนาด 300 และ 600 kW จำเป็นต้องเพิ่มความสูง hub จาก 30 และ 40 เมตรตามลำดับ เป็น 50 เมตร ดังนั้นผู้วิจัยจึงคิดมูลค่าราคาเสาที่เพิ่มเป็น 15,000 USD ต่อระยะความสูง 10 เมตร

ตารางที่ 4.7 แสดงรายการค่าใช้จ่ายสำหรับซื้อและติดตั้งระบบฟาร์มกังหันลม (USD)

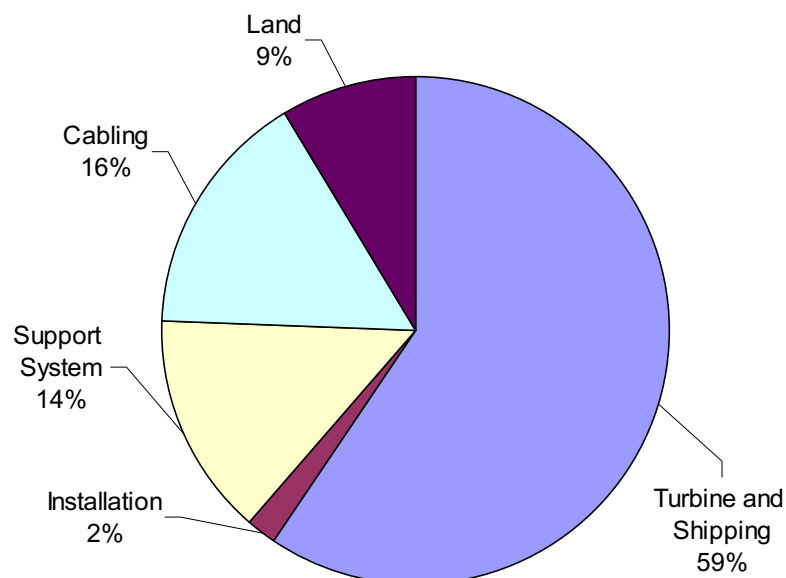
รายการค่าใช้จ่าย	ฟาร์มกังหันลม		
	3.0 MW	4.2 MW	7.0 MW
1. มูลค่ากังหันลมและการขนส่ง	4,600,000	5,964,000	9,205,000
2. มูลค่าการติดตั้งและฐานราก (2.5% ของมูลค่ากังหันลมและการขนส่ง) รวมกับค่าเสาที่เพิ่มความสูง hub อยู่ที่ระดับ 50 เมตร	145,000	164,100	230,125
3. ระบบเสริม			
- ห้องควบคุม	250,000	175,000	175,000
- ระบบจ่ายไฟ	587,500	411,250	411,250
- หม้อแปลงไฟฟ้า	262,500	183,750	183,750
4. มูลค่าการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (คิดระยะทาง 5 km)	1,222,500	855,750	855,750
5. มูลค่าการเช่าที่ดินปีแรก	668,720	572,289	572,949
รวมมูลค่าการซื้อและการติดตั้งระบบกังหันลม	7,736,220	8,326,139	11,633,824

3) มูลค่าการปฏิบัติงานและซ่อมบำรุง

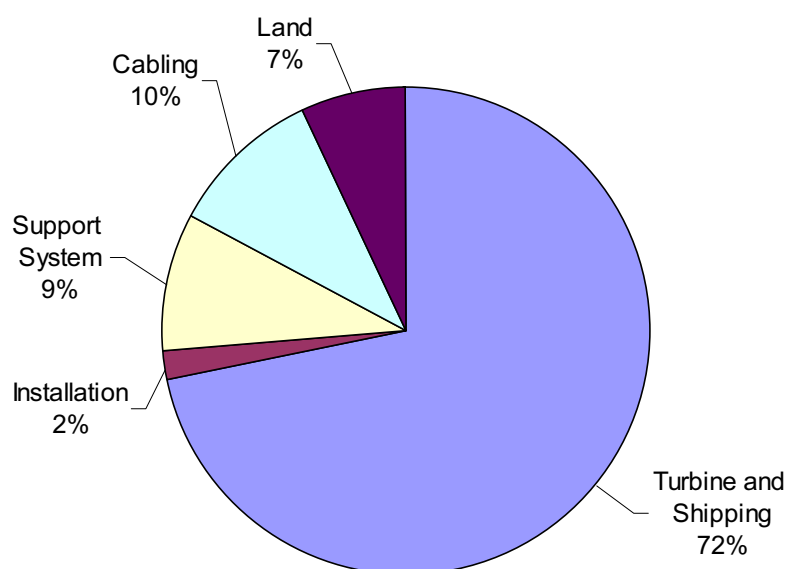
มูลค่าการปฏิบัติงานและซ่อมบำรุง เป็นค่าใช้จ่ายที่ต้องจ่ายทุกปีตลอดทั้งโครงการ โดยค่าดำเนินงานในการปฏิบัติงานระบบกังหันลมผลิตไฟฟ้า (operation cost) ประกอบด้วย ค่าจ้างผู้ดูแลระบบในการปฏิบัติงาน และค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง (maintenance cost) ซึ่งโดยทั่วไปแล้วค่าปฏิบัติงานและซ่อมบำรุงคิดเป็นร้อยละ 1.5 – 2.0 ของค่าการลงทุนระบบกังหันลม ในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยประมาณค่าการปฏิบัติงานและซ่อมบำรุงเป็นร้อยละ 2.0 ของค่าการลงทุนระบบฟาร์มกังหันลม

จากการประเมินมูลค่าการลงทุนข้างต้นจะเห็นว่า มีมูลค่าการลงทุนอยู่ 2 ประเภท คือมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น(มูลค่าการซื้อและการติดตั้งระบบกังหันลม) และมูลค่าการลงทุนรายปีหลังจากปีแรกจนถึงปีที่กำหนดให้สิ้นสุดโครงการ (มูลค่าการจัดซื้อหรือจัดหาที่ดิน และมูลค่าการปฏิบัติงานและซ่อมบำรุง) ซึ่งผู้วิจัยคิดมูลค่าการลงทุนรายปีหลังจากปีแรกของกังหันลมขนาด 300, 600 และ 1000 kW เป็นร้อยละ 10.6, 8.9 และ 6.9 ของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นตามลำดับ โดยกำหนดปีสิ้นสุดโครงการตามอายุการใช้งานของกังหันลมที่ 20 ปี ผู้วิจัยได้เขียนกราฟแสดงสัดส่วนของ

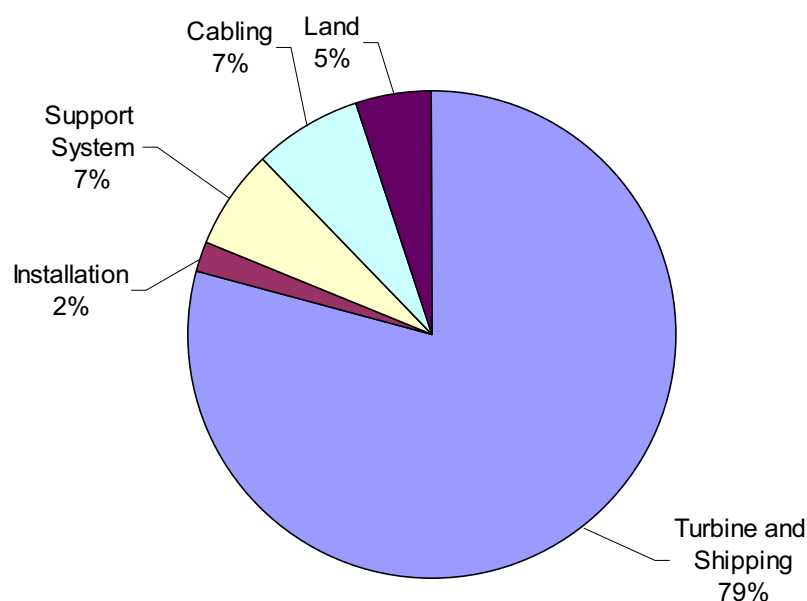
investment cost ของฟาร์มกังหันลมขนาดต่างๆ ดังรูปที่ 4.21 – 4.23 ได้ว่าราคาต้นทุนส่วนใหญ่ของทุกระบบอยู่ที่ราคากังหันลม และการขนส่ง



รูปที่ 4.21 แสดงสัดส่วนของ investment cost ของฟาร์มกังหันลมขนาด 3.0 MW



รูปที่ 4.22 แสดงสัดส่วนของ investment cost ของฟาร์มกังหันลมขนาด 4.2 MW



รูปที่ 4.23 แสดงสัดส่วนของ investment cost ของฟาร์มกังหันลมขนาด 7.0 MW

4.4.2 การประเมินมูลค่าผลตอบแทนโครงการ

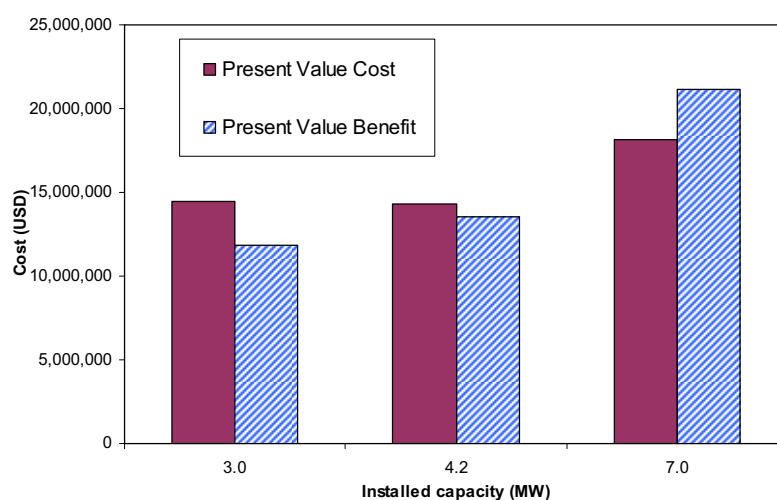
ผู้วิจัยทำการประเมินผลตอบแทนโครงการจากการติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 3.0, 4.2 และ 7.0 MW โดยการคำนวณค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) ค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน(B/C) ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน(IRR) และ ระยะเวลาคืนทุน(PB) ซึ่งคำนวณรายได้ของโครงการจากการขายไฟฟ้าบริเวณกัมปอตในราคา 0.298 USD/kW ได้ผลดังตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 แสดงการประเมินมูลค่าตอบแทนโครงการทางเศรษฐศาสตร์

