สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

สถาบันวิจัยพลังงาน
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สรุปการประชุมสัมมนา "การพัฒนาโครงการการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมของประเทศไทย"

วันพุธที่ ๘ กุมภาพันธ์ พ.ศ. ๒๕๕๕

ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น ๖ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

๑. วัตถุประสงค์

เพื่อรับทราบทิศทางในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมของไทย ข้อจำกัดและปัญหาที่เกิดขึ้น เพื่อสามารถกำหนดสมมติฐานด้านเทคนิค และนโยบายการส่งเสริมที่สอดคล้องกับสภาวะปัจจุบัน โดยมีประเด็นในการหารือดังนี้

- แนวคิดและทิศทางในการพัฒนาโครงการพลังงานลมตามแผน AEDP
- แผนการจัดทำแผนที่พลังงานลมเฉพาะแหล่งของภาครัฐ
- การพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย
- ผลการดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ผ่านมาและโครงการที่อยู่ในแผนการดำเนินการในปัจจุบันและอนาคต ของหน่วยงานต่างๆ
- ขั้นตอนในการพัฒนาโครงการ และเกณฑ์ในการคัดเลือกพื้นที่ เช่น ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าขั้นต่ำของโครงการ ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ฯลฯ
- องค์ประกอบค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในปัจจุบัน
- สัดส่วน Local content และ แผนการทำ Technology transfer สำหรับการพัฒนาโครงการในปัจจุบันและอนาคต
- ประเด็นอื่นๆ ได้แก่ การกำหนดปริมาณสำหรับการส่งเสริมพลังงานลมขนาดเล็กสำหรับเทคโนโลยีที่พัฒนาโดยคนไทย การสนับสนุนข้อมูลจากภาครัฐและแนวทางในการกำหนดพื้นที่เพื่อให้เอกชนเข้าลงทุนโดยใช้ข้อมูลของรัฐ เป็นต้น

๒. รายละเอียดการบรรยาย

๒.๑ การบรรยาย "ภาพรวมการพัฒนาโครงการการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมของประเทศไทย" โดย นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการกลุ่มส่งเสริมการแข่งขันกิจการไฟฟ้า สำนักนโยบายไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

- การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบัน ภาครัฐได้สนับสนุนในรูปแบบของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) โดยแบ่งออกเป็น 2 อัตรา ตามขนาดกำลังผลิตติดตั้ง คือ (1) ขนาดกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 50 kW ได้ Adder 4.50 บาทต่อหน่วย (2) ขนาดกำลังผลิตติดตั้งเกิน 50 kW ได้ Adder 3.5 บาทต่อหน่วย
- สถานะโครงการพลังงานลมที่มีข้อมูลอยู่ในระบบในปัจจุบัน (ตามข้อมูลเดือน กันยายน 2554) มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 1,205 MW โดยแบ่งเป็นโครงการที่อยู่ในขั้นตอนยื่นข้อเสนอ 499 MW ตอบรับแล้วรอทำสัญญา 366 MW ทำสัญญาแล้วรอจ่ายไฟเข้าระบบ 339 MW และจ่ายไฟเข้าระบบแล้ว 0.38 MW

- แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมตามแผน AEDP ที่เสนอ กพช. เมื่อวันที่ 30 พ.ย. 2554 มีเป้าหมาย ณ สิ้นปี 2564 จำนวน 1,200 MW
- บารยายรายละเอียดของแผน AEDP ถึงวิธีการดำเนินการตามมาตรการต่างๆ ดังนี้ (1) มาตรการส่งเสริม (2) มาตรการจูงใจ (3) กฎหมายระเบียบ (4) ปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน (5) ประชาสัมพันธ์ (6) วิจัยพัฒนา
- สรุปภาพรวมสถานะโครงการพลังงานลมเปรียบเทียบกับแผน AEDP ในแต่ละปี ตั้งแต่ปัจจุบันถึง ปี 2564
- รายละเอียดประเด็นการนำเสนอของการสัมมนาในวันนี้
    1) แนวคิดและทิศทางในการพัฒนาโครงการพลังงานลมตามแผน AEDP
    2) แผนการจัดทำแผนที่พลังงานลมเฉพาะแหล่งของภาครัฐ
    3) การพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย
    4) ผลการดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ผ่านมาและโครงการที่อยู่ในแผนการดำเนินการในปัจจุบันและอนาคต ของหน่วยงานต่างๆ
    5) ขั้นตอนในการพัฒนาโครงการ และเกณฑ์ในการคัดเลือกพื้นที่ เช่น ศักยภาพการผลิตไฟฟ้า ขั้นต่ำของโครงการ ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ฯลฯ
    6) องค์ประกอบค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในปัจจุบัน
    7) สัดส่วน Local content และ แผนการทำ Technology transfer สำหรับการพัฒนาโครงการในปัจจุบันและอนาคต
- ประเด็นการการหารือ
    1) การกำหนดปริมาณสำหรับการส่งเสริมพลังงานลมขนาดกลาง/เล็กสำหรับเทคโนโลยีที่พัฒนาโดยคนไทย
    2) การสนับสนุนข้อมูลจากภาครัฐและแนวทางในการกำหนดพื้นที่เพื่อให้เอกชนเข้าลงทุนโดยใช้ข้อมูลของรัฐ

