ความคุ้มค่าทางการเงินของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
สำหรับโรงงานผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม : กรณีศึกษา

นายประพนธ์ เตชะพิเชฐวงศ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา) สหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2564
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Financial feasibility of Rooftop solar PV system
for industrial-pump factory : a case study

Mr. Prapon Techapichetwong

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

An Independent Study Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Science in Energy Technology and Management
Inter-Department of Energy Technology and Management
GRADUATE SCHOOL
Chulalongkorn University
Academic Year 2021
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อสารนิพนธ์	*ความคุ้มค่าทางการเงินของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับโรงงานผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม : กรณีศึกษา*
โดย	นายประพนธ์ เตชะพิเชฐวงศ์
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับสารนิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบสารนิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.พิชญ รัชฎาวงศ์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ประพันธ์ คูชลธารา)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประพนธ์ เตชะพิเชฐวงศ์ : *ความคุ้มค่าทางการเงินของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับโรงงานผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม : กรณีศึกษา*. (*Financial feasibility of Rooftop solar PV systemfor industrial-pump factory : a case study*) อ.ที่ปรึกษาหลัก : ผศ. ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์

ประสิทธิภาพของปั๊มอุตสาหกรรม เช่น ปั๊มน้ำหม้อน้ำ และ ปั๊มน้ำหล่อเย็น ที่มีค่ากำลังในช่วง 90 – 315 กิโลวัตต์ จะถูกทำการสุ่มทดสอบก่อนส่งมอบให้กับลูกค้า ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้ระบบไฟฟ้าในโรงงานไม่เพียงพอต่อการใช้งาน ทางโรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรมจึงจำเป็นต้องปิดระบบปรับอากาศทั้งโรงงานขณะทำการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม ซึ่งแต่ละครั้งใช้เวลาประมาณ 3-4 ชั่วโมง 4 ครั้ง/เดือน อนึ่งบริษัทผู้เชียวชาญด้านการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ออกแบบติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา จากพื้นที่บนหลังคา สามารถผลิตไฟฟ้าเพียงพอสำหรับใช้ในกิจกรรมการทดสอบปั๊มตามการร้องขอของลูกค้า 100 กิโลวัตต์สูงสุด งานวิจัยฉบับนี้ได้นำเสนอ 3 ฉากทัศน์ในการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 100%, 75%, 50% จากการออกแบบของบริษัทผู้เชี่ยวชาญ ทั้ง 3 ฉากทัศน์นี้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 152,810 109,190 และ 73,287 กิโลวัตต์ชั่วโมง/ปี ตามลำดับ โดยคำนวณผ่านโปรแกรม PVSyst ระยะเวลาโครงการ 25 ปี ประเมินมูลค่าการลงทุนผ่านแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ได้ผลของมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 1,212,849.40 491,599.73 และ 127,585.1 บาท ตามลำดับ มูลค่าผลตอบแทนภายในเท่ากับ 18.33% 15.79% และ 14.09% ตามลำดับ ระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 5.32 6.13 และ 6.79 ปี ตามลำดับ และ มูลค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยตลอดอายุโครงการเท่ากับ 1.708 1.908 2.182 บาท/หน่วย ตามลำดับ ผลการศึกษาพบว่า ฉากทัศน์แรกเป็นแนวทางที่น่าสนใจลงทุนที่สุด และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการมีความอ่อนไหวต่อปัจจัยนำเข้าด้านราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยของการไฟฟ้านครหลวงและประสิทธิภาพของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตามลำดับ

สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)	ลายมือชื่อนิสิต .....
ปีการศึกษา	2564	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

6380122220 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT
KEYWORD: Feasibility Solar Disconted Cash Flow model Industrial-pump factory

Prapon Techapichetwong : *Financial feasibility of Rooftop solar PV systemfor industrial-pump factory : a case study*. Advisor: Asst. Prof. THITISAK BOONPRAMOTE, Ph.D.

The performance of industrial pumps such Boiler feed pump and Cooling water pump in the power range of 90–315 kW is randomly tested before delivery to a client. This causes a strain on the factory power supply. The factory must turn off whole the air-conditioning system to reserve the electricity for the activity 3-4 hrs 4 times/month. each. The roof area is enough to install PVs, which generate 100 kWp of electricity, designed by an expert company to cover pump performance tests and any activities. This research simulated 3 scenarios 100%, 75%, and 50% from the expert company specifications. They generate a total of electricity 152,810 109,190 and 73,287 kWh/year, respectively by PVSyst program calculation. 25 years in the lifetime of this project is worth investing in by evaluating in Discounted Cash Flow (DCF) model. Net Present Value(NPV) are 1,212,849.40 491,599.73 and 127,585.1 THB, respectively. Internal Rate Ratio(IRR) are 18.33% 15.79% and 14.09% respectively. Payback period(PB) are 5.32 6.13 and 6.79 years, respectively. And Levelized Cost of Energy(LCOE) are 1.708 1.908 2.18 THB/Unit, respectively. The result of this research that first scenario is interested in investment. The input variant of sensitivity analysis on NPV of the project relates to Metropolitan Electricity Authority consumption price and the efficiency of solar PV rooftop respectively.

Field of Study:	Energy Technology and Management	Student's Signature .....
Academic Year:	2021	Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

สารนิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์ อาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์หลัก ที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำ และชี้แนะแนวทางในการจัดทำสารนิพนธ์ฉบับนี้อย่างดียิ่ง จนสำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้

ขอขอบพระคุณ รศ. ดร. พิชญ รัชฎาวงศ์ และ รศ. ดร. ประพันธ์ คูชลธารา ในฐานะประธานการสอบสารนิพนธ์ และกรรมการการสอบสารนิพนธ์ที่ได้ให้ข้อคิดเห็น ข้อเสนอแนะและชี้ให้เห็นถึงจุดบกพร่องบางประการที่ช่วยทำให้สารนิพนธ์ได้รับการแก้ไขให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณคณาจารย์ประจำหลักสูตรเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้องค์ความรู้ ทฤษฎี แนวคิด ประสบการณ์จริงในการทำงาน และให้คำปรึกษา ตลอดจนเจ้าหน้าที่ประจำหลักสูตร เจ้าหน้าที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยที่เกี่ยวข้อง

ขอขอบพระคุณ บริษัท เคเอสบี พั๊มส์ จำกัด และทุกหน่วยงานที่ได้ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลต่าง ๆ เพื่อให้สารนิพนธ์เล่มนี้สามารถทำวิจัยจนแล้วเสร็จ และมีความสมบูรณ์ของเนื้อหา

สุดท้ายนี้ ขอขอบพระคุณ กลุ่มเพื่อน ๆ ทุกท่านที่ให้กำลังใจและให้การสนับสนุนการเรียนครั้งนี้อย่างดีมาตลอด

ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่า สารนิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นประโยชน์สำหรับผู้ที่สนใจ ศึกษาและค้นคว้าเกี่ยวกับเรื่องดังกล่าว หากมีข้อบกพร่องประการใดผู้วิจัยขออภัยมา ณ ที่นี้ด้วย

ประพนธ์ เตชะพิเชฐวงศ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญภาพ ..... ฎ

บทที่ 1 1

บทนำ 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย 4

1.3 ขอบเขตของการวิจัย 5

1.4 วิธีการดำเนินการวิจัย 5

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 6

บทที่ 2 7

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 7

2.1 แนวโน้มการการใช้แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 7

2.2 แผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 8

2.3 ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ [24] 16

2.4 ปัญหาและอุปสรรค์ของงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และแนวทางแก้ไข 18

2.5 โปรแกรม PVSyst 20

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.6 ข้อกำหนดความปลอดภัยการติดตั้ง การใช้งานและการตอบโต้เหตุฉุกเฉินกรณีเหตุเพลิงไหม้แผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 22
2.7 วิเคราะห์ทางการเงินและผลตอบแทนของโครงการ 27
2.8 ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก 28
2.9 แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด 29
2.10 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ 32
2.11 ประเภทการคิดค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง 32
2.12 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ 34
บทที่ 3 35
วิธีดำเนินการวิจัย 35
3.1. สมมุติฐานการวิจัย 35
3.2. การเก็บรวบรวมข้อมูลการวิจัย 35
3.3. ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย 36
3.4. สังเคราะห์ข้อมูลในทุกฉากทัศน์ 38
3.5. การวิเคราะห์ข้อมูลเปรียบเทียบในทุกฉากทัศน์ 40
บทที่ 4 42
ผลการวิจัย 42
4.1. ผลค่าพลังงานไฟฟ้าคาดการณ์โดยใช้โปรแกรม PVSyst เปรียบเทียบกับการใช้ไฟฟ้าจริง 42
4.2. ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด 45
4.3. ผลการประเมินความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์ 64
4.4. ผลการประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ 68
บทที่ 5 75
สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 75
5.1. สรุปผลการวิจัย 75

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.2. ข้อเสนอแนะ 76
บรรณานุกรม 77
ภาคผนวก 81
แผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการวิจัย 81
อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสดงอาทิตย์ 83
ประวัติผู้เขียน 88

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบความแตกต่างจำแนกตามประเภทของแผง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ [22] 15

ตารางที่ 2 แนวปฏิบัติของนักผจญเพลิงในการเข้าระงับเหตุเพลิงไหม้ที่เกิดจากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละประเทศ 23

ตารางที่ 3 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของ โรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม กรณีศึกษา ปี 2563 43

ตารางที่ 4 เปรียบเทียบหน่วยที่ใช้ไฟฟ้าปี 2563 เทียบกับคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าในทุกฉากทัศน์โดยโปรแกรม PVSyst 44

ตารางที่ 5 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าและราคาค่าไฟฟ้าที่บริษัทกรณีศึกษาใช้ 2 ปีย้อนหลัง (2563-2564) 48

ตารางที่ 6 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ฉากทัศน์ที่ 1 48

ตารางที่ 7 กระแสเงินสดค่าไฟฟ้าที่ประหยัดได้ จากการผลิตไฟฟ้าของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ของฉากทัศน์ที่ 1 49

ตารางที่ 8 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวนหา WACC ของ ฉากทัศน์ที่ 1 50

ตารางที่ 9 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในฉากทัศน์ที่ 1 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 100 kWp 51

ตารางที่ 10 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ฉากทัศน์ที่ 2 53

ตารางที่ 11 กระแสเงินสดค่าไฟฟ้าที่ประหยัดได้ จากการผลิตไฟฟ้าของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ของฉากทัศน์ที่ 2 54

ตารางที่ 12 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวนหา WACC ของ ฉากทัศน์ที่ 2 55

ตารางที่ 13 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในฉากทัศน์ที่ 2 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 75 kWp 56

ตารางที่ 14 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ฉากทัศน์ที่ 3 58

ตารางที่ 15 กระแสเงินสดค่าไฟฟ้าที่ประหยัดได้ จากการผลิตไฟฟ้าของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ของฉากทัศน์ที่ 3 59

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 16 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวนหา WACC ของ ฉากทัศน์ที่ 3 60

ตารางที่ 17 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในฉากทัศน์ที่ 3 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 50 kWp..... 61

ตารางที่ 18 เปรียบเทียบค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ในทุกฉากทัศน์ (Scenario)..... 62

ตารางที่ 19 ค่า NPV ในฉากทัศน์ที่ 1 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ ± 30 % 65

ตารางที่ 20 ค่า NPV ในฉากทัศน์ที่ 2 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ ± 30 % 66

ตารางที่ 21 ค่า NPV ในฉากทัศน์ที่ 3 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ ± 30 % 67

ตารางที่ 22 ตารางคำนวณ LCOE ในฉากทัศน์ที่ 1 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 100 kWp..... 69

ตารางที่ 23 ตารางคำนวณ LCOE ในฉากทัศน์ที่ 2 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 75 kWp..... 71

ตารางที่ 24 ตารางคำนวณ LCOE ในฉากทัศน์ที่ 3 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 50 kWp..... 73

ตารางที่ 25 ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ..... 74

ตารางที่ 26 รายการแสดงรายละเอียดเงินค่าลงทุน และเงินค่าดำเนินงานเหมาจากผู้เชียวชาญ สำหรับเหมาการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ฉากทัศน์ที่ 1..... 85

ตารางที่ 27 รายการแสดงรายละเอียดเงินค่าลงทุน และเงินค่าดำเนินงานเหมาจากผู้เชียวชาญ สำหรับเหมาการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ฉากทัศน์ที่ 2..... 86

ตารางที่ 28 รายการแสดงรายละเอียดเงินค่าลงทุน และเงินค่าดำเนินงานเหมาจากผู้เชียวชาญ สำหรับเหมาการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ฉากทัศน์ที่ 3..... 87

สารบัญภาพ

หน้า

รูปที่ 1 วิวัฒนาการด้านราคาของ เซลล์แสงอาทิตย์ [2] 2

รูปที่ 2 กราฟเปรียบเทียบคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าของ แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของโรงงากรณีศึกษา กับการใช้ไฟฟ้าในวันที่มีการทดสอบปั๊ม และไม่มีการทดสอบปั๊ม 3

รูปที่ 3 ปริมาณการใช้แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในแต่ละภาคส่วนในโลก[13] 7

รูปที่ 4 ปริมาณการใช้แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ภายในประเทศไทย[13] 8

รูปที่ 5 กราฟแสดงความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ ปี 2561- 2562 [15] [16] 10

รูปที่ 6 ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งเป็นรายเดือน [17] 10

รูปที่ 7 ส่วนประกอบของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [18] 11

รูปที่ 8 การเคลื่อนที่ของ อิเล็กตรอน และ โปรตรอน ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้า [19] 12

รูปที่ 9 Type of Solar cell [20] 13

รูปที่ 10 ส่วนแบ่งการตลาดของ เซลล์แสงอาทิตย์ในระบบนานาชาติ [21] 14

รูปที่ 11 ประสิทธิภาพจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละวัสดุที่ใช้ทำแผง [21] 14

รูปที่ 12 ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [23] 16

รูปที่ 13 รูปรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวที่ขนาดต่างกัน [25] 16

รูปที่ 14 ผลกระทบต่อ แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ เมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนไป [27] 17

รูปที่ 15 ผลกระทบต่อ แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ เมื่อความเข้มของแสงดวงอาทิตย์ที่เปลี่ยนแปลงไป [27] 18

รูปที่ 16 ความเสียหายหลังจากเกิดเหตุเพลิงไหม้แผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสดงอาทิตย์ของอาคารคลังสินค้า ในเมือง Noderney ประเทศเยอรมัน [33] 23

รูปที่ 17 หนังสือมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย : ระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2565 [34] 26

รูปที่ 18 แนวทางวิชาการที่ใช้วิเคราะห์ความคุ้มค่าของงานวิจัย 28

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 19 องศาขอหลังคาโรงงานกรณีศึกษา ที่จะทำการติดตัง แผงผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคา..... 36

รูปที่ 20 การเปรียบเทียบคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าโดยแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ทั้ง 3 ฉากทัศน์..... 43

รูปที่ 21 การใช้ไฟฟ้าของโรงงาน กรณีศึกษาเทียบกับการผลิตไฟฟ้าในทุกฉากทัศน์..... 45

รูปที่ 22 หลังคาโรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม กรณีศึกษาและทิศทางของแนว..... 46

รูปที่ 23 ภาพจำลองตัวอย่างการวางแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา 100% ของจำนวนแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสง ที่ได้จากการคำนวณ ในพื้นที่หลังคาอาคารใหม่ส่วนงาน Service Workshop 46

รูปที่ 24 แนวโน้มค่า NPV ที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละฉากทัศน์..... 63

รูปที่ 25 แนวโน้มค่า IRR ที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละฉากทัศน์..... 63

รูปที่ 26 แนวโน้มค่า PB ที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละฉากทัศน์..... 64

รูปที่ 27 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน ฉากทัศน์ที่ 1..... 65

รูปที่ 28 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน ฉากทัศน์ที่ 2..... 66

รูปที่ 29 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน ฉากทัศน์ที่ 3..... 67

รูปที่ 30 เปรียบเทียบค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ LCOE ในแต่ละฉากทัศน์กับค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการไฟฟ้านครหลวง..... 74

รูปที่ 31 ซื่อยี่ห้อ รุ่น ประสิทธิภาพของแผงที่ใช้งานการวิจัย..... 81

รูปที่ 32 ข้อมูลจำเพาะของแผงผลิตไฟฟ้า Longi Solar Model LR5-72HPH-545M..... 82

รูปที่ 33 ข้อมูลประสิทธิภาพของ Huawei รุ่น SUN2000-100KTL-M1..... 83

รูปที่ 34 ข้อมูลจำเพาะของ อินเวอร์เตอร์ Huawei รุ่น SUN2000-100KTL-M1..... 84

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

โรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรมภายในประเทศไทยจะมีการเติมโตตามการขยายตัวของอุตสาหกรรม ปิโตเคมีและการเกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าภายในประเทศ ไม่ว่าจะเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหิน โรงไฟฟ้าชีวมวล โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ โรงไฟฟ้าขยะ เป็นต้น จากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 [1] เนื่องจากปั๊มเป็นส่วนสำคัญในการทำให้ของไหลในระบบท่อเคลื่อนที่ไปสู่ทิศทางที่ต้องการในอุตสาหกรรมปิโตเคมี รวมถึงในโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้าด้วย อนึ่งกระบวนการในการผลิตปั๊มอุตสาหกรรมในขั้นตอนสุดท้ายก่อนส่งมอบปั๊มให้กับลูกค้า จะมีการสุ่มทดสอบปั๊มก่อนส่งมอบว่าได้ประสิทธิภาพตรงตามความต้องการของลูกค้า คือ กระบวนการ ทดสอบประสิทธิภาพปั๊ม ซึ่งกระบวนการนี้จะเป็นการจำลองสถานการณ์ให้ใกล้เคียงกับการใช้งานจริง โดยใช้น้ำเป็นของไหลที่เคลื่อนที่ผ่านปั๊ม ในสภาวะความดันและอุณหภูมิที่เหมือนจริง ซึ่งกระบวนการนี้ทำให้ โรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม ต้องใช้พลังงานไฟฟ้าที่สูงสุดที่ 315 kWh เป็นเวลา 3-4 ชั่วโมง ต่อการทดสอบหนึ่งครั้ง และใน 1 เดือนจะมีการทดสอบโดยเฉลี่ย 4 ครั้ง/เดือน ในขณะที่ทำการทดสอบปั๊มโรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรมกรณีศึกษานี้จำเป็นจะต้องให้ทั้งบริษัททั้งหมดของส่วนสำนักงานและโรงงาน ปิดเครื่องปรับอากาศทั้งหมด เพื่อช่วยลดภาระการใช้ไฟฟ้าในเวลาที่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม

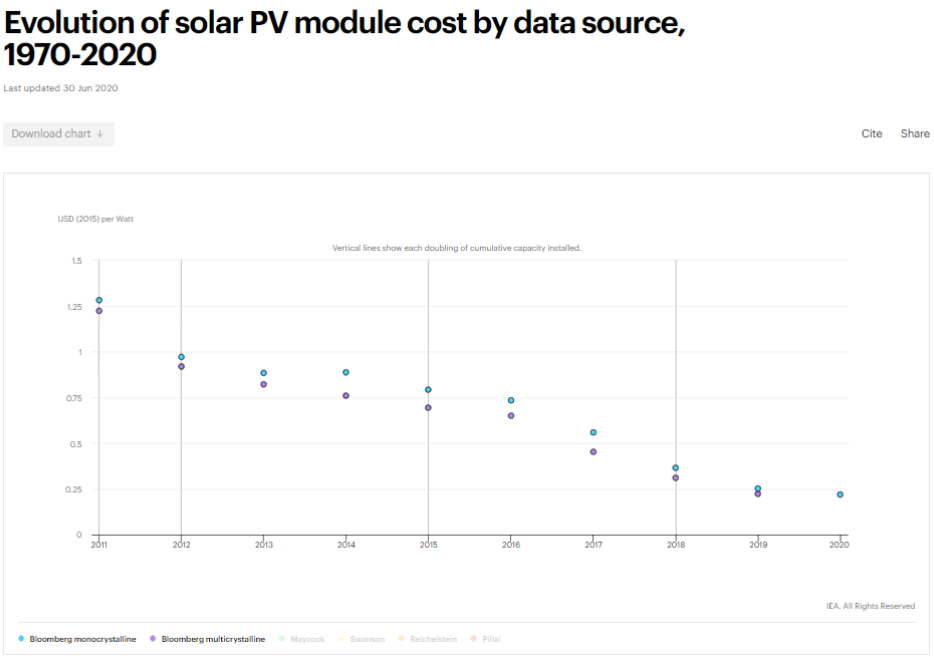
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นพลังงานหมุนเวียน ที่ในปัจจุบันประเทศไทยให้ความสนใจ เนื่องจากเป็นพลังงานสะอาด ช่วยลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีการเผาถ่านหิน เผาก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเซลล์แสงแสงอาทิตย์ บนหลังคา เป็นหนึ่งทางเลือกที่มีความน่าสนใจเลือกเข้ามาเป็นตัวช่วยในการผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มเข้าสู่ระบบ เนื่องด้วยเป็นการใช้พื้นที่ว่างของโรงงานกรณีศึกษา (บนหลังคา) ที่ไม่ได้ใช้ประโยชน์ ให้เกิดประโยชน์สูงสุด อีกทั้ง Solar PV ในปัจจุบันมีราคาที่ถูกลงมากเมื่อเทียบกับในอดีตที่ผ่านมา ดังข้อมูลรูปที่ 2 เมื่อแสดงแนวโน้มราคาของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นที่นิยมปัจจุบัน แสดงให้เห็นว่าเซลล์แสงอาทิตย์ มีราคาลดลงเรื่อย ๆ ทั้งชนิด Mono-crystalline[1] และ Multi-crystalline[2] จากแหล่งข้อมูล Bloomberg ในระหว่างปี 2011 – 2020 ประกอบกับการทำการทดสอบประสิทธิภาพปั๊มให้ลูกค้าชมที่เป็นกระบวนการที่ใช้พลังงานไฟฟ้าสูงนั้น กิจกรรมนี้จะ

[1] เป็นเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยวอีกชื่อหนึ่ง เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยว (Single crystalline) หรือที่รู้จักกันในชื่อ Monocrystalline

[2] เป็นเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวม มีอีกชื่อหนึ่งเรียกว่า Polycrystalline

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เกิดขึ้นในเวลากลางวันและใช้เวลาไม่เกินครึ่งวันเท่านั้น เพราะฉะนั้นจึงถือเป็นโอกาสอันดีที่จะเริ่มพิจารณาติดตั้ง เซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาเพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าทดแทนแหล่งไฟฟ้าหลักจากการไฟฟ้านครหลวง นอกจากนี้การติดแผง เซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ยังสามารถผลิตไฟฟ้าได้ตลอดระยะเวลากลางวันจ่ายเข้าสู่ระบบการใช้ไฟฟ้าปกติของโรงงานในวันที่ไม่มีการทดสอบปั๊ม นอกจากการจ่ายเข้าสู่ระบบการทดสอบประสิทธิภาพปั๊มขณะทดสอบให้ลูกค้าชมเพียงอย่างเดียวในวันที่มีการทดสอบปั๊ม ซึ่งนับว่าได้ประโยชน์ถึง 2 ประการในการพิจารณาติดตั้ง

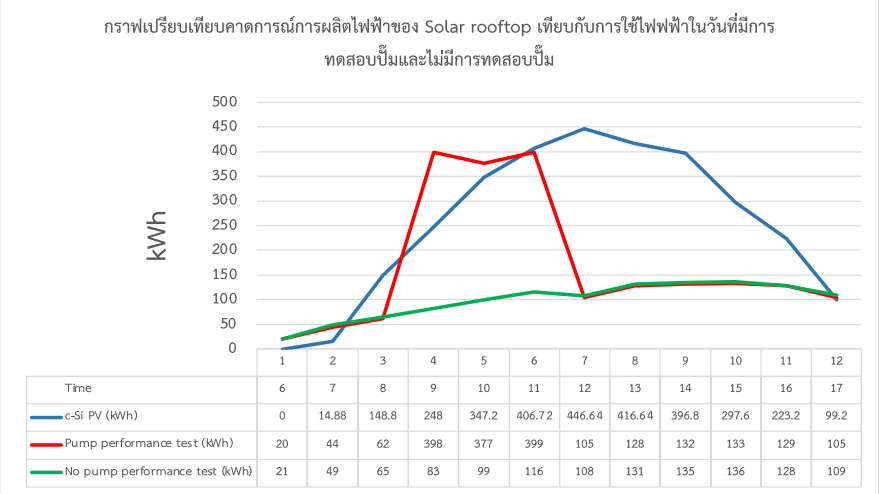


จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 1 วิวัฒนาการด้านราคาของ เซลล์แสงอาทิตย์ [2]

ในส่วนของการลงทุนการติดตั้งทางโรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม กรณีศึกษาเป็นต้นทุนส่วนเจ้าของโรงงานลงทุนเองทั้งหมด อนึ่งการใช้พลังงานทดแทนทดแทนที่ผลิตจาก แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ บนหลังคา เป็นโครงการที่โรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม ในประเทศไทยให้ความสนใจจะดำเนินการติดตั้งเนื่องจากลักษณะทางกายภาพของพื้นที่ของสาขาในประเทศไทยเหมาะสมแก่การติดตั้ง จากข้อมูลย้อนหลังการใช้ไฟฟ้าของโรงงานกรณีศึกษานี้ ค่าไฟฟ้าย้อนหลังของโรงงาน 12 เดือน (มี.ค. 2563 – ก.พ. 2564) ที่ผ่านมาเฉลี่ยเท่ากับ 84,953.71 บาท/เดือน (18,750 kWh/เดือน) ซึ่งในรายละเอียดจะแสดงในบทที่ 4 โดยจำแนกเป็นรายเดือน และโรงงานกรณีศึกษา ใช้หม้อแปลงไฟฟ้าโรงงานขนาด 500 KVA 3 Ph. 50 Hz. เมื่อพิจารณาจากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในวันที่มีการ

ทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม และคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นจากการขยายสายผลิตที่จะเพิ่มขึ้นในปี 2566 เปรียบเทียบกับการผลิตกระแสไฟฟ้าของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ของโครงการที่จะลงทุนติดตั้ง และพิจารณาในวันที่ไม่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมในสภาวะปัจจุบัน ซึ่งสามารถแสดงให้เห็นใน รูปที่ 2 จะเห็นได้ว่าการผลิตไฟฟ้าของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา สามารถครอบคลุมการใช้ไฟฟ้าในวันที่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมได้เกือบทั้งหมด สำหรับในส่วนช่วงบ่ายที่ในปัจจุบันจะไม่มีการทดสอบปั๊ม ทางโรงงานกรณีศึกษาวางแผนที่จะทำการทดสอบปั๊มจากการผลิต 100% สำหรับวันที่ไม่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมทั้งช่วงเวลาเช้าและบ่าย เพื่อเป็นการใช้กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงอย่างคุ้มค่าในทุกวันภายหลังจากการติดตั้งแล้วเสร็จ จึงเป็นแนวทางที่จะศึกษาวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลุงทุนติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาต่อไปโดยมีสมมติฐานว่าใช้พลังงานที่ผลิตได้จากแผงทั้งหมดที่ผลิตได้ในกิจกรรมทดสอบปั๊มทั้งการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม และการทดสอบปั๊ม 100% ก่อนการส่งมอบให้ลูกค้า นำข้อมูลมาทำการวิจัยถึงความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา สำหรับกรณีศึกษานี้



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Time	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
c-Si PV (kWh)	0	14.88	148.8	248	347.2	406.72	446.64	416.64	396.8	297.6	223.2	99.2
Pump performance test (kWh)	20	44	62	398	377	399	105	128	132	133	129	105
No pump performance test (kWh)	21	49	65	83	99	116	108	131	135	136	128	109

รูปที่ 2 กราฟเปรียบเทียบคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าของ แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของโรงงากรณีศึกษา กับการใช้ไฟฟ้าในวันที่มีการทดสอบปั๊ม และไม่มีการทดสอบปั๊ม

สำหรับการจะประเมินความคุ้มค่าของโครงการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา จะคุ้มค่าในการลงทุนหรือไม่นั้น จำเป็นจะต้องใช้เครื่องมือในการจำลองการติดตั้งเพื่อให้ได้ค่าคาดการณ์พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการติดตั้ง โดยแบ่งการจำลองเหตุการณ์เป็นฉากทัศน์ทั้งหมด 3 ฉากทัศน์ เพื่อหาฉากทัศน์ที่เหมาสมกับโรงงานกรณีศึกษาอีกทั้งยังเป็นทางเลือกให้ผู้บริหารโรงงานได้

