

การประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับภาคครัวเรือน

Financial Feasibility Study of Installing Solar Photovoltaic Rooftop for Residential Sector

ธนาพล ตันติสัตยกุล*

สาขาเทคโนโลยีเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต

คลองหนึ่ง คลองหลวง ปทุมธานี 12120

Thanapol Tantisattayakul*

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

Rangsit Centre, Khlong Nueng, Khlong Luang, Pathum Thani 12120, Thailand

*Corresponding Author E-mail: tthanapol@tu.ac.th

Received: Sep 2, 2021; Revised: Oct 10, 2021; Accepted: Nov 2, 2021

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) สำหรับภาคครัวเรือนภายใต้การส่งเสริมของภาครัฐในโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน โดยใช้ระบบ ขนาด 3 kWp 5 kWp และ 10 kWp เป็นกรณีศึกษา ตัวชี้วัดในงานวิจัยใช้อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR) เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบผลตอบแทนจากการลงทุนทางเลือกอื่นได้ งานวิจัยได้กำหนดเกณฑ์ความคุ้มค่าทางการเงินไว้ 2 ระดับ คือ 1) MLR (6.3%) สำหรับเจ้าของบ้านที่มีภาระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัย และ 2) อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล (2.5%) สำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัย ผลการศึกษาพบว่า ระบบขนาด 10 kWp มีความคุ้มค่าทางการเงินโดยผ่านเกณฑ์สำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัย ในขณะที่ ระบบขนาด 3 kWp และ 5 kWp ไม่ผ่านเกณฑ์ความคุ้มค่าทางการเงินทั้ง 2 เกณฑ์ นอกจากนี้ ได้ประเมินความเสี่ยงของโครงการด้วยการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) และการวิเคราะห์สถานการณ์ (Scenario Analysis) โดยพิจารณาตัวแปร 1) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เอง และ 2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า ผลการศึกษา สรุปได้ว่า โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน เหมาะสำหรับการติดตั้งเพื่อใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองภายในบ้านมากกว่าการมุ่งหวังขายไฟฟ้าคืนให้กับระบบโครงข่าย

คำสำคัญ: ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา, ความคุ้มค่าทางการเงิน, ภาคครัวเรือน

Abstract

This research assessed the financial feasibility of installing a solar rooftop system for households under the government's stimulus program using system sizes of 3 kWp, 5 kWp, and 10 kWp as cases study. Internal rate of return (IRR) was used as an indicator so that the results can be compared with other investment alternatives. Financial feasibility criteria was set two levels: 1) a minimum loan rate (6.3%) for homeowners having mortgage loan and 2) government bond

rate (2.5%) for homeowners without mortgage loan. The results showed that the 10 kWp system was financially feasible through the second criteria, while the 3 kWp and 5 kWp systems did not meet both of the financial feasibility criteria. In addition, a sensitivity analysis and scenario analysis were performed to assess the project risks considering the variables: 1) an electricity self-consumption ratio and 2) an annual escalation rate of electricity tariff. The results suggested that the solar rooftop is more suitable for installation for self-consumption than installation for selling the electricity back to the electrical grid.

Keywords: Solar Rooftop, Financial Feasibility, Residential Sector

1. บทนำ

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ประเทศไทยมีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์กระจายตัวในช่วง 17–20 MJ/m²-day ระหว่างปี และมีค่าเฉลี่ยตลอดทั้งปีเท่ากับ 17.6 MJ/m²-day [1] ทำให้สามารถใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ตลอดทั้งปี พลังงานแสงอาทิตย์สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้โดยตรง ในรูปของความร้อน แสงสว่าง หรือนำไปแปลงเป็นไฟฟ้า โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ก็ได้ การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์อาจอยู่ในรูปแบบการผลิตแบบรวมศูนย์ (Centralized Generation) อย่าง โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Farm) หรือ รูปแบบการผลิตแบบกระจาย (Distributed Generation) อย่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) ประเทศไทยมีนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่อง โดยภาครัฐได้ออกมาตรการส่งเสริมทางการเงินสำหรับไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์เนื่องจากต้นทุนการผลิตที่สูงกว่าเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ในช่วงแรก (ประมาณ พ.ศ. 2550–2551) การสนับสนุนด้านการเงินอยู่ในรูปแบบของ แอดเดอร์ (Adder) กล่าวคือ ผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จะ “เงินส่วนเพิ่ม” จากราคารับซื้อไฟฟ้าปกติในทุกหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ ต่อมา ในช่วง พ.ศ. 2556–2558 รูปแบบการสนับสนุนได้เปลี่ยนเป็นระบบฟีดอินทาร์ฟ (Feed in Tariff, FiT) โดยผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จะสามารถขายไฟฟ้าให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ในอัตราค่าไฟฟ้าคงที่ในช่วงเวลาที่กำหนด [2–3] ทั้งสองมาตรการนี้เป็นมาตรการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจาก

พลังงานแสงอาทิตย์ ต่อมา ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 นโยบายส่งเสริมเปลี่ยนจากการรับซื้อเป็นการอนุญาตให้ติดตั้งเพื่อใช้ไฟฟ้าที่ผลิตเองเป็นหลักตามแนวโน้มนโยบายลดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ ในปัจจุบัน (พ.ศ. 2564) การส่งเสริมที่ดำเนินการอยู่คือ โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน

โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน หรือ โครงการ “โซลาร์ภาคประชาชน” เป็นโครงการที่เริ่มขึ้นใน พ.ศ. 2562 รูปแบบโครงการคือภาคครัวเรือนติดตั้ง Solar Rooftop ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 kWp เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกใช้ภายในบ้านก่อน หากในช่วงเวลาที่ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar Rooftop เกินกว่าความต้องการไฟฟ้าภายในบ้าน ไฟฟ้าจะถูกส่งเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อขายคืนให้การไฟฟ้าฯ (การไฟฟ้านครหลวง หรือ การไฟฟ้าภูมิภาค ขึ้นกับจังหวัดที่อยู่) ในราคา 1.68 บาทต่อหน่วย (บาท/kWh) เป็นระยะเวลา 10 ปี (ปีที่ 11 เป็นต้นไปจะไม่สามารถขายคืนได้) ต่อมา อัตรารับซื้อไฟฟ้าถูกปรับขึ้นเป็น 2.20 บาทต่อหน่วย ในปี พ.ศ. 2564 [4] จากการส่งเสริมดังกล่าวมา ส่งผลให้กำลังการผลิตติดตั้งของไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 3 GW ในปี พ.ศ. 2561 [1] อย่างไรก็ตาม ในส่วนการติดตั้ง Solar Rooftop ของภาคครัวเรือนยังมีจำนวนน้อยกว่าเป้าหมายที่ตั้งไว้ [5]

