

การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารในจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ณัฐพงศ์ สุวรรณสังข์^{1,*} และ ไสภิตสุดา ทองไสภิต²

¹สหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

²สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

*Email: suntiwut_s@hotmail.com

บทคัดย่อ

แนวโน้มของการลดลงของต้นทุนระบบไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ทำให้เริ่มมีการนำเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานเพื่อวัตถุประสงค์ของการลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในภาคส่วนอาคารธุรกิจและโรงงาน สถาบันการศึกษาก็เป็นกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายไฟฟ้าสูงและมีแนวโน้มการใช้ไฟฟ้ามากขึ้น แต่ยังไม่มีการนำเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้อย่างแพร่หลาย งานวิจัยนี้จึงได้วิเคราะห์ศักยภาพเชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย โดยได้คัดเลือกอาคาร 10 อาคารจากทั้งหมด 183 อาคารในพื้นที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อาคารที่ได้รับคัดเลือกผ่านเกณฑ์การคัดกรองทั้งทางด้านกายภาพและด้านภูมิศาสตร์ ทำให้มีพื้นที่การติดตั้งที่เหมาะสมและการเข้าถึงความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ผลที่ได้ พบว่าผลรวมของศักยภาพเชิงเทคนิค จำนวน 10 อาคารที่ศึกษา อยู่ที่ 2,949.19 kWh/day และผลการศึกษาศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ที่อัตราส่วนลด 7.08% พบว่ามีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ 26,744,616.98 บาท ระยะเวลาการคืนทุน 7.41 ปี และผลตอบแทนภายใน 15% และเมื่อเปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และความต้องการการใช้ไฟฟ้าของทุกอาคารที่ศึกษา พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถลดการใช้พลังงานได้ถึง 10.97% ในปีแรกและสามารถลดการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ในปีต่อไป ผลการศึกษานี้แสดงให้เห็นว่าการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าบนหลังคาของ 10 อาคารที่คัดเลือกในพื้นที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย มีความคุ้มค่าการลงทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิและผลตอบแทนภายในมีค่าเชิงบวก และระยะการคืนทุนสั้น ทำให้การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาเป็นทางเลือกในการช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานที่น่าสนใจสำหรับมหาวิทยาลัยแห่งนี้

คำสืบค้น

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค, การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

An Assessment of the Technical and Economic Potential of Rooftop Solar Systems on Chulalongkorn University's Buildings

Natthapong suwanasang^{1,} and Sopitsuda tongsopit²*

¹*Energy Technology and Management, Graduate School-Interdisciplinary Program, Chulalongkorn University.*

²*Energy Research Institute, Chulalongkorn University.*

**Email: suntiwut_s@hotmail.com.*

ABSTRACT

Recent trend in the decline in the cost of solar photovoltaics modules has driven the use of solar technology for the purpose of energy cost reduction, especially in the commercial building and industrial sector. Academic institutions are a group of electric power users that have experienced high electricity costs and increasing electricity demand but the use of solar power is still limited in this group. This research hence analyzed the technical and economic potential of solar systems on the roofs of Chulalongkorn University's buildings. By screening the buildings based on their physical and geographical potential, ten buildings were selected from a total of 183 buildings; these ten buildings are well-situated in areas that have access to solar irradiation. The results show that the total technical potential of solar power on these 10 buildings are 2,949.19 kWh/day. The investment in solar power on these buildings is feasible, yielding an NPV of 26,744,616.98 Thai Baht, an IRR of 15%, and a payback period of 7.41 years. In comparison to the total electricity use of all the buildings, the solar systems can reduce electricity consumption by 10.97% in the first year and the saving electricity consumption increases in subsequent years. These findings show that the investment in solar systems for these 10 buildings is feasible and can be used as an energy saving option for this university.

KEYWORDS

Rooftop Solar System, Technical potential, Economic potential .

1. บทนำ

ในปี 2556 จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้า 80,385,941 kWh [1] ซึ่งเมื่อเทียบกับปี 2555 ลดลงเพียงร้อยละ 2 แต่ยังถือได้ว่าเป็นปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่ค่อนข้างสูง ตามที่กระทรวงพลังงานได้มีแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564) [2] และได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 2,000 เมกะวัตต์ และเพิ่มเป็น 3,000 เมกะวัตต์ ปัจจุบัน 6,000 เมกะวัตต์ โดยมีมาตรการส่งเสริมโครงการระบบขนาดเล็กที่สามารถติดตั้งในระดับชุมชนและครัวเรือนรวมทั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV Rooftop) ให้ได้ 1,000 MW ภายใน 10 ปี ด้วยมาตรการ Feed-in Tariff ซึ่งระบบ Solar PV Rooftop ที่จะได้รับการสนับสนุนรวมถึงระบบที่ติดตั้งใน บ้านของประชาชนทั่วไป และชุมชน อาคารสำนักงาน และหลังคาโรงงานอุตสาหกรรม โครงการบ้านจัดสรร หรือ คอนโดมิเนียม อาคารภาครัฐ งานวิจัยนี้จึงเริ่มศึกษา การประเมินศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นที่หลังคาอาคารจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เป็นพื้นที่เหมาะสมในการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากมหาวิทยาลัย มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงระยะเวลากลางวัน ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่สามารถผลิตไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากที่สุด นอกจากนี้ต้นทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าลดลงอย่างต่อเนื่องเมื่อเทียบกับในช่วงที่ผ่านมาถึงร้อยละ 80 [3] จึงเป็นระบบที่มีศักยภาพสูงในการช่วยลดรายจ่ายของมหาวิทยาลัยได้

2. แนวคิดและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 การประเมินศักยภาพด้านกายภาพ

