ประเมินศักยภาพและความคุ้มทุนของการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา กรณีศึกษา: อาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงราย

Potential and Cost-Effectiveness Evaluation of Solar Rooftop System Case Study: Faculty of Industrial Technology Office Building Chiang Rai Rajabhat University

ชัชชัย วรพัฒน์, สุรัตน์ เศษโพธิ์*และปรเมษฐ์ สิทธิสันติ์

Chatchai Vorapat, Surat Sedpho* and Poramate Sittisun

คณะพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยพะเยา 19 หมู่ 2 ตำบลแม่กา อำเภอเมืองพะเยา จังหวัดพะเยา 56000

โทร 0882667441 E-mail: sedpho@gmail.com

School of Energy and Environment, University of Phayao 19 Moo 2, Maeka, Muang, Phayao 56000

Received: August 25, 2021; Revised: December 03, 2021; Accepted: December 15, 2021

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาหาขนาดกำลังติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมตามความต้องการการใช้ไฟฟ้าพื้นฐาน (Base Load) ของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม และหาจุดคุ้มทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) แบบเชื่อมต่อกับสายส่ง จากการออกแบบและจำลองการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าขนาดกำลังติดติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมอยู่ที่ 9.60 kW_p สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงสุด 7.22 kW โดยในปีแรกระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 12,222 หน่วย และตลอดระยะเวลา 25 ปี ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 287,890 หน่วย สามารถลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าลงได้ 1,047,556 บาท มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 695,702 บาท และมีระยะเวลาคืนทุน 6.70 ปี

คำสำคัญ: เซลล์แสงอาทิตย์, การใช้ไฟฟ้าพื้นฐาน, ระยะเวลาคืนทุน

Abstract

This research aimed to study installed capacity and cost-effectiveness for grid-connected solar rooftop system along with base load demand of Faculty of Industrial Technology. It was found that the suitable of installed power around 9.60 kWp which could generate a maximum power of 7.22 kW. In the first year, the system could generate 12,222 units or approximately 287,890 units entire the lifetime project of 25 years which can reduce electricity consumption cost around 1,047,556 Baht. Solar rooftop project showed the net present value and pay-back time of 695,702 baht and 6.70 years, respectively.

1. บทนำ

การผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ส่วนใหญ่จะอาศัยแหล่งพลังงานเชื้อเพลิงจากกลุ่มฟอสซิล เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา เป็นต้น ในปี พ.ศ. 2563 ประเทศไทย มีการใช้พลังงานเชื้อเพลิงจากฟอสซิล 75% จากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด [1] และการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลจะทำให้เกิดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่ชั้นบรรยากาศในปริมาณมาก ตามไปด้วยซึ่งเป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้เกิดสภาวะโลกร้อน ดังนั้น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน จึงได้มีการกำหนดเป้าหมายในแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (2558 – 2579) ให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้ 6,000 MW ภายในปี พ.ศ. 2579 [2] มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงรายเป็นสถาบันการศึกษาระดับอุดมศึกษา มีอาคารและสิ่งปลูกสร้าง จำนวน 105 อาคาร ใช้แรงดันไฟฟ้าขนาด 22 kV และคิดอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้าแบบ Time of Use Rate (TOU) [3] อาคารส่วนใหญ่เป็นอาคารเรียนและอาคารสำนักงานที่ใช้ในการสนับสนุนการเรียนการสอน ทำให้การดำเนินกิจกรรมภายในอาคาร อยู่ในช่วงเวลากลางวันของวันเวลาทำการปกติ (จันทร์-ศุกร์) ระหว่างเวลา 08.30 - 16.30 น. ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่เป็นการคิดค่าไฟฟ้าแบบ On Peak จึงทำให้มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงรายมีค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าไม่ต่ำกว่า 10 ล้านบาทต่อปี ด้วยเหตุนี้ ในปี พ.ศ. 2562 มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงราย จึงมีนโยบายในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในมหาวิทยาลัย โดยการแต่งตั้งคณะทำงานด้านการจัดการพลังงานเพื่อหาแนวทางลดการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในอาคาร [4]

จากสถานการณ์ข้างต้นคณะผู้วิจัยจึงได้ทำการศึกษาหาขนาดกำลังการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมตามความต้องการการใช้ไฟฟ้าของอาคาร เพื่อช่วยลดการใช้ไฟฟ้าจากสายส่งในช่วงตอนกลางวัน และหาจุดคุ้มทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร (Solar Rooftop) โดยทำการเลือกอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรมเป็นอาคารต้นแบบ เพื่อใช้เป็นแนวทางในการลงทุนติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารภายในมหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงรายต่อไป

