

การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย

An Assessment of Financial Promotion Measures for Residential Solar Photovoltaic Rooftop System in Thailand

ธนาพล ตันติสัตยกุล*

ภาควิชาเทคโนโลยีชนบท คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ตำบลคลองหนึ่ง อำเภอคลองหลวง จังหวัดปทุมธานี 12120

Thanapol Tantisattayakul*

Department of Rural Technology, Faculty of Science and Technology,

Thammasat University, Rangsit Centre, Khlong Nueng, Khlong Luang, Pathum Thani 12120

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาประเมินนโยบายสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของภาคครัวเรือนในประเทศไทย (solar PV rooftop) โดยพิจารณาจากระบบ solar PV rooftop ชนิดแผงโพลีคริสตัลไลน์ (polycrystalline crystalline) สำหรับภาคครัวเรือนขนาดไม่เกิน 10 kW เป็นกรณีศึกษา จากผลการศึกษาพบว่าภายใต้มาตรการสนับสนุนด้านการเงินจากภาครัฐในปัจจุบัน การติดตั้ง solar PV rooftop สำหรับที่อยู่อาศัยยังไม่ได้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าที่ต้นทุนระบบต่อการผลิตติดตั้งเฉลี่ย การติดตั้งจะมีความคุ้มค่าเมื่อผู้ติดตั้งมีต้นทุนระบบต่อการผลิตติดตั้งไม่เกิน 71 บาท/W ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวพบว่าปัจจัยอื่นที่ส่งผลต่อความคุ้มค่าของโครงการ ได้แก่ plant factor อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา และอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตามลำดับ โดยอุปกรณ์ในระบบที่เกี่ยวข้องกับปัจจัยดังกล่าวอย่างมีนัยสำคัญ คือ อินเวอร์เตอร์ และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ นอกจากนี้ในการศึกษานี้ ได้เสนอมาตรการเพิ่มเติมเพื่อให้ผลตอบแทนของการติดตั้ง solar PV rooftop โดยภาคครัวเรือนมีความเหมาะสมยิ่งขึ้น

คำสำคัญ : ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา; มาตรการสนับสนุนทางการเงิน; ฟิสิกอินทาร์ฟ

Abstract

The objective of this research is to assess the current financial promotion measures for residential solar PV rooftop systems in Thailand. The residential solar PV rooftop system using multi-crystalline solar modules with installed capacity up to 10 kW is considered as a case study.

*ผู้รับผิดชอบบทความ : thanapolosk@hotmail.com

The results found that the investment of residential solar PV rooftop system is probably not financial feasible at the current average system investment cost. The investment will be financial feasible at the system investment cost not greater than 71 THB/W. The sensitivity analysis results show that the influential risk factors of the investment are Plant factor, technical life time of inverters, operation and maintenance cost, and degradation rate of solar modules, respectively which are significantly impacted by inverters and solar modules. Moreover, the additional measures to support the current measures were proposed in this study for investors in order to gain more attractive rate of return on investment.

Keywords: solar PV rooftop; financial promotion measures; feed-in tariff

1. บทนำ

ประเทศไทยมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามการเติบโตของเศรษฐกิจ โดยในปี พ.ศ. 2555 มีความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 26,121 MW และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ในปัจจุบันโครงสร้างแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าประกอบไปด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลถึง 87 % (ก๊าซธรรมชาติ 67 % ถ่านหิน 20 %) [1,2] ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่ประเทศไทยมีปริมาณนำเข้าสุทธิและยังเป็นเชื้อเพลิงที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้น เพื่อความมั่นคงทางพลังงาน จึงจำเป็นต้องหาแหล่งพลังงานทดแทนเพื่อตอบสนองต่อความต้องการพลังงานที่เพิ่มสูงขึ้นและลดการพึ่งพาการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนรูปแบบหนึ่งที่สามารถนำมาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับผลิตไฟฟ้าได้ ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศไทยได้รับรังสีอาทิตย์มากกว่า $17 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$ ซึ่งถือว่าอยู่ในระดับสูง [3] เหมาะสมต่อการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (solar PV rooftop) เป็นรูปแบบหนึ่งของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นการผลิตไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่ที่มีความต้องการ

ใช้ไฟฟ้าโดยตรงโดยไม่จำเป็นต้องส่งกระแสไฟฟ้าผ่านระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่ายได้เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่อยู่ห่างไกลจากพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า ระบบ solar PV rooftop จึงเป็นรูปแบบการผลิตไฟฟ้าที่สมควรส่งเสริมเพื่อประโยชน์ของส่วนรวม

ในปี พ.ศ. 2551 ประเทศไทยโดยกระทรวงพลังงานได้จัดทำ “แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551-2565) (Renewable Energy Development Plan, REDP)” เพื่อกำหนดทิศทาง การพัฒนาพลังงานทดแทนเพื่อเตรียมความพร้อมด้านพลังงานให้กับประเทศ ในแผนนี้ได้กำหนดเป้าหมายของการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าไว้ที่ 500 MW ภายในปี พ.ศ. 2565 [4] เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีราคาสูง ภาครัฐได้ออกมาตรการสนับสนุนด้านการเงินแก่ผู้ลงทุนในรูปแบบของการให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (adder) จากราคาซื้อไฟฟ้าปกติ [ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า Ft)] ในอัตรา 8 บาท/kWh เป็นระยะเวลา 10 ปี เพื่อจูงใจ และต่อมาปรับลดลงเหลือ 6.5 บาท/kWh ระยะเวลา 10 ปี [5] เพื่อให้สอดคล้องกับแนวโน้ม

การลดลงของราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ต่อมาในช่วงปลายปี พ.ศ. 2554 ภาครัฐได้มีการปรับปรุงเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทน โดยเปลี่ยนไปใช้ “แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25 % ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) (Alternative Energy Development Plan, AEDP 2012-2021)” แทน และปรับเพิ่มเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็น 2,000 MW ภายในปี พ.ศ. 2564 ซึ่งประกอบด้วยไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (solar PV rooftop) จำนวน 1,000 MW พร้อมทั้งปรับรูปแบบมาตรการส่งเสริมทางการเงินจาก adder เป็นฟีดอินทาร์ฟ (Feed-in tariff, FIT) เพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์ [5,6]

FIT คือ มาตรการสนับสนุนทางการเงินโดยภาครัฐรับประกันรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนชนิดต่าง ๆ ด้วยอัตราที่กำหนดไว้ในช่วงระยะเวลาหนึ่งเพื่อสร้างความมั่นใจให้กับผู้ลงทุน โดยอัตราและระยะเวลาที่รับประกันขึ้นกับชนิดของเทคโนโลยีที่ใช้ ได้มีการนำ FIT มาใช้ส่งเสริมการลงทุนโครงการพลังงานหมุนเวียนและประสบความสำเร็จในหลาย ๆ ประเทศ [7-9] สำหรับประเทศไทย คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเมื่อเดือนกรกฎาคม 2556 กำหนดอัตรา FIT เพื่อสนับสนุนโครงการ solar PV rooftop สำหรับบ้านอยู่อาศัยที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งต่ำกว่า 10 kWp เท่ากับ 6.96 บาท/kWh คงที่เป็นระยะเวลา 25 ปี โดยกำหนดปริมาณรับซื้อรวมกำลังผลิตติดตั้ง 100 MWp [10] และต่อมาปรับอัตราลดเป็น 6.85 บาท/kWh คงที่ ระยะเวลา 25 ปี เมื่อสิงหาคม 2557 ปี [11] อัตรา FIT นี้มีระดับต่ำกว่าอัตราที่เหมาะสมในการศึกษาที่ผ่านมา [12,13]

ด้วยมาตรการสนับสนุนทางการเงินที่มีมาอย่างต่อเนื่องดังกล่าว ส่งผลให้ในปัจจุบันมีโครงการพลังงาน

แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วกว่า 1,000 MW และโครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการอีกหลายร้อย MW สำหรับโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับบ้านอยู่อาศัยที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งต่ำกว่า 10 kWp เหลือปริมาณที่สามารถรับซื้อเพิ่มได้อีก 69.36 MW ณ สิงหาคม 2557 ปัจจุบันภาครัฐยังเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากระบบ solar PV rooftop อย่างต่อเนื่อง โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ภายในสิ้นเดือนธันวาคม 2558 [11]