การประเมินศักยภาพด้านกายภาพ เป็นการประเมินศักยภาพพื้นที่บนอาคารทั้งหมด กับปัจจัยด้านความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ซึ่งสามารถหาได้สมการที่ (1)

$$P = I \cdot A \quad (1)$$

เมื่อ	P	คือ	ศักยภาพเชิงกายภาพ กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน (kWh/day)
	I	คือ	ค่าเฉลี่ยของค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่อตารางเมตรต่อวันที่ซึ่งเกิดการลดทอนของทิศทางการติดตั้งและมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (kWh/m ² -day)
	A	คือ	พื้นที่ทั้งหมด ตารางเมตร (m ²)

โดยที่ค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่อปีที่ซึ่งเกิดการลดทอนของทิศทางการติดตั้งและมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [4] สามารถหาได้จาก สมการ (2)

$$I = \eta_i \cdot \eta_d \cdot \eta_s \cdot I_r \quad (2)$$

เมื่อ	I	คือ	ค่าเฉลี่ยของค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่อตารางเมตรต่อวันที่ซึ่งเกิดการลดทอนของทิศทางการติดตั้งและมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (kWh/m ² -day)
	η_i	คือ	ประสิทธิภาพจากมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เปอร์เซ็นต์ (%)
	η_d	คือ	ประสิทธิภาพจากทิศทางของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เปอร์เซ็นต์ (%)
	η_s	คือ	อัตราส่วนระหว่างพื้นที่ได้รับแสงต่อพื้นที่ทั้งหมดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เปอร์เซ็นต์ (%)
	I_r	คือ	ค่าเฉลี่ยของค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่อตารางเมตรต่อวัน กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (kWh/m ² -day)

2.2 การประเมินศักยภาพทางภูมิศาสตร์

การประเมินศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์ เป็นการประเมินศักยภาพจากพื้นที่ที่สามารถติดตั้งได้จริง ตัดพื้นที่ที่ไม่สามารถติดตั้ง เช่น เสาโทรคมนาคมสูง ระบบทำความเย็นขนาดใหญ่ ดังสมการที่ (3)

$$G = I \cdot A_{use} \quad (3)$$

เมื่อ G คือ ศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์ กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน (kWh/day)
 I คือ ค่าเฉลี่ยของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่อตารางเมตรต่อวันที่ซึ่งเกิดการลดทอนของทิศทางการติดตั้งและมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (kWh/m²-day)
 A_{use} คือ พื้นที่ที่เหมาะสม ตารางเมตร (m²)

โดยที่ค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่อปีซึ่งเกิดการลดทอนของทิศทางการติดตั้งและมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถหาได้จากสมการ (2) และการคำนวณหาพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบ สามารถคำนวณได้จากสมการ (4)

$$A_{use} = A_{All} - A_{nonuse} \quad (4)$$

เมื่อ A_{use} คือ พื้นที่ที่เหมาะสม ตารางเมตร (m²)
 A_{All} คือ พื้นที่ทั้งหมด ตารางเมตร (m²)
 A_{nonuse} คือ พื้นที่อื่นๆ เช่น พื้นที่ระบบปรับอากาศขนาดใหญ่ เป็นต้น ตารางเมตร (m²)

2.3 การประเมินศักยภาพด้านเทคนิค

2.3.1 การประเมินเชิงศักยภาพเชิงเทคนิคเต็มพื้นที่ การประเมินศักยภาพด้านเทคนิค [5] เป็นการนำผลที่ได้จากศักยภาพด้านภูมิศาสตร์โดยคำนึงถึงความสูญเสียในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า สามารถเขียนดังสมการ (5) ได้เป็น

$$E = G \cdot \eta \cdot pr \quad (5)$$

เมื่อ E คือ ศักยภาพด้านเทคนิค กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน (kWh/day)
 G คือ ศักยภาพด้านภูมิศาสตร์ กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน (kWh/day)
 η คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากการทดสอบ เปอร์เซ็นต์ (%)
 pr คือ สมรรถนะของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2.3.2 การคำนวณระยะห่างระหว่างแถวของแผงพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อหลีกเลี่ยงเงาของแต่ละแถวที่จะพาดผ่านเงาของแถวด้านหลัง จึงต้องเว้นระยะห่างระหว่างแถวแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยหาระยะห่างต่ำที่สุด ดังสมการที่ (6) และ (7) และหาศักยภาพดังสมการที่ (8)

$$D_{shadow} = h / \tan \alpha \quad (6)$$

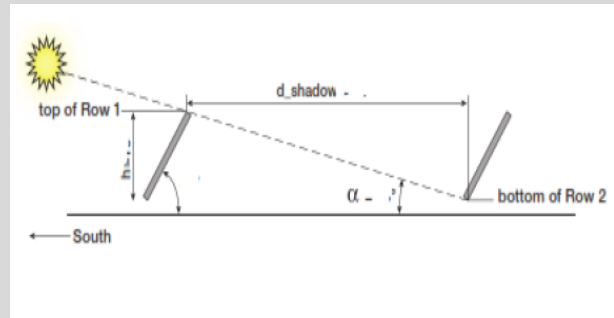
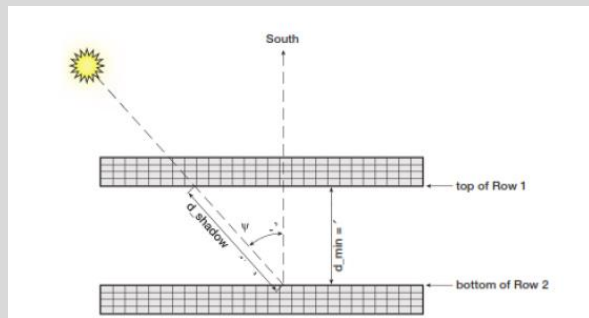
$$d_{min} = d_{shadow} \cdot \cos \phi \quad (7)$$