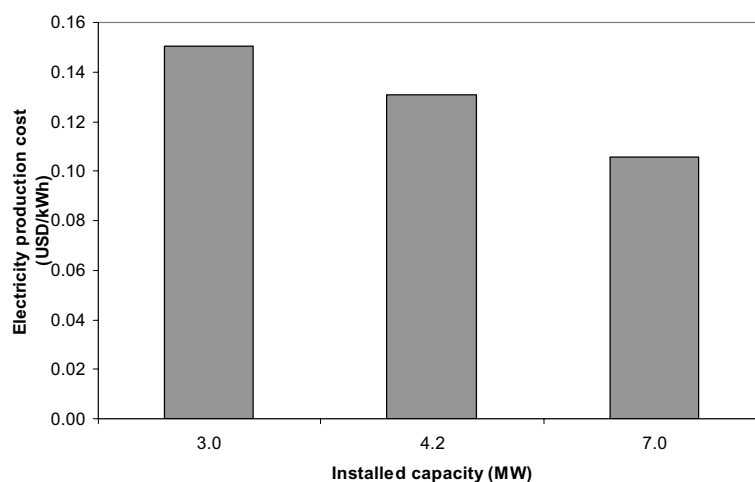
ตัวชี้วัด	ฟาร์มกังหันลม		
	3.0 MW	4.2 MW	7.0 MW
1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV), USD	-2,587,288	-810,510	3,027,284
2. อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน(B/C)	0.82	0.94	1.17
3. อัตราผลตอบแทนภายใน(IRR), %	4.9	8.9	14.2
4. ระยะเวลาคืนทุน(PB), ปี	มากกว่า 20	มากกว่า 20	12

จากผลการวิเคราะห์ด้วยตัวชี้วัดข้างต้น เห็นได้ชัดว่าฟาร์มกังหันลมขนาด 3.0 MW(ติดตั้งกังหันลมขนาด 300 kWจำนวน 10 ตัว) และ 4.2 MW(ติดตั้งกังหันลมขนาด 600 kWจำนวน 7 ตัว) ไม่เหมาะสมในการดำเนินโครงการ ส่วนฟาร์มกังหันลมขนาด 7.0 MW(ติดตั้งกังหันลมขนาด 1

MW จำนวน 7 ตัว) มีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ที่จะดำเนินโครงการซึ่งเห็นได้จากค่า NPV ที่มีค่าบวก ค่า B/C มีค่ามากกว่า 1 ค่าอัตราผลตอบแทนภายในสูงกว่าอัตราดอกเบี้ย (10.4 %) อยู่ 3.8 % และมีระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 12 ปี โดยที่อัตราดอกเบี้ย 10.4 % ฟาร์มกังหันลมขนาด 7.0 MW จะมีราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 0.11 USD/kWh สำหรับวิธีการการคำนวณผู้วิจัย แสดงตัวอย่างไว้ในภาคผนวก ก นอกจากนี้ผู้วิจัยได้เขียนกราฟแสดงการเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันต้นทุน(present value cost) กับมูลค่าปัจจุบันผลประโยชน์(present value benefit) และกราฟแสดงราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมแต่ละระบบดังรูปที่ 4.24 – 4.25 ตามลำดับ



รูปที่ 4.24 แสดงการเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันต้นทุนกับมูลค่าปัจจุบันผลประโยชน์ของฟาร์มกังหันลมขนาดต่างๆ



รูปที่ 4.25 แสดงการเปรียบเทียบราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมขนาดต่างๆ

บทที่ 5

สรุป

ในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยได้ทำการรวบรวมข้อมูลลมที่ได้จากสถานีวัดลม 5 แห่ง ที่เมืองต่างๆในประเทศกัมพูชา ได้แก่ เสียมเรียบ กัมปงชม กัมปอต สีหนุวิลล์ และ พนมเปญ ข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลความเร็วลม และทิศทางลมเฉลี่ยราย 10 นาที ซึ่งทำการวัดในช่วงเดือนกันยายน พ.ศ. 2550 ถึง สิงหาคม พ.ศ. 2551 โดยสถานีเสียมเรียบ กัมปงชม กัมปอต และ สีหนุวิลล์ วัดที่ความสูง 20, 40 และ 50 เมตร ส่วนสถานีพนมเปญทำการวัดที่ระดับความสูง 30 เมตร ผู้วิจัยทำการวิเคราะห์การแปรค่าความเร็วลมตามเวลา พบว่าความเร็วลมของทุกสถานีในช่วงกลางวันจะสูงกว่ากลางคืน ต่อมาผู้วิจัยทำการวิเคราะห์การแปรค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน โดยพิจารณาความเร็วลมที่ระดับความสูง 50 เมตร พบว่าในช่วงลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ (พฤษภาคม ถึง ตุลาคม) สถานีกัมปอต และ สถานีสีหนุวิลล์ มีความเร็วลมในช่วง 5 – 6 m/s ส่วนสถานีอื่นๆ มีความเร็วอยู่ในช่วง 3 – 5 m/s สำหรับช่วงลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ (ตุลาคม ถึง กุมภาพันธ์) สถานีกัมปอต และ สถานีสีหนุวิลล์ มีความเร็วลมอยู่ในช่วง 4 – 6 m/s ส่วนสถานีอื่นๆ มีความเร็วอยู่ในช่วง 3 – 5 m/s และ ช่วง(กุมภาพันธ์ ถึง เมษายน)ทุกสถานีมีความเร็วลมอยู่ในช่วง 3 – 5 m/s หลังจากนั้นผู้วิจัยทำการวิเคราะห์ทิศทางลมของแต่ละสถานี ซึ่งได้ผลดังนี้ สถานีเสียมเรียบมีลมส่วนใหญ่พัดมาจากทิศตะวันตกเฉียงใต้ (10%) สถานีกัมปงชมมีลมส่วนใหญ่พัดมาจากทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (10%) สถานีกัมปอตมีลมส่วนใหญ่พัดมาจากสองทิศทาง คือทิศเหนือ (22%) และ ทิศตะวันตกเฉียงใต้ (18%) สำหรับสถานีสีหนุวิลล์ ลมส่วนใหญ่เป็นลมที่พัดมาจากทะเลทางทิศตะวันตก (12%) และสถานีพนมเปญมีลมส่วนใหญ่พัดมาจากทางทิศเหนือ (17%) สำหรับขั้นตอนสุดท้ายในการวิเคราะห์สถิติของข้อมูลลม ผู้วิจัยทำการวิเคราะห์การแจกแจงทางสถิติด้วยฟังก์ชันการแจกแจงไวบูล โดยใช้วิธี Maximum likelihood เพื่อคำนวณค่าไวบูลพารามิเตอร์ (k และ c) ต่อมานำค่าทั้งสองมาคำนวณหาค่า V_m , $V_{F,Max}$, E_v และ $V_{E,max}$ ซึ่งจากผลการคำนวณบอกได้ว่าสถานีกัมปอต มีศักยภาพลมสูงสุดเทียบกับสถานีอื่นๆ โดยมีค่า $V_m = 4.2$ m/s และ $E_v = 90.4$ W/m² ที่ระดับความสูง 50 เมตร

ผู้วิจัยเลือกสถานีกัมปอตมาวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลม โดยใช้โปรแกรม WAsP สร้างแผนที่ลมระดับไมโครสเกล และแผนที่ศักยภาพการผลิตพลังงานรายปี(AEP)จากกังหันลม Bonus 1 MW หลังจากนั้นผู้วิจัยใช้แผนที่ AEP ร่วมกับ ข้อมูลดิจิทัลระดับความสูงของพื้นผิว ข้อมูลพื้นที่ใช้สอย ข้อมูลถนน ข้อมูลสายส่งไฟฟ้า ข้อมูลประชากร และ ข้อมูลพื้นที่ป่าสงวน มาทำการวิเคราะห์หาพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลมโดยใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System, GIS) ด้วยโปรแกรม ArcGIS ผลที่ได้พบว่าพื้นที่บริเวณชายฝั่งทางทิศใต้ของสถานีกัมปอตเป็นพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งกังหันลม ดังนั้นผู้วิจัยจึงใช้พื้นที่

ดังกล่าวในการจำลองการติดตั้งกังหันลมขนาด 300, 600 และ 1000 kW ด้วยโปรแกรม WAsP พบว่าการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 7 MW ซึ่งใช้กังหันลม Bonus 1 MW จำนวน 7 ตัว จะได้ค่า AEP เท่ากับ 8.6 GWh และได้ค่า capacity factor เท่ากับ 14.0 % การจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 4.2 MW ด้วยกังหันลม Bonus 600kW จำนวน 7 ตัว ได้ค่า AEP เท่ากับ 5.5 GWh และมี capacity factor เท่ากับ 14.9 % และการจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 3 MW ด้วยกังหันลม Bonus 300 kW จำนวน 10 ตัว ได้ค่า AEP เท่ากับ 4.8 GWh มี capacity factor เท่ากับ 18.3 % นอกจากนี้ผู้วิจัยยังทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลมขนาด 300, 600 และ 1000 kW ในพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งกังหันลม พบว่ากังหันลมขนาด 1 MW มีความเหมาะสมสำหรับการลงทุน โดยมีราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 0.11 USD/kWh

เนื่องจากการวิเคราะห์ครั้งนี้ใช้ข้อมูลวัดจำนวน 1 ปี ดังนั้นเพื่อให้เกิดความมั่นใจในการลงทุนจึงควรดำเนินการวัดลมที่สถานีกันปอดต่อไปอีก 2 – 4 ปี แล้วนำข้อมูลทั้งหมดมาวิเคราะห์อีกครั้งหนึ่ง เพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจในการจัดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป

บรรณานุกรม

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. **โครงการศึกษาศักยภาพพลังงานเฉพาะแหล่ง.**

สงขลา: มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ หาดใหญ่, 2550.

เยาวเรศ ทับพันธุ์. **การประเมินโครงการตามแนวเศรษฐกิจศาสตร์.** กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2543.

สถาบันเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ศึกษา. **โครงการส่งเสริมการลงทุนในพม่า และกัมพูชา** [Online].

Accessed 7 มีนาคม 2552. Available from

http://www.boi.go.th/thai/clmv/2009_cambodia/2009_cambodia_d0_pdf_file.html

สุเพชร จิระจกุล. **เรียนรู้ระบบสารสนเทศด้วยโปรแกรม ArcGIS desktop 9.2.** นนทบุรี: เอส

อาร์ พรินติ้ง แมสโปรดักส์, 2551.

Ahmed Shata, A.S., Hanitsch, R. “The potential of electricity generation on the east coast of Red Sea in Egypt.” **Renewable energy**, no. 31(2006): 1597 – 1615.

Chang, T.S., Wu, Y.T., Hua, Y.H., Chu, C.R., Liao, C.M. “Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan.” **Renewable Energy**, no. 28 (2003): 852 – 871.

Dallenbach, F. and Schaffner, B. **GIS Analysis Methodology** [Online]. Accessed 23 December 2008. Available from http://www.alpinespace.org/uploads/media/AWH_WP7_Report_gis_methodology_18P_EN.pdf

Eskin, N., Artar, H. and Tolun, S. “Wind energy potential of Gokceada Island in Turkey.” **Renewable & Sustainable energy reviews**, no. 12 (2008): 839 – 851.

Justus, C.G., Hargraves, W.R., Mikhail, A. and Graber, D. “Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distribution.” **Journal of applied meteorology**, no. 17 (1977): 350 – 353.

Khadem K.S. and Hussain M. “A pre-feasibility study of wind resources in Kutubdia Island, Bangladesh.” **Renewable energy**, no. 31 (2006): 2329 – 2341.

Mathew, S., Pandey, K.P. and Anil K. V. “Analysis of wind regimes for energy estimation.” **Renewable energy**, no. 25 (2002): 381 – 399.

Mathew, S., **Wind Energy**, Berlin: Springer, 2006.

Mortensen, N.G., D.N. Heathfield, L. Myllerup, L. Landberg and O. Rathmann. **Wind Atlas Analysis and Application Program: WASP 9 Help Facility**, Roskilde: Risø National Laboratory, Roskilde, 2007.

Ozerdem, B., Turkeli, H.M. “Wind energy potential estimation and micrositting on Izmir Institute of Technology Campus, Turkey.” **Renewable Energy**, no. 30 (2005): 1623-1633.

Peterson, E.L., Mortensen, N.G., Landberg, L., Hojstrup, J., Frank, H.P. **Wind power meteorology**, Roskilde: Riso National Laboratory, Roskilde, 1997.

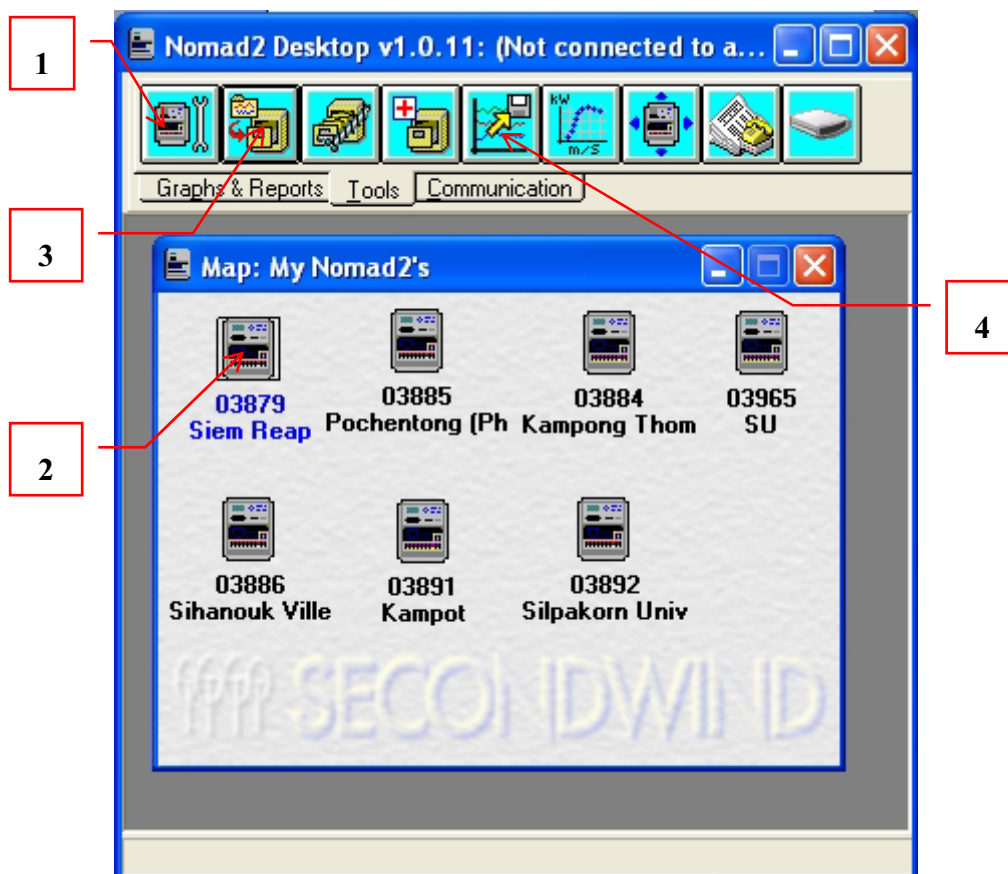
- Rehman, S., Halawani, T.O., Mohandes, M. "Wind power cost assessment at twenty locations in the kingdom of Saudi Arabia." **Renewable Energy**, no.28 (2003): 573 – 583.
- Salmon, J.R., Bowen, A.J, Hoff, A.M., Johnson, R. Mickle, R.E., Taylor, P.A., Tetzlaff, G., Walmsley, J.L. "The Askervein Hill Project: Mean wind variations at fixed height above ground." **Boudary-Layer Meteorology**, no. 43 (1987): 247 – 271.
- Seguro, J.V. and Lambert, T.W. "Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for energy analysis." **Journal of wind engineering and industrial aerodynamics**, no. 85 (2000): 75 – 84.
- Troen, I., Petersen, E.L. **European Wind Atlas**, Roskilde: Risø National Laboratory, 1989.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

แสดงการแปลงไฟล์ข้อมูลจาก data logger เป็นไฟล์ text ด้วยโปรแกรม Nomad Desktop

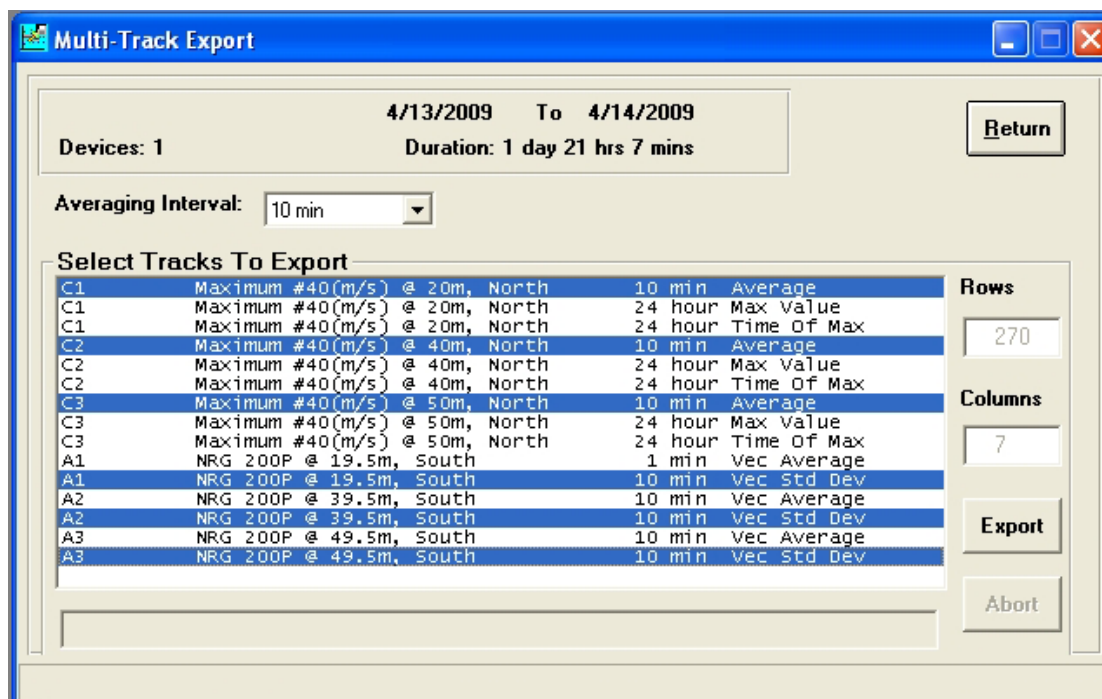
เนื่องจากข้อมูลที่ได้จากผู้วิจัยได้จากเครื่องบันทึกข้อมูล(data logger) รุ่น Nomad 2 เป็นไฟล์รูปแบบ .ndf ดังนั้นผู้วิจัยจึงทำการแปลงไฟล์ข้อมูลเป็นรูปแบบ .txt ด้วยโปรแกรม Nomad desktop ซึ่งเป็นโปรแกรมที่มาพร้อมกับเครื่องบันทึกข้อมูล โดยมีขั้นตอนการแปลงดังนี้



A1.1 แสดงโปรแกรม Nomad desktop

- 1) จากรูปที่ A1.1 เลือก tab ของเครื่องมือ (tool) และคลิกที่ปุ่ม site & configuration เพื่อทำการสร้างฐานข้อมูลของสถานีโดยการกำหนดชื่อและตำแหน่งของสถานีวัดลม
- 2) เมื่อได้ฐานข้อมูลให้คลิกที่สถานีที่เราสร้างขึ้น (ตัวหนังสือเป็นสีฟ้า)
- 3) คลิกเลือกที่ปุ่ม import data into database เพื่อนำข้อมูลรูปแบบไฟล์ .ndf เข้าฐานข้อมูลที่เลือกในข้อ 2 เมื่อโปรแกรมปรากฏหน้าต่างใหม่ขึ้นให้เลือกไปยัง folder ที่เก็บไฟล์ .ndf แล้วกดปุ่ม Add หลังจากนั้นกดปุ่ม Import โปรแกรม Nomad desktop จะทำการเก็บข้อมูลไว้ในฐานข้อมูล
- 4) คลิกที่ปุ่ม muti-track export โปรแกรมจะปรากฏหน้าต่างใหม่ขึ้น ทำการเลือกช่วงเวลาของข้อมูลที่ต้องการ และคลิกปุ่ม OK

