การวิเคราะห์เปรียบเทียบแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่สำหรับโรงไฟฟ้าลอยน้ำ

นายสมบัติ พรมมาพิษ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา) สหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2565
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Comparative analysis of used and new photovoltaic modules for floating power plant

Mr. Sombat Prommapit

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
(Interdisciplinary Program)
Inter-Department of Energy Technology and Management
GRADUATE SCHOOL
Chulalongkorn University
Academic Year 2022

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อสารนิพนธ์	การวิเคราะห์เปรียบเทียบแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่สำหรับโรงไฟฟ้าลอยน้ำ
โดย	นายสมบัติ พรมมาพิษ
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับสารนิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบสารนิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ประพันธ์ คูชลธารา)

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

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.พิชญ รัชฎาวงศ์)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สมบัติ พรมมาพิษ : การวิเคราะห์เปรียบเทียบแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่สำหรับโรงไฟฟ้าลอยน้ำ. (Comparative analysis of used and new photovoltaic modules for floating power plant) อ.ที่ปรึกษาหลัก : ผศ. ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์

โครงการโซล่าฟาร์มได้ทำการเปลี่ยนแผงโซล่าเซลล์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากแผงโซล่าเซลล์รุ่นใหม่มีประสิทธิภาพสูงขึ้นและมีราคาที่ถูกลง ผู้ประกอบการมีปัญหาเรื่องการใช้ประโยชน์จากแผงโซล่าเซลล์เดิมที่ถูกเปลี่ยนออก สามารถนำไปเพิ่มมูลค่ามากกว่าการจำหน่ายไปต่างประเทศหรือไม่ การนำแผงโซล่าเซลล์ไปติดตั้งในรูปแบบลอยน้ำสามารถเพิ่มประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์ได้ 10-15% ซึ่งมีโครงการนำร่องผลิตไฟฟ้าเพื่อขายไฟให้ลูกค้าในรูปแบบ Private PPA โดยได้นำแผงโซล่าเซลล์มือสองมาติดตั้งร่วมกับแผงโซล่าเซลล์ใหม่ เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพและความคุ้มค่าการลงทุน มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 615.36 kW โดยติดตั้งแผงโซล่าเซลล์มือสอง 246 kWp หรือคิดเป็น 40% และแผงโซล่าเซลล์ใหม่ 369.36 kWp หรือคิดเป็น 60% ในพื้นที่โรงผลิตน้ำประปา อำเภอพานทอง จังหวัดชลบุรี เริ่มจัดเก็บข้อมูล ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2564 ถึง ตุลาคม 2565 เป็นระยะเวลา 1 ปี จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ ได้ข้อสรุปว่า แผงโซล่าเซลล์ใหม่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าผลิตได้จริงมากกว่าแผงโซล่าเซลล์มือสอง 13% ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านความคุ้มค่า แผงโซล่าเซลล์ใหม่มีความคุ้มค่ามากกว่าแผงโซล่ามือสอง โดยแผงโซล่าเซลล์มือสองคิดมูลค่า 500 บาท/แผ่น มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) เท่ากับ 4.11 ล้านบาท มีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate Return) เท่ากับ 27.84 % และมีระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period) 3.4 ปี มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยการผลิตฟ้าตลอดอายุการใช้งานเท่ากับ 0.53 บาท/หน่วย และแผงโซล่าเซลล์ใหม่ คิดมูลค่าแผง 4,723 บาท/แผ่น มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) เท่ากับ 7.64 ล้านบาท มีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate Return) เท่ากับ 30.57 % และมีระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period) 3.1 ปี มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยการผลิตฟ้าตลอดอายุการใช้งานเท่ากับ 0.45 บาท/หน่วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)	ลายมือชื่อนิสิต .....
ปีการศึกษา	2565	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

6380132520 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT (INTERDISCIPLINARY PROGRAM)
KEYWORD: hydro floating solar, Solar power, Comparative analysis of Photovoltaic, Financial feasibility
Sombat Prommapit : Comparative analysis of used and new photovoltaic modules for floating power plant. Advisor: Asst. Prof. THITISAK BOONPRAMOTE, Ph.D.

Currently, many Solar PV projects are considering replacing their solar panels to enhance power generation efficiency and overall solar plant performance. This is primarily driven by advancements in solar PV technology, resulting in newer PV modules being more efficient and cost-effective compared to older technology. However, one significant challenge faced by solar project owners is how to deal with old PV modules. To address this issue, a comprehensive study was conducted to compare the feasibility of utilizing second-hand PV modules. A pilot project was initiated to generate electricity for sale through a Private Power Purchase Agreement (PPA) by incorporating both old and new PV modules together. The study aimed to evaluate the efficiency and investment worthiness of the old PV modules. The project's total capacity is 615.36 kW, comprising 246.00 kWp (40% of the total installed capacity) of second-hand PV modules and the remaining 369.36 kWp (60% of the total installed capacity) of brand-new PV modules. This project is situated in the vicinity of the water supply plant in Phan Thong District, Chonburi Province, Thailand. The feasibility study was conducted over a period of one year, from October 2021 to October 2022, to collect energy yield and assess the plant performance of the solar PV project. The results revealed that the new solar PV modules exhibited a significantly higher electricity generation of 13.0% compared to the second-hand solar PV modules. From a financial perspective, it was evident that the brand-new solar panels are more cost-effective than the used ones. The second-hand solar cells were valued at 500 baht/panel, yielding a net present value (NPV) of 4.11 million THB, an internal rate of return (IRR) of 27.84%, and a payback period of 3.4 years. The cost per unit of electricity production throughout its useful life was approximately 0.53 THB/unit. On the other hand, the brand-new solar modules demonstrated a lower cost per unit of power generation, around 0.45 THB/unit, with an NPV of 7.64 million THB, an IRR of 30.57%, and a payback period of 3.1 years. In conclusion, based on the findings of this study, the implementation of new solar panels proved to be more financially viable and efficient compared to using second-hand PV modules.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Field of Study:	Energy Technology and Management (Interdisciplinary Program)	Student's Signature .....
Academic Year:	2022	Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

สารนิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์ อาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์หลัก ที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำ และชี้แนะแนวทางในการจัดทำสารนิพนธ์ฉบับนี้อย่างดียิ่ง จนสำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้ ขอขอบพระคุณ คณาจารย์ประจำหลักสูตรเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้องค์ความรู้ ทฤษฎี แนวคิด ประสบการณ์จริงในการทำงานและให้คำปรึกษา ตลอดจนเจ้าหน้าที่ประจำหลักสูตร เจ้าหน้าที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยที่เกี่ยวข้องและเพื่อนนิสิต ที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลืออย่างดียิ่งมาโดยตลอด ขอขอบพระคุณ บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด บริษัทผู้ออกแบบก่อสร้าง และดูแลระบบ ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลในการทำงานวิจัยทำให้งานเสร็จสมบูรณ์ได้ด้วยดี สุดท้ายนี้ ขอขอบพระคุณ บิดา มารดา ญาติพี่น้อง และบุคค ท่านอื่นๆ ที่มิได้กล่าวถึงในที่นี้ ที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำ สนับสนุน และความช่วยเหลือจนทำให้งานวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่า สารนิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นประโยชน์สำหรับผู้ที่สนใจ ศึกษาและค้นคว้าเกี่ยวกับเรื่องดังกล่าว หากมีข้อบกพร่องประการใด ผู้วิจัยขออภัยมา ณ ที่นี้ด้วย

สมบัติ พรมมาพิษ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

..... ค

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญรูป ..... ญ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ความเป็นมาและที่มาของงานวิจัย 1

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการวิจัย 2

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย 3

1.4 ขั้นตอนดำเนินงานวิจัย 3

1.5 ประโยชน์ที่จะได้รับ 3

บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 5

2.1. ปริมาณรังสีอาทิตย์ในประเทศไทย 5

2.2. ประเภทของเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ 7

2.2.1. โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ 7

2.2.2. ประเภทของแผงโซล่าเซลล์ 8

2.2.3. คุณสมบัติและตัวแปรที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์ 9