เมื่อ d_{min} คือ ระยะห่างระหว่างแถวต่ำสุด มิลลิเมตร (mm.)
 d_{shadow} คือ ระยะแสงเงา มิลลิเมตร (mm.)
 ϕ คือ มุม Azimuth องศา

$$E = W \cdot N \cdot PSH \quad (8)$$

เมื่อ E คือ ศักยภาพด้านเทคนิค กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน (kWh/day)
 W คือ กำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ วัตต์ (W)

N คือ จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้ง แผง
 PSH คือ จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานจริง ชั่วโมง (Hrs)



ที่มา : Ken Gardner (2009) [6]

รูปที่ 1 แสดงระยะห่างที่ต่ำสุดของแถวแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2.4 การประเมินศักยภาพด้านเศรษฐศาสตร์

การประเมินศักยภาพด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Potential) [7] ได้ศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุนติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้ในปัจจุบัน จากดัชนีชี้วัดเชิงเศรษฐศาสตร์ทั่วไป ดังนี้

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB) หมายถึง ระยะเวลาที่กระแสเงินสดที่ได้รับเท่ากับเงินที่ลงทุนไปเป็นเครื่องมือที่ใช้บอกสภาพความเสี่ยงของโครงการได้ โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นจะมีสภาพคล่องสูงและความเสี่ยงต่ำ โดยสามารถคำนวณหาค่า PB ได้จากสมการที่ (9)

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{จำนวนปีก่อนคืนทุน} + \frac{\text{กระแสเงินสดส่วนที่เหลือ}}{\text{กระแสเงินสดทั้งปี}} \quad (9)$$

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) คือ ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุของโครงการกับเงินลงทุนเริ่มแรก ณ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนของเงินลงทุนของโครงการ โดยสามารถคำนวณหา NPV ได้จากสมการที่ (10) ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ES_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (10)$$

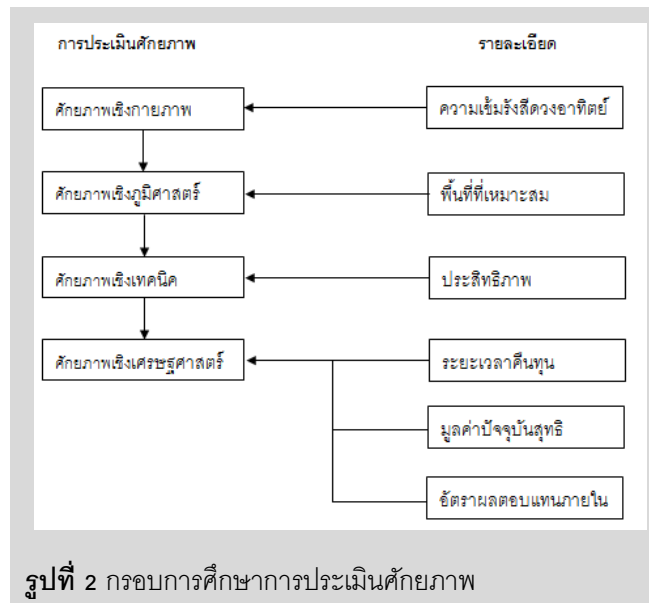
อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) คือ อัตราผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการมีค่าเท่ากับเงินสดจ่ายสุทธิลงทุนเริ่มแรก สมการที่ (11) หรือหาอัตราที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{ES_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (11)$$

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) คือ การวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของกำไร เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรต่างๆ เช่น ความผันแปรของต้นทุนรวม ความผันแปรของราคา และความผันแปรของความเข้มแสง เป็นต้น ซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในภายหลัง ดังนั้นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวจึงเป็นขั้นตอนที่ช่วยในการตัดสินใจได้ดีขึ้น

3. วิธีการดำเนินงานวิจัย

3.1 การประเมินศักยภาพเชิงกายภาพ



3.1.1 คัดเลือกอาคาร

คัดเลือกพื้นที่ที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ได้จริง จำนวน 10 อาคาร จากอาคารทั้งหมดเป็นตัวแทน โดยใช้หลักเกณฑ์ดังต่อไปนี้ 1) ทิศทางอาคาร จะพิจารณาเฉพาะอาคารที่มีทิศทางอาคารหันด้านทิศใต้ เพื่อให้ได้รับแสงอาทิตย์มากที่สุด 2) ลักษณะรูปแบบอาคาร จะพิจารณาคัดเลือกเฉพาะอาคารที่ไม่เป็นอาคารเชิงคุณค่าหรืออาคารทางด้านสถาปัตยกรรมการก่อสร้าง 3) พื้นที่การติดตั้ง จะพิจารณาคัดเลือกพื้นที่หลังคาอาคารที่เป็นดาดฟ้าเป็นอันดับแรก เพื่อลดปัจจัยด้านมุมในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 4) การเข้าถึงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังของแต่ละอาคาร

3.1.2 การคำนวณพื้นที่

สร้างชั้นข้อมูลของพื้นที่อาคาร โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ Google Earth และ Quantum GIS ในการคำนวณพื้นที่ทั้งหมดบนหลังคาอาคาร

3.1.3 ค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่อปีซึ่งเกิดการลดทอนของทิศทางการติดตั้งและมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ในงานวิจัยนี้ เลือกใช้ข้อมูลเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของปี 2557 ที่สถานีกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เขตปทุมวัน กระทรวงพลังงาน และหาค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่อปีซึ่งเกิดการลดทอนของทิศทางการติดตั้งและมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังสมการที่ (2) โดยมีสมมติฐานดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 สมมติฐานการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์และความเข้มรังสีดวงอาทิตย์

ข้อมูล	สมมติฐาน	แหล่งอ้างอิง
ประสิทธิภาพจากมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (η_p)	100%	อ้างอิงนครินทร์ 2558 [4]
ประสิทธิภาพจากทิศทางของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (η_d)	100%	กำหนดให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หันด้านทิศใต้
อัตราส่วนระหว่างพื้นที่ที่ได้รับแสงต่อพื้นที่ทั้งหมดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (η_a)	100%	กำหนดให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงเต็มพื้นที่
ค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์	4.98 kWh/m ² -day	อ้างอิงข้อมูลที่วัดจากสถานีกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เขตปทุมวัน