2. วัตถุประสงค์การวิจัย

1. เพื่อหาขนาดกำลังการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาที่เหมาะสมตามความต้องการการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงราย

2. เพื่อหาจุดคุ้มทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาที่เหมาะสมกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงราย

3. ขอบเขตและสมมติฐานงานวิจัย

1. ศึกษาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาแบบเชื่อมต่อกับสายส่ง (On-grid System)

2. ศึกษาโดยการใช้เซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายผลึก (Polycrystalline) ขนาด 320 วัตต์ต่อแผง

3. ศึกษาความคุ้มทุนของการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โดยใช้ตัวชี้วัดของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) และระยะเวลาของการคืนทุน (Payback Period: PB) ซึ่งในการศึกษาความคุ้มทุนจะคิดจากอัตราดอกเบี้ยเงินฝาก โดยกำหนดให้มหาวิทยาลัยเป็นผู้ลงทุน และเป็นการจ้างเหมาในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ตามระเบียบการจ้างส่วนราชการ

4. การคิดค่าใช้จ่ายระหว่างการดำเนินโครงการ ได้ทำการแบ่งการวิเคราะห์ออกเป็น 2 กรณี คือ

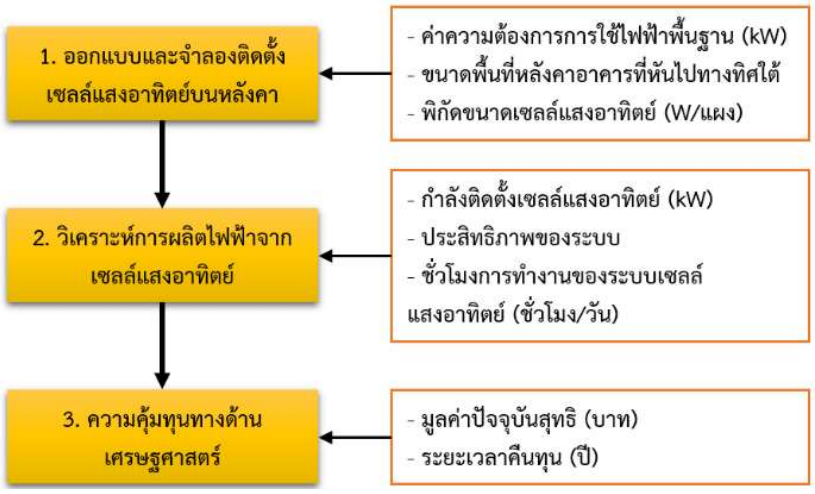
กรณีที่ 1 มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและการเปลี่ยนอุปกรณ์ตามระยะเวลารับประกัน 10 ปี สำหรับวิเคราะห์หาความคุ้มทุน โดยคิดตามอัตราค่าใช้จ่ายต่อกำลังติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บาทต่อวัตต์

กรณีที่ 2 ไม่มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและการเปลี่ยนอุปกรณ์ Inverter ซึ่งในการบำรุงรักษาระบบเซลล์แสงอาทิตย์ดำเนินการโดยคณะทำงานด้านเทคนิค ที่มีเจ้าหน้าที่ที่เชี่ยวชาญของมหาวิทยาลัยคอยดูแลอย่างใกล้ชิด ดังนั้นจึงกำหนดสมมติฐานให้ไม่มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา

ตารางที่ 1 สมมติฐานในการศึกษาความคุ้มทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์

ข้อมูล	สมมติฐาน
ต้นทุนทั้งระบบ	30 บาทต่อวัตต์รวมค่าติดตั้ง [5]
ค่าบำรุงรักษา	1% ของต้นทุนต่อปี [5]
ประสิทธิภาพของระบบ	75.17% [6]
Peak sun hour (ชั่วโมงการทำงาน)	4.64 ชั่วโมง/วัน [6]
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	
- อายุการใช้งาน	25 ปี [7]
- การลดทอนประสิทธิภาพ	0.5% ต่อปี (เริ่มจากปีที่ 2) [8]-[9]
อินเวอร์เตอร์	
- อายุการใช้งาน	10 ปี ตามระยะเวลาประกันอุปกรณ์ [7]
- ต้นทุน (กรณีเปลี่ยน Inverter ใหม่)	5.125 บาทต่อวัตต์รวมค่าติดตั้ง (จากใบเสนอราคา เดือน พ.ย. 2560)
อัตราค่าไฟฟ้าในระบบ TOU ประเภท 4.2.2 ขนาด 22-33 กิโลวัตต์	
- On-Peak + Ft	4.1839 บาทต่อหน่วย [10]
- Off-Peak + Ft	2.6037 บาทต่อหน่วย [10]
สัดส่วนจำนวนวัน	
- On-Peak : Off-Peak	65.5% : 34.5% (คำนวณสัดส่วนจากจำนวนวันในปี 2561)
อัตราส่วนลด หรืออัตราดอกเบี้ยต่อปี	0.5% [11]

