

การวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์
ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา
ระหว่างการเป็นเจ้าของระบบกับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากเอกชน
กรณีศึกษา มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต
Comparative Economic Assessment of
Solar Rooftop System between Being System Owner and
Private Power Purchase Agreement: A Case Study of
Thammasat University, Rangsit Centre

ธนาพล ตันติสัตยกุล*

สาขาวิชาสาขาเทคโนโลยีเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี
มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ตำบลคลองหนึ่ง อำเภอคลองหลวง จังหวัดปทุมธานี 12120

Thanapol Tantisattayakul*

Department of Sustainable Development Technology, Faculty of Science and Technology,
Thammasat University, Rangsit Centre, Khlong Nueng, Khlong Luang, Pathum Thani 12120

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้วิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (solar rooftop) ระหว่างการเป็นเจ้าของระบบ (system owner) และการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบริษัทเอกชน (private power purchase agreement, private PPA) โดยใช้มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต เป็นกรณีศึกษา ตัวชี้วัดที่ใช้ คือ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) และมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value, NPV) นอกจากนี้ได้ประเมินความเสี่ยงของโครงการด้วยการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) และการวิเคราะห์สถานการณ์ (scenario analysis) โดยพิจารณาตัวแปร (1) ต้นทุนระบบ (2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า และ (3) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop ผลการศึกษาพบว่าภายใต้สมมติฐานในกรณีฐานรูปแบบเจ้าของระบบมีความคุ้มค่ามากกว่าโดยมี LCOE ต่ำกว่า และมี NPV สูงกว่ารูปแบบ private PPA ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวและผลการวิเคราะห์สถานการณ์ สรุปได้ว่า

รูปแบบเจ้าของระบบมีแนวโน้มที่จะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่ารูปแบบ private PPA ภายใต้สถานการณ์ที่ต้นทุนระบบต่ำและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าสูง ในทางกลับกันภายใต้สถานการณ์ที่ต้นทุนระบบสูงและอัตราการเพิ่มค่าไฟฟ้าต่ำ รูปแบบ private PPA จะมีแนวโน้มที่จะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่า นอกจากนี้ถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop ลดลง โอกาสที่รูปแบบ private PPA จะคุ้มค่ากว่าจะเพิ่มขึ้น ยิ่งไปกว่านั้นจุดเด่นของกรณี private PPA คือ NPV จะเป็นบวกเสมอ เนื่องจากไม่มีเงินลงทุนและค่าใช้จ่าย ขณะที่กรณีเจ้าของระบบอาจมี NPV ติดลบได้ถ้าต้นทุนระบบสูงและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าต่ำ ผลการศึกษาในงานวิจัยนี้สามารถใช้เป็นแนวทางช่วยในการตัดสินใจของผู้ที่สนใจติดตั้งระบบ solar rooftop บนอาคารในการเลือกรูปแบบการติดตั้งที่เหมาะสมกับตนเอง

คำสำคัญ : ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา; สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากเอกชน; มูลค่าปัจจุบันสุทธิ; ต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยปรับเฉลี่ย

Abstract

This research analyzed and compared economic feasibility of installation options of solar rooftop systems between being system owner and private power purchase agreement (Private PPA) by using Thammasat University, Rangsit Centre as a case study. The indicators used were levelized cost of electricity (LCOE) and net present value (NPV). In addition, the risk assessment of the project was performed by sensitivity analysis and scenario analysis considering the variables (1) system cost (2) the rate of increase in the electricity tariff and (3) the amount of electricity that can be produced from the solar rooftop. The results showed that under the base case assumption, the system owner option was more cost effective with lower LCOE and higher NPV than Private PPA option. The sensitivity analysis and scenario analysis results showed that the system owner option tended to be more attractive than the private PPA option under the situations of low system costs and high escalation rates of electricity tariff. On the other hand, under situations of high system costs and low escalation rates of electricity tariff, the private PPA will likely be more attractive than the system owner option. Moreover, if the amount of electricity produced from the solar rooftop reduces, the chance that the private PPA option will be more attractive. In addition, while the system owner option may have negative NPV in some situation, the advantage of the private PPA option is that the NPV will always be positive since there is no investment and expenses. The results of this study will be useful for decision makers to select the suitable installation option for themselves.

Keywords: solar rooftop; private power purchase agreement; net present value; levelized cost of electricity

1. บทนำ

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดที่เป็นความหวังต่อการพัฒนาที่ยั่งยืน ประเทศไทยอยู่ในพื้นที่ที่ได้รับรังสีแสงอาทิตย์ในปริมาณสูงโดยมีค่าเฉลี่ยประมาณ $17.6 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$ [1] การนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์จึงเป็นทางเลือกที่เหมาะสมต่อเหตุผลทางกายภาพของประเทศ ประเทศไทยมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (solar PV) มาอย่างต่อเนื่อง โดยออกมาตรการอุดหนุนด้านการเงินสำหรับไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ [2] ส่งผลให้กำลังการผลิตติดตั้งของ solar PV เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วเป็น 1.9 GW ในปี พ.ศ. 2559 [3] ในระยะแรก รูปแบบการติดตั้งส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ เนื่องจากมีต้นทุนระบบต่อกิโลวัตต์ต่ำกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับระบบขนาดเล็ก ต่อมาเมื่อราคาแผงเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เริ่มลดลง จึงเริ่มมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (solar rooftop) ซึ่งมีขนาดเล็กกว่าเพิ่มขึ้น มีหลายหน่วยงานได้ศึกษาการติดตั้ง solar rooftop ภายในหน่วยงานของตน [4-8] อย่างไรก็ตาม ภายหลังจากที่มาตรการอุดหนุนด้านการเงินได้สิ้นสุดลงในปี พ.ศ. 2558 และรัฐบาลยังไม่ได้ออกมาตรการสนับสนุนด้านการเงินใหม่สำหรับ solar PV จนกระทั่งปี พ.ศ. 2561 การติดตั้ง solar rooftop จึงจำกัดอยู่กับผู้ที่มีความพร้อมด้านเงินทุน เมื่อไม่นานมานี้จึงเกิดรูปแบบธุรกิจใหม่สำหรับ solar rooftop ที่เรียกว่าการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากเอกชน (private power purchase agreement, private PPA) ขึ้นมา private PPA เป็นรูปแบบธุรกิจของการซื้อขายไฟฟ้าที่ผู้ให้บริการจะดำเนินการติดตั้ง solar rooftop ในพื้นที่ของผู้รับบริการและดำเนินการเดินระบบเพื่อผลิตไฟฟ้าและขายไฟฟ้าให้กับผู้รับบริการ โดยระบบ solar rooftop เป็นของผู้ให้บริการ

