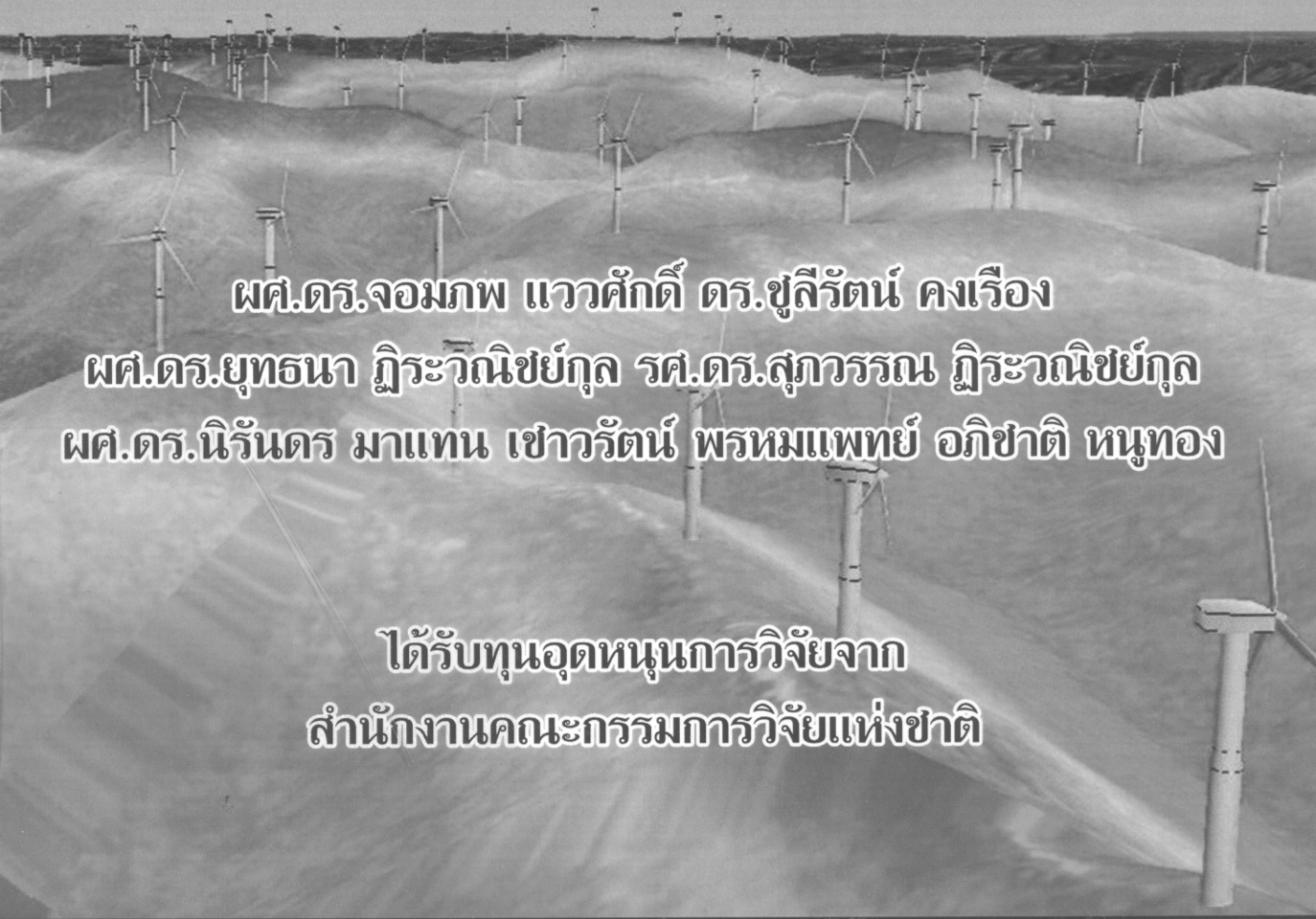
วช.
NRCT

รายงานการวิจัย

การศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย

The Feasibility Study of Wind Farm Power Plants along the Coastal Lines of Southern Thailand



ผศ.ดร.จอมภพ แววศักดิ์ ดร.ชูลีรัตน์ คงเรือง
ผศ.ดร.ยุทธนา ฏิระวณิชย์กุล รศ.ดร.สุภวรรณ ฏิระวณิชย์กุล
ผศ.ดร.นิรันดร มาแทน เชาวรัตน์ พรหมแพทย์ อภิชาติ หนูทอง

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก
สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ

สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ

กิตติกรรมประกาศ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) สำหรับทุนอุดหนุนการวิจัยของโครงการฯ และขอขอบคุณ ศาสตราจารย์ ดร.ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์ ศาสตราจารย์ ดร.สมชาติ โสภณรณฤทธิ์ รองศาสตราจารย์บันเทิง สุวรรณตระกูล รองผู้ว่าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ คุณบุญเกิด ชูกิจรุ่งโรจน์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สำหรับคำแนะนำและข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ต่อการดำเนินงานของโครงการฯ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ ศาสตราจารย์ ดร.นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย คุณนิวัฒน์ ฉายากุล กองพัฒนาระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ รองศาสตราจารย์สมาน เสนงาน ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ที่ปรึกษาของโครงการฯ สำหรับคำแนะนำต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อโครงการวิจัยนี้

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ ภารกิจโครงการและประสานงานวิจัย (ภค.) สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) และ ห้องปฏิบัติการวิจัยพลังงานลม-แสงอาทิตย์ ศูนย์วิจัยและสาธิตระบบพลังงานทดแทน ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ สำหรับการอำนวยความสะดวกในการติดต่อประสานงานและการดำเนินงานของโครงการฯ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ ดร.รัคเกล้า พันธุ์อร่าม ฝ่ายก่อสร้างพลังน้ำ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ รศ.ดร.ปรุงจันทร์ วงศ์วิเศษ บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) สำหรับความอนุเคราะห์ข้อมูลแผนที่ลมและข้อมูลความเร็วลมเพื่อการตรวจสอบความถูกต้องของการวิเคราะห์ข้อมูล

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น ดังรายนามล่างนี้ สำหรับการให้ความร่วมมือและให้ความอนุเคราะห์การใช้พื้นที่สาธารณประโยชน์สำหรับการติดตั้งเสาสูงและอุปกรณ์ตรวจวัดลมของโครงการฯ

องค์การบริหารส่วนตำบลวัง อำเภอท่าชนะ จังหวัดสุราษฎร์ธานี

องค์การบริหารส่วนตำบลท่าเคย อำเภอท่าฉาง จังหวัดสุราษฎร์ธานี

องค์การบริหารส่วนตำบลพลายวาส อำเภอกาญจนดิษฐ์ จังหวัดสุราษฎร์ธานี

องค์การบริหารส่วนตำบลท้องเนียน อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช

องค์การบริหารส่วนตำบลท่าศาลา อำเภอท่าศาลา จังหวัดนครศรีธรรมราช

องค์การบริหารส่วนตำบลหัวไทร อำเภอหัวไทร จังหวัดนครศรีธรรมราช

องค์การบริหารส่วนตำบลระวะ อำเภอระโนด จังหวัดสงขลา

องค์การบริหารส่วนตำบลชุมพล อำเภอสทิงพระ จังหวัดสงขลา

องค์การบริหารส่วนตำบลสนามชัย อำเภอสทิงพระ จังหวัดสงขลา

องค์การบริหารส่วนตำบลวัดขนุน อำเภอสิงหนคร จังหวัดสงขลา

องค์การบริหารส่วนตำบลตลิ่งชัน อำเภอเหนือคลอง จังหวัดกระบี่

องค์การบริหารส่วนตำบลเกาะลันตาน้อย อำเภอเกาะลันตา จังหวัดกระบี่

องค์การบริหารส่วนตำบลหาดสำราญ กิ่งอำเภอหาดสำราญ จังหวัดตรัง

องค์การบริหารส่วนตำบลขอนคลาน อำเภอทุ่งหว้า จังหวัดสตูล

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ ผู้อำนวยการโรงเรียน ดังรายนามล่างนี้สำหรับการให้ความร่วมมือและความอนุเคราะห์ในการติดตั้งเสาสูงและอุปกรณ์วัดลมในบริเวณพื้นที่ของโรงเรียน

โรงเรียนวัดนทีวัฒนาราม อำเภอคอนสัก จังหวัดสุราษฎร์ธานี

โรงเรียนชุมชนวัดปัญญาราม อำเภอสิชล จังหวัดนครศรีธรรมราช

โรงเรียนบ้านตลิ่งชัน อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ โครงการส่งน้ำและบำรุงรักษา โครงการก่อสร้าง 3 สำนักงานก่อสร้าง 10 สำหรับการให้ความร่วมมือและความอนุเคราะห์ในการติดตั้งเสาสูงและอุปกรณ์วัดลมในบริเวณพื้นที่ของโครงการฯ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ สำนักงานธนารักษ์พื้นที่สงขลา พื้นที่นครศรีธรรมราช พื้นที่สุราษฎร์ธานี พื้นที่กระบี่ พื้นที่ตรัง และพื้นที่สตูล สำหรับความอนุเคราะห์ข้อมูลบัญชีกำหนดราคาประเมินทุนทรัพย์รอบบัญชี พ.ศ. 2551-2554

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ สำนักงานพัฒนาเทคโนโลยีอวกาศและภูมิสารสนเทศ (องค์การมหาชน) สำหรับความอนุเคราะห์ในการจัดซื้อภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ในราคาพิเศษ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ ศูนย์ภูมิสารสนเทศศาสตร์ ภาควิชาภูมิศาสตร์ คณะมนุษยศาสตร์และสังคมศาสตร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ สำหรับความร่วมมือในการจัดทำแผนที่ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องของโครงการฯ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคใต้) จังหวัดนครศรีธรรมราช และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา สำหรับความอนุเคราะห์ข้อมูลดิจิตอลของระบบจำหน่ายและสถานีไฟฟ้าย่อยและแนวถนนในพื้นที่ของโครงการฯ และความอนุเคราะห์ข้อมูลการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) บริเวณ อำเภอหัวไทร จังหวัดนครศรีธรรมราช

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณหน่วยวิจัยพลังงานลม-แสงอาทิตย์ ศูนย์วิจัยและสาธิตระบบพลังงาน และภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ สำหรับความอนุเคราะห์สถานที่และการอำนวยความสะดวกในการศึกษาวิจัยของโครงการ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ บุคคลต่างๆ ที่ไม่สามารถกล่าวนามได้ทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับโครงการวิจัยนี้และให้ความช่วยเหลือด้านต่างๆ จนทำให้โครงการวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

สุดท้ายนี้ โครงการวิจัยนี้จะสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีไม่ได้ถ้าหากปราศจากบุคคลและหน่วยงานดังกล่าวข้างต้น คณะผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จอมภพ แววศักดิ์ มหาวิทยาลัยทักษิณ

อาจารย์ ดร.ชูลีรัตน์ คงเรือง มหาวิทยาลัยทักษิณ

รองศาสตราจารย์ ดร.สุภวรรณ ฏิระวณิชย์กุล มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยุทธนา ฏิระวณิชย์กุล มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นิรันดร มาแทน มหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์

เชาวรัตน์ พรหมแพทย์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

อภิชาติ หนูทอง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคใต้) จังหวัดนครศรีธรรมราช

บทคัดย่อ

โครงการวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย โดยอาศัยข้อมูลความเร็วลมสถิติระยะยาวรอบ 1 ปี พ.ศ. 2551 ที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m จากสถานีวิจัยพลังงานลมจำนวน 18 สถานี ข้อมูลลมสถิติราย 10 นาที ถูกนำมาจำแนกออกเป็นความเร็วลมรวมช่วงลมสงบและความเร็วลมไม่รวมช่วงลมสงบ ซึ่งความเร็วลมไม่รวมช่วงลมสงบถูกนำไปวิเคราะห์ค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเพื่อนำไปประมาณค่านอกช่วงความเร็วลมที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ข้อมูลความเร็วลมที่ความสูง 80 m 90 m และ 100 m ถูกจำแนกออกเป็นความเร็วลมในช่วง On Peak และในช่วง Off Peak ตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งถูกนำไปใช้ในการวิเคราะห์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (AEP) PLF และต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลม (CoE) สำหรับกรณีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW บริเวณสถานีวัดลม ผลการวิจัยพบว่ามีจำนวน 8 สถานีที่มีศักยภาพของพลังงานลมเพียงพอต่อการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ ได้แก่ ขนอม สิชล ท่าศาลา ปากพนัง หัวไทร ระโนด จะนะ และเกาะลันตา โดยมีค่าความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ในช่วง 5.55-7.11 m/s 5.90-8.35 m/s และ 6.24-9.65 m/s ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ตามลำดับ การติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW สามารถผลิตไฟฟ้าได้อยู่ในช่วง 1.8-4.1 GWh 2.7-6.2 GWh และ 3.5-7.8 GWh ตามลำดับ และมีค่า PLF สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW อยู่ในช่วง 20.3-47.2% 20.4-46.7% และ 20.1-44.2% ตามลำดับ โดยมีต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมสำหรับกังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW อยู่ในช่วง 0.41-2.08 บาท/หน่วย 0.44-2.01 บาท/หน่วย และ 0.33-1.27 บาท/หน่วย ตามลำดับ โดยมีจำนวน 5 สถานี ที่ผ่านเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการทั้งหมดได้แก่ ขนอม สิชล ท่าศาลา ปากพนัง และ หัวไทรของจังหวัดนครศรีธรรมราช

ข้อมูลลมสถิติรอบ 1 ปี ถูกนำไปจัดทำไฟล์ภูมิอากาศลม (OWC) โดยวิเคราะห์การแจกแจงไวบุลล์และสร้างผังลมโดยอาศัยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ WAsP 9.0 เพื่อสร้างแผนที่ลม (Wind Atlas) ความแยกชัด 50 m ในระดับสเกลจุลภาค โดยได้จัดทำแผนที่เวกเตอร์ซึ่งจัดเตรียมจากการรวมแผนที่เส้นชั้นความสูงเส้นชั้นละ 30 m ที่จัดเตรียมจากแบบจำลองความสูงเชิงเลข (DEM) ชุด L7018 ของกรมแผนที่ทหาร และแผนที่ดัชนีความขรุขระที่จัดเตรียมจากข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดินจากการแปลภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ความแยกชัด 10 m ปี พ.ศ. 2550 ที่มีปริมาณเมฆน้อยกว่า 20% โดยอาศัยโปรแกรม Erdas Imagine 8.7 และ Arc GIS 9.0 แผนที่ลมที่ถูกสร้างขึ้นถูกนำไปซ้อนทับกับแผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินซึ่งจะทำให้ได้บริเวณแหล่งลมดีและ

สามารถใช้ประโยชน์พื้นที่สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย

พื้นที่แหล่งลมดีมีความเร็วลมอยู่ในช่วง 5.7-9.5 m/s ที่ระดับความสูง 80 m มีค่าอยู่ในช่วง 6.0-9.8 m/s ที่ระดับความสูง 90 m และอยู่ในช่วง 6.3-10.5 m/s ที่ระดับความสูง 100 m และสามารถพัฒนาเป็นโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนพื้นที่โล่งและไม่มีสิ่งกีดขวางโดยสามารถจัดวางกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW ตามหลักเกณฑ์ 5DX10D และการจัดวางที่เหมาะสมที่สุดโดยอาศัยโปรแกรม SAGA ได้จำนวน 89 คลัสเตอร์ ปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด 1,691 MW 1,716 MW และ 1,626 MW ตามลำดับ ผลการวิเคราะห์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมด้วยโปรแกรม *WAsP* 9.0 ด้วยความแยกชัด 10 m ถูกนำไปวิเคราะห์ผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามหลักเกณฑ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ตามประกาศของ กฟภ. และการขายคาร์บอนเครดิต (CERs) โดยในการวิเคราะห์ต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้อาศัยระบบภูมิสารสนเทศ (Geo-Informatics) สำหรับการประมาณต้นทุนแนวถนนและการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 33 kV ของ กฟภ. ราคาที่ดินรอบประเมิน ปี พ.ศ. 2551-2554 ต้นทุนกังหันลม 1,500 US$/kW การติดตั้ง (15%) การดำเนินการ การบำรุงรักษาและอุปกรณ์ทดแทนตลอดอายุของโครงการ 20 ปี และต้นทุนการจัดทำโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ซึ่งในการวิเคราะห์โครงการอาศัยหลักเกณฑ์การลงทุนโดยภาคเอกชนและการกู้เงินจากสถาบันการเงินหรือจากธนาคารพาณิชย์ (FIRR > MLR+1%)

ผลการวิจัยพบว่ามีโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ผ่านเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการจำนวน 69 คลัสเตอร์ สำหรับการติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW มีกำลังการผลิตติดตั้ง 1,321 MW 1,354.5 MW และ 1,294 MW ตามลำดับ สามารถผลิตไฟฟ้ารายปีสุทธิรวมกันทั้งสิ้น 4,068 GWh สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW โดยมีค่าพลังงานไฟฟ้ารายปีสุทธิของแต่ละคลัสเตอร์อยู่ในช่วง 12.8-148.5 GWh และสามารถผลิตไฟฟ้ารายปีสุทธิรวมกันทั้งสิ้น 4,096 GWh สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW โดยมีค่าพลังงานไฟฟ้ารายปีสุทธิของแต่ละคลัสเตอร์อยู่ในช่วง 9.6-159.2 GWh และสามารถผลิตไฟฟ้ารายปีสุทธิรวมกันทั้งสิ้น 4,492 GWh สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW โดยมีค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้ารายปีสุทธิของแต่ละคลัสเตอร์อยู่ในช่วง 11.0-157.1 GWh และสามารถผลิตไฟฟ้ารายปีสุทธิรวมกันทั้งสิ้น 14,660 GWh

นอกจากนี้โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ผ่านเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการดังกล่าวมีค่าการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกอยู่ในช่วงร้อยละ 0.1-5.0 มีค่า PLF อยู่ในช่วงร้อยละ 17-48

สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW และ 1.5 MW และมีค่า PLF อยู่ในช่วงร้อยละ 22-56 สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW

ผลการวิจัยพบว่าโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในพื้นที่แหล่งลมดีที่ผ่านเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการมีต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีค่าอยู่ในช่วง 0.6-3.2 บาท/หน่วย 0.6-3.1 บาท/หน่วย และ 0.6-2.4 บาท/หน่วย สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 และ 2.0 MW ตามลำดับ

นอกจากนี้ถ้าหากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้งดังกล่าวได้รับการพัฒนาทั้งหมดซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งเทียบเท่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลจะสามารถช่วยลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่บรรยากาศโลกได้ปีละ 2,332,115 tonCO_2e สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW และได้ปีละ 2,364,995 tonCO_2e สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW และได้ปีละ 2,590,890 tonCO_2e สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยสามารถสรุปได้ว่ามีพื้นที่ที่เป็นแหล่งลมดี เป็นพื้นที่ราบโล่งและสามารถใช้ประโยชน์สำหรับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ได้จำนวน 25 ตำบล ใน 8 อำเภอ ของ 2 จังหวัดตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ดังนี้ จ.นครศรีธรรมราช และ จ.สงขลา ซึ่งสามารถพัฒนาเป็นโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW มีกำลังการผลิตทั้งสิ้น 1,321 MW และกรณีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW มีกำลังการผลิตทั้งสิ้น 1,354.5 MW และกรณีกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW มีกำลังการผลิตทั้งสิ้น 1,294 MW

ผลการศึกษาผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมเบื้องต้นโดยการตรวจวัดระดับความดังของเสียงเนื่องจากการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 0.25 MW บริเวณ อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช ตามมาตรฐาน IEC 61400-11 ในขณะที่กังหันลมกำลังทำงาน ผลการวิจัยพบว่าการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดดังกล่าวไม่ก่อให้เกิดมลพิษทางเสียง โดยผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนผู้อยู่อาศัยโดยรอบกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดดังกล่าวระยะห่างไม่เกิน 2 km มีทัศนคติที่ดีและยอมรับต่อการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า โดยการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ายังก่อให้เกิดการจ้างงานและเป็นการส่งเสริมการท่องเที่ยวให้กับท้องถิ่นอีกด้วย

Abstract

The main objective of this project is to study the feasibility of wind farm power plants along the coastal lines of southern Thailand using the 1-year wind data recorded during 2008 at height of 20 m, 30 m, and 40 m obtained from 18 wind energy research stations. The 10-min wind data were classified into included and excluded wind speed in order to analyze the site specific wind shear coefficient for extrapolating the wind speed at height of 80 m, 90 m, and 100 m. Wind speed at that heights were also classified into on peak and off peak wind speed according to the PEA's regulation which were used to analyze the AEP, PLF, and CoE for installation of 1.0 MW, 1.5 MW, and 2.0 MW at station. Results showed that there were 5 potential stations for installing a large scale wind turbine i.e. Khanom, Sichon, Thasala, Pakphanang, and Huasai in Nakhon Si Thammarat province. The mean wind speed was in the range of 5.55-7.11 m/s, 5.90-8.35 m/s, and 6.24-9.65 m/s at height of 80 m, 90 m, and 100 m respectively. The installation of a 1.0 MW, 1.5 MW, and 2.0 MW WTG could produced the AEP in the range of 1.8-4.1 GWh, 2.7-6.2 GWh, and 3.5-7.8 GWh respectively. The corresponding PLF of 1.0 MW, 1.5 MW, and 2.0 MW wind power plants were in the range of 20.3-47.2%, 20.4-46.7%, and 20.1-44.2% respectively. The CoE of wind power of a 1.0 MW, 1.5 MW, and 2.0 MW power plants were in the range of 0.41-2.08 Baht/kWh, 0.44-2.01 Baht/kWh, and 0.33-1.27 Baht/kWh respectively. The potential sites which were feasible in economic analysis were Khanom, Sichon, Thasala, Pakphanang and Huasai districts in Nakhon Si Thammarat province.

The 1-year wind data were analyzed in order to create the observed wind climate (OWC). The Weibull distribution and wind rose were also created using WAsP 9.0 computer program for generating the micro-scale wind atlas with 50 m resolution. The vector maps were prepared by the combination of the contour maps and the roughness maps using WAsP Utility 3.0. The contour maps with 30 m interval were prepared using the digital elevation model (DEM) L7018 obtained from the Royal Thai Survey Department. The roughness maps were prepared using the land-used information interpreted from the SPOT5 satellite images with 10 m resolution collected in 2007 with the acceptable cloud cover less than 20%. The preparation processes were manually prepared using Erdas Imagine 8.7 and Arc GIS 9.0. The wind atlas was overlaid on the constraint land-use map for maximizing possible wind farm development along the coastal line of southern Thailand.

Results showed that the annual mean wind speed at the windy sites was in the range of 4.7-9.5 m/s at height of 80 m, was in the range of 5.4-9.8 m/s at height of 90 m, and was in the range of 5.7-10.5 m/s at height of 100 m. Most of the windy sites, were ground-based without the obstacle, could developed the 89 clusters of wind farm power plants each with the installation of 1.0 MW, 1.5 MW, and 2.0 MW according to the 5DX10D wind farm parking criteria and optimized by the SAGA computer program. The total installed capacity of wind farm power plants were 1,691 MW, 1,716 MW, and 1,626 MW respectively. Results from WAsP 9.0 analysis of wind farm with 10 m resolution were used in benefit analysis according to the VSPP scheme, PEA's regulation and CERs trading. The costs of the wind farm power plant project were analyzed using the geo-informatics. The cost of local road, 33 kV integration, land, wind turbine generator, installation, operation, maintenance and replacement within 20 years of project lifetime as well as the cost of CDM documentation. The project analysis was carried out based on the private investment or venture capital (VC) and project financing by the commercial bank or any other financial institutions.

Results showed that there were 69 clusters of 1.0 MW 1.5 MW and 2.0 MW wind farms were economic feasible. The total installed capacity of wind farm power plants were 1,321 MW, 1,354.5 MW, and 1,294 MW respectively. The net AEP was 4,068 GWh for 1.0 MW wind farms where the net AEP of each cluster was in the range of 12.8-148.5 GWh. The net AEP was 4,096 GWh for a 1.5 MW wind farm power plants where the net AEP of each cluster was in the range of 9.6-159.2 GWh. The net AEP was 4,492 GWh for a 2.0 MW wind farm power plants where the net AEP of each cluster was in the range of 11.0-157.1 GWh.

Furthermore, the PLF of that wind farms was in the range of 17-48% with wake loss 0.5-5.0%, was in the range of 14-48% with wake loss 0.1-5.0%, and was in the range of 18-56% with wake loss 0.1-5.0% for 1.0 MW, 1.5 MW, and 2.0 MW wind farm power plants. In addition, the CoE of wind power was in the range of 0.6-3.2 Bath/kWh, 0.6-3.1 Baht/kWh, and 0.6-2.4 Baht/kWh for 1.0 MW, 1.5 MW, and 2.0 MW wind farm power plants respectively.

The installed wind farm power plants could avoid the CO_2 emission 2,332,115 tonCO_2e for 1.0 MW WTG wind farms, 2,367,995 tonCO_2e for 1.5 MW WTG wind farms, and 2,590,890 tonCO_2e for 2.0 MW WTG wind farms.

Results also showed that the potential and feasible wind farms could be installed along the coastal line of southern Thailand on ground-based suitable area without the obstacle and maximum land-use possibility in 29 sub-districts of 11 districts in 3 provinces i.e. Suratthani, Nakhon Si Thammarat, and Songkhla province. The total installed capacity of 1.0 MW WTGs wind farm power plants were 1,321 MW, of 1.5 MW WTGs wind farm power plants were 1,354.5 MW, and 2.0 MW WTGs wind farm power plants were 1,294 MW respectively.

Finally, the preliminary assessment of environmental impacts by the installation of a 0.25 MW WTG at Huasai in Nakhon Si Thammarat province revealed that the noise emission while the WTG operating was acceptable under the IEC 61400-11 standard field measurement. The survey of public attitude of people living around a 0.25 MW WTG 2 km vicinity also indicated that the installation of wind turbine generator for wind power were accepted by the local people. Furthermore, the installation of wind turbine generator not only enhanced the job creation but also promoted the tourist attraction.

สารบัญเรื่อง

เรื่อง	หน้า
กิตติกรรมประกาศ	ก
บทคัดย่อ	ง
Abstract	ช
สารบัญเรื่อง	ญ
สารบัญตาราง	ฒ
สารบัญรูป	ค
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความสำคัญและที่มาของการวิจัย	1
1.2 วัตถุประสงค์	3
1.3 ขอบเขตของการวิจัย	3
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	4
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	5
2.1 ทฤษฎี	5
2.1.1 ลม	5
2.1.2 คุณลักษณะของลม (The Characteristics of the Wind)	6
2.1.3 อิทธิพลระดับท้องถิ่น (Local Effect)	6
2.1.4 สถิติลม (Wind Statistics)	7
2.1.5 เกรเดียนท์อัตราเร็วลมทางดิ่ง (Vertical Wind Speed Gradient)	9
2.1.5.1 ฟังก์ชันยกกำลัง (Power Exponent Function)	9
2.1.5.2 ฟังก์ชันลอการิธึม (Logarithmic Function)	10
2.1.6 พลังงานลมและกำลังลม (Wind Energy and Power)	11
2.1.7 กังหันลมผลิตไฟฟ้า	13
2.1.7.1 ข้อจำกัดของ Betz (Betz Limit)	13
2.1.7.2 ชนิดของกังหันลมผลิตไฟฟ้า	15
2.1.7.3 ส่วนประกอบของกังหันลมผลิตไฟฟ้า	15
2.1.7.4 เส้นโค้งกำลัง (Power Curve)	18

สารบัญเรื่อง (ต่อ)

เรื่อง	หน้า
2.1.7.5 อิทธิพลของเวก (Wake Effect)	18
2.1.8 มลพิษทางเสียงเนื่องจากการติดตั้งกังหันลม	20
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	24
บทที่ 3 ระเบียบวิธีวิจัย	28
3.1 พื้นที่ศึกษาของโครงการ	28
3.2 ส่วนประกอบของสถานีวิจัยพลังงานลม (Wind Energy Research Station Component)	29
3.2.1 เสาถักโครงสามเหลี่ยม (Guyed Mast Tower)	29
3.2.2 เซนเซอร์วัดอัตราเร็วและทิศทางของลม (Wind Speed and Direction Sensors)	29
3.2.3 เซนเซอร์วัดอุณหภูมิอากาศแวดล้อมและอุปกรณ์ป้องกันรังสีอาทิตย์ (Ambient Air Temperature Sensor and Radiation Shield)	29
3.2.4 อุปกรณ์บันทึกข้อมูลระบบอัตโนมัติ (Data Acquisition System)	29
3.2.5 ระบบไฟฟ้าสำรอง (Back-Up Power System)	30
3.2.6 ป้ายชื่อสถานีวิจัยพลังงานลม	30
3.3 การจัดทำแผนที่เวกเตอร์โดยใช้ระบบภูมิสารสนเทศ (Vector Mapping using GIS)	31
3.3.1 การจัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูง (Contour Mapping)	31
3.3.2 การจัดทำแผนที่ลักษณะภูมิประเทศแบบ 3 มิติ (3-D Oblique Mapping)	35
3.3.3 การจัดทำแผนที่ดัชนีความขรุขระ (Roughness Index Mapping)	35
3.3.4 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land-Use Constraint Map)	46

สารบัญเรื่อง (ต่อ)

เรื่อง	หน้า
3.4 การวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลม	50
3.4.1 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production)	50
3.4.2 ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม	50
3.5 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Analysis)	50
3.5.1 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Energy: CoE)	50
3.5.2 ดัชนีทางการเงินของโครงการ	51
3.6 การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมด้วยโปรแกรม *WAsP* 9.0	55
3.6.1 การประมาณค่าศักยภาพของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Estimation of Wind Power Potential)	56
3.6.2 การคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานลม	59
บทที่ 4 ผลการวิจัย	62
4.1 การเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วในรอบวัน (Diurnal Variation of Wind Speed)	64
4.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนและรายปีที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m (Monthly and Annual Mean Wind Speed at Height of 20 m 30 m and 40 m)	64
4.3 สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายเดือนและรายปี (Monthly and Annual Mean Wind Shear Coefficient)	66
4.4 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนและรายปีในช่วงเวลา On Peak และ Off Peak ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m (Monthly and Annual Mean Wind Speed during On Peak and Off Peak at Height of 80 m 90 m and 100 m)	67
4.5 โปรไฟล์ทางดิ่งของอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 0-100 m (Vertical Profile of Wind Speed at Height of 0-100 m)	69

สารบัญเรื่อง (ต่อ)

เรื่อง	หน้า
4.6 การแจกแจงความถี่รายชั่วโมงของอัตราเร็วลมในช่วง On Peak และ Off Peak ที่ระดับความสูง 20 m 30 m 40 m 80 m 90 m และ 100 m (Hourly Frequency Distribution of Wind Speed during On Peak and Off Peak Period at Height of 20 m 30 m 40 m 80 m and 90 m)	70
4.7 ภูมิอากาศของลมรายปีในช่วง On Peak และ Off Peak ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m (Annual Observed Wind Climate during On Peak and Off Peak at Height of 80 m 90 m and 100 m)	72
4.8 ภูมิอากาศของลมรายปีที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m (Annual Observed Wind Climate at Height of 80 m 90 m and 100 m)	72
4.9 การประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี ในกรณีของการติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW ณ สถานีวิจัยพลังงานลม (Estimation of Annual Energy Production by Installation of a 1.0 MW 1.5 MW and 2.0 MW WTG at Station)	165
4.10 การประเมินทางด้านเทคนิค (Technical Assessment)	169
4.11 ความเร็วลมเฉลี่ยรายปีของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทย	176
4.12 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม	181
4.13 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีสุทธิ (Net Annual Energy Production) จากฟาร์มกังหันลม	185
4.14 การสูญเสียเนื่องจากเวก (Wake Loss)	189
4.15 ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Plant Load Factor) ฟาร์มกังหันลม	189
4.16 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (Cost of Energy) จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม	189

สารบัญเรื่อง (ต่อ)

เรื่อง	หน้า
4.17 การวิเคราะห์โครงการ (Project Analysis)	199
4.18 การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าพลังลม (CO_2 Emission Avoidance by Wind Power)	203
4.19 มลพิษทางเสียงเนื่องจากการทำงานของกังหันลมขนาด 0.25 MW (Noise Emission Generated by 0.25 MW WTG)	204
4.20 ทัศนคติของประชาชนที่อยู่อาศัยรอบกังหันลมในรัศมี 2 km (Public Attitude of People Living 0.25 MW WTG 2 km Vicinity)	215
4.21 การตรวจสอบความถูกต้องของเทคนิคการประมาณค่านอกช่วง (Verification of Extrapolation Technique)	218
4.22 จำนวนครัวเรือนที่สามารถใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม	218
4.23 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม (Wnd Farm Siting)	221
บทที่ 5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ	261
5.1 สรุป	261
5.2 ข้อเสนอแนะ	267
บรรณานุกรม	269

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	พารามิเตอร์สำหรับการคำนวณโปรไฟล์ทางดิ่งของอัตราเร็วลม	10
2.2	ระดับชั้นกำลังลมที่ความสูง 10 m และ 50 m	12
2.3	ระดับความดังของเสียงเนื่องจากกิจกรรมและแหล่งกำเนิดเสียงต่างๆ	20
2.4	กฎหมายบังคับระดับเสียงดังในประเทศเดนมาร์ก เยอรมันและเนเธอร์แลนด์	24
3.1	การเปลี่ยนแปลงการใช้ประโยชน์ที่ดินเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดินปี พ.ศ. 2545 ของกรมพัฒนาที่ดินกับข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดินจากภายถ่ายดาวเทียม SPOT5 ปี พ.ศ. 2550	45
3.2	สมมติฐานในการวิเคราะห์โครงการ	54
3.3	อัตราขายส่งไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	59
3.4	ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานลม	60
4.1	สถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ สถานีวิจัย	66
4.2	สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายปีและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน	68
4.3	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ของสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ สถานีวิจัย	69
4.4	ศักยภาพของอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m เรียงจากมากไปน้อย	84
4.5	สรุปผลความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม	174
4.6	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจำแนกตามรายอำเภอ	181
4.7	Net AEP ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมจำแนกรายอำเภอ	185
4.8	ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย (กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW)	199
4.9	ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย (กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW)	201

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
4.10	ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย (กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW)	202
4.11	ผลการสำรวจทัศนคติของประชาชนที่อาศัยรอบๆ WTG ในรัศมี 2 km	216
5.1	ความเร็วลมเฉลี่ยในช่วง On Peak และ Off Peak ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ของสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่	262
5.2	ความเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ณ สถานีวัดลม	263
5.3	บริเวณที่มีความเป็นไปได้สูงสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW	264

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
2.1	การไหลเวียนทั่วไปของบรรยากาศเหนือพื้นผิวของโลก	5
2.2	การแจกแจงไวล์บุลล์เมื่อค่า k มีค่าต่างกัน (c = 4.8 m/s)	7
2.3	ระเบียบวิธีทางกราฟสำหรับการวิเคราะห์ไวบุลล์พารามิเตอร์	8
2.4	การไหลผ่านหลอดกระแสอากาศ (Stream Tube) ที่พิจารณาให้เป็นรูปปิด (Enclosure) ของส่วนหมุน	13
2.5	ชนิดของกังหันลม	15
2.6	กังหันลมรุ่น Nordex N80 ขนาด 2.5 MW	16
2.7	ชนิดต่างๆ ของหอคอยกังหันลม	17
2.8	พื้นที่เหลื่อมทับกันของกังหันลมเมื่อมองจากด้านหลัง	19
2.9	ระดับความดังของเสียงและระดับความดันของเสียง	22
2.10	ความสัมพันธ์ระหว่างความดังและความถี่ของเสียง	22
2.11	การจัดเตรียมอุปกรณ์การทดลองวัดระดับความดังของเสียง มาตรฐาน IEC 61400-11 (International Electrotechnical Commission Standard)	23
3.1	แผนที่พื้นที่ศึกษาของโครงการ	28
3.2	การติดตั้งอุปกรณ์การวัดของสถานีวิจัยพลังงานลม	30
3.3	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี	32
3.4	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี	32
3.5	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี	32
3.6	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี	32
3.7	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช	32
3.8	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช	32
3.9	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	33
3.10	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	33
3.11	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	33
3.12	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา	33

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
3.13	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา	33
3.14	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา	33
3.15	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร จ.สงขลา	34
3.16	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา	34
3.17	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่	34
3.18	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่	34
3.19	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง	34
3.20	แผนที่เส้นชั้นความสูง สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล	34
3.21	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี	35
3.22	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี	35
3.23	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี	36
3.24	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี	36
3.25	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช	36
3.26	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช	36
3.27	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	37
3.28	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	37
3.29	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	37

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
3.30	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา	37
3.31	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา	38
3.32	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา	38
3.33	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร จ.สงขลา	38
3.34	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา	38
3.35	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่	39
3.36	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่	39
3.37	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง	39
3.38	แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล	39
3.39	ภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 สีปกติ	40
3.40	ภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 สีธรรมชาติ	41
3.41	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี	42
3.42	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี	42
3.43	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี	42
3.44	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี	42
3.45	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช	42
3.46	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช	42

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
3.47	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	43
3.48	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	43
3.49	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	43
3.50	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา	43
3.51	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา	43
3.52	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา	43
3.53	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร จ.สงขลา	44
3.54	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา	44
3.55	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่	44
3.56	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่	44
3.57	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง	44
3.58	แผนที่ดัชนีความขรุขระ สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล	44
3.59	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ	47
3.60	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง	47
3.61	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์	47
3.62	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก	47
3.63	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม	47

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
3.64	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล	47
3.65	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	48
3.66	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง	48
3.67	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร	48
3.68	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด	48
3.69	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1	48
3.70	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2	48
3.71	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร	49
3.72	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ	49
3.73	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง	49
3.74	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา	49
3.75	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ	49
3.76	แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า	49

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
3.77	การเชื่อมต่อกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW กับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บริเวณ อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	52
3.78	แนวคิดในการประมาณภูมิอากาศของลม	55
3.79	หลักเกณฑ์การวางตำแหน่งกังหันลมในฟาร์มกังหันลม	56
3.80	การใช้โปรแกรม SAGA สำหรับการ Optimization ของฟาร์มกังหันลม	57
3.81	แนวคิดสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม	58
3.82	ค่า Ft รายเดือน ปี พ.ศ. 2551	59
3.83	ระเบียบวิธีวิจัยของโครงการ	61
4.1	อัตราเร็วลมรายชั่วโมงเฉลี่ยรายเดือน ความสูง 20 m สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	65
4.2	อัตราเร็วลมรายชั่วโมงเฉลี่ยรายเดือน ความสูง 30 m สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	65
4.3	อัตราเร็วลมรายชั่วโมงเฉลี่ยรายเดือน ความสูง 40 m สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	65
4.4	ค่าเฉลี่ยรายเดือนและรายปีและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเร็วลม ที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	66
4.5	ค่าเฉลี่ยรายเดือนและรายปีและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	67
4.6	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนในช่วง Off Peak (ซ้าย) และช่วง On Peak (ขวา) สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	68
4.7	โปรไฟล์ทางดิ่งของอัตราเร็วลมรายเดือนและรายปี สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	70
4.8	การแจกแจงความถี่อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	71
4.9	การแจกแจงความถี่อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	71

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.10	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี	73
4.11	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี	73
4.12	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี	73
4.13	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี	74
4.14	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช	74
4.15	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช	74
4.16	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	75
4.17	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	75
4.18	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	75
4.19	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา	76
4.20	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา	76
4.21	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา	76
4.22	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานสิงหนคร จ.สงขลา	77

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.23	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา	77
4.24	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่	77
4.25	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่	78
4.26	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง	78
4.27	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล	78
4.28	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี	79
4.29	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี	80
4.30	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี	80
4.31	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี	80
4.32	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช	80
4.33	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช	81
4.34	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	81
4.35	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	81

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.36	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	81
4.37	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา	82
4.38	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา	82
4.39	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา	82
4.40	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร จ.สงขลา	82
4.41	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา	83
4.42	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่	83
4.43	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่	83
4.44	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง	83
4.45	การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล	84
4.46	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี	85
4.47	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี	85
4.48	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี	85
4.49	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี	86
4.50	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช	86
4.51	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช	86

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.52	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	87
4.53	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	87
4.54	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	87
4.55	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา	88
4.56	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา	88
4.57	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา	88
4.58	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร จ.สงขลา	89
4.59	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา	89
4.60	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่	89
4.61	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่	90
4.62	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง	90
4.63	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล	90
4.64	แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ	92
4.65	แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ	92
4.66	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 80 m	92
4.67	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 90 m	92
4.68	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 100 m	92
4.69	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 80 m	92
4.70	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 90 m	93
4.71	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 100 m	93
4.72	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	93
4.73	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	93
4.74	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	93

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.75	แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง	94
4.76	แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง	94
4.77	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 80 m	94
4.78	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 90 m	94
4.79	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 100 m	94
4.80	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 80 m	94
4.81	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 90 m	95
4.82	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 100 m	95
4.83	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	95
4.84	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	95
4.85	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	95
4.86	แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์	96
4.87	แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์	96
4.88	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 80 m	96
4.89	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 90 m	96
4.90	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 100 m	96
4.91	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 80 m	96
4.92	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 90 m	97
4.93	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 100 m	97
4.94	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	97

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.95	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	97
4.96	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	97
4.97	แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก	98
4.98	แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก	98
4.99	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 80 m	98
4.100	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 90 m	98
4.101	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 100 m	98
4.102	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 80 m	98
4.103	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 90 m	99
4.104	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 100 m	99
4.105	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	99
4.106	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	99
4.107	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	99
4.108	แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม	100
4.109	แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม	100
4.110	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 80 m	100
4.111	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 90 m	100
4.112	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 100 m	100
4.113	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 80 m	100
4.114	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 90 m	101

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.115 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 100 m	101
4.116 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	101
4.117 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	101
4.118 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	101
4.119 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล	102
4.120 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล	102
4.121 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 80 m	102
4.122 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 90 m	102
4.123 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 100 m	102
4.124 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 80 m	102
4.125 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 90 m	103
4.126 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 100 m	103
4.127 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	103
4.128 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	103
4.129 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	103
4.130 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	104
4.131 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	104
4.132 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 80 m	104
4.133 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 90 m	104
4.134 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 100 m	104
4.135 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 80 m	104

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.136 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 90 m	105
4.137 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 100 m	105
4.138 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	105
4.139 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	105
4.140 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	105
4.141 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง	106
4.142 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง	106
4.143 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 80 m	106
4.144 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 90 m	106
4.145 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 100 m	106
4.146 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 80 m	106
4.147 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 90 m	107
4.148 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 100 m	107
4.149 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	107
4.150 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	107
4.151 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	107
4.152 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร	108
4.153 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร	108
4.154 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 80 m	108
4.155 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 90 m	108
4.156 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 100 m	108

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.157	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 80 m	108
4.158	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 90 m	109
4.159	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 100 m	109
4.160	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	109
4.161	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	109
4.162	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	109
4.163	แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด	110
4.164	แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด	110
4.165	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 80 m	110
4.166	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 90 m	110
4.167	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 100 m	110
4.168	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 80 m	110
4.169	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 90 m	111
4.170	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 100 m	111
4.171	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	111
4.172	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	111
4.173	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	111
4.174	แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1	112
4.175	แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1	112
4.176	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 80 m	112

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.177	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 90 m	112
4.178	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 100 m	112
4.179	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 80 m	112
4.180	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 90 m	113
4.181	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 100 m	113
4.182	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	113
4.183	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	113
4.184	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	113
4.185	แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2	114
4.186	แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2	114
4.187	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 80 m	114
4.188	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 90 m	114
4.189	แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 100 m	114
4.190	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 80 m	114
4.191	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 90 m	115
4.192	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 100 m	115
4.193	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	115
4.194	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	115
4.195	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ 2 (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	115
4.196	แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร	116

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.197 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร	116
4.198 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 80 m	116
4.199 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 90 m	116
4.200 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 100 m	116
4.201 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 80 m	116
4.202 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 90 m	117
4.203 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 100 m	117
4.204 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	117
4.205 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	117
4.206 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	117
4.207 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ	118
4.208 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ	118
4.209 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 80 m	118
4.210 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 90 m	118
4.211 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 100 m	118
4.212 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 80 m	118
4.213 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 90 m	119
4.214 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 100 m	119
4.215 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	119
4.216 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	119

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.217 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	119
4.218 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง	120
4.219 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง	120
4.220 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 80 m	120
4.221 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 90 m	120
4.222 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 100 m	120
4.223 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 80 m	120
4.224 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 90 m	121
4.225 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 100 m	121
4.226 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	121
4.227 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	121
4.228 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	121
4.229 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา	122
4.230 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา	122
4.231 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 80 m	122
4.232 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 90 m	122
4.233 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 100 m	122
4.234 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 80 m	122
4.235 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 90 m	123
4.236 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 100 m	123

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.237 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	123
4.238 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	123
4.239 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	123
4.240 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ	124
4.241 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ	124
4.242 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 80 m	124
4.243 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 90 m	124
4.244 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 100 m	124
4.245 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 80 m	124
4.246 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 90 m	125
4.247 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 100 m	125
4.248 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	125
4.249 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	125
4.250 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	125
4.251 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า	126
4.252 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า	126
4.253 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 80 m	126
4.254 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 90 m	126
4.255 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 100 m	126
4.256 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 80 m	126
4.257 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัย พลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 90 m	127

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.258	แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 100 m	127
4.259	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า (กังหันลมขนาด 1.0 MW)	127
4.260	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า (กังหันลมขนาด 1.5 MW)	127
4.261	แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า (กังหันลมขนาด 2.0 MW)	127
4.262	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ	129
4.263	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ	129
4.264	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ	129
4.265	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์	130
4.266	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์	130
4.267	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์	130
4.268	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก	131
4.269	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก	131
4.270	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก	131
4.271	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม	132

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.272 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม	132
4.273 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม	132
4.274 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล	133
4.275 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล	133
4.276 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล	133
4.277 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	134
4.278 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	134
4.279 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา	134
4.280 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง	135
4.281 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง	135
4.282 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง	135
4.283 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร	136
4.284 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร	136

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.285 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร	136
4.286 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด	137
4.287 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด	137
4.288 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด	137
4.289 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1	138
4.290 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1	138
4.291 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1	138
4.292 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2	139
4.293 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2	139
4.294 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2	139
4.295 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร	140
4.296 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร	140
4.297 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร	140

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.298	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ	141
4.299	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ	141
4.300	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ	141
4.301	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง	142
4.302	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง	142
4.303	แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง	142
4.304	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.กระแดะ อ.กาญจนดิษฐ์ (Resolution 10 m)	143
4.305	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.กระแดะ อ.กาญจนดิษฐ์ (Resolution 10 m)	143
4.306	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ตะเคียนทอง อ.กาญจนดิษฐ์ (Resolution 10 m)	143
4.307	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ตะเคียนทอง อ.กาญจนดิษฐ์ (Resolution 10 m)	143
4.308	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ขนอม อ.ขนอม (Resolution 10 m)	144
4.309	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ขนอม อ.ขนอม (Resolution 10 m)	144
4.310	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ขนอม อ.ขนอม (Resolution 10 m)	144
4.311	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.สิชล อ.สิชล (Resolution 10 m)	144
4.312	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)	145
4.313	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)	145

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.314	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)	145
4.315	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)	145
4.316	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์5 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)	146
4.317	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์6 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)	146
4.318	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์7 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)	146
4.319	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)	146
4.320	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)	147
4.321	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 1 ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	147
4.322	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 2 ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	147
4.323	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 3 ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	147
4.324	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 1 ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	148
4.325	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 2 ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	148
4.326	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 3 ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	148
4.327	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 4 ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	148
4.328	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	149
4.329	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	149
4.330	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	149
4.331	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ท่าซอม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	149
4.332	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ท่าซอม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	150
4.333	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ท่าซอม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	150
4.334	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ท่าซอม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	150
4.335	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	150
4.336	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	151
4.337	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	151
4.338	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	151
4.339	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์5 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	151

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.340	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	152
4.341	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	152
4.342	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	152
4.343	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	152
4.344	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	153
4.345	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บางตะพง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	153
4.346	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บางตะพง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	153
4.347	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.บางตะพง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	153
4.348	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บางศาลา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	154
4.349	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บางศาลา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	154
4.350	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	154
4.351	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	154
4.352	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	155
4.353	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.หูล่อง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	155
4.354	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.หูล่อง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	155
4.355	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.หูล่อง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)	155
4.356	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บางนบ อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	156
4.357	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บางนบ อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	156
4.358	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านราม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	156
4.359	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ทรายขาว อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	156
4.360	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ทรายขาว อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	157
4.361	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ทรายขาว อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	157
4.362	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ทรายขาว อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	157
4.363	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.หัวไทร อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	157
4.364	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.หัวไทร อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	158
4.365	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.เขาพังไกร อ.หัวไทร (Resolution 10 m)	158

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.366	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	158
4.367	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)	158
4.368	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)	159
4.369	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)	159
4.370	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)	159
4.371	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)	159
4.372	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์5 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)	160
4.373	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.โรง อ.กระแสสินธุ์ (Resolution 10 m)	160
4.374	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.โรง อ.กระแสสินธุ์ (Resolution 10 m)	160
4.375	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.โรง อ.กระแสสินธุ์ (Resolution 10 m)	160
4.376	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.วัดสน อ.ระโนด (Resolution 10 m)	161
4.377	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)	161
4.378	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)	161
4.379	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)	161
4.380	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)	162
4.381	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์5 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)	162
4.382	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.นาทับ อ.จะนะ (Resolution 10 m)	162
4.383	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ทุ่งหวัง อ.เมือง (Resolution 10 m)	162
4.384	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ทุ่งหวัง อ.เมือง (Resolution 10 m)	163
4.385	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ (Resolution 10 m)	163
4.386	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ (Resolution 10 m)	163
4.387	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ (Resolution 10 m)	163
4.388	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ (Resolution 10 m)	164
4.389	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ตะกรบ อ.ท่าชนะ (Resolution 10 m)	164
4.390	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ตะกรบ อ.ท่าชนะ (Resolution 10 m)	164
4.391	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.โคกยาง อ.เหนือคลอง (Resolution 10 m)	164

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.392	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.โคกยาง อ.เหนือคลอง (Resolution 10 m)	165
4.393	AEP ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	166
4.394	AEP ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	166
4.395	Net AEP จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	166
4.396	AEP ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	167
4.397	AEP ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	167
4.398	Net AEP จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	167
4.399	AEP ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	168
4.400	AEP ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	168
4.401	Net AEP จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	168
4.402	PLF ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	170
4.404	PLF จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	170
4.405	PLF ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	172
4.406	PLF ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	172

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.407	PLF จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	172
4.408	PLF ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	173
4.409	PLF ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	173
4.410	PLF จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม	173
4.411	ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 80 m ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW	178
4.412	ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 90 m ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW	179
4.413	ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 100 m ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมกำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW	180
4.414	กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW	182
4.415	กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW	183
4.416	กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW	184
4.417	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW	186
4.418	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW	187
4.419	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 2.0 MW	188
4.420	การสูญเสียเนื่องจากเวกของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW	190

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.421 การสูญเสียเนื่องจากเวกของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW	191
4.422 การสูญเสียเนื่องจากเวกของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 2.0 MW	192
4.423 Plant Load Factor ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW	193
4.424 Plant Load Factor ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW	194
4.425 Plant Load Factor ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW	195
4.426 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW	196
4.427 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW	197
4.428 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW	198
4.429 ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดการปลดปล่อยจากการติดตั้ง โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW	206
4.430 ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดการปลดปล่อยจากการติดตั้ง โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW	207
4.431 ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดการปลดปล่อยจากการติดตั้งโรงไฟฟ้า ฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW	208
4.432 แผนที่เส้นชั้นระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 21 ธ.ค. 51	209
4.433 แผนที่เส้นชั้นระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 22 ธ.ค. 51	209
4.434 แผนที่เส้นชั้นระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 23 ธ.ค. 51	210
4.435 แผนที่เส้นชั้นระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมหยุดทำงาน วันที่ 22 ม.ค. 52	210
4.436 การกระจายเชิงพื้นผิวของระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 21 ธ.ค. 51	211

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.437	การกระจายเชิงพื้นผิวของระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 22 ธ.ค. 51	211
4.438	การกระจายเชิงพื้นผิวของระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 23 ธ.ค. 51	211
4.439	การกระจายเชิงพื้นผิวของระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมหยุดทำงาน วันที่ 22 ม.ค. 52	211
4.440	SPL และ Leq ของกังหันลมขณะทำงาน วันที่ 21 ธ.ค. 51	212
4.441	SPL และ Leq ของกังหันลมขณะทำงาน วันที่ 22 ธ.ค. 51	212
4.442	SPL และ Leq ของกังหันลมขณะทำงาน วันที่ 23 ธ.ค. 51	212
4.443	Leq ของ WTG ที่ระยะ 0-300 m (21 ธ.ค. 51)	213
4.444	Leq ของ WTG ที่ระยะ 0-300 m (22 ธ.ค. 51)	213
4.445	Leq ของ WTG ที่ระยะ 0-300 m (23 ธ.ค. 51)	213
4.446	ระดับความดันของเสียงภายในหอคอยกังหันลมและห้องเครื่อง	214
4.447	ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราเร็วลมและ SPL	214
4.448	ผลการเปรียบเทียบข้อมูลความเร็วลมของโครงการฯ กับข้อมูลลมที่วัดจริง (พพ.) ที่ระดับความสูง 50 m (ระยะห่างประมาณ 300 m)	220
4.449	จำนวนครัวเรือนที่โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าป้อนให้ใช้งาน	220
4.450	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.สิชล อ.สิชล	222
4.451	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา	222
4.452	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา	223
4.453	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง	223
4.454	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง	224
4.455	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง	224
4.456	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บางตะพง อ.ปากพนัง	225
4.457	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บางศาลา อ.ปากพนัง	225

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.458	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง	226
4.459	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.หูล่อง อ.ปากพนัง	226
4.460	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าซอม อ.เชียรใหญ่	227
4.461	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่	227
4.462	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่	228
4.463	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่	228
4.464	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่	229
4.465	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บางนบ อ.หัวไทร	229
4.466	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ทรายขาว อ.หัวไทร	230
4.467	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.หัวไทร อ.หัวไทร	230
4.468	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.เขาพังไกร อ.หัวไทร	231
4.469	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ระโนด อ.ระโนด	231
4.470	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.โรง อ.ระโนด	232
4.471	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.วัดสน อ.ระโนด	232
4.472	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด	233
4.473	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ	233
4.474	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.นาทับ อ.จะนะ	234
4.475	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.สิชล อ.สิชล	234
4.476	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา	235
4.477	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา	235
4.478	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง	236
4.479	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง	236
4.480	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง	237
4.481	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บางตะพง อ.ปากพนัง	237
4.482	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บางศาลา อ.ปากพนัง	238
4.483	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง	238

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.484	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.หูล่อง อ.ปากพนัง	239
4.485	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ท่าซอม อ.เชียรใหญ่	239
4.486	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่	240
4.487	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่	240
4.488	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่	241
4.489	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่	241
4.490	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บางนบ อ.หัวไทร	242
4.491	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ทรายขาว อ.หัวไทร	242
4.492	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.หัวไทร อ.หัวไทร	243
4.493	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.เขาพังไกร อ.หัวไทร	243
4.494	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ระโนด อ.ระโนด	244
4.495	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.โรง อ.ระโนด	244
4.496	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.วัดสน อ.ระโนด	245
4.497	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด	245
4.498	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ	246
4.499	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.นาทับ อ.จะนะ	246
4.500	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.สิชล อ.สิชล	247
4.501	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา	247
4.502	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา	248
4.503	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง	248
4.504	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง	249
4.505	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง	249
4.506	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บางตะพง อ.ปากพนัง	250
4.507	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บางศาลา อ.ปากพนัง	250
4.508	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง	251
4.509	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.หูล่อง อ.ปากพนัง	251

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.510	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าชอม อ.เชียรใหญ่	252
4.511	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่	252
4.512	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่	253
4.513	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่	253
4.514	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่	254
4.515	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บางนบ อ.หัวไทร	254
4.516	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ทรายขาว อ.หัวไทร	255
4.517	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.หัวไทร อ.หัวไทร	255
4.518	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.เขาพังไกร อ.หัวไทร	256
4.519	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ระโนด อ.ระโนด	256
4.520	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.โรง อ.ระโนด	257
4.521	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.วัดสน อ.ระโนด	257
4.522	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด	258
4.523	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ	258
4.524	โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.นาทับ อ.จะนะ	259
4.525	ตัวอย่างพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ตามแนวชายฝั่งทะเลทางอ่าวไทย	260

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของการวิจัย

ในปี พ.ศ. 2550 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น 80,019 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe) ในขณะที่มีปริมาณการผลิตไฟฟ้าสูงสุด (Peak Generation) ที่ 22,586 MW โดยในช่วงปี พ.ศ. 2513-2523 ประเทศไทยมีการนำเข้าพลังงานสูงถึงร้อยละ 90 ของการใช้พลังงานขั้นต้น ซึ่งการนำเข้าพลังงานส่วนใหญ่เป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม การค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและถ่านหินลิกไนต์ในแหล่งแม่เมาะ จังหวัดลำปาง ได้ช่วยลดการนำเข้าพลังงานของประเทศเหลือประมาณร้อยละ 60 ของการใช้ โดยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 เป็นต้นมา การนำเข้าพลังงานของประเทศอยู่ในระดับร้อยละ 55-62 ของการใช้ ขณะที่การผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2544 เป็นต้นมาอาศัยก๊าซธรรมชาติประมาณร้อยละ 70 ซึ่งถึงแม้ว่าจะมีการค้นพบแหล่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง แต่การใช้พลังงานของประเทศก็เพิ่มสูงขึ้นตามไปด้วยโดยมีอัตราเฉลี่ยประมาณร้อยละ 7.6 ต่อปี จากการที่ราคาน้ำมันขยับตัวเพิ่มสูงขึ้น 4-5 เท่า ในช่วง 5 ปี ที่ผ่านมา ทำให้มูลค่าการนำเข้าพลังงานของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2550 สูงถึง 19,500 ล้านเหรียญดอลลาร์สหรัฐ หรือคิดเป็นร้อยละ 7.9 ของ GDP ถึงแม้ว่าอัตราการใช้พลังงานของประเทศจะเพิ่มสูงขึ้นและมีค่าประมาณ 1.27 ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ แต่ก็ยังเป็นระดับต่ำเมื่อเทียบกับกลุ่มประเทศอุตสาหกรรม โดยเมื่อพิจารณาอัตราการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อคนพบว่าคนไทยปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณร้อยละ 5.5 ตันคาร์บอนไดออกไซด์

พลังงานลมเป็นพลังงานหมุนเวียนที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติ มีความสะอาด ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะทางสิ่งแวดล้อม ใช้ได้อย่างไม่มีวันหมดสิ้นและยั่งยืน สามารถนำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้ จากรายงานของ Global Wind Power Outlook 2008 แสดงให้เห็นว่าในปัจจุบันมีการนำพลังงานลมมาใช้ประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างมาก โดยในปี ค.ศ. 2008 ทั่วโลกมีการติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมกันประมาณ 121,188 MW และในแต่ละปีมีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างมาก โดยเฉพาะในปี ค.ศ. 2008 ทั่วโลกมีกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 27,261 MW ซึ่งการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างมาก

นอกจากนี้ Global Wind Power Outlook 2008 ยังได้รายงานผลการวิเคราะห์แนวโน้มของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั่วโลกจนกระทั่งถึงปี ค.ศ. 2030 โดยมีแนวโน้มของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างมาก อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาถึงต้นทุนต่อกิโลวัตต์ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าพบว่าต้นทุนการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจนกระทั่งปี ค.ศ. 2012

โดยมีต้นทุนเฉลี่ยประมาณ 1,450 ยูโร/กิโลวัตต์ หรือประมาณ 1,850 เหรียญสหรัฐ/กิโลวัตต์ แต่หลังจากปี ค.ศ. 2012 ต้นทุนการติดตั้งกังหันลมมีแนวโน้มลดลง

อย่างไรก็ตามก่อนที่จะนำพลังงานลมมาใช้ประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้าให้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ จำเป็นต้องเข้าใจพฤติกรรมของลม ลักษณะทางสถิติของลม และความหนาแน่นของกำลังลมที่เปลี่ยนแปลงตามระดับความสูงรวมถึงลักษณะพื้นที่ของบริเวณที่จะนำพลังงานลมมาใช้ประโยชน์ การที่จะคัดเลือกพื้นที่ในการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงนั้น จำเป็นต้องอาศัยข้อมูลสถิติระยะยาว ความรู้และความเข้าใจเกี่ยวกับความเร็วและทิศทางลมในพื้นที่นั้นๆ ก่อน เนื่องจากความเร็วลมมีการเปลี่ยนแปลงตามเวลาในรอบวันและตามฤดูกาลในรอบปี บางช่วงของระยะเวลาและฤดูกาลลมอาจมีค่าต่ำและบางช่วงเวลาลมอาจจะมีความเร็วสูง นอกจากนี้ลมในแต่ละพื้นที่ยังมีความแตกต่างกันอีกด้วย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน ได้เสนอยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทน โดยตั้งเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนให้ได้ร้อยละ 20 ของการใช้พลังงานของประเทศภายในปี พ.ศ. 2565 และจากการประเมินศักยภาพเบื้องต้นของพลังงานลมในประเทศไทยพบว่ามีศักยภาพสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั่วประเทศ 1,600 MW และได้ตั้งเป้าหมายการใช้พลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิตติดตั้ง 115 MW หรือเทียบเท่าน้ำมันดิบ 13 ktoe แต่ในปัจจุบันพบว่ามีการติดตั้งกังหันลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศประมาณ 5 MW (กรกฎาคม พ.ศ. 2552)

แผนยุทธศาสตร์พลังงานทดแทน ในปี พ.ศ. 2552 จะดำเนินการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าตามบริเวณต่างๆ ที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูง โดยทั้งจากภาครัฐและจากภาคเอกชนที่สนใจลงทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยภาครัฐให้การส่งเสริมและสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม เช่น ให้การส่งเสริมการลงทุน (BOI) การสนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) เป็นเวลา 10 ปี ภายใต้กรอบผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW โดยสนับสนุนสำหรับกำลังการผลิตไม่เกิน 50 kW ในราคา 4.5 บาท/หน่วย และมากกว่า 50 kW แต่ไม่เกิน 10 MW ในราคา 3.5 บาท/หน่วย และให้การสนับสนุนเงินหมุนเวียนดอกเบี้ยต่ำไม่เกิน 50 ล้านบาทต่อโครงการ การอำนวยความสะดวกในการขอรับการสนับสนุนโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) และการจัดตั้งกองทุนเพื่อร่วมลงทุนและส่งเสริมการลงทุน (ESCO Fund) โดยในปี พ.ศ. 2551-2552 มีเงินทุนสนับสนุนประมาณ 500 ล้านบาท/ปี

อย่างไรก็ตามการตรวจวัดอัตราเร็วและทิศทางของลมจำเป็นต้องมีการเก็บข้อมูลอย่างต่อเนื่องและตรวจวัดเป็นเวลาระยะยาวเพื่อให้ได้ข้อมูลสถิติอย่างน้อย 1 ปี ประกอบกับการใช้

ประโยชน์ที่ดินมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา และเพื่อให้ได้ข้อมูลที่ทันสมัยและเป็นปัจจุบันมากที่สุด รวมทั้งเป็นการต่อยอดงานวิจัยที่ผ่านมา ดังนั้น โครงการวิจัยนี้จะเป็นศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยโดยอาศัยผลการวิเคราะห์ข้อมูลสถิติของลมระยะยาว ซึ่งในโครงการวิจัยนี้จะอาศัยข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียม SPOT 5 (พ.ศ. 2550) ความละเอียด 10 m สำหรับการแปลผลการใช้ประโยชน์ที่ดินซึ่งจะทำให้ได้ข้อมูลเป็นปัจจุบันมากที่สุดและจัดทำแผนที่ดัชนีความขรุขระสำหรับใช้ในการจัดทำแผนที่ลม (Wind Atlas) และการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมต่อไป นอกจากนั้นในโครงการวิจัยนี้จะศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมและทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของพารามิเตอร์ทางการเงิน โดยมีวัตถุประสงค์ของโครงการดังต่อไปนี้

1.2 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของโครงการวิจัยมีดังนี้

1.2.1 เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย

1.2.2 เพื่อประเมินทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย

1.2.3 เพื่อศึกษาผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมเบื้องต้นของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1.3.1 จัดทำแผนที่ดัชนีความขรุขระจากภาพถ่ายดาวเทียม SPOT 5 (พ.ศ. 2550) รอบสถานีวิจัยพลังงานลมจำนวน 18 สถานี ขนาด 15 km ใน จ.สุราษฎร์ธานี จ.นครศรีธรรมราช จ.สงขลา จ.กระบี่ จ.ตรัง และ จ.สตูล

1.3.2 บันทึกและจัดเก็บข้อมูลระยะยาวครบรอบฤดูกาล (อย่างน้อย 1 ปี) จากสถานีวิจัยพลังงานลมจำนวน 18 สถานี

1.3.3 วิเคราะห์ไวบุลล์พารามิเตอร์ของอัตราเร็วลมและจัดทำผังลมสำหรับทิศทางลมที่ได้จากการตรวจวัดของแต่ละสถานีวิจัยพลังงานลมจำนวน 18 สถานี โดยแบ่งออกเป็น ลมรวมช่วงลมสงบและลมไม่รวมช่วงลมสงบ ลมในช่วง On Peak (09.00-22.00 น.) วันราชการ และ ในช่วง Off Peak (22.00-09.00 น.) ในวันราชการ รวมทั้งวันหยุดนักขัตฤกษ์

1.3.4 ประเมินหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากฟาร์มกังหันลมโดยใช้โปรแกรม WAsP 9.0 โดยใช้กังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW

1.3.5 วิเคราะห์ค่า Plant Load Factor ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย ของทั้ง 18 สถานี

1.3.6 วิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม และวิเคราะห์ดัชนีทางการเงินของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมดังนี้ BCR NPV IRR และ PBP ในกรณีของการจัดทำโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ของทั้ง 18 สถานี

1.3.7 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคากังหันลม 1,500 1,750 และ 2,000 US$/kW และอัตราคิดลด (Discount Rate) 5% 7.5% และ 10%

1.3.8 ตรวจวัดระดับความดังของเสียงจากกังหันลมขนาด 0.25 MW (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน) และวิเคราะห์ผล

1.3.9 สรุปความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.4.1 ทำให้ทราบถึงศักยภาพของพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าบริเวณตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย

1.4.2 สามารถระบุบริเวณที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงซึ่งสามารถติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ได้

1.4.3 ทำให้ทราบถึงแนวทางและเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับการนำพลังงานลมไปประยุกต์ใช้

1.4.4 ผลงานวิจัยที่ได้จากโครงการสามารถเผยแพร่ในวารสารวิชาการและการประชุมวิชาการระดับชาติและระดับนานาชาติ

1.4.5 หน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์ได้แก่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และเอกชนผู้สนใจลงทุนโครงการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP)

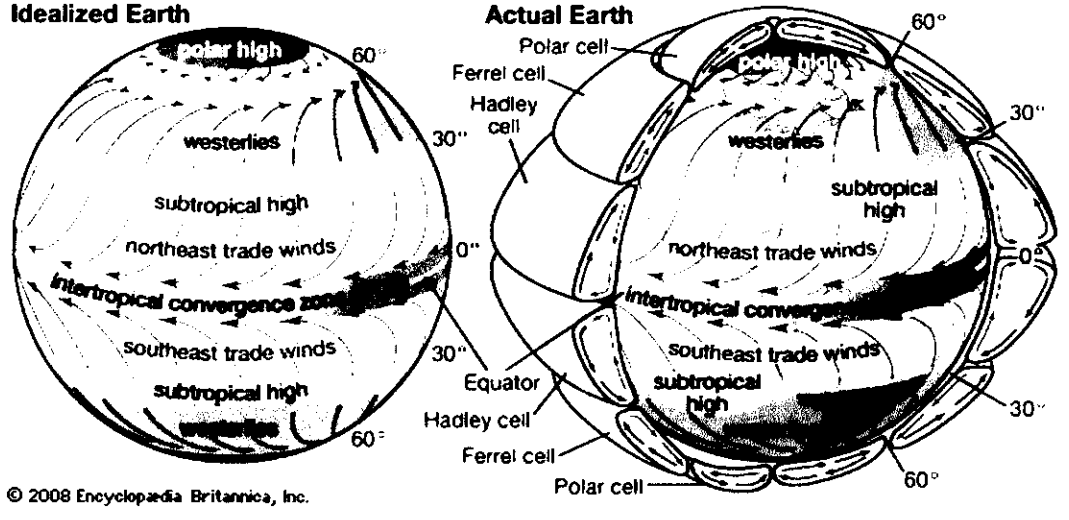
บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ทฤษฎี

2.1.1 ลม

รังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นโลกจะก่อให้เกิดการเคลื่อนที่ในสเกลขนาดใหญ่ของบรรยากาศหรือ Superimposed โดยที่การเปลี่ยนแปลงในระดับท้องถิ่นเกิดขึ้นเนื่องจากหลายๆ ปัจจัย อากาศบริเวณศูนย์สูตรจะได้รับความร้อนมากกว่าและมีอุณหภูมิสูงกว่าบริเวณอื่นๆ และจะลอยตัวสูงขึ้นเนื่องจากความหนาแน่นต่ำกว่า อากาศบริเวณขั้วโลกซึ่งเย็นกว่าและหนักกว่าก็จะเคลื่อนที่เข้ามาแทนที่ อากาศร้อนบริเวณศูนย์สูตรจะเคลื่อนที่ไปทางขั้วโลกเหนือและขั้วโลกใต้ และจะหยุดการเคลื่อนที่ดังกล่าวบริเวณ 30°N และ 30°S ซึ่งเป็นบริเวณที่อากาศจมตัวลงและเวียนกลับไปแทนที่อากาศร้อน ความเร่งเนื่องจากแรงโคริออลิส (Coriolis Acceleration) ซึ่งเกิดขึ้นเนื่องจากการหมุนของโลกเป็นสาเหตุให้การไหลจากศูนย์สูตรไปยังขั้วโลกมีการเบี่ยงเบนไปทางด้านทิศตะวันออกและการไหลกลับไปยังศูนย์สูตรมีการเบี่ยงเบนไปทางด้านทิศตะวันตกซึ่งทำให้เกิดลมสินค้า (Trade Wind) นั่นเอง

เหนือบริเวณ 30°N และใต้บริเวณ 30°S การไหลเวียนของบรรยากาศจะมีคุณลักษณะตามลมเวสเทอร์ลี (Westerly Wind) การเคลื่อนที่ในระดับมหภาคทั่วไป (General Large-Scale Motion) ของบรรยากาศแสดงดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 การไหลเวียนทั่วไปของบรรยากาศเหนือพื้นผิวของโลก

ที่มาของรูป: http://mabryonline.org/blogs/woolsey/images/

2.1.2 คุณลักษณะของลม (The Characteristics of the Wind)

กำลังลมเป็นอัตราส่วนกับอัตราเร็วลมยกกำลังสาม ดังนั้นการประเมินศักยภาพของพลังงานลมให้มีความถูกต้องแม่นยำเพื่อศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจึงจำเป็นต้องทำความเข้าใจเกี่ยวกับคุณลักษณะของลมอย่างละเอียด เป็นที่ทราบกันดีว่าอัตราเร็วลมที่มีค่ามากๆ นั้นมักจะพบบริเวณเนินเขา แนวชายฝั่งทะเลและนอกทะเล พารามิเตอร์ที่จำเป็นต้องทราบสำหรับการวิเคราะห์ศักยภาพของพลังงานลม ได้แก่ อัตราเร็วลมเฉลี่ย (Mean Wind Speed) ข้อมูลเชิงทิศทาง (Directional Data) การเปลี่ยนแปลงรายวัน (Daily Variation) การเปลี่ยนแปลงตามฤดูกาล (Seasonal Variation) การเปลี่ยนแปลงรายปี (Annual Variation) และการเปลี่ยนแปลงเทียบกับความสูง ข้อมูลดังกล่าวข้างต้นมักจะมีค่าเฉพาะขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ตั้งของสถานีวัดและระยะเวลาในการเก็บบันทึกข้อมูลต่อไป ซึ่งข้อมูลดังกล่าวจะถูกนำไปใช้ในการประเมินสมรรถนะของกังหันลมและเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานลม

2.1.3 อิทธิพลระดับท้องถิ่น (Local Effect)

การเปลี่ยนแปลงความเร็วลมใกล้พื้นผิวโลกประมาณ 100 m มีความสำคัญสำหรับการเปลี่ยนรูปพลังงาน รูปแบบของลม (Wind Pattern) ในระดับความสูงนี้ขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ หลายๆ ปัจจัย เช่น ระดับความสูงต่ำ ความขรุขระของพื้นผิว และการกีดขวางการเคลื่อนที่ของลม

ลมบก-ลมทะเล (Land-Sea Breeze) เป็นตัวอย่างของอิทธิพลระดับท้องถิ่น ในเวลากลางวัน พื้นดินได้รับความร้อนและมีอุณหภูมิสูงกว่าพื้นผิวน้ำทะเล ด้วยเหตุนี้ทำให้อากาศใกล้พื้นดินลอยตัวสูงขึ้นเป็นผลให้เกิดบริเวณความกดอากาศต่ำ (Low Pressure Region) และเหนี่ยวนำให้อากาศเย็นเหนือทะเลเคลื่อนที่เข้าหาแผ่นดินและเรียกลมชนิดนี้ว่าลมทะเล (Sea Breeze) ในเวลากลางคืนกระบวนการดังกล่าวเกิดการย้อนกลับโดยพื้นดินเย็นตัวได้เร็วกว่าน้ำทะเล ดังนั้นลมจะมีทิศทางจากพื้นดินไปยังทะเลและเรียกลมชนิดนี้ว่าลมบก (Land Breeze)

ในพื้นที่บริเวณหุบเขา อากาศเหนือพื้นผิวจะได้รับความร้อนและลอยตัวสูงขึ้นไปตามความชันของแนวเขาในระหว่างกลางวัน ซึ่งอากาศส่วนนี้จะถูกแทนที่ด้วยอากาศที่เย็นกว่าทำให้เกิดลมหุบเขา (Valley Wind) ส่วนในเวลากลางคืนอากาศจะไหลจากภูเขาไปยังหุบเขาซึ่งเรียกว่าลมภูเขา (Mountain Wind) ปรากฏการณ์นี้อาจจะทำให้เกิดกระแสอากาศที่มีกำลังแรงและพัฒนาไปเป็นลมที่มีกำลังสูงได้ แรงเฉือนลม (Wind Shear) ความปั่นป่วน (Turbulence) และความเร่ง (Acceleration) เหนือสันเขาเป็นตัวอย่างของอิทธิพลลมท้องถิ่น

2.1.4 สถิติลม (Wind Statistics)

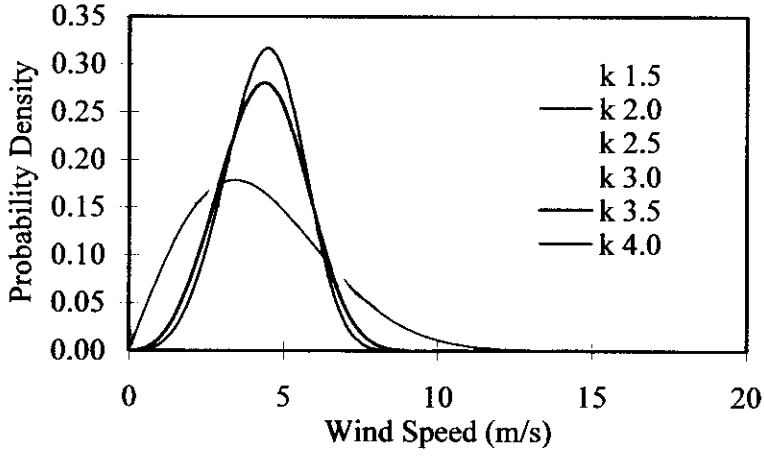
การแจงแจงไวบุลล์เป็นการแจกแจงทางสถิติ ประกอบด้วยพารามิเตอร์ 2 ตัว ที่สามารถใช้แทนลักษณะการกระจายตัวของข้อมูลลมสถิติ และเป็นการแจกแจงที่ยอมรับกันอย่างแพร่หลายสำหรับการวิเคราะห์ข้อมูลลมสถิติ การแจกแจงไวบุลล์ประกอบด้วยพารามิเตอร์ดังนี้

1. พารามิเตอร์รูปร่าง (Shape Parameter, k -Shape)

พารามิเตอร์รูปร่างเป็นพารามิเตอร์ที่แสดงลักษณะการกระจายของสถิติลม ในบริเวณที่มีค่า V ต่ำ แสดงว่าในบริเวณนั้นมีความเร็วลมต่ำพัดบ่อยครั้งกว่าความเร็วลมสูง และในกรณีที่ค่า V สูง ก็จะแสดงผลที่ตรงกันข้ามกัน รูปที่ 2.2 แสดงการแจกแจงไวล์บุลล์เมื่อค่า k มีค่าต่างกัน

2. พารามิเตอร์ระดับ (Scale Parameter, c -Scale)

พารามิเตอร์ระดับเป็นพารามิเตอร์ที่มีความสัมพันธ์กับอัตราเร็วลมเฉลี่ย เมื่ออัตราเร็วลมเฉลี่ยมีค่าสูง c จะมีค่าสูง และเมื่ออัตราเร็วลมเฉลี่ยมีค่าต่ำค่า c จะมีค่าต่ำด้วย



รูปที่ 2.2 การแจกแจงไวล์บุลล์เมื่อค่า k มีค่าต่างกัน (c = 4.8 m/s)

การแจกแจงไวบุลล์เป็นฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability Density Function) ที่สามารถเขียนสมการได้ดังสมการที่ 2.1

$$f(V)=\frac{k}{c}\left(\frac{V}{c}\right)^{k-1}\exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^{k}\right] \qquad (2.1)$$

อัตราเร็วลมเฉลี่ยพิจารณาได้จากสมการที่ 2.2

$$\overline{V}=c\Gamma(1+\frac{1}{k}) \qquad (2.2)$$

โครงการวิจัยนี้อาศัยระเบียบวิธีทางกราฟในการพิจารณาพารามิเตอร์ไวล์บุลล์ทั้งสอง ทั้งนี้จะพิจารณาจากสมการแจกแจงสะสม (Cumulative Frequency Distribution) ของอัตราเร็วลม

$$F(V)=1-\exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^{k}\right] \tag{2.3}$$

เมื่อ V คือ อัตราเร็วลม (m/s)

k คือ พารามิเตอร์รูปร่าง

c คือ พารามิเตอร์ระดับ (m/s)

จัดรูปสมการใหม่ โดยการใส่ค่า ln ทั้ง 2 ข้างของสมการ จะได้

$$\ln\left[-\ln\left(1-F(V)\right)\right]=k\ln V-k\ln c \tag{2.4}$$

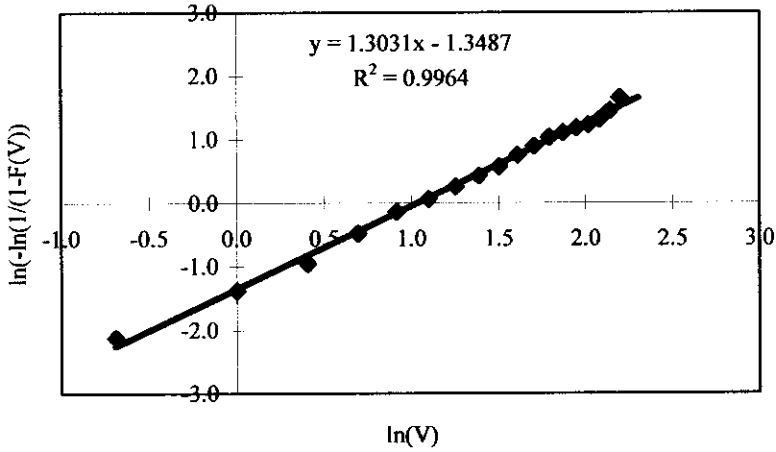
พิจารณาให้อยู่ในรูปสมการเส้นตรง

$$Y_i=kX_i+K\ln c \tag{2.5}$$

เมื่อ

$$Y_i=\ln\left[-\ln\left(1-F(V)\right)\right] \text{ และ } X_i=\ln V$$

เนื่องจากสมการที่ 2.5 เป็นสมการเส้นตรง ดังนั้นสามารถนำค่าไปพล็อตกราฟเมื่อกำหนดให้ $Y=\ln\left[-\ln\left(1-F(V)\right)\right]$ และ $X=k\ln(V)$, $b=-k\ln(C)$ ซึ่งความชันของกราฟที่ได้คือค่า k และค่า $c=\exp\left(-\frac{b}{k}\right)$ แสดงดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 ระเบียบวิธีทางกราฟสำหรับการวิเคราะห์ไวบุลล์พารามิเตอร์

2.1.5 เกรเดียนท์อัตราเร็วลมทางดิ่ง (Vertical Wind Speed Gradient)

อัตราเร็วลมที่ระดับผิวพื้น (Surface) มีค่าเป็นศูนย์เนื่องจากความเสียดทาน (Friction) ระหว่างอากาศและพื้นดินซึ่งเป็นอิทธิพลของชั้นขอบเขต (Boundary Layer Effect) อย่างไรก็ตาม อัตราเร็วลมมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างมากเมื่อความสูงเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งใกล้พื้นดินและอัตราเร็วลมมีค่าเพิ่มขึ้นน้อยลงที่ระดับความสูงสูงขึ้น ที่ระดับความสูง 2 km เหนือพื้นดินการเปลี่ยนแปลงของอัตราเร็วลมจะมีค่าเป็นศูนย์ซึ่งเรียกลมที่ระดับความสูงนี้ว่าลมชั้นบน (Upper Wind) การเปลี่ยนแปลงทางดิ่งของอัตราเร็วลม (Vertical Variation of the Wind Speed) หรือโปรไฟล์อัตราเร็วลม (Wind Speed Profile) สามารถอธิบายได้ด้วยฟังก์ชันหลายรูปแบบด้วยกัน แต่โดยทั่วไปแล้วมักจะอธิบายด้วยฟังก์ชันพื้นฐานที่ถูกพัฒนาขึ้นเพื่ออธิบายการเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมเฉลี่ย (Mean Wind Speed) เทียบกับความสูงซึ่งตั้งอยู่บนพื้นฐานของการทดลองดังนี้

2.1.5.1 ฟังก์ชันยกกำลัง (Power Exponent Function)

ฟังก์ชันยกกำลังเป็นสมการที่ได้จากการแทนค่าโปรไฟล์ของความเร็วลมบริเวณผิวพื้นของการไหลแบบปั่นป่วนที่ได้จากการทดลองดังสมการที่ 2.6

$$V(z) = V_r\left(\frac{z}{z_r}\right)^{\alpha} \qquad (2.6)$$

เมื่อ z คือ ระดับความสูงที่ต้องการทราบค่าอัตราเร็วลมเหนือพื้นดิน (m)

z_r คือ ระดับความสูงที่ทราบค่าอัตราเร็วลมเหนือพื้นดิน (m)

V_r คือ อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง z_r (m/s)

$V(z)$ คือ อัตราเร็วลมที่ต้องการทราบค่าที่ระดับความสูง z (m/s)

α คือ สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม (ไร้หน่วย)

ฟังก์ชันยกกำลังได้นำมาประยุกต์ใช้กับการปรับค่าความเร็วลมที่ระดับความสูงต่างๆ โดยได้กำหนดค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมตามลักษณะความขรุขระของพื้นผิว

เนื่องจากในการวัดความเร็วลมในจุดตรวจวัดต่างๆ ได้มีการติดตั้งเครื่องวัดความเร็วลมที่ระดับความสูงจากพื้นดินแตกต่างกัน ดังนั้นในการนำข้อมูลที่ได้มาใช้ในการวิเคราะห์ปรับเทียบต้องทำการปรับค่าความเร็วลมให้อยู่ในระดับความสูงที่เท่ากัน ซึ่งโดยทั่วไปนิยมปรับค่าความเร็วลมให้อยู่ในระดับความสูง 10 m จากพื้น ซึ่งเป็นระดับความสูงที่เป็นไปตามมาตรฐานขององค์การอุตุนิยมวิทยาโลก แต่ในทางพลังงานอาจจะปรับค่าความเร็วลมให้อยู่ในระดับความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุนของกังหันลม เพื่อสามารถพิจารณาพลังงานที่กังหันลมสามารถเปลี่ยนรูปพลังงานได้

การประเมินค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมสามารถกระทำได้โดยการประยุกต์ Logarithmic แสดงดังสมการที่ 2.7

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{V_z}{V_r}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_r}\right)} \qquad (2.7)$$

เมื่อ V_z คือ ความเร็วลมที่ต้องการทราบค่าที่ระดับความสูง z (m/s)

สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมส่วนใหญ่จะมีค่าตั้งแต่ 0.1 – 0.4 ตามสภาพความขรุขระของพื้นที่ที่ทำการศึกษา ซึ่งจากการศึกษาของนักวิจัยที่ผ่านมาได้ประมาณค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมที่สภาพพื้นที่ต่างๆ แต่เนื่องจากในโครงการวิจัยนี้ได้ทำการวัดค่าอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ดังนั้นจึงสามารถวิเคราะห์ค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉพาะพื้นที่ (Site Dependent Wind Shear Coefficient) ได้จากสมการที่ 2.7 ได้

2.1.5.2 ฟังก์ชันลอการิธึม (Logarithmic Function)

ฟังก์ชันลอการิธึมสำหรับการอธิบายโปรไฟล์อัตราเร็วลมทางดิ่งแสดงดังสมการที่ 2.8

$$\frac{V(z)}{V(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \qquad (2.8)$$

เมื่อ z_0 คือ ความยาวของความขรุขระ (Roughness Length) (m)

สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมและความยาวของความขรุขระสำหรับลักษณะภูมิประเทศต่างๆ แสดงดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 พารามิเตอร์สำหรับการคำนวณโปรไฟล์ทางดิ่งของอัตราเร็วลม

ชนิดของภูมิประเทศ	ชั้นความขรุขระ (Roughness Class)	ความยาวของความขรุขระ (Roughness Length) (m)	สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม (ไร้หน่วย)
พื้นน้ำ	0	0.0001	0.1
ภูมิประเทศแบบเปิดมีความขรุขระของพื้นผิวเล็กน้อย	1	0.12	0.12
พื้นที่ไร่นา มีอาคารจำนวนน้อย	2	0.05	0.16
พื้นที่ไร่นาที่มีต้นไม้ใหญ่และป่าไม้ปกคลุมและหมู่บ้าน	3	0.3	0.28

อย่างไรก็ตามฟังก์ชันทั้งสองสามารถใช้ได้เมื่อทราบอัตราเร็วลมที่ระดับความสูงอ้างอิง (Reference Height) สำหรับค่าความยาวของความขรุขระนั้นอาจจะมีค่าอยู่ในช่วง 0.5-1.0 สำหรับสวนผลไม้และต้นไม้เตี้ยๆ และมีค่าอยู่ในช่วง 1-2 สำหรับพื้นที่ป่าปกคลุมและใจกลางเมือง

2.1.6 พลังงานลมและกำลังลม (Wind Energy and Power)

พลังงานจลน์ของกระแสอากาศที่มีมวล m และเคลื่อนที่ด้วยความเร็ว V สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.9

$$E = \frac{1}{2}mV^2 \qquad (2.9)$$

พิจารณาส่วนหมุน (Rotor) ของกังหันลมที่มีพื้นที่ภาคตัดขวาง (Cross Sectional Area) A พลังงานจลน์ของกระแสอากาศที่กังหันลมสามารถนำไปเปลี่ยนรูปได้แสดงดังสมการที่ 2.10

$$E = \frac{1}{2}\rho_a v V^2 \qquad (2.10)$$

เมื่อ ρ_a คือ ความหนาแน่นของอากาศ (kg/m^3)

v คือ ปริมาตรของก้อนมวลอากาศ (Air Parcel) ที่พัดผ่านส่วนหมุน (m^3)

ก้อนมวลอากาศที่พัดผ่านส่วนหมุนต่อหนึ่งหน่วยเวลาซึ่งมีพื้นที่ภาคตัดขวางเท่ากับพื้นที่ภาคตัดขวางของส่วนหมุน (A_T) ดังนั้นพลังงานต่อหนึ่งหน่วยเวลา (E/t) หรือกำลัง (Power) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.11

$$P = \frac{1}{2}\rho_a A_T V^3 \qquad (2.11)$$

จากสมการที่ 2.11 จะเห็นได้ว่าปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อกำลังของกระแสลมได้แก่ ความหนาแน่นอากาศ พื้นที่ส่วนหมุนของกังหันลมและความเร็วลม โดยที่อิทธิพลของลมค่อนข้างส่งผลกระทบที่สำคัญต่อกำลังลมเนื่องจากมีค่ายกกำลังสาม

ปัจจัยอย่างเช่นอุณหภูมิ ความกดอากาศ (Atmospheric Pressure) ระดับความสูง (Elevation) และองค์ประกอบของอากาศ (Air Constituents) จะส่งผลกระทบต่อความหนาแน่นของอากาศ เมื่อพิจารณาอากาศแห้ง (Dry Air) ซึ่งพิจารณาให้เป็นแก๊สอุดมคติ (Ideal Gas) และจากกฎของแก๊สอุดมคติ (Ideal Gas Law) แสดงดังสมการที่ 2.12

$$pV_G = nRT \qquad (2.12)$$

เมื่อ p คือ ความกดอากาศ (Pa)

V_G คือ ปริมาตรของแก๊ส (m^3)

n คือ จำนวนกิโลโมลของแก๊ส (mole)

R คือ ค่าคงที่สากลของแก๊ส (Universal Gas Constant)

T คือ อุณหภูมิ (K)

ความหนาแน่นของอากาศซึ่งเป็นอัตราส่วนระหว่างมวลของ 1 kmole/m^3 แสดงดังสมการที่ 2.13

$$\rho_a = \frac{m}{V_G} \tag{2.13}$$

จากสมการที่ 2.12 และสมการที่ 2.13 เราสามารถเขียนสมการความหนาแน่นได้เป็น

$$\rho_a = \frac{mp}{RT} \tag{2.14}$$

ถ้าเราทราบระดับความสูง z และอุณหภูมิ T ณ สถานีวัดความเร็วลม เราสามารถคำนวณหาความหนาแน่นอากาศได้ดังสมการที่ 2.15

$$\rho_a = \frac{353.049}{T} e^{\left(-0.034\frac{z}{T}\right)} \tag{2.15}$$

ความหนาแน่นของอากาศมีค่าลดลงเมื่อความสูงและอุณหภูมิมีค่าเพิ่มขึ้น ในทางปฏิบัติส่วนใหญ่แล้วความหนาแน่นอากาศมักจะพิจารณาให้มีค่าคงที่เท่ากับ 1.225 kg/m^3

ในการวิเคราะห์พลังงานลมได้มีการจัดทำระดับชั้นกำลังลม (Wind Power Class) เพื่อบ่งบอกถึงศักยภาพของพลังงานลมโดยมีระดับชั้นกำลังลมที่ความสูง 10 m และ 50 m แสดงดังตารางที่ 2.2 โดยอ้างอิงจาก the 1/7 power law และอัตราเร็วลมเฉลี่ยอ้างอิงจากการแจกแจงราเลย์ และเป็นอัตราเร็วลมสำหรับเงื่อนไขระดับน้ำทะเลมาตรฐาน (Standard Sea-Level Condition)

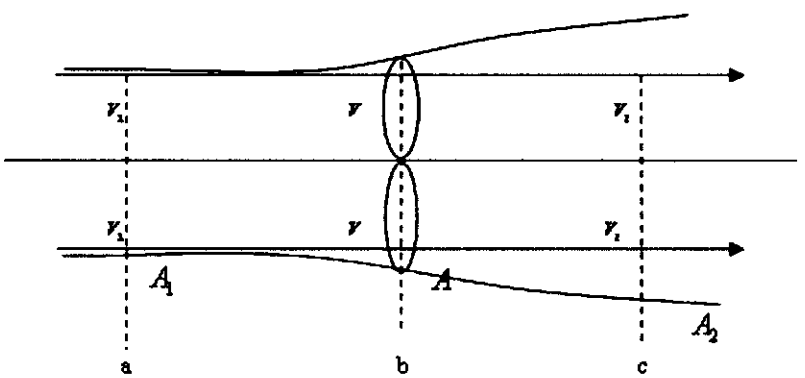
ตารางที่ 2.2 ระดับชั้นกำลังลมที่ความสูง 10 m และ 50 m

Wind Power Class	10 m		50 m	
	Wind Speed (m/s)	Wind Power Density (W/m^2)	Wind Speed (m/s)	Wind Power Density (W/m^2)
1	< 4.4	< 100	< 5.6	< 200
2	4.4-5.1	100-150	5.6-6.4	200-300
3	5.1-5.6	150-200	6.4-7.0	300-400
4	5.6-6.0	200-250	7.0-7.5	400-500
5	6.0-6.4	250-300	7.5-8.0	500-600
6	6.4-7.0	300-400	8.0-8.8	600-800
7	> 7.0	> 400	> 8.8	> 800

2.1.7 กังหันลมผลิตไฟฟ้า

2.1.7.1 ข้อจำกัดของ Betz (Betz Limit)

กำลังลมเป็นปริมาณพลังงานต่อหน่วยเวลาที่อยู่ในกระแสอากาศ มีเพียงปริมาณกำลังบางส่วนเท่านั้นที่สามารถเปลี่ยนรูปไปเป็นพลังงานที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Useful Energy) โดยกังหันลม กำลังที่กังหันลมสามารถเปลี่ยนรูปได้จะมีค่าเท่ากับการเปลี่ยนแปลงพลังงานจลน์ของอากาศที่เคลื่อนที่ผ่านส่วนหมุนของกังหัน พิจารณาการไหลผ่านหลอดกระแสอากาศ (Stream Tube) ที่พิจารณาให้เป็นรูปปิด (Enclosure) ของส่วนหมุนแสดงดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 การไหลผ่านหลอดกระแสอากาศ (Stream Tube)
ที่พิจารณาให้เป็นรูปปิด (Enclosure) ของส่วนหมุน

โดยพิจารณาให้การไหลของอากาศเป็นแบบอัดตัวไม่ได้ (Incompressible) เนื่องจากความเร็วลมโดยปกติมีค่าต่ำดังนั้นจึงไม่พิจารณาการเปลี่ยนแปลงความหนาแน่น เส้นกระแส (Streamline) มักจะพุ่งออกเมื่อลมเคลื่อนที่ผ่านส่วนหมุนของกังหันเนื่องจากกระแสลมมีความเร็วลดลง เมื่อพิจารณาทฤษฎีโมเมนตัมพื้นฐานที่ว่าความดันจะมีค่าคงที่ และภายใต้สมมติฐานที่ว่าอิทธิพลดังกล่าวเกิดขึ้นเนื่องจากใบกังหันลมขนาดบางจำนวนไม่จำกัด (Infinite Number of Thin Blades) ทำให้เกิดแรงที่เท่ากันต่อกระแสการไหลของอากาศซึ่งมีค่าเท่ากับค่าเฉลี่ยสำหรับส่วนหมุนจริง

อัตราการไหลเชิงมวล (Mass Flow Rate) มีค่าคงที่สำหรับกระแสอากาศที่ต้นสาย (Upstream) ส่วนหมุนและปลายสาย (Downstream)

$$\text{Mass Flow Rate, } m = \rho A_o V_o = \rho A_1 V_1 = \rho A_2 V_2 \qquad (2.16)$$

แรง F ที่กระทำต่อส่วนหมุนเป็นอัตราการเปลี่ยนแปลงโมเมนตัมดังนี้

$$F = m(V_o - V_2) \qquad (2.17)$$

กำลังที่ส่วนหมุนดึงไปใช้จะเป็นอัตราการเปลี่ยนแปลงพลังงานจลน์ดังนี้

$$W = m[(1/2)V_o^2 - (1/2)V_2^2] \quad (2.18)$$

ที่ส่วนหมุน แรงที่ทำให้เกิดงาน ณ อัตราเร็วลม V_1 สามารถหาค่าได้ดังนี้

$$W = FV_1 \quad (2.19)$$

จากสมการที่ 2.17-2.19 เราสามารถเขียนสมการได้ว่า

$$V_1 = (1/2)(V_o + V_2) \quad (2.20)$$

อาศัยปัจจัยความเร็วลมที่ปลายสาย b เพื่ออธิบายอัตราส่วนระหว่างอัตราเร็วลมที่ต้นสายและที่ปลายสายดังนี้

$$b = \frac{V_2}{V_0} \quad (2.21)$$

อาศัยสมการที่ 2.16 สมการที่ 2.18 และสมการที่ 2.19 จะได้ว่า

$$\frac{F}{A_1} = (1/2)\rho V_o^2(1-b^2)$$

(2.22)

และใช้สมการที่ 2.19 และสมการที่ 2.20

$$\frac{W}{A_1} = (1/2)\rho V_o^3 \times (1/2)(1-b^2)(1+b) \quad (2.23)$$

สัมประสิทธิ์ของสมรรถนะ (Coefficient of Performance), C_p มีนิยามให้เป็นสัดส่วนของพลังงานที่ถูกนำไปใช้โดยกังหันลมต่อพลังงานรวมของกระแสลมที่ไหลผ่านพื้นที่กวาดของกังหันในกรณีที่ไม่มีกังหันวางอยู่ ดังนั้น

$$C_p = \frac{W}{W_1} \quad (2.24)$$

เมื่อ

$$W_1 = 1/2\rho A_1 V_o^3 \quad (2.25)$$

ทำให้ได้

$$C_p = 1/2(1-b^2)(1+b) \quad (2.26)$$

ทำการอนุพันธ์ C_p เทียบกับ b และแสดงให้เห็นว่า C_p มีค่ามากที่สุดเมื่อ $b = 1/3$ ทำให้ได้

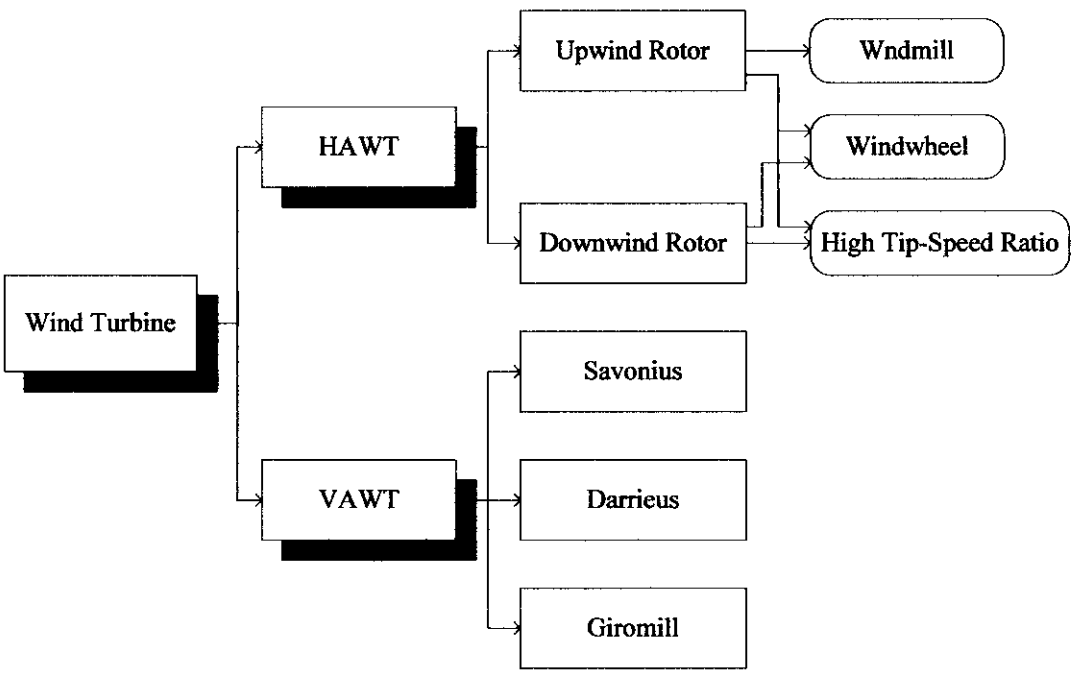
$$C_p = \frac{16}{27} \text{ หรือ } 59\%$$

ซึ่งเป็นข้อจำกัดของ Betz

Betz ได้นำเสนอข้อจำกัดดังกล่าวในปี ค.ศ. 1919 และสามารถใช้ได้กับกังหันลมทุกชนิด

2.1.7.2 ชนิดของกังหันลมผลิตไฟฟ้า

กังหันลมสามารถจำแนกออกเป็น 2 ชนิด หลักๆ โดยอาศัยแกนหมุน ได้แก่ กังหันลมแกนตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine) และกังหันลมแกนนอน (Horizontal Axis Wind Turbine) ในกรณีของกังหันลมแกนนอนสามารถจำแนกตามลักษณะการปะทะกับกระแสลมได้เป็น 2 ชนิด คือ กังหันต้นกระแสลม (Upwind Turbine) และกังหันปลายกระแสลม (Downwind Turbine) ส่วนในกรณีของกังหันลมแกนตั้งสามารถแบ่งออกเป็น 3 ชนิดหลักๆ ได้แก่ Savonius Darrieus และ Giromill แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 ชนิดของกังหันลม

2.1.7.3 ส่วนประกอบของกังหันลมผลิตไฟฟ้า

กังหันลมผลิตไฟฟ้ามีส่วนประกอบที่สำคัญๆ ดังนี้

1. ส่วนหยุดนิ่ง (Stationary Part)

   ประกอบไปด้วยส่วนต่างๆ ดังนี้

   1.1 หอคอย (Tower)

   1.2 ห้องเครื่อง (Nacelle)

2. ส่วนหมุน (Rotating Part)

   ประกอบไปด้วยส่วนต่างๆ ดังนี้

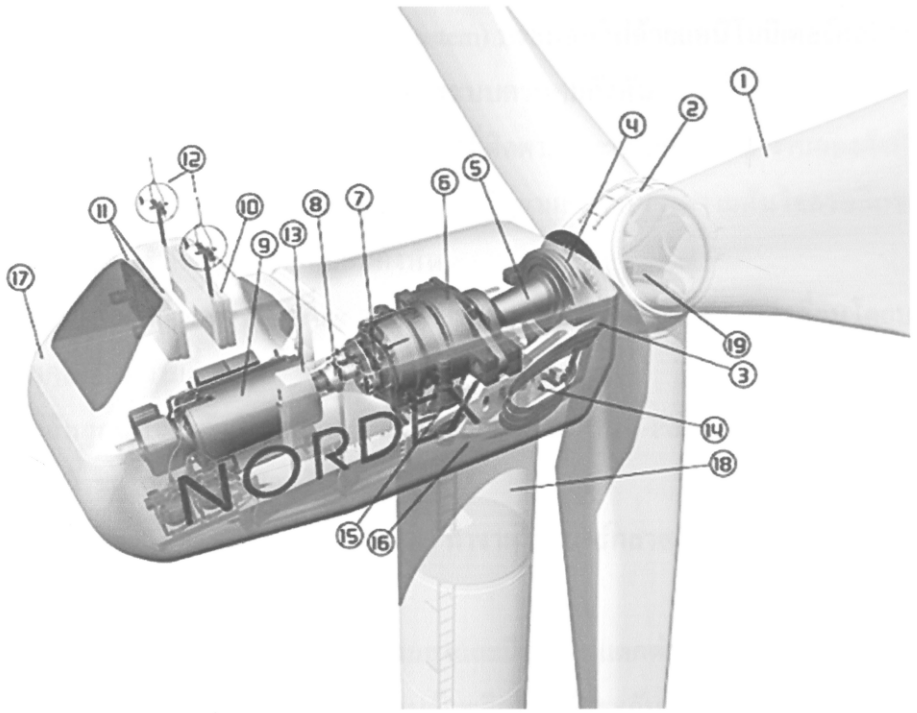
2.1 ใบกังหันลม (Wind Turbine Blade)

2.2 ศูนย์กลางส่วนหมุน (Hub)

นอกจากนี้ยังมีอุปกรณ์ประกอบตัวกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่สำคัญได้แก่

1. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)
2. ระบบควบคุมการทำงาน (Operating Controller)
3. เซนเซอร์ตรวจวัดอัตราเร็วและทิศทางของลมสำหรับควบคุมการทำงานของกังหันลม

ส่วนประกอบที่สำคัญของกังหันลมผลิตไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 กังหันลมรุ่น Nordex N80 ขนาด 2.5 MW

กังหันลมขนาดใหญ่แสดงดังรูปที่ 2.6 มีส่วนประกอบดังต่อไปนี้

1. ใบพัด (Rotor Blades) ทำจากไฟเบอร์กลาสผสมพลาสติก
2. ศูนย์กลางใบพัด (Hub) ทำจากเหล็กหล่อ (Cast Iron)
3. ห้องเครื่องของกังหัน (Turbine Frame) มีลักษณะเป็นท่อทำจากเหล็กหล่อซึ่งเป็นวัสดุที่มีความแข็งแรง ทนทานต่อการสั่นและมีลักษณะลดการเกิดเสียง
4. ตลับลูกปืนของส่วนหมุน (Rotor Bearing) เป็นตลับลูกปืนทรงกลมแข็งสองชั้นมีลักษณะของกล่องเป็นท่อ
5. เพลาของส่วนหมุน (Rotor Shaft) มีลักษณะเป็นท่อทำจากเหล็กหล่อ

6. กล่องเกียร์ (Gearbox) เป็นแบบเกียร์ทดรอบ 2 ขั้น

7. จานเบรก (Disk Brake) ประกอบด้วยเบรกแบบปากคีบอยู่ที่เพลาความเร็วรอบสูงของกล่องเกียร์

8. ส่วนคู่ควบของตัวกำเนิดไฟฟ้า (Generator Coupling)

9. ตัวกำเนิดไฟฟ้า (Generator) มีระบบระบายความร้อนด้วยของเหลวเป็นแบบอะซิงโครนัสแบบป้อนสองทาง

10. ตัวระบายความร้อน (Cooling Radiator) เป็นส่วนทำความเย็นสำหรับกล่องเกียร์

11. พัดลมระบายความร้อน (Fan Coolers) สำหรับระบายความร้อนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

12. ระบบวัดลม (Wind Measuring System) ประกอบไปด้วยแอนิโมมิเตอร์และศรลมซึ่งสามารถวัดเงื่อนไขของลมและส่งสัญญาณไปยังระบบควบคุมกังหัน

13. ระบบควบคุม (Control System) ทำหน้าที่ติดตามและควบคุมการทำงานของกังหันลม

14. ระบบไฮดรอลิก (Hydraulic System) จะรักษาและควบคุมความดันไฮดรอลิกของจานเบรกและระบบเบรกสำหรับการขับเคลื่อนกังหัน

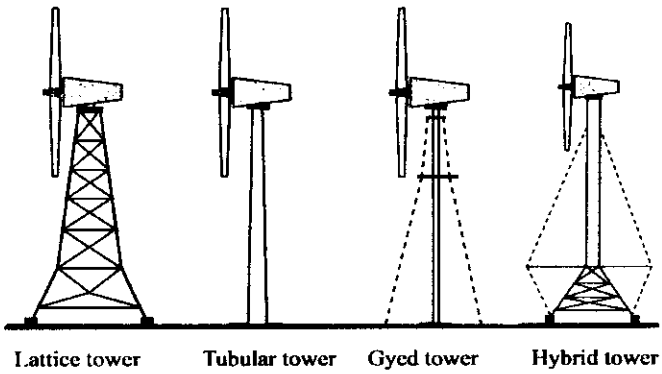
15. ระบบขับเคลื่อนกังหัน (Yaw Drive) ประกอบไปด้วยเกียร์ 2 ตัว ขับเคลื่อนโดยมอเตอร์ไฟฟ้าที่ควบคุมด้วยความถี่

16. ตลับลูกปืนของตัวขับเคลื่อน (Yaw Bearing) เป็นแบบ 4-Point Ball-Bearing with Outer Teething และมีระบบจานเบรกของตัวขับเคลื่อน

17. ส่วนครอบนัคเซลล์ (Nacelle Cover) ทำจากไฟเบอร์กลาสผสมด้วยพลาสติกวางอยู่บนโครงสร้างเหล็ก

18. หอคอย (Tower) มีหลายระดับความสูงและมีรูปทรงแตกต่างกันแสดงดังรูปที่ 2.7

19. ระบบพิช (Pitch System) ประกอบด้วยเกียร์พิชอิสระกัน 3 ตัว ขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์ไฟฟ้า



รูปที่ 2.7 ชนิดต่างๆ ของหอคอยกังหันลม

2.1.7.4 เส้นโค้งกำลัง (Power Curve)

เส้นโค้งกำลังสามารถบ่งบอกถึงสมรรถนะของกังหันลมผลิตไฟฟ้า โดยปกติเราสามารถประมาณค่ากำลังไฟฟ้าจากกังหันลมโดยใช้เส้นโค้งกำลัง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมจะขึ้นอยู่กับคุณลักษณะของแบบกังหันลมและสมบัติของแหล่งลมโดยแสดงอยู่ในรูปของความหนาแน่นความน่าจะเป็นของอัตราเร็ว (Speed Probability Density) ซึ่งในการวิเคราะห์ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมมักจะอาศัยสมการที่ 2.27

$$P = \begin{cases} 0, (v < v_{ci}), \\ P_r \dfrac{v^k - v_{ci}^k}{v_r^k - v_{ci}^k}, (v_{ci} \le v \le v_r), \\ P_r, (v_r \le v \le v_{co}), \\ 0, (v > v_{co}) \end{cases} \qquad (2.27)$$

โดยที่ P คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม (kW)

P_r คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้จากกังหันลม (kW)

v_{ci} คือ Cut in Wind Speed (m/s)

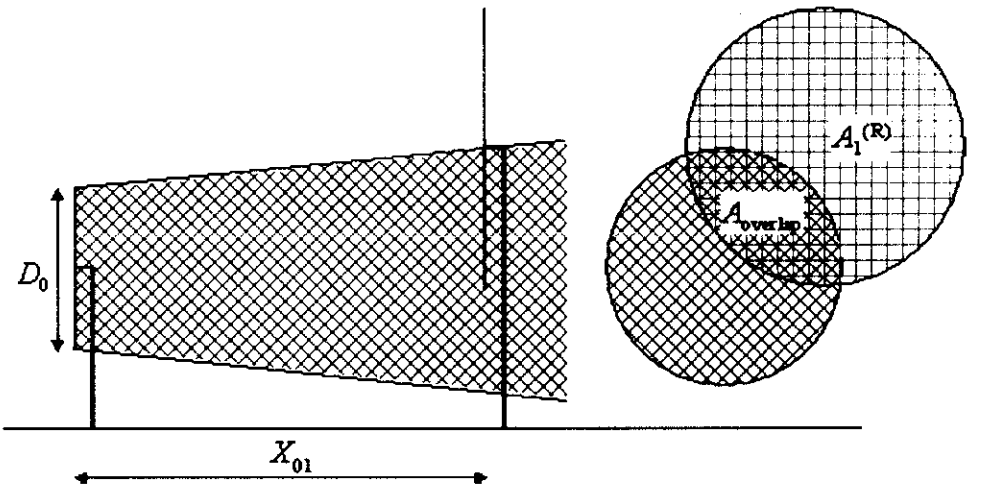
v_{co} คือ Cut out Wind Speed (m/s)

v_r คือ Rated Wind Speed (m/s)

2.1.7.5 อิทธิพลของเวก (Wake Effect)

ลมที่เคลื่อนที่ผ่านกังหันจะมีพลังงานลดลงซึ่งเป็นไปตามกฎของอนุรักษ์พลังงาน ลมที่เคลื่อนที่ผ่านกังหันจะมีอัตราเร็วลดลงและเกิดเป็นกลุ่มลมด้านหางและมีความปั่นป่วนเมื่อเปรียบเทียบกับลมด้านหน้ากังหัน ดังนั้นการจัดวางกังหันลมสำหรับฟาร์มกังหันจึงมักจะจัดวางให้ห่างกันอย่างน้อยเป็นระยะ 7 เท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางของใบพัดเพื่อหลีกเลี่ยงความปั่นป่วนทางด้านหลังของกังหันลมซึ่งอาจจะเป็นด้านหน้าของกังหันลมตัวอื่นๆ นั่นเอง

การคำนวณ Wake Effect ระหว่างกังหันลมในฟาร์มกังหันลมมีพื้นฐานมาจากแบบจำลองซึ่งถูกอธิบายในบทความทางวิชาการในการประชุมวิชาการ European Wind Energy Association 1986 (EWEA 1986) สนามการไหล (Flow Field) ที่ใช้ในแบบจำลองสำหรับการคำนวณเอาท์พุทของกังหันลมแสดงดังนี้



รูปที่ 2.8 พื้นที่เหลื่อมทับกันของกังหันลมเมื่อมองจากด้านหลัง

อัตราเร็วลมประสิทธิผลที่ลดลง (Effective Wind Speed Deficit) เมื่อไหลผ่านทางด้านหลังของกังหันตัวหน้าแสดงดังรูปที่ 2.8 สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.28

$$\delta V_{01} = U_0\left(1-\sqrt{1-C_t}\right)\left(\frac{D_0}{D_0+2kx_{01}}\right)^2 \frac{A_{overlap}}{A_1^{(R)}} \qquad (2.28)$$

เมื่อ U_0 คือ อัตราเร็วลมที่ไม่ถูกรบกวนทางด้านหน้าของกังหันลม

D_0 คือ เส้นผ่านศูนย์กลางของส่วนหมุน

C_t คือ สัมประสิทธิ์ของทรัสต์ (Trust Coefficient)

x_0 คือ ระยะทางในแนวราบระหว่างกังหันลมสองตัว

k คือ ค่าคงที่การสลายตัวของเวก (Wake Decay Constant)

สัมประสิทธิ์ของทรัสต์มีความสัมพันธ์กับแรง F_T และความหนาแน่นของอากาศดังนี้

$$C_t = \frac{2F_T}{\rho\frac{\pi}{4}D_0^{\,2}U_0^{\,2}} \qquad (2.29)$$

การลดลงของอัตราเร็วลมเริ่มต้นจาก U_0 จนมีค่าเท่ากับ V เมื่ออากาศไหลผ่านแนวระนาบการหมุน (Rotor Plane) มีความสัมพันธ์กับสัมประสิทธิ์ของทรัสต์ดังนี้

$$1-C_t = \left(V/U_0\right)^2 \qquad (2.30)$$

โดยที่ค่าคงที่ของการสลายตัวของเวกมีค่า $k = 0.075$ ซึ่งเป็นค่าสำหรับการใช้งานบนพื้นทวีป ในกรณีของนอกชายฝั่งค่าดังกล่าวมีค่าประมาณ $k = 0.04$

สำนักทรัพยากรการเรียนรู้คุณหญิงหลง อรรถกระวีสุนทร

2.1.8 มลพิษทางเสียงเนื่องจากการติดตั้งกังหันลม

โดยปกติแล้วอุปกรณ์ที่มีการเคลื่อนไหวมักจะก่อให้เกิดเสียงดัง แม้แต่กังหันลมผลิตไฟฟ้าอย่างไรก็ตามผู้ผลิตกังหันลมมักจะออกแบบกังหันลมให้ทำงานอย่างเงียบเชียบเมื่อเปรียบเทียบกับเสียงดังจากการจราจรบนท้องถนน เสียงจากอากาศยานและกิจกรรมจากการก่อสร้าง ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับกิจกรรมดังกล่าวแล้วการทำงานของกังหันลมก่อให้เกิดเสียงดังน้อยกว่ามาก

เมื่อพิจารณาบ้านเรือนที่อยู่ห่างออกไปประมาณ 300 m หรือมากกว่า เสียงจากกังหันลมผลิตไฟฟ้าจะมีระดับเสียงเดียวกันกับการไหลของสายน้ำประมาณ 50-100 m หรือเสียงจากการเปิดแก๊สสำหรับหุงต้มหรือเสียงจากการทำงานของเครื่องปรับอากาศ ซึ่งระดับความดังของเสียงจากแหล่งต่างๆ แสดงดังตารางที่ 2.3 จากตารางที่ 2.3 จะเห็นได้ว่าเสียงจากฟาร์มกังหันลมมีค่าน้อยกว่าเสียงจากการจราจรบนท้องถนน ถึงแม้ว่าอัตราเร็วของลมจะมีค่าเพิ่มขึ้นก็ตาม อย่างไรก็ตามเป็นการยากที่จะตรวจวัดการเพิ่มขึ้นของระดับเสียงดังที่เกิดขึ้นเนื่องจากจะต้องทำการลดระดับของเสียงพื้น (Background Sound) ออกก่อน เช่น เสียงเนื่องจากลม

เสียงดังจากการทำงานของกังหันลมมีแหล่งกำเนิดเพียง 2 แหล่ง ได้แก่

1. การที่ใบกังหันเคลื่อนที่ผ่านอากาศ
2. กล่องเกียร์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในนัคเซล (Nacelle)

ตารางที่ 2.3 ระดับความดังของเสียงเนื่องจากกิจกรรมและแหล่งกำเนิดเสียงต่างๆ

Source/Activity	Indicative Noise Level dB (A)
Threshold of Hearing	0
Rural Night-Time Background	20-40
Quiet Bedroom	35
Wind Farm at 350 m	35-45
Car at 40 mph at 100 m	55
Busy General Office	60
Truck at 30 mph at 100 m	65
Pneumatic Drill at 7 m	95
Jet Aircraft at 250 m	105
Threshold of Pain	140

ที่มาของข้อมูล : The Scottish Office, Environment Department, Planning Advice Note, PAN 45, Annes A: Wind Power, A.27. Renewable Energy Technologies, August 1994

การวัดความดังของเสียงสามารถกระทำได้โดยมีหน่วยวัดเป็นเดซิเบล (Decibels: dB) และมักจะถูกวัดอยู่ในรูปของระดับความดันของเสียง (Sound Pressure Level; SPL) เช่น ขนาดของการเปลี่ยนแปลงความดันในอากาศ

คลื่นเสียงมักจะแสดงอยู่ในรูปของแอมปลิจูด ความยาวคลื่น (λ) ความถี่ (f) และความเร็ว (v) แสดงดังสมการที่ 2.31

$$v = f\lambda \qquad (2.31)$$

ความเร็วของเสียงที่เคลื่อนที่ผ่านตัวกลางจะเคลื่อนที่ผ่านตัวกลางที่มีความหนาแน่นสูงได้ดีกว่า โดยเสียงที่เคลื่อนที่ผ่านอากาศที่มีความกดอากาศมาตรฐานจะมีความเร็ว 340 m/s

ในการวัดความดังของเสียงมักจะวัดระดับของเสียงในรูปของระดับกำลังของเสียง (Sound Power Level) และระดับความดันของเสียง (SPL)

ระดับกำลังของเสียงในหน่วยของเดซิเบลสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.32

$$L_w = 10\log_{10}(P/P_0) \qquad (2.32)$$

เมื่อ L_w คือ ระดับกำลังของเสียงจากแหล่งกำเนิด (dB)

P คือ ระดับกำลังของเสียงในหน่วยความหนาแน่นกำลัง (N/m^2)

P_0 คือ ระดับกำลังของเสียงอ้างอิง ($P_0 = 2\times10^{-5}\ N/m^2$)

ระดับความดันของเสียง (SPL) ซึ่งวัดในหน่วยของเดซิเบล สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.33

$$L_p = 20\log_{10}(p/p_0) \qquad (2.33)$$

เมื่อ L_p คือ ระดับความดันของเสียง (dB)

p คือ ระดับความดันเสียงประสิทธิผล (Effective Sound Pressure)

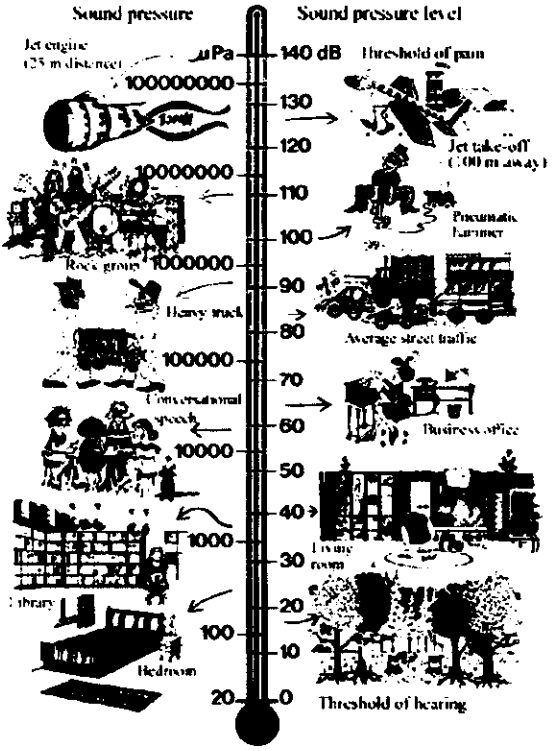
p_0 คือ ระดับความดันเสียงประสิทธิผลอ้างอิง ($2\times10^{-5}\ Pa$)

รูปที่ 2.9 แสดงระดับของเสียงดังเนื่องจากกิจกรรมต่างๆ ในหน่วยเดซิเบล และระดับความดันของเสียง

การตรวจวัดความดังของเสียงสามารถตรวจวัดได้โดยใช้อุปกรณ์การตรวจวัดระดับเสียง (Sound Level Meter) ซึ่งจะมีไมโครโฟนและตัวแปลงการเปลี่ยนแปลงความดันให้เป็นสัญญาณแรงดันและทำการบันทึกสัญญาณแรงดันดังกล่าว โดยจะทำการแปลงสัญญาณระดับแรงดันไปเป็นเดซิเบล สำหรับการวัดความดังของเสียงที่มีความถี่ต่างกันมักจะใช้ตัวกรอง โดยแบ่งออกเป็น 4 ระดับ ดังนี้

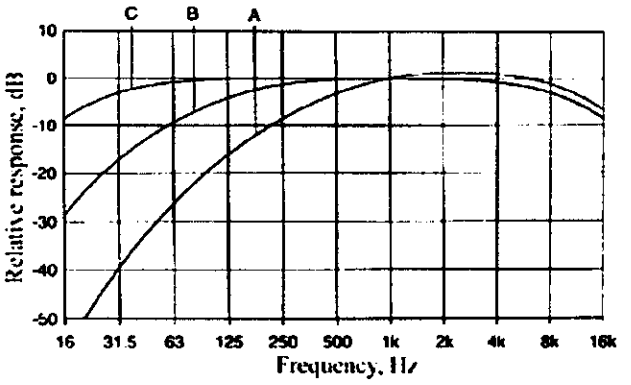
1. A-Weighting : เป็นระดับของการประเมินเสียงดังจากสภาพแวดล้อมทั่วไป
2. B-Weighting : เป็นระดับเสียงดังปานกลางมีค่าประมาณ 70 dB

3. C-Weighting : เป็นระดับเสียงดังที่หูได้ยินจนถึงระดับเสียงดังมาก ซึ่งมักจะใช้กับคลื่นเสียงความถี่ต่ำ
4. D-Weighting : สำหรับระดับเสียงต่ำมาก (Infrasound)



รูปที่ 2.9 ระดับความดังของเสียงและระดับความดันของเสียง

โดยมีระดับความถี่ของเสียงสัมพันธ์กับตัวกรองแสดงดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 ความสัมพันธ์ระหว่างความดังและความถี่ของเสียง

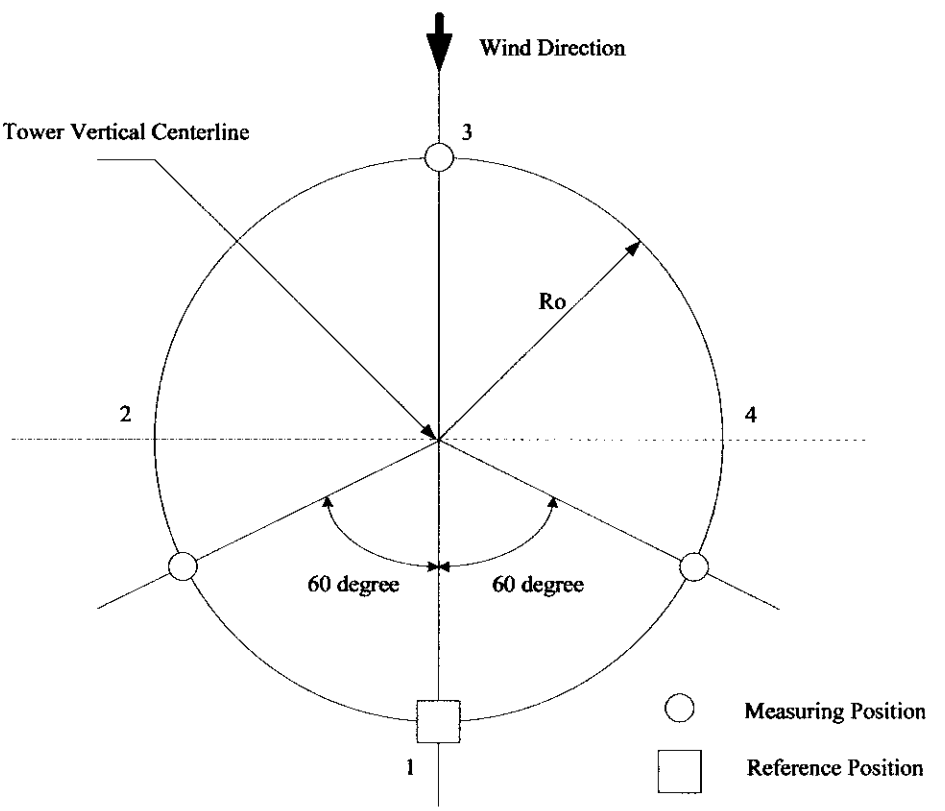
โดยสามารถจัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับการทดลองซึ่งแสดงการจัดวางอุปกรณ์ดังรูปที่ 2.11 โดยรัศมีของระยะห่างของไมโครโฟนสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.34

$$R_0 = H + \frac{D}{2} \qquad (2.34)$$

เมื่อ R_0 คือ ระยะห่างรัศมีของไมโครโฟน (m)

H คือ ความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุน (m)

D คือ เส้นผ่านศูนย์กลางของส่วนหมุน (m)



รูปที่ 2.11 การจัดเตรียมอุปกรณ์การทดลองวัดระดับความดังของเสียง

มาตรฐาน IEC 61400-11 (International Electrotechnical Commission Standard)

ในบางประเทศมีกฎหมายบังคับใช้เกี่ยวกับระดับความดังของเสียงในพื้นที่ต่างๆ เช่น ประเทศเดนมาร์ก เยอรมัน และเนเธอร์แลนด์แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 กฎหมายบังคับระดับเสียงดังในประเทศเดนมาร์ก เยอรมันและเนเธอร์แลนด์

ประเทศ	เชิงพาณิชย์	ผสม	บ้านพักอาศัย	ชนบท
เดนมาร์ก	-	-	40	45
เยอรมัน				
(กลางวัน)	65	60	55	50
(กลางคืน)	50	45	40	35
เนเธอร์แลนด์				
(กลางวัน)	-	50	45	40
(กลางคืน)	-	40	35	30

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยได้เริ่มดำเนินการมาอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี พ.ศ. 2518 โดยหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทางด้านพลังงานลมได้มีความพยายามที่จะศึกษาศักยภาพของพลังงานลมของประเทศด้วยวิธีการต่างๆ หลายหน่วยงานด้วยกัน ทั้งนี้เพื่อที่จะได้ทราบถึงศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทย ซึ่งปรากฏว่ามีการดำเนินการมาหลายครั้ง ดังนี้

ครั้งที่ 1 ปี พ.ศ. 2518 สำนักงานพลังงานแห่งชาติ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน) ได้จัดทำแผนที่แสดงความเร็วลม โดยใช้ข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยจากกรมอุตุนิยม วิทยา เพื่อแสดงศักยภาพพลังงานลมที่มีกำลังสูงและกำลังปานกลางทั่วประเทศไทย ทั้งนี้เพื่อใช้ประโยชน์ในการวางแผนสร้างกังหันลมขนาด 1 kW ต่อมาจึงได้สร้างสถานีวัดความเร็วลมแห่งแรกโดยมีความสูงระดับ 10 m ที่บริเวณเกาะสีชัง จังหวัดชลบุรี ระหว่างปี พ.ศ. 2522-2524

ครั้งที่ 2 ปี พ.ศ. 2524 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ได้ร่วมกันจัดทำแผนที่พลังงานลมโดยใช้ข้อมูลลมจากกรมอุตุนิยมวิทยาช่วงเวลา 13 ปี พ.ศ. 2509-2521 จำนวน 53 สถานี เป็นข้อมูลความเร็วเฉลี่ยและปรับระดับความสูงให้เป็นความสูงมาตรฐานที่ 10 m โดยใช้กฎของกำลัง (Power Law)

ครั้งที่ 3 ปี พ.ศ. 2524 สถาบันเทคโนโลยีแห่งเอเชีย (AIT) ได้ทำการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทยโดยใช้ข้อมูลจากกรมอุตุนิยมวิทยามาปรับเป็นความเร็วลมที่ระดับ 10 m

ครั้งที่ 4 ปี พ.ศ. 2527 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ได้รับทุนสนับสนุนจาก USAID ผ่านการตรวจสอบและกำกับโดยกรมอุตุนิยมวิทยา สำหรับการประเมินศักยภาพของพลังงานลม โดยใช้ข้อมูลความเร็วลมจากกรมอุตุนิยมวิทยาจำนวน 62 สถานี ระยะเวลาเก็บข้อมูล 17 ปี พ.ศ. 2509 - 2535 และได้จัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมแสดงความเร็วและกำลังลม ซึ่งปรับระดับโดยใช้ Logarithmic Law ที่ความสูง 10 m โดยพิจารณาลมรวมช่วงลมสงบและลมไม่รวมช่วงลมสงบ เพื่อหาความเร็วลมเฉลี่ยและกำลังลม ผลการประเมินพบว่าบริเวณชายฝั่งทะเลและบริเวณภาคใต้มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุด ภาคกลาง และภาคตะวันออกเฉียงเหนือรองลงมา โดยภาคเหนือจะมีความเร็วลมต่ำสุดที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน โดยมีค่าความเร็วลม 5-10 km/hr มีกำลังลมเป็น 7.60 W/m^2 สำหรับในภาคใต้ที่จังหวัดภูเก็ตมีความเร็วลม 15.30 km/hr ผลการศึกษาแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย ที่ความสูง 10 m พบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศไทยมีความเร็วลมอยู่ในระดับ 1.1 มีความหนาแน่นพลังงานลมไม่ถึง 25 W/m^2 (Suwantragul et al., USAID Project, No. 493-0304, 1994) ซึ่งสอดคล้องกับงานวิจัยของ R. H. B. Exell ที่แสดงให้เห็นว่าบริเวณที่มีศักยภาพสูงสำหรับการตั้งฟาร์มกังหันลมคือแหล่งลมทะเลสาบสงขลา ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วน คือ

บริเวณนอกชายฝั่งทะเลสาบสงขลาที่มีพื้นที่ลมระดับ 5 ประมาณ 6,500 km^2 ความเร็วลมระดับนี้ที่ความสูง 30 m และ 60 m ให้ความหนาแน่นพลังงานลมอย่างน้อย 400 W/m^2 และ 500 W/m^2 ตามลำดับ

บริเวณทะเลสาบสงขลา ส่วนเชื่อมต่อกับอ่าวไทย เป็นพื้นที่ลมระดับ 6 ประมาณ 25 km^2 ความเร็วลมระดับนี้ที่ความสูง 30 m และ 60 m ให้ความหนาแน่นพลังงานลมอย่างน้อย 480 W/m^2 และ 600 W/m^2 ตามลำดับ

ส่วนทะเลสาบ เป็นพื้นที่ลมระดับ 5 ประมาณ 80 km^2

ครั้งที่ 5 ปี พ.ศ. 2544 กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ได้รับการสนับสนุนจาก กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน จัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย โดยบริษัท เฟลโลว์ เอ็นจิเนียร์ส คอนซัลแตนส์ จำกัด (Fellow Engineers Consultants Co, Ltd.) เป็นผู้รับผิดชอบจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ผลการวิเคราะห์ พบว่าแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีของประเทศไทยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีอยู่ในระดับ 3 (Class 3) ซึ่งให้ความเร็วลม 6.4 m/s ขึ้นไปที่ความสูง 50 m อยู่ที่ภาคใต้บริเวณชายฝั่งทะเลตะวันออก ตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราช สงขลา และปัตตานี และที่อุทยานแห่งชาติดอยอินทนนท์ จังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งเกิดจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือตั้งแต่เดือนพฤศจิกายนถึงปลายเดือนมีนาคม อย่างไรก็ตาม ข้อมูลที่ได้จากโครงการนี้เป็นเพียงข้อมูลนำร่องเท่านั้น การตัดสินใจติดตั้งกังหันลมอย่างจริงจัง

ควรมีการเก็บข้อมูลใหม่อีกครั้ง เนื่องจากข้อมูลที่เก็บได้ส่วนใหญ่เป็นการเก็บข้อมูลทุก 3 ชั่วโมง อาจไม่เพียงพอต่อการวิเคราะห์ความคุ้มทุนในการติดตั้งกังหันลม

