

โครงการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทย

ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร

สรุปย่อผู้บริหาร

พ.ศ. ๒๕๕๕

เสนอ สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ
โดย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี





สรุปย่อผู้บริหาร



โครงการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทย ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร

Wind Resource Assessment for Power Generation in Thailand on the Western Coast
of the Gulf of Thailand on Upper Part of Southern (Up to Chumporn Province)

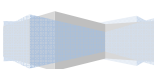
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบังวิทยาเขตชุมพร

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.)

งบประมาณประจำปี พ.ศ. 2554



บทสรุปย่อสำหรับผู้บริหาร

1. รายละเอียดเกี่ยวกับโครงการวิจัย

1.1 ชื่อเรื่อง

- (ภาษาไทย) โครงการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทย
ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร
- (ภาษาอังกฤษ) Wind Resource Assessment for Power Generation in Thailand
on the Western Coast of the Gulf of Thailand on Upper Part
of Southern (Up to Chumporn Province)

1.2 ชื่อคณะผู้วิจัย

1) ผู้อำนวยการแผนงาน

ชื่อ นายณัฐวุฒิ ชยวานิช
หน่วยงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
หมายเลขโทรศัพท์ 02-470-9037

2) ผู้ร่วมงานวิจัย

(1) ชื่อ นายเชิดชัย ประภาณวรรตน์
หน่วยงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
หมายเลขโทรศัพท์ 02-470-9038

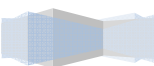
(2) ชื่อ นายชวิน จันทระเสนาวงศ์
หน่วยงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
หมายเลขโทรศัพท์ 02-470-9117

(3) ชื่อ นายศิริชัย เทพา
หน่วยงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
หมายเลขโทรศัพท์ 02-470-9762

(5) ชื่อ นางทัศนีย์ ชยวานิช
หน่วยงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
หมายเลขโทรศัพท์ 02-470-8987

(6) ชื่อ นายปัญญา แดงวิไลลักษณ์
หน่วยงาน สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบังวิทยาเขตชุมพร
หมายเลขโทรศัพท์ 0-7759-1445

(7) ชื่อ นายคมกริช ละวรรณวงษ์
หน่วยงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล
หมายเลขโทรศัพท์ 032-618-500



1.3 งบประมาณและระยะเวลาทำการวิจัย

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยประจำปี 2554 จำนวนเงิน 6,534,600 บาท

ระยะเวลาทำการวิจัยตั้งแต่ 24 มิถุนายน 2554 ถึง 24 มิถุนายน 2555

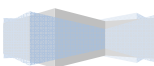
2. ความสำคัญและที่มาของการวิจัย

จากสถิติพลังงานของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2555 พบว่าประเทศไทยต้องนำเข้าพลังงานถึงกว่า ร้อยละ 48.5 ของพลังงานทั้งหมดที่มีอยู่ และในอนาคตยังมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากไม่สามารถเพิ่มอัตราการผลิตพลังงานให้ทันกับความต้องการใช้พลังงาน อีกทั้งต้องเผชิญกับความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในระยะยาวและความผันผวนของเศรษฐกิจโลก ซึ่งส่งผลกระทบต่อราคาเชื้อเพลิงและเศรษฐกิจภายในประเทศอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ นอกจากนี้ปัญหาด้านพลังงาน ทั่วโลกยังให้ความสำคัญกับปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมโดยเฉพาะการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งเป็นสาเหตุสำคัญของภัยพิบัติธรรมชาติ ก่อให้เกิดความเสียหายอย่างมหาศาลและรุนแรงมากขึ้น

ด้วยวิกฤตการณ์พลังงานและสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน ส่งผลให้เทคโนโลยีพลังงานสะอาดเติบโตขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยเฉพาะพลังงานลม กำลังการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าเติบโตขึ้นเฉลี่ยทั่วโลกนับถึงสิ้นปี 2011 (พ.ศ. 2554) ถึงร้อยละ 36 รวมกำลังการติดตั้งทั้งสิ้นกว่า 239 จิกะวัตต์ ประมาณ 3% ของการใช้ไฟฟ้าทั่วโลก ประเทศที่มีกำลังการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ามากที่สุดได้แก่ ประเทศจีน ซึ่งขณะนี้กำลังติดตั้งทั้งหมด 63 จิกะวัตต์ ถือเป็นส่วน 4 ของกำลังติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าของโลก รองลงมาคือ สหรัฐอเมริกา เยอรมัน สเปน อินเดีย อิตาลี ฝรั่งเศส อังกฤษ แคนาดา โปรตุเกส และเดนมาร์ก สวีเดน ญี่ปุ่น มีกำลังการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารวม 214 จิกะวัตต์ หรือ 89.5% ของกำลังการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารวมของโลก ซึ่งประเทศเหล่านี้ล้วนแต่มีปัจจัยส่งเสริมการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมหลายประการ เช่น มีศักยภาพพลังงานลมดี มีพื้นที่เพื่อการพัฒนาพลังงานลมอย่างเพียงพอ มีเทคโนโลยีการผลิตที่พร้อม มีบุคลากรที่มีความรู้ความชำนาญ และที่สำคัญคือมีนโยบายสนับสนุนที่เหมาะสมจากภาครัฐ (WWEA 2012, 7 Feb 12)

ประเทศไทย จากรายงานของ ธนาคารโลก ปี พ.ศ.2544 (Wind Energy Resource Atlas of Southeast Asia 2001) พบว่ามีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีถึงดีมาก (7-9 เมตรต่อวินาที ที่ความสูง 65 เมตร) เพียง 761 ตารางกิโลเมตร หรือร้อยละ 0.2 ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้ 3,044 เมกะวัตต์ โดยพื้นที่เหล่านี้ ส่วนใหญ่เป็นพื้นที่บนภูเขาสูง แถบภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ได้แก่ จังหวัดเพชรบูรณ์ พิษณุโลก เลย ชัยภูมิ และนครราชสีมา ภาคกลางฝั่งตะวันตก ได้แก่ จังหวัดตาก กาญจนบุรี ราชบุรี และเพชรบุรี และภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดระนอง สุราษฎร์ธานี ตรัง ยะลา ปัตตานี นราธิวาส และชุมพร เป็นต้น แต่พื้นที่บนเขาเหล่านี้ส่วนใหญ่เป็นพื้นที่อุทยานแห่งชาติ วนอุทยาน และเขตป่าสงวน ซึ่งไม่สามารถใช้สำหรับพัฒนาพลังงานลมได้ ส่วนพื้นที่ชายฝั่งทะเลพบว่า แม้จะมีศักยภาพพลังงานลมต่ำถึงปานกลาง แต่ส่วนใหญ่เป็นพื้นที่ราบ ไม่เป็นพื้นที่อุทยานแห่งชาติ วนอุทยาน และเขตป่าสงวน และการคมนาคมขนส่งสะดวก ดังนั้นหากมีการศึกษาประเมินและคัดเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพลมสูงเพียงพอ อาจมีโอกาสดำเนินการลงทุนเพื่อการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมขนาดใหญ่ได้

อย่างไรก็ตาม รายงานของธนาคารโลก และของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(พพ.) ยังเป็นเพียงการสร้างแบบจำลองแผนที่ศักยภาพลมโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ ที่ความละเอียด 1x1 ตาราง



กิโลเมตรและ 3x3 ตารางกิโลเมตร ตามลำดับ ซึ่งยังไม่ละเอียดเพียงพอสำหรับการประเมินศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง และจำเป็นต้องมีการตรวจวัดข้อมูลลมจริงและสร้างแบบจำลองแผนที่ศักยภาพลม ที่ความละเอียดสูงขนาด 10x10 – 100x100 ตารางเมตร เพื่อให้เหมาะสมต่อการประเมินศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง และ เพื่อประเมินความคุ้มค่าและเป็นข้อมูลที่น่าเชื่อถือประกอบการตัดสินใจลงทุนได้

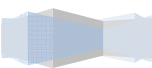
ประเทศไทย ได้มีการกำหนดนโยบาย ส่งเสริมพัฒนาพลังงานหมุนเวียน และส่งเสริมการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน เพื่อเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยเริ่มแรกได้กำหนดแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551–2565 ซึ่งต่อมาได้มีการปรับปรุงใหม่เป็น แผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (ร้อยละ 25 ใน 10 ปี) พ.ศ. 2555–2564 (Alternative Energy Development Plan : AEDP 2012–2021) และแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี พ.ศ. 2554 - 2573 (Energy Efficiency: EE)

จากแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ.2551 - 2565) โดย พพ. ได้ประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศไว้ 1,600 เมกะวัตต์ และจากแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (ร้อยละ 25 ใน 10 ปี) พ.ศ. 2555–2564 มีการกำหนดเป้าหมายการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม 1,200 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2564

จากข้อมูล สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP, VSPP จำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง (EPPO) พบว่ามีปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีการขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว (COD) ณ ปัจจุบัน (ธ.ค. 2555) รวม 90.4 เมกะวัตต์ โดย ส่วนใหญ่ ตั้งอยู่ในเขต จังหวัด นครราชสีมา โดยในปี พ.ศ. 2555 ประเทศไทยมีกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลมสะสมรวม 111.73 เมกะวัตต์ ซึ่งยังห่างไกลจากเป้าหมายมาก เนื่องจากยังมีอุปสรรคปัญหาอีกหลายประการ ได้แก่ ขาดข้อมูลศักยภาพพลังงานลมที่น่าเชื่อถือ พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีมีอยู่จำกัดและส่วนใหญ่อยู่ในเขตป่าอนุรักษ์ และความล่าช้าในกระบวนการขออนุญาตใช้พื้นที่ เป็นต้น ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่หน่วยงานภาครัฐ ต้องเข้ามาช่วยเหลือ ให้ความสนับสนุนทั้งทางด้านงบประมาณและมาตรการส่งเสริมที่ชัดเจน สอดคล้องกับความเป็นจริง

จากข้อมูลเหล่านี้แสดงว่า แม้ว่าศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยจะมีจำกัด แต่ยังมีแหล่งที่มีศักยภาพพลังงานลมดีอยู่อีกไม่น้อย และด้วยการเติบโตอย่างรวดเร็วของตลาดพลังงานลมร่วมกับนโยบายส่งเสริมจากภาครัฐอย่างต่อเนื่อง ทำให้บริษัทเอกชนให้ความสนใจที่จะลงทุนและเสนอโครงการเพื่อขอรับการสนับสนุนจากภาครัฐเป็นจำนวนมาก แต่อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่ายังคงมีความเสี่ยงในการลงทุนค่อนข้างสูงเนื่องจากขาดข้อมูลศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งที่ถูกต้องแม่นยำ และการศึกษาวิเคราะห์อย่างจริงจังและเพียงพอ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ร่วมกับสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบังวิทยาเขตชุมพร และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล เป็นสถาบันการศึกษา ที่ศึกษาวิจัยด้านพลังงานหมุนเวียนมาอย่างต่อเนื่อง และมีความมุ่งมั่นที่จะทำการศึกษาศักยภาพพลังงานลมของประเทศ จึงจัดทำโครงการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทยชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร โดยได้รับงบประมาณสนับสนุนจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) ซึ่งเป็นหน่วยงานภาครัฐ ที่ให้การสนับสนุน ส่งเสริมทั้งด้านงบประมาณและการวางกรอบ ทิศทางการวิจัยของประเทศ



วัตถุประสงค์หลักของโครงการนี้ เพื่อประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมดี คือ พื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ซึ่งต้องทำการคัดเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ และต้องประเมินทั้งทางด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของการผลิตไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ โดยใช้หลักวิชาการที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล และคำนึงถึงความเหมาะสมสำหรับประเทศไทย รวมทั้งความเป็นไปได้ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม และเพื่อให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกของประเทศต่อไป

4. วัตถุประสงค์

- 4.1 เพื่อประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร
- 4.2 เพื่อประเมินทางด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมในศักยภาพสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่

5. ระเบียบวิธีการวิจัย

โครงการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทยชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ได้กำหนดแนวทางดำเนินงานไว้ดังนี้

5.1 ออกแบบ จัดทำรายละเอียดข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคสำหรับการว่าจ้างจัดทำโครงสร้างสถานีวัดลมและเครื่องวัดลมพร้อมติดตั้ง และข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคสำหรับการจัดซื้อและติดตั้งเครื่องวัดลมและเครื่องบันทึกข้อมูลพร้อมอุปกรณ์ประกอบ พร้อมทั้งตรวจสอบความถูกต้องของอุปกรณ์และการติดตั้งให้เป็นไปตามข้อกำหนด

5.2 ศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทยในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร เพื่อนำมาใช้พิจารณาเลือกสถานที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมดี (Preliminary area identification) ไม่น้อยกว่า 4 แห่ง

- ◆ ศึกษา รวบรวมข้อมูลลมเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ศักยภาพลม
- ◆ จัดหา รวบรวมข้อมูลประกอบที่จำเป็นสำหรับการศึกษาศักยภาพลมและคัดเลือกพื้นที่
- ◆ จัดหาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลม
- ◆ กำหนดหลักเกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่
- ◆ คัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลมในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ไม่น้อยกว่า 4 แห่ง
- ◆ สำรวจและจัดหาพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลลม
- ◆ ติดตั้งสถานีวัดลม เครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูลลมในพื้นที่ที่คัดเลือกไว้อย่างน้อย 4 แห่งและศึกษาวิเคราะห์เปรียบเทียบเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้า
- ◆ วิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมจากข้อมูลที่วัดได้จากสถานีที่ติดตั้งในพื้นที่ที่คัดเลือกไว้ ในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร
- ◆ วิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนและเชิงเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม

- ◆ ศึกษาประเมินผลกระทบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมเบื้องต้นที่อาจเกิดขึ้นหากมีการติดตั้งและใช้งานกังหันลมขนาดใหญ่ในพื้นที่ที่คัดเลือกไว้
- ◆ ประเมินความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมขนาดเมกะวัตต์
- ◆ จัดประชุมสัมมนา และจัดทำเล่มรายงานฉบับสมบูรณ์

6. ผลการวิจัย

6.1 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม

จากข้อมูลความเร็วและทิศทางลม ซึ่งรวบรวมจากหน่วยงานทั้งในและต่างประเทศ เช่น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(พพ.) สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) และธนาคารโลก โดยใช้หลักเกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีและเหมาะสำหรับการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม การศึกษานี้สรุปได้ว่าพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพลมดี ทั้งหมด 8 พื้นที่ ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ซึ่งประกอบด้วย พื้นที่ในเขตกรุงเทพมหานคร 1 แห่ง พื้นที่ในเขตจังหวัดสมุทรสงคราม 1 แห่ง พื้นที่ในเขตจังหวัดเพชรบุรี 3 แห่ง พื้นที่ในเขตจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ 2 แห่ง และ พื้นที่ในเขตจังหวัดชุมพร 1 แห่ง จากนั้นจึงลงพื้นที่สำรวจและสอบถามผู้เกี่ยวข้อง และประเมินจัดลำดับความเหมาะสมของพื้นที่ จึงได้ข้อสรุปพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีและเหมาะสำหรับการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม 4 แห่ง

หลังจากได้พื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลมแล้ว ได้ทำการติดต่อ ประสานงานกับเจ้าของพื้นที่หรือผู้รับผิดชอบดูแลพื้นที่ เพื่อขออนุญาตใช้พื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม ซึ่งในเบื้องต้นเจ้าของพื้นที่ได้อนุญาตให้ใช้พื้นที่ และมีผลสรุปพื้นที่ที่ทำการก่อสร้างติดตั้งสถานีวัดลมซึ่งสูง 120 เมตร พร้อมการติดตั้งอุปกรณ์วัดและเครื่องบันทึกข้อมูลที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร โดยตำแหน่งที่ทำการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 สถานี (**ดังรูปที่ 1**) คือ

พื้นที่ที่ 1 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (มจธ.) บางขุนเทียน แขวงท่าข้าม เขตบางขุนเทียน
พิกัด N13.57619 E100.44303 (สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจธ.บางขุนเทียน))

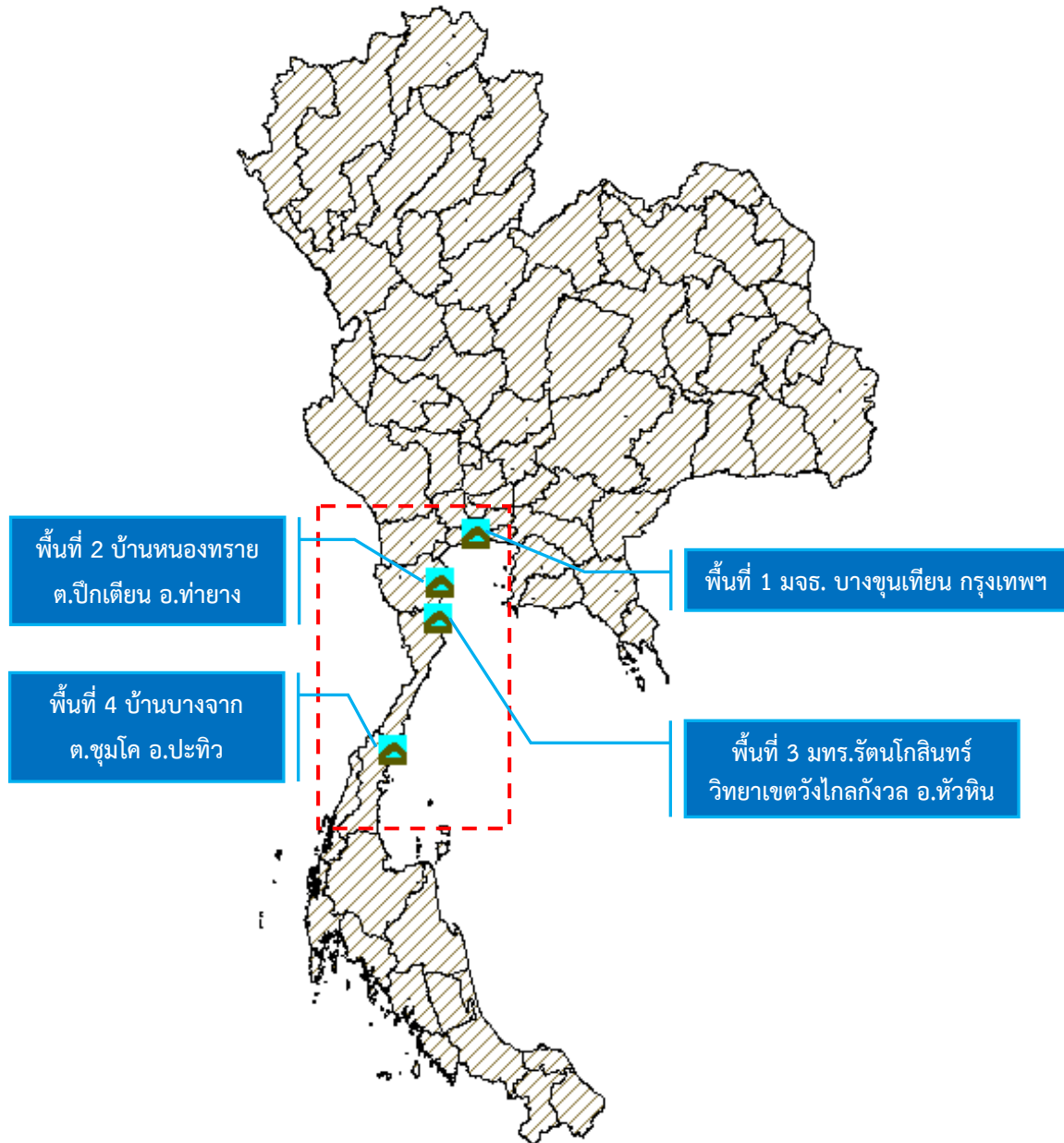
พื้นที่ที่ 2 บ้านหนองทราย ตำบลปึกเตียน อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี พิกัด N12.95809 E99.99703 (สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี)

พื้นที่ที่ 3 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล ตำบลหนองแก อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ พิกัด N12.48075 E99.96368 (สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน))

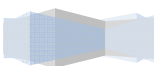
พื้นที่ที่ 4 เทศบาลตำบลชุมโค บ้านบางจาก ตำบลชุมโค อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร พิกัด N10.77626 E99.37315 (สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร)

ในการเปรียบเทียบผลประเมินศักยภาพและทางสถิติของพลังงานลมจะใช้ผลการประเมินที่ระดับ 90 เมตรเป็นหลัก ซึ่งเป็นระดับความสูงเฉลี่ยใกล้เคียงกับระดับความสูงของกังหันลมขนาดใหญ่ จากข้อมูลการเก็บข้อมูล 12 เดือนของ ปี พ.ศ. 2555 พบว่า ที่ระดับความสูง 90 เมตร ของ**พื้นที่ที่ 1** ถึง **พื้นที่ที่ 4** ข้อมูลที่เก็บได้คิดเป็นร้อยละ 96.6, 94.0, 94.5, และ 93.4 ของจำนวนชั่วโมงใน 1 ปี เรียงตามลำดับพื้นที่ และจากผล

การวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้น ของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง พบว่า สถานีประเมินศักยภาพลมที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงที่สุดคือสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร รองลงมาคือสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ตามลำดับ ส่วนสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) มีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำสุดดังแสดงในตารางที่ 1 และรูปที่ 2



รูปที่ 1 แผนที่ประเทศไทยแสดงตำแหน่งที่ตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม 4 แห่ง



ตารางที่ 1 ข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยปี 2555 ของสถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง

ข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ย จากสถานีวัดลม ที่ระดับ 40, 65, 90 และ 120 เมตร							
ลำดับที่	พื้นที่	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) ที่ความสูง 4 ระดับ				จำนวนข้อมูล	
		40 เมตร	65 เมตร	90 เมตร	120 เมตร	เปอร์เซ็นต์	ชั่วโมง
1	กรุงเทพฯ (มจร.)	3.12	3.45	4.14	4.35	96.6%	8,484
2	เพชรบุรี	3.37	3.93	4.23	4.56	94.0%	8,258
3	ประจวบคีรีขันธ์	3.40	4.07	4.32	4.48	94.5%	8,298
4	ชุมพร	3.21	3.90	4.34	4.73	93.4%	8,202

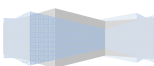
หมายเหตุ: จำนวนข้อมูล ได้จากค่าเฉลี่ยจำนวนข้อมูลทั้ง 4 ระดับความสูง

จากการเปรียบเทียบความเร็วลมเฉลี่ยรายปีจากข้อมูลวัดจริงและข้อมูลผลการคำนวณด้วยโปรแกรม WindSim ของทั้ง 4 สถานี ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร ดังแสดงใน รูปที่ 2 พบว่า ค่าที่ได้จากการคำนวณส่วนใหญ่ต่ำกว่าค่าที่ได้จากการวัดจริง และมีค่าความคลาดเคลื่อน (Error) ประมาณ 0-2.5 % อย่างไรก็ตาม ความคลาดเคลื่อนที่ระดับความสูง 120 เมตร นั้นค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับที่ระดับความสูงที่ระดับอื่น เนื่องจากความเร็วลมที่ความสูงระดับนี้ได้รับอิทธิพลจากสิ่งกีดขวางทางลมค่อนข้างน้อย

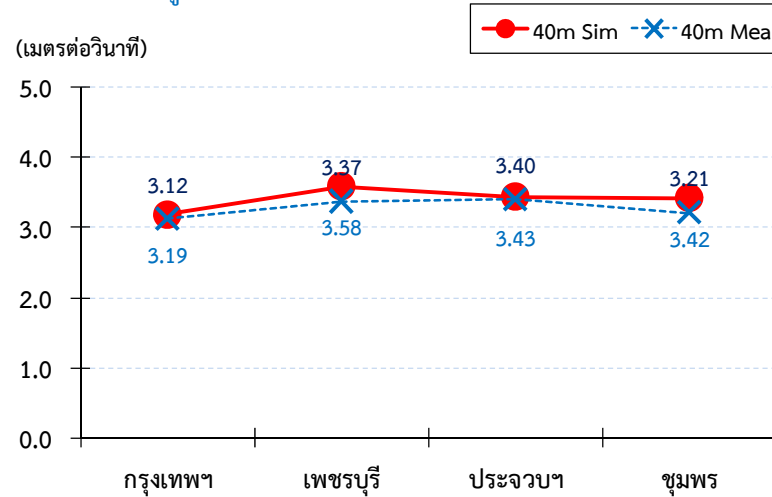
เมื่อพิจารณาการแจกแจงความถี่ของความเร็วและทิศทางลมเฉลี่ยรายปี ของแต่ละสถานี ที่ระดับความสูง 90 เมตร (ดังแสดงใน รูปที่ 3) ร่วมกับผลการประเมินศักยภาพพลังงานลมของพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลม ทั้ง 4 แห่ง ที่ระดับความสูง 90 เมตร โดยใช้โปรแกรม WindSim แล้วนำข้อมูลแผนที่ความเร็วลมมาซ้อนทับกับแผนที่สารสนเทศภูมิศาสตร์ พบว่า จะพบว่า

พื้นที่ที่ 1 พื้นที่โดยรอบบริเวณใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) เป็นที่ราบ ไม่มีป่าหรือต้นไม้ใหญ่ปกคลุม ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 9 – 10 กิโลเมตร โดยพื้นที่ที่อยู่ใกล้ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมมีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำกว่าพื้นที่อื่นที่อยู่ไกลออกไป และเมื่อเข้าใกล้ทะเลอ่าวไทยทางทิศใต้มากขึ้น ความเร็วลมเฉลี่ยยิ่งสูงขึ้น โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีฯ ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 4.02, 4.34, และ 3.90 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม ความเร็วลมเฉลี่ยบริเวณพื้นที่ที่ทำการศึกษาค่อนข้างต่ำ

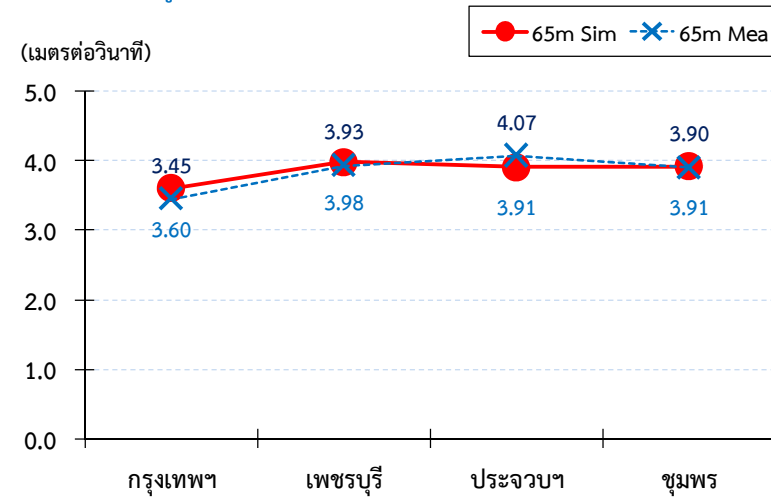
พื้นที่ที่ 2 สำหรับพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี พบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่เป็นที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 3 – 4 กิโลเมตร ไม่มีป่าหรือต้นไม้ใหญ่ปกคลุม โดยบริเวณที่มีความเร็วลมสูงกว่าจะกระจายอยู่โดยรอบสถานีประเมินฯ ยกเว้นพื้นที่ทางทิศใต้ของสถานีฯ ความเร็วลมจะค่อนข้างต่ำกว่าบริเวณอื่นอย่างชัดเจน โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีฯ ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 4.35, 4.91, และ 4.14 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ



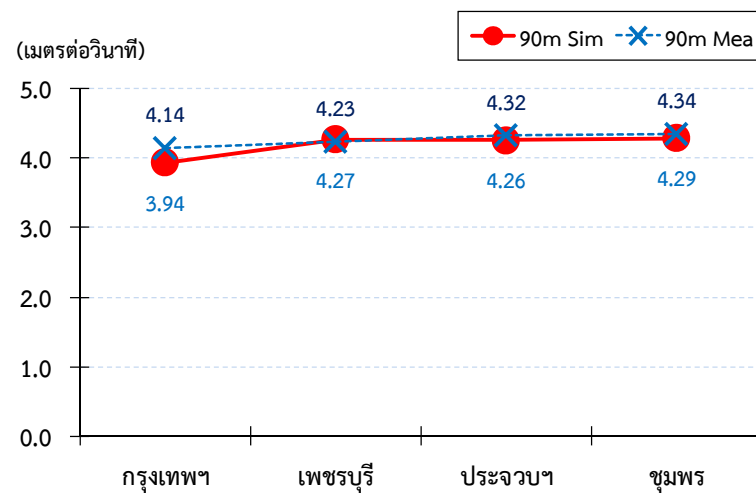
(ก) ระดับความสูง 40 เมตร



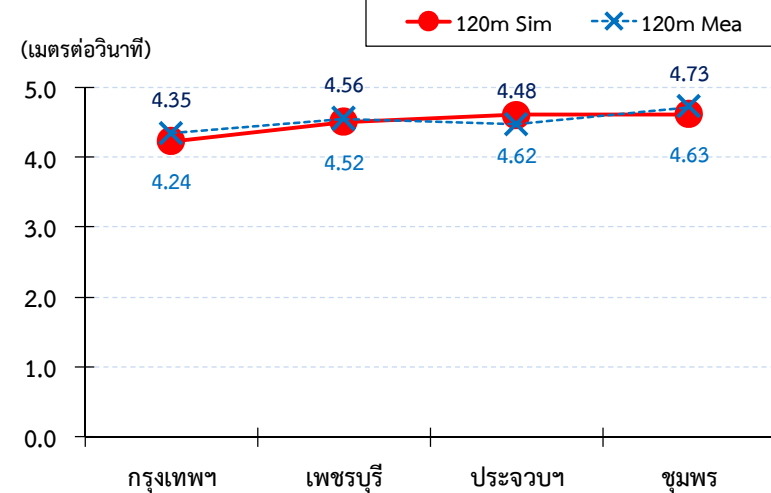
(ข) ระดับความสูง 65 เมตร



(ค) ระดับความสูง 90 เมตร



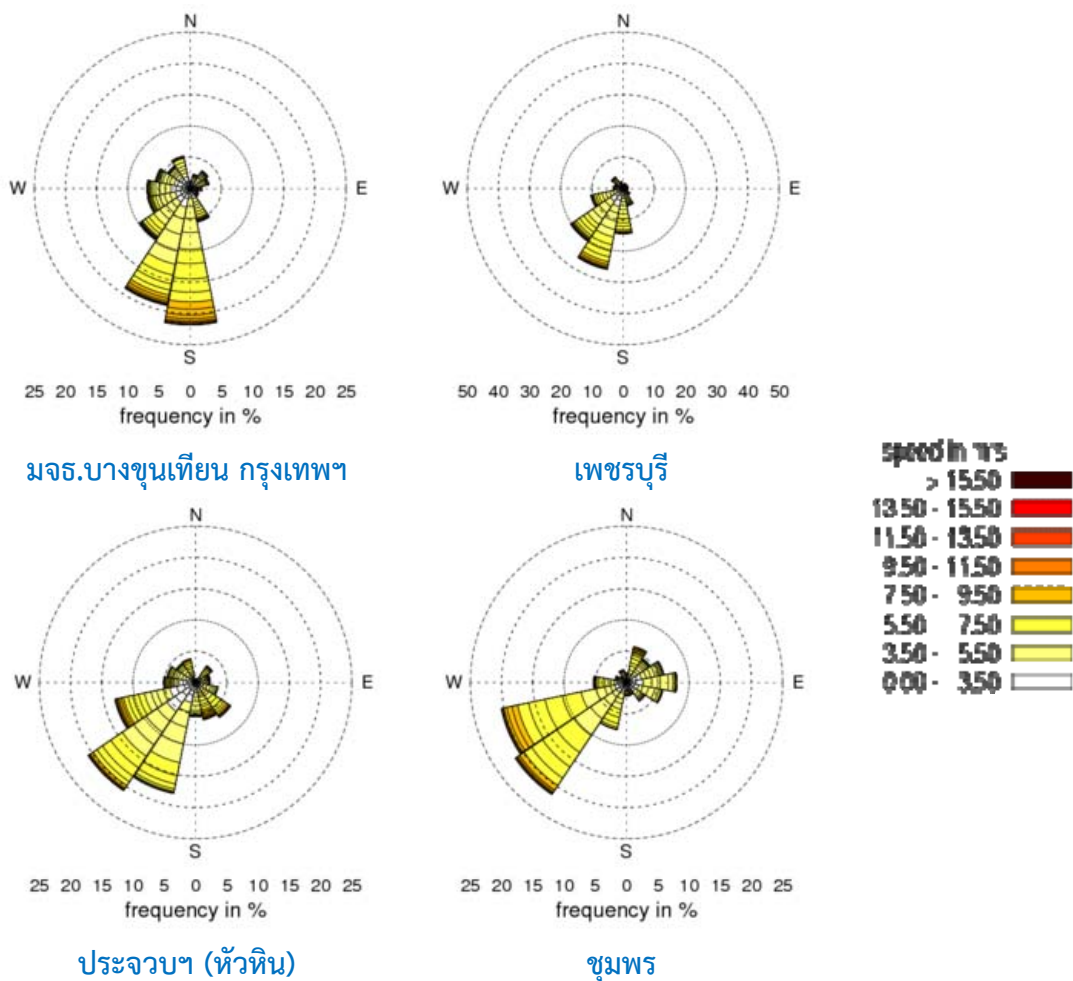
(ง) ระดับความสูง 120 เมตร



รูปที่ 2 การเปรียบเทียบข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยรายปีจากข้อมูลวัดจริง (Mea) และจากข้อมูลการคำนวณ (Sim) ของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง ที่แต่ละระดับความสูง

พื้นที่ที่ 3 สำหรับพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) พบว่า เป็นที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 300 – 400 เมตร มีภูเขาอยู่ห่างออกไปประมาณ 2 – 3 กิโลเมตรทางทิศตะวันตกของสถานีและวางตัวในแนวทิศเหนือ-ใต้ โดยบริเวณที่มีความเร็วลมเฉลี่ยค่อนข้างดี จะกระจายอยู่ทั่วพื้นที่โดยเฉพาะพื้นที่บนสันเขา ยกเว้นพื้นที่บริเวณเชิงเขาฝั่งทิศตะวันออกของภูเขาซึ่งถูกภูเขาขวางกั้นลมจากทิศตะวันตกเฉียงใต้ โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานี ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 5.31, 7.51, และ 4.36 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

พื้นที่ที่ 4 สำหรับพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร พบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่เป็นที่เนินเขา สลับที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 4 – 5 กิโลเมตร มีสวนยางและต้นไม้สูงปกคลุมโดยส่วนใหญ่ พื้นที่ส่วนใหญ่จึงมีความเร็วลมเฉลี่ยค่อนข้างต่ำ โดยบริเวณที่มีความเร็วลมสูงจะกระจุกตัวอยู่เฉพาะบริเวณบนยอดเขา ห่างออกไปประมาณ 3 กิโลเมตรทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสถานีประเมินฯ และบริเวณพื้นที่ในทะเลอ่าวไทยทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของสถานีประเมินฯ โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานี ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ คือ 4.37, 5.83, และ 3.78 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

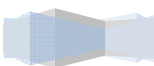


รูปที่ 3 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ที่ความสูง 90 เมตร

6.2 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม

รายงานวิจัยนี้มีหลักการพิจารณาเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่เหมาะสมในการใช้งานในประเทศไทยโดยจะใช้ข้อมูลทางเทคนิคของกังหันลมในการคัดเลือกกังหันลมจากผู้ผลิตรายใหญ่ รวมทั้งสิ้น 48 รุ่นจาก 13 ผู้ผลิต โดยพิจารณาขนาดโรเตอร์ และขนาด Power rating และนำมาจัดเรียงอันดับของข้อมูลกังหันลมที่มีอยู่โดยใช้การคำนวณ Merit index ซึ่งจะสามารถใช้ชี้วัดความเหมาะสมของกังหันลมขนาดใหญ่ที่จะใช้ในประเทศไทยได้ทั้ง 5 ขนาดคือ 1.25 MW, 1.5 MW, 2.5 MW, 3 MW และ 5 MW และเหตุผลความเหมาะสมดังนี้

ยี่ห้อ/ขนาด กังหันลม	ขนาด Rotor (เมตร)	ความสูง Hub height (เมตร)	ความเหมาะสมของกังหันลมที่เหมาะสมใช้งานในประเทศไทย
DeWind 1.25 MW	64	91.5	กังหันลมที่ได้ติดตั้งใช้งานแล้วโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่โรงไฟฟ้าลำตะคอง ดังนั้นจึงเป็นกังหันลมรุ่นที่มีข้อมูลการใช้งานจริงมาแล้วเป็นระยะเวลาหนึ่ง
GE 1.5 MW	82.5	80	กังหันลมที่มีโอกาสผลิตไฟฟ้าภายใต้สภาวะความเร็วลมต่ำได้สูงที่สุด
GE 2.5 MW	103	85	การใช้กังหันลมที่มีขนาดใหญ่เช่น 2MW จะทำให้ต้นทุนต่ำกว่าชนิดมาตรฐาน 1.5 MW เนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่จะสูงขึ้น
Vestas 3 MW	112	84	กังหันลมที่มีขนาดใหญ่เช่น 3MW จะทำให้ต้นทุนต่ำกว่าชนิดมาตรฐาน 1.5 MW เนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่จะสูงขึ้น
Repower 5 MW	126	100	กังหันลมขนาดใหญ่ถึง 5MW ถูกออกแบบสำหรับภูมิประเทศที่มีความเร็วลมสูงดังนั้นจึงอาจไม่เหมาะสมกับการนำมาใช้ในประเทศไทย แต่ได้นำมาบรรจุในรายการนี้เพราะเป็นเทคโนโลยีที่มีความเป็นไปได้ในการนำมาใช้ในทะเล หรือ offshore wind turbine ในอนาคต



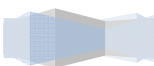
เมื่อพิจารณาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม 5 ขนาด คือ 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 เมกะวัตต์ ดังแสดงในตารางที่ 2 พบว่า กังหันลมที่ติดตั้ง บนพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีบนยอดเขาใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด และมีค่า Capacity factor สูงสุด คือ ร้อยละ 37.3 จากการใช้กังหันลม รุ่น GE 1500kW รองลงมาคือพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีบนยอดเขาใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ผลิตพลังงานไฟฟ้า และมีค่า Capacity factor ร้อยละ 27.8 ด้วยกังหันลมรุ่นเดียวกัน และเมื่อพิจารณากังหันลมทั้ง 5 รุ่น พบว่ากังหันลมที่มีค่า Capacity factor สูงสุด คือ รุ่น GE 1500kW และรองลงมาคือรุ่น GE 2500kW, VESTAS 3000kW, Repower 5000kW, และ DEWIND 1250kW ตามลำดับ อย่างไรก็ตามการเลือกกังหันลมนอกจากจะพิจารณาที่ประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานแล้ว ยังต้องพิจารณาถึงต้นทุนด้านราคาและการบำรุงรักษา หรือผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อให้การลงทุนคุ้มค่าและเกิดประโยชน์สูงสุด