2.3. รูปแบบการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ 10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.4. อุปกรณ์หลักในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ 12
2.5. โซล่าเซลล์ลอยน้ำ (Floating Solar) 15
2.6. โปรแกรม PVsyst 16
2.7. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Feasibility) 17
2.8. ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital) 21
2.9. การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) 22
2.10. งานวิจัยที่เกี่ยวกับการเปรียบเทียบประสิทธิภาพแผงโซล่าและวิเคราะห์ต้นทุนผลประโยชน์ของระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ 23
บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย 25
3.1. สมมุติฐานการวิจัย 25
3.2. การเก็บรวบรวมข้อมูล 25
3.3. ขั้นตอนการดำเนินวิจัย 26
3.3.1. ศึกษาการออกแบบ และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ . 26
3.3.2. ศึกษาข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ของโรงงานผลิตน้ำประปา 12 เดือนที่ผ่านมา 26
3.3.3. ข้อมูลจำเพาะของอุปกรณ์ในการติดตั้ง 26
3.3.4. การคาดการณ์พลังงานที่ผลิตได้ 26
3.3.5. นำข้อมูลและพารามิเตอร์ต่าง ๆ จากระบบบันทึกข้อมูลออนไลน์และการตรวจวัดมาวิเคราะห์ประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์ ในแต่ละแบบ 27
3.3.6. เปรียบเทียบผลที่ตรวจวัดได้กับโปรแกรมจำลองคอมพิวเตอร์ 27
3.3.7. ประเมินผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากโครงการ ฯ 27
3.3.8. สรุปข้อดี และข้อเสียของแผงโซล่าเซลล์ในแต่ละแบบ 27
3.3.9. สรุปผลการดำเนินการ 27
3.4. การวิเคราะห์ข้อมูล 27
3.4.1. วิเคราะห์เปรียบเทียบ พลังงานไฟฟ้า แผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ .. 27

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.4.2. วิเคราะห์ข้อมูล ความเข้มแสง ก่อนติดตั้ง และหลังติดตั้ง 27
3.4.3. วิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการและวิเคราะห์ความเสี่ยงโครงการ 27
บทที่ 4 ผลการวิจัยและอภิปรายผลการวิจัย 30
4.1. ต้นทุนการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ 30
4.2. ต้นทุนการดำเนินการ 31
4.3. การผลิตพลังงานไฟฟ้าหลังการติดตั้ง 31
4.4. ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิต 33
4.5. เปรียบเทียบการประเมินทางด้านการลงทุน 35
4.6. ผลการประเมินความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์ 38
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 40
5.1. สรุปผลการวิจัย 40
5.2. ข้อเสนอแนะ 41
ภาคผนวก ก ข้อมูลพื้นติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ 42
ภาคผนวก ข ข้อมูลจำเพราะและประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ 44
ภาคผนวก ค ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผง 47
ภาคผนวก ง ข้อมูลจำเพาะ ทุ่นลอยน้ำ 53
ภาคผนวก จ Discounted cash flow model 55
บรรณานุกรม 57
ประวัติผู้เขียน 60

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1 การเปรียบเทียบ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 11

ตารางที่ 2 การเก็บรวมรวมข้อมูล 25

ตารางที่ 5 มูลค่าการลงทุนระบบ (CAPEX) แผงโซล่าเซลล์มือสอง 246 kWp 30

ตารางที่ 6 ลค่าการลงทุนระบบ (CAPEX) แผงโซล่าเซลล์ใหม่ 369.39 kWp 30

ตารางที่ 7 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณหา WACC แผงโซล่าเซลล์มือสอง 36

ตารางที่ 8 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์มือสอง 36

ตารางที่ 9 ข้อมูลที่ใช้ในการค้านวนหา WACC แผงโซล่าเซลล์ใหม่ 36

ตารางที่ 10 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ใหม่ 37

ตารางที่ 11 เปรียบเทียบผลการประเมินด้านความคุ้มค่าในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ใหม่และแผงโซล่าเซลล์มือสอง 37

ตารางที่ 12 ค่า NPV จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ +/- 30 % แผงโซล่าเซลล์มือสอง 38

ตารางที่ 13 ค่า NPV จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ +/- 30 % แผงโซล่าเซลล์ใหม่ 39

ตารางที่ 14 ตรวจสอบด้ายกายภาพแผงโซล่าเซลล์มือสอง 40

ตารางที่ 15 แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์มือสอง 56

ตารางที่ 16 แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ใหม่ 56

สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 1 โซล่าฟาร์ม ขนาดกำลังติดตั้ง 128.396 MWp (90 MWh) [1] 1

รูปที่ 2 กำลังการผลิตและราคาแผงโซล่าเซลล์ [2] 2

รูปที่ 3 แผนที่ปริมาณการแพร่รังสีอาทิตย์ในประเทศไทย [3] 5

รูปที่ 4 แผนที่ความเข้มแสงพลังงานแสงอาทิตย์ในเดือนต่างๆ [5] 6

รูปที่ 5 แผงโซล่าเซลล์ประเภทที่ทำ จากซิลิคอนชนิดผลึกเดี่ยว [6] 8

รูปที่ 6 แผงโซล่าเซลล์ประเภทที่ทำ จากอะมอร์ฟัสซิลิคอน [6] 9

รูปที่ 7 แผงโซล่าเซลล์ประเภทที่ทำ จากสารกึ่งตัวนำ อื่น ๆ [6] 9

รูปที่ 8 รูปแบบการติดตั้งโซล่าเซลล์ลอยน้ำ [8] 11

รูปที่ 9 วัสดุต่างๆ ที่ใช้ทำแผงโซลาเซลล์ [9] 12

รูปที่ 10 เซนทรัลอินเวอร์เตอร์ Growatt Model CP500TL-S ขนาด 500kW [10] 13

รูปที่ 11 สตริงอินเวอร์เตอร์ Growatt Model MAX80KTL ขนาด 80kW [10] 14

รูปที่ 12 ทุ่นลอยน้ำ บริษัท SCG [8] 14

รูปที่ 13 การติดตั้งโซล่าลอยน้ำการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [11] 15

รูปที่ 14 แสดงทิศทางหลังคาจุดที่จะติดตั้ง Solar PV Floating 26

รูปที่ 15 กราฟเปรียบเทียบความเข้มแสงที่คำนวณได้จาก PVsyst 27

รูปที่ 16 กราฟแสงการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.. 31

รูปที่ 17 กราฟเปรียบเทียบพลังงานที่ประมาณการจากโปรแกรม PVsyst แผงโซล่าเซลล์มือสองกับค่าการผลิตจริง 32

รูปที่ 18 กราฟเปรียบเทียบพลังงานที่ประมาณการจากโปรแกรม PVsyst แผงโซล่าเซลล์ใหม่กับค่าการผลิตจริง 32

รูปที่ 19 กราฟเปรียบเทียบพลังงานจริงที่ผลิตได้ของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ . 33

รูปที่ 20 รูป MC4 ชำรุด 34

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 21 กราฟเปรียบเทียบความเข้มแสงที่คำนวณได้จาก PVsyst และวัดค่าจริง 34
รูปที่ 22 กราฟแสงการทำงานของระบบ Zero Export..... 35
รูปที่ 23 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการแผงโซล่าเซลล์มือสอง..... 38
รูปที่ 24 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการแผงโซล่าเซลล์ใหม่..... 39
รูปที่ 25 ข้อมูลพื้นติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ..... 43
รูปที่ 26 ข้อมูลจำเพราะและประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ 45
รูปที่ 27 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผง..... 49
รูปที่ 28 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผง..... 51
รูปที่ 29 ข้อมูลจำเพาะ ทุ่นลอยน้ำ..... 54