๒.๒ การบรรยาย “ทิศทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมตามแผน AEDP 2012 – 2021” โดย คุณไกรวัลย์ ครุฑกูล กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน มีรายละเอียดดังนี้

- แนวคิดในการพัฒนาโครงการพลังงานลมตามแผน AEDP 2012 – 2021 (รายละเอียดที่นอกเหนือจากข้อมูลในไฟล์นำเสนอ)

    - คำแถลงนโยบายรัฐฯ 23 สิงหาคม 2554 นโยบายด้านพลังงาน โดยสรุปคือ มีเป้าหมายใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนพลังงานฟอสซิลให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี ทั้งนี้มีการส่งเสริมให้มีการพัฒนาอุตสาหกรรมดังกล่าวครบวงจร
    - ในปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมรวมทั้ง on grid และ off grid ได้ประมาณ 7 MW
    - เมื่อพิจารณาจากแผนที่ลมอันใหม่ที่พพ. ได้ทำขึ้น พบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม (พื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ย ไม่ต่ำกว่า 5 m/s) มีอยู่ในประเทศไทยประมาณ 1,000 ตารางกิโลเมตร ซึ่งเมื่อตัดพื้นที่ป่าไม่ พื้นที่ที่เป็นปัญหาออกไปก็จะเหลือประมาณ 500 ตารางกิโลเมตร ซึ่งเมื่อนำไปวิเคราะห์คำนวณดูแล้วพบว่า สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,200 MW ตามที่ระบุในแผน

- การพัฒนาพลังงานลมในประเทศไทยตามแผน AEDP แบ่งเป็นแผนระยะสั้น และระยะกลาง-ยาว
- รายละเอียดของแผนปฏิบัติการระยะเร่งด่วนประกอบด้วยแนวทางการแก้ไขปัญหาในประเด็นต่างๆ ดังนี้ 1) การขออนุญาตใช้พื้นที่ 2) ระเบียบของภาครัฐ 3) ระบบสายส่งไฟฟ้า 4) ปัญหาแหล่งทุน 5) การขาดข้อมูลความเร็วลมที่น่าเชื้อถือ 6) เทคโนโลยีของกังหันลมไม่สอดคล้อง
- เทคโนโลยีกังหันลมขนาดใหญ่ในต่างประเทศมีการพัฒนาไปพอสมควร
- กังหันลมขนาดเล็กสำหรับใช้ในพื้นที่ห่างไกล หรือ off grid ทางพพ. ทางพพ. ได้รวมกลุ่มเอกชนผู้ที่สนใจให้จับมือกับภาคเอกชนผู้ผลิตกังหันลม ให้ร่วมมือกันเพื่อให้เกิดโครงการดังกล่าว และเพื่อความสะดวกและง่ายในการขนส่ง
- การส่งเสริม wind farm ขนาดใหญ่ เกิดขึ้นได้ยาก เนื่องจากมีปัญหาในหลายๆด้าน เช่นปัญหาพื้นที่ ปัญหากฎระเบียบ ซึ่งค่อนข้างจะอ่อนไหว
- พพ. ได้ปลดล๊อคพื้นที่ สปก. โดยเอกชนสามารถเช่าพื้นที่เพื่อติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า โดยมีค่าเช่าพื้นที่ไร่ละ 3,500 บาทต่อปี แต่ปัญหาที่พบเพิ่มเติมคือ บางพื้นที่ไม่ใช่พื้นที่สปก. ล้วนจึงยากในการดำเนินการดังกล่าว

- แผนการจัดทำแผนที่พลังงานลมเฉพาะแหล่ง (รายละเอียดที่นอกเหนือจากข้อมูลในไฟล์นำเสนอ)
  - พพ. ได้จัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมฉบับใหม่ พ.ศ. 2553 โดยแบ่งแหล่งศักยภาพพลังงานลมในประเทศออกเป็น 3 แหล่ง คือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคตะวันตก และภาคใต้
  - แผนที่ลมดังกล่าวเป็นประโยชน์กับผู้ทำโครงการพลังงานลมเป็นอย่างมาก รวมถึงสามารถตอบคำถามได้หลายอย่าง
  - พพ. มองว่าควรจะมีการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมระดับไมโครสเกลที่มีความละเอียดประมาณ 200X200 เมตร มีบริเวณที่จะจัดทำแผนที่ลมที่มีความเร็วลมเฉลี่ยเกิน 5 m/s จำนวน 15 โซน ซึ่งจะเป็นประโยชน์สำหรับผู้ประกอบการในการจัดทำโครงการมากยิ่งขึ้น

- การพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าในประเทศ
  - โครงการศึกษา วิจัย พัฒนา สาธิต ต้นแบบเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าความเร็วลมต่ำ
    - ศึกษาวิจัย รวมทั้งผลิตกังหันลมต้นแบบ 2 ชนิด คือ กังหันลมแนวแกนนอน จำนวน 1 ตัว และกังหันลมแนวแกนตั้งจำนวน 1 ตัว และนำมาเปรียบเทียบกังหันลมแนวแกนนอนที่นำเข้ามาจากต่างประเทศอีก 1 ตัว ซึ่งกังหันลมทั้ง 3 ตัวมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 5 กิโลวัตต์
    - ปัจจุบันได้ติดตั้งกังหันลมไว้ที่บริเวณสระเก็บน้ำพระรามเก้า
  - โครงการศึกษาวิจัยและพัฒนาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อผลิตภายในประเทศ
    - จุดประสงค์ของโครงการ: นำเสนอการออกแบบและสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้กับกังหันลมขนาดเล็กที่สามารถเคลื่อนโดยตรงจากกังหันลมที่เหมาะสมกับความเร็วลมต่ำ
    - ขนาดพิกัดกำลัง: ไม่ต่ำกว่า 2 และ 5 kW ที่พิกัดความเร็ว 300 รอบต่อนาที

- ผลการทดสอบ: เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2 kW สามารถจ่ายกำลังได้ 3.5 kW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 5 kW สามารถจ่ายกำลังได้ 7.5 kW โดยที่ความเร็ว 300 รอบต่อนาที
- ผลการทดสอบความทนทาน: เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2 และ 5 kW ที่ความเร็ว 300 รอบต่อนาที จ่ายกำลังไฟฟ้า 2.45 และ 5.46 kW ตามลำดับ ทำงานต่อเนื่องเป็นเวลา 8 ชั่วโมง ซึ่งอุณหภูมิสูงสุดของโครงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2 และ 5 kW ประมาณ 51.8 C และ 66.4 C ตามลำดับ

• โครงการศึกษาวิจัยและพัฒนาระบบควบคุมกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบเชื่อมต่อกริด
  - จุดประสงค์ของโครงการ: วิจัยและพัฒนาระบบควบคุมกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบเชื่อมต่อ กริดขนาดไม่น้อยกว่า 2 กิโลวัตต์ จำนวน 2 ชุด และไม่น้อยกว่า 5 กิโลวัตต์ จำนวน 2 ชุด โดยมีคุณสมบัติเป็นไปตามมาตรฐานการไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)
• พพ. มองว่าประเทศไทยควรจะเริ่มส่งเสริมจากตัวเล็กๆ ทั้งกังหันลมแนวตั้งและแนวนอน โดยขนาดใหญ่สุดประมาณ 250 kW มุมบิดประมาณ 8 องศา
• ควรสนับสนุนการศึกษาวิจัยกังหันลมขนาดเล็ก

๒.๓ การบรรยาย “แนวทางการพัฒนาโครงการพลังงานลม ของ กฟผ.” โดย คุณณัฐวัชต์ จิรวัชรคุณารักษ์ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีรายละเอียดดังนี้

■ การพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมของ กฟผ. ที่ผ่านมา
  • กังหันลมที่แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต ได้มีการติดตั้งตั้งแต่ปี 2526-2535 ประกอบด้วยกังหันลมรุ่น AEROWATT (1kW), WINDANE12 (18.5kW), SVIAB (0.85kW), DUNLITE (2kW), BERGEY (10kW) และ NORDTANK (150kW)
  • จากรายละเอียด Power curve ของกังหันลมรุ่น NORDTANK(150kW) พบว่ามีค่า wind speed cut in ประมาณ 4-5 m/s wind speed cut off ประมาณ 15-18 m/s และจากข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปี ตั้งแต่ปี 1996-2011 พบว่าผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ย 185,161 kWh/ปี และมีค่า CF เฉลี่ย 15% นอกจากนี้ยังพบว่า wind speed จะสูงในช่วงหน้าฝน (มิ.ย-ก.ย)

■ โครงการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมที่ลำตะคลอง ขนาด 2X1.25 MW
  • ที่มาของโครงการ
    - รัฐบาลมีนโยบายที่ต้องการให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นตามยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทน พ.ศ.2551-2565 ของกระทรวงพลังงานที่ต้องการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนให้เป็นร้อยละ 20 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศ ในปี พ.ศ.2565 เป็นการสนองนโยบายของภาครัฐ
    - ศึกษาการพึ่งพาเทคโนโลยีกังหันลมขนาดใหญ่จากต่างประเทศ จัดทำ โครงการศึกษาศักยภาพและผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขนาดใหญ่(เมกะวัตต์) เพื่อใช้เป็นแหล่งเรียนรู้โดยการทำ Base Test สำหรับรวบรวมข้อมูลและตัวแปรต่างๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์ และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน รวมทั้ง

คุณภาพกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้า การศึกษาจากต้นแบบเหล่านี้จะเป็นข้อมูลพื้นฐานที่เป็นประโยชน์อย่างสูงต่อการพัฒนาเทคโนโลยีทางด้านพลังงานลมเพื่อใช้ในประเทศต่อไปในอนาคต

- วัตถุประสงค์
  - เพื่อจัดหาและติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ขนาดกำลังผลิตไม่น้อยกว่า 1,000 kW (กิโลวัตต์) จำนวน 2 ชุด เพื่อใช้เป็นสถานีทดสอบอ้างอิง (Base Test) รวมทั้งการศึกษาทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์
  - เพื่อศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ชุมชน ในด้านคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) ที่จ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้า และผลกระทบทางเสียง
  - เพื่อเสริมสร้างองค์ความรู้ในการติดตั้งและทดสอบระบบการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าต่อบุคคลากรของ กฟผ.
- เป้าหมาย
  - ได้ข้อมูลด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของกังหันลม ที่ติดตั้งแบบ Wind Farm ขนาดกำลังผลิตไม่น้อยกว่า 1,000 kW จำนวน 2 ชุด
  - ได้ข้อมูลคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) ที่จ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้า และผลกระบททางเสียง ที่เกิดจากการทำงานของกังหันลม ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสภาพความเป็นอยู่ของชุมชนในบริเวณใกล้เคียง
  - ได้องค์ความรู้ในการติดตั้ง และทดสอบระบบการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า ในขนาดกำลังผลิตไม่น้อยกว่า 1,000 kW
- ประโยชน์
  - ได้ข้อมูลการผลิตไฟฟ้า เรียนรู้การวิเคราะห์ตัวแปรต่างๆ ที่มีผลต่อกำลังผลิตไฟฟ้า และพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากร กฟผ.
  - ได้เทคนิคในการติดตั้ง และทดสอบระบบการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าในขนาดกำลังผลิตไม่น้อยกว่า 1,000 kW
  - ได้ต้นแบบในการศึกษาและพัฒนากังหันลมขนาดใหญ่ในประเทศ
  - รองรับภารกิจทางด้านพลังงานทดแทนของ กฟผ.
  - ช่วยให้เกิดการพัฒนาองค์ความรู้อย่างรวดเร็ว ทำให้บุคลากรของ กฟผ. เป็นผู้มีประสบการณ์จากระบบจริง นำไปสู่การวิจัยและพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขนาดใหญ่ เพื่อลดการพึ่งพาเทคโนโลยีกังหันลมจากต่างประเทศในอนาคต
- ข้อมูลทางเทคนิค
  - Rated Power: 1,250 kW (wind speed 12-18 m/s)
  - Wind Turbine Class: IEC III
  - Rotor Diameter: 64 m
  - Hub Height: 68 m
  - Starting Wind Speed: 2.5 m/s
  - Cut in Wind Speed: 2.8 m/s
  - Cut out Wind Speed: 23 m/s
  - Rated Wind Speed: 12.5 m/s

- Survival Wind Speed: 50.5 m/s
- Swept Area: 3217 m2
- Power Coefficient (CP): ที่ wind speed 5-6 m/s CP ≈ 35%, ที่ wind speed 8-10 m/s CP ≈ 43%

- ค่าใช่จ่ายในการพัฒนาโครงการ

	ค่าใช้จ่ายโครงการระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมล่าตะคอง 2x1.25 เมกะวัตต์		
	รายละเอียด	**จำนวนเงิน(บาท)**	**สัดส่วน**
1	อุปกรณ์กังหันลม พร้อม Services and Training	99,895,400	76.30
2	งานก่อสร้างถนนและปรับพื้นที่โครงการ	627,705	0.48
3	จัดหาหม้อแปลงไฟฟ้า	1,833,000	1.40
4	จัดหา Ring Main Unit	690,000	0.53
5	ประกันภัยขนส่งอุปกรณ์กังหันลม	43,049	0.03
6	ประกันภัยติดตั้งอุปกรณ์กังหันลม	119,955	0.09
7	ค่าใช้จ่ายดำเนินการก่อสร้าง	10,765,991	8.22
8	ค่าเช่ารถเครนติดตั้งกังหันลม	8,400,000	6.42
9	ค่าขนส่งอุปกรณ์กังหันลม	5,072,273	3.87
10	ค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า	2,017,422	1.54
11	ค่าจัดทำป้ายชื่อโครงการและอาคารควบคุม	370,000	0.28
12	ทำถนนและระบบระบายน้ำ	750,000	0.57
13	งานLandscape	345,000	0.26
	รวมเป็นเงินทั้งสิ้น	**130,929,795**	**100.00**