นอกจากนี้ยังพบว่ามีแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีอีกส่วนหนึ่งอยู่บริเวณเทือกเขาด้านทิศตะวันตกตั้งแต่ภาคใต้ตอนบนจรดภาคเหนือตอนล่าง ในเขตจังหวัดเพชรบุรี กาญจนบุรี ตาก ซึ่งเกิดจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ระหว่างเดือนพฤษภาคมถึงกลางเดือนตุลาคม และยังมีแหล่งศักยภาพพลังงานลมดีที่ได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือและมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ อยู่ในบริเวณเทือกเขาในอุทยานแห่งชาติแก่งกรุง จังหวัดสุราษฎร์ธานี อุทยานแห่งชาติเขาหลวงและใต้ร่มเย็น จังหวัดนครศรีธรรมราช อุทยานแห่งชาติศรีพังงา จังหวัดพังงา และเขาพนมเบญจา จังหวัดกระบี่ ส่วนแหล่งที่มีศักยภาพพลังงานลมรองลงมาที่มีความเร็วลม 4.4 m/s ขึ้นไปที่ความสูงระดับ 50 m พบว่า อยู่ในภาคใต้ตอนบนบริเวณอ่าวไทย ตั้งแต่จังหวัดเพชรบุรี ประจวบคีรีขันธ์ ชุมพร จรดจังหวัดสุราษฎร์ธานี และบริเวณเทือกเขาในภาคเหนือ เช่น จังหวัดเชียงใหม่ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือคือ จังหวัดเพชรบูรณ์และเลย เป็นต้น ซึ่งได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และพบว่าอยู่ที่ภาคใต้ฝั่งตะวันตก ตั้งแต่จังหวัดพังงา ภูเก็ต กระบี่ ตรัง จรดสตูลและในอ่าวไทยชายฝั่งตะวันออกคือ จังหวัดระยองและชลบุรี ซึ่งได้รับอิทธิพลจากมรสุมตะวันตกเฉียงใต้

ครั้งที่ 6 ปี พ.ศ. 2544 กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ให้การสนับสนุนโครงการศึกษาศักยภาพของทรัพยากรลมในพื้นที่ชายฝั่งทะเลภาคใต้ ในความรับผิดชอบของ กองพัฒนาระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยมีจุดมุ่งหมายหลักคือศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งกังหันลม หลังจากการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากการติดตั้งอุปกรณ์วัดลมเป็นเวลา 2 ปี ใน 4 พื้นที่ ได้แก่ ชายหาดอำเภอสทิงพระ จังหวัดสงขลา แหลมตะลุมพุก อำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช แหลมปะการัง อำเภอตะกั่วป่า จังหวัดพังงา และชายหาดบ้านราไวเหนือ อำเภอทุ่งหว้า จังหวัดสตูล พบว่าชายหาดอำเภอสทิงพระมีศักยภาพลมสูงที่ความเร็วลมเฉลี่ย 5.6 m/s เหมาะต่อการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจำหน่าย ผลของโครงการทำให้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตัดสินใจติดตั้งกังหันลมแกนนอนแบบไร้เฟืองทดกำลังการผลิต 1.5 MW เพื่อเป็นโครงการนำร่องผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานลม

ครั้งที่ 7 ปี พ.ศ. 2544 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน โดยมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ได้ทำการศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง โดยการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม *WAsP* 8.3 พบว่าบริเวณที่มีแหล่งลมดีและพื้นที่เหมาะสมต่อการติดตั้งฟาร์มกังหันลมได้คือที่เนินควรสีปาน บนเกาะใหญ่ ต.เกาะใหญ่ อ.กระแสสินธุ์ จ.สงขลา ความเร็วลมเฉลี่ย 5.38 m/s

ครั้งที่ 8 ปี พ.ศ. 2549 สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) โดยให้ศูนย์วิจัยพลังงาน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ ศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในเขตภาคเหนือตอนบน ในพื้นที่ 6 จังหวัด ประกอบด้วย จ.แม่ฮ่องสอน เชียงใหม่ เชียงราย ลำพูน แพร่และน่าน การดำเนินการได้คัดเลือกพื้นที่ๆ มีศักยภาพพลังงานลมดี จำนวน 18 แห่ง และตรวจสอบคัดเลือกคงเหลือ 7 แห่ง เพื่อติดตั้งเครื่องวัดความเร็วและทิศทางลมที่ระดับ 20 m 30 m และ 40 m จำนวน 6 สถานี และที่ระดับ 20 m 40 m และ 80 m อีก 1 สถานี ผลการศึกษาได้พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีเหมาะสมที่จัดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าได้ 3 แห่งคือ บริเวณบ้านดอยม่อนล้าน อ.พร้าว จ.เชียงใหม่ ความเร็วลมเฉลี่ย 5.73 m/s บริเวณบ้านกิ่วลม อ.ปาย จ.แม่ฮ่องสอน ความเร็วลมเฉลี่ย 6.24 m/s บริเวณบ้านแม่แฮ อ.สะเมิง จ.เชียงใหม่ ความเร็วลมเฉลี่ย 5.72 m/s

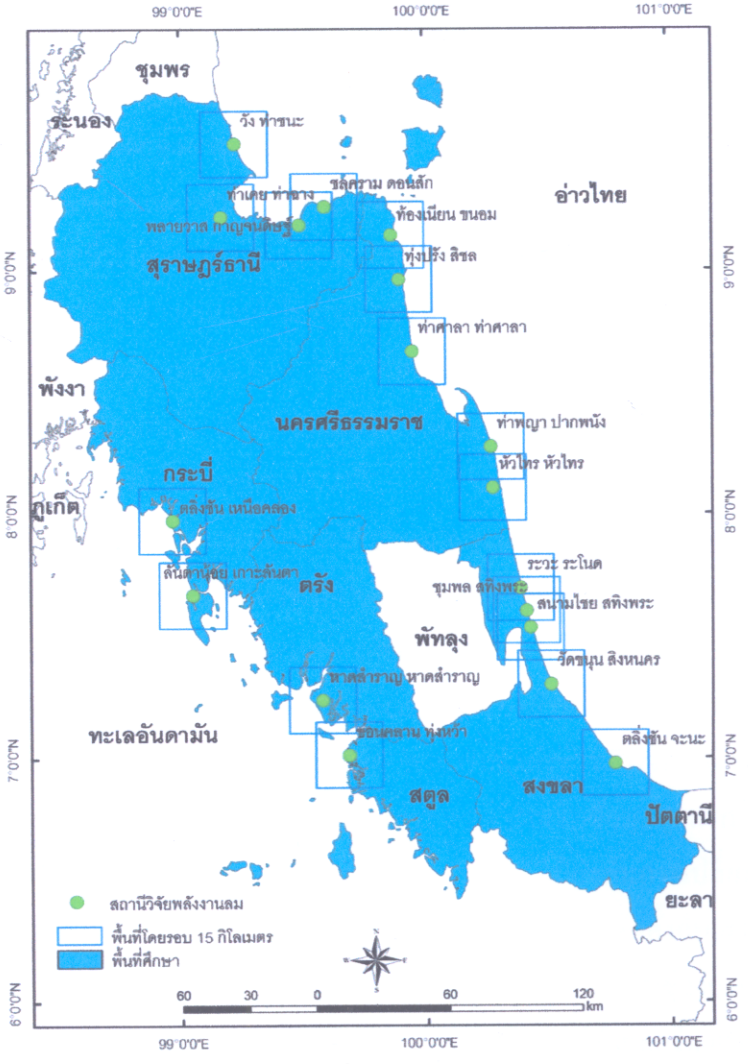
ครั้งที่ 9 ปี พ.ศ. 2549 สำนักงานคณะกรรมการการวิจัยแห่งชาติ (วช.) โดยมหาวิทยาลัยทักษิณ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์และมหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์ ร่วมกันดำเนินการศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง โดยคัดเลือกพื้นที่ติดตั้งเครื่องวัดความเร็วและทิศทางลมระดับ 20 m 30 m และ 40 m จำนวน 18 สถานี ผลการวิเคราะห์ข้อมูลแสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่า ที่ระดับความสูง 60 m สถานีวิจัยพลังงานลมที่มีอัตราเร็วลมเฉลี่ยมากกว่า 6 m/s จำนวน 3 สถานี ได้แก่ ท่าศาลา ปากพนังและระโนด ส่วนสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีอัตราเร็วลมเฉลี่ยอยู่ในช่วง 4-6 m/s จำนวน 5 สถานี ได้แก่ หัวไทร สทิงพระ1 สทิงพระ2 จะนะและสิงหนคร โดยในกรณีของแหล่งลมดีนั้นได้พิจารณาแบ่งออกเป็นสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูง (> 8 m/s) ปานกลาง (5-8 m/s) และต่ำ (< 5 m/s) ซึ่งพบว่ามีสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงจำนวน 5 สถานี ได้แก่ ขนอม ท่าชนะ ท่าศาลา สิชลและกาญจนดิษฐ์ สำหรับสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพของพลังงานลมปานกลางจำนวน 8 สถานี ได้แก่ ระโนด ทุ่งหว้า จะนะ เกาะลันตา สทิงพระ1 ปากพนัง เหนือคลอง และหัวไทร

ครั้งที่ 10 ปี พ.ศ. 2549 บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ได้ศึกษาศักยภาพพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย พบว่าศักยภาพพลังงานลมผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีประมาณ 1,454 MW บริเวณที่มีศักยภาพสูง พบว่า เป็นบริเวณอ่าวไทยของภาคใต้ ตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราช สงขลา ปัตตานี และบริเวณบ้านแหลม จ.เพชรบุรี ความเร็วลมเฉลี่ย 3 - 4.2 m/s ขนาดกังหันลมที่เหมาะสมขนาด 140 kW ถึง 320 kW

บทที่ 3
ระเบียบวิธีวิจัย

3.1 พื้นที่ศึกษาของโครงการ

โครงการวิจัยนี้ได้ดำเนินการติดตั้งสถานีวิจัยพลังงานลมในพื้นที่ศึกษาจำนวน 6 จังหวัด แสดงดังรูปที่ 3.1 โดยได้ดำเนินการเก็บข้อมูลสถิติของลมครบรอบ 1 ปี จากสถานีวิจัยพลังงานลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย จำนวน 18 สถานี ซึ่งแบ่งออกเป็นตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจำนวน 14 สถานี และตามแนวชายฝั่งทะเลอันดามันจำนวน 4 สถานี โดยเป็นสถานีวิจัยพลังงานลมในจังหวัดสุราษฎร์ธานี จำนวน 4 สถานี จังหวัดนครศรีธรรมราช จำนวน 5 สถานี จังหวัดสงขลา จำนวน 5 สถานี จังหวัดกระบี่ จำนวน 2 สถานี จังหวัดตรัง จำนวน 1 สถานี และจังหวัดสตูล จำนวน 1 สถานี



รูปที่ 3.1 แผนที่พื้นที่ศึกษาของโครงการ

3.2 ส่วนประกอบของสถานีวิจัยพลังงานลม (Wind Energy Research Station Component)

3.2.1 เสาถักโครงสามเหลี่ยม (Guyed Mast Tower)

เสาสูงที่ใช้ในการติดตั้งเซนเซอร์วัดอัตราเร็วและทิศทางของลมเป็นเสาถักโครงสามเหลี่ยมแบบ Guyed Mast Tower ขนาด 12 นิ้ว สูง 45 m มีสลิงยึดเพื่อความมั่นคงแข็งแรง 3 ด้าน ทำมุม 120 องศา การติดตั้งเซนเซอร์วัดอัตราเร็วและทิศทางของลมจะทำการติดตั้งที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m โดยมีแขนอะลูมิเนียมยื่นออกไปจากเสาถักโครงสามเหลี่ยมเป็นระยะ 40 cm

3.2.2 เซนเซอร์วัดอัตราเร็วและทิศทางของลม (Wind Speed and Direction Sensors)

เซนเซอร์วัดอัตราเร็วและทิศทางลมรุ่น HOBO Smart Sensor S-WCA-M003 สามารถวัดอัตราเร็วลมได้ในย่าน 0-44 m/s มีความละเอียดในการวัด 0.19 m/s ค่าความผิดพลาดน้อยกว่า ± 3% ที่ความเร็วลม 17-30 m/s วัดทิศทางได้ 0-360 องศา มีความละเอียด 1.4 องศา โดยทำการวัดทุกๆ 1 นาทีและบันทึกข้อมูลทุกๆ 10 นาที

3.2.3 เซนเซอร์วัดอุณหภูมิอากาศแวดล้อมและอุปกรณ์ป้องกันรังสีอาทิตย์ (Ambient Air Temperature Sensor and Radiation Shield)

เซนเซอร์วัดอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์สามารถวัดอุณหภูมิได้ในช่วง –40°C to +70°C และสามารถวัดความชื้นได้ในช่วง 0-100 % RH ระหว่าง 0-50°C ค่าความแม่นยำในการวัดอุณหภูมิ ± 0.7 to 25°C ค่าความแม่นยำในการวัดความชื้น RH Accuracy: 3% Over 0 to 50°C; ± 4% in Condensing Environments 0 to 30°C ค่าความละเอียดในการวัด 0.4°C to 25°C; 0.5% RH to 25°C หัววัดประกอบอยู่ใน Stainless Steel Housing พร้อม Solar Radiation Shield โดยทำการวัดทุกๆ 1 นาทีและบันทึกข้อมูลทุกๆ 10 นาที

3.2.4 อุปกรณ์บันทึกข้อมูลระบบอัตโนมัติ (Data Acquisition System)

อุปกรณ์บันทึกข้อมูลอัตโนมัติรุ่น HOBOware เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการเก็บและบันทึกข้อมูลของความเร็วลมตลอดจนอุณหภูมิ มีจำนวนช่องสัญญาณขาเข้า 15 ช่องสัญญาณ มีหน่วยความจำสำหรับเก็บข้อมูล 512 K (500,000 Measurements) มีช่องสำหรับต่อชุดเซนเซอร์แบบ RJ11 สำหรับต่อกับชุด Smart Sensor จำนวน 10 ช่อง สามารถตั้งค่าช่วงเก็บข้อมูลได้ในช่วงตั้งแต่ 1 วินาที ถึง 18 ชั่วโมง ค่าความแม่นยำของเวลาอยู่ในช่วง 0-2 s สำหรับข้อมูลชุดแรก ± 5 วินาที ต่อสัปดาห์ ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส โดยติดตั้งอยู่ภายในตู้ที่ป้องกันการเปลี่ยนแปลงสภาวะอากาศ (Weather Proof) พร้อมฝาสำหรับเปิด-ปิด และชุดจับยึดสำหรับติดตั้งกับเสา มีไฟสัญญาณ LED สำหรับแสดงสถานะของชุดเก็บข้อมูลและหัววัด สามารถใช้งานได้ในช่วงอุณหภูมิ –40°C to +70°C สำหรับแบตเตอรี่ชนิดลิเธียม สามารถต่อเชื่อมกับคอมพิวเตอร์ด้วยพอร์ต แบบ RS-232

3.2.5 ระบบไฟฟ้าสำรอง (Back-Up Power System)

ระบบไฟฟ้าสำรองเป็นระบบไฟฟ้าที่ใช้สำหรับในกรณีที่แบตเตอรี่ในอุปกรณ์บันทึกข้อมูลระบบอัตโนมัติหมด ประกอบไปด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 9 W และอุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่และแบตเตอรี่ขนาด 6 V

3.2.6 ป้ายชื่อสถานีวิจัยพลังงานลม

เนื่องจากปัจจุบันได้มีการศึกษาวิจัยทางด้านพลังงานลมโดยเฉพาะในบริเวณทางภาคใต้กันอย่างมากโดยทำการติดตั้งเสาสูงและเซนเซอร์วัดลม ดังนั้นในโครงการวิจัยนี้จึงได้ทำการติดตั้งป้ายชื่อสถานีวิจัยพลังงานลมเพื่อบ่งบอกถึงวัตถุประสงค์และแหล่งงบประมาณในการศึกษาวิจัยเพื่อเป็นประโยชน์แก่ผู้พบเห็นหรือผู้สนใจทั่วไป รูปแสดงลักษณะการติดตั้งอุปกรณ์และเครื่องมือของโครงการแสดงดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 การติดตั้งอุปกรณ์การวัดของสถานีวิจัยพลังงานลม

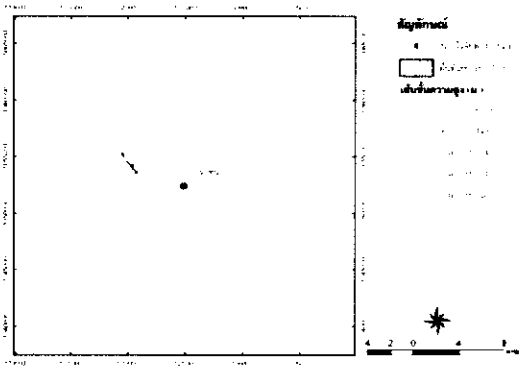
3.3 การจัดทำแผนที่เวกเตอร์โดยใช้ระบบภูมิสารสนเทศศาสตร์ (Vector Mapping using GIS)

3.3.1 การจัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูง (Contour Mapping)

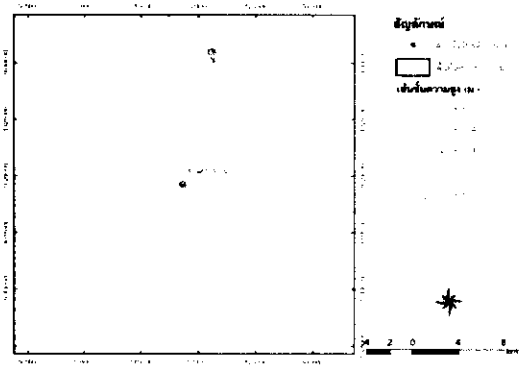
โครงการวิจัยนี้ได้จัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูงของทั้ง 18 สถานี สำหรับเป็นข้อมูลอินพุทให้กับโปรแกรม *WAsP* 9.0 โดยได้ดำเนินการจัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูง (Contour) เส้นชั้นละ 30 m โดยอาศัยแผนที่เชิงเลข มาตราส่วน 1:50,000 ชุด L7018 ซึ่งเป็นแบบจำลองความสูงภูมิประเทศเชิงเลข (Digital Elevation Model, DEM) จากกรมแผนที่ทหาร จำนวน 38 ระวาง และใช้โปรแกรม ARC GIS 9.0 สำหรับการสร้างบัฟเฟอร์ของพื้นที่โดยรอบระยะห่าง 15 km จากสถานี นอกจากนี้ยังได้จัดทำแผนที่เพื่อแสดงระดับความสูงต่ำหรือลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาทั้ง 18 สถานี โดยใช้โปรแกรม MicroDEM ซึ่งแสดงอยู่ในรูปของแผนที่ความสูงต่ำของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะห่าง 15 km จากสถานี เนื่องจากโปรแกรม *WAsP* 9.0 จะให้ผลการวิเคราะห์ที่มีความถูกต้องแม่นยำสูงสุดในช่วงระยะห่างไม่เกิน 10 km จากสถานีตรวจวัดความเร็วลม แต่ในกรณีที่พื้นที่บางส่วนในแผนที่เป็นพื้นน้ำโปรแกรม *WAsP* 9.0 จะสามารถทำการคำนวณได้ในระยะ 15 km จากสถานี ดังนั้นโครงการวิจัยนี้จึงเลือกใช้ขนาดแผนที่ดังกล่าว เนื่องจากพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยส่วนใหญ่มีพื้นน้ำอยู่ในแผนที่เกือบร้อยละ 30

แผนที่เส้นชั้นความสูงระยะห่าง 15 km จากสถานีของพื้นที่ศึกษาทั้ง 18 สถานี แสดงดังรูปที่ 3.3-3.20

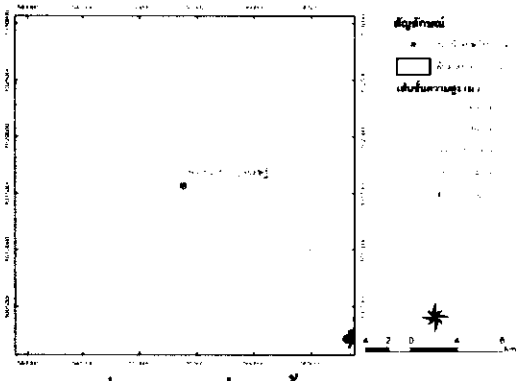
แผนที่เส้นชั้นความสูงขนาดดังกล่าวในรูปแบบของไฟล์ดิจิตอลจะถูกนำไปรวม (Combined) กับข้อมูลดัชนีความขรุขระโดยอาศัยโปรแกรม *WAsP* Utility 3.0 ทำให้ได้แผนที่เวกเตอร์ (Vector Map) ซึ่งเป็นแผนที่ฐาน (Based Map) และเป็นข้อมูลอินพุทดิจิตอลให้กับโปรแกรม *WAsP* 9.0 สำหรับการสร้างแผนที่ภูมิอากาศของลมในระดับท้องถิ่น (Regional Wind Climate) เพื่อใช้ในการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบริเวณพื้นที่ศึกษาทั้ง 18 สถานีต่อไป



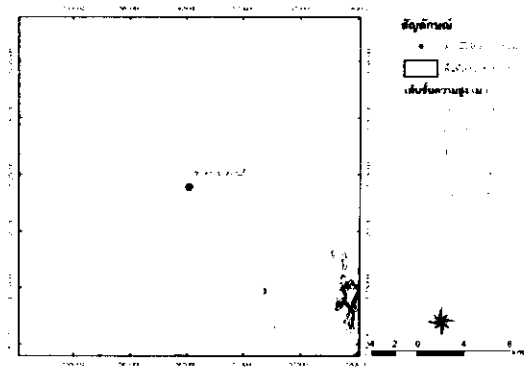
รูปที่ 3.3 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ
จ.สุราษฎร์ธานี



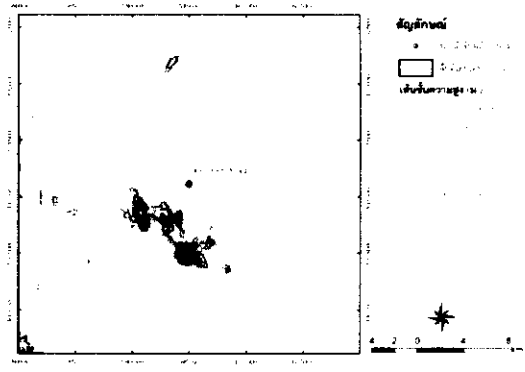
รูปที่ 3.4 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง
จ.สุราษฎร์ธานี



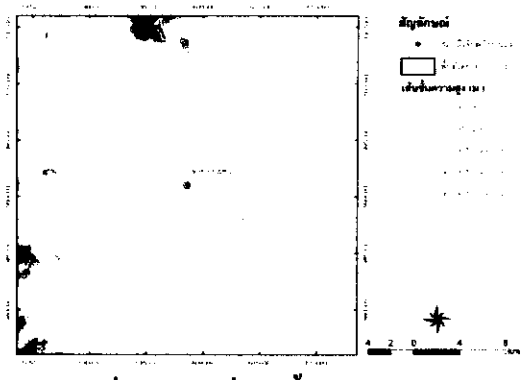
รูปที่ 3.5 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์
จ.สุราษฎร์ธานี



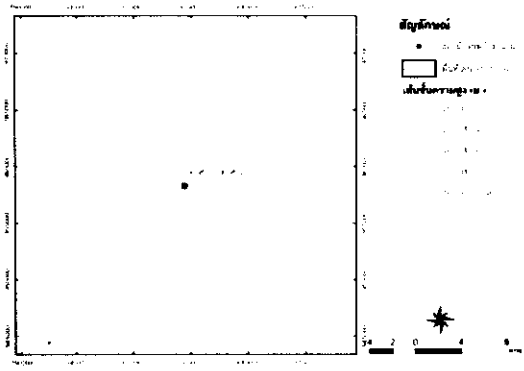
รูปที่ 3.6 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก
จ.สุราษฎร์ธานี



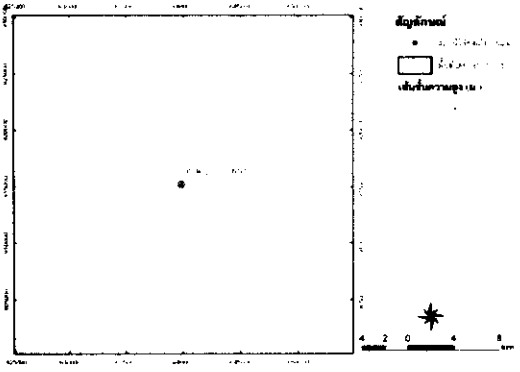
รูปที่ 3.7 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม
จ.นครศรีธรรมราช



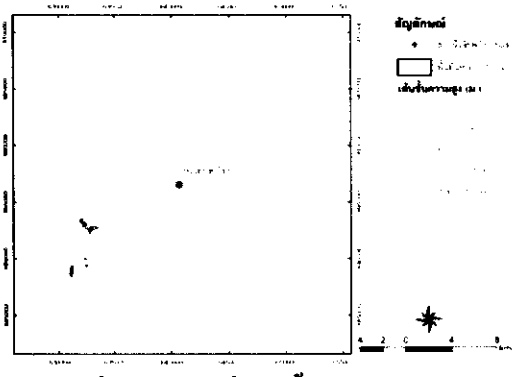
รูปที่ 3.8 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล
จ.นครศรีธรรมราช



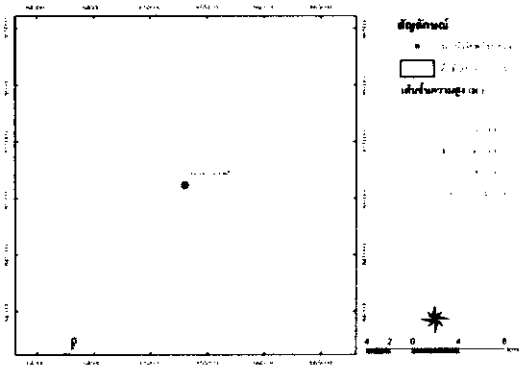
รูปที่ 3.9 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา
จ.นครศรีธรรมราช



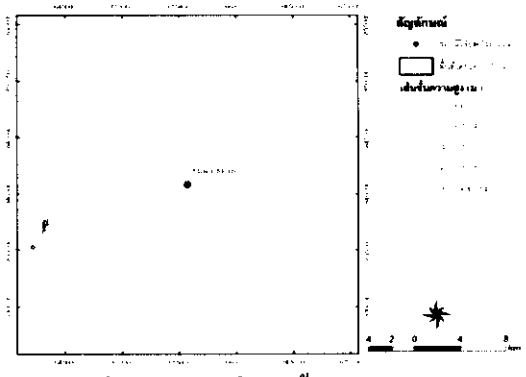
รูปที่ 3.10 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง
จ.นครศรีธรรมราช



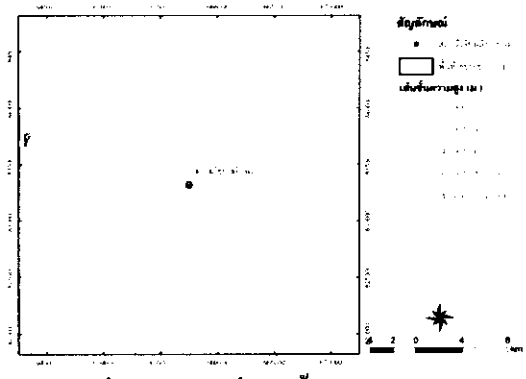
รูปที่ 3.11 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร
จ.นครศรีธรรมราช



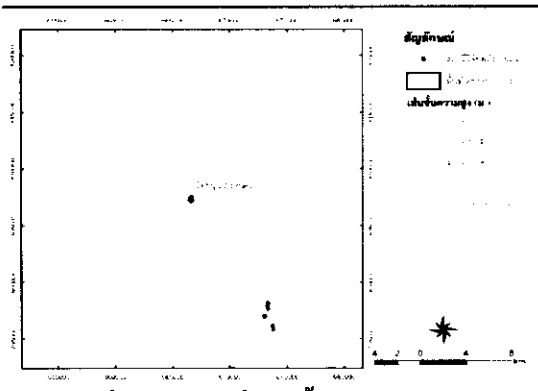
รูปที่ 3.12 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด
จ.สงขลา



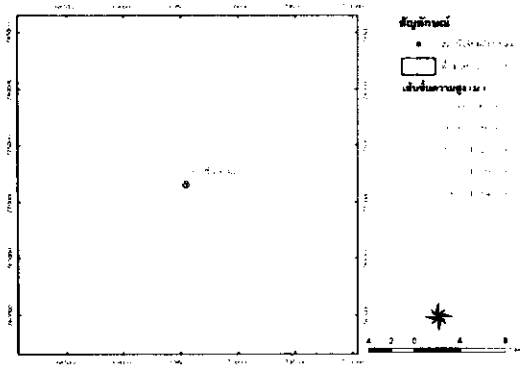
รูปที่ 3.13 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1
จ.สงขลา



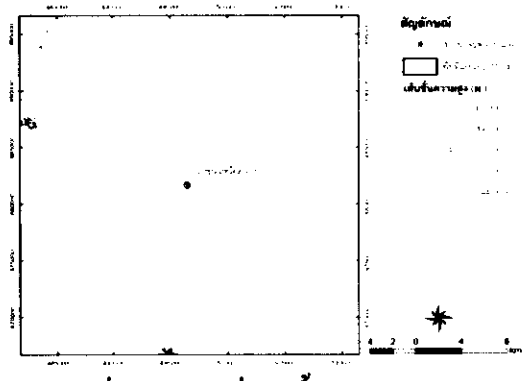
รูปที่ 3.14 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2
จ.สงขลา



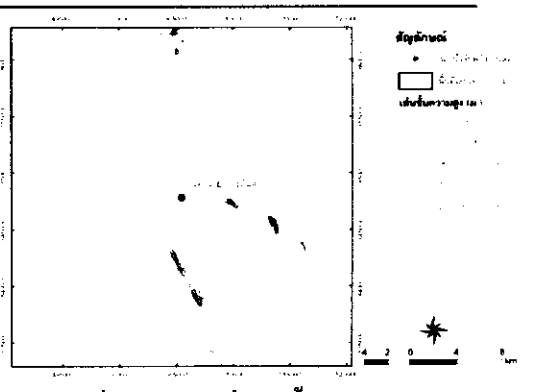
รูปที่ 3.15 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร
จ.สงขลา



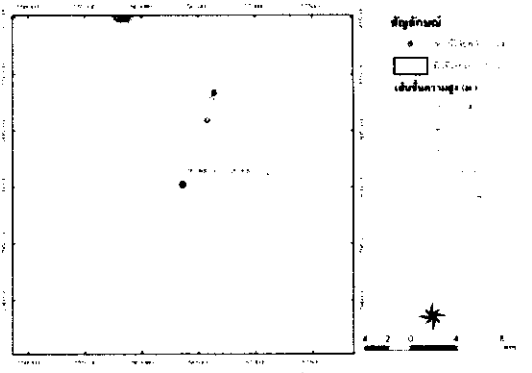
รูปที่ 3.16 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ
จ.สงขลา



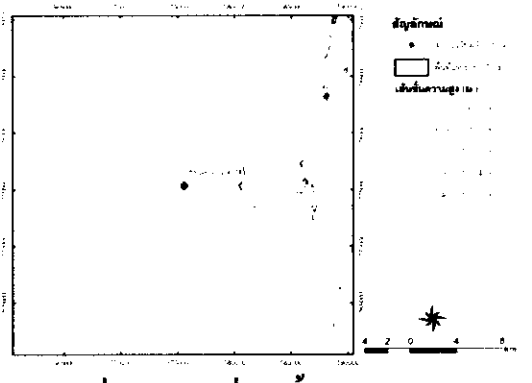
รูปที่ 3.17 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง
จ.กระบี่



รูปที่ 3.18 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา
จ.กระบี่



รูปที่ 3.19 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ
จ.ตรัง



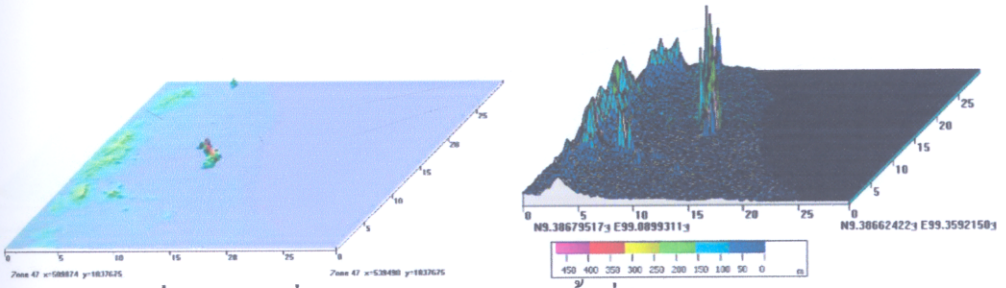
รูปที่ 3.20 แผนที่เส้นชั้นความสูง
สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า
จ.สตูล

3.3.2 การจัดทำแผนที่ลักษณะภูมิประเทศแบบ 3 มิติ (3-D Oblique Mapping)

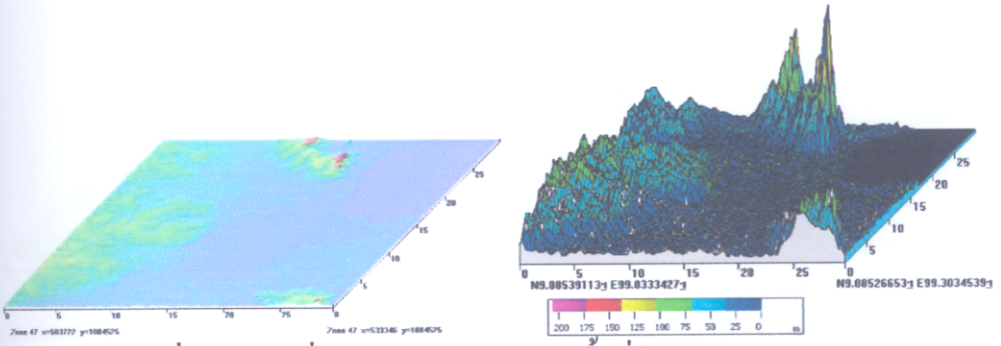
สำหรับการจัดทำแผนที่แสดงลักษณะภูมิประเทศแบบ 3 มิติ รอบสถานีวิจัยพลังงานลม ขนาด 15 km ได้ใช้ข้อมูลแผนที่เชิงเลข (Digital Map) มาตราส่วน 1:50,000 ชุด L7018 โดยอาศัยค่าแบบจำลองความสูงภูมิประเทศเชิงเลข (Digital Elevation Model: DEM) ของกรมแผนที่ทหาร แล้วทำการสร้างแผนที่ความสูงต่ำของพื้นที่โดยอาศัยโปรแกรม MicroDEM ในพื้นที่กันชน (Buffer) ใหม่รอบๆ สถานีวิจัยพลังงานลมขนาด 15 km เพื่อแสดงลักษณะสูงต่ำของภูมิประเทศ โดยมีรายละเอียดแสดงดังรูปที่ 3.21-3.38

3.3.3 การจัดทำแผนที่ดัชนีความขรุขระ (Roughness Index Mapping)

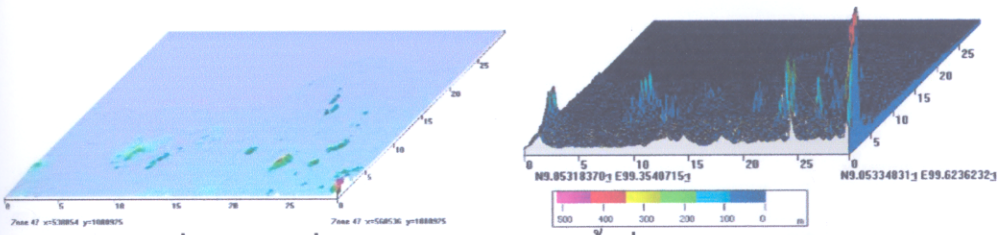
โครงการวิจัยนี้ได้ดำเนินการจัดทำแผนที่ดัชนีความขรุขระ (Roughness Index Map) ของพื้นที่รอบๆ สถานีวิจัยพลังงานลมทั้ง 18 สถานี ขนาด 15 km โดยอาศัยข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land-Use) ซึ่งแปลผลจากภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ขนาดความแยกชัด (Resolution) 10 m โดยใช้โปรแกรม Erdas Imagine 8.7 และมีตัวอย่างภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ของพื้นที่ศึกษาของโครงการซึ่งเป็นสีปกติ (Normal Color) แสดงดังรูปที่ 3.39 และสีธรรมชาติ (Natural Color) แสดงดังรูปที่ 3.40 และแผนที่ดัชนีความขรุขระของแต่ละสถานีวิจัยพลังงานลมแสดงดังรูปที่ 3.41-3.58



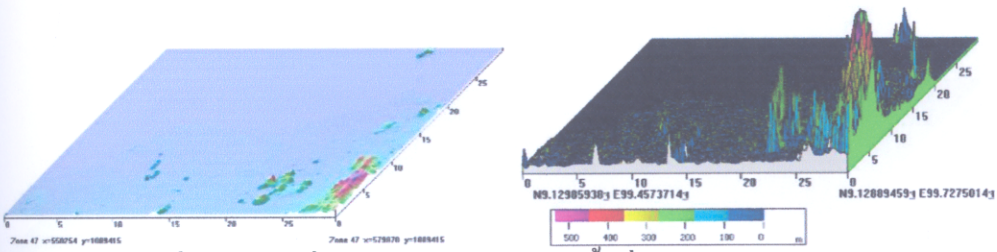
รูปที่ 3.21 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี



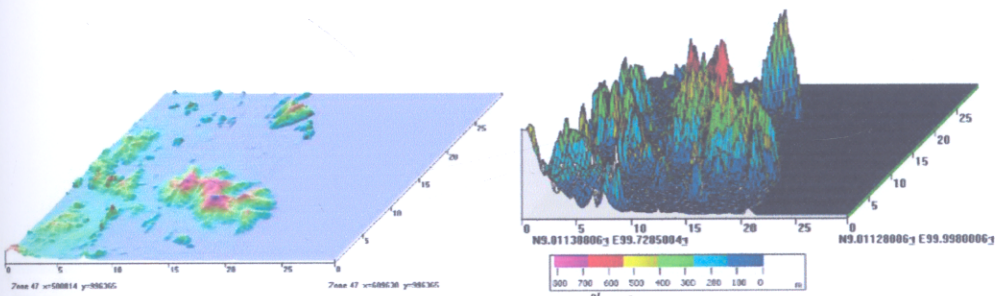
รูปที่ 3.22 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique) ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี



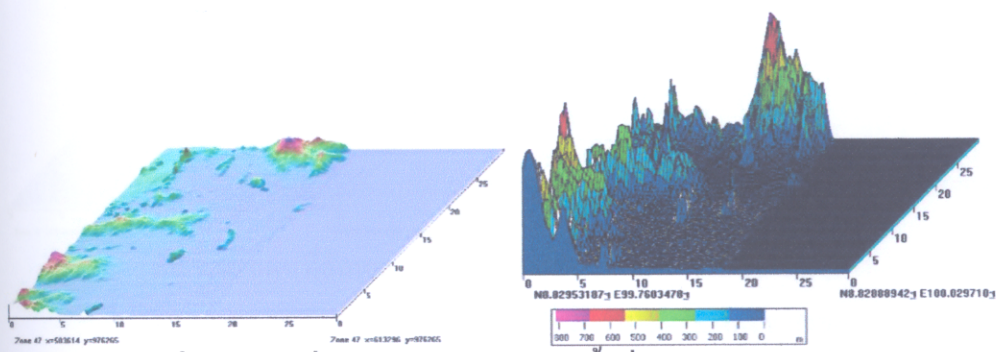
รูปที่ 3.23 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 kmโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี



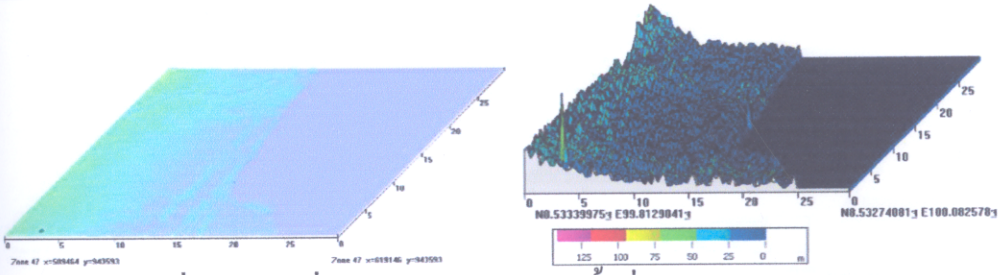
รูปที่ 3.24 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี



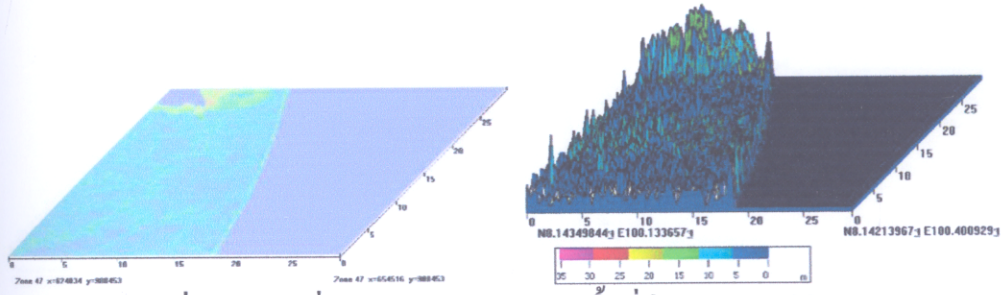
รูปที่ 3.25 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช



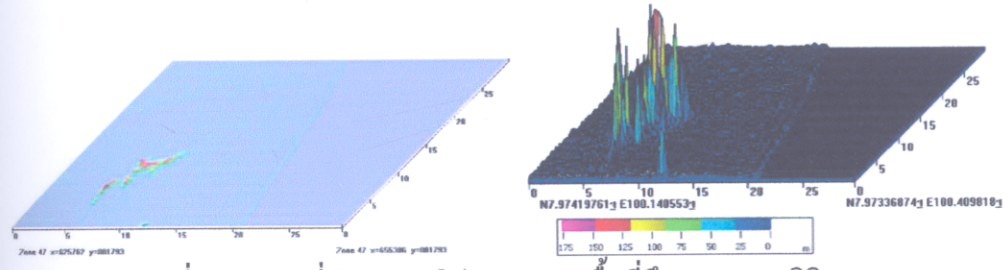
รูปที่ 3.26 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช



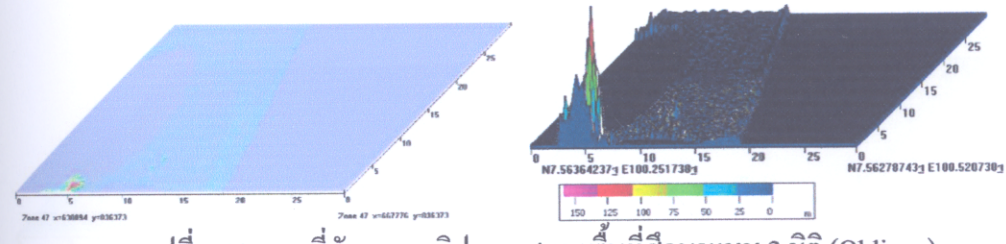
รูปที่ 3.27 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช



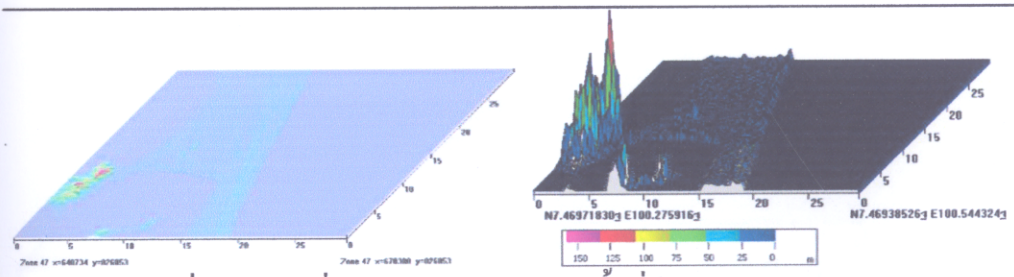
รูปที่ 3.28 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช



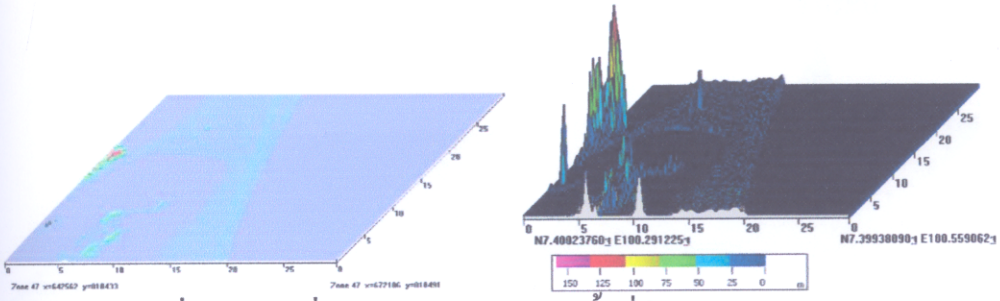
รูปที่ 3.29 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช



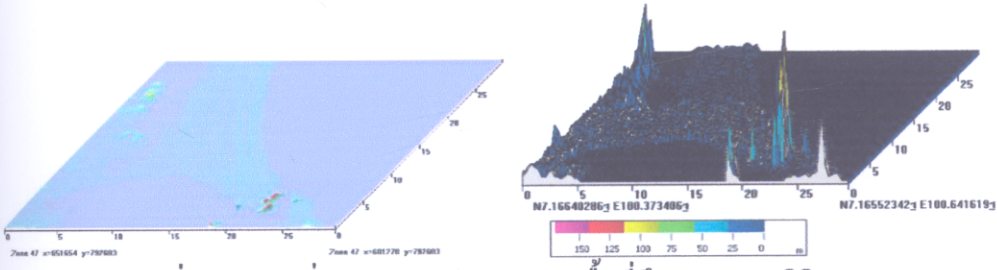
รูปที่ 3.30 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา



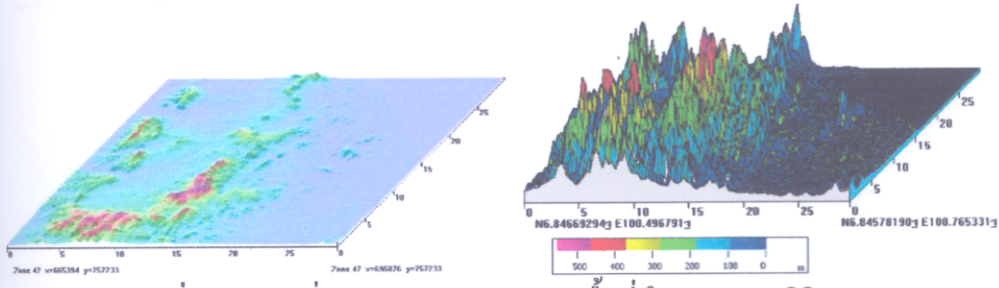
รูปที่ 3.31 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา



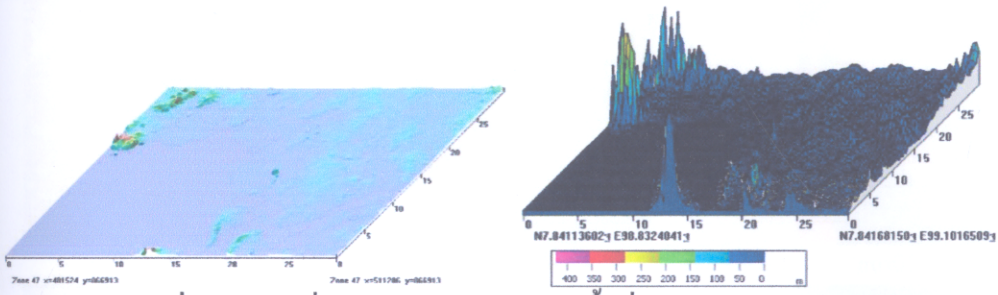
รูปที่ 3.32 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา



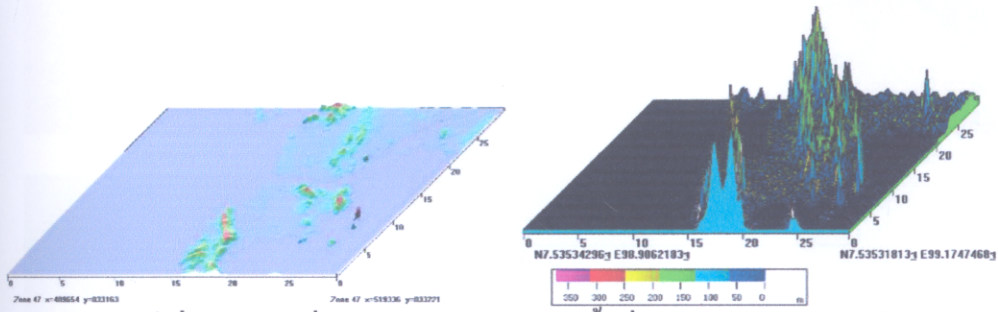
รูปที่ 3.33 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร จ.สงขลา



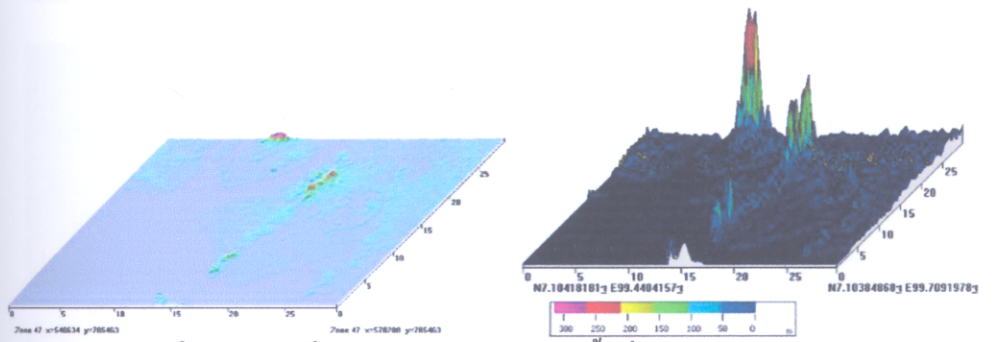
รูปที่ 3.34 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา



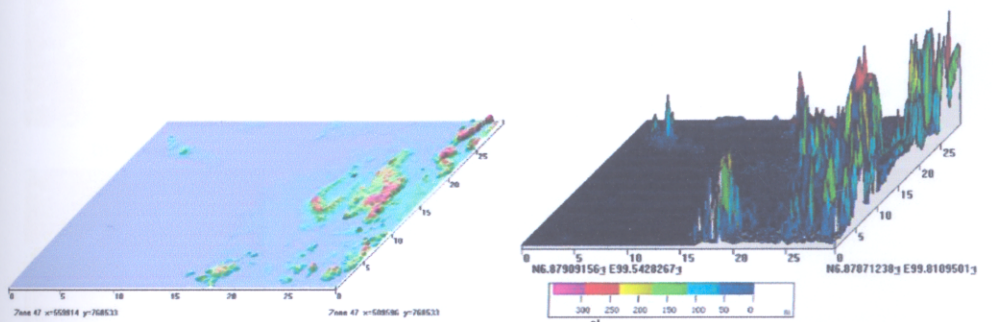
รูปที่ 3.35 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่



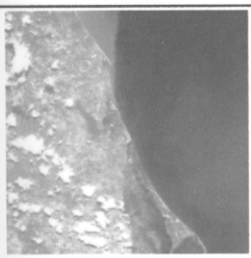
รูปที่ 3.36 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่

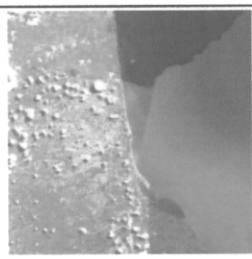


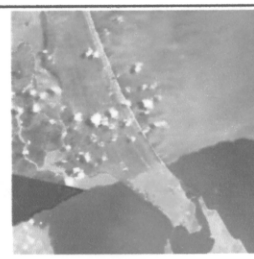
รูปที่ 3.37 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง

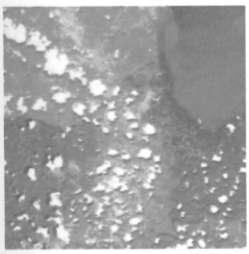


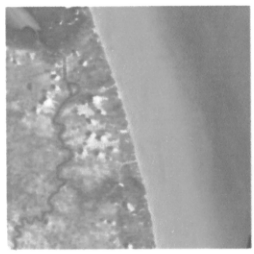
รูปที่ 3.38 แผนที่ลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่ศึกษาแบบ 3 มิติ (Oblique)
ระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล

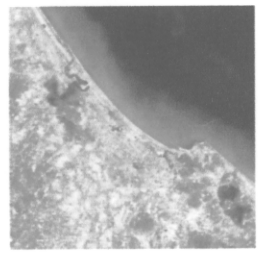

สถานีท่าชนะ

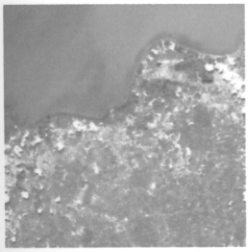

สถานีท่าศาลา

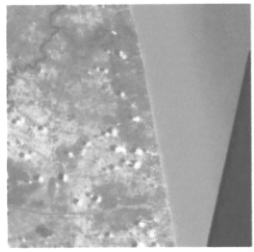

สถานีสิงหนคร

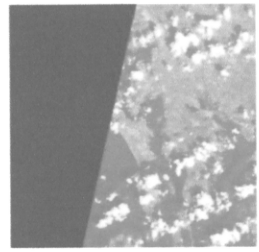

สถานีท่าฉาง

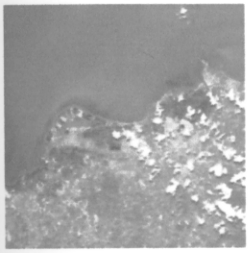

สถานีปากพนัง

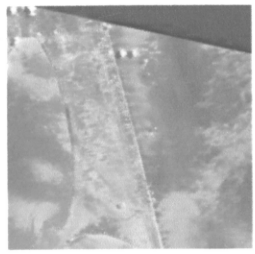

สถานีจะนะ

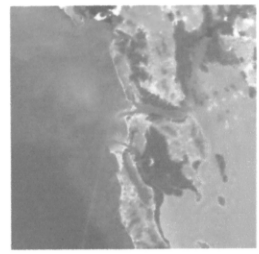

สถานีกาญจนดิษฐ์

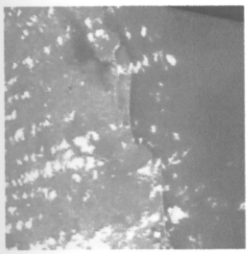

สถานีหัวไทร

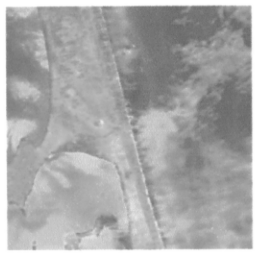

สถานีเหนือคลอง

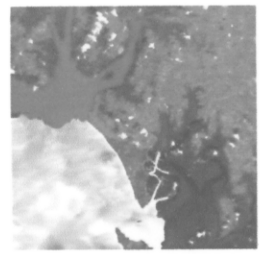

สถานีดอนสัก

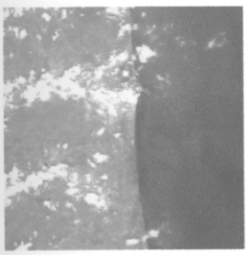

สถานีระโนด

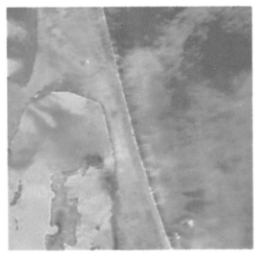

สถานีเกาะลันตา

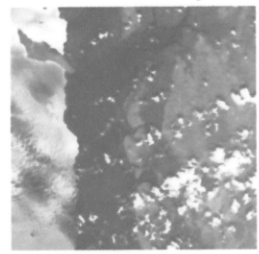

สถานีขนอม


สถานีสทิงพระ1

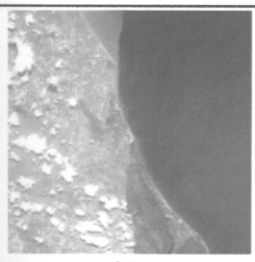

สถานีหาดสำราญ

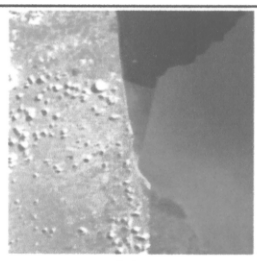

สถานีสิชล

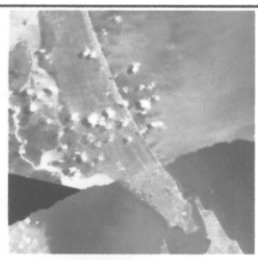

สถานีสทิงพระ2

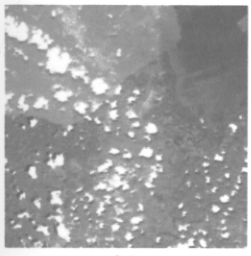

สถานีทุ่งหว้า

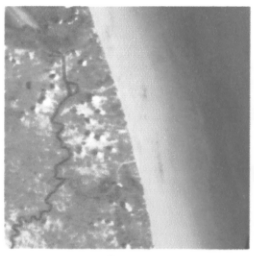
รูปที่ 3.39 ภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 สีปกติ

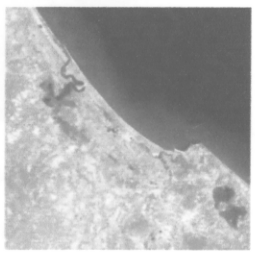

สถานีท่าชนะ

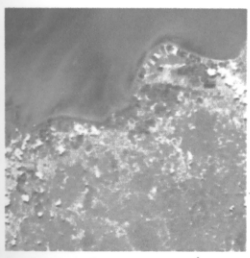

สถานีท่าศาลา

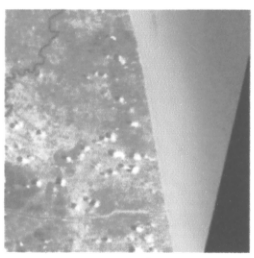

สถานีสิงหนคร

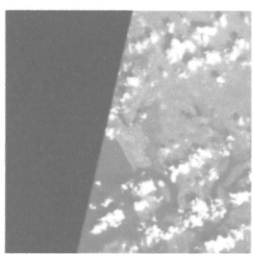

สถานีท่าฉาง

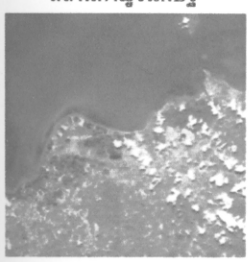

สถานีปากพนัง

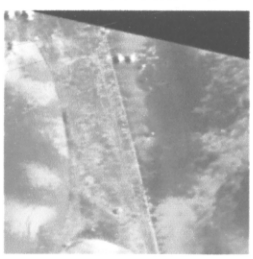

สถานีจะนะ

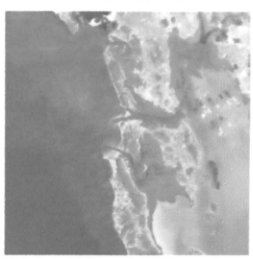

สถานีกาญจนดิษฐ์

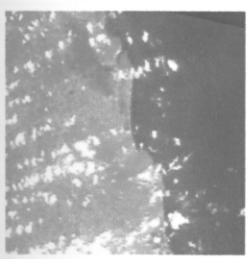

สถานีหัวไทร

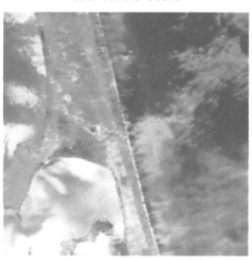

สถานีเหนือคลอง

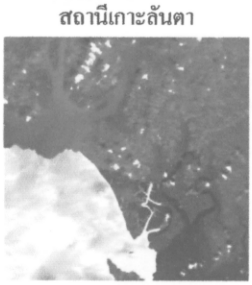

สถานีดอนสัก

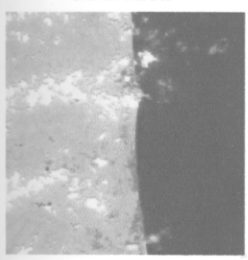

สถานีระโนด


สถานีเกาะลันตา

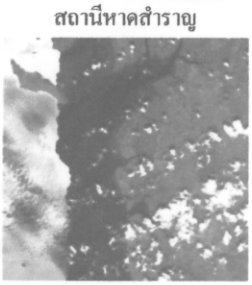

สถานีขนอม


สถานีสทิงพระ1

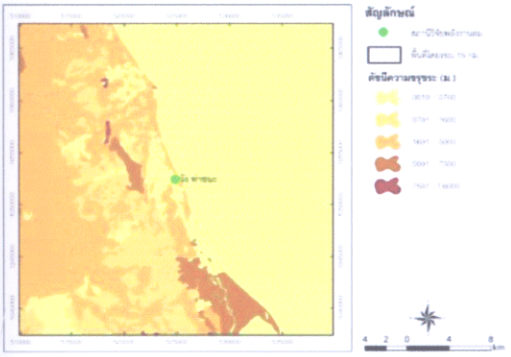

สถานีหาดสำราญ


สถานีสิชล

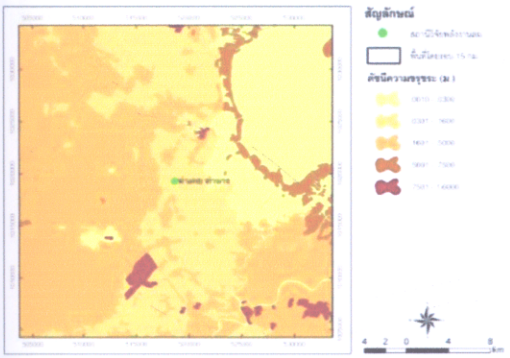

สถานีสทิงพระ2


สถานีทุ่งหว้า

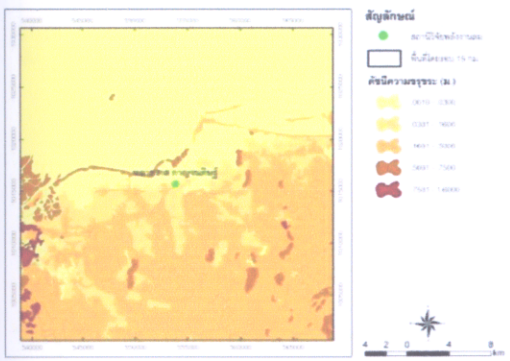
รูปที่ 3.40 ภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 สีธรรมชาติ



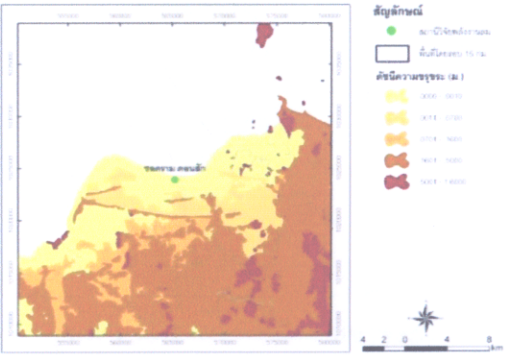
รูปที่ 3.41 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ
จ.สุราษฎร์ธานี



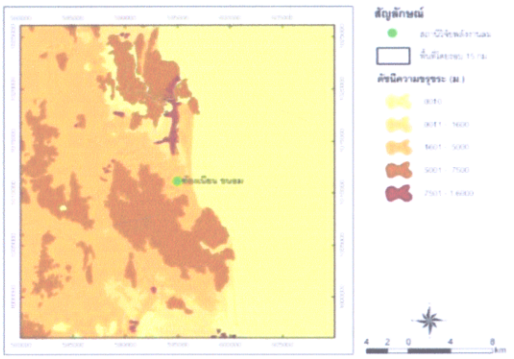
รูปที่ 3.42 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง
จ.สุราษฎร์ธานี



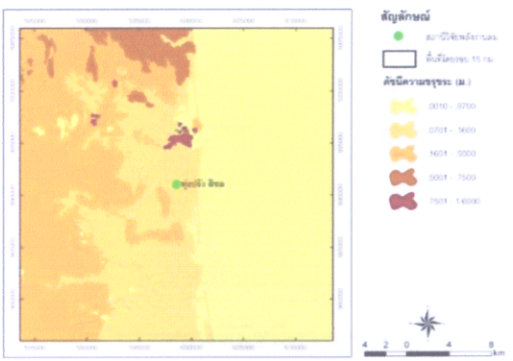
รูปที่ 3.43 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์
จ.สุราษฎร์ธานี



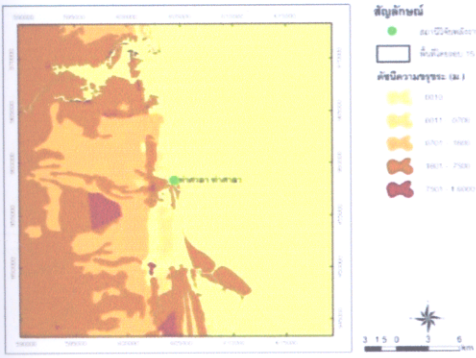
รูปที่ 3.44 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก
จ.สุราษฎร์ธานี



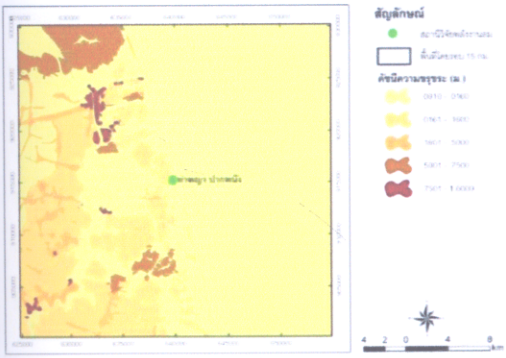
รูปที่ 3.45 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม
จ.นครศรีธรรมราช



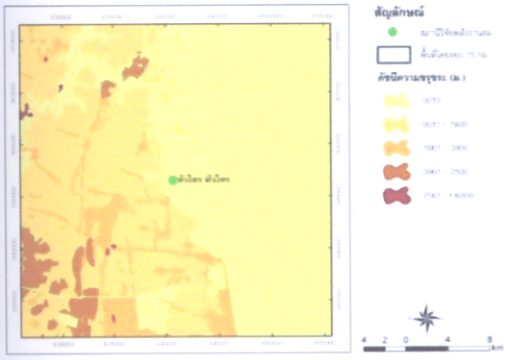
รูปที่ 3.46 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล
จ.นครศรีธรรมราช



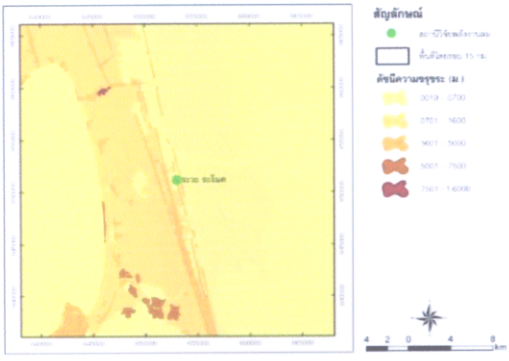
รูปที่ 3.47 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา
จ.นครศรีธรรมราช



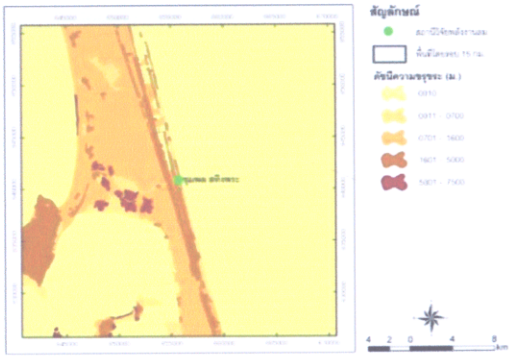
รูปที่ 3.48 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง
จ.นครศรีธรรมราช



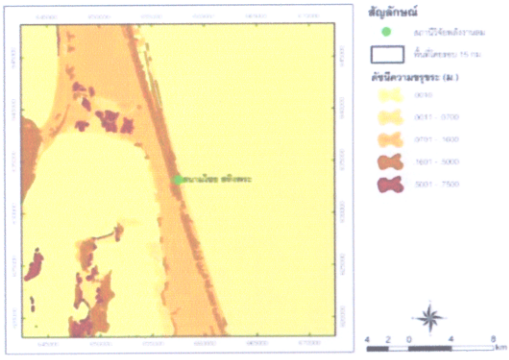
รูปที่ 3.49 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร
จ.นครศรีธรรมราช



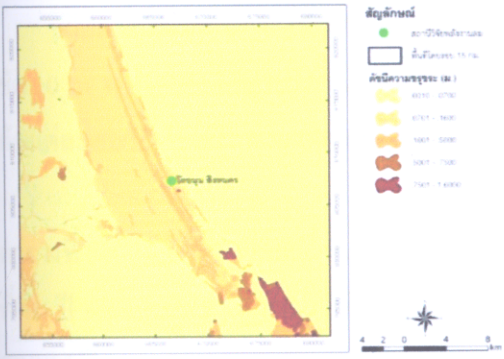
รูปที่ 3.50 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด
จ.สงขลา



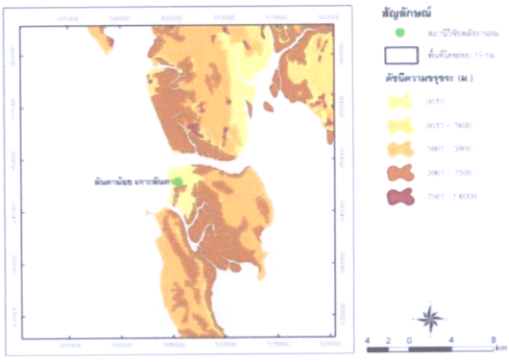
รูปที่ 3.51 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1
จ.สงขลา



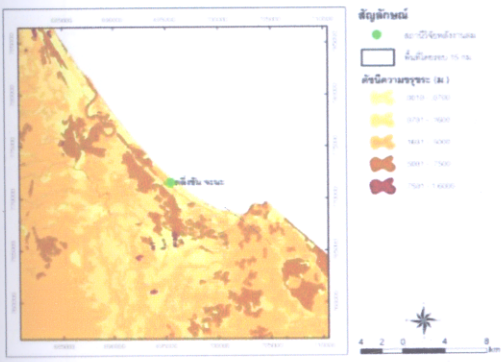
รูปที่ 3.52 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2
จ.สงขลา



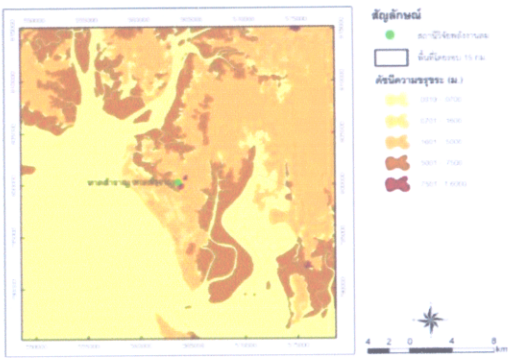
รูปที่ 3.53 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร
จ.สงขลา



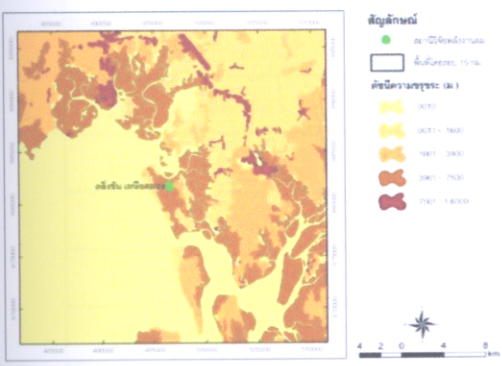
รูปที่ 3.56 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา
จ.กระบี่



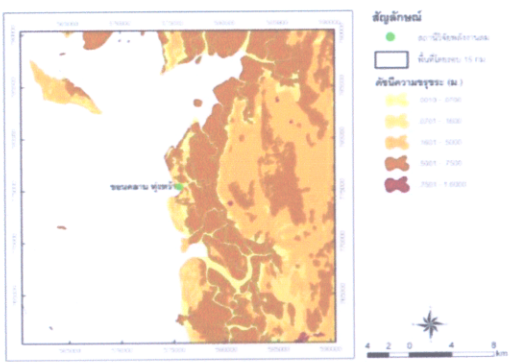
รูปที่ 3.54 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ
จ.สงขลา



รูปที่ 3.57 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ
จ.ตรัง



รูปที่ 3.55 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง
จ.กระบี่



รูปที่ 3.58 แผนที่ดัชนีความขรุขระ
สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า
จ.สตูล

ผลการวิเคราะห์การใช้ประโยชน์ที่ดินเมื่อแปลผลจากภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ความแยกชัด 10 m พบว่าการใช้ประโยชน์ที่ดินมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง -17.90 ถึง +1,513.13% ขึ้นอยู่กับแต่ละสถานี โดยมีรายละเอียดแสดงดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 การเปลี่ยนแปลงการใช้ประโยชน์ที่ดินเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดิน ปี พ.ศ. 2545 ของกรมพัฒนาที่ดินกับข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดินจากภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ปี พ.ศ. 2550

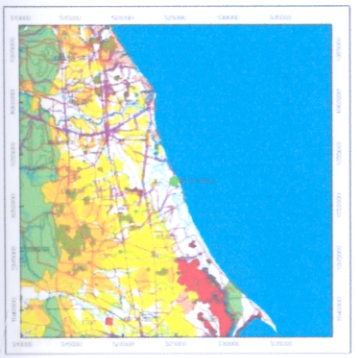
No.	Station	%Change
1	ท่าชนะ	57.10
2	ท่าฉาง	49.19
3	กาญจนดิษฐ์	-17.53
4	คอนสัก	1,513.13
5	ขนอม	164.39
6	สิชล	215.41
7	ท่าศาลา	407.77
8	ปากพนัง	-10.89
9	หัวไทร	31.77
10	ระโนด	1.28
11	สทิงพระ1	1.31
12	สทิงพระ2	-2.79
13	สิงหนคร	-11.32
14	จะนะ	-2.37
15	เหนือคลอง	-7.26
16	เกาะลันตา	970.51
17	หาดสำราญ	408.79
18	ทุ่งหว้า	-17.90

3.3.4 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land-Use Constraint Map)

นอกจากนี้ยังได้จัดทำแผนที่ข้อจำกัด (Constraint) การใช้ประโยชน์ที่ดินโดยอาศัยข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อเป็นแนวทางในการเลือกพื้นที่สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมต่อไป โดยอาศัยข้อมูลสารสนเทศทางภูมิศาสตร์จำนวนชั้นข้อมูล 17 ชั้นข้อมูล เพื่อจัดทำแผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินดังต่อไปนี้

ชั้นข้อมูลที่ 1 ตำแหน่งที่ตั้งสนามบิน
ชั้นข้อมูลที่ 2 ตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ชั้นข้อมูลที่ 3 ตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
ชั้นข้อมูลที่ 4 ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม
ชั้นข้อมูลที่ 5 ขอบเขตระยะ 150 m จากตำแหน่งเสาสัญญาณโทรศัพท์
ชั้นข้อมูลที่ 6 ขอบเขตระยะ 3 km จากตำแหน่งสนามบิน
ชั้นข้อมูลที่ 7 ระบบจำหน่าย 33 kV
ชั้นข้อมูลที่ 8 แนวลำคลอง
ชั้นข้อมูลที่ 9 เส้นทางคมนาคม
ชั้นข้อมูลที่ 10 เขตเมืองและชุมชน
ชั้นข้อมูลที่ 11 ป่าชายเลน
ชั้นข้อมูลที่ 12 พื้นที่นาข้าว
ชั้นข้อมูลที่ 13 สวนปาล์มน้ำมัน
ชั้นข้อมูลที่ 14 สวนยางพารา
ชั้นข้อมูลที่ 15 แม่น้ำ/แหล่งน้ำ
ชั้นข้อมูลที่ 16 พื้นที่ป่าไม้
ชั้นข้อมูลที่ 17 ขอบเขตการปกครอง

แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินสำหรับบริเวณโดยรอบขนาด 15 km จากสถานีวิจัยพลังงานลมทั้ง 18 สถานีแสดงดังรูปที่ 3.59-3.76 ซึ่งในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมจำเป็นต้องอาศัยข้อมูลหลายๆ ส่วนประกอบกันได้แก่ ศักยภาพของพลังงานลมและความเหมาะสมของพื้นที่ในการติดตั้งกังหันลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า โดยทั่วไปลักษณะทางกายภาพของบริเวณโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมควรเป็นพื้นที่โล่ง ไม่มีแนวบังลม และควรเป็นพื้นที่ที่มีความสูงชันไม่มาก นอกจากนี้ควรเป็นพื้นที่ที่มีระบบสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานรองรับได้แก่ถนนและระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การจัดทำแผนที่ดังกล่าวจะเป็นประโยชน์อย่างมากในการเลือกพื้นที่สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมต่อไป



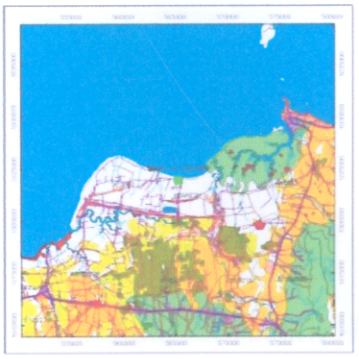
รูปที่ 3.59 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ



รูปที่ 3.60 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง



รูปที่ 3.61 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์



รูปที่ 3.62 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก



รูปที่ 3.63 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม



รูปที่ 3.64 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล



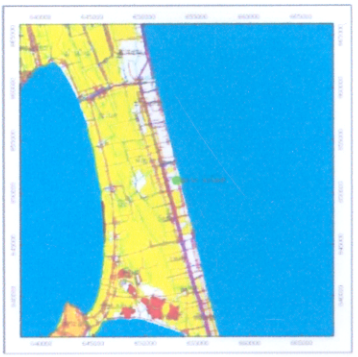
รูปที่ 3.65 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา



รูปที่ 3.66 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง



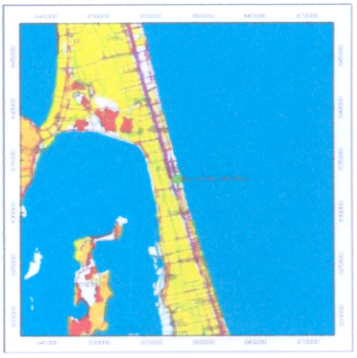
รูปที่ 3.67 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร



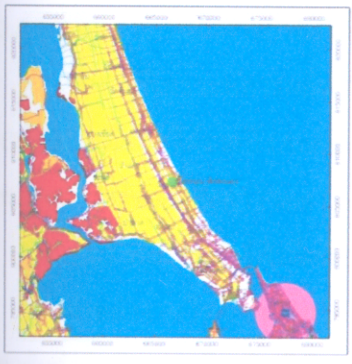
รูปที่ 3.68 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด



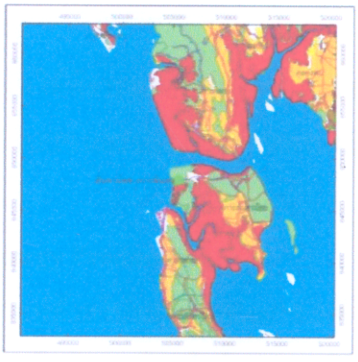
รูปที่ 3.69 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1



รูปที่ 3.70 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2



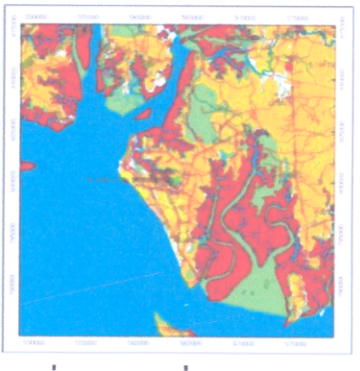
รูปที่ 3.71 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร



รูปที่ 3.74 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา



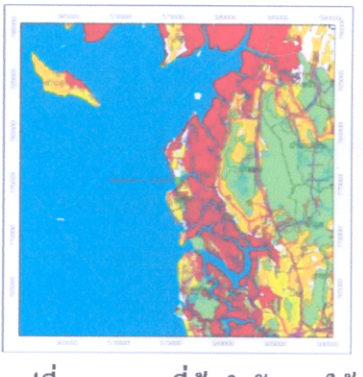
รูปที่ 3.72 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ



รูปที่ 3.75 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ



รูปที่ 3.73 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง



รูปที่ 3.76 แผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า

3.4 การวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลม

ในการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนั้นได้พิจารณาพารามิเตอร์ 2 ตัว ได้แก่ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production: AEP) และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยอาศัยค่า Plant Load Factor: PLF

3.4.1 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production)

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีได้จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม *WAsP* 9.0 ซึ่งจำเป็นต้องอาศัยค่ากำลังการผลิตเต็มพิกัด (Rated Capacity) ของกังหันลม โดยในโครงการวิจัยนี้ได้อาศัยกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตเต็มพิกัดขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW ตามลำดับ สำหรับการวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี

โดยแบ่งการศึกษาออกเป็น 2 กรณีดังนี้

1. กรณีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ บริเวณสถานีวิจัยพลังงานลม (At Station)
2. กรณีการติดตั้งฟาร์มกังหันลม ณ แหล่งลมดีบนพื้นราบ (Ground-Based Wind Farm)

3.4.2 ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

ค่าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมพิจารณาจากสมการที่ 3.10

Plant Load Factor (PLF) = Annual Energy Production / (8,760 X Rated Capacity of WTG) (3.10)

ซึ่งสามารถนำมาใช้ในการพิจารณาสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในกรณีที่ยังไม่มีการติดตั้งกังหันลมได้

3.5 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Analysis)

3.5.1 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Energy: CoE)

ในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้พิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Baht/kWh) ซึ่งผลการคำนวณนี้จะใช้เป็นแนวทางในการพิจารณาบริเวณหรือสถานที่สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในบริเวณพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยต่อไป โดยต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยสามารถพิจารณาได้จากต้นทุนมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมตลอดอายุของโครงการ ซึ่งมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.6

$$PVC = I + C_{omr}\left[\frac{1+i}{r-i}\right]\times\left[1-\left(\frac{1+i}{1+r}\right)\right]-S\left(\frac{1+i}{1+r}\right)^{t} \qquad (3.6)$$

เมื่อ PVC คือ ต้นทุนมูลค่าปัจจุบัน (Present Value Cost)

I คือ ต้นทุนเงินลงทุน (Initial Cost)

C_{omr} คือ ต้นทุนดำเนินการ บำรุงรักษาและทดแทนอุปกรณ์ที่เสื่อมสภาพ (Operating, Maintenance and

Replacement Cost)

i คือ อัตราเงินเฟ้อ (Inflation Rate)

r คือ อัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Real Interest Rate)

ดังนั้นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยจึงคำนวณได้จากสมการที่ 3.7

$$CoE = \frac{PVC\,(Baht)}{AEP \times 20\,(kWh)} \text{ (Baht/kWh)} \qquad (3.7)$$

3.5.2 ดัชนีทางการเงินของโครงการ

1. อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio; BCR)
2. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value; NPV)
3. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR)
4. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period; PBP)

โดยมีเงื่อนไขในการพิจารณาดัชนีทางการเงินของโครงการ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ดังต่อไปนี้

1. เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) มีขนาดกำลังการผลิตมากกว่า 50 kW แต่น้อยกว่า 10 MW
2. เป็นโครงการที่จัดทำกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism; CDM)

โดยในการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยนั้นได้ทำการวิเคราะห์ต้นทุน (Cost Analysis) ดังต่อไปนี้

1. ที่ดิน โดยอาศัยข้อมูลบัญชีกำหนดราคาประเมินทุนทรัพย์รอบบัญชี พ.ศ. 2551-2554
2. ถนนเข้าโครงการ ระยะถนนเข้าสู่โครงการได้จากการประมาณโดยอาศัยข้อมูล GIS มีลักษณะเป็นถนนที่มีความกว้าง 6 m เพื่อให้รถเครนขนาดใหญ่สามารถเข้าถึงพื้นที่ติดตั้งกังหันลมได้
3. กังหันลมและการติดตั้ง
4. การบำรุงรักษา
5. อุปกรณ์ทดแทน
6. การเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระยะทางของสายจำหน่ายในกรณีของการขยายเขตได้จากการประมาณโดยอาศัยข้อมูล GIS ของ กฟภ.
7. ค่าดำเนินการในการจัดทำกลไกการพัฒนาที่สะอาด 2.5 ล้านบาท

สำหรับต้นทุนการบำรุงรักษาระบบนั้นได้พิจารณาให้เป็นร้อยละของต้นทุนของกังหันลม ซึ่งโดยปกติมักจะพิจารณาให้มีค่าร้อยละ 2

ในโครงการวิจัยนี้ได้พิจารณาต้นทุนการซื้ออุปกรณ์ทดแทนเข้าไปในการวิเคราะห์ต้นทุน ด้วยเนื่องจากโครงการมีระยะเวลานาน ดังนั้นอุปกรณ์บางตัวอาจจะหมดอายุการใช้งานก่อนอายุโครงการ เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น

สำหรับต้นทุนการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้นได้พิจารณาต้นทุนจากการที่โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมหรือผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ได้ทำการว่าจ้างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในการดำเนินการทั้งหมดสำหรับการเชื่อมต่อ โดยมีรายละเอียดของอุปกรณ์สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแสดงดังรูปที่ 3.77



รูปที่ 3.77 การเชื่อมต่อกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW กับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บริเวณ อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช

โดยมีต้นทุนดังต่อไปนี้

- หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)
    - 1,500 kVA สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.0 MW
    - 2,000 kVA สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.5 MW
    - 2,500 kVA สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 2.0 MW
- ระบบสายจำหน่าย 33 kV (Distribution System) และการติดตั้ง โดยใช้สายจำหน่ายขนาด 50 mm^2 ราคาต่อกิโลเมตรเท่ากับ 880,000 บาท

- ค่าธรรมเนียมของ กฟภ. เช่น ค่าการตรวจสอบระบบจำหน่าย ค่าการตรวจสอบหม้อแปลง ค่าการตรวจสอบแท่นวางและแนวรั้ว ค่าธรรมเนียมหม้อแปลง และอื่นๆ
- การออกแบบระบบไฟฟ้า คิดเป็นร้อยละ 1 ของมูลค่างาน

โดยพิจารณากรณีตัวอย่างของโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.5 MW บริเวณบ้านทะเลปัง อ. หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช ดำเนินการโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ดังนี้

- ค่าสำรวจการออกแบบ 5,000 บาท และภาษีมูลค่าเพิ่มร้อยละ 7	5,350	บาท
- ค่าตรวจสอบภายในอาคาร	16,050	บาท
- ค่าธรรมเนียมการต่อไฟ	32,100	บาท
- งบลูกค้าลงทุน		
○ ระบบภายนอก 24,543 บาท		
■ แผนกแรงสูงภายนอก	24,543	บาท
○ ค่าธรรมเนียม 236,821 บาท		
■ ค่าสมทบก่อสร้างระบบจำหน่าย	200,000	บาท
■ ค่าตรวจสอบระบบจำหน่ายแรงสูง	2,000	บาท
■ ค่าตรวจสอบหม้อแปลง	1,800	บาท
■ ค่าออกแบบร้อยละ 1	19,200	บาท
■ ค่าตรวจสอบแท่นและรั้วหม้อแปลง	13,821	บาท

รวมค่างบลูกค้าลงทุนและค่าธรรมเนียมเท่ากับ 261,364 บาท และภาษีมูลค่าเพิ่มร้อยละ 7 เป็นเงิน 18,295.48 บาท รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 279,659.5 บาท

สำหรับการประมาณการค่าใช้จ่ายการก่อสร้างระบบจำหน่าย (แผนกหม้อแปลง 33 kV) ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.5 MW บริเวณ ต.หัวไทร อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช ซึ่งดำเนินการโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีประมาณการค่าวัสดุ ค่าแรง ค่าควบคุมงาน ค่าเบ็ดเตล็ดและค่าดำเนินการ ของงานก่อสร้างคิดเป็นเงิน 1,520,984 บาท

เพราะฉะนั้นจะมีค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมื่อรวมค่าอุปกรณ์เป็นเงิน 1,800,643.5 บาท สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW และในกรณีของโรงไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW มีค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายประมาณ 1,200,429 บาท และในกรณีของโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 2.0 MW มีค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายประมาณ 2,400,797.97 บาท ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการคำนวณจึงได้ประมาณการค่าใช้จ่ายสำหรับการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดดังกล่าว ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 0.5 MW มีค่าใช้จ่ายประมาณ 600,000 บาท
- โรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 0.75 MW มีค่าใช้จ่ายประมาณ 800,000 บาท
- โรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.0 MW มีค่าใช้จ่ายประมาณ 1,200,500 บาท
- โรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.5 MW มีค่าใช้จ่ายประมาณ 1,801,000 บาท
- โรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 2.0 MW มีค่าใช้จ่ายประมาณ 2,400,800 บาท

โดยในการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยจากพลังงานลมได้อาศัยข้อมูลและสมมติฐานดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 สมมติฐานในการวิเคราะห์โครงการ

พารามิเตอร์	ค่า
อายุโครงการ	20 ปี
ราคากังหันลมรวมค่าขนส่ง	1,500 US$/kW 1,750 US$/kW และ 2,000 US$/kW
การติดตั้งกังหันลม (Installation)	ร้อยละ 15 ของราคากังหันลม
การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานลม (Operation)	ร้อยละ 3 ของราคากังหันลม
การบำรุงรักษา (Maintenance)	ร้อยละ 2 ของราคากังหันลม
มูลค่าซาก (Salvage)	ร้อยละ 10 ของราคากังหันลม
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (Interest Rate)	ร้อยละ 5.85 (MLR)*
อัตราเงินเฟ้อทั่วไป (Inflation Rate)	ร้อยละ -3.5%*
อัตราคิดลด (Discount Rate)	ร้อยละ 5 ร้อยละ 7.5 และร้อยละ 10
อัตราแลกเปลี่ยน	1 US$ = 34.1693 บาท*
Ft ขายส่ง (Wholesale)	0.9907 บาท/หน่วย (พฤษภาคม-สิงหาคม 2552) กิจการผลิต (G) (กฟภ.)
ส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	3.5 บาท/หน่วย
CDM ซึ่งเป็นการขายคาร์บอนเครดิตในตลาดแบบ CERs	20 US$/ton CO_2 (World Bank)

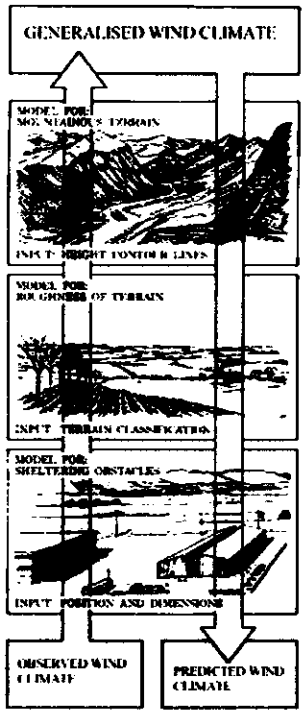
หมายเหตุ: *ธนาคารกรุงไทย จำกัด วันที่ 1 กรกฎาคม 2552

3.6 การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมด้วยโปรแกรม *WAsP* 9.0

ในการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมอาศัยโปรแกรมสำเร็จรูป *WAsP*: The Wind Atlas Analysis and Application Program สำหรับการทำนายภูมิอากาศลมจะอาศัยพื้นฐานของ

ข้อมูลลมที่วัดจากสถานีวิจัยพลังงานลมจากแต่ละสถานี ซึ่ง *WAsP* เป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการประมาณค่านอกช่วงของข้อมูลทางสถิติของภูมิอากาศของลมทั้งในแนวนอนและในแนวดิ่ง โดยในตัวโปรแกรมประกอบไปด้วยแบบจำลองทางกายภาพ (Physical Models) สำหรับการอธิบายพฤติกรรมการไหลของลมเหนือภูมิประเทศที่มีลักษณะแตกต่างกันโดยมีระเบียบวิธีแสดงดังรูปที่ 3.78 การวิเคราะห์ข้อมูลลมเป็นการวิเคราะห์อนุกรมเวลา (Time Series) ของการตรวจวัดลมเพื่อแสดงข้อมูลทางสถิติของข้อมูลลมที่ได้จากการตรวจวัด ณ สถานีนั้นๆ โดยผลการวิเคราะห์จะอยู่ในรูปของภูมิอากาศลม (Observed Wind Climate, OWC) ผลการวิเคราะห์ข้อมูลจะแสดงการกระจายทิศทางของลมในรูปของผังลม (Wind Rose) และการกระจายตัวของลมในแต่ละส่วน (Sector-Wise Wind Speed Distribution)

The central point in the wind transformation model of WAsP – the so-called Wind Atlas Methodology – is the concept of a *Regional* or *Generalized Wind Climate,* or *Wind Atlas*. This *Regional Wind Climate* (RWC) is the hypothetical wind climate for an ideal, featureless and completely flat terrain with a uniform surface roughness, assuming the same overall atmospheric conditions as those of the measuring position.



To deduce the wind climate at a location of interest from the regional wind climate, a flow model is used, to introduce the effect of the different terrain features:

* terrain height variations
* terrain roughness
* sheltering obstacles

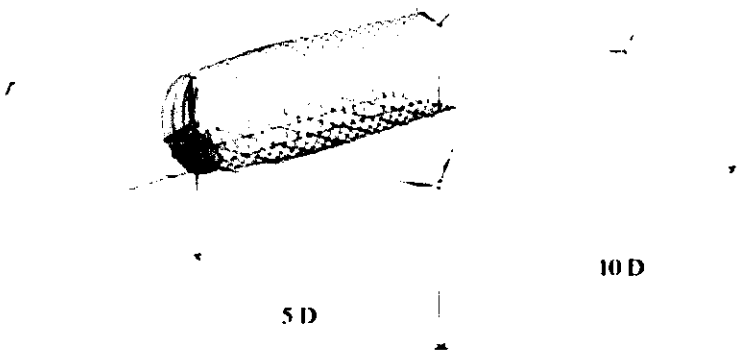
The concept of the Regional Wind Climate links the wind data from a measuring mast to the predicted wind climate and wind resources at locations of interest, typically a candidate site for a wind turbine or a wind farm.

รูปที่ 3.78 แนวคิดในการประมาณภูมิอากาศของลม

3.6.1 การประมาณค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Estimation of Wind Power)

ในการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้อาศัยการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมโดยมีกังหันลมผลิตไฟฟ้าดังนี้ รุ่น Bonus ขนาด 1.0 MW รุ่น Vestas V63 ขนาด 1.5 MW และรุ่น Vestas V80 ขนาด 2.0 MW โดยในการพิจารณาการวางตำแหน่งของฟาร์มกังหันลมได้ใช้

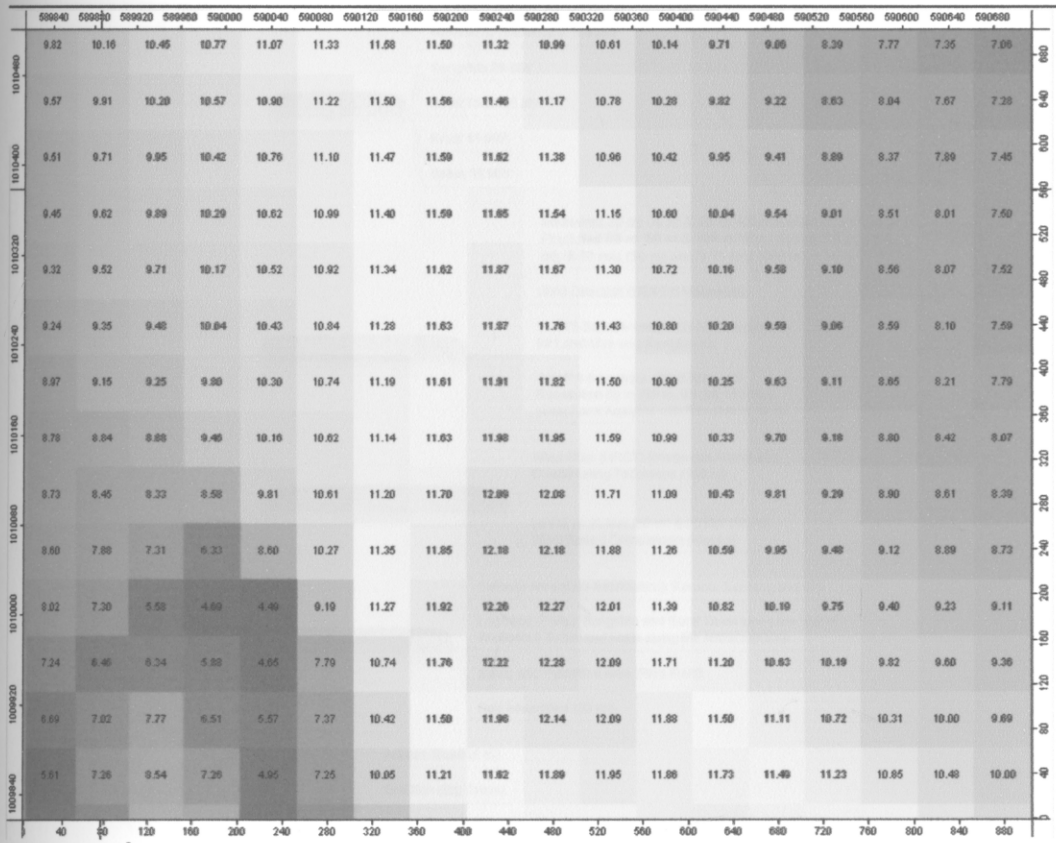
หลักเกณฑ์การวางตำแหน่ง 5DX10D เพื่อลดการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวก ซึ่งมีรายละเอียดการวางกังหันลมเป็นลักษณะแบบฟาร์มกังหันลมแสดงดังรูปที่ 3.79



รูปที่ 3.79 หลักเกณฑ์การวางตำแหน่งกังหันลมในฟาร์มกังหันลม

นอกจากนี้ยังได้ใช้โปรแกรม System of Automated Geoscientific Analysis (SAGA) ในการ Optimization ของฟาร์มกังหันลม สำหรับการวิเคราะห์ตำแหน่งของฟาร์มกังหันลมบนแผนที่แหล่งลม (Wind Atlas) ซึ่งมีความละเอียด 50 m ต่อ 1 Pixel โดยการจัดวางตำแหน่งในบริเวณที่เป็นแหล่งลมดีที่สุดและสามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดซึ่งสามารถลดการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกได้เมื่อประมวลผลด้วยโปรแกรม *WAsP* 9.0 ตัวอย่างหน้าต่างของโปรแกรม SAGA แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 3.80

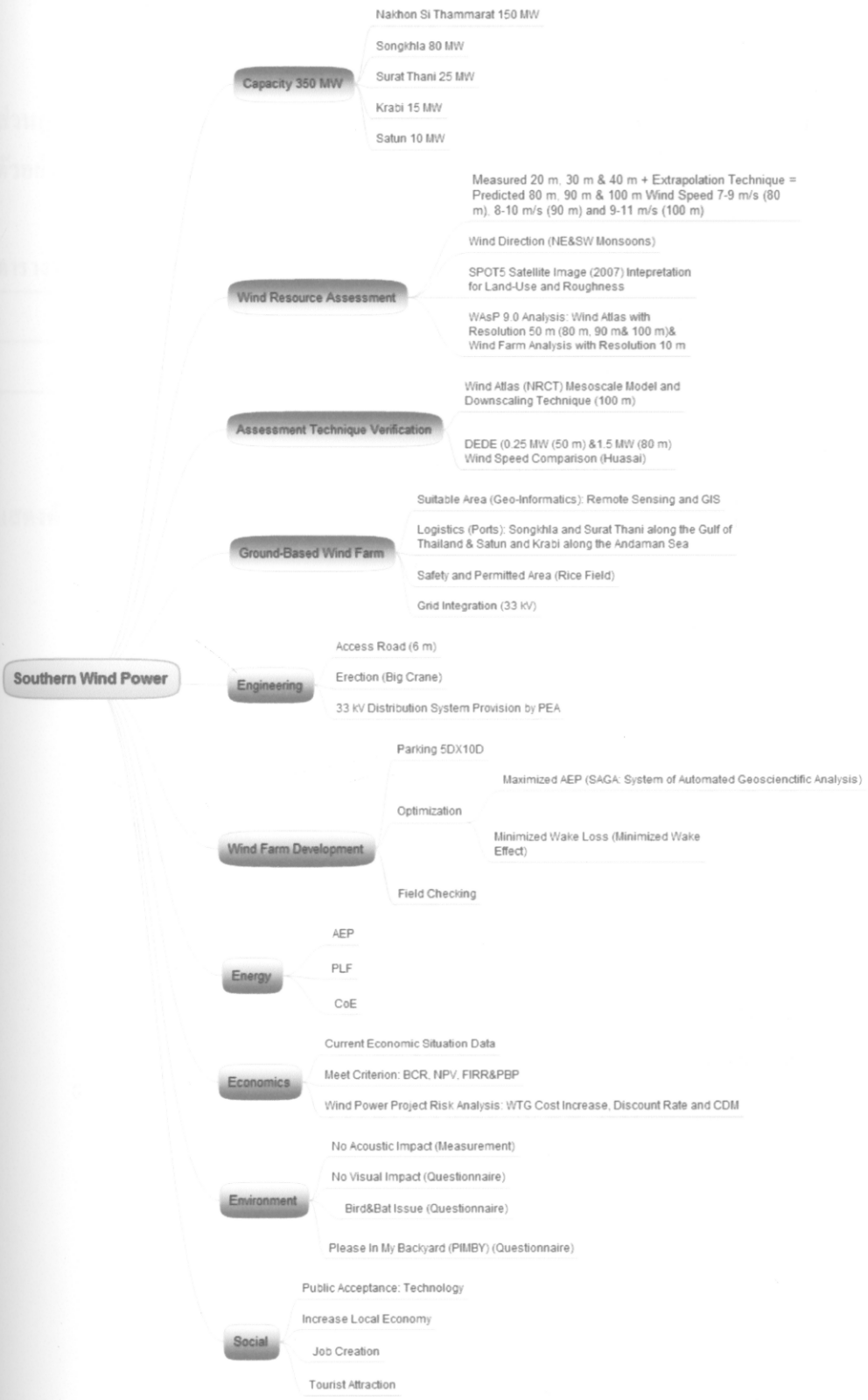
การพัฒนาฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลของประเทศไทยมีแนวคิดในการพัฒนาที่มีความเป็นไปได้สูงสุดโดยเป็นการวิเคราะห์ความเหมาะสมจากหลายๆ ปัจจัย ไม่ว่าจะเป็นปัจจัยจากทรัพยากรลม ความเหมาะสมของพื้นที่ เช่น การพัฒนาฟาร์มกังหันลมบนพื้นราบและเป็นพื้นที่โล่ง มีความเป็นไปได้ทางวิศวกรรมสูง รถเครนขนาดใหญ่สามารถเข้าถึงพื้นที่ของโครงการได้ มีระบบโลจิสติกส์ที่ดีทำให้การขนส่งอุปกรณ์ของกังหันลมทำได้สะดวก มีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ มีความปลอดภัย ไม่มีผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม ได้รับการยอมรับทางด้านเทคโนโลยีจากประชาชน รายละเอียดของแนวคิดดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 3.81



รูปที่ 3.80 การใช้โปรแกรม SAGA สำหรับการ Optimization ของฟาร์มกังหันลม

โดยในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมมีแนวความคิดดังนี้

- ฟาร์มกังหันลมบนพื้นราบ สามารถก่อสร้างได้ง่าย
- ฟาร์มกังหันลมในแหล่งลมดี ผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณที่สูงพอต่อการลงทุน
- ฟาร์มกังหันลมตั้งอยู่บนพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม และไม่อยู่ในเขตการบิน มีความเป็นไปได้ในทางวิศวกรรมสูง รถเครนขนาดใหญ่สามารถเข้าถึงพื้นที่ได้
- มีระบบสาธารณูปโภคที่จำเป็นรองรับ เช่น ถนนและระบบจำหน่าย 33 kV การขยายเขตมีระยะไม่มาก
- มีการจัดวางตำแหน่งของกังหันลมอย่างเหมาะสม (Optimized)
- การขนส่งอุปกรณ์ชิ้นส่วนของกังหันลมสามารถดำเนินการได้สะดวกเนื่องจากมีท่าเรือน้ำลึกทั้งสองฝั่งของทะเลอ่าวไทยและทะเลอันดามัน เช่น ท่าเรือน้ำลึกสงขลา ท่าเรือน้ำลึกดอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี ท่าเรือน้ำลึกกระบี่และสตูล



รูปที่ 3.81 แนวคิดสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

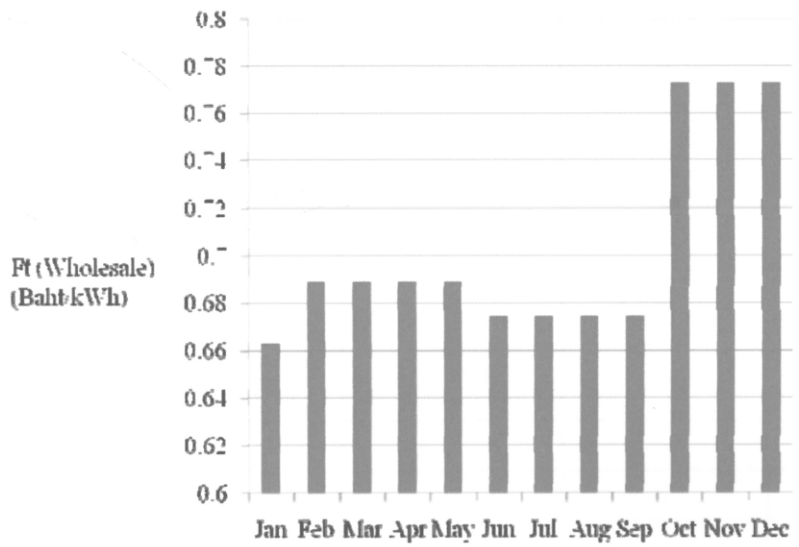
3.6.2 การคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานลม

การคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP จากพลังงานลม อ้างอิงจากการคำนวณโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (www.pea.go.th) โดยมีอัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาแสดงดังตารางที่ 3.3 และมีตัวอย่างการคำนวณแสดงดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.3 อัตราขายส่งไฟฟ้า (บาท/หน่วย)

On Peak	Off Peak
2.9278	1.1154

โดยมีค่า Ft เฉลี่ยทั้งปีเท่ากับ 0.7033 บาท/หน่วย และมีการเปลี่ยนแปลงในรอบปี พ.ศ. 2551 แสดงดังรูปที่ 3.82

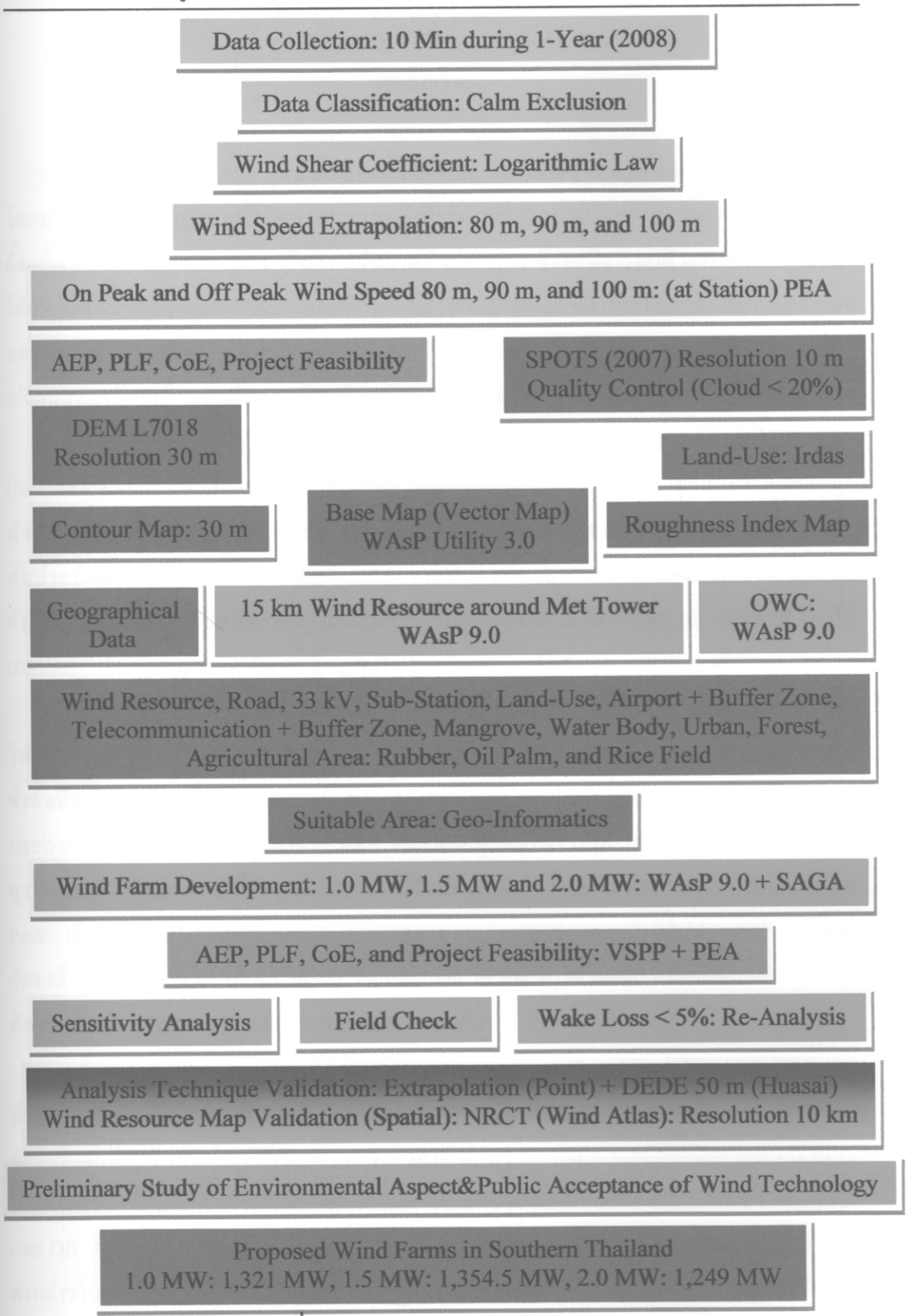


รูปที่ 3.82 ค่า Ft รายเดือน ปี พ.ศ. 2551

ตารางที่ 3.4 ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานลม

-	หน่วยรวม	On Peak	Off Peak
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	Net AEP (A)	On Peak AEP (B)	Off Peak AEP (C)
	ราคา	**ปริมาณ**	**เงินรวม**
หักค่าดำเนินการ 2% จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	On Peak Off Peak	2% B (D) 2% C (E)	หน่วย หน่วย
หน่วยไฟฟ้าสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	On Peak Off Peak	Net On Peak AEP = B – D (F) Net Off Peak AEP = C – E (G)	หน่วย หน่วย
จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (On Peak):	ราคาขายส่ง 2.9278 บาท/หน่วย	F	2.9278 X F (H)
จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak):	ราคาขายส่ง 1.1154 บาท/หน่วย	G	1.1154 X G (I)
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/ปี)		H + I (J)	
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายส่งเฉลี่ย 0.9907 บาท/หน่วย	F + G (K)	0.9907 X K (L)
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft	-	J + L (M)	-
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ บวกกลับหน่วย 2%)	3.5 บาท/หน่วย	A	3.5 X A (N)
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/ปี)	-	-	M + N (O)
VAT 7%	-	-	0.07 X O (P)
รวมไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/ปี)	-	-	O + P = Q

อย่างไรก็ตามโครงการวิจัยนี้มีภาพรวมของระเบียบวิธีวิจัยแสดงดังรูปที่ 3.83



รูปที่ 3.83 ระเบียบวิธีวิจัยของโครงการ

บทที่ 4
ผลการวิจัย

ในการวิเคราะห์ข้อมูลลมสถิติเพื่อศึกษาคุณลักษณะ (Characteristics) ของลมของโครงการได้อาศัยข้อมูลลมที่ได้จากการตรวจวัดที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m รอบ 1 ปี ตั้งแต่เดือนมกราคม พ.ศ. 2551 ถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2551 ซึ่งจะพิจารณาตัวแปรที่สำคัญ 2 ตัว ได้แก่ อัตราเร็วลม (Wind Speed) และทิศทางลม (Wind Direction) โดยในการศึกษาคุณลักษณะของลมได้พิจารณาการเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมในรอบวัน (Diurnal Variation) และการเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ตามลำดับ

ข้อมูลลมสถิติที่ระดับความสูงดังกล่าวถูกนำมาจำแนกออกเป็นข้อมูลลมรวมช่วงลมสงบ (Including Calm) และลมไม่รวมช่วงลมสงบ (Excluding Calm) ข้อมูลลมไม่รวมช่วงลมสงบถูกนำไปวิเคราะห์หาค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม (Wind Shear Coefficient) โดยพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายเดือนและรายปีของทั้ง 18 สถานี สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมดังกล่าวจะถูกนำไปประมาณค่าอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ต่อไป โดยใช้เทคนิคการประมาณค่านอกช่วง (Extrapolation)

นอกจากนี้เนื่องจากอัตราเร็วลมมีการเปลี่ยนแปลงทั้งรอบวันและรอบเดือน โดยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมในช่วงเวลาต่างกันก็จะให้ผลประโยชน์หรือมีค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ซึ่งจำเป็นต้องจำแนกลมออกเป็นลมในช่วง On Peak และลมในช่วง Off Peak โดยอ้างอิงตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ดังนั้นข้อมูลอัตราเร็วลมที่ได้จากการวัดที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ก็จะถูกจำแนกออกเป็นข้อมูลอัตราเร็วลมในช่วง On Peak และช่วง Off Peak เมื่อนำค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมที่ได้จากการวิเคราะห์ก่อนหน้านี้ไปทำการประมาณค่าอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ก็จะทำให้ได้อัตราเร็วลมที่ระดับความสูงดังกล่าวในช่วง On Peak และช่วง Off Peak ด้วยเช่นกัน

อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 20 m 30 m 40 m 80 m 90 m และ 100 m ถูกนำไปสร้างโปรไฟล์ทางดิ่งของลม (Vertical Wind Profile) เพื่อตรวจสอบความถูกต้อง นอกจากนี้อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m 40 m 80 m 90 m และ 100 m ถูกนำไปวิเคราะห์หาจำนวนชั่วโมงในรอบปีที่มีอัตราเร็วลมค่าดังกล่าวโดยพิจารณาช่วง (Bin) ทีละ 1 m/s ทั้งในช่วง On Peak และ Off Peak โดยแสดงอยู่ในรูปกราฟการแจกแจงความถี่ของลม ข้อมูลลมสถิติที่ระดับความสูงดังกล่าวในช่วง On Peak และช่วง Off Peak ถูกนำไปวิเคราะห์ภูมิอากาศลมรายเดือน โดยเป็นการวิเคราะห์การแจกแจงไวล์บุลล์ (Weibull Distribution) และการสร้างผังลม (Wind Rose) ด้วย

โปรแกรม WAsP 9.0 ภูมิอากาศลมรายปีซึ่งอาศัยข้อมูลอนุกรมเวลา (Time Series) ถูกนำไปใช้ในการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะแหล่ง (Micrositing) รวมทั้งการวิเคราะห์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ศึกษาของโครงการ โดยพิจารณาออกเป็น 2 กรณี ดังนี้

1. กรณีที่ 1 การติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ สถานีวิจัยพลังงานลม ขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW
2. กรณีที่ 2 การติดตั้งฟาร์มกังหันลม ณ บริเวณแหล่งลมดีและสามารถใช้พื้นที่ในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้ในพื้นที่ศึกษาของโครงการ โดยการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW

โดยในการพิจารณาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้พิจารณาพื้นที่ที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงและเป็นพื้นที่ที่สามารถใช้ประโยชน์สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้ โดยในการพิจารณาดังกล่าวได้อาศัยแผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดินดังได้แสดงรายละเอียดในบทที่ 3 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากกังหันลมที่ถูกติดตั้ง ณ สถานีวิจัยพลังงานลมและบริเวณแหล่งลมดีถูกนำไปวิเคราะห์หาค่า Plant Load Factor รวมทั้งปริมาณ Wake Loss ในกรณีฟาร์มกังหันลม นอกจากนี้ยังได้แสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีสุทธิ (Net AEP) จากฟาร์มกังหันลมซึ่งเป็นปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีที่ได้หักค่าปริมาณไฟฟ้าที่สูญเสียโดยอิทธิพลของเวก

โดยในส่วนท้ายเป็นผลการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมทั้งในกรณีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ สถานีวิจัยพลังงานลมและการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ณ แหล่งลมดี นอกจากนี้ยังได้แสดงผลการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมทั้งในกรณีการติดตั้งกังหันลม ณ สถานีวิจัยพลังงานลมและโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย รวมทั้งผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของพารามิเตอร์ที่สำคัญ ได้แก่ การประมาณค่า AEP ผิดพลาด 5% และ 10% ราคากังหันลมเพิ่มเป็น 1,750 US$/kW อัตราคิดลด 5% 7.5% และ 10% ตามลำดับ รวมทั้งได้ทำการวิเคราะห์ปริมาณการลดการปลดปล่อยปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมอีกด้วย

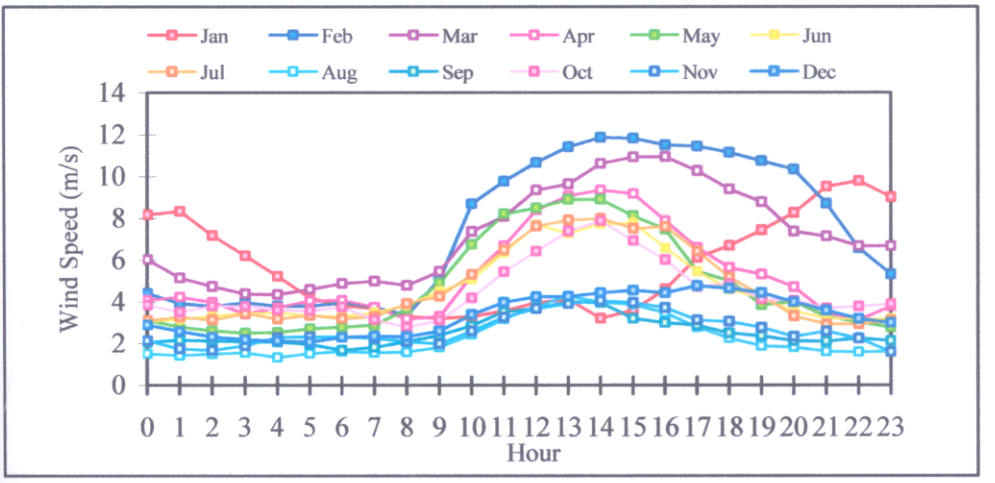
เนื่องจากข้อมูลของโครงการมีจำนวนมาก ดังนั้นจึงขอยกตัวอย่างการวิเคราะห์ข้อมูลในกรณีของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา อ.ท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช เพื่อประกอบการทำความเข้าใจในการดำเนินงานของโครงการ

4.1 การเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วในรอบวัน (Diurnal Variation of Wind Speed)

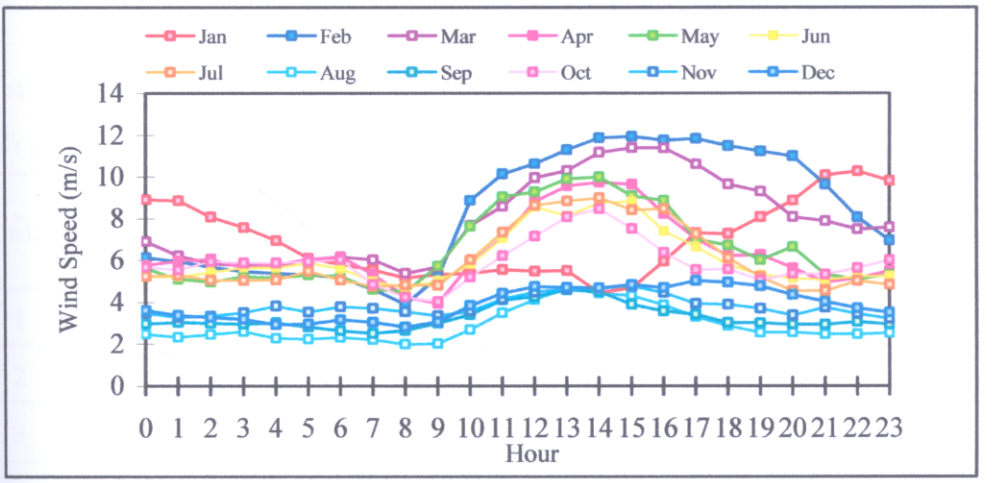
ลมมีพฤติกรรมการเปลี่ยนแปลงขึ้นกับเวลา (Time-Dependent) เนื่องจากอิทธิพลของรังสีอาทิตย์ บริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมแต่ละสถานีมีลักษณะทางกายภาพแตกต่างกันและมีสิ่งปกคลุมโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมที่ต่างกัน และความร้อนเนื่องจากรังสีอาทิตย์ทำให้เกิดเกรเดียนท์ของอุณหภูมิ (Temperature Gradient) ในแต่ละบริเวณที่แตกต่างกัน ทำให้การเปลี่ยนแปลงของลมในระดับจุลภาค (Microscopic) มีความแตกต่างกันขึ้นอยู่กับแต่ละสถานี (Site Dependent) นอกจากนี้อิทธิพลของลมท้องถิ่นยังมีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของอัตราเร็วลม เนื่องจากสถานีวิจัยพลังงานลมของโครงการติดตั้งตามแนวชายฝั่งทะเลดังนั้นจึงได้รับอิทธิพลของลมบกและลมทะเล (Land-Sea Breeze) ด้วย อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมรายชั่วโมงก็จะพบว่าอัตราเร็วลมรายชั่วโมงในช่วงเวลากลางวัน (Daytime) จะมีค่าสูงกว่าช่วงเวลาตอนกลางคืน (Nighttime) โดยมีรายละเอียดของการเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ของสถานีท่าศาลาแสดงดังรูปที่ 4.1-4.3

4.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนและรายปีที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m (Monthly and Annual Mean Wind Speed at Height of 20 m 30 m and 40 m)

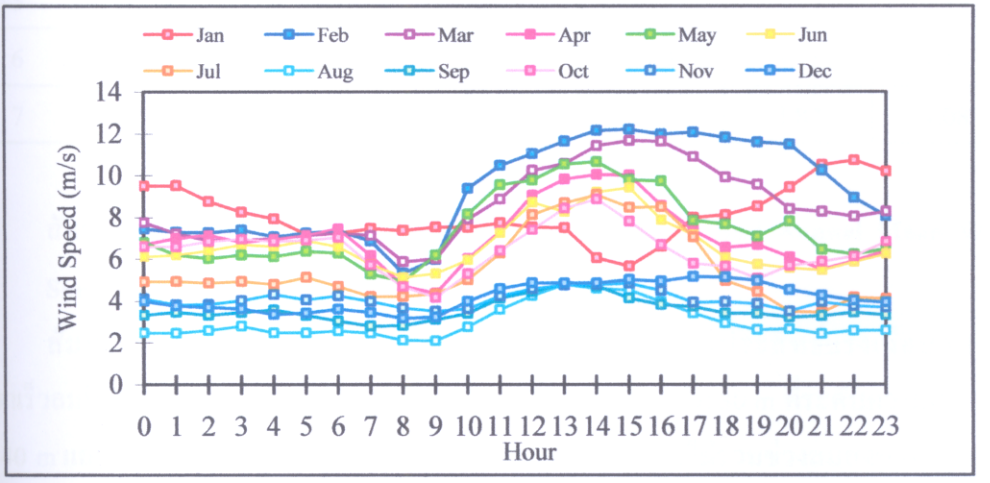
เมื่อนำข้อมูลลมสถิติในช่วงเดือนมกราคม พ.ศ. 2551 ถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2551 มาทำการวิเคราะห์หาค่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน (Monthly Mean Wind Speed) และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard Deviation, S.D.) รวมทั้งวิเคราะห์ค่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปี (Annual Mean Wind Speed) ผลการศึกษาวิจัยของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาแสดงดังรูปที่ 4.4 ซึ่งเมื่อพิจารณาอัตราเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 40 m จะพบว่ามีสถานีที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ สถานีตรวจวัด เรียงตามสถานีที่มีศักยภาพสูงไปต่ำดังนี้ สถานีปากพนัง สถานีหัวไทร สถานีท่าศาลา สถานีขนอม สถานีสิงหนคร สถานีจะนะ และ สถานีท่าชนะ ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดของสถานีที่มีศักยภาพสูงแสดงดังตารางที่ 4.1



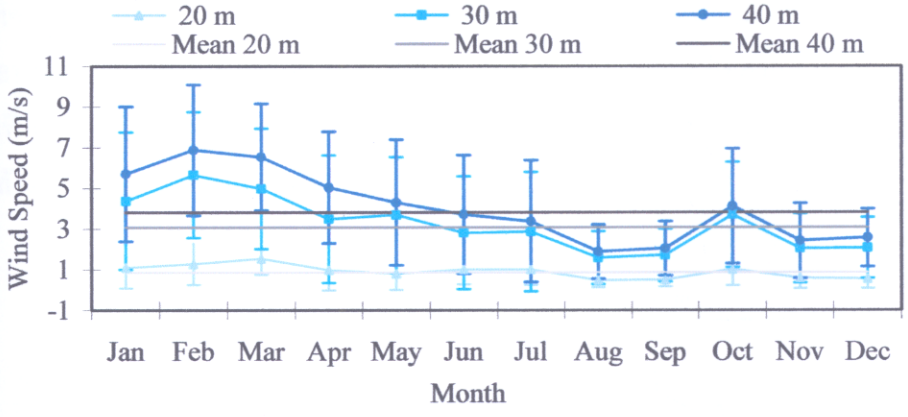
รูปที่ 4.1 อัตราเร็วลมรายชั่วโมงเฉลี่ยรายเดือน ความสูง 20 m สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา



รูปที่ 4.2 อัตราเร็วลมรายชั่วโมงเฉลี่ยรายเดือน ความสูง 30 m สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา



รูปที่ 4.3 อัตราเร็วลมรายชั่วโมงเฉลี่ยรายเดือน ความสูง 40 m สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา



รูปที่ 4.4 ค่าเฉลี่ยรายเดือนและรายปีและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเร็วลม ที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา

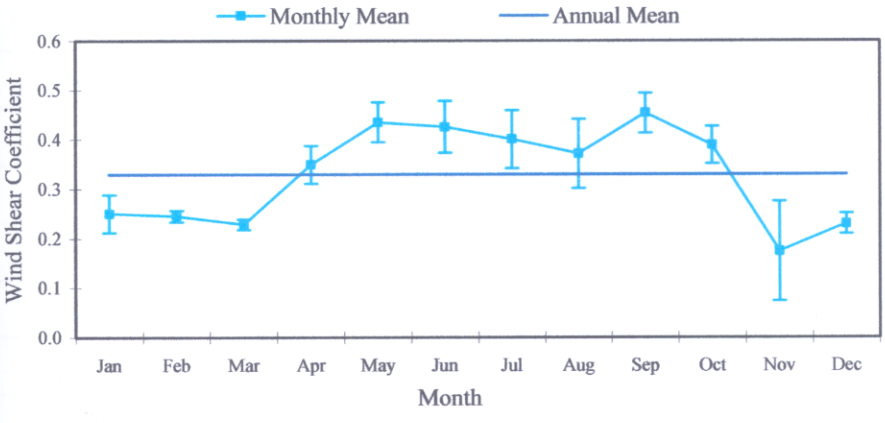
ตารางที่ 4.1 สถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ สถานีวิจัย

ลำดับที่	ชื่อสถานี	ชื่อจังหวัด	อัตราเร็วลมเฉลี่ย (m/s)		
			20 m	30 m	40 m
1	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	6.73	7.21	8.02
2	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	5.56	6.53	7.08
3	ท่าศาลา	นครศรีธรรมราช	4.60	5.75	6.17
4	ขนอม	นครศรีธรรมราช	4.12	5.05	5.33
5	สิงหนคร	สงขลา	3.77	3.54	4.17
6	จะนะ	สงขลา	2.89	3.71	4.14
7	ท่าชนะ	สุราษฎร์ธานี	3.60	3.87	4.08

4.3 สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายเดือนและรายปี (Monthly and Annual Mean Wind Shear Coefficient)

สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายเดือนคำนวณจากค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมของอัตราเร็วลมที่ระดับความสูงต่างๆ กัน ดังนี้ ที่ระดับความสูง 20 m กับ 30 m ที่ระดับความสูง 30 m กับ 40 m และที่ระดับความสูง 20 m กับ 40 m โดยอาศัยข้อมูลลมไม่รวมช่วงลมสงบ (Excluding Calm) รวมทั้งได้ทำการวิเคราะห์ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม ผลการวิจัยแสดงให้เห็นว่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายปีของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของ

ประเทศไทยมีค่าอยู่ในช่วง 0.1-0.7 ขึ้นอยู่กับลักษณะทางกายภาพหรือสิ่งปกคลุมพื้นที่บริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลม ค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายปีของแต่ละสถานีแสดงดังตารางที่ 4.2 โดยมีรายละเอียดของค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายเดือนและรายปีของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาแสดงดังรูปที่ 4.5



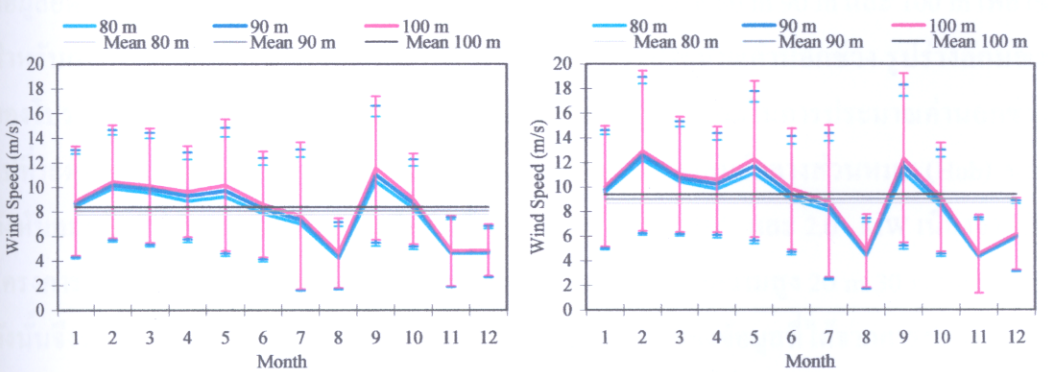
รูปที่ 4.5 ค่าเฉลี่ยรายเดือนและรายปีและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช

4.4 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนและรายปีในช่วงเวลา On Peak และ Off Peak ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m (Monthly and Annual Mean Wind Speed during On Peak and Off Peak at Height of 80 m 90 m and 100 m)

ข้อมูลอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ที่ได้จากการประมาณค่านอกช่วงโดยอาศัยค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมและข้อมูลอัตราเร็วลมที่ได้จากการวัดที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ถูกนำมาจำแนกออกเป็นอัตราเร็วลมในช่วง On Peak และช่วง Off Peak ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m โดยช่วงเวลา On Peak และ Off Peak ได้อ้างอิงตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ข้อมูลสถิติของอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ในช่วงเวลา On Peak และ Off Peak ถูกนำมาวิเคราะห์หาค่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน โดยมีผลการศึกษาวิจัยของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาแสดงดังรูปที่ 4.6 เมื่อพิจารณาช่วงอัตราเร็วลมที่สามารถทำให้กังหันลมผลิตไฟฟ้าเริ่มทำงานได้ (Cut-In Wind Speed > 4 m/s) พบว่ามีสถานีที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ สถานีวิจัยพลังงานลม เรียงตามลำดับจากสูงไปต่ำแสดงดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.2 สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายปีและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

ลำดับที่	ชื่อสถานี	ชื่อจังหวัด	สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม (ไร้หน่วย)	S.D.
1	ท่าชนะ	สุราษฎร์ธานี	0.27	0.15
2	ท่าฉาง	สุราษฎร์ธานี	0.34	0.08
3	กาญจนดิษฐ์	สุราษฎร์ธานี	0.42	0.07
4	ดอนสัก	สุราษฎร์ธานี	0.37	0.13
5	ขนอม	นครศรีธรรมราช	0.27	0.15
6	สิชล	นครศรีธรรมราช	0.48	0.13
7	ท่าศาลา	นครศรีธรรมราช	0.33	0.10
8	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	0.24	0.16
9	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	0.32	0.12
10	ระโนด	สงขลา	0.68	0.18
11	สทิงพระ1	สงขลา	0.65	0.27
12	สทิงพระ2	สงขลา	0.12	0.09
13	สิงหนคร	สงขลา	0.23	0.15
14	จะนะ	สงขลา	0.48	0.21
15	เหนือคลอง	กระบี่	0.45	0.15
16	เกาะลันตา	กระบี่	1.05	0.16
17	หาดสำราญ	ตรัง	0.45	0.10
18	ทุ่งหว้า	สตูล	0.16	0.05



รูปที่ 4.6 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนในช่วง Off Peak (ซ้าย) และช่วง On Peak (ขวา) สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช

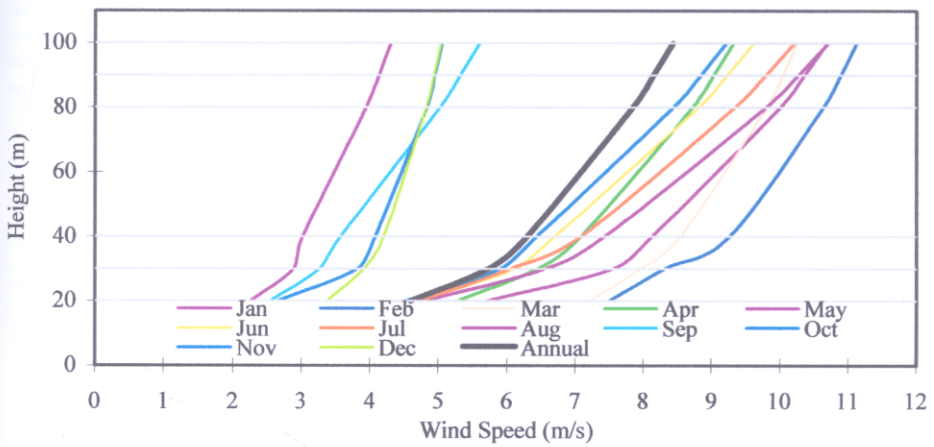
ตารางที่ 4.3 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ของสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ สถานีวิจัย