ที่ผ่านมาได้มีงานวิจัยหลายชิ้นประเมินความคุ้มค่าของการติดตั้ง Solar Rooftop ของประเทศไทย [2],[3],[6–15] ในจำนวนนี้ งานวิจัย [6–11] เป็นการศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้ง Solar Rooftop ภายในสถาบันการศึกษาและหน่วยงานต่างๆ และ งานวิจัย [12–14] เป็นการศึกษาความ

คุ้มค่าในการติดตั้ง Solar Rooftop ภายในภาคธุรกิจ เพื่อใช้ไฟฟ้าภายในหน่วยงานหรือบริษัทตนเอง โดยปกติ ทั้ง 2 กลุ่มนี้มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงเวลากลางวัน และ ระบบ Solar Rooftop ที่ติดตั้งส่วนใหญ่เป็นระบบขนาดใหญ่ ผลการประเมินส่วนใหญ่พบว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุน (ยกเว้น [9] ที่พบว่าไม่คุ้มค่า) อย่างไรก็ตาม ตัวชี้วัดและเกณฑ์ที่ใช้ตัดสินมีความแตกต่างกันไปในแต่ละงานวิจัย งานวิจัย [2],[3] และ [15] เป็นการประเมินความคุ้มค่าของการติดตั้ง solar rooftop ในภาคครัวเรือน อย่างไรก็ตาม งานวิจัยเหล่านี้เป็นการประเมินความคุ้มค่าภายใต้นโยบายรับซื้อไฟฟ้าคืนด้วย FiT ซึ่งสิ้นสุดไปเมื่อ พ.ศ. 2558 ด้วยนโยบายการส่งเสริมที่เปลี่ยนแปลงไป ในปัจจุบัน รูปแบบผลประโยชน์ที่ผู้ติดตั้งจะได้รับมีความแตกต่างจากในอดีตเป็นอย่างมาก ณ เวลาที่เขียนงานวิจัยนี้ ยังไม่มีการศึกษาประเมินความคุ้มค่าการติดตั้ง Solar Rooftop ของภาคครัวเรือนภายใต้โครงการ โซลาร์ภาคประชาชน งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้ง Solar Rooftop สำหรับภาคครัวเรือนภายใต้ดังกล่าวในมุมมองของเจ้าของบ้าน และวิเคราะห์ตัวแปรที่ส่งผลต่อความคุ้มค่าเพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจของเจ้าของบ้านและการวางแผนนโยบายของภาครัฐ

2. วิธีการวิจัย

งานวิจัยนี้แบ่งขั้นตอนการศึกษาออกเป็น 3 ขั้นตอน คือ 1) การเก็บรวบรวมข้อมูลต้นทุนระบบ 2) การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน และ 3) การวิเคราะห์ความเสี่ยงซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1.การเก็บรวบรวมข้อมูลต้นทุนระบบ

สำรวจต้นทุนระบบ Solar Rooftop ในปัจจุบัน โดยการสอบถามราคาพร้อมคำติดตั้งจากบริษัทเอกชนจำนวน 8 แห่ง ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่พิจารณาในงานวิจัยนี้คือ 3 kWp 5 kWp และ 10 kWp ซึ่งเป็นขนาดสูงสุดที่ติดตั้งได้ภายใต้โครงการ โซลาร์ภาคประชาชน โดยทั่วไป พื้นที่หลังคาสำหรับติดตั้ง Solar Rooftop จะอยู่ที่ประมาณ 6–8 m²/kW ดังนั้น ระบบขนาด 3 kWp ต้องการพื้นที่หลังคาประมาณ 18–24 m² เหมาะสำหรับทาวน์เฮาส์ ระบบขนาด 5 kWp และ 10 kWp ต้องการพื้นที่หลังคาประมาณ 30–40 m² และ 60–80 m²

ซึ่งเหมาะสำหรับบ้านเดี่ยวขนาดกลาง และใหญ่ตามลำดับ ข้อมูลต้นทุนที่ได้มาได้นำมาคำนวณเป็นต้นทุนเฉลี่ยต่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (บาทต่อวัตต์) ของระบบแต่ละขนาดเพื่อวิเคราะห์เปรียบเทียบ โดยแบ่งต้นทุนระบบออกเป็น 3 ส่วน คือ 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Panels) 2) อินเวอร์เตอร์ (Inverter) และ 3) Balance of System (BOS) ซึ่งประกอบไปด้วย สายไฟ สวิตช์ อุปกรณ์จับยึดต่างๆ ค่าติดตั้ง และอุปกรณ์ที่จำเป็นอื่นๆ ในการติดตั้ง

2.2.การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน

ในงานวิจัยนี้ ผลตอบแทนการลงทุนที่เจ้าของบ้านจะได้รับจากการติดตั้ง Solar Rooftop แสดงอยู่ในรูปอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR) ซึ่งเป็นดัชนีแสดงอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีแบบทบต้นของโครงการในรูปร้อยละ เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบกับผลตอบแทนจากการลงทุนทางเลือกอื่นที่ทราบอัตราผลตอบแทนในรูปร้อยละอยู่แล้วได้ง่าย ค่า IRR สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (1)

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

เมื่อ

CF_t คือ กระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของบ้านได้รับในปีที่ t (บาท/ปี) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2)

IRR คือ อัตราผลตอบแทนภายใน (%)

n คือ อายุของโครงการ (ปี)

t คือ ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) $t = 1, 2, 3, \dots, n$

$$CF_t = B_t - Inv_t - O\&M_t \quad (2)$$

เมื่อ

B_t คือ ผลประโยชน์ที่ได้จากการติดตั้ง Solar Rooftop ในปี t (บาท/ปี)

Inv_t คือ เงินลงทุนระบบ Solar Rooftop ที่จ่ายในปีที่ t (บาท/ปี)

$O\&M_t$ คือ ค่าบำรุงรักษาระบบ Solar Rooftop ที่จ่ายในปีที่ t (บาท/ปี)

B_t ประกอบไปด้วยผลประโยชน์จากการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop ภายในบ้าน และรายได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop ให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในกรณีที่ผลิตเกินความต้องการภายในบ้าน ณ ขณะนั้น สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3)

$$B_t = (E_t \times Ratio_{self}) \times ERate_t + E_t \times (1 - Ratio_{self}) \times BuyRate_t \quad (3)$$

เมื่อ

E_t คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop ในปี ที่ t (kWh/ปี) คำนวณด้วยสมการที่ (4)

$Ratio_{self}$ คือ สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop เองภายในบ้าน (%) ในงานวิจัยนี้ กำหนดให้เท่ากับ 50% ในกรณีฐาน

$ERate_t$ คือ อัตราค่าไฟฟ้าที่เจ้าของบ้านต้องจ่ายในปีที่ t (บาท/kWh)

$BuyRate_t$ คือ อัตราค่าไฟฟ้าที่ภาครัฐรับซื้อในโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ภาคประชาชนในปีที่ t เท่ากับ 2.20 บาท/kWh [5]