- จากข้อมูลพลังงานที่ผลิตได้ตั้งแต่ เม.ย. 52 – ธ.ค. 54 พบว่าผลิตไฟฟ้าได้ทั้งสิ้น 10.43 ล้านหน่วย โดยปี 2553 ผลิตได้ 3.32 ล้านหน่วย CF 15% ปี 2554 ผลิตได้ 4.52 ล้านหน่วย CF 21% CF เฉลี่ย 17%
- พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามช่วงเวลา คิดเป็นสัดส่วน Peak 40% Off-Peak 60%
- การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์

  สมมติฐาน
  - เงินลงทุนโครงการ 130.93 ล้านบาท
  - ขนาดกำลังผลิต 2X1,250 กิโลวัตต์
  - ปริมาณพลังงานไฟฟ้า 3,314,740 หน่วย
  - อายุโครงการ 25 ปี
  - สัดส่วนการลงทุน ทุน 100%
  - ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา 1% ของค่าอุปกรณ์

  ผลการวิเคราะห์
  - อัตราค่าไฟเฉลี่ย 4.8029 บาท/หน่วย
  - อัตราผลตอบแทนส่วนทุน 10%
- การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ : หลังจากโครงการแล้วเสร็จ โดยใช้ฐานข้อมูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงตัดในช่วง 1 ปีตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2552-พฤษภาคม 2553 การวิเคราะห์แบ่งออกเป็น 4 กรณีคือ

  กรณี 1 เป็นกรณีไม่มี Energy Fund และไม่ได้ Adder

  กรณี 2 เป็นกรณีมี Energy Fund และไม่ได้ Adder

  กรณี 3 เป็นกรณีไม่มี Energy Fund และได้ Adder

  กรณี 4 เป็นกรณีมี Energy Fund และได้ Adder

ผลการวิเคราะห์โครงการฯ

รายละเอียด	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 4	หน่วย
1. ต้นทุนการผลิต	4.8029	4.8129	4.8029	4.8129	บาท/kWh
2. ราคาขายไฟฟ้า	4.8029	4.8129	2.4922	2.5022	บาท/kWh
3. Adder 10 ปี	-	-	3.50	3.5	บาท/kWh
4. อัตราผลตอบแทนการลงทุนโครงการฯ	10	10	10	10	%
5. ระยะเวลาคืนทุน	10	10	7	7	ปี

- นอกจากนี้ยังมีข้อมูลผลการตรวจวัดระดับเสียงและผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า โดยรายละเอียดแสดงอยู่ในไฟล์นำเสนอของ กฟผ.

- โครงการที่อยู่ในแผนดำเนินงาน
  - โครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าเขายายเที่ยงเหนือ (จ.นครราชสีมา)
    ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า 18 MW (อยู่ระหว่างดำเนินการ)
  - โครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าสนามกีฬาตำบลราไวย์ภูเก็ต
    ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า 3 MW
  - โครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าเขายายเที่ยงใต้ (จ.นครราชสีมา)
    ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าประมาณ 50 MW

- การพัฒนาโครงการและเกณฑ์การเลือกพื้นที่
  - สำรวจพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมอาจใช้ข้อมูลจาก Wind MAP พื้นที่ต้องเป็นที่ราบโล่งสามารถรับลมตามฤดูกาลได้ตลอดปี
  - ติดตั้งเสาเครื่องบันทึกข้อมูลลมในระดับความสูงที่ต้องการ ประมวลผลและวิเคราะห์ข้อมูลลมใช้โปรแกรมประเมินศักยภาพพลังงานลม
  - พิจารณาจากปัจจัยโครงสร้างพื้นฐาน เช่นเส้นทางคมนาคม สายส่งไฟฟ้า
  - การใช้พื้นที่ก่อสร้างโครงการ การขอใช้พื้นที่ การเช่า ค่าชดเชย การประสานงานกับท้องถิ่น ความร่วมมือการมีส่วนร่วมของชุมชน
  - วิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์การเงิน
  - จัดทำรายงานผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
  - เสนอขอจัดสรรงบประมาณก่อสร้างโครงการ ตามขั้นตอนของหน่วยงาน
  - ความสามารถในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาอุปกรณ์โรงไฟฟ้ากังหันลม
  - ก่อสร้าง