[9] เหมาะสำหรับบริษัทหรือหน่วยงานที่ไม่พร้อมหรือไม่ต้องการเสียเงินลงทุนเริ่มต้นจำนวนมาก สำหรับระบบ solar rooftop โดยปกติ อัตราค่าไฟฟ้าที่ขายให้กับผู้รับบริการจะมีราคาถูกกว่าอัตราค่าไฟฟ้าที่ผู้รับบริการซื้อจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า (electric grid)

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ได้เริ่มดำเนินการติดตั้ง solar rooftop บนอาคารเรียนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2558 เพื่อลดภาระทางไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน โดยใช้รูปแบบการติดตั้งแบบ private PPA มหาวิทยาลัยซื้อไฟฟ้าจากบริษัทเอกชนโดยได้ส่วนลดค่าไฟฟ้าเมื่อเปรียบเทียบกับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าภูมิภาค อย่างไรก็ตาม เนื่องจากปัจจุบันต้นทุนระบบ solar rooftop ลดลงอย่างมาก จึงมีความน่าสนใจในการศึกษาเปรียบเทียบความคุ้มค่าระหว่างการเป็นเจ้าของระบบเองกับการทำสัญญา private PPA เพื่อเป็นแนวทางสำหรับการตัดสินใจในอนาคต งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบ solar rooftop ระหว่างการเป็นเจ้าของระบบเองกับการทำสัญญา private PPA และวิเคราะห์ตัวแปรที่ส่งผลต่อการตัดสินใจ โดยใช้มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต เป็นกรณีศึกษา

2. วิธีการวิจัย

งานวิจัยนี้ได้แบ่งขั้นตอนการศึกษาออกเป็น 3 ขั้นตอน คือ (1) การเก็บรวบรวมข้อมูล (2) การวิเคราะห์เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และ (3) การวิเคราะห์เปรียบเทียบผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

เก็บรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้อง ดังต่อไปนี้

2.1.1 รวบรวมข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจาก solar rooftop ย้อนหลัง โดยเป็นข้อมูลทุติยภูมิจากบริษัทเอกชนที่เป็นคู่สัญญา private PPA กับ

มหาวิทยาลัย เพื่อคำนวณตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (capacity factor) ไว้ใช้สำหรับคาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่จะผลิตได้จาก solar rooftop ในแต่ละเดือน โดยตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า คือ อัตราส่วนของกำลังการผลิตเฉลี่ยต่อกำลังการผลิตติดตั้ง ซึ่งคำนวณจาก ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปี $\div (8,760 \times \text{กำลังการผลิตติดตั้ง})$

2.1.2 รวบรวมข้อมูลหตุภูมิปริมาณการใช้ไฟฟ้าและค่าไฟฟ้าย้อนหลังจากสำนักงานอาคารสถานที่เพื่อวิเคราะห์อัตราค่าไฟเฉลี่ย

2.1.3 สำนวจต้นทุนระบบ solar rooftop ในปัจจุบัน โดยสอบถามราคาพร้อมค่าติดตั้งของระบบ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 50-1,000 kWp จาก บริษัทเอกชน 7 บริษัท เพื่อวิเคราะห์และประเมิน ต้นทุนต่อวัตต์ของระบบ

2.2 การวิเคราะห์เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

การวิเคราะห์เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในงานวิจัยนี้ใช้ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย ปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) ซึ่ง

เป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่คิดเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโดยคำนึงถึงมูลค่าของเงินตามเวลาและช่วงเวลาผลิตไฟฟ้าได้ เป็นตัวชี้วัดที่นิยมใช้ในการเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าระหว่าง เทคโนโลยีการผลิตต่าง ๆ [10] มีหลักการคำนวณดังสมการต่อไปนี้

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

เมื่อ LCOE = ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (บาท/kWh); Exp_t = เงินลงทุน และ/หรือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการได้มาซึ่งไฟฟ้าจากระบบ solar rooftop ในปีที่ t (บาท/ปี); E_t = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีในปีที่ t (kWh/ปี); r = อัตราคิดลด (discount rate) เท่ากับอัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า (%); n = อายุโครงการ (ปี); t = ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) โดย $t = 1, 2, 3, \dots, n$

2.2.1 การวิเคราะห์ LCOE กรณี private PPA ในกรณี private PPA Exp_t คือ ค่าไฟที่จ่ายให้กับบริษัทเจ้าของ solar rooftop ซึ่งคำนวณตามสมการที่ (2)

$$Exp_t = Exp_{t,private PPA} = \sum_{i=1}^{12} E_i \times Erate_i \times (1 - Dsc) \quad (2)$$

$$\text{โดย } E_i = InstCap \times 8760 \times CapFactor_i \times (1 - Deg_t) \quad (3)$$

เมื่อ $Exp_{t,private PPA}$ = ค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้ากรณี private PPA ในปี t (บาท/ปี); E_i = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ solar rooftop ในเดือน i (kWh/เดือน) คำนวณจากสมการที่ (3); $InstCap$ = กำลังการผลิตติดตั้งของระบบ solar rooftop (kW); 8760 = จำนวนชั่วโมงใน 1 ปี (ชั่วโมง); Deg_t = อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (degradation) สะสมจนถึงปีที่ t (%); $CapFactor_i$ = ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (capacity factor) ในเดือน i (%); $Erate_i$ =

อัตราค่าไฟเฉลี่ยในเดือน i (บาท/kWh); Dsc = ส่วนลดค่าไฟจากบริษัท ในการศึกษานี้ เท่ากับ 10 %; i = ดัชนีเลขเดือน ($i = 1 - 12$)

2.2.2 การวิเคราะห์ LCOE กรณี ลงทุนเอง กรณีเจ้าของระบบ Exp_t คือ เงินลงทุนระบบ solar rooftop เริ่มแรก เงินลงทุนเพิ่มเติมระหว่างโครงการ และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ ในแต่ละปีตลอดอายุโครงการที่ระบบผลิตไฟฟ้าออกมา ดังสมการที่ (4)

$$Exp_t = Exp_{t,owner} = I_t + O\&M_t \quad (4)$$

เมื่อ $Exp_{t,owner}$ = เงินลงทุนและ/หรือค่าใช้จ่ายกรณีเป็นเจ้าของเองในปี t (บาท/ปี); I_t = เงินลงทุนในปี t (บาท/ปี); $O\&M_t$ = ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบในปี t (บาท/ปี)

2.3 การวิเคราะห์เปรียบเทียบผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์เปรียบเทียบผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์เป็นการวิเคราะห์ผลประโยชน์ที่ได้รับเทียบกับการลงทุนและค่าใช้จ่ายตลอดโครงการว่ามีความคุ้มค่าหรือไม่ งานวิจัยนี้ใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value, NPV) เป็นตัวชี้วัด NPV เป็นผลรวมของกระแสเงินสดสุทธิที่เกิดขึ้นตลอดโครงการที่ถูกปรับเป็นมูลค่าในปัจจุบัน เป็นค่าบอกมูลค่าเพิ่มที่ได้จากโครงการหรือกิจกรรมที่ทำ มีหลักการคำนวณดังสมการที่ (5)