การประเมินศักยภาพเชิงกายภาพ ตามสมการการประเมินศักยภาพเชิงกายภาพ ดังสมการที่ (3)

3.2 การประเมินศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์

คำนวณพื้นที่ที่เหมาะสม โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ Google Earth และ Quantum GIS โดยสร้างระดับชั้นของพื้นที่ที่ไม่สามารถติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ เช่น ระบบปรับอากาศขนาดใหญ่ พื้นที่ติดตั้งระบบสื่อสาร พื้นที่ปลูกต้นไม้ พื้นที่เรือนเพาะชำ เป็นต้น เพื่อตัดข้อมูลจากพื้นที่คำนวณได้ทั้งหมด เมื่อได้ขนาดพื้นที่ที่เหมาะสมและค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ซึ่งเกิดการลดทอนของทิศทางการติดตั้งและมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ได้จากขั้นตอนการประเมินศักยภาพเชิงกายภาพ นำค่าดังกล่าวประเมินศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์ ตามสมการที่ (3)

3.3 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค

3.3.1 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคเต็มพื้นที่

ประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคเต็มพื้นที่ ใช้ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และประสิทธิภาพของระบบส่งผลต่อศักยภาพการผลิตไฟฟ้า

3.3.1.1 ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในการศึกษาี้ เลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Polycrystalline Silicon ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ 310 วัตต์ต่อแผ่น เนื่องจากมีความเหมาะสมสำหรับการติดตั้งบนหลังคาอาคาร ให้ค่าประสิทธิภาพสูง ประหยัดเนื้อที่ในการติดตั้ง ราคาไม่สูงมาก เมื่อเทียบกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Thin film ภายใต้กำลังวัตต์ที่เท่ากัน และจำนวนวัตต์ที่ผลิตได้ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีผลต่อศักยภาพ ยิ่งวัตต์สูงศักยภาพที่ได้จะสูงตามซึ่งค่าประสิทธิภาพจากค่ามาตรฐาน STC มีค่าประสิทธิภาพ 15.9 – 16.1% แต่ค่าประสิทธิภาพที่ได้เป็นค่าที่ได้จากการทดสอบในห้องปฏิบัติการ อุณหภูมิควบคุมที่ 25 องศาเซลเซียส ซึ่งเมื่อใช้งานจริงไม่สามารถควบคุมที่อุณหภูมิดังกล่าวได้ตลอดทั้งวัน งานวิจัยนี้เลือกประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 14.64% ซึ่งเป็นค่าประสิทธิภาพที่ได้จากการทดสอบโดยการติดตั้งจริงและใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystalline Silicon โดยเก็บข้อมูลทุก 10 นาที ในช่วงเวลา ตั้งแต่ 9.00 – 17.00 [8]

3.3.1.2 สมรรถนะของระบบ [9] (Performance Ratio) เกิดจากความสูญเสียของระบบ เช่น ความสูญเสียของอินเวอร์เตอร์ ความสูญเสียจากการไม่เข้ากันของระบบ ความสูญเสียจากแสงเงา ความสูญเสียในสาย เป็นต้น ปัจจุบันมีการพัฒนาเทคโนโลยีอย่างต่อเนื่อง ให้ค่าสมรรถนะระบบ 80 – 90% สำหรับงานวิจัยนี้เลือกค่าเฉลี่ยที่ 85%

ตารางที่ 2 สมมติฐานการประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคเต็มพื้นที่

ข้อมูล	สมมติฐาน	แหล่งอ้างอิง
ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์	14.64%	อ้างอิง จิระศักดิ์ และ บุญเลิศ [8]
สมรรถนะระบบ	0.85	IEA (2014) [9]

3.3.2 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค เว้นระยะห่างระหว่างแถวแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.3.2.1 คำนวณหาค่ามุม Solar Elevation และมุม Azimuth เพื่อหาค่าระยะที่ต่ำที่สุดในการเว้นระยะห่างระหว่างแถวแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.3.2.2 วางบล็อกแผงเซลล์แสงอาทิตย์และระยะห่างแถวที่คำนวณได้ ในขนาดพื้นที่จริง เพื่อคำนวณจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สามารถติดตั้งจริง

3.3.2.3 คำนวณจำนวนเครื่องอินเวอร์เตอร์ โดยคำนวณจากกำลังการผลิตที่ผลิตได้ โดยใช้วิธีมากกว่า 0.5 เครื่องจะปัดขึ้น และน้อยกว่า 0.5 เครื่องปัดลง เช่น หากคำนวณได้ 2.7 เครื่อง จะใช้จำนวน 3 เครื่อง เป็นต้น

3.3.2.4 โดยค่า Peak Sun Hours (PSH) 4.36 ชั่วโมงต่อวัน [10] ได้จากข้อมูลการวัดสถานที่จริง ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ Polycrystalline วัดในช่วงปี 2557 เวลา 7.00 – 17.00 น.