ลำดับที่	ชื่อสถานี	ชื่อจังหวัด	อัตราเร็วลมเฉลี่ย					
			80 m		90 m		100 m	
			On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak
1	ท่าชนะ	สุราษฎร์ธานี	4.59	4.78	4.73	4.93	4.87	5.07
2	ขนอม	นครศรีธรรมราช	6.30	7.21	6.53	7.48	6.74	7.72
3	สิชล	นครศรีธรรมราช	6.83	6.67	7.12	7.08	7.19	7.47
4	ท่าศาลา	นครศรีธรรมราช	7.78	8.70	8.09	9.04	8.38	9.37
5	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	8.99	9.42	9.27	9.80	9.52	10.09
6	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	6.39	7.85	6.65	7.92	6.90	8.20
7	ระโนด	สงขลา	5.28	6.34	5.80	6.96	6.31	7.57
8	สทิงพระ1	สงขลา	4.01	5.56	4.34	6.00	4.66	6.46
9	สิงหนคร	สงขลา	4.69	4.66	4.82	4.79	4.94	4.91
10	จะนะ	สงขลา	5.38	5.86	5.73	6.22	6.06	6.57
11	เกาะลันตา	กระบี่	5.34	6.45	6.07	7.35	6.82	8.26

4.5 โปรไฟล์ทางดิ่งของอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 0-100 m (Vertical Profile of Wind Speed at Height of 0-100 m)

โปรไฟล์ทางดิ่งของอัตราเร็วลมที่ระดับความสูงไม่เกิน 100 m ถูกสร้างขึ้นโดยอาศัยข้อมูลอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 20 m 30 m 40 m 80 m 90 m และ 100 m เพื่อใช้สำหรับการตรวจสอบความถูกต้องของผลลัพธ์ที่ได้จากการประมาณค่านอกช่วง รูปร่างลักษณะของโปรไฟล์ทางดิ่งจะบ่งบอกถึงความถูกต้องและความสมเหตุสมผลในการประมาณค่านอกช่วงไปที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ซึ่งเป็นความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุน (Hub) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW เนื่องจากในโครงการวิจัยนี้ได้ดำเนินการติดตั้งเซนเซอร์วัดอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการตรวจสอบความถูกต้อง (Validation) ของข้อมูลที่ได้จากการประมาณค่านอกช่วงก่อนนำไปใช้ในการประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมขนาดดังกล่าว ผลการวิจัยพบว่าโปรไฟล์ทางดิ่งของลมในระดับความสูงไม่เกิน 100 m ไม่มีรูปร่าง

ลักษณะที่ผิดปกติเมื่อเปรียบเทียบกับทฤษฎีที่ใช้ในการวิเคราะห์ นอกจากนี้ผลของการประมาณค่านอกช่วงไปที่ความสูง 80 m 90 m และ 100 m ให้ผลการประมาณค่าที่มีความสมเหตุสมผล โดยเป็นค่าอัตราเร็วลมที่ไม่สูงมากจนเกินไป โดยเมื่อทำการเปรียบเทียบกับแผนที่ลมที่พัฒนามาจากแบบจำลองเมโซ-สเกล ทางอุตุนิยมวิทยาจะพบว่ามีค่าแตกต่างกันไม่มากนัก รายละเอียดของโปรไฟล์ทางดิ่งรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาแสดงดังรูปที่ 4.7

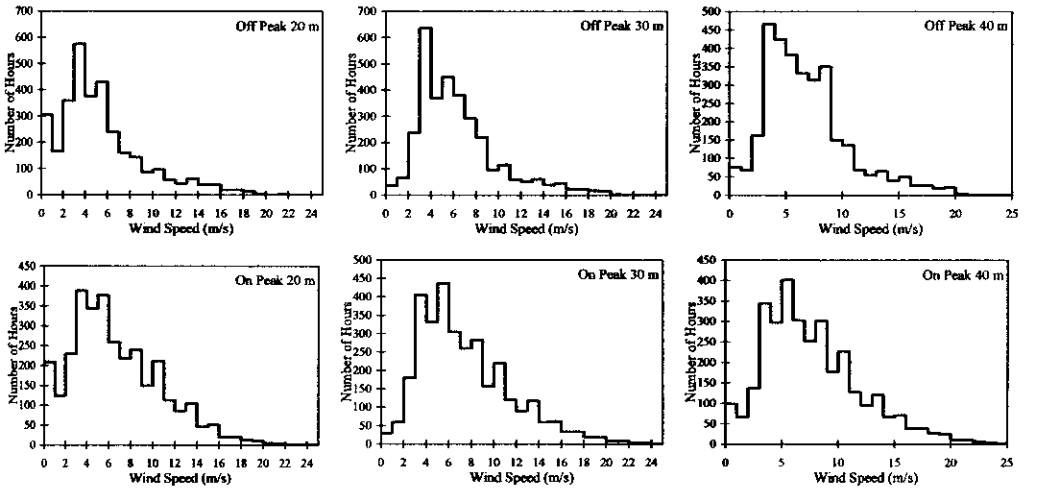


รูปที่ 4.7 โปรไฟล์ทางดิ่งของอัตราเร็วลมรายเดือนและรายปี สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช

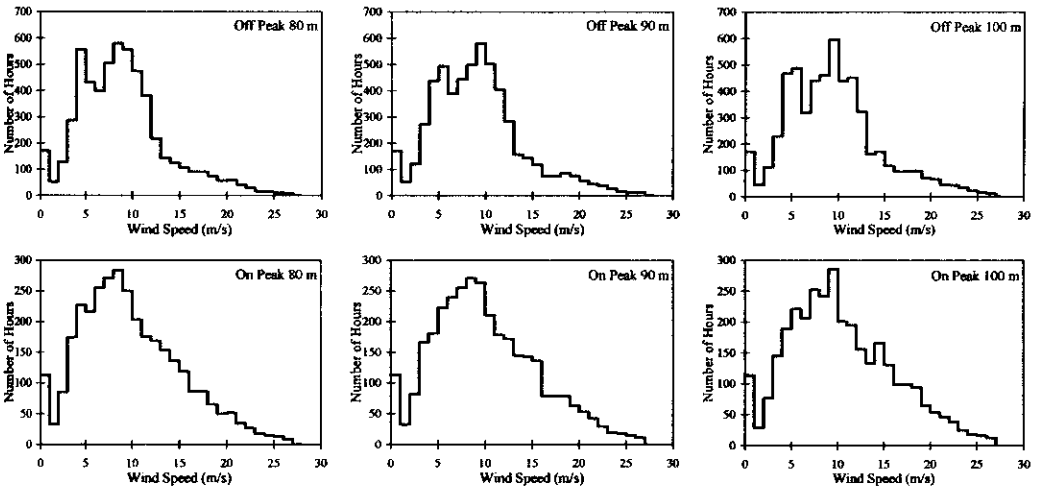
4.6 การแจกแจงความถี่รายชั่วโมงของอัตราเร็วลมในช่วง On Peak และ Off Peak ที่ระดับความสูง 20 m 30 m 40 m 80 m 90 m และ 100 m (Hourly Frequency Distribution of Wind Speed during On Peak and Off Peak Period at Height of 20 m 30 m 40 m 80 m 90 m and 100 m)

ข้อมูลอัตราเร็วลมสถิติที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ที่ได้จากการตรวจวัดและที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ที่ได้จากการประมาณค่านอกช่วงในช่วง On Peak และในช่วง Off Peak ถูกนำมาวิเคราะห์หาความถี่รายชั่วโมงในรอบปีเพื่อแสดงเวลาประสิทธิผล (Effective Time) สำหรับการนำพลังงานลมไปใช้ประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้าและนำไปใช้สำหรับการประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม โดยใช้ช่วง (Bin) ของอัตราเร็วลมช่วงละ 1 m/s กราฟการแจกแจงความถี่รายชั่วโมงของอัตราเร็วลมในช่วง On Peak และช่วง Off Peak จะแสดงให้เห็นว่ามีอัตราเร็วลมที่ค่าต่างๆ เป็นจำนวนกี่ชั่วโมงในรอบปี ซึ่งในการประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมที่ถูกติดตั้ง ณ สถานีวิจัยพลังงานลมจะอาศัยค่าการแจกแจงความถี่ในหน่วยชั่วโมงร่วมกับเส้นโค้งกำลัง (Power Curve) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าในหน่วยวัตต์ ซึ่งจะทำให้ได้จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมหน่วยวัตต์-ชั่วโมง และ

กิโลวัตต์-ชั่วโมง ต่อไป ผลการวิเคราะห์การแจกแจงความถี่ของอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m 40 m 80 m 90 m และ 100 m ในช่วง On Peak และ Off Peak ของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช แสดงดังรูปที่ 4.8-4.9



รูปที่ 4.8 การแจกแจงความถี่อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช



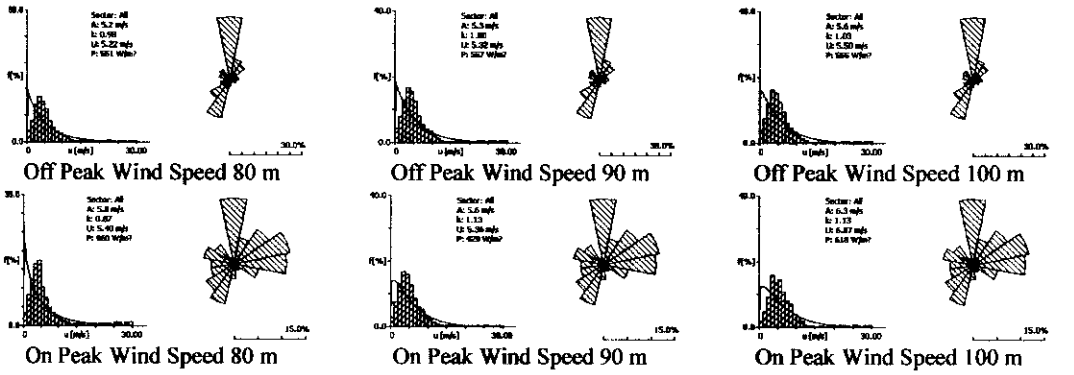
รูปที่ 4.9 การแจกแจงความถี่อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช

4.7 ภูมิอากาศของลมรายปีในช่วง On Peak และ Off Peak ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m (Annual Observed Wind Climate during On Peak and Off Peak at Height of 80 m 90 m and 100 m)

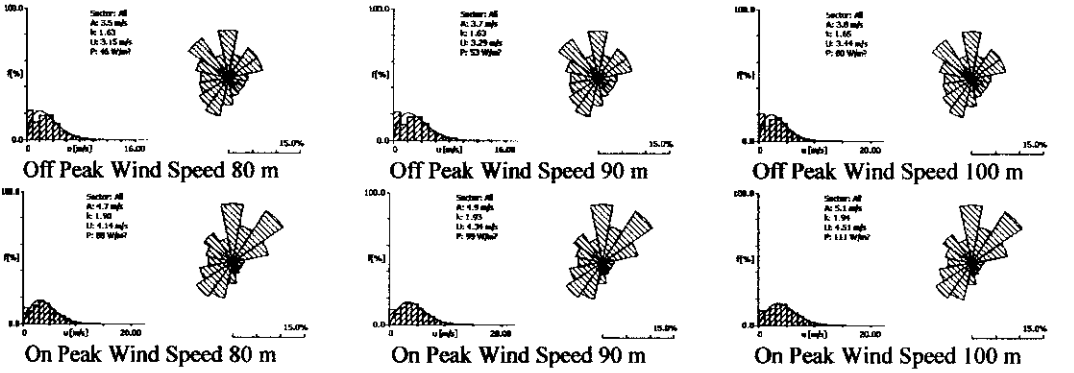
ข้อมูลอัตราเร็วลมสถิติที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ในช่วง On Peak และช่วง Off Peak ที่ได้จากการประมาณค่านอกช่วงถูกนำมาวิเคราะห์ภูมิอากาศของลมรายปี เพื่อนำไปประมาณค่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากพลังงานลม ซึ่งจะเป็นประโยชน์อย่างมากในการวิเคราะห์โครงการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม เนื่องจากในการวิเคราะห์อัตราส่วนต้นทุนผลตอบแทน (Benefit Cost Ratio: BCR) จำเป็นต้องทราบจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมในช่วง On Peak และช่วง Off Peak ซึ่งค่าไฟฟ้าต่อหน่วยในช่วงทั้งสองดังกล่าวมีค่าไม่เท่ากันดังแสดงรายละเอียดในบทที่ 3 ด้วยเหตุนี้จะทำให้ผลการวิเคราะห์โครงการมีความถูกต้องแม่นยำและมีความน่าเชื่อถือมากยิ่งขึ้น ผลการวิเคราะห์ภูมิอากาศลมรายปีในช่วง On Peak และช่วง Off Peak ของทั้ง 18 สถานี แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.10-4.27

4.8 ภูมิอากาศของลมรายปีที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m (Annual Observed Wind Climate at Height of 80 m 90 m and 100 m)

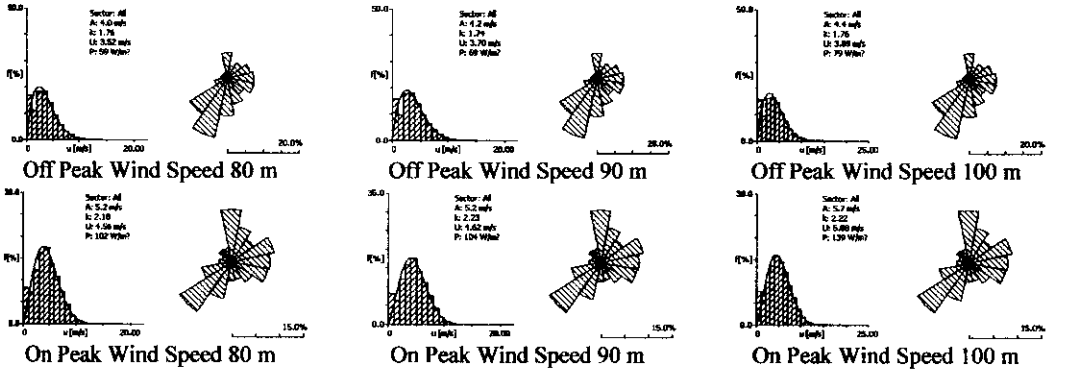
ข้อมูลอัตราเร็วลมสถิติที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ซึ่งเป็นข้อมูลอนุกรมเวลา (Time Series) ระยะยาวรอบ 1 ปี ตั้งแต่เดือนมกราคม พ.ศ. 2551-ธันวาคม พ.ศ. 2551 ถูกนำมาวิเคราะห์ภูมิอากาศของลมรายปีสำหรับเป็นข้อมูลอินพุทให้กับโปรแกรม *WAsP* 9.0 เพื่อการวิเคราะห์ศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะแหล่ง (Micrositing) ในพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยระยะ 15 km เนื่องจากการทำงานของโปรแกรม *WAsP* 9.0 ซึ่งมีลักษณะเป็นแบบลำดับขั้น (Hierarchy) และในการพัฒนาโครงการ (Project) ในพื้นที่ทำงาน (Workspace) นั้นจะอาศัยข้อมูลอินพุทที่เป็นไฟล์ภูมิอากาศลม (Observed Wind Climate: OWC) เพียงไฟล์เดียว ดังนั้นจึงไม่สามารถป้อนข้อมูลลมสถิติหรือภูมิอากาศของลมที่จำแนกออกเป็นช่วง On Peak และช่วง Off Peak หรือ OWC สองไฟล์พร้อมกันในพื้นที่ทำงานได้ ด้วยเหตุนี้ผลการประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมโดยเฉพาะอย่างยิ่งปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากฟาร์มกังหันลม ณ บริเวณพื้นที่แหล่งลมดีจึงเป็นผลอันเนื่องมาจากข้อมูลลมสถิติระยะยาว 1 ปี ที่ไม่ได้จำแนกออกเป็นช่วง On Peak หรือช่วง Off Peak อย่างไรก็ตามภูมิอากาศลมในช่วง On Peak และ Off Peak รายปีซึ่งเป็นการแจกแจงไวล์บุลล์และแสดงผลการวิเคราะห์อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีนั้นสามารถนำไปวิเคราะห์หรือประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมด้วยวิธีการอื่นๆ ในกรณีของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ สถานีวิจัยพลังงานลม



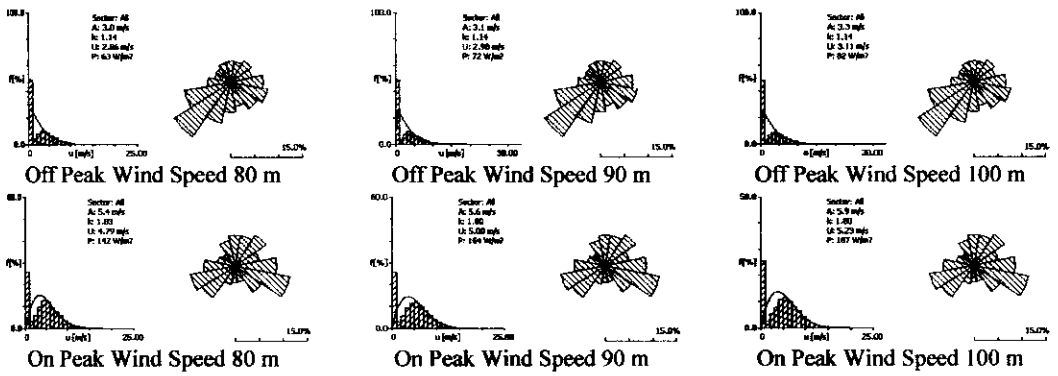
รูปที่ 4.10 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี



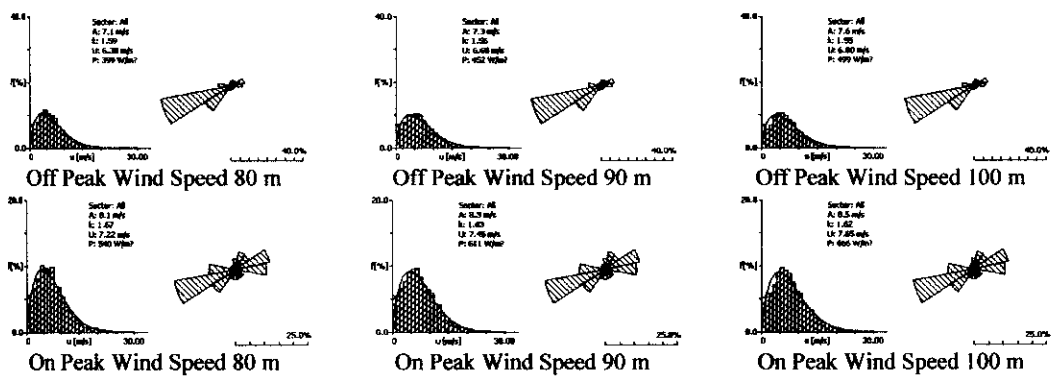
รูปที่ 4.11 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี



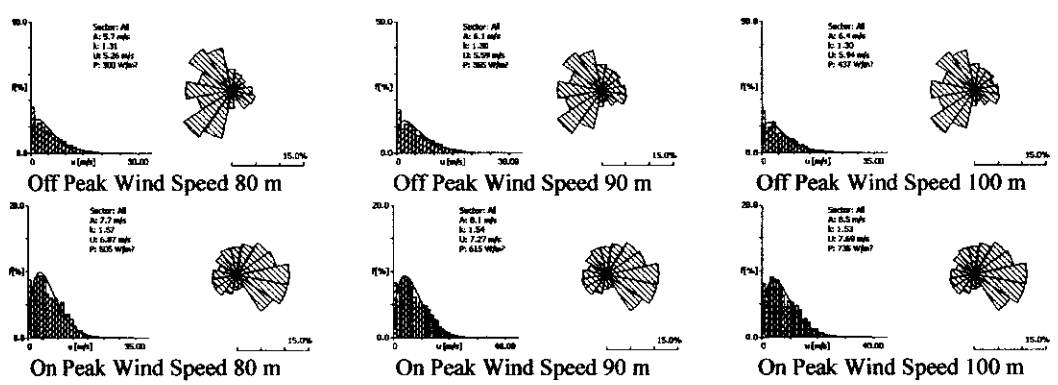
รูปที่ 4.12 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี



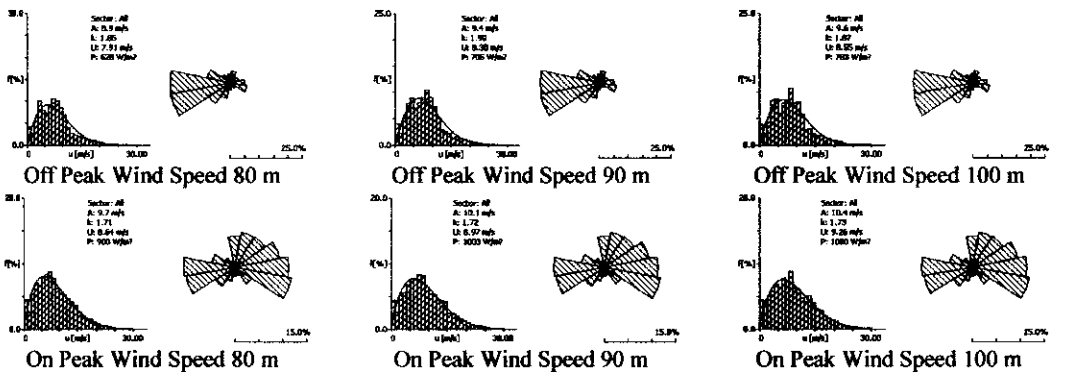
รูปที่ 4.13 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี



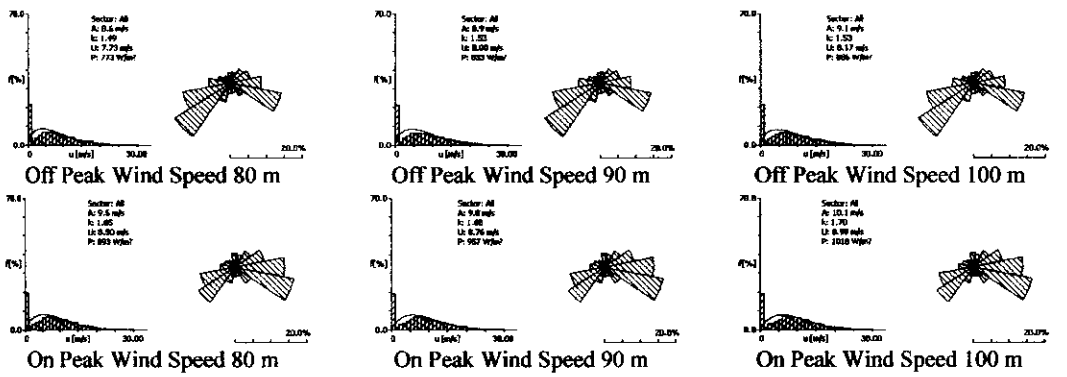
รูปที่ 4.14 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช



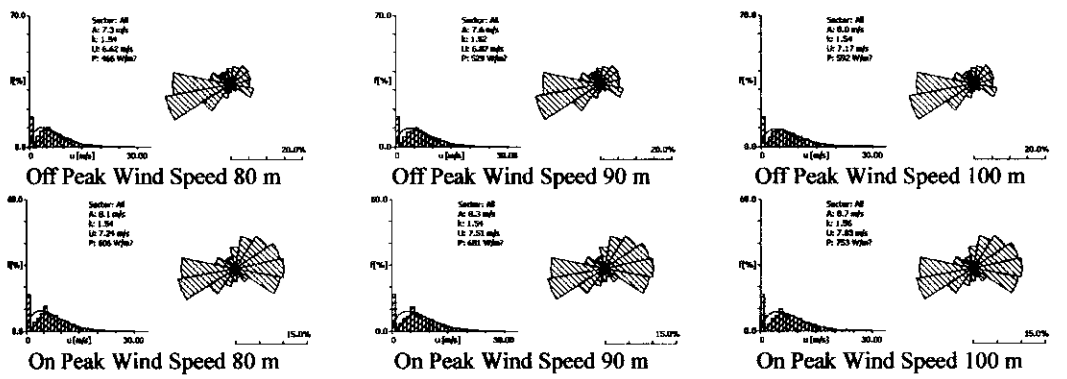
รูปที่ 4.15 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช



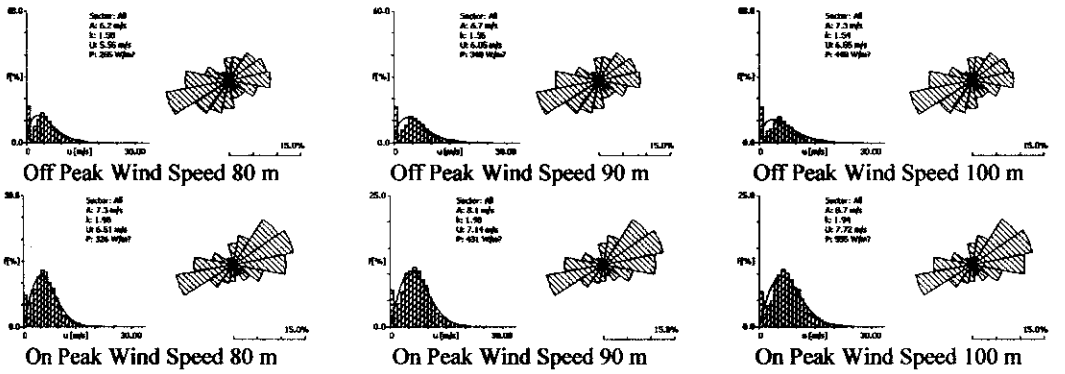
รูปที่ 4.16 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช



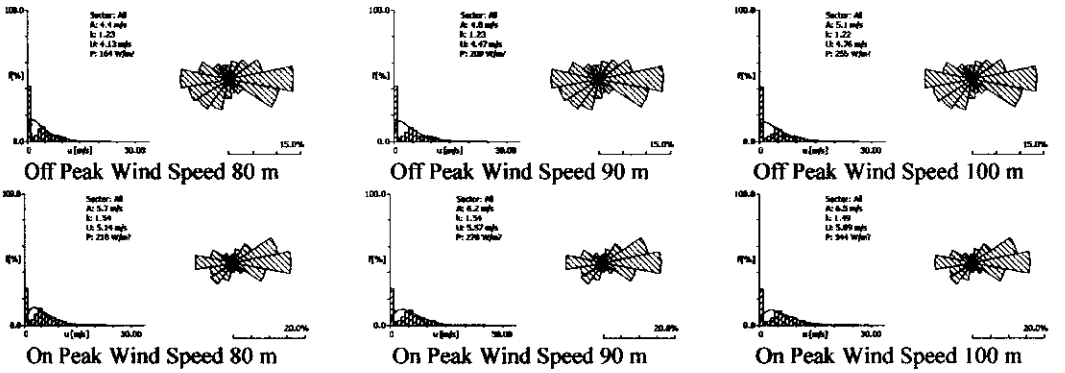
รูปที่ 4.17 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช



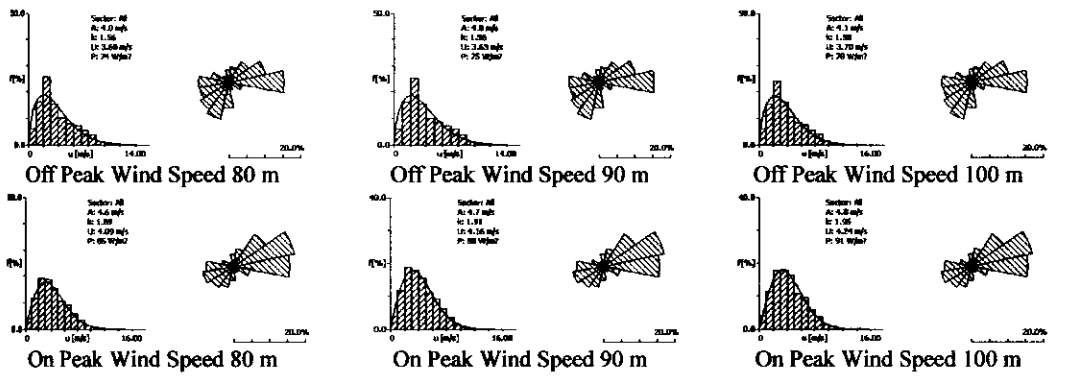
รูปที่ 4.18 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช



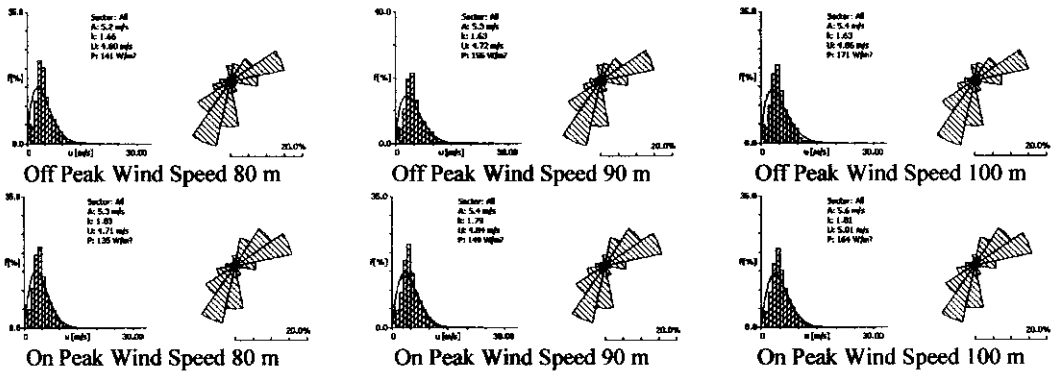
รูปที่ 4.19 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา



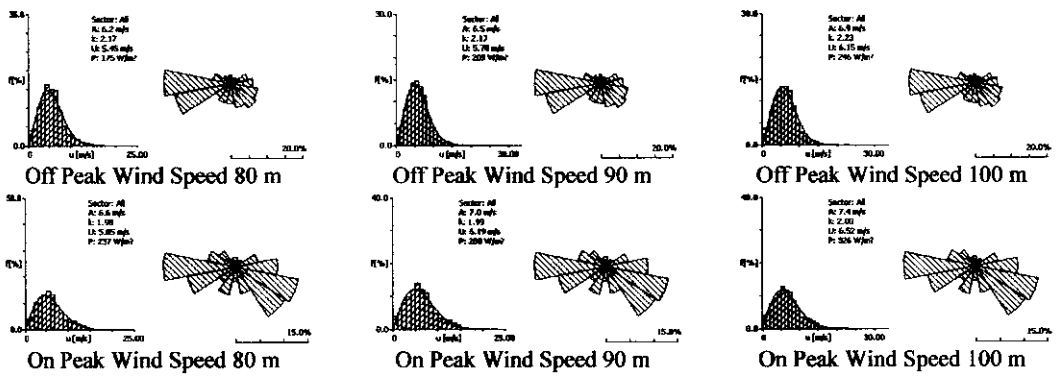
รูปที่ 4.20 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา



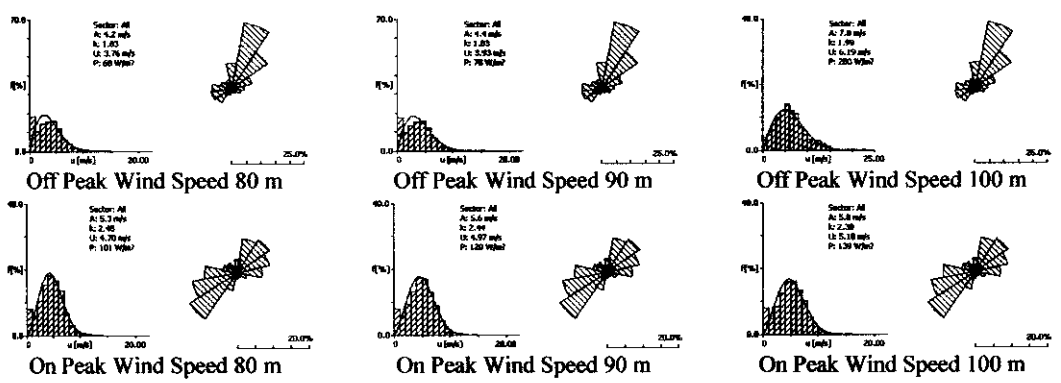
รูปที่ 4.21 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา



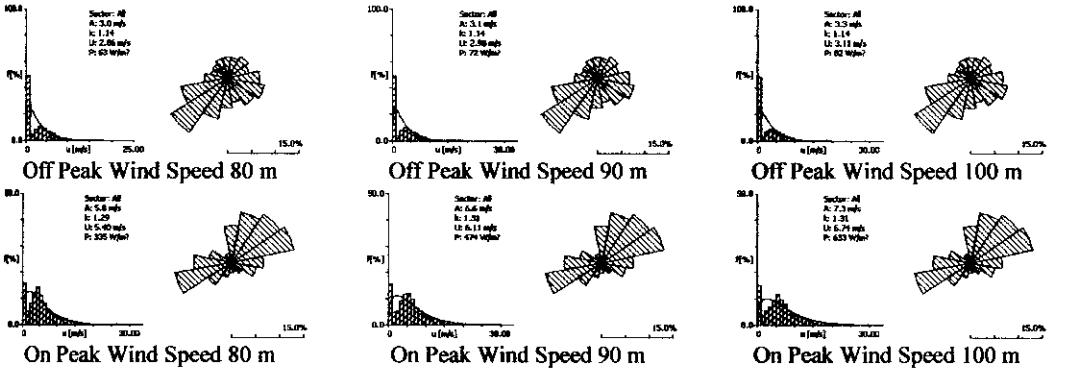
รูปที่ 4.22 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานสิงหนคร จ.สงขลา



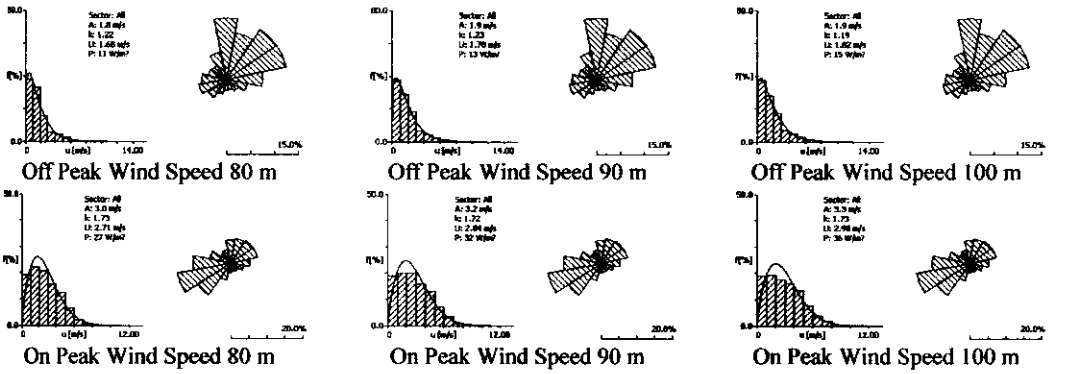
รูปที่ 4.23 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา



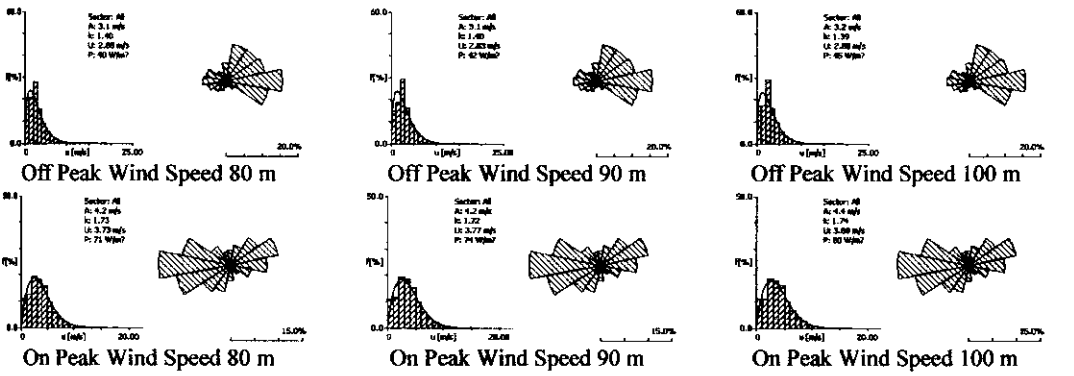
รูปที่ 4.24 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่



รูปที่ 4.25 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่



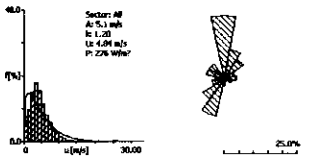
รูปที่ 4.26 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง

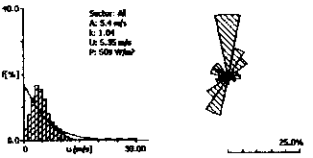


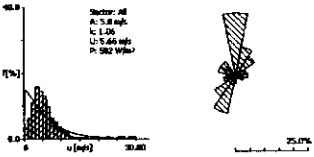
รูปที่ 4.27 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมในช่วงเวลา On – Off Peak ของปี พ.ศ. 2551 ที่สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล

ในการวิเคราะห์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมโดยโปรแกรม *WAsP* 9.0 นั้นจำเป็นต้องอาศัยข้อมูลภูมิอากาศลม (Observed Wind Climate) ระยะยาวอย่างน้อยรอบ 1 ปี โดยไม่สามารถจำแนกข้อมูลออกเป็นช่วง On Peak และช่วง Off Peak ได้ เนื่องจากในการทำงานของโปรแกรม WAsP 9.0 จะรับไฟล์อินพุทภูมิอากาศลมเพียงไฟล์เดียว ดังนั้นโครงการวิจัยนี้จึงได้อาศัยข้อมูลอนุกรมเวลา (Time Series) ราย 10 นาที รอบ 1 ปี ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m สำหรับจัดทำไฟล์ข้อมูลอินพุทภูมิอากาศลม เพื่อใช้ในการประเมินหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมโดยอาศัยกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW ตามลำดับ ข้อมูลภูมิอากาศลม (OWC) และผังลม (Wind Rose) ที่ได้จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรม *WAsP* 9.0 แสดงดังรูปที่ 4.28-4.45 ตามลำดับ จากรูปดังกล่าว แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่าลมส่วนใหญ่มีทิศทางในแนวตะวันออกเฉียงเหนือและตะวันตกเฉียงใต้ซึ่งได้รับอิทธิพลของลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือและลมมรสุมตะวันออกเฉียงใต้นั่นเอง

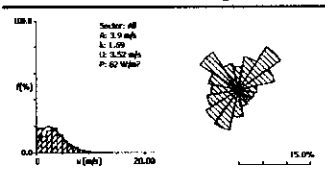
นอกจากนี้เมื่อนำข้อมูลอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ซึ่งได้จากการการประมาณค่านอกช่วงมาทำการวิเคราะห์หาค่าอัตราเร็วเฉลี่ยรายเดือนและค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานรวมทั้งวิเคราะห์ค่าเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูงดังกล่าวของทั้ง 18 สถานี ผลการวิเคราะห์แสดงดังรูปที่ 4.46-4.63 โดยมีค่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูงดังกล่าวสรุปได้ดังตารางที่ 4.6 โดยมีจำนวนสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีอัตราเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 5 m/s จำนวน 8 สถานี เรียงตามลำดับจากมากไปน้อย ดังนี้ สถานีเกาะลันตา สถานีหัวไทร สถานีปากพนัง สถานีสิชล สถานีท่าศาลา สถานีขนอม สถานีระโนด และ สถานีจะนะ

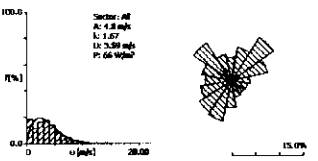

Wind Speed Extrapolation 80 m

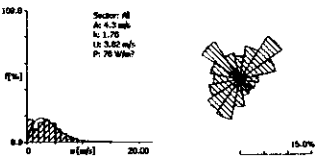

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

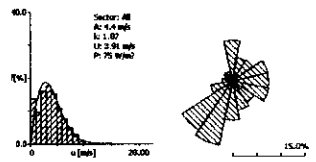
รูปที่ 4.28 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี

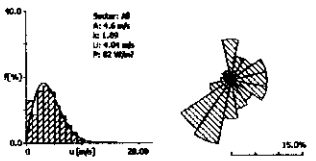

Wind Speed Extrapolation 80 m

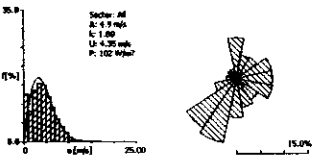

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

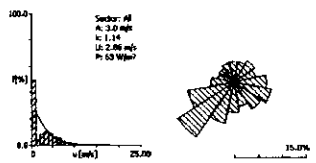
รูปที่ 4.29 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี

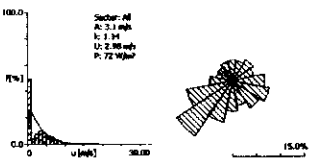

Wind Speed Extrapolation 80 m

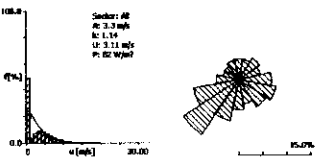

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

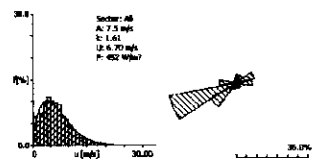
รูปที่ 4.30 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี

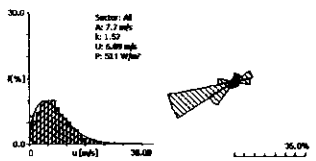

Wind Speed Extrapolation 80 m

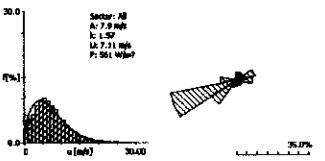

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

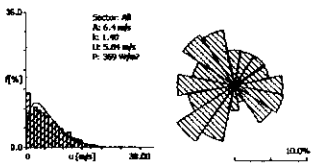
รูปที่ 4.31 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี

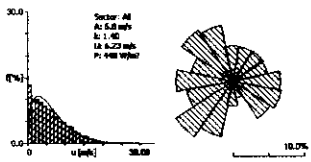

Wind Speed Extrapolation 80 m

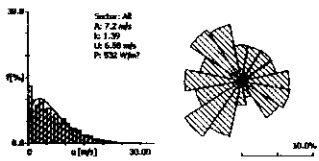

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

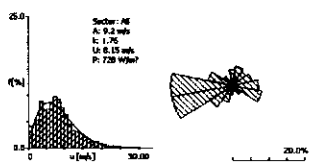
รูปที่ 4.32 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช

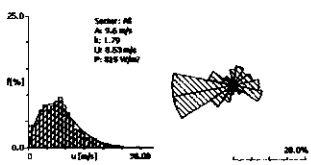

Wind Speed Extrapolation 80 m

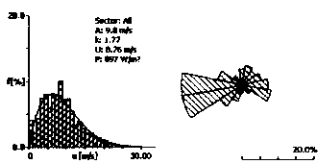

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

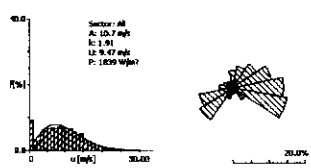
รูปที่ 4.33 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช

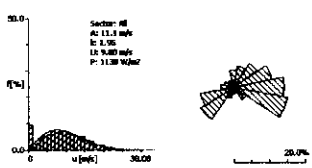

Wind Speed Extrapolation 80 m

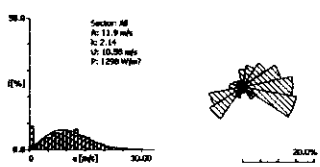

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

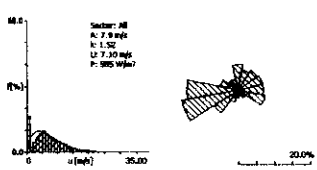
รูปที่ 4.34 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช

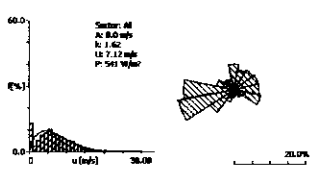

Wind Speed Extrapolation 80 m

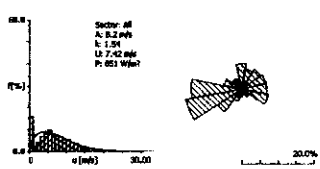

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

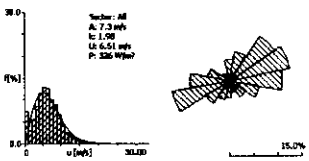
รูปที่ 4.35 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช

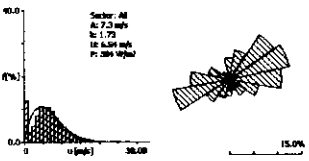

Wind Speed Extrapolation 80 m

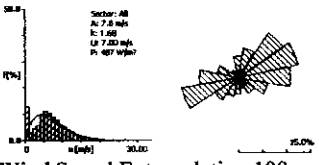

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

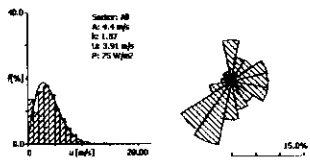
รูปที่ 4.36 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช

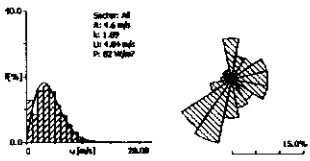


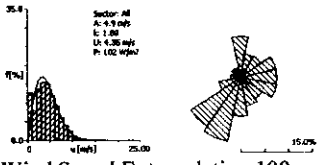




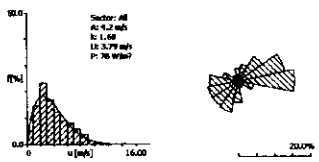
รูปที่ 4.37 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา

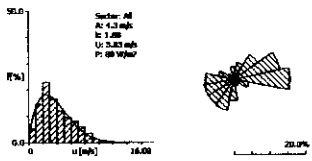


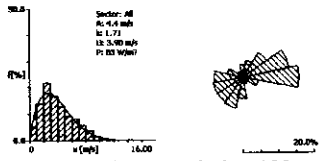




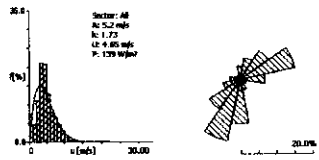
รูปที่ 4.38 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา

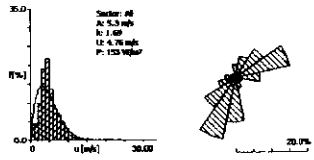


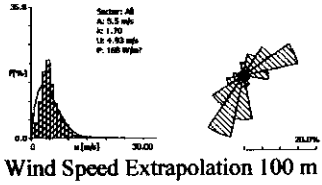




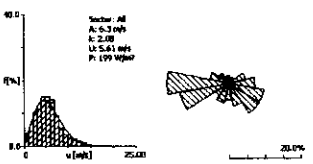
รูปที่ 4.39 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา

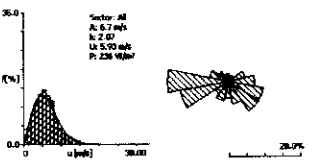


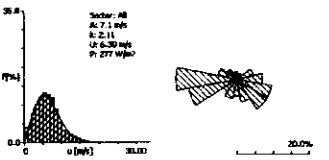




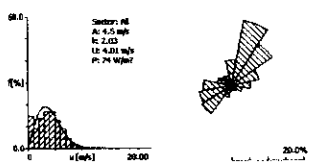
รูปที่ 4.40 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร จ.สงขลา

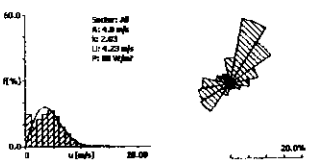

Wind Speed Extrapolation 80 m

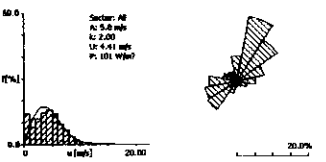

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

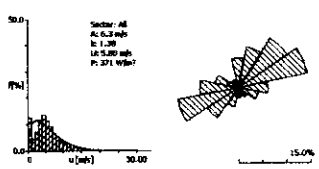
รูปที่ 4.41 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา

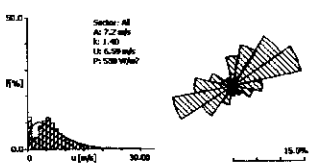

Wind Speed Extrapolation 80 m

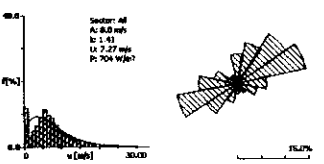

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

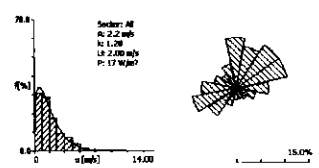
รูปที่ 4.42 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่

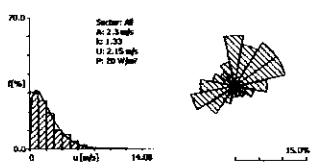

Wind Speed Extrapolation 80 m

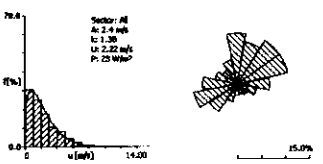

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

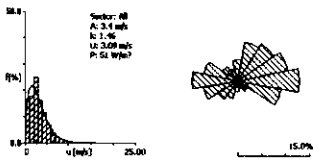
รูปที่ 4.43 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่

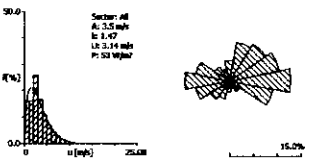

Wind Speed Extrapolation 80 m

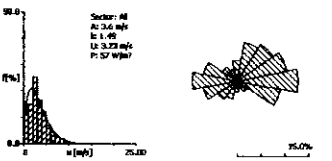

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

รูปที่ 4.44 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551
สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง


Wind Speed Extrapolation 80 m

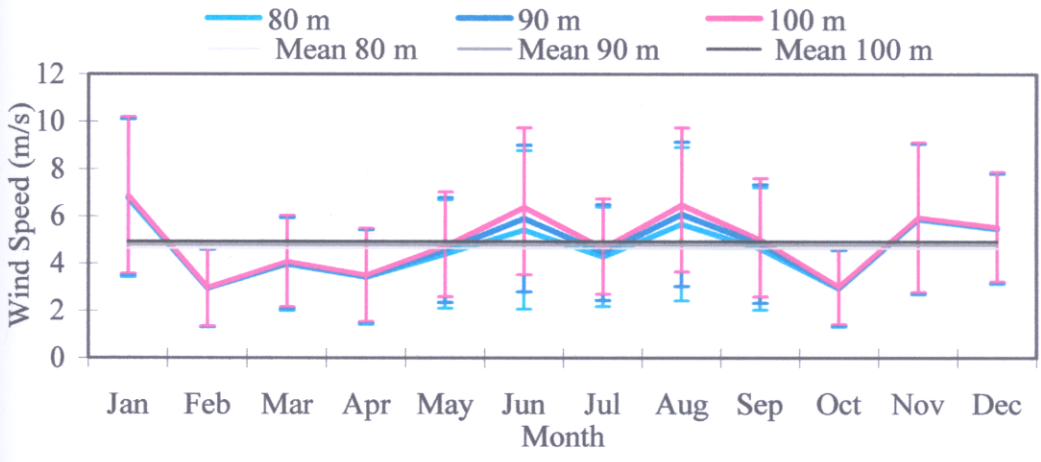

Wind Speed Extrapolation 90 m


Wind Speed Extrapolation 100 m

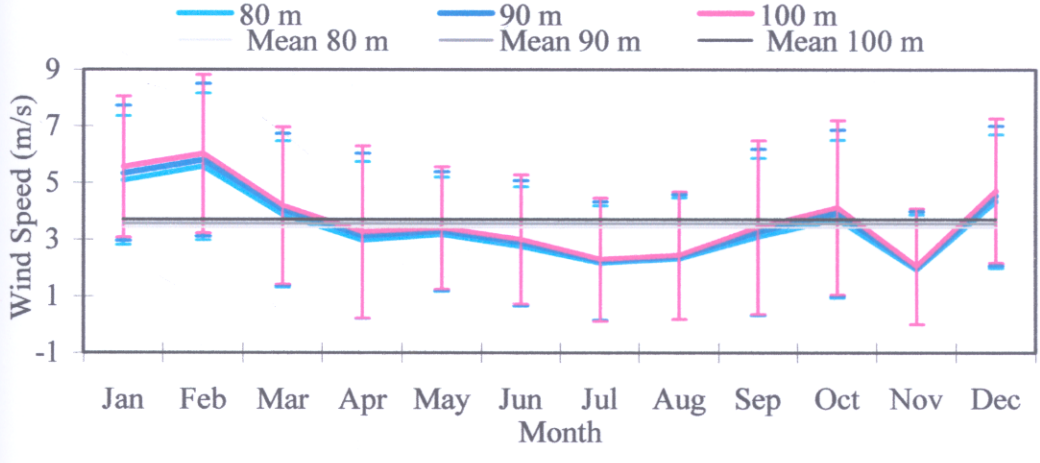
รูปที่ 4.45 การแจกแจงไวบุลล์และผังลมของอัตราเร็วลมของปี พ.ศ. 2551 สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล

ตารางที่ 4.4 ศักยภาพของอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m เรียงจากมากไปน้อย

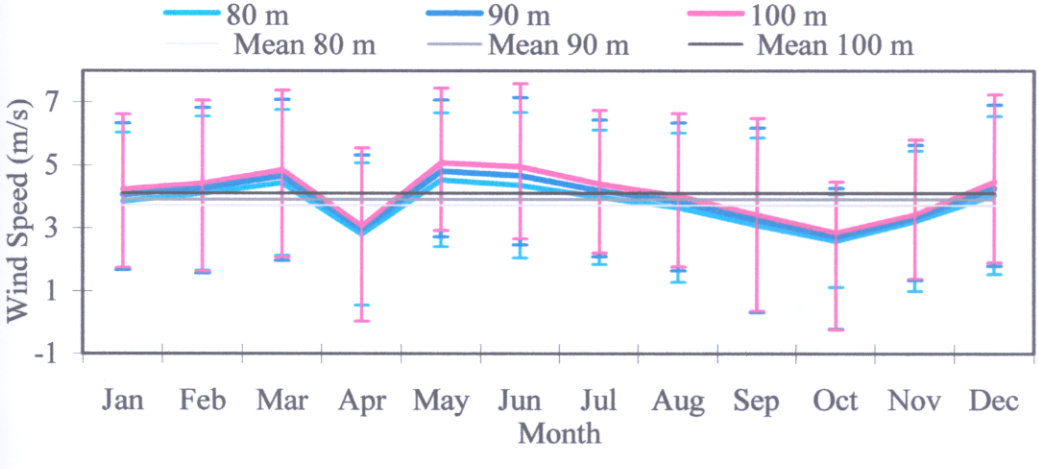
ลำดับที่	ชื่อสถานี	ชื่อจังหวัด	อัตราเร็วลมเฉลี่ย (m/s)		
			80 m	90 m	100 m
1	เกาะลันตา	กระบี่	7.11	8.35	9.65
2	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	8.54	8.83	9.10
3	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	8.47	8.65	8.81
4	สิชล	นครศรีธรรมราช	7.10	7.80	8.50
5	ท่าศาลา	นครศรีธรรมราช	7.67	7.96	8.23
6	ขนอม	นครศรีธรรมราช	6.54	6.79	7.02
7	ระโนด	สงขลา	5.69	6.25	6.80
8	จะนะ	สงขลา	5.55	5.90	6.24
9	สทิงพระ1	สงขลา	4.52	4.91	5.28
10	สิงหนคร	สงขลา	4.72	4.84	4.96
11	ท่าชนะ	สุราษฎร์ธานี	4.65	4.79	4.93
12	เหนือคลอง	กระบี่	4.27	4.56	4.82
13	หาดสำราญ	ตรัง	3.84	4.16	4.47
14	ทุ่งหว้า	สตูล	4.04	4.16	4.27
15	ดอนสัก	สุราษฎร์ธานี	3.78	3.95	4.11
16	กาญจนดิษฐ์	สุราษฎร์ธานี	3.73	3.92	4.10
17	สทิงพระ2	สงขลา	3.91	3.95	4.00
18	ท่าฉาง	สุราษฎร์ธานี	3.42	3.57	3.71



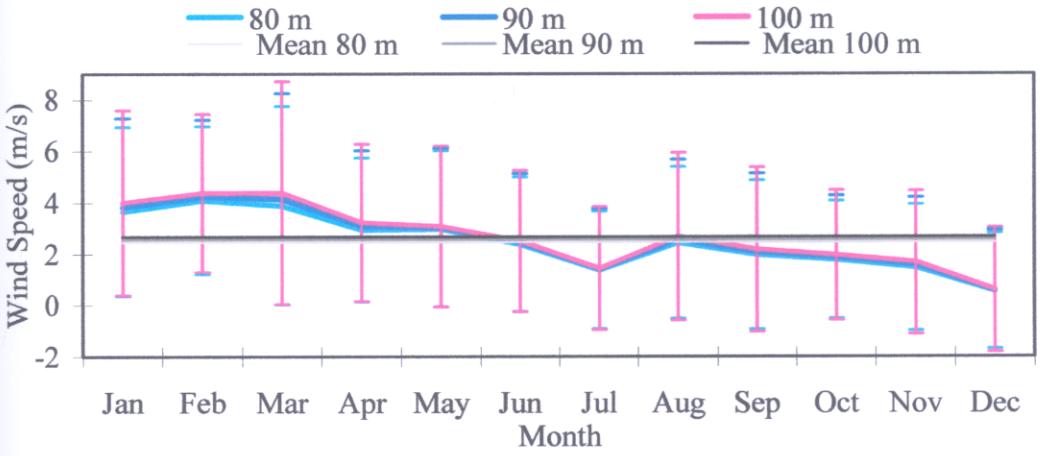
รูปที่ 4.46 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี



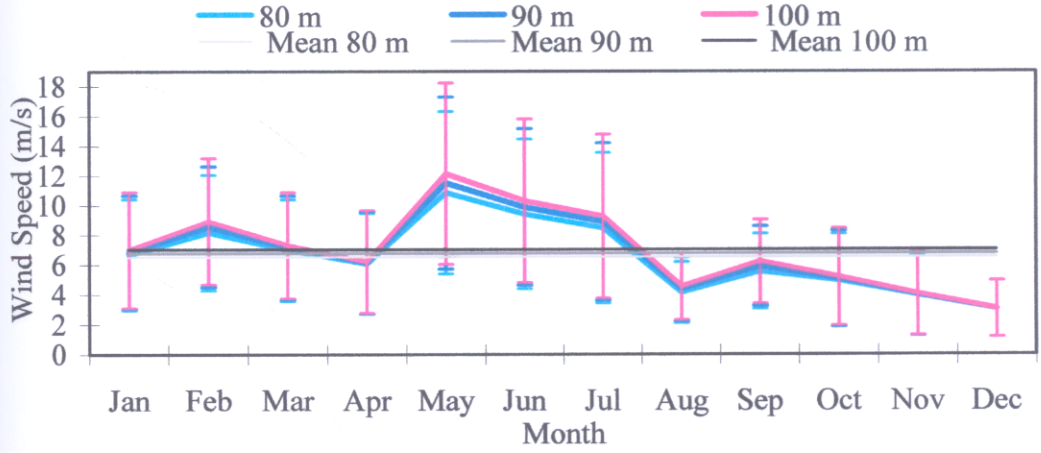
รูปที่ 4.47 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี



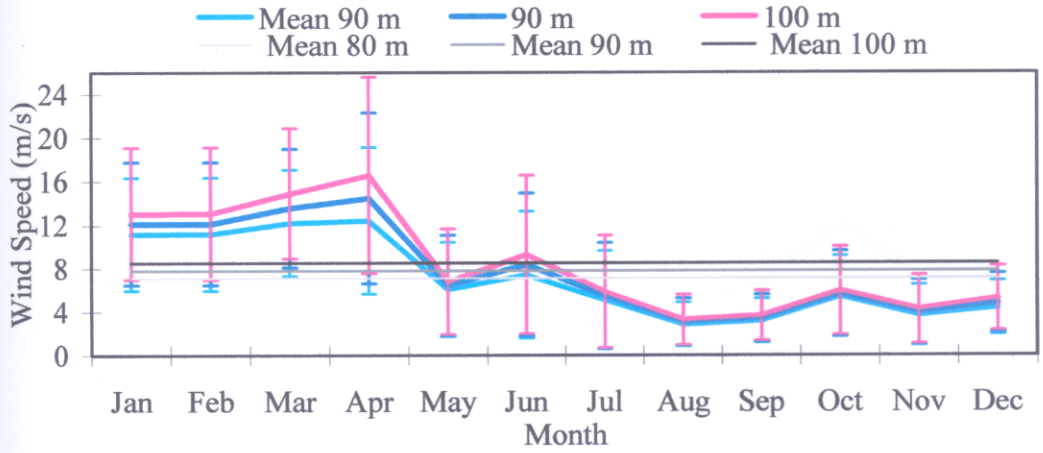
รูปที่ 4.48 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี



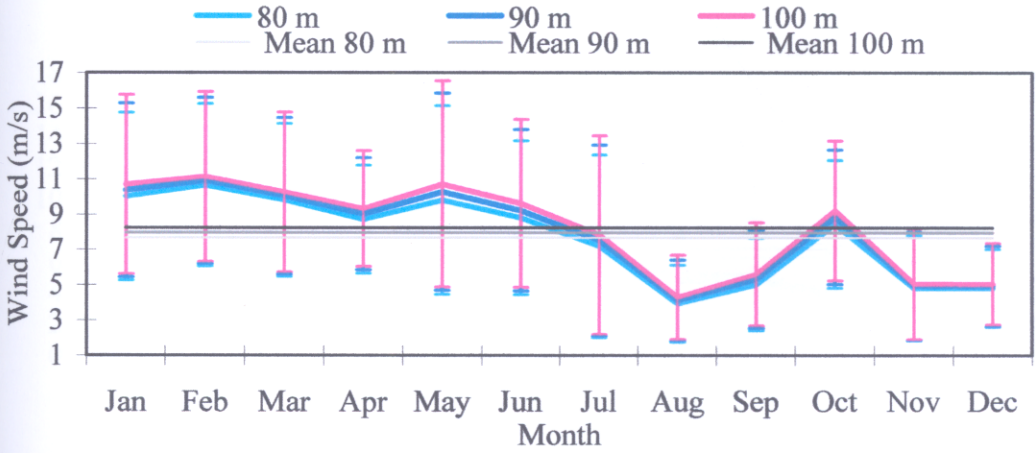
รูปที่ 4.49 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี



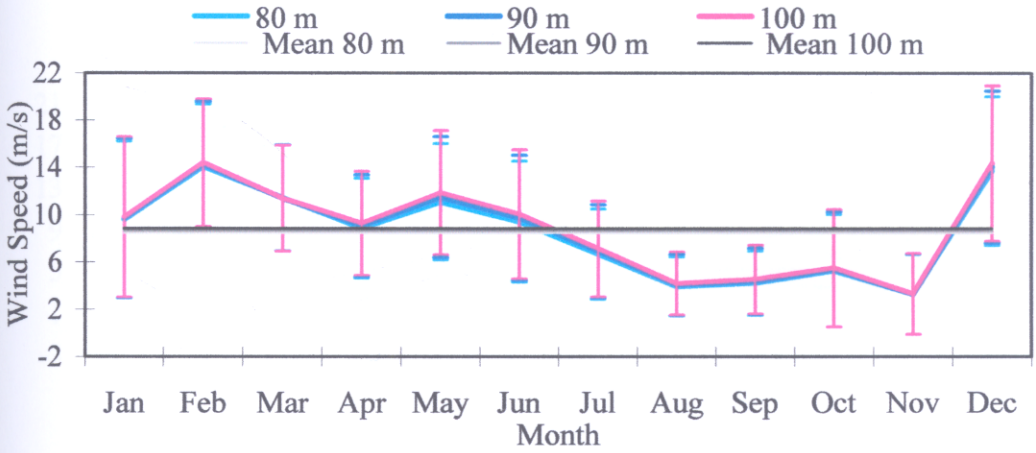
รูปที่ 4.50 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม จ.นครศรีธรรมราช



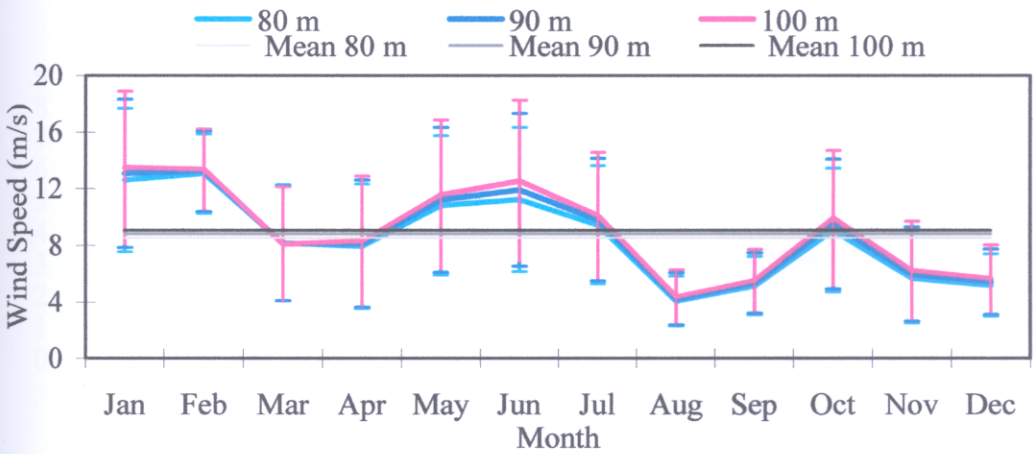
รูปที่ 4.51 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล จ.นครศรีธรรมราช



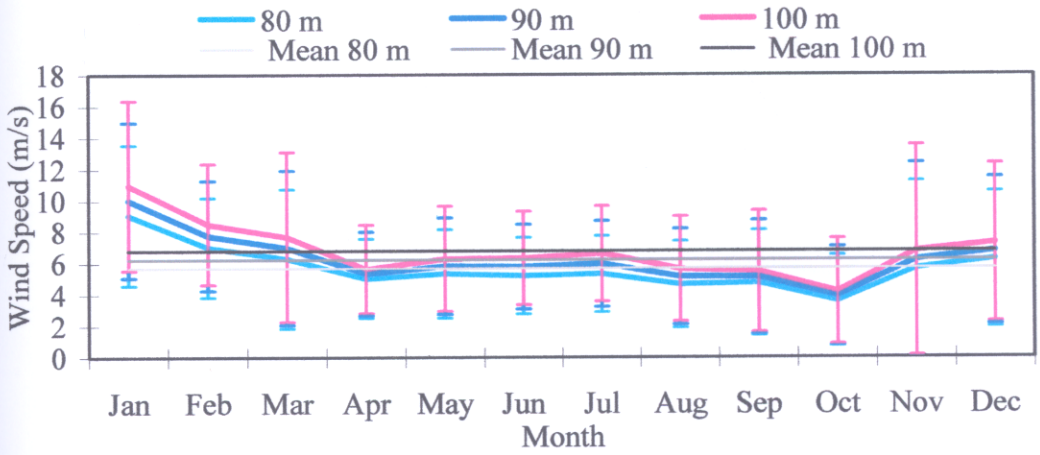
รูปที่ 4.52 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช



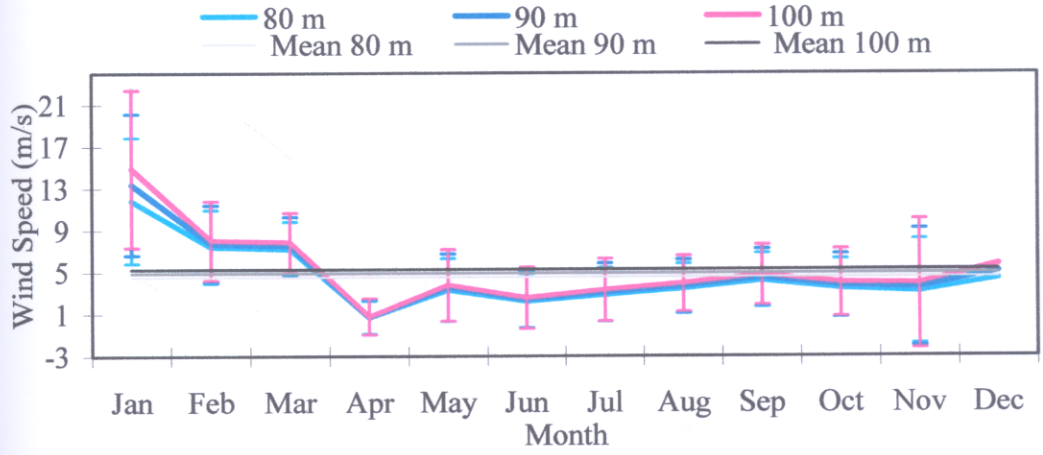
รูปที่ 4.53 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช



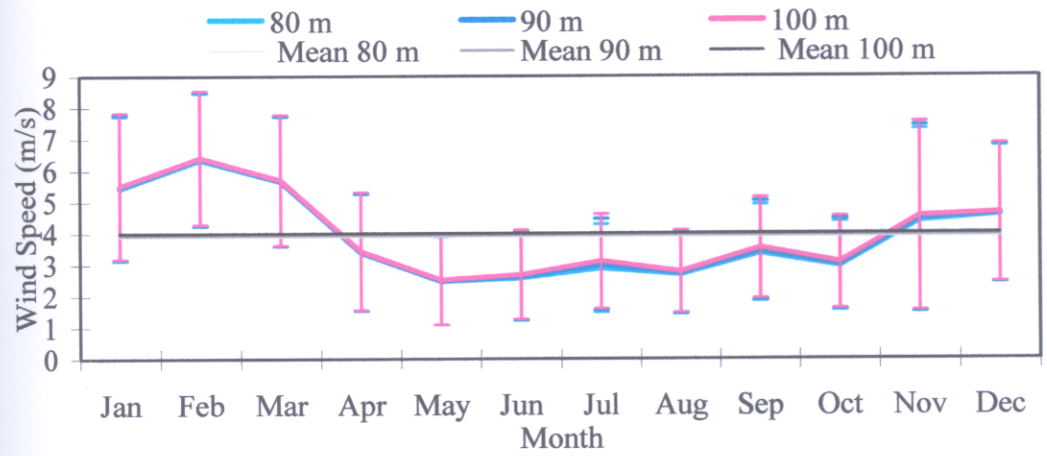
รูปที่ 4.54 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร จ.นครศรีธรรมราช



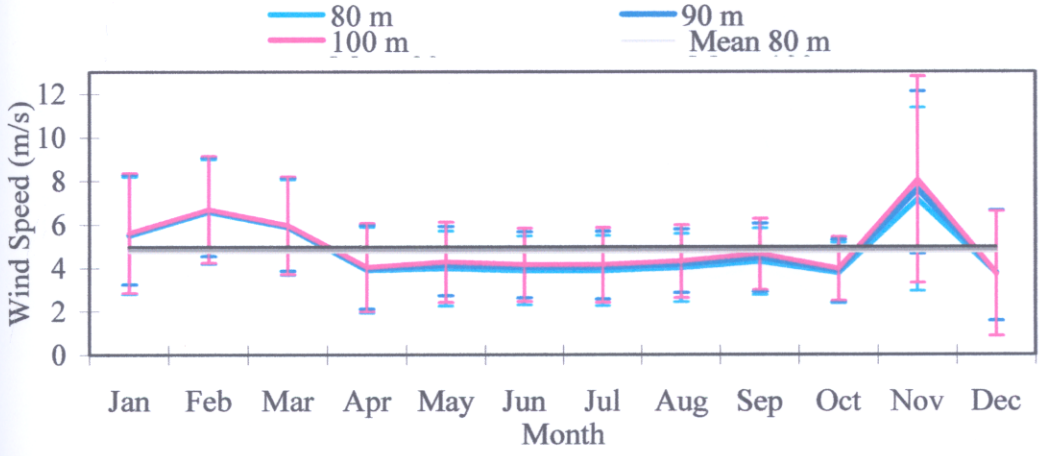
รูปที่ 4.55 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด จ.สงขลา



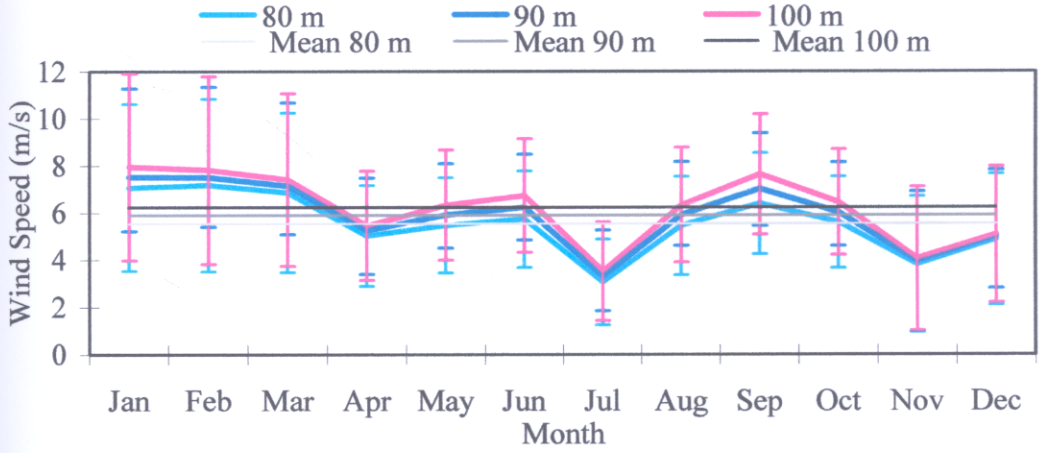
รูปที่ 4.56 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 จ.สงขลา



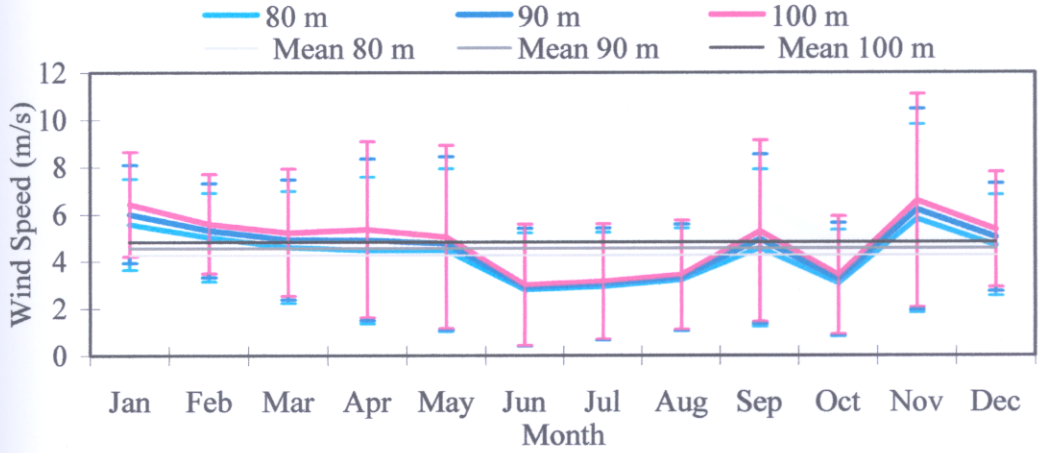
รูปที่ 4.57 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 จ.สงขลา



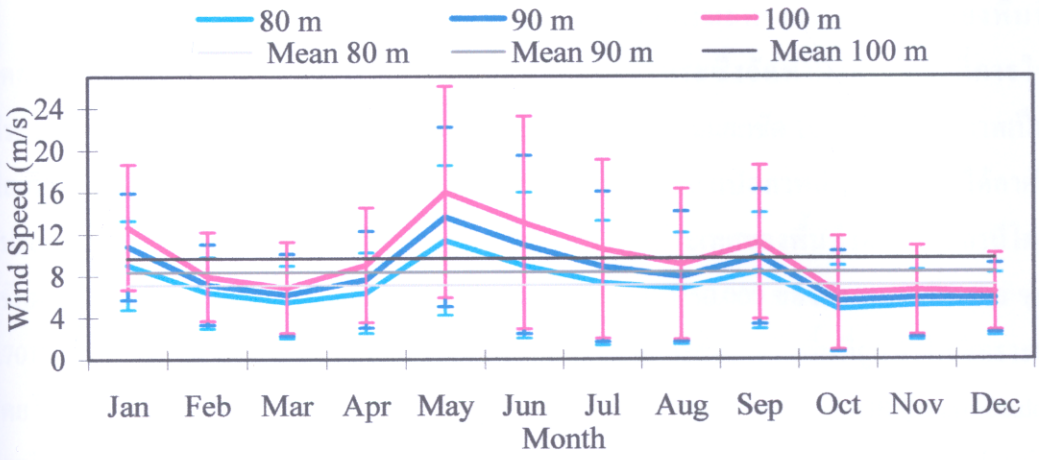
รูปที่ 4.58 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร จ.สงขลา



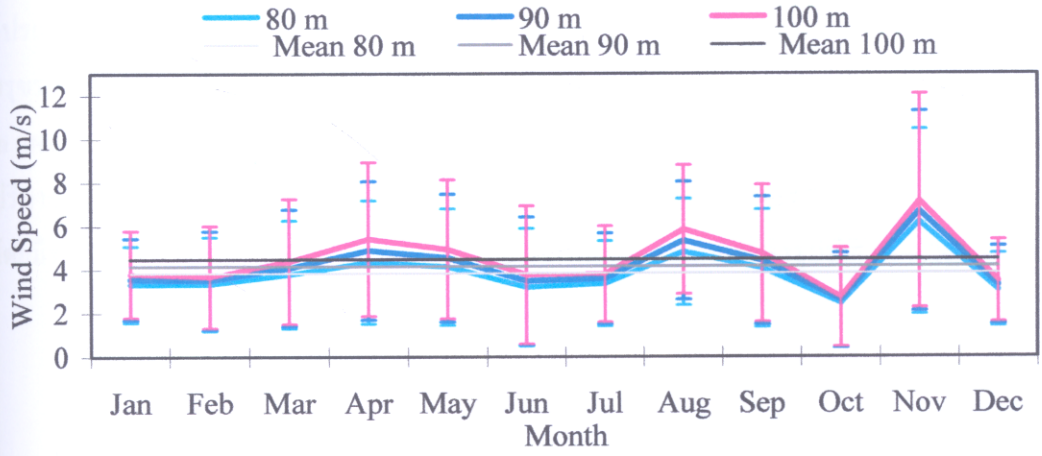
รูปที่ 4.59 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ จ.สงขลา



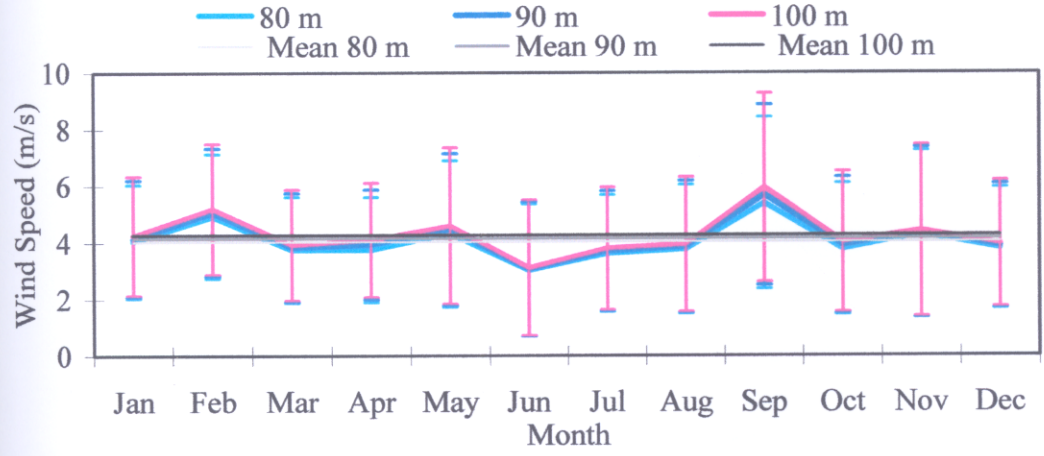
รูปที่ 4.60 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง จ.กระบี่



รูปที่ 4.61 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา จ.กระบี่

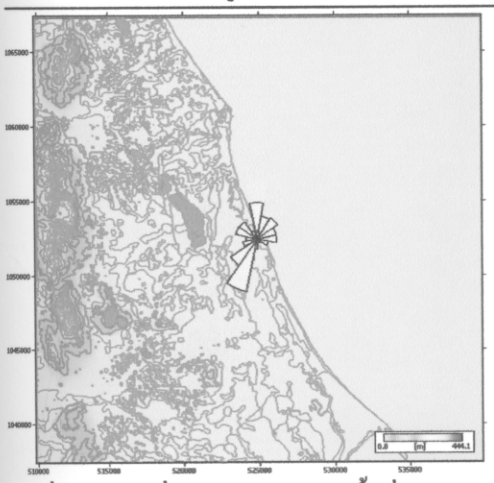


รูปที่ 4.62 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ จ.ตรัง

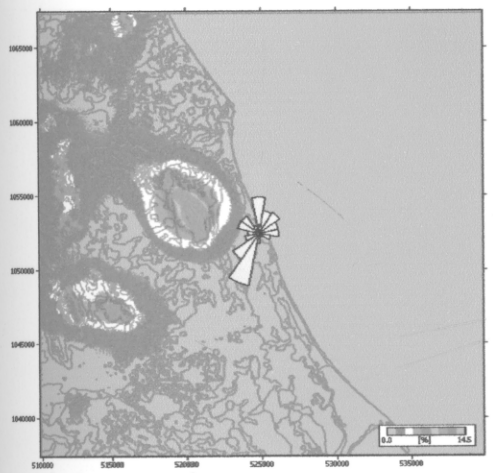


รูปที่ 4.63 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า จ.สตูล

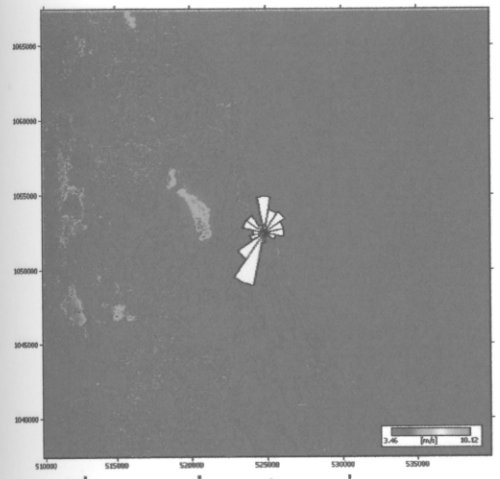
ข้อมูลเชิงพื้นที่ในรูปของแผนที่ดิจิตอลซึ่งแสดงลักษณะทางกายภาพและของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมได้แก่แผนที่ดัชนีความขรุขระซึ่งจัดทำมาจากแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดินโดยการแปลผลภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ที่มีความแยกชัด 10 m และมีคุณภาพเป็นที่ยอมรับได้โดยกำหนดให้มีปริมาณเมฆไม่เกิน 20% ซึ่งในการแปลภาพถ่ายดาวเทียมได้อาศัยโปรแกรมสำเร็จรูป Erdas Imagine 8.7 และแสดงลักษณะภูมิประเทศของพื้นที่โดยรอบสถานีโดยใช้แผนที่แบบจำลองความสูงเชิงเลข (DEM) มาตราส่วน 1:50,000 ของกรมแผนที่ทหาร ชุด L7018 เส้นชั้นความสูงเส้นชั้นละ 30 m รวมทั้งข้อมูลลมสถิติและข้อมูลเชิงพื้นที่ถูกนำไปวิเคราะห์โดยโปรแกรม *WAsP* 9.0 เพื่อสร้างแผนที่ลม (Wind Atlas) ในระดับสเกลจุภาค (Micro-Scale) ภายในระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลม โดยมีความแยกชัด (Resolution) 50 m สำหรับการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะพื้นที่ (Micrositing) ต่อไป โดยในการวิเคราะห์ผลของโปรแกรม *WAsP* 9.0 จะแสดงผลอยู่ในรูปของแผนที่ระดับความสูง (Elevation) แผนที่ดัชนีความขรุขระ (Roughness Index) แผนที่อัตราเร็วลม (Wind Speed) ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m แผนที่ความหนาแน่นกำลังลม (Power Density) ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m แผนที่ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production) ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m โดยมีรายละเอียดเชิงพื้นที่ของแต่ละสถานีวิจัยพลังงานลมทั้ง 18 สถานี ดังรูปที่ 4.64-4.262



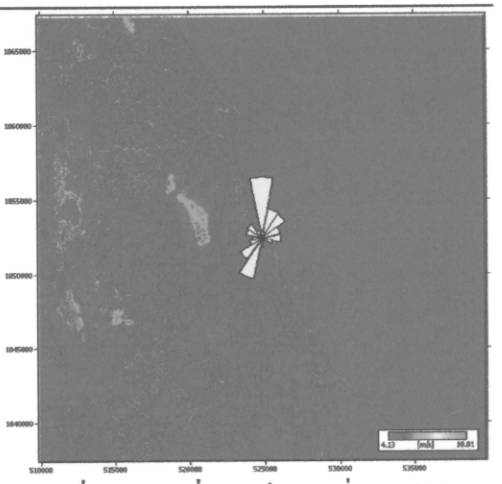
รูปที่ 4.64 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ



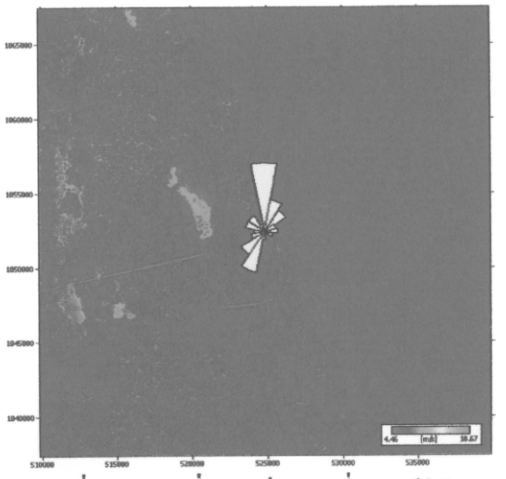
รูปที่ 4.65 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ



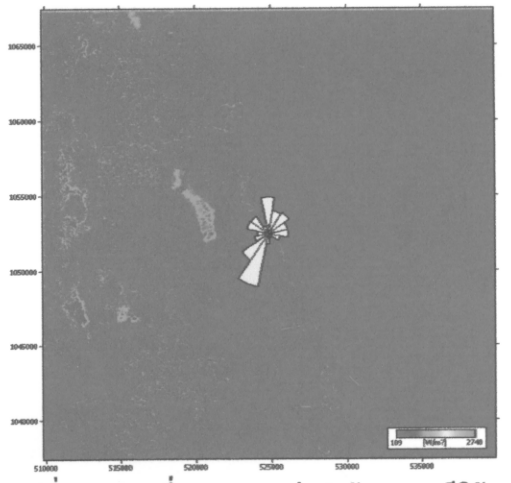
รูปที่ 4.66 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 80 m



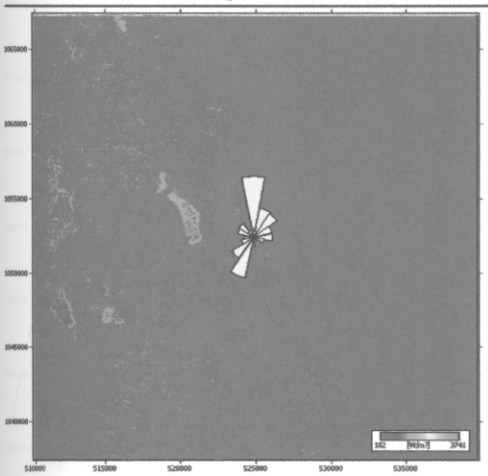
รูปที่ 4.67 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 90 m



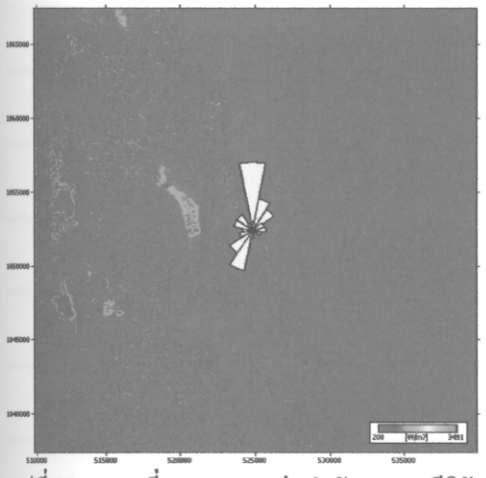
รูปที่ 4.68 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 100 m



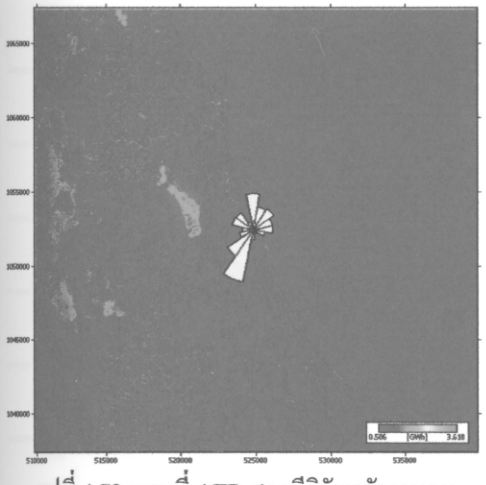
รูปที่ 4.69 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 80 m



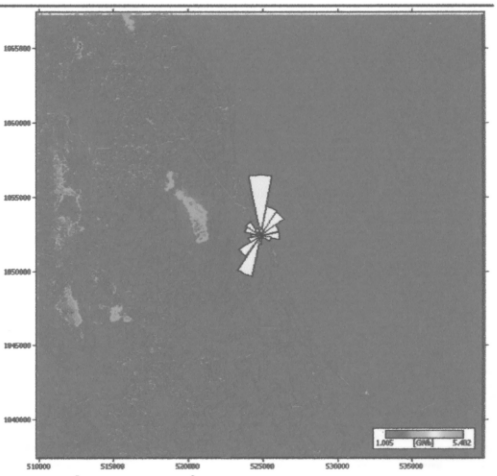
รูปที่ 4.70 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 90 m



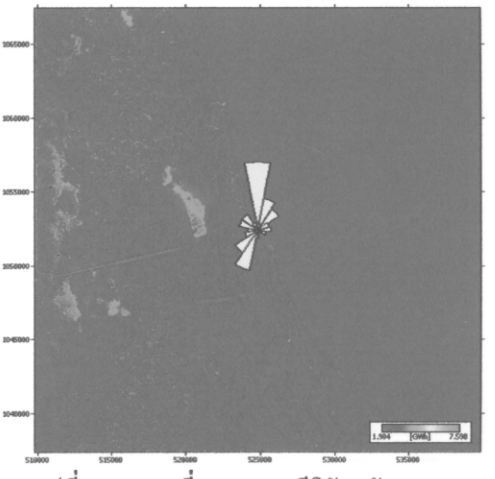
รูปที่ 4.71 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะที่ระดับความสูง 100 m



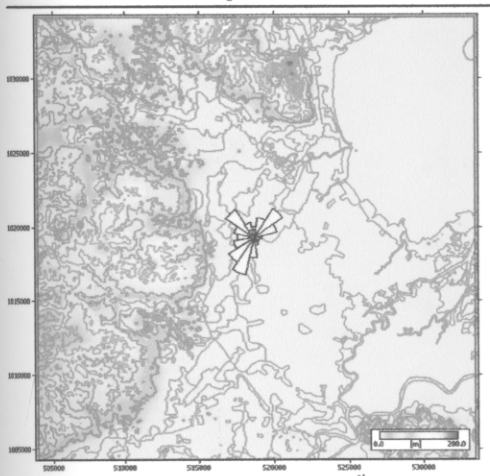
รูปที่ 4.72 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



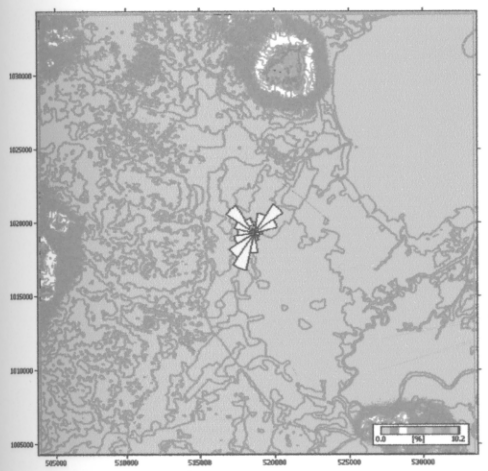
รูปที่ 4.73 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



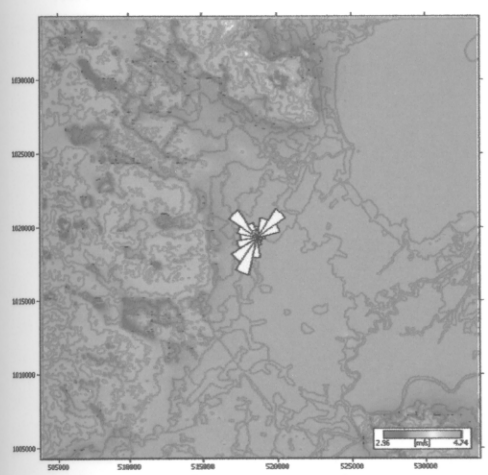
รูปที่ 4.74 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



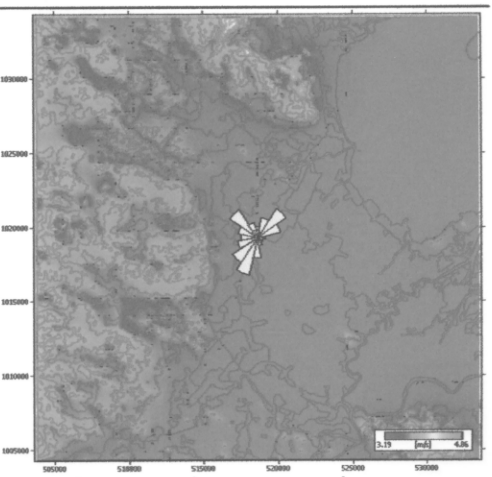
รูปที่ 4.75 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง



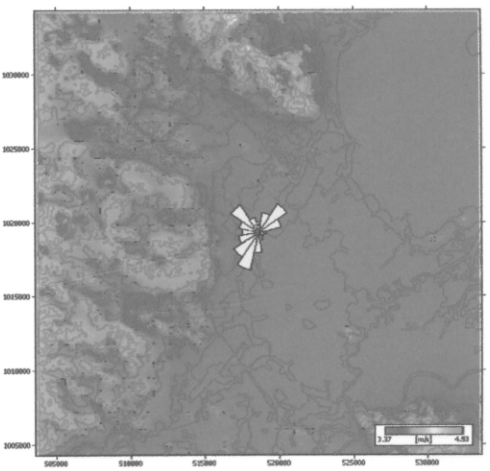
รูปที่ 4.76 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง



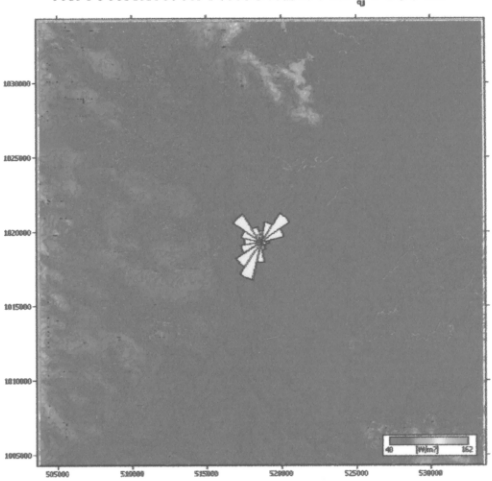
รูปที่ 4.77 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 80 m



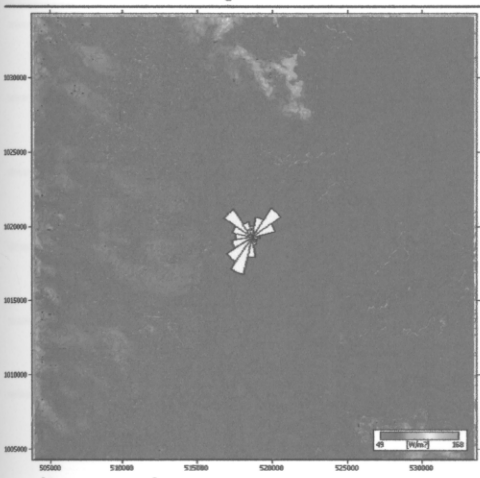
รูปที่ 4.78 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 90 m



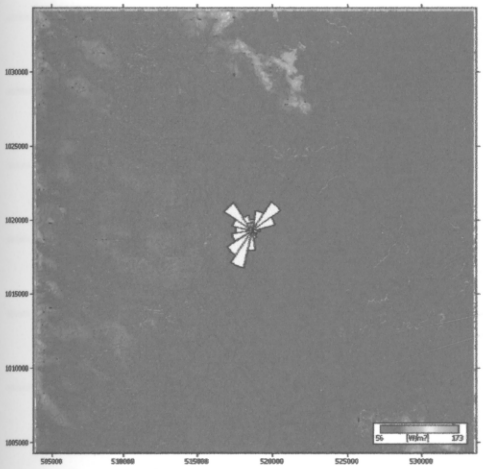
รูปที่ 4.79 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 100 m



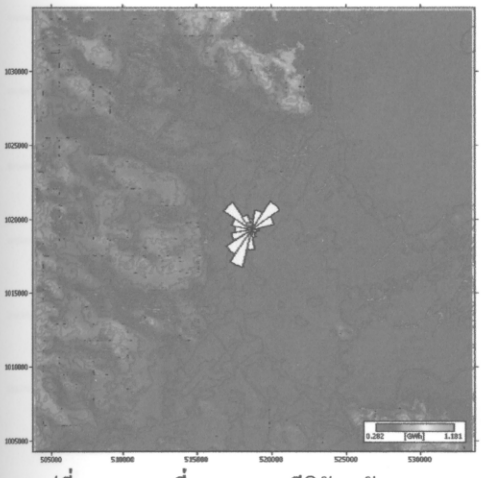
รูปที่ 4.80 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 80 m



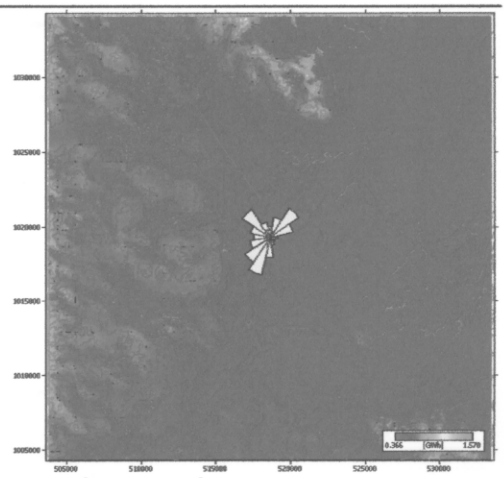
รูปที่ 4.81 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 90 m



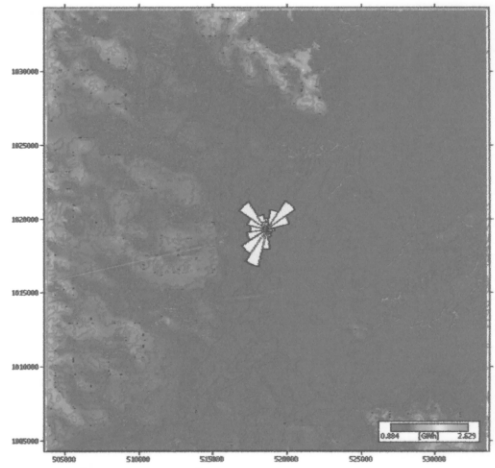
รูปที่ 4.82 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉางที่ระดับความสูง 100 m



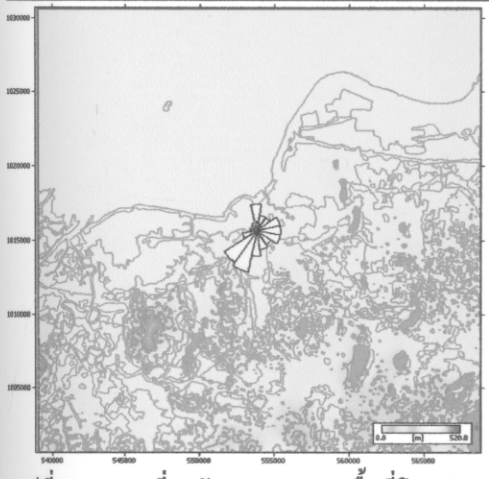
รูปที่ 4.83 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



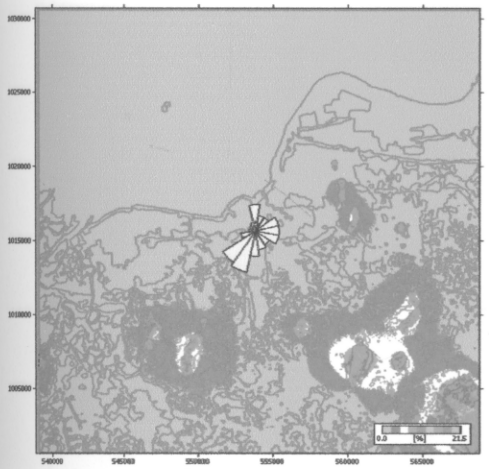
รูปที่ 4.84 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



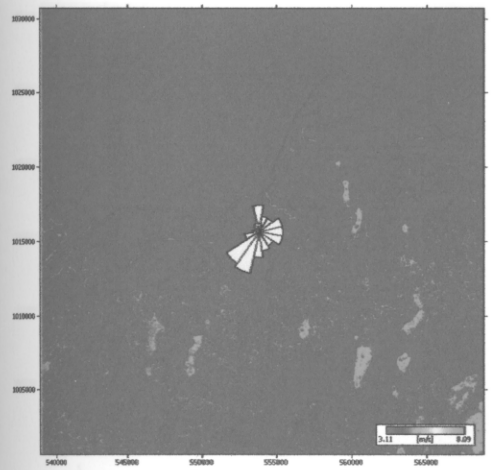
รูปที่ 4.85 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าฉาง (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



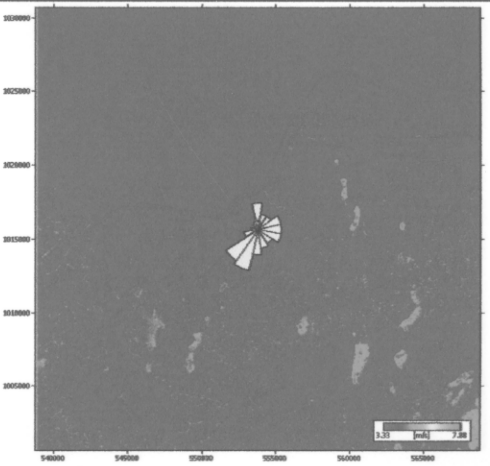
รูปที่ 4.86 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์



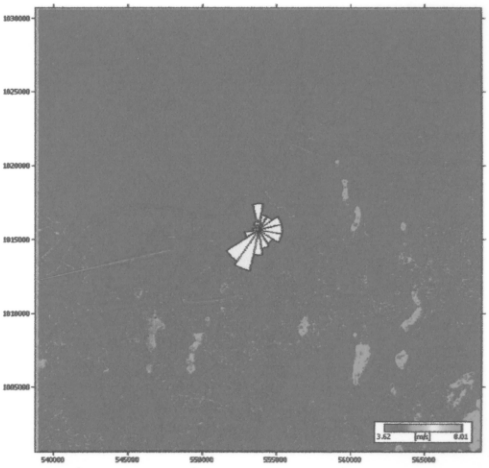
รูปที่ 4.87 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์



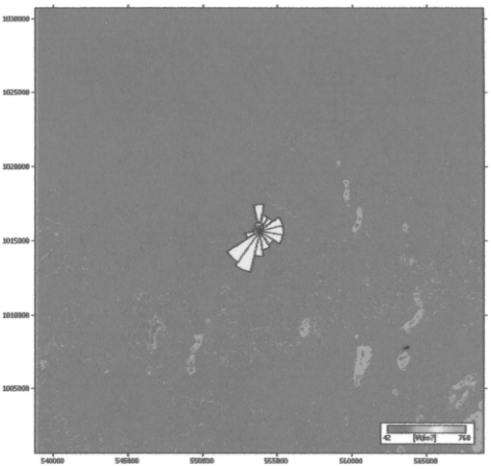
รูปที่ 4.88 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 80 m



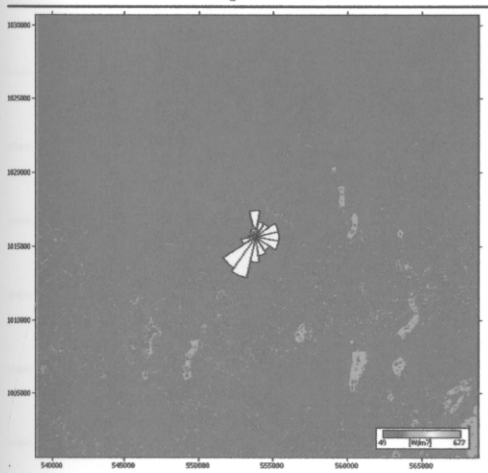
รูปที่ 4.89 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 90 m



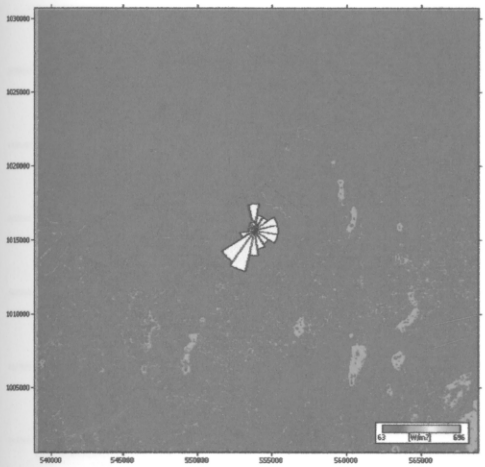
รูปที่ 4.90 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 100 m



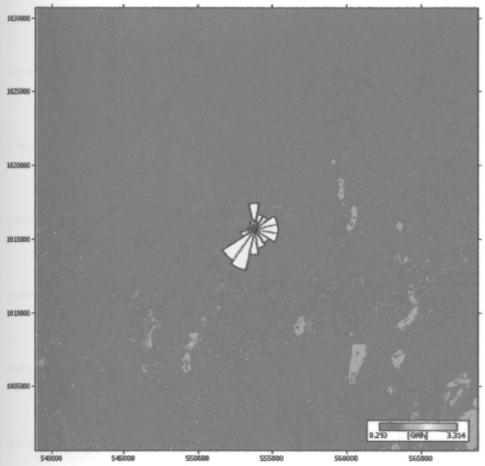
รูปที่ 4.91 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 80 m



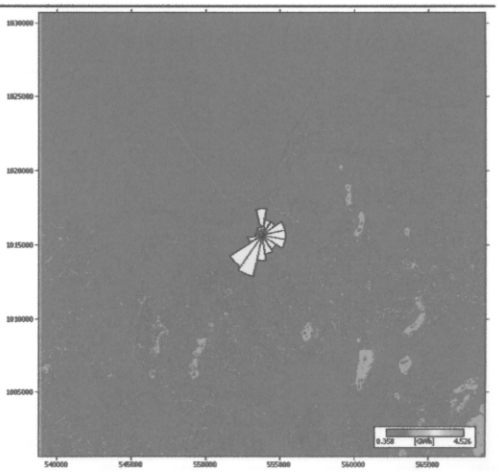
รูปที่ 4.92 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 90 m



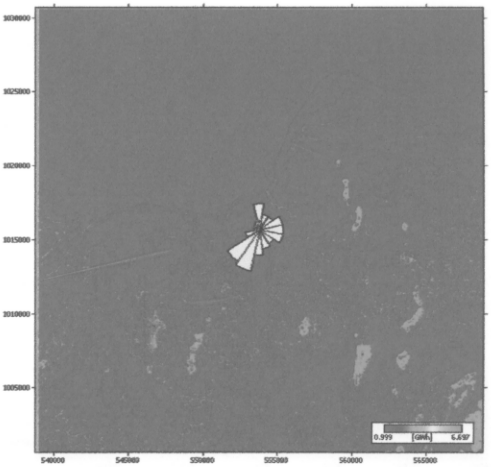
รูปที่ 4.93 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ที่ระดับความสูง 100 m



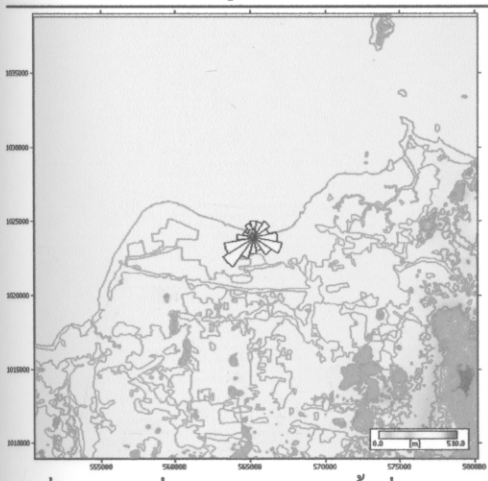
รูปที่ 4.94 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



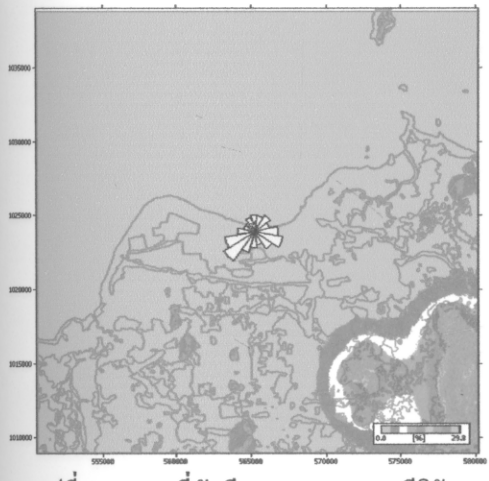
รูปที่ 4.95 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



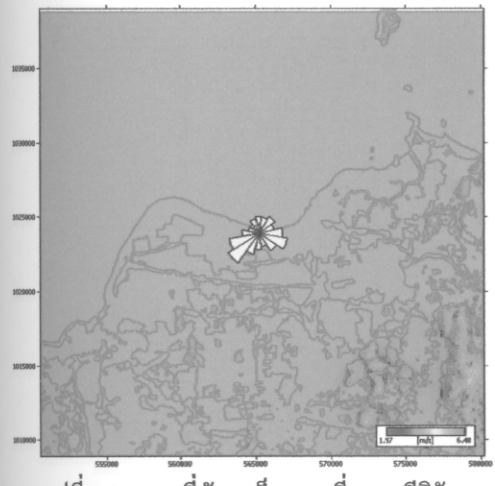
รูปที่ 4.96 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์ (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



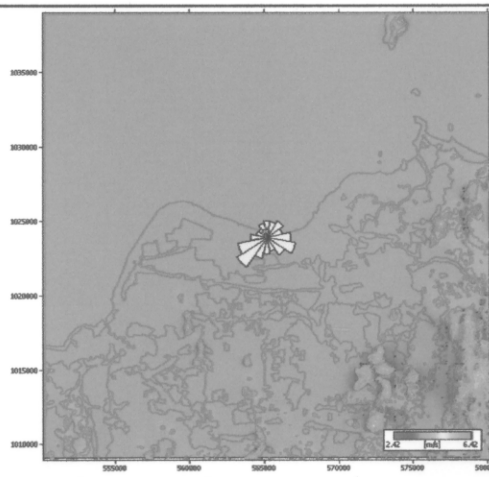
รูปที่ 4.97 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก



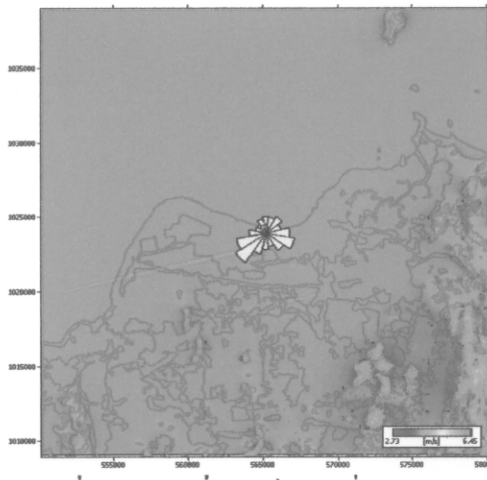
รูปที่ 4.98 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก



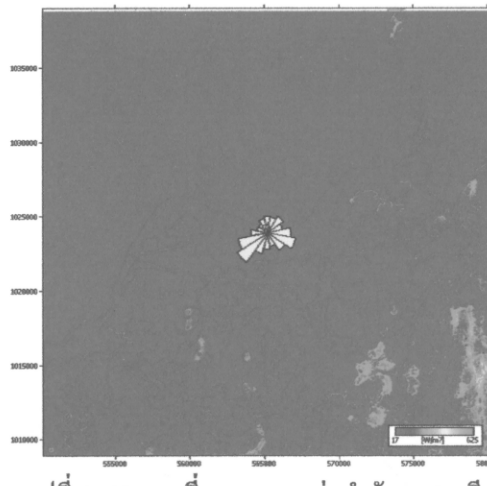
รูปที่ 4.99 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 80 m



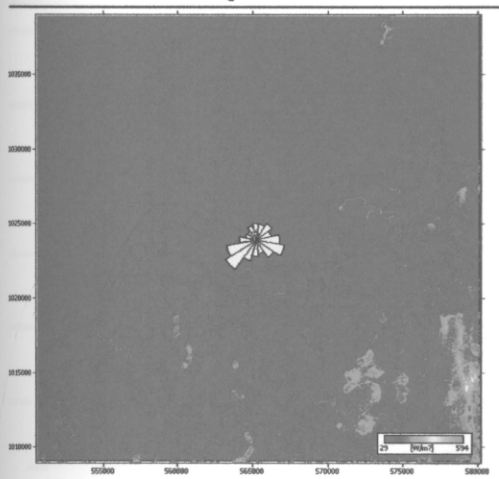
รูปที่ 4.100 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 90 m



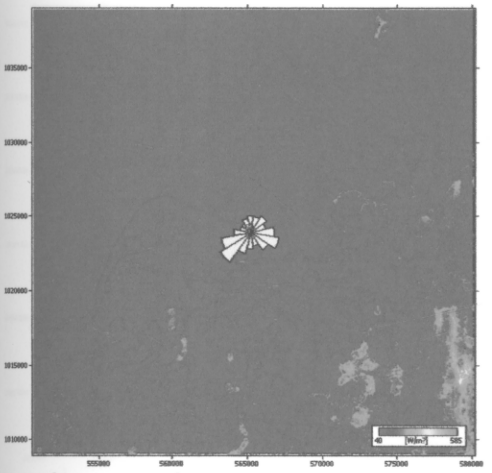
รูปที่ 4.101 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 100 m



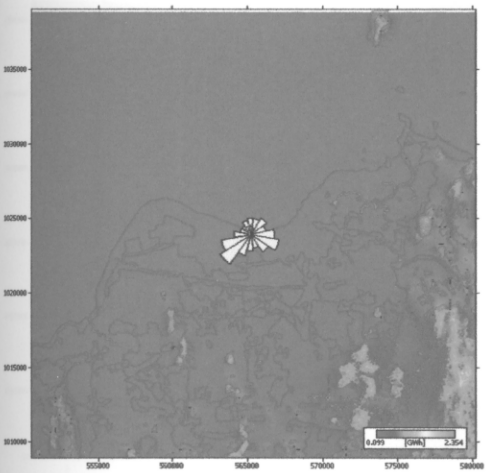
รูปที่ 4.102 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสักที่ระดับความสูง 80 m



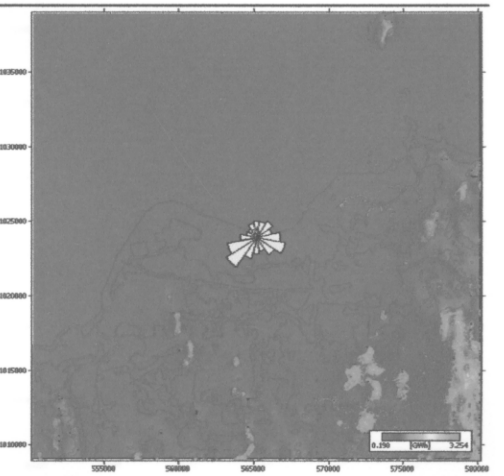
รูปที่ 4.103 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมคอนสักที่ระดับความสูง 90 m



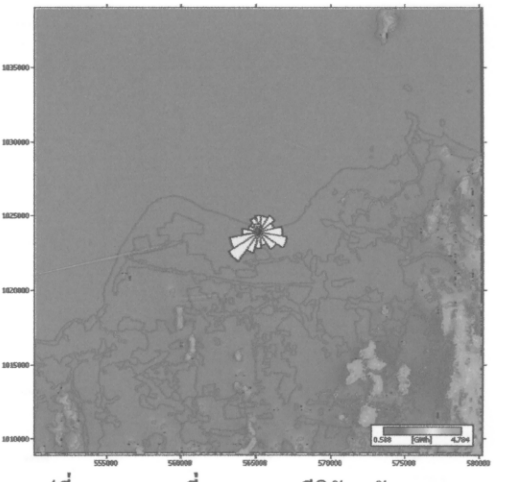
รูปที่ 4.104 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมคอนสักที่ระดับความสูง 100 m



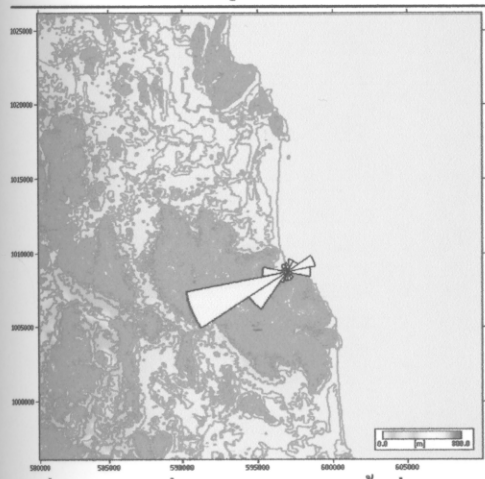
รูปที่ 4.105 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



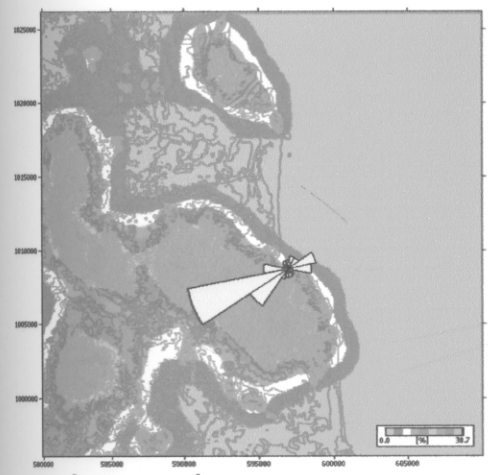
รูปที่ 4.106 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



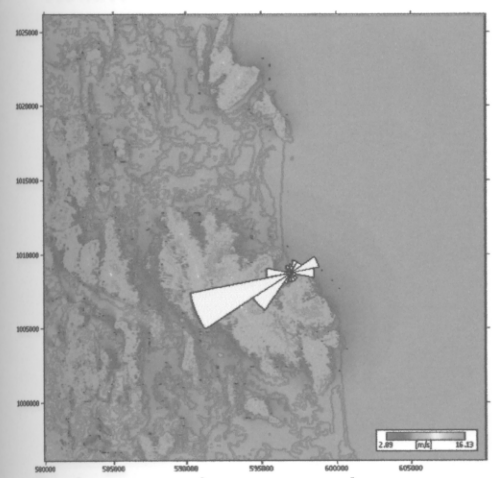
รูปที่ 4.107 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมคอนสัก (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



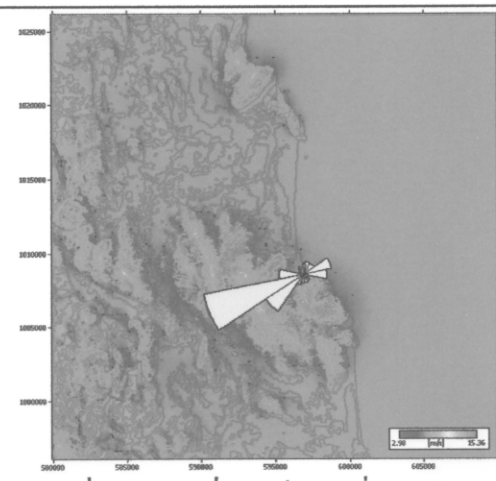
รูปที่ 4.108 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม



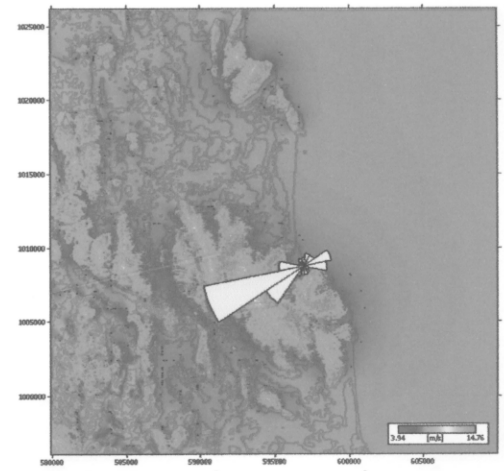
รูปที่ 4.109 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม



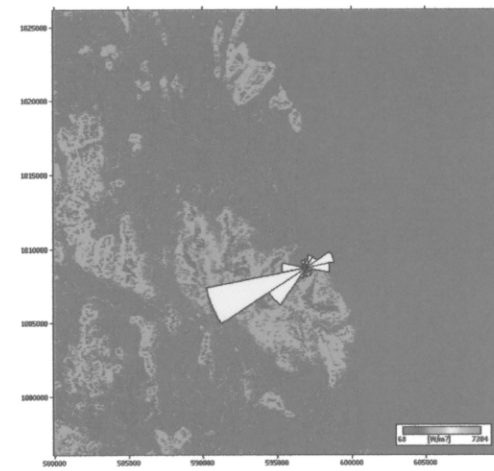
รูปที่ 4.110 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 80 m



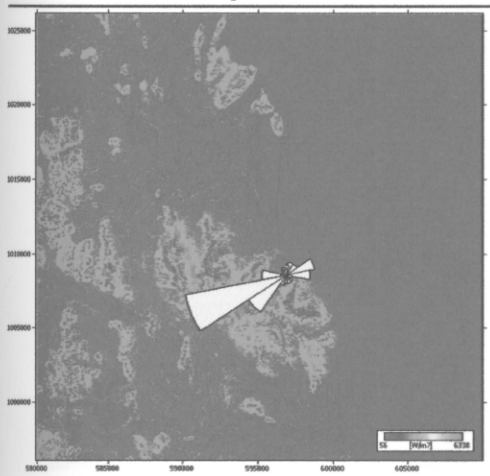
รูปที่ 4.111 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 90 m



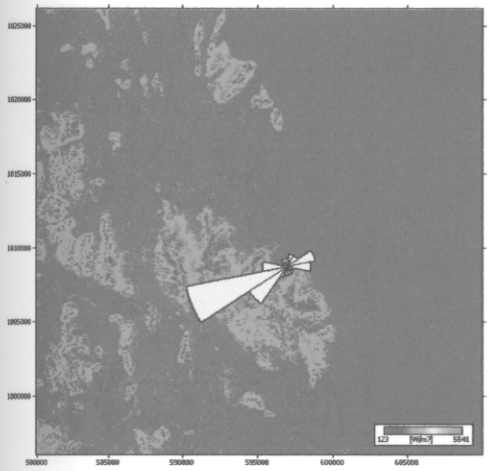
รูปที่ 4.112 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 100 m



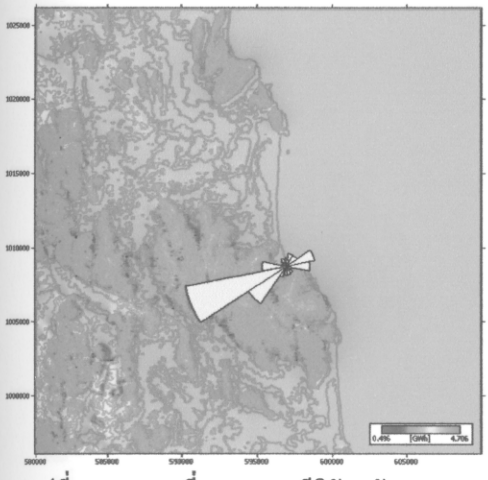
รูปที่ 4.113 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 80 m



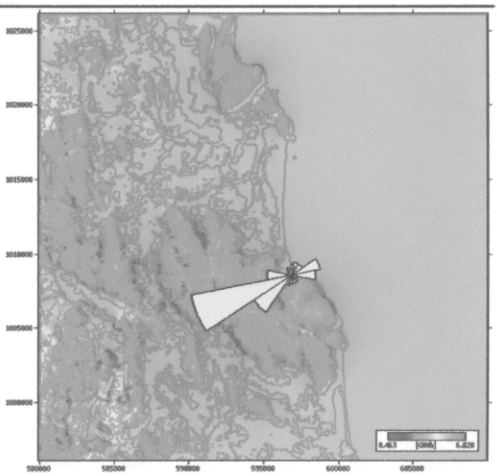
รูปที่ 4.114 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 90 m



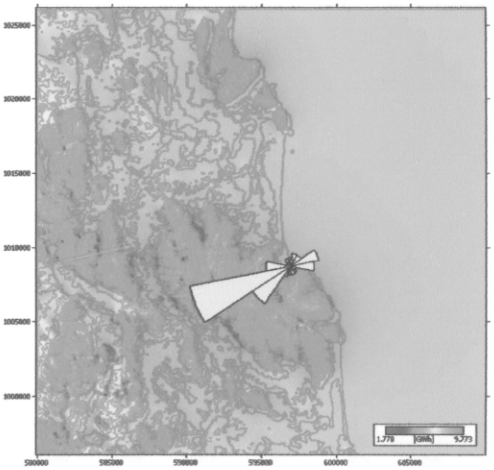
รูปที่ 4.115 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมขนอมที่ระดับความสูง 100 m



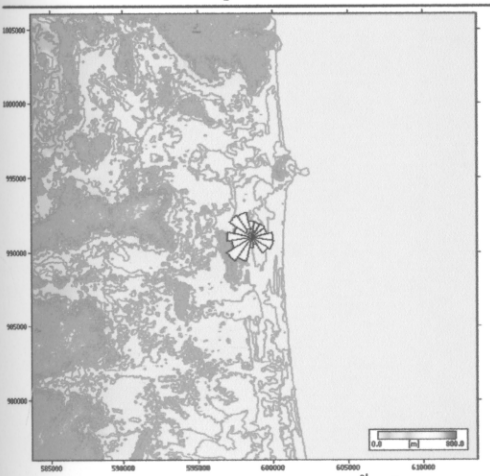
รูปที่ 4.116 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



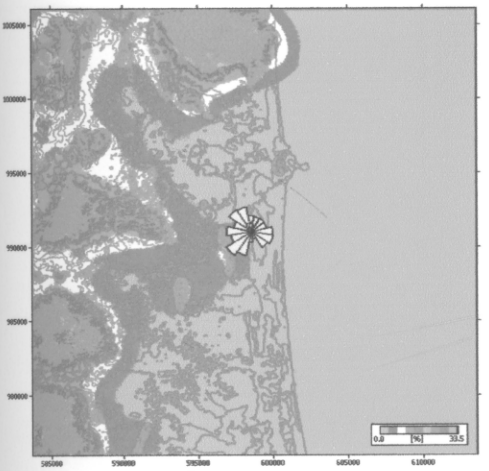
รูปที่ 4.117 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



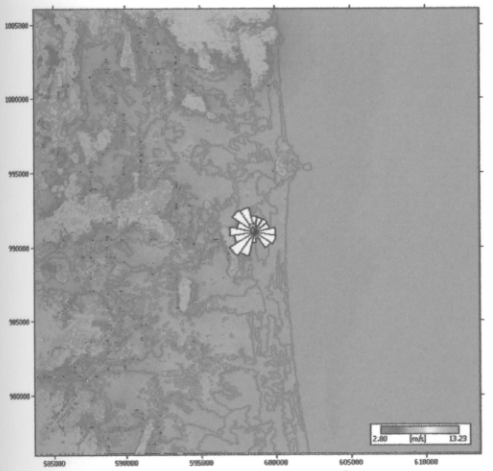
รูปที่ 4.118 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมขนอม (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



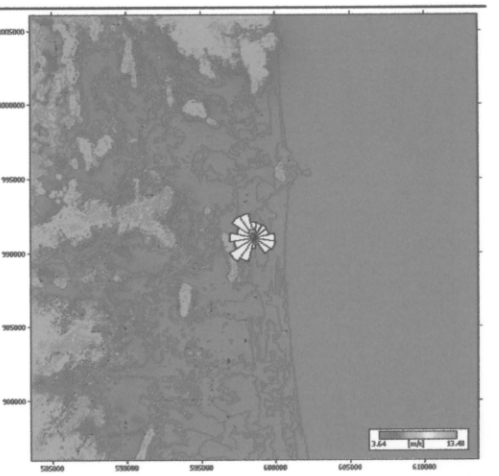
รูปที่ 4.119 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล



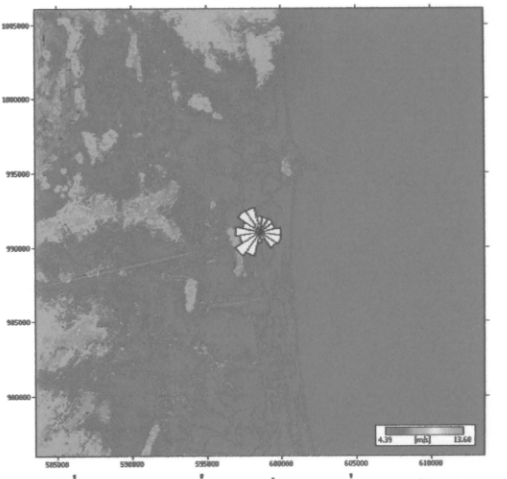
รูปที่ 4.120 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล



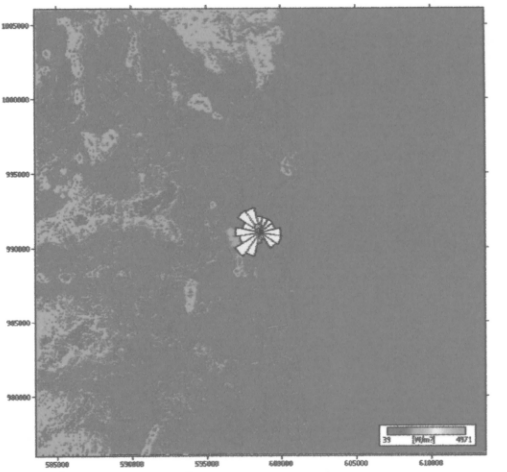
รูปที่ 4.121 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 80 m



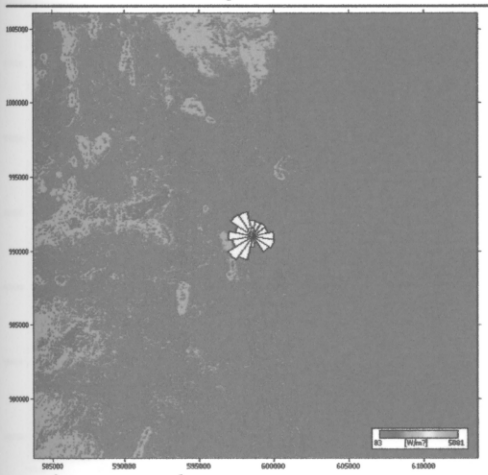
รูปที่ 4.122 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 90 m



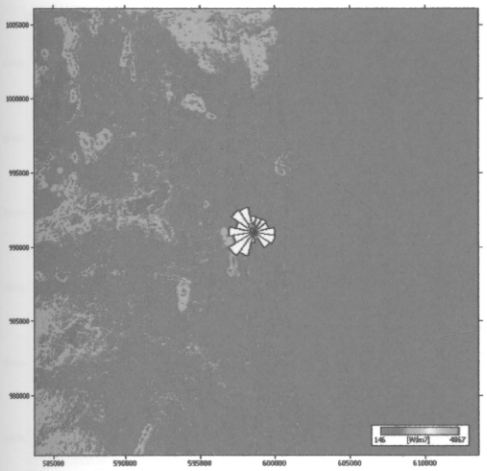
รูปที่ 4.123 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 100 m



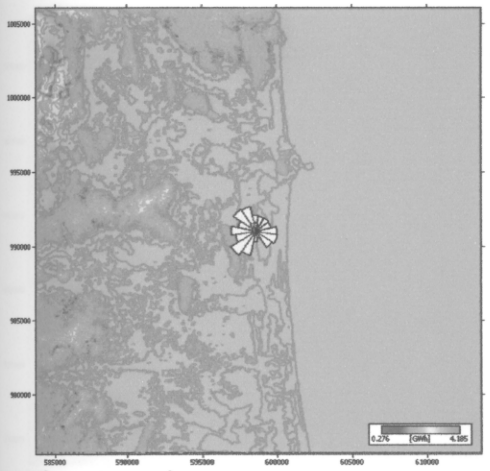
รูปที่ 4.124 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 80 m