- 5) จากรูปที่ A1.2 เลือกค่าที่ Averaging Interval เป็น 10 นาที และเลือกข้อมูลที่ต้องการ export ในช่องของ select tracks to export (เลือกได้หลายค่าโดยการกดปุ่ม ctrl ค้าง) หลังจากนั้นกดปุ่ม Export



A1.2 แสดงหน้าต่าง Multi-Track Export ของโปรแกรม Nomad desktop

ภาคผนวก ข

แสดงการ source code โปรแกรมภาษา IDL ที่ใช้ในงานวิจัย

แสดง Source code ของโปรแกรมภาษา IDL ซึ่งใช้ในการแยกข้อมูลความเร็วลมราย 10 นาที ในทิศต่างๆ 16 ทิศทาง

```
pro separate16sectors_V1
```

```

mem1=fltarr(1,60000)      ; ค่าความเร็วลมใน sector ที่ 1
mem2=fltarr(1,60000)      ; ค่าความเร็วลมใน sector ที่ 2
mem3=fltarr(1,60000)      ; ค่าความเร็วลมใน sector ที่ 3
mem4=fltarr(1,60000)
mem5=fltarr(1,60000)
mem6=fltarr(1,60000)
mem7=fltarr(1,60000)
mem8=fltarr(1,60000)
mem9=fltarr(1,60000)
mem10=fltarr(1,60000)
mem11=fltarr(1,60000)
mem12=fltarr(1,60000)
mem13=fltarr(1,60000)
mem14=fltarr(1,60000)
mem15=fltarr(1,60000)
mem16=fltarr(1,60000)     ; ค่าความเร็วลมใน sector ที่ 16

a=fltarr(10)   ; นับจำนวนความเร็วลมใน sector ที่ 1
b=fltarr(10)   ; นับจำนวนความเร็วลมใน sector ที่ 2
c=fltarr(10)   ; นับจำนวนความเร็วลมใน sector ที่ 3
d=fltarr(10)
e=fltarr(10)
f=fltarr(10)
g=fltarr(10)
h=fltarr(10)
i=fltarr(10)
j=fltarr(10)
k=fltarr(10)
l=fltarr(10)
m=fltarr(10)
n=fltarr(10)
o=fltarr(10)
p=fltarr(10)   ; นับจำนวนความเร็วลมใน sector ที่ 16

```

```
openr,1,'D:\WIND_PROJECT\12aug50m.txt' ; directory input
```

```
openw,lun,'D:\WIND_PROJECT\16sectors_12aug50m.txt',/get_lun ; directory
output
```

```

while not eof(1) do begin
    readf,1,x1,x2,format='(f5.2,f6.2)'

    if((x2 ge 0.0)and(x2 lt 11.25))or((x2 ge 348.75)and(x2 le 360.0)) then begin
        mem1(0,a(0))=x1
        a(0)=a(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 11.25)and(x2 lt 33.75) then begin
        mem2(0,b(0))=x1
        b(0)=b(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 33.75)and(x2 lt 56.25) then begin
        mem3(0,c(0))=x1
        c(0)=c(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 56.25)and(x2 lt 78.75) then begin
        mem4(0,d(0))=x1
        d(0)=d(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 78.75)and(x2 lt 101.25) then begin
        mem5(0,e(0))=x1
        e(0)=e(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 101.25)and(x2 lt 123.75) then begin
        mem6(0,f(0))=x1
        f(0)=f(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 123.75)and(x2 lt 146.25) then begin
        mem7(0,g(0))=x1
        g(0)=g(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 146.25)and(x2 lt 168.75) then begin
        mem8(0,h(0))=x1
        h(0)=h(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 168.75)and(x2 lt 191.25) then begin

```

```

        mem9(0,i(0))=x1
        i(0)=i(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 191.25)and(x2 lt 213.75) then begin
        mem10(0,j(0))=x1
        j(0)=j(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 213.75)and(x2 lt 236.25) then begin
        mem11(0,k(0))=x1
        k(0)=k(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 236.25)and(x2 lt 258.75) then begin
        mem12(0,l(0))=x1
        l(0)=l(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 258.75)and(x2 lt 281.25) then begin
        mem13(0,m(0))=x1
        m(0)=m(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 281.25)and(x2 lt 303.75) then begin
        mem14(0,n(0))=x1
        n(0)=n(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 303.75)and(x2 lt 326.25) then begin
        mem15(0,o(0))=x1
        o(0)=o(0)+1.0
    endif

    if(x2 ge 326.25)and(x2 lt 348.75) then begin
        mem16(0,p(0))=x1
        p(0)=p(0)+1.0
    endif

    endwhile
close,1
for q=1,16 do begin

    if(q eq 1) then begin
        for r=0,a(0)-1 do begin
            printf,lun,'Sector 1 = ',mem1(0,r),format='(a13,1x,f6.2)'
        endfor
    endif
endfor

```

```
printf,lun,'Total','Sector 1 = ',a(0),'99',format=(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
endif
```

```
      if(q eq 2) then begin
        for r=0,b(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 2 = ',mem2(0,r),format=(a13,1x,f6.2)'
        endfor
```

```
printf,lun,'Total','Sector 2 = ',b(0),'99',format=(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
endif
```

```
      if(q eq 3) then begin
        for r=0,c(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 3 = ',mem3(0,r),format=(a13,1x,f6.2)'
        endfor
```

```
printf,lun,'Total','Sector 3 = ',c(0),'99',format=(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
endif
```

```
      if(q eq 4) then begin

        for r=0,d(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 4 = ',mem4(0,r),format=(a13,1x,f6.2)'
        endfor
printf,lun,'Total','Sector 4 = ',d(0),'99',format=(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
endif
```

```
      if(q eq 5) then begin

        for r=0,e(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 5 = ',mem5(0,r),format=(a13,1x,f6.2)'
        endfor
```

```
printf,lun,'Total','Sector 5 = ',e(0),'99',format=(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
endif
```

```
      if(q eq 6) then begin

        for r=0,f(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 6 = ',mem6(0,r),format=(a13,1x,f6.2)'
        endfor
```

```
printf,lun,'Total','Sector 6 = ',f(0),'99',format=(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
endif
```

```
      if(q eq 7) then begin
```

```

        for r=0,g(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 7 = ',mem7(0,r),format='(a13,1x,f6.2)'
        endfor

printf,lun,'Total','Sector 7 = ',g(0),'99',format='(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
        endif

        if(q eq 8) then begin

                for r=0,h(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 8 = ',mem8(0,r),format='(a13,1x,f6.2)'
                endfor

printf,lun,'Total','Sector 8 = ',h(0),'99',format='(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
                endif

        if(q eq 9) then begin

                for r=0,i(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 9 = ',mem9(0,r),format='(a13,1x,f6.2)'
                endfor

printf,lun,'Total','Sector 9 = ',i(0),'99',format='(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
                endif

        if(q eq 10) then begin

                for r=0,j(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 10 = ',mem10(0,r),format='(1x,a13,1x,f6.2)'
                endfor

printf,lun,'Total','Sector 10 = ',j(0),'99',format='(a5,1x,a13,1x,f6.0,3x,2a)'
                endif

        if(q eq 11) then begin

                for r=0,k(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 11 = ',mem11(0,r),format='(1x,a13,1x,f6.2)'
                endfor

printf,lun,'Total','Sector 11 = ',k(0),'99',format='(a5,1x,a13,1x,f6.0,3x,2a)'
                endif

        if(q eq 12) then begin

                for r=0,l(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 12 = ',mem12(0,r),format='(1x,a13,1x,f6.2)'

```

```

                                endfor

printf,lun,'Total','Sector 12 = ',l(0),'99',format='(a5,1x,a13,1x,f6.0,3x,2a)'
                                endif

                                if(q eq 13) then begin

                                    for r=0,m(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 13 = ',mem13(0,r),format='(a13,1x,f6.2)'
                                    endfor

printf,lun,'Total','Sector 13 = ',m(0),'99',format='(a5,1x,a12,1x,f6.0,3x,2a)'
                                endif

                                if(q eq 14) then begin

                                    for r=0,n(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 14 = ',mem14(0,r),format='(1x,a13,1x,f6.2)'
                                    endfor

printf,lun,'Total','Sector 14 = ',n(0),'99',format='(a5,1x,a13,1x,f6.0,3x,2a)'
                                endif

                                if(q eq 15) then begin

                                    for r=0,o(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 15 = ',mem15(0,r),format='(1x,a13,1x,f6.2)'
                                    endfor

printf,lun,'Total','Sector 15 = ',o(0),'99',format='(a5,1x,a13,1x,f6.0,3x,2a)'
                                endif

                                if(q eq 16) then begin

                                    for r=0,p(0)-1 do begin
printf,lun,'Sector 16 = ',mem16(0,r),format='(1x,a13,1x,f6.2)'
                                    endfor

,lun,'Total','Sector 16 = ',p(0),'99',format='(a5,1x,a13,1x,f6.0,3x,2a)'
                                endif
                                endfor

                                free_lun,lun

end

```


แสดง Source code ของโปรแกรมภาษา IDL ที่ใช้วาดแผนภูมิทิศทางลม (Wind Rose)

```

;*****
;
;
; plot windrose by Itsara Masiri
;
; March 2009
;
;*****
;MAIN ++
pro plot_windrose_v3_S15
    device,decomposed=0
    loadct,0

    wind_prof=fltarr(2,16)
    read_dat,wind_prof,file

    if (file ne "") then begin
        draw_bg
        draw_rose,file,wind_prof
    endif
end
;-----
; Subroutines
;-----
;ANSI Accepted only...
pro read_dat,wind_prof,file

file=dialog_pickfile(/read,path='D:\WindRose\Monthly\Siemreap\20m',filter='*.txt')
dat=fltarr(2)
dat(*)=0.0
n=0
head=""

if (file ne "") then begin

    openr,1,file
    readf,1,head,format='(a10,/) '

    for i=1,16 do begin

        line=""
        ws=0.0
        fr=0.0
        readf,1,line
    
```

```

                                get_dat,line,id,ws,fr
                                wind_prof[0,id-1]=ws
                                wind_prof[1,id-1]=fr
                                print,i,id,ws,fr
                                ;
                                endfor
                                close,l
                                endif else file=""
                                end

                                pro draw_rose,file,wind_prof
                                loadct,13

                                bx=fltarr(26)
                                by=fltarr(26)
                                wprof=fltarr(129,3) ; blade: freq,speed,dir
                                maxscale=15.0 ; of 100%
                                iblade=0
                                hmax=10.0 ; pixel (relative to the plot scale.)
                                ;-----
                                ; now drawing...
                                ;-----
                                for i=1,16 do begin

                                    h=wind_prof(1,i-1)*hmax/maxscale
                                    ws=wind_prof(0,i-1)
                                    idir=i-1
                                    get_icor,ws,ic
                                    draw_blade,idir,h,ws,bx,by
                                    polyfill,bx,by,color=ic
                                    oplot,bx,by,color=0,thick=1
                                endfor
                                ;***** colour scale
                                ih=50
                                ws=1.0
                                for i=1,11 do begin
                                    get_icor,ws,ic
                                    polyfill,[760,800,800,760],[ih,ih,ih+20,ih+20],color=ic,/device
                                    if (i le 10) then begin
                                        xyouts,813,ih+6,string(ws,format='(f4.1)'),color=0,/device
                                    endif else xyouts,805,ih+6,'>11.0',color=0,/device
                                    ws=ws+1.0
                                    ih=ih+22
                                endfor
                                xyouts,810,ih+6,'m/s',color=0,/device

                                end

