

ผลของความเร็วลมและความเบี่ยงเบนต่อธุรกิจกังหันลมในประเทศไทย Effects of Wind Speed and Statistical Shift on Wind Turbine Business in Thailand

ชโลธร ธรรมแท้* และ ทวิช จิตรสมบูรณ์**

สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อ.เมือง จ.นครราชสีมา 30000

*ติดต่อ โทร 0-4422-4556 โทรสาร 0-4422-4613 E-mail: CHALOTHORN@sut.ac.th

**ติดต่อ โทร 0-4422-4414 โทรสาร 0-4422-4613 E-mail: tabon@sut.ac.th และ tawit.boon@gmail.com

บทคัดย่อ

เนื่องจากสถานะที่มีลมเฉลี่ยค่อนข้างต่ำ (4-6 m/s) จึงยังเป็นที่กังขาว่าการลงทุนด้านกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยจะเกิดความคุ้มค่าหรือไม่ การศึกษานี้จึงหวังที่จะสร้างความชัดเจนเพิ่มขึ้นในประเด็นนี้ กรณีศึกษาในที่นี้มุ่งไปที่การนำเข้ากังหันลมขนาดโรเตอร์ 70 ม. จากต่างประเทศ ซึ่งมักมีการกำหนดค่ากำลังงาน (rated power) ที่ 2 MW ที่ความเร็วลม 12 m/s พบว่าการกำหนดนี้เป็นขนาดใหญ่เกินไปสำหรับลมในประเทศไทย ทำให้ต้นทุนของการลงทุนสูงกว่าที่ควรจะเป็น การศึกษานี้ได้ใช้สมการกำหนดราคาจากวรรณกรรมมาหาค่าหาราคาพลังงาน (cost of energy) ที่ต่ำที่สุด โดยคำนึงถึงระดับของลมเฉลี่ยและความเบี่ยงเบนของสถิติลมในแต่ละท้องที่ประกอบด้วย (ค่า k ในสถิติแบบ Weibull) พบว่าการลดขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลงมา ณ จุดที่เหมาะสมจะสามารถทำได้ในความเร็วลมระดับ 5 m/s เท่านั้น ราคาพลังงานยังลดลงได้อีกหากค่ากำหนดความเบี่ยงเบนลดลง สำหรับกรณีลมมีการกระจายเชิงสถิติแบบ Weibull ที่มีความเร็วลมเฉลี่ย 5 m/s มีค่าสัดส่วน (ความเบ้) $k=1.7$ พบว่าสำหรับกังหันลมขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 70 เมตร จะเหมาะสมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 1.5 MW ที่ความเร็วลมกำหนด (rated wind speed) 11 m/s

คำหลัก: การลงทุนกังหันลม, งานรายปี, ราคาพลังงาน, สถิติลมและความเบี่ยงเบน

Abstract

Situating in a low wind speed regime of 4-6 m/s, it has been doubtful as to whether investment on wind turbine for electricity production in Thailand would be profitable. This study hopes to shed some light onto this issue. The case study was set to an imported wind turbine of the rotor size of 70 m. which normally rated at 2 MW at wind speed of 12 m/s. This was found to be too large for Thailand's wind. A cost function from the literature was used to determine the best rated power for the turbine, by including also the shape parameter (statistical shift) k in the Weibull's statistic. It was found that lowering the turbine rating could make an investment profitable in a wind regime as low as 5 m/s (average). The cost of energy was found to be lower still if the k value is lower. For the wind of average speed 5 m/s and $k=1.7$ it was found that the machine should be rated at 1.5 MW at wind speed 11 m/s.

Keywords: Wind Turbine Investment, Annual Energy Production, Wind statistic and Statistical Shift

1. บทนำ

กังหันลมมีต้นทุนในปี ค.ศ. 2007 อยู่ที่ประมาณ 1.2-2.6 ล้านเหรียญสหรัฐต่อกำลังการผลิต 1 MW (name plate) [1] ต้นทุนกังหันในยุโรปในปี ค.ศ. 2006 ประมาณ 1.227 ล้านยูโร ต่อกำลังการผลิต 1 MW [2] สำหรับประเทศไทยได้มีการศึกษาวิเคราะห์พบว่ากังหันลมมีต้นทุนที่ 63.28 ล้านบาทต่อกำลังการผลิต 1 MW [3] และการนำเข้ากังหันมาติดตั้งจริงในประเทศไทยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่บริเวณอ่างพักน้ำลำตะคอง จังหวัดนครราชสีมา มีต้นทุนที่ 58 ล้านบาทต่อกำลังการผลิต 1 MW [4]