พิจารณาลงทุนติดตั้งได้อย่างคุ้มค่าโดยเริ่มต้นจาก 100% ที่ใช้ทดแทนปริมาณการใช้ไฟฟ้าในการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม จากการประเมินจากผู้เชียวชาญและลดลง 25%, 50% ของปริมาณที่ต้องใช้ไฟฟ้าในการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมตามลำดับ หลังจากนั้นจึงนำไปประเมินผ่านดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อประกอบการตัดสินใจของผู้บริหารองค์กรผ่านแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ดังเช่นงานวิจัย [3] ที่ผู้วิจัยได้ประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของบ้านเรือน ว่าหากติดแล้วจะมีความคุ้มค่าหรือไม่อย่างไร รวมถึงงานวิจัย [4] ที่ได้ทำการประเมินศักยภาพทางเทคนิคเชิงเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์บนหลังคาเช่นกัน ซึ่งทั้งสองงานวิจัยได้ใช้ดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ประกอบการตัดสินใจ ด้วยเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ , ระยะเวลาคืนทุน [5-7] เป็นต้น และเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน[3, 7] มาเป็นเกณฑ์อีกหนึ่งเกณฑ์ดังเช่นงานวิจัย [3, 4] ที่ได้กล่าวไว้แต่ต้นเช่นกัน ท้ายสุดโครงการการลงทุนติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา มีระยะเวลาที่ยาวถึง 25 ปี ซึ่งหากปัจจัยนำเข้าแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดมีการเปลี่ยนแปลงไปอาจส่งผลต่อการประเมินความคุ้มค่าขั้นสุดท้าย เพราะฉะนั้นจากงานวิจัย [9] มีการกล่าวถึงปัจจัยนำเข้าที่มีการเปลี่ยนแปลงไปที่มีผลต่อโครงการในการกำหนดขนาดในการทำโครงการแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เช่นเดียวกัน จึงได้มีการประเมินความอ่อนไหวต่อค่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ที่มาจากปัจจัยนำเข้าต่าง ๆ ผ่านกระบวนการประเมินความอ่อนไหวของโครงการด้วย ผู้วิจัยได้เข้าไปขอเก็บข้อมูลที่จำเป็นในการประเมินความคุ้มค่าจากโรงงานกรณีศึกษานี้ เพื่อนำมาทำการวิจัยตามหลักเกณฑ์ที่มีงานวิจัยก่อนหน้าได้ทำการวิจัยขึ้นเพื่อเป็นแนวทางในการนำเสนอและชี้ให้เห็นถึงผลการวิเคราะห์ ข้อเสนอแนะในแต่ละฉากทัศน์ผ่านหลักเกณฑ์ทางวิชาการในการวิจัยฉบับนี้ต่อโรงงานกรณีศึกษาต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย

1.2.1 เพื่อเป็นทางเลือกในการแก้ไข้ปัญหาปริมาณไฟฟ้าไม่เพียงพอในช่วงที่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมในแต่ละครั้งของโรงงานผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม ในประเทศไทย กรณีศึกษา

1.2.2 เพื่อประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนในแต่ละฉากทัศน์ 100%, 75%, 50% จากผู้เชียวชาญเสนอในโรงงานผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม ในประเทศไทย กรณีศึกษา

1.2.3 เพื่อเป็นแนวทางในการพิจารณาติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของโรงงานอุตสาหกรรมที่มีลักษณะธุรกิจที่คล้ายคลึงกัน หรือโรงงานอุตสาหกรรมอื่นที่มีหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด500 KVA 3 Ph. 50 Hz หรือใกล้เคียงกัน

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

กรณีศึกษาการติดตั้งระบบ แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา 1 โครงการ ณ บริษัทผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรมแห่งหนึ่งในจังหวัด กรุงเทพมหานคร โดยแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่นำมาใช้เป็นชนิด Monocrystalline Silicon เนื่องจากในปัจจุบัน แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่นิยมใช้ติดตั้งบนหลังคาที่นิยม คือชนิดทำมาจากซิลิคอน ซึ่งจะแบ่งออกเป็นสองประเภทย่อยคือ ประเภทผลึกแบบเดี่ยว และแบบหลายรูปแบบผลึก แบบผลึกแบบเดี่ยวจะมีประสิทธิภาพสูงกว่าเล็กน้อยในขณะที่ราคาไม่แตกต่างกันมาก และสำหรับประเทศไทยเริ่มมีความนิยมหันมาใช้แบบผลึกเดี่ยวจากในอดีต จึงเลือกใช้แผงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ Monocrystalline Silicon และแบ่งการประเมินโดยสร้างฉากทัศน์ตามคำแนะนำจากผู้เชี่ยวชาญ [10-12] 100%, 70%, 50% ของจำนวนที่ผู้เชียวชาญได้ประเมินให้บริษัท (100 kWp) ส่วนพื้นที่ใช้ติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา จะเป็นพื้นที่บนหลังคาของอาคารที่ต่อเติมใหม่ของส่วนงานที่ชื่อ Service workshop พื้นที่ติดตั้งหลังคาทั้งหมด 1,320 ตารางเมตร และเนื่องจากเป็นอาคารที่มีการต่อเติมขึ้นใหม่ดังนั้นจึงมีโครงสร้างที่แข็งแรง มั่นคง อีกทั้งทิศทางการลาดลงของหลังคาเป็นการเทลาดลงในทิศตะวันตกเฉียงใต้ ถึงแม้จะไม่ใช่ทิศที่ดีที่สุดตามคำแนะนำของทาง กรมพัฒนาพลังงานทดแทน แต่สามารถติดตั้งแล้วให้ค่าการผลิตไฟฟ้าได้สูงเช่นกันและสำหรับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกใช้ภายในบริษัทฯ ในเวลากลางวันเท่านั้นโดยไม่มีการสำรองไฟกับแบตเตอรี่ เนื่องจากแบตเตอรี่มีอายุการใช้งานที่สั้นกว่าอายุแผง และราคายังสูงอยู่ ประกอบกับลักษณะการทำงานของโรงงานกรณีศึกษา เป็นการทำงานเฉพาะกลางวัน ไม่มีการทำงานในเวลากลางคืน จึงไม่จำเป็นต้องมีแบตเตอรี่ในการจ่ายไฟฟ้าในเวลากลางคืน

งานวิจัยฉบับนี้จะใช้โปรแกรม PVSyst ในการสร้างแบบจำลองการติดตั้งเพื่อหาค่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้และนำเข้าสู่แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดเพื่อเป็นมาตรฐานในการวิเคราะห์, มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน และการประเมินความอ่อนไหวของโครงการ ในหลากหลายงานวิจัยที่ผ่านมาได้ใช้กระบวนการเดียวกันในการประเมิน

1.4 วิธีการดำเนินการวิจัย

การดำเนินการในการประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา กรณีบริษัทผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม ในวิจัยฉบับนี้สามารถแบ่งขั้นตอนการดำเนินการออกเป็น 3 ส่วนคือ

1.4.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือข้อมูลภายในและข้อมูลภายนอกบริษัท กรณีศึกษาในส่วนของข้อมูลภายในบริษัทนั้น จะเป็นข้อมูลจำพวกค่าสถิติต่าง ๆ ปริมาณการใช้ หรือ

เวลาที่ใช้ในการทำการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในวันที่ทำงานปกติ และวันที่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม รวมไปถึงข้อมูลจำเพาะของความสามารถอุปกรณ์จ่ายไฟ และอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้า ประสิทธิภาพของปั๊มตามคู่มือ ข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง 2 ปีของทั้งโรงงาน ขนาดของพื้นที่และโครงสร้างที่จะใช้ติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ องศาการลาดเอียงของหลังคา ในพื่นที่ที่จะติดตั้ง และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ส่วนภายนอกบริษัทจะเป็นข้อมูลจำพวกราคาต้นทุนการติดตั้งโครงการโดยผู้เชียวชาญที่เข้ามาประเมิน

1.4.2 การสังเคราะห์ข้อมูลในทุกฉากทัศน์

การวิจัยนี้ได้แบ่งฉากทัศน์ออกเป็น 3 ฉากทัศน์ คือ 100%, 75%, 50% ของจำนวนไฟฟ้าที่ต้องการ 100 kWp ซึ่งครอบคลุมกิจกรรมทดสอบประสิทธิภาพปั๊มให้ลูกค้าชม ซึ่งออกแบบโดยผู้เชียวชาญ

1.4.3 การวิเคราะห์ทุกฉากทัศน์

นำผลที่ได้มาจากการจำลองระบบผ่านโปรแกรม PVSyst และจำปัจจัยนำเข้าด้านอื่น ๆ ผ่านกระบวนการคิดกระแสเงินสดคิดลด

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

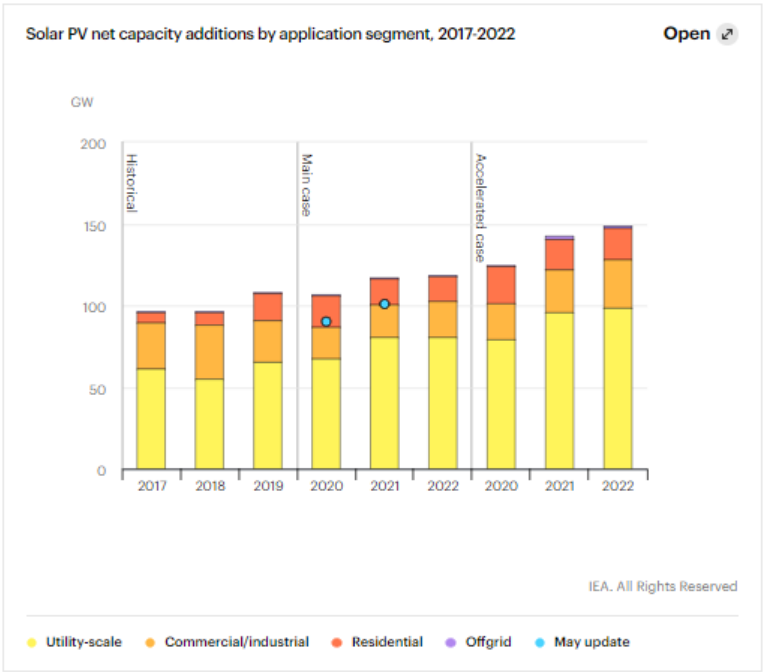
1.5.1 เพื่อเป็นประโยชน์ในการตัดสินใจลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมผลิตปั๊มน้ำ ในประเทศไทย ในการช่วยลดค่าพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง หรือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และระยะเวลาคืนทุนในการติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

1.5.2 เพื่อเป็นข้อมูลในการขยายผลพิจารณาลงทุน ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ไปยังโรงงานอุตสาหกรรมการการผลิตอื่น ๆ ที่ใช้หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 500 KVA 3 Ph. 50 Hz. และอัตราการใช้พลังงานไฟฟ้า 80-315 kWh หรือใกล้เคียงกัน

บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

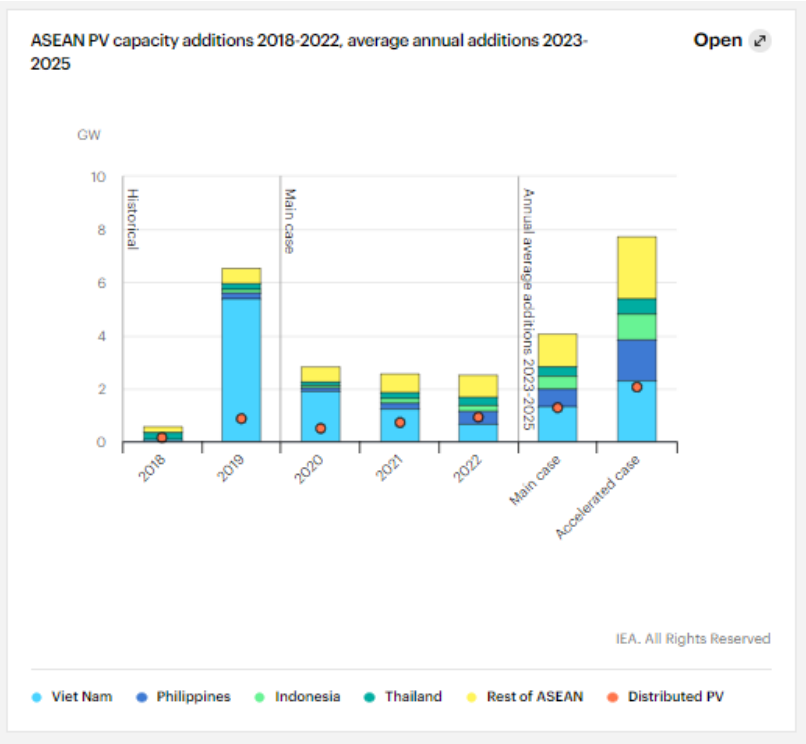
2.1 แนวโน้มการการใช้แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นหนึ่งทางเลือกของอุปกรณ์ผลิตพลังงานหมุนเวียนที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าให้กับมนุษย์ได้และในตลาดโลกเริ่มหันมาสนในกันมากขึ้น เนื่องจากทรัพยากรหลักในปัจจุบัน คือ ปิโตเลี่ยมเริ่มมีปริมาณลดลงเรื่อยๆ จึงทำให้ราคาของพลังงานที่มนุษย์จำเป็นต้องนำมาใช้ให้เกิดประโยชน์มีค่าสูงขึ้นตามทิศทาง ราคาของปิโตเลี่ยมที่ปรับตัวสูงขึ้นพลังงานงานหมุนเวียนจึงเป็นทางเลือกที่น่าสนใจเนื่องจากเป็นพลังงานสะอาดและสามารถได้ในอีกนานโดยไม่หมดไป ซึ่งหนึ่งในนั้นคือพลังงานจากแสงอาทิตย์ที่มนุษย์สามารถใช้แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตไฟฟ้าให้กับมนุษย์ได้ ข้อมูลจากองค์การพลังงานระหว่างประเทศ หรือ IEA สำหรับแนวโน้มการใช้แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในรูปที่ 3 แสดงให้เห็นว่าแนวโน้มของแต่ละภาคส่วนทั้งภาคอุตสาหกรรม หรือภาคครัวเรือน เป็นต้น ซึ่งมีปริมาณการใช้ แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มมากขึ้น มากที่สุดคือภาคที่ต้องใช้พลังงานเพื่อความจำเป็นของประเทศ รองลงมาคือภาคพาณิชย์และอุตสาหกรรม [13]



รูปที่ 3 ปริมาณการใช้แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในแต่ละภาคส่วนในโลก[13]

และเมื่อพิจารณาเฉพาะในประเทศไทย มีแนวโน้มการหันมาใช้ แผงผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ มากขึ้นเช่นเดียวกัน ในรูปที่ 4 เป็นปริมาณการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ของแสดงให้เห็นว่าทุกประเทศในอาเซียน [13] มีแนวโน้มการบริโภคแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และได้คาดการณ์ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในอนาคตนี้ด้วย โดยเฉพาะอย่างยิ่งในภูมิภาคนี้ พบว่า เวียดนามมีการเจริญเติมโตมากที่สุด รองลงมาคือประเทศไทย



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 4 ปริมาณการใช้แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ภายในประเทศไทย[13]

เพราะฉะนั้นแล้วในงานวิจัยฉบับนี้จึงเกิดแนวความคิดในการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาเพื่อผลิตไฟฟ้าเพื่อชดเชยในช่วงเวลาที่ลูกค้าเข้ามาที่บริษัทกรณีศึกษา ในเวลากลางวัน

2.2 แผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

2.2.1 การผลิตไฟฟ้าของ เซลล์แสงอาทิตย์

การผลิตไฟฟ้าของ เซลล์แสงอาทิตย์อาศัยปัจจัยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์หน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (kWh/m^2-day) ในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า หน่วยเป็น กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน (kWh/day) ดังสมการ [14]

$$\boldsymbol{P = I.A}$$

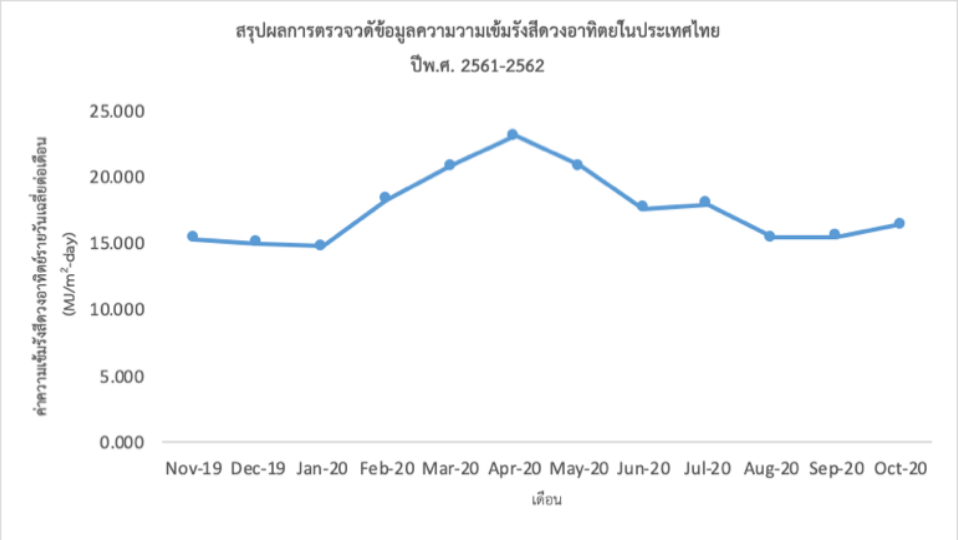
เมื่อ P คือ ศักยภาพเชิงกายภาพ กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน (kWh/day)

I คือ ค่าเฉลี่ยของค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่อตารางเมตรต่อวันที่ซึ่งเกิดการลดทอนของทิศทางการติดตั้งและมุมเงยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (kWh/m^2-day)

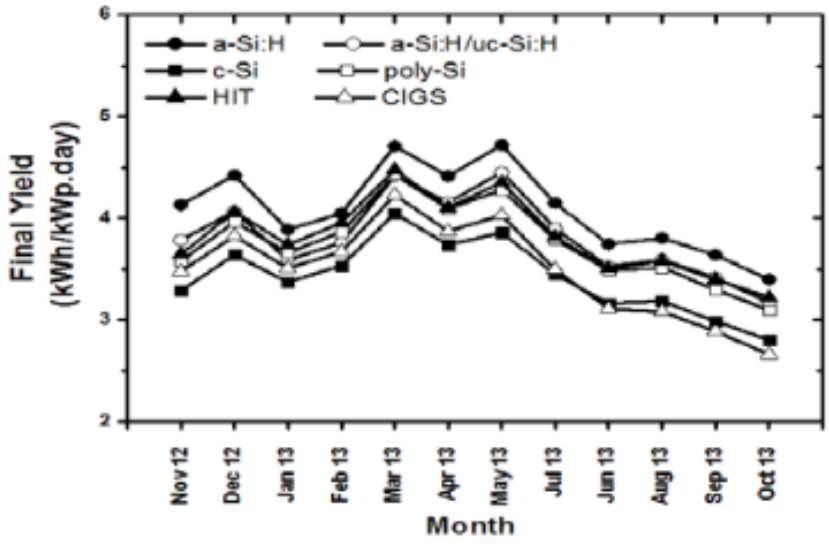
A คือ พื้นที่ทั้งหมด ตารางเมตร (m^2)

จากสมการจะเห็นได้ว่า ค่า P แปรผันตรงกับ ค่า I ซึ่งแสดงว่าหากความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เพิ่มขึ้น จะทำให้ค่าพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นด้วย และเมื่อเปรียบเทียบกราฟระดับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2561 – 2562 ที่แสดงใน รูปที่ 5 จะเห็นแนวโน้มความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือนปี 2561 [15] และ 2562 [16] ซึ่งดัดแปลงมาจาก ตารางสรุปผลการตรวจวัดข้อมูลความวามเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย ปี 2561 และ 2562 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน มีแนวโน้มที่เพิ่มสูงขึ้นตั้งแต่เดือน กุมภาพันธ์ จนถึงเดือน พฤษภาคม และจะเริ่มลดลงจนถึงระดับหนึ่ง โดยเริ่มตั้งแต่เดือน กรกฎาคม ซึ่งหากนำมาเปรียบเทียบกับ รูปที่ 6 ซึ่งเป็นกราฟที่ดัดแปลงมาจาก กราฟแสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ ต่อขนาดของระบบที่ติดตั้ง เฉลี่ยรายเดือน [17] จะเห็นได้ว่าจะเริ่มมีแนวโน้มการผลิตค่าพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพิ่มสูงขึ้นในช่วงเดือน กุมภาพันธ์ จนถึงเดือน พฤษภาคม หลังจากนั้นจะเริ่มมีการผลิตที่ลดลง ซึ่งมีแนวโน้มการการเพิ่มขึ้นและลดลงสอดคล้องกับ จากกราฟรูปที่ 5 ซึ่งจะสามารถสรุปได้ว่า หากค่าความเข้มดวงอาทิตย์สูงขึ้น จะทำให้ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตค่าพลังงานไฟฟ้า ได้มากขึ้นซึ่งสอดคล้องตามสมการ

P = I ✕ A ข้างต้นด้วย แต่สำหรับหลักการทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะขออธิบายในประเด็นถัดไป



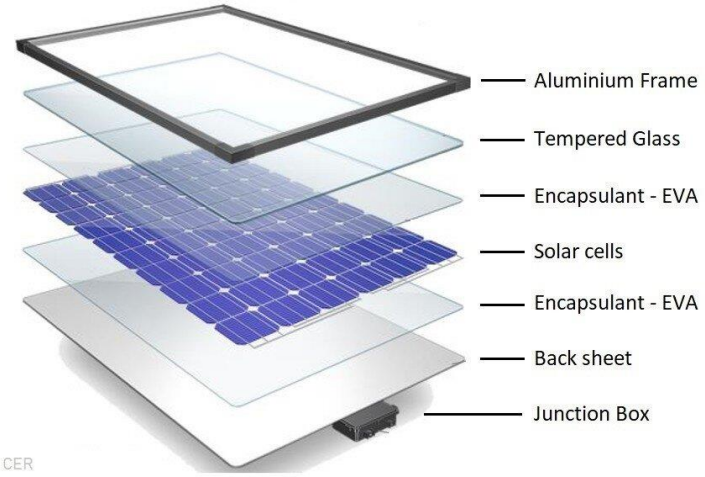
รูปที่ 5 กราฟแสดงความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ ปี 2561- 2562 [15] [16]



รูปที่ 6 ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งเป็นรายเดือน [17]

2.2.2 โครงสร้างและหลักการทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้า

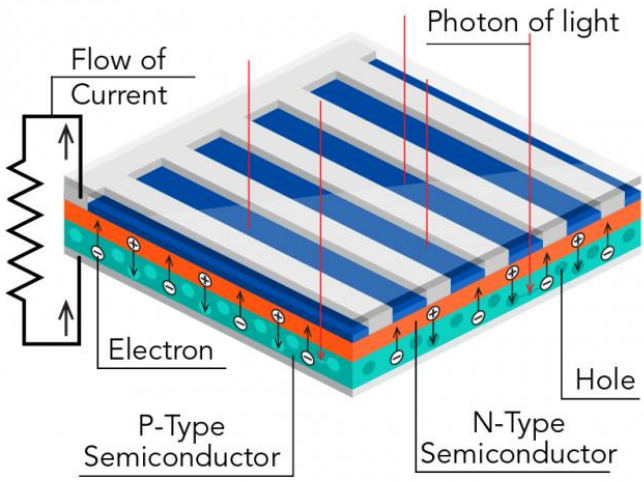
แผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ มีโครงสร้างและส่วนประกอบของแผงหลัก ๆ เริ่มจากด้านหน้าสุดจนถึงด้านหลังแผง คือ กรอบอลูมิเนียม, กระจกนิรภัย, สารเคลือบ EVA[3] ด้านหน้าเซลล์, ตัวเซลล์แสงอาทิตย์, สารเคลือบ EVA ด้านหลังเซลล์, แผนปิดด้านหลัง และ จุดเชื่อมต่อรวมกระแสไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 7



รูปที่ 7 ส่วนประกอบของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [18]

และเมื่อพิจารณาในชั้นที่เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ จะสามารถแยกออกเป็นอีก 2 ชั้น คือชั้น P-type semiconductor และ N-type semiconductor ซึ่งทั้งคู่เป็นสารกึ่งตัวนำที่มี อิเล็กตรอน ในชั้นของ N-type และ มีโปรตรอน ในชั้นของ P-type ซึ่งทั้งสองชั้นเป็นสารกึ่งตัวนำที่มีคุณสมบัติยอมให้อิเล็กตรอน และ โปรตรอน เคลื่อนที่ผ่านได้เมื่อมีอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป จากนั้นเมื่อมีแสงอาทิตย์มาตกกระทบจะทำให้เกิดปฏิกิริยาอิเล็กตรอน วิ่งไปชั้น N-type และ โปรตรอน วิ่งไปที่ชั้น P-type การเคลื่อนที่ของของ อิเล็คตรอน นี้ทำให้มีกระแสไฟฟ้าเกิดขึ้น เป็นกระแสตรง ดังรูปที่ 8 แสดงชั้นและการเคลื่อนที่ของ อิเล็กตรอน และ โปรตรอน

[3] EVA (Ethylene Vinyl Acetate) เป็น Polymer ชนิดหนึ่งที่ได้จากกระบวนการทำ Polymerization ของสาร ethylene monomer กับสาร Vinyl Acetate monomer ซึ่งมีคุณสมบัติ ยืดหยุด น้ำหนักเบา ทนแรงกระแทก ทำความสะอาดง่าย นิยมใช้ในหลายอุตสาหกรรม รวมถึงใช้เคลือบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย



รูปที่ 8 การเคลื่อนที่ของ อิเล็กตรอน และ โปรตรอน ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้า [19]

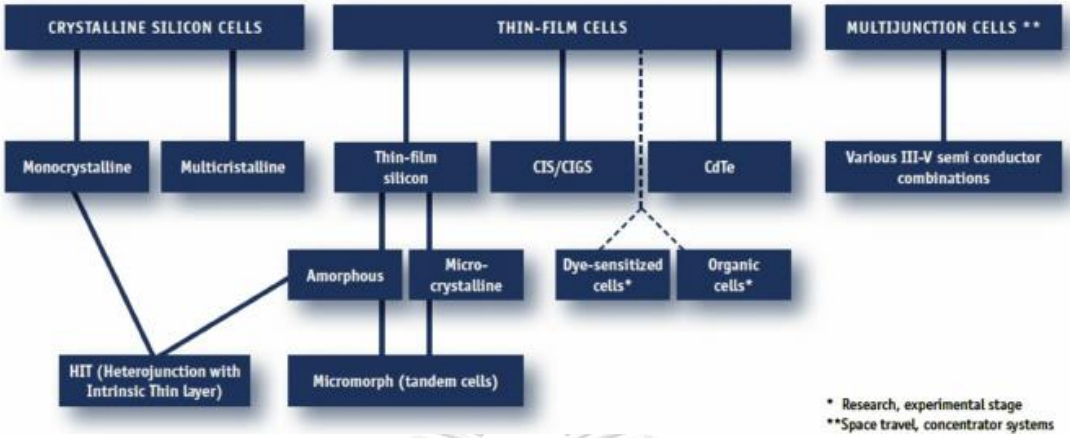
2.2.3 ชนิดและประสิทธิภาพของแผง

แผงโซล่าเซลล์สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 กลุ่มหลัก ๆ คือ Crystalline silicon cells, Thin-film cells และ Multijunction or Poly-crystalline cells และใน รูปที่ 9 ซึ่งแสดงกลุ่มย่อยออกมาได้อีก คือ

2.2.3.1 Crystalline silicon cells สามารถแยกออกเป็นอีก 2 ประเภทคือ Monocrystalline, Multi-crystalline และในส่วนของ Monocrystalline มีการพัฒนาทำให้มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นโดยใช้ชื่อว่า Heterojunction with Intrinsic Thin layer (HIT)

2.2.3.2 Thin-film cells จะแบ่งออกเป็นอีก 3 ประเภทคือ Thin-film silicon, Copper Indium Selenium (CIS) or Copper Indium Gallium Diselenide (CIGS) และ Cadmium Telluride (CdTe) นอกจากนี้ประเภทที่อยู่ในระหว่างทดลองที่ให้ผลสำเร็จเป็นที่น่าพอใจ ซึ่งจัดอยู่ในกลุ่มนี้อีกคือ Dye-sensitized cells และOrganic cells