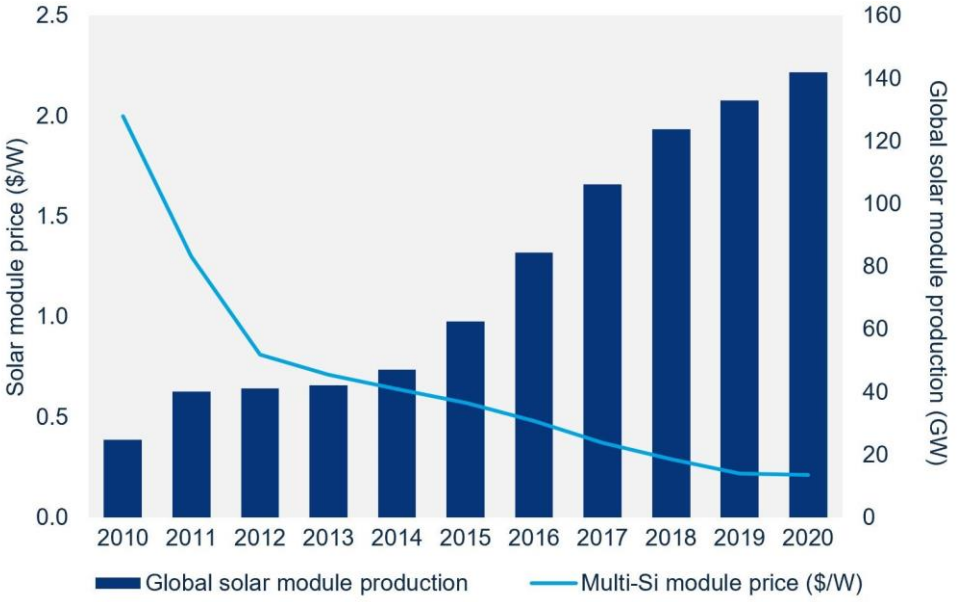
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1 บทนำ

1.1 ความเป็นมาและที่มาของงานวิจัย

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังการติดตั้ง 128.396 MWp COD เมื่อปี พ.ศ 2558 มีการเสื่อมประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์ลงทุกๆปี ส่งผลให้ผู้ประกอบการมีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง และทางผู้ประกอบการยังได้รับเงินสนับสนุนจากภาครัฐ 6.5 บาท/หน่วย ดังนั้นผู้ประกอบการจึงได้ศึกษาเทคโนโลยีแผงโซล่าเซลล์ในปัจจุบัน พบว่ามีแผงโซล่าเซลล์ในปัจจุบันมีเทคโนโลยีและประสิทธิภาพสูงขึ้น มีราคาที่ถูกลง เมื่อเปรียบเทียบการลงทุนนำแผงโซล่าเซลล์ใหม่มาทดแทนแผงโซล่าเซลล์ที่ติดตั้งอยู่เดิมซึ่งมีการใช้งานมาแล้ว 7 ปี มีความคุ้มค่า ทางผู้ประกอบการจึงตัดสินใจลงทุน โดยได้ทำการถอดแผงโซล่าเซลล์ที่ติดตั้งอยู่เดิม จำนวน 128.396 MWp หรือ 427,986 แผ่น เนื่องจากมีการนำแผงโซล่าเซลล์ใหม่เข้ามาติดตั้งแทนแผงโซล่าเซลล์เดิม ทำให้เกิดแผงโซล่าเซลล์ต้องถูกถอดออกจำนวนมาก เกิดเป็นแผงมือสอง โดยผู้ประกอบการได้พิจารณา 1. นำแผงไปรีไซเคิล โดยส่งออกไปต่างประเทศ 2. จำหน่ายแผงโซล่าเซลล์ในราคามือสอง 3. บริจาคให้กับหน่วยงานต่าง ๆ 4. นำแผงโซล่าเซลล์มือสองไปเพิ่มมูลค่า โดยได้นำไปติดตั้งโซล่าเซลล์ให้กับลูกค้า ในรูปแบบแบ่งผลประหยัด

รูปที่ 1 โซล่าฟาร์ม ขนาดกำลังติดตั้ง 128.396 MWp (90 MWh) [1]



รูปที่ 2 กำลังการผลิตและราคาแผงโซล่าเซลล์ [2]

อนึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อนำไปติดตั้งบนผิวน้ำ จะช่วยลดอุณหภูมิของเซลล์แผงโซล่าส่งผลให้มีประสิทธิภาพจะเพิ่มขึ้น 10-15% ทางผู้ประกอบการจึงพิจารณานำแผงโซล่าเซลล์มือสองมาทดลองติดตั้ง เพื่อเป็นโครงการนำร่อง โดยได้ออกแบบ นำแผงโซล่าเซลล์มือสองกับแผงโซล่าเซลล์ใหม่ มาติดตั้งเพื่อศึกษาข้อมูลด้านเทคนิคและด้านความคุ้มการลงทุน

รูปแบบการลงทุนการติดตั้ง ผู้ประกอบการได้นำเสนอลูกค้าโรงงานผลิตน้ำประปา ตั้งอยู่อำเภอพานทอง จังหวัดชลบุรี มีข้อมูลการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง เฉลี่ย 1,000,000 บาท/เดือน (322,000 kWh/เดือน) เมื่อเปรียบเทียบอัตราการใช้ไฟของทางโรงงานผลิตน้ำประปา ทางผู้ประกอบการได้ออกแบบการติดตั้งขนาด 615.36 kWp โดยแบ่งเป็นแผงโซล่าร์เซลล์มือสอง 246 kWp หรือคิดเป็น 40% แผงโซล่าร์เซลล์ใหม่ 369.36 kWp หรือคิดเป็น 60% และได้ทำการ Simulation เพื่อประเมินพลังงานไฟฟ้าที่สามารถที่จะผลิตได้ จากการ Simulation พบว่าสามารถใช้ครอบคลุมการใช้ไฟฟ้าของโรงงานผลิตน้ำประปา ประมาณ 30% และสามารถประหยัดค่าไฟฟ้าลงได้ จึงได้พิจารณาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. ศึกษาประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์มือสองมาใช้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

2. ศึกษาเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์มือสองกับแผงโซล่าเซลล์ใหม่ เพื่อนำมาใช้งานมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

3. ศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของการลงทุนในการนำแผงโซล่าเซลล์มือสองมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย

1. ศึกษาประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ ในช่วงก่อนการติดตั้ง จะใช้ Software PVsyst จำลองการออกแบบระบบและพลังงานไฟฟ้าคาดการณ์ที่จะผลิตได้ ซึ่ง โปรแกรม PVsyst ได้รับความนิยมในการนำไปจำคำนวณพลังงานไฟฟ้าอย่างแพร่หลาย ในช่วงหลังการติดตั้ง จะมีการเก็บข้อมูลของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ โดยจะเก็บข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ความเข็มแสงจุดที่ติดตั้งโซล่าเซลล์ลอยน้ำ

2. ศึกษา ความคุ้มค่าของการติด Solar floating จะนำค่าพลังงานไฟฟ้าที่เก็บข้อมูลหลังจากการติดตั้ง มาเข้าสู่แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (Discounted Cash Flow: DCF) เพื่อประเมินความคุ้มค่า ซึ่งประกอบด้วยเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV), ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ (Internal Rate of Return: IRR), ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB)

1.4 ขั้นตอนดำเนินงานวิจัย

1. เก็บข้อมูลของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ โดยจะเก็บข้อมูล พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ความเข็มแสงจุดที่ติดตั้งโซล่าเซลล์เซลล์ลอยน้ำ ในกรณีนำแผงโซล่าเซลล์มาติดตั้งรูปแบบลอยน้ำ

2. ประเมินประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ ในกรณีนำแผงโซล่าเซลล์มือสองมาติดตั้งรูปแบบลอยน้ำ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3. ศึกษา ความคุ้มค่าของการติด Solar floating โดยนำค่าพลังงานไฟฟ้าที่เก็บข้อมูลหลังจากการติดตั้ง มาเข้าสู่แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (Discounted Cash Flow: DCF) เพื่อประเมินความคุ้มค่า

4. ประเมินความคุ้มค่าการลงทุน ในกรณีนำแผงโซล่าเซลล์มือสองมาติดตั้งรูปแบบลอยน้ำ

1.5 ประโยชน์ที่จะได้รับ

1. เพื่อเป็นประโยชน์ในการตัดสินใจลงทุนติดตั้งแผงโซล่าเซลล์มือสอง ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ (Solar Floating) ในประเทศไทย ว่าคุ้มค่าการลงทุนหรือไม่

2. เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพแผงโซล่าเซลล์มือสอง รูปแบบติดตั้งบนพื้นดินกับแบบลอยน้ำ

3. เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่

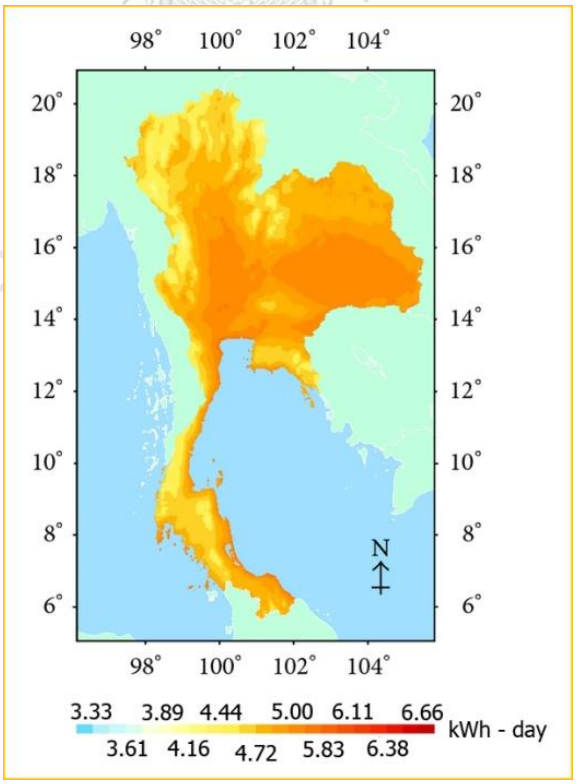
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

เนื้อหาบทนี้จะกล่าวถึงความรู้พื้นฐานและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของการออกแบบ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ หลักการทำงานของแผงโซล่าเซลล์ และเกณฑ์การตัดสินใจด้านความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการ บทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

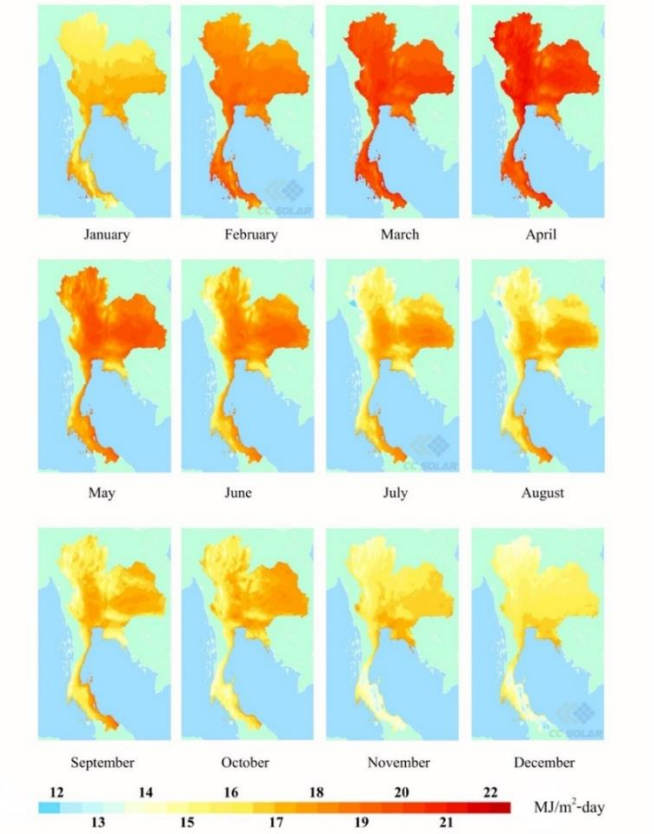
2.1. ปริมาณรังสีอาทิตย์ในประเทศไทย

ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย[3] พบว่าพื้นที่ส่วนใหญ่ได้รับรังสีจากดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือน เมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 5.56-6.67 kWh/m2 – day และบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อยุธยา และลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี 5.28-5.56 kWh/m2 – day พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2 เปอร์เซ็นต์ ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีในช่วง 5-5.28 kWh/m2 – day และมีเพียง 0.5 เปอร์เซ็นต์ ของพื้นที่ทั้งหมดที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ต่ำกว่า 4.45 kWh/m2 – day



รูปที่ 3 แผนที่ปริมาณการแพร่รังสีอาทิตย์ในประเทศไทย [3]

แผนที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของประเทศไทย จัดทำขึ้นครั้งแรกเมื่อ พ.ศ. 2542 โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)[4] และภาควิชาฟิสิกส์คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร จากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) พบว่า การกระจายของความเข้ม รังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ในแต่ละเดือนของประเทศ ได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 24 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน เมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี พบว่า บริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมบางส่วนของ จังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อยุธยา และลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์ เฉลี่ยทั้งปี 19 ถึง 20 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ในช่วง 18-19 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน



รูปที่ 4 แผนที่ความเข้มแสงพลังงานแสงอาทิตย์ในเดือนต่างๆ [5]

2.2. ประเภทของเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์

โซล่าเซลล์ (Solar Cell)[6] มีชื่อเรียกกันไปหลายอย่าง เช่น PV Solar Cell หรือ PV เซลล์แสงอาทิตย์ เซลล์สุริยะ หรือเซลล์ photovoltaic ทั้งหมดนี้มาจากคำว่า Photovoltaic โดยแยกออกเป็น photo ความหมายคือ แสง และ volt ความหมายคือ แรงดันไฟฟ้า เมื่อรวมคำแล้วจึงมีความหมายว่า กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากการตกกระทบของแสงบนวัตถุที่มีความสามารถในการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง แนวคิดเรื่องพลังงานแสงอาทิตย์หรือโซล่าเซลล์ถูกคิดค้น เมื่อปี ค.ศ.1839 และถูกสร้างขึ้นเมื่อ ปี ค.ศ. 1954 และนำไปใช้เป็นแหล่งจ่ายพลังงานให้กับดาวเทียมในอวกาศ เมื่อ ปี ค.ศ. 1959

โซล่าเซลล์ คือ สิ่งประดิษฐ์อิเล็กทรอนิคที่ทำจากสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิคอน (Silicon), แกลเลี่ยมอาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide), อินเดียมฟองไฟด์ (Indium Phosphide), แคดเมียมเทลเลอรด์ (Cadmium Telluride) และคอปเปอร์อินเดียมไดเซเลไนด์ (Copper Indium Diselenide) เป็นต้น โดยมีหลักการทำงานคือ เมื่อแผงโซล่าเซลล์ได้รับแสงอาทิตย์จะเปลี่ยนเป็นพาหะนำไฟฟ้า ซึ่งจะถูกแยกเป็นประจุไฟฟ้าบวกและลบ เพื่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วบวกและขั้วลบของแผงโซล่าเซลล์ เมื่อนำขั้วไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์ต่อเข้ากับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสตรง กระแสไฟฟ้าจะไหลเข้าสู่อุปกรณ์เหล่านั้น จะทำให้สามารถทำงานได้