ได้มีการศึกษาฟังก์ชันราคาของอุปกรณ์ต่างๆของกังหัน ซึ่งสามารถนำไปวิเคราะห์หาต้นทุนและนำไปสู่การวิเคราะห์เพื่อหาค่าที่เหมาะสมที่สุดเพื่อให้เกิดผลตอบแทนสูงสุดได้ [5, 6]

เนื่องจากสถานะความเร็วลมที่ค่อนข้างต่ำกว่าลมของต่างประเทศ ดังนั้นกังหันลมที่นำเข้าจากต่างประเทศอาจจะทำงานที่สถานะไม่เหมาะสม กล่าวคือ กังหันที่นำเข้ามาจะมีขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่เกินไป ทำให้ต้นทุนสูงกว่าที่ควรจะเป็นจากราคาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า(ที่มีขนาดใหญ่เกินไป) และส่วนประกอบทั้งหลาย รวมทั้งขนาดของเสาและฐานรากที่จะต้องใหญ่ขึ้นเกินจำเป็นอีกด้วย ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมนั้นนอกจากจะขึ้นอยู่กับความเร็วลมแล้วยังขึ้นอยู่กับ “ความเบ้” ของสถิติลมในแต่ละท้องถิ่นอีกด้วย การหาขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสม จะทำให้เพิ่มสัดส่วนรายได้ต่อหน่วยการลงทุน และอาจสามารถทำให้มีกำไรได้แม้มีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำ

การแสดงสถิติลมควรระบุทั้งค่าลมเฉลี่ยและลักษณะของการกระจายลม ซึ่งนิยมประมาณการด้วยระบบสถิติแบบไวบูลล์ (Weibull Distribution, รายละเอียดในหัวข้อที่ 3) จากการศึกษาของ [7] แสดงให้เห็นว่าข้อมูลลมเฉลี่ยรายปีทั่วประเทศไทยมีค่าความเร็วลมเฉลี่ย 0.31-5.27 m/s โดยมีค่า “ความเบ้” (กำหนดด้วย Weibull

shape parameter, k) $k=1.34-3.10$ การศึกษาของ [8] แสดงสถิติลมของพื้นที่ภาคเหนือตอนบน มีค่าความเร็วลมเฉลี่ย 5.73-6.24 m/s, $k=1.796-2.322$ การศึกษาของ [3] แสดงสถิติลมของจังหวัดสงขลา แสดงสถิติลมบริเวณที่เหมาะสมกับการติดตั้งกังหันลม ที่ ตำบลเกาะใหญ่ มีค่าลมเฉลี่ย 4.9-5.4 m/s และ $k=1.61-1.71$ ส่วนบริเวณพื้นที่อื่นมีลมเฉลี่ย 1.25-5.37 m/s และ $k=1.13-1.88$

จากข้อมูลข้างต้น เห็นได้ว่าประเทศไทยมีลมที่มีการกระจายทางสถิติที่หลากหลายมาก กล่าวคือแม้มีความเร็วลมเฉลี่ยเท่ากันแต่ก็มีความเบ้ของสถิติลมต่างกันมาก จึงเป็นที่น่าสนใจอย่างยิ่งว่าการกระจายทางสถิติที่ต่างกันจะส่งผลต่อการตอบแทนการลงทุนเชิงธุรกิจอย่างไร ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงเลือกค่า k เป็นกรณีศึกษา 3 ค่าคือ 1.7, 2 และ 2.7 เพื่อสะท้อนถึงสถิติลมที่แท้จริงในประเทศไทย

2. ฟังก์ชันราคาของกังหันลม

Fingersh และ คณะ [5] ได้เสนอฟังก์ชันราคาของอุปกรณ์ต่างๆสำหรับกังหันลมขนาด 700 kW-3 MW และได้แสดงตัวอย่างการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสำหรับกังหันลมที่ติดตั้งบนบก 1.5 MW และกังหันลมที่ติดตั้งในทะเล 3 MW โดยมีต้นทุนค่าไฟฟ้าอยู่ที่ 0.0476 และ 0.0950 ดอลลาร์ต่อหน่วย

Schmidt [6] ได้นำงานวิจัยของ Fingersh และ คณะ มาประยุกต์ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยทำการวิเคราะห์ Cost of Energy (COE) Simple Payback (SPB) และ Net Present Value (NPV)

ฟังก์ชันราคาของใบกังหันลมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามารวมกันสามารถสรุปเป็นสมการได้ดังนี้ [6]

$$\begin{aligned}
 Cost_{Turbine} = & 0.0043D^{3.5} + 0.209D^3 \\
 & + 0.0678D^{2.964} + 0.0779D^{2.9158} \\
 & + 0.1D^{2.887} + 0.48D^{2.6578} + 2.02D^{2.5025} \quad (1) \\
 & - 0.011D^{2.5} + 11.9D^{1.953} + 103D \\
 & + 16.5(MR)^{1.249} + 210MR + 57200
 \end{aligned}$$

สำหรับราคาของเสาฐานรากรวมกันจะได้สมการดังนี้

$$\begin{aligned}
 Cost_{Supporting} = & (2.1 \times 10^{-5})MR^3 \\
 & - 0.0731MR^2 + 254MR \quad (2) \\
 & + 0.468D^2H + 275(D^2H)^{0.4037} \\
 & 1.97(DH)^{1.1736} - 2121
 \end{aligned}$$

เมื่อ D คือเส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์, MR คือ Machine Rating ในหน่วย kW, และ H คือความสูงของเสา

พิจารณาจากสมการข้างต้น พบว่าราคาของกังหันขึ้นกับตัวแปร 3 ตัว คือ D , MR และ H ทั้งสามตัวแปรนี้มีผลต่องานรายปีที่จะได้จากกังหันลม โดยงานรายปีจะมากขึ้นเมื่อทั้งสามตัวแปรนี้มีค่ามากขึ้น อย่างไรก็ตามราคาของกังหันจะเพิ่มขึ้นตามอย่างไม่เป็นเชิงเส้น ดังนั้นจะมีเพียงค่าที่เหมาะสมค่าเดียวที่จะทำให้เกิดผลตอบแทนต่อหน่วยการลงทุนสูงสุด ในการศึกษานี้จะเน้นไปที่ตัวแปร Machine Rating (MR) ตัวแปรนี้จะเกี่ยวข้องกับอุปกรณ์หลายตัวคือ ระบบเกียร์ทดรอบ, เบรก, ระบบควบคุม, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, สายต่อไฟฟ้า, ระบบไฮดรอลิกส์, ระบบทำความเย็น, ฝาครอบ, การขนส่ง, ถนนและสิ่งก่อสร้างอื่น, ระบบต่อเชื่อมกริด และ ค่าธรรมเนียม ดังนั้นการลดตัวแปร MR จะทำให้ต้นทุนกังหันลมลดลงอย่างเป็นลูกโซ่ ดังนั้นถ้าปรับค่า MR ให้เหมาะสมกับสถิติลม จะทำให้เกิดผลตอบแทนจากการลงทุนกังหันลมมากที่สุดได้

3. สถิติลมและพลังงานที่ได้

การกำหนด MR มีความเกี่ยวข้องอย่างมากต่อลักษณะของสถิติลมรายปีในแต่ละพื้นที่ ซึ่งนิยมประมาณการด้วยระบบสถิติแบบไวบูลล์

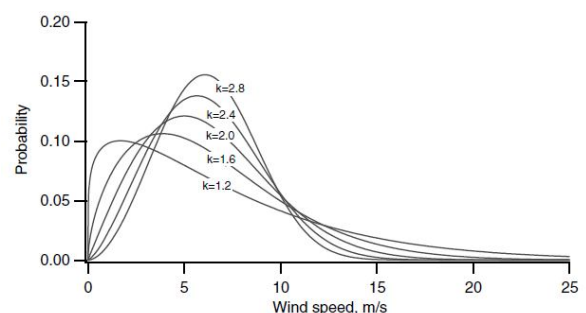
$$f(u) = \frac{k}{C} \left(\frac{u}{C} \right)^{k-1} \exp \left\{ - \left(\frac{u}{C} \right)^k \right\} \quad (3)$$

เมื่อ $f(u)$ คือฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (probability density function) k คือ shape parameter และ C คือ scale parameter ค่าความเร็วลมเฉลี่ยหาได้จาก

$$\bar{u} = C\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (4)$$

เมื่อ Γ คือ Gamma function

จากรูปที่ 1 จะเห็นได้ว่าที่ความเร็วลมเฉลี่ยเท่ากัน (5 m/s) ค่า k ที่เปลี่ยนไปทำให้กราฟการกระจายลมเบ้ต่างกัน โดยค่า k ที่มากกว่าจะทำให้จุดยอดสูงขึ้นและเบ้ไปทางขวา แต่จะเห็นได้ว่า pdf ในบริเวณลมแรงจะต่ำกว่าเส้นที่มีค่า k ต่ำกว่า การเบ้ของกราฟการกระจายลมทำให้งานลมรายปีแตกต่างกันได้มากแม้จะมีลมเฉลี่ยรายปีที่เท่ากันก็ตาม ดังนั้นจึงมีผลต่อการกำหนด MR ด้วย



