Thai Science and Technology Journal Vol. 34 No. 3 May-June 2026 ISSN 3027-6365 (Online)

Thai Science and Technology Journal
วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี
Journal Homepage : http://li01.tci-thaijo.org/index.php/tstj

การวิเคราะห์เปรียบเทียบจุดคุ้มทุนของการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา กรณีศึกษา: หอพักซี วิทยาลัยเชียงราย

A Comparative Analysis of the Break-Even Point for Rooftop Solar Panel Installation: A Case Study of C-Dormitory, Chiangrai College

ศตวรรษ เมืองชื่น[1*], ดำรงศักดิ์ วงศ์ตา[1], วีรพันธุ์ ศิริฤทธิ์[1], บรรยงค์ จงไทยรุ่งเรือง[2]

[1]*สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ วิทยาลัยเชียงราย เชียงราย 57000*

[2]*บัณฑิตวิทยาลัย วิทยาลัยเชียงราย เชียงราย 57000*

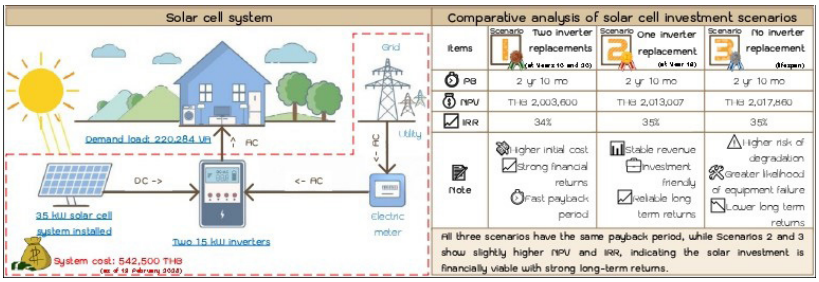
Satawat Muangchuen[1*], Dumrongsak Wongta[1], Weeraphan Siririrth[1], Bunyong Chongthairungruang[2]

[1]*Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Chiang Rai College, Chiang Rai 57000*

[2]*Graduate School, Chiang Rai College, Chiang Rai 57000*

Received 25 March 2025; Received in revised 17 November 2025; Accepted 4 December 2026

GRAPHICAL ABSTRACT



ABSTRACT

This study investigates the feasibility and economic viability of installing solar photovoltaic (PV) systems to enhance energy efficiency and sustainability. The analysis focuses on electricity generation potential and investment evaluation using a case study of the C-Dormitory at Chiang Rai College, which offers optimal rooftop conditions for solar exposure and efficient energy production. Building electricity consumption data were used to design a system capacity aligned with actual demand, followed by a financial assessment using key indicators: payback period (PB), net present value (NPV), and internal rate of return (IRR). The results show promising financial returns across three scenarios. Scenario 1 yields an IRR of 34% and an NPV of 2,003,600 THB; Scenario 2 yields an IRR of 35% and an NPV of 2,013,007 THB; and Scenario 3 yields an IRR of 35% and an NPV of 2,017,860 THB. All scenarios share a similar payback period of 2 years and 10 months. Cash flow and cumulative income analyses reveal that Scenario 2 offers the highest stability, while Scenario 3 provides slightly higher total returns. Although Scenario 1 has the lowest IRR, it still ensures rapid payback and consistent income. This comparison highlights the importance of both cash flow consistency and revenue potential in investment decision-making.

คำสำคัญ

เซลล์แสงอาทิตย์; ออกแบบระบบโซล่าเซลล์; วิเคราะห์ต้นทุน; ระยะเวลาคืนทุน

Keywords

Photovoltaic; Solar cell system design; Cost analysis; Payback period

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มุ่งศึกษาความเป็นไปได้และความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความยั่งยืนด้านพลังงาน งานวิจัยเน้นการวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและประเมินด้านการลงทุน โดยใช้กรณีศึกษาหอพักซี วิทยาลัยเชียงราย ซึ่งมีพื้นที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เหมาะสมต่อการรับแสงอาทิตย์ ทำให้สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของอาคารถูกนำมาวิเคราะห์เพื่อออกแบบกำลังการผลิตที่เหมาะสมกับความต้องการจริง จากนั้นประเมินผลทางเศรษฐศาสตร์ด้วยตัวชี้วัดระยะเวลาคืนทุน (PB) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เพื่อให้เห็นความคุ้มค่าของการลงทุน ผลการศึกษาพบว่า ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ให้ผลตอบแทนทางการเงินที่น่าสนใจ กรณีที่ 1 มีค่า IRR 34% และ NPV 2,003,600 บาท กรณีที่ 2 มีค่า IRR 35% และ NPV 2,013,007 บาท ขณะที่กรณีที่ 3 มีค่า IRR 35% และ NPV 2,017,860 บาท ทั้ง 3 กรณีมีระยะเวลาคืนทุนใกล้เคียงกันที่ 2 ปี 10 เดือน การวิเคราะห์กระแสเงินสดและรายได้สะสมชี้ให้เห็นว่า กรณีที่ 2 มีความเสถียรสูงสุด กรณีที่ 3 ให้ผลตอบแทนรวมสูงสุดเล็กน้อย ส่วนกรณีที่ 1 แม้ IRR ต่ำสุด แต่ยังคืนทุนเร็วและสร้างรายได้ต่อเนื่อง การเปรียบเทียบนี้สะท้อนถึงความสำคัญของทั้งความสม่ำเสมอและศักยภาพรายได้ในการตัดสินใจลงทุน

***ผู้รับผิดชอบบทความ:** satawat.muangchuen@gmail.com DOI:

1. บทนำ

ปัจจุบันความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะในภาคประชาชน อุตสาหกรรม และภาครัฐ ซึ่งต่างใช้ไฟฟ้าเพื่อการดำเนินงานหลัก เช่น การให้แสงสว่าง การผลิต และการจัดการสาธารณูปโภค พลังงานไฟฟ้าจึงมีบทบาทสำคัญต่อการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ วิทยาลัยเชียงรายเป็นสถานศึกษาที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงจากอาคารเรียน สำนักงาน หอพัก และพื้นที่ส่วนกลาง โดยเฉพาะในช่วงกลางวัน ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานเพิ่มขึ้นทุกปี เพื่อแก้ไขปัญหานี้ วิทยาลัยมีแนวคิดติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร ซึ่งสอดคล้องกับช่วงเวลาการใช้งานหลัก และช่วยใช้พื้นที่ว่างให้เกิดประโยชน์ ปัจจุบันต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ลดลงอย่างมาก อีกทั้งเทคโนโลยีมีความเสถียรและประสิทธิภาพสูง การติดตั้งระบบดังกล่าวจึงเป็นแนวทางที่เหมาะสมในการลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน และส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดอย่างยั่งยืนในสถานศึกษา

จากการทบทวนวรรณกรรมพบว่ามีงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง อาทิ งานวิจัย Chansela and Ingkarojrit ศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารสนามกีฬาในร่มของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เปรียบเทียบกับการใช้พลังงานไฟฟ้าจริง ผลการศึกษาพบว่าอาคารที่ไม่มีเครื่องปรับอากาศและใช้งานทั้งกลางวันและกลางคืนเหมาะสมที่สุดสำหรับการลงทุน โดยสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 336,579 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ต่อปี รองรับการใช้พลังงานช่วงกลางวัน 62% ของการใช้ไฟฟ้าต่อวัน ให้ผลตอบแทน IRR 13% และคืนทุนใน 7 ปี [1]