3.3.2.5 ประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค จากสมการที่ (8)

ตารางที่ 3 สมมติฐานการประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคเว้นระยะห่างระหว่างแถวแผงเซลล์

ข้อมูล	สมมติฐาน	แหล่งอ้างอิง
แผงเซลล์แสงอาทิตย์		
ชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์	Poly Crystalline	
กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้	310 วัตต์ต่อแผ่น	อ้างอิงรายละเอียดคุณลักษณะ (Specification) แผงเซลล์แสงอาทิตย์
ขนาดแผง	992 × 1956 มิลลิเมตร	
มุมเอียงในการติดตั้ง	15 องศา	สอดคล้องตามละติจูด ลองจิจูดของประเทศไทย
Peak Sun Hours	4.36 ชั่วโมงต่อวัน	อ้างอิง อนุชา(2554) [10]

3.4 การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์โดยการวิเคราะห์มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ อาศัยตัวชี้วัดต่างๆ คือ ระยะเวลาการคืนทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนการลงทุนภายใน การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์เป็นการลงทุนในการติดตั้งพร้อมกันทั้งหมด ทำให้ต้นทุนในการติดตั้งแต่ละอาคารระบบพลังแสงอาทิตย์เท่ากันที่ 50 บาทต่อวัตต์ โดยโครงการมีอายุ 20 ปี อัตราค่าไฟฟ้าในปีแรกคิดอัตราเดียวกับการไฟฟ้านครหลวง และในปีถัดไปใช้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยคำนวณจากค่าเฉลี่ยอัตราค่าไฟฟ้าของค่าไฟฟ้าย้อนหลัง 10 ปี ตั้งแต่ปี 2546 – 2555

ตารางที่ 4 สมมติฐานในการศึกษาศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ข้อมูล	สมมติฐาน	แหล่งอ้างอิง
ต้นทุนทั้งระบบ	50 บาทต่อวัตต์	จากใบเสนอราคา เดือน มิ.ย. 58
ค่าบำรุงรักษา	0.5% ต่อวัตต์	จากการสอบถาม

Balance of System จะประกอบไปด้วย ค่าแรงการติดตั้ง ค่าอุปกรณ์ต่างๆ สำหรับการติดตั้งทั้งหมด ค่าทดสอบ

ระบบ

ตารางที่ 4 (ต่อ) สมมติฐานในการศึกษาศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ข้อมูล	สมมติฐาน	แหล่งอ้างอิง
แผงเซลล์แสงอาทิตย์		
อายุการใช้งาน	20 ปี	อายุโครงการ
ต้นทุน	30 บาทต่อวัตต์	จากใบเสนอราคา เดือน มิ.ย. 58
อัตราการเสื่อมสภาพ	0.5% ต่อปี	จากผลการศึกษาของ National Renewable Energy Laboratory (NREL) (NREL,2012) [11]
อินเวอร์เตอร์		
อายุการใช้งาน	10 ปี	ตามระยะการประกันของอุปกรณ์
ต้นทุน	8.07 บาทต่อวัตต์ คิดเป็น 14.11% ของระบบ	จากใบเสนอราคา เดือน มิ.ย. 58
Balance of System	คิดอัตราส่วนเหลือจากการคำนวณ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ และค่ามิเตอร์ไฟฟ้า	จากใบเสนอราคา เดือน มิ.ย. 58
Balance of System	คิดอัตราส่วนเหลือจากการคำนวณ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ และค่ามิเตอร์ไฟฟ้า	จากใบเสนอราคา เดือน มิ.ย. 58
อัตราค่าไฟฟ้า ในระบบTOU 4.2.2 ขนาด 12-24 กิโลวัตต์		
On-Peak + FT	4.1757 บาทต่อหน่วย	ประกาศการไฟฟ้านครหลวง เริ่มใช้เมื่อเดือนมิถุนายน 2555
Off-Peak + FT	2.6721 บาทต่อหน่วย	ประกาศการไฟฟ้านครหลวง เริ่มใช้เมื่อเดือนมิถุนายน 2555
Peak Demand	132.93 บาทต่อหน่วย	ประกาศการไฟฟ้านครหลวง เริ่มใช้เมื่อเดือนมิถุนายน 2555
สัดส่วนจำนวนวัน On-Peak : Off-Peak	68% : 32%	จากการคำนวณสัดส่วนจำนวนวันในปี 2557 ใช้ไฟเต็มในช่วง Off-Peak
อัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น	3.5% ต่อปี	ค่าเฉลี่ยค่าไฟฟ้ารวมค่า FTทุกประเภทผู้ใช้ไฟเฉพาะที่เป็นลูกค้า โดยคิดอัตราการเติบโตค่าไฟฟ้าย้อนหลังสิบปี ตั้งแต่ 2546 – 2555 เป็นฐาน
อัตราส่วนลด	7.08%	Minimum Loan Rate (MLR) ข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทย วันที่ 17 มิถุนายน 2558

4. ผลการศึกษา

4.1 ผลการศึกษาการประเมินศักยภาพเชิงกายภาพ

4.1.1 ผลการคัดเลือกอาคาร ตามเกณฑ์การประเมินอาคารในจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยจำนวน 183 อาคาร เพื่อ
เลือกอาคารที่เหมาะสม จำนวน 10 อาคาร ดัง ตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลการคัดเลือกตามเกณฑ์การประเมิน

เกณฑ์การประเมิน	จำนวนอาคาร
ทิศทางอาคาร	128
ลักษณะรูปแบบอาคาร	97
พื้นที่การติดตั้ง	26
การเข้าถึงข้อมูล	10

4.1.2 ผลการคำนวณพื้นที่ จากการนำโปรแกรม และ Google Earth คำนวณพื้นที่บนหลังคาที่ใช้เป็นตัวแทน
การศึกษา และได้ทวนสอบการวัดสถานที่จริง โดยได้สุ่มวัดที่อาคารจามจุรี 8 พบว่ามีพื้นที่ประมาณ 889.42 ตารางเมตร มี
ค่าใกล้เคียงกับประเมินกับระบบ Quantum GIS ซึ่งมีค่า 837 ตารางเมตร

4.1.3 ผลการศึกษาความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ จากการศึกษาข้อมูลที่ได้จริงจากกรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์
พลังงาน กระทรวงพลังงาน พบว่าค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในเขตพื้นที่ปทุมวัน มีค่า 17.93 เมกกะจูลต่อตาราง
เมตร

ผลการประเมินศักยภาพเชิงกายภาพ โดยไม่คำนึงถึงพื้นที่ที่ไม่สามารถติดตั้ง พบว่าศักยภาพเชิงกายภาพรวม 10
อาคาร ได้ 56,029.98 kWh/day รายละเอียด ดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 ผลศักยภาพเชิงกายภาพ