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินของภาครัฐในปัจจุบันว่ามีความเหมาะสมต่อสถานการณ์และมีความคุ้มค่าต่อภาคครัวเรือนที่สนใจติดตั้งเพียงพอรึเปล่าในระดับที่ทำให้โครงการนี้ดำเนินได้ต่อเนื่องอย่างยั่งยืนหรือไม่ โดยพิจารณา ระบบ solar PV rooftop ชนิดแผงโพลีคริสตัลไลน์ (polycrystalline) สำหรับภาคครัวเรือนขนาดไม่เกิน 10 kW เป็นกรณีศึกษา

2. วิธีการวิจัย

งานวิจัยนี้ได้แบ่งขั้นตอนการศึกษาเพื่อประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบ solar PV rooftop ออกเป็น 3 ขั้นตอน คือ (1) วิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนระบบ (2) วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย และ (3) ประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงิน ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 การวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนระบบ solar PV rooftop

ระบบ solar PV rooftop ประกอบไปด้วยอุปกรณ์หลัก คือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (solar module) อินเวอร์เตอร์ (inverter) และอุปกรณ์ประกอบระบบอื่น ๆ (balance of system, BOS) เช่น สายไฟ อุปกรณ์ตัดต่อระบบ มิเตอร์ไฟฟ้า ฯลฯ นอกจากนี้ในการติดตั้งระบบยังมีค่าใช้จ่ายอื่น ๆ เช่น

ค่าขนส่ง ค่าใช้จ่ายในการขอมิเตอร์ ฯลฯ งานวิจัยนี้แบ่งอุปกรณ์ระบบออกเป็น 3 กลุ่ม คือ (1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (2) อินเวอร์เตอร์ และ (3) อุปกรณ์ประกอบระบบอื่น ๆ (รวมค่าขนส่งและค่าใช้จ่ายที่จำเป็น) (BOS) การวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนระบบ solar PV rooftop ทำโดยสำรวจรวบรวมข้อมูลราคาตลาดของอุปกรณ์และค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องในการติดตั้งระบบ solar PV rooftop โดยการติดต่อ-สอบถามข้อมูลจากผู้ดำเนินการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนของระบบโดยคำนวณเป็นต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง จากสมการ $UnitCost = \frac{ICost}{InsCap} \dots (1)$

เมื่อ $UnitCost$ = ต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้ง (บาท/W) $ICost$ = ต้นทุนระบบ solar PV rooftop (บาท) และ $InsCap$ = กำลังการผลิตติดตั้ง (W) ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้งนี้สามารถแยกสัดส่วนออกได้เป็นแบ่ง 3 กลุ่มตามที่กล่าวข้างต้น คือ (1) ต้นทุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อกำลังการผลิตติดตั้ง (2) ต้นทุนอินเวอร์เตอร์ต่อกำลังการผลิตติดตั้ง และ (3) ต้นทุนอุปกรณ์ประกอบระบบอื่น ๆ (BOS) ต่อกำลังการผลิตติดตั้ง เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ในลำดับถัดไป

2.2 วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบ solar PV rooftop

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของระบบ solar PV rooftop ประกอบด้วย เงินลงทุนรวมค่าติดตั้งระบบเริ่มแรก เงินลงทุนเพิ่มเติมระหว่างโครงการ และ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบในแต่ละปีตลอดอายุโครงการที่ระบบผลิตไฟฟ้าออกมา การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยในงานวิจัยนี้ใช้การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) โดยการคิดลดกระแสเงิน

สดจ่ายจากเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายในการบำรุง รักษา ในแต่ละปีมาเป็นมูลค่าปัจจุบันหารด้วยผลรวมของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปีคูณกับแฟคเตอร์ปรับ

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r/100)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r/100)^t}} \dots (2) \text{ เมื่อ}$$

$LCOE$ = ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (บาท/kWh) I_t = เงินลงทุนในระบบ solar PV rooftop ในปีที่ t (บาท) M_t = ค่าใช้จ่ายสำหรับดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี) E_t = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีในปีที่ t (kWh/ปี) และ r = อัตราคิดลด (discount rate) เท่ากับ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า (%) $LCOE$ เป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าที่คิดเฉลี่ยตลอดอายุโครงการที่คำนึงถึงมูลค่าของเงินตามเวลาและช่วงเวลาที่ผลิตไฟฟ้าได้ให้สอดคล้องกับเวลาที่จ่ายเงินออกไป เป็นตัวชี้วัดที่นิยมใช้ในการเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าระหว่างเทคโนโลยีการผลิตต่าง ๆ ในงานวิจัยนี้ จะวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่าง $LCOE$ กับ ต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้ง

2.3 การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงิน

การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบ solar PV rooftop ในงานวิจัยนี้จะวิเคราะห์ใน 2 ประเด็นด้วยกัน คือ (1) ผลตอบแทนของโครงการที่ผู้ติดตั้งระบบ solar PV rooftop ได้รับภายใต้มาตรการสนับสนุนในปัจจุบันคุ้มค่างกับต้นทุนการลงทุนระบบและค่าบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการหรือไม่ และ (2) ปัจจัยใดที่เป็นความเสี่ยงในโครงการที่ส่งผลกระทบต่อผลตอบแทนโครงการอย่างมีนัยสำคัญภายใต้มาตรการสนับสนุนในปัจจุบัน รายละเอียดการ

ศึกษาในแต่ละประเด็นเป็นดังต่อไปนี้

2.3.1 การวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการ

โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคามีผลประโยชน์ของโครงการ คือ รายได้จากการขายไฟฟ้า และมีต้นทุนคือเงินลงทุนระบบและค่าบำรุงรักษาระบบในแต่ละปีตลอดอายุโครงการ ตัวชี้วัดความคุ้มค่าของผลตอบแทนโครงการเพื่อประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินที่ใช้ในงานวิจัยนี้ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value, NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return, IRR) และระยะเวลาคืนทุน (payback period, PB) ซึ่งมีรายละเอียด ดังต่อไปนี้

(1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value, NPV) หมายถึง มูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับตลอดอายุของโครงการ ณ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนของเงินลงทุนของโครงการ NPV สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$\text{ต่อไปนี้ } NPV = \sum_{t=1}^n \frac{FCFE_t}{(1+r/100)^t} \quad \dots(3) \quad \text{เมื่อ } n =$$

อายุของโครงการ (ปี) $t =$ ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) โดย $t = 1, 2, 3, \dots, n$ NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (บาท) $FCFE_t =$ กระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับในปีที่ t (บาท/ปี) และ $r =$ อัตราคิดลด (% discount rate) เท่ากับ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า โดยมีเกณฑ์ในการตัดสินใจ คือ ผลตอบแทนมีความคุ้มค่าเมื่อ $NPV \geq 0$ และไม่คุ้มค่าเมื่อ $NPV < 0$

(2) อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return, IRR) หมายถึง อัตราผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับตลอดอายุโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์

IRR แสดงอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยของโครงการในรูปร้อยละ ทำให้สามารถเปรียบเทียบกับผลตอบแทนจากการลงทุนรูปแบบอื่นได้ง่าย สามารถคำนวณได้จาก

$$\text{สมการต่อไปนี้ } 0 = \sum_{t=1}^n \frac{FCFE_t}{(1+IRR/100)^t} \quad \dots(4) \quad \text{เมื่อ}$$

$n =$ อายุของโครงการ (ปี) โดย $t =$ ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) $t = 1, 2, 3, \dots, n$ $FCFE_t =$ กระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับในปีที่ t (บาท/ปี) $IRR =$ อัตราผลตอบแทนภายใน (%) โดยมีเกณฑ์ในการตัดสินใจ การลงทุนมีความคุ้มค่าเมื่อ $IRR \geq$ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ และไม่คุ้มค่าเมื่อ $IRR <$ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ

กระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับ (free cash flow to equity, FCFE) สามารถคำนวณได้จากสมการ $FCFE_t = R_t - OM_t - Inv_t - Tax_t - Int_t - Redem_t$... (5) เมื่อ $t =$ ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) โดย $t = 1, 2, 3, \dots, n$ $FCFE_t =$ กระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับในปีที่ t (free cash flow to equity) (บาท/ปี) $R_t =$ รายได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการ solar PV rooftop ในปีที่ t (บาท/ปี) $OM_t =$ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี) $Inv_t =$ เงินลงทุนในระบบ solar PV rooftop ในปีที่ t (บาท/ปี) $Tax_t =$ ภาษีเงินได้สำหรับรายได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการ solar PV rooftop ในปีที่ t (บาท/ปี) $Int_t =$ ดอกเบี้ยจ่ายในปีที่ t สำหรับกรณีที่มีการกู้เงินเชื่อเพื่อลงทุน (บาท/ปี) และ $Redem_t =$ เงินต้นที่ชำระคืนเงินเชื่อในปีที่ t (บาท/ปี) รายได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการ solar PV rooftop สามารถคำนวณจากสมการ $R_t = FIT \times$

$$InsCap \times 8,760 \times \frac{\text{Plant Factor}}{100} \times \left(1 - \frac{Deg_t}{100}\right) \quad \dots(6)$$

เมื่อ $t =$ ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) โดย $t = 1, 2, 3, \dots, n$ $R_t =$ รายได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิต

จากโครงการ solar PV rooftop ในปีที่ t (บาท/ปี) FIT = อัตรา feed-in-tariff (บาท/kWh) $InsCap$ = กำลังการผลิตติดตั้ง (kW) $plant\ factor$ = ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (%) (ตารางที่ 1) Deg_t = อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (degradation) สะสมจนถึงปีที่ t (%) (ตารางที่ 1) และ 8,760 = จำนวนชั่วโมงใน 1 ปี (h)

ตารางที่ 1 สมมติฐานของระบบที่ใช้ในการศึกษา

รายการ	ค่าที่ใช้	คำอธิบาย
อายุโครงการ	25 ปี	กำหนดให้อายุโครงการเท่ากับระยะเวลาสนับสนุนของภาครัฐด้วย FIT เท่ากับ 25 ปี ซึ่งเท่ากับระยะเวลารับประกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
อายุ inverter	11 ปี	อายุการใช้งานทางเทคนิค (technical life time) เฉลี่ยประมาณ 11 ปี [14] ดังนั้นในการศึกษานี้ สมมติให้มีการเปลี่ยน inverter ในปีที่ 12 และ 23 สำหรับกรณีฐาน จากการสำรวจตลาดพบว่าระยะเวลารับประกันของอินเวอร์เตอร์แตกต่างกันในแต่ละราย โดยมีช่วงระหว่าง 5-15 ปี ดังนั้นในการศึกษานี้ จะพิจารณาระยะเวลาการใช้งานอินเวอร์เตอร์ก่อนการเปลี่ยนอยู่ในช่วง 5-15 ปี สำหรับการวิเคราะห์ความอ่อนไหว นอกจากนี้ราคาของอินเวอร์เตอร์มีแนวโน้มลดลงในอนาคตตามปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นด้วยอัตราเฉลี่ย 2 % ต่อปี [15,16] แต่เพื่อประมาณการอย่างระมัดระวัง (conservative approach) ในการศึกษานี้จะสมมติให้ราคาอินเวอร์เตอร์ที่เปลี่ยนในอนาคตคงที่เท่ากับราคาในปัจจุบัน
ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (plant factor)	14.6 %	ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า คืออัตราส่วนปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงต่อปริมาณไฟฟ้าที่คำนวณได้จากการกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าเมื่อโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าตลอดเวลา ใช้สำหรับคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีเพื่อคำนวณรายได้ต่อปีตามสมการที่ 6 จากการสำรวจข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar PV rooftop ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) 5 ราย ซึ่งอยู่ในจังหวัดนครราชสีมา (2 ราย) อ่างทอง กาญจนบุรี และกรุงเทพมหานคร มีค่าระหว่าง 12.2-17.9 % และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 14.6 %
อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (degradation)	0.5 % ต่อปี	อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือ อัตราการลดลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตอไลน์จะมีค่าอยู่ในช่วงประมาณ 0-1 % โดยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 0.5 % ต่อปี [17,18]
ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา	1 % ของต้นทุนระบบ ต่อปี	การบำรุงรักษาระบบ solar PV rooftop ประกอบด้วย การทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นประจำ การบำรุงรักษาอินเวอร์เตอร์และอุปกรณ์ประกอบระบบ เพื่อให้ทำงานเป็นปกติ โดยปกติค่าใช้จ่ายนี้ประมาณ 0.5-2 % [19,20] ของต้นทุนระบบ ในการศึกษานี้เลือกใช้ค่า 1 % ของต้นทุนระบบต่อปี และปรับขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ

(3) ระยะเวลาคืนทุน (simple payback period, PB) หมายถึง ระยะเวลาที่กระแสเงินสดรับสะสมเท่ากับเงินที่ลงทุนไป เป็นตัวชี้วัดที่ใช้บอกสภาพความเสี่ยงของโครงการได้ โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะมีความเสี่ยงต่ำกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนยาว โดยมีเกณฑ์ในการตัดสินใจคือ ยอมรับโครงการเมื่อ $PB \leq$ ระยะเวลาคืนทุนเป้าหมาย (target payback period) และไม่ยอมรับโครงการเมื่อ $PB >$ ระยะเวลาคืนทุนเป้าหมาย

2.3.2 การวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงของโครงการ

งานวิจัยนี้ ใช้การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) เพื่อวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงของโครงการ การวิเคราะห์ความอ่อนไหวเป็นการศึกษาเมื่อสถานการณ์การดำเนินโครงการไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้ ปัจจัยบางอย่างที่เป็นตัวแปรควบคุมเปลี่ยนแปลงไป โครงการนี้จะยังคุ้มค่าที่จะดำเนินการหรือไม่ เป็นการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของกระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับ เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่าง ๆ การวิเคราะห์ความอ่อนไหวมีขั้นตอนหลัก ๆ ดังนี้ (1) กำหนดปัจจัยที่เป็นตัวแปรควบคุมซึ่งมีความไม่แน่นอนที่ต้องการศึกษา (2) ระบุขอบเขตของข้อมูลที่เป็นไปได้สำหรับตัวแปรแต่ละตัว และ (3) คำนวณค่า NPV, IRR และ PB แต่ละกรณี โดยเปลี่ยนค่าของตัวแปรทีละตัวโดยให้ตัวแปรอื่นที่เหลือคงที่ทั้งหมด ซึ่งจะช่วยให้เห็นความสัมพันธ์ของ NPV, IRR และ PB กับตัวแปรแต่ละตัว ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อผลตอบแทนของโครงการ solar PV rooftop ที่สำคัญ โดยการศึกษาในงานวิจัยนี้ คือ (1) อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ - อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อเชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (grid) หาก

อินเวอร์เตอร์เสียระหว่างโครงการก็จำเป็นต้องเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์มากกว่าที่คาดการณ์ไว้ จะทำให้ต้นทุนส่วนนี้เพิ่มขึ้นและส่งผลกระทบต่อผลตอบแทนของโครงการได้ (2) ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (plant factor) ของระบบ solar PV rooftop - ส่งผลกระทบต่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปี หากค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้จะส่งผลให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง รายได้จากการขายไฟฟ้าลดลง ทำให้ผลตอบแทนของโครงการลดลง (3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ - ส่งผลกระทบต่อกระแสเงินสดจ่ายในแต่ละปี หากค่าใช้จ่ายส่วนนี้มากกว่าที่คาดการณ์ไว้ก็จะส่งผลให้กระแสเงินสดจ่ายเพิ่มขึ้น ผลตอบแทนของโครงการลดลง และ (4) การเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ - ส่งผลกระทบต่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปี หากการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีอัตราสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้จะส่งผลให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง รายได้จากการขายไฟฟ้าลดลง ทำให้ผลตอบแทนของโครงการลดลง

3. สมมติฐานในการวิจัย

สมมติฐานที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์ในงานวิจัยนี้ แบ่งออกเป็น สมมติฐานของระบบ solar PV rooftop และสมมติฐานทางการเงิน ดังรายละเอียดต่อไปนี้