```

```
pro draw_bg
```

```
    window,1,xsize=850,ysize=850,xpos=300,ypos=10
```

```
    r=!pi/180.0
    rad=10.0
```

```
    x1=fltarr(360)
    y1=fltarr(360)
    x2=fltarr(360)
    y2=fltarr(360)
    x3=fltarr(360)
    y3=fltarr(360)
    x4=fltarr(360)
    y4=fltarr(360)
    x5=fltarr(360)
    y5=fltarr(360)
```

```
    for i=0,359 do begin
        x1(i)=10.0*cos(i*r)
        y1(i)=10.0*sin(i*r)
        x2(i)=8.0*cos(i*r)
        y2(i)=8.0*sin(i*r)
        x3(i)=6.0*cos(i*r)
        y3(i)=6.0*sin(i*r)
        x4(i)=4.0*cos(i*r)
        y4(i)=4.0*sin(i*r)
        x5(i)=2.0*cos(i*r)
        y5(i)=2.0*sin(i*r)
    endfor
```

```
    plot,[0,0],[0,0],color=255,background=255,position=[0.05,0.05,0.96,0.95],xrange=[-11,11],yrange=[-11,11],xstyle=1,ystyle=1
    oplot,x1,y1,color=0
    oplot,x2,y2,color=100,linestyle=1
    oplot,x3,y3,color=100,linestyle=1
    oplot,x4,y4,color=100,linestyle=1
    oplot,x5,y5,color=100,linestyle=1

    oplot,[-10.2,10.2],[0,0],color=0 ; NS
    oplot,[0,0],[-10.2,10.2],color=0 ; EW
    oplot,[rad*cos(45.0*r),rad*cos((180.0+45.0)*r)],[rad*sin(45.0*r),rad*sin((180.0+45.0)*r)],color=0 ; NWESC--> and so on..
    oplot,[rad*cos(22.5*r),rad*cos((180.0+22.5)*r)],[rad*sin(22.5*r),rad*sin((180.0+22.5)*r)],color=0
    oplot,[rad*cos(67.5*r),rad*cos((180.0+67.5)*r)],[rad*sin(67.5*r),rad*sin((180.0+67.5)*r)],color=0
```

```

        oplot,[rad*cos(112.5*r),rad*cos((180.0+112.5)*r)], [rad*sin(112.5*r),rad*sin((
180.0+112.5)*r)],color=0
        oplot,[rad*cos(135.0*r),rad*cos((180.0+135.0)*r)], [rad*sin(135.0*r),rad*sin((
180.0+135.0)*r)],color=0
        oplot,[rad*cos(157.5*r),rad*cos((180.0+157.5)*r)], [rad*sin(157.5*r),rad*sin((
180.0+157.5)*r)],color=0

```

```

xyouts,-0.2,10.8,'N',charsize=2,color=0
xyouts,-0.2,-11.2,'S',charsize=2,color=0
xyouts,-11.2,-0.2,'W',charsize=2,color=0
xyouts,11.0,-0.2,'E',charsize=2,color=0

```

```

xyouts,rad*cos(45.0*r)+0.2,rad*sin(45.0*r)+0.2,'NE',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos(45.0*r)+0.1,rad*sin((180.0+45.0)*r)-0.8,'SE',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos((180.0+45.0)*r)-1.2,rad*sin(45.0*r)+0.2,'NW',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos((180.0+45.0)*r)-1.2,rad*sin((180.0+45.0)*r)-
0.8,'SW',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos(22.5*r)+0.2,rad*sin(22.5*r)+0.1,'ENE',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos(22.5*r)+0.2,rad*sin((180.0+22.5)*r)-0.4,'ESE',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos((180.0+22.5)*r)-2.0,rad*sin(22.5*r)+0.1,'WNW',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos((180.0+22.5)*r)-2.0,rad*sin((180.0+22.5)*r)-
0.4,'WSW',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos(67.5*r)-0.4,rad*sin(67.5*r)+0.4,'NNE',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos(67.5*r)-0.4,rad*sin((180.0+67.5)*r)-1.0,'SSE',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos((180.0+67.5)*r)-1.4,rad*sin((180.0+67.5)*r)-
1.0,'SSW',charsize=2,color=0
xyouts,rad*cos((180.0+67.5)*r)-1.4,rad*sin(67.5*r)+0.4,'NNW',charsize=2,color=0
xyouts,[-0.9,-0.9,-0.6,-0.6,-0.6,-0.6,-0.6,-0.6,-0.9,-0.9],$
[-9.8,-7.8,-5.8,-3.8,-1.8,2.2,4.2,6.2,8.2,10.2],$
['15','12','9','6','3','3','6','9','12','15'],charsize=2,color=0 ;vertical
xyouts,[-9.9,-7.8,-5.8,-3.8,-1.8,2.2,4.2,6.2,8.2,10.1],$
[-0.7,-0.7,-0.7,-0.7,-0.7,-0.7,-0.7,-0.7,-0.7,-0.7],$
['15','12','9','6','3','3','6','9','12','15'],charsize=2,color=0 ; horizontal

```

```

end

```

```

pro draw_blade,idir,h,ws,bx,by

```

```

        r=pi/180.0
        bx(*)=0.0
        by(*)=0.0
        deg=[0.0,22.5,45.0,67.5,90.0,112.5,135.0,157.5,180.0,202.5,225.0,247.5,270.0
,292.5,315.0,337.5]
        ;      N   NNE  NE  E   ESE .. and so on

        d=deg[idir]-11.25

```

```

        for i=1,24 do begin
            bx(i)=h*sin(d*r)
            by(i)=h*cos(d*r)
            d=d+1.0
        endfor

    end

    pro get_dat,line,id,ws,fr

        id=0
        f=0
        fr=0.0
        ws=0.0

        get_str=str_sep(line,' ')
        openw,8,'c:\scommon'
        printf,8,get_str[0]
        printf,8,get_str[2]
        printf,8,get_str[3]
        close,8

        openr,8,'c:\scommon'
        readf,8,id
        readf,8,f & fr=f*1.0
        readf,8,ws
        close,8

    end

;-----
; color table
;-----
    pro get_icor,ws,ic
        if (ws gt 0.0) and (ws le 1.0) then ic=5 ; 1
        if (ws gt 1.0) and (ws le 2.0) then ic=20
        if (ws gt 2.0) and (ws le 3.0) then ic=50
        if (ws gt 3.0) and (ws le 4.0) then ic=90
        if (ws gt 4.0) and (ws le 5.0) then ic=110
        if (ws gt 5.0) and (ws le 6.0) then ic=190
        if (ws gt 6.0) and (ws le 7.0) then ic=205
        if (ws gt 7.0) and (ws le 8.0) then ic=220
        if (ws gt 8.0) and (ws le 9.0) then ic=230
        if (ws gt 9.0) and (ws le 10.0) then ic=245
        if (ws gt 10.0) then ic=255 ; 11

    end

```

แสดง Source code ของโปรแกรมภาษา IDL ซึ่งใช้ในการคำนวณค่า ค่าคุณลักษณะของลมคือ V_m (m/s) V_{Fmax} (m/s) V_{Emax} (m/s) และ E_V (W/m²) โดยการป้อนค่า Weibull parameters (k และ c)

```

pro cal_weibull_v2

k=2.17                                ;Weibull shape factor (INPUT)
c=3.50                                ;Weibull scale factor (INPUT)
v_mean=0.00
den=1.2                                ;Air density
x=1.0+1.0/k
x3=1.0+3.0/k
gamma1=gamma(x)
gamma3=gamma(x3)
v_mean=c*gamma1                        ;predicted mean wind speed.
v_most=c*((k-1.0)/k)^(1.0/k)           ;the most of wind speed.
v_e_max=c*((k+2.0)/k)^(1.0/k)          ;wind speed of maximum energy.
power_den=0.5*den*(c^3.0)*gamma3       ;mean power density of This condition.

print,'shape factor = ',k,'(-)'
print,'scale factor = ',c,' (m/s)'
print,'predicted wind speed =',v_mean,' m/s'
print,'most of wind speed =',v_most,' m/s'
print,'wind speed of Maximum Energy =',v_e_max,' m/s'
print,'mean power density =',power_den,' W/m^2'

end

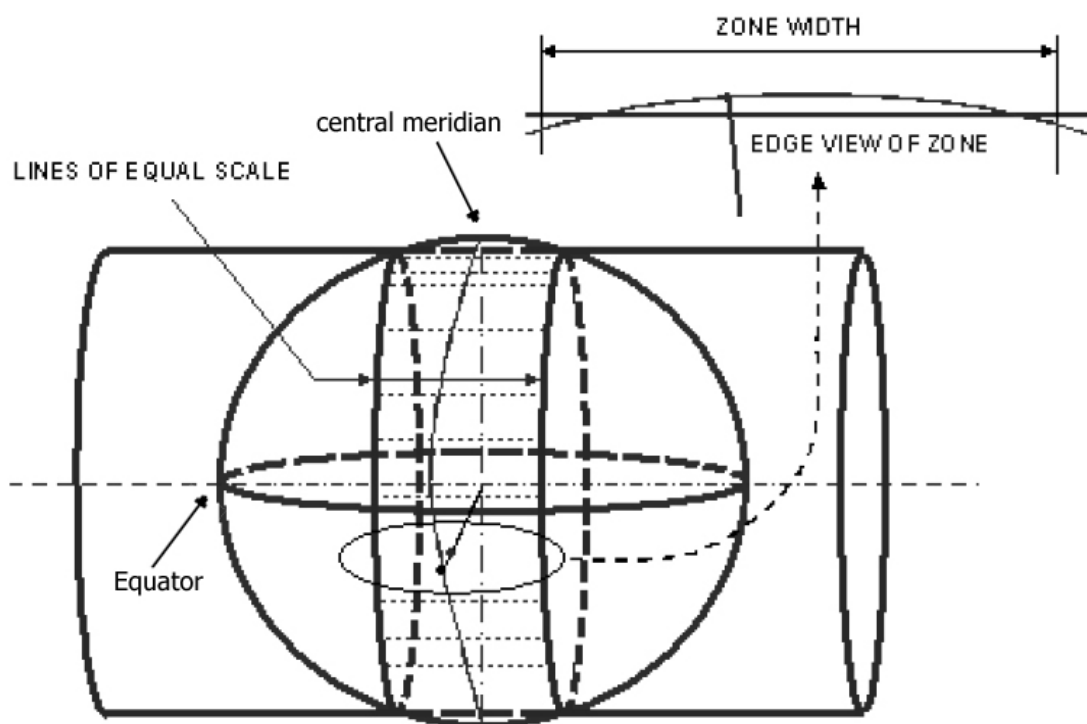
```

