การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง

Financial Based Approach Analysis for Solar Cell System Project: The Case Study for Sawn Timber Hevea Wood Factory in Trang Province

ราชันย์ ชูชาติ

Rachan Chuchart

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาบริหารธุรกิจมหาบัณฑิต
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of
Master of Business Administration
Prince of Songkla University
2562

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง

Financial Based Approach Analysis for Solar Cell System Project: The Case Study for Sawn Timber Hevea Wood Factory in Trang Province

ราชันย์ ชูชาติ

Rachan Chuchart

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาบริหารธุรกิจมหาบัณฑิต
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of
Master of Business Administration
Prince of Songkla University
2562

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ชื่อวิทยานิพนธ์ การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง

ผู้เขียน ว่าที่ร้อยตรี ราชันย์ ชูชาติ

สาขาวิชา บริหารธุรกิจ

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์

.....

(ดร.ดลินา อมรเหมานนท์)

คณะกรรมการสอบ

…….....ประธานกรรมการ

(รศ.อัจฉรา ชีวะตระกูลกิจ)

.....กรรมการ

(ดร.ปิยะ ปานผู้มีทรัพย์)

.....กรรมการ

(ดร.ธวัทชัย สุวรรณพงค์)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา ตามหลักสูตรปริญญาบริหารธุรกิจมหาบัณฑิต

.....

(ศาสตราจารย์ ดร.ดำรงศักดิ์ ฟ้ารุ่งสาง)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

ขอรับรองว่างานวิจัยนี้มาจากการศึกษาวิจัยของนักศึกษาเอง และได้แสดงความขอบคุณบุคคลที่มีส่วนช่วยเหลือแล้ว

ลงชื่อ.....
(ดร.ดลินา อมรเหมานนท์)
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ลงชื่อ.....
(ว่าที่ร้อยตรี ราชันย์ ชูชาติ)
นักศึกษา

ข้าพเจ้ารับรองว่าผลงานวิจัยนี้ไม่เคยเป็นส่วนหนึ่งในการอนุมัติปริญญาในระดับใดมาก่อนและไม่ได้ถูกใช้ในการยื่นขออนุมัติปริญญาในขณะนี้

ลงชื่อ.....
(ว่าที่ร้อยตรี ราชันย์ ชูชาติ)
นักศึกษา

ชื่อวิทยานิพนธ์ การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง

ผู้เขียน ว่าที่ร้อยตรี ราชันย์ ชูชาติ

สาขาวิชา บริหารธุรกิจ

ปีการศึกษา 2561

บทคัดย่อ

ในงานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาต้นทุนและผลตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าในโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาอาคารโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูป และ ศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ โดยได้ศึกษากลุ่มโรงงานผลิตไม้ยางพาราในจังหวัดตรัง ด้วยการเก็บข้อมูลจากกำลังแรงม้า และพื้นที่หลังคา จำนวน 23 โรงงาน และการลงพื้นที่สำรวจข้อมูลปริมาณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน จำนวน 9 โรงงาน โดยข้อมูลทางด้านต้นทุนของโครงการในส่วนข้อมูลจากผู้รับเหมาติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์คือ ต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ข้อมูลจากผู้รับเหมา 10 ราย และต้นทุนการทำความสะอาดและตรวจสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ข้อมูลจากผู้รับเหมา 4 ราย ส่วนข้อมูลจากร้านค้าผู้จำหน่ายอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์คือ ต้นทุนอินเวอร์เตอร์ใช้ข้อมูลจากร้านจำหน่ายอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์ 7 ร้าน โดยใช้วิธีการหาค่าเฉลี่ยของราคาต้นทุนจากข้อมูลทั้งหมดในแต่ละส่วน และการศึกษาผลตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าใช้เป็นหลักในการคำนวณจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องและข้อมูลอื่นๆจากการสืบค้นมาใช้ประกอบกันในการวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าในโครงการ การศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ โดยใช้เครื่องมือ 2 ส่วน ดังนี้ ส่วนที่ 1 วิเคราะห์ต้นทุนโครงการประกอบด้วย 2 เครื่องมือคือ ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost และ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP ส่วนที่ 2 วิเคราะห์ทางการเงินของโครงการประกอบด้วย 5 เครื่องมือคือปัจจุบันสุทธิ NPV อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR ระยะคืนทุน PB และระยะคืนทุน DPB นอกจากนี้เพื่อให้ผลการวิเคราะห์นำไปใช้ในการตัดสินใจของผู้ประกอบการได้ดี จึงได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการแบบ Partial sensitivity ที่การเปลี่ยนแปลง 5% , 10% , 15% และ 20% ใน 4 แบบคือ 1. ดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น 2. เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานที่น้อยกว่าปกติ 3. แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นมากกว่าที่เป็นค่ามาตรฐาน 4. ฤดูการณ์ทำให้ผลผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงน้อยกว่าเดิม

ผลการศึกษาสามารถแบ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ออกเป็น 4 ขนาดคือ 0-10 kW, 11-50 kW, 51-100 kW, > 100 kW พบว่าโรงงานที่ใช้ศึกษาทั้ง 9 โรงงานอยู่ในขนาดที่ 11-50 kW, 51-100 kW และ > 100 kW โดยส่วนที่ 1 การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการพบว่า ต้นทุนรวมระบบต่อขนาดกำลังผลิตที่ขนาด >100kW เท่ากับ 40,978 บาทต่อกิโลวัตต์ ที่ 51-100kW เท่ากับ 47,514 บาทต่อกิโลวัตต์ และที่ 11-50kW เท่ากับ 54,557 บาทต่อกิโลวัตต์ แสดงให้เห็นว่าข้อมูลต้นทุนรวมของระบบต่อขนาดกำลังผลิตจะมีความประหยัดต่อขนาดเมื่อกำลังผลิตติดตั้งที่มีขนาดใหญ่ขึ้น ในส่วนของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยพบว่าที่ >100kW เท่ากับ 2.32 บาทต่อหน่วย ที่ 51-100kW เท่ากับ 2.69 บาทต่อหน่วย และที่ 11-50kW เท่ากับ 3.08 บาทต่อหน่วย โดยต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยทั้ง 3 ขนาด มีค่าน้อยกว่าเกณฑ์ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน ส่วนที่ 2 การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการพบว่าทั้ง 3 ขนาดกำลังผลิตติดตั้งที่ 11-50 kW, 51-100 kW และ > 100 kW มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ที่เป็นบวก, อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR ที่มีค่ามากกว่า 1 , อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR มากกว่าเกณฑ์อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ , ระยะคืนทุนแบบง่าย PB มีอายุน้อยกว่าอายุโครงการ และ ระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด DPB มีอายุน้อยกว่าอายุโครงการ แสดงให้เห็นว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน

วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการพบว่า กรณีดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้นที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW และ 51-100kW สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของดอกเบี้ยได้ 5% และ ที่กำลังผลิตติดตั้ง >100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของดอกเบี้ยได้ 5% และ 10% กรณีเครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW , 51-100kW และ >100kW สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงอายุที่ลดลงได้ 5% , 10% , 15% และ 20% กรณีแผงโซลาเซลล์มีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้น ที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW และ >100kW สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงความเสื่อมเพิ่ม 5% และที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ไม่สามรถรองรับการเปลี่ยนแปลงความเสื่อมเพิ่ม กรณีปริมาณความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW , 51-100kW และ >100kW สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงที่ลดลงได้ 5% , 10% , 15% และ 20%

Thesis Title Financial based Approach Analysis for Solar Cell System Project: The case study for Sawn Timber Hevea Wood Factory in Trang Province

Author Acting Sub Lt. Rachan Chuchart

Major Program Business Administration

Academic Year 2018

ABSTRACT

This research purposes were (1) to survey Production Cost and Output from solar cell power installation on rooftop of the targeted Rubber Wood Manufacturers, and (2) to study the financial value of the Project in Trang Province. The data was analysed from the horsepower data, rooftop surface area from 23 Manufacturers, and the monthly averaged electricity bills of nine Manufacturers. The production cost can be derived from (a) solar cell installation cost of ten contractors, (b) solar cell maintenance cost of four contractors, and (c) inverter turnover from seven vendors. The data was measured by Mean from the cost of each production. For the Output, it was measured by the relevant data and studies. Financial value was interpreted by two group of tools: (a) Production Cost Analysis, Unit Cost and CFP; (b) Financial Evaluation, Net Present Value (NPV), Benefit and Cost Ratio (BCR), Internal Rate of Return (IRR), Payback Period (PB), and Discount Payback Period (DPB). In addition, for further implementation of the result, the data was analysed by the partial sensitivity at 5%, 10%, 15%, and 20% resulting four aspects: (a) a higher Effective Rate, (b) inverter's lesser lifespan, (c) depreciation in solar panel, (d) seasonal change.

The result of the study showed four scales of solar cell power generating which were 0-10 kW, 11-50 kW, 51-100 kW, and > 100 kW. The researcher found out that all of the nine Manufacturers generated power in the range of 11-50 kW, 51-100 kW, and > 100 kW. For production costs and profits analysis, it is revealed that production capacity is ฿ 40,978 from >100kW, ฿ 47,514 from 51-100kW, ฿ 54,557 from 11-50kW. The higher production capacity was, the saver/more economical cost it became. The production cost to generate power was >100kW = ฿ 2.32, 51-100kW = ฿ 2.69, 11-50kW = ฿ 3.08 (Price per unit). The production cost of all range was less than ฿4.2097 — the highest cost during the peak period, and it can be said that the Project was feasible. Through the financial value analysis, it found out that all of the three ranges of

production capacity, 11-50 kW, 51-100 kW, and > 100 kW had (a) positive NPV, (b) higher BCR, (c) higher IRR than loan interest rate, (d) shorter PB & DPB) compared to the Project period. With these results, the Project seemed feasible to invest.

Through sensitivity analysis, the researcher found that the loan effective interest rate increased at 11-50kW & 51-100kW production capacity, being able to cope with the interest rate change by 5% and 10%. For the inverter which had lesser lifespan at 11-50kW, 51-100kW and >100kW production capacity, it seemed to support deterioration by 5%, 10%, 15%, and 20%. In case of solar cell deterioration at 51-100kW & >100kW production capacity, it could support the value of deterioration by 5%, but it could not support the value of deterioration at 11-50kW production capacity. With regard to lower sunlight intensity received at 11-50kW, 51-100kW, and >100kW, it was able to cope with the sunlight intensity change by 5%, 10%, 15%, and 20%.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เรื่อง การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษา โรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง เล่มนี้ได้สำเร็จลุลวงทุกประการ เนื่องจากได้รับความร่วมมือจากโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในการให้ข้อมูล อีกทั้งข้อคิดเห็นที่เป็นประโยชน์จากอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ดร. ดลินา อมรเหมานนท์ และคณะกรรมการทุกท่าน ที่กรุณาให้คำแนะนำและตรวจสอบวิทยานิพนธ์

ขอขอบคุณ คณะพาณิชยศาสตร์และการจัดการ สาขาบริหารธุรกิจมหาบัณฑิตที่อำนวยการ ติดต่อประสานงาน ด้วยมิตรไมตรีตลอดมา อีกทั้งขอขอบคุณกำลังใจจากครอบครัวของผู้วิจัยที่ค่อยสนับสนุน และเป็นแรงผลักดันให้งานวิทยานิพนธ์นี้สำเร็จได้ตามความตั้งใจขอข้าพเจ้า

ราชันย์ ชูชาติ

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	(5)
ABSTRACT	(7)
กิตติกรรมประกาศ	(9)
สารบัญ	(10)
รายการตาราง	(12)
รายการภาพประกอบ	(16)
บทที่ 1 บทนำ	**1**
1.1 หลักการและเหตุผล	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา	4
1.3 ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย	4
1.4 ขอบเขตของการศึกษา	5
บทที่ 2 แนวคิด ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	**6**
2.1 แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	7
2.2 แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับการประเมินผลตอบแทน	18
2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับต้นทุนและผลตอบแทน	24
บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย	**25**
3.1 ลักษณะของข้อมูล	26
3.2 ประชากรที่ใช้ในการศึกษา	26
3.3 การเก็บรวบรวมข้อมูล	30
3.4 ขั้นตอนในการศึกษา	39
3.5 ต้นทุนส่วนเพิ่ม Marginal Cost และ รายรับส่วนเพิ่ม Marginal Revenue	56
บทที่ 4 ผลการวิเคราะห์ข้อมูล	**59**
4.1 การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ	59
4.2 การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ	65
4.3 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ	70

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 5 สรุป อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ	**114**
5.1 สรุปผล	114
5.2 อภิปรายผล	122
5.3 ข้อเสนอแนะ	123
บรรณานุกรม	**124**
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก	130
ภาคผนวก ข	144
ประวัติผู้เขียน	**190**

รายการตาราง

ตารางที่		หน้า
2-1	แสดงขนาดสายไฟกระแสตรง	11
2-2	แสดงขนาดสายไฟกระแสตรง	12
2-3	แสดงค่าไฟฟ้าแบบ TOU	12
2-4	แสดงการคำนวณค่าไฟฟ้าจากบิลตัวอย่าง	15
3-1	แสดงกำลังแรงม้าที่ใช้ภายในโรงงาน	26
3-2	แสดงโรงงานไม้ยางพาราแปรรูปเรียงลำดับตามพื้นที่หลังคา	27
3-3	แสดงการแบ่งขนาดจากพื้นที่หลังคา	28
3-4	แสดงการแบ่งขนาดจากพื้นที่หลังคาและขนาดกำลังแรงม้า	28
3-5	แสดงหน่วยไฟฟ้าของโรงงานที่ได้รับจากการสำรวจข้อมูล	29
3-6	แสดงการแบ่งขนาดโรงงานตามหน่วยไฟฟ้า	30
3-7	แสดงผลการคำนวณต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	31
3-8	แสดงการคำนวณต้นทุนในการบำรุงรักษา	32
3-9	แสดงการคำนวณต้นทุนอินเวอร์เตอร์	33
3-10	แสดงค่าเฉลี่ยปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์รายเดือนของจังหวัดตรัง	35
3-11	แสดงบิลค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนของโรงงานทั้ง 9 โรงงาน	36
3-12	แสดงค่าเฉลี่ยประสิทธิภาพของอุปกรณ์	36
3-13	แสดงอายุและประสิทธิภาพการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์	37
3-14	แสดงอายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์	37
3-15	แสดงเวลาการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์	37
3-16	แสดงอัตราดอกเบี้ยถ้วยเฉลี่ย MLR ของธนาคารพาณิชย์	38
3-17	แสดงค่าที่จะใช้ในการคำนวณหากำลังผลิตติดตั้ง	40
3-18	แสดงค่าที่ได้จากการคำนวณกำลังผลิตที่ใช้ติดตั้ง	41
3-19	แสดงขนาดพื้นที่หลังคาของโรงงานทั้ง 9 โรง	41
3-20	แสดงต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งระบบและต้นทุนในการบำรุงรักษา	43
3-21	แสดงการวิเคราะห์ความเพียงพอของพื้นหลังคา	45
3-22	แสดงผลผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ในปีแรก	45
3-23	แสดงผลตอบแทนตลอดโครงการจากการผลิตไฟฟ้าของระบบ	47

รายการตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
3-24	แสดงค่าเสื่อมราคาสะสม และราคาตามบัญชีในแต่ละปี	48
3-25	แสดงค่าเสื่อมราคาสะสม และราคาตามบัญชีในแต่ละปี	49
3-26	แสดงผลตอบแทนตลอดโครงการจากมูลค่าซากในปีที่ 25	50
3-27	แสดงผลตอบแทนตลอดโครงการจากภาษีที่ไม่ต้องจ่ายเมื่อซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า	51
3-28	แสดงค่าสัมประสิทธิ์ของตัวแปรที่วิเคราะห์	53
3-29	แสดงผลตอบแทนตลอดโครงการจากค่าความต้องการไฟฟ้าที่ลดลง	54
3-30	แสดงตัวอย่างสรุปแผนภาพต้นทุนและผลตอบแทนที่เกิดขึ้นบริษัท A	55
3-31	แสดงค่าต้นทุนระบบ	57
3-32	แสดงค่าต้นทุนการทำความสะอาด	57
3-33	แสดงค่าต้นทุนอินเวอร์เตอร์	57
4-1	แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนในการติดตั้งระบบทั้ง 4 ขนาด	61
4-2	แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนการบำรุงรักษาระบบทั้ง 4 ขนาด	61
4-3	แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนเครื่องอินเวอร์เตอร์	62
4-4	แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งทั้ง 4 ขนาด	62
4-5	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	64
4-6	แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ	65
4-7	อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน	66
4-8	แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ	66
4-9	แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย	67
4-10	แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด	68
4-11	แสดงสรุปผลการศึกษาแบบปกติ	69
4-12	แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ	71
4-13	แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน	72
4-14	แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ	73
4-15	แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย	74
4-16	แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด	75
4-17	แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง	76

รายการตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
4-18	แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	77
4-19	แสดงสรุปผลการศึกษาดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น	78
4-20	แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ	81
4-21	แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน	82
4-22	แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ	83
4-23	แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย	84
4-24	แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด	85
4-25	แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง	86
4-26	แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	87
4-27	แสดงสรุปผลการศึกษา เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง	88
4-28	แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ	92
4-29	แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน	93
4-30	แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ	94
4-31	แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย	95
4-32	แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด	96
4-33	แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง	97
4-34	แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	98
4-35	แสดงสรุปผลการศึกษา แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้น	99
4-36	แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ	103
4-37	แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน	104
4-38	แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ	105
4-39	แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย	106
4-40	แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด	107
4-41	แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง	108
4-42	แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	109
4-43	แสดงสรุปผลการศึกษา ฤดูการณ์ทำให้ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง	110
5-1	แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนเริ่มต้นที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น	115

รายการตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
5-2	แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนบำรุงรักษาที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น	115
5-3	แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น	116
5-4	แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนรวมระบบที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น	116
5-5	แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น	117
5-6	แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น	119
5-7	แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อเครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง	120
5-8	แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อแผงโซลาเซลล์ที่ใช้มีความเสื่อมเพิ่ม	121
5-9	แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อความเข้มแสงที่ได้รับลดลง	122

รายการภาพประกอบ

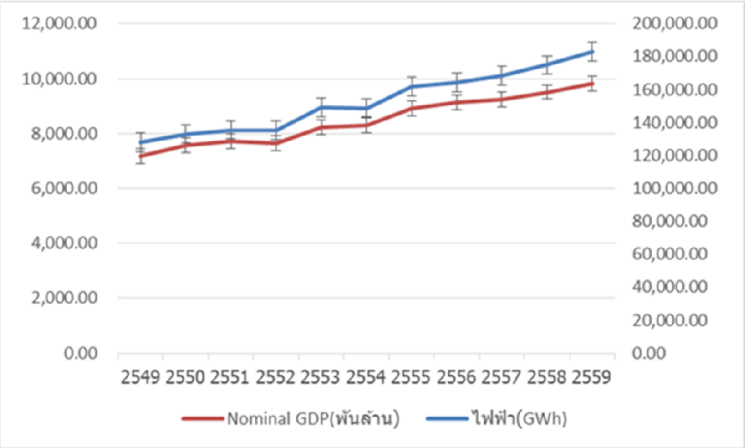
ภาพที่		หน้า
1-1	กราฟเส้นเปรียบเทียบระหว่าง GDP ของไทย ต่อ การใช้ไฟฟ้าของไทย ในช่วงปี 2549 ถึง 2559	1
2-1	แสดงแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	7
2-2	แสดงประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์	8
2-3	แสดงประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์	9
2-4	แสดงประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์	9
2-5	แสดงตัวอย่างบิลค่าไฟฟ้าของกิจการประเภทที่ 4	14
2-6	แสดงการแผนภูมิหาค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	17
2-7	แสดงการคำนวณหาค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	17
3-1	แสดงช่วงเวลาในการลงทุนของโครงการ	34
3-2	แสดงพื้นที่หลังคา	34
3-3	แสดงพื้นที่หลังคา	35
3-4	แสดงความสัมพันธ์ของคู่อันดับ	52

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากพลังงานไฟฟ้าเป็นตัวแปรสำคัญในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศทั่วโลกให้เจริญรุดหน้าดังนั้นประเทศต่างๆจึงจำเป็นต้องสร้างความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้าให้มีความเพียงพอต่อความต้องการใช้งานของประชาชนเศรษฐกิจและการเจริญเติบโตที่ก้าวหน้าของเทคโนโลยี เช่นเดียวกับประเทศไทยที่มีการใช้ไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2560 อยู่ที่ 185,124 กิกะวัตต์ต่อชั่วโมง และคาดการณ์ว่าความต้องการไฟฟ้ารวมสุทธิของประเทศในช่วงปี พ.ศ. 2557-2579 จะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 2.67ต่อปี (กระทรวงพลังงาน, 2558) เติบโตควบคู่กับการเพิ่มขึ้นของ Nominal GDP ของประเทศ พิจารณาได้จากภาพที่ 1-1 ในปี พ.ศ. 2549-2559 ประเทศไทยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเมื่อเทียบกับ Nominal GDP พบว่ามีแนวโน้มเติบโตไปในทิศทางเดียวกัน



ภาพที่ 1-1 กราฟเส้นเปรียบเทียบระหว่าง Nominal GDP ของประเทศไทย ต่อการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงปี 2549 - 2559

ที่มา: ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2549-2559; กระทรวงพลังงาน, 2561

ประเทศไทยจึงมีความจำเป็นต้องรักษาเสถียรภาพทางพลังงานไฟฟ้า เพื่อไม่ให้เกิดปัญหาการขาดแคลนพลังงานไฟฟ้า รัฐบาลจึงจำเป็นต้องเตรียมความพร้อมในการบริหารจัดการแหล่งผลิต

พลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต โดยเฉพาะภาคใต้ของไทยเป็นพื้นที่ที่มีความเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง เพราะความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี (กระทรวงพลังงาน, 2558ก) ดังนั้นภาครัฐจึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าขึ้นในช่วงปี พ.ศ. 2562 - 2567 จำนวน 3 โรง คือ ปี พ.ศ. 2562 โรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่ กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 800 เมกะวัตต์ ปี 2564 โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,000 เมกะวัตต์และ ปี พ.ศ. 2567 โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เครื่องที่ 2 กำลังไฟฟ้าสุทธิ 1,000 เมกะวัตต์ เพื่อให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ แต่เนื่องจากการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินนั้นถูกคัดค้านจากประชาชนและองค์กรต่างๆ ทำให้เกิดความล่าช้าในการดำเนินโครงการซึ่งเป็นผลกระทบต่อความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้าในภาคใต้ ประกอบกับการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินนั้นจำเป็นต้องใช้ถ่านหินที่นำเข้าจากต่างประเทศส่งผลให้ต้องพึ่งพิงปัจจัยการผลิตจากต่างชาติทำให้เกิดความไม่มีเสถียรภาพและความเสี่ยงด้านราคาพลังงาน อีกทั้งการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่นั้นจำเป็นต้องใช้พื้นที่เป็นจำนวนมากหลายร้อยไร่ในการก่อสร้าง อาจจะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและวิถีชีวิตความเป็นอยู่ของชุมชนโดยรอบพื้นที่ก่อสร้าง

งานวิจัยชิ้นนี้จึงต้องการศึกษาวิเคราะห์หาแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าทางเลือกที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมและเหมาะสมกับภาคใต้ของประเทศไทย อีกทั้งประหยัดพื้นที่ในการก่อสร้างและเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่พึ่งพิงการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ โดยผู้วิจัยได้รวบรวมและศึกษาพบว่าในทางภูมิศาสตร์ ประเทศไทยมีความเหมาะสมในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ คิดเป็นร้อยละ 43 ของพื้นที่ทั้งประเทศ โดยภาคใต้เป็นหนึ่งในภาคที่มีความเหมาะสมในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ อีกทั้งภาคใต้บางส่วนมีศักยภาพความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี ที่สูงกว่าค่าเฉลี่ยของทั้งประเทศ ซึ่งอยู่ที่ 5.019 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน[1] (สามารถ วงษ์ฤทธิ์, 2555) แสดงให้เห็นว่าพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทยมีศักยภาพในการรับพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง จึงเหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ นอกจากนี้จากการคาดการณ์แนวโน้มราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีราคาลดลงมากในปัจจุบัน เมื่อเทียบกับในอดีตที่ผ่านมา ดังจะเห็นได้จากการที่รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้า ในปี 2551 ได้กำหนดเป้าหมายของการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าไว้ที่ 500 เมกะวัตต์[2] ภายในปี พ.ศ. 2565 และได้สนับสนุนด้านการเงินแก่ผู้ลงทุนในรูปแบบของการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder)[3] จากราคารับซื้อไฟฟ้า

---

[1] kWh/m^2/day คือ กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน

[2] MW (เมกะวัตต์) คือ หน่วยของการผลิตไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 1,000,000 วัตต์

[3] Adder คือ อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าตามที่ได้กำหนดไว้ เป็นเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ในการ

ปกติ ในอัตรา 8 บาท/kwh[4] เป็นระยะ 10 ปี เพื่อจูงใจ ต่อมาในปี พ.ศ.2553 รัฐบาลได้ปรับลดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าลงเหลือ 6.5 บาท/kwh ระยะ 10 ปี และในปี พ.ศ.2554 รัฐบาลได้ปรับปรุงเป้าหมายของการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์เป็น 2,000 MW ภายในปี 2564 ต่อมาในปี พ.ศ. 2556 รัฐบาลกำหนดอัตรา Feed in Tariff (fit)[5] เพื่อสนับสนุนโครงการ solar pv rooftop สำหรับบ้านอยู่อาศัยที่มีขนาดต่ำกว่า 10 kwp[6] เท่ากับ 6.96 บาท/kwh คงที่ เป็นระยะเวลา 25 ปี และต่อมา ปี พ.ศ. 2557 ปรับอัตราเป็น 6.85 บาท/kwh ดังนั้นด้วยมาตรการสนับสนุนทางการเงินที่มีมาอย่างต่อเนื่องทำให้มีการขยายตัวของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยในปี พ.ศ. 2556 อยู่ที่ 823.46 เมกะวัตต์ และในปี พ.ศ. 2557 อยู่ที่ 1,298.51 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 57 (กระทรวงพลังงาน, 2558ข) ส่งผลให้แนวโน้มของราคาเซลล์แสงอาทิตย์และอุปกรณ์ประกอบลดลงอย่างต่อเนื่อง

นอกจากนี้พบว่าภาคส่วนที่เป็นผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าขั้นสุดท้ายมากเป็นลำดับแรกของประเทศไทยก็คือภาคอุตสาหกรรม (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2560) โดยในปี พ.ศ. 2560 ภาคอุตสาหกรรมได้ใช้พลังงานไฟฟ้าขั้นสุดท้ายไปถึง 6,992 หน่วย (ktoe)[7] จากทั้งหมด 16,519 หน่วย (ktoe) คิดเป็นร้อยละ42.3 ของพลังงานไฟฟ้าขั้นสุดท้ายของประเทศไทยแสดงให้เห็นว่าพลังงานไฟฟ้าเป็นต้นทุนหลักของกลุ่มอุตสาหกรรมในประเทศไทย เช่นเดียวกับอุตสาหกรรมแปรรูปไม้ยางพาราในพื้นที่ภาคใต้ที่มีความจำเป็นต้องใช้พลังงานไฟฟ้าสำหรับเครื่องจักรเช่น โต๊ะเลื่อย เตาอบความร้อน ในการดำเนินการซึ่งใช้พลังงานไฟฟ้าสูง อีกทั้งในช่วงปีกลาง พ.ศ. 2561 กลุ่มอุตสาหกรรมแปรรูปไม้ยางพาราได้รับผลกระทบจากสงครามการค้าระหว่างประเทศสหรัฐอเมริกา และประเทศจีนที่เป็นผู้นำเข้าไม้ยางพาราแปรรูปรายใหญ่ของไทย ดังนั้นผู้ประกอบการโรงงานแปรรูปไม้ยางพาราจึงจำเป็นต้องพยายามลดต้นทุนในการผลิตเพื่อให้สามารถผ่านช่วงเวลาสงครามการค้าไปได้ โดยต้นทุนทางด้านพลังงานไฟฟ้าที่ต้องจ่ายในกิจการประเภทที่ 3 และประเภทที่ 4[8] ซึ่งมีโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

ส่งเสริมให้เกิดการปฏิบัติ

[4] Kwh คือ กิโลวัตต์-ชั่วโมง หมายถึง กำลังไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ที่ใช้ในเวลา 1 ชั่วโมง เช่น เตารีดไฟฟ้า ขนาด 2 กิโลวัตต์ใช้เวลา 3 ชั่วโมง จะสิ้นเปลืองพลัง 6 กิโลวัตต์

[5] Feed in Tariff คือ มาตรการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่จูงใจผู้ผลิต

[6] Kwp คือ กิโลวัตต์สูงสุดของแผงโฟโตโวลเทอิก ณ สภาวะทดสอบมาตรฐาน

[7] Ktoe คือ พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

[8] ประเภทที่ 3 คือ กิจการขนาดกลาง ประเภทที่ 4 คือ กิจการขนาดใหญ่

TOU และ TOD[9] โดยจะมีต้นทุนค่าไฟฟ้าในช่วง Peak[10] สูงถึง 4.12-4.35 บาทต่อหน่วย วิจัยชิ้นนี้จึงต้องการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังอาคารโรงงานงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราในจังหวัดตรังเพื่อลดต้นทุนในการใช้พลังงานไฟฟ้าและแก้ปัญหาความขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าในอนาคตของพื้นที่ภาคใต้

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

1.2.1 ศึกษาต้นทุนและผลตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าในโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาอาคาร กรณีศึกษา โรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง

1.2.2 ศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร กรณีศึกษา โรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ประโยชน์ที่ได้รับจากงานวิจัยชิ้นนี้เพื่อทราบถึงต้นทุนและผลตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษา โรงงานผลิตไม้ยางพาราในจังหวัดตรัง กลุ่มตัวอย่างที่ใช้ในการศึกษาครั้งนี้ได้ชี้เฉพาะไปที่โรงงานอุตสาหกรรมที่เกี่ยวเนื่องกับยางพาราซึ่งเป็นพืชเศรษฐกิจหลักของภาคใต้ อันได้แก่กลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมการผลิตไม้ยางพารา ในจังหวัดตรัง โดยผลการศึกษาที่ได้จากงานวิจัยนี้จะสามารถนำไปใช้เพื่อเป็นแนวทางประกอบการพิจารณาตัดสินใจของผู้ประกอบการ เนื่องจากต้นทุนด้านพลังงานไฟฟ้านับเป็นอีกหนึ่งต้นทุนหลักของกลุ่มอุตสาหกรรมไม้ยางพาราที่นอกเหนือจากราคาไม้ยางพารา เพราะมีการใช้เครื่องจักร และเตาอบความร้อนขนาดใหญ่ในการดำเนินงาน ดังนั้นผลการศึกษาที่ได้จึงสามารถนำไปใช้ให้เป็นประโยชน์ต่อบุคคลและหน่วยงานที่สนใจพลังงานหมุนเวียนที่เป็นพลังงานทางเลือกนอกจากนี้ผลการศึกษาที่ได้ยังสามารถนำไปใช้ประกอบในการตัดสินใจหรือศึกษาต่อยอดในด้านอื่นๆ เพื่อเป็นแบบอย่างกระตุ้นให้เกิดการศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์และพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ที่เป็นทางเลือกในการผลิตพลังงานไฟฟ้า รวมถึงงานวิจัยชิ้นนี้ยังสามารถนำไปเผยแพร่ให้ชุมชนได้นำไปต่อยอดองค์ความรู้เพื่อให้เกิดการพัฒนาเศรษฐกิจของชุมชนต่อไป

---

[9] TOU และ TOD เป็นรูปแบบการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ต่างกัน

[10] Peak คือช่วงเวลาที่กำหนดไว้ เพื่อเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในอัตราที่กำหนด โดยค่า Peak จะไม่เท่ากันเนื่องจากขึ้นอยู่กับรูปแบบการใช้ไฟฟ้าและประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

1.4 ขอบเขตของโครงการวิจัย

ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัย ประกอบด้วยข้อมูลปฐมภูมิ ในส่วนราคาของต้นทุนในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ รวมถึงเทคนิคและวิธีการในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อคำนวณหาต้นทุนในการติดตั้งระบบ และข้อมูลทุติยภูมิในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ราคาขายไฟฟ้า อัตราคิดลด รวมถึงนโยบายต่างๆ ในการการสนับสนุนการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์จากงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อใช้ในการพิจารณารายได้จากโครงการและแนวทางในการส่งเสริมจากภาครัฐ

ประชากรที่จะใช้ในการศึกษามีการเลือกกลุ่มตัวอย่างจากโรงงานไม้ยางพาราแปรรูป ประเภทธุรกิจโรงเลื่อยและโรงไสไม้ ภายในจังหวัดตรัง แบ่งเป็น 3 ขนาด คือ ขนาดเล็ก กลาง ใหญ่ จากข้อมูลข้อมูล 2 ส่วน คือ ส่วนที่ 1. การเก็บข้อมูลจาก ขนาดกำลังแรงม้าที่จดแจ้งต่อกรมพัฒนา อุตสาหกรรม และ ขนาดพื้นที่หลังคาจากการวัดด้วยโปรแกรม Google Map จำนวน 23 โรงงาน ส่วนที่ 2. ลงสำรวจข้อมูลปริมาณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนจากผู้ประกอบการโรงงานไม้ยางพาราแปร รูป จำนวน 9 โรงงาน ที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในงานวิจัยชิ้นนี้

บทที่ 2

แนวคิด ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษา โรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง ผู้วิจัยได้รวบรวมแนวคิด ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องดังนี้

2.1 แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

2.1.1 หลักการทำงานและอุปกรณ์พื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารโรงงานแปรรูปไม้ยางพารา

2.1.2 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าของโรงงานแปรรูปไม้ยาพารา

2.1.3 แนวคิดการคำนวณหากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร

2.1.4 ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Demand Charge)

2.2 แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับการประเมินผลตอบแทนทางการเงินของโครงการลงทุน

2.2.1 เครื่องมือในการวิเคราะห์ด้านต้นทุน

1) ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต

2) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

3) การคำนวณหามูลค่าซาก

2.2.2 เครื่องมือในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

2) ตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

3) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการIRR

4) ระยะคืนทุนแบบง่าย PB

5) ระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด DPB

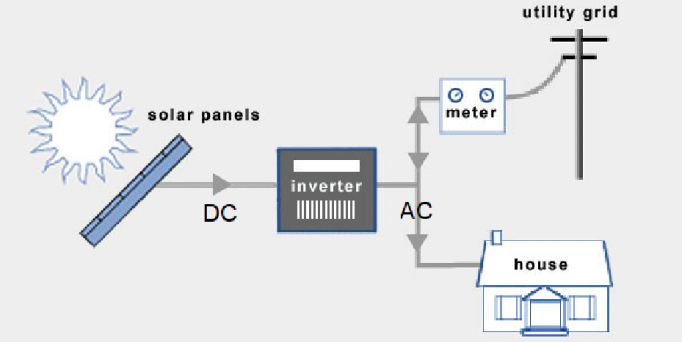
2.2.3 เกณฑ์ในการประเมินผลตอบแทนทางการเงินของโครงการลงทุน

2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับต้นทุนและผลตอบแทนในการติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

2.1 แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

2.1.1 หลักการทำงานและอุปกรณ์พื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารโรงงานแปรรูปไม้ยางพารา

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาอาคาร หรือ เรียกว่า (Solar PV rooftop) เป็นระบบที่รับพลังงานจากแสงอาทิตย์มาผลิตเป็นกระแสไฟฟ้า โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Panel) เป็นตัวรับแสงแดดแล้วเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง (DC) แล้วส่งให้อุปกรณ์แปลกระแสไฟฟ้า (Inverter) แปลกระแสเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) เพื่อส่งไปใช้งานในอาคารหรือส่ง เข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า



ภาพที่ 2-1 แสดงแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา: Energy informative, n.d.

2.1.1.1 ระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแบ่งออกเป็น 3 ระบบดังต่อไปนี้

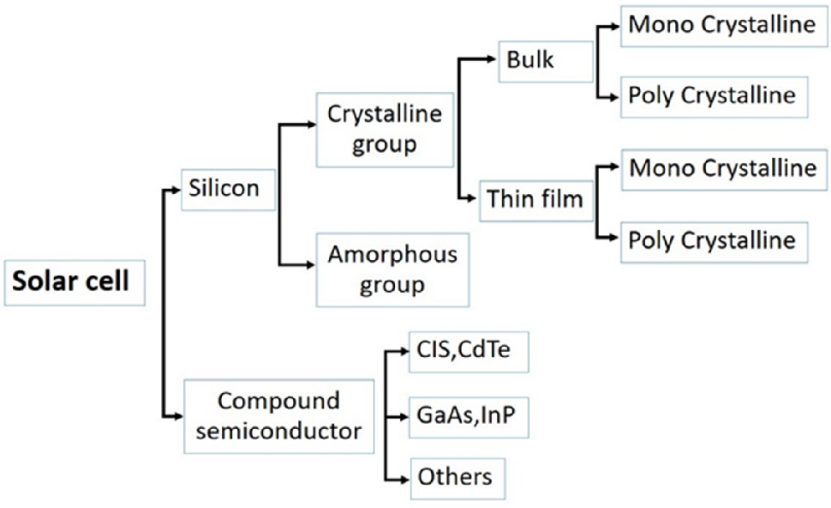
1) PV Stand-Alone System หรือ Off-Grid System เป็นระบบที่ออกแบบเพื่อใช้ในพื้นที่ห่างไกลจากสายส่งไฟฟ้าหลักหรือพื้นที่ชนบท โดยมีอุปกรณ์หลักที่สำคัญคือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตัวควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ และอินเวอร์เตอร์แบบอิสระ สามารถใช้งานได้ในเวลากลางคืนจากพลังงานไฟฟ้าที่เก็บไว้ในแบตเตอรี่

2) PV Grid Connected System หรือ On-Grid System เป็นระบบที่ออกแบบมาเพื่อผลิตไฟฟ้ากระแสสลับ ให้ปล่อยกระแสไฟฟ้าเข้าสู่สายส่งไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งเหมาะสมกับพื้นที่ในเขตเมือง หรือพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง โดยมีอุปกรณ์หลักที่สำคัญคือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์แบบต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถใช้ไฟฟ้าได้ในเวลากลางวันที่มีแสง

3) PV Hybrid System เป็นระบบที่ผสมระหว่าง PV Stand-Alone system และ PV Grid connected system โดยทำการผลิตไฟฟ้าส่งต่อเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง และแยกบ้างส่วนเก็บไว้ในแบตเตอรี่ โดยมีอุปกรณ์หลักที่สำคัญคือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตัวควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ และอินเวอร์เตอร์แบบ Hybrid ซึ่งสามารถดึงไฟฟ้ามาใช้ในเวลากลางคืนหรือเมื่อไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟดับ

2.1.1.2 อุปกรณ์พื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) หรือ Photovoltaic มาจากคำว่า Photo ที่แปลว่าแสง และ Volt ที่แปลว่า แรงดันไฟฟ้า เมื่อรวมคำแล้วหมายถึง กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากการตกกระทบของแสงบนวัตถุที่มีความสามารถในการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง โดยเซลล์แสงอาทิตย์นั้นทำมาจากสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิคอน (Silicon), แกลเลี่ยม อาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide), อินเดียม ฟอสไฟด์ (Indium Phosphide), แคดเมียม เทลเลอไรด์ (Cadmium Telluride) และคอปเปอร์ อินเดียม ไดเซเลไนด์ (Copper Indium Dieseline) เป็นต้น ซึ่งเมื่อได้รับแสงอาทิตย์โดยตรงก็จะเปลี่ยนเป็นพาหะนำไฟฟ้า และจะถูกแยกเป็นประจุไฟฟ้าบวกและลบเพื่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์ ทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ (Energy informative, n.d.)



ภาพที่ 2-2 แสดงประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ปัจจุบันจะแบ่งเซลล์แสงอาทิตย์ออกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ 1) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน และ 2) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน โดยแต่ละกลุ่มมีรายละเอียดดังนี้

1.1) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน โดยสามารถแบ่งตามรูปผลึก (Leonics Co. LTD, 2561) ได้คือ รูปผลึก (Crystal) และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) โดยแบบที่เป็นรูปผลึกจะสามารถแบ่งแยกได้เป็น 2 ชนิดคือ ชนิดผลึกเดียวซิลิคอน (Single Crystalline Silicon Solar หรือ Mono Crystalline Silicon Solar) และ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon Solar) แบบที่ไม่เป็นรูปผลึก คือ ชนิดฟิล์มบาง อะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell)

ภาพที่ 2-3 แสดงประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา: Leonics Co. LTD, 2561

1.2) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน จะเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีคุณภาพสูง และราคาแพงมาก จึงไม่นิยมนำมาใช้บนพื้นโลก โดยนิยมใช้ในกิจการอวกาศและดาวเทียม มีทั้งแบบ Single Crystalline และ Poly Crystalline

ภาพที่ 2-4 แสดงประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา: Leonics Co. LTD, 2561

2) อินเวอร์เตอร์ ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งเป็น 2 ประเภทดังนี้

2.1) อินเวอร์เตอร์แบบ Stand-Alone system นั้นจะไม่มีปฏิสัมพันธ์กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยมีหน้าที่รับไฟฟ้าจากเซลล์แสงแปลงไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จาก

แบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) เพื่อจ่ายให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้า หรือสามารถเรียกได้ว่าอินเวอร์เตอร์ระบบอิสระ ดังนั้นอินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ได้ทั้งเวลากลางวันและกลางคืน

2.2) อินเวอร์เตอร์แบบ Grid connected system นั้นจะทำงานสัมพันธ์กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า หรือเรียกอีกชื่อว่า Grid-Tied-Inverter โดยอินเวอร์เตอร์จะทำงานได้นั้นต้องมีแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) จากการไฟฟ้าป้อนเข้าอินเวอร์เตอร์ก่อน จึงทำให้อินเวอร์เตอร์ Grid-Tied-Inverter ทำงานเพื่อป้อนกันการจ่ายไฟฟ้าย้อนกลับในช่วงเวลาไฟฟ้าที่มาจากสายส่งดับโดยอินเวอร์เตอร์จะแปลงไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ป้อนเข้าระบบเพื่อใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าโดยตรงขณะที่มีแสงแดดและเครื่องใช้ไฟฟ้าสามารถดึงไฟฟ้าจากสายส่งของการไฟฟ้ามาใช้ได้ถ้าไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่พอหรือในเวลากลางคืน

2.3) อินเวอร์เตอร์แบบไฮบริดส์ Hybrid หรือแบบผสม คือการนำเอาระบบแบบ Off-Grid System และ On-Grid System มาผสมกัน โดยอินเวอร์เตอร์แบบไฮบริดส์จะทำหน้าที่รับไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากเซลล์แสงอาทิตย์ ส่งเข้าแบตเตอรี่ และอีกส่วนจะแปลงเป็นกระแสสลับ (AC) ส่งให้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าโดยตรง โดยในเวลากลางวันจะผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายให้อุปกรณ์ไฟฟ้า ส่วนที่ผลิตเหลือเก็บไว้ในแบตเตอรี่ หากกระแสงไฟฟ้าไม่เพียงพอจะดึงไฟฟ้าจากแบตเตอรี่หรือไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้ามาใช้

3) แบตเตอรี่ ที่ใช้ประกอบในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะอยู่ในกลุ่ม Deep Cycle Battery แตกต่างจากแบตเตอรี่รถยนต์ทั่วๆไป เนื่องจาก Deep Cycle Battery ออกแบบมาให้สามารถจ่ายไฟสูงและต่อเนื่อง มีความเสถียรในการจ่ายไฟฟ้าและสามารถชาร์จกลับได้ง่ายด้วยกระแสไฟต่ำๆ ทำให้มีราคาแพงกว่าแบตเตอรี่รถยนต์ โดย Deep Cycle Battery แบ่งออกเป็น 2 ชนิดหลัก คือ

3.1) แบตเตอรี่ชนิดน้ำ Flood type deep cycle battery

3.2) แบตเตอรี่ชนิดแห้ง หรือ Valve Regulated Lead Acid

4) สายไฟและชุดเบรกเกอร์

4.1) ชุดสายไฟกระแสตรง (DC) ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ จำเป็นต้องใช้สายไฟฟ้ากระแสตรงที่ออกแบบมาสำหรับใช้งานโดยเฉพาะ เรียกว่าสาย PV หรือสาย PV1-F Solar Cable เป็นสายที่ทำมาจากทองแดงเคลือบดีบุก หุ้มฉนวน 2 ชั้น ทดความร้อนได้สูงถึง 80 องศาเซลเซียส ในการออกแบบระบบจะต้องระมัดระวังเช่น หากนำสายไฟฟ้ากระแสสลับมาใช้แทนสายไฟฟ้ากระแสตรงอาจทำให้เกิดความร้อนสูงและเกิดไฟไหม้ได้ โดยการเลือกขนาดสายไฟกระแสตรง (DC) ให้เหมาะสมตามปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่าน

ตารางที่ 2-1 แสดงขนาดสายไฟกระแสตรง

การเลือกขนาดของสายไฟกระแสตรง DC หรือ PV	
กระแส	ขนาดสาย Sq.mm
30A	1.5
41A	2.5
55A	4.0
70A	6.0
98A	10
132A	16

ที่มา: Solar Cell Thailand96, 2558

4.2) ชุดสายไฟกระแสสลับ (AC) การเลือกสายไฟฟ้ากระแสสลับที่ใช้งานในอาคารจะพิจารณาจากโหลดการใช้งานหรือกระแสไฟฟ้า ที่ไหลผ่านโดยต้องมีการเผื่อค่าความปล่อยภัยไว้ทั้งสิ้น 25% โดยชนิดของสายไฟฟ้ามี 3 ประเภทหลัก

4.2.1) สายไฟฟ้า THW เป็นสายไฟฟ้าที่มีสายเพียงเส้นเดียวและฉนวนพีวีซีหุ้น 1 ชั้น สามารถทนแรงดันไฟฟ้าได้มากถึง 750 โวลต์ ในการติดตั้งต้องร้อยเข้ากับท่อร้อยสายไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่งเพื่อป้องกัน

4.2.2) สายไฟฟ้า VAF เป็นสายไฟฟ้าที่มี 2 เส้น หรือ 3 เส้น ในสายเดียวกันหุ้มด้วยฉนวนพีวีซี 2 ชั้นสามารถทนแรงดันไฟฟ้า 300 โวลต์ นิยมใช้ภายในอาคารที่ติดตั้งกับผนังหรือเพดานด้วยเข็มขัดสาย

4.2.3) สายไฟฟ้า VCT เป็นสายอ่อนที่มีฉนวนหุ้ม 2 ชั้น โดยฉนวนชั้นนอกมีความสามารถทนต่อสภาพอากาศแรงสั่นสะเทือนได้ดี ทนแรงดันไฟฟ้าได้ 750 โวลต์

ตารางที่ 2-2 แสดงขนาดสายไฟกระแสสลับ

การเลือกขนาดของสายไฟกระแสตรง AC	
กระแส	ขนาดสาย Sq.mm
36A	6
51A	10
67A	16
91A	25
111A	35

ที่มา: บทความโซล่าเซลล์, ม.ป.ป.

2.1.2 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าของโรงงานแปรรูปไม้ยางพารา

จากการลงพื้นที่สำรวจข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง 9 โรงงาน พบว่ากิจการโรงงานแปรรูปไม้ยางพาราจัดอยู่ในกิจการประเภทที่ 4 ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ 1,000 วัตต์ขึ้นไป หรือปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือนโดยใช้อัตราตามช่วงเวลาของการใช้หรือ (Time of Use Rate: TOU) โดยมีอัตราค่าไฟฟ้าตามตารางที่ 2-3

ตารางที่ 2-3 แสดงค่าไฟฟ้าแบบ TOU ของกิจการประเภทที่ 4

	ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	**ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)**		**ค่าบริการ (บาท/เดือน)**
	Peak	**Peak**	**Off Peak**	
แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ ขึ้นไป	74.14	4.1283	2.6107	312.24
แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	132.93	4.2097	2.6295	312.24
แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	4.3555	2.6627	312.24
Peak เวลา 09.00-22.00 น วันจันทร์-ศุกร์และวันพืชมงคล Off Peak เวลา 22.00-09.00 น วันจันทร์-ศุกร์และวันพืชมงคล Off Peak เวลา 00.00-24.00 น วันเสาร์-อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์-อาทิตย์และ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)				

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2558

2.1.2.1 วิธีคำนวณค่าไฟฟ้าของกิจการประเภทที่ 4

จากบทความของ บริษัท โซล่าฮับจำกัด (2560)ได้อธิบายกระบวนการคำนวณค่าไฟฟ้าที่อยู่ในใบเสร็จค่าไฟฟ้าแบบกิจการประเภทที่ 4 ประกอบด้วย 5 ปัจจัยคือ

1) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy charge: E) คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้โดยจะมีการแบ่งอัตราค่าไฟฟ้าและรูปแบบออกตามลักษณะการใช้งาน โดยในตัวอย่าง โรงงานผลิตไม้ยาง บริษัท ทิพย์เมธา จำกัดใช้รูปแบบ TOU คิดค่าไฟฟ้าตามการงานงานออกเป็น 3 ช่วง มี Peak, Off Peak, Holiday (หน่วย/kWh)

2) ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์[11] (Power factor: PF) คือ ค่าที่คิดจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเพาเวอร์แฟคเตอร์ หมายถึง ถ้าในรอบเดือนใด ผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการพลังงานไฟฟ้ารีแอคตีฟ (Reactive Power: Q) เฉลี่ยใน 15 นาที ที่สูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวาร์ เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของพลังงานไฟฟ้าแอคตีฟ (Active Power: P) เฉลี่ยใน 15 นาที ที่สูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์แล้ว โดยนำมาหาส่วนต่างระหว่าง 2 ค่าแล้วนำมาคูณด้วยอัตราค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ ซึ่งเท่ากับ กิโลวาร์ละ 56.07 บาท (เดือนพฤศจิกายน 2558)

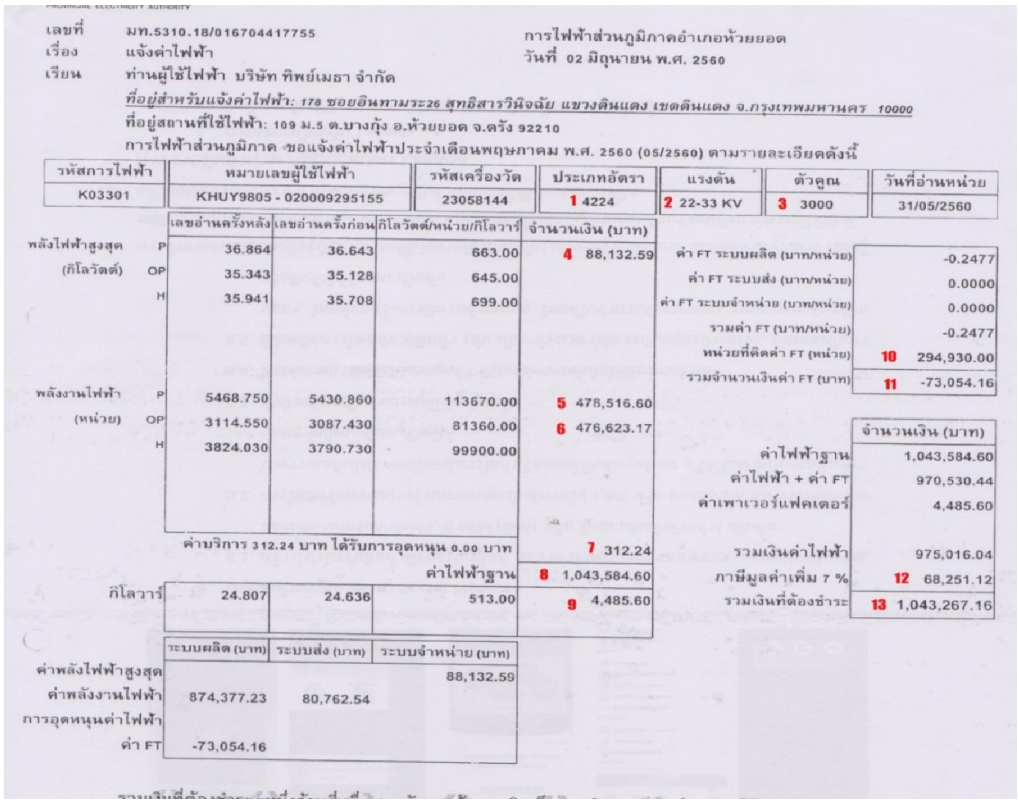
สมการ คือ $PF = \{Q - (P \times 61.97\%)\} \times 56.07$ สมการที่ 1

3) ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Demand charge: D) คิดจากความต้องการพลังไฟฟ้า (kW) เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดของช่วงเวลาในแต่ละเดือน

4) ค่าบริการรายเดือน โดยกิจการประเภทที่ 4 จะมีค่าบริการอยู่ที่ 312 บาท

5) ค่า FT (Fuel adjustment charge: Ft) เป็นการปรับค่าไฟฟ้าตามราคาเชื้อเพลิง การจัดส่ง ต้นทุนการผลิต เช่น อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง อัตราเงินเฟ้อ และความต้องการไฟฟ้า

[11] Power Factor คือ ตัวเลขที่บอกถึงกำลังงานไฟฟ้าที่ได้ใช้ประโยชน์หรือเกิดการทำงานจริงกับขนาดของกำลังงานทั้งหมดที่ต้องการจากระบบไฟฟ้าโดยส่วนที่เกินจากกำลังงานที่ใช้ทำงานจริงจะเรียกว่า กำลังงานรีแอคทีฟ หรือ Reactive Power



เลขที่ มท.5310.18/016704417755
เรื่อง แจ้งค่าไฟฟ้า
เรียน ท่านผู้ใช้ไฟฟ้า บริษัท ทิพย์เมธา จำกัด

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอห้วยยอด
วันที่ 02 มิถุนายน พ.ศ. 2560

ที่อยู่สำหรับแจ้งค่าไฟฟ้า: 178 ซอยอินทามระ26 สุทธิสารวินิจฉัย แขวงดินแดง เขตดินแดง จ.กรุงเทพมหานคร 10000
ที่อยู่สถานที่ใช้ไฟฟ้า: 109 ม.5 ต.บางกุ้ง อ.ห้วยยอด จ.ตรัง 92210
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขอแจ้งค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2560 (05/2560) ตามรายละเอียดดังนี้

รหัสการไฟฟ้า	หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า	รหัสเครื่องวัด	ประเภทอัตรา	แรงดัน	ตัวคูณ	วันที่อ่านหน่วย
K03301	KHUY9805 - 020009295155	23058144	1 4224	2 22-33 KV	3 3000	31/05/2560

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
พลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	36.864	36.643	663.00	4 88,132.59
	OP	35.343	35.128	645.00	
	H	35.941	35.708	699.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	5468.750	5430.860	113670.00	5 478,516.60
	OP	3114.550	3087.430	81360.00	6 476,623.17
	H	3824.030	3790.730	99900.00	
ค่าบริการ 312.24 บาท ได้รับการอุดหนุน 0.00 บาท					7 312.24
ค่าไฟฟ้าฐาน					8 1,043,584.60
กิโลวาร์		24.807	24.636	513.00	9 4,485.60

	ระบบผลิต (บาท)	ระบบส่ง (บาท)	ระบบจำหน่าย (บาท)
ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด			88,132.59
ค่าพลังงานไฟฟ้า	874,377.23	80,762.54	
การอุดหนุนค่าไฟฟ้า			
ค่า FT	-73,054.16		

ค่า FT ระบบผลิต (บาท/หน่วย)	-0.2477
ค่า FT ระบบส่ง (บาท/หน่วย)	0.0000
ค่า FT ระบบจำหน่าย (บาท/หน่วย)	0.0000
รวมค่า FT (บาท/หน่วย)	-0.2477
หน่วยที่คิดค่า FT (หน่วย)	10 294,930.00
รวมจำนวนเงินค่า FT (บาท)	11 -73,054.16

	จำนวนเงิน (บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	1,043,584.60
ค่าไฟฟ้า + ค่า FT	970,530.44
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์	4,485.60
รวมเงินค่าไฟฟ้า	975,016.04
ภาษีมูลค่าเพิ่ม 7 %	12 68,251.12
รวมเงินที่ต้องชำระ	13 1,043,267.16

ภาพที่ 2-5 แสดงตัวอย่างใบเสร็จค่าไฟฟ้าของกิจการประเภทที่ 4
ที่มา: บริษัท ทิพย์เมธา จำกัด, 2561

วิธีการคำนวณใบเสร็จค่าไฟฟ้าของกิจการ

ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Demand charge: D) = 663 กิโลวัตต์

ระดับแรงดัน 22-33 KV

ค่าไฟฟ้าแบบ TOU

ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy charge: E)

ช่วง Peak	= 113,670	หน่วย
ช่วง Off Peak	= 81,360	หน่วย
ช่วง Holiday	= 99,900	หน่วย

ค่าบริการรายเดือน โดยกิจการประเภทที่ 4 จะมีค่าบริการอยู่ที่ = 312 บาท

ค่าส่วนลดระบบผลิต = -0.2477 บาท/หน่วย

ค่าตัวคูณ = 3,000

ตารางที่ 2-4 แสดงการคำนวณค่าไฟฟ้าจากใบเสร็จค่าไฟฟ้า

หมายเลข	หมายถึง	วิธีการคำนวณ	ผลที่คำนวณได้ (บาท)
4	ค่าความต้องการไฟฟ้า พิจารณาค่าจากตารางที่ 2-2	663 × 132.93	88,132.59
5	ค่าพลังงานไฟฟ้าช่วง Peak พิจารณาค่าจากตารางที่ 2-2	113,670 × 4.2097	478,516.60
6	ค่าพลังงานไฟฟ้าช่วง Off Peak และ Holiday พิจารณาค่าจากตารางที่ 2-2	(81,360 + 99,900) × 2.6097	476,623.17
7	ค่าบริการ พิจารณาค่าจากตารางที่ 2-2		312.24
8	ค่าไฟฟ้าฐาน	88,132.59 + 478,516.60 + 476,623.17 + 312.24	1,043,584.60
9	ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์[12] พิจารณาสมการที่ 8	{513 – (699 × 61.97%)} × 56.07	4,485.6
10	หน่วยในการคิดค่า FT	113,670 + 81,360 + 99,900	294,930
11	ส่วนลดระบบผลิต	294,930 ×(-0.2477)	-73,054.161
12	ภาษี	{หมายเลข 8 + หมายเลข 11 + หมายเลข 9} × 7%	
13	ผลรวมของค่าไฟฟ้า	หมายเลข 8 + หมายเลข 11 + หมายเลข 9 +หมายเลข 12	

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

[12] มาจาก เลือกค่าสูงสุดจากช่อง พลังงานไฟฟ้าสูงสุด เรียกว่า Active Power : P ซึ่งก็คือ ค่า 699 กิโลวัตต์ และค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้ารีแอคตีฟ Reactive Power : Q คือ 513 กิโลวาร์

2.1.3 แนวคิดการคำนวณหากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร

แหล่งข้อมูลสูตรคำนวณสืบค้นมาจากงานวิจัยของ พิมลมาศ วรรณคนาพล, อเนก สุวรรณชัยสกุล, ปาริณี ศรีสุวรรณ์, และเฉลิมวัตน์ ต้นตสวัสดิ์. (2553) ซึ่งสอดคล่องกับข้อมูลสูตรการคำนวณในเว็บไซต์ของฟิสิกส์ราชมงคล (2561)โดยรายละเอียดการคำนวณและสูตรเป็นดังต่อไปนี้

สูตรการคำนวณกำลังการผลิตติดตั้งของระบบ

ขั้นที่ 1 สำรวจความต้องการพลังงานไฟฟ้าโครงการในช่วงเวลากลางวัน ดูได้จากหน่วยของไฟฟ้าในช่วง peak ของแต่ละโรงงานในบิลค่าไฟฟ้า

เช่น จากบิลค่าไฟฟ้าของ บริษัททิพเมธา จำกัด เดือน พฤษภาคม 2560 มีการใช้ไฟฟ้าทั้งเดือนเท่ากับ หมายเลข 5 คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าช่วง Peak จำนวน 113,670 หน่วย (กิโลวัตต์)

ขั้นที่ 2 คำนวณหากำลังผลิตติดตั้งที่ต้องการจากสูตรในสมการที่ 2

$$P_{Cell} = \frac{P_l}{Q \times A \times B \times \frac{C}{D}} \qquad \text{สมการที่ 2}$$

สูตรคำนวณหากำลังผลิตติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

Pcell คือ กำลังผลิตติดตั้ง kW

P_l คือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อชั่วโมง (kWh) ในช่วงเวลากลางวัน

Q คือ พลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน (Wh/m^2)

A คือ ค่าความสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์ %

B คือ ค่าความสูญเสียเชิงความร้อนรวม %

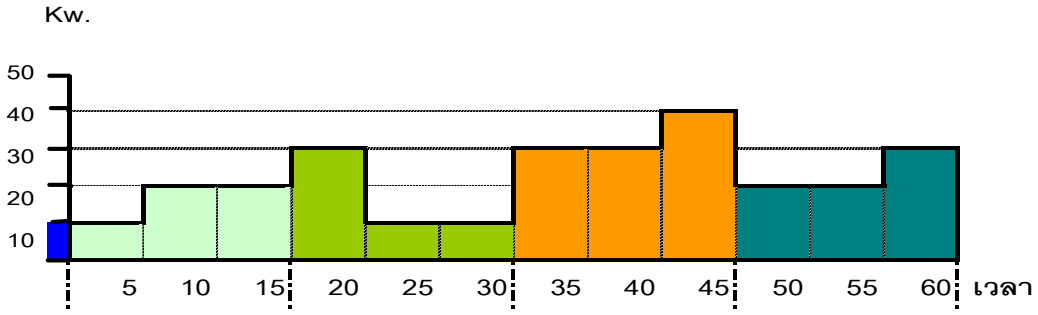
C คือ ค่าประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้า %

D คือ ความเข้มแสงปกติ = 1,000 Wh/m^2

2.1.4 ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Demand Charge)

ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Demand Charge) คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด โดยวัดในรูปความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด และใช้ค่าสูงสุดในรอบเดือนมาคำนวณค่าไฟฟ้า ซึ่งมีหน่วยเป็น (kW)

วิธีการคำนวณค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด



ภาพที่ 2-6 แสดงการแผนภูมิหาค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง, กองซื้อขายไฟฟ้า, 2560

ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า 15 นาที = ผลรวมของ (ค่าพลังไฟฟ้า X เวลา) ในช่วง 15 นาที

$$\text{ช่วง 15 นาที ที่ 1} = \frac{(10 \times 5) + (20 \times 5) + (20 \times 5)}{15} = 16.67 \text{ Kw.}$$

$$\text{ช่วง 15 นาที ที่ 2} = \frac{(30 \times 5) + (10 \times 5) + (10 \times 5)}{15} = 16.67 \text{ Kw.}$$

$$\text{ช่วง 15 นาที ที่ 3} = \frac{(30 \times 5) + (30 \times 5) + (40 \times 5)}{15} = 33.33 \text{ Kw.}$$

$$\text{ช่วง 15 นาที ที่ 4} = \frac{(20 \times 5) + (20 \times 5) + (30 \times 5)}{15} = 23.33 \text{ Kw.}$$

ภาพที่ 2-7 แสดงการคำนวณหาค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง กองซื้อขายไฟฟ้า, 2560

แนวทางในการจัดการต้นทุนค่าไฟฟ้าในส่วนของค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด คือการควบคุมการใช้ ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดไม่ให้เกินค่าเฉลี่ยของแต่ละเดือนในรอบปี เพราะถ้าใช้เพียงแค่ครั้งเดียวก็ต้องนำมาคำนวณค่าไฟฟ้าทั้งเดือน

โดยในการวิจัยกำหนดให้การใช้ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดอยู่ในช่วง Peak ซึ่งถ้าโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้ จะส่งผลให้การดำเนินการของเครื่องจักรในตอนกลางวันมีค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดลดลงได้ การใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้านั้น ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่ายค่าไฟฟ้าในส่วนของค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่อยู่ที่ กิโลวัตต์ละ 132.92 บาท ซึ่งถ้าโรงงานสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในตอนกลางวันก็จะส่งผลให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นลดลง

ดังนั้นผู้วิจัยได้นำค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือนที่เกิดขึ้นในช่วง เดือนมกราคม 2560-พฤษภาคม 2561 ของโรงงานทั้ง 9 โรง จำนวน 136 ข้อมูลมาใช้ประมาณค่าไฟฟ้าที่ลดได้

เนื่องจากค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดลดลง โดยใช้สมการถดถอยในการคำนวณหาค่าประมาณตามขั้นตอนต่อไปนี้

ขั้นที่ 1 ทดสอบค่า Correlation

ขั้นที่ 2 วิเคราะห์สมการถดถอยอย่างง่าย

สูตรสมการเส้นถดถอย

$$Y = a + bX$$ สมการที่ 3

โดยกำหนดให้

Y คือ ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (kW)

X คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไปในช่วงเวลา Peak (kWh หรือ Unit)

ขั้นที่ 3 นำค่าสมการถดถอยมาประมาณค่าผลตอบแทนที่ได้รับ

2.2 แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับการประเมินผลตอบแทนทางการเงินของโครงการลงทุน

2.2.1 เครื่องมือในการวิเคราะห์ด้านต้นทุน

2.2.1.1 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต

2.2.1.2 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

2.2.1.3 การคำนวณหามูลค่าซาก

2.2.2 เกณฑ์ในการประเมินผลทางต้นทุนของโครงการ

2.2.3 เครื่องมือในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

2.2.3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

2.2.3.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

2.2.3.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

2.2.3.4 ระยะคืนทุน PB

2.2.3.5 ระยะคืนทุน DPB

2.2.4 เกณฑ์ในการประเมินผลตอบแทนทางการเงินของโครงการลงทุน

2.2.1 การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

โครงสร้างต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ในการนำผลการคำนวณต้นทุนไปใช้งานได้นั้น จำเป็นต้องมีการปรับค่าเป็นสัดส่วนต้นทุนต่อกำลังการผลิตติดตั้ง เพื่อที่จะสามารถนำผลของโครงการที่วิจัยไปเปรียบเทียบกับโครงการอื่นๆ ได้ อีกทั้งได้ทราบถึงต้นทุน

ในการติดตั้งต่อส่วนของทุนต่างๆ เพื่อทราบภาพรวมของการลงทุนในโครงการ โดยแบ่งสัดส่วนต้นทุนของระบบเป็น 3 ส่วน คือ

2.2.1.1 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (Unit Cost per Watt) คือสัดส่วนที่ทำให้ทราบว่าเราได้จ่ายงบไปในการติดตั้งเป็นราคาเท่าต่อหน่วยของกำลังการผลิต ซึ่งเราสามารถมองภาพรวมได้ง่ายขึ้นและสามารถนำไปเปรียบเทียบได้สะดวกมากขึ้น เมื่อต้องการพิจารณาโครงการอื่นๆ

$$UnitCost = \frac{\sum_{t=0}^{n} ICost}{InsCap}$$ สมการที่ 4

เมื่อกำหนดตัวแปร

ICost	คือ	ต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่คิดลดเป็นมูลค่าปัจจุบัน (บาท)
InsCap	คือ	กำลังผลิตติดตั้ง (W)
Unit Cost	คือ	ต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้ง

2.2.1.2 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Product) ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นต้นทุนที่ประกอบด้วย ต้นทุนในการติดตั้งเริ่มต้น และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ ส่วนผลตอบแทนจะเป็นปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดอายุโครงการ โดยในการคิดอัตราส่วนนั้นจะมีการปรับค่ามูลค่าของเงินตามเวลาด้วยของทั้งต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ

$$CFP = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$ สมการที่ 5

เมื่อกำหนดตัวแปร

CFP	คือ	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
I_t	คือ	เงินลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าในปีที่ t
M_t	คือ	ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา
E_t	คือ	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีในปีที่ t *(KWh/ปี)*
n	คือ	อายุโครงการทั้งหมด
r	คือ	อัตราคิดลดหรืออัตราดอกเบี้ยที่เหมาะสม

เมื่อกำหนดให้ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ 25 ปี

2.2.1.3 การคำนวณหามูลค่าซาก

การคิดค่าเสื่อมแบบเส้นตรง (straight Line Method) เป็นการคิดที่ง่ายและเป็นที่นิยมใช้กันมาก โดยมองว่ากิจการได้รับประโยชน์จากการใช้งานสินทรัพย์เท่ากันทุกปี ดังนั้นค่าเสื่อมราคาจะเท่ากันทุกปี โดยค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรงนั้นมีข้อมูล 3 ส่วน คือ ราคาทุนของสินทรัพย์ (Cost of Assets) อายุการใช้งาน (Estimated Useful Life) และราคาซาก (Scrap Value)

$$\text{ค่าเสื่อมราคาต่อปี} = \frac{\text{ราคาทุน} - \text{ราคาซาก}}{\text{อายุการใช้งาน}} \qquad \text{สมการที่ 6}$$

2.2.2 เกณฑ์ในการประเมินผลทางต้นทุนของโครงการ

2.2.2.1. ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (Unit Cost per Watt) นั้นจะพิจารณาเปรียบเทียบกับต้นทุนของโครงการอื่นๆในหน่วยของ บาทต่อวัตต์ ถ้าค่าใดมีค่าต่ำกว่าถือว่ามีต้นทุนต่ำกว่า จะมีความได้เปรียบในการลงทุนในต้นทุนที่ต่ำกว่า

2.2.2.2. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Product) นั้นจะใช้เกณฑ์ค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าแบบ TOU ในกิจการประเภทที่ 4 ในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาท โดยถ้าต้นทุนไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าต่ำกว่าเกณฑ์จะถือว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุน

2.2.3 เครื่องมือในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

2.2.3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ *(*Net Present Value*:* NPV*)* คือผลต่างของผลประโยชน์รวมและรายจ่ายรวมคิดลดให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน โดยถ้ามีค่าเป็นบวกแสดงว่า การลงทุนนั้นคุ้มค่าต่อการลงทุน แต่ถ้ามีค่าเป็นแสดงว่าการลงทุนนั้นไม่คุ้มต่อการลงทุน โดยสามารถเขียนเป็นสูตรได้ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \qquad \text{สมการที่ 7}$$

เมื่อกำหนดตัวแปร

NPV	คือ	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
B_t	คือ	มูลค่ารายได้ในการผลิตไฟฟ้าในปีที่ t
C_t	คือ	ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าในปีที่ t
T	คือ	อายุของโครงการปีที่ 0, 1, 2, ….., n
n	คือ	อายุโครงการทั้งหมด
r	คือ	อัตราคิดลดหรืออัตราดอกเบี้ยที่เหมาะสม

หลักในการวิเคราะห์คือ เมื่อคำนวณผลของ NPV แล้วถ้าค่าที่ได้เป็นบวกแสดงว่าโครงการนี้คุ้มค่าต่อการลง และในทางตรงข้ามถ้า NPV เป็นลบแสดงว่าโครงการไม่มีความคุ้มค่าในการ

ลงทุน โดยการพิจารณาอัตราคิดลด เนื่องจากโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์อาทิตย์นี้เป็นโครงการที่คาดการในอนาคตหรือ Ex-ante จะต้องคิดอัตราคิดแบบ Real discount rate โดยจะดูจากแหล่งเงินทุนว่าได้รับมาจากที่ใดเช่น ถ้ามาจากการกู้ยืมก็จะนำเอาดอกเบี้ยเงินกู้มาใช้ในการคำนวณ

2.2.3.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit and Cost ratio) เป็นอัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของรายได้ส่วนด้วยมูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายหรือต้นทุนของโครงการ

$$BCR = \frac{\sum_{t=0}^{n} B_t(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n} C_t(1+r)^{-t}} \qquad \text{สมการที่ 8}$$

เมื่อกำหนดตัวแปร

BCR	คือ	อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน
B_t	คือ	มูลค่ารายได้ในการผลิตไฟฟ้าในปีที่ t
C_t	คือ	ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าในปีที่ t
T	คือ	อายุของโครงการปีที่ 0, 1, 2, ….., n
n	คือ	อายุโครงการทั้งหมด
r	คือ	อัตราคิดลดหรืออัตราดอกเบี้ยที่เหมาะสม

หลักในการวิเคราะห์คือ เมื่อคำนวณผลของ BCR แล้วถ้าค่าที่ได้มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับหนึ่งแสดงว่าโครงการนี้คุ้มค่าต่อการลง และในทางตรงข้ามถ้า BCR น้อยกว่าหนึ่งแสดงว่าโครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน

2.2.3.3 อัตราผลตอบแทนภายในจากการลงทุน (Internal Rate of Return; IRR) คือ อัตราคิดลดหรืออัตราดอกเบี้ยที่ทำให้ผลของ NPV เป็นศูนย์หรืออาจจะอธิบายว่าคือผลตอบแทนของโครงการเพื่อง่ายต่อความเข้าใจ

$$0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \qquad \text{สมการที่ 9}$$

เมื่อกำหนดให้ r = อัตราคิดลดที่ทำให้ NPV มีค่าเป็นศูนย์

อัตราผลตอบแทนภายในจากการลงทุน หรือ IRR มีการวิเคราะห์ ดังนี้

IRR > อัตราดอกเบี้ยที่นำมาลงทุน แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน

IRR < อัตราดอกเบี้ยที่นำมาลงทุน แสดงว่าโครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน

IRR = อัตราดอกเบี้ยที่นำมาลงทุน แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน

แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับระยะคืนทุน (Payback Period; PB)

ระยะเวลาคืนทุนของโครงการนั้น เป็นเกณฑ์ที่สำคัญในการเลือกตัดสินที่จะลงทุนในโครงการนี้หรือไม่ โดยโครงการที่มีระยะคืนทุนสั้นจะมีความเสี่ยงต่ำกว่าโครงการที่มีอายุคืนทุนยาวนานกว่า กล่าวคือ ระยะคืนทุนนั้นเป็นระยะเวลาที่ผลตอบแทนจากการลงทุนกระแสเงินสดรับสุทธิมีค่าเท่ากับกระแสเงินสดจ่ายสุทธิพอดี โดยสามารถคิดได้สองแบบ

2.2.3.4 ระยะเวลาคืนทุนแบบเงินสดสุทธิ (Payback Period; PB)

เป็นการคำนวณหาระยะคืนทุนแบบที่สามารถทำได้ง่าย โดยพิจารณาต้นทุนกระแสเงินสดจ่ายตลอดโครงการหักลบด้วยกระแสเงินสดรับสะสมสุทธิ

$$PB = \text{จำนวนงวดก่อนปีคืนทุน} + \frac{\text{เงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน}}{\text{เงินสดรับสุทธิในปีคืนทุน}} \qquad \text{สมการที่ 10}$$

เมื่อกำหนดตัวแปร PB คือ ระยะคืนทุนแบบเงินสดสุทธิ

2.2.3.5 ระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (Discount Payback Period; DPB)

มีลักษณะแนวคิดแบบเดียวกับข้อที่หนึ่ง แต่ได้เพิ่มเติมการคิดลดมูลค่าของเงินตามเวลาเข้าไปด้วย โดยคิดมูลค่าของเงินตามเวลาเพื่อให้ผลของระยะคืนทุนสะท้อนมูลค่าในปัจจุบัน ทำให้สามารถตัดสินใจลงทุนได้อย่างมีประสิทธิภาพ

$$DPB = \text{จำนวนงวดก่อนปีคืนทุน} + \frac{\text{มูลค่าปัจจุบันเงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน}}{\text{มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดรับสุทธิในปีคืนทุน}} \qquad \text{สมการที่ 11}$$

2.2.4 เกณฑ์ในการประเมินผลตอบแทนทางการเงินของโครงการลงทุน

เกณฑ์ในการประเมินวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการจำนวน 5 วิธี คือ

2.2.4.1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV เนื่องจากในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการนั้นเครื่องมือหลักที่ใช้ในการประเมินจากการศึกษาในงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพราะ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ทำให้ทราบถึงผลตอบแทนของโครงการจากการคิดลดกระแสเงินสดสุทธิ ทำให้สามารถประเมินเงินที่จะได้รับกลับจากการลงทุนโดยมองในมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ซึ่งเป็นเครื่องมือที่ง่ายต่อการตัดสินใจโดยมีเกณฑ์ว่า ถ้า NPV > 0: สามารถลงทุนได้เนื่องผลตอบแทนจากการลงทุนมีมากกว่าเงินที่ลงทุนไป ถ้า NPV = 0: คุ้มทุนพอดีดังนั้นควรพิจารณาจากเครื่องมืออื่น และ NPV < 0: ควรหลีกเลี่ยงเพราะผลตอบแทนจากการลงทุนมีน้อยกว่าเงินลงทุน โดยเครื่องมือ NPV นี้จะมีข้อด้อยในการพิจารณาผลตอบแทนหลังจากอายุโครงการ ซึ่งในโครงการบางรูปแบบจะมีผลตอบแทนระยะยาวสูง ระยะเริ่มต้นต่ำ

2.2.4.2. อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR เนื่องอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเป็นการนำส่วนของผลประโยชน์ที่เกิดจากโครงการหารด้วยต้นทุนของโครงการ โดยอัตราส่วน

ผลประโยชน์ต่อต้นทุนนี้ สามารถนำมาเป็นตัวตัดสินใจประกอบกับมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ได้ดี เนื่องจากมีทิศทางเดียวกัน แต่อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนจะทำให้ทราบว่าค่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ของโครงไหนมีค่าสูงกว่าโดยพิจารณาจากค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนที่สูงกว่า ซึ่งเกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจคือ ถ้า BCR>1 : ยอมรับข้อเสนอโครงการ BCR < 1 : ปฏิเสธข้อเสนอโครงการ BCR = 1 : จะไม่มีผลกระทบใด ๆ ไม่ว่าจะยอมรับหรือปฏิเสธข้อเสนอโครงการ แต่ในโครงการขนาดใหญ่นั้นมีมูลค่าผลประโยชน์สูงและมีรายจ่ายสูงตามไปด้วยจะส่งผลให้ค่า BCR มีค่ามากกว่า 1 เล็กน้อย ขณะที่โครงการเล็กมีค่า BCR สูงอย่างมากโดยค่าใช้จ่ายต่ำ ดังนั้นการใช้เกณฑ์ BCR มาตัดสินใจต้องดูควบคู่กับเกณฑ์ NPV

2.2.4.3. อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR เนื่องจากในการพิจารณา NPV เพียงอย่างเดียวนั้นไม่สามารถบอกได้ว่าในการลงทุนนั้นสามารถทำกำไรให้แก่ผู้ลงทุนหรือเจ้าของโครงการมากน้อยเพียงใด ดังนั้นนักลงทุนจึงนิยมใช้ อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR โดยพิจารณาอัตราความสามารถของเงินทุนที่ทำให้ผลประโยชน์คุ้มกับค่าใช้จ่ายเมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบัน คืออัตราส่วนลดที่ทำให้ NPV = 0 ซึ่งเกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุนทำโดยนำ IRR ไปเปรียบเทียบกับอัตราค่าเสียโอกาสของเงินทุน(r) อาจจะเป็นอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากธนาคารพาณิชย์ อัตราผลตอบแทนจากโครงการอื่นที่จะลงทุน หรืออัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล โดยที่ถ้า IRR > r คุ้มค่าแก่การลงทุนและยอมรับข้อเสนอโครงการ IRR < r ไม่คุ้มค่าแก่การลงทุนและไม่ยอมรับข้อเสนอโครงการ IRR = r เสมอตัว

2.2.4.4. ระยะคืนทุน PB เนื่องจากระยะคืนทุนเป็นการประเมินผลตอบแทนที่ได้รับกับระยะเวลา ซึ่งจะดูว่าเมื่อไหร่ผลประโยชน์สุทธิจะเท่ากับต้นทุนเริ่มแรกของโครงการ เพื่อพิจารณาจำนวนปีที่ได้รับผลประโยชน์คุ้มค่ากับค่าใช้จ่ายในการลงทุน ซึ่งในการดำเนินโครงการที่ผลประโยชน์คุ้มกับจำนวนเงินที่ลงทุนได้รวดเร็วก็จะดี เพราะความเสี่ยงน้อยและผู้ลงทุนสามารถถอนทุนเพื่อหาผลประโยชน์ในกิจการอื่นๆ ต่อไป แต่ข้อเสียของ .ระยะคืนทุน คือไม่ได้สนใจผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นหลังระยะคืน ทำให้เกิดการผิดพลาดได้ เพราะถ้าบ้างโครงการอาจจะมีระยะคืนทุนที่ยาวนานแต่หลังระยะคืนทุนแล้วมีผลประโยชน์จำนวนมากก็เป็นไปได้ หรือบางโครงการมีระยะคืนทุนรวดเร็วแต่ระยะหลังคืนทุนกลับมีผลประโยชน์ที่เล็กน้อยเท่านั้น อีกทั้งไม่สามารถวัดความสามารถในการทำกำไรของโครงการ แต่ชี้ให้เห็นสภาพคล่องของโครงการเท่านั้น

2.2.4.5. ระยะคืนทุน DPB เมื่อการพิจารณา PB นั้นใช้ผลตอบแทนสุทธิที่เกิดขึ้นในปีต่างๆ ตลอดอายุโครงการทำให้ นั้นยังไม่สามารถสะท้อนค่าของเงินตามเวลา เพราะใช้เพียงกระแสเงินสดสะสมในการคำนวณ ดังนั้นการใช้ DPB จะทำให้เกิดความสมบูรณ์ในการพิจารณาระยะคิดลดที่มีการคิดลดกระแสเงินสดทำให้นักลงทุนสามารถพิจารณาการลงทุนได้ชัดเจนขึ้น

2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับต้นทุนและผลตอบแทนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นที่ผ่านมาได้มีการพัฒนาการเป็นอย่างมากตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ทำให้ประสิทธิ์ภาพและอายุการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์มีอายุยาวนานขึ้น ราชันย์ ชุชาติ (2558) เซลล์แสงอาทิตย์มีอายุการใช้งานเฉลี่ย 25 ปี อินเวอร์เตอร์มีอายุการใช้ 12 ปี ในอายุโครงการหนึ่งจะมีการใช้งานอินเวอร์เตอร์ถึง 3 เครื่อง และแผงเซลล์อาทิตย์ที่ใช้ชนิด โพลีคริสตัลไลน์ ซึ่งเป็นชนิดเดียวกับงานของ ประสาท มีแต้ม (2558) ซึ่งได้ศึกษาเรื่องยุทธศาสตร์พลังงาน สิทธิการใช้แสงแดดผลิตไฟฟ้าอย่างอิสระ และได้รับการคุ้มครอง พบว่า ราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ ในประเทศอเมริกานั้นมีแนวโน้มราคาที่ลดลงถึง 24% จากปี พ.ศ. 2551 - 2554 อีกทั้งมีการส่งเสริมจากภาครัฐให้มีการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านนโยบายรับซื้อไฟฟ้า อุดหนุนต้นทุนอุปกรณ์ และลดภาษีเพื่อสร้างแรงจูงใจในการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ โดยการศึกษาต้นทุนนั้นมีงานวิจัยของ ธนาพล ตันติสัตยกุล (2558) ได้แบ่งต้นทุนการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ออกเป็น 3 ส่วน คือ ต้นทุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ต้นทุนอินเวอเตอร์ และต้นทุนประกอบอื่นๆ ซึ่งมีความคล้ายกับงาน ราชันย์ ชูชาติ (2558) ที่แบ่งต้นทุนออกเป็น ต้นทุนเริ่มแรก และต้นทุนในการบำรุงรักษา ในส่วนของขนาดกำลังการผลิตนั้นส่วนใหญ่จะศึกษากำลังผลิตที่ต่ำกว่าหน่วย เมกะวัตต์ เช่น งานวิจัยของ อนัน สุวรรณชัยสกุล (2551) ได้ศึกษากำลังผลิตขนาด 3.5 kW ในครอบครัว และขนาด 187.5 kW ในหมู่บ้าน งานวิจัยของ ธนาพล ตันติสัตยกุล (2558)ได้ศึกษากำลังผลิตขนาด ไม่เกิน 10 kW สำหรับครัวเรือน งานของ วิวัฒน์ ชโนวิทย์ (2557) ได้ศึกษากำลังผลิตขนาด 4 kW จากผลการสืบค้นพบว่า ในการทำวิจัยเรื่องต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่มุ่งศึกษาในหน่วยการผลิตขนาดเล็ก โดยผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการนั้น ได้ผลว่าไม่มีความคุ้มค่าของโครงการเพราะมีค่า มูลค่าปัจจุบันที่ติดลบ จากหลักการทางเศรษฐศาสตร์ที่เชื่อว่าในการผลิตจำนวนมากๆ จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยถูกลง ดังนั้นถ้ามีการติดตั้งขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตจำนวนมาก ก็จะทำให้ต้นทุนในการลงทุนต่อวัตต์ลดต่ำลง ดังนั้นจะส่งผลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่จะเพิ่มขึ้น

บทที่ 3

วิธีการดำเนินการวิจัย

ในบทนี้กล่าวถึงขั้นตอนระเบียบวิธีวิจัยที่ใช้ในการศึกษาการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษา โรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง แบ่งเป็น 5 ข้อดังต่อไปนี้

3.1 ลักษณะของข้อมูล

3.2 ประชากรที่ใช้ในการศึกษา

3.2.1 ส่วนที่ 1 การเก็บข้อมูลจาก ขนาดกำลังแรงม้าที่จดแจ้งต่อกรมพัฒนาอุตสาหกรรม และขนาดพื้นที่หลังคาจากการวัดด้วยโปรแกรม Google Map จำนวน 23 โรงงาน

3.2.2 ส่วนที่ 2 ลงพื้นที่เก็บข้อมูลปริมาณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนจากผู้ประกอบการโรงงานไม้ยางพาราแปรรูป จำนวน 9 โรงงานที่ให้ความร่วมมือ

3.3 การเก็บรวบรวมข้อมูล

3.3.1 ข้อมูลทางด้านต้นทุน

ส่วนที่ 1 ข้อมูลจากผู้รับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์

1) ต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

2) ต้นทุนการทำความสะอาดและตรวจสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์

ส่วนที่ 2 ข้อมูลจากร้านค้าผู้จำหน่ายอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์

1) ต้นทุนอินเวอร์เตอร์

ส่วนที่ 3 ช่วงเวลาในการลงทุน

3.3.2 ข้อมูลทางด้านผลผลิตไฟฟ้าของโครงการ

1) การหาขนาดพื้นที่หลังคาแบบง่าย

2) ปริมาณแสงแดดของจังหวัดตรัง

3) บิลค่าไฟฟ้าของโรงงานที่ได้จากการสำรวจ

4) ประสิทธิภาพของอุปกรณ์

3.3.3 ข้อมูลทางด้านผลตอบแทน

1) ดอกเบี้ยเงินกู้

3.4 ขั้นตอนในการศึกษา

3.4.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์ต้นทุนของโครงการ

3.4.2 ขั้นตอนการวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการ

3.4.3 ขั้นตอนการวิเคราะห์ปัจจัยและความอ่อนไหวของโครงการ

3.5 ต้นทุนส่วนเพิ่ม Marginal Cost และ รายรับส่วนเพิ่ม Marginal Revenue

3.1 ลักษณะของข้อมูล

งานวิจัยนี้ใช้ทั้งข้อมูลปฐมภูมิและข้อมูลทุติยภูมิได้แก่ข้อมูลในส่วนราคาของต้นทุนในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ต้นทุนระบบ ต้นทุนอินเวอร์เตอร์ ต้นทุนการบำรุงรักษา รวมถึงเทคนิคและวิธีการในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อคำนวณหาต้นทุนในการติดตั้งระบบซึ่งข้อมูลดังกล่าวจัดเป็นข้อมูลปฐมภูมิในขณะที่ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปราคาขายไฟฟ้าของการไฟฟ้าและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อใช้ในการพิจารณารายได้จากโครงการและแนวทางในการส่งเสริมจากภาครัฐเป็นข้อมูลทุติยภูมิ

3.2 ประชากรที่ใช้ในการศึกษา

3.2.1 ส่วนที่ 1 การเก็บข้อมูลจากขนาดกำลังแรงม้าที่จดแจ้งต่อกรมพัฒนาอุตสาหกรรม (2561) และขนาดพื้นที่หลังคาจากการวัดด้วยโปรแกรม Google Map จำนวน 23 โรงงาน

ตารางที่ 3-1 แสดงกำลังแรงม้าที่ใช้ภายในโรงงาน หน่วย HP (กำลังแรงม้า)

ลำดับ	ชื่อโรงงาน	แรงม้า	ลำดับ	ผู้ประกอบการ	แรงม้า
1	บริษัท พาราวีเนียร์ 2002 จำกัด	6,198.50	13	บริษัท เอสดีที พาราวู้ด จำกัด	1,533.28
2	บริษัท กันตังพาราวู้ด จำกัด	4,666.00	14	บริษัท ทิพย์เมธา จำกัด	1,502.24
3	บริษัท วู้ดเวอร์คยูไนเต็ด จำกัด	3,896.44	15	บริษัท พี.เอส.ที.พาราวู้ด จำกัด	1,498.78
4	บริษัท เอเซียแปซิฟิค พาราวู้ด จำกัด	3,233.80	16	บริษัท เพชรนครพาราวู้ด จำกัด	1,373.00
5	บริษัท เมกก้าวู้ด จำกัด(1)	3,034.34	17	บริษัท นาเมืองเพชรพาราวู้ด จำกัด	1,066.00
6	บริษัท พรีเมียร์ ทิมเบอร์ จำกัด	2,384.26	18	บริษัท กฤษณ์นำชัย พาราวู้ด จำกัด	940.20
7	บริษัท ชูศักดิ์รัษฎาพาราวู้ด จำกัด	2,313.99	19	บริษัท ศรีเจริญทรัพย์ พาราวู้ด จำกัด	713.54
8	บริษัท พรีเมียร์ พาราวู้ด จำกัด	2,208.64	20	บริษัท โรงเลื่อยแสงเจริญ จำกัด	491.00
9	บริษัท ศรีพุธตรัง พารากรุ๊ป จำกัด	2,192.48	21	บริษัท ฆโนทัย พาราวู้ด จำกัด	487.50
10	บริษัท นาเมืองเพชรพาราวู้ด จำกัด	2,119.22	22	บริษัท เมกก้า วู้ด จำกัด(2)	368.00
11	บริษัท บิกเกอร์วู้ด ตรัง จำกัด	2,068.28	23	บริษัท ทีเอสโอ พาราวู้ด จำกัด	170.00
12	บริษัท ศรีสุภาพ พาราวู้ด จำกัด	1,754.84			

ที่มา: กรมโรงงานอุตสาหกรรม, 2561

จากกำลังแรงม้าของโรงงานแปรรูปไม้ยาง แยกกลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดใหญ่ จำนวน 5 โรง ซึ่งมีกำลังแรงม้า มากกว่า 3,000 แรงม้า กลุ่มกำลังแรงม้าขนาดกลาง จำนวน 12 โรง มีกำลังแรงม้าตั้งแต่ 1,000-2,999 แรงม้า กลุ่มกำลังแรงม้าขนาดเล็ก จำนวน 6 โรง มีกำลังแรงม้า น้อยกว่า 1,000 ตารางเมตร

ตารางที่ 3-2 แสดงโรงงานไม้ยางพาราแปรรูปเรียงลำดับตามพื้นที่หลังคา หน่วย M^2 (ตารางเมตร)

ลำดับ	ชื่อโรงงาน	ขนาด	ลำดับ	ชื่อโรงงาน	ขนาด
1	บริษัท พาราวีเนียร์ 2002 จำกัด	29,936	13	บริษัท ชูศักดิ์รัษฎาพาราวู้ด จำกัด	12,840
2	บริษัท ศรีสุภาพ พาราวู้ด จำกัด	28,514	14	บริษัท โรงเลื่อยแสงเจริญ จำกัด	11,105
3	บริษัท เมกก้าวู้ด จำกัด (1)	28,428	15	บริษัท พี.เอส.ที.พาราวู้ด จำกัด	8,545
4	บริษัท วู้ดเวอร์คยูไนเต็ด จำกัด	23,126	16	บริษัท กฤษณ์นำชัย พาราวู้ด จำกัด	8,203
5	บริษัท นาเมืองเพชรพาราวู้ด จำกัด(1)	23,597	17	บริษัท ศรีเจริญทรัพย์ พาราวู้ด จำกัด	6,744
6	บริษัท เอเซียแปซิฟิค พาราวู้ด จำกัด	21,194	18	บริษัท เอสดีที พาราวู้ด จำกัด	6,636
7	บริษัท พรีเมียร์ ทิมเบอร์ จำกัด	18,258	19	บริษัท เพชรนครพาราวู้ด จำกัด	5,749
8	บริษัท กันตังพาราวู้ด จำกัด	16,218	20	บริษัท นาเมืองเพชรพาราวู้ด จำกัด (2)	3,452
9	บริษัท ศรีพุธตรัง พารากรุ๊ป จำกัด	15,174	21	บริษัท เมกก้า วู้ด จำกัด (2)	2,644
10	บริษัท บิกเกอร์วู้ด ตรัง จำกัด	15,042	22	บริษัท ฆโนทัย พาราวู้ด จำกัด	2,600
11	บริษัท ทิพย์เมธา จำกัด(1)	14,788	23	บริษัท ทีเอสโอ พาราวู้ด จำกัด	923
12	บริษัท พรีเมียร์ พาราวู้ด จำกัด	14,618			

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากพื้นที่หลังคาแยกกลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดใหญ่ จำนวน 6 โรง ซึ่งมีพื้นที่ตั้งแต่ 20,000-30,000 ตารางเมตร กลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดกลาง จำนวน 8 โรง มีพื้นตั้งแต่ 19,999-10,000 ตารางเมตร กลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดเล็ก จำนวน 9 โรง มีพื้นที่น้อยกว่า 9,999 ตารางเมตร

ส่วนที่ 1 สามารถแบ่งจากเกณฑ์กำลังแรงม้าและพื้นที่หลังคาผสมระหว่างพื้นที่หลังคาอาคารได้จำนวน 15 โรงงาน ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 3-3 แสดงการแบ่งขนาดจากพื้นที่หลังคา (ตารางเมตร) และขนาดกำลังแรงม้า (HP)

ลำดับ		แรงม้า	พื้นที่	ลำดับ		แรงม้า	พื้นที่
1	บริษัท พาราวีเนียร์ 2002 จำกัด	6,198.50	29,936	9	บริษัท พรีเมียร์ พาราวู้ด จำกัด	2,208.64	14,618
2	บริษัท เมกก้าวู้ด จำกัด(1)	3,034.34	28,428	10	บริษัท ชูศักดิ์รัษฎาพาราวู้ด จำกัด	2,313.99	12,840
3	บริษัท วู้ดเวอร์คยูไนเต็ด จำกัด	3,896.44	23,126	11	บริษัท กฤษณ์นำชัย พาราวู้ด จำกัด	940.2	8,203
4	บริษัทเอเซียแปซิฟิคพาราวู้ด จำกัด	3,233.80	20,792	12	บริษัท ศรีเจริญทรัพย์พาราวู้ด จำกัด	713.54	6,744
5	บริษัท พรีเมียร์ ทิมเบอร์ จำกัด	2,384.26	18,258	13	บริษัท เมกก้า วู้ด จำกัด(2)	368	2,644
6	บริษัท ศรีพุธตรัง พารากรุ๊ป จำกัด	2,192.48	15,174	14	บริษัท ฆโนทัย พาราวู้ด จำกัด	487.5	2,600
7	บริษัท บิกเกอร์วู้ด ตรัง จำกัด (1)	2,068.28	15,042	15	บริษัท ทีเอสโอ พาราวู้ด จำกัด	170	923
8	บริษัท ทิพย์เมธา จำกัด(1)	1,502.24	14,788				

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากพื้นที่หลังคาและกำลังแรงม้าของโรงงานแปรรูปไม้ยาง สามารถพิจารณ์กลุ่มโรงงานที่มีพื้นที่หลังคาและกำลังแรงม้าที่สัมพันธ์กันดังนี้

ตารางที่ 3-4 แสดงการแบ่งขนาดจากพื้นที่หลังคาและขนาดกำลังแรงม้า

ขนาดโรงงาน		
เล็ก	**กลาง**	**ใหญ่**
บริษัท กฤษณ์นำชัย พาราวู้ด จำกัด	บริษัท พรีเมียร์ ทิมเบอร์ จำกัด	บริษัท พาราวีเนียร์ 2002 จำกัด
บริษัท ศรีเจริญทรัพย์ พาราวู้ด จำกัด	บริษัท ศรีพุธตรัง พารากรุ๊ป จำกัด	บริษัท เมกก้าวู้ด จำกัด (1)
บริษัท เมกก้า วู้ด จำกัด (2)	บริษัท บิกเกอร์วู้ด ตรัง จำกัด	บริษัท วู้ดเวอร์คยูไนเต็ด จำกัด
บริษัท ทีเอสโอ พาราวู้ด จำกัด	บริษัท ทิพย์เมธา จำกัด	บริษัท เอเซียแปซิฟิค พาราวู้ด จำกัด
บริษัท ฆโนทัย พาราวู้ด	บริษัท พรีเมียร์ พาราวู้ด จำกัด	
	บริษัท ชูศักดิ์รัษฎาพาราวู้ด จำกัด	

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางที่ 3-4 จะเห็นได้ว่ากลุ่มโรงงานขนาดใหญ่ จำนวน 4 โรง จัดกลุ่มโรงงานขนาดกลาง จำนวน 6 โรง และกลุ่มกำลังโรงงานขนาดเล็กขนาดเล็ก จำนวน 5 โรง

3.2.2 ส่วนที่ 2 ลงพื้นที่เก็บข้อมูลปริมาณค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนจากผู้ประกอบการโรงงานไม้ยางพาราแปรรูป จำนวน 9 โรงงานที่ให้ความร่วมมือ

โดยแบ่งตามหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน(kWh/Month)ในช่วง Peak ของโรงงานนี้ได้มาจากการลงพื้นที่เก็บข้อมูลจากโรงงานทั่วจังหวัดตรัง พบว่าได้รับความร่วมมือในการให้ข้อมูลจำนวน 9 โรงงาน ระยะเวลาย้อนหลัง 17 เดือนตั้งแต่ ม.ค. 60 - พ.ค. 61 แล้วหาค่าเฉลี่ยต่อเดือนเพื่อใช้ในการคำนวณ อีกทั้งเพื่อเป็นการเก็บข้อมูลโรงงานไว้เป็นความลับจึงใช้ชื่อโรงงานทั้ง 9 โรงงานเป็นอักษร A-I ตามลำดับ

ตารางที่ 3-5 แสดงหน่วยไฟฟ้าของโรงงานที่ได้รับจากการสำรวจข้อมูล

ลำดับที่	ชื่อบริษัท	หน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนในช่วง Peak (kWh/Month)	หน่วยไฟฟ้าเดือนที่ต่ำสุด (kWh/Month)	หน่วยไฟฟ้าเดือนที่สูงสุด (kWh/Month)
1	บริษัท A	335,078.18	278,820.00	399,300.00
2	บริษัท B	244,075.76	191,358.00	296,946.00
3	บริษัท C	131,933.18	99,552.00	162,192.00
4	บริษัท D	127,698.75	95,400.00	150,450.00
5	บริษัท E	124,161.88	64,620.00	151,356.00
6	บริษัท F	113,885.06	81,144.00	149,979.00
7	บริษัท G	69,565.53	26,724.00	87,468.00
8	บริษัท H	21,419.25	7,422.00	31,776.00
9	บริษัท I	16,088.92	8,315.04	21,760.27

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

โดยจากพลังงานไฟฟ้าที่ใช้เฉลี่ยต่อเดือนในช่วงเวลา Peak โดยพบว่าโรงงานที่มีขนาดการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 200,000 หน่วย จำนวน 2 โรงงานจัดเป็นโรงงานขนาดใหญ่ โรงงานที่มีขนาดการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 199,999-100,000 หน่วยจำนวน 4 โรงงานจัดเป็นโรงงานขนาดกลาง และโรงงานที่มีขนาดการใช้ไฟฟ้าต่ำกว่า 100,000 หน่วยจำนวน 3 โรงงานจัดเป็นโรงงานขนาดเล็ก

ตารางที่ 3-6 แสดงการแบ่งขนาดโรงงานตามหน่วยไฟฟ้า

ขนาดโรงงาน		
เล็ก	**กลาง**	**ใหญ่**
บริษัท G	บริษัท C	บริษัท A
บริษัท H	บริษัท D	บริษัท B
บริษัท I	บริษัท E	
	บริษัท F	

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

3.3 การเก็บรวบรวมข้อมูล

เก็บรวบรวมข้อมูลแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ

ส่วนที่ 1 ข้อมูลจากผู้รับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ให้บริการรับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาจากขนาดระบบและราคาที่ผู้รับเหมาเสนอไว้บนหน้าเว็บไซต์อย่างเป็นทางการของแต่ละบริษัทจำนวน 10 บริษัท เพื่อเป็นราคาเฉลี่ยในแต่ละขนาดของระบบ และข้อมูลจากผู้รับเหมาที่ให้บริการล้างทำความสะอาดและตรวจสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาจากขนาดระบบและราคาที่ผู้รับเหมาเสนอไว้บนหน้าเว็บไซต์อย่างเป็นทางการของแต่ละบริษัทจำนวน 4 บริษัท เพื่อใช้คำนวณต้นทุนในการบำรุงรักษา

ส่วนที่ 2 ข้อมูลจากร้านค้าผู้จำหน่ายอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ราคาเฉลี่ยของอินเวอร์เตอร์ โดยพิจารณาจากสินค้าที่จำหน่ายบนเว็บไซต์อย่างเป็นทางการของร้านค้าผู้จำหน่ายจำนวน 7 ร้านค้าเพื่อใช้ในการคำนวณต้นทุนในการบำรุงรักษา

3.3.1 ข้อมูลทางด้านต้นทุน

ส่วนที่ 1 ข้อมูลจากผู้รับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์

1) ต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นข้อมูลของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งต้นทุนเริ่มต้นระบบจะลงทุนในปีต้นของโครงการ โดยแบ่งเป็น 4 แบบ ตามขนาดของกำลังการผลิตที่ 0-10 kW 11-50 kW 51-100 kW และ >100 kW

ตารางที่ 3-7 แสดงผลการคำนวณต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

บริษัท	0-10 kW (บาท/วัตต์)		11-50 kW (บาท/วัตต์)		51-100 kW (บาท/วัตต์)		>100 kW (บาท/วัตต์)	
	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย
บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด	54 / 49	50.67	45 / 43	43.5	43 / 42.5	42.75	N/A / N/A	N/A
บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด	51.22 / 50	50.61	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด	52 / 52	52	50 / 49.5	49.75	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัทกิจจารักษ์ โซลาร์ เอนเนอร์จี จำกัด	59.68 / 52.88	56.43	56.44 / 44.33	50.41	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัท โซล่าฮับ จำกัด	75 / 70	72.5	65 / 50	58.33	47 / 40	44	N/A / N/A	N/A
บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็คโทรนิคส์ จำกัด	65.6 / 50	58.12	46.23 / 39.75	42.99	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัท ปานนิติ จำกัด	65.6 / 58.83	61.37	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
โซล่าเซลล์ ชลบุรี	68.5 / 50	59.79	63.13 / 45.72	52.62	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัท เออีซี เอกซ์พอร์ต จำกัด	68.33 / 57.5	63.61	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัท ที โซล่าเพาเวอร์ จำกัด	45.73 / 40	43.46	38 / 37.5	37.75	37.75 / 37.75	37.75	36.67 / 32	35.05
ราคาเฉลี่ยรวมทั้ง 10 บริษัท	60.06 / 53.21	56.85	52.35 / 45.6	47.9	45.69 / 43.81	41.5	36.67 / 32	35.5

ที่มา: บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด, 2560; บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด, 2560; บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด, 2560; บริษัทกิจจารักษ์ โซลาร์ เอนเนอร์จี

จำกัด, 2560; บริษัท โซล่าฮับ จำกัด, 2560; บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็คโทรนิคส์ จำกัด, 2560; บริษัท ปานนิติ จำกัด, 2560; ร้าน โซล่าเซลล์ ชลบุรี, 2560; บริษัท เออีซี เอกซ์พอร์ต จำกัด, 2560; บริษัท ที โซล่า เพาเวอร์ จำกัด, 2560

2) ต้นทุนในการล้างทำความสะอาดและตรวจสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ต้นทุนในการทำความสะอาดจะเริ่มต้นเมื่อ ปีที่ 2 ของโครงการและทำต่อเนื่องจนสิ้นอายุโครงการโดยแบ่งเป็น 4 แบบ ตามขนาดของกำลังการผลิตที่ 0-10 kW 11-50 kW 51-100 kW และ >100 kW

ตารางที่ 3-8 แสดงการคำนวณต้นทุนในการบำรุงรักษา

บริษัท	0-10 kW (บาท/วัตต์)		11-50 kW (บาท/วัตต์)		51-100 kW (บาท/วัตต์)		>100 kW (บาท/วัตต์)	
	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย
บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด	N/A N/A	0.5	N/A N/A	0.1	N/A N/A	0.1	N/A N/A	0.065
ร้าน LightConception	N/A N/A	0.5	N/A N/A	0.1	N/A N/A	0.1	N/A N/A	0.065
บริษัท พาเวอร์ ซันไลท์ เอ็นจีเนียริ่ง จำกัด	N/A N/A	0.5	N/A N/A	0.5	N/A N/A	0.3	N/A N/A	0.3
บริษัท เก้าแสน พาเวอร์ เซอวิส จำกัด	N/A N/A	N/A	N/A N/A	N/A	N/A N/A	N/A	N/A N/A	0.05
ค่าเฉลี่ยรวม 4 บริษัท	N/A N/A	0.5	N/A N/A	0.23	N/A N/A	0.17	N/A N/A	0.12

ที่มา : บริษัท อีโคเอ็นเนอยี่ จำกัด, 2560; ร้าน LightConception, 2560; บริษัท พาเวอร์ ซันไลท์ เอ็นจีเนียริ่ง จำกัด, 2560; บริษัท เก้าแสน พาเวอร์เซอวิส จำกัด, 2560

ส่วนที่ 2 ข้อมูลจากร้านค้าผู้จำหน่ายอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์

1) ต้นทุนอินเวอร์เตอร์อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์อยู่ที่ 10 ปี ดังนั้นในอายุของโครงการจะมีการติดตั้งอินเวอร์เตอร์เพิ่มสองครั้ง คือในปีที่ 11 และปีที่ 21

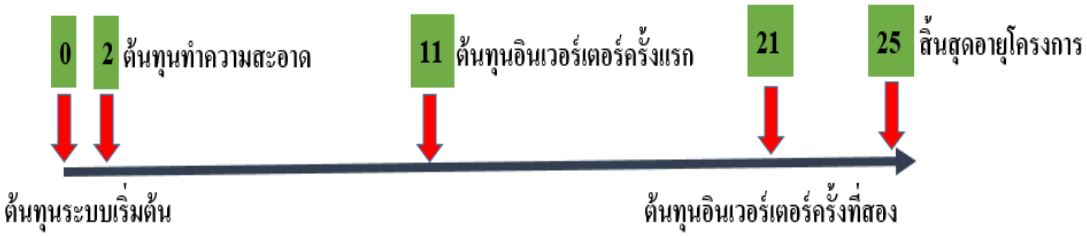
ตารางที่ 3-9 แสดงการคำนวณต้นทุนอินเวอร์เตอร์

บริษัท	0-10 kW (บาท/วัตต์)		11-50 kW (บาท/วัตต์)		51-100 kW (บาท/วัตต์)		>100 kW (บาท/วัตต์)	
	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย
บริษัท โซล่าเมท ทีเอช จำกัด	9.8 / 5.8	7.87	7.34 / 3.95	5.92	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
ร้าน ซูปเปอร์โซล่า	12.89 / 5.7	10.09	11.27 / 3.95	8.2	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด	13.25 / 7.15	10.29	6.725 / 5.625	6.175	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
ห้างหุ้นส่วนจำกัด เอ็นแอนด์พี	9.9 / 5.98	7.94	5.23 / 4.18	4.63	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด	14.88 / 12.26	13.57	8.94 / 7.632	8.23	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด	19.17 / 8.435	12.72	7.811 / 7.811	7.811	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็คโทรนิคส์ จำกัด	12 / 8	9.67	6 / 6	6	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A
ค่าเฉลี่ยรวม 7 บริษัท	13.13 / 7.62	10.31	7.62 / 5.6	6.71	N/A / N/A	N/A	N/A / N/A	N/A

ที่มา : บริษัท โซล่าเมท ทีเอช จำกัด, 2561; บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด, 2561; ห้างหุ้นส่วนจำกัด เอ็นแอนด์พี, 2561;บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด, 2561; บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด, 2561; บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็คโทรนิคส์ จำกัด, 2561

ส่วนที่ 3 ช่วงเวลาในการลงทุน

ในการลงทุนระบบมีการลงทุนในช่วงเริ่มต้นของโครงการในปีที่ 0 ต้นทุน ในการล้างทำความสะอาด เริ่มต้นเมื่อ ปีที่ 2 ของโครงการและทำต่อเนื่องจนสิ้นอายุโครงการ ต้นทุนในการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ในปีที่ 11 และ ปีที่ 21 ของโครงการ



ภาพที่ 3-1 แสดงช่วงเวลาในการลงทุนของโครงการ

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

3.3.2 ข้อมูลทางผลผลิตไฟฟ้าของโครงการ

1) การหาขนาดพื้นที่หลังคาแบบง่าย

ขั้นที่ 1 หาพิกัดของอาคารจาก GPS ในโปรแกรม Google Map

พิกัด 7.48591, 99.66002

ภาพที่ 3-2 แสดงพื้นที่หลังคา

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ขั้นที่ 2 พิจารณาจำนวนอาคาร ส่วนประกอบและพื้นที่หลังคา

ขั้นที่ 3 คลิกขวาตรงมุมหลังคาเพื่อกำหนดหมุดวัด แล้วลากตามแนวหลังคาที่ได้พิจารณาแล้ว

ขั้นที่ 4 ลากเส้นเชื่อมหมุดจนครบ โปรแกรมจะรายงานผลการวัดพื้นที่โดยอัตโนมัติ

ภาพที่ 3-3 แสดงพื้นที่หลังคา

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

พื้นที่ รวม 15,042 ตารางเมตร

2) ปริมาณแสงแดดของจังหวัดตรัง

ตารางที่ 3-10 แสดงค่าเฉลี่ยปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์รายเดือนของจังหวัดตรัง (หน่วย: MJ/m^2-day)

	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	ม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	20.44	21.46	24.64	22.12	17.04	17.35	16.22	16.59	17.17	14.99	14.82	17.06
2558	19.65	23.70	23.53	20.35	18.74	16.77	16.38	16.44	16.29	15.02	14.84	17.26
2557	20.33	23.24	23.67	20.33	17.91	16.95	17.24	16.44	16.78	16.08	13.42	12.72
2556	18.06	19.42	22.81	17.69	17.84	17.00	15.44	18.06	16.35	15.28	14.69	15.59
เฉลี่ย/วัน	19.62	21.96	23.66	20.12	17.88	17.02	16.32	16.88	16.65	15.34	14.44	15.66
เฉลี่ยทั้งปี/วัน	17.9625 MJ/m^2-day[13]											
เฉลี่ยทั้งปี/วัน	4.99 Kwh/m^2-day[14]											

ที่มา: กรมอุตุนิยมวิทยา, สถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์, 2556, 2557, 2558, 2559

หมายเหตุ 1 MJ เท่ากับ 0.2777778 kWh

[13] MJ/m^2-day คือ เมกะจูลต่อตารางเมตรต่อวัน

[14] Kwh/m^2-day คือ กิโลวัตต์ต่อชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน

3) บิลค่าไฟฟ้าของโรงงานที่ได้จากการสำรวจ 23 โรงงาน ได้รับข้อมูล 9 โรงงานระยะเวลาย้อนหลัง 17 เดือนตั้งแต่ ม.ค. 60 พ.ค. 61

ตารางที่ 3-11 แสดงบิลค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนของโรงงานทั้ง 9 โรงงาน

ชื่อ	ค่าเฉลี่ยต่อเดือนของพลังงาน (kwh)				ค่าความต้องการไฟฟ้า (บาท)	ค่าพลังงานช่วง Peak (บาท)	ค่าพลังงานช่วง Off Peak (บาท)
	Demand	Peak	Off Peak	Holiday			
บริษัท A	1924.36	335078.18	191018.18	199881.82	255,805.66	1,410,578.62	1,027,871.55
บริษัท B	1137.81	244075.76	176568.35	178291.06	151,249.32	1,027,485.75	933,102.82
บริษัท C	894.32	131933.18	51465.18	62990.12	118,882.43	555,399.09	300,960.20
บริษัท D	807.38	127698.75	87853.13	95413.13	107,324.36	537,573.43	481,898.60
บริษัท E	720.21	124161.88	82409.65	86083.76	95,737.75	522,684.28	443,053.43
บริษัท F	604.01	113885.06	68497.00	80581.50	80,291.38	479,421.95	392,001.92
บริษัทG	387.76	69565.53	46828.13	47065.60	76,101.78	220,724.48	297,915.43
บริษัท H	183.00	21419.25	4458.00	6494.25	24,326.19	90,168.62	28,798.94
บริษัท I	158.16	16088.92	3537.43	4590.89	21,023.60	67,729.55	21,373.43

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

4) ประสิทธิภาพของอุปกรณ์

ประสิทธ์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ตลอดอายุใช้งาน

A คือ ค่าความสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์

B คือ ค่าความสูญเสียเชิงความร้อนรวม

C คือ ค่าประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้า

ตารางที่ 3-12 แสดงค่าเฉลี่ยประสิทธิภาพของอุปกรณ์

ชื่อแหล่งอ้างอิง	A (%)	B (%)	C (%)
พิชยดา จิรวรรยวงศ์,2556	0.8	0.85	0.90
อนัน สุวรรณชัยสกุล, 2551	0.8	0.85	0.85
พิมลมาศ วรรณคนาพลและคณะ,2555	0.8	0.85	0.85
ค่าเฉลี่ยประสิทธิภาพของอุปกรณ์	0.8	0.85	0.87

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ตารางที่ 3-13 แสดงอายุและประสิทธิภาพการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์

ชื่อแหล่งอ้างอิง	อายุการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ (ปี)	ประสิทธิภาพที่ลดลงของเซลล์แสงอาทิตย์ (%)
บริษัท โซล่าฮับจำกัด,. 2561	25	ปีแรก -2.5 ปีต่อๆไป -0.7
อนัน สุวรรณชัยสกุล, 2551	25	1.0
บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด , 2555	มากกว่า 20	0.8
จุฬารัตน์ จำปีรัตน์, 2557	25	0.1
ราชันย์ ชูชาติ, 2558.	25	0.5
ค่าเฉลี่ยอายุและประสิทธิภาพการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์	25	ปีแรก 0.98% ปีต่อมา 0.62%

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 3-14 แสดงอายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์

ชื่อแหล่งอ้างอิง	อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ (ปี)
the USAID Clean Power Asia and GIZ Thailand.(2017)	10

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

T คือ เวลาในแต่ละวันเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้

ตารางที่ 3-15 แสดงเวลาการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

ชื่อแหล่งอ้างอิง	T(hr)
อนัน สุวรรณชัยสกุล, 2551	5

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

3.3.3 ข้อมูลทางด้านผลตอบแทน

1) อัตราดอกเบี้ย

คำนวณจาก อัตราการกู้ยืมเงินระยะยาว MLR เฉลี่ยต่อปี ของธนาคารพาณิชย์ที่จดทะเบียนในประเทศไทยปี 2561 (ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2561) เท่ากับ 6.9984 ต่อปี โดยอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ระยะยาว MLR เป็นอัตราดอกเบี้ยที่เก็บจากลูกค้ารายใหญ่ชั้นดีที่จะกู้เงินลงทุนระยะยาว ซึ่งสอดคล้องกับโครงการระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีอายุโครงการถึง 25 ปี และเป็นการลงทุนในสินทรัพย์ที่ก่อให้เกิดรายได้หรือสินเชื่อธุรกิจ โดยเลือกใช้อัตราดอกเบี้ย MLR เฉลี่ยต่อของธนาคารพาณิชย์จดทะเบียนในประเทศไทย ของธนาคารแห่งประเทศไทยที่ร้อยละ 6.9984 ต่อปี ณ วันที่ 31 ตุลาคม 2561

ตารางที่ 3-16 แสดงอัตราดอกเบี้ยถัวเฉลี่ย MLR ของธนาคารพาณิชย์จดทะเบียนในประเทศไทย ปี 2561

ธนาคารพาณิชย์	MLR (%)	ธนาคารพาณิชย์	MLR (%)
กรุงเทพ	6.25	ทิสโก้	7.85
กรุงไทย	6.28	เมกะ สากลพาณิชย์	7.25
กสิกรไทย	6.25	เกียรตินาคิน	7.15
ไทยพาณิชย์	6.03	แลนด์ แอนด์ เฮ้าส์	7.03
กรุงศรีอยุธยา	6.60	ไอซีบีซี (ไทย)	7.15
ทหารไทย	6.78	ไทยเครดิตเพื่อรายย่อย	8.47
ยูโอบี	7.15	แห่งประเทศจีน(ไทย)	6.50
ซีไอเอ็มบี ไทย	7.00	ธนาคารเอเอ็นแซด (ไทย) จำกัด (มหาชน)	8.25
สแตนดาร์ดชาร์เตอร์ด (ไทย)	7.85	ซูมิโตโม มิตซุย ทรัสต์ (ไทย)	6.50
ธนชาติ	6.65	ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นดอกเบี้ย MLR	6.9984

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

3.4 ขั้นตอนในการศึกษา

ในการศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ได้แบ่งขั้นตอนออกเป็น 3 ขั้นตอน คือ การวิเคราะห์ต้นทุนของโครงการ การวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการ และ การวิเคราะห์ปัจจัยและความอ่อนไหวของโครงการ

3.4.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์ต้นทุนของโครงการ

1. วิเคราะห์ความต้องการใช้พลังงานของโรงงานในช่วง Peak โดยพิจารณาจากบิลค่าไฟฟ้าย้อนหลังอย่างน้อย 1 ปี

2. คำนวณหากำลังผลิตติดตั้งของระบบ เพื่อให้สอดคล่องกับความต้องการใช้พลังงานของแต่ละโรงงาน

3. ในการคำนวณของโครงการจะไม่คำนึกถึงอัตราเงินเฟ้อเนื่องในการลงทุนในโครงการที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีนั้นจะมีการพัฒนาได้ในอนาคตส่งผลให้เทคโนโลยีมีคุณภาพที่ดีขึ้นและมีราคาถูกลง ผู้วิจัยจึงยึดการประเมินต้นทุนในขณะปัจจุบันเป็นสำคัญ

วิธีการคำนวณ

จากสมการที่ 2ใช้ในการคำนวณหากำลังผลิตติดตั้งของระบบที่ควรติดตั้งต่อวัน

$$\mathbf{PCell = Pl/(Q \times A \times B \times C/D)}$$

Pcell คือ กำลังผลิตติดตั้ง kW

Pl คือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อชั่วโมง (kWh) ในช่วงเวลากลางวัน

Q คือ พลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวันเท่ากับ 4.99 Kwh/m^2/day

A คือ ค่าความสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.8%

B คือ ค่าความสูญเสียเชิงความร้อนรวมเท่ากับ 0.85 %

C คือ ค่าประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้า เท่ากับ 0.87%

D คือ ความเข้มแสงปกติ = 1,000 Wh/m^2

ตารางที่ 3-17 แสดงค่าที่จะใช้ในการคำนวณหากำลังผลิตติดตั้ง

ชื่อบริษัท	ค่าเฉลี่ยต่อเดือนของพลังงานช่วง Peak (kwh)	Q kWh/m^2	A %	B %	C %	D Wh/m^2	T (hr)
บริษัท A	335,078.18	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5
บริษัท B	244,075.76	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5
บริษัท C	131,933.18	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5
บริษัท D	127,698.75	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5
บริษัท E	124,161.88	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5
บริษัท F	113,885.06	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5
บริษัท G	69,565.53	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5
บริษัท H	21,419.25	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5
บริษัท I	16,088.92	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ขั้นที่ 1 นำค่าเฉลี่ยต่อเดือนของพลังงานช่วง Peak (kWh) หารด้วย 22 วัน[15] ×5[16] ชั่วโมง แปลงให้เป็น Pl จะได้ผลดังตารางที่ 3-17

ขั้นที่ 2 นำค่าที่ได้จากขั้นที่ 1 มาแทนในสมการ PCell = (Pl)/(4.99×0.8×0.85×0.87/1000) โดยค่าที่ได้แสดงในตารางที่ 3-18

[15] ค่าพลังงานที่ผลิตได้ตามช่วงเวลา โดย ช่วง Peak 22 วัน Off Peak 8 วัน ต่อหนึ่งเดือน

[16] ช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ที่ 5 ชั่วโมงต่อวัน

ตารางที่ 3-18 แสดงค่าที่ได้จากการคำนวณกำลังผลิตที่ใช้ติดตั้ง

ชื่อ	ค่าเฉลี่ยต่อเดือนของพลังงานช่วง Peak (kwh)	Pl(kWh)	PCell(kW)
บริษัท A	335,078.18	3,046.17	1031.87
บริษัท B	244,075.76	2,218.87	751.63
บริษัท C	131,933.18	1,199.39	406.29
บริษัท D	127,698.75	1,160.90	393.25
บริษัท E	124,161.88	1,128.74	382.36
บริษัท F	113,885.06	1,035.32	350.71
บริษัทG	695,65.53	632.41	214.23
บริษัท H	21,419.25	194.72	65.96
บริษัท I	16,088.92	146.26	49.55

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

4. การสำรวจพื้นที่หลังคาของกลุ่มตัวอย่างโรงงาน ใช้ โปรแกรม Google map ในการวัดขนาดหลังคามุมสูง โดยเป็นการวัดเพื่อประเมินพื้นที่หลังคาอย่างง่ายเพื่อใช้วิเคราะห์ขนาดระบบติดตั้งว่ามีพื้นที่เพียงพอหรือไม่

ตารางที่ 3-19 แสดงขนาดพื้นที่หลังคาของโรงงานทั้ง 9 โรง

ชื่อ	พื้นที่หลังคา(ตารางเมตร)	ชื่อ	พื้นที่หลังคา(ตารางเมตร)
บริษัท A	ใหญ่	บริษัท F	กลาง
บริษัท B	ใหญ่	บริษัทG	กลาง
บริษัท C	กลาง	บริษัท H	กลาง
บริษัท D	กลาง	บริษัท I	เล็ก
บริษัท E	กลาง		

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

กลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดใหญ่มีพื้นที่ตั้งแต่ 20,000-30,000 ตารางเมตร
กลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดกลางมีพื้นตั้งแต่ 19,999-10,000 ตารางเมตร

กลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดเล็กมีพื้นที่น้อยกว่า 9,999 ตารางเมตร

5. การสำรวจต้นทุนค่าใช้จ่ายของโครงการ โดยพิจารณาจากบริษัทรับเหมาและจำหน่ายระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในตลาด โดยแบ่งขนาดของระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ออกเป็น 4 ขนาดคือ 0-10 kW, 11-50kW, 51-100kW, >100kW เพื่อใช้ในการสืบค้นหาค่าใช้จ่ายในโครงการ โดยต้นทุนที่ต้องจ่ายในโครงการคือ ต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งระบบและต้นทุนในการบำรุงรักษาดังตารางที่ 3-20

ตารางที่ 3-20 แสดงต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งระบบและต้นทุนในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ

ชื่อบริษัท	ปี 1 (บาท)	ปี 2 (บาท)	ปี 3 (บาท)	ปี 4 (บาท)	ปี 5 (บาท)	ปี 6 (บาท)	ปี 7 (บาท)	ปี 8 (บาท)	ปี 9 (บาท)	ปี 10 (บาท)	ปี 11 (บาท)	ปี 12 (บาท)	ปี 13 (บาท)	ปี 14 (บาท)
บริษัท A	36,631,365.23	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	7,047,668.30	123,824.33	123,824.33	123,824.33
บริษัท B	26,682,812.67	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42	5,133,622.83	90,195.42	90,195.42	90,195.42
บริษัท C	14,423,178.80	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41	2,774,938.34	48,754.41	48,754.41	48,754.41
บริษัท D	13,960,263.09	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62	2,685,875.97	47,189.62	47,189.62	47,189.62
บริษัท E	13,573,605.94	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61	2,611,485.31	45,882.61	45,882.61	45,882.61
บริษัท F	12,450,125.00	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93	2,395,333.91	42,084.93	42,084.93	42,084.93
บริษัท G	7,605,032.16	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15	1,463,165.34	25,707.15	25,707.15	25,707.15
บริษัท H	2,737,353.97	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26	453,807.12	11,213.26	11,213.26	11,213.26
บริษัท I	2,373,236.45	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50	343,846.78	11,395.50	11,395.50	11,395.50
ชื่อบริษัท	**ปี 15 (บาท)**	**ปี 16 (บาท)**	**ปี 17 (บาท)**	**ปี 18 (บาท)**	**ปี 19 (บาท)**	**ปี 20 (บาท)**	**ปี 21 (บาท)**	**ปี 22 (บาท)**	**ปี 23 (บาท)**	**ปี 24 (บาท)**	**ปี 25 (บาท)**			
บริษัท A	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	7,047,668.30	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33			
บริษัท B	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42	5,133,622.83	90,195.42	90,195.42	90,195.42	90,195.42			
บริษัท C	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41	2,774,938.34	48,754.41	48,754.41	48,754.41	48,754.41			
บริษัท D	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62	2,685,875.97	47,189.62	47,189.62	47,189.62	47,189.62			
บริษัท E	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61	2,611,485.31	45,882.61	45,882.61	45,882.61	45,882.61			
บริษัท F	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93	2,395,333.91	42,084.93	42,084.93	42,084.93	42,084.93			
บริษัท G	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15	1,463,165.34	25,707.15	25,707.15	25,707.15	25,707.15			
บริษัท H	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26	453,807.12	11,213.26	11,213.26	11,213.26	11,213.26			
บริษัท I	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50	343,846.78	11,395.50	11,395.50	11,395.50	11,395.50			

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

3.4.2. ขั้นตอนการวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการ

3.4.2.1 ผลตอบแทนของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กำหนดให้

1) จากกิจการประเภทที่ 4 อัตราค่าไฟฟ้าของกิจการขนาดใหญ่แบบ TOU ช่วงเวลา Peak อยู่ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย ในช่วง Off Peak เท่ากับ 2.6295 บาทต่อหน่วย

2) จากกิจการประเภทที่ 4 แบ่งค่าพลังงานที่ผลิตได้ตามช่วงเวลา เป็น ช่วง Peak 22 วัน Off Peak 8 วัน ต่อหนึ่งเดือน

3) ให้ 1 MJ เท่ากับ 0.2777778 kWh โดยจังหวัดตรังมีค่าความเข้มแสงเฉลี่ยต่อวันเท่ากับ 17.9625 MJ/M^2-day

4) ให้ค่าตัวประกอบโรงงานไฟฟ้า Plant Factor เท่ากับ 14.84% ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 2/2556 ครั้งที่ 145

5) ค่าเสื่อประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ปีแรก 0.98% และปีต่อไป 0.62%

6) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในโครงการหน่วยนั้นกำหนดให้ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด polycrystalline ขนาด 350W มีพื้นที่เท่ากับ 2 ตารางเมตรต่อแผง

7) การคำนวณผลตอบแทนของโครงการจะไม่คำนึกถึงอัตราเงินเฟ้อเนื่องในการลงทุนในโครงการที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีนั้นจะมีการพัฒนาได้ในอนาคตส่งผลให้เทคโนโลยีมีคุณภาพที่ดีขึ้นและมีราคาถูกลง ผู้วิจัยจึงยึดการประเมินผลตอบแทนในขณะปัจจุบันเป็นสำคัญ

วิธีการคำนวณ

ขั้นที่ 1 หาจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์เริ่มจากนำค่ากำลังผลิตติดตั้ง (kW)[17] แต่ละบริษัทมาหาร 350 W ซึ่งเป็นขนาดกำลังต่อ 1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยในการคำนวณปัดเศษให้เป็นจำนวนคู่ เพราะหลักการประกอบเซลล์ในวงจรต้องเป็นจำนวนแผงที่ลงเลขคู่

ขั้นที่ 2 หาพื้นที่รับแสง นำจำนวนแผงที่ได้คูณด้วยพื้นที่ต่อแผง เท่ากับ 2 ตารางเมตร

[17] หน่วย Kw เท่ากับ 1000 W

ตารางที่ 3-21 แสดงการวิเคราะห์ความเพียงพอของพื้นหลังคา

ชื่อ	กำลังผลิตติดตั้ง PCell(kW)	จำนวนแผงที่ติดตั้ง(แผง)	พื้นที่รับแสง (ตารางเมตร)	ประเมินหลังคา
บริษัท A	1031.87	2,948	5,896	เพียงพอ
บริษัท B	751.63	2,148	4,296	เพียงพอ
บริษัท C	406.29	1,161	2,322	เพียงพอ
บริษัท D	393.25	1,124	2,248	เพียงพอ
บริษัท E	382.36	1,092	2,184	เพียงพอ
บริษัท F	350.71	1,002	2,004	เพียงพอ
บริษัท H	214.23	612	1,224	เพียงพอ
บริษัท I	65.96	188	376	เพียงพอ
บริษัท I	49.55	142	284	เพียงพอ

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ขั้นที่ 3 ประเมินพื้นที่หลังคาว่าเพียงพอกับกำลังผลิตติดตั้งหรือไม่ โดยพิจารณาจากพื้นที่หลังคาที่วัดจาก โปรแกรม Google map

ตารางที่ 3-22 แสดงผลผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ในปีแรก

ชื่อบริษัท	พื้นที่รับแสง (ตารางเมตร)	ค่าพลังที่ผลิตได้ต่อปีในปีแรก(หน่วย)	ไฟฟ้าปีแรก ช่วง Peak(บาท)	ไฟฟ้าปีแรก ช่วง Off Peak(บาท)
บริษัท A	5,896.40	1,577,977.13	1,157,183.23	420,793.90
บริษัท B	4,295.02	1,149,421.21	842,908.89	306,512.32
บริษัท C	2,321.64	621,310.35	455,627.59	165,682.76
บริษัท D	2,247.12	601,369.23	441,004.10	160,365.13
บริษัท E	2,184.89	584,713.12	428,789.62	155,923.50
บริษัท F	2,004.04	536,316.69	393,298.91	143,017.78
บริษัท G	1,224.15	327,603.59	240,242.63	87,360.96
บริษัท H	376.92	100,869.26	73,970.79	26,898.47
บริษัท I	283.12	75,767.24	55,562.64	20,204.60

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ขั้นที่ 4 แปลงหน่วยพลังงาน ค่าความเข้มแสงเฉลี่ยต่อวันของจังหวัดตรังมีเท่ากับ 17.9625 MJ/m^2-day โดย 1 MJ เท่ากับ 0.2777778 kWh ดังนั้น 17.9625 × 0.2777778 × 365 เท่ากับ 1,821.1980 kWh/m^2/year

ขั้นที่ 5 เอาพื้นที่เซลล์แสงอาทิตย์หน่วยเป็นตารางเมตรมาคูณกับขั้นที่ 2 เช่น 5,896.4×1,821.35 = 10,738,506.46 kWh/year

ขั้นที่ 6 ปรับค่าด้วยตัวประกอบโรงงานไฟฟ้า Plant Factor ในปี 2556 เท่ากับ 14.84% ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ และค่าเสื่อมประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ปีแรก 0.98% และปีต่อไป 0.62% เช่น 10,738,506.46 × 14.84% = 1,593,594.36 kWh/year และรับลดด้วยค่าเสื่อมในปีแรกที่ 0.98% เท่ากับ 1,593,594.36 × ((100-0.98)/100) = 1,577,977.13 kWh/year

ขั้นที่ 7 แบ่งค่าพลังงานที่ผลิตได้ตามช่วงเวลา โดย ช่วง Peak 22 วัน Off Peak 8 วัน ต่อหนึ่งเดือน ราคาไฟฟ้าในช่วง Peak เท่ากับ 4.2097 บาทต่อหน่วย ราคาไฟฟ้าในช่วง Off Peak เท่ากับ 2.6295 บาทต่อหน่วย เช่น ไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีแรก ในส่วนของช่วง Peak เท่ากับ 1,577,977.13 × ((22/30) × 4.2097) = 4,871,394.24 บาท ส่วนของช่วง Off Peak เท่ากับ 1,577,977.13 × ((8/30) × 2.6295) = 1,106,477.56 บาท รวม 5,977,871.80 บาท

ขั้นที่ 8 คำนวณผลผลิตไฟฟ้าในอนาคตโดยใช้การคิดลดในปีที่ 2 ต่อไปถึงปีที่ 25 เท่ากับร้อยละ 0.62 ต่อปีตลอดอายุโครงการได้ผลผลิตตลอดอายุโครงการ เช่น จากตารางที่ 3-21 ในปีที่ 1 มีไฟฟ้าผลิตได้ 1,577,977.13 หน่วย ดังนั้นในปีที่ 2 จะหักออกด้วย ร้อยละ 0.62 จากผลผลิตในปีที่ 1 โดยคำนวณจาก 1,577,977.13*(100-0.62) เท่ากับ 1,568,193.68 หน่วย แล้วนำมาคำนวณเป็นเงินตามขั้นตอนที่ 7 จะได้ว่า ช่วง Peak เท่ากับ 1,568,193.68 × ((22/30) × 4.2097) = 4,841,191.62 บาท ส่วนของช่วง Off Peak เท่ากับ 1,568,193.68 × ((8/30) × 2.6295) = 1,099,617.41 บาท รวม 5,940,809.03 บาท

ตารางที่ 3-23 แสดงผลตอบแทนตลอดโครงการจากการผลิตไฟฟ้าของระบบ

ปี 4 (บาท)	ปี 5 (บาท)	ปี 6 (บาท)	ปี 7 (บาท)	ปี 8 (บาท)	ปี 9 (บาท)	ปี 10 (บาท)	ปี 11 (บาท)	ปี 12 (บาท)	ปี 13 (บาท)	ปี 14 (บาท)
7,371.34	5,830,993.64	5,794,841.48	5,758,913.46	5,687,724.31	5,652,460.42	5,617,415.16	5,582,587.19	5,547,975.15	5,513,577.70	5,687,724.31
3,877.58	4,247,379.54	4,221,045.78	4,194,875.30	4,143,020.10	4,117,333.37	4,091,805.90	4,066,436.71	4,041,224.80	4,016,169.21	4,143,020.10
0,209.99	2,295,886.69	2,281,652.19	2,267,505.95	2,239,476.04	2,225,591.29	2,211,792.62	2,198,079.51	2,184,451.41	2,170,907.81	2,239,476.04
6,063.20	2,222,199.60	2,208,421.97	2,194,729.75	2,167,599.47	2,154,160.35	2,140,804.56	2,127,531.57	2,114,340.87	2,101,231.96	2,167,599.47
4,130.99	2,160,651.38	2,147,255.34	2,133,942.36	2,107,563.50	2,094,496.61	2,081,510.73	2,068,605.36	2,055,780.01	2,043,034.18	2,107,563.50
4,179.20	1,981,815.29	1,969,528.04	1,957,316.96	1,933,121.47	1,921,136.12	1,909,225.07	1,897,387.88	1,885,624.07	1,873,933.20	1,933,121.47
8,124.07	1,210,571.70	1,203,066.16	1,195,607.15	1,180,827.58	1,173,506.45	1,166,230.71	1,159,000.08	1,151,814.28	1,144,673.03	1,180,827.58
,060.81	372,735.43	370,424.47	368,127.84	363,577.21	361,323.03	359,082.83	356,856.51	354,644.00	352,445.21	363,577.21
,724.31	279,977.62	278,241.76	276,516.66	273,098.48	271,405.27	269,722.56	268,050.28	266,388.36	264,736.76	273,098.48
ปี 18 (บาท)	ปี 19 (บาท)	ปี 20 (บาท)	ปี 21 (บาท)	ปี 22 (บาท)	ปี 23 (บาท)	ปี 24 (บาท)	ปี 25 (บาท)			
8,107.38	5,344,763.11	5,311,625.58	5,278,693.50	5,245,965.60	5,213,440.62	5,181,117.29	5,148,994.36			
7,490.68	3,893,202.23	3,869,064.38	3,845,076.18	3,821,236.71	3,797,545.04	3,774,000.26	3,750,601.46			
7,567.93	2,104,439.01	2,091,391.49	2,078,424.86	2,065,538.63	2,052,732.29	2,040,005.35	2,027,357.32			
9,604.03	2,036,896.49	2,024,267.73	2,011,717.27	1,999,244.62	1,986,849.31	1,974,530.84	1,962,288.75			
2,836.19	1,980,480.60	1,968,201.62	1,955,998.77	1,943,871.58	1,931,819.58	1,919,842.30	1,907,939.27			
7,890.08	1,816,557.16	1,805,294.51	1,794,101.68	1,782,978.25	1,771,923.79	1,760,937.86	1,750,020.04			
6,548.06	1,109,625.46	1,102,745.78	1,095,908.76	1,089,114.12	1,082,361.61	1,075,650.97	1,068,981.94			
,785.52	341,654.05	339,535.80	337,430.67	335,338.60	333,259.50	331,193.29	329,139.90			
,232.09	256,631.05	255,039.94	253,458.69	251,887.25	250,325.55	248,773.53	247,231.13			

3.4.2.2 ผลตอบแทนมูลค่าซากของโครงการ

จากโครงการพบว่า มูลค่าซากที่จะเกิดขึ้นของโครงการคือ อินเวอร์เตอร์ ซึ่งมีอายุการใช้งาน 10 ปี ในโครงการมีการเปลี่ยน อินเวอร์เตอร์ในปีที่ 11 และปีที่ 21 โดยอายุโครงการเท่ากับ 25 ปี ทำให้เกิดมูลค่าซากของอินเวอร์เตอร์

ตัวอย่างวิธีการคำนวณ จากสมการที่ 6

$$\text{ค่าเสื่อมราคาต่อปี} = \frac{\text{ราคาทุน} - \text{ราคาซาก}}{\text{อายุการใช้งาน}}$$

การคำนวณค่าเสื่อมของอินเวอร์เตอร์ที่ระบบขนาด 0-10 kW

โดยกำหนดให้ มูลค่าซากเท่ากับ 0

อายุการใช้งานเท่ากับ 10 ปี

ระบบขนาด 0-10 kW มีราคาต้นทุนอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 10.31 บาทต่อวัตต์

ดังนั้นค่าเสื่อมอินเวอร์เตอร์ต่อปีเท่ากับ (บาทต่อวัตต์ต่อปี)

$$1.031 = \frac{10.31 - 0}{10}$$

โดยอินเวอร์เตอร์จะมีอายุการใช้งานคงเหลือเมื่อสิ้นสุดโครงการอีก 5 ปี ดังนั้นค่าเสื่อมของระบบขนาด 0-10 kW จะมีค่าเสื่อมสะสมเท่ากับ 5.155 บาทต่อวัตต์ในปีที่ 25 ของโครงการ

ตารางที่ 3-24 แสดงค่าเสื่อมราคาสะสม และราคาตามบัญชีในแต่ละปี

ปีที่	ค่าเสื่อมราคา (บาทต่อวัตต์ต่อปี)	ค่าเสื่อมราคาสะสม (บาทต่อวัตต์ต่อปี)	ราคาตามบัญชี (บาทต่อวัตต์ต่อปี)
ต้นปีที่ 21	-	-	10.31
ปลายปีที่ 21	1.031	1.031	9.279
22	1.031	2.062	8.248
23	1.031	3.093	7.217
24	1.031	4.124	6.186
25	1.031	5.155	5.155
	5.155		

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

การคำนวณค่าเสื่อมของอินเวอร์เตอร์ที่ระบบขนาด 11-50 kW , 51-100 kW และ >100 kW

โดยกำหนดให้ มูลค่าซากเท่ากับ 0

อายุการใช้งานเท่ากับ 10 ปี

ค่าเสื่อมอินเวอร์เตอร์ต่อปีเท่ากับ (บาทต่อวัตต์ต่อปี)

ระบบขนาด 11-50 kW , 51-100 kW และ >100 kW มีราคาต้นทุนอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 6.71 บาทต่อวัตต์ ดังนั้นค่าเสื่อมอินเวอร์เตอร์ต่อปีเท่ากับ (บาทต่อวัตต์ต่อปี)

$$0.671 = \frac{6.71 - 0}{10}$$

โดยอินเวอร์เตอร์จะมีอายุการใช้งานคงเหลือเมื่อสิ้นสุดโครงการอีก 5 ปี ดังนั้นค่าเสื่อมของระบบขนาด 11-50 kW , 51-100 kW และ >100 kW จะมีค่าเสื่อมสะสมเท่ากับ 3.355 บาทในปีที่ 25 ของโครงการ

ตารางที่ 3-25 แสดงค่าเสื่อมราคาสะสม และราคาตามบัญชีในแต่ละปี

ปีที่	ค่าเสื่อมราคา (บาทต่อวัตต์ต่อปี)	ค่าเสื่อมราคาสะสม (บาทต่อวัตต์ต่อปี)	ราคาตามบัญชี (บาทต่อวัตต์ต่อปี)
ต้นปีที่ 21	-	-	6.710
ปลายปีที่ 21	0.671	0.671	6.039
22	0.671	1.342	5.368
23	0.671	2.013	4.697
24	0.671	2.684	4.026
25	0.671	3.355	3.355
	3.355		

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ตารางที่ 3-26 แสดงผลตอบแทนตลอดโครงการจากมูลค่าซากในปีที่ 25

ชื่อบริษัท	กำลังผลิตติดตั้ง PCell(kW)	ขนาดระบบ	มูลค่าตามบัญชี	มูลค่าทางบัญชีที่เหลือของอินเวอร์เตอร์ (บาท)
บริษัท A	1031.87	>100kw	3.355	3,461,921.98
บริษัท B	751.63	>100kw	3.355	2,521,713.70
บริษัท C	406.29	>100kw	3.355	1,363,091.97
บริษัท D	393.25	>100kw	3.355	1,319,343.17
บริษัท E	382.36	>100kw	3.355	1,282,801.35
บริษัท F	350.71	>100kw	3.355	1,176,624.49
บริษัท G	214.23	>100kw	3.355	718,729.10
บริษัท H	65.96	51-100kw	3.355	221,296.93
บริษัท I	49.55	11-50kw	3.355	166,225.64

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

3.4.2.3 ภาษีที่ลดลงจากการซื้อไฟฟ้า

วิธีคำนวณ อัตรา 7% ของเงินที่ซื้อหน่วยไฟฟ้า โดยคิดในรูปของมูลค่าที่ได้จากการไม่ต้องจ่ายภาษีเมื่อสามารถผลิตไฟฟ้าได้เอง โดยนำผลประโยชน์จากไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในตารางที่ 3-22 โดยนำค่าผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแต่ละปีมาคูณด้วย 7% จะได้ค่าภาษีที่ไม่ต้องจ่ายเมื่อซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าในตารางที่ 3-23

ตารางที่ 3-27 แสดงผลตอบแทนตลอดโครงการจากภาษีที่ไม่ต้องจ่ายเมื่อซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า

ชื่อบริษัท	ปี 1 (บาท)	ปี 2 (บาท)	ปี 3 (บาท)	ปี 4 (บาท)	ปี 5 (บาท)	ปี 6 (บาท)	ปี 7 (บาท)	ปี 8 (บาท)	ปี 9 (บาท)	ปี 10 (บาท)	ปี 11 (บาท)	ปี 12 (บาท)	ปี 13 (บาท)	ปี 14 (บาท)
บริษัท A	418,451.03	415,856.63	413,278.32	410,715.99	408,169.55	405,638.90	403,123.94	400,624.57	398,140.70	395,672.23	393,219.06	390,781.10	388,358.26	385,950.44
บริษัท B	304,805.74	302,915.94	301,037.87	299,171.43	297,316.57	295,473.20	293,641.27	291,820.69	290,011.41	288,213.34	286,426.41	284,650.57	282,885.74	281,131.84
บริษัท C	164,760.28	163,738.77	162,723.59	161,714.70	160,712.07	159,715.65	158,725.42	157,741.32	156,763.32	155,791.39	154,825.48	153,865.57	152,911.60	151,963.55
บริษัท D	159,472.26	158,483.53	157,500.93	156,524.42	155,553.97	154,589.54	153,631.08	152,678.57	151,731.96	150,791.22	149,856.32	148,927.21	148,003.86	147,086.24
บริษัท E	155,055.36	154,094.01	153,138.63	152,189.17	151,245.60	150,307.87	149,375.97	148,449.83	147,529.45	146,614.76	145,705.75	144,802.38	143,904.60	143,012.39
บริษัท F	142,221.50	141,339.72	140,463.42	139,592.54	138,727.07	137,866.96	137,012.19	136,162.71	135,318.50	134,479.53	133,645.76	132,817.15	131,993.69	131,175.32
บริษัท G	86,874.55	86,335.93	85,800.65	85,268.69	84,740.02	84,214.63	83,692.50	83,173.61	82,657.93	82,145.45	81,636.15	81,130.01	80,627.00	80,127.11
บริษัท H	26,748.70	26,582.86	26,418.05	26,254.26	26,091.48	25,929.71	25,768.95	25,609.18	25,450.40	25,292.61	25,135.80	24,979.96	24,825.08	24,671.16
บริษัท I	20,092.10	19,967.53	19,843.73	19,720.70	19,598.43	19,476.92	19,356.17	19,236.16	19,116.89	18,998.37	18,880.58	18,763.52	18,647.19	18,531.57
ชื่อบริษัท	**ปี 15 (บาท)**	**ปี 16 (บาท)**	**ปี 17 (บาท)**	**ปี 18 (บาท)**	**ปี 19 (บาท)**	**ปี 20 (บาท)**	**ปี 21 (บาท)**	**ปี 22 (บาท)**	**ปี 23 (บาท)**	**ปี 24 (บาท)**	**ปี 25 (บาท)**			
บริษัท A	383,557.55	381,179.49	378,816.18	376,467.52	374,133.42	371,813.79	369,508.55	367,217.59	364,940.84	362,678.21	360,429.61			
บริษัท B	279,388.83	277,656.62	275,935.15	274,224.35	272,524.16	270,834.51	269,155.33	267,486.57	265,828.15	264,180.02	262,542.10			
บริษัท C	151,021.37	150,085.04	149,154.51	148,229.76	147,310.73	146,397.40	145,489.74	144,587.70	143,691.26	142,800.37	141,915.01			
บริษัท D	146,174.30	145,268.02	144,367.36	143,472.28	142,582.75	141,698.74	140,820.21	139,947.12	139,079.45	138,217.16	137,360.21			
บริษัท E	142,125.72	141,244.54	140,368.82	139,498.53	138,633.64	137,774.11	136,919.91	136,071.01	135,227.37	134,388.96	133,555.75			
บริษัท F	130,362.04	129,553.79	128,750.56	127,952.31	127,159.00	126,370.62	125,587.12	124,808.48	124,034.67	123,265.65	122,501.40			
บริษัท G	79,630.32	79,136.62	78,645.97	78,158.36	77,673.78	77,192.20	76,713.61	76,237.99	75,765.31	75,295.57	74,828.74			
บริษัท H	24,518.20	24,366.19	24,215.12	24,064.99	23,915.78	23,767.51	23,620.15	23,473.70	23,328.17	23,183.53	23,039.79			
บริษัท I	18,416.68	18,302.49	18,189.02	18,076.25	17,964.17	17,852.80	17,742.11	17,632.11	17,522.79	17,414.15	17,306.18			

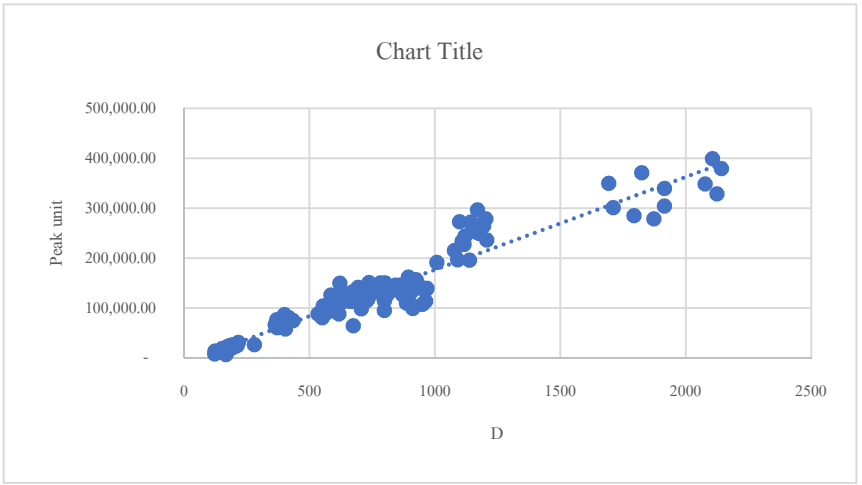
ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

3.4.2.4 ค่าความต้องการพลังงาน

วิธีคำนวณ

ขั้นที่ 1 ทดสอบค่า Correlation

พบว่าค่า ตัวแปร ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด(D) และ หน่
ไฟฟ้าที่ใช้ในช่วง Peak มีค่า Correlation เท่ากับ 0.957 หมายความว่า เป็น High Positive
ตัวแปรทั้ง 2 มีความสัมพันธ์โดยตรงเป็นอย่างมาก



ภาพที่ 3-4 แสดงความสัมพันธ์ของคู่อันดับ

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ขั้นที่ 2 วิเคราะห์สมการถดถอยอย่างง่าย

สูตรสมการเส้นถดถอย

$$\mathbf{Y = a + bX}$$

โดยกำหนดให้

Y คือ ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (kW)

X คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไปในช่วงเวลา Peak (kWh หรือ Unit)

สูตรการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์ (Regression Coefficient)

$$b = \frac{N\sum XY - (\sum X)(\sum Y)}{N\sum X^2 - (\sum X)^2} \quad , \quad a = \bar{Y} - b\bar{X}$$

ตารางที่ 3-28 แสดงค่าสัมประสิทธิ์ของตัวแปรที่วิเคราะห์

	Coefficients	*Standard Error*	*t Stat*	*P-value*	*Lower 95%*	*Upper 95%*	*Lower 95.0%*	*Upper 95.0%*
Intercept	103.961946	20.32646555	5.1146101	1.06E-06	63.75973888	144.1642	63.75974	144.1642
X Variable 1	0.00493183	0.000128289	38.443036	3.03E-74	0.004678095	0.005186	0.004678	0.005186

Regression Statistics	
Multiple R	0.95753151
R Square	0.91686659
Adjusted R Square	0.91624619
Standard Error	136.49549
Observations	136

R Square เท่ากับ 0.91686659 ซึ่งเป็นค่าที่สูงมาก หมายความว่าสมการนี้สามารถอธิบายความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลได้มาก

a เท่ากับ 103.961946

b เท่ากับ 0.00493183 หมายว่า ถ้า X ลดลงหนึ่งหน่วยจะทำให้ค่า Y ลดลง 0.00493183 หน่วย โดย P-value เท่ากับ 3.03E-74 (3.03×10-74) ซึ่งมีค่าน้อยกว่า 0.005 แสดงว่า X variable เป็น variable ที่ significant ในการทำนายตัวแปร Y และ standard error มีค่าเท่ากับ 0.000128289

ดังนั้นสมการคือ Y =103.961946 + 0.00493183X สมการที่ 13

ขั้นที่ 3 นำค่าสมการถดถอยไปคำนวณในสมการจริงจากตัวแปรบิลค่าไฟฟ้าของโรงงานโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบในช่วง Peak ของแต่ละโรงงานว่ามีจำนวนเท่าไร แล้วนำค่าพลังงานที่ผลิตได้มาแทนในสมการเพื่อหาค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (kW) ที่ลดลงได้เนื่องจากสามารถผลิตไฟฟ้าได้เองในตอน Peak ได้ค่าในตารางที่ 3-28

ตอบแทนตลอดโครงการจากค่าความต้องการไฟฟ้าที่ลดลงได้ในช่วง Peak เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ปี 4 (บาท)	ปี 5 (บาท)	ปี 6 (บาท)	ปี 7 (บาท)	ปี 8 (บาท)	ปี 9 (บาท)	ปี 10 (บาท)	ปี 11 (บาท)	ปี 12 (บาท)	ปี 13 (บาท)	ปี 14 (บาท)
744,612.31	739,995.71	735,407.74	730,848.21	726,316.95	721,813.79	717,338.54	712,891.04	708,471.12	704,078.60	699,713.31
542,386.30	539,023.51	535,681.56	532,360.34	529,059.70	525,779.53	522,519.70	519,280.08	516,060.54	512,860.97	509,681.23
293,182.53	291,364.80	289,558.34	287,763.08	285,978.95	284,205.88	282,443.80	280,692.65	278,952.36	277,222.85	275,504.07
283,772.76	282,013.37	280,264.89	278,527.25	276,800.38	275,084.22	273,378.69	271,683.75	269,999.31	268,325.31	266,661.69
275,913.11	274,202.45	272,502.40	270,812.88	269,133.84	267,465.21	265,806.93	264,158.93	262,521.14	260,893.51	259,275.97
253,075.92	251,506.85	249,947.50	248,397.83	246,857.76	245,327.24	243,806.22	242,294.62	240,792.39	239,299.48	237,815.82
154,588.85	153,630.40	152,677.89	151,731.29	150,790.55	149,855.65	148,926.55	148,003.20	147,085.58	146,173.65	145,267.37
47,597.96	47,302.85	47,009.57	46,718.11	46,428.46	46,140.61	45,854.53	45,570.24	45,287.70	45,006.92	44,727.87
35,752.87	35,531.21	35,310.91	35,091.98	34,874.41	34,658.19	34,443.31	34,229.76	34,017.54	33,806.63	33,597.03
ปี 18 (บาท)	**ปี 19 (บาท)**	**ปี 20 (บาท)**	**ปี 21 (บาท)**	**ปี 22 (บาท)**	**ปี 23 (บาท)**	**ปี 24 (บาท)**	**ปี 25 (บาท)**			
682,521.14	678,289.51	674,084.11	669,904.79	665,751.38	661,623.72	657,521.65	653,445.02			
497,158.20	494,075.82	491,012.55	487,968.27	484,942.87	481,936.22	478,948.22	475,978.74			
268,734.85	267,068.69	265,412.87	263,767.31	262,131.95	260,506.73	258,891.59	257,286.46			
260,109.73	258,497.05	256,894.37	255,301.63	253,718.76	252,145.70	250,582.40	249,028.79			
252,905.48	251,337.46	249,779.17	248,230.54	246,691.51	245,162.02	243,642.02	242,131.44			
231,972.61	230,534.38	229,105.07	227,684.62	226,272.97	224,870.08	223,475.89	222,090.34			
141,698.11	140,819.58	139,946.50	139,078.83	138,216.54	137,359.60	136,507.97	135,661.62			
43,628.90	43,358.40	43,089.57	42,822.42	42,556.92	42,293.07	42,030.85	41,770.26			

ตารางที่ 3-30 แสดงตัวอย่างสรุปแผนภาพต้นทุนและผลตอบแทนที่เกิดขึ้นบริษัท A

ปีที่=>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
การลงทุนเริ่มต้น (C)	36,631,365.2											
ค่าทำความสะอาด (C)		123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33
ค่าอินเวอร์เตอร์ (C)											6,923,843.96	
รายรับจากไฟฟ้า (B)	5,977,871.82	5,940,809.01	5,903,975.99	5,867,371.34	5,830,993.64	5,794,841.48	5,758,913.46	5,687,724.31	5,652,460.42	5,617,415.16	5,582,587.19	5,547,975.15
มูลค่าซาก (B)												
ภาษีที่ไม่ต้องจ่าย (B)	418,451.03	415,856.63	413,278.32	410,715.99	408,169.55	405,638.90	403,123.94	400,624.57	398,140.70	395,672.23	393,219.06	390,781.10
ค่าความต้องการไฟฟ้า (B)	758,635.63	753,932.09	749,257.71	744,612.31	739,995.71	735,407.74	730,848.21	726,316.95	721,813.79	717,338.54	712,891.04	708,471.12

ปีที่=>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
การลงทุนเริ่มต้น (C)+													
ค่าทำความสะอาด (C)	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33	123,824.33
ค่าอินเวอร์เตอร์ (C)									6,923,843.96				
รายรับจากไฟฟ้า (B)	5,513,577.70	5,687,724.31	5,479,393.52	5,445,421.28	5,411,659.67	5,378,107.38	5,344,763.11	5,311,625.58	5,278,693.50	5,245,965.60	5,213,440.62	5,181,117.29	5,148,994.36
มูลค่าซาก (B)													3,461,921.98
ภาษีที่ไม่ต้องจ่าย (B)	388,358.26	385,950.44	383,557.55	381,179.49	378,816.18	376,467.52	374,133.42	371,813.79	369,508.55	367,217.59	364,940.84	362,678.21	360,429.61
ค่าความต้องการไฟฟ้า (B)	704,078.60	699,713.31	695,375.09	691,063.76	686,779.17	682,521.14	678,289.51	674,084.11	669,904.79	665,751.38	661,623.72	657,521.65	653,445.02

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

3.4.3 ขั้นตอนการวิเคราะห์ปัจจัยและความอ่อนไหวของโครงการ

ในการวิเคราะห์โดยคำนึงถึงปัจจัยภายในและภายนอกที่มีผลต่อโครงการ คือการวิเคราะห์ตัวอ่อนไหวโดยเลือกใช้การวิเคราะห์แบบ Partial sensitivity ในกรณีที่เลวร้ายสุดในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนั้นได้ใช้รูปแบบขั้นบันไดเพื่อพิจารณาถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อโครงการ โดยพิจารณาค่าที่เพิ่มขึ้นที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ตามลำดับ โดยใช้ในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวใน 4 กรณีดังต่อไปนี้

3.4.3.1 ดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น 5% เพิ่มขึ้น 10% เพิ่มขึ้น 15% และเพิ่มขึ้น 20% จากค่าปกติที่ 6.9984% โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ ดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984% ตามลำดับ

3.4.3.2 เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง 5% ลดลง 10% ลดลง 15% และลดลง 20% จากค่าปกติที่อายุ 10 ปี โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ อายุการใช้งาน 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี ตามลำดับ

3.4.3.3 แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นที่ 5% เพิ่มขึ้นที่ 10% เพิ่มขึ้นที่ 15% และเพิ่มขึ้นที่ 20% จากค่าปกติที่ปีแรก 0.98% ปีต่อไป 0.62% โดยพิจารณาเพิ่ม 4 คู่คือ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62% ตามลำดับ

3.4.3.4 ฤดูการณ์ทำให้การผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงส่งผลให้ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง 5% ลดลง 10% ลดลง 15% และลดลง 20% จากค่าปกติที่ 17.9625 MJ/M^2-day โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day ตามลำดับ

3.5 ต้นทุนส่วนเพิ่ม Marginal Cost และ รายรับส่วนเพิ่ม Marginal Revenue

3.5.1 ต้นทุนส่วนเพิ่ม Marginal Cost ของโครงการ

ต้นทุนส่วนเพิ่มของโครงการ คือต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยต้นทุนส่วนเพิ่มที่เกิดขึ้นในโครงการนั้นแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ ต้นทุนในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และ ต้นทุนในการบำรุงรักษา

1. ต้นทุนในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประกอบด้วย 4 ขนาดคือ

ตารางที่ 3-31 แสดงค่าต้นทุนระบบ

	0-10 kW (บาท/วัตต์)	**11-50 kW (บาท/วัตต์)**	**51-100 kW (บาท/วัตต์)**	**>100 kW (บาท/วัตต์)**
ราคาเฉลี่ย	56.85	47.9	41.5	35.5

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

2. ต้นทุนในการบำรุงรักษา

2.1 ต้นทุนในการทำความสะอาด

ตารางที่ 3-32 แสดงค่าต้นทุนการทำความสะอาด

	0-10 kW (บาท/วัตต์)	**11-50 kW (บาท/วัตต์)**	**51-100 kW (บาท/วัตต์)**	**>100 kW (บาท/วัตต์)**
ราคาเฉลี่ย	0.5	0.23	0.17	0.12

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

2.2 ต้นทุนอินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 3-33 แสดงค่าต้นทุนอินเวอร์เตอร์

	0-10 kW (บาท/วัตต์)	**11-50 kW (บาท/วัตต์)**	**51-100 kW (บาท/วัตต์)**	**>100 kW (บาท/วัตต์)**
ราคาเฉลี่ย	10.31	6.71	N/A	N/A

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

3.5.2 รายรับส่วนเพิ่ม Marginal Revenue ของโครงการ

รายรับส่วนเพิ่มของโครงการ คือรายได้ที่เกิดขึ้นหลังได้ลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

1. ผลตอบแทนจากไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละวันในช่วง Peak 22 วัน Off Peak 8 วัน ต่อหนึ่งเดือน โดยราคาไฟฟ้าในช่วง Peak เท่ากับ 4.2097 บาทต่อหน่วย ราคาไฟฟ้าในช่วง Off Peak เท่ากับ 2.6295 บาทต่อหน่วย

2. ผลตอบแทนจากการจ่ายภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% ของเงินที่ต้องซื้อไฟฟ้า ซึ่งลดลงได้จากการผลิตไฟฟ้าได้เอง

3. ผลตอบแทนจากการลดค่าความต้องการพลังงานลงโดยพิจารณาจากสมการถดถอยอย่างง่าย พบว่าถ้าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไปในช่วง Peak ลดลง 1 หน่วย จะทำให้ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (kW)ลดลง 0.00493183 หน่วย โดยค่าความต้องการพลังงานแต่ละหน่วยคิดราคาหน่วยละ 132.93 บาทต่อหน่วย

4. ผลตอบแทนจากมูลค่าซากที่เหลือของโครงการ โดยในปีที่ 11 และ 21 จะมีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ซึ่งมีอายุการใช้งาน 10 ปี ทำให้เกิดมูลค่าซากเกิดขึ้น โดยใช้การคำนวณแบบเส้นตรง

บทที่ 4

ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

ผลการศึกษาด้านต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งเป็น 5 ข้อดังต่อไปนี้

4.1 การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

4.1.1 ข้อสมมติในการศึกษาต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

4.1.2 ต้นทุนของโครงการ

4.1.3 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost

4.1.4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP

4.2 การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

4.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

4.2.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

4.2.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

4.2.4 ระยะคืนทุน PB

4.2.5 ระยะคืนทุน DPB

4.3 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

4.3.1 ดอกเบี้ยเงินกู้ ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น

4.3.2 เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานที่น้อยกว่าปกติ

4.3.3 แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นมากกว่าที่เป็นค่ามาตรฐาน

4.3.4 ฤดูการณ์ทำให้ผลผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงน้อยกว่าเดิม

4.1 การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

4.1.1 ข้อสมมติในการศึกษาต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

4.1.2 ต้นทุนของโครงการ

4.1.3 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต

4.1.4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

4.1.1 ข้อสมมติในการศึกษาต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

งานวิจัยนี้กำหนดข้อสมมติฐานที่ใช้ในการศึกษาดังต่อไปนี้

1. ขนาดของกำลังผลิตระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ออกเป็น 4 ขนาดคือ 0-10 kW, 11-50 kW, 51-100 kW และ > 100 kW เพื่อใช้ในการสืบค้นหาค่าใช้จ่ายในโครงการ

2. ระยะเวลาของโครงการ เท่ากับ 25 ปี ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2561 - 2586 สอดคล้องกับระยะเวลาอายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์ ตามข้อมูลในตารางที่ 3-13

3. อัตราดอกเบี้ยกู้ยืม MLR ของธนาคารพาณิชย์จดทะเบียนในประเทศไทยปี 2561 เท่ากับร้อยละ 6.9984 ตามข้อมูลในตารางที่ 3-16

4. อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 10 ปี ตามข้อมูลในตารางที่ 3-14 และประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ (หม้อแปลงไฟฟ้า) เท่ากับร้อยละ 0.87 ตลอดอายุการใช้งานตามข้อมูลในตารางที่ 3-12

5. กำหนดให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 350 วัตต์ พื้นที่แผง 2 ตารางเมตร และมีค่าเสื่อมปีแรกร้อยละ 0.98 ต่อปีต่อมาร้อยละ 0.62 ต่อปี ตามข้อมูลในตารางที่ 3-13

6. ราคาไฟฟ้าที่ผลิตได้ กำหนดให้เวลาที่ผลิตไฟฟ้าได้ของเซลล์อาทิตย์ตั้งแต่ 6.00-18.00 น และมีค่าเฉลี่ยปริมาณแสงแดดที่ได้รับในหนึ่งวันเท่ากับ 4.99 Kwh/m^2/day โดยแบ่งเป็นวันที่อยู่ในช่วง Peak 22 วัน และ ช่วง Off Peak 8 วัน โดยค่าไฟฟ้าในช่วง Peak เท่ากับ 4.2097 บาทต่อหน่วย ในช่วง Off Peak เท่ากับ 2.6295 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 5 ชั่วโมงต่อวัน ตามข้อมูลในตารางที่ 3-15

4.1.2 ต้นทุนของโครงการ

แบ่งเป็นต้นทุนเริ่มต้น และต้นทุนในการบำรุงรักษา

1) ต้นทุนเริ่มต้น

ต้นทุนการติดตั้งระบบ

ตารางที่ 4-1 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนในการติดตั้งระบบทั้ง 4 ขนาด

บริษัท	0-10 kW (บาท/วัตต์)		11-50kW (บาท/วัตต์)		51-100kW (บาท/วัตต์)		>100kW (บาท/วัตต์)	
	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย
ราคาเฉลี่ยรวม ทั้ง 10 บริษัท	60.06 / 53.21	56.85	52.35 / 45.6	47.9	45.69 / 43.81	41.5	36.67 / 32	35.5

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ค่าเฉลี่ยของต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งระบบพบว่า ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 56.85 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 56,850 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 11-50 kWจะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 47.9 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 47,900 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 41.5 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 41,500 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาดมากกว่า 100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 35.5 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 35,500 บาทต่อกิโลวัตต์

2) ต้นทุนในการบำรุงรักษา

2.1) ต้นทุนการทำความสะอาดและบำรุงระบบ

ตารางที่ 4-2 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนการบำรุงรักษาระบบทั้ง 4 ขนาด

บริษัท	0-10 kW (บาท/วัตต์)		11-50kW (บาท/วัตต์)		51-100kW (บาท/วัตต์)		>100kW (บาท/วัตต์)	
	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย
ค่าเฉลี่ยรวม 4 บริษัท		0.5		0.23		0.17		0.12

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

การบำรุงรักษาจะเริ่มในต้นปีที่ 2 ของโครงการและต่อเนื่องตลอดอายุโครงการที่ 25 ปีซึ่งพบว่าค่าเฉลี่ยของต้นทุนในบำรุงรักษาการ ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 0.5 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 500 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 0.23 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 230 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุน

บำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 0.17 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 170 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาดมากกว่า 100 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 0.12 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 120 บาทต่อกิโลวัตต์

2.2) ต้นทุนอินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 4-3 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนเครื่องอินเวอร์เตอร์

บริษัท	0-10 kW (บาท/วัตต์)		11-50kW (บาท/วัตต์)		51-100kW (บาท/วัตต์)		>100kW (บาท/วัตต์)	
	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย
ค่าเฉลี่ยรวม 7 บริษัท	13.13	10.31	7.62	6.71				
	7.62		5.6					

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

โดยอินเวอร์เตอร์จะมีอายุการใช้งานที่ 10 ปีทำให้ต้องเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ตามอายุการใช้งานที่ต้นปีที่ 11 และต้นปีที่ 21 ของโครงการและมีมูลค่าซาก ซึ่งพบว่าค่าเฉลี่ยของต้นทุนอินเวอร์เตอร์ ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 10.31 บาทต่อวัตต์หรือเท่ากับ 10,310 บาทต่อกิโลวัตต์-โดยในการขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 6.71 บาทต่อวัตต์หรือเท่ากับ 6,710 บาทต่อกิโลวัตต์ โดย ขนาด 51-100 kW และขนาดมากกว่า 100 kW นั้นได้นำค่าเฉลี่ยของขนาดที่ใกล้เคียงเป็นค่าแทนเนื่องจากไม่มีข้อมูลของราคาอินเวอร์เตอร์ในขนาดกำลังผลิตดังกล่าว

4.1.3 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง

ตารางที่ 4-4 แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งทั้ง 4 ขนาด Unit Cost

ปีที่	Unit Cost (บาทต่อวัตต์)			
ขนาดกำลังผลิต	0-10 kW	11-50kW	51-100kW	>100kW
0	56.85	47.9	41.5	35.5
1	0	0	0	0
2	0.5	0.23	0.17	0.12
3	0.5	0.23	0.17	0.12
4	0.5	0.23	0.17	0.12
5	0.5	0.23	0.17	0.12

ตารางที่ 4-4 แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งทั้ง 4 ขนาด Unit Cost (ต่อ)

ปีที่	Unit Cost (บาทต่อวัตต์)			
ขนาดกำลังผลิต	0-10 kW	11-50kW	51-100kW	>100kW
6	0.5	0.23	0.17	0.12
7	0.5	0.23	0.17	0.12
8	0.5	0.23	0.17	0.12
9	0.5	0.23	0.17	0.12
10	0.5	0.23	0.17	0.12
11	0.5+10.31	0.23+6.71	0.17+6.71	0.12+6.71
12	0.5	0.23	0.17	0.12
13	0.5	0.23	0.17	0.12
14	0.5	0.23	0.17	0.12
15	0.5	0.23	0.17	0.12
16	0.5	0.23	0.17	0.12
17	0.5	0.23	0.17	0.12
18	0.5	0.23	0.17	0.12
19	0.5	0.23	0.17	0.12
20	0.5	0.23	0.17	0.12
21	0.5+10.31	0.23+6.71	0.17+6.71	0.12+6.71
22	0.5	0.23	0.17	0.12
23	0.5	0.23	0.17	0.12
24	0.5	0.23	0.17	0.12
25	0.5-5.155	0.23-3.355	0.17-3.355	0.12-3.355
ต้นทุนระบบเป็นมูลค่าปัจจุบันตลอดโครงการ (บาทต่อวัตต์)	68.65	54.557	47.514	40.978

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ต้นทุนรวมระบบต่อกำลังผลิตติดตั้ง ทั้ง 4 ขนาดมีต้นทุนดังต่อไปนี้ในการคำนวณต้นทุนนั้นมีมูลค่าซากแบบเส้นตรงของอินเวอร์เตอร์ในปีสุดท้ายขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 68.65 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 68,650 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 11-50 kWจะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 54.557 บาทต่อวัตต์หรือเท่ากับ 54,557 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 51-100 kW

จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 47.514 บาทต่อวัตต์หรือเท่ากับ 47,514 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาดมากกว่า100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 40.978 บาทต่อวัตต์หรือเท่ากับ 40,978 บาทต่อกิโลวัตต์

4.1.4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ตารางที่ 4-5 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP

ชื่อบริษัท	ผลผลิตไฟฟ้ารวมตลอดอายุโครงการ kWh/year			
	ขนาดกำลังผลิต	$\sum_{t=0}^{n} \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}$ (บาท)	$\sum_{t=0}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}$ (kWh)	CFP (บาท) / (kWh)
บริษัท A	>100kW	40,525,646.10	17,444,728.45	2.32
บริษัท B	>100kW	29,519,462.81	12,706,990.81	2.32
บริษัท C	>100kW	15,956,507.11	6,868,661.22	2.32
บริษัท D	>100kW	15,444,378.83	6,648,209.73	2.32
บริษัท E	>100kW	15,016,616.15	6,464,074.39	2.32
บริษัท F	>100kW	13,773,697.94	5,929,046.01	2.32
บริษัท G	>100kW	8,413,523.22	3,621,697.42	2.32
บริษัท H	51-100kW	2,995,760.15	1,115,121.85	2.69
บริษัท I	11-50kW	2,578,466.28	837,615.99	3.08

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย พบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าขนาด >100 kW จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 2.32 บาทต่อหน่วย ระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 2.69 บาทต่อหน่วย และระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 3.08 บาทต่อหน่วย ซึ่งทั้ง 3 ระบบมีค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ต่ำกว่าโดยเปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าในปัจจุบันในช่วง Peak จะอยู่ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย โดยผู้วิจัยไม่มีข้อมูลของโรงงานขนาด ขนาด 0-10 kW ทำให้ได้ค่าไม่ครบทั้ง 4 ขนาด

4.2 การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

ในการวิเคราะห์ทางการเงินจะให้การวิเคราะห์ผลตอบแทนรายงานผลด้วยเครื่องมือทางการเงิน 5 ชนิด คือ

4.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

4.2.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

4.2.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

4.2.4 ระยะคืนทุน PB

4.2.5 ระยะคืนทุน DPB

4.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

ตารางที่ 4-6 แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	NPV
บริษัท A	>100kW	39,211,381.69
บริษัท B	>100kW	28,562,133.73
บริษัท C	>100kW	15,439,030.61
บริษัท D	>100kW	14,943,510.88
บริษัท E	>100kW	14,529,620.72
บริษัท F	>100kW	13,327,010.90
บริษัท G	>100kW	8,140,668.99
บริษัท H	51-100kW	2,101,281.18
บริษัท I	11-50kW	1,250,140.71

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่า ทั้ง 9 บริษัทมีค่า NPV เป็นบวก แสดงว่าโครงการมีความคุ้มในการลงทุน ทั้งสามขนาดกำลังการผลิต คือ >100kW , 51-100kW และ11-50kW

4.2.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ตารางที่ 4-7 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	BCR
บริษัท A	>100 kW	1.9675696
บริษัท B	>100 kW	1.9675696
บริษัท C	>100 kW	1.9675696
บริษัท D	>100 kW	1.9675696
บริษัท E	>100 kW	1.9675696
บริษัท F	>100 kW	1.9675696
บริษัท G	>100 kW	1.9675696
บริษัท H	51-100 kW	1.7014184
บริษัท I	11-50 kW	1.4848389

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่า ทั้ง 9 บริษัทมีค่า BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งสามขนาดกำลังการผลิต คือ >100 kW , 51-100 kW และ11-50 kW

4.2.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ตารางที่ 4-8 แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	IRR (%)
บริษัท A	>100 kW	22%
บริษัท B	>100 kW	22%
บริษัท C	>100 kW	22%
บริษัท D	>100 kW	22%
บริษัท E	>100 kW	22%
บริษัท F	>100 kW	22%
บริษัท G	>100 kW	22%
บริษัท H	51-100 kW	18%
บริษัท I	11-50 kW	14%

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าขนาดกำลัง >100 kW มีอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนที่ 22% ขนาดกำลัง 51-100 kW มีอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนที่ 18% และขนาดกำลัง 11-50 kW มีอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนที่ 14% จะเห็นได้ว่าอัตราผลตอบแทนภายในจากการลงทุน (IRR) ทั้ง 3 ขนาดมีค่ามากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้ง 3 ขนาดกำลัง

4.2.4 ระยะคืนทุน PB

ตารางที่ 4-9 แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	PB (ปี)
บริษัท A	>100kW	5.26
บริษัท B	>100kW	5.26
บริษัท C	>100kW	5.26
บริษัท D	>100kW	5.26
บริษัท E	>100kW	5.26
บริษัท F	>100kW	5.26
บริษัท G	>100kW	5.26
บริษัท H	51-100kW	6.21
บริษัท I	11-50kW	7.25

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่า ขนาดกำลัง >100 kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 5.26 ปี ขนาดกำลัง 51-100 kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 6.21 ปี และขนาดกำลัง 11-50 kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 7.25 ปี

4.2.5 ระยะคืนทุน DPB

ตารางที่ 4-10 แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	DPB (ปี)
บริษัท A	>100 kW	6.25
บริษัท B	>100 kW	6.25
บริษัท C	>100 kW	6.25
บริษัท D	>100 kW	6.25
บริษัท E	>100 kW	6.25
บริษัท F	>100 kW	6.25
บริษัท G	>100 kW	6.25
บริษัท H	51-100 kW	7.72
บริษัท I	11-50 kW	9.56

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่า ขนาดกำลัง >100 kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 6.25 ปี ขนาดกำลัง 51-100 kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 7.72 ปี และขนาดกำลัง 11-50 kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 9.56 ปี

ตารางที่ 4-11 แสดงสรุปผลการศึกษาแบบปกติ

ชื่อบริษัท	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า		การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ				
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost (บาทต่อวัตต์)	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP (บาท)/(kWh)	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV	อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR	อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR	ระยะคืนทุน	
						แบบง่าย	แบบคิดลด
บริษัท A >100kW	40.978	2.32	39,211,381.69	1.9675696	22%	5.26	6.25
บริษัท B >100kW	40.978	2.32	28,562,133.73	1.9675696	22%	5.26	6.25
บริษัท C >100kW	40.978	2.32	15,439,030.61	1.9675696	22%	5.26	6.25
บริษัท D>100kW	40.978	2.32	14,943,510.88	1.9675696	22%	5.26	6.25
บริษัท E >100kW	40.978	2.32	14,529,620.72	1.9675696	22%	5.26	6.25
บริษัท F >100kW	40.978	2.32	13,327,010.90	1.9675696	22%	5.26	6.25
บริษัท G >100kW	40.978	2.32	8,140,668.99	1.9675696	22%	5.26	6.25
บริษัท H 51-100kW	47.514	2.69	2,101,281.18	1.7014184	18%	6.21	7.72
บริษัท I 11-50kW	54.557	3.08	1,250,140.71	1.4848389	14%	7.25	9.56

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

ด้านต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง พบว่า ขนาดกำลัง 0-10 kW มีต้นทุนเท่ากับ 68,650 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาดกำลัง 11-50kWจะมีต้นทุนเท่ากับ 54,557 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาดกำลัง 51-100kW จะมีต้นทุนเท่ากับ 47,514 บาทต่อกิโลวัตต์และขนาดกำลัง >100kW จะมีต้นทุนเท่ากับ 40,978 บาทต่อกิโลวัตต์

ด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย พบว่า ขนาดกำลัง >100kW มีต้นทุนเท่ากับ 2.32 บาทต่อหน่วย ขนาดกำลัง 51-100kW มีต้นทุนเท่ากับ 2.69 บาทต่อหน่วย และขนาดกำลัง 11-50kW จะมีต้นทุนเท่ากับ 2.69 บาทต่อหน่วย ซึ่งทั้ง 3 ขนาดมีค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ต่ำกว่าโดยเปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าในปัจจุบันในช่วง Peak จะอยู่ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วยซึ่งแสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100kW , 51-100kW และ11-50kW มีความคุ้มค่าในการลงทุน

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ แบบปกติ

ด้านมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV พบว่าค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV มีค่าเป็นบวก ซึ่งแสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100kW , 51-100kW และ11-50kW มีความคุ้มค่าในการลงทุน

ด้านอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR พบว่าค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR ที่มากกว่า 1 ซึ่งแสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100 kW , 51-100 kW และ11-50 kW มีความคุ้มค่าในการลงทุน

ด้านอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR พบว่ามีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % ซึ่งแสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100 kW, 51-100 kW และ11-50 kW มีความคุ้มค่าในการลงทุน

ด้านระยะคืนทุน แบบง่ายและแบบคิดลดกระแสเงินสด พบว่ามีระยะคืนทุนที่น้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปีแสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100kW , 51-100kW และ11-50kW มีความคุ้มค่าในการลงทุนโดยระยะคืนทุนรวดเร็วที่สุดที่ 5.26 ปีที่ขนาดกำลัง >100kW

4.3 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

ในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนั้นได้ใช้การวิเคราะห์แบบขั้นบันไดเพื่อพิจารณาถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อโครงการโดยพิจารณาค่าที่เพิ่มขึ้นที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ตามลำดับ โดยใช้ในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวใน 4 กรณีดังต่อไปนี้

4.3.1 ดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น 5% เพิ่มขึ้น 10% เพิ่มขึ้น 15%และเพิ่มขึ้น 20% จากค่าปกติที่ 6.9984% โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ ดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984% ตามลำดับ

4.3.2 เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง 5% ลดลง 10% ลดลง 15% และลดลง20% จากค่าปกติที่อายุ 10 ปี โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ อายุการใช้งาน 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี ตามลำดับ

4.3.3 แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% จากค่าปกติที่ปีแรก 0.98% ปีต่อไป 0.62% โดยพิจารณาเพิ่ม 4 คู่คือที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62% ตามลำดับ

4.3.4 ฤดูการณ์ทำให้ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง 5% ลดลง 10% ลดลง 15% และลดลง 20% จากค่าปกติที่ 17.9625 MJ/M^2-day โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day ตามลำดับ

4.3.1 แบบสถานการณ์วิกฤต ดอกเบี้ยเงินกู้ โดยดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น 5% เพิ่มขึ้น 10% เพิ่มขึ้น 15%และเพิ่มขึ้น 20% จากค่าปกติที่ 6.9984% โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ ดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984% ตามลำดับ

4.3.1.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

ตารางที่ 4-12 แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	NPV ที่ 6.9984%	NPV ที่ 11.9984%	NPV ที่ 16.9984%	NPV ที่ 21.9984%	NPV ที่ 26.9984%
บริษัท A	>100kW	39,211,381.69	17,850,560.99	6,587,594.32	102,508.85	(3,890,298.90)
บริษัท B	>100kW	28,562,133.73	13,002,605.06	4,798,498.34	74,668.92	(2,833,749.61)
บริษัท C	>100kW	15,439,030.61	7,028,453.11	2,593,789.51	40,361.68	(1,531,760.45)
บริษัท D	>100kW	14,943,510.88	6,802,873.06	2,510,541.15	39,066.26	(1,482,598.20)
บริษัท E	>100kW	14,529,620.72	6,614,454.01	2,441,006.74	37,984.24	(1,441,534.70)
บริษัท F	>100kW	13,327,010.90	6,066,978.78	2,238,965.77	34,840.31	(1,322,219.56)
บริษัท G	>100kW	8,140,668.99	3,705,952.25	1,367,649.45	21,281.85	(807,664.36)
บริษัท H	51-100kW	2,101,281.18	764,774.97	66,637.02	(330,031.42)	(569,895.35)
บริษัท I	11-50kW	1,250,140.71	270,669.43	(235,570.85)	(518,798.78)	(686,396.95)

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า NPV เป็นบวกทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% และที่ 21.9984% แต่ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984% นั้นค่า NPV เป็นลบ

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า NPV เป็นบวกทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% และ 16.9984% แต่ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 21.9984% และ 26.9984% นั้นค่า NPV เป็นลบ

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า NPV เป็นบวกทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% และ แต่ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984% นั้นค่า NPV เป็นลบ

4.3.1.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ตารางที่ 4-13 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	BCR ที่ 6.9984%	BCR ที่ 11.9984%	BCR ที่ 16.9984%	BCR ที่ 21.9984%	BCR ที่ 26.9984%
บริษัท A	>100kW	1.97	1.50	1.20	1.00	0.87
บริษัท B	>100kW	1.97	1.50	1.20	1.00	0.87
บริษัท C	>100kW	1.97	1.50	1.20	1.00	0.87
บริษัท D	>100kW	1.97	1.50	1.20	1.00	0.87
บริษัท E	>100kW	1.97	1.50	1.20	1.00	0.87
บริษัท F	>100kW	1.97	1.50	1.20	1.00	0.87
บริษัท G	>100kW	1.97	1.50	1.20	1.00	0.87
บริษัท H	51-100kW	1.7	1.28	1.03	0.86	0.74
บริษัท I	11-50kW	1.49	1.12	0.89	0.74	0.64

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% และที่ 21.9984% แต่ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984% นั้นค่า BCR น้อยกว่า 1

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% และที่ 16.9984% แต่ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 21.9984% และที่ 26.9984% นั้นค่า BCR น้อยกว่า 1

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% แต่ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984% นั้นค่า BCR น้อยกว่า 1

4.3.1.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ตารางที่ 4-14 แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	IRR ที่ 6.9984%	IRR ที่ 11.9984%	IRR ที่16.9984%	IRR ที่ 21.9984%	IRR ที่ 26.9984%
บริษัท A	>100kW	22%	22%	22%	22%	22%
บริษัท B	>100kW	22%	22%	22%	22%	22%
บริษัท C	>100kW	22%	22%	22%	22%	22%
บริษัท D	>100kW	22%	22%	22%	22%	22%
บริษัท E	>100kW	22%	22%	22%	22%	22%
บริษัท F	>100kW	22%	22%	22%	22%	22%
บริษัท G	>100kW	22%	22%	22%	22%	22%
บริษัท H	51-100kW	18%	18%	18%	18%	18%
บริษัท I	11-50kW	14%	14%	14%	14%	14%

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า IRR เท่ากับ 22% ทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า IRR เท่ากับ 18%ทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า IRR เท่ากับ 14% ทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984%

4.3.1.4 ระยะคืนทุน PB

ตารางที่ 4-15 แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	PB(ปี) ที่ 6.9984%	PB(ปี) ที่ 11.9984%	PB(ปี) ที่ 16.9984%	PB(ปี) ที่ 21.9984%	PB(ปี) ที่ 26.9984%
บริษัท A	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท B	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท C	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท D	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท E	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท F	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท G	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท H	51-100kW	6.207	6.207	6.207	6.207	6.207
บริษัท I	11-50kW	7.246	7.246	7.246	7.246	7.246

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า PB เท่ากับ 5.26 ปีทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า PB เท่ากับ 6.207 ปี ทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า PB เท่ากับ 7.246 ปีทั้งหมดที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984%

4.3.1.5 ระยะคืนทุน DPB

ตารางที่ 4-16 แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	DPB(ปี) ที่ 6.9984%	DPB(ปี) ที่ 11.9984%	DPB(ปี) ที่ 16.9984%	DPB(ปี) ที่ 21.9984%	DPB(ปี) ที่ 26.9984%
บริษัท A	>100kW	6.25	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
บริษัท B	>100kW	6.25	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
บริษัท C	>100kW	6.25	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
บริษัท D	>100kW	6.25	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
บริษัท E	>100kW	6.25	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
บริษัท F	>100kW	6.25	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
บริษัท G	>100kW	6.25	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
บริษัท H	51-100kW	7.72	9.76	18.60	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
บริษัท I	11-50kW	9.56	15.25	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า DPB เท่ากับ 7.37 ปีที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% มีค่า DPB เท่ากับ 9.35 ปีที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 16.9984% มีค่า DPB เท่ากับ 23.28 ปีที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 21.9984% และมีค่า DPB มากกว่า 25 ปีที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า DPB เท่ากับ 9.76 ปีที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% มีค่า DPB เท่ากับ 18.60 ปีที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 16.9984% มีค่า DPB มากกว่า 25 ปีที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 21.9984% และ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า DPB เท่ากับ 15.25 ปีที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% มีค่า DPB มากกว่า 25 ปีที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984%

4.3.1.6 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง

ตารางที่ 4-17 แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งทั้ง 4 ขนาด Unit Cost

ขนาดกำลังผลิต	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 6.9984%	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 11.9984%	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 16.9984%	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 21.9984%	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 26.9984%
>100kW	40.98	38.69	37.46	36.78	36.37
51-100kW	47.51	45.04	43.71	42.96	42.51
11-50kW	54.56	51.85	50.41	49.58	49.09
0-10kW	68.65	63.94	61.42	59.98	59.10

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 38.69 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% ค่า Unit Cost เท่ากับ 37.46 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 16.9984% ค่า Unit Cost เท่ากับ 36.78 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 21.9984% และค่า Unit Cost เท่ากับ 36.37 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 45.04 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% ค่า Unit Cost เท่ากับ 43.71 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 16.9984% ค่า Unit Cost เท่ากับ 42.96 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 21.9984% และค่า Unit Cost เท่ากับ 42.51 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 0-10kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 51.85 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% ค่า Unit Cost เท่ากับ 50.41 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 16.9984% ค่า Unit Cost เท่ากับ 49.58 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 21.9984% และค่า Unit Cost เท่ากับ 49.09 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 63.94 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% ค่า Unit Cost เท่ากับ 61.42 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 16.9984% ค่า Unit Cost เท่ากับ 59.98 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 21.9984% และค่า Unit Cost เท่ากับ 59.10 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984%

4.3.1.7 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ตารางที่ 4-18 แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 6.9984%	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 11.9984%	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 16.9984%	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 21.9984%	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 26.9984%
บริษัท A	>100kW	2.32	3.05	3.79	4.52	5.22
บริษัท B	>100kW	2.32	3.05	3.79	4.52	5.22
บริษัท C	>100kW	2.32	3.05	3.79	4.52	5.22
บริษัท D	>100kW	2.32	3.05	3.79	4.52	5.22
บริษัท E	>100kW	2.32	3.05	3.79	4.52	5.22
บริษัท F	>100kW	2.32	3.05	3.79	4.52	5.22
บริษัท G	>100kW	2.32	3.05	3.79	4.52	5.22
บริษัท H	51-100kW	2.69	3.54	4.42	5.28	6.10
บริษัท I	11-50kW	3.08	4.08	5.10	6.10	7.04

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า CFP เท่ากับ 3.05บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% ค่า CFP เท่ากับ 3.79 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 16.9984% ค่า CFP เท่ากับ 4.52 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 21.9984% และค่า CFP เท่ากับ 5.22 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า CFP เท่ากับ 3.54บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% ค่า CFP เท่ากับ 4.42 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 16.9984% ค่า CFP เท่ากับ 5.28 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 21.9984% และค่า CFP เท่ากับ 6.10 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า CFP เท่ากับ 4.08บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 11.9984% ค่า CFP เท่ากับ 5.10 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 16.9984% ค่า CFP เท่ากับ 6.10 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 21.9984% และค่า CFP เท่ากับ 7.04 บาทต่อวัตต์ที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้ 26.9984%

4-19 แสดงสรุปผลการศึกษาดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้นที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ																				
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV				อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR				อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR				ระยะคืนทุน							
												แบบง่าย				แบบคิดลด			
11.99%	16.99%	21.99%	26.99%	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%
17,850,560.99	6,587,594.32	102,508.85	(3,890,298.90)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	5.26	5.26	5.26	5.26	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
13,002,605.06	4,798,498.34	74,668.92	(2,833,749.61)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	5.26	5.26	5.26	5.26	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
7,028,453.11	2,593,789.51	40,361.68	(1,531,760.45)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	5.26	5.26	5.26	5.26	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
6,802,873.06	2,510,541.15	39,066.26	(1,482,598.20)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	5.26	5.26	5.26	5.26	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
6,614,454.01	2,441,006.74	37,984.24	(1,441,534.70)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	5.26	5.26	5.26	5.26	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
6,066,978.78	2,238,965.77	34,840.31	(1,322,219.56)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	5.26	5.26	5.26	5.26	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
3,705,952.25	1,367,649.45	21,281.85	(807,664.36)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	5.26	5.26	5.26	5.26	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
764,774.97	66,637.02	(330,031.42)	(569,895.35)	1.7	1.28	1.03	0.86	18%	18%	18%	18%	6.207	6.207	6.207	6.207	9.76	18.60	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
270,669.43	(235,570.85)	(518,798.78)	(686,396.95)	1.49	1.12	0.89	0.74	14%	14%	14%	14%	7.246	7.246	7.246	7.246	15.25	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

ด้านต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งกรณีมีความอ่อนไหวที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้น พบว่าต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งมีค่าน้อยที่สุดที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kWที่ระดับดอกเบี้ย 26.9984% มี Unit Cost เท่ากับ 36,370 บาทต่อกิโลวัตต์

ด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยกรณีมีความอ่อนไหวที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้น พบว่า ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% และ 16.9984% มี CFP เท่ากับ 3.05 บาทต่อหน่วย และ 3.79 บาทต่อหน่วย ต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง >100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงระดับดอกเบี้ย 5% และ10% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% และ มี CFP เท่ากับ 3.54 บาทต่อหน่วย ต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วยแสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงระดับดอกเบี้ย 5% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% และ มี CFP เท่ากับ 4.08 บาทต่อหน่วย ต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วยแสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงระดับดอกเบี้ย 5%

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ แบบปกติ

ด้านมูลค่าปัจจุบันสุทธิกรณีมีความอ่อนไหวที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้น พบว่า ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ระดับดอกเบี้ยที่ 11.9984% ที่ 16.9984% และที่ 21.9984% มี NPV เป็นบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% และที่ 15% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% และ 16.9984% มี NPV เป็นบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ถึงระดับ 5% และ 10% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% มี NPV เป็นบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับที่ 5%

ด้านอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนกรณีมีความอ่อนไหวที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้นพบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ระดับดอกเบี้ยที่ 11.9984% ที่ 16.9984% และที่ 21.9984% มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับที่ 5% ที่ 10% และที่ 15% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% และ 16.9984% มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับที่ 5% และที่ 10% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับ 5%

ด้านอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการกรณีมีความอ่อนไหวที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้น พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ระดับดอกเบี้ยที่ 11.9984% ที่ 16.9984% และ21.9984% มี IRR เท่ากับ 22% มากกว่าอัตราดอกเบี้ยที่เพิ่มขึ้นในระดับที่ 11.9984% ที่ 16.9984% และที่ 21.9984% แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับที่ 5% ที่ 10% และที่ 15% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% และ 16.9984% มี IRR เท่ากับ 18% มากกว่าอัตราดอกเบี้ยที่เพิ่มขึ้นในระดับ 11.9984% และ 16.9984% แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับ 5% และ10% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% มี IRR เท่ากับ 14% แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับ 5%

ด้านระยะคืนทุนแบบง่าย กรณีมีความอ่อนไหวที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้น พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ระดับดอกเบี้ยที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984% มี PB เท่ากับ 5.26 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ระดับดอกเบี้ยที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่21.9984% และที่ 26.9984% มี PB เท่ากับ 6.207 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ระดับดอกเบี้ยที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984% มี PB เท่ากับ 7.246 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ด้านระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด กรณีมีความอ่อนไหวที่ระดับดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้น พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ระดับดอกเบี้ยที่ 11.9984% ที่ 16.9984% และที่ 21.9984% มี DPB เท่ากับ 7.37 ปี 9.35 ปี และ 23.28 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับที่ 5% ที่ 10% และที่ 15% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ระดับดอกเบี้ยที่ 11.9984% และ 16.9984% มี DPB เท่ากับ 9.76 ปี และ 18.60 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับ 5% และ10% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ระดับดอกเบี้ย 11.9984% มี DPB เท่ากับ 15.25 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยดอกเบี้ยเงินกู้ได้ในระดับที่ 5%

4.3.2 แบบสถานการณ์วิกฤต เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง 5% ลดลง 10% ลดลง 15% และลดลง 20% จากค่าปกติที่อายุ 10 ปี โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ อายุการใช้งาน 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี ตามลำดับ

4.3.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

ตารางที่ 4-20 แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	NPV ที่ 10 ปี	NPV ที่ 9.5 ปี	NPV ที่ 9 ปี	NPV ที่ 8.5 ปี	NPV ที่ 8 ปี
บริษัท A	>100kW	39,211,381.69	38,570,893.54	38,003,931.94	37,652,002.32	36,911,054.98
บริษัท B	>100kW	28,562,133.73	28,095,592.96	27,682,609.98	27,426,259.40	26,886,542.71
บริษัท C	>100kW	15,439,030.61	15,186,845.77	14,963,611.16	14,825,042.92	14,533,303.42
บริษัท D	>100kW	14,943,510.88	14,699,419.97	14,483,350.13	14,349,229.28	14,066,853.24
บริษัท E	>100kW	14,529,620.72	14,292,290.40	14,082,205.04	13,951,798.93	13,677,243.86
บริษัท F	>100kW	13,327,010.90	13,109,324.29	12,916,627.60	12,797,015.14	12,545,184.86
บริษัท G	>100kW	8,140,668.99	8,007,697.34	7,889,990.53	7,816,926.48	7,663,098.51
บริษัท H	51-100kW	2,101,281.18	2,060,339.17	2,024,097.20	2,001,600.76	1,954,237.07
บริษัท I	11-50kW	1,250,140.71	1,219,387.40	1,192,164.50	1,175,266.45	1,139,689.55

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า NPV เป็นบวกทั้งหมดที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า NPV เป็นบวกทั้งหมดที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า NPV เป็นบวกทั้งหมดที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

4.3.2.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ตารางที่ 4-21 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	BCR ที่ 10 ปี	BCR ที่ 9.5 ปี	BCR ที่ 9 ปี	BCR ที่ 8.5 ปี	BCR ที่ 8 ปี
บริษัท A	>100kW	1.97	1.94	1.92	1.91	1.85
บริษัท B	>100kW	1.97	1.94	1.92	1.91	1.85
บริษัท C	>100kW	1.97	1.94	1.92	1.91	1.85
บริษัท D	>100kW	1.97	1.94	1.92	1.91	1.85
บริษัท E	>100kW	1.97	1.94	1.92	1.91	1.85
บริษัท F	>100kW	1.97	1.94	1.92	1.91	1.85
บริษัท G	>100kW	1.97	1.94	1.92	1.91	1.85
บริษัท H	51-100kW	1.70	1.68	1.66	1.65	1.62
บริษัท I	11-50kW	1.48	1.47	1.46	1.45	1.42

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า BCR มากกว่า 1ทั้งหมดที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ทั้งหมดที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ทั้งหมดที่ อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

4.3.2.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ตารางที่ 4-22 แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ชื่อ บริษัท	ขนาด กำลังผลิต	IRR ที่ 10 ปี	IRR ที่ 9.5 ปี	IRR ที่ 9 ปี	IRR ที่ 8.5 ปี	IRR ที่ 8 ปี
บริษัท A	>100kW	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	21.23%
บริษัท B	>100kW	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	21.23%
บริษัท C	>100kW	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	21.23%
บริษัท D	>100kW	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	21.23%
บริษัท E	>100kW	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	21.23%
บริษัท F	>100kW	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	21.23%
บริษัท G	>100kW	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	21.23%
บริษัท H	51-100kW	17.67%	17.47%	17.26%	17.20%	16.93%
บริษัท I	11-50kW	14.29%	14.11%	13.93%	13.87%	13.64%

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า IRR เท่ากับ 21.87% ที่ อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า IRR เท่ากับ 21.62% ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี ค่า IRR เท่ากับ 21.56% ที่ อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8.5 ปี และ ค่า IRR เท่ากับ 21.23% ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า IRR เท่ากับ 17.47% ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า IRR เท่ากับ 17.26% ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี ค่า IRR เท่ากับ 17.20% ที่ อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8.5 ปี และ ค่า IRR เท่ากับ 16.93% ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า IRR เท่ากับ 14.11% ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า IRR เท่ากับ 13.93% ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี ค่า IRR เท่ากับ 13.87% ที่ อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8.5 ปี และ ค่า IRR เท่ากับ 13.64%ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

4.3.2.4 ระยะคืนทุน PB

ตารางที่ 4-23 แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	PB(ปี) ที่ 10 ปี	PB(ปี) ที่ 9.5 ปี	PB(ปี) ที่ 9 ปี	PB(ปี) ที่ 8.5 ปี	PB(ปี) ที่ 8 ปี
บริษัท A	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท B	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท C	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท D	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท E	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท F	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท G	>100kW	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26
บริษัท H	51-100kW	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21
บริษัท I	11-50kW	7.25	7.25	7.25	7.25	8.29

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า PB เท่ากับ 5.26 ปีทั้งหมดที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า PB เท่ากับ 6.21 ปี ทั้งหมดที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า PB เท่ากับ 7.25 ปีทั้งหมดที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

4.3.2.5 ระยะคืนทุน DPB

ตารางที่ 4-24 แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	DPB(ปี) ที่ 10 ปี	DPB(ปี) ที่ 9.5 ปี	DPB(ปี) ที่ 9 ปี	DPB(ปี) ที่ 8.5 ปี	DPB(ปี) ที่ 8 ปี
บริษัท A	>100kW	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท B	>100kW	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท C	>100kW	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท D	>100kW	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท E	>100kW	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท F	>100kW	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท G	>100kW	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท H	51-100kW	7.72	7.72	7.72	7.72	8.82
บริษัท I	11-50kW	9.56	10.66	10.74	10.74	10.82

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า DPB เท่ากับ 6.25 ปีที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า DPB เท่ากับ 7.72 ปีที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี และ 8.5 ปี แต่ มีค่า DPB เท่ากับ 8.82 ปีที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า DPB เท่ากับ 10.66ปีที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี มีค่า DPB เท่ากับ 10.74 ปีที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี และ 8.5 ปี มีค่า DPB เท่ากับ 10.82 ปีที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

4.3.2.6 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง

ตารางที่ 4-25 แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งทั้ง 4 ขนาด Unit Cost

ขนาดกำลังผลิต	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 10 ปี	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 9.5 ปี	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 9 ปี	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 8.5 ปี	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) ที่ 8 ปี
>100kW	40.98	41.60	41.21	41.53	41.97
51-100kW	47.51	48.13	47.75	48.07	48.50
11-50kW	54.56	55.18	54.79	55.11	55.55
0-10kW	68.65	69.60	69.65	70.12	72.08

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 41.60 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า Unit Cost เท่ากับ 41.21 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี ค่า Unit Cost เท่ากับ 41.53 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8.5 ปี และค่า Unit Cost เท่ากับ 41.97 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 48.13 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า Unit Cost เท่ากับ 47.75 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี ค่า Unit Cost เท่ากับ 48.07 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8.5 ปี และค่า Unit Cost เท่ากับ 48.50 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 55.18 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า Unit Cost เท่ากับ 54.79 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี ค่า Unit Cost เท่ากับ 55.11 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8.5 ปี และค่า Unit Cost เท่ากับ 55.55 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 0-10kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 69.60 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า Unit Cost เท่ากับ 69.65 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี ค่า Unit Cost เท่ากับ 70.12 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้

งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8.5 ปี และค่า Unit Cost เท่ากับ 72.08 บาทต่อวัตต์ที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

4.3.2.7 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ตารางที่ 4-26 แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP

ชื่อ บริษัท	ขนาด กำลังผลิต	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 10 ปี	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 9.5 ปี	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 9 ปี	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 8.5 ปี	CFP (บาท/หน่วย) ที่ 8 ปี
บริษัท A	>100kW	2.32	2.35	2.37	2.38	2.48
บริษัท B	>100kW	2.32	2.35	2.37	2.38	2.48
บริษัท C	>100kW	2.32	2.35	2.37	2.38	2.48
บริษัท D	>100kW	2.32	2.35	2.37	2.38	2.48
บริษัท E	>100kW	2.32	2.35	2.37	2.38	2.48
บริษัท F	>100kW	2.32	2.35	2.37	2.38	2.48
บริษัท G	>100kW	2.32	2.35	2.37	2.38	2.48
บริษัท H	51-100kW	2.69	2.71	2.74	2.74	2.85
บริษัท I	11-50kW	3.08	3.11	3.13	3.14	3.24

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า CFP เท่ากับ 2.35บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า CFP เท่ากับ 2.37 บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี ค่า CFP เท่ากับ 2.38 บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8.5 ปี และค่า CFP เท่ากับ 2.48 บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า CFP เท่ากับ 2.71บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า CFP เท่ากับ 2.74 บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี และ 8.5 ปี ค่า CFP เท่ากับ 2.85 บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า CFP เท่ากับ 3.11บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี ค่า CFP เท่ากับ 3.13 บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 9 ปี ค่า CFP เท่ากับ 3.14 บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8.5 ปี และ ค่า CFP เท่ากับ 3.24 บาทต่อหน่วยที่อายุการใช้งานเครื่องอินเวอร์เตอร์ 8 ปี

ตารางที่ 4-27 แสดงสรุปผลการศึกษา เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลงที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ชื่อบริษัท	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า								การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ																			
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost (บาทต่อวัตต์)				ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP (บาท)/ (kWh)				มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV				อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR				อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR				ระยะคืนทุน							
																					แบบง่าย				แบบคิดลด			
	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี
บริษัท A >100kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	39,211,381.69	38,570,893.54	38,003,931.94	37,652,002.32	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	5.26	5.26	5.26	5.26	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท B >100kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	28,562,133.73	28,095,592.96	27,682,609.98	27,426,259.40	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	5.26	5.26	5.26	5.26	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท C >100kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	15,439,030.61	15,186,845.77	14,963,611.16	14,825,042.92	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	5.26	5.26	5.26	5.26	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท D >100kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	14,943,510.88	14,699,419.97	14,483,350.13	14,349,229.28	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	5.26	5.26	5.26	5.26	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท E >100kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	14,529,620.72	14,292,290.40	14,082,205.04	13,951,798.93	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	5.26	5.26	5.26	5.26	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท F >100kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	13,327,010.90	13,109,324.29	12,916,627.60	12,797,015.14	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	5.26	5.26	5.26	5.26	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท G >100kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	8,140,668.99	8,007,697.34	7,889,990.53	7,816,926.48	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	5.26	5.26	5.26	5.26	6.25	6.25	6.25	6.25
บริษัท H 51-100kW	48.13	47.75	48.07	48.50	2.71	2.74	2.74	2.85	2,101,281.18	2,060,339.17	2,024,097.20	2,001,600.76	1.70	1.68	1.66	1.65	17.67%	17.47%	17.26%	17.20%	6.21	6.21	6.21	6.21	7.72	7.72	7.72	8.82
บริษัท I 11-50kW	55.18	54.79	55.11	55.55	3.11	3.13	3.14	3.24	1,250,140.71	1,219,387.40	1,192,164.50	1,175,266.45	1.48	1.47	1.46	1.45	14.29%	14.11%	13.93%	13.87%	7.25	7.25	7.25	8.29	10.66	10.74	10.74	10.82

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

ด้านต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งกรณีมีความอ่อนไหวที่เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง พบว่าต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งมีค่าน้อยที่สุดที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kWที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9 ปี มี Unit Cost เท่ากับ 41,210 บาทต่อกิโลวัตต์

ด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยกรณีมีความอ่อนไหวที่ เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง พบว่า ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี , 9 ปี , 8.5 ปี และ 8 ปี มี CFP เท่ากับ 2.35 บาทต่อหน่วย , 2.37 บาทต่อหน่วย , 2.38 บาทต่อหน่วย และ 2.48 บาทต่อหน่วย ซึ่งต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี CFP เท่ากับ 2.71 บาทต่อหน่วย , 2.74 บาทต่อหน่วย , 2.74 บาทต่อหน่วย และ 2.85 บาทต่อหน่วย ซึ่งต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี CFP เท่ากับ 3.11 บาทต่อหน่วย , 3.13 บาทต่อหน่วย 3.14 บาทต่อหน่วย และ 3.24 บาทต่อหน่วย ซึ่งต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

ด้านมูลค่าปัจจุบันสุทธิกรณีมีความอ่อนไหวที่อายุการใช้งานเครื่อง Inverter มีค่าลดลง พบว่า ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี NPV เป็นบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และที่ 8 ปี มี NPV เป็นบวกบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี NPV เป็นบวกบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ด้านอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนกรณีมีความอ่อนไหวที่อายุการใช้งานเครื่อง Inverter มีค่าลดลง พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ด้านอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการกรณีมีความอ่อนไหวที่อายุการใช้งานเครื่อง Inverter มีค่าลดลง พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปีมี IRR เท่ากับที่ 21.87 % ที่ 21.62% ที่ 21.56% และที่ 21.23% มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี IRR เท่ากับ 17.47% เท่ากับ 17.26% เท่ากับ 17.20% และเท่ากับ 16.93% มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี IRR เท่ากับ 14.11% เท่ากับ 13.93% เท่ากับ 13.87% และเท่ากับ 13.64% มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ด้านระยะคืนทุนแบบง่าย กรณีมีความอ่อนไหวที่อายุการใช้งานเครื่อง Inverter มีค่าลดลง พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี PB เท่ากับ 5.26 ปีทั้ง 4 ช่วงอายุ ซึ่งมีค่าน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี PB เท่ากับ 6.21 ปีทั้ง 4 ช่วงอายุ ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลง

ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี และ 8.5 ปี มี PB เท่ากับ 7.25 ปี ทั้ง 3 ช่วง และ ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 8 ปี มี PB เท่ากับ 8.29 ปี ซึ่งมีค่าน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ด้านระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด กรณีมีความอ่อนไหวที่อายุการใช้งานเครื่อง Inverter มีค่าลดลง พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี DPB เท่ากับ 6.25 ปี ทั้ง 4 ช่วง ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี และ 8.5 ปี มี DPB เท่ากับ 7.72 ปี ทั้ง 3 ช่วง และ ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 8 ปี มี DPB เท่ากับ 8.82 ปีซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่อายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี มี DPB เท่ากับ 10.66 ปี 10.74 ปี 10.74 ปี และ 10.82 ปีซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยอายุการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

4.3.3 แบบสถานการณ์วิกฤต แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% จากค่าปกติที่ปีแรก 0.98% ปีต่อไป 0.62% โดยพิจารณาเพิ่ม 4 คู่คือที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62% ตามลำดับ

4.3.3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

ตารางที่ 4-28 แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ชื่อ บริษัท	ขนาด กำลังผลิต	NPV 0.98%,0.62%	NPV 5.98%,5.62%	NPV 10.98%,10.62%	NPV 15.98%,15.62%	NPV 20.98%,20.62%
บริษัท A	>100kW	39,211,381.69	14,509,033.34	264,190.68	(8,553,061.17)	(14,484,151.90)
บริษัท B	>100kW	28,562,133.73	10,568,588.32	192,440.28	(6,230,172.63)	(10,550,464.32)
บริษัท C	>100kW	15,439,030.61	5,712,765.02	104,022.04	(3,367,669.47)	(5,702,968.24)
บริษัท D	>100kW	14,943,510.88	5,529,412.33	100,683.43	(3,259,583.24)	(5,519,929.98)
บริษัท E	>100kW	14,529,620.72	5,376,264.30	97,894.80	(3,169,302.62)	(5,367,044.58)
บริษัท F	>100kW	13,327,010.90	4,931,273.45	89,792.09	(2,906,980.94)	(4,922,816.84)
บริษัท G	>100kW	8,140,668.99	3,012,218.20	54,848.59	(1,775,699.73)	(3,007,052.57)
บริษัท H	51-100kW	2,101,281.18	522,229.47	(388,345.63)	(951,972.07)	(1,331,106.02)
บริษัท I	11-50kW	1,250,140.71	64,047.05	(619,925.08)	(1,043,289.14)	(1,328,072.96)

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า NPV เป็นบวกที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98%คู่กับ 5.62% และที่ 10.98% คู่กับ 10.62% แต่ NPV เป็นลบที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า NPV เป็นบวกที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% แต่ NPV เป็นลบที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% และที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า NPV เป็นบวกที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% แต่ NPV เป็นลบที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

4.3.3.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ตารางที่ 4-29 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ชื่อ บริษัท	ขนาด กำลังผลิต	BCR 0.98%,0.62%	BCR 5.98%,5.62%	BCR 10.98%,10.62%	BCR 15.98%,15.62%	BCR 20.98%,20.62%
บริษัท A	>100kW	1.97	1.36	1.01	0.79	0.64
บริษัท B	>100kW	1.97	1.36	1.01	0.79	0.64
บริษัท C	>100kW	1.97	1.36	1.01	0.79	0.64
บริษัท D	>100kW	1.97	1.36	1.01	0.79	0.64
บริษัท E	>100kW	1.97	1.36	1.01	0.79	0.64
บริษัท F	>100kW	1.97	1.36	1.01	0.79	0.64
บริษัท G	>100kW	1.97	1.36	1.01	0.79	0.64
บริษัท H	51-100kW	1.70	1.17	0.87	0.68	0.56
บริษัท I	11-50kW	1.48	1.02	0.76	0.60	0.48

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% และที่ 10.98% คู่กับ 10.62% มีค่า BCR น้อยกว่า 1 ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มีค่า BCR น้อยกว่า 1 ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มีค่า BCR น้อยกว่า 1 ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

4.3.3.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ตารางที่ 4-30 แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	IRR 0.98%,0.62%	IRR 5.98%,5.62%	IRR 10.98%,10.62%	IRR 15.98%,15.62%	IRR 20.98%,20.62%
บริษัท A	>100kW	22.10%	14.64%	7.18%	0.03%	-5.63%
บริษัท B	>100kW	22.10%	14.64%	7.18%	0.03%	-5.63%
บริษัท C	>100kW	22.10%	14.64%	7.18%	0.03%	-5.63%
บริษัท D	>100kW	22.10%	14.64%	7.18%	0.03%	-5.63%
บริษัท E	>100kW	22.10%	14.64%	7.18%	0.03%	-5.63%
บริษัท F	>100kW	22.10%	14.64%	7.18%	0.03%	-5.63%
บริษัท G	>100kW	22.10%	14.64%	7.18%	0.03%	-5.63%
บริษัท H	51-100kW	17.67%	10.62%	3.53%	-3.12%	-8.03%
บริษัท I	11-50kW	14.29%	7.51%	0.66%	-5.67%	-10.11%

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า IRR เท่ากับ 14.64% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า IRR เท่ากับ 7.18% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ค่า IRR เท่ากับ 0.03% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98%คู่กับ 15.62% และ ค่า IRR เท่ากับ -5.63% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า IRR เท่ากับ 10.62% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า IRR เท่ากับ 3.53% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ค่า IRR เท่ากับ -3.12% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และ ค่า IRR เท่ากับ -8.03% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า IRR เท่ากับ 7.51% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า IRR เท่ากับ 0.66% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ค่า IRR เท่ากับ -5.67% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98%คู่กับ 15.62% และ ค่า IRR เท่ากับ -10.11% ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

4.3.3.4 ระยะคืนทุน PB

ตารางที่ 4-31 แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	PB(ปี) 0.98%,0.62%	PB(ปี) 5.98%,5.62%	PB(ปี) 10.98%,10.62%	PB(ปี) 15.98%,15.62%	PB(ปี) 20.98%,20.62%
บริษัท A	>100kW	5.26	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม
บริษัท B	>100kW	5.26	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม
บริษัท C	>100kW	5.26	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม
บริษัท D	>100kW	5.26	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม
บริษัท E	>100kW	5.26	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม
บริษัท F	>100kW	5.26	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม
บริษัท G	>100kW	5.26	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม
บริษัท H	51-100kW	6.21	7.60	13.73	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท I	11-50kW	7.25	9.23	19.04	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า PB เท่ากับ 6.25 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า PB เท่ากับ 7.95 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ค่า PB เท่ากับ 19.42 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98%คู่กับ 15.62% ค่า PB มากกว่า 25 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า PB เท่ากับ 7.60 ปี ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า PB เท่ากับ 13.73 ปี ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% และค่า PB มากกว่า 25 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98%คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า PB เท่ากับ 9.23 ปี ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า PB เท่ากับ 19.04 ปี ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ค่า PB มากกว่า 25 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98% คู่กับ15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

4.3.3.5 ระยะคืนทุน DPB

ตารางที่ 4-32 แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	DPB(ปี) 0.98%,0.62%	DPB(ปี) 5.98%,5.62%	DPB(ปี) 10.98%,10.62%	DPB(ปี) 15.98%,15.62%	DPB(ปี) 20.98%,20.62%
บริษัท A	>100kW	6.25	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท B	>100kW	6.25	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท C	>100kW	6.25	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท D	>100kW	6.25	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท E	>100kW	6.25	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท F	>100kW	6.25	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท G	>100kW	6.25	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท H	51-100kW	7.72	12.89	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท I	11-50kW	9.56	19.85	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า DPB เท่ากับ 8.03 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า DPB เท่ากับ 19.35 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ค่า DPB มากกว่า 25 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า DPB เท่ากับ 12.89 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า DPB มากกว่า 25 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า DPB เท่ากับ 19.85 ปี ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า DPB มากกว่า 25 ปีที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

4.3.3.6 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง

ตารางที่ 4-33 แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งทั้ง 4 ขนาด Unit Cost

ขนาด กำลังผลิต	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 0.98%,0.62%	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 5.98%,5.62%	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 10.98%,10.62%	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 15.98%,15.62%	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 20.98%,20.62%
>100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	40.98
51-100kW	47.51	47.51	47.51	47.51	47.51
11-50kW	54.56	54.56	54.56	54.56	54.56
0-10kW	68.65	68.65	68.65	68.65	68.65

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 40.98 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 47.51 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 54.56 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% ที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 0-10kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 68.65 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% ที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

4.3.3.7 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ตารางที่ 4-34 แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP

ชื่อบริษัท	ขนาดกำลังผลิต	CFP (บาท/หน่วย) 0.98%,0.62%	CFP (บาท/หน่วย) 5.98%,5.62%	CFP (บาท/หน่วย) 10.98%,10.62%	CFP (บาท/หน่วย) 15.98%,15.62%	CFP (บาท/หน่วย) 20.98%,20.62%
บริษัท A	>100kW	2.32	3.57	5.09	6.86	8.89
บริษัท B	>100kW	2.32	3.57	5.09	6.86	8.89
บริษัท C	>100kW	2.32	3.57	5.09	6.86	8.89
บริษัท D	>100kW	2.32	3.57	5.09	6.86	8.89
บริษัท E	>100kW	2.32	3.57	5.09	6.86	8.89
บริษัท F	>100kW	2.32	3.57	5.09	6.86	8.89
บริษัท G	>100kW	2.32	3.57	5.09	6.86	8.89
บริษัท H	51-100kW	2.69	4.13	5.89	7.94	10.28
บริษัท I	11-50kW	3.08	4.73	6.74	9.10	11.78

ที่มา: จัดทำโดยผู้วิจัย

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า CFP เท่ากับ 3.57บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า CFP เท่ากับ 5.09 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ค่า CFP เท่ากับ 6.86 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% ค่า CFP เท่ากับ 8.89 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า CFP เท่ากับ 4.13บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า CFP เท่ากับ 5.89 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ค่า CFP เท่ากับ 7.94 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% ค่า CFP เท่ากับ 10.28 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า CFP เท่ากับ 4.73บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ค่า CFP เท่ากับ 6.74 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ค่า CFP เท่ากับ 9.10 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% ค่า CFP เท่ากับ 11.78 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 20.98% คู่กับ 20.62%

ตารางที่ 4-35 แสดงสรุปผลการศึกษา แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ชื่อบริษัท	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า								การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ																			
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost (บาทต่อวัตต์)				ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP (บาท)/ (kWh)				มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV				อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR				อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR				ระยะคืนทุน							
																					แบบง่าย				แบบคิดลด			
	5.98% 5.62%	10.98% 10.62%	15.98% 15.62%	20.98% 20.62%	5.98% 5.62%	10.98% 10.62%	15.98% 15.62%	20.98% 20.62%	5.98% 5.62%	10.98% 10.62%	15.98% 15.62%	20.98% 20.62%	5.98% 5.62%	10.98% 10.62%	15.98% 15.62%	20.98% 20.62%	5.98% 5.62%	10.98% 10.62%	15.98% 15.62%	20.98% 20.62%	5.98% 5.62%	10.98% 10.62%	15.98% 15.62%	20.98% 20.62%	5.98% 5.62%	10.98% 10.62%	15.98% 15.62%	20.98% 20.62%
บริษัท A >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	14,509,033.34	264,190.68	(8,553,061.17)	(14,484,151.90)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท B >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	10,568,588.32	192,440.28	(6,230,172.63)	(10,550,464.32)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท C >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	5,712,765.02	104,022.04	(3,367,669.47)	(5,702,968.24)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท D >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	5,529,412.33	100,683.43	(3,259,583.24)	(5,519,929.98)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท E >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	5,376,264.30	97,894.80	(3,169,302.62)	(5,367,044.58)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท F >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	4,931,273.45	89,792.09	(2,906,980.94)	(4,922,816.84)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท G >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	3,012,218.20	54,848.59	(1,775,699.73)	(3,007,052.57)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	6.25	7.95	19.42	ไม่คุ้ม	8.03	19.35	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท H 51-100kW	47.51	47.51	47.51	47.51	4.13	5.89	7.94	10.28	522,229.47	(388,345.63)	(951,972.07)	(1,331,106.02)	1.17	0.87	0.68	0.56	10.62%	3.53%	3.12%	8.03%	7.60	13.73	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม	12.89	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม
บริษัท I 11-50kW	54.56	54.56	54.56	54.56	4.73	6.74	9.10	11.78	64,047.05	(619,925.08)	(1,043,289.14)	(1,328,072.96)	1.02	0.76	0.60	0.48	7.51%	0.66%	5.67%	10.11%	9.23	19.04	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม	19.85	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม	ไม่คุ้ม

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

ด้านต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งกรณีมีความอ่อนไหวที่แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้น พบว่าต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งมีค่าน้อยที่สุดที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% และที่ 20.98% คู่กับ 20.62% มี Unit Cost เท่ากับ 40,980 บาทต่อกิโลวัตต์ทั้ง 4 คู่

ด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยกรณีมีความอ่อนไหวที่แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้น พบว่า ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% ที่ 20.98% คู่กับ 20.62% มี CFP เท่ากับ 3.57 บาทต่อหน่วย 5.09 บาทต่อหน่วย 6.86 บาทต่อหน่วย และ 8.89 บาทต่อหน่วย ต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% ที่ 20.98% คู่กับ 20.62% มี CFP เท่ากับ 4.13 บาทต่อหน่วย 5.89 บาทต่อหน่วย 7.94 บาทต่อหน่วย และ 10.28 บาทต่อหน่วย ต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% ที่ 20.98% คู่กับ 20.62% มี CFP เท่ากับ 4.73 บาทต่อหน่วย 6.74 บาทต่อหน่วย 9.10 บาทต่อหน่วย และ 11.78 บาทต่อหน่วย ต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

ด้านมูลค่าปัจจุบันสุทธิกรณีมีความอ่อนไหวที่แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้น พบว่า ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ มี NPV เป็นบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% และที่ 10% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มี NPV เป็นบวกบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่

ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มี NPV เป็นบวกบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5%

ด้านอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนกรณีมีความอ่อนไหวที่แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้น พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% และที่ 10% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5%

ด้านอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการกรณีมีความอ่อนไหวที่ความอ่อนไหวที่แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้น พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% มี IRR เท่ากับ 14.64 % และ 7.18% มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% และที่ 10% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มี IRR เท่ากับ 10.62% มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มี IRR เท่ากับ 7.51% มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5%

ด้านระยะคืนทุนแบบง่าย กรณีมีความอ่อนไหวที่แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้น พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98%คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% มี PB เท่ากับ 6.25 ปี 7.95 ปี และ 19.42 ปีทั้ง 3 ช่วง ซึ่งมีค่าน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% และที่ 15% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ10.62% มี PB เท่ากับ 7.60 ปี และ 13.73 ปี ทั้ง 2ช่วงอายุ ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาด

กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% และที่ 10% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% มี PB เท่ากับ 9.23 ปี และ 19.04 ปี ทั้ง 2ช่วงอายุ ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% และที่ 10%

ด้านระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสดกรณีมีความอ่อนไหวที่แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้น พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% มี DPB เท่ากับ 8.03 ปี และ 19.35 ปี ทั้ง 2 ช่วง ซึ่งมีค่าน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% และที่ 10% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มี DPB เท่ากับ 12.89 ปี และ ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์คู่ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% มี DPB เท่ากับ 19.85 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยค่าความเสื่อมแผงโซล่าเซลล์ที่เพิ่มขึ้นได้ถึงระดับที่ 5%

4.3.4 ฤดูการณ์ทำให้ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง 5% ลดลง 10% ลดลง 15% และลดลง 20% จากค่าปกติที่ 17.9625 MJ/M^2-day โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day ตามลำดับ

4.3.4.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

ตารางที่ 4-36 แสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	NPV 17.9625 MJ/M^2-day	NPV 17.064 MJ/M^2-day	NPV 16.166 MJ/M^2-day	NPV 15.268 MJ/M^2-day	NPV 14.370 MJ/M^2-day
บริษัท A	>100kW	39,211,381.69	35,682,801.07	31,705,880.27	27,728,959.48	23,752,038.68
บริษัท B	>100kW	28,562,133.73	25,991,864.91	23,095,018.67	20,198,172.43	17,301,326.19
บริษัท C	>100kW	15,439,030.61	14,049,692.57	12,483,825.74	10,917,958.91	9,352,092.08
บริษัท D	>100kW	14,943,510.88	13,598,764.00	12,083,154.08	10,567,544.16	9,051,934.24
บริษัท E	>100kW	14,529,620.72	13,222,119.28	11,748,487.18	10,274,855.08	8,801,222.98
บริษัท F	>100kW	13,327,010.90	12,127,730.73	10,776,070.46	9,424,410.19	8,072,749.92
บริษัท G	>100kW	8,140,668.99	7,408,100.90	6,582,452.98	5,756,805.06	4,931,157.14
บริษัท H	51-100kW	2,101,281.18	1,875,723.22	1,621,505.95	1,367,288.68	1,113,071.41
บริษัท I	11-50kW	1,250,140.71	1,080,714.42	889,760.90	698,807.37	507,853.84

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า NPV เป็นบวกทั้งหมดที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า NPV เป็นบวกทั้งหมดที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า NPV เป็นบวกทั้งหมดที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

4.3.4.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ตารางที่ 4-37 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	BCR 17.9625 MJ/M^2-day	BCR 17.064 MJ/M^2-day	BCR 16.166 MJ/M^2-day	BCR 15.268 MJ/M^2-day	BCR 14.370 MJ/M^2-day
บริษัท A	>100kW	1.97	1.88	1.78	1.68	1.59
บริษัท B	>100kW	1.97	1.88	1.78	1.68	1.59
บริษัท C	>100kW	1.97	1.88	1.78	1.68	1.59
บริษัท D	>100kW	1.97	1.88	1.78	1.68	1.59
บริษัท E	>100kW	1.97	1.88	1.78	1.68	1.59
บริษัท F	>100kW	1.97	1.88	1.78	1.68	1.59
บริษัท G	>100kW	1.97	1.88	1.78	1.68	1.59
บริษัท H	51-100kW	1.70	1.63	1.54	1.46	1.37
บริษัท I	11-50kW	1.48	1.42	1.35	1.27	1.20

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า BCR มากกว่า 1 ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

4.3.4.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ตารางที่ 4-38 แสดงอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	IRR 17.9625 MJ/M^2-day	IRR 17.064 MJ/M^2-day	IRR 16.166 MJ/M^2-day	IRR 15.268 MJ/M^2-day	IRR 14.370 MJ/M^2-day
บริษัท A	>100kW	22.10%	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%
บริษัท B	>100kW	22.10%	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%
บริษัท C	>100kW	22.10%	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%
บริษัท D	>100kW	22.10%	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%
บริษัท E	>100kW	22.10%	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%
บริษัท F	>100kW	22.10%	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%
บริษัท G	>100kW	22.10%	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%
บริษัท H	51-100kW	17.67%	16.47%	15.19%	13.92%	12.65%
บริษัท I	11-50kW	14.29%	13.28%	12.19%	11.09%	9.99%

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า IRR เท่ากับ 20.62%ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ค่า IRR เท่ากับ 19.07% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 16.166 MJ/M^2-day ค่า IRR เท่ากับ 17.54% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 15.268 MJ/M^2-day ค่า IRR เท่ากับ 16.03% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า IRR เท่ากับ 16.47% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ค่า IRR เท่ากับ 15.19% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 16.166 MJ/M^2-day ค่า IRR เท่ากับ 13.92% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 15.268 MJ/M^2-day ค่า IRR เท่ากับ 12.65% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า IRR เท่ากับ 13.28% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ค่า IRR เท่ากับ 12.19% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 16.166 MJ/M^2-day ค่า IRR เท่ากับ 11.09% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 15.268 MJ/M^2-day ค่า IRR เท่ากับ 9.99% ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 14.370 MJ/M^2-day

4.3.4.4 ระยะคืนทุน PB

ตารางที่ 4-39 แสดงระยะคืนทุนแบบง่าย

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	PB(ปี) 17.9625 MJ/M^2-day	PB(ปี) 17.064 MJ/M^2-day	PB(ปี) 16.166 MJ/M^2-day	PB(ปี) 15.268 MJ/M^2-day	PB(ปี) 14.370 MJ/M^2-day
บริษัท A	>100kW	5.26	5.53	5.84	6.21	6.61
บริษัท B	>100kW	5.26	5.53	5.84	6.21	6.61
บริษัท C	>100kW	5.26	5.53	5.84	6.21	6.61
บริษัท D	>100kW	5.26	5.53	5.84	6.21	6.61
บริษัท E	>100kW	5.26	5.53	5.84	6.21	6.61
บริษัท F	>100kW	5.26	5.53	5.84	6.21	6.61
บริษัท G	>100kW	5.26	5.53	5.84	6.21	6.61
บริษัท H	51-100kW	6.21	6.53	6.90	7.34	7.81
บริษัท I	11-50kW	7.25	7.62	8.09	8.58	9.17

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า PB เท่ากับ 5.53 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ค่า PB เท่ากับ 5.84 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 16.166 MJ/M^2-day ค่า PB เท่ากับ 6.21 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 15.268 MJ/M^2-day และ ค่า PB เท่ากับ 6.61 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า PB เท่ากับ 6.53 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ค่า PB เท่ากับ 6.90 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 16.166 MJ/M^2-day ค่า PB เท่ากับ 7.34 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 15.268 MJ/M^2-day และ ค่า PB เท่ากับ 7.81 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า PB เท่ากับ 7.62 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ค่า PB เท่ากับ 8.09 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 16.166 MJ/M^2-day ค่า PB เท่ากับ 8.58 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 15.268 MJ/M^2-day และ ค่า PB เท่ากับ 9.17 ปีที่ค่าความเข้มของแสงที่ 14.370 MJ/M^2-day

4.3.4.5 ระยะคืนทุน DPB

ตารางที่ 4-40 แสดงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	DPB(ปี) 17.9625 MJ/M^2-day	DPB(ปี) 17.064 MJ/M^2-day	DPB(ปี) 16.166 MJ/M^2-day	DPB(ปี) 15.268 MJ/M^2-day	DPB(ปี) 14.370 MJ/M^2-day
บริษัท A	>100kW	6.25	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท B	>100kW	6.25	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท C	>100kW	6.25	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท D	>100kW	6.25	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท E	>100kW	6.25	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท F	>100kW	6.25	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท G	>100kW	6.25	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท H	51-100kW	7.72	8.29	8.93	9.73	12.11
บริษัท I	11-50kW	9.56	11.45	12.52	13.83	15.51

จากตารางพบว่า ขนาดกำลัง >100kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 12.81 ปี ขนาดกำลัง 51-100kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 16.938 ปี และขนาดกำลัง 11-50kW ไม่มีระยะคืนทุน

จากตารางพบว่า ขนาดกำลัง >100kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 9.939 ปี ขนาดกำลัง 51-100kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่14.821 ปี และขนาดกำลัง 11-50kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 19.898 ปี

จากตารางพบว่า ขนาดกำลัง >100kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 9.22 ปี -ขนาดกำลัง 51-100kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ปี 13.495 และขนาดกำลัง 11-50kW มีระยะคืนทุนแบบง่ายที่ 17.692 ปี

4.3.4.6 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง Unit Cost

ตารางที่ 4-41 แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งทั้ง 4 ขนาด

ขนาดกำลังผลิต	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 17.9625 MJ/M^2-day	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 17.064 MJ/M^2-day	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 16.166 MJ/M^2-day	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 15.268 MJ/M^2-day	Unit Cost (บาทต่อวัตต์) 14.370 MJ/M^2-day
>100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	40.98
51-100kW	47.51	47.51	47.51	47.51	47.51
11-50kW	54.56	54.56	54.56	54.56	54.56
0-10kW	68.65	68.65	68.65	68.65	68.65

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 40.98 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 47.51 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 54.56 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 0-10kW มีค่า Unit Cost เท่ากับ 68.65 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day

4.3.4.7 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP

ตารางที่ 4-42 แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ชื่อ บริษัท	ขนาดกำลังผลิต	CFP (บาท/หน่วย) 17.9625 MJ/M^2-day	CFP (บาท/หน่วย) 17.064 MJ/M^2-day	CFP (บาท/หน่วย) 16.166 MJ/M^2-day	CFP (บาท/หน่วย) 15.268 MJ/M^2-day	CFP (บาท/หน่วย) 14.370 MJ/M^2-day
บริษัท A	>100kW	2.32	2.45	2.58	2.73	2.90
บริษัท B	>100kW	2.32	2.45	2.58	2.73	2.90
บริษัท C	>100kW	2.32	2.45	2.58	2.73	2.90
บริษัท D	>100kW	2.32	2.45	2.58	2.73	2.90
บริษัท E	>100kW	2.32	2.45	2.58	2.73	2.90
บริษัท F	>100kW	2.32	2.45	2.58	2.73	2.90
บริษัท G	>100kW	2.32	2.45	2.58	2.73	2.90
บริษัท H	51-100kW	2.69	2.83	2.99	3.16	3.36
บริษัท I	11-50kW	3.08	3.24	3.42	3.62	3.85

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW มีค่า CFP เท่ากับ 2.45บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ค่า CFP เท่ากับ 2.58 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 16.166 MJ/M^2-day ค่า CFP เท่ากับ 2.73 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 15.268 MJ/M^2-day ค่า CFP เท่ากับ 2.90 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW มีค่า CFP เท่ากับ 2.83บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ค่า CFP เท่ากับ 2.99 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 16.166 MJ/M^2-day ค่า CFP เท่ากับ 3.16 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 15.268 MJ/M^2-day ค่า CFP เท่ากับ 3.36 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 14.370 MJ/M^2-day

จากตารางพบว่าบริษัทที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW มีค่า CFP เท่ากับ 3.24บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ค่า CFP เท่ากับ 3.42 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 16.166 MJ/M^2-day ค่า CFP เท่ากับ 3.62 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 15.268 MJ/M^2-day ค่า CFP เท่ากับ 3.85 บาทต่อวัตต์ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 14.370 MJ/M^2-day

ตารางที่ 4-43 แสดงสรุปผลการศึกษา ฤดูการณ์ทำให้ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลงที่ 5% ที่ 10% ที่ 15%และที่ 20%

ชื่อบริษัท	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า								การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ																			
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost (บาทต่อวัตต์)				ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP (บาท)/ (kWh)				มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV				อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR				อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR				ระยะคืนทุน							
																							แบบง่าย				แบบคิดลด			
	17.064 MJ/M^2-day	16.166 MJ/M^2-day	15.268 MJ/M^2-day	14.370 MJ/M^2-day	17.064 MJ/M^2-day	16.166 MJ/M^2-day	15.268 MJ/M^2-day	14.370 MJ/M^2-day	17.064 MJ/M^2-day	16.166 MJ/M^2-day	15.268 MJ/M^2-day	14.370 MJ/M^2-day	17.064 MJ/M^2-day	16.166 MJ/M^2-day	15.268 MJ/M^2-day	14.370 MJ/M^2-day	17.064 MJ/M^2-day	16.166 MJ/M^2-day	15.268 MJ/M^2-day	14.370 MJ/M^2-day	17.064 MJ/M^2-day	16.166 MJ/M^2-day	15.268 MJ/M^2-day	14.370 MJ/M^2-day	17.064 MJ/M^2-day	16.166 MJ/M^2-day	15.268 MJ/M^2-day	14.370 MJ/M^2-day
บริษัท A >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	35,682,801.07	31,705,880.27	27,728,959.48	23,752,038.68	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	5.53	5.84	6.21	6.61	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท B >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	25,991,864.91	23,095,018.67	20,198,172.43	17,301,326.19	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	5.53	5.84	6.21	6.61	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท C >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	14,049,692.57	12,483,825.74	10,917,958.91	9,352,092.08	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	5.53	5.84	6.21	6.61	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท D >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	13,598,764.00	12,083,154.08	10,567,544.16	9,051,934.24	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	5.53	5.84	6.21	6.61	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท E >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	13,222,119.28	11,748,487.18	10,274,855.08	8,801,222.98	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	5.53	5.84	6.21	6.61	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท F >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	12,127,730.73	10,776,070.46	9,424,410.19	8,072,749.92	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	5.53	5.84	6.21	6.61	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท G >100kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	7,408,100.90	6,582,452.98	5,756,805.06	4,931,157.14	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	5.53	5.84	6.21	6.61	6.66	7.17	7.74	8.43
บริษัท H 51-100kW	47.51	47.51	47.51	47.51	2.83	2.99	3.16	3.36	1,875,723.22	1,621,505.95	1,367,288.68	1,113,071.41	1.63	1.54	1.46	1.37	16.47%	15.19%	13.92%	12.65%	6.53	6.90	7.34	7.81	8.29	8.93	9.73	12.11
บริษัท I 11-50kW	54.56	54.56	54.56	54.56	3.24	3.42	3.62	3.85	1,080,714.42	889,760.90	698,807.37	507,853.84	1.42	1.35	1.27	1.20	13.28%	12.19%	11.09%	9.99%	7.62	8.09	8.58	9.17	11.45	12.52	13.83	15.51

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

ด้านต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งกรณีมีความอ่อนไหวที่ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง พบว่าต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งมีค่าน้อยที่สุดที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี Unit Cost เท่ากับ 40,980 บาทต่อกิโลวัตต์ทั้ง 4 คู่

ด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยกรณีมีความอ่อนไหวที่ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง พบว่า ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี CFP เท่ากับ 2.45 บาทต่อหน่วย 2.58 บาทต่อหน่วย 2.73 บาทต่อหน่วย และ 2.90 บาทต่อหน่วย ต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี CFP เท่ากับ 2.83 บาทต่อหน่วย 2.99 บาทต่อหน่วย 3.16 บาทต่อหน่วย และ 3.36 บาทต่อหน่วย ต่ำกว่า ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day , 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี CFP เท่ากับ 3.24 บาทต่อหน่วย 3.42 บาทต่อหน่วย 3.62 บาทต่อหน่วย และ 3.85 บาทต่อหน่วย ต่ำกว่าค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย แสดงว่าที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ผลการศึกษา การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

ด้านมูลค่าปัจจุบันสุทธิกรณีมีความอ่อนไหวที่ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง พบว่า ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี NPV เป็นบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี NPV เป็นบวกบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลงได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลัง

ผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี NPV เป็นบวกบวก แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ด้านอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนกรณีมีความอ่อนไหวที่ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลงพบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี BCR ที่มากกว่า 1 แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ด้านอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการกรณีมีความอ่อนไหวที่ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี IRR เท่ากับ 22.62 % เท่ากับ 19.07% เท่ากับ 17.54% และเท่ากับ 16.03% มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15%และที่20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี IRR เท่ากับ 16.47 % เท่ากับ 15.19% เท่ากับ 13.92% และเท่ากับ 12.65% มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW 100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day , 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี IRR เท่ากับ 13.28% เท่ากับ 12.19% เท่ากับ 11.09% และเท่ากับ 9.99% มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ใน

การคำนวณที่ 6.9984 % แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ด้านระยะคืนทุนแบบง่าย กรณีมีความอ่อนไหวที่ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี PB เท่ากับ 5.53 ปี 5.84 ปี 6.21 ปี และ 6.61 ปีทั้ง 4 ช่วง ซึ่งมีค่าน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี PB เท่ากับ 6.25 ปี 6.90 ปี 7.34 ปี และ 7.81 ปี ทั้ง 4 ช่วงอายุ ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี PB เท่ากับ 7.62 ปี 8.09 ปี, 8.58 ปี และ 9.17 ปี ทั้ง 4 ช่วงอายุ ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20%

ด้านระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสดกรณีมีความอ่อนไหวที่ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง พบว่ากำลังผลิตติดตั้ง >100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี DPB เท่ากับ 6.66 ปี 7.17 ปี 7.74 ปี และ 8.43 ปี ทั้ง 4 ช่วง ซึ่งมีค่าน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kWสามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% ที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี DPB เท่ากับ 8.29 ปี 8.93 ปี 9.73 ปี และ 12.11 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% ที่กำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ที่ค่าความเข้มของแสงที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day มี DPB เท่ากับ 11.45 ปี 12.52 ปี 13.83 ปี และ 15.51 ปี ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW สามารถรองรับความอ่อนไหวจากปัจจัยปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ได้ถึงระดับที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% ที่ 20%

บทที่ 5

สรุป อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผล

การวิจัยนี้ได้ศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ของโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง โดยศึกษาต้นทุนผลตอบแทนและความคุ้มค่าทางการเงินในโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังอาคาร โรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษา ประกอบด้วยข้อมูล ปฐมภูมิ (Primary Data) ของต้นทุนในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ต้นทุนระบบ ต้นทุนอินเวอร์เตอร์ ต้นทุนการบำรุงรักษา รวมถึงเทคนิคและวิธีการในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ จากการสอบถามบริษัทผู้รับเหมาและจำหน่ายอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) ที่ได้จากการรวบรวมข้อมูลในส่วนของบิลค่าไฟฟ้าของโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้า อัตราคิดลดจากค่าเฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ เพื่อใช้ในการพิจารณารายได้จากโครงการและแนวทางในการส่งเสริมจากภาครัฐ ข้อมูลทั้ง 2 ส่วนได้นำมาวิเคราะห์ โดยใช้เกณฑ์ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit and Cost ratio) อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน(Internal Rate of Return: IRR) ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (Unit Cost per Watt) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Product) แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับระยะคืนทุน (Payback Period) อีกทั้งมีการวิเคราะห์ผลตอบแทนเมื่อเกิดสถานการณ์เลวร้ายต่างๆ แบบ Partial sensitivity เพื่อประเมินความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นได้เมื่อลงทุนในโครงการ ใน 4 กรณีคือ 1. ดอกเบี้ยเงินกู้ ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น 2. เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานที่น้อยกว่าปกติ 3. แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นมากกว่าที่เป็นค่ามาตรฐาน 4. ฤดูการณ์ทำให้ผลผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงน้อยกว่าเดิม

ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษา โรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง ภายใต้ข้อสมมติในบทที่ 4 สามารถสรุปผลได้แบ่งเป็น 2 ส่วนคือ ส่วนที่ 1 ผลการศึกษาเบื้องต้น และ ส่วนที่ 2 ผลการศึกษาที่วิเคราะห์ความอ่อนไหว

ส่วนที่ 1 ผลการศึกษาเบื้องต้น

การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

1.1 ค่าเฉลี่ยของต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งระบบนั้นมีต้นทุนที่ต่ำลงเมื่อกำลังผลิตติดตั้งมีขนาดใหญ่ขึ้นเป็นไปตามหลักการประหยัดต่อหน่วย เช่น ที่ขนาดมากกว่า 100 kW มีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 35,500 บาทต่อกิโลวัตต์ ที่ขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 41,500 บาทต่อกิโลวัตต์ ที่ขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 47,900 บาทต่อกิโลวัตต์ ที่ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 56,850 บาทต่อกิโลวัตต์

ตารางที่ 5-1 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนเริ่มต้นที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น

ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (Kw)	ค่าเฉลี่ยต้นทุนเริ่มต้น (บาทต่อกิโลวัตต์)	ต้นทุนที่ลดลง (เปอร์เซ็นต์)
0-10	56,850	
11-50	47,900	15.74
51-100	41,500	13.36
>100	35,500	14.46

1.2 ค่าเฉลี่ยของต้นทุนการบำรุงรักษา มีต้นทุนที่ต่ำลงเมื่อกำลังผลิตติดตั้งมีขนาดใหญ่ขึ้นเป็นไปตามหลักการประหยัดต่อหน่วย เช่น ที่ขนาดมากกว่า 100 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 120 บาทต่อกิโลวัตต์ ที่ขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 170 บาทต่อกิโลวัตต์ ที่ขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 230 บาทต่อกิโลวัตต์ ที่ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 500 บาทต่อกิโลวัตต์

ตารางที่ 5-2 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนบำรุงรักษาที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น

ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (kW)	ค่าเฉลี่ยต้นทุนบำรุงรักษา (บาทต่อกิโลวัตต์)	ต้นทุนที่ลดลง (เปอร์เซ็นต์)
0-10	500	
11-50	230	54
51-100	170	26.08
>100	120	29.41

1.3 ค่าเฉลี่ยของต้นทุนอินเวอร์เตอร์ มีต้นทุนที่ต่ำลงเมื่อกำลังผลิตติดตั้งมีขนาดใหญ่ขึ้น เป็นไปตามหลักการประหยัดต่อหน่วย เช่น ที่ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนอินเวอร์เตอร์ต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 6,710 บาทต่อกิโลวัตต์ ที่ขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนอินเวอร์เตอร์ต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 10,310 บาทต่อกิโลวัตต์ โดยที่ขนาด 11-50 kW จะเป็นค่าที่นำมาใช้แทนที่ขนาด 51-100 kW และขนาดมากกว่า 100 kW

ตารางที่ 5-3 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนอินเวอร์เตอร์ที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น

ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (kW)	ค่าเฉลี่ยต้นทุนบำรุงรักษา (บาทต่อกิโลวัตต์)	ต้นทุนที่ลดลง (เปอร์เซ็นต์)
0-10	10,310	
11-50	6,710	34.92
51-100	6,710	
>100	6,710	

1.4 ต้นทุนรวมระบบต่อกำลังผลิตติดตั้ง มีต้นทุนที่ต่ำลงเมื่อกำลังผลิตติดตั้งมีขนาดใหญ่ขึ้น เป็นไปตามหลักการประหยัดต่อหน่วย เช่น ที่ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 68,650 บาทต่อกิโลวัตต์ ที่ขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 54,557 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 47,514 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาดมากกว่า 100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 40,978 บาทต่อกิโลวัตต์

ตารางที่ 5-4 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนรวมระบบที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น

ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (kW)	ค่าเฉลี่ยต้นทุนรวม (บาทต่อกิโลวัตต์)	ต้นทุนที่ลดลง (เปอร์เซ็นต์)
0-10	68,650	
11-50	54,557	20.53
51-100	47,514	12.91
>100	40,978	13.76

1.5 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย มีต้นทุนที่ต่ำลงเมื่อกำลังผลิตติดตั้งมีขนาดใหญ่ขึ้นเป็นไปตามหลักการประหยัดต่อหน่วย และมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่ต่ำกว่าเมื่อ เปรียบเทียบกับราคาค่าไฟฟ้าแบบ TOU ในกิจการประเภทที่ 4 ในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาท เช่น ที่ขนาด 11-50 kW จะมี

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่ 3.08 บาทต่อหน่วยและมีต้นทุนถูกกว่าค่าไฟฟ้า 1.1297 บาทต่อหน่วย ที่ขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่ 2.69 บาทต่อหน่วยและมีต้นทุนถูกกว่าค่าไฟฟ้า 1.5197 บาทต่อหน่วย ที่ขนาด >100 kW จะมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 2.32 บาทต่อหน่วยและมีต้นทุนถูกกว่าค่าไฟฟ้า 1.8897 บาทต่อหน่วย ดังนั้นต้นทุนที่ผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าต่ำกว่าค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าทั้ง 3 ขนาดกำลังผลิตทำให้มีความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ตารางที่ 5-5 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่ลดลงเมื่อขนาดกำลังผลิตใหญ่ขึ้น

ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (kW)	ค่าเฉลี่ยต้นทุนการผลิต (บาทต่อหน่วย)	ต้นทุนที่ลดลง (เปอร์เซ็นต์)	ค่าไฟถูกกว่า (4.2097 บาท/หน่วย)
0-10			
11-50	3.08		1.1297
51-100	2.69	12.66	1.5197
>100	2.32	13.75	1.8897

สรุปผลการศึกษาในส่วนที่ 1 การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ นั้นพบว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งที่มีขนาดใหญ่ขึ้นมีความประหยัดต่อขนาดในทุกระดับกำลังผลิตติดตั้งและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยมีค่าต่ำกว่าราคาไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้า จึงแสดงว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการศึกษาการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV พบว่าที่ขนาด >100kW ขนาด 51-100kW และขนาด 11-50kW มีค่า NPV เป็นบวกโดยจะมีค่าเป็นบวกเพิ่มขึ้นเมื่อมีกำลังผลิตติดตั้งที่ใหญ่ขึ้น โดยในการพิจารณาค่า NPV นั้นถ้ามีค่าเป็นบวกแสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน และที่กำลังผลิตติดตั้งที่ใหญ่ขึ้นมีค่าเป็นบวกเพิ่มขึ้นแสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากยิ่งขึ้น

2.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR พบว่าที่ขนาด >100kW ขนาด 51-100kW และขนาด 11-50kW มีค่า BCR มากกว่า 1 โดยจะมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อมีกำลังผลิตติดตั้งที่ใหญ่ขึ้น ถือว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุน

2.3 ด้านอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR พบว่าที่ขนาด >100kW ขนาด 51-100kW และขนาด 11-50kW มีค่า IRR มากกว่า 6.9984 % ซึ่งเป็นเกณฑ์จากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ MRL และ มีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อกำลังผลิตติดตั้งใหญ่ขึ้น ถือว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุน

2.4 ระยะคืนทุนแบบง่าย PB พบว่าที่ขนาด >100kW ขนาด 51-100kW และขนาด 11-50kW มีค่า PB น้อยกว่าอายุโครงการที่ 25 ปี และมีค่าลดลงเมื่อกำลังผลิตติดตั้งใหญ่ขึ้น ถือว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุน

2.5 ระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด DPB พบว่าที่ขนาด >100kW ขนาด 51-100kW และขนาด 11-50kW มีค่า DPB น้อยกว่าอายุโครงการที่ 25 ปี และมีค่าลดลงเมื่อกำลังผลิตติดตั้งใหญ่ขึ้น ถือว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุน

สรุปผลการศึกษาในส่วนที่ 2 การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ นั้นพบว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งที่มีขนาดใหญ่ขึ้นทำให้ค่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV, อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR, ด้านอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR , ระยะคืนทุนแบบง่าย PB และ ระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด DPB มีความคุ้มค่ามากขึ้นในการลงทุนจากความประหยัดต่อขนาดในทุกระดับกำลังผลิตติดตั้ง

ส่วนที่ 2 ผลการศึกษาที่วิเคราะห์ความอ่อนไหว

1. เมื่อดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้นที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% ที่ 20% จากค่าปกติที่ 6.9984% โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ ดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984% ที่ 16.9984% ที่ 21.9984% และที่ 26.9984% ตามลำดับ

ตารางที่ 5-6 แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น

ขนาดกำลังผลิต (kW)	ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น	CFP	NPV	BCR	IRR	PB	PBD
11-50	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
51-100	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
>100	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า

สรุปผลในกรณีดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของดอกเบี้ยได้ 5% และ 10% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของดอกเบี้ยได้ 5% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน และ ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของดอกเบี้ยได้ 5% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน

2. เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลงที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% จากค่าปกติที่อายุ 10 ปี โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือ อายุการใช้งาน 9.5 ปี 9 ปี 8.5 ปี และ 8 ปี ตามลำดับ

ตารางที่ 5-7 แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อเครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง

ขนาดกำลังผลิต (kW)	ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น	CFP	NPV	BCR	IRR	PB	PBD
11-50	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
51-100	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
>100	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า

สรุปผลในกรณีเครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงอายุที่ลดลงได้ที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงอายุที่ลดลงได้ที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน และ ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงอายุที่ลดลงได้ที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่20% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน

3. แบบสถานการณ์วิกฤต แผงโซลาเซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นที่ 5%, 10%ที่ 15% ที่ 20% จากค่าปกติที่เป็นค่ามาตรฐานปีแรก 0.98% ปีต่อมา 0.62% โดยพิจารณาเพิ่ม 4 คู่คือ ที่ 5.98% คู่กับ 5.62% ที่ 10.98% คู่กับ 10.62% ที่ 15.98% คู่กับ 15.62% ที่ 20.98%คู่กับ 20.62% ตามลำดับ

ตารางที่ 5-8 แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อแผงโซลาเซลล์ที่ใช้มีความเสื่อมเพิ่ม

ขนาดกำลังผลิต (kW)	ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น	CFP	NPV	BCR	IRR	PB	PBD
11-50	**5%**	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
51-100	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
>100	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า

สรุปผลในกรณีแผงโซลาเซลล์ที่ใช้มีความเสื่อมเพิ่ม ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงความเสื่อมเพิ่ม 5% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงความเสื่อมเพิ่ม ได้ 5% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน และ ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน

4. ฤดูการณ์ทำให้ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลงที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% จากค่าปกติที่ 17.9625 MJ/M^2-day โดยพิจารณาเพิ่ม 4 ค่าคือที่ 17.064 MJ/M^2-day ที่ 16.166 MJ/M^2-day ที่ 15.268 MJ/M^2-day และที่ 14.370 MJ/M^2-day ตามลำดับ

ตารางที่ 5-9 แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อความเข้มแสงที่ได้รับลดลง

ขนาดกำลังผลิต (kW)	ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น	CFP	NPV	BCR	IRR	PB	PBD
11-50	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
51-100	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
>100	**5%**	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า

สรุปผลในกรณีเมื่อความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงที่ลดลงได้ที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลความเข้มแสงที่ลดลงได้ที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน และ ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงที่ลดลงได้ที่ 5% ที่ 10% ที่ 15% และที่ 20% แล้วยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน

5.2 อภิปรายผล

1. ปัญหาการให้ความร่วมมือของผู้ประกอบการโรงงานแปรรูปไม้ยาง ในการให้ข้อมูลค่าไฟฟ้ารายเดือนย้อนหลัง ทำให้ไม่สามารถศึกษาข้อมูลได้ครอบคลุมทั้ง จังหวัดทุกโรงงานที่มีในพื้นที่

2. ราคาต้นทุนในส่วนของราคากลางจากหน่วยงานภาครัฐยังไม่มีข้อมูลที่เพียงพอในการใช้ประเมินต้นทุนของโครงการ จึงจำเป็นต้องใช้ราคาจากภาคเอกชนในการทำข้อมูล

3. ในการค้นคว้าหาข้อมูลรูปแบบการคำนวณผลตอบและต้นทุนจากงานวิจัยต่างๆ นั้น ยังขาดความต่อเนื่องของเนื้อหา ความชัดเจนของวิธีการหาค่าผลผลิตและต้นทุนที่แน่นอน

4. ผู้วิจัยยังขาดข้อมูลของโครงการที่เคยดำเนินการในอดีตเช่น ข้อมูลไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงของโครงการที่ดำเนินการไปแล้วในอดีต

5.3 ข้อเสนอแนะ

1. ควรมีการศึกษาจากการทดลองติดตั้งระบบจริงๆ ในโรงงานและเก็บข้อมูล เพื่อทราบถึงผลจากการดำเนินการจริง

2. ควรมีแหล่งรวบรวมแลกเปลี่ยนข้อมูลทางวิชาการในการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย ซึ่งเป็นศูนย์ให้คำแนะนำและรวบรวมข้อมูลเชิงลึกในด้านเฉพาะ

3. ควรมีการศึกษาทางเลือกในการลงทุนระบบเพื่อให้สามารถใช้งานได้จริง เช่น 1) เลือกที่จะลงทุนเอง 2) เลือกกู้ยืมเงินลงทุนจากธนาคาร หรือ 3) เลือกให้นักลงทุนดำเนินการลงทุน

บรรณานุกรม

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2560). *ตัวเลขผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าขั้นสุดท้ายของประเทศไทยปี พ.ศ.2560 ตารางที่ 5*. สืบค้นเมื่อ 12 ตุลาคม 2561, จาก http://www.dede.go.th/download/state_61/Thailand_Energy_Efficiency_Situation_2017.pdf

กรมโรงงานอุตสาหกรรม. (2561). *ตัวเลขกำลังแรงไม้ของโรงงานแปรรูปไม้ยางพาราในจังหวัดตรัง*. สืบค้นเมื่อ 13 ตุลาคม 2561, จาก http://userdb.diw.go.th/results1.asp

กรมอุตุนิยมวิทยา, สถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์. (2556). *ข้อมูลสรุปผลการตรวจวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย*. สืบค้นเมื่อ 2 กุมภาพันธ์ 2561, จาก http://www.dede.go.th/article_attach/solar%20radiation%20monitoring%20stations%202556.pdf

กรมอุตุนิยมวิทยา, สถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ .(2557). *ข้อมูลสรุปผลการตรวจวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย*. สืบค้นเมื่อ 2 กุมภาพันธ์ 2561, จาก http://www.dede.go.th/article_attach/solar%20radiation%20monitoring%20stations%202557.pdf

กรมอุตุนิยมวิทยา, สถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์. (2558). *ข้อมูลสรุปผลการตรวจวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย*.สืบค้นเมื่อ 2 กุมภาพันธ์ 2561, จาก http://www.dede.go.th/article_attach/solar%20radiation%20monitoring%20stations%202558.pdf

กรมอุตุนิยมวิทยา, สถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์. (2559). *ข้อมูลสรุปผลการตรวจวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย*. สืบค้นเมื่อ 2 กุมภาพันธ์ 2561, จาก http://www.dede.go.th/article_attach/solar%20radiation%20monitoring%20stations%202559.pdf

กระทรวงพลังงาน. (2558ก). *แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของไทย พ.ศ. 2558-2579*. สืบค้นเมื่อ 7 ตุลาคม 2561, จาก http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/PDP_TH.pdf

กระทรวงพลังงาน. (2558ข). *แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579*. สืบค้นเมื่อ 10 ตุลาคม 2561, จาก http://www.dede.go.th/download/files/AEDP2015_Final_version.pdf

กระทรวงพลังงาน. (2561). *ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงปี พ.ศ. 2549-2559 แบบรายปี ตารางที่ 5.3-7Y: Electricity Consumption for the Whole Country (Classified by Tariff)*. สืบค้นเมื่อ 10 ตุลาคม 2561, จาก http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/electricity-statistic?orders[publishUp]=publishUp&issearch=1

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2558). อัตราค่าไฟฟ้า. สืบค้นเมื่อ 12 มีนาคม 2561, จาก http://peane2.pea.co.th/kalasin/ckfinder/userfiles/files/kls/electricity_rate_11_58.pdf

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง, กองซื้อขายไฟฟ้า. (2560). *เอกสารอบรมเรื่อง อัตราค่าไฟฟ้า* [เอกสารอัดสำเนา]. ม.ป.ท.: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง.

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. (2556). *ค่าตัวประกอบโรงงานไฟฟ้า Plant Factor* (มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 2/2556 ครั้งที่ 145). สืบค้นเมื่อ 25 กุมภาพันธ์ 2561, จาก http://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/1272-nepc-yingluck145#s3

จุฬารัตน์ จำปีรัตน์. (2558). *การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) สำหรับบ้านพักอาศัยทั่วไปในพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน* (การศึกษาค้นคว้าอิสระปริญญามหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ). สืบค้นจาก http://econ.eco.ku.ac.th/2016/is/IS%205663.pdf

ธนาคารแห่งประเทศไทย. (2549-2559). *รายงานภาวะเศรษฐกิจไทยรายปี.* สืบค้นเมื่อ 10 ตุลาคม 2561, จาก https://www.bot.or.th/Thai/MonetaryPolicy/EconomicConditions/AnnualReport/Pages/default.aspx?fbclid=IwAR2MsJhON7R4sEgdvYhTp46Ddlq-1KB6X4MVhcHGiItE-8MZj6hg4sPMAvs

ธนาคารแห่งประเทศไทย. (2561). *อัตราดอกเบี้ย.* สืบค้นเมื่อ 31 ตุลาคม 2561, จาก https://www.bot.or.th/Thai/Statistics/ FinancialMarkets/InterestRate/_layouts/application/interest_rate/IN_Rate.aspx

ธนาพล ตันติสัตยกุล. (2558). การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย. *วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี*, *23*(4), 605-621.

บทความโซล่าเซลล์. (ม.ป.ป.). *การเลือกขนาดสายไฟฟ้ากระแสสลับ AC.* สืบค้นเมื่อ 7 มีนาคม 2561, จาก https://sites.google.com/site/pmaintenanceandservice/solar-artical

บริษัท กิจจารักษ์ โซลาร์ เอนเนอร์จี จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 17 สิงหาคม 2561, จาก http://www.kitjarak.com/

บริษัท เก้าแสน พาเวอร์เซอวิส จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาล้างและทำความสะอาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 16 สิงหาคม 2561, จาก http://www.เก้าแสนเพาเวอร์.com

บริษัท โซล่าเมท ทีเอช จำกัด. (2561). *ผู้จัดจำหน่ายอินเวอร์เตอร์.* สืบค้นเมื่อ 15 สิงหาคม 2561, จาก http://www.solarmateth.com

บริษัท โซล่าฮับ จำกัด. (2560ก). *ข้อมูลและข้อกำหนดของหน่วยงานราชการ การคิดค่าไฟฟ้าของ กฟภ. แสดงเป็นรูปเข้าใจง่ายสุดๆ*. สืบค้นเมื่อ 14 ตุลาคม 2561, จาก https://www.solarhub.co.th/solar-information/solar-provision/415-rate-electricity-pea-images

บริษัท โซล่าฮับ จำกัด. (2560ข). *ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 17 สิงหาคม 2561, จาก http://www.solarhub.co.th

บริษัท โซล่าฮับ จำกัด. (2561). โซลาร์เซลล์บ้านพักอาศัยอุปกรณ์โซลาร์เซลล์มีประสิทธิภาพการและอายุการใช้งาน นานเท่าใด. สืบค้นเมื่อ 5 พฤษภาคม 2561, จาก https://www.solarhub.co.th/solar- solutions/residential-solar/328-lifetime-how-long

บริษัท ทิพย์เมธา จำกัด. (2561). *บิลค่าไฟฟ้ารายเดือนมิถุนายน 2560* [เอกสารอัดสำเนา]. ม.ป.ท.: บริษัท ทิพย์เมธา จำกัด.

บริษัท ที โซล่า เพาเวอร์ จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์* [เอกสารอัดสำเนา]. ม.ป.ท.: บริษัท ที โซล่า เพาเวอร์ จำกัด.

บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด. (2555). โครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา. สืบค้นเมื่อ 5 พฤษภาคม 2561, จาก http://www.bangchak.co.th/site/Download/SunnyEbookDownload_2sunny-report2012-final.pdf

บริษัท ปานนิติ จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 18 สิงหาคม 2561, จาก http://www.phanniti.com

บริษัท พาเวอร์ ซันไลท์ เอ็นจีเนียริ่ง จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาล้างและทำความสะอาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 16 สิงหาคม 2561, จาก http://powersunlight.com

บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด. (2560). ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์. สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2561, จาก http://www.solarcellcenter.com

บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด. (2561). *ผู้จัดจำหน่ายอินเวอร์เตอร์.* สืบค้นเมื่อ 15 สิงหาคม 2561, จาก http://www.solartech-center.com

บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 15 สิงหาคม 2561, จาก http://www.solargen.co.th/th

บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด. (2561). *ผู้จัดจำหน่ายอินเวอร์เตอร์.* สืบค้นเมื่อ 17 สิงหาคม 2561, จาก http://www.solargen.co.th/th

บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็คโทรนิคส์ จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 18 สิงหาคม 2561, จาก http://www.amornsolar.com

บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็คโทรนิคส์ จำกัด. (2561). *ผู้จัดจำหน่ายอินเวอร์เตอร์.* สืบค้นเมื่อ 17 สิงหาคม 2561, จาก http://www.amornsolar.com

บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2561, จาก http://www.ecosolar.co.th

บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด. (2561). *ผู้จัดจำหน่ายอินเวอร์เตอร์.* สืบค้นเมื่อ 17 สิงหาคม 2561, จาก http://www.ecosolar.co.th

บริษัท อีโคเอ็นเนอยี่ จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาล้างและทำความสะอาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 16 สิงหาคม 2561, จาก http://www.ecoenergythailand.com

บริษัท เออีซี เอกซ์พอร์ต จำกัด. (2560). *ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 19 สิงหาคม 2561, จาก http://www.aecexport.com

ประสาท มีแต้ม. (2558*). ยุทธศาตร์พลังงาน: สิทธิการใช้แสงแดดผลิตไฟฟ้าต้องได้รับการคุ้มครองและทำให้เป็นจริง (เสียดายแดด).* สืบค้นเมื่อ 26 กุมภาพันธ์ 2561, จาก http://www.consumerthai.org/phocadownload/energy/Prasart_Consumer.pdf

พิชยดา จิรวรรยวงศ์. (2556). *การศึกษาต้นทุนในการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในบ้านที่อยู่อาศัย.* (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์, กรุงเทพฯ). http://libdoc.dpu.ac.th/thesis/147901.pdf

พิมลมาศ วรรณคนาพล, อเนก สุวรรณชัยสกุล, ปาริณี ศรีสุวรรณ์, และเฉลิมวัตน์ ต้นตสวัสดิ์. (2555). ศึกษาเรื่องประโยชน์ของการใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา กรณีศึกษาอาคารที่พัก อาศัยต้นทุนต่ำ. *วารสารวิจัยและสาระสถาปัตยกรรม/การผังเมือง*, *9*(2), 49-61.

ฟิสิกส์ราชมงคล. (2561). *การออกแบบขนาดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับติดตั้งบนหลังคาบ้าน*. สืบค้นเมื่อ 18 สิงหาคม 2561, จาก http://www.rmutphysics.com/charud/virtualexperiment/virtual2/solar-cell/index4.html

ราชันย์ ชูชาติ. (2558). *การวิเคราะห์อุปสงค์ต่อพลังงานไฟฟ้า เพื่อใช้ประเมินต้นทุนและผลตอบแทนในการติดตั้ง Solar rooftop บนหลังคาอาคาร กรณีศึกษามหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่* (งานค้นคว้าใน วิชา Research Methods in Economics). สงขลา: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่

ร้าน ซูปเปอร์โซล่า. (2561). *ผู้จัดจำหน่ายอินเวอร์เตอร์*. สืบค้นเมื่อ 15 สิงหาคม 2561, จาก http://www.supersolarz.com

ร้าน โซล่าเซลล์ ชลบุรี. (2560). *ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์*. สืบค้นเมื่อ 18 สิงหาคม 2561, จาก http://www.solarchon.com

ร้าน ไลท์คอนเซ็ปชั่น. (2560). *ผู้รับเหมาล้างและทำความสะอาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์*. สืบค้นเมื่อ 16 สิงหาคม 2561, จาก http://lightconception.net

วิวัฒน์ ชโนวิทย์. (2557*). การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาประเภทที่พักอาศัยในพื้นที่แตกต่างกันของประเทศไทย* (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต ไม่ได้ตีพิมพ์). สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์, กรุงเทพฯ.

สามารถ วงษ์ฤทธิ์. (2555). *การวิเคราะห์ความเหมาะสมของพื้นที่สำหรับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยโดยใช้ฐานข้อมูลสารสนเทศภูมิศาสตร์ร่วมกับแผนที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์* (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ). สืบค้นจาก https://dric.nrct.go.th/Search/SearchDetail/266029

ห้างหุ้นส่วนจำกัด เอ็นแอนด์พี. (2561). *ผู้จัดจำหน่ายอินเวอร์เตอร์*. สืบค้นเมื่อ 17 สิงหาคม 2561, จาก http://www.thai-powersupply.com

อนัน สุวรรณชัยสกุล. (2551). *ความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับครัวเรือนและหมู่บ้าน*. กรุงเทพฯ: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. สืบค้นจาก http://digi.library.tu.ac.th/thesis/ec/1210/01TITLE.pdf

Energy informative. (n.d.). *Grid-tied solar systems*. Retrieved March 4, 2018, from https://energyinformative.org/grid-tied-off-grid-and-hybrid-solar-systems/

Leonics Co.LTD. (2561). *ความรู้เกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นเมื่อ 5 มีนาคม 2561, จาก http://www.leonics.co.th/html/th/aboutpower/solar_knowledge.php

Solar Cell Thailand96. (2558). *การเลือกชนิดและขนาดสายไฟฟ้ากระแสตรง DC สำหรับระบบโซลาร์เซลล์*. สืบค้นเมื่อ 7 มีนาคม 2561, จาก https://solarcellthailand96.com/knowledge/correct-wire-sizes-are-essential/

USAID-Clean-Power-Asia, & GIZ Thailand. (2017*). Renewable energy guidelines on solar PV rooftop implementation: Thailand version 1.0.* Retrieved May 6, 2018, from https://www.climatelinks.org/sites/default/files/asset/document/2017_USAID-Clean-Power- Asia_RE-Guidelines-Solar-PV-Rooftop-Implementation-EN-v1.pdf

ภาคผนวก ก

วิธีการคำนวณและตารางคำนวณที่เกี่ยวข้อง

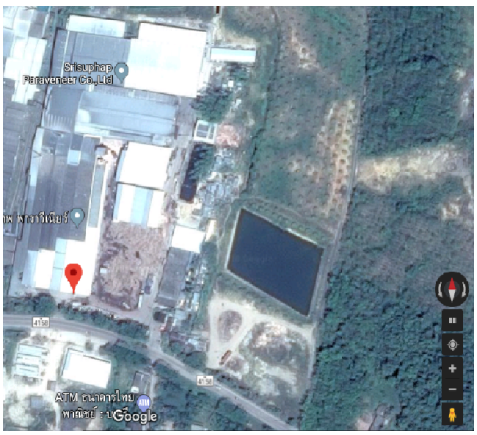
การคำนวณพื้นหลังคาโดยใช้โปรแกรม Google Map

พื้นที่หลังคาอาคารโรงงาน

1. บริษัท พาราวีเนียร์ 2002 จำกัด ตำบลในควน อำเภอย่านตาขาว พิกัด 7.36031, 99.73652

พื้นที่ รวม 29,936 ตารางเมตร

2. บริษัท ศรีสุภาพ พาราวู้ด จำกัด ตำบลนาท่ามเหนือ อำเภอเมืองตรังพิกัด 7.64819, 99.57478



พื้นที่ รวม 28,514 ตารางเมตร

3. บริษัท เมกก้าวู้ด จำกัด ตำบลนาท่ามเหนือ อำเภอเมืองตรัง พิกัด 7.64963, 99.57345

พื้นที่ รวม 28,428 ตารางเมตร

4. บริษัท วู้ดเวอร์ค จำกัด ตำบลหนองช้างแล่น อำเภอห้วยยอด พิกัด 7.81352, 99.5893

พื้นที่ รวม 23,126 ตารางเมตร

5. บริษัท นาเมืองเพชรพาราวู้ด จำกัด ตำบลนาเมืองเพชร อำเภอสิเกา พิกัด 7.54275, 99.4944

พื้นที่ รวม 20,145 ตารางเมตร

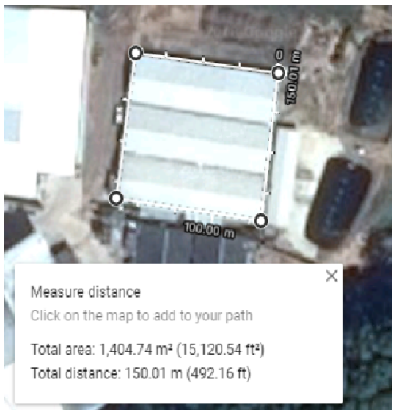
6. บริษัท เอเซียแปซิฟิค พาราวู้ด จำกัด

พื้นที่ รวม 21,194 ตารางเมตร

7. บริษัท พรีเมียร์ ทิมเบอร์ จำกัด ตำบลบ้านนา อำเภอสิเกา พิกัด 7.30606, 99.67593

พื้นที่ รวม 18,258 ตารางเมตร

8. บริษัท กันตังพาราวู้ด จำกัด ตำบลโคกยาง อำเภอกันตัง พิกัด 7.524982, 99.5123

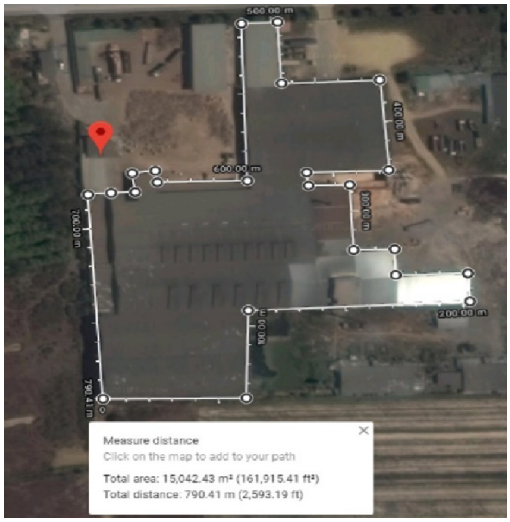


พื้นที่ รวม 16,218 ตารางเมตร

9. บริษัท ศรีพุธตรัง พารากรุ๊ป จำกัด ตำบลนาท่ามเหนือ อำเภอเมืองตรังพิกัด 7.64762, 99.57563

พื้นที่ รวม 15,174 ตารางเมตร

10. บริษัท บิกเกอร์วู้ด ตรัง จำกัด ตำบลทุ่งค่าย อำเภอย่านตาขาว พิกัด 7.48591, 99.66002



พื้นที่ รวม 15,042 ตารางเมตร

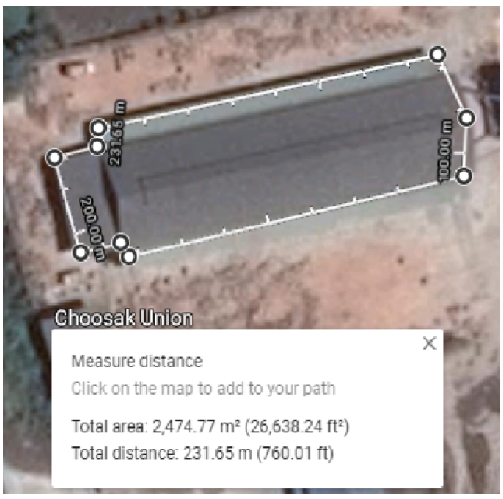
11. บริษัท ทิพย์เมธา จำกัด ตำบลบางกุ้ง อำเภอห้วยยอด พิกัด 7.74701,99.46839

พื้นที่ รวม 14,788 ตารางเมตร

12. บริษัท พรีเมียร์ พาราวู้ด จำกัด ตำบลเขาวิเศษ อำเภอวังวิเศษ พิกัด 7.62627, 99.45153

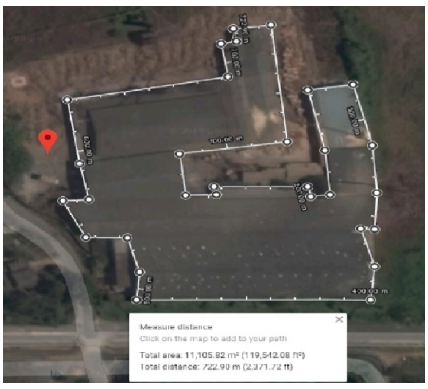
พื้นที่ รวม 14,618 ตารางเมตร

13. บริษัท ชูศักดิ์รัษฎาพาราวู้ด จำกัด ตำบลควนเมา อำเภอรัษฎา พิกัด 7.90684, 99.59903



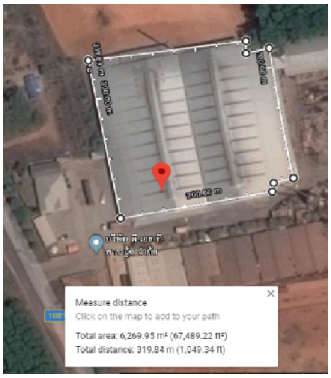
พื้นที่ รวม 12,840 ตารางเมตร

14. บริษัท โรงเลื่อยแสงเจริญ จำกัด ตำบลนาโยงใต้ อำเภอเมืองตรัง พิกัด 7.56601, 99.66555



พื้นที่ รวม 11,105 ตารางเมตร

15. บริษัท พี.เอส.ที.พาราวู้ด จำกัด ตำบลนาหมื่นศรี อำเภอนาโยง พิกัด 7.624930, 99.687829

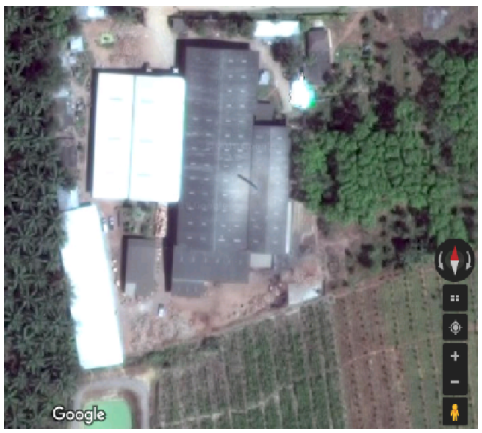


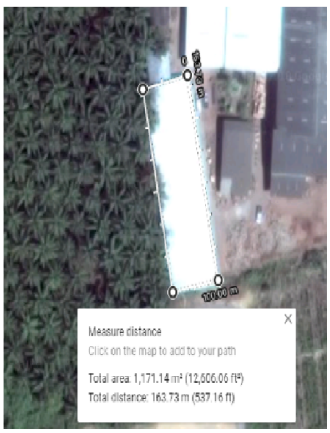
พื้นที่ รวม 8,545 ตารางเมตร

16. บริษัท กฤษณ์นำชัย พาราวู้ด จำกัด ตำบลนาท่ามเหนือ อำเภอเมืองตรัง พิกัด 7.64489, 99.58275

พื้นที่ รวม 8,203 ตารางเมตร

17. บริษัท ศรีเจริญทรัพย์ พาราวู้ด จำกัด ตำบลทุ่งกระบือ อำเภอย่านตาขาว พิกัด 7.44527, 99.63238





พื้นที่ รวม 6,744ตารางเมตร

18. บริษัท เอสดีที พาราวู้ด จำกัด ตำบลหนองช้างแล่น อำเภอห้วยยอด พิกัด 7.844841, 99.627109

พื้นที่ รวม 6,636 ตารางเมตร

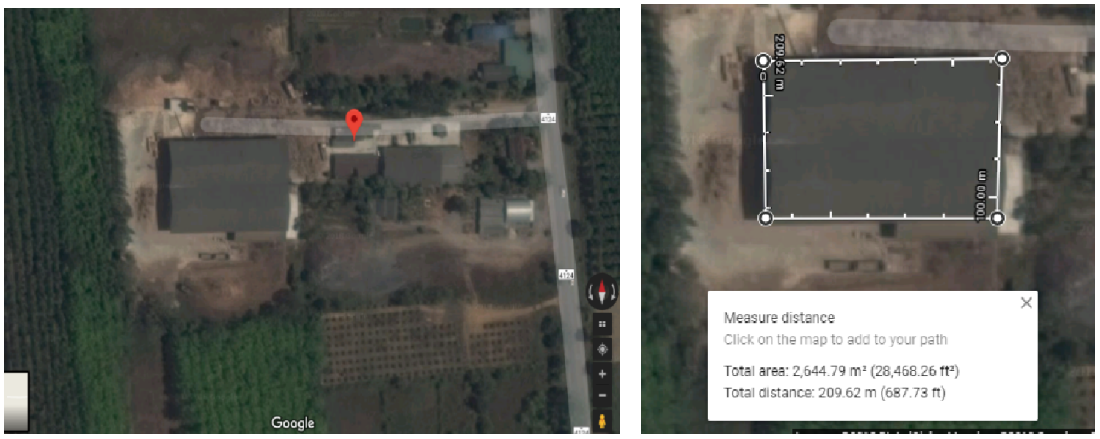
19. บริษัท เพชรนครพาราวู้ด จำกัด ตำบลห้วยนาง อำเภอห้วยยอด พิกัด 7.87033, 99.59728

พื้นที่ รวม 5,749 ตารางเมตร

20. บริษัท นาเมืองเพชรพาราวู้ด จำกัด (2) ตำบลบางกุ้ง อำเภอห้วยยอดพิกัด 7.739211, 99.437244

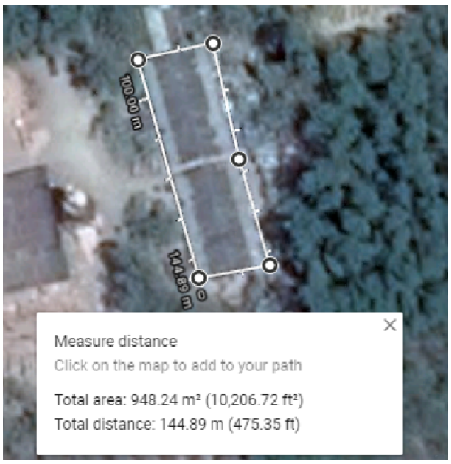
พื้นที่ รวม 3,452 ตารางเมตร

21. บริษัท เมกก้า วู้ด จำกัด ตำบลนาข้าวเสีย อำเภอนาโยง พิกัด 7.52275, 99.7097



พื้นที่ รวม 2,644 ตารางเมตร

22. บริษัท ฆโนทัย พาราวู้ด จำกัด ตำบลโพรงจระเข้ อำเภอย่านตาขาว พิกัด 7.40087, 99.80286



พื้นที่ รวม 2,600 ตารางเมตร

23. บริษัท ทีเอสโอ พาราวู้ด จำกัด ตำบลนาวง อำเภอห้วยยอด พิกัด 7.72594, 99.51356

พื้นที่ รวม 923 ตารางเมตร

ตารางคำนวณกำลังผลิตติดตั้งของแต่ละโครงการ

ชื่อบริษัท	หน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนในช่วง Peak [18] (22 day/kWh)	การคำนวณ	หน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวันทำการ Peak (kWh)	Q (kWh/m^2/day)	A	B	C	Time (h)	การคำนวณ	Pcell (kWh)
บริษัท A	335,078.18	335,078.18/22	15,230.83	4.99	0.80	0.85	0.87	5	15,230.83/(4.99×0.80×0.85×0.87×5)	1,031.87
บรัษัท B	244,075.76	244,075.76/22	11,094.35	4.99	0.80	0.85	0.87	5	11,094.35/(4.99×0.80×0.85×0.87×5)	751.63
บริษัท C	131,933.18	131,933.18/22	5,996.96	4.99	0.80	0.85	0.87	5	5,996.96/(4.99×0.80×0.85×0.87×5)	406.29
บริษัท D	127,698.75	127,698.75/22	5,804.49	4.99	0.80	0.85	0.87	5	5,804.49/(4.99×0.80×0.85×0.87×5)	393.25
บรัษัท E	124,161.88	124,161.88/22	5,643.72	4.99	0.80	0.85	0.87	5	5,643.72/(4.99×0.80×0.85×0.87×5)	382.36
บริษัท F	113,885.06	113,885.06/22	5,176.59	4.99	0.80	0.85	0.87	5	5,176.59/(4.99×0.80×0.85×0.87×5)	350.71
บริษัท G	69,565.53	69,565.53/22	3,162.07	4.99	0.80	0.85	0.87	5	3,162.07/(4.99×0.80×0.85×0.87×5)	214.23
บรัษัท B	21,419.25	21,419.25/22	973.60	4.99	0.80	0.85	0.87	5	973.60/(4.99×0.80×0.85×0.87×5)	65.96
บริษัท H	16,088.92	16,088.92/22	731.31	4.99	0.80	0.85	0.87	5	731.31/(4.99×0.80×0.85×0.87×5)	49.55

[18] ช่วง Peak เวลา 09.00-22.00 น วันจันทร์-ศุกร์และวันพืชมงคล ดังนั้น หน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนในช่วง Peak เท่ากับ 22 วันทำการต่อเดือน

ภาคผนวก ข

รายละเอียดต้นทุนของโครงการ

รายชื่อบริษัทและผู้รับเหมาติดตั้งระบบ

	รายชื่อและที่อยู่	ประเภทธุรกิจ	โทรศัพท์	โทรสาร
1	บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด อาคาร 304/984 ซอย พหลโยธิน 49/1 ถนน พหลโยธิน เขตหลักสี่ 10210 แขวง บางนา เขต บางนา กรุงเทพมหานคร 10260 http://www.ecosolar.co.th	ผลิตติดตั้ง จำหน่ายแผงเซลล์	087-204-3322 088-420-8882	
2	บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด 655 ถนนสุเหร่าคลองหนึ่ง แขวงบางชัน เขตคลองสามวา กรุงเทพฯ 10510 www.solarcellcenter.com	ผลิตติดตั้ง จำหน่ายแผงเซลล์	086-355-3648 081-665-4516	02-162-0812
3	บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด 184 หมู่ที่ 4 ตำบลขามใหญ่ อำเภอเมือง จังหวัดอุบลราชธานี http://www.solargen.co.th/th	ติดตั้ง จำหน่าย แผงเซลล์	084-111-3155	
4	บริษัทกิจจารักษ์ โซลาร์ เอนเนอร์จี จำกัด 62/2 หมู่ 3 ตำบลไทรม้า อำเภอเมือง จังหวัดนนทบุรี 11000 http://www.kitjarak.com/	ผลิต นำเข้า ติดตั้ง จำหน่ายแผงเซลล์	089-832-2114	
5	บริษัท โซล่าฮับ จำกัด 90/64 หมู่4 ตำบลไทรน้อย อำเภอไทรน้อย จังหวัดนนทบุรี 11150 http://www.solarhub.co.th	ติดตั้ง-จำหน่าย แผง เซลล์	086-387-9888 062-604-2999	02-5682236

	รายชื่อและที่อยู่	ประเภทธุรกิจ	โทรศัพท์	โทรสาร
6	บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็ค โทรนิคส์ จำกัด 17/18-19 หมู่ 6 ตำบลบางกระทึก อำเภอสามพราน จังหวัดนครปฐม 73210 http://www.amornsolar.com	ผลิต ติดตั้ง จำหน่ายแผงเซลล์	02-482-1325 ต่อ 2241	
7	บริษัท ปานนิติ จำกัด 29/21 หมู่บ้าน อรุณสุนทรี ถนน 345 ตำบลลำโพ อำเภอบางบัวทอง จังหวัดนนทบุรี 11110 http://www.phanniti.com	นำเข้าและ จำหน่ายแผงเซลล์ และอุปกรณ์ ประกอบ	02-961-7492-3 092-284-2672 063-624-1941	02-926-1256
8	ร้าน โซล่าเซลล์ ชลบุรี 824 ก ถนนเจตน์จำนง อำเภอเมือง จังหวัดชลบุรี 20000 www.solarchon.com	รับเหมาติดตั้งแผง เซลล์ นำเข้าแผงเซลล์	082-362-4495 038-284-886	
9	บริษัท เออีซี เอกซ์พอร์ต จำกัด 37/298 ถนนลาดปลาเค้า ซอยลาด ปลาเค้า 62 แขวงอนุสาวรีย์ เขต บางเขนกรุงเทพฯ 10220 http://www.aecexport.com	รับเหมาติดตั้งแผง เซลล์ นำเข้าแผงเซลล์	084-444-1494	02-197-8684
10	บริษัท ที โซล่า เพาเวอร์ จำกัด 223 หมู่ที่ 4 ซอยฉัตรแก้ว ตำบลควน ลัง อำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา	รับเหมาติดตั้งแผง เซลล์ นำเข้าแผงเซลล์	082-732-7551	

ราคารับเหมาระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ (บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
3.6 kW	194,400	54	50.67		
5 kW	245,000	49			
10 kW	490,000	49			
20 kW	900,000	45		43.5	
25 kW	1,075,000	43			
40 kW	1,720,000	43			
50 kW	2,150,000	43			
80 kW	3,440,000	42.5			42.75
100 kW	4,300,000	43			

Solar Rooftop ขนาด 3.6 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 194,400 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 315W (PV Solar Panel) จำนวน 12 แผง

- ยี่ห้อ Talesun รุ่น TP672P / ยี่ห้อ Jetion รุ่น JT300PMe
- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 26.35 kg)
- ขนาด 1.965x0.992 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 15 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานสากล Iso9001: 2008, iso14001: 2004, Iec61215, iec61730
- การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง

- ยี่ห้อ Growatt รุ่น 3600 MTL-10 , Single Phase 1 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 3800 W พิกัดแรงดันด้าน DC 100V-600V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 3600 VA พิกัดแรงดันด้าน AC 180Vac-280Vac
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 5 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด

- สายไฟฟ้า DC เคลือบเงิน ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- สายไฟฟ้า AC ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- ท่อกันน้ำสำหรับเดินสายไฟฟ้า
- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า
- เซอร์กิตเบรกเกอร์

4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล

- ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา

5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ

- ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 5 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 245,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 315W (PV Solar Panel) จำนวน 16 แผง

- ยี่ห้อ Talesun รุ่น TP672P / ยี่ห้อ Jetion รุ่น JT300PMe
- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 16 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานสากล Iso9001: 2008, iso14001: 2004, Iec61215, iec61730
- การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง

- ยี่ห้อ Growatt รุ่น 5000 MTL-10 , Single Phase จำนวน 1 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 5000 W พิกัดแรงดันด้าน DC 100V-600V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 5000 VA พิกัดแรงดันด้าน AC 180Vac-280Va
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 5 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด

- สายไฟฟ้า DC เคลือบเงิน ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- สายไฟฟ้า AC ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- ท่อกันน้ำสำหรับเดินสายไฟฟ้า
- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า
- เซอร์กิตเบรกเกอร์

4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล

- ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา

5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ

- ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 10 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 490,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 315W (PV Solar Panel) จำนวน 32 แผง

- ยี่ห้อ Talesun รุ่น TP672P / ยี่ห้อ Jetion รุ่น JT300PMe
- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 16 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานสากล Iso9001: 2008, iso14001: 2004, Iec61215, iec61730
- การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 2 เครื่อง

- ยี่ห้อ Growatt รุ่น 5000 MTL-10 , Single Phase จำนวน 2 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 5000 W พิกัดแรงดันด้าน DC 100V-600V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 5000 VA พิกัดแรงดันด้าน AC 180Vac-280Va
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 5 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด

- สายไฟฟ้า DC เคลือบเงิน ความยาวไม่เกิน 30 เมตร

- สายไฟฟ้า AC ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- ท่อกันน้ำสำหรับเดินสายไฟฟ้า
- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า
- เซอร์กิตเบรกเกอร์

4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล

- ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา

5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ

- ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 20 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 900,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 315W (PV Solar Panel) จำนวน 64 แผง

- ยี่ห้อ Talesun รุ่น TP672P / ยี่ห้อ Jetion รุ่น JT300PMe
- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 16 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานสากล Iso9001: 2008, iso14001: 2004, Iec61215, iec61730
- การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง

- ยี่ห้อ SMA รุ่น 20000TL , Three Phase 1 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 20440 W พิกัดแรงดันด้าน DC 1000V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 20000 VA พิกัดแรงดันด้าน AC 160Vac-280Vac (3/N/PE 230V/400V)
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 10 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด

- สายไฟฟ้า DC เคลือบเงิน ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- สายไฟฟ้า AC ความยาวไม่เกิน 30 เมตร

- ท่อกันน้ำสำหรับเดินสายไฟฟ้า
- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า
- เซอร์กิตเบรกเกอร์

4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล

- ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา

5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ

- ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 25 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 1,075,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 315W (PV Solar Panel) จำนวน 80 แผง

- ยี่ห้อ Talesun รุ่น TP672P / ยี่ห้อ Jetion รุ่น JT300PMe
- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 16 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานสากล Iso9001: 2008, iso14001: 2004, Iec61215, iec61730
- การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง

- ยี่ห้อ SMA รุ่น 25000TL , Three Phase 1 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 25550 W พิกัดแรงดันด้าน DC 1000V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 20000 VA พิกัดแรงดันด้าน AC 160Vac-280Vac (3/N/PE 230V/400V)
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 10 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด

- สายไฟฟ้า DC เคลือบเงิน ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- สายไฟฟ้า AC ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- ท่อกันน้ำสำหรับเดินสายไฟฟ้า

- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า
- เซอร์กิตเบรกเกอร์

4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล

- ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา

5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ

- ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 40 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 1,720,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 315W (PV Solar Panel) จำนวน 127 แผง

- ยี่ห้อ Talesun รุ่น TP672P / ยี่ห้อ Jetion รุ่น JT300PMe
- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 16 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานสากล Iso9001: 2008, iso14001: 2004, Iec61215, iec61730
- การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 2 เครื่อง

- ยี่ห้อ SMA รุ่น 20000TL , Three Phase 2 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 20440 W พิกัดแรงดันด้าน DC 1000V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 20000 VA พิกัดแรงดันด้าน AC 160Vac-280Vac (3/N/PE 230V/400V)
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 10 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด

- สายไฟฟ้า DC เคลือบเงิน ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- สายไฟฟ้า AC ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- ท่อกันน้ำสำหรับเดินสายไฟฟ้า
- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า

- เซอร์กิตเบรกเกอร์

4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล

- ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา

5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ

- ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 50 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 2,150,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 315W (PV Solar Panel) จำนวน 159 แผง

- ยี่ห้อ Talesun รุ่น TP672P / ยี่ห้อ Jetion รุ่น JT300PMe
- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 16 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานสากล Iso9001: 2008, iso14001: 2004, Iec61215, iec61730
- การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 2 เครื่อง

- ยี่ห้อ SMA รุ่น 25000TL , Three Phase 2 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 25550 W พิกัดแรงดันด้าน DC 1000V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 20000 VA พิกัดแรงดันด้าน AC 160Vac-280Vac (3/N/PE 230V/400V)
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 10 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด

- สายไฟฟ้า DC เคลือบเงิน ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- สายไฟฟ้า AC ความยาวไม่เกิน 30 เมตร
- ท่อกันน้ำสำหรับเดินสายไฟฟ้า
- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า
- เซอร์กิตเบรกเกอร์

4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล

- ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา

5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ

- ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 80 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 3,440,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 315W (PV Solar Panel) จำนวน 254 แผง

- ยี่ห้อ Talesun รุ่น TP672P / ยี่ห้อ Jetion รุ่น JT300PMe
- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 16 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานสากล Iso9001: 2008, iso14001: 2004, Iec61215, iec61730
- การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 4 เครื่อง

- ยี่ห้อ SMA รุ่น 20000TL , Three Phase 4 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 20440 W พิกัดแรงดันด้าน DC 1000V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 20000 VA พิกัดแรงดันด้าน AC 160Vac-280Vac (3/N/PE 230V/400V)
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง,การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 10 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด

- สายไฟฟ้า DC เคลือบเงิน ความยาวไม่เกิน 100 เมตร
- สายไฟฟ้า AC ความยาวไม่เกิน 100 เมตร
- ท่อกันน้ำสำหรับเดินสายไฟฟ้า
- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า
- เซอร์กิตเบรกเกอร์

4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล

- ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา

5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ

- ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 100 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 4,300,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 315W (PV Solar Panel) จำนวน 318 แผง

- ยี่ห้อ Talesun รุ่น TP672P / ยี่ห้อ Jetion รุ่น JT300PMe
- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 16 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานสากล Iso9001: 2008, iso14001: 2004, Iec61215, iec61730
- การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 4 เครื่อง

- ยี่ห้อ SMA รุ่น 25000TL , Three Phase 4 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 25550 W พิกัดแรงดันด้าน DC 1000V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 20000 VA พิกัดแรงดันด้าน AC 160Vac-280Vac (3/N/PE 230V/400V)
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 10 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด

- สายไฟฟ้า DC เคลือบเงิน
- สายไฟฟ้า AC
- ท่อกันน้ำสำหรับเดินสายไฟฟ้า
- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า
- เซอร์กิตเบรกเกอร์

4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล

- ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา

5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ

- ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
8.2 kW	420,000	51.22	50.61		
10 kW	500,000	50			

Solar Rooftop ขนาด 8.2 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 420,000 บาท

1. แผงพลังงานแสงอาทิตย์ (Solarcell Module)

- SCHUTTEN SOLAR รุ่น STP6-295W
- ชนิด Poly Crystalline
- ขนาดกำลังไฟฟ้า 295W ขนาด 1x2 เมตร จำนวน 28 แผง
- ใช้พื้นที่ติดตั้ง 60 ตารางเมตร

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) 2 เครื่อง

- ยี่ห้อ โกรวัตต์ Growatt 4600MTL-10, Single Phase
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input max 5.0kW พิกัดแรงดันด้าน DC 100-600V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output max 4.6kVA พิกัดแรงดันด้าน AC 180-280V (230 โวลต์)
- เป็นไปตามข้อกำหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง(กฟน.), การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
- การรับประกันจากผู้ผลิต 5 Year Product Warranty

3. ตู้ไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด ต่อ 1 การติดตั้ง

- สายไฟฟ้า PV Cable (Lapp Kabel) ความยาว 50 เมตร
- สายไฟฟ้า AC (THAI YAZAKI หรือ BCC) ความยาว 50 เมตร
- BUSSMANN DC Fuse ฟิวส์นำเข้าสำหรับงานโซล่าร์

- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า EATON AC/DC Surge Protector
- ท่อ EMT Conduit อย่างดี กันน้ำสำหรับเดินสายไม่เกิน 50 เมตร
- ABB MCCB Breaker เซอร์กิตเบรกเกอร์
- Grounding system (จำเป็นต้องติดตั้งตามมาตรฐานของการไฟฟ้า)

4. อุปกรณ์ติดตั้งมาตรฐานประกอบด้วย ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ต่อ 1 kW (หนึ่งกิโลวัตต์)

- ฐานตั้งสำหรับงานประเภท ตั้งพื้น ติดหลังคา ดาดฟ้า
- รางอลูมิเนียมยาว 4 เมตร 2 ราง
- ชุดยึดระหว่างแผง 3 ตัว
- ชุดยึดมุมของแผงโซลาร์เซลล์ 4 ตัว

5. การรับประกันงานติดตั้ง 1 ปี

Solar Rooftop ขนาด 10 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 500,000 บาท

1. แผงพลังงานแสงอาทิตย์ (Solarcell Module)

- SCHUTTEN SOLAR รุ่น STP6-295W
- ชนิด Poly Crystalline
- ขนาดกำลังไฟฟ้า 295W ขนาด 1x2 เมตร จำนวน 34 แผง
- ใช้พื้นที่ติดตั้ง 80 ตารางเมตร

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) 1 เครื่อง

- ยี่ห้อ โกรวัตต์ Growatt 10000UE, 3 Phase
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input max 10.5kW พิกัดแรงดันด้าน DC 180-1000V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output max 10.0kVA พิกัดแรงดันด้าน AC 184-275V (230 โวลต์)
- เป็นไปตามข้อกำหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง(กฟน.), การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
- Firm ware: Main Ver : 0D0.9, Comm Ver : 0C0.9
- การรับประกันจากผู้ผลิต 5 Year Product Warranty

3. ตู้ไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด ต่อ 1 การติดตั้ง

- สายไฟฟ้า PV Cable (Lapp Kabel) ความยาว 50 เมตร
- สายไฟฟ้า AC (THAI YAZAKI หรือ BCC) ความยาว 50 เมตร
- BUSSMANN DC Fuse ฟิวส์นำเข้าเฉพาะงานโซล่าร์
- ชุดป้องกันไฟกระชากและป้องกันฟ้าผ่า EATON AC/DC Surge Protector ของเยอรมัน
- ท่อ Conduit อย่างดี สำหรับเดินสายไม่เกิน 50 เมตร
- ABB MCCB Breaker เซอร์กิตเบรกเกอร์
- Grounding system (จำเป็นต้องติดตั้งตามมาตรฐานของการไฟฟ้า)

4. อุปกรณ์ติดตั้งมาตรฐานประกอบด้วย ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ต่อ 1 kW (หนึ่งกิโลวัตต์)

- ฐานตั้งสำหรับงานประเภท ตั้งพื้น ติดหลังคา ดาดฟ้า
- รางอลูมิเนียมยาว 4 เมตร 2 ราง
- ชุดยึดระหว่างแผง 3 ตัว
- ชุดยึดมุมของแผงโซลาร์เซลล์ 4 ตัว

5. การรับประกันงานติดตั้ง 2 ปี

บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด

หรือ http://www.solargen.co.th/th

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
10 kW	520,000	52	52		
20 kW	990,000	49.5		49.75	
25 kW	1,250,000	50			

Solar Rooftop ขนาด 10kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 520,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 300W (PV Solar Panel) จำนวน 34 แผง 10200 วัตต์ (W)

- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25.5 kg)

- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 15 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานไทยและสากล มอก.1843-2553 มอก.2580 ISO 9001- 2015,ISO 14001: 2015, IEC61215, IEC61730
- 10 Year Product Warranty
- 25 Year Linear Power Warranty

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) 10 kW จำนวน 1 เครื่อง

- ยี่ห้อ Growatt รุ่น Growatt 10000UE Three Phase 1 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 10500 W พิกัดแรงดันด้าน DC180 V-1000 V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 10 kVA พิกัดแรงดันด้าน AC 184 V - 275 V
- ยี่ห้อ SMA รุ่น Sunny Tripower 9000TL Three Phase 1 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 9225 W พิกัดแรงดันด้าน DC 370 V- 800 V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า AC Output 9.0 kVA พิกัดแรงดันด้าน AC 160 V - 280 V
- เป็นไปตามข้อกำหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน

- สายไฟฟ้า DC ชนิด PV1-F สำหรับโซลาร์เซลโดยเฉพาะ
- ฟิวส์กระแสตรง(DC Fuse)
- ป้องกันฟ้าผ่ากระแสตรง (DC Surge Protection)
- เบรกเกอร์ กระแสตรง (DC Circuit Breaker)
- ป้องกันฟ้าผ่ากระแสสลับ (AC Surge Protection)
- สายไฟฟ้า AC
- ท่อและอุปกรณ์สำหรับเดินสายไฟฟ้า และ กราวด์ (ไฟฟ้า)

4. ชุดติดตั้งโซลาร์เซล (Solar PV Mounting)

- ผลิตจากอลูมิเนียมชุบผิวชั้นสูงเกรดสูง สามารถทนการกัดกรอนตลอดอายุการใช้งาน

Solar Rooftop ขนาด 20 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 990,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 300W (PV Solar Panel) จำนวน 68 แผง 20400 วัตต์(W)

- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25.5 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 15 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานไทยและสากล มอก.1843-2553 มอก.2580 ISO 9001- 2015,ISO 14001: 2015, IEC61215, IEC61730
- 10 Year Product Warranty
- 25 Year Linear Power Warranty

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) 20 kW จำนวน 1 เครื่อง

- ยี่ห้อ Growatt รุ่น Growatt 20000UE Three Phase 1 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 20800 W พิกัดแรงดันด้าน DC180 V-1000 V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า ACOutput20kVAพิกัดแรงดันด้านAC 184 V - 275 V (3 / N / PE, 230 V / 400 V)
- ยี่ห้อ SMA รุ่น SUNNY TRIPOWER 20000TL Three Phase 1 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 20450 W พิกัดแรงดันด้าน DC 580 V- 800 V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า ACOutput20kVAพิกัดแรงดันด้านAC 160 V - 280 V (3 / N / PE, 230 V / 400 V)
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 5 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน

- สายไฟฟ้า DC ชนิด PV1-F สำหรับโซลาร์เซลโดยเฉพาะ
- ฟิวส์กระแสตรง(DC Fuse)
- ป้องกันฟ้าผ่ากระแสตรง (DC Surge Protection)
- เบรกเกอร์ กระแสตรง (DC Circuit Breaker)
- ป้องกันฟ้าผ่ากระแสสลับ (AC Surge Protection)
- สายไฟฟ้า AC

- ท่อและอุปกรณ์สำหรับเดินสายไฟฟ้า และ กราวด์ (ไฟฟ้า)

4. ชุดติดตั้งโซลาร์เซล (Solar PV Mounting)

- ผลิตจากอลูมิเนียมชุบผิวชั้นสูงเกรดสูง สามารถทนการกัดกรอนตลอดอายุการใช้งาน

Solar Rooftop ขนาด 25 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 1,250,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 300W (PV Solar Panel) จำนวน 84 แผง 25200 วัตต์ (W)

- ชนิดผลึก (Poly crystalline)
- ขนาด กำลังการผลิต 300 วัตต์ ต่อแผง (น้ำหนัก 25.5 kg)
- ขนาด 1.954x0.982 เมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 15 kg/m2
- ผ่านมาตรฐานไทยและสากล มอก.1843-2553 มอก.2580 ISO 9001- 2015,ISO 14001: 2015, IEC61215, IEC61730
- 10 Year Product Warranty
- 25 Year Linear Power Warranty

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) 25 kW จำนวน 1 เครื่อง

- ยี่ห้อ SMA รุ่น Sunny Tripower 25000TL Three Phase 1 เครื่อง
- พิกัดกำลังไฟฟ้า DC Input 25550 W พิกัดแรงดันด้าน DC 390 V- 800 V
- พิกัดกำลังไฟฟ้า ACOutput20kVAพิกัดแรงดันด้านAC 180 V - 280 V (3 / N / PE, 230 V / 400 V)
- เป็นไปตามข้อกาหนดและสามารถใช้ได้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- การรับประกันจากผู้ผลิต 5 Year Product Warranty

3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน

- สายไฟฟ้า DC ชนิด PV1-F สำหรับโซลาร์เซลโดยเฉพาะ
- ฟิวส์กระแสตรง(DC Fuse)
- ป้องกันฟ้าผ่ากระแสตรง (DC Surge Protection)
- เบรกเกอร์ กระแสตรง (DC Circuit Breaker)
- ป้องกันฟ้าผ่ากระแสสลับ (AC Surge Protection)

- สายไฟฟ้า AC
- ท่อและอุปกรณ์สำหรับเดินสายไฟฟ้า และ กราวด์ (ไฟฟ้า)

4. ชุดติดตั้งโซลาร์เซล(Solar PV Mounting)

- ผลิตจากอลูมิเนียมชุบผิวชั้นสูงเกรดสูง สามารถทนการกัดกร่อนตลอดอายุการใช้งาน

บริษัทกิจจารักษ์ โซลาร์ เอนเนอร์จี จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
3.1kW	185,000	59.68	56.43		
5.2kW	275,000	52.88			
5.2kW	295,000	56.73			
10.1 kW	570,000	56.44		50.41	
10.1 kW	550,000	54.46			
20.3 kW	950,000	46.8			
20.3 kW	900,000	44.33			
25 kW	1,250,000	50			

Solar Rooftop ขนาด 3.1 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 185,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 350W (PV Solar Panel) จำนวน 9 แผง
   - ยี่ห้อ Ulica
   - ชนิดผลึก (Mono crystalline)
   - ขนาด กาลังการผลิต 350 วัตต์ ต่อแผง
2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง
   - ยี่ห้อ SMA รุ่น 5000TL , Three Phase 1 เครื่อง
3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด
4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล
   - ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา
5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ
   - ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 5.2 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 275,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 350W (PV Solar Panel) จำนวน 15 แผง
    - ยี่ห้อ Ulica
    - ชนิดผลึก (Mono crystalline)
    - ขนาด กาลังการผลิต 350 วัตต์ ต่อแผง
2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง
    - ยี่ห้อ Goodwe , Three Phase 1 เครื่อง
3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด
4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล
    - ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา
5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ
    - ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 5.2 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 295,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 350W (PV Solar Panel) จำนวน 15 แผง
    - ยี่ห้อ Ulica
    - ชนิดผลึก (Mono crystalline)
    - ขนาดกำลังการผลิต 350 วัตต์ ต่อแผง
2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง
    - ยี่ห้อ SMA รุ่น 6000TL , Three Phase 1 เครื่อง
3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด
4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล
    - ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา
5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ
    - ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 10.1 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 570,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 350W (PV Solar Panel) จำนวน 29 แผง
    - ยี่ห้อ Ulica
    - ชนิดผลึก (Mono crystalline)
    - ขนาด กาลังการผลิต 350 วัตต์ ต่อแผง
2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง
    - ยี่ห้อ SMA รุ่น 15000TL , Three Phase 1 เครื่อง
3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด
4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล
    - ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา
5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ
    - ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 10.1 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 550,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 350W (PV Solar Panel) จำนวน 29 แผง
    - ยี่ห้อ Ulica
    - ชนิดผลึก (Mono crystalline)
    - ขนาด กาลังการผลิต 350 วัตต์ ต่อแผง
2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง
    - ยี่ห้อ Goodwe , Three Phase 1 เครื่อง
3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด
4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล
    - ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา
5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ
    - ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 20.3 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 950,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 350W (PV Solar Panel) จำนวน 58 แผง
    - ยี่ห้อ Ulica
    - ชนิดผลึก (Mono crystalline)
    - ขนาดกำลังการผลิต 350 วัตต์ ต่อแผง
    - การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี
2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง
    - ยี่ห้อ SMA รุ่น 20000TL , Three Phase 1 เครื่อง
3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด
4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล
    - ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา
5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ
    - ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

Solar Rooftop ขนาด 20.3 kW ราคาทั้งชุด (ราคานี้ยังไม่รวม VAT) 900,000 บาท

1. แผงโซล่าเซลล์ 350W (PV Solar Panel) จำนวน 58 แผง
    - ยี่ห้อ Ulica
    - ชนิดผลึก (Mono crystalline)
    - ขนาด กาลังการผลิต 350 วัตต์ ต่อแผง
    - การรับประกันจากผู้ผลิต 90% ใน 10 ปี ,80% ใน 25 ปี
2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จำนวน 1 เครื่อง
    - ยี่ห้อ Goodwe , Three Phase 1 เครื่อง
3. ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันพื้นฐาน 1 ชุด
4. ชุดติดตั้งโซล่ารูฟท็อปมาตรฐานสากล
    - ชุดติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ ฐานตั้งสาหรับงานประเภท ติดหลังคา
5. ค่าแรงติดตั้งทั้งระบบ
    - ทีมงานมืออาชีพ ชำนาญการติดตั้งระบบโซล่ารูฟท็อปโดยเฉพาะ

บริษัท โซล่าฮับ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
5 kW	375,000	75	72.5		
9 kW	630,000	70			
20 kW	1,300,000	65			
25 kW	1,500,000	60		58.33	
50 kW	2,500,000	50			
150 kW	7,050,000	47			
300 kW	13,500,000	45			44
800 kW	32,000,000	40			

1. แผง Solar Panels (Poly) ยี่ห้อ REC จากประเทศนอรเวย์ และ JINKO จากประเทศจีน

2. อินเวอร์เตอร์ ยี่ห้อ SolarEdge ผู้นำด้านนวัตกรรม โดยการแยก MPPT ออกจากตัวอินเวอร์เตอร์ไปติดตั้งที่ PV นำมาใช้งานได้รับการรับรองจาก กฟน. และ กฟภ. ทุกรุ่น

3. อินเวอร์เตอร์ ยี่ห้อ SMA มาตรฐานจากประเทศเยอรมันนี ที่นำมาใช้งานได้รับการรับรองจาก กฟน และ กฟภ. ทุกรุ่น

4. Distribution Board (DB) (AC) ใช้มาตรฐานเดียวกับ กฟน.

5. Combiner Box (DC) ใช้มาตรฐานเดียวกับ กฟน.

6. สายไฟฟ้าใช้สาย PV Cable สำหรับ กระแสไฟฟ้า DC และ สาย XLPE สำหรับกระแสไฟฟ้า AC โดยเป็นไปตามมาตรฐานที่ กฟน. ใช้งาน

7. การเดินสายไฟฟ้าใช้ท่อร้อยสายEMT สำหรับภายในอาคาร และท่อ IMC สำหรับภายนอกอาคาร ทำให้ยืดอายุการใช้งานและเพื่อความปลอดภัยสูงสุด (เราไม่ใช้ท่อ PVC)

8. อุปกรณ์ Fireman Safety Switch* (อ็อปชั่นเสริม) เป็นอุปกรณ์ตัดไฟจากแผงโซล่าเซลล์อัตโนมัติ เมื่อไฟจากระบบจำหน่ายดับ และเป็นอุปกรณ์ตัดไฟสำหรับนักดับเพลิง หรือเจ้าของบ้านไว้ตัดไฟแบบแมนนวล เมื่อเกิดเหตุสุดวิสัย ซึ่งระบบนี้ในต่างประเทศ กำหนดว่าต้องมีอุปกรณ์ตัวนี้ เพื่อความปลอดภัยสูงสุดและมาตรฐานเทียบเท่าระดับโลก สำหรับ Pro Plan จะมี Fireman Safety Switch อยู่ในแพ็กเกจ

9. อุปกรณ์ Remote Fireman Safety Switch* (อ็อปชั่นเสริม) เป็นสวิทช์ ที่เดินสายแยกออกมาจาก Combiner Box เมื่อเกิดเหตุสุดวิสัย สำหรับนักดับเพลิง หรือเจ้าของบ้านไว้ตัดไฟแบบแมนนวล โดยจะติดตั้งในจุดที่ง่ายและสะดวกในการตัดไฟจากแผงโซล่าเซลล์

10. LCD Display จะอยู่ที่ตัวอินเวอร์เตอร์ สำหรับมอนิเตอร์กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าจากแผงโซล่าเซลล์ และเพื่อทราบสถานการณ์ทำงานของระบบฯ

11. Stand Alone Monitor (LAN) ใช้สาย RJ45 หรือสาย LAN เชื่อมต่อระหว่างอินเวอร์เตอร์กับคอมพิวเตอร์แล้วลงซอฟท์แวร์ ทำให้สามารถตรวจสอบการทำงานและกำลังการผลิต ที่มีรายละเอียดมากยิ่งขึ้นกว่า LCD Display

12. Monitor ต้องมีอินเตอร์เน็ตเชื่อมต่อเข้าอินเวอร์เตอร์ ทำให้สามารถตรวจสอบการทำงานและกำลังการผลิต ระยะไกลผ่านทางอินเตอร์เน็ตได้

13. Mobile Application Monitor เมื่อมีอินเตอร์เน็ต เชื่อมต่อเข้าอินเวอร์เตอร์ ทำให้สามารถตรวจสอบการทำงานและกำลังการผลิต ระยะไกลผ่าน Application ได้ทั้ง IOS และ Android

14. บันไดลิง มีไว้สำหรับขึ้นไปทำความสะอาดและบำรุงรักษาแผงโซล่าเซลล์ เนื่องจากความสะอาดของแผงโซลล่าเซลล์เป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้การผลิตกระแสไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูงขึ้น ซึ่งควรทำความสะอาดแผงอย่างน้อย 3เดือน/ครั้ง

15. ท่อน้ำ Service ไว้เพื่อให้ง่ายในการทำความสะอาดแผง โดยต่อสายยางจากท่อน้ำแล้วฉีดและใช้ผ้าลูบบนแผง ก็เพียงพอแล้ว

บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็คโทรนิคส์ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
1.5 kW	98,400	65.6			
2 kW	122,400	61.2			
3 kW	176,500	58.83	58.12		
3.6 kW	215,500	59.86			
4.2 kW	235,000	55.95			
5 kW	277,000	55.4			
10 kW	500,000	50			
12 kW	554,800	46.23			
20 kW	860,000	43		42.99	
20 kW	795,000	39.75			

ชุด 1.5 kW ราคา 98,400 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 6 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-1500TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 2 kW ราคา 122,400 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 8 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-2,000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 3 kW ราคา 176,500 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 12 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-3000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 3.6 kW ราคา 215,500 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 14 แผง

2. อินเวอร์เตอร์ Growatt Grid inverter 3600TL-10

3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 4.2 kW ราคา 235,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 16 แผง

2. อินเวอร์เตอร์ Growatt Grid inverter 4200TL-10

3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 5 kW ราคา 277,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 20 แผง

2. อินเวอร์เตอร์ Growatt Grid inverter 5000TL-10

3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 10 kW ราคา 500,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 40 แผง

2. อินเวอร์เตอร์ Growatt Grid inverter 10000UE

3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 12 kW ราคา 554,800 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 48 แผง

2. อินเวอร์เตอร์ Growatt Grid inverter 12000UE

3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 20 kW ราคา 860,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 80 แผง

2. อินเวอร์เตอร์ Growatt Grid inverter 20000UE

3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 20 kW ราคา 795,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 80 แผง

2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter 20000TL

3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

บริษัท ปานนิติ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
2.75 kW	220,000	65.6	61.37		
3.75 kW	282,000	61.2			
4.5 kW	315,000	58.83			
10 kW	690,000	59.86			

ชุด 2.75 kW ราคา 220,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 11 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-3000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 3.75 kW ราคา 282,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 15 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-4,000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 4.5 kW ราคา 315,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 18 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-4,500TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 10 kW ราคา 690,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 40 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-10000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

โซล่าเซลล์ ชลบุรี

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
3 kW	205,520	68.50	59.79		
3 kW	180,000	60			
3 kW	170,000	56.67			
4 kW	259,593	64.9			
4 kW	233,353	58.34			
4 kW	220,000	55			
4.5 kW	275,000	61.11			
5 kW	320,050	64.01			
5 kW	287,250	57.45			
10 kW	640,100	64.01			
10 kW	574,500	57.45			
10 kW	500,000	50			
15 kW	947,000	63.13		52.62	
15 kW	861,750	57.45			
20 kW	1,185,000	59.25			
20 kW	1,055,000	52.75			
20 kW	956,000	47.8			
25 kW	1,275,650	51.03			
25 kW	1,195,400	47.82			
30 kW	1,500,000	50			
30 kW	1,430,200	47.67			
30 kW	1,371,350	45.72			

ชุด 3 kW ราคา 205,520 บาท

1. แผงชนิด Mono-crystalline 250 W จำนวน 12 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-3000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 3 kW ราคา 180,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 12 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-3,000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 3 kW ราคา 170,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 12 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-3,000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 4 kW ราคา 259,593 บาท

1. แผงชนิด Mono-crystalline 250 W จำนวน 16 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-4000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 4 kW ราคา 233,353 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 16 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-4000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 4 kW ราคา 220,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 16 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-4000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 5 kW ราคา 320,050 บาท

1. แผงชนิด Mono-crystalline 250 W จำนวน 20 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-5000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 5 kW ราคา 287,250 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 20 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-5000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 10 kW ราคา 640,100 บาท

1. แผงชนิด Mono-crystalline 250 W จำนวน 40 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-10000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 10 kW ราคา 574,500 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 40 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-10000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 10 kW ราคา 500,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 40 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-10000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 15 kW ราคา 947,000 บาท

1. แผงชนิด Mono-crystalline 250 W จำนวน 60 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-15000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 15 kW ราคา 861,750 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 60 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-15000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 20 kW ราคา 1,185,000 บาท

1. แผงชนิด Mono-crystalline 250 W จำนวน 80 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-20000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 20 kW ราคา 1,055,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 80 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-20000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 20 kW ราคา 956,000 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 80 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-20000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 25 kW ราคา 1,275,000 บาท

1. แผงชนิด Mono-crystalline 250 W จำนวน 100 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-25000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 25 kW ราคา 1,195,400 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 100 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-25000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 30 kW ราคา 1,500,000 บาท

1. แผงชนิด Mono-crystalline 250 W จำนวน 120 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-25000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 30 kW ราคา 1,430,200 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 120 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ Schneider Grid inverter JSI-25000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

ชุด 30 kW ราคา 1,371,350 บาท

1. แผงชนิด Poly-crystalline 250 W จำนวน 120 แผง
2. อินเวอร์เตอร์ JFY Grid inverter JSI-25000TL
3. อุปกรณ์ติดตั้งและส่วนประกอบ

บริษัท เออีซี เอกซ์พอร์ต จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
3 kW	205,000	68.33			
5 kW	325,000	65			
10 kW	575,000	57.5	63.61		

ชุด 3 kW

เหมาะกับการติดตั้ง ในบ้านขนาดใหญ่ หรือออฟฟิศสำนักงาน ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าในตอนกลางวัน อุปกรณ์ที่ใช้แผงโซล่าเซลล์ขนาด 320W จำนวน 10-12 แผง , อินเวอร์เตอร์, สายไฟ, เบรกเกอร์, และอุปกรณ์ติดตั้งชุดใหญ่ทั้งชุด

ชุด 5 kW

เหมาะกับการติดตั้ง ในรีสอร์ท และออฟฟิศสำนักงาน ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าในตอนกลางวัน อุปกรณ์ที่ใช้แผงโซล่าเซลล์ขนาด 320W จำนวน 16-18 แผง , อินเวอร์เตอร์, สายไฟ, เบรกเกอร์, และอุปกรณ์ติดตั้งชุดใหญ่ทั้งชุด

ชุด 10 kW

เหมาะกับการติดตั้ง ใน Hotel และ Office Building ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าในตอนกลางวัน อุปกรณ์ที่ใช้แผงโซล่าเซลล์ขนาด 310W จำนวน 32-36 แผง , อินเวอร์เตอร์, สายไฟ, เบรกเกอร์, และอุปกรณ์ติดตั้งชุดใหญ่ทั้งชุด

บริษัท อัลเทอร์เนทีฟ วิชั่นส์ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
20 kW	1,100,000	55		55	
100 kW	5,500,000	55			55
1,000 kW	55,000,000	55			

ชุด 20 KW ราคา 1,100,000 บาท

- ใช้แผงโซล่าเซลล์ 80 แผ่น
- อินเวอร์เตอร์ขนาด 20KW จำนวน 1 เครื่อง SMA SUNNY TRIPOWER 20000 TLEE
- อุปกรณ์ติดตั้งโซล่าเซลล์เช่น รางอลูมิเนียมยึดหลังคากับแผงโซล่าเซลล์
- น็อตกันสนิม มือจับแผงโซล่ากันสนิมข้อต่อสาย
- สายไฟขนาดต่างๆ (จุดติดตั้งกับห้องไฟห่างกันไม่เกิน 5 เมตร) ประกอบตู้รวมสายไฟ DC + ชุดฟิว
- ประกอบตู้ AC + ชุดเบรคเกอร์ ค่าเดินไฟ ทำ Shop Drawing วิศวกรเซนต์

ชุด 100 KW ราคา 1,100,000 บาท

- ใช้แผงโซล่าเซลล์ 400 แผ่น
- อินเวอร์เตอร์ขนาด 20KW จำนวน 5 เครื่อง SMA SUNNY TRIPOWER 20000 TLEE
- อุปกรณ์ติดตั้งโซล่าเซลล์เช่น รางอลูมิเนียมยึดหลังคากับแผงโซล่าเซลล์
- น็อตกันสนิม มือจับแผงโซล่ากันสนิมข้อต่อสาย
- สายไฟขนาดต่างๆ (จุดติดตั้งกับห้องไฟห่างกันไม่เกิน 5 เมตร) ประกอบตู้รวมสายไฟ DC + ชุดฟิว
- ประกอบตู้ AC + ชุดเบรคเกอร์ ค่าเดินไฟ ทำ Shop Drawing วิศวกรเซนต์

ชุด 1,000 KW ราคา 5,500,000 บาท

- ใช้แผงโซล่าเซลล์ 4,000 แผ่น
- อินเวอร์เตอร์ขนาด 20KW จำนวน 50 เครื่อง SMA SUNNY TRIPOWER 20000 TLEE
- อุปกรณ์ติดตั้งโซล่าเซลล์เช่น รางอลูมิเนียมยึดหลังคากับแผงโซล่าเซลล์
- น็อตกันสนิม มือจับแผงโซล่ากันสนิมข้อต่อสาย
- สายไฟขนาดต่างๆ (จุดติดตั้งกับห้องไฟห่างกันไม่เกิน 5 เมตร) ประกอบตู้รวมสายไฟ DC + ชุดฟิว
- ประกอบตู้ AC + ชุดเบรคเกอร์ ค่าเดินไฟ ทำ Shop Drawing วิศวกรเซนต์

บริษัท ที โซล่า เพาเวอร์ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ	ค่าเฉลี่ย (บาท ต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
3.5 kW	160,000	45.73			
5.6 kW	250,000	44.64			
10 kW	400,000	40	43.46		
20 kW	760,000	38			
40 kW	1,500,000	37.5		37.75	
80 kW	3,000,000	37.5			37.75
120 kW	4,400,000	36.67			
200 kW	7,500,000	37.5			35.05
500 kW	17,000,000	34			
1000 kW	32,000,000	32			

รายชื่อบริษัทและร้านจำหน่ายอิเวอร์เตอร์

	รายชื่อและที่อยู่	ประเภทธุรกิจ	โทรศัพท์	โทรสาร
1	บริษัท โซล่าเมท ทีเอช จำกัด 269 ซอย 27 ถนนรังสิต-นครนายก ตำบลประชาธิปัตย์ อำเภอธัญบุรี จังหวัดปทุมธานี 12130 (www.solarmateth.com, 2561)	จำหน่ายแผงเซลล์และอินเวอร์เตอร์	086-059-9416	
2	ร้าน ซูปเปอร์โซล่า หมู่บ้านธนินทร 6/25 ซอย7 ถนนวิภาวดีรังสิต35 แขวงสนามบิน เขตดอนเมือง กรุงเทพฯ 10210 (www.supersolarz.com, 2561)	จำหน่ายแผงเซลล์และอินเวอร์เตอร์	083-994-9595 087-364-4810	
3	บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด 655 ถนนสุเหร่าคลองหนึ่ง แขวงบางชัน เขตคลองสามวา กรุงเทพฯ 10510 (www.solartech-center.com, 2561)	ติดตั้ง จำหน่ายแผงเซลล์	086-355-3648 081-665-4516	02-162-0812
4	ห้างหุ้นส่วนจำกัด เอ็นแอนด์พี 377 พระราม9 ซอย13 พระราม 9 Khwaeng Bang Kapi, Khet Huai Khwang, Krung Thep Maha Nakhon 10310 (www.thai-powersupply.com, 2561)	ติดตั้ง จำหน่ายแผงเซลล์และอินเวอร์เตอร์	096-869-8800 096-809-8800 02-314-7300	02-314-7320
5	บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด อาคาร 304/984 ซอย พหลโยธิน 49/1 ถนน พหลโยธิน เขตหลักสี่	ผลิตติดตั้งจำหน่ายแผงเซลล์	087-204-3322 088-420-8882	

	รายชื่อและที่อยู่	ประเภทธุรกิจ	โทรศัพท์	โทรสาร
	10210 แขวง บางนา เขต บางนา กรุงเทพมหานคร 10260 http://www.ecosolar.co.th			
6	บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด 184 หมู่ที่ 4 ตำบลขามใหญ่ อำเภอเมือง จังหวัดอุบลราชธานี http://www.solargen.co.th/th	ผลิต ติดตั้ง จำหน่ายแผงเซลล์	084-111-3155	
7	บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็คโทรนิคส์ จำกัด 17/18-19 หมู่ 6 ตำบลบางกระทึก อำเภอสามพราน จังหวัดนครปฐม 73210 http://www.amornsolar.com	ผลิต ติดตั้ง จำหน่ายแผงเซลล์	02-482-1325 ต่อ 2241	

ราคาอินเวอร์เตอร์

บริษัท โซล่าเมท ทีเอช จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ (บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
5 kW	49,000	9.8	7.87		
6 kW	52,000	8.67			
10 kW	72,000	7.2			
10 kW	58,000	5.8			
12 kW	88,000	7.34		5.92	
18 kW	116,500	6.47			
20 kW	79,000	3.95			
20 kW	118,500	5.93			

จาก (www.solarmateth.com, 2560)

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JSI รุ่น JSI-1500TL

ขนาด 1,500 วัตต์ ราคา 14,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JSI รุ่น JSI-2000TL
ขนาด 2,000 วัตต์ ราคา 18,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JSI รุ่น JSI-3000TL
ขนาด 2,000 วัตต์ ราคา 18,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 3600MTL-10
ขนาด 3,000 วัตต์ ราคา 24,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Suntwins 3000TL
ขนาด 3,000 วัตต์ ราคา 24,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Sunseed 4000TL
ขนาด 4,000 วัตต์ ราคา 29,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 4200MTL-10
ขนาด 4,200 วัตต์ ราคา 41,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 5000MTL-10
ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 42,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น 5000TL
ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 30,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Sunseed 5000TL
ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 32,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น 6000TL
ขนาด 6,000 วัตต์ ราคา 39,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 10000UE
ขนาด 10,000 วัตต์ ราคา 72,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Suntree-10000TL
ขนาด 10,000 วัตต์ ราคา 58,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 12000UE

ขนาด 12,000 วัตต์ ราคา 88,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 18000UE

ขนาด 18,000 วัตต์ ราคา 118,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Suntree-20000TL

ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 79,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 20000UE

ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 120,000 บาท

ร้าน ซูปเปอร์โซล่า

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ (บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
9 kW	116,000	12.89	10.09		
10 kW	57,000	5.7			
10 kW	116,800	11.68			
15 kW	169,000	11.27		8.2	
20 kW	79,000	3.95			
20 kW	171,000	8.55			
20 kW	189,000	9.45			
25 kW	195,000	7.8			

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น Sunny 9000TL-20

ขนาด 9,000 วัตต์ ราคา 116,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Goodwe รุ่น A-GWE-10KDT

ขนาด 10,000 วัตต์ ราคา 57,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Schneider รุ่น TL10000

ขนาด 10,000 วัตต์ ราคา 116,800 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Schneider รุ่น TL15000

ขนาด 15,000 วัตต์ ราคา 169,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Goodwe รุ่น A-GWE-20KDT

ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 79,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Schneider รุ่น TL20000

ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 171,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น Sunny 20000TL-30

ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 189,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น Sunny 25000TL-30

ขนาด 25,000 วัตต์ ราคา 195,000 บาท

บริษัท มหานครเอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ (บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
1.5 kW	19,880	13.25			
3 kW	29,880	9.96			
3.6 kW	41,600	11.56			
5 kW	48,200	9.64	10.29		
5 kW	63,500	12.7			
10 kW	71,500	7.15			
10 kW	77,800	7.78			
20 kW	134,500	6.725		6.175	
20 kW	112,500	5.625			

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Goodwe รุ่น GW1500-NS

ขนาด 1,500 วัตต์ ราคา 19,880 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Goodwe รุ่น GW3000-NS

ขนาด 3,000 วัตต์ ราคา 29,880 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 3600MTL-10

ขนาด 3600 วัตต์ ราคา 41,600 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 5000MTL-10

ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 48,200 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Goodwe รุ่น GW5000-DT

ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 63,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Goodwe รุ่น GW10KN-DT

ขนาด 10,000 วัตต์ ราคา 71,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 10000UE-10

ขนาด 10,000 วัตต์ ราคา 77,800 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 20000UE-10

ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 134,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Goodwe รุ่น GW20KN-DT

ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 112,500 บาท

ห้างหุ้นส่วนจำกัด เอ็นแอนด์พี

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ (บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
5 kW	49,500	9.9	7.94		
10 kW	59,800	5.98			
15 kW	78,500	5.23		4.63	
20 kW	89,500	4.475			
30 kW	125,500	4.18			

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Suntree-5000TL

ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 49,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Suntree-10000TL
ขนาด 10,000 วัตต์ ราคา 59,800 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Suntree-15000TL
ขนาด 15,000 วัตต์ ราคา 78,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Suntree-20000TL
ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 89,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น Suntree-30000TL
ขนาด 30,000 วัตต์ ราคา 125,500 บาท

บริษัท อีโคโซล่าเซลล์ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ (บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
5 kW	74,400	14.88	13.57		
9 kW	110,400	12.26			
20 kW	178,800	8.94		8.23	
25 kW	190,800	7.632			

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น Sunny 5000TL-20
ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 74,400 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น Sunny 9000TL-20
ขนาด 9,000 วัตต์ ราคา 110,400 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น Sunny 20000TL-30
ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 178,800 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น Sunny 25000TL-30
ขนาด 25,000 วัตต์ ราคา 190,800 บาท

บริษัท วัฒนาวาณิชย์ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ (บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
3 kW	57,500	19.17	12.72		
3.6 kW	37,775	10.50			
5 kW	42,175	8.435			
5 kW	67,410	13.48			
9 kW	108,000	12			
20 kW	156,220	7.811		7.811	

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น SB 3000TLST-21
ขนาด 3,000 วัตต์ ราคา 57,500 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 3600MTL-10
ขนาด 3,600 วัตต์ ราคา 37,775 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท Growatt รุ่น 5000MTL-10
ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 42,175 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น SB 5000TL-21
ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 67,410 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น STP 9000TL-20
ขนาด 9,000 วัตต์ ราคา 108,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท SMA รุ่น STP 20000TL-10
ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 156,220 บาท

บริษัท อมรศูนย์รวมอะไหล่อีเล็คโทรนิคส์ จำกัด

ขนาดกำลัง	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ (บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	ค่าเฉลี่ย 0-10 kW	ค่าเฉลี่ย 11-50kW	ค่าเฉลี่ย 51-100kW
1.5 kW	15,000	10	9.67		
2 kW	20,000	10			
3 kW	30,000	10			
5 kW	40,000	8			
5 kW	60,000	12			
10 kW	80,000	8			
20 kW	120,000	6		6	

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น JSI 1500TL
ขนาด 1,500 วัตต์ ราคา 15,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น JSI 2000TL
ขนาด 2,000 วัตต์ ราคา 20,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น JSI 3000TL
ขนาด 3,000 วัตต์ ราคา 30,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น JSI 5000TL
ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 40,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น suntree 5000TL
ขนาด 5,000 วัตต์ ราคา 60,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น suntree 10000TL
ขนาด 10,000 วัตต์ ราคา 80,000 บาท

อินเวอเตอร์ชนิด On Grid บริษัท JFY รุ่น suntree 20000TL
ขนาด 20,000 วัตต์ ราคา 120,000 บาท

ราคารับเหมาล้างเซลล์แสงอาทิตย์

บริษัท อีโคเอ็นเนอยี่ จำกัด

ขนาด	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ(บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	0-10 kW (บาทต่อ W)	11-50kW (บาทต่อ W)	51-100kW (บาทต่อ W)	>100kW (บาทต่อ W)
10 kW	5,000	0.5	0.5			
100 kW	10,000	0.1		0.1	0.1	
250 kW	20,000	0.08				0.065
1,000 kW	50,000	0.05				

ขั้นตอนการทำงาน

- ทำความสะอาด PM ตู้ AC /DC BOX
- ล้างแผงโซล่าร์
- ตรวจสอบโครงสร้าง การติดตั้ง Mounting
- ตรวจสอบ Crack , hotspot
- ตรวจสอบ จุดเชื่อมต่อ MC4 , Cable terminal
- ตรวจวัดการทำงาน ของแต่ละวงจร แต่ละ String
- Thermoscan แล้วแต่ความประสงค์

อัตราค่าจ้างในการบริการล้างแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์

- ขนาดต่ำกว่า 10 KWp 5,000 บาทต่อครั้ง
- ขนาด ไม่เกิน 100 Kwp 10,000 บาทต่อครั้ง
- ขนาดไม่เกิน 250 KWp 20,000 บาทต่อครั้ง
- ขนาด ไม่เกิน 1MWp 50,000 บาทต่อครั้ง

ร้าน LightConception

http://lightconception.net

ขนาด	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ(บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	0-10 kW (บาทต่อ W)	11-50kW (บาทต่อ W)	51-100kW (บาทต่อ W)	>100kW (บาทต่อ W)
10 kW	5,000	0.5	0.5			
100 kW	10,000	0.1		0.1	0.1	
250 kW	20,000	0.08				0.065
1,000 kW	50,000	0.05				

ขั้นตอนการทำงาน

- ล้างแผงโซล่าร์
- ตรวจสอบโครงสร้าง การติดตั้ง Mounting
- ตรวจสอบรอยแตกร้าว เงาบังทับเซลล์
- ตรวจสอบจุดเชื่อมต่อ MC4, Cable terminal
- ตรวจวัดการทำงาน ของแต่ละวงจร แต่ละ String
- Thermoscan

อัตราค่าจ้างในการบริการล้างแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์

- ขนาดต่ำกว่า 10 KWp 5,000 บาทต่อครั้ง
- ขนาด ไม่เกิน 100 Kwp 10,000 บาทต่อครั้ง
- ขนาดไม่เกิน 250 KWp 20,000 บาทต่อครั้ง
- ขนาด ไม่เกิน 1MWp 50,000 บาทต่อครั้ง

บริษัท พาเวอร์ ซันไลท์ เอ็นจีเนียริ่ง จำกัด

(http://powersunlight.com, 2560)

ขนาด	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ(บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	0-10 kW (บาทต่อ W)	11-50kW (บาทต่อ W)	51-100kW (บาทต่อ W)	>100kW (บาทต่อ W)
100 kW	50,000	0.5	0.5	0.5		
500 kW	250,000	0.3			0.3	
1000 kW	300,000	0.3				0.3

อัตราค่าจ้างในการบริการล้างแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์

- ขนาด 500-1,000kW ราคา 0.3 บาทต่อวัตต์
- ขนาด 100-500 kW ราคา 0.5 บาทต่อวัตต์

บริษัท เก้าแสน พาเวอร์เซอวิส จำกัด

จาก (www.เก้าแสนเพาเวอร์.com, 2560)

ขนาด	ค่าใช้จ่ายต่อระบบ(บาท)	ค่าเฉลี่ย (บาทต่อ W)	0-10 kW (บาทต่อ W)	11-50kW (บาทต่อ W)	51-100kW (บาทต่อ W)	>100kW (บาทต่อ W)
1000 kW	50,000	0.05				0.05

อัตราค่าจ้างในการบริการล้างแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์

- ขนาดไม่เกิน 1 MW ราคาครั้งละ 50,000 บาทต่อครั้ง เท่ากับ 0.05 บาทต่อวัตต์

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ สกุล ว่าที่ร้อยตรี ราชันย์ ชูชาติ

รหัสประจำตัวนักศึกษา 5950121020

วุฒิการศึกษา

วุฒิ	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
เศรษฐศาสตร์บัณฑิต	มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์	2559

ตำแหน่งสถานที่ทำงานปัจจุบัน

ประธานกรรมการบริษัท คิงบิซิเนส จำกัด

17 หมู่ที่ 3 ตำบลบางสัก อำเภอกันตัง จังหวัดตรัง 92110

การตีพิมพ์เผยแพร่ผลงาน

ราชันย์ ชูชาติ. "การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงงานแปรรูปไม้ยางพาราเมื่อได้รับการสนับสนุนจากนโยบายส่งเสริมการลงทุน", ในการประชุมวิชาการระดับชาติ "วลัยลักษณ์วิจัย" ครั้งที่ 11 . 27-28/03/2562. ณ อาคารไทยบุรีและอาคารเรียนรวม 7 มหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์ : มหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์ โดยสถาบันวิจัยและนวัตกรรมร่วมกับ 13 สำนักวิชา, นครศรีธรรมราช