Wongrat et al. ได้ศึกษาการคำนวณจุดคุ้มทุนของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในอาคารพักอาศัยรวมย่านถนนงามวงศ์วาน จังหวัดนนทบุรี โดยอ้างอิงข้อมูลค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง พบว่าอาคารดังกล่าวมี 61 ห้องพัก แต่ละห้องใช้มิเตอร์ไฟฟ้าขนาด 15(45) แอมแปร์ และมีอุปกรณ์ไฟฟ้าหลัก 6 ชนิด ได้แก่ โทรทัศน์ ตู้เย็น เครื่องปรับอากาศ หลอดไฟ 36 วัตต์ หลอดไฟ 12 วัตต์ และเครื่องทำน้ำอุ่น ผลการศึกษาพบว่า การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 250 วัตต์ จำนวน 156 แผง มีต้นทุนรวม 1,755,500 บาท และสามารถคืนทุนได้ภายใน 4.80 ปี (4 ปี 9 เดือน 18 วัน) [2]

งานวิจัยของ Tantisattayakul, Rassamee thammachote and Auisakul ได้ประเมินประโยชน์ด้านพลังงาน สิ่งแวดล้อม และเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต โดยเลือกอาคารเรียนที่ไม่มีเงาบดบังและใช้โปรแกรม RETScreen ในการคำนวณ พบว่าอาคารที่หันไปทางทิศใต้มีศักยภาพสูงสุดในการติดตั้งระบบ [3]

งานวิจัยของ Muangchuen and Wongsata ได้ศึกษาขนาดกำลังติดตั้งที่เหมาะสมของระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารเฉลิมพระเกียรติ วิทยาลัยเชียงราย และวิเคราะห์ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออนกริด เพื่อช่วยลดการพึ่งพาไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ผลการศึกษาพบว่าการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 330 วัตต์ จำนวน 360 แผง ซึ่งมีกำลังการผลิตรวม 118.8 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ต้องใช้เงินลงทุน 2,800,000 บาท โดยมีอัตราการขายไฟฟ้าอยู่ที่ 2.20 บาทต่อหน่วย และสามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ยปีละ 172,754 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ส่งผลให้มีรายได้สุทธิต่อปีประมาณ 378,159 บาท และระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 7.6 ปี [4]

จากปัญหาดังกล่าวแสดงให้เห็นถึงความสำคัญของการลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นภายในอาคาร ซึ่งถือเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลโดยตรงต่อความสามารถในการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน ผู้ลงทุนจึงจำเป็นต้องมีความรู้และความเข้าใจเกี่ยวกับการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ โดยเฉพาะประเด็นที่เกี่ยวข้องกับ

Science34-N3.indd 82 30/6/2569 BE 12:48

จุดคุ้มทุน ระยะเวลาการคืนทุน และต้นทุนรวมของการลงทุน เพื่อให้สามารถบริหารผลกำไรได้อย่างมีประสิทธิภาพ อีกทั้งยังสามารถระบุแหล่งที่มาของการขาดทุนได้อย่างถูกต้อง การวิจัยครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อ (1) วิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ตลอดระยะเวลา 25 ปี (2) เปรียบเทียบผลตอบแทนทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ใน 3 กรณี ได้แก่ กรณีที่ 1 มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์สองครั้ง (ปีที่ 10 และปีที่ 20) กรณีที่ 2 มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์หนึ่งครั้ง (ปีที่ 13) และกรณีที่ 3 ไม่มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ตลอดอายุการใช้งาน และ (3) ศึกษาแนวทางการบริหารจัดการอินเวอร์เตอร์ที่ให้ผลตอบแทนทางการเงินสูงสุด โดยใช้ดัชนีทางการเงิน ได้แก่ ระยะเวลาคืนทุน (Payback period: PB) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)

2. วิธีดำเนินการวิจัย

2.1 แนวคิดการออกแบบ

1. การออกแบบระบบและการรวบรวมข้อมูลพื้นฐาน กำหนดขนาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมกับโหลดไฟฟ้า ประเมินประสิทธิภาพของระบบและคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี รวบรวมข้อมูลต้นทุนการลงทุนรวมของระบบ

2. การกำหนดสถานการณ์จำลองและเงื่อนไขการวิเคราะห์ กำหนดอายุโครงการที่ 25 ปี [5, 6] (ตามอายุการใช้งานของระบบ) กำหนดราคาขายอินเวอร์เตอร์มือสองที่ 30,000 บาทต่อเครื่อง สร้างสถานการณ์จำลอง 3 กรณี

กรณีที่ 1 เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ 2 ครั้ง (ปีที่ 10 และ 20) เพื่อให้ระบบมีประสิทธิภาพ เพราะการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ตามรอบอายุการใช้งานคือ 10 ปี (อายุการรับประกัน) [7] ช่วยให้ระบบทำงานเต็มประสิทธิภาพตลอด 25 ปี ลดความเสี่ยงจากการหยุดผลิตไฟฟ้าซึ่งอินเวอร์เตอร์ใหม่มีโอกาสขัดข้องน้อยลง ลดการสูญเสียรายได้จากการผลิตไฟฟ้า แม้ต้นทุนสูงกว่า แต่ผลตอบแทนรวมอาจมากกว่าเมื่อคำนึงถึงความเสถียรและประสิทธิภาพต่อเนื่อง

กรณีที่ 2 เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ 1 ครั้ง (ปีที่ 13) เพื่อสมดุลระหว่างต้นทุนและประสิทธิภาพ ซึ่งจะลดค่าใช้จ่ายลงจากกรณีที่ 1 แต่ยังคงได้อินเวอร์เตอร์ใหม่ในช่วงกลางอายุระบบ ลดความเสี่ยงบางส่วนแม้จะใช้ตัวเดิมนานขึ้น แต่การเปลี่ยนในปีที่ 13 ยังทันก่อนประสิทธิภาพลดลงมาก เหมาะกับงบประมาณจำกัดเป็นทางเลือกที่คุ้มค่าเมื่อมีข้อจำกัดด้านเงินลงทุนเริ่มต้น

กรณีที่ 3 ไม่เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์เลยตลอดอายุการใช้งาน 25 ปี กรณีนี้ต้นทุนต่ำที่สุดเนื่องจากไม่มีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในการเปลี่ยนอุปกรณ์ เหมาะกับการลงทุนแบบประหยัดหากอินเวอร์เตอร์มีคุณภาพสูงและได้รับการดูแลอย่างดี อาจใช้งานได้ยาวนาน แต่มีความเสี่ยงด้านประสิทธิภาพอาจเกิดการเสื่อมสภาพหรือขัดข้องในช่วงปลายอายุการใช้งาน ซึ่งส่งผลต่อรายได้จากการผลิตไฟฟ้า

3. การวิเคราะห์ทางการเงิน คำนวณกระแสเงินสด (Cash flow) ตลอดระยะเวลา 25 ปี สำหรับแต่ละกรณี คำนวณระยะเวลาคืนทุน (Payback period: PB) คำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) โดยใช้อัตราคิดลดที่เหมาะสม คำนวณอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)

4. การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ทางการเงินของทั้ง 3 กรณี วิเคราะห์ความแตกต่างของค่าดัชนี PB, NPV และ IRR ระบุกรณีที่ให้ผลตอบแทนทางการเงินสูงสุดภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด

5. สรุปผลการวิเคราะห์เพื่อระบุทางเลือกที่เหมาะสมที่สุดในการบริหารจัดการอินเวอร์เตอร์ เสนอแนวทางการจัดการอุปกรณ์และงบประมาณเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการลงทุนในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ระยะยาว

Science34-N3.indd 83 30/6/2569 BE 12:48

2.2 ขั้นตอนการดำเนินงาน

การดำเนินงานเริ่มจากการศึกษาข้อมูลพื้นฐานของอาคารกรณีศึกษา เพื่อวิเคราะห์รูปแบบการใช้ไฟฟ้าและศักยภาพของพื้นที่ติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ จากนั้นประเมินขนาดกำลังติดตั้งที่เหมาะสมโดยอ้างอิงข้อมูลโหลดไฟฟ้า พื้นที่หลังคา และข้อมูลแสงอาทิตย์เฉลี่ยในพื้นที่ พร้อมออกแบบระบบให้สอดคล้องกับระบบไฟฟ้าภายในอาคาร ขั้นต่อมาคือการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของการลงทุน โดยใช้ตัวชี้วัด PB, NPV และ IRR เพื่อเปรียบเทียบผลตอบแทนระหว่างกรณีที่มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ต่างกัน สุดท้ายสรุปผลเพื่อระบุแนวทางบริหารจัดการระบบที่ให้ผลตอบแทนสูงสุดทั้งด้านพลังงานและเศรษฐศาสตร์