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

เมื่อ NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท); B_t = ผลประโยชน์สุทธิที่เกิดขึ้นในปีที่ t (บาท/ปี) คือผลประโยชน์หักลบกับเงินลงทุนและ/หรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในปีที่พิจารณา; r = อัตราคิดลด (discount rate) เท่ากับ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า (%); n = อายุโครงการ (ปี); t = ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) โดย $t = 1, 2, 3, \dots, n$

2.3.1 การวิเคราะห์ NPV กรณี private PPA

กรณี private PPA ผลประโยชน์สุทธิที่ได้ คือ การประหยัดเงินจากการซื้อไฟฟ้าที่ได้ส่วนลดจากราคาไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (electric grid) ซึ่งคำนวณได้ดังสมการที่ (6)

$$B_t = B_{t,private PPA} = \sum_{i=1}^{12} E_i \times Erate_i \times Dsc \quad (6)$$

เมื่อ $B_{t,private PPA}$ = เงินที่ประหยัดจากการซื้อไฟฟ้า

กับบริษัทในกรณี private PPA ในปี t (บาท/ปี) และตัวแปรอื่น ๆ มีนิยามเหมือนกับที่ระบุไว้ก่อนหน้านี้ในสมการที่ (2)

2.3.2 การวิเคราะห์ NPV กรณี เป็นเจ้าของระบบ

กรณีเป็นเจ้าของเอง ผลประโยชน์สุทธิพิจารณาจากมูลค่าของไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop หักลบด้วย เงินลงทุน และ/หรือ ค่าใช้จ่ายที่มีดังสมการที่ (7)

$$B_t = B_{t,owner} = \sum_{i=1}^{12} (E_i \times Erate_i) - (I_t + O\&M_t) \quad (7)$$

เมื่อ $B_{t,owner}$ = ผลประโยชน์สุทธิในกรณีเป็นเจ้าของเองในปี t (บาท/ปี) และตัวแปรอื่น ๆ มีนิยามเหมือนกับที่ระบุไว้ก่อนหน้านี้ในสมการที่ (2) และ (4)

2.4 การวิเคราะห์ความเสี่ยง (sensitivity analysis)

งานวิจัยนี้ใช้การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) และการวิเคราะห์สถานการณ์ (scenario analysis) เพื่อวิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการ ปัจจัยที่พิจารณาในงานวิจัยนี้ คือ (1) ต้นทุนระบบ (2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า และ (3) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop

3. ผลการวิจัยและอภิปราย

3.1 ผลการเก็บรวบรวมข้อมูล

การเก็บรวบรวมปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจาก solar rooftop และข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าและค่าไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายย้อนหลัง สามารถคำนวณตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยของ solar rooftop และอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละเดือนได้ดังรูปที่ 1 และรูปที่ 2 ตามลำดับ จากการสำรวจข้อมูลต้นทุนระบบ solar rooftop จากบริษัทที่รับผิดชอบระบบ 7 บริษัท โดยเป็นต้นทุนรวมค่าติดตั้งทั้งหมด

สำหรับระบบขนาดประมาณ 20-1,000 kWp พบว่ามีต้นทุน 30-50 บาทต่อวัตต์ โดยมีค่าเฉลี่ย 38.14 บาทต่อวัตต์ ข้อมูลต้นทุนระบบและสมมติฐานอื่นที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์สรุปอยู่ในตารางที่ 1

3.2 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ศาสตร์

3.2.1 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

เงินลงทุน และค่าใช้จ่ายในกรณีเจ้าของ

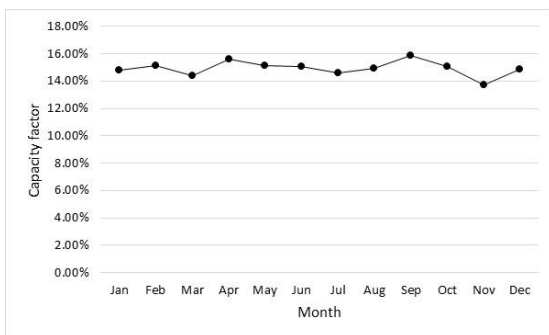


Figure 1 Average monthly capacity factor of solar rooftop installed in Thammasat university

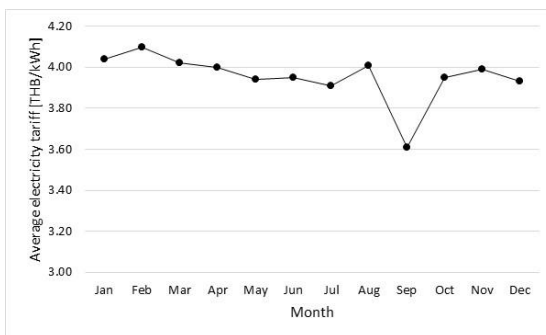


Figure 2 Average monthly electricity tariff of year 2017

Table 1 Assumptions for economic assessment

Parameters	Values	Remarks
Project lifetime	21 years	Private PPA contract period
Average system cost	38.14 THB/W	Surveyed results from 7 companies System sizes between 20-1,000 kWp Including PV panel, inverter, and balance of system
Inverter	10.67 % of system cost	
Technical lifetime of inverter	11 year	[11] Replace at year 11
Solar cell degradation	0.5 %/year	[12,13,14]
Operation and maintenance cost	1.6 % of system cost	escalation rate = inflation rate
Electricity tariff	Historical average tariff of year 2017	
Inflation rate	3 %/year	historical average inflation rate) [15]
Discount rate	6.7%	Minimum loan rate of commercial banks at Oct 2018 [16]

ระบบ และกรณี private PPA แสดงอยู่ในรูปที่ 3 ซึ่งพบว่ารูปแบบเจ้าของระบบต้องใช้เงินลงทุนเริ่มต้นจำนวนมากในปีแรก แต่หลังจากนั้นจะมีค่าใช้จ่ายเพียงเล็กน้อยต่อปี ยกเว้นในปีที่ 11 ที่มีค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ส่วนรูปแบบ private PPA นั้นไม่มีเงินลงทุนเริ่มต้น แต่ค่าใช้จ่ายต่อปีจะสูงกว่ารูปแบบเจ้าของระบบ เมื่อคำนวณค่าใช้จ่ายตลอด

โครงการของทั้ง 2 กรณี ในรูปของ LCOE แล้วได้ผลดังแสดงในตารางที่ 2 ซึ่งพบว่ารูปแบบเจ้าของระบบมี LCOE ต่ำกว่ารูปแบบ private PPA ทั้งนี้เนื่องจากต้นทุนระบบ solar rooftop มีราคาตกลงมากในระยะหลัง ดังนั้นภายใต้สมมติฐานการวิเคราะห์ต่าง ๆ รูปแบบเจ้าของระบบมีต้นทุนต่ำกว่ารูปแบบ private PPA