โดย E_t คำนวณจาก

$$E_i = InstCap \times 8760 \times CapFactor_i \times (1 - Deg_t) \quad (4)$$

เมื่อ

$InstCap$ คือ กำลังการผลิตติดตั้งของระบบ Solar Rooftop (kW)

8760 คือ จำนวนชั่วโมงใน 1 ปี (ชั่วโมง)

Deg_t คือ อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (degradation) สะสมจนถึงปีที่ t (%)

$CapFactor_i$ คือ ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor) ในเดือน i (%) (อัตราส่วนของกำลังการผลิตเฉลี่ยต่อกำลังการผลิตติดตั้ง คำนวณจากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปี / (8,760 × กำลังการผลิตติดตั้ง))

สมมติฐานทางเทคนิคในการดำเนินโครงการ และทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์สรุปอยู่ในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 สมมติฐานทางด้านเทคนิค การเงินและเศรษฐศาสตร์

พารามิเตอร์	ค่า	หมายเหตุ
สมมติฐานทางเทคนิค		
อายุของ Solar Rooftop	25 ปี	ระยะประกันโดยทั่วไปของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์	15 ปี	[16] เปลี่ยนในปีที่ 16
อัตราการเสื่อมสภาพของเซลล์แสงอาทิตย์	0.5% ต่อปี	[17–19]
อัตราการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เอง	50%	สำหรับกรณีฐาน
Capacity Factor	15%	[3]
สมมติฐานทางการเงินและเศรษฐศาสตร์		
ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ	1.0% of system cost	[8] สมมติให้เพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ
อัตราค่าไฟฟ้า	4.22	สมมติให้เพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ
อัตราเงินเฟ้อ	2%/year	อัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยย้อนหลัง [20]

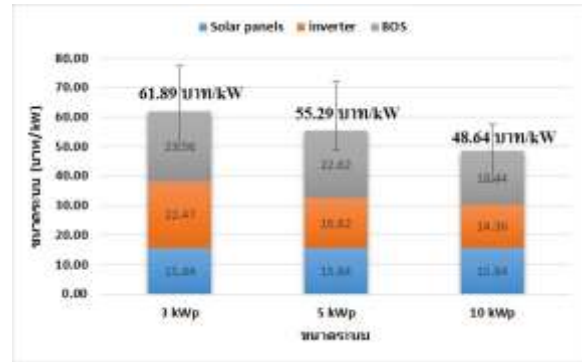
2.3.การวิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการ

งานวิจัยนี้ ใช้การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) และการวิเคราะห์สถานการณ์ (Scenario Analysis) เพื่อวิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการ การวิเคราะห์ของอ่อนไหว คือ การวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของผลตอบแทนโครงการเมื่อตัวแปรที่เกี่ยวข้องเปลี่ยนแปลงทีละตัวโดยที่ตัวแปรอื่นคงที่ ในขณะที่การวิเคราะห์สถานการณ์ คือ การวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของผลตอบแทนโครงการเมื่อตัวแปรเปลี่ยนแปลงพร้อมกันตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป ตัวแปรที่พิจารณาในงานวิจัยนี้ คือ 1) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้าน และ 2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า

3. ผลการวิจัยและอภิปราย

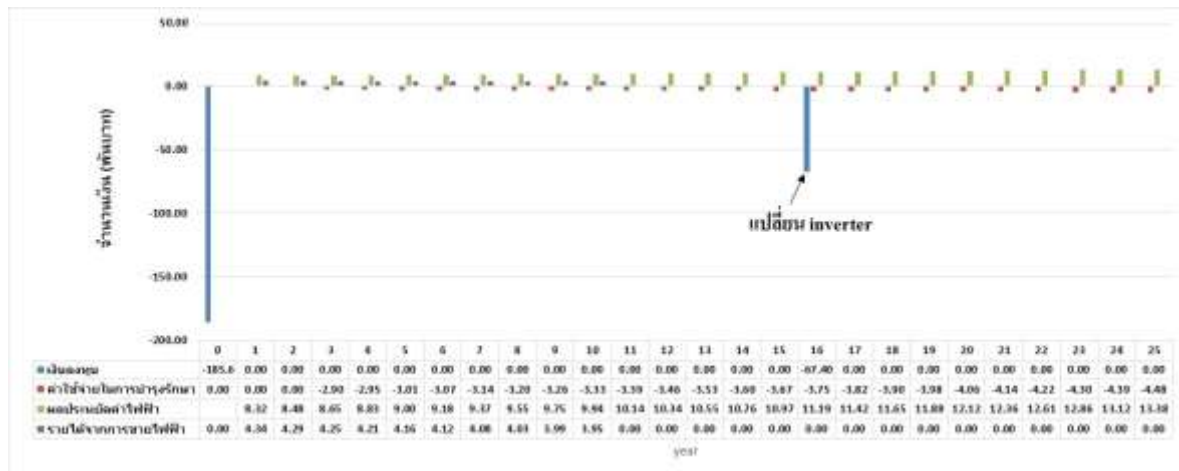
3.1.ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงิน

ต้นทุนระบบ Solar Rooftop ในงานวิจัยนี้ได้จากการสำรวจสอบถามจากบริษัทที่รับผิดชอบติดตั้งจำนวน 8 ราย **รูปที่ 1** แสดงต้นทุนเฉลี่ยต่อกำลังผลิตติดตั้ง ตามขนาดระบบ 3 kWp 5 kWp และ 10 kWp โดยแยกต้นทุนออกเป็น 3 ส่วน คือ 1) Solar Panels 2) Inverter และ 3) BOS พร้อมแสดงค่าสูงสุด ต่ำสุดของต้นทุน จากรูป จะพบว่า ต้นทุนระบบเฉลี่ยมีค่าประมาณ 48–62 บาท/kW โดยราคาเฉลี่ยจะถูกลงเมื่อกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นตามหลักการประหยัดต่อขนาด (Economies of Scale) ในทุกขนาดกำลังผลิตติดตั้ง ค่าอุปกรณ์ประกอบระบบและการติดตั้ง (Balance of System, BOS) เป็นสัดส่วนต้นทุนสูงที่สุดตามด้วย อินเวอร์เตอร์ และ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ในสัดส่วนใกล้เคียงกัน ต่างจากในอดีตที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นต้นทุนระบบที่สูงที่สุด [2] ทั้งนี้ เนื่องจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาลดลงมาก ในขณะที่ BOS ไม่ได้ลดลงตาม (ประกอบด้วยอุปกรณ์ประกอบระบบซึ่งเป็นตลาดที่อิ่มตัวแล้ว ราคาไม่ค่อยเปลี่ยนแปลง และค่าแรงซึ่งเพิ่มขึ้นตามเวลา)