4. วิธีการดำเนินการวิจัย



รูปที่ 1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

4.1 การประเมินกำลังการติดตั้งที่เหมาะสมสำหรับระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา

- เก็บข้อมูลพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม ในวันเวลาทำการปกติ (จันทร์-ศุกร์) 08.30 – 16.30 น. ของเดือนพฤษภาคม เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าวมีสภาพอากาศที่ร้อน ทำให้มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากการใช้เครื่องปรับอากาศช่วยระบายความร้อนภายในอาคาร ดังนั้น จึงเลือกทำการเก็บข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของอาคารในช่วงเวลาดังกล่าว เพื่อนำมาใช้ในการออกแบบกำลังติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมกับช่วงที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าของอาคารมากที่สุด และการเก็บข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของอาคารช่วงเวลาทำงานปกติ อาคารต้องไม่มีการดำเนินกิจกรรมอื่น ๆ ใดเพิ่มเติม

- ทำการวัดขนาดพื้นที่จริงของหลังคาอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรมที่หันไปทางทิศใต้ และไม่มีสิ่งปลูกสร้างหรือต้นไม้บังเงา เพื่อหาขนาดพื้นที่ที่สามารถติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ได้

- คำนวณหากำลังติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมกับความต้องการการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม จากสมการที่ (1) [12]

$$P_P = \frac{P_{Base} \times 100\%}{\eta_{Sys}} \quad (1)$$

โดย P_P คือ กำลังติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ (kW)

P_{Base} คือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน (kW)

η_{Sys} คือ ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เปอร์เซ็นต์ (%)

4.2 วิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำการติดตั้งตามความต้องการการใช้ไฟฟ้าพื้นฐาน

- พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ต่อปี จากสมการที่ (2)

$$E_S = P_P \times \eta_{Sys} \times hr \times 365 \quad (2)$$

โดย E_S คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/ปี)

P_P คือ กำลังติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ (kW)

η_{Sys} คือ ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เปอร์เซ็นต์ (%)

hr คือ ชั่วโมงการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (ชั่วโมง/วัน)

4.3 ประเมินความคุ้มทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคา

การประเมินหาต้นทุนต่อผลตอบแทนจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งการวิเคราะห์หาความคุ้มทุนจากผลตอบแทนเพื่อช่วยในการตัดสินใจที่จะลงทุนติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม โดยจะพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) และระยะเวลา คืนทุน (Payback Period: PB) ซึ่งได้กำหนดข้อสมมติฐานในการศึกษาความคุ้มทุน ดังตารางที่ 1 มาใช้ในการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้

- มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เป็นการคำนวณหาความแตกต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน (PVB) และมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายของโครงการ (PVC) จากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารต้นแบบ เพื่อให้เห็นว่าโครงการนั้นให้ผลตอบแทนคุ้มค่าต่อการลงทุนหรือไม่ ถ้า NPV มีค่ามากกว่า 0 แสดงว่าเป็นการลงทุนที่คุ้มค่า แต่ถ้า NPV มีค่าน้อยกว่า 0 หรือมีค่าติดลบแสดงว่าเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า จากสมการที่ (3) [7]

$$NPV = PVB - PVC = \sum_{n=0}^{N} \frac{B_n - C_n}{(1+i)^n} - TIC \quad (3)$$

โดยที่ NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)

B_n คือ ผลตอบแทนในปีที่ n เป็นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ x ราคาต่อหน่วยไฟฟ้า (บาท)

C_n คือ ค่าใช้จ่ายในปีที่ n เป็นค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ หรือค่าบำรุงรักษา (บาท)

i คือ อัตราดอกเบี้ยคิดลด (%)

n คือ ระยะเวลาของโครงการ ปีที่ 0, 1, 2, ..., n (ปี)

N คือ อายุของโครงการ (ปี)

TIC คือ เงินลงทุนทั้งหมดตอนเริ่มต้นโคงการ (Total Investment Cost) ณ เวลาปัจจุบัน (บาท)

- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) หมายถึง ระยะเวลาที่กระแสเงินสดที่ได้รับเท่ากับเงินที่ลงทุนไปเป็นเครื่องมือที่ใช้บอกสภาพความเสี่ยงของโครงการได้ โครงการที่มีระยะคืนทุนที่สั้นจะมีสภาพคล่องสูงและมีค่าความเสียงต่ำ โดยสามารถคำนวณหาค่า PB จากสมการที่ (4) [13]

$$PB = Y_n + \frac{CF_c}{CF_y} \quad (4)$$

โดยที่ PB คือ ระยะเวลาคืนทุน (ปี)