2.2.3.3 Multijunction cells เป็นอีกชนิดที่ได้ผลประสิทธิภาพจากการทดลองที่สูงอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะเมื่อใช้ธาตุในหมู่ 3 และ 5 เป็นสารกึ่งตัวนำมาใช้ในช่องว่างระหว่างเซลล์

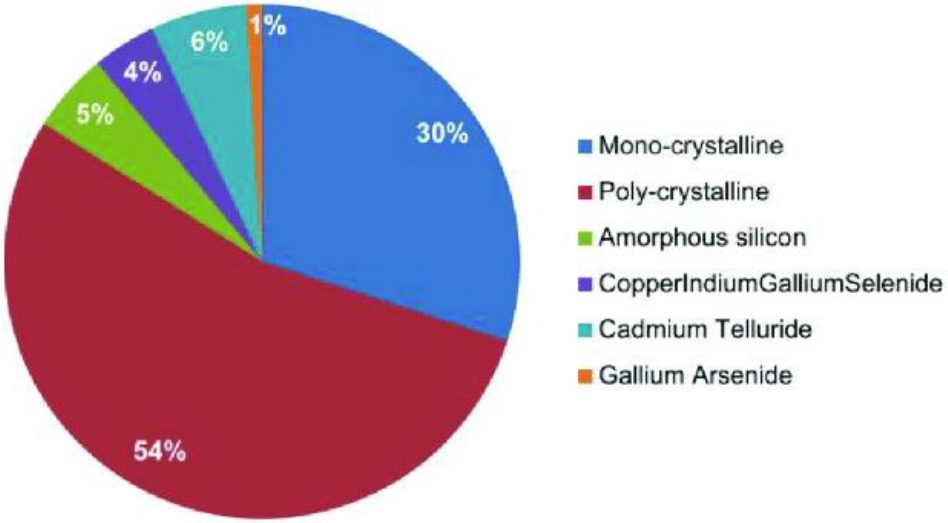


รูปที่ 9 Type of Solar cell [20]

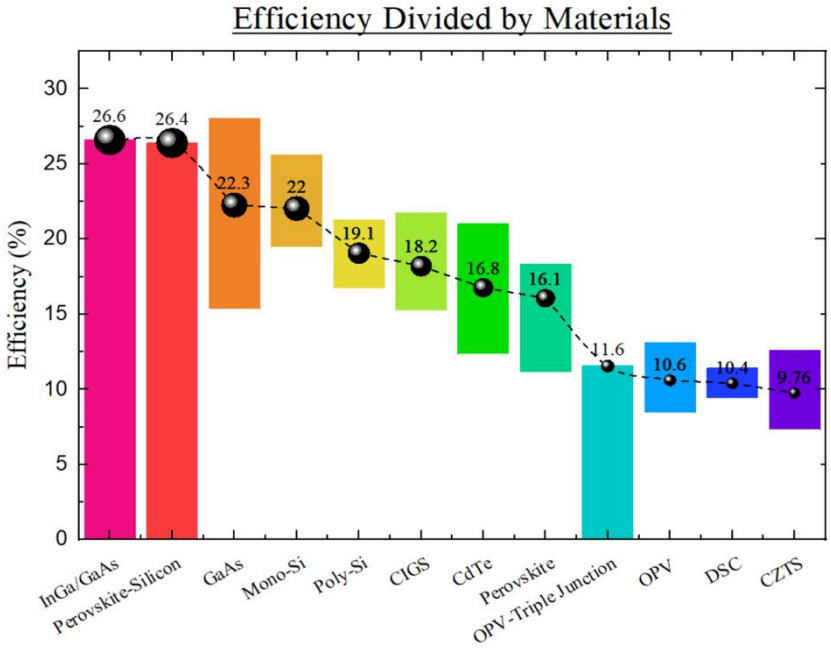
อนึ่งในปัจจุบัน แผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ส่วนแบ่งทางการตลาดตามงานวิจัย [21] ซึ่งจากรูปที่ 10 แสดงให้เห็นผลสำรวจ Global market share market share of Photovoltaic cell ซึ่งจะเห็นว่าชนิดของแผงที่มีความนิยมใช้สูงสุด 5 อันดับแรก คือ Poly-crystalline, Mono-crystalline, Cadmium telluride, Amorphous silicon, CopperIndiumGalliumSelenide ตามลำดับ และเมื่อพิจารณาจากประสิทธิภาพของแผงแบ่งตามวัสดุที่ใช้ทำแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ดังในรูปที่ 11 ประเภทของแผงที่มีประสิทธิภาพสูงสุดคือแผงที่ทำมาจาก Indium Gallium/Gallium Asenide รองลงมาคือ Perovskite-silicon แต่จากงานวิจัย [21] ได้กล่าวว่า Monocrystalline silicon[4], Polycrystalline silicon[5] ยังเป็นที่นิยมในตลาดอยู่ถึงแม้ประสิทธิภาพจะไม่ได้ดีที่สุด

[4] เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากซิลิคอน ชนิดผลึกเดี่ยว (Single crystalline silicon) หรือที่รู้จักกันในชื่อ Monocrystalline silicon

[5] เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวม มีอีกชื่อหนึ่งเรียกว่า Polycrystalline silicon



รูปที่ 10 ส่วนแบ่งการตลาดของ เซลล์แสงอาทิตย์ในระบบนานาชาติ [21]



รูปที่ 11 ประสิทธิภาพจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละวัสดุที่ใช้ทำแผง [21]

และเมื่อเปรียบเทียบข้อดี-ข้อเสีย ด้านอื่น ๆ ดังในตารางที่ 1 ทั้งด้านประสิทธิภาพ, การผลิตกระแสไฟฟ้า kWp ต่อพื้นที่, ความเหมาะสมกับหน้างาน ของ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Silicon และ Thin film

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบความแตกต่างจำแนกตามประเภทของแผง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ [22]

ชนิดของแผง	ประสิทธิภาพ	พื้นที่ต่อ kWp	ติดตั้ง	แรงดันไฟฟ้า (สูงดี)	หมายเหตุ
Monocrystalline silicon	15% - 18 %	7-9 m^2	อาคาร/เชิงการพาณิชย์	80% - 85%	มีผลกับเงาเพียงเล็กน้อย ราคาแพงกว่าแต่ประสิทธิภาพสูงสุด
Polycrystalline silicon	13% - 16%	8-9 m^2	อาคาร/เชิงการพาณิชย์	80% - 85%	ให้พลังงานน้อยใช้เวลาผลิตน้อยในการผลิตต้นทุนต่ำกว่า, มีผลต่อเงาแสง
Thin film 1. Copper indium dieseline 2. Cadmium telluride 3. Amorphus silicon (a-Si)	6% - 12%	9-11 m^2	เชิงการพาณิชย์/สาธารณูปโภค	72% - 78%	แพงเล็กน้อย, ผลิตแผ่นใหญ่ต้นทุนจะถูกลง, มีผลกับเงาเพียงเล็กน้อย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากตารางที่ 1 เปรียบเทียบประสิทธิภาพของแผงข้างต้นในงานวิจัยของ [22] ซึ่งแสดงให้เห็นถึงข้อแตกต่าง ประสิทธิภาพของแผงทั้ง Monocrystalline silicon, Polycrystalline silicon, Thin film ซึ่งรูปแผงแต่ละชนิดได้แสดงให้เห็นใน รูปที่ 12 และจากข้อมูลข้างต้นแผงชนิด Monocrystalline silicon และ Polycrystalline silicon ได้รับความนิยมในตลาดโลก อีกทั้งยังเหมาะสมในการนำมาใช้กับอาคารโรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม กรณีศึกษาในวิจัยฉบับนี้ สำหรับในส่วนของแผงชนิด Thin film จะนิยมใช้ในอุปกรณ์เชิงพาณิชย์มากกว่า

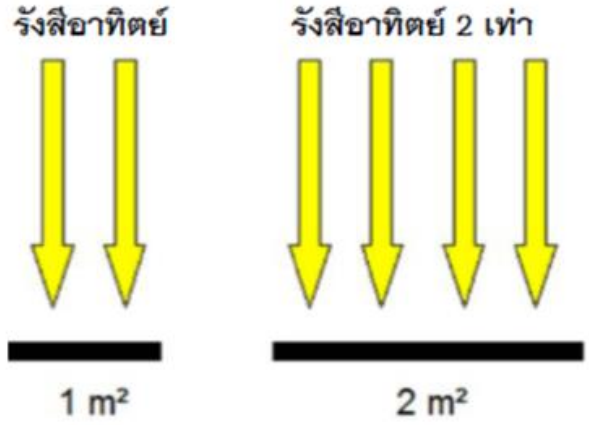
รูปที่ 12 ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [23]

2.3 ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ [24]

2.3.3 พื้นที่รับแสงของแผง

พื้นที่รับแสง แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ขนาดใหญ่จะผลิตกระแสไฟฟ้าได้มาขึ้น ถ้าเพิ่มพื้นที่ผิวเป็นสองเท่าจะสามารถเพิ่มกำลังไฟฟ้าเป็นสองเท่า จากรูปที่ 13 จะแสดงถึงรังสีจากดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิว ซึ่งเมื่อมีพื้นที่ผิวเพิ่มขึ้นเป็น 2 เท่า จะสามารถรับรังสีจากแสงอาทิตย์ได้เพิ่มเป็นสองเท่า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



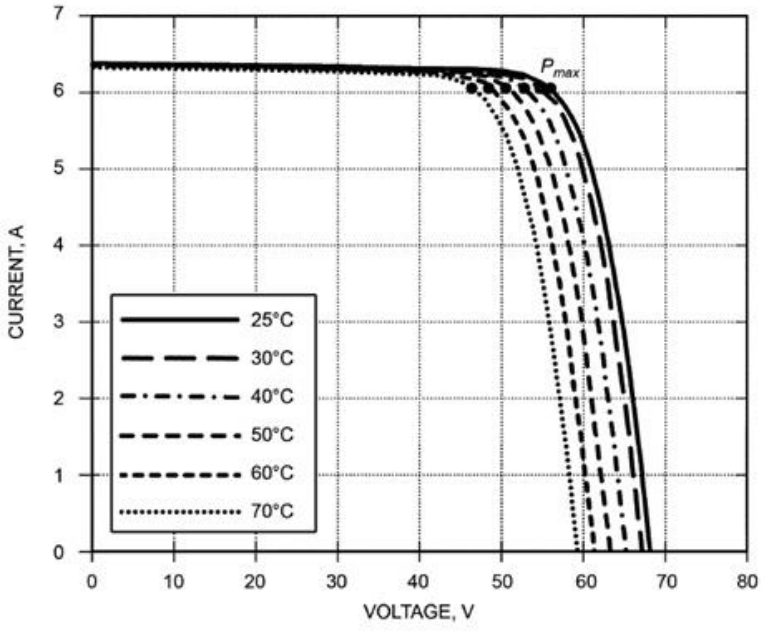
รูปที่ 13 รูปรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวที่ขนาดต่างกัน [25]

2.3.4 ทิศทางของแผง

เพื่อให้แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้ามากที่สุด แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ นั้นจะต้องหันหน้าหาแสงอาทิตย์ ซึ่งประเทศไทย [26] ได้ให้ข้อมูลไว้ว่าการออกแบบติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรให้ด้านรับแสงอาทิตย์ของ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ดันไปทางทิศใต้ หรือทิศใกล้เคียงทิศใต้ที่สามารถยอมรับได้ และวางเอียงทำมุมกับแนวระนาบทิศเหนือ-ใต้ ประมาณ 10-20 องศา หรือตามแนวลาดเอียงของหลังคาอาคารเป้าหมาย ตำแหน่งติด แผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรอยู่ในพื้นที่โล่งและไม่เกิดการบังเงาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่อาจก่อให้เกิดจุดบอด และการติดตั้งควรมีความมั่นคงแข็งแรงและสามารถทำการบำรุงรักษาได้

2.3.5 อุณหภูมิ, ความร้อน

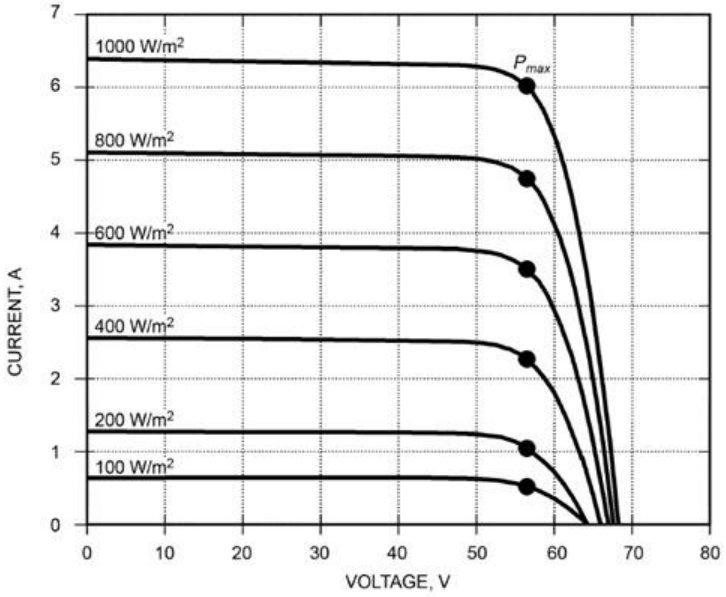
การติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ในที่ที่มีอุณหภูมิสูงจะทำให้ตัวแผงและเซลล์ที่อยู่ในแผงเกิดการเสื่อมสภาพทำให้รับพลังงานความเข้มจากแสงอาทิตย์ลดลง กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะไม่แปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วทุก ๆ 1 องศาเซลเซียสที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลงร้อยละ 0.5 ดังแสดงในรูป 14 ที่แสดงให้เห็นว่าเมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้นจะทำให้ แรงดันไฟฟ้า มีค่าลดลง



รูปที่ 14 ผลกระทบต่อ แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ เมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนไป [27]

2.3.6 ความเข้มของแสงอาทิตย์, ความสว่าง

กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ จะแปรผันตรงกับความเข้มของแสง นั่นคือยิ่งมีความเข้มของแสงอาทิตย์สูง จะสามารถผลิตไฟฟ้าจาก แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ได้สูงขึ้นด้วย เช่น ในรูปที่ 15 แกน Y คือค่าของกระแส ส่วนแกน X คือค่าแรงดันไฟฟ้า จากกราฟจะเห็นได้ว่า เมื่อค่าความเข้มของแสงดวงอาทิตย์เพิ่มขึ้น จะทำให้ค่ากระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นด้วย แต่ค่าแรงดันจะยังคงเดิมจนถึงอุณหภมิจุดหนึ่งค่ากระแสจะตกลง



รูปที่ 15 ผลกระทบต่อ แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ เมื่อความเข้มของแสงดวงอาทิตย์ที่เปลี่ยนแปลงไป [27]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ในส่วนมาตรฐานการติดตั้ง การต่อชุด แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ขะต้องเป็นไปตามมาตรฐาน มอก. 2572 การติดตั้งทางไฟฟ้า-ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรือมาตรฐาน IEC 60364-7-712 Requirement for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems หรือตาม คู่มือแนะนำการติดตั้งของผู้ผลิต [28]

2.4 ปัญหาและอุปสรรค์ของงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และแนวทางแก้ไข

งานวิจัยที่ทางผู้วิจัยได้ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องมานั้น ที่ได้ทำการวิจัยในลักษณะที่คล้ายกันคือการประเมินความคุ้มค่าในการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ซึ่งสามารถจัดกลุ่มประเด็นปัญหา อุปสรรค์ที่เกิดขึ้นรวมถึงแนวทางแก้ไขในงานวิจัยก่อนหน้าได้ดังนี้

2.4.3 ประเด็นปัญหาและแนวทางแก้ไขในขั้นตอนการสำรวจพื้นที่ติดตั้ง

ในงานวิจัย [29] ที่ทำการประเมินความคุ้มค่าในการในการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ของภาคอุตสาหกรรม ภายในประเทศอูกันด้า พบปัญหาในการประเมินพื้นที่หลังคาที่จะใช้ติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ เนื่องจากอาคารที่อยู่ในภาคอุตสาหกรรมภายในประเทศ มีหลายลักษณะซึ่งมีทั้ง หลังคาหน้าจั่ว และหลังคาบบเทลาดเอียงไปด้านเดียว และอื่น ๆ ซึ่ง [29] ใช้ Google Earth ร่วมกับ โปรแกรม System Advisor Model software ในการประเมินขนาดพื้นที่ของหลังคาที่มีประสิทธิภาพสามารถติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ได้เข้ามาแก้ไขปัญหา

2.4.4 ประเด็นปัญหาและแนวทางแก้ไขในขั้นตอนในการคัดเลือกชนิดแผง

สำหรับขั้นตอนในการคัดเลือกชนิดของ แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ที่เหมาะสมนั้น เกี่ยวข้องกับหลายปัจจัยแต่หนึ่งในปัจจัยหลายด้าน ปัจจัยด้านราคาในตลาดปัจจุบัน ณ เวลาที่จะดำเนินโครงการ เช่นในงานวิจัย [17] นี้เป็นการศึกษาความเหมาะสมในการเลือกชนิดของแผงในประเทศไทย โดยเฉพาะอย่างยิ่งได้ทำการทดลองในกรุงเทพมหานคร ซึ่ง ณ เวลานั้น (ปี 2015) พบว่าแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ที่เหมาะสมจากงานวิจัยนี้คือ Poly Crystalline Silicon Module เนื่องจากมีราคาที่ถูกในตลาดประเทศไทย และนิยมกันแพร่หลายถึงแม้ประสิทธิภาพน้อยกว่าประเภท Mono Crystalline Silicon เล็กน้อย แต่สำหรับในปัจจุบัน Mono Crystalline Silicon มีความนิยมมากขึ้นราคาจึงลดต่ำลงมาใกล้เคียงกันในประเทศไทยจึงเริ่มหันมาใช้แผงประเภท Mono Crystalline Silicon เพิ่มขึ้นมาก

2.4.5 ประเด็นปัญหาและแนวทางแก้ไขในขั้นตอนในการประเมินประสิทธิภาพแผง

การประเมินประสิทธิภาพแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา นั้นจากงานวิจัย [30] ได้ทำการวิจัยติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่สถานบันการศึกษาแห่งหนึ่งทางตะวันตกของประเทศอินเดียซึ่งแบ่งการติดตั้งเป็น 2 ส่วนที่มีการติดตั้งในองศาที่ต่างกันเนื่องจากความลาดเอียงของหลังคาตึกที่แตกต่างกัน ผลการผลิตไฟฟ้าจากแผงที่ได้ มีค่าต่างกันซึ่งในโครงการนี้ได้ใช้แผงชนิดเดียวกัน ตึกที่ติดตั้งอยู่ไม่ห่างกัน และค่าที่ได้ต่างกันเพียงเล็กน้อยเท่านั้นงานวิจัยนี้แสดงให้เห็นได้ว่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของ แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ มีหลายปัจจัย ทั้ง ทิศทาง องศาการติดตั้ง อุณหภูมิ ความเข้มของแสงอาทิตย์ และพื้นผิวของแผงที่สัมผัสแสงอาทิตย์ ในการประเมินในงานวิจัยนี้ได้ใช้ โปรแกรม PVSyst ในการจำลองการติดตั้ง และคาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ และมีอีกในหลายงานวิจัยได้ใช้ PVSyst เข้ามาใช้แก้ปัญหาในการไม่สามารถติดตั้งจริงแล้วเก็บข้อมูลได้ จึงใช้โปรแกรม PVSyst ในการจำลองการผลิตไฟฟ้าชอง Solar PV ดังในหลายงานวิจัยได้ใช้โปรแกรมเดียวกันในการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา เช่นกัน เช่น [4, 5, 22, 29] เป็นต้น

2.4.6 ประเด็นปัญหาและแนวทางแก้ไขในขั้นตอนในการประเมินความคุ้มค่าทางการเงิน

ความคุ้มค่าทางการเงิน โดยประเมินจากหลักการทางเศรษฐศาสตร์นั้นสำหรับการลงทุนโครงการด้านพลังงานนั้นการวิเคราะห์ทางวิชาการที่น่าเชื่อถือต้องอาศัยหลักการทางเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากโครงการลงทุนด้านพลังงานต้องอาศัยระยะเวลาที่ยาวนานจึงจะประเมินได้ว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุนหรือไม่ ดังเช่นงานวิจัย [29] ที่อยู่ในประเทศอูกันด้า หรือจะเป็นงานวิจัย [31] เป็นงานวิจัยที่วิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อปัจจัยนำเข้าของโครงการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ที่ประเทศชิลี ซึ่งทั้งสองงานวิจัยนี้ผู้ทำการวิจัยต้องการทราบความคุ้มค่าในการที่จะลงทุนโครงการ ติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ซึ่งโดยทั่วไปจะคำนึงเฉพาะเงินลงทุนในปัจจุบันไม่ได้ เนื่องจากค่าของเงินมีการเปลี่ยนแปลงไปตามกาลเวลาผู้วิจัยจึงได้ประเมินความคุ้มค่าโครงโดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ผ่านเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราผลตอบแทนภายใน, ระยะเวลาคืนทุน เข้ามาอธิบายชี้ให้เห็นถึงความคุ้มค่าของการลงทุนโครงการว่าคุ้มค่าการลงทุนหรือไม่ มากน้อยเพียงใดและสามารถนำแต่ละโครงการมาเปรียบเทียบกันได้อีกด้วย

จากประเด็นปัญหาและอุปสรรค์ของงานวิจัยกรณีศึกษาก่อนหน้าหลายงานวิจัย ผู้วิจัยแต่ละท่านอาศัยองค์ความรู้จากงานวิจัยที่ลักษณะใกล้เคียงกันนำมาต่อยอดงานวิจัยของตนเอง มีการใช้เทคนิค เครื่องมือ มาช่วยในการเก็บข้อมูลเช่น ใช้ Google Earth และ System Advisor model software [29] เข้ามาช่วยประเมิน เก็บข้อมูลพื้นที่หลังคาของอาคารภาคอุตสาหกรรมในประเทศอูกันด้า เพื่อประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าจากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ในภาคอุตสาหกรรมในประเทศ อีกทั้งยังมีการใช้โปรแรม PVSyst มาช่วยจำลองการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อประเมินหาค่าการผลิตไฟฟ้าจาก แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีแนวความคิดที่จะลงทุน ที่จะพิจารณาลงทุนในอนาคตในหลายงานวิจัยที่เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์เช่น [4, 5, 22, 29] สำหรับการอ้างอิงหรือใช้ข้อมูลที่ได้จากข้อมูลดิบที่เก็บโดยการใช้ ระบบปฏิบัติการคอมพิวเตอร์ มาเก็บข้อมูลจะมีข้อจำกัดในเรื่องความเป็นปัจจุบันของข้อมูลที่อาจมีความคลาดเคลื่อนไปบ้าง แต่ในทางวิชาการสามารถยอมรับค่าความคลาดเคลื่อนเพียงเล็กน้อยนั้นได้ อนึ่งการแก้ปัญหาต่าง ๆ เหล่านี้ผู้วิจัยในงานวิจัยฉบับนี้ได้ศึกษาและนำมาเป็นแนวทางในการทำการวิจัยฉบับนี้ให้ครอบคลุมรอบด้านที่สุด เพื่อให้งานวิจัยฉบับนี้มีหลักการทางวิชาการที่ถูกต้อง และสามารถอ้างอิงได้ จากตัวอย่างงานวิจัยที่ได้ทำมาก่อนหน้าในประเด็นที่คล้ายคลึงกัน

2.5 โปรแกรม PVSyst

โปรแกรม PVSyst คือโปรแกรมคำนวณและออกแบบและจำลองโครงการในการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งสามารถใช้ได้ทั้งแบบ ติดตั้งบนพื้นดิน บนหลังคา บนผิวน้ำ หรืออื่น ๆ โดยผู้ใช้งานโปรแกรมสามารถระบุขนาด พิกัด กำลังการผลิต และพื้นที่การติดตั้งโครงการ ค่าพารามิเตอร์ มุมก้มหรือเงย ทิศทางของการรับแสง และค่าการสูญเสียต่าง ๆ เป็นต้น อีกทั้งใน

ระบบ PVSyst ยังมีรายการประเภทของแผงพลังงานแสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์ตามรายชื่อผลิตภัณฑ์และผู้ผลิตเพื่อให้ผู้ใช้โปรแกรมเลือกออกแบบจำลองหากำลังการผลิตมาเปรียบเทียบกันได้ อนึ่งโปรแกรม PVSyst สามารถเลือกจำลองระบบพลังงานแสงอาทิตย์ได้ 3 รูปแบบ คือ ระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย, ระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบแยกตัวอิสระ และระบบแสงอาทิตย์สำหรับเครื่องปั๊มน้ำ [32]

ในงานวิจัยฉบับนี้จะเป็นการศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคาบนหลังคาโรงงานผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรมแห่งหนึ่งในกรุงเทพมหานคร โดยการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของโรงงานกรณีศึกษานี้เป็นการแก้ปัญหากระแสไฟฟ้าที่ไม่เพียงพอในระหว่างกิจกรรมทดสอบประสิทธิภาพปั๊มให้ลูกค้าชม ระยะเวลาประมาณครึ่งวันซึ่งโรงงานแห่งนี้จำเป็นจะต้องลดภาระโหลด โดยการปิดระบบปรับอากาศทั้งโรงงานเพื่อสนับสนุนไฟฟ้าให้กับกิจกรรมทดสอบประสิทธิภาพปั๊มให้ลูกค้าชม การใช้แผงผลิตพลังงานแสงอาทิตย์เป็นหนึ่งทางเลือกที่ทางโรงงานกรณีศึกษาเลือกเนื่องจากมีพื้นที่บนหลังคาของโรงงานเหลืออยู่ ประกอบกับราคาของแผงผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ราคาต่ำลงมามาก จากที่ได้กล่าวไว้ใน บทที่ 1 เพราะฉะนั้นก่อนการทำสัญญาและการจัดซื้อจัดจ้างผู้เชียวชาญมาดำเนินการให้ จึงต้องมีการประเมินความความคุ้มค่าในการลงทุนครั้งนี้ว่าสามารถตอบโจทย์ปัญหาของโรงงานได้หรือไม่และใช้เวลานานเท่าไหร่ในการคืนทุน รวมถึงปัจจัยอื่น ๆ ที่จะมีผลต่อโครงการนี้ด้วย โดยนำข้อมูลเสนอราคาจากผู้เชียวชาญในการติดตั้งมาประเมิน โดยอาศัยหลักวิชาการที่สามารถอธิบายเหตุผลของความคุ้มค่า น่าสนใจในการลงทุนให้กับผู้บริหารได้เห็น รวมไปถึงการจำลองฉากทัศน์ในปริมาณการผลิตไฟฟ้าของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ต่างออกไปจาก 100% ที่ผู้เชียวชาญเสนอมา คือ พิจารณาทั้งหมด 3 ฉากทัศน์คือ 100%(100 kWp), 75%(75 kWp), 50%(50 kWp) ของกำลังการผลิตที่ผู้เชียวชาญเสนอมา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ดังนั้นการใช้โปรแกรม PVSyst จึงเป็นขั้นตอนสำคัญในการจำลองการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคาของโรงงานแห่งนี้ คือ การป้อนข้อมูลที่จำเป็นของโครงการนี้ลงไปที่โปรแกรมใน 3 ฉากทัศน์ เพื่อให้โปรแกรมคำนวณพลังงานไฟฟ้าของทั้ง 3 ฉากทัศน์ที่จะสามารถผลิตได้จากแผงที่ติดตั้งบนหลังคาเท่าใด มีความสม่ำเสมอหรือไม่ และในแต่ละเดือนมีกำลังการผลิตที่แตกต่างกันอย่างไร และในกระบวนการจำลองของโปรแกรม PVSyst นั้นจะได้ทราบถึงค่าไฟฟ้าที่สูญเสียจากการติดตั้งระบบในแต่ละฉากทัศน์ ผลผลิตไฟฟ้าสุทธิหลังหักการสูญเสียต่าง ๆ จะทำให้ทราบกำลังการผลิตสุทธิของฉากทัศน์ก่อนลงทุนจริง

สำหรับงานวิจัยนี้เลือกใช้โปรแกรม PVSyst ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทแยกตัวอิสระ เนื่องจากทางโรงงานกรณีศึกษามีความต้องการผลิตกระแสไฟฟ้าไว้ใช้ภายในโรงงานเฉพาะเวลากลางวันเท่านั้น ด้วยเงินทุนของบริษัทเองโดยปราศจากการกู้ยืม มาทำการจำลองระบบ ให้กับโรงงาน