3.1 สมมติฐานของระบบ

สมมติฐานของระบบ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 1

3.2 สมมติฐานทางการเงิน

สมมติฐานทางการเงิน ได้แก่ มีรายละเอียดสรุปได้ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 สมมติฐานทางการเงินที่ใช้ในการศึกษา

รายการ	ค่าที่ใช้	คำอธิบาย
อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (debt to equity ratio)	0	กำหนดให้เงินลงทุนทั้งหมดเป็นของเจ้าของบ้าน
อัตราเงินเฟ้อ	3 %	อัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยย้อนหลัง 10 ปี [21]
อัตราผลตอบแทนที่ ต้องการ	7 %	อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ คือ อัตราคิดลดที่ใช้ในการคำนวณ NPV และเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจยอมรับโครงการของ IRR ในการศึกษาให้อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ = อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของธนาคารพาณิชย์ (minimum loan rate, MLR) ณ มกราคม พ.ศ. 2558 ซึ่งอยู่ในช่วง 6.75 - 7.125 % โดยเลือกใช้ค่า 7 % สำหรับคำนวณและเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจ
อัตราภาษีเงินได้	10 %	รายได้จากการขายไฟฟ้าสำหรับบุคคลธรรมดา ต้องนำมาคำนวณรวมเป็นรายได้เพื่อเสียภาษีเงินได้บุคคลธรรมดา ซึ่งเป็นอัตราขั้นบันไดตามระดับรายได้ของแต่ละบุคคล ในการศึกษาให้ใช้อัตรา 10 %

4. ผลการวิจัยและอภิปราย

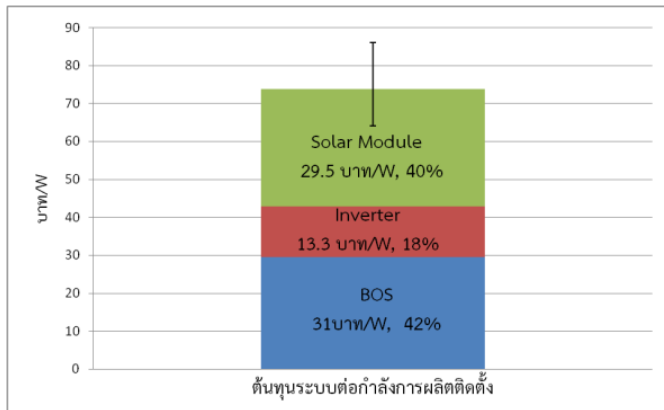
4.1 ผลการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนระบบ

จากการสำรวจรวบรวมข้อมูลราคาตลาดของอุปกรณ์และค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องในการติดตั้งระบบ solar PV rooftop ขนาด 1-10 kW โดยการติดต่อสอบถามข้อมูลจากผู้ดำเนินการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา 15 ราย ได้ต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งอยู่ในช่วง 64-85 บาทต่อวัตต์ โดยมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 73.8 บาทต่อวัตต์ สัดส่วนและราคาต่อวัตต์เฉลี่ยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อินเวอร์เตอร์ และอุปกรณ์ประกอบระบบอื่น ๆ (BOS) ต่อกำลังการผลิตติดตั้ง (รูปที่ 1) ในการศึกษาจะใช้ช่วงต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งเฉลี่ยที่ 73.8 บาท/W เป็นข้อมูลตัวแทนในการวิเคราะห์ และพิจารณาด้านทุนอื่นในต้นทุน 64-85 บาท/W เป็นข้อมูลประกอบเพื่อวิเคราะห์แนวโน้มของผลตอบแทน

4.2 ผลการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (LCOE)

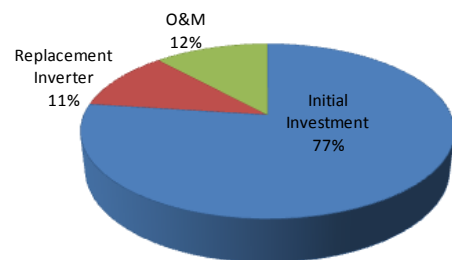
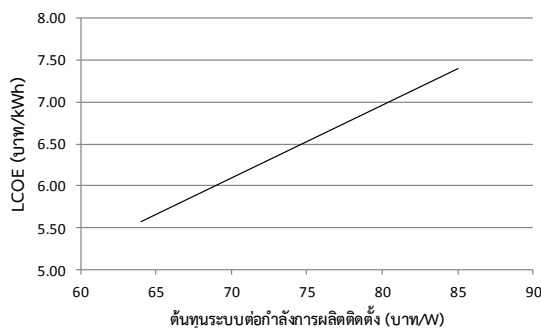
แบบจำลองทางการเงิน (financial model) ได้ถูกพัฒนาขึ้นโดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel เพื่อเป็นเครื่องมือสำหรับการวิเคราะห์ในหัวข้อนี้ และหัวข้อที่ 4.3 เนื่องจากรายได้ เงินลงทุน และค่าใช้จ่ายของระบบ solar PV rooftop ในสมมติฐานของการศึกษานี้เป็นสัดส่วนโดยตรงกับกำลังการผลิตติดตั้ง IRR, PB รวมทั้ง LCOE จะมีค่าเท่ากันทุกขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง ยกเว้น NPV จะมีค่าแตกต่างกันไป ขึ้นกับขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง แต่ผลการตัดสินใจความคุ้มค่าจะเหมือนกัน ดังนั้น จึงสามารถใช้ผลของระบบขนาด 1 kW เป็นตัวแทนในการวิเคราะห์และอภิปรายระบบขนาด 1-10 kW ได้

ต้นทุนตลอดอายุโครงการของระบบ solar PV rooftop ประกอบด้วยเงินลงทุนเริ่มต้น เงินลงทุนสำหรับเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ในปีที่ 12 และ 23 และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ ผลการวิเคราะห์ LCOE ได้ผลดังแสดงในรูปที่ 2

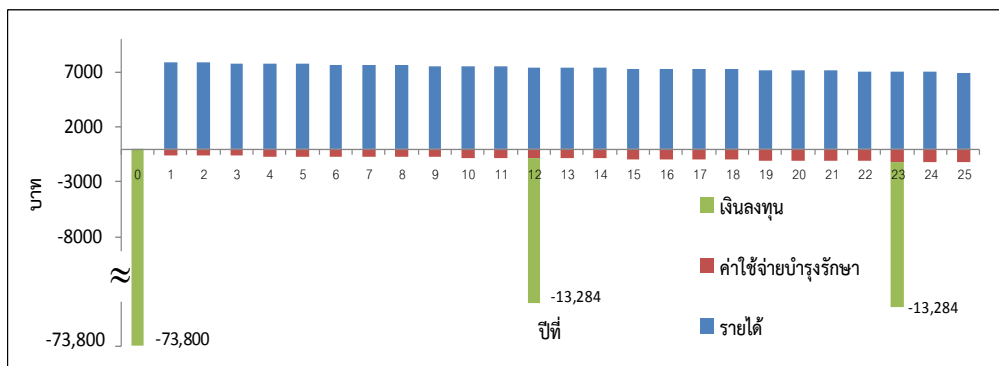


อุปกรณ์ระบบ	บาท/ว
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	29.5
อินเวอร์เตอร์	13.3
อุปกรณ์ประกอบระบบ (BOS)	31
- สายไฟ,รางเคเบิล	
- อุปกรณ์ตัดต่อระบบ	
- มิเตอร์ไฟฟ้า	
- ค่าติดตั้งระบบ, ค่าขนส่ง	
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ	

รูปที่ 1 ต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้ง



รูปที่ 2 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยกับต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้ง



รูปที่ 3 ตัวอย่างกระแสเงินสดตลอดอายุโครงการสำหรับระบบขนาด 1kW ต้นทุนระบบ 73.8 บาท/ว

จากรูปที่ 2 จะพบว่า LCOE จะเพิ่มขึ้นเมื่อต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งสูงขึ้นโดยมีค่าตั้งแต่ 5.57-7.40 บาท/kWh ในช่วงต้นทุนระบบที่ศึกษา โดย