ลำดับที่	ชื่ออาคาร	พื้นที่ (ตารางเมตร)	ความเข้มรังสี ดวงอาทิตย์ (kWh/m ² /day)	ศักยภาพเชิง กายภาพ (kWh/day)
1	ครุศาสตร์3	1,772	4.98	8,824.56
2	เทพทวาราวดี	2,162	4.98	10,766.76
3	มหาธีรราชานุสรณ์	1,551	4.98	7,723.98
4	วิจัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	996	4.98	4,960.08
5	วิทยาลัยปิโตรเลียม และปิโตรเคมี	904	4.98	4,501.92
6	จามจุรี8	837	4.98	4,168.26
7	อาคารศูนย์สัตว์ทดลองแห่ง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	738	4.98	3,675.24
8	พินิตประชานาถ	661	4.98	3,291.78
9	อาคารวิจัยพัฒนาและบริการ สัตวแพทยศาสตร์	1,402	4.98	6,981.96
10	อุกเขินสัตว์ป่วยหนักและ คลินิกนอกเวลา	228	4.98	1,135.44
รวม				56,029.98

4.2 ผลการประเมินศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์

ผลการประเมินศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์ พบว่าศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์รวม 10 อาคาร ได้ 42,138.38 kWh/day ดังตารางที่ 7

4.3 ผลการประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค

4.3.1 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคเต็มพื้นที่ พบว่าศักยภาพรวม 10 อาคาร ได้ 5,297.00 kWh/day รายละเอียดดังตารางที่ 8

4.3.2 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคเว้นระยะห่างระหว่างแถวของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผลการคำนวณพบว่าระยะต่ำสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อยู่ที่ 520.76 มิลลิเมตร ที่ค่ามุมของแสงอาทิตย์อยู่ที่ 32 องศา มุม Azimuth 50 องศา และผลการประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค เว้นระยะห่างระหว่างแถวของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าศักยภาพรวม 10 อาคาร ได้ 2,949.19 รายละเอียด ดังตารางที่ 9

ตารางที่ 7 ผลศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์

ลำดับที่	ชื่ออาคาร	พื้นที่ (ตารางเมตร)	ความเข้มรังสีดวง อาทิตย์ (kWh/m ² /day)	ศักยภาพเชิง ภูมิศาสตร์ (kWh/day)
1	ครุศาสตร์3	1,008	4.98	5,019.84
2	เทพทวาราวดี	1,235	4.98	6,150.3
3	มหาธีรราชานุสรณ์	1,551	4.98	7,723.98
4	วิจัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	996	4.98	4,960.63
5	วิทยาลัยปิโตรเลียม และปิโตรเคมี	904	4.98	4,502.42
6	จามจุรี8	767	4.98	3,820.09
7	อาคารศูนย์สัตว์ทดลองแห่ง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	732	4.98	3,645.77
8	พินิตประชานาถ	661	4.98	3,292.15
9	อาคารวิจัยพัฒนาและบริการ สัตวแพทยศาสตร์	387	4.98	1,927.48
10	อุกเขินสัตว์ป่วยหนักและ คลินิกนอกเวลา	220	4.98	1,095.72
รวม				42,138.38

ตารางที่ 8 ผลศักยภาพเชิงเทคนิคเต็มพื้นที่

ลำดับที่	ชื่ออาคาร	ศักยภาพเชิง ภูมิศาสตร์ (kWh)	ประสิทธิภาพ แผงเซลล์ แสงอาทิตย์ (%)	สมรรถนะ ระบบ	ศักยภาพเชิง เทคนิคเต็มพื้นที่ (kWh/day)
1	ครุศาสตร์3	5,019.84	14.64	0.85	624.67
2	เทพทวาราวดี	6,150.3	14.64	0.85	765.34
3	มหาธีรราชานุสรณ์	7,723.98	14.64	0.85	961.17
4	วิจัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	4,960.63	14.64	0.85	617.30
5	วิทยาลัยปิโตรเลียม และปิโตรเคมี	4,502.42	14.64	0.85	613.58
6	จามจุรี8	3,820.09	14.64	0.85	475.37
7	อาคารศูนย์สัตว์ทดลองแห่ง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	3,645.77	14.64	0.85	453.68
8	พินิตประชานาถ	3,292.15	14.64	0.85	409.67
9	อาคารวิจัยพัฒนาและบริการ สัตว์แพทยศาสตร์	1,927.48	14.64	0.85	239.85
10	ฉุกเฉินสัตว์ป่วยหนักและคลินิก นอกเวลา	1,095.72	14.64	0.85	136.35
รวม					5,297.00

ตารางที่ 9 ผลศักยภาพเชิงเทคนิคเทคนิคเว้นระยะห่างระหว่างแถว

ลำดับที่	ชื่ออาคาร	จำนวนแผงเซลล์ แสงอาทิตย์ (แผง)	ศักยภาพเชิงเทคนิค (kWh/day)
1	ครุศาสตร์3	31	41.89
2	เทพทวาราวดี	122	164.89
3	มหาธีรราชานุสรณ์	503	679.85
4	วิจัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	388	524.42
5	วิทยาลัยปิโตรเลียม และปิโตรเคมี	387	523.06
6	จามจุรี8	268	362.22
7	อาคารศูนย์สัตว์ทดลองแห่ง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	266	359.52
8	พินิตประชานาถ	90	121.64
9	อาคารวิจัยพัฒนาและบริการ สัตว์แพทยศาสตร์	85	114.88
10	ฉุกเฉินสัตว์ป่วยหนักและ คลินิกนอกเวลา	42	56.76
รวม			2,949.19

4.4 ผลการศึกษาการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ผลการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ พบว่าศักยภาพเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) รวม 10 อาคาร 20 ปี ได้ 26,744,616.98 บาท อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) 15% ระยะเวลาการคืนทุน(PB) จำนวน 7-8 ปี