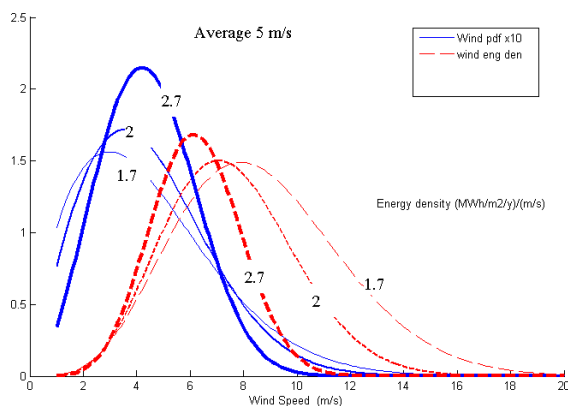
รูปที่ 1 การกระจายลมแบบ Weibull ที่ค่า k ต่างกัน [10]

พลังงานจลน์จากลมมีความสัมพันธ์กับความเร็วลม ดังนี้

$$E = 0.5 \rho A u^3 \quad (5)$$

เมื่อ ρ คือความหนาแน่นของอากาศ A คือพื้นที่รับลม และ u คือความเร็วลม จะเห็นได้ว่า พลังงานลมแปรผันตามความเร็วลมยกกำลัง 3 การประเมินพลังงานลมที่มีการกระจายลมต่างกันสามารถทำได้โดยง่าย คือ นำเอาการกระจายลมแทนในสมการที่ 5 ซึ่งจะได้ผลตามรูปที่ 2 เป็นการเปรียบเทียบพลังงานจากลมในแต่ละสถิติลมที่มีค่า k ต่างกัน

ที่ความเร็วลมเฉลี่ย 5 m/s เท่ากัน แต่มีการกระจายลม 3 ลักษณะคือ $k=1.7, 2$ และ 2.7 เมื่อนำไปคำนวณความหนาแน่นพลังงานลมจะพบว่า ค่า k ที่ต่ำกว่าจะมีพลังงานสูงกว่า ดังนั้นค่าความเบ้ของสถิติลมเป็นปัจจัยสำคัญมากในการกำหนดผลกำไรจากการลงทุน



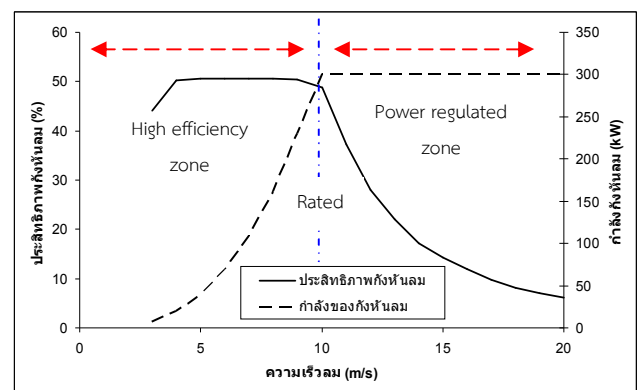
รูปที่ 2 ความหนาแน่นของพลังงานลม ที่ความเร็วลม 5 m/s ค่า $k = 1.7, 2, 2.7$

4. พลังงานจากกังหันลม

อาจแบ่งการทำงานของกังหันลมได้เป็น 2 ช่วงหลัก คือ ช่วงก่อน Rated Power และ ช่วงหลัง Rated Power ดังแสดงในรูปที่ 3 สำหรับช่วงการทำงาน ก่อน Rated Power ในช่วงนี้กำลังจากกังหันลมจะน้อยกว่ากำลังที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะรับได้ การทำงานในช่วงนี้คือกังหัน

ลมจะต้องมีประสิทธิภาพสูงที่สุดเท่าที่จะทำได้ เพื่อนำไปผลิตกำลังไฟฟ้าให้ได้มากที่สุด

ใบกังหันลมจะถูกออกแบบโดยมีมุมบิด (twist) และความโตใบ (คอร์ด) ที่เหมาะสมที่สุดตามปรัชญาการออกแบบของแต่ละบริษัทผู้ผลิต เมื่อนำมาใช้งานในช่วงความเร็วลมต่างๆ ระบบควบคุมจะทำการปรับความเร็วรอบและหรือมุมบิด (pitch) ให้เหมาะสมกับความเร็วลม เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด สำหรับการทำงานช่วงหลัง Rated Power ในช่วงนี้ความเร็วลมที่สูงกว่าความเร็วลม Rated ระบบควบคุมจะปรับลดประสิทธิภาพของกังหันลมลงเพื่อให้กำลังเชิงกลไม่สูงไปกว่ากำลังสูงสุดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะรับได้ วิธีการในการปรับกำลังเชิงกลให้ลดลงอาจทำได้โดยปรับ pitch และหรือรอบของใบกังหันเพื่อลดประสิทธิภาพลง

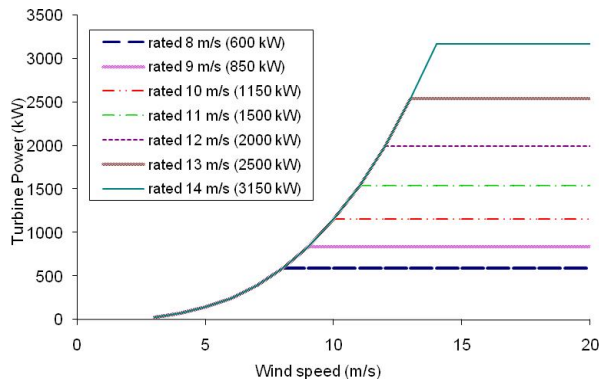


รูปที่ 3 คุณลักษณะของกังหันลมขนาดใหญ่ชนิด

Variable speed – Variable Pitch

ยกตัวอย่างกังหันลมขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางใบ 70 เมตร สามารถจับคู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มี Rated Power ต่างกันได้ ดังแสดงในรูปที่ 4 หากให้ Rated ที่ความเร็วลม 14 m/s จะต้องใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 3.15 MW แต่ถ้าหากให้ Rated ที่ความเร็วลม 12 m/s จะเหมาะกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2.0 MW และหากให้ Rated ที่ความเร็วลม 8 m/s จะเหมาะกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 0.6 MW การลดขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลงจะลดต้นทุนของกังหันลมลงได้จากค่า MR ในสมการ (1) และ (2) ที่มีค่าน้อยลง โดยขนาดของเครื่อง

กำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมกับขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางใบกังหันจะขึ้นอยู่กับลักษณะของสถิติลมรายปีของแต่ละท้องถิ่น

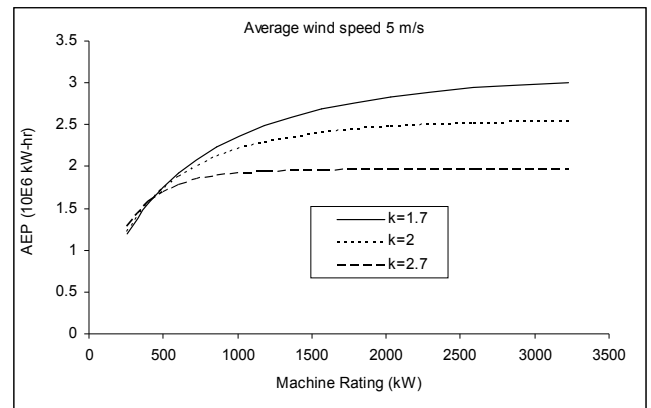


รูปที่ 4 Rated Power ที่แปรผันตาม Rated Wind Speed

รูปที่ 5 แสดงผลการคำนวณพลังงานรายปีของกังหันลมขนาดโรเตอร์ 70 m ติดตั้งในพื้นที่ลมเฉลี่ย 5 m/s จากกราฟจะเห็นได้ว่า กรณีค่าการกระจายลม $k=2.7$ หากให้ Rated ที่เกินกว่า 850 kW (Rated wind = 9 m/s) กังหันลมจะไม่สามารถดักจับพลังงานได้มากขึ้น กรณีการกระจายลม $k=2$ พลังงานจะเพิ่มขึ้นไม่มากนัก หากให้ Rated เกินกว่า 2000 kW (Rated wind = 12 m/s) และสำหรับการกระจายลม $k=1.7$ การให้ Rated ที่ค่าสูงจะยังคงดักจับพลังงานได้มากขึ้น อย่างไรก็ตาม ต้นทุนจะเพิ่มขึ้นตาม Machine Rating ที่เพิ่มขึ้น จากอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับตัวแปร MR ถ้าต้นทุนที่เพิ่มขึ้นมีอัตราสูงกว่าพลังงานที่เพิ่มขึ้น อาจไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน ดังนั้นจึงจำเป็นต้องนำตัวแปรทางเศรษฐศาสตร์มาช่วยในการวิเคราะห์ เพื่อหาจุดที่เหมาะสมต่อไป

5. เศรษฐศาสตร์กังหันลม

ตัวแปรที่นิยมนำมาประเมินการลงทุนพลังงานลมคือ ต้นทุนพลังงาน (Cost of Energy: COE) เป็นต้นทุนในการผลิตต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (บาท/kWh หรือ บาทต่อหน่วย) ตัวแปร COE มีความสัมพันธ์ดังนี้



รูปที่ 5 พลังงานรายปี (AEP) ที่เพิ่มขึ้นตามการให้ Rated Power ที่สูงขึ้น

$$COE = \frac{FCR \times ICC + LRC}{AEP} + LLC + O \& M \quad (6)$$

เมื่อ

COE $\equiv$ levelized cost of energy (\$/kWh)

FCR = Fixed charge rate (constant %) (1/yr)

ICC = Initial capital cost (\$)

AEP = Annual energy production (kWh/yr)

LLC = land lease cost (\$/kWh)

O&M = Operating and maintenance cost (\$)

LRC = Levelized replacement/overhaul cost

ค่า ICC สามารถกำหนดได้จากสมการ (1) และ (2) ตัวแปร FCR เป็นค่าที่ต้องจ่ายต่อสถาบันการเงินในการกู้ระยะยาวแบบอัตราดอกเบี้ยคงที่ จากการวิเคราะห์โดย [5] เป็น 11.85% สำหรับการประยุกต์ตัวแปรนี้ในประเทศไทย FCR จะมีค่าเป็น 8.54% [9] ตัวแปร LLC มีค่าเท่ากับ \$0.00108/kWh O&M มีค่าเท่ากับ \$0.007/kWh และตัวแปร LRC มีค่าเท่ากับ $\frac{10.7\$}{kW} MR$ [6]

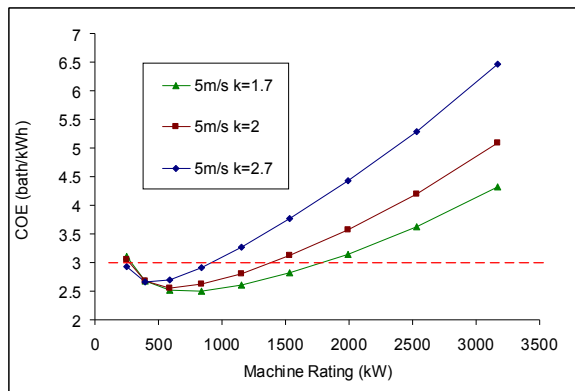
การเรียงลำดับจากการวิเคราะห์กังหันลมเส้นผ่านศูนย์กลางใบ 70 m ติดตั้งบนพื้นที่ความเร็วลมเฉลี่ย 5 m/s โดยมีการกระจายลม 3 ลักษณะคือ $k = 1.7, 2$ และ

2.7 ผลการคำนวณต้นทุนพลังงานตามสมการที่ (6) เมื่อให้ Machine Rating ที่แตกต่างกันแสดงอยู่ในรูปที่ 6 โดยต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำสุดเป็นดังตารางที่ 1 (เลือกใช้อัตราแลกเปลี่ยน $1\$ = 36$ บาท, $FCR = 11\%$)

ตารางที่ 1 ต้นทุนพลังงานต่ำสุดกรณีความเร็วลมเฉลี่ย 5 m/s

k	COE (bath/unit)	Optimum rated @ wind speed
1.7	2.50	9 m/s (850 kW)
2	2.56	8 m/s (600 kW)
2.7	2.67	7 m/s (400 kW)

โดยทั่วไปกังหันลมขนาด Rotor 70 m จากต่างประเทศ จะมีค่า Rated ที่ความเร็วลม 12-14 m/s ซึ่งจะติดตั้งมากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2000 kW – 3200 kW จากรูปที่ 6 แสดงให้เห็นว่ามีต้นทุนพลังงานที่สูงกว่าจุดต่ำสุดมาก

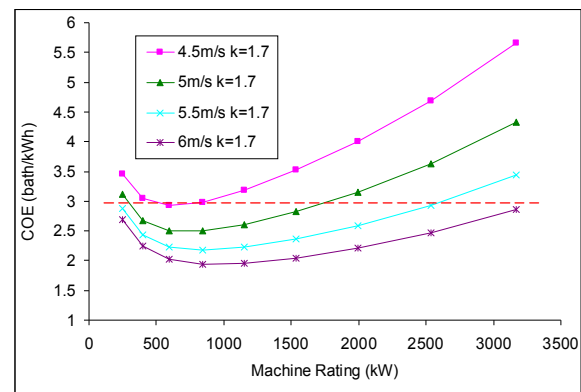


รูปที่ 6 ต้นทุนพลังงานที่เปลี่ยนไปเมื่อให้ Rated Power ต่างกัน (กรณีความเร็วลมเฉลี่ยเท่ากัน แต่ค่า k ต่างกัน)