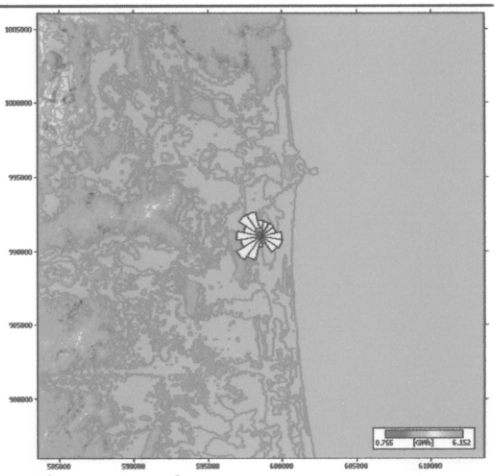
รูปที่ 4.125 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 90 m



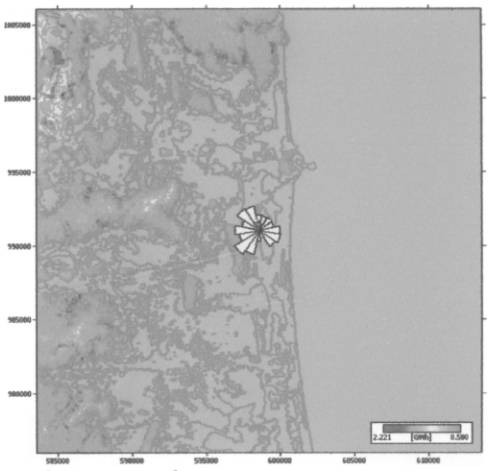
รูปที่ 4.126 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสิชลที่ระดับความสูง 100 m



รูปที่ 4.127 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



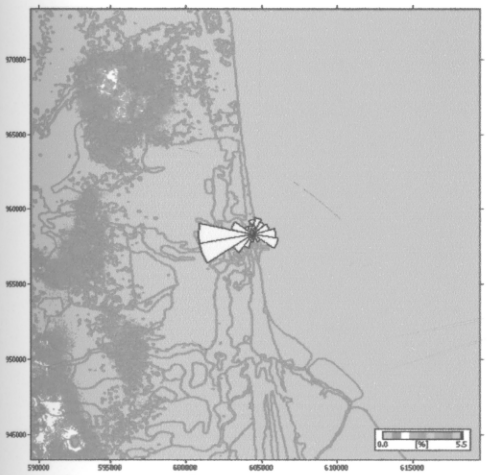
รูปที่ 4.128 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



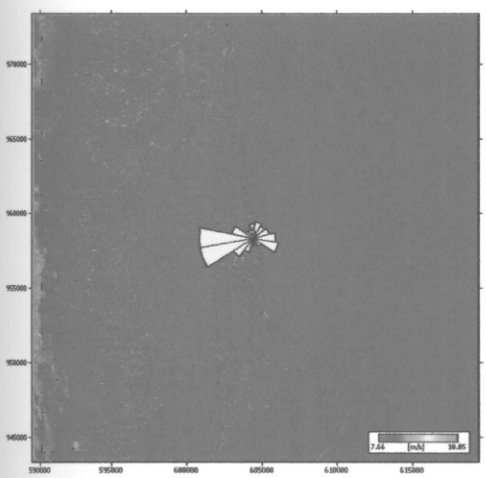
รูปที่ 4.129 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิชล (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



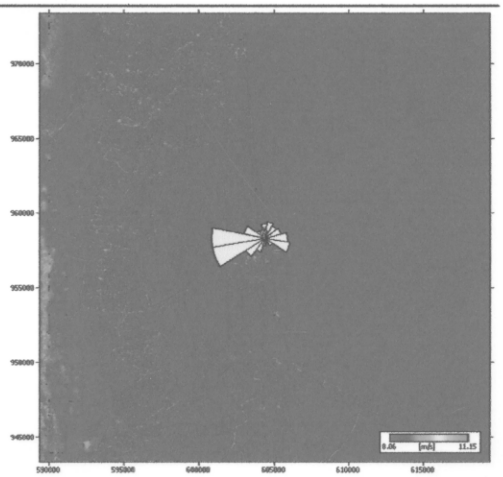
รูปที่ 4.130 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา



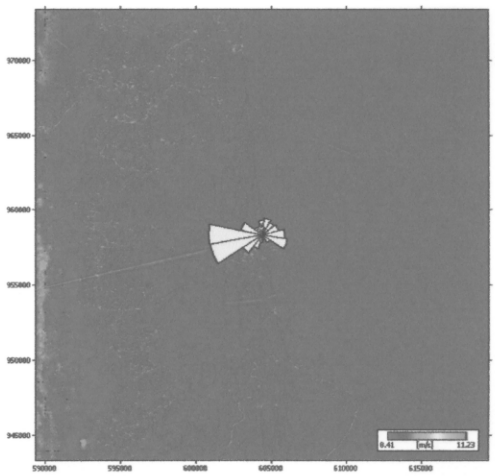
รูปที่ 4.131 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา



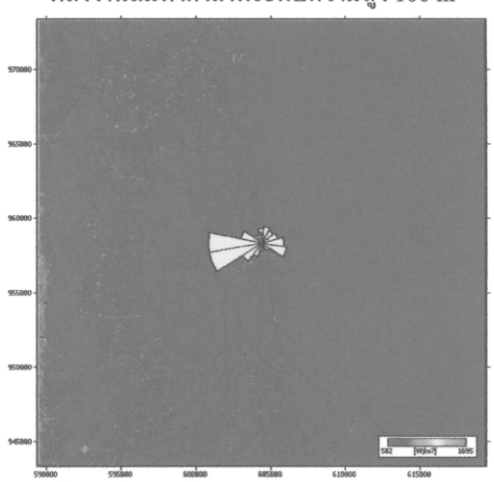
รูปที่ 4.132 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 80 m



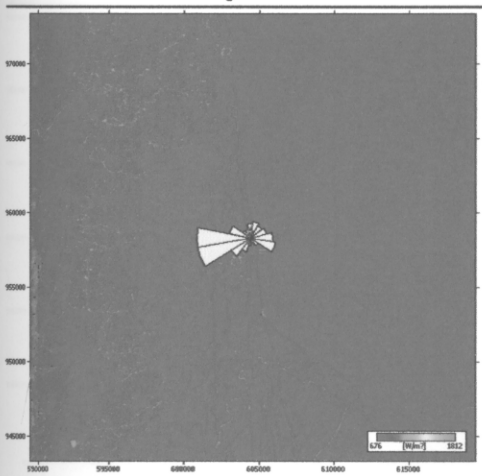
รูปที่ 4.133 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 90 m



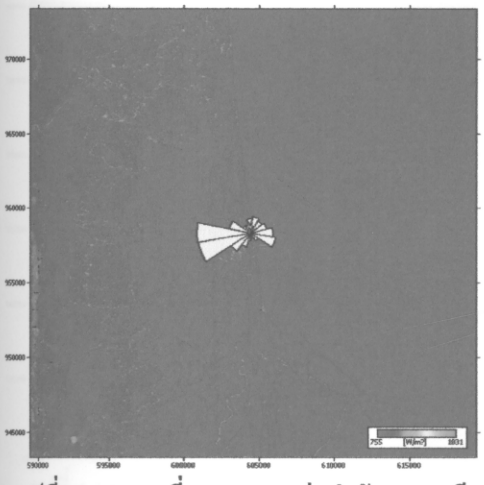
รูปที่ 4.134 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 100 m



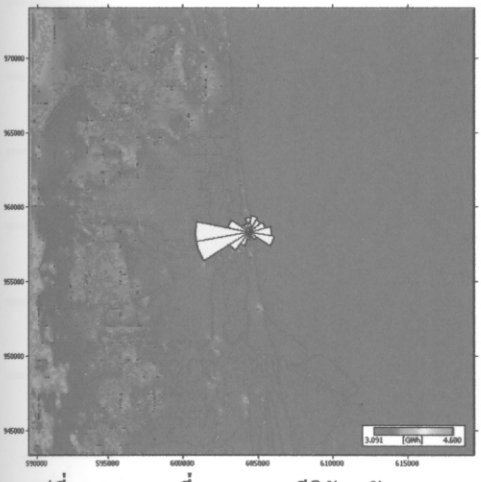
รูปที่ 4.135 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 80 m



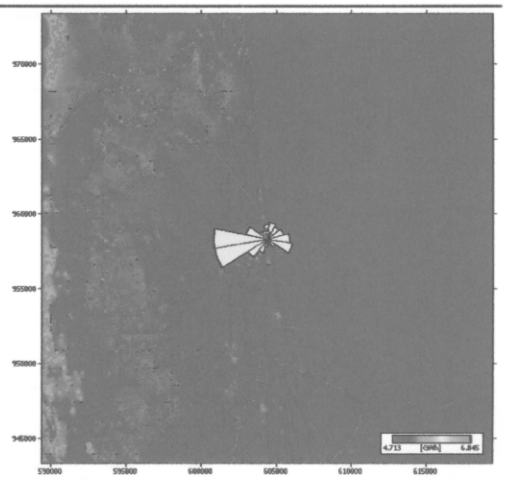
รูปที่ 4.136 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 90 m



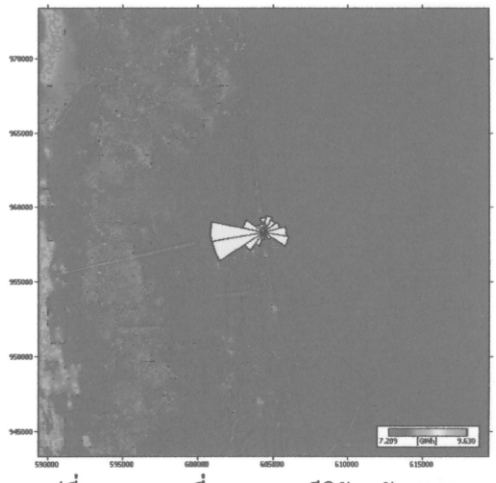
รูปที่ 4.137 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลาที่ระดับความสูง 100 m



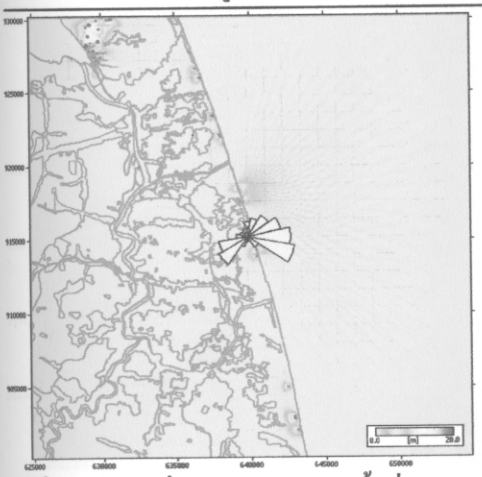
รูปที่ 4.138 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



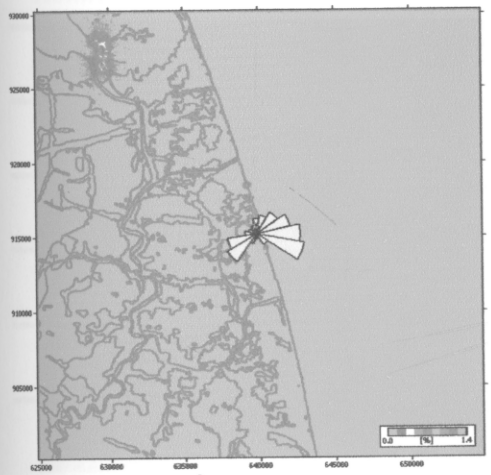
รูปที่ 4.139 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



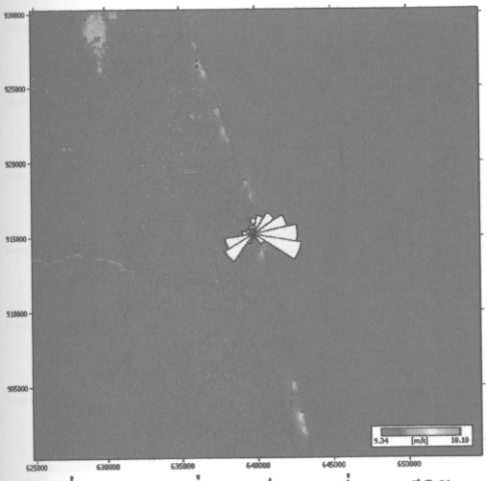
รูปที่ 4.140 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



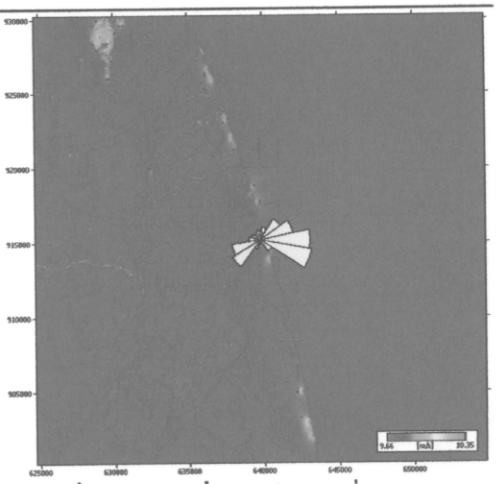
รูปที่ 4.141 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง



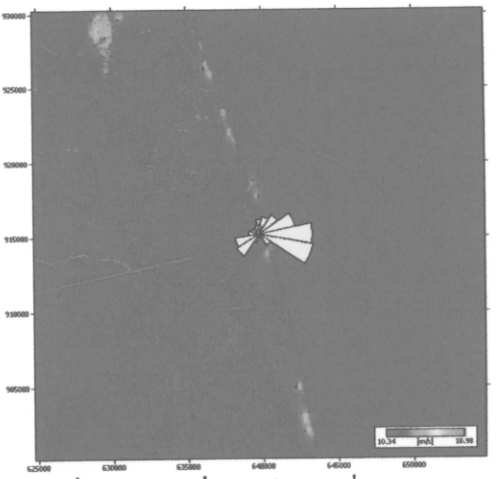
รูปที่ 4.142 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง



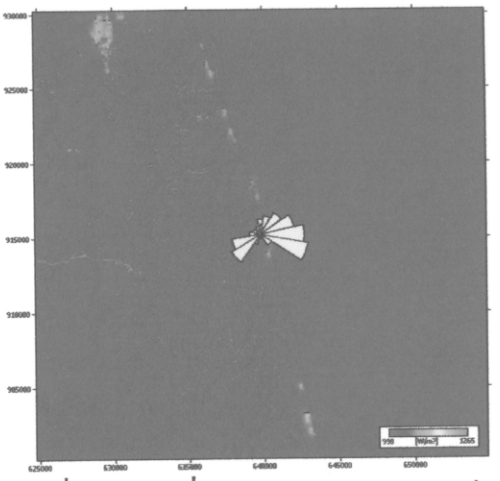
รูปที่ 4.143 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 80 m



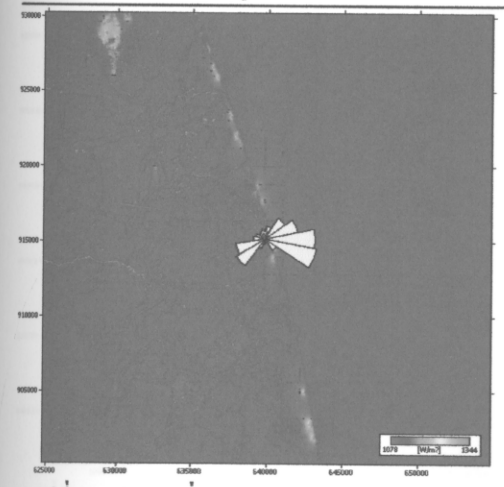
รูปที่ 4.144 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 90 m



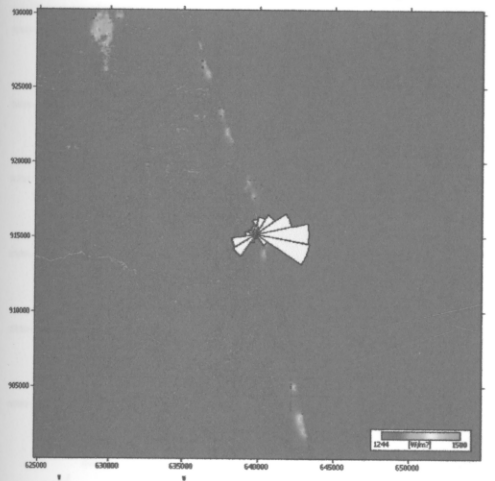
รูปที่ 4.145 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 100 m



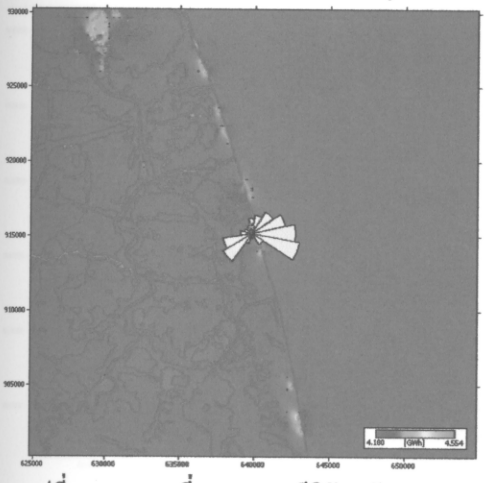
รูปที่ 4.146 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 80 m



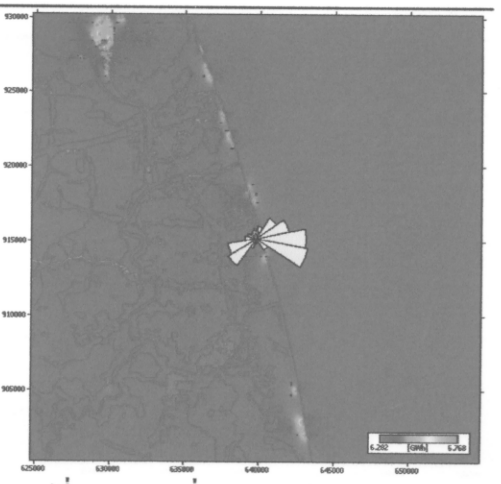
รูปที่ 4.147 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 90 m



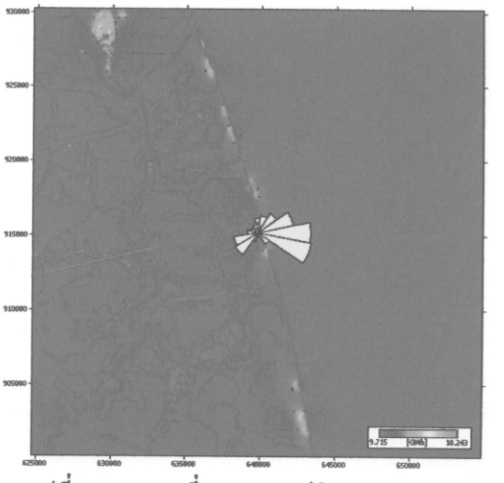
รูปที่ 4.148 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังที่ระดับความสูง 100 m



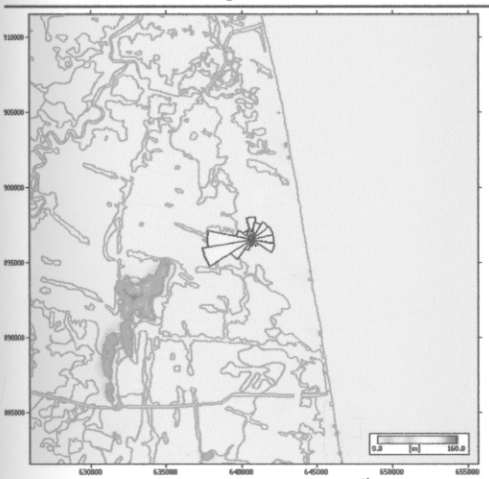
รูปที่ 4.149 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



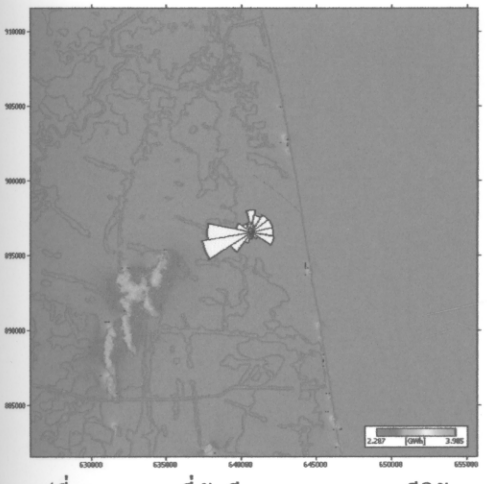
รูปที่ 4.150 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



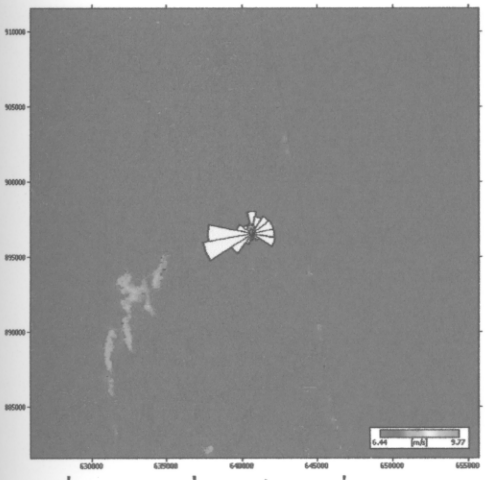
รูปที่ 4.151 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



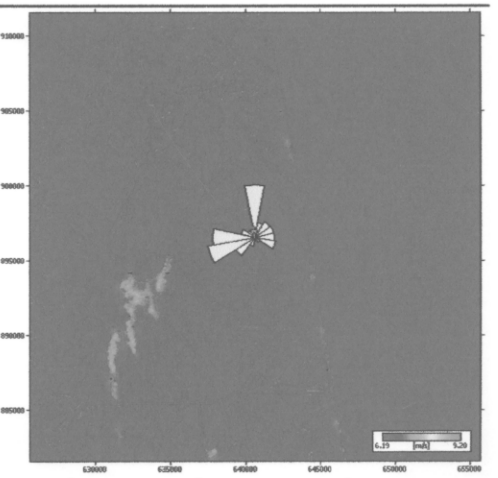
รูปที่ 4.152 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร



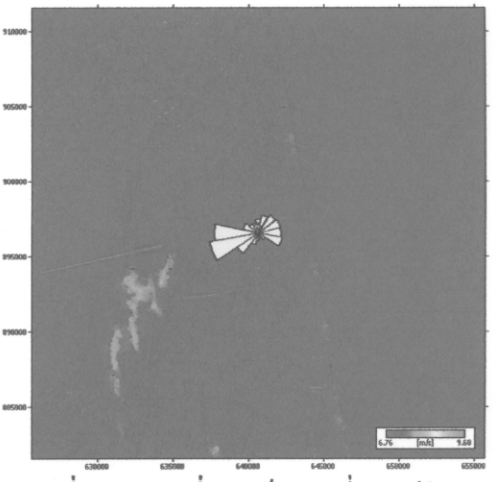
รูปที่ 4.153 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร



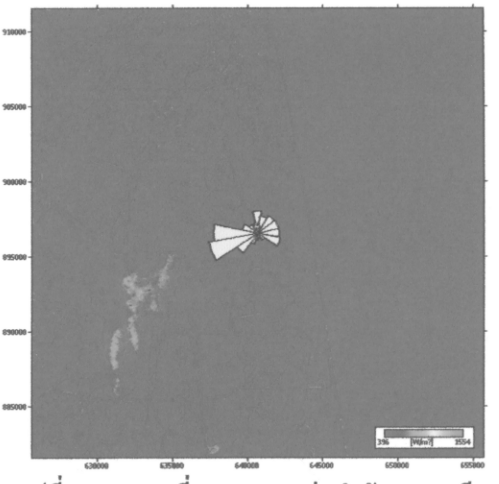
รูปที่ 4.154 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 80 m



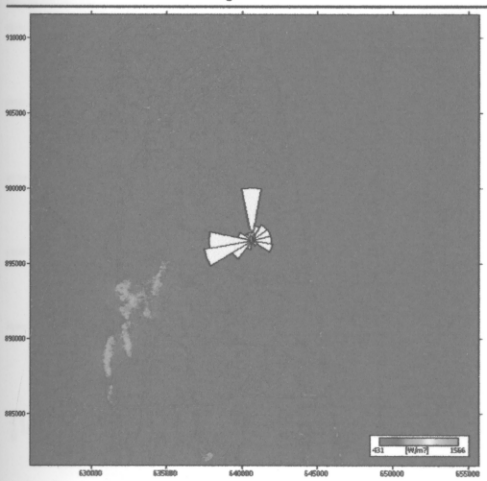
รูปที่ 4.155 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 90 m



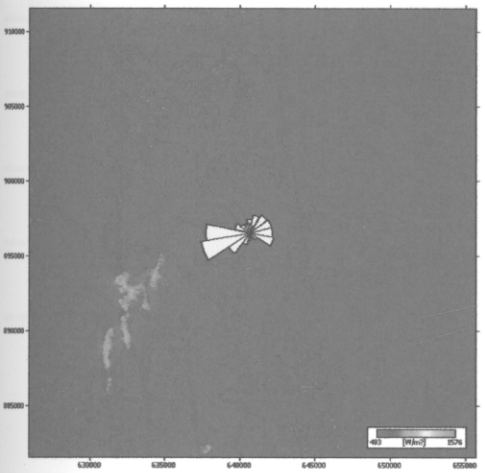
รูปที่ 4.156 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 100 m



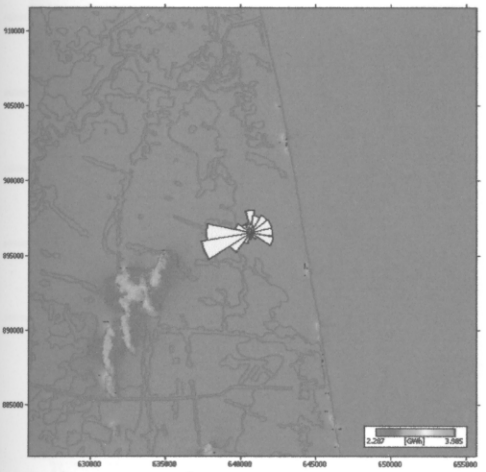
รูปที่ 4.157 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 80 m



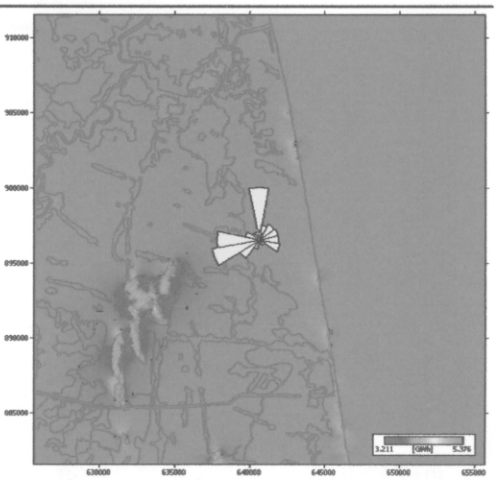
รูปที่ 4.158 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 90 m



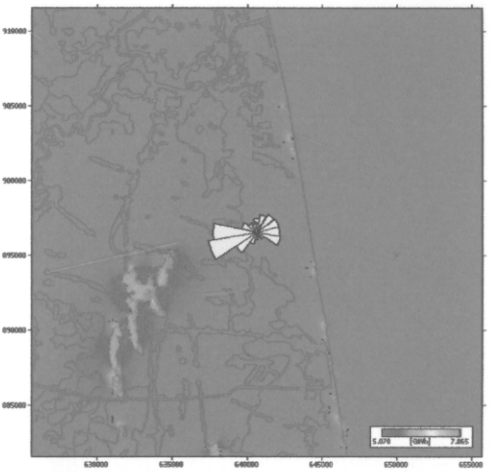
รูปที่ 4.159 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทรที่ระดับความสูง 100 m



รูปที่ 4.160 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



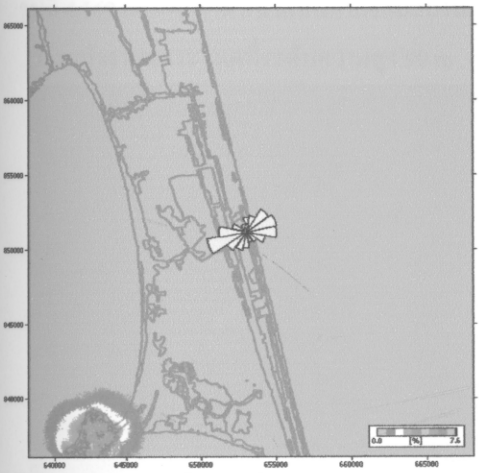
รูปที่ 4.161 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



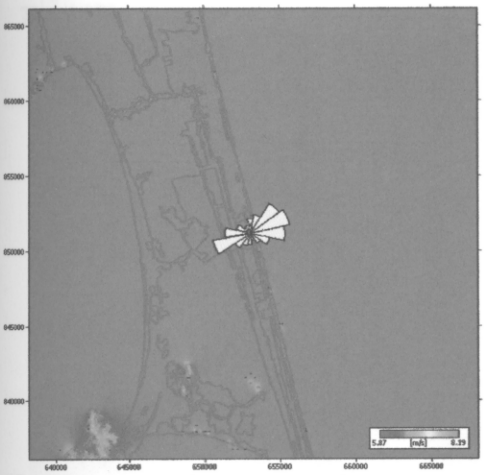
รูปที่ 4.162 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



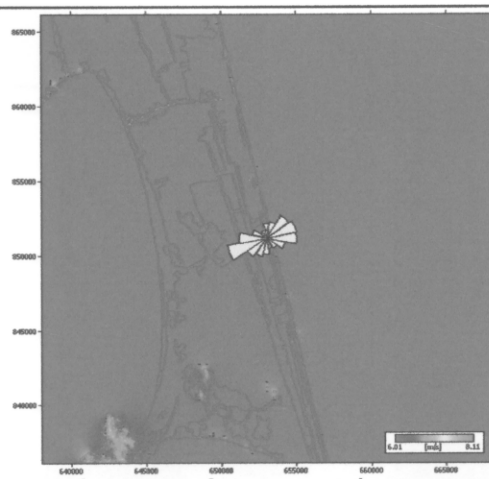
รูปที่ 4.163 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด



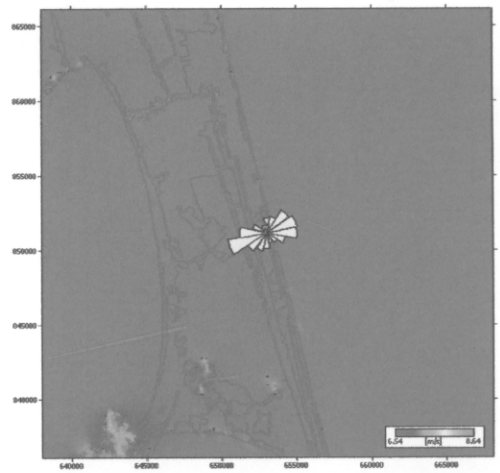
รูปที่ 4.164 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด



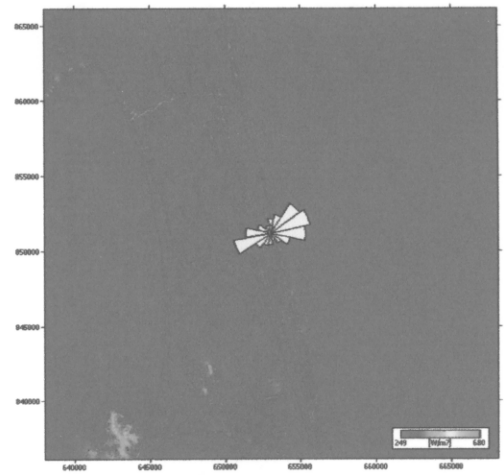
รูปที่ 4.165 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 80 m



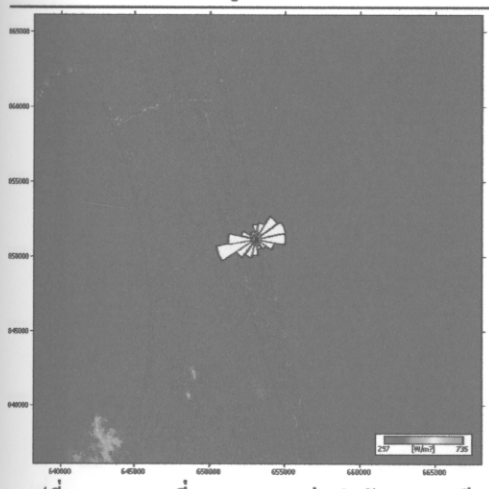
รูปที่ 4.166 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 90 m



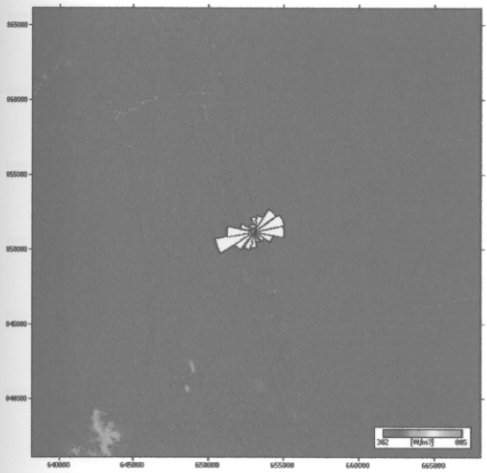
รูปที่ 4.167 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 100 m



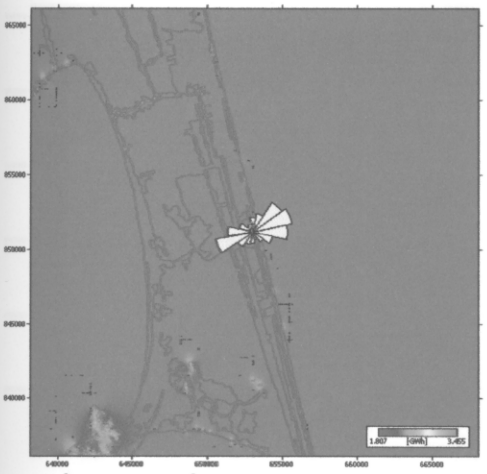
รูปที่ 4.168 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 80 m



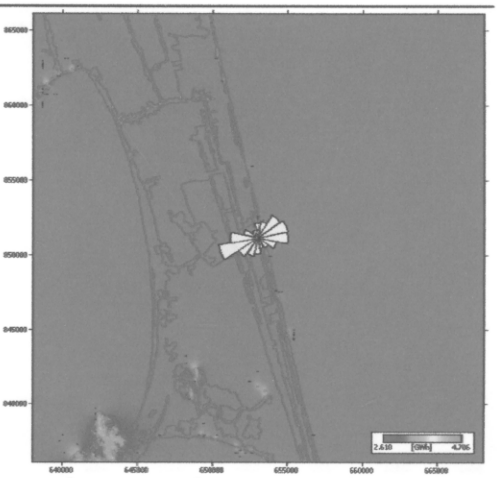
รูปที่ 4.169 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 90 m



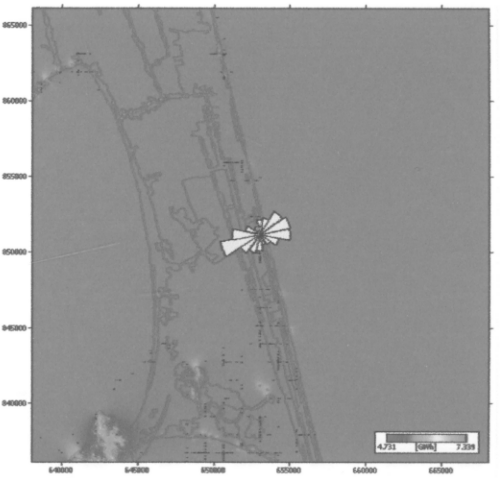
รูปที่ 4.170 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมระโนดที่ระดับความสูง 100 m



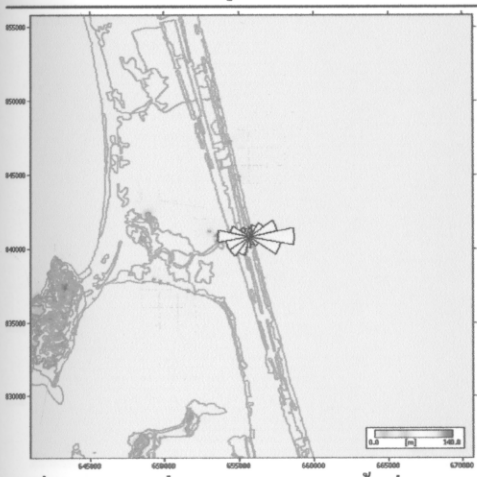
รูปที่ 4.171 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



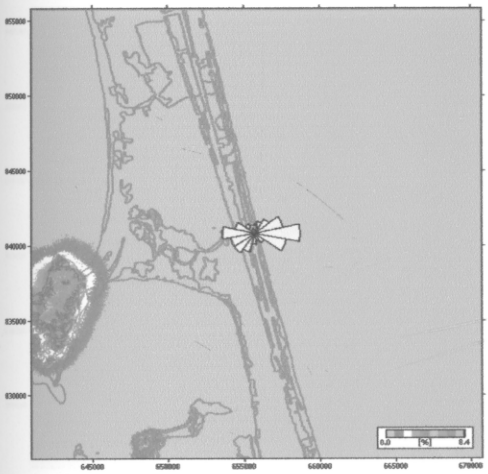
รูปที่ 4.172 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



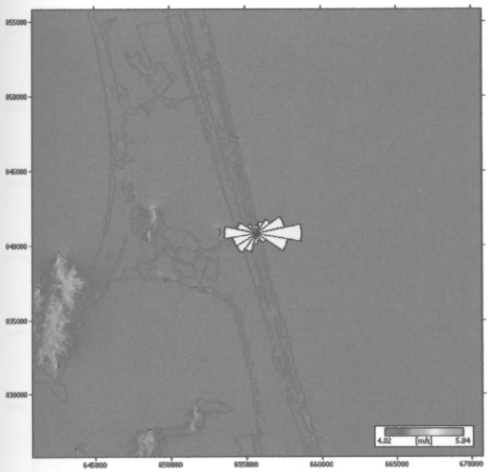
รูปที่ 4.173 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมระโนด (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



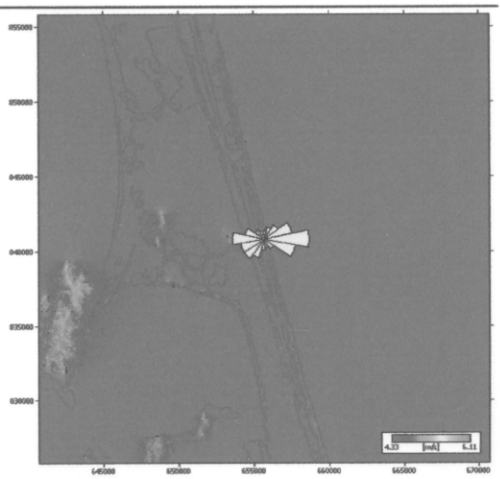
รูปที่ 4.174 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1



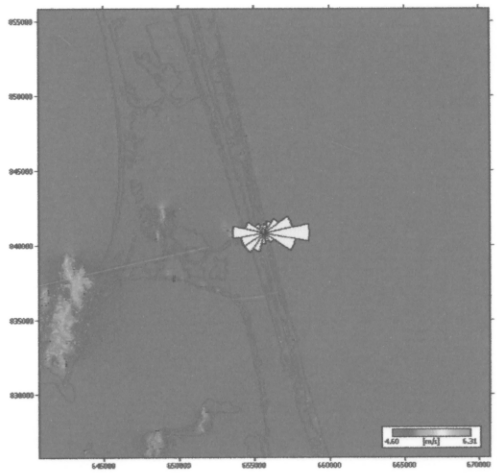
รูปที่ 4.175 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1



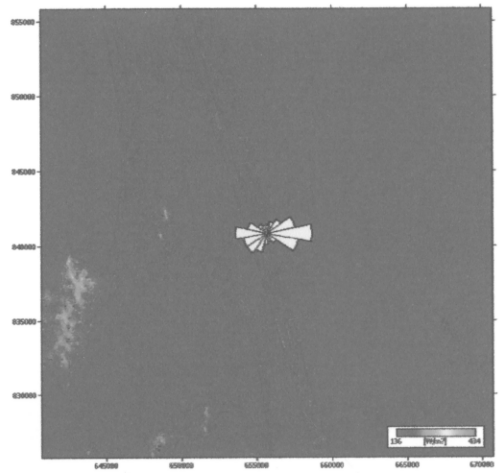
รูปที่ 4.176 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 80 m



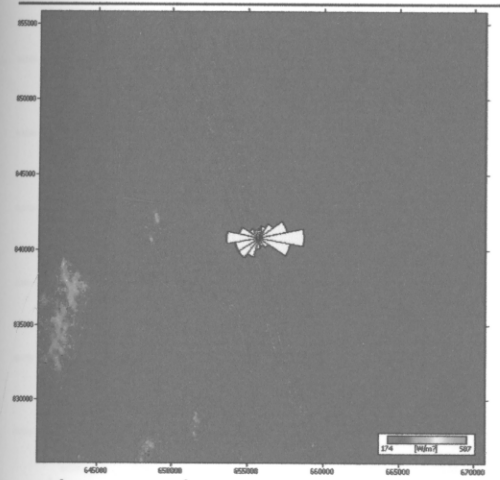
รูปที่ 4.177 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 90 m



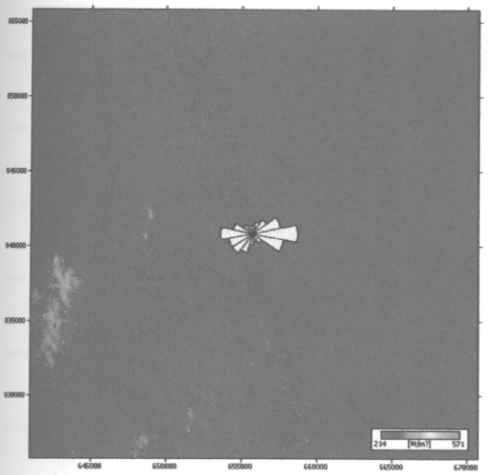
รูปที่ 4.178 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 100 m



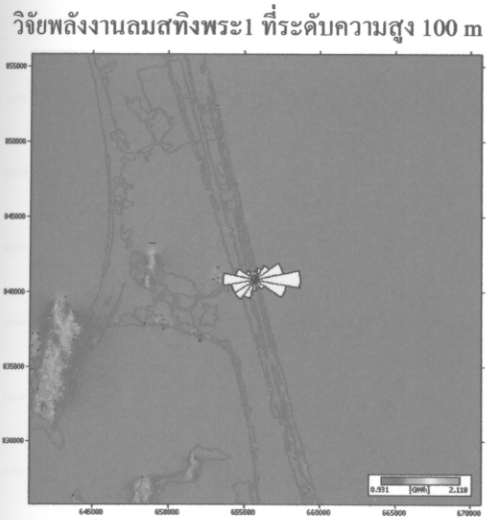
รูปที่ 4.179 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 80 m



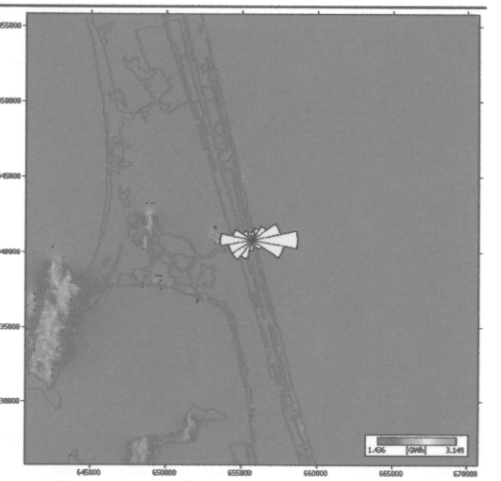
รูปที่ 4.180 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 90 m



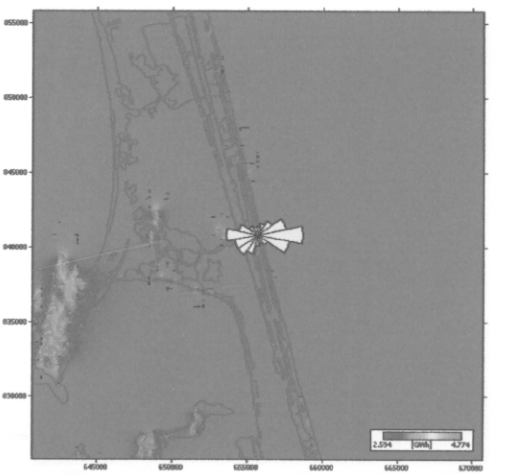
รูปที่ 4.181 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 ที่ระดับความสูง 100 m



รูปที่ 4.182 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



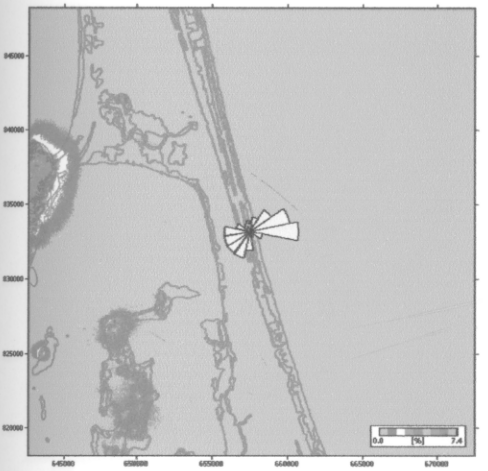
รูปที่ 4.183 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



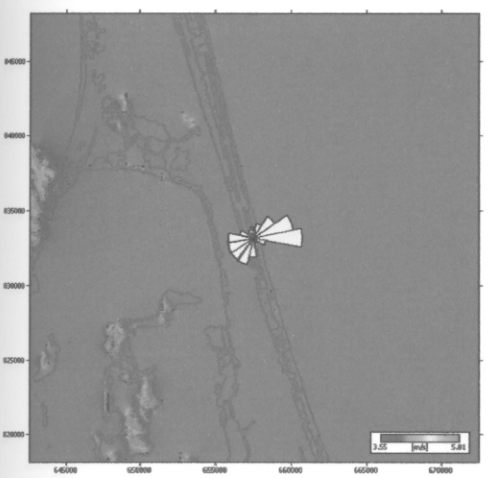
รูปที่ 4.184 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1 (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



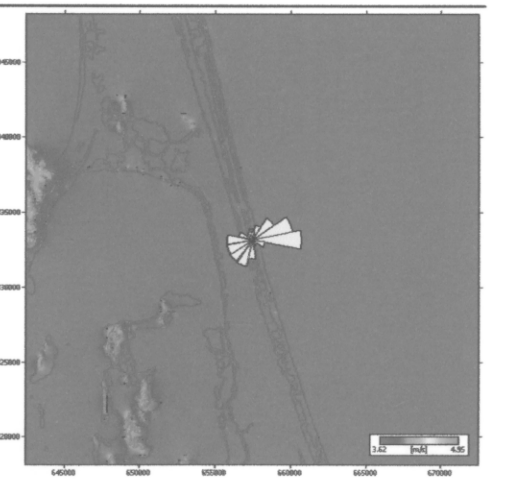
รูปที่ 4.185 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2



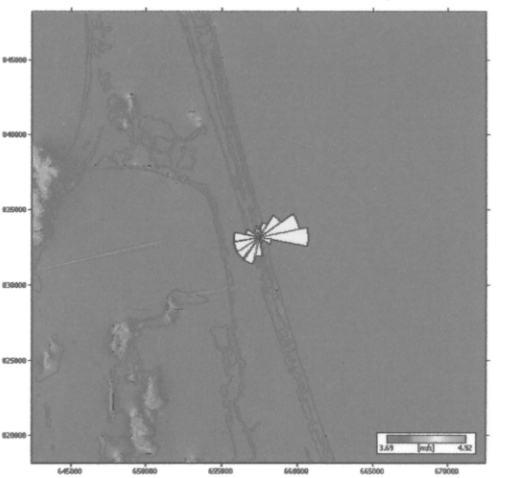
รูปที่ 4.186 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2



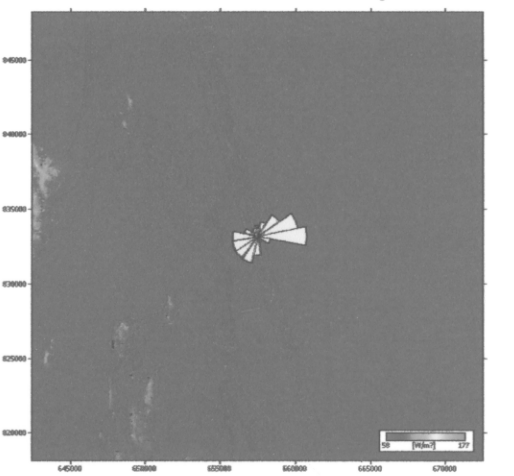
รูปที่ 4.187 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 80 m



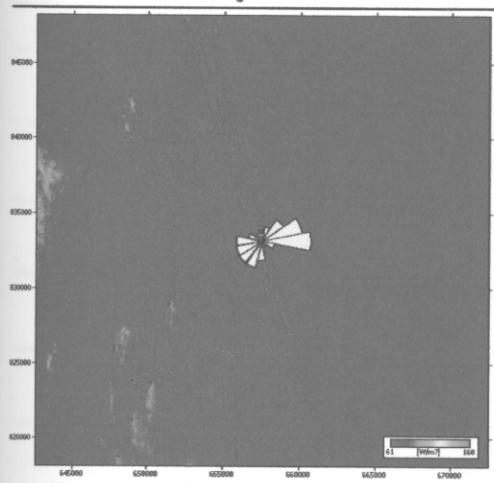
รูปที่ 4.188 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 90 m



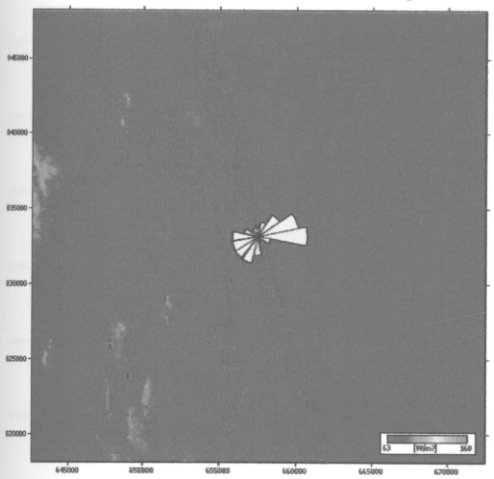
รูปที่ 4.189 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 100 m



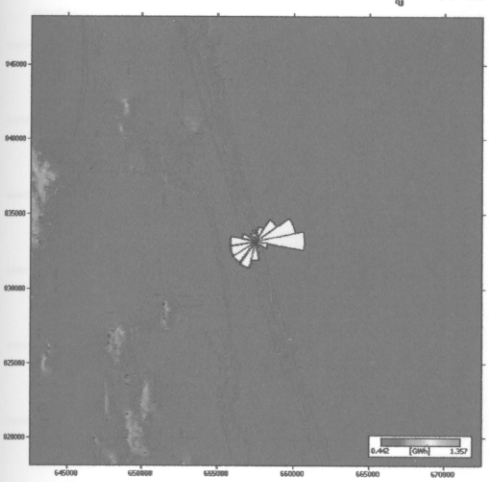
รูปที่ 4.190 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 80 m



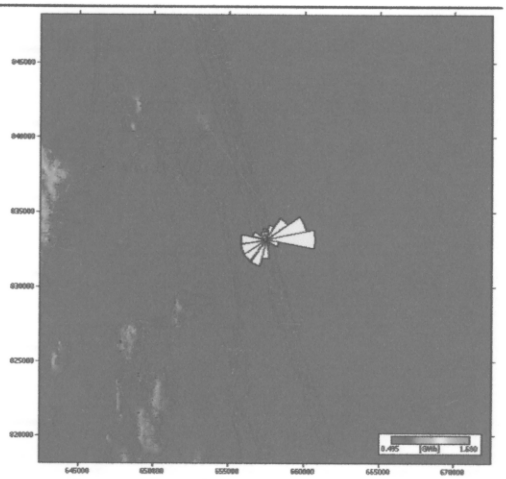
รูปที่ 4.191 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 90 m



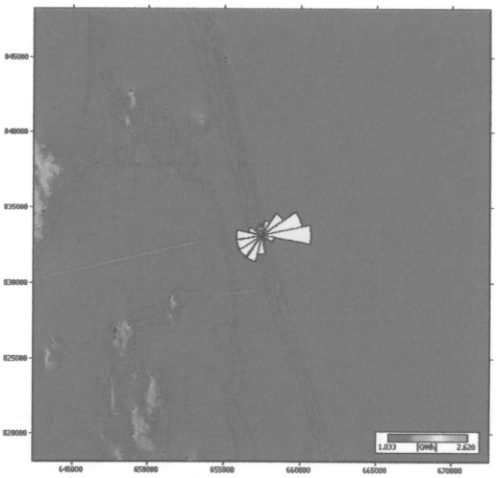
รูปที่ 4.192 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 ที่ระดับความสูง 100 m



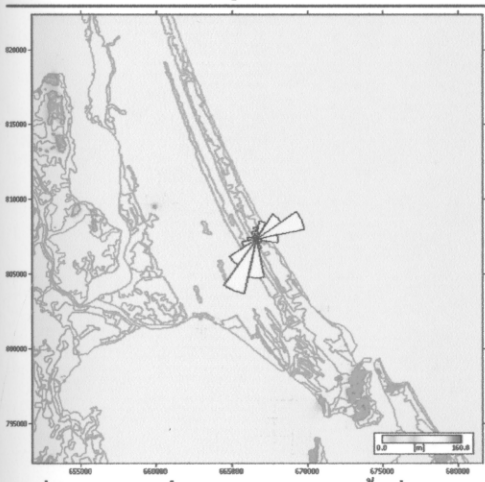
รูปที่ 4.193 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



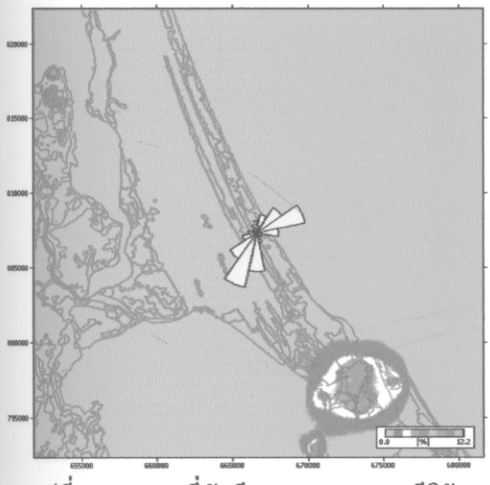
รูปที่ 4.194 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2 (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



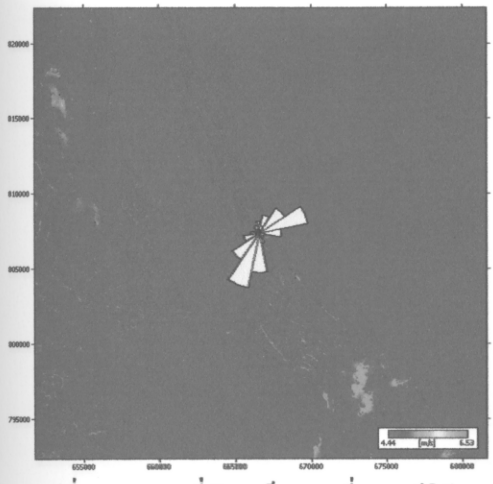
รูปที่ 4.195 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ 2 (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



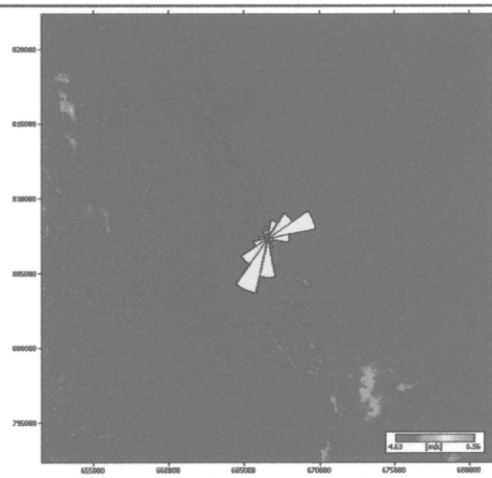
รูปที่ 4.196 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร



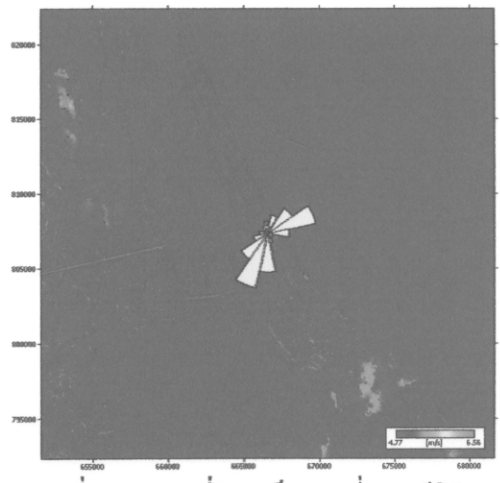
รูปที่ 4.197 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร



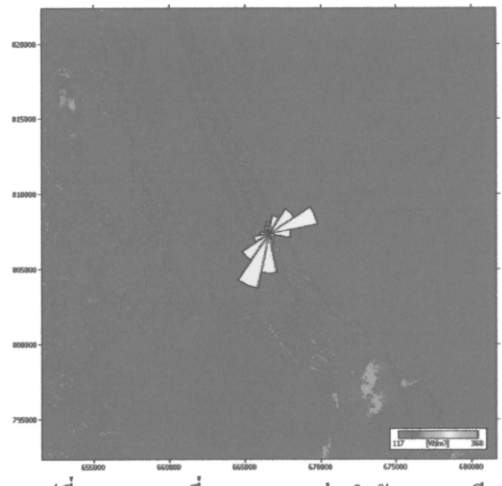
รูปที่ 4.198 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 80 m



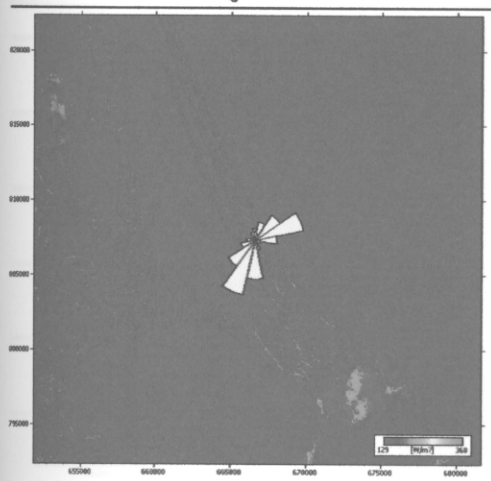
รูปที่ 4.199 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 90 m



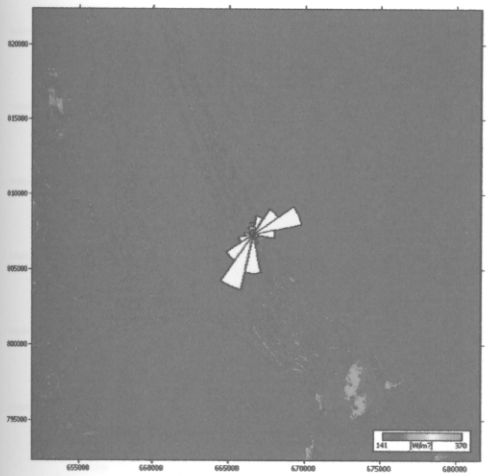
รูปที่ 4.200 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 100 m



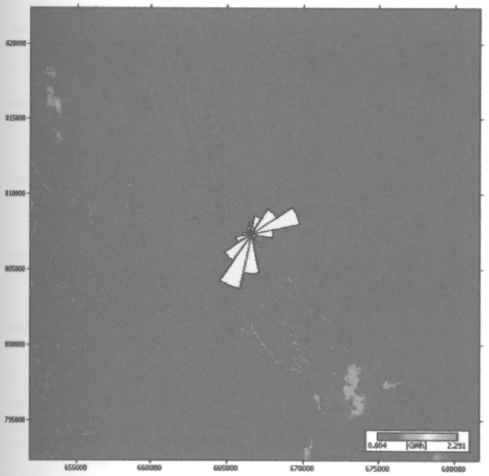
รูปที่ 4.201 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 80 m



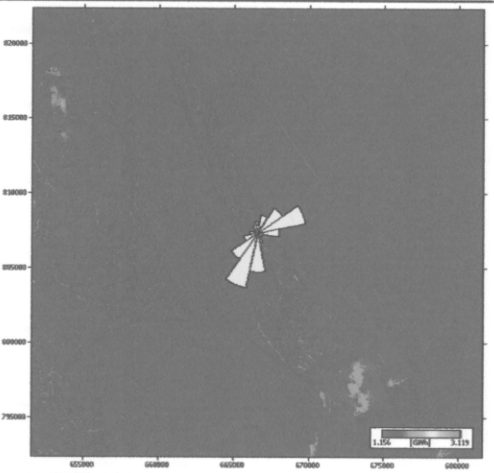
รูปที่ 4.202 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 90 m



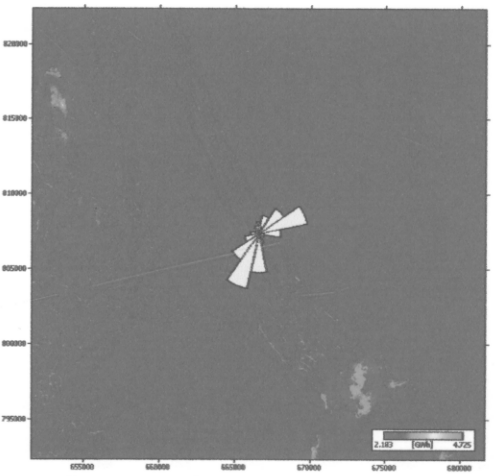
รูปที่ 4.203 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนครที่ระดับความสูง 100 m



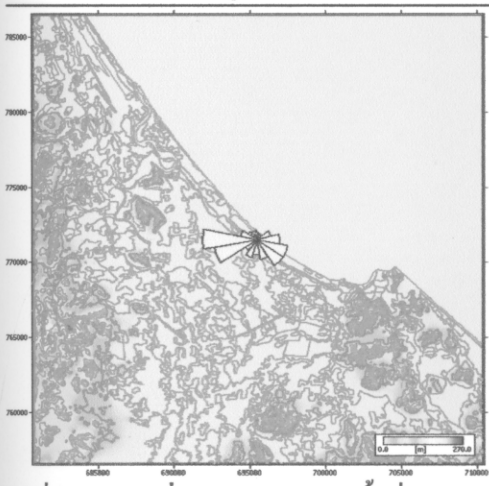
รูปที่ 4.204 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



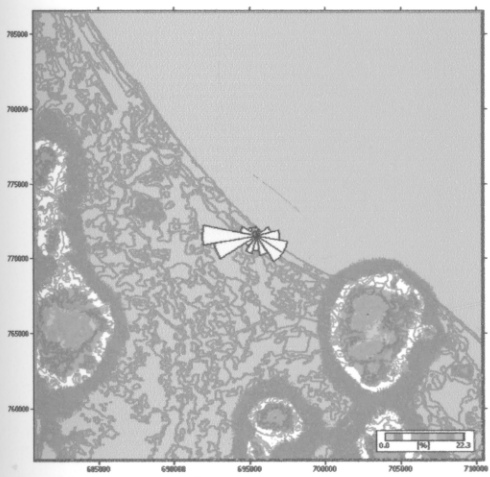
รูปที่ 4.205 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



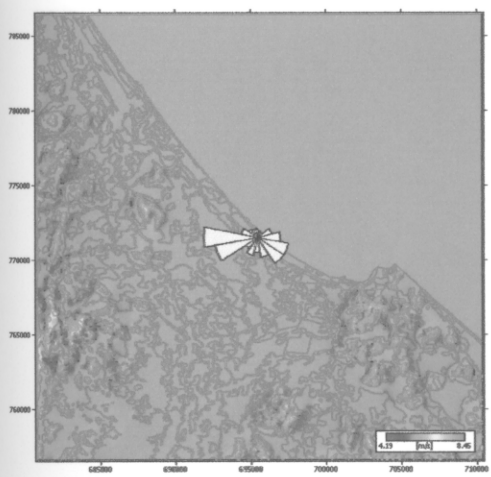
รูปที่ 4.206 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



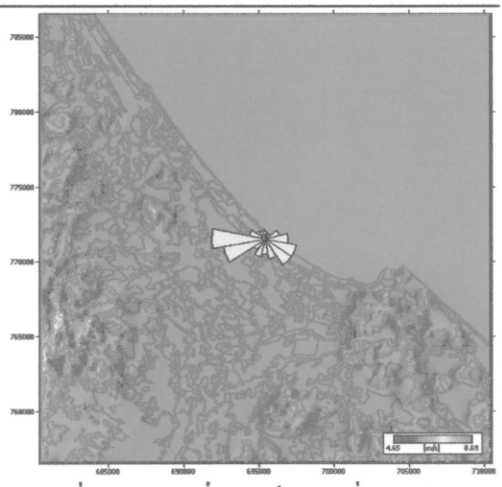
รูปที่ 4.207 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ



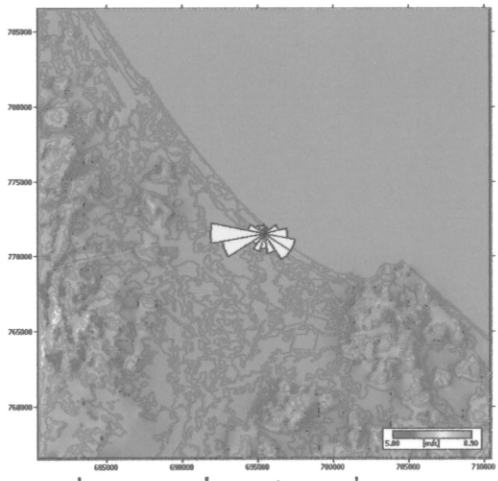
รูปที่ 4.208 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ



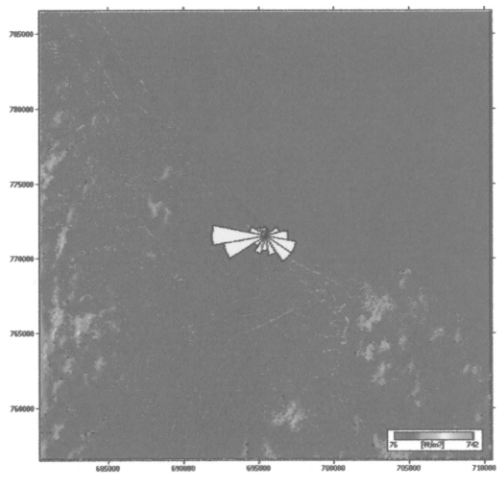
รูปที่ 4.209 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 80 m



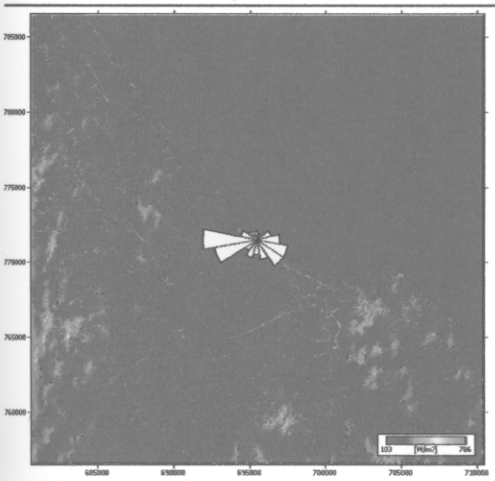
รูปที่ 4.210 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 90 m



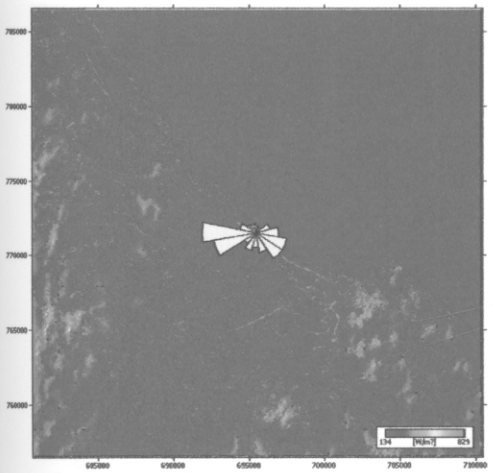
รูปที่ 4.211 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 100 m



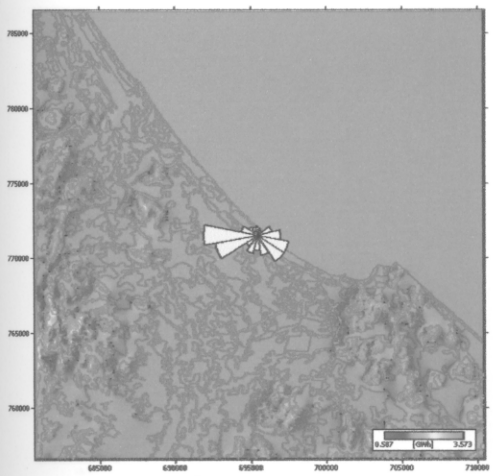
รูปที่ 4.212 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 80 m



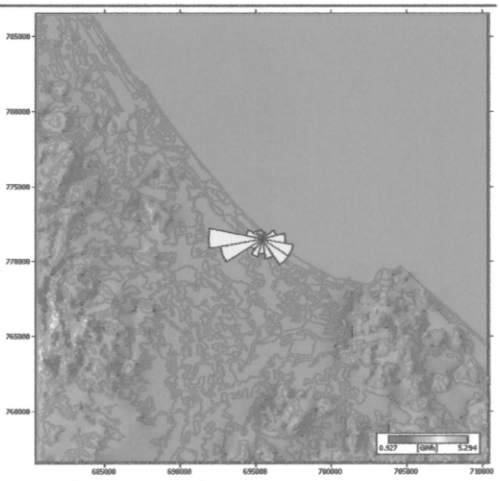
รูปที่ 4.213 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 90 m



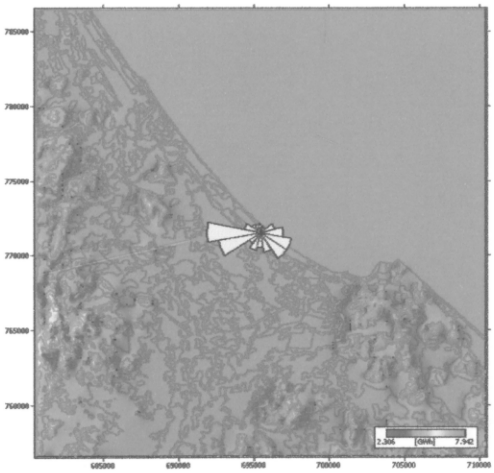
รูปที่ 4.214 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะที่ระดับความสูง 100 m



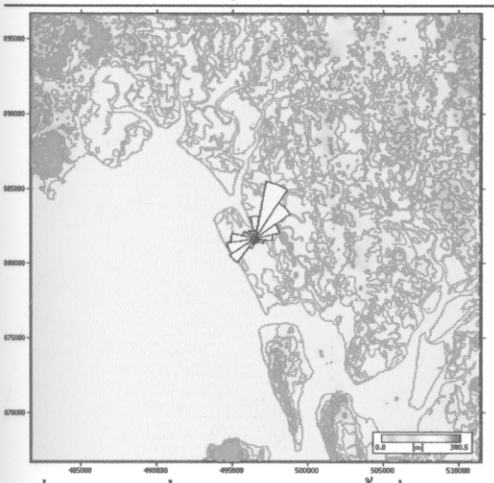
รูปที่ 4.215 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



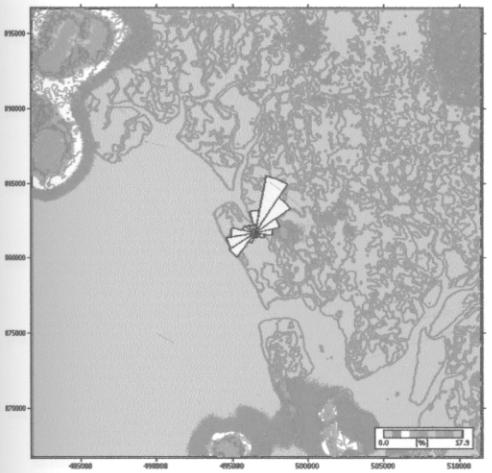
รูปที่ 4.216 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



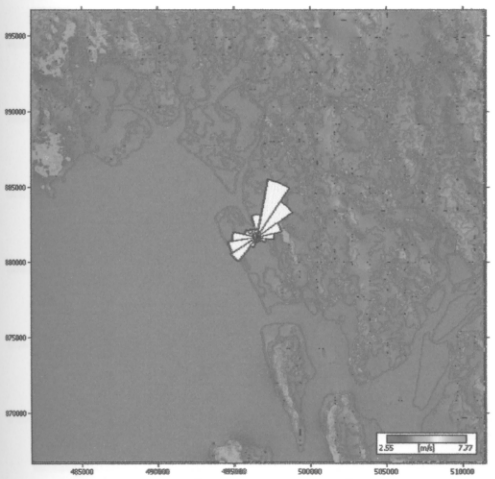
รูปที่ 4.217 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



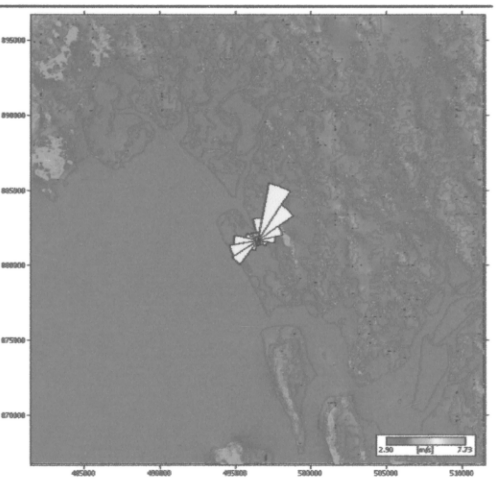
รูปที่ 4.218 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง



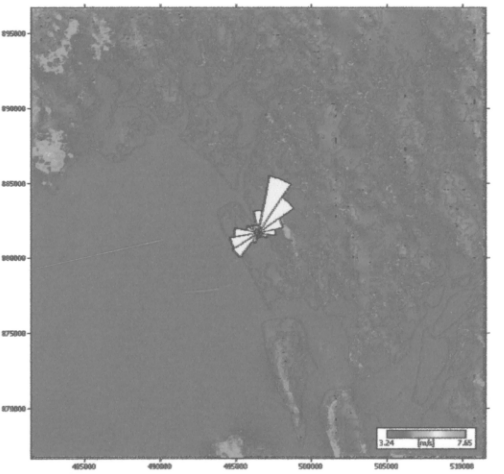
รูปที่ 4.219 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง



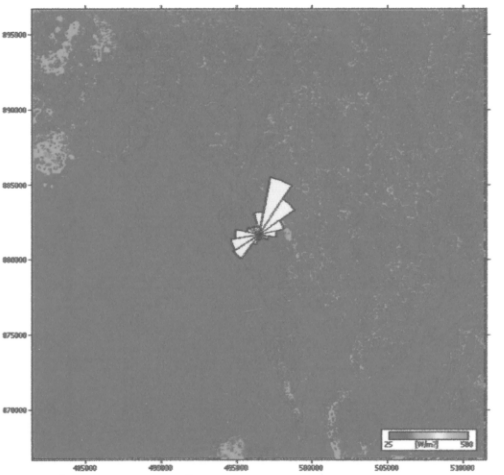
รูปที่ 4.220 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 80 m



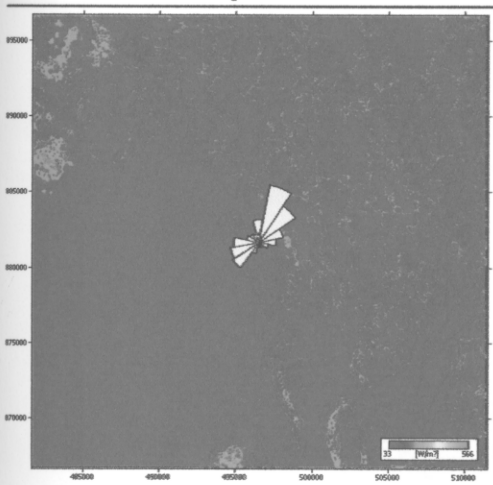
รูปที่ 4.221 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 90 m



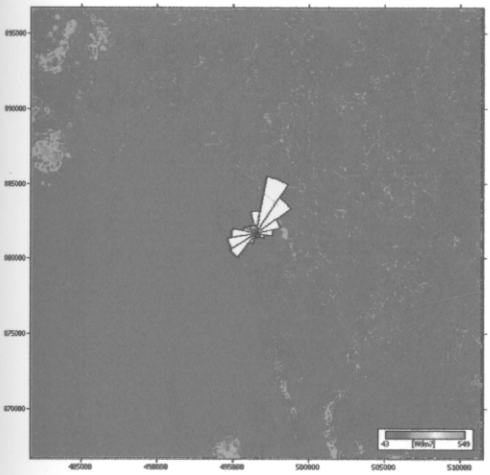
รูปที่ 4.222 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 100 m



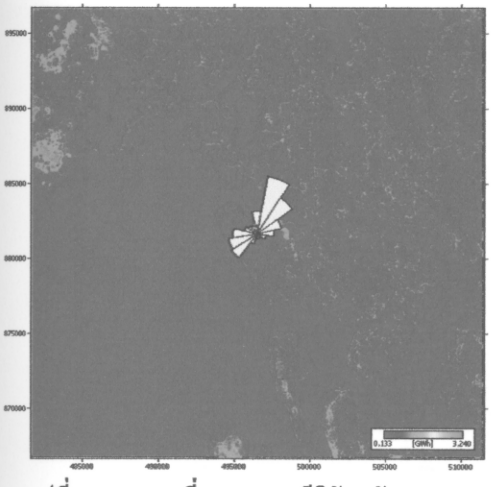
รูปที่ 4.223 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 80 m



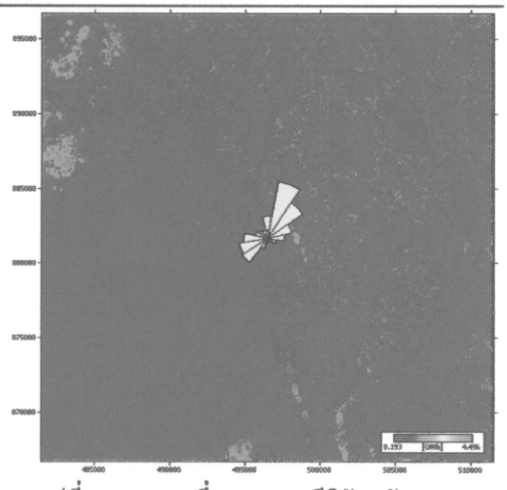
รูปที่ 4.224 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 90 m



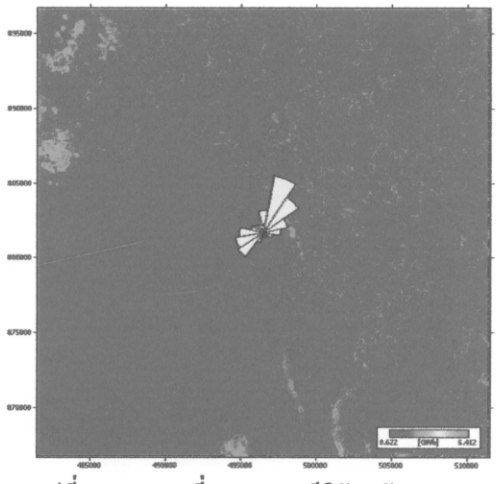
รูปที่ 4.225 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลองที่ระดับความสูง 100 m



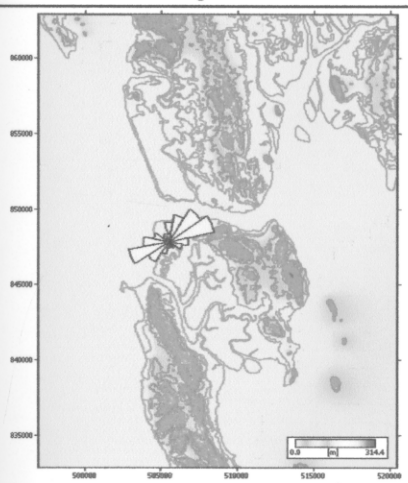
รูปที่ 4.226 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



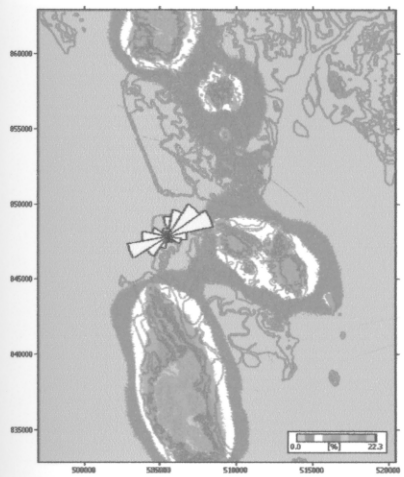
รูปที่ 4.227 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



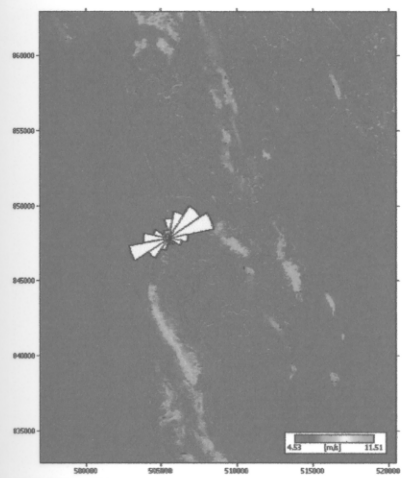
รูปที่ 4.228 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



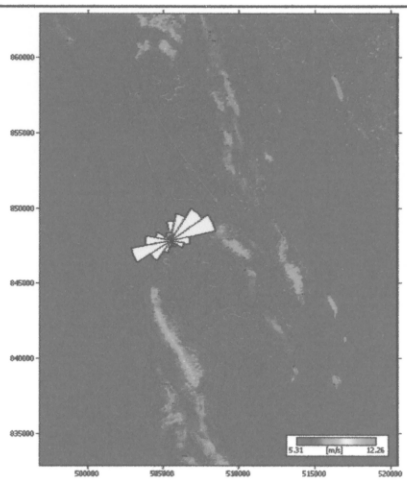
รูปที่ 4.229 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา



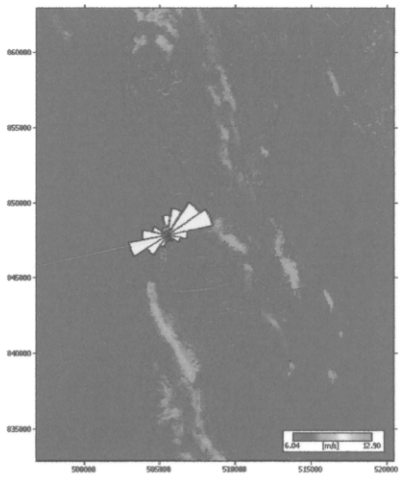
รูปที่ 4.230 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา



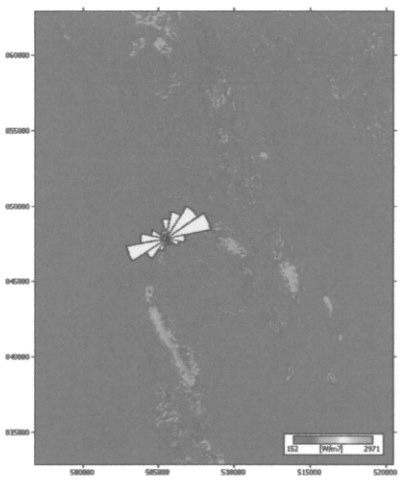
รูปที่ 4.231 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 80 m



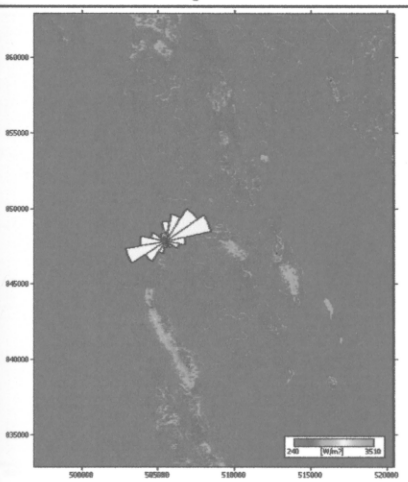
รูปที่ 4.232 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 90 m



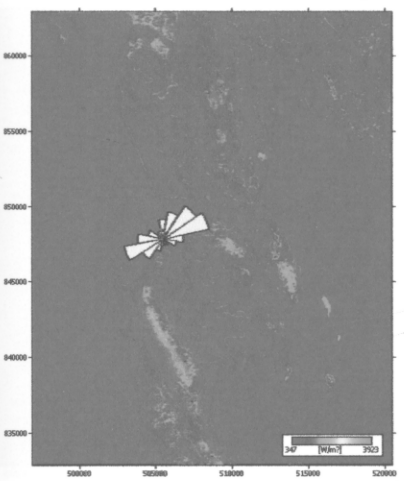
รูปที่ 4.233 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 100 m



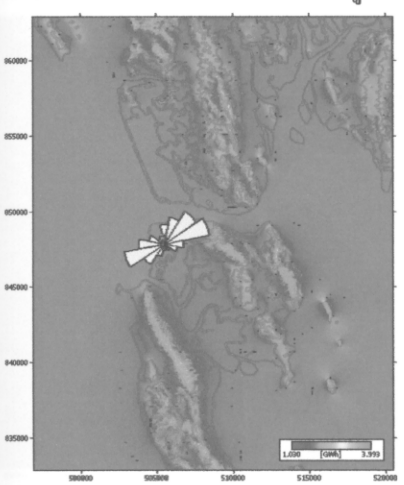
รูปที่ 4.234 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 80 m



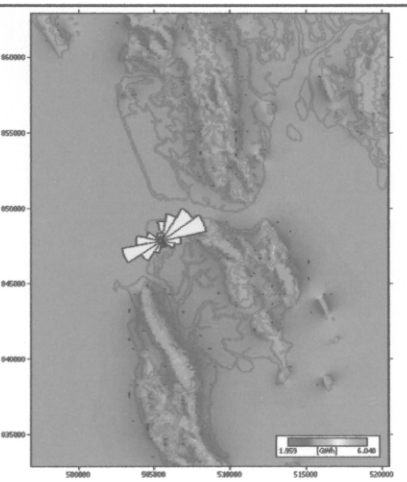
รูปที่ 4.235 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 90 m



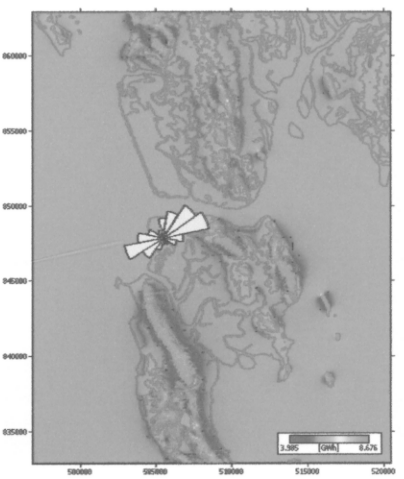
รูปที่ 4.236 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตาที่ระดับความสูง 100 m



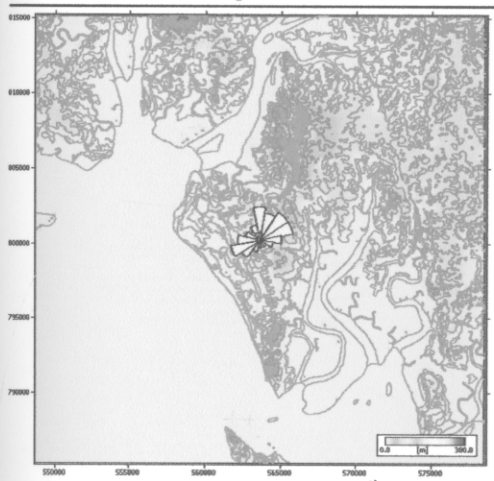
รูปที่ 4.237 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



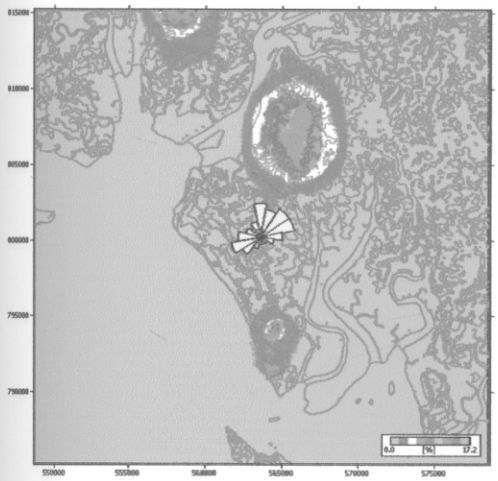
รูปที่ 4.238 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



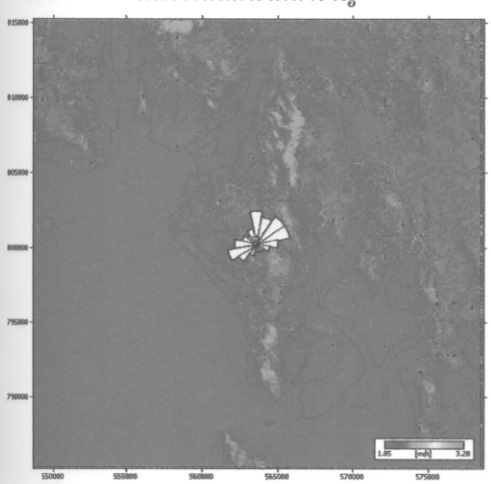
รูปที่ 4.239 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมเกาะลันตา (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



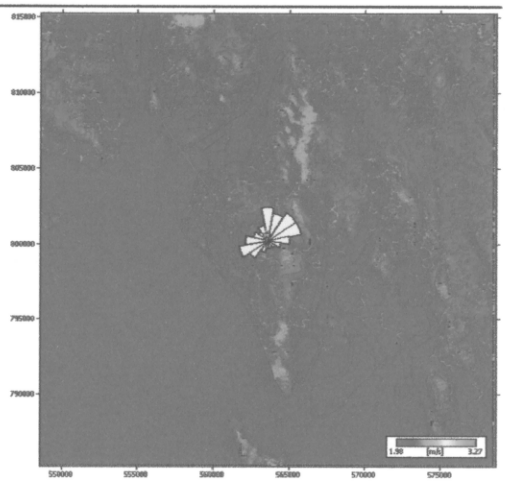
รูปที่ 4.240 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ



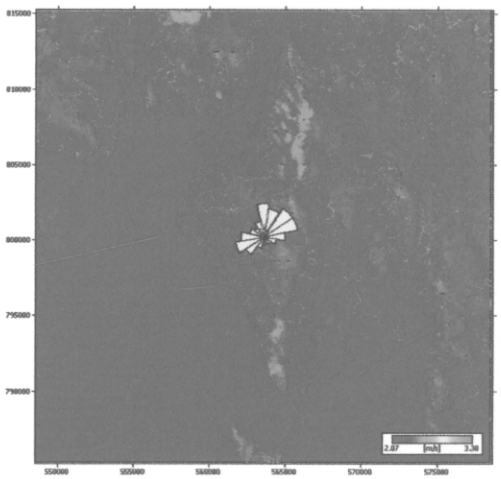
รูปที่ 4.241 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ



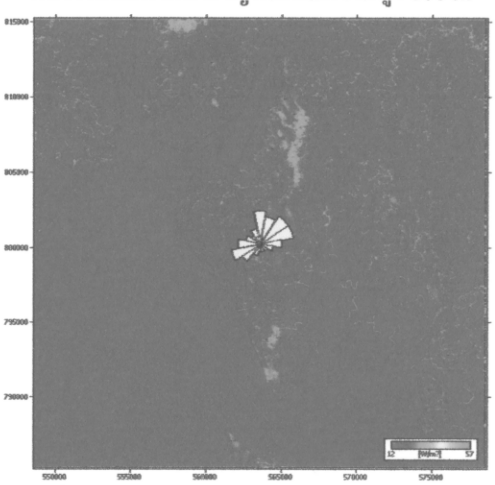
รูปที่ 4.242 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 80 m



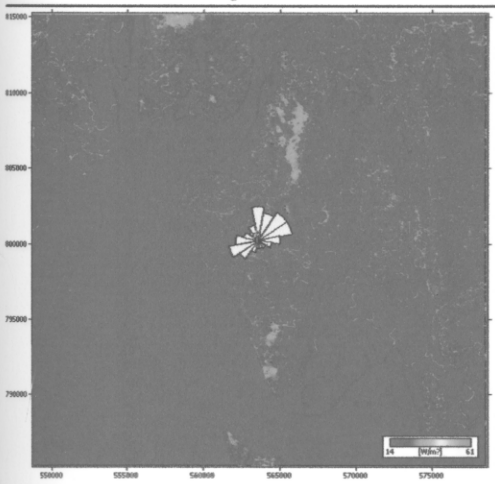
รูปที่ 4.243 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 90 m



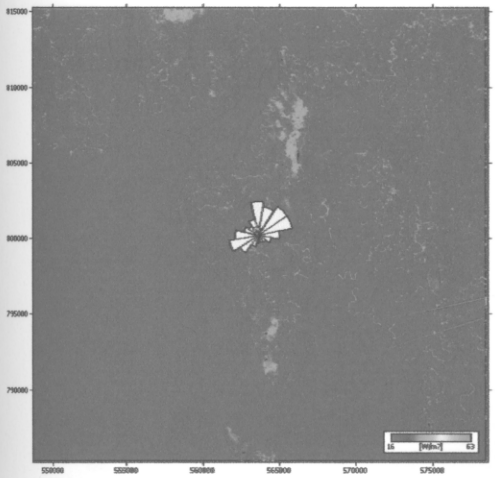
รูปที่ 4.244 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 100 m



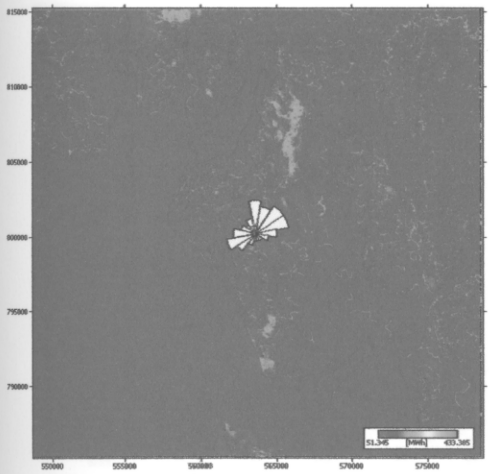
รูปที่ 4.245 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 80 m



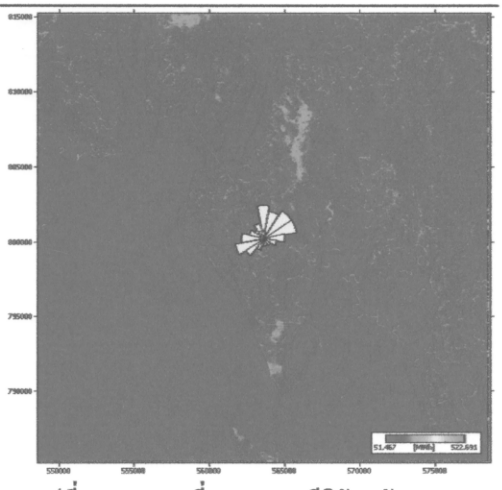
รูปที่ 4.246 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 90 m



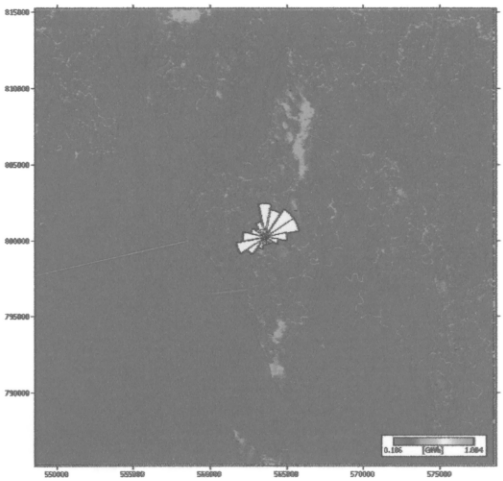
รูปที่ 4.247 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญที่ระดับความสูง 100 m



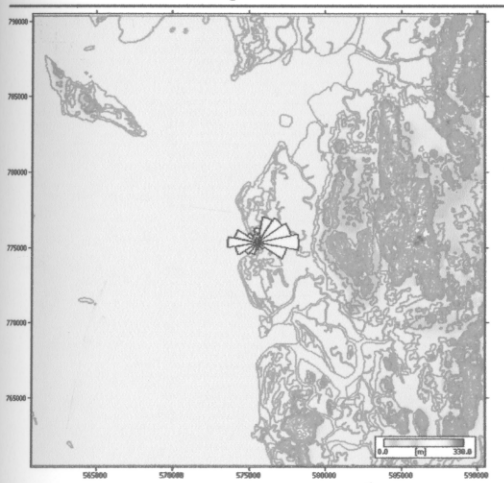
รูปที่ 4.248 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ (กังหันลมขนาด 1.0 MW)



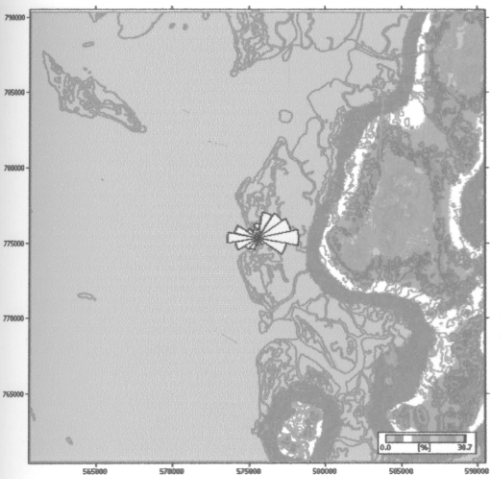
รูปที่ 4.249 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ (กังหันลมขนาด 1.5 MW)



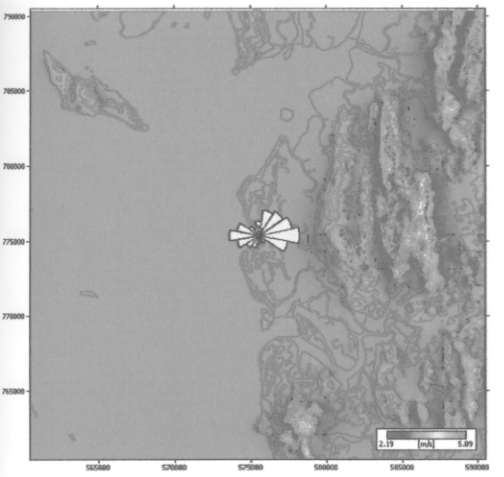
รูปที่ 4.250 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมหาดสำราญ (กังหันลมขนาด 2.0 MW)



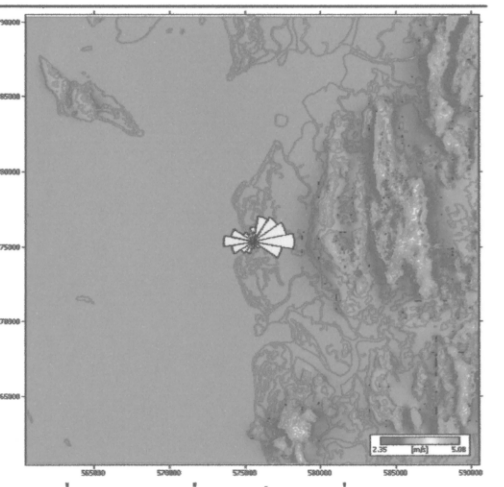
รูปที่ 4.251 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า



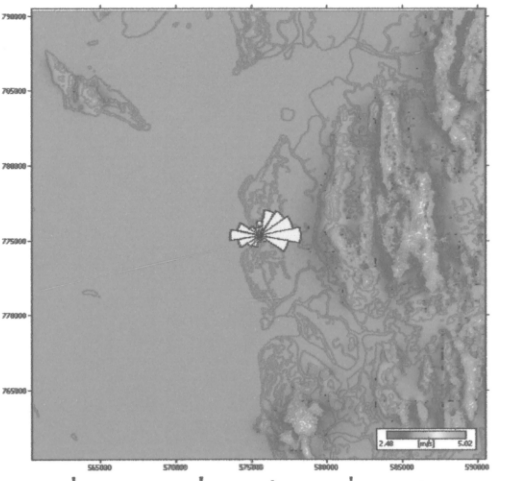
รูปที่ 4.252 แผนที่ดัชนีความขรุขระสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า



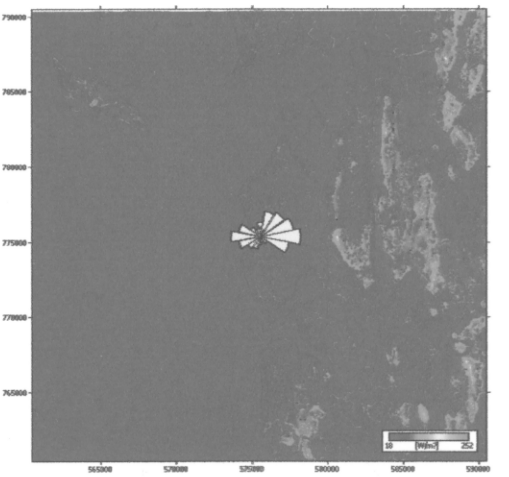
รูปที่ 4.253 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 80 m



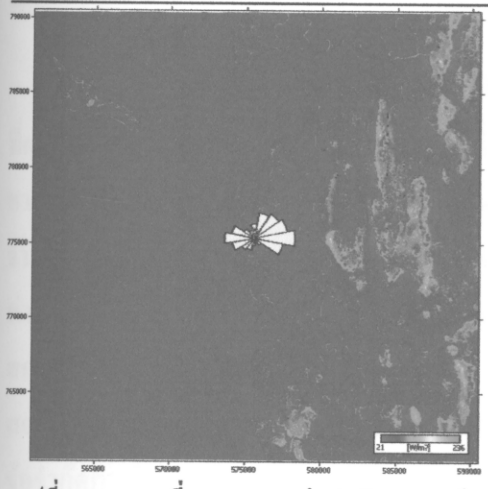
รูปที่ 4.254 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 90 m



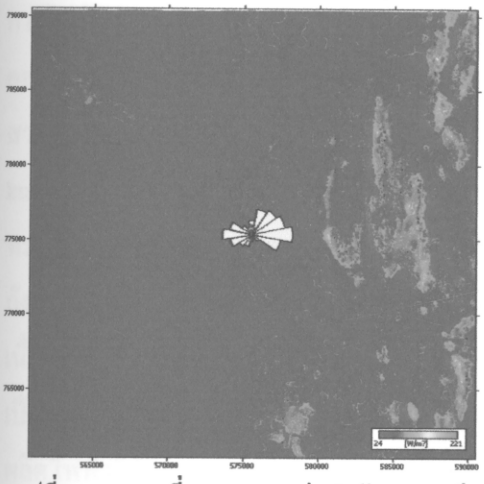
รูปที่ 4.255 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 100 m



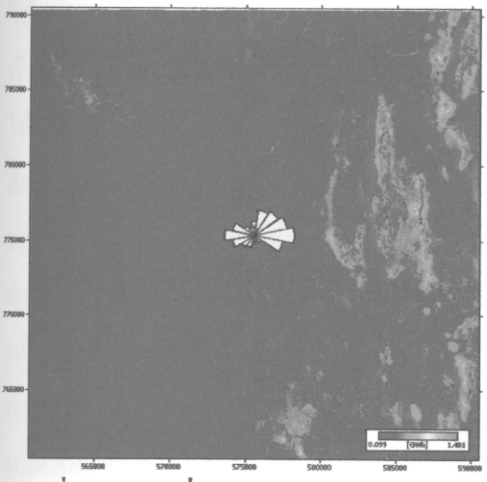
รูปที่ 4.256 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 80 m



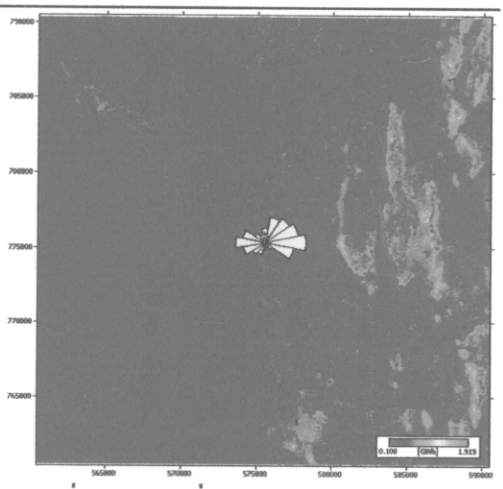
รูปที่ 4.257 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 90 m



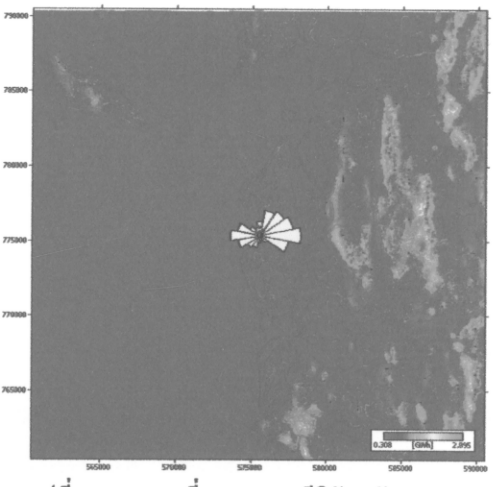
รูปที่ 4.258 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้าที่ระดับความสูง 100 m



รูปที่ 4.259 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า (กังหันลมขนาด 1.0 MW)

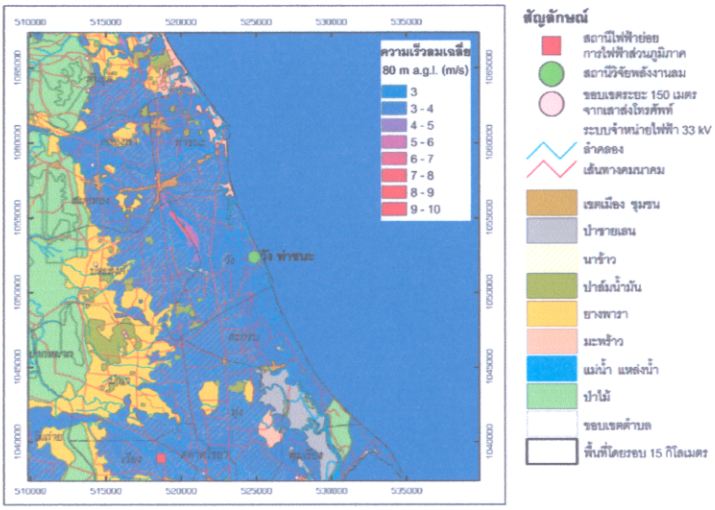


รูปที่ 4.260 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า (กังหันลมขนาด 1.5 MW)

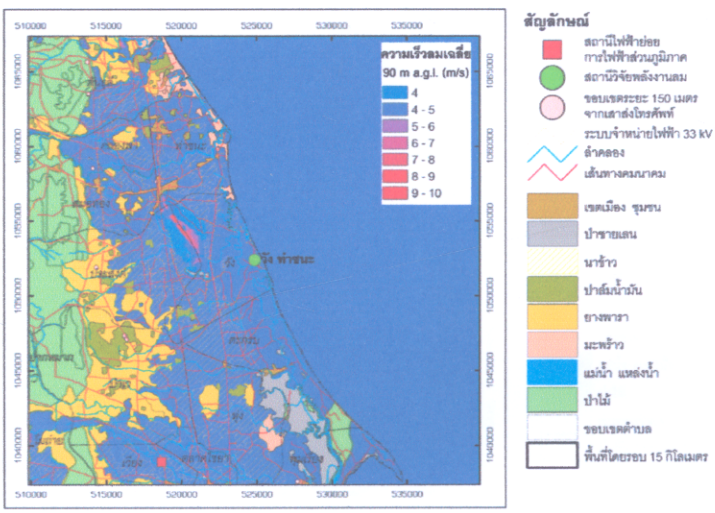


รูปที่ 4.261 แผนที่ AEP สถานีวิจัยพลังงานลมทุ่งหว้า (กังหันลมขนาด 2.0 MW)

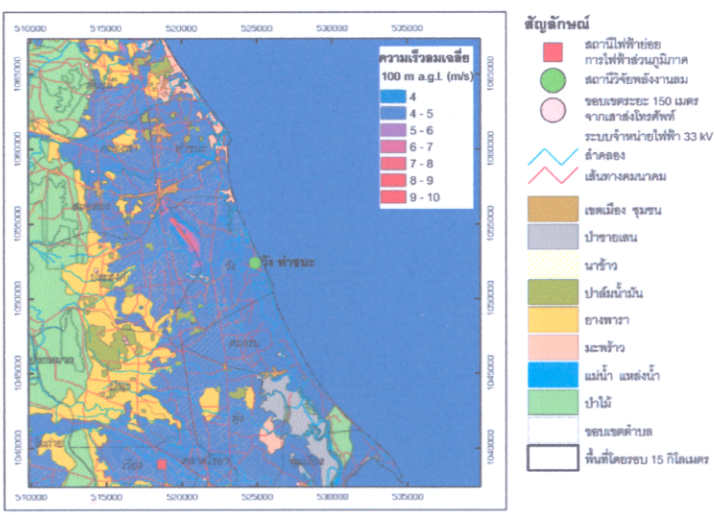
ผลการวิเคราะห์ความเร็วลมเชิงพื้นที่หรือแผนที่ลม (Wind Atlas) ด้วยโปแกรม *WAsP* 9.0 ที่ผ่านการสังเคราะห์โดยการใช้หลักเกณฑ์ที่ว่าความเร็วลมที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยกังหันลมขนาดใหญ่จะต้องมีความเร็วลมสูงกว่า 3.5-4.0 m/s ซึ่งจากผลการวิจัยพบว่ามีจำนวนสถานีวัดลมที่มีความเร็วลมเหมาะสมและผ่านเกณฑ์ดังกล่าวจำนวน 14 สถานี ได้แก่ สถานีท่าชนะ สถานีกาญจนดิษฐ์ สถานีดอนสัก สถานีขนอม สถานีสิชล สถานีท่าศาลา สถานีปากพนัง สถานีหัวไทร สถานีระโนด สถานีสทิงพระ1 สถานีสทิงพระ2 สถานีสิงหนคร สถานีจะนะและสถานีเหนือคลอง โดยแผนที่ลมจากโปรแกรม *WAsP* 9.0 ถูกนำไปซ้อนทับ (Overlay) กับแผนที่ข้อจำกัดการใช้ประโยชน์ที่ดิน (Constraint Land-Use Map) ที่ได้รับการพัฒนาจากข้อมูลจำนวน 16 ชั้นข้อมูล ได้แก่ สถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สถานีวิจัยพลังงานลม เสาส่งสัญญาณโทรศัพท์ ระบบจำหน่าย 33 kV ลำคลอง ถนนสายหลักและสายรอง เขตเมืองและชุมชน ป่าชายเลน พื้นที่นาข้าว สวนปาล์มน้ำมัน สวนยางพารา สวนมะพร้าว แม่น้ำและแหล่งน้ำ พื้นที่ป่าไม้ ขอบเขตตำบลและพื้นที่โดยรอบ 15 km ซึ่งจะทำให้ได้พื้นที่แหล่งลมดีที่สามารถพัฒนาเป็นโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยแสดงดังรูปที่ 4.262-4.303 โดยในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมดังกล่าวได้อาศัยหลักเกณฑ์การจัดวางกังหันลม 5DX10D ซึ่งจะทำให้ลดการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวก (Wake Loss) โดยในการจัดวางกังหันลมยังได้อาศัยโปรแกรม SAGA ซึ่งเป็นโปรแกรมการจัดการข้อมูลระบบภูมิสารสนเทศระบบอัตโนมัติ โดยสามารถจัดวางกังหันลมผลิตไฟฟ้าได้อย่างเหมะสม (Optimization) และให้กำลังการผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด ซึ่งจากการอาศัยแนวทางดังกล่าวในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ 29 ตำบล 11 อำเภอ ของ 3 จังหวัด ได้แก่ อ.ท่าชนะ ของ จ.สุราษฎร์ธานี อ.ขนอม อ.สิชล อ.ท่าศาลา อ.ปากพนัง อ.เชียรใหญ่ และ อ.หัวไทร ของ จ.นครศรีธรรมราช อ.ระโนด อ.กระแสสินธุ์ อ.จะนะ และ อ.เมือง ของ จ.สงขลา ทำให้สามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่สามารถติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW ได้จำนวน 81 คลัสเตอร์ จำนวนกังหันลม 1,568 ตัว ปริมาณกำลังการผลิตติดตั้ง 1,568 MW และสามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่สามารถติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW ได้จำนวน 83 คลัสเตอร์ จำนวนกังหันลม 1,063 ตัว ปริมาณกำลังการผลิตติดตั้ง 1,595 MW และสามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่สามารถติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW ได้จำนวน 83 คลัสเตอร์ จำนวนกังหันลม 759 ตัว ปริมาณกำลังการผลิตติดตั้ง 1,518 MW โดยมีผลการวิเคราะห์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมแต่ละคลัสเตอร์ แต่ละขนาดกำลังการผลิตติดตั้งในพื้นที่ดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 4.304-4.392



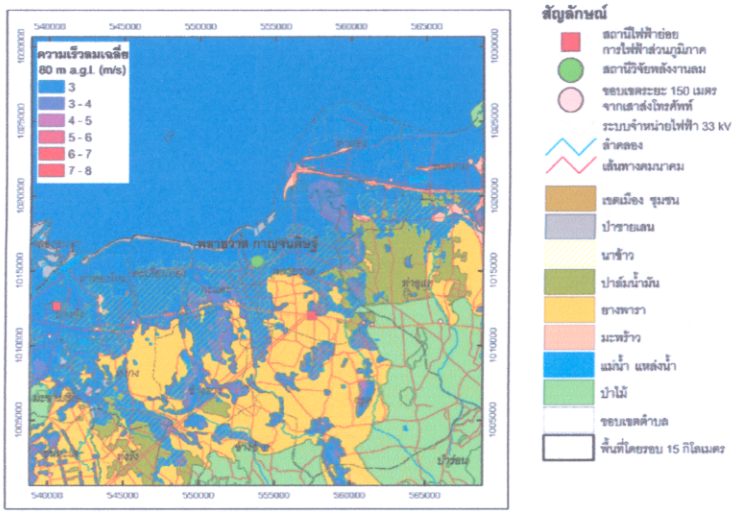
รูปที่ 4.262 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ



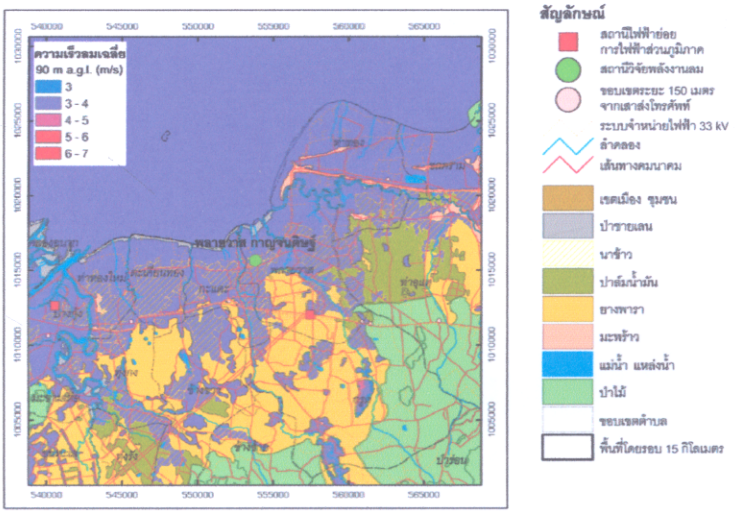
รูปที่ 4.263 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ



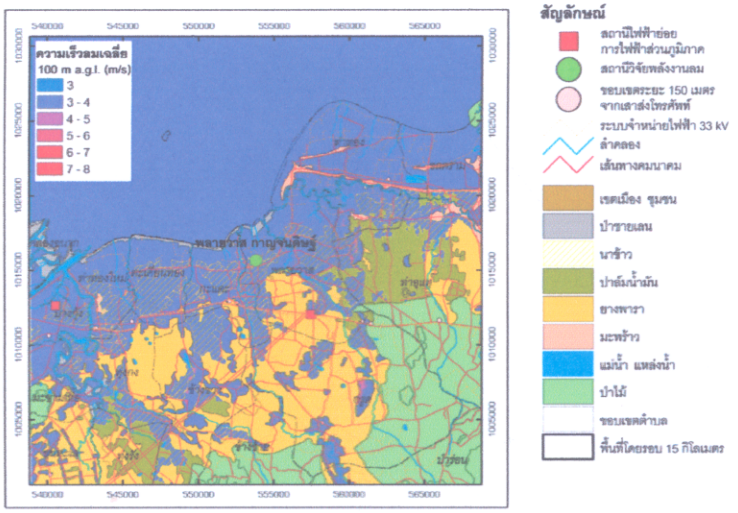
รูปที่ 4.264 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าชนะ



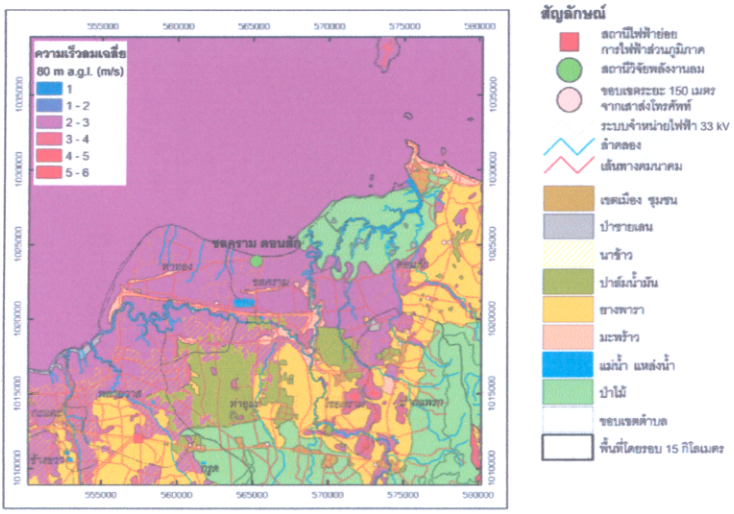
รูปที่ 4.265 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์



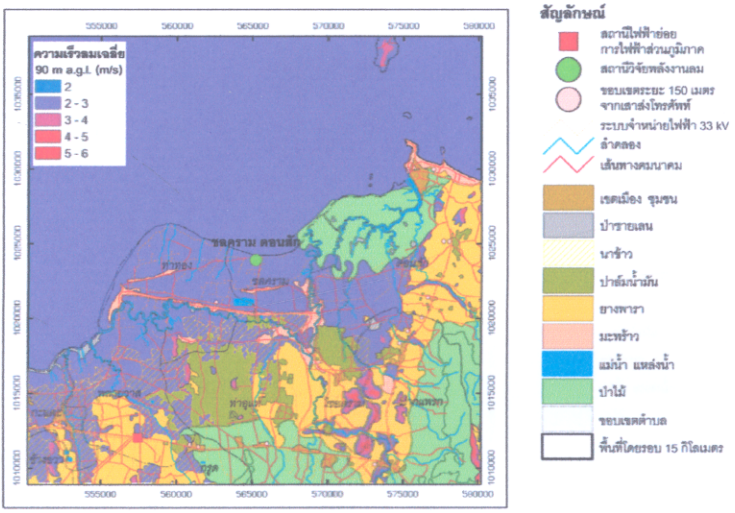
รูปที่ 4.266 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์



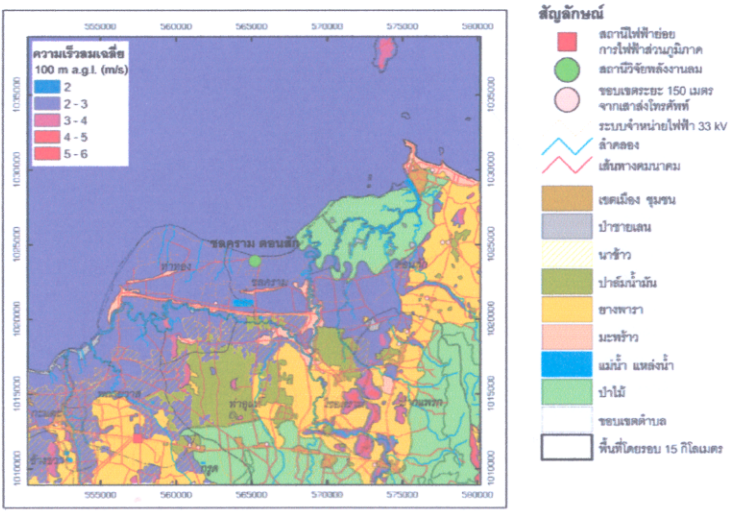
รูปที่ 4.267 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมกาญจนดิษฐ์



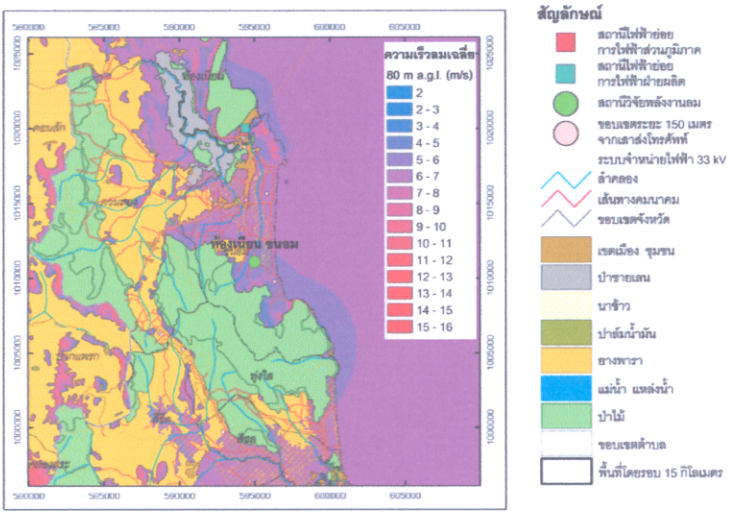
รูปที่ 4.268 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก



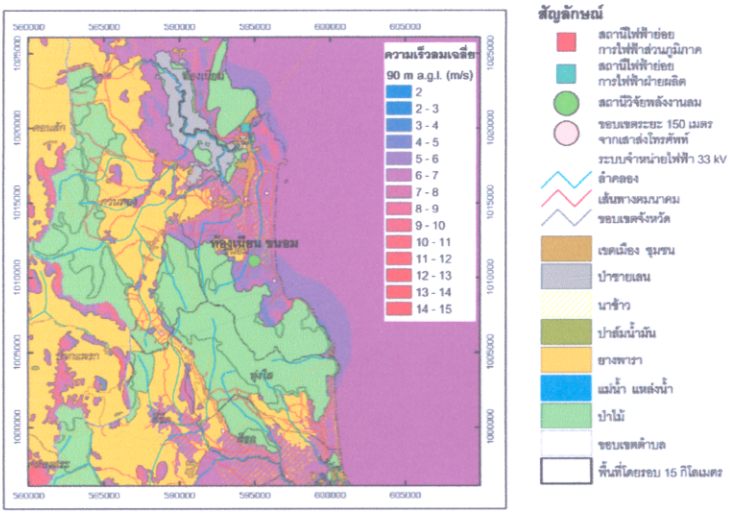
รูปที่ 4.269 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก



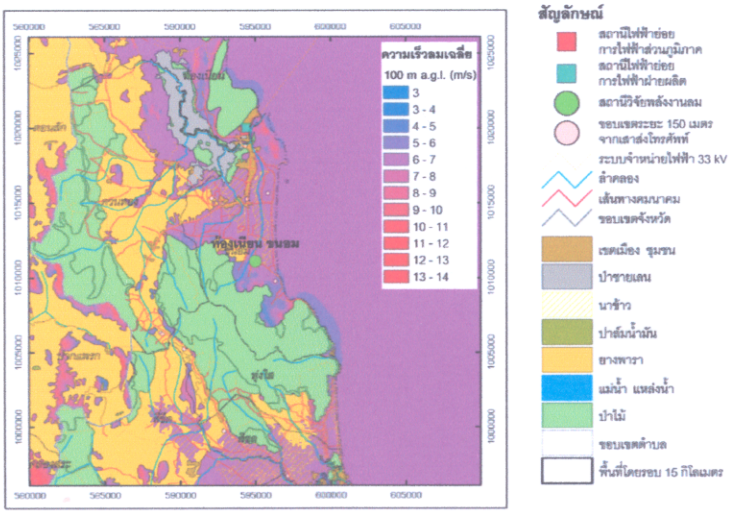
รูปที่ 4.270 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมดอนสัก



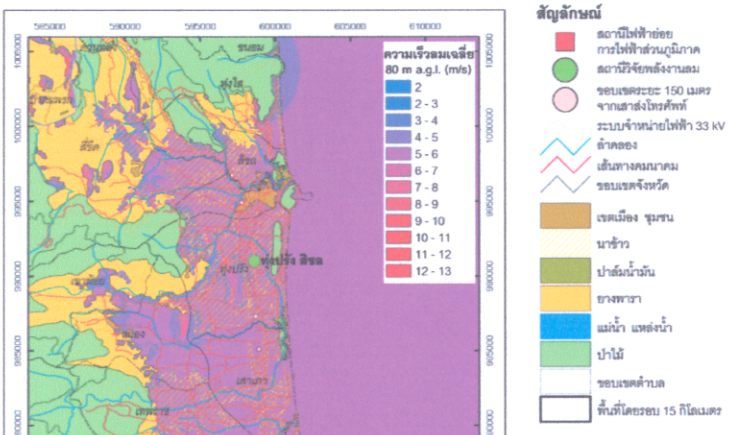
รูปที่ 4.271 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม



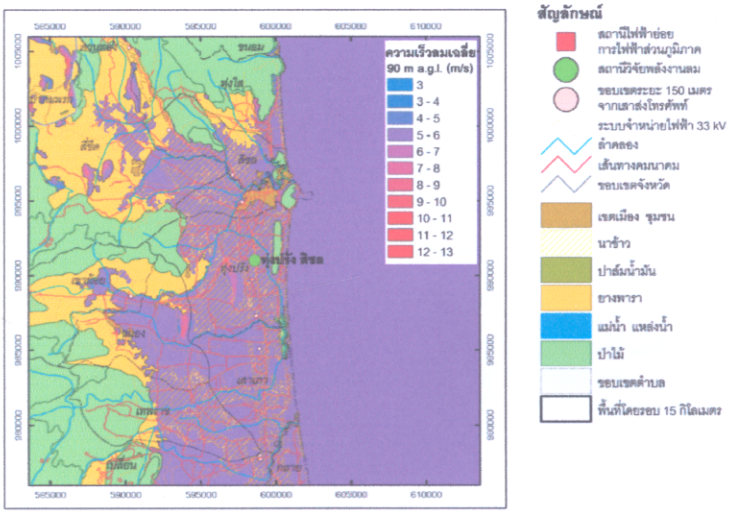
รูปที่ 4.272 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม



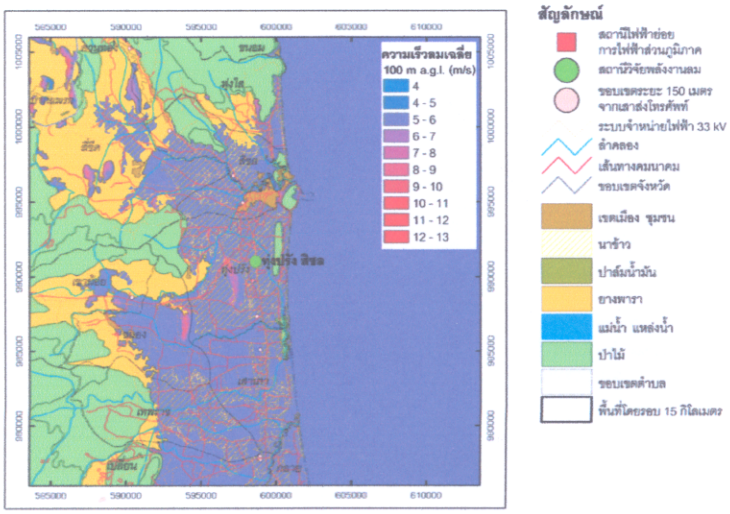
รูปที่ 4.273 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมขนอม



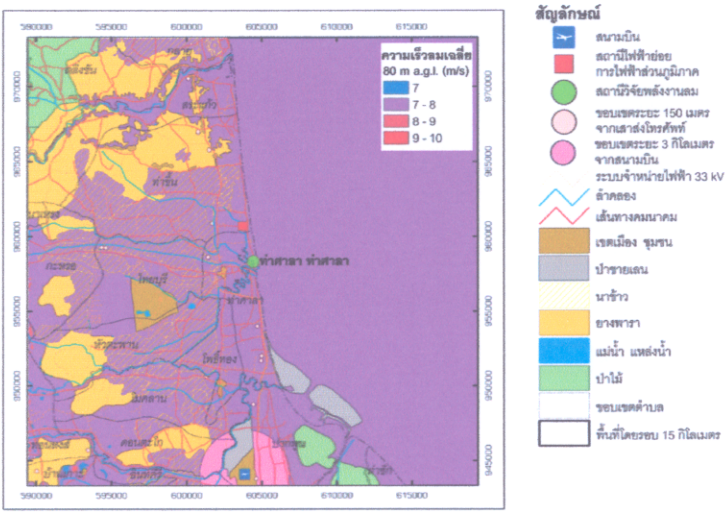
รูปที่ 4.274 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล



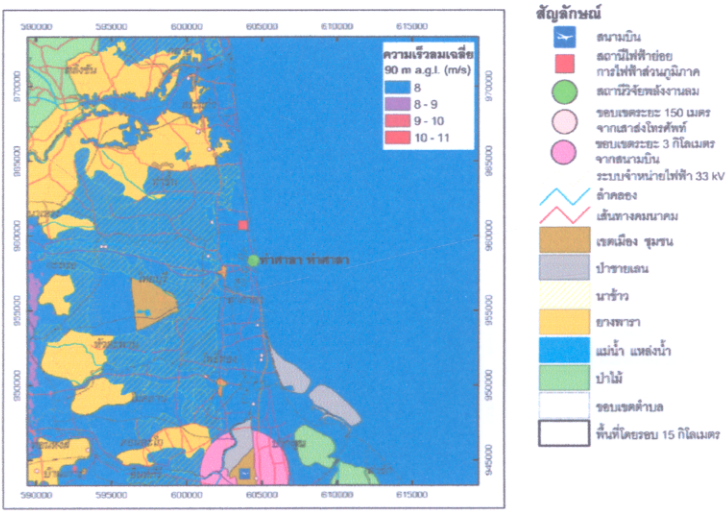
รูปที่ 4.275 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล



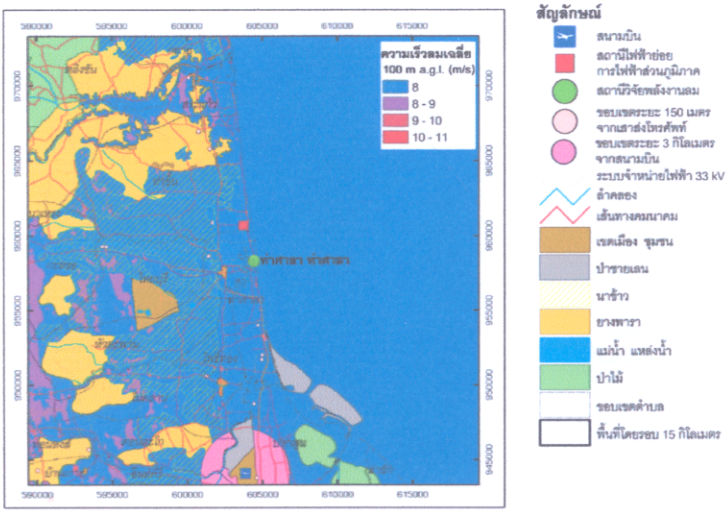
รูปที่ 4.276 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิชล



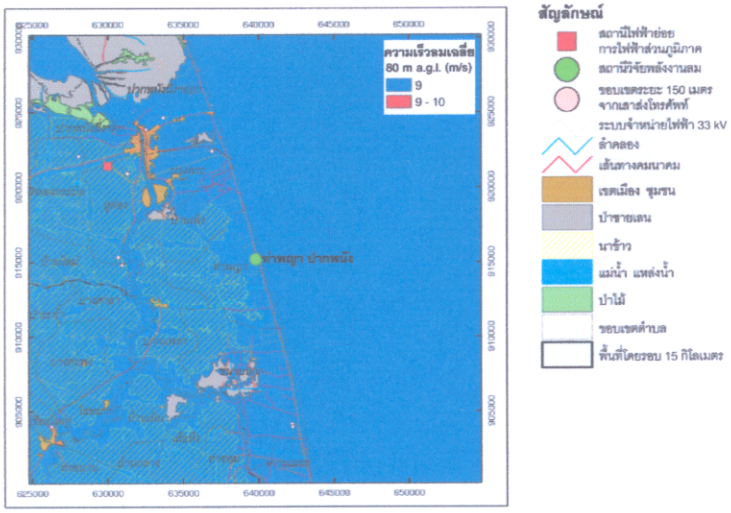
รูปที่ 4.277 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา



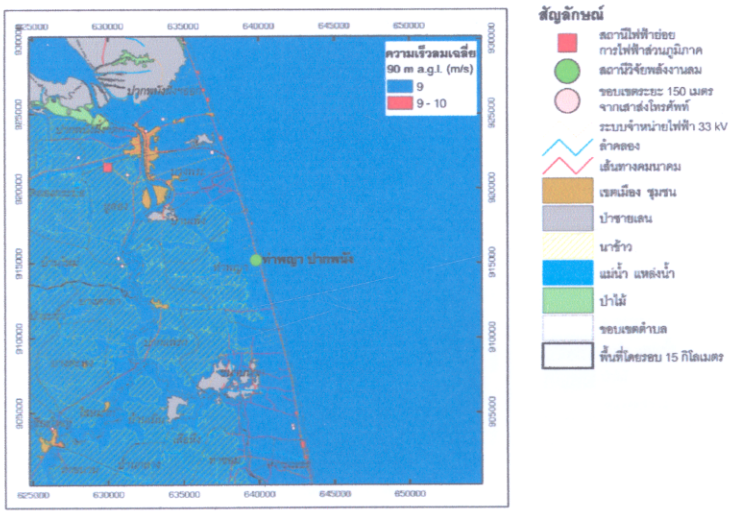
รูปที่ 4.278 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา



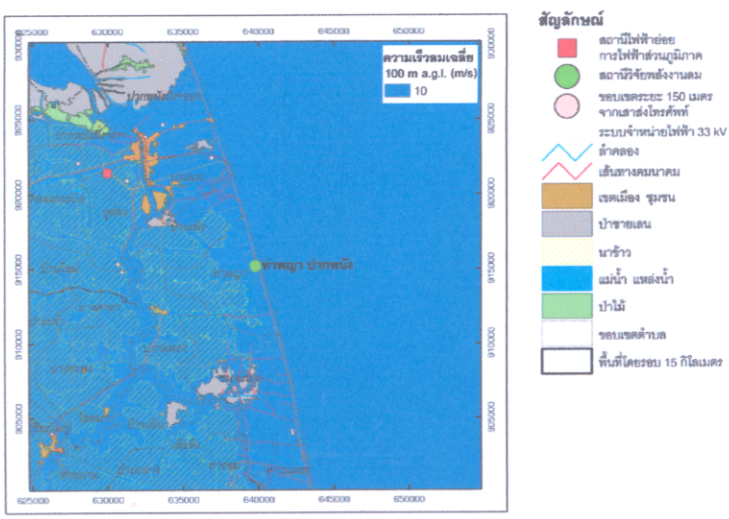
รูปที่ 4.279 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมท่าศาลา



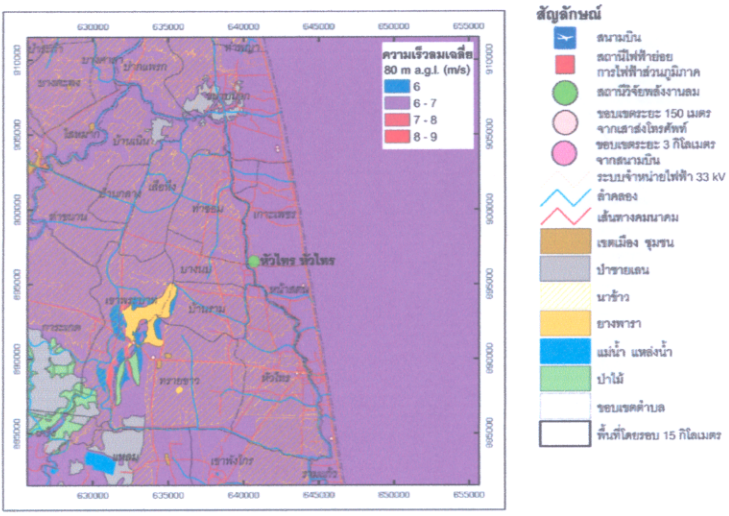
รูปที่ 4.280 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง



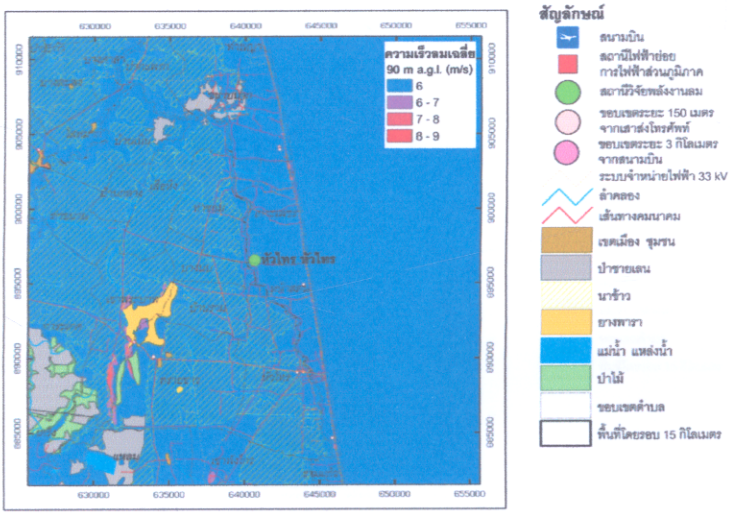
รูปที่ 4.281 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง



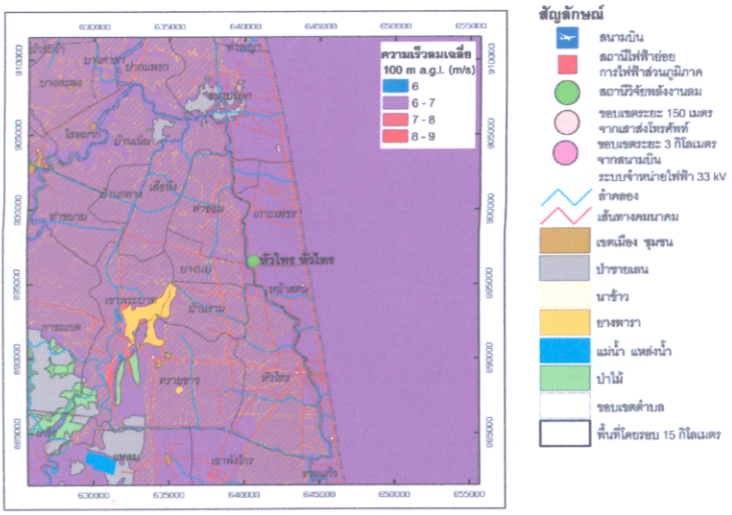
รูปที่ 4.282 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง



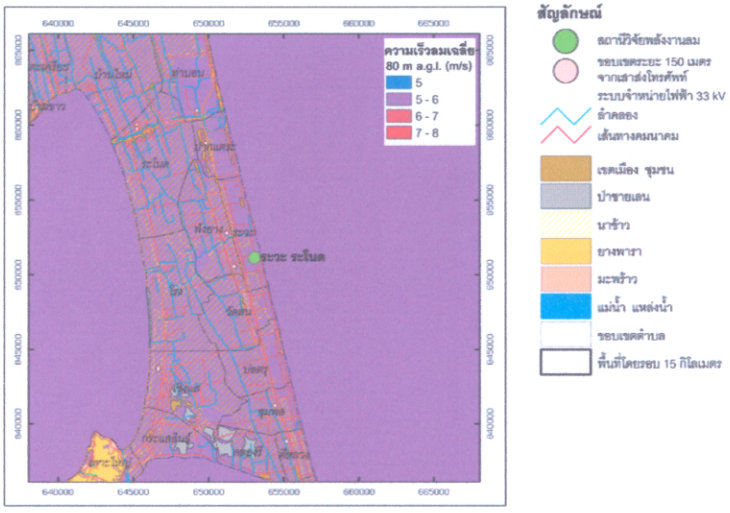
รูปที่ 4.283 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร



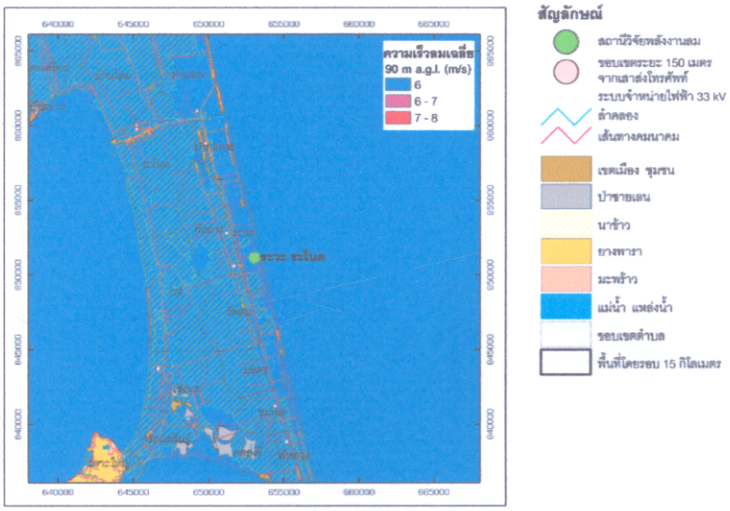
รูปที่ 4.284 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร



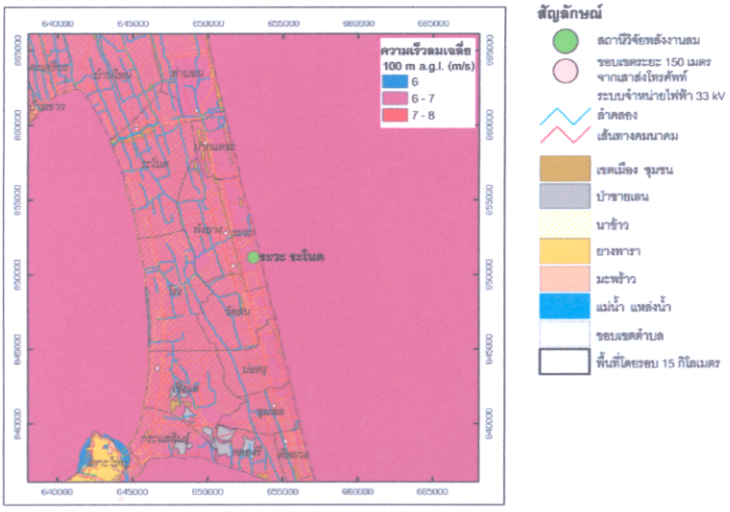
รูปที่ 4.285 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมหัวไทร



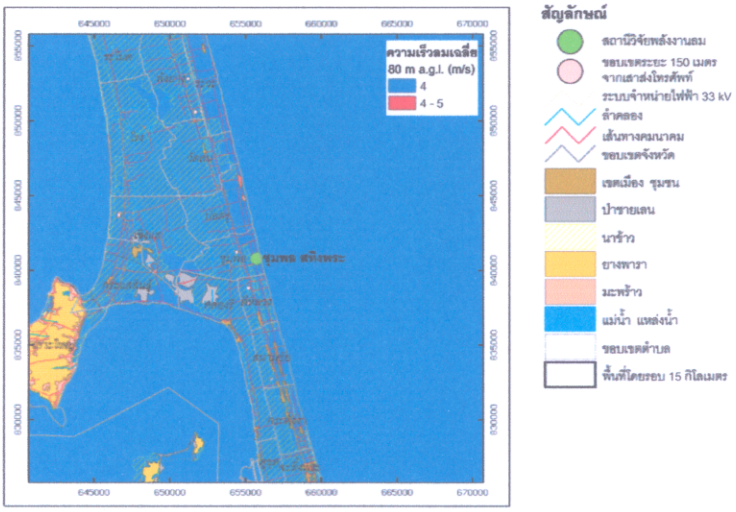
รูปที่ 4.286 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด



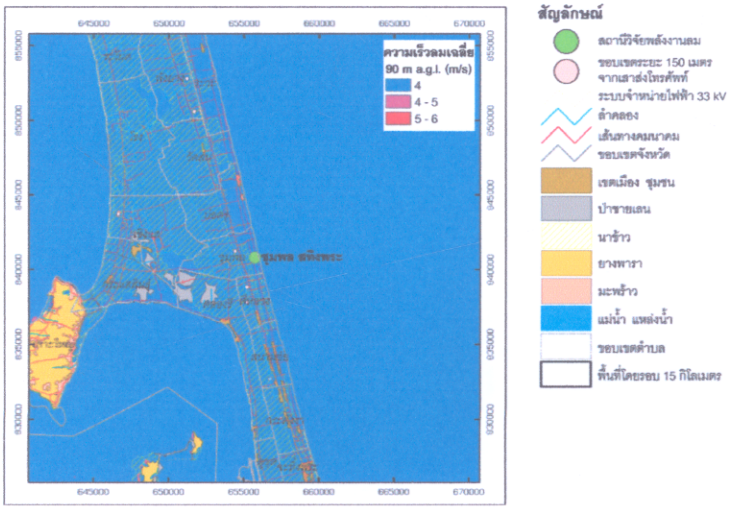
รูปที่ 4.287 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด



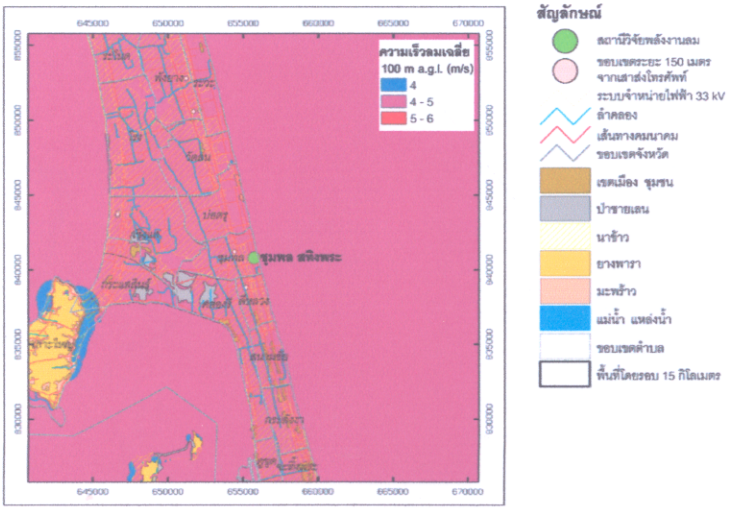
รูปที่ 4.288 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมระโนด



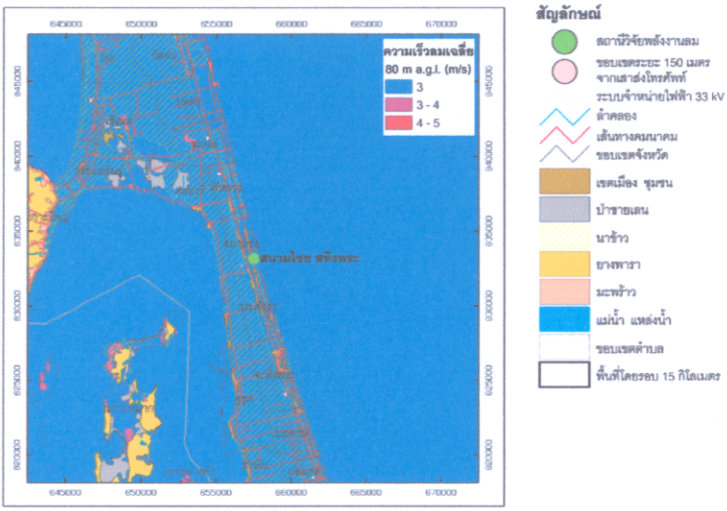
รูปที่ 4.289 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1



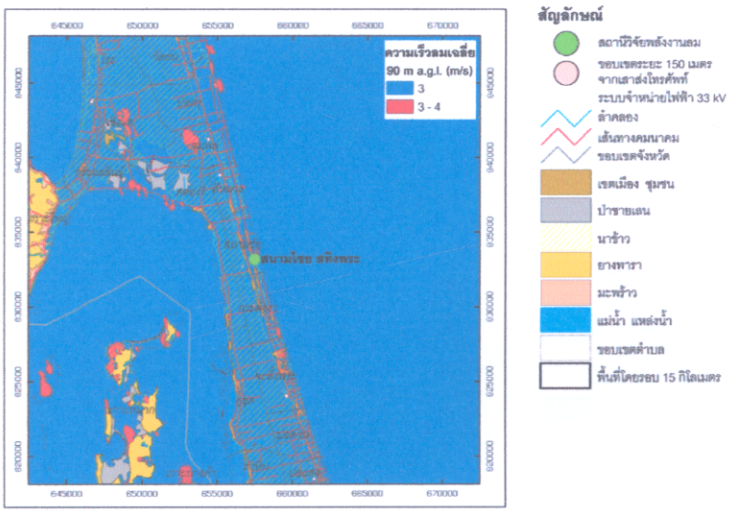
รูปที่ 4.290 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1



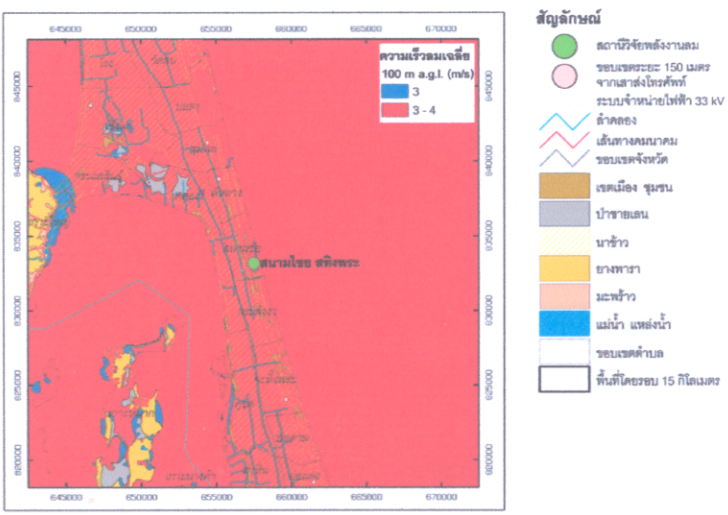
รูปที่ 4.291 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ1



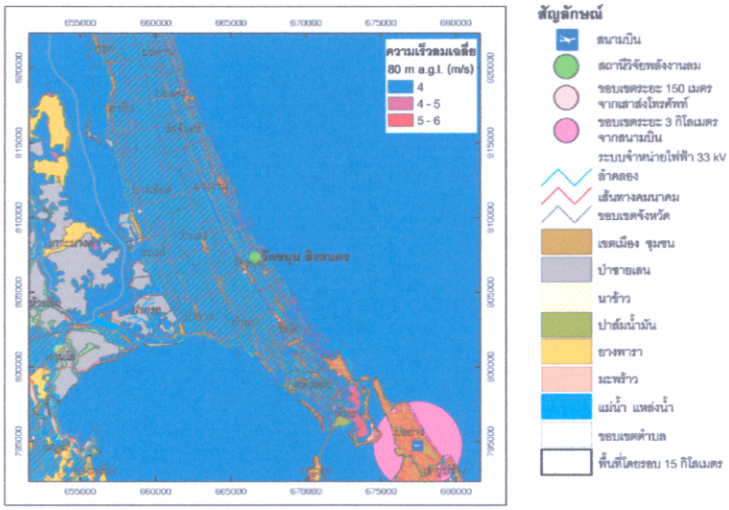
รูปที่ 4.292 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2



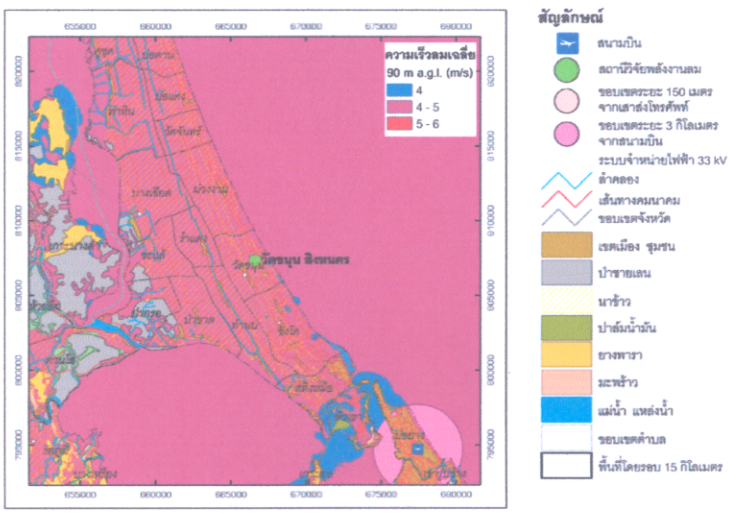
รูปที่ 4.293 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2



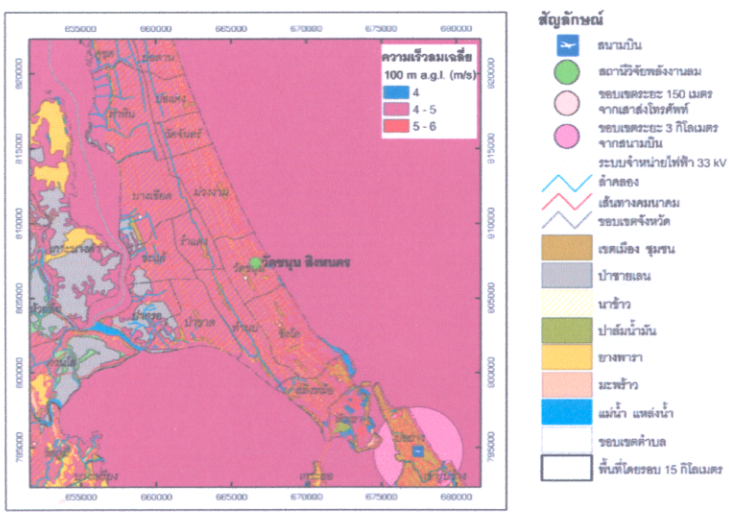
รูปที่ 4.294 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสทิงพระ2



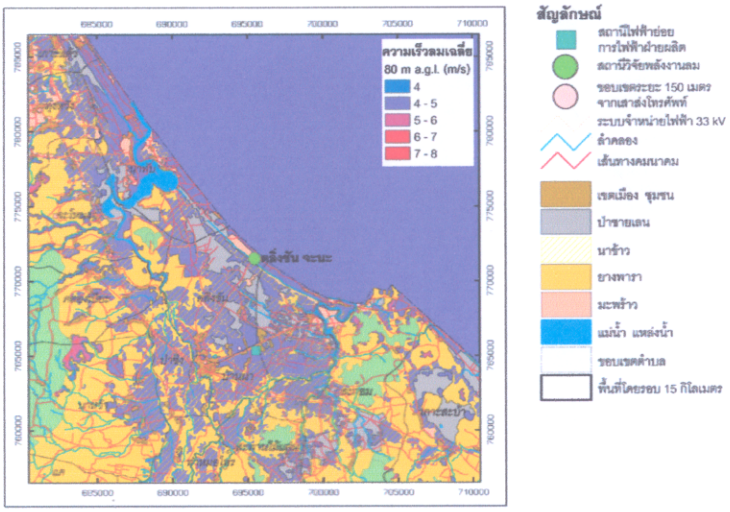
รูปที่ 4.295 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร



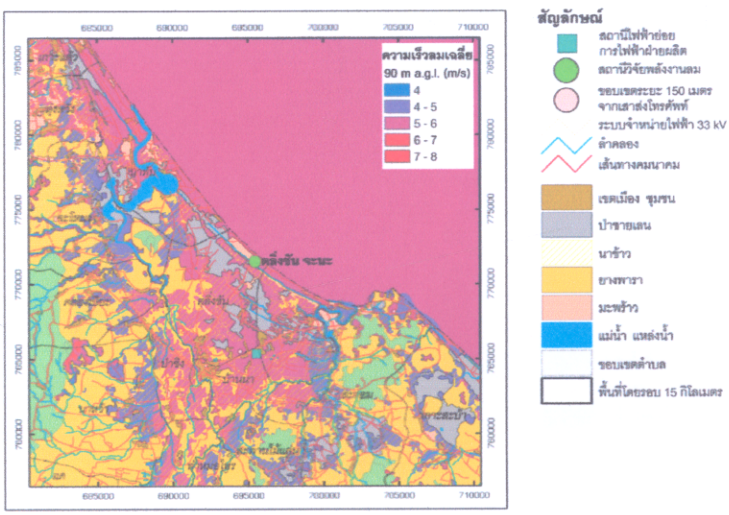
รูปที่ 4.296 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร



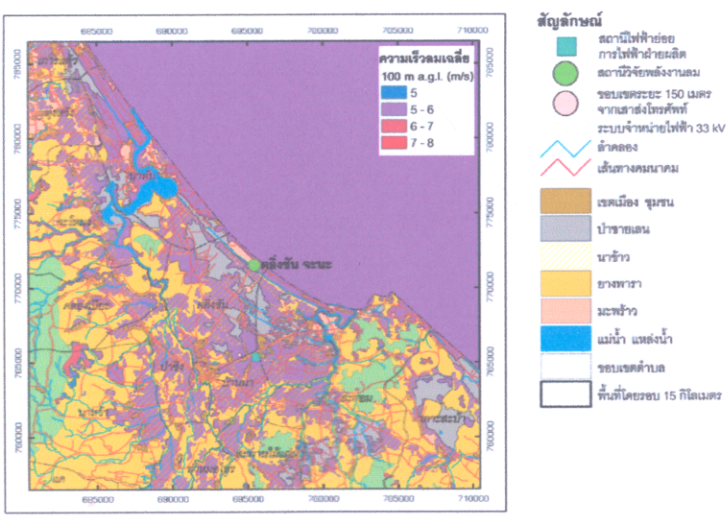
รูปที่ 4.297 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมสิงหนคร



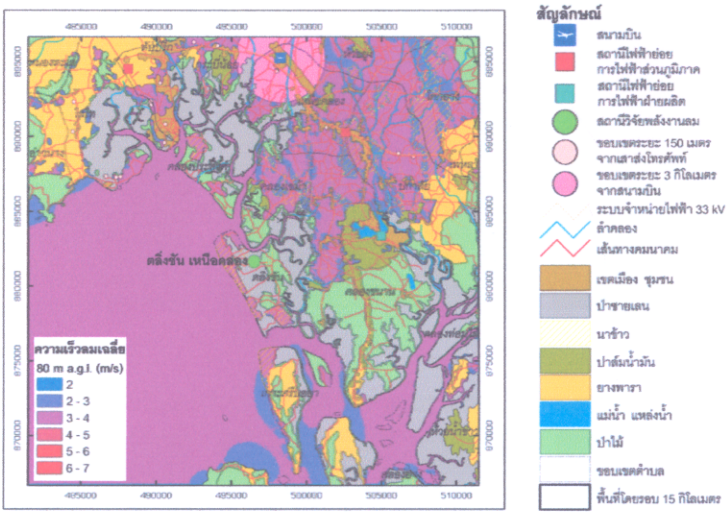
รูปที่ 4.298 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ



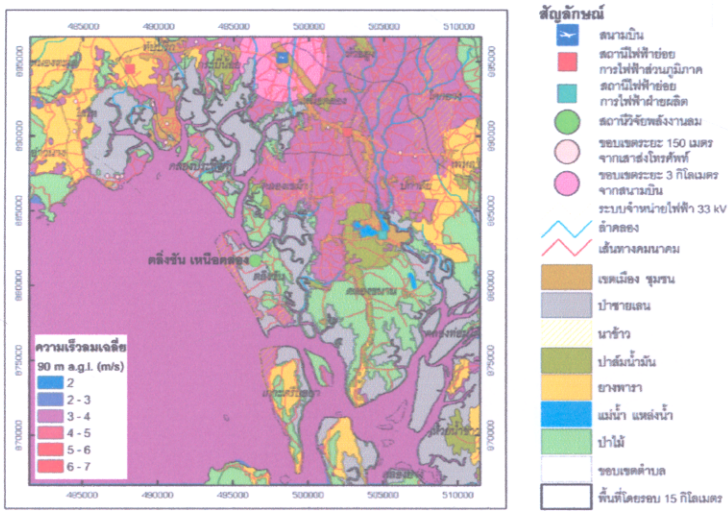
รูปที่ 4.299 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ



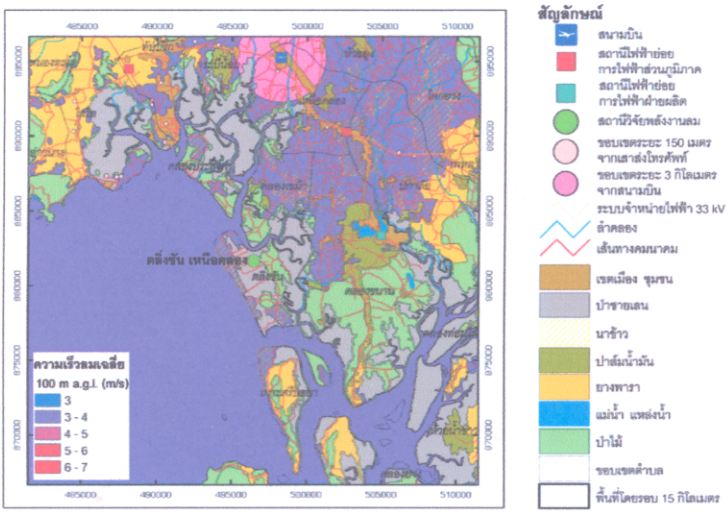
รูปที่ 4.300 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมจะนะ



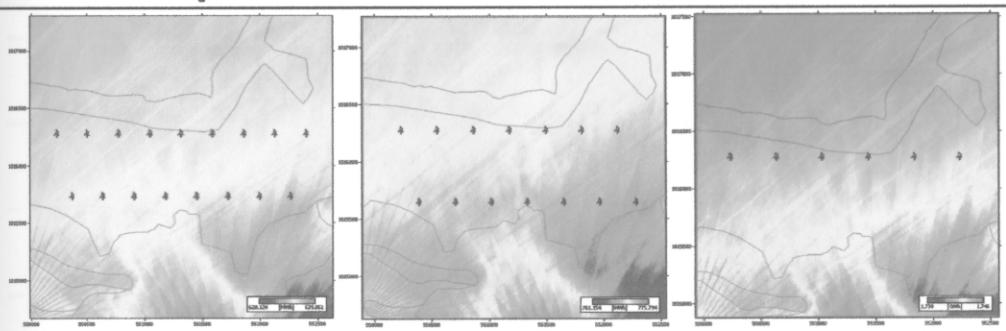
รูปที่ 4.301 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 80 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง



รูปที่ 4.302 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 90 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง

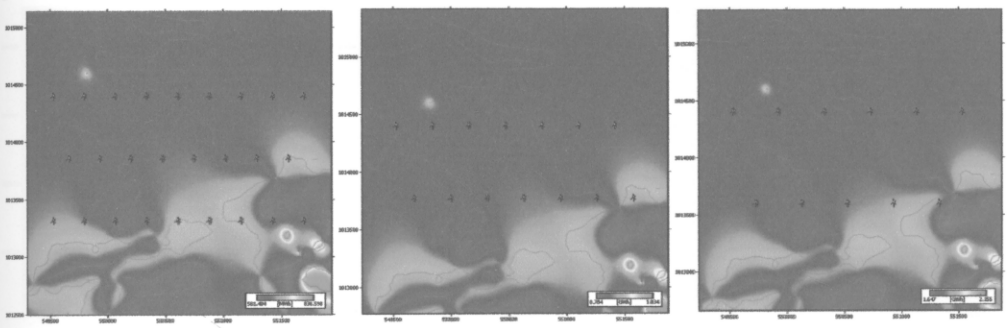


รูปที่ 4.303 แผนที่แหล่งลมดีที่ระดับความสูง 100 m โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมเหนือคลอง



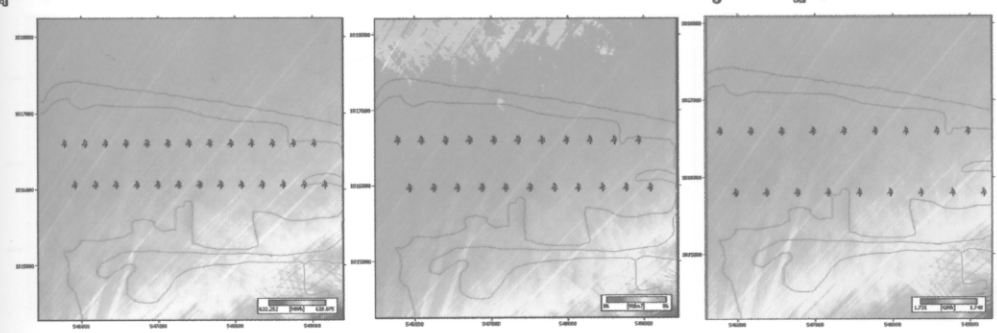
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.304 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.กระแดะ อ.กาญจนดิษฐ์ (Resolution 10 m)



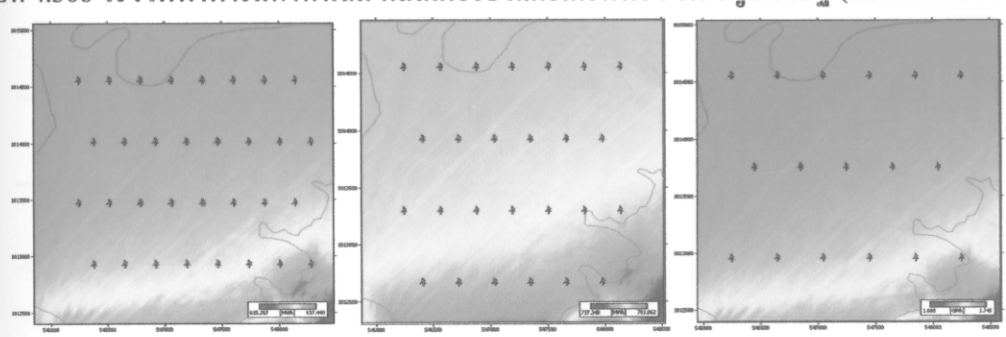
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.305 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.กระแดะ อ.กาญจนดิษฐ์ (Resolution 10 m)



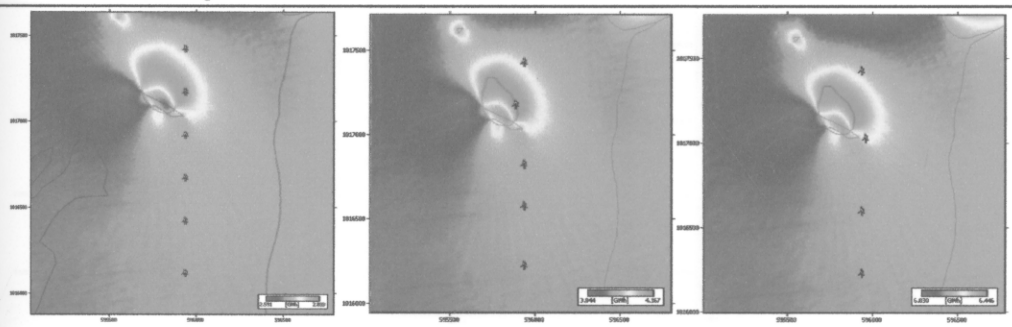
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.306 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ตะเคียนทอง อ.กาญจนดิษฐ์ (Resolution 10 m)



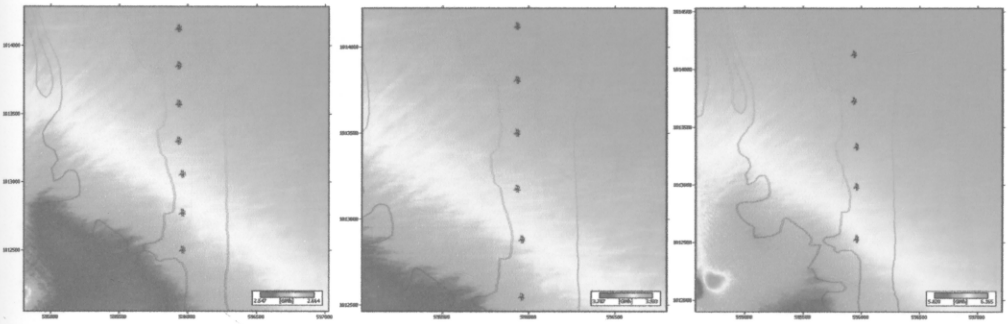
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.307 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ตะเคียนทอง อ.กาญจนดิษฐ์ (Resolution 10 m)



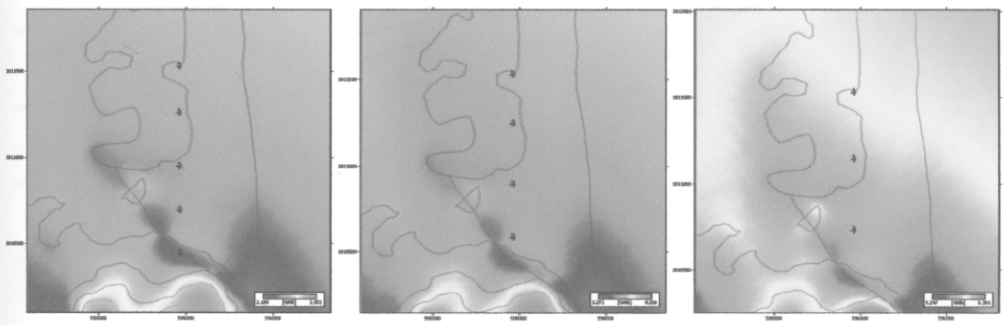
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.308 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ขนอม อ.ขนอม (Resolution 10 m)



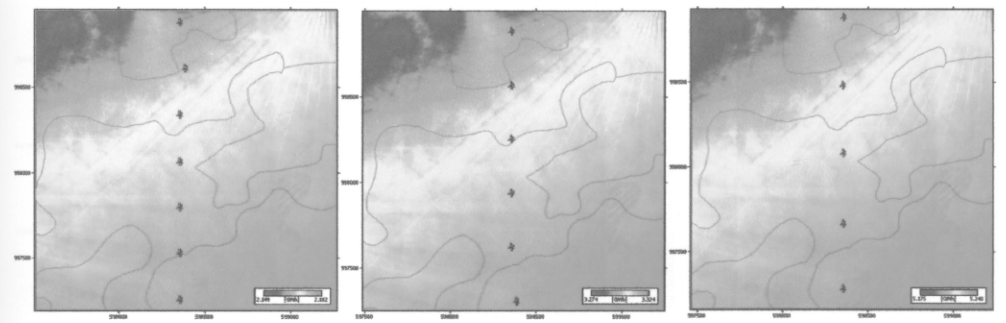
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.309 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ขนอม อ.ขนอม (Resolution 10 m)



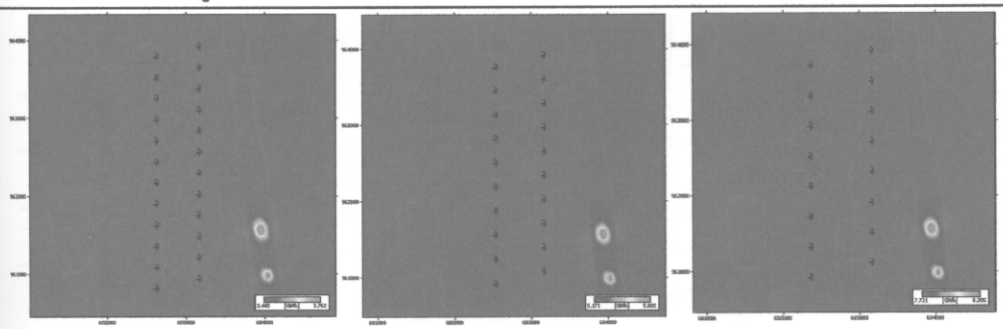
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.310 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ขนอม อ.ขนอม (Resolution 10 m)



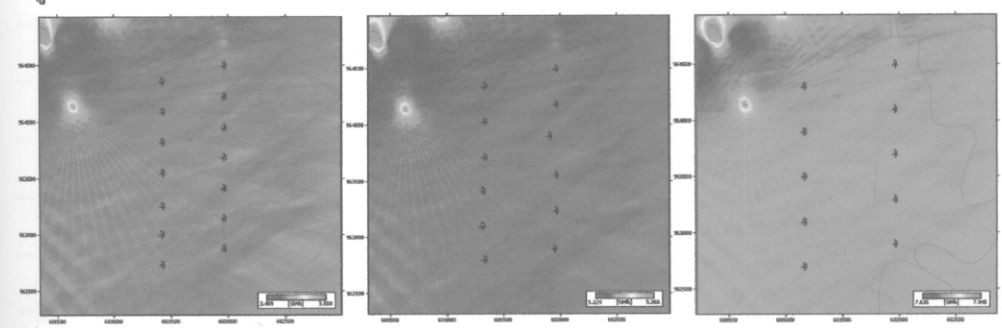
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.311 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.สิชล อ.สิชล (Resolution 10 m)



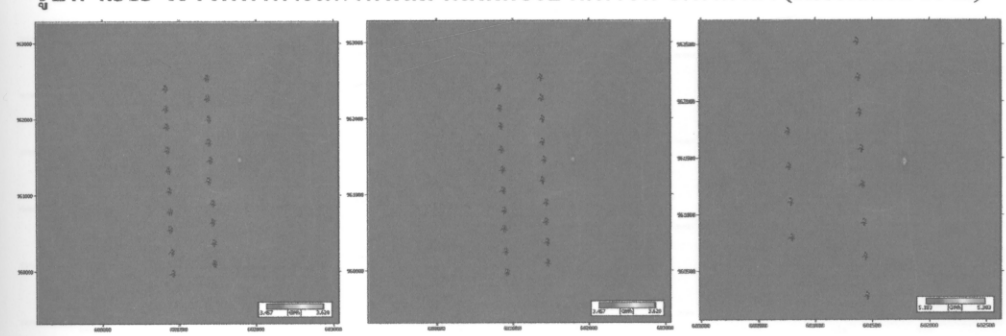
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.312 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)



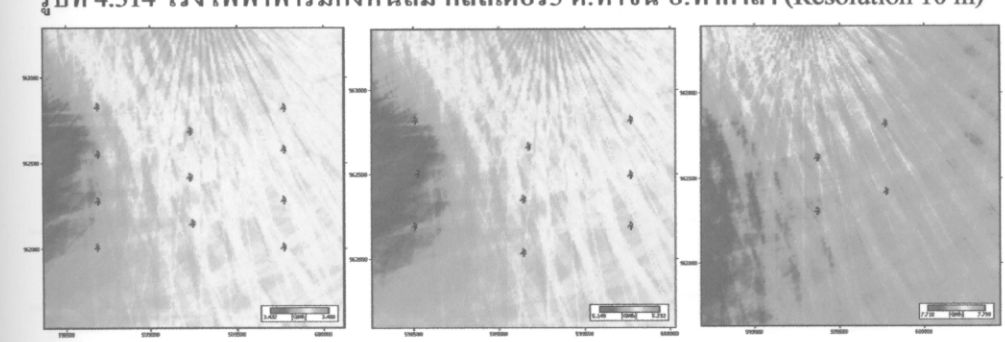
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.313 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)



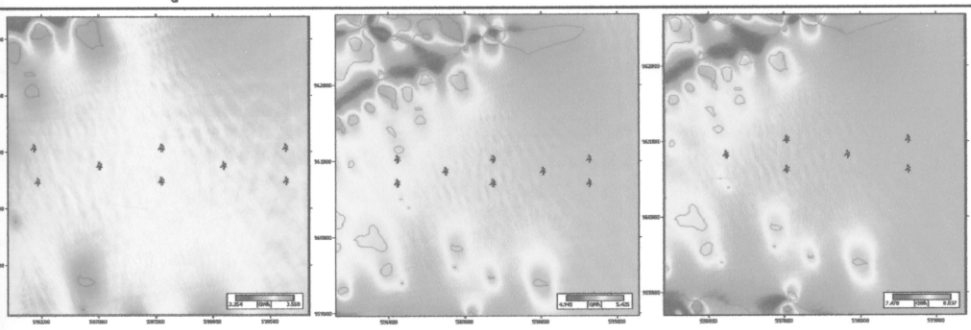
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.314 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)



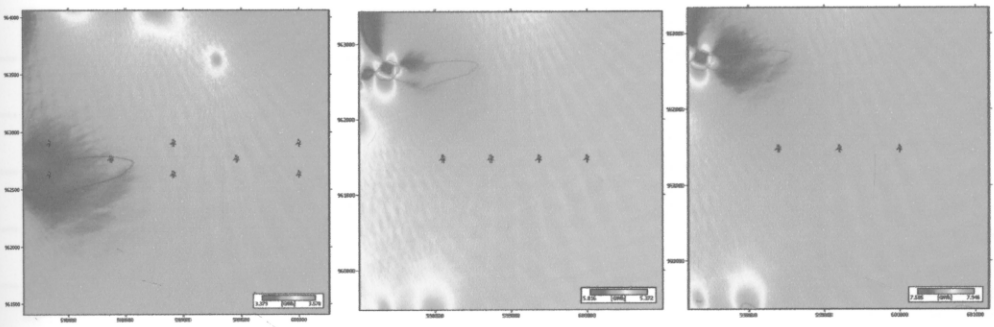
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.315 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)



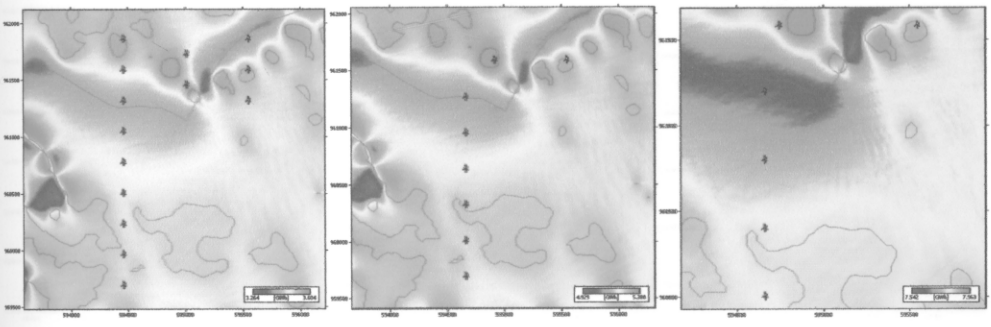
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.316 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์5 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)



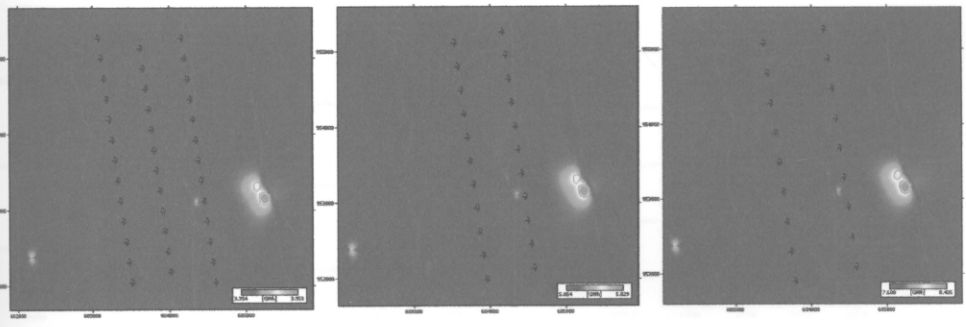
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.317 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์6 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)



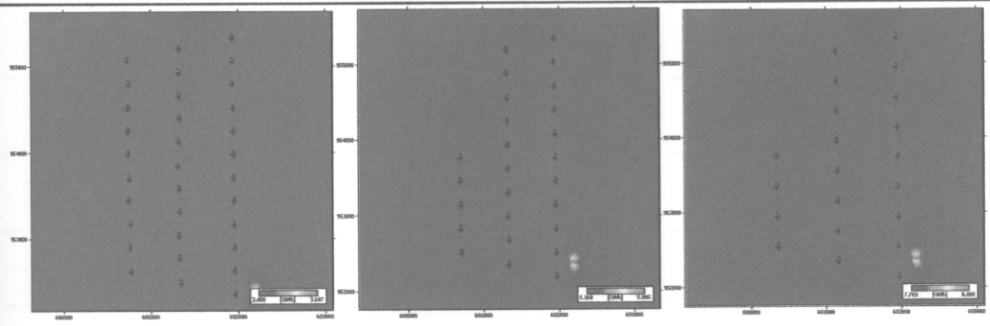
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.318 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์7 ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)



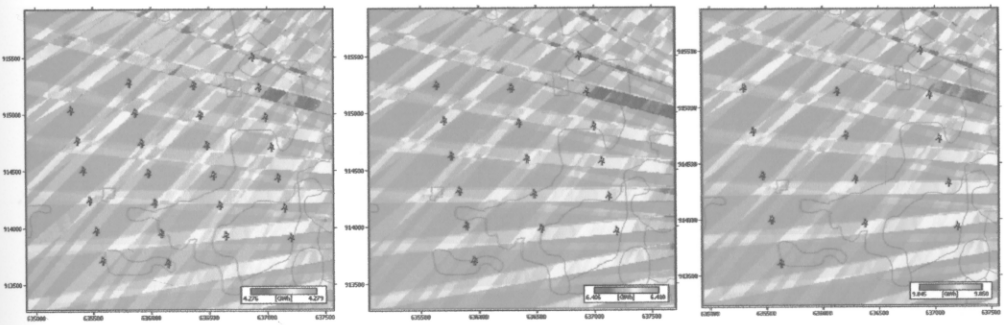
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.319 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)



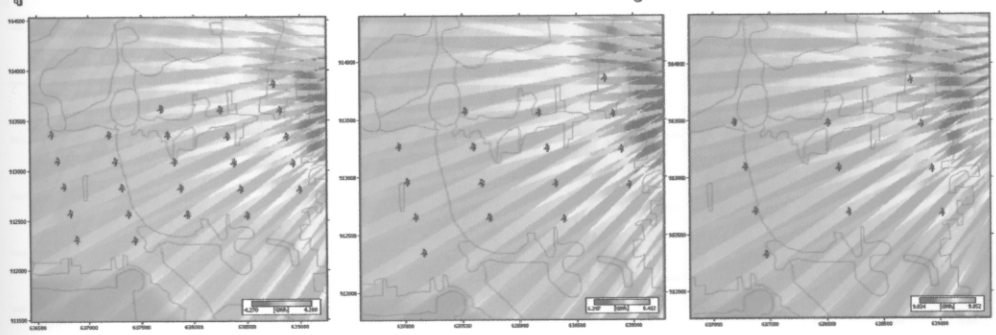
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.320 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา (Resolution 10 m)



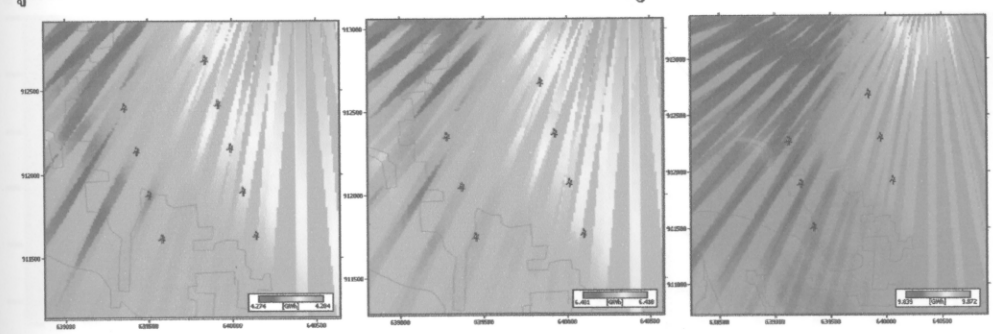
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.321 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 1 ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



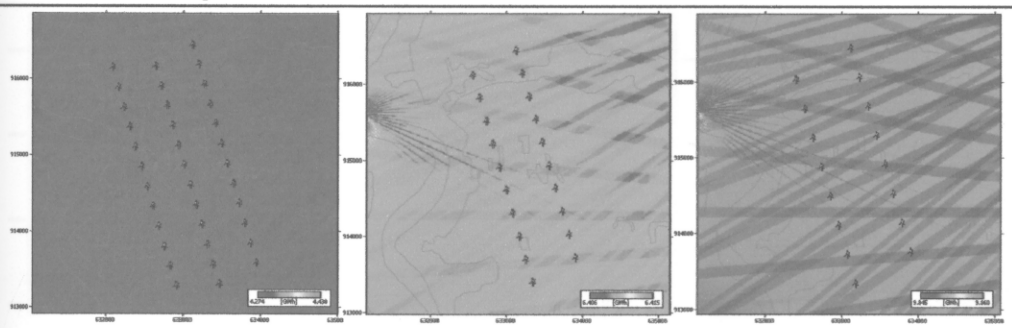
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.322 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 2 ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



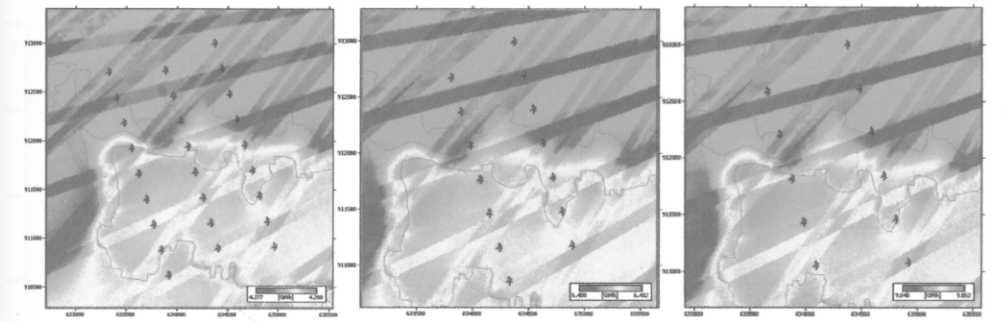
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.323 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 3 ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



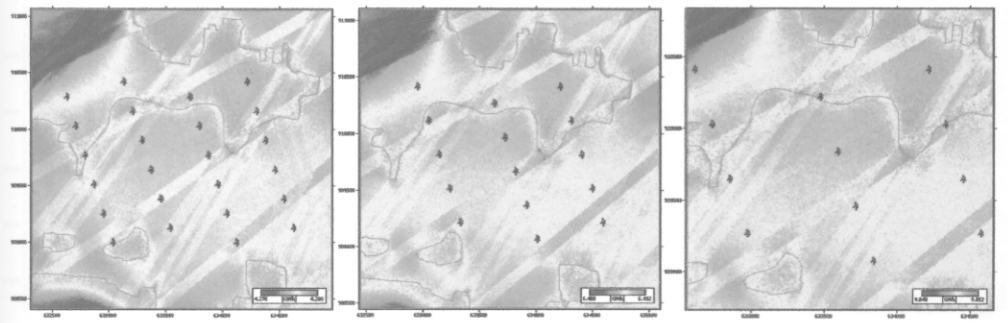
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.324 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 1 ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



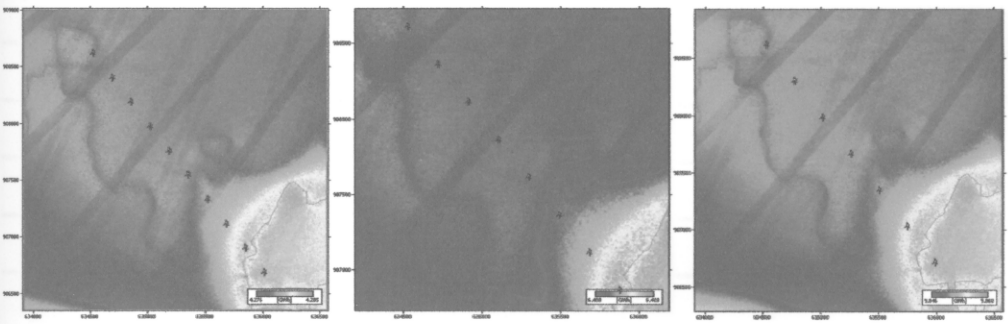
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.325 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 2 ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



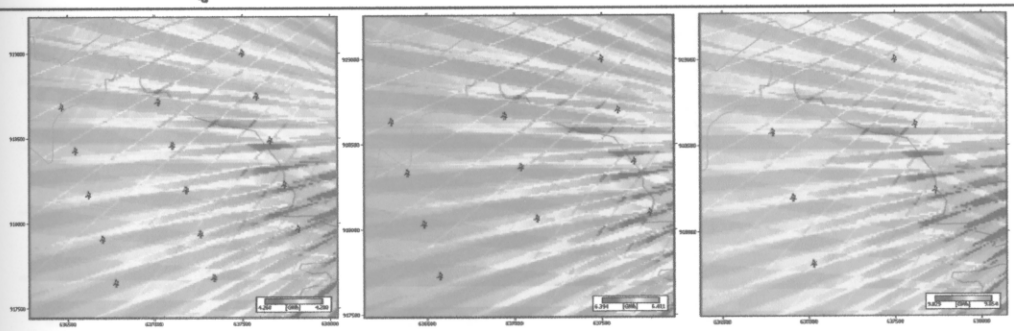
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.326 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์ 3 ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



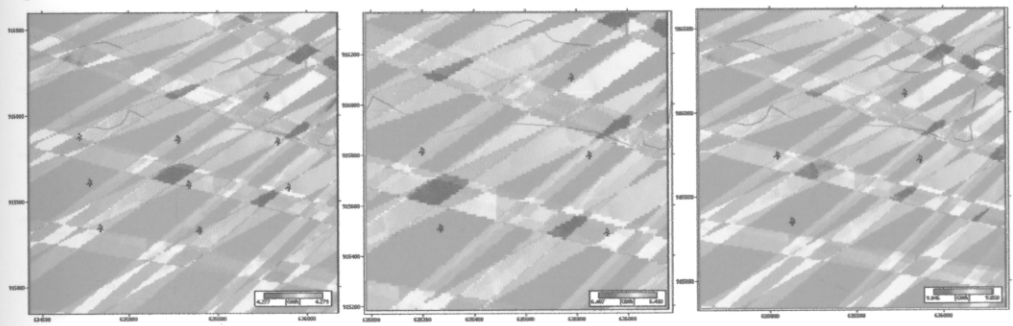
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.327 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



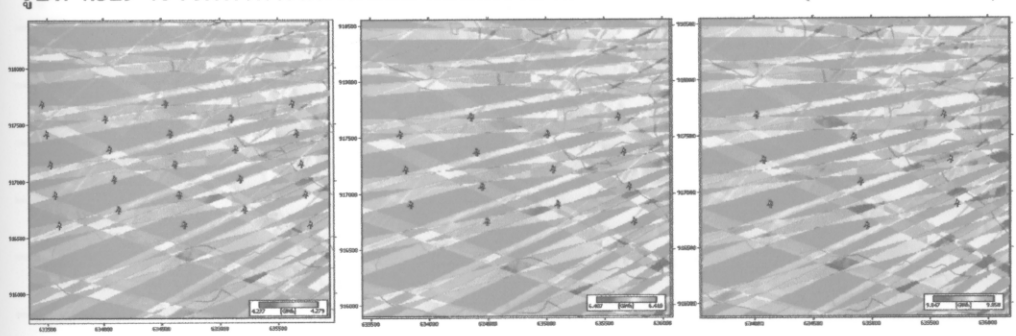
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.328 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



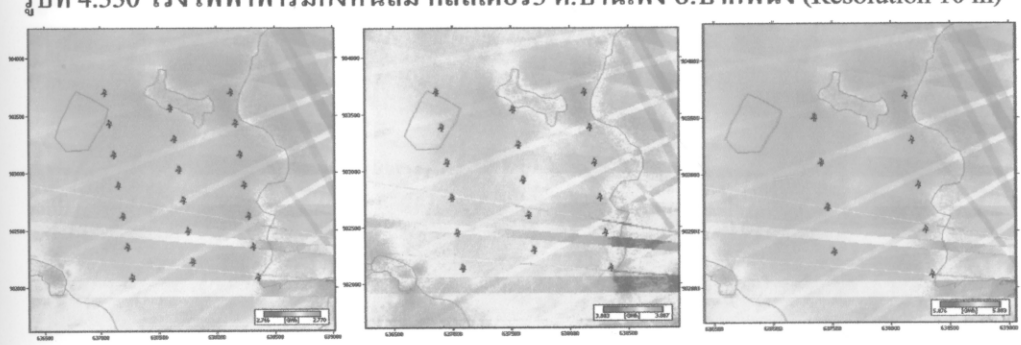
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.329 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



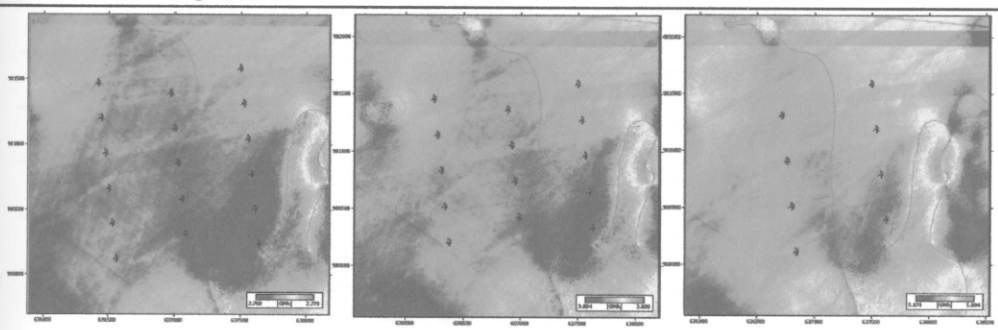
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.330 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



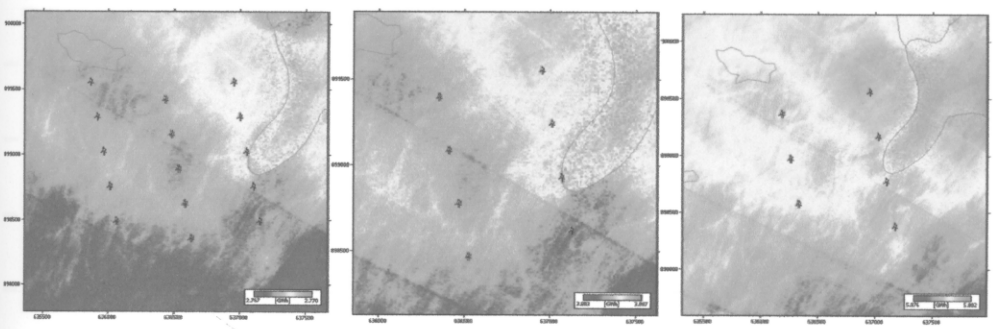
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.331 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ท่าซอม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



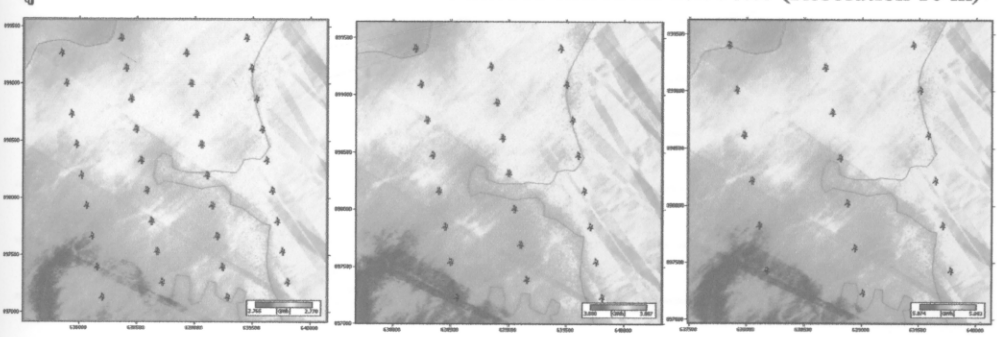
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.332 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ท่าซอม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



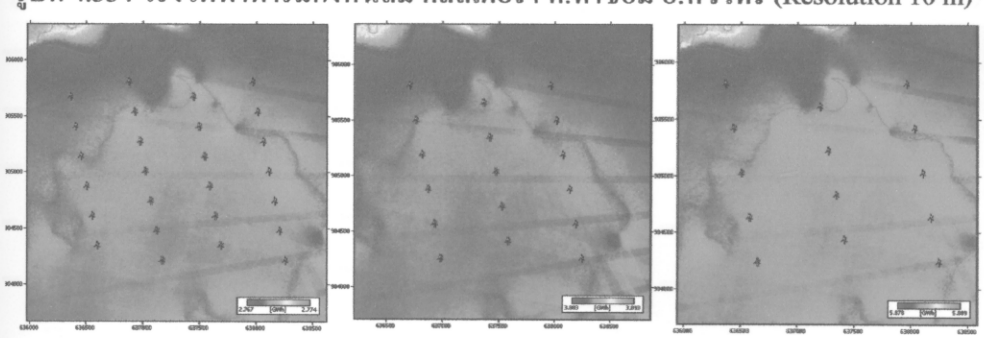
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.333 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ท่าซอม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



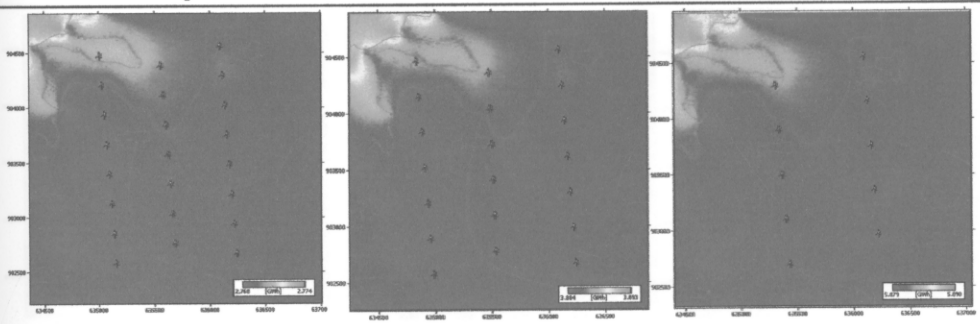
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.334 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ท่าซอม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



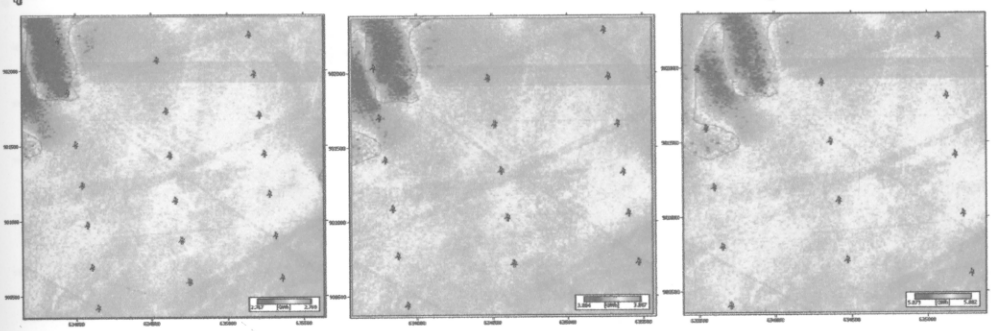
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.335 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



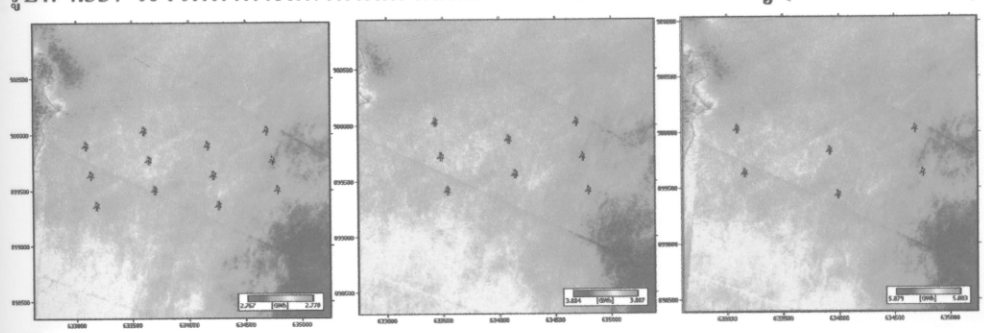
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.336 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



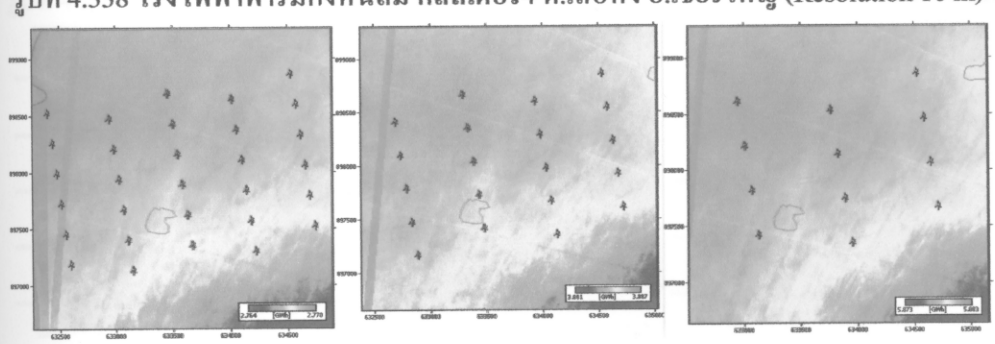
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.337 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



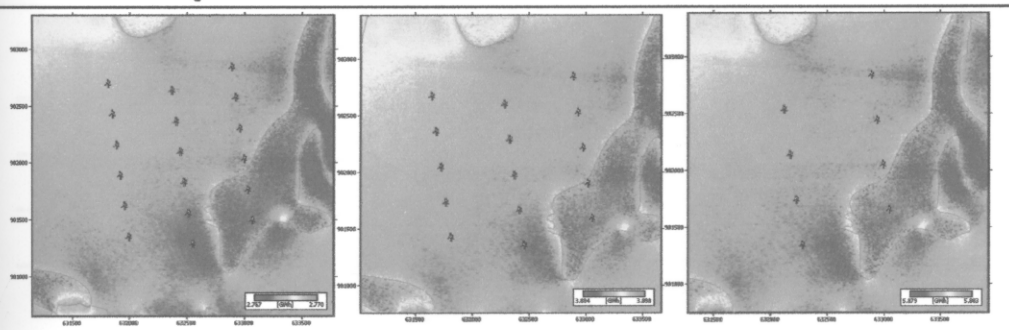
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.338 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



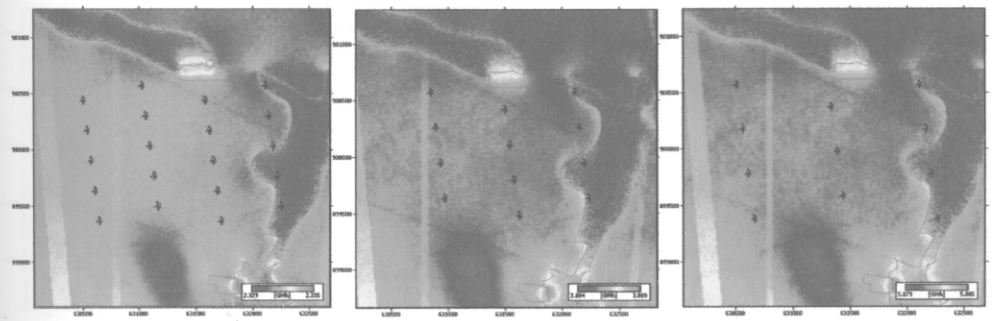
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.339 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์5 ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



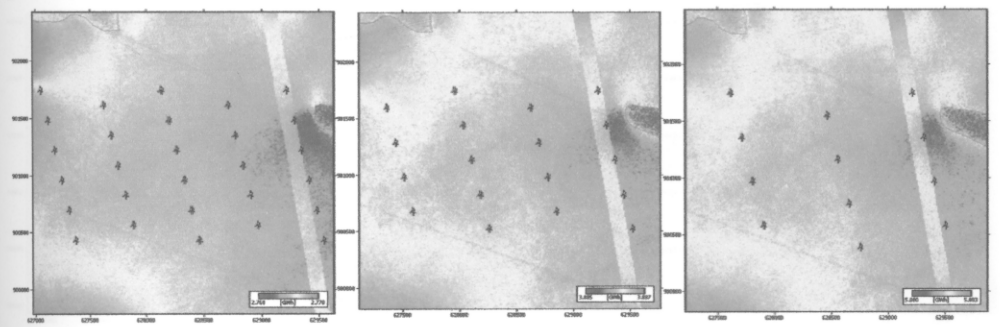
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.340 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



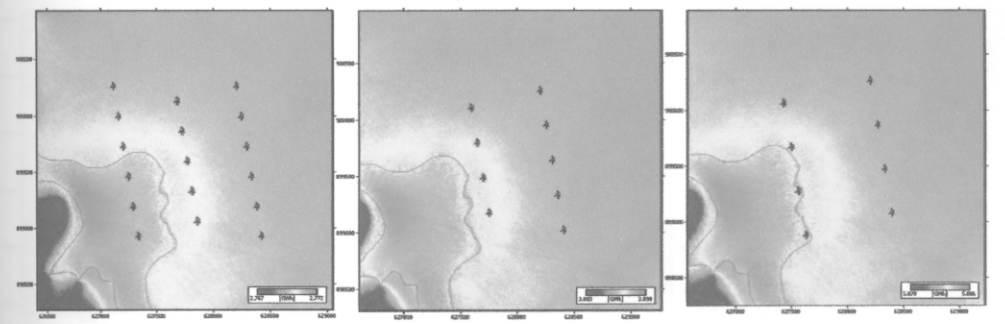
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.341 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



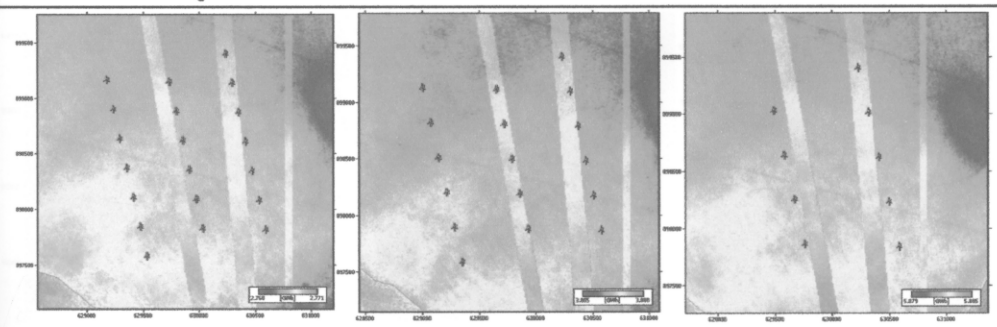
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.342 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



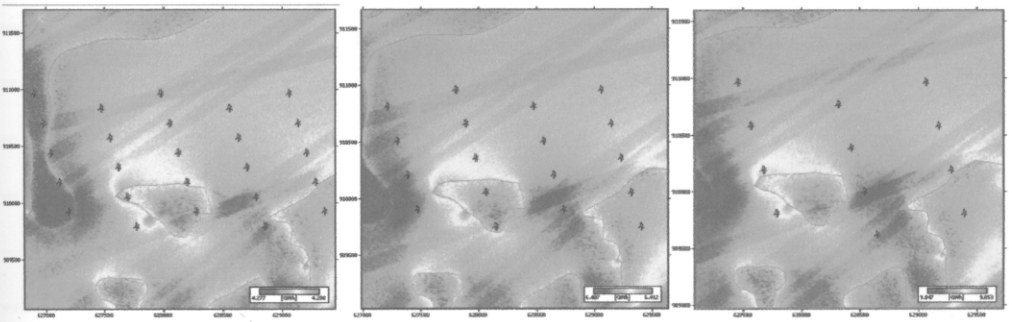
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.343 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



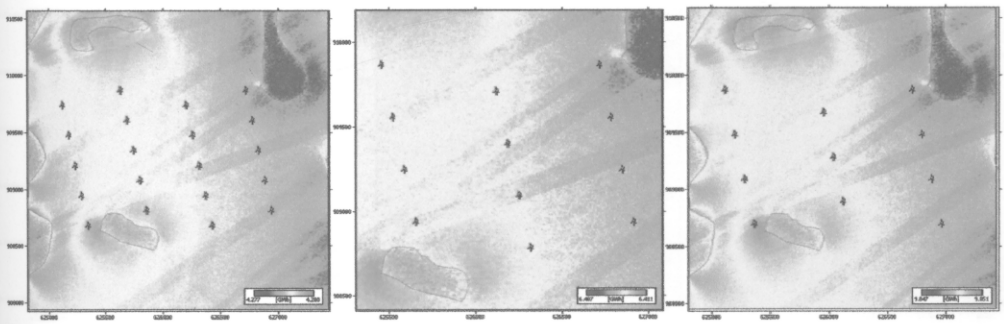
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.344 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



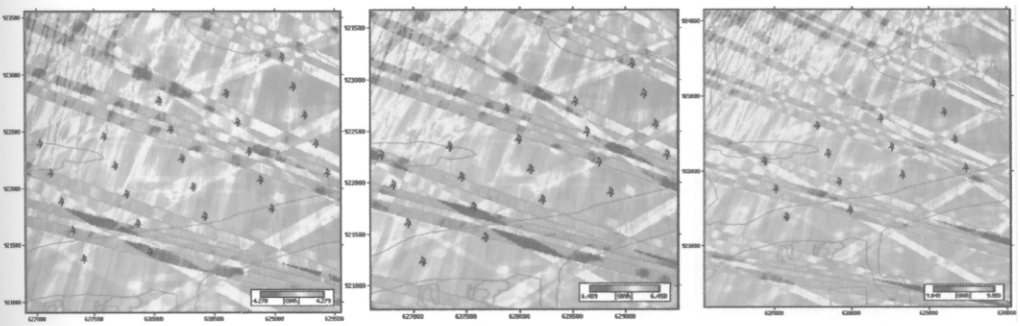
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.345 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บางตะพง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



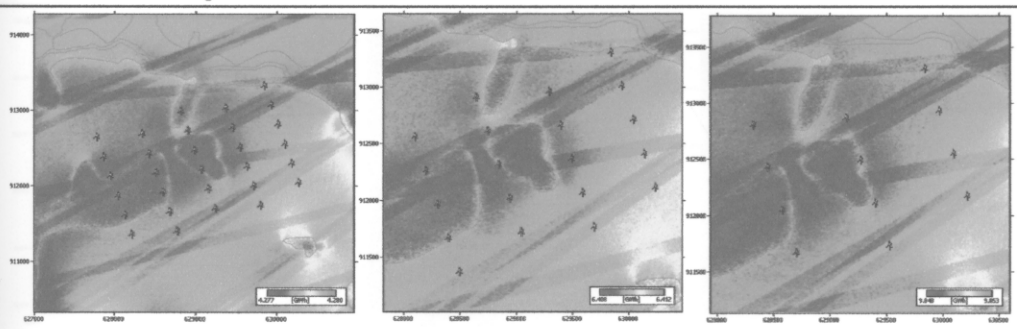
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.346 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บางตะพง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



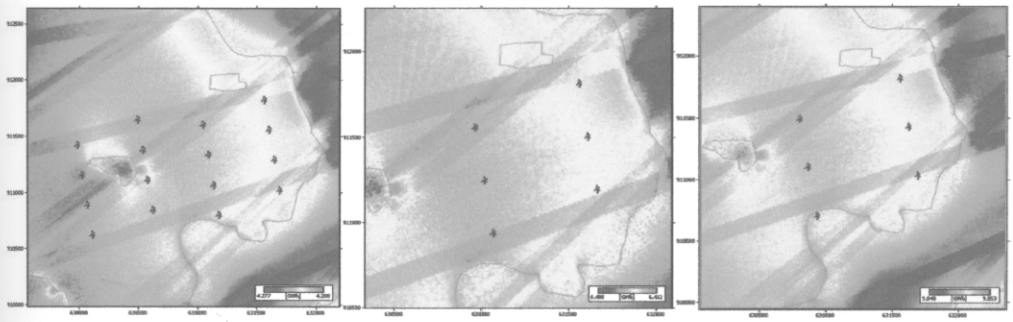
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.347 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.บางตะพง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



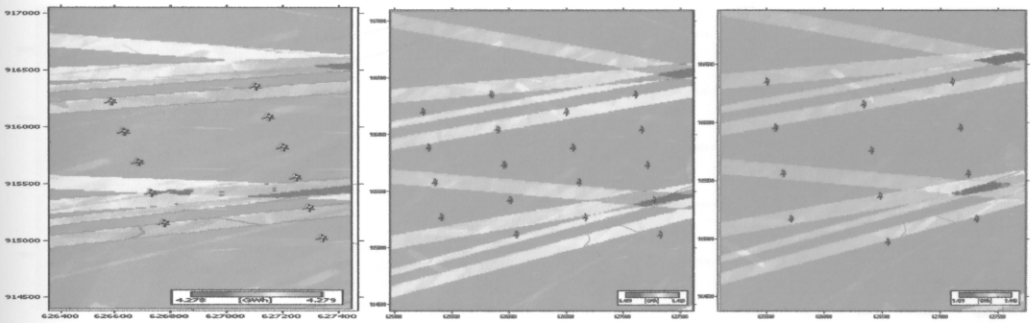
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.348 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บางศาลา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



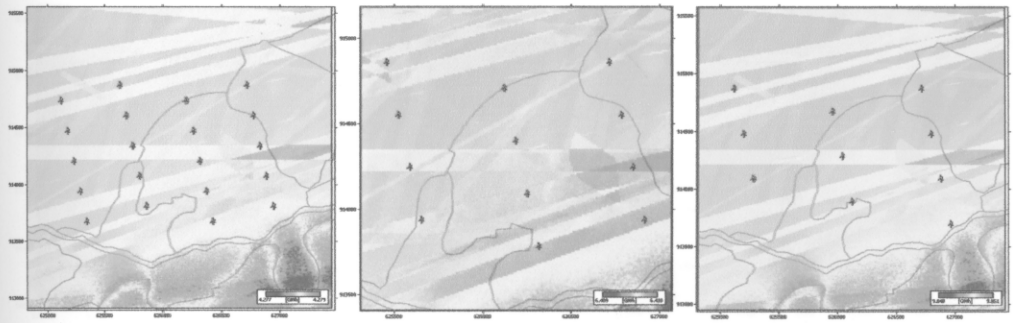
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูป 4.349 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บางศาลา อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



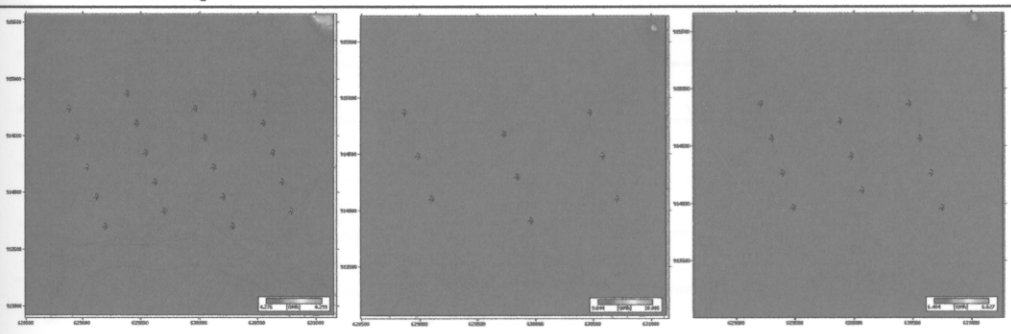
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.350 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



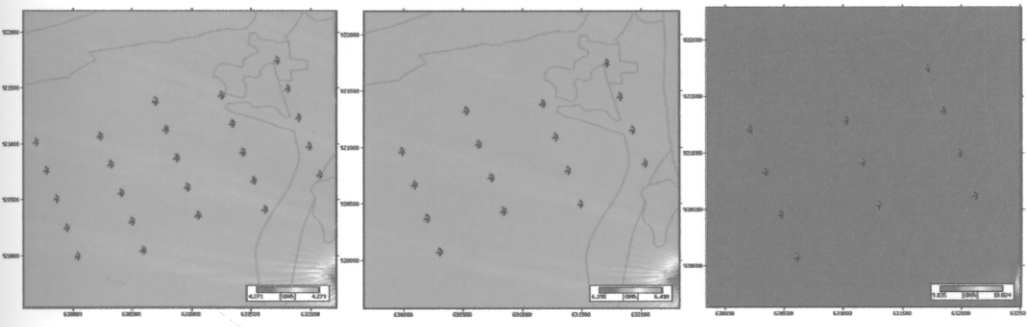
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.351 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



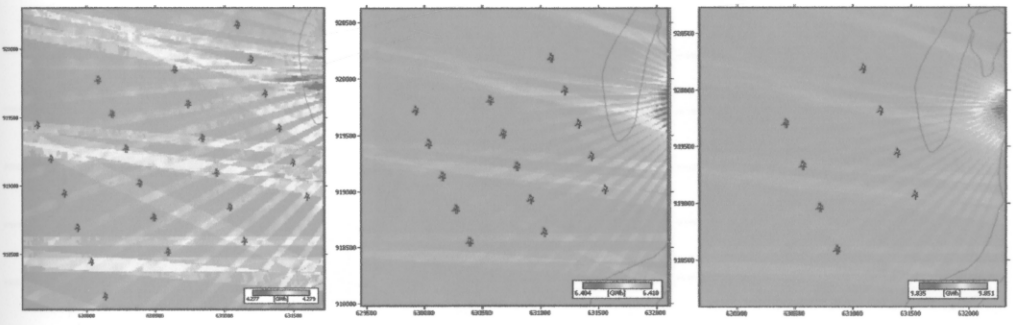
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.352 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



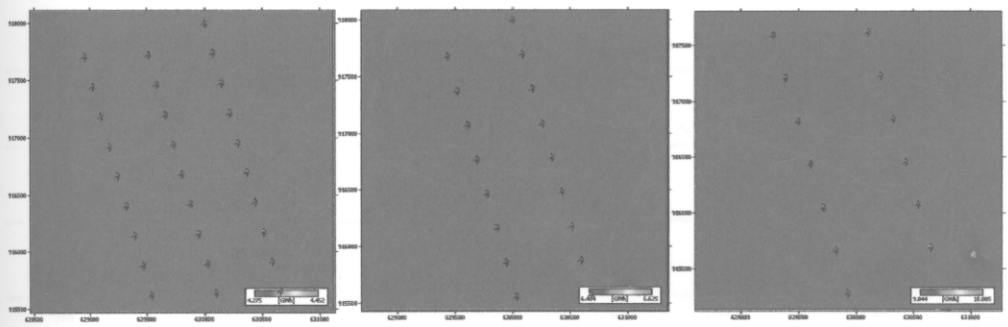
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.353 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.หูล่อง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



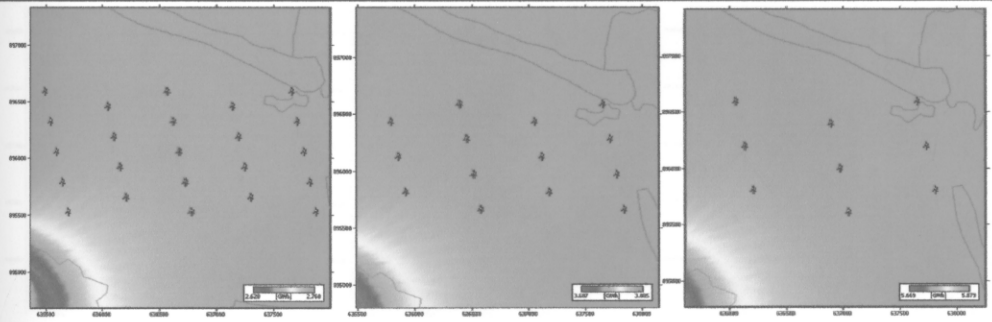
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.354 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.หูล่อง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



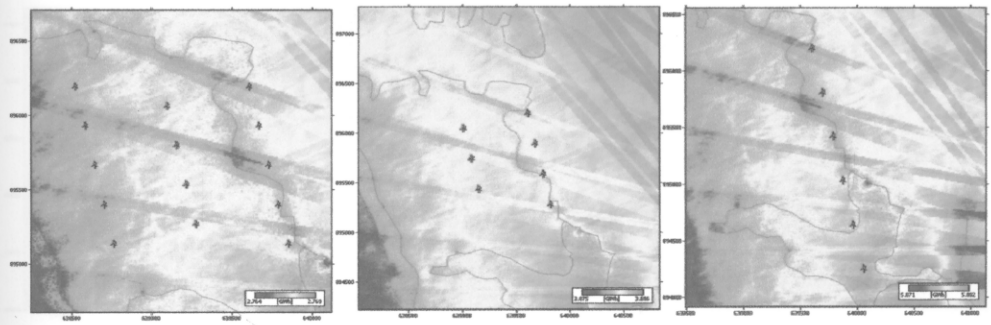
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.355 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.หูล่อง อ.ปากพนัง (Resolution 10 m)



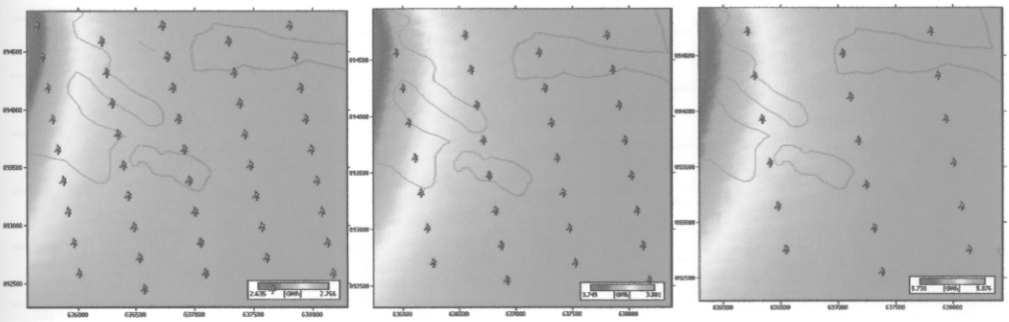
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.356 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บางนบ อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



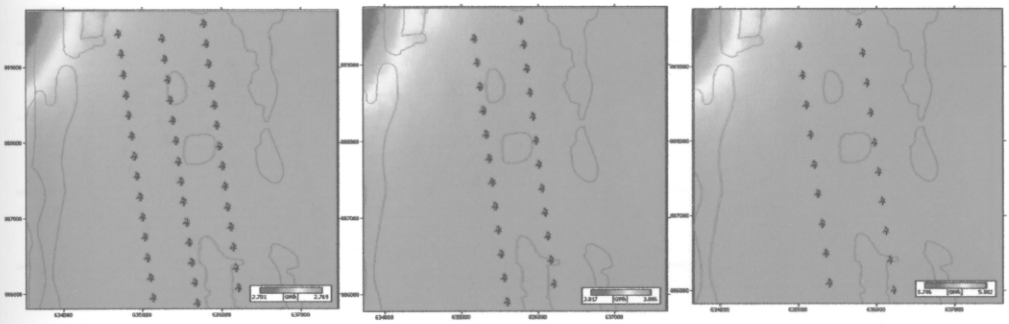
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.357 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บางนบ อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



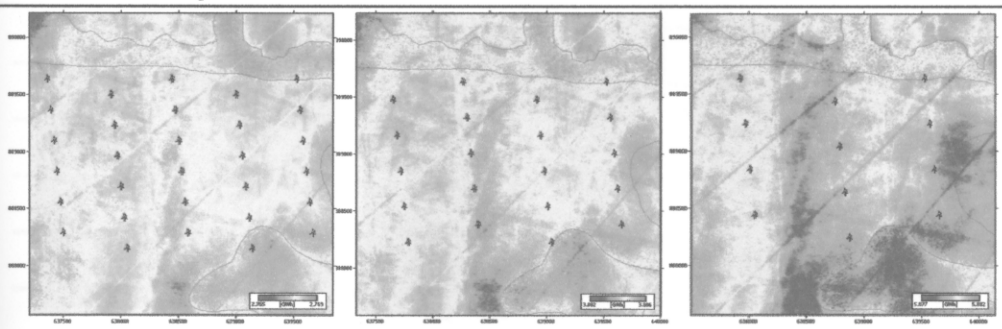
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.358 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านราม อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



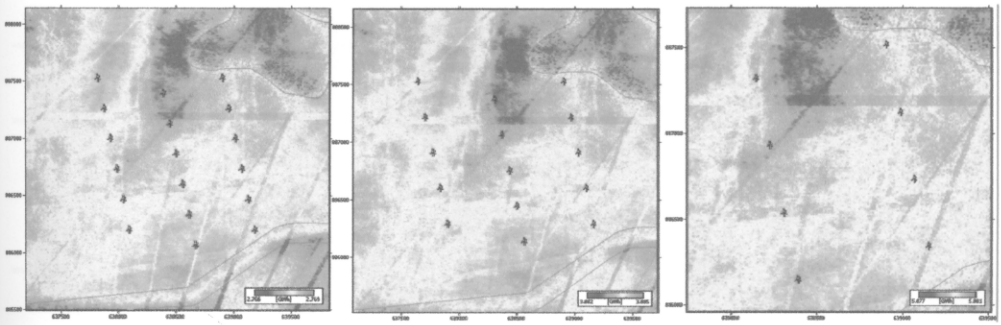
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.359 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ทรายขาว อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



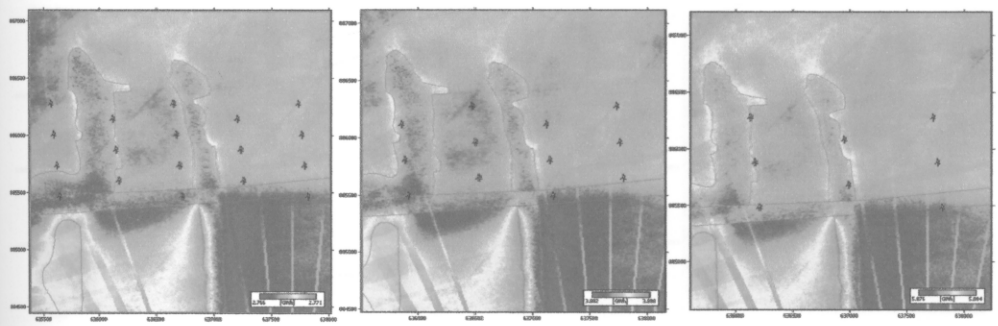
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.360 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ทรายขาว อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



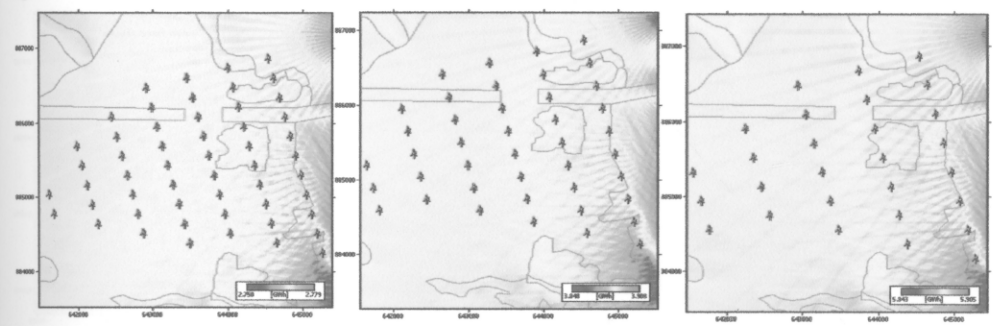
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.361 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ทรายขาว อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



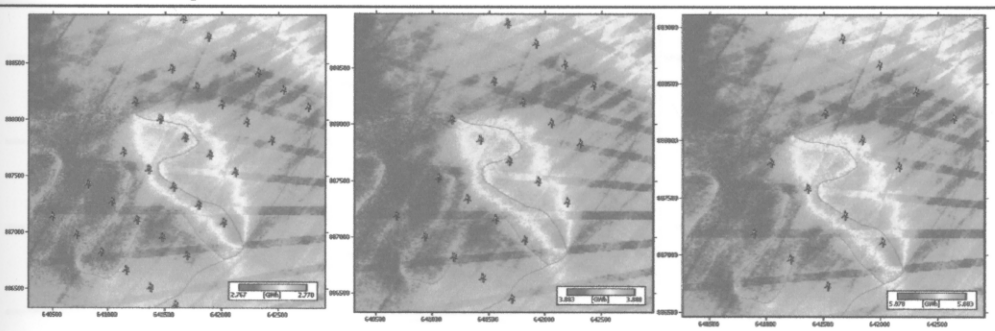
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.362 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ทรายขาว อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



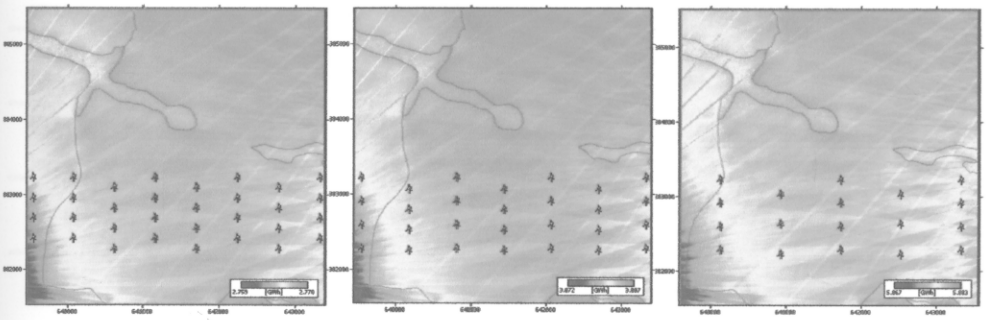
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.363 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.หัวไทร อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



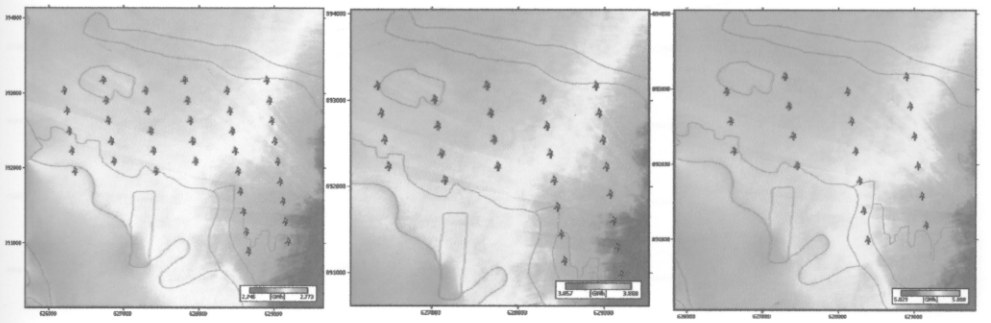
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.364 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.หัวไทร อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



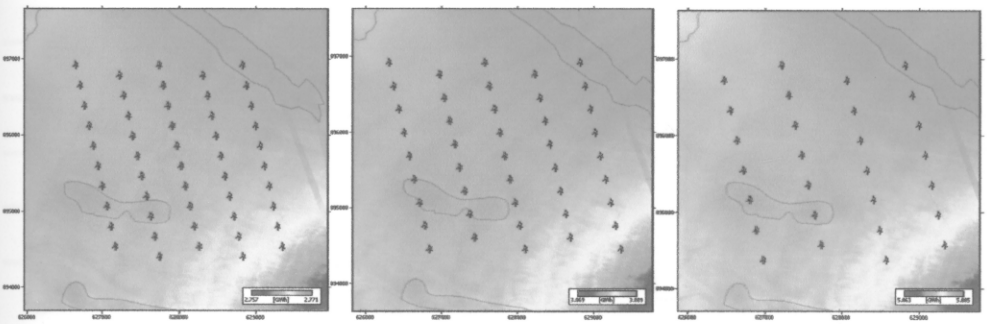
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.365 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.เขาพังไกร อ.หัวไทร (Resolution 10 m)



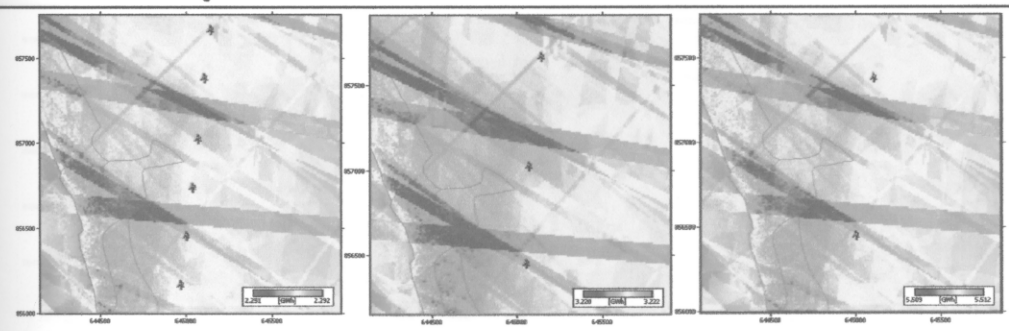
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.366 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



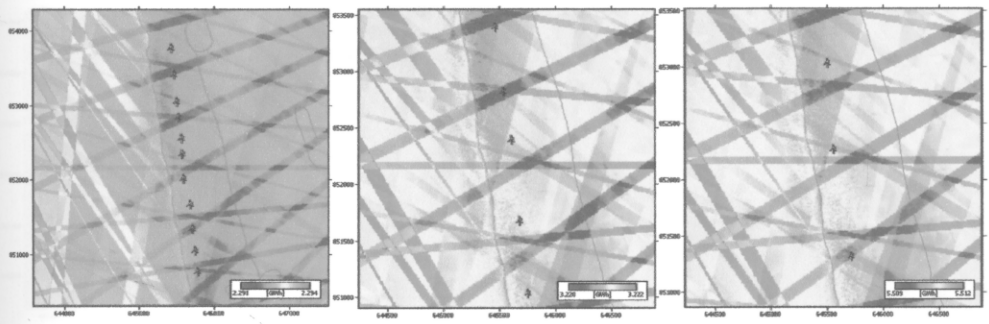
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.367 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่ (Resolution 10 m)



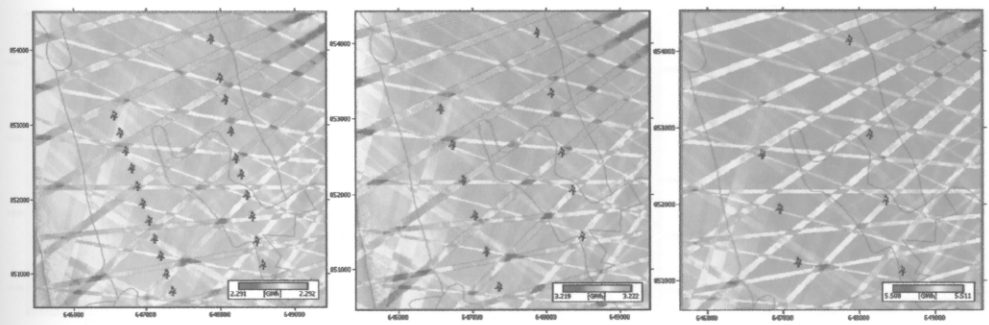
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.368 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)



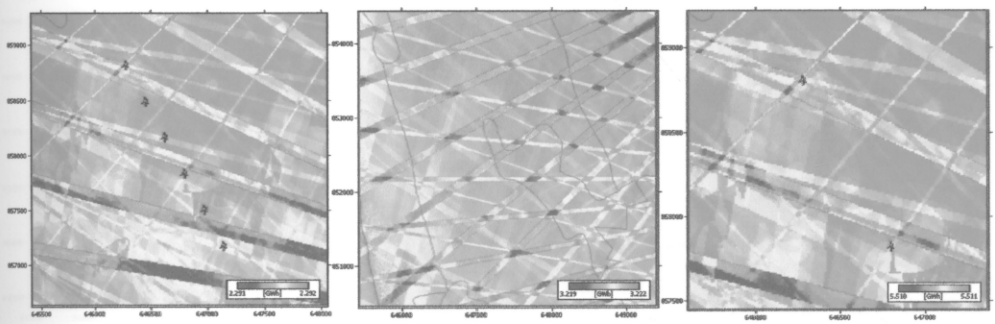
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.369 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)



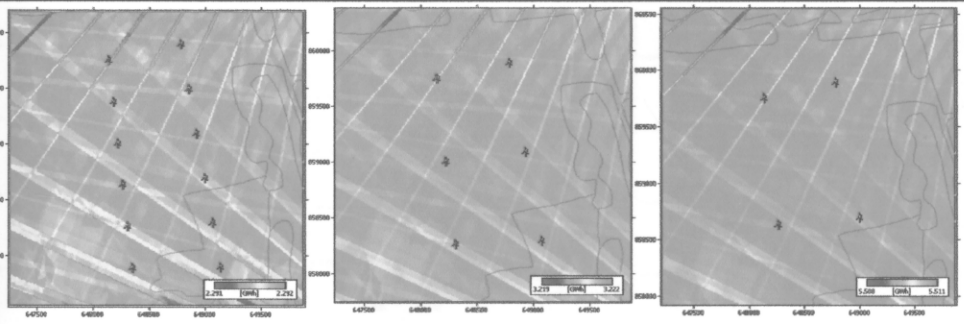
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.370 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)



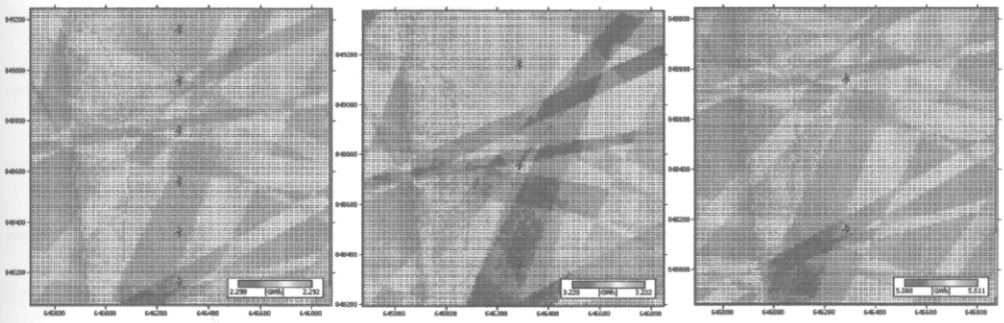
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.371 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)



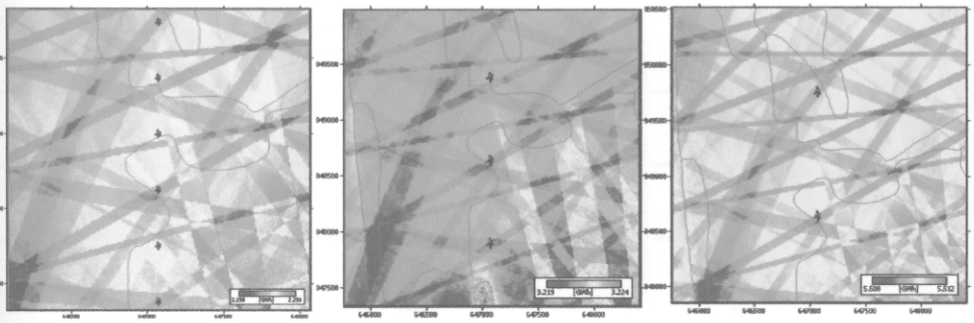
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.372 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์5 ต.ระโนด อ.ระโนด (Resolution 10 m)



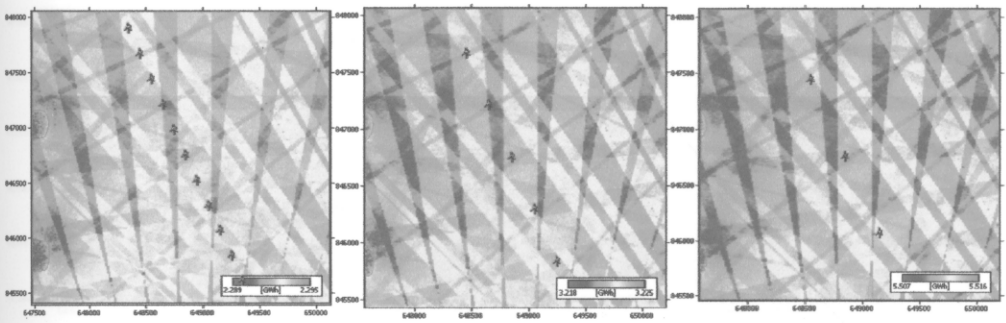
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.373 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.โรง อ.กระแสสินธุ์ (Resolution 10 m)



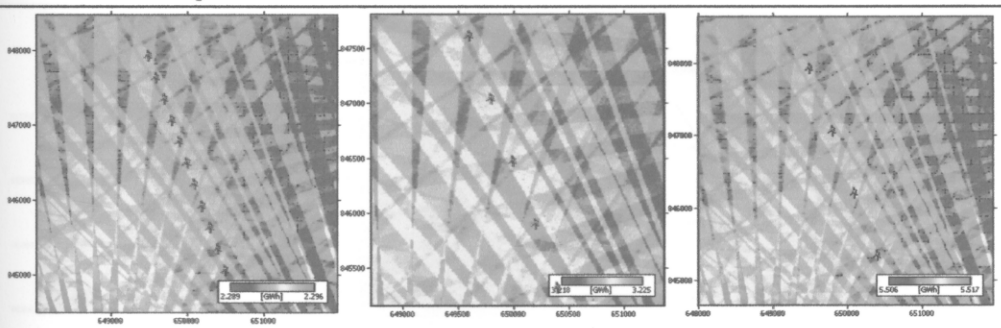
1.0MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.374 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.โรง อ.กระแสสินธุ์ (Resolution 10 m)



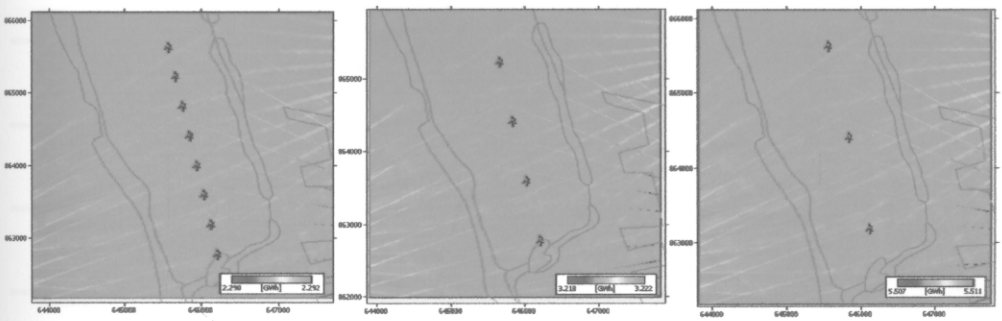
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.375 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.โรง อ.กระแสสินธุ์ (Resolution 10 m)



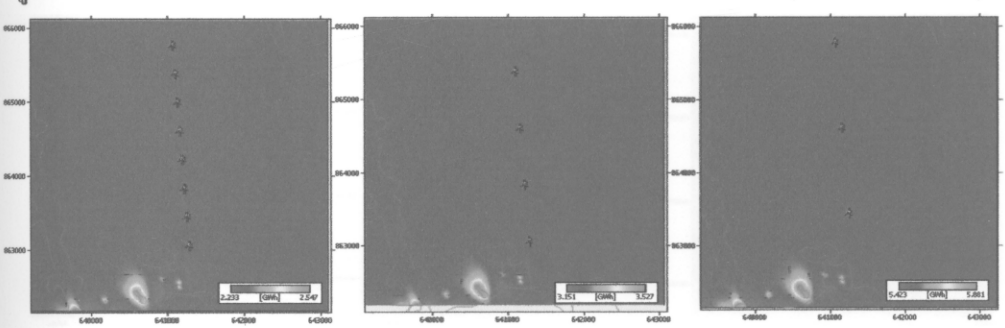
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.376 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.วัดสน อ.ระโนด (Resolution 10 m)



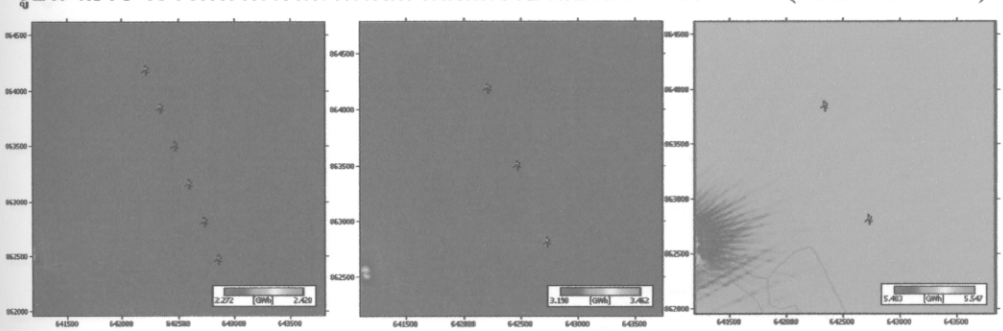
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.377 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)



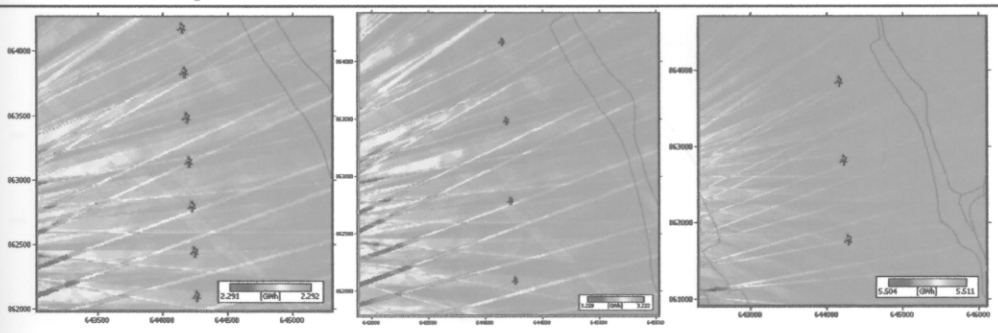
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.378 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)



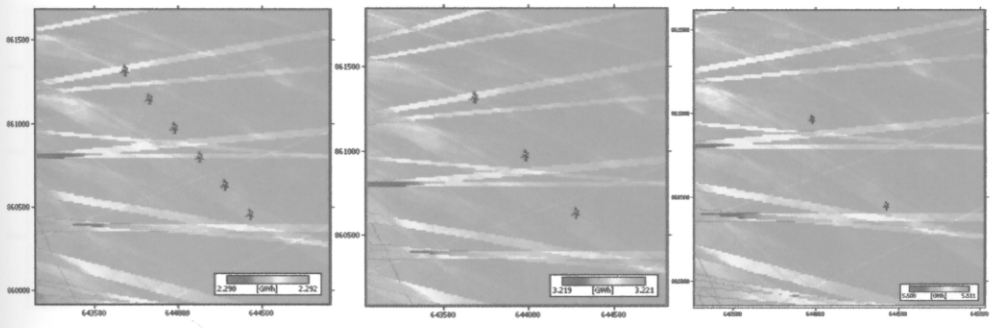
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.379 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)



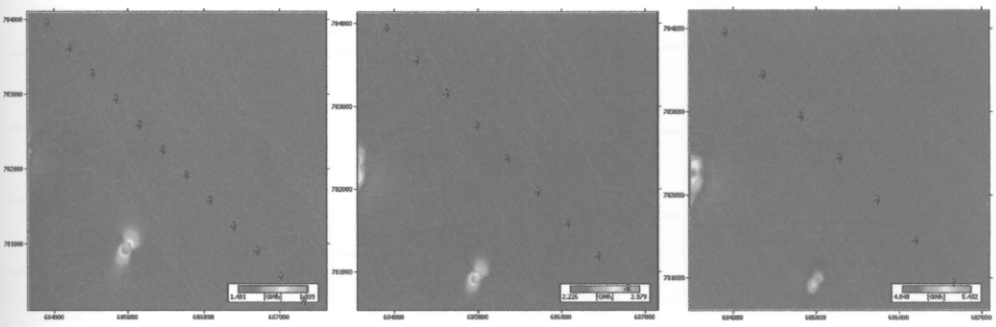
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.380 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)



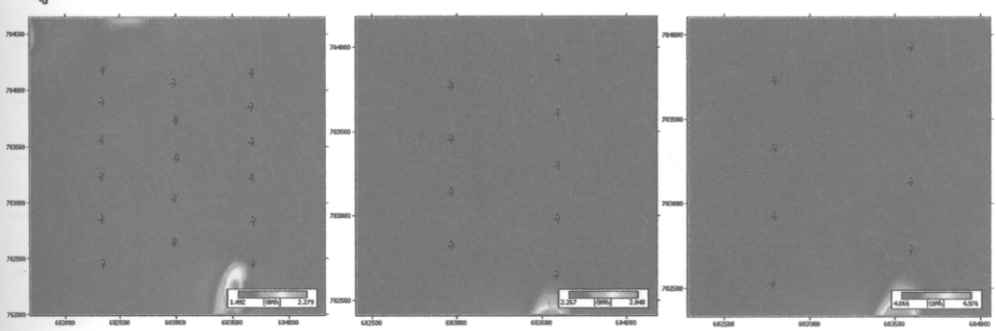
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.381 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์5 ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด (Resolution 10 m)



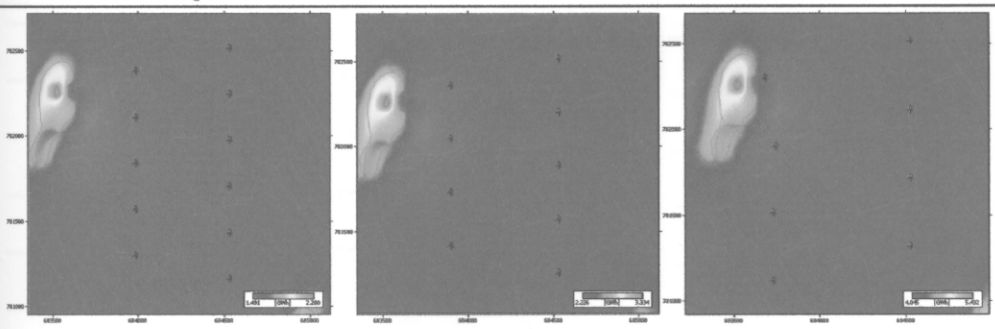
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.382 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.นาทับ อ.จะนะ (Resolution 10 m)



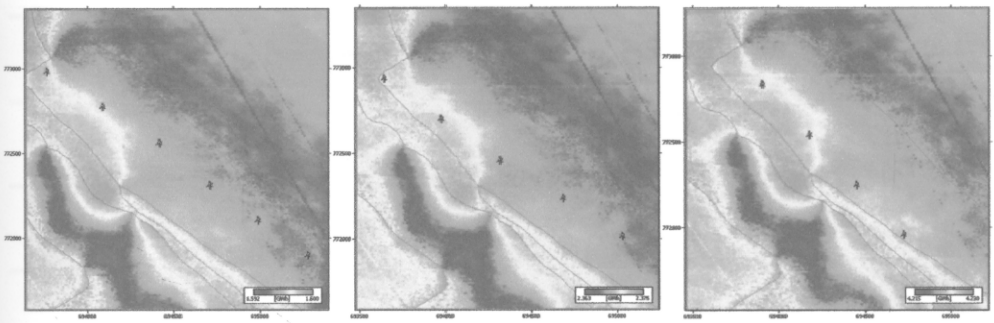
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.383 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ทุ่งหวัง อ.เมือง (Resolution 10 m)



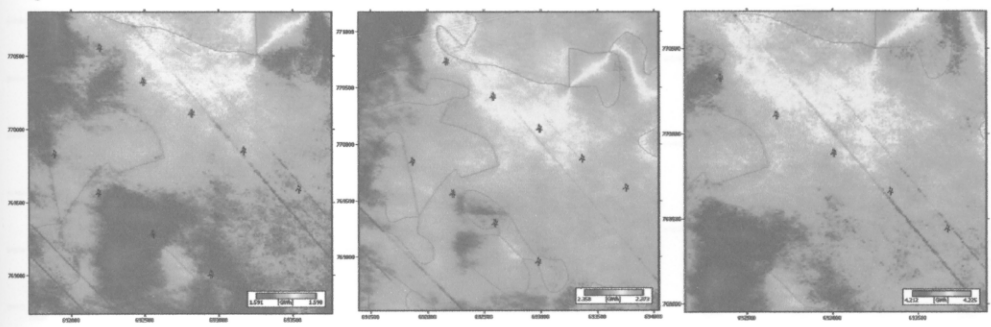
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.384 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ทุ่งหวัง อ.เมือง (Resolution 10 m)



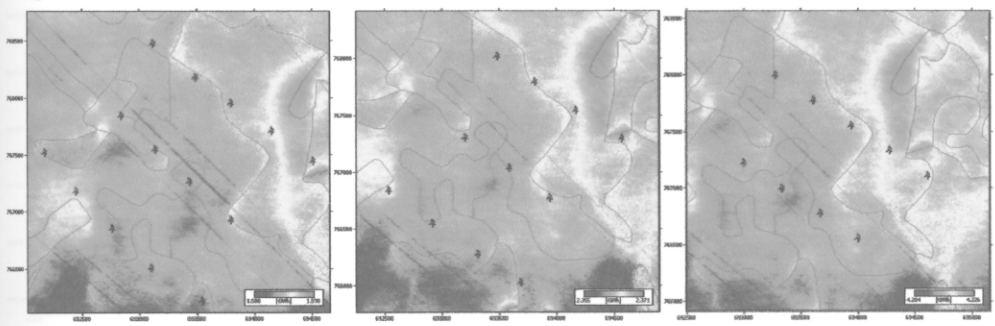
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.385 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ (Resolution 10 m)



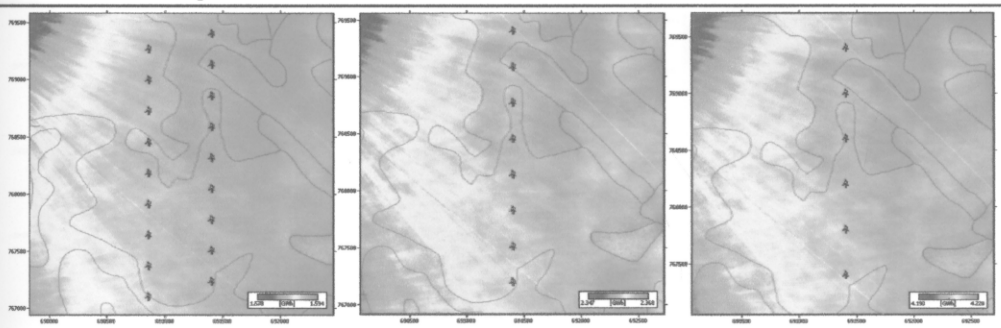
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.386 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ (Resolution 10 m)



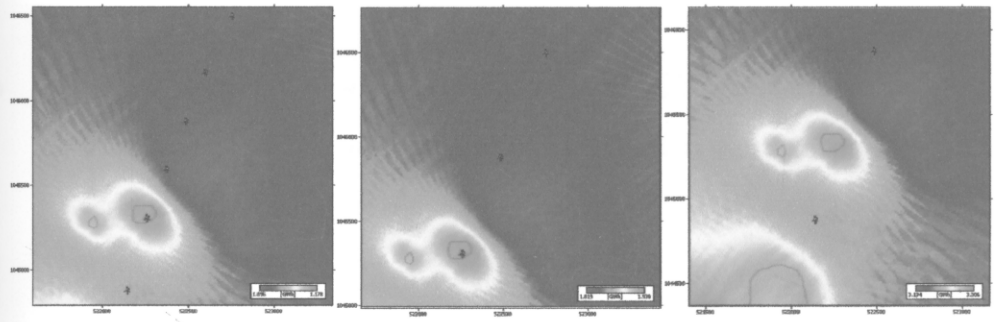
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.387 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์3 ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ (Resolution 10 m)



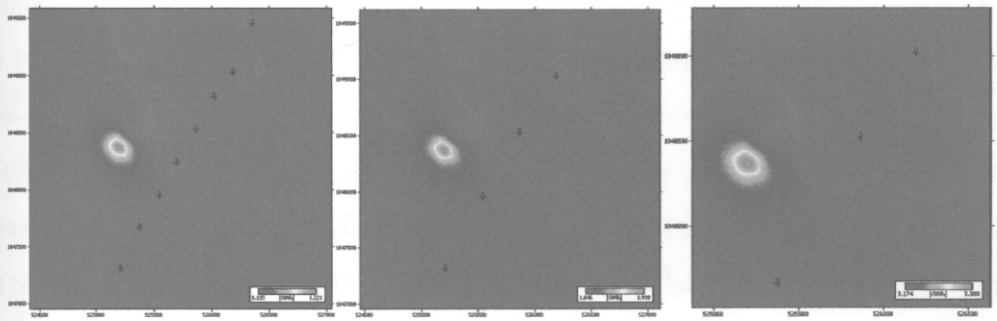
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.388 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์4 ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ (Resolution 10 m)



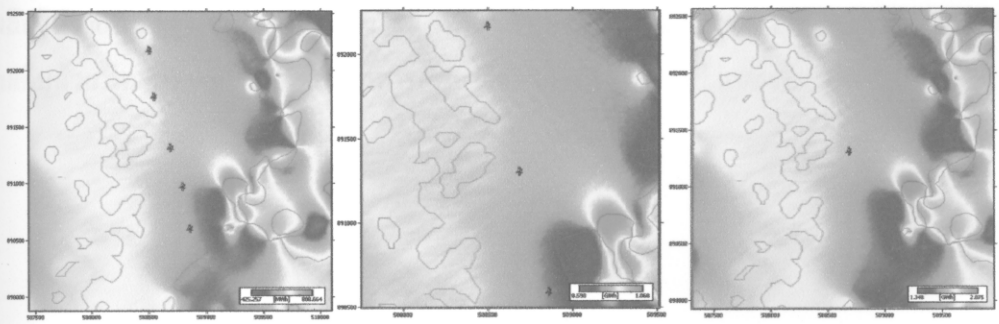
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.389 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต.ตะกรบ อ.ท่าชนะ (Resolution 10 m)



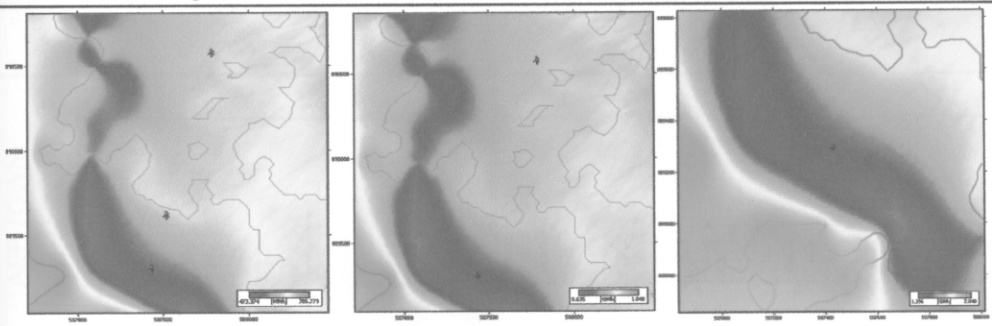
1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.390 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.ตะกรบ อ.ท่าชนะ (Resolution 10 m)



1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

รูปที่ 4.391 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์1 ต. โคกยาง อ.เหนือคลอง (Resolution 10 m)

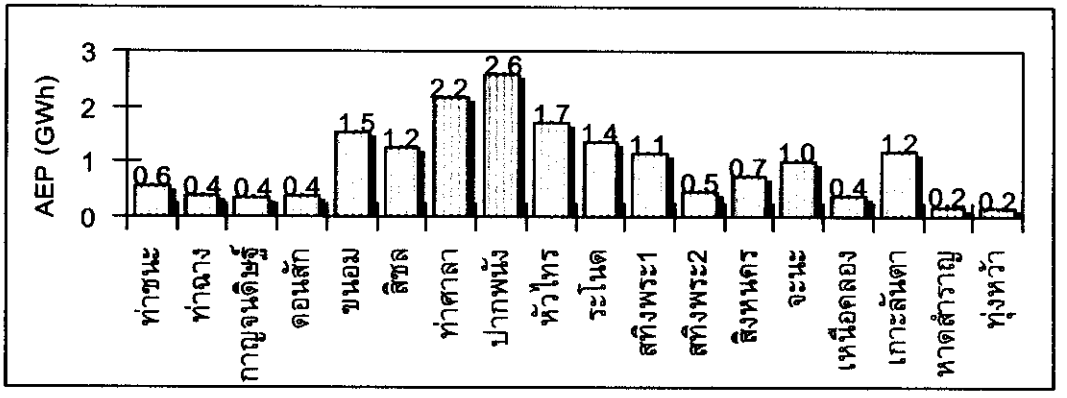


1.0 MW 1.5 MW 2.0 MW

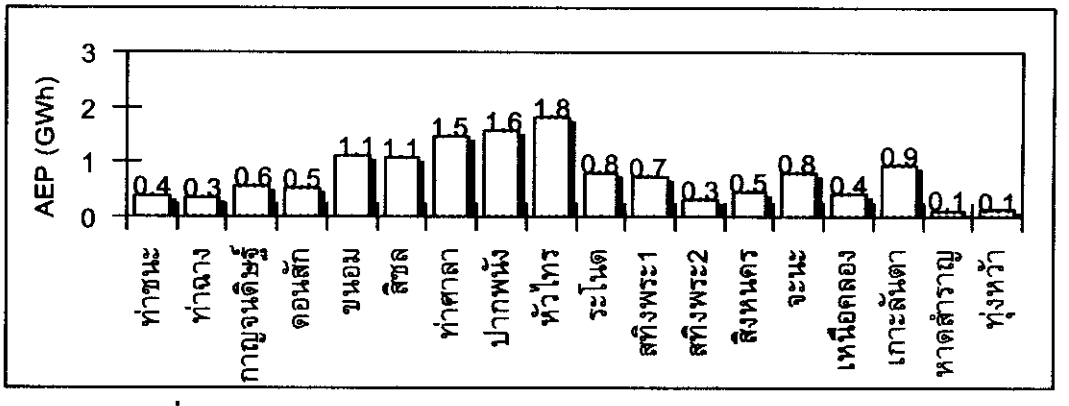
รูปที่ 4.392 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม คลัสเตอร์2 ต.โคกยาง อ.เหนือคลอง (Resolution 10 m)

4.9 การประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีในกรณีของการติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW ณ สถานีวิจัยพลังงานลม (Estimation of Annual Energy Production by Installation of a 1.0 MW 1.5 MW and 2.0 MW WTG at Station)

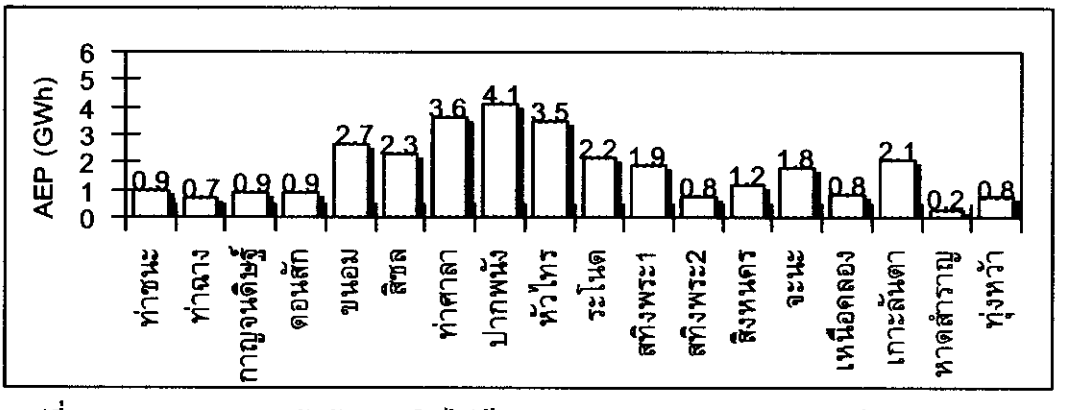
การประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีในกรณีของการติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW ณ สถานีวิจัยพลังงานลม ได้ทำการประเมินโดยอาศัยข้อมูลการแจกแจงจำนวนชั่วโมงของข้อมูลลมสถิติรอบ 1 ปี ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ในช่วง On Peak และช่วง Off Peak และข้อมูลเส้นโค้งกำลังของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้งดังกล่าวจากฐานข้อมูลของโปรแกรม *WAsP* 9.0 ซึ่งผลการวิเคราะห์พบว่าพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยโดยเฉพาะอย่างยิ่งตามแนวชายฝั่งทะเลของจังหวัดนครศรีธรรมราชมีศักยภาพของพลังงานลมสูงมากและสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW ส่วนในกรณีของแนวชายฝั่งทะเลอันดามันนั้นบริเวณเกาะลันตามีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมสูงสุด นอกจากนี้ผลการวิเคราะห์ยังบ่งชี้ให้เห็นอย่างชัดเจนว่าการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่จะให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีสูงกว่าขนาดเล็ก อย่างไรก็ตามจำเป็นต้องพิจารณา Plant Load Factor ประกอบเพิ่มเติมด้วย โดยมีรายละเอียดของผลการศึกษาวิจัยของทั้ง 18 สถานี แสดงดังรูปที่ 4.393-4.401



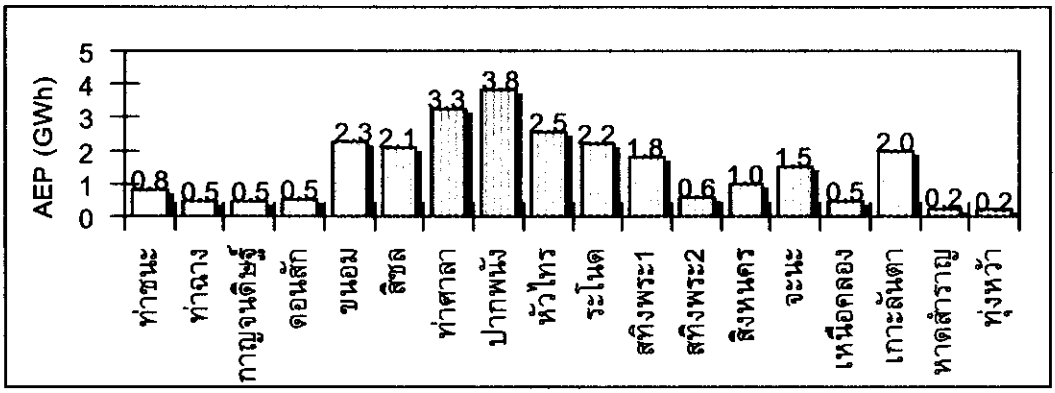
รูปที่ 4.393 AEP ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



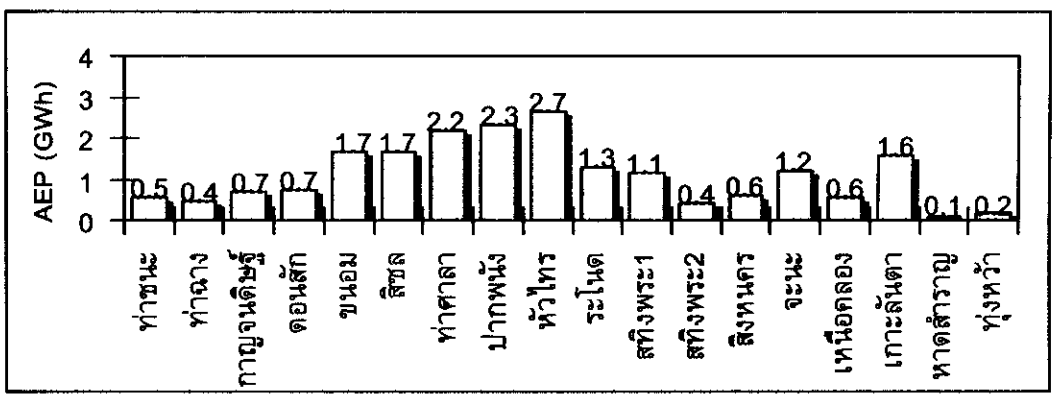
รูปที่ 4.394 AEP ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