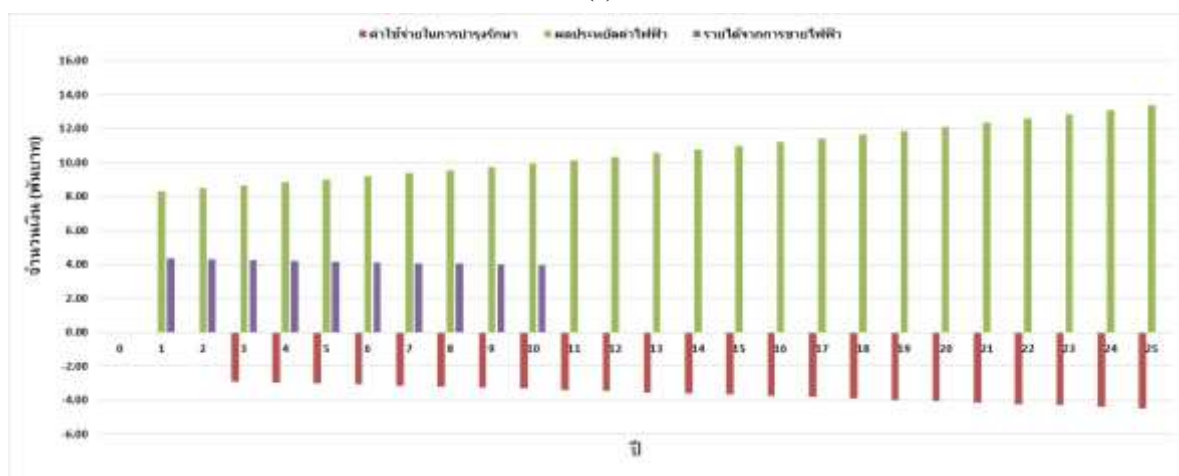


รูปที่ 1 ต้นทุนระบบ Solar rooftop ต่อกิโลวัตต์

กระแสเงินสดที่เกิดขึ้นตลอดโครงการของระบบ Solar rooftop มีลักษณะเหมือนกันในทุกขนาดระบบ **รูปที่ 2** แสดงตัวอย่างกระแสเงินสดสุทธิในกรณีระบบขนาด 3 kWp **รูปที่ 2(a)** แสดง เงินลงทุน ค่าใช้จ่าย และผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นตลอดโครงการ ในขณะที่ **รูปที่ 2(b)** แสดงเฉพาะ ผลประโยชน์ และ ค่าใช้จ่าย (ไม่รวมเงินลงทุน) เพื่อเปรียบเทียบรายได้จากการขายไฟฟ้า ผลประหยัดค่าไฟฟ้า และ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาได้อย่างชัดเจน เงินลงทุนในปีที่ 16 ใน **รูปที่ 2(a)** เกิดจากการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ จาก**รูปที่ 2(b)** จะพบว่า ผลประหยัดค่าไฟฟ้ามีค่าสูงกว่ารายได้จากการขายไฟฟ้า ถึงแม้จะกำหนดให้ไฟฟ้าที่ผลิตได้ถูกใช้เองภายในบ้าน และขายให้การไฟฟ้าอย่างละครึ่งในกรณีฐานก็ตาม ทั้งนี้ เนื่องจากอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกสูงกว่าราคารับซื้อไฟฟ้า ก็นของโครงการ โซลาร์ภาคประชาชน นอกจากนี้ ผลประหยัดค่าไฟฟ้ายังมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามสมมติฐานที่ให้อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเพื่อค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบก็เพิ่มตามเงินเพื่อเช่นเดียวกัน เมื่อคำนวณผลตอบแทนตลอดโครงการในรูปของ IRR ของระบบขนาดต่างๆ แล้ว ได้ผลดังแสดงใน ตารางที่ 2 จากตารางจะพบว่า ผลตอบแทนจะเพิ่มขึ้นตามขนาดระบบ โดยระบบขนาด 3 kWp มีผลตอบแทนคิดลบ (ขาดทุน) ในขณะที่ระบบขนาด 5 kWp และ 10 kWp มีผลตอบแทนเป็นบวก (กำไร)



(a)



(b)

รูปที่ 2 กระแสเงินสดต่อ 1 kW ของระบบขนาด 3 kWp (a) กระแสเงินสดตลาดอายุโครงการ
(b) ผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายตั้งแต่ปีที่ 1-25

เกณฑ์ตัดสินความคุ้มค่าทางการเงินของ IRR คือผลตอบแทนคาดหวังของผู้ลงทุน [3] ในกรณีนี้ ผู้ลงทุนคือภาคครัวเรือนหรือเจ้าของบ้านที่ติดตั้งระบบ Solar Rooftop สมมติให้เงินลงทุนเป็นเงินของเจ้าของบ้านทั้งหมด เนื่องจากในปัจจุบันยังไม่มีสินเชื่อระบบ Solar Rooftop สำหรับภาคครัวเรือน ดังนั้นเกณฑ์ตัดสินความคุ้มค่าทางการเงินจะใช้ผลตอบแทนการลงทุนจากทางเลือกอื่นที่ภาคครัวเรือนสามารถเข้าถึงได้ โดยปกติ เจ้าของบ้านส่วนใหญ่จะซื้อบ้านด้วยสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัยจึงมีภาระดอกเบี้ยที่ต้องผ่อนชำระ ดังนั้น อัตราดอกเบี้ยเงินกู้สำหรับสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัยจึงสามารถใช้เป็นเกณฑ์ตัดสินได้ เนื่องจากหากผลตอบแทนการลงทุนติดตั้งระบบ Solar Rooftop ต่ำกว่าอัตราดอกเบี้ยสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัย เจ้าของบ้านควรนำ

เงินที่จะลงทุนระบบ Solar rooftop ไปชำระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัยแทน อัตราดอกเบี้ยสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัยในงานวิจัยนี้ใช้ อัตราเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ขั้นดี (Minimum Loan Rate, MLR) เฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ [21] ในอีกด้านหนึ่ง สำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระเงินกู้ธนาคาร จะใช้ผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลเป็นเกณฑ์ ดังนั้น ในงานวิจัยนี้จึงใช้เกณฑ์ 2 ระดับ คือ 1) MLR (6.3%) สำหรับเจ้าของบ้านที่มีภาระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัย (เกณฑ์ 1) และ 2) อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล (2.5%) สำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัย (เกณฑ์ 2) ด้วยเกณฑ์ดังกล่าว จะพบว่า ระบบที่มีผลตอบแทนความคุ้มค่าทางการเงิน คือ ระบบขนาด 10 kWp ($IRR = 2.97\%$) โดยเป็นความคุ้มค่าสำหรับกลุ่มเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัยเท่านั้น ($2.5\% < IRR < 6.3\%$)