ดังนั้นถ้านักลงทุนนำเข้ากังหันลมจากต่างประเทศ ด้วยการกำหนดขนาดที่ 2 MW และลมมีค่า $k=2.0$ COE จะมีค่าประมาณ 3.5 บาท/หน่วย ซึ่งหากไม่มีค่าแอดเดอร์ก็จะทำให้เกิดการขาดทุน แต่หากลดการกำหนดลงมาที่ประมาณ 600 kW COE จะลดลงมาที่ประมาณ

2.60 บาท ซึ่งหากขายได้ราคา 3 บาท/หน่วย จะทำให้มีกำไรมากถึง 40 สตางค์ หรือ 15.4%

รูปที่ 7 แสดงผลการวิเคราะห์ต้นทุนพลังงาน เมื่อนำเอากังหันโรเตอร์ 70 m ที่มีการให้ค่า Machine Rating ต่างกัน มาติดตั้งที่ความเร็วลมต่างกัน แต่มีการกระจายลม $k=1.7$ เท่ากัน จะพบว่าจะเกิดต้นทุนพลังงานที่ต่ำสุดที่ค่าหนึ่ง ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำสุดแสดงอยู่ในตารางที่ 2



รูปที่ 7 ต้นทุนพลังงานที่เปลี่ยนไปเมื่อให้ Rated Power ต่างกัน (กรณี k เท่ากัน แต่ความเร็วลมเฉลี่ยต่างกัน)

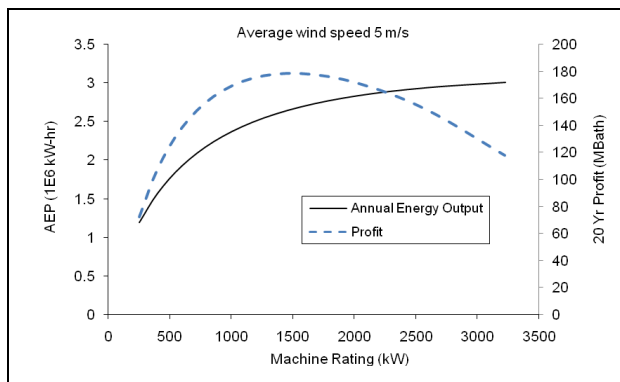
ตารางที่ 2 ต้นทุนพลังงานต่ำสุด กรณี Weibull $k=1.7$

Average wind speed (m/s)	COE (bath/unit)	Optimum rated @ wind speed
4.5	2.93	8 m/s (600 kW)
5.0	2.50	9 m/s (850 kW)
5.5	2.17	9 m/s (850 kW)
6.0	1.95	9 m/s (850 kW)

ถ้าไรจากการลงทุนสูงสุดอาจมีได้อยู่ที่จุด COE ต่ำสุดก็เป็นได้ แต่อาจอยู่ห่างออกไปในทิศที่มีการ rate กำลังให้สูงขึ้น ทั้งนี้เพราะจะขายพลังงานได้มากขึ้นนั่นเอง หากพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีราคาอยู่ที่ประมาณ 3 บาทต่อหน่วย แสดงให้เห็นว่า ที่การกระจายลม $k=1.7$ หากมีลมเฉลี่ยตั้งแต่ 5 m/s ขึ้นไป จะเกิดความคุ้มค่าต่อการลงทุน และจะเกิดกำไรมากขึ้นตามความเร็วลมเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น และถ้าเป็นการลงทุน

กรณีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) จะมีการสนับสนุน ส่วนเพิ่ม (adder) อีกหน่วยละ 3.50 บาท [11] ทำให้ยิ่ง เกิดความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากขึ้น

เมื่อคิดเป็นผลกำไรจากการลงทุนกังหันลม 20 ปี กรณีกังหันเส้นผ่านศูนย์กลาง 70 เมตร โดยคิดการรับซื้อ ไฟฟ้ารวม Adder เป็น 6.5 บาท/หน่วย พิจารณาลม เฉลี่ย 5 m/s การกระจายลมมีค่า $k = 1.7$ เปรียบเทียบ เลือกใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่างกันตั้งแต่ 250 kW (Machine Rating ที่ลม 6 m/s) ถึง 3200 kW (Machine Rating Rated ที่ลม 14 m/s) และคิดออกมา เป็นผลกำไร แสดงอยู่ในรูปที่ 8 พบว่าการให้ Machine Rating ที่สูงขึ้นทำให้ได้ไฟฟ้ารายปีมากขึ้น แต่ผลกำไรจะ เพิ่มขึ้นจนถึงจุดสูงสุดค่าหนึ่งที่ Machine Rating 1500 kW (ลม 11 m/s) จากนั้นผลกำไรจะลดลงหากให้ Machine Rating เพิ่มขึ้น