ภาคผนวก ก

ระบบพิกัด **Universal Transverse Mercator(UTM)**

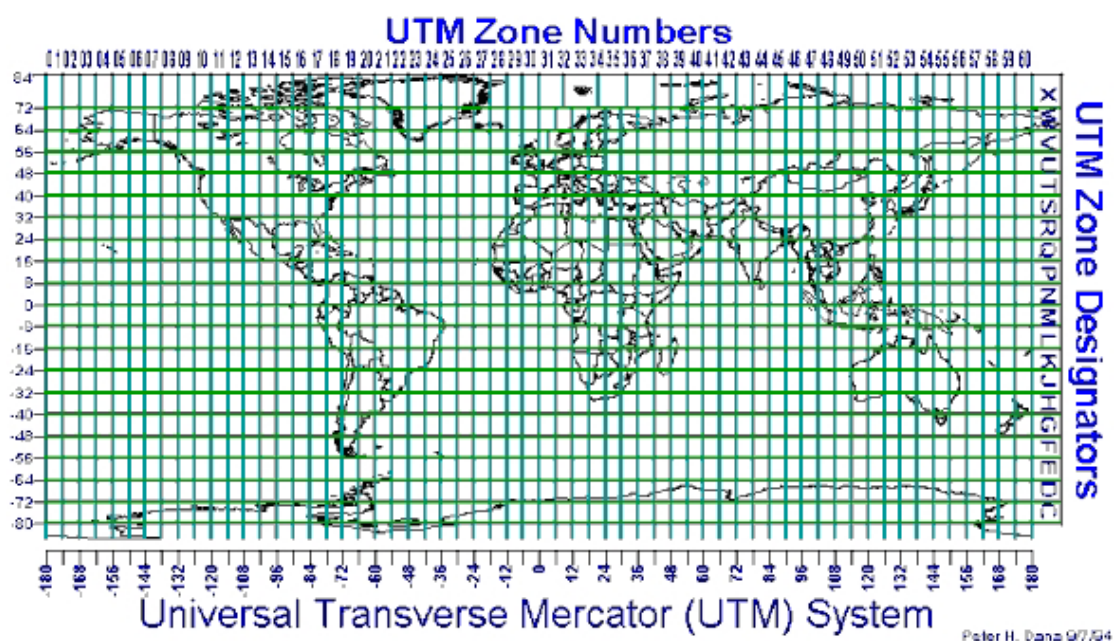
ระบบพิกัด UTM (Universal Transverse Mercator)

ระบบพิกัด UTM เป็นการฉายแผนที่แบบคงรูปชนิดทรงกระบอกวงตัวแนวนอน (รูปที่ A3.1) โดยผิวทรงกระบอกตัดกับผิวโลกที่ระยะห่างจากแนวเมริเดียนกลาง (central meridian) ประมาณ 116.7 กิโลเมตรทั้งสองด้าน



รูปที่ A3.1 แสดงระบบพิกัด UTM

ระบบพิกัด UTM จะแบ่งโลกออกเป็น 60 โซน(zone) โดยแต่ละโซนมีความกว้าง 6 องศา หรือจากแนวเมริเดียนข้างละ 3 องศา และครอบคลุมพื้นที่เหนือ-ใต้ ตั้งแต่ละติจูด 84°N และ 80°S ซึ่งตำแหน่งจุดกำเนิดของแต่ละโซนอยู่ที่จุดตัดระหว่างเส้นเมริเดียนกลางกับเส้นศูนย์สูตร แสดงแผนที่โลกระบบพิกัด UTM ดังรูปที่ A3.2 สำหรับประเทศกัมพูชาอยู่ในโซน 48P



รูปที่ A3.2 แสดงแผนที่โลกระบบ UTM

ภาคผนวก ง
กังหันลม (wind turbine)

กังหันลม (Wind Turbine)

เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยกังหันลมได้รับการออกแบบ และพัฒนาจากประเทศต่าง ๆ ทั่วโลกโดยเฉพาะประเทศในแถบยุโรป โดยทั่วไปชนิดของกังหันลมจะจำแนกตามตามลักษณะการวางตัวของแกนหมุนของกังหันลม คือกังหันลมที่มีแกนหมุนแนวราบ (Horizontal axial wind turbine, HAWT) และกังหันลมที่มีแกนหมุนแนวตั้ง (Vertical axial wind turbine, VAWT) รายละเอียดของกังหันลมทั้ง 2 ชนิดเป็นดังนี้



รูปที่ A4.1 แสดงกังหันลมชนิดแกนหมุนแนวระดับชนิด 3 ใบพัด

1) กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวระดับ (HAWT)

กังหันลมชนิดนี้มีแกนหมุนวางตัวอยู่ในแนวระดับ มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) และกล่องเกียร์ (Gear box) บนหอสูง หรือบนยอดเสาแบบโครงถัก และมีอุปกรณ์สำหรับปรับเปลี่ยนทิศทางกังหันลมในแนวระดับ (yaw) ซึ่งเป็นการปรับพื้นที่รับลมให้หันหน้าหรือหันหลังให้กับแนวเข้าปะทะของกังหันลม กังหันลมชนิดนี้มีการติดตั้งใบพัดหลายแบบ เช่นแบบใบพัดเดี่ยว แบบใบพัดคู่ แบบสามใบพัด และแบบหลายใบพัด แต่โดยทั่วไปแล้วในเชิงพาณิชย์จะใช้กังหันลมชนิดสามใบพัดซึ่งเป็นชนิดที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด

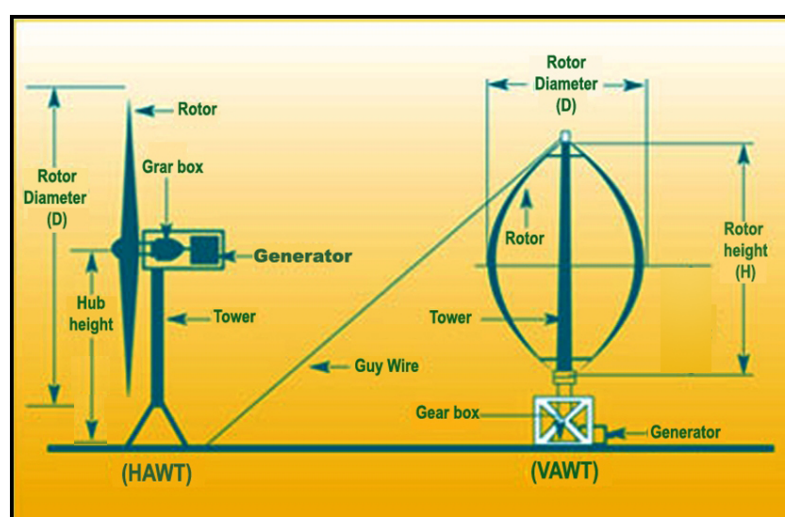
2) กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวตั้ง (VAWT)



รูปที่ A4.2 แสดงกังหันลมชนิดแกนหมุนแนวตั้ง

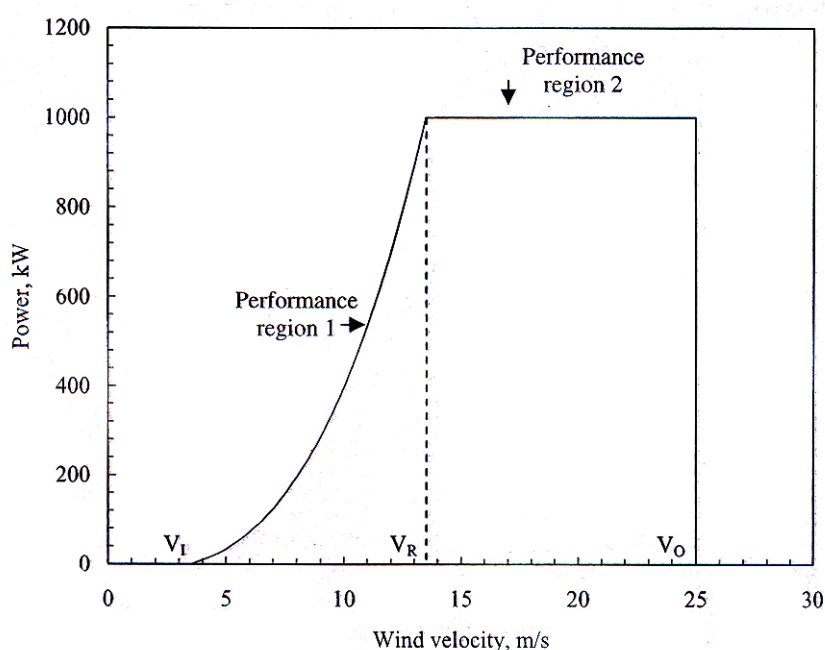
แกนหมุนของกังหันลมชนิดนี้จะวางตัวในแนวตั้ง ข้อดีของกังหันลมชนิดนี้คือสามารถรับกระแสลมได้ในทุกทิศทาง แต่ข้อเสียของกังหันลมชนิดนี้คือไม่สามารถเดินเครื่องได้เอง ต้องอาศัยแรงผลักดันในการกระตุ้นให้กังหันลมเริ่มทำงาน สำหรับกังหันลมชนิดนี้มีการออกแบบในเชิงพาณิชย์ด้วย เช่น กังหันลมแบบแดร์ริอัส (Darrieus VAWT) แบบซาโวเนียส (Savonius VAWT) และแบบมัสโกรฟ (Musgrove VAWT) เป็นต้น