- ปัญหาและอุปสรรค
  - การขอใช้พื้นที่จัดทำโครงการติดตั้งกังหันลม
  - ข้อจำกัดการขนส่งอุปกรณ์กังหันลม เส้นทางขนส่ง
  - ข้อจำกัดการติดตั้งกังหันลม รถเครน
  - การยอมรับของชุมชนในพื้นที่ติดตั้งกังหันลม

๒.๔ การบรรยาย “การพัฒนาโครงการพลังงานลมของภาคเอกชน” โดย คุณเกษม ชุดทอง บริษัท เขาค้อวินด์เพาเวอร์ มีรายละเอียดดังนี้

- โครงสร้างผู้ถือหุ้นโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมเขาค้อ
  - บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) 60 %
  - บริษัท วินด์เอ็นเนอร์ยีโฮลดิ้ง จำกัด 30 %
  - บริษัท เด็มโก้ จำกัด (มหาชน) 10 %
- การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมเขาค้อ
  การดำเนินงาน
  - ทำให้โครงการฯมีความพร้อม 4 ประการตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้แก่ ที่ดิน ใบอนุญาต เทคโนโลยี และ การเงิน
  - ทำการก่อสร้างสิ่งสาธารณูปโภคที่จำเป็น ได้แก่ ถนนทางขึ้นโครงการ และขยายระบบสายส่งเพื่อรองรับการเชื่อมต่อกับระบบสายส่งของประเทศ
  - พัฒนาชุมชน และร่วมกิจกรรมเป็นส่วนหนึ่งของชุมชน ทำให้เกิดความไว้วางใจ และมีความรู้สึกเป็นเจ้าของโครงการฯโดยมีส่วนร่วมในการดำเนินโครงการฯ
- ปัญหาและอุปสรรคในการดำาเนินโครงการฯ
  - ความล้าสมัยของกฎหมาย และกฎระเบียบต่างๆ ที่ไม่เอื้ออำนวยต่อการพัฒนาโครงการฯ
  - ความไม่เข้าใจในเรื่องการพัฒนาเพื่อสนองความต้องการพลังงานของประเทศ
  - ภาพของนักลงทุนรุ่นเก่าที่แสวงหาประโยชน์โดยไม่คำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และคุณภาพชีวิตทำให้เกิดความหวาดระแวงในการพัฒนาโครงการฯขนาดใหญ่
- แผนการพัฒนาโครงการที่มีในปัจจุบันและอนาคต
  - แผนการขยายและพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศ (On shore, Off shore)
  - แผนการขยายและพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศเพื่อนบ้าน
    - ประโยชน์ที่ได้รับน้อย
    - ความคุ้มค่าในการลงทุน ซึ่งถึงแม้ว่าเทคโนโลยีจะดีขึ้นแต่ต้นทุนไม่ได้ลดลง เนื่องจากความต้องการที่เพิ่มขึ้น
- ขั้นตอนในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม
  - เก็บข้อมูลลม หรือหาข้อมูลจาก International Resource Map ได้แก่ NREL (National Renewable Energy Laboratory) หรือ ASTAE (World Bank Group’s Asian Alternative Energy Program
  - ติดตั้งเสาวัดลม และเก็บรวบรวมข้อมูลอย่างน้อย 2 ปี ขึ้นไป เพื่อทำ Regional Wind Map ในพื้นที่

- Wind Energy Assessment โดยใช้ Software ได้แก่ WAPs, WindPro หรือ Metrodyn ซึ่งเหมาะกับพื้นที่ที่เป็น Complex Terrian

- การเลือกพื้นที่

  ปัจจัยในการพิจารณาเลือกพื้นที่
  - พื้นที่มีความลาดชันต่ำ
  - เข้าถึงง่าย มีถนน สิ่งอำนวยความสะดวกเพียงพอในการก่อสร้าง
  - ไม่เป็นพื้นที่ต้องห้าม พื้นที่อนุรักษ์ เช่น ป่าสงวนแห่งชาติ พื้นที่อุทยาน
  - มีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างต่ำ
- ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ
  - ราคากังหันลมผลิตไฟฟ้าประกอบด้วย เสากังหัน โครงสร้างรากฐาน เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ชุดเฟืองทดรอบ ใบพัด กังหัน คิดเป็นสัดส่วน 68% ของเงินพัฒนาโครงการทั้งหมด
  - ราคาก่อสร้างอุปกรณ์ที่จำเป็น (Balance of Plant) ได้แก่ระบบไฟฟ้า ถนน อาคารควบคุม ลานไกไฟฟ้า คิดเป็นสัดส่วน 19% ของเงินพัฒนาโครงการทั้งหมด
  - ราคาค่าบริหารโครงการ คิดเป็นสัดส่วน 8% ของเงินพัฒนาโครงการทั้งหมด
  - ราคาค่าที่ดิน คิดเป็นสัดส่วน 5% ของเงินพัฒนาโครงการทั้งหมด
- สัดส่วน Local content และ Technology Transfer
  - ราคาก่อสร้างอุปกรณ์ที่จำเป็น (Balance of Plant) Local content 20% (On shore 30%, Off shore 70%)
  - Turbine Supply Agreement (TSA) Local content 80% (On shore 85%, Off shore 15%)