รูปที่ 8 การเปลี่ยนของงานรายปี และผลกำไรที่ได้ เมื่อ กำหนดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังต่างกัน

เป็นที่น่าสังเกตว่าสำหรับค่า $k=1.7$ นี้ COE ที่จุด rated ที่ดีที่สุดไม่ได้ต่ำกว่าจุดที่ rated ให้สูงมากขึ้นสัก เท่าใดนัก ซึ่งการเลื่อนจุดออกแบบออกไปนั้นนอกจากจะ ทำให้ธุรกิจมีกำไรมากขึ้นแล้วยังอาจมีความสำคัญต่อการ กำหนดยุทธศาสตร์กังหันลมได้ เช่น รัฐบาลอาจให้ แรงจูงใจในการ rated ให้สูงขึ้นเพื่อจะได้มี AEP มากขึ้น ซึ่งเป็นการใช้พื้นที่ให้เป็นประโยชน์มากขึ้น เช่นอาจ กำหนดที่ 2.25 MW ซึ่งแม้ได้กำไรลดลง 10% แต่ได้งาน รายปีมากขึ้นกว่าจุดกำไรสูงสุดถึง 11%

6. สรุป

เนื่องจากสภาวะลมเฉลี่ยที่ค่อนข้างต่ำ การ ลงทุนด้านกังหันลมในประเทศไทยที่นำเข้ากังหันลมจาก ต่างประเทศมีความจำเป็นที่จะต้องปรับขนาดของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้าให้เหมาะสมกับระดับความเร็วลมและ ลักษณะสถิติของลมในพื้นที่โดยการลด Machine Rating ลง (ปรับลดขนาด Generator) เพื่อให้ต้นทุนของกังหัน ลมลดลง กังหันลมเส้นผ่านศูนย์กลาง 70 เมตร หากนำมา ติดตั้งในบริเวณที่มีลมเฉลี่ย 5 m/s มีการกระจายค่า Weibull $k=1.7$ จะเหมาะสมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 1500 kW ที่ความเร็วลมกำหนด (rated wind speed) 11 m/s ซึ่งจะทำให้เกิดผลกำไรสูงสุด

7. เอกสารอ้างอิง

- [1] URL: <http://www.windustry.org/resources/how-much-do-wind-turbines-cost>
- [2] Soren Krohn (editor), Poul-Erik Morthorst Shimon Awerbuch, The Economics of Wind Energy, the European Wind Energy Association, 2009
- [3] สมาน เสงงาม และคณะ, การศึกษาศักยภาพ พลังงานลมเฉพาะแหล่ง, มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์, 2549
- [4] ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ, โครงการพัฒนา โรงไฟฟ้ากังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์, การไฟฟ้าฝ่าย ผลิตแห่งประเทศไทย
- [5] Fingersh, L., M. Hand, and A. Laxson. Wind Turbine Design Cost and Scaling Model. National Renewable Energy Laboratory
- [6] Schmidt, M., The Economic Optimization of Wind Turbine Design, Msc. Thesis, Georgia Institute of Technology, December 2007
- [7] กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน, แผนที่ศักยภาพ พลังงานลมของประเทศไทย, บริษัท เฟลโลว์ เอ็นจิเนียร์ส คอนซัลแตนต์ส์ จำกัด, 2544, URL:

<http://www2.dede.go.th/renew/Twm/REPORT.htm>

[8] ณัฐวุฒิ ดุษฎี และคณะ, การประเมินศักยภาพพลังงานลมเขตพื้นที่ภาคเหนือตอนบน การประชุมวิชาการสมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย 2551

[9] ชัยวัฒน์ มั่นเจริญ, พลังงานลม: การศึกษาวิเคราะห์ต้นทุนและเงินสนับสนุนจากศักยภาพจริง และโครงการสาธิต, ศูนย์ส่งเสริมพลังงานชีวมวล, มุลินธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม,

URL: <http://www.efe.or.th/download/Wind.ppt>

[10] Manwell, J.F., Magowan, J.G., and Rogers, A.L., Wind Energy Explained, 2nd Eds, John Wiley and Sons, 2009

[11] ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, URL: <http://www.pea.co.th/vspp/vspp/Adder19082552.pdf>