กรณีศึกษาในวิจัยฉบับนี้ทั้ง 3 ฉากทัศน์ เพื่อที่จะได้นำค่าไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองระบบของ PVSyst ไปคำนวณความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ผ่านตัวแปรต่าง ๆ รวมกับข้อมูลราคาติดตั้งในรูปแบบเหมาที่ได้ถูกเสนอราคามาทั้ง 3 ฉากทัศน์ [10-12] ในขั้นตอนการวิเคราะห์ทางการเงินและผลตอบแทนของโครงการที่เป็นประเมินทางเศรษฐศาสตร์ต่อไป

2.6 ข้อกำหนดความปลอดภัยการติดตั้ง การใช้งานและการตอบโต้เหตุฉุกเฉินกรณีเหตุเพลิงไหม้ แผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

2.6.1 ข้อกำหนดความปลอดภัยในการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในต่างประเทศ

ในการติดตั้งและใช้งานแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ นอกจากจะต้องคำนึงถึงประโยชน์ ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าให้กับองค์กรที่ติดตั้งแล้ว ต้องไม่ลืมว่าแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ยังคงเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดหนึ่ง ที่มีความเสี่ยงในการเกิดเหตุฉุกเฉิน เหตการณ์ไม่พึงประสงค์ขึ้นได้ เช่น การเกิดเพลิงไหม้ของแผงผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ตัวอย่างจากสถิติในรายงาน [33] ของประเทศเยอรมัน ปี 2013 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ประมาณ 1.3 ล้านระบบที่ติดตั้งภายในประเทศ มีกำลังการผลิตรวม 30 GWp จากการวิเคราะห์สาเหตุการเกิดเพลิงไหม้หรือความร้อนที่สูงเกินไฟ ประมาณ 430 กรณีสามารถแบ่งได้ 2 สเหตุหลัก ๆ ได้ดังนี้

2.6.1.1. 220 กรณี เกิดการไหม้มาจากภายนอกระบบ

2.6.1.2. 210 กรณี เกิดการไหม้มาจากภายในระบบเอง

ตัวอย่าง ในรูปที่ 16 การเกิดเหตุเพลิงไหม้หลังคาอาคารคลังสินค้าในเมือง Noderney ประเทศเยอรมัน เดือนสิงหาคม 2013 เป็นการเริ่มเกิดการไหม้จากภายในระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงผลิตพลังงานแสงอาทิตย์เอง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 16 ความเสียหายหลังจากเกิดเหตุเพลิงไหม้แผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสดงอาทิตย์ของอาคารคลังสินค้า ในเมือง Noderney ประเทศเยอรมัน [33]

จากเหตุการเกิดเหตุเพลิงไหม้และเหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นกับแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทำให้เกิดความสูญเสียทั้งชีวิตและทรัพย์สิน ทำให้หลายประเทศมีการออกข้อกำหนดเพื่อความปลอดภัยตั้งแต่การออกแบบ ติดตั้ง การทดสอบระบบ การบำรุงรักษา รวมไปถึงการเข้าระงับเหตุฉุกเฉิน การเข้าผจญเพลิงเพื่อดับเหตุเพลิงไหม้อย่างปลอดภัย เป็นต้น ซึ่งแต่ละประเทศพยายามที่จะลดความเสี่ยง เพื่อลดความรุนแรงและเสียหาย ที่อาจเกิดอันตรายจากแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่อาจเกิดขึ้นได้เช่นตัวอย่าง ในตารางที่ 2 [33] เป็นตารางที่สรุปแนวปฏิบัติในการผจญเพลิงของนักดับเพลิงที่ต้องเข้าไปดับเพลิงไหม้ที่เกิดจากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางที่ 2 แนวปฏิบัติของนักผจญเพลิงในการเข้าระงับเหตุเพลิงไหม้ที่เกิดจากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละประเทศ

Country	Title	Author	Publication Date
Japan	Technical information about firefighting operation in PV Fire	AIST (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology)	Feb. 2014

Country	Title	Author	Publication Date
United States	Fire Operations for Photovoltaic Emergencies	CAL FIRE - Office of the State Fire Marshal	Nov. 2010
	Firefighter Safety and Emergency Response for Solar Power Systems	The Fire Protection Research Foundation	May. 2010
	Firefighter Safety and Photovoltaic Installation Research Project	UL	Nov. 2011
Germany	Information about the use of photovoltaic systems for emergency responders, fire brigades and technical assistance services	Deutscher Feuerwehr Verband	Oct. 2010
	Assessment of fire risk in photovoltaic systems and creation of security concepts to minimize the risk	TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Frauhhofer ISE	Mar. 2015
Australia	Safety Considerations for Photovoltaic Arrays	Australasian Fire and Emergency Service Authorities Council	Apr. 2013

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Country	Title	Author	Publication Date
	Solar Electric Systems - safety for Firefighters	Ted Spooner (Chair of the Australian standards committee responsible for PV systems)	Sep. 2011
Austria	PV systems - Additional safety requirements	The Austrian Electrotechnical Association	Mar. 2013
Canada	Solar Electricity Safety Handbook for Firefighters	Ontario Association of Fire Chiefs	Mar. 2015
France	Controlling Risk Linked to Photovoltaic System Installations	CEA, INES, Gimelec, ADEME	Jun. 2013
Italy	Fire Safety of Photovoltaic Systems	Province of Trento	2011
Spain	Firefighter safety for PV plants	Firefighters of Barcelona	Sep. 2013
United Kingdom	Photovoltaics and Fire : A guide from BPVA	British PhotoVoltaic Association	2011

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.6.2 ข้อกำหนดความปลอดภัยในการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ประเทศไทยได้มีการกำหนดข้อปฏิบัติเพื่อเป็นการป้องกันความเสียหายจากเหตุเพลิงไหม้ที่เกิดจากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยเช่นกัน ดังรูปที่ 17 ซึ่งเป็นมาตรฐานฉบับล่าสุดที่

ออกโดย สภาวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมชูปถัมภ์ ชื่อมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย : ระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2565

รูปที่ 17 หนังสือมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย : ระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2565 [34]

ซึ่งในข้อกำหนดโดยสรุปนั้นการออกแบบระบบโครงสร้างต่าง ๆ ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ควรจะต้องทำการติดตั้งทำตามมาตรฐานฉบับนี้ โดยสามารถสรุปบางส่วนได้ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.6.2.1 ข้อกำหนดของรูปแบบของการต่อแผงแต่ละแผง ทั้งรูปแบบการต่อ และการออกแบบทางกล

2.6.2.2 ประเด็นด้านความปลอดภัยในการป้องกันไฟฟ้าดูด, ป้องกันกระแสไฟฟ้าเกินภายในระบบ, การป้องกันอันตรายจากฟ้าผ่า และระบบสายดินของระบบ

2.6.2.3 การติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าของระบบ เช่นแรงดันสูงสุดของระบบ การติดตั้งและวิธีการติดตั้งและการเดินระบบ รวมไปถึงความปลอดภัยของจุดติดตั้ง สุดท้ายเป็นการทดสอบการทำงานของระบบหลังการติดตั้ง

2.6.2.4 ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (ซึ่งงานวิจัยฉบับนี้เป็นแบบไม่มีแบตเตอรี่)

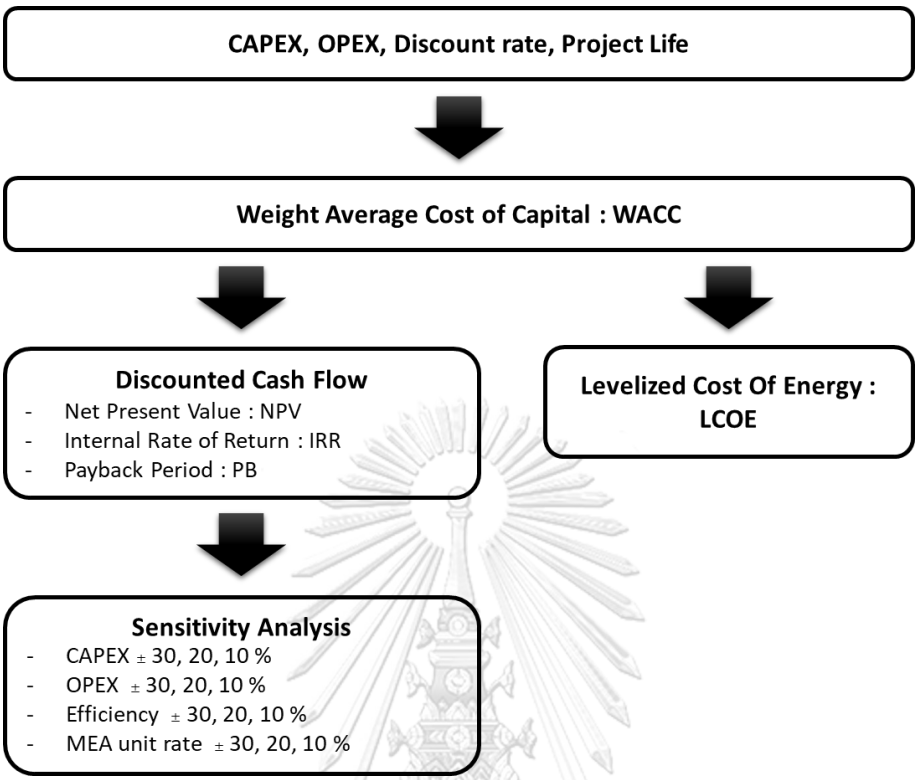
2.6.2.5 ข้อกำหนดของเจ้าหน้าที่ ที่ต้องเข้าทำการดับเพลิง หรือเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน รวมถึงป้ายสัญลักษณ์ต่าง ๆ

จะเห็นได้ว่าทั้งในต่างประเทศรวมถึงประเทศไทยต่างมีการออกข้อกำหนด กฎระเบียบที่จะลดความเสี่ยงการเกิดเหตุฉุกเฉิน และการตอบโต้เหตุฉุกเฉินอย่างปลอดภัย เพื่อลดความสูญเสียทั้งชีวิตและทรัพย์สินของประชากรในประเทศที่เกิดจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งระบบนี้มีข้อดีคือ สามารถสร้างประโยชน์มหาศาล ตอบโจทย์ทางเลือกพลังงานทดแทนเพื่อประหยัดพลังงานและสามารถสร้างผลกำไรให้กับผู้ลงทุน แต่หากไม่มีการปฏิบัติมีตามการป้องกันและตอบโต้เหตุฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นอย่างเหมาะสมแล้ว จะทำให้เกิดความสูญเสียอย่างมหาศาลเช่นเดียวกัน

2.7 วิเคราะห์ทางการเงินและผลตอบแทนของโครงการ

ในการวิเคราะห์ทางการเงินและผลตอบแทนของโครงการ เพื่อหาความสำคัญในการที่จะตัดสินใจลงทุน และการตัดสินใจดังกล่าวนั้นจะต้องทำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด มีความเหมาะสม ทั้งหมดนี้ต้องอาศัยเครื่องมือวิชาการทางด้านเศรษฐศาสตร์เข้ามาช่วยในการวิเคราะห์ ขั้นแรกจะต้องมีการจัดเตรียมงบประมาณกระแสเงินสดเข้า ซึ่งได้แก่ CAPEX, OPEX, Revenue, Discount rate, Project life เป็นต้น กระแสเงินสดออก ซึ่งได้แก่ผลตอบแทนต่าง ๆ ของการลงทุนตลอดอายุโครงการ โดยเงินทุนที่เป็นกระแสเงินสดเข้าต้องผ่านกระบวนการหาต้นทุนเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักหรือเรียกว่า ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก จากนั้นนำผลที่ได้มาเข้าสู่แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด เพื่อประเมินความคุ้มค่า ซึ่งประกอบด้วยเกณฑ์ NPV, IRR, PB [5] [6] [8] อีกทั้งยังมีการใช้เกณฑ์ LCOE [8, 35] ทั้งนี้ในการศึกษาครั้งนี้ได้มีการคำนึงเผื่อในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงไปของตัวแปรที่จะส่งผลต่อผลที่จะได้ออกมาของการคำนวณ ในแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ของงานวิจัยนี้จึงได้เพิ่มการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการโดยพิจารณาตัวแปร 3 ตัวได้แก่ 1. ต้นทุนของระบบ, 2. อัตราการเพิ่ม-ลดของอัตราค่าไฟฟ้า, 3. ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา [31, 36] ซึ่งขั้นตอนการวิเคราะห์ด้วยเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ข้างต้นสามารถเขียนเป็น แผนผังการไหลของกระบวนการ ได้ในรูปที่ 18

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 18 แนวทางวิชาการที่ใช้วิเคราะห์ความคุ้มค่าของงานวิจัย

2.8 ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก

เป็นต้นทุนเฉลี่ยของกิจการ ว่าการประกอบกิจการจะมีการลงทุนในปริมาณใด ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนักจะนำมาใช้ประเมินโครงการว่าสมควรจะลงทุนในโครงการนี้หรือไม่ควรลงทุน โดยนำต้นทุนเฉลี่ยจาก ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก เข้าสู่กระบวนการกระแสเงินสดคิดลดต่อไป และต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนักจะสามารถคำนวณได้จากสูตร [37]

$$WACC = \frac{E}{V} * Re + \frac{D}{V} * Rd * (1 - Tc)$$

โดยที่

WACC = ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก

Re = ต้นทุนเงินลงทุนของผู้ถือหุ้น

Rd = ต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้

E = มูลค่าตลาดในส่วนของผู้ถือหุ้น

D = มูลค่าตลาดในส่วนของหนี้สินที่มีดอกเบี้ย

Tc = อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล (ในประเทศไทยใช้ 20%)

จาก V = E + D จะได้ว่า

E/V = สัดส่วนทางการเงินของ ผู้ถือหุ้น

D/V = สัดส่วนทางการเงินของ หนี้สินที่มีดอกเบี้ย

2.9 แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด คือค่าที่แสดงความถูกแพงในการวางแผนลงทุนในโครงการโดยการคิดลดกระแสเงินสดจัดเป็นการประเมินมูลค่าแบบสมบูรณ์ กล่าวคือตัวเลขที่ได้จากการคำนวณผ่านกระบวนการนี้ จะเป็นตัวเลขที่สมบูรณ์ในตัวเองจะสามารถบ่งบอกถึงมูลค่าของโครงการเมื่อเวลาผ่านไป โดยไม่ต้องไปเปรียบเทียบกับโครงการอื่น

จากแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด จะเริ่มต้นด้วยการคำนวณเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ [6] คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือ กระแสเงินสดของโครงการซึ่งสามารถคำนวณได้โดยการแปลงกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุ โครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน หรือคำนวณจากผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ ของโครงการตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} - C_0$$

โดยที่ NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

B_t = มูลค่าผลตอบแทนของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3, ..., n

C_t = ค่าใช้จ่ายของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3, ..., n

C_0 = ต้นทุนโครงการในปีแรก (ปีที่ 0)

i = อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสลุงทุน (อัตราคิดลด : Discount rate)

t = ปีของโครงการ คือ ที่ 1, 2, 3, ..., n

n = อายุโครงการ

โดยมีเกณฑ์การตัดสินใจ ดังนี้

NPV < 0 : ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอด อายุโครงการ มีค่าน้อยกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

NPV = 0 : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนได้ เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน ตลอดอายุโครงการเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

NPV > 0 : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากโครงการสร้างผลประโยชน์สุทธิเป็น มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

และหลังจากทราบค่า NPV แล้วต้องมาพิจารณาอัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการ [6] เพื่อประเมินการลงทุนโครงการว่าโครงการให้อัตราผลตอบแทนเท่าไร โดยอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ คือ อัตราคิดลด ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ กล่าวคือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะต้องจ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ เท่ากับมูลค่า ปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินการโครงการตลอดอายุโครงการ โดยการ คำนวณอัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการมีสมมติฐานว่า กระแสเงินสดรับจากการดำเนินการโครงการในแต่ละปีนั้นนำไปลงทุนต่อ ทุกปีจนถึงปีสุดท้ายของโครงการ โดยได้รับอัตราผลตอบแทนเท่ากับอัตรา IRR ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 = 0$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยที่ IRR = อัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการ

B_t = มูลค่าผลตอบแทนของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3, ..., n

C_t = ค่าใช้จ่ายของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3, ..., n

C_0 = ต้นทุนโครงการในปีแรก (ปีที่ 0)

IRR = อัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ (IRR)

t = ปีของโครงการ คือ ที่ 1, 2, 3, ..., n

n = อายุโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจ สำหรับ ค่า IRR โดยใช้อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำของธุรกิจที่ยอมรับได้ในการลงทุน หรืออัตราดอกเบี้ยของสถาบันการเงินในการอ้างอิงมาเปรียบเทียบโดยการแทนค่าในสูตรข้างต้นโดย ผลที่สามารถอ่านค่าได้ดังนี้

IRR < ต้นทุนของเงินทุน : ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทน น้อยกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

IRR = ต้นทุนของเงินทุน : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนได้ เนื่องจากให้อัตรา ผลตอบแทนเท่ากับต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

IRR > ต้นทุนของเงินทุน : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนมากกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด และมีความคุ้มค่าในการลงทุน และหลังจากทราบว่า โครงการมีความคุ้มค่าหรือไม่ และมีผลตอบแทนที่เท่าไหร่ สมควรลงทุนหรือไม่ หลังจากนั้นมาคิดระยะเวลาการคืนทุนของการลงทุน โดยหาจาก เกณฑ์ตัวต่อไปคือ ระยะเวลาคืนทุน [6] โดยเกณฑ์ตัวนี้จะทำให้ทราบว่าเราจะต้องใชระยะเวลาเท่าไรที่คุ้มทุนของการลงทุนโครงการ กล่าวคือระยะเวลา ที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับเงินลงทุนของโครงการ โดยวิธีนี้ไม่คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลา โดยมีวิธีคำนวณดังนี้

กรณีกระแสเงินสดรับสุทธิเท่ากันทุกปี

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายในการลงทุนเริ่มต้นโครงการ}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี}}$$

กรณีกระแสเงินสดรับสุทธิแต่ละปีไม่เท่ากัน

วิธีนี้จะต้องคำนวณกระแสเงินสดสะสม ก่อนการคำนวณ

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{จำนวนปีก่อนที่จะได้คืนทุน} + \frac{\text{เงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิ ในปีที่คืนทุน}}$$

และจะสามารถตัวสินใจเกณฑ์นี้ได้จาก การมีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นที่สุด โดยโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะเป็นโครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนที่ยาวและระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานกว่าอายุการใช้งานของโครงการ

2.10 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

เกณฑ์นี้เป็นเกณฑ์ที่มักใช้ในการประเมินความคุ้มค่า ของการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา คือเกณฑ์มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน [3, 36] ซึ่งเป็นการวิเคราะห์ต้นทุนการไฟฟ้าต่อหน่วย ในงานวิจัยนี้เพื่อหาความคุ้มค่าจะใช้การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย โดยการคิดกระแสเงินสดจ่ายจากการลงทุนและประมาณการค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษา โดยคำนวณจากสมการ

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t}{\left(1 + \frac{r}{100}\right)t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{\left(1 + \frac{r}{100}\right)t}}$$

โดยที่ LCOE = ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยนตลอดอายุโครงการ (บาท/kWh)

L_t = เงินลงทุนในระบบ แผงผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคา ในปีที่ t (บาท)

M_t = ค่าใช้จ่ายสำหรับดำเนินการและการบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี)

E_t = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ในปีที่ t (kWh/ปี)

r = อัตราคิดลด

เมื่อได้ค่า LCOE ออกมากจะมาเปรียบเทียบกับ ค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวงราคาเฉลี่ยต่อหน่วยของบริษัทฯ กรณีศึกษา

2.11 ประเภทการคิดค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง

ในกรณีศึกษาเป็นสถานประกอบการที่ตั้งอยู่ในเขต กรุงเทพมหานคร จึงใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งการไฟฟ้านครหลวงได้แบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็นทั้งหมด 8 ประเภท [38] ดังนี้

ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัยสำหรับการใช้ไฟฟ้าในบ้านเรือนที่อยู่อาศัย วัด โบสถ์ของศาสนาต่าง ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องโดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็กสำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ ธุรกิจรวมกับที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรม หน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น และ

หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ หรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด ต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลางสำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม หน่วยงานรายการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ สถานที่ทำการเกี่ยวกับกิจการเกี่ยวกับกิจการของต่างชาติ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้า เฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 30 ถึง 999 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใชพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม หน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ สถานที่ทำการเกี่ยวกับกิจการของต่างชาติ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด ตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือ มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือน เกินกว่า 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่างสำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบกิจการโรงแรมและกิจการให้เช่าพักอาศัย ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ 6 องค์กรไม่แสวงหากำไรสำหรับการใช้ไฟฟ้าขององค์กรที่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการ โดยไม่คิดค่าตอบแทน รวมถึงสถานที่ ที่ใช้ในการประกอบศาสนกิจ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว แต่ไม่รวมถึงหน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ สถานที่ทำการเกี่ยวกับกิจการของต่างชาติ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ

ประเภทที่ 7 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตรสำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น กลุ่มเกษตรกรที่ทางราชการรับรอง หรือสหกรณ์เพื่อการเกษตร โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ 8 ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราวสำหรับการใช้ไฟฟ้าชั่วคราว เพื่อใช้ในการก่อสร้างอาคารทั่วไปหรือสิ่งปลูกสร้าง การจัดงานขึ้นเป็นกรณีพิเศษชั่วคราว หรือการใช้ในกรณีต่าง ๆ เป็นการชั่วคราว โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว

ในส่วนของโรงงานปั๊มอุตสาหกรรม กรณีศึกษานั้นจากข้อมูลใบเสร็จค่าไฟ จัดอยู่ในประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง และในประเภทที่ 3 นั้นมีการจำแนกออกเป็น 2 ส่วนย่อยคือ อัตราปกติ และ

อัตราตามช่วงเวลาการใช้ ซึ่งโรงงานกรณีศึกษาใช้ไฟฟ้าในรูปแบบ อัตราปกติ จากการใช้ไฟฟ้าของโรงงานในสถานะการณ์จริงย้อนหลัง (ข้อมูลปี มี.ค. 63 - ก.พ. 64) เฉลี่ยเท่ากับ 4.5187 บาท/kWh

2.12 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เมื่อโครงการได้ดำเนินไปแล้ว ไม่เป็นไปตามที่ผู้ประเมินคาดการณ์ไว้โดยมีปัจจัยอื่นมากระทบกับโครงการ ซึ่งมีผลต่อรายจ่ายและรับ โครงการจะยังน่าสนใจในการลงทุนต่อไปอีกหรือไม่ กล่าวคือเป็นการวิเคราะห์กระแสเงินสดสุทธิที่เกิดการเปลี่ยนแปลงจากตัวแปรต่าง ๆ เช่น ราคาต่อหน่วย ต้นทุนต่อหน่วย และปริมาณขาย เป็นต้น ดังนั้น การวิเคราะห์การเปลี่ยนไปของโครงการ หรือความอ่อนไหวของโครงการ จึงเป็นวิธีที่ดีวิธีหนึ่งในการนำมาใช้วิเคราะห์ เช่น ต้นทุนของระบบ, อัตราการเพิ่ม-ลดของค่าไฟฟ้า, และปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา เป็นอีกหนึ่งตัวแปรที่ต้องศึกษาในการพิจารณาความคุ้มค่าเช่นกันด้วยวิธี การวิเคราะห์ความอ่อนไหว และในการวิจัยนี้ได้กำหนดให้มีการศึกษาเปรียบเทียบ $\pm$ 30% ดังเช่นงานวิจัย [31] ของกระบวนการ การวิเคราะห์ความอ่อนไหว เพื่อหาค่า NPV และ LCOE ที่เปลี่ยนไป จะได้กราฟเป็นช่วงของค่า NPV และ LCOE แล้วจึงนำมาพิจารณาร่วมกับค่า IRR, PB จะสามารถสรุปได้ว่า การติดแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคาในบริษัทผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรมแห่งนี้ มีความคุ้มค่าในการลงทุนหรือไม่ อย่างไร แต่ทางผู้วิจัยคาดการณ์ได้ว่าการติดตั้ง Solar c-Si Mono PV บนหลังคาโรงงานใหม่จะสามารถทดแทนไฟฟ้าที่ต้องถูกดึงเข้าสู่ระบบทดสอบปั๊ม เนื่องจากการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม ซึ่งการทดสอบปั๊มนั้นจะมีเฉพาะเวลากลางวันเท่านั้น และหากวันใดที่มีฝนตก หรือมีเมฆมาก ทางบริษัทฯ ยังคงใช้ไฟฟ้าจากระบบหลักในการทำการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมได้ปกติ และในวันที่ไม่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม Solar c-Si Mono PV ยังสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าเข้าระบบจ่ายไฟหลักให้กับโรงงาน ทำให้บริษัทฯ ใช้ไฟฟ้าจากระบบการไฟฟ้านครหลวงได้ลดลงอีกด้วย ทำให้ประหยัดพลังงาน

บทที่ 3
วิธีดำเนินการวิจัย

การดำเนินการในการประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา กรณีบริษัทผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม ในวิจัยฉบับนี้สามารถแบ่งขั้นตอนการดำเนินการโดยเริ่มจากการตั้ง กรอบและขอบเขตของการวิจัย เพื่อมุ่งไปสู่เป้าหมายที่ต้องการทราบ และสามารถกำหนดตัวแปรที่เกี่ยวข้องได้อย่างตรงประเด็น รวมไปถึงตั้งสมมุติฐานการวิจัยเพื่อใช้หลักการทางวิทยาศาสตร์ในการดำเนินการตรวจสอบสมมุติฐานตามหลักการทางวิทยาศาสตร์ จากนั้น จึงเข้าสู่กระกวนการเก็บรวมรวมข้อมูลตามกรอบ ขอบเขตที่ได้ตั้งไว้แล้วแต่ต้น เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ข้อมูลต่อไปในหลากหลาย ฉากทัศน์ เพื่อหาความคุ้มค่าที่เหมาะสมกับ โรงงานกรณีศึกษา ซึ่งจากที่กล่าวมาจะสามารถแบ่งเป็นขั้นตอนการดำเนินการวิจัยได้ 3 ส่วนดังรายละเอียดดังนี้

3.1. สมมุติฐานการวิจัย

การติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในรูปแบบและจำนวนที่เหมาะสมมีความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งเพื่อใช้กับการทดสอบประสิทธิภาพปั๊มให้ลูกค้าชม และการประเมินผลการประหยัดในงานวิจัยนี้จะประเมินจากการผลิตไฟฟ้า จากแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยสมมุติให้ใช้ไฟฟ้าที่ได้จากการผลิตทั้งหมด โดยใช้ในการทดสอบประสิทธิภาพปั๊มทั้งหมด 100% ก่อนส่งมอบในวันที่ไม่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมของ บริษัทผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรมในประเทศไทย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2. การเก็บรวบรวมข้อมูลการวิจัย

3.2.1. รวบรวมข้อมูลภายในโรงงานที่จะทำวิจัยเรื่องการใช้ไฟฟ้าของบริษัท จากอดีตที่ผ่านมา

3.2.2. ของมูลค่าไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ใช้ไป ทั้งในวันทำการปกติไม่มีการทดสอบปั๊ม และวันที่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม

3.2.3. ข้อมูลวิธีการคำนวณ เกณฑ์ การคิดค่าไฟฟ้า ของการไฟฟ้านครหลวงที่ใช้กับบริษัทฯ ในปัจจุบัน จากแหล่งข้อมูลการไฟฟ้านครหลวง

3.2.4. ข้อกำหนด กฎหมายที่เกี่ยวข้องจาก กระทรวงพลังงาน กระทรวงอุตสาหกรรม และส่วนราชการอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับโรงงาน

3.3. ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

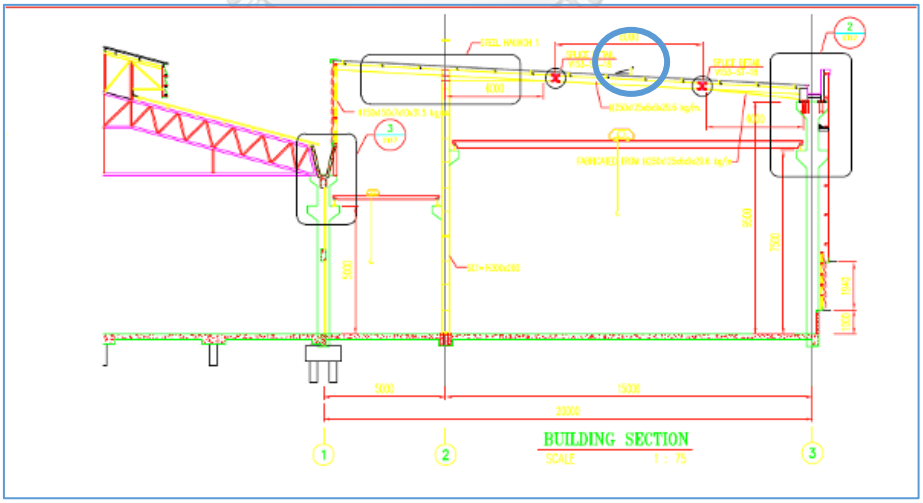
การดำเนินการในการประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา กรณีบริษัทผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม ในวิจัยฉบับนี้สามารถแบ่งขั้นตอนการดำเนินการออกเป็น 3 ส่วนคือ การเก็บรวบรวมข้อมูล, การสังเคราะห์ข้อมูลในทุกฉากทัศน์ และการวิเคราะห์ทุกฉากทัศน์

3.3.1. การเก็บรวบรวมข้อมูล

สำหรับข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการวิเคราะห์ผ่านเครื่องมือทางด้านวิทยาศาสตร์และสิ่งแวดล้อม หรือเครื่องจักรที่ใช้อยู่ปัจจุบัน สำหรับข้อมูลลักษณะพื้นที่ และทิศทางที่จะติดตั้งแผง Mono c-Si PV ส่วนใหญ่มาจากข้อมูลของ โรงงานกรณีศึกษานี้ ผ่านโปรแกรมจำลองการติดตั้งในระบบเพื่อประเมินศักยภาพ

3.3.1.1. ข้อมูลลักษณะกายภาพของพื้นที่

เป็นข้อมูลที่มาจากเอกสาร As-build drawing ของโรงงานกรณีศึกษา ซึ่งจะใช้พื้นที่ด้านบนหลังคาของส่วนงาน Service workshop ดังรูปที่ 22 ที่เป็นส่วนต่อขยายเพิ่มใหม่ของโรงงาน ซึ่งมีการมุงหลังคาด้วยเมทัลชีท ลักษณะลาดเอียงไปทางเดียวในทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ ไม่ใช่หลังคาหน้าจั่ว มีองศาของหลังคาที่ 3 องศา ดังแสดงในรูปที่ 19 ซึ่งเป็นภาพตัวขวางของตัวอาคารที่จะทำการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยหลังคามีพื้นที่ทั้งหมด 1,320 ตารางเมตร (กว้าง x ยาว = 20 x 66 เมตร)



รูปที่ 19 องศาขอหลังคาโรงงานกรณีศึกษา ที่จะทำการติดตัง แผงผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคา

3.3.1.2. ข้อมูลการใช้ไฟ 12 เดือนที่ผ่านมาและข้อมูลในวันที่ทดสอบปั๊มและไม่มี

สำหรับข้อมูลในส่วนนี้ทางโรงงานกรณีศึกษาได้ให้ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า และรายจ่ายค่าไฟฟ้าที่จ่ายให้กับการไฟฟ้านครหลวงย้อนหลังเป็นข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของการไฟฟ้านครหลวง ในส่วนข้อมูลวันที่มีการทดสอบปั๊มช่างไฟฟ้าโรงงานได้บันทึกโหลดการใช้ไฟฟ้าจากโปรแกรมของบริษัทที่ชื่อ Primus Soft Pro ซึ่งเป็นโปรแกรมตรวจจับภาระโหลดกระแสไฟฟ้าของโรงงานในวันที่มีการทดสอบปั๊ม และสุ่มวันที่ไม่มีการทดสอบปั๊มจดเป็นข้อมูลให้กับผู้วิจัยเพื่อทำการวิจัย

3.3.1.2. ค่าความเข้มของแสงอาทิตย์ย้อนหลัง 12 เดือน

เป็นข้อมูลความเข้มของแสงอาทิตย์ย้อนหลัง 12 เดือนในเขตพื้นที่กรุงเทพมหานคร ซึ่งเป็นพื้นที่ติดตั้งโครงการที่ได้มาจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน เพื่อประเมินเบื้องต้นในการคาดการณ์ความสม่ำเสมอของความเข้มแสงอาทิตย์ใน 12 เดือนย้อนหลัง

3.3.1.3. ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา และจำนวนแผงที่ติดตั้ง

เป็นข้อมูลที่ได้จากผู้เชียวชาญที่เข้ามาประเมินหน้างานโรงงานกรณีศึกษาแห่งนี้ และเลือกเสนอ Solar PV ยี่ห้อ Longi Solar Model LR5-72HPH-545M ซึ่งเป็นชนิด Mono c-Si PV สำหรับรายละเอียดข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพจะอยู่ในแผ่น Specification sheet ที่ผู้เชียวชาญแนบมาด้วย รวมไปถึงจำนวณที่เหมาะสม (200 modules) ในการติดตั้งบนหลังคาของโรงงานกรณีศึกษา ทางผู้เชี่ยวชาญได้ออกแบบการติดตั้งและกำหนดจำนวนที่เพียงพอของแผงที่จะผลิตไฟฟ้าชดเชยกิจกรรมการทดสอบประสิทธิภาพปั๊มให้ลูกค้าชม เพื่อจะได้ทำให้โรงงานกรณีศึกษาไม่ต้องปิดระบบปรับอากาศทั้งหมดภายในโรงงานในวันที่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม อีกทั้งในวันที่ไม่มีการทดสอบปั๊ม จะใช้กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในการทำการทดสอบปั๊มที่ผลิตได้ 100%

3.3.1.4. รายจ่ายหรืองบประมาณในการติดตั้ง

งบประมาณของโครงการมาจากเงินทุนส่วนเจ้าของทั้งหมดจากโรงงานกรณีศึกษานำมาลงทุนติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา และส่วนราคารายจ่ายในการติดตั้งโครงการได้มาจากผู้เชียวชาญที่มาประเมินออกแบบติดตั้งเหมารวมค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งระบบ(CAPEX) การลุงทุนการดำเนินการ(OPEX) เช่นการทำความสะอาดแผง ค่าบำรุงรักษา รวมไปถึงค่าใช้จ่ายในการขอใบอนุญาติ และอื่นๆ ทั้งหมด ตามข้อมูลรายละเอียดในตารางที่ 20, 21, 22 ตามลำดับ ในภาคผนวกของทั้ง 3 ฉากทัศน์

3.3.1.5. ประมาณ ปริมาณไฟฟ้าที่แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคาผลิตได้, ปริมาณรังสีของดวงอาทิตย์

ผู้วิจัยคำนวณผ่านโปรแกรม PVSyst ในการจำลองการติดตั้ง ณ. พิกัดโรงงานกรณีศึกษาโดยเลือกประเภท ยี่ห้อ จำนวน ของแผงตามประมาณการณ์จากผู้เชียวชาญที่ได้ออกแบบมาให้เพื่อให้ได้มาซึ่งปริมาณไฟฟ้าที่จะผลิตได้ในแต่ละเดือนเป็นเวลา 12 เดือนโดยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ จะเข้าไปชดเชยไฟฟ้าที่ต้องปิดระบบปรับอากาศของทั้งโรงงานในวันที่มีการทดสอบปั๊ม และส่วนกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงเวลาที่ไม่มีการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม ในงานวิจัยนี้จะเป็นการสมมุติการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในการ ทำการทดสอบปั๊มตัวอื่นที่เหลือทั้งหมดจากที่ผลิตให้ได้ 100% เพื่อเป็นการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดอย่างคุ้มค่า อีกทั้งยังเป็นการสร้างความมั่นใจให้กับลูกค้าในการที่โรงงานมีการตรวจสอบคุณภาพของปั๊มทุกตัวก่อนการส่งมอบ

3.3.1.6. คาดการณ์ปริมาณรังสีของดวงอาทิตย์

เป็นการคาดการณ์จากการจำลองปริมาณรังสีของดวงอาทิตย์ ในโปรแกรม PVSyst โดยโปรแกรมมีฐานข้อมูลปริมาณรังสีของดวงอาทิตย์ในพื้นที่ติดตั้งอยู่แล้ว ระบบสามารถประมวลผลและคำนวณการผลิตไฟฟ้าจากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ตามชนิดและยี่ห้อที่ผู้ใช้ได้ลงข้อมูลไป และจะแสดงผลเป็นค่าไฟฟ้าที่ผลิตได้ แบ่งเป็นรายเดือน 12 เดือน

3.4. สังเคราะห์ข้อมูลในทุกฉากทัศน์

ในงานวิจัยฉบับนี้ได้แบ่ง ฉากทัศน์ ออกตามจำนวณแผงที่ ผู้เชียวชาญเสนอราคาติดตั้งเข้ามา คือ 100%, 75%, 50% เพื่อเข้าสู่การสังเคราะห์ข้อมูลในทุกฉากทัศน์

3.4.1. ใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

การใช้กระบวนการสร้างแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลมเข้ามาประเมิน ตามหลักการคำนวณตามบทที่ 2 ซึ่งผู้วิจัยได้ยกให้เห็นว่าในงานวิจัยก่อนหน้าที่ทำเกี่ยวกับการประเมินความคุ้มค่าไม่ว่าจะเป็นประเด็นด้านการลงทุนพลังงาน หรือไม่ใช่ประเด็นลงทุนด้านพลังงาน การทดสอบความคุ้มค่าด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด เป็นกระบวนการทางวิชาการที่ได้รับการยอมรับ

3.4.1.2. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นค่าที่หาได้ตามสูตรคำนวนในบทที่ 2 และสามารถหาได้ผ่านการใช้โปรแกรม Microsoft Excel ซึ่งสามารถบงบอกถึงเงินลงทุนที่ทางโรงงานกรณีศึกษาจะทำการจ่ายไปในปีที่ 0 หรือปีอื่น ๆ หลังจากนี้เป็นสำหรับต้นทุนการดำเนินงาน มูลค่าในการลงทุนทั้งหมดเหล่านี้จะถูกแปลงเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เพื่อที่จะทำให้ทั้ง 3 ฉากทัศน์นำมาเปรียบเทียบกันได้สำหรับเงินลงทุนที่ลงทุนไปในกาลเวลาที่ต่างกัน

3.4.1.3. อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราส่วนที่จะนำมาสังเคราะห์เปรียบเทียบใน 3 ฉากทัศน์ที่ชี้ถึงผลตอบแทนที่ผู้ลงทุนจะได้กลับมาเป็นรูปแบบอัตรา หรือ เปอร์เซ็นต์ตอบแทนภายในของโครงการนี้ เช่นเดียวกับการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่มีสูตรในการคำนวณ แต่เพื่อความสะดวกรวดเร็วทางผู้วิจัยได้ใช้โปรแกรม Microsoft Excel ในการช่วยคำนวณเช่นเดียวกัน หลังจากทราบอัตราผลตอบแทนภายในของทุกฉากทัศน์แล้วจะนำผลจากการสังเคราะห์นี้ไปสู่การวิเคราะห์ในอันดับถัดไป

3.4.1.4. ระยะเวลาคืนทุน

เป็นอีก 1 ตัวชี้วัดที่ทางผู้วิจัยต้องทำการสังเคราะห์ ออกมาในทุกฉากทัศน์ เนื่องจากเป็นตัวชี้วัดที่มองเห็นภาพชัดเจนที่สุด ว่าโครงการนี้จะคืนทุนให้ผู้ลงทุนภายในกี่ปี ตามหลักการทางวิชาการจะมีสูตรคำนวณเพื่อให้ได้ผลลัพธ์ ออกมาเป็นปีที่บ่งบอกว่าจะคืนทุนในกี่ปี ซึ่งเป็นอีกหนึ่งตัวชี้วัดที่โปรแกรม Microsoft Excel สามารถคำนวณให้ได้ จึงใช้โปรแกรม Microsoft excel เข้าช่วยในการสังเคราะห์ค่านี้ออกมา เพื่อเข้าสู่กระบวนการวิเคราะห์ต่อไป

3.4.2. แบบเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

ขั้นตอนการสังเคราะห์ในตัวชี้วัดนี้ จะแสดงให้เห็นภาพอีกมิติที่นำไปเปรียบเทียบกับราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการไฟฟ้านครหลวง หรือในบางงานวิจัยเป็นการนำไปเปรียบเทียบกับอัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นต้น ขั้นตอนการสังเคราะห์เพื่อให้ได้ค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการของทุกฉากทัศน์นำมาเปรียบเทียบและวิเคราะห์

3.4.3. ทำการประเมินความเสี่ยงของโครงการโดยการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ ที่ ± 30 %

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การทำประเมินความอ่อนไหวของโครงการ ถือเป็นการประเมินความเสี่ยงอย่างหนึ่งที่ในงานวิจัยนี้จำเป็นต้องสังเคราะห์ออกมาเพื่อเป็นการประเมินล่วงหน้าถึงการเปลี่ยนไปของปัจจัยนำเข้าต่าง ๆ ที่อาจมีผลต่อความคุ้มค่าในการลงทุนซึ่งจะเป็นการทดลองปรับ เพิ่ม-ลด ค่าของปัจจัยนำเข้าที่คาดว่าจะมีผลต่อโครงการที่ละ 10% ไปจนถึง 30% ซึ่งปัจจัยนำเข้าที่จะมีผลต่อความคุ้มค่าของโครงการที่จะนำมาทำการประเมินความอ่อนไหวของโครงการมีดังนี้

3.4.3.2. ต้นทุนของระบบ

3.4.3.3. อัตราการเพิ่ม-ลด ของค่าไฟฟ้า

3.4.3.4. ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์

หลังจากนั้นสร้างช่วงกราฟของ LCOE และ NPV ออกมาและนำมาพิจารณาประเมินความคุ้มค่า

3.5. การวิเคราะห์ข้อมูลเปรียบเทียบในทุกฉากทัศน์

นำข้อมูลที่ได้จาก ข้อ 3.4 มาวิเคราะห์สรุปผลเพื่อนำเสนอ โรงงานผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม กรณีศึกษา ในการตัดสินใจลงทุน

3.5.1. การวิเคราะห์ผลที่ได้จากการจำลองกระแสเงินสดคิดลดของทั้ง 3 ฉากทัศน์

การประเมินเรื่องของต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ เพื่อนำไปวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเชิงเศรษฐศาสตร์ ด้วยวิธีใช้แบบจำลองระแสเงินสดคิดลด โดยใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจการลงทุนที่มีการปรับค่าของเวลา ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ และระยะเวลาคืนทุน โดยมีหลักเกณฑ์ในการตัดสินใจการลงทุนทางการเงินของโครงการ ดังต่อไปนี้

3.5.1.2. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

NPV > 0 หมายถึง การลงทุนในโครงการมีความคุ้มค่า

NPV < 0 หมายถึง ไม่ควรลงทุนในโครงการเนื่องจากไม่มีความคุ้มค่า

NPV = 0 หมายถึง โครงการมีความเป็นไปได้ทั้งคู่ที่อาจขาดทุนหรือคุ้มทุน

3.5.1.3. อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ

IRR > ต้นทุนของเงินทุน : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนมากกว่า ต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด และมีความคุ้มค่าในการลงทุน

IRR < ต้นทุนของเงินทุน : ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนน้อยกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

IRR = ต้นทุนของเงินทุน : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนได้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนเท่ากับต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

3.5.1.4. ระยะเวลาคืนทุน

PB > อายุโครงการ หมายถึง ตลอดระยะเวลาโครงการจะไม่ได้เงินทุนคืน นั่นคือไม่คุ้มค่าต่อการลงทุนในโครงการ

PB < อายุโครงการ หมายถึง จะได้เงินทุนคืนก่อนสิ้นสุดโครงการนั่นคือยิ่งมีค่า PB น้อยเท่าใดจะยิ่งคุ้มค่าต่อการลงทุนเท่านั้น

3.5.2. การวิเคราะห์ผลที่ได้จากการคำนวณต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

แนวทางการวิเคราะห์ จะนำค่าที่ได้จากการคำนวณจากสูตรในบทที่ 2 มาเปรียบเทียบกับ อัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยของการไฟฟ้าของภาครัฐ หากค่าที่ได้จากการคำนวณมีค่า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

น้อยกว่า นั่นหมายถึงการลงทุนในโครงการ สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในต้นทุนต่อหน่วยที่ต่ำกว่าการซื้อไฟฟ้าจากภาครัฐ นั่นหมายถึงมีความค่าในการลงทุน

3.5.3. การวิเคราะห์ผลการประเมินความอ่อนไหวของโครงการ

เป็นการประเมินจากการสร้างกราฟปัจจัยนำเข้าที่จะทำให้ค่า NPV ของโครงการเปลี่ยนแปลงไป หากมีการปรับเพิ่มขึ้นหรือลดลงของปัจจัยนำเข้า ผลที่ได้จากการสร้างกราฟเพื่อหาค่าของ NPV เมื่อต้นทุนของระบบ, อัตราเพิ่ม-ลดของค่าไฟฟ้า, ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ จากข้อ 3.4 เมื่อพิจารณาที่ความชั้นของเส้นกราฟ กราฟเส้นในประเด็นใดมีความชันมากที่สุดนั่นหมายถึง โครงการนี้มีความอ่อนไหวต่อประเด็นนั่นมากที่สุด ตามลำดับความชันของเส้นกราฟ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

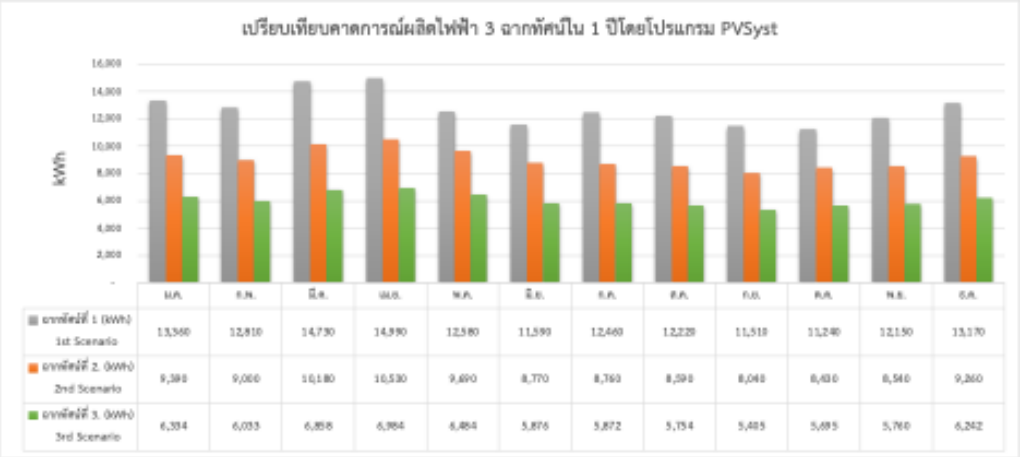
บทที่ 4
ผลการวิจัย

จากการดำเนินการวิจัยตามขั้นตอนที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 3 เรียบร้อยแล้วคือการเก็บรวบรวมข้อมูลต่าง ๆ แล้วนำไปทำการจำลองระบบให้ระบบทำงานในโปรแกรม PVSyst เพื่อให้ระบบคำนวณค่าคาดการณ์โดยอ้างอิงสถิติความเข้มแสง ในพื้นที่ของโรงงานปั๊มอุตสาหกรรม ในเขตกรุงเทพมหานคร ได้ผลจากทำการจำลองระบบทั้งหมด 3 ฉากทัศน์ เพื่อพิจารณาเลือกฉากทัศน์ที่ มีความคุ้มค่าการลงทุนโครงการ แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และสอดคล้องกับปัญหาที่โรงงานกรณีศึกษาพบ คือการที่ต้องทำการปิดระบบปรับอากาศทั้งโรงงานทุกครั้งที่มีกิจกรรมทำการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชม และเนื่องจากเงินทุนที่จะใช้ในการลงทุนโครงการเป็นการลงทุนส่วนเจ้าของเองทั้งหมด จึงทำให้การตัดสินใจพิจารณาลงทุนโครงการมีความซับซ้อนน้อยลง โดยผู้วิจัยจึงได้แบ่งผลการดำเนินการวิจัยดังที่ได้กล่าวไว้ตั้งแต่ต้นวิจัยในบทที่ 2 และ บทที่ 3 คือการพิจารณาเปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าของแผงผลิตฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยการจำลองผ่านโปรแกรม PVSyst เทียบกับการใช้ไฟฟ้าจริงของโรงงานกรณีศึกษาโดยยึดจากใบแจ้งหนี้ของการไฟฟ้านครหลวง, ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ผ่านเกณฑ์ต่าง ๆ, การประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ สุดท้ายคือการประเมินความอ่อนไหวของโครงการต่อปัจจัยนำเข้าที่มีผลต่อค่า NPV ที่เปลี่ยนไปจากนั้นจึงสรุปผลการวิจัยซึ่งจะแสดงในบทที่ 5 ซึ่งจะกล่าวในบทต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.1. ผลค่าพลังงานไฟฟ้าคาดการณ์โดยใช้โปรแกรม PVSyst เปรียบเทียบกับการใช้ไฟฟ้าจริง

ผลที่ได้จากการเก็บข้อมูลของปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโรงงานกรณีศึกษา ปี 2563 และค่าใช้จ่ายต่อเดือนตามใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้านครหลวงดังแสดงในตารางที่ 3 และผลการจำลองการผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านโปรแกรม PVSyst โดยแบ่งเป็นฉากทัศน์ 3 ฉากทัศน์ 100%, 75%, 50% ของการผลิตไฟฟ้าที่ผู้เชียวชาญออกแบบระบบที่เพียงพอต่อกิจกรรมที่เป็นปัญหาในปัจจุบันของโรงงานกรณีศึกษา แสดงผลตามกราฟรูปที่ 20 ซึ่งจำแนกออกมาให้เห็นเป็นรายเดือนตลอด 1 ปี



รูปที่ 20 การเปรียบเทียบคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าโดยแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ทั้ง 3 ฉากทัศน์

ตารางที่ 3 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของ โรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม กรณีศึกษา ปี 2563

เดือน	หน่วย (kWh)	จำนวนเงิน (บาท)
มกราคม	15,000	66,259.63
กุมภาพันธ์	15,000	67,822.92
มีนาคม	20,000	86,409.46
เมษายน	21,000	98,892.65
พฤษภาคม	20,000	91,869.41
มิถุนายน	20,000	95,019.38
กรกฎาคม	20,000	92,289.40
สิงหาคม	20,000	89,979.42
กันยายน	18,000	82,913.02
ตุลาคม	17,000	78,838.63
พฤศจิกายน	18,000	79,343.05
ธันวาคม	16,000	74,344.24

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

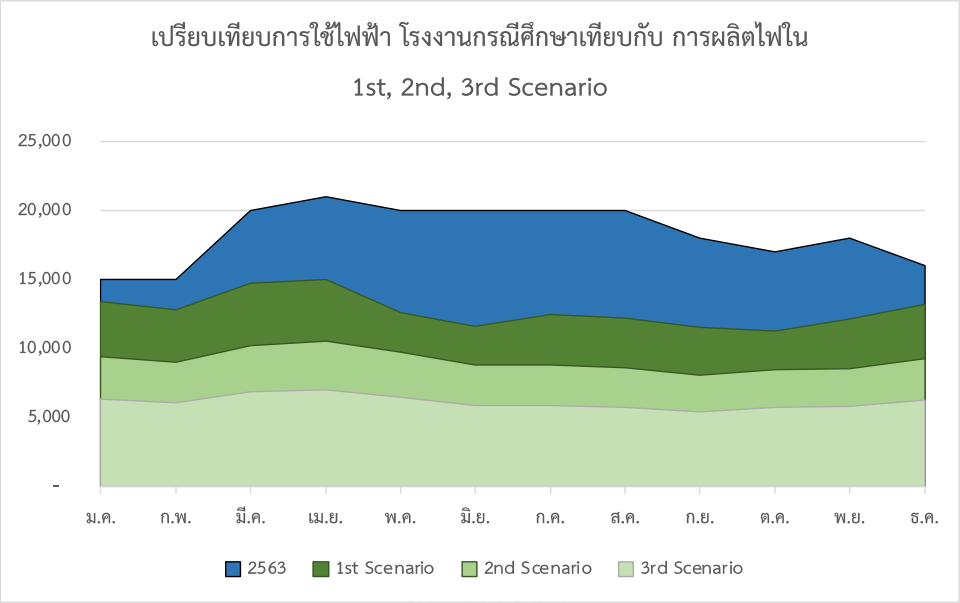
หลังจากนั้นเมื่อนำข้อมูลทั้งสองชุดมารวมชุมกัน จะได้ภาพที่แสดงให้เห็นถึงกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ผลิตได้เป็น kWh มาเทียบกับ ไฟฟ้าที่โรงงาน

กรณีศึกษาใช้จริงของทั้ง 3 ฉากทัศน์ ดังแสดงในตารางที่ 4 และได้แปลงจากตารางเป็นกราฟเพื่อเปรียบเทียบให้เห็นภาพชัดเจนยิ่งขึ้นดังแสดงในกราฟ รูปที่ 21 ที่จะแสดงว่าแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาผลิตไฟฟ้าได้อยู่ในระดับใดเมื่อเทียบกับการใช้ไฟฟ้าของทั้งโรงงานกรณีศึกษาทุกกิจกรรมในโรงงาน ซึ่งพื้นที่ใต้กราฟใน 3 ฉากทัศน์ ลดลงตามลำดับ

ตารางที่ 4 เปรียบเทียบหน่วยที่ใช้ไฟฟ้าปี 2563 เทียบกับคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าในทุกฉากทัศน์โดยโปรแกรม PVSyst

เดือน	หน่วยไฟฟ้าที่ใช้จริงของ โรงงานกรณีศึกษา (kWh)	หน่วยไฟฟ้าคาดการณ์จากโปรแกรม PVSyst (kWh)		
		ฉากทัศน์ที่ 1	ฉากทัศน์ที่ 2	ฉากทัศน์ที่ 3
มกราคม	15,000	13,360	9,390	6,334
กุมภาพันธ์	15,000	12,810	9,000	6,033
มีนาคม	20,000	14,730	10,180	6,858
เมษายน	21,000	14,990	10,530	6,984
พฤษภาคม	20,000	12,580	9,690	6,484
มิถุนายน	20,000	11,590	8,770	5,876
กรกฎาคม	20,000	12,460	8,760	5,872
สิงหาคม	20,000	12,220	8,590	5,754
กันยายน	18,000	11,510	8,040	5,405
ตุลาคม	17,000	11,240	8,430	5,695
พฤศจิกายน	18,000	12,150	8,540	5,760
ธันวาคม	16,000	13,170	9,260	6,242

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

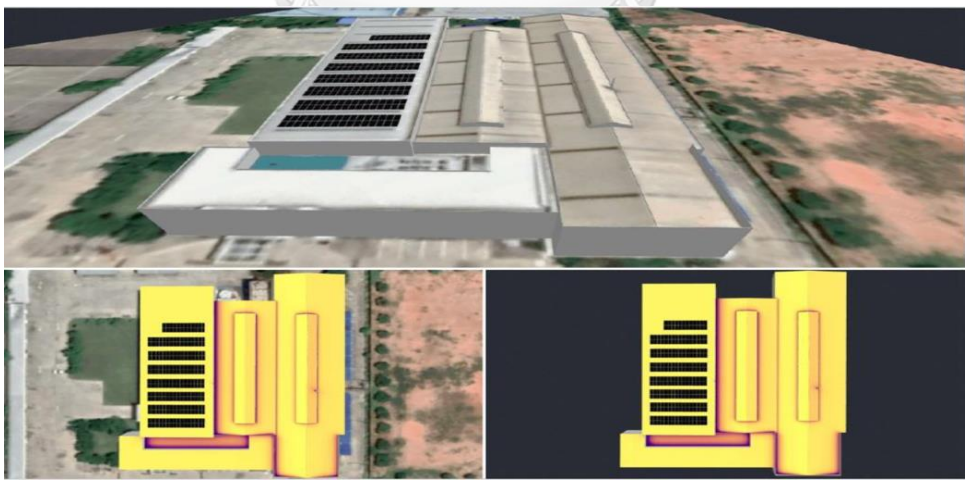


รูปที่ 21 การใช้ไฟฟ้าของโรงงาน กรณีศึกษาเทียบกับการผลิตไฟฟ้าในทุกฉากทัศน์

4.2. ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

จากข้อมูลใบเสนอราคาติดตั้ง ที่หลังคาของอาคารโรงงานใหม่ ในโรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม โดยแบ่งเป็น 3 ฉากทัศน์ คือ 100%, 75%, 50% ของจำนวนแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ บนหลังคาอาคารใหม่ของส่วนงาน Service workshop ซึ่งมีพื้นที่ติดตั้ง 1,320 ตารางเมตร (พื้นที่ที่มีสีเงิน) ในรูปที่ 22 หลังคาโรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม กรณีศึกษา และทิศทางของแนวหลังคา ของโรงงานกรณีศึกษาที่คำนวณโดยโปรแกรม PVSyst และรูปจำลองการวางแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา ในรูปที่ 23 เป็นการออกแบบระบบจากผู้เชียวชาญคำนวนและออกแบบการวาง ให้เป็น 100% ของการผลิตไฟฟ้าจากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ครอบคลุมการใช้ไฟฟ้าในกิจกรรมทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมในเวลากลางวัน บทพื้นที่หลังคาอาคารใหม่ส่วนงาน Service workshop