2.3 พื้นฐานของอาคารที่ศึกษา

การออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาหอพักซี วิทยาลัยเชียงราย เป็นอาคารสูง 3 ชั้น พื้นที่หลังคา 915 ตารางเมตร อาคารหันหน้าไปทางทิศตะวันตก สามารถรับแสงแดดได้ตั้งแต่เวลา 07.00-18.00 น. ส่องมายังหลังคาทางซีกใต้ พลังงานแสงอาทิตย์จะมีความเข้มสูงสุดในช่วงเที่ยงวัน ขณะที่ความต้องการใช้ไฟสูงสุดจะเกิดขึ้นในช่วงเช้า และบ่าย ซึ่งเป็น 2-5 ชั่วโมงที่ยังมีแสงแดด บริเวณโดยรอบไม่มีต้นไม้ใหญ่ หรือเงาต่างๆ มาบดบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มีลักษณะอาคารแสดงดัง Figure 1

2.4 การออกแบบพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

การศึกษานี้ได้รวบรวมข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการประเมินกำลังการติดตั้งที่เหมาะสมสำหรับระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ของอาคารกรณีศึกษา ประกอบด้วย

2.4.1 พื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้

ทิศทางและมุมเอียงของหลังคามีผลโดยตรงต่อปริมาณรังสีอาทิตย์ที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถรับได้ ในการศึกษานี้ หลังคามีพื้นที่ 915 ตารางเมตร หลังคาทางซีกใต้ของอาคารซึ่งหันไปทางทิศตะวันใต้เป็นพื้นที่ที่ได้รับแสงแดดตลอดทั้งวัน จึงเป็นตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ดัง Figure 2

Figure 1 C-Dormitory, Chiangrai College.

Science34-N3.indd 84 30/6/2569 BE 12:48

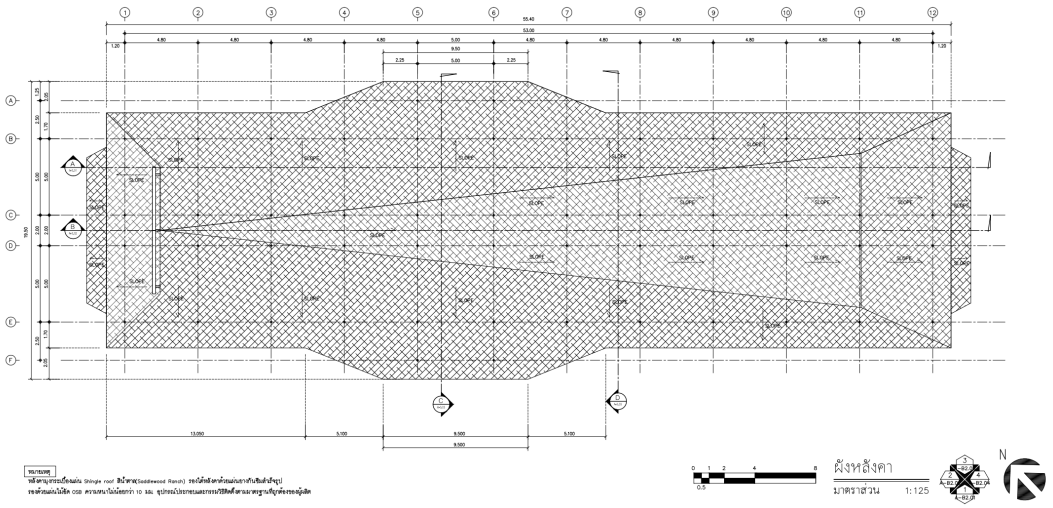


Figure 2 Roof plan of C-Dormitory, Chiangrai College.

2.4.2 ค่าเฉลี่ยชั่วโมงแสงอาทิตย์สูงสุด

ชั่วโมงแสงอาทิตย์สูงสุด เป็นตัวบ่งชี้ถึงปริมาณรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่หนึ่งในช่วงเวลาหนึ่งวัน โดยคิดเทียบเท่ากับจำนวนชั่วโมงที่รับรังสีอาทิตย์ที่ความเข้ม 1,000W/m² ค่า PSH นี้มีความสำคัญในการคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตได้ จากการศึกษาพบว่าพื้นที่จังหวัดเชียงรายมีค่าความเข้มแสงโดยเฉลี่ยที่ 4.5 ชั่วโมง-วัน [8]

2.4.3 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของระบบติดตั้ง

โหลดของแผงจ่ายไฟหลักสำหรับหอพักซีวิทยาลัยเชียงราย แสดงรายละเอียดกำลังไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกัน และมาตรฐานการติดตั้งตาม IEC โดยใช้ระบบ

PROJECT : **อาคารพักอาศัย 3 ชั้น**

LOAD SCHEDULE FOR MAIN DISTRIBUTION BOARD

MDB Name : MDB — /With Breaker — Main Lug Only

Location : ห้องไฟฟ้า — /Wall Mounted — Flush Mounted

CKT. NO.	DESCRIPTION	Connected load in VA			Circuit Breaker			Conductor			Raceway
		Phase A	Phase B	Phase C	Pole	AT	IC(kA)	L-N	G	Type	
1	LC1	3,735	3,035	2,610	3	30	25	4-10	4	IEC-01	3/4" IMC
3	LC3	48,237	48,237	41,346	3	200	25	4-120	16	IEC-01	w/w 100X250
5	SPARE	7,500	7,500	7,500	3	50	25				
7	SPARE	7,500	7,500	7,500	3	50	25				
2	LC2	48,237	48,237	41,346	3	200	25	4-120	16	IEC-01	w/w 100X250
4	PUMP	5,000	5,000	5,000	3	50	25	4-16	10	IEC-01	1 1/4" IMC
6	SPARE	7,500	7,500	7,500	3	50	25				
8	SPARE	3,000	3,000	3,000	3	30	25				
Connected to :	Total	126,974	126,974	113,192	Main CB :			Feeder :			
PEA(400A)		Connected Load		367,140	3 P	400	AT	2(4x150 NYYSq.mm)/1+G25Sq.mm			
REMARK :		Demand Factor		60%	IC	25	KA	Race Way : 2(90) HDPE			
		Demand Load		220,284	at 405 Vac						

Figure 3 Load schedule for MDB.

Science34-N3.indd 85 30/6/2569 BE 12:48

ไฟฟ้า 3 เฟส 4 สาย มีกำลังไฟฟ้ารวม (Demand load) 220,284 VA ซึ่งเหมาะสมกับอาคารพักอาศัยขนาดกลาง ใช้เมนเซอร์กิตเบรกเกอร์ขนาด 400 AT ดังแสดงใน Figure 3 ในการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ได้พิจารณากำลังไฟฟ้ารวมของอาคารที่ 220,284 VA โดยมีค่า Power factor 0.90 และสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าช่วงกลางวันประมาณ 60% หรือ 118.96 kW ซึ่งเป็นค่าพื้นฐานในการคำนวณขนาดระบบที่เหมาะสม ได้ดังสมการที่ 1

$$P_{day} = 220,284 \times 0.90 \times 60\% = 118.96kW \quad (1)$$

2.4.4 การออกแบบขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

เพื่อออกแบบขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ให้สามารถรองรับการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันได้อย่างมีประสิทธิภาพ จึงใช้หลักการคำนวณโดยนำค่าการใช้ไฟฟ้ากลางวันหารด้วยจำนวนชั่วโมงที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ต่อวัน และหารด้วยประสิทธิภาพของระบบ ดังสมการที่ 2

$$P_{installed} = \frac{P_{day}}{hr \times \eta_{Sys}} \quad (2)$$

โดยที่ $P_{installed}$ คือ กำลังการผลิตติดตั้งของระบบเซลล์แสงอาทิตย์, P_{day} คือ ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวัน, hr คือ จำนวนชั่วโมงที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ต่อวัน, η_{Sys} คือ ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