ส่วนประกอบต่างๆ ของกังหันลมทั้งสองชนิดแสดงดังรูปที่ A4.3



รูปที่ A4.3 แสดงรายละเอียดของกังหันลมชนิด HAWT และ VAWT

ในกังหันลมแต่ละตัวมีประสิทธิภาพในการทำงานไม่เท่ากัน แม้จะเป็นกังหันลมจากการผลิตในบริษัทเดียวกันก็ตาม ซึ่งการทำงานของกังหันลมแต่ละตัวจะแสดงได้ด้วย power curve ของกังหันลมนั้นๆ power curve ของกังหันลมแต่ละตัวสามารถคำนวณได้จากทฤษฎี หรือหาโดยตรงจากการบันทึกการทำงานจริงของกังหันลมในแต่ละช่วงความเร็วลม สำหรับรูป A4.4 เป็น power curve ของกังหันลมขนาด 1 MW



รูปที่ A4.4 แสดง power curve ของกังหันลมขนาด 1 MW

พิจารณาจาก power curve เห็นได้ว่ามีจุดสำคัญที่แสดงคุณลักษณะของกังหันลมอยู่ 3 จุด คือจุดที่ความเร็วลมทำให้กังหันลมเริ่มทำงาน (cut-in velocity, V_I) จุดที่สองคือจุดความเร็วลมแรกเริ่มที่ทำให้กังหันลมทำงานเต็มประสิทธิภาพ (rated velocity, V_R) และจุดสุดท้ายเป็นความเร็วลมถูกกำหนดให้กังหันลมหยุดทำงาน (cut-out velocity, V_O) โดยทั่วไปกังหันลมที่ใช้ในเชิงพาณิชย์จะมี V_I อยู่ในช่วง 3 ถึง 5 m/s สำหรับพลังงานลมที่กังหันลมผลิตได้ในช่วง V_R ถึง V_O จะเรียกว่า rated power (P_R) ซึ่งกังหันลมในรูปที่ A4.4 เป็นกังหันลมที่มี rated power เท่ากับ 1000 kW

ประสิทธิภาพของกังหันลมสามารถประเมินได้จากตัวประกอบประสิทธิภาพ (Capacity Factor, C_F) ของกังหันลม ซึ่งเป็นสัดส่วนของพลังงานที่กังหันลมผลิตได้จริง กับ P_R ตลอดช่วงเวลาโดยเขียนสมการได้ดังนี้

$$C_F = \frac{E_T}{TP_R} \quad (A4.1)$$

เมื่อ E_T เป็น พลังงานที่กังหันลมผลิตได้จริง
 P_R เป็น rated power ของกังหันลม
 T เป็นเวลาที่ใช้ประเมิน

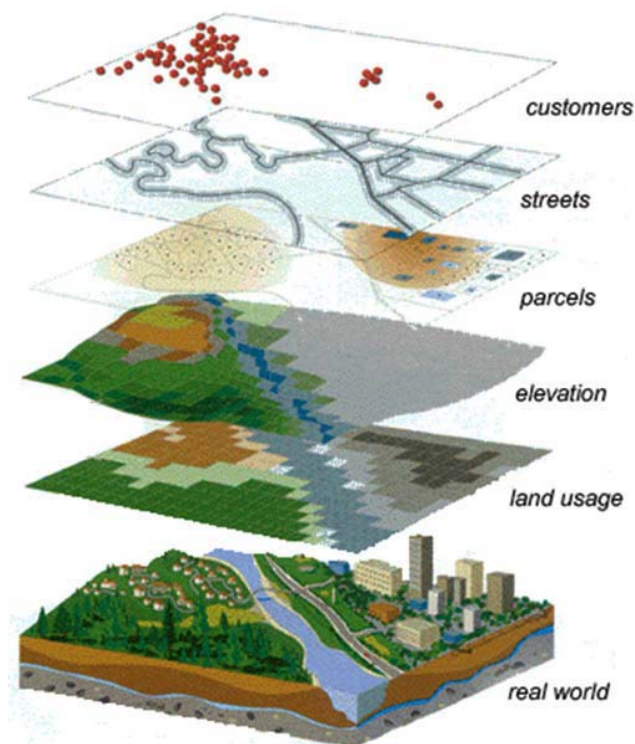
โดยทั่วไป capacity factor ของกังหันลมที่ยอมรับได้จะอยู่ในช่วง 0.25 ถึง 0.4 และมีประสิทธิภาพมากที่สุดจำกัดแค่ค่า 0.59 เท่านั้นตามหลักการของเบตซ์ (Betz limit)

ภาคผนวก จ

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System, GIS)

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System, GIS)

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ หรือระบบภูมิสารสนเทศ (GIS) เป็นกระบวนการทำงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลในเชิงพื้นที่ (Spatial Data) โดยใช้ระบบคอมพิวเตอร์ในการกำหนดข้อมูลให้สัมพันธ์กับตำแหน่งพิกัดจริงบนพื้นโลก เช่น ข้อมูลผังเมือง ข้อมูลชนิดดิน ข้อมูลถนน เป็นต้น โดยระบบฐานข้อมูลใน GIS เป็นข้อมูลรูปแบบตารางที่สัมพันธ์กับข้อมูลเชิงพื้นที่



รูปที่ A5.1 แสดงการจำลองข้อมูลเชิงพื้นที่ของ GIS

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เป็นระบบข้อมูลที่เก็บไว้ในคอมพิวเตอร์ แต่สามารถแปลความหมายเชื่อมโยงกับสภาพภูมิศาสตร์อื่นๆได้ โดยอาศัยหลักการทำงานของระบบที่สัมพันธ์กับสัดส่วนระยะทางและพื้นที่จริงบนแผนที่ ข้อมูลที่จัดเก็บใน GIS มีลักษณะเป็นข้อมูลเชิงพื้นที่ที่แสดงในรูปแบบของภาพ (graphic) หรือแผนที่ (map) ที่เชื่อมโยงกับข้อมูลเชิงบรรยาย (attribute data) หรือฐานข้อมูล (database) การเชื่อมโยงข้อมูลทั้งสองประเภทเข้าด้วยกัน จะทำให้ผู้ใช้งานสามารถที่จะแสดงข้อมูลทั้งสองประเภทได้พร้อมกัน เช่น สามารถจะค้นหาตำแหน่งของจุดวัดลมภายในประเทศ โดยการระบุชื่อของสถานีตรวจวัดหรือในทางตรงกันข้ามสามารถที่จะสอบถามรายละเอียดของสถานีจากตำแหน่งที่เลือกขึ้นมาได้ แผนที่ใน GIS มีความสัมพันธ์กับ

ตำแหน่งในเชิงพื้นที่ทางภูมิศาสตร์ คือมีพิกัดแน่นอน ซึ่งสามารถอ้างอิงถึงตำแหน่งที่มีอยู่จริงบนพื้นโลกด้วยระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์(geocode)

องค์ประกอบของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ประกอบไปด้วย 5 ส่วนคือ องค์ประกอบด้านฮาร์ดแวร์(hardware) องค์ประกอบด้านซอฟต์แวร์(software) วิธีการปฏิบัติงาน(methodology) ข้อมูล (data) และตัวบุคคล (people) ซึ่งแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังนี้

1) ฮาร์ดแวร์ คือ เครื่องมือที่สามารถจับต้องได้ ได้แก่ ตัวเครื่องคอมพิวเตอร์ และอุปกรณ์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น จอภาพ ตัวแปลงเป็นดิจิทัล(digitizer) เครื่องแสกน จีพีเอส (global positioning system, GPS) กล้องดิจิทัล เป็นต้น

2) ซอฟต์แวร์ คือ โปรแกรมหรือชุดคำสั่ง ที่สั่งให้คอมพิวเตอร์ทำงานตามที่เราต้องการ เช่น MS-WINDOWS, MS-OFFICE และโปรแกรมเฉพาะทางด้านระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ เช่น ArcInfo, MapInfo, MapwindowGis เป็นต้น

3) วิธีการปฏิบัติงาน คือ ขั้นตอนการทำงาน วิธีการในการนำเข้าข้อมูล การจัดเก็บข้อมูล และการวิเคราะห์ข้อมูล

4) ข้อมูล คือ ข้อเท็จจริงที่ได้จากแหล่งข้อมูล เพื่อป้อนเข้าสู่ระบบคอมพิวเตอร์ ซึ่งข้อมูลในระบบสารสนเทศนั้นมีอยู่ 2 รูปแบบ คือ ข้อมูลเชิงพื้นที่ (spatial data) และข้อมูลเชิงบรรยาย (attribute data) ที่จัดทำเป็นตารางข้อมูล

5) บุคลากร (people) คือ ผู้มีหน้าที่จัดการกับองค์ประกอบทั้ง 4 อย่างให้ได้ผลลัพธ์ออกมา เช่น เจ้าหน้าที่ควบคุมคอมพิวเตอร์ เจ้าหน้าที่พัฒนาโปรแกรม วิศวกรระบบ เจ้าหน้าที่จัดการฐานข้อมูล เป็นต้น

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์มีหลักการทำงานอยู่ 5 ประการคือ

1) การนำเข้าข้อมูล (input)