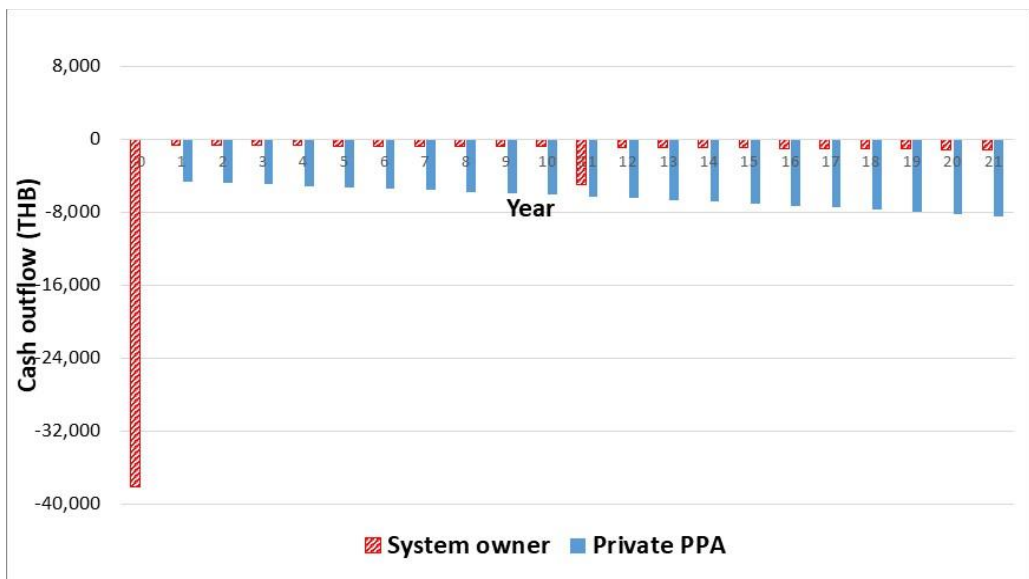


Figure 3 Cost of electricity generation per 1 kWp

Table 2 LCOEs for each options

Options	LCOE (THB/kWh)
System owner	3.51
Private PPA	4.71

3.2.2 ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

กระแสเงินสดสุทธิในกรณีเจ้าของระบบและกรณี private PPA แสดงอยู่ในรูปที่ 4 ซึ่งพบว่ารูปแบบเจ้าของระบบมีกระแสเงินสดติดลบมากในปีแรกจากการลงทุน แต่หลังจากนั้นจะมีผล

ประโยชน์จากการประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดโครงการ ส่วนรูปแบบ private PPA นั้นไม่มีกระแสเงินสดติดลบเลยตลอดโครงการ เนื่องจากไม่มีเงินลงทุน แต่ผลประโยชน์ที่จากการได้ส่วนลดค่าไฟฟ้าก็ไม่สูงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีเจ้าของระบบ เมื่อคำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดโครงการของทั้ง 2 กรณี ในรูปของ NPV แล้วได้ผลดังแสดงในตารางที่ 3 ซึ่งพบว่ารูปแบบเจ้าของระบบมี NPV สูงกว่ารูปแบบ private PPA ดังนั้นในแง่ผลประโยชน์ รูปแบบเจ้าของระบบก็มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่ารูปแบบ private PPA เช่นกัน

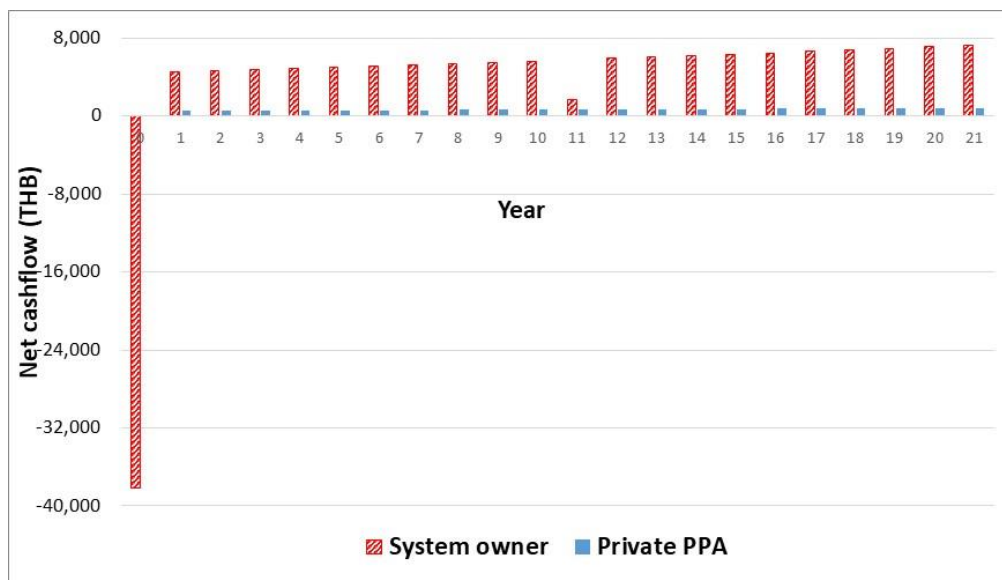


Figure 4 Net cash flow of each options per 1 kWp

Table 3 NPVs for each options

Options	NPV (THB/kW)
System owner	20,940
Private PPA	7,510

3.2.2 ผลการวิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการ

(1) ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) ผลการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงแต่ละตัวแปรเป็นดังต่อไปนี้

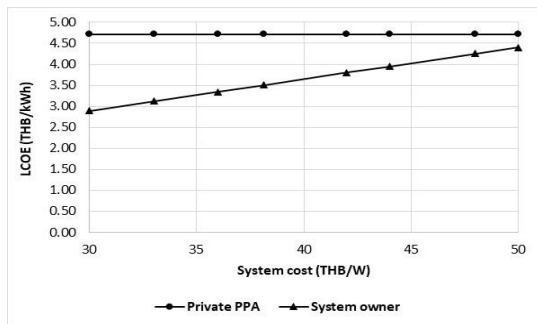
(1.1) ต้นทุนระบบ รูปที่ 5 แสดง LCOE และ NPV ของทั้ง 2 กรณี เมื่อต้นทุนระบบเปลี่ยนแปลงในช่วง 30 ถึง 50 บาทต่อวัตต์ (ผลการสำรวจราคาพบว่าราคาอยู่ในช่วงนี้) ซึ่งพบว่าเมื่อต้นทุนระบบเพิ่มขึ้นจะส่งผลทางลบต่อกรณีเจ้าของระบบ โดย LCOE จะเพิ่มขึ้นและ NPV จะลดลง ส่วนกรณี private PPA ต้นทุนระบบไม่ส่งผลต่อทั้ง LCOE และ NPV เนื่องจากในกรณีนี้ไม่มีเงินลงทุนระบบในต้นทุนการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม รูปแบบเจ้าของระบบยังมี