จากการศึกษาพบว่าพื้นที่จังหวัดเชียงรายมีค่าความเข้มแสงโดยเฉลี่ยที่ 4.5 ชั่วโมง-วัน และประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.75 จะได้กำลังการผลิตติดตั้งที่เหมาะสมเท่ากับ ดังสมการที่ 3

$$P_{installed} = \frac{118.96}{4.5 \times 0.75} = 35.25\ kW \quad (3)$$

ผลการคำนวณนี้ใช้เป็นแนวทางในการกำหนดขนาดอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมกับรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของอาคารจึงเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากโซล่าเซลล์ขนาด 35kWh. เป็นพื้นฐานสำหรับการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน การจัดการโหลดในช่วงเวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์ [9]

2.5 ประเภทการเชื่อมต่อระบบ

พิจารณาการเชื่อมต่อระบบแบบ On-grid มีข้อกำหนดและข้อจำกัดเฉพาะที่ต้องพิจารณา เช่น ขนาดกำลังการติดตั้งสูงสุดที่การไฟฟ้าอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย และรูปแบบการซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งรูปแบบนี้เหมาะสมกับการออกแบบ และติดตั้งมากที่สุด

2.5.1 การประเมินความคุ้มทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา

การประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุนในการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ได้รับความนิยมในปัจจุบัน โดยการประเมินจะใช้ดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์เพื่อช่วยในการตัดสินใจว่าการลงทุนในโครงการนั้นคุ้มค่าหรือไม่ โดยทั่วไปแล้ว เทคนิคที่นิยมใช้ในการประเมินมี 3 วิธี ได้แก่

การคำนวณระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาที่ใช้ในการคืนทุน (Payback period, PB) จากการประหยัดพลังงาน หรือรายได้ที่ได้รับจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยไม่คำนึงถึงมูลค่าของเงินในอนาคต [10, 11] และพิจารณาการขายซากของอินเวอร์เตอร์ในปีที่ 10 13 และ 20 มีราคาเท่ากัน เนื่องจากเป็นราคาสินค้ามือสอง ไม่สามารถนำไปใช้ติดตั้งในระบบอื่นได้ เทคนิคนี้จะให้ข้อมูลเกี่ยวกับระยะเวลาที่ใช้ในการได้กลับคืนทุนเริ่มต้นที่ลงทุนไป ซึ่งช่วยให้ผู้ลงทุนสามารถประเมินได้ว่าโครงการจะเริ่มสร้างผลกำไรหลังจากผ่านไปกี่ปีดังสมการที่ 4

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

Science34-N3.indd 86 30/6/2569 BE 12:48

โดยที่ PB คือ ระยะเวลาคืนทุน (ปี), Y_n คือ จำนวนปีก่อนคืนทุน (ปี), CF_c คือ กระแสเงินสดที่เหลือ (บาท), CF_y คือ กระแสเงินสดทั้งปี จากค่าพลังงานไฟฟ้าของปีที่มีการคืนทุน (บาท/ปี)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

การประเมินมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value, NPV) ของโครงการในปัจจุบัน โดยการคิดลดกระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับในอนาคตให้เป็นมูลค่าปัจจุบันโดยใช้อัตราดอกเบี้ยหรืออัตราผลตอบแทนที่คาดหวัง อัตราดอกเบี้ยหรืออัตราผลตอบแทนที่ใช้ในการหามูลค่าปัจจุบัน มีค่าเป็นศูนย์ เนื่องจากวิทยาลัยเชียงรายเป็นผู้ลงทุนด้วยงบประมาณภายใน เทคนิคนี้ช่วยให้เห็นว่าโครงการนั้นจะมีมูลค่าบวกหรือไม่เมื่อคำนึงถึงเงินในอนาคต ซึ่งบ่งชี้ถึงความคุ้มค่าของการลงทุนในระยะยาวดังสมการที่ 5 [12]

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (5)$$

โดยที่ C_t คือ กระแสเงินสดสุทธิในปีที่ t, r คือ อัตราดอกเบี้ยหรืออัตราผลตอบแทนที่ใช้ในการหามูลค่าปัจจุบัน มีค่าเป็นศูนย์, t คือ ปีที่กำหนด n คือ จำนวนปีที่พิจารณา

อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return, IRR) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 0 โดยหมายความว่าในกรณีที่อัตราผลตอบแทนที่ใช้คำนวณ NPV คือ IRR นั้น โครงการจะมีผลตอบแทนเท่ากับต้นทุนการลงทุน การใช้ IRR ช่วยในการประเมินว่าโครงการจะสร้างผลตอบแทนที่สูงกว่าอัตราผลตอบแทนที่คาดหวังหรือไม่ โดยทั่วไปแล้ว หาก IRR สูงกว่าหรือเท่ากับอัตราผลตอบแทนที่คาดหวัง แสดงว่าโครงการนั้นมีความคุ้มค่าดังสมการที่ 6 [13]

$$0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+IRR)^t} \quad (6)$$

โดยที่ C_t คือ กระแสเงินสดสุทธิในปีที่ t, IRR คือ อัตราผลตอบแทนภายในที่ต้องการหาค่า, t คือ ปีที่กำหนด, n คือ จำนวนปีที่พิจารณา

2.6 การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์โดยการวิเคราะห์มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ อาศัยตัวชี้วัดต่างๆ ได้แก่ ระยะเวลาการคืนทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนการลงทุนภายใน [14, 15] วิทยาลัยเชียงรายได้ติดตั้งระบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา แล้วจำนวน 1 โครงการ ทำให้มีข้อมูลราคาวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งมี Solar cell module เฉลี่ย 14.60 บาทต่อวัตต์ เมื่อรวมกับค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม ค่าเดินการขออนุญาตต่างๆ แล้วทำให้มีค่า Solar cell module เฉลี่ย 15.50 บาทต่อวัตต์ การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์วิทยาลัยเชียงรายเป็นผู้ลงทุนทั้งระบบ โครงการมีอายุ 25 ปี อัตราค่าไฟฟ้าคิดอัตราเดียวกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยอาศัยข้อมูลดัง Table 1

3. ผลการวิจัย

การเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ตามรอบอายุการรับประกันส่งผลโดยตรงต่อผลตอบแทนทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระยะยาว โดยกรณีที่ 1 มีค่าใช้จ่ายบำรุงรักษา 0.5% ต่อ Wp และเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ทุก 10 ปี (ปีที่ 10 และ 20) ในอัตรา 3 บาทต่อวัตต์ พร้อมขายอินเวอร์เตอร์เก่ามือสองได้เครื่องละ 30,000 บาท กรณีที่ 2 เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์หนึ่งครั้งในปีที่ 13 ภายใต้เงื่อนไขค่าใช้จ่ายเดียวกัน ส่วนกรณีที่ 3 ไม่มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ มีเพียงค่าใช้จ่ายบำรุงรักษา 0.5% ต่อ Wp แม้มีต้นทุนต่ำที่สุดแต่มีความเสี่ยงต่อการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ในระยะยาว ผลการเปรียบเทียบชี้ว่าการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ตามรอบที่เหมาะสมช่วยให้ค่าดัชนีทางการเงินได้แก่ PB, NPV และ IRR อยู่ในระดับที่ดีกว่ากรณีไม่เปลี่ยน

Science34-N3.indd 87 30/6/2569 BE 12:48

Table 1 Assumptions in the study of economic potential

Items	Assumption	References
System cost	15.5 THB per watt.	Based on the quotation for a 100 kWh solar power system, Building 9, Chiangrai College.
Maintenance cost	0.5% per watt.	Based on inquiry.
Solar panel: Mono-crystalline half-cell PPM N-Type 610W.		
Lifespan	25 years.	Project lifetime.
Degradation rate	0.5% per year.	Based on the study by National renewable energy laboratory (NREL, 2012) [16].
Inverter: Huawei 15kW 3 Phase on-grid string inverter Wifi-WLAN-FE + DTSU666-H (250A)**.**		
Lifespan	10 years.	Based on equipment warranty period.
Cost	1.91 THB per watt.	Based on the quotation for a 100 kWh. solar power system, Building 9, Chiangrai College.
Electricity tariff (Type 2 - Small business)		
Energy charge	3.9086 THB per unit.	Provincial electricity authority (PEA) announcement.