ตารางที่ 2 พลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมที่ผลิตได้ต่อปี (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี) และค่า Capacity factor

รุ่นกังหันลม	ศักยภาพ	พื้นที่ที่ทำการประเมินศักยภาพลม			
		กรุงเทพ (มจร.)	เพชรบุรี	ประจวบฯ	ชุมพร
DeWind 1.25 MW 91.5/64m	AEP (MWh/y)	1,100.4	1,129.5	3,290.0	2,383.9
	CF (%)	10.0	10.3	30.0	21.8
GE 1.5 MW 80/82.5m	AEP (MWh/y)	1,530.0	1,740.1	4,903.8	3,651.0
	CF (%)	11.6	13.2	37.3	27.8
GE 2.5 MW 85/103m	AEP (MWh/y)	2,608.9	2,899.7	7,993.8	5,942.2
	CF (%)	11.8	13.1	36.1	26.8
Vestas 3 MW 84/112m	AEP (MWh/y)	3,070.9	3,425.1	9,435.2	6,977.2
	CF (%)	11.4	12.7	35	25.9
Repower 5 MW 100/126m	AEP (MWh/y)	4,399.0	4,509.8	12,554.2	9,128.1
	CF (%)	10.0	10.3	28.7	20.8

หมายเหตุ : AEP คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ผลิตได้ต่อปี (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี, MW/y)

CF คือ ค่าคาปาซิตีแฟคเตอร์ (เปอร์เซ็นต์, %)

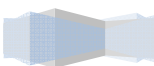


6.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม

การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมนั้น ตัวแปรสำคัญที่ใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนโครงการ ได้แก่ ราคาของกังหันลม ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ราคาที่ดิน และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ ส่วนตัวแปรสำคัญที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, **NPV**) อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return, **IRR**) ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (Benefit-Cost Ratio, **B/C**) และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยพลังงาน (Cost of Energy, **COE**)

สมมติฐานที่กำหนดใช้ในการประเมินการลงทุนและผลตอบแทนหรือรายได้หลักของโครงการคือ

- ❖ มูลค่าในการประเมินต้นทุนโครงการโดยสรุปรายละเอียดดังนี้
 - ◆ มูลค่าการติดตั้งกังหันลม คิดเป็นร้อยละ 13.5 ของมูลค่ากังหันลม (อ้างอิงข้อมูลจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) เท่ากันสำหรับทุกพื้นที่
 - ◆ มูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษาคิดเป็นร้อยละ 3 ต่อปี ของมูลค่ากังหันลมรวมกับค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง (ค่าเฉลี่ยในอุตสาหกรรมก่อสร้างไทย)
 - ◆ มูลค่าที่ดินสำหรับใช้ในการติดตั้งกังหันลม (ข้อมูลอ้างอิงจากกรมธนารักษ์) กำหนดขนาดพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้งกังหันลมประมาณ 3 ไร่
 - ◆ มูลค่ากังหันลม ใช้หลักการคำนวณจาก NREL/TP-500-40566 [2006] ราคาวัสดุที่เป็นส่วนประกอบหลักของกังหันลม โดยใช้ฐานข้อมูลราคาวัสดุอ้างอิงราคาตลาดโลกใน ปี ค.ศ. 2002 แล้วเพิ่มอีกร้อยละ 70 ตามอัตราการเพิ่มขึ้นของราคาของกังหันลม จาก ปี ค.ศ. 2002 ถึง 2009 และปรับราคาตามแนวโน้มของมูลค่ากังหันลมในตลาดโลกจากปี ค.ศ. 2009 ถึง 2012 เป็นร้อยละ 20-30
- ❖ ตัวแปรในการประเมินทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์
 - ◆ อายุโครงการ 20 ปี
 - ◆ กังหันลมที่ใช้คือ GE 1500kW 80/82.5m ขนาดกำลังผลิต 1.5 เมกะวัตต์ (กังหันลมรุ่นที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด และมีค่า Capacity factor สูงสุด จากวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมทั้ง 5 ขนาด)
 - ◆ อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ 31.23 บาท/ดอลลาร์สหรัฐ และ 40.24 บาท/ยูโร (อ้างอิงสถิติอัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยปี 2555, ธนาคารแห่งประเทศไทย)
 - ◆ อัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐานเฉลี่ยที่กำหนด คือ 2.5912 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) คือ 0.19195 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง (ค่าเฉลี่ย ปี 2555 ประเภท Non-Firm ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)
 - ◆ อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง (10 ปี แรกของอายุโครงการ) อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของสถาบันการเงินที่ 7.29% และอัตราเงินเฟ้อที่ 3.0% (อ้างอิงสถิติอัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยปี 2555, ธนาคารแห่งประเทศไทย)



แสดงมูลค่าในการประเมินต้นทุนโครงการ

รุ่นกังหันลม	มูลค่ากังหันลม (ล้านบาท)	มูลค่างานก่อสร้างติดตั้ง (ล้านบาท)	มูลค่าการปฏิบัติการและ ซ่อมบำรุง (ล้านบาท/ปี)
DeWind 1.25 MW	40.59	5.48	0.81
GE 1.5 MW	59.56	8.04	1.19
GE 2.5 MW	106.08	14.32	2.12
Vestas 3 MW	142.40	19.22	2.85
Repower 5 MW	197.60	26.68	3.95

แสดงมูลค่าที่ดินแต่ละพื้นที่

พื้นที่	รายละเอียดพื้นที่	ราคาเฉลี่ย (บาทต่อตารางวา)
1	บริเวณแขวงท่าข้าม เขตบางขุนเทียน	4,450
2	บริเวณถนนคลองชลประทานสาย 2 ต.ปึกเตียน อ.ท่ายาง จ.เพชรบุรี	425
3	บริเวณตำบลหนองแก อ.หัวหิน จ.ประจวบคีรีขันธ์	2,500
4	บริเวณตำบลชุมโค อำเภอบางละมุง จังหวัดชุมพร	1,063

(ข้อมูลอ้างอิงจากกรมธนารักษ์ <http://landprice.treasury.go.th/> วันที่ 14 ก.ค. 2555)

(1) ผลการวิเคราะห์ต้นทุนโครงการ

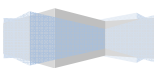
มูลค่าต้นทุนโครงการได้แก่ ราคาของกังหันลม ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ราคาที่ดิน และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ จากการประเมินพบว่า มูลค่าในการลงทุนเริ่มต้นของพื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)** มีมูลค่าสูงกว่าพื้นที่อื่นๆเนื่องจากมูลค่าที่ดินสูงที่สุด และจะเห็นว่ามูลค่าในการติดตั้งกังหันลมจะเพิ่มขึ้นตามขนาดของกังหันลมส่งผลให้มูลค่ากังหันลมเพิ่มขึ้น นอกจากนี้การเพิ่มขนาดกังหันลมยังส่งผลให้มูลค่าในการติดตั้ง รวมทั้งมูลค่าปฏิบัติงานและซ่อมบำรุง เพิ่มสูงขึ้นด้วยดัง**ตารางที่ 3**

ตารางที่ 3 มูลค่าการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั้ง 5 ขนาดบริเวณสถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง

รวมมูลค่าในการลงทุนเริ่มต้นแต่ละพื้นที่ (ล้านบาท)				
รุ่นกังหันลม	พื้นที่ที่ 1 กรุงเทพ (มจร.)	พื้นที่ที่ 2 เพชรบุรี	พื้นที่ที่ 3 ประจวบฯ	พื้นที่ที่ 4 ชุมพร
DeWind 1.25 MW	51.43	46.58	49.07	47.35
GE 1.5 MW	72.99	68.14	70.63	68.91
GE 2.5 MW	125.75	120.90	123.39	121.67
Vestas 3 MW	166.98	162.13	164.62	162.89
Repower 5 MW	229.64	224.79	227.28	225.55

(2) ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้

การประเมินปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เมื่อติดตั้งกังหันลมในแต่ละพื้นที่ ซึ่งได้จากการประเมินศักยภาพพลังงานลมรายปีและกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ ผลประโยชน์ที่ได้จากการประเมินและมูลค่าการขายไฟฟ้าแสดงใน**ตารางที่ 4** ได้ โดยคิดอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ 2.5912 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และอัตราค่าไฟฟ้าโดย



อัตราโน้ตขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) เท่ากับ 0.19195 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และพิจารณามูลค่าการขายไฟฟ้าและค่าการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาเท่ากันทุกๆ ปี หรือเงินมีมูลค่าคงที่ตลอดอายุโครงการ และพิจารณาเพิ่มเติมทั้งกรณีไม่พิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มและกรณีพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ผลการศึกษาพบว่า รายได้สุทธิรายปีพบว่าพื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)** มีรายได้สุทธิสูงสุดสอดคล้องกับผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม รองลงมาเรียงลำดับจากมากไปน้อยดังนี้ พื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร** พื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี** และ พื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ** ตามลำดับ และจะเห็นว่าหากพิจารณามูลค่าการขายคาร์บอนเครดิตรวมด้วย รายได้สุทธิจากการขายไฟฟ้าที่มีมูลค่าเพิ่มขึ้น โดยมูลค่าการขายคาร์บอนเครดิตจะมีมูลค่าเพิ่มขึ้นตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่งพื้นที่ที่มีรายได้สุทธิสูงสุดคือพื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)**

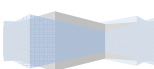
ตารางที่ 4 ประโยชน์จากการขายไฟฟ้าบริเวณสถานีทั้ง 4 แห่ง โดยไม่พิจารณาและพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์		พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	พื้นที่ 4
		กรุงเทพฯ	เพชรบุรี	ประจวบฯ	ชุมพร
มูลค่าการขายคาร์บอนเครดิต (บาท)		103,772	118,022	332,598	247,628
มูลค่าลดการนำเข้าน้ำมันดิบ (บาท)		3,317,855	3,773,464	10,634,051	7,917,313
รายได้จากการขายไฟฟ้า (บาท)*	ไม่มี Adder	4,361,991	4,960,981	13,980,609	10,408,908
	Adder 3.50 บาท/kWh	9,716,991	11,051,331	31,143,909	23,187,408
	Adder 4.50 บาท/kWh	11,246,991	12,791,431	36,047,709	26,838,408
	Adder 6.50 บาท/kWh	14,306,991	16,271,631	45,855,309	34,140,408
มูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษา (บาท)		1,191,718	1,191,718	1,191,718	1,191,718
รายได้จากการขายไฟฟ้าหลังหักค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา (บาท/ปี) *	ไม่มี Adder	3,170,273	3,769,262	12,788,891	9,217,190
	Adder 3.50 บาท/kWh	8,525,273	9,859,612	29,952,191	21,995,690
	Adder 4.50 บาท/kWh	10,055,273	11,599,712	34,855,991	25,646,690
	Adder 6.50 บาท/kWh	13,115,273	15,079,912	44,663,591	32,948,690

หมายเหตุ: * คือไม่รวมมูลค่าลดการนำเข้าน้ำมันดิบ

(3) ผลประเมินผลตอบแทนโครงการ

ผลตอบแทนจากการดำเนินโครงการ ในการศึกษานี้จะพิจารณาผลตอบแทนทางการเงิน คือพิจารณาเฉพาะค่าตอบแทนที่ได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยคำนวณจากการนำปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตได้คูณกับราคาต่อหน่วยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อคือ 2.5912 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย คือ 0.19195 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยพิจารณาที่อัตราดอกเบี้ย



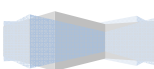
ในกรณีฐานที่ร้อยละ 7.29 และอัตราเงินเฟ้อที่ร้อยละ 3 รวมถึงพิจารณาทั้งกรณีไม่พิจารณาค่า Adder และกรณีพิจารณาค่า Adder ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ผลการตอบแทนทางการเงินแสดงดังตารางที่ 5

จากการวิเคราะห์พบว่าในกรณีที่ไม่มีพิจารณาค่า Adder พื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)** ควรพิจารณาลงทุนที่สุด และเมื่อพิจารณา Adder รวมด้วยในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง พื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)**และพื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร** ควรพิจารณาลงทุนที่สุด แต่หากโครงการได้รับอัตราส่วนเพิ่มในอัตรา 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ควรพิจารณาลงทุนได้ในทุกพื้นที่ แต่พื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)** ควรพิจารณาลงทุนในกรณีที่อัตราดอกเบี้ยมากกว่า 5.68% แต่พิจารณาต้นทุนต่อหน่วยพลังงานร่วมด้วย พบว่าพื้นที่ควรพิจารณาในการลงทุนมากที่สุดคือพื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)** และรองลงมาคือพื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร**