รูปที่ 22 หลังคาโรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม กรณีศึกษาและทิศทางของแนว



รูปที่ 23 ภาพจำลองตัวอย่างการวางแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา 100% ของจำนวนแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสง ที่ได้จากการคำนวณ ในพื้นที่หลังคาอาคารใหม่ส่วนงาน Service Workshop

หลังจากนั้นจึงได้นำมาคำนวณผ่านแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด เพื่อประเมินความคุ้มค่า ซึ่งประกอบด้วยเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ, ระยะเวลาคืนทุน โดยเงินทุนที่เป็นกระแสเงินสดจะคำนวณผ่าน ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนักและใช้ nominal price ที่ได้รวมค่า escalation rate โดยยึดอัตราเงินเฟ้าเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีไว้แล้ว ตามสูตรในการคำนวณจากบทที่ 2 ซึ่งในแต่ละฉากทัศน์ดังนี้

4.2.1. ฉากทัศน์ที่ 1 (100 kWp)

4.2.1.1. ผลการประเมินต้นทุนโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือต้นทุนการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะมีการปรับ

4.2.1.1.1. ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) มีค่าเท่ากับ 3,612,600.00 บาท ในปีที่ 0 เป็นค่าลงทุนติดตั้งระบบ และในปีที่ 16 จะมีการลงทุนซื้อ อินเวอร์เตอร์อีกครั้งในราคา 254,856.12 บาท รวมต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการทั้งหมด 3,867,456.12 บาท

4.2.1.1.2. ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือค่าทำความสะอาดแผง ในราคา 550 บาท/kWp และมีค่าเงินสำรองในการเปลี่ยนอะไหล่ต่าง ๆ ที่อาจเกิดการชำรุดเสียหายบางชิ้นราคา 30,000 บาท/ปี ซึ่งใน 2 ปีแรกผู้รับติดตั้งจะเป็นผู้รับผิดชอบให้ ต้นทุนการดำเนินงานทั้ง 2 ตัวนี้รวมกันตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี รวมกันทั้งหมด 2,039,256.76 บาท

4.2.1.2. การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ดังนี้

4.2.1.2.1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 3,867,456.12 บาท

4.2.1.2.2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 2,039,256.76 บาท

4.2.1.2.3. รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าคำนวณได้จาก

4.2.1.2.3.1. ข้อมูลราคาต่อหน่วยเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าจากตารางที่ 5 เท่ากับ 4.5187 บาท/หน่วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าและราคาค่าไฟฟ้าที่บริษัทกรณีศึกษาใช้ 2 ปีย้อนหลัง (2563-2564)

เดือน	หน่วยไฟฟ้า (kWh)		ค่าไฟฟ้า (บาท)	
	ปี 2563	ปี 2562	ปี 2563	ปี 2562
มกราคม	15,000	17,000.00	66,259.63	76,259.63
กุมภาพันธ์	15,000	17,000.00	67,822.92	78,359.61
มีนาคม	20,000	18,000.00	86,409.46	80,819.42
เมษายน	21,000	16,000.00	98,892.65	64,369.64
พฤษภาคม	20,000	16,000.00	91,869.41	77,249.45
มิถุนายน	20,000	17,000.00	95,019.38	76,619.45
กรกฎาคม	20,000	16,000.00	92,289.40	72,116.19
สิงหาคม	20,000	19,000.00	89,979.42	83,549.39
กันยายน	18,000	17,000.00	82,913.02	75,359.46
ตุลาคม	17,000	18,000.00	78,838.63	80,702.72
พฤศจิกายน	18,000	17,000.00	79,343.05	78,812.74
ธันวาคม	16,000	16,000.00	74,344.24	72,256.27

4.2.1.2.3.2. หน่วยไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้จากการจำลองของโปรแกรม PVSyst ดังแสดงในตารางที่ 6

ตารางที่ 6 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ฉากทัศน์ที่ 1

เดือน	Solar Generation(kWh)
มกราคม	13,360.00
กุมภาพันธ์	12,810.00
มีนาคม	14,730.00
เมษายน	14,990.00
พฤษภาคม	12,580.00
มิถุนายน	11,590.00
กรกฎาคม	12,460.00
สิงหาคม	12,220.00
กันยายน	11,510.00
ตุลาคม	11,240.00
พฤศจิกายน	12,150.00
ธันวาคม	13,170.00

4.2.1.2.3.3. ดอกเบี้ยที่ได้จากอัตราอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังแปลงค่าเป็นอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงเท่ากับ 1.0035

ซึ่งทั้งหมดนี้สามารถคำนวนออกมาเป็นกระเงินสดที่ประหยัดได้ตามตารางที่ 7

ตารางที่ 7 กระแสเงินสดค่าไฟฟ้าที่ประหยัดได้ จากการผลิตไฟฟ้าของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ของฉากทัศน์ที่ 1

ปีที่	ไฟฟ้าที่ประหยัดได้ ฉากทัศน์ที่ 1 (บาท)
1	692,922.08
2	695,347.31
3	697,781.02
4	700,223.26
5	702,674.04
6	705,133.40
7	707,601.36
8	710,077.97
9	712,563.24
10	715,057.21
11	717,559.91
12	720,071.37
13	722,591.62
14	725,120.69
15	727,658.62
16	730,205.42
17	732,761.14
18	735,325.80
19	737,899.44
20	740,482.09
21	743,073.78
22	745,674.54
23	748,284.40
24	750,903.39
25	753,531.56

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ซึ่งจากตารางที่ 7 ตลอดอายุโครงการจะทำให้เกิดรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า เท่ากับ 18,070,524.67 บาท

4.2.1.2.4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี

4.2.1.2.5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 13.2% โดยคำนวนตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 8

ตารางที่ 8 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวนหา WACC ของ ฉากทัศน์ที่ 1

ส่วนของเจ้าของ (Equity) (บาท)	3,876,973.57
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) ผล (บาท)	3,876,973.57
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.1312
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free ≈	0.0200
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market ≈	0.1000
(อ้างอิงหุ้น EA ซึ่งทำธุรกิจ Solar PV เหมือนกัน) β (เท่า)	1.3900

4.2.1.2.6. ค่าเสื่อมราคา 5% ต่อปี โดยคิดจากเงินลงทุนค่างานติดตั้งระบบ ค่าอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 3,612,600.00 บาท/ปี

หลังจากนี้นำข้อมูลที่ได้ทั้งหมดมาใช้เป็นสมมติฐานและตัวแปรในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดต่างๆเพื่อไปวิเคราะห์ทางการเงิน ผ่านการจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ดังแสดงการคำนวนกระแสเงินสดตาม ตารางที่ 9

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 9 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในฉากทัศน์ที่ 1 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 100 kWp

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า					
0	3,612,600.00					(3,612,600.00)	(3,612,600.00)	0.00
1		-	692,922.08	180,630.00	692,922.08	873,552.08	(2,739,047.92)	(2,421,364.85)
2		-	695,347.31	180,630.00	514,717.31	695,347.31	(2,043,700.61)	(3,403,789.46)
3		85,297.50	697,781.02	180,630.00	431,853.52	612,483.52	(1,431,217.09)	(3,372,448.22)
4		85,596.04	700,223.26	180,630.00	433,997.22	614,627.22	(816,589.87)	(2,422,879.53)
5		85,895.63	702,674.04	180,630.00	436,148.41	616,778.41	(199,811.46)	(700,730.30)
6		86,196.26	705,133.40	180,630.00	438,307.13	618,937.13	419,125.67	1,669,891.76
7		86,497.95	707,601.36	180,630.00	440,473.41	621,103.41	1,040,229.09	4,583,396.19
8		86,800.69	710,077.97	180,630.00	442,647.28	623,277.28	1,663,506.36	7,950,097.43
9		87,104.49	712,563.24	180,630.00	444,828.75	625,458.75	2,288,965.11	11,693,957.99
10		87,409.36	715,057.21	180,630.00	447,017.85	627,647.85	2,916,612.96	15,750,639.87
11		87,715.29	717,559.91	180,630.00	449,214.62	629,844.62	3,546,457.58	20,065,823.20
12		88,022.30	720,071.37	180,630.00	451,419.08	632,049.08	4,178,506.66	24,593,756.64
13		88,330.37	722,591.62	180,630.00	453,631.25	634,261.25	4,812,767.91	29,296,008.27
14		88,639.53	725,120.69	180,630.00	455,851.16	636,481.16	5,449,249.07	34,140,390.23
15		88,949.77	727,658.62	180,630.00	458,078.85	638,708.85	6,087,957.92	39,100,033.67
16	254,856.12	89,261.09	730,205.42	180,630.00	460,314.33	640,944.33	6,728,902.24	44,152,593.63
17		89,573.51	732,761.14	180,630.00	462,557.63	643,187.63	7,372,089.88	49,279,566.24
18		89,887.01	735,325.80	180,630.00	464,808.79	645,438.79	8,017,528.67	54,465,703.05
19		90,201.62	737,899.44	180,630.00	467,067.83	647,697.83	8,665,226.49	59,698,509.02
20		90,517.32	740,482.09	180,630.00	469,334.77	649,964.77	9,315,191.26	64,967,812.83
21		90,834.14	743,073.78	-	652,239.64	652,239.64	9,967,430.90	70,265,399.50
22		91,152.05	745,674.54	-	654,522.48	654,522.48	10,621,953.39	75,584,696.63
23		91,471.09	748,284.40	-	656,813.31	656,813.31	11,278,766.70	80,920,506.87
24		91,791.24	750,903.39	-	659,112.16	659,112.16	11,937,878.86	86,268,780.12
25		92,112.50	753,531.56	-	661,419.05	661,419.05	12,599,297.91	91,626,419.81
รวม	**3,867,456.12**	**2,039,256.76**	**18,070,524.67**	**3,612,600.00**	**12,599,297.91**	**12,599,297.91**		**853,752,770.61**

4.2.2. ฉากทัศน์ที่ 2 (75 kWp)

4.2.2.1. ผลการประเมินต้นทุนโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือต้นทุนการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะมีการปรับ

4.2.2.1.1. ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) มีค่าเท่ากับ 2,910,150.00 บาท ในปีที่ 0 เป็นค่าลงทุนติดตั้งระบบ และในปีที่ 16 จะมีการลงทุนซื้ออินเวอร์เตอร์อีกครั้งในราคา 254,856.12 บาท รวมต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการทั้งหมด 3,165,006.12 บาท

4.2.2.1.2. ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือค่าทำความสะอาดแผง ในราคา 550 บาท/kWp และมีค่าเงินสำรองในการเปลี่ยนอะไหล่ต่าง ๆ ที่อาจเกิดการชำรุดเสียหายบางชิ้นราคา 30,000 บาท/ปี ซึ่งใน 2 ปีแรกผู้รับติดตั้งจะเป็นผู้รับผิดชอบให้ ต้นทุนการดำเนินงานทั้ง 2 ตัวนี้รวมกันตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี รวมกันทั้งหมด 1,709,376.99 บาท

4.2.2.2. การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ดังนี้

4.2.2.2.1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 3,165,006.12 บาท

4.2.2.2.2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 1,709,376.99 บาท

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2.2.2.3. รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าจาก

4.2.2.2.3.1. ข้อมูลราคาต่อหน่วยเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าจากตารางที่ 5 เท่ากับ 4.5187 บาท/หน่วย

4.2.2.2.3.2. หน่วยไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้จากการจำลองของโปรแกรม PVSyst ดังแสดงในตารางที่ 10

ตารางที่ 10 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ฉากทัศน์ที่ 2

เดือน	Solar Generation(kWh)
มกราคม	9,390.00
กุมภาพันธ์	9,000.00
มีนาคม	10,180.00
เมษายน	10,530.00
พฤษภาคม	9,690.00
มิถุนายน	8,770.00
กรกฎาคม	8,760.00
สิงหาคม	8,590.00
กันยายน	8,040.00
ตุลาคม	8,430.00
พฤศจิกายน	8,540.00
ธันวาคม	9,260.00

4.2.2.2.3.3. ดอกเบี้ยที่ได้จากอัตราอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังแปลงค่าเป็นอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงเท่ากับ 1.0035

ซึ่งทั้งหมดนี้สามารถคำนวนออกมาเป็นกระเงินสดที่ประหยัดได้ตามตารางที่ 11

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 11 กระแสเงินสดค่าไฟฟ้าที่ประหยัดได้ จากการผลิตไฟฟ้าของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ของฉากทัศน์ที่ 2

ปีที่	ไฟฟ้าที่ประหยัดได้ ฉากทัศน์ที่ 2 (บาท)
1	495,080.38
2	496,813.16
3	498,552.01
4	500,296.94
5	502,047.98
6	503,805.15
7	505,568.46
8	507,337.95
9	509,113.64
10	510,895.53
11	512,683.67
12	514,478.06
13	516,278.73
14	518,085.71
15	519,899.01
16	521,718.66
17	523,544.67
18	525,377.08
19	527,215.90
20	529,061.15
21	530,912.87
22	532,771.06
23	534,635.76
24	536,506.99
25	538,384.76

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ซึ่งจากตารางที่ 11 ตลอดอายุโครงการจะทำให้เกิดรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า เท่ากับ 12,911,065.27 บาท

4.2.2.2.4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี

4.2.2.2.5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 13.2% โดยคำนวนตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 12

ตารางที่ 12 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวนหา WACC ของ ฉากทัศน์ที่ 2

ส่วนของเจ้าของ (Equity) (บาท)	3,165,006.12
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) ผล (บาท)	3,165,006.12
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.1312
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free ≈	0.0200
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market ≈	0.1000
(อ้างอิงหุ้น EA ซึ่งทำธุรกิจ Solar PV เหมือนกัน) β (เท่า)	1.3900

4.2.2.2.6. ค่าเสื่อมราคา 5% ต่อปี โดยคิดจากเงินลงทุนค่างานติดตั้งระบบ ค่าอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 2,910,150.00 บาท/ปี

หลังจากนี้นำข้อมูลที่ได้ทั้งหมดมาใช้เป็นสมมติฐานและตัวแปรในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดต่างๆเพื่อไปวิเคราะห์ทางการเงิน ผ่านการจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ดังแสดงการคำนวนกระแสเงินสดตาม ตารางที่ 13

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 13 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในฉากทัศน์ที่ 2 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 75 kWp

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า					
0	2,910,150.00					(2,910,150.00)	(2,910,150.00)	0.00
1		-	495,080.38	145,507.50	495,080.38	640,587.88	(2,269,562.12)	(2,006,331.44)
2		-	496,813.16	145,507.50	351,305.66	496,813.16	(1,772,748.96)	(2,952,518.68)
3		71,499.38	498,552.01	145,507.50	281,545.13	427,052.63	(1,345,696.33)	(3,170,931.38)
4		71,749.62	500,296.94	145,507.50	283,039.82	428,547.32	(917,149.01)	(2,721,245.56)
5		72,000.75	502,047.98	145,507.50	284,539.73	430,047.23	(487,101.78)	(1,708,245.22)
6		72,252.75	503,805.15	145,507.50	286,044.90	431,552.40	(55,549.39)	(221,321.36)
7		72,505.63	505,568.46	145,507.50	287,555.33	433,062.83	377,513.44	1,663,377.52
8		72,759.40	507,337.95	145,507.50	289,071.05	434,578.55	812,091.99	3,881,085.52
9		73,014.06	509,113.64	145,507.50	290,592.07	436,099.57	1,248,191.57	6,376,811.82
10		73,269.61	510,895.53	145,507.50	292,118.42	437,625.92	1,685,817.49	9,103,951.92
11		73,526.05	512,683.67	145,507.50	293,650.11	439,157.61	2,124,975.10	12,023,088.89
12		73,783.40	514,478.06	145,507.50	295,187.17	440,694.67	2,565,669.77	15,100,959.05
13		74,041.64	516,278.73	145,507.50	296,729.60	442,237.10	3,007,906.87	18,309,560.34
14		74,300.78	518,085.71	145,507.50	298,277.43	443,784.93	3,451,691.79	21,625,384.20
15		74,560.84	519,899.01	145,507.50	299,830.67	445,338.17	3,897,029.97	25,028,754.31
16	254,856.12	74,821.80	521,718.66	145,507.50	301,389.36	446,896.86	4,343,926.82	28,503,257.87
17		75,083.67	523,544.67	145,507.50	302,953.50	448,461.00	4,792,387.82	32,035,256.90
18		75,346.47	525,377.08	145,507.50	304,523.11	450,030.61	5,242,418.43	35,613,468.61
19		75,610.18	527,215.90	145,507.50	306,098.22	451,605.72	5,694,024.15	39,228,605.54
20		75,874.82	529,061.15	145,507.50	307,678.84	453,186.34	6,147,210.48	42,873,067.13
21		76,140.38	530,912.87	-	454,772.49	454,772.49	6,601,982.97	46,540,675.89
22		76,406.87	532,771.06	-	456,364.19	456,364.19	7,058,347.17	50,226,451.75
23		76,674.29	534,635.76	-	457,961.47	457,961.47	7,516,308.63	53,926,419.51
24		76,942.65	536,506.99	-	459,564.33	459,564.33	7,975,872.97	57,637,444.60
25		77,211.95	538,384.76	-	461,172.81	461,172.81	8,437,045.78	61,357,093.38
รวม	**3,165,006.12**	**1,709,376.99**	**12,911,065.27**	**2,910,150.00**	**8,437,045.78**	**8,437,045.78**		**548,274,121.09**

4.2.3. ฉากทัศน์ที่ 3 (50 kWp)

4.2.3.1. ผลการประเมินต้นทุนโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือต้นทุนการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะมีการปรับ

4.2.3.1.1. ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) มีค่าเท่ากับ 2,107,350.00 บาท ในปีที่ 0 เป็นค่าลงทุนติดตั้งระบบ และในปีที่ 16 จะมีการลงทุนซื้อ อินเวอร์เตอร์อีกครั้งในราคา 254,856.12 บาท รวมต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการทั้งหมด 2,362,306.12 บาท

4.2.3.1.2. ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือค่าทำความสะอาดแผง ในราคา 550 บาท/kWp และมีค่าเงินสำรองในการเปลี่ยนอะไหล่ต่าง ๆ ที่อาจเกิดการชำรุดเสียหายบางชิ้นราคา 30,000 บาท/ปี ซึ่งใน 2 ปีแรกผู้รับติดตั้งจะเป็นผู้รับผิดชอบให้ ต้นทุนการดำเนินงานทั้ง 2 ตัวนี้รวมกันตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี รวมกันทั้งหมด 1,379,497.22 บาท

4.2.3.2. การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ดังนี้

4.2.3.2.1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 2,362,306.12 บาท

4.2.3.2.2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 1,379,497.22 บาท

4.2.3.2.3. รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าจาก

4.2.3.2.3.1. ข้อมูลราคาต่อหน่วยเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าจากตารางที่ 5 เท่ากับ 4.5187 บาท/หน่วย

4.2.3.2.3.2. หน่วยไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้จากการจำลองของโปรแกรม PVSyst ดังแสดงในตารางที่ 14

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 14 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ฉากทัศน์ที่ 3

เดือน	Solar Generation(kWh)
มกราคม	6,334
กุมภาพันธ์	6,033
มีนาคม	6,858
เมษายน	6,984
พฤษภาคม	6,484
มิถุนายน	5,876
กรกฎาคม	5,872
สิงหาคม	5,754
กันยายน	5,405
ตุลาคม	5,695
พฤศจิกายน	5,760
ธันวาคม	6,242

4.2.3.2.3.3. ดอกเบี้ยที่ได้จากอัตราอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังแปลงค่าเป็นอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงเท่ากับ 1.0035

ซึ่งทั้งหมดนี้สามารถคำนวนออกมาเป็นกระเงินสดที่ประหยัดได้ตามตารางที่ 15

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 15 กระแสเงินสดค่าไฟฟ้าที่ประหยัดได้ จากการผลิตไฟฟ้าของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ของฉากทัศน์ที่ 3

ปีที่	ไฟฟ้าที่ประหยัดได้ ฉากทัศน์ที่ 3 (บาท)
1	332,367.71
2	333,531.00
3	334,698.36
4	335,869.80
5	337,045.34
6	338,225.00
7	339,408.79
8	340,596.72
9	341,788.81
10	342,985.07
11	344,185.52
12	345,390.17
13	346,599.03
14	347,812.13
15	349,029.47
16	350,251.07
17	351,476.95
18	352,707.12
19	353,941.60
20	355,180.39
21	356,423.52
22	357,671.01
23	358,922.86
24	360,179.09
25	361439.7124

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ซึ่งจากตารางที่ 15 ตลอดอายุโครงการจะทำให้เกิดรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า เท่ากับ 8,667,726.24 บาท

4.2.3.2.4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี

4.2.3.2.5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 13.2% โดยคำนวนตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 16

ตารางที่ 16 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวนหา WACC ของ ฉากทัศน์ที่ 3

ส่วนของเจ้าของ (Equity) (บาท)	2,362,306.12
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) ผล (บาท)	2,362,306.12
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.1312
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free ≈	0.0200
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market ≈	0.1000
(อ้างอิงหุ้น EA ซึ่งทำธุรกิจ Solar PV เหมือนกัน) β (เท่า)	1.3900

4.2.3.2.6. ค่าเสื่อมราคา 5% ต่อปี โดยคิดจากเงินลงทุนค่างานติดตั้งระบบ ค่าอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 2,107,350.00 บาท/ปี

หลังจากนี้นำข้อมูลที่ได้ทั้งหมดมาใช้เป็นสมมติฐานและตัวแปรในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดต่างๆเพื่อไปวิเคราะห์ทางการเงิน ผ่านการจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ดังแสดงการคำนวนกระแสเงินสดตาม ตารางที่ 17

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 17 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในฉากทัศน์ที่ 3 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 50 kWp

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า					
0	2,107,350.00					(2,107,350.00)	(2,107,350.00)	0.00
1		-	332,367.71	105,367.50	332,367.71	437,735.21	(1,669,614.79)	(1,475,967.81)
2		-	333,531.00	105,367.50	228,163.50	333,531.00	(1,336,083.79)	(2,225,251.54)
3		57,701.25	334,698.36	105,367.50	171,629.61	276,997.11	(1,059,086.69)	(2,495,578.79)
4		57,903.20	335,869.80	105,367.50	172,599.09	277,966.59	(781,120.09)	(2,317,638.20)
5		58,105.87	337,045.34	105,367.50	173,571.98	278,939.48	(502,180.62)	(1,761,126.05)
6		58,309.24	338,225.00	105,367.50	174,548.27	279,915.77	(222,264.85)	(885,553.59)
7		58,513.32	339,408.79	105,367.50	175,527.97	280,895.47	58,630.62	258,334.79
8		58,718.12	340,596.72	105,367.50	176,511.11	281,878.61	340,509.23	1,627,334.64
9		58,923.63	341,788.81	105,367.50	177,497.68	282,865.18	623,374.41	3,184,720.51
10		59,129.86	342,985.07	105,367.50	178,487.71	283,855.21	907,229.62	4,899,329.17
11		59,336.82	344,185.52	105,367.50	179,481.20	284,848.70	1,192,078.32	6,744,767.76
12		59,544.49	345,390.17	105,367.50	180,478.17	285,845.67	1,477,923.99	8,698,730.41
13		59,752.90	346,599.03	105,367.50	181,478.63	286,846.13	1,764,770.12	10,742,408.76
14		59,962.04	347,812.13	105,367.50	182,482.59	287,850.09	2,052,620.22	12,859,983.88
15		60,171.90	349,029.47	105,367.50	183,490.07	288,857.57	2,341,477.79	15,038,188.75
16	254,856.12	60,382.50	350,251.07	105,367.50	184,501.07	289,868.57	2,631,346.36	17,265,931.67
17		60,593.84	351,476.95	105,367.50	185,515.61	290,883.11	2,922,229.47	19,533,972.45
18		60,805.92	352,707.12	105,367.50	186,533.70	291,901.20	3,214,130.67	21,834,644.29
19		61,018.74	353,941.60	105,367.50	187,555.36	292,922.86	3,507,053.52	24,161,615.00
20		61,232.31	355,180.39	105,367.50	188,580.59	293,948.09	3,801,001.61	26,509,682.33
21		61,446.62	356,423.52	-	294,976.90	294,976.90	4,095,978.51	28,874,598.62
22		61,661.68	357,671.01	-	296,009.32	296,009.32	4,391,987.84	31,252,920.82
23		61,877.50	358,922.86	-	297,045.36	297,045.36	4,689,033.19	33,641,882.38
24		62,094.07	360,179.09	-	298,085.01	298,085.01	4,987,118.21	36,039,283.79
25		62,311.40	361,439.71	-	299,128.31	299,128.31	5,286,246.52	38,443,399.49
รวม	**2,362,206.12**	**1,379,497.22**	**8,667,726.24**	**2,107,350.00**	**5,286,246.52**	**5,286,246.52**		**330,450,613.54**

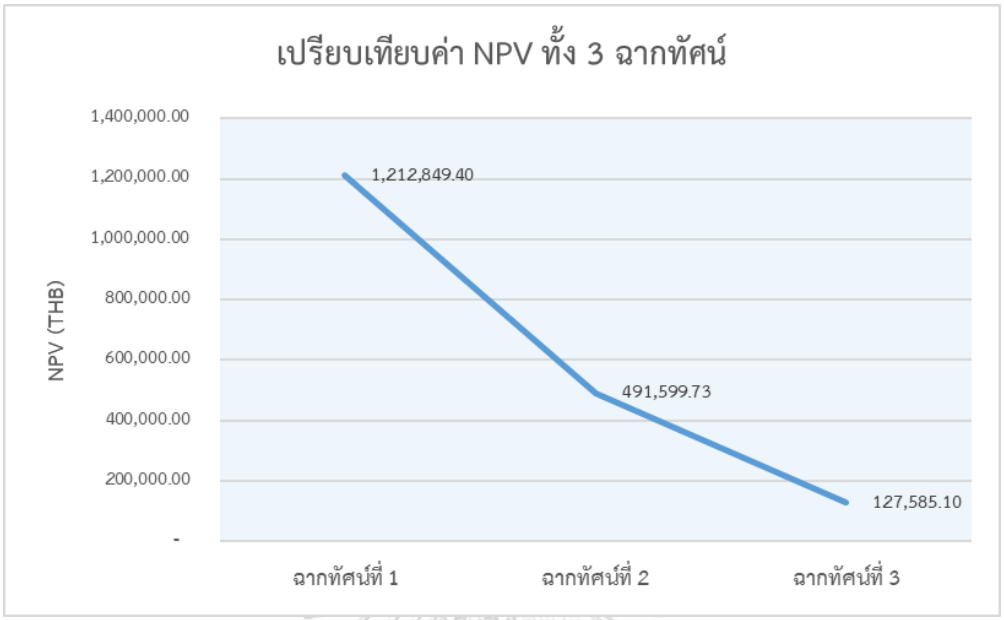
จากทั้ง 3 ฉากทัศน์นั้นสามารถคำนวณสรุปผลมูลค่าปัจจุบันสุทธิ, ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ, ระยะเวลาคืนทุน รวมถึงมูลค่าการลงทุนและกำลังการผลิตที่ติดตั้งโดยใช้ Microsoft Excel ได้ตามตารางที่ 18

ตารางที่ 18 เปรียบเทียบค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ในทุกฉากทัศน์ (Scenario)