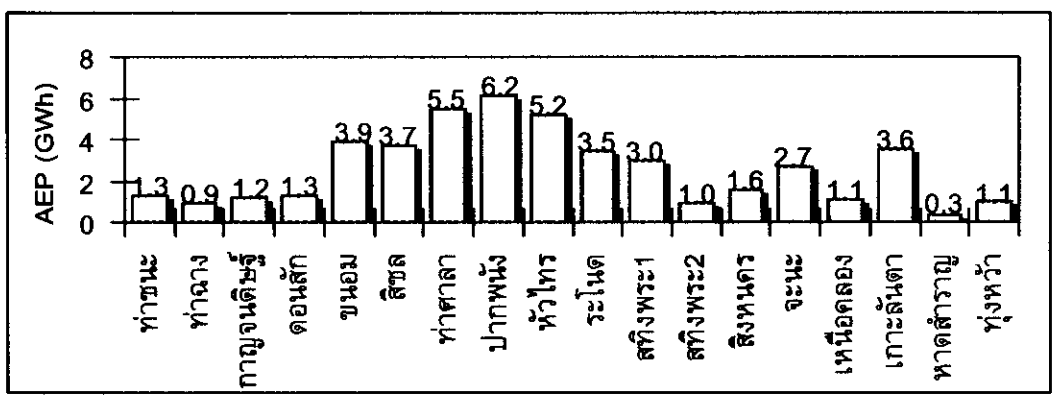
รูปที่ 4.395 Net AEP จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



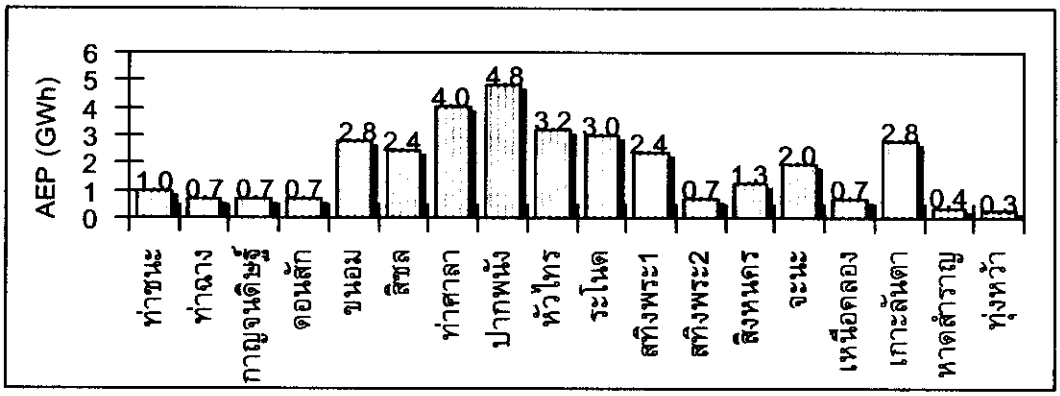
รูปที่ 4.396 AEP ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



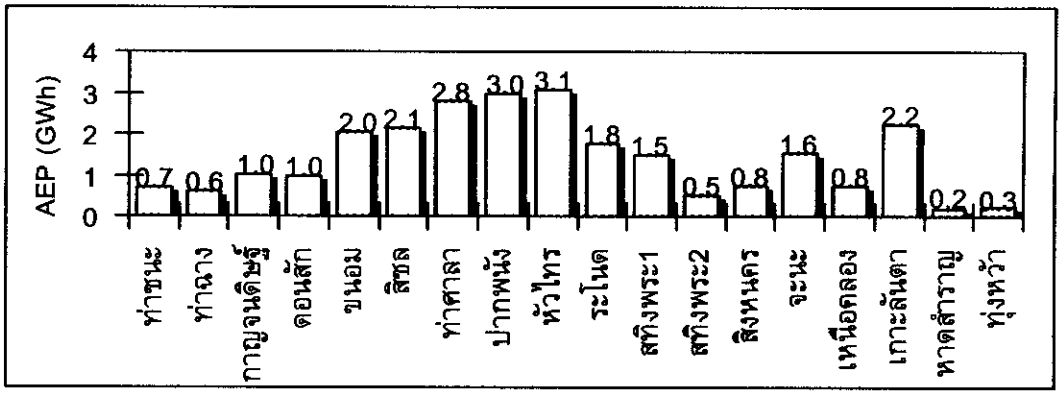
รูปที่ 4.397 AEP ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



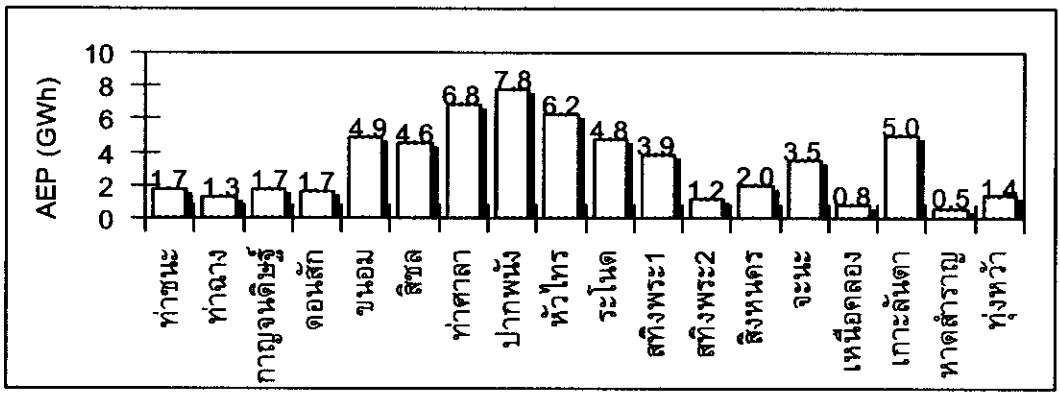
รูปที่ 4.398 Net AEP จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



รูปที่ 4.399 AEP ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



รูปที่ 4.400 AEP ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



รูปที่ 4.401 Net AEP จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม

4.10 การประเมินทางด้านเทคนิค (Technical Assessment)

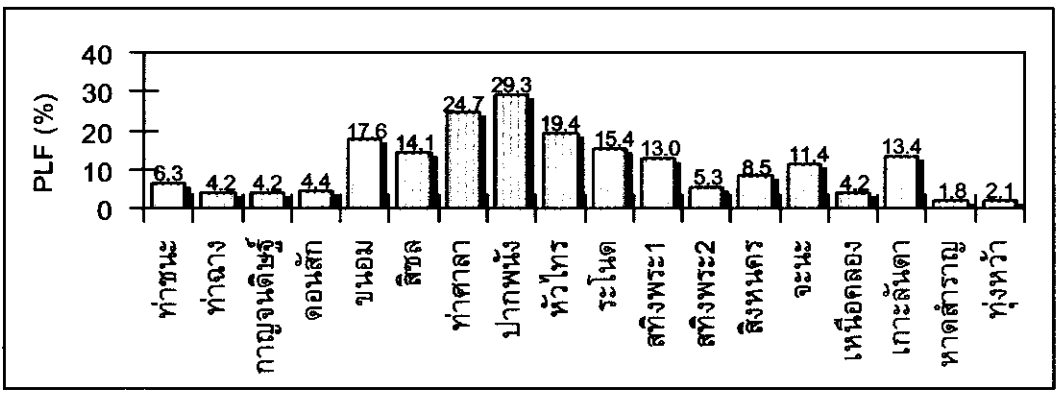
ในการประเมินทางด้านเทคนิคของโรงไฟฟ้าพลังงานลมได้พิจารณาพารามิเตอร์ที่สำคัญ ได้แก่ Plant Load Factor (PLF) ซึ่งแสดงรายละเอียดดังสมการในบทที่ 3 โดยที่โรงไฟฟ้าพลังงานลมที่มีประสิทธิภาพสูงจะมีค่า PLF สูงและสามารถป้อนไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มากกว่าและจะส่งผลต่อการวิเคราะห์โครงการหรือดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์ซึ่งจะได้อภิปรายอย่างละเอียดในหัวข้อที่ 4.17 ต่อไป

สำหรับการวิเคราะห์ PLF ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมสำหรับโครงการนี้ได้แยกพิจารณาออกเป็น 2 กรณี ดังนี้

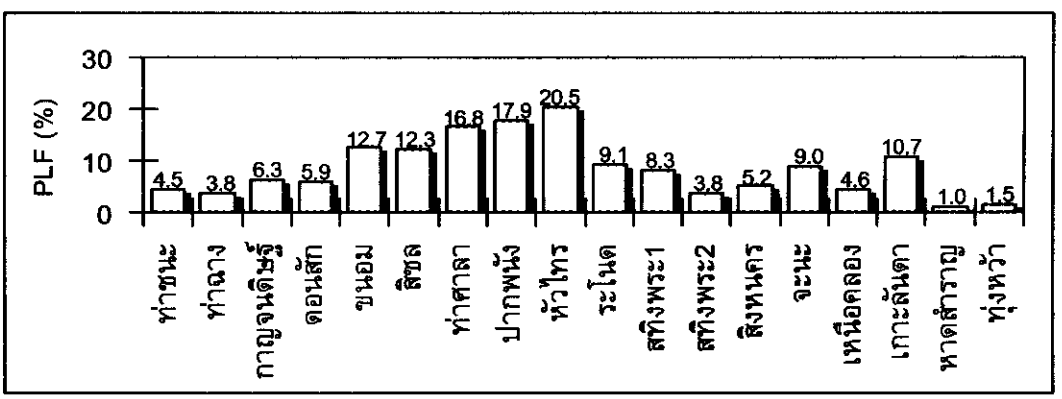
1. โรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW ที่ถูกติดตั้ง ณ สถานีวิจัยพลังงานลม
2. โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ถูกติดตั้ง ณ บริเวณแหล่งลมดี โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งขึ้นอยู่กับขนาดของพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

โดยผลการวิเคราะห์ค่า PLF ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในกรณีที่ถูกติดตั้ง ณ สถานีวิจัยพลังงานลม ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW ในช่วง On Peak และช่วง Off Peak รวมทั้งค่ารวมรายปีแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.402-4.404 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW ในช่วง On Peak และช่วง Off Peak รวมทั้งค่ารวมรายปีแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.405-4.407 และขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW ในช่วง On Peak และช่วง Off Peak รวมทั้งค่ารวมรายปีแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.408-4.410

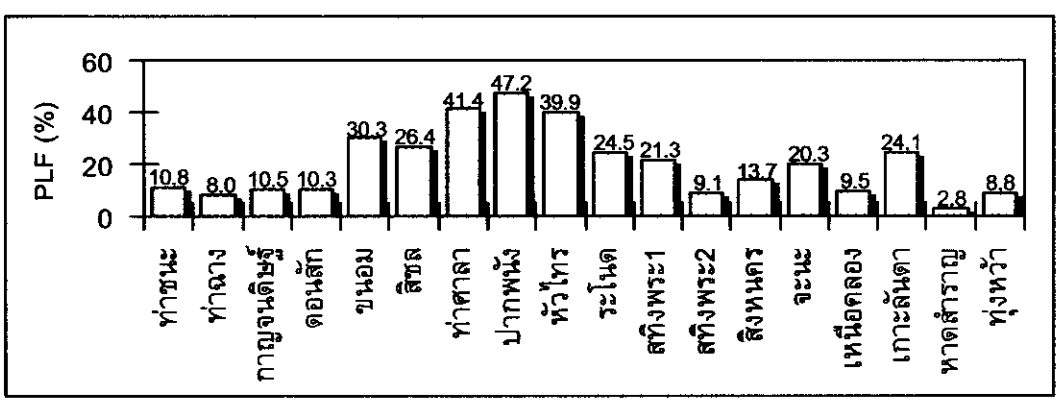
ผลการวิจัยพบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW ที่ถูกติดตั้ง ณ สถานีวิจัย บริเวณอำเภอขนอม อำเภอสิชล อำเภอท่าศาลา อำเภอปากพนัง และอำเภอหัวไทรของจังหวัดนครศรีธรรมราช อำเภอระโนด อำเภอสทิงพระ และอำเภอจะนะของจังหวัดสงขลา รวมทั้งอำเภอเกาะลันตาของจังหวัดกระบี่ มีค่า PLF สูงกว่าสถานีวิจัยอื่นๆ ของโครงการ โดยมีค่า PLF อยู่ในช่วง 11.4-29.7% ในช่วง Off Peak และอยู่ในช่วง 8.3-20.5% ในช่วง On Peak โดยมีค่า PLF รวมรายปีอยู่ในช่วง 20.3-47.2% ซึ่งถือว่ามีค่าสูงในระดับที่ดี



รูปที่ 4.402 PLF ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



รูปที่ 4.403 PLF ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม

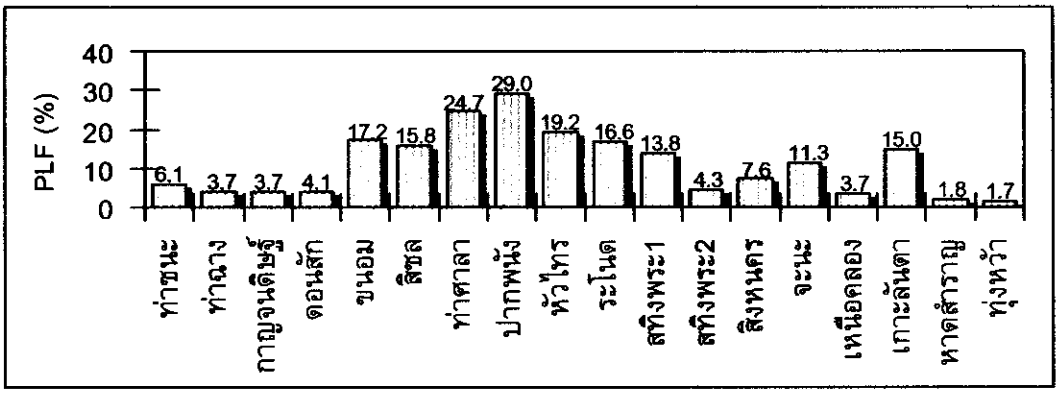


รูปที่ 4.404 PLF จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม

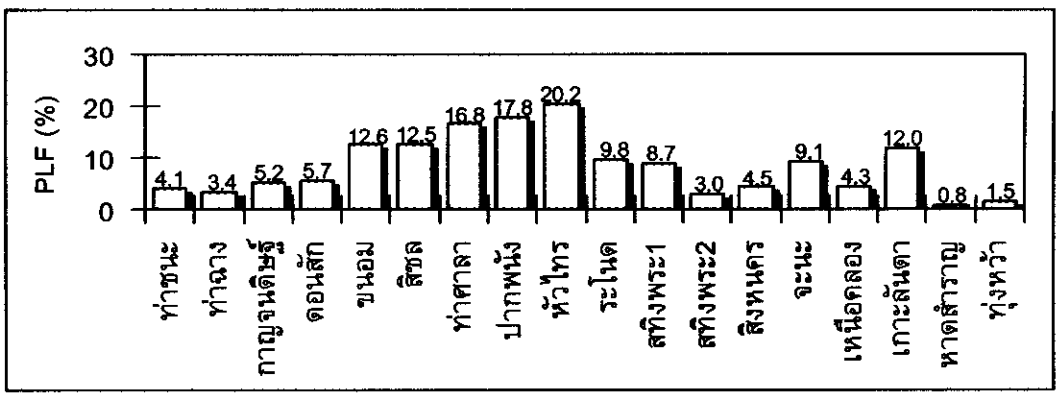
ในกรณีของการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW ณ สถานีวิจัยพลังงานลม ผลการวิจัยพบว่า ค่า PLF มีค่าสูงบริเวณอำเภอขนอม อำเภอสิชล อำเภอท่าศาลา อำเภอปากพนัง และอำเภอหัวไทรของจังหวัดนครศรีธรรมราช อำเภอระโนด อำเภอสทิงพระ และอำเภอจะนะของจังหวัดสงขลา และอำเภอเกาะลันตาของจังหวัดกระบี่ เช่นเดียวกันกับโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.0 MW โดยมีค่า PLF ในช่วง Off Peak อยู่ในช่วง 11.3-29.0% แสดงดังรูปที่ 4.405 มีค่า PLF ในช่วง On Peak อยู่ในช่วง 8.7-20.2% แสดงดังรูปที่ 4.406 และมีค่า PLF เฉลี่ยทั้งปีอยู่ในช่วง 20.4-46.7% แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.407

ส่วนในกรณีของโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW ณ สถานีวิจัยพลังงานลม มีผลการวิเคราะห์ดังนี้ ค่า PLF มีค่าสูงในบริเวณอำเภอต่างๆ เช่นเดียวกันกับขนาดโรงไฟฟ้า 1.0 MW และ 1.5 MW โดยมีค่า PLF ในช่วง Off Peak อยู่ในช่วง 11.3-21.4% แสดงดังรูปที่ 4.408 มีค่า PLF ในช่วง On Peak อยู่ในช่วง 8.5-17.4% แสดงดังรูปที่ 4.409 และมีค่า PLF เฉลี่ยทั้งปีอยู่ในช่วง 20.1-44.2% แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.410

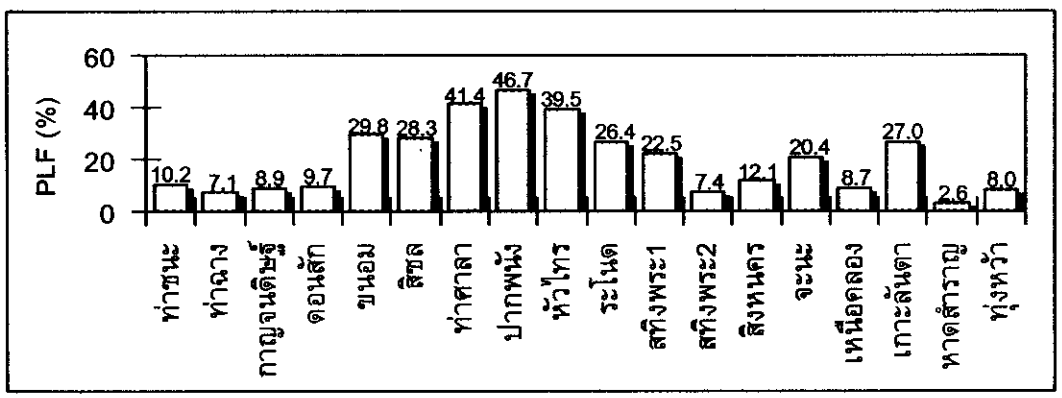
โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้รับการพัฒนาบนพื้นฐานของแหล่งลมดีและสามารถใช้ประโยชน์พื้นที่ในการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานลมได้ โดยการจัดวางตามหลักเกณฑ์ 5DX10D ซึ่งจะทำให้อิทธิพลของเวกมีค่าต่ำ (Minimized Wake Loss) โดยการจัดวางกังหันได้อาศัยโปรแกรม SAGA ช่วยเพื่อเพิ่มความเหมาะสม (Optimization) ซึ่งจะทำให้ได้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากฟาร์มกังหันลมมีค่ามากที่สุด (Maximized AEP) จากแนวทางในการพัฒนาดังกล่าวประกอบกับการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ *WAsP* 9.0 เพื่อวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงเชิงพื้นที่ซึ่งจะทำให้ได้ผลลัพธ์ของการวิเคราะห์เชิงพื้นที่ในรูปของความเร็วลมเฉลี่ย (Mean Speed) ความหนาแน่นกำลังลม (Power Density) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีทั้งหมด (Gross AEP) ของฟาร์มกังหันลม การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวก (Wake Loss) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิ (Net AEP) ของฟาร์มกังหันลม เมื่อนำปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ได้รับการพัฒนาบนพื้นที่แหล่งลมดีและใช้ประโยชน์พื้นที่ได้ทั้งหมด 83 คลัสเตอร์ บนพื้นที่ 29 ตำบล 11 อำเภอ ของ 3 จังหวัดตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ไปวิเคราะห์ค่า PLF ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลม ดัชนีทางการเงิน ได้แก่ BCR NPV FIRR และ PBP รวมทั้งการวิเคราะห์ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดการปลดปล่อยลงได้จากการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม และนำผลการวิเคราะห์ดังกล่าวไปวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์โดยใช้หลักเกณฑ์ดังแสดงรายละเอียดในบทที่ 3 พบว่าจะมีโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ผ่านเกณฑ์และมีความเป็นไปได้สูงในการที่จะพัฒนาต่อไปแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.5



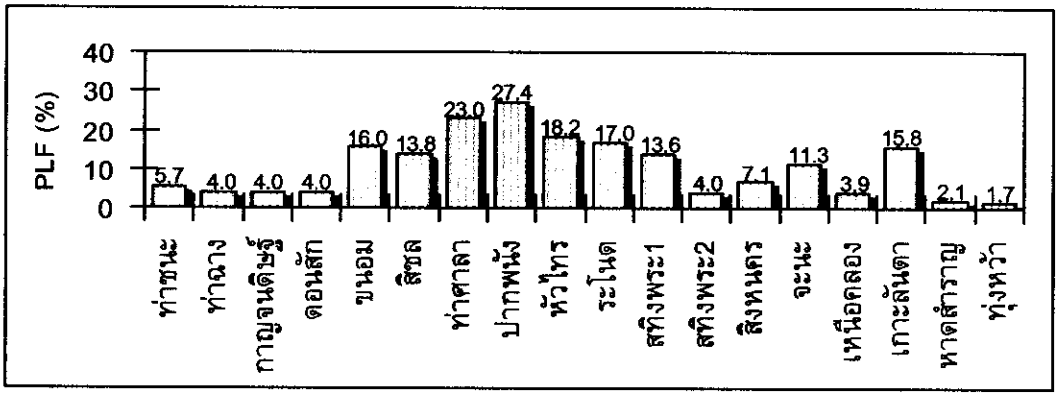
รูปที่ 4.405 PLF ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



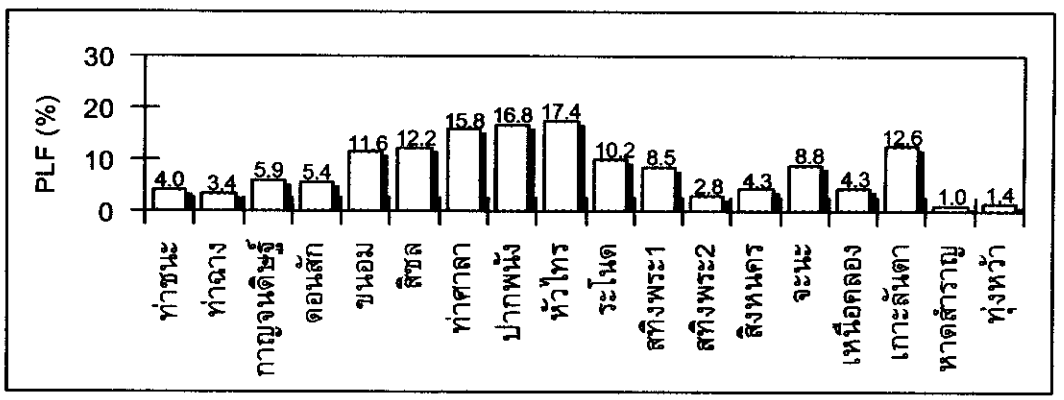
รูปที่ 4.406 PLF ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



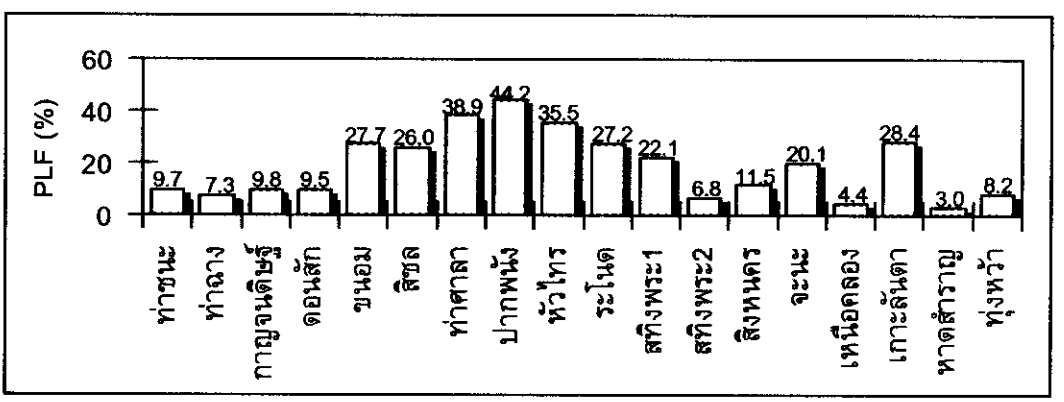
รูปที่ 4.407 PLF จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



รูปที่ 4.408 PLF ในช่วง Off Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



รูปที่ 4.409 PLF ในช่วง On Peak จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม



รูปที่ 4.410 PLF จากกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW ณ ตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม

ตารางที่ 4.5 สรุปผลความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

ลำดับที่	ตำบล	อำเภอ	จังหวัด	1.0 MW	1.5 MW	2.0 MW
1	สิชล	สิชล	นครศรีธรรมราช	7	9	10
2	ท่าขึ้น	ท่าศาลา	นครศรีธรรมราช	61	67.5	64
3	โพธิ์ทอง	ท่าศาลา	นครศรีธรรมราช	34	39	42
4	ท่าพญา	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	79	72	66
5	ปากแพรก	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	47	45	38
6	บ้านเพิง	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	68	61.5	62
7	บางศาลา	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	60	60	62
8	บ้านใหม่	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	16	9	12
9	หูล่อง	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	96	85.5	92
10	บางตะพง	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	70	75	74
11	บ้านกลาง	เชียรใหญ่	นครศรีธรรมราช	105	123	112
12	เสือหึง	เชียรใหญ่	นครศรีธรรมราช	38	40.5	38
13	ท่าขนาน	เชียรใหญ่	นครศรีธรรมราช	65	66	58
14	การะเกด	เชียรใหญ่	นครศรีธรรมราช	88	105	94
15	ท่าซอม	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	88	93	98
16	บางนบ	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	37	31.5	30
17	ทรายขาว	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	108	106.5	94
18	หัวไทร	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	51	96	84
19	เขาพังไกร	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	32	42	36
รวม				1,150	1,227	1,166
20	ระโนด	ระโนด	สงขลา	57	42	36
21	วัดสน	ระโนด	สงขลา	36	28.5	26
22	บ้านใหม่	ระโนด	สงขลา	11	4.5	8
23	โรง	กระแสสินธุ์	สงขลา	23	16.5	14
24	ตลิ่งชัน	จะนะ	สงขลา	12	7.5	14
25	นาทับ	จะนะ	สงขลา	32	28.5	30
รวม				171	127.5	128
รวมทั้งหมด				1,321	1,354.5	1,294

จากตารางที่ 4.5 พบว่าในกรณีของการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW จะสามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้ 69 คลัสเตอร์ ตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทย โดยจะสามารถติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1,321 MW ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ อ.สิชล ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 7 MW อ.ท่าศาลา ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 95 MW อ.ปากพนัง ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 436 MW อ.เชียรใหญ่ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 296 MW อ.หัวไทร ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 316 MW อ.ระโนด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 104 MW อ.กระแสสินธุ์ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 23 MW และ อ.จะนะ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 44 MW ส่วนของกรณีการติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจะสามารถติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้จำนวน 69 คลัสเตอร์ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1,354.5 MW ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ อ.สิชล ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 9 MW อ.ท่าศาลา ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 106.5 MW อ.ปากพนัง ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 408 MW อ.เชียรใหญ่ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 334.5 MW อ.หัวไทร ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 369 MW อ.ระโนด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 75 MW อ.กระแสสินธุ์ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 16.5 MW และ อ.จะนะ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 36 MW และกรณีการติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 2.0 MW ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจะสามารถติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้จำนวน 69 คลัสเตอร์ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1,294 MW ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ อ.สิชล ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW อ.ท่าศาลา ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 106 MW อ.ปากพนัง ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 406 MW อ.เชียรใหญ่ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 302 MW อ.หัวไทร ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 342 MW อ.ระโนด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 70 MW อ.กระแสสินธุ์ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 14 MW และ อ.จะนะ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 44 MW

4.11 ความเร็วลมเฉลี่ยรายปีของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทย

กรณีของการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW นั้น ได้วิเคราะห์การติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ณ บริเวณแหล่งลมดีที่มีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปีที่ระดับความสูง 80 m สูงกว่า 3.5-4.0 m/s ซึ่งเป็น Cut-In Wind Speed ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ โดยพบว่าโรงไฟฟ้าที่ได้รับการพัฒนาบนพื้นที่แหล่งลมดีและสามารถใช้ประโยชน์พื้นที่ได้จะมีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปีที่ระดับความสูง 80 m อยู่ในช่วง 5.7-9.5 m/s แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.411 โดยสามารถเรียงลำดับจากมากไปน้อยได้ดังนี้

- อำเภอปากพนัง ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 9.5 m/s
- อำเภอท่าศาลา ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 8.3 m/s
- อำเภอขนอม ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 7.5-7.9 m/s
- อำเภอเชียรใหญ่ ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.9 m/s
- อำเภอหัวไทร ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.7-6.9 m/s
- อำเภอระโนด ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.5 m/s
- อำเภอกระแสสินธุ์ ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.5 m/s
- อำเภอสิชล ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.1 m/s
- อำเภอเมือง จ.สงขลา ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 5.7-5.9 m/s
- อำเภอจะนะ ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 5.7 m/s

ในกรณีของการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW จะพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ณ แหล่งลมดีที่มีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปีที่ระดับความสูง 90 m อยู่ในช่วง 6.0-9.8 m/s แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.412 โดยสามารถเรียงลำดับจากมากไปน้อยได้ดังนี้

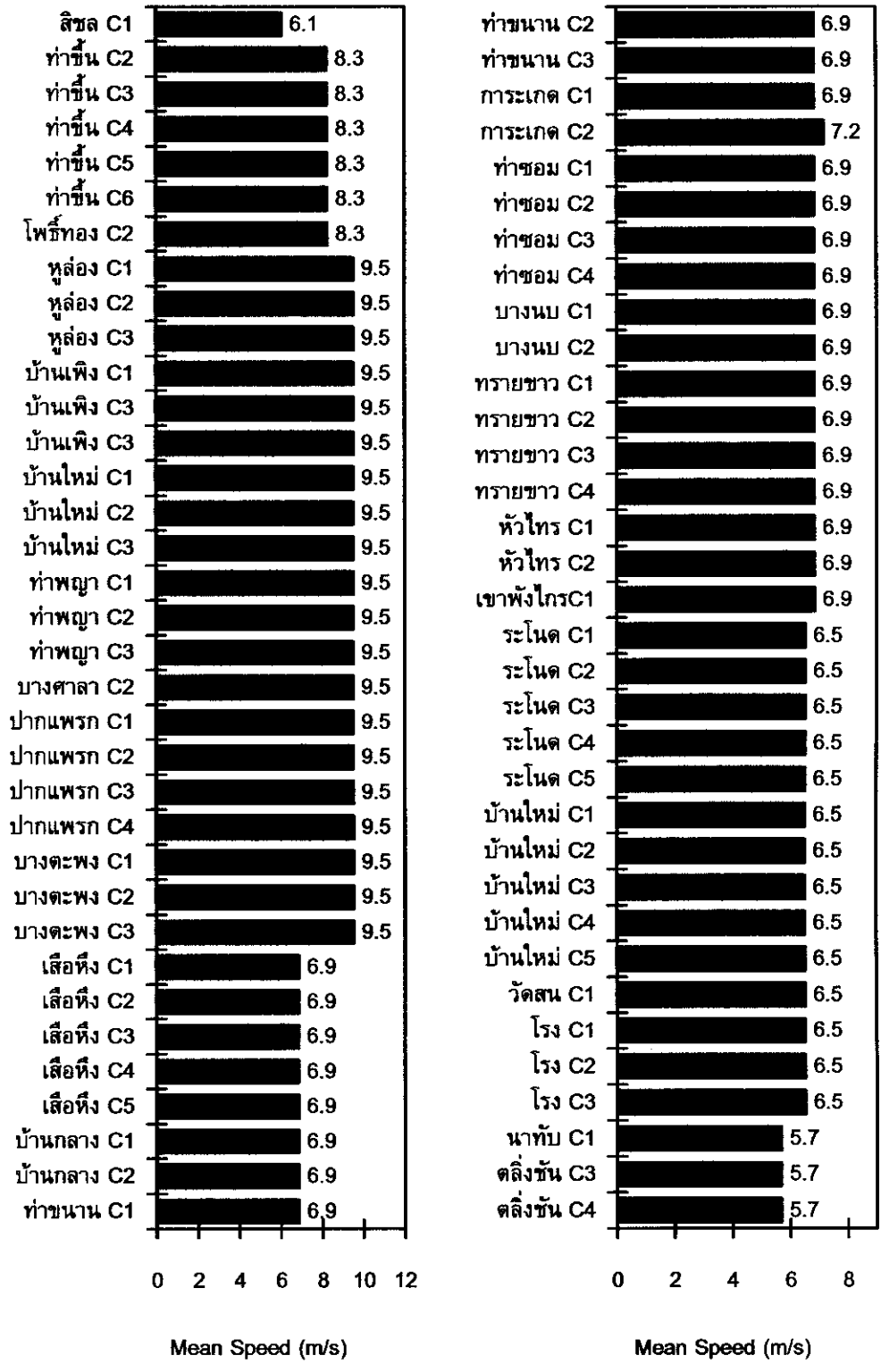
- อำเภอปากพนัง ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 9.8 m/s
- อำเภอท่าศาลา ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 8.6-8.7 m/s
- อำเภอขนอม ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 7.9-8.2 m/s
- อำเภอเชียรใหญ่ ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 7.2 m/s
- อำเภอหัวไทร ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 7.2 m/s
- อำเภอระโนด ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.6 m/s
- อำเภอกระแสสินธุ์ ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.6 m/s
- อำเภอสิชล ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.4 m/s
- อำเภอเมือง จ.สงขลา ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.0 m/s

- อำเภอจะนะ ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.0 m/s

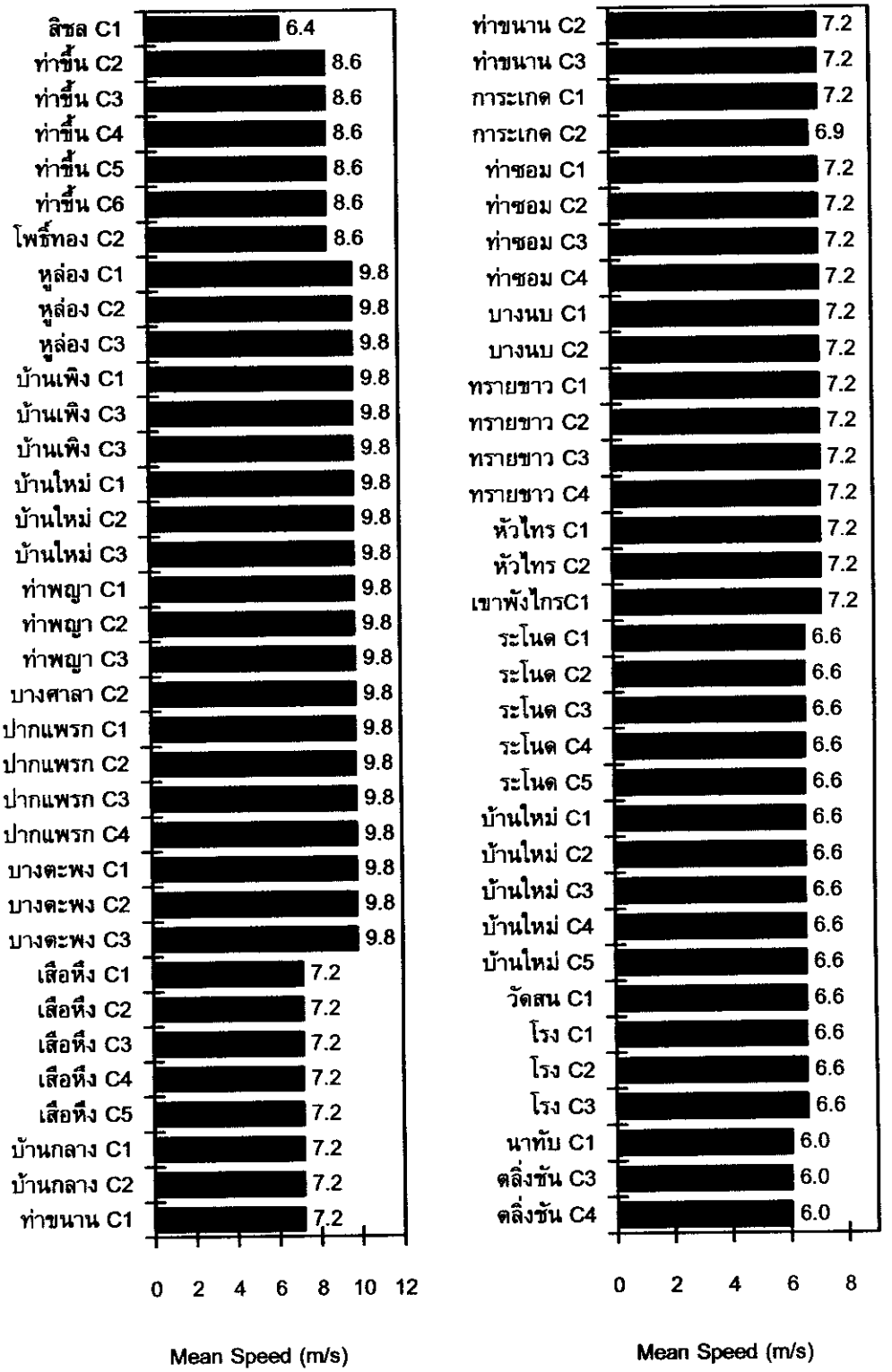
ในกรณีของการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 2.0 MW จะพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ณ แหล่งลมดีที่มีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปีที่ระดับความสูง 100 m อยู่ในช่วง 6.3-10.5 m/s แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.413 โดยสามารถเรียงลำดับจากมากไปน้อยได้ดังนี้

- อำเภอปากพนัง ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 10.5 m/s
- อำเภอท่าศาลา ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 8.9 m/s
- อำเภอขนอม ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 8.0-8.4 m/s
- อำเภอเชียรใหญ่ ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 7.4 m/s
- อำเภอหัวไทร ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 7.4 m/s
- อำเภอระโนด ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 7.1 m/s
- อำเภอกระแสสินธุ์ ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 7.1 m/s
- อำเภอสิชล ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.8 m/s
- อำเภอเมือง จ.สงขลา ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.3 m/s
- อำเภอจะนะ ความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 6.3 m/s

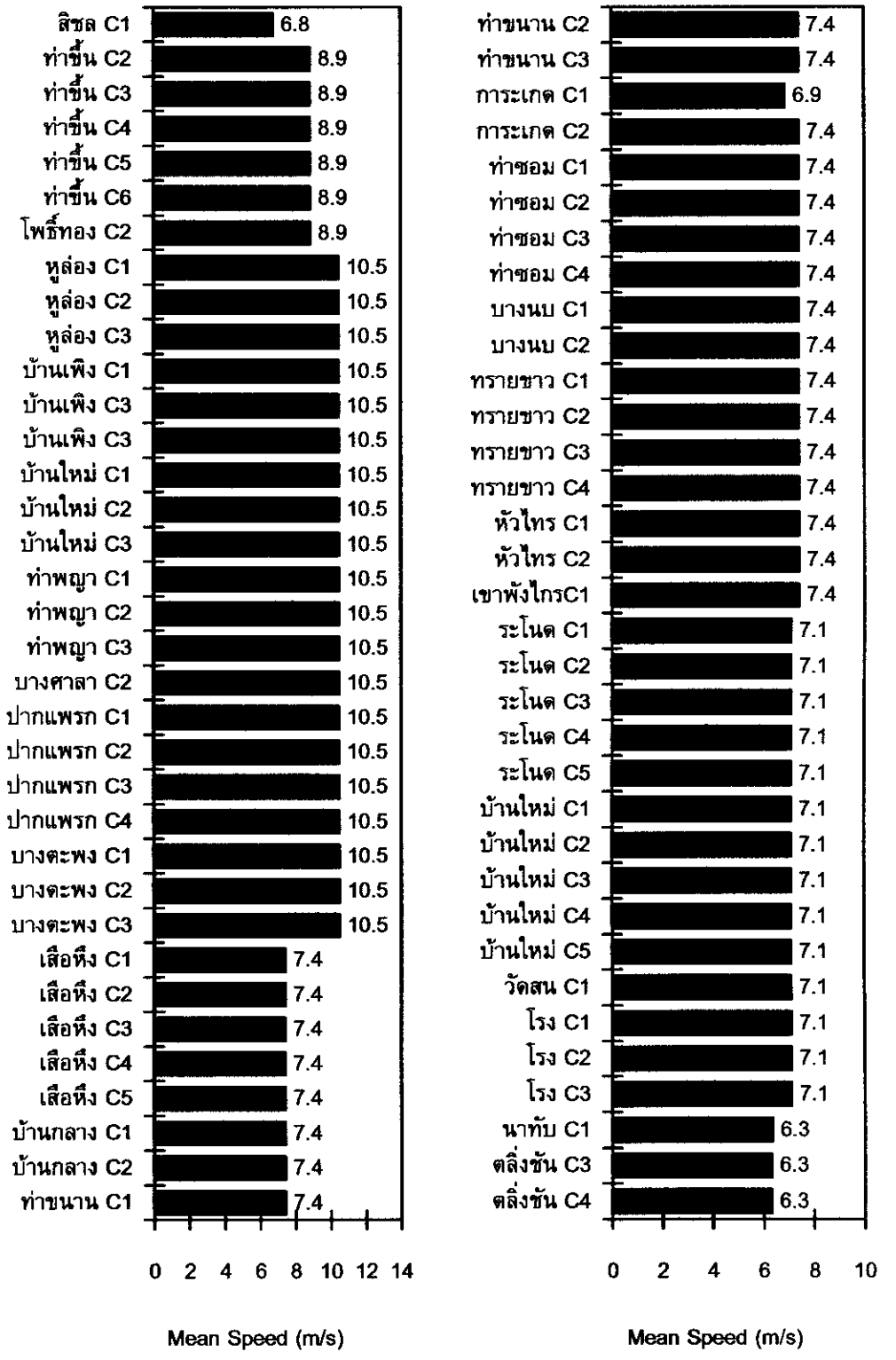
ซึ่งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ควรจะได้รับการพัฒนาก่อนควรเป็นโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งอยู่ในพื้นที่อำเภอปากพนังและอำเภอท่าศาลาของจังหวัดนครศรีธรรมราช อำเภอเชียรใหญ่และอำเภอหัวไทรของจังหวัดนครศรีธรรมราช อำเภอระโนดและอำเภอกระแสสินธุ์ของจังหวัดสงขลา เนื่องจากมีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปีสูงและเป็นพื้นที่ราบโล่ง ไม่มีสิ่งกีดขวางเป็นพื้นที่นาที่หลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าแล้วยังสามารถดำเนินกิจกรรมทางการเกษตรได้อีกเนื่องจากกังหันลมผลิตไฟฟ้าอาศัยพื้นที่ในแนวดิ่งมากกว่านั่นเอง นอกจากนี้พื้นที่ดังกล่าวยังมีระบบสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานที่จำเป็นสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมอยู่แล้วไม่ว่าจะเป็นถนน 2 เลน ระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและท่าเรือน้ำลึกสงขลา ดังนั้นจะเห็นได้ว่าภายใต้สภาวะความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปี 7-10 m/s และความเป็นไปได้ทางเทคนิคและความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม การเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โลจิสติกส์ของการขนส่งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ การติดตั้งที่จะต้องอาศัยรถเครนขนาดใหญ่ รวมทั้งความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ นอกจากนี้ยังได้มีการสาธิตการใช้เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ของ พพ. ทำให้เชื่อมั่นได้ว่าพื้นที่ดังกล่าวมีความเป็นไปได้สูงที่จะสามารถพัฒนาเป็นโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย



รูปที่ 4.411 ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 80 m ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW



รูปที่ 4.412 ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 90 m ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW



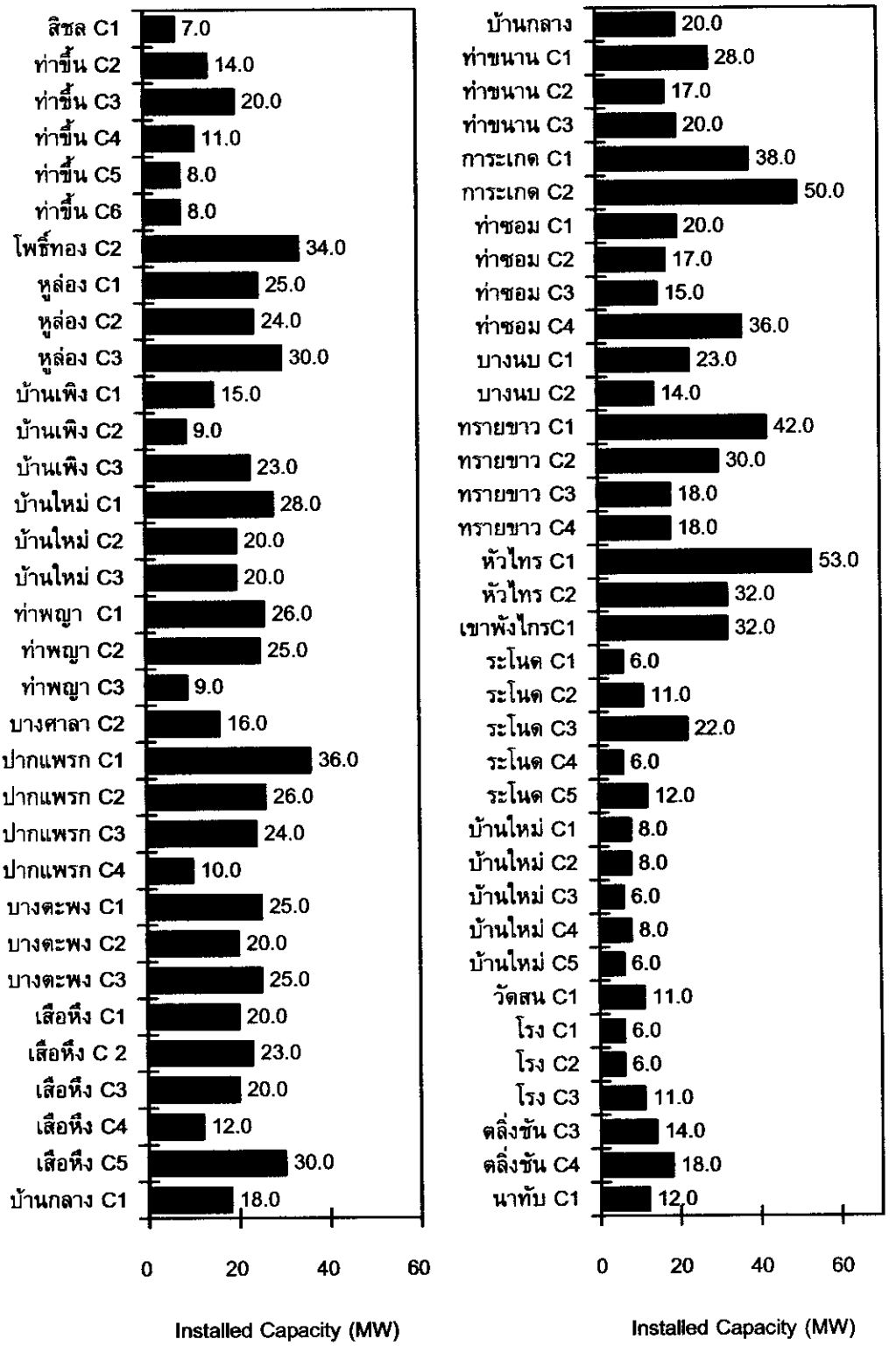
รูปที่ 4.413 ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 100 m ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมกำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW

4.12 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

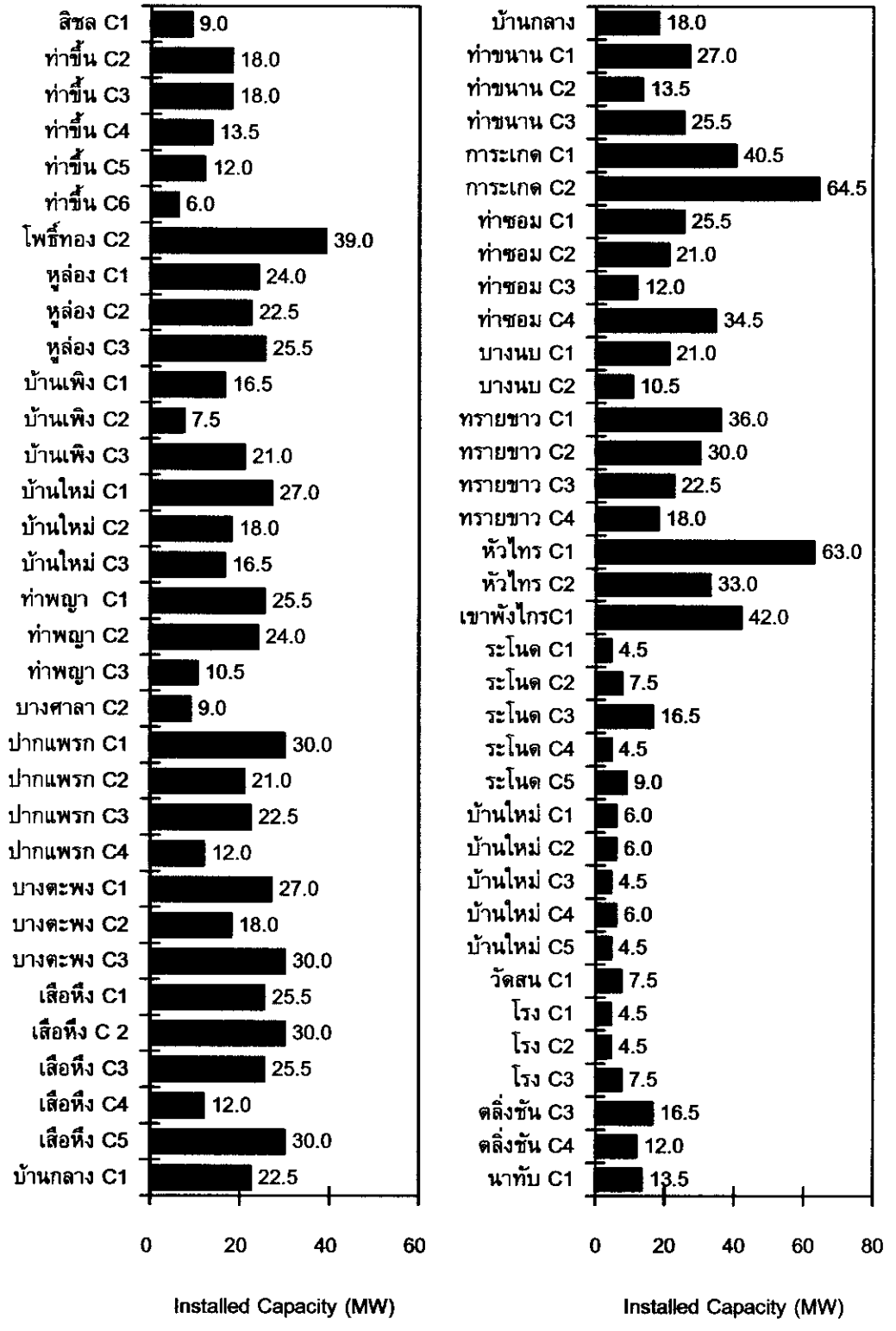
จากการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW บนพื้นที่แหล่งลมดีและเป็นพื้นที่โล่ง ไม่มีสิ่งกีดขวางรวมทั้งสามารถใช้ประโยชน์ได้ โดยการจัดวางตำแหน่งกังหันลมด้วยโปรแกรม SAGA และวิเคราะห์ผลด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ *WAsP* 9.0 ทำให้ได้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีสุทธิที่พิจารณาการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวก โดยนำค่าปริมาณดังกล่าวไปวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในรูปแบบของ VSPP ซึ่งได้รับส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้าในราคา 3.5 บาท/หน่วย และมีผลตอบแทนจากการขายคาร์บอนเครดิตในราคา 20 US$/ton CO_2 เมื่อพิจารณาต้นทุนของโครงการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ซึ่งประกอบไปด้วยส่วนสำคัญ 5 ส่วน ดังนี้ 1. กังหันลมรวมค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ค่าเดินเครื่อง ค่าบำรุงรักษาและค่าซ่อมบำรุง 2. ค่าที่ดิน ตามราคาประเมินที่ดินของสำนักงานธนารักษ์ รอบบัญชี พ.ศ. 2551-2554 และความปลอดภัยของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า 3. ถนนเข้าสู่โครงการ 4. การเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) 5. ต้นทุนดำเนินการจัดทำโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) และทำการวิเคราะห์โครงการโดยอาศัยดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ดังนี้ BCR NPV FIRR และ PBP และอาศัยหลักเกณฑ์พื้นฐานของการวิเคราะห์โครงการโดยการกู้เงินจากธนาคารพาณิชย์ MLR+1% ผลการวิจัยพบว่ามีจำนวนโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ผ่านเกณฑ์และสามารถพัฒนาได้ตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยในกรณีของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมกันทั้งสิ้น 1,321 MW และในกรณีของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW มีกำลังการผลิตรวมกันทั้งสิ้น 1,354.5 MW และในกรณีของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW มีกำลังการผลิตรวมกันทั้งสิ้น 1,294 MW แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.414-4.416 และมีรายละเอียดแยกตามอำเภอแสดงดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจำแนกตามรายอำเภอ

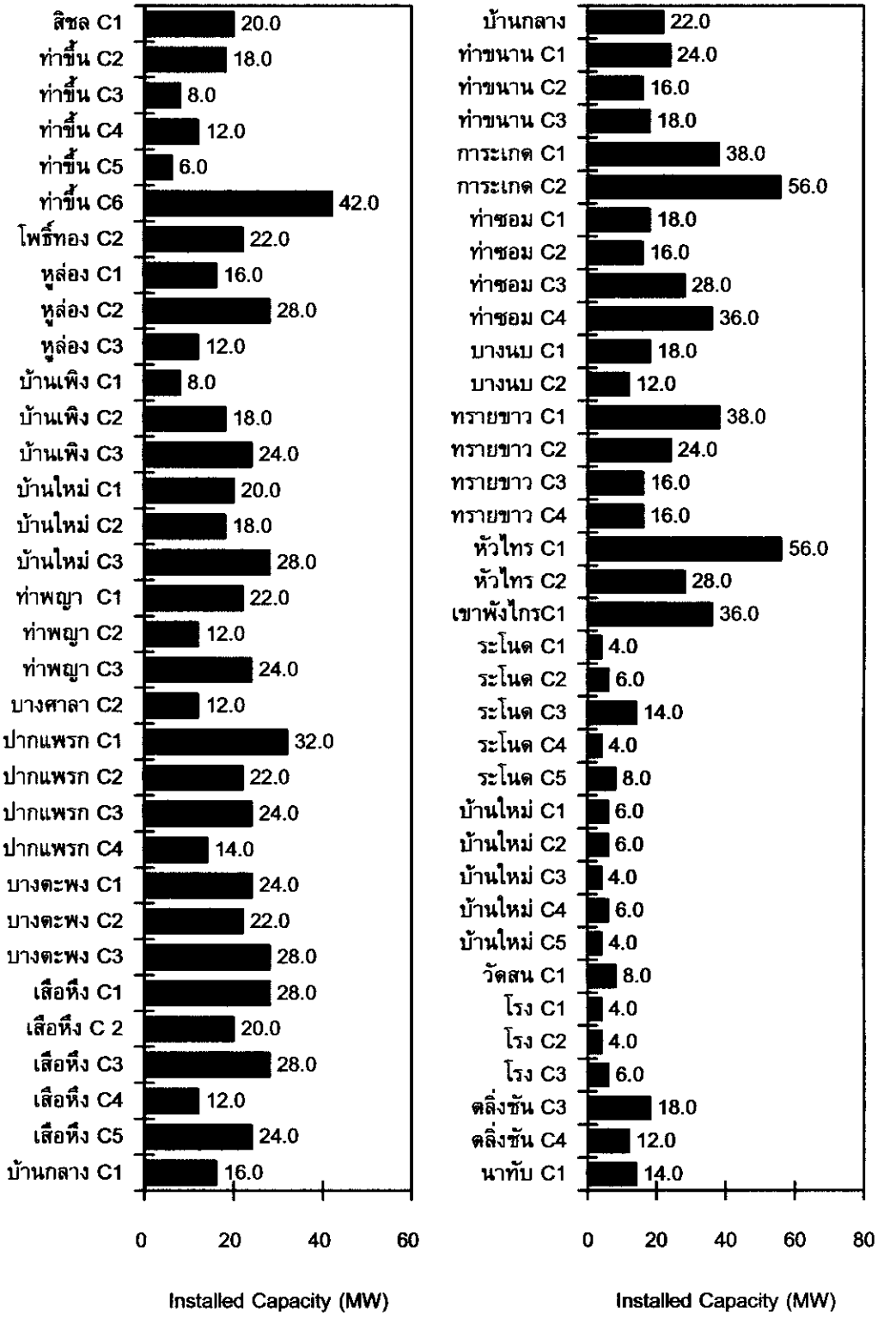
อำเภอ	1 MW	1.5 MW	2 MW	อำเภอ	1 MW	1.5 MW	2 MW
สิชล	7	9	10	หัวไทร	316	369	342
ท่าศาลา	95	106.5	106	ระโนด	104	75	70
ปากพนัง	436	408	406	กระแสสินธุ์	23	16.5	14
เชียรใหญ่	296	334.5	302	จะนะ	44	36	44



รูปที่ 4.414 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW



รูปที่ 4.415 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW



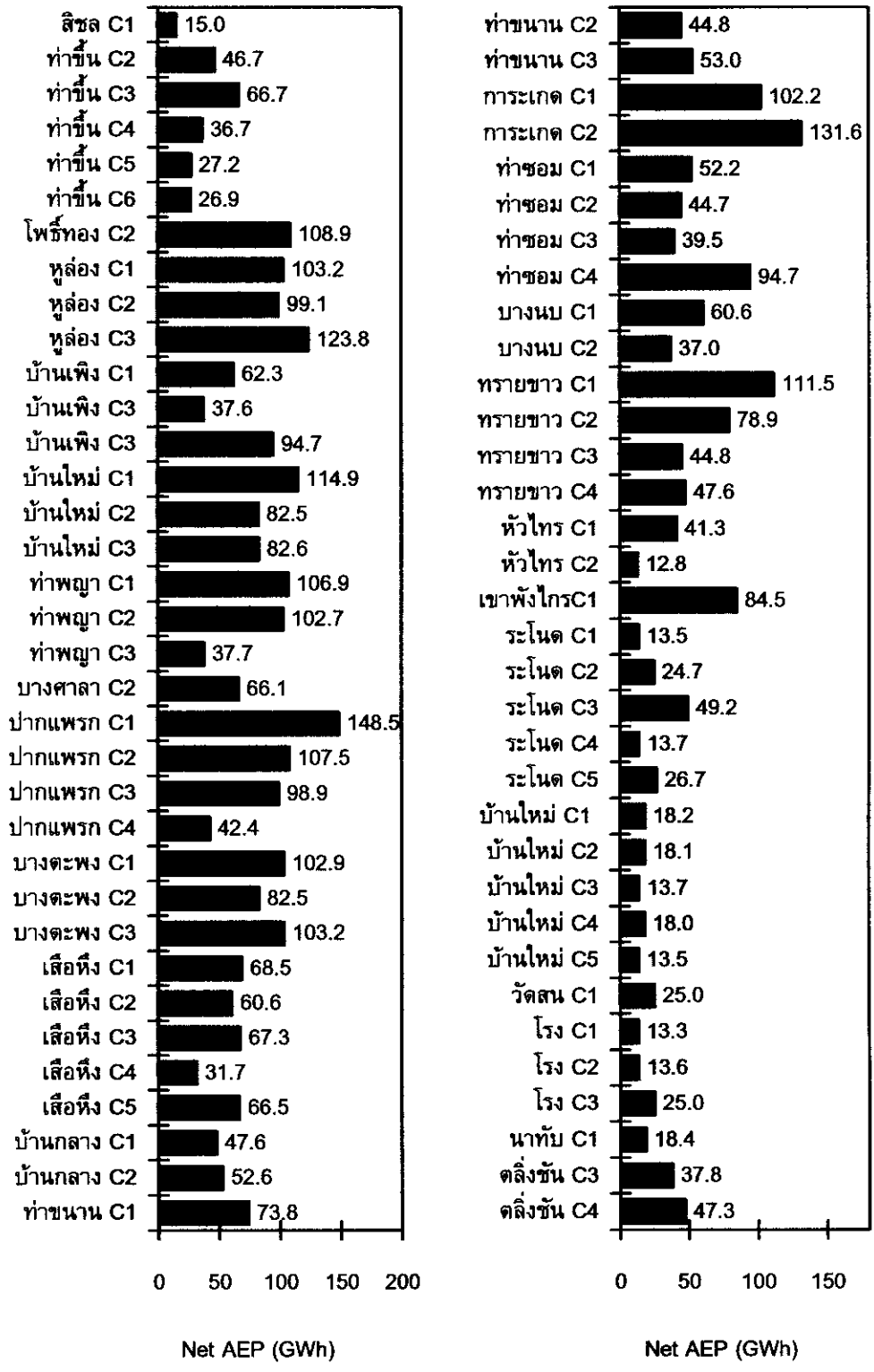
รูปที่ 4.416 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW

4.13 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีสุทธิ (Net Annual Energy Production) จากฟาร์มกังหันลม

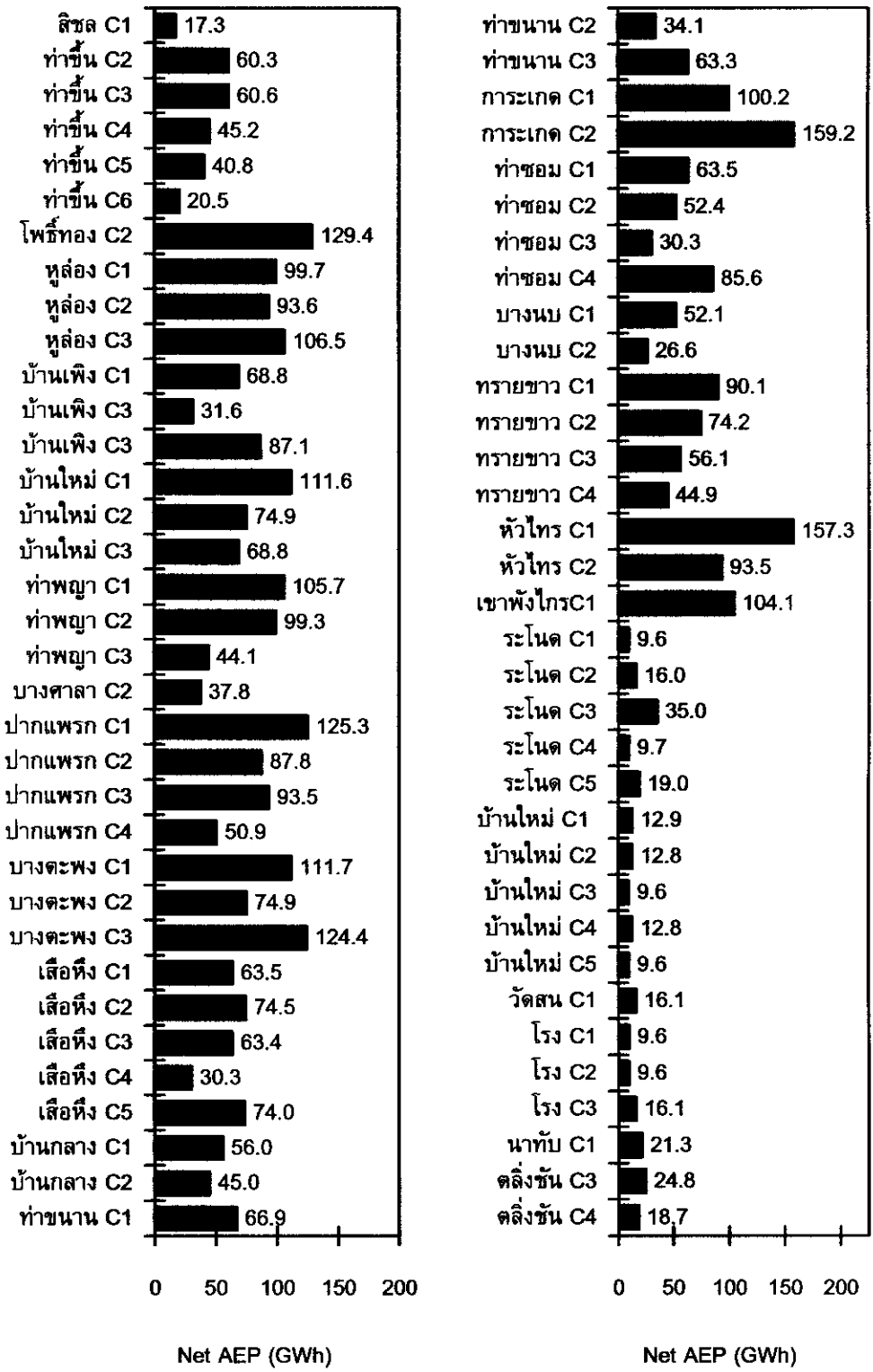
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีสุทธิ (Net AEP) ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยจะมีค่าขึ้นอยู่กับจำนวนกังหันลมหรือกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนั่นเอง โดยผลการวิจัยพบว่าโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW ของทั้ง 69 คลัสเตอร์ มีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,321 MW สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สุทธิ 4,068 GWh/Year กังหันลมผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW ของทั้ง 69 คลัสเตอร์ มีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,354.5 MW สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สุทธิ 4,096 GWh/Year และกังหันลมผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW ของทั้ง 69 คลัสเตอร์ มีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,294 MW สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สุทธิ 4,492 GWh/Year โดยมีรายละเอียดของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมจำแนกรายคลัสเตอร์แสดงดังรูปที่ 4.417-4.419 โดยมีรายละเอียดจำแนกรายอำเภอแสดงดังตารางที่ 4.7 ซึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยสามารถเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าโดยเฉพาะในบริเวณพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคใต้) ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช และในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคใต้) โดยเฉพาะในพื้นที่จังหวัดสงขลาซึ่งเป็นจังหวัดใหญ่ที่มีภาระทางไฟฟ้าและความต้องการทางไฟฟ้าสูงได้

ตารางที่ 4.7 Net AEP ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมจำแนกรายอำเภอ

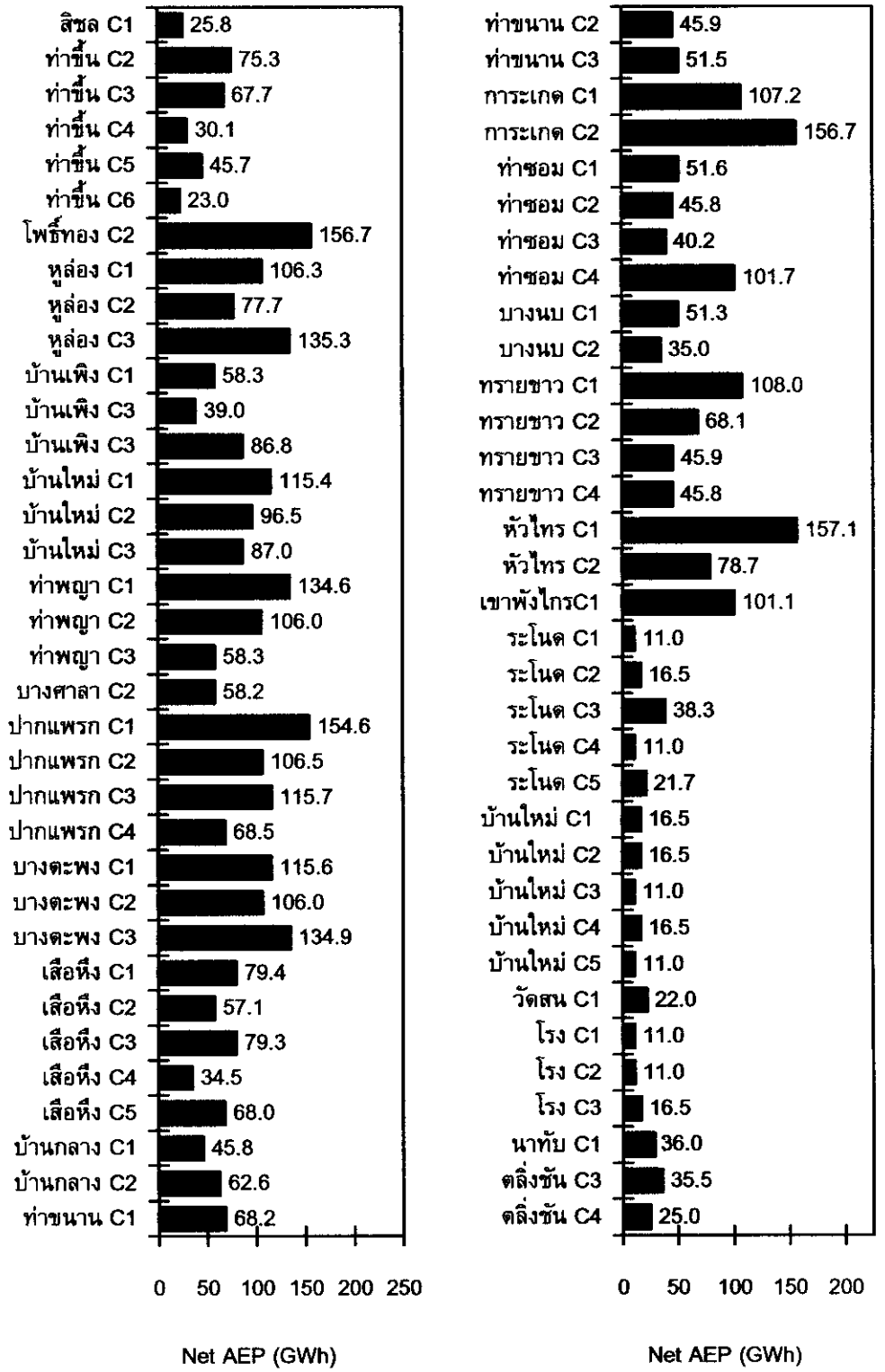
อำเภอ	1.0 MW (GWh)	1.5 MW (GWh)	2.0 MW (GWh)
สิชล	14.951	17.27	25.771
ท่าศาล	204.185	227.382	241.764
ปากพนัง	1799.902	1697.993	1961.028
เชียรใหญ่	800.268	830.38	856.235
หัวไทร	750.263	930.705	930.309
ระโนด	234.324	163.1	191.94
กระแสสินธุ์	51.823	35.227	38.461
จะนะ	103.563	64.87	89.395



รูปที่ 4.417 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW



รูปที่ 4.418 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW



รูปที่ 4.419 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 2.0 MW

4.14 การสูญเสียเนื่องจากเวก (Wake Loss)

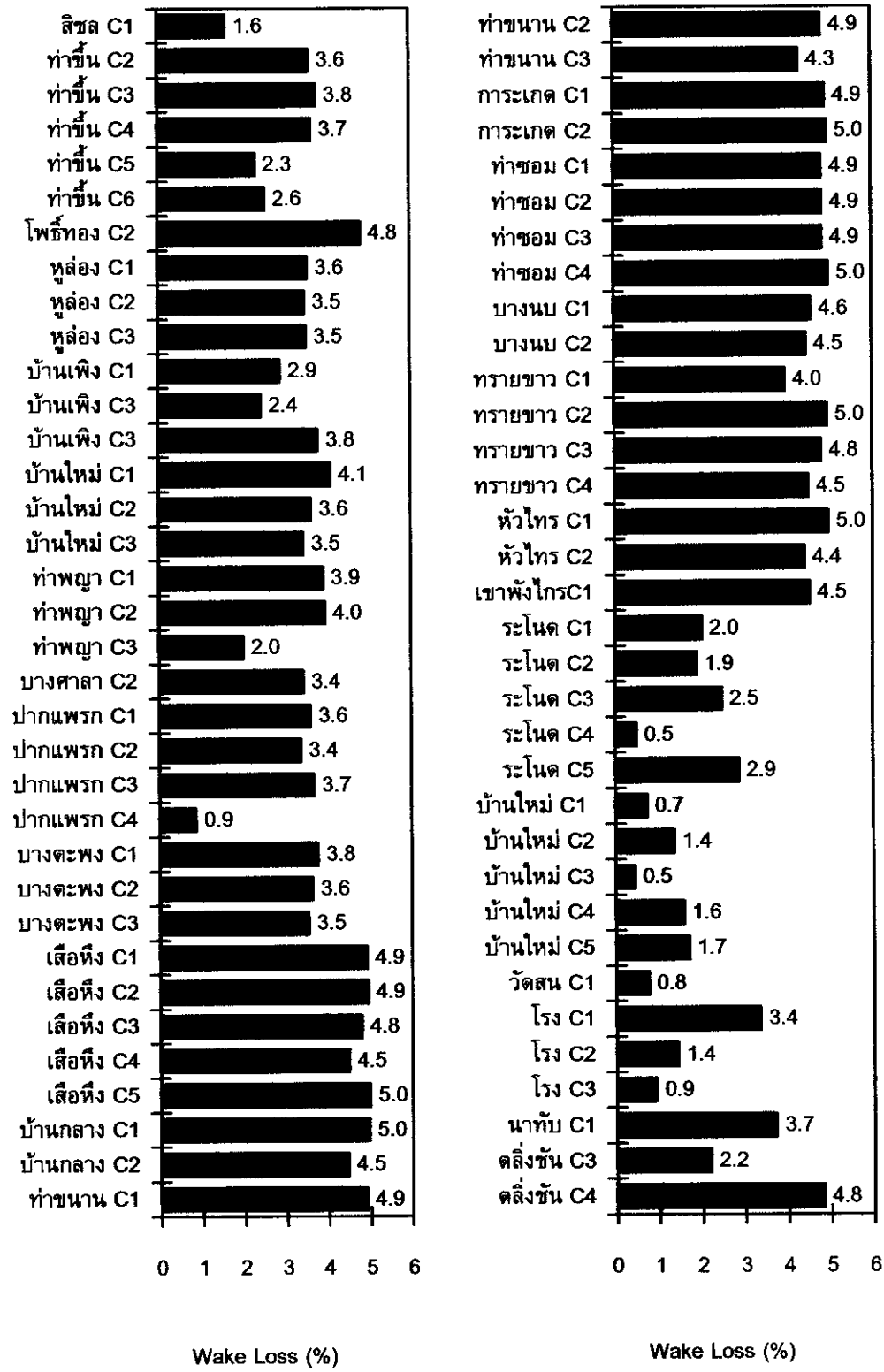
การสูญเสียเนื่องจากเวกของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมเกิดขึ้นเนื่องจากการจัดวางกังหันลมในโครงการนี้จะอาศัยหลักเกณฑ์การจัดวาง 5DX10D ซึ่งจะช่วยลดการสูญเสียได้เมื่อเทียบกับการจัดวางในสมัยก่อนที่ใช้หลักเกณฑ์ 4DX7D ซึ่งอิทธิพลของเวกจะส่งผลต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีสุทธิจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ผลจากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม *WAsP* 9.0 พบว่าการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกของโรงไฟฟ้าที่ได้รับการพัฒนาบนพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยมีค่าน้อยกว่า 5% สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.420-4.422

4.15 ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Plant Load Factor) ฟาร์มกังหันลม

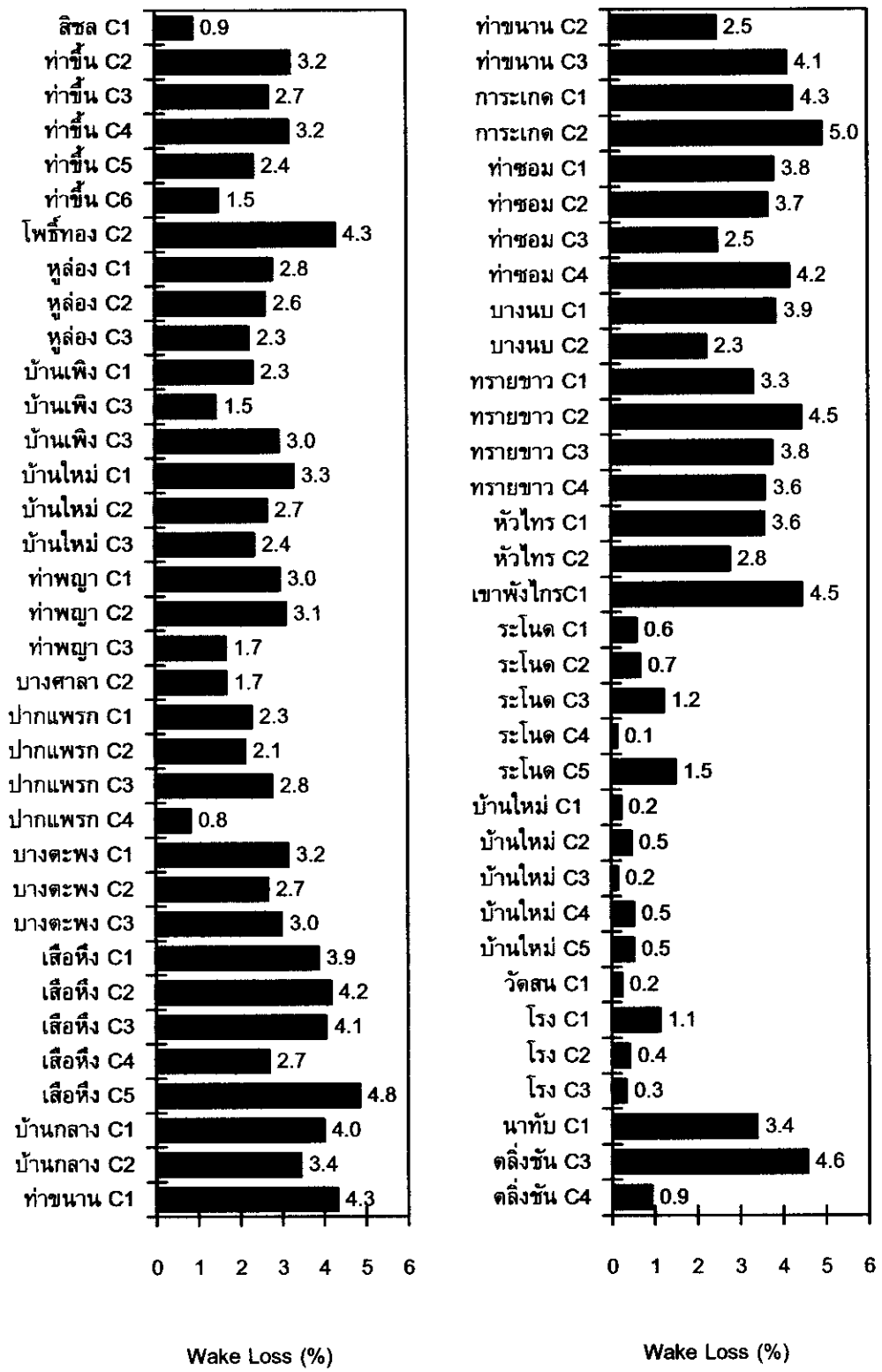
ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมพิจารณาจาก Plant Load Factor: PLF ซึ่งเป็นอัตราส่วนระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้ารายปีที่ผลิตได้สุทธิของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ทั้งปี ซึ่งจากผลการวิจัยพบว่า PLF ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW มีค่าอยู่ในช่วง 17-48% และที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW มีค่าอยู่ในช่วง 17-48% และที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW มีค่าอยู่ในช่วง 22-56% แสดงรายละเอียดของแต่ละคลัสเตอร์ดังรูปที่ 4.423-4.425

4.16 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (Cost of Energy) จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

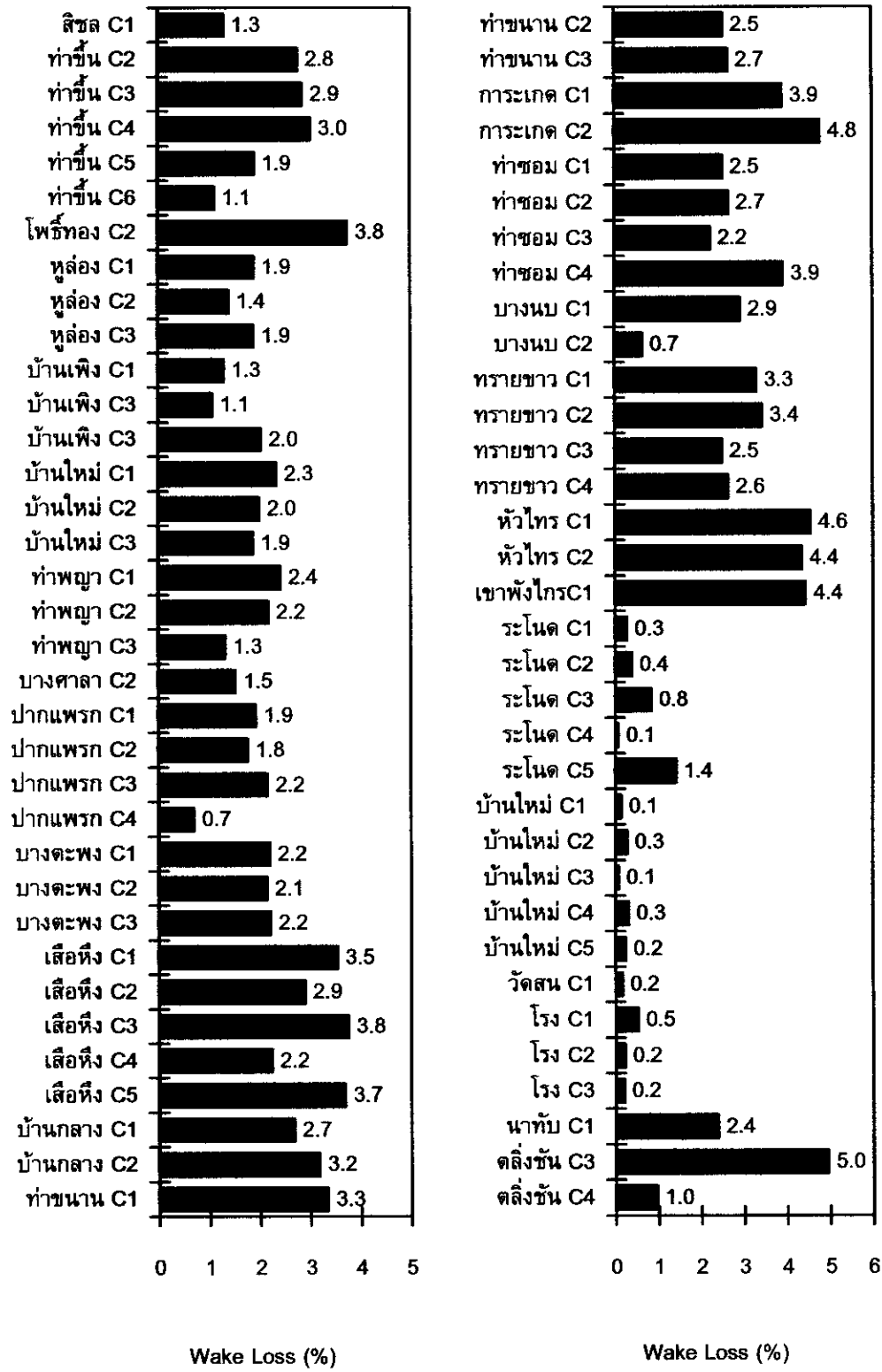
ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยภายใต้สภาวะความเร็วลมเฉลี่ยตลอดทั้งปีโดยเมื่อพิจารณาต้นทุนต่างๆ ที่เกี่ยวข้องของโครงการอย่างถี่ถ้วนแล้วมีค่าอยู่ในช่วง 0.6-3.2 บาท/หน่วย สำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม และมีค่าอยู่ในช่วง 0.6-3.1 บาท/หน่วย สำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม และมีค่าอยู่ในช่วง 0.6-2.4 บาท/หน่วย สำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 2.0 MW ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ซึ่งเป็นราคาที่สามารถแข่งขันได้กับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้เมื่อเปลี่ยนเป็นเงินสกุลต่างประเทศ (สหรัฐอเมริกา) จะพบว่ามีค่าไม่เกิน 7 cents/kWh ซึ่งสอดคล้องกับผลการศึกษาวิจัยในประเทศเวียดนามและบางประเทศในแถบภูมิภาคเอเชีย [12-15]



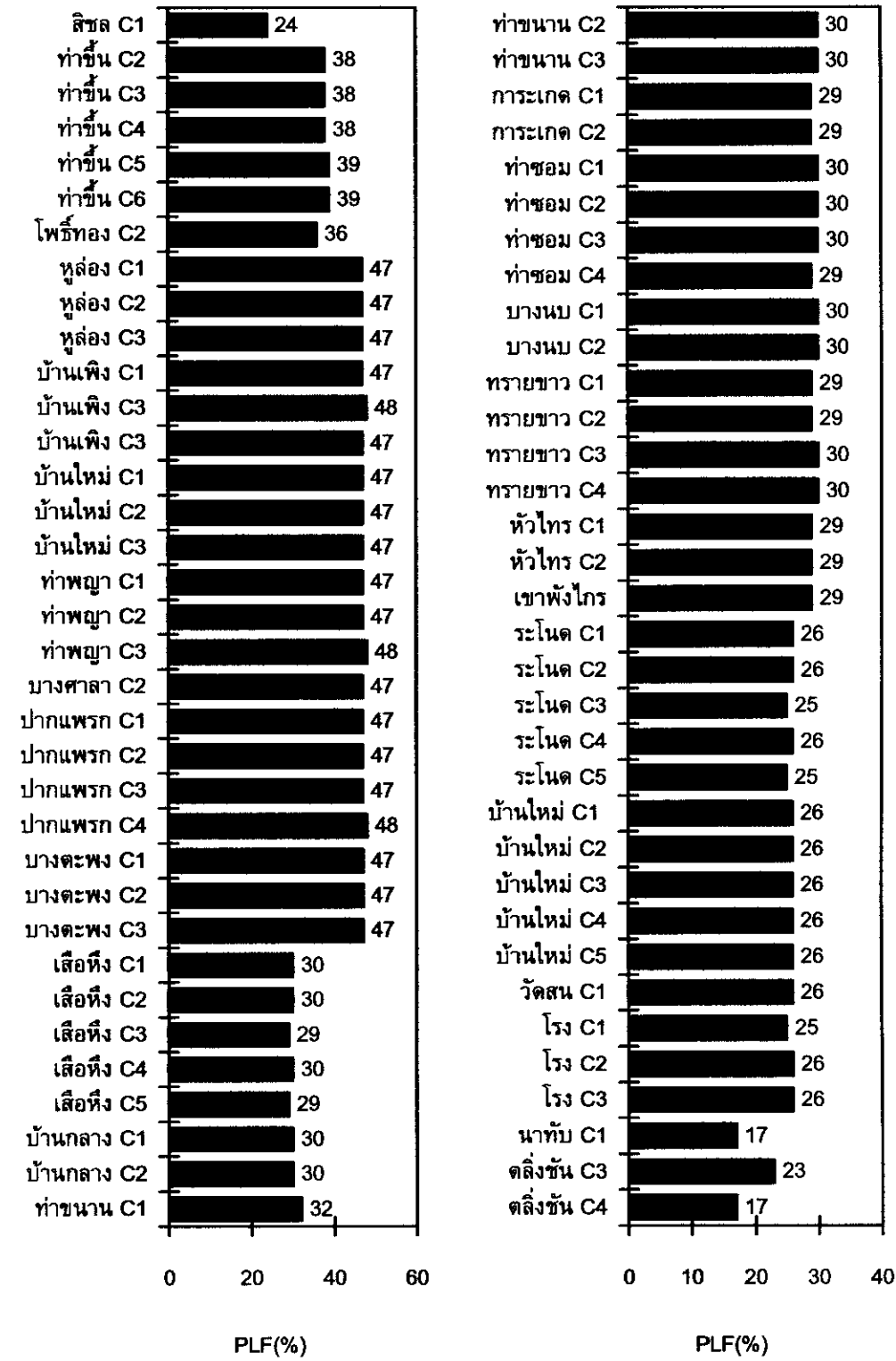
รูปที่ 4.420 การสูญเสียเนื่องจากเวกของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม
ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW



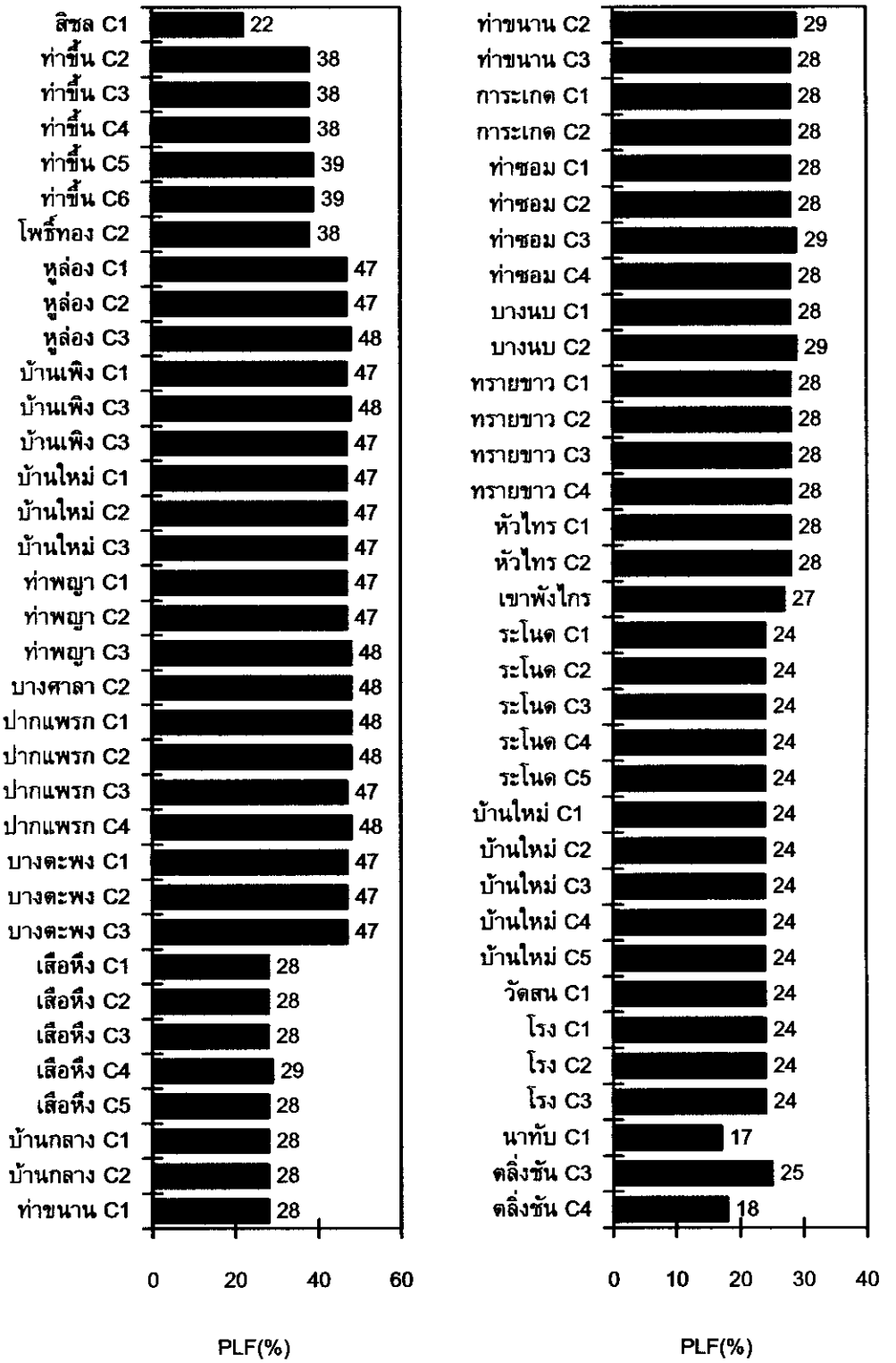
รูปที่ 4.421 การสูญเสียเนื่องจากเวกของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW



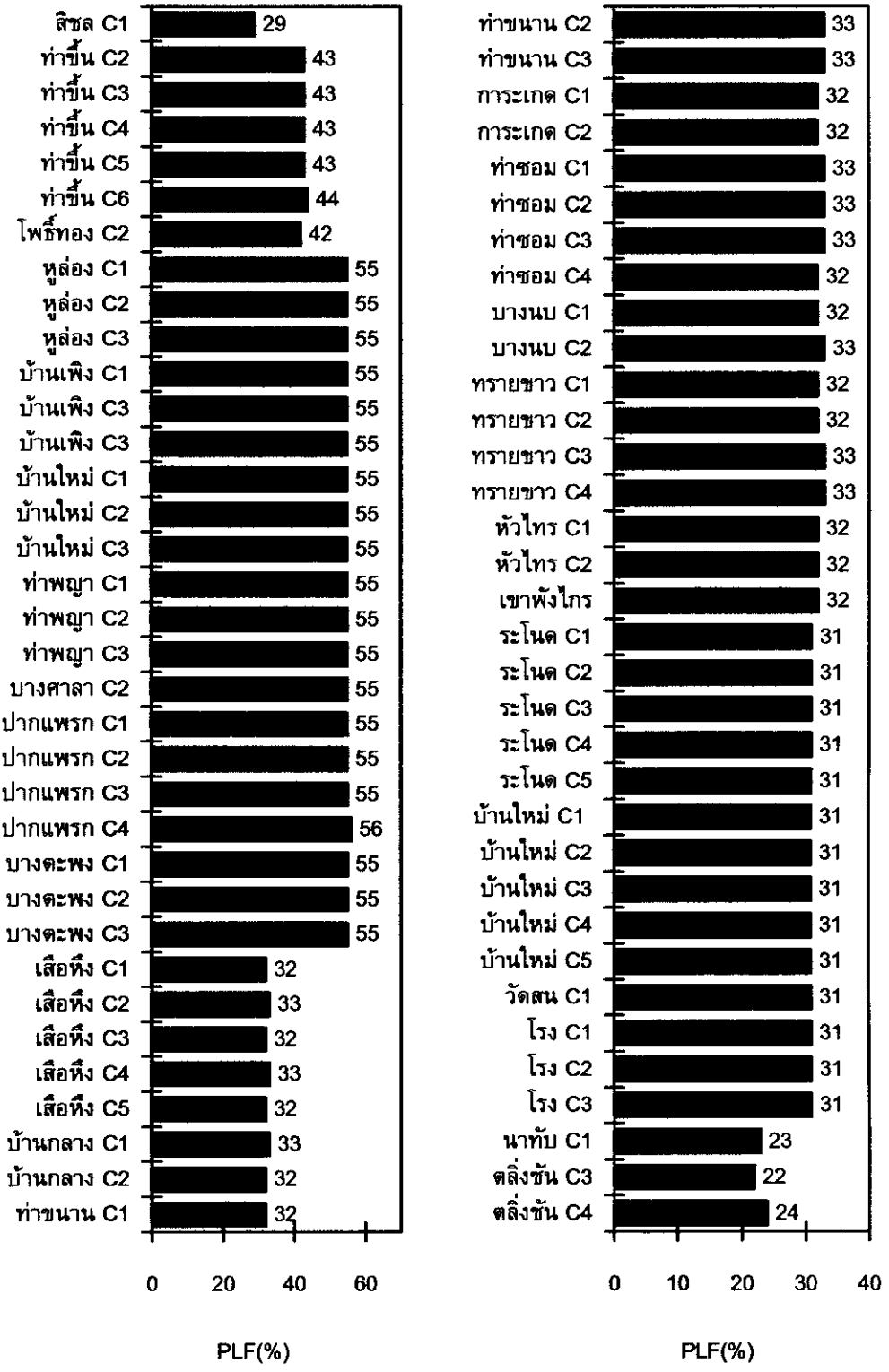
รูปที่ 4.422 การสูญเสียเนื่องจากเวกของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ที่ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 2.0 MW



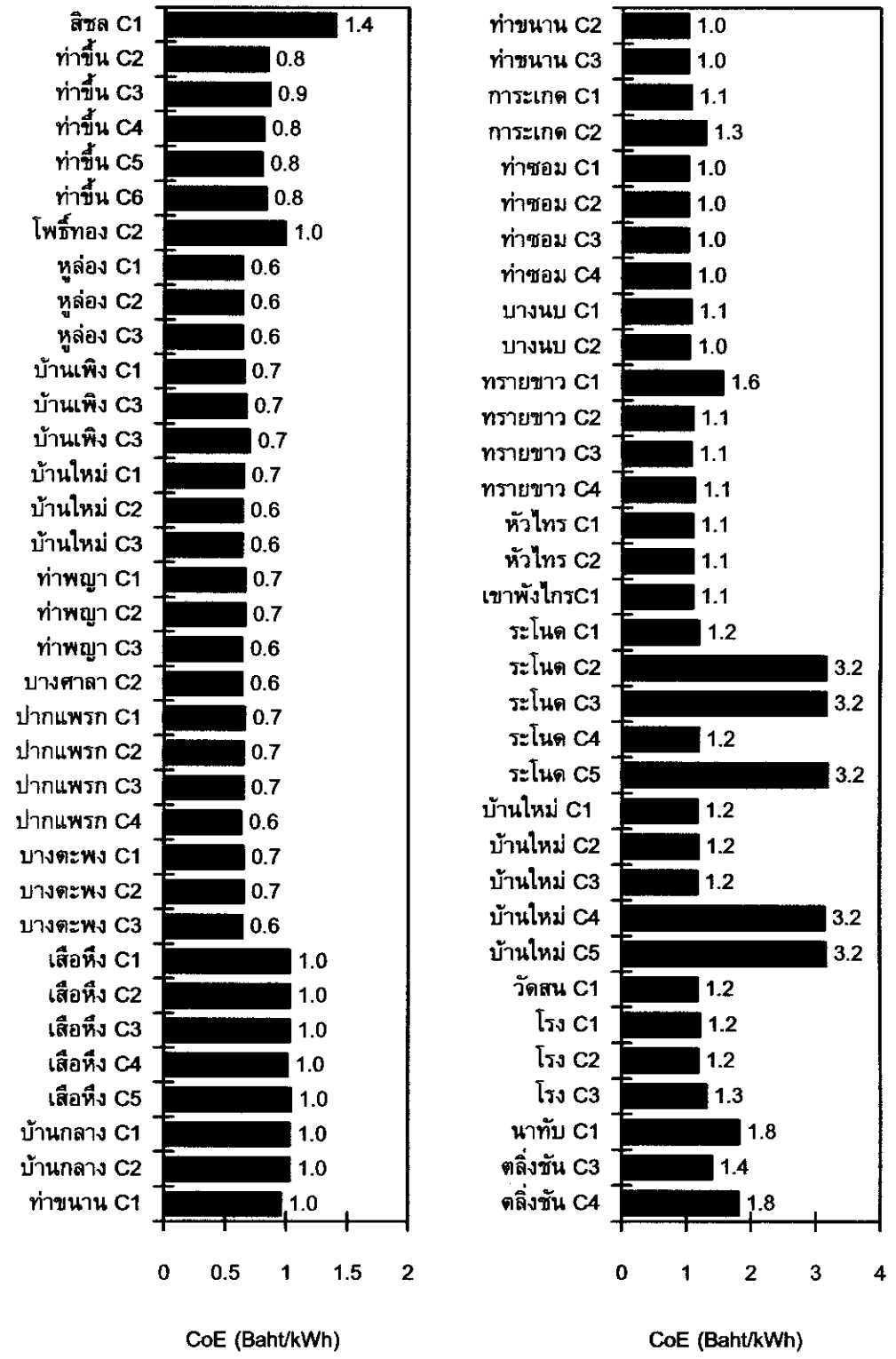
รูปที่ 4.423 Plant Load Factor ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW



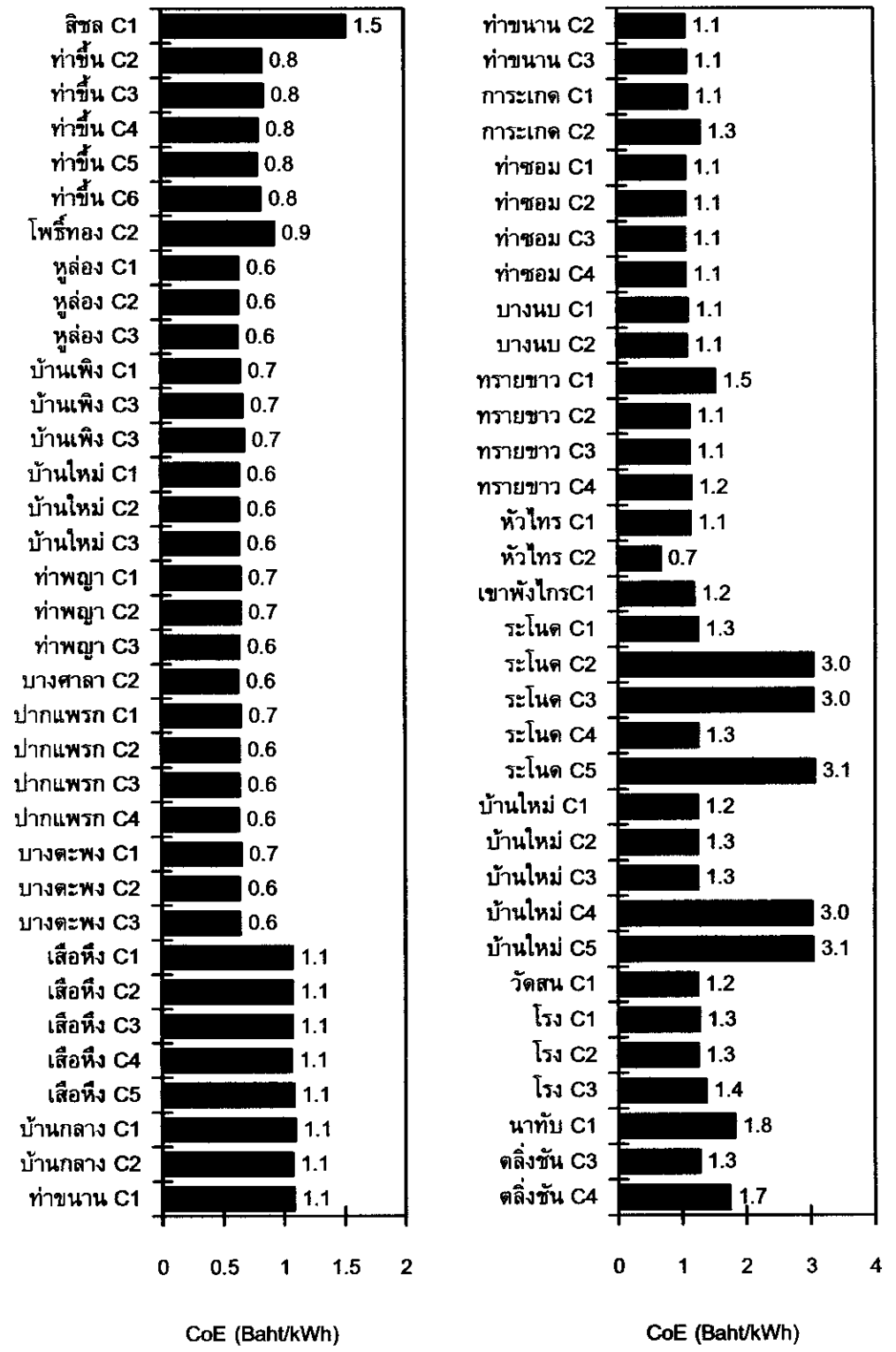
รูปที่ 4.424 Plant Load Factor ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW



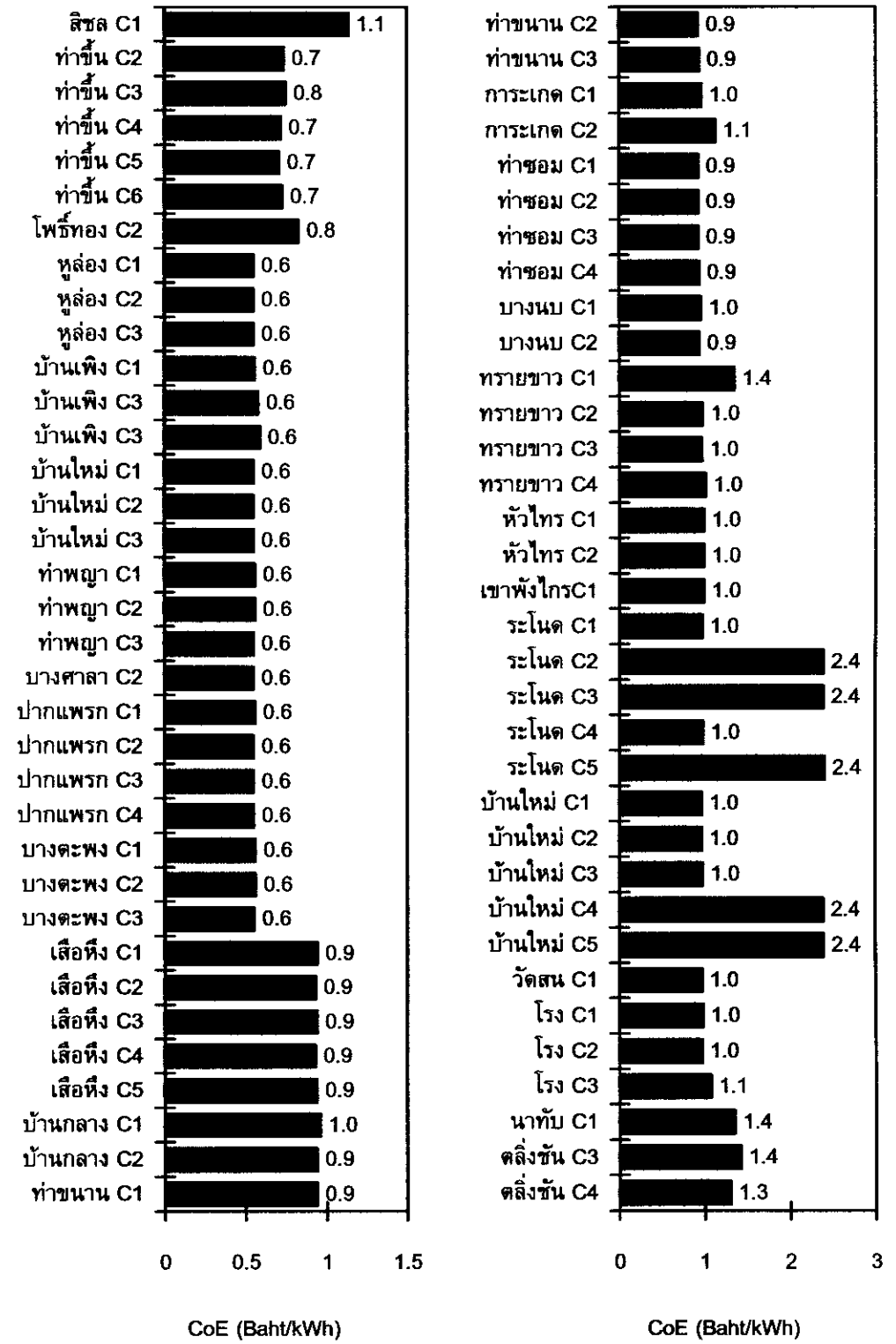
รูปที่ 4.425 Plant Load Factor ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW



รูปที่ 4.426 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW



รูปที่ 4.427 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW



รูปที่ 4.428 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW

4.17 การวิเคราะห์โครงการ (Project Analysis)

ผลการวิเคราะห์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมทั้ง 83 คลัสเตอร์ ถูกนำไปวิเคราะห์ดัชนีทางการเงินเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการไฟฟ้าพลังลม โดยอ้างอิงจากประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายเล็กมาก (VSPP) โดยทำการวิเคราะห์ดัชนีทางการเงิน BCR NPV FIRR และ PBP ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมทุกคลัสเตอร์และใช้หลักเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ดังนี้ BCR > 1 NPV > 0 FIRR > MLR+1% และ PBP < 20 ปี ผลการวิเคราะห์ดัชนีทางการเงินของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมของแต่ละคลัสเตอร์แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.8-4.10 โดยผลการวิจัยแสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ได้รับการพัฒนาบนพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยมีระยะเวลาคืนทุนอยู่ในช่วง 3-15 ขึ้นอยู่กับความเร็วลมและต้นทุนของโครงการ

ตารางที่ 4.8 ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย (กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW)

ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)	ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)
ขนอม	1	2.20	758	20.3	5	ปากแพรก	1	3.75	9,523	58.5	3
ขนอม	2	2.02	796	16.9	5	ปากแพรก	2	3.79	6,921	60.2	3
ขนอม	3	1.97	519	16.4	6	ปากแพรก	3	3.78	6,362	59.8	3
สิชล	1	1.84	598	14.5	6	ปากแพรก	4	3.88	2,754	63.1	3
ท่าขึ้น	1	2.81	4,495	32.2	4	บ้านเพิง	1	3.78	4,004	59.5	3
ท่าขึ้น	2	2.99	2,719	37.6	4	บ้านเพิง	2	3.73	2,403	57.0	3
ท่าขึ้น	3	2.94	3,848	36.2	4	บ้านเพิง	3	3.64	6,001	53.9	3
ท่าขึ้น	4	3.05	2,156	39.4	3	เสือหึง	1	2.39	3,441	25.2	4
ท่าขึ้น	5	3.10	1,608	40.6	3	เสือหึง	2	2.39	3,031	25.1	4
ท่าขึ้น	6	3.03	1,591	38.4	4	เสือหึง	3	2.38	3,408	24.9	4
ท่าขึ้น	7	2.97	2,831	37.6	4	เสือหึง	4	2.43	1,631	25.9	4
โพธิ์ทอง	1	2.82	7,064	32.7	4	เสือหึง	5	2.37	3,906	24.8	4
โพธิ์ทอง	2	2.67	5,952	32.1	4	บ้านกลาง	1	2.40	2,396	25.3	4
ท่าพญา	1	3.74	6,844	58.0	3	บ้านกลาง	2	2.39	2,654	25.2	4
ท่าพญา	2	3.74	6,577	58.0	3	ท่าขนาน	1	2.56	4,149	28.5	4
ท่าพญา	3	3.84	2,494	61.6	3	ท่าขนาน	2	2.41	2,286	25.6	4

ตารางที่ 4.8 ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย (กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW) (ต่อ)

ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)	ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)
ท่าขนาน	3	2.40	2,678	25.4	4	หัวไทร	1	2.31	6,784	23.2	5
การะเกด	1	2.34	4,909	23.9	5	หัวไทร	2	2.30	4,072	23.1	5
การะเกด	2	2.09	5,859	18.2	5	เขาพังไกร	1	2.31	4,088	23.1	5
ท่าชอม	1	2.41	2,675	25.5	4	ระโนด	1	2.06	607	18.9	5
ท่าชอม	2	2.40	2,271	25.5	4	ระโนด	2	1.27	139	10.2	7
ท่าชอม	3	2.42	2,026	25.8	4	ระโนด	3	1.26	261	11.3	7
ท่าชอม	4	2.38	4,705	24.9	4	ระโนด	4	2.09	624	19.4	5
บางตะพง	1	3.78	6,616	59.6	3	ระโนด	5	1.24	130	9.1	8
บางตะพง	2	3.78	5,301	59.6	3	โรง	1	2.03	590	18.4	5
บางตะพง	3	3.81	6,657	59.7	3	โรง	2	2.08	615	19.3	5
บางศาลา	1	3.77	7,920	59.5	3	โรง	3	1.96	1,070	16.5	6
บางศาลา	2	3.81	4,265	61.2	3	วัดสน	1	2.10	1,144	19.6	5
บ้านใหม่	1	3.77	7,384	59.7	3	บ้านใหม่	1	2.09	831	19.5	5
บ้านใหม่	2	3.81	5,316	61.0	3	บ้านใหม่	2	2.08	820	19.2	5
บ้านใหม่	3	3.81	5,327	61.0	3	บ้านใหม่	3	2.09	625	19.5	5
หูล่อง	1	3.81	6,653	61.1	3	บ้านใหม่	4	1.27	106	11.3	7
หูล่อง	2	3.81	6,392	61.2	3	บ้านใหม่	5	1.27	75	10.0	7
หูล่อง	3	3.82	7,990	61.3	3	ตลิ่งชัน	1	1.38	218	6.8	8
บางนบ	1	2.35	3,008	24.2	5	ตลิ่งชัน	2	1.38	328	6.8	8
บางนบ	2	2.39	1,880	24.9	4	ตลิ่งชัน	3	1.80	1,100	14.0	6
บ้านราม	1	1.99	4,983	16.3	6	ตลิ่งชัน	4	1.37	636	6.6	8
ทรายขาว	1	1.85	4,358	13.5	6	นาทับ	1	1.28	440	6.7	9
ทรายขาว	2	2.31	3,834	23.2	5	ทุ่งหวัง	1	1.37	613	6.7	8
ทรายขาว	3	2.35	2,374	23.9	5	ทุ่งหวัง	2	1.37	394	6.8	8
ทรายขาว	4	2.28	2,315	22.4	5	-	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.9 ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย (กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW)

ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)	ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)
ขนอม	1	2.22	947	20.8	5	การะเกด	2	2.04	7,019	17.5	5
ขนอม	2	2.05	1,027	17.5	5	ท่าชอม	1	2.30	3,136	23.4	5
ขนอม	3	2.03	650	17.6	5	ท่าชอม	2	2.30	2,588	23.4	5
สิชล	1	1.67	607	11.7	7	ท่าชอม	3	2.32	1,507	23.8	5
ท่าขึ้น	1	2.60	5,696	28.2	4	ท่าชอม	4	2.29	4,212	23.2	5
ท่าขึ้น	2	3.02	3,524	38.4	4	บางตะพง	1	3.80	7,201	60.6	3
ท่าขึ้น	3	3.00	3,532	37.6	4	บางตะพง	2	3.82	4,830	60.1	3
ท่าขึ้น	4	3.07	3,663	40.0	3	บางตะพง	3	3.84	8,040	62.1	3
ท่าขึ้น	5	3.11	2,419	41.1	3	บางศาลา	1	3.80	7,996	60.6	3
ท่าขึ้น	6	3.05	2,398	39.2	3	บางศาลา	2	3.87	2,451	63.0	3
ท่าขึ้น	7	3.14	2,452	41.7	3	บ้านใหม่	1	3.81	7,192	60.9	3
โพธิ์ทอง	1	2.90	6,336	34.7	4	บ้านใหม่	2	3.84	4,843	62.2	3
โพธิ์ทอง	2	2.81	7,279	32.2	4	บ้านใหม่	3	3.85	4,454	62.3	3
ท่าพญา	1	3.78	6,798	59.5	3	หูล่อง	1	3.84	6,446	62.1	3
ท่าพญา	2	3.78	6,386	59.4	3	หูล่อง	2	3.85	6,056	62.3	3
ท่าพญา	3	3.85	2,857	62.3	3	หูล่อง	3	3.86	6,903	62.9	3
ปากแพรก	1	3.81	8,077	60.5	3	บางนบ	1	2.25	2,536	22.3	5
ปากแพรก	2	3.84	5,680	61.9	3	บางนบ	2	2.29	1,309	23.1	5
ปากแพรก	3	3.82	6,034	61.1	3	บ้านราม	1	1.96	4,696	15.8	6
ปากแพรก	4	3.89	3,304	63.5	3	ทรายขาว	1	1.86	3,631	13.7	6
บ้านเพิง	1	3.81	4,438	60.6	3	ทรายขาว	2	2.20	7,518	21.2	5
บ้านเพิง	2	3.74	2,023	57.4	3	ทรายขาว	3	2.24	2,712	21.9	5
บ้านเพิง	3	3.69	5,550	55.7	3	ทรายขาว	4	2.20	2,141	21.0	5
เสือหึง	1	2.29	3,133	23.3	5	หัวไทร	1	2.20	7,366	21.3	5
เสือหึง	2	2.29	3,665	23.2	5	หัวไทร	2	3.74	5,986	57.5	3
เสือหึง	3	2.29	3,119	23.2	5	เขาพังไกร	1	2.12	4,590	19.8	5
เสือหึง	4	2.32	1,503	23.7	5	ระโนด	1	1.96	411	17.0	4
เสือหึง	5	2.27	3,621	22.9	5	ระโนด	2	1.29	113	13.3	6
บ้านกลาง	1	2.27	2,735	22.7	5	ระโนด	3	1.29	241	13.4	6
บ้านกลาง	2	2.30	2,226	23.4	5	ระโนด	4	1.96	413	17.0	5
ท่าขนาน	1	2.28	3,284	23.0	5	ระโนด	5	1.28	124	12.2	6
ท่าขนาน	2	2.32	1,696	23.8	5	โรง	1	1.94	403	16.7	6
ท่าขนาน	3	2.28	3,113	23.1	5	โรง	2	1.96	413	17.2	5
การะเกด	1	2.25	4,860	22.2	5	โรง	3	1.86	649	14.8	6

ตารางที่ 4.9 ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย (กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW) (ต่อ)

ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)	ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)
วัดสน	1	1.97	691	17.3	5	ตลิ่งชัน	3	1.97	1,567	17.0	5
บ้านใหม่	1	1.97	553	17.3	5	ตลิ่งชัน	4	1.42	485	7.6	8
บ้านใหม่	2	1.96	550	17.1	5	นาทับ	1	1.29	490	6.7	9
บ้านใหม่	3	1.96	413	17.1	5	ทุ่งหวัง	1	1.38	491	6.8	8
บ้านใหม่	4	1.39	92	14.4	7	ทุ่งหวัง	2	1.37	481	6.8	8
บ้านใหม่	5	1.39	66	14.3	7	-	-	-	-	-	-
ตลิ่งชัน	1	1.37	269	6.7	8	-	-	-	-	-	-
ตลิ่งชัน	2	1.37	482	6.7	8	-	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.10 ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย (กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW)

ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)	ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)
ขนอม	1	2.57	1,311	27.6	4	ปากแพรก	4	4.49	4,654	86.2	2
ขนอม	2	2.40	1,521	23.6	5	บ้านเพิง	1	4.43	3,946	83.1	2
ขนอม	3	2.38	869	23.7	5	บ้านเพิง	2	4.34	2,622	77.9	3
สิชล	1	2.25	1,249	21.7	5	บ้านเพิง	3	4.29	5,821	75.6	3
ท่าขึ้น	1	3.20	7,222	41.1	3	เสือหึง	1	2.61	4,288	29.8	4
ท่าขึ้น	2	3.39	4,640	47.7	3	เสือหึง	2	2.63	3,091	30.0	4
ท่าขึ้น	3	3.34	4,148	46.0	3	เสือหึง	3	2.60	4,269	29.6	4
ท่าขึ้น	4	3.43	1,862	49.5	3	เสือหึง	4	2.64	1,874	30.3	4
ท่าขึ้น	5	3.49	2,852	51.0	3	เสือหึง	5	2.61	3,664	29.7	4
ท่าขึ้น	6	3.41	2,828	48.3	3	บ้านกลาง	1	2.59	2,460	29.1	4
ท่าขึ้น	7	3.50	2,875	51.3	3	บ้านกลาง	2	2.62	3,387	29.9	4
โพธิ์ทอง	1	3.25	8,203	42.9	3	ท่าขนาน	1	2.61	3,680	29.7	4
โพธิ์ทอง	2	3.15	9,347	39.8	3	ท่าขนาน	2	2.63	2,487	30.2	4
ท่าพญา	1	4.38	9,078	80.9	2	ท่าขนาน	3	2.62	2,790	30.0	4
ท่าพญา	2	4.39	7,155	81.4	2	การะเกด	1	2.56	5,709	28.4	4
ท่าพญา	3	4.46	3,956	84.9	2	การะเกด	2	2.33	7,819	22.7	5
ปากแพรก	1	4.40	10,446	82.0	2	ท่าชอม	1	2.64	2,801	30.3	4
ปากแพรก	2	4.44	7,213	84.1	2	ท่าชอม	2	2.63	2,483	30.2	4
ปากแพรก	3	4.43	7,828	83.5	2	ท่าชอม	3	2.64	2,187	30.4	4

ตารางที่ 4.10 ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย (กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.0 MW) (ต่อ)

ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)	ตำบล	คลัสเตอร์	BCR	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	PBP (ปี)
ท่าชอม	4	2.60	5,474	29.6	4	ระโนด	2	1.38	400	7.4	9
บางตะพง	1	4.42	7,823	88.3	2	ระโนด	3	1.38	929	7.4	9
บางตะพง	2	4.43	6,533	84.3	2	ระโนด	4	2.51	579	27.6	4
บางตะพง	3	4.46	9,144	85.2	2	ระโนด	5	1.37	516	13.8	6
บางศาลา	1	4.42	7,828	83.8	2	โรง	1	2.50	575	27.4	4
บางศาลา	2	4.47	3,951	85.9	2	โรง	2	2.52	580	27.9	4
บ้านใหม่	1	4.43	7,813	83.7	2	โรง	3	2.38	837	24.2	5
บ้านใหม่	2	4.46	6,547	85.3	2	วัดสน	1	2.53	1,163	28.1	4
บ้านใหม่	3	4.46	5,899	85.1	2	บ้านใหม่	1	2.53	872	28.0	4
หูล่อง	1	4.46	7,211	85.5	2	บ้านใหม่	2	2.52	870	27.9	4
หูล่อง	2	4.48	5,278	86.2	2	บ้านใหม่	3	2.51	580	27.7	4
หูล่อง	3	4.47	9,182	85.7	2	บ้านใหม่	4	1.39	402	15.7	6
บางนบ	1	2.58	2,746	28.9	4	บ้านใหม่	5	1.38	265	15.6	6
บางนบ	2	2.64	1,904	30.2	4	ตลิ่งชัน	1	1.83	642	14.7	6
บ้านราม	1	2.24	4,900	20.7	5	ตลิ่งชัน	2	1.81	781	14.2	6
ทรายขาว	1	2.10	4,942	17.6	5	ตลิ่งชัน	3	1.77	1,346	13.4	6
ทรายขาว	2	2.52	8,261	27.4	4	ตลิ่งชัน	4	1.90	1,036	15.9	6
ทรายขาว	3	2.57	2,450	28.5	4	นาทับ	1	1.76	1,162	15.0	6
ทรายขาว	4	2.52	2,413	27.0	4	ทุ่งหวัง	2	1.85	1,310	15.0	6
หัวไทร	1	2.52	8,291	27.5	4	ทุ่งหวัง	2	1.85	1,303	15.1	6
หัวไทร	2	2.53	4,159	27.6	4	-	-	-	-	-	-
เขาพังไกร	1	2.52	5,335	27.5	4	-	-	-	-	-	-
ระโนด	1	2.51	578	27.7	4	-	-	-	-	-	-

4.18 การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าพลังลม (CO_2 Emission Avoidance by Wind Power)

จากการอ้างอิงสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ถึงแม้ว่าประเทศไทยจะเป็นประเทศในกลุ่ม Non-Annex I ตามพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) ซึ่งเป็นประเทศที่ไม่มีพันธกรณีในการลด อย่างไรก็ตามการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดหรือพลังงานสีเขียว (Green Power) โดยเฉพาะอย่างยิ่งจากพลังงานลมสามารถจัดทำโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ที่ได้รับการรับรองจาก UNFCCC Executive Board ซึ่งสามารถลดการปลดปล่อย

ก๊าซเรือนกระจก โดยสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับประเทศ Annex I (ประเทศพัฒนาแล้ว) ผ่านแนวทางระยะเวลา 7 ปี และสามารถต่ออายุได้ไม่เกิน 2 ครั้ง รวมเป็น 21 ปี โดยตลาดซื้อขายคาร์บอนเครดิต (CERs) แบ่งออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ Annex I Government, Carbon Fund และ Carbon Broker โดยโครงการกลไกพัฒนาที่สะอาดสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมในรูปแบบของ VSPP อาจจะดำเนินการอยู่ในรูปของ Unilateral CDM (Non-Annex I) โดยการลงทุนโครงการขนาดเล็กเองและนำ CERs ไปขายกลุ่ม Annex I ซึ่งปัจจุบันประเทศไทยปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นอันดับที่ 31 ของโลกและเป็นอันดับ 4 ของอาเซียน โดยมีการปลดปล่อยในอัตรา 0.75% ของโลก (World Resource Institute 2000) ซึ่งปริมาณ CERs ที่ได้จากโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดสามารถขายได้ในตลาดทั้ง 2 ประเภท ได้แก่ Regulated Market และ Voluntary Market โดยราคาซื้อขาย CERs จากข้อมูล World Bank ในปัจจุบันจากข้อมูลปี 2008 พบว่ามีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 20 US$/$tCO_2e$ และมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอีกตามสถานการณ์การปลดปล่อยปริมาณก๊าซเรือนกระจกและตามพิธีสารเกียวโต

ผลการวิจัยพบว่าโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1.0 MW รวมกันทั้งสิ้น 1,321 MW สามารถลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ 2,332,115 tCO_2e/yr และสำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW รวมกันทั้งสิ้น 1,354.5 MW สามารถลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ 2,364,995 tCO_2e/yr และสำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 2.0 MW รวมกันทั้งสิ้น 1,294 MW สามารถลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ 2,590,890 tCO_2e/yr โดยมีรายละเอียดสำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละคลัสเตอร์แสดงดังรูปที่ 4.429-4.431

4.19 มลพิษทางเสียงเนื่องจากการทำงานของกังหันลมขนาด 0.25 MW (Noise Emission Generated by 0.25 MW WTG)

จากผลการศึกษาโดยทดลองวัดระดับความดันของเสียง สามารถสร้างแผนที่เส้นชั้นของระดับความดันของเสียงขณะที่กังหันลมกำลังทำงานแสดงดังรูปที่ 4.432-4.434 ตามลำดับ และขณะกังหันลมหยุดทำงาน ดังรูปที่ 4.435 และสร้างแผนที่การกระจายเชิงผิวของระดับความดันของเสียงขณะที่กังหันลมทำงานแสดงดังรูปที่ 4.436-4.438 ตามลำดับ และขณะกังหันลมหยุดทำงาน ดังรูปที่ 4.439

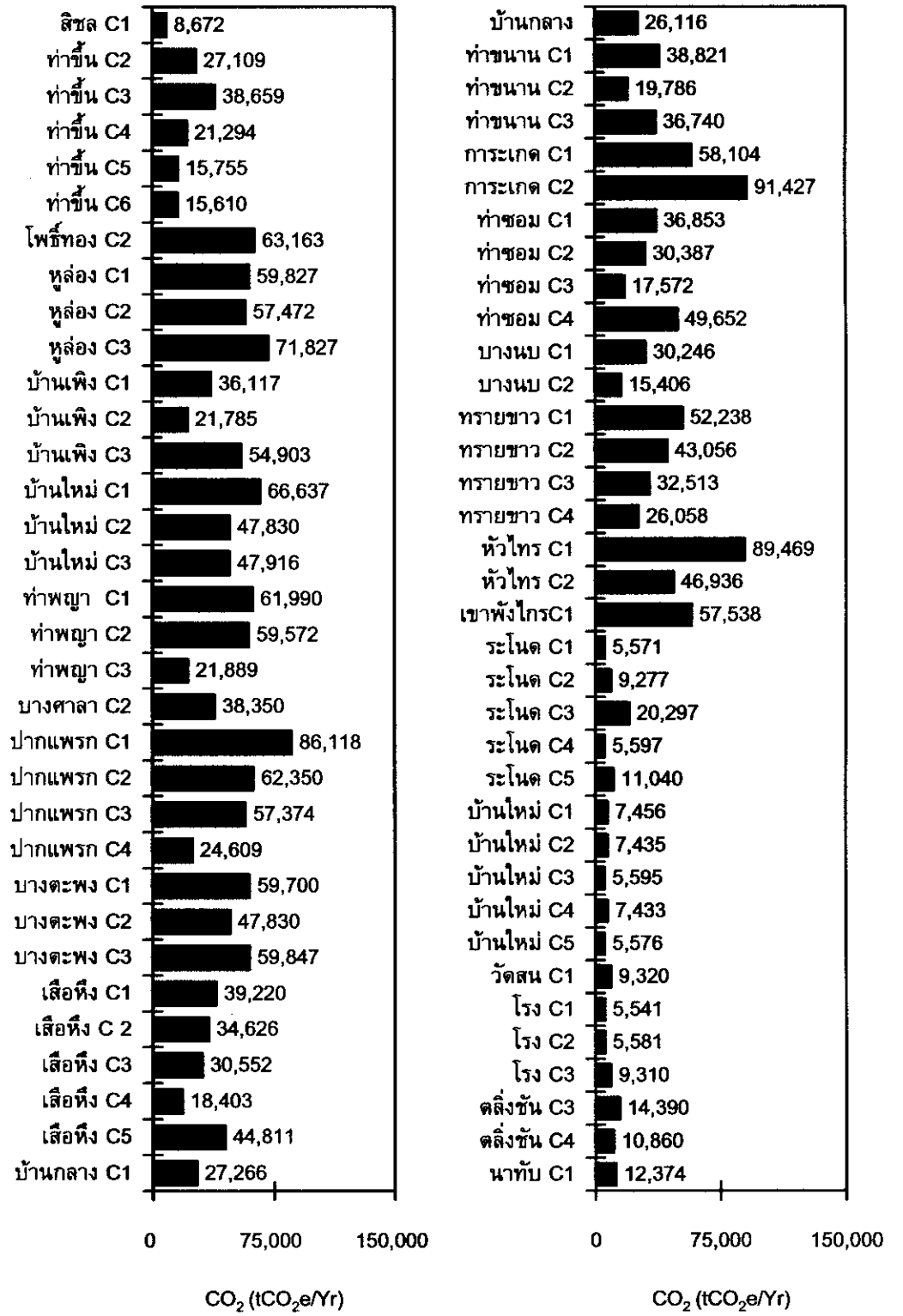
จากรูปที่ 4.440-4.442 จะสังเกตเห็นได้ว่าระดับความดันของเสียงต่อเนื่องสมดุล (Leq) ทั้ง 3 วันมีค่าอยู่ในช่วง 50-55 dBA โดยทำการศึกษาตั้งแต่เวลา 8.00-20.00 น. และพบว่าระดับความดัน

ของเสียงต่อเนื่องสมดุลมีการลดลงเมื่อระยะห่างจากตัวกังหันเพิ่มขึ้น แต่บางทิศทางอาจมีค่าเพิ่มขึ้นเนื่องจากเสียงรบกวนภายนอกแสดงดังรูปที่ 4.443-4.445

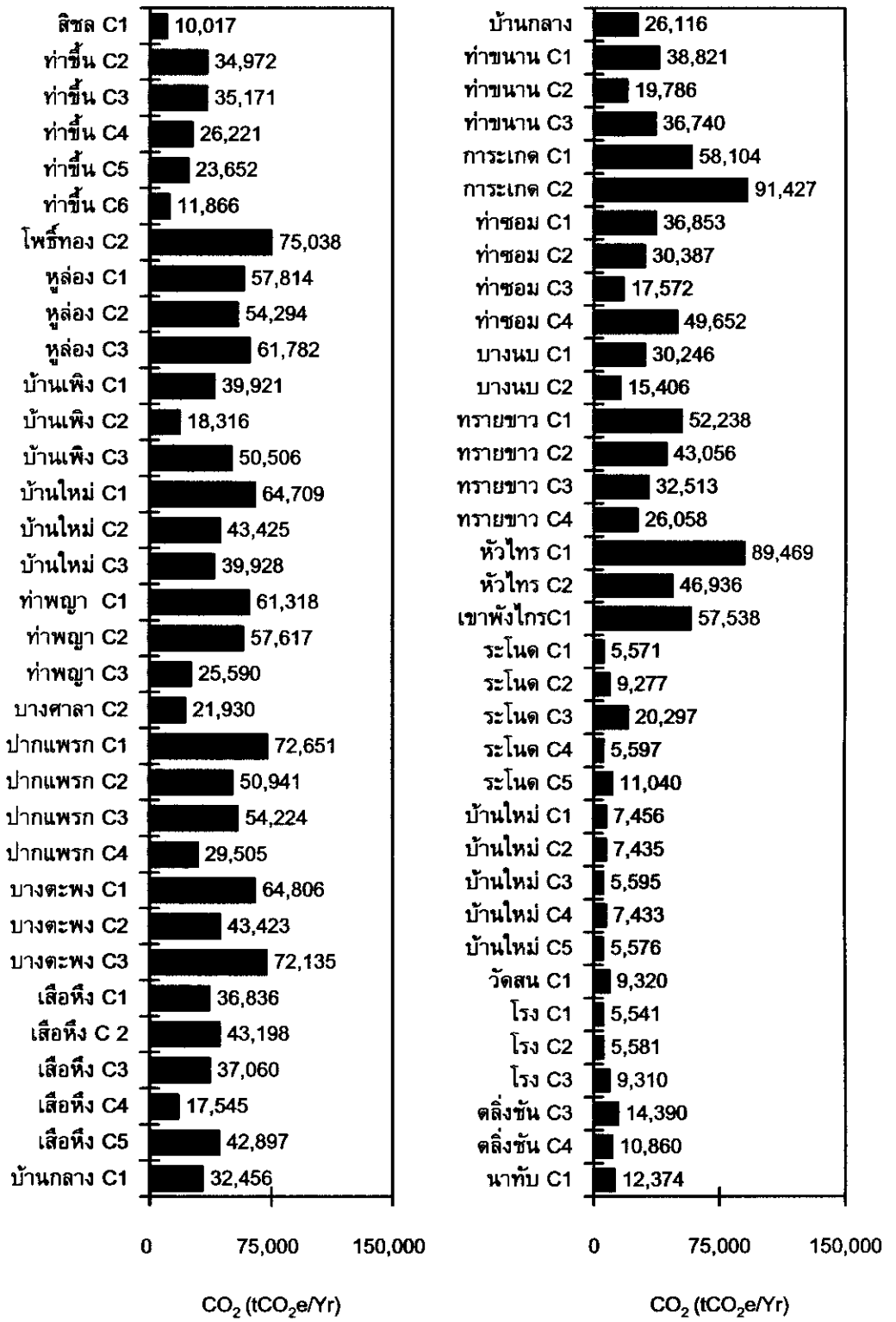
รูปที่ 4.446 แสดงค่า SPL ภายในหอคอยของกังหันลม ที่ระดับความสูง 12 m 24 m และ 36 m โดยพบว่า SPL มีค่าเท่ากับ 73 dB(A) 81 dB(A) และ 84 dB(A) ตามลำดับ ในขณะกังหันลมทำงาน ส่วนในกรณีที่กังหันลมหยุดทำงาน SPL มีค่าเท่ากับ 66 dB(A) 73 dB(A) และ 77 dB(A) ตามลำดับ ภายในห้องเครื่อง SPL มีค่าเท่ากับ 91 dB(A) และ 78 dB(A) ขณะกังหันลมทำงานและหยุดทำงาน ตามลำดับ

เมื่อนำระดับของ SPL มาสร้างกราฟความสัมพันธ์กับอัตราเร็วลม จะพบว่าเมื่ออัตราเร็วลมมีค่าเพิ่มสูงขึ้น SPL มีค่าเพิ่มสูงขึ้นตามโดยมีความสัมพันธ์เป็นแบบลักษณะเชิงเส้นแสดงดังรูปที่ 4.447

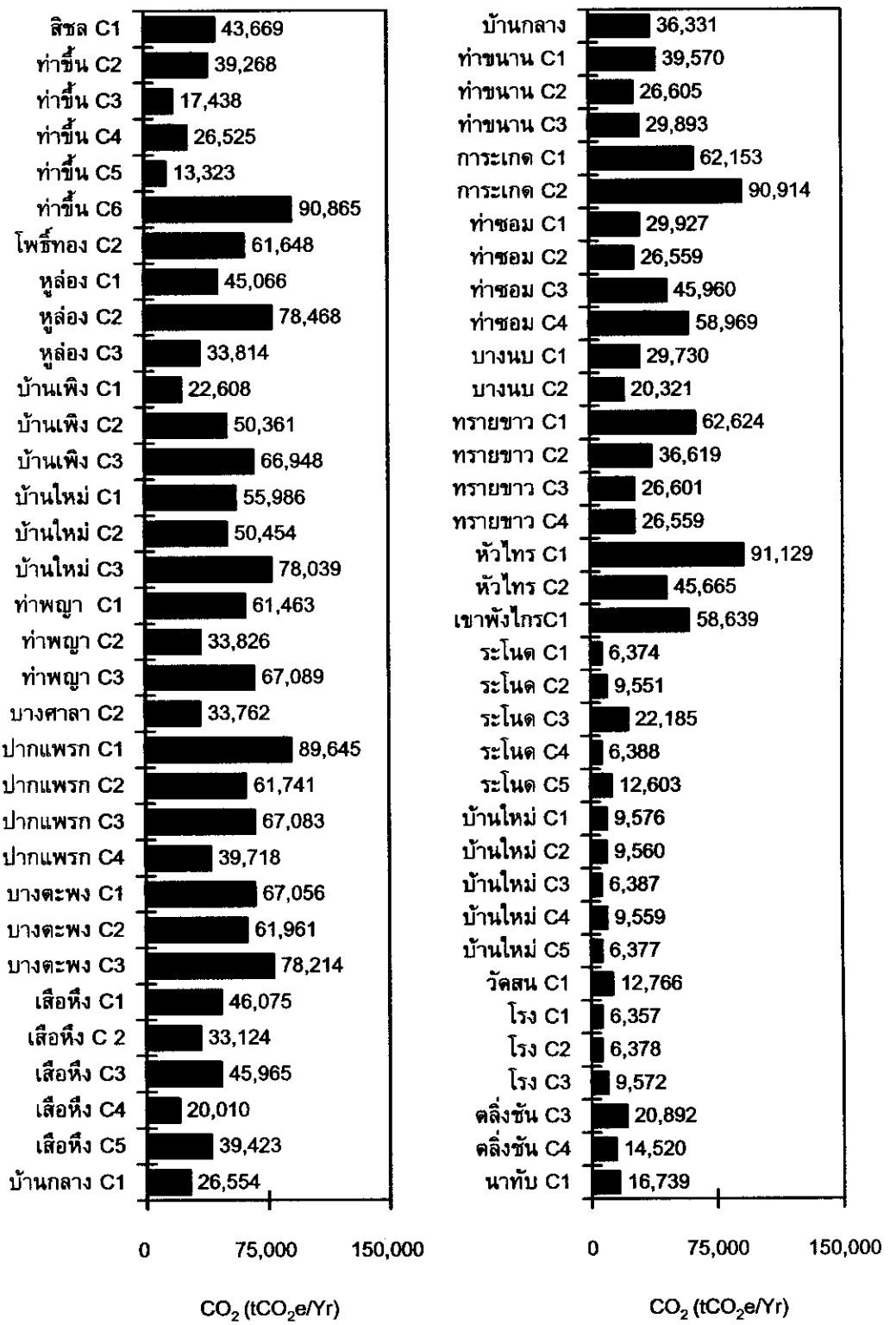
จากผลการศึกษาทางด้านมลพิษทางเสียงพบว่าการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 0.25 MW ไม่ส่งผลรบกวนต่อประชาชนที่อยู่อาศัยโดยรอบกังหัน และเนื่องจากในบริเวณโดยรอบกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีแหล่งกำเนิดเสียงจากเครื่องสูบน้ำดีเซลที่มีเสียงดังรบกวนมากกว่า ประกอบกับประชาชนในบริเวณโดยรอบดังกล่าวมีความเคยชินกับเสียงดังรบกวนเนื่องจากแหล่งกำเนิดอื่น ดังนั้นจึงไม่มีปัญหาทางด้านมลพิษทางเสียงเนื่องจากการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างใด



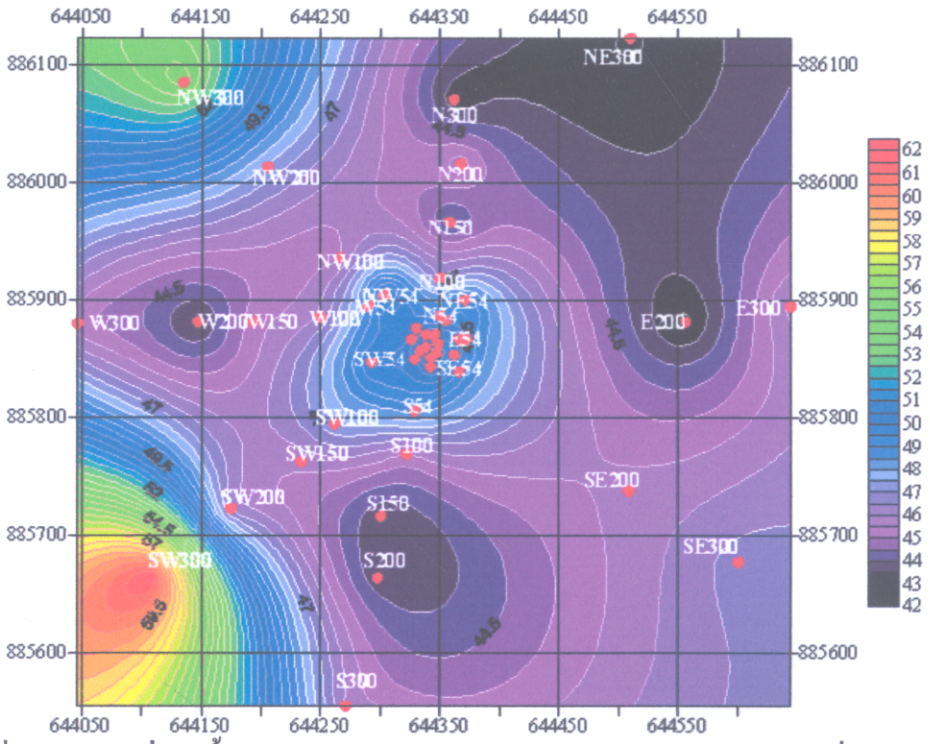
รูปที่ 4.429 ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดการปลดปล่อยจากการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW



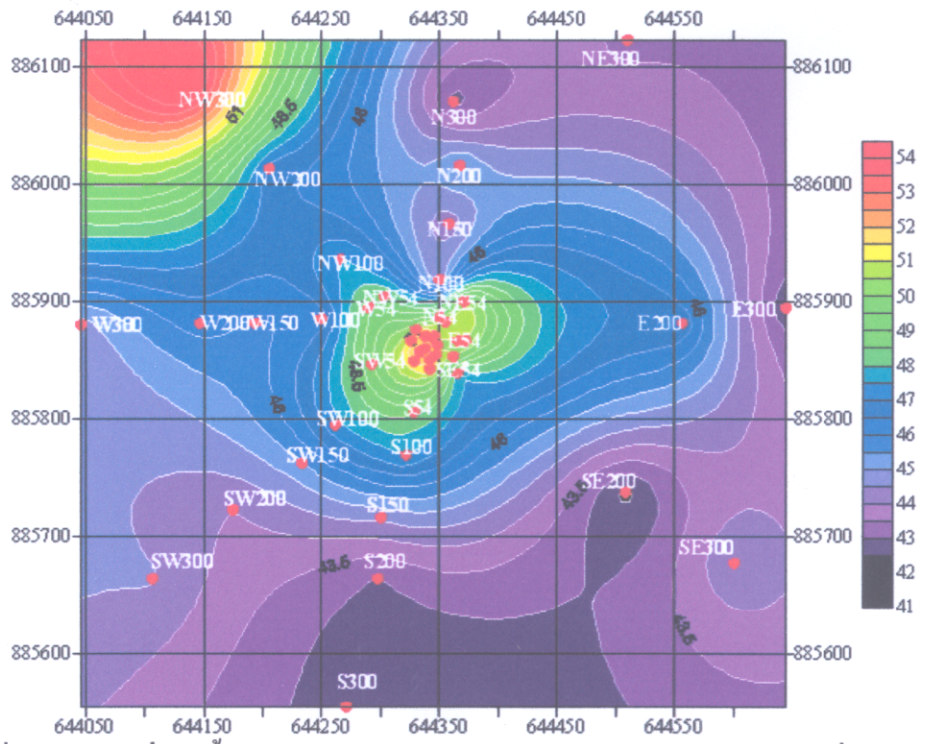
รูปที่ 4.430 ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดการปลดปล่อยจากการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW



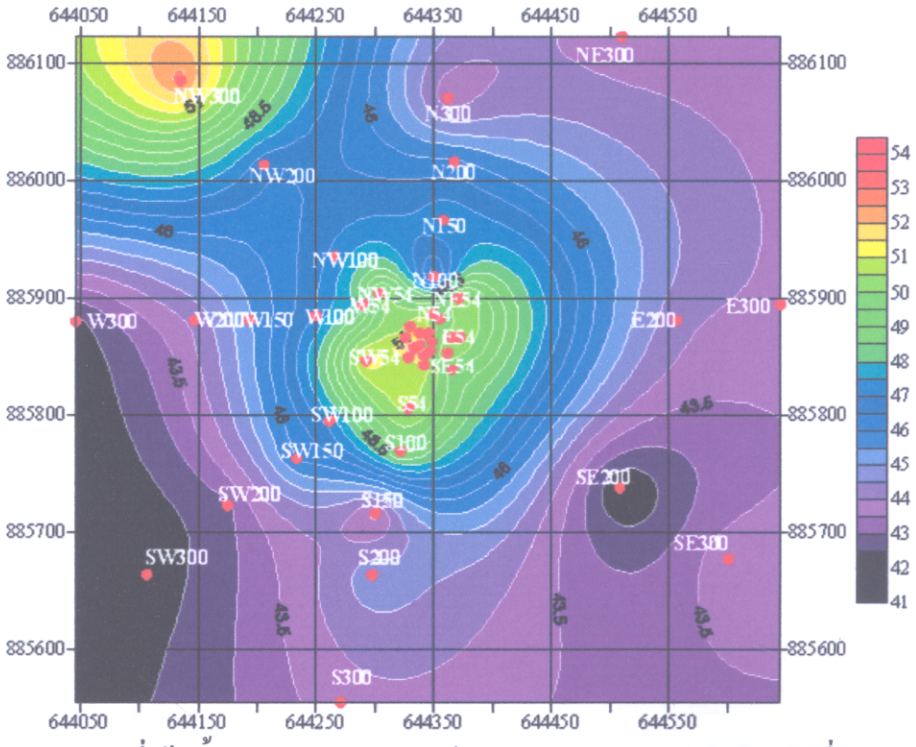
รูปที่ 4.431 ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดการปลดปล่อยจากการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW



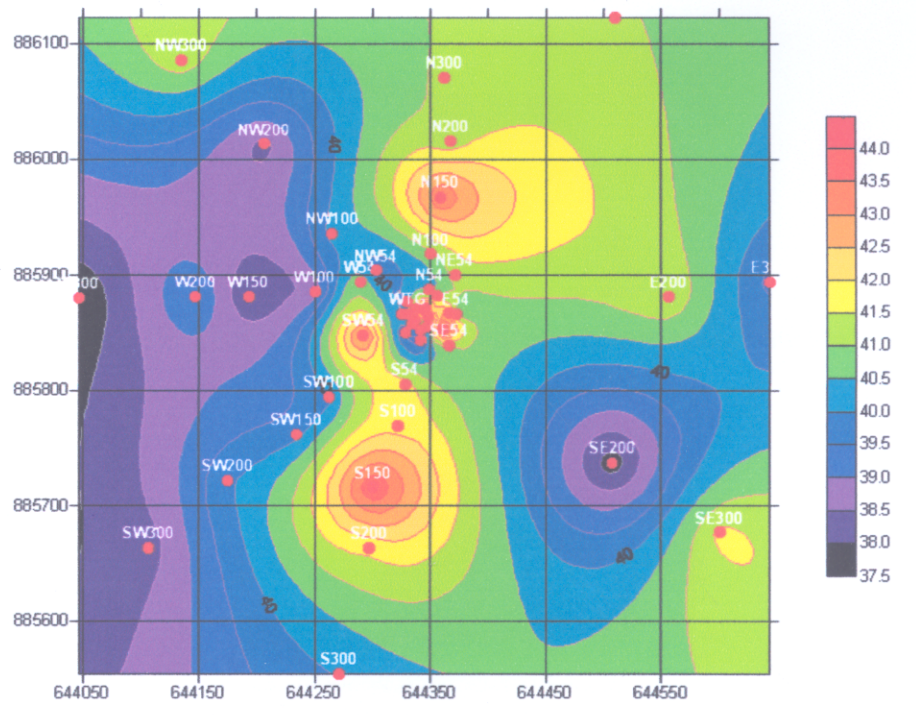
รูปที่ 4.432 แผนที่เส้นชั้นระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 21 ธ.ค. 51



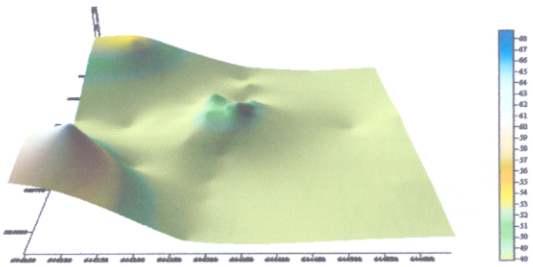
รูปที่ 4.433 แผนที่เส้นชั้นระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 22 ธ.ค. 51



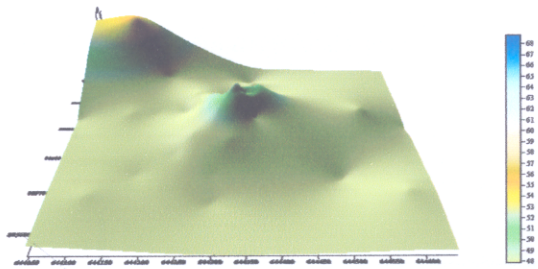
รูปที่ 4.434 แผนที่เส้นชั้นระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 23 ธ.ค. 51



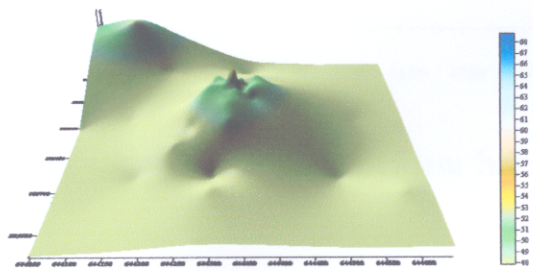
รูปที่ 4.435 แผนที่เส้นชั้นระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมหยุดทำงาน วันที่ 22 ม.ค. 52



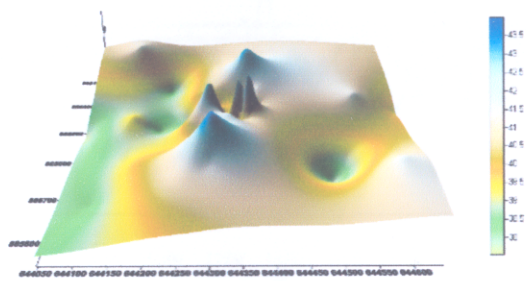
รูปที่ 4.436 การกระจายเชิงพื้นผิวของระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 21 ธ.ค. 51



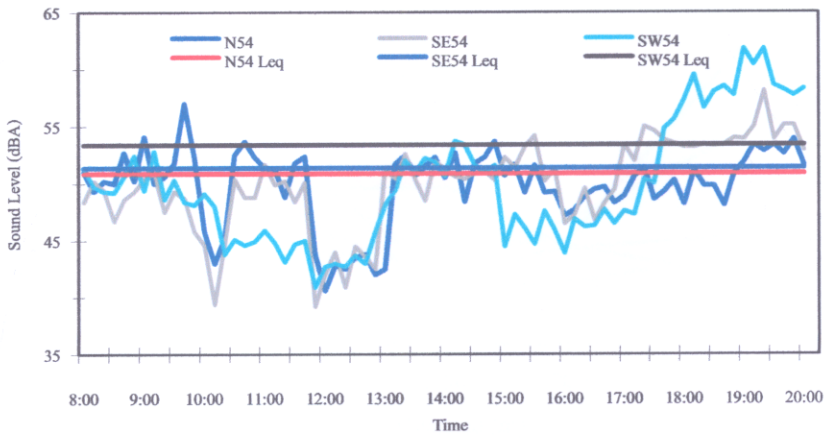
รูปที่ 4.437 การกระจายเชิงพื้นผิวของระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 22 ธ.ค. 51



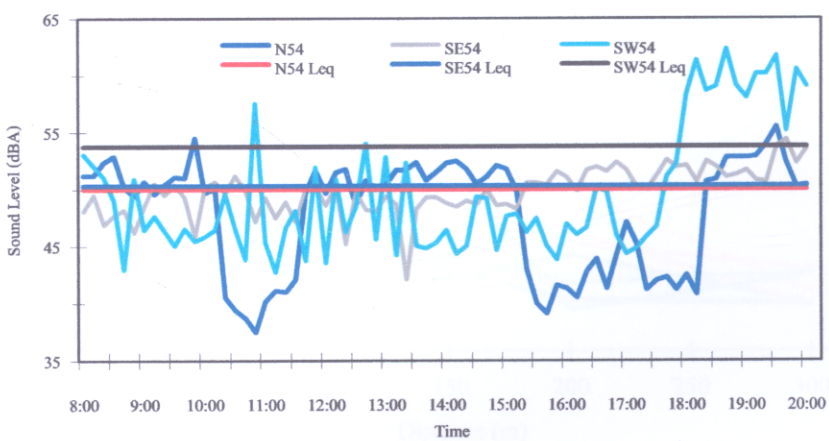
รูปที่ 4.438 การกระจายเชิงพื้นผิวของระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมกำลังทำงาน วันที่ 23 ธ.ค. 51



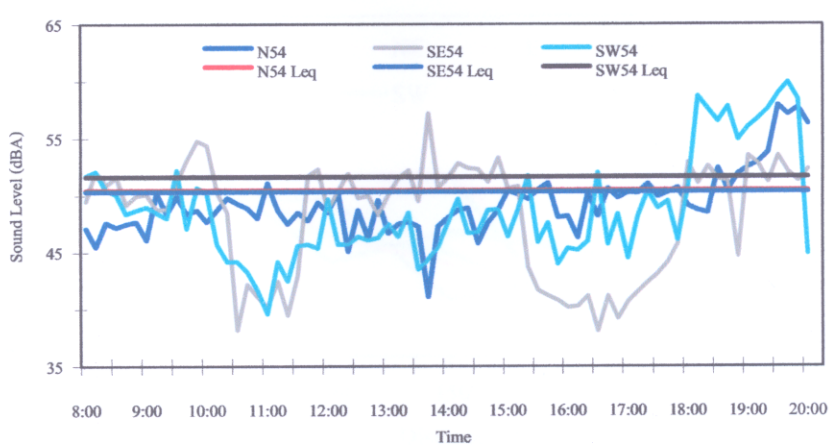
รูปที่ 4.439 การกระจายเชิงพื้นผิวของระดับความดันของเสียงขณะกังหันลมหยุดทำงาน วันที่ 22 ม.ค. 52



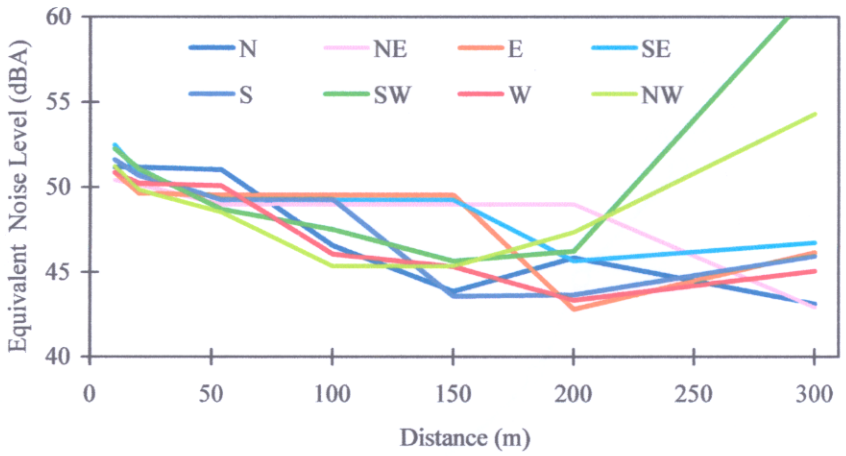
รูปที่ 4.440 SPL และ Leq ของกังหันลมขณะทำงาน วันที่ 21 ธ.ค. 51



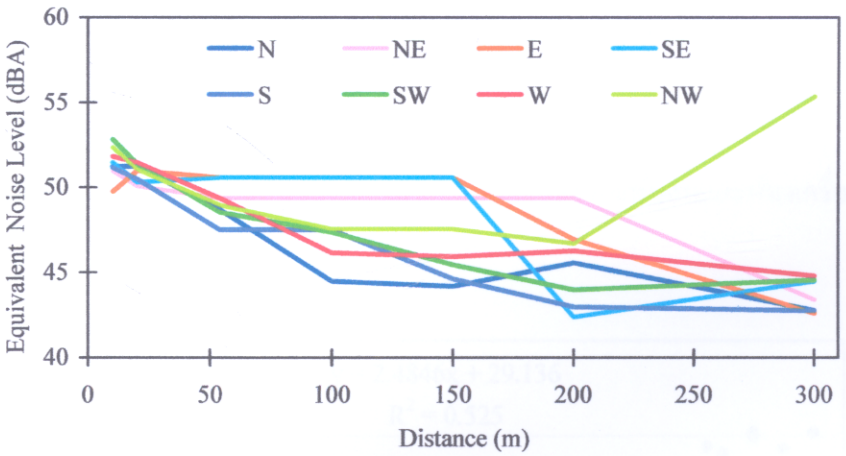
รูปที่ 4.441 SPL และ Leq ของกังหันลมขณะทำงาน วันที่ 22 ธ.ค. 51



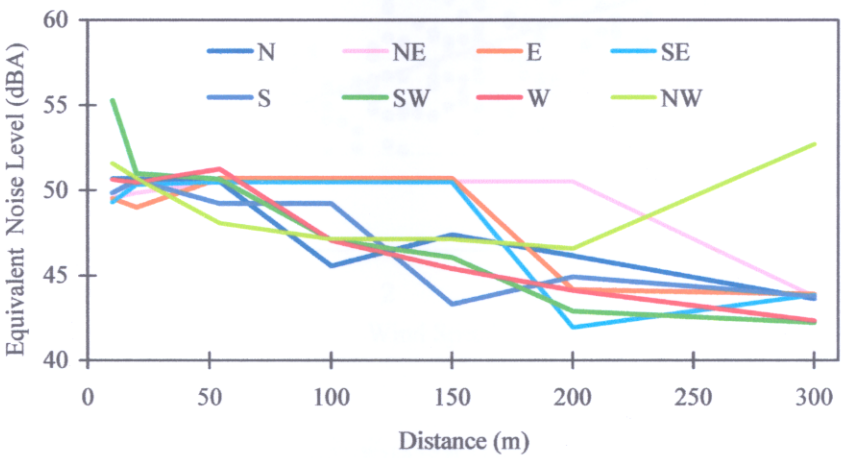
รูปที่ 4.442 SPL และ Leq ของกังหันลมขณะทำงาน วันที่ 23 ธ.ค. 51



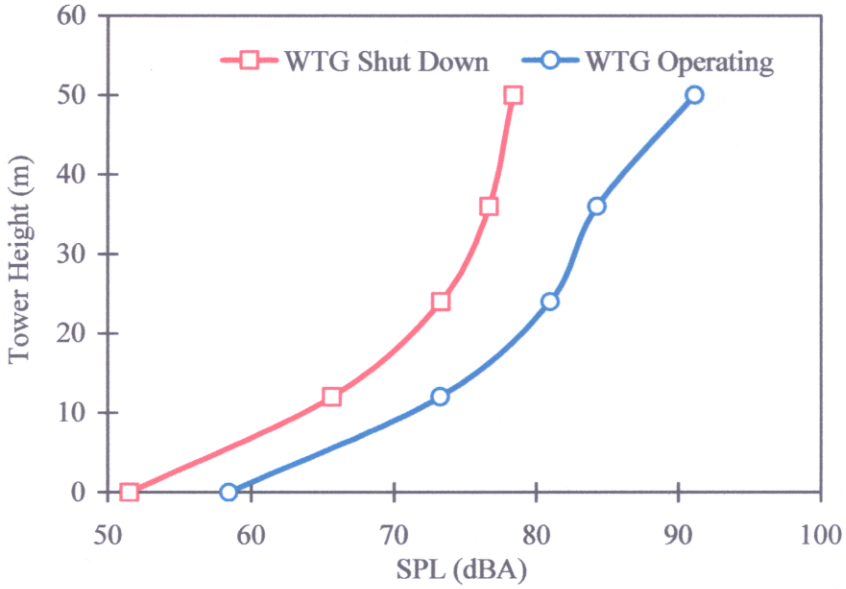
รูปที่ 4.443 Leq ของกังหันลม ที่ระยะ 0-300 m (21 ธ.ค. 51)



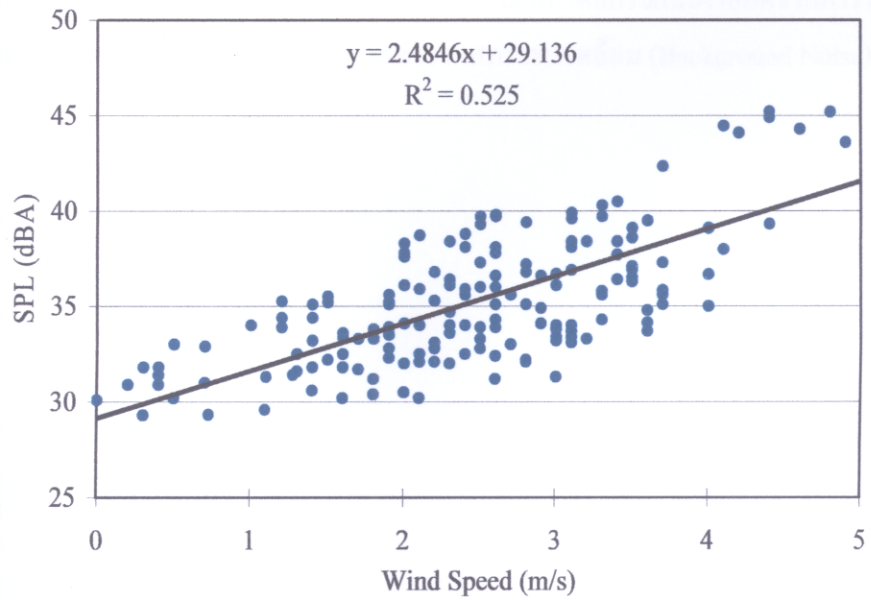
รูปที่ 4.444 Leq ของกังหันลม ที่ระยะ 0-300 m (22 ธ.ค. 51)



รูปที่ 4.445 Leq ของกังหันลม ที่ระยะ 0-300 m (23 ธ.ค. 51)



รูปที่ 4.446 ระดับความดันของเสียงภายในหอคอยของกังหันลมและห้องเครื่อง



รูปที่ 4.447 ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราเร็วลมและ SPL

4.20 ทัศนคติของประชาชนที่อาศัยอยู่รอบกังหันลมในรัศมี 2 km (Public Attitude of People Living 0.25 MW WTG 2 km Vicinity)

จากการสำรวจถึงผลกระทบทางด้านต่างๆ ของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 0.25 MW ที่บริเวณ อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช โดยการประเมินจากกลุ่มตัวอย่างจำนวน 351 คน ที่อาศัยอยู่ในบริเวณรอบๆ กังหันลม รัศมี 2 km พบว่าการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าไม่ส่งผลกระทบทางกายภาพ ทางเสียง และสุขภาพ ระบบนิเวศและสิ่งแวดล้อมรอบๆ กังหันลมไม่มีการเปลี่ยนแปลง นอกจากนั้นยังมีการจ้างงานให้กับคนในพื้นที่และเป็นการส่งเสริมการท่องเที่ยวอีกด้วย โดยมีผลการศึกษาแสดงดังตารางที่ 4.11

จากการสำรวจทัศนคติของสาธารณชนที่อาศัยอยู่ในบริเวณรอบๆ กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 0.25 MW ในรัศมี 2 km โดยประเมินจากกลุ่มตัวอย่างจำนวน 351 คน สรุปได้ว่า การติดตั้งและการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดดังกล่าวไม่มีผลกระทบต่อการได้ยินและการมองเห็น และประชาชนที่อาศัยอยู่โดยรอบกังหันลมมีทัศนคติในทางบวกเนื่องจากการจ้างงานที่เพิ่มขึ้นและการส่งเสริมการท่องเที่ยวภายในพื้นที่ สุดท้ายนี้เนื่องจากประชาชนที่อยู่โดยรอบกังหันลมมีประสบการณ์กับเสียงรบกวนซึ่งส่วนใหญ่เกิดจากปั๊มสูบน้ำเครื่องยนต์ดีเซลของฟาร์มกุ้งที่อยู่รอบๆ กังหันลมผลิตไฟฟ้า ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่ามลพิษทางเสียงจากการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีค่าน้อยกว่าแหล่งกำเนิดใกล้เคียงมากกว่ามาก โดยกรณีเสียงที่เกิดจากการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีค่าสูงกว่าค่าเสียงพื้นหลังจากสภาวะแวดล้อม (Background Noise) ไม่มาก

ตารางที่ 4.11 ผลการสำรวจทัศนคติของประชาชนที่อาศัยรอบๆ กังหันลมในรัศมี 2 km

ประเภทของผลกระทบจากการติดตั้งกังหันลม	จำนวน	ร้อยละ
1. ผลกระทบทางกายภาพ		
1.1 กังหันลมทำลายหรือบดบังทัศนียภาพ		
ทำลาย	1	0.3
ไม่ทำลาย	350	99.7
1.2 กังหันลมส่งผลกระทบต่อสายตาหรือรบกวนประสาทตา		
รบกวน	2	0.6
ไม่รบกวน	349	99.4
1.3 เงาจากการทำงานของกังหันลมรบกวนประสาทตา		
รบกวน	6	1.7
ไม่รบกวน	345	98.3
2. ผลกระทบทางเสียง		
2.1 การได้ยินเสียงจากการทำงานของกังหันลม		
ได้ยิน	50	14.2
ไม่ได้ยิน	301	85.8
2.2 การทำงานของกังหันลมรบกวนประสาทหู		
ไม่ได้ยิน	3	6.0
ได้ยินแต่ไม่รบกวน	43	86.0
ไม่รบกวนมาก	4	8.0
ค่อนข้างรบกวน	0	0.0
รบกวน/รำคาญมาก	0	0.0
2.3 เสียงที่ไม่ได้ยินส่งผลกระทบต่อสัตว์เลี้ยง		
ส่งผลกระทบ	10	2.8
ไม่ส่งผลกระทบ	341	97.2
3. ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม		
3.1 การติดตั้งกังหันลมส่งผลกระทบต่อสภาพดิน		
ส่งผลกระทบ	8	2.3
ไม่ส่งผลกระทบ	343	97.7

ตารางที่ 4.11 ผลการสำรวจทัศนคติของประชาชนที่อาศัยรอบๆ กังหันลมในรัศมี 2 km (ต่อ)

3.2 การติดตั้งกังหันลมส่งผลกระทบต่อน้ำใต้ดินหรือน้ำบาดาล		
ส่งผลกระทบ	9	2.6
ไม่ส่งผลกระทบ	342	97.4
4. ผลกระทบด้านความหลากหลายทางชีวภาพ		
4.1 การทำงานของกังหันลมทำให้นกหรือค้างคาวเสียชีวิต		
มีนกหรือค้างคาวตาย	10	2.8
ไม่ปรากฏผลกระทบดังกล่าว	341	97.2
4.2 การติดตั้งกังหันลมส่งผลเสียต่อพืชหรือสิ่งมีชีวิตโดยรอบ		
ส่งผลเสีย	10	2.8
ไม่ส่งผลกระทบ	341	97.2
5. ผลกระทบทางด้านสุขอนามัยและความปลอดภัย		
5.1 จำนวนผู้เจ็บป่วยจากการทำงานของกังหันลมหรือการสั่นของกังหัน	0	0.0
5.2 จำนวนผู้เจ็บป่วยจากการได้ยินเสียงของกังหันลม	0	0.0
5.3 โอกาสที่กังหันลมจะเกิดการระเบิดเนื่องจากเกิดฟ้าผ่า		
มีโอกาส	92	26.2
ไม่มีเนื่องจากมีการติดตั้งสายล่อฟ้า	259	73.8
5.4 ท่านกลัวว่าพายุจะทำให้กังหันลมพังและส่งผลเสียหายต่อบ้านเรือน		
กลัว	58	16.5
ไม่กลัว	293	83.5
6. ผลกระทบทางเศรษฐกิจและสังคม		
6.1 การติดตั้งกังหันก่อให้เกิดการจ้างงานในพื้นที่		
เกิดการจ้างงาน	78	22.2
ไม่เกิดการจ้างงาน	273	77.8
6.2 การติดตั้งกังหันลมส่งเสริมการท่องเที่ยว		
ส่งเสริม	265	75.5
ไม่ส่งเสริม	86	24.5
6.3 การติดตั้งกังหันลมทำให้เศรษฐกิจในพื้นที่ดีขึ้น		
ดีขึ้น	133	37.9
ไม่มีผล	218	62.1

4.21 การตรวจสอบความถูกต้องของเทคนิคการประมาณค่านอกช่วง (Verification of Extrapolation Technique)

เนื่องจากโครงการวิจัยนี้ได้ดำเนินการตรวจวัดความเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m และทำการประมาณค่านอกช่วง (Extrapolation) ความเร็วลมไปยังระดับความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุนที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m และนำค่าความเร็วลมที่ระดับความสูงดังกล่าวไปสร้างแผนที่ลมในระดับสเกลจุลภาค (Microscale Wind Atlas) และพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนพื้นฐานของแผนที่ลมดังกล่าว ดังนั้นเพื่อเพิ่มความเชื่อมั่นของผลการศึกษาวิจัยของโครงการฯ จึงได้ทำการตรวจสอบความถูกต้องของเทคนิคการประมาณค่านอกช่วง โดยในการตรวจสอบความถูกต้องของเทคนิคนี้ได้พิจารณาการเปรียบเทียบข้อมูลความเร็วลมเฉพาะจุด (Spot Check) โดยได้ดำเนินการตรวจสอบข้อมูลลมจากแหล่งข้อมูลความเร็วลมเฉพาะจุดจากการวัดจริงบริเวณบนนัคเซลของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 0.25 MW (ความสูงของเซนเซอร์ประมาณ 50 m) ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) บริเวณอำเภอหัวไทร

ผลของการเปรียบเทียบข้อมูลความเร็วลมของโครงการฯ จากการประมาณค่านอกช่วงโดยอาศัยข้อมูลลมจากการวัดในปี พ.ศ. 2551 กับข้อมูลความเร็วลมจากเซนเซอร์ของระบบควบคุมของกังหันลมขนาด 0.25 MW ซึ่งได้ทำการติดตั้ง ณ บ้านทะเลปัง อ.หัวไทร ของจังหวัดนครศรีธรรมราช โดยได้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าและบันทึกข้อมูลมาเป็นระยะเวลาประมาณ 1 ปีกว่า (เมษายน พ.ศ. 2551-กรกฎาคม 2552) ดังนั้นจากพื้นฐานของข้อมูลดังกล่าวจะมีผลการเปรียบเทียบความเร็วลมที่ระดับความสูง 50 m แสดงดังรูปที่ 4.448 โดยพบว่าค่าความเร็วลมจากการประมาณค่านอกช่วงและจากการวัดมีค่าแตกต่างกันไม่มาก โดยมีค่า %RMSE เท่ากับ 5.5% ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเทคนิคการประมาณค่านอกช่วงไปยังความสูงที่สูงขึ้นไปโดยใช้ค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมของแต่ละสถานีรายเดือนมีประสิทธิภาพเพียงพอสำหรับการวิเคราะห์ศักยภาพของพลังงานลม

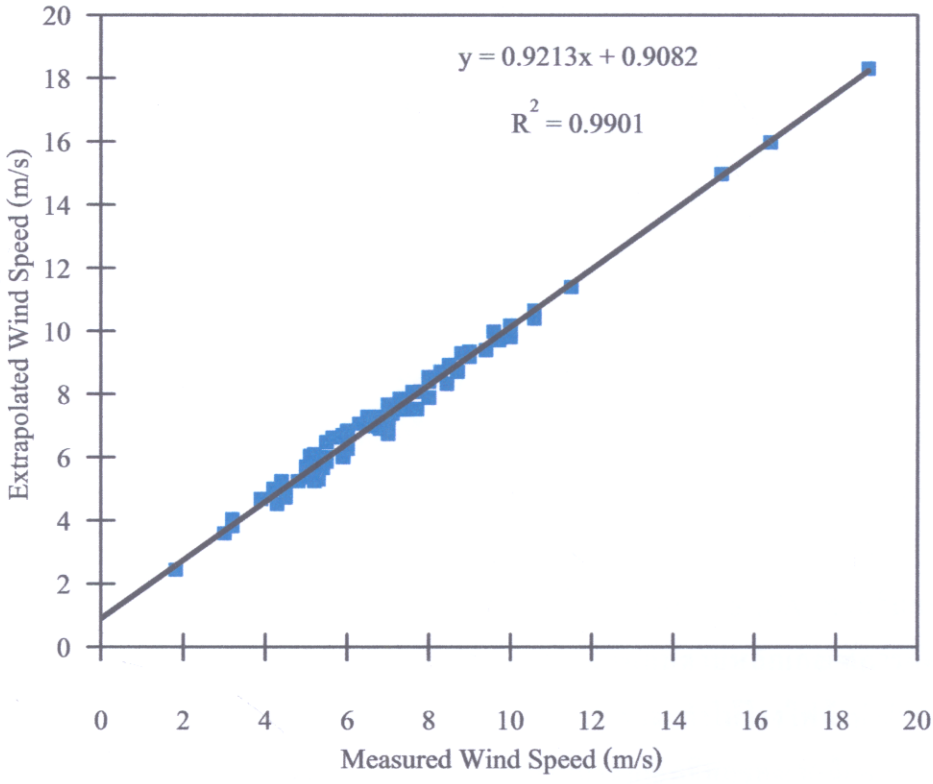
4.22 จำนวนครัวเรือนที่สามารถใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

บริเวณพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้โดยเฉพาะตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจะมีบ้านเรือน ชุมชนและเขตเทศบาลตั้งอยู่อย่างกระจัดกระจาย โดยมีหัวเมืองใหญ่ที่ใช้พลังงานไฟฟ้ามากอยู่ที่ อำเภอเมือง ของจังหวัดสุราษฎร์ธานี จังหวัดนครศรีธรรมราชและจังหวัดสงขลา และมีปริมาณภาระไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่อำเภอหาดใหญ่ของจังหวัดสงขลาซึ่งเป็นหัวเมืองหลักของภาคใต้ อย่างไรก็ตามจากการที่โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมส่วนใหญ่สามารถติดตั้งได้ในบริเวณพื้นที่ของอำเภอท่าศาลา ปากพนัง เชียรใหญ่ หัวไทร ของจังหวัดนครศรีธรรมราช และอำเภอระโนดกับอำเภอจะนะของจังหวัดสงขลา ประกอบด้วยภาระไฟฟ้าส่วนใหญ่ในพื้นที่บริเวณดังกล่าวจะเป็น

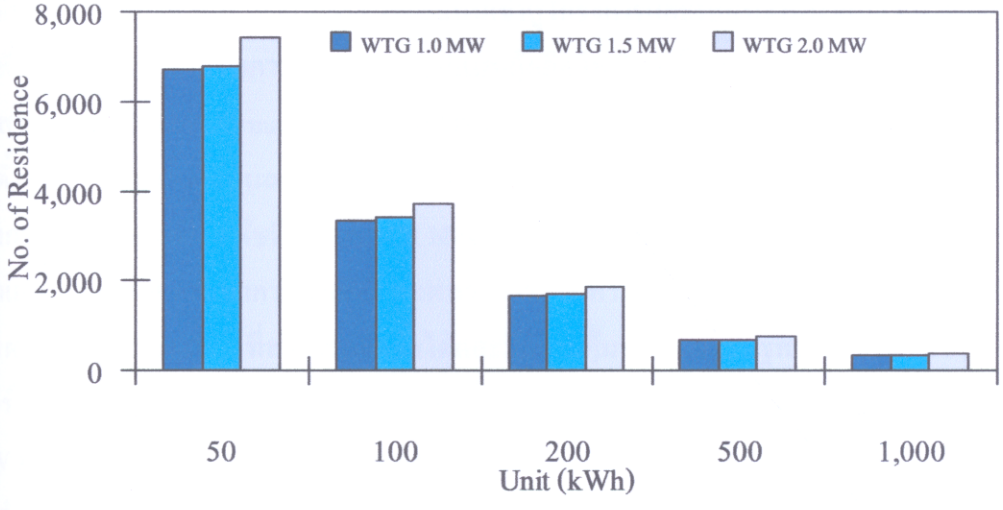
บ้านเรือนอาศัยขนาดเล็กถึงขนาดกลางโดยมีจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ใช้แต่ละเดือนอยู่ในช่วง 50-100 หน่วย ดังนั้นโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและป้อนให้กับบ้านเรือนขนาดเล็กและขนาดกลางได้ประมาณ 7,000 และ 3,500 หลังคาเรือน ตามลำดับ แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.449 ซึ่งเป็นการเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าในพื้นที่ทางภาคใต้ เนื่องจากในปัจจุบันภาคใต้มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 1,500 MW โดยมีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ดังนี้

- โรงไฟฟ้าขนอมซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนจากก๊าซธรรมชาติมีกำลังการผลิตติดตั้ง 745 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา มีกำลังการผลิตติดตั้ง 245 MW แต่เดินเครื่องเต็มกำลังเฉพาะช่วงภาระไฟสูงสุด (Peak)
- โรงไฟฟ้ากระบี่ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนจากน้ำมันเตามีกำลังการผลิต 300 MW
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนบางลางมีกำลังการผลิตติดตั้ง 70 MW
- โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงดีเซล จ.สุราษฎร์ธานี มีกำลังการผลิตติดตั้ง 50 MW
- รับซื้อไฟฟ้ากระแสตรงมาจากประเทศมาเลเซียอีก 300 MW
- ส่วนกลางส่งกำลังไฟฟ้ามาให้ผ่านระบบเครือข่ายสายส่ง 230 kV อีกประมาณ 350 MW

เมื่อเร็วๆ นี้เองที่โรงไฟฟ้าจะนะซึ่งเป็นโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซมีกำลังการผลิตติดตั้ง 700 MW ได้เปิดเดินเครื่องอย่างเป็นทางการ ทำให้ความมั่นคงทางด้านพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ทางภาคใต้มีความมั่นคงมากยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตามเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมซึ่งเป็นพลังงานสะอาดไม่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่บรรยากาศเป็นการช่วยลดปัญหาโลกร้อนซึ่งถึงแม้ว่าจะมี PLF อยู่ในช่วง 20-40% และมีการเปลี่ยนแปลง (Variation) สูงเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าแบบ Convenctional ที่มีกำลังการผลิตขนาดใหญ่และมี PLF สูง อย่างไรก็ตามการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยจะสามารถช่วยเพิ่มความมั่นคงให้กับระบบพลังงานไฟฟ้าของภาคใต้ตอนกลางให้มีความมั่นคงสูงมากยิ่งขึ้นได้ซึ่งจะส่งผลดีต่อผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าและสามารถช่วยเพิ่มความมั่นคงให้กับระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศได้อีกด้วย



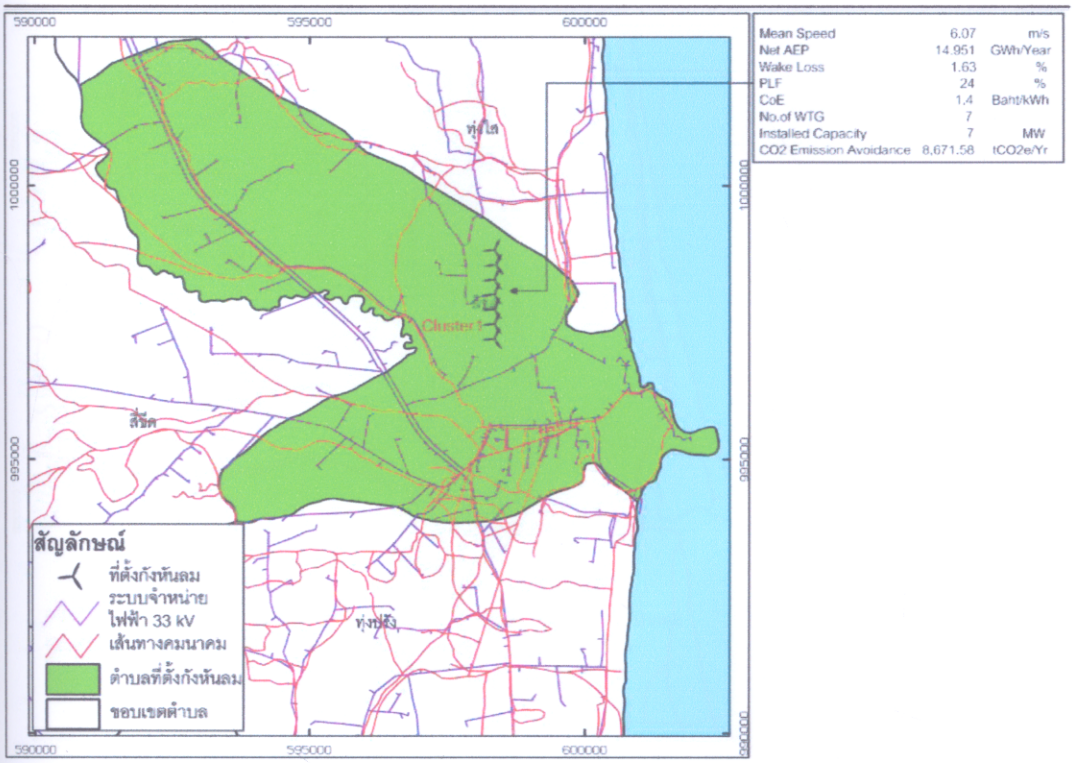
รูปที่ 4.448 ผลการเปรียบเทียบข้อมูลความเร็วลมของโครงการฯ กับข้อมูลลมที่วัดจริง (พพ.) ที่ระดับความสูง 50 m (ระยะห่างประมาณ 300 m)



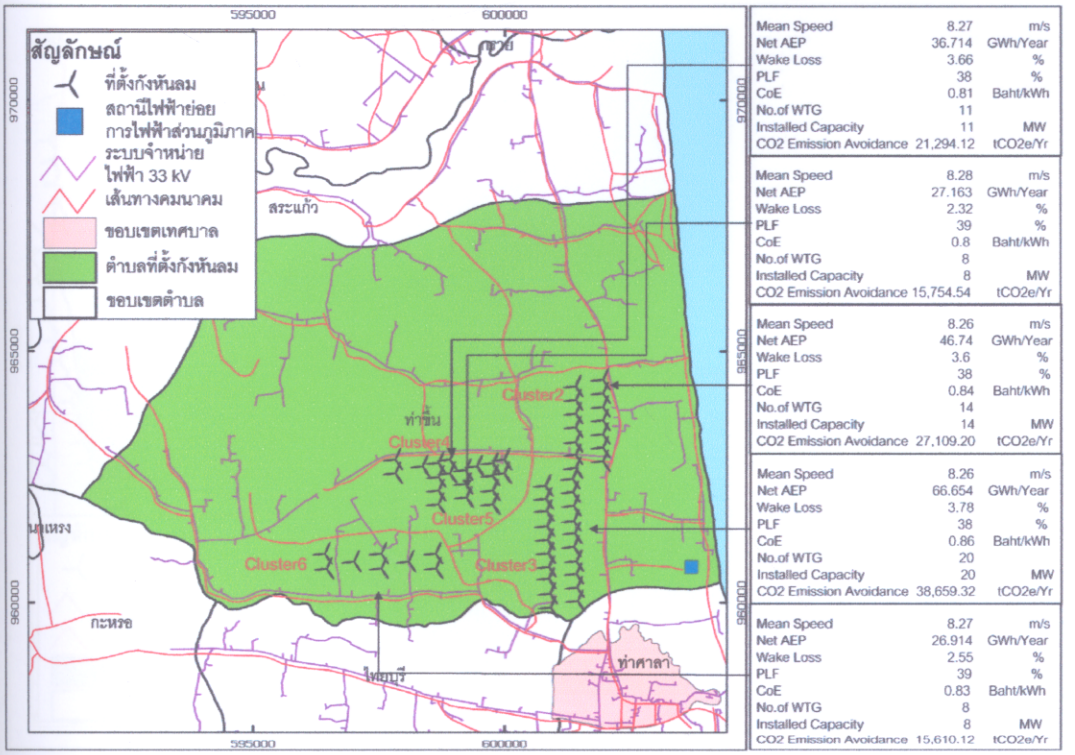
รูปที่ 4.449 จำนวนครัวเรือนที่โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าป้อนให้ใช้งาน

4.23 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม (Wnd Farm Siting)

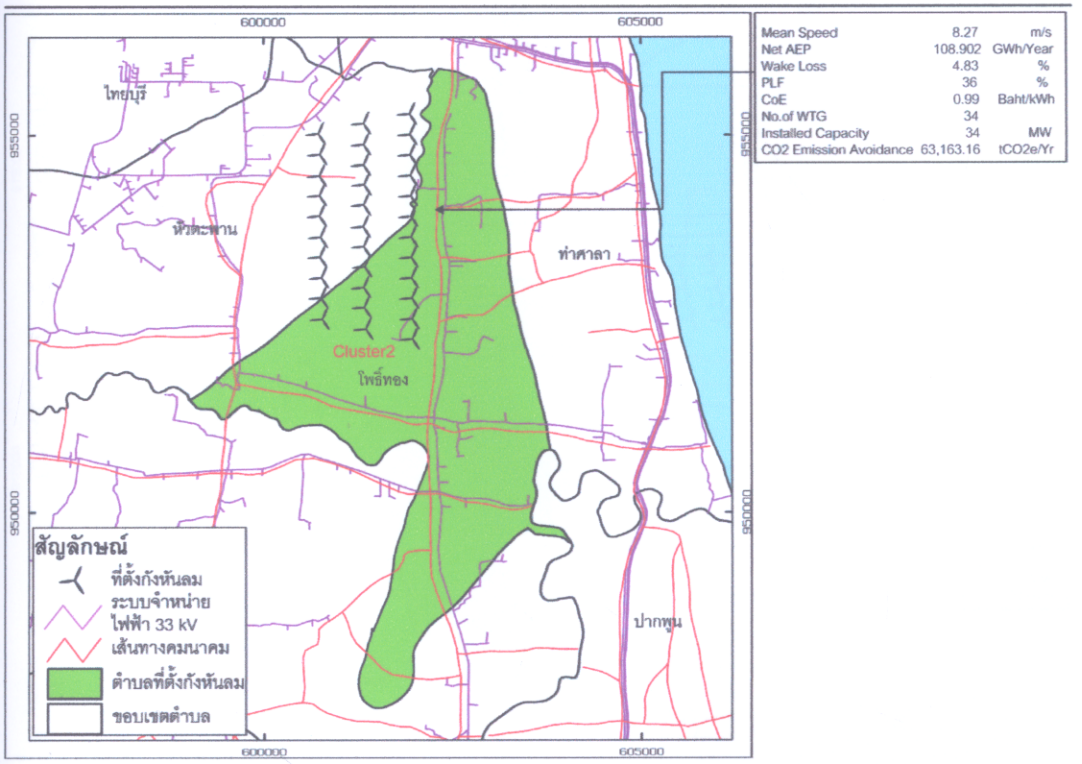
ผลจากการศึกษาวิจัยของโครงการโดยการใช้ข้อมูลลมรอบ 1 ปี พ.ศ. 2551 และการอาศัยข้อมูลเชิงพื้นที่ในรูปของดิจิตอลที่มีความทันสมัยที่สุดจากการแปลภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ความแยกชัด 10 m และอาศัยโปรแกรม *WAsP* 9.0 สำหรับการจัดทำแผนที่ลมในระดับสเกลจุลภาค และอาศัยหลักเกณฑ์ในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในพื้นที่โล่งโดยเฉพาะอย่างยิ่งในพื้นที่นาข้าวซึ่งสามารถประกอบกิจกรรมทางการเกษตรหลังจากติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมเสร็จแล้วในพื้นที่ และเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงพอสำหรับการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ ซึ่งมี Cut-In Wind Speed มากกว่า 3.5-4 m/s นอกจากนี้ยังเป็นพื้นที่ที่สามารถใช้ประโยชน์ได้โดยไม่เป็นพื้นที่ต้องห้ามต่างๆ ตามกฎหมาย เช่น พื้นที่ป่าไม้ ป่าสงวน ป่าอนุรักษ์ พื้นที่ป่า สปก. ตามมติ ครม. พื้นที่ป่าชายเลน เขตชุมชน พื้นที่แนวการบินโดยรอบสนามบิน แนวกันชนของเสาส่งสัญญาณโทรศัพท์ พื้นที่แหล่งน้ำ และพื้นที่เกษตรกรรมหลักๆ เช่น สวนยางพารา สวนปาล์มและสวนมะพร้าว พร้อมทั้งอาศัยโปรแกรม SAGA สำหรับการจัดวางตำแหน่งของกังหันลมผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามหลักเกณฑ์การจัดวาง 5DX10D เพื่อการ Optimization ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ซึ่งจะทำให้โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าสุทธิได้สูงสุด มีการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกน้อยที่สุด และเมื่อพิจารณาต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยอย่างถ้วนถี่ ไม่ว่าจะเป็นต้นทุนกังหันลมและการติดตั้ง การเดินเครื่อง การบำรุงรักษาและการซื้ออุปกรณ์ทดแทน การซื้อที่ดินของโครงการโดยอ้างอิงจากราคาประเมินที่ดินของสำนักงานธนารักษ์พื้นที่ รอบบัญชี พ.ศ. 2551-2554 ระยะถนนเข้าสู่โครงการและระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับการเชื่อมต่อในรูปแบบผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) โดยอาศัยระบบภูมิสารสนเทศ (Geo-Informatics) หลังจากการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย โดยพิจารณาดัชนีทางการเงินที่สำคัญทั้ง 4 ดัชนี ได้แก่ BCR NPV FIRR และ PBP โดยอาศัยเกณฑ์การปล่อยสินเชื่อจากแผนกสินเชื่อของธนาคารพาณิชย์ ผลพบว่ามีโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW ที่สามารถติดตั้งได้และมีความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์จำนวน 81 คลัสเตอร์ และจำนวน 69 คลัสเตอร์ สำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW และ 2.0 MW ขนาดกำลังการผลิตทั้งหมด 1,321 MW 1,354.5 MW และ 1,294 MW ในพื้นที่ 25 ตำบล 8 อำเภอ ของ 2 จังหวัด ตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทย โดยมีรายละเอียดจำแนกรายตำบลแสดงดังรูปที่ 4.450-4.524 ตามลำดับ และมีตัวอย่างพื้นที่ที่เหมาะสมดังรูปที่ 4.525



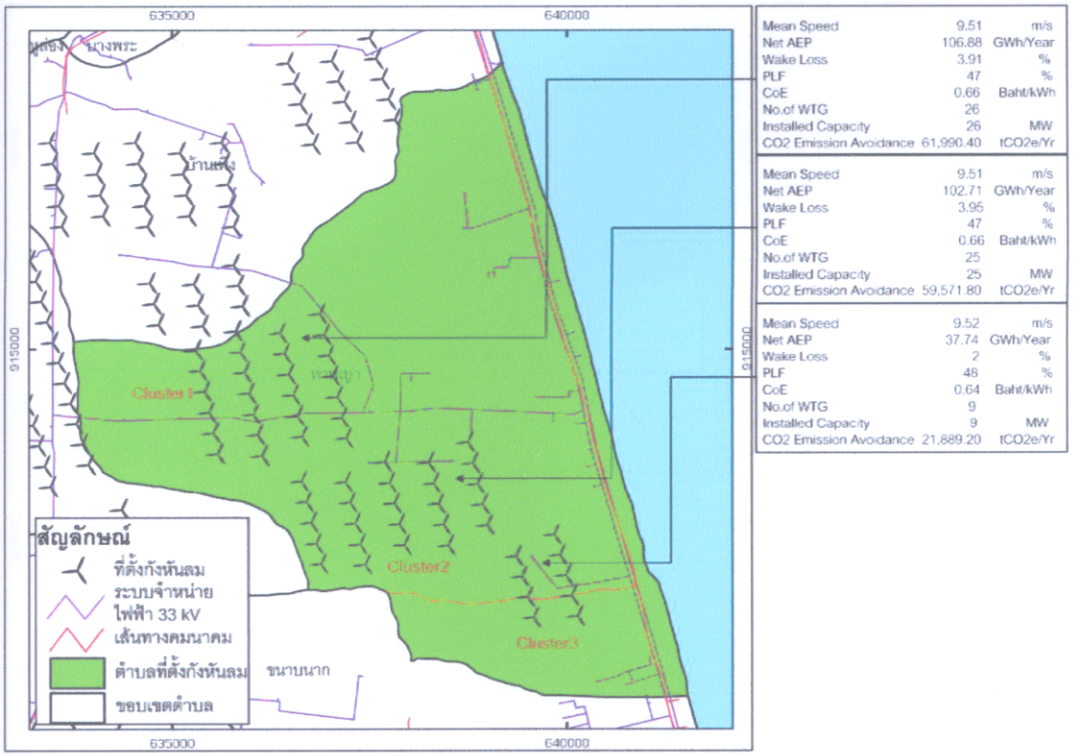
รูปที่ 4.450 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.สิชล อ.สิชล



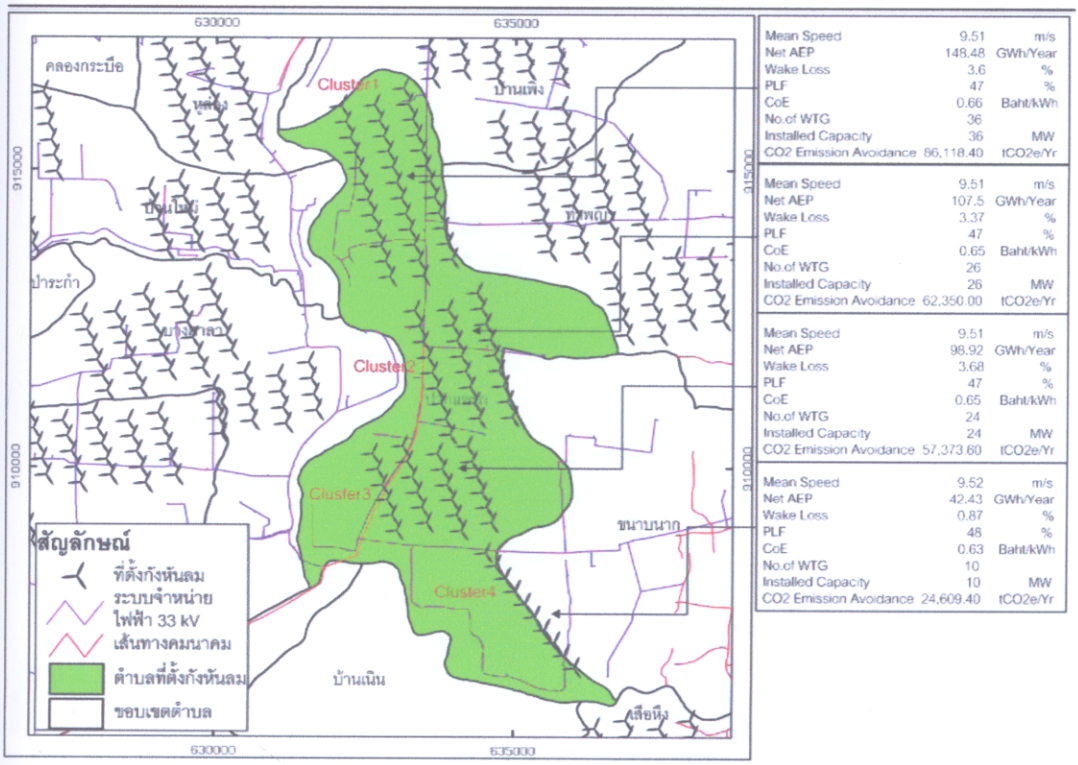
รูปที่ 4.451 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา



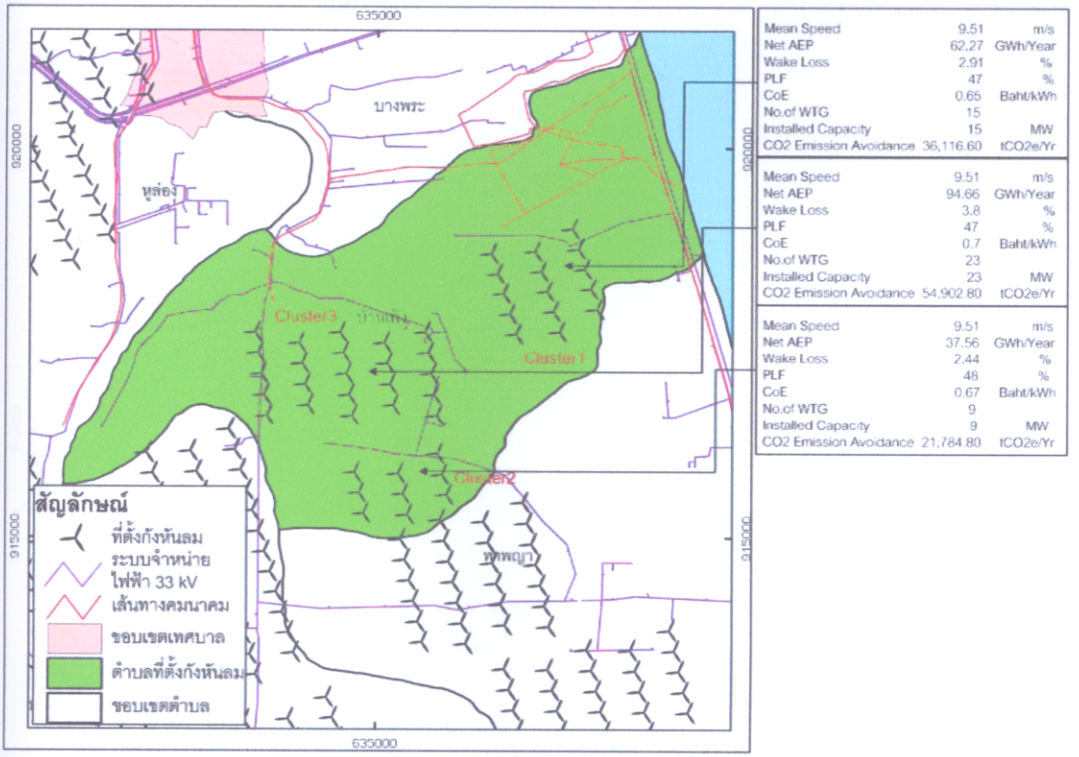
รูปที่ 4.452 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา



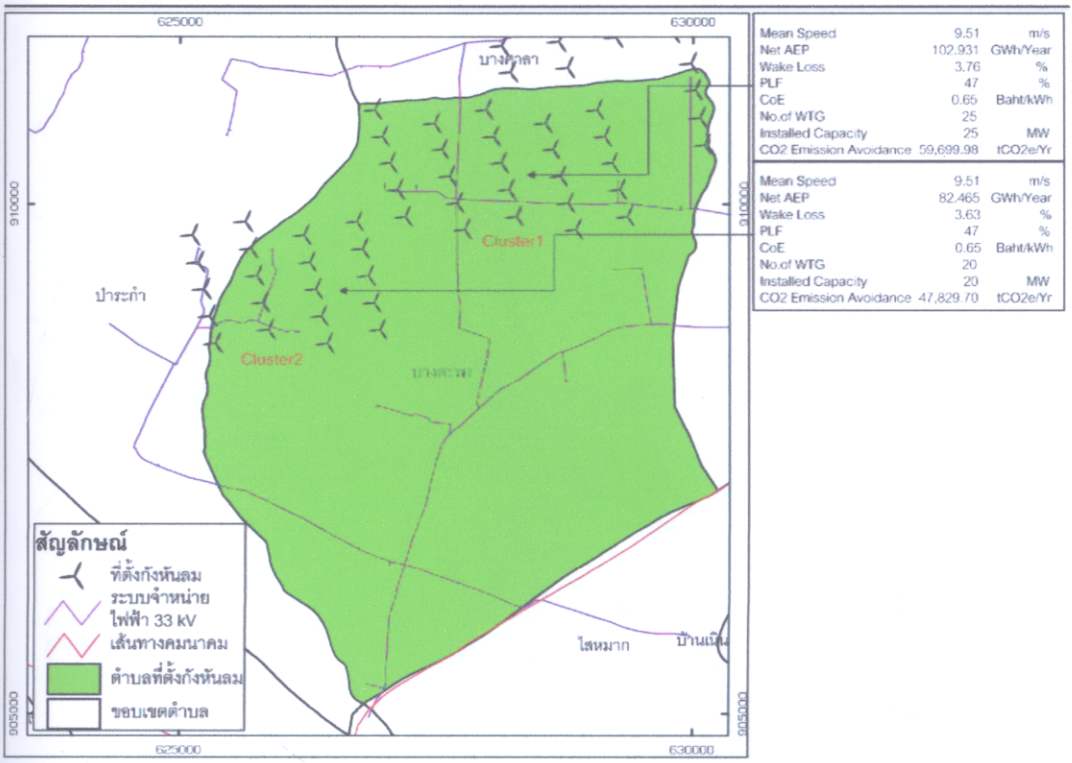
รูปที่ 4.453 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง



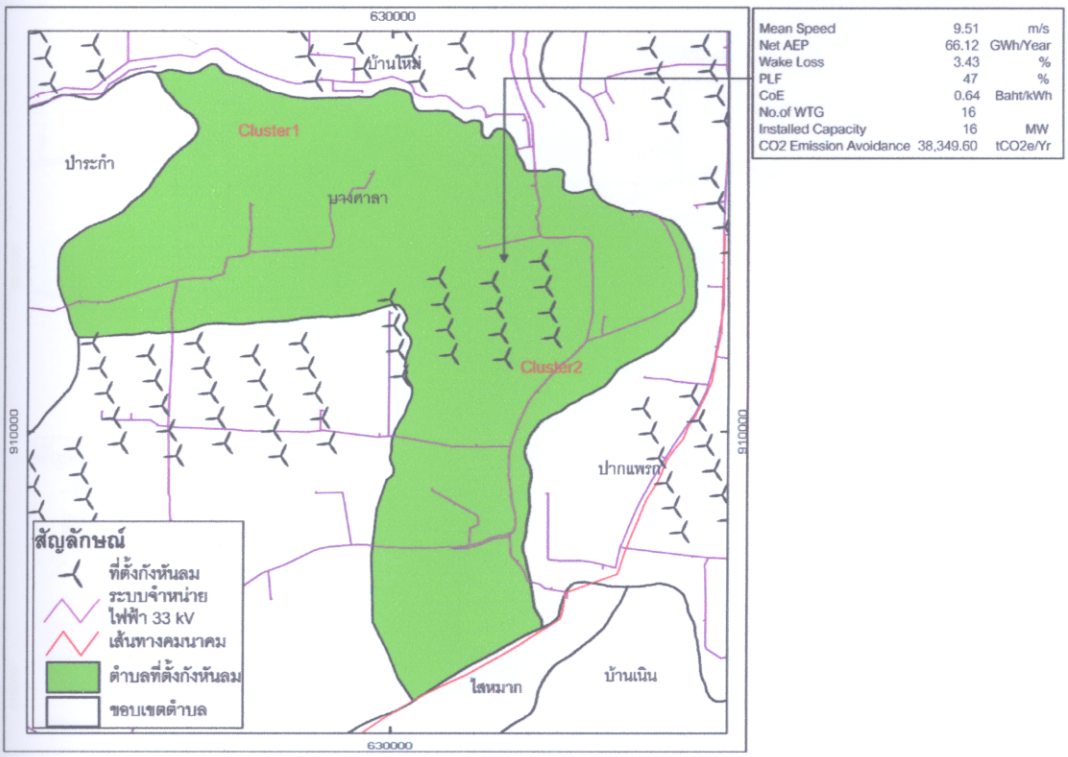
รูปที่ 4.454 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง



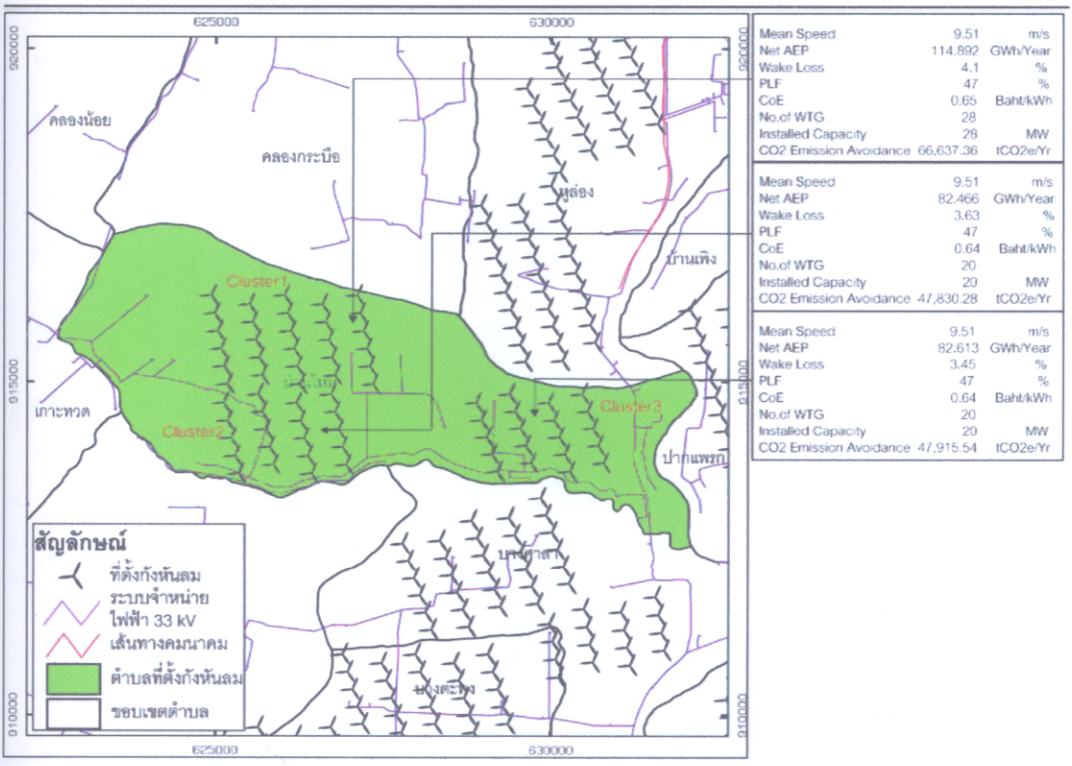
รูปที่ 4.455 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง



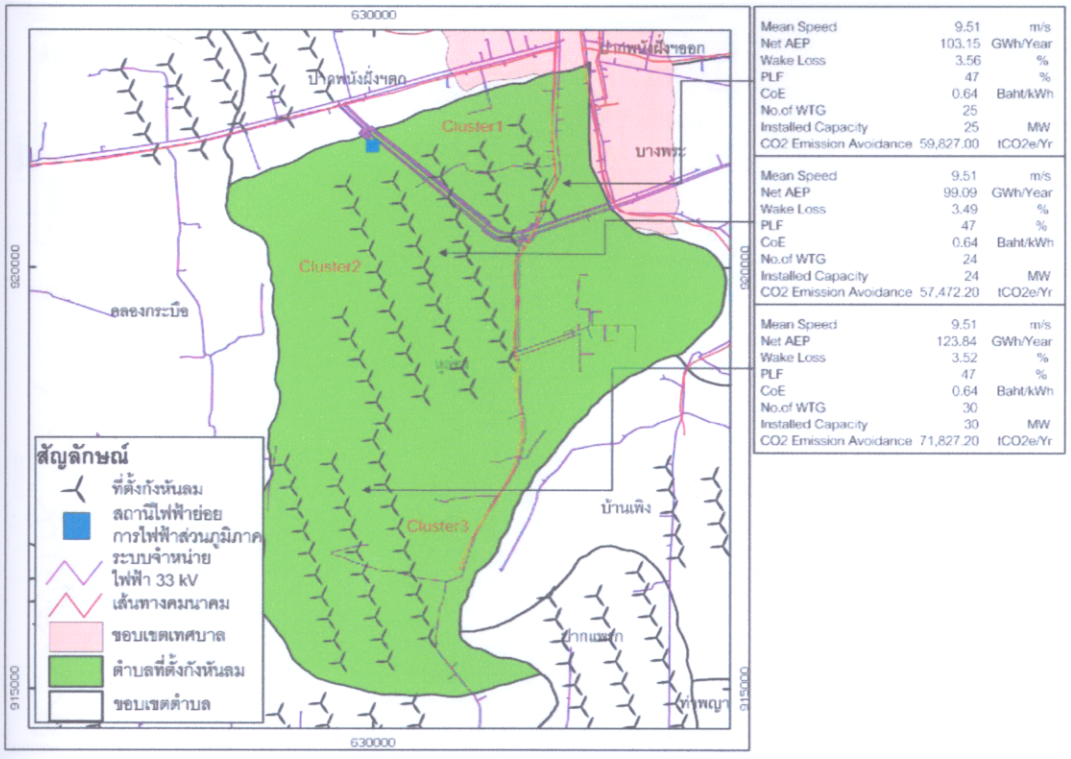
รูปที่ 4.456 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บางตะพง อ.ปากพนัง



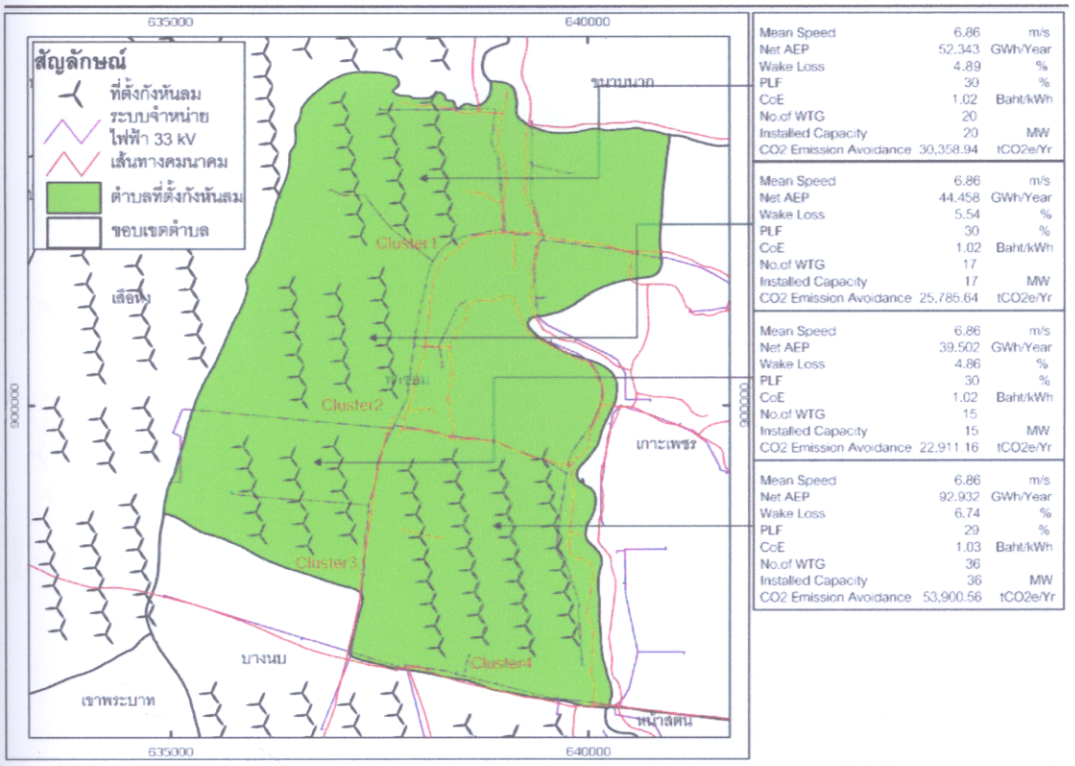
รูปที่ 4.457 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บางศาลา อ.ปากพนัง



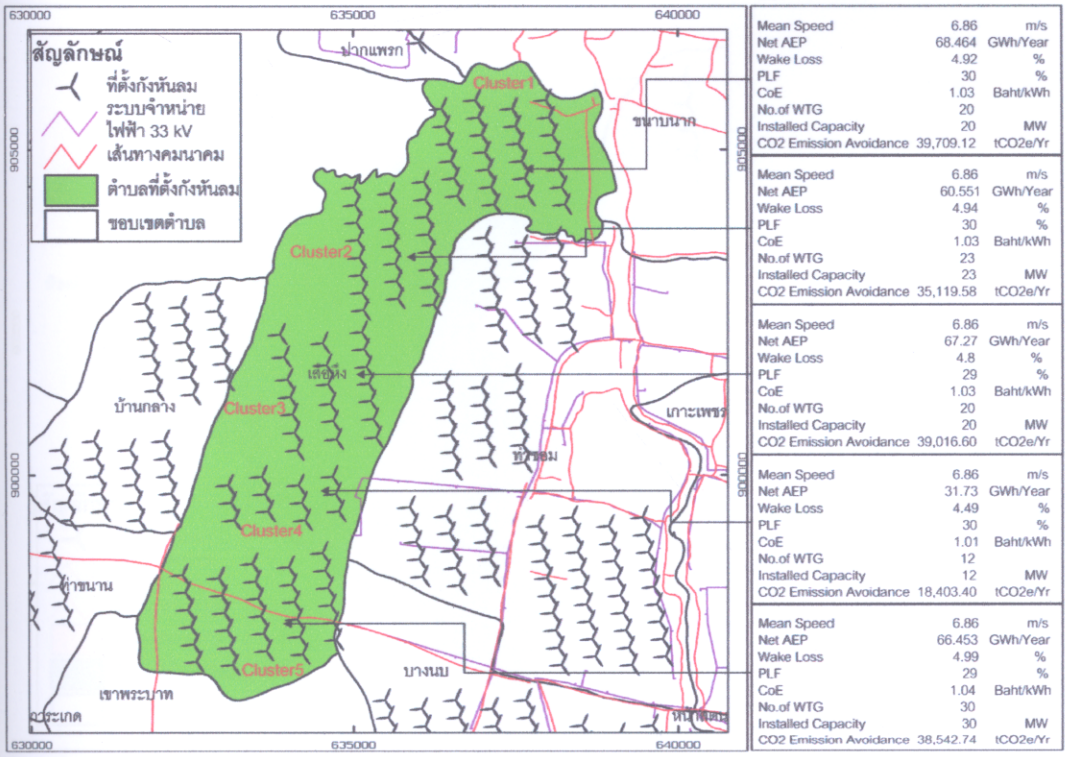
รูปที่ 4.458 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง



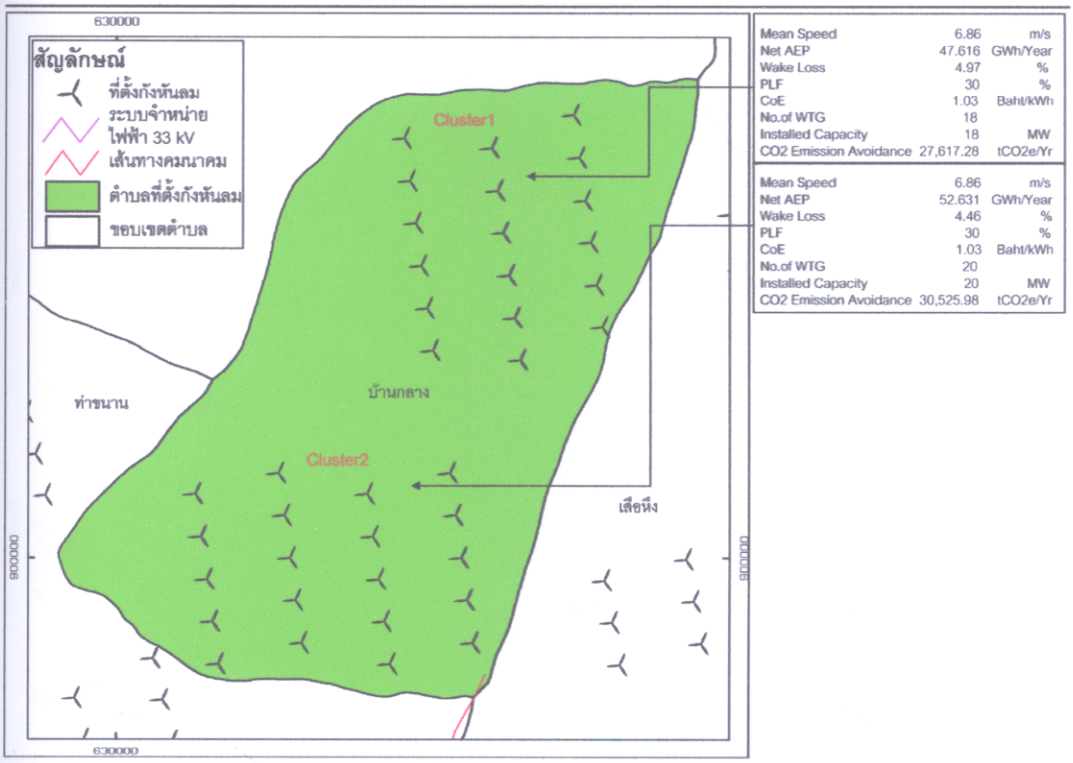
รูปที่ 4.459 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.หูล่อง อ.ปากพนัง



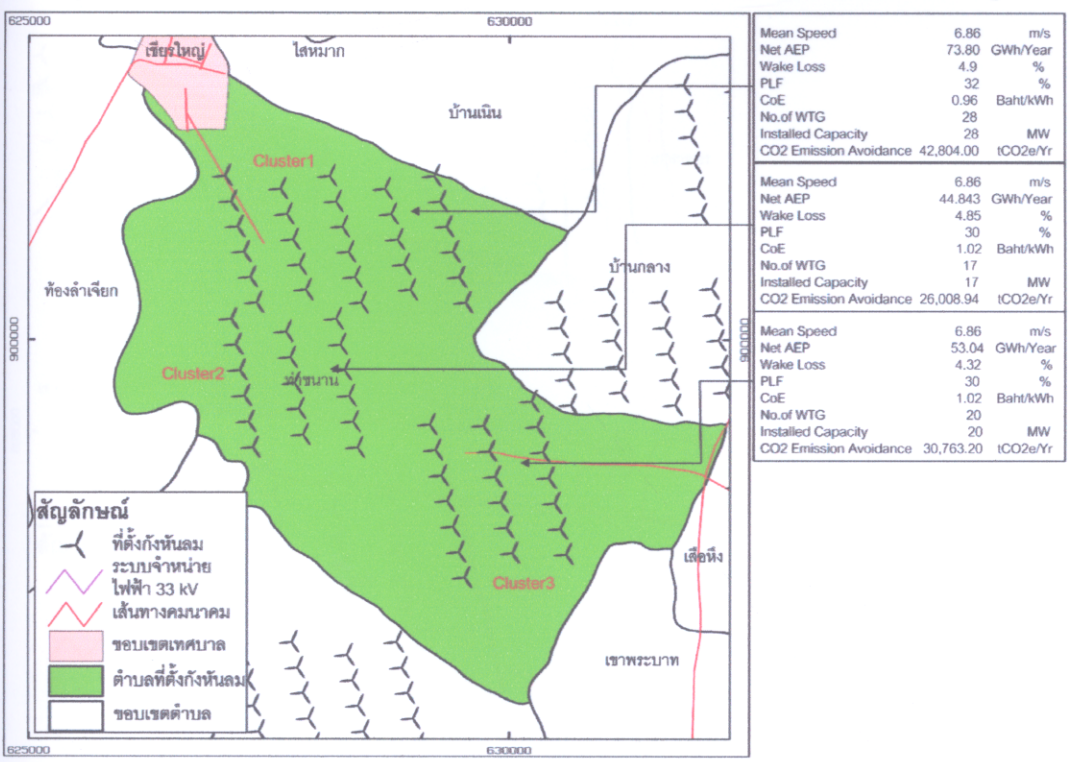
รูปที่ 4.460 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าชอม อ.เชียรใหญ่



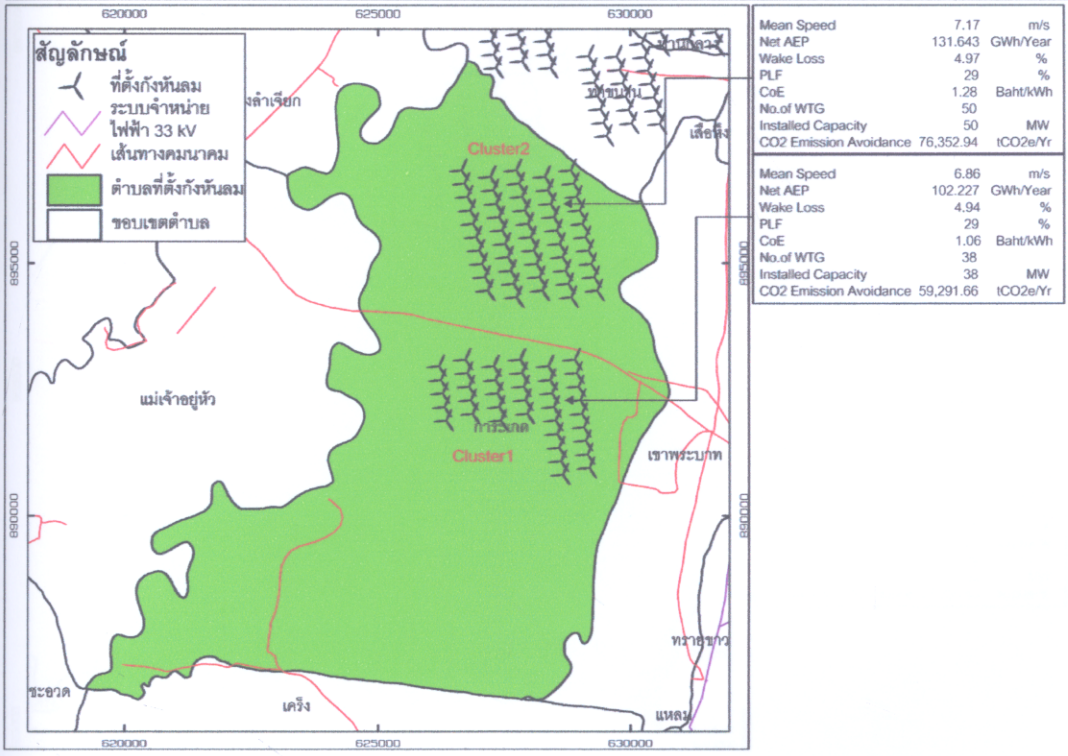
รูปที่ 4.461 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่



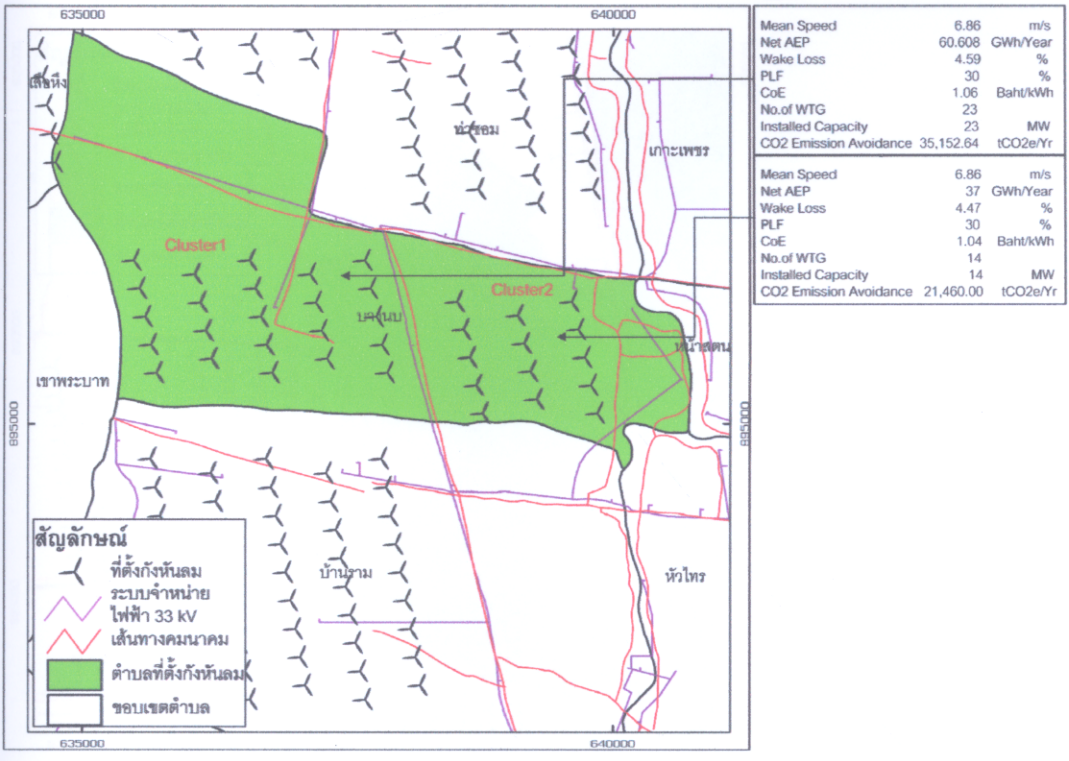
รูปที่ 4.462 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่



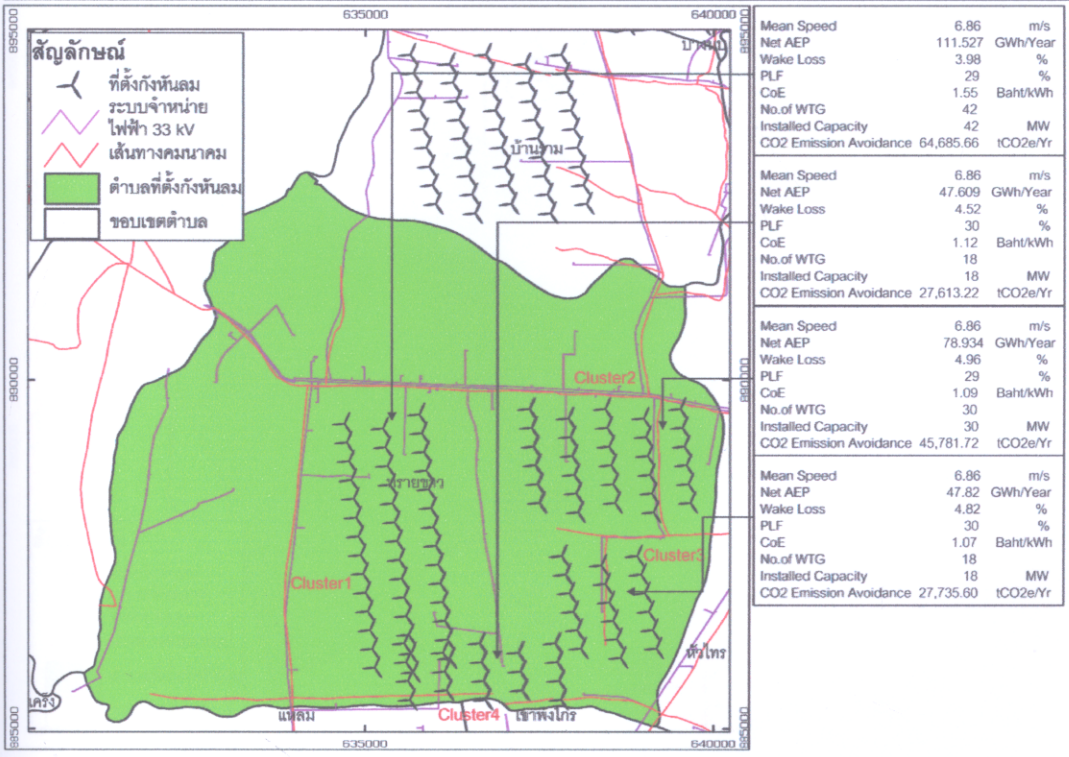
รูปที่ 4.463 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่



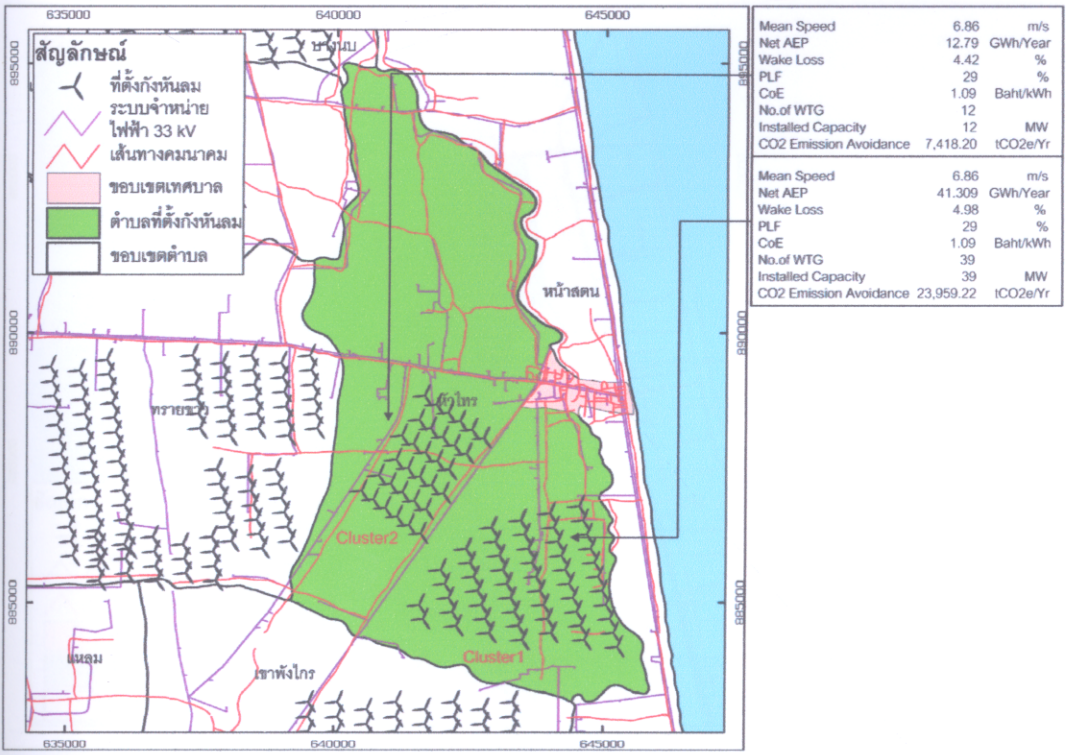
รูปที่ 4.464 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่



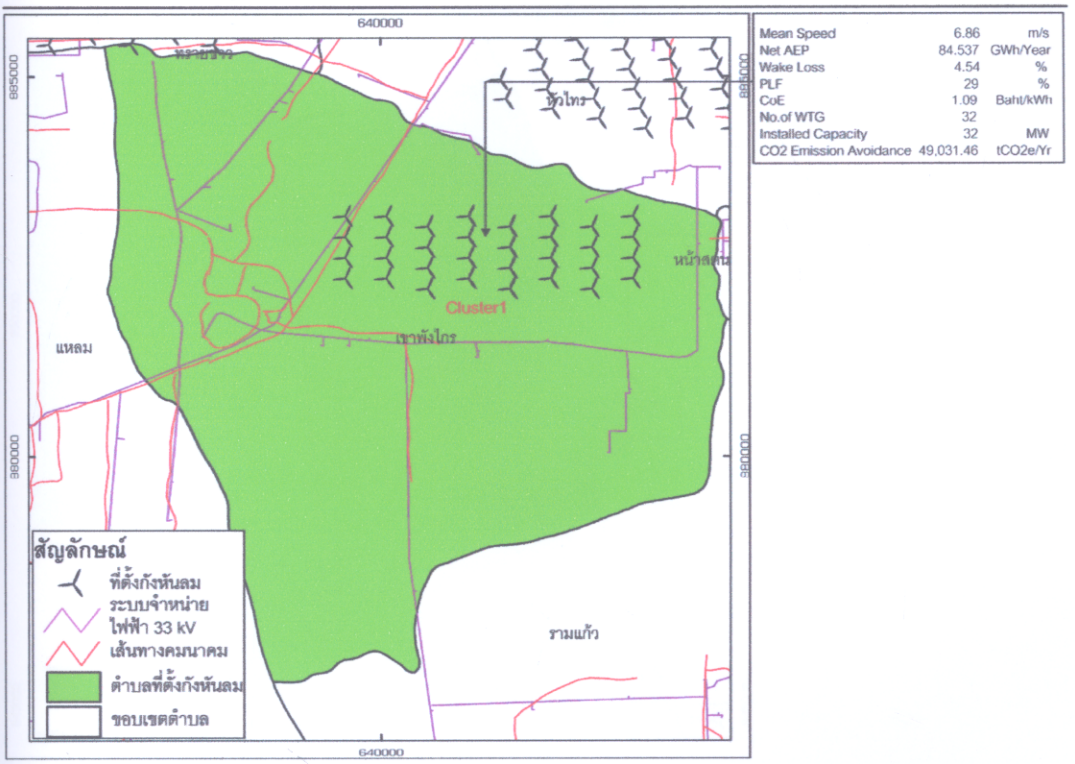
รูปที่ 4.465 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บางนบ อ.หัวไทร



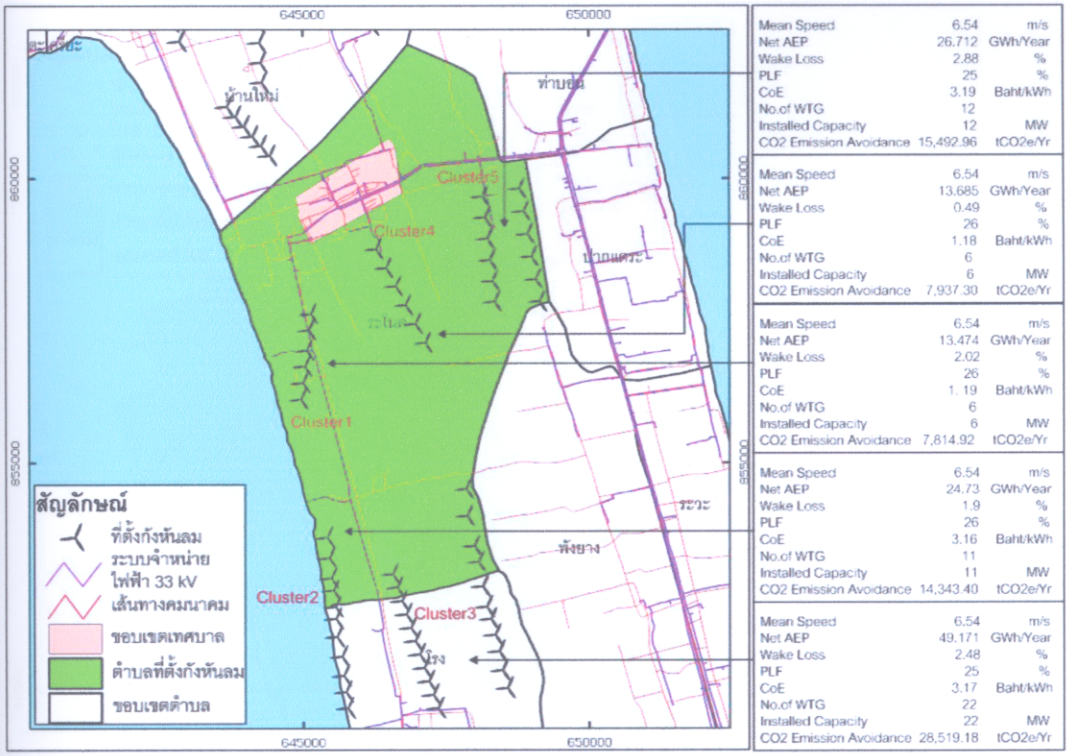
รูปที่ 4.466 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ทรายขาว อ.หัวไทร



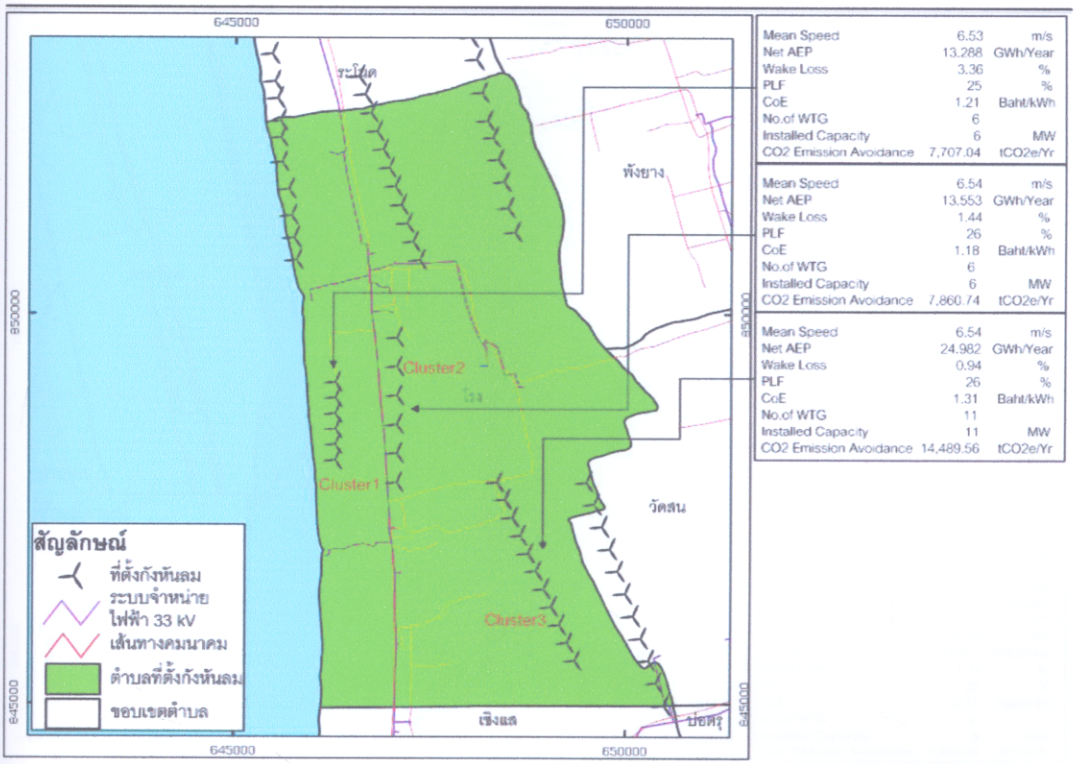
รูปที่ 4.467 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.หัวไทร อ.หัวไทร



รูปที่ 4.468 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.เขาพังไกร อ.หัวไทร



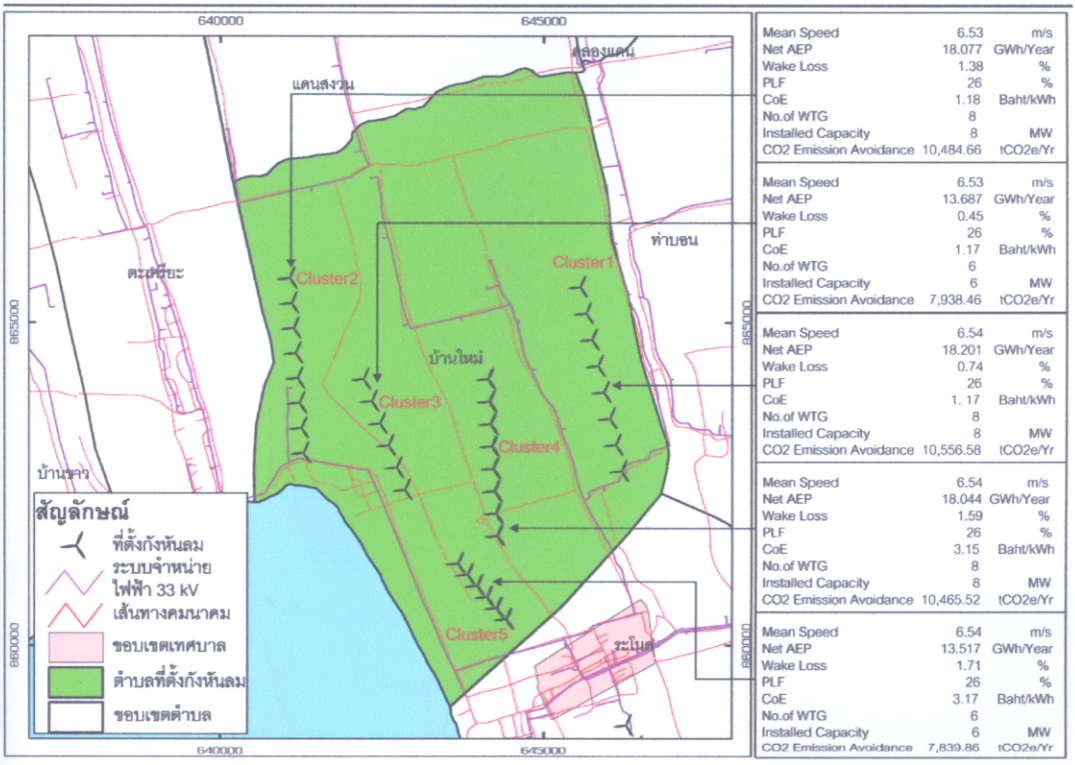
รูปที่ 4.469 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ระโนด อ.ระโนด



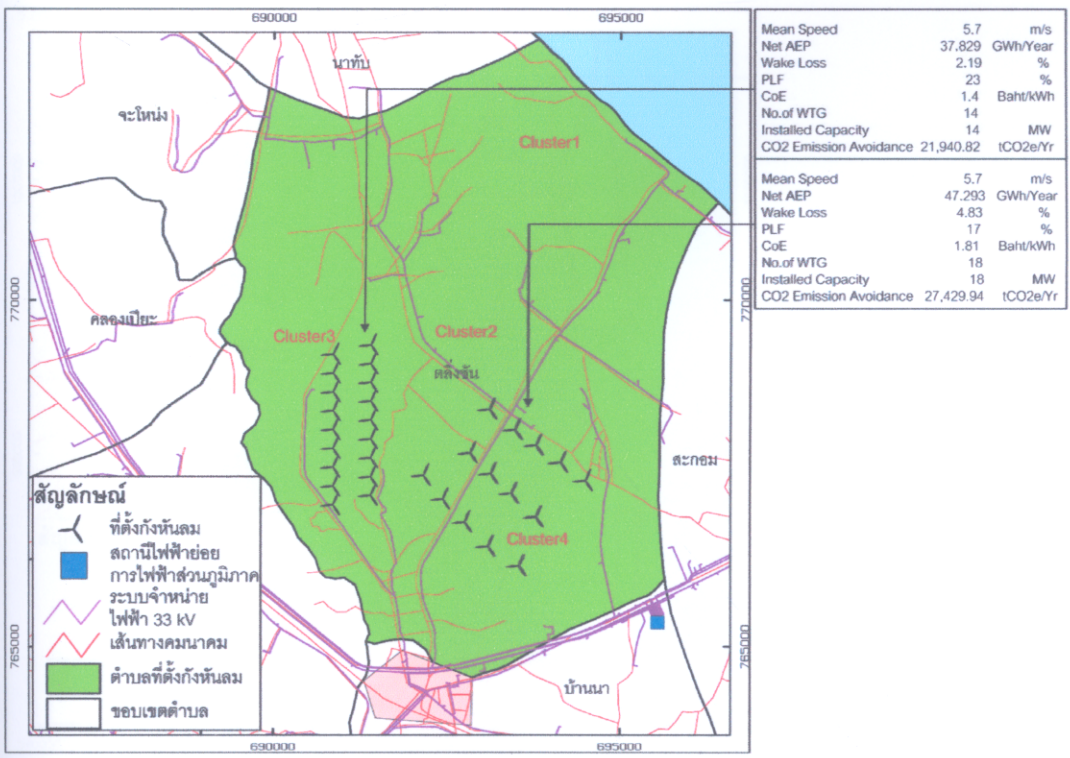
รูปที่ 4.470 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.โรง อ.ระโนด



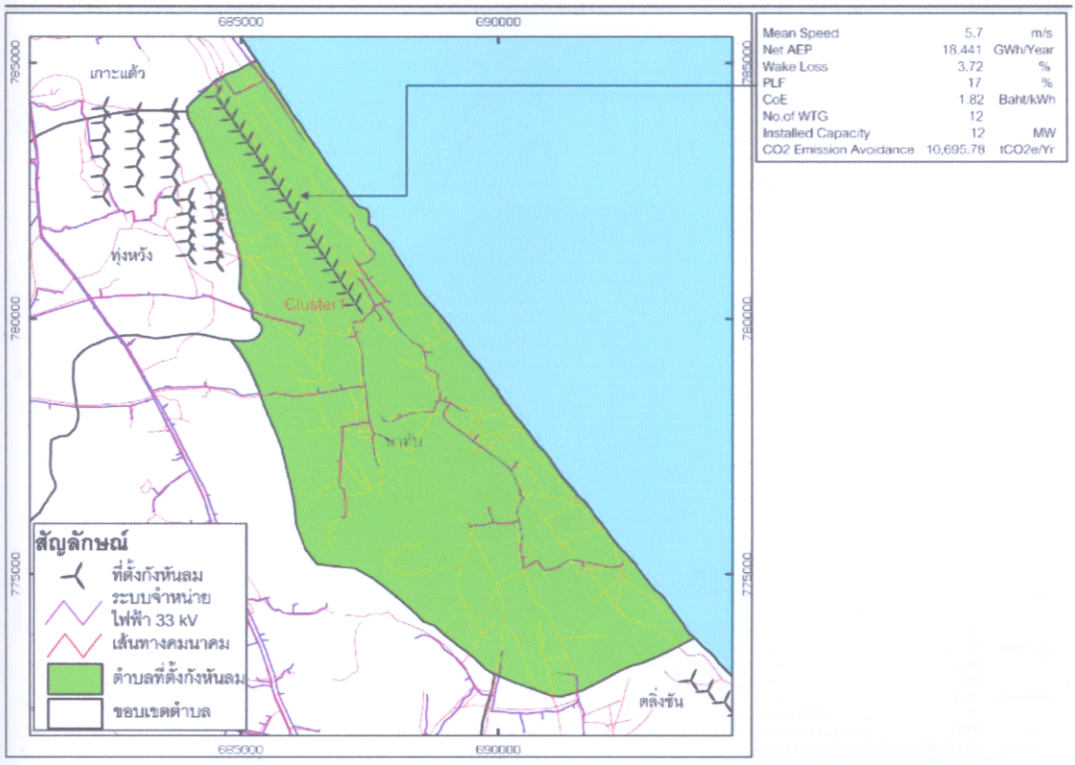
รูปที่ 4.471 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.วัดสน อ.ระโนด



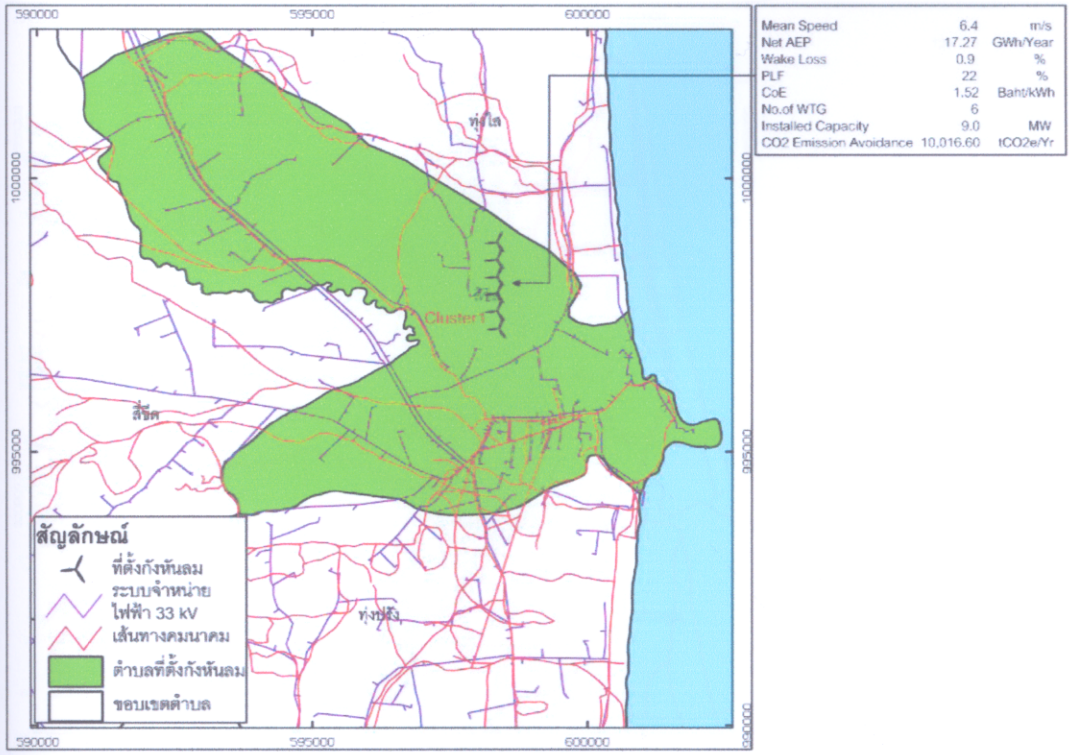
รูปที่ 4.472 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด



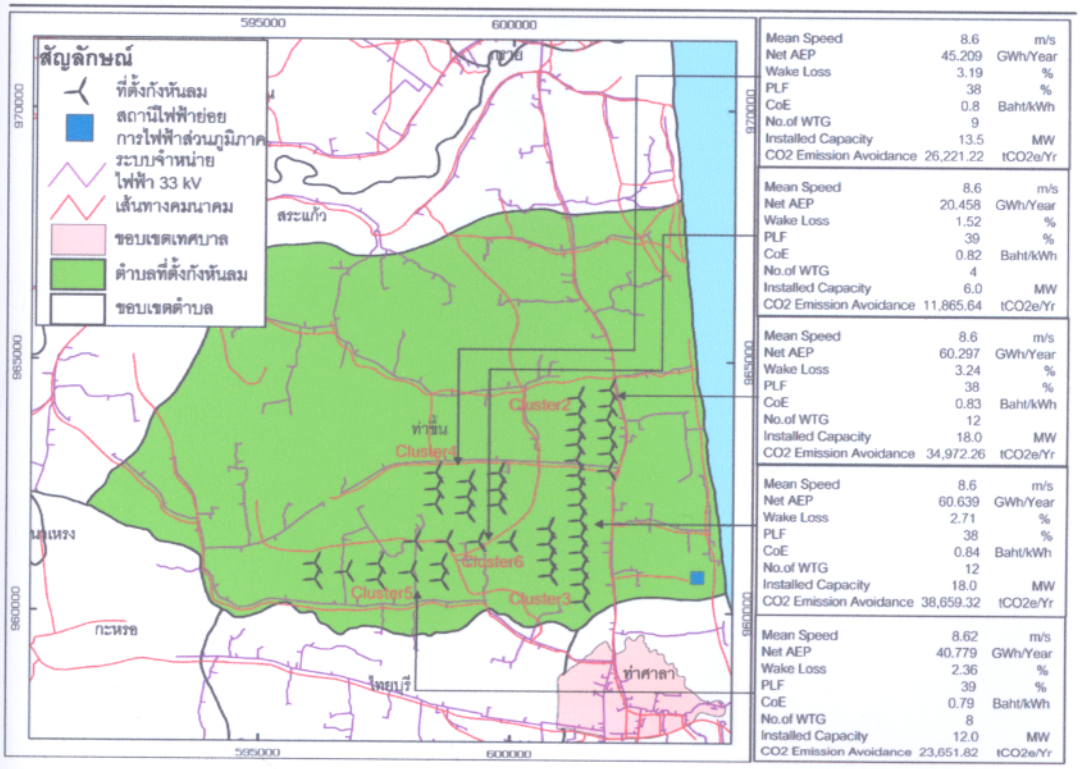
รูปที่ 4.473 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ



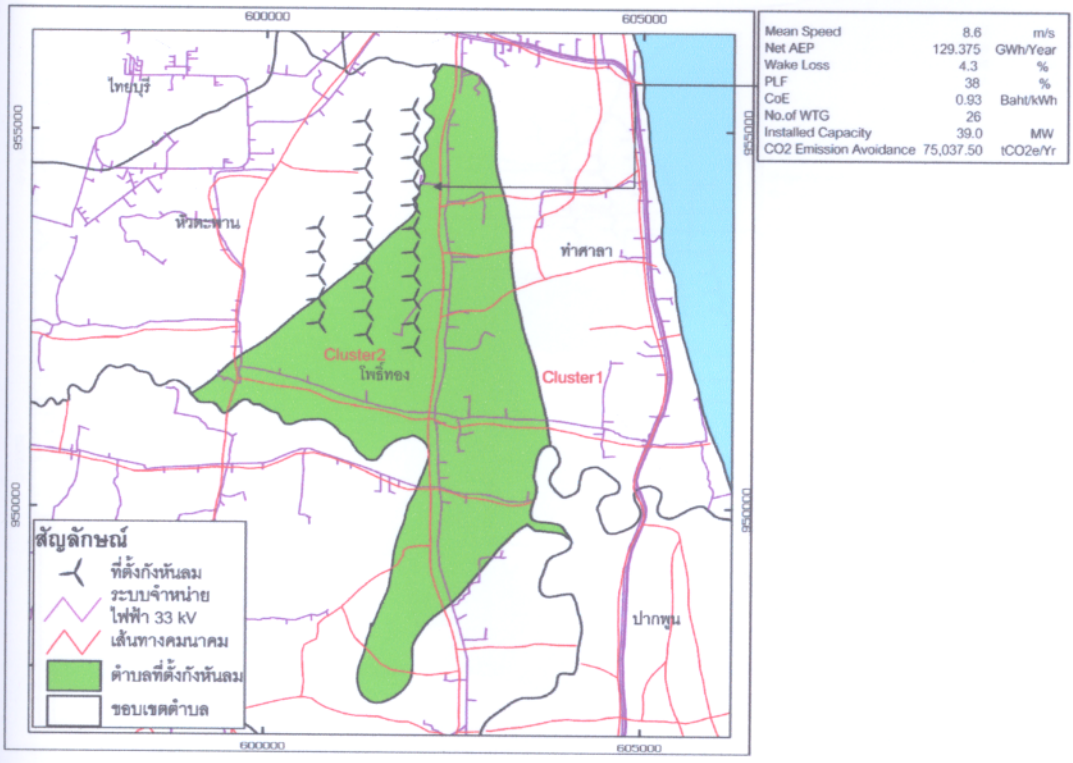
รูปที่ 4.474 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW ในพื้นที่ ต.นาทับ อ.จะนะ



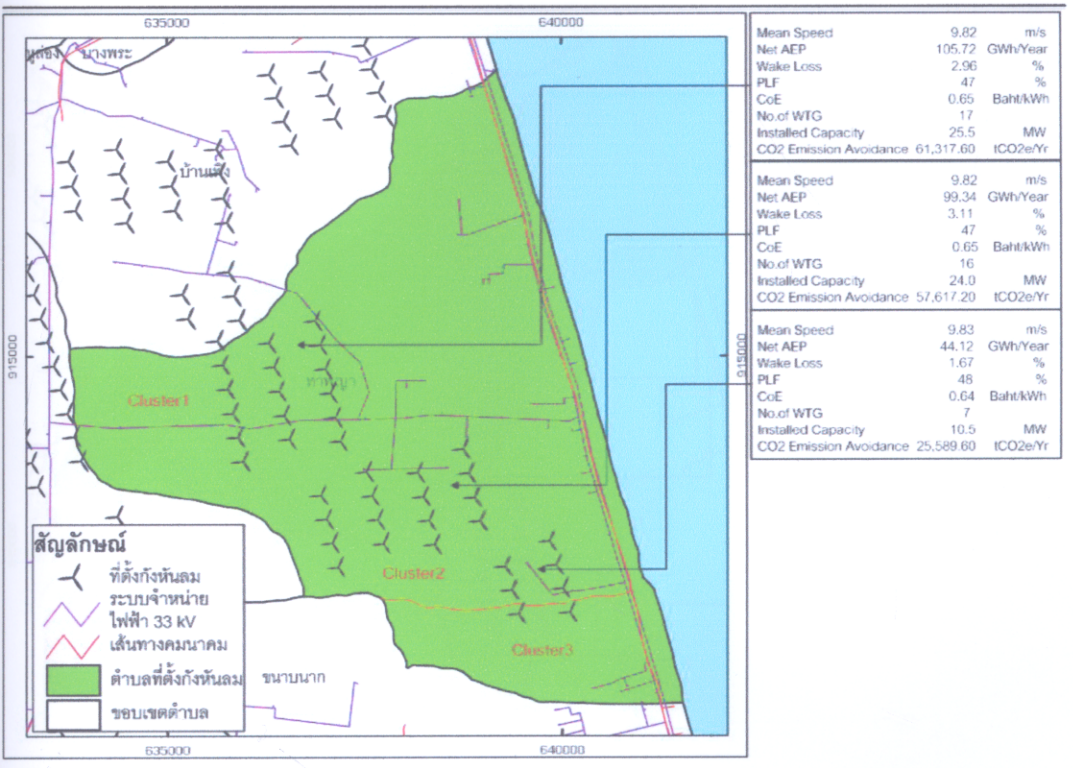
รูปที่ 4.475 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.สิชล อ.สิชล



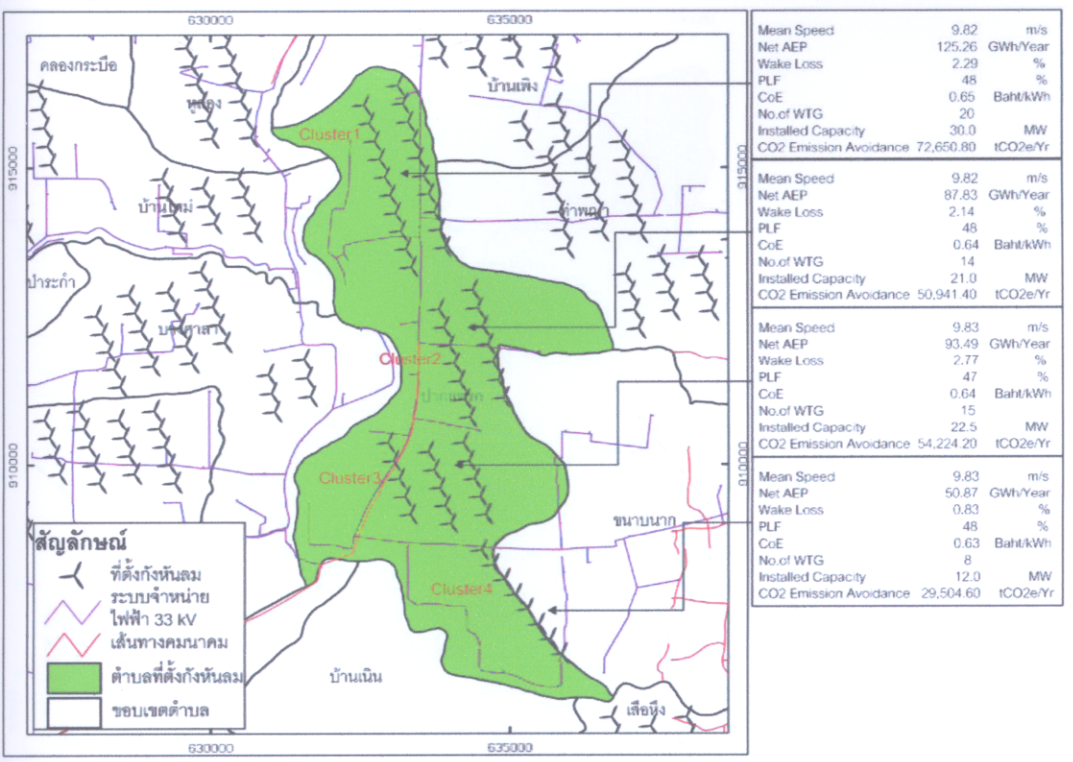
รูปที่ 4.476 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา



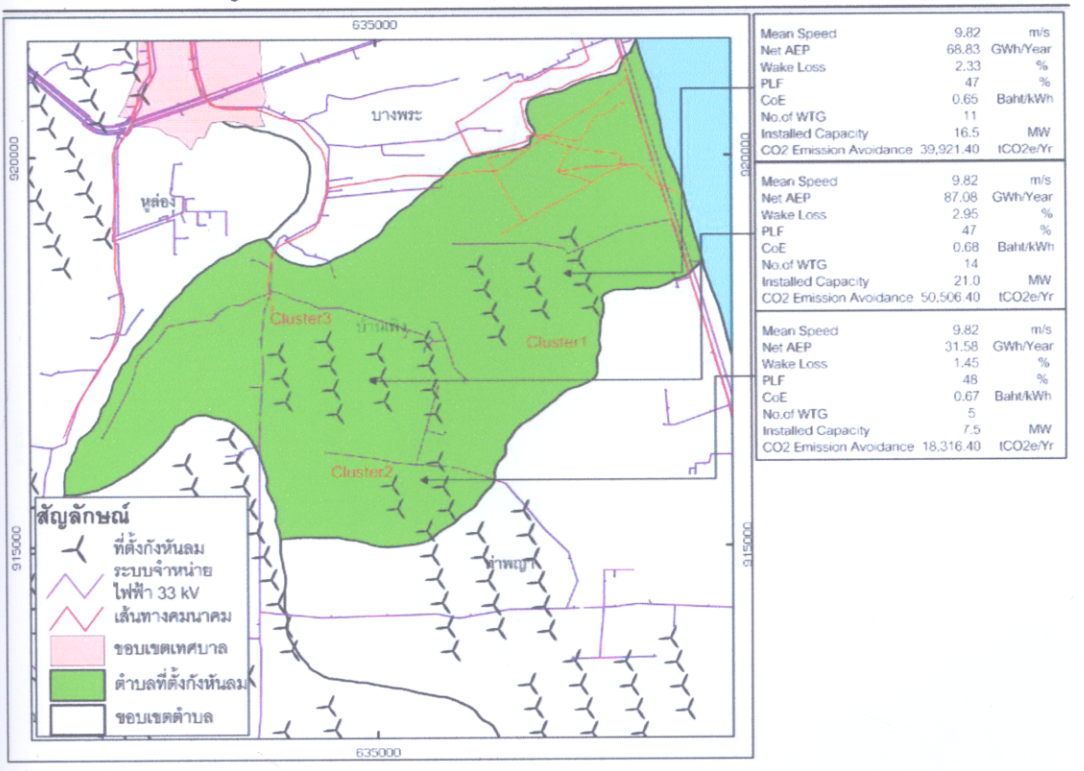
รูปที่ 4.477 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา



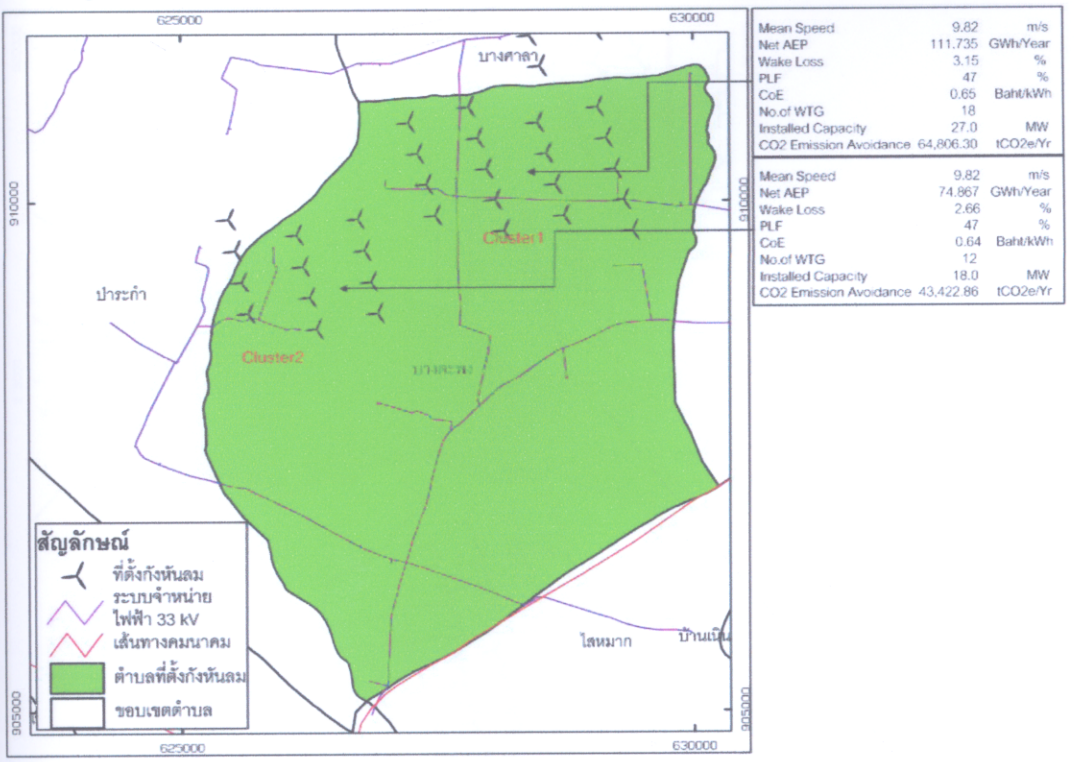
รูปที่ 4.478 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง



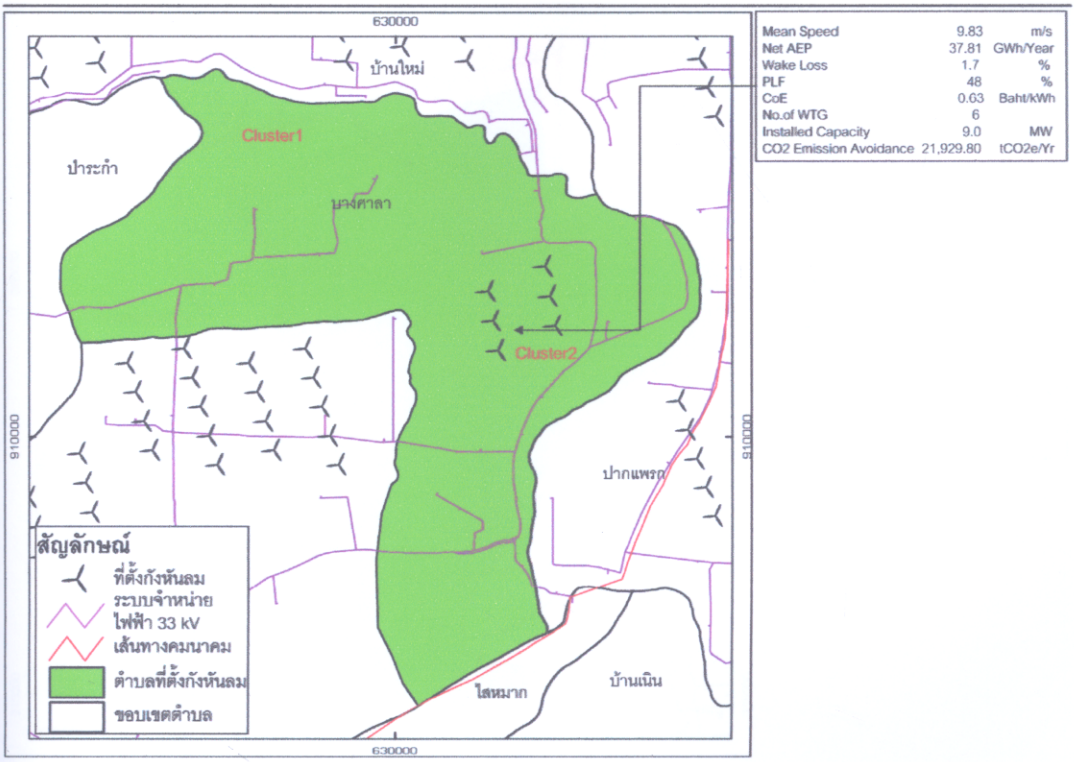
รูปที่ 4.479 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง



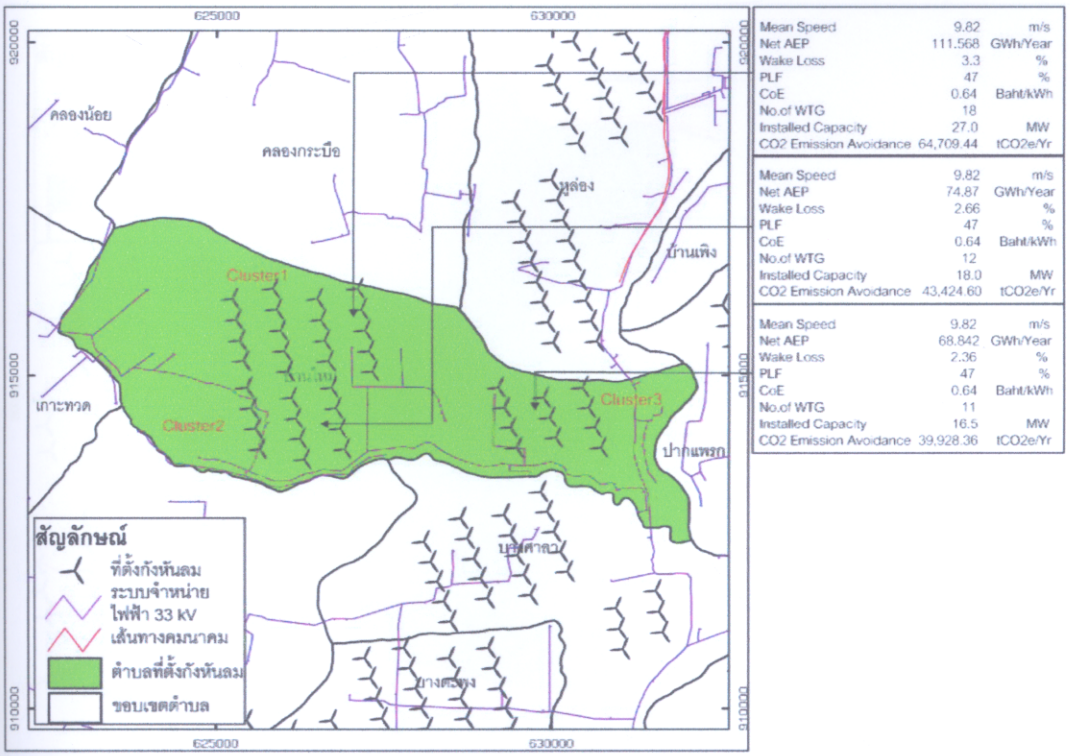
รูปที่ 4.480 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง



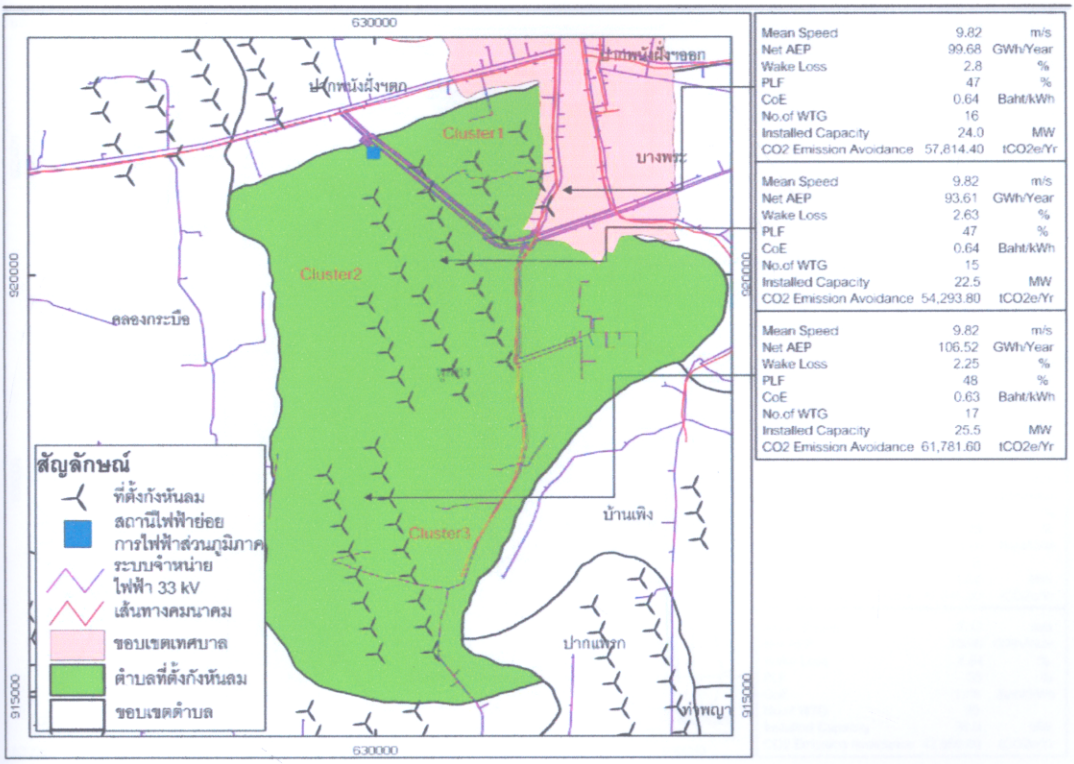
รูปที่ 4.481 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บางตะพง อ.ปากพนัง



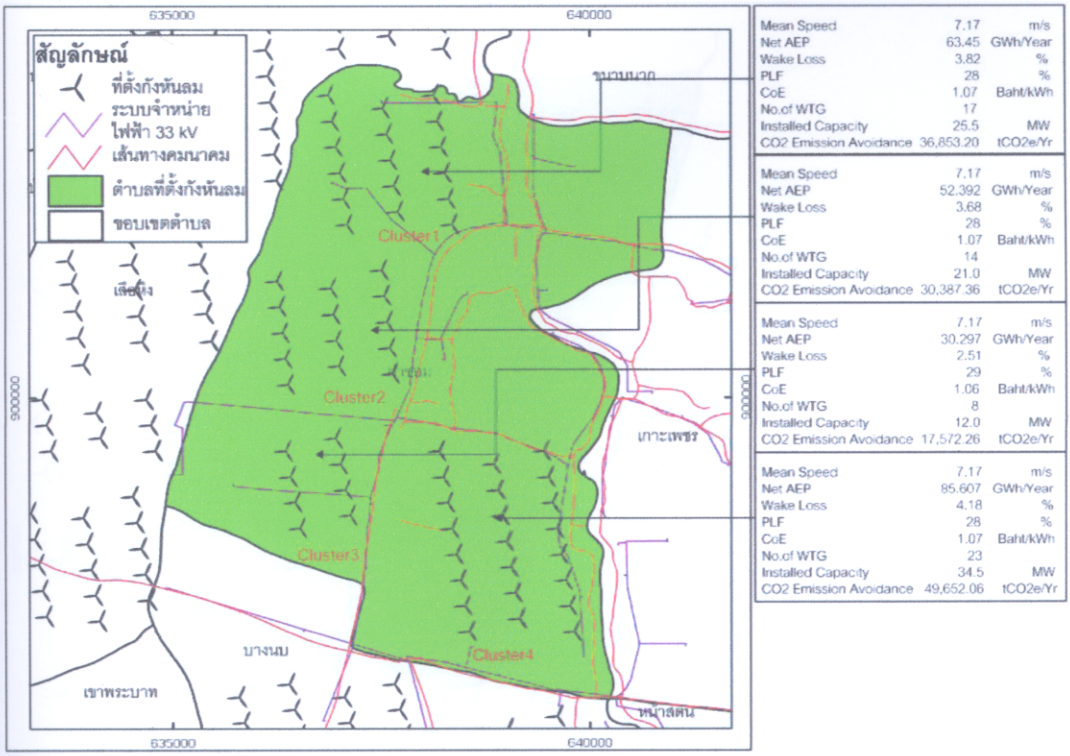
รูปที่ 4.482 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บางศาลา อ.ปากพนัง



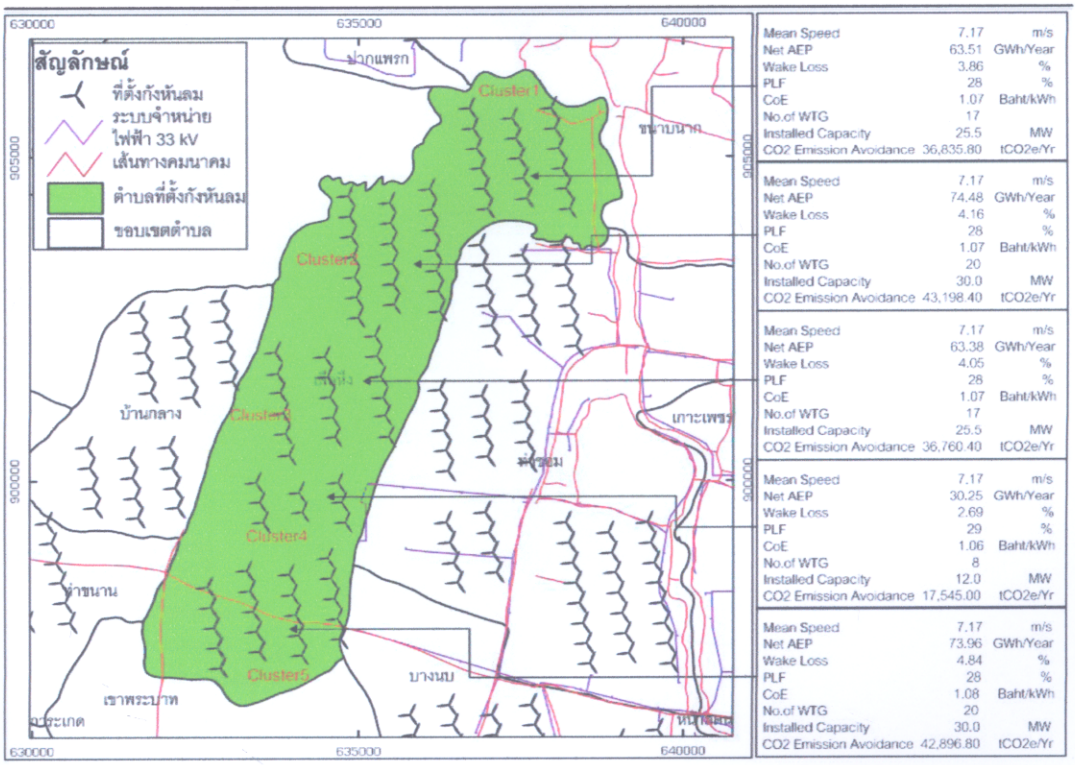
รูปที่ 4.483 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง



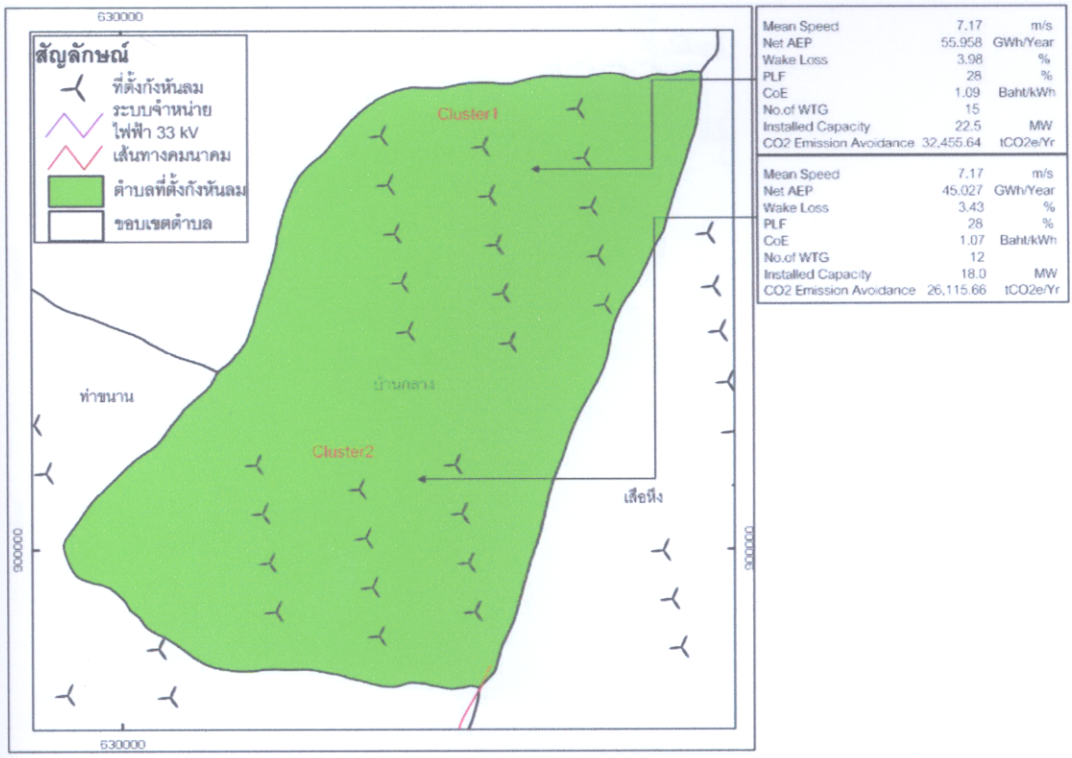
รูปที่ 4.484 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.หูล่อง อ.ปากพนัง



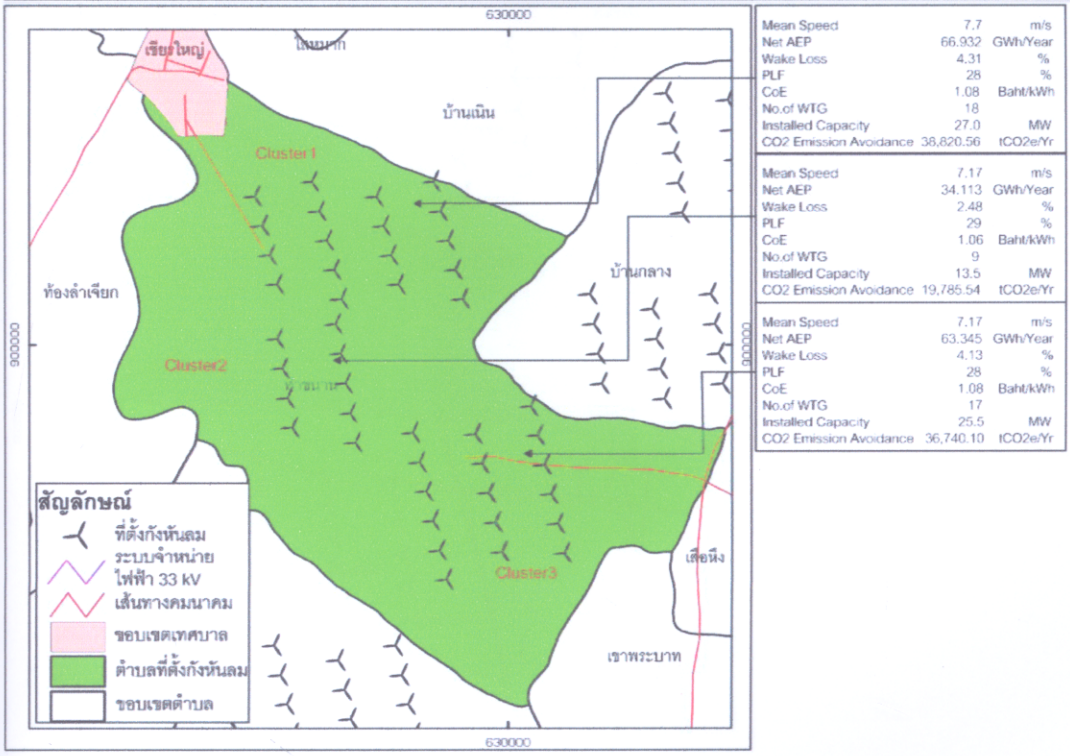
รูปที่ 4.485 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ท่าซอม อ.เชียรใหญ่



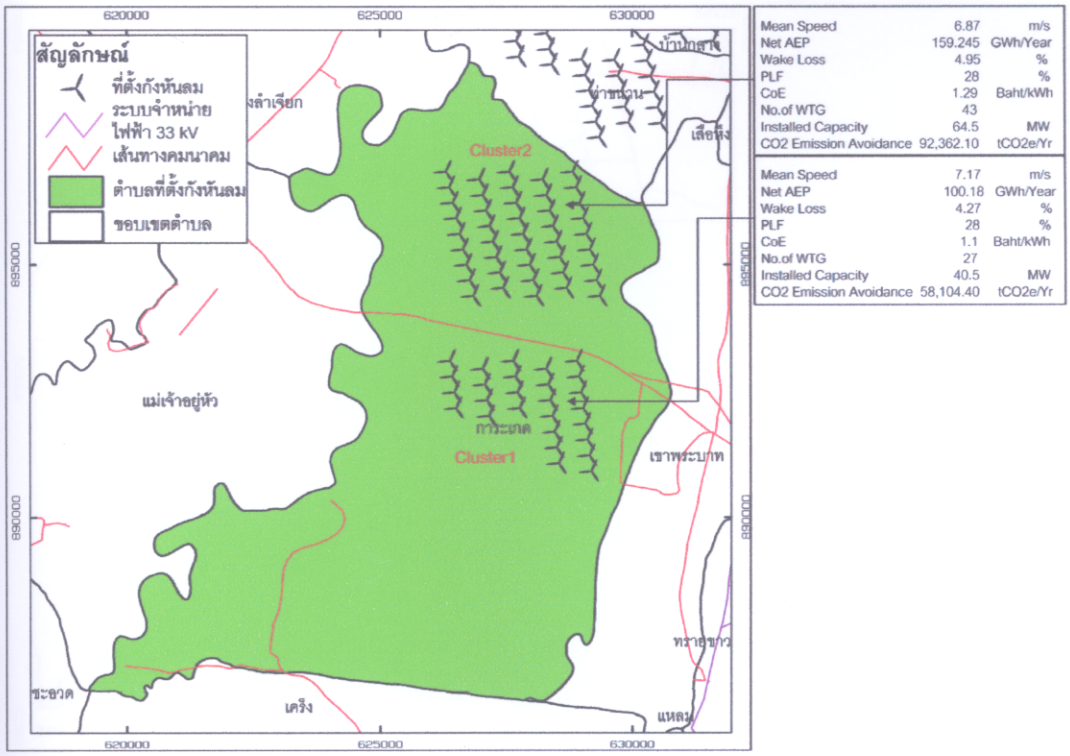
รูปที่ 4.486 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.เสื่อมึง อ.เชียรใหญ่



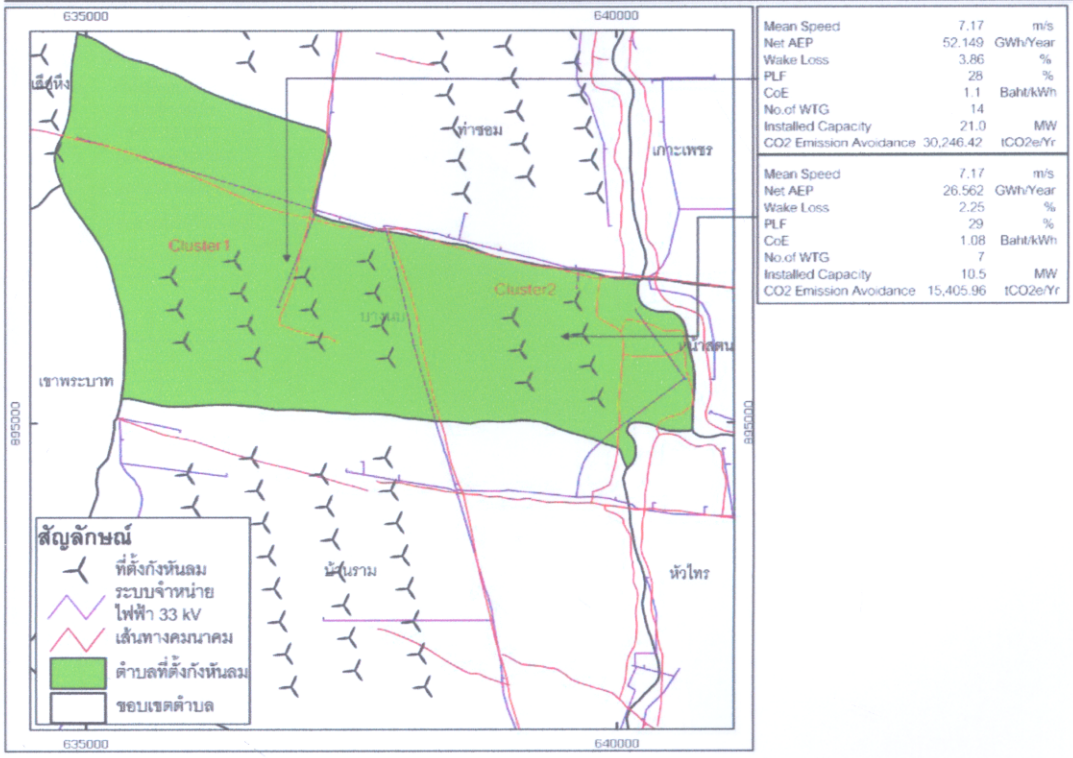
รูปที่ 4.487 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่



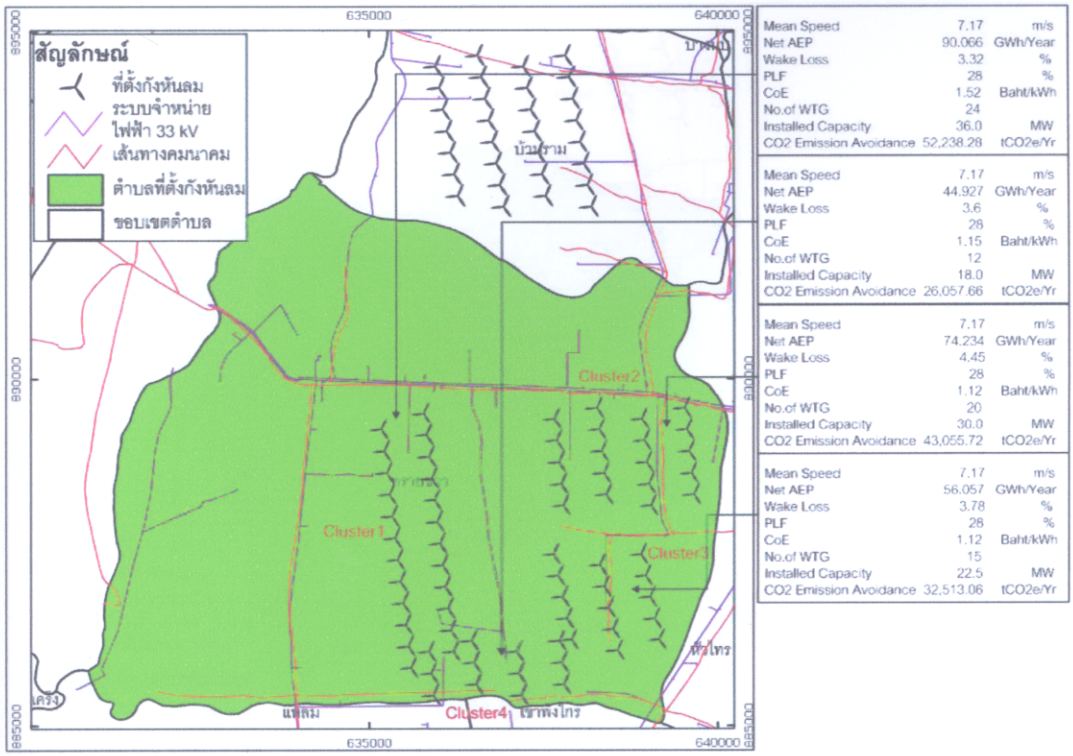
รูปที่ 4.488 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่



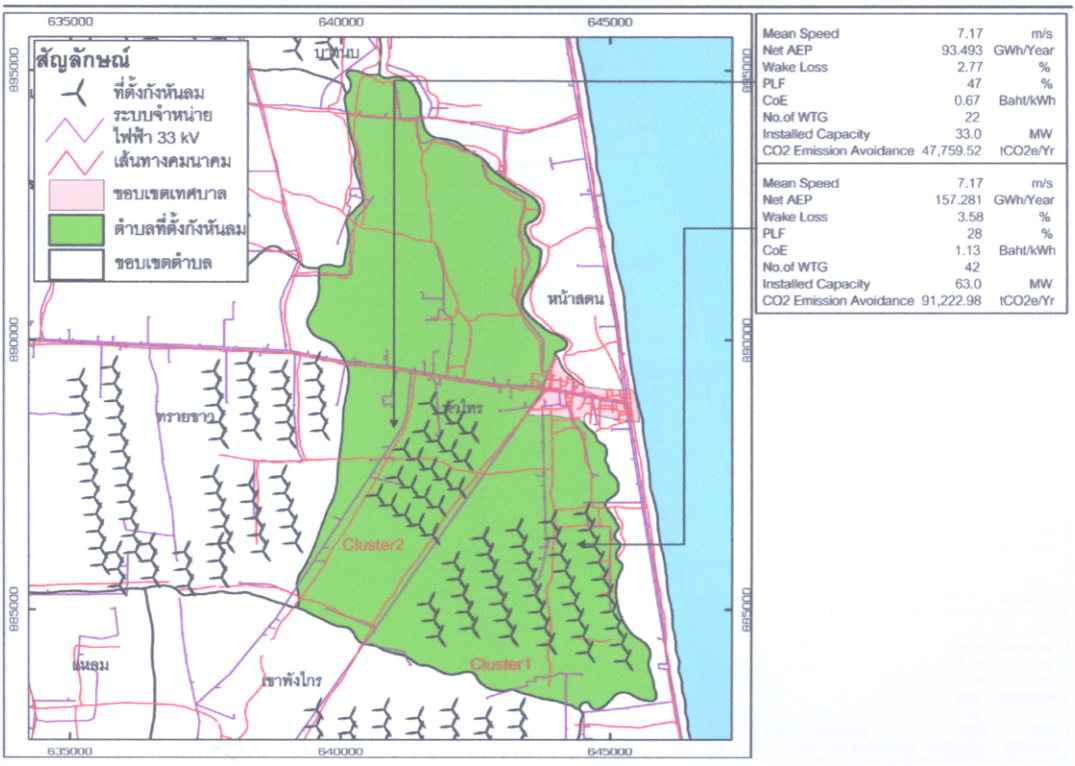
รูปที่ 4.489 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่



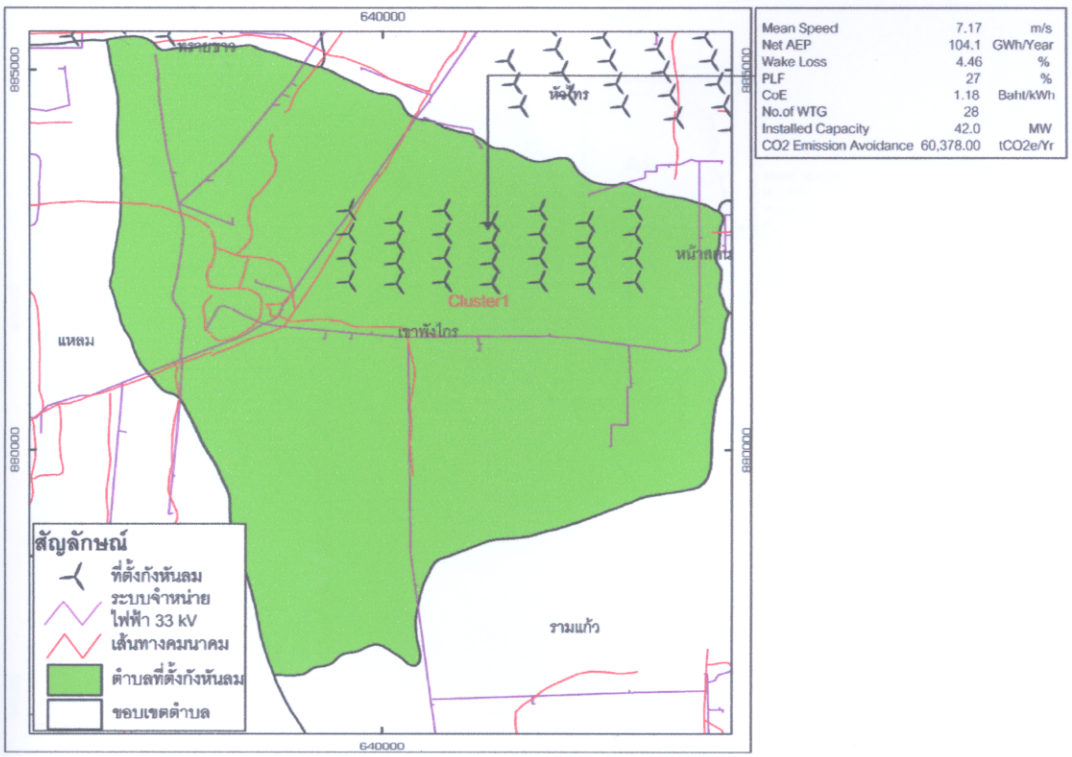
รูปที่ 4.490 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บางนบ อ.หัวไทร



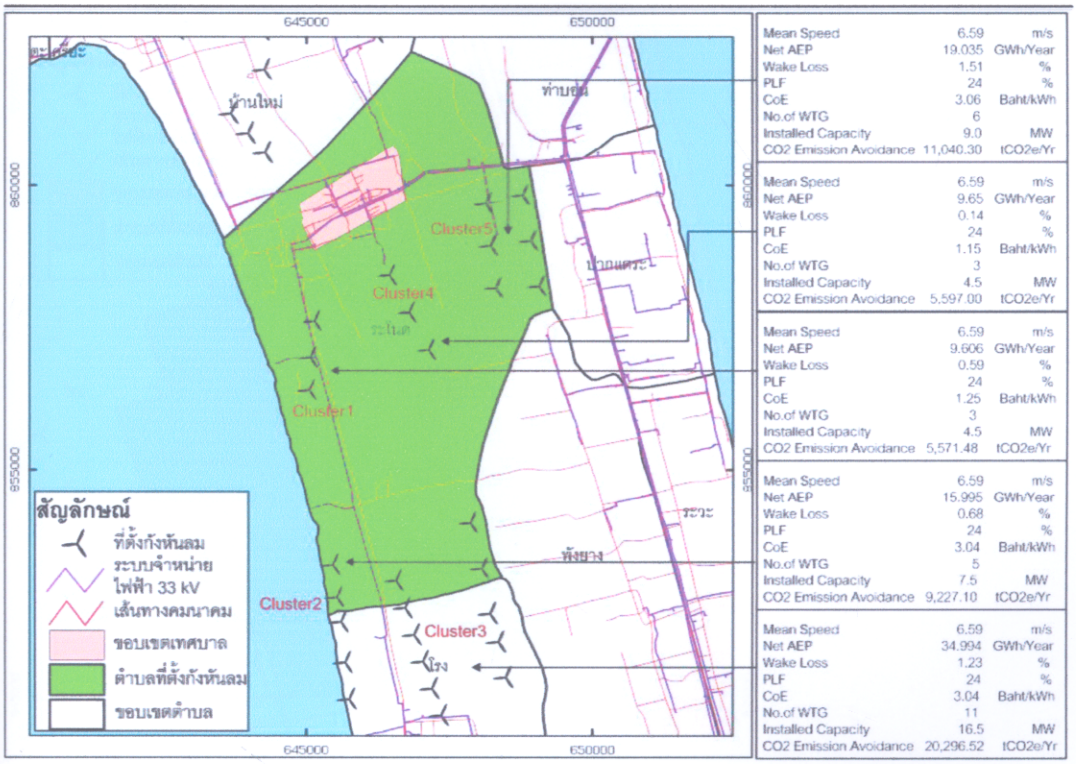
รูปที่ 4.491 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ทรายขาว อ.หัวไทร



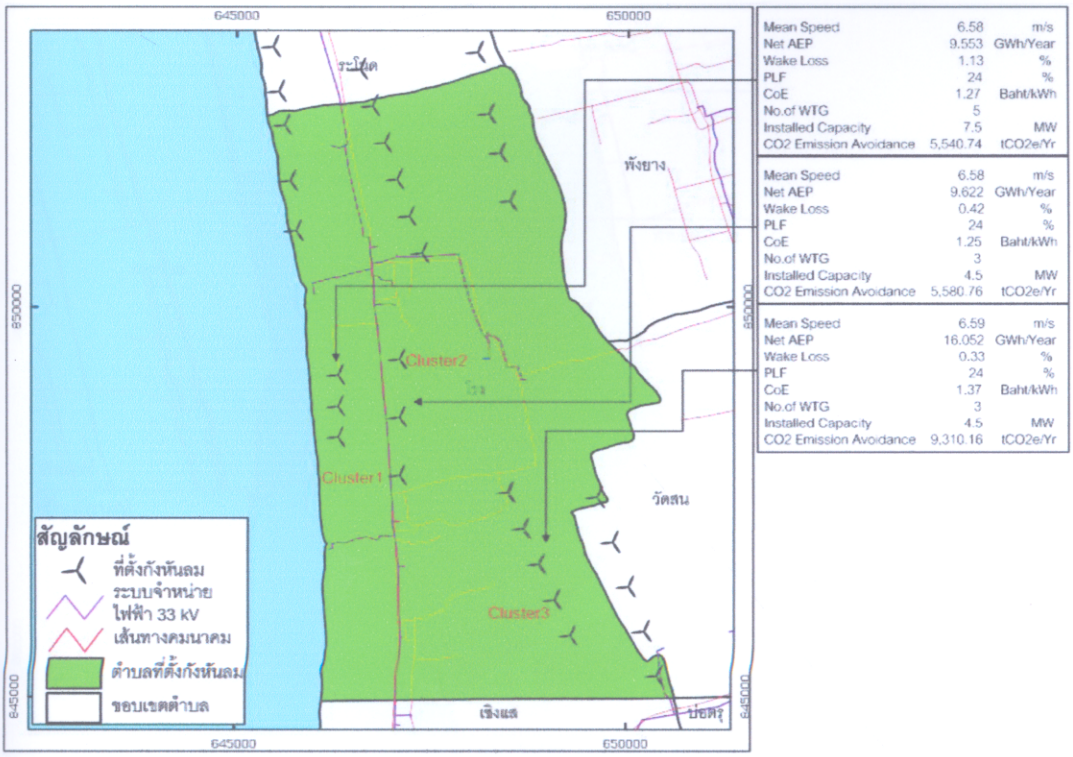
รูปที่ 4.492 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.หัวไทร อ.หัวไทร



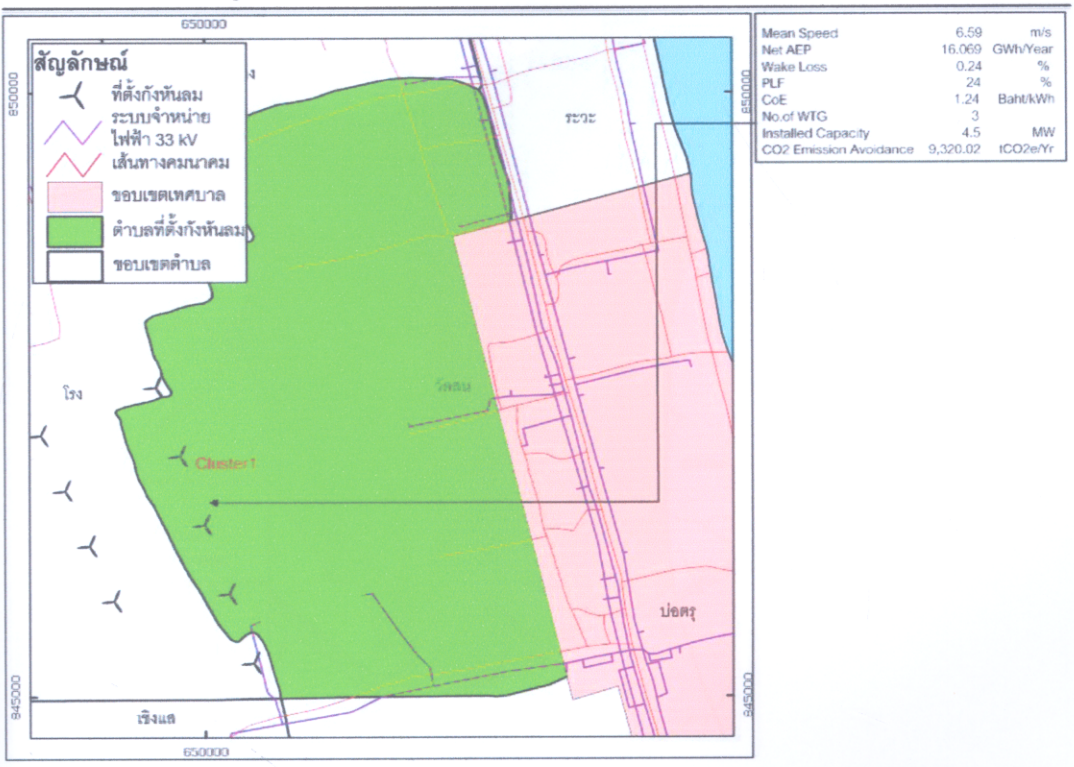
รูปที่ 4.493 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.เขาพังไกร อ.หัวไทร



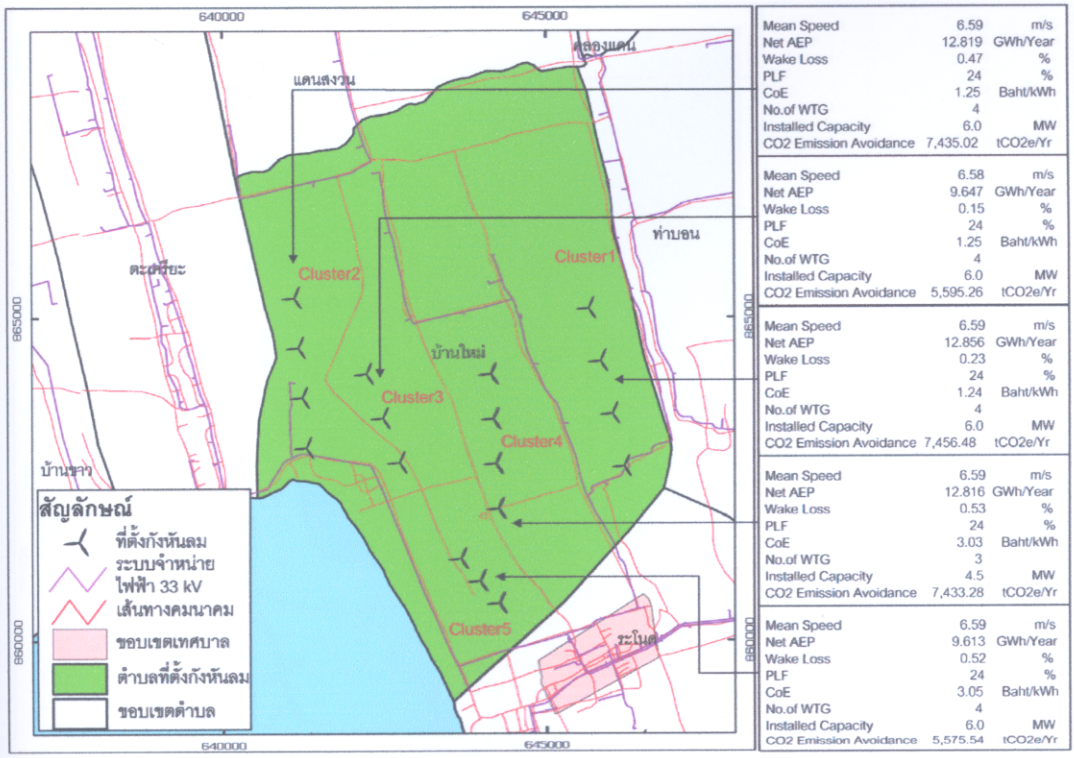
รูปที่ 4.494 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ระโนด อ.ระโนด



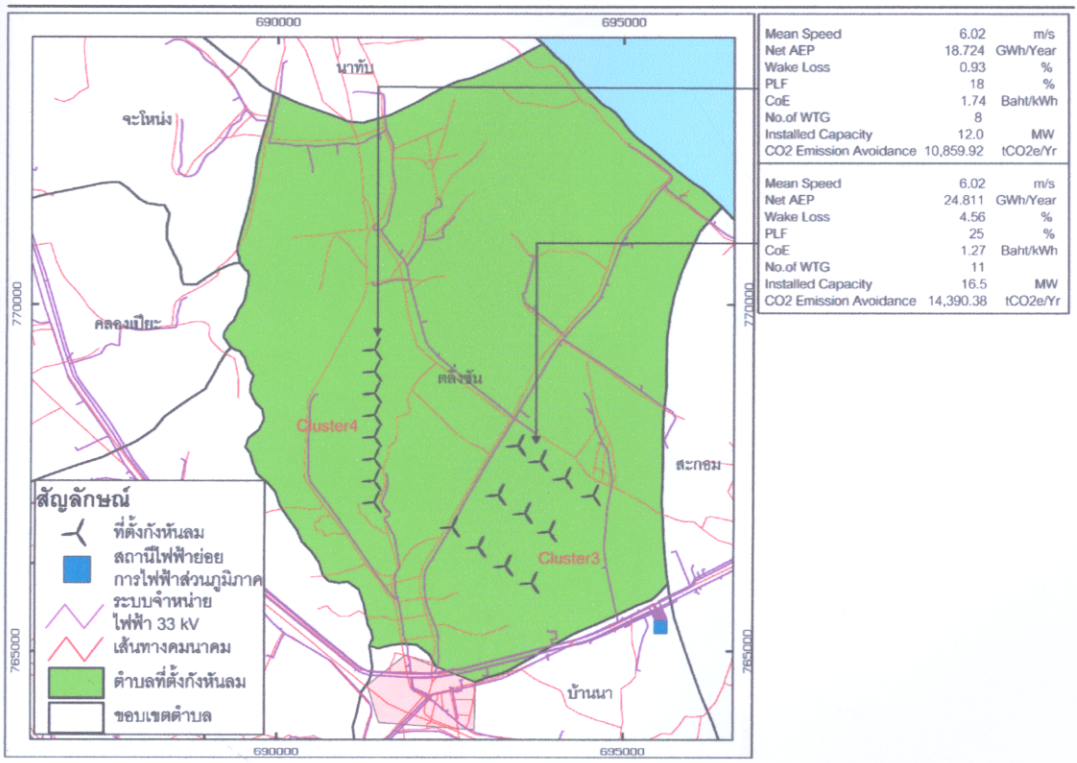
รูปที่ 4.495 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.โรง อ.ระโนด



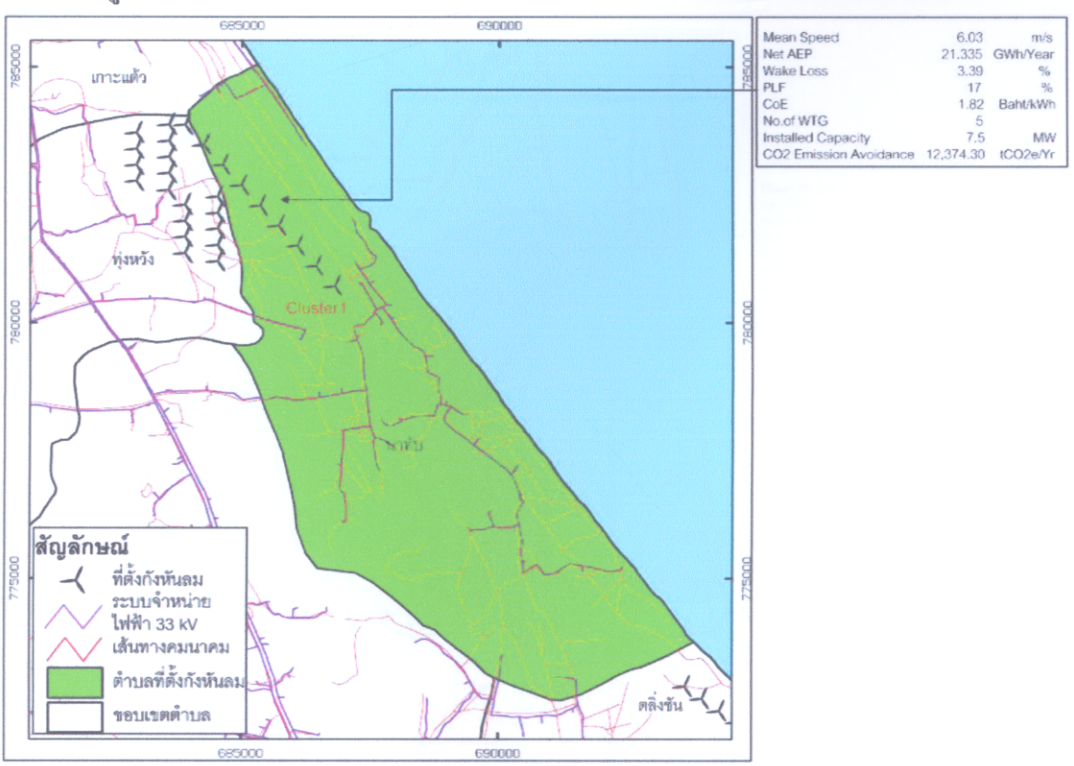
รูปที่ 4.496 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.วัดสน อ.ระโนด



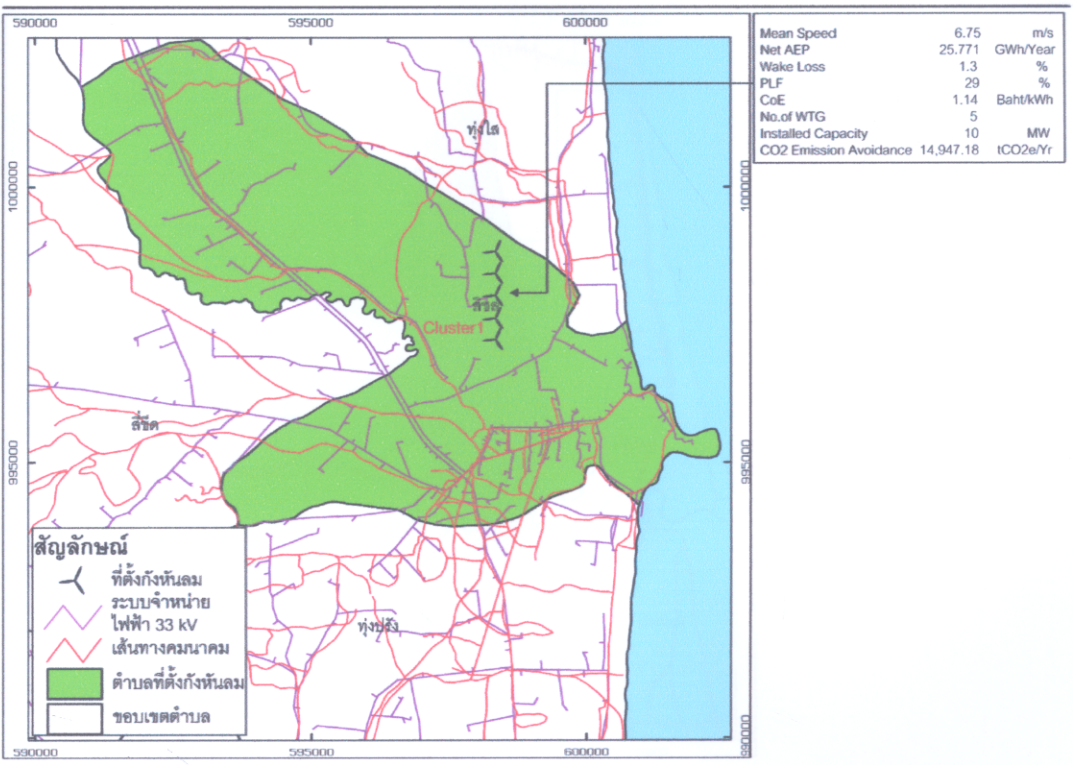
รูปที่ 4.497 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด



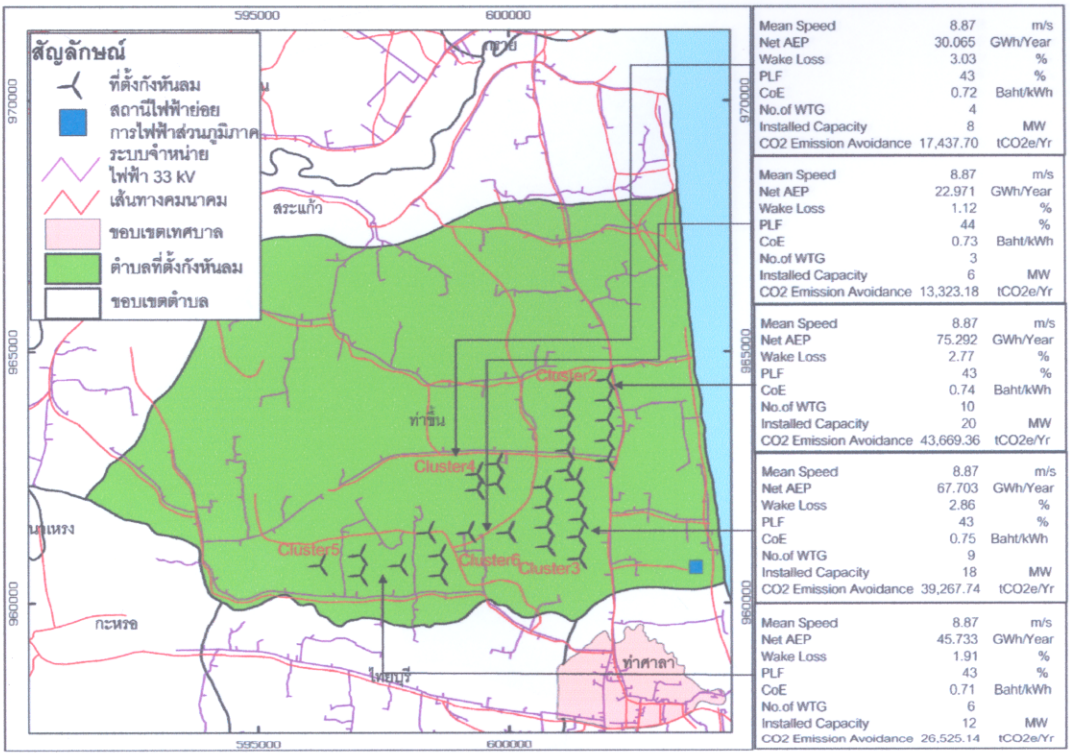
รูปที่ 4.498 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ



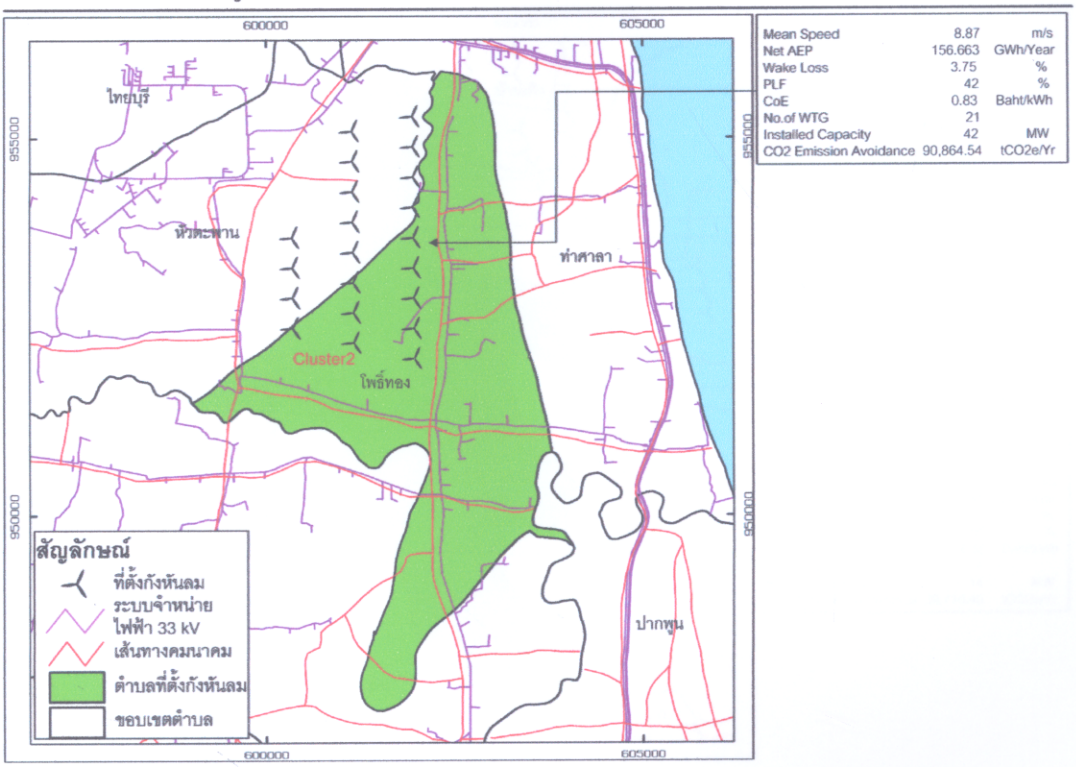
รูปที่ 4.499 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ในพื้นที่ ต.นาทับ อ.จะนะ



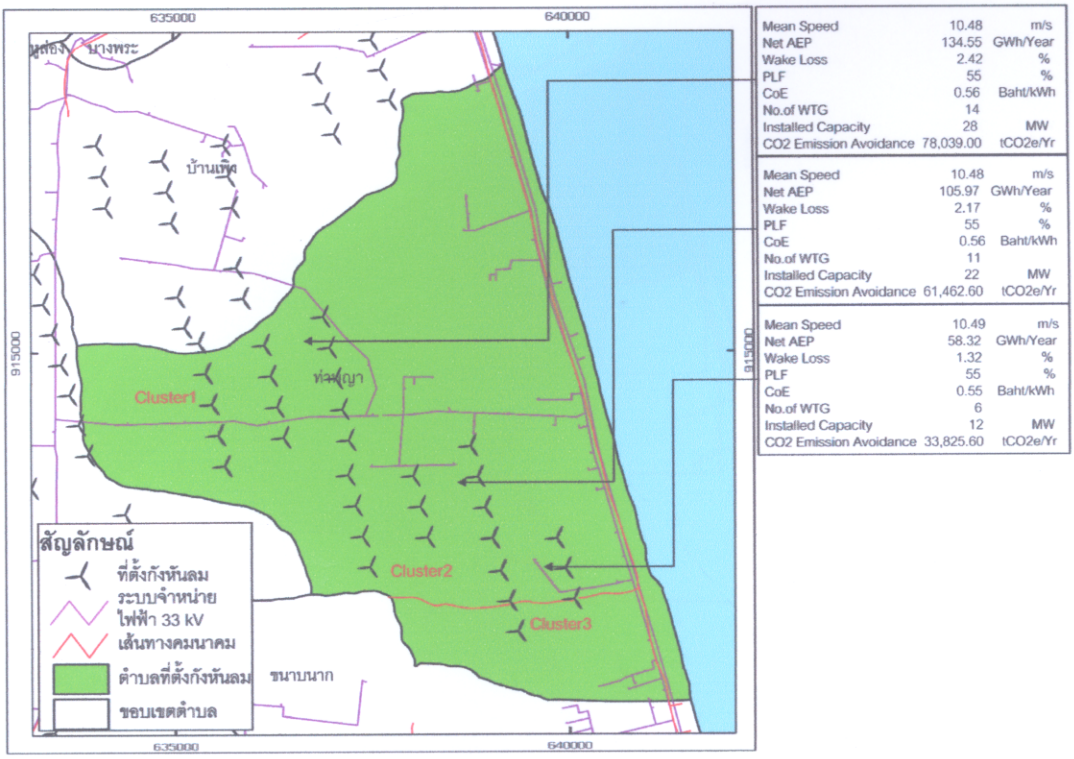
รูปที่ 4.500 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.สิชล อ.สิชล



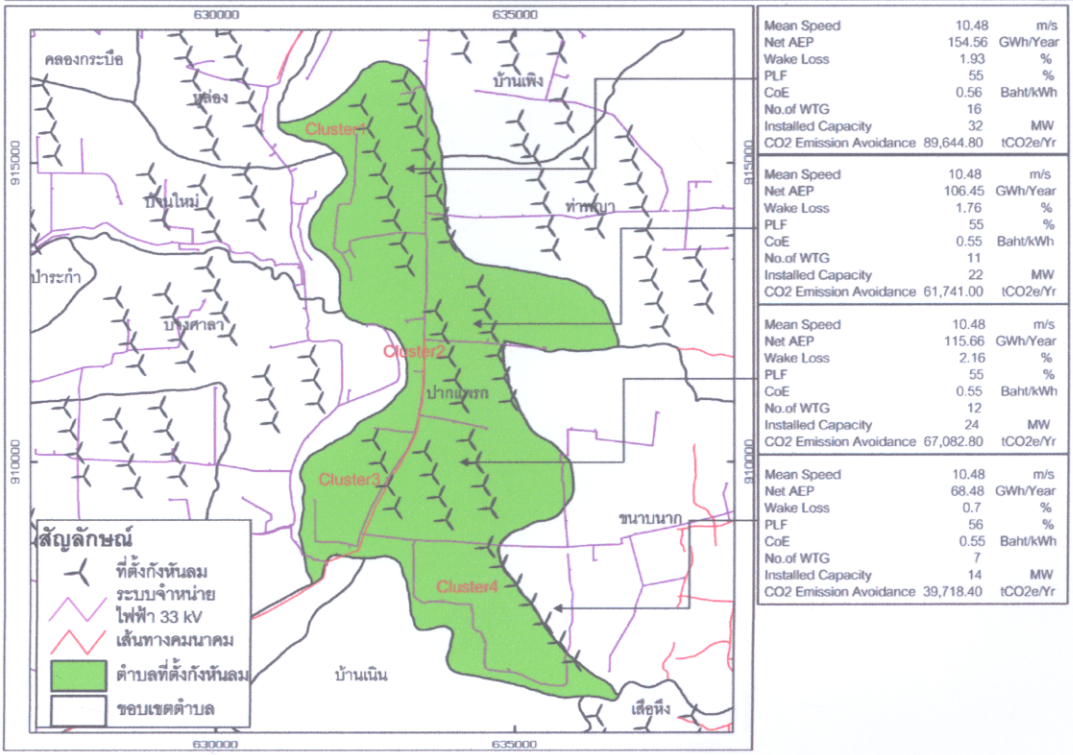
รูปที่ 4.501 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขึ้น อ.ท่าศาลา



รูปที่ 4.502 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.โพธิ์ทอง อ.ท่าศาลา



รูปที่ 4.503 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าพญา อ.ปากพนัง



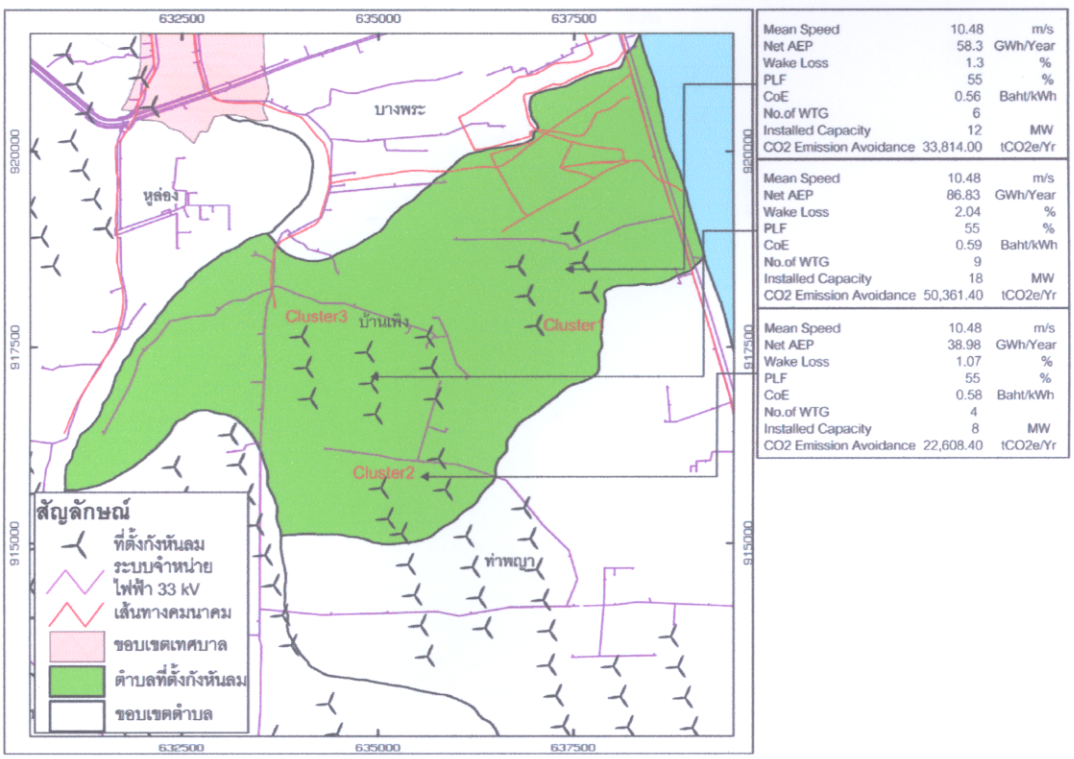
Mean Speed	10.48	m/s
Net AEP	154.56	GWh/Year
Wake Loss	1.93	%
PLF	55	%
CoE	0.56	Baht/kWh
No.of WTG	16	
Installed Capacity	32	MW
CO2 Emission Avoidance	89,644.80	tCO2e/Yr

Mean Speed	10.48	m/s
Net AEP	106.45	GWh/Year
Wake Loss	1.76	%
PLF	55	%
CoE	0.55	Baht/kWh
No.of WTG	11	
Installed Capacity	22	MW
CO2 Emission Avoidance	61,741.00	tCO2e/Yr

Mean Speed	10.48	m/s
Net AEP	115.66	GWh/Year
Wake Loss	2.16	%
PLF	55	%
CoE	0.55	Baht/kWh
No.of WTG	12	
Installed Capacity	24	MW
CO2 Emission Avoidance	67,082.80	tCO2e/Yr

Mean Speed	10.48	m/s
Net AEP	68.48	GWh/Year
Wake Loss	0.7	%
PLF	56	%
CoE	0.55	Baht/kWh
No.of WTG	7	
Installed Capacity	14	MW
CO2 Emission Avoidance	39,718.40	tCO2e/Yr

รูปที่ 4.504 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ปากแพรก อ.ปากพนัง

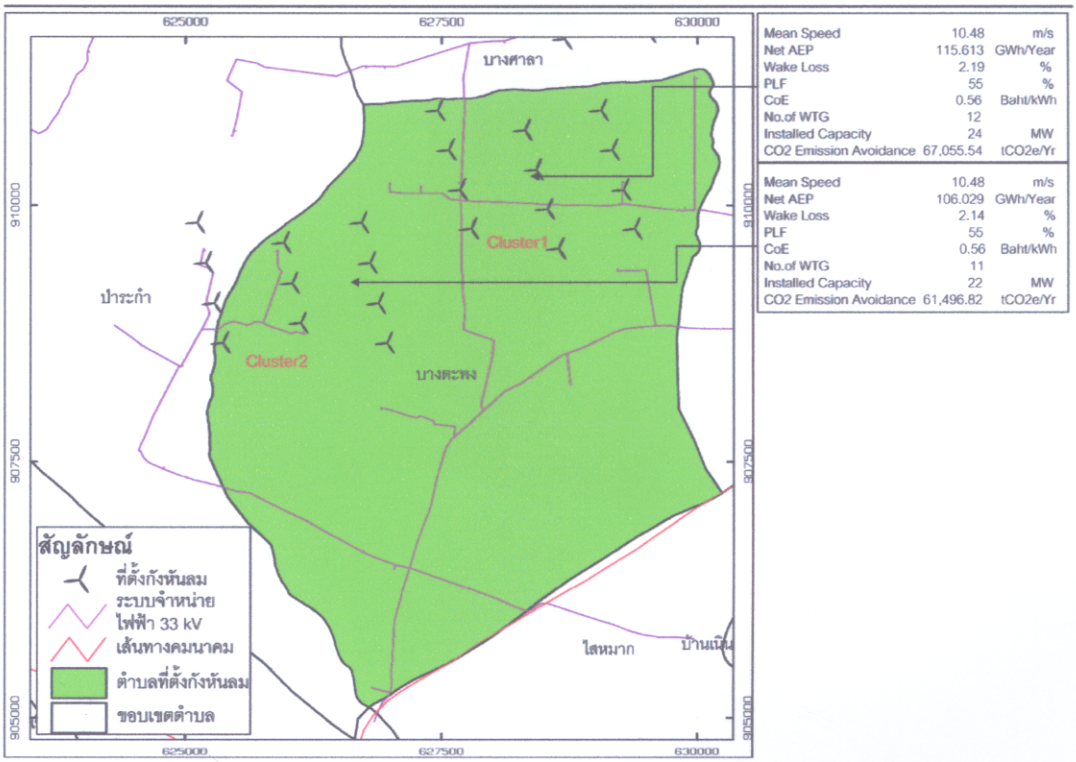


Mean Speed	10.48	m/s
Net AEP	58.3	GWh/Year
Wake Loss	1.3	%
PLF	55	%
CoE	0.56	Baht/kWh
No.of WTG	6	
Installed Capacity	12	MW
CO2 Emission Avoidance	33,814.00	tCO2e/Yr

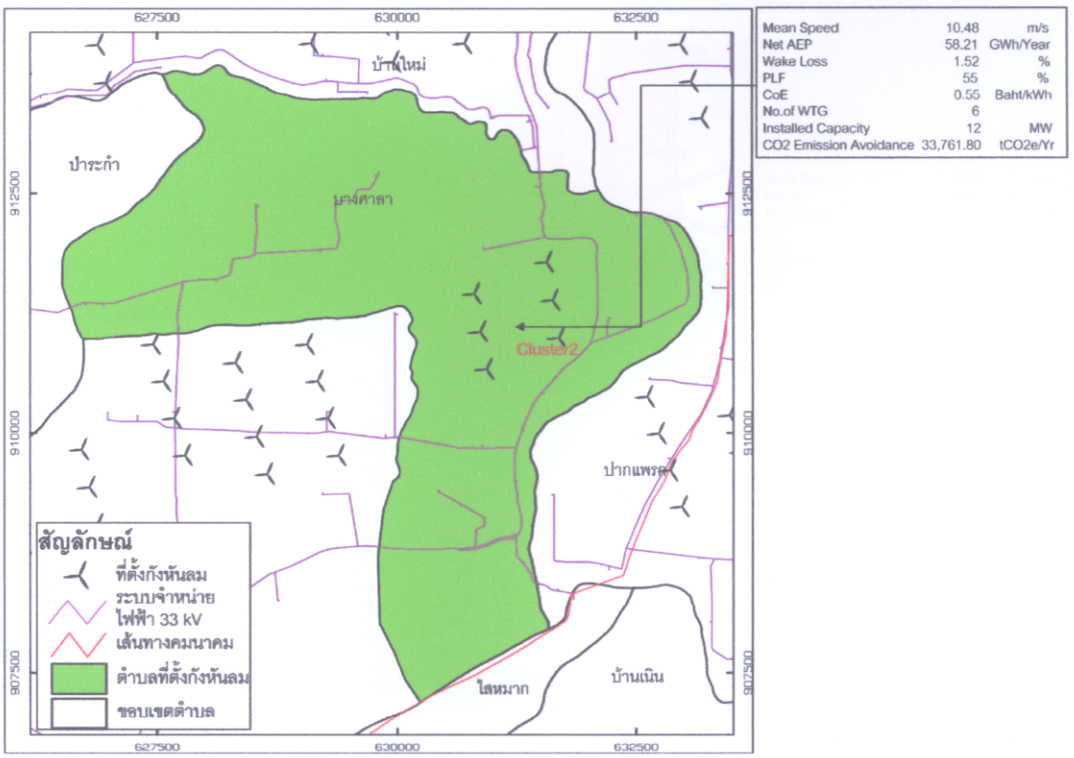
Mean Speed	10.48	m/s
Net AEP	86.83	GWh/Year
Wake Loss	2.04	%
PLF	55	%
CoE	0.59	Baht/kWh
No.of WTG	9	
Installed Capacity	18	MW
CO2 Emission Avoidance	50,361.40	tCO2e/Yr

Mean Speed	10.48	m/s
Net AEP	38.98	GWh/Year
Wake Loss	1.07	%
PLF	55	%
CoE	0.58	Baht/kWh
No.of WTG	4	
Installed Capacity	8	MW
CO2 Emission Avoidance	22,608.40	tCO2e/Yr

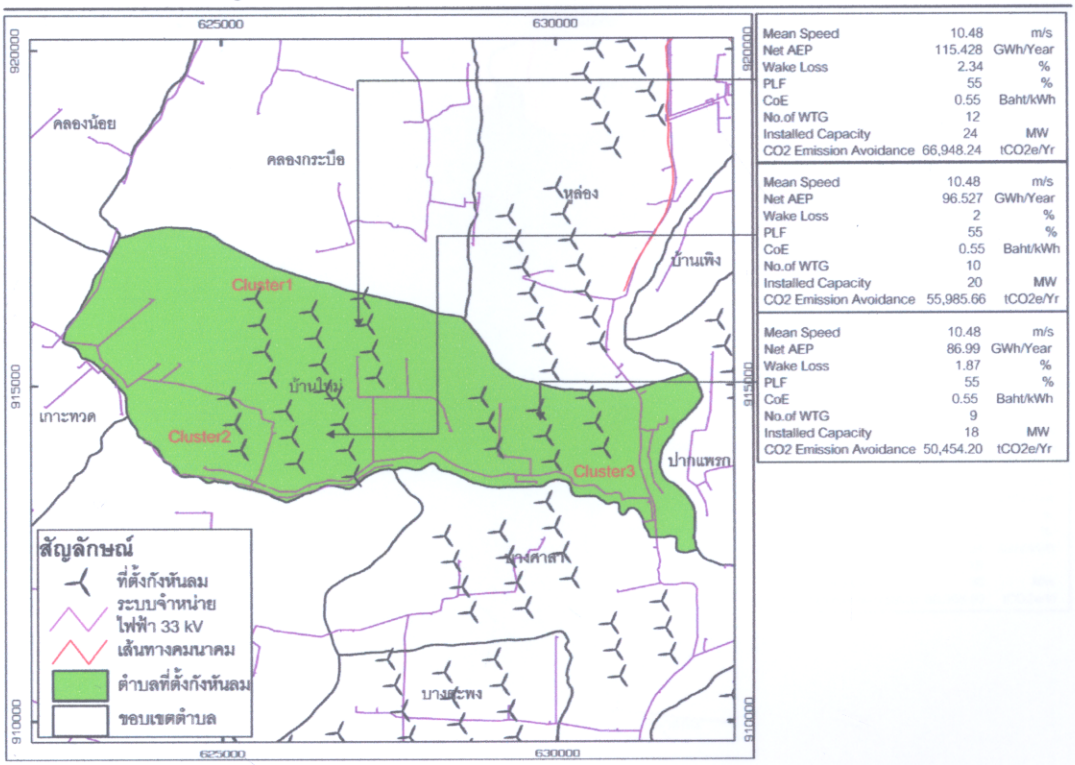
รูปที่ 4.505 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านเพิง อ.ปากพนัง



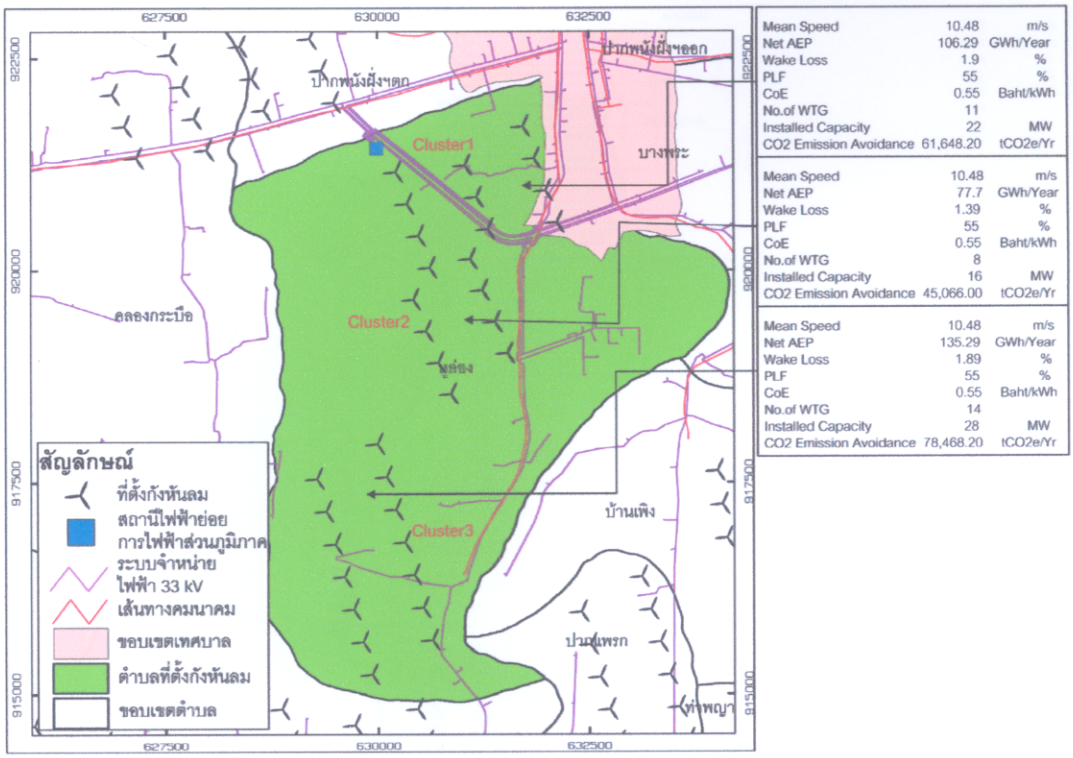
รูปที่ 4.506 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บางตะพง อ.ปากพนัง



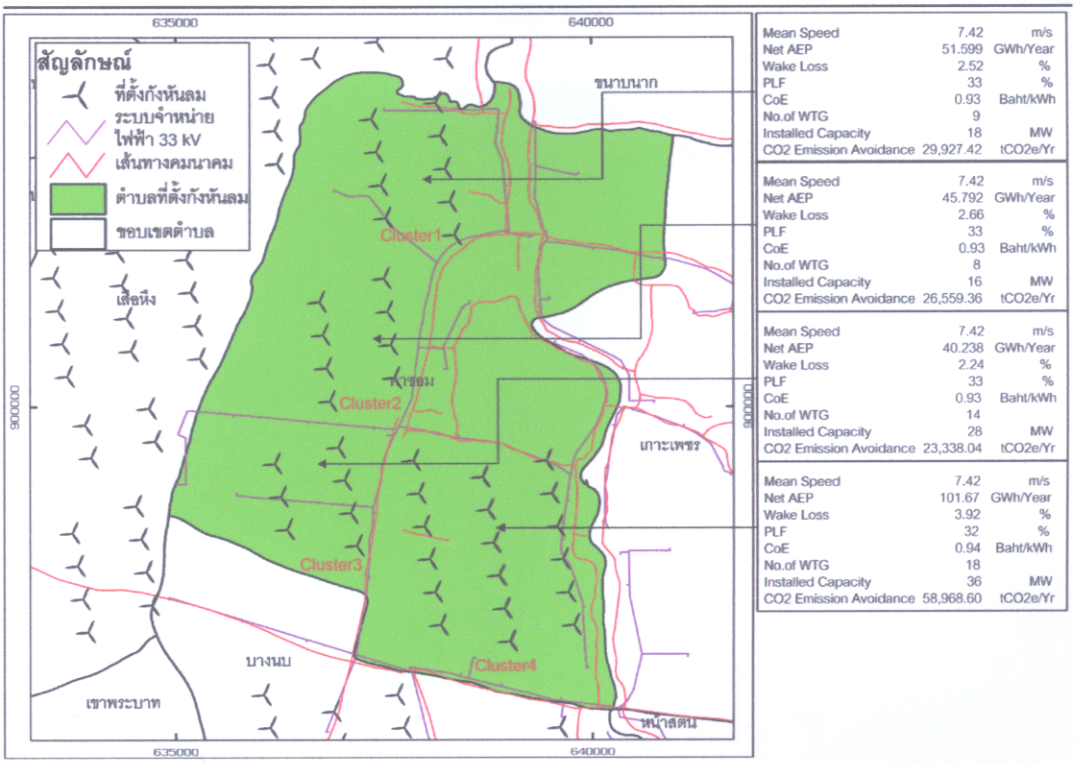
รูปที่ 4.507 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บางศาลา อ.ปากพนัง



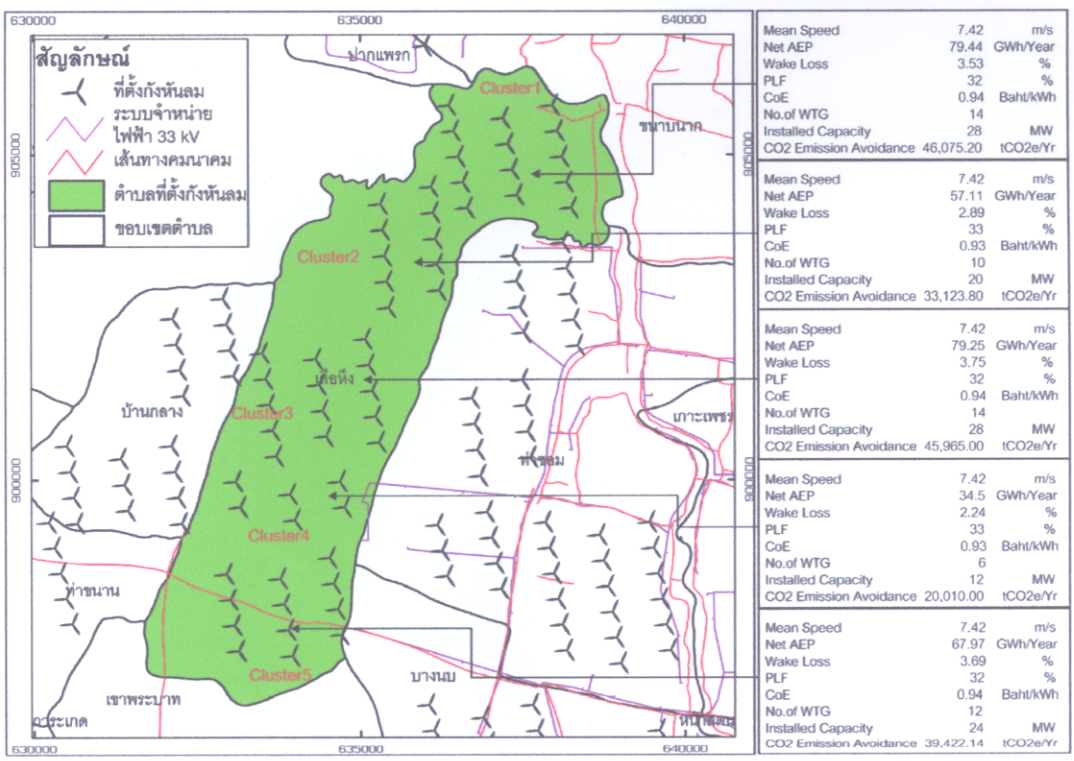
รูปที่ 4.508 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ปากพนัง



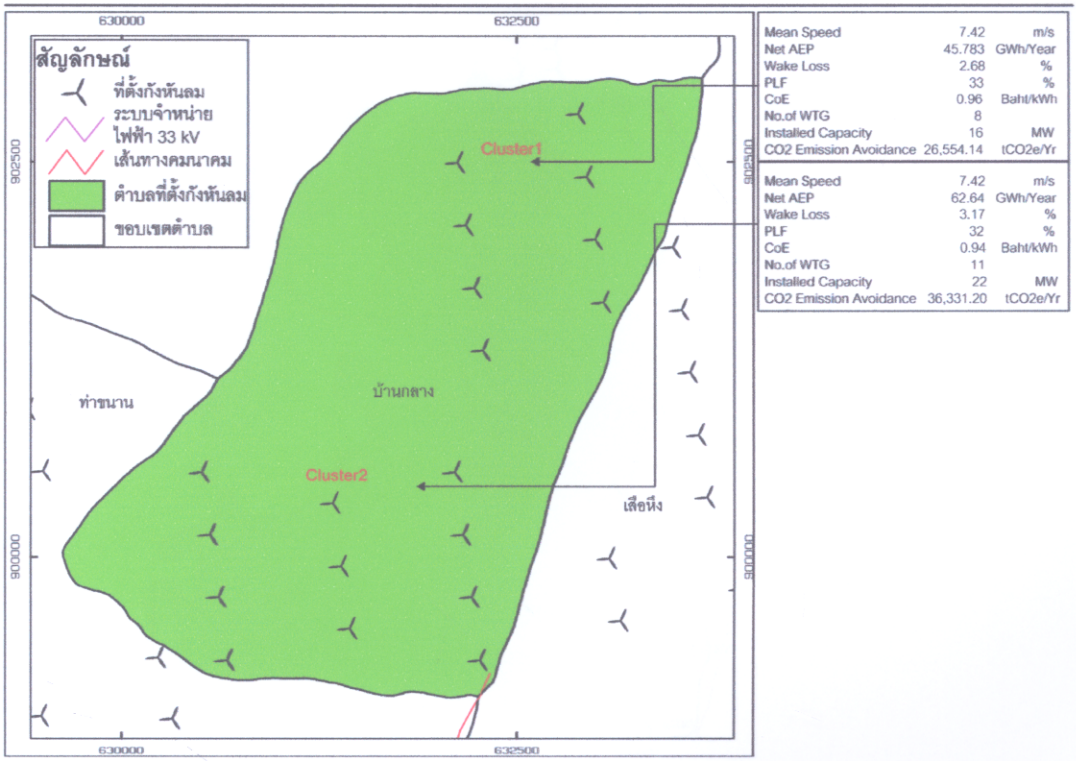
รูปที่ 4.509 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.หูล่อง อ.ปากพนัง



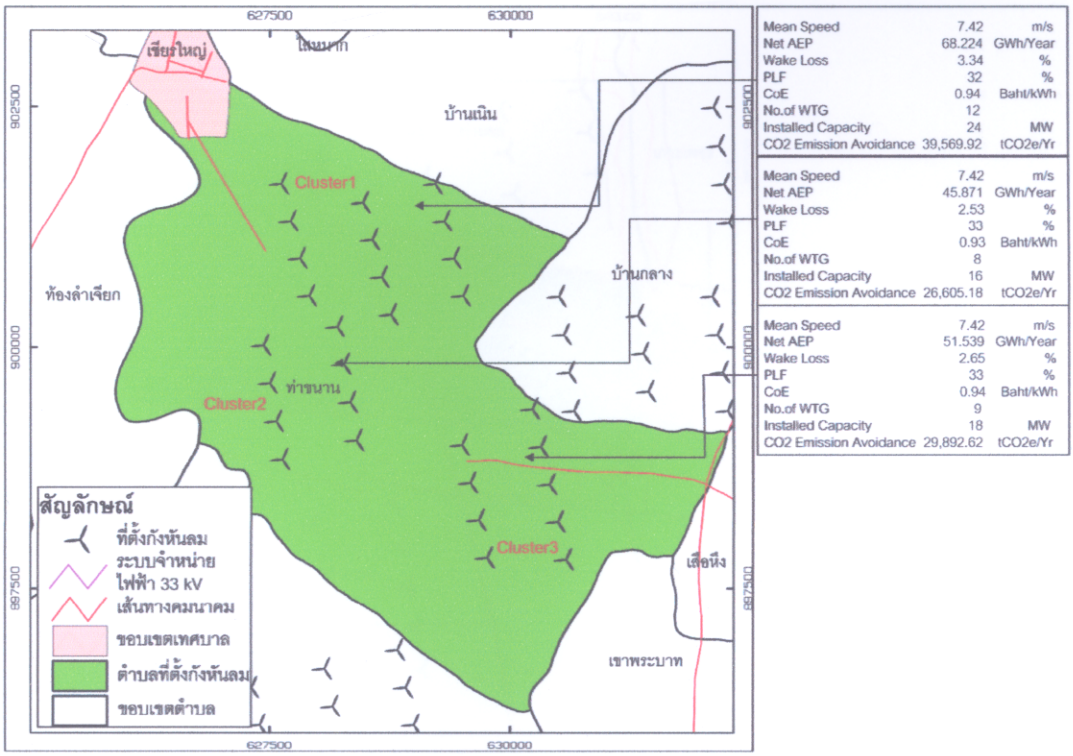
รูปที่ 4.510 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าซอม อ.เชียรใหญ่



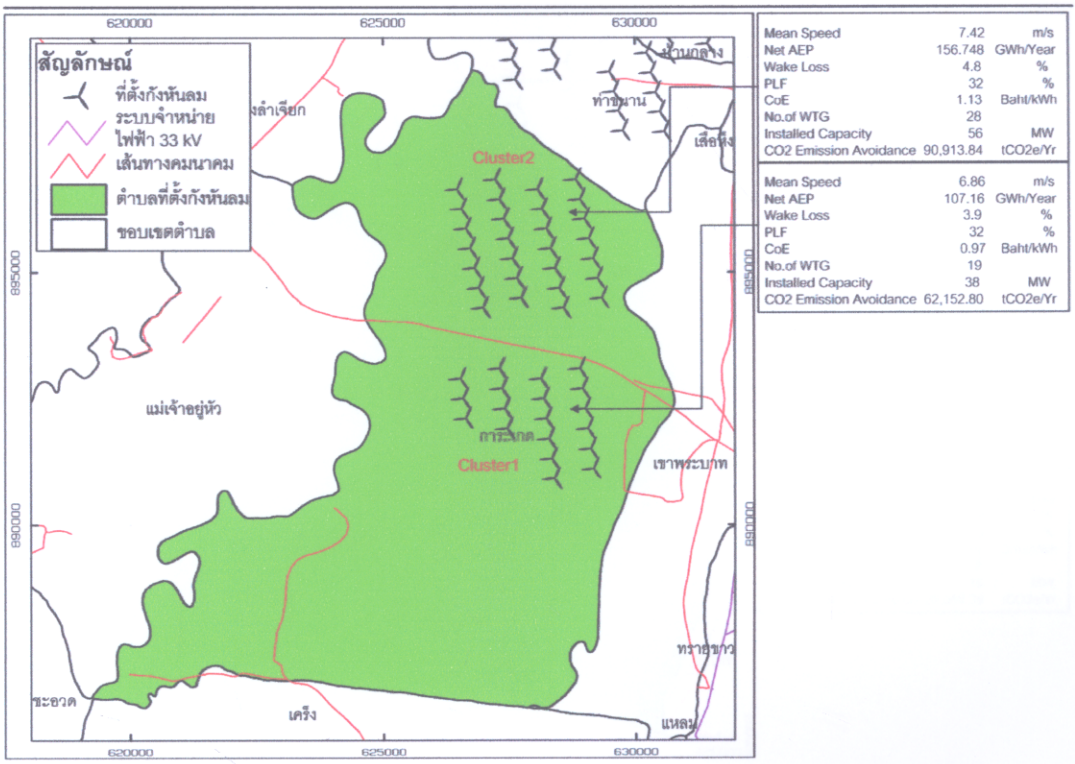
รูปที่ 4.511 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.เสือหึง อ.เชียรใหญ่



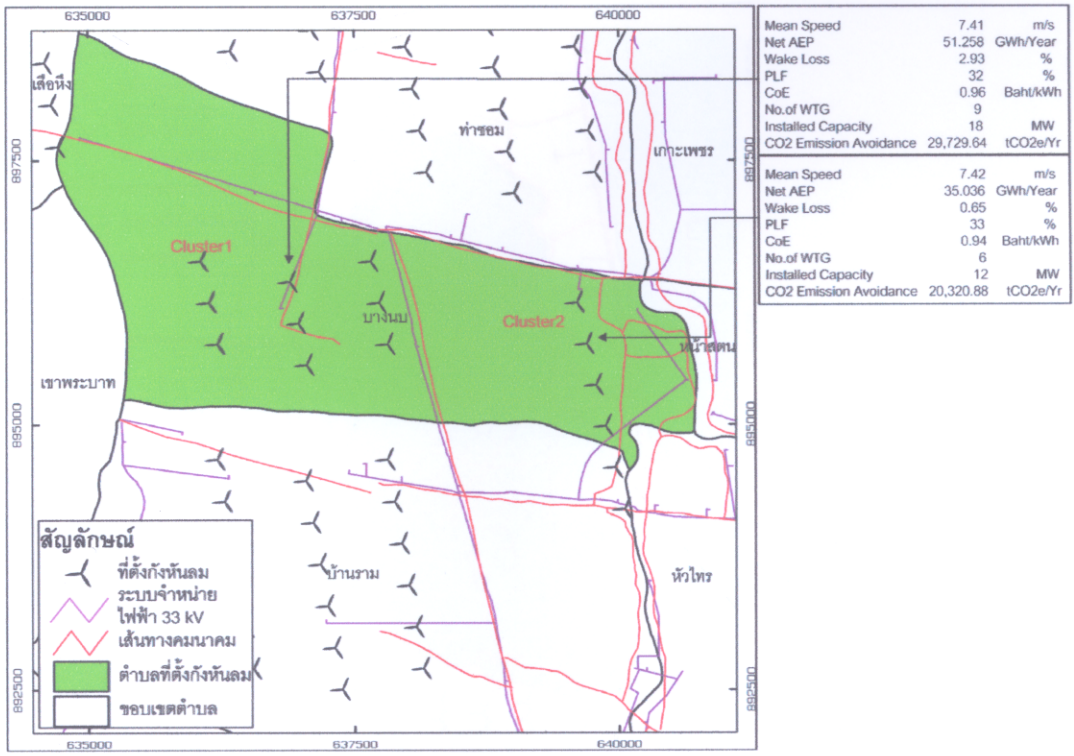
รูปที่ 4.512 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านกลาง อ.เชียรใหญ่



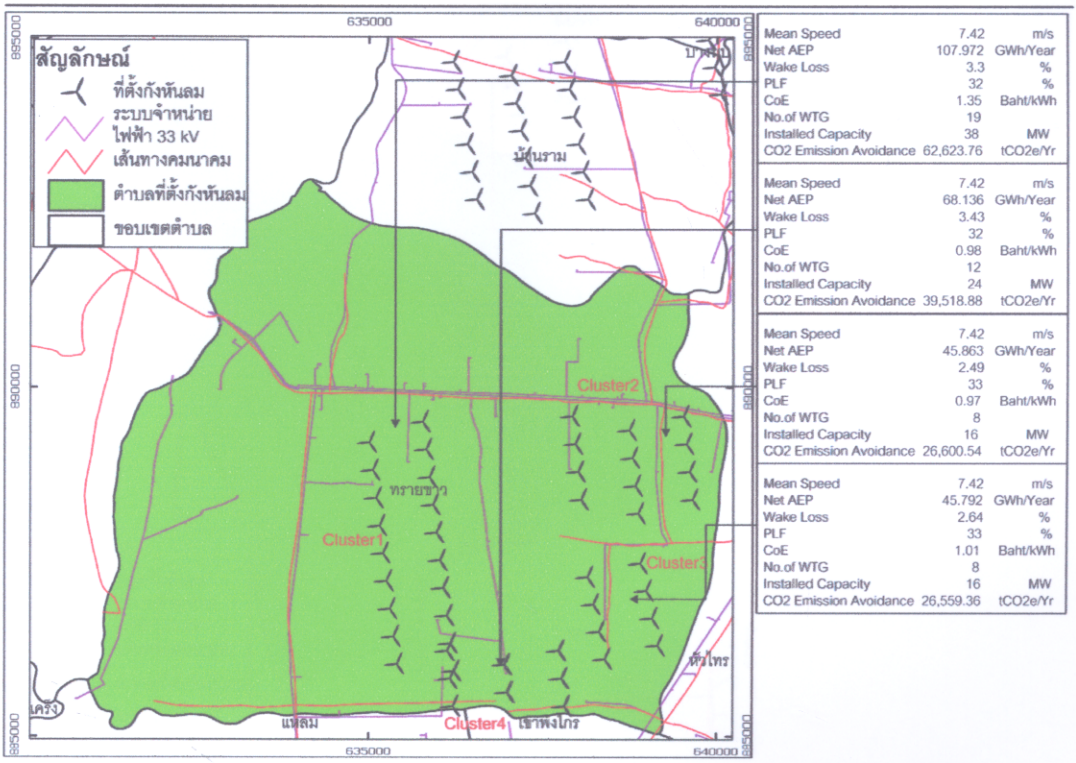
รูปที่ 4.513 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ท่าขนาน อ.เชียรใหญ่



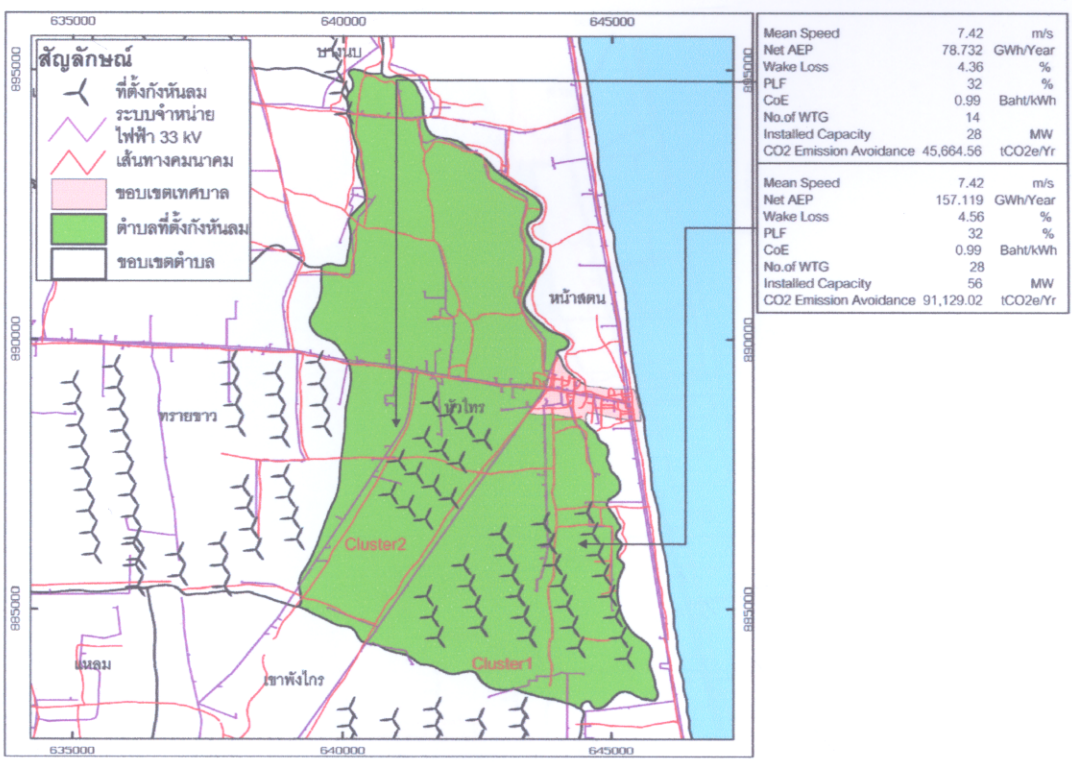
รูปที่ 4.514 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.การะเกด อ.เชียรใหญ่



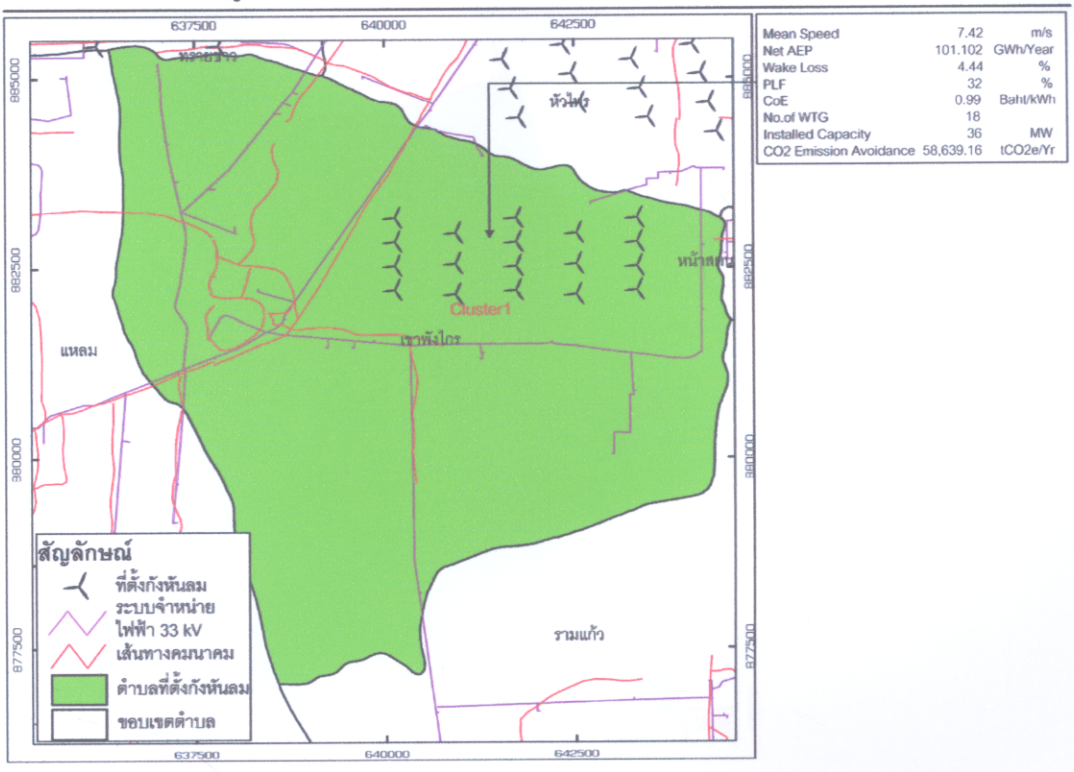
รูปที่ 4.515 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บางนบ อ.หัวไทร



รูปที่ 4.516 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ทรายขาว อ.หัวไทร



รูปที่ 4.517 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.หัวไทร อ.หัวไทร



Mean Speed	7.42	m/s
Net AEP	101.102	GWh/Year
Wake Loss	4.44	%
PLF	32	%
CoE	0.99	Baht/kWh
No.of WTG	18	
Installed Capacity	36	MW
CO2 Emission Avoidance	58,639.16	tCO2e/Yr

รูปที่ 4.518 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.เขาพังไกร อ.หัวไทร



Mean Speed	7.11	m/s
Net AEP	21.73	GWh/Year
Wake Loss	1.42	%
PLF	31	%
CoE	2.41	Baht/kWh
No.of WTG	4	
Installed Capacity	8	MW
CO2 Emission Avoidance	12,603.40	tCO2e/Yr

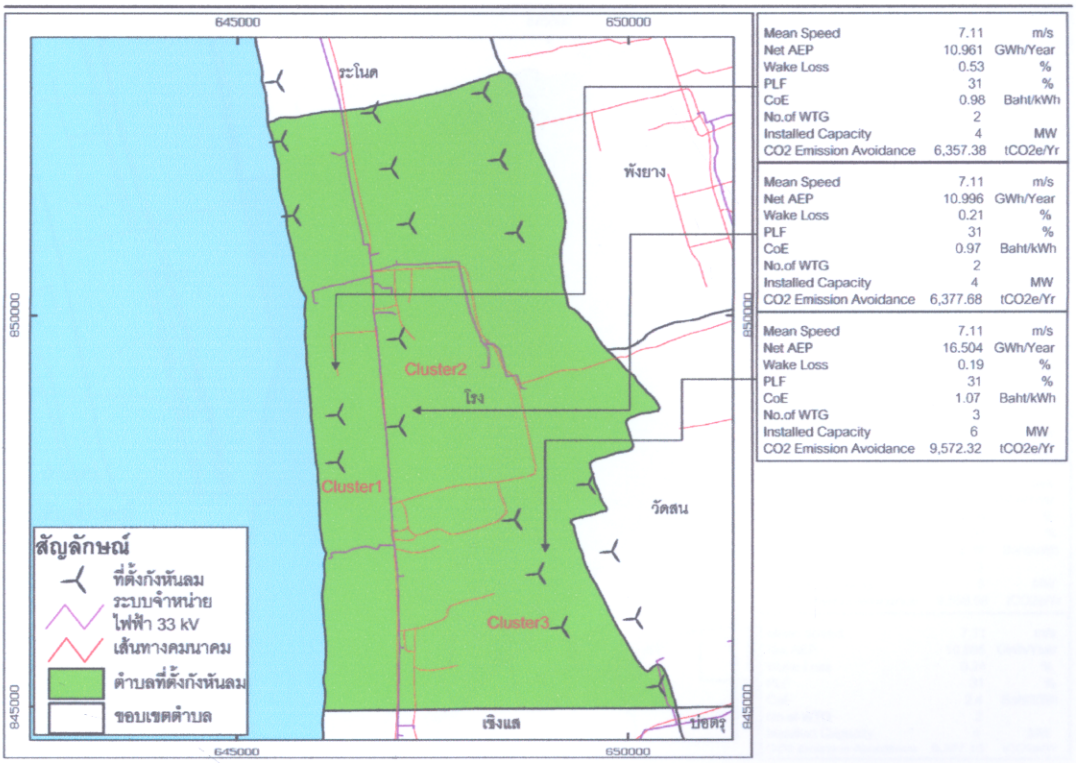
Mean Speed	7.11	m/s
Net AEP	11.013	GWh/Year
Wake Loss	0.07	%
PLF	31	%
CoE	0.98	Baht/kWh
No.of WTG	2	
Installed Capacity	4	MW
CO2 Emission Avoidance	6,387.54	tCO2e/Yr

Mean Speed	7.11	m/s
Net AEP	10.99	GWh/Year
Wake Loss	0.28	%
PLF	31	%
CoE	0.97	Baht/kWh
No.of WTG	2	
Installed Capacity	4	MW
CO2 Emission Avoidance	6,374.20	tCO2e/Yr

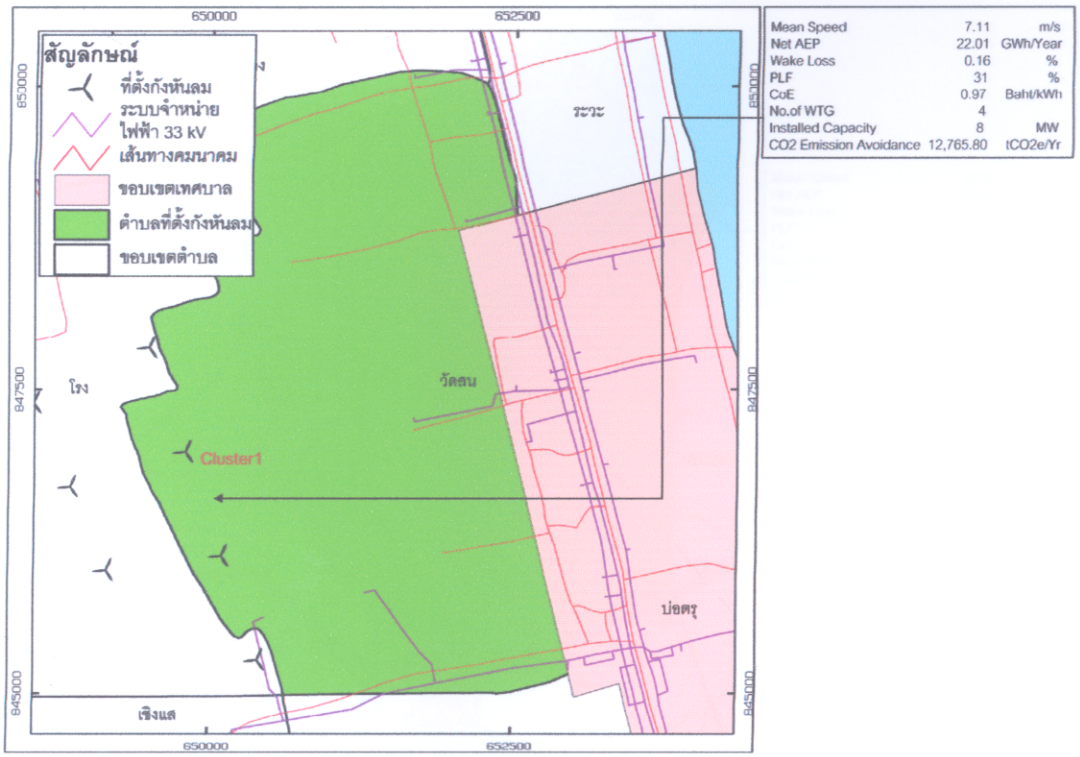
Mean Speed	7.11	m/s
Net AEP	16.467	GWh/Year
Wake Loss	0.39	%
PLF	31	%
CoE	2.39	Baht/kWh
No.of WTG	3	
Installed Capacity	6	MW
CO2 Emission Avoidance	9,550.86	tCO2e/Yr

Mean Speed	7.11	m/s
Net AEP	38.25	GWh/Year
Wake Loss	0.84	%
PLF	31	%
CoE	2.39	Baht/kWh
No.of WTG	7	
Installed Capacity	14	MW
CO2 Emission Avoidance	22,185.00	tCO2e/Yr

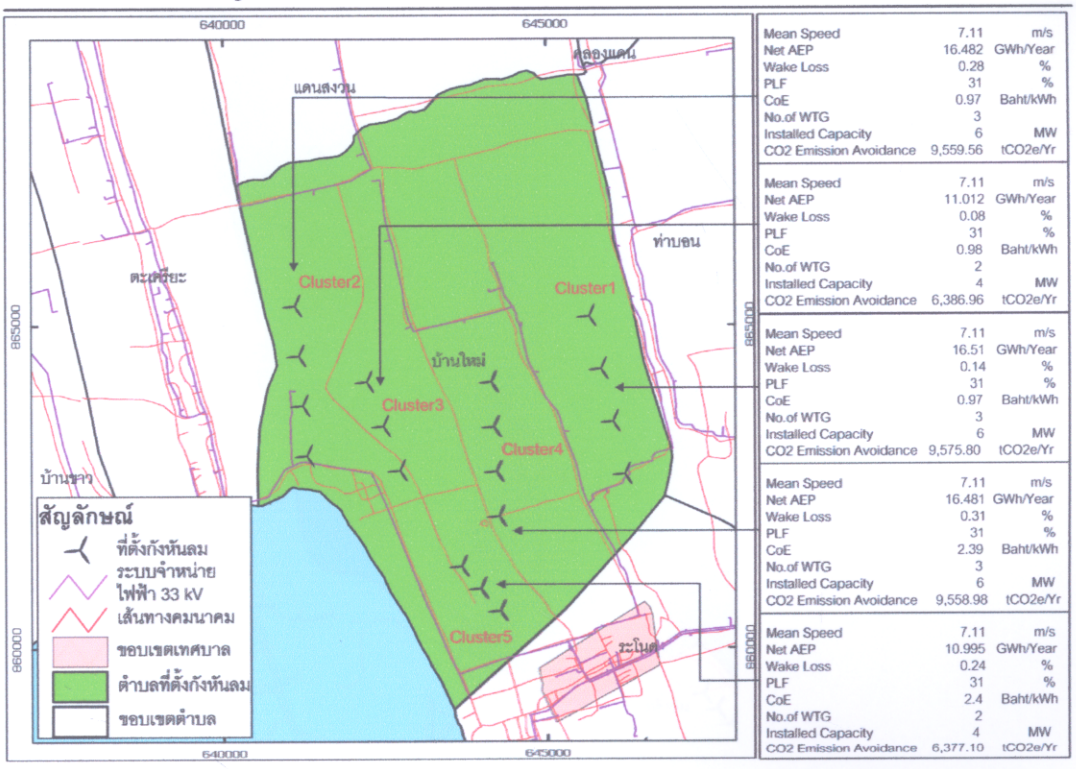
รูปที่ 4.519 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ระโนด อ.ระโนด



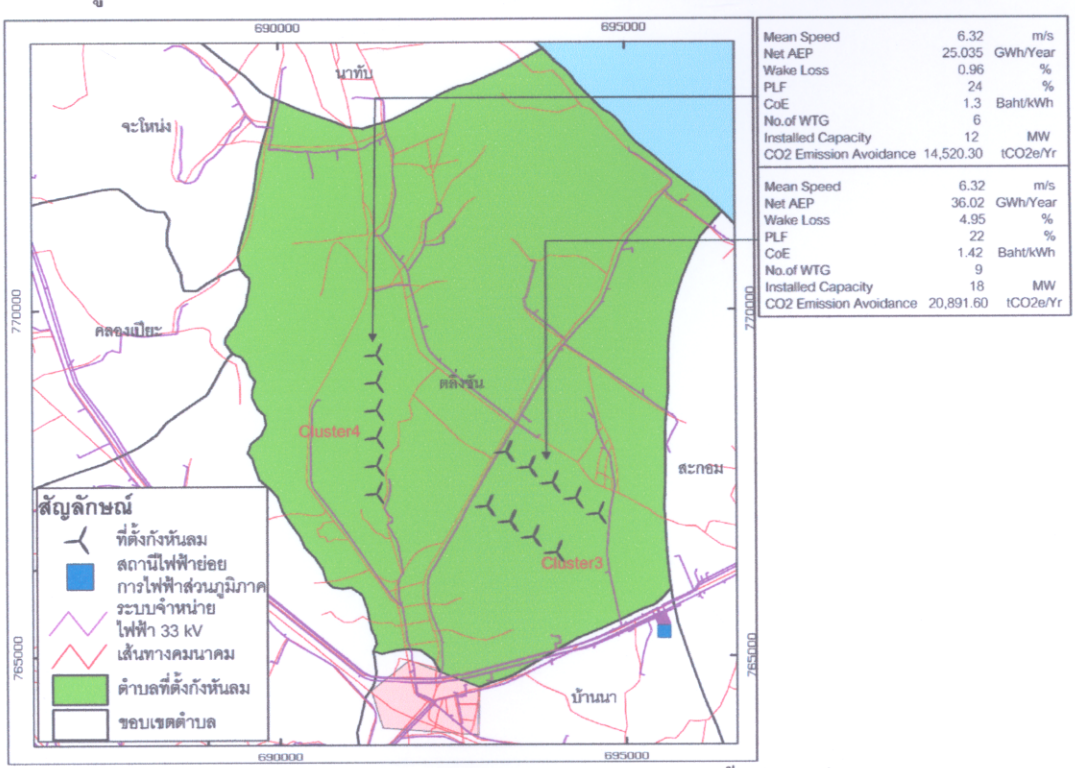
รูปที่ 4.520 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.โรง อ.ระโนด



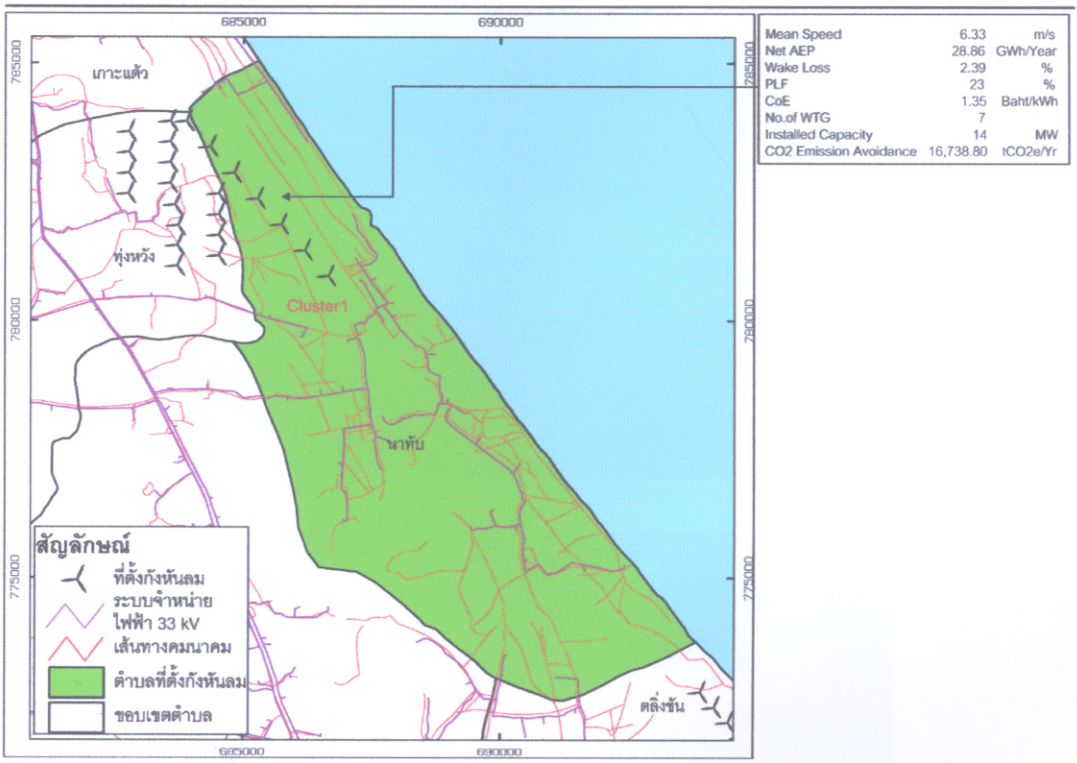
รูปที่ 4.521 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.วัดสน อ.ระโนด



รูปที่ 4.522 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.บ้านใหม่ อ.ระโนด



รูปที่ 4.523 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.ตลิ่งชัน อ.จะนะ



รูปที่ 4.524 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 2.0 MW ในพื้นที่ ต.นาทับ อ.จะนะ



รูปที่ 4.525 ตัวอย่างพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม ตามแนวชายฝั่งทะเลทางอ่าวไทย

บทที่ 5
สรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุป

โครงการวิจัยนี้ได้อาศัยข้อมูลความเร็วลมสถิติระยะเวลา 1 ปี สำหรับการวิเคราะห์ผลโดยได้ดำเนินการเก็บข้อมูลความเร็วลมราย 10 นาที ที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคมของปี พ.ศ. 2551 ของทั้ง 18 สถานี และดำเนินการวิเคราะห์ข้อมูลความเร็วลมของแต่ละสถานี โดยได้จำแนกข้อมูลความเร็วลมออกเป็นความเร็วลมรวมช่วงลมสงบและความเร็วลมไม่รวมช่วงลมสงบ เพื่อนำความเร็วลมไม่รวมช่วงลมสงบไปวิเคราะห์หาค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมราย 10 นาที และนำไปวิเคราะห์หาค่าเฉลี่ยรายเดือนของแต่ละสถานีต่อไป ผลการวิจัยพบว่าค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายเดือนมีค่าอยู่ในช่วง 0.1-0.7 ขึ้นอยู่กับลักษณะทางกายภาพของสิ่งปกคลุมพื้นที่บริเวณโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลม ค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมเฉลี่ยรายเดือนของแต่ละสถานีถูกนำไปประมาณค่านอกช่วงของความเร็วลมที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ซึ่งข้อมูลความเร็วลมสถิติที่ระดับความสูงดังกล่าวนี้จะถูกนำไปวิเคราะห์ภูมิอากาศลม (OWC) โดยใช้โปรแกรม *WAsP* 9.0 ซึ่งเป็นการวิเคราะห์ไวล์บุลล์พารามิเตอร์ทั้งพารามิเตอร์รูปร่างและพารามิเตอร์ระดับ นอกจากนี้ยังเป็นการวิเคราะห์ทิศทางของความเร็วลมสถิติด้วยโดยการสร้างผังลมชนิด 16 ส่วน แต่ละส่วนครอบคลุมทิศทาง 22.5 องศา รวมทั้งการวิเคราะห์ความเร็วลมเฉลี่ยและความหนาแน่นกำลังลม ณ ตำแหน่งสถานีวัดลม

ความเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m 40 m 80 m 90 m และ 100 m ถูกนำไปสร้างโปรไฟล์ทางดิ่งของลมเพื่อตรวจสอบความถูกต้อง นอกจากนี้ข้อมูลลมสถิติซึ่งถูกจำแนกออกเป็นความเร็วลมในช่วงเวลา On Peak และช่วงเลา Off Peak ตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยถูกนำไปวิเคราะห์หาความเร็วลมเฉลี่ยรายปีและวิเคราะห์หาความถี่ของจำนวนชั่วโมงเพื่อวิเคราะห์เวลาประสิทธิผล (Effective Time) ของความเร็วลมที่สามารถทำให้กังหันลมหมุนและผลิตไฟฟ้าได้ ความเร็วลมเฉลี่ยรายปีของสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 5.1 โดยส่วนใหญ่ร้อยละ 35 ของความเร็วลมอยู่ในช่วง On Peak และประมาณร้อยละ 65 อยู่ในช่วง Off Peak

ข้อมูลลมสถิติรอบ 1 ปี ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ถูกนำไปวิเคราะห์ภูมิอากาศลมของแต่ละสถานีเพื่อสร้างแผนที่ลมระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมด้วยโปรแกรม WAsP 9.0 ผลการวิจัยพบว่าความเร็วลมเฉลี่ย ณ สถานีวัดลมมีค่าอยู่ในช่วง 3.42-8.54 m/s ที่ระดับความสูง 80 m และมีค่าอยู่ในช่วง 3.57-8.83 m/s ที่ระดับความสูง 90 m และมีค่าอยู่

ในช่วง 3.71-9.10 m/s ที่ระดับความสูง 100 m โดยมีรายละเอียดของความเร็วลมของแต่ละสถานี แสดงดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.1 ความเร็วลมเฉลี่ยในช่วง On Peak และ Off Peak ที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ของสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่

ลำดับที่	สถานี	จังหวัด	อัตราเร็วลมเฉลี่ย					
			80 m		90 m		100 m	
			On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak
1	ท่าชนะ	สุราษฎร์ธานี	4.59	4.78	4.73	4.93	4.87	5.07
2	ขนอม	นครศรีธรรมราช	6.30	7.21	6.53	7.48	6.74	7.72
3	สิชล	นครศรีธรรมราช	6.83	6.67	7.12	7.08	7.19	7.47
4	ท่าศาลา	นครศรีธรรมราช	7.78	8.70	8.09	9.04	8.38	9.37
5	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	8.99	9.42	9.27	9.80	9.52	10.09
6	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	6.39	7.85	6.65	7.92	6.90	8.20
7	ระโนด	สงขลา	5.28	6.34	5.80	6.96	6.31	7.57
8	สทิงพระ1	สงขลา	4.01	5.56	4.34	6.00	4.66	6.46
9	สิงหนคร	สงขลา	4.69	4.66	4.82	4.79	4.94	4.91
10	จะนะ	สงขลา	5.38	5.86	5.73	6.22	6.06	6.57
11	เกาะลันตา	กระบี่	5.34	6.45	6.07	7.35	6.82	8.26

ในการจัดทำแผนที่ลมระยะ 15 km โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลม ได้จัดทำแผนที่เวกเตอร์ ซึ่งเป็นแผนที่ฐานให้กับโปรแกรม *WAsP* 9.0 โดยการรวมแผนที่เส้นชั้นความสูงและแผนที่ดัชนีความขรุขระ โดยแผนที่เส้นชั้นความสูงจะมีช่วงเส้นชั้นละ 30 m ซึ่งเตรียมจากแผนที่แบบจำลองความสูงเชิงเลขของกรมแผนที่ทหาร ชุด L7018 ส่วนแผนที่ดัชนีความขรุขระจัดทำจากการแปลผลการใช้ประโยชน์ที่ดินจากภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ปี พ.ศ. 2550 ความแยกชัด 10 m โดยอาศัยโปรแกรม Erdas Imagine 8.7

ตารางที่ 5.2 ความเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 80 m 90 m และ 100 m ณ สถานีวัดลม

ลำดับที่	ชื่อสถานี	ชื่อจังหวัด	อัตราเร็วลมเฉลี่ย (m/s)		
			80 m	90 m	100 m
1	ท่าชนะ	สุราษฎร์ธานี	4.65	4.79	4.93
2	ท่าฉาง	สุราษฎร์ธานี	3.42	3.57	3.71
3	กาญจนดิษฐ์	สุราษฎร์ธานี	3.73	3.92	4.10
4	ดอนสัก	สุราษฎร์ธานี	3.78	3.95	4.11
5	ขนอม	นครศรีธรรมราช	6.54	6.79	7.02
6	สิชล	นครศรีธรรมราช	7.10	7.80	8.50
7	ท่าศาลา	นครศรีธรรมราช	7.67	7.96	8.23
8	ปากพนัง	นครศรีธรรมราช	8.47	8.65	8.81
9	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	8.54	8.83	9.10
10	ระโนด	สงขลา	5.69	6.25	6.80
11	สทิงพระ1	สงขลา	4.52	4.91	5.28
12	สทิงพระ2	สงขลา	3.91	3.95	4.00
13	สิงหนคร	สงขลา	4.72	4.84	4.96
14	จะนะ	สงขลา	5.55	5.90	6.24
15	เหนือคลอง	กระบี่	4.27	4.56	4.82
16	เกาะลันตา	กระบี่	7.11	8.35	9.65
17	หาดสำราญ	ตรัง	3.84	4.16	4.47
18	ทุ่งหว้า	สตูล	4.04	4.16	4.27

นอกจากนี้ยังได้จัดทำแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดินและระบบสาธารณูปโภคที่จำเป็นสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมโดยอาศัยโปรแกรม Arc GIS 9.0 เพื่อจัดทำแผนที่ชั้นข้อมูลจำนวน 17 ชั้นข้อมูล ประกอบด้วยแผนที่ถนน ระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) สถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตำแหน่งเสาโทรคมนาคมและเขตกันชน สนามบินและแนวกันชน แม่น้ำและลำคลอง แหล่งน้ำ เขตเมืองและชุมชน ป่าชายเลน นาข้าว สวนปาล์มน้ำมัน สวนยางพารา สวน

มะพร้าว ป่าไม้ โดยแผนที่ดังกล่าวจะถูกใช้เป็นแนวทางในการคัดเลือกพื้นที่สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมต่อไป

แผนที่ลมในระดับสเกลจุลภาค (Micro-Scale) ถูกนำไปซ้อนทับ (Overlay) กับแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดินและระบบสาธารณูปโภคซึ่งจะทำให้ได้บริเวณที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงและสามารถใช้ประโยชน์ที่ดินในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้ โดยในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมจะดำเนินการพัฒนาในพื้นที่ที่มีความเร็วลมสูงกว่า 4 m/s และเป็นพื้นที่ราบเนื่องจากมีความเป็นไปได้ทางวิศวกรรมสูง และเป็นพื้นที่เกษตรกรรมโดยเฉพาะพื้นที่นาข้าวเนื่องจากเป็นพื้นที่โล่งและไม่มีสิ่งกีดขวาง ผลจากการใช้ระบบภูมิสารสนเทศ (Geo-Informatics) ในการศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยพบว่ามีบริเวณที่สามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของกังหันลม 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW จำนวน 25 ตำบล ใน 8 อำเภอของ 2 จังหวัดตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทย แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 บริเวณที่มีความเป็นไปได้สูงสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW

จังหวัด	อำเภอ	ตำบล
นครศรีธรรมราช	สิชล	สิชล
	ท่าศาลา	ท่าขึ้น โพธิ์ทอง
	ปากพนัง	หูล่อง บ้านใหม่ บางศาลา บางตะพง
		ปากแพรก บ้านเพิง ท่าพญา
	เชียรใหญ่	เสือหึง บ้างกลาง ท่าขนาน การะเกด
	หัวไทร	ท่าซอม บางนบ บ้านราม ทรายขาว หัวไทร
		เขาพังไกร
สงขลา	ระโนด	ระโนด บ้านใหม่ วัดสน
	กระแสสินธุ์	โรง
	จะนะ	ตลิ่งชัน นาทับ

พื้นที่ดังกล่าวสามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้จำนวน 89 คลัสเตอร์ โดยในกรณีของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิตติดตั้ง 1.0 MW สามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าโดยอาศัยหลักเกณฑ์การจัดวางตำแหน่งกังหันลม 5DX10D และอาศัยโปรแกรม SAGA ช่วยในการ Optimization ของตำแหน่งกังหันลม ได้กำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,691 MW และในกรณีของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW สามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานลมได้กำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,716 MW และสำหรับกรณีของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW สามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานได้กำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,626 MW เมื่อนำข้อมูลความเร็วลมสถิติไปวิเคราะห์ร่วมกับโปรแกรม WAsP 9.0 เพื่อวิเคราะห์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี โดยนำผลการวิเคราะห์ไปศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ผลการวิจัยพบว่ามีโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมจำนวน 69 คลัสเตอร์ที่ผ่านเกณฑ์ในการวิเคราะห์โครงการ โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,321 MW สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW และมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,354.5 MW สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW และมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,294 MW สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW

นอกจากนี้ความเร็วลม ณ บริเวณที่สามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1.0 MW 1.5 MW และ 2.0 MW ที่ระดับความสูง 80 m มีค่าอยู่ในช่วง 4.7-9.5 m/s สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW และที่ระดับความสูง 90 m มีค่าอยู่ในช่วง 5.4-9.8 m/s สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW และที่ระดับความสูง 100 m มีค่าอยู่ในช่วง 5.7-10.5 m/s สำหรับกังหันลมขนาด 2.0 MW ตามลำดับ

โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในพื้นที่บริเวณดังกล่าวสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 12.8-148.5 GWh/Year สำหรับโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW โดยมีปริมาณรวมกันทั้งสิ้น 4,068 GWh/Year และสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 9.6-159.2 GWh/Year สำหรับโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW โดยมีปริมาณรวมกันทั้งสิ้น 4,096 GWh/Year และสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 11.0-157.1 GWh/Year สำหรับโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW โดยมีปริมาณรวมกันทั้งสิ้น 4,492 GWh/Year

ผลการวิจัยแสดงให้เห็นว่า Plant Load Factor ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในบริเวณพื้นที่ดังกล่าวมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 17-48 สำหรับฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW และมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 17-48 สำหรับฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW และมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ22-56 สำหรับฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW

สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ได้ทำการวิเคราะห์ดัชนีทางการเงิน BCR NPV FIRR และ PBP โดยในส่วนของการวิเคราะห์ต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้พิจารณาต้นทุนต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ กังหันลมผลิตไฟฟ้า การติดตั้ง การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานลม การซ่อมบำรุงรักษา การทดแทนอุปกรณ์ที่เสื่อมสภาพ ราคาที่ดินซึ่งอ้างอิงจากราคาประเมินที่ดินของสำนักงานธนารักษ์พื้นที่ รอบบัญชี พ.ศ. 2551-2554 ถนนเข้าโครงการ การเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) อ้างอิงตามเกณฑ์การประเมินราคาของ กฟภ. และต้นทุนการจัดทำโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด โดยในส่วนของผลตอบแทนได้อ้างอิงตามหลักเกณฑ์ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ตามประกาศของ กฟภ. และรายได้จากการขายคาร์บอนเครดิต

ผลการวิจัยพบว่าโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในพื้นที่แหล่งลมดีที่ผ่านเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการมีต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีค่าอยู่ในช่วง 0.6-3.2 บาท/หน่วย สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW และมีค่าอยู่ในช่วง 0.6-3.1 บาท/หน่วย สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW มีค่าอยู่ในช่วง 0.6-2.4 บาท/หน่วย สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW

นอกจากนี้ถ้าหากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้งดังกล่าวได้รับการพัฒนาทั้งหมดซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งเทียบเท่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลจะสามารถช่วยลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่บรรยากาศโลกได้ปีละ 2,332,115 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.0 MW และได้ปีละ 2,364,995 ตันคาร์บอนคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW และได้ปีละ 2,590,890 ตันคาร์บอนคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมขนาด 2.0 MW

จากผลการศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยสามารถสรุปได้ว่ามีพื้นที่ที่เป็นแหล่งลมดี เป็นพื้นที่ราบโล่งและสามารถใช้ประโยชน์สำรับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ได้จำนวน 25 ตำบล ใน 8 อำเภอ ของ 2 จังหวัดตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ดังนี้ จังหวัดนครศรีธรรมราชและจังหวัดสงขลา ซึ่งสามารถพัฒนาเป็นโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.0 MW มีปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,321 MW และกรณีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW มีปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,354.5 MW และกรณีกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.0 MW มีปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 1,294 MW

จากการศึกษาผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมเบื้องต้นโดยการตรวจวัดระดับความดังของเสียงเนื่องจากการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 0.25 MW บริเวณ อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช ตามมาตรฐาน IEC 61400-11 ในขณะที่กังหันลมกำลังทำงาน ผลการวิจัยพบว่าการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดดังกล่าวไม่ก่อให้เกิดมลพิษทางเสียง โดยผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนผู้อยู่อาศัยโดยรอบกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดดังกล่าวระยะห่างไม่เกิน 2 km มีทัศนคติที่ดีและยอมรับต่อการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า โดยการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ายังก่อให้เกิดการจ้างงานและเป็นการส่งเสริมการท่องเที่ยวให้กับท้องถิ่นอีกด้วย

5.2 ข้อเสนอแนะ

1. ควรมีการตรวจวัดและบันทึกข้อมูลระยะยาว 3-5 ปี สำหรับการวิเคราะห์ข้อมูลเนื่องจากคาบหรือวัฏจักร (Cycle) ของสภาพอากาศอาจจะมีผลต่อข้อมูลลมที่ได้จากการตรวจวัดของโครงการ
2. ควรมีการจัดทำแผนที่ลมที่มีความแยกชัดสูง 200-500 เมตร บริเวณภาคใต้ของประเทศไทยที่ระดับความสูง 80-100 เมตร เพื่อเป็นฐานข้อมูลในการพัฒนาโครงการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมต่อไป
3. ควรมีการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมในระดับความสูงใกล้ความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุน (Hub) ของกังหันลมขนาดใหญ่โดยทำการติดตั้งเซนเซอร์ที่ระดับความสูงใกล้ศูนย์กลางส่วนหมุน เช่น ที่ระดับความสูง 80 เมตร 90 เมตร และ 100 เมตร ซึ่งจะทำให้ได้ผลการวิเคราะห์ที่มีความผิดพลาดน้อยมากโดยเฉพาะอย่างยิ่งในกรณีที่มีการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่สำหรับการผลิตไฟฟ้า
4. ควรมีการจัดทำแผนที่ศักยภาพของพลังงานลมที่มีความละเอียดของการแยกชัดในช่วง 50-500 m สำหรับพื้นที่จังหวัดสุราษฎร์ธานี จังหวัดนครศรีธรรมราชและจังหวัดสงขลาเพื่อเป็นประโยชน์ในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมต่อไป
5. ควรมีการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลทั้งบริเวณอ่าวไทยและบริเวณทะเลอันดามัน โดยอาจจะทำการติดตั้งอุปกรณ์เครื่องมือวัดแบบส่งสัญญาณจากระยะไกลบนเกาะต่างๆ เช่น เกาะสมุย จ.สุราษฎร์ธานี เกาะกระ จ.นครศรีธรรมราช และ เกาะตะรุเตา จ.สตูล และตามแนวนอกฝั่งทะเลทั้งทะเลอ่าวไทยและทะเลอันดามันเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล (Offshore) ของประเทศไทย

6. รัฐควรให้การส่งเสริมและสนับสนุนโครงการไฟฟ้าพลังลมอย่างเต็มที่เพื่อทำให้โครงการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถสร้างแรงจูงใจให้กับภาคเอกชนหรือชุมชนในการเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลม โดยอาจจะสร้างแรงจูงใจในรูปแบบของ
   6.1 การเพิ่มส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้าจากราคาปัจจุบัน 3.5 บาท เพื่อสร้างแรงจูงใจให้แก่นักลงทุน
   6.2 การยกเว้นภาษีนำเข้าอุปกรณ์และชิ้นส่วนประกอบระบบตลอดอายุของโครงการ
   6.3 การสนับสนุนเงินลงทุนบางส่วนของโครงการสำหรับโครงการขนาดใหญ่
   6.4 การจัดหาแหล่งเงินทุนและแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ (Soft Loan) สำหรับการลงทุนโดยภาคเอกชนหรือชุมชน (Community-Based)

บรรณานุกรม

1. http://www.lesa.in.th/index7.htm
2. กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน (สำนักงานพลังงานแห่งชาติ) แผนที่แหล่งศักยภาพพลังงานลมสำหรับประเทศไทย พ.ศ. 2518
3. พินิจ ศิริพฤกษ์พงษ์ บุญชัย เงินสวัสดิ์ บันเทิง สุวรรณตระกูล และกว้าน สีตะธานี การประเมินศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทย การประชุมทางวิชาการ ครั้งที่ 3 เรื่อง Non-Conventional Energy and Applications 3-5 พฤศจิกายน 2524
4. Suwantragul, B., Watabutr, W., Sitathani, K. Tia, V. and Namprakai, P., 1984, Solar and Wind Energy Potential Assessment of Thailand, Renewable Non-Conventional Energy Project (USAID Project No. 493-0304).
5. รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน 2544 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย
6. รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 2549 การศึกษาศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะแหล่ง
7. รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ 2550 การศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในเขตภาคเหนือตอนบน
8. รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ 2550 การประเมินศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย
9. R. D., Christopherson and Gillete, D. A., 1987, A Simple Estimation of the Shape Factor of the Two-Parameter Weibull Distribution, ***J. Climate Applied Meteorology***. 26, 323-325.
10. J. F., Manwell, McGowan, J. G. and Roger, A. L., 2003, Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, John Wiley&Sons Ltd, UK, 577 p.
11. K. E., Akpinar and Akpinar S., 2005, An Assessment on Seasonal Analysis of Wind Energy Characteristics and Wind Turbine Characteristics, ***Energy Conversion and Management***, 46, 1848-1876.
12. K. V., Alphen, G. J., Wilfried, H. M. Sark, M. P. Hekkert, 2007, Renewable Energy Technologies in the Maldives-Determining the Potential, ***Renewable Energy and Sustainable Reviews***, 11, 1650-1674.

13. E. S. Hrayshat, 2007, Wind Resource Assessment of Jordanian Southern Region, ***Renewable Energy***, 32, 1948-1960.

14. T. L. Acker, S. K. Williams, E. P. N. Duque, G. Brummels, J. Buechler, 2007, Wind Resource Assessment in the State of Arizona: Inventory Capacity Factor and Cost, ***Renewable Energy***, 32, 1453-1466.

15. K. Q. Nguyen, 2007, Wind Energy in Vietnam: Resource Assessment, Development Status and Future Implication, ***Energy Policy***, 35, 1405-1413.