ตารางที่ 2 ผลการวิเคราะห์ IRR

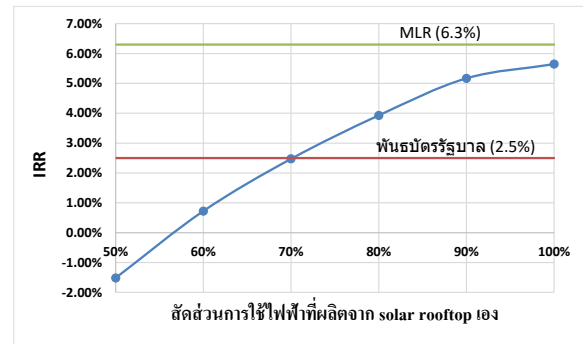
ขนาดระบบ	IRR
3 kW	-1.52%
5 kW	0.89%
10 kW	2.97%

3.2.ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

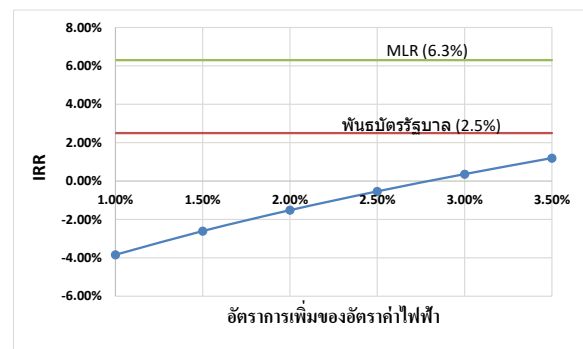
ผลการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงของตัวแปร 1) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop เองภายในบ้าน และ 2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า สำหรับระบบขนาด 3 kW 5 kW และ 10 kW แสดงอยู่ใน รูปที่ 3-5 ตามลำดับ ในแต่ละรูป รูป(a) แสดง IRR เมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองเปลี่ยนไปจากกรณีฐาน ในขณะที่ รูป(b) แสดง IRR เมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเปลี่ยนไปจากกรณีฐาน เมื่อพิจารณาแนวโน้มในภาพรวม จะพบว่า IRR จะเพิ่มขึ้นเมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้านเพิ่มขึ้น และ อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีฐาน ทั้งนี้ เนื่องจากการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองจะได้ผลประหยัดค่าไฟฟ้ามากกว่าการขายไฟฟ้าคืนให้การไฟฟ้าฯ ดังเห็นได้จาก รูปที่ 2(b) และ การที่อัตราการเพิ่มของค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ผลประหยัดค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นเมื่อเวลาผ่านไป จึงส่งผลให้ IRR ของโครงการเพิ่มขึ้น ในทางตรงข้าม IRR จะลดลงเมื่อตัวแปรทั้ง 2 เปลี่ยนแปลงในทิศตรงข้าม เมื่อพิจารณาระบบแต่ละขนาด ได้ผลดังต่อไปนี้

1)ระบบขนาด 3 kW – จาก รูปที่ 3(a) จะพบว่า IRR จะเริ่มเป็นบวกเมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้านประมาณ 57% และระบบจะเริ่มมีความคุ้มค่าทางการเงินเมื่อสัดส่วนมากกว่า 70% ขึ้นไป โดยผ่านเกณฑ์ 2 อย่างไรก็ดี ผลตอบแทนไม่ถึงเกณฑ์ 1 ถึงแม้ว่าจะใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้านทั้งหมด จาก รูปที่ 3(b) จะพบว่า IRR จะเปลี่ยนเป็นบวกที่อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าประมาณ 2.75% ขึ้นไป อย่างไรก็ตาม ระบบไม่มีความคุ้มค่าทางการเงิน โดยมีผลตอบแทนต่ำกว่าเกณฑ์ 2 ตลอดช่วงอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าที่พิจารณา ดังนั้น สามารถสรุปได้ว่า ระบบ

ขนาด 3 kW จะมีความคุ้มค่าทางการเงินสำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัยและสามารถใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้าน 70% ขึ้นไป



(a)



(b)

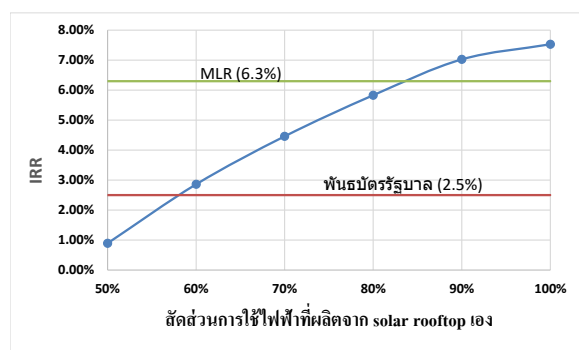
รูปที่ 3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของระบบ 3 kW

(a) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เอง

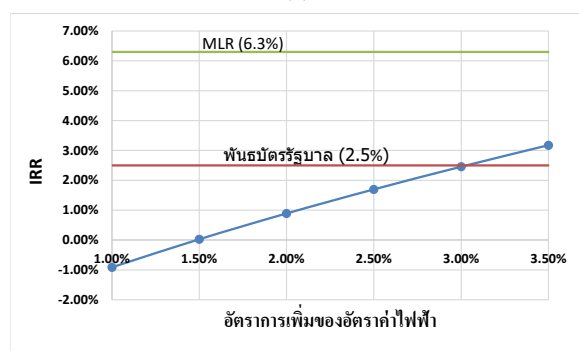
(b) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า

2)ระบบขนาด 5 kW – จาก รูปที่ 4(a) จะพบว่า ระบบจะเริ่มมีความคุ้มค่าทางการเงินโดยผ่านเกณฑ์ 2 เมื่อเจ้าของบ้านมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้าน 58% ขึ้นไป และผ่านเกณฑ์ 1 เมื่อสัดส่วนมากกว่า 84% ขึ้นไป จาก รูปที่ 3(b) จะพบว่า ระบบจะมีความคุ้มค่าทางการเงินโดยผ่านเกณฑ์ 2 เมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าตั้งแต่ 3% ต่อปี ขึ้นไป แต่ผลตอบแทนไม่ถึงเกณฑ์ 1 ตลอดช่วงที่พิจารณา ดังนั้น สามารถสรุปได้ว่า ระบบขนาด 5 kW จะมีความคุ้มค่าทางการเงินเมื่อมีการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้าน 58% และ 84% ขึ้นไป สำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีและมีการะสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัย ตามลำดับ อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าที่สูงกว่าการคาดการณ์ในกรณีฐาน (2% ต่อปี) จะ

ช่วยเพิ่มผลตอบแทนได้ แต่ผลตอบแทนยังไม่คุ้มค่าสำหรับเจ้าของบ้านที่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย



(a)



(b)

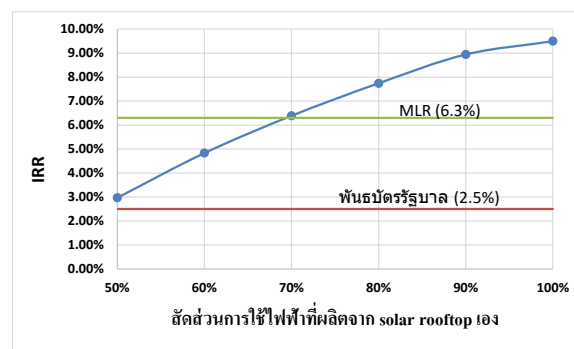
รูปที่ 4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของระบบ 5 kWp