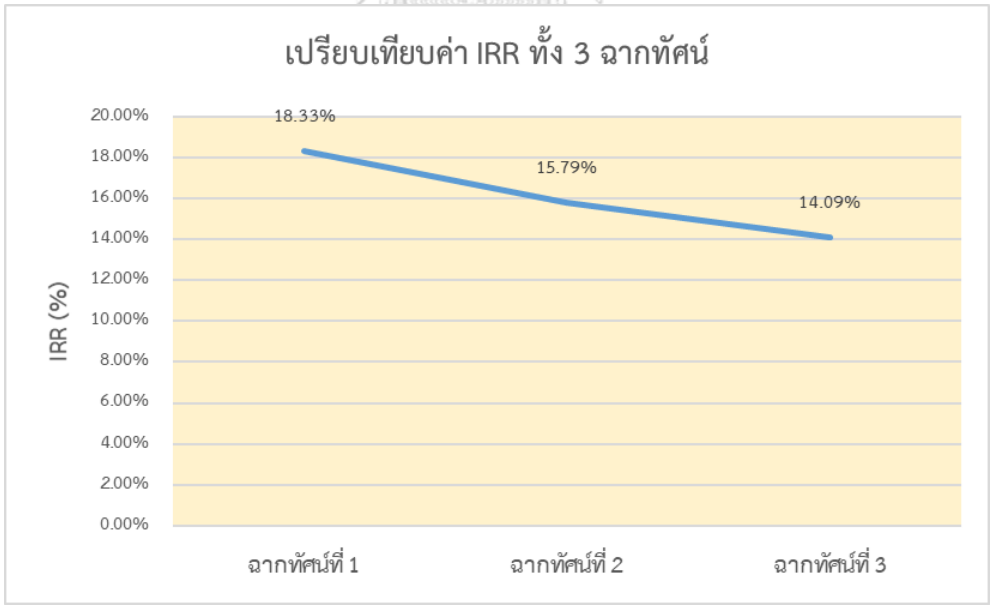
ดัชนีชีวัดทางเศรษฐศาสตร์	ฉากทัศน์ที่ 1	ฉากทัศน์ที่ 2	ฉากทัศน์ที่ 3
กำลังการผลิตที่ติดตั้ง Installed capacity	100 kWp	75 kWp	50 kWp
มูลค่าการลงทุน Investment cost	3,876,973.57 ล้านบาท	3,165,006.12 ล้านบาท	2,362,306.12 ล้านบาท
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ Net Present Value (NPV)	1,212,849.40 ล้านบาท	491,599.73 ล้านบาท	127,585.10 ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนภายใน Internal Rate of Return (IRR)	18.33 %	15.79 %	14.09 %
ระยะเวลาคืนทุน Pay Back period (PB)	5.32 ปี	6.13 ปี	6.79 ปี

จากตารางที่ 18 ข้างต้นเมื่อนำมาแสดงผลในรูปแบบแผนภูมิ ซึ่งจะจำแนกตามประเภทของค่าตัวชี้วัด NPV, IRR, PB ดังรูปที่ 24 เป็นการแสดงค่า NPV เปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิในแต่ละฉากทัศน์ ซึ่งค่า NPV ของโครงการที่มีความน่าสนใจในการลงทุนตามทฤษฎีในบทที่ 2 นั้นจะต้องมีค่ามากกว่า 0 และจะเพิ่มความน่าสนใจมากขึ้นหากมีค่าที่เพิ่มสูงขึ้น และจากรูปแนวโน้มค่า NPV จะมีค่าลดลงสอดคล้องตามกำลังการผลิตที่ติดตั้ง ถัดมาในส่วนรูปที่ 25 เป็นการแสดงค่า IRR ซึ่งแสดงการเปรียบเทียบอัตราผลตอบแทนภายใน ในแต่ละฉากทัศน์ ซึ่งตามทฤษฎีในบทที่ 2 ยิ่งมีค่าร้อยละที่สูงจะมีความน่าสนใจในการลงทุน และจากรูปมีแนวโน้มไปในทางเดียวกันกับค่า NPV คือมีค่าลดลงสอดคล้องตามกำลังการผลิตที่ติดตั้ง สุดท้ายรูปที่ 26 จะเป็นการเปรียบเทียบค่า PB ซึ่งพิจารณาจากปีที่คืนทุนเร็วที่สุด จะเป็นโครงการที่น่าสนใจลงทุน จากรูปจะเห็นว่ามาแนวโน้มผกผันกับค่า NPV และ IRR กล่าวคือยิ่งมีกำลังการผลิตที่ติดตั้งลดลง จะทำให้ระยะเวลาการคืนทุนเพิ่มขึ้น

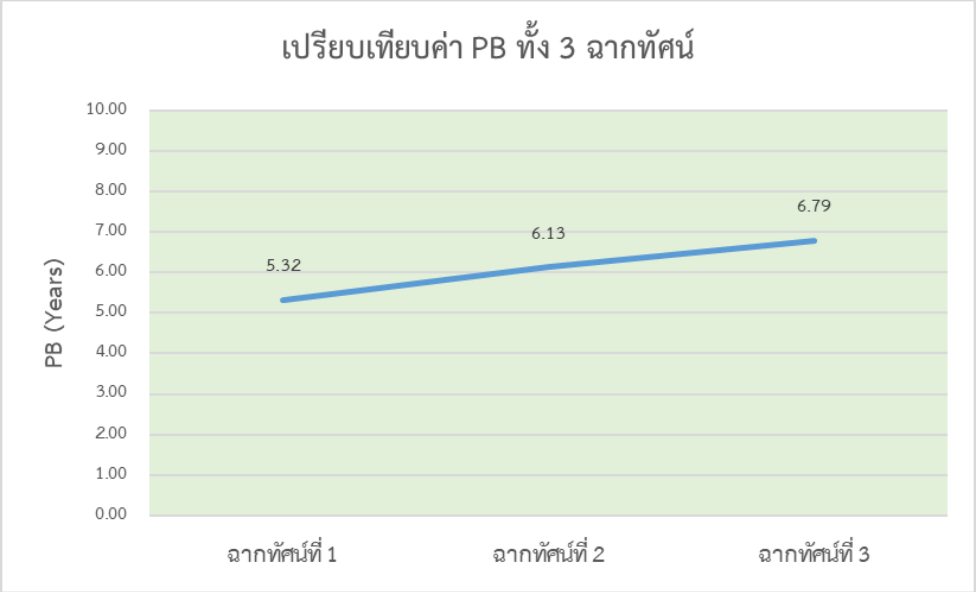
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 24 แนวโน้มค่า NPV ที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละฉากทัศน์



รูปที่ 25 แนวโน้มค่า IRR ที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละฉากทัศน์



รูปที่ 26 แนวโน้มค่า PB ที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละฉากทัศน์

4.3. ผลการประเมินความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์

ผลจากการประเมินความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์โดยการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการที่±30 % โดยการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ ที่ ของปัจจัยด้าน ต้นทุนของระบบในการลงทุน และต้นทุนของระบบในการดำเนินการ, อัตราการเพิ่ม-ลด ของค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง, ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก แผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อเปรียบเทียบค่า NPV ที่ได้ตามฉากทัศน์ที่ได้ออกแบบไว้ดังนี้

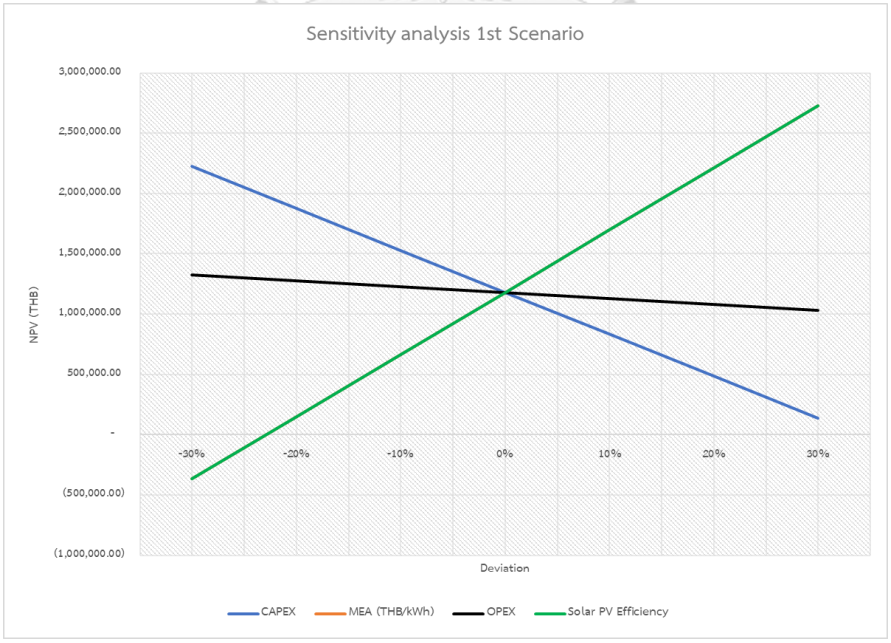
4.3.1. ประเมินค่าความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์ในฉากทัศน์ที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 19

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 19 ค่า NPV ในฉากทัศน์ที่ 1 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ ± 30 %

ตัวแปรที่เปลี่ยน	CAPEX	MEA(THB/kWh)	OPEX	Solar PV Efficiency
-30%	2,248,725.41	(333,519.51)	1,359,487.50	(333,519.51)
-20%	1,903,433.41	181,936.79	1,310,608.13	181,936.79
-10%	1,558,141.41	697,393.10	1,261,728.77	697,393.10
0	1,212,849.40	1,212,849.40	1,212,849.40	1,212,849.40
+10%	867,557.40	1,728,305.71	1,163,970.04	1,728,305.71
+20%	522,265.40	2,243,762.02	1,115,090.68	2,243,762.02
+30%	176,973.40	2,759,218.32	1,066,211.31	2,759,218.32

และเมื่อนำค่าในตารางที่ 19 มาสร้างกราฟจะได้กราฟแสดงค่า NPV ในแต่ละปัจจัยต่าง ๆ สัมพันธ์กับการเพิ่มขึ้นและลดลงของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ± 30 % เพื่อพิจารณาความชันของเส้นกราฟ ดังรูปที่ 27 แสดงด้านล่าง



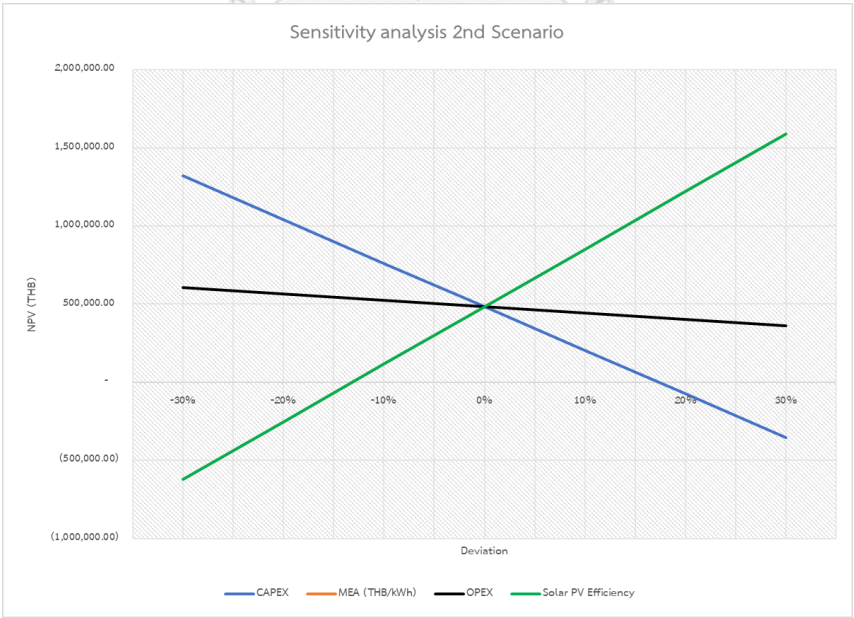
รูปที่ 27 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน ฉากทัศน์ที่ 1

4.3.2. ประเมินค่าความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์ใน ฉากทัศน์ที่ 2 ดังแสดงในตารางที่ 20

ตารางที่ 20 ค่า NPV ในฉากทัศน์ที่ 2 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ ± 30 %

ตัวแปรที่เปลี่ยน	CAPEX	MEA(THB/kWh)	OPEX	Solar PV Efficiency
-30%	1,326,055.40	(613,253.08)	614,516.95	(613,253.08)
-20%	1,047,903.51	(244,968.81)	573,544.55	(244,968.81)
-10%	769,751.62	123,315.46	532,572.14	123,315.46
0	491,599.73	491,599.73	491,599.73	491,599.73
+10%	213,447.84	859,884.00	450,627.32	859,884.00
+20%	(64,704.05)	1,228,168.27	409,654.92	1,228,168.27
+30%	(342,855.94)	1,596,452.54	368,682.51	1,596,452.54

และเมื่อนำค่าในตารางที่ 20 มาสร้างกราฟจะได้กราฟแสดงค่า NPV ในแต่ละปัจจัยต่าง ๆ สัมพันธ์กับการเพิ่มขึ้นและลดลงของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ± 30 % เพื่อพิจารณาความชันของเส้นกราฟ ดังรูปที่ 28 แสดงด้านล่าง



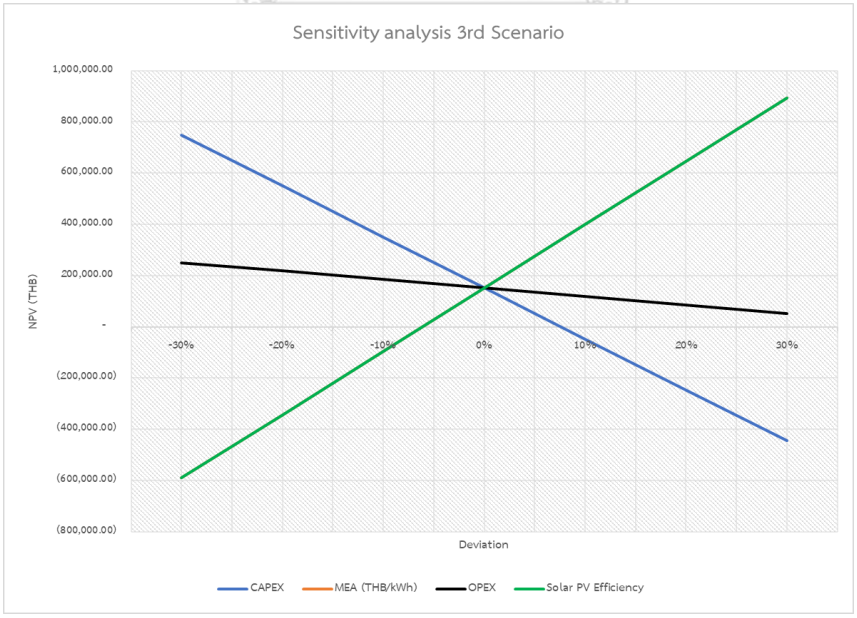
รูปที่ 28 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน ฉากทัศน์ที่ 2

4.3.3. ประเมินค่าความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์ในฉากทัศน์ที่ 3 ดังแสดงในตารางที่ 21

ตารางที่ 21 ค่า NPV ในฉากทัศน์ที่ 3 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ ± 30 %

ตัวแปรที่เปลี่ยน	CAPEX	MEA(THB/kWh)	OPEX	Solar PV Efficiency
-30%	731,846.10	(614,147.79)	226,781.45	(614,147.79)
-20%	530,425.76	(366,903.49)	193,716.00	(366,903.49)
-10%	329,005.43	(119,659.20)	160,650.55	(119,659.20)
0	127,585.10	127,585.10	127,585.10	127,585.10
+10%	(73,835.24)	374,829.39	94,519.64	374,829.39
+20%	(275,255.57)	622,073.69	61,454.19	622,073.69
+30%	(476,675.91)	869,317.98	28,388.74	869,317.98

และเมื่อนำค่าในตารางที่ 21 มาสร้างกราฟจะได้กราฟแสดงค่า NPV ในแต่ละปัจจัยต่าง ๆ สัมพันธ์กับการเพิ่มขึ้นและลดลงของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ± 30 % เพื่อพิจารณาความชันของเส้นกราฟ ดังรูปที่ 29 แสดงด้านล่าง



รูปที่ 29 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน ฉากทัศน์ที่ 3

จากกราฟและตารางแสดงนำมาหาค่าความชันเพื่อเปรียบเทียบในแต่ละปัจจัยในทุกฉากทัศน์ ความชันของปัจจัยใดมาก จะหมายถึงตัวแปรนำเข้ามีผลต่อ NPV มีความอ่อนไหวต่ออัตราการเพิ่มลดจากมากไปน้อย ของ อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง, ประสิทธิภาพของแผงผลิตไฟฟ้า และต้นทุนโครงการ ตามลำดับ ซึ่งในทุกฉากทัศน์ นั้นเป็นไปในทางเดียวกันทั้งหมด

4.4. ผลการประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของโรงงาน ผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรม กรณีศึกษา 2 ปี คือ 2562-2563 จากใบแจ้งหนี้ การไฟฟ้านครหลวง จะเห็นได้ว่าโดยส่วนใหญ่จะมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปี 2562 ส่วนหนึ่งเนื่องจากมีการทำการทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมถี่ขึ้น เนื่องจากการลงทุนขยายตัวของอุตสาหกรรมของลูกค้าในกลุ่มปิโตรเคมีจึงส่งผลให้มีความต้องการใช้ปั๊ม ในอุตสาหกรมลูกค้าเพิ่มขึ้น ทางโรงงานกรณีศึกษาจึงมียอดการขายปั๊มเพิ่มขึ้น และทำให้ลูกค้าเข้ามาเยี่ยมชมโรงงานเพิ่ม ทำให้มีการทดสอบประสิทธิภาพปั๊มเพิ่มขึ้นดังแสดงให้เห็นถึงแนวโน้มปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นของโรงงาน กรณีศึกษาในปี 2562 – 2563 ในตารางที่ 5 ในข้อ 4.2.1.2.3.1 ซึ่งมีการเฉลี่ยต้นทุนค่าไฟฟ้าจากการเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งสองปี จะได้ ค่าไฟฟ้าของโรงงานผลิตปั๊มอุตสาหกรรม กรณีศึกษานี้ มีค่าเฉลี่ยไฟฟ้าต่อหน่วย อยู่ที่ 4.5187 บาท/หน่วย (THB/kWh) และเมื่อประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ ตามฉากทัศน์ได้ดังนี้

4.4.1. การวิเคราะห์ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการฉากทัศน์ที่ 1

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ ดังนี้

4.4.1.1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 3,867,456.12 บาท

4.4.1.2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 2,039,256.76 บาท

4.4.1.3. หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการจำลองของโปรแกรม PVSyst ตลอดอายุโครงการโดยกำหนดให้ค่าเสื่อมประสิทธิภาพของแผงเท่ากันทุกปีจนถึงปีที่ 25 เหลือ 80% (ตามการรับประกันจากผู้เสนอราคาติดตั้ง) เท่ากับ 3,458,988.00 หน่วย

4.4.1.4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี

4.4.1.5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 13.2% โดยคำนวนตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 8

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากนั้นจึงใช้โปรแกรม excel ช่วยคำนวณดังแสดงในตารางที่ 23 จะทำให้ได้ค่า LCOE ของฉากทัศน์ที่ 1

ตารางที่ 22 ตารางคำนวณ LCOE ในฉากทัศน์ที่ 1 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 100 kWp

Year	Investment (I_t) THB	Maintenance (M_t) THB	Electicity (E_t) kWh/year	PV Performance %	It + Mt	(1+ r/100)^t
0	3,612,600.00	-	147,820.00	100.00%	3,612,600.00	1.00
1	-	-	146,637.44	99.20%	-	1.13
2	-	-	145,454.88	98.40%	-	1.28
3	-	85,297.5	144,272.32	97.60%	85,297.50	1.45
4	-	85,596.0	143,089.76	96.80%	85,596.04	1.64
5	-	85,895.6	141,907.20	96.00%	85,895.63	1.85
6	-	86,196.3	140,724.64	95.20%	86,196.26	2.10
7	-	86,497.9	139,542.08	94.40%	86,497.95	2.37
8	-	86,800.7	138,359.52	93.60%	86,800.69	2.68
9	-	87,104.5	137,176.96	92.80%	87,104.49	3.03
10	-	87,409.4	135,994.40	92.00%	87,409.36	3.43
11	-	87,715.3	134,811.84	91.20%	87,715.29	3.88
12	254,856.12	88,022.3	133,629.28	90.40%	342,878.42	4.39
13	-	88,330.4	132,446.72	89.60%	88,330.37	4.97
14	-	88,639.5	131,264.16	88.80%	88,639.53	5.62
15	-	88,949.8	130,081.60	88.00%	88,949.77	6.35
16	-	89,261.1	128,899.04	87.20%	89,261.09	7.19
17	-	89,573.5	127,716.48	86.40%	89,573.51	8.13
18	-	89,887.0	126,533.92	85.60%	89,887.01	9.20
19	-	90,201.6	125,351.36	84.80%	90,201.62	10.41
20	-	90,517.3	124,168.80	84.00%	90,517.32	11.77
21	-	90,834.14	122,986.24	83.20%	90,834.14	13.31
22	-	91,152.05	121,803.68	82.40%	91,152.05	15.06
23	-	91,471.09	120,621.12	81.60%	91,471.09	17.04
24	-	91,791.24	119,438.56	80.80%	91,791.24	19.27
25	-	92,112.50	118,256.00	80.00%	92,112.50	21.80
Total			3,458,988.00		5,906,712.89	180.35

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.4.2. การวิเคราะห์ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการฉากทัศน์ที่ 2

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ ดังนี้

4.4.2.1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 2,910,150.00 บาท

4.4.2.2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 1,709,376.99 บาท

4.4.2.3. หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการจำลองของโปรแกรม PVSyst ตลอดอายุโครงการโดยกำหนดให้ค่าเสื่อมประสิทธิภาพของแผงเท่ากันทุกปีจนถึงปีที่ 25 เหลือ 80% (ตามการรับประกันจากผู้เสนอราคาติดตั้ง) เท่ากับ 2,554,812.00 หน่วย

4.4.2.4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี

4.4.2.5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 13.2% โดยคำนวนตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 12

จากนั้นจึงใช้โปรแกรม excel ช่วยคำนวณดังแสดงในตารางที่ 24 จะทำให้ได้ค่า LCOE ของฉากทัศน์ที่ 2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 23 ตารางคำนวณ LCOE ในฉากทัศน์ที่ 2 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 75 kWp

Year	Investment (I_t) THB	Maintenance (M_t) THB	Electicity (E_t) kWh/year	PV Performance %	It + Mt	(1+ r/100)^t
0	2,910,150.00	-	109,180.00	100.00%	2,910,150.00	1.00
1	-	-	108,306.56	99.20%	-	1.13
2	-	-	107,433.12	98.40%	-	1.28
3	-	71,499.4	106,559.68	97.60%	71,499.38	1.45
4	-	71,749.6	105,686.24	96.80%	71,749.62	1.64
5	-	72,000.7	104,812.80	96.00%	72,000.75	1.85
6	-	72,252.7	103,939.36	95.20%	72,252.75	2.10
7	-	72,505.6	103,065.92	94.40%	72,505.63	2.37
8	-	72,759.4	102,192.48	93.60%	72,759.40	2.68
9	-	73,014.1	101,319.04	92.80%	73,014.06	3.03
10	-	73,269.6	100,445.60	92.00%	73,269.61	3.43
11	-	73,526.1	99,572.16	91.20%	73,526.05	3.88
12	254,856.12	73,783.4	98,698.72	90.40%	328,639.52	4.39
13	-	74,041.6	97,825.28	89.60%	74,041.64	4.97
14	-	74,300.8	96,951.84	88.80%	74,300.78	5.62
15	-	74,560.8	96,078.40	88.00%	74,560.84	6.35
16	-	74,821.8	95,204.96	87.20%	74,821.80	7.19
17	-	75,083.7	94,331.52	86.40%	75,083.67	8.13
18	-	75,346.5	93,458.08	85.60%	75,346.47	9.20
19	-	75,610.2	92,584.64	84.80%	75,610.18	10.41
20	-	75,874.8	91,711.20	84.00%	75,874.82	11.77
21	-	76,140.38	90,837.76	83.20%	76,140.38	13.31
22	-	76,406.87	89,964.32	82.40%	76,406.87	15.06
23	-	76,674.29	89,090.88	81.60%	76,674.29	17.04
24	-	76,942.65	88,217.44	80.80%	76,942.65	19.27
25	-	77,211.95	87,344.00	80.00%	77,211.95	21.80
Total			2,554,812.00		4,874,383.12	180.35

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

4.4.3. การวิเคราะห์ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการฉากทัศน์ที่ 3

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ ดังนี้

4.4.3.1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 2,362,306.12 บาท

4.4.3.2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 1,379,497.22 บาท

4.4.3.3. หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการจำลองของโปรแกรม PVSyst ตลอดอายุโครงการโดยกำหนดให้ค่าเสื่อมประสิทธิภาพของแผงเท่ากันทุกปีจนถึงปีที่ 25 เหลือ 80% (ตามการรับประกันจากผู้เสนอราคาติดตั้ง) เท่ากับ 1,715,149.80 หน่วย

4.4.3.4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี

4.4.3.5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 13.2% โดยคำนวนตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 16

จากนั้นจึงใช้โปรแกรม excel ช่วยคำนวณดังแสดงในตารางที่ 25 จะทำให้ได้ค่า LCOE ของฉากทัศน์ที่ 3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 24 ตารางคำนวณ LCOE ในฉากทัศน์ที่ 3 กำลังการผลิตที่ติดตั้ง 50 kWp

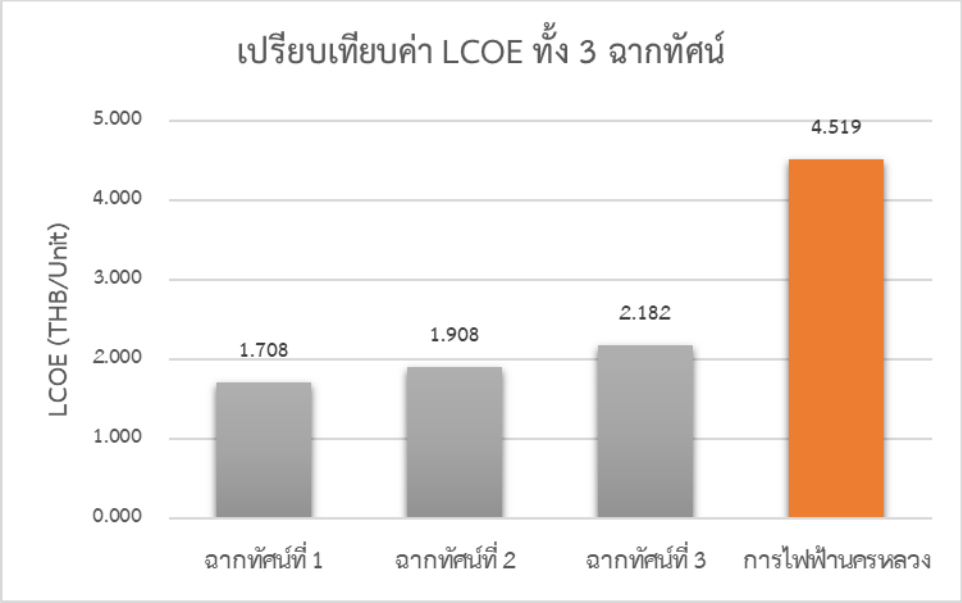
Year	Investment (I_t) THB	Maintenance (M_t) THB	Electicity (E_t) kWh/year	PV Performance %	It + Mt	(1+ r/100)^t
0	2,107,350.00	-	73,297.00	100.00%	2,107,350.00	1.00
1	-	-	72,710.62	99.20%	-	1.13
2	-	-	72,124.25	98.40%	-	1.28
3	-	57,701.3	71,537.87	97.60%	57,701.25	1.45
4	-	57,903.2	70,951.50	96.80%	57,903.20	1.64
5	-	58,105.9	70,365.12	96.00%	58,105.87	1.85
6	-	58,309.2	69,778.74	95.20%	58,309.24	2.10
7	-	58,513.3	69,192.37	94.40%	58,513.32	2.37
8	-	58,718.1	68,605.99	93.60%	58,718.12	2.68
9	-	58,923.6	68,019.62	92.80%	58,923.63	3.03
10	-	59,129.9	67,433.24	92.00%	59,129.86	3.43
11	-	59,336.8	66,846.86	91.20%	59,336.82	3.88
12	254,856.12	59,544.5	66,260.49	90.40%	314,400.62	4.39
13	-	59,752.9	65,674.11	89.60%	59,752.90	4.97
14	-	59,962.0	65,087.74	88.80%	59,962.04	5.62
15	-	60,171.9	64,501.36	88.00%	60,171.90	6.35
16	-	60,382.5	63,914.98	87.20%	60,382.50	7.19
17	-	60,593.8	63,328.61	86.40%	60,593.84	8.13
18	-	60,805.9	62,742.23	85.60%	60,805.92	9.20
19	-	61,018.7	62,155.86	84.80%	61,018.74	10.41
20	-	61,232.3	61,569.48	84.00%	61,232.31	11.77
21	-	61,446.62	60,983.10	83.20%	61,446.62	13.31
22	-	61,661.68	60,396.73	82.40%	61,661.68	15.06
23	-	61,877.50	59,810.35	81.60%	61,877.50	17.04
24	-	62,094.07	59,223.98	80.80%	62,094.07	19.27
25	-	62,311.40	58,637.60	80.00%	62,311.40	21.80
Total			1,715,149.80		3,741,703.35	180.35