ประกอบไปด้วยเงินลงทุนเริ่มต้น 77 % ซึ่งเป็นสัดส่วนที่สูงที่สุด ตามมาด้วย ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ 12 % และเงินลงทุนสำหรับ

เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ 11 % ที่ต้นทุนระบบเฉลี่ย 73.8 บาท/W LCOE เท่ากับ 6.43 บาท/kWh ซึ่งต่ำกว่า FIT 6.85 บาท/kWh ในปัจจุบัน

4.3 ผลการประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงิน

4.3.1 ผลตอบแทนของโครงการภายใต้มาตรการสนับสนุนทางการเงินในปัจจุบัน

จากข้อมูลและสมมติฐานข้างต้น กระแสเงินสดตั้งแต่ปีที่ 0-25 ของระบบที่มีต้นทุนต่าง ๆ จะมีลักษณะดังแสดงในรูปที่ 3

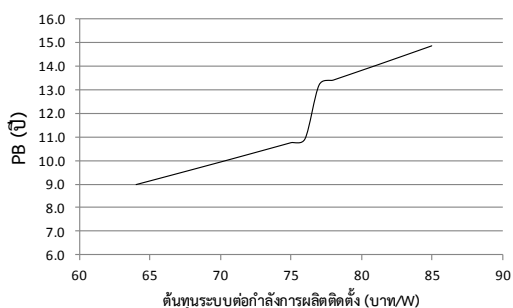
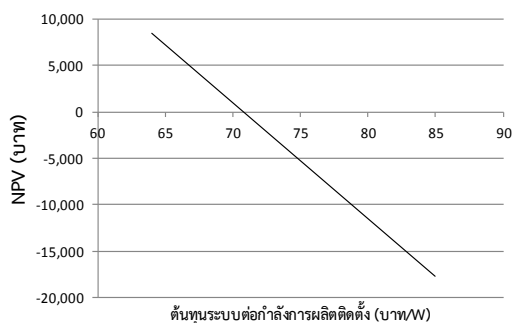
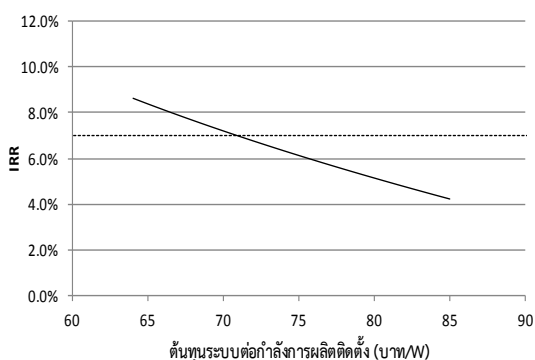
ตารางที่ 3 ผลตอบแทนจากการติดตั้ง solar PV rooftop เมื่อต้นทุนระบบเท่ากับ 73.8 บาท/W

NPV	IRR	PB
-3,751 บาท	6.35 %	10.5 ปี

รูปที่ 3 เป็นตัวอย่างกระแสเงินสดของโครงการของกรณีระบบขนาด 1 kW ที่ต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งเท่ากับ 73.8 บาท/W ระบบมีเงินลงทุนเริ่มแรกเท่ากับ 73,800 บาท กระแสเงินสดในรูปประกอบด้วย เงินลงทุนเริ่มต้น 73,800 บาท รายได้จากการขายไฟฟ้าด้วยอัตรา FIT ซึ่งคำนวณตามสมการที่ 6 และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบซึ่งปรับขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อตลอดอายุโครงการ และเงินลงทุนสำหรับเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ในปีที่ 12 และ 23 จากกระแสเงินสดจะพบว่ารายได้จากการขายไฟฟ้าจะมีค่าค่อย ๆ ลดลงตามสมมติฐานอัตราค่าเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาจะค่อย ๆ เพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อตามที่ระบุไว้ในตารางที่ 1 กระแสเงินสดที่เจ้าของได้รับ (FCFE) สามารถคำนวณตามสมการที่ 5 โดยในกรณีนี้เนื่องจากเงินลงทุนทั้งหมดเป็นของเจ้าของบ้าน ดังนั้น

Int_t และ $Redem_t$ ในสมการที่ 5 จะเท่ากับ 0 เมื่อคำนวณตัวชี้วัดต่าง ๆ ในหัวข้อ 2.3.1 จะได้ $NPV = -3,751$ บาท, $IRR = 6.3 \%$, $PB = 10.5$ ปี ซึ่งสามารถสรุปได้ว่าโครงการได้ผลตอบแทนไม่คุ้มค่าในช่วงเวลาที่พิจารณา (ตารางที่ 3)

นอกจากนี้ ผลการวิเคราะห์สำหรับกรณีต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งอื่นในช่วง 64-85 บาท/W แสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 4 ความสัมพันธ์ระหว่างผลตอบแทนโครงการกับต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้ง

จากผลในรูปที่ 4 เมื่อพิจารณา IRR และ NPV จะพบว่าด้วยมาตรการ FIT ในปัจจุบัน ผู้ลงทุนจะได้รับผลตอบแทนที่คุ้มค่าเมื่อต้นทุนระบบไม่เกิน 71 บาท/W ซึ่งเป็นจุดที่ IRR เท่ากับ 7 % และ NPV = 0 หากต้นทุนสูงกว่านี้ IRR จะต่ำกว่า 7 % และ NPV จะน้อยกว่า 0 ไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน ระดับต้นทุนนี้ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยที่ได้จากการสำรวจข้อมูล ในกรณีที่ต้นทุนระบบ = 85 บาท/W ระบบจะมี IRR เพียง 4.2 % เมื่อพิจารณาระยะเวลาคืนทุน (PB) จะพบว่า PB อยู่ในช่วง 9 ถึง 14.8 ปี โดยในกรณีที่ต้นทุนระบบเพิ่มจาก 76 เป็น 77 บาท/W PB จะเพิ่มจาก 10.9 เป็น 13.1 ปี เนื่องจากในปีที่ 12 มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ทำให้กระแสเงินสดติดลบ (รูปที่ 3)

4.3.2 ผลการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยง

ปัจจัยเสี่ยงของโครงการที่วิเคราะห์ ได้แก่ อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (plant factor) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ และอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (degradation) ผลการวิเคราะห์เป็นดังต่อไปนี้

(1) Plant Factor เนื่องจากค่า plant factor ที่ได้จากตัวอย่างดังระบุในตารางที่ 1 มีค่าระหว่าง 12.2-17.9 % ในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวจึงทดสอบผลตอบแทนโครงการเมื่อค่า plant factor เปลี่ยนเป็น 12.2, 16 และ 17.9 %

(2) อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากระยะเวลาประกันของอินเวอร์เตอร์ที่ได้จากการสำรวจอยู่ในช่วงระหว่าง 5-15 ปี ในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวจึงทดสอบผลตอบแทนโครงการเมื่ออายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์เปลี่ยนเป็น 5, 8 และ 15 ปี

(3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ กำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเปลี่ยนเป็น 0.5,

1.5 และ 2 % ของเงินลงทุนระบบ

(4) อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เนื่องจากอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสเตอไลน์มีค่าอยู่ในช่วง 0-1 % ต่อปี ดังนั้น กำหนดให้อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนเป็น 0.75 และ 1 % ต่อปี