ในประเทศไทยเริ่มมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้ามาตั้งแต่ปี 2526 จนถึงปี 2553 มียอดติดตั้งรวม 100.39 MW แจกจ่ายไฟฟ้า (เฉพาะเชื่อมกับสายส่งของ กฟผ. แล้ว) ทั้งปี 2553 รวม 21.6 GWh หรือ 0.0134% ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด 161,350 GWh โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตผลิตไฟฟ้าได้ 2.2 GWh ผู้ผลิตรายย่อย 19.4 GWh ตามพระราชบัญญัติการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน 15 ปีนับจากปี 2552 กำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนไว้ที่ 20.3% ของพลังงานทั้งหมดโดยมีสัดส่วนของพลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 6% ดังนั้น ตามแผนงานในปี 2565 ประเทศไทยต้องมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยเซลล์แสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตรวม 500 MW ตัวเลขในปี 2554 อยู่ระหว่างดำเนินการติดตั้ง 265 MW และอยู่ระหว่างการพิจารณาจาก กฟผ อีก 336 MW โรงไฟฟ้าที่สร้างที่จังหวัดลพบุรีด้วยเทคโนโลยี amorphous thin film ต้องใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ถึง 540,000 ชุด มีกำลังการผลิต 73 MW จะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบโฟโตโวลตาอิคส์ที่ใหญ่ที่สุดในโลก

2.2.1. โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์

โครงสร้างที่นิยมมากที่สุด ได้แก่ รอยต่อพีเอ็นของสารกึ่งตัวนำสารกึ่งตัวนำที่ราคาถูกที่สุดและมีมากที่สุดบนโลก คือ ซิลิคอนจึงถูกนำมาสร้างเซลล์แสงอาทิตย์ โดยนำซิลิคอนมาถลุงและผ่านขั้นตอนการทำให้บริสุทธิ์ จนกระทั่งทำให้เป็นผลึกจากนั้นนำมาผ่านกระบวนการแพร่ซึมสารเจือ

ปนเพื่อสร้างรอยต่อพีเอ็นโดยเมื่อเติมสารเจือฟอสฟอรัส จะเป็นสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็น (เพราะนำไฟฟ้าด้วยอิเล็กตรอนซึ่งมีประจุลบ) และเมื่อเติมสารเจือโบรอนจะเป็นสารกึ่งตัวนำชนิดพี (เพราะนำไฟฟ้าด้วยโฮซึ่งมีประจุบวก) ดังนั้นเมื่อนำสารกึ่งตัวนำชนิดพีและเอ็นมาต่อกัน จะเกิดรอยต่อพีเอ็นขึ้น โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนอาจมีรูปร่างเป็นแผ่นวงกลมหรือสี่เหลี่ยมจัตุรัส ความหนา 200-400 ไมครอน (0.2-0.4 มม.) ผิวด้านรับแสงจะมีชั้นแพร่ซึมที่มีการนำไฟฟ้าขั้วไฟฟ้าด้านหน้าที่รับแสงจะมีลักษณะคล้ายก้างปลาเพื่อให้ได้พื้นที่รับแสงมากที่สุด ส่วนขั้วไฟฟ้าด้านหลังเป็นขั้วโลหะ

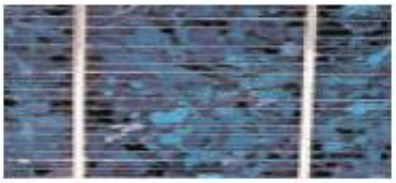
2.2.2. ประเภทของแผงโซล่าเซลล์

แผงโซล่าเซลล์ แบ่งออกเป็น 3 ประเภทหลัก

1) แผงโซล่าเซลล์ประเภทที่ผลิตด้วยซิลิคอน ชนิดผลึกเดี่ยว (Single Crystalline Silicon Solar Cell) หรือ Monocrystalline Silicon Solar Cell และชนิดผลึกรวม (Polycrystalline Silicon Solar Cell) ซึ่งมีลักษณะเป็นแผ่นซิลิคอนแข็งและบางมาก แผงโซล่าเซลล์ชนิดผลึกซิลิคอน Crystalline Silicon (c-Si) ผลิตจากแท่งผลึกซิลิคอน เกิดจากการหลอมละลายซิลิคอนบริสุทธิ โดยใช้อุณหภูมิ 1,500 องศาเซลเซียส ผ่านกระบวนการตกผลึกอย่างช้า ๆ และนำมาตัดเป็นแผ่นบาง ๆ เรียกว่า เวเฟอร์ โดยมีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานโดยประมาณร้อยละ 13-15 ต้นทุนในการผลิตแผงโซล่าเซลล์ชนิดนี้ค่อนข้างสูง

รูปที่ 5 แผงโซล่าเซลล์ประเภทที่ทำ จากซิลิคอนชนิดผลึกเดี่ยว [6]

2) แผงโซล่าเซลล์ประเภทที่ทำจากอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell) แผงโซล่าเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน Amorphous Silicon (a-Si) เป็นการผลิตแผงโซล่าเซลล์อีกชนิดหนึ่ง โดยใช้สารซิลิคอน สารโบรอน และสารฟอสฟอรัสที่อยู่ในรูปก๊าซทั้งหมด นำมาเคลือบเป็นฟิล์มบาง (Thin film) ลงบนแผ่นแก้ว แผ่นพลาสติก หรือแผ่นโลหะ มีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปพลังงานต่ำกว่าชนิดผลึกซิลิคอน แต่ปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยีสมัยใหม่มาใช้ในการผลิต ทำให้สามารถลดต้นทุนการผลิตลง และเพิ่มประสิทธิภาพสูงขึ้น ซึ่งให้ประสิทธิภาพสูงประมาณร้อยละ 6-8



รูปที่ 6 แผงโซล่าเซลล์ประเภทที่ทำ จากอะมอร์ฟัสซิลิคอน [6]

3) แผงโซล่าเซลล์ประเภทที่ทำ จากสารกึ่งตัวนา อื่นๆ เป็นแผงโซล่าเซลล์ชนิดสารประกอบของคอปเปอร์อินเดียมไดเซเลไนด์ (Copper Indium (Gallium) Di-Selenide) เป็นแผงโซล่าเซลล์ที่ใช้สารผสมของ Copper Indium Gallium และ Selenium โดยมีทั้งที่ใช้ Cadmium Sulphide และไม่ใช้ Cadmium Sulphide เป็นบัฟเฟอร์ในเซลล์แสงอาทิตย์ มีทั้งชนิดผลึกเดี่ยว (Single Crystalline) และผลึกรวม (Polycrystalline) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้มีประสิทธิภาพสูงใกล้เคียงกับชนิดผลึกซิลิคอน อยู่ที่ประมาณ ร้อยละ 9-13

รูปที่ 7 แผงโซล่าเซลล์ประเภทที่ทำ จากสารกึ่งตัวนำ อื่น ๆ [6]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2.3. คุณสมบัติและตัวแปรที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์

ตัวแปรที่สำคัญที่มีส่วนทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกัน และมีความสำคัญในการพิจารณานำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ ตลอดจนการนำไปคำนวณระบบหรือคำนวณจำนวนแผงแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ในแต่ละพื้นที่ มีดังนี้

1) ความเข้มของแสง กระแสไฟ (Current) จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสงหมายความว่าเมื่อความเข้มของแสงสูง กระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าหรือโวลต์แทบจะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนัก ความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐานคือ ความเข้มของแสงที่วัดบนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่ง ปราศจากเมฆหมอกและวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลก ซึ่งความเข้ม ของแสงจะมีค่าเท่ากับ 100 MW ต่อ ตร.ซม. หรือ 1,000 W ต่อ ตร.เมตร ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM 1.5 (Air Mass 1.5) และถ้า

แสงอาทิตย์ทำมุม 60 องศากับพื้นโลกความเข้มของแสง จะมีค่าเท่ากับประมาณ 75 mW ต่อ ตร.ซม. หรือ 750 W ต่อ ตร.เมตร ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM2 กรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้ค่า AM 1.5 เป็นมาตรฐานในการวัดประสิทธิภาพของแผง