เหตุผลที่ค่า IRR และค่า PB เท่ากันทุกอาคาร เนื่องจากสมมติฐานการลงทุนคำนวณจากฐานเดียวกัน คือ 50 บาท ต่อวัตต์ในทุกๆ อาคาร และค่าบำรุงรักษาอ้างอิงจากวัตต์ต่อบาทเช่นกัน

ตารางที่ 10 ผลศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ลำดับที่	ชื่ออาคาร	NPV (บาท)	IRR (%)	PB (ปี)
1	ครุศาสตร์3	368,008.67	15%	7.41
2	เทพทวาราวดี	1,483,650.88	15%	7.41
3	มหาธีรราชานุสรณ์	6,137,298.65	15%	7.41
4	วิจัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	4,748,238.84	15%	7.41
5	วิทยาลัยปิโตรเลียม และปิโตรเคมี	4,734,725.83	15%	7.41
6	จามจุรี8	3,291,613.98	15%	7.41
7	อาคารศูนย์สัตว์ทดลองแห่งจุฬาลงกรณ์ มหาวิทยาลัย	3,264,587.96	15%	7.41
8	พินิตประชานาถ	1,133,702.72	15%	7.41
9	อาคารวิจัยพัฒนาและบริการสัตว์แพทย์ ศาสตร์	1,066,137.67	15%	7.41
10	ฉุกเฉินสัตว์ป่วยหนักและคลินิกนอกเวลา	516,651.78	15%	7.41
รวม		26,744,616.98		

4.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

4.5.1 ปัจจัยในแง่ต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เนื่องจากปัจจุบันการพัฒนาและการแข่งขันเทคโนโลยีในตลาดสูง ทำให้ต้นทุนของระบบมีแนวโน้มต่ำลง โดยกำหนดต้นทุนลดลงร้อยละ 5 พบว่า ระยะเวลาคืนทุนอยู่ระหว่าง 7 – 8 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิรวม 10 อาคาร 20 ปี ได้ 28,572,705.46 บาท และอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 16%

4.5.2 ปัจจัยในแง่เปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ย

อัตราส่วนลด(Discount Rate) 7.08% จาก MLR ข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันที่ 17 มิถุนายน 2558 เมื่อคำนวณอัตราส่วนลดที่ 3.00 % พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ รวม 10 อาคาร 20 ปี ได้ เท่ากับ 54,419,547.67 บาท

ตารางที่ 11 ผลศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ ที่ต้นทุน ลดลง 5%

ลำดับที่	ชื่ออาคาร	NPV (บาท)	IRR (%)	PB (ปี)
1	ครุศาสตร์3	394,578.40	16%	7.11
2	เทพทวาราวดี	1,586,447.69	16%	7.11
3	มหาธีรราชานุสรณ์	6,560,110.91	16%	7.11
4	วิจัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	5,073,679.28	16%	7.11
5	วิทยาลัยปิโตรเลียม และปิโตรเคมี	5,059,391.28	16%	7.11
6	จามจุรี8	3,515,807.61	16%	7.11
7	อาคารศูนย์สัตว์ทดลองแห่งจุฬาลงกรณ์ มหาวิทยาลัย	3,487,231.59	16%	7.11
8	พินิตประชานาถ	1,207,576.12	16%	7.11
9	อาคารวิจัยพัฒนาและบริการสัตว์แพทย์ ศาสตร์	1,136,136.07	16%	7.11
10	ฉุกเฉินสัตว์ป่วยหนักและคลินิกนอกเวลา	551,746.51	16%	7.11
รวม		28,572,705.46		

ตารางที่ 12 ผลศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ ที่อัตราส่วนลด 3.00%

ลำดับที่	ชื่ออาคาร	NPV (บาท)
1	ครุศาสตร์3	754,817.94
2	เทพทวาราวดี	3,024,778.71
3	มหาธีรราชานุสรณ์	12,502,101.67
4	วิจัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	9,665,383.47
5	วิทยาลัยปิโตรเลียม และปิโตรเคมี	9,638,517.69
6	จามจุรี8	6,694,336.34
7	อาคารศูนย์สัตว์ทดลองแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	6,640,604.76
8	พินิตประชานาถ	2,291,497.21
9	อาคารวิจัยพัฒนาและบริการสัตว์แพทย์ศาสตร์	2,157,168.27
10	ฉุกเฉินสัตว์ป่วยหนักและคลินิกนอกเวลา	1,050,341.61
รวม		54,419,547.67

4.6 เปรียบเทียบสัดส่วนระบบพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่ผลิตได้กับพลังงานไฟฟ้าที่ใช้จริง

เป็นเปรียบเทียบสัดส่วนระบบพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่ผลิตได้กับพลังงานไฟฟ้าที่ใช้จริงต่อปีจากบิลค่าไฟฟ้าของแต่ละอาคารในปี 2557 พบว่าสามารถลดพลังงานไฟฟ้ารวม 10 อาคาร ได้ถึง 10.97% รายละเอียดดังตารางที่ 13

ตารางที่ 13 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ในปีแรก

ลำดับที่	อาคาร	ระบบพลังงานไฟฟ้า แสงอาทิตย์ที่ผลิตได้ (kWh/year)	พลังงานไฟฟ้า ที่ใช้จริง (kWh)	สัดส่วน พลังงานไฟฟ้า ที่ลดได้ %
1	ครุศาสตร์3	15,293	684,000	2.24
2	เทพทวาราวดี	60,187	1,142,000	5.27
3	มหาธีรราชานุสรณ์	248,147	2,060,000	12.05
4	วิจัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	191,414	1,132,000	16.91
5	วิทยาลัยปิโตรเลียม และปิโตรเคมี	190,920	1,487,000	12.84
6	จามจุรี8	132,214	242,000	54.63
7	อาคารศูนย์สัตว์ทดลองแห่ง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	131,227	572,000	22.94
8	พินิตประชานาถ	44,400	394,000	11.27
9	อาคารวิจัยพัฒนาและบริการ สัตว์แพทย์ศาสตร์	41,933	1,946,000	2.15
10	ฉุกเฉินสัตว์ป่วยหนักและคลินิก นอกเวลา	20,720	155,842	13.30
รวม		1,076,455.00	9,814,842.00	10.97

5. สรุปผล

งานวิจัยนี้ผู้วิจัยได้ ศึกษาถึงศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารในจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย โดยเลือกอาคารในการศึกษาจำนวน 10 อาคาร จาก 183 อาคาร ที่คาดว่าจะให้ค่าศักยภาพสูงสุด ใช้เกณฑ์ทิศทาง รูปแบบอาคาร และลักษณะหลังคาในการคัดเลือก พบว่าสามารถเลือกอาคารได้ตามเกณฑ์ที่กำหนด 10 อาคาร สำหรับการประเมินศักยภาพเชิงกายภาพ อาศัยข้อมูลความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของกรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ปริมาณความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในเขตพื้นที่ปทุมวันเท่ากับ 17.93 MJ/m² หรือ 4.98 kWh/m²/day พบว่าศักยภาพเชิงกายภาพมีศักยภาพ 56,029.98 kWh/day การประเมินศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์ คำนวณจากพื้นที่ที่เหมาะสมสามารถติดตั้งระบบได้จริง กำหนดให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ หันด้านทิศใต้ ทำมุม 15 องศา และพื้นที่รับแสงเต็มพื้นที่ พบว่าศักยภาพเชิงภูมิศาสตร์มีศักยภาพเท่ากับ 42,138.38 kWh/day การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคแบบเต็มพื้นที่ ใช้ปัจจัยประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 14.64% และประสิทธิภาพระบบ 0.85 เข้ามาเกี่ยวข้อง พบว่าศักยภาพเชิงเทคนิคมีศักยภาพเท่ากับ 5,296.98 kWh/day และการประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคแบบเว้นช่องว่างระหว่างแถว พบว่าศักยภาพเชิงเทคนิคมีศักยภาพเท่ากับ 2,949.19 kWh/day การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีผลในเชิงเศรษฐศาสตร์ ในการศึกษาเลือกแผงเซลล์อาทิตย์ ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ 310 วัตต์ต่อแผง พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) รวม 10 อาคาร 20 ปี ได้ 26,744,616.98 บาท อัตราผลตอบแทนการลงทุนภายใน (IRR) 15% ระยะเวลาคืนทุน จำนวน 7-8 ปี และเมื่อพิจารณาความอ่อนไหวในปัจจัยแ่งต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำหนดต้นทุนลดลงร้อยละ 5 พบว่า ระยะเวลาคืนทุนอยู่ระหว่าง 7 – 8 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิรวม 10 อาคาร 20 ปี ได้ 28,572,705.46 บาท และอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 16% และปัจจัยในแง่เปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเมื่อคำนวณอัตราส่วนลดที่ 3.00 % พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ รวม 10 อาคาร 20 ปี ได้ เท่ากับ 54,419,547.67 สัดส่วนการลดพลังงานเมื่อเปรียบเทียบระหว่างระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้กับระบบไฟฟ้าที่ใช้จริง สามารถลดพลังงานไฟฟ้าได้ถึง 10.97% ในปีแรก

การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ มีความคุ้มค่าในการลงทุน มีค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก อัตราค่าผลตอบแทนภายในมีค่าเชิงบวก ระยะการคืนทุนสั้น ด้วยเหตุนี้ เมื่อพิจารณาถึงแนวโน้มต้นทุนราคาแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ลดลงอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับตลาดในประเทศไทยมีการขยายตัวและการแข่งขันที่เพิ่มขึ้น ทำให้การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคามักมีแนวโน้มที่จะเป็นการลงทุนที่คุ้มค่าเทียบกับอุปกรณ์ประหยัดพลังงานในอาคาร

บรรณานุกรม

- [1] จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย กลุ่มภารกิจโครงสร้างพื้นฐาน. ตารางแสดงการเปรียบเทียบการใช้พลังงานทั้งหมดของมหาวิทยาลัย ตามปีงบประมาณ 2556. 2556
- [2] กระทรวงพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564) 2555 [cited 2557 20 ตุลาคม]. Available from: http://www.thaitap.com/ewtadmin85/ewt/thaitap_web/ewt_news.php?nid=703&filename=index.
- [3] World Energy Council. World Energy Council. 2013.
- [4] นครินทร์ รินพล. คู่มือการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2ed 2558 เมษายน 2558. 156 p.
- [5] Monique hoogwijk. On the global and regional potential of renewable energy sources 22 November 1974.

- [6] Ken Gardner. Calculating Inter-Row Spacing. Solarpro. December/January 2009. p. 16-8.
- [7] พิมลมาศ วรรณคนาพล, เอนก สุวรรณชัยสกุล, ปาริณี ศรีสุวรรณ, และเฉลิมวัฒน์ ตันตสวัสดิ์. ประโยชน์ของการใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา. . Jars.9-2:13.
- [8] จิระศักดิ์ สิ้นสุขอุดมชัย, และบุญเลิศ สือเฉย. เปรียบเทียบประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์แต่ละชนิด. โรงเรียนนายเรือ ด้านวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี. 2557;1(1):37-45.
- [9] International Energy Agency. Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy. 2014.
- [10] อนุชา โพวัน. การวิเคราะห์สมรรถนะของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกโพลีซิลิกอนและฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอนที่ติดตั้งในประเทศไทยด้วยการใช้โปรแกรมจำลอง: มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์; 2554.
- [11] Ananda Mani Paudel, and Hsueyin Sarper. Economic analysis of a grid-connected commercial photovoltaic system at Colorado State University-Pueblo. Procedia. 2556;52:17.