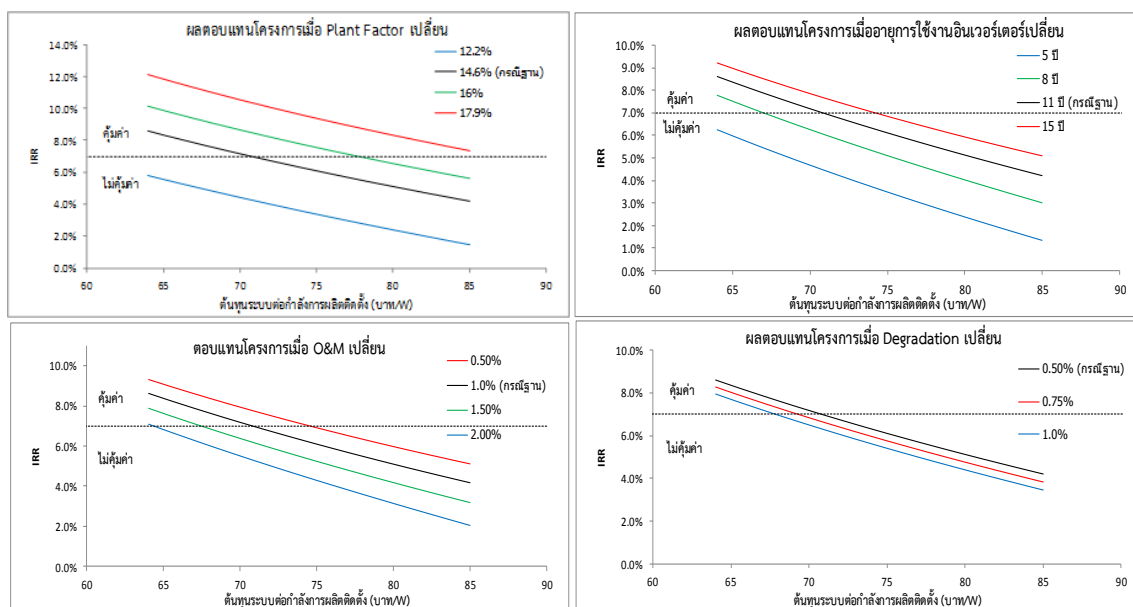
ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของแต่ละปัจจัยข้างต้น แสดงในรูปที่ 5

จากผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวพบว่าปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อโครงการอย่างมีนัยสำคัญ คือ ค่า plant factor และอายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ โดยเมื่อค่า plant factor ลดลง ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จะลดลง ส่งผลให้ผลตอบแทนโครงการลดลง ในกรณีที่ค่า plant factor = 12.2 % จะทำให้โครงการไม่คุ้มค่าตลอดช่วงต้นทุนระบบ ในทางตรงข้าม ถ้าค่า plant factor เพิ่มขึ้น ผลตอบแทนของโครงการจะดีขึ้น โดยในกรณีที่ค่า plant factor = 17.9 % โครงการจะมีความคุ้มค่าตลอดช่วงต้นทุนระบบ ค่า plant factor ขึ้นกับองค์ประกอบด้านกายภาพ ได้แก่ ความเข้มแสงอาทิตย์ สถานที่ติดตั้ง และสภาพภูมิอากาศ และองค์ประกอบทางเทคนิค ได้แก่ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ ประสิทธิภาพและทิศทางและมุมในการติดตั้งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ประกอบระบบอื่น ๆ ตลอดจนการออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ต่าง ๆ เข้าด้วยกันเป็นระบบ ปัจจัยเสี่ยงนี้สามารถลดได้โดยการเลือกอุปกรณ์ที่มีคุณภาพและดำเนินการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่นาเชื่อถือ

เมื่อพิจารณาอายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ พบว่า จำนวนครั้งการเปลี่ยน

อินเวอร์เตอร์ตลอดอายุโครงการมีผลต่อความคุ้มค่าของโครงการ ถ้าอินเวอร์เตอร์มีอายุการใช้งาน 8 ปี จำเป็นจะต้องมีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ 3 ครั้ง ตลอดอายุโครงการ ผลตอบแทนจะคุ้มค่าเมื่อต้นทุนระบบไม่เกิน 67 บาท/W และในกรณีที่อายุการใช้งานเท่ากับ 5 ปี โครงการจะไม่คุ้มค่าตลอดช่วงต้นทุนระบบที่

พิจารณา ในทางกลับกัน ถ้าอายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์เพิ่มขึ้นเป็น 15 ปี โครงการจะมีความคุ้มค่าจนถึงระดับต้นทุน 74 บาท/W ปัจจุบันสามารถลดความเสี่ยงได้โดยการเลือกอินเวอร์เตอร์ที่มีคุณภาพและระยะเวลาประกันที่เพียงพอ



รูปที่ 5 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลตอบแทนโครงการจากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ

เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ซึ่งประกอบด้วยค่าบำรุงรักษาอินเวอร์เตอร์และอุปกรณ์ประกอบระบบเพื่อให้ทำงานเป็นปกติพบว่าถ้าค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ผลตอบแทนของโครงการลดลง โดยในกรณีที่ค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นเป็น 1.5 และ 2 % ของต้นทุนระบบเริ่มต้น ผลตอบแทนจะคุ้มค่าเมื่อต้นทุนระบบไม่เกิน 67 และ 64 บาท/W ตามลำดับ ในทางกลับกัน ถ้าค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาลดลงเป็น 0.5 % ของต้นทุนระบบเริ่มต้น โครงการจะมีความคุ้มค่าจนถึงระดับต้นทุน 74 บาท/W ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษานี้ประกอบด้วย ค่าบำรุงรักษาในเชิงป้องกัน (preventive maintenance)

เพื่อให้ระบบทำงานได้อย่างปกติ และค่าบำรุงรักษาในเชิงแก้ไข (corrective maintenance) เมื่อระบบเกิดปัญหาขึ้น ปัจจุบันสามารถลดความเสี่ยงได้โดยได้โดยการเลือกอุปกรณ์ที่มีคุณภาพและระยะเวลาประกันที่เพียงพอ

เมื่อพิจารณาอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าถ้าอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ผลตอบแทนของโครงการลดลง โดยในกรณีที่อัตราการเสื่อมเพิ่มขึ้นเป็น 0.75 และ 1.0 % ต่อปี ผลตอบแทนจะคุ้มค่าเมื่อต้นทุนระบบไม่เกิน 69 และ 68 บาท/W ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับปัจจัยอื่นจะพบว่าปัจจัย

นี้ส่งผลกระทบต่อหนี้ที่สุด

4.3.3 ข้อเสนอแนะ

จากผลการศึกษาข้างต้น พบว่าการติดตั้ง solar PV rooftop สำหรับที่พักอาศัยของภาคครัวเรือนมีแนวโน้มที่จะไม่ได้รับผลตอบแทนที่คุ้มค่าในระดับที่ควร เพื่อให้ผลตอบแทนของผู้ลงทุนเพิ่มมากขึ้นโดยไม่กระทบผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม จึงได้เสนอมาตรการเพิ่มเติมที่ไม่เกี่ยวข้องกับอัตรา FIT (การเพิ่ม FIT จะมีผลทำให้ค่า fit ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่าย เพิ่มขึ้น) ดังต่อไปนี้

มาตรการเพิ่มเติมที่ 1 ยกเว้นภาษีเงินได้บุคคลธรรมดาจากการขายไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ใน 8 ปีแรก ข้อเสนอแนะนี้มีลักษณะเดียวกับกรณีของนิติบุคคลที่ได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) ที่ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นเวลา 8 ปี สำหรับรายได้ที่ได้จากการขายกระแสไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานพลังงานแสงอาทิตย์ [22] ในกรณีของบุคคลธรรมดา รายได้จากการขายไฟฟ้าต้องนำไปรวมเพื่อคำนวณภาษีเงินได้บุคคลธรรมดา การยกเว้นภาษีเงินได้บุคคลธรรมดาเฉพาะในส่วนรายได้ที่ได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงแรกเช่นเดียวกับ

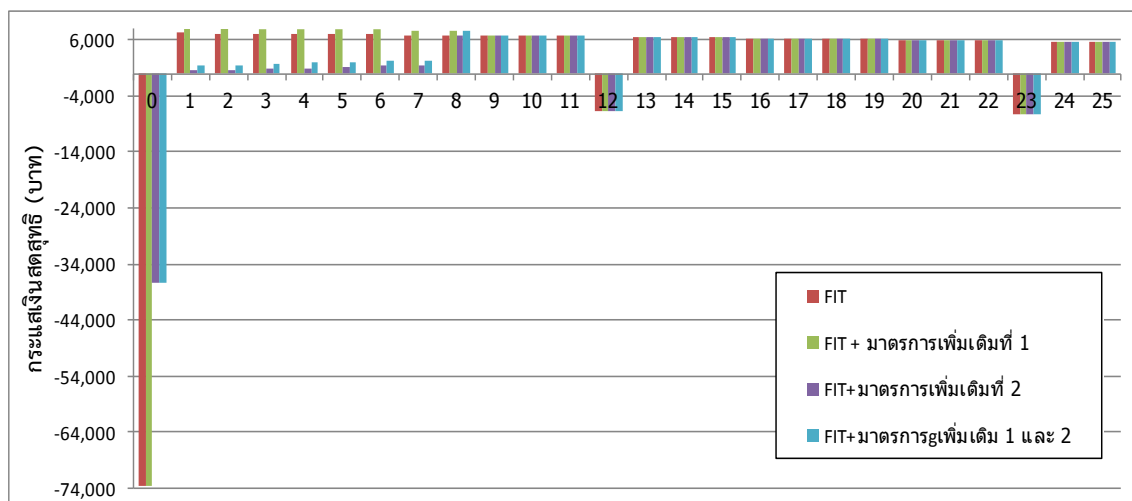
กรณีนิติบุคคลจะช่วยเพิ่มความคุ้มค่าของการลงทุนให้กับภาคครัวเรือนได้