2) อุณหภูมิ กระแสไฟ (Current) จะไม่แปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป ในขณะที่แรงดันไฟฟ้า (โวลท์) จะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วทุก ๆ 1 องศาที่เพิ่มขึ้น จะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.5% และในกรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐานที่ใช้กำหนดประสิทธิภาพของแผงแสงอาทิตย์คือ ณ อุณหภูมิ 25 องศา C เช่น กำหนดไว้ว่าแผงแสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจรเปิด (Open Circuit Voltage หรือ Voc) ที่ 21 V ณ อุณหภูมิ 25 องศา C ก็จะหมายความว่าแรงดันไฟฟ้าที่จะได้จากแผงแสงอาทิตย์ เมื่อยังไม่ได้ต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้า ณ อุณหภูมิ 25 องศา C จะเท่ากับ 21 V ถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 25 องศา C เช่น อุณหภูมิ 30 องศา C จะทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผงแสงอาทิตย์ลดลง 2.5% (0.5% x 5 องศา C) นั่นคือ แรงดันของแผงแสงอาทิตย์ที่ Voc จะลดลง 0.525 V (21 V x 2.5%) เหลือเพียง 20.475 V (21V – 0.525V) สรุปได้ว่า เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นแรงดันไฟฟ้าก็จะลดลง ซึ่งมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงแสงอาทิตย์ลดลงด้วย

3) ประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน (Energy conversion efficiency) เป็นพารามิเตอร์ที่สำคัญที่ใช้อธิบายลักษณะสมบัติเอาต์พุต (Output Characteristics) ของเซลล์แสงอาทิตย์ คืออัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าเอาต์พุตสูงสุดต่อพลังงานของแสงที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ อาจเรียกสั้น ๆ ว่าประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์และใช้สัญลักษณ์ว่า η เขียนเป็นสูตรได้ว่า

$$\eta = \frac{P_{max}(W)}{Area\ (m^2) \times P_{in}(W)} \times 100\% \qquad (1)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยที่

η	= ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์
P_{max}(W)	= กำลังไฟฟ้าเอาท์พุตสูงสุด
Area (m^2)	= พื้นที่รับแสง
P_{in}(W)	= กำลังของแสงที่ตกกระทบเซลล์

2.3. รูปแบบการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้รับความนิยมมากขึ้นเนื่องจากเทคโนโลยีได้พัฒนาประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น และมีราคาที่ถูกลง ทำให้ผู้ประกอบการให้

ความสนใจในการลงทุนมากขึ้น เซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบัน มีการติดตั้งหลายประเภท เช่น บนพื้นดิน, บนหลังคา, บนผิวน้ำ[7] ซึ่งมีข้อดี ข้อเสีย ที่แตกต่างกัน ดังนี้

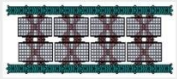
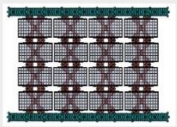
ตารางที่ 1 การเปรียบเทียบ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

COMPARISON SOLAR SYSTEM			
Installation Area :	Land Yard	Roof	Water Surface
Site Preparation :	Cut & Fill	Structure verification	N/A
Construction method :	★★	★	★★★
Construction Cost :	★	★★★	★★
Project schedule :	★	★★	★★★
Power Output :	★★	★★	★★★
O&M :	★★★	★	★★

+ ~10%

Remark : ★ Good, ★★ Better, ★★★ Best

ประเทศไทย จะติดตั้งโซล่าเซลล์มุม 10-15 องศา ทางทิศใต้ สำหรับโซล่าเซลล์บนพื้นดิน แต่เนื่องด้วยโซล่าเซลล์ลอยน้ำมีทางเดินสำหรับซ่อมบำรุง ประมาณ 40 cm ซึ่งจะทำให้เกิดเงาบังแผงโซล่าเซลล์ ส่งผลให้แผงโซล่าเซลล์ทำงานไม่เต็มประสิทธิภาพ สำหรับโซล่าเซลล์ลอยน้ำ จังหวัดชลบุรี จะติดตั้งมุม 10 องศา จะได้ประสิทธิภาพสูงสุด

	1 in 1 row	2 in 1 row	4 in 1 row
Top view			
Front view			
Side view (Opt.1)			
(Opt.2)	-		

รูปที่ 8 รูปแบบการติดตั้งโซล่าเซลล์ลอยน้ำ [8]

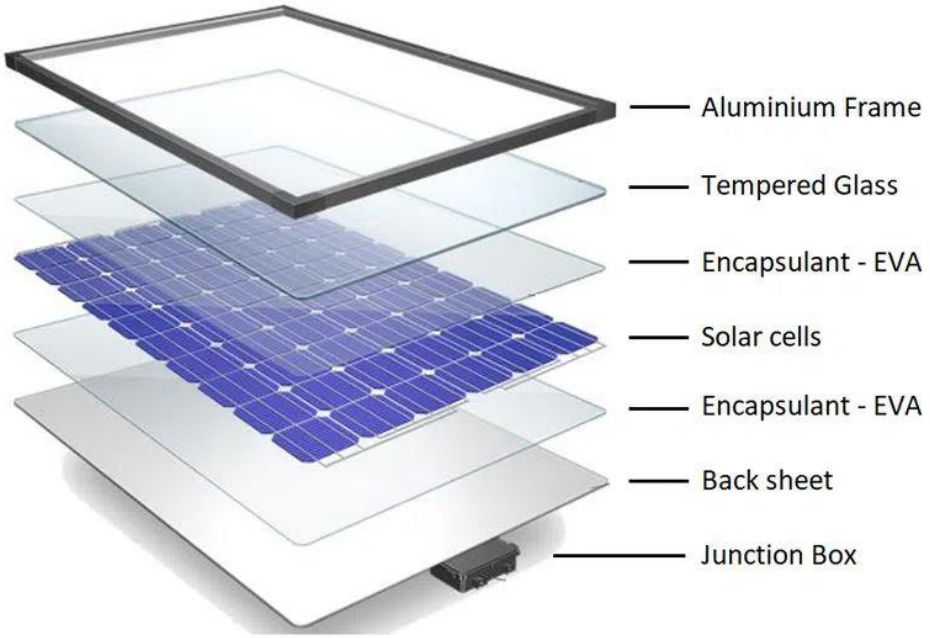
2.4. อุปกรณ์หลักในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ จะประกอบด้วยอุปกรณ์ต่างๆ เช่น แผงโซล่าเซลล์ เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ทุ่นลอยน้ำเป็นต้น อุปกรณ์เหล่านี้จะถูกนำมาออกแบบเป็นระบบเพื่อผลิตไฟฟ้า ในการออแบบระบบนั้น จะต้องใช้อุปกรณ์ที่สำคัญ ดังนี้

2.4.1. แผงโซล่าเซลล์

แผงโซล่าเซลล์ทำหน้าที่รับแสงอาทิตย์และเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสตรง (DC) โดยมีโครงสร้าง[5] ดังนี้

1. Aluminum Frame
2. Tempered Glass
3. Encapsulant – EVA
4. Solar Cells
5. Encapsulant – EVA
6. Back Sheet
7. Junction Box



รูปที่ 9 วัสดุต่างๆ ที่ใช้ทำแผงโซลาเซลล์ [9]

2.4.2. อินเวอร์เตอร์

เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ปรับเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ[10] มีความถี่ไฟฟ้า50Hz/60Hz ปัจจุบันสามารถแบ่งรูปแบบการใช้งาน ดังนี้