Y_n คือ จำนวนปีก่อนคืนทุน (ปี)

CF_c คือ กระแสเงินสดที่เหลือ (บาท)

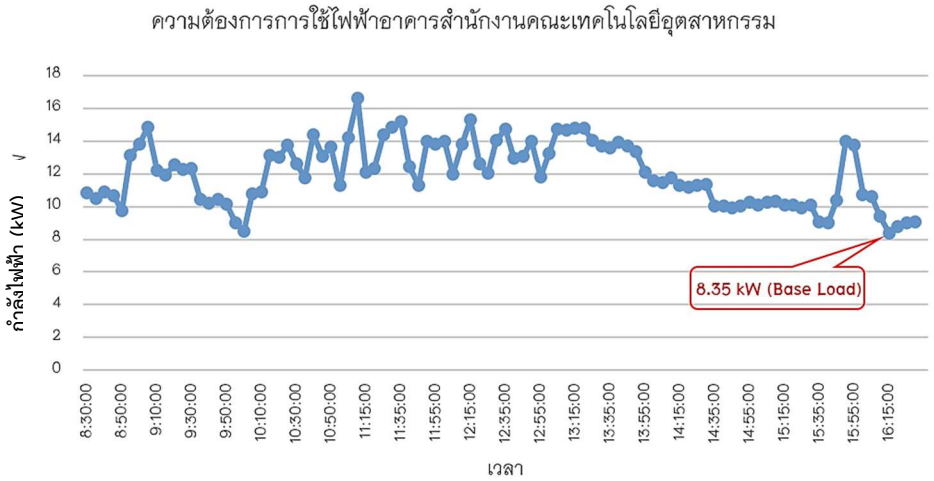
CF_y คือ กระแสเงินสดทั้งปี จากค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost Saving) ของปีที่มีการคืนทุน (บาท/ปี)

5. ผลการวิจัย

5.1 ผลการออกแบบและจำลองการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตยบนหลังคา

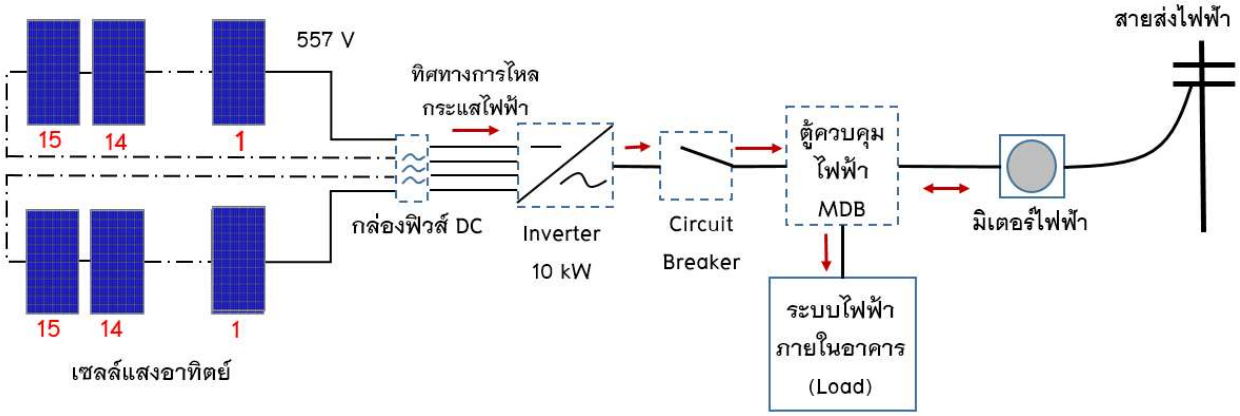
ผลจากการเก็บข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของอาคารในช่วงวันเวลาทำการปกติ 8.30-16.30 น. ดังรูปที่ 2 พบว่าอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มีความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) อยู่ที่ 16.61 kW และมีค่าความต้องการการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานอยู่ที่ 8.35 kW ดังรูปที่ 3

รูปที่ 2 ติดตั้งอุปกรณ์เก็บข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของอาคาร

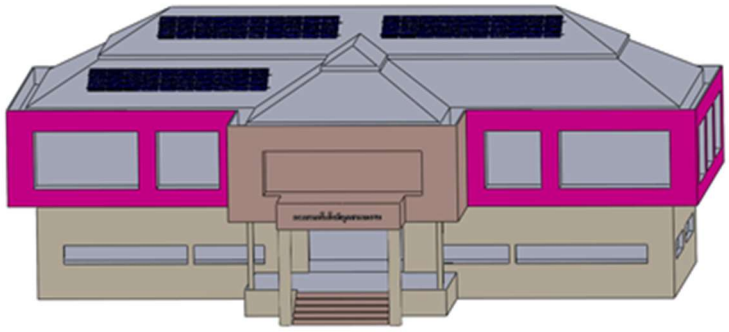


รูปที่ 3 ความต้องการการใช้ไฟฟ้าอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม

ผลการวิเคราะห์ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม โดยพิจารณาค่าความต้องการการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานที่ 8.35 kW มาใช้ในการออกแบบหากำลังติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ที่เหมาะสมกับค่าความต้องการการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม จากสมการที่ (1) ผลการคำนวณพบว่าต้องทำการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดกำลังติดตั้งรวม 11.11 kWp แต่เนื่องจากอินเวอร์เตอร์ขนาด 11.11 kW ไม่มีในรายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านหลักเกณฑ์การขึ้นทะเบียนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปี 2563 [14] ดังนั้น จึงได้ทำการเลือกใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 10 kW แบบ 3 เฟส (3 – phase) และใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 320 W 37.12 โวลต์ จำนวน 30 แผง ในการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ ขนาด 10 kW และทำการเชื่อมต่อแบบ 2 สตริง ๆ ละ 15 แผง มีแรงดัน 557 โวลต์ต่อสตริง ดังรูปที่ 4 ทำให้มีกำลังติดตั้งรวมเป็น 9.60 kW_P จากการออกแบบและจำลองการติดตั้ง เซลล์แสงอาทิตย์ตามขนาดและลักษณะพื้นที่หลังคาอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม สามารถทำการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ได้ จำนวน 3 แถว ๆ ละ 10 แผง ดังรูปที่ 5



รูปที่ 4 ไดอะแกรมระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อสายส่ง (On Grid System)



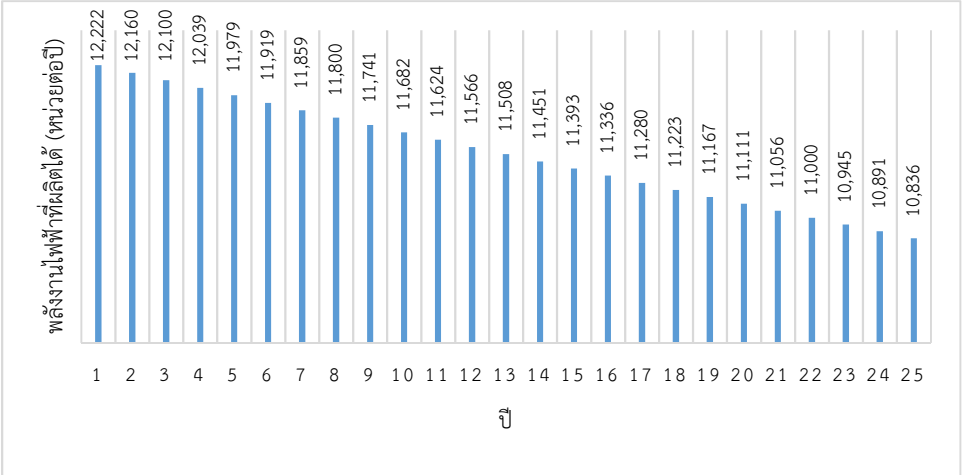
รูปที่ 5 ตำแหน่งการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาหันไปทางทิศใต้

5.2 ผลการวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์ จากสมการที่ (2) พบว่าจากการจำลอง การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังติดตั้งรวม 9.60 kW_p งานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยเฉลี่ยหน่วยต่อปี โดยใช้ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเท่ากับ 75.17 เปอร์เซ็นต์ [6] ที่ได้จากการวิเคราะห์ของโครงการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนในหน่วยงานภาครัฐ – มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงราย กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ปีงบประมาณ 2560 มาใช้ในการวิเคราะห์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากการจำลองการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา และใช้เซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 320 W และเซลล์แสงอาทิตย์มีการลดทอนประสิทธิภาพลง 0.5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (เริ่มจากปีที่ 2) ทำให้ในปีแรก ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 12,222 หน่วยต่อปี และในปีถัดไปค่าประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะลดลง ทำให้ในปีที่ 2 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 12,160 หน่วยต่อปี และในปีที่ 25 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 10,836 หน่วยต่อปี ดังรูปที่ 6 ตลอดระยะเวลา 25 ปี ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 287,890 หน่วย

5.3 ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์

โดยการนำค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี จากรูปที่ 6 มาคำนวณหาผลตอบแทนค่าไฟฟ้าแบบ TOU ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในราคาบาทต่อหน่วยไฟฟ้าจากสัดส่วนของจำนวนวัน On-Peak และ Off-Peak [14] ซึ่งในปีแรกระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 12,222 หน่วยต่อปี โดยใช้ปี พ.ศ. 2561 เป็นปีฐาน ซึ่งมีวันทำการปกติ จันทร์-ศุกร์ 239 วัน ช่วงเวลา On-Peak คิดเป็น 65.5 เปอร์เซ็นต์ สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 8,005.41 หน่วยต่อปี ลดค่าไฟฟ้าลงได้ 33,493 บาท และวันหยุดเสาร์-อาทิตย์ หรือวันหยุดนักขัตฤกษ์ 126 วัน ช่วงเวลา Off-Peak คิดเป็น 34.5 เปอร์เซ็นต์ สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 4,216.59 หน่วยต่อปี ลดค่าไฟฟ้าลงได้ 10,978 บาท ทำให้ตลอดทั้งปีสามารถลดค่าไฟฟ้าลงได้เป็นเงิน 44,471 บาท จากการลดการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง และตลอดระยะเวลา 25 ปี ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 287,890 หน่วย เมื่อคิดจากสัดส่วน On-Peak คิดเป็น 65.5 เปอร์เซ็นต์ และ Off-Peak คิดเป็น 34.5 เปอร์เซ็นต์ ทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าลงได้ 1,047,460.79 บาท



รูปที่ 6 ผลการวิเคราะห์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีและจากการลดทอนของประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ 0.5 % ตลอดระยะเวลา 25 ปี

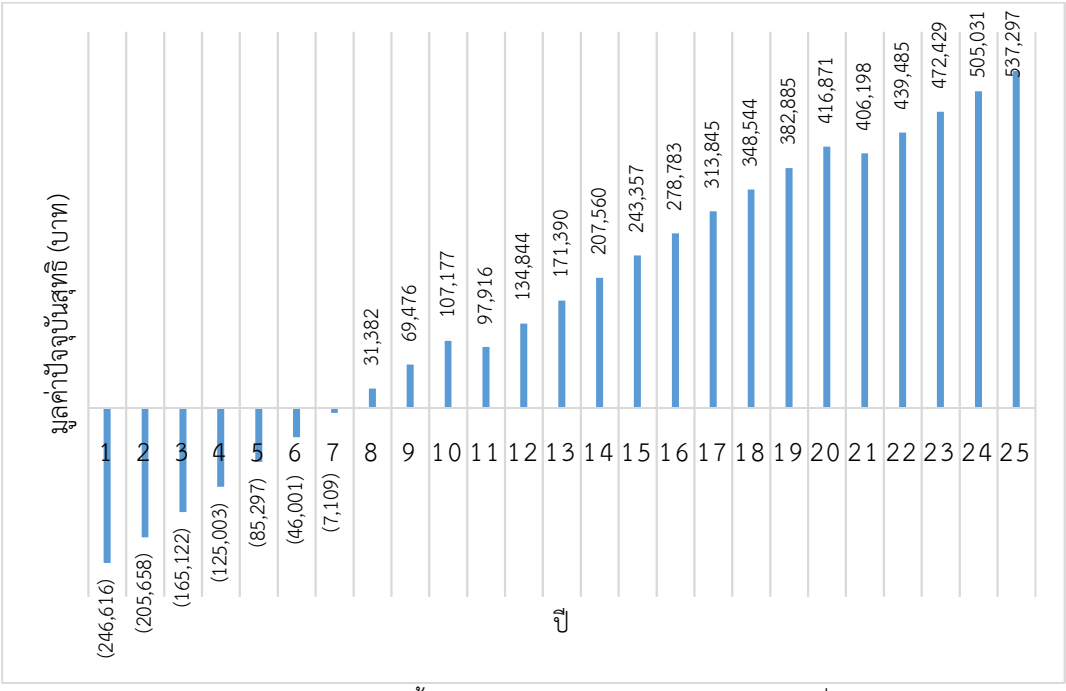
รูปที่ 6 ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้า จากกำลังติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าในปีแรกระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 12,222 หน่วยต่อปี แต่เมื่อเวลาผ่านไปทำให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะลดลงตามการลดทอนของประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ 0.5 % ต่อปี จนถึงปีที่ 25 ทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 10,836 หน่วยต่อปี

5.4 ผลการประเมินความคุ้มทุน

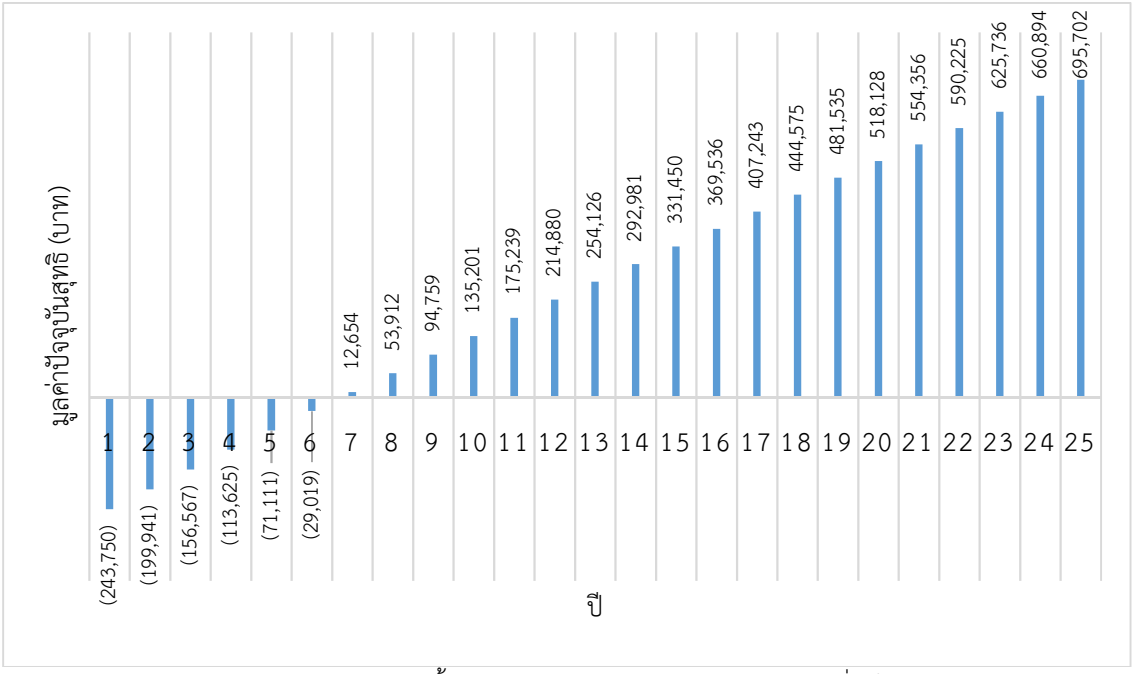
จากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม ขนาด 9.60 kW_P โดยคิดค่าติดตั้งทั้งระบบเท่ากับ 30 บาทต่อวัตต์ (จากตารางที่ 1) ทำให้มีต้นทุนเริ่มต้นอยู่ที่ 288,000 บาท ส่วนรายรับคิดจากค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เนื่องจากต้นทุนในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สูงมาก และเป็นการลงทุนที่ไม่ได้หวังผลกำไรจากโครงการ จึงกำหนดให้มหาวิทยาลัยเป็นผู้ลงทุนในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด และใช้อัตราดอกเบี้ยในการคำนวณ เป็นอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประเภทลูกค้ารายใหญ่ชั้นดีเฉลี่ย 0.5% (MLR) ข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทย ณ ประจำวันที่ 4 มิถุนายน 2564 ในการประเมินความคุ้มทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ จากสมการที่ (3)-(4) ได้แบ่งการประเมินออกเป็น 2 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1 มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา 0.5 เปอร์เซ็นต์ต่อปีต่อกำลังติดตั้ง และค่าเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ 5.125 บาท ต่อวัตต์รวมค่าติดตั้ง โดยทำการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ตามระยะเวลารับประกันทุก ๆ 10 ปี พบว่าเมื่อสิ้นสุดโครงการ 25 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) มีค่าเท่ากับ 537,297 บาท และมีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) 7.18 ปี ดังรูปที่ 7

กรณีที่ 2 ไม่มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและการเปลี่ยนอุปกรณ์ Inverter พบว่าเมื่อสิ้นสุดโครงการ 25 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) มีค่าเท่ากับ 695,702 บาท และมีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) 6.70 ปี ดังรูปที่ 8



รูปที่ 7 ผลการประเมินจุดความคุ้มทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร กรณีที่ 1 มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและเปลี่ยนอุปกรณ์ Inverter



รูปที่ 8 ผลการประเมินจุดความคุ้มทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร กรณีที่ 2 ไม่มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและเปลี่ยนอุปกรณ์ Inverter

6. สรุปผลการวิจัย

จากการศึกษาการออกแบบและจำลองการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ตามความต้องการการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานขนาด 8.35 kW ของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม พบว่ากำลังติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมที่ 9.60 kW_p ทำให้สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงสุด 7.22 kW และในปีแรกระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 12,222 หน่วยต่อปี ทำให้ช่วยลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้า ของอาคารสำนักงานคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรมลงได้ 44,471 บาท และจากการลดทอนประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 0.5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ทำให้ในปีที่ 25 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 10,836 หน่วยต่อปี ลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าลงได้ 39,430 บาท และตลอดระยะเวลาอายุของโครงการที่ 25 ปี ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 287,890 หน่วย ทำให้ลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าลงได้ 1,047,556 บาท

จากการศึกษาความคุ้มทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ได้ทำการแบ่งการประเมินออกเป็น 2 กรณี ในกรณีแรก มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและการเปลี่ยนอุปกรณ์ Inverter มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 537,297 บาท และมีระยะเวลาคืนทุน (PB) 7.18 ปี ส่วนกรณีที่สอง ไม่มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและการเปลี่ยนอุปกรณ์ Inverter มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 695,702 บาท และมีระยะเวลาคืนทุน (PB) 6.70 ปี เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษามีค่าน้อยมากเมื่อเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิต่อปี พบว่าทั้งสองกรณีมีระยะเวลาคืนทุนแตกต่างกันไม่มาก ดังรูปที่ 7 และรูปที่ 8 เมื่อพิจารณาความคุ้มทุนของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ พบว่าการ ในกรณีที่ 2 มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่ากรณีแรก ประมาณ 158,405 บาท

7. เอกสารอ้างอิง

[1] Department of Alternative Energy Development and Efficiency. Energy Consumption Statistics. [Online]. (2021). [Cited March 9, 2021] Available: https://www.dede.go.th

[2] Chiang Rai Rajabhat University. Energy Conservation. [Cited March 9, 2021] Available: ttps://buildings.crru.ac.th

[3] Chiang Rai Rajabhat University. Database System for Buildings Chiangrai Rajabhat University Buildings. [Cited October 10, 2020] Available: http://map.crru.ac.th

[4] C. Pholnak J. Waewsak S. Cheewamongkolkarn and P. Nutongkaew, “Efficiency Evaluation of 3 kW Photovoltaic Rooftop and Grid Connected System by Using PVsyst Programmed ModelingSimulation,” Thaksin University Journal, Special Edition, Vol.20 (27) 2017 (in Thai).

[5] T. Tantisattayakul P. Rassameethammachote and M. Auisakul “Energy, Environmental and Economic Assessment of Solar Rooftop Systems on Buildings of Thammasat University, Rangsit Centre.” Thai Science and Technology Journal, Vol. 25, No. 6, Nov. – Dec. 2017 (in Thai).

[6] Chiang Rai Rajabhat University. Final Report of Alternative Energy Encouragement in Government Sector-Chiangrai Rajabhat University. [Cited March 2021] (in Thai).

[7] P. Piriyasatta “Using Photovoltaic System on The Faculty of Architecture’s Building Rooftop in Khon Kaen University for Energy Conservation.” Academic Journal: Faculty of Architecture, Khon Kaen University, Vol. 15, pp. 183 – 200. Jan. – Jun. 2559 (in Thai).

[8] K. Chaivanich S. Sedpho N. Yaiwong, “Analysis and Development of Energy Efficiency of Smart Grid System” Thaksin University Journal, Vol. 22 No. 2, pp. 59-66. July- Dec. 2019 (in Thai).

[9] T. Tantisattayakul P. Rassameethammachote, and M. Auisakul, “Environmental and Economic Assessment of Solar Rooftop Systems on Buildings of Thammasat University Rangsit Centre.” Thai Science and Technology Journal, Vol. 25, No. 6, pp. 1084 – 1099. Nov. – Dec. 2017 (in Thai).

[10] Provincial Electricity Authority. Electricity tariff. [Online]. (2018). [Cited March 15, 2020] . Available: https://www.pea.co.th/electricity-tariffs

[11] Bank of Thailand. Commercial Bank Loans Interest Rates. [Online]. (2021). [Cited June 4, 2021] . Available: https://www.bot.or.th

[12] A. Padsri K. Konkeaw and A. Intaniwet, “Efficiency and Performance Analysis of a 300 kW Grid-tied Solar Power Generation System,” The 3rd Academic Conference, Kasetsart University Sriracha Campus. 30 August 2018 (in Thai).

[13] N. suwanasang and S. Tongsopit, “An Assessment of the Technical and Economic Potential of Rooftop Solar Systems on Chulalongkorn University’s Buildings” Journal of Energy Research, Vol. 12 No. 2, pp. 59-74. July – Dec. (2015) (in Thai).

[14] Provincial Electricity Authority. PEA Inverter list. [Online]. (2020). [Cited October 15, 2020] Available: https://www.pea.co.th