มาตรการเพิ่มเติมที่ 2 แหล่งเงินทุนดอกเบี้ยต่ำ ข้อเสนอแนะนี้มีลักษณะเหมือนกับสินเชื่อจากโครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (ESCO revolving fund) สำหรับผู้ประกอบการ [23] โดยเสนอให้จัดหาแหล่งเงินทุนดอกเบี้ยต่ำสำหรับประชาชนทั่วไป ในการศึกษาที่กำหนดวงเงินสินเชื่อจำนวน 50 % ของเงินลงทุนเริ่มต้นทั้งหมด หรืออัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (debt to equity ratio) เท่ากับ 1 ระยะเวลาผ่อนชำระคืน 7 ปี อัตราดอกเบี้ย 4 % คงที่ มาตรการนี้จะช่วยเพิ่มผลตอบแทนของเจ้าของผู้ลงทุนหรือผู้ติดตั้งให้มีความคุ้มค่าเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ยังสามารถช่วยภาคครัวเรือนที่ไม่พร้อมเรื่องเงินลงทุนเริ่มต้นอีกด้วย

เงินลงทุนเริ่มต้นสำหรับกรณีระบบขนาด 1 kW ที่ต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งเท่ากับ 73.8 บาทต่อวัตต์ และการคำนวณกระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับเมื่อมีมาตรการเพิ่มเติมในแต่ละกรณีสรุปดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4 สรุปข้อมูลเงินลงทุนและการคำนวณกระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับเมื่อมีมาตรการเพิ่มเติม

มาตรการ	เงินลงทุนเริ่มต้น	กระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับ (FCFE)
FIT	73,800 บาท	สมการที่ 5 : $FCFE_t = R_t - OM_t - Inv_t - Tax_t$ เมื่อ Int_t และ $Redem_t$ เท่ากับ 0
FIT + มาตรการที่ 1	73,800 บาท	สมการที่ 5 : $FCFE_t = R_t - OM_t - Inv_t - Tax_t$ เมื่อ Int_t และ $Redem_t$ เท่ากับ 0 โดย Tax_t สำหรับ 8 ปีแรก ($t = 1-8$) มีค่าเท่ากับ 0 บาท/ปี
FIT + มาตรการที่ 2	36,900 บาท	สมการที่ 5 : $FCFE_t = R_t - OM_t - Inv_t - Tax_t - Int_t - Redem_t$ โดย Int_t และ $Redem_t$ มีค่าใน 7 ปีแรก และเท่ากับ 0 บาท/ปี ตั้งแต่ปีที่ 8 เป็นต้นไป
FIT + มาตรการที่ 1 + 2	36,900 บาท	สมการที่ 5 : $FCFE_t = R_t - OM_t - Inv_t - Tax_t - Int_t - Redem_t$ โดย Tax_t สำหรับ 8 ปีแรก ($t = 1-8$) มีค่าเท่ากับ 0 บาท/ปี Int_t และ $Redem_t$ มีค่าใน 7 ปีแรก และเท่ากับ 0 บาท/ปี ตั้งแต่ปีที่ 8 เป็นต้นไป



รูปที่ 6 กระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับตลอดอายุโครงการเมื่อมีมาตรการเพิ่มเติม

รูปที่ 6 แสดง FCFE เปรียบเทียบระหว่าง กรณีที่ไม่มีมาตรการเพิ่มเติม กรณีมีมาตรการที่ 1 กรณีมีมาตรการที่ 2 และกรณีมีมาตรการที่ 1 และ 2 ร่วมกัน จากรูปจะพบว่า FCFE จะแตกต่างกันเฉพาะใน 8 ปีแรก เท่านั้น ตั้งแต่ปีที่ 9 เป็นต้นไปจะเหมือนกันในทุกกรณี ในกรณีที่มาตรการเพิ่มเติมที่ 1 FCFE ใน 8 ปีแรกจะมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี FIT เนื่องจากการลดหย่อนภาษีเงินได้ใน 8 ปีแรก ในกรณีที่มาตรการเพิ่มเติมที่ 2 เงินลงทุนเริ่มต้นจะเหลือเพียงครึ่งเดียวเนื่องจากการใช้สินเชื่อเงินลงทุนเริ่มต้น 50 % ของเงินลงทุนทั้งหมด แต่ FCFE ใน 7 ปีแรกจะน้อยกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี FIT เนื่องจากต้องชำระคืนสินเชื่อพร้อมดอกเบี้ยใน 7 ปีแรก ตามลำดับ ในกรณีที่มาตรการเพิ่มเติมที่ 1 ร่วมกับ 2 FCFE จะมีลักษณะเหมือนกับกรณีของมาตรการเพิ่มเติมที่ 2 แต่มีค่าสูงกว่าเล็กน้อยใน 8 ปีแรก เนื่องจากผลของการประหยัดภาษีเงินได้บุคคลธรรมดา

ผลตอบแทนของโครงการเมื่อเพิ่มมาตรการข้างต้นกรณีต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งเฉลี่ย 73.8 บาท แสดงอยู่ในตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลตอบแทนจากการติดตั้ง solar PV rooftop เมื่อมีมาตรการเพิ่มเติม

	NPV (บาท)	IRR (%)	PB (ปี)
FIT	-3,751	6.35	10.5
FIT + มาตรการเพิ่มเติมที่ 1	1,399	7.25	9.5
FIT + มาตรการเพิ่มเติมที่ 2	-194	6.96	13.4
FIT + มาตรการเพิ่มเติมที่ 1 และ 2	4,950	8.17	10.4

จากตารางที่ 5 พบว่าเมื่อมีมาตรการที่ 1 เสริม ผลตอบแทนที่ผู้ติดตั้งได้รับเพิ่มขึ้นอยู่ในระดับที่มีความคุ้มค่าโดยมีค่า IRR = 7.25 % สูงกว่า 7 % และมีระยะเวลาคืนทุนเร็วขึ้นเป็น 9.5 ปี เนื่องจากรายได้ที่เพิ่มขึ้นจากการประหยัดภาษีเงินได้ใน 8 ปีแรก ในกรณีที่มาตรการที่ 2 เสริม ผลตอบแทนที่ผู้ติดตั้งได้รับจะเพิ่มขึ้นเป็น 6.96 % เนื่องจากใช้เงินส่วนตัวในการลงทุนเริ่มต้นเพียง 50 % และใช้สินเชื่อดอกเบี้ยต่ำ 50 % โดยสินเชื่อมีอัตราดอกเบี้ยต่ำกว่าอัตราผลตอบแทนปกติของโครงการ (อัตราดอกเบี้ย 4 % ต่ำกว่าผลตอบแทนกรณี FIT ที่ 6.35 %) เป็นการชะลอ

การจ่ายเงินในปัจจุบันออกไปในอนาคต และเป็นการนำเงินทุนที่มีต้นทุนเงินทุนต่ำ (4 %) มาลงทุนในกิจกรรมที่ได้ผลตอบแทนสูงกว่า (6.35 %) ส่งผลให้ NPV และ IRR สูงขึ้น อย่างไรก็ดี ระยะเวลาคืนทุนในกรณีนี้จะนานขึ้น เนื่องจาก FCFE ใน 7 ปีแรก จะลดลงจากการชำระคืนเงินต้นและดอกเบี้ย (รูปที่ 6) ในกรณีที่รวมทั้งมาตรการ 1 และ 2 เสริม ผลตอบแทนที่ผู้ติดตั้งได้รับเพิ่มเป็น 8.17 % และมีระยะเวลาคืนทุนเร็วขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีมาตรการเพิ่มเติมที่ 2 ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่า มาตรการทั้ง 2 จะช่วยเพิ่มโอกาสในการคุ้มทุนให้กับผู้ลงทุนภาคครัวเรือนในการติดตั้งระบบ solar PV rooftop สำหรับที่พักอาศัยที่มีกำลังการติดตั้งระหว่าง 0-10 kW มาตรการที่ 1 เหมาะสำหรับผู้ที่มีความพร้อมในการลงทุนเริ่มต้น ในขณะที่มาตรการที่ 2 เหมาะสำหรับผู้ที่ไม่มีความพร้อมในการลงทุนเริ่มต้น มาตรการทั้ง 2 นี้จะมีส่วนช่วยในการผลักดันให้การติดตั้ง solar PV rooftop เป็นไปตามแผน AEDP2012-2021

5. สรุป

จากผลการศึกษาพบว่าภายใต้มาตรการสนับสนุนด้านการเงินจากภาครัฐในปัจจุบัน เมื่อกำหนดอัตราผลตอบแทนที่ยอมรับเท่ากับ 7 % การติดตั้ง solar PV rooftop ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ยังไม่ได้ผลตอบแทนที่คุ้มค่า (IRR = 6.3 % น้อยกว่า 7 %) ที่ต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งเฉลี่ยที่ได้จากการสำรวจ (73.8 บาท/W) การติดตั้งจะมีความคุ้มค่าเมื่อผู้ติดตั้งมีต้นทุนระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 71 บาท/W ปัจจัยอื่นที่ส่งผลต่อความคุ้มค่าของโครงการได้แก่ plant factor อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา และอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตามลำดับ โดยอุปสรรคในระบบที่เกี่ยวข้องกับปัจจัยดังกล่าวอย่างมีนัยสำคัญ คือ

อินเวอร์เตอร์ และแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมในการศึกษานี้เพื่อให้ผลตอบแทนของการติดตั้ง solar PV rooftop มีความคุ้มค่า คือ (1) ยกเว้นภาษีเงินได้บุคคลธรรมดาใน 8 ปีแรกของการขายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ (2) เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำสำหรับเงินลงทุนเริ่มต้นในสัดส่วน 50 % อัตราดอกเบี้ย 4 % ต่อปี ระยะเวลาผ่อนชำระคืน 7 ปี รูปแบบการสนับสนุนเพิ่มเติมทั้ง 2 นี้สามารถช่วยส่งเสริมให้การติดตั้ง solar PV rooftop โดยภาคครัวเรือนบนหลังคาที่พักอาศัยของชนมีแนวโน้มที่จะได้ผลตอบแทนที่คุ้มค่ามากขึ้น

อย่างไรก็ดี การศึกษานี้เป็นการศึกษาในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับมาตรการด้านการเงินเท่านั้น ในทางปฏิบัติ ภาครัฐจำเป็นต้องมีการผลักดันทางด้านอื่นที่เกี่ยวข้อง เช่น การแก้ไขกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องเพื่ออำนวยความสะดวกให้ประชาชนที่สนใจ

6. กิตติกรรมประกาศ

ผู้เขียนขอขอบคุณ นางสาวปิยะณัฐ ญ วิเชียร นางสาวกรรวิ ชาวลิต และนางสาวนพนา ทอญ นักศึกษาระดับปริญญาตรี ภาควิชาเทคโนโลยีชนบท คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ในการช่วยสำรวจข้อมูลต้นทุนระบบ solar PV rooftop ประกอบการศึกษารั้งนี้

7. รายการอ้างอิง

- [1] สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, 2555, สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3), กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพฯ, 30 น.
- [2] สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, 2556, รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2013, กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพฯ, 335 น.

- [3] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2554, รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับประเทศไทย, กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพฯ.
- [4] กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2555, แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551-2565), กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพฯ, 163 น.
- [5] สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, 2553, มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติครั้งที่ 2/2553 (ครั้งที่ 131), แหล่งที่มา : <http://www.eppo.go.th/nepc/kpc/kpc-131.htm#5>, 1 ตุลาคม 2557.
- [6] กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2555, แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25 % ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564), กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพฯ, 15 น.
- [7] Poullikkas, A., Kourtis, G. and Hadjipaschalis, I., 2012, An overview of the EU member states support schemes for the promotion of renewable energy sources, Int. J. Energy Environ. 4: 553-66.
- [8] Muhammad-Sukki, F., Abu-Bakar, S.H., Munir, A.B., Yasin, S.H.M., Ramirez-Iniguez, R., McMeekin, S.G., Stewart, B.G., Sarmah, N., Mallick, T.K., Rahim, R.A., Karim, M.E., Ahmad, S. and Tahar, R.M., 2014, Feed-in tariff for solar photovoltaic: The rise of Japan, Renew. Energy 68: 636-643.
- [9] Zhang, S. and He, Y., 2013, Analysis on the development and policy of solar PV power in China, Renew. Sustain. Energy Rev. 21: 393-401.
- [10] สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, 2556, มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติครั้งที่ 2/2556 (ครั้งที่ 145), แหล่งที่มา : <http://www.eppo.go.th/nepc/kpc/kpc-145.html#6>, 1 ตุลาคม 2557.
- [11] สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, 2557, มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติครั้งที่ 1/2557 (ครั้งที่ 1), แหล่งที่มา : <http://www.eppo.go.th/nepc/kpc/kpc-NCPO-1.html#3>, 1 ตุลาคม 2557.
- [12] ดิศรณ์ ชัยช่วงโชค, โสภิตสุดา ทองโสภิต และ นนบุญ หุ่นเจริญ, 2556, รูปแบบมาตรการทางการเงินที่เหมาะสมสำหรับการสนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านในประเทศไทย, ว.วิจัยพลังงาน 10(3): 1-14.
- [13] Peerapong, P. and Limmeechokchai, B., 2014, Investment incentive of grid connected solar photovoltaic power plant under proposed feed-in tariffs framework in Thailand, Energy Procedia 52: 179-189.
- [14] Solarpraxis, A.G., 2011, Inverter and PV System Technology Industry Guide 2011, p. 98.
- [15] Navigant Consulting, 2006, A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections, NREL/SR-620-38771, p. 100.
- [16] Borenstein, S., 2007, Electricity rate structures and the economics of solar PV: Could mandatory time-of-use rates undermine California's solar photovoltaic subsidies? Center for the Study of Energy

- Markets, University of California Energy Institute, UC Berkeley, p. 24.
- [17] Jordan, D.C., Smith, R.M., Osterwald, C.R., Gelak, E. and Kurtz, S.R., 2011, Outdoor PV Degradation Comparison, NREL/CP-5200-47704, p. 7.
- [18] Jordan, D.C. and Kurtz, S.R., 2012, Photovoltaic Degradation Rates: An Analytical Review, NREL/JA-5200-51664, p. 30.
- [19] Luxemburg: European Commission, 2005, A Vision for Photovoltaic Technology, p. 48.
- [20] Koner, P.K., Dutta, V. and Chopra, K.L., 2000, A comparative life cycle energy cost analysis of photovoltaic and fuel generator for load shedding application, Solar Energy Materials Solar Cells 60: 309-322.
- [21] ธนาคารแห่งประเทศไทย, แหล่งที่มา : <http://www2.bot.or.th/statistics/ReportPage.aspx?reportID=409>, 1 ตุลาคม 2557.
- [22] Board of Investment, A Guide to the Board of Investment 2014, 2014, แหล่งที่มา : http://www.boi.go.th/upload/content/AW_BOI-A.guide.BOI.2014_69740.Pdf, 1 ตุลาคม 2557.
- [23] มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, โครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (ESCO Revolving fund), แหล่งที่มา : <http://www.efo.or.th/escofund.php>, 1 ตุลาคม 2557.