๒.๕ ประเด็นสำคัญในการอภิปรายรับฟังข้อคิดเห็นอื่นๆ

- ปัญหาเรื่องสายส่ง
  - กฟภ. : ประเด็นสำคัญในเรื่องปัญหาคอขวด ทางกฟภ. ได้มีการดำเนินการนำปัญหาดังกล่าวบรรจุในแผน 11 เพื่อดำเนินการแก้ไขต่อไป
  - เอกชน (บริษัทเขาค้อ) : การสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทุกครั้งโดยส่วนใหญ่แล้วจะต้องมีการขยายหรือทำสายส่งเพื่อมารองรับ ยกเว้นว่าเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กเช่น โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก ก็จะใช้ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (สายส่ง 22 kV)
  - พพ. : การทำแผนที่ลมระดับไมโครสเกลจะทำให้สามารถตอบได้ว่าพื้นที่ตรงไหนมีศักยภาพสามารถทำได้ และไม่ติดปัญหาไม่ว่าจะเป็นปัญหาเรื่องพื้นที่ ปัญหาเรื่องสายส่ง หรือเรื่องอื่นๆ ทั้งนี้ได้แบ่งโซนพื้นที่ที่มีศักยภาพออกเป็น 15 โซน แต่ด้วยความสามารถทางเทคนิคทำให้สามารถทำได้แค่ปีละ 5 โซน ซึ่งกำลังอยู่ในขั้นตอนของบประมาณ
  - สนพ. : จากข้อมูลสถานะโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในปัจจุบันส่วนหนึ่งซึ่งมีไม่มากจะอยู่ในความรับผิดชอบของกฟภ. แต่สำหรับ wind farm (SPP) จะต้องมีการสร้างสายส่งซึ่งจะต้องมาพูดคุยหารือกัน
  - กฟผ. : ในส่วนของกฟผ. จะต้องมาพิจารณาเรื่องเทคนิคว่าผ่านหรือไม่

- กฟผ. : ทางกฟผ. มีแผนรองรับ SPP, SPP-Cogen และเห็นด้วยที่หน่วยงานภาครัฐจะกำหนดโซนหรือพื้นที่ที่ชัดเจนในการส่งเสริมพลังงานลม ซึ่งจะทำให้ทางกฟผ. สามารถวางแผนระบบส่งได้ล่วงหน้า
- กฟผ. : ในเรื่องปัญหาสายส่ง ถ้าหากมีโครงการยื่นเข้ามาจองจนเต็มความสามารถที่สายส่งที่จุดใดจะรับได้แล้ว โครงการใหม่ก็จะเข้ามาไม่ได้อีก หรือไม่ก็จะต้องรอว่ามีโครงการไหนที่ยื่นเข้ามาแล้วเกิน 2 ปียังไม่ดำเนินการจ่ายไฟ ทางกฟผ. ก็จะยกเลิกการจองของโครงการดังกล่าวไป ซึ่งจะทำให้โครงการใหม่สามารถยื่นเข้ามาจองเพิ่มได้

■ ปัญหาด้านพื้นที่ และด้านกฎระเบียบ
- สกพ. : ปัญหาส่วนใหญ่ที่พบคือปัญหาการใช้พื้นที่ ด้านกฎระเบียบด้านการใช้พื้นที่ ซึ่งมีข้อร้องเรียนเข้ามา รวมถึงปัญหาการใช้สายส่ง ใบอนุญาต ทั้งนี้ทางสกพ. พยายามให้ความช่วยเหลือและลดความยุ่งยากลง