3.1 ผลการวิเคราะห์ประสิทธิภาพของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการวิเคราะห์ประสิทธิภาพตลอดระยะเวลา 25 ปี พบว่าทั้งสามกรณีเริ่มต้นที่ร้อยละ 100 และมีแนวโน้มลดลงต่อเนื่อง โดยกรณีที่ 1 มีการลดลงช้าที่สุด คงค่าประสิทธิภาพสูงกว่าร้อยละ 95 จนถึงปีที่ 25 ขณะที่กรณีที่ 2 และ 3 ลดลงเร็วกว่ามีค่าประสิทธิภาพเหลือร้อยละ 91.5 และ 88.0 ตามลำดับ แสดงดัง Figure 4 ผลลัพธ์ชี้ว่ากรณีที่ 1 มีความเสถียรและความทนทานสูงสุด ส่วนกรณีที่ 3 มีการเสื่อมถอยเร็วที่สุด สะท้อนถึงความสำคัญของการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ตามรอบอายุการใช้งานในการรักษาประสิทธิภาพและความยั่งยืนของระบบในระยะยาว

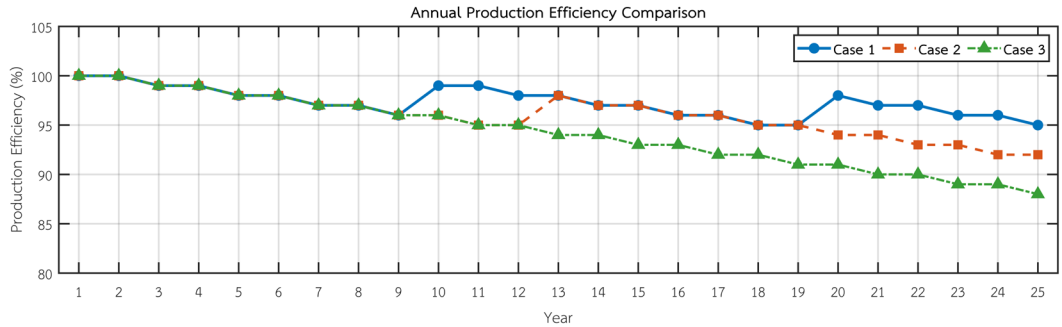


Figure 4 Analysis results of a 0.5% reduction in solar cell efficiency.

Science34-N3.indd 88 30/6/2569 BE 12:48

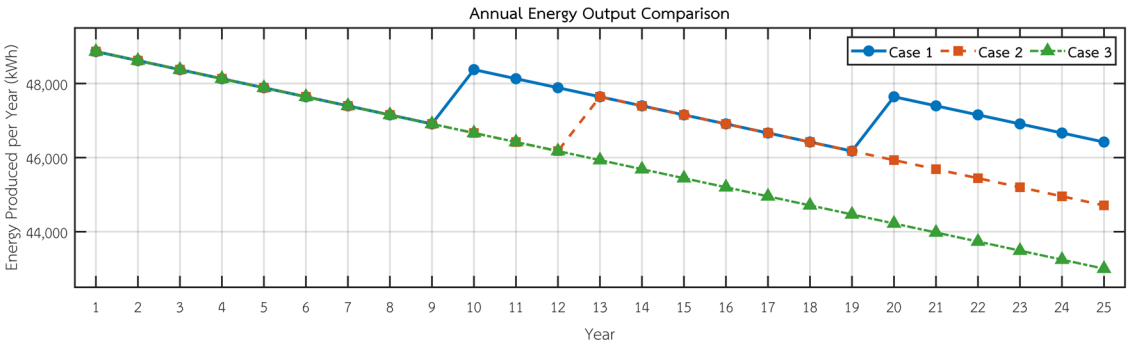


Figure 5 Analysis results of solar cell power output.

3.2 ผลการวิเคราะห์พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี

ในช่วงเวลา 25 ปี ทั้งสามกรณีเริ่มต้นด้วยค่าการผลิตเท่ากันที่ 48,864.38 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี โดยช่วงปีที่ 2-9 ลดลงต่อเนื่องราว 200-250 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี จากปีที่ 10 เป็นต้นไปเห็นความแตกต่างชัดเจน กรณีที่ 1 รักษาการผลิตได้มากกว่า 46,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี ขณะที่กรณีที่ 2 ลดลงเร็วกว่าประมาณ 500-700 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี และกรณีที่ 3 ต่ำสุด เหลือเพียง 43,000.65 กิโลวัตต์ชั่วโมงในปีที่ 25 ผลลัพธ์ชี้ว่ากรณีที่ 1 มีความเสถียรสูงสุด ส่วนกรณีที่ 2 และ 3 โดยเฉพาะกรณีที่ 3 แสดงการเสื่อมถอยเด่นชัด ซึ่งสะท้อนผลของการเสื่อมสภาพและการบำรุงรักษาต่อศักยภาพการผลิตระยะยาว แสดงดัง Figure 5

3.3 ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสดรับ

ตลอดระยะเวลา 25 ปี พบว่าทั้งสามกรณีเริ่มมีรายรับเท่ากันที่ 190,991.30 บาทในปีที่ 1 และลดลงเฉลี่ย 900-1,000 บาทต่อปีในช่วงปีที่ 2-9 จากปีที่ 10 เป็นต้นไปเริ่มเห็นความแตกต่างชัดเจน โดยกรณีที่ 1 มีรายรับสูงสุดถึง 219,081.38 บาท และรักษาระดับได้ดีกว่ากรณีอื่น ส่วนกรณีที่ 2 ลดลงต่อเนื่องจนเหลือ 174,757.04 บาทในปีที่ 25 และกรณีที่ 3 ลดลงมากที่สุดเหลือเพียง 168,072.34 บาท ต่ำกว่าค่าเริ่มต้นกว่า 22,000 บาท ผลลัพธ์ชี้ว่ากรณีที่ 1 มีความคุ้มค่าและเสถียรที่สุดในการสร้างรายรับระยะยาว ขณะที่กรณีที่ 2 และ 3 โดยเฉพาะกรณีที่ 3 แสดงการเสื่อมถอยเด่นชัดจากผลของการเสื่อมสภาพและประสิทธิภาพที่ต่างกัน แสดงดัง Figure 6

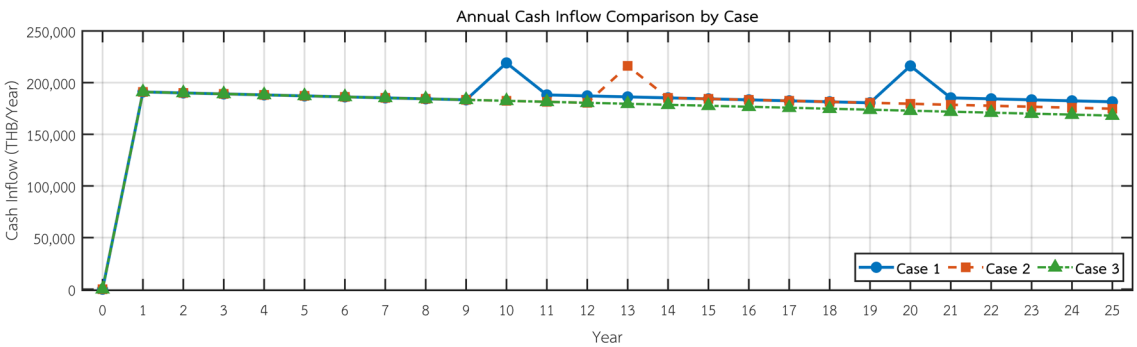


Figure 6 Total cash inflow comparison (THB/year).