ความคุ้มค่ากว่ารูปแบบ private PPA ตลอดช่วงการศึกษาของตัวแปรนี้

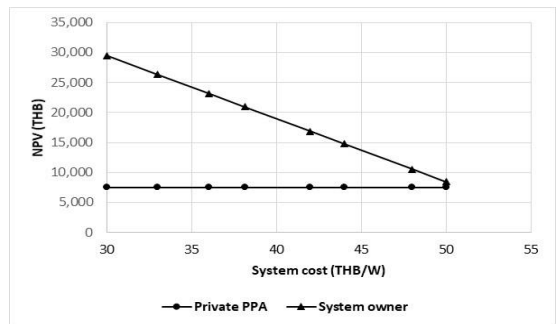
(1.2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า รูปที่ 6 แสดง LCOE และ NPV เมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าต่างไปจากที่คาดการณ์ไว้โดยพิจารณา 0-3 % ซึ่งเมื่อพิจารณา LCOE จะพบว่าอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าส่งผลต่อกรณี private PPA แต่ไม่ส่งผลต่อกรณีเจ้าของระบบ เนื่องจากต้นทุนระบบและค่าใช้จ่ายของกรณีเจ้าของระบบไม่เกี่ยวข้องกับอัตราค่าไฟฟ้า ส่วนกรณี private PPA LCOE จะเพิ่มขึ้นถ้าอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และลดลงในทางกลับกัน เนื่องจากค่าใช้จ่ายในกรณีนี้แปรตามอัตราค่าไฟฟ้าโดยตรง ในรูปที่ 6 พบว่ารูปแบบเจ้าของระบบยังคงมีต้นทุนต่ำกว่ารูปแบบ private PPA ตลอดช่วงการศึกษาของตัวแปรนี้ เมื่อพิจารณา NPV พบว่าอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าส่งผลต่อทั้งกรณี private PPA และกรณีเจ้าของระบบ โดย NPV จะเพิ่มขึ้นถ้าอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นและลดลงในทางกลับกัน เนื่องจากผลประหยัของทั้ง 2

กรณี แปรตามอัตราค่าไฟฟ้าโดยตรง อย่างไรก็ตาม ความอ่อนไหวของ NPV ในกรณีเจ้าของระบบจะสูงกว่ากรณี private PPA อย่างเห็นได้ชัด เนื่องจากกรณีเจ้าของระบบ ผลประโยชน์จะแปรตามอัตราค่าไฟฟ้าเต็มจำนวน ขณะที่กรณี private PPA ผลประโยชน์จะ

เท่ากับอัตราส่วนลดค่าไฟฟ้าเท่านั้น อย่างไรก็ตาม รูปแบบเจ้าของระบบยังมี NPV สูงกว่ารูปแบบ private PPA ตลอดช่วงการศึกษาของตัวแปรนี้ โดยมีค่าใกล้เคียงกันเมื่อค่าไฟฟ้าไม่เพิ่มขึ้นเลย (0 % ต่อปี)