■ การใช้ประโยชน์จากแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของพพ.
- เอกชน (บริษัทเขาค้อ) : การใช้ประโยชน์จากข้อมูลแผนที่ลม ของพพ. มีประโยชน์มาก ทำให้บริษัทรู้ว่าสามารถทำโครงการพลังงานลมได้ที่ไหน ซึ่งข้อมูลดังกล่าวจะเป็นตัวชี้ว่าตรงไหนมีศักยภาพ มีความเป็นไปได้ที่จะทำ และมีความเห็นว่าถ้าได้แผนที่ลมระดับไมโครสเกลจะยิ่งเป็นประโยชน์มากขึ้น
- พพ. : ควรทำแผนที่ลมระดับไมโครสเกล โดยพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยตั้งแต่ 5 m/s ขึ้นไปที่ไม่ใช่ของรัฐฯมีอยู่ประมาณ 1,000 ตารางกิโลเมตร ซึ่งเมื่อตัดพื้นที่อ่อนไหวออกไปก็จะเหลือประมาณ 500 ตารางกิโลเมตร โดยในแผนของพพ. เป้าหมายพลังงานลม 1,200 MW ศักยภาพดังกล่าวคิดจากพื้นที่ของภาคเอกชนไม่รวมพื้นที่ของรัฐฯ ซึ่งการทำแผนที่ลมระดับไมโครสเกลจะทำให้สามารถตอบได้ว่าพื้นที่ตรงไหนมีศักยภาพ สามารถทำได้ และไม่ติดปัญหาไม่ว่าจะเป็นปัญหาเรื่องพื้นที่ ปัญหาเรื่องสายส่ง หรือเรื่องอื่นๆ ทั้งนี้ได้แบ่งโซนพื้นที่ที่มีศักยภาพออกเป็น 15 โซน แต่ด้วยความสามารถทางเทคนิคทำให้สามารถทำได้แค่ปีละ 5 โซน ซึ่งกำลังอยู่ในขั้นตอนของบประมาณ

■ ประเด็นอื่นๆ
- เอกชน (บริษัทเขาค้อ) : ปัญหาอีกอย่างในเรื่องการสร้างโรงไฟฟ้าคือเรื่องประเด็นสิ่งแวดล้อม ซึ่งจะติดที่กระทรวงทรัพย์ฯ ดังนั้นจึงอยากให้มีแนวทางแก้ไขปัญหาดังกล่าว
- กฟผ. : ค่า PF ของโครงการกังหันลมของกฟผ. ประมาณ 16-20% ซึ่งเป็นการคิดเฉลี่ยรวมทั้งปี
- พพ. : การคิดค่า PF ควรคิดแยกเป็น 2 กรณี คือค่า PF ทางด้านเศรษฐศาสตร์ และค่า PF ตามศักยภาพที่แท้จริงของลม เนื่องจากว่าจะมีช่วงเวลาที่หยุดเดินเครื่องทั้งๆที่ศักยภาพในการผลิตยังมีอยู่
- เอกชน (บริษัทเขาค้อ) : ค่า PF เฉลี่ยทั้งปีของเขาค้อ ประมาณ 17-18% โดยในปีแรกๆ operator ยังไม่ชำนาญ ดังนั้นอาจทำให้เกิดเหตุให้ต้องเดินเครื่องน้อยกว่าปีหลังๆ จึงส่งผลให้ค่า PF ต่ำกว่าปกติ
- กฟภ. : ในอนาคตจะมีการติดตั้ง energy storage ทำให้ค่า PF สูงขึ้น ดังนั้นการคิด FiT ต้องคำนึงถึงต้นทุนในการติดตั้ง energy storage ดังกล่าวด้วย

- เอกชน (บริษัทเขาค้อ) : ปัญหาอีกอย่างในเรื่องการสร้างโรงไฟฟ้าคือเรื่องประเด็นสิ่งแวดล้อมซึ่งจะติดที่กระทรวงทรัพย์ฯ ดังนั้นจึงอยากให้มีแนวทางแก้ไขปัญหาดังกล่าว
- กฟภ. : ในเรื่องของนโยบายจากภาครัฐฯ ต้องระบุขนาดให้ชัดเจน (เล็ก กลาง ใหญ่) โดยจะเป็นรัฐฯหรือเอกชนที่ทำ เรื่องอื่นๆก็มีเรื่องกลไกราคา เรื่องสัญญาว่าจะมีการปรับเป็น firm หรือไม่ และเรื่อง local content โดยมีความเห็นว่าขนาดเล็กควรเน้น local content
- เอกชน (บริษัทเขาค้อ) : ที่เขาค้อ ความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 5.78 m/s โดยให้ความเห็นว่าการพัฒนา/ส่งเสริม ควรจะค่อยๆดำเนินการ
- กฟภ. : ให้ความเห็นว่า ในอนาคตพลังงานหมุนเวียนจะถูกนำมาใช้มากขึ้น โดยที่ต้นทุนโครงการ (Fix cost) ค่อนข้างสูง แต่ Variable cost ต่ำ ดังนั้นการที่จะให้ FiT ควรจะแบ่งเป็นสองช่วง คือ ช่วงแรกอาจให้อัตราสูงหน่อยเป็นระยะเวลาเช่น 10 ปี แต่หลังจากนั้นก็จะให้อัตราน้อยลง ซึ่งจะทำให้เราได้เทคโนโลยีที่สะอาดและถูกด้วย