Science34-N3.indd 89 30/6/2569 BE 12:48

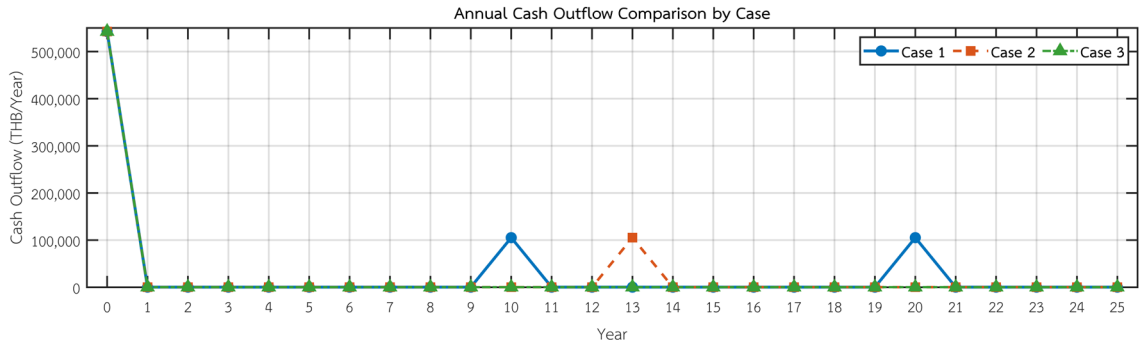


Figure 7 Total cash outflow comparison (THB/year).

3.4 ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสดจ่าย

ตลอดระยะเวลา 25 ปี พบว่าในปีที่ 0 ทั้งสามกรณีมีค่าใช้จ่ายเริ่มต้นเท่ากันที่ 542,500 บาท สำหรับการลงทุนระบบเซลล์แสงอาทิตย์ จากปีที่ 1-9 ค่าใช้จ่ายรายปีลดลงเล็กน้อยจากราว 244 เหลือ 234 บาท เมื่อเข้าสู่ปีที่ 10 พบความแตกต่างชัดเจน โดยกรณีที่ 1 มีค่าใช้จ่ายสูงในบางปี เช่น ปีที่ 10, 13 และ 20 (ราว 105,000 บาท) จากการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ส่วนกรณีที่ 2 ลดลงต่อเนื่องจนเหลือ 223.55 บาทในปีที่ 25 และกรณีที่ 3 มีค่าใช้จ่ายต่ำสุดและคงที่ที่สุด เหลือเพียง 215 บาทในปีที่ 25 สรุปได้ว่ากรณีที่ 3 มีภาระต้นทุนระยะยาวต่ำสุด ขณะที่กรณีที่ 1 มีความเสี่ยงด้านต้นทุนเพิ่มขึ้นจากการซ่อมบำรุงและการเปลี่ยนอุปกรณ์เป็นระยะ แสดงดัง Figure 7

3.5 ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสดรับสุทธิ

ตลอด 25 ปี ปีที่ 0 ทั้ง 3 กรณีมีค่าใช้จ่ายลงทุน 542,500 บาท หลังจากนั้นตั้งแต่ปีที่ 1 กระแสเงินสดรับสุทธิเป็นบวก เฉลี่ย 190,746.97 บาทต่อปี แต่มีแนวโน้มลดลงเล็กน้อย กรณีที่ 1 กระแสเงินสดผันผวนที่สุด โดยปีที่ 10 และ 20 ลดต่ำเหลือ 110,000-113,000 บาท ขณะที่ปีอื่นๆ อยู่ระหว่าง 181,000-187,000 บาท กรณีที่ 2 ลดลงอย่างคงที่และปีที่ 25 อยู่ที่ 174,533.48 บาท กรณีที่ 3 ลดลงชัดเจนที่สุด ปีที่ 25 เหลือ 167,857.34 บาท จากการเปรียบเทียบ กรณีที่ 1 สร้างกระแสเงินสดสูงแต่เสี่ยงที่สุด กรณีที่ 2 มีความเสถียรสูงสุด ขณะที่กรณีที่ 3 เสถียรแต่ผลตอบแทนต่ำสุด แสดงดัง Figure 8

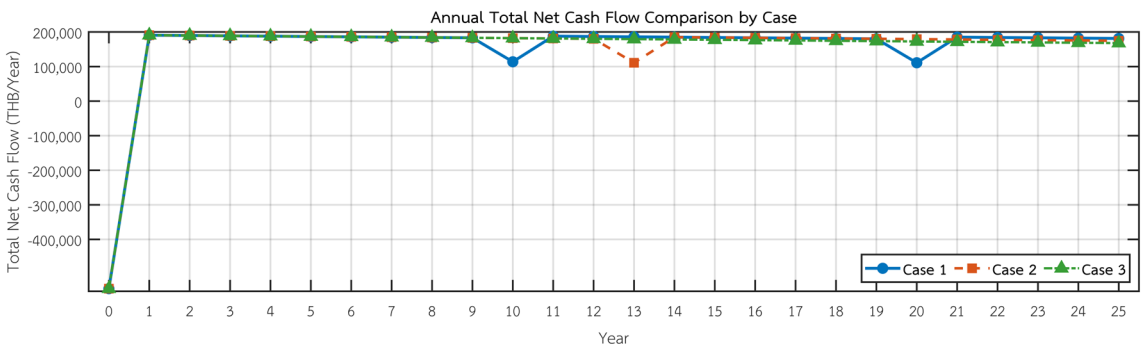


Figure 8 Total net cash flow comparison (THB/year).

Science34-N3.indd 90 30/6/2569 BE 12:48

3.6 ผลการวิเคราะห์รายได้สะสม

ตลอด 25 ปี ทั้ง 3 กรณีเริ่มมีรายได้ปีที่ 1 ที่ 190,746.97 บาท และเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามกระแสเงินสดสุทธิ ในระยะยาว กรณีที่ 1 มีรายได้สะสมต่ำสุดที่ 4,479,429.07 บาท เนื่องจากรายได้ผันผวนในบางปีโดยเฉพาะปีที่ 10, 13 และ 20 กรณีที่ 2 มีรายได้สะสมเพิ่มขึ้นสม่ำเสมอสูงสุดที่ 4,494,343.77 บาท ส่วนกรณีที่ 3 แม้ช่วงต้นรายได้ต่ำ แต่สะสมต่อเนื่องจนสิ้นสุดที่ 4,482,553.89 บาท ใกล้เคียงกับกรณีอื่น

3.6.1 ผลการวิเคราะห์รายได้สะสมปีที่ 0-10

ในช่วงปีที่ 0-10 ทั้ง 3 กรณีเริ่มมีรายได้ตั้งแต่ปีที่ 1 ที่ 190,746.97 บาทและเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง ปีที่ 2-9 รายได้สะสมใกล้เคียงกันประมาณ 1,682,388.31 บาท แต่ในปีที่ 10 ความแตกต่างเริ่มชัดเจน กรณีที่ 1 มีรายได้สะสม 1,796,227.82 บาท ต่ำกว่ากรณีที่ 2 และ 3 ที่ 1,864,551.67 บาท สะท้อนว่ากรณีที่ 2 และ 3 มีรายได้สะสมสูงกว่าและสม่ำเสมอกว่า แม้ผลต่างยังไม่มาก แต่มีแนวโน้มส่งผลต่อรายได้รวมระยะยาว แสดงดัง Figure 9

3.6.2 ผลการวิเคราะห์รายได้สะสมปีที่ 11-20

ในช่วงปีที่ 11-20 ทั้ง 3 กรณีมีรายได้สะสมเพิ่มขึ้น ปีที่ 11 กรณีที่ 1 อยู่ที่ 1,984,113.59 บาท ต่ำกว่ากรณีที่ 2 และ 3 ที่ 2,045,761.30 บาท ตั้งแต่ปีที่ 13 เป็นต้นไป กรณีที่ 3 มีรายได้สะสมสูงสุด ปีที่ 20 อยู่ที่ 3,633,729.86 บาท กรณีที่ 2 อยู่ที่ 3,612,139.01 บาท และกรณีที่ 1 ต่ำสุดที่ 3,563,843.59 บาท สะท้อนว่ากรณีที่ 3 มีความได้เปรียบด้านรายได้สะสมมากที่สุด รองลงมาคือกรณีที่ 2 ขณะที่กรณีที่ 1 แม้รายได้เพิ่มต่อเนื่องแต่ยังต่ำกว่าชัดเจน แสดงดัง Figure 10

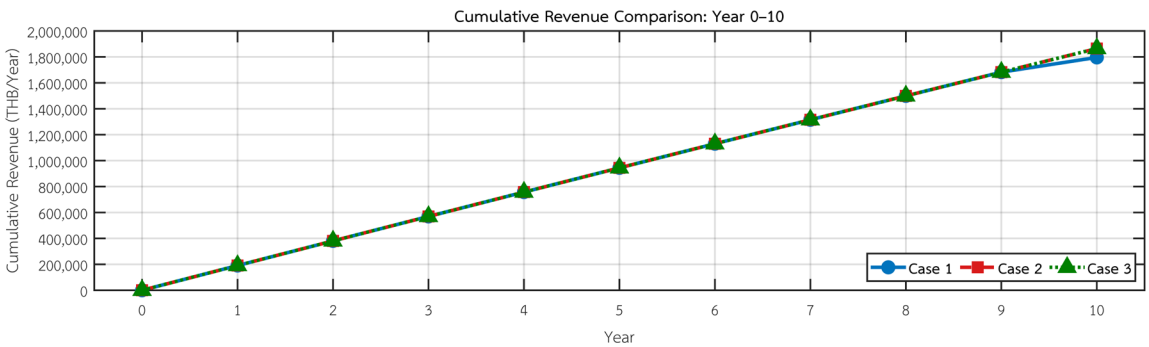


Figure 9 Cumulative revenue comparison during years 0–10 (THB/year).

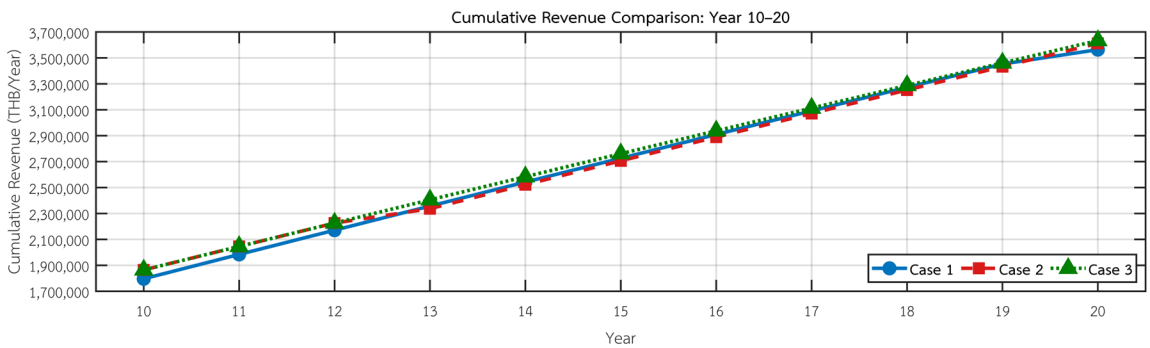


Figure 10 Cumulative revenue comparison during years 11–20 (THB/year).

Science34-N3.indd 91 30/6/2569 BE 12:48

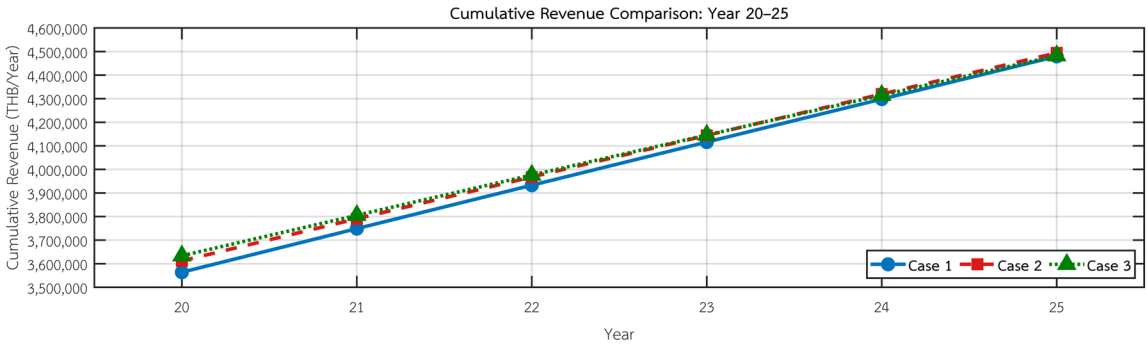


Figure 11 Cumulative revenue comparison during years 21–25 (THB/year).

3.6.3 ผลการวิเคราะห์รายได้สะสมปีที่ 21-25

ในช่วงปีที่ 21-25 ทั้ง 3 กรณีมีรายได้สะสมเพิ่มต่อเนื่อง กรณีที่ 1 เพิ่มจาก 3,563,843.59 บาท เป็น 4,479,429.07 บาท กรณีที่ 2 เพิ่มจาก 3,612,139.01 บาท เป็น 4,494,343.77 บาท สูงที่สุด ส่วนกรณีที่ 3 เพิ่มจาก 3,633,729.86 บาท เป็น 4,482,553.89 บาท อยู่ระหว่างกรณีที่ 1 และ 2 สะท้อนว่ากรณีที่ 2 มีความได้เปรียบด้านรายได้สะสมสูงสุดและสม่ำเสมอที่สุด ส่วนกรณีที่ 1 แม้รายได้เพิ่มต่อเนื่อง แต่ยังต่ำที่สุด แสดงถึงความสำคัญของการรักษากระแสเงินสดและประสิทธิภาพการผลิตในระยะยาว แสดงดัง Figure 11

3.7 การประเมินผลการทดลอง

ผลการประเมินทั้ง 3 กรณีชี้ให้เห็นความแตกต่างด้านความคุ้มค่าและประสิทธิภาพการลงทุนในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีที่ 1 มี IRR 34%, NPV 2,003,600 บาท และระยะเวลาคืนทุน 2 ปี 10 เดือน รายได้สะสมและกระแสเงินสดเพิ่มต่อเนื่องแต่ผันผวน ทำให้รายได้สะสมสุดท้ายต่ำกว่า กรณีที่ 2 มี IRR 35%, NPV 2,013,007 บาท และ PB เท่ากัน รายได้และกระแสเงินสดเพิ่มขึ้นสม่ำเสมอ เสถียรที่สุด ขณะที่กรณีที่ 3 มี IRR 35%, NPV 2,017,860 บาท PB เท่ากัน กระแสเงินสดบางช่วงต่ำ แต่รายได้สะสมระยะยาวสูงสุดเล็กน้อย อาคารมีหลังคาขนาด 915 ตร.ม. ไม่มีเงาบดบัง รับแสง 07.00-18.00 น. กำลังไฟฟ้าจริง 198.26 kW โดยช่วงกลางวันใช้ประมาณ 60% หรือ 118.96 kW คำนวณขนาดระบบด้วยความเข้มแสงเฉลี่ย 4.5 ชม./วัน และประสิทธิภาพ 0.75 ได้ขนาดติดตั้ง 35 kWp รองรับการใช้ไฟฟ้ากลางวันได้อย่างมีประสิทธิภาพ สรุป ทั้ง 3 กรณีคุ้มค่าและคืนทุนเร็ว กรณีที่ 2 เสถียรที่สุด กรณีที่ 3 ให้ผลตอบแทนรวมสูงสุดด้าน NPV ส่วนกรณีที่ 1 แม้ IRR ต่ำสุด แต่ยังคืนทุนเร็วและให้ผลตอบแทนสูง การตัดสินใจลงทุนจึงควรพิจารณาทั้งผลตอบแทนรวมและความเสถียรของกระแสเงินสด

4. สรุป

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ตลอดระยะเวลา 25 ปี โดยเปรียบเทียบ 3 กรณีของการบริหารจัดการอินเวอร์เตอร์ที่แตกต่างกัน ได้แก่ การเปลี่ยนสองครั้ง (ปีที่ 10 และ 20) การเปลี่ยนหนึ่งครั้ง (ปีที่ 13) และการไม่เปลี่ยนเลย ผลการวิเคราะห์ด้วยดัชนีทางการเงิน PB, NPV และ IRR พบว่าทุกกรณีให้ผลตอบแทนทางการเงินที่น่าลงทุน โดยมีระยะเวลาคืนทุนใกล้เคียงกัน (ประมาณ 2 ปี 10 เดือน) แต่มีความแตกต่างด้านเสถียรภาพของกระแสเงินสดและผลตอบแทนรวม ในกรณีที่ 2 ซึ่งเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์เพียงครั้งเดียวให้ค่า IRR และ NPV สูงในระดับเดียวกับกรณีที่ 3 แต่มีความเสถียรของรายได้ดีกว่า จึงถือเป็นแนวทางที่เหมาะสมที่สุดเมื่อพิจารณาระหว่างต้นทุนและ

Science34-N3.indd 92 30/6/2569 BE 12:48

ประสิทธิภาพ ขณะที่กรณีที่ 3 ให้ NPV สูงสุด แต่มีความเสี่ยงด้านความเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ในระยะยาว ส่วนกรณีที่ 1 แม้จะมีต้นทุนสูงกว่าแต่ยังคงให้ผลตอบแทนที่ดีและคืนทุนรวดเร็ว

5. ข้อเสนอแนะ

จากผลการศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ควรมีการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับปัจจัยด้านสภาพอากาศซึ่งมีผลต่อประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ รวมถึงควรพิจารณาประสิทธิภาพของอุปกรณ์ประกอบอื่น เพื่อประเมินผลกระทบต่อการสูญเสียพลังงานและต้นทุนบำรุงรักษา ในด้านการนำไปใช้จริงควรจัดทำแผนตรวจสอบและบำรุงรักษาระบบอย่างสม่ำเสมอ โดยเฉพาะอินเวอร์เตอร์เพื่อให้ระบบทำงานได้อย่างมีเสถียรภาพ ควบคู่กับการเก็บข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและติดตามประสิทธิภาพหลังการติดตั้งเพื่อปรับปรุงแบบจำลองการคาดการณ์ ผลวิจัยยังสามารถใช้เป็นแนวทางการลงทุนในอาคารประเภทอื่นที่มีรูปแบบการใช้พลังงานคล้ายคลึงกัน สำหรับงานวิจัยในอนาคต ควรขยายการศึกษาไปยังระบบที่ผสานกับแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน รวมถึงพัฒนาแบบจำลองคาดการณ์ด้วยเทคนิคขั้นสูง และเพิ่มการวิเคราะห์ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมเพื่อประเมินความยั่งยืนของระบบอย่างรอบด้าน

6. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับการอุดหนุนจากวิทยาลัยเชียงราย

7. References

[1] Chansela, W. and Ingkarojrit, V., 2020, Feasibility assessment of solar rooftop systems for gymnasium: case study of Chulalongkorn University, J. Econ. Dev. 7(2): 1-25. (in Thai)

[2] Wongrat, O., Rattanaboontawee, P., Madee, S. and Thongchuay, A., 2020, Calculation of break-even point for solar panel installation for public buildings Bangkhen subdistrict, Mueang district, Nonthaburi province, Ind. Technol. Phranakhon Rajabhat Univ. 3(1): 31-38. (in Thai)

[3] Tantisattayakul, T., 2020, Comparative economic assessment of solar rooftop system between being system owner and private power purchase agreement: a case study of Thammasat University, Rangsit centre, TSTJ. 28(8): 1502-1515. (in Thai)

[4] Muangchuen, S. and Wongsata, D., 2023, Potential and cost-effectiveness evaluation of solar rooftop system: case study of Chaloem-Phra-Kiat education building, Chiangrai College, Sci. Technol. Nakhon Sawan Raj. Uni. J. 15(22): 145-158. (in Thai)

[5] Nassar, Y., Abdunnabi, M., Sbeta, M., Hafez, A., Amer, K., Ahmed, A. and Belgasim, B., 2021, Dynamic analysis and sizing optimization of a pumped hydroelectric storage-integrated hybrid PV/wind system: a case study, Energy Convers. Manag. 229: 113744-113759.

[6] Bhayo, B., Al-Kayiem, H. and Gilani, S., 2019, Assessment of standalone solar PV-battery system for electricity generation and utilization of excess power for water pumping, Int. Solar Energy Soc. 194: 766-776.

Science34-N3.indd 93 30/6/2569 BE 12:48

[7] Said, M., El-Shimy, M. and Abdelraheem, M., 2015, Photovoltaics energy: Improved modeling and analysis of the levelized cost of energy (LCOE) and grid parity – Egypt case study, Sustain. energy technol. assessments. 9: 37-48.

[8] Gaisma, Solar Radiation Data for Chiangrai, Available Source: https://www.gaisma.com/en/location/chiang-rai.html, September 9, 2025.

[9] Pholnak, C., Waewsak, J., Cheewamongkolkarn, S. and Nutongkaew, P., 2017, Efficiency evaluation of 3 kW photovoltaic rooftop and grid connected system by using PVsyst programmed modeling simulation, ASEAN J. Sci. Tech. Repost. 20(3): 261-268. (in Thai)

[10] Ma, W., Fan, J., Fang, S. and Liu, G., 2019, Techno-economic potential evaluation of small-scale grid-connected renewable power systems in China, Energy Convers. Manag. 196: 430-442.

[11] Ma, W., Xue, X., Liu, G. and Zhou, R., 2018, Techno-economic evaluation of a community-based hybrid renewable energy system considering site-specific nature, Energy Convers. Manag. 171: 1737-1748.

[12] Kong, J., Kim, S., Kang, B. and Jung, J., 2019, Determining the size of energy storage system to maximize the economic profit for photovoltaic and wind turbine generators in South Korea, Renew. Sustain. Energy Rev. 116: 109467-109482.

[13] Zhang, Y., Ma, T., Campana, P., Yamaguchi, Y. and Dai, Y., 2020, A techno-economic sizing method for grid-connected household photovoltaic battery systems, Appl. Energy. 269: 115106-115116.

[14] Panprayun, G., 2017, 8 kWp rooftop PV system and feasibility of system expansion, J. Prof. Routine Res. (JPR2R) 4: 79-86. (in Thai)

[15] Inthamat, P., Chaisakulniyom, M., Suksing, P., Boonraksa, T. and Boonraksa, P., 2022, Technical analysis and cost-effectiveness of installation of residential rooftop PV generation systems, Rajabhat J. Sci. Technol. (RJST) 4(3): 47-56. (in Thai)

[16] Axaopoulos, P. and Fylladitakis, E., 2013, Energy and economic comparative study of a tracking vs a fixed photovoltaic system in the Northern Hemisphere, Int. J. Energy Environ. Econ. 21: 1-20.

Science34-N3.indd 94 30/6/2569 BE 12:48