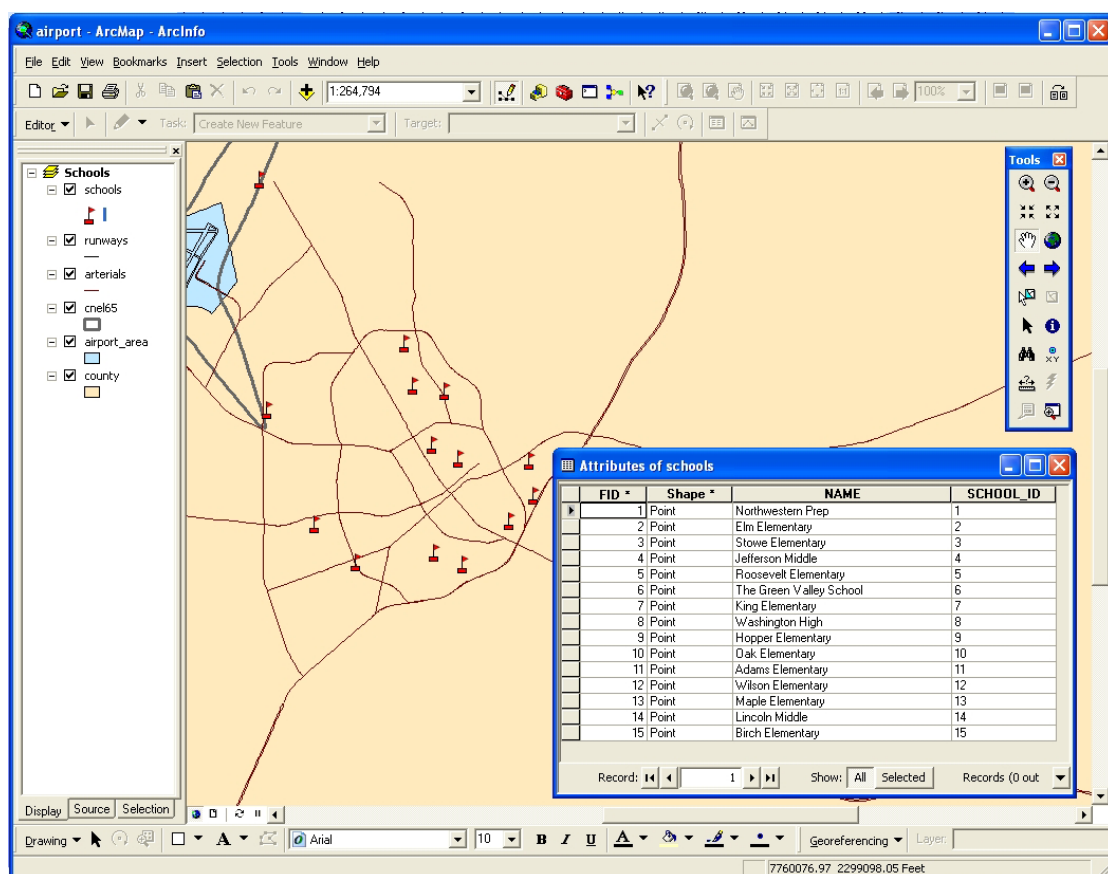
ข้อมูลทางภูมิศาสตร์ที่สามารถใช้งานใน GIS ได้นั้นต้องทำการแปลงเป็นข้อมูลที่เป็นรูปแบบข้อมูลเชิงตัวเลข(digital format) ก่อน เช่น การแปลงแผนที่กระดาษสู่ข้อมูลเชิงตัวเลขโดยอาศัย Digitizer Scanner เป็นต้น

2) การปรับแต่งข้อมูล (manipulation)

ข้อมูลที่เข้าสู่ระบบบางข้อมูลจำเป็นต้องทำการปรับแต่งให้เหมาะสมกับงานที่ต้องการ เช่น การปรับแต่งสเกล (scale) ให้อยู่ในขนาดที่ต้องการ หรือการปรับระบบพิกัดบนแผนที่ที่แตกต่างกัน ให้อ่านข้อมูลเหล่านี้อยู่ในระดับเดียวกันเสียก่อน

3) การบริหารข้อมูล (Management)

ระบบจัดการฐานข้อมูลใน GIS เป็นการนำ DBMS (Database Management System) เข้ามาใช้ในการบริหารข้อมูลเพื่อการทำงานที่มีประสิทธิภาพ โดยระบบที่มีความน่าเชื่อถือและเป็นที่ยอมรับอย่างกว้างขวางคือ DBMS แบบ Relational หรือระบบจัดการฐานข้อมูลแบบสัมพันธ์ ซึ่งใช้หลักการเก็บข้อมูลในรูปของตารางหลายๆ ตาราง ตัวอย่างแสดงข้อมูลเชิงบรรยายของโรงเรียนต่างๆ ที่ตั้งอยู่บริเวณใกล้กับสนามบิน ซึ่งได้จากการป้อนรายละเอียดของแต่ละโรงเรียนลงในตาราง ดังรูปที่ A5.2



รูปที่ A5.2 แสดงตัวอย่างการจัดการฐานข้อมูลแบบสัมพันธ์

4) การเรียกค้นและวิเคราะห์ข้อมูล (query and analysis)

เมื่อ GIS มีความพร้อมในเรื่องข้อมูลแล้ว ขั้นตอนการนำข้อมูลเหล่านี้มาทำให้เกิดประโยชน์ เช่น ใครเป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์ในที่ดินที่ติดกับสนามบิน บ้านหลังใดบ้างที่ได้รับผลกระทบจากเสียงเนื่องจากเครื่องบิน พื้นที่บริเวณใดบ้างที่มีความเร็วลมมากกว่า 5 m/s หรือการ

สอบถามอย่างง่ายโดยการชี้เมาส์ไปในบริเวณที่ต้องการและเลือกเพื่อสอบถามข้อมูล นอกจากนี้ GIS ยังมีเครื่องมือการวิเคราะห์อื่นอีกเช่น การวิเคราะห์เชิงประมาณค่า (proximity หรือ buffer) การวิเคราะห์เชิงซ้อน (overlay analysis) เป็นต้น

5) การนำเสนอข้อมูล (Visualization)

จากการดำเนินการเรียกค้น และวิเคราะห์ข้อมูล ผลลัพธ์ที่ได้จะอยู่ในรูปของตัวเลขหรือตัวอักษร ซึ่งยากต่อการตีความหมาย ดังนั้นจึงควรนำเสนอข้อมูลในรูปแบบที่เข้าใจง่าย เช่น การแสดงชาร์ต (Chart) แบบ 2 มิติ หรือ 3 มิติ รูปภาพจากสถานที่จริง หรือแผนที่ ซึ่งสิ่งต่างๆ เหล่านี้จะทำให้ผู้ใช้เข้าใจความหมายและมองภาพของผลลัพธ์ออก

ภาคผนวก จ

ตัวอย่างการวิเคราะห์เศรษฐกิจศาสตร์

ตัวอย่าง: พิจารณาโครงการติดตั้งกังหันลมขนาด 1MW จำนวน 1 ตัว โดยมีมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นเท่ากับ 1,687,124 USD ค่าปฏิบัติงาน ค่าซ่อมบำรุง รวมกับค่าเช่าที่ดินเท่ากับ 8.3 % ของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น จากผลการจำลองติดตั้งกังหันลม 1 MW บริเวณชายฝั่งกัมปอตได้ค่าการผลิตพลังงานรายปีเท่ากับ 1,297,142 kWh เมื่อค่าไฟฟ้าที่กัมปอตเท่ากับ 0.298 USD/kWh ค่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ และอัตราเงินเฟ้อ ปี ค.ศ. 2007 เท่ากับ 16.9 และ 5.9 % ตามลำดับ กังหันลมใช้งานได้ 20 ปี และสามารถขายซากกังหันลมได้ 10% ของราคาดำเนินการลงทุนเริ่มต้น ดังนั้นคำนวณค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) ค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน(B/C) ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน(IRR) และระยะเวลาคืนทุนได้ดังนี้

จากที่กล่าวข้างต้นได้ว่า

ผลตอบแทนรายปี $B_A = \text{ค่าการผลิตพลังงานรายปี (AEP)} \times \text{อัตราค่าขายไฟฟ้า}$

$$B_A = 1,297,142 \times 0.298 \\ = 386,549 \text{ USD/year}$$

$$C_I = 1,687,124 \text{ USD}$$

$$I = \left(\frac{1 + 0.169}{1 + 0.059} \right) - 1 = 0.104$$

$$m = 0.083$$

$$n = 20 \text{ ปี}$$

$$S = (0.1 \times 1,687,124) / (1 + 0.104)^{20} = 23,322 \text{ USD}$$

สามารถหาค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C) และระยะเวลาคืนทุน ได้ดังนี้

$$NPV = 386549 \left[\frac{(1 + 0.104)^{20} - 1}{0.104(1 + 0.104)^{20}} \right] - \left\{ 1687124 \left[1 + 0.083 \left(\frac{(1 + 0.104)^{20} - 1}{0.104(1 + 0.104)^{20}} \right) \right] - 23322 \right\} = 378893 \text{ USD}$$

$$BCR = \frac{386549 \left[\frac{(1 + 0.104)^{20} - 1}{0.104(1 + 0.104)^{20}} \right]}{1687124 \left[1 + 0.083 \left(\frac{(1 + 0.104)^{20} - 1}{0.104(1 + 0.104)^{20}} \right) \right] - 23322} = 1.134$$

$$n = - \frac{\ln \left(1 - \frac{0.104 \times (1687124 - 23322)}{386549 - (0.083 \times 1687124)} \right)}{\ln(1 + 0.104)} = 12.23 \text{ year}$$

ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) สามารถคำนวณหาได้ด้วยวิธี Newton – Raphson ซึ่งเป็นวิธีการคำนวณเชิงตัวเลข ด้วยวิธีการแทนค่าซ้ำ ได้ค่า IRR เท่ากับ 0.134 ± 0.00001

สำหรับค่าราคาต้นทุนต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (Cost/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ย 10.4 % สามารถหาได้จากสัดส่วนของ มูลค่าต้นทุนปัจจุบันสุทธิ ต่อ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตได้ตลอดอายุการใช้งานของกังหันลม คำนวณได้ดังนี้

$$Cost / kWh = \frac{1687124 \left[1 + 0.083 \left(\frac{(1 + 0.104)^{20} - 1}{0.104(1 + 0.104)^{20}} \right) \right] - 23322}{1297142 \times 20} = 0.1089 \text{ USD / kWh}$$

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ	นายทวีศักดิ์ ธารทะเลชล
ที่อยู่	37/3 ตำบลทุ่งน้อย อำเภอเมือง จังหวัดนครปฐม 73000
ประวัติการศึกษา	
พ.ศ. 2545	จบมัธยมศึกษาปีที่ 6 โรงเรียนวัดห้วยจรเข้มหาวิทยาลัย อำเภอเมือง จังหวัดนครปฐม
พ.ศ. 2549	จบวิทยาศาสตร์บัณฑิต สาขาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร วิทยาเขตพระราชวังสนามจันทร์ จังหวัดนครปฐม
พ.ศ. 2549	ศึกษาต่อระดับปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาฟิสิกส์ มหาวิทยาลัยศิลปากร วิทยาเขตพระราชวังสนามจันทร์ จังหวัดนครปฐม