



รายงานการวิจัย

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย

Offshore Wind Power Generation in the Gulf of Central Southern Thailand

โครงการย่อยที่ 1

การประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและ

จังหวัดนครศรีธรรมราชด้วยแบบจำลองอุตุนิยมวิทยา 3 มิติ

Assessment of Offshore Wind Energy Potential in Suratthani and Nakhon Si Thammarat Provinces

Using 3-D Meteorological Model

โครงการย่อยที่ 2

การประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานี

Assessment of Offshore Wind Energy Potential in Suratthani Province

โครงการย่อยที่ 3

การประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราช

Assessment of Offshore Wind Energy Potential in Nakhon Si Thammarat Province

โดย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จอมภพ แวศักดิ์

บุญเลิศ อาชีวะระจับโรค

รองศาสตราจารย์ ดร.ยุทธนา ภูริระวณิชกุล

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นิรันดร์ มาแทน

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชูสิทธิ์ณ กงเรือง

อาจารย์ ดร.ธนศ ไชยชนะ

อาจารย์ ดร.วาริช วีระพันธ์

อาจารย์ ดร.วิศดา คงนคร

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.)

งบประมาณประจำปี พ.ศ. 2554

คำนำ

แผนงานวิจัยนี้เป็นการประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยและเป็นการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมทั้งใกล้ชายฝั่งทะเลและนอกชายฝั่งทะเลของอ่าวไทยเพื่อการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมสำหรับผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าสู่ระบบกริดต่อไปในอนาคต ในการวิจัยได้จัดทำแผนที่ลมความละเอียด 9 km ที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m โดยการอาศัยระบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่น (Regional Atmospheric Modeling System: RAMS) และฐานข้อมูลอินพุต NCEP/NCAR ปี ค.ศ. 2008-2010 ในพื้นที่ศึกษาของโครงการบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช รวมทั้งการติดตั้งสถานีวัดลมระดับความสูง 120 m บริเวณเกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และอำเภอปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช โดยอาศัยข้อมูลตรวจวัดลมระยะเวลา 1 ปี เพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของแหล่งลมระดับจุลภาคและการตรวจสอบความถูกต้องของแผนที่ลม รวมทั้งการวิเคราะห์ความเป็นไปได้เชิงพื้นที่ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนพื้นที่ที่มีความเป็นไปได้และมีศักยภาพพลังงานลมโดยอาศัย Arc GIS 10.1 การวิเคราะห์ศักยภาพกำลังการผลิตติดตั้งเชิงเทคนิคและการจัดทำโซนและการจัดลำดับความสำคัญในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล โดยผลที่ได้จากการวิจัยจะเป็นข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็นสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราชต่อไป

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จอมภพ แวศักดิ์

บุญเลิศ อาชีวะระงับโรค

รองศาสตราจารย์ ดร.ยุทธนา ภิระวิชย์กุล

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นิรันดร มาแทน

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุสิทธิ์ คังเรือง

อาจารย์ ดร.ธนศ ไชยชนะ

อาจารย์ ดร.วาริช วีระพันธ์

อาจารย์ ดร.วิศสา คงนคร

กิตติกรรมประกาศ

แผนงานวิจัยนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากภารกิจโครงการและประสานงานวิจัย สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) กองทุนวิจัยมหาวิทยาลัยทักษิณ และสำนักวิจัยและพัฒนา มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตสุราษฎร์ธานี งบประมาณประเภท Co-Funding คณะผู้วิจัยขอขอบคุณคณะกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิของสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) ที่ได้ให้ข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ยิ่งต่อการดำเนินงานของโครงการจนกระทั่งโครงการประสบผลสำเร็จ

นอกจากนี้โครงการวิจัยนี้จะประสบผลสำเร็จลุล่วงดังวัตถุประสงค์ของโครงการไม่ได้ถ้าหากไม่ได้รับการสนับสนุนและการช่วยเหลือจากทุกๆ ฝ่าย ดังต่อไปนี้

1. องค์การบริหารส่วนตำบลเกาะพะงัน อำเภอเกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี
2. คุณสมวงศ์ ศศิธร โครงการส่งน้ำและบำรุงรักษาลุ่มน้ำปากพนังตอนบน
3. สำนักงานสารสนเทศทรัพยากรน้ำเพื่อการเกษตร (องค์การมหาชน) (สสนก.) ดร.รอยล จิตรดอน ผู้อำนวยการฯ และ ดร.สุรเจตน์ บุญญาอรุณเนตร หัวหน้าหน่วยแบบจำลอง สสนก.
4. ดร.รัตเกล้า มโนมอม การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
5. คุณประจักษ์ แซ่ตั้ง ศูนย์ไทยกริดแห่งชาติ
6. อธิปติกรมอุดมศึกษา ที่อนุญาตให้นายบุญเลิศ อาชีวะระจับโรค เข้าร่วมโครงการวิจัยนี้
7. ดร.พงษ์พันธ์ พิณโท รองผู้อำนวยการสำนักคอมพิวเตอร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ สำหรับความอนุเคราะห์พื้นที่ในการติดตั้ง HPC
8. คุณณณวุฒิ สุนทรกิจ สำนักคอมพิวเตอร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ
9. คุณฉลอง แก้วประเสริฐ สาขาวิชาภูมิศาสตร์ คณะมนุษยศาสตร์และสังคมศาสตร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ (วิทยาเขตสงขลา)
10. บุคลากรของหน่วยวิจัยพลังงานลม-แสงอาทิตย์ ศูนย์วิจัยพลังงานและสิ่งแวดล้อม คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ (วิทยาเขตพัทลุง)

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ บุคคลต่างๆ ที่ไม่สามารถกล่าวนามได้ทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับโครงการวิจัยนี้และให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ จนทำให้โครงการวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้เป็นการประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยครอบคลุมพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลของจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช โดยอาศัยระบบแบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่นร่วมกับฐานข้อมูล NCEP/NCAR ปี ค.ศ. 2008-2010 เพื่อจัดทำแผนที่ลมความละเอียด 9 km รวมทั้งการติดตั้งสถานีวัดลมระดับความสูง 120 m บริเวณเกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และอำเภอปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช โดยอาศัยข้อมูลตรวจวัดลมระยะเวลา 1 ปี เพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของแหล่งลมระดับจุลภาคและการตรวจสอบความถูกต้องของแผนที่ลม รวมทั้งการวิเคราะห์ความเป็นไปได้เชิงพื้นที่ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนพื้นที่ที่มีความเป็นไปได้และมีศักยภาพพลังงานลม โดยอาศัย Arc GIS 10.1 การวิเคราะห์ศักยภาพกำลังการผลิตติดตั้งเชิงเทคนิคและการจัดทำโซนและการจัดลำดับความสำคัญในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

ผลการวิจัยพบว่าบริเวณอ่าวบ้านดอนของจังหวัดสุราษฎร์ธานีและบริเวณใกล้ชายฝั่งทะเลของอำเภอขนอม ลิซล และท่าศาลา ของจังหวัดนครศรีธรรมราชมีศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลสูงสุด มีอัตราเร็วลมสูงสุดเท่ากับ 5.6-6.5 m/s และบริเวณตะวันตกเฉียงใต้ของเกาะสมุย ซึ่งเป็นพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลมีศักยภาพของพลังงานลมรองลงมา มีศักยภาพกำลังการผลิตติดตั้งเชิงเทคนิคสำหรับพื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล 1,890 MW และสำหรับพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล 8,980 MW

ผลการวิเคราะห์ศักยภาพความเร็วลม ณ สถานีวิจัยปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราชพบว่าความเร็วลมเฉลี่ยมีค่าอยู่ในช่วง 5.2-5.6 m/s สำหรับการประเมินสมรรถนะโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราชที่ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีสูงสุด 17.43 GWh/year ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 30 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีสูงสุด 56.84 GWh/year และขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 90 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีสูงสุด 167.96 GWh/year ซึ่งสัมพันธ์กับต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (CoE) ที่ผลิตได้จากพลังงานลม 4.68-7.66 Baht/kWh โดยมีอัตราส่วนระหว่างต้นทุนกับผลตอบแทนสูงสุด 2.69 มูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงสุด 12,057 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงินสูงสุดเท่ากับร้อยละ 31.39 อัตราผลตอบแทนภายในด้านเศรษฐกิจสูงสุดเท่ากับร้อยละ 39.70 ระยะเวลาคืนทุนอยู่ในช่วง 4-10 ปี

Abstract

The aim of this research plan is to assess the potential of offshore wind in central region of southern Thailand which covered the offshore region of Suratthani and Nakhon Si Thammarat Provinces. The Regional Atmospheric Modeling System (RAMS) together with NCEP/NCAR reanalysis database between 2008-2010 was executed using high performance computing in order to develop the 9 km resolution wind resource map. The two 120 m height met towers were installed at Phangan Island in Suratthani Province and at Pakpanang district in Nakhon Si Thammarat Province for 1-year data collection as well as for micro-scale wind resource analysis and wind map validation. Spatial analysis was done by overlaid the wind map and possible offshore area using Arc GIS 10.1. Technical power potential (TPP), zoning and prioritization of offshore wind farm were also analyzed.

Results showed that Aou Ban Don in Suratthani Province and near-shore area of Khanom, Sichon, and Thasala districts in Nakhon Si Thammarat Province were the potential area where the wind speed was in the range of 5.6-6.5 m/s while the southwest offshore area of Samui Island was the second zone for the potential area where the wind speed was in the range of 5.2-5.5 m/s. The TPP for near-shore area was 1,890 MW and for offshore area was 8,980 MW.

Furthermore, the observed wind climate revealed that the offshore wind speed at Pakpanang district was in the range of 5.2-5.6 m/s. For the VSPP 10 MW, SPP 30 MW and 90 MW, the annual energy production was 17.43 GWh/year, 56.84 GWh/year, and 167.96 GWh/year respectively corresponding to the Cost of Energy (CoE) of wind power was in the range of 4.68-7.66 Baht/kWh where the BCR was 2.31, NPV was 9,402 MBaht, FIRR was 24.49, EIRR was 25.82 and PBP was in the range of 5-16 years.

คำนำ

แผนงานวิจัยนี้เป็นการประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยและเป็นการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมทั้งใกล้ชายฝั่งทะเลและนอกชายฝั่งทะเลของอ่าวไทยเพื่อการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมสำหรับผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าสู่ระบบกริดต่อไปในอนาคต ในการวิจัยได้จัดทำแผนที่ลมความละเอียด 9 km ที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m โดยการอาศัยระบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่น (Regional Atmospheric Modeling System: RAMS) และฐานข้อมูลอินพุต NCEP/NCAR ปี ค.ศ. 2008-2010 ในพื้นที่ศึกษาของโครงการบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช รวมทั้งการติดตั้งสถานีวัดลมระดับความสูง 120 m บริเวณเกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และอำเภอปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช โดยอาศัยข้อมูลตรวจวัดลมระยะเวลา 1 ปี เพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของแหล่งลมระดับจุลภาคและการตรวจสอบความถูกต้องของแผนที่ลม รวมทั้งการวิเคราะห์ความเป็นไปได้เชิงพื้นที่ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนพื้นที่ที่มีความเป็นไปได้และมีศักยภาพพลังงานลมโดยอาศัย Arc GIS 10.1 การวิเคราะห์ศักยภาพกำลังการผลิตติดตั้งเชิงเทคนิคและการจัดทำโซนและการจัดลำดับความสำคัญในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล โดยผลที่ได้จากการวิจัยจะเป็นข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็นสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราชต่อไป

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จอมภพ แวศักดิ์

บุญเลิศ อาชีวะระงับโรค

รองศาสตราจารย์ ดร.ยุทธนา ภิระวิชย์กุล

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นิรันดร์ มาแทน

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุสิทธิ์ คองเรือง

อาจารย์ ดร.ธนศ ไชยชนะ

อาจารย์ ดร.วริช วีระพันธ์

อาจารย์ ดร.วิศสา คงนคร

กิตติกรรมประกาศ

แผนงานวิจัยนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากภารกิจโครงการและประสานงานวิจัย สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) กองทุนวิจัยมหาวิทยาลัยทักษิณ และสำนักวิจัยและพัฒนา มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตสุราษฎร์ธานี งบประมาณประเภท Co-Funding คณะผู้วิจัยขอขอบคุณคณะกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิของสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) ที่ได้ให้ข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ยิ่งต่อการดำเนินงานของโครงการจนกระทั่งโครงการประสบผลสำเร็จ

นอกจากนี้โครงการวิจัยนี้จะประสบผลสำเร็จลุล่วงดังวัตถุประสงค์ของโครงการไม่ได้ถ้าหากไม่ได้รับการสนับสนุนและการช่วยเหลือจากทุกๆ ฝ่าย ดังต่อไปนี้

1. องค์การบริหารส่วนตำบลเกาะพะงัน อำเภอเกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี
2. คุณสมวงศ์ ศศิธร โครงการส่งน้ำและบำรุงรักษาลุ่มน้ำปากพนังตอนบน
3. สำนักงานสารสนเทศทรัพยากรน้ำเพื่อการเกษตร (องค์การมหาชน) (สสนก.) ดร.รอยล จิตรดอน ผู้อำนวยการฯ และ ดร.สุรเจตน์ บุญญาอรุณเนตร หัวหน้าหน่วยแบบจำลอง สสนก.
4. ดร.รัตเกล้า มโนน้อม การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
5. คุณประจักษ์ แซ่ตั้ง ศูนย์ไทยกริดแห่งชาติ
6. อธิปติกรมอุดมศึกษา ที่อนุญาตให้นายบุญเลิศ อาชีวะระจับ โรค เข้าร่วมโครงการวิจัยนี้
7. ดร.พงษ์พันธ์ พิณโท รองผู้อำนวยการสำนักคอมพิวเตอร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ สำหรับความอนุเคราะห์พื้นที่ในการติดตั้ง HPC
8. คุณณณวุฒิ สุนทรกิจ สำนักคอมพิวเตอร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ
9. คุณฉลอง แก้วประเสริฐ สาขาวิชาภูมิศาสตร์ คณะมนุษยศาสตร์และสังคมศาสตร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ (วิทยาเขตสงขลา)
10. บุคลากรของหน่วยวิจัยพลังงานลม-แสงอาทิตย์ ศูนย์วิจัยพลังงานและสิ่งแวดล้อม คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ (วิทยาเขตพัทลุง)

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ บุคคลต่างๆ ที่ไม่สามารถกล่าวนามได้ทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับโครงการวิจัยนี้และให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ จนทำให้โครงการวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้เป็นการประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยครอบคลุมพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลของจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช โดยอาศัยระบบแบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่นร่วมกับฐานข้อมูล NCEP/NCAR ปี ค.ศ. 2008-2010 เพื่อจัดทำแผนที่ลมความละเอียด 9 km รวมทั้งการติดตั้งสถานีวัดลมระดับความสูง 120 m บริเวณเกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และอำเภอปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช โดยอาศัยข้อมูลตรวจวัดลมระยะเวลา 1 ปี เพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของแหล่งลมระดับจุลภาคและการตรวจสอบความถูกต้องของแผนที่ลม รวมทั้งการวิเคราะห์ความเป็นไปได้เชิงพื้นที่ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนพื้นที่ที่มีความเป็นไปได้และมีศักยภาพพลังงานลมโดยอาศัย Arc GIS 10.1 การวิเคราะห์ศักยภาพกำลังการผลิตติดตั้งเชิงเทคนิคและการจัดทำโซนและการจัดลำดับความสำคัญในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

ผลการวิจัยพบว่าบริเวณอ่าวบ้านดอนของจังหวัดสุราษฎร์ธานีและบริเวณใกล้ชายฝั่งทะเลของอำเภอขนอม สิชล และท่าศาลา ของจังหวัดนครศรีธรรมราชมีศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลสูงสุด มีอัตราเร็วลมสูงสุดเท่ากับ 5.6-6.5 m/s และบริเวณตะวันตกเฉียงใต้ของเกาะสมุย ซึ่งเป็นพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลมีศักยภาพของพลังงานลมรองลงมา มีศักยภาพกำลังการผลิตติดตั้งเชิงเทคนิคสำหรับพื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล 1,890 MW และสำหรับพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล 8,980 MW

ผลการวิเคราะห์ศักยภาพความเร็วลม ณ สถานีวิจัยปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราชพบว่าความเร็วลมเฉลี่ยมีค่าอยู่ในช่วง 5.2-5.6 m/s สำหรับการประเมินสมรรถนะโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราชที่ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีสูงสุด 17.43 GWh/year ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 30 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีสูงสุด 56.84 GWh/year และขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 90 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีสูงสุด 167.96 GWh/year ซึ่งสัมพันธ์กับต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (CoE) ที่ผลิตได้จากพลังงานลม 4.68-7.66 Baht/kWh โดยมีอัตราส่วนระหว่างต้นทุนกับผลตอบแทนสูงสุด 2.69 มูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงสุด 12,057 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงินสูงสุดเท่ากับร้อยละ 31.39 อัตราผลตอบแทนภายในด้านเศรษฐกิจสูงสุดเท่ากับร้อยละ 39.70 ระยะเวลาคืนทุนอยู่ในช่วง 4-10 ปี

Abstract

The aim of this research plan is to assess the potential of offshore wind in central region of southern Thailand which covered the offshore region of Suratthani and Nakhon Si Thammarat Provinces. The Regional Atmospheric Modeling System (RAMS) together with NCEP/NCAR reanalysis database between 2008-2010 was executed using high performance computing in order to develop the 9 km resolution wind resource map. The two 120 m height met towers were installed at Phangan Island in Suratthani Province and at Pakpanang district in Nakhon Si Thammarat Province for 1-year data collection as well as for micro-scale wind resource analysis and wind map validation. Spatial analysis was done by overlaid the wind map and possible offshore area using Arc GIS 10.1. Technical power potential (TPP), zoning and prioritization of offshore wind farm were also analyzed.

Results showed that Aou Ban Don in Suratthani Province and near-shore area of Khanom, Sichon, and Thasala districts in Nakhon Si Thammarat Province were the potential area where the wind speed was in the range of 5.6-6.5 m/s while the southwest offshore area of Samui Island was the second zone for the potential area where the wind speed was in the range of 5.2-5.5 m/s. The TPP for near-shore area was 1,890 MW and for offshore area was 8,980 MW.

Furthermore, the observed wind climate revealed that the offshore wind speed at Pakpanang district was in the range of 5.2-5.6 m/s. For the VSPP 10 MW, SPP 30 MW and 90 MW, the annual energy production was 17.43 GWh/year, 56.84 GWh/year, and 167.96 GWh/year respectively corresponding to the Cost of Energy (CoE) of wind power was in the range of 4.68-7.66 Baht/kWh where the BCR was 2.31, NPV was 9,402 MBaht, FIRR was 24.49, EIRR was 25.82 and PBP was in the range of 5-16 years.

สารบัญ

	หน้า
คำนำ	ก
กิตติกรรมประกาศ	ข
บทคัดย่อ	ค
สารบัญ	จ
สารบัญตาราง	ช
สารบัญรูป	ฉ
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญ	1
1.2 วัตถุประสงค์	5
1.3 ขอบเขต	5
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	6
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	8
2.1 ทฤษฎี	8
2.1.1 ทรัพยากรลม	8
2.1.2 สถิติลม (wind statistics)	10
2.1.3 พลังงานลมและกำลังลม	13
2.1.4 ส่วนประกอบของกังหันลมผลิตไฟฟ้า	15
2.1.5 การติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	21
2.1.6 การประเมินทางด้านเทคนิคของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	24
2.1.7 การพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในต่างประเทศ	25
2.1.8 แบบจำลอง RAMS	31
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	33
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย	65
3.1 การประเมินศักยภาพด้วยแบบจำลองอุตุนิยมวิทยา 3 มิติ	65
3.1.1 พื้นที่ศึกษา	65
3.1.2 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย	99
3.1.3 อุปกรณ์ที่ใช้ในงานวิจัย	100

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.2 การประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่ง	102
3.2.1 พื้นที่ศึกษาของโครงการ	102
3.2.2 สถานีวิจัยพลังงานลม	103
3.2.3 เสาถักโครงสามเหลี่ยม (Guyed Mast Tower)	103
3.2.4 เครื่องมือและอุปกรณ์วัดต่างๆ	105
3.2.5 การติดตั้งเครื่องมือและอุปกรณ์วัดต่างๆ	109
3.2.6 การจัดทำแผนที่เวกเตอร์โดยใช้ระบบภูมิสารสนเทศศาสตร์	110
3.2.7 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production)	111
3.2.8 การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมด้วยโปรแกรม WAsP 9.0	112
3.2.9 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์	116
บทที่ 4 ผลการวิจัยและอภิปราย	124
4.1 โครงการวิจัยย่อยที่ 1	124
4.1.1 แผนที่ลม	124
4.1.2 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลม	132
4.1.3 การตรวจสอบความถูกต้องของแผนที่ลม	139
4.1.4 การซ้อนทับแผนที่ลมกับพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้	143
4.1.5 การวิเคราะห์เพื่อคัดเลือกพื้นที่และการจัดลำดับความสำคัญในการพัฒนา โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเล	143
4.2 โครงการวิจัยย่อยที่ 2	152
4.2.1 การเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วในรอบวัน	152
4.2.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ความสูง 65 m 90 m 100 m 110 และ 120 m	152
4.2.3 โปรไฟล์แนวดิ่งของอัตราเร็วลม	156
4.2.4 ความเข้มข้นความปั่นป่วน (Turbulence Intensity)	156
4.2.5 ภูมิอากาศลมรอบ 1 ปี ที่ระดับความสูง 100 และ 120 เมตร	157
4.2.6 การประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีในกรณีติดตั้งกังหันลม ขนาด 3 MW 5 MW และ 7 MW ณ สถานีวิจัยพลังงานลม	157
4.2.7 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้กรณีติดตั้งเป็นฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่ง	159

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.2.8 การสูญเสียเนื่องจากเวก	162
4.2.9 ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า	163
4.2.10 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (Cost of Energy) จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม	163
4.2.11 ดัชนีทางการเงินของโครงการ	163
4.3 โครงการวิจัยย่อยที่ 3	165
4.3.1 คุณลักษณะของลม	165
4.3.2 ภูมิอากาศลม	173
4.3.3 แหล่งทรัพยากรลม	175
4.3.4 การประเมินการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่ง	176
แบบ VSPP และ SPP	
4.3.5 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์	181
บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ	186
5.1 สรุป	186
5.2 ข้อเสนอแนะ	190

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1.1 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานลมระยะสั้น (พ.ศ. 2551 – 2554)	2
ตารางที่ 1.2 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานลมระยะกลาง (พ.ศ. 2555 – 2559)	2
ตารางที่ 1.3 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานลมระยะยาว (พ.ศ. 2560 – 2565)	2
ตารางที่ 1.4 สถานภาพการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเมกะวัตต์ของประเทศไทย	3
ตารางที่ 1.5 แนวทางการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	4
ตารางที่ 1.6 สรุปสาระสำคัญของการพัฒนาแผนที่ลมของประเทศไทย	4
ตารางที่ 2.1 ค่าความขรุขระของพื้นผิว (Surface Roughness Length, z_0)	9
ตารางที่ 2.2 ค่าพารามิเตอร์ k ของลมชนิดต่างๆ	11
ตารางที่ 2.3 ระดับชั้นกำลังลมที่ความสูง 10 m และ 50 m	16
ตารางที่ 2.4 การเปรียบเทียบข้อดีข้อด้อยของเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้า	19
ตารางที่ 2.5 เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าและวิวัฒนาการ	19
ตารางที่ 2.6 ประเทศที่ติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	20
ตารางที่ 2.7 สถานภาพโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	26
ตารางที่ 2.8 ข้อดี-ข้อด้อย ของวิธีการประเมินศักยภาพพลังงานลม	30
ตารางที่ 2.9 ประเด็นสำคัญในการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมสำหรับประเทศไทย	31
ตารางที่ 2.10 สัญลักษณ์ที่ใช้ในแบบจำลอง RAMS	34
ตารางที่ 2.11 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในปี พ.ศ. 2554 และ กำลังการผลิตติดตั้งรวมจนกระทั่งถึงปี พ.ศ. 2554 จำแนกตามประเทศต่างๆ	48
ตารางที่ 2.12 โครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 25 อันดับแรก 50	
ตารางที่ 2.13 โครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่กำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างที่มีกำลัง การผลิตติดตั้งสูงสุด 10 อันดับแรก	51
ตารางที่ 2.14 โครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่อยู่ในระหว่างการเสนอให้มีการกำลัง การผลิตติดตั้งสูงสุด 10 อันดับแรก	51
ตารางที่ 2.15 แผนการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดที่อยู่ติดทะเล ทางด้านตะวันออกของประเทศไทย	56
ตารางที่ 2.16 สรุปเงินลงทุนของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	59

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 2.17 การเปลี่ยนแปลงต้นทุนเงินลงทุนของการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลม นอกชายฝั่งทะเลซึ่งขึ้นกับระยะห่างจากฝั่งทะเล	60
ตารางที่ 2.18 การเปลี่ยนแปลงต้นทุนเงินลงทุนของการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลม นอกชายฝั่งทะเลซึ่งขึ้นกับระดับความลึกของน้ำทะเล	60
ตารางที่ 2.19 แนวโน้มการลดลงของต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมทั้งบนฝั่งและ นอกชายฝั่งทะเล	60
ตารางที่ 2.20 ปัจจัยระยะห่างจากฝั่งและระดับความลึกที่มีผลกระทบต่อต้นทุนของโครงการ	62
ตารางที่ 3.1 ชั้นข้อมูล GIS สำหรับการวิเคราะห์พื้นที่ที่มีความเป็นไปได้สำหรับการพัฒนา โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	72
ตารางที่ 3.2 จำนวนพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้และอัตราส่วน	99
ตารางที่ 3.3 พิกัดของสถานีวัดลมเกาะพะงัน อ.เกาะพะงัน และ บ้านท่าพญา อ.ปากพนัง	103
ตารางที่ 3.4 คุณลักษณะของกังหันลมผลิตไฟฟ้า	115
ตารางที่ 3.5 อัตราขายส่งไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	116
ตารางที่ 3.6 สมมติฐานทางการเงินและเศรษฐกิจ	121
ตารางที่ 3.7 การประมาณต้นทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าบนอกชายฝั่งจนกระทั่งปี ค.ศ. 2015	121
ตารางที่ 3.8 ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานลม	123
ตารางที่ 4.1 ระยะเวลาการตรวจวัดลมของเสาวัดลม 40 m และ 120 m	141
ตารางที่ 4.2 ค่าถ่วงน้ำหนักและคะแนนของเกณฑ์การตัดสินใจ	144
ตารางที่ 4.3 กำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีการติดตั้ง กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตเต็มพิกัด 3 MW 5 MW และ 7 MW	145
ตารางที่ 4.4 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีการติดตั้งโรงไฟฟ้า ฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW 30MW และ 90 MW	145
ตารางที่ 4.5 แสดงกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	159
ตารางที่ 4.6 แสดงค่า BCR และ NPV ของแต่ละคลัสเตอร์	164
ตารางที่ 4.7 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปี และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	171
ตารางที่ 4.8 ความเข้มข้นความปั่นป่วน (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	172

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 4.9 ภูมิอากาศลม (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	174
ตารางที่ 4.10 กรณีสึกษาของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	176
ตารางที่ 4.11 คำนีทางการเงินของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่ง กรณีฐาน	183
ตารางที่ 5.1 กำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีการติดตั้ง กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตเต็มพิกัด 3 MW 5 MW และ 7 MW	187
ตารางที่ 5.2 กำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีการกำลัง การผลิตติดตั้ง 10 MW 30 MW และ 90 MW	188

สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 2.1 การประเมินหาไวบูลล์พารามิเตอร์ด้วยวิธี Logarithmic สมการเส้นตรง	12
รูปที่ 2.2 กังหันลมรุ่น Nordex N80 ขนาด 2.5 MW	16
รูปที่ 2.3 ฐานรากสำหรับการติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	21
รูปที่ 2.4 ฐานรากที่เหมาะสมกับระดับความลึกของน้ำทะเล	22
รูปที่ 2.5 แนวคิดของฐานรากกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแบบลอยน้ำ	22
รูปที่ 2.6 พื้นที่เชื่อมต่อทับกันของกังหันลมเมื่อมองจากด้านหลัง	24
รูปที่ 2.7 การพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบริเวณทะเลเหนือ	25
รูปที่ 2.8 โครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแห่งแรกของประเทศสหรัฐอเมริกา	27
รูปที่ 2.9 ศักยภาพพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจากภาพถ่ายดาวเทียม WinSAT ปี 2011 Ascending	28
รูปที่ 2.10 ศักยภาพพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจากภาพถ่ายดาวเทียม WinSAT ปี 2011 Descending	29
รูปที่ 2.11 ศักยภาพพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจากภาพถ่ายดาวเทียม WinSAT ปี 2010 Ascending	29
รูปที่ 2.12 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลมโดยโปรแกรม MesoMap ที่ได้รับการสนับสนุนจากธนาคารโลกในระดับความสูง 30 m	37
รูปที่ 2.13 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลมโดยโปรแกรม MesoMap ที่ได้รับการสนับสนุนจากธนาคารโลกในระดับความสูง 65 m	37
รูปที่ 2.14 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 100 m	38
รูปที่ 2.15 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 70 m	39
รูปที่ 2.16 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 90 เมตร และ 110 เมตร	40
รูปที่ 2.17 ศักยภาพของพลังงานลมบนฝั่งและนอกชายฝั่งทะเล	45
รูปที่ 2.18 วิวัฒนาการพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเล ตั้งแต่ปี ค.ศ. 2000-2011 (MW)	47
รูปที่ 2.19 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลในทวีปยุโรป จนกระทั่งปี พ.ศ. 2554 (ที่มาข้อมูล: GWEC)	48
รูปที่ 2.20 ตำแหน่งของฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลขนาดใหญ่ที่สุด 22 ใน 25 อันดับแรก	49

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 2.21 แผนที่ลมความละเอียด 3 km นอกชายฝั่งทะเลประเทศเกาหลี (รูปบน) และ ความหนาแน่นกำลังลม (รูปล่าง)	53
รูปที่ 2.22 แผนที่ลมเหนือความละเอียด 1 km บริเวณ Great Lakes จาก AWS TrueWind	54
รูปที่ 2.23 การวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล มณฑลเจียงซู ประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน	57
รูปที่ 2.24 การวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล มณฑลฟูเจี้ยน ประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน	58
รูปที่ 2.25 IRR ของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	61
รูปที่ 2.26 แนวโน้ม IRR ของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	61
รูปที่ 2.27 วิวัฒนาการของต้นทุนต่อเมกะวัตต์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม นอกชายฝั่งทะเลประเทศสหราชอาณาจักร	63
รูปที่ 2.28 ต้นทุนโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	64
รูปที่ 3.1 พื้นที่ศึกษาของโครงการ	67
รูปที่ 3.2 แผนที่แสดงเส้นชั้นระดับความลึกของระดับน้ำทะเลบริเวณพื้นที่ศึกษา	68
รูปที่ 3.3 พื้นที่นอกชายฝั่งทะเล (ระยะห่างจากแนวชายฝั่งทะเล 20 km) ของพื้นที่ศึกษา	69
รูปที่ 3.4 พื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเลที่มีระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m และในช่วง 25 m ถึง 50 m	70
รูปที่ 3.5 แผนที่แสดงพื้นที่ประมงชายฝั่ง	73
รูปที่ 3.6 แผนที่แสดงตำแหน่งท่าเรือพาณิชย์ ท่าเรือประมงและท่าเรืออุตสาหกรรม	74
รูปที่ 3.7 แผนที่แสดงหินโสโครก ร่องน้ำเดินเรือ เรือจม และเลนดินโคลน	75
รูปที่ 3.8 แผนที่แสดงแนวปะการัง	76
รูปที่ 3.9 แผนที่แสดงพื้นที่ความมั่นคงและพื้นที่ฝึกทางทหาร	77
รูปที่ 3.10 แผนที่แสดงตำแหน่งสนามบินและเขตกันชนการขึ้นลงของอากาศยาน	78
รูปที่ 3.11 แผนที่แสดงตำแหน่งชายหาดและแหล่งท่องเที่ยว	79
รูปที่ 3.12 แผนที่แสดงพื้นที่อนุรักษ์ทางทะเล	80
รูปที่ 3.13 แผนที่แสดงพื้นที่สำรวจและสัมปทานก๊าซธรรมชาติและตำแหน่งแท่นขุดเจาะ	81
รูปที่ 3.14 แผนที่แสดงแนวเคเบิลใต้น้ำ การสื่อสารแห่งประเทศไทย	82

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 3.15 แผนที่แสดงแนวเคเบิลใต้น้ำระดับแรงดัน 115 kV กฟภ.	83
รูปที่ 3.16 แผนที่แสดงแนวสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV กฟภ.	84
รูปที่ 3.17 แผนที่แสดงสถานีตรวจอากาศและเรดาร์	85
รูปที่ 3.18 แผนที่แสดงตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อย	86
รูปที่ 3.19 แผนที่แสดงแนวถนน 4 เลน และถนน 2 เลน	87
รูปที่ 3.20 แผนที่แสดงระดับน้ำขึ้น-ลง สูงสุด-ต่ำสุด	88
รูปที่ 3.21 แผนที่แสดงแนวทางเดินพายุย้อนหลัง 50 ปี (ค.ศ. 1960 - 2010)	89
รูปที่ 3.22 แผนที่แสดงตำแหน่งสถานีวัดลมความสูง 40 m และ 120 m	90
รูปที่ 3.23 แผนที่แสดงแนวกันชนของข้อมูล GIS	91
รูปที่ 3.24 แผนที่แสดงพื้นที่ที่เหมาะสมและแนวกันชนคัดออก (Exclusion Area) สำหรับพื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล (ระยะห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 km)	92
รูปที่ 3.25 แผนที่แสดงพื้นที่ที่เหมาะสมและแนวกันชนคัดออก (Exclusion Area) สำหรับพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล (ระยะห่างจากแนวชายฝั่งทะเลมากกว่า 20 km) และระดับความลึกไม่เกิน 25m	93
รูปที่ 3.26 แผนที่แสดงพื้นที่ที่เหมาะสมแนวกันชนคัดออก (Exclusion Area) สำหรับพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล (ระยะห่างจากแนวชายฝั่งทะเลมากกว่า 20 km) และระดับความลึก 25-50 m	94
รูปที่ 3.27 แผนที่แสดงพื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Possible Area) ที่ระดับความลึกไม่เกิน 25 m	95
รูปที่ 3.28 แผนที่แสดงพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Possible Area) ที่ระดับความลึกไม่เกิน 25 m	96
รูปที่ 3.29 แผนที่แสดงพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Possible Area) ที่ระดับความลึกในช่วง 25-50 m	97
รูปที่ 3.30 แผนที่แสดงอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปี	98
รูปที่ 3.31 สถาปัตยกรรมของคลัสเตอร์	101
รูปที่ 3.32 เครื่องคอมพิวเตอร์สมรรถนะสูง	101
รูปที่ 3.33 การสำรวจพื้นที่บริเวณหาดขอม	102

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 3.34 การตรวจเยี่ยมพื้นที่เพื่อรังวัด	103
รูปที่ 3.35 การเทปูนทำฐานรากและการติดตั้งเสาวัดลม	104
รูปที่ 3.36 การยกเสาแต่ละท่อนสำหรับการติดตั้ง	104
รูปที่ 3.37 อุปกรณ์บันทึกข้อมูลและเซ็นเซอร์วัดลมที่ตำแหน่งต่างๆ	104
รูปที่ 3.38 เซนเซอร์วัดอัตราเร็ว (ซ้าย) และทิศทางลม (ขวา)	106
รูปที่ 3.39 เซนเซอร์วัดอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์รุ่น NRG #110S Temperature Sensor	107
รูปที่ 3.40 เซนเซอร์วัดความดันบรรยากาศรุ่น BP20 Barometric Pressure Sensor	107
รูปที่ 3.41 อุปกรณ์บันทึกข้อมูลรุ่น NOMAD™ II Wind Data Logger	108
รูปที่ 3.42 Solar Charge Regulator	109
รูปที่ 3.43 การติดตั้งเซนเซอร์วัดลมบนเสาสูง 120 เมตร	110
รูปที่ 3.44 แผนที่เส้นชั้นความสูง (Contour Mapping)	111
รูปที่ 3.45 แผนที่ดัชนีความขรุขระ (Roughness Index Mapping)	111
รูปที่ 3.46 แนวคิดในการประมาณภูมิอากาศของลม	112
รูปที่ 3.47 ระเบียบวิธีในการวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม	113
รูปที่ 3.48 เส้นโค้งกำลังของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น V112 Re5000 และ V164	114
รูปที่ 3.49 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้า รุ่น V112 ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW	115
รูปที่ 3.50 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้า รุ่น Re5000 ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 30 MW	115
รูปที่ 3.51 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้า รุ่น V164 ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 84 MW	116
รูปที่ 4.1 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมกราคม	125
รูปที่ 4.2 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกุมภาพันธ์	125
รูปที่ 4.3 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมีนาคม	126
รูปที่ 4.4 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนเมษายน	126

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.5 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนพฤษภาคม	127
รูปที่ 4.6 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมิถุนายน	127
รูปที่ 4.7 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกรกฎาคม	128
รูปที่ 4.8 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนสิงหาคม	128
รูปที่ 4.9 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกันยายน	129
รูปที่ 4.10 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนตุลาคม	129
รูปที่ 4.11 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนพฤศจิกายน	130
รูปที่ 4.12 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนธันวาคม	130
รูปที่ 4.13 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย	131
รูปที่ 4.14 ทิศทางของลมทั้งปีที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m	131
รูปที่ 4.15 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมกราคม	132
รูปที่ 4.16 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย เดือนกุมภาพันธ์	133
รูปที่ 4.17 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมีนาคม	133

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.18 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนเมษายน	134
รูปที่ 4.19 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนพฤษภาคม	134
รูปที่ 4.20 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมิถุนายน	135
รูปที่ 4.21 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกรกฎาคม	135
รูปที่ 4.22 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนสิงหาคม	136
รูปที่ 4.23 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกันยายน	136
รูปที่ 4.24 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนตุลาคม	137
รูปที่ 4.25 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนพฤศจิกายน	137
รูปที่ 4.26 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนธันวาคม	138
รูปที่ 4.27 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย	138
รูปที่ 4.28 ตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ของเสาวัดลมที่ระดับความสูง 40 m และ 120 m	140
รูปที่ 4.29 การเปรียบเทียบผลการทำนาย (แผนที่ลม) และข้อมูลตรวจวัด (เสาวัดลม) ที่ระดับความสูง 30 m และ 50 m	142

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.30 การเปรียบเทียบผลการทำนาย (แผนที่ลม) และข้อมูลตรวจวัด (เสาวัดลม) ที่ระดับความสูง 90 m และ 110	142
รูปที่ 4.31 การเปรียบเทียบผลการทำนาย (แผนที่ลม) และข้อมูลตรวจวัด (เสาวัดลม) ที่ระดับความสูง 50 m 90 m 110 m และ 120 m สถานีวัดลมปากพนังและเกาะพะงัน	142
รูปที่ 4.32 แผนที่การจัดโซนความเร็วลมบริเวณใกล้ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยและที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m	146
รูปที่ 4.33 แผนที่การจัดโซนความเร็วลมบริเวณนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยและที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m	147
รูปที่ 4.34 แผนที่การจัดโซนความเร็วลมบริเวณนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยและที่ระดับความลึกของน้ำทะเลเกิน 25 m	148
รูปที่ 4.35 พื้นที่เหมาะสมสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยและที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m	149
รูปที่ 4.36 พื้นที่เหมาะสมสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยและที่ระดับความลึกของน้ำทะเลเกิน 25 m	150
รูปที่ 4.37 พื้นที่เหมาะสมสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยและที่ระดับความลึกของน้ำทะเลในช่วง 25-50 m	151
รูปที่ 4.38 อัตราเร็วในรอบวันของเดือนตุลาคม พ.ศ. 2555	152
รูปที่ 4.39 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 65 m	153
รูปที่ 4.40 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 90 m	153
รูปที่ 4.41 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 100 m	154
รูปที่ 4.42 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 110 m (เดือนธันวาคมและมกราคมสายสัญญาณมีปัญหา)	154
รูปที่ 4.43 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 120 m	155
รูปที่ 4.44 อัตราเร็วลมเฉลี่ยราย 12 เดือนที่ระดับความสูงต่างๆ	155
รูปที่ 4.45 โปรไฟล์ตามแนวดิ่งของอัตราเร็วลมรายเดือน	156
รูปที่ 4.46 ความเข้มข้นความปั่นป่วนของเดือนตุลาคม พ.ศ. 2555	156
รูปที่ 4.47 ทิศทางลมเฉลี่ยรายปี (ช.ค. 2554-พ.ย. 2555) ที่ความสูง 100 m และ 120 m	157

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.48 การแจกแจงไวบูลล์ ลมเฉลี่ยรายปี (ธ.ค. 2554-พ.ค. 2555) ที่ระดับความสูง 100 m และ 120 m	157
รูปที่ 4.49 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยและแผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ย ที่ระดับความสูง 120 m	158
รูปที่ 4.50 แผนที่ระดับความสูงและความขรุขระของพื้นผิวของพื้นที่	158
รูปที่ 4.51 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 3 MW 5 MW และ 7 MW สำหรับโรงไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW 30 MW และ 90 MW	160
รูปที่ 4.52 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 9 MW 10 MW และ 7 MW (Resolution 10 m)	161
รูปที่ 4.53 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 30 MW และ 28 MW (Resolution 10 m)	161
รูปที่ 4.54 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 90 MW และ 84 MW (Resolution 10 m)	161
รูปที่ 4.55 พลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม	162
รูปที่ 4.56 การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวก	162
รูปที่ 4.57 ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าของแต่ละคลัสเตอร์	163
รูปที่ 4.58 ค่า CoE ของแต่ละคลัสเตอร์	164
รูปที่ 4.59 แสดงค่า Adder และ FIRR-EIRR	165
รูปที่ 4.60 เปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมในรอบวันที่ระดับความสูงต่างๆ (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	166
รูปที่ 4.61 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	167
รูปที่ 4.62 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 65 m (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	167
รูปที่ 4.63 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 80 m (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	168
รูปที่ 4.64 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 90 m (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	168
รูปที่ 4.65 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 100 m (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	169

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.66 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนระดับความสูง 110 m (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	169
รูปที่ 4.67 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 120 m (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	170
รูปที่ 4.68 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนรายปี ที่ระดับความสูงต่างๆ (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	170
รูปที่ 4.69 โปรไฟล์ตามแนวดิ่งของอัตราเร็วลมรายเดือน (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	172
รูปที่ 4.70 ค่าเฉลี่ยรายวันของความเข้มข้นความปั่นป่วนเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2555	173
รูปที่ 4.71 ทิศทางลมเฉลี่ย 12 เดือน (ธ.ค. 54 – พ.ย. 55) ที่ระดับความสูงต่างๆ	173
รูปที่ 4.72 ภูมิอากาศลมเฉลี่ยรายปี (ธ.ค. 54 – พ.ย. 55) ที่ระดับความสูงต่างๆ	174
รูปที่ 4.73 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยและแผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยที่ระดับ ความสูง 120 เมตร (A.G.L) (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)	175
รูปที่ 4.74 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่และแผนที่การเปลี่ยนแปลงของดัชนีความขรุขระ ของพื้นผิว โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช	175
รูปที่ 4.75 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่ง ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10.00 MW 30.00 MW และ 90.00 MW (SPP)	177
รูปที่ 4.76 แผนที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม นอกชายฝั่งบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราช (ความแยกชัด 10 m)	178
รูปที่ 4.77 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่ง	179
รูปที่ 4.78 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดต่างๆ	180
รูปที่ 4.79 การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม นอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราช	181
รูปที่ 4.80 ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณ จังหวัดนครศรีธรรมราช	182
รูปที่ 4.81 การเปลี่ยนแปลงของอัตราส่วนระหว่างต้นทุนกับผลตอบแทนและระยะเวลาคืนทุน	184
รูปที่ 4.82 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิและระยะเวลาคืนทุน	184

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.83 การเปลี่ยนแปลงของผลตอบแทนภายในทางการเงิน-ผลตอบแทนภายใน ทางเศรษฐกิจและระยะเวลาคืนทุน	185

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญ

การศึกษาศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลเพื่อการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลเป็นการตอบสนองนโยบายการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) ปี พ.ศ. 2554 ฉบับปรับปรุง ซึ่งเป็นแนวทางการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยระยะยาว 20 ปี ที่มุ่งเน้นให้ความสำคัญกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและให้มีการกระจายแหล่งเชื้อเพลิงเพื่อลดความเสี่ยงในการผลิตไฟฟ้า โดยเป็นแผน Green PDP ที่สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ของกระทรวงพลังงาน จากสถานการณ์พลังงานในปัจจุบันประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศเป็นหลัก ข้อมูลในปี พ.ศ. 2554 ที่ผ่านมามีพบว่ากว่าร้อยละ 60 ของความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้นมาจากการนำเข้า โดยมีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันสูงถึงร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้น้ำมันทั้งหมดภายในประเทศและยังมีแนวโน้มจะเพิ่มสูงขึ้นอีกเพราะไม่สามารถเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในประเทศได้ทันกับความต้องการใช้งาน การพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างจริงจังจะช่วยลดการพึ่งพาและการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงและพลังงานชนิดอื่นและยังช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไฟฟ้าของประเทศซึ่งเดิมต้องพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นหลักมากกว่าร้อยละ 70 โดยพลังงานทดแทนถือเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงเป้าหมายที่คาดว่าจะสามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานลมแบบฟาร์มกังหันลมและหากเทคโนโลยีกังหันลมมีต้นทุนลดลงและได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวางก็อาจจะสามารถพัฒนาให้เป็นส่วนหนึ่งของพลังงานหลักในการผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยได้ในอนาคตต่อไป แต่ด้วยข้อจำกัดทางศักยภาพและเทคโนโลยีกังหันลมในปัจจุบันทำให้โครงการการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมจำเป็นต้องได้รับการสนับสนุนเป็นพิเศษจากรัฐบาล ดังนั้นกระทรวงพลังงานจึงรับนโยบายจากรัฐบาลให้ดำเนินการจัดทำแผนพลังงานทดแทนระยะยาว 15 ปี เพื่อกำหนดทิศทางและกรอบการพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศ โดยแผนพัฒนาพลังงานลม 15 ปี ได้แบ่งออกเป็น 3 ระยะ ได้แก่ (1) ระยะสั้นครอบคลุม พ.ศ. 2551–2554 (2) ระยะกลางครอบคลุม พ.ศ. 2555–2559 และ (3) ระยะยาวครอบคลุม พ.ศ. 2560–2565 ซึ่งมีกรอบแนวทางและเป้าหมายการพัฒนาพลังงานลมดังรายละเอียดต่อไปนี้

ตารางที่ 1.1 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานลมระยะสั้น (พ.ศ. 2551 – 2554)

ประเภทพลังงาน	ไฟฟ้า		ความร้อน (ktoe)	เชื้อเพลิงชีวภาพ และ NGV		รวม (ktoe)
	MW	Ktoe			ktoe	
พลังงานลม	115	13	-	-	-	13

(ที่มา: www.eppo.go.th)

ตารางที่ 1.2 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานลมระยะกลาง (พ.ศ. 2555 – 2559)

ประเภทพลังงาน	ไฟฟ้า		ความร้อน (ktoe)	เชื้อเพลิงชีวภาพ และ NGV		รวม (ktoe)
	MW	Ktoe			ktoe	
พลังงานลม	375	42	-	-	-	42

(ที่มา: www.eppo.go.th)

ตารางที่ 1.3 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานลมระยะยาว (พ.ศ. 2560 – 2565)

ประเภทพลังงาน	ไฟฟ้า		ความร้อน (ktoe)	เชื้อเพลิงชีวภาพ และ NGV		รวม (ktoe)
	MW	Ktoe			ktoe	
พลังงานลม	800	89	-	-	-	89

(ที่มา: www.eppo.go.th)

จากข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) พบว่าปัจจุบันมีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเมกะวัตต์ในประเทศไทยโดยเฉพาะอย่างยิ่งบนฝั่ง (Onshore) มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมกันทั้งสิ้น 6.55 เมกะวัตต์ โดยมีสถานภาพปัจจุบันของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเมกะวัตต์สรุปดังตารางที่ 1.4

ตารางที่ 1.4 สถานภาพการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเมกะวัตต์ของประเทศไทย

ปี พ.ศ.	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	หน่วยงาน	สถานที่ติดตั้ง
2517	0.15	กฟผ.	แหลมพรหมเทพ จ.ภูเก็ต
2552	0.25	พพ.	อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช
2553	2.50	กฟผ.	อ.สีคิ้ว จ.นครราชสีมา
2554	1.50	พพ.	อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช
2555	1.50	กฟผ.	อ.สะทิงพระ จ.สงขลา
2556	0.25	พพ.	คอยม่อนล้าน อ.พร้าว จ.เชียงใหม่
2556	1.50	พพ.	อ.เมือง จ.ปัตตานี

ซึ่งการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าจากหน่วยงานของรัฐดังกล่าวมักจะเป็นโครงการวิจัยและพัฒนา รวมทั้งสาธิตเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้า ปัจจุบันมีการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมจากภาคเอกชนและมีอีกหลายโครงการที่กำลังอยู่ในระหว่างการพัฒนาโครงการ ซึ่งปัจจุบันติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าจำนวน 2 โครงการ รวมกันทั้งสิ้น 270 เมกะวัตต์ บริเวณ จ.นครราชสีมา โดยมีแนวทางการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่ยั่งยืนแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 1.5

ในช่วงทศวรรษที่ผ่านมาการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในประเทศไทยมักจะอาศัยแผนที่ลม (Wind Map) ที่ได้รับการพัฒนาจากหน่วยงานต่างๆ เพื่อเป็นแนวทางในการติดตั้งเสาวัดลมสำหรับการวิเคราะห์ศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะแหล่ง (Micro-siting) และการศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility Study) ของโครงการต่อไป ซึ่งเมื่อกล่าวถึงแผนที่ลมที่ได้รับการพัฒนาในช่วงทศวรรษที่ผ่านมาจะมุ่งเน้นการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมบนฝั่ง (Onshore) เป็นหลัก โดยมีหน่วยงานต่างๆ ที่ให้ทุนสนับสนุนการวิจัยและอาศัยแบบจำลองบรรยากาศที่แตกต่างกัน รวมทั้งข้อมูลอินพุตที่แตกต่างกันอีกด้วย โดยสามารถสรุปประเด็นสำคัญของการพัฒนาแผนที่ลมสำหรับประเทศไทยดังตารางที่ 1.6

ตารางที่ 1.5 แนวทางการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

Activity	Year					
	1 st	2 nd		3 rd	4 th	5 th
1. Pre-Feasibility Study (High Resolution Wind Mapping and Validation)	✓	✓				
2. Feasibility Study (Offshore Met Mast Installation)			✓	✓		
3. Environment Impact Assessment (EIA) & Clean Development Mechanism (CDM)					✓	
4. Financing					✓	
5. Engineering Procurement and Construction (EPC)						✓

ตารางที่ 1.6 สรุปสาระสำคัญของการพัฒนาแผนที่ลมของประเทศไทย

ปี ค.ศ.	หน่วยงาน	แบบจำลอง	อินพุต	ความละเอียด
2001	World Bank	Mesoscale Model	NCEP/NCAR	1 km
2008	วช.	RAMS	NCEP/NCAR	10 km
2009	สกว.	MM5/CALMET	FNL NCAR	1 km
2010	พพ.	KAMM	NCEP/NCAR	3 km
2011	กองทุนวิจัย ม.ทักษิณ	MC2	NCEP/NCAR	0.2 km

จากแผนที่พลังงานลมต่างๆ พบว่าบริเวณที่มีศักยภาพมักจะเป็นบริเวณภูเขาและการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนฝั่งมักจะประสบปัญหาเรื่องการใช้ประโยชน์ที่ดินเนื่องจากพื้นที่ที่มีศักยภาพมักจะเป็นพื้นที่หวงห้ามในการใช้ประโยชน์ของทางราชการไม่ว่าจะเป็นพื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1A พื้นที่หวงห้ามตามประกาศของหน่วยงานต่างๆ เช่น กรมป่าไม้ กรมอุทยาน นอกจากนี้พื้นที่บางส่วนยังเป็นพื้นที่ตามประกาศของ สปก. ซึ่งตอนหลังได้มีการตกลงให้สามารถเข้าทำประโยชน์โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมได้ในราคาไร่ละ 35,000 บาท/ปี อย่างไรก็ตามการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนฝั่งยังมีอุปสรรคต่างๆ ที่เกี่ยวข้องอีกมาก เช่น ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อม ไม่ว่าจะเป็น

เป็นเรื่องเสียง (Noise Impact) ทักษะภาพ (Visual Impact) และการยอมรับเทคโนโลยีจากสังคม (Public Acceptance) ดังนั้นการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลหรือนอกชายฝั่งทะเลจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจ โดยนอกจากจะมีศักยภาพของพลังงานลมที่สูงกว่า ลมมีความสม่ำเสมอ (Uniform) มากกว่าและมีความปั่นป่วน (Turbulence) ต่ำกว่าแล้ว เทคโนโลยีการติดตั้งกังหันลมบนอกชายฝั่งทะเลยังได้รับการพิสูจน์มาแล้วจากต่างประเทศ ซึ่งปัจจุบันเทคโนโลยีการติดตั้งกังหันลมบนอกชายฝั่งทะเลสามารถดำเนินการในทะเลที่มีระดับความลึกของน้ำทะเลประมาณ 50 เมตร โดยเฉพาะอย่างยิ่งบริเวณทะเลเหนือของทวีปยุโรป นอกจากนี้ในประเทศจีนเองก็กำลังมีการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลและนอกชายฝั่งทะเลจำนวนมาก อย่างไรก็ตามต้นทุนของโรงไฟฟ้าชนิดดังกล่าวก็มีค่าสูงตามไปด้วย ดังนั้นเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ตามแผนพัฒนาพลังงานลมของประเทศไทยดังกล่าวแล้วข้างต้น รวมทั้งการลดผลกระทบในการพัฒนาโครงการจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder) ทั้งหมด สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) จึงสนับสนุนทุนวิจัยสำหรับการศึกษาวิจัยโดยเฉพาะอย่างยิ่งการประเมินศักยภาพของพลังงานลมบนอกชายฝั่งทะเลจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราชเพื่อศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมทั้งใกล้ชายฝั่งทะเลและนอกชายฝั่งทะเลของอ่าวไทยเพื่อการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมสำหรับผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าสู่ระบบกริดต่อไปในอนาคตโดยมีวัตถุประสงค์ของโครงการดังต่อไปนี้

1.2 วัตถุประสงค์

- 1.2.1 เพื่อประเมินศักยภาพของพลังงานลมบนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราชด้วยแบบจำลองอุทกนิยวิทยา 3 มิติ
- 1.2.2 เพื่อจัดทำฐานข้อมูลแผนที่ลมบนอกชายฝั่งทะเลความละเอียดสูงบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช
- 1.2.3 เพื่อจัดเตรียมข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็นสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช

1.3 ขอบเขต

- 1.3.1 พื้นที่ศึกษาของโครงการครอบคลุมพื้นที่จังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราชและพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลระยะไม่เกิน 100 km
- 1.3.2 มาตรฐานข้อมูลภูมิอากาศลม NCEP/NCAR ระยะเวลาตั้งแต่ปี ค.ศ. 2008-2010
- 1.3.3 การ Down-Scaling อาศัยเทคนิค Nesting จากระดับ 110 km และ 9 km

- 1.3.4 ข้อมูลลักษณะภูมิประเทศอาศัยข้อมูล GIS ของกรมพัฒนาที่ดิน เส้นชั้นความสูงละ 30 m
- 1.3.5 ข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดินอาศัยการแปลผลภาพถ่ายดาวเทียม THEOS ปี พ.ศ. 2553
- 1.3.6 บันทึกและจัดเก็บข้อมูลระยะเวลา 1 ปี เดือนธันวาคม พ.ศ. 2554 ถึง เดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2555 จากสถานีวิจัยพลังงานลมพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี และ สถานีวิจัยพลังงานลมปากพอง จังหวัดนครศรีธรรมราช
- 1.3.7 วิเคราะห์ข้อมูลลมสถิติ การแจกแจงความถี่โดยใช้การแจกแจงแบบไวล์บูลล์ ผังลม (Wind Rose) ลักษณะทางสถิติของลม รวมทั้งความหนาแน่นกำลัง (Power Density) ของลมที่เปลี่ยนแปลงตามระดับความสูง
- 1.3.8 วิเคราะห์ความเข้มข้นความปั่นป่วน (Turbulence Intensity)
- 1.3.9 จัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมระดับจุลภาคเพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของลมในระดับจุลภาค
- 1.3.10 วิเคราะห์ทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในรูปแบบของ VSPP และ SPP ในบริเวณนอกชายฝั่งทะเลจังหวัดสุราษฎร์ธานีและใกล้เคียงชายฝั่งทะเลของจังหวัดนครศรีธรรมราช
- 1.3.11 วิเคราะห์ความเป็นไปได้สำหรับการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและใกล้เคียงชายฝั่งทะเลของจังหวัดนครศรีธรรมราช

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.4.1 ทำให้ทราบถึงศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณพื้นที่จังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช
- 1.4.2 ทำให้ทราบถึงพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราชที่มีความเหมาะสมสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล
- 1.4.3 สามารถระบุพื้นที่สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในรูปแบบของ VSPP และ SPP ในบริเวณ จังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช
- 1.4.4 ทำให้ทราบถึงความเป็นไปได้เบื้องต้นของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณพื้นที่จังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช

- 1.4.5 ผลการวิจัยของโครงการสามารถตีพิมพ์เผยแพร่ในวารสารวิชาการระดับนานาชาติ/ระดับชาติ หรือนำเสนอผลงานในการประชุมวิชาการระดับนานาชาติ/ระดับชาติ
- 1.4.6 ผลการศึกษาของโครงการสามารถนำไปเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในการวางแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)
- 1.4.7 ผลสัมฤทธิ์จากโครงการสามารถนำไปเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจการลงทุนของภาคเอกชนที่สนใจลงทุนธุรกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในรูปแบบของ VSPP และ SPP

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ทฤษฎี

2.1.1 ทฤษฎีการลม

ลมในชั้นบรรยากาศโลก (Planetary Boundary Layer) สามารถอธิบายการกระจายทางตั้งของอัตราเร็วลมในแนวราบเหนือพื้นดินได้โดยอาศัยสมการกึ่งทดลอง (Semi-Empirical Relationship) ที่เรียกว่า สมการโปรไฟล์ลมแบบลอการิทึม (Log Wind Profile) แสดงดังสมการที่ 2.1 ซึ่งมักจะจำกัดอยู่ในระดับความสูงไม่เกิน 100 m จากพื้นดิน

ในบรรยากาศอิสระ (Free Atmosphere) เรามักจะใช้ความสัมพันธ์ของลมจีโอสโทรฟิก (Geostrophic Wind) ซึ่งมีสมการสำหรับการประมาณอัตราเร็วลม (u_z) ที่ระดับความสูง z (m) เหนือพื้นดินดังนี้

$$u_z = \frac{u_*}{k} \left[\ln \left(\frac{z-d}{z_0} \right) + \psi(z, z_0, L) \right] \quad (2.1)$$

เมื่อ	u_*	คือ	ความเร็วเสียดทาน (Friction Velocity) หรือ ความเร็วเฉือน (Shear Velocity)
	k	คือ	ค่าคงที่ของ Von Karman (0.41)
	d	คือ	การกระจัดแนวราบค่าศูนย์ (Zero Plane Displacement)
	z_0	คือ	ความขรุขระของพื้นผิว (Surface Roughness)
	ψ	คือ	เสถียรภาพ (Stability)
	L	คือ	พารามิเตอร์เสถียรภาพของ Monin-Obukhov

ภายใต้เงื่อนไขเสถียรภาพแบบศูนย์กลาง (Neutral Stability) $z/L = 0$ และเทอม ψ จะมีค่าเป็นศูนย์การกระจัดแนวราบค่าศูนย์เป็นความสูง (m) เหนือพื้นดินเมื่ออัตราเร็วลมมีค่าเป็นศูนย์เนื่องจากพฤติกรรมการไหลผ่านสิ่งกีดขวาง เช่น ต้นไม้และอาคาร เป็นต้น โดยมักจะประมาณให้มีค่าเท่ากับ 2/3 ของความสูงเฉลี่ยของสิ่งกีดขวางนั่นเอง

ระยะขรุขระ (Roughness Length) z_0 เป็นเทอมที่ได้พิจารณาถึงอิทธิพลของความขรุขระของพื้นผิวที่มีต่ออิทธิพลของการไหล โดยมีค่าระหว่าง 1/10 ถึง 1/30 ของความสูงเฉลี่ยของความขรุขระบนพื้นดิน ค่าระยะขรุขระของสภาพพื้นผิวต่างๆ แสดงดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ค่าความขรุขระของพื้นผิว (Surface Roughness Length, z_0)

ลักษณะภูมิประเทศ	ค่าคงที่ของความขรุขระ z_0 (Surface Roughness Length) (mm)
ราบเรียบมาก พื้นน้ำแข็ง พื้นโคลน	0.01
ทะเลสงบ	0.2
ทะเลที่มีลมพัด	0.5
พื้นหิมะ	3
สนามหญ้า	8
ทุ่งหญ้าเลี้ยงสัตว์	10
พื้นที่เพาะปลูก	30-50
พื้นที่ป่าโปร่ง	100
ป่าทึบ	250-500
ซานเมือง	1,500
เมืองที่มีตึกสูง	3,000

ที่มาข้อมูล; J. F. Manwell., J. G. McGowan., and A. L. Rogers. (2002).

สมการโปรไฟล์ลมแบบลอการิทึมมักจะได้รับการยอมรับในการประมาณค่าอัตราเร็วลมที่ระดับความสูงอื่นๆ เหนือพื้นดินมากกว่ากฎโปรไฟล์ลมแบบยกกำลัง (Wind Profile Power Law) แสดงดังสมการที่ 2.2 โดยสมการโปรไฟล์ลมแบบยกกำลังมักจะใช้กันในกรณีเงื่อนไขเสถียรภาพแบบศูนย์กลางและในกรณีที่ไม่มีข้อมูลความขรุขระของพื้นผิว

$$\frac{V_z}{V_r} = \left(\frac{h_z}{h_r} \right)^\alpha \quad (2.2)$$

เมื่อ	V_z	คือ	อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง z (m/s)
	V_r	คือ	อัตราเร็วลมที่ระดับความสูงอ้างอิง (m/s)
	h_z	คือ	ความสูงที่ระดับ z (m)
	h_r	คือ	ความสูงที่ระดับอ้างอิง (m)
	α	คือ	สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม (Wind Shear Coefficient) (ไร้นหน่วย)

ทั้งนี้ ค่า Power Law Exponent สามารถหาได้หลายวิธีการ คือ

1. สมการความสัมพันธ์ระหว่าง ความเร็วลม ความสูง และค่า Power Law Exponent แสดงดังสมการที่ 2.3 (Justus, C.G. (1978)

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(V_{ref})}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{Z_{ref}}{10}\right)} \quad (2.3)$$

เมื่อ V_{ref} คือ ความเร็วลม (m/s)

Z_{ref} คือ ความสูง (m)

2. สมการความสัมพันธ์ระหว่าง Power Law Exponent กับ Surface Roughness Length ที่เสนอโดย Counihan (1979) ดังสมการที่ 2.4

$$\alpha = 0.96 \log(z_0) + 0.016(\log(z_0))^2 + 0.24 \quad (2.4)$$

3. การหาค่าจากการวัดความเร็วลมที่ระดับความสูง 2 ระดับ วิธีการนี้จะให้ค่า Power Law Exponent เฉพาะที่ทำการวัดข้อมูล ซึ่งจะเป็นค่าที่แม่นยำและเหมาะสมกว่าใน 2 กรณีแรก แต่ต้องลงทุนทำการติดตั้งเสาวัดความเร็วลม ซึ่งมีต้นทุนสูงกว่า 2 กรณีแรก

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{V(z)}{V(z_\gamma)}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_\gamma}\right)} \quad (2.5)$$

2.1.2 สถิติลม (Wind Statistics)

สมการการแจกแจงแบบไวบูลล์ (Weibull Distribution) เป็นสมการที่ต้องการค่าพารามิเตอร์หรือค่าคงที่จำนวน 2 ตัว คือ พารามิเตอร์รูปร่าง (Shape Parameter, k) และพารามิเตอร์ระดับ (Scale Parameter, c) ซึ่งค่าพารามิเตอร์ทั้งคู่เป็นฟังก์ชันของความเร็วลมเฉลี่ย และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน สมการการแจกแจงความน่าจะเป็นและสมการการแจกแจงสะสมของสมการการแจกแจงแบบไวบูลล์แสดงดังสมการที่ 2.6 และ 2.7 ตามลำดับ

$$P(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.6)$$

$$F(V) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.7)$$

พารามิเตอร์รูปร่าง (k) เป็นพารามิเตอร์ที่แสดงลักษณะการกระจายของลม ค่า k สูง แสดงว่ามีลมที่มีความเร็วลมสูง พัดมาด้วยความถี่มากกว่าลมความเร็วลมต่ำ ชนิดของลมและลักษณะพื้นผิวที่ลมพัดมีผลให้ค่า k แตกต่างกัน

พารามิเตอร์ระดับ (c) มีความสัมพันธ์กับความเร็วลมเฉลี่ย เมื่อค่าความเร็วลมเฉลี่ยมีค่าสูง พารามิเตอร์ระดับจะมีค่าสูง ในทางกลับกันค่าพารามิเตอร์ระดับจะมีค่าต่ำเมื่อความเร็วลมเฉลี่ยมีค่าต่ำ

ตารางที่ 2.2 ค่าพารามิเตอร์ k ของลมชนิดต่างๆ

k	ชนิดของลม
1.0	ลมที่ชั่วโลก, ลมที่พัดในที่ที่มีสิ่งปกคลุม
1.5	ลมแถบเมดิเตอร์เรเนียน, ลมพัดบริเวณทะเลทราย
2.0	ลมพัดบนพื้นดินและทะเลบริเวณที่อบอุ่น
2.5	ลมพัดบริเวณละติจูดที่ 40 องศา
4.0	ลมสินค้า

ที่มาข้อมูล: กว๊าน สีตะชนี (2527)

ค่าความเร็วลมเฉลี่ยและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานสามารถพิจารณาเป็นฟังก์ชันของพารามิเตอร์รูปร่าง (k) และพารามิเตอร์ระดับ (c) คือ

$$\bar{V} = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (2.8)$$

$$\sigma_v^2 = \bar{V}^2 \left[\frac{\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right)}{\Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right)} - 1 \right] \quad (2.9)$$

เมื่อ $\Gamma(x)$ คือ ฟังก์ชันแกมมา

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty e^{-t} t^{x-1} dt$$

ทั้งนี้ ฟังก์ชันแกมมาสามารถประมาณค่าได้โดยใช้สมการที่ 2.10 (Jamil, 1994)

$$\Gamma(x) = (\sqrt{\pi x})(x^{x-1})(e^{-x}) \left(1 + \frac{1}{12x} + \frac{1}{288x^2} - \frac{139}{51840x^3} + \dots \right) \quad (2.10)$$

กรณีที่ทราบค่าความเร็วลมเฉลี่ยและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (สมการที่ 2.8 และ 2.9) เนื่องจากได้ทำการเก็บข้อมูลความเร็วลมเป็นระยะเวลาหนึ่ง ดังนั้นสามารถหาค่าพารามิเตอร์รูปร่าง (k) และพารามิเตอร์ระดับ (c) ได้จาก

1. สมการของ Justus (1978) เหมาะสมในกรณี ($1 \leq k < 10$)

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{\bar{V}} \right)^{-1.086} \quad (2.11)$$

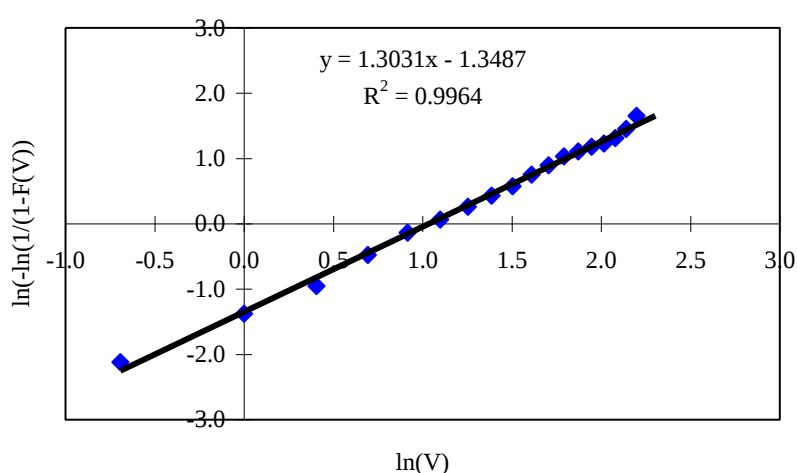
$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma(1 + 1/k)} \quad (2.12)$$

2. สมการของ Lysen (1983) ซึ่งได้เสนอสมการในการหาค่าพารามิเตอร์ระดับ (c) เพื่อหลีกเลี่ยงฟังก์ชันแกมมาโดยใช้ค่าพารามิเตอร์รูปร่าง (k) จากสมการที่ 2.7

$$\frac{c}{\bar{V}} = \left(0.568 + \frac{0.433}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.13)$$

3. การหาค่าพารามิเตอร์รูปร่าง (k) และพารามิเตอร์ระดับ (c) โดยการเขียนกราฟ Log-Log หรือการเขียนกราฟความสัมพันธ์ของสมการการแจกแจงสะสม โดยการใส่ Logarithm ในสมการที่ 2.7 ทั้งสองข้างของสมการจะได้ (Ahmed และ Hanitsch, 2006)

$$\ln(-\ln(1 - F(V))) = k \ln V - k \ln c \quad (2.14)$$



รูปที่ 2.1 การประเมินหาไวบูลล์พารามิเตอร์ด้วยวิธี Logarithmic สมการเส้นตรง
(ที่มาข้อมูล: Jompob et. al. 2011 : 52)

หลังจากนั้นนำค่าที่ได้มาเขียนกราฟ โดยให้แกน y เป็น $\ln(-\ln(1-F(V)))$ และ x เป็น $\ln V$ ซึ่งจะประเมินหาไวบูลล์พารามิเตอร์ได้ (k, c) เมื่อ k คือค่าความชันของกราฟ และ c สามารถหาได้จากจุดตัดแกน y เมื่อ x เท่ากับ 0

นอกจากการนำสมการที่ 2.14 มาทำการเขียนกราฟเพื่อหาค่า k และ c ยังสามารถใช้วิธีการกำลังสองน้อยสุด (Least Squares) ในการพิจารณาค่า ได้คือ

$$k = \frac{n \sum_{i=1}^n X_i Y_i - \sum_{i=1}^n X_i \sum_{i=1}^n Y_i}{n \sum_{i=1}^n X_i^2 - (\sum_{i=1}^n X_i)^2} \quad (2.15)$$

$$c = \exp \left[- \frac{\sum_{i=1}^n X_i^2 \sum_{i=1}^n Y_i - \sum_{i=1}^n X_i \sum_{i=1}^n X_i Y_i}{n \sum_{i=1}^n X_i Y_i - \sum_{i=1}^n X_i \sum_{i=1}^n Y_i} \right] \quad (2.16)$$

เมื่อ

$$Y_i = \ln[- \ln(1 - F (V_i))]$$

$$X_i = \ln V_i$$

4. Christofferson and Gillette (1987) ได้เสนอการประเมินพารามิเตอร์ k และ c ดังนี้

$$k = \frac{\pi}{\sqrt{6}} \left[\frac{n(n-1)}{n(\sum \ln^2 V_i) - (\sum \ln V_i)^2} \right]^{0.5} \quad (2.17)$$

$$c = (\sum \ln V_i^k)^{1/k} \quad (2.18)$$

เมื่อ V_i ($i = 1, 2, 3, \dots, n$) คือ ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน

2.1.3 พลังงานลมและกำลังลม

พลังงานจลน์ของกระแสอากาศที่มีมวล m และเคลื่อนที่ด้วยความเร็ว v สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.19

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2.19)$$

เมื่อ E คือ พลังงานจลน์ (J)

m คือ มวลของอากาศ (Air Parcel) (kg)

V คือ ความเร็วของอากาศ (m/s)

พิจารณาส่วนหมุน (Rotor) ของกังหันลมที่มีพื้นที่ภาคตัดขวาง (Cross Sectional Area) A พลังงานจลน์ของกระแสอากาศที่กังหันลมสามารถนำไปเปลี่ยนรูปได้แสดงดังสมการที่ 2.20

$$E = \frac{1}{2} \rho_a v V^2 \quad (2.20)$$

เมื่อ ρ_a คือ ความหนาแน่นของอากาศ (m^3/kg)

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

V คือ ความเร็วของอากาศ (m/s)

ก่อนมวลอากาศที่พัดผ่านส่วนหมุนต่อหนึ่งหน่วยเวลาซึ่งมีพื้นที่ภาคตัดขวางเท่ากับพื้นที่ภาคตัดขวางของส่วนหมุน (A_T) และความหนาแน่นมีค่าเท่ากับความเร็วลม ดังนั้นพลังงานต่อหนึ่งหน่วยเวลา (E / t) หรือกำลัง (Power) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.21

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A_T V^3 \quad (2.21)$$

เมื่อ P คือ กำลังของกังหันลม (W)

A_T คือ พื้นที่ภาคตัดขวางของส่วนหมุน (m^2)

จากสมการที่ 2.21 จะเห็นได้ว่าปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อกำลังของกระแสลม ได้แก่ ความหนาแน่นอากาศ พื้นที่ส่วนหมุนของกังหันและความเร็วลม โดยที่อิทธิพลของลมค่อนข้างส่งผลกระทบต่อกำลังลมเนื่องจากมีค่ายกกำลังสาม

ปัจจัยอย่างเช่นอุณหภูมิ ความกดอากาศ (Atmospheric pressure) ระดับความสูง (Elevation) และองค์ประกอบของอากาศ (Air Constituents) จะส่งผลกระทบต่อความหนาแน่นของอากาศ เมื่อพิจารณาอากาศแห้ง (Dry Air) ซึ่งพิจารณาให้เป็นก๊าซอุดมคติ (Ideal Gas) และจากกฎของก๊าซอุดมคติ (Ideal Gas Law) แสดงดังสมการที่ 2.22

$$pV_G = nRT \quad (2.22)$$

เมื่อ p คือ ความกดอากาศ (Pa)

V_G คือ ปริมาตรของแก๊ส (m^3)

n คือ จำนวนโมลของแก๊ส

R คือ ค่าคงที่สากลของแก๊ส (Universal Gas Constant)

T คือ อุณหภูมิ (K)

ความหนาแน่นของอากาศซึ่งเป็นอัตราส่วนระหว่างมวลของ 1 กิโลโมลต่อปริมาตร แสดงดังสมการที่ 2.23

$$\rho_a = \frac{m}{V_G} \quad (2.23)$$

จากสมการที่ 2.22 และสมการที่ 2.23 เราสามารถเขียนสมการความหนาแน่นได้เป็น

$$\rho_a = \frac{mp}{RT} \quad (2.24)$$

ถ้าเราทราบระดับความสูง z และอุณหภูมิ T ณ สถานีวัดความเร็วลม เราสามารถคำนวณหาความหนาแน่นอากาศได้ดังสมการที่ 2.25

$$\rho_a = \frac{353.049}{T} e^{\left(-0.034 \frac{z}{T}\right)} \quad (2.25)$$

ความหนาแน่นของอากาศมีค่าลดลงเมื่อความสูงและอุณหภูมิมิมีค่าเพิ่มขึ้น ในทางปฏิบัติส่วนใหญ่แล้วความหนาแน่นอากาศมักจะพิจารณาให้มีค่าเป็น 1.225 kg/m^3

ในการวิเคราะห์พลังงานลมได้มีการจัดทำระดับชั้นกำลังลม (Wind Power Class) เพื่อแบ่งบอกถึงศักยภาพของพลังงานลมโดยมีระดับชั้นกำลังลมที่ความสูง 10 m และ 50 m แสดงดังตารางที่ 2.3

2.1.4 ส่วนประกอบของกังหันลมผลิตไฟฟ้า

กังหันลมผลิตไฟฟ้ามีส่วนประกอบที่สำคัญๆ ดังต่อไปนี้

1. ส่วนหยุดนิ่ง (Stationary Part) ประกอบไปด้วยส่วนต่างๆ ดังนี้
 - หอคอย (Tower)
 - ห้องเครื่อง (Nacelle)
2. ส่วนหมุน (Rotating Part) ประกอบไปด้วยส่วนต่างๆ ดังนี้
 - ใบกังหันลม (Wind Turbine Blade)
 - ศูนย์กลางส่วนหมุน (Hub)

นอกจากนี้ยังมีอุปกรณ์ประกอบตัวกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่สำคัญได้แก่

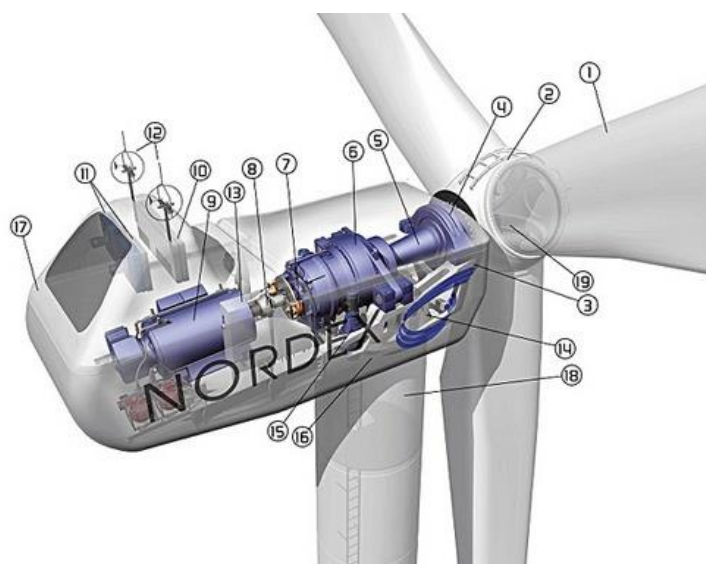
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)
- ระบบควบคุมการทำงาน (Operating Controller)

- เซนเซอร์ตรวจวัดอัตราเร็วและทิศทางของลมสำหรับควบคุมการทำงานของกังหันลม

ตารางที่ 2.3 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

หมายเหตุ: อัตราเร็วลมในแนวดิ่งคำนวณโดยใช้กฎยกกำลัง 1/7 อัตราเร็วลมเฉลี่ยมีการแจกแจงแบบรีเลย์ของสมดุ ความหนาแน่นกำลังลมสำหรับอัตราเร็วลมที่ระดับน้ำทะเลเฉลี่ย (ที่มาข้อมูล: Li and Li. 2005: 3016)



รูปที่ 2.2 กังหันลมรุ่น Nordex N80 ขนาด 2.5 MW

(ที่มาข้อมูล : <http://www.power-technology.com/projects/havoygavlen/havoygavlen5.html>)

กังหันลมขนาดใหญ่ดังรูปที่ 2.2 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 ชั้น
7. จานเบรก (Disk Brake) ประกอบด้วยเบรกแบบปากคิบบนอยู่ที่เพลาความเร็วรอบสูงของกล่องเกียร์
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. ระบบขับเคลื่อนการหมุนกังหัน (Yaw Drive) ประกอบไปด้วยเกียร์ 2 ตัว ขับเคลื่อนโดยมอเตอร์ไฟฟ้าที่ควบคุมด้วยความถี่
16. ตลับลูกปืนของตัวขับเคลื่อนการหมุน (Yaw Bearing) เป็นแบบ 4-Point Ball-Bearing with Outer Teething และมีระบบจานเบรกของตัวขับเคลื่อน
17. ส่วนครอบนักเซลล์ (Nacelle Cover) ทำจากไฟเบอร์กลาสผสมด้วยพลาสติกวางอยู่บนโครงสร้างเหล็ก
18. หอคอย (Tower)
19. ระบบพิช (Pitch System) ประกอบด้วยเกียร์พิชอิสระกัน 3 ตัว ขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์ไฟฟ้า

เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าสมัยใหม่ถ้าแบ่งตามประเภทเครื่องจักรกลสามารถแบ่งออกเป็น 2 เทคโนโลยีหลักๆ ได้แก่ เทคโนโลยีเกียร์ (Gearbox Technology) และเทคโนโลยีไร้เกียร์ (Gearless Technology) ซึ่งเทคโนโลยีไร้เกียร์ถึงแม้จะมีประสิทธิภาพสูงกว่าแต่ราคาก็สูงตามไปด้วย ข้อดีอีกประการหนึ่งของเทคโนโลยีไร้เกียร์ก็คือค่าใช้จ่ายสำหรับการซ่อมบำรุงรักษาต่ำกว่า โดยมีข้อดีและข้อด้อยของเทคโนโลยีแต่ละแบบแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 2.4 อย่างไรก็ตามในการพิจารณาเลือกซื้อกังหันลมผลิตไฟฟ้าของโครงการ มีประเด็นที่จะต้องพิจารณารวมทั้งการหาจุดเหมาะสม (Optimization) ในการเลือกใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าดังต่อไปนี้

1. เทคโนโลยีกังหันลมแบบไหน แบบมีเกียร์หรือไร้เกียร์ เทคโนโลยีได้รับการพิสูจน์แล้วหรือยัง
2. ความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุนหรือหอคอย
3. พื้นที่กวาดของส่วนหมุน (Rotor) หรือเส้นผ่านศูนย์กลางของส่วนหมุน
4. อัตราเร็วลมเริ่มต้นและอัตราเร็วลมสุดท้ายที่ทำให้กังหันลมทำงาน
5. กำลังการผลิตติดตั้ง
6. ลักษณะเส้นโค้งกำลัง
7. ความน่าเชื่อถือของผู้ผลิต
8. ส่วนแบ่งการตลาดของกังหันลมนั้นๆ
9. ระยะเวลาในการติดตั้งกังหันลมนั้นๆ สำหรับโครงการอื่นๆ
10. ปัญหาที่เกิดขึ้นเนื่องจากกังหันลมนั้นๆ ที่มีการติดตั้งมาแล้ว เช่น ปัญหาด้านการทำงาน ปัญหาด้านอุบัติเหตุ (ไฟไหม้ห้องเครื่อง) เป็นต้น
11. ระยะเวลาการได้สินค้าตั้งแต่สั่งซื้อจนถึงพร้อมติดตั้ง
12. ราคา

อย่างไรก็ตามในปัจจุบันได้มีการแบ่งประเภทของเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าออกเป็น 9 เทคโนโลยีแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.4 การเปรียบเทียบข้อดี - ข้อด้อยของเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้า

เทคโนโลยี	ข้อดี	ข้อด้อย
เกียร์	มีกังหันลมให้เลือกใช้หลายรุ่น เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนามานาน ราคาถูกกว่าเทคโนโลยีไร้เกียร์	มีค่าบำรุงรักษาสูง มีกังหันลมบางรุ่นมีปัญหาเรื่องกล่องเกียร์ ประสิทธิภาพต่ำกว่าเทคโนโลยีไร้เกียร์
ไร้เกียร์	เป็นเทคโนโลยีใหม่ ซึ่งเพิ่งได้รับการพัฒนา เมื่อไม่นาน ประสิทธิภาพสูงกว่าเทคโนโลยีเกียร์	การทำงานในสภาพภูมิอากาศชื้นสูง มีผู้ผลิตไม่กี่รายที่ใช้เทคโนโลยีนี้ ราคาสูงกว่าเทคโนโลยีเกียร์

(ที่มาข้อมูล: Wang Zhixin, Jiang Chuanwen, Ai Qian, Wang Chengmin., 2009)

ตารางที่ 2.5 เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าและวิวัฒนาการ

Technology	Early 1980	Early 1990s		Late 1990s		2000-2007		
Stall Regulated	✓			✓				
Active Stall			✓					
Fixed Speed	✓	✓	✓					
Limited Variable Speed					✓			
Gearbox	✓	✓	✓	✓	✓			
Pitch Regulated		✓			✓	✓	✓	✓
Variable Speed				✓		✓	✓	✓
Direct Drive		✓			✓		✓	✓
Multibrid							✓	✓

(ที่มาข้อมูล: Wang Zhixin, Jiang Chuanwen, Ai Qian, Wang Chengmin., 2009)

จากการสำรวจเอกสารงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่ามีจำนวนผู้ผลิตกังหันลมไม่มากที่ผลิตกังหันสำหรับการติดตั้งนอกชายฝั่งทะเลซึ่งจากข้อมูลดังกล่าวแสดงให้เห็นรายละเอียดดังตารางที่ 2.6

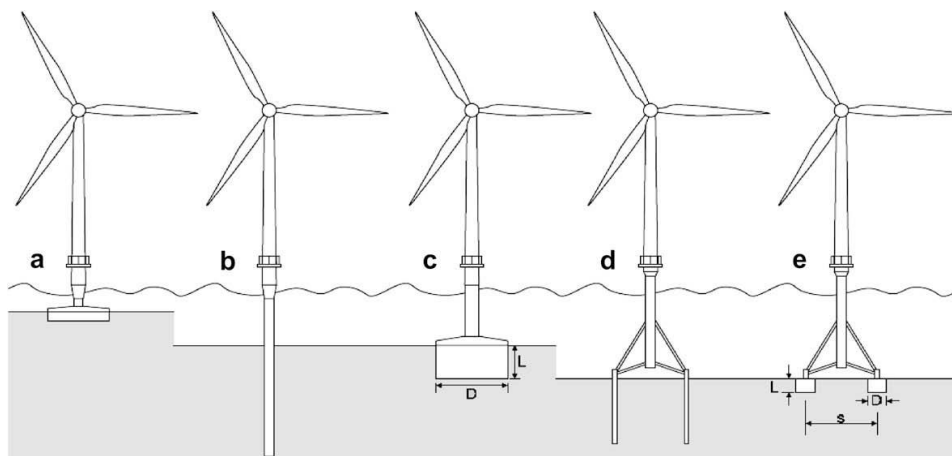
ตารางที่ 2.6 ประเทศที่ติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

Country	Year	Model	Number	Total Capacity (MW)
Denmark	1991	Bonus-450 kW	11	409.9
	1995	Vestas V39-500 kW	10	
	2000	Bonus 2 MW	20	
	2002	Vestas V80 2.0 MW	80	
	2003	Bonus 2.3 MW	72	
	2004	Bonus 2.3 MW	1	
		Vestas V90-3.0 MW	2	
		Nordex N90-3.0 MW	1	
UK	2000	Vestas V66-2.0 MW	2	314
	2003	Vestas V80-2.0 MW	30	
	2004	Vestas V80-2.0 MW	30	
	2005	Vestas V90-3.0 MW	30	
	2006	Vestas V90-3.0 MW	30	
		REpower 5 MW	2	
Ireland	2003	GE Wind 3.6 MW	7	25.2
Sweden	1997	Wind World 550 kW	5	23.3
	2000	Enron 1.5 MW	7	
	2001	NEG-Micon 2 MW	5	
The Netherlands	1994	Ned Wind 500 kW	4	18.8
	1996	Nordtank 600 kW	28	
Germany	2004	Enercon E112	1	7
		Nordex N80	1	
Total				798.2

(ที่มาข้อมูล: Wang Zhixin, Jiang Chuanwen, Ai Qian, Wang Chengmin., 2009)

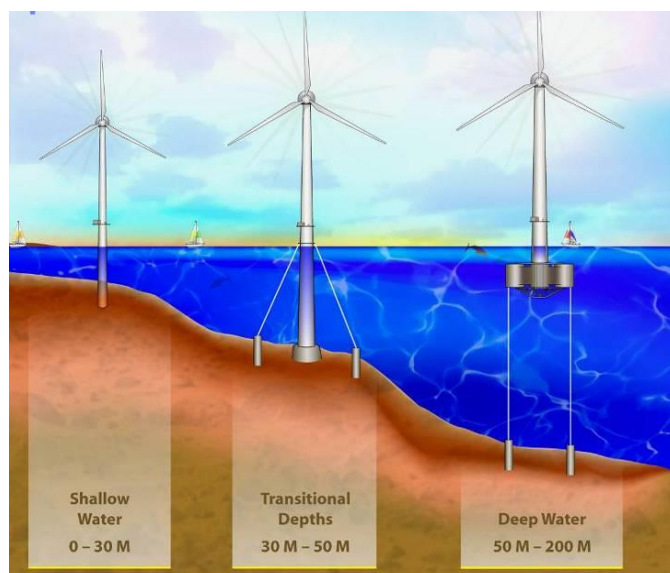
2.1.5 การติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

การติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในทะเลจำเป็นต้องอาศัยฐานรากที่แตกต่างไปจากการติดตั้งบนบก นอกจากนี้ระดับความลึกของน้ำทะเลแต่ละพื้นที่ก็มีความแตกต่างกัน ทำให้มีการวิจัยและพัฒนา รวมทั้งออกแบบฐานรากที่มีความเหมาะสมกับระดับความลึกต่างๆ ซึ่งปรากฏว่าที่ระดับความลึกไม่เกิน 30 m นั้นมีฐานรากที่มีความเหมาะสม 2 ชนิด ได้แก่ ชนิด Monopile และชนิด Gravity แสดงดังรูปที่ 2.3 a และ b การเลือกฐานรากทั้งสองชนิดขึ้นกับชนิดของดินบริเวณพื้นที่ท้องทะเล โดยชนิด b สามารถขุดและ Grouting ได้หรือโดยการดำลงไป แรงเสียดทานและแรง Bearing จะถูกใช้ในการรองรับโครงสร้าง โดยรูป a จะใช้เพียงแค่แรง Bearing เมื่อแท่งคอนกรีตขนาดใหญ่และหนักหรือแท่งเหล็กถูกวางลงบนพื้นทะเลเพื่อรองรับโครงสร้างของกังหันลม โครงสร้างแบบนี้เหมาะสำหรับระดับน้ำไม่ลึกมาก ในขณะที่ระดับน้ำมีความลึกเพิ่มขึ้น ฐานรากแบบ Gravity ก็จะมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นตาม ประกอบกับเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับ Monopile ก็ไม่ได้มีการพัฒนามากนัก อีกทางเลือกหนึ่งสำหรับการติดตั้งกังหันลมที่ระดับน้ำไม่ลึกมากก็คือ Suction Caisson ดังรูป c ซึ่งมีวิธีการก่อสร้างที่ง่ายกว่าและใช้วัสดุน้อยกว่าฐานรากแบบ Gravity ซึ่งได้มีการทดสอบที่ประเทศเดนมาร์ก โดยการดึงน้ำออกจาก Caisson เมื่อทำการติดตั้งกังหันลม แรงดันน้ำจะทำให้การติดตั้งทำได้ง่ายขึ้น สำหรับที่ระดับความลึกมากกว่า 30 m การใช้ Footing หลายๆ ตัวจะช่วยทำให้โครงสร้างมีเสถียรภาพเพียงพอ และมีต้นทุนที่ยอมรับได้ ซึ่งอาจจะเป็น Pile หลายๆ Pile เจาะลงไปในพื้นที่แสดงดังรูป d หรือแบบ Suction Pile แสดงดังรูป e ฟาร์มกังหันลมที่ถูกติดตั้งที่ระดับความลึก 45 m ก็อาศัยฐานรากดังที่กล่าวมาข้างต้น

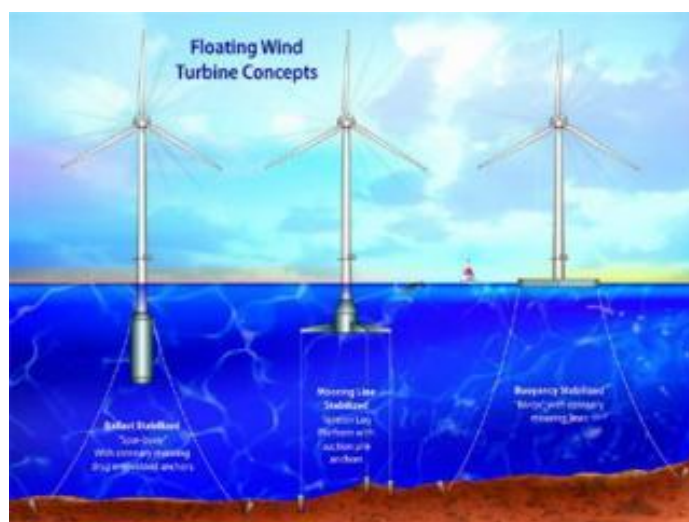


รูปที่ 2.3 ฐานรากสำหรับการติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล (ที่มาข้อมูล: Breton, S.P. et al., 2009)

รูปที่ 2.4 แสดงลักษณะของฐานรากชนิดต่างๆ ที่เหมาะสมกับระดับความลึกของน้ำทะเล ในขณะที่ระดับน้ำทะเลลึกมากขึ้นการอาศัยฐานรากชนิดดังกล่าวอาจจะไม่คุ้มและอาจจะไม่มีเทคโนโลยีการติดตั้งรองรับที่เพียงพอทำให้มีการคิดค้นฐานรากแบบลอยน้ำโดยการคำนวณให้แรงลอยตัวสามารถพุงภาระโครงสร้างได้ โดยมีแนวคิดแสดงดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.4 ฐานรากที่เหมาะสมกับระดับความลึกของน้ำทะเล
(ที่มาข้อมูล: Breton, S.P. et al., 2009)



รูปที่ 2.5 แนวคิดของฐานรากก้ำหั้นลมนอกชายฝั่งทะเลแบบลอยน้ำ
(ที่มาข้อมูล: Breton, S.P. et al., 2009)

ลมที่เคลื่อนที่ผ่านกังหันจะมีพลังงานลดลงซึ่งเป็นไปตามกฎของอนุรักษ์พลังงาน ลมที่เคลื่อนที่ผ่านกังหันจะมีอัตราเร็วลดลงและเกิดเป็นกลุ่มลมด้านหลังและมีความปั่นป่วนเมื่อเปรียบเทียบกับลมด้านหน้ากังหัน ดังนั้นการจัดวางกังหันลมสำหรับฟาร์มกังหันจึงมักจะจัดวางให้ห่างกันอย่างน้อยเป็นระยะ 5 เท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางของใบพัดเพื่อหลีกเลี่ยงความปั่นป่วนทางด้านหลังของกังหันลมซึ่งอาจจะป็นด้านหน้าของกังหันลมตัวอื่นๆ นั่นเอง

การคำนวณ Wake Effect ระหว่างกังหันลมในฟาร์มกังหันลมมีพื้นฐานมาจากแบบจำลองซึ่งถูกอธิบายในบทความทางวิชาการในการประชุมวิชาการ European Wind Energy Association 1986 (EWEA 1986) สนามการไหล (Flow Field) ที่ใช้ในแบบจำลองสำหรับการคำนวณเอาต์พุตของกังหันลมแสดงดังนี้ อัตราเร็วลมประสิทธิผลที่ลดลง (Effective Wind Speed Deficit) เมื่อไหลผ่านทางด้านหลังของกังหันตัวหน้าแสดงดังรูปที่ 2.6 สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.26

$$\delta V_{01} = U_0 \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_0}{D_0 + 2kx_{01}}\right)^2 \frac{A_{\text{overlap}}}{A_1^{(R)}} \quad (2.26)$$

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)

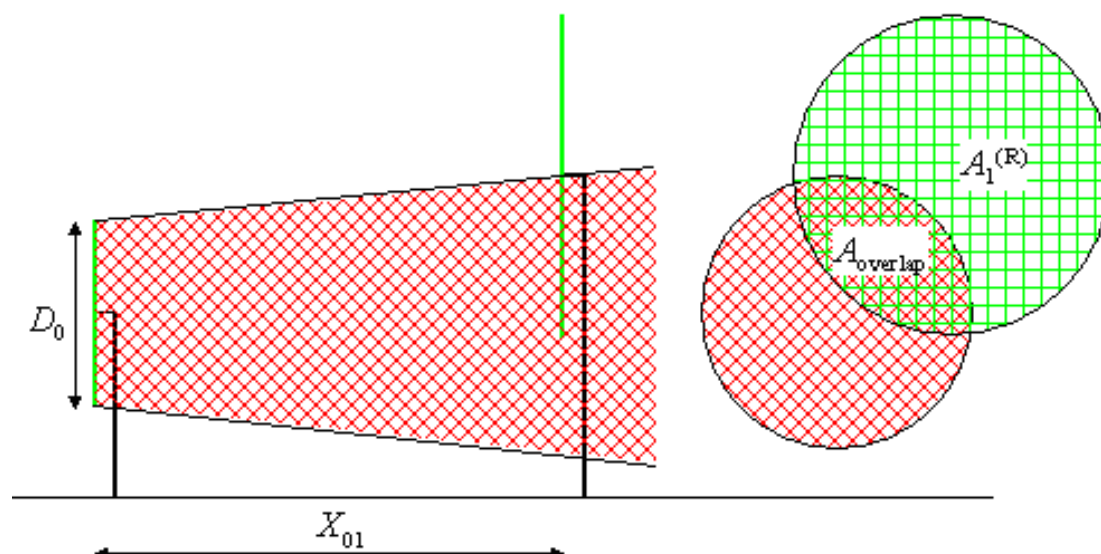
สัมประสิทธิ์ของทรัสต์มีความสัมพันธ์กับแรง F_T และความหนาแน่นของอากาศดังนี้

$$C_t = \frac{2F_T}{\rho \frac{\pi}{4} D_0^2 U_0^2} \quad (2.27)$$

การลดลงของอัตราเร็วลมเริ่มต้นจาก U_0 จนมีค่าเท่ากับ v เมื่ออากาศไหลผ่านแนวระนาบการหมุน (Rotor Plane) มีความสัมพันธ์กับสัมประสิทธิ์ของทรัสต์ดังนี้

$$1 - C_t = (v / U_0)^2 \quad (2.28)$$

โดยที่ค่าคงที่ของการสลายตัวของเวกมีค่า $k = 0.075$ ซึ่งเป็นค่าสำหรับการใช้งานบนพื้นทวีป ในกรณีของนอกชายฝั่งทะเลค่าดังกล่าวมีค่าประมาณ $k = 0.04$



รูปที่ 2.6 พื้นที่เหลื่อมทับกันของกังหันลมเมื่อมองจากด้านหลัง
(ที่มาข้อมูล : <http://130.226.56.171/Support/FAQ/WebHelp/ParkModel.htm>)

2.1.6 การประเมินทางด้านเทคนิคของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

ในการประเมินทางด้านเทคนิคของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลนั้นได้พิจารณาพารามิเตอร์ 2 ตัว ได้แก่ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production: AEP) และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยอาศัยค่าคาปาซิตีแฟกเตอร์ (Capacity Factor: C.F.)

1. พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production)

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (AEP) ได้จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม *WASP* 9.0 ซึ่งจำเป็นต้องอาศัยค่ากำลังการผลิตเต็มพิกัด (Rated Capacity) ของกังหันลม โดยในการศึกษาความเป็นไปได้นี้ได้อาศัยกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตเต็มพิกัดขนาด 3.0-7.0 MW จำนวน 3 รุ่นสำหรับการวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี

2. ค่าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม

ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมอาศัยการวิเคราะห์พารามิเตอร์ที่เรียกว่า Capacity Factor (C.F.) โดยพิจารณาจากสมการที่ 2.29

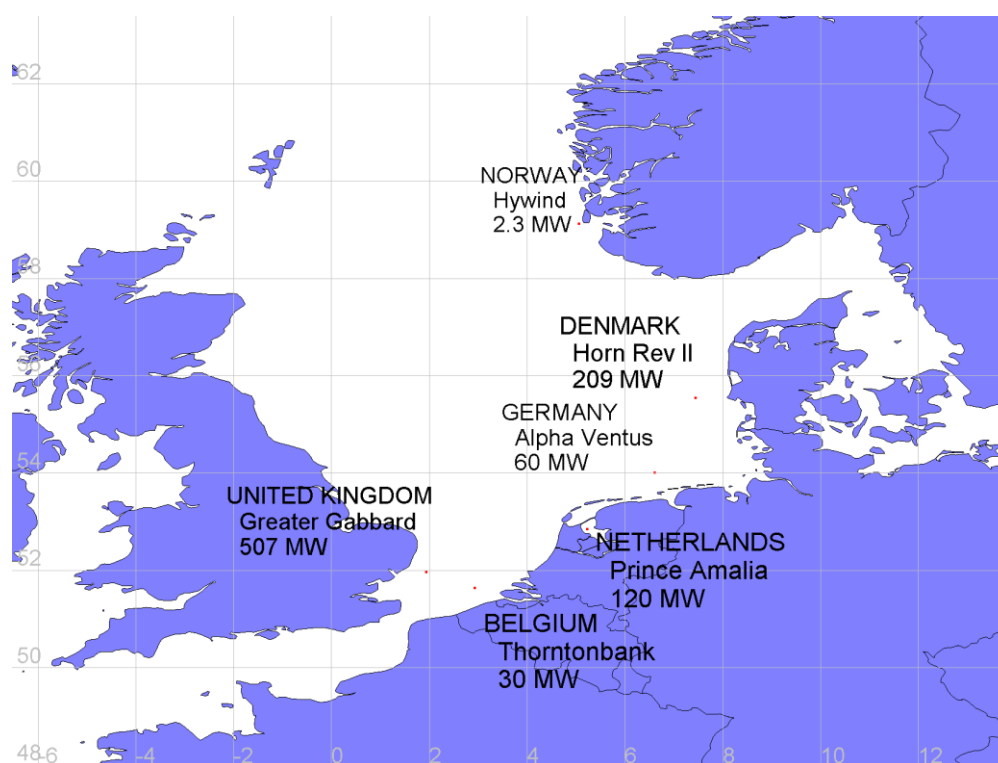
$$C.F. = \text{Annual Energy Production} / (8,760 \times \text{Rated Capacity of WTG}) \quad (2.29)$$

ซึ่งสามารถนำมาใช้ในการพิจารณาสมรรถนะของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในกรณีที่ยังไม่มีการติดตั้งกังหันลมได้

เนื่องจากกังหันลมผลิตไฟฟ้าแต่ละรุ่นจะมีคุณลักษณะและมิติทางกายภาพต่างกันส่งผลต่อความสามารถหรือสมรรถนะในการผลิตไฟฟ้าต่างกันด้วย คุณลักษณะอย่างหนึ่งของกังหันลมผลิตไฟฟ้าก็คือ เส้นโค้งกำลัง (Power Curve)

2.1.7 การพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในต่างประเทศ

ปัจจุบันมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งทวีปยุโรปบริเวณทะเลเหนือ ดังรูปที่ 2.7 สำหรับโครงการที่ได้ดำเนินการติดตั้งไปแล้วจนถึงล่าสุดมีข้อมูลแสดงดังตารางที่ 2.7 นอกจากนี้ยังได้มีการพัฒนาโครงการในประเทศสหรัฐอเมริกาชื่อ Cape Wind Farm (www.capewind.org) แสดงพื้นที่ของโครงการดังรูปที่ 2.8

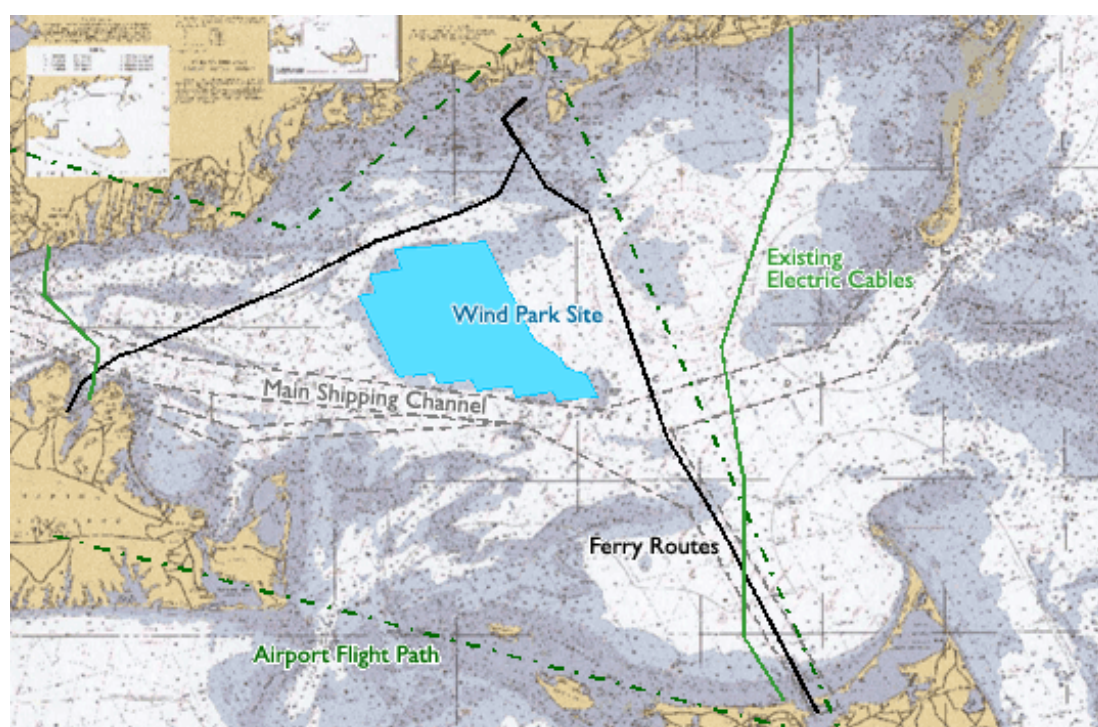


รูปที่ 2.7 การพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบริเวณทะเลเหนือ

(ที่มาข้อมูล : ปรับปรุงจาก http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_offshore_wind_farms_in_the_North_Sea)

ตารางที่ 2.7 สถานภาพโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

Country	Location	Distance to Shore (m)	Depth (m)	Turbine Power (MW)	Number of Turbine
UK	Beatrice	25	45	5	2
UK	Blyth	0.8	6-11	2	2
UK	Barrow-in-Fumess	7	21-23	3	30
UK	Burbo	6.4	1-8	3.6	25
UK	North Hoyle	6	10-20	2	30
UK	Scroby Sands	2.3	4-8	2	30
UK	Kentish Flats	8.5	5	3	30
Ireland	Arklow Bank	10	2-3	3.6	7
Netherlands	Q7-WP	23	20-24	2	60
Netherlands	Egmond Ann Zee	10	19-22	3	36
Netherlands	Lely	0.75	5-10	0.5	4
Netherlands	Irene Vornnk	0.02	5	0.6	28
Germany	Ems-Enden	0.04	3	4.5	1
Germany	Breitling	0.5	2	2.5	1
Denmark	Ny Sted	10	5-9.5	2.3	72
Denmark	Samso	3.5	20	2.3	10
Denmark	Fredenkshavan	0.2	4	3 and 2.3	1 and 2
Denmark	Ronland	0.2	1	2.3 and 2	4 and 4
Denmark	Horns Rev	14-20	6-12	2	80
Denmark	Middel Grunden	3	3-6	2	20
Denmark	Vindeby	1.5	3-5	0.45	11
Denmark	Tuno Knob	6	3-5	0.5	10
Sweden	Yttre Stengrund	5	6-10	2	5
Sweden	Utgrunden	8	7-10	1.425	7
Sweden	Bockstigen	3	6	0.5	5



รูปที่ 2.8 โครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแห่งแรกของประเทศสหรัฐอเมริกา
(ที่มาข้อมูล :<http://www.treehugger.com/renewable-energy/cape-wind-faces-new-spiritual-opposition-from-native-americans.html>)

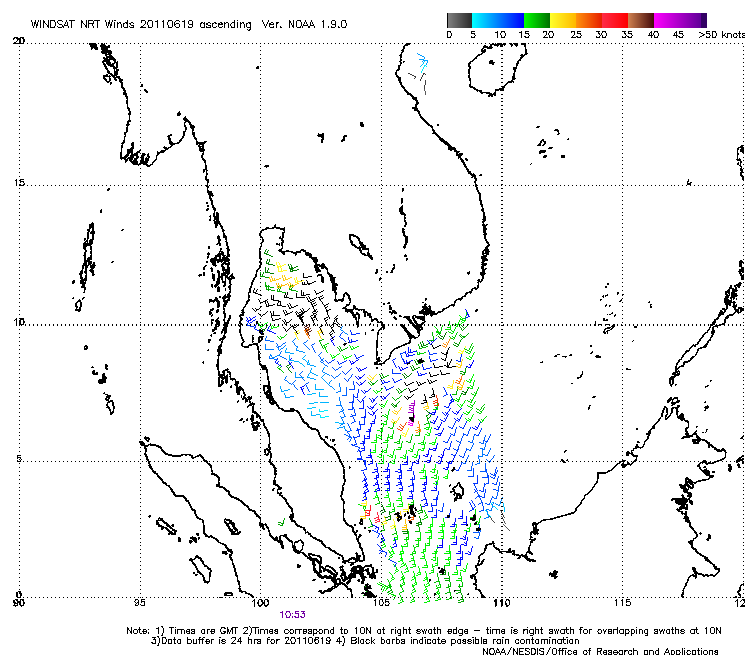
สำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในเอเชียส่วนใหญ่จะเป็นกลุ่มประเทศมหาอำนาจทางด้านพลังงานลม ได้แก่ จีน ญี่ปุ่น อินเดีย และเกาหลีใต้ โครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งในประเทศญี่ปุ่นได้รับการพัฒนาตั้งแต่ปี ค.ศ. 2003 ซึ่งได้ดำเนินการติดตั้งกังหันลมขนาด 600 kW ระยะ 1 km ห่างจากฝั่งเมืองฮอกไกโด (ที่มาข้อมูล: Mostafaeipour, A., 2010) ล่าสุดแผนการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งเมืองเซี่ยงไฮ้ ประเทศจีน มีกำลังการผลิตติดตั้ง 102 MW เพื่อผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าสู่ระบบในปี ค.ศ. 2010 ก่อนงาน 2010 World Expo ปัจจุบันฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลดังกล่าวได้ดำเนินการติดตั้งเสร็จสิ้นเรียบร้อยแล้ว โดยกังหันลมผลิตไฟฟ้าจำนวน 34 ตัวๆ ละ 3 MW ติดตั้งใกล้สะพาน Dongbai เมืองเซี่ยงไฮ้ โดยมีระยะห่างจากฝั่งทะเล 6-7 km และระดับน้ำทะเลลึก 8-10 m กังหันลมมีระดับความสูง 90 m โดยโครงการดังกล่าวเป็นของบริษัท Sinovel Co., Ltd. ซึ่งการก่อสร้างเริ่มดำเนินการตั้งแต่ปลายปี ค.ศ. 2007

โดยในการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการได้ทำการคัดเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าโดยใช้การวิเคราะห์การตัดสินใจแบบหลายหลักเกณฑ์ (Multi-Criteria Decision Making Analysis: MCDMA) โดยมีหลักเกณฑ์ดังต่อไปนี้

1. กังหันลมผลิตไฟฟ้าต้องเป็นรุ่นที่ผลิตสำหรับการติดตั้งในทะเลเท่านั้น
2. อัตราเร็วเริ่มต้นสำหรับการทำงาน (Cut-In Wind Speed) ของกังหันลม
3. ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของส่วนหมุน
4. กำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ต่อตัว

การประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอาจจะกระทำได้หลายวิธีด้วยกัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความถูกต้องแม่นยำและความน่าเชื่อถือของแต่ละวิธี โดยแต่ละเทคนิคก็จะมีข้อดี-ข้อด้อยแตกต่างกันไปซึ่งอาจจะสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.8

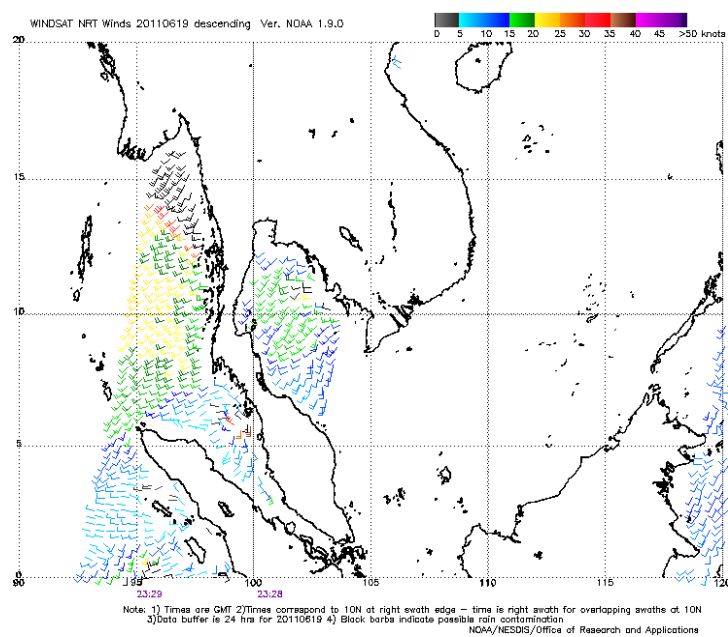
ตัวอย่างแผนที่ศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจากภาพถ่ายดาวเทียม WindSAT แสดงดังรูปที่ 2.9-2.11 (ที่มาข้อมูล: NOAA)



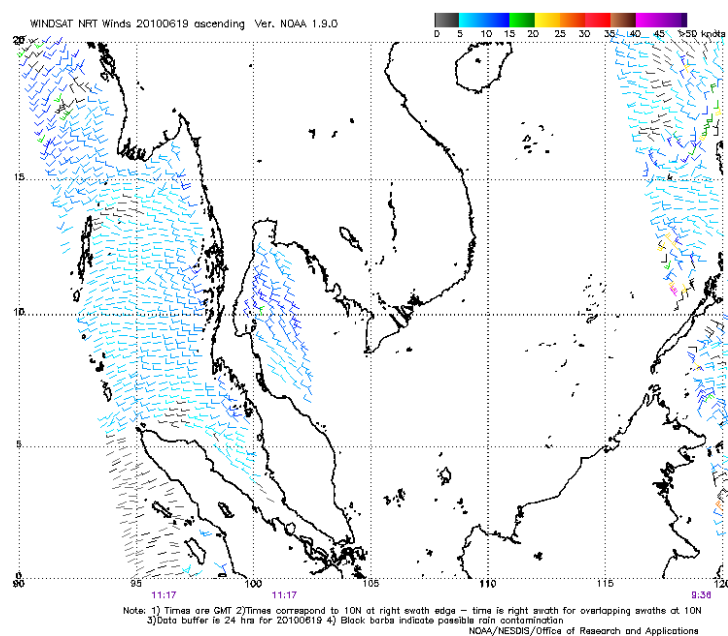
รูปที่ 2.9 ศักยภาพพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย

จากภาพถ่ายดาวเทียม WinSAT ปี 2011 Ascending

(ที่มาข้อมูล : <http://manati.star.nesdis.noaa.gov/datasets/WindSATData.php>)



รูปที่ 2.10 ศักยภาพพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย
จากภาพถ่ายดาวเทียม WinSAT ปี 2011 Descending
(ที่มาข้อมูล : <http://manati.star.nesdis.noaa.gov/datasets/WindSATData.php>)



รูปที่ 2.11 ศักยภาพพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย
จากภาพถ่ายดาวเทียม WinSAT ปี 2010 Ascending
(ที่มาข้อมูล : <http://manati.star.nesdis.noaa.gov/datasets/WindSATData.php>)

ตารางที่ 2.8 ข้อดี-ข้อด้อย ของวิธีการประเมินศักยภาพพลังงานลม

เทคนิค	ข้อดี	ข้อด้อย
การตรวจวัดลมบน ทุ่นลอยในทะเล	● มีตำแหน่งการตรวจวัดกระจายตามตำแหน่งของทุ่นลอย	● การตรวจวัดที่ระดับความสูงไม่เกิน 1.5 เมตร
สถานีตรวจอากาศ บนแท่นขุดเจาะ	● มีข้อมูลการตรวจวัดลมอยู่แล้ว สามารถนำมาวิเคราะห์ศักยภาพเบื้องต้น	● แท่นขุดเจาะมักจะอยู่ห่างจากชายฝั่งทะเลเป็นระยะทางมาก ● การตรวจวัดลมกระทำที่ระดับความสูงไม่เกิน 10 เมตร จากระดับความสูงของแท่นขุดเจาะเหนือระดับน้ำทะเล ● ระดับ class ของเซนเซอร์ต่ำ
เสาวัดลมในทะเล	● เหมาะสำหรับการทำ Micro-siting ครอบคลุมพื้นที่ไม่เกิน 15 km² ● มีความน่าเชื่อถือของข้อมูลลมตรวจวัดสถิติสูง	● ต้องมีการวิเคราะห์ตำแหน่งลมดีก่อนการลงทุนติดตั้งเสาวัดลมในทะเล
Lidar วัดลมในทะเล	● ปัจจุบัน มี เทคโนโลยี 3-Beam Simultaneous Lidar ● เหมาะสำหรับการทำ Micro-siting ครอบคลุมพื้นที่ไม่เกิน 15 km² ● มีความน่าเชื่อถือของข้อมูลลมตรวจวัดสถิติสูง	● ต้องมีการวิเคราะห์ตำแหน่งลมดีก่อนการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ Lidar สำหรับวัดลมในทะเล
Geo-Informatics เช่น ข้อมูลดาวเทียม QuickSCAT หรือ WindSAT	● ครอบคลุมพื้นที่จำนวนมาก	● ความละเอียดเชิงพื้นที่น้อย 12.5 km และ 25 km
แบบจำลอง บรรยากาศ	● ครอบคลุมพื้นที่จำนวนมาก	● การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมจำเป็นต้องอาศัยความรู้ทางด้านแบบจำลองทางคณิตศาสตร์และคอมพิวเตอร์ขั้นสูง ● การประมวลผลแบบจำลองบรรยากาศอาศัย HPC

สำหรับการประเมินศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทยโดยการอาศัยแบบจำลองบรรยากาศนั้นได้มีการศึกษาจากหน่วยงานต่างๆ เช่น สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และมหาวิทยาลัยทักษิณ ร่วมกับ University of Moncton ซึ่งสามารถสรุปประเด็นสำคัญของแต่ละการศึกษาแสดงดังตารางที่ 2.9

ตารางที่ 2.9 ประเด็นสำคัญในการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมสำหรับประเทศไทย

ปี ค.ศ.	หน่วยงาน	แบบจำลอง	ข้อมูลอินพุต	ความแยกชัดเชิงพื้นที่	พื้นที่
2001	World Bank	MASS	NCEP/NCAR	1 km	ประเทศไทย
2007	วช.	RAMS	NCEP/NCAR	10 km	ประเทศไทย
2008	สกว.	MM5	FNL NCAR	1 km	ประเทศไทย
2010	พพ.	KAMM	NCEP/NCAR	3 km	ประเทศไทย
2010	กองทุนวิจัย ม.ทักษิณ	MC2	NCEP/NCAR	0.2 km	นครศรีธรรมราช และสงขลา

2.1.8 แบบจำลอง RAMS

Regional Atmospheric Modeling System (RAMS) หรือระบบการจำลองสภาพบรรยากาศท้องถิ่นถูกพัฒนาโดยกลุ่มต่างๆ โดยใช้เวลาหลายปี ประกอบด้วยนักวิทยาศาสตร์ที่ Colorado State University การแบ่ง ASTER ของ Mission Research Coporation และ ATMET โดย RAMS ถูกนำมาใช้สำหรับการจำลองและการพยากรณ์ปรากฏการณ์ทางอุตุนิยมวิทยาและสำหรับการทำนายผลลัพธ์ดังกล่าว

RAMS เป็นแบบจำลองเชิงพื้นที่ที่จำกัดเป็นส่วนใหญ่ และมีตัวแปรจำนวนมากที่แยกออกแบบไว้สำหรับตาราง (Grid) ระดับที่สูงกว่าหรือระดับสเกลเมโซ (Mesoscale) ไม่มีข้อจำกัดที่ต่ำกว่ากับขนาดอาณาเขตของหน่วยเซลล์ของตาราง ความแตกต่างที่สิ้นสุดของแบบจำลองเป็นปรากฏการณ์ระดับ Microscale เช่น พายุทอร์นาโดและกระแสลมระดับเส้นแบ่งเขต เช่นเดียวกับการไหลแบบปั่นป่วนระดับ Microscale ย่อยเหนืออาคารและในอุโมงค์ลมก็เคยถูกจำลองด้วยแบบจำลองนี้เช่นกัน

แบบจำลองสภาพบรรยากาศถูกสร้างขึ้นแบบ Non-Hydrostatic ซึ่งเป็นสมการที่สามารถย่อได้ โดยการเปลี่ยนแปลงพลังงานความร้อน (Thermodynamics) และการเปลี่ยนแปลงสภาพ

บรรยากาศจะรวมสมการการอนุรักษ์สำหรับปริมาณสเกลาร์ เช่น อัตราการผสมไอน้ำและของเหลว และน้ำแข็ง สมการเหล่านี้จะถูกนำมารวมกับการเลือกตัวแปรสำหรับการกระจายแบบปั่นป่วน การแผ่รังสีบนพื้นดินและพลังงานแสงอาทิตย์ กระบวนการรวมความชื้นและปฏิกิริยาของเมฆและการตกตะกอนของเหลวและน้ำแข็ง ผลกระทบทางพลังงานเนื่องจากภูมิประเทศ การแผ่เมฆคิวมูลัส และการแลกเปลี่ยนความร้อนแฝงและความร้อนสัมผัสระหว่างชั้นบรรยากาศและบริเวณพื้นดิน

RAMS เป็นผลลัพธ์ของโปรแกรมการจำลองสภาพบรรยากาศเริ่มต้น 2 แบบ ซึ่งถูกพัฒนาขึ้นในช่วงปี ค.ศ. 1970 แบบจำลองกลุ่มเมฆถูกพัฒนาภายใต้การควบคุมของ Dr. William R. Cotton โดยเป็นการจำลองระบบ Dynamic ระดับ Microscale และกระบวนการทาง Microphysical แบบจำลองระดับ Mesoscale ถูกพัฒนาภายใต้การควบคุมของ Dr. Roger A. Pielke สนับสนุนความชำนาญเฉพาะด้านในการจำลองระดับ Mesoscale และผลกระทบของลักษณะพื้นดินต่อสภาพบรรยากาศ ในปี ค.ศ. 1986 กระบวนการดังกล่าวได้ถูกเริ่มต้นของการรวมความสามารถของแบบจำลองทั้ง 2 เข้าสู่ระบบการจำลองหลายวัตถุประสงค์ และกลายเป็นแบบจำลอง RAMS

RAMS ถูกสนับสนุนเบื้องต้นสำหรับผลลัพธ์ภายใต้ระบบการปฏิบัติการ UNIX และ Linux รหัสแบบจำลองส่วนใหญ่จะถูกเขียนโดยภาษา FORTRAN และต้องการ FORTRAN 90 compiler บางอย่างใช้สร้างรหัส C เพื่ออำนวยความสะดวกแก่กระบวนการ I/O

2.1.8.1 สมการทั่วไป

สมการทั่วไปสำหรับ RAMS เป็นสมการมาตรฐาน hydrostatic หรือ non-hydrostatic

$$\frac{\partial u}{\partial t} = -u \frac{\partial u}{\partial x} - v \frac{\partial u}{\partial y} - w \frac{\partial u}{\partial z} - \theta \frac{\partial \pi'}{\partial x} + f_v + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_m \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_m \frac{\partial u}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_m \frac{\partial u}{\partial z} \right) \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial v}{\partial t} = -u \frac{\partial v}{\partial x} - v \frac{\partial v}{\partial y} - w \frac{\partial v}{\partial z} - \theta \frac{\partial \pi'}{\partial y} + f_u + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_m \frac{\partial v}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_m \frac{\partial v}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_m \frac{\partial v}{\partial z} \right) \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial w}{\partial t} = -u \frac{\partial w}{\partial x} - v \frac{\partial w}{\partial y} - w \frac{\partial w}{\partial z} - \theta \frac{\partial \pi'}{\partial z} - \frac{g \theta'_v}{\theta_0} + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_m \frac{\partial w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_m \frac{\partial w}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_m \frac{\partial w}{\partial z} \right) \quad (2.32)$$

สมการ Thermodynamics

$$\frac{\partial \theta_{il}}{\partial t} = -u \frac{\partial \theta_{il}}{\partial x} - v \frac{\partial \theta_{il}}{\partial y} - w \frac{\partial \theta_{il}}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_h \frac{\partial \theta_{il}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_h \frac{\partial \theta_{il}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_h \frac{\partial \theta_{il}}{\partial z} \right) + \left(\frac{\partial \theta_{il}}{\partial t} \right)_{rad} \quad (2.33)$$

สมการ Water species mixing ratio continuity

$$\frac{\partial r_n}{\partial t} = -u \frac{\partial r_n}{\partial x} - v \frac{\partial r_n}{\partial y} - w \frac{\partial r_n}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_h \frac{\partial r_n}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_h \frac{\partial r_n}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_h \frac{\partial r_n}{\partial z} \right) \quad (2.34)$$

สมการ Mass continuity

$$\frac{\partial \pi'}{\partial z} = - \frac{R \pi_0}{c_v \rho_0 \theta_0} \left(\frac{\partial \rho_0 \theta_0 u_0}{\partial x} + \frac{\partial \rho_0 \theta_0 v_0}{\partial y} + \frac{\partial \rho_0 \theta_0 w_0}{\partial z} \right) \quad (2.35)$$

การเคลื่อนที่แบบ hydrostatic แทนที่ใน RAMS ซึ่งตั้งฉากกับสมการการเคลื่อนที่และสมการต่อเนื่องมวล

สมการ Hydrostatic

$$\frac{\partial \pi}{\partial z} = - \frac{g}{\theta_v} + g(r_t - r_v) \quad (2.36)$$

$$\frac{\partial p u}{\partial x} + \frac{\partial p v}{\partial y} + \frac{\partial p w}{\partial z} = 0 \quad (2.37)$$

สัญลักษณ์ของสมการของแบบจำลองแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 2.10

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทยได้มีการศึกษากันอย่างเป็นทางการโดยหน่วยงานของรัฐจำนวน 12 ครั้ง สรุปได้ดังนี้

1. ปี พ.ศ. 2518 กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน ใช้ความเร็วลมเฉลี่ยจากกรมอุตุนิยมวิทยา เพื่อแสดงศักยภาพพลังงานลมที่มีกำลังสูงและกำลังปานกลางทั่วประเทศ แต่ข้อมูลที่ได้อาจมีข้อจำกัดเนื่องจากจำนวนสถานีตรวจอากาศของกรมอุตุนิยมวิทยามีจำนวนจำกัดไม่ครอบคลุมทั่วทุกพื้นที่ของประเทศ
2. ปี พ.ศ. 2524 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยร่วมมือกับสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ และสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ในการจัดทำข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยของกรมอุตุนิยมวิทยาจำนวน 53 สถานี ที่มีการเก็บบันทึกข้อมูลตั้งแต่ปี พ.ศ. 2509-2521 และปรับระดับความสูงให้เป็นความสูงมาตรฐานที่ 10 m โดยอาศัยกฎของกำลัง (Power Law)

ตารางที่ 2.10 สัญลักษณ์ที่ใช้ในแบบจำลอง RAMS

Symbol	Definition
u	ส่วนประกอบของลมทางทิศตะวันออก – ตะวันตก
v	ส่วนประกอบของลมทางทิศเหนือ – ใต้
w	ส่วนประกอบของลมในทิศตั้งฉาก
f	ค่าคงที่ Coriolis
K_m	คุณสมบัติสัมประสิทธิ์การเคลื่อนที่โมเมนตัม
K_h	คุณสมบัติสัมประสิทธิ์การเคลื่อนที่พลังงานความร้อนและความชื้น
θ_{il}	อุณหภูมิความต่างศักย์
r_n	อัตราส่วนของน้ำทั้งหมด ตั้งแต่ น้ำ น้ำฝน น้ำแข็ง และหิมะ
ρ	ความหนาแน่น
con	เครื่องหมายที่แสดงแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงการพาความร้อน
rad	เครื่องหมายที่แสดงแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงการแผ่รังสี
res	เครื่องหมายที่แสดงแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของพลังงาน
g	ค่าความเร่งเนื่องจากแรงโน้มถ่วงของโลก
r_t	อัตราผลรวมของน้ำทั้งหมด
r_v	ไอน้ำทั้งหมด
π	สมการ Exner function
π'	การสร้างปัญหาฟังก์ชัน Exner
θ_v	อุณหภูมิความต่างศักย์
p	ความดัน

- ปี พ.ศ. 2527 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ได้รับทุนสนับสนุนจาก USAID ในการจัดทำข้อมูลความเร็วลมจากข้อมูลกรมอุตุนิยมวิทยา จำนวน 62 สถานี ที่มีระยะเวลาเก็บข้อมูล 17 ปี ตั้งแต่ พ.ศ. 2509-2525 และจัดทำแผนที่ศักยภาพของพลังงานลมแสดงความเร็วและกำลังลมซึ่งปรับระดับโดยใช้กฎลอการิทึม (Logarithmic Law) ที่ความสูง 10 m รวมช่วงลมสงบและไม่รวมช่วงลมสงบ รวมทั้งตารางแสดงค่า k-Shape และ c-Scale ของสถานีตรวจวัดต่างๆ

4. ปี พ.ศ. 2544 กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน โดยกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานได้จัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยโดยอาศัยข้อมูลจากกรมอุตุนิยมวิทยา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กองทัพอากาศ ศูนย์ศึกษาสมุทรศาสตร์ บริษัท Unocal (Thailand), Ltd. เนื่องจากในการศึกษาที่ผ่านมามีข้อจำกัดด้านปริมาณข้อมูลโดยเฉพาะข้อมูลในทะเล โดยเตรียมข้อมูลความเร็วลมพื้นผิวเพื่อนำไปวิเคราะห์ข้อมูลความถี่ทิศทางความเร็วลม (Wind Rose) ในรูปของกราฟและสถิติ ซึ่งจากการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมของประเทศไทยทำให้ได้

- แผนที่รายเดือนและเฉลี่ยทั้งปีของกำลังลมและอัตราเร็วลมรวมช่วงลมสงบและไม่รวมช่วงลมสงบ
- ฐานข้อมูลสารสนเทศภูมิศาสตร์กำลังลม

5. ในปี พ.ศ. 2544 ธนาคารโลกได้ทำการประเมินศักยภาพพลังงานลมในเขตพื้นที่เอเชียตะวันออกเฉียงใต้และได้รายงานผลการศึกษาศักยภาพพลังงานลมที่ระดับความสูง 30 m และที่ระดับความสูง 65 m โดยพบว่าที่ระดับความสูง 65 m ลมมีอัตราเร็วสูงกว่า 6.4 m/s ซึ่งพื้นที่ดังกล่าวได้รับอิทธิพลของลมมรสุมแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 2.12-2.13

6. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานได้ทำการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะพื้นที่ในจังหวัดสงขลาและพัทลุงโดยมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ซึ่งได้ทำการตรวจวัดอัตราเร็วและทิศทางของลมที่ระดับความสูง 10 m 30 m และ 40 m และใช้โปรแกรม *WASP* 8.3 สำหรับวิเคราะห์ข้อมูลและประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี ผลการวิเคราะห์ข้อมูลระยะยาว 1 ปี พบว่าบริเวณเกาะใหญ่ อ.กระเสาะไถ่ จ.สงขลา เป็นบริเวณที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ โดยได้ทำการเสนอการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมแบบฟาร์มกังหันลมขนาด 5 MW

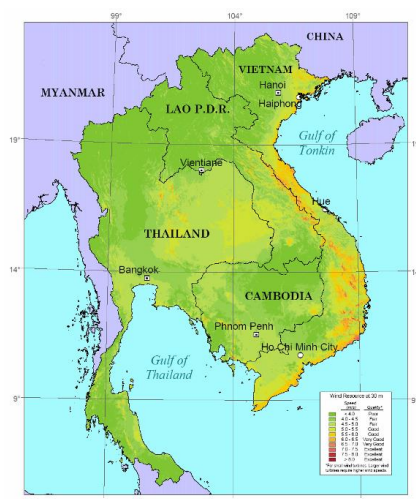
หลังจากนั้นการศึกษาด้านศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยก็ได้หยุดชะงักลงจนถึงปี พ.ศ. 2549 จึงได้มีการศึกษากันอีกรอบอันเนื่องมาจากการแสวงหาพลังงานทดแทนภายในประเทศ โดยมีตัวอย่างงานวิจัยดังนี้

7. ปี พ.ศ. 2549 สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) ได้สนับสนุนงบประมาณในการศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในพื้นที่ภาคเหนือ แก่ ศูนย์วิจัยพลังงานมหาวิทยาลัยแม่โจ้ จ.เชียงใหม่ และให้มหาวิทยาลัยทักษิณ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ และมหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์ ร่วมดำเนินการศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งโครงการประเมินศักยภาพของพลังงานเฉพาะพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของ

ประเทศไทย ผลการศึกษาได้พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีเหมาะสมที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคเหนือจำนวน 3 แห่งคือ บริเวณบ้านดอยม่อนล้าน อ.พร้าว จ.เชียงใหม่ ความเร็วลมเฉลี่ย 5.73 m/s บริเวณบ้านกัวลม อ.ปาย จ.แม่ฮ่องสอน ความเร็วลมเฉลี่ย 6.24 m/s บริเวณบ้านแม่แฮ อ.สะเมิง จ.เชียงใหม่ ความเร็วลมเฉลี่ย 5.72 m/s

ส่วนทางภาคใต้ผลการวิเคราะห์ข้อมูลแสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่า ที่ระดับความสูง 60 m ซึ่งเป็นระดับความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุนของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 MW มีสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีอัตราเร็วลมเฉลี่ยมากกว่า 6 m/s จำนวน 3 สถานี ได้แก่ ท่าศาลา ปากพั่นและระโนด ส่วนสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีอัตราเร็วลมเฉลี่ยอยู่ในช่วง 4-6 m/s จำนวน 5 สถานี ได้แก่ หัวไทร สทิงพระ 1 สทิงพระ 2 จะนะ และสิงหนคร โดยในกรณีของแหล่งลมดินนั้นได้พิจารณาแบ่งออกเป็นสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูง (> 8 m/s) ปานกลาง (5-8 m/s) และต่ำ (< 5 m/s) ซึ่งพบว่า มีสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงจำนวน 5 สถานี ได้แก่ ขนอม ท่าชนะ ท่าศาลา สิชลและกาญจนดิษฐ์ สำหรับสถานีวิจัยพลังงานลมที่มีศักยภาพของพลังงานลมปานกลางจำนวน 8 สถานี ได้แก่ ระโนด ท่งหว้า จะนะ เกาะลันตา สทิงพระ 1 ปากพั่น เหนือคลอง และหัวไทร

8. ปี พ.ศ. 2549 บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ได้ศึกษาศักยภาพพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย พบว่า ศักยภาพพลังงานลมผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีประมาณ 1,454 MW บริเวณที่มีศักยภาพสูง พบว่า เป็นบริเวณอ่าวไทยภาคใต้ ตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราช สงขลา ปัตตานี และบริเวณบ้านแหลม จ.เพชรบุรี ความเร็วลมเฉลี่ย 3-4.2 m/s กังหันลมที่เหมาะสมขนาด 140 ถึง 320 kW
9. แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ที่จัดทำปี พ.ศ. 2544 ธนาคารโลกได้ศึกษาศักยภาพพลังงานลมบนแผ่นดินในคาบสมุทรอินโดจีนที่ความสูง 30 เมตร และ 65 เมตร ด้วยโปรแกรม MesoMap พบว่า เวียดนามมีศักยภาพพลังงานลมในประเทศสูงถึง 500,000 MW ในขณะที่ประเทศลาว ไทย และกัมพูชามีศักยภาพ 180,000 MW 150,000 MW และ 26,000 MW ตามลำดับ (<http://web.worldbank.org/>) ดังนั้นพลังงานลมจึงเป็นพลังงานทดแทนหลักตัวหนึ่งที่มีโอกาสเติบโตสูงเพื่อรองรับการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นในอนาคต



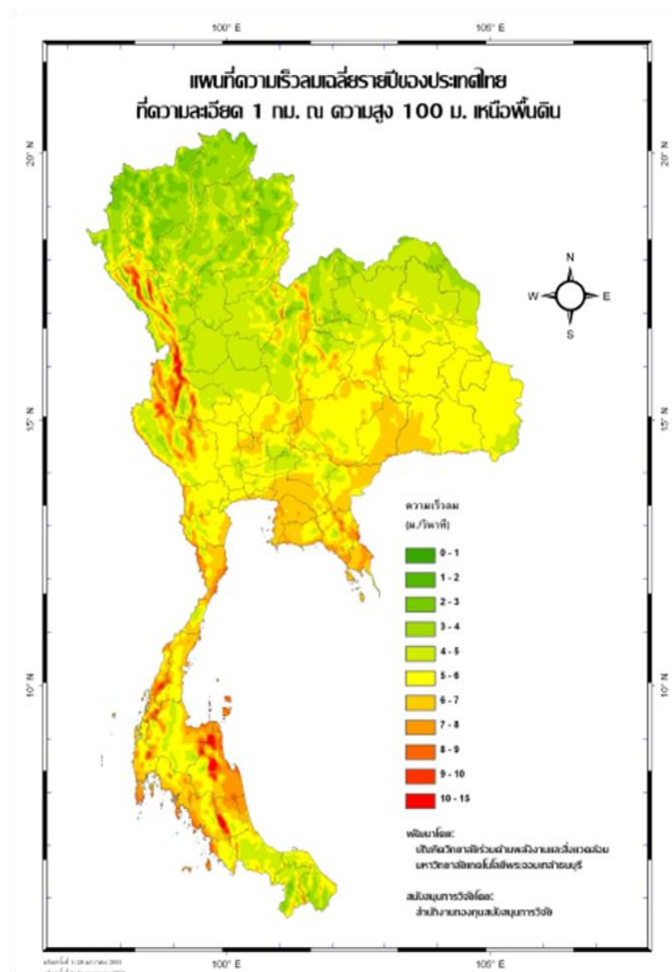
รูปที่ 2.12 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลมโดยโปรแกรม MesoMap ที่ได้รับการสนับสนุนจาก
ธนาคารโลกในระดับความสูง 30 m (ที่มาข้อมูล: www.worldbank.org)



รูปที่ 2.13 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลมโดยโปรแกรม MesoMap ที่ได้รับการสนับสนุนจาก
ธนาคารโลกในระดับความสูง 65 m (ที่มาข้อมูล: www.worldbank.org)

10. เกษมสันต์ มโนชัยพิบูลย์ และคณะ (2553) ได้มีการศึกษาพัฒนาแผนที่ศักยภาพพลังงานลมที่ความละเอียด 1 km ครอบคลุมทั่วประเทศไทย ที่ระดับความสูงต่างๆ รวมถึง 100 mเหนือพื้นดิน ควบคู่กับแผนที่ภูมิศาสตร์สารสนเทศเพื่อประกอบการคัดเลือกพื้นที่ติดตั้งกังหันลม โดยใช้ระยะเวลาการพัฒนาทั้งสิ้น 3 ปี (พ.ศ. 2550-2552) โดยวัตถุประสงค์ของแผนที่ดังกล่าวคือ ใช้เป็นฐานข้อมูลพื้นฐานที่มีความทันสมัยและเชื่อถือมากขึ้นกว่า

ในอดีตและเข้าถึงได้โดยสาธารณะ (http://complabbkt.jgsee.kmutt.ac.th/wind_proj/) เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศ การพัฒนาแผนที่ศักยภาพพลังงานลมนี้ได้อาศัยเทคนิคการจำลองแบบเมโสสเกล-ไมโครสเกลรวมกัน ซึ่งวิธีนี้เหมาะสมสำหรับสเกลพื้นที่ใหญ่ๆ จากการศึกษาพบว่า ผลโดยรวมอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้แต่มีแนวโน้มที่จะให้ค่าสูงกว่าค่าที่ตรวจวัด โดยแสดงแผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 100 m ดังรูปที่ 2.14

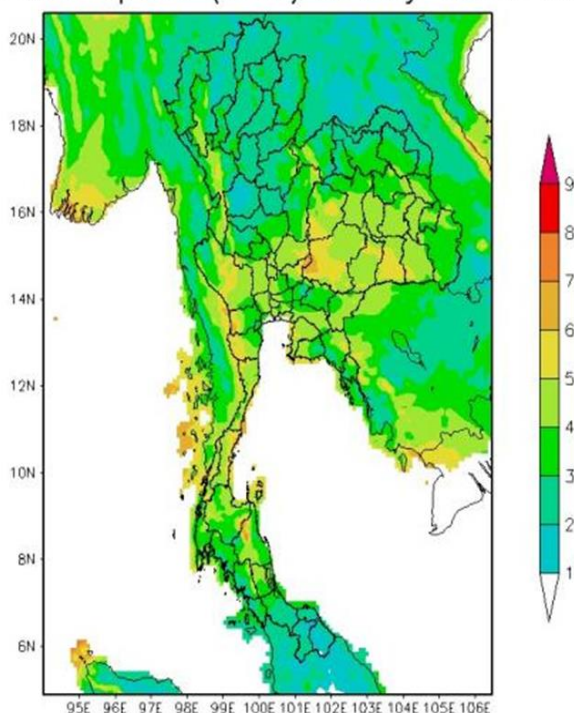


รูปที่ 2.14 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 100 m
(เกษมสันต์ มโนมัยพิบูลย์ และคณะ, 2553)

11. รัตเกล้า พันธุ์ร่วม และคณะ (2553) ทำการประเมินศักยภาพพลังงานลมโดยอาศัย Three-Dimensional Meso-Scale Meteorological Model มาใช้งาน โดยแบบจำลองดังกล่าวทำการคำนวณหาผลลัพธ์จากชุดสมการของ Atmospheric Physic Process ซึ่ง

สัมพันธ์กับหลักการด้านพลศาสตร์ (Dynamic) เทอร์โมไดนามิก (Thermodynamic) ไมโครฟิสิกส์ (Microphysic) และการเปลี่ยนแปลงสถานะของความชื้นในบรรยากาศ (Moisture Phasechange) ผลลัพธ์ที่ได้จาก Three-Dimensional Meso-Scale Meteorological Model คือ ข้อมูลด้านอุตุนิยมวิทยาได้แก่ ความเร็วลม ทิศทางลม อุณหภูมิ ความชื้น ในพื้นที่ที่ระดับความสูงต่างๆ ในแต่ละชั่วโมง ซึ่งวิธีดังกล่าวนี้เป็นวิธีที่ประหยัดค่าใช้จ่าย ไม่ต้องใช้เครื่องมือวัด ไม่ต้องเสียเวลาในการเก็บข้อมูลตรวจวัดจริง และค่าที่ได้ยังสามารถใช้ทวนสอบกับค่าตรวจวัดจริงได้ด้วย โดยได้ทำการศึกษาข้อมูลลมของปี พ.ศ. 2548-2550 ซึ่งถือได้ว่าเป็นปีปกติ หรือ ปีที่สภาพอุตุนิยมวิทยาของไทยไม่ได้รับอิทธิพลสูงจากปรากฏการณ์เอลนีโญ และลานีญา ผลจากการคำนวณทำให้ได้ข้อมูลความเร็วลมรายชั่วโมงที่มีความละเอียดขนาด $10 \times 10 \text{ km}^2$ หรือระบุพื้นที่ได้ถึงระดับอำเภอ ซึ่งเป็นการคำนวณที่ละเอียดที่สุดเท่าที่เคยทำในประเทศไทย โดยแสดงแผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 70 m ดังรูปที่ 2.15

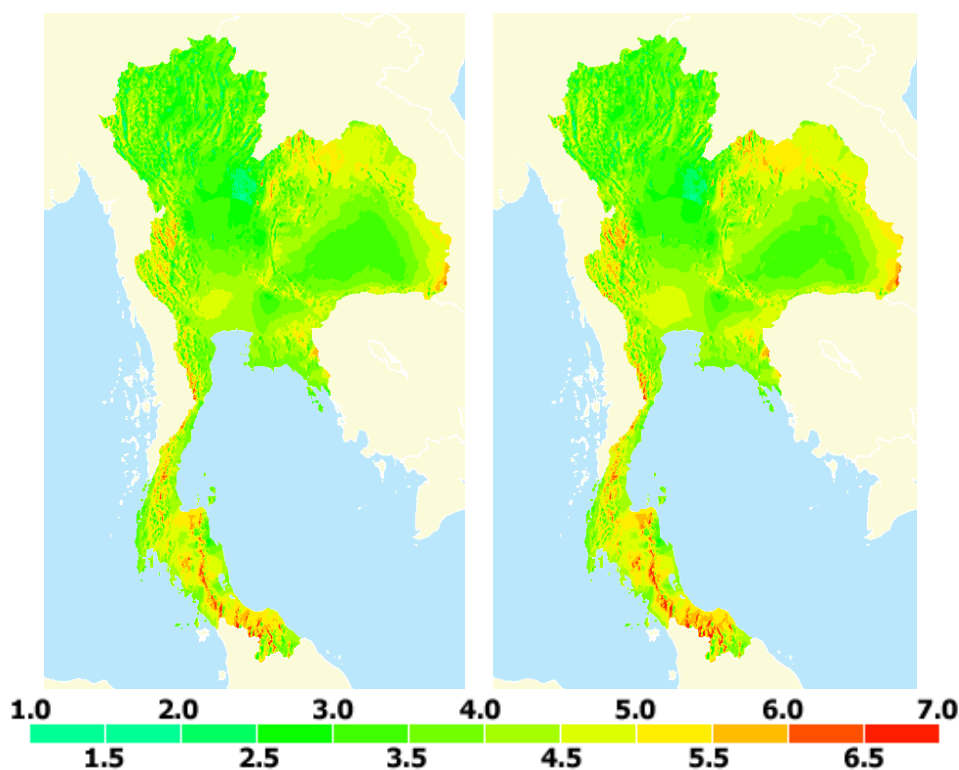
mean wind speed (70m) in July 2005–2007



รูปที่ 2.15 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 70 m

(ที่มาข้อมูล: http://prv.nrct.go.th/shopping/home/show_product.php?research_id=182)

12. เสริม จันทรฉาย และคณะ (2553) ได้ทำการพัฒนาแผนที่ศักยภาพพลังงานลมสำหรับประเทศไทยฉบับใหม่ โดยในการจัดทำแผนที่ได้ทำการคัดเลือกแบบจำลองบรรยากาศสเกลปานกลางโดยคณะนักวิจัยของมหาวิทยาลัยคาร์ลสรูห์ ประเทศเยอรมัน (Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model, KAMM) สำหรับคำนวณความเร็วลมในประเทศไทย และทำการจัดหาข้อมูลสถานะพื้นฐานของบรรยากาศ พร้อมทั้งข้อมูลระดับความสูงของพื้นที่และความหยาบของพื้นที่ (Roughness) ของประเทศไทยสำหรับเป็นอินพุทของแบบจำลอง จากนั้นใช้ระบบดังกล่าวทำการคำนวณความเร็วลมรายชั่วโมงครอบคลุมช่วงระยะเวลา 15 ปี (ค.ศ. 1995-2009) โดยใช้ซูเปอร์คอมพิวเตอร์แล้วนำผลมาหาค่าเฉลี่ยระยะยาวรายเดือนและรายปี แล้วได้นำค่าจากการคำนวณมาเปรียบเทียบกับค่าที่ได้วัดแต่ละภูมิภาคประเทศ ผลการเปรียบเทียบพบว่า ความเร็วลมจากการคำนวณส่วนใหญ่สอดคล้องกับค่าที่ได้จากการวัด มีค่าความแตกต่างในรูป Root Mean Square Difference เท่ากับร้อยละ 12.9 และจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยที่ระดับความสูง 10 m 40 m 70 m 90 m และ 110 m พบว่าบริเวณที่มีความเร็วลมเฉลี่ย 6-7 m/s อยู่ในพื้นที่ภูเขาในภาคใต้ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แสดงดังรูปที่ 2.16



รูปที่ 2.16 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 90 เมตร (ซ้าย) และ 110 เมตร (ขวา)
(ที่มาข้อมูล : ปรับปรุงจาก เสริมจันทรฉาย และคณะ 2553)

อาบีดิน จิเหลา (2009) ได้ทำการวิจัยการใช้เทคนิคพลศาสตร์ของไหลเชิงคำนวณสำหรับการสร้างแผนที่ศักยภาพพลังงานลม: กรณีศึกษาจังหวัดชัยภูมิ งานวิจัยนี้ใช้โปรแกรม WindSim และเทคนิคพลศาสตร์ของไหลเชิงคำนวณ ใช้ข้อมูลลมที่วัดที่สถานีวัดลมสองสถานีที่ห่างกัน 10 km คือที่ตำบลท่ามะไฟหวานและตำบลเก่ายาคี อำเภอแก้งคร้อ จังหวัดชัยภูมิ พบว่าความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 10 m 45 m 60 m และ 90 m มีค่าเท่ากับ 3.19 4.55 4.95 และ 5.33 m/s ตามลำดับ ส่วนที่เก่ายาคีมีค่าเท่ากับ 3.41 4.70 5.24 และ 5.57 m/s

Rogers et al. (2003) นำเสนอสถานการณ์ภาพของการพัฒนาพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลในประเทศสหรัฐอเมริกา เป็นการนำเสนอถึงกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบลอยน้ำ (Floating) ในทะเลสาบ Great Lakes โดยในการศึกษาครั้งนี้ได้พิจารณาความสูงของคลื่นที่เป็นภาระกับกังหันลมด้วยโดยใช้ข้อมูลจากทุ่นลอย นอกจากนี้ยังได้เสนอแนะถึงข้อจำกัดทางด้านกายภาพสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. ระดับความลึกของน้ำทะเล (Water Depths)
2. ระยะห่างจากฝั่ง (Distance from Shore)
3. สัณฐานวิทยาของท้องทะเลและความชัน (Sea Bed Morphology and Slope)
4. กระแสน้ำลึก (Underwater Currents)
5. คลื่น (Waves)
6. สภาพอากาศและแผ่นน้ำแข็ง (Weather Issues and Floating Ices)

ข้อจำกัดทางด้านเทคนิคสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลมีรายละเอียด

ดังนี้

1. การเชื่อมต่อกับระบบกริด (Grid Connection Availability)
2. ท่าเรือสำหรับซ่อมบำรุงรักษาและการประกอบกังหันก่อนการติดตั้ง (Availability of Harbors for Maintenance Craft and Turbine Assembly)
3. สายไฟใต้น้ำ (Undersea Cables)
4. กิจกรรมทางการทหาร เช่น การซ้อมรบของกองทัพ

โดยมีข้อควรพิจารณาสำหรับมิติทางสังคมเพื่อลดความขัดแย้งสำหรับกิจกรรมอื่นๆ ดังนี้

1. ผลกระทบทางสายตา (Visual Impact)
2. โบราณสถานสำหรับแหล่งท่องเที่ยวทางทะเล (Shipwrecks and Other Underwater Archeological Sites)
3. เส้นทางคมนาคมทางน้ำ (Shipping Lanes)
4. พื้นที่ประมง (Fishing Areas)

5. ผลกระทบกับสิ่งมีชีวิตและสัตว์ปีก (Habitat Impact and Avian Issues)

6. ผลกระทบกับอากาศยาน (Civil Aviation Issues)

7. เขตอุทยานทางทะเล (Ocean Sanctuaries)

Acker, et al. (2007) ได้ทำการประเมินศักยภาพของแหล่งพลังงานลมในมัลรัฐอริโซนาโดยใช้แบบจำลองพลังงานลมสเกลเมโส (Meso-Scale Wind Energy Map) และอาศัยข้อมูลทางสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับพัฒนาแผนที่ลมของสถานีจำนวน 4 สถานี ผลการศึกษาพบว่าทั้ง 4 สถานีมีระดับ (Class) แตกต่างกัน และมีค่าระดับกำลังลมอยู่ในช่วง 3-6

Elhadidy and Shaahid (2007) ได้ทำการประเมินแหล่งพลังงานลมบริเวณชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงของประเทศซาอุดีอาระเบีย โดยได้ทำการวิเคราะห์ข้อมูลอุตุนิยมวิทยารายชั่วโมงซึ่งได้ทำการบันทึกไว้ในปี ค.ศ. 1986-1997 และวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงรายวัน รายเดือนและรายปีของข้อมูลลมดังกล่าว ผลการศึกษาพบว่าความเร็วลมมีค่าอยู่ในช่วง 4.2-6.4 m/s และได้ทำการศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขนาดพิกัดต่างๆ 150 kW 250 kW 600 kW เพื่อหาขนาดที่เหมาะสมของกังหันลมสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้า ผลการวิจัยพบว่าสำหรับฟาร์มกังหันลมขนาด 6 MW ที่ระดับความสูงของศูนย์กลางกังหัน 50 m กังหันลมขนาด 150 kW สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่ากังหันลมขนาด 600 kW ประมาณร้อยละ 48

Gokcek et al. (2007) ได้มีการตรวจวัดความเร็วลมในประเทศตุรกี โดยอาศัยข้อมูลปี ค.ศ. 2004 และได้ทำการวิเคราะห์หาค่าเฉลี่ยรายเดือนและรายปี นอกจากนั้นยังได้ทำการศึกษาการกระจายตัวของความหนาแน่นความน่าจะเป็นแบบฟังก์ชันไวบูลล์และแบบเรย์เลย์ (Weibull and Rayleigh Probability Power Density Function) และอาศัย Power Law สำหรับการประมาณค่านอกช่วง (Extrapolation) เพื่อคำนวณหาความเร็วลมที่ระดับสูงขึ้นไป 30 m 40 m 60 m และ 80 m ผลจากการวิเคราะห์พบว่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนมีการกระจายแบบไวบูลล์และพารามิเตอร์ทั้งสองมีค่าดังนี้ Shape Parameter $k = 1.75$ และ Scale Parameter $c = 5.25$ m/s

Herbert et al. (2007) ได้ทำการปริทรรศน์เกี่ยวกับเทคโนโลยีพลังงานลม โดยได้กล่าวถึงแนวโน้มการใช้พลังงานลมของโลก ขนาดของกังหันลม การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในบางประเทศและการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในอนาคต นอกจากนี้ยังได้กล่าวถึงการประเมินศักยภาพของพลังงานลม อิทธิพลของเวก ความน่าเชื่อถือของกังหันลม ปัญหาที่เกี่ยวข้องกับกังหันลมรวมทั้งเทคโนโลยีกังหันลมในหัวข้อของการออกแบบ ภาระ ใบกังหัน ก่อเลี้ยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้า การเชื่อมต่อกับระบบสายส่ง ระบบควบคุมและเศรษฐศาสตร์ของระบบกังหันลม

การวิจัยและพัฒนาทางด้านพลังงานลมมักจะเริ่มต้นจากการศึกษาศักยภาพของพลังงานลม โดยเริ่มจากการตรวจวัดและวิเคราะห์ข้อมูลซึ่งอาศัยการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติเพื่อพิจารณาคุณลักษณะ (Characteristics) ของลม ดังจะเห็นได้จากประเทศต่างๆ ดังนี้ อังกฤษ ตุรกี ไชปรัส แคนาดา โดยส่วนใหญ่จะทำการวิเคราะห์ข้อมูลอุณหภูมิตามพื้นที่เพื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงรายวันและรายเดือน โดยมีการวิเคราะห์หอนุกรมเวลาของค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของข้อมูลลมปี ค.ศ. 1991-2000 ในประเทศอังกฤษ และมีการศึกษาการกระจายของความเร็วลมโดยใช้การกระจายของไวบูลล์ รวมทั้งได้มีการศึกษาความเร็วลมที่ระดับความสูงต่างๆ ตั้งแต่ระดับความสูง 20 m 40 m 60 m 80 m และ 100 m โดยอาศัยความสัมพันธ์ของ เฮลล์มาน (Hellmann) แสดงดังสมการที่ 2.38

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{z_1}{z_2} \right)^\alpha \quad (2.38)$$

Hoogwijk et al. (2007) ได้ทำการประเมินศักยภาพของพลังงานลมตามแนวชายฝั่งทะเลในระดับรมหภาค ระดับภูมิภาค โดยวิเคราะห์ทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ พบว่าศักยภาพทางเทคนิคของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีค่าประมาณ 96 PW ซึ่งมีค่ามากกว่าการบริโภคพลังงานไฟฟ้าทั้งโลกถึง 6-7 เท่า โดยในการผลิตพลังงานปริมาณดังกล่าวจำเป็นต้องติดตั้งกังหันลมบนพื้นที่เท่ากับประเทศจีน ประเทศสหรัฐอเมริกา มีศักยภาพมากที่สุด ภูมิภาคที่มีศักยภาพต่ำที่สุดได้แก่เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทางใต้และทางตะวันตกของทวีปแอฟริกาและญี่ปุ่น ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะมีต้นทุนการผลิตประมาณ 0.07 เหรียญสหรัฐต่อกิโลวัตต์ และมีต้นทุนการผลิตที่ต่ำกว่าสำหรับประเทศแคนาดา สหรัฐอเมริกา อเมริกาใต้ กลุ่มประเทศ OECD ในยุโรป และอดีตสหภาพโซเวียต

Hrayshat (2007) ได้ทำการประเมินศักยภาพของแหล่งพลังงานลมบริเวณทางใต้ของประเทศจอร์แดน โดยอาศัยข้อมูลจากการตรวจวัดที่ระดับความสูง 10 m เป็นระยะเวลานาน 12 ปี (ค.ศ. 1990-2001) โดยทำการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงรายวัน รายเดือนและรายปี และได้ทำการคำนวณความเร็วลมที่ระดับความสูง 20 m 30 m และ 40 m ผลการศึกษาได้เสนอแนะการติดตั้งกังหันลมขนาด 4 kW จำนวน 25 ตัว หรือฟาร์มกังหันลมขนาดเล็ก

Nguye (2007) ทำการประเมินแหล่งพลังงานลมในประเทศเวียดนาม รวมทั้งได้วิเคราะห์สถานภาพการพัฒนาและการใช้ประโยชน์ในอนาคต โดยใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographical Information System, GIS) สำหรับการจัดทำแผนที่ โดยพบว่าพื้นที่ 31,000 km² สามารถพัฒนาเพื่อติดตั้งกังหันลมจำนวน 865 ตัว ซึ่งมีกำลังการผลิตเท่ากับ 3,572 MW โดยมี

ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าน้อยกว่า 0.06 US/Wh ซึ่งผลจากการผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยพลังงานลมสามารถแก้ปัญหาครัวเรือนที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้อีกประมาณ 300,000 ครัวเรือน

Migoya. et.al. (2007) ได้ทำการประเมินแหล่งพลังงานลมในเขตบริเวณเมืองมาดริดโดยใช้ซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์ WAsP สำหรับการวิเคราะห์ข้อมูลอุตุนิยมวิทยา การผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม ผลการวิจัยปรากฏว่าเมืองมาดริดมีพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลมที่มีระดับความสูงของศูนย์กลางกังหัน 78 m ประมาณ 220 km² และไม่มีปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อม ซึ่งที่ระดับความสูงดังกล่าวมีความเร็วลมประมาณ 7 m/s ผลจากการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่า การติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตทั้งหมด 200 MW มีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์

Elamouri and Amar (2008) ข้อมูลลมจากสถานีอุตุนิยมวิทยาจำนวน 17 สถานีทั่วประเทศ คูณีเซียถูกวิเคราะห์โดยวิธีทางอุตุนิยมวิทยาและโดยอาศัยวิธีการกระจายแบบไวบูลล์ โดยทำการตรวจวัดความเร็วลมที่ระดับความสูงของเซนเซอร์ในช่วง 6-12.5 m/s และทำการปรับค่าให้เป็นมาตรฐานเดียวกันที่ระดับความสูง 10 m หลังจากนั้นจึงได้ทำการประมาณค่าแบบนอกช่วงเพื่อคำนวณความเร็วลมที่ระดับความสูง 30 m 50 m และ 70 m และได้ทำการวิเคราะห์ไวบูลล์พารามิเตอร์ของแต่ละสถานีรวมทั้งได้ทำการสร้างผังลมของแต่ละสถานี จากผลการศึกษาสามารถจำแนกแหล่งพลังงานลมออกเป็น 3 กลุ่ม

กลุ่ม A มีค่าความเร็วลมระหว่าง 3.6-4.8 m/s และมีค่าพลังงานเฉลี่ยอยู่ในช่วง 537-893 kWh/m²/year

กลุ่ม B มีค่าความเร็วลมระหว่าง 2.7-3.6 m/s และมีค่าพลังงานเฉลี่ยอยู่ในช่วง 268-433 kWh/m²/year

กลุ่ม C มีค่าความเร็วลมระหว่าง 2.0-2.7 m/s และมีค่าพลังงานเฉลี่ยอยู่ในช่วง 128-227 kWh/m²/year

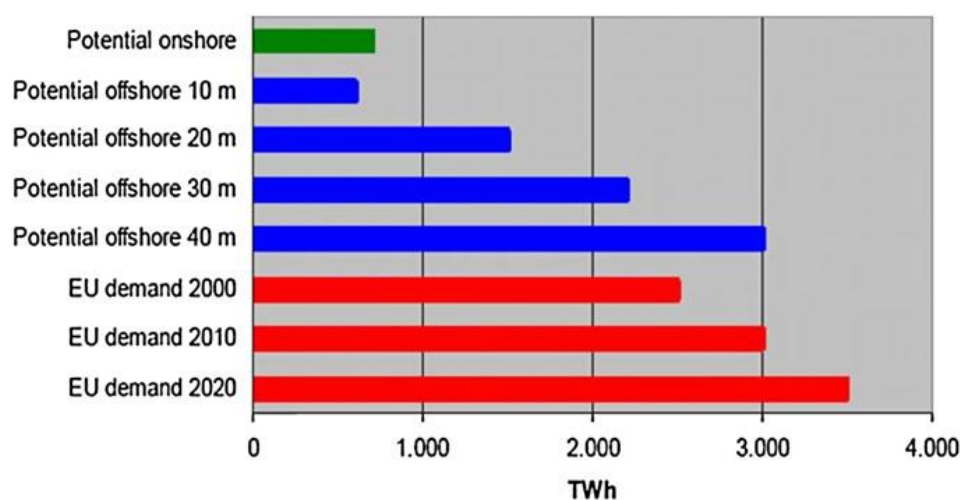
Zhixin et al. (2009) ได้ศึกษาคุณลักษณะ (Characteristics) และสถานภาพการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลและเทคโน โลยีหลักๆ ที่เกี่ยวข้องกัฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่ง รูปแบบการจัดวางที่เหมาะสมและการประเมินศักยภาพ โดยมีเทคโนโลยีหลักๆ สำหรับฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลดังนี้

1. ฐานราก (Foundations)
2. การคัดเลือกพื้นที่ (Selection of Site)
3. การวัดลม (Wind Measurement)
4. การศึกษาศักยภาพ (Investigation)
5. กังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่ง (Offshore Wind Turbine)

6. การขนส่งกังหันลมและติดตั้ง (Hoisting)
7. เทคโนโลยีการเชื่อมต่อกับระบบสายส่ง (Electrical Transmission Technology)
8. การเข้าถึงและเสถียรภาพการดำเนินการของระบบ (Access and Stability Operation of System)

Wang Zhixin et al. (2009) ทำการศึกษาศาณการพัฒนาระบบและเทคโนโลยีที่สำคัญของฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งในต่างประเทศ การเพิ่มประสิทธิภาพนอกชายฝั่งทะเล ประเมินการกระจายตัวของฟาร์มกังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้า เทคโนโลยีส่งผ่านกระแสไฟฟ้า ระบบปฏิบัติการของฟาร์มกังหันลม MES และฐานกังหันลม การศึกษาการดำเนินการที่สอดคล้องและวิธีการแก้ปัญหา สำหรับการวิจัย พัฒนา และการประยุกต์เทคโนโลยีฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล ทำให้สามารถทราบเทคนิคการออกแบบฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

Esteban et al. (2010) ได้ทำการศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยพบว่าในต้นปี ค.ศ. 2010 มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลเพียง 2,000 MW ซึ่งถึงแม้ว่าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแห่งแรกจะถูกติดตั้งตั้งแต่ปี ค.ศ. 1990 โดยโครงการส่วนใหญ่จะเป็นโครงการนำร่องหรือต้นแบบ (Pilot Project) โดยมีการพัฒนาแบบก้าวกระโดดในประเทศสหราชอาณาจักร เดนมาร์ก สหราชอาณาจักร สวีเดนและเยอรมัน ซึ่งได้มีการประมาณศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลเปรียบเทียบกับบนฝั่งทะเลแสดงดังรูปที่ 2.17



รูปที่ 2.17 ศักยภาพของพลังงานลมบนฝั่งและนอกชายฝั่งทะเล

(ที่มาข้อมูล : Esteban et.al. 2010:445)

Jay (2010) ได้ทำการวางแผนการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลประเทศเนเธอร์แลนด์เนื่องจากในปัจจุบันได้มีการค้นคว้าที่จะนำทรัพยากรธรรมชาติโดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลมาใช้ในการผลิตไฟฟ้ากันอย่างมาก โดยในการวางแผนเชิงพื้นที่ดังกล่าวได้พิจารณาการใช้ประโยชน์พื้นที่ในทะเลสำหรับกิจกรรมทางทะเลต่างๆ ได้แก่ เส้นทางการเดินเรือสมุทรสำหรับความปลอดภัย การประมงและสัตว์น้ำ สำหรับการวางแผนเชิงพื้นที่ที่ได้จัดทำแผนการใช้พื้นที่ในทะเลภายใต้แรงกดดันจากหลากหลายหน่วยงานเพื่อให้ได้มาซึ่งผลลัพธ์ที่สมดุลและเหมาะสมที่สุด

Toke (2010) ได้เสนอโปรแกรมการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลภายใต้กรอบการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนร้อยละ 20 สำหรับการผลิตไฟฟ้าภายในปี ค.ศ. 2020 โดยจัดทำโครงการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล ซึ่งได้รับการสนับสนุนอย่างดีจากองค์กร NGO

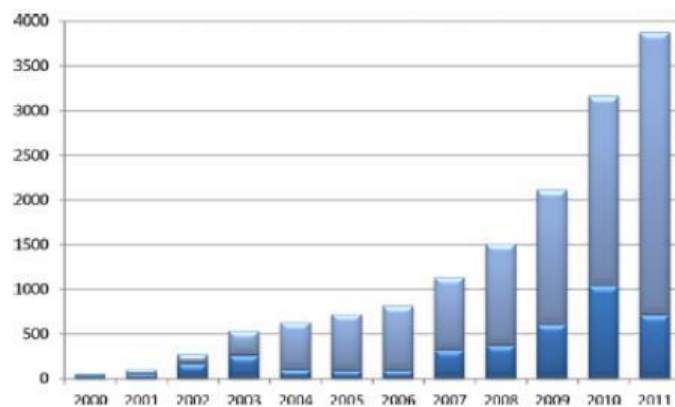
Oriol Gomis-Bellmunt et al. (2010) ทำการประเมินผลของพลังงานสูงสุดของความเร็วลมนอกชายฝั่งทะเลเมื่อเชื่อมต่อกับตัวแปลงชนิดเดียว โดยวิธีการวิเคราะห์ความเร็วลมที่แตกต่างกัน และความถี่ของระบบไฟฟ้า จากกรณีศึกษาแสดงให้เห็นว่าตัวแปรความเร็วฟาร์มกังหันลม VF เมื่อนำไปเชื่อมต่อกับตัวแปลงชนิดเดียวได้รับพลังงานร้อยละ 92 ของพลังงานรวมทั้งหมดในแผน PC ต้องการใช้ตัวแปลงหลายๆ ตัว ซึ่งบ่งบอกถึงข้อเสียในด้านค่าใช้จ่าย การบำรุงรักษาและแง่ความเชื่อถือ เมื่อทำการเปรียบเทียบค่าความถี่ในรูปแบบ CF แสดงให้เห็นว่าพลังงานเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญมากกว่าร้อยละ 20

Michael J. Dvorak et al. (2010) ทำการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลแคลิฟอร์เนีย โดยได้รวบรวมผลการสร้างแบบจำลอง Mesoscale หลายปี ตรวจสอบบริเวณนอกชายฝั่งทะเลโดยใช้พื้นที่ที่มีความละเอียดสูงเพื่อประเมินแหล่งพลังงานลมนอกชายฝั่งแคลิฟอร์เนีย การเลือกบริเวณฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลจะถูกจำกัดด้วยความลึกของน้ำซึ่งบริเวณที่ตื้นกว่าจะเป็นบริเวณที่ดีกว่า ความลึกที่ยอมรับได้สำหรับฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล แบ่งออกเป็น 3 ระดับ ได้แก่ ความลึก ≤ 20 เมตร สำหรับรากฐานแบบขาเดียว ≤ 50 สำหรับรากฐานแบบหลายขา และ ≤ 200 สำหรับรากฐานแบบลอยน้ำ ชายฝั่งแคลิฟอร์เนียถูกแบ่งออกเป็น 3 ส่วน สำหรับการวิเคราะห์คือ ภาคเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ โดยความเร็วลมสำหรับแต่ละพื้นที่ขึ้นอยู่กับค่าเฉลี่ยของเดือนตามฤดูกาล

Lixuan Hong และ Bernd Möller. (2011) ทำการศึกษาศักยภาพพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลประเทศจีนภายใต้ข้อจำกัดทางเทคนิคเชิงพื้นที่และเศรษฐศาสตร์ ซึ่งได้ทำการสำรวจแหล่งพลังงานลมนอกชายฝั่งในบริเวณเขตเศรษฐกิจพิเศษของประเทศจีน (EEZ) ด้วยความช่วยเหลือของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ซึ่งให้ข้อมูลเทคนิคเชิงพื้นที่และข้อจำกัดทางเศรษฐศาสตร์กับทรัพยากร

ลมนอกชายฝั่ง เส้นโค้งอุปทานเชิงพื้นที่และการกระจายเชิงพื้นที่ของข้อมูลการผลิต (LPC) ที่ให้ข้อมูลเกี่ยวกับศักยภาพที่มีอยู่ของพลังงานลมนอกชายฝั่งและยังสะท้อนให้เห็นถึงผลกระทบของการจำกัดพื้นที่ เป็นกรณีของข้อจำกัดเชิงพื้นที่เกี่ยวกับต้นทุนการผลิตพลังงานลมนอกชายฝั่งที่เพิ่มขึ้น ซึ่งข้อมูลเหล่านี้ได้ยืนยันว่าศักยภาพทางเศรษฐศาสตร์ของพลังงานลมนอกชายฝั่งอาจนำไปสู่พลังงานไฟฟ้าร้อยละ 56.46 และ 42 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในปี ค.ศ. 2010 ปี ค.ศ. 2020 และปี ค.ศ. 2030 ตามลำดับ

Madariaga et al. (2012) ได้แสดงข้อมูลกำลังการติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลทั่วโลก ตั้งแต่ปี ค.ศ. 2000-2011 และโครงการการติดตั้งกังหันลมที่กำลังดำเนินการที่จะเสร็จสิ้นในปี ค.ศ. 2014



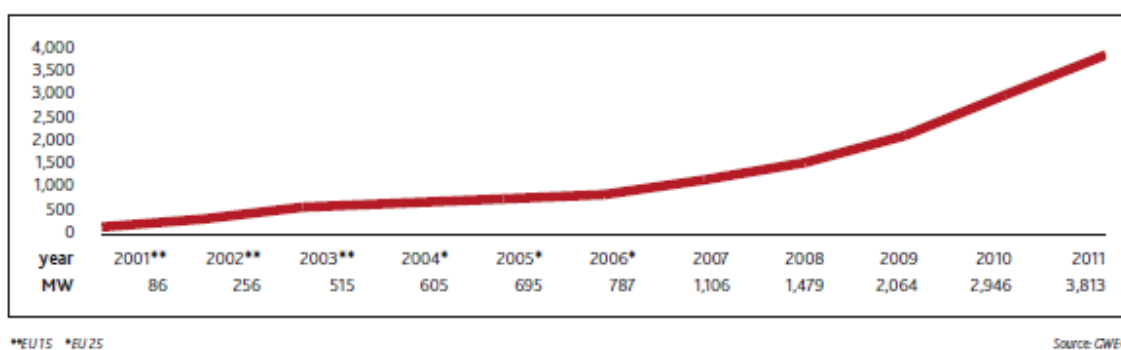
รูปที่ 2.18 วิวัฒนาการพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลตั้งแต่ปี ค.ศ. 2000-2011 (MW)

(ที่มาข้อมูล : Madariaga et.al. 2012 : 3106)

Sun et al. (2012) ได้รวบรวมข้อมูลการพัฒนาเทคโนโลยีฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในทวีปยุโรป ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม ค.ศ. 2011 ถึงวันที่ 30 มิถุนายน ค.ศ. 2011 อ้างโดย European Wind Energy Association และสำหรับฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่เกิดขึ้นในประเทศจีน

จากข้อมูลสถิติที่เก็บรวบรวมโดย Global Wind Energy Council (GWEC) พบว่าในปี พ.ศ. 2554 มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลในทวีปยุโรปรวมกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 3,813 เมกกะวัตต์

GWEC ได้รายงานเพิ่มเติมอีกว่าในปี พ.ศ. 2554 มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลรวมกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 965.6 เมกกะวัตต์ แสดงดังตารางที่ 2.11 โดยประเทศอังกฤษมีกำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลสูงสุด 752.4 เมกกะวัตต์



รูปที่ 2.19 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเล
ในทวีปยุโรปจนกระทั่งปี พ.ศ. 2554
(ที่มาข้อมูล: www.gwec.net)

ตารางที่ 2.11 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในปี พ.ศ. 2554 และกำลังการผลิตติดตั้งรวมจนกระทั่งถึงปี พ.ศ. 2554 จำแนกตามประเทศต่างๆ

Country	2011 (MW)	Cumulative Total (MW)
Belgium	0	195.0
Denmark	3.6	857.28
Finland	0	26.3
Germany	108.3	200.3
Ireland	0	25.2
Netherlands	0	246.8
Norway	0	2.3
Portugal	2.0	2.0
Sweden	0	163.7
UK	752.4	2093.7
China	99.3	258.4
Japan	0	25.0
Total	965.6	4,096

โดยมีตำแหน่งของฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่กำลังดำเนินการอยู่ในทวีปยุโรปที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งใหญ่สุด 22 ใน 25 อันดับแรกแสดงดังรูปที่ 2.20 ข้อมูล ณ เดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2555 ฟาร์มกังหันลม Walney ของประเทศอังกฤษเป็นฟาร์มกังหันลมที่มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย

ติดตั้งที่ใหญ่ที่สุดในโลก โดยมีกำลังการผลิตติดตั้ง 367 MW ตามด้วยโครงการ Thanet ที่มีกำลังการผลิตติดตั้ง 300 MW ในประเทศอังกฤษ โดยที่โครงการ London Array เป็นโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 630 MW แต่อาจจะมีความเล็กเมื่อเทียบกับโครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่กำลังพัฒนา เช่น โครงการ Dogger Bank 9,000 MW Norfolk Bank 7,200 MW และ Irish Sea 4,200 MW โดยมีรายละเอียดของโครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 25 อันดับแรกแสดงดังตารางที่ 2.12 และที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้าง 10 อันดับแรกที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดแสดงดังตารางที่ 2.13 และโครงการที่อยู่ในระหว่างการเสนอสูงสุด 10 อันดับแรกแสดงดังตารางที่ 2.14



รูปที่ 2.20 ตำแหน่งของฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมขนาดใหญ่ที่สุด
22 ใน 25 อันดับแรก

(ที่มาข้อมูล: http://en.wikipedia.org/wiki/Offshore_wind_power)

ตารางที่ 2.12 โครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 25 อันดับแรก (ที่มาข้อมูล: Wikipedia)

Wind Farm	Total (MW)	Country	Turbines & Model	Official Start
Walney (phases 1&2)	367.2	United Kingdom	102 × Siemens SWT-3.6-107	2011 (phase 1) 2012 (phase 2)
Thanet	300	United Kingdom	100 × Vestas V90-3 MW	2010
Horns Rev II	209	Denmark	91 × Siemens 2.3-93	2009
Rødsand II	207	Denmark	90 × Siemens 2.3-93	2010
Lynn and Inner Dowsing	194	United Kingdom	54 × Siemens 3.6-107	2008
Robin Rigg (Solway Firth)	180	United Kingdom	60 × Vestas V90-3 MW	2010
Gunfleet Sands	172	United Kingdom	48 × Siemens 3.6-107	2010
Nysted (Rødsand I)	166	Denmark	72 × Siemens 2.3	2003
Bligh Bank (Belwind)	165	Belgium	55 × Vestas V90-3 MW	2010
Horns Rev I	160	Denmark	80 × Vestas V80-2 MW	2002
Ormonde	150	United Kingdom	30 × REpower 5 M	2012
Longyuan Rudong Intertidal	131.3	China	21 × Siemens 2.3-93; 2 × 3 MW, 2 × 2.5 MW, 6 × 2 MW, 6 × 1.5 MW Sinovent	2012
Princess Amalia	120	Netherlands	60 × Vestas V80-2 MW	2008
Lillgrund	110	Sweden	48 × Siemens 2.3-93	2007
Egmond aan Zee	108	Netherlands	36 × Vestas V90-3 MW	2006
Donghai Bridge	102	China	34 × Sinovent SL3000/90	2010
Kentish Flats	90	United Kingdom	30 × Vestas V90-3 MW	2005
Barrow	90	United Kingdom	30 × Vestas V90-3 MW	2006
Burbo Bank	90	United Kingdom	25 × Siemens 3.6-107	2007
Rhyl Flats	90	United Kingdom	25 × Siemens 3.6-107	2009
North Hoyle	60	United Kingdom	30 × Vestas V80-2 MW	2003
Scroby Sands	60	United Kingdom	30 × Vestas V80-2 MW	2004
Alpha Ventus	60	Germany	6 × REpower 5M, 6 × AREVA Wind M5000-5M	2009
Baltic 1	48	Germany	21 × Siemens 2.3-93	2011
Middelgrunden	40	Denmark	20 × Bonus (Siemens) 2 MW	2001

ตารางที่ 2.13 โครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่กำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 10 อันดับแรก (ที่มาข้อมูล: Wikipedia)

Wind Farm	Total (MW)	Country	Turbines & Model	Completion
London Array (Phase I)	630	United Kingdom	175 × Siemens 3.6-120	2012
Greater Gabbard	504	United Kingdom	140 × Siemens 3.6-107	2012
Trianel Borkum West II	400	Germany	80 × Areva Multibrid M5000	2012 (Phase 1) 2015 (Phase 2)
BARD Offshore 1	400	Germany	80 × BARD 5.0	2012
Anholt	400	Denmark	111 × Siemens 3.6-120	2013
Sheringham Shoal	315	United Kingdom	88 × Siemens 3.6-107	2012
Thorntonbank Phase 2 & 3	295.2	Belgium	48 x REpower 6 MW	2013
Lincs	270	United Kingdom	75 x 3.6 MW	2012
Borkum Riffgat	108	Germany	30 x 3.6 MW	2013
Teesside	62	United Kingdom	27 x Siemens 2.3 MW	2012

ตารางที่ 2.14 โครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่อยู่ในระหว่างการเสนอให้มีการกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 10 อันดับแรก (ที่มาข้อมูล: Wikipedia)

Wind Farm	Total (MW)	Country	Consents
Dogger Bank	9,000	United Kingdom	Crown Estate Round 3
Norfolk Bank	7,200	United Kingdom	Crown Estate Round 3
Irish Sea	4,200	United Kingdom	Crown Estate Round 3
Hornsea	4,000	United Kingdom	Crown Estate Round 3
Firth of Forth	3,500	United Kingdom	Crown Estate Round 3
Blekinge Offshore	2,500	Sweden	Awaiting decision of environmental court
Korea Offshore	2,500	South Korea	Korean Government Approved
Bristol Channel	1,500	United Kingdom	Crown Estate Round 3
Moray Firth	1,300	United Kingdom	Crown Estate Round 3
Triton Knoll	1,200	United Kingdom	Crown Estate Round 2

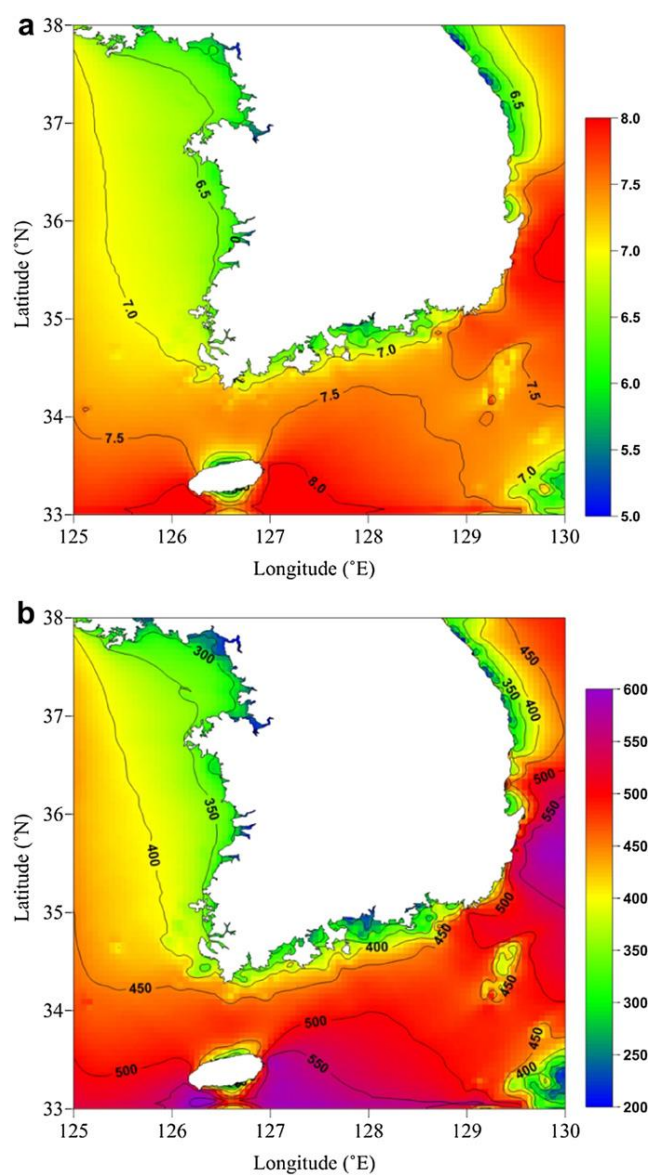
Levitt et al. (2011) รายงานว่าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลจะเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญในกลุ่มประเทศยุโรปในปี ค.ศ. 2010 ซึ่งจะมีการติดตั้งฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลมากกว่า 1 GW โดยมีการลงทุนมากกว่า 4 พันล้านเหรียญสหรัฐ

G. Li (2000) ศึกษาความเป็นไปได้ของฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลสำหรับประเทศฮ่องกง โดยเป็นการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้น ซึ่งในการศึกษาดังกล่าวได้อาศัยข้อมูลลมตรวจวัดปี ค.ศ. 1998 จากเกาะในประเทศฮ่องกง ผลการวิเคราะห์พบว่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 74.8 m มีค่าเท่ากับ 6.6 m/s โดยมีความหนาแน่นกำลังลมเท่ากับ 310 วัตต์ต่อตารางเมตร โดยจำลองการติดตั้งกังหันลมขนาด 1.65 เมกะวัตต์ ลงบนพื้นที่ในทะเลทั้งหมดของเกาะฮ่องกง พบว่าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลดังกล่าวสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 25 TWh ซึ่งเท่ากับร้อยละ 72 ของการบริโภคไฟฟ้าในปี ค.ศ. 1998 ของทั้งประเทศ โดยภายใต้ต้นทุนและผลตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าจำหน่ายเชิงพาณิชย์พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลของประเทศฮ่องกงมีความเป็นไปได้ทั้งทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์

D. Karamais et al. (2011) ประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลไอโอเนียนซึ่งเป็นเขตทะเลระหว่างประเทศอิตาลีและประเทศกรีซ โดยอาศัยข้อมูลการตรวจวัดลมที่ระดับความสูง 10 m พบว่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีมีค่าเท่ากับ 5.7 m/s และ 5.8 m/s โดยมีความหนาแน่นกำลังลมเท่ากับ 250 W/m² โดยพบว่าที่ระดับความเร็วลมดังกล่าวจะมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปพลังงานไปเป็นพลังงานไฟฟ้าเท่ากับร้อยละ 48 สำหรับกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีระดับความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุน (Hub Height) ที่ 100 m โดยการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่าโครงการอายุ 20 ปี จะมีระยะเวลาคืนทุนอยู่ในช่วง 6.5-8.7 ปี และสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 140 kt CO₂-eq สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 5 MW

จากการที่ร้อยละ 70 ของคาบสมุทรเกาหลีเป็นพื้นที่ภูเขาสูง ทำให้การพัฒนาฟาร์มกังหันลมบนฝั่งของประเทศเกาหลีมีอุปสรรคเกี่ยวกับการใช้ประโยชน์พื้นที่บนฝั่ง รัฐบาลเกาหลีจึงมีนโยบายที่จะศึกษาเกี่ยวกับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล โดยให้สถาบันวิจัย Korea Electric Power Corporation-Research Institute ทำการศึกษาความเป็นไปได้สำหรับการก่อสร้างฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแห่งแรกในประเทศเกาหลีรวมทั้งการประเมินศักยภาพของพลังงานลมรอบๆ พื้นที่คาบสมุทรเกาหลีด้วย โดยในการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นได้อาศัยข้อมูลทุติยภูมิในทะเลจำนวน 5 สถานี ซึ่งได้ทำการเก็บบันทึกข้อมูลเป็นระยะเวลา 12 ปี และได้อาศัยข้อมูลดาวเทียม QuikSCAT เป็นระยะเวลา 9 ปี รวมทั้งแผนที่ลมที่อาศัยข้อมูลอุตุนิยมวิทยาหรือข้อมูลตรวจวัดระยะเวลา 4 ปี โดยมีการวิจัยเกี่ยวกับแผนที่ลมแสดงดังรูปที่ 2.21 ซึ่งมีความแยกชัดหรือความละเอียด 3 km ข้อมูลจากแผนที่ลมและดาวเทียมสอดคล้องตรงกันว่าอัตราเร็วลมมีค่าอยู่ในช่วง 6-7 m/s ทางด้านฝั่งทะเล

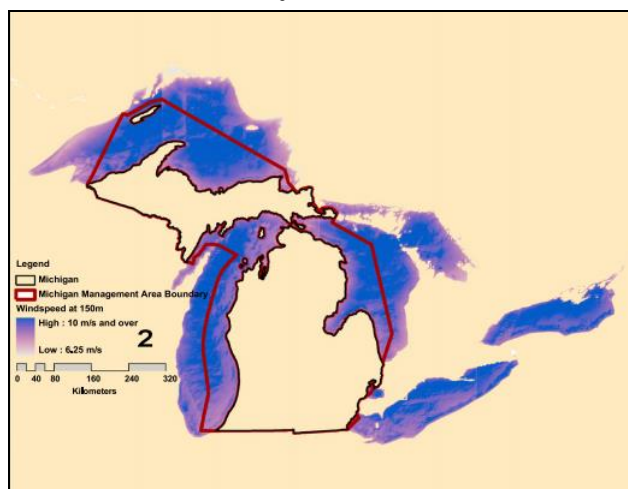
ตะวันตกและมีค่าอยู่ในช่วง 7-8 m/s บริเวณทะเลที่สไต้และทิศตะวันออก ผลการวิจัยยังพบอีกว่า ข้อมูลจากแผนที่ลมและข้อมูลจากการตรวจวัดโดยทุ่นลอยมีความคลาดเคลื่อนอยู่ในช่วงร้อยละ 1.8-16.3



รูปที่ 2.21 แผนที่ลมความละเอียด 3 km นอกชายฝั่งทะเลประเทศเกาหลี (รูปบน) และความหนาแน่นกำลังลม (รูปล่าง) (ที่มาข้อมูล : Ki-Yong Oh et.al. 2012: 226)

นอกจากนี้ยังได้มีการพัฒนาโครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลประเทศสหรัฐอเมริกาทางตอนใต้ของรัฐ New England โดยในการพัฒนาโครงการดังกล่าวมีขอบเขตของงาน 4 ด้านด้วยกัน ดังนี้ (1) การทบทวนข้อมูลลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีอยู่ (2) การดำเนินการตรวจวัดลมนอกชายฝั่งทะเล (3) การศึกษาสหสัมพันธ์ (Correlation) และการพยากรณ์ (Prediction) กับข้อมูลลมสถิติระยะยาวที่มีการตรวจวัดบนเกาะ และ (4) การประเมินแหล่งทรัพยากรลมบริเวณชายฝั่งทะเลโดยใช้ซอฟต์แวร์ MesoMap ซึ่งเป็นแบบจำลอง Mesoscale Weather Modeling System ที่พัฒนาโดย AWS TrueWind Solutions โดยระบบ MesoMap อาศัยระบบ Mesoscale Atmospheric Simulation System (MASS) ซึ่งเป็นระบบที่ได้รับการพัฒนามาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1980 และมีความคล้ายคลึงกับแบบจำลองสำหรับการพยากรณ์อื่นๆ เช่น Eta และ MM5 แบบจำลองดังกล่าวประกอบด้วยสมการกฎการอนุรักษ์มวล โมเมนตัมและพลังงาน รวมทั้งกฎของความสัมพันธ์ พลังงานเนื่องจากความปั่นป่วนที่ได้พิจารณาความหนืด (Viscosity) เสถียรภาพเชิงความร้อน (Thermal Stability) และแรงเฉือนลม (Wind Shear)

นอกจากนี้ยังได้มีความสนใจที่จะศึกษาศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณรัฐแถบ Great Lakes ซึ่งเป็นบริเวณที่เป็นแนวทางในการพัฒนาโครงการบริเวณอื่นๆ ไม่สามารถประยุกต์ใช้ได้โดยตรงเนื่องจากความแตกต่างของบริบทเชิงพื้นที่ โดยได้มีการพัฒนารอบการทำงานสำหรับการประเมินเบื้องต้นของศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเล โดยอาศัยข้อมูลระดับความลึกของทะเลสาบและทรัพยากรลมในการจำลองสถานการณ์ นอกจากนี้แนวคิดการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลยังมีข้อดีในกรณีที่มีการขนส่งกังหันลมขนาดใหญ่และมีราคาแพงดำเนินการได้ง่ายกว่าสำหรับการติดตั้งในทะเลเมื่ออุปกรณ์มาจากต่างประเทศ จากการพัฒนาแผนที่ลมโดย AWS TrueWind แสดงดังรูปที่ 2.22 บริเวณมลรัฐมิชิแกน ประกอบกับข้อมูล LiDAR ระยะเวลา 1 ปี พบว่าอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 150 m มีค่าประมาณ 8.4 m/sเหนือพื้นผิวทะเลสาบ



รูปที่ 2.22 แผนที่ลมเหนือความละเอียด 1 km บริเวณ Great Lakes จาก AWS TrueWind

(ที่มาข้อมูล : Adelaja et.al. 2012 : 195)

GIS Based Cost Model และ GIS Based Energy Model ถูกใช้เป็นเครื่องมือในการคัดเลือกพื้นที่ (Site Selection) ในกลุ่มประเทศยุโรป ผลการวิจัยพบว่าการใช้ Cost Model สามารถจำลองด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ของฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลและสามารถนำไปประยุกต์กับ GIS เพื่อประเมินทรัพยากรลมในทะเลของกลุ่มประเทศยุโรปบริเวณทะเลเหนือ ผลการวิจัยยังพบอีกว่าการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลสามารถใช้เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW ณ ตำแหน่งลมดีที่สุดโดยไม่มีการเสียค่าปรับ (Economic Penalty)

ปี ค.ศ. 2010 เป็นปีสำคัญสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลของประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน โดยปีดังกล่าวฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแห่งแรกได้ถูกเชื่อมต่อกับระบบกริดและเป็นปีที่ได้มีการประกาศสนับสนุนอย่างเข้มแข็งจากรัฐบาลกลาง จากการศึกษาโดย China Meteorological Administration ในช่วงต้นทศวรรษที่ 21 บ่งชี้ว่าการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีระดับน้ำทะเลลึกไม่เกิน 20 m มีกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 750 GW โดย UNEP ร่วมมือกับ NREL ทำการวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลของประเทศจีนพบว่ามีความกำลังการผลิตประมาณ 600 GW โดยมีค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับเงินลงทุน (Capital Expenditure: CAPEX) ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลสูงกว่าบนฝั่งประมาณ 1.5-2 เท่า ซึ่งได้มีการวางแผนเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในบริเวณจังหวัดที่อยู่ติดทะเลทางด้านตะวันออกของประเทศจีนประมาณ 17,600 MW โดยมีสถานภาพของการดำเนินงานแสดงดังตารางที่ 2.15

นอกจากนี้ยังได้มีการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งของประเทศจีนโดยใช้ GIS ซึ่งพบว่าบริเวณ น้ำตื้น ของจังหวัด Fujian Zhejiang Shanghai Jiangsu และทางตอนเหนือของ Guangdong เป็นพื้นที่ที่มีความเหมาะสมสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

โดยมีการศึกษาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับฟาร์มกังหันลมหลักๆ ซึ่งประกอบไปด้วย (1) ฐานราก (2) การคัดเลือกพื้นที่ (3) การตรวจวัดลม (4) การตรวจสอบพื้นที่ (5) กังหันลมนอกชายฝั่งทะเล (6) การติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล (7) เทคโนโลยีการเชื่อมต่อทางด้านไฟฟ้า (8) เสถียรภาพของการดำเนินการของโรงไฟฟ้า จากการวิเคราะห์โดยอาศัยข้อมูลจากโครงการ Donghai Bridge เมืองเซี่ยงไฮ้พบว่าระดับความลึกของน้ำทะเลมีค่าอยู่ในช่วง 8-10 m โดยมีธรรมชาติทางทะเลเป็นดินโคลน ฐานรากเป็นแบบ Monopile หรือ Single Root ที่มีเส้นผ่านศูนย์กลาง 4 m และมีระยะทางในการเดินสายเคเบิลใต้น้ำ 6-10 km กังหันลมผลิตไฟฟ้าของบริษัท Sinovel กำลังการผลิตติดตั้งตัวละ 3 MW จำนวน 34 ตัว รวมกันทั้งสิ้น 102 MW

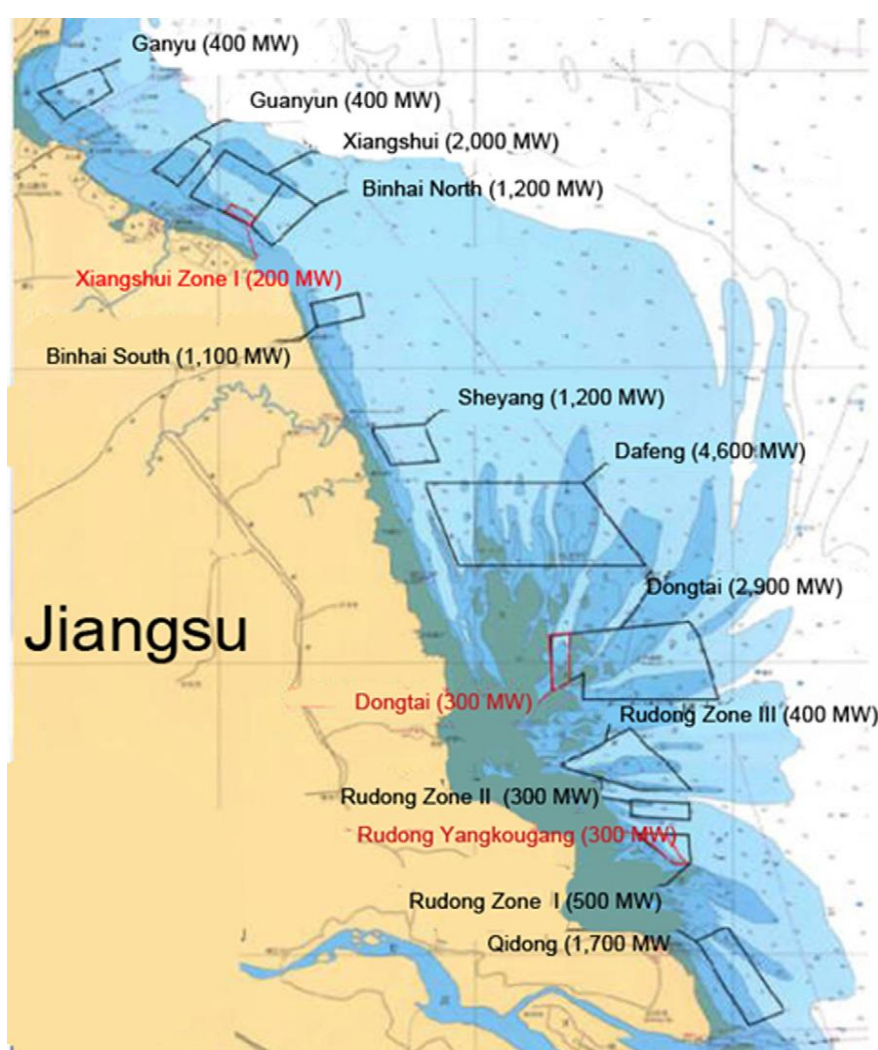
ตารางที่ 2.15 แผนการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดที่อยู่ติดทะเลทางด้านตะวันออกของเทศจีน

Province	Area	Under Construction or Completion (MW)	Existing Plan (MW)
Hebei	Cangzhou	50	1,000
Shandong	Weihai	-	1,100
	Qingdao	-	1,500
	Xiangshui	-	1,000
	Lianyungang	-	2,000
	Rudong	-	2,500
Shanghai	Donghai Bridge	100	
	Fengxian	-	400
	Nanhui	-	400
	Hengsha	-	200
Zhejiang	Cixi	-	1,500
	Daishan	-	500
	Linhai	-	200
Fujian	Liu'ao	-	200
	Nan'ao	-	300
Guangdong	Jianhua Bay of Lufeng	-	1,250
	Dongshan Sea	-	<680
Hainan	Floating Wind Farm	20	100
Total		170	17,600

ได้มีการพัฒนาแผนที่ลมสำหรับการประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลประเทศสหรัฐอเมริกาเพื่อหาตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า โดยพบว่าบริเวณฝั่งตะวันออกของประเทศสหรัฐอเมริกา และ Great Lake มีศักยภาพของพลังงานลมสูง อย่างไรก็ตามบนพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงนั้นมักจะเป็นบริเวณทะเลลึกซึ่งยังไม่มีโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมติดตั้งในพื้นที่ดังกล่าว ปัจจุบันโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลได้รับการพิจารณาบทบาทมากขึ้น ซึ่งมีโครงการที่กำลังอยู่ในระหว่างการพัฒนา เช่น Cape Wind, Cape Cod, การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย

the Blue Water Wind นอกชายฝั่งมลรัฐ Delaware LIPA Offshore Wind Park ณ มลรัฐ Long Island และมีโครงการที่อยู่ในระหว่างการพัฒนาอยู่ในอ่าวเม็กซิโกของมลรัฐเท็กซัส โดยโครงการ Cape Wind ได้รับการอนุมัติจากรัฐบาลสหรัฐตั้งแต่เดือนเมษายน พ.ศ. 2553 และเริ่มดำเนินการในปี พ.ศ. 2554

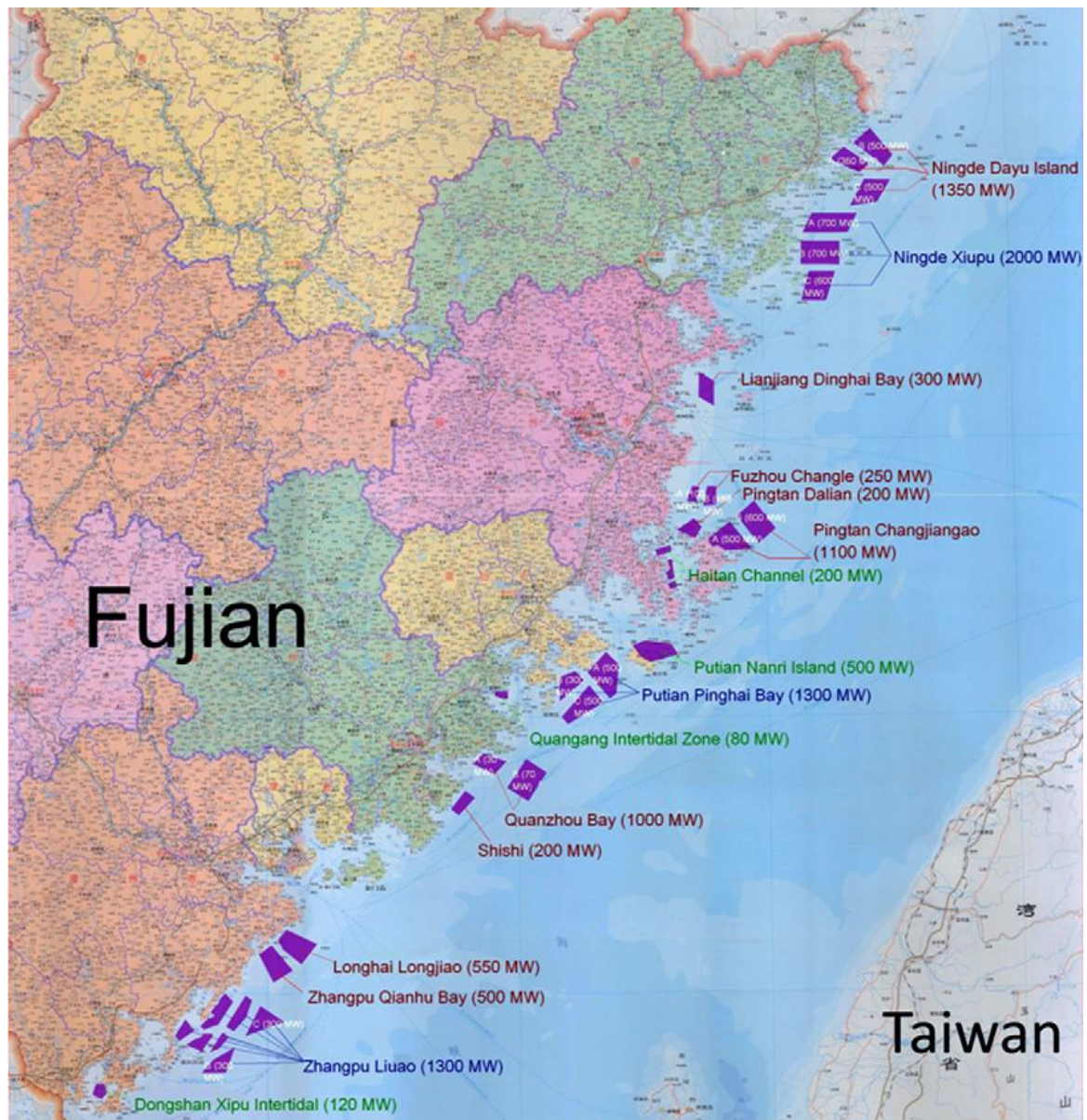
นอกจากนี้ยังได้มีการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเล โดยการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์สามารถระบุต้นทุนเงินลงทุนต่อเมกะวัตต์ (Investment Cost per Megawatt) ซึ่งมีรายละเอียดแสดงดังตารางที่ 2.16



รูปที่ 2.23 การวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

มณฑลเจียงซู ประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน

(ที่มาข้อมูล : Zhang et.al. 2011 : 4679)



รูปที่ 2.24 การวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล
มณฑลฝูเจี้ยน ประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน
(ที่มาข้อมูล : Zhang et.al. 2011 : 4680)

ตารางที่ 2.16 สรุปเงินลงทุนของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

Offshore Wind Farm	Number of Turbines	Turbine Size (MW)	Capacity (MW)	Investment Cost (Million Euro)	Investment Cost per MW (Million Euro)
Middelgrunden (Denmark)	20	2	40	47	1.17
Horn Rev I (Denmark)	80	2	160	272	1.70
Samso (Denmark)	10	2.3	23	30	1.30
North Hoyle (UK)	30	2	60	121	2.01
Nysted (Denmark)	72	2.3	165	248	1.50
Scroby Sadus (UK)	30	2	60	121	2.01
Kentich Flats (UK)	30	3	90	159	1.76
Barrows (UK)	30	3	90	-	-
Burbo Bank (UK)	24	3.6	90	181	2.01
Lillgrunden (Sweden)	48	2.3	110	197	1.79
Robin Rigg (UK)	60	3	180	492	2.73

นอกจากนี้ยังได้มีการวิเคราะห์เกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงต้นทุนเงินลงทุนของการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลซึ่งขึ้นกับระยะห่างจากฝั่งทะเลโดยมีรายละเอียดแสดงดังตารางที่ 2.17 และการเปลี่ยนแปลงต้นทุนเงินลงทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลซึ่งขึ้นกับระดับความลึกของน้ำทะเลโดยมีรายละเอียดแสดงดังตารางที่ 2.18 นอกจากนี้ยังได้แสดงแนวโน้มของการลดลงของต้นทุนทั้งบนฝั่งและนอกชายฝั่งทะเลแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 2.19

ตารางที่ 2.17 การเปลี่ยนแปลงต้นทุนเงินลงทุนของการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล ซึ่งขึ้นกับระยะห่างจากฝั่งทะเล

	Distance to Coast (km)							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
Turbine	772	772	772	772	772	772	772	772
Foundation	352	352	352	352	352	352	352	352
Installation	465	476	476	500	511	607	816	964
Grid connection	133	159	159	211	236	314	507	702
Others	79	81	81	84	85	87	88	89
Total cost	1800	1839	1878	1918	1956	2131	2534	2878

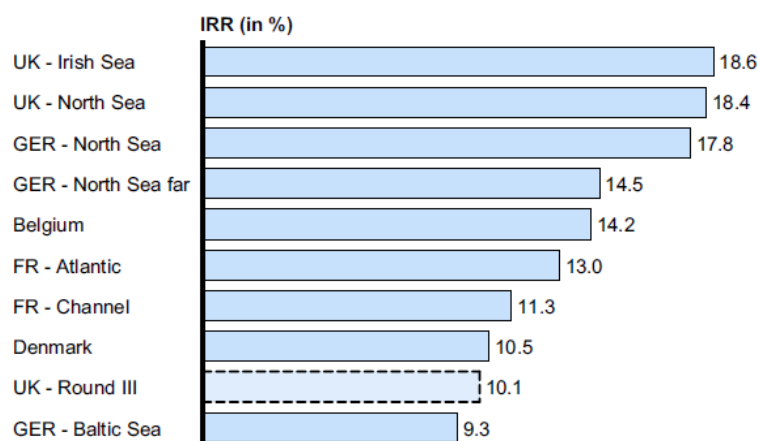
ตารางที่ 2.18 การเปลี่ยนแปลงต้นทุนเงินลงทุนของการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล ซึ่งขึ้นกับระดับความลึกของน้ำทะเล

	Water Depth (m)			
	10-20	20-30	30-40	40-50
Turbine	772	772	772	772
Foundation	352	466	652	900
Installation	465	465	605	605
Grid Connection	133	133	133	133
Others	79	92	84	105
Total cost	1800	1920	2227	2514

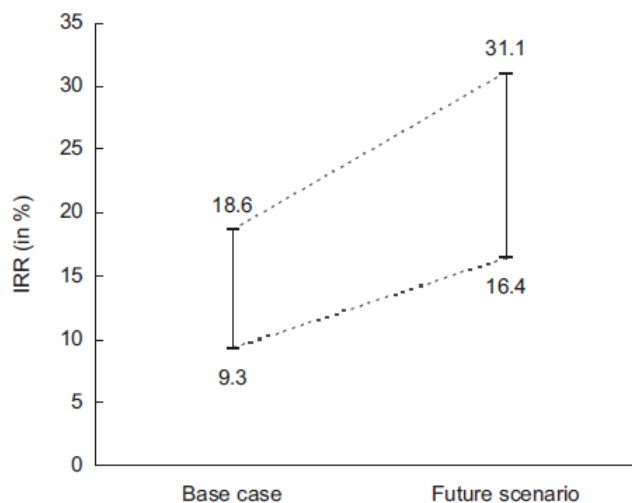
ตารางที่ 2.19 แนวโน้มการลดลงของต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมทั้งบนฝั่งและนอกชายฝั่งทะเล

Wind Power	€/kw in 2020	€/kw in 2030	€/kw in 2040	€/kw in 2050
Onshore	826	788	770	762
Offshore	1274	1206	1175	1161

นอกจากนี้ผลการวิเคราะห์หัดชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีการติดตั้งกังหันลมไปแล้วนั้นพบว่าบริเวณที่มีอัตราเร็วลมอยู่ในช่วง 8.8-10.2 m/s จะมีอัตราผลตอบแทนการลงทุนทางการเงิน (FIRR) อยู่ในช่วงร้อยละ 9.3-18.6 แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 2.25 และแสดงแนวโน้มดังรูปที่ 2.26



รูปที่ 2.25 IRR ของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล
(ที่มาข้อมูล : Prassler และ Schaechtele 2012: 95)



รูปที่ 2.26 แนวโน้ม IRR ของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล
(ที่มาข้อมูล : Prassler และ Schaechtele 2012: 97)

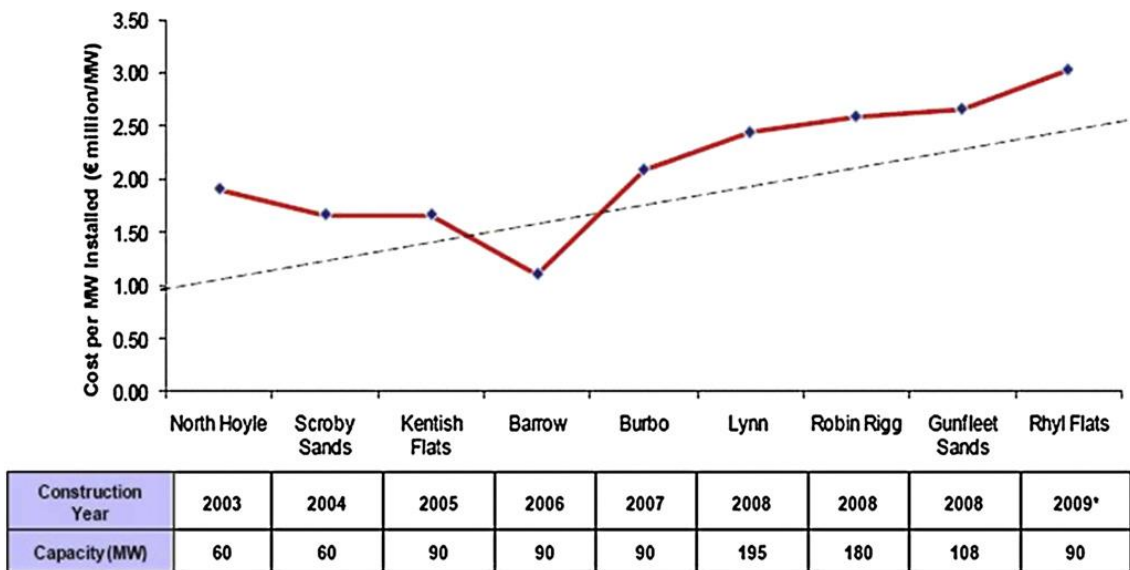
นอกจากนี้ยังได้มีการวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนของโครงการได้แก่ ระยะห่างจากฝั่ง (Distance) และระดับความลึก (Depth) โดยพิจารณาระยะห่างจากฝั่งมากกว่า 10 km 20 km 30 km 40 km 50 km 100 km และ 200 km และระดับความลึกอยู่ในช่วง 10-20 m 20-30 m 30-40 m 40-50 m แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 2.20

ตารางที่ 2.20 ปัจจัยระยะห่างจากฝั่งและระดับความลึกที่มีผลกระทบต่อต้นทุนของโครงการ

Depth (m)	Distance from Shore (km)							
	>0	>10	>20	>30	>40	>50	>100	>200
10-20	1	1.02	1.04	1.07	1.09	1.18	1.41	1.60
20-30	1.07	1.09	1.11	1.14	1.16	1.26	1.50	1.71
30-40	1.24	1.26	1.29	1.32	1.34	1.46	1.74	1.98
40-50	1.40	1.43	1.46	1.49	1.52	1.65	1.97	2.23

ข้อดีของการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลได้แก่ คุณภาพของลมในทะเลที่ดีกว่าซึ่งอัตราเร็วลมนอกชายฝั่งทะเลมักจะมีค่ามากเมื่อระยะห่างจากฝั่งเพิ่มขึ้นและมักจะมีลมสม่ำเสมอสูงกว่าทำให้อิทธิพลของความปั่นป่วนน้อยกว่า ดังนั้นความล่าช้าของกังหันลมก็จะน้อยด้วย เป็นผลให้อายุการใช้งานของกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลเพิ่มสูงขึ้น นอกจากนี้กังหันลมนอกชายฝั่งทะเลไม่จำเป็นต้องติดตั้งที่ระดับความสูงๆ เมื่อเทียบกับกังหันลมบนฝั่ง ข้อดีอีกประการหนึ่งก็คือ พื้นที่ในทะเลที่เป็นเขตพื้นที่อิสระทำให้สามารถติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าได้เป็นจำนวนมาก เนื่องจากการติดตั้งอยู่ห่างจากพื้นที่เขตเมืองหรือชุมชนส่งผลให้ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเนื่องจากอิทธิพลของเสียง ลดผลกระทบเนื่องจากทัศนียภาพ

อย่างไรก็ตามนอกจากข้อดีของการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแล้วยังมีข้อด้อยของโครงการดังกล่าวนี้ ได้แก่ ต้นทุนในการขออนุญาตและกระบวนการก่อสร้าง ต้นทุนโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลต่อเมกกะวัตต์มีค่าตั้งแต่ 2 ล้านยูโรต่อเมกกะวัตต์ ในอดีตจนกระทั่งปัจจุบันต้นทุนของโครงการมีมูลค่าเพิ่มสูงขึ้นเป็น 4 ล้านยูโรต่อเมกกะวัตต์ วิวัฒนาการของต้นทุนต่อเมกกะวัตต์ของกังหันลมที่ถูกติดตั้งในทะเลของประเทศสหราชอาณาจักรแสดงดังรูปที่ 2.27 ข้อด้อยอีกประการก็คือ การกีดกร่อนทำให้จำเป็นต้องเลือกใช้วัสดุที่สามารถทนการกัดกร่อนได้ดี ข้อด้อยประการสุดท้ายก็เนื่องจากการที่ความขรุขระในทะเลมีค่าต่ำทำให้ความปั่นป่วนเกิดการแผ่กระจายได้ดีกว่าบนฝั่งนั่นเอง

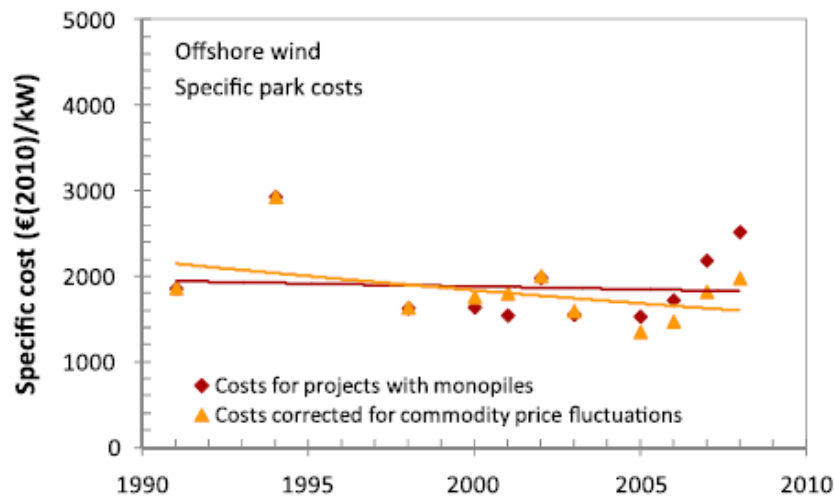


Note: *Rhyl Flats anticipated to be complete by year-end 2009. Cost per MW estimated according to investment announcements

รูปที่ 2.27 วิวัฒนาการของต้นทุนต่อเมกะวัตต์ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล
ประเทศสหราชอาณาจักร (ที่มาข้อมูล : Esteban et.al. 2010:445)

นอกจากนี้ยังได้มีการวิเคราะห์ถึงฟังก์ชันที่มีผลกระทบต่อต้นทุน (Capital Cost) ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล โดยมีอิทธิพลเนื่องจากฟังก์ชันต่างๆ ดังต่อไปนี้ กำลังการผลิตติดตั้งรวม (Total Capacity) กำลังการผลิตของกังหันลมแต่ละตัว (Turbine Capacity) ระยะห่างจากฝั่ง (Distance to Shore) ระดับความลึกของน้ำทะเล (Water Depth) และระยะเวลาของการก่อสร้าง (Year of Construction) และการวิเคราะห์ฟังก์ชันที่มีผลกระทบต่อต้นทุนดำเนินการ (Managing Costs) ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล โดยมีอิทธิพลเนื่องจากฟังก์ชันต่างๆ ดังต่อไปนี้ (1) ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อรายได้ (2) ผลกระทบของการเลือกสถานที่ติดตั้งฟาร์มกังหันลม และ (3) ระดับที่สามารถแข่งขันได้ทางเศรษฐศาสตร์ (Economy of Scale)

การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลได้รับการคาดหมายว่าจะเพิ่มกำลังการผลิตอย่างมากในอนาคตอันใกล้ ซึ่งปัจจุบันมีหลายๆ พื้นที่ที่ได้รับการติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล เช่น ทะเลบอลติก ทะเลไอริชและทะเลเหนือ ซึ่งเป็นผลมาจากหลายๆ ปัจจัย เช่น ความก้าวหน้าของเทคโนโลยีพลังงานลมระดับมหภาคส่งผลให้ต้นทุนการก่อสร้างลดลงเนื่องจากจำนวนการติดตั้งที่เพิ่มขึ้นและการเรียนรู้ในอดีต อย่างไรก็ตามในปี ค.ศ. 2005 ต้นทุนของโครงการมีมูลค่าเพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยของสินค้าโภคภัณฑ์ (Commodity) ที่มีราคาสูงขึ้น โดยแสดงแนวโน้มดังรูปที่ 2.28



รูปที่ 2.28 ต้นทุนโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล
(ที่มาข้อมูล : Zwann et.al. 2012: 391)

ถึงแม้ว่าลมในทะเลจะมีศักยภาพสูงกว่าและส่งผลให้สามารถผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมได้จำนวนหน่วยไฟฟ้ามากกว่า แต่การศึกษาความเป็นไปได้ควรจะระวังเรื่องต้นทุนเนื่องจากต้นทุนการติดตั้ง การดำเนินการและการบำรุงรักษามีค่าสูงกว่าเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนฝั่ง ด้วยเหตุนี้ฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลจึงมักจะถูกบังคับด้วยนโยบายส่งเสริมทางการเงินเฉพาะ (Specific Incentive Policy) ซึ่งมักจะถูกใช้ในประเศยุโรป เช่น มีการใช้นโยบาย Specific Feed-in Tariff ในประเทศเดนมาร์กและเยอรมัน มีการใช้นโยบาย Renewable Obligation Certificate ในประเทศสหราชอาณาจักร และการใช้นโยบาย Green Certificate ในประเทศอิตาลี

นอกจากนี้ยังได้มีการศึกษาเกี่ยวกับอุปสรรคในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล เช่น ราคากังหันลม ต้นทุนการเชื่อมต่อกับระบบสายส่ง ซึ่งได้มีข้อเสนอแนะให้ใช้ขั้นตอนการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนฝั่ง โดยขั้นตอนการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนฝั่งในประเทศจีนมี 3 ขั้น ดังนี้ ขั้นที่ 1 Public Tendering ขั้นที่ 2 Bilateral Agreement on Feed in Tariff (FIT) และ ขั้นที่ 3 Categorized FIT ที่ขึ้นอยู่กับตำแหน่ง

อย่างไรก็ตามนอกจากประเด็นทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์แล้วยังมีประเด็นทางด้านสิ่งแวดล้อมและทรศนะคดีของประชาชนที่จำเป็นต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม และโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลเป็นโครงการขนาดใหญ่จึงจำเป็นต้องมีการประเมินผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment: EIA) ของโครงการ

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 การประเมินศักยภาพของพลังงานลมด้วยแบบจำลองอุทกนิยมิวิทยา 3 มิติ

3.1.1 พื้นที่ศึกษา

พื้นที่ศึกษาของโครงการประกอบด้วยพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลของจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีนิยามของพื้นที่ศึกษาดังต่อไปนี้

- พื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล เป็นพื้นที่ทางทะเลที่มีระยะห่างจากฝั่งไม่เกิน 20 km
- พื้นที่นอกชายฝั่งทะเล เป็นพื้นที่ทางทะเลที่มีระยะห่างจากฝั่งมากกว่า 20 km

โดยในการกำหนดโดเมน (Domain) ของพื้นที่ศึกษานั้นจะครอบคลุมพื้นที่บนฝั่งด้วยสำหรับการรันแบบจำลองบรรยากาศ 3 มิติ RAMS

จังหวัดสุราษฎร์ธานีตั้งอยู่ฝั่งตะวันออกของภาคใต้ โดยมีพื้นที่ใหญ่เป็นอันดับ 6 ของประเทศ และอันดับ 1 ของภาคใต้ โดยมีจังหวัดที่มีอาณาเขตติดกัน ดังนี้

ด้านเหนือ ติดกับจังหวัดระนอง จังหวัดชุมพร และอำเภอไทย

ด้านใต้ ติดกับจังหวัดกระบี่และจังหวัดนครศรีธรรมราช

ด้านตะวันออก ติดกับจังหวัดนครศรีธรรมราชและอำเภอไทย

ด้านตะวันตก ติดกับจังหวัดพังงา

โดยทะเลฝั่งอ่าวไทยนั้นมีชายฝั่งยาวประมาณ 156 กิโลเมตร โดยมีเกาะที่อยู่ภายใต้เขตการปกครองของจังหวัด ได้แก่ เกาะสมุย เกาะพะงัน เกาะนางยวน หมู่เกาะอ่างทอง และยังมีเกาะน้อยใหญ่อีกมากมาย จึงได้ชื่อว่าเมืองร้อยเกาะ

สำหรับจังหวัดนครศรีธรรมราชมีลักษณะภูมิประเทศที่แตกต่างกันไปตามลักษณะของเทือกเขานครศรีธรรมราช ซึ่งเป็นเทือกเขาที่มีความยาวตามคาบสมุทร เป็นผลให้ลักษณะภูมิประเทศของจังหวัดนครศรีธรรมราช แบ่งได้เป็น 3 ส่วน คือ

บริเวณเทือกเขาตอนกลาง ได้แก่ บริเวณเทือกเขานครศรีธรรมราช มีอาณาเขตตั้งแต่ตอนเหนือของจังหวัดลงไปถึงตอนใต้สุด

บริเวณที่ราบชายฝั่งด้านตะวันออก ได้แก่ บริเวณถัดจากเทือกเขาตอนกลางไปทางทิศตะวันออก ถึงฝั่งทะเลอ่าวไทยอาจแยกพิจารณาได้เป็น 2 ตอน คือ ตั้งแต่อำเภอเมืองนครศรีธรรมราชไปทางใต้ เป็นที่ราบที่มีความกว้างจากบริเวณเทือกเขาตอนกลางไปถึงชายฝั่งทะเลระยะทางประมาณ 95 กิโลเมตร มีแม่น้ำลำคลองที่มีต้นน้ำเกิดจากบริเวณเทือกเขาตอนกลางไหลลงสู่อ่าวไทยหลายสาย นับเป็นที่ราบซึ่งมีค่าทางเศรษฐกิจของจังหวัด

บริเวณที่ราบด้านตะวันตก ได้แก่ บริเวณที่ราบระหว่างเทือกเขานครศรีธรรมราช และเทือกเขาภูเก็ต ซึ่งมีลักษณะเป็นเนินเขาอยู่เป็นแห่งๆ

จังหวัดนครศรีธรรมราชมีที่ตั้งและอาณาเขต ดังนี้

ทิศเหนือ ติดต่อจังหวัดสุราษฎร์ธานี

ทิศใต้ ติดจังหวัดตรัง พัทลุง และจังหวัดสงขลา

ทิศตะวันออก ติดอ่าวไทย ซึ่งมีฝั่งทะเลยาว 225 กิโลเมตร

ทิศตะวันตก ติดจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดกระบี่

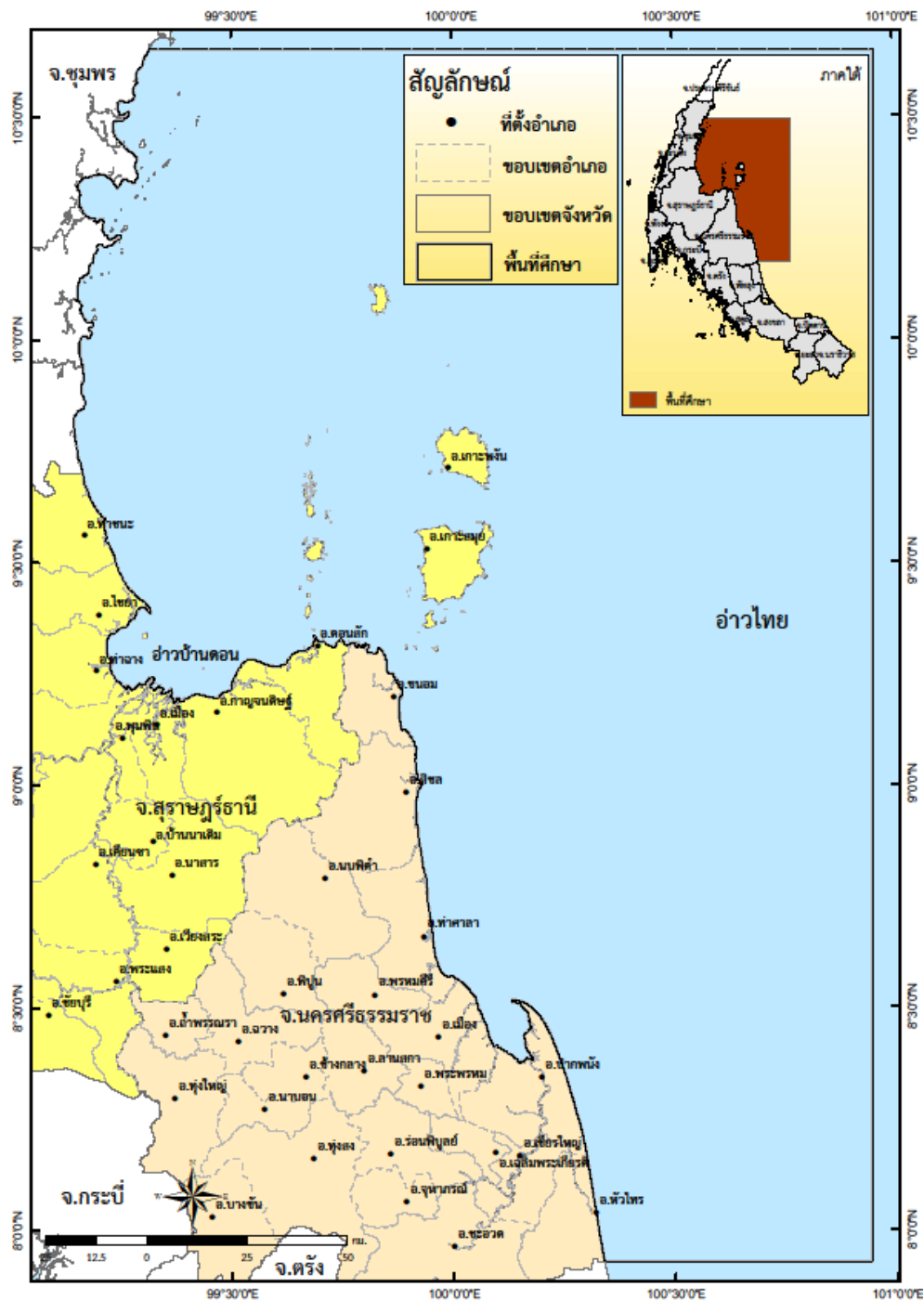
โครงการวิจัยนี้เป็นการประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราชโดยอาศัยแบบจำลองอุตุนิยมวิทยา 3 มิติ ร่วมกับข้อมูลอินพุตจากฐานข้อมูล NCEP/NCAR Reanalysis ปี ค.ศ. 2008-2010 และเทคนิค Downscaling จากข้อมูลลม 2.5 องศา ราย 6 ชั่วโมง และมี Nesting Grid จำนวน 2 โดเมน ได้แก่ 110 km และ 9 km ตามลำดับ หลังจากนั้นเป็นการจัดทำแผนที่ลมระดับจุลภาคภายในขอบเขต 15x15 km² ที่มีความแยกชัดหรือความละเอียดสูง 50 m โดยมีพื้นที่ศึกษานอกชายฝั่งทะเลแสดงดังรูปที่ 3.1 พื้นที่ศึกษาดังกล่าวเป็นพื้นที่ที่มีอาณาบริเวณนับจากเกาะพะงันไปทางทิศเหนือ 100 km และนับจากทิศตะวันออกของเกาะพะงันไปทางทิศเหนือ 100 km โดยขอบเขตด้านบนจะมีอาณาบริเวณไปจนถึงจังหวัดชุมพรและด้านทิศใต้ไปจรดอำเภอหัวไทรของจังหวัดนครศรีธรรมราช ซึ่งทำให้พื้นที่ศึกษาของโครงการหลังจากใช้โปรแกรม Arc GIS 10.1 วิเคราะห์เชิงพื้นที่แล้วพบว่ามีความทั้งหมดทั้งสิ้น 43,160 km²

โดยพื้นที่ศึกษาของโครงการมีข้อมูลพื้นฐานที่สำคัญเช่นระดับความลึกของน้ำทะเล (Bathymetry) ไม่เกิน 50 m และมีแผนที่แสดงเส้นชั้นระดับความลึกของน้ำทะเลแสดงดังรูปที่ 3.2 แต่เนื่องจากนิยามของพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลจะมีพื้นที่ที่อยู่ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลเป็นระยะทาง 20 km ดังนั้นพื้นที่ศึกษาของโครงการที่เป็นพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลจะมีพื้นที่แสดงดังรูปที่ 3.3 โดยมีพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลจำนวน 43,230 km²

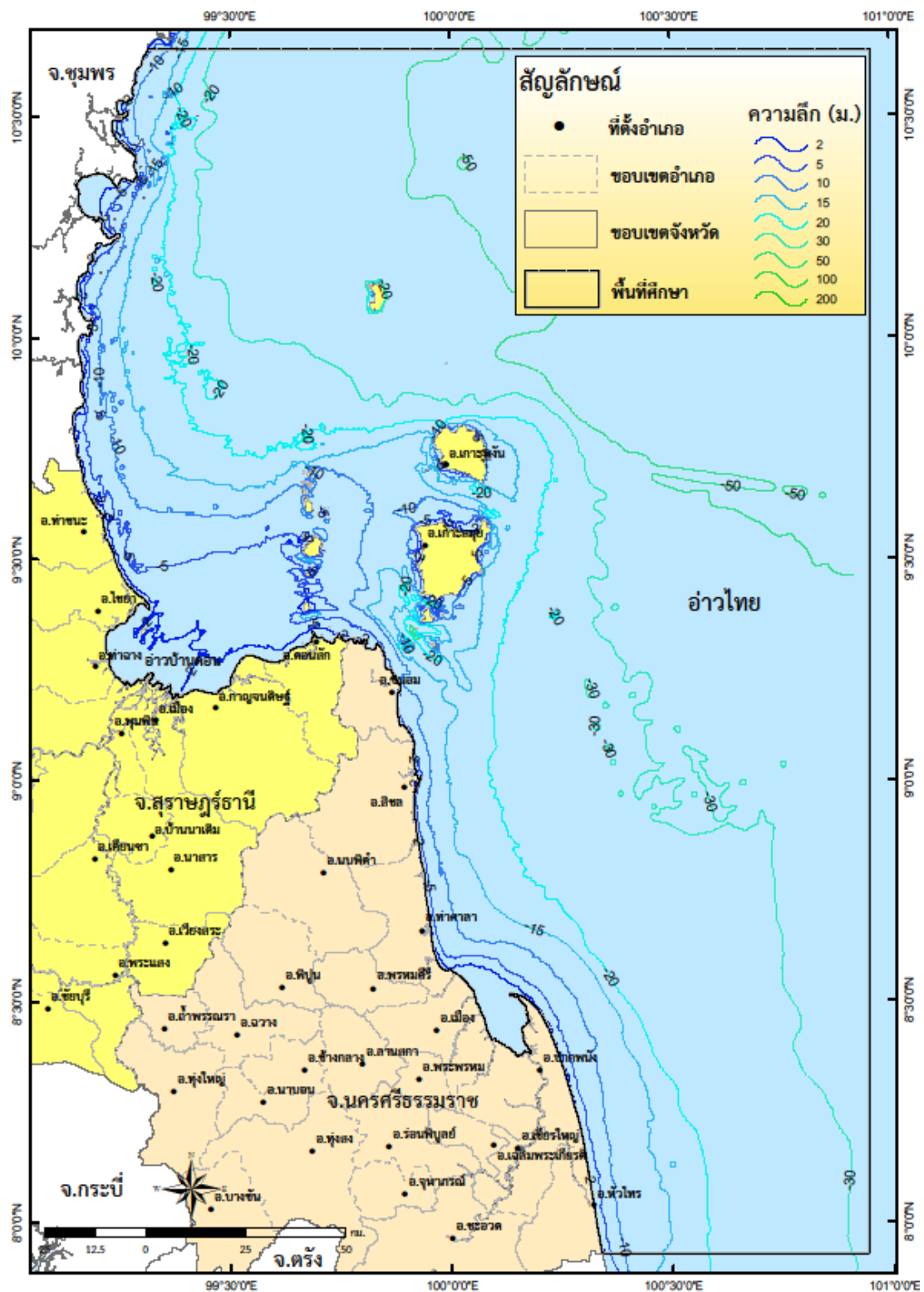
นอกจากนี้เทคโนโลยีการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในปัจจุบันสามารถติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลได้ที่ระดับความลึกของน้ำทะเลประมาณ 25 m และในแถบทะเล Baltic Irish และทะเลเหนือของทวีปยุโรปที่ระดับความลึกของน้ำทะเลประมาณ 50 m ดังนั้นโครงการวิจัยนี้จึงได้แบ่งระดับพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล (ห่างจากแนวชายฝั่งทะเล 20 km) ของพื้นที่ศึกษาของโครงการออกเป็น 2 ระดับ ดังนี้

- พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่มีระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m
- พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่มีระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 50 m

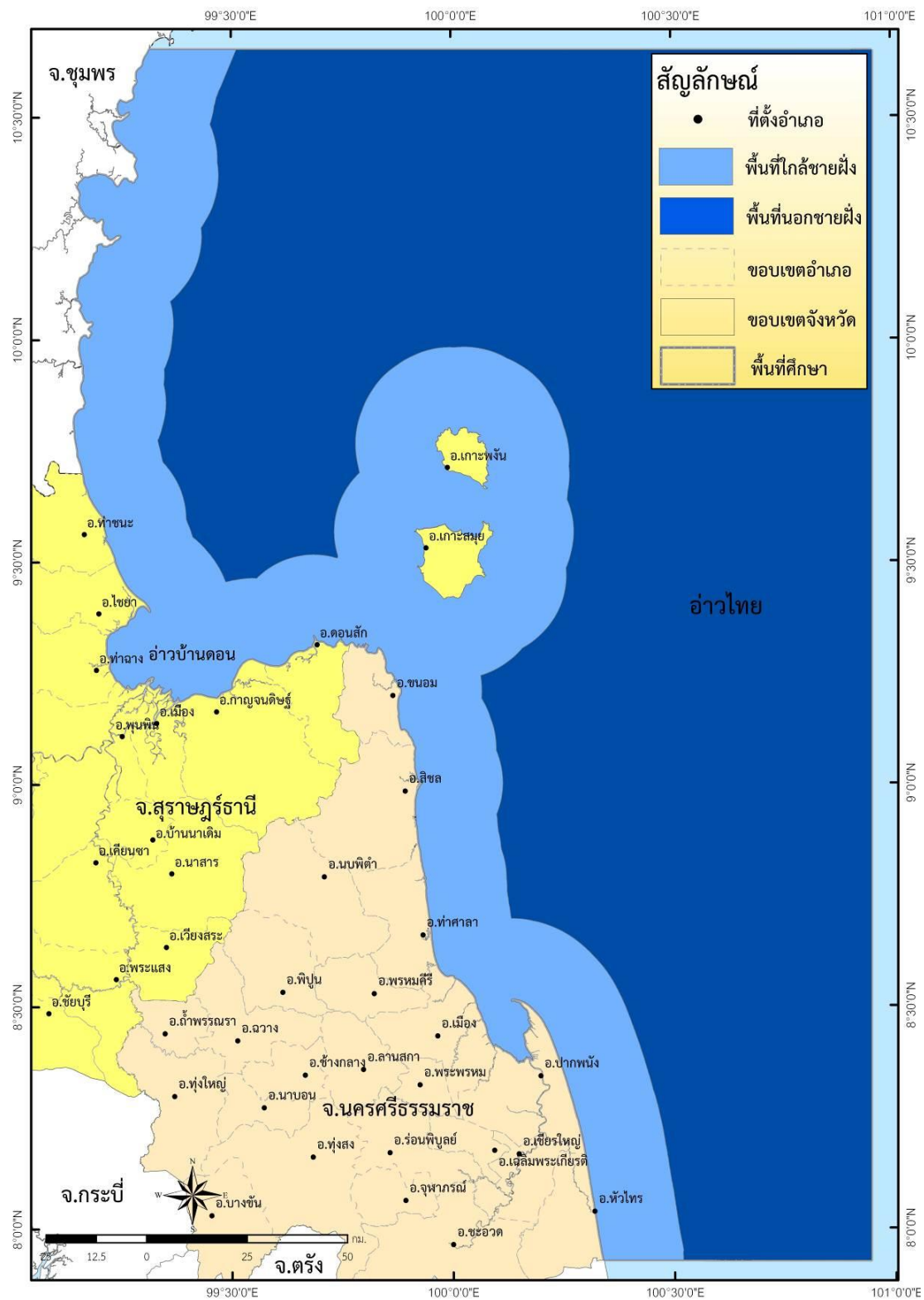
พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่มีระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m และที่ระดับความลึกของน้ำทะเลอยู่ในช่วง 25-50 m แสดงรายละเอียดดังแผนที่ในรูปที่ 3.4 โดยมีจำนวนพื้นที่ดังกล่าวเท่ากับ 19,474.34 km²



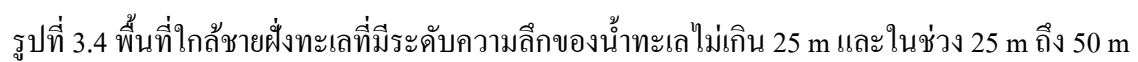
รูปที่ 3.1 พื้นที่ศึกษาของโครงการ



รูปที่ 3.2 แผนที่แสดงเส้นชั้นระดับความลึกของระดับน้ำทะเลบริเวณพื้นที่ศึกษา



รูปที่ 3.3 พื้นที่นอกชายฝั่งทะเล (ระยะห่างจากแนวชายฝั่งทะเล 20 km) ของพื้นที่ศึกษา



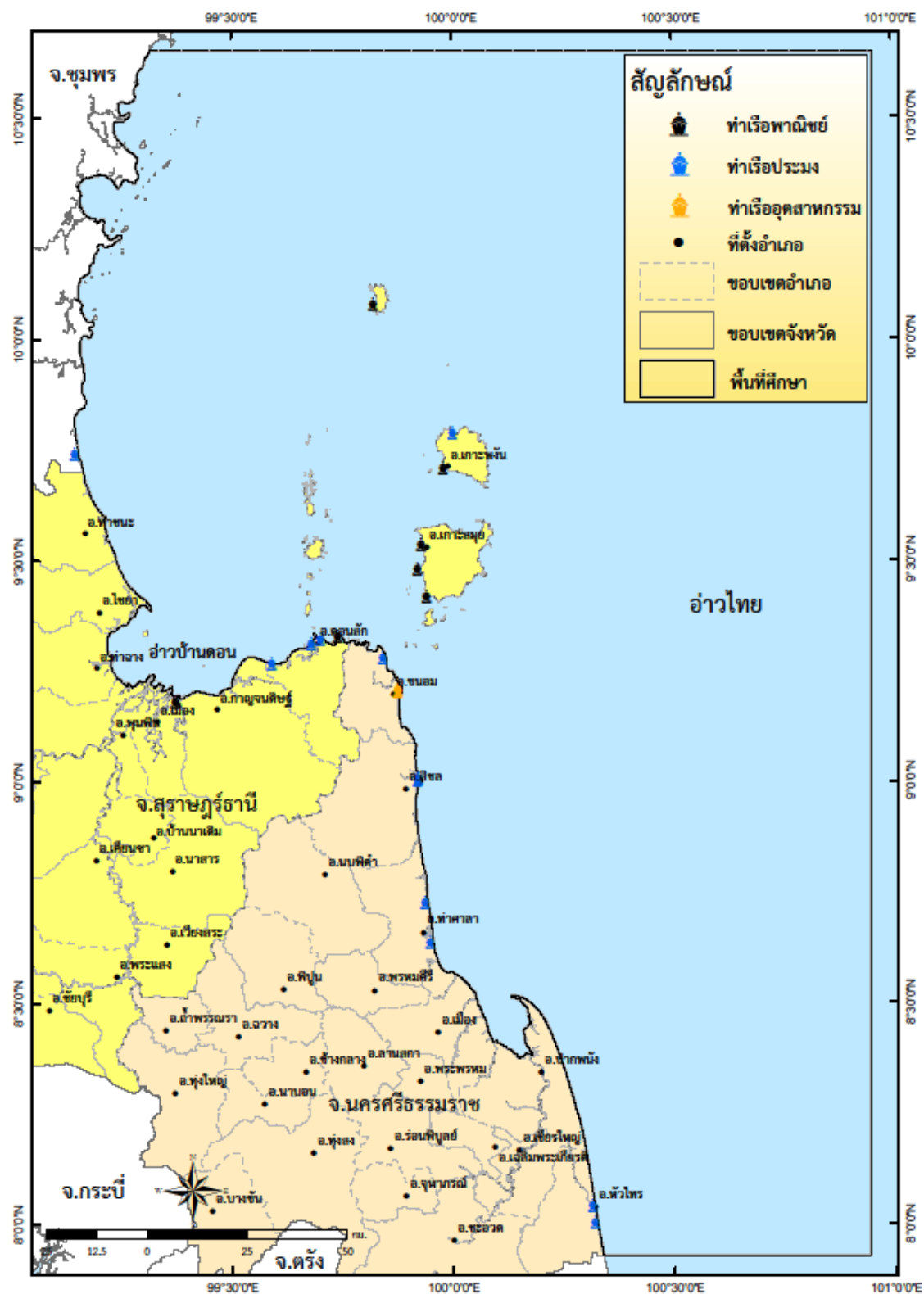
เนื่องจากการใช้ประโยชน์พื้นที่ทางทะเลสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลจะเกี่ยวข้องกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholders) จำนวนมาก ดังนั้นโครงการวิจัยนี้จึงได้คัดแยกพื้นที่ทางทะเลที่ไม่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Exclusion Area) เพื่อวิเคราะห์พื้นที่ที่มีความเป็นไปได้ (Possible Area) สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลต่อไป โดยการซ้อนทับกับแผนที่ลมจากแบบจำลองบรรยากาศ 3 มิติ และการคัดเลือกพื้นที่ (Site Selection) สำหรับการจัดโซน (Zoning) และการจัดลำดับความสำคัญ (Priority) สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลต่อไป

โดยในการคัดแยกพื้นที่ที่ไม่สามารถใช้ประโยชน์ได้นั้นอาศัยหลักเกณฑ์ทางด้านสิ่งแวดล้อมในการพิจารณาแนวกันชน (Buffer) ซึ่งพิจารณาให้มีแนวกันชนเท่ากับ 500 m (เกษมสันต์ และคณะ 2552)

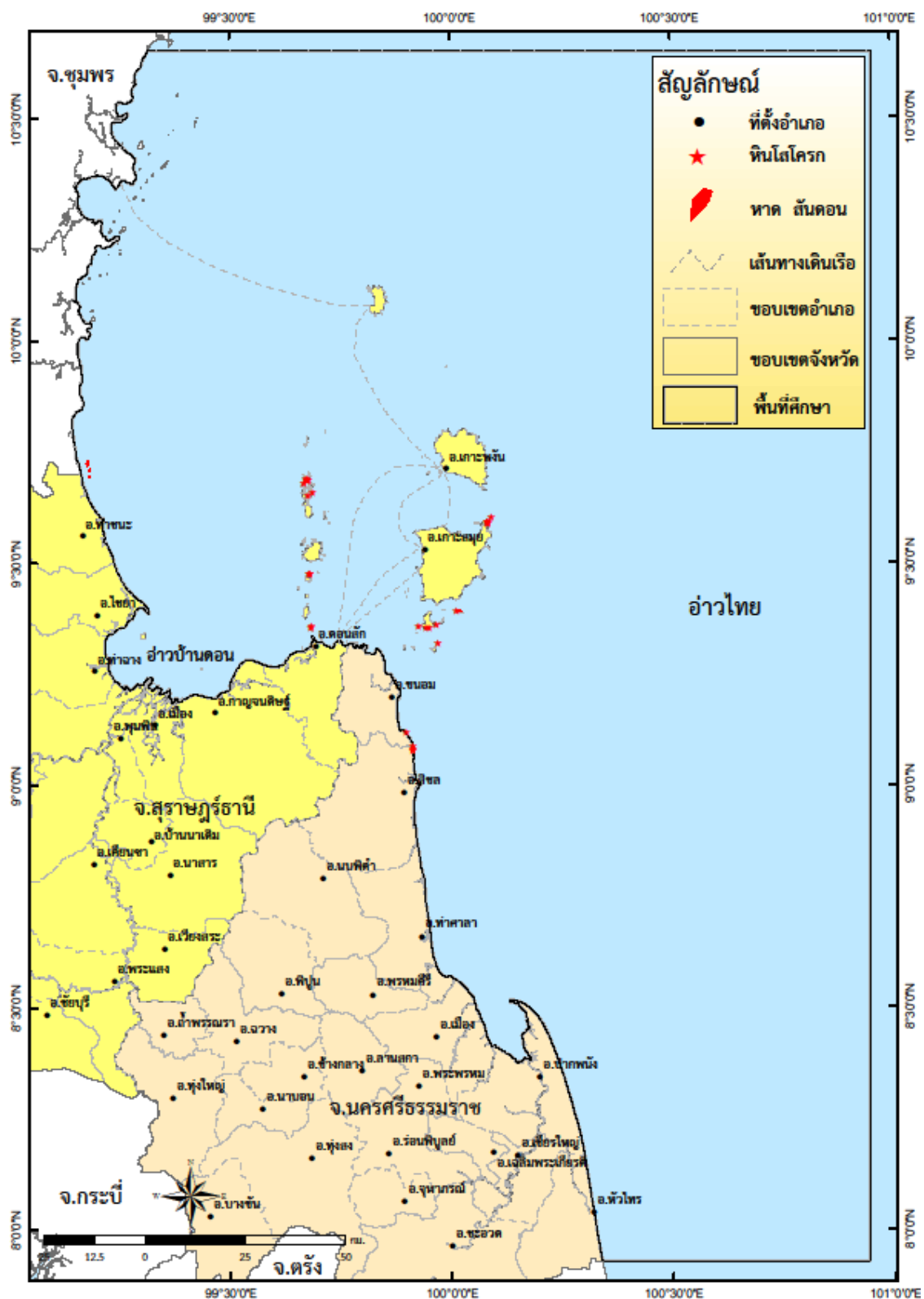
อาศัยโปรแกรม Arc GIS 10.0 และชั้นข้อมูล GIS จำนวน 20 ชั้นข้อมูลจากแหล่งข้อมูลต่างๆ จากทั้งภาครัฐและภาคเอกชนซึ่งมีรายละเอียดของแต่ละชั้นข้อมูลแสดงดังตารางที่ 3.1 โดยมีแผนที่แสดงข้อมูลเชิงพื้นที่ของแต่ละชั้นข้อมูลดังกล่าวดังรูปที่ 3.5-3.30

ตารางที่ 3.1 ชั้นข้อมูล GIS สำหรับการวิเคราะห์พื้นที่ที่มีความเป็นไปได้สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้า
ฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

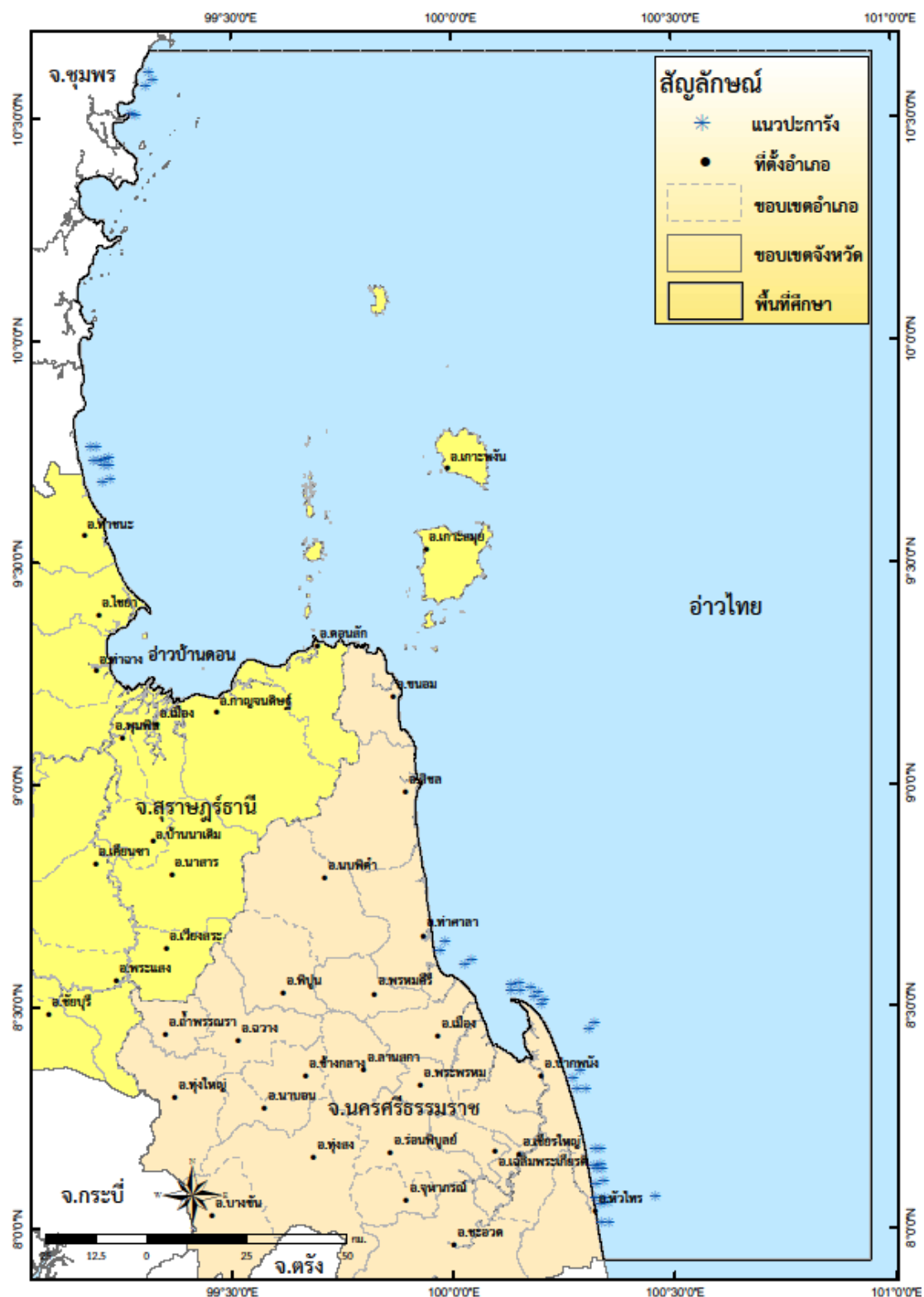
ลำดับชั้น ข้อมูล	ชื่อชั้นข้อมูล	แหล่งข้อมูล
1	พื้นที่ศึกษา	กรมแผนที่ทหารและกรมพัฒนาที่ดิน
2	ระดับความลึกของน้ำทะเล ไม่เกิน 25 m	ศูนย์อุตุนิยมวิทยาทะเล
3	ระดับความลึกของน้ำทะเล 25-50 m	ศูนย์อุตุนิยมวิทยาทะเล
4	ประมงชายฝั่ง	กรมประมง
5	ท่าเรือพาณิชย์ ท่าเรือประมงและท่าเรืออุตสาหกรรม	พาณิชย์นาวี
6	หินโสโครก ร่องน้ำเดินเรือ เรือจม และเลนดินโคลน	พาณิชย์นาวี
7	แนวปะการัง	กรมอุทยานทางทะเล
8	พื้นที่ความมั่นคงและพื้นที่ฝึกทางทหาร	กองทัพเรือภาคที่ 2
9	สนามบินและเขตกันชนการขึ้นลงของอากาศยาน	วิทยุการบิน กรมการขนส่งทางอากาศ
10	ชายหาดและแหล่งท่องเที่ยว	การท่องเที่ยวแห่งประเทศไทย
11	พื้นที่อนุรักษ์ทางทะเล	กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง
12	พื้นที่สำรวจและสัมปทานก๊าซธรรมชาติ และตำแหน่งแท่นขุดเจาะ	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน
13	แนวเคเบิลใต้น้ำ การสื่อสารแห่งประเทศไทย	การสื่อสารแห่งประเทศไทย (กสท.)
14	แนวเคเบิลใต้น้ำระดับแรงดัน 115 kV กฟภ.	กฟภ. เขต 2 (ภาคใต้) จ.นครศรีธรรมราช
15	แนวสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
16	สถานีตรวจอากาศและเรดาร์	กรมอุตุนิยมวิทยา
17	ตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อย	กฟภ. และ กฟผ.
18	ถนน 4 เลน และถนน 2 เลน	กรมทางหลวง
19	น้ำขึ้น น้ำลง สูงสุด ต่ำสุด	กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ
20	แนวทางเดินพายุ ย้อนหลัง 50 ปี (ค.ศ. 2010 - 1960)	กรมอุตุนิยมวิทยา
21	ตำแหน่งสถานีวัดลมความสูง 40 m และ 120 m	สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.)
22	ทรัพยากรลม	แบบจำลองบรรยากาศ 3 มิติ (RAMS)



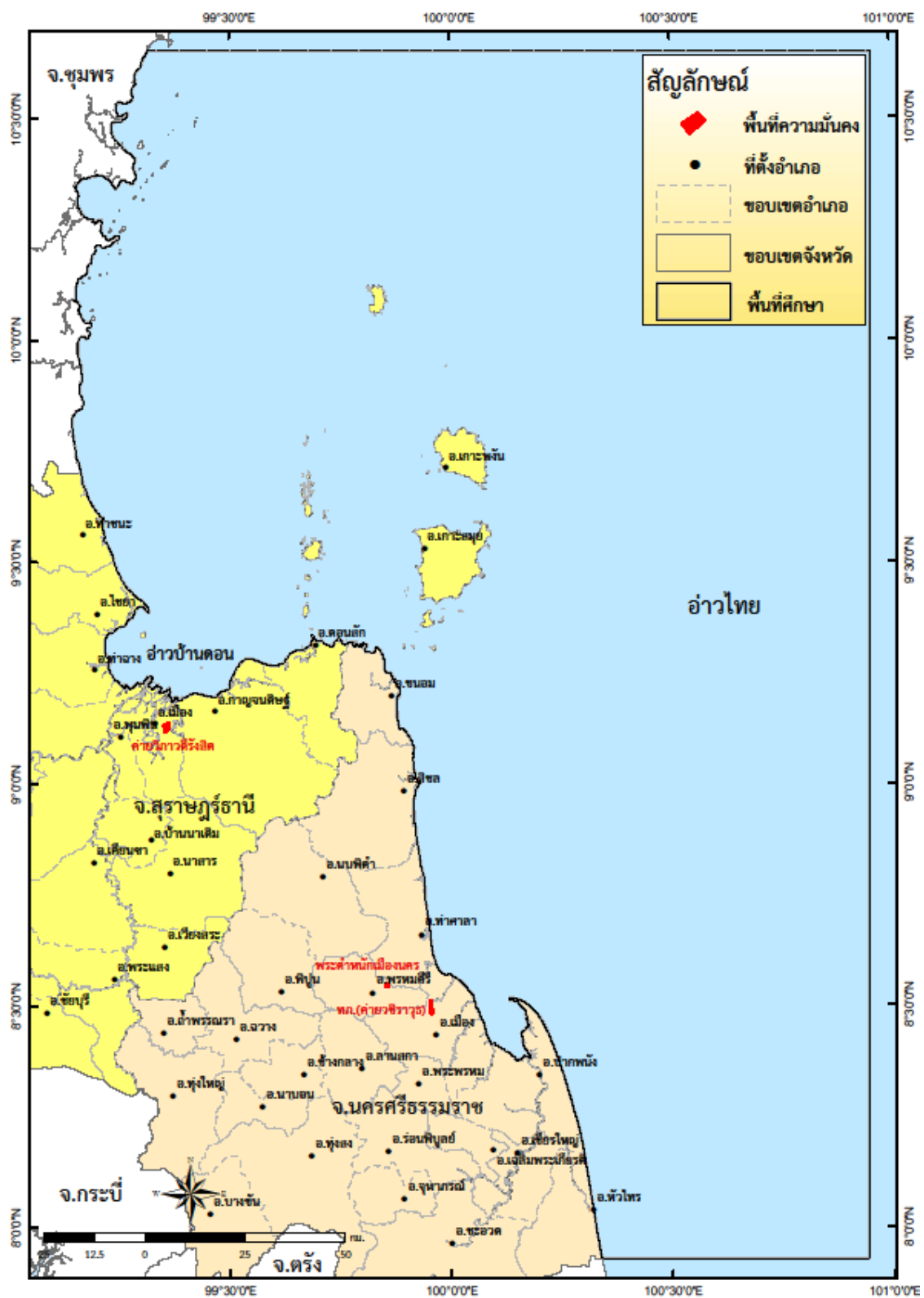
รูปที่ 3.6 แผนที่แสดงตำแหน่งท่าเรือพาณิชย์ ท่าเรือประมงและท่าเรืออุตสาหกรรม



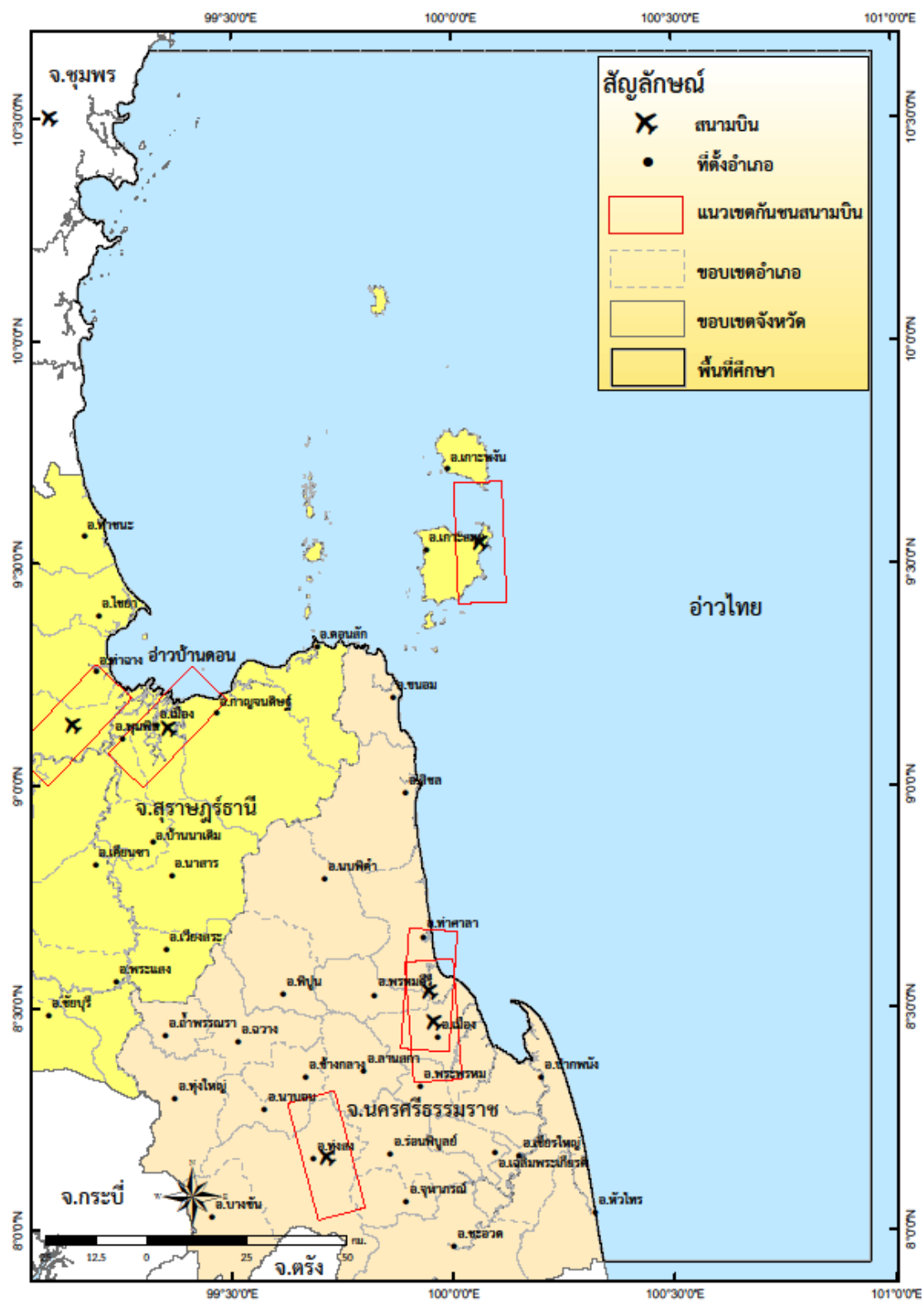
รูปที่ 3.7 แผนที่แสดงหินโสโครก ร่องน้ำเดินเรือ เรือจม และเลนดินโคลน



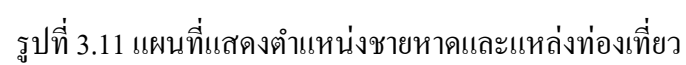
รูปที่ 3.8 แผนที่แสดงแนวปะการัง

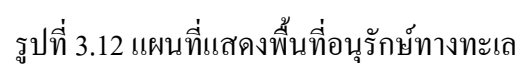


รูปที่ 3.9 แผนที่แสดงพื้นที่ความมั่นคงและพื้นที่ฝึกทางทหาร

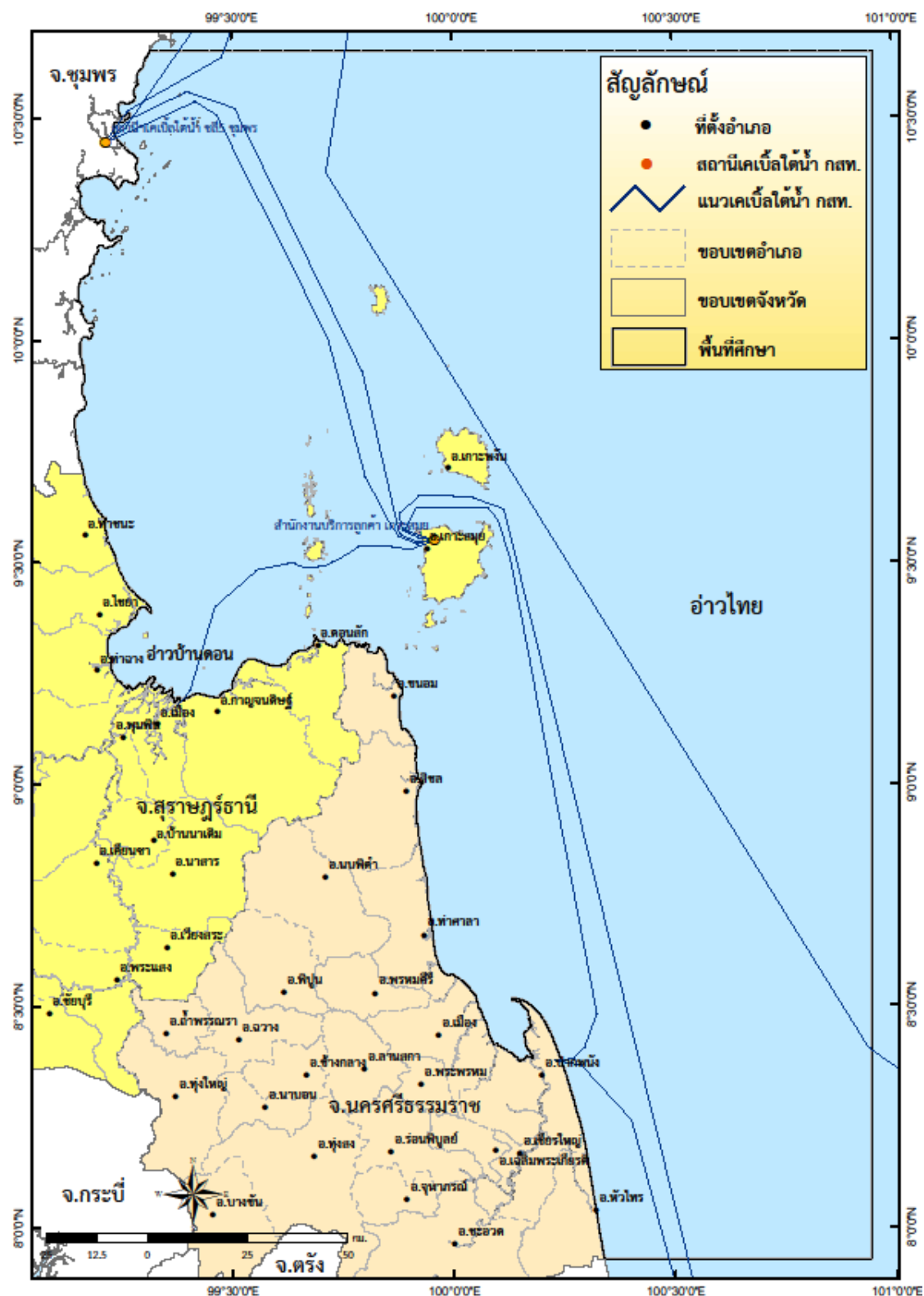


รูปที่ 3.10 แผนที่แสดงตำแหน่งสนามบินและเขตกันชนการขึ้นลงของอากาศยาน



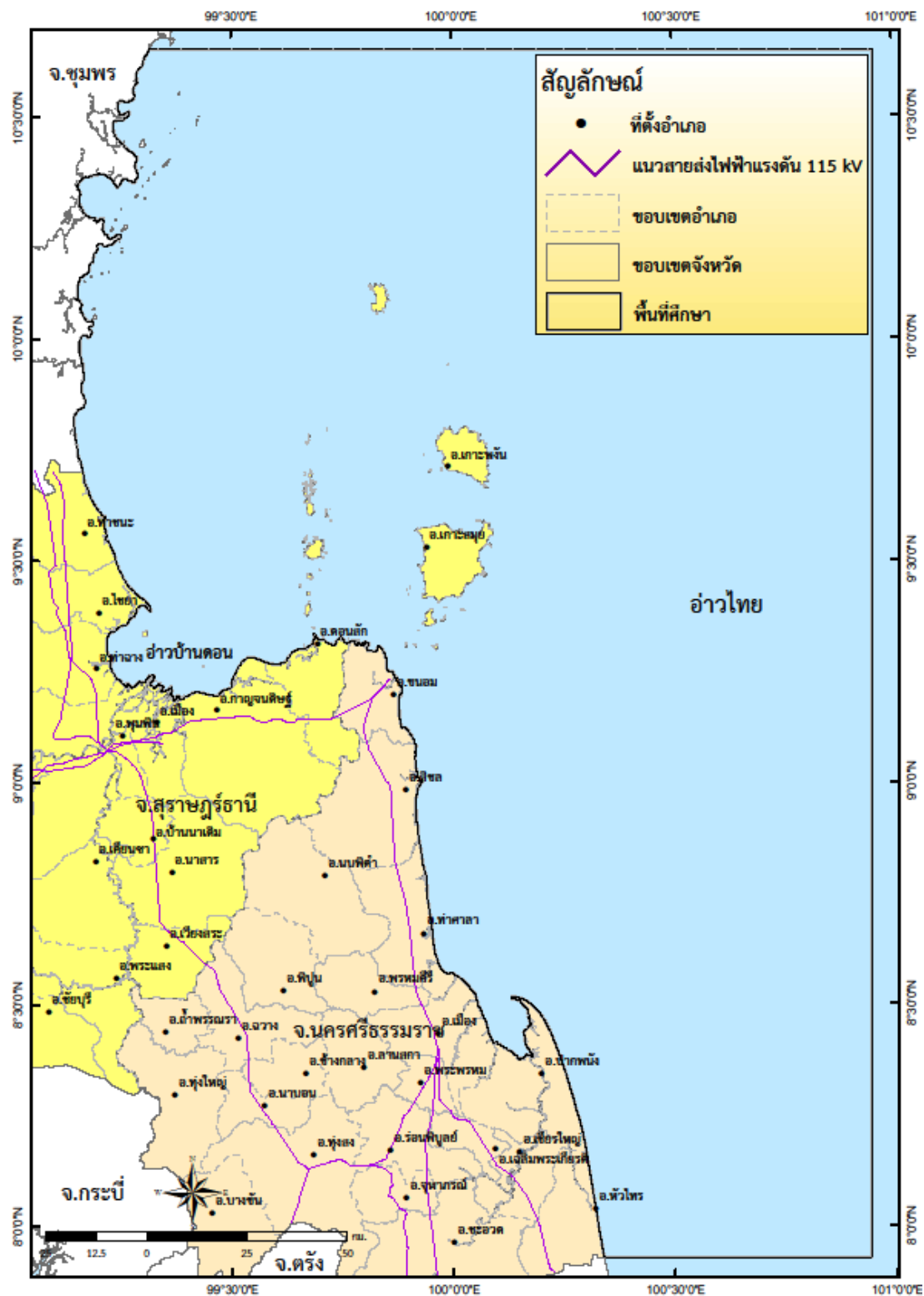




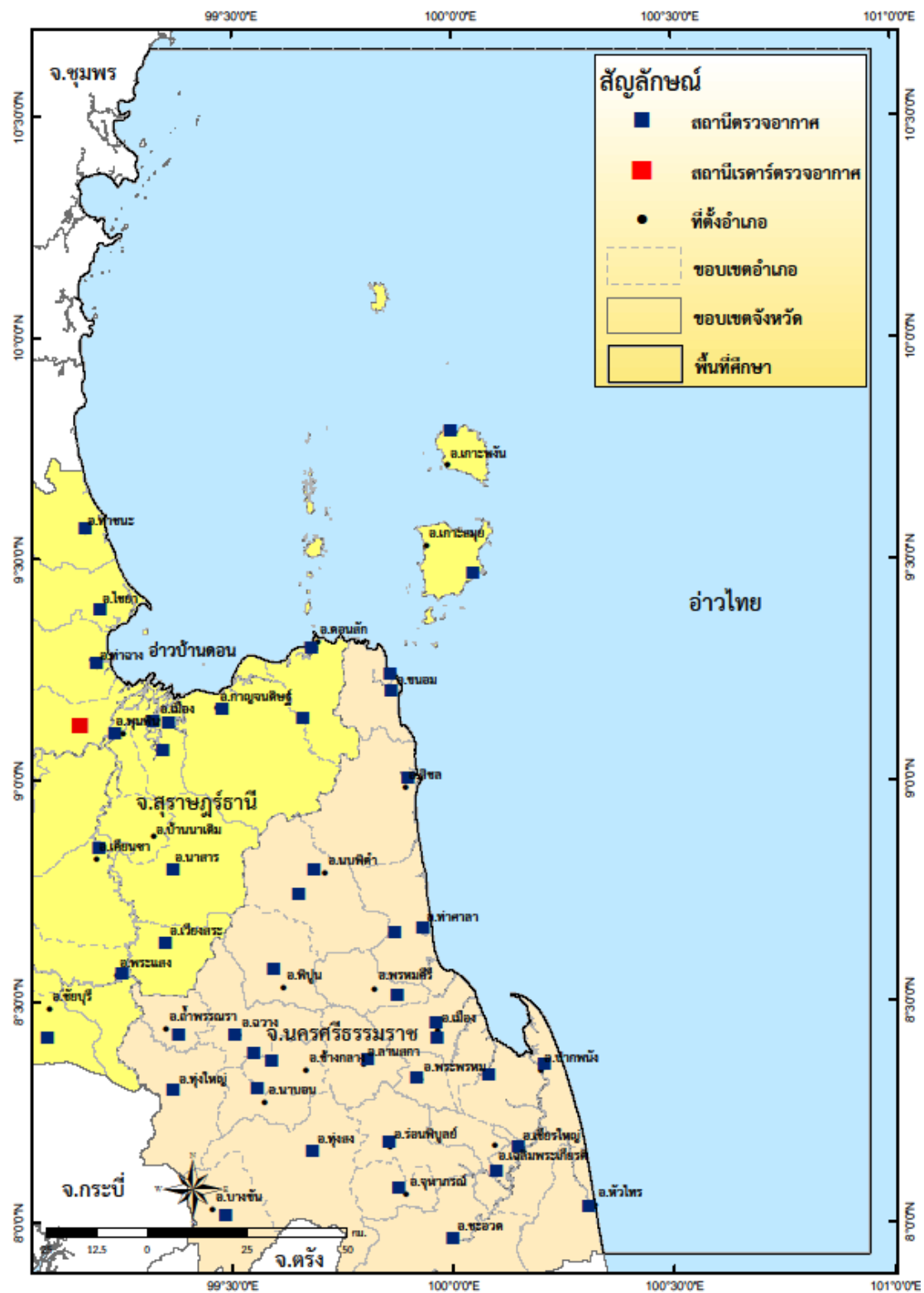


การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย

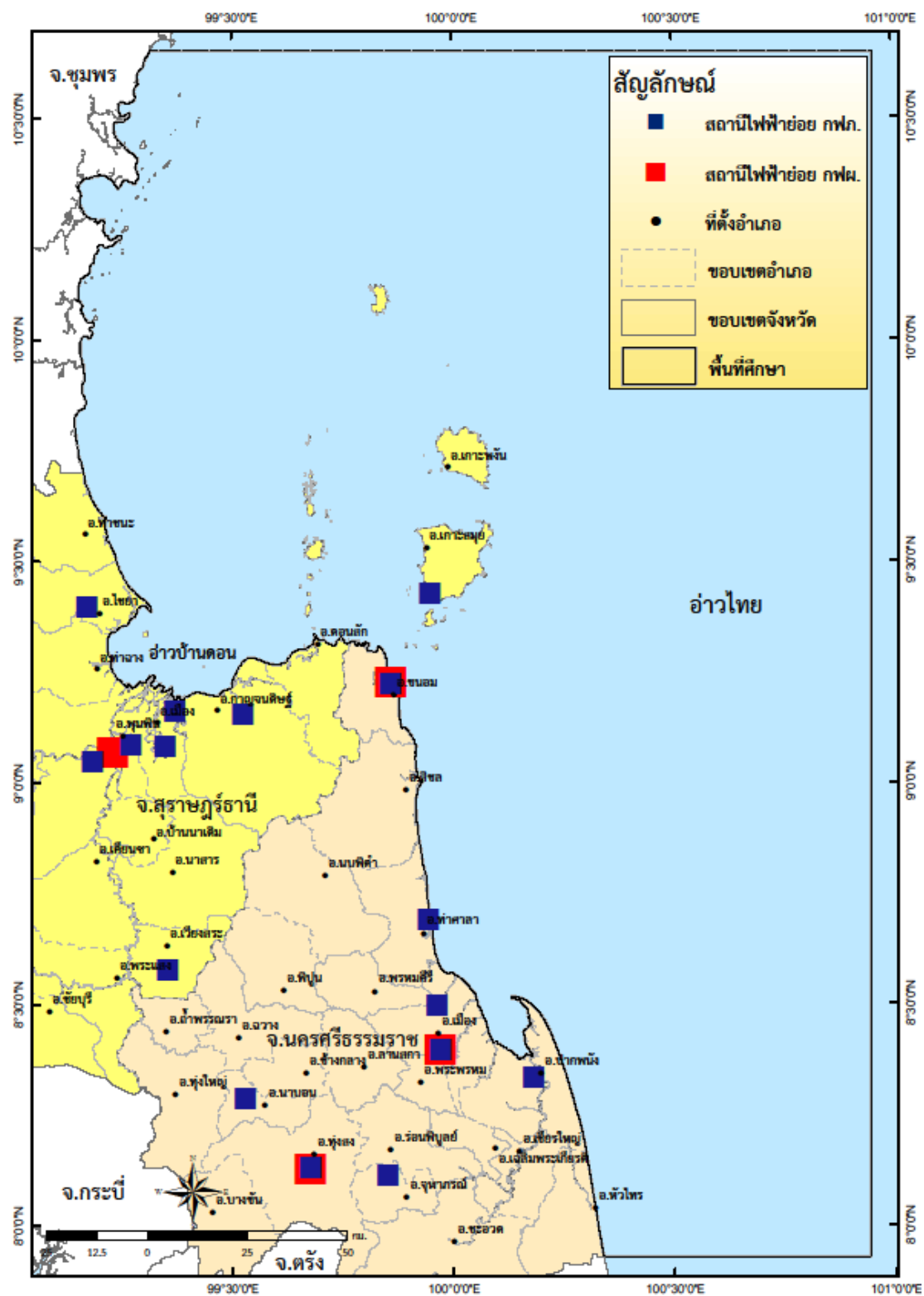




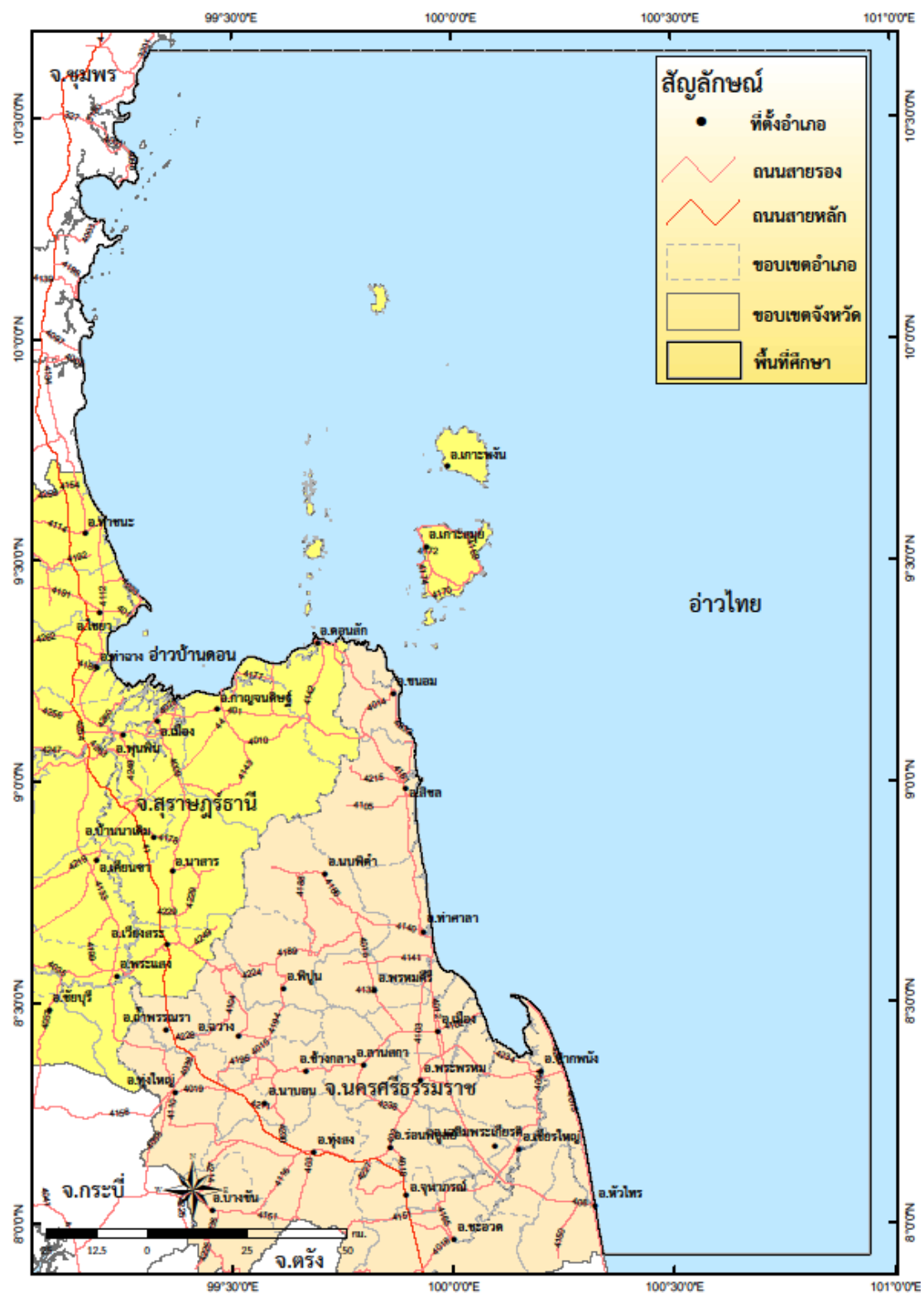
รูปที่ 3.16 แผนที่แสดงแนวสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV กฟภ.



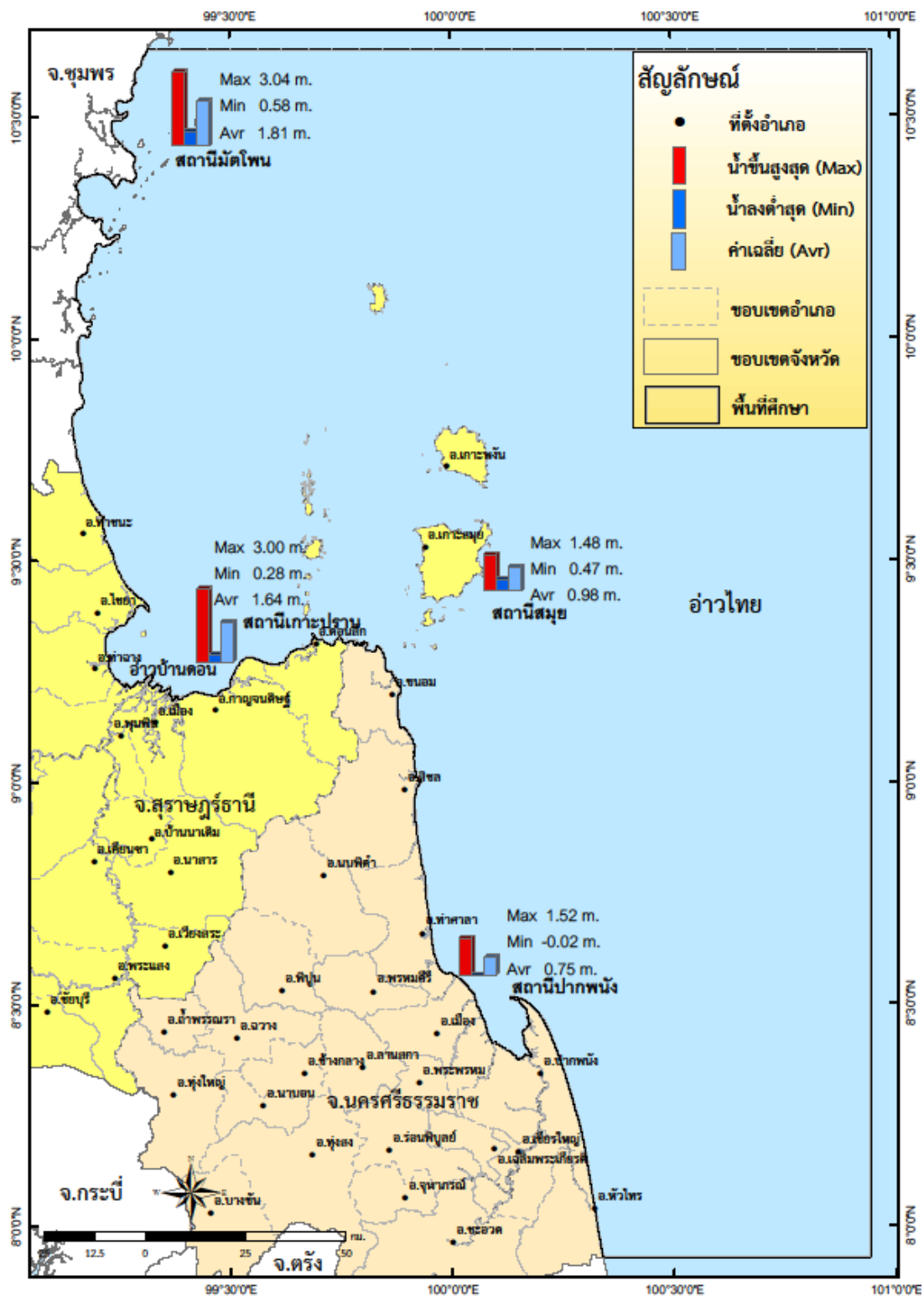
รูปที่ 3.17 แผนที่แสดงสถานีตรวจอากาศและเรดาร์



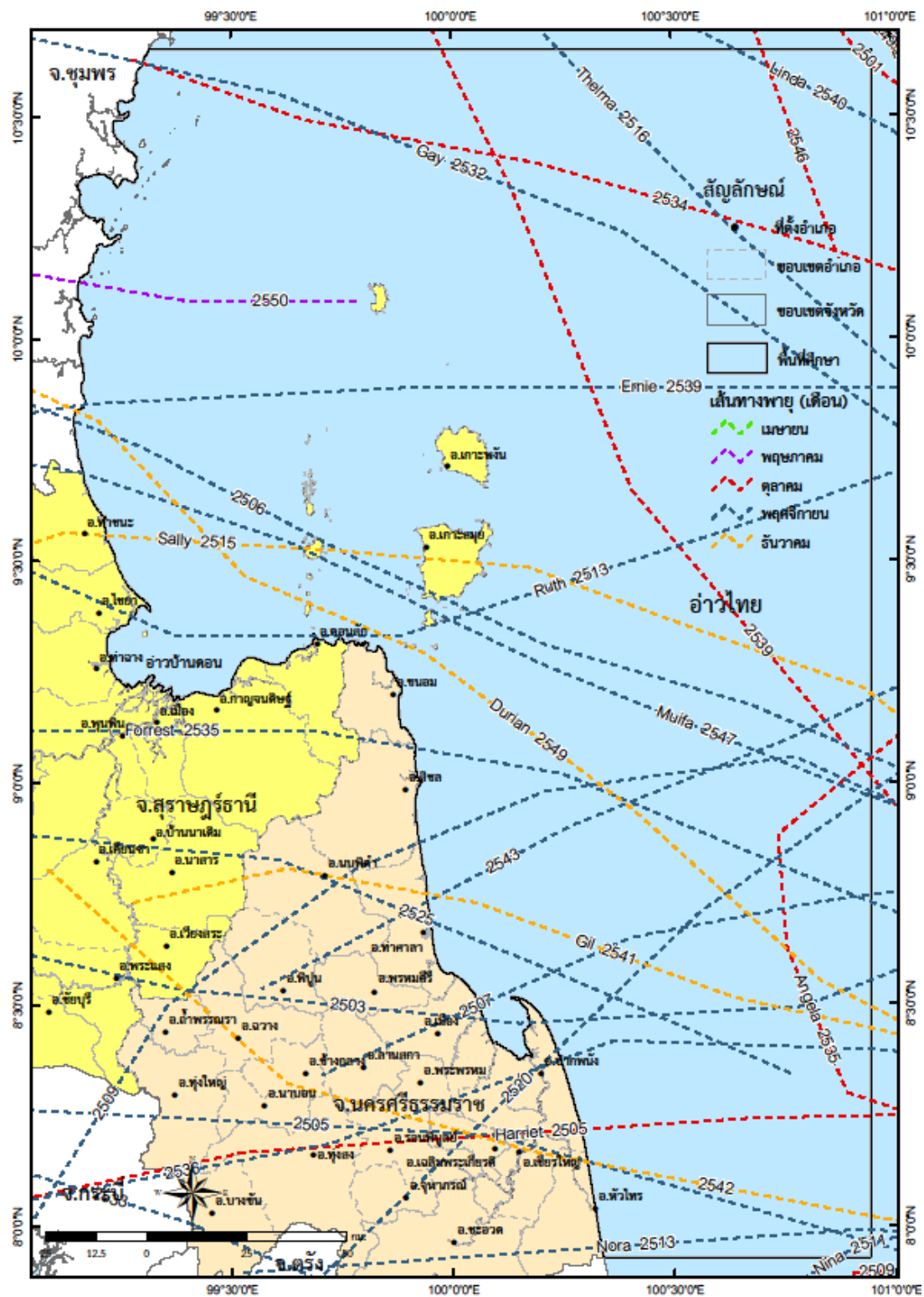
รูปที่ 3.18 แผนที่แสดงตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อย



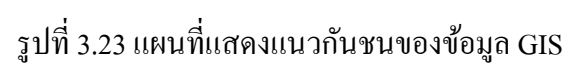
รูปที่ 3.19 แผนที่แสดงแนวถนน 4 เลน และถนน 2 เลน

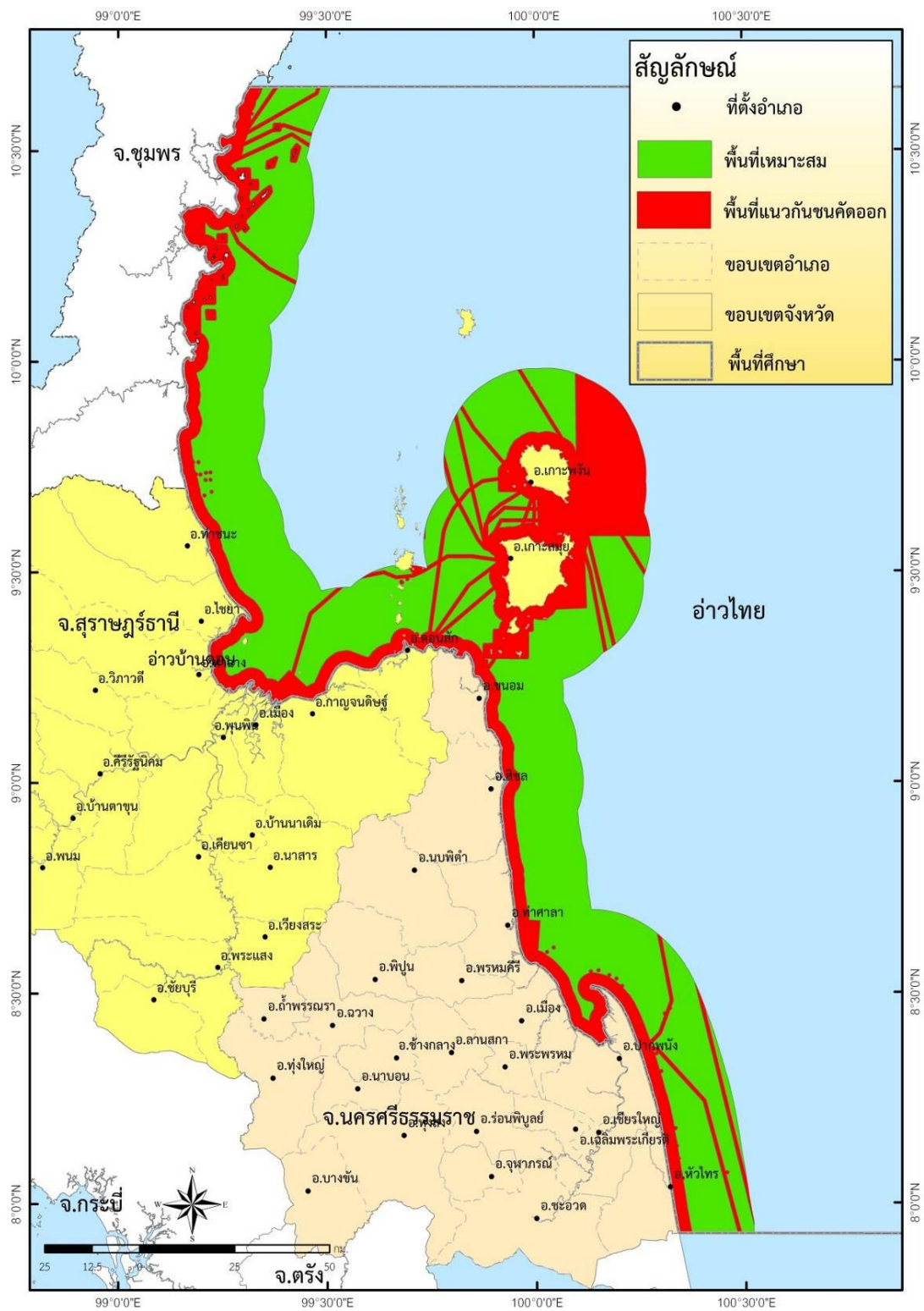


รูปที่ 3.20 แผนที่แสดงระดับน้ำขึ้น-ลง สูงสุด-ต่ำสุด

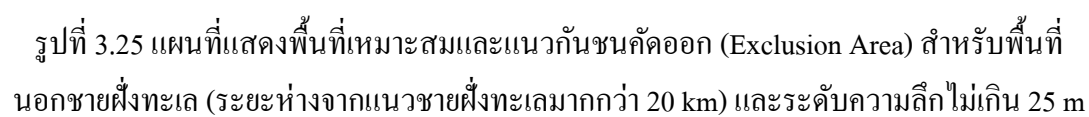


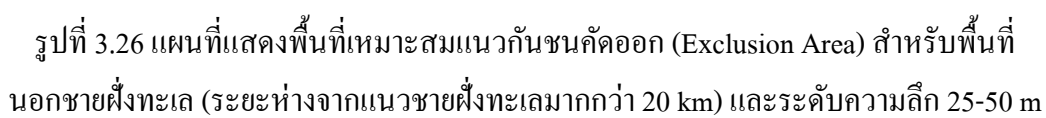
รูปที่ 3.21 แผนที่แสดงแนวทางเดินพายุย้อนหลัง 50 ปี (ค.ศ. 1960 - 2010)

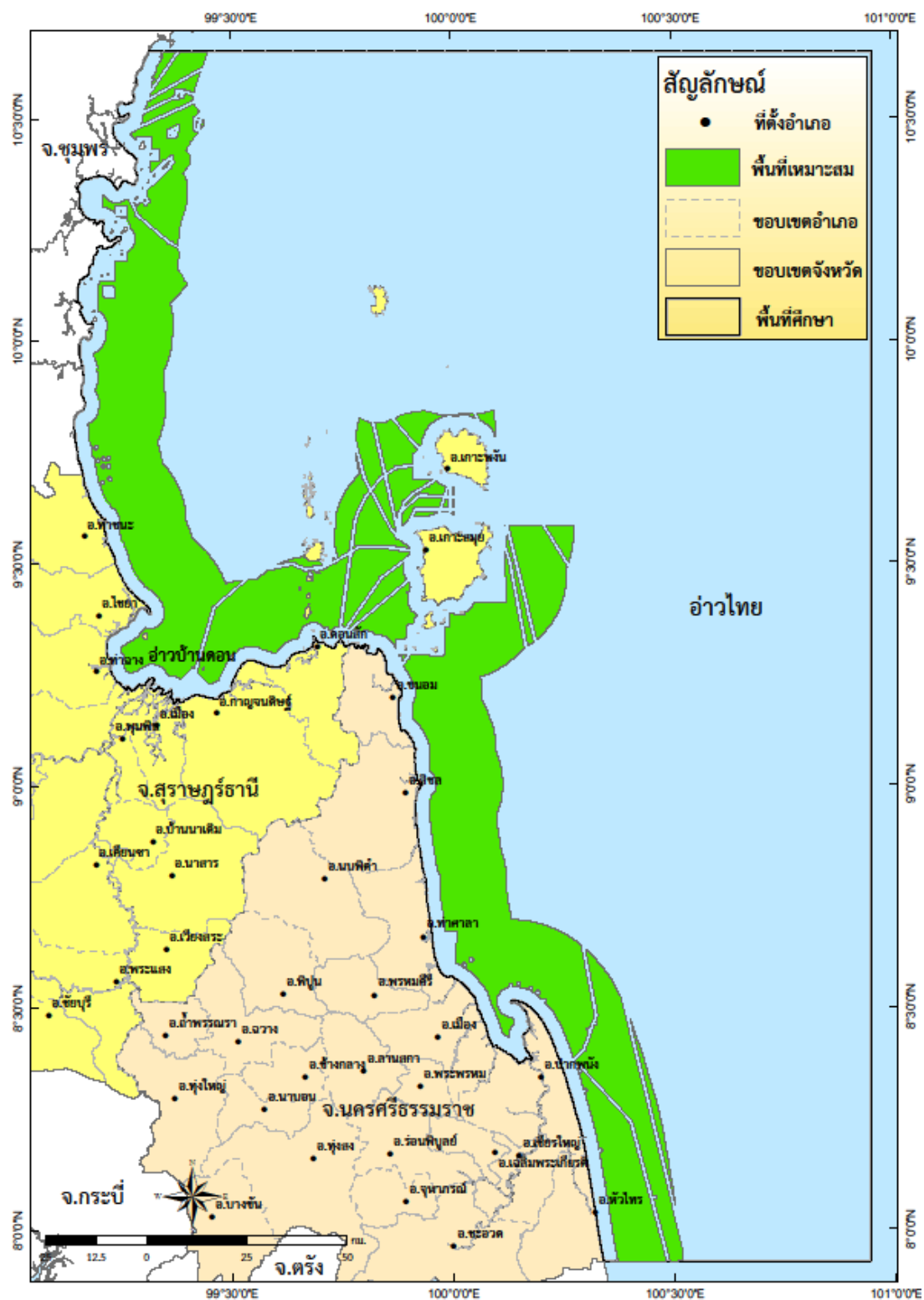




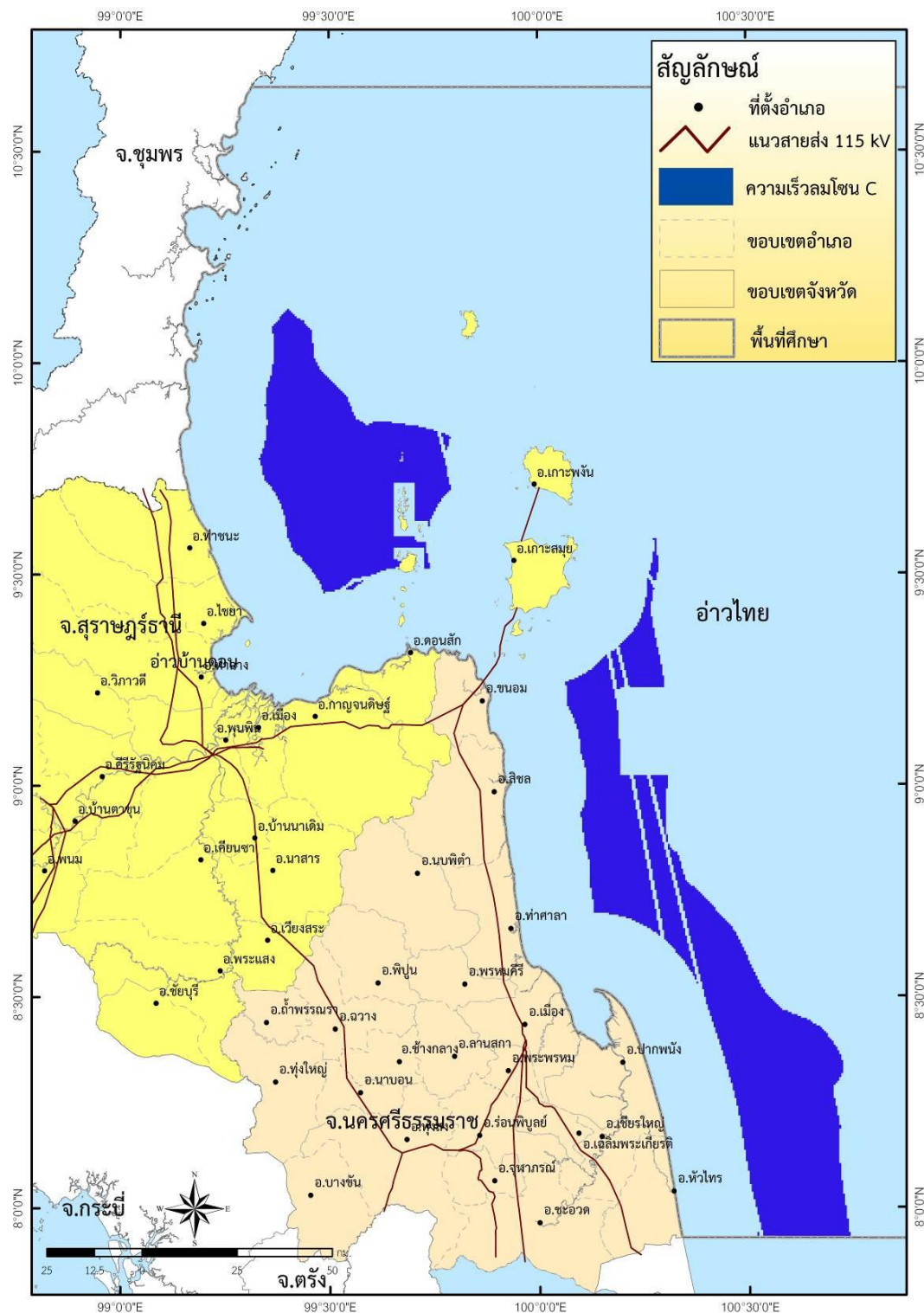
รูปที่ 3.24 แผนที่แสดงพื้นที่เหมาะสมและแนวกันชนคัดออก (Exclusion Area)
สำหรับพื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล (ระยะห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 km)



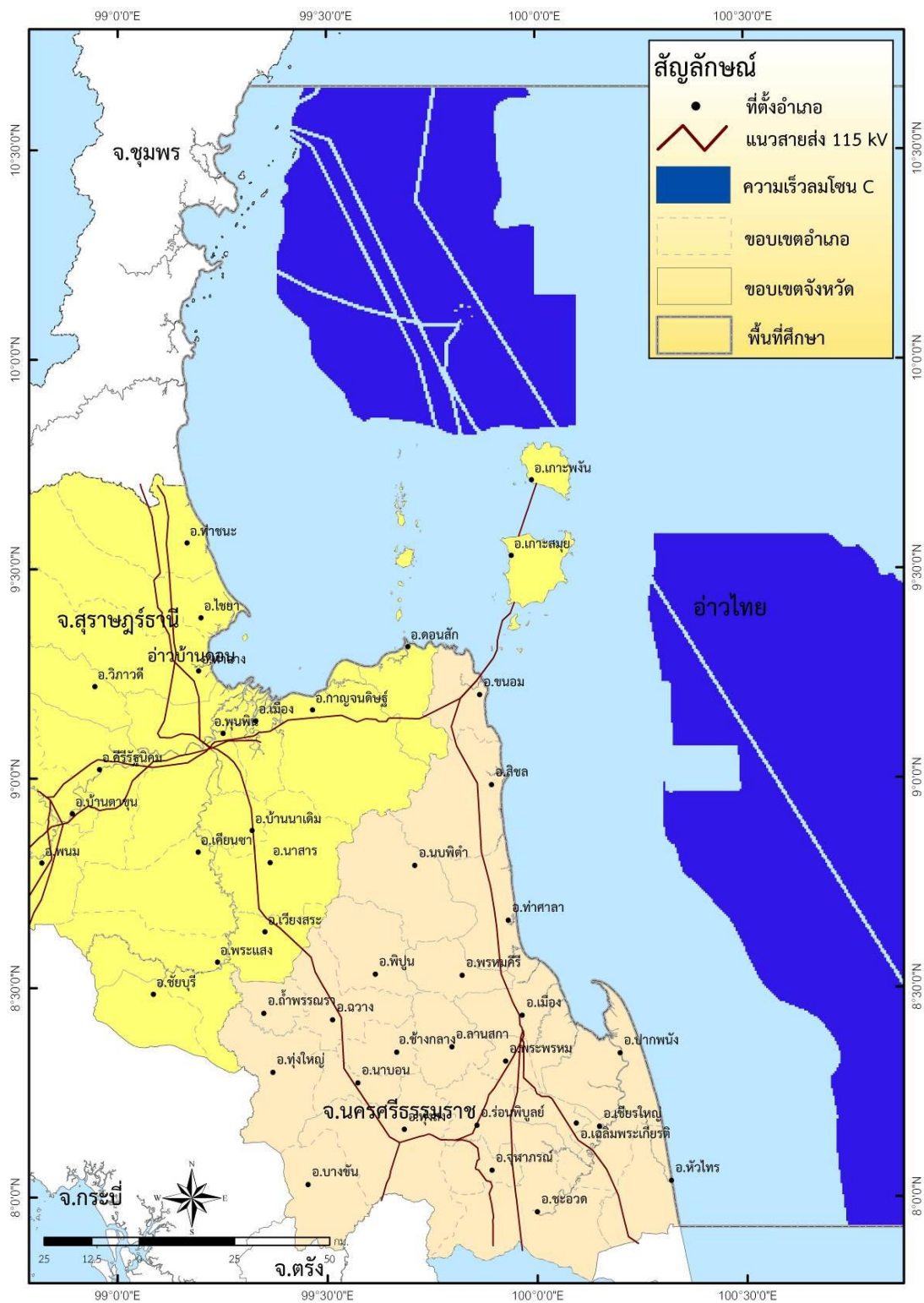




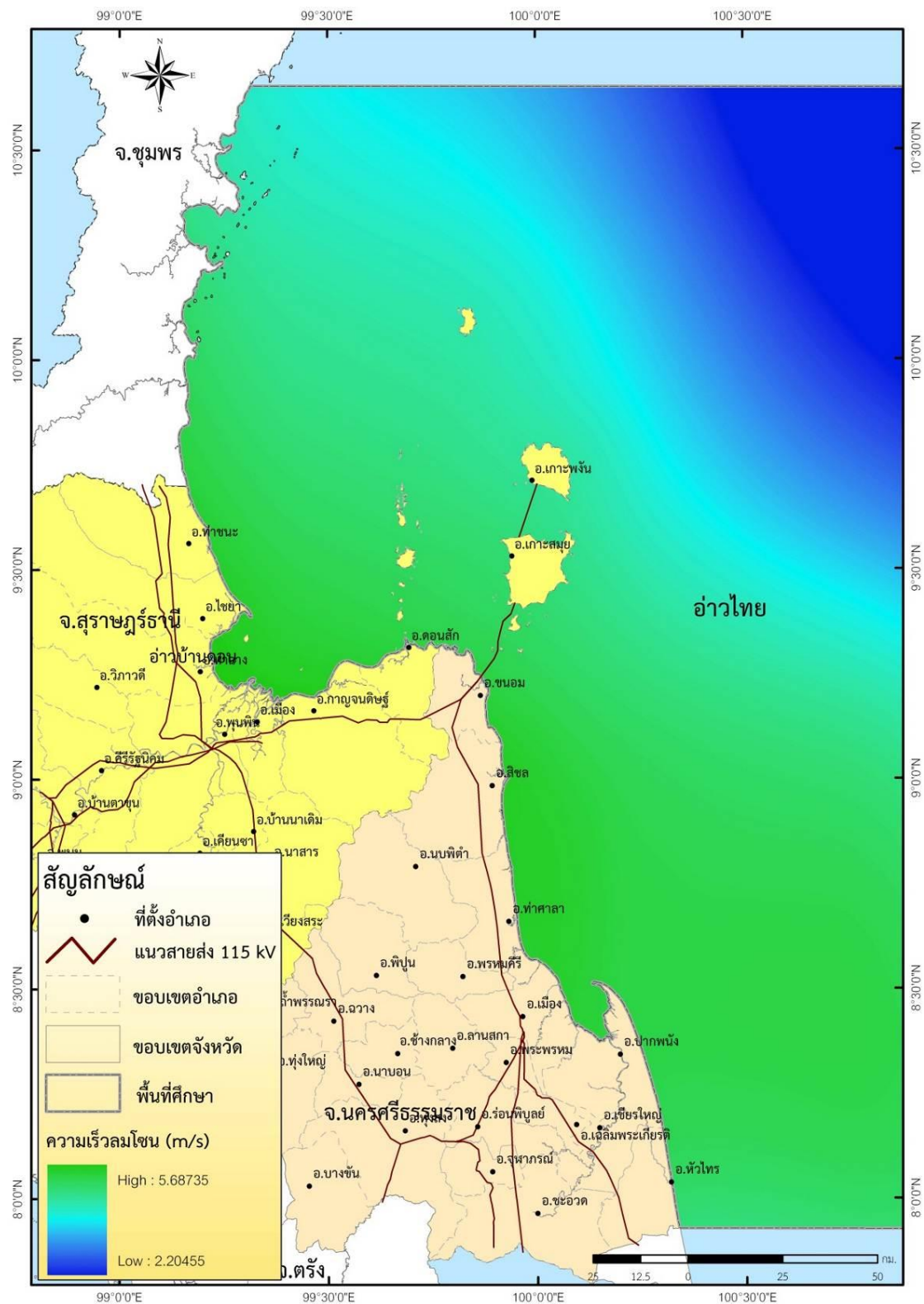
รูปที่ 3.27 แผนที่แสดงพื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Possible Area)
ที่ระดับความลึกไม่เกิน 25 m



รูปที่ 3.28 แผนที่แสดงพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Possible Area) ที่ระดับความลึกไม่เกิน 25 m



รูปที่ 3.29 แผนที่แสดงพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Possible Area) ที่ระดับความลึกในช่วง 25-50 m



รูปที่ 3.30 แผนที่แสดงอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปี

หลังจากได้ดำเนินการวิเคราะห์เชิงพื้นที่ (Spatial Analysis) แล้วพบว่าพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ที่ระดับความลึกไม่เกิน 25 m มีจำนวนพื้นที่ทั้งสิ้น 5,237 km² และที่ระดับความลึกระหว่าง 25-50 m มีจำนวนพื้นที่ทั้งสิ้น 14,236 km² โดยมีรายละเอียดแสดงดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 จำนวนพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้และอัตราส่วน

พื้นที่ทางทะเล	จำนวนพื้นที่ (km ²)	อัตราส่วน (%)
พื้นที่ศึกษา	43,230	100
พื้นที่ทางทะเลที่ไม่สามารถใช้ประโยชน์ได้	16,100	37.24
พื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ที่ระยะห่างชายฝั่งไม่เกิน 20 km	7,656	17.71
พื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ที่ระดับความลึกไม่เกิน 25 m	5,237	12.12
พื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ที่ระดับความลึกไม่เกิน 25-50 m	14,236	32.93

3.1.2 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

- 3.1.2.1 จัดเตรียมแบบจำลองบรรยากาศ RAMS สำหรับการวิเคราะห์อัตราเร็วและทิศทางของลม
- 3.1.2.2 จัดเตรียมข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับแบบจำลองอุตุนิยมวิทยา เช่น Topography และ Land-Use
- 3.1.2.3 จัดเตรียมฐานข้อมูลภูมิอากาศลมโดยอาศัยฐานข้อมูล NCEP/NCAR Reanalysis ปี ค.ศ. 2008-2010
- 3.1.2.4 จัดเตรียมรูปแบบของข้อมูลใน ส่วนของ Initial Condition และ Boundary Condition ในรูปแบบของ Grid Data สำหรับการรันแบบจำลอง
- 3.1.2.5 ศึกษารูปแบบการรันแบบจำลองอุตุนิยมวิทยาที่เหมาะสมโดยทำการทดลองรันครั้งละ 3 ชั่วโมงและทำการเปลี่ยน Initial Condition ตามข้อมูลอินพุตและรันแบบระยะยาวรายเดือนโดยไม่เปลี่ยน Initial Condition หรือรันระยะยาวทั้งปี
- 3.1.2.6 ทำการรันแบบจำลองบรรยากาศ RAMS โดยใช้เทคนิค Nesting สำหรับการ Down Scaling จำนวน 2 โดเมน 110 km และ 9 km เพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของพลังงานลม

ที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m วิเคราะห์อัตราเร็วและทิศทางลมที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m เหนือพื้นดิน

3.1.2.7 ทำการตรวจสอบความถูกต้องของผลการรันแบบจำลองบรรยากาศกับข้อมูลการตรวจวัดลมที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m ตามแนวชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช และข้อมูลลมตรวจวัดที่เกาะพะงัน

3.1.2.9 วิเคราะห์ความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองบรรยากาศ

3.1.2.10 จัดทำแผนที่ลมนอกชายฝั่งทะเลจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช

3.1.2.11 ตีพิมพ์เผยแพร่ผลงานวิจัย

3.1.2.12 จัดทำรายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

3.1.3 อุปกรณ์ที่ใช้ในงานวิจัย

เครื่องคอมพิวเตอร์สมรรถนะสูง (High Performance Computing) จำนวน 1 ชุด ประกอบไปด้วย

3.1.3.1 ฮาร์ดแวร์ (Hardware)

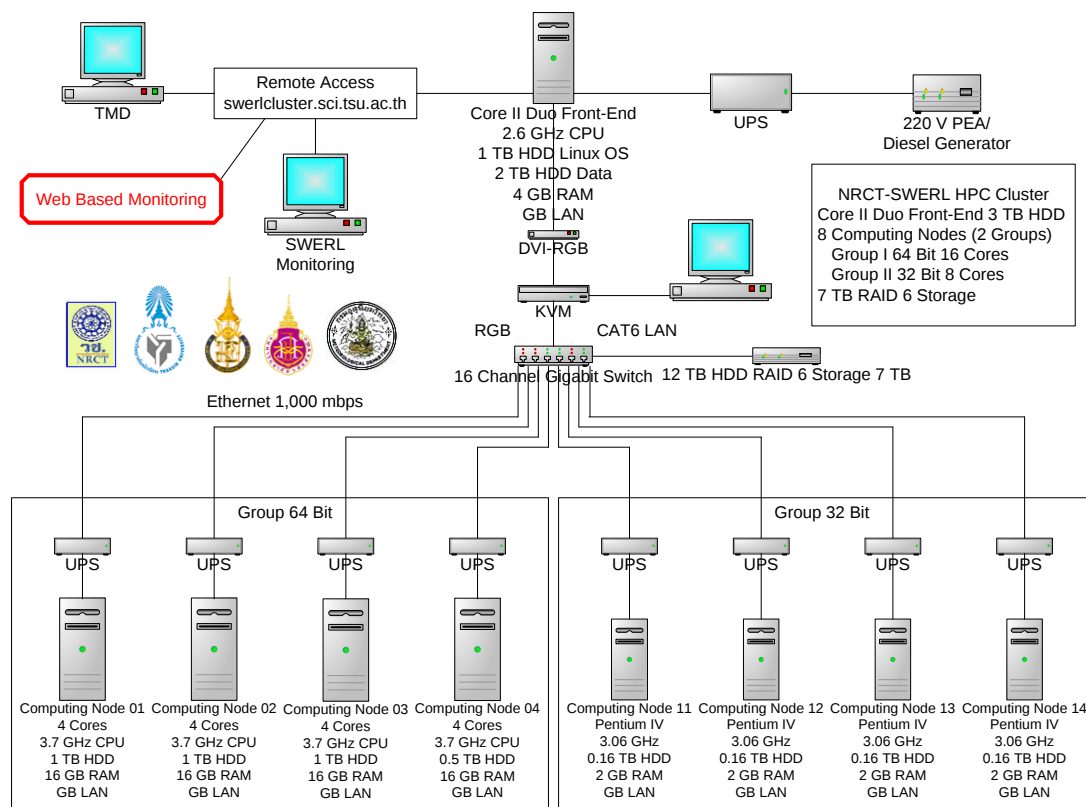
ฮาร์ดแวร์สำหรับการประมวลผลแบบจำลองบรรยากาศ 3 มิติ RAMS ประกอบด้วยคอมพิวเตอร์ CPU Quad Core 64 Bit จำนวน 4 เครื่อง รวมหน่วยประมวลผลกลาง 16 Cores ทำหน้าที่เป็น Compute Node จำนวน 4 Node และคอมพิวเตอร์ CPU Core II จำนวน 1 เครื่อง สำหรับทำหน้าที่เป็นเครื่อง Front-End โดยมีระบบเก็บข้อมูล Storage RAID 6 ขนาดความจุ 7 TB เชื่อมต่อกันด้วยระบบสื่อสารขนาดความเร็วระดับ GB โดยมีสถาปัตยกรรมของระบบคลัสเตอร์แสดงดังรูปที่ 3.31 และรูปจริงของระบบคลัสเตอร์ดังกล่าวดังรูปที่ 3.32

3.1.3.2 ซอฟต์แวร์ (Software)

ในการดำเนินการประมวลผลแบบจำลองบรรยากาศจำเป็นต้องอาศัยระบบปฏิบัติการ Linux โดยในการดำเนินการแบบคลัสเตอร์ได้ติดตั้ง Rock Cluster

1. ตัวคอมไพเลอร์ (Compiler)

ในการคอมไพล์แบบจำลองบรรยากาศ RAMS ได้ใช้ตัวคอมไพเลอร์ของ Intel



รูปที่ 3.31 สถาปัตยกรรมของคลัสเตอร์



รูปที่ 3.32 เครื่องคอมพิวเตอร์สมรรถนะสูง

3.2 การประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเล

3.2.1 พื้นที่ศึกษาของโครงการ

พื้นที่ศึกษาของโครงการประกอบด้วยพื้นที่ เกาะพะงัน อำเภอเกาะพะงัน จังหวัด สุราษฎร์ธานี และอำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช

- สถานีวิจัยเกาะพะงันมีพื้นที่ทั้งหมด 84 km² ตั้งอยู่บนภูมิประเทศเป็นภูเขาสูง โดยเฉพาะทางทิศตะวันออกของเกาะ มีที่ราบประมาณร้อยละ 25 และมีองค์การบริหารส่วนตำบล 2 แห่งคือ องค์การบริหารส่วนตำบลเกาะพะงัน และองค์การบริหารส่วนตำบลบ้านใต้
- สถานีวิจัยพลังงานลม อำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช หรือมีชื่อเรียกว่า สถานีวัดลมบ้านท่าพญา โดยตั้งอยู่ในพื้นที่ของฝายส่งน้ำและบำรุงรักษาที่ 6 (บ้านท่าพญา) โครงการส่งน้ำและบำรุงรักษาปากพนัง สำนักงานชลประทานที่ 13 กรมชลประทานงานวิจัยนี้ได้ทำการสำรวจพื้นที่ศึกษาทั้ง 2 พื้นที่แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 3.33



รูปที่ 3.33 การสำรวจพื้นที่บริเวณหาดขอม

ในการวัดพิกัดทางภูมิศาสตร์ของสถานีวิจัยพลังงานลมทั้ง 2 สถานี อาศัยอุปกรณ์ตรวจวัด พิกัด GPS GarminTrex รุ่น Legend ซึ่งมีความแยกชัด (Resolution) 15 m โดยพิกัดในระบบ Lat/Long แสดงดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 พิกัดของสถานีวัดลมเกาะพะงัน อ.เกาะพะงัน และ บ้านท่าพญา อ.ปากพนัง

Site Name	Latitude	Longitude
Koh Phangan	09°44.729''	99°59.684''
Pak Phanang	08°16'34.2''	100°16'08.6''

3.2.2 สถานีวิจัยพลังงานลม

สถานีวิจัยพลังงานลมประกอบด้วยส่วนประกอบหลักคือ เสาตั้งโครงสามเหลี่ยม (Guyed Mast Tower) เครื่องมือวัดความเร็วลม เครื่องมือวัดทิศทางลม เครื่องมือวัดอุณหภูมิ เครื่องมือวัดความชื้นสัมพัทธ์ เครื่องมือวัดความกดอากาศ อุปกรณ์บันทึกข้อมูลระบบอัตโนมัติ และอุปกรณ์สัญญาณไฟป้องกันการบิน โดยอุปกรณ์ทั้งหมดติดตั้งในรั้วเหล็กขนาด กว้าง 3 m ยาว 3 m สูง ประมาณ 2 m

3.2.3 เสาตั้งโครงสามเหลี่ยม (Guyed Mast Tower)

เสาที่ใช้ในการติดตั้งอุปกรณ์วัดเพื่อบันทึกข้อมูลสำหรับการประเมินศักยภาพพลังงานลม เป็นเสาตั้งโครงสามเหลี่ยมแบบ Guyed Mast Tower สูง 120 m ประกอบด้วยเสาหลัก 40 ท่อน แต่ละท่อนมีความยาว 3 m พร้อมทาสี มีลวดสลิงยึดเพื่อความมั่นคงแข็งแรง 3 ด้าน ทำมุม 120 องศา โดยแสดงขั้นตอนการติดตั้งเสาวัดลมแสดงในรูปที่ 3.34 - 3.37



รูปที่ 3.34 การตรวจเย็บพื้นที่เพื่อร้งวัด



รูปที่ 3.35 การเทปูนทำฐานรากและการติดตั้งเสาวัลคัม



รูปที่ 3.36 การยกเสาแต่ละท่อนสำหรับการติดตั้ง



รูปที่ 3.37 อุปกรณ์บันทึกข้อมูลและเซ็นเซอร์วัลคัมที่ตำแหน่งต่างๆ

3.2.4 เครื่องมือและอุปกรณ์วัดต่างๆ

1) เซนเซอร์วัดอัตราเร็วลม เป็นชนิดสามลูกถ้วยรุ่น NRG #40C Anemometer แสดงดังรูปที่ 3.38 (A) เป็นหัววัดที่นำมาใช้วัดอัตราความเร็วลม สร้างขึ้นจากวัสดุชนิด Thermoplastic แบบ Black Acrylonitrile-Butadiene-Styrene เพื่อความคงทนต่อการใช้งานในสภาวะอากาศที่เปลี่ยนแปลง มีคุณสมบัติดังนี้

- สามารถวัดความเร็วลมได้ในช่วง 1-96 m/s
- ค่าความละเอียดในการวัดความเร็วลมคือ 0.1 เมตรต่อวินาที ในช่วงความเร็วลม 5-25 m/s
- แสดงผลสัญญาณในรูปคลื่น Sine
- ช่วงความถี่ของคลื่นอยู่ในช่วง 0-25 Hz
- ฟังก์ชันที่ใช้ในการแปลงสัญญาณคือ $m/s = (Hz \times 0.765) + 0.35$ และ $miles\ per\ hour = (Hz \times 1.711) + 0.78$
- Starting Threshold 0.5 m/s
- ช่วงอุณหภูมิใช้งาน -55-60 °C
- มีความทนทานต่อสภาวะอากาศสามารถใช้งานได้ต่อเนื่องไม่น้อยกว่า 2-6 ปี

2) เซนเซอร์วัดทิศทางลม ใช้รุ่น SP200 เป็นหัววัดที่นำมาใช้วัดทิศทางลม แสดงดังรูปที่ 3.38 (B) สร้างขึ้นจากวัสดุชนิด Black UV Stabilized Static-Dissipating Plastic เพื่อความคงทนต่อการใช้งานในสภาวะอากาศที่เปลี่ยนแปลงมีรายละเอียดดังนี้

- สามารถวัดทิศทางลมได้ 360 องศา
- แสดงผลสัญญาณแบบสัญญาณ Analog
- การแปลงสัญญาณแสดงผลเป็นแบบ Radiometric Voltage
- ค่าความแม่นยำในการวัดทิศทางลมมีความผิดพลาดมากที่สุดร้อยละ 1
- ใช้ Supply Voltage ขนาด 1 -15 V
- Starting Threshold ขนาด 1 m/s
- ช่วงอุณหภูมิใช้งาน -55-60 °C
- มีความทนทานต่อสภาวะอากาศสามารถใช้งานได้ต่อเนื่อง 2-6 ปี



(A) เซนเซอร์วัดอัตราเร็ว

(B) เซนเซอร์วัดทิศทางลม

รูปที่ 3.38 เซนเซอร์วัดอัตราเร็ว (ซ้าย) และทิศทางลม (ขวา)

3) เซนเซอร์วัดอุณหภูมิอากาศและความชื้นสัมพัทธ์ เซนเซอร์วัดอุณหภูมิอากาศและความชื้นสัมพัทธ์ที่ใช้ในโครงการนี้เป็นรุ่น NRG #110S Temperature Sensor แสดงดังรูปที่ 3.39 เป็นอุปกรณ์วัดอุณหภูมิและความชื้นได้ในชุดเดียวกัน มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- สามารถวัดอุณหภูมิได้ในช่วง -40°C - 52.5°C และสามารถวัดความชื้นได้ในช่วง 0-100% RH
- ค่าความแม่นยำในการวัดอุณหภูมิ
- Offset is $\pm 0.8^{\circ}\text{C}$ (1.4°F) Maximum
- Nonlinearity is $\pm 0.33^{\circ}\text{C}$ ($\pm 0.6^{\circ}\text{F}$) Maximum
- Total Error $\pm 1.1^{\circ}\text{C}$ (2°F) Maximum
- ฟังก์ชันที่ใช้ในการแปลงสัญญาณคือ $\text{Temp} = (\text{Voltage} \times 55.55) - 86.38^{\circ}\text{C}$
- หัววัดประกอบอยู่ใน UV-Stabilized Thermoplastic พร้อม Solar Radiation Shield
- มีความทนทานต่อสภาวะอากาศสามารถใช้งานได้ต่อเนื่องไม่น้อยกว่า 10 ปี

4) เซนเซอร์วัดความดันบรรยากาศ เซนเซอร์วัดความดันบรรยากาศรุ่น BP20 Barometric Pressure Sensor แสดงดังรูปที่ 3.40 เป็นอุปกรณ์วัดความดันบรรยากาศ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- สามารถวัดความดันบรรยากาศในช่วง 15 - 115 kPa
- แสดงผลสัญญาณแบบ Linear Analog Voltage

- ฟังก์ชันใช้ในการแปลงสัญญาณคือ Absolute Pressure in kPa = (Voltage x 21.79) + 10.55
- ค่าความผิดพลาดสูงสุดในการวัดความดันบรรยากาศคือ ± 1.5 kPa
- แสดงผลสัญญาณทุกๆ 15 ms
- ใช้ Supply Voltage ขนาด 7 โวลต์ ถึง 35 V
- ช่วงอุณหภูมิใช้งาน 10-50 °C
- มีความทนทานต่อสภาวะอากาศสามารถใช้งานได้ต่อเนื่อง 2-6 ปี



รูปที่ 3.39 เซนเซอร์วัดอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์รุ่น NRG #110S Temperature Sensor



รูปที่ 3.40 เซนเซอร์วัดความดันบรรยากาศรุ่น BP20 Barometric Pressure Sensor

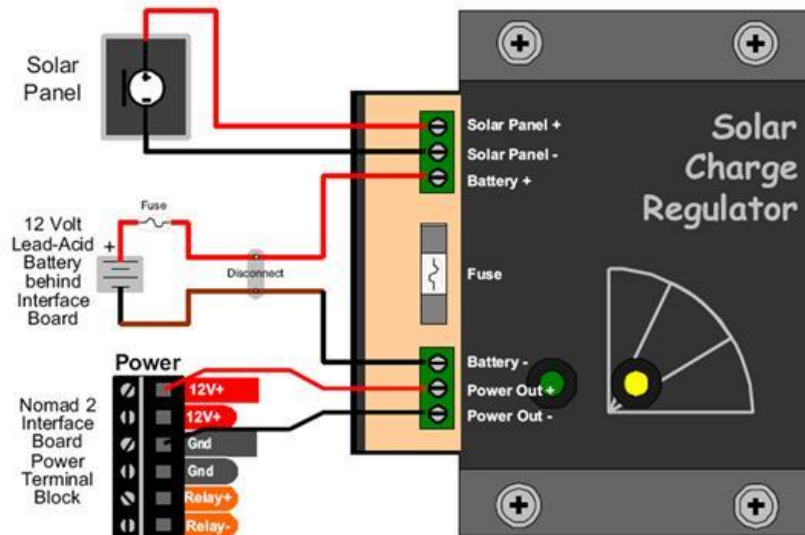
5) อุปกรณ์บันทึกข้อมูลอัตโนมัติ อุปกรณ์บันทึกข้อมูลอัตโนมัติแสดงดังรูปที่ 3.41 เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการเก็บข้อมูลของความเร็วลม ทิศทางลม ความดันบรรยากาศตลอดจน อุณหภูมิ เป็นอุปกรณ์บันทึกข้อมูลรุ่น NOMAD™ II Wind Data Logger ซึ่งมีคุณสมบัติดังนี้

- มีจำนวนช่องสัญญาณขาเข้า แบบ Counter จำนวน 12 ช่อง
- มีจำนวนช่องสัญญาณขาเข้า แบบอนาล็อก จำนวน 8 ช่อง
- ใช้ Supply Voltage ขนาด 9 - 12 V
- มีช่องสำหรับต่อชุด Sensor แบบ RS232C 3 ประเภทคือ Local Port, Remote Port และ Device Port
- แสดงผลสัญญาณแบบ Linear Analog Voltage
- บันทึกข้อมูลความเร็วลม ทิศทางลม อุณหภูมิสภาพแวดล้อม ความดันบรรยากาศ
- สามารถตั้งค่าช่วงเก็บข้อมูลได้ในช่วงตั้งแต่ 1 วินาที ถึง 18 ชั่วโมง
- สามารถใช้งานได้ในช่วงอุณหภูมิไม่น้อยกว่า -40-85 °C
- ติดตั้งอยู่ภายในตู้ที่ป้องกันการเปลี่ยนแปลงสภาวะอากาศ (Weather Proof) พร้อมฝาสำหรับเปิด-ปิด และชุดจับยึดสำหรับติดตั้งกับเสา
- การเชื่อมต่อสัญญาณสามารถใช้ระบบ GSM/GPRS, CDMA, AMPS, POT, Cellular Modems หรือใช้ระบบดาวเทียม Satellite Modem เพื่อดึงข้อมูลต่างๆ ที่ Sensor วัดได้
- แบตเตอรี่เป็นประเภท Solar Cell สามารถเก็บประจุเองได้



รูปที่ 3.41 อุปกรณ์บันทึกข้อมูลรุ่น NOMAD™ II Wind Data Logger

6) ระบบไฟฟ้าสำรอง ระบบไฟฟ้าสำรองเป็นระบบไฟฟ้าที่ใช้สำหรับในกรณีที่แบตเตอรี่ในอุปกรณ์บันทึกข้อมูลระบบอัตโนมัติหมด แสดงดังรูปที่ 3.42 ประกอบไปด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 9 W และอุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่และแบตเตอรี่ขนาด 6 V



รูปที่ 3.42 Solar Charge Regulator

3.2.5 การติดตั้งเครื่องมือและอุปกรณ์วัดต่างๆ

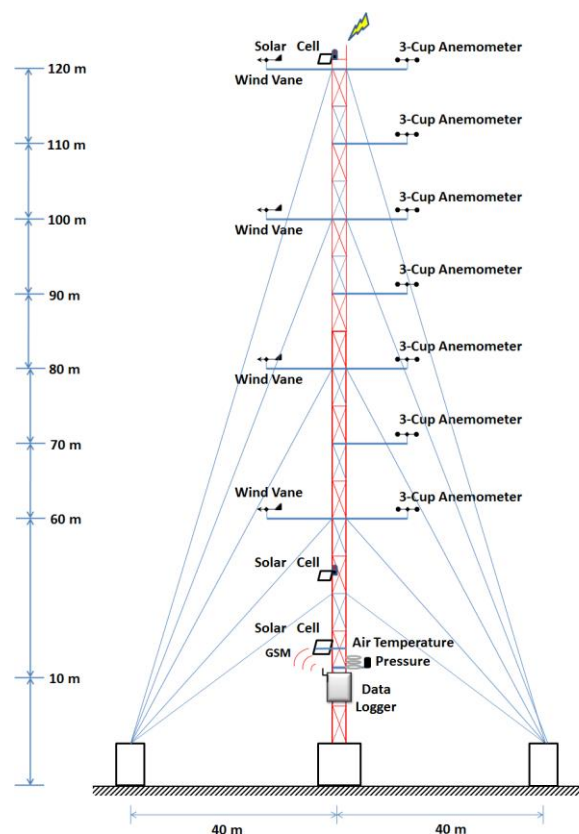
ทำการติดตั้งเซนเซอร์วัดค่าต่างๆ บนเสาถักโครงสามเหลี่ยม (Guyed Mast Tower) ดังแสดงในรูปที่ 3.43 โดยมีรายละเอียดดังนี้

เซนเซอร์วัดอัตราเร็วลม 7 ระดับความสูง คือ ระดับความสูง 50 m 65 m 80 m 90 m 100 m 110 m และ 120 m จากพื้นดิน

เซนเซอร์วัดทิศทางลม 4 ระดับความสูง คือ ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m จากพื้นดิน

เซนเซอร์วัดอุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์และความกดอากาศ 1 ระดับความสูง ที่ระดับความสูง 10 m จากพื้นดิน

ข้อมูลทั้งหมดถูกตรวจวัด (Sampling Interval) ทุกๆ 1 นาที และถูกบันทึก (Logging Interval) ทุกๆ 10 นาที โดยเริ่มตรวจวัดและบันทึกข้อมูลตั้งแต่วันที่ 1 ธันวาคม พ.ศ. 2554 ถึงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2555



รูปที่ 3.43 การติดตั้งเซนเซอร์วัดลมบนเสาสูง 120 เมตร

3.2.6 การจัดทำแผนที่เวกเตอร์โดยใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

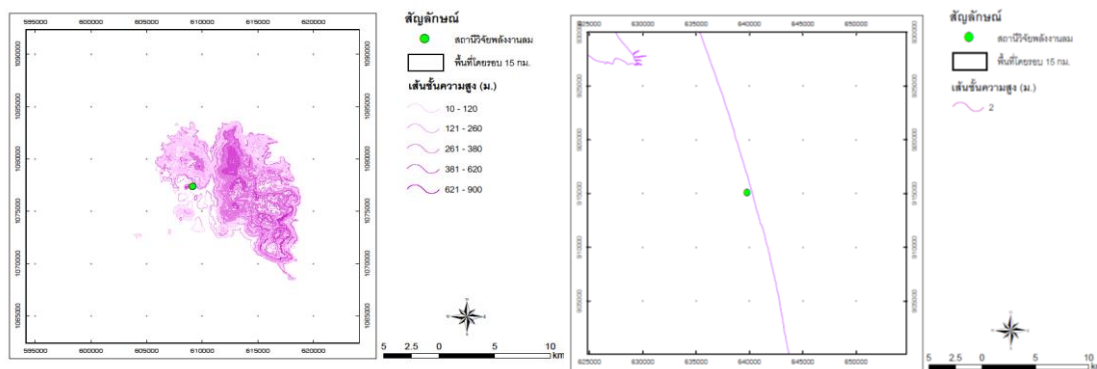
3.2.6.1 การจัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูง

โครงการวิจัยนี้ได้จัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูง สำหรับเป็นข้อมูลนำเข้าให้กับโปรแกรม *WAsP 9.0* โดยได้ดำเนินการจัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูง เส้นชั้นละ 30 m โดยอาศัยแผนที่เชิงเลขมาตราส่วน 1:50,000 ชุด L7018 ซึ่งเป็นแบบจำลองความสูงภูมิประเทศเชิงเลข และใช้โปรแกรม *ARC GIS 9.0* สำหรับการสร้างบัพเฟอร์ของพื้นที่โดยรอบระยะห่าง 15 km จากสถานีวิจัย

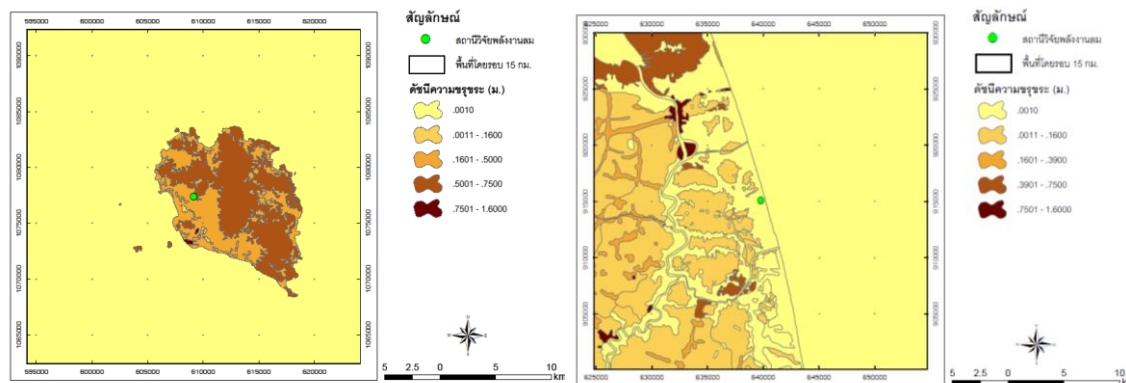
3.2.6.2 การจัดทำแผนที่ขรุขระ

โครงการวิจัยนี้ได้ดำเนินการจัดทำแผนที่ดัชนีความขรุขระของพื้นที่รอบๆ สถานีวิจัย พลังงานลมทั้งขนาด 15 km โดยอาศัยข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดิน ซึ่งแปลผลมาจากภาพถ่ายดาวเทียม *SPOT5* ขนาดความแยกชัด 10 m โดยใช้โปรแกรม *Erdas Imagine 8.7*

ตัวอย่างแผนที่เส้นชั้นความสูงและแผนที่ความขรุขระของสถานีเกาะพะงันแสดงดังรูปที่ 3.44-3.45



รูปที่ 3.44 แผนที่เส้นชั้นความสูง (Contour Mapping)



รูปที่ 3.45 แผนที่ดัชนีความขรุขระ (Roughness Index Mapping)

3.2.7 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production)

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีได้จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม WAsP 9.0 ซึ่งต้องอาศัยค่ากำลังการผลิตเพิ่มพิกัด (Rated Capacity) ของกังหันลม โดยในโครงการวิจัยนี้ได้อาศัยกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตขนาด 3 MW ของ Vestas V112 5 MW ของ Repower และ 7 MW ของ Vestas V164 ตามลำดับ สำหรับการวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี โดยแบ่งการศึกษาออกเป็น 2 กรณี ดังนี้

1. กรณีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ บริเวณสถานีวิจัยพลังงานลม (At Station)
2. กรณีการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในทะเล (Offshore Wind Farm)

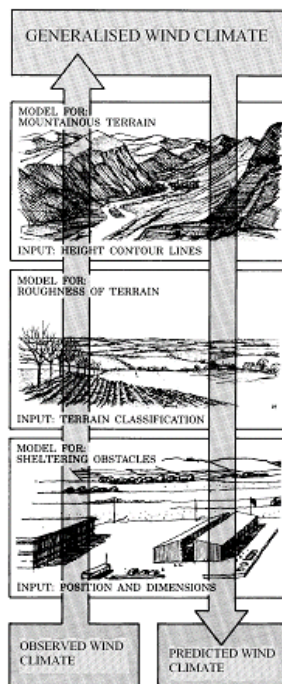
สำหรับกรณีติดตั้งฟาร์มกังหันลมในทะเลจะแบ่งออกเป็น 9 คลัสเตอร์ โดยคลัสเตอร์ 1-3 ขนาดไม่เกิน 10 MW เทียบเท่าโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก คลัสเตอร์ 4-6 ขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 30 MW และคลัสเตอร์ 7-9 ขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 90 MW

3.2.8 การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมด้วยโปรแกรม WAsP 9.0

3.2.8.1 การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมด้วยโปรแกรม WAsP 9.0

ในการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมอาศัยโปรแกรมสำเร็จรูป WAsP: The Wind Atlas Analysis and Application Program สำหรับการคำนวณภูมิอากาศลมจะอาศัยพื้นฐานของข้อมูลลมที่วัดจากสถานีวิจัยพลังงานลมจากแต่ละสถานี ซึ่ง WAsP เป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการประมาณค่านอกช่วงของข้อมูลทางสถิติของภูมิอากาศของลมทั้งในแนวนอนและในแนวตั้ง โดยในตัวโปรแกรมประกอบไปด้วยแบบจำลองทางกายภาพ (Physical Models) สำหรับการอธิบายพฤติกรรมการไหลของลมเหนือภูมิประเทศที่มีลักษณะแตกต่างกันโดยมีระเบียบวิธีแสดงดังรูปที่ 3.46 การวิเคราะห์ข้อมูลลมเป็นการวิเคราะห์ห่อนุกรมเวลา (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

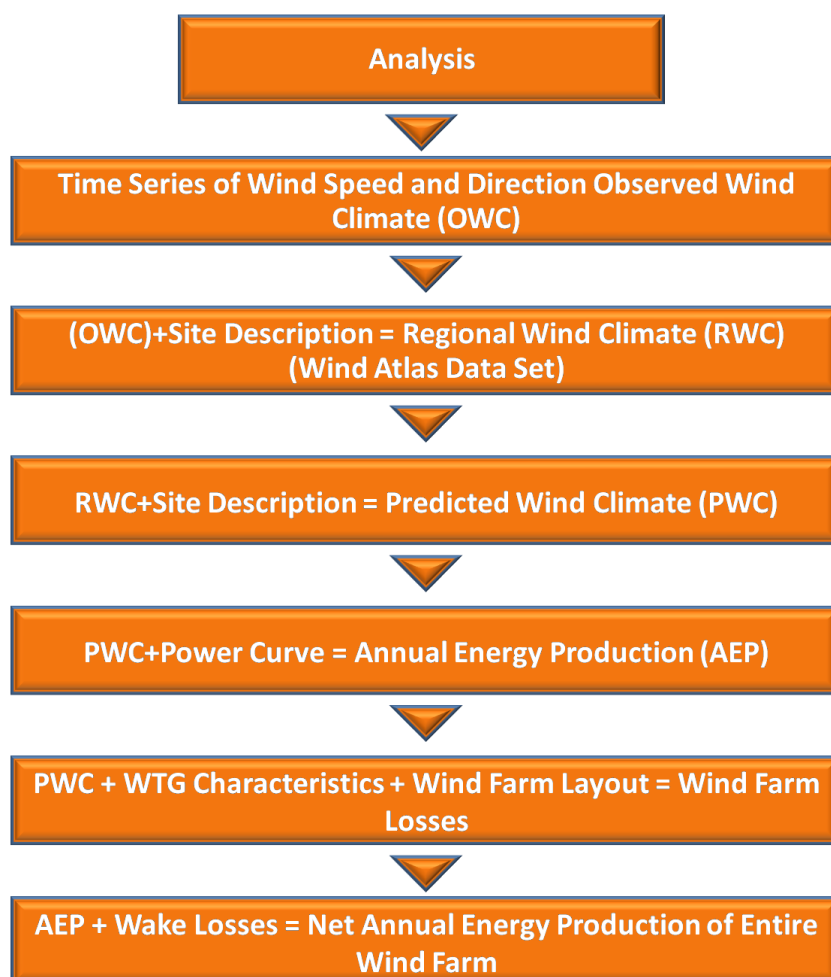
The concept of the Regional Wind Climate links the wind data from a measuring mast to the predicted wind climate and wind resources at locations of interest, typically a candidate site for a wind turbine or a wind farm.

รูปที่ 3.46 แนวคิดในการประมาณภูมิอากาศของลม

ที่มาข้อมูล : www.wasp.dk

3.2.8.2 การวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลม

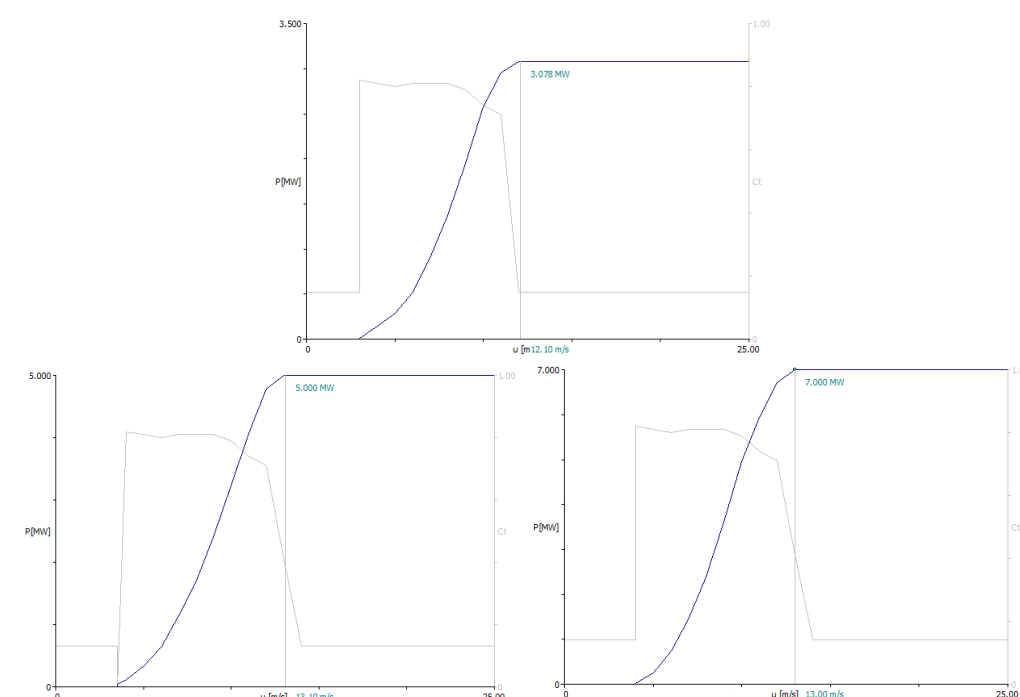
ในการวิเคราะห์ข้อมูลโดยอาศัยโปรแกรมสำเร็จรูป *WAsP* 9.0 จำเป็นต้องพัฒนาพื้นที่ทำงาน (Workspace) ในโปรแกรมซึ่งมีแนวคิดของการทำงานเป็นแบบลำดับขั้น (Hierarchy Process) โดยในการวิเคราะห์นั้นต้องใช้ข้อมูลนำเข้าของอัตราเร็วและทิศทางของลมระยะยาว (OWC) เพื่อสร้างแผนที่ลม (Wind Atlas) โดยนำเข้าข้อมูลแผนที่เวกเตอร์ (Vector Map) ซึ่งเป็นผลการรวมแผนที่เส้นชั้นความสูง (Contour Map) เข้ากับแผนที่ดัชนีความขรุขระ (Roughness Index Map) โดยใช้โปรแกรม *WAsP* Utility 3.0 หลังจากนั้นจึงทำการนำเข้าพิกัดสถานีตรวจวัดลมเพื่อแสดงตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม (Met Station) ต่อจากนั้นเป็นการอินพุตพิกัดของสถานที่ติดตั้งกังหันลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้เลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าและทำการสร้างกริด (Resource Grid) เพื่อการคำนวณ ขั้นตอนการจัดทำแผนที่ลมแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 3.47



รูปที่ 3.47 ระเบียบวิธีในการวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม

3.2.8.3 การประมาณค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

ในการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้อาศัยการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมโดยมีกังหันลมผลิตไฟฟ้า รุ่น V112 ขนาด 3.0 เมกะวัตต์ รุ่น RE5000 ขนาด 5.0 MW และ V164 ขนาด 7.0 MW เส้นโค้งกำลังของกังหันลมและคุณลักษณะต่างๆ ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 รุ่น แสดงดังรูปที่ 3.48 และตารางที่ 3.4 โดยในการพิจารณาการวางตำแหน่งของฟาร์มกังหันลมได้ใช้หลักเกณฑ์การวางตำแหน่ง 10Dx10D 12Dx12D และ 15Dx15D ตามลำดับ เมื่อ D คือ Rotor Diameter

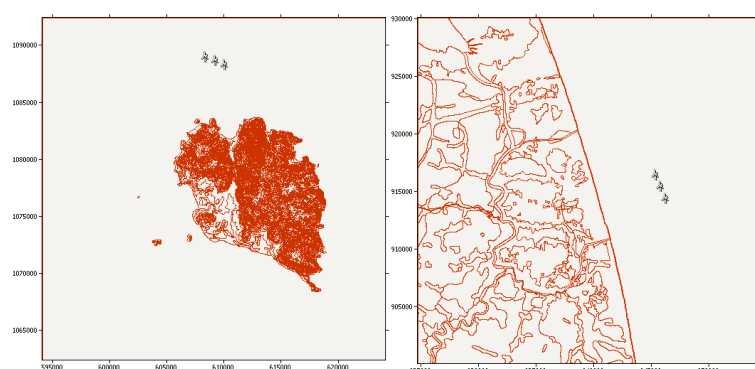


รูปที่ 3.48 เส้นโค้งกำลังของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น V112 Re5000 และ V164

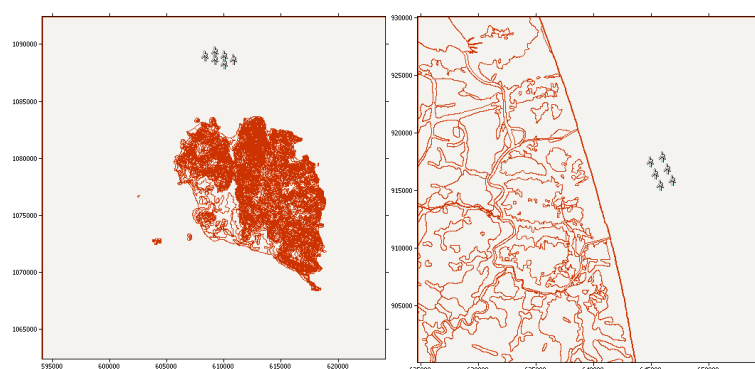
ทำการจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้าโดยมีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW 30 MW และ 84 MW แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 3.49-3.51

ตารางที่ 3.4 คุณลักษณะของกังหันลมผลิตไฟฟ้า

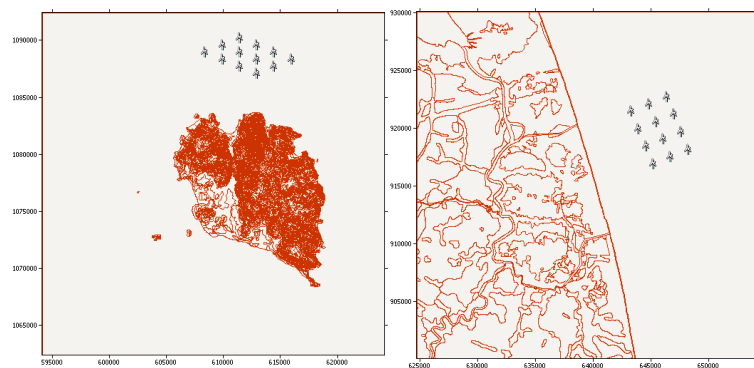
No.	Wind Turbine Generator Model	Cut-in Speed (m/s)	Cut-out Speed (m/s)	Hub Height (m)	Rotor Diameter (m)	Swept Area (m)
1	Vestas V112	4.0	25.0	84	112	9,847
2	Repower Re5000	4.0	25.0	85-95	126	12,462
3	Vestas V164	4.0	25.0	Min. 105	164	21,113



รูปที่ 3.49 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้า รุ่น V112 ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW



รูปที่ 3.50 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้า รุ่น Re5000 ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 30 MW



รูปที่ 3.51 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้า รุ่น V164 ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 84 MW

3.2.8.4 การคำนวณค่าไฟฟ้าจากสำหรับ VSPP และ SPP พลังงานลม

การคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP จากพลังงานลม อ้างอิงจากการคำนวณโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (www.pea.go.th) โดยมีอัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาแสดงดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 อัตราขายส่งไฟฟ้า (บาท/หน่วย)

On Peak	Off Peak
2.9278	1.1154

3.2.9 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

3.2.9.1 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้พิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (บาทต่อกิโลวัตต์) ซึ่งผลการคำนวณนี้จะใช้เป็นแนวทางในการพิจารณาบริเวณหรือสถานที่สำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในบริเวณพื้นที่ศึกษา โดยต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยสามารถพิจารณาได้จากต้นทุนมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมตลอดอายุของโครงการ ซึ่งมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.1

$$PVC = I + C_{omr} \left[\frac{1+i}{r-i} \right] \times \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^t \right] - S \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^t \quad (3.1)$$

เมื่อ PVC คือ ต้นทุนมูลค่าปัจจุบัน (Present Value Cost)

I คือ ต้นทุนเงินลงทุน (Initial Cost)

C_{omr}	คือ	ต้นทุนการบำรุงรักษาและทดแทนอุปกรณ์ที่เสื่อมสภาพ (Operating, Maintenance)
i	คือ	อัตราเงินเฟ้อ (Inflation Rate)
r	คือ	อัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Real Interest Rate)

ดังนั้นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยจึงคำนวณได้จากสมการที่ 3.2

$$CoE = \frac{PVC \text{ (Baht)}}{AEP \times 20 \text{ (kWh)}} \text{ (Baht/kWh)} \quad (3.2)$$

3.2.9.2 ดัชนีทางการเงินของโครงการ

ทำการพิจารณาค่าดัชนีทางการเงินของโครงการประกอบด้วย

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

โดยมีเงื่อนไขในการพิจารณาดัชนีทางการเงินของโครงการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ดังต่อไปนี้

1. เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) มีขนาดกำลังการผลิตมากกว่า 50 kW แต่น้อยกว่า 10 MW
2. เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (SPP) มีขนาดกำลังการผลิตมากกว่า 10 MW แต่น้อยกว่า 90 MW

ในการวิเคราะห์ต้นทุน (Cost Analysis) ของโครงการนั้นได้ทำการวิเคราะห์ต้นทุนที่เกี่ยวข้องของโครงการอย่างละเอียดซึ่งสามารถจำแนกต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลได้ดังต่อไปนี้

1. ค่าลงทุน (Initial Cost) ที่ประกอบด้วย
 - ต้นทุนกังหันลมผลิตไฟฟ้า
 - ต้นทุนขนส่งถึงท่าเรือ สู่ท่าเรือและขนส่งถึงบริเวณสถานที่ติดตั้ง
 - ต้นทุนที่ดินบนฝั่งสำหรับการพักกังหันลมก่อนติดตั้ง
 - ต้นทุนการปรับสภาพที่ดินบนฝั่ง
 - ต้นทุนฐานรากและการติดตั้งกังหันลม
 - ต้นทุนการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- ต้นทุนสายเคเบิลใต้น้ำ
 - ต้นทุนที่ดินสำหรับการวางหม้อแปลงไฟฟ้าบนฝั่ง
 - ต้นทุนขยายเขตระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
 - ต้นทุนอาคารโรงไฟฟ้าพร้อมระบบปรับอากาศ ระบบติดตามและควบคุมจากระยะไกล
 - Turnkey Solution
 - ต้นทุนการพัฒนาโครงการ
 - การประเมินผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม (EIA)
 - สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement) 200 บาท/kW
 - กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism)
 - ต้นทุนความรับผิดชอบต่อสังคมของธุรกิจ (Corporate Social Responsibility (CSR))
 - กองทุนพัฒนาไฟฟ้า รายได้จากการขายไฟฟ้าทุกหนึ่งหน่วยจะต้องหัก 1 สตางค์สมทบเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า
 - ต้นทุนหลังการดำเนินงาน เป็นค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนโรงไฟฟ้าพลังงานลม นอกชายฝั่งทะเล
2. ต้นทุนดำเนินการ (Operating Cost) ที่ประกอบด้วย
- ต้นทุนการบริหารจัดการ
 - ต้นทุนบำรุงรักษา
 - ต้นทุนอุปกรณ์ทดแทนอุปกรณ์เสื่อมสภาพตลอดอายุโครงการ
 - ต้นทุนการประกันอุบัติเหตุและวินาศภัย
 - ต้นทุนด้านการดำเนินการ
 - กรรมการผู้จัดการ จำนวน 1 คน เงินเดือน 80,000 บาท/เดือน
 - เลขานุการ จำนวน 1 คน 30,000 บาท/เดือน
 - วิศวกรไฟฟ้า ระดับปริญญาตรี จำนวน 3 คน เงินเดือน 25,000 บาท/เดือน
 - วิศวกรเครื่องกล ระดับปริญญาตรี จำนวน 3 คน เงินเดือน 25,000 บาท/เดือน
 - ช่างเทคนิค ระดับ ปวส. จำนวน 3 คน เงินเดือน 10,000 บาท/เดือน
 - เจ้าหน้าที่บริหารงานทั่วไป จำนวน 1 คน เงินเดือน 20,000 บาท/เดือน

- เจ้าหน้าที่การเงิน จำนวน 1 คน เงินเดือน 20,000 บาท/เดือน
- เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย จำนวน 3 คน เงินเดือน 8,000 บาท/เดือน
- พนักงานร้านของที่ระลึก จำนวน 2 คน เงินเดือน 10,000 บาท/เดือน
- พนักงานขับรถยนต์ จำนวน 2 คน เงินเดือน 10,000 บาท/เดือน
- ค่าสาธารณูปโภค สำนักงาน เชื้อเพลิง และอื่นๆ
- ต้นทุนการบริการของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล
 - ต้นทุนรถยนต์ เชื้อเพลิง พร้อมทำเรือ
 - ต้นทุนอาคารติดเครื่องปรับอากาศพร้อมที่ดิน ร้านกาแฟและเครื่องดื่ม ตัวเรือ และของที่ระลึก
 - พนักงานประจำร้านบริการ จำนวน 2 คน
 - พนักงานขับเรือ จำนวน 2 คน

สำหรับการวิเคราะห์ผลตอบแทน (Benefit Analysis) ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลนั้นผลตอบแทนของโครงการจะประกอบไปด้วยส่วนต่างๆ ดังต่อไปนี้

1. ผลประโยชน์ทางตรง (Direct Benefit)

- ค่าหน่วยไฟฟ้า (Feed-In Tariff) ระยะเวลา 20 ปี แบบอัตราคงที่ (Fixed Rate) ณ ปัจจุบัน
 - ค่าหน่วยไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วง On-Peak และช่วง Off Peak
 - หน่วยไฟฟ้าในช่วง On Peak (kWh/Year) ค่าหน่วยไฟฟ้าเท่ากับ 2.9278 บาท/หน่วย
 - หน่วยไฟฟ้าในช่วง Off Peak (kWh/Year) ค่าหน่วยไฟฟ้าเท่ากับ 1.1154 บาท/หน่วย
- ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (0.9255 บาท/หน่วย)
- ค่าส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้า (Adder) (บาท/kWh) ของพลังงานลม ปัจจุบันรัฐสนับสนุนเป็นเงิน 3.5 บาท/kWh ทั้งในช่วง On Peak และช่วง Off Peak เป็นระยะเวลา 10 ปี (ปีที่ 1-10) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งเกิน 50 kW
- ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

2. ผลประโยชน์ทางอ้อม (Indirect Benefit)

- บริการ (Services) ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล ระยะเวลา 20 ปี
- การจ้างงาน
- การท่องเที่ยว

ทั้งนี้ในการวิเคราะห์โครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลจะอาศัยสมมติฐานทางการเงินและเศรษฐกิจที่เป็นปัจจุบันมากที่สุดโดยอ้างอิงจากข้อมูลธนาคารแห่งประเทศไทย (www.bot.or.th) แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 3.6

พัฒนาการของต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนอกชายฝั่งไปจนกระทั่งปี ค.ศ. 2015 มีแนวโน้มต้นทุนสูงขึ้นเนื่องจากราคาวัสดุที่สูงขึ้นและความต้องการกังหันลมในตลาด จากการพัฒนาโครงการในหลายๆ โครงการทำให้สามารถวิเคราะห์ต้นทุนเฉลี่ยในการลงทุนสำหรับโครงการใหม่ๆ ได้ โดยปัจจุบันมีต้นทุนอยู่ในช่วง 2.0-2.2 ล้านยูโรต่อเมกะวัตต์ ได้มีการวิเคราะห์ต้นทุนของโครงการไปจนกระทั่งปี ค.ศ. 2015 แสดงดังตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.6 สมมติฐานทางการเงินและเศรษฐกิจ

พารามิเตอร์	ค่า
อายุโครงการ	20 ปี
ราคากังหันลม	1,500 US\$/kW (โมเดลยุโรป)
ขนส่ง สุกการ และขนย้ายไปสถานที่ติดตั้ง	1% ของราคากังหัน
ฐานรากและการติดตั้งกังหันลม (Installation)	3% ของราคากังหัน
การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานลม (Operation)	0.1% ของราคากังหัน
การบำรุงรักษา (Maintenance)	0.1% ของราคากังหัน
อุปกรณ์ทดแทนตลอดอายุโครงการ	1% ของราคากังหัน
การรื้อถอนโรงไฟฟ้าพลังงานลมนอกชายฝั่ง	1% ของราคากังหัน
มูลค่าซาก (Salvage)	10%
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (Interest Rate)	7.00% (MLR+1)
อัตราเงินเฟ้อทั่วไป (Inflation Rate) *	2.74%
อัตราคิดลด (Discount Rate)	8%
ค่าเสื่อมราคา	4.5%/ปี
อัตราแลกเปลี่ยน*	1 US\$ = 30.7775 บาท
Ft ขายส่ง (Wholesale)	0.9255 บาท/หน่วย
ส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	3.5 บาท/หน่วย
ราคาคาร์บอนเครดิตในตลาดแบบ CERs	13 US\$/ton CO ₂ (Without Gold Standard)
(Gold Standard)	16.25 Euro/ton CO ₂ (Gold Standard)
ตัวแปลงหน่วยไฟฟ้าเป็นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	0.5

หมายเหตุ: *ธนาคารแห่งประเทศไทย วันที่ 28 ธันวาคม พ.ศ. 2555

ตารางที่ 3.7 การประมาณต้นทุนของโครงการผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งจนกระทั่งปี ค.ศ. 2015

Investment Costs, Million €/MW			O&M		Capacity
Year	Min	Average	Max	€/MWh	Factor
2006	1.80	2.10	2.40	16	37.5
2015	1.55	1.81	2.06	13	37.5

จากตารางที่ 3.7 ในปี ค.ศ. 2006 ต้นทุนเฉลี่ยของโครงการมีแนวโน้มลดลงจาก 2.1 ล้านยูโรต่อเมกะวัตต์ เหลือ 1.81 ล้านยูโรต่อเมกะวัตต์ ในปี ค.ศ. 2015 หรือประมาณ 15% โดยมีค่าค่าปาซิตีแฟกเตอร์ (Capacity Factor) ที่ 37.5% หรือสัมพันธ์กับจำนวนชั่วโมง 3,300 ชั่วโมง ซึ่งเป็นการผลิต

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย

ไฟฟ้าโดยกังหันลมสมัยใหม่ภายใต้แหล่งลมที่ไม่สูงมากนักและมีระยะห่างจากฝั่งไกลออกไปมากขึ้น ซึ่งส่งผลต่อการสูญเสียในสายส่ง

นอกจากนี้ยังได้มีการศึกษาต้นทุนของการผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลในประเทศสหราชอาณาจักร (IEA, 2006) โดยพิจารณาต้นทุนของวัสดุโดยเฉพาะอย่างยิ่งเหล็กซึ่งใช้มากถึง 90% ของโครงการ โดยผลการศึกษารายงานว่าการประหยัดต้นทุนของโครงการสามารถกระทำได้โดยใช้กังหันลมที่มีน้ำหนักเบาและวัสดุที่มีความน่าเชื่อถือสูงกว่าโดยยังคงสามารถต้านทานความล่าของกังหันลมได้ จากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์พบว่าต้นทุนของโครงการจะเพิ่มขึ้นจาก 2.37 ล้านยูโรต่อเมกะวัตต์ ไปเป็น 2.6 ล้านยูโรต่อเมกะวัตต์ ในปี ค.ศ. 2011 ก่อนที่จะมีต้นทุนลดลงประมาณ 20% ในปี ค.ศ. 2020

นอกจากนี้ในการวิเคราะห์โครงการยังจำเป็นต้องอาศัยข้อมูลแบบจำลองทางธุรกิจสำหรับ การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ดังนี้

แบบจำลองธุรกิจ (Business Model)

1. มีการขอรับการสนับสนุนจาก ESCO Fund หรือไม่ ถ้าขอรับการสนับสนุนจาก ESCO Fund ได้รับการสนับสนุนโครงการในวงเงินไม่เกิน 50 ล้านบาท และจะต้องคืนเงินเข้ากองทุนในอัตราที่เท่ากันเป็นระยะภายในเวลา 7 ปี แรกของโครงการ
2. เงินลงทุน (บาท)
3. สัดส่วนสินเชื่อกาธนาคารพาณิชย์ (บาท) (Debt Ratio)
4. จำนวนนักลงทุนรายอื่นและเงินลงทุน (บาท)

โดยสามารถคำนวณค่าไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าจากพลังงานลมสำหรับ VSPP

	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 0.9925 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

บทที่ 4

ผลการวิจัยและอภิปราย

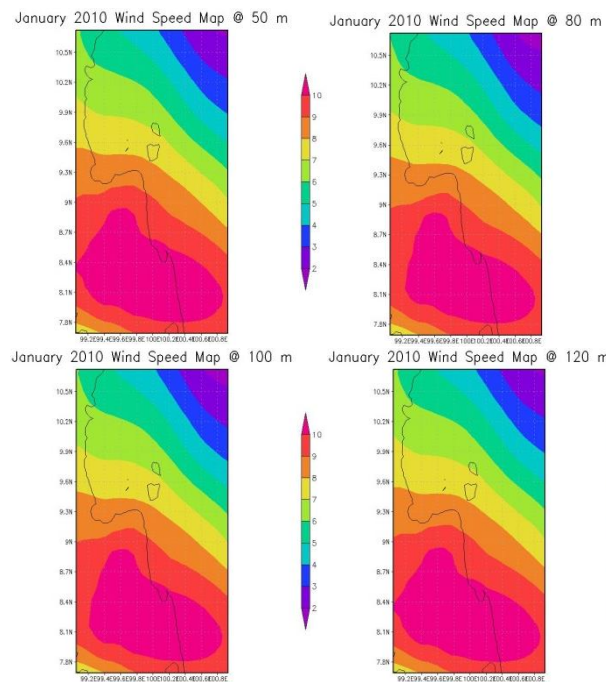
4.1 ผลการวิจัยโครงการย่อยที่ 1

4.1.1 แผนที่ลม

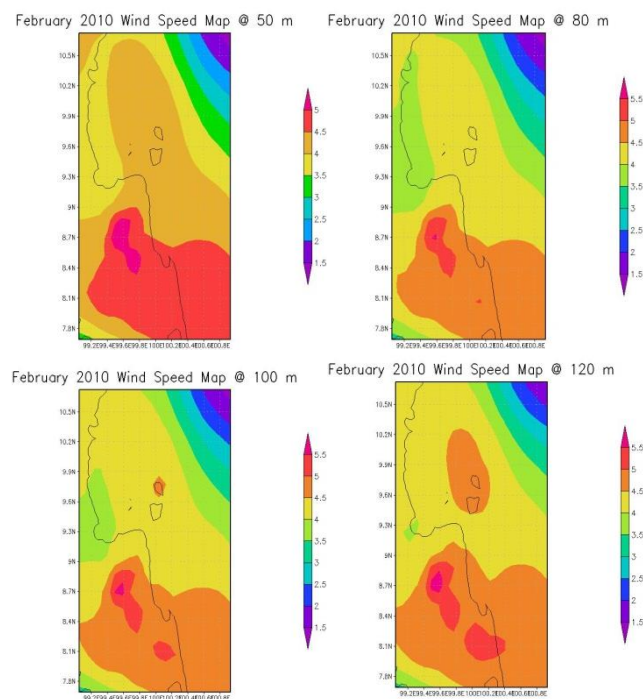
โครงการได้ดำเนินการจัดทำแผนที่ลมที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m โดยการอาศัยระบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่น (Regional Atmospheric Modeling System: RAMS) และฐานข้อมูลอินพุต NCEP/NCAR คาบปี ค.ศ. 2008-2010 และการย่อส่วน (Downscaling) ด้วยเทคนิค Nesting จำนวน 2 โดเมน (Domain) ได้แก่ โดเมนที่ 1 ครอบคลุมพื้นที่ 110 km และโดเมนที่ 2 ครอบคลุมพื้นที่ 9 km เหนือพื้นที่ศึกษาของโครงการ โดยมีแผนที่ลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m แสดงดังรูปที่ 4.1-4.12 และแผนที่ลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m แสดงดังรูปที่ 4.13

จากผลการศึกษาพบว่าข้อมูลลมเฉลี่ยรายปีจากแผนที่ลมที่พัฒนาขึ้นโดยอาศัยแบบจำลอง RAMS ที่ระดับความสูง 100-120 m ซึ่งเป็นความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุน (Hub Height) ของกังหันลมสมัยใหม่มีค่าอยู่ในช่วง 2.5-6.5 m/s โดยบริเวณอ่าวบ้านดอนของจังหวัดสุราษฎร์ธานีและบริเวณใกล้ชายฝั่งทะเลอำเภอขนอม อำเภอสัตหิรา และอำเภอท่าศาลาของจังหวัดนครศรีธรรมราช เป็นบริเวณที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงสุด และบริเวณตะวันตกเฉียงใต้ของเกาะสมุยซึ่งเป็นพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่มีศักยภาพของพลังงานลมรองลงมาแสดงดังรูปที่ 4.13

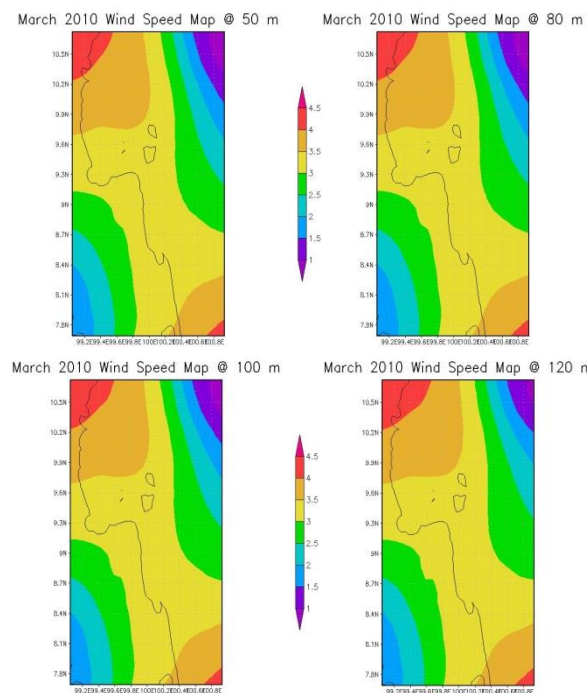
เมื่อพิจารณาศักยภาพของพลังงานลมเฉลี่ยรายเดือนพบว่า อัตราเร็วลมจะมีค่าสูงในช่วงต้นปี ได้แก่ เดือนมกราคมถึงเดือนกุมภาพันธ์และเดือนเมษายนแสดงดังรูปที่ 4.1-4.2 และรูปที่ 4.4 ซึ่งในช่วงเดือนดังกล่าวอัตราเร็วลมมีค่าสูงเนื่องจากได้รับอิทธิพลของลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือและช่วงปลายปี ได้แก่ เดือนตุลาคมและเดือนธันวาคมแสดงดังรูปที่ 4.10-4.12 ซึ่งในช่วงเดือนดังกล่าวอัตราเร็วลมมีค่าสูงเนื่องจากได้รับอิทธิพลของลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ โดยแสดงทิศทางของลมที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m ดังรูปที่ 4.14



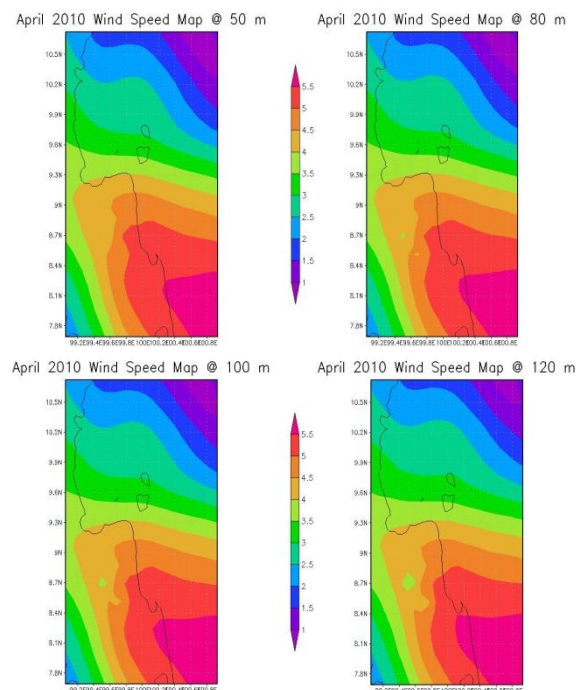
รูปที่ 4.1 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมกราคม



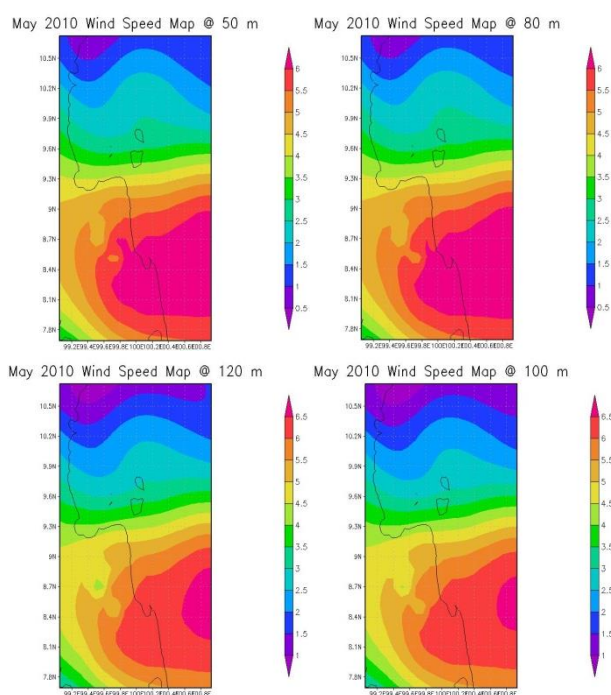
รูปที่ 4.2 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกุมภาพันธ์



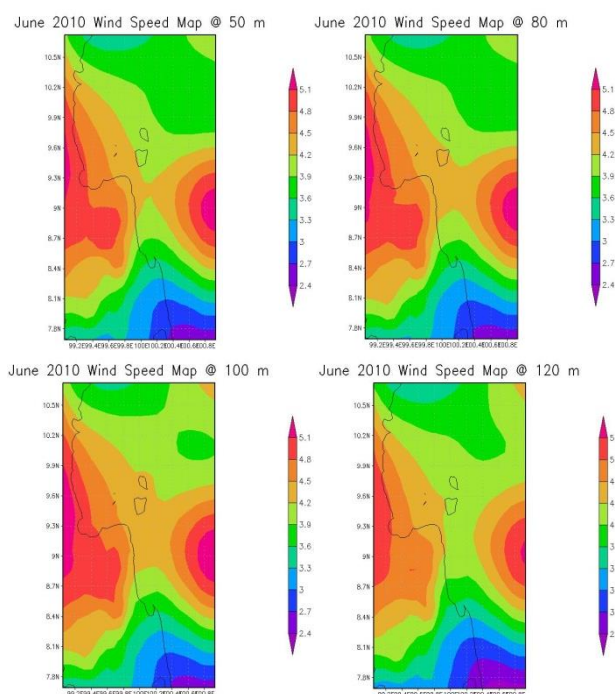
รูปที่ 4.3 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมีนาคม



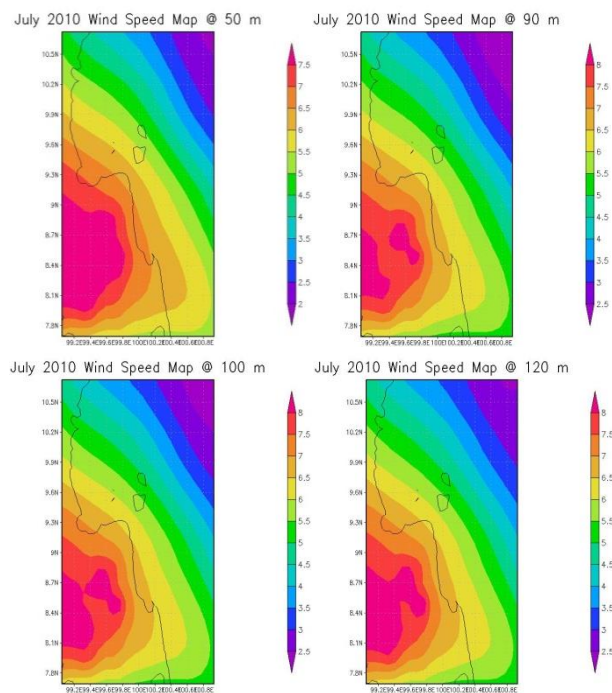
รูปที่ 4.4 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนเมษายน



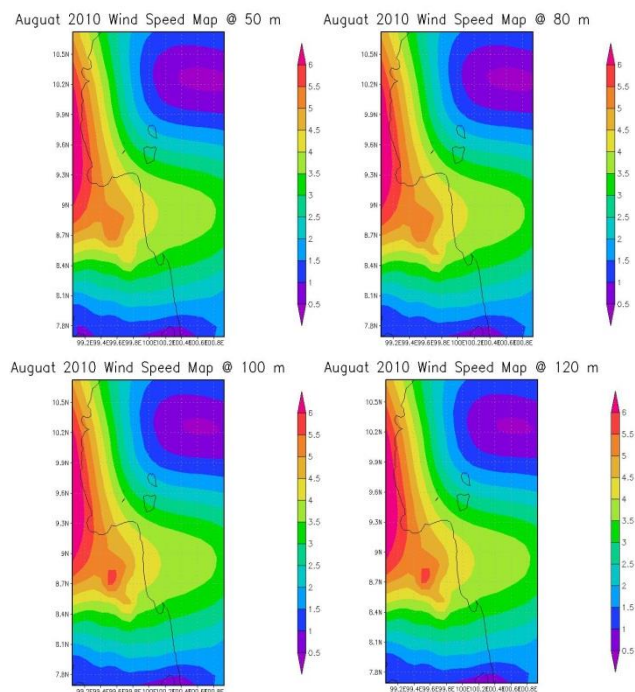
รูปที่ 4.5 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m
นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนพฤษภาคม



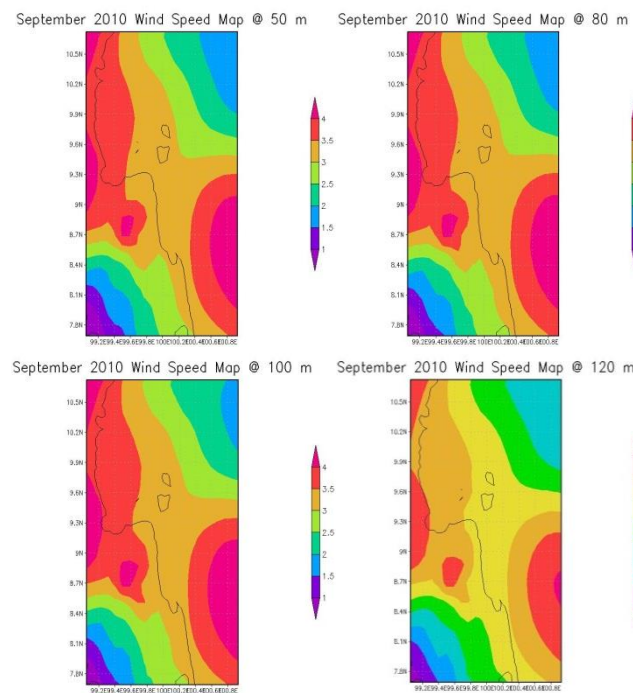
รูปที่ 4.6 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m
นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมิถุนายน



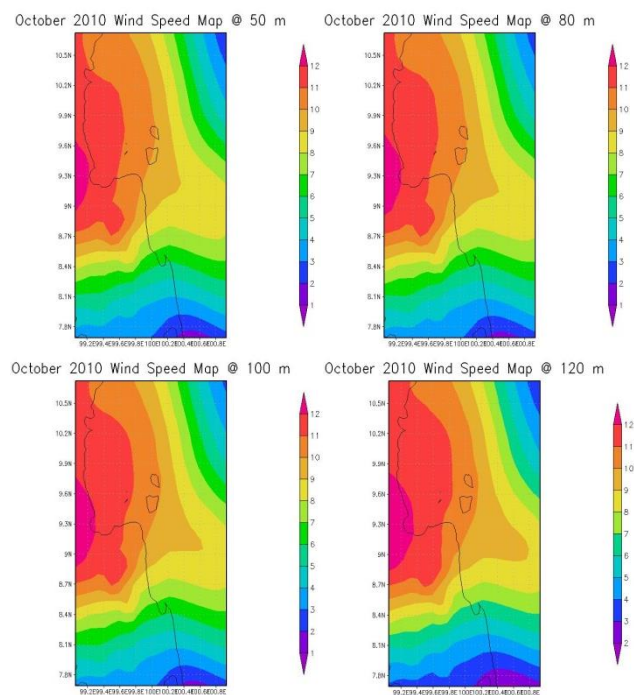
รูปที่ 4.7 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกรกฎาคม



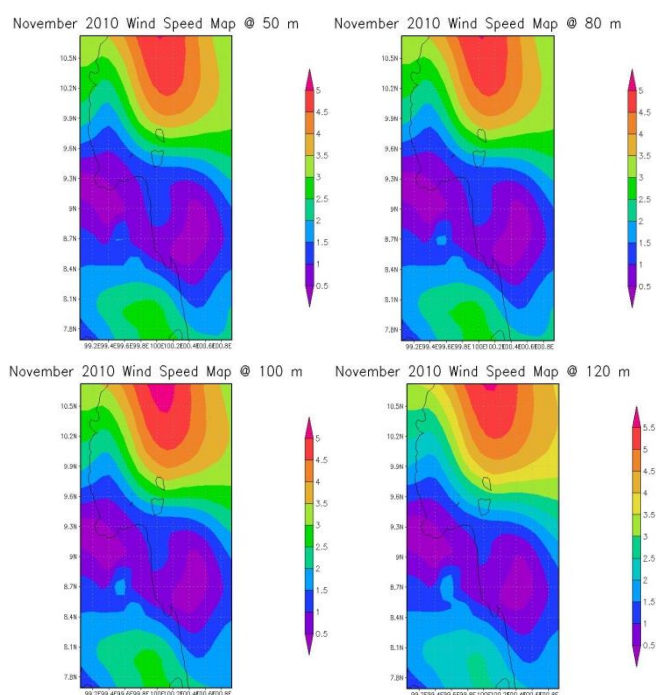
รูปที่ 4.8 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนสิงหาคม



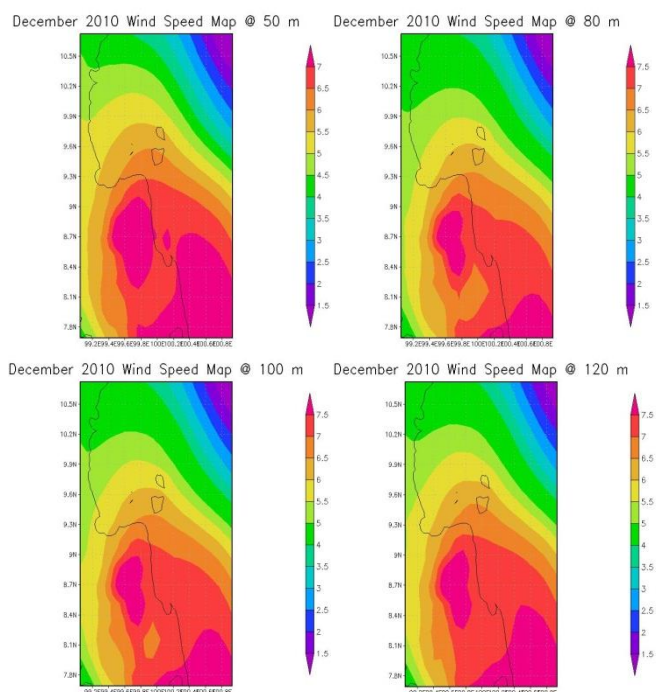
รูปที่ 4.9 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกันยายน



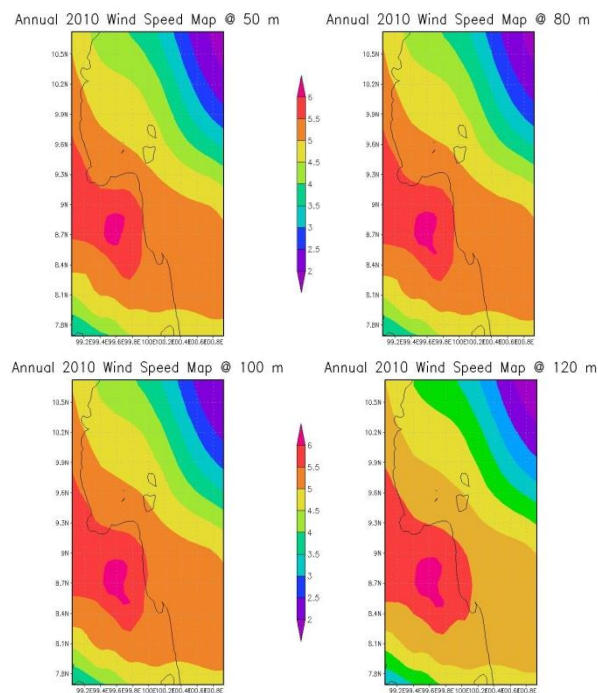
รูปที่ 4.10 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนตุลาคม



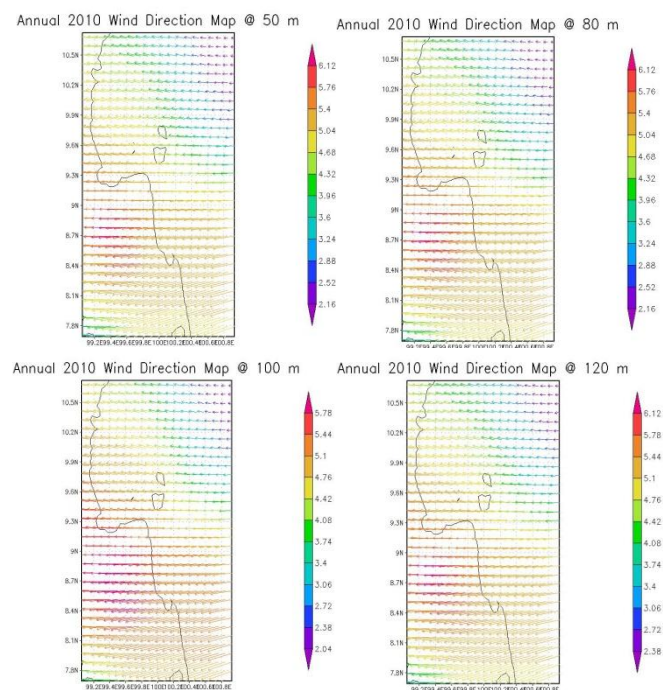
รูปที่ 4.11 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนพฤศจิกายน



รูปที่ 4.12 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนธันวาคม



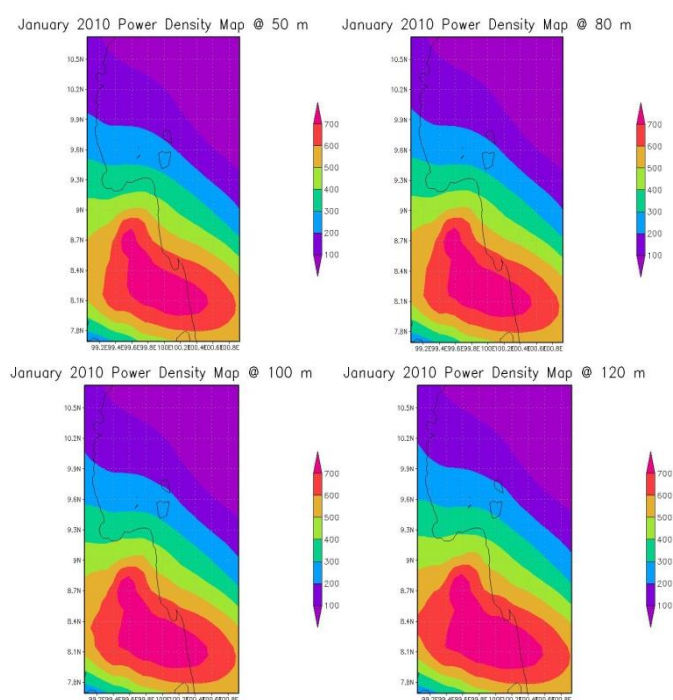
รูปที่ 4.13 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m
นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย



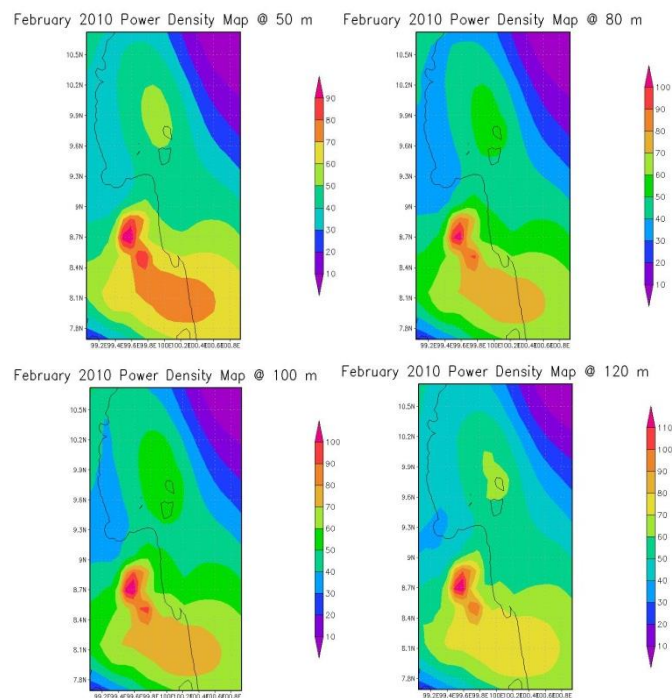
รูปที่ 4.14 ทิศทางของลมทั้งปีที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m

4.1.2 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลม

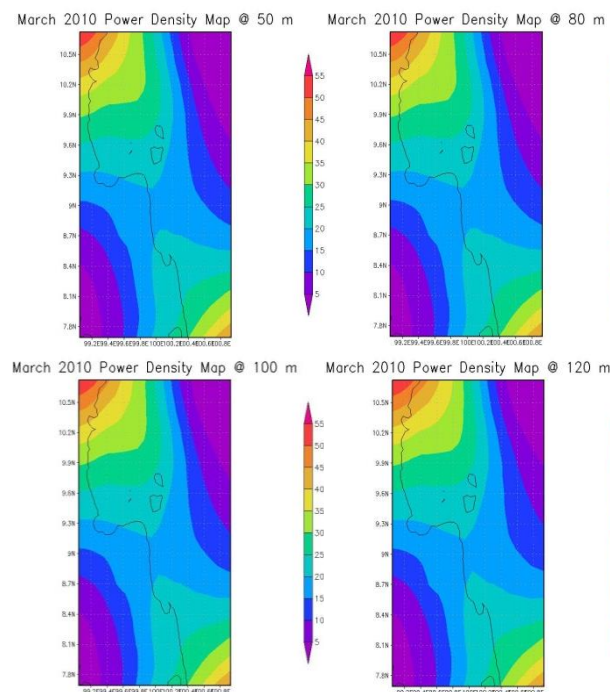
แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนเหนือพื้นที่ศึกษาที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m แสดงดังรูปที่ 4.15-4.26 โดยมีแผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายปีแสดงดังรูปที่ 4.27 ผลการศึกษาพบว่าความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายปีมีค่าอยู่ไม่เกิน 140 W/m^2 ซึ่งอยู่ในระดับ Class 1-1.5 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน) โดยพฤติกรรมการเปลี่ยนแปลงของความหนาแน่นกำลังลมมีลักษณะคล้ายกับอัตราเร็วลม



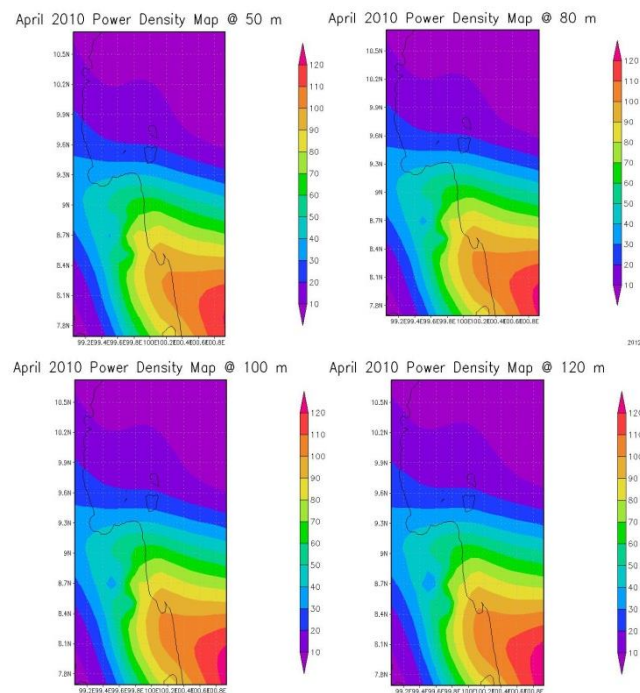
รูปที่ 4.15 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมกราคม



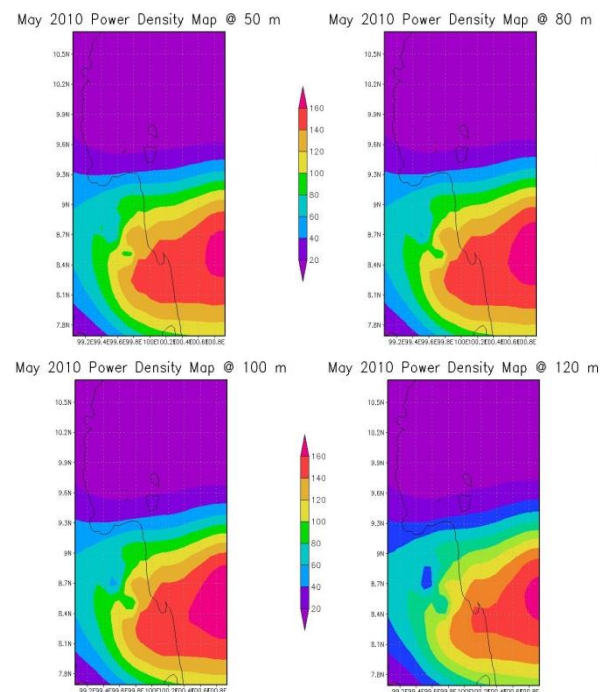
รูปที่ 4.16 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกุมภาพันธ์



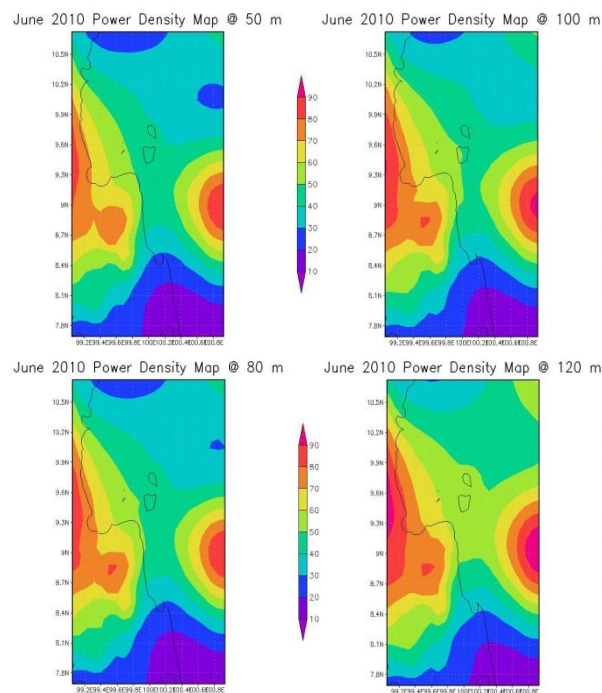
รูปที่ 4.17 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมีนาคม



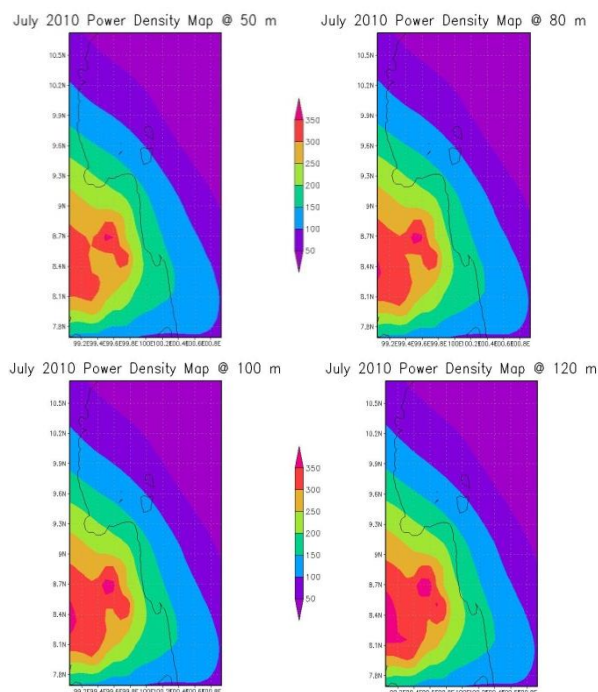
รูปที่ 4.18 แผนที่ความหนาแน่นกำลังมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนเมษายน



รูปที่ 4.19 แผนที่ความหนาแน่นกำลังมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนพฤษภาคม

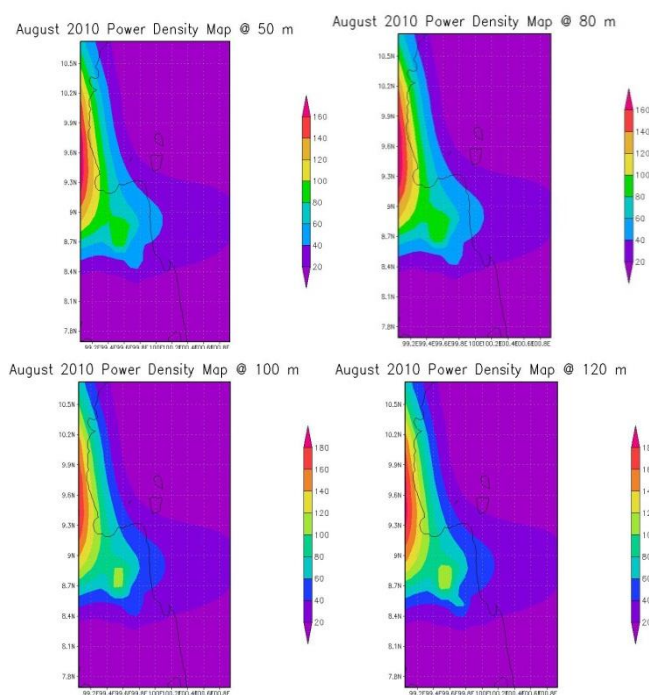


รูปที่ 4.20 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนมิถุนายน

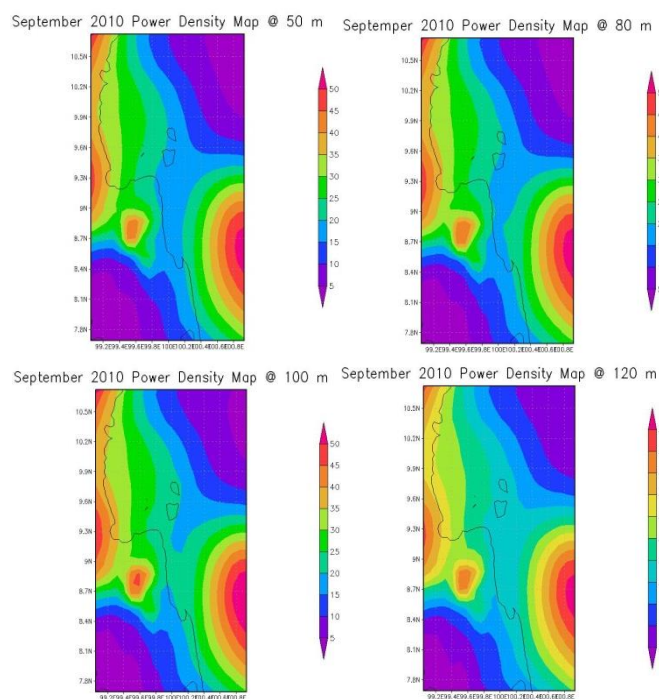


รูปที่ 4.21 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกรกฎาคม

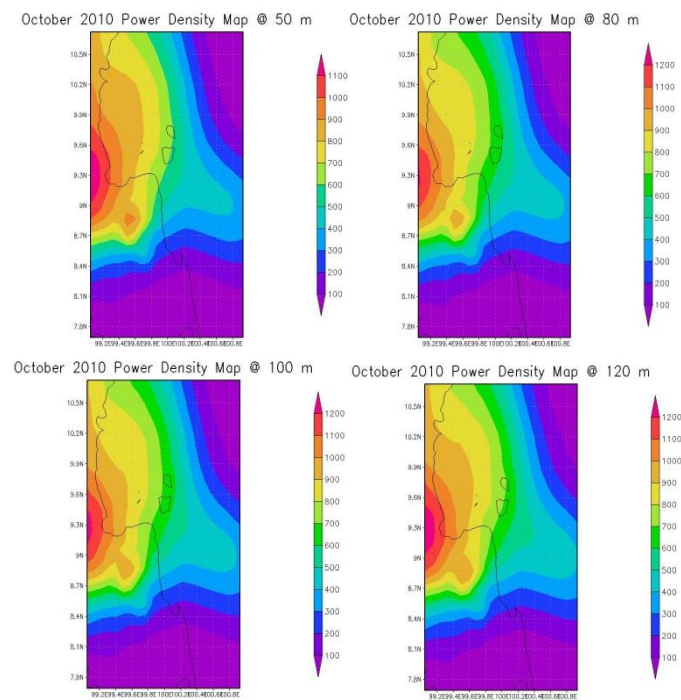
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย



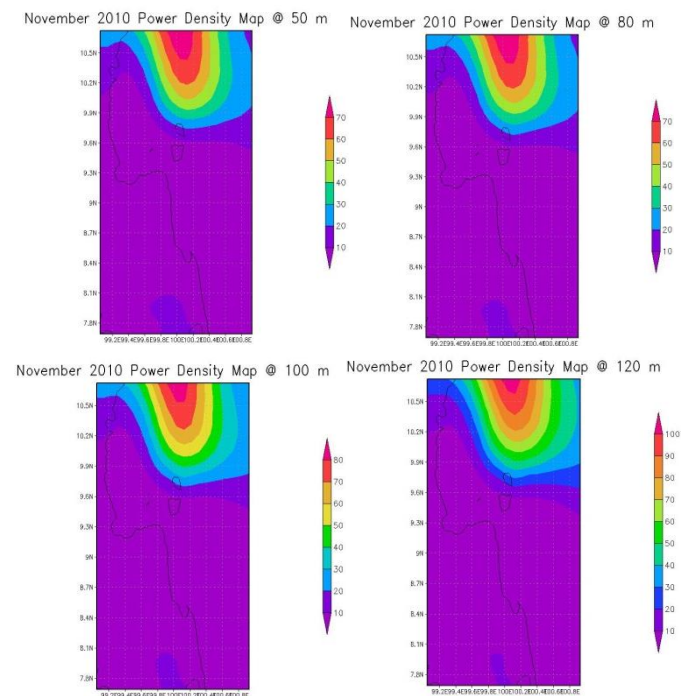
รูปที่ 4.22 แผนที่ความหนาแน่นกำลังมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนสิงหาคม



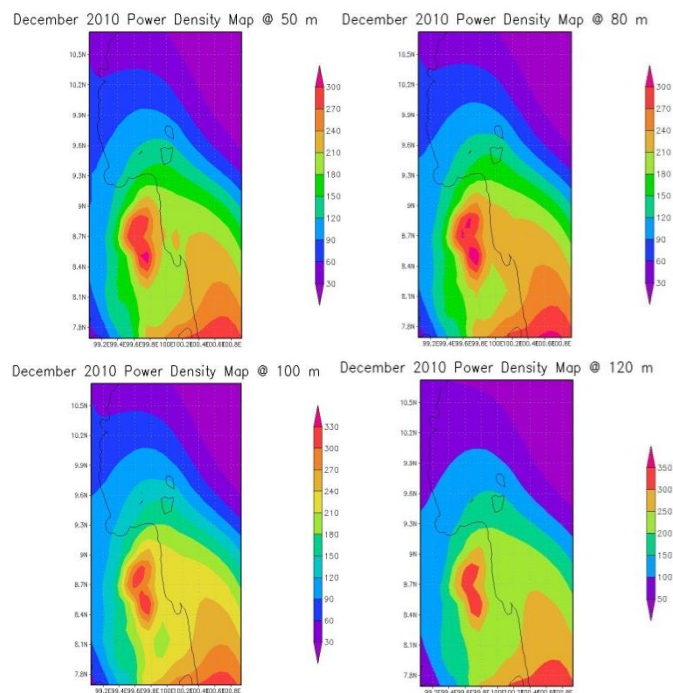
รูปที่ 4.23 แผนที่ความหนาแน่นกำลังมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนกันยายน



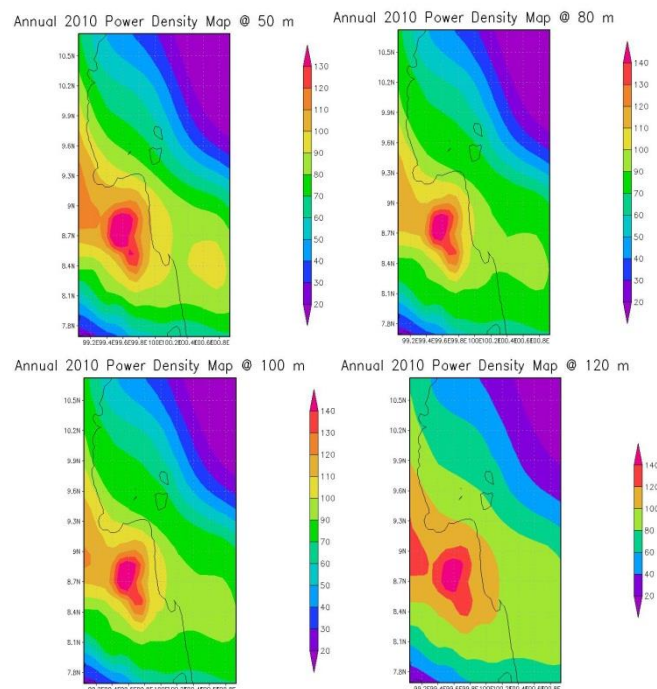
รูปที่ 4.24 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนตุลาคม



รูปที่ 4.25 แผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนพฤศจิกายน



รูปที่ 4.26 แผนที่ความหนาแน่นกำลังมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทยเดือนธันวาคม

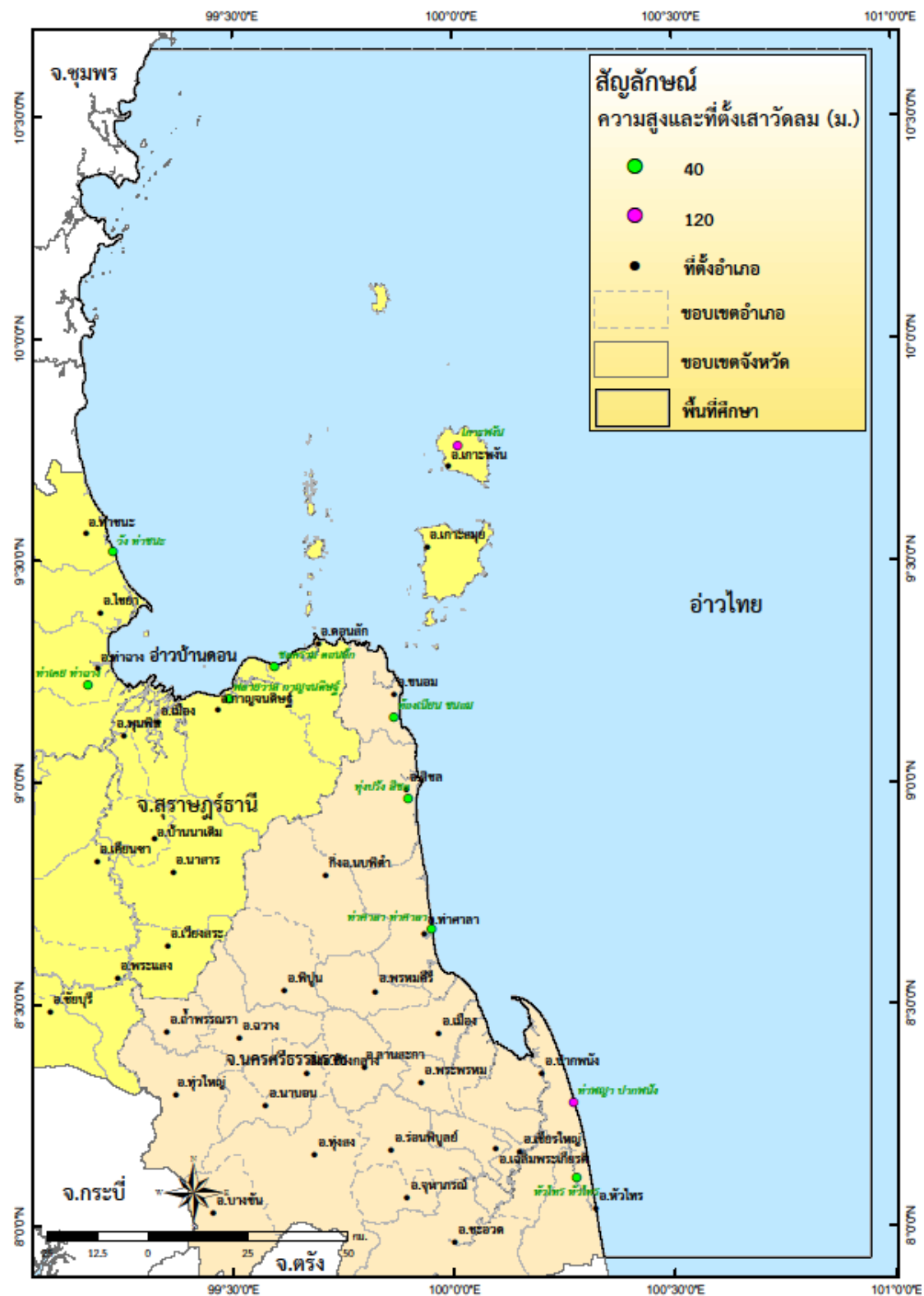


รูปที่ 4.27 แผนที่ความหนาแน่นกำลังมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m นอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย

4.1.3 การตรวจสอบความถูกต้องของแผนที่ลม

เนื่องจากแผนที่ลมที่พัฒนาขึ้นได้อาศัยแบบจำลองบรรยากาศ RAMS และข้อมูลอินพุต NCEP/NCAR ปี ค.ศ. 2008-2010 โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อนำไปใช้ในการศึกษาศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลางของประเทศไทย ซึ่งจะเป็นแนวทางในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลและนอกชายฝั่งทะเลของประเทศไทยต่อไป ดังนั้นจึงควรมีการตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำ (Validation) ของแผนที่ลม ซึ่งในโครงการวิจัยนี้ได้อาศัยข้อมูลการตรวจวัดลมที่ระดับความสูง 40 m 80 m 100 m และ 120 m โดยมีตำแหน่งของเสาวัดลมที่ระดับความสูง 40 m และ 120 m แสดงดังรูปที่ 4.28 และมีระยะเวลาการตรวจวัดของข้อมูลแสดงดังตารางที่ 4.1

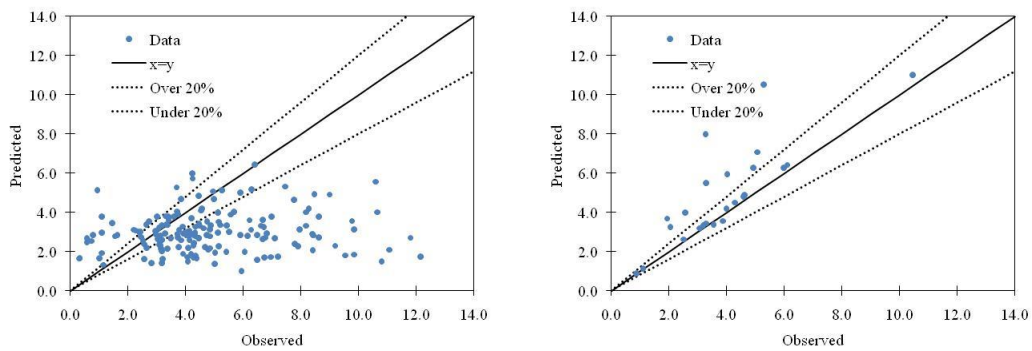
ผลการตรวจสอบความถูกต้องของแผนที่ลมแสดงดังรูปที่ 4.29-4.31 พบว่าที่ระดับความสูง 40 m ข้อมูลลมตรวจวัดมีค่าสูงกว่าข้อมูลลมทำนายมาก สาเหตุเนื่องมาจากแบบจำลอง RAMS ซึ่งเป็นแบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่นซึ่งมีความเหมาะสมกับสเกลเมโซ ดังนั้นเมื่อนำมาทำนายพฤติกรรมของลมที่ระดับความสูงจากพื้นดินน้อยๆ เช่น ที่ระดับความสูง 40 m จึงไม่สามารถทำนายพฤติกรรมของลมได้ดี อย่างไรก็ตามเมื่อระดับความสูงเพิ่มสูงขึ้น ความคลาดเคลื่อนในการทำนายพฤติกรรมของลมก็เริ่มลดลง



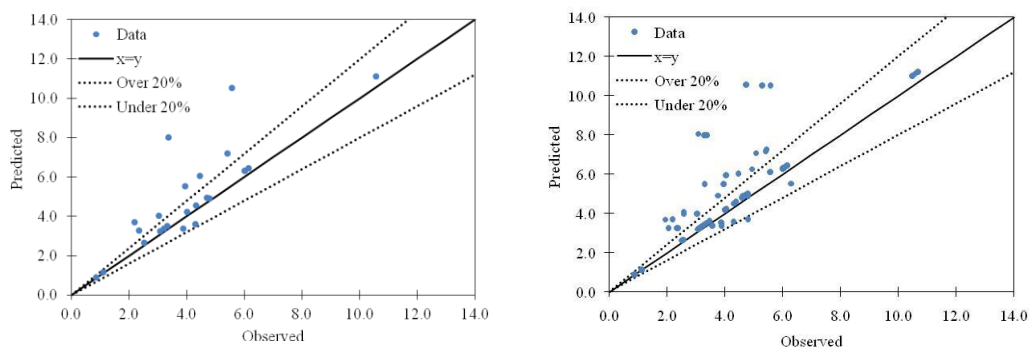
รูปที่ 4.28 ตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ของเสาวัดลมที่ระดับความสูง 40 m และ 120 m

ตารางที่ 4.1 ระยะเวลาการตรวจวัดลมของเสาวัดลม 40 m และ 120 m

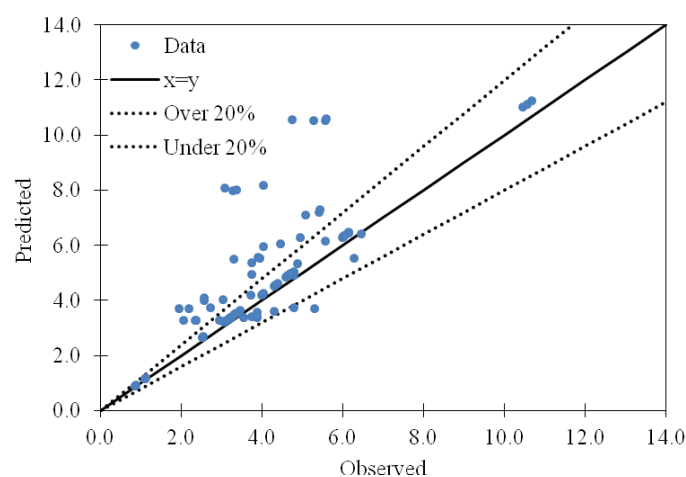
ลำดับ ที่	ชื่อสถานี	ละติจูด	ลองจิจูด	ระดับความสูง เซนเซอร์	ระยะเวลา ตรวจวัด
1	ท่าชนะ จ.สุราษฎร์ธานี	09° 31'12.91"	99° 13'34.66"	20 m 30 m 40 m	มกราคม – ธันวาคม 2551
2	ท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี	09° 13'15.53"	99° 10'10.57"	20 m 30 m 40 m	มกราคม – ธันวาคม 2551
3	กาญจนดิษฐ์ จ.สุราษฎร์ธานี	09° 11'15.53"	99° 29'25.82"	20 m 30 m 40 m	มกราคม – ธันวาคม 2551
4	ดอนสัก จ.สุราษฎร์ธานี	09° 15'53.20"	99° 35'38.68"	20 m 30 m 40 m	มกราคม – ธันวาคม 2551
5	ขนอม จ.นครศรีธรรมราช	09° 08'44.94"	99° 51'51.28"	20 m 30 m 40 m	มกราคม – ธันวาคม 2551
6	ลิขิต จ.นครศรีธรรมราช	08° 57'51.22"	99° 53'47.95"	20 m 30 m 40 m	มกราคม – ธันวาคม 2551
7	ท่าศาลา จ.นครศรีธรรมราช	08° 40'07.04"	99° 56'57.71"	20 m 30 m 40 m	มกราคม – ธันวาคม 2551
8	ปากพั่น จ.นครศรีธรรมราช	08° 16'36.57"	100° 16'10.50"	20 m 30 m 40 m	มกราคม – ธันวาคม 2551
9	หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	08° 06'30.48"	100° 6'37.07"	20 m 30 m 40 m	มกราคม – ธันวาคม 2551
10	ปากพั่น จ.นครศรีธรรมราช	08° 16'34.2"	100° 16'08.6"	65 m 80 m 90 m 100 m 110 m 120 m	ธันวาคม 2554 - พฤษภาคม 2555
11	เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี	09° 44.729	99° 59.684	65 m 80 m 90 m 100 m 110 m 120 m	ธันวาคม 2554 - พฤษภาคม 2555



รูปที่ 4.29 การเปรียบเทียบผลการทำนาย (แผนที่ลม) และข้อมูลตรวจวัด (เสาวัดลม)
ที่ระดับความสูง 30 m (ชาย) และ 50 m (ขวา)



รูปที่ 4.30 การเปรียบเทียบผลการทำนาย (แผนที่ลม) และข้อมูลตรวจวัด (เสาวัดลม)
ที่ระดับความสูง 90 m และ 110 m



รูปที่ 4.31 การเปรียบเทียบผลการทำนาย (แผนที่ลม) และข้อมูลตรวจวัด (เสาวัดลม)
ที่ระดับความสูง 50 m 90 m 110 m และ 120 m สถานีวัดลมปากพนังและเกาะพะงัน

4.1.4 การซ้อนทับแผนที่ลมกับพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้

แผนที่ลมที่ระดับความสูง 120 m ถูกนำไปซ้อนทับกับพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Possible Area) และทำการจัดโซน (Zoning) สำหรับการจัดลำดับความสำคัญสำหรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลและนอกชายฝั่งทะเลต่อไป โดยในการจัดทำโซนได้อาศัยหลักเกณฑ์ของอัตราเร็วลมดังต่อไปนี้

- โซน A (Zone A) เป็นพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้และมีอัตราเร็วลมมากกว่า 6 m/s
- โซน B (Zone B) เป็นพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้และมีอัตราเร็วลมอยู่ในช่วง 4.5 - 6 m/s
- โซน C (Zone C) เป็นพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้และมีอัตราเร็วลมอยู่ในช่วง 3.0 – 4.5 m/s

โดยมีผลการซ้อนทับของแผนที่ลมที่ระดับความสูง 120 m กับพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้บริเวณใกล้ชายฝั่งทะเล (ระยะห่างจากฝั่งไม่เกิน 20 km) แสดงดังรูปที่ 4.32 พื้นที่บริเวณนอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกไม่เกิน 25 m แสดงดังรูปที่ 4.33 และพื้นที่บริเวณนอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกอยู่ในช่วง 25-50 m แสดงดังรูปที่ 4.34

ผลการศึกษาพบว่าพื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล (ระยะห่างจากฝั่งไม่เกิน 20 km) ที่มีอัตราเร็วลมอยู่ในโซน B มีพื้นที่จำนวนทั้งสิ้น 1,032 km² และที่มีอัตราเร็วลมอยู่ในโซน C มีจำนวนพื้นที่ทั้งสิ้น 6,610 km² พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m ที่มีอัตราเร็วลมอยู่ในโซน C มีพื้นที่จำนวนทั้งสิ้น 5,237 km² และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลอยู่ในช่วง 25-50 m ที่มีอัตราเร็วลมอยู่ในโซน C มีพื้นที่จำนวนทั้งสิ้น 14,236 km²

พื้นที่เหมาะสมสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย แสดงดังรูปที่ 4.35-4.37

4.1.5 การวิเคราะห์เพื่อคัดเลือกพื้นที่และการจัดลำดับความสำคัญในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเล

ในการวิเคราะห์เพื่อคัดเลือกพื้นที่ (Site Selection) และการจัดลำดับความสำคัญ (Priority) ในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในฝั่งทะเลได้อาศัยการวิเคราะห์การตัดสินใจแบบหลายเกณฑ์ (Multi-Criteria Decision Making Analysis: MCDMA) โดยมีเกณฑ์การตัดสินใจดังต่อไปนี้

- พื้นที่ทางทะเล
- อัตราเร็วลม
- ระยะห่างจากแนวสายส่ง

โดยมีค่าถ่วงน้ำหนัก (Weighting) ของแต่ละเกณฑ์แสดงดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ค่าถ่วงน้ำหนักและคะแนนของเกณฑ์การตัดสินใจ

ลำดับที่	เกณฑ์การตัดสินใจ	ค่าถ่วงน้ำหนัก (%)	ค่าคะแนน
1	พื้นที่ทางทะเล	50	-
	พื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้	-	9
2	อัตราเร็วลม	30	-
	โซน A	-	9
	โซน B	-	5
	โซน C	-	1
3	ระยะห่างจากแนวสายส่ง	20	-
	ระยะห่างจากฝั่ง 20 km	-	9
	ระยะห่างจากฝั่ง 50 km	-	5
	ระยะห่างจากฝั่ง 100 km	-	1

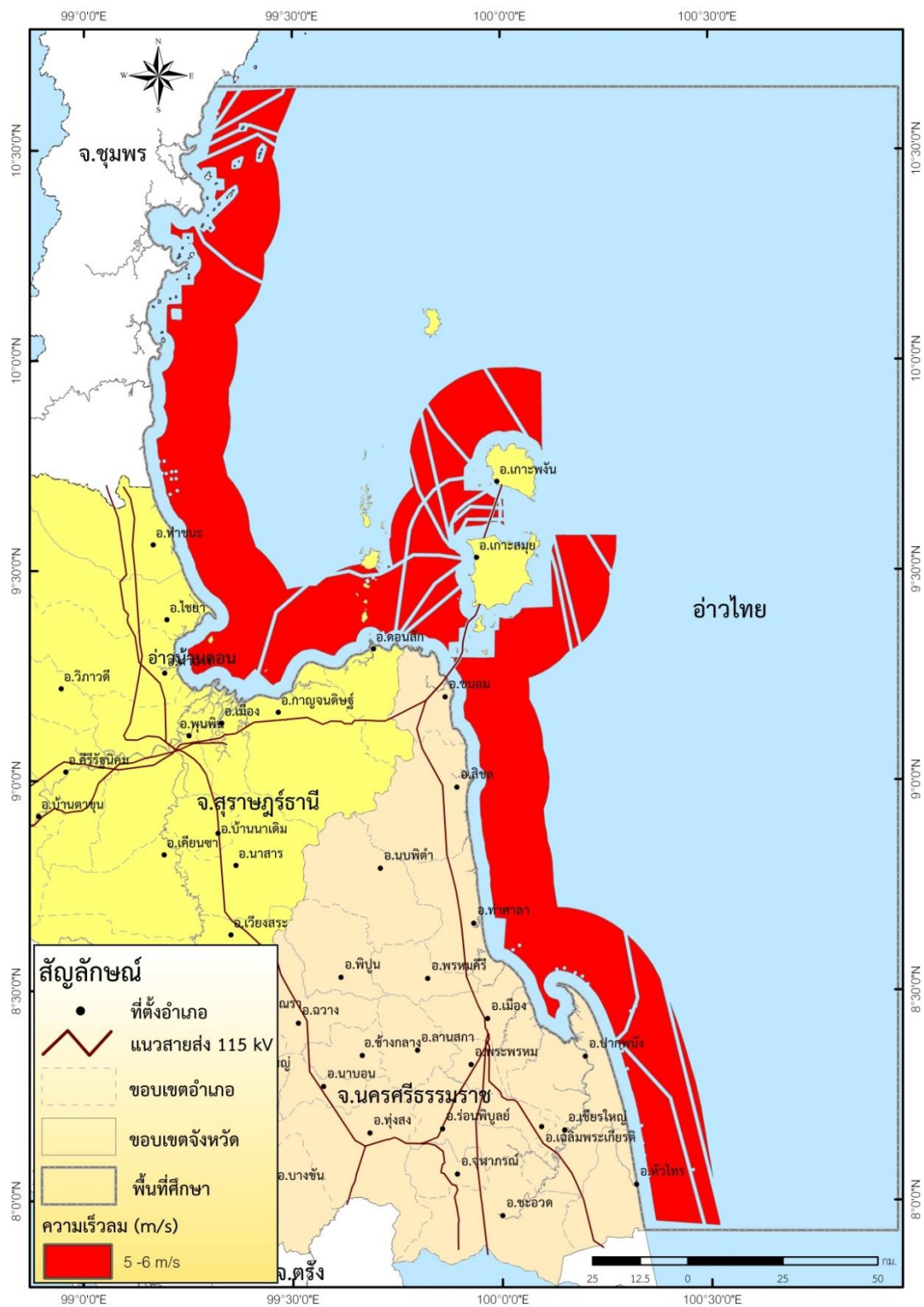
ผลการวิจัยพบว่าพื้นที่บริเวณดังกล่าวถ้าหากมีการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตเต็มพิกัด (Rated Capacity) 3 MW 5 MW หรือ 7 MW ที่มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของส่วนหมุนเท่ากับ 112 m 126 m และ 164 m ตามลำดับ และการวางกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบ 12DX12D จะมีศักยภาพกำลังการผลิตเชิงเทคนิค (Technical Power Potential) ในการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลแสดงดังตารางที่ 4.3 และกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 10 MW ต่อโรง 30 MW ต่อโรง และ 90 MW ต่อโรง แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.3 กำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตเต็มพิกัด 3 MW 5 MW และ 7 MW

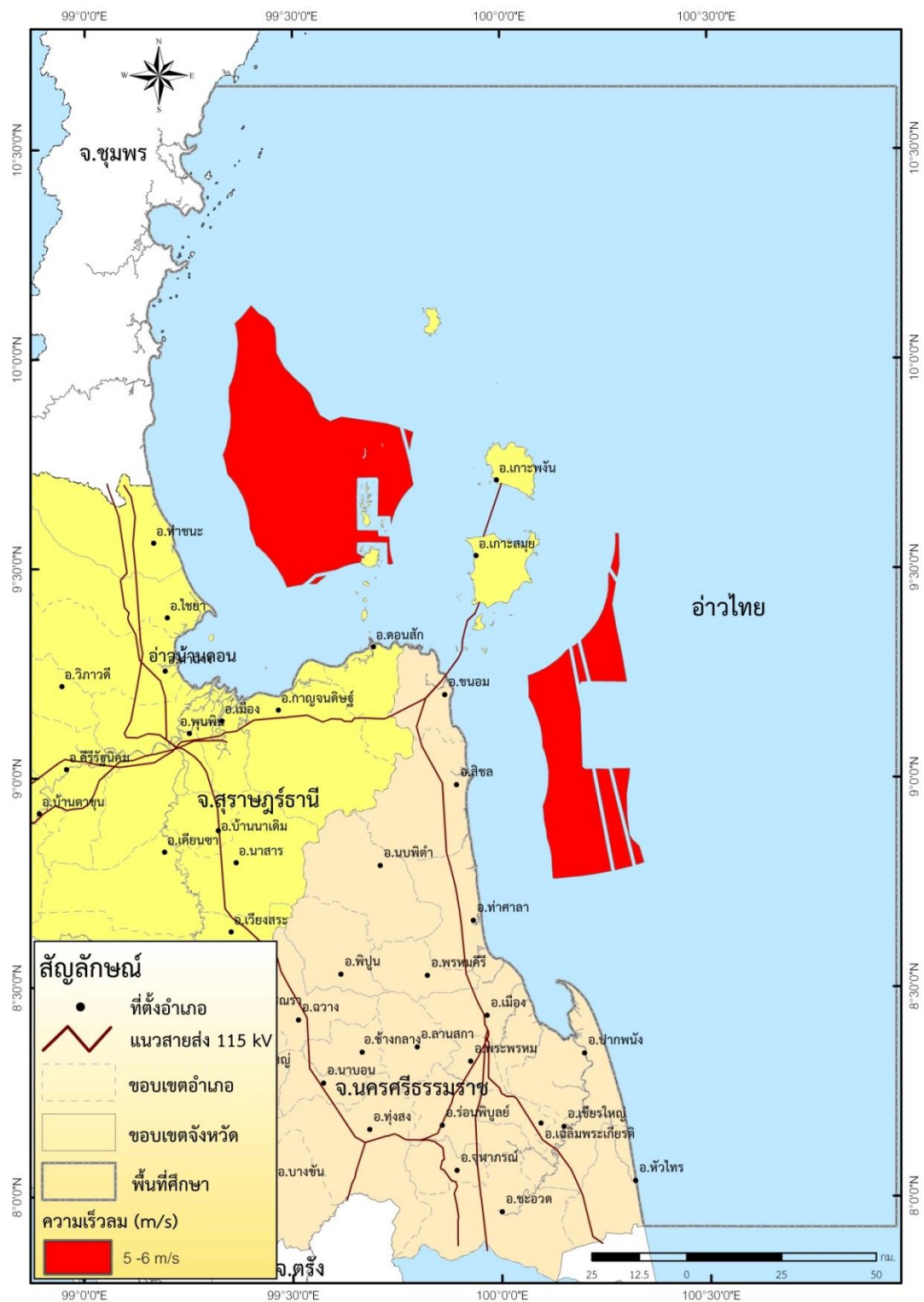
ลำดับ ที่	ความ เหมาะสม ของพื้นที่	จำนวนพื้นที่ (km ²)	กำลังการผลิต ติดตั้งสูงสุด สำหรับกังหันลม ขนาด 3 MW	กำลังการผลิต ติดตั้งสูงสุด สำหรับกังหันลม ขนาด 5 MW	กำลังการผลิต ติดตั้งสูงสุด สำหรับกังหันลม ขนาด 7 MW
พื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล					
1	สูงสุด	772	1,282	1,688	1,395
2	สูง	6,148	18,444	13,446	11,112
3	ปานกลาง	734	1,219	1,605	1,327
พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m					
1	สูงสุด	-	-	-	-
2	สูง	1,127	1,872	2,465	2,037
3	ปานกลาง	1,885	3,131	4,123	3,407
พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลอยู่ในช่วง 25-50 m					
1	สูงสุด	-	-	-	-
2	สูง	1,275	2,118	2,789	2,304
3	ปานกลาง	11,033	18,324	24,130	19,941

ตารางที่ 4.4 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW 30 MW และ 90 MW

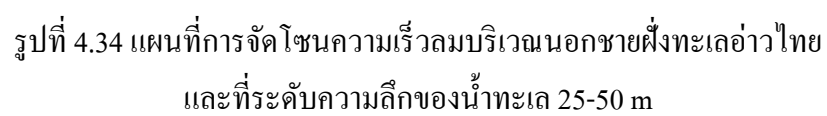
ลำดับ	กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม		
	10 MW	30 MW	90 MW
พื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล			
1	2,980	3,420	2,430
พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลอยู่ในช่วง 25-50 m			
2	1,340	1,590	1,890
พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลอยู่ในช่วง 25-50 m			
3	5,600	6,320	8,980

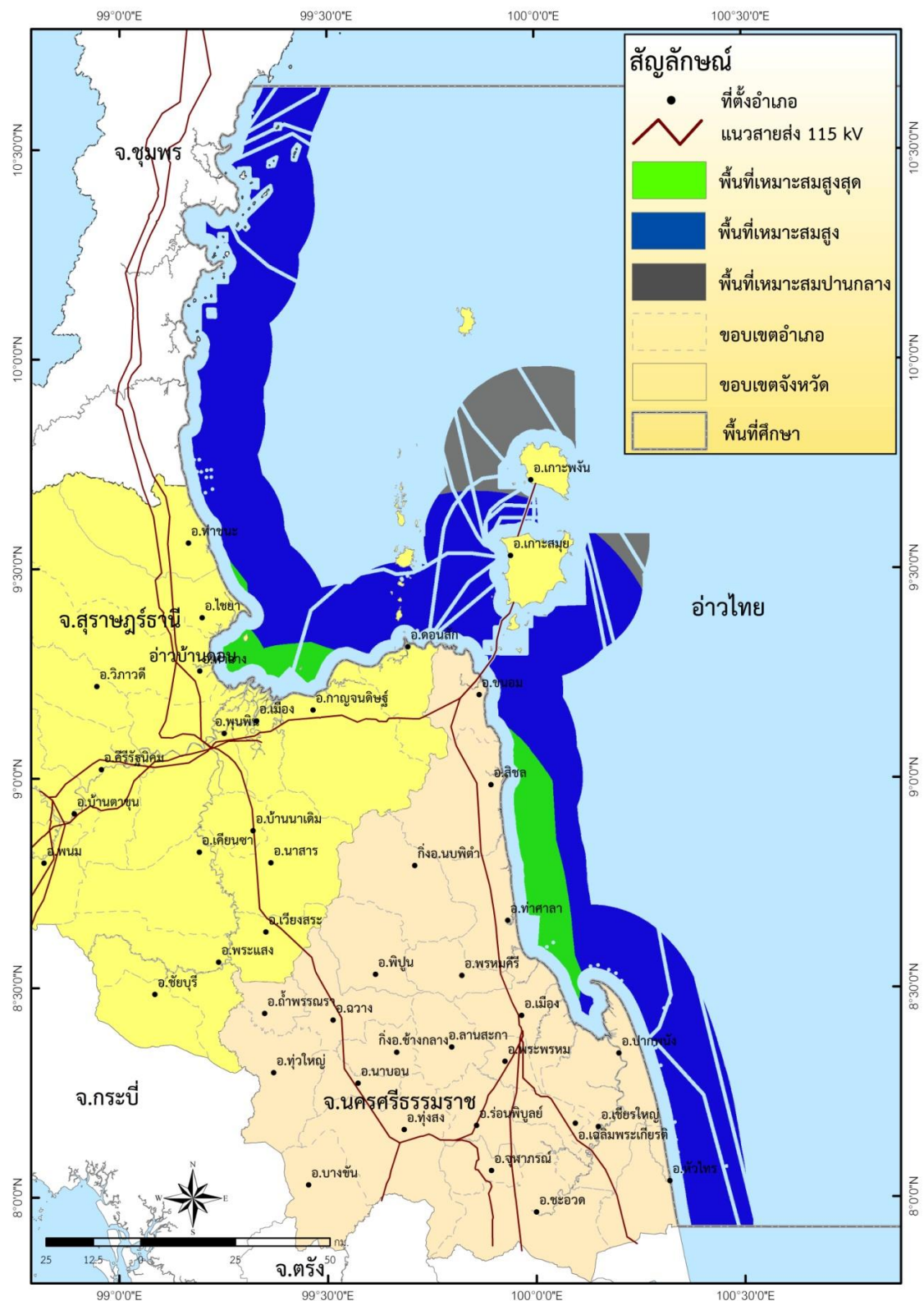


รูปที่ 4.32 แผนที่การจัดโซนความเร็วลมบริเวณใกล้ชายฝั่งทะเลอ่าวไทย
และที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 20 m

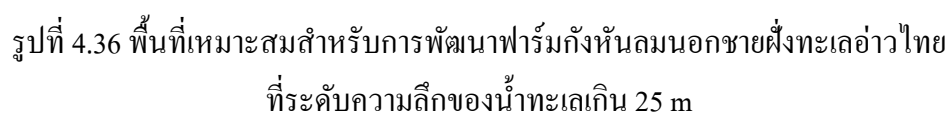


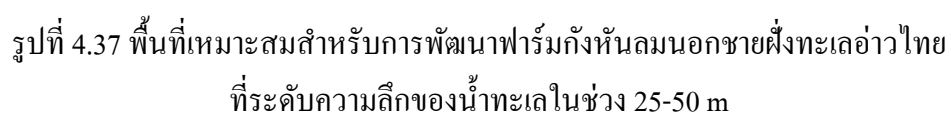
รูปที่ 4.33 แผนที่การจัดโซนความเร็วลมบริเวณนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย
และที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m





รูปที่ 4.35 พื้นที่เหมาะสมสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลอ่าวไทย
และที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m



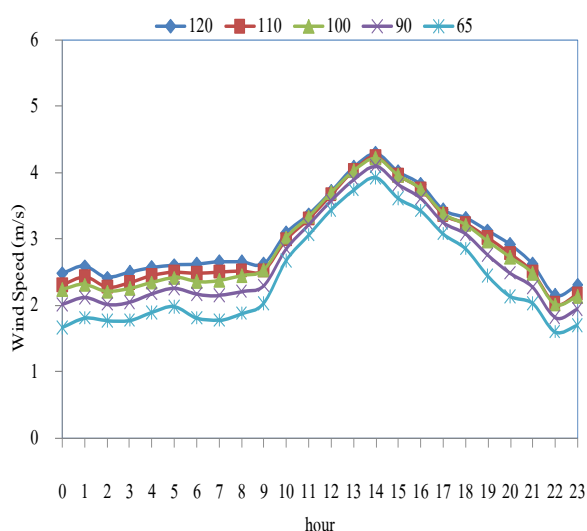


4.2 ผลการวิจัยโครงการย่อยที่ 2

จากการเก็บข้อมูลอัตราเร็วลมตั้งแต่ต้นเดือนธันวาคม พ.ศ. 2554 จนถึงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2555 เป็นระยะเวลาทั้งสิ้น 12 เดือน ซึ่งสามารถที่จะวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วในรอบวัน (Diurnal Variation) หรือรายชั่วโมง และอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน (Monthly Variation) ได้

4.2.1 การเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วในรอบวัน

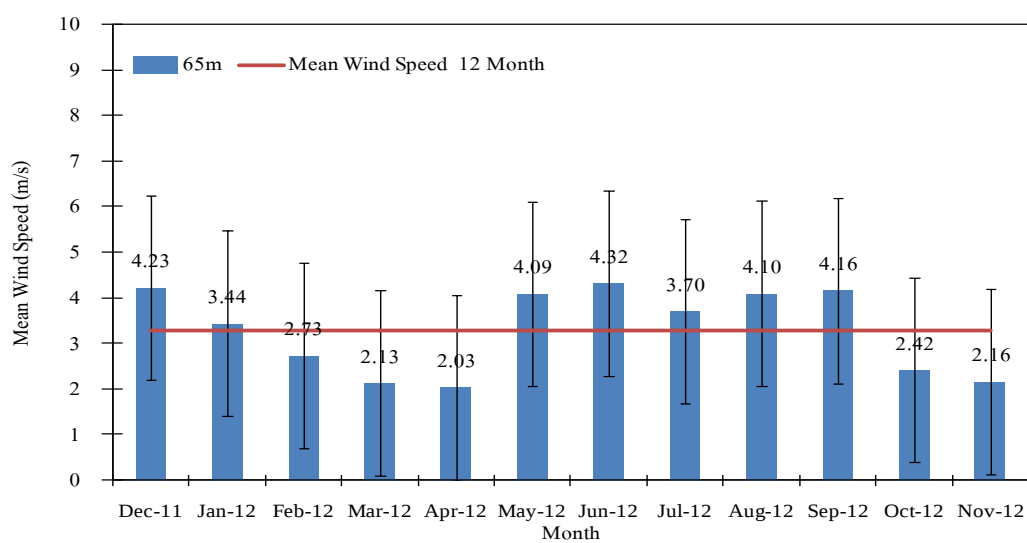
การเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมในรอบวันของแต่ละเดือนนั้นลักษณะอัตราเร็วลมในช่วงกลางวันจะมีค่าสูงกว่าช่วงเวลากลางคืน นอกจากนี้ยังพบอีกว่าที่ระยะความสูงเพิ่มขึ้นอัตราเร็วลมที่วัดได้จะมีค่ามากขึ้น อัตราเร็วในรอบวันของเดือนตุลาคม พ.ศ. 2555 แสดงดังรูปที่ 4.38



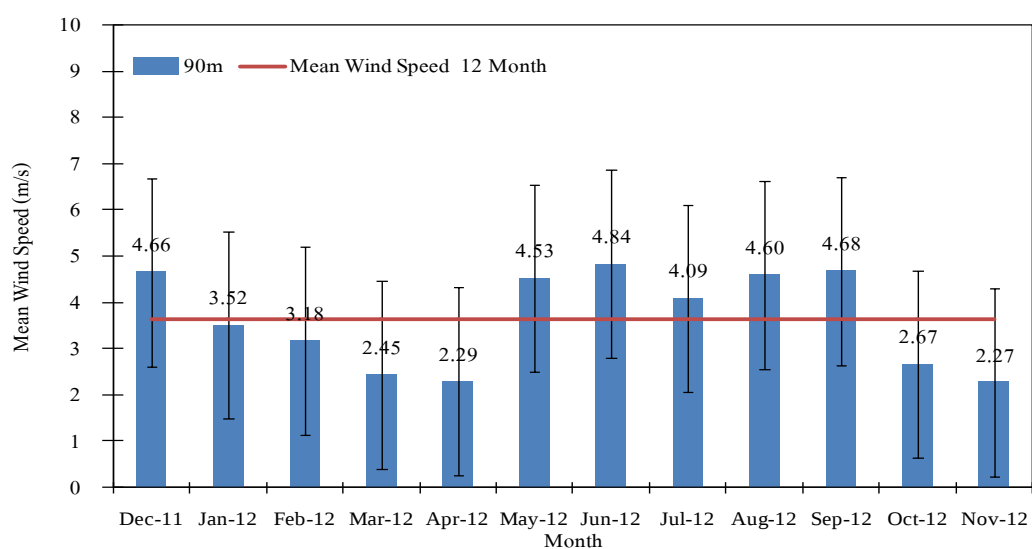
รูปที่ 4.38 ตัวอย่างอัตราเร็วในรอบวันของเดือนตุลาคม พ.ศ. 2555

4.2.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ความสูง 65 m 90 m 100 m 110 m และ 120 m

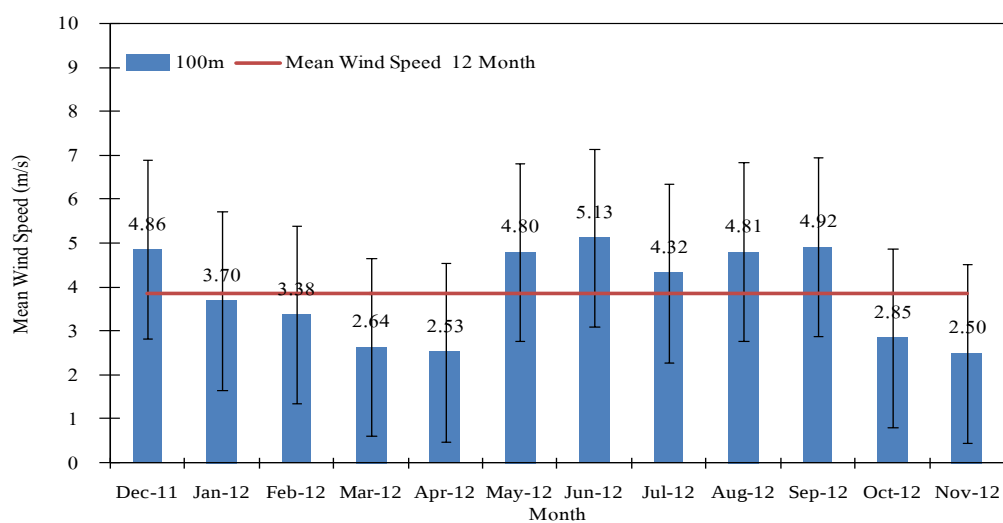
อัตราเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 65-120 m มีค่าอยู่ในช่วง 3.29-4.11 m/s แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.39-4.43



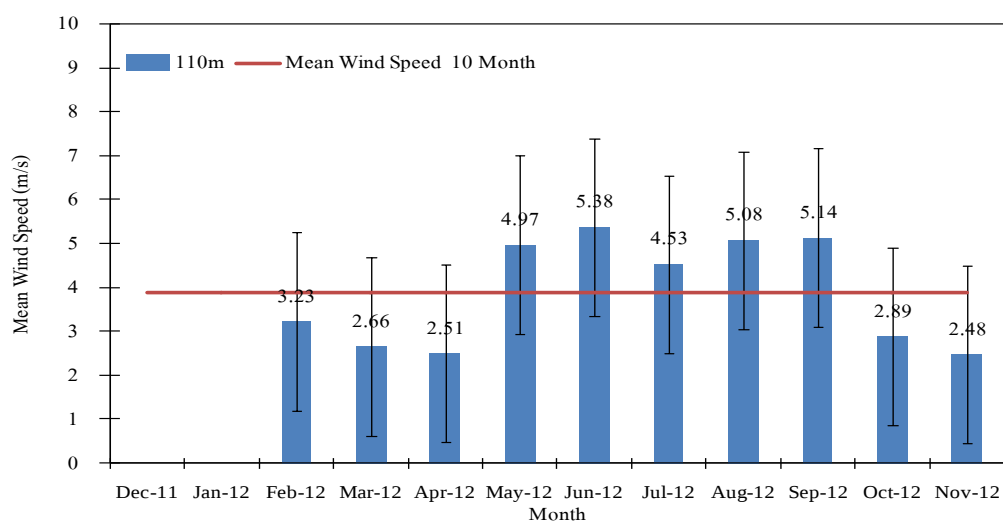
รูปที่ 4.39 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 65 m



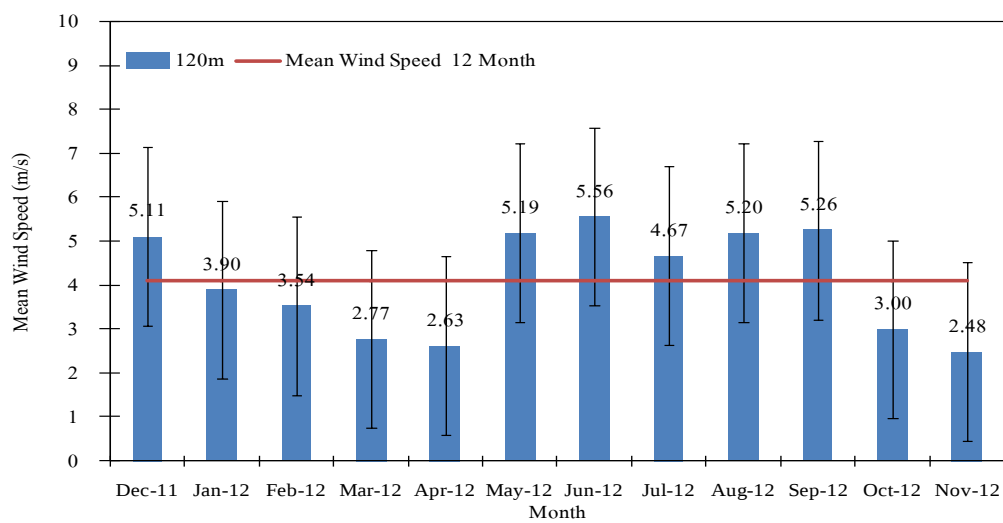
รูปที่ 4.40 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 90 m



รูปที่ 4.41 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 100 m

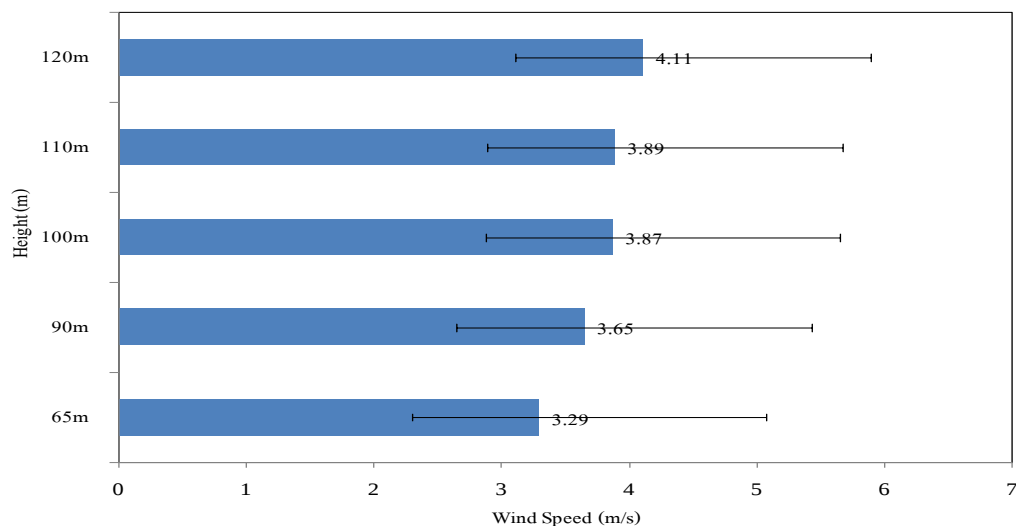


รูปที่ 4.42 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 110 m
(เดือนธันวาคมและมกราคมสายสัญญาณมีปัญหา)



รูปที่ 4.43 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 120 m

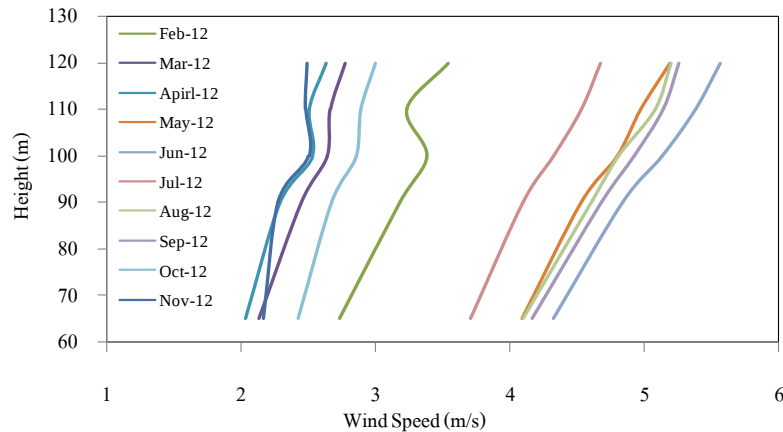
เดือนมิถุนายนเป็นเดือนที่มีค่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดที่ทุกระดับความสูง และเดือนพฤศจิกายนมีค่าอัตราเร็วเฉลี่ยต่ำแม้ว่าตรงกับช่วงลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ แสดงให้เห็นว่าภูมิอากาศได้มีการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม สำหรับโปรไฟล์ตามแนวดิ่งของลมรายเดือนแสดงในรูปที่ 4.44



รูปที่ 4.44 อัตราเร็วลมเฉลี่ยราย 12 เดือนที่ระดับความสูงต่างๆ

4.2.3 โปรไฟล์แนวตั้งของอัตราเร็วลม

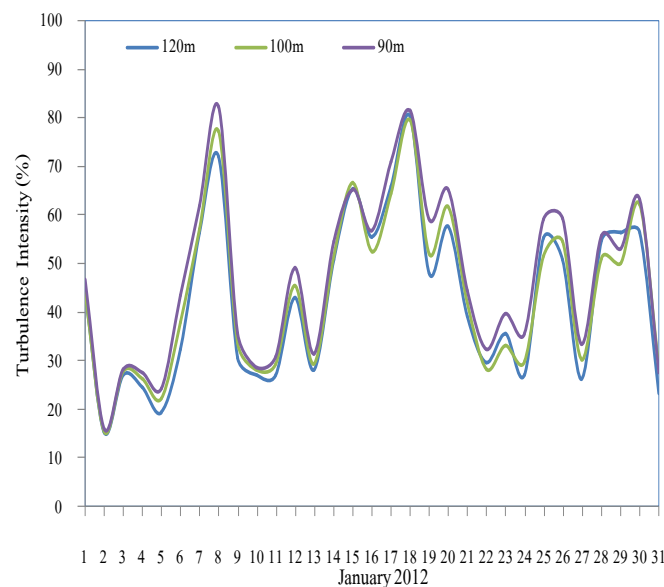
อัตราเร็วลมเฉลี่ยมีค่ามากขึ้นตามความสูงที่เพิ่มขึ้น



รูปที่ 4.45 โปรไฟล์ตามแนวตั้งของอัตราเร็วลมรายเดือน

4.2.4 ความเข้มข้นความปั่นป่วน (Turbulence Intensity)

ความเข้มข้นความปั่นป่วนพิจารณาอัตราส่วนของส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของอัตราเร็วลมเฉลี่ยต่ออัตราเร็วลมเฉลี่ย ซึ่งพบว่าค่าความเข้มข้นความปั่นป่วนเฉลี่ยรายวันของเดือนธันวาคม 2554-เดือนพฤศจิกายน 2555 มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 10-90 ดังแสดงในรูปที่ 4.46



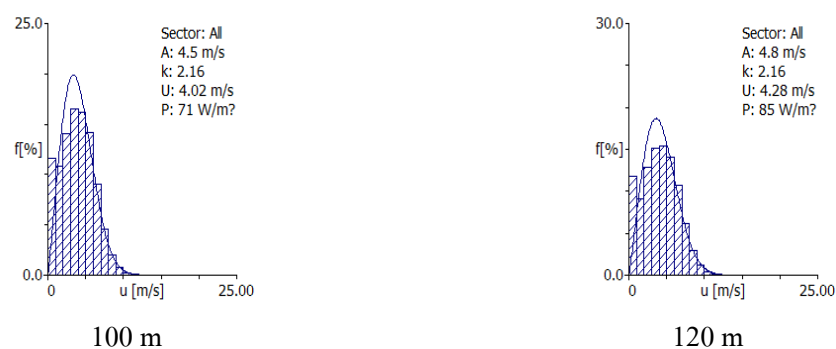
รูปที่ 4.46 ความเข้มข้นความปั่นป่วนของเดือนมกราคม พ.ศ. 2555

4.2.5 ภูมิอากาศของลมรอบ 1 ปี ที่ระดับความสูง 100 m และ 120 m

ทิศทางลมเฉลี่ยรายปี (ธ.ค. 2554-พ.ย. 2555) ที่ระดับความสูง 100 m และ 120 m และการแจกแจงไวบูลล์ ณ สถานีวิจัยเกาะพะงัน ที่ระดับความสูง 100 m และ 120 m แสดงดังรูปที่ 4.47 และ 4.48 โดยพบว่าทิศทางลมส่วนใหญ่ร้อยละ 82 มาจากทางทิศเหนือ ที่ระดับความสูง 100 m และร้อยละ 83 มาจากทางทิศเหนือและออกเฉียงเหนือที่ระดับความสูง 120 m



รูปที่ 4.47 ทิศทางลมสถิติรายปี (ธ.ค. 2554-พ.ย. 2555) ที่ระดับความสูง 100 m และ 120 m

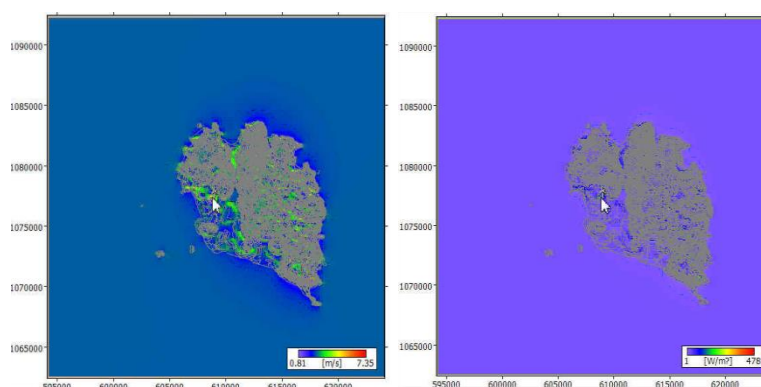


รูปที่ 4.48 การแจกแจงไวบูลล์ของลมสถิติรายปี (ธ.ค. 2554-พ.ค. 2555) ที่ระดับความสูง 100 m และ 120 m

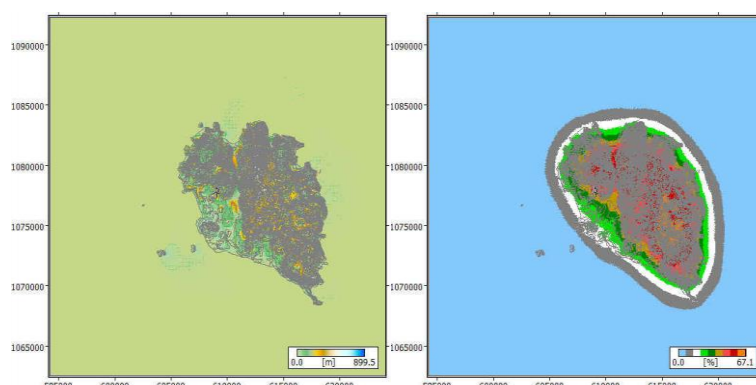
4.2.6 การประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี ในกรณีติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MW 5 MW และ 7 MW ณ สถานีวิจัยพลังงานลม

จากการเก็บข้อมูลอัตราเร็วลมและทิศทางลมต่อเนื่องเป็นระยะเวลา 1 ปี ตั้งแต่เดือนธันวาคม พ.ศ. 2554 จนถึงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2555 เมื่อนำข้อมูลที่ได้จัดทำเป็นไฟล์ OWC และวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม *WASP 9.0* สามารถประมาณค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เมื่อติดตั้งกังหันลมรุ่น Vestas

V112 ขนาด 3 MW กังหันลมรุ่น Repower ขนาด 5 MW และ Vestas V164 ขนาด 7 MW ได้พลังงานไฟฟ้าเป็น 3.178 GWh/year 3.688 GWh/year และ 4.798 GWh/year ตามลำดับ จากแผนที่พบว่า อัตราเร็วลมเฉลี่ยบริเวณเกาะพะงันทั้งบนเกาะและนอกชายฝั่งทะเลมีค่าอยู่ในช่วง 0.81-7.35 m/s ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยอยู่ในช่วง 1-478 W/m² มีระดับความสูงของพื้นที่อยู่ในช่วง 0-899.5 m และการเปลี่ยนแปลงความขรุขระของพื้นผิว (ค่า RIX) อยู่ในช่วงร้อยละ 0-67.1 ดังแสดงในรูปที่ 4.49-4.50



รูปที่ 4.49 แผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยและแผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 120 m



รูปที่ 4.50 แผนที่ระดับความสูงและความขรุขระของพื้นผิวของพื้นที่

จากการที่ค่าระดับความสูงของพื้นที่เกาะพะงันสูงจากระดับน้ำทะเลทำให้บางบริเวณโดยเฉพาะที่เป็นยอดเขาสูงที่พิกัด (61690, 31070470) มีค่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยสูงถึง 7 m/s และจะเห็นได้ว่าความสูงของภูมิประเทศส่งผลถึงค่าอัตราเร็วลมเฉลี่ย เมื่อเปรียบเทียบกับค่าที่ได้กับงานวิจัยของ Promsen

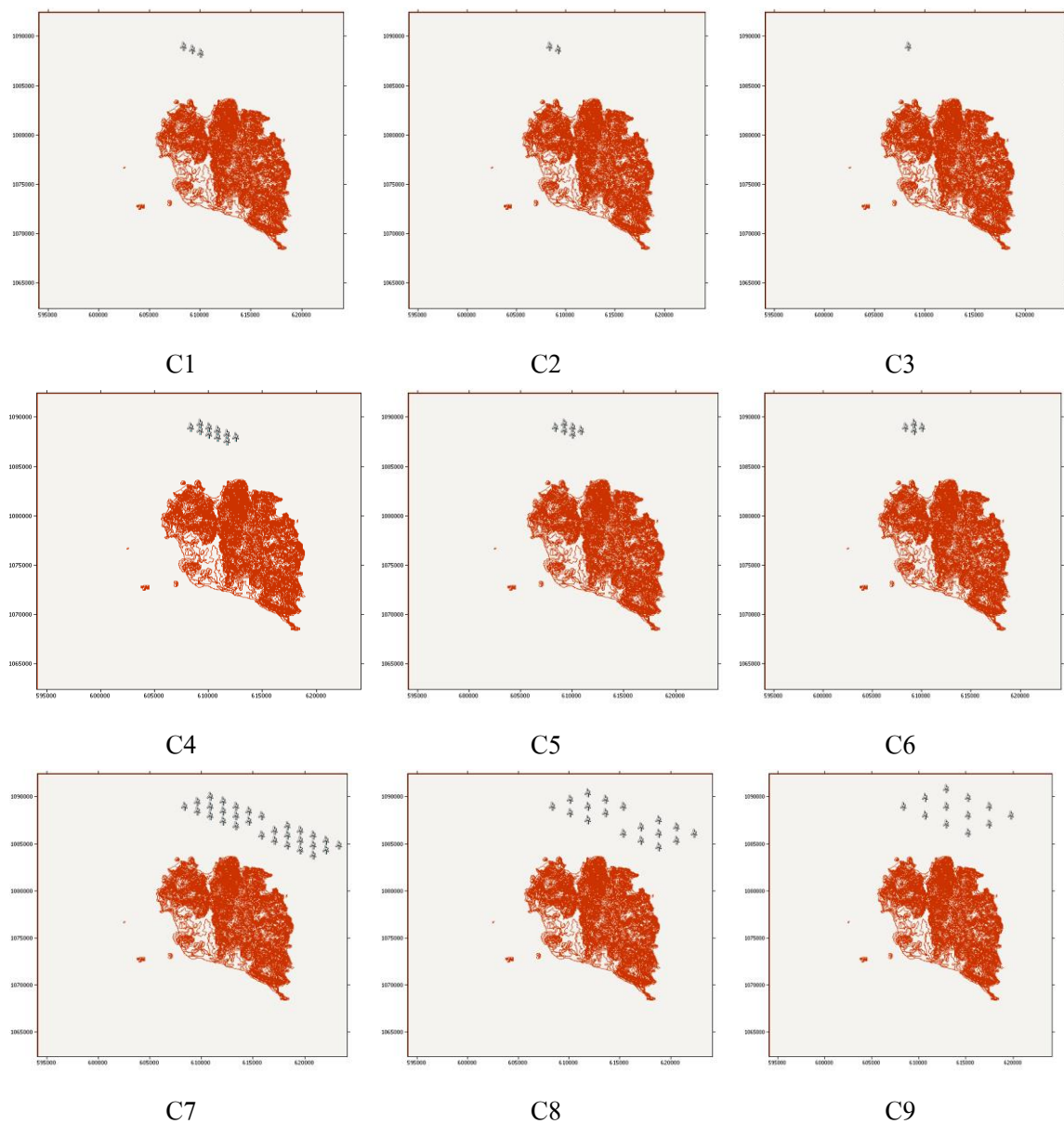
และคณะที่ได้ทำการศึกษาศักยภาพพลังงานลมที่เกาะพะลวยซึ่งจะพิจารณาเป็นเกาะต้นแบบที่ใช้พลังงานสะอาด โดยได้ประเมินศักยภาพพลังงานลมที่ระดับความสูง 50 m ด้วยโปรแกรม Meteodyn พบว่าอัตราเร็วลมสูงจะอยู่ตามแนวภูเขาสูงของเกาะพะลวย และมีค่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 4 m/s (Promsen et al, 2012)

4.2.7 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้กรณีติดตั้งฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

ปริมาณพลังงานไฟฟ้ารวมจะมีค่ามากขึ้นเมื่อเพิ่มจำนวนกังหัน จากการวางแผนวางกังหันอยู่เหนือเกาะพะงันเพื่อให้สอดคล้องกับทิศทางลมที่พัดเข้ามา จึงได้เสนอรูปแบบการวางกังหันเป็น 9 กรณี โดยเลือกกังหันขนาด 3 MW 5 MW และ 7 MW เพื่อให้ได้กำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP ไม่เกิน 10 MW และไม่เกิน 90 MW สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (SPP)) ตามลำดับ เพื่อประมาณค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี ดังแสดงการวางกังหันในรูปที่ 4.51 และกำลังการผลิตติดตั้งรวมของแต่ละกรณีแสดงในตารางที่ 4.5

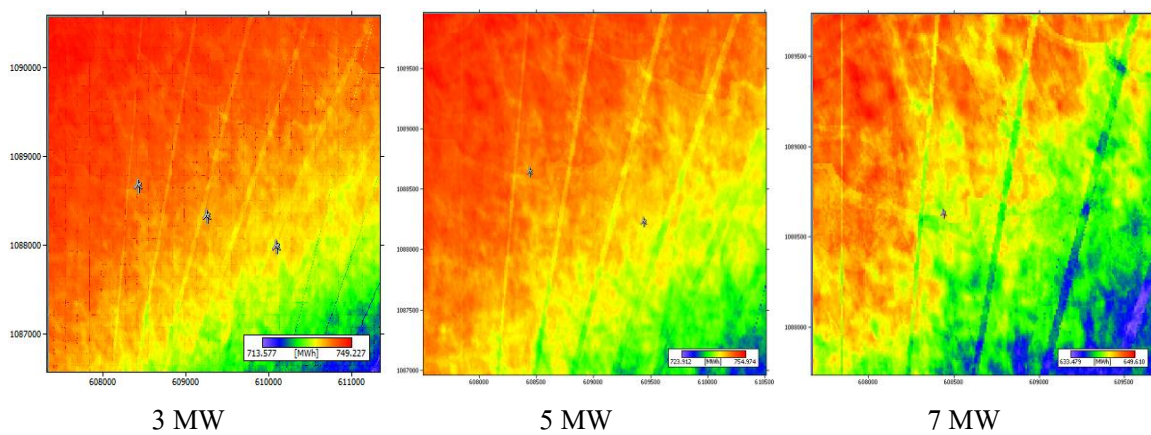
ตารางที่ 4.5 แสดงกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

Case Study		Turbine Size (MW)	Number	Installed Power (MW)
VSPP	C1	3	3	9
	C2	5	2	10
	C3	7	1	7
3VSPP	C4	3	10	30
	C5	5	6	30
	C6	7	4	28
SPP	C7	3	30	90
	C8	5	18	90
	C9	7	12	84

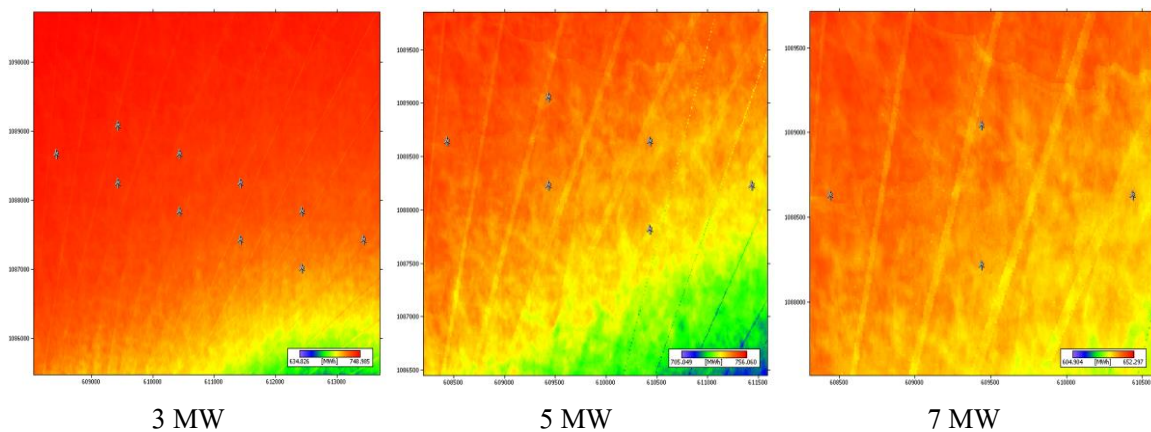


รูปที่ 4.51 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 3 MW 5 MW และ 7 MW
สำหรับโรงไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW 30 MW และ 90 MW

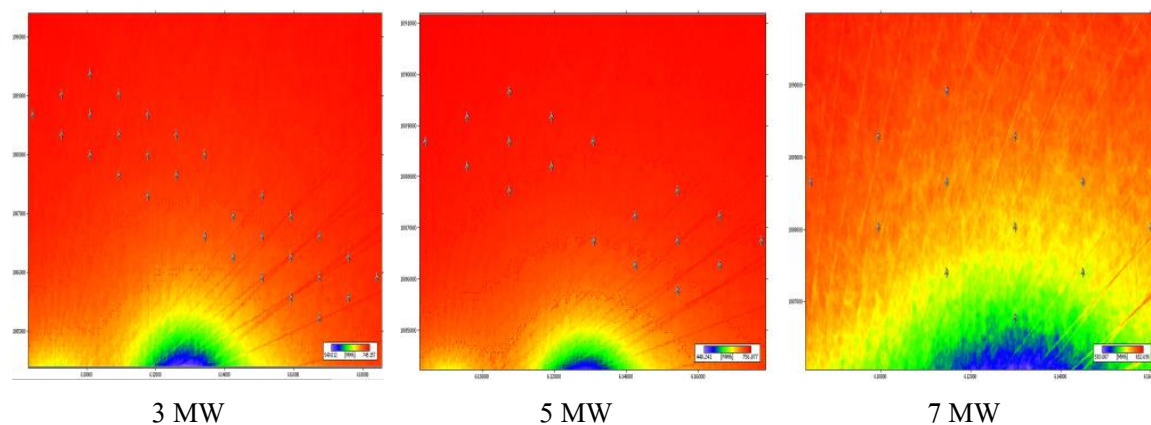
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีดังรูปที่ 4.52-4.54 และความเร็วเฉลี่ยของแต่ละสถานีแสดงใน
รูปที่ 4.55



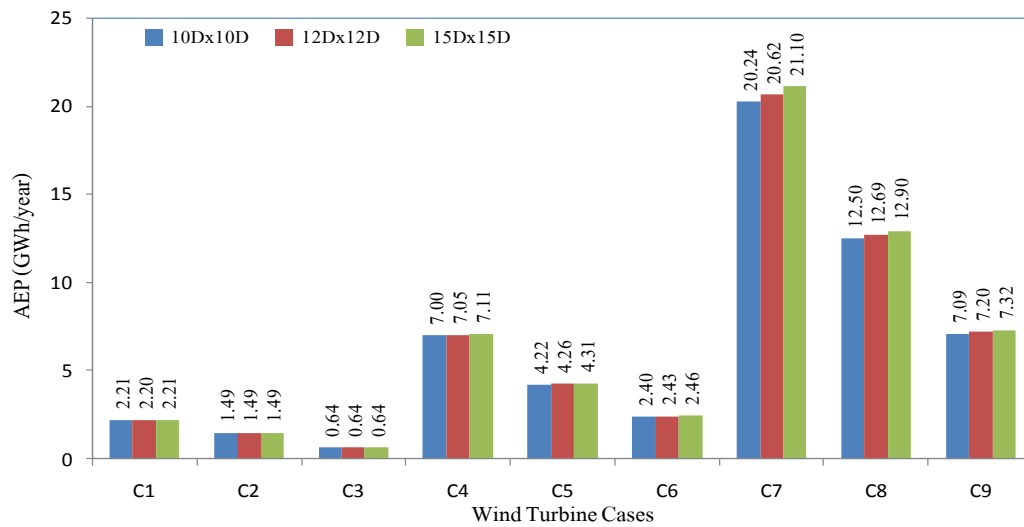
รูปที่ 4.52 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 9 MW 10 MW และ 7 MW (Resolution 10 m)



รูปที่ 4.53 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 30 MW และ 28 MW (Resolution 10 m)



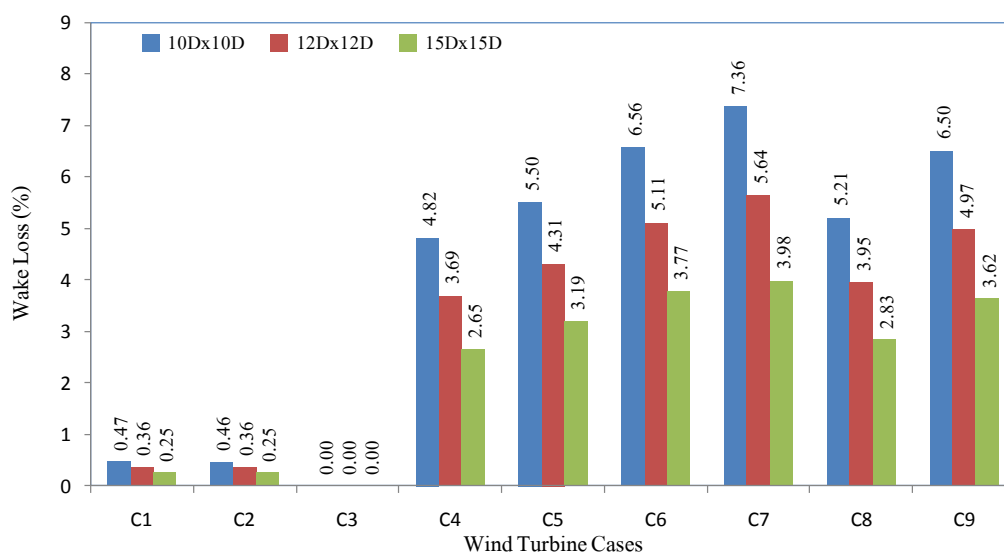
รูปที่ 4.54 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 90 MW และ 84 MW (Resolution 10 m)



รูปที่ 4.55 พลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

4.2.8 การสูญเสียเนื่องจากเวก

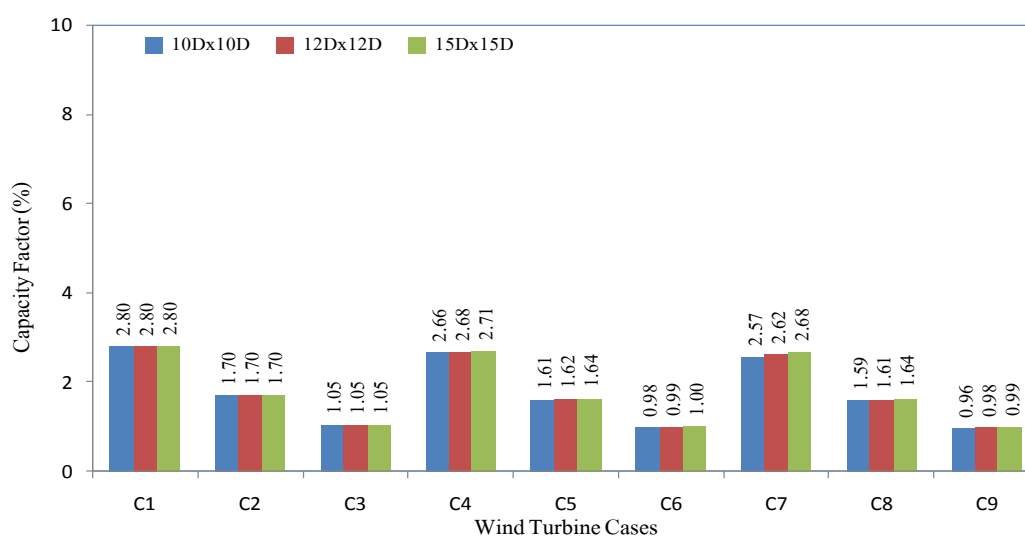
การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมเกิดขึ้นเนื่องจากการจัดวางกังหันลม ในโครงการนี้จะอาศัยหลักเกณฑ์การจัดวาง 15DX15D ซึ่งจะช่วยลดการสูญเสียได้ เมื่อเทียบกับการจัดวางที่ใช้หลักเกณฑ์ 12DX12D และ 10DX10D ดังแสดงในรูปที่ 4.56 ผลจากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม *WAsP 9.0* พบว่าการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกของโรงไฟฟ้าที่ได้รับการพัฒนาซึ่งตั้งอยู่ทางทิศเหนือของเกาะพะงันมีค่าน้อยกว่าร้อยละ 5 ในกรณีการจัดวางกังหัน 15DX15D



รูปที่ 4.56 การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวก

4.2.9 ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมพิจารณาจากค่า Capacity Factor (C.F.) ซึ่งเป็นอัตราส่วนระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้ารายปีที่ผลิตได้สุทธิของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ทั้งปี ซึ่งจากผลการวิจัยพบว่า CF ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบริเวณที่ติดตั้งอยู่เหนือเกาะพะงันซึ่งมีกำลังผลิตติดตั้งขนาด 10 MW (C1-C3) มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 1.05-2.80 การติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 30 MW (C4-C6) มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 0.98-2.71 และการติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 90 MW (C7-C9) มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 0.96-2.68 ดังแสดงรายละเอียดในรูปที่ 4.57



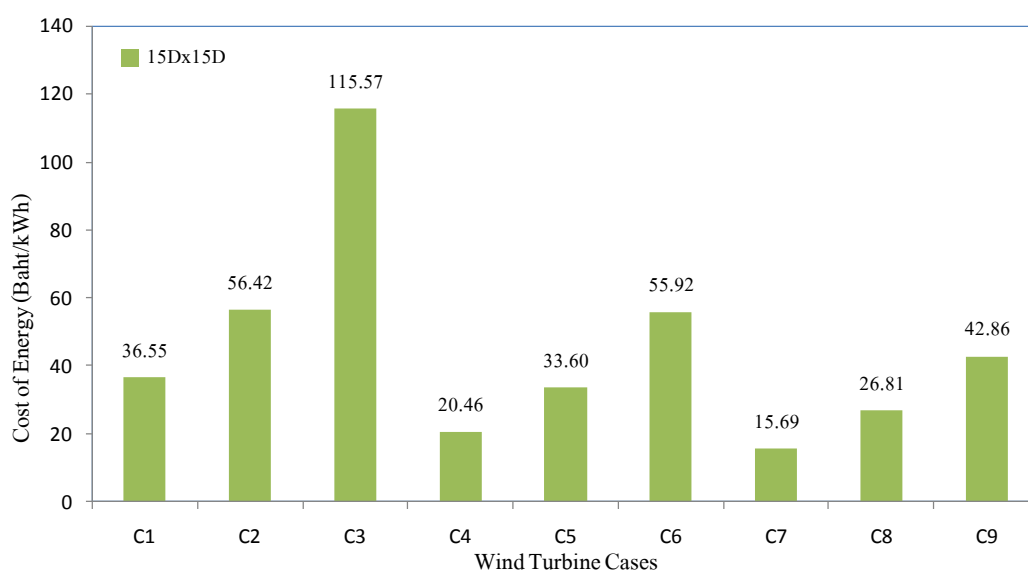
รูปที่ 4.57 ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าของแต่ละคลัสเตอร์

4.2.10 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (Cost of Energy) จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่เกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี ใน 9 กรณีอยู่ที่ 16-116 บาท/หน่วยพลังงานไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 4.58

4.2.11 ดัชนีทางการเงินของโครงการ

ผลการวิเคราะห์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมทั้ง 9 คลัสเตอร์ ถูกนำไปวิเคราะห์ดัชนีทางการเงิน BCR NPV FIRR และ PBP ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ผลการวิเคราะห์ค่า BCR และค่า NPV แสดงดังตารางที่ 4.6 และค่า FIRR มีค่าน้อยกว่าร้อยละ 9 สำหรับค่า PBP มีค่ามากกว่า 20 ปี ทุกกรณี



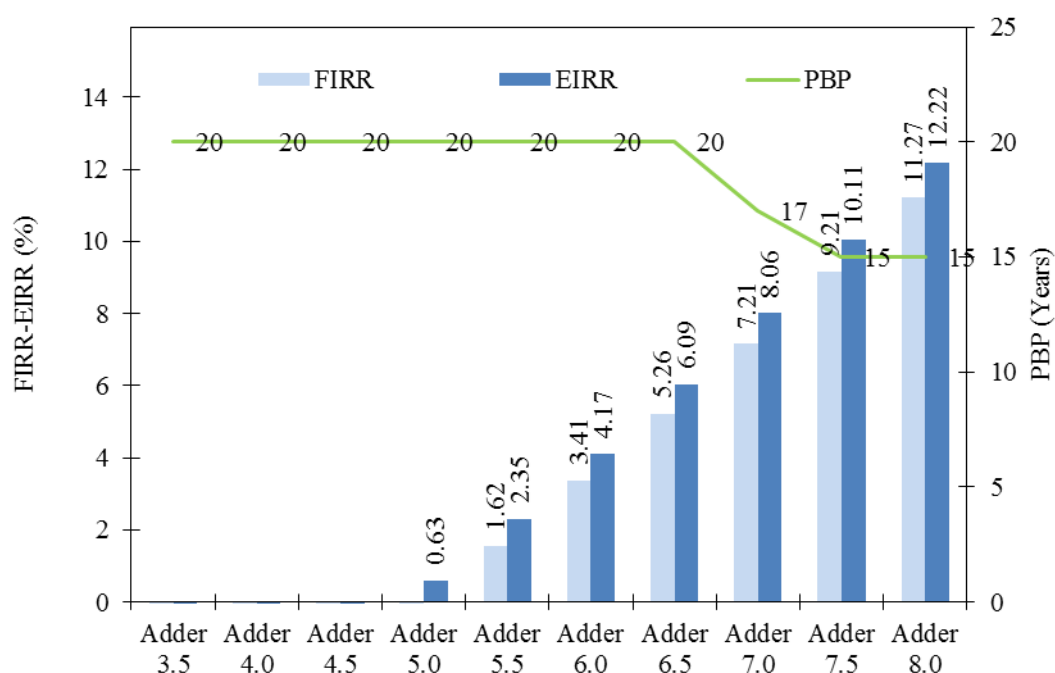
รูปที่ 4.58 ค่า CoE ของแต่ละคลัสเตอร์

ตารางที่ 4.6 แสดงค่า BCR และ NPV ของแต่ละคลัสเตอร์

Case	BCR	NPV (MTHB)	FIRR (%)	EIRR (%)	PBP (Year)
C1	-0.54	-2,411.34	<0	<0	20<
C2	-0.45	-2,052.05	<0	<0	20<
C3	-0.64	-2,339.40	<0	<0	20<
C4	-0.30	-3,913.77	<0	<0	20<
C5	-0.37	-4,115.54	<0	<0	20<
C6	-0.42	-4,071.80	<0	<0	20<
C7	-0.15	-8,227.08	<0	<0	20<
C8	-0.24	-8,820.10	<0	<0	20<
C9	-0.29	-8,691.07	<0	<0	20<

เมื่อพิจารณาบริเวณอื่นๆ ของพื้นที่จังหวัดสุราษฎร์ธานี พบว่าบริเวณอ่าวบ้านดอนมีศักยภาพพลังงานลมเฉลี่ยประมาณ 5 m/s ซึ่งอยู่ในโซน B ความเร็วเฉลี่ยในช่วง 4.5-6 m/s และโซน C ความเร็วเฉลี่ยในช่วง 3.0-4.5 m/s (ข้อมูลจากแผนที่ลมในโครงการประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีดังแสดงในรูปที่ 4.32

เมื่อประเมินผลทางเศรษฐศาสตร์พบว่า FIRR มากกว่าร้อยละ 8 เมื่อ Adder มากกว่า 7.5 บาท และ PBP เท่ากับ 15 ปี ดังแสดงในรูปที่ 4.59 สำหรับค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้ 132.27 GWh และค่า C.F. เป็นร้อยละ 16.78 และค่า CoE เป็น 2.99 Bath/kWh



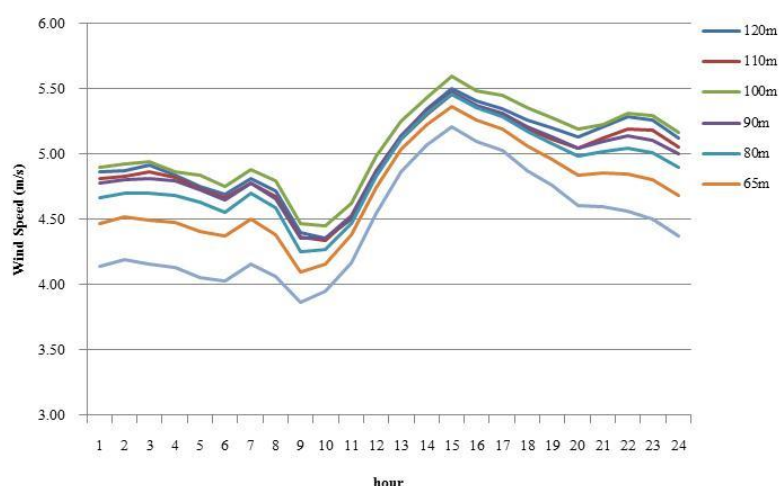
รูปที่ 4.59 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า Adder และ FIRR-EIRR

4.3 ผลการวิจัยโครงการย่อยที่ 3

4.3.1 คุณลักษณะของลม

4.3.1.1 การเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมรายวัน

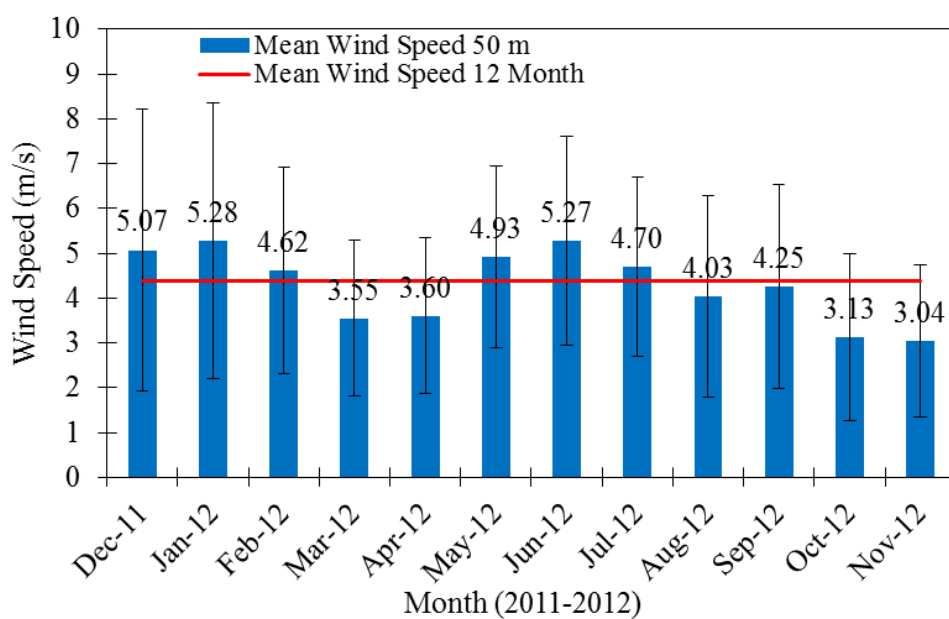
จากข้อมูลอัตราเร็วลมในช่วง 1 ปี ที่เก็บข้อมูลทุกๆ 1 นาที และทำการวิเคราะห์ข้อมูลเฉลี่ยรายชั่วโมงที่ระดับความสูง 50 m 65 m 80 m 90 m 100 m 110 m และ 120 m จากพื้นดิน พบว่าอัตราเร็วลมจะมีค่าสูงขึ้นในช่วงเวลาประมาณ 10.00-15.00 น. และจะมีค่าลดลงในช่วงเย็นและช่วงกลางคืน โดยอัตราเร็วลมเฉลี่ยมีค่าสูงสุดในช่วงเวลา 14.00-15.00 น. โดยมีค่า 5.2-5.6 m/s ทั้งนี้ขึ้นกับระดับความสูงของเซนเซอร์วัดอัตราเร็วลม และมีค่าต่ำสุดในช่วงเวลา 9.00-10.00 น. โดยมีค่า 3.8 – 4.7 m/s การเปลี่ยนแปลงของอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายวันแสดงดังรูปที่ 4.60



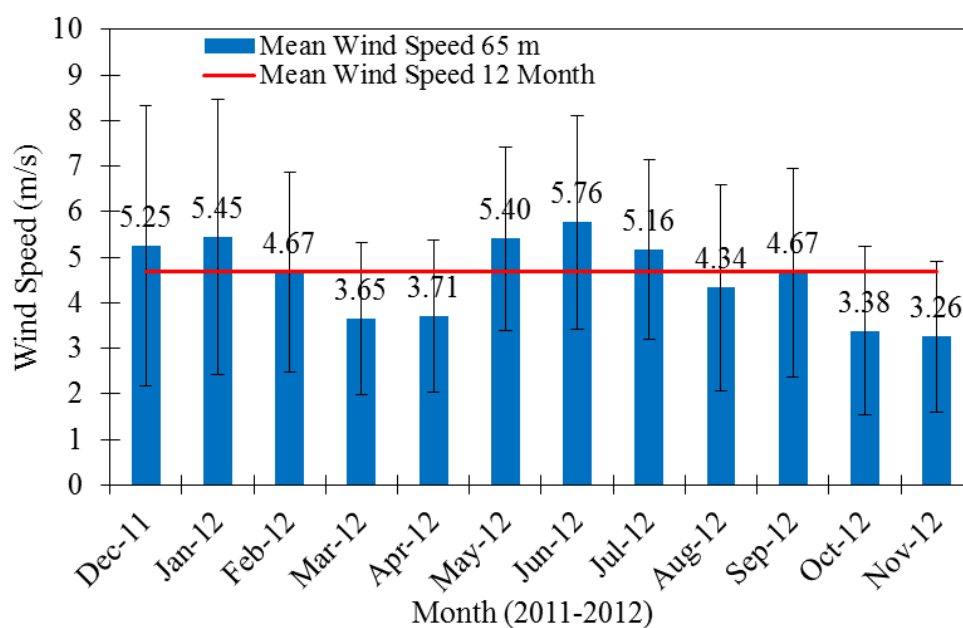
รูปที่ 4.60 การเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมในรอบวันที่ระดับความสูงต่างๆ
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)

4.3.1.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน

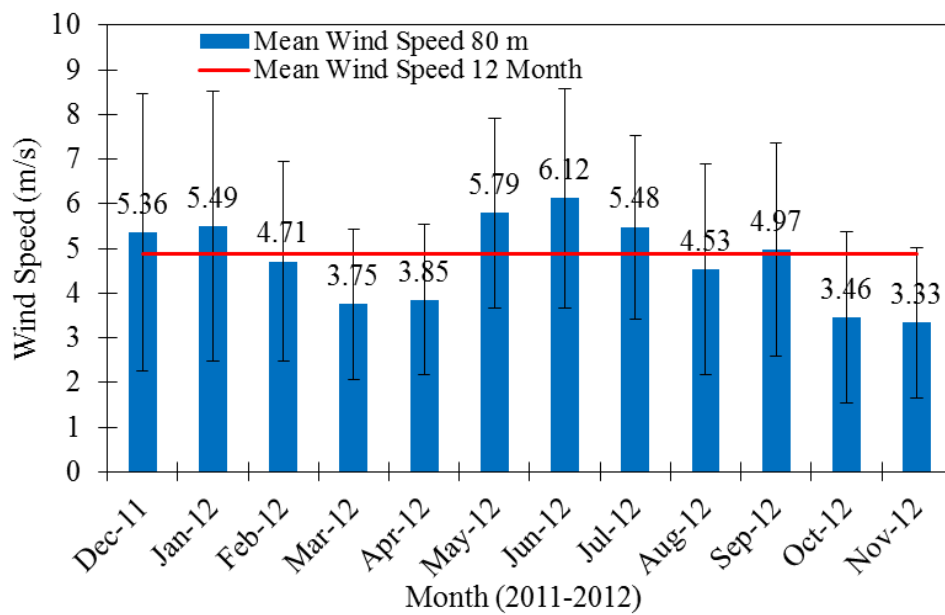
งานวิจัยนี้ได้อาศัยข้อมูลการตรวจวัดจากสถานีวัดลมปากพนังซึ่งเป็นเสาสูง 120 m โดยทำการตรวจวัดอัตราเร็วลมและทิศทางของลมทุกๆ 1 วินาที และบันทึกค่าทุก 1 นาที ที่ระดับความสูง 50 m 65 m 80 m 90 m 100 m 110 m และ 120 m ตามลำดับ ผลจากการศึกษาพบว่าที่ระดับความสูงแตกต่างกันดังกล่าวข้างต้น แนวโน้มของค่าเฉลี่ยรายเดือนมีค่าสูงสุดในเดือนพฤษภาคม ปี พ.ศ. 2555 สำหรับที่ระดับความสูง 50 m 65 m 80 m 90 m 100 m 110 m และ 120 m พบว่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนมีค่าอยู่ในช่วง 3.24-5.28 m/s 3.26-5.76 m/s 3.33-6.12 m/s 3.35-6.28 m/s 3.35-6.45 m/s 3.25-6.60 m/s และ 3.20-6.79 m/s แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.61-4.68 ตามลำดับ สำหรับค่าเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 50 m 65 m 80 m 90 m 100 m 110 m และ 120 m มีค่าเท่ากับ 4.25 m/s 4.56 m/s 4.74 m/s 4.83 m/s 4.97 m/s 4.91 m/s และ 4.97 m/s ตามลำดับ ค่าเฉลี่ยข้างต้นมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานปรากฏในช่วง 1.51-3.14 m/s ซึ่งเป็นค่าที่ขึ้นกับลักษณะของภูมิอากาศ อัตราเร็วลมและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานแสดงดังตารางที่ 4.7 นอกจากนี้เมื่อนำอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 110 m มาเปรียบเทียบกับแผนที่ลมจากแบบจำลอง KAMM (เสริม จันทรทัย และคณะ, 2552) พบว่าค่าสัมบูรณ์ของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์อยู่ในช่วงร้อยละ 8.54-42.85 ซึ่งมีความน่าเชื่อถือได้อย่างมีนัยสำคัญ



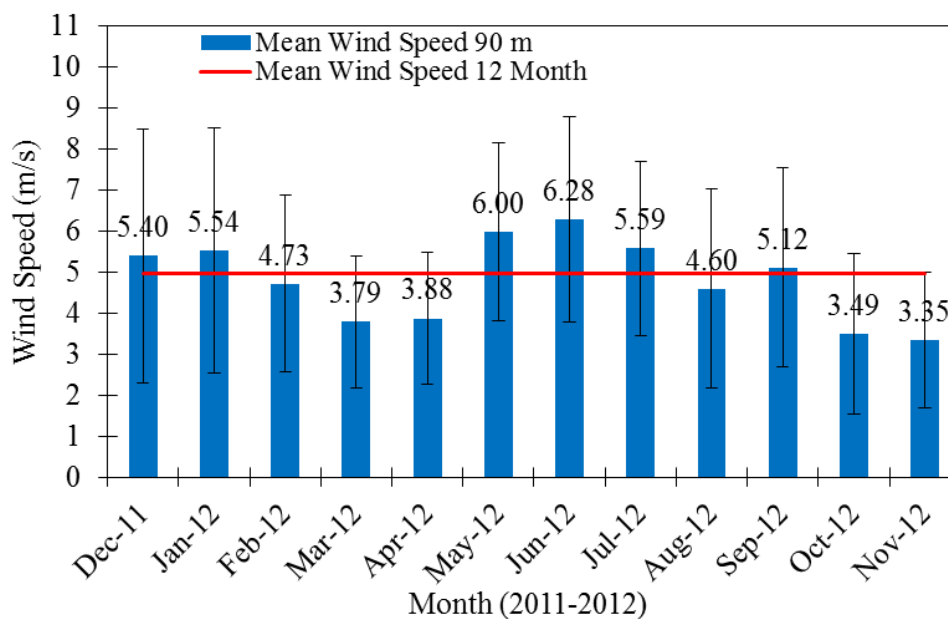
รูปที่ 4.61 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 50 m
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)



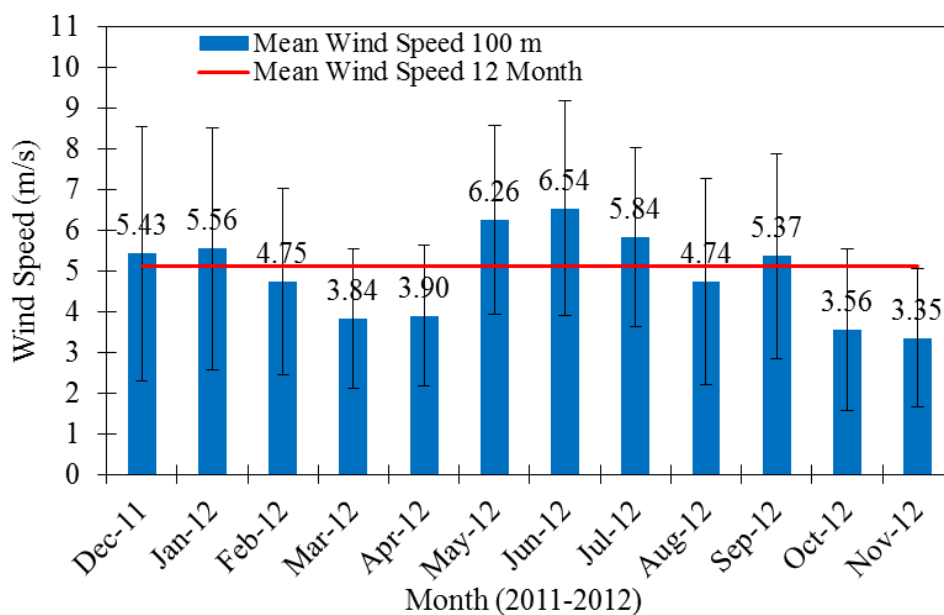
รูปที่ 4.62 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 65 m
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)



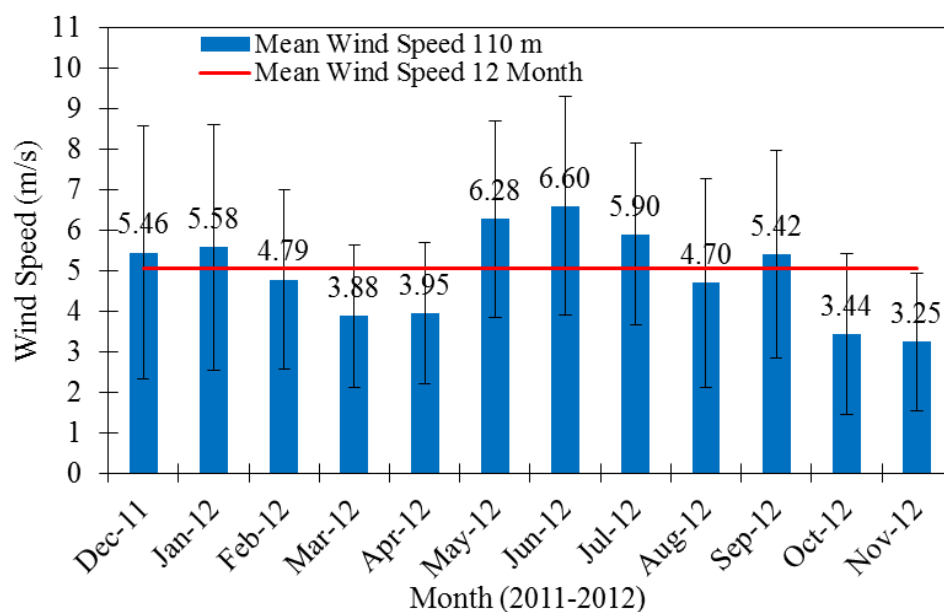
รูปที่ 4.63 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 80 m
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)



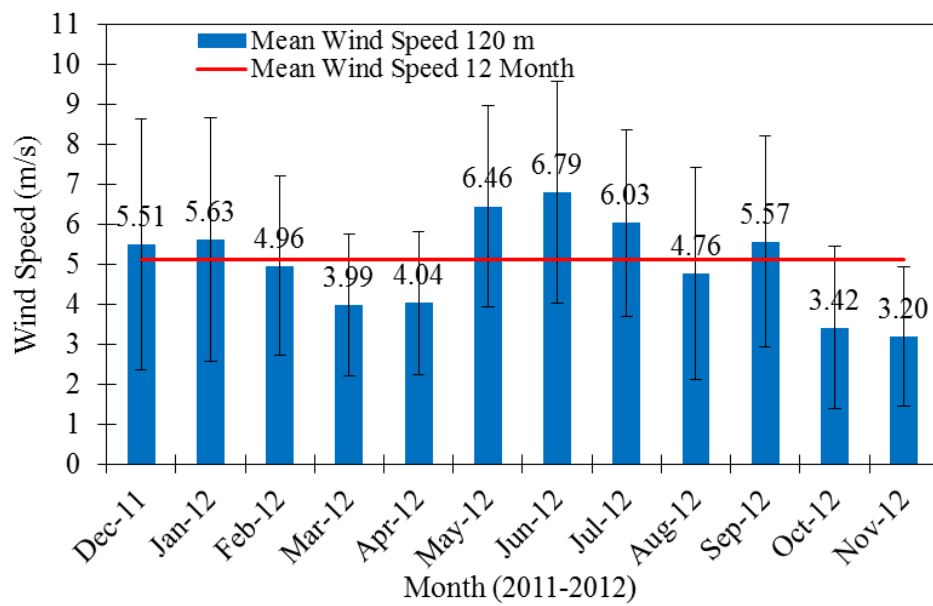
รูปที่ 4.64 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 90 m
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)



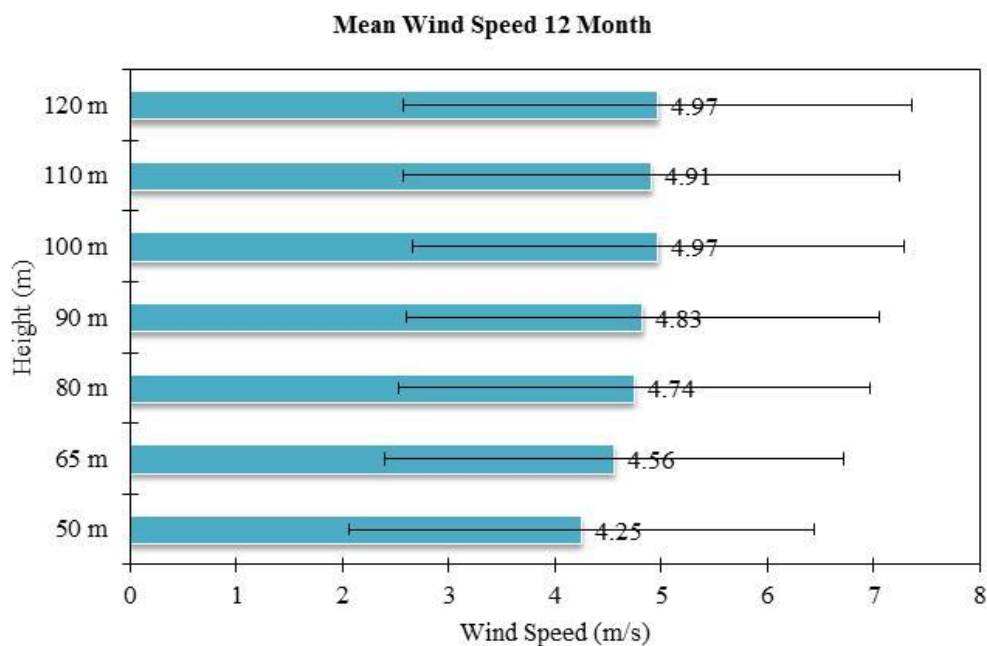
รูปที่ 4.65 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 100 m
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)



รูปที่ 4.66 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนระดับความสูง 110 m
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)



รูปที่ 4.67 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนที่ระดับความสูง 120 m
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)



รูปที่ 4.68 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนรายปี ที่ระดับความสูงต่างๆ
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)

ตารางที่ 4.7 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน

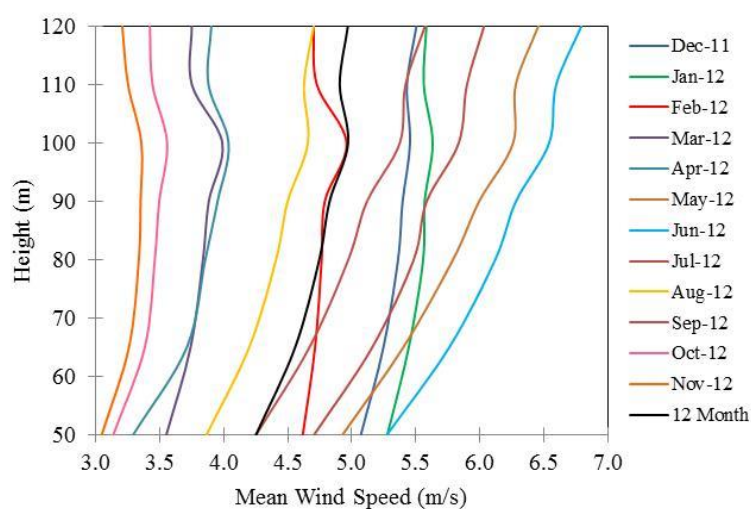
Month	Elevation (Above Ground Level, A.G.L.)													
	120 m		110 m		100 m		90 m		80 m		65 m		50 m	
	V (m/s)	S.D. (m/s)	V (m/s)	S.D. (m/s)	V (m/s)	S.D. (m/s)	V (m/s)	S.D. (m/s)	V (m/s)	S.D. (m/s)	V (m/s)	S.D. (m/s)	V (m/s)	S.D. (m/s)
Dec-11	5.51	3.14	5.43	3.12	5.46	3.12	5.40	3.10	5.36	3.11	5.25	3.08	5.07	3.14
Jan-12	5.58	3.05	5.56	3.03	5.63	2.98	5.57	2.99	5.56	3.02	5.45	3.01	5.28	3.09
Feb-12	4.70	2.25	4.73	2.22	4.96	2.28	4.79	2.16	4.76	2.24	4.71	2.20	4.62	2.30
Mar-12	3.75	1.78	3.75	1.75	3.99	1.72	3.88	1.62	3.84	1.69	3.74	1.67	3.55	1.74
Apr-12	3.90	1.86	3.88	1.80	4.04	1.73	3.95	1.62	3.85	1.62	3.71	1.51	3.29	1.57
May-12	6.46	2.46	6.28	2.36	6.26	2.28	6.00	2.16	5.79	2.13	5.40	2.07	4.93	2.09
Jun-12	6.79	2.78	6.60	2.70	6.54	2.64	6.28	2.51	6.12	2.45	5.76	2.34	5.27	2.33
Jul-12	6.03	2.33	5.90	2.25	5.84	2.21	5.59	2.13	5.48	2.06	5.16	1.97	4.70	2.00
Aug-12	4.70	2.65	4.63	2.59	4.66	2.53	4.50	2.43	4.41	2.36	4.20	2.27	3.86	2.24
Sep-12	5.57	2.64	5.42	2.57	5.37	2.52	5.12	2.43	4.97	2.38	4.67	2.29	4.25	2.28
Oct-12	3.42	2.03	3.44	1.99	3.56	2.00	3.49	1.96	3.46	1.93	3.38	1.85	3.13	1.86
Nov-12	3.20	1.74	3.25	1.71	3.35	1.70	3.35	1.65	3.33	1.67	3.26	1.65	3.04	1.71
Average	4.97	2.39	4.91	2.34	4.97	2.31	4.83	2.23	4.74	2.22	4.56	2.16	4.25	2.20

4.3.1.3 โพรไฟล์แนวดิ่งของอัตราเร็วลม

การเปลี่ยนแปลงของอัตราเร็วลมเฉลี่ยในแนวดิ่งเป็นการศึกษาอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนพบว่า การเปลี่ยนแปลงโพรไฟล์แนวดิ่งของอัตราเร็วลม ณ สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนังสามารถอธิบายลักษณะการเปลี่ยนแปลงได้ 2 ลักษณะคือ การเปลี่ยนแปลงในแนวดิ่งที่ระดับความสูง 50-100 m มีการเปลี่ยนแปลงโดยอัตราเร็วลมแปรผันตรงกับระดับความสูง และลักษณะที่ 2 คือ การเปลี่ยนแปลงที่ระดับความสูง 100-120 m อัตราเร็วลมที่ระดับ 100 m มีค่าสูงสุดในช่วงอัตราเร็ว 3.0 – 5.5 m/s แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.69

4.3.1.4 ความเข้มข้นความปั่นป่วน

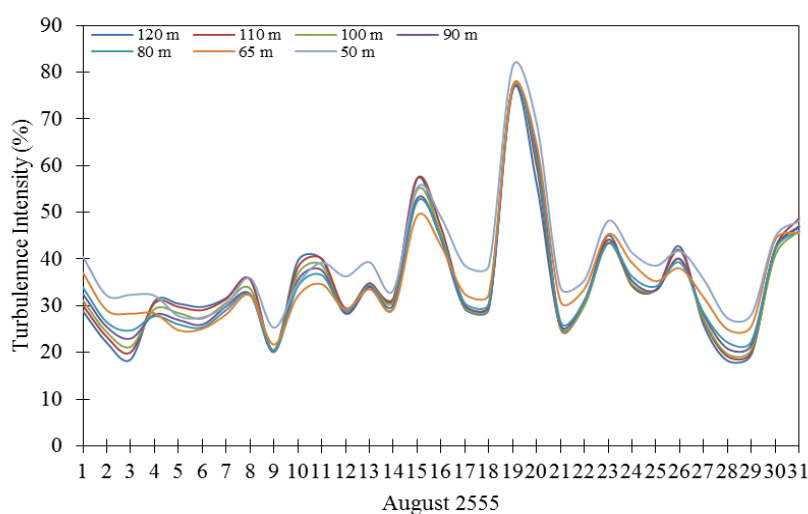
ความเข้มข้นความปั่นป่วนเป็นอัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของอัตราเร็วลมเฉลี่ยกับค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานในช่วงเวลาเดียวกัน งานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษาความเข้มข้นความปั่นป่วนเฉลี่ยรายวันของข้อมูลที่ระดับสูงที่ทำการศึกษาพบว่าความเข้มข้นความปั่นป่วนเฉลี่ยรายวันของเดือนธันวาคม พ.ศ. 2554 ถึง เดือนธันวาคม พ.ศ. 2555 มีค่าในช่วงร้อยละ 15-90 แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.8 และรูปที่ 4.70



รูปที่ 4.69 โปรไฟล์ตามแนวดิ่งของอัตราเร็วลมรายเดือน
(สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)

ตารางที่ 4.8 ความเข้มข้นความปั่นป่วน (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)

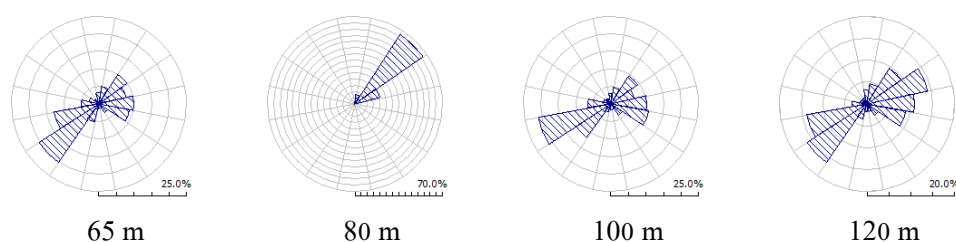
Elevation (m, A.G.L.)	ความเข้มข้นความปั่นป่วน (%)													
	Dec-11	Jan-12	Feb-12	Mar-12	Apr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Aug-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dec-12	Average
50	37.35	30.13	34.02	41.12	43.31	30.13	40.87	43.97	47.92	53.65	59.28	56.02	55.72	44.11
65	37.56	29.88	32.82	40.14	41.75	29.88	40.94	39.40	44.72	49.05	54.73	50.76	52.66	41.87
80	37.55	28.99	31.26	36.61	38.71	28.99	40.28	38.36	44.08	47.80	55.78	50.21	52.44	40.85
90	37.98	28.71	30.49	35.39	37.10	28.71	39.94	38.84	44.33	47.38	56.01	49.37	52.08	40.49
100	38.13	29.48	32.23	37.74	38.18	29.48	39.97	38.50	44.44	46.93	56.14	50.71	53.02	41.15
110	39.00	30.97	31.27	38.06	36.87	30.97	40.68	38.64	45.46	47.42	57.75	52.49	53.57	41.78
120	42.32	34.82	33.27	41.68	42.82	34.82	44.10	39.08	45.41	47.34	59.30	54.34	55.42	44.21



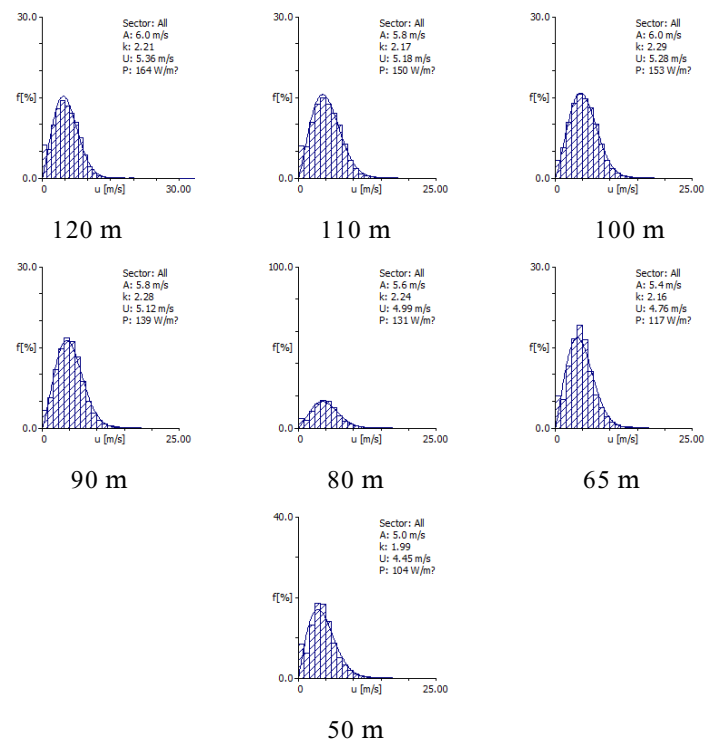
รูปที่ 4.70 ค่าเฉลี่ยรายวันของความเข้มข้นความปั่นป่วนเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2555

4.3.2 ภูมิอากาศลม

สำหรับงานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษาภูมิอากาศลม (Observed Wind Climate) ของข้อมูลเฉลี่ยราย 12 เดือน ที่ระดับความสูง 50 m 65 m 80 m 90 m 100 m 110 m และ 120 m ภูมิอากาศลมซึ่งประกอบด้วยค่าการแจกแจงความน่าจะเป็นของอัตราเร็วลมและฝั่งลม ผลการวิจัยพบว่าค่า A-scale มีค่าอยู่ในช่วง 5.40-6.00 m/s ค่า k-shape มีค่าอยู่ในช่วง 2.14-2.29 อัตราเร็วลมเฉลี่ยมีค่าอยู่ในช่วง 4.76-5.26 m/s แสดงดังตารางที่ 4.9 และความหนาแน่นกำลังลมมีค่าอยู่ในช่วง 114-149 W/m² สำหรับทิศทางของลมเมื่อพิจารณาจากฝั่งลม พบว่าทิศทางของลมพัดจากทิศตะวันออกเฉียงเหนือในช่วงเวลาเดือนธันวาคม-เดือนพฤษภาคม ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือพัดผ่าน ภูมิอากาศลมเฉลี่ยแสดงดังรูปที่ 4.71 - 4.72



รูปที่ 4.71 ทิศทางลมเฉลี่ย 12 เดือน (ธ.ค. 54 – พ.ย. 55) ที่ระดับความสูงต่างๆ



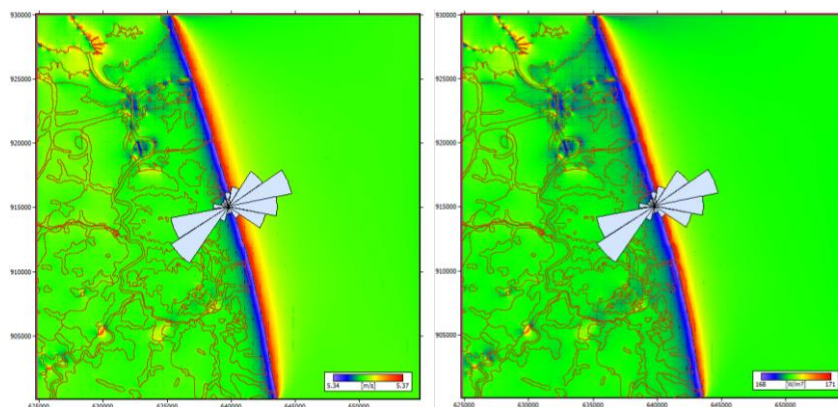
รูปที่ 4.72 ภูมิอากาศลมเฉลี่ยรายปี (ช.ค. 54 – พ.ย. 55) ที่ระดับความสูงต่างๆ

ตารางที่ 4.9 ภูมิอากาศลม (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)

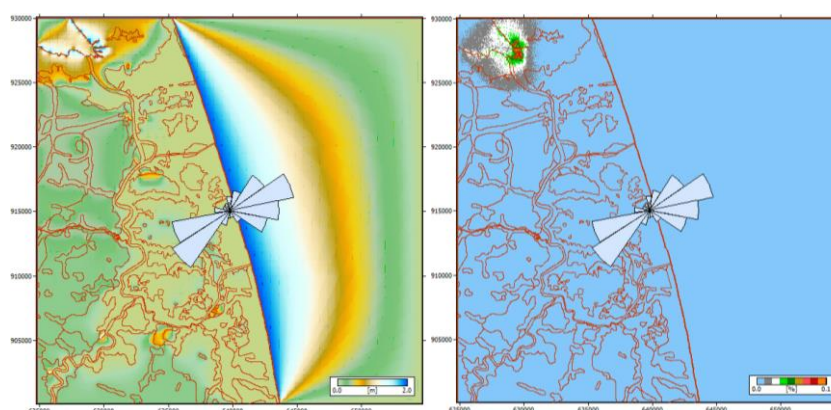
Elevation (m, A.G.L.)	50		65		80		90		100		110		120	
	K	A (m/s)	k	A (m/s)	K	A (m/s)	K	A (m/s)	K	A (m/s)	K	A (m/s)	K	A (m/s)
Dec-11	1.88	5.80	1.94	6.00	1.97	6.20	2.00	6.20	2.02	6.30	2.00	6.30	2.03	6.40
Jan-12	1.87	6.10	1.87	6.10	1.87	6.10	1.87	6.10	1.87	6.10	1.87	6.10	1.87	6.10
Feb-12	2.35	5.30	2.40	5.40	2.42	5.40	2.48	5.40	2.39	5.60	2.44	5.60	2.43	5.40
Mar-12	2.33	4.10	2.57	4.30	2.66	4.40	2.73	4.40	2.62	4.50	2.50	4.30	2.52	4.30
Apr-12	2.39	3.80	2.70	4.20	4.40	2.70	2.62	4.50	2.69	4.60	2.34	4.40	2.29	4.40
May-12	2.26	5.40	2.62	6.00	2.97	6.50	3.17	6.80	3.34	7.10	3.36	7.20	3.38	7.40
Jun-12	2.52	6.00	2.81	6.50	3.15	7.00	3.327	7.20	3.38	7.60	3.45	7.70	3.59	7.90
Jul-12	2.29	5.30	2.61	5.80	6.20	2.84	2.88	6.30	3.02	6.60	3.02	6.70	3.06	6.90
Aug-12	2.53	5.40	2.90	5.90	3.06	6.20	3.02	6.4	3.00	6.70	2.93	6.70	2.90	6.90
Sep-12	2.28	5.00	2.54	5.50	2.79	5.90	2.85	6.00	2.88	6.30	2.84	6.40	2.84	6.60
Oct-12	2.09	3.70	2.29	4.00	2.22	4.10	2.91	4.10	2.17	4.20	2.14	4.10	2.10	4.10
Nov-12	2.16	3.70	2.34	3.90	2.34	3.90	2.31	3.90	2.28	3.90	2.25	3.80	2.24	3.80

4.3.3 แหล่งทรัพยากรลม

งานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษาแหล่งทรัพยากรลมที่ระดับความสูง 120 m ในพื้นที่ 15X15 km² รอบสถานีวิจัยพลังงานลม โดยพื้นที่ศึกษาครอบคลุมพื้นที่ใกล้ชายฝั่งและนอกชายฝั่งร้อยละ 49.52 ของพื้นที่ศึกษา อัตราเร็วลมเฉลี่ยและความหนาแน่นกำลังลมเป็นพารามิเตอร์ที่ใช้ในการศึกษาแหล่งทรัพยากรลม ผลการศึกษาพบว่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 120 m มีค่าเฉลี่ยอยู่ในช่วง 5.07-5.08 m/s และค่าเฉลี่ยของค่าความหนาแน่นกำลังลมมีค่าอยู่ในช่วง 155-158 W/m² พื้นที่ศึกษามีระดับความสูงของพื้นที่สูงสุด 2 mเหนือระดับน้ำทะเลเฉลี่ย และการเปลี่ยนแปลงของดัชนีความขรุขระของพื้นผิว (RIX) ไม่เกินร้อยละ 0.1 รายละเอียดของอัตราเร็วลมเฉลี่ย ความหนาแน่นกำลังลม ระดับเส้นชั้นความสูง และการเปลี่ยนแปลงของดัชนีความขรุขระ แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.73 - 4.74



รูปที่ 4.73 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยและแผนที่ความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 120 m (A.G.L.) (สถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช)



รูปที่ 4.74 แผนที่ระดับความสูงของพื้นที่และแผนที่การเปลี่ยนแปลงของดัชนีความขรุขระของพื้นผิว โดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลมปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช

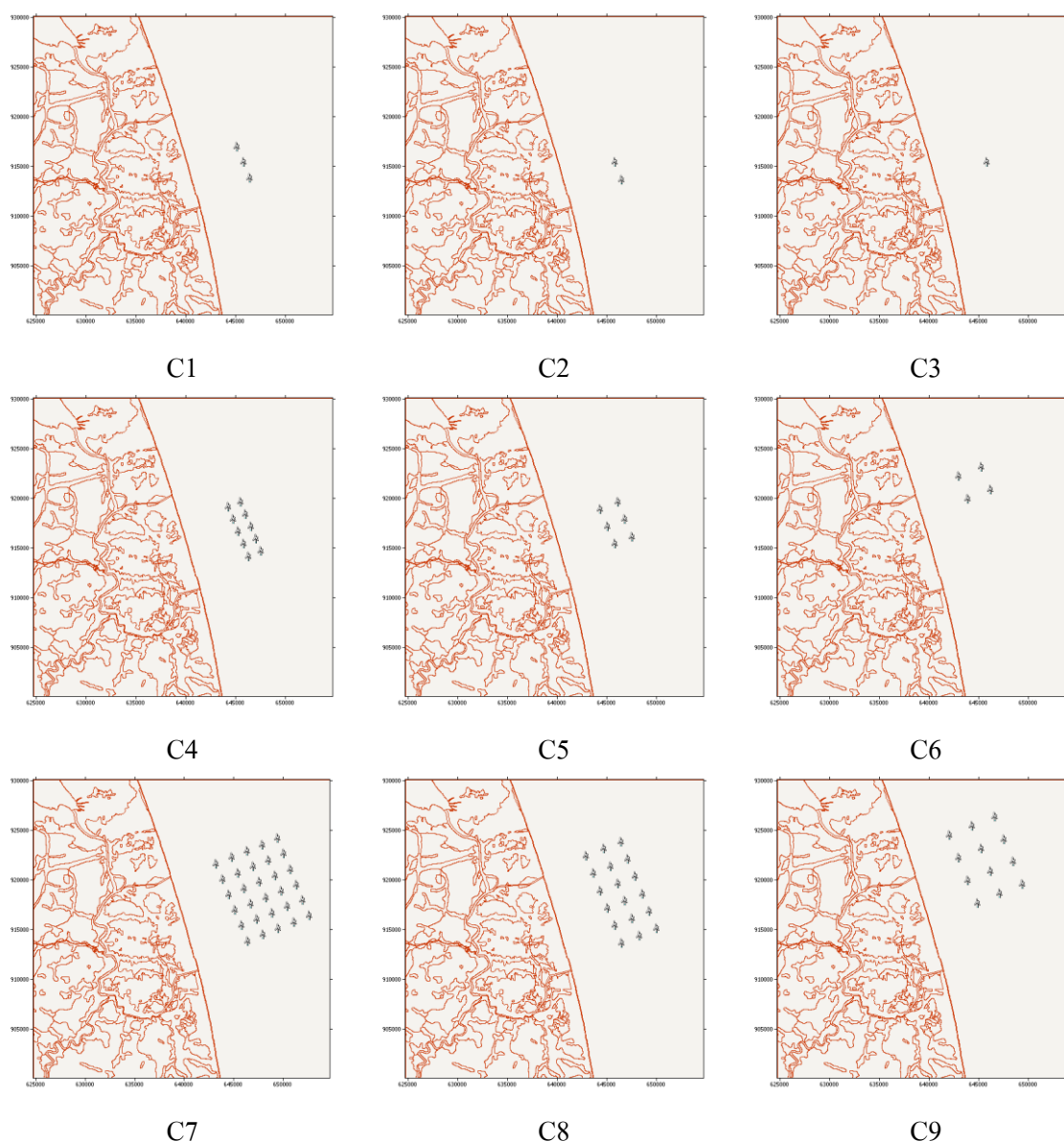
4.3.4 การประเมินการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแบบ VSPP และ SPP

4.3.4.1 โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

จากแผนที่แหล่งทรัพยากรลมซึ่งพิจารณาจากแผนที่อัตราเร็วลมเฉลี่ยและแผนที่ความหนาแน่นกำลังลมสามารถพัฒนาเป็น โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราช โดยการคัดเลือกขนาดกังหันลมผลิตไฟฟ้า ขนาด 3.00 MW 5.00 MW และ 7.00 MW ซึ่งเป็นการพิจารณากรณีเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) และในกรณีของการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (SPP) โดยได้ทำการจัดวางกังหันลมผลิตไฟฟ้า ซึ่งอาศัยเกณฑ์การจัดวางแบบ 10DX10D, 12DX12D และ 15DX15D ตามลำดับ โดยเมื่อพิจารณาเกณฑ์ดังกล่าวข้างต้นสามารถสรุปเป็นกรณีศึกษาได้ดังตารางที่ 4.10 ผลของการจัดเรียงกังหันลมตามเกณฑ์ดังกล่าวข้างต้นแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.75

ตารางที่ 4.10 กรณีศึกษาของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

กรณีศึกษา		ขนาดกังหัน (เมกะวัตต์)	จำนวน (ตัว)	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)		
				10DX10D	12DX12D	15DX15D
VSPP	C1	3.0	3.0	9.0	9.0	9.00
	C2	5.0	2.0	10.0	10.0	10.00
	C3	7.0	1.0	7.0	7.0	7.0
3 VSPP	C4	3.0	10.0	30.0	30.0	30.0
	C5	5.0	6.0	30.0	30.0	30.0
	C6	7.0	4.0	28.0	28.0	28.0
SPP	C7	3.0	30.0	90.0	90.0	90.0
	C8	5.0	18.0	90.0	90.0	90.0
	C9	7.0	12.0	84.0	84.0	84.0

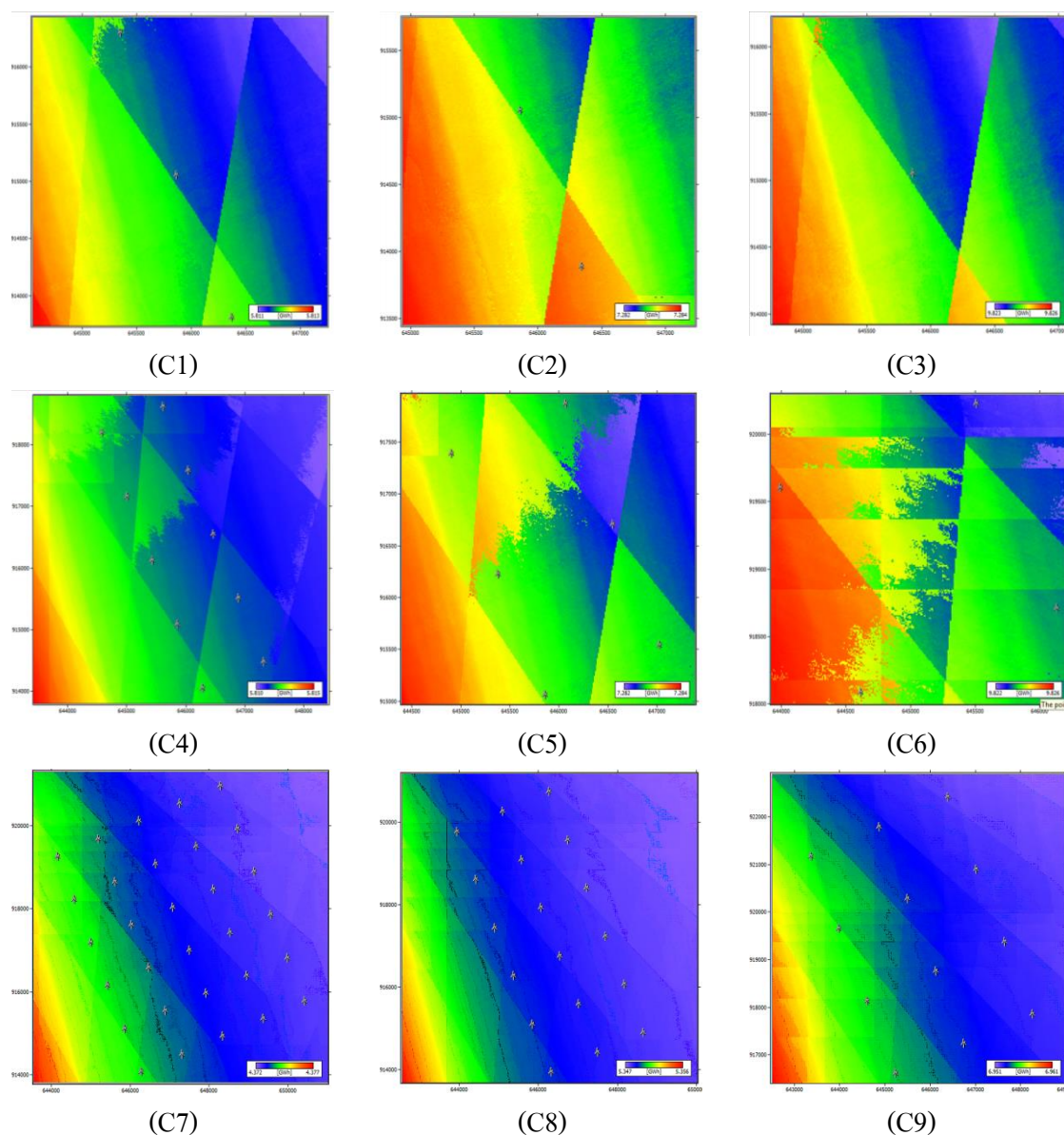


รูปที่ 4.75 การจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่ง
ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW 30 MW และ 90 MW (SPP)

4.3.4.2 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี

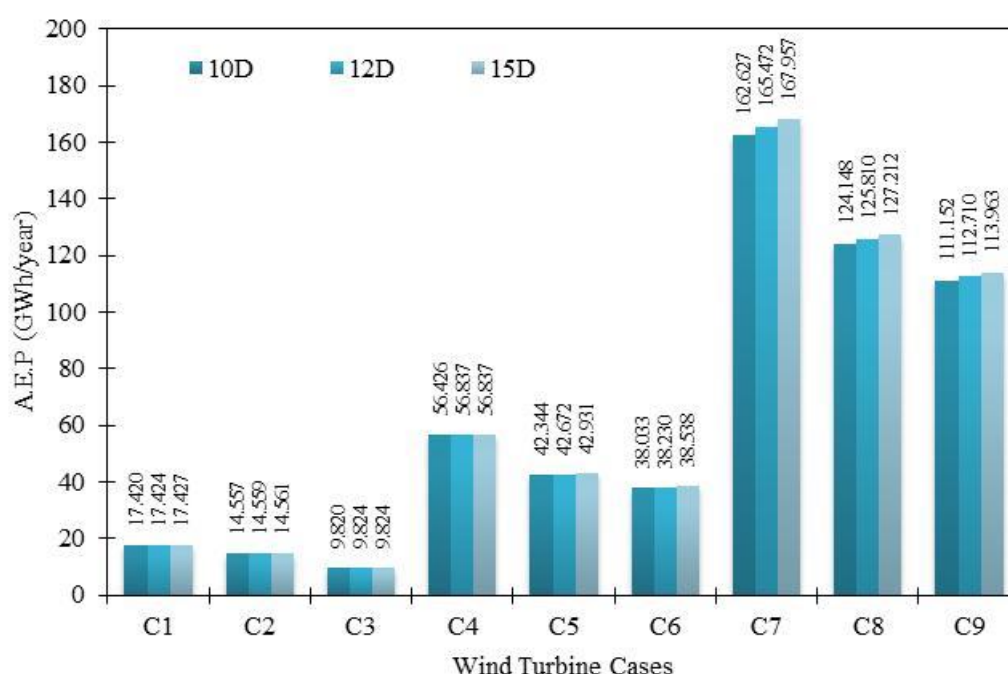
งานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมแบบ VSP และ SPP โดยการคัดเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้า 3 รุ่น และทำการศึกษาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW 30 MW และ 90 MW เพื่อเป็นการศึกษาปริมาณไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มปริมาณกังหันและเป็นการศึกษาในกรณีเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก

(VSPP) และในกรณีของไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (SPP) นอกจากนี้ยังได้ทำการจัดวาง กังหันลมผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยเกณฑ์การจัดวางแบบ 10DX10D 12DX12D และ 15DX15D ตามลำดับ ผลการวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีสำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณ อำเภอปากพนัง ของจังหวัดนครศรีธรรมราช เมื่อพิจารณารายกรณีศึกษาแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.76



รูปที่ 4.76 แผนที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม
นอกชายฝั่งทะเลบริเวณ อำเภอปากพนัง ของจังหวัดนครศรีธรรมราช (ความละเอียด 10 m)

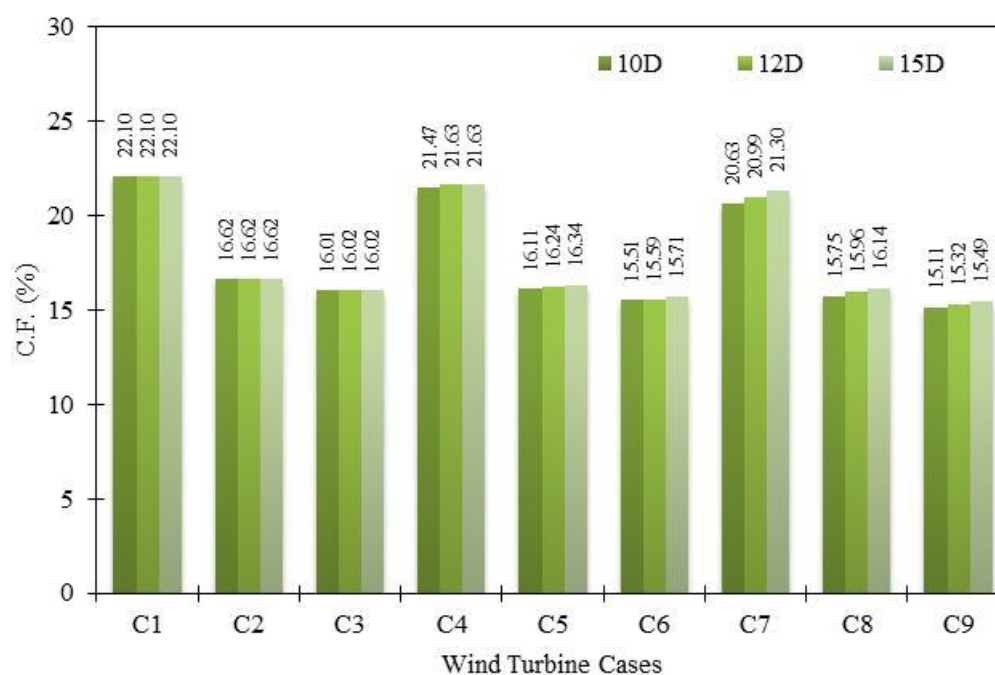
สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณอำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราชขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีอยู่ในช่วง 9.82-17.43 GWh/year สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 30 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีอยู่ในช่วง 38.03-56.84 GWh/year และ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 90 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีอยู่ในช่วง 111.15-167.96 GWh/year เมื่อพิจารณาขนาดกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดคือ กังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น V112 ในกรณีของการจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้าให้มีระยะห่างเท่ากับ 15DX15D และเมื่อพิจารณาเป็นรายกรณีพบว่ากรณีที่ C7 ซึ่งเป็นกรณีที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 90 MW ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.77



รูปที่ 4.77 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

4.3.4.3 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

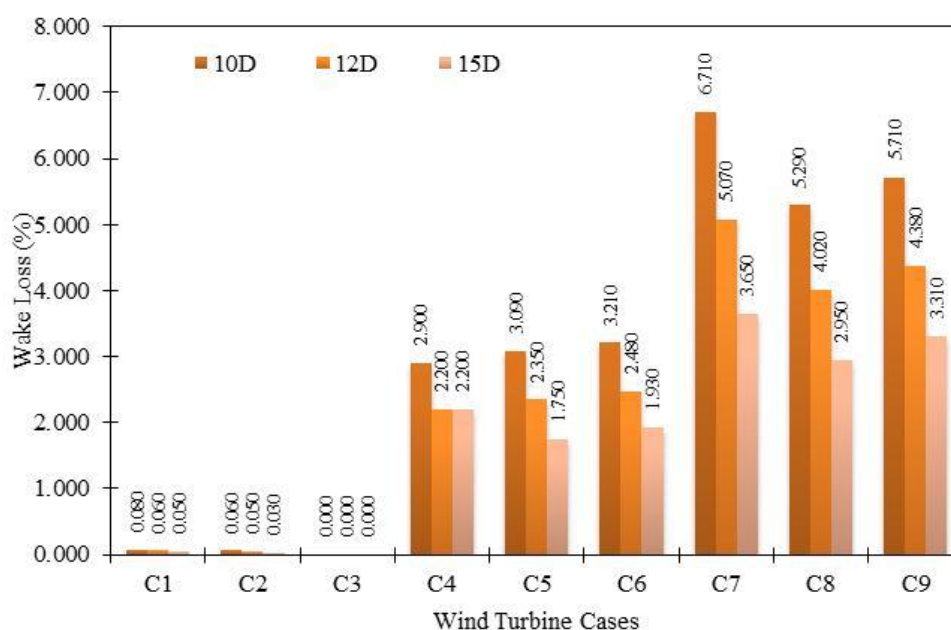
เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW 30 MW และ 90 MW มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 15.11-22.10 ค่าประสิทธิภาพสูงสุดเมื่อพิจารณาในกรณีศึกษา C1 ซึ่งเป็นกรณีที่พิจารณากังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดตัวละ 3 MW รุ่น V112 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.78



รูปที่ 4.78 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดต่างๆ

4.3.4.4 การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวก

อิทธิพลของเวกเป็นพารามิเตอร์ที่มีความสำคัญในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม เนื่องจากปริมาณดังกล่าวมีอิทธิพลโดยตรงกับปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม สำหรับงานวิจัยนี้ได้กำหนดเกณฑ์ในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งให้มีค่าต่ำกว่าร้อยละ 5 โดยในงานวิจัยนี้พบว่าการจัดเรียงกังหันลมผลิตไฟฟ้ารูปแบบ 10 เท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางกังหันลมผลิตไฟฟ้า ในกรณีศึกษา C7 มีค่าสูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนด ทั้งนี้เนื่องจากกรณีศึกษานี้เลือกกังหันลมขนาด 3 MW มาทำการศึกษาเป็นกรณี SPP จึงทำให้ต้องใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าถึง 30 ตัว และยังเลือกการจัดวางแบบ 10DX10D ซึ่งกังหันลมแต่ละตัวอยู่ใกล้กัน จึงส่งผลต่อการสูญเสียจากเวก โดยอิทธิพลการสูญเสียจากเวกในกรณีต่างๆ แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.79



รูปที่ 4.79 การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเงาของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณอำเภอปากพนัง ของจังหวัดนครศรีธรรมราช

4.3.5 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์

การศึกษความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการโดยพิจารณาพารามิเตอร์ต่างๆ หลังจากได้ทำการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการอย่างละเอียดทั้งผลประโยชน์ทางตรง (Direct Benefit) และผลประโยชน์ทางอ้อม (Indirect Benefit) เพื่อวิเคราะห์ BCR NPV EIRR FIRR และ PBP โดยทำการวิเคราะห์ดัชนีที่กล่าวมาทั้งหมดด้วยแบบจำลองทางการเงิน ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนได้วิเคราะห์ค่าหน่วยไฟฟ้าตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยมีเงื่อนไขสำหรับการวิเคราะห์ดังนี้

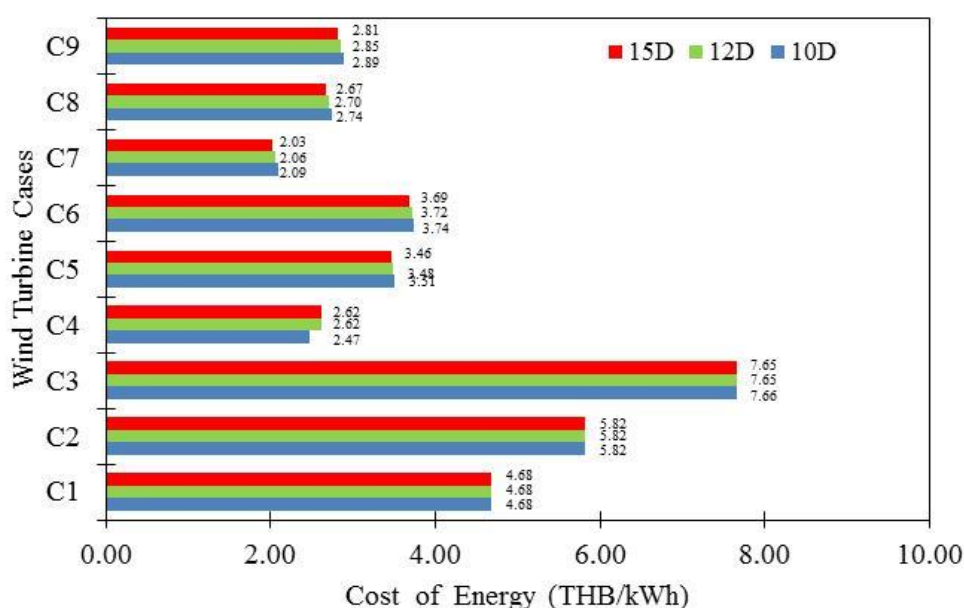
- อัตราส่วนหนี้ (Debt Ratio) เท่ากับ 70:30
- ขอรับการสนับสนุนจาก ESCO Fund 50 ล้านบาท/โครงการ (VSPP)

4.3.5.1 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลม

ผลการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (CoE) ที่ผลิตได้จากพลังงานลมของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราชที่พิจารณาการติดตั้งแบบ VSPP (C1-C3) พบว่ามีต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (CoE) 4.68-7.66 บาท/kWh และพบว่าในการลงทุนติดตั้งฟาร์มกังหันลมแบบ VSPP ควรเลือกกังหันลมที่มีขนาดเล็ก (ขนาด 3 เมกะวัตต์) มากกว่ากังหันลมที่มีขนาด

ใหญ่ (ขนาด 7 เมกะวัตต์) และจัดวางกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบ 10DX10D ซึ่งจะเป็นการประหยัดพื้นที่ในการติดตั้งได้ด้วย

สำหรับกรณีการพิจารณาแบบ SPP (C7-C9) พบว่ามีต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (CoE) 2.09 – 2.81 บาท/kWh และการจัดวางกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีผลต่อค่า CoE คือกรณีที่การจัดวางกังหันลมที่อยู่ใกล้กัน (10DX10D) ค่า CoE จะสูงกว่ากรณีที่การจัดวางกังหันลมที่อยู่ไกลกัน (15DX15D) ทั้งนี้เนื่องจากการสูญเสียกำลังการผลิตเนื่องจากอิทธิพลของเงา ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.80



รูปที่ 4.80 ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

บริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราช

4.3.5.2 ดัชนีทางการเงินของโรงไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเล

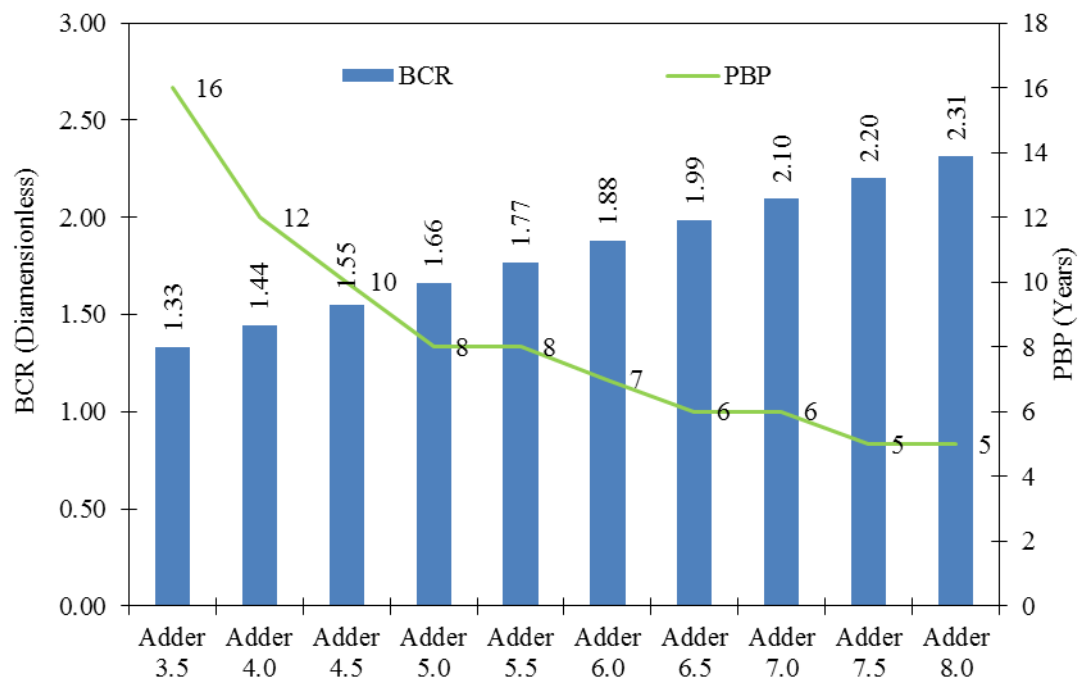
เมื่อพิจารณาดัชนีทางการเงินของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในกรณีฐาน (Adder 3.5 บาทต่อหน่วย) ดัชนีทางการเงินแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.11

นอกจากนี้ยังได้พิจารณาความอ่อนไหวของดัชนีทางการเงินในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงนโยบายของภาครัฐ ซึ่งในที่นี้ได้ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนการรับซื้อ 3.5-8.0 บาทต่อหน่วย ซึ่งได้นำกรณีศึกษาที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าแบบ SPP คือกรณีศึกษาที่ 7 มีกำลังผลิตติดตั้ง 90 MW เพื่อฉายภาพของความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ เมื่อนโยบายมีการเปลี่ยนแปลง อีกทั้งยังแสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ในอนาคต ผลการศึกษาพบว่าเมื่อ

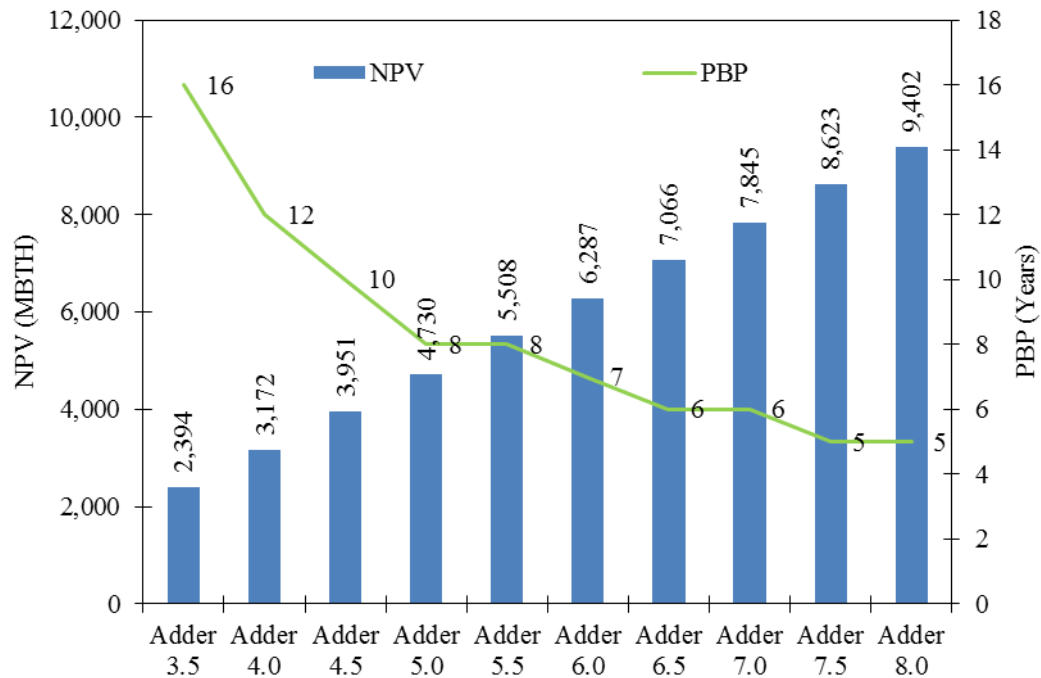
มีการเปลี่ยนแปลงของส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้าจาก 3.50-8.00 บาทต่อหน่วย อัตราส่วนระหว่างต้นทุนกับผลตอบแทนมีค่าอยู่ในช่วง 1.13-2.31 มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าอยู่ในช่วง 2,394-9,402 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงินมีค่าเปลี่ยนแปลงในช่วงร้อยละ 1.75-24.49 อัตราผลตอบแทนภายในด้านเศรษฐกิจมีค่าเปลี่ยนแปลงในช่วงร้อยละ 2.43-25.82 การเปลี่ยนแปลงของระยะเวลาคืนทุนอยู่ในช่วง 5-16 ปี ข้อมูลข้างต้นสามารถบ่งชี้ให้เห็นถึงส่วนเพิ่มรับซื้อที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราช แบบ SPP ควรมีการสนับสนุนส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้ามากกว่า 6 บาทต่อหน่วย โดยในกรณีที่ราคาส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้าที่ 6 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้อัตราส่วนระหว่างต้นทุนและผลตอบแทนมีค่าเท่ากับ 1.88 มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับ 6,287 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงินมีค่าเท่ากับร้อยละ 13.26 อัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐกิจมีค่าเท่ากับร้อยละ 14.10 และโครงการจะคุ้มทุนในปีที่ 7 ของการดำเนินงาน รายละเอียดของการศึกษาความอ่อนไหวของราคาส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า ตั้งแต่ 3.5-8.0 บาทต่อหน่วย แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.81-4.83

ตารางที่ 4.11 คำนวณทางการเงินของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งกรณีฐาน

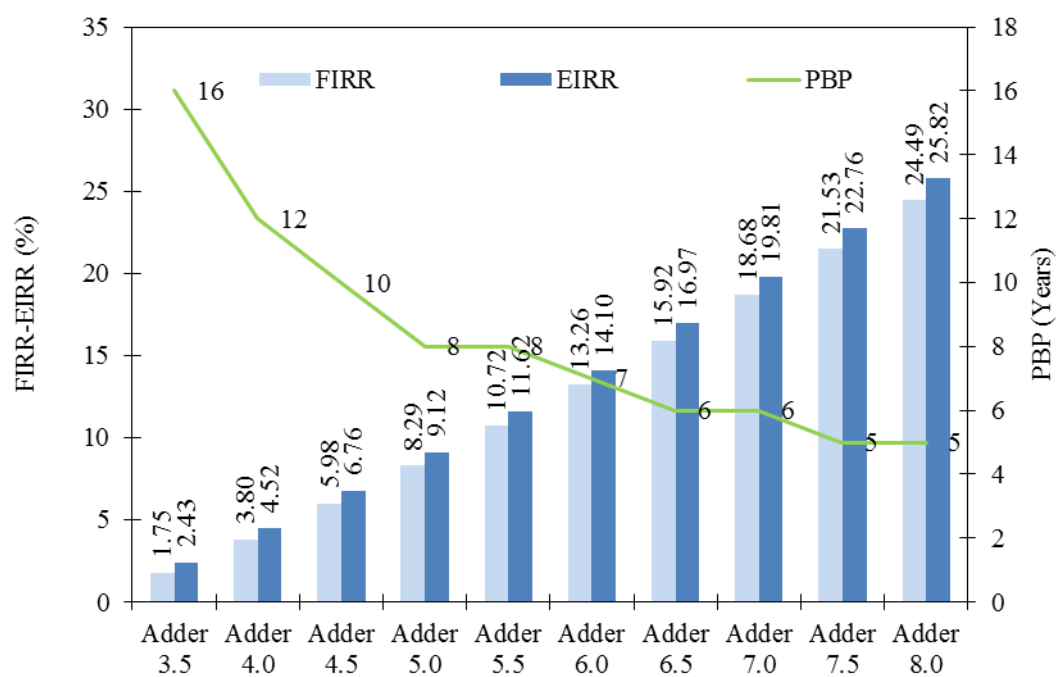
Case	BCR	NPV (MTHB)	FIRR (%)	EIRR (%)	PBP (Year)
C1	0.17	-1,302.90	<0	<0	20<
C2	0.07	-1,323.72	<0	<0	20<
C3	-0.17	-1,675.22	<0	<0	20<
C4	0.89	-316.80	<0	<0	20<
C5	0.56	-1,322.48	<0	<0	20<
C6	0.49	-1,462.66	<0	<0	20<
C7	1.33	2,393.57	0	1.5	16
C8	0.92	-555.10	<0	<0	20<
C9	0.85	-978.68	<0	<0	20<



รูปที่ 4.81 การเปลี่ยนแปลงของอัตราส่วนระหว่างต้นทุนกับผลตอบแทนและระยะเวลาคืนทุน



รูปที่ 4.82 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิและระยะเวลาคืนทุน



รูปที่ 4.83 การเปลี่ยนแปลงของผลตอบแทนภายในทางการเงิน-ผลตอบแทนภายใน
ทางเศรษฐกิจและระยะเวลาคืนทุน

บทที่ 5

สรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุป

แผนงานวิจัยนี้ได้ดำเนินการจัดทำแผนที่ลมความละเอียด 9 km ที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m โดยการอาศัยระบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่น (Regional Atmospheric Modeling System: RAMS) และฐานข้อมูลอินพุต NCEP/NCAR ปี ค.ศ. 2008-2010 เหนือพื้นที่ศึกษาของโครงการ

ผลการศึกษาพบว่าข้อมูลลมเฉลี่ยรายปีจากแผนที่ลมที่พัฒนาขึ้นโดยอาศัยแบบจำลอง RAMS ที่ระดับความสูง 100-120 m มีค่าอยู่ในช่วง 2.5-6.5 m/s โดยอ่าวบ้านดอนของจังหวัดสุราษฎร์ธานีและบริเวณใกล้ชายฝั่งทะเลอำเภอขนอม อำเภอสิชล และอำเภอท่าศาลาของจังหวัดนครศรีธรรมราช เป็นบริเวณที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูงสุด และบริเวณตะวันตกเฉียงใต้ของเกาะสมุยซึ่งเป็นพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลมีศักยภาพของพลังงานลมรองลงมา

เมื่อพิจารณาศักยภาพของพลังงานลมเฉลี่ยรายเดือนพบว่าอัตราเร็วลมจะมีค่าสูงในช่วงต้นปี ได้แก่ เดือนมกราคมถึงเดือนกุมภาพันธ์และเดือนเมษายน ซึ่งในช่วงเดือนดังกล่าวอัตราเร็วลมมีค่าสูงเนื่องจากได้รับอิทธิพลของลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และช่วงปลายปี ได้แก่ เดือนตุลาคมและเดือนธันวาคม ในช่วงเดือนดังกล่าวอัตราเร็วลมมีค่าสูงเนื่องจากได้รับอิทธิพลของลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ โดยความหนาแน่นกำลังลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 50 m 80 m 100 m และ 120 m มีค่าไม่เกิน 140 W/m^2 ซึ่งอยู่ในระดับ Class 1-1.5

ผลการตรวจสอบความถูกต้องของแผนที่ลมพบว่าที่ระดับความสูง 30 m ข้อมูลลมตรวจวัดมีค่าสูงกว่าข้อมูลลมทำนายมาก สาเหตุเนื่องจากแบบจำลอง RAMS ซึ่งเป็นแบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่นที่มีความเหมาะสมกับสเกลเมโซ ดังนั้นเมื่อนำมาทำนายพฤติกรรมของลมที่ระดับความสูงจากพื้นดินน้อยๆ เช่น ที่ระดับความสูง 30 m หรือระดับจุลภาค จึงไม่สามารถทำนายพฤติกรรมของลมได้ดี อย่างไรก็ตามเมื่อระดับความสูงเพิ่มขึ้น ความคลาดเคลื่อนในการทำนายพฤติกรรมของลมก็เริ่มลดลง เมื่ออาศัยข้อมูลลมตรวจวัดที่สถานีวัดลมเกาะพะงันและสถานีวัดลมปากพั่นซึ่งส่วนใหญ่มีความแตกต่างจากข้อมูลทำนายน้อยกว่าร้อยละ 20 โดยมีข้อมูลทำนายบางส่วนที่มีค่าสูงกว่าข้อมูลตรวจวัดและมีค่าความคลาดเคลื่อนมากกว่าร้อยละ 20

แผนที่ลมที่ระดับความสูง 120 m ถูกนำไปซ้อนทับกับพื้นที่ทางทะเลที่สามารถใช้ประโยชน์ได้ (Possible Area) และทำการจัด โซน (Zoning) สำหรับการจัดลำดับความสำคัญสำหรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลและนอกชายฝั่งทะเลต่อไป ผลการศึกษาพบว่า

พื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล (ระยะห่างจากฝั่งไม่เกิน 20 km) ที่มีอัตราเร็วลมอยู่ในโซน B มีพื้นที่จำนวนทั้งสิ้น 1,030 km² และที่มีอัตราเร็วลมอยู่ในโซน C มีจำนวนพื้นที่ทั้งสิ้น 6,610 km² พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m ที่มีอัตราเร็วลมอยู่ในโซน C มีพื้นที่จำนวนทั้งสิ้น 5,237 km² และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลอยู่ในช่วง 25-50 m ที่มีอัตราเร็วลมอยู่ในโซน C มีพื้นที่จำนวนทั้งสิ้น 14,236 km²

ในการวิเคราะห์เพื่อคัดเลือกพื้นที่และการจัดลำดับความสำคัญของพื้นที่ในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลได้อาศัยการวิเคราะห์การตัดสินใจแบบหลายเกณฑ์ ผลการวิจัยพบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพของพลังงานลมเพียงพอถ้าหากมีการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตเต็มพิกัด 3 MW 5 MW หรือ 7 MW จะมีศักยภาพเชิงพื้นที่ทางเทคนิคในการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลแสดงดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 กำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีกำลังการผลิตเต็มพิกัด 3 MW 5 MW และ 7 MW

ลำดับ ที่	ความ เหมาะสม ของพื้นที่	จำนวนพื้นที่ (km ²)	กำลังการผลิต ติดตั้งสูงสุด สำหรับกังหัน ลมขนาด 3 MW	กำลังการผลิต ติดตั้งสูงสุด สำหรับกังหันลม ขนาด 5 MW	กำลังการผลิต ติดตั้งสูงสุด สำหรับกังหันลม ขนาด 7 MW
พื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล					
1	สูงสุด	772	1,282	1,688	1,395
2	สูง	6,148	18,444	13,446	11,112
3	ปานกลาง	734	1,219	1,605	1,327
พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m					
1	สูงสุด	-	-	-	-
2	สูง	1,127	1,872	2,465	2,037
3	ปานกลาง	1,885	3,131	4,123	3,407
พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลอยู่ในช่วง 25-50 m					
1	สูงสุด	-	-	-	-
2	สูง	1,275	2,118	2,789	2,304
3	ปานกลาง	11,033	18,324	24,130	19,941

กำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 10 MW ต่อโรง 30 MW ต่อโรง และ 90 MW ต่อโรง แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 กำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในทะเลที่มีการผลิตติดตั้ง 10 MW 30 MW และ 90 MW

ลำดับ	กำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม		
	10 MW	30 MW	90 MW
พื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล			
1	2,980	3,420	2,430
พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลไม่เกิน 25 m			
2	1,340	1,590	1,890
พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลที่ระดับความลึกของน้ำทะเลอยู่ในช่วง 25-50 m			
3	5,600	6,320	8,980

ผลการศึกษาพบว่าความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 120 m และ 100 m สถานีวิจัยลมความสูง 120 m ณ อำเภอเกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี มีค่าเท่ากับ 4.28 m/s และ 4.02 m/s ตามลำดับ โดยมีลมมาจากทิศเหนือและทางตะวันออกเฉียงเหนือของเกาะพะงัน ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ประเมินได้ ณ สถานี เมื่อติดตั้งกังหันลมรุ่น Vestas V112 ขนาด 3 MW กังหันลมรุ่น Repower ขนาด 5 MW และ Vestas V164 ขนาด 7 MW ได้ค่าพลังงานไฟฟ้า 3.178 GWh/year 3.688 GWh/year และ 4.798 GWh/year ตามลำดับ ในกรณีที่ติดตั้งเป็นฟาร์มกังหันลมห่างจากชายฝั่งไม่เกิน 10 km เมื่อพิจารณาทั้ง 9 คลัสเตอร์ จะได้พลังงานไฟฟ้ารายปีสุทธิอยู่ในช่วง 0.64-21.10 GWh/year ค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าอยู่ในช่วงร้อยละ 0.98-2.68 ซึ่งเป็นค่าค่อนข้างต่ำ เนื่องจากอัตราเร็วลมเฉลี่ยมีค่าประมาณ 4 m/s ค่า CoE ที่ได้อยู่ในช่วง 16-116 Baht/kWh เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ พบว่าค่า BCR < 1 NPV < 0 FIRR < 9 % และ PBP > 20 ปี

ผลการวิเคราะห์ศักยภาพความเร็วลม ณ สถานีวิจัยปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราชพบว่าในช่วงรอบวัน อัตราเร็วลมจะมีค่าสูงขึ้นในช่วงเวลาประมาณ 10.00-15.00 น. และจะมีค่าลดลงในช่วงเย็นและช่วงกลางคืน โดยความเร็วลมเฉลี่ยมีค่าสูงสุดในช่วงเวลา 14.00-15.00 น. มีค่า 5.2-5.6 m/s ทั้งนี้ขึ้นกับระดับความสูงของเซนเซอร์วัดอัตราเร็วลม และมีค่าต่ำสุดในช่วงเวลา 9.00-10.00 น. ตามลำดับที่ อัตราเร็วลม 3.80-4.70 m/s อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนมีค่าอยู่ในช่วง 3.24-5.28 m/s 3.26-

5.76 m/s 3.33-6.12 m/s 3.35-6.28 m/s 3.35-6.45 m/s 3.25-6.60 m/s และ 3.20-6.79 m/s ที่ระดับความสูง 50 m 65 m 80 m 90 m 100 m 110 m และ 120 m ตามลำดับ และค่าเฉลี่ยของอัตราเร็วลมรายปี ที่ระดับความสูง 50 m 65 m 80 m 90 m 100 m 110 m และ 120 m มีค่าเท่ากับ 4.25 m/s 4.56 m/s 4.74 m/s 4.83 m/s 4.97 m/s 4.91 m/s และ 4.97 m/s ตามลำดับ โดยค่าเฉลี่ยข้างต้นมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานปรากฏในช่วง 0.8-3.4 m/s ความเข้มข้นความปั่นป่วนเฉลี่ยรายวันมีค่าในช่วงร้อยละ 15-80 ผลการวิเคราะห์โดยใช้การแจกแจงแบบไวบูลล์ได้ค่า A-scale มีค่าอยู่ในช่วง 5.00-6.00 m/s ค่า k-shape มีค่าอยู่ในช่วง 1.99-2.29 อัตราเร็วลมเฉลี่ยมีค่าอยู่ในช่วง 4.45-5.36 m/s และความหนาแน่นกำลังลมมีค่าอยู่ในช่วง 104-164 W/m² ทิศทางของลมในช่วงที่ทำการศึกษามีทิศทางพัดจากทิศตะวันออกเฉียงเหนือ (พัดจากทะเลเข้าสู่ชายฝั่ง) ซึ่งสอดคล้องกับช่วงเวลาเดือนธันวาคม-เดือนพฤษภาคม ซึ่งเป็นช่วงเวลาลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ การศึกษาแหล่งทรัพยากรลมโดยทำการศึกษาแหล่งลมที่ระดับความสูง 120 m พื้นที่ 15X15 km² รอบสถานีวิจัยพลังงานลม พบว่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 120 m มีค่าเฉลี่ยอยู่ในช่วง 5.07-5.08 m/s และค่าเฉลี่ยของค่าความหนาแน่นกำลังลมมีค่าอยู่ในช่วง 155-158 W/m² สามารถพัฒนาเป็นโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราช สำหรับการประเมินโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราชที่ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีอยู่ในช่วง 9.82-17.43 GWh/year สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 30 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีอยู่ในช่วง 38.03-56.84 GWh/year และขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 90 MW มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปีอยู่ในช่วง 111.15-167.96 GWh/year การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (CoE) ที่ผลิตได้จากพลังงานลมของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราชที่พิจารณาการติดตั้งแบบ VSPP พบว่ามีต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า 4.68-7.66 Baht/kWh และพบว่าการติดตั้งฟาร์มกังหันลมแบบ VSPP ควรเลือกกังหันลมที่มีขนาดเล็กมากกว่ากังหันลมที่มีขนาดใหญ่ สำหรับกรณีการพิจารณาแบบ SPP พบว่ามีต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า 4.68-7.66 Baht/kWh การจัดวางกังหันลมในกรณี VSPP ไม่มีผลต่อ CoE การจัดวางกังหันลมสำหรับกรณี SPP มีผลต่อค่า CoE คือ กรณีที่การจัดวางกังหันลมอยู่ใกล้กัน (10DX10D) ค่า CoE จะสูงกว่ากรณีที่การจัดเรียงที่กังหันลมอยู่ไกลกัน (15DX15D) ทั้งนี้เนื่องจากการสูญเสียกำลังการผลิตเนื่องจากอิทธิพลของเงาสำหรับความอ่อนไหวของดัชนีทางการเงินในกรณีการเปลี่ยนแปลงของส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนจากราคารับซื้อ 3.5-8.0 Baht/kWh สรุปได้ว่า อัตราส่วนระหว่างต้นทุนกับผลตอบแทนมีค่าอยู่ในช่วง 1.33-2.31 มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าอยู่ในช่วง 2,394-9,402 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน มีค่าเปลี่ยนแปลงในช่วงร้อยละ 1.75-24.49 อัตราผลตอบแทนภายในด้านเศรษฐกิจมีค่าเปลี่ยนแปลงในช่วงร้อยละ 2.43-25.82 การ

เปลี่ยนแปลงของระยะเวลาคืนทุนอยู่ในช่วง 5-16 ปี ทั้งนี้ระยะเวลาคืนทุนจะลดลงหากการรับซื้อพลังงานสูงขึ้น

5.2 ข้อเสนอแนะ

- 5.2.1 ควรปรับแบบจำลองบรรยากาศโดยอาศัยฐานข้อมูล NCEP/NCAR ระยะเวลา 5-10 ปี เพื่อลดความไม่แน่นอนของแผนที่ลม
- 5.2.2 ควรตรวจวัดลมที่ระดับความสูง 65-120 m เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 3 ปี สำหรับการตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำของแผนที่ลม
- 5.2.3 ควรมีการตรวจวัดศักยภาพพลังงานลมระยะยาว 3-5 ปี เนื่องจากภูมิอากาศแต่ละปี ส่งผลต่อข้อมูลศักยภาพพลังงานลม
- 5.2.4 รัฐควรให้การส่งเสริมและสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมอย่างเต็มที่เพื่อทำให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์และสามารถสร้างแรงจูงใจให้กับภาคเอกชน
- 5.2.5 จากข้อมูลของแผนที่ลม พบว่าบริเวณอ่าวบ้านดอน จังหวัดสุราษฎร์ธานี และบริเวณใกล้ชายฝั่งตั้งแต่อำเภอท่าศาลาถึงอำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช เป็นบริเวณแหล่งลมดี ซึ่งหากสองบริเวณนี้ได้รับการติดตั้งเสาวัดลมเพื่อเก็บข้อมูลผลของอัตราเร็วลมรายปี ก็จะทำให้เพิ่มความเชื่อมั่นต่อการลงทุนต่อการติดตั้งฟาร์มกังหันลมมากขึ้น
- 5.2.6 เนื่องจากโครงการการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลเป็นการใช้พื้นที่ที่ใช้ประโยชน์ร่วมกันจึงควรทำการศึกษาผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมเพื่อลดความขัดแย้งที่จะเกิดขึ้นในอนาคต
- 5.2.7 ควรทำการศึกษาผลกระทบจากการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากการสร้างโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

เอกสารอ้างอิง

- เกษมสันต์ มโนมัยพิบูลย์ อริยวัฒน์ พระบำรุง วันวิสาข์ ชนะประเสริฐ ญัฏฐิ ราชปรีชา และ ฟาน ทาน ทุ่ง. (2553). *ระบบฐานข้อมูลคู่ด้านศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย*. รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ โครงการวิจัยเรื่อง การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานลมด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์และการวิเคราะห์ด้านภูมิศาสตร์สารสนเทศ. ดำเนินการโดยบัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. สนับสนุนโดย สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย.
- รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ. (2551). *การศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย*.
- ศูนย์วิจัยพลังงานมหาวิทยาลัยแม่โจ้. (2551). *การศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในเขตภาคเหนือตอนบน*. รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์, สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ
- รัตเกล้า พันธุ์อร่าม ปรุณจันทร์ วงศ์วิเศษ และ Meigen Zhang. (2552). *การศึกษาศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ด้านอุณหภูมิตาม 3 มิติ*. รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์. สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.).
- เสริม จันทน์ฉาย จรุงแสง ลักษณบุญส่ง จินดา แก้วเขียว ทศนวรรณ ศูนย์กลาง และ วรภาส พรหมเสน. (2553). *การพัฒนาปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานลมสำหรับประเทศไทย*. รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน.
- กว้าน สีตะชนี. (2527). *การวิเคราะห์พลังงานลมในประเทศไทย*. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
- อาปีดิน จิเหลา. (2009). *Using Computational Fluid Dynamics (CFD) for Wind Energy Resource Map: A Case Study of Chaityaphum Province*. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีพลังงาน คณะพลังงานและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
- A. Adelaja, C. McKeown, B. Calnin and Y. Hailu. (2012). *Assessing Offshore Wind Potential*. Energy Policy, Vol. 42, pp. 191-200.
- A. Waldo. (2012). *Offshore Wind Power in Sweden-A Qualitative Analysis of Attitudes with Particular Focus on Opponents*. Energy Policy, Vol. 41, pp. 692-702.

- A. Madariagaa, I. Martnez de Alegraa, J.L. Martna, P. Eguuaa, S. Ceballosb. (2012). *Current Facts about Offshore Wind Farms*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp 3105–3116.
- A. L. Rogers, J. F. Manwell, and J. G. McGowan. (2003). *A Year 2000 Summary of Offshore Wind Development in the United States*. Energy Conversion and Management, Vol. 44, pp. 215-229.
- A. Pantaleo, A. Pellerano, F. Ruggiero and M., Trovato. (2005). *Feasibility Study of Off-shore Wind Farms: an Application to Puglia Region*. Solar Energy, Vol. 79, pp. 321-331.
- A.S. AS and R. Hanitsch. (2006). *The potential of electricity generation on the east coast of Red Sea in Egypt*. Renewable Energy, Vol. 31, pp. 1597-1615.
- B. Snyder and M. J. Kaiser. (2009). *A Comparison of Offshore Wind Power Development in Europe and the U.S.: Patterns and Drivers of Development*. Applied Energy, Vol. 86, pp. 1845-1856.
- B. Snyder and M. J. Kaiser. (2009). *Offshore Wind Power in the US: Regulatory Issues and Models for Regulation*. Energy Policy, Vol. 37, pp. 4442-4453.
- B. Snyder and M. J. Kaiser. (2009). *Ecological and Economic Cost-Benefit Analysis of Offshore Wind Energy*. Renewable Energy, Vol. 34, pp. 1567-1578.
- B. Van Der Zwann, R. Tinoco, S. Lensink, P. Van Den Oosterkamp. (2012). *Cost Reduction for Offshore Wind Power: Exploting the Balance Scaling Learning and R&D*. Renewable Energy, Vol. 41, pp. 389-393.
- C. Levitt, W. Kempton, A. P. Smith, W. Musial and J. Firestone. (2011). *Pricing Offshore Wind Power*. Energy Policy, Vol. 39, pp. 6408-6421.
- D. J. Michael, A. L. Cristina and J. Z. Mark. (2010). *California Offshore Wind Energy Potential*. Renewable Energy, Vol. 35, pp. 1244-1254.
- D. Karamanis, C. Tsabaris, K. Stamoulis and D. Georgopoulos. (2011). *Wind Energy Resource in the Ionian Sea*. Renewable Energy, Vol. 42, pp. 815-822.
- D. Toke. (2011). *The UK Offshore Power Programme: A sea-change in UK Energy Policy*. Energy Policy, Vol. 39, pp. 526-534.
- E. C. Morgan, M. Lackner, R. M. Vogel and L. G. Baise. (2011). *Probability Distributions for Offshore Wind Speeds*. Energy Conversion and Management, Vol. 52, pp. 15-26.
- E. H. Lysen. (1983). *Introduction of wind Energy*. SWD Publication SWD 82-1, Netherlands.

- E. S. Hrayshat. (2007). *Wind Resource Assessment of the Jordanian Southem Region*. Renewable Energy, Vol. 32, pp.1948-1960.
- E. Migoya, A. Crespo, A, Jeminez, J. Garcia and F. Manuel. (2007). *Wind Energy Resource Assessment in Madrid Region*. Renewable Energy, Vol. 32, pp. 1467-1483.
- Elamouri and Amar. (2008). *Wind Energy Potential in Tunisia*. Renewable energy, Vol. 33, pp. 758 – 768.
- European Wind Energy Association, [online], <http://www.ewea.org/index.php?id=1884>
- G. Gaudiosi. (1994). *Offshore Wind Energy in the Mediterranean and other European Seas*. Renewable Energy, Vol. 5, pp. 675-691.
- G. Gaudiosi. (1996). *Offshore Wind Energy in the World Context*. Renewable Energy, Vol. 9, pp. 899-904.
- G. Li. (2000). *Feasibility Study Large Scale Offshore Wind Power for Hong Kong-A Preliminary Study*. Renewable Energy, Vol. 36, pp. 387-402.
- Herbert, G. M. J. Iniyan, S. Sreevalan, E. and Rajapandian, S. (2007). *A Review of Wind Energy Technologies*. Renewable & Sustainable Energy Reviews. Vol. 11, pp. 1117-1145.
- J. Barbara, F. Durante, Lange B, Kreutzer, and T Tambke. (2007). *Offshore Wind Resource Assessment with WAsP and MM5: Comparative Study for the Germn Bight*. Wind Energy Vol.10, pp. 121-134.
- J. G. McGowan and B. H. Bailey. (2002). *An Offshore Wind Resource Assessment Study for New England*. Renewable Energy, Vol. 27, pp. 175-187.
- J. F. Manwell., J. G. McGowan., and A. L. Rogers. (2002). *Wind Energy Explained*: John Wiley & Sons; Baffins Lane, Chic Hester, West Sussex PO19 1UD, England.
- J. F. Manwell, C. N. Elkinton, A. L. Rogers and J. G. McGowan. (2007). *Review of Design Conditions Applicable to Offshore Wind Energy Systems in the United States*. Renewable and Sustainable, Energy Reviews, Vol. 11, pp. 210-234.
- J. Waewsak, C. Chancham, M. Landry and Y. Gagnon, (2011). *An Analysis of Wind Distribution at Thasala, Nakhon Si Thammarat, Thailand*. Journal of Sustainable Energy, Vol. 2, pp. 51-55
- J. Yu and J. Zheng. (2011). *Offshore Wind Development in China and Its Future with the Existing Renewable Policy*. Energy Policy, Vol. 39, pp. 7917-7921.

- K. Q. Nguyen. (2007). *Wind Energy in Vietnam: Resource Assessment, Development Status and Future Implication*. Energy Policy, Vol. 35, pp. 1405-1413.
- K. Y. Oh, J. Y. Kim, J. S. Lee, and K. W. Ryu. (2012). *Wind Resource Assessment around Korean Peninsula for Feasibility Study on 100 MW Class Offshore Wind Farm*. Renewable Energy, Vol. 42, pp. 217-226.
- L. Hong and B. Moller. (2011). *Offshore Wind Energy Potential in China: Under Technical, Spatial and Economic Constraints*. Energy, Vol. 36, pp. 4482-4491.
- Michael J. Dvorak, Cristina L. Archer, Mark Z. Jacobson. (2010). *California offshore wind energy potential*. Renewable Energy, Vol. 35 pp. 1244–1254.
- M. A. Elhadidy and S.M. Shaahid. (2007). *Wind resource assessment of eastern coastal region of Saudi Arabia*, Desalination, Vol. 209, pp. 199–208.
- M. Gökçek, Bayülken and A. Bekdemir, S. (2007). *Investigation of Wind Characteristics and Wind Energy Potential in Kırklareli, Turkey*. Renewable Energy, Vol. 32, pp.1739-1752.
- M. D. Esteban, J. J. Diez, J. S. Lopez and V. Negro. (2011). *Why Offshore Wind Energy?*. Renewable Energy, Vol. 36, pp. 444-450.
- M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani and M. Trovato. (2011). *Guidelines for Assessment of Investment Cost for Offshore Wind Generation*. Renewable Energy, Vol. 36, pp. 2043-2051.
- M. J. Punt, R. A. Groeneveld, E. C. Van Ierland, J. H. Stel. (2009). *Spatial Planning of Offshore Wind Farms: A Windfall to Marine Environmental Protection*. Ecological Economics, Vol. 69, pp. 93-103.
- M. Jamil. (1994). *Wind Power Statistic and Evaluation of Wind Energy Density*. Wind Engineering, Vol. 18, No.5, pp. 227-240.
- R. D. Christofferson and D.A. Gillette. (1987). *A simple estimator of the two-parameter Weibull distribution*. J. Clim. Appl. Meteor., Vol. 26, pp. 323–325.
- S. Jay. (2010). *Planners to the Rescue: Spatial Planning Facilitating the Development of Offshore Wind Energy*. Marine Pollution Bulletin, Vol. 60, pp. 493-499.
- S. K. Khadem and M. Hussain. (2006). *A pre-feasibility study of wind resources in Kutubdia Island, Bangladesh*. Renewable Energy, Vol. 31, pp. 2329–2341
- S. Xiaojing, H. Dianguai, W. and Guoqing. (2012). *The Current State of Offshore Wind Energy Technology Development*. Energy, Vol. 41, pp. 298-312.

- T. L. Acker, S. K. William, E. P. N. Duque, G. Brummels and J. Buechler. (2007). *Wind Resource Assessment in the State of Arizona: Inventory, Capacity Factor and Cost*. Renewable Energy, Vol. 32, pp. 1453-1466.
- T. Prassler and J. Schaechtele. (2012). *Comparison of the Attractiveness among Prospective Offshore Wind Park in Selected European Countries*. Energy Policy, Vol. 45, pp. 86-101.
- T. T. Cockerill, M. Kuhn, G. J. W. van Bussel, W. Bierbooms and R. Harrison. (2001). *Combined Technical and Economic Evaluation of the Northern European Offshore Wind Resource*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 89, pp. 689-711.
- T. Smit, M. Junginger and R. Smits. (2007). *Technological Learning in Offshore Wind Energy: Different Roles of the Government*. Energy Policy, Vol. 35, pp. 6431-6444.
- W. Zhixin, J. Chuanwen, A. Qian and W. Chengmin. (2009). *The Key Technology of Offshore Wind Farm and Its New Development in China*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13, pp. 216-222.
- Z. Da, Z. Xiliang, H. Jiankun and C. Qimin. (2011). *Offshore Wind Energy Development in China: Current Status and Future*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 15, pp. 4673-4684.