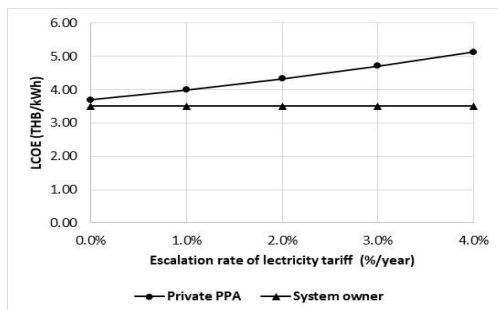


(a) LCOE

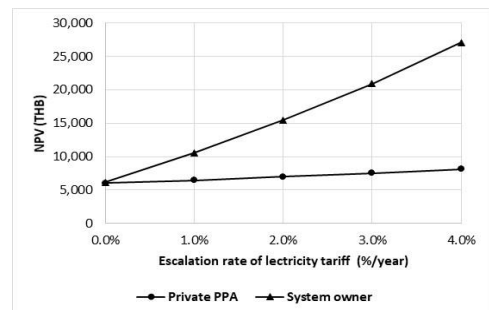


(b) NPV

Figure 5 NPV and LCOE for different system costs

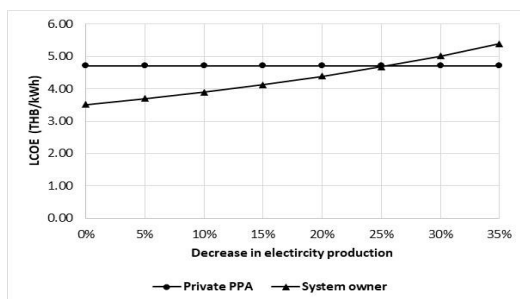


(a) LCOE

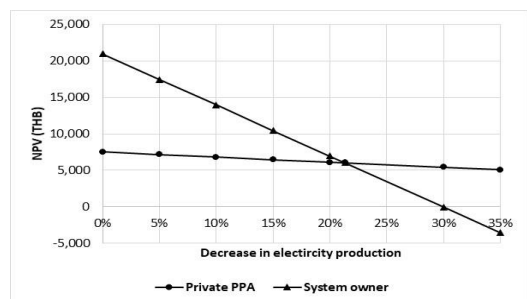


(b) NPV

Figure 6 NPV and LCOE for different escalation rates of electricity tariff



(a) LCOE



(b) NPV

Figure 7 NPV and LCOE when electricity generation decreases

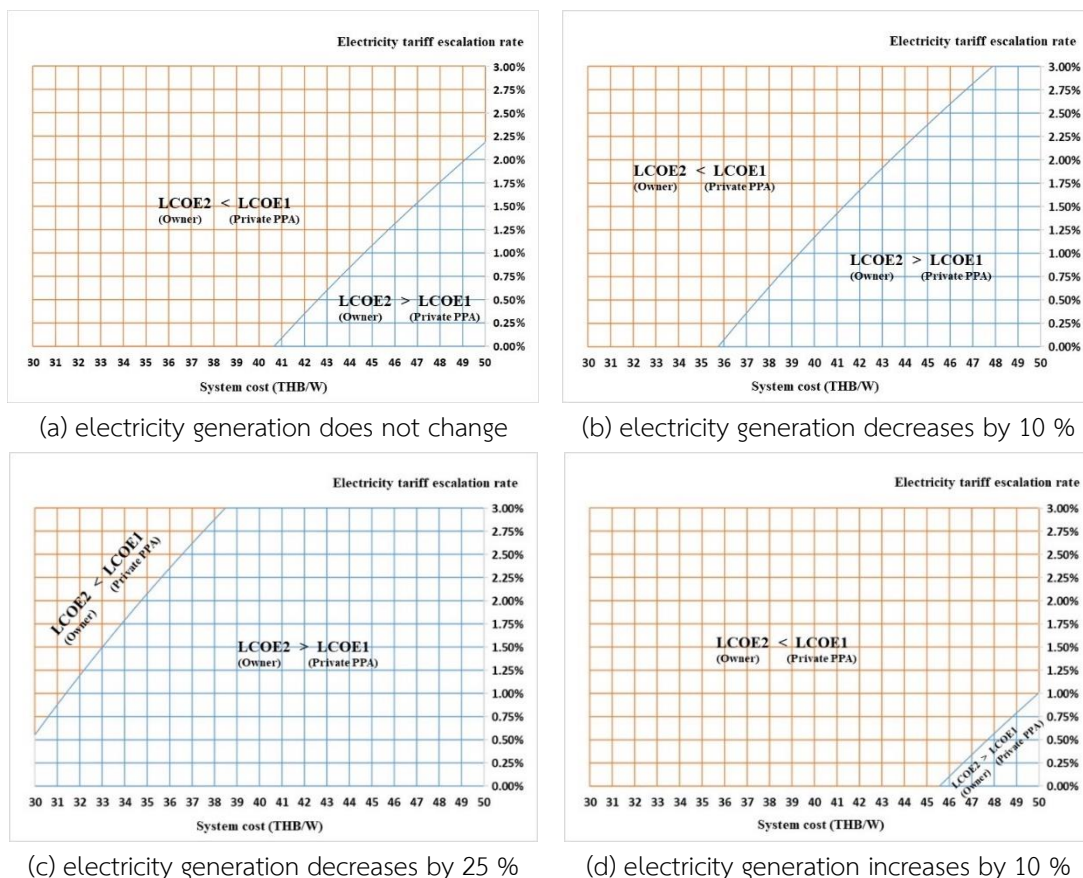


Figure 8 LCOE when escalation rates of electricity tariff, system costs, and amount of electricity generation change simultaneously

(1.3) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop รูปที่ 7 LCOE และ NPV เมื่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ลดลงจากที่คาดการณ์ไว้โดยพิจารณาในช่วง 0-35 % เมื่อพิจารณา LCOE พบว่าตัวแปรนี้ส่งผลต่อกรณีเจ้าของระบบ แต่ไม่ส่งผลต่อกรณี private PPA เนื่องจากค่าใช้จ่ายในกรณี private PPA จะลดลงตามจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop ส่งผลให้ LCOE คงที่ ส่วนกรณีเจ้าของระบบ LCOE จะเพิ่มขึ้นถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ลดลง เนื่องจากค่าใช้จ่ายในกรณีนี้คงที่ หากผลิตไฟฟ้าน้อยลง ต้นทุนต่อหน่วยจะเพิ่มขึ้น รูปที่ 7 พบว่าถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop

ลดลงมากกว่า 25 % LCOE ของกรณีเจ้าของระบบจะสูงกว่ากรณี private PPA เมื่อพิจารณา NPV จะพบว่าตัวแปรนี้ส่งผลต่อทั้งกรณี private PPA และกรณีเจ้าของระบบ โดย NPV ทั้ง 2 กรณี จะลดลงถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ลดลง เนื่องจากผลประโยชน์ของทั้ง 2 กรณี แปรตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ อย่างไรก็ตาม ความอ่อนไหวของ NPV ในกรณีเจ้าของระบบจะสูงกว่ากรณี private PPA อย่างเห็นได้ชัด เนื่องจากกรณีเจ้าของระบบ ผลประโยชน์จะแปรตามค่าไฟฟ้าทั้งหมด ขณะที่กรณี private PPA ผลประโยชน์จะเท่ากับส่วนลดค่าไฟฟ้าเท่านั้น รูปที่ 7 พบว่าถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ลดลง

มากกว่า 21 % NPV ของกรณีเจ้าของระบบจะน้อยกว่ากรณี private PPA และถ้าหากลดลงมากกว่า 30 % กรณีเจ้าของระบบจะไม่มีมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ ($NPV < 0$)

(2) ผลการวิเคราะห์สถานการณ์ (scenario analysis)

ผลการวิเคราะห์ในหัวข้อนี้แสดง LCOE และ NPV เมื่อต้นทุนระบบ อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า และปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop เปลี่ยนแปลงพร้อมกัน

รูปที่ 8 แสดงการเปรียบเทียบ LCOE ของกรณี private PPA ($LCOE1$) และกรณีเจ้าของระบบ ($LCOE2$) เมื่อตัวแปรที่ศึกษาเปลี่ยนแปลงไป เส้นโค้งในรูปแบ่งบริเวณกราฟออกเป็น 2 ส่วน บริเวณเหนือเส้น คือ สถานการณ์ที่ $LCOE2 < LCOE1$ หรือ ต้นทุนของกรณีเจ้าของระบบต่ำกว่ากรณี private PPA รูปที่ 8a พบว่า $LCOE2 < LCOE1$ ในสถานการณ์ที่ต้นทุนระบบต่ำและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าสูง และในทางกลับกัน $LCOE2 > LCOE1$ ในสถานการณ์

ที่ต้นทุนระบบสูงและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าต่ำ และจากรูปที่ 8b และ 8c พบว่าถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ลดลง โอกาสที่ $LCOE2 < LCOE1$ จะลดลง ในทางกลับกัน จากรูปที่ 8d พบว่าถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop เพิ่มขึ้น โอกาสที่ $LCOE2 < LCOE1$ จะเพิ่มขึ้น

รูปที่ 9a และ 9b แสดง NPV ของกรณี private PPA และกรณีเจ้าของระบบ เมื่อต้นทุนระบบและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงพร้อมกัน รูปที่ 9a พบว่า NPV ของกรณี private PPA เป็นบวกเสมอและเปลี่ยนแปลงตามเฉพาะอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเท่านั้น เนื่องจากภาระของเงินลงทุนระบบตกอยู่กับบริษัทเอกชนซึ่งเป็นคู่สัญญา ขณะที่ NPV ของกรณีเจ้าของระบบเปลี่ยนแปลงกับตัวแปรทั้งสอง โดยจะมีค่าลดลงเมื่อต้นทุนเพิ่มขึ้นและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าลดลงและมีสถานการณ์ที่ทำให้ NPV น้อยกว่า 0 หรือไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ด้วย ดังที่แสดงในรูปที่ 9b