(a) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เอง

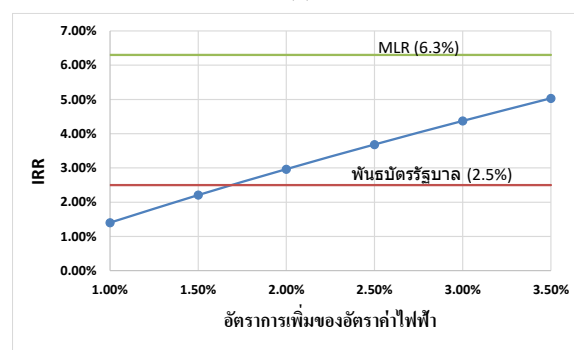
(b) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า

3)ระบบขนาด 10 kWp – ระบบมีความคุ้มค่าทางการเงิน โดยผ่านเกณฑ์ 2 ในกรณีฐาน รูปที่ 5(a)แสดงให้เห็นว่าถ้าเจ้าของบ้านมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้านเพิ่มขึ้นตั้งแต่ประมาณ 70% ขึ้นไป จะผ่านเกณฑ์ 1 จาก รูปที่ 5 (b) จะพบว่า ระบบจะยังมีความคุ้มค่าทางการเงินโดยผ่านเกณฑ์ 2 แม้้อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าจะลดลงกว่ากรณีฐานไปอยู่ที่ประมาณ 1.7% ต่อปี ขึ้นไป อย่างไรก็ตาม ผลตอบแทนไม่ถึงเกณฑ์ 1 ถึงแม้้อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นจากกรณีฐานเช่นเดียวกับระบบขนาด 5 kWp ดังนั้น สามารถสรุปได้ว่า ระบบขนาด 10 kWp มีความคุ้มค่าทางการเงินสำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัยในกรณีฐาน และถ้ามีการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้าน 70% ขึ้นไป ระบบจะคุ้มค่าทางการเงินสำหรับเจ้าของบ้านที่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย

ด้วย อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าที่สูงกว่าการคาดการณ์ในกรณีฐาน (2%) จะช่วยเพิ่มผลตอบแทนได้ แต่ผลตอบแทนยังไม่คุ้มค่าสำหรับเจ้าของบ้านที่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย



(a)



(b)

รูปที่ 5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของระบบ 10 kWp

(a) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เอง

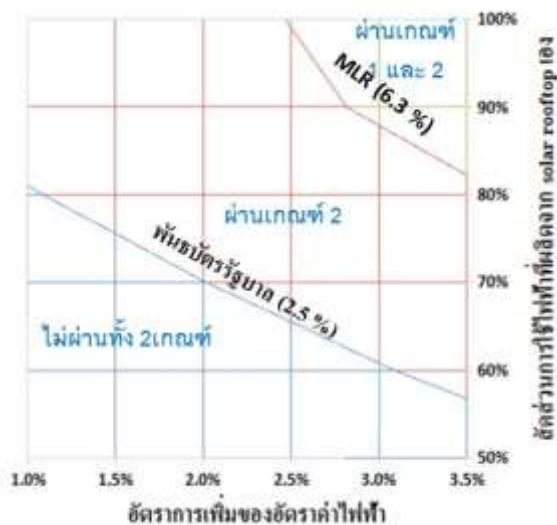
(b) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า

จากผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว สามารถสรุปได้ว่า ตัวแปรสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้านส่งผลต่อความคุ้มค่าทางการเงินของระบบ Solar Rooftop มากกว่าตัวแปรอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า ระบบทุกขนาดจะมีความคุ้มค่าทางการเงินเพิ่มขึ้นเมื่อเมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองเพิ่มขึ้น มีเพียงระบบขนาด 3 kWp ที่ไม่ผ่านเกณฑ์ 1 แม้จะมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองทั้งหมดก็ตาม แนวโน้มนี้เป็นผลดีต่อการตัดสินใจในทางปฏิบัติ เนื่องจากสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเป็นตัวแปรที่เจ้าของบ้านสามารถประเมินจากการใช้ไฟฟ้าของตนเองตลอดจนการเลือกขนาดของ Solar Rooftop ให้เหมาะสมก่อนการตัดสินใจลงทุนได้ ในขณะที่อัตราการเพิ่มของอัตราค่า

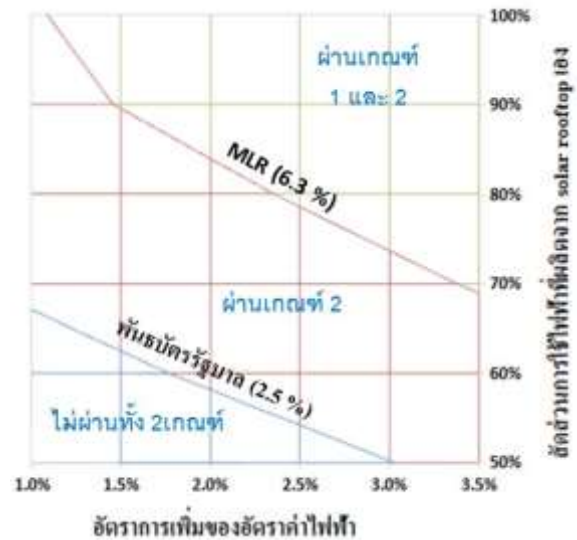
ไฟฟ้าเป็นตัวแปรที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของเจ้าของบ้าน

3.3.ผลการวิเคราะห์สถานการณ์ (Scenario analysis)

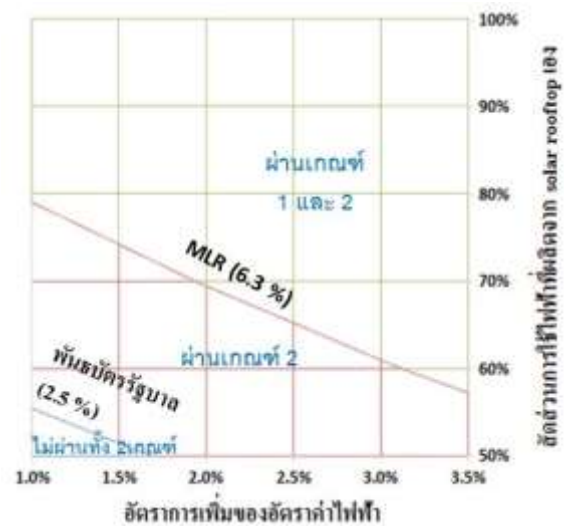
รูปที่ 6 แสดงแผนภาพระดับ (Contour Plot) ของ IRR ของระบบขนาดต่างๆ เมื่อตัวแปรสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้าน และ ตัวแปรอัตราค่าไฟฟ้า เปลี่ยนแปลงพร้อมกัน Contour Plot คือภาพมองมุมบนของพื้นผิว 3 มิติ แสดงการกระจายของ IRR ในมิติที่ 3 ตามการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรทั้งสอง โดยเส้นในรูปแสดงบริเวณที่มีระดับในมิติที่ 3 เท่ากัน หรือมีค่า IRR เท่ากันนั่นเอง ในรูปมีเส้นระดับ IRR 2 ระดับ ซึ่งตรงกับเกณฑ์ทั้ง 2 (พันธบัตรรัฐบาล และ MLR) แบ่งบริเวณใน Contour Plot ออกเป็น 3 ส่วน ประกอบด้วย 1) การลงทุนไม่ผ่านเกณฑ์ความคุ้มค่าทั้ง 2 เกณฑ์ 2) การลงทุนมีความคุ้มค่าผ่านเกณฑ์ 1 และ 3) การลงทุนมีความคุ้มค่าผ่านทั้ง 2 เกณฑ์ จากรูปจะพบว่า IRR จะเพิ่มขึ้นเมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้านและอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น (IRR มีค่าเพิ่มขึ้นตามทิศทางจากบริเวณซ้ายล่างไปบริเวณขวาบนของรูป) เนื่องจากผลประหยัดค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้านเพิ่มขึ้น และผลประหยัดจะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอนาคตเมื่ออัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น



(a)



(b)



(c)

รูปที่ 6 IRR เมื่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเอง และ อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า เปลี่ยนแปลงพร้อมกัน (a) 3 kWp (b) 5 kWp (c) 10 kWp

รูปที่ 6(a) แสดง IRR ของ ระบบขนาด 3 kWp จากรูปจะพบว่า สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองต่ำที่สุดที่มีความคุ้มค่าผ่านเกณฑ์ 1 คือ 82% โดยเกิดขึ้นเมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ 3.5% ต่อปี ในกรณีที่เจ้าของบ้านใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองทั้งหมด อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าจะต้องไม่ต่ำกว่า 2.5% ต่อปี จึงจะผ่านเกณฑ์ 1 ซึ่งเป็นสถานการณ์ที่ต่างจากกรณีฐานมาก นอกจากนี้ ถ้าเจ้าของบ้านมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองต่ำกว่า 57% จะไม่ผ่านเกณฑ์ 2 เลย ทุกอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าที่พิจารณา ดังนั้น สามารถสรุปได้ว่า ใน

กรณีที่มีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองไม่ถึง 57% ระบบขนาด 3 kWp จะไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินสำหรับทั้งเจ้าของบ้านที่มีและไม่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย

รูปที่ 6(b) แสดง IRR ของระบบขนาด 5 kWp จากรูปจะพบว่า สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองต่ำที่สุดที่มีโอกาสมีความคุ้มค่าผ่านเกณฑ์ 1 คือ 69% โดยเกิดขึ้นเมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ 3.5% ต่อปี และสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองที่มีความคุ้มค่าผ่านเกณฑ์ 1 จะค่อยๆ เพิ่มขึ้นเมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าลดลง โดยถ้าสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองเท่ากับ 100% จะมีความคุ้มค่าผ่านเกณฑ์ 1 ทุกอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าที่พิจารณา สถานการณ์ที่มีโอกาสทำให้ระบบไม่ผ่านความคุ้มค่าเกณฑ์ 2 คือ ที่สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองต่ำกว่า 67% โดยเกิดเมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ 1% ต่อปี และโอกาสขึ้นสถานการณ์นี้จะลดลงถ้าอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

รูปที่ 6(c) แสดง IRR ของระบบขนาด 10 kWp จากรูปจะพบว่า สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองต่ำที่สุดที่มีความคุ้มค่าผ่านเกณฑ์ 1 คือ 58% โดยเกิดขึ้นเมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ 3.5% ต่อปี และที่สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองประมาณ 80% ขึ้นไป ระบบจะมีความคุ้มค่าผ่านเกณฑ์ 1 ทุกอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าที่พิจารณา สถานการณ์ที่มีโอกาสทำให้ระบบไม่ผ่านความคุ้มค่าเกณฑ์ 2 จะเกิดขึ้นเมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าต่ำกว่า 1.7%

จากผลการวิเคราะห์สถานการณ์ระบบทั้ง 3 ขนาด สามารถสรุปได้ว่า สำหรับเจ้าของบ้านที่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองที่มีโอกาสที่การลงทุนจะมีความคุ้มค่าทางการเงิน คือ ตั้งแต่ประมาณ 58% ขึ้นไป ขึ้นกับขนาดของระบบ สำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองที่มีความคุ้มค่าจะต่ำลงโดยขึ้นอยู่กับขนาดของระบบเช่นกัน

4. สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยนี้ประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) สำหรับภาคครัวเรือนภายใต้การส่งเสริมของภาครัฐในโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบน

หลังคาสำหรับภาคประชาชน โดยแบ่งระบบออกเป็น 3 ขนาด คือ ขนาด 3 kWp 5 kWp และ 10 kWp ผลตอบแทนทางการเงินแสดงในรูปของผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR) เพื่อเปรียบเทียบกับทางเลือกการลงทุนอื่น โดยใช้เกณฑ์ตัดสินใจ 2 ระดับ คือ อัตราดอกเบี้ยสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย (เกณฑ์ 1) และ อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล (เกณฑ์ 2) สำหรับเจ้าของบ้านที่มีและไม่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย ตามลำดับ นอกจากนี้ ได้ประเมินความเสี่ยงของโครงการด้วยการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) และการวิเคราะห์สถานการณ์ (Scenario Analysis) โดยพิจารณาตัวแปร 1) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เอง และ 2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า ผลการศึกษาสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

1) ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงิน สรุปได้ว่า ในกรณีฐาน ระบบขนาด 10 kWp มีความคุ้มค่าทางการเงินสำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย (เกณฑ์ 2) ในขณะที่ ระบบขนาด 3 kWp และ 5 kWp ไม่ผ่านเกณฑ์ความคุ้มค่าทางการเงินทั้ง 2 เกณฑ์

2) ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว พบว่า ตัวแปร สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เองภายในบ้านส่งผลต่อความคุ้มค่าทางการเงินมากกว่าตัวแปรอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า โดยสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองที่ต่ำที่สุด แนวโน้มนี้เป็นผลดีต่อการตัดสินใจในทางปฏิบัติ เนื่องจากสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเป็นตัวแปรที่เจ้าของบ้านสามารถประเมินจากการใช้ไฟฟ้าของตนเองตลอดจนการเลือกขนาดของ Solar Rooftop ให้เหมาะสมก่อนการตัดสินใจลงทุนได้

3) ผลการวิเคราะห์สถานการณ์ สรุปได้ว่า สำหรับเจ้าของบ้านที่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองที่มีโอกาสที่การลงทุนจะมีความคุ้มค่าทางการเงิน คือ ตั้งแต่ประมาณ 58% ขึ้นไป ขึ้นกับขนาดของระบบ สำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่เพื่อที่อยู่อาศัย สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเองที่มีความคุ้มค่าจะต่ำลงโดยขึ้นอยู่กับขนาดของระบบเช่นกัน

4) โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน เหมาะสำหรับการติดตั้งเพื่อ

ใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองภายในบ้านมากกว่าการมุ่งหวังขายไฟฟ้าคืนให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

5) การติดตั้ง Solar Rooftop สามารถเพิ่มขึ้นได้ ถ้าภาครัฐเพิ่มนโยบายสนับสนุนที่เหมาะสม ทั้งในแง่การเพิ่มผลตอบแทนและลดค่าใช้จ่าย นโยบายของภาครัฐที่อาจจะช่วยส่งเสริม ได้แก่ การเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้าคืน การส่งเสริมการขายคาร์บอนเครดิตจากการติดตั้ง Solar Rooftop ภาคครัวเรือน การนำค่าใช้จ่ายในการในการติดตั้ง Solar Rooftop ไปหักลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคลธรรมดา เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ผลกระทบของนโยบายเหล่านี้ต่อทุกภาคส่วนเป็นประเด็นที่ควรได้รับการศึกษาในรายละเอียดต่อไป

ผลการศึกษาในงานวิจัยนี้ สามารถใช้เป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจสำหรับภาคครัวเรือนในการติดตั้งระบบ Solar Rooftop นอกจากนี้ สามารถใช้เป็นข้อมูลประกอบการกำหนดนโยบายของภาครัฐในอนาคตได้

เอกสารอ้างอิง

- [1] Department of alternative energy development and efficiency (DEDE), “Alternative Energy Development Plan 2018-2037 (AEDP 2018),” Ministry of Energy, Bangkok, Thailand, 2020. [Online]. Available: https://www.dede.go.th/download/Plan_62/20201021_TIEB_AEDP2018.pdf
- [2] T. Tantisattayakul, “An assessment of financial promotion measures for residential solar photovoltaic rooftop system in Thailand,” *Thai Science and Technology Journal*, vol. 23, no. 4, pp. 606–621, 2015.
- [3] T. Tantisattayakul and P. Kanchanapiya, “Financial measures for promoting residential rooftop photovoltaics under a feed-in tariff framework in Thailand,” *Energy Policy*, vol. 109, pp. 260–269, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.06.061.
- [4] Energy Regulatory Commission (ERC). “Solar rooftop for public sector.” [solar.erc.or.th. http://solar.erc.or.th/solar62/index.html](http://solar.erc.or.th/solar62/index.html). (Accessed: Mar 1, 2021).
- [5] Energy Policy and Planning Office (EPPO), “Power Development Plan 2018 revision 1 (PDP2018 revision1),” Ministry of Energy, Bangkok, Thailand 2020. [Online]. Available: http://www.eppo.go.th/images/Infomation_service/public_relations/PDP2018/PDP2018Rev1.pdf
- [6] G. Panprayun, “8 kWp Rooftop PV System and Feasibility of System Expansion,” *Journal of Professional Routine to Research*, vol. 4, pp. 76–86, 2017.
- [7] 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, 2015.
- [8] T. Tantisattayakul, P. Rassameethammachote, 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, pp. 1083–1099, 2017.
- [9] P. Piriyaasatta, “Using Photovoltaic System on The Faculty of Architecture’s Building Rooftop in Khon Kaen University for Energy Conservation,” *Built Environment Inquiry Journal Faculty of Architecture Khon Kaen University*, vol. 15, no. 1, pp. 183–200, 2016.
- [10] W. Pichitkunchorn and K. Chayakulkheeree, “Design and Economic Analysis of Solar Rooftop Electric System on the Building of Post Engineering Department,” *Engineering Journal of Research and Development*, vol. 29, no. 1, pp. 25–36, 2018.
- [11] K. Chaivanich, P. Ubolsook, M. Sangthong, “The Assessment in Reducing Greenhouse Gas Emission and Economical Worthiness of Solar Farm in Chulachomklao Royal Military Academy,” *Science and Technology Nakhon Sawan Rajabhat University Journal*, vol. 10, no. 12, pp. 35–46, 2018.

- [12] R. Chuchart and D. Amonhaemanon, "An Assessment of Financial Worthiness for Solar Cell Rooftop The Case Study of Sawn Timber Hevea Wood Factory in Trang Province," *NIDA Business Journal*, vol. 26, pp. 6–35, 2020.
- [13] K. Sripodok, "The Value of Investment on Renewable Energy: A Case Study of Power Generation by Solar Energy Roof System Projected by HOMEPRO, Mega Home and Market Village," *Social Science Journal of Prachuen Research Network*, vol. 2, no. 1, pp. 52–69, 2020.
- [14] T. Potisat, S. Tongsopit, A. Aksornkij and S. Mounghareon, "To buy the system or to buy the service: the emergence of a solar service model in Thailand," *Renewable Energy Focus*, vol. 21, pp. 1–10, 2017, doi: 10.1016/j.ref.2017.06.002.
- [15] S. Yoonmak, T. Patcharoen and A. Ngaopitakkul, "Performance and Economic Evaluation of Solar Rooftop System in Different Regions of Thailand," *Sustainability*, vol. 11, no. 23, pp. 6647, 2019, doi: 10.3390/su11236647.
- [16] M. Woodhouse, R. J. Albertus, D. Feldman, R. Fu, K. Horowitz, D. Chung, D. Jordan and S. Kurtz, "On the path to SunShot: The role of advancements in solar photovoltaic efficiency, reliability, and costs," *National Renewable Energy Laboratory*, Washington, DC, USA, pp. 36, 2016, doi: 10.2172/1253983.
- [17] A. Limmanee, N. Udomdachanut, S. Songtra, A. Kaewniyompanit, Y. Sato, M. Nakaishi, S. Kittisontirak, K. Sriprapha and Y. Sakamoto, "Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules: A case study in Thailand," *Renewable Energy*, vol. 89, pp. 12–17, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.11.088.
- [18] D.C. Jordan, R.M. Smith, C.R. Osterwald, E. Gelak and S.R. Kurtz, "Outdoor PV Degradation Comparison", presented at the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, HI, USA, June 20–25, 2010, 2694–2697, doi: 10.1109/PVSC.2010.5616925
- [19] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic Degradation Rates: An Analytical Review," *Photovoltaics*, vol 21, no. 1, 12–29, 2013, doi: 10.1002/pip.1182
- [20] *Macroeconomic indicators of Thailand*, Bank of Thailand, Mar 1, 2021. [Online]. Available: https://www.bot.or.th/App/BTWS_STAT/statistics/ReportPage.aspx?reportID=409&language=th
- [21] *Loan interest rate*, Bank of Thailand, Mar 1, 2021. [Online]. Available: https://www.bot.or.th/thai/statistics/financialmarkets/interestrate/_layouts/application/interest_rate/in_rate.aspx.