(4) ผลประเมินความอ่อนไหวที่มีผลต่อโครงการ

ในการศึกษานี้ได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อโครงการโดยศึกษาการเปลี่ยนแปลงมูลค่าลงทุนเริ่มต้นซึ่งเพิ่มขึ้นและลดลงที่ 5 % และ 10 % โดยพิจารณา 3 สถานการณ์ (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศซึ่งส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต้นทุนในส่วนมูลค่ากังหันลมและค่าซ่อมบำรุงรักษา (2) มูลค่าการก่อสร้างติดตั้งกังหันลมส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต้นทุนในส่วนมูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม และ (3) มูลค่าการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต้นทุนในส่วนมูลค่าการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษา ในการวิเคราะห์นี้จะศึกษาผลตอบแทนทางการเงิน โดยใช้ตัวชี้วัดคือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) และต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน (COE) โดยวิเคราะห์ที่อัตราส่วนลดเท่ากับ 7.29 % และพิจารณาที่อัตราเงินเฟ้อ 3.0% ซึ่งในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนี้จะศึกษาเฉพาะกรณีพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ที่อัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อมูลค่า NPV และ IRR ที่เปลี่ยนแปลงที่ทุก 1 % ความอ่อนไหวของทั้ง 3 ปัจจัย ให้ผลลัพธ์เดียวกันคือ การเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศมีสัดส่วนการเปลี่ยนแปลงมากที่สุดรองลงมาคือมูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม ส่วนมูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษาได้รับผลกระทบน้อยมากจากความอ่อนไหวที่เกิดขึ้น จากผลวิเคราะห์จะเห็นว่าทุกพื้นที่ที่จะได้รับผลกระทบจากความอ่อนไหวที่เกิดขึ้นในสัดส่วนไม่ต่างกัน โดยพื้นที่บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)**และ**ชุมพร** จะมีแนวโน้มร้อยละส่วนต่างที่มากกว่าพื้นที่อื่นๆ ซึ่งสามารถสรุปได้ว่าการพิจารณาการลงทุนจำเป็นต้องคำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศด้วย หากพิจารณาความอ่อนไหวต่อค่า COE พบว่า**สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)**และ**ชุมพร** เป็น 2 พื้นที่ที่มีความเสี่ยงจากผลกระทบความอ่อนไหวที่จะส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงค่า COE น้อยที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับพื้นที่อื่นๆ



ตารางที่ 5 ผลวิเคราะห์ผลการตอบแทนทางการเงินของบริเวณพื้นที่สถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง โดยไม่พิจารณาและพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

พื้นที่	สถานี	ผลตอบแทนทางการเงิน												
		ไม่มี Adder			Adder 3.50 บาท/kWh			Adder 4.50 บาท/kWh			Adder 6.50 บาท/kWh			COE (บาท/kWh)
		IRR (%)	B/C	NPV (บาท)	IRR (%)	B/C	NPV (บาท)	IRR (%)	B/C	NPV (บาท)	IRR (%)	B/C	NPV (บาท)	
1	กรุงเทพฯ	-9.25%	0.51	-43,595,744	-1.45%	0.93	-6,483,520	0.92%	1.05	4,119,972	5.68%	1.29	25,326,957	5.83
2	เพชรบุรี	-6.93%	0.61	-32,583,565	2.19%	1.12	9,624,919	4.97%	1.26	21,684,486	10.50%	1.55	45,803,619	4.64
3	ประจวบฯ	8.85%	1.67	57,747,056	31.53%	3.05	176,695,371	39.88%	3.55	213,170,604	51.36%	4.24	278,651,069	1.70
4	ชุมพร	3.80%	1.27	22,715,829	21.24%	2.32	111,275,783	26.42%	2.62	136,578,626	36.69%	3.22	187,184,314	2.23

หมายเหตุ อัตราส่วนลดกรณีฐานที่ 7.29%
อัตราเงินเฟ้อที่ 3.0%

6.4 ผลการวิเคราะห์ศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนพัฒนาทุ่งกังหันลม

(1) ผลการวิเคราะห์จากความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ย 4.9 เมตรต่อวินาที ในพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตร โดยรอบสถานี

จากความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งกังหันลม จะพบว่า เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่าสาย จังหวัดเพชรบุรี สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร และสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร คือ 4.7, 5.0, 4.9, และ 4.9 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

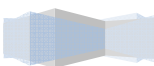
จากพื้นที่ที่ทำการศึกษาทั้งหมดประมาณ 100 ตารางกิโลเมตร โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม โดยพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยกับขนาดพื้นที่ จะพบว่า

พื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) และสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่าสาย จังหวัดเพชรบุรี ไม่มีพื้นที่ใดที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ ดังนั้น จึงไม่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่

จากการศึกษาพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) จะพบว่า พื้นที่ที่มีศักยภาพลมค่อนข้างดี ที่สูงกว่าค่าเกณฑ์ จะอยู่บนยอดเขาหรือเนินเขา โดยจะมีขนาดพื้นที่รวมประมาณ 17.5 ตารางกิโลเมตร ซึ่งหากติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MW ตารางกิโลเมตรละ 2 – 4 ตัว จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 105 – 210 MW หรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 52.5 – 105 MW

จากการศึกษา พื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร จะพบว่า พื้นที่บนพื้นดิน ที่มีศักยภาพลม สูงกว่าค่าเกณฑ์ มีขนาดประมาณ 3 ตารางกิโลเมตร อยู่บนภูเขา ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสถานีฯ บริเวณหมู่บ้านประชาธิปไตย ซึ่งหากติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MW ตารางกิโลเมตรละ 2 – 4 ตัว จะมีกำลังผลิตติดตั้งในบริเวณพื้นที่นี้ ได้ประมาณ 18 – 36 MW หรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9 – 18 MW

สถานีที่	ชื่อสถานีที่	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	
		GE 1.5 MW	Vestas 3.0
1	กรุงเทพฯ (มจร.)	-	-
2	เพชรบุรี	-	-
3	ประจวบคีรีขันธ์	52.5-105	105-210
4	ชุมพร	9-18	18-36
รวม		123	246



(2) ผลจากการวิเคราะห์การติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย โดยพิจารณาห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 5 กิโลเมตร และ 10 กิโลเมตร และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 20 กิโลเมตร

การจัดทำแผนที่ศักยภาพลมในภาพรวมของพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย ในรายงานนี้ จำเป็นต้องแบ่งพื้นที่ เป็น 2 ส่วน คือ พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตอนบน (พื้นที่ A1) และพื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และชุมพร (พื้นที่ A2) ดังแสดงในรูปที่ 5 และ 6 มีขอบเขตพื้นที่ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ ครอบคลุม พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการ ไปจนถึงอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร โดยแบ่งพื้นที่ศึกษาเป็น 3 ส่วนหลัก คือ

-  บริเวณพื้นที่ชายฝั่งทะเล ตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม
-  บริเวณพื้นที่ชายฝั่งทะเล จังหวัดเพชรบุรี
-  บริเวณพื้นที่ชายฝั่งทะเล ตั้งแต่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์จนถึงอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

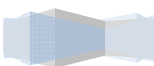
การพิจารณาพื้นที่ชายฝั่งทะเล ของแต่ละพื้นที่หลัก จะแบ่งเป็นพื้นที่บนพื้นดิน ห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 5 กิโลเมตร และ 10 กิโลเมตร และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 20 กิโลเมตร จากผลการศึกษาศักยภาพลม พบว่า

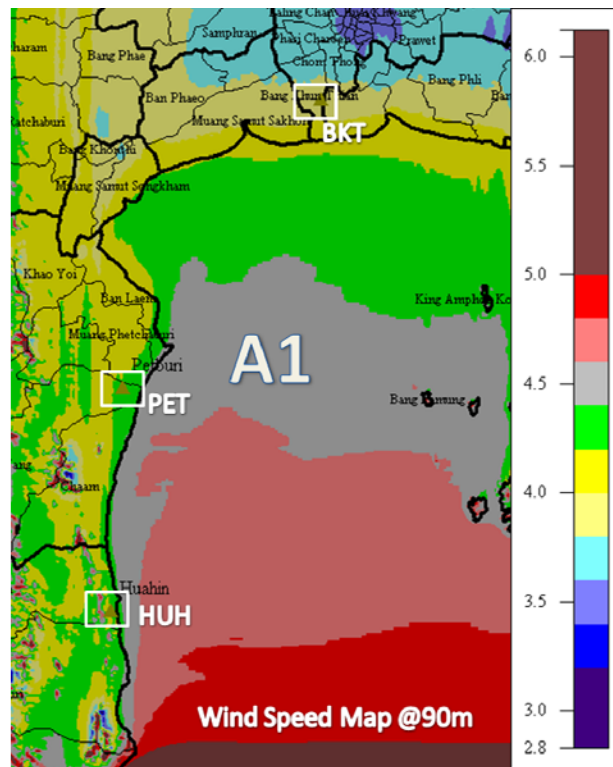
 บริเวณชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตอนบน ตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการ ไปจนถึงอำเภอบ้านแหลม จังหวัดเพชรบุรี มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก โดยที่ระยะห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 40 กิโลเมตร ความเร็วลมเฉลี่ย มีค่าอยู่ระหว่าง 4.0 – 4.4 เมตรต่อวินาที เท่านั้น

 บริเวณพื้นที่ชายฝั่งทะเล ตั้งแต่อำเภอบ้านแหลมจังหวัดเพชรบุรีไปจนถึงอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ พบว่า ความเร็วลมเฉลี่ยนอกชายฝั่งทะเลเพิ่มสูงขึ้นอีกเล็กน้อย อยู่ที่ประมาณ 4.4 – 4.8 เมตรต่อวินาที โดยเฉพาะชายฝั่งทะเลอำเภอชะอำและหัวหิน ส่วนพื้นที่ใกล้แนวชายฝั่งทะเลมีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 4.2 – 4.4 เมตรต่อวินาที

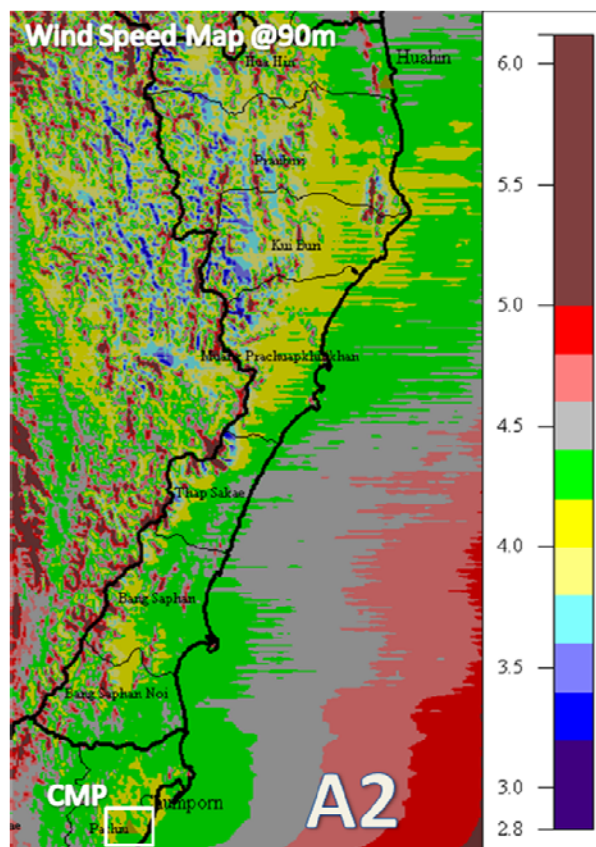
 บริเวณชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ตั้งแต่อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ไปจนถึงอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 4.0 – 4.4 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก ยกเว้นพื้นที่บนยอดเขาอำเภอหัวหิน อำเภอปราณบุรี และอำเภอเมืองจังหวัดประจวบคีรีขันธ์มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 5 เมตรต่อวินาที และพื้นที่ชายฝั่งทะเลอำเภอทับสะแก มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 4.4 เมตรต่อวินาที

อย่างไรก็ตาม ด้วยข้อจำกัดของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ข้อมูลป้อนเข้าและอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ที่เลือกใช้ การประเมินศักยภาพพลังงานลมในภาพรวมของพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยนี้ จึงควรมีการศึกษาเพิ่มเติมและประเมินตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำกับข้อมูลจากการวัดจริง จำนวนหลายจุดทั้งบนชายฝั่ง และในทะเล เพื่อผลการศึกษาที่น่าเชื่อถือยิ่งขึ้นในอนาคต

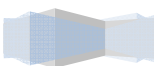




รูปที่ 5 แผนที่ศักยภาพพลังงานลม พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตอนบน (A1)



รูปที่ 6 แผนที่ศักยภาพพลังงานลม พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณจังหวัดประจวบและชุมพร (A2)



(3) ผลจากการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) และมูลค่ากังหันลม, อัตราการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย, มูลค่าการลงทุนในการติดตั้งกังหันลมทั้งบนพื้นดินและนอกชายฝั่งทะเล และอัตราดอกเบี้ยเงินกู้

การศึกษาประเมินการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในทะเลบริเวณชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยในรายงานนี้ จะพิจารณาอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และปัจจัยต่างๆที่เกี่ยวข้อง คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี (AEP, เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี), อัตราการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Adder 3.5 และ 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง), มูลค่าการลงทุนในการติดตั้งกังหันลมทั้งบนพื้นดินและนอกชายฝั่งทะเล ซึ่งรวมถึงมูลค่ากังหันลม และอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (กรณีฐาน คือ 7.29% และเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำที่ 4%) กราฟแสดงดังรูปที่ 7 และ 8

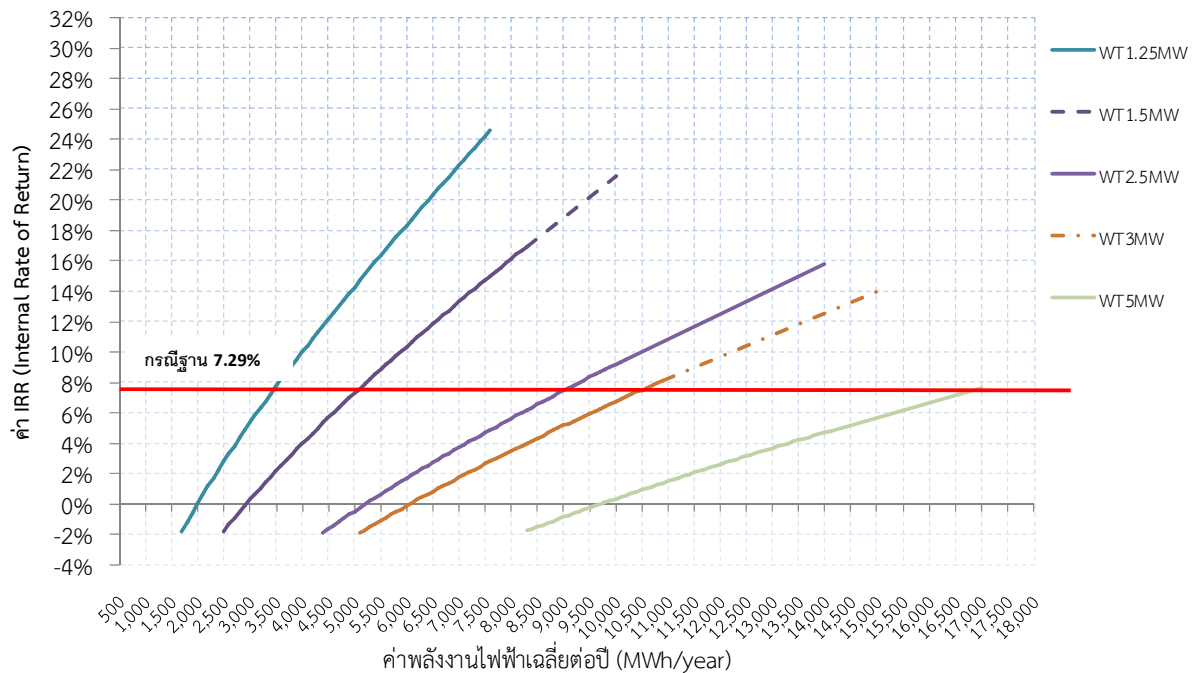
กรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จะพบว่า หากเลือกกังหันลม VESTAS 3000kW และต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 7.29% ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 10,500 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี แต่หากต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 4% เช่น กรณีมีแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 8,300 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ซึ่งทำให้มีเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำแตกต่างกัน

กรณี Adder 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จะพบว่า หากเลือกกังหันลม VESTAS 3000kW และต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 7.29% ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 7,500 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี แต่หากต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 4% เช่น กรณีมีแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 6,000 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ซึ่งทำให้มีเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำแตกต่างกัน

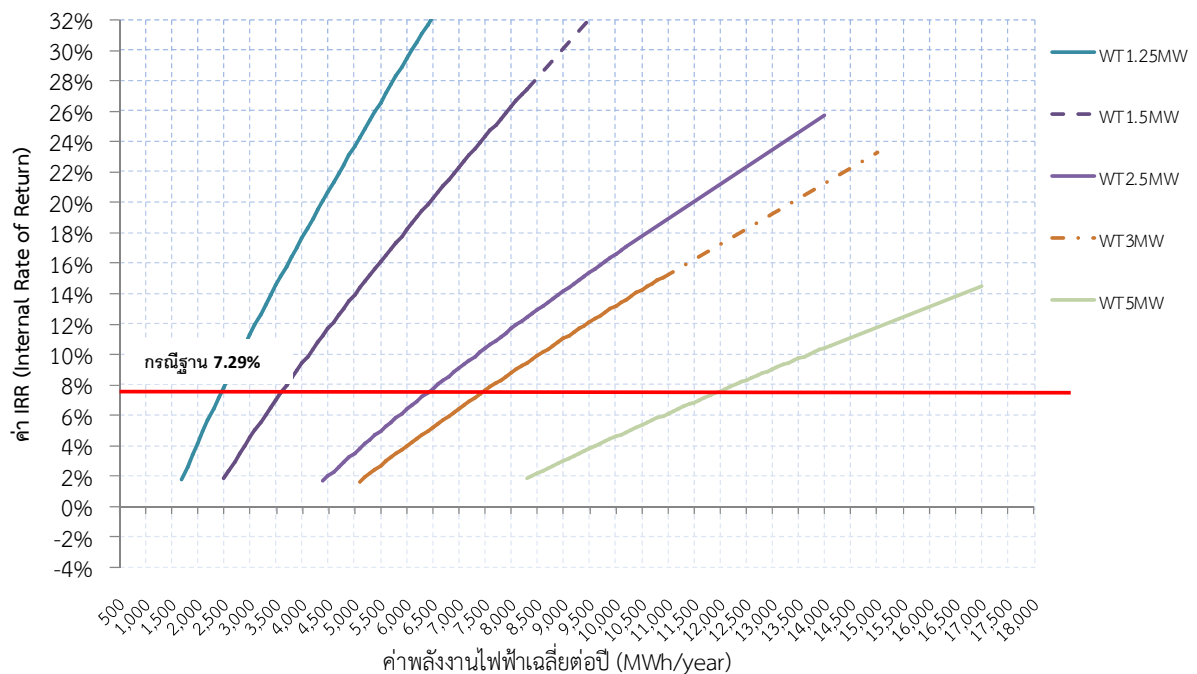
 บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 4.0 – 4.4 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก และ ไม่มีพื้นที่ใดที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงถึงเกณฑ์ขั้นต่ำ

 บริเวณชายฝั่งทะเลของจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยส่วนใหญ่อยู่ที่ 4.0 – 4.6 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่าพื้นที่บนยอดเขา และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลโดยเฉพาะอำเภอชะอำและหัวหิน มีศักยภาพลมสูงกว่าพื้นที่อื่น ส่วนบนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. มีบางพื้นที่ (ขนาดเล็กมากเช่นบนยอดเขา) ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ 5.0 เมตรต่อวินาที ซึ่งเป็นกรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ IRR 7.29% ส่วนพื้นที่อื่นๆ มีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ถึงเกณฑ์ขั้นต่ำ

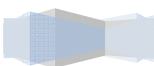
 บริเวณชายฝั่งทะเลของจังหวัดชุมพร มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยส่วนใหญ่อยู่ที่ 4.2 – 4.6 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่าพื้นที่บนยอดเขา อำเภอปราณบุรี กุยบุรี ทับสะแก บางสะพาน และบางสะพานน้อย และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลอำเภอทับสะแก มีศักยภาพลมสูงกว่าพื้นที่อื่น ส่วนบนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. มีบางพื้นที่ (ขนาดเล็ก เช่นบนยอดเขา) ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ 4.9 เมตรต่อวินาที ซึ่งเป็น กรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ IRR 7.29% ส่วนพื้นที่อื่นๆ มีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ถึงเกณฑ์ขั้นต่ำ 5.39 เมตรต่อวินาที



รูปที่ 7 แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเล และมีขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน ในกรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง



รูปที่ 8 แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเล และมีขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน ในกรณี Adder 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง



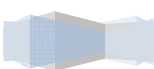
6.5 ผลการประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น

การประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น สำหรับการศึกษาครั้งนี้ คือการประเมินผลกระทบจากเสียงรบกวนจากกังหันลมผลิตไฟฟ้า ซึ่งจากข้อมูลด้านสุขภาพ พบว่าเสียงที่ระดับ 60 เดซิเบลจะเริ่มก่อให้เกิดความรำคาญ ที่ระดับ 70 เดซิเบลขึ้นไป จะสามารถรบกวนโสตประสาท และ ระดับสูงสุดที่มนุษย์สามารถทนได้ คือ 120 เดซิเบล ดังนั้น ตามพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม พ.ศ.2535 จึงมีกฎหมาย กำหนดมาตรฐานระดับโดยทั่วไป โดยค่าระดับเสียงสูงสุดไม่เกิน 120 เดซิเบลและค่าระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชั่วโมง ไม่เกิน 70 เดซิเบล แหล่งกำเนิดเสียงหลักจากกังหันลมมาจากการสั่นของใบพัดเมื่อปะทะกับลม โดยปกติผู้ผลิตจะให้ข้อมูลระดับเสียงจากกังหันลมจากการทดสอบมาด้วย ซึ่งข้อมูลเหล่านี้มีในฐานข้อมูลโปรแกรม **WindPro** ดังนั้นจึงสามารถคำนวณ ระดับเสียงจากกังหันลม ที่ระยะห่างต่างๆกันได้ เพื่อหลีกเลี่ยงการติดตั้งกังหันลมที่ใกล้ชุมชนจนเกินไปซึ่งก่อให้เกิดปัญหาสุขภาพ เกิดความรำคาญและไม่เป็นที่ต้องการของชุมชน ทั้งนี้ต้องพิจารณาระดับเสียงจากกังหันลม เทียบกับระดับเสียงภูมิหลังในบริเวณพื้นที่ เนื่องจากพื้นที่ที่มีระดับเสียงภูมิหลังต่ำย่อมได้รับผลกระทบมากกว่า

จากผลการวิเคราะห์ประเมินผลกระทบด้านเสียง จากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ ทั้ง 5 รุ่น สำหรับพื้นที่โดยรอบ**สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)** พบว่า ผู้อยู่อาศัยบริเวณพื้นที่โดยรอบกังหันลมในรัศมีประมาณ 100 เมตรอาจได้รับผลกระทบทางเสียงค่อนข้างมาก จนเกินกว่าค่ามาตรฐานกำหนด ที่ 70 เดซิเบล เอ ซึ่งพื้นที่ที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ หอพักนักศึกษา ส่วนบริเวณพื้นที่ถัดไป เช่น อาคารสำนักงาน และอาคารสถาบันพัฒนาและอบรมโรงงานต้นแบบ (สรบ.) ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี รวมทั้งบ้านเรือนประชาชนบางหลังคาอาจได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 45 – 54 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย ดังนั้น จึงไม่เหมาะสมที่จะติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในบริเวณดังกล่าว แต่พื้นที่ที่ห่างไกลชุมชนและได้รับผลกระทบจากเสียงน้อย อยู่ห่างออกไปประมาณ 6 – 7 กิโลเมตรทางทิศใต้ของสถานีประเมินศักยภาพลมฯ นอกจากนี้ยังพบว่า การติดตั้งกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์ จะมีระดับเสียงสูงกว่ากังหันลมอีก 4 รุ่น และส่งผลให้ชุมชนกลุ่มใหญ่ที่อยู่ห่างออกไปทางทิศใต้ประมาณ 1 กิโลเมตร ได้ยินเสียงจากกังหันลมชัดเจนขึ้น รองลงมาคือกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์

สำหรับพื้นที่โดยรอบ**สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี** พบว่า ในรัศมีประมาณ 100 เมตรไม่มีผู้อยู่อาศัย แต่พื้นที่ที่ห่างออกไปในรัศมี 200 – 400 เมตร โดยเฉพาะชุมชน บ้านหนองทรายดำบลึกเตียงน จะได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 45 – 54 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย แต่ไม่เกินค่ามาตรฐานกำหนด แต่ทั้งนี้ หากต้องติดตั้งในบริเวณพื้นที่นี้จำเป็นต้องให้ข้อมูลแก่ประชาชนในพื้นที่อย่างครบถ้วนและสอบถามความคิดเห็นและความสมัครใจของประชาชนในพื้นที่ก่อนเริ่มดำเนินการใดๆ

สำหรับพื้นที่โดยรอบ**สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)** พบว่า ผู้อยู่อาศัยบริเวณพื้นที่โดยรอบกังหันลมในรัศมีประมาณ 100 เมตรอาจได้รับผลกระทบทางเสียงค่อนข้างมาก จนเกินกว่าค่ามาตรฐานกำหนด ที่ 70 เดซิเบล เอ ซึ่งพื้นที่ที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ บริเวณอาคารเรียนของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล และบ้านเรือนบางส่วนที่อยู่ใกล้มหาวิทยาลัยฯ ดังนั้นจึงไม่เหมาะสมที่จะติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในบริเวณดังกล่าว แต่พื้นที่ที่เหมาะสมกว่า ได้แก่ พื้นที่บนแนวสันเขาทางทิศตะวันตกของสถานีประเมินฯ และพื้นที่ทางทิศตะวันตกของภูเขาซึ่งมีชุมชนกระจายอยู่ค่อนข้างน้อย



สำหรับพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร พบว่า บริเวณโดยรอบสถานีประเมินฯ มีบ้านเรือนอยู่น้อยมาก และอาจได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 35 – 49 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย โดยเฉพาะบริเวณที่ทำการเทศบาลตำบลชุมโค ซึ่งอยู่ห่างออกไปประมาณ 300 – 400 เมตร

6.6 สรุปการประเมินความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมขนาดเมกะวัตต์

การประเมินความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมขนาดเมกะวัตต์ ในบริเวณพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม สำหรับการศึกษาจะพิจารณาประเด็นสำคัญร่วมกัน 4 ประเด็นหลัก คือ **ขนาดและที่ตั้งพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีร่วมกับผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม** และ **กังหันลมที่เหมาะสมกับลักษณะลมในพื้นที่ร่วมกับต้นทุนและผลตอบแทนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม**

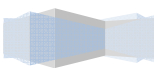
(1) พิจารณานาขนาดและที่ตั้งพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีร่วมกับผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม

หากพิจารณาค่าความเร็วลมเฉลี่ยที่ดีที่สุดจาก 4 สถานีประเมินศักยภาพลม ที่ระดับความสูง 90 เมตร ซึ่งเป็นระดับความสูงที่ใกล้เคียงระดับดุมโรเตอร์ของกังหันลมขนาดใหญ่ จะพบว่า **ค่าที่ดีที่สุดคือ 4.83 เมตรต่อวินาที ของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)** ดังนั้น ค่าความเร็วลมนี้จะถูกใช้เป็นเกณฑ์ในการพิจารณาพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ผลการวิเคราะห์การกระจายของขนาดพื้นที่ที่สะสมย้อนกลับที่สัมพันธ์กับความเร็วลมเฉลี่ย สำหรับพื้นที่ที่ทำการศึกษาระยะ 100 ตารางกิโลเมตรในแต่ละแห่ง หากใช้ค่าความเร็วลม 4.83 เมตรต่อวินาทีเป็นเกณฑ์ พิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับชุมชนร่วมด้วย ซึ่งจำเป็นต้องเลือกพื้นที่ติดตั้งกังหันลมที่อยู่ห่างจากชุมชนพอสมควร พบว่าบริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)** จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์และไม่อยู่ใกล้เขตชุมชน ประมาณ 4 ตารางกิโลเมตร บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี** จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์และไม่อยู่ใกล้เขตชุมชน ประมาณ 8 ตารางกิโลเมตร บริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)** จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์และไม่อยู่ใกล้เขตชุมชน ไม่ใช่พื้นที่ป่าและไม่ใช้พื้นที่ในทะเล ประมาณ 20 ตารางกิโลเมตร และบริเวณ**สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร** จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์และไม่อยู่ใกล้เขตชุมชน ประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร

(2) พิจารณากังหันลมที่เหมาะสมร่วมกับต้นทุนและผลตอบแทนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

จากผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าและการพิจารณาร่วมกับต้นทุนและผลตอบแทนของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม 5 รุ่นจะพบว่ากังหันลม **GE 1500kW ขนาด 1.5 เมกะวัตต์** เป็นกังหันลมที่เหมาะสมที่สุดสำหรับใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ที่ทำการศึกษทั้ง 4 แห่ง โดยหากเลือกใช้กังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์และให้ทุกๆ 1 ตารางกิโลเมตร สามารถติดตั้งกังหันลมได้ 2-4 ตัว พบว่า

- ◆ **สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)** มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยที่ 90 เมตรสูงกว่าเกณฑ์ 4.7 m/s ทั้งหมด 0 ตารางกิโลเมตร
- ◆ **สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี** มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยที่ 90 เมตรสูงกว่าเกณฑ์ 5.0 m/s ทั้งหมด 0 ตารางกิโลเมตร



- ◆ **สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)** มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยที่ 90 เมตรสูงกว่าเกณฑ์ 4.9 m/s ทั้งหมด 17.5 ตารางกิโลเมตร สามารถติดตั้งกังหันลม GE 1.5 MW ได้ 35-70 ตัว รวม 52.5 - 105 เมกะวัตต์ หรือหากติดตั้งกังหันลม VESTAS 3 MW จะได้ 35 - 70 ตัว รวม 105 - 210 เมกะวัตต์
- ◆ **สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร** มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยที่ 90 เมตรสูงกว่าเกณฑ์ 4.9 m/s ทั้งหมด 3 ตารางกิโลเมตร สามารถติดตั้งกังหันลม GE 1.5 MW ได้ 12-24 ตัว รวม 9 - 18 เมกะวัตต์ หรือหากติดตั้งกังหันลม VESTAS 3 MW จะได้ 12-24 ตัว รวม 18 - 36 เมกะวัตต์

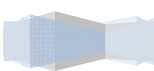
อย่างไรก็ตาม หากใช้เกณฑ์ค่าความเร็วลมเฉลี่ย ที่ 5.5 เมตรต่อวินาทีซึ่งอยู่ในระดับ Fair ของ World Bank ที่ความสูง 65 เมตร จะพบว่า มีเพียงพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) แห่งเดียวเท่านั้นที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงเพียงพอ โดยพบว่าจะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ ประมาณ 10 ตารางกิโลเมตร ซึ่งหากพิจารณาพื้นที่ที่ไม่อยู่ใกล้เขตชุมชนและไม่ใช่นพื้นที่ในทะเล จะมีพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่เพียง ประมาณ 2 ตารางกิโลเมตร ซึ่งเป็นพื้นที่ป่าเขา ยากต่อการก่อสร้างและคมนาคมขนส่ง โดยจะสามารถติดตั้งกังหันลม 2.5 เมกะวัตต์ได้ 8 ตัว มีกำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุด ประมาณ 20 เมกะวัตต์

7. ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะและแนวทางการลงทุนในรายงานฉบับนี้สรุปจากผลการศึกษาตามสมมติฐานของโครงการจากความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีที่กังหันลมแต่ละตัวผลิตได้ โดยมีต้นทุนราคากังหันลมที่แตกต่างกัน โดยแผนภูมินี้ มาจากสมมติฐาน 3 ประการหลักคือ 1) ราคากังหันลม คิดเป็นร้อยละ 87.3 ของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น 2) ค่าพลังงานไฟฟ้าได้จาก ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยรวมค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย และเพิ่ม Adder 3.5 บาทต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า เป็นระยะเวลา 10 ปี และ 3) อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ที่ร้อยละ 7.29 เป็นกรณีฐานเพื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่า IRR

1. หากกังหันลมมีราคาต่ำในขณะที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ในสัดส่วนที่สูงกว่า จะทำให้ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ยิ่งสูงและทำให้มีโอกาสคุ้มค่าต่อการลงทุนมากยิ่งขึ้น ยกตัวอย่างเช่น กังหันลมรุ่น GE 1500kW และ Repower 5 MW ผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีได้ 1,822.7 และ 5,142.0 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ตามลำดับ และมีต้นทุนราคากังหันลม 83,481,637.31 และ 276,846,420.38 บาท ตามลำดับ (การคำนวณ รายงาน 2010 Cost of Wind Energy Review โดย NREL) ทำให้ได้ค่า IRR ประมาณร้อยละ 4.5 และร้อยละ 2 ตามลำดับ ดังนั้นในกรณีนี้ จะเห็นได้ว่า การเลือกใช้กังหันลมรุ่น GE 1500kW มีความคุ้มค่ากว่า กังหันลมรุ่น Repower5M

2. หากใช้ค่าอัตราดอกเบี้ย ร้อยละ 7.29 เป็นเกณฑ์พิจารณา จำเป็นต้องหามาตรการหรือวิธีการที่จะช่วยเพิ่มค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ซึ่งทำได้หลายวิธีพร้อมกัน ได้แก่ การเลือกใช้กังหันลมที่ดีที่สุด และเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มาก ขณะที่ราคาไม่สูง ซึ่งเป็นไปได้หลายกรณี ยกตัวอย่างเช่น หากมีงบประมาณ 170 ล้านบาท ต้องเลือกกังหันลมและตำแหน่งติดตั้งกังหันลมที่ทำให้สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปีได้ ไม่น้อยกว่า 4,300 เมกะวัตต์-ชั่วโมง หรือ การซื้อกังหันลมในราคาที่ถูกลง

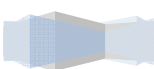


เช่น กรณีเลือกใช้กังหันลมรุ่นหนึ่งที่ติดตั้งบนพื้นที่แห่งหนึ่งซึ่งคาดการณ์ว่าจะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1,800 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี จึงจำเป็นต้องซื้อกังหันลมรุ่นนี้ในราคาไม่เกิน 70 ล้านบาท ซึ่งอาจใช้วิธีการต่อรองหรือการลงทุนเป็นทุ่งกังหันลมเพื่อลดราคากังหันลมเฉลี่ยต่อ 1 ตัวลง

3. ในการหาพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมซึ่งส่วนใหญ่เป็นที่บนเนินเขาแต่ต้องไม่ไกลจากสายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามากนักและมีเส้นทางสำหรับการขนส่งอุปกรณ์ระหว่างก่อสร้าง ยกตัวอย่างเช่น พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) กรณีเลือกใช้กังหันลม GE 1500kW หากติดตั้งกังหันลม ณ บริเวณสันเขาขนาดเล็ก ซึ่งสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีไม่ต่ำกว่า 2,100 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี โดยที่ราคาที่ดินไม่เพิ่มขึ้น ก็จะทำให้ค่า IRR เพิ่มขึ้นสูงกว่าร้อยละ 7.29 ได้ จะสังเกตได้ว่า การหาที่ดินที่ราคาถูก อาจไม่สามารถช่วยให้ ค่า IRR เพิ่มขึ้นมากนักเนื่องจากสัดส่วนมูลค่าที่ดินมีน้อยมากเมื่อเทียบกับมูลค่ากังหันลม แต่สามารถช่วยแบ่งเบาภาระค่าใช้จ่ายในการลงทุนได้ นอกจากนี้ ผู้ลงทุนอาจใช้วิธีหาแหล่งเงินทุนที่มีอัตราดอกเบี้ยต่ำ ยกตัวอย่างเช่น การขอสินเชื่อจากธนาคาร ซึ่งสนับสนุนเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ร้อยละ 4 ต่อปี ก็จะช่วยผู้ลงทุนได้รับผลตอบแทนที่คุ้มค่าต่อการลงทุนมากขึ้นโดยไม่จำเป็นต้องหาพื้นที่ที่ศักยภาพลมดีมากแต่ยากลำบากต่อการก่อสร้างและขนส่ง

4. การกำหนดมาตรการในส่วนของภาครัฐสามารถช่วยกระตุ้นให้เกิดการลงทุนด้านพลังงานลมเพิ่มขึ้นได้ ยกตัวอย่างเช่น หากรัฐปรับเพิ่มค่า Adder จากเดิม 3.5 เป็น 4.5 บาทต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า ก็จะสามารถช่วยเพิ่มค่า IRR ขึ้นประมาณ ร้อยละ 2.5 ซึ่งผู้ลงทุนอาจหันมาให้ความสนใจในการลงทุนด้านการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมากขึ้น

กล่าวโดยสรุป จากผลการศึกษาโดยใช้โปรแกรม WindSim และข้อมูลลมจากสถานีวัดลม 4 แห่งระหว่างเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม ปี พ.ศ. 2555 พบว่า พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการ จนถึงอำเภอปะทิวจังหวัดชุมพร ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 ก.ม. ไม่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ ส่วนบนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 กิโลเมตร มีเพียงพื้นที่บนยอดเขาเท่านั้น ที่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ อย่างไรก็ตาม การประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับประชาชนและสิ่งแวดล้อมในพื้นที่เป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่งที่ไม่สามารถละเลยได้ เนื่องจากกังหันลมขนาดเมกะวัตต์ เป็นสิ่งก่อสร้างขนาดใหญ่และอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อคนจำนวนมากในบริเวณพื้นที่โดยรอบได้ และท้ายที่สุดส่งผลกระทบต่อความยั่งยืนของโครงการรวมถึงผลตอบแทนที่ควรได้รับในระยะยาว การพิจารณาผลกระทบจากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่โดยทั่วไป ได้แก่ การประเมินผลกระทบด้านเสียงรบกวน ผลกระทบด้านเงากระพริบ ผลกระทบด้านทัศนียภาพ ผลกระทบจากอุบัติเหตุหรือภัยพิบัติที่อาจเกิดขึ้นได้ ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการก่อสร้างและการขนส่ง และผลกระทบเชิงจิตวิทยาชุมชน เป็นต้น



บทคัดย่อ

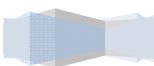
โครงการนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมดี คือ พื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ซึ่งต้องการคัดเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ และต้องประเมินทั้งทางด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของการผลิตไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ โดยใช้หลักวิชาการที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล และคำนึงถึงความเหมาะสมสำหรับประเทศไทย รวมทั้งความเป็นไปได้ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม

พื้นที่ที่ทำการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลมความสูง 120 เมตร พร้อมกับติดตั้งอุปกรณ์วัดความเร็วและทิศทางลมที่ระดับความสูง 40 65 90 และ 120 เมตร ครอบคลุมพื้นที่ศึกษามีจำนวน 4 สถานี คือ 1) สถานีมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี บางขุนเทียน 2) สถานีบ้านหนองทราย เพชรบุรี 3) สถานีมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล ประจวบคีรีขันธ์ และ 4) สถานีเทศบาลตำบลชุมโค ชุมพร จากการเก็บข้อมูลข้อมูล 12 เดือนของ ปี พ.ศ. 2555 จากทั้ง 4 สถานี พบว่า สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) มีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดปีสูงที่สุด คือ 3.90 4.44 4.83 และ 5.22 เมตรต่อวินาที ที่ระดับความสูง 40 65 90 และ 120 เมตร ตามลำดับ รองลงมาคือสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพรและเพชรบุรี ตามลำดับ ส่วนสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ มีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำสุด

จากการเปรียบเทียบความเร็วลมเฉลี่ยรายปีจากข้อมูลวัดจริงและข้อมูลผลการคำนวณด้วยโปรแกรม WindSim ของทั้ง 4 สถานี ทั้ง 4 ระดับ พบว่าค่าที่ได้จากการคำนวณส่วนใหญ่ต่ำกว่าค่าที่ได้จากการวัดจริง และมีค่าความคลาดเคลื่อน (Error) ประมาณ 0-2.5 % และความคลาดเคลื่อนที่ระดับความสูง 120 เมตร นั้นน้อยที่สุดเนื่องจากความเร็วลมที่ความสูงระดับนี้ได้รับอิทธิพลจากสิ่งกีดขวางทางลมค่อนข้างน้อย

เมื่อพิจารณาการแจกแจงความถี่ของความเร็วและทิศทางลมเฉลี่ยรายปี ที่ระดับความสูง 90 เมตร ของแต่ละสถานี บริเวณตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลม จะพบว่า ส่วนใหญ่จะได้รับอิทธิพลมาจากทั้งลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และลมประจำถิ่น ยกเว้นสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพรจะได้รับอิทธิพลจากทั้งลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมประจำถิ่น และจากการประเมินศักยภาพพลังงานลมของพื้นที่ทุกสถานี พบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมปานกลางถึงค่อนข้างดี คือพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ซึ่งเป็นที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 300 – 400 เมตร มีภูเขายู่ออกไปประมาณ 2 – 3 กิโลเมตรทางทิศตะวันตกของสถานีและวางตัวในแนวทิศเหนือ-ใต้ โดยบริเวณที่มีความเร็วลมเฉลี่ยค่อนข้างดี จะกระจายอยู่ทั่วพื้นที่โดยเฉพาะพื้นที่บนสันเขา ยกเว้นพื้นที่บริเวณเชิงเขาฝั่งทิศตะวันออกของภูเขาซึ่งถูกภูเขาขวางกั้นลมจากทิศตะวันตกเฉียงใต้ โดยความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานี ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 5.31, 7.51, และ 4.36 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

เมื่อพิจารณาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมทั้ง 5 ขนาด พบว่า กังหันลมที่ติดตั้งบนพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีบนยอดเขาใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด และมีค่า Capacity factor สูงสุด คือร้อยละ 37.3 จากการใช้กังหันลม รุ่น GE 1.5MW รองลงมาคือพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีบนยอดเขาใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่า



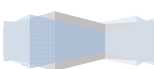
Capacity factor ร้อยละ 27.8 และเมื่อพิจารณากังหันลมทั้ง 5 รุ่น พบว่ากังหันลมที่มีค่า Capacity factor สูงสุด คือ รุ่น GE 1.5MW และรองลงมาคือรุ่น GE 2.5MW, VESTAS 3.0MW, Repower 5.0MW, และ DEWIND 1.25MW ตามลำดับ

มูลค่าการลงทุนในการติดตั้งกังหันลมในมีมูลค่าสูงขึ้นตามมูลค่าที่ดิน และมูลค่ากังหันลมเป็นหลัก นอกจากนี้การเพิ่มขนาดกังหันลมยังส่งผลให้มูลค่าในการติดตั้ง รวมทั้งมูลค่าปฏิบัติงานและซ่อมบำรุงสูงขึ้นด้วย และการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินพบว่าในกรณีที่ไม่นับพิจารณา Adder พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ควรพิจารณาลงทุนที่สุด และเมื่อพิจารณา Adder รวมด้วยในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร นำพิจารณาลงทุนที่สุด แต่หากโครงการได้รับ Adder ในอัตรา 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง จะทำให้น่าพิจารณาลงทุนได้ในทุกพื้นที่ เมื่อพิจารณาเฉพาะต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน พบว่าพื้นที่ควรพิจารณาในการลงทุนมากที่สุดคือพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และรองลงมาคือพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ทั้งนี้ ในพื้นที่ทั้งสองให้ค่าต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (COE) ต่ำกว่าราคารับซื้อไฟฟ้าค่อนข้างมากคือ 1.70 และ 2.23 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามลำดับ จากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อมูลค่า NPV IRR และ COE นั้น การเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศมีส่วนการเปลี่ยนแปลงมากที่สุดรองลงมาคือมูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม ส่วนมูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษาได้รับผลกระทบน้อยมากจากความอ่อนไหวที่เกิดขึ้น ทั้งนี้พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบน้อยที่สุดคือ พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ตามลำดับ

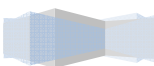
ในการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนพัฒนาทุ้งกังหันลมนั้น สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) เป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพมากที่สุด โดยความเร็วที่สูงกว่าค่าที่ใช้เป็นเกณฑ์พิจารณาที่ 4.9 เมตรต่อวินาที จะอยู่บนยอดเขาหรือเนินเขา โดยพื้นที่ที่มีศักยภาพมีขนาดพื้นที่รวมประมาณ 17.5 ตารางกิโลเมตร ซึ่งหากติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 105 – 210 MW หรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 52.5 – 105 MW และรองลงมาคือพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร จะมีกำลังผลิตติดตั้งในบริเวณพื้นที่นี้ ได้ประมาณ 18 – 36 MW หากติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MW หรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9 – 18 MW ส่วนพื้นที่อื่นๆไม่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนพัฒนาทุ้งกังหันลม

ในด้านผลกระทบสิ่งแวดล้อมและชุมชนนั้น พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร. บางขุนเทียน) และเพชรบุรี จะได้รับผลกระทบจากเสียงรบกวนจากกังหันลมผลิตไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่มากที่สุด ในรัศมี ประมาณ 100 เมตร อาจได้รับผลกระทบทางเสียงค่อนข้างมาก จนเกินกว่าค่ามาตรฐานกำหนด ที่ 70 เดซิเบล เอ โดยเฉพาะเมื่อมีการติดตั้งกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์ และกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์ ส่วนพื้นที่อื่นๆหากอยู่ในรัศมี 200 – 400 เมตร อาจได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 45 – 54 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย

ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าและการพิจารณาเกี่ยวกับต้นทุนและผลตอบแทนของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม 5 รุ่นสรุปได้ว่ากังหันลม GE 1500kW ขนาด 1.5 เมกะวัตต์ เป็นกังหันลมที่เหมาะสมที่สุดสำหรับใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ที่ทำการศึกษากันทั้ง 4 แห่ง และจากผลการศึกษา ด้วยสมมติฐานและข้อมูลลม



ณ ปัจจุบัน แสดงให้เห็นว่านอกจากปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ที่มีความแปรผันแล้วนั้น ความเร็วลมเฉลี่ยที่สูงในพื้นที่นั้นๆ เป็นปัจจัยที่สำคัญที่สุดในการพิจารณาความเหมาะสมในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่



Abstract

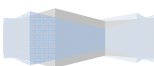
The objective of this project is to assess the wind energy potential for electricity generation on the western coastal area of Thai gulf from Bangkok to Chumpon province, the upper southern region. The tasks of this study covers the site selection, the technical study of megawatt-scale wind turbine, the wind resources for electricity generation assessment, the feasibility study of megawatt-scale wind power generation installation and evaluate preliminary environmental and social impacts.

A 120 m height tower equipped with wind velocity and direction measuring sensors and data acquisition units at the heights of 40, 65, 90 and 120 m has been installed at four selected locations each as followed: 1) Bangkok (*station 1*: King Mongkut's University of Technology Thonburi Bangkhunthien campus) 2) Phetchaburi (*station 2*: Ban Nongsai) 3) Prachuap Khiri Khan (*station 3*: Rajamangkla University of Technology Rattanakosin, Klai Kangwon campus) and 4) Chumpon (*station 4*: Chumco municipal). Data obtained from all four wind measuring stations of the year 2012, shows that the station no. 3 has highest average yearly wind velocities as followed: 3.40 4.07 4.32 and 4.48 m/s at the heights of 40, 65, 90 and 120 m, respectively. The followings are the stations no. 4 and no.2. The lowest wind speed is at the station no. 1.

After having analyzed the wind statistics for wind energy potential map using WindSim and compared the measured average yearly wind velocities with the simulation results at all heights for all four stations, the error of 0-2.5% are observed. In addition, the minimum error is found at the heights of 120 m according to there is quite a few obstacles at the high altitude.

For the analysis of the frequency distribution of average yearly wind velocity and direction at the height of 90 m, it is found that winds at most stations are influenced by the southwest monsoon as well as local wind except at the station no. 4 of which the main influencing factor are the northeast, the southwest monsoon and local wind. Having assessed wind energy potential at the height of 90 m for all locations, the moderate and good wind potential has been found around the station no. 3. This area is far from the coasts of Thai gulf for 300 – 400 m and there is the mountain ridges which lie on the west of the station for 2 - 3 km. It is noted that areas on mountain ridges, near-shore and off-shore locations have high wind energy potential, of which the maximum and minimum average wind velocities over 100 square kilometers are 4.35, 4.91 and 4.14 m/s, respectively.

Given the annual energy production (AEP) of five selected wind turbine models, which are 1.25, 1.5, 2.5 3 and 5 MW, the GE 2.5 MW wind turbine at the station no. 3 would

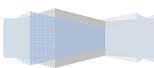


produce the highest electrical energy with a maximum capacity factor of 37.3%. The followings are the stations no. 4 (27.8%) and 2 whereas the station no. 1 gives the lowest energy and capacity factor. Considering all five models of wind turbine concludes that the GE 1.5 MW turbine has the highest capacity factor followed by the GE 2.5 MW, VESTAS 3.0 MW, RePower 5 MW and DeWind 1.25 MW, respectively.

The financial performance and economic considerations were conducted using 1.5 MW wind turbine was installed for all 4 selection sites. For an economical aspect, the initial capital cost increases proportionally with the wind turbine price, the installation cost, the land used cost and the operation and maintenance cost of the project installation. The financial analysis indicators used in this evaluation are Net Present Value (NPV), Benefit Cost Ratio (B/C), Internal Rate of Return (IRR) and the Cost of Energy (COE). The analysis performed based on taking an 3.0% of the inflation rate over the project lifetime (20 years) with 3.5, 4.5 and 6.5 Baht per kilowatt-hour of adder and a MRL 7.29% base. The results showed that the area around the station no.3 is the most feasible followed by the station no.4 for 3.5 and 4.5 Baht per kilowatt-hour of adder while the project is feasible for all selection sites if an adder of 6.5 Baht per kilowatt-hour is considered. Analyses of the cost of energy (COE) give an attractive result for a case of the station no. 3 and 4, the calculated minimum COE are 1.70 and 2.23 Baht per kilowatt-hour, respectively (Given the leveled COE of 2.5912 Baht per kilowatt-hour). The resulting sensitivity analysis to 1% of the difference ratio on NPV, IRR and COE of a 5% and 10% increase/decrease shows that the foreign exchange rates most affects to the project followed by the installation cost and the operation and maintenance cost, respectively.

The potential analyses results of wind farm installation, it is concluded that the area near for the station no.3 and 4 are potentially appropriate locations for wind farm installation. Having chosen a 1.5 MW and 3 MW wind turbine model and the minimum wind speed at 4.9 meters per second, two to four turbines can fit in one square kilometer. Correspondingly, for the stations no.3, the maximum installed are would be 17.5 square-meters and the total maximum capacity is 52.5 - 105 MW and 105 – 210 MW of 1.5 MW and 3 MW wind turbine, respectively. The maximum installed of the station no.4 would be 3 square-meters and the total maximum capacity is 9 - 18 MW and 18 – 36 MW of 1.5 MW and 3 MW wind turbine, respectively. The station no.1 and 2 have no potential for wind farm installation.

In this study, an impact of operating noise of all five wind turbine models has been assessed. The preliminary result shows that in the nearest areas of station no. 1 and no.2, the residences who are in a distance of 100 m might be severely affected by the noise



exceeding the standard value of 70 db-A, especially, if either a 2.5 or 5 MW wind turbine is installed. For the areas around the station no. 3 and no.4, the nearest residences in the vicinity of 200 - 400 m will be received a bit of nuisance from the operating noise of 45-54 db-A.

According to the analyses results of AEP, initial costs and financial returns of wind power generation for all five wind turbine models, it is concluded that the GE 1.5 MW wind turbine is the most suitable model. From the results of this study based on the considerable assumptions and present wind data, it clearly indicates that installing large wind power generation in these specified four locations is not feasible.