รูปที่ 10 แสดงการเปรียบเทียบ NPV

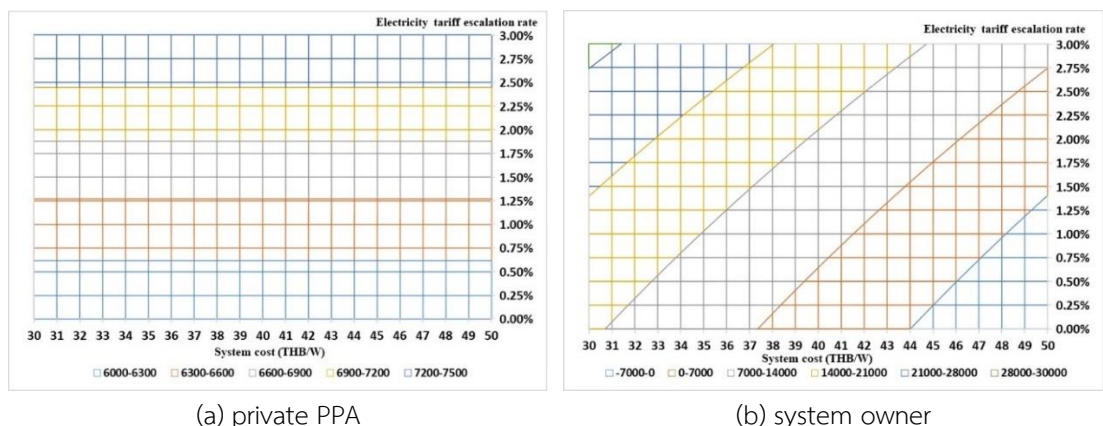


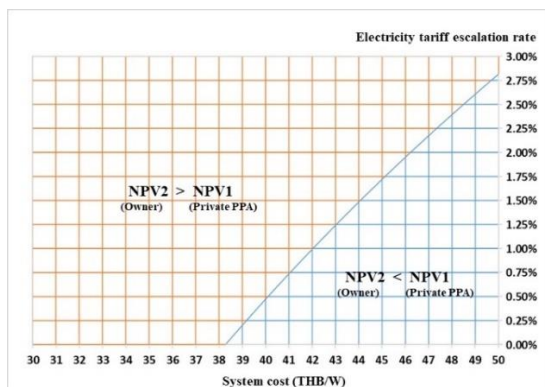
Figure 9 NPV when escalation rates of electricity tariff and system costs change simultaneously

ของกรณี private PPA ($NPV1$) และกรณีเจ้าของระบบ ($NPV2$) พื้นที่กราฟถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วน

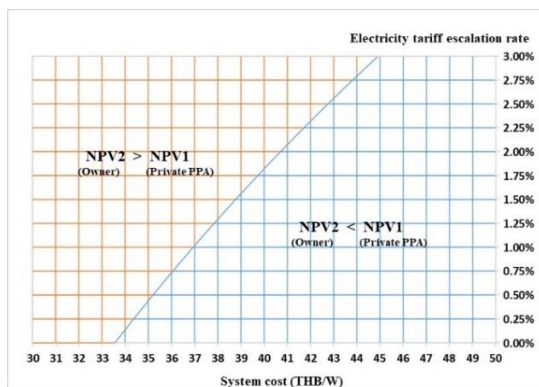
บริเวณเหนือเส้น คือ สถานการณ์ที่ $NPV2 > NPV1$ รูปที่ 10a พบว่า $NPV2 > NPV1$ ในสถานการณ์ที่ต้นทุน

ระบบต่ำและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าสูง และในทางกลับกัน $NPV2 < NPV1$ ในสถานการณ์ที่ต้นทุนระบบสูงและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าต่ำ และรูปที่ 10b และ 10c พบว่าถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก

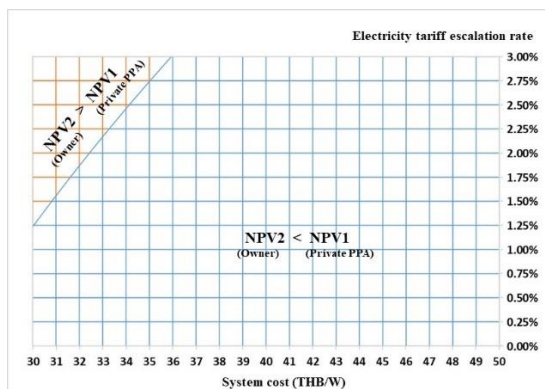
solar rooftop ลดลง โอกาสที่ $NPV2 > NPV1$ จะลดลง ในทางกลับกัน รูปที่ 9d พบว่าถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop เพิ่มขึ้น โอกาสที่ $NPV2 > NPV1$ จะเพิ่มขึ้น



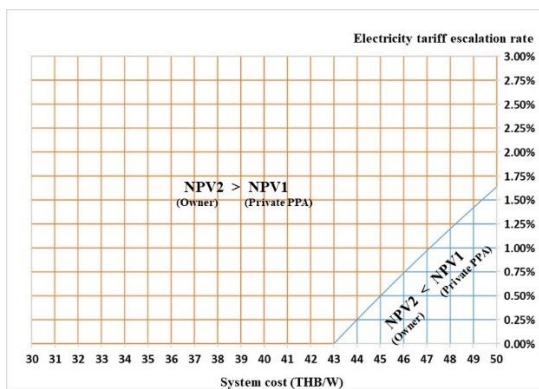
(a) base case



(b) electricity generation decreases by 10 %



(c) electricity generation decreases by 25 %



(d) electricity generation increases by 10 %

Figure 10 NPV when escalation rates of electricity tariff, system costs, and amount of electricity generation change simultaneously

ผลการวิเคราะห์สถานการณ์สรุปได้ว่ารูปแบบเจ้าของระบบมีความเหมาะสมมากกว่ารูปแบบ private PPA ภายใต้สถานการณ์ที่ต้นทุนระบบต่ำและอัตราค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นสูงในอนาคต ในทางกลับกัน ภายใต้สถานการณ์ที่ต้นทุนระบบสูงและอัตราค่าไฟฟ้าไม่เพิ่มขึ้นสูงมากในอนาคต รูปแบบ private PPA มีแนวโน้มที่จะมีความเหมาะสมมากกว่า

4. สรุป

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาเพื่อวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (solar rooftop) ระหว่างการเป็นเจ้าของระบบ (system owner) และการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบริษัทเอกชน (private power purchase agreement,

private PPA) โดยใช้มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต เป็นกรณีศึกษา การศึกษาใช้ข้อมูลจริงของระบบ solar rooftop ที่ติดตั้งอยู่บนหลังคาภายในมหาวิทยาลัย ประกอบกับข้อมูลจากการสำรวจตลาดในปัจจุบันในการวิเคราะห์ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (levelized cost of electricity, LCOE) และผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ในรูปของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value, NPV) นอกจากนี้ได้ประเมินความเสี่ยงของโครงการด้วยการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) และการวิเคราะห์สถานการณ์ (scenario analysis) โดยพิจารณาตัวแปร (1) ต้นทุนระบบ (2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า และ (3) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop ผลการศึกษาสรุปได้ดังนี้

ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์สรุปได้ว่าเมื่อพิจารณาในแง่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า พบว่ารูปแบบเจ้าของระบบมี LCOE ต่ำกว่ารูปแบบ private PPA และเมื่อพิจารณาในแง่ของผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์พบว่าทั้งสองแนวทางมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ($NPV > 0$) โดยรูปแบบเจ้าของระบบมี NPV สูงกว่ารูปแบบ private PPA ดังนั้นการเป็นเจ้าของระบบจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่า private PPA ทั้งแง่ต้นทุนและผลประโยชน์

ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวพบว่าตัวแปรที่ส่งผลต่อการตัดสินใจมากที่สุด คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop โดยถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจาก solar rooftop ลดลงจนต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้จนถึงระดับหนึ่ง รูปแบบเจ้าของระบบจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์น้อยกว่ารูปแบบ private PPA

ผลการวิเคราะห์สถานการณ์สรุปได้ว่ารูปแบบเจ้าของระบบมีความเหมาะสมมากกว่ารูปแบบ private PPA ภายใต้สถานการณ์ที่ต้นทุนระบบต่ำและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าสูง ในทางกลับกัน

ภายใต้สถานการณ์ที่ต้นทุนระบบสูงและอัตราการเพิ่มค่าไฟฟ้าต่ำ รูปแบบ private PPA จะมีแนวโน้มที่จะมีความเหมาะสมมากกว่า ในความเป็นจริงเราสามารถรู้ต้นทุนระบบได้ก่อนการติดตั้งจริง ดังนั้นตัวแปรที่ส่งผลจริง คือ อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งขึ้นกับมุมมองและการคาดการณ์ของผู้ตัดสินใจ นอกจากนี้ถ้าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop ลดลง โอกาสที่ private PPA จะคุ้มค่างว่าการเป็นเจ้าของระบบจะเพิ่มขึ้น

อย่างไรก็ตาม รูปแบบ private PPA มีข้อดีที่เหนือกว่ารูปแบบเจ้าของระบบ คือ (1) NPV จะเป็นบวกเสมอ เนื่องจากไม่มีเงินลงทุนและค่าใช้จ่าย ขณะที่รูปแบบเจ้าของระบบอาจมี NPV ติดลบได้ถ้าต้นทุนระบบสูงและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าต่ำ และ (2) ไม่จำเป็นต้องใช้เงินลงทุน

ผลตอบแทนในกรณีเจ้าของระบบจะเพิ่มขึ้นถ้าเจ้าของโครงการสามารถหาเงินทุนบางส่วนโดยการกู้เงินจากแหล่งเงินกู้ที่มีต้นทุนต่ำกว่าอัตราคิดลดที่ใช้ในงานวิจัยนี้ (6.7 %)

ผลการศึกษาในงานวิจัยนี้สามารถใช้เป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจสำหรับผู้สนใจติดตั้งระบบ solar rooftop บนอาคารในการเลือกรูปแบบการติดตั้งที่เหมาะสมกับหน่วยงานของตนเอง

5. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ นางสาวรัฐญา ขุนบุญจันทร์ และนางสาวพรณัฏฐ์ ใจเย็น นักศึกษาปริญญาตรี สาขาวิชาเทคโนโลยีเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ในการสำรวจข้อมูลต้นทุนระบบประกอบการศึกษาครั้งนี้

6. References

[1] Development and Efficiency (DEDE),

- Ministry of Energy, Project to Improve the Solar Potential Map from Satellite Images for Thailand 2017, Available Source: http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=477 36, October 1, 2018. (in Thai)
- [2] Tantisattayakul, T., 2015, An assessment of financial promotion measures for residential solar photovoltaic rooftop system in Thailand, Thai Sci. Technol. J. 23(4): 605-621. (in Thai)
- [3] Tantisattayakul, T. and Kanchanapiya, P., 2017, Financial measures for promoting residential rooftop photovoltaics under a feed-in tariff framework in Thailand, Energy Policy 109: 260-269.
- [4] Panprayun, G., 2017, 8 kWp rooftop PV system and feasibility of system expansion, J. Profess. Routine Res. 4: 76-86. (in Thai)
- [5] Suwanasang, N. and Tongsopit, S., 2015, An assessment of the technical and economic potential of rooftop solar systems on Chulalongkorn University's buildings, J. Energy Res. 12(2): 59-74. (in Thai)
- [6] Tantisattayakul, T., Rassameethamma chote, P. and Auisakul, M., 2017, Energy, environmental and economic assessment of solar rooftop systems on buildings of Thammasat University, Rangsit Centre, Thai Sci. Technol. J. 25(6): 1083-1099. (in Thai)
- [7] Piriyasatta, P., 2016, Using photovoltaic system on the faculty of Architecture's building rooftop in Khon Kaen University for energy conservation, Built Environ. Inquiry J. Faculty Architect. Khon Kaen Univ. 15(1): 183-200. (in Thai)
- [8] Pichitkunchorn, W. and Chayakulkheeree, K., 2018, Design and economic analysis of solar rooftop electric system on the building of Post Engineering Department, Eng. J. Res. Develop. 29(1): 25-36. (in Thai)
- [9] Potisat, T., Tongsopit, S., Aksornkij, A. and Mounghchareon, S., 2017, To buy the system or to buy the service: The emergence of a solar service model in Thailand, Renew. Energy Focus 21: 1-10.
- [10] International Renewable Energy Agency (IREA), 2015, Renewable power generation costs in 2014, IRENA, p. 164
- [11] Solarpraxis, A.G., 2011, Inverter and PV System Technology Industry Guide 2011, RENI-Renewable Insight Energy Industry Guides, p. 98.
- [12] Limmanee, A., Udomdachanut, N., Songtrai, S., Kaewniyompanit, S., Sato, Y., Nakaishi, M., Kittisontirak, S., Sriprapha, K. and Sakamoto, Y., 2016, Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules: A case study in Thailand, J. Renew. Sustain. Energy 89: 12-17.
- [13] 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.
- [14] Jordan, D.C. and Kurtz, S.R., 2012, Photovoltaic Degradation Rates: An Analytical Review, NREL/JA-5200-51664, p. 30
- [15] Bank of Thailand, Macroeconomic Indicators, Available Source: <http://www2.bot.or.th/statistics/ReportPage.aspx?ReportID=409>, October 1, 2018. (in Thai)
- [16] Bank of Thailand, Loan Interest Rate, Available Source: http://www.bot.or.th/thai/statistics/financialmarkets/interestrate/_layouts/application/interest_rate/in_rate.aspx, October 1, 2018.