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากการคำนวณค่า LCOE ตามทฤษฎีในบทที่ 2 ข้างต้นในแต่ละฉากทัศน์จะได้ค่าที่แสดงสรุปในตารางที่ 26 และในรูปที่ 30 ที่แสดงค่า LCOE ของทั้ง 3 ฉากทัศน์เปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจากการไฟฟ้านครหลวง ของโรงงานกรณีศึกษา (4.5187 บาท/หน่วย) ที่จ่ายอยู่ในปัจจุบัน

ตารางที่ 25 ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

ดัชนีชีวัด	ฉากทัศน์ที่ 1	ฉากทัศน์ที่ 2	ฉากทัศน์ที่ 3
กำลังการผลิตที่ติดตั้ง Installed capacity	100 kWp	75 kWp	50 kWp
มูลค่าการลงทุน Investment cost	3,876,973.57 ล้านบาท	3,165,006.12 ล้านบาท	2,362,306.12 ล้านบาท
ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (Levelized Cost of Analysis: LCOE)	1.708 บาท/หน่วย	1.908 บาท/หน่วย	2.182 บาท/หน่วย



รูปที่ 30 เปรียบเทียบค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ LCOE ในแต่ละฉากทัศน์กับค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการไฟฟ้านครหลวง

บทที่ 5
สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1. สรุปผลการวิจัย

โรงงานผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรมแห่งหนึ่งใน กรุงเทพมหานครได้ประสบปัญหาไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อการใช้งานในขณะที่ทำการสุ่มทดสอบปั๊มให้ลูกค้าชมก่อนส่งมอบ จึงเป็นสาเหตุให้ขณะที่ทำการทดสอบประสิทธิภาพปั๊มให้ลูกค้าชมจำเป็นจะต้องทำการปิดระบบปรับอากาศของทั้งโรงงาน เนื่องจาก ปั๊มอุตสหกรรมที่ผลิตขายให้กับลูกค้าใช้พลังงานไฟฟ้ามากถึง 90 – 315 kW ขึ้นอยู่กับว่าทำการทดสอบปั๊มชนิดใด ทำให้ทางโรงงานกรณีศึกษามีความสนใจในการลงทุนติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาซึ่งสอดคล้องนโยบายส่งเสริมการลงทุนโครงการด้านพลังงานทดแทนหรือพลังงานหมุนเวียนของรัฐบาลไทยด้วย ทางโรงงานกรณีศึกษาได้จัดสรรค์งบลงทุนในโครงการด้านนี้จำนวน 100,000 EUR (ยูโร) ซึ่ง ณ. อัตราแลกเปลี่ยนปัจจุบัน คิดเป็นเงินไทย (บาท) ที่ 3,641,700 บาท [39] (อัตราแลกเปลี่ยนวันที่ 18/5/65) ซึ่งเมื่อพิจารณาเฉพาะเงินลงทุน จากราคาที่ผู้เชียวชาญเข้ามาประเมินหน้างานและเสนอราคามานั้นเป็นมูลค่าที่ใกล้เคียงกับต้นทุนที่ บริษัทได้กำหนดกรอบเงินลงทุนมาและเมื่อนำข้อมูลมาทำการวิจัยตามหลักวิชาการโดยแบ่งเป็น 3 ฉากทัศน์ พบว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุนในทุกฉากทัศน์ โดย ฉากทัศน์ที่ 1 ติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ 100 kWp เป็นฉากทัศน์ที่มี มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, ผลตอบแทนภายในที่สูงที่สุด อีกทั้งยังมีระยะเวลาคืนทุน ที่สั้นที่สุด นอกจากนี้ ค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการที่น้อยที่สุด และยังมีค่าที่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า ของการไฟฟ้านครหลวงที่ทางโรงงานใช้อยู่อีกด้วย อีกทั้งเมื่อเปรียบเทียบกับอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลัง (2562 – 2564) [40] กับผลตอบแทนภายในโครงการจากทั้ง 3 ฉากทัศน์มีค่ามากว่าอัตราเงินเฟ้อภายในประเทศด้วย ในส่วนการวิเคราะห์ตัวแปรนำเข้าของมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการในการวิจัยครั้งนี้มีความอ่อนไหวต่อ การเปลี่ยนไปของอัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการไฟฟ้านครหลวง และ ประสิทธิภาพของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา มากที่สุด

เพราะฉะนั้นสำหรับการลงทุนโครงการการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของโรงงานผลิตปั๊มน้ำอุตสาหกรรมแห่งหนึ่งในเขตกรุงเทพมหานคร กรณีศึกษานี้ โดยที่มาของแหล่งเงินทุนมาจากเจ้าของกิจการนั้น การลงทุนในฉากทัศน์ที่ 1 ในการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 100 kWp เป็นแนวทางที่คุ้มค่ามากที่สุด จากการประมวลผลและวิเคราะห์ผลที่ได้จากค่าของดัชนีชี้วัดต่าง ๆ เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราผลตอบแทนภายใน, ระยะเวลาคืน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ทุน, อัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ รองลงมาคือ ฉากทัศน์ที่ 2 และฉากทัศที่ 3 ตามลำดับ

5.2. ข้อเสนอแนะ

สำหรับฉากทัศน์ที่ 2 และ 3 นั้นมีความคุ้มค่าในการลงทุนเช่นเดียวกัน เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราผลตอบแทนภายใน ของโครงการให้ผลคุ้มค่าน่าลงทุนเพียงพอ แต่ยังน้อยกว่าฉากทัศน์ที่ 1 และสำหรับการคืนทุนจะสามารถคืนทุนได้ประมาณ 6-7 ปี ซึ่งถือว่าไม่นานเมื่อเทียบกับระยะเวลาของโครงการ 25 ปี แต่ยังคงเป็นระยะเวลาที่ยาวนานกว่าฉากทัศน์ที่ 1 หากทางผู้ที่นำงานวิจัยนี้มาใช้ในการอ้างอิงหรือนำไปเป็นแนวทาง และผู้ลงทุนมีเงินลงทุนที่เพียงพอขอแนะนำให้เลือกลงทุนในฉากทัศน์ที่ 1 แต่หากต้องการความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการมากยิ่งขึ้น ทางผู้วิจัยขอเสนอแนะให้ทาง โรงงานกรณีศึกษา เปรียบเทียบราคาจากบริษัทผู้เชียวชาญที่รับติดตั้งเพิ่มเติมอีก 2-3 แห่ง เพื่อให้เกิดการเปรียบเทียบและต่อรองราคา โดยต้องคงไว้ซึ่งประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าเท่าเดิมหรือมากกว่า เนื่องด้วยผลการทดสอบของตัวแปรนำเข้าพบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ จากการวิจัยในครั้งนี้ มีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนไปของอัตราคาไฟฟ้าต่อหน่วยจากการไฟฟ้านครหลวง และ ประสิทธิภาพของแผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ซึ่งในประเด็นแรก อัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวงนั้น ทางภาคเอกชนไม่สามารถมีอิทธิพลต่อการปรับราคาได้ แต่สำหรับ ประเด็นที่สองประสิทธิภาพของแผงผลิตไฟฟ้านั้นอยู่ภายใต้อำนาจของผู้ลงทุนที่สามารถควบคุมได้ และประสิทธิภาพการผลิตส่วนหนึ่งขึ้นอยู่กับ การบำรุงรักษา การรับประกันต่าง ๆ ซึ่งสามารถทำให้ชะลอความเสื่อมประสิทธิภาพของแผงให้ยืดระยะเวลาออกไปได้นานที่สุดได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บรรณานุกรม

1. กระทรวงพลังงาน, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. *2561-2580*. 2018.
2. IEA. *Evolution of solar PV module cost by data source, 1970-202*. 2022; Available from: https://www.iea.org/search/charts?q=Evolution%20of%20solar%20PV%20module%20cost%20by%20data%20source.
3. ตันติสัตยกุล, ธ., การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย. วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, 2558. **23**(4): p. 605-621.
4. suwanasang, N.T., Sopitsuda *An Assessment of the Technical and Economic Potential of Rooftop Solar Systems on Chulalongkorn University's Buildings.* วารสารวิจัยพลังงาน, 2015: p. 59-74.
5. Peerapong, P. and B. Limmeechokchai, *Optimal Photovoltaic Resources Harvesting in Grid-connected Residential Rooftop and in Commercial Buildings: Cases of Thailand.* Energy Procedia, 2015. **79**: p. 39-46.
6. ภู่นันทพงษ์, อ., การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้า สาหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย. 2562.
7. Tongsopit, S., et al., *The economics of solar PV self-consumption in Thailand.* Renewable Energy, 2019. **138**: p. 395-408.
8. Tongsopit, S., et al., *The economics of solar PV self-consumption in Thailand.* Renewable Energy, 2019. **138**: p. 395-408.
9. Hassan, A., et al., *Optimal sizing and energy scheduling of grid-supplemented solar PV systems with battery storage: Sensitivity of reliability and financial constraints.* Energy, 2022. **238**: p. 121780.
10. ใบเสนอราคาติดตั้ง *Solar rooftop* โครงการ บริษัท *KSB Pump 100 kWp*, in *Great tech Co., Ltd.* 2022.
11. ใบเสนอราคาติดตั้ง *Solar rooftop* โครงการ บริษัท *KSB Pump 75 kWp*, in *Great tech Co., Ltd.* 2022.
12. ใบเสนอราคาติดตั้ง *Solar rooftop* โครงการ บริษัท *KSB Pump 50 kWp*, in *Great tech*

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Co., Ltd. 2022.

13. IEA. *Renewables 2020 Solar PV*. 2020; Available from: IEA (2020), Renewables 2020, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/renewables-2020.
14. suwanasang, N. and S. Tongsopit, *An Assessment of the Technical and Economic Potential of Rooftop Solar Systems on Chulalongkorn University's Buildings.* วารสารวิจัยพลังงาน, 2015: p. 59-74.
15. กระทรวงพลังงาน, สรุปผลการตรวจวัดขอ้ มลู ความวามเขม้รังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย ปี พ.ศ. *2561*. 2561.
16. กระทรวงพลังงาน, สรุปผลการตรวจวดัข้อมูลความวามเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย ปี พ.ศ. *2562*. 2562.
17. ชินวรรังสี, พ., et al., *Evaluation of Rooftop Solar PV Performance of Different PV Module Technologies operating in Thailand.* Ladkrabang Engineering Journal, 2020. **32**(2): p. 19-24.
18. Svarc, J. *Solar Panel Construction*. 2020; Available from: https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-panel-components-construction.
19. Science, L.s.T. *Photovotaic effect*. Available from: https://letstalkscience.ca/educational-resources/backgrounders/generating-electricity-solar-cells.
20. Shoro, G.M., D. Hussain, and D. Sera, *Photovoltaic System in Progress: A Survey of Recent Development*. Vol. 414. 2014.
21. García Moreno, W., et al., *Photovoltaic Solar Energy: Is It Applicable in Brazil? –A Review Applied to Brazilian Case.* Materials and Geoenvironment, 2020. **66**.
22. Upadhyaya, V., *Feasibility for Small Scale Rooftop Solar Photovoltaic System in Heritage Buildings of Jaipur.* 2016. **5**.
23. Alkhalidi, A. and N. Dulaimi, *Design of an Off-Grid Solar PV System for a Rural Shelter*. 2018.
24. Rachdawong, P., ประเด็นคัดสรรด้านพลังงาน. ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์. 2022.
25. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์.
26. กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, คู่มือฝึกอบรมภาคปฏิบัติด้านพลังงานทดแทน พลังงานแสงอาทิตย์ (ส่วนทฤษฎี). 2559.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

27. จำกัด, บ.ซ.เ. การใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์. 2022 October 19, 2020; Available from: https://www.zeroenergy.co.th/solar-article/.
28. ธิติธำรงชัย, ล. ข้อมูลพื้นฐานในการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ (*Solar PV Rooftop)*. 2565 29 June 2564; Available from: http://enhrd.dede.go.th.
29. Mukisa, N., R. Zamora, and T.T. Lie, *Feasibility assessment of grid-tied rooftop solar photovoltaic systems for industrial sector application in Uganda.* Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2019. **32**: p. 83-91.
30. Vasita, J., Q. Shakhiya, and J. Modi. *Feasibility study and performance evaluation of a grid-connected rooftop solar PV system*. in *2017 International Conference on Information, Communication, Instrumentation and Control (ICICIC)*. 2017.
31. Bustos, F., et al., *Sensitivity analysis of a photovoltaic solar plant in Chile.* Renewable Energy, 2016. **87**: p. 145-153.
32. ต้องตรงทรัพย์, ก., การใช้งานโปรแกรม *PVSYST* เบื้องต้น.
33. engergy, O.o.E.e.R., *Assessing Fire Risks in Photovoltaic Systems and Developing Safety Concepts for Risk Minimization*, S.E.T. Offic, Editor. 2018, 11 October 2018: German.
34. ในพระบรมราชูปถัมภ์, ว., มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย : ระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ.*2565*. 2565.
35. ตันติสัตยกุล, ธ., การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสาหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย. 2558.
36. ตันติสัตยกุล, ธ., การวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาระหว่างความเป็นเจ้าของกับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับเอกชน กรณีศึกษา มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต. 2019.
37. Boonpramote, T., *Decision Making under Risk for Energy Investment*. 2021.
38. Authority, M.E. อัตราค่าไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ. 2022; Available from: https://www.mea.or.th/profile/109/113.
39. EXCHANGE-RATES.ORG. แปลง ยูโร *(EUR)* เป็น บาทไทย (*THB)*. 2022; Available from: https://th.exchange-rates.org/Rate/EUR/THB.
40. ธนาคารแห่งประเทศไทย, ข้อมูล : อัตราเงินเฟ้อ. 2565.

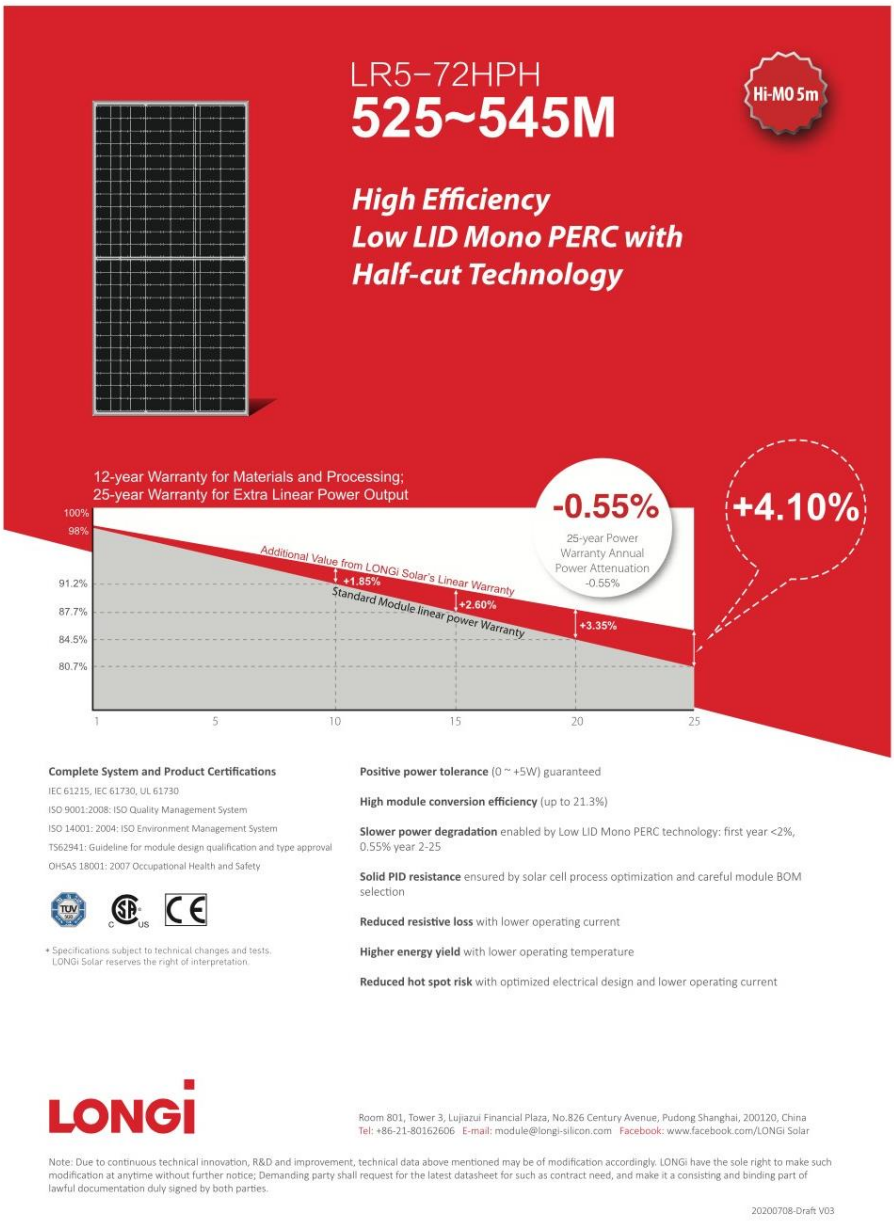
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

แผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการวิจัย

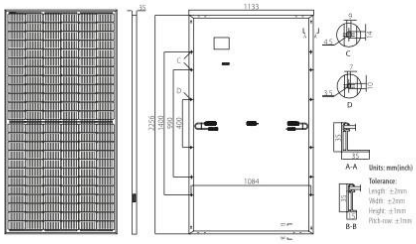
ในงานวิจัยนี้ใช้แผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ยี่ห้อ Longi Solar Model LR5-72HPH-545M ซึ่งเป็นชนิด Mono c-Si PV ดังแสดง ข้อมูลชื่อยี่ห้อ รุ่น ประสิทธิภาพ และ ข้อมูลจำเพาะของแผงในรูปที่ 31 และ 32 ตามลำดับ



รูปที่ 31 ชื่อยี่ห้อ รุ่น ประสิทธิภาพของแผงที่ใช้งานการวิจัย

LR5-72HPH 525~545M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
Junction Box: IP68, three diodes
Output Cable: 4mm², 300mm in length, length can be customized
Glass: Single glass
3.2mm coated tempered glass
Frame: Anodized aluminum alloy frame
Weight: 27.2kg
Dimension: 2256×1133×35mm
Packaging: 31pcs per pallet
155pcs per 20'GP
620pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40℃~+85℃
Power Output Tolerance: 0~+5 W
Voc and Isc Tolerance: ±3%
Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating: 25A
Nominal Operating Cell Temperature: 45±2℃
Safety Protection Class: Class II
Fire Rating: UL type 1 or 2

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR5-72HPH-525M		LR5-72HPH-530M		LR5-72HPH-535M		LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	45.98	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	11.04	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	38.36	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	10.23	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25℃, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20℃, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S

Temperature Ratings (STC)

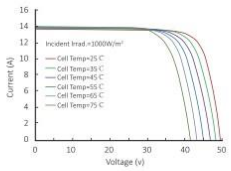
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/℃
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/℃
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/℃

Mechanical Loading

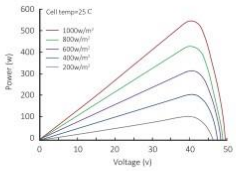
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

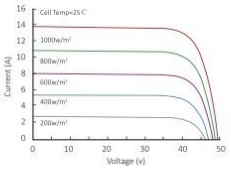
Current-Voltage Curve (LR5-72HPH-530M)



Power-Voltage Curve (LR5-72HPH-530M)



Current-Voltage Curve (LR5-72HPH-530M)



LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200708-Draft V03

รูปที่ 32 ข้อมูลจำเพาะของแผงผลิตไฟฟ้า Longi Solar Model LR5-72HPH-545M

อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสดงอาทิตย์

ในงานวิจัยนี้ใช้อินเวอร์เตอร์ ยี่ห้อ Huawei รุ่น SUN2000-100KTL-M1 ซึ่งมีประสิทธิภาพและข้อมูลจำเพาะดังแสดงในรูปที่ 33 และ 34 ตามลำดับ

รูปที่ 33 ข้อมูลประสิทธิภาพของ Huawei รุ่น SUN2000-100KTL-M1

SUN2000-100KTL-M1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes (isolation transformer required)
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	90 kg (198.4 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

SOLAR.HUAWEI.COM

รูปที่ 34 ข้อมูลจำเพาะของ อินเวอร์เตอร์ Huawei รุ่น SUN2000-100KTL-M1

ตารางที่ 26 รายการแสดงรายละเอียดเงินค่าลงทุน และเงินค่าดำเนินงานเหมาจากผู้เชียวชาญ สำหรับเหมาการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ฉากทัศน์ที่ 1

Price Schdule 100 kWp

ลำดับที่ Item	รายการ Description	จำนวน Q'ty	หน่วย Unit	ราคาที่เสนอ Proposed in Price	หมายเหตุ Remark
1	**Solar Rooftop 100 kWp system**	1	set	3,600,000.00	
A	Equiptment				
	PV Module Mono crystalline (Longi Solar Model LR5-72HPH-545M) 200 modules Warranty 25 years	200	modules	2,000,000.00	
	Inverter Huawei Inverter 100kWp (SUN2000-100KTL-M1) Waranty 15 Years	1	Set	250,000.00	
	Rapid Shutdown standard MEA	1	Lot	1,000,000.00	
	Mounting aluminum anodization 100%	1	Lot		
	Mornitoring System	1	Set		
	DCP & ACP	1	Set		
	DC / AC Cable	1	Lot		
	Cable and Wiring (AC & DC Cable)	1	Lot		
	Grounding System	1	Lot		
	Monitoring Solfware and Equipment (TV Monitoring)	1	Set		
B	Others Equipment			280,000.00	
	Inverter Support	1	Set		
	Life Line	N/A	Set		
	Walkway & Walkway Tempolary	1	Lot		
	Water System	1	Lot		
	Stair	N/A	Lot		
	Scaffold	1	Lot		
C	Construction & Installation			50,000.00	
	Additional Cable, Conduit,	1	Lot		
D	Testing and Commissioning	1	Lot	20,000.00	
E	Mobilization & Overhaed Profit & Safety Cost	1	Job		
F	Accessories	1	Lot		
G	System Design and Drawing specification and MEA approved	1	Job		
H	Installation and Transportation Cost	1	Job		
I	การบริการหลังติดตั้ง			ไม่รวมในราคาติดตั้ง เป็นค่าบริการ ภายหลังการรับประกัน	
	- รับประกันการติดตั้งทั้งระบบ 2 ปี พร้อมทั้งตรวจสอบระบบ 2 ครั้งต่อปี (2 ปี)				
	การบริการหลังติดตั้งครบ 2 ปี				
	- O&M ล้างแผง 550 บาท ต่อ kWp ต่อ 2 ครั้ง/ปี (ตามใบเสนอราคาผู้เชียวชาญ)				
	- ค่าอุปกรณ์ อะไหล่ต่างๆ + แผง Solar PV ที่ชำรุดต้องเปลี่ยน (คาดการณ์โดยผู้วิจัย)				

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ *27 รายการแสดงรายละเอียดเงินค่าลงทุน และเงินค่าดำเนินงานเหมาจากผู้เชียวชาญ สำหรับเหมาการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ฉากทัศน์ที่ 2*

Price Schdule 75 kWp

ลำดับที่ Item	รายการ Description	จำนวน Q'ty	หน่วย Unit	ราคาที่เสนอ Proposed in Price	หมายเหตุ Remark
1	Solar Rooftop 100 kWp system	1	set	2,900,000.00	
A	Equiptment				
	PV Module Mono crystalline (Longi Solar Model LR5-72HPH-545M) 200 modules Warranty 25 years	200	modules	1,500,000.00	
	Inverter Huawei Inverter 100kWp (SUN2000-100KTL-M1) Waranty 15 Years	1	Set	250,000.00	
	Rapid Shutdown standard MEA	1	Lot	800,000.00	
	Mounting aluminum anodization 100%	1	Lot		
	Mornitoring System	1	Set		
	DCP & ACP	1	Set		
	DC / AC Cable	1	Lot		
	Cable and Wiring (AC & DC Cable)	1	Lot		
	Grounding System	1	Lot		
	Monitoring Solfware and Equipment (TV Monitoring)	1	Set		
B	Others Equipment			280,000.00	
	Inverter Support	1	Set		
	Life Line	N/A	Set		
	Walkway & Walkway Tempolary	1	Lot		
	Water System	1	Lot		
	Stair	N/A	Lot		
	Scaffold	1	Lot		
C	Construction & Installation				
	Additional Cable, Conduit,	1	Lot	50,000.00	
D	Testing and Commissioning	1	Lot	20,000.00	
E	Mobilization & Overhaed Profit & Safety Cost	1	Job		
F	Accessories	1	Lot		
G	System Design and Drawing specification and MEA approved	1	Job		
H	Installation and Transportation Cost	1	Job		
I	การบริการหลังติดตั้ง			ไม่รวมในราคาติดตั้ง เป็นค่าบริการ ภายหลังการรับประกัน	
	- รับประกันการติดตั้งทั้งระบบ 2 ปี พร้อมทั้งตรวจสอบระบบ 2 ครั้งต่อปี (2 ปี)				
	การบริการหลังติดตั้งครบ 2 ปี				
	- O&M ล้างแผง 550 บาท ต่อ kWp ต่อ 2 ครั้ง/ปี (ตามใบเสนอราคาผู้เชียวชาญ)				
	- ค่าอุปกรณ์ อะไหล่ต่างๆ + แผง Solar PV ที่ชำรุดต้องเปลี่ยน (คาดการณ์โดยผู้วิจัย)				

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ *28 รายการแสดงรายละเอียดเงินค่าลงทุน และเงินค่าดำเนินงานเหมาจากผู้เชียวชาญ สำหรับเหมาการติดตั้ง แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ฉากทัศน์ที่ 3*

Price Schdule 50 kWp

ลำดับที่ Item	รายการ Description	จำนวน Q'ty	หน่วย Unit	ราคาที่เสนอ Proposed in Price	หมายเหตุ Remark
1	Solar Rooftop 100 kWp system	1	set	2,100,000.00	
A	Equiptment				
	PV Module Mono crystalline (Longi Solar Model LR5-72HPH-545M) 200 modules Warranty 25 years	200	modules	1,000,000.00	
	Inverter Huawei Inverter 100kWp (SUN2000-100KTL-M1) Waranty 15 Years	1	Set	250,000.00	
	Rapid Shutdown standard MEA	1	Lot	500,000.00	
	Mounting aluminum anodization 100%	1	Lot		
	Mornitoring System	1	Set		
	DCP & ACP	1	Set		
	DC / AC Cable	1	Lot		
	Cable and Wiring (AC & DC Cable)	1	Lot		
	Grounding System	1	Lot		
	Monitoring Solfware and Equipment (TV Monitoring)	1	Set		
B	Others Equipment			280,000.00	
	Inverter Support	1	Set		
	Life Line	N/A	Set		
	Walkway & Walkway Tempolary	1	Lot		
	Water System	1	Lot		
	Stair	N/A	Lot		
	Scaffold	1	Lot		
C	Construction & Installation				
	Additional Cable, Conduit,	1	Lot	50,000.00	
D	Testing and Commissioning	1	Lot	20,000.00	
E	Mobilization & Overhaed Profit & Safety Cost	1	Job		
F	Accessories	1	Lot		
G	System Design and Drawing specification and MEA approved	1	Job		
H	Installation and Transportation Cost	1	Job		
I	การบริการหลังติดตั้ง			ไม่รวมในราคาติดตั้ง เป็นค่าบริการ ภายหลังการรับประกัน	
	- รับประกันการติดตั้งทั้งระบบ 2 ปี พร้อมทั้งตรวจสอบระบบ 2 ครั้งต่อปี (2 ปี)				
	การบริการหลังติดตั้งครบ 2 ปี				
	- O&M ล้างแผง 550 บาท ต่อ kWp ต่อ 2 ครั้ง/ปี (ตามใบเสนอราคาผู้เชียวชาญ)				
	- ค่าอุปกรณ์ อะไหล่ต่างๆ + แผง Solar PV ที่ชำรุดต้องเปลี่ยน (คาดการณ์โดยผู้วิจัย)				

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	Prapon Techapichetwong
วัน เดือน ปี เกิด	28 February 1983
สถานที่เกิด	Nakhonpranom
วุฒิการศึกษา	Piyamaharachalai school Khon Kaen University
ที่อยู่ปัจจุบัน	61/684 Suwinthawong rd. Lampakche Nong Chok Bangkok 10530

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY