

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลดก๊าซเรือนกระจก
ของการติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารหอพัก

ภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต

Economic feasibility and greenhouse gas reduction analysis of
installing a solar rooftops on dormitory buildings at Thammasat
University, Rangsit Campus

ธนาพล ตันติสัตยกุล*, ศศิگانต์ กำเริ้ว, ณัฐชนา บัณฑิตพรณ และ ณัฏฐธิดา บุญสมดุลย์

สาขาเทคโนโลยีเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ศูนย์รังสิต

Thanapol Tantisattayakul*, Sasigan Karew, Natchana Bunditparn

and Natthatida Boonsomdul

Department of Sustainable Development Technology, Faculty of Science and Technology,

Thammasat University, Rangsit Centre

Received: March 28, 2024 ; Revisions: May 23, 2024 ; Accepted: May 29, 2024

บทคัดย่อ

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมที่ช่วยสนับสนุนการเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนของประเทศไทย งานวิจัยนี้เป็นการวิเคราะห์ความคุ้มค่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารหอพักภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ศูนย์รังสิตเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผลการศึกษาพบว่ากำลังการผลิตติดตั้งที่เหมาะสมกับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้พักอาศัยมีค่าประมาณ 1.4 MWp สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,881,337 kWh/ปี คิดเป็นปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้เท่ากับ 914 tCO₂/ปี เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์พบว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์โดยในแง่ต้นทุนโครงการมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยปรับเฉลี่ย (LCOE) อยู่ระหว่าง 2.34-2.68 บาท/kWh และในแง่ผลตอบแทน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ระหว่าง 15.35 – 18.45% และมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 5-6 ปี ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) โดยพิจารณาปัจจัย (1) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เอง (2) อัตราการเสื่อมของเซลล์แสงอาทิตย์ และ (3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา สรุปได้ว่า สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อความคุ้มค่าของโครงการ โดยโครงการจะมีความคุ้มค่าเมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองสูงกว่าประมาณ 60% ขึ้นไป ส่วนอีก 2 ปัจจัยไม่ส่งผลต่อความคุ้มค่าของโครงการอย่างมีนัยสำคัญ

คำสำคัญ: ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา; พลังงานสะอาด; ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์; การลดก๊าซเรือนกระจก

Abstract

Solar energy is an environmentally friendly energy that supports Thailand's goal of achieving carbon neutrality. This study analyzed the economic feasibility of installing rooftop solar photovoltaic (PV) systems on dormitory buildings at Thammasat University Rangsit Center to reduce electricity consumption from the grid. The results show that the optimal installed capacity is 1.4 MWp, which can generate approximately 1,881,337 kWh/year, equivalent to a reduction in greenhouse gas emissions of 914 tCO₂e/year. The economic feasibility analysis shows that the project is economically viable. The levelized cost of electricity (LCOE) is between 2.34 and 2.68 baht/kWh, and the internal rate of return (IRR) is between 15.35% and 18.45%. The payback period is approximately 5-6 years. A sensitivity analysis was conducted considering the following factors: (1) self-consumption ratio, (2) solar cell degradation rate, and (3) operating and maintenance cost. The results show that the self-consumption ratio is the most critical factor affecting the project's viability. The project is viable only if the self-consumption ratio is higher than 60%. The other two factors do not significantly affect the project's viability.

Keywords: solar rooftop; clean energy; economic feasibility; greenhouse gas reduction

1. บทนำ

ภาวะโลกร้อน (global warming) เป็นสถานการณ์เร่งด่วนที่นานาชาติให้ความสำคัญและแสวงหาความร่วมมือเพื่อรับมือและแก้ไข ประเทศไทยหลังเข้าร่วมประชุมสมัชชาประเทศภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติ (Conference of Parties, COP) ครั้งที่ 26 (COP26) ได้ประกาศเป้าหมายสำคัญคือการนำประเทศมุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2050 และมุ่งสู่เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) ภายในปี ค.ศ. 2065 (Global Compact Network Thailand, 2021) ในกรณีนี้ แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13 ได้ให้ความสำคัญกับวิถีชีวิตที่ยั่งยืน โดยหนึ่งในหมวดหมู่ที่สำคัญคือ เรื่องการพัฒนาเศรษฐกิจหมุนเวียน และสังคมคาร์บอนต่ำ (Office of the National Economic and Social Development Council, 2023) ประเทศไทยมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิจากภาคพลังงานในปี พ.ศ. 2565 เท่ากับ 247.7 tCO₂e เพิ่มขึ้น 1.5% เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า ซึ่งในปีนี้เป็นภาคการผลิตไฟฟ้าเป็นภาคที่ครองสัดส่วนการปล่อยสูงสุดที่ 35% รองลงมาคือภาคการขนส่งและภาคอุตสาหกรรมที่ 32% และ 27% ตามลำดับ (Energy Policy and Planning Office 2023) การประหยัดพลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นหนึ่งใน

แนวทางสำคัญสำหรับการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับการก้าวไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ ด้วยสภาพของภูมิประเทศและที่ตั้งของประเทศไทยที่มีศักยภาพแสงแดดที่ดี พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศไทยได้รับรังสีอาทิตย์มากกว่า $17 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$ (Department of Alternative Energy Development and Efficiency, 2017) สามารถนำพลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ

หอพักนักศึกษาและบุคลากร มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2566 ประมาณ 1.7 GWh และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสามารถ (solar rooftop) สามารถช่วยลดปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในช่วงกลางวันซึ่งช่วยประหยัดค่าใช้จ่าย นอกจากนี้ ยังช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอันเป็นการส่งเสริมการเข้าสู่สังคมคาร์บอนต่ำ อย่างไรก็ตาม การติดตั้ง solar rooftop มีต้นทุนการติดตั้งที่สูง จำเป็นต้องมีการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ก่อนการดำเนินการจริง ดังนั้น งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อ ประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานและประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ พร้อมทั้งประเมินศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกจากการติดตั้ง solar rooftop บนหลังคาหอพัก

2. วิธีการ

ระบบ solar rooftop ในงานวิจัยนี้เป็นระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (on-grid) แบบไม่มีแบตเตอรี่ เพื่อให้ต้นทุนระบบต่อการก่อกำเนิดการผลิตติดตั้งไม่สูงเกินไปเพื่อความคุ้มค่าในการลงทุน เนื่องจากต้นทุนในส่วนของแบตเตอรี่ยังสูงอยู่ในปัจจุบัน ดังนั้น ขนาดของระบบ solar rooftop จะถูกกำหนดให้ไม่เกินปริมาณโหลดที่เกิดขึ้นในช่วงกลางวันเพื่อไม่ให้เกิดไฟฟ้าส่วนเกินในช่วงกลางวัน และหากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ solar rooftop ไม่เพียงพอ ก็สามารถใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ขั้นตอนการศึกษาแบ่งออกเป็น 4 ขั้นตอน คือ (1) การประเมินขนาดการติดตั้งที่เหมาะสมของ solar rooftop แต่ละอาคาร (2) การประมาณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (3) การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และ (4) การประเมินศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 การประเมินขนาดการติดตั้งที่เหมาะสมของ solar rooftop แต่ละอาคาร

2.1.1 สำรวจพื้นที่จริงของหลังคาหอพักแต่ละอาคาร เพื่อประเมินสถานการณ์ปัจจุบัน

2.1.2 ประเมินพื้นที่ลาดฟ้าของแต่ละอาคารด้วยโปรแกรม Google map

2.1.3 ประเมินจำนวนแผงสูงสุดที่สามารถติดตั้งได้จากพื้นที่หลังคา โดยขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในงานวิจัยนี้มีขนาด 2×1 เมตร และมีกำลังไฟฟ้า 350 W ต่อแผ่น

2.1.4 เก็บข้อมูลพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของนักศึกษาเพื่อประมาณสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันและกลางคืนโดยจดเลขมิเตอร์ไฟฟ้าเพื่อประมาณสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวัน จากนั้นนำข้อมูลในส่วนนี้ไปประกอบกับข้อมูลใน 2.1.3

2.1.5 คำนวณขนาดการผลิตติดตั้งที่เหมาะสมของ solar rooftop แต่ละอาคารโดยพิจารณาให้กำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดโดยไม่เกิดไฟฟ้าส่วนเกินในช่วงกลางวัน



Fig 1 Dormitory buildings in this study

2.2 การประมาณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

คำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar rooftop ของหอพักแต่ละอาคารด้วยโปรแกรม PVWatts โปรแกรม PVWatts เป็นโปรแกรม Web base ที่ใช้วิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Abdallah et al., 2022; Hadj Arab et al., 2020) โดยกำหนดตำแหน่งติดตั้ง และขนาดของระบบ solar rooftop โปรแกรมจะคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากข้อมูลรังสีแสงอาทิตย์ในฐานข้อมูลของโปรแกรม

2.3 การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

แบบจำลองทางการเงินถูกสร้างขึ้นบนโปรแกรม Microsoft Excel เพื่อประมาณการกระแสเงินสดที่จะเกิดขึ้นตลอดโครงการจากข้อมูลต้นทุนระบบ ประมาณการปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ตลอดจนค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ และสมมติฐานต่างๆ ที่จะกล่าวถึงต่อไปในหัวข้อนี้ ขั้นตอนการวิเคราะห์มีหลายละเอียดดังต่อไปนี้

2.3.1 วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ solar rooftop

คำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยปรับเฉลี่ย (Levelized cost of electricity, LCOE) ซึ่งเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยตลอดอายุโครงการมีหน่วยเป็น บาท/kWh การคำนวณคำนึงถึงมูลค่าของเงินตามเวลาและช่วงเวลาที่ผลิตไฟฟ้าได้ให้สอดคล้องกับเวลาที่จ่ายเงินออกไป (International Renewable Energy Agency, 2023) ดังสมการต่อไปนี้

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

เมื่อ I_t = เงินลงทุนในระบบ solar rooftop ในปีที่ t (บาท); M_t = ค่าใช้จ่ายสำหรับดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี); E_t = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ต่อปีในปีที่ t (kWh/ปี); r = อัตราคิดลด (discount rate) (%) LCOE จะช่วยประเมินความคุ้มค่าในแง่ของต้นทุน โดยหาก LCOE มีค่าต่ำกว่าอัตราค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้า แสดงว่าการติดตั้ง solar rooftop จะช่วยลดค่าใช้จ่ายการใช้ไฟฟ้าของหอพักลงได้

2.3.2 ประเมินผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ตัวชี้วัดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในงานวิจัยนี้ คือ ระยะเวลาคืนทุน (simple payback period, PB) อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return, IRR) ซึ่งมีรายละเอียด ซึ่งคำนวณตามสมการ (2) และ (3) ตามลำดับ

$$PB = \text{จำนวนปีก่อนปีคืนทุน} + \frac{\text{เงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิในปีคืนทุน}} \quad (2)$$

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} \quad (3)$$

เมื่อ n = อายุของโครงการ (ปี) และ CF_t = กระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับจากโครงการในปีที่ t (บาท/ปี) ซึ่งคำนวณดังสมการต่อไปนี้

$$CF_t = S_t - OM_t - Inv_t \quad (4)$$

เมื่อ S_t = ผลประหยัดค่าไฟฟ้าจากการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ในปีที่ t (บาท/ปี) คำนวณจากปริมาณไฟฟ้าจาก solar rooftop ที่ใช้ในหอพักคูณกับอัตราค่าไฟฟ้า; OM_t = ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี); Inv_t = เงินลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในปีที่ t (บาท/ปี)

Table 1 Assumption for economic feasibility analysis

Item	Value	Description
Project lifetime	25 years	
System unit price (on-grid without battery)	26.85 THB/W	Collected from system provider
Inverter price	15% of system cost	
Inverter technical lifetime	10 years	Technical life time of inverters (Solarpraxis, 2011) Replace inverter every 10 years.
Solar cell degradation	0.5 % annually	(Jordan et al., 2011; Jordan and Kurtz, 2012; Limmanee et al., 2016)
O&M expense	2 % of system cost	(Andy, 2020) Increase according to the inflation rate
Electricity tariff	4.23 THB/kWh	Tariff for on-peak period
Inflation rate	2.0 %/ year	25-year average annual historical inflation rate (Bank of Thailand, 2024a)
Expected return	7.05%/year	Minimum loan rate (MLR) of commercial banks (Bank of Thailand, 2024b)

ระยะเวลาคืนทุนจะใช้ประเมินความเสี่ยงเบื้องต้นของโครงการ โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะมีความเสี่ยงต่ำกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนยาว ในขณะที่ IRR แสดงอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยของโครงการในรูปร้อยละ สามารถเปรียบเทียบผลตอบแทนจากการลงทุนรูปแบบอื่นได้ง่าย สมมติฐานที่เกี่ยวข้องที่ใช้ในการวิเคราะห์สรุปใน Table 1

2.3.3 วิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการ

วิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) โดยพิจารณาตัวแปรคือ (1) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจาก solar rooftop เอง (2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าและ (3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ และ (4) ความถี่ของการเปลี่ยน inverter

2.4 การประเมินศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจก

การติดตั้ง solar rooftop ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ เนื่องจากไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop จะทดแทนไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งมีสัดส่วนการผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ก๊าซธรรมชาติ 74% และ ถ่านหิน 16%) (Energy Policy and Planning Office, 2023) การคำนวณจะคำนวณในรูปของปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO_2e) ดังสมการต่อไปนี้ (TGO, 2023a; UNFCCC, 2014; UNFCCC, 2016)

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (5)$$

โดย ER_y คือ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง (greenhouse gas emission reduction) จากการติดตั้ง solar rooftop ในปี y ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{ปี}$); BE_y คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานหรือปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่จะเกิดขึ้นถ้าไม่ได้ติดตั้ง solar rooftop (baseline emission) ในปี y ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{ปี}$) คำนวณจากสมการที่ 6 ; PE_y คือปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเมื่อติดตั้ง solar rooftop (project emission) ในปี y ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{ปี}$)

$$BE_y = EG_{pj,y} \times EF_{grid} \quad (6)$$

โดยที่ $EG_{pj,y}$ คือปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop ในปี y (MWh/ปี); EF_{grid} คือค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{MWh}$)

$EG_{pj,y}$ คำนวณจากโปรแกรม PVWatts ในหัวข้อ 2.1 EF_{grid} มีค่าเท่ากับ 0.4857 ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{MWh}$) (TGO, 2023b) ในกรณีนี้ PE มีค่าเท่ากับ 0 เนื่องจากไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้าจาก solar rooftop

3. ผลการวิจัยและวิจารณ์

3.1 ผลการประเมินขนาดการติดตั้งที่เหมาะสมและปริมาณการผลิตไฟฟ้าของ solar rooftop แต่ละอาคาร

ผลการผลการสำรวจพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าโดยการจดหน่วยไฟฟ้าบนมิเตอร์ไฟฟ้า พบว่า ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันมีค่าประมาณ 20% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าตลอดวัน งานวิจัยนี้ใช้ค่านี้นประกอบในการกำหนดขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของ solar rooftop โดยไม่ทำให้ใหญ่เกินไปจนผลิตไฟฟ้าเกินความต้องการในช่วงเวลากลางวัน ทั้งนี้ เนื่องจาก solar rooftop จะมีความคุ้มค่ามากที่สุดเมื่อไฟฟ้าทุกหน่วยที่ผลิตได้ถูกใช้ทั้งหมด เพราะหากมีไฟฟ้าส่วนเกิน ไฟฟ้าส่วนเกินจะไหลเข้าสู่ระบบโครงข่ายโดยไม่มีผลตอบแทน จากข้อมูลสถิติการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังของแต่ละอาคารประกอบกับผลการสำรวจพื้นที่หลังคาหอพักแต่ละอาคาร ทำให้สามารถสรุปกำลังการผลิตติดตั้ง

และปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (คำนวณจากโปรแกรม PVSYS) Fig 2 แสดงตัวอย่างการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาหอพัก ผลการคำนวณของแต่ละหอพักสรุปอยู่ใน Table 2-3 กำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 1,412.25 kWp สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,881,337 kWh/ปี

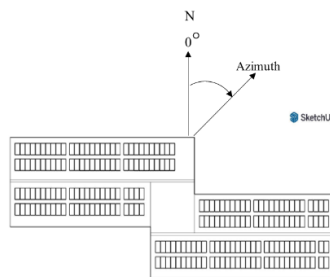


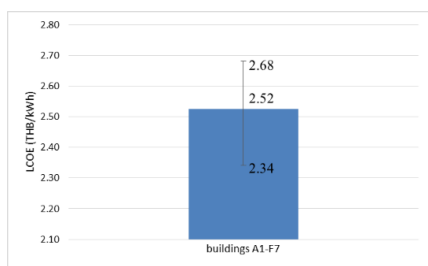
Fig 2 Sample of PV installing layout

Table 2 Installed capacity and estimated electricity generated from solar rooftops

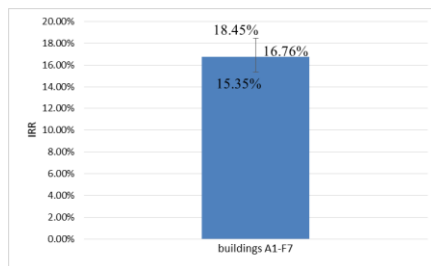
Buildings	Roof area (m2)	No of panels	Installed capacity (kWp)	System cost (THB)	Electricity generated (kWh/year)
A1	999	220	77	2,067,604	96,706
A2	999	220	77	2,067,604	96,706
A3	999	220	77	2,067,604	96,706
B1	1,274	140	49	1,315,748	70,443
B2	1,274	140	49	1,315,748	70,443
B3	1,274	140	49	1,315,748	70,443
B4	1,274	140	49	1,315,748	70,443
B5	1,274	140	49	1,315,748	70,443
B6	1,274	140	49	1,315,748	70,443
B7	1,274	140	49	1,315,748	70,443
B8	1,274	140	49	1,315,748	70,443
C1	999	180	63	1,691,676	79,123
C2	999	180	63	1,691,676	79,123
C3	999	180	63	1,691,676	79,123
C4	999	180	63	1,691,676	79,123
C5	1,035	180	63	1,691,676	80,212
C6	1,035	180	63	1,691,676	81,270

Table 3 Installed capacity and estimated electricity generated from solar rooftops (Continue)

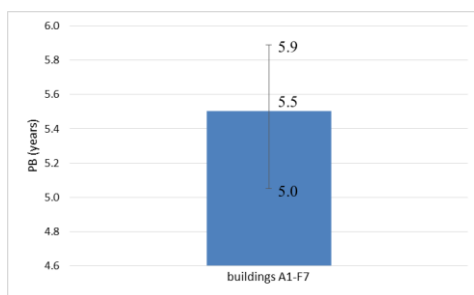
Buildings	Roof area (m2)	No of panels	Installed capacity (kWp)	System cost (THB)	Electricity generated (kWh/year)
C7	1,035	180	63	1,691,676	83,065
C8	1,035	180	63	1,691,676	84,028
C9	1,035	180	63	1,691,676	80,132
C10	1,035	180	63	1,691,676	82,625
C11	1,035	180	63	1,691,676	88,881
F3	2,054	25	8.75	234,955	10,989
F4	2,054	25	8.75	234,955	10,989
F5	2,054	65	22.75	610,883	28,572
F6	2,054	80	28	751,856	40,210
F7	2,054	80	28	751,856	40,210



(a) LCOE



(b) IRR



(c) Payback period

Fig 3 Economic feasibility analysis

3.2 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

3.2.1 ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

ผลการวิเคราะห์ LCOE ระยะเวลาคืนทุน และ IRR แสดงอยู่ใน Fig 3 ในรูปแบบของค่าเฉลี่ยและค่าสูงสุดและต่ำสุดในทุกอาคาร จากรูปจะพบว่า LCOE มีค่าอยู่ระหว่าง 2.34 ถึง 2.68 บาท/kWh โดยมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 2.52 บาท/kWh ซึ่งต่ำกว่าอัตราค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หมายความว่า การใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop แทนไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะช่วยประหยัดค่าใช้จ่าย เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ จะพบว่า IRR อยู่ในช่วง 15.35 ถึง 18.45% โดยมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 16.76% ซึ่งสูงกว่า 7.05% ที่ใช้เป็นเกณฑ์ในงานวิจัยนี้ แสดงว่าการติดตั้ง solar rooftop มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ นอกจากนี้ ระยะเวลาคืนทุนมีค่าระหว่าง 5 ถึง 6 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุการใช้งานเฉลี่ยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [17] ดังนั้นโครงการจึงมีความเสี่ยงต่ำ

3.2.2 ผลการวิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการ

3.2.2.1 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis)

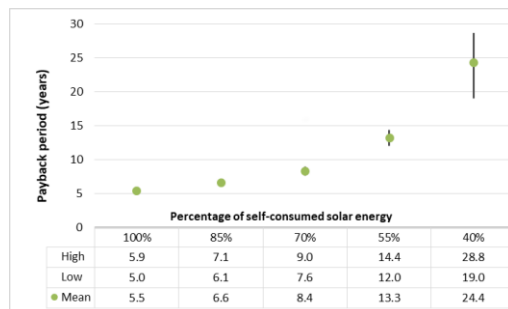
ผลการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงแต่ละปัจจัยเป็นดังต่อไปนี้

3.2.2.1.1 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เอง

ในกรณีฐานเราสมมติให้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ถูกใช้เองภายในหอพัก หากสัดส่วนนี้ลดลง (ไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ไม่ถูกใช้เองทั้งหมด) ผลตอบแทนโครงการจะเปลี่ยนแปลงไปดังแสดงใน Fig 4 จาก Fig 4 (a) จะพบว่า IRR จะลดลงตามสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองลดลง โดยหากสัดส่วนการใช้เองลดลงเหลือประมาณ 55% โครงการจะไม่มีมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์อีกต่อไป ($IRR < 7.05\%$) สถานการณ์เช่นนี้อาจเกิดขึ้นเมื่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของ solar rooftop ใหญ่เกินไปหรือพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้พักอาศัยเปลี่ยนไป ดังนั้น ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งจึงมีความสำคัญต่อความคุ้มค่าในการติดตั้ง ไม่ควรติดตั้งระบบที่มีขนาดใหญ่เกินความต้องการ Fig 4 (b) แสดงระยะเวลาคืนทุนเพิ่มขึ้นเมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองลดลง โดยระยะเวลาคืนทุนจะนานเกิน 25 ปี ในกรณีที่สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า 45%



(a) IRR



(b) payback period

Fig 4 Sensitivity analysis for changes in percentage of self-consumed solar energy

3.2.2.1.2 อัตราการเสื่อมของเซลล์แสงอาทิตย์

Fig 5 (a) และ (b) แสดง IRR และระยะเวลาคืนทุนเมื่ออัตราการเสื่อมของเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นจาก 0.5% ต่อปี ไปถึง 2.5% ต่อปี จากรูปจะพบว่า IRR ลดลงตามอัตราการเสื่อมของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้นแต่ยังคงมีค่าสูง

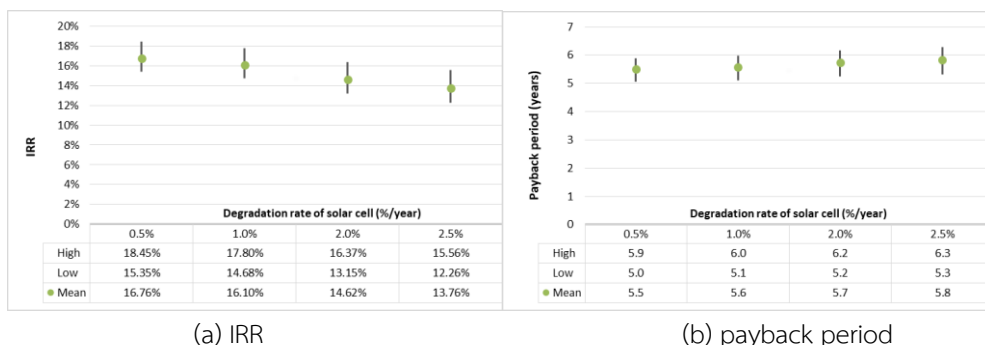


Fig 5 Sensitivity analysis for changes in degradation rate of solar cell

กว่า 12% ตลอดช่วงที่พิจารณา ในทำนองเดียวกัน ระยะเวลาคืนทุนเพิ่มขึ้นแต่ยังคงต่ำกว่า 7 ปี ซึ่งเปลี่ยนแปลงไปเพียงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับกรณีฐาน โดยปกติ อัตราการเสื่อมของเซลล์แสงอาทิตย์จะได้รับการรับประกันไว้ที่ไม่ต่ำกว่า 80% ภายใน 25 ปี ดังนั้น สามารถสรุปได้ว่าปัจจัยนี้ไม่ส่งผลกระทบต่อผลตอบแทนโครงการอย่างมีนัยสำคัญ

3.2.2.1.3 ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ

Fig.6 แสดงผลตอบแทนของโครงการเมื่อค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ที่ 2% ไปจนถึง 5% เมื่อค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ IRR ของโครงการลดลงและระยะเวลาคืนทุนเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม โครงการยังคงมีความคุ้มค่าตลอดช่วงที่พิจารณาโดย IRR จะลดลงไปถึงประมาณ 11% เมื่อค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นเป็น 5% ของเงินลงทุน ในทำนองเดียวกัน ระยะเวลาคืนทุนก็เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยจาก 5.9 ปี เป็น 7.3 ปี ปัจจัยเสี่ยงนี้สามารถลดหรือหลีกเลี่ยงได้ด้วยการทำสัญญาบำรุงรักษาระบบระยะยาวกับผู้รับผิดชอบ

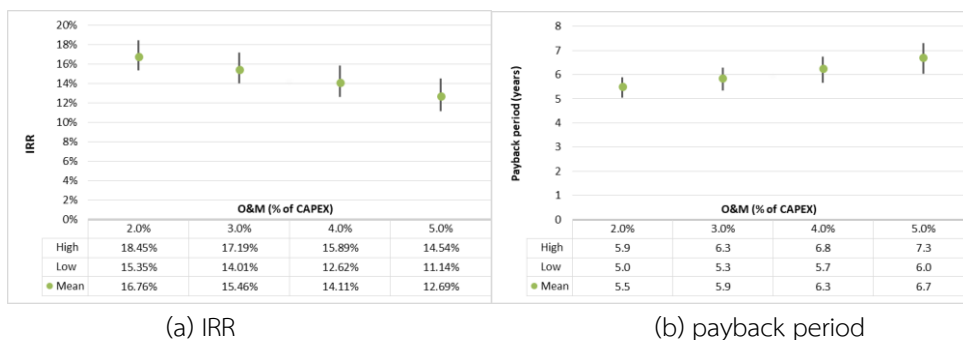


Fig. 6 Sensitivity analysis for changes in operating and maintenance costs

3.3 ผลการวิเคราะห์ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ของหอพักสามารถทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของแต่ละอาคารแสดงอยู่ใน Fig 7 ซึ่งเมื่อนำมารวมกัน

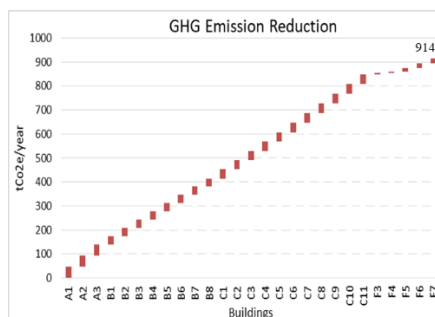


Fig. 7 Greenhouse gas emission reduction from installing solar rooftop on the dormitories

จะได้ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดเท่ากับ 914 tCO₂e/ปี ปริมาณการลดจะแปรผันตรงกับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop ที่ติดตั้งบนอาคารนั้น

4. สรุป

งานวิจัยนี้วิเคราะห์ความคุ้มค่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบนอาคารหอพักภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ศูนย์รังสิต จากผลการศึกษาสรุปได้ว่ากำลังการผลิตติดตั้งที่เหมาะสมกับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้พักอาศัยมีค่าประมาณ 1.4 MWp สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,881,337 kWh/ปี หรือประมาณ 20 % ของปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ของหอพักทั้งหมด เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์พบว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์โดยในแง่ต้นทุนโครงการมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยปรับเฉลี่ย (LCOE) อยู่ระหว่าง 2.34-2.68 บาท/kWh และในแง่ผลตอบแทน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ระหว่าง 15.35 – 18.45% ซึ่งสูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนดในงานวิจัยนี้ (7.05%) และมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 5-6 ปี ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) เพื่อประเมินปัจจัยเสี่ยงที่ละปัจจัย ได้แก่ (1) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เอง (2) อัตราการเสื่อมของเซลล์แสงอาทิตย์ และ (3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา สรุปได้ว่า สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อความคุ้มค่าของโครงการ โดยโครงการจะมีความคุ้มค่าเมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองสูงกว่าประมาณ 60% ขึ้นไป ส่วนอีก 2 ปัจจัยไม่ส่งผลต่อความคุ้มค่าของโครงการอย่างมีนัยสำคัญ ในด้านสิ่งแวดล้อม การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาหอพักสามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้เท่ากับ 914 tCO₂e/ปี ดังนั้น สามารถสรุปได้ว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคามิประโยชน์ทั้งในแง่พลังงานและสิ่งแวดล้อมซึ่งช่วยส่งเสริมการพัฒนาสู่การเป็นมหาวิทยาลัยสีเขียวและการก้าวเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (carbon neutrality) ของประเทศไทย

5. References

Abdallah, R., Juaidi, A., Salameh, T., Jeguirim, M., Çamur, H., Kassem, Y., & Abdala, S. (2022).

Chapter 1 - Estimation of solar irradiation and optimum tilt angles for south-facing surfaces in the

- United Arab Emirates: a case study using PVGIS and PVWatts’, in M., Jeguirim (ed.) Recent Advances in Renewable Energy Technologies. Location: Academic Press, 3-39.
- Andy, W., Lockhart, E., Desai, J., Ardani, K., Klise, G., Lavrova, O., Tansy, T., Deot, J., Fox, B., & Pochiraju, A. (2020). Model of Operation-and-Maintenance Costs for Photovoltaic Systems. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5C00-74840. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74840.pdf>.
- Bank of Thailand. (2024a). Macroeconomic Indicators. Retrieved from app.bot.or.th/BTWS_STAT/statistics/BOTWEBSTAT.aspx?reportID=409&language=TH. January 30, 2024. (in Thai)
- Bank of Thailand. (2024b). Loan Interest Rate. Retrieved from <https://www.bot.or.th/th/statistics/interest-rate.html>. January 30, 2024.
- Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy. (2017). Project to Improve the Solar Potential Map from Satellite Images for Thailand. Retrieved from https://oldwww.dede.go.th/ewt_news.php?nid=47736&filename=index. January 20, 2024. (in Thai)
- Energy Policy and Planning Office, Ministry of Energy. (2023). Thailand Energy Statistics Report 2023, pp 177-178. Retrieved from <https://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/19566-energy-statistics-2566>. January 20, 2024. (in Thai)
- Global Compact Network Thailand. (2021). Thailand's Long-term Greenhouse Gas Emission Development Strategy, presented at COP26, Thailand Pavilion Retrieved from globalcompact-th.com/news/detail/602. January 20, 2024. (in Thai)
- Hadj Arab, A., Taghezouit, B., Abdeladim, K., Semaoui, S., Razagui, A., Gherbi, A., Boulahchiche, S., & Hadj Mohammed, I. (2020). Maximum power output performance modeling of solar photovoltaic modules. *Energy Reports*, 6(1), 680-686.
- International Renewable Energy Agency. (2023). Renewable Power Generation Costs in 2022 (p. 207). Retrieved from www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022
- Jordan, D.C., Smith, R.M., Osterwald, C.R., Gelak, E. & Kurtz, S.R. (2011). Outdoor PV Degradation Comparison, NREL/CP-5200-47704. 7pp.
- Jordan, D.C., & Kurtz, S.R. (2012). Photovoltaic Degradation Rates: An Analytical Review (NREL/JA-5200-51664). 30pp.
- Koner, P.K., Dutta, V., & Chopra, K.L. (2000). A comparative life cycle energy cost analysis of photovoltaic and fuel generator for load shedding application. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 60(4), 309-322.

- Limmanee, A., Udomdachanut, N., Songtra, S., Kaewniyompanit, A., Sato, Y., Nakaishi, M., Kittisontirak, S., Sriprapha, K., & Sakamoto, Y. (2016). Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules: A case study in Thailand. *Renewable Energy*, 89, 12-17.
- Office of the National Economic and Social Development Council. (2023). Thirteenth National Economic and Social Development Plan (2023-2027). Retrieved from <https://www.nesdc.go.th/main.php?filename=plan13>. January 20, 2024. (in Thai)
- Solarpraxis, A.G. (2011). Inverter and PV System Technology Industry Guide 2011 (RENI-Renewable Insight Energy Industry Guides, p. 98).
- Thailand Greenhouse gas Management Organization (TGO). (2023a). Electricity Generation from Renewable Energy (T-VER-S-METH-01-01). Retrieved from <https://ghgreduction.tgo.or.th/th/tver-method/t-ver-classify-methodology/t-ver-methodology1/item/3554-electricity-generation-from-renewable-energy.html> (in Thai)
- Thailand Greenhouse gas Management Organization (TGO). 2023b. Greenhouse Gas Emission Values from Electricity Generation and Consumption for Greenhouse Gas Reduction Projects and Activities. Retrieved from <https://ghgreduction.tgo.or.th/th/download-tver/120-tver-gwp-emission-factor/3377-emission-factor-30-2565.html> (in Thai)
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). (2014). AMS-I.D.: Grid Connected Renewable Electricity Generation. Retrieved from <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/W3TINZ7KKWCK7L8WTXFQQOFQQH4SBK>
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). (2016). ACM0002 Grid-Connected Electricity Generation from Renewable Sources Version 17.0, Available Source: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/8W400U6E7LFHHYH2C4JR1RJWWO4PVN>.