1) เซนทรัลอินเวอร์เตอร์

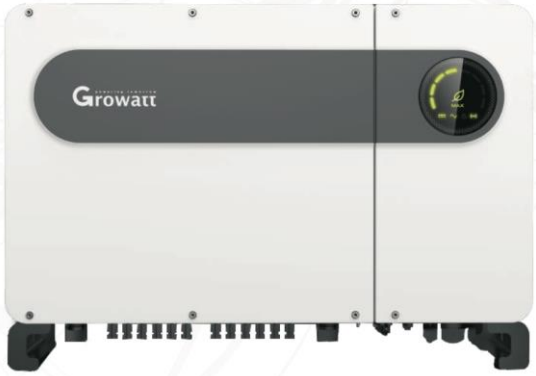
เป็นออนกริด อินเวอร์เตอร์ ขนาดใหญ่ ที่พบเจอในตลาดทั่วไปก็มีขนาดตั้งแต่ 100 kW. - 2,500 kW. ส่วนใหญ่จะใช้ ในโซล่าฟาร์ม หรือ PV Plant ขนาดใหญ่ที่มีการติดตั้งกำลังการผลิตเป็นหลายๆเมกกะวัตต์ สะดวกในการติดตั้งระบบใหญ่ๆ แต่อาจมีข้อด้อยคือ หากตัวอินเวอร์เตอร์เสีย สัก1ตัว ก็จะทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งระบบลดลงอย่างมากเช่น PV Plant ขนาดกำลังการผลิต 10 MW โดยใช้Central Solar Inverter ขนาด 1,000 kW จำนวน 10 set หากเสียไป1 ตัว ก็ทำให้ Performance หายไปตั้ง 10% ซึ่งหากเราใช้อินเวอร์เตอร์ ที่ขนาดเล็กๆลง หากเสียไปสัก1 ตัว Performanceก็คงตกลงไปไม่มาก

รูปที่ 10 เซนทรัลอินเวอร์เตอร์ Growatt Model CP500TL-S ขนาด 500kW [10]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2) สตริงอินเวอร์เตอร์

เป็นออนกริด อินเวอร์เตอร์ ขนาดเล็ก ตั้งแต่ 2 - 175 kW. ซึ่งเป็นอินเวอร์เตอร์ ที่เรานำมาติดตั้งใช้งานตามบ้าน สำนักงาน หรือโรงงาน ที่ส่วนใหญ่ติดตั้งบนหลังคา หรือดาดฟ้า เนื่องจากกำลังการผลิตและขนาดที่เหมาะสมในการติดตั้ง



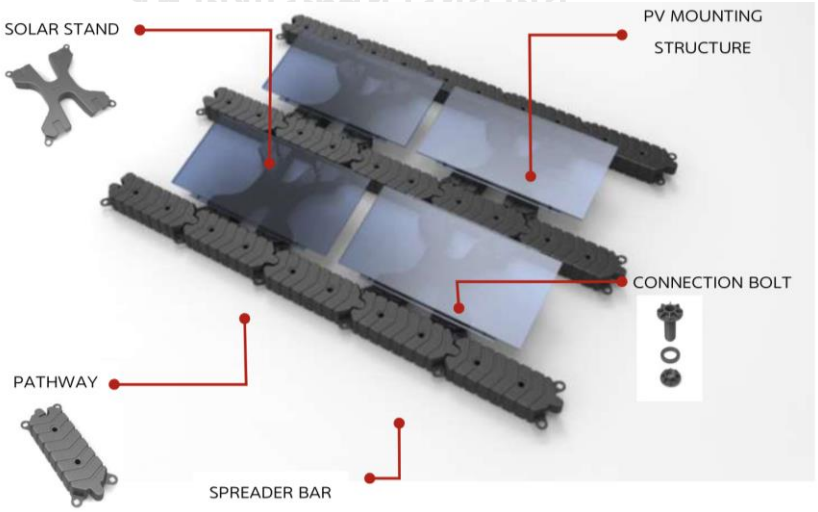
รูปที่ 11 สตริงอินเวอร์เตอร์ Growatt Model MAX80KTL ขนาด 80kW [10]

2.4.3. ทุ่นลอยน้ำ

ทุ่นลอยน้ำเป็นอุปกรณ์ที่ผลิตมาจาก HDPE[7] ทำหน้าที่รองรับอุปกรณ์ในการติดตั้งโซล่าเซลล์รูปแบบลอยน้ำ เช่น แผงโซล่าเซลล์ อินเวอร์เตอร์ รางสายไฟ สายไฟ และอุปกรณ์อื่นๆ เพื่อไม่ให้อุปกรณ์เหล่านั้นสัมผัสกับผิวน้ำ ประกอบด้วย

1. ทุ่นรองรับแผงโซล่าเซลล์
2. ทุ่นสำหรับทางเดิน
3. อุกรณ์จับยึดทุ่น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 12 ทุ่นลอยน้ำ บริษัท SCG [8]

2.5. โซล่าเซลล์ลอยน้ำ (Floating Solar)

นวัตกรรมพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นพลังงานสะอาดและไม่มีวันหมด อีกทั้งยังมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่นับวันจะยิ่งถูกมากขึ้น จึงทำให้เทคโนโลยีพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ หรือโซล่าเซลล์ เป็นที่น่าจับตามอง และมีการพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ ๆ ขึ้นมาเรื่อย ๆ นอกจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดิน (โซล่าฟาร์ม) และพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (โซล่ารูฟท็อป) ที่คุ้นเคยกันแล้ว ยังมีการทำโซล่าเซลล์ลอยน้ำ ที่เป็นอีกหนึ่งเทคโนโลยี ที่น่าสนใจ เกิดขึ้นมาก หนึ่งในนั้นคือ โซล่าเซลล์ลอยน้ำ

รูปที่ 13 การติดตั้งโซล่าลอยน้ำการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [11]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โซล่าเซลล์ลอยน้ำ[7] (Floating Solar) คือ สถานที่ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ บนโครงสร้างทุ่นที่ลอยอยู่บนผืนน้ำ เช่น แม่น้ำ คลอง หนอง บึง แอ่งเทียม หรือทะเลสาบ โดยทำหน้าที่กักเก็บพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อสำหรับใช้งานและขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ การไฟฟ้านครหลวง เช่นเดียว กับโซล่าฟาร์ม และโซล่ารูฟท็อป ที่ติดตั้งบนพื้นดิน การทำโซล่าเซลล์ลอยน้ำนั้นเป็นอีกหนึ่งเทคโนโลยี ที่สามารถช่วยในเรื่องการประหยัดพื้นที่วางแผงโซล่าเซลล์บนบก เพราะหากต้องการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้นเท่าไร พื้นที่วางแผงโซล่าเซลล์ก็ย่อมต้องมากขึ้นเท่านั้น

2.5.1. ข้อดีของโซล่าลอยน้ำ

1. ประหยัดพื้นที่ดิน ทำให้ผู้ประกอบการ หรือเกษตรกร ไม่ต้องสูญเสียที่ดินโดยเปล่าประโยชน์

2. ติดตั้งง่าย และไม่ต้องใช้อุปกรณ์หนัก ๆ ในการติดตั้ง

3. คุณภาพของน้ำจะดีขึ้น ลดการระเหยได้ถึง 80% เพราะแผงโซล่าเซลล์ปกคลุมไว้

4. การผลิตไฟฟ้ามีเสถียรภาพมากขึ้น เพราะแผงโซล่าเซลล์ เมื่ออยู่ใกล้น้ำ จะทำให้แผงโซล่าเซลล์ ไม่ร้อน และส่งผลให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ดีกว่า แผงโซล่าเซลล์ที่อยู่บนพื้น ได้ถึง 10-15 %

5. สามารถปรับแผงโซล่าเซลล์เพื่อรับแสงอาทิตย์ได้ง่าย

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำ มีประสิทธิภาพและติดตั้งง่ายกว่าการติดตั้งบนบกอย่างมาก เนื่องจากอาศัยธรรมชาติของน้ำในการระบายความร้อน ทำให้การผลิตไฟฟ้ามีเสถียรภาพมาก ท่ามกลางกระแสตื่นตัวในนวัตกรรมด้านพลังงานยุคใหม่ “โซล่าเซลล์ลอยน้ำ” จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งของการใช้ทรัพยากรที่มีอยู่อย่างคุ้มค่า และสามารถนำไปปรับใช้ในภาคเกษตรกรรมเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด

2.6. โปรแกรม PVsyst

PVsyst เป็นชุดซอฟต์แวร์ที่สมบูรณ์สำหรับการศึกษา[12] ปรับขนาด จำลอง และวิเคราะห์ระบบ PV ซอฟต์แวร์นี้ออกแบบมาเพื่อใช้งานโดยสถาปนิก วิศวกร และนักวิจัย และเป็นเครื่องมือทางการศึกษาที่มีประโยชน์มาก โปรแกรมมีเมนูวิธีใช้ข้อความโดยละเอียดที่อธิบายวิธีการและแบบจำลองที่ใช้ และเสนอแนวทางที่ใช้งานง่ายเพื่อช่วยในการพัฒนาโครงการ PVsyst สามารถนำเข้าข้อมูลอุตุนิยมวิทยาจากแหล่งต่าง ๆ และข้อมูลส่วนบุคคล

2.6.1. คุณสมบัติและข้อมูลจำเพาะของซอฟต์แวร์ PVSYST:

- ระบุกำลังไฟที่ต้องการหรือพื้นที่ที่มี
- เลือกโมดูล PV จากฐานข้อมูลภายใน
- เลือกอินเวอร์เตอร์จากฐานข้อมูลภายใน
- เสนอการกำหนดค่าอาร์เรย์และระบบสำหรับการจำลองเบื้องต้น
- แสดงเส้นโค้ง I / V ของอาร์เรย์ PV พร้อมกับช่วง MPPT แรงดันไฟ กำลัง และข้อจำกัดการกลับด้านกระแส
- ดูการกระจายพลังงานประจำปีของอาร์เรย์
- จัดหาเครื่องมือเฉพาะสำหรับประเมินความเสียหายของสายไฟ (และความสูญเสียอื่น ๆ เช่นคุณภาพของโมดูล) ความไม่เข้ากันของโมดูลพฤติกรรมทางความร้อนเนื่องจากการติดตั้งทางกลระบบไม่พร้อมใช้งานและ ...
- การผลิตพลังงานทั้งหมด MWh / y เพื่อประเมินไฟล์ การทำกำไรของระบบ

- พลังงานจำเพาะ kWh / kWp ของดัชนีการผลิตตามรังสีที่มีอยู่ (ตำแหน่งและทิศทาง)
- แสดงให้เห็นถึงพลังงานหลักและกำไร/ขาดทุนที่ติดอยู่ในการจำลอง
- เครื่องมืออันทรงพลังสำหรับการวิเคราะห์พฤติกรรมของระบบอย่างรวดเร็วและการปรับปรุงการออกแบบที่อาจเกิดขึ้น
- ค้นหาตำแหน่งโดยตรงโดยใช้ Google Maps
- คำนวณวงจรไฟฟ้าที่อินพุตของอินเวอร์เตอร์แต่ละตัว
- ปรับปรุงการจัดการโครงการ การเข้าถึงพารามิเตอร์คัดลอกเทมเพลต
- เครื่องมือสำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพพารามิเตอร์

2.6.2. ระบบที่ต้องการ

ระบบปฏิบัติการ: เวอร์ชันไคลเอนต์ Windows ทั้งหมดที่ Microsoft รองรับในปัจจุบัน: Windows 8, Windows 10 (32 บิตหรือ 64 บิต) ระบบ Windows 7 ที่ทันสมัย ระบบปฏิบัติการอื่น ๆ เช่น MAC OS X (ดูที่นี่) และ LINUX ได้รับการสนับสนุนผ่านการใช้เครื่องเสมือนที่ใช้ Windows (VirtualBox ผ่านการทดสอบแล้ว) ไม่รองรับระบบปฏิบัติการ: เซิร์ฟเวอร์ Windows, แอปพลิเคชันเซิร์ฟเวอร์ (Citrix, XenDesktop, XenApp,...)

2.7. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Feasibility)

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการทางด้านการเงินเป็นการวิเคราะห์ผลตอบแทนและต้นทุนของโครงการหรือผลกำไรทางการเงินเป็นหลัก เพื่อให้ผู้ลงทุนหรือเจ้าของโครงการทราบว่าเมื่อลงทุนแล้วจะมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากน้อยเพียงใด โดยเจ้าของโครงการต้องวิเคราะห์ทางด้านการเงินเพื่อวางแผนให้การดำเนินโครงการเป็นไปอย่างราบรื่น มีการจัดทำแผนการเงินที่เหมาะสม รวมทั้งพิจารณาเกณฑ์การตัดสินใจลงทุนต่าง ๆ อย่างเหมาะสม

2.7.1. ขั้นตอนการวิเคราะห์โครงการทางการเงิน

แนวคิดเบื้องต้นในการวิเคราะห์โครงการทางการเงินคือเปรียบเทียบต้นทุน (Cost) กับผลตอบแทน (Benefits) เพื่อแสดงให้เห็นถึงผลประโยชน์สุทธิที่เจ้าของโครงการจะได้รับจากการลงทุนที่เกิดขึ้นตลอดช่วงอายุของโครงการ มีขั้นตอนที่สำคัญดังนี้

1. ขั้นตอนการจัดเตรียมงบประมาณกระแสเงินสดเข้า (Cash Inflows) กระแสเงินสดออก (Cash Outflows) ของการลงทุนตลอดอายุโครงการ

2. ขั้นตอนการคำนวณผลตอบแทนสุทธิของการลงทุนโดยนากระแสเงินเข้าหรือกระแสรายได้จากโครงการลงทุน ลบด้วยกระแสเงินออกหรือกระแสค่าใช้จ่ายที่เกิดจากโครงการลงทุน

3. ขั้นตอนการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิอัตราส่วนผลตอบแทนภายในของโครงการและระยะเวลาคืนทุน

2.7.2. อัตราคิดลด (Discount Rate)

เนื่องจากในทางเศรษฐศาสตร์ถือว่ามูลค่าของเงินในแต่ละช่วงเวลามีค่าไม่เท่ากัน และการดำเนินโครงการต่าง ๆ มักมีระยะเวลาหลายปี ดังนั้น ในการวิเคราะห์ถึงความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการจึงต้องคำนวณมูลค่าผลประโยชน์สุทธิที่เกิดขึ้นในแต่ละปีในอนาคตกลับมาเป็นมูลค่าปัจจุบันในปีเดียวกัน เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบความคุ้มค่าของโครงการได้โดยใช้อัตราคิดลด แต่ปัญหาคืออัตราคิดลดที่นำมาใช้ควรจะเป็นอัตราใด อัตราคิดลดที่ไม่เหมาะสมจะทำให้เกิดความคลาดเคลื่อนในการวิเคราะห์ได้ นั่นคือ หากใช้อัตราคิดลดที่ต่ำเกินไปจะส่งผลให้ผลประโยชน์สุทธิของโครงการสูงเกินจริง ในขณะที่หากใช้อัตราคิดลดที่สูงเกินไปจะทาให้ผลประโยชน์สุทธิของโครงการต่ำเกินจริงและเสียโอกาสในการลงทุนในโครงการที่อาจสร้างผลตอบแทนสูงได้ สาหรับแนวคิดเรื่องอัตราคิดลดสามารถแยกออกได้เป็น 2 แนวคิด

1. แนวคิดการบริโภคต่างเวลา

อัตราคิดลดในแนวคิดการบริโภคต่างเวลา หมายถึง อัตราความพอใจในการบริโภคในอนาคตเปรียบเทียบกับการบริโภคในปัจจุบัน โดยเป็นอัตราที่จะทำให้บุคคลหรือสังคมยินดีที่จะรอเพื่อแลกกับระดับการบริโภคที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

2. แนวคิดต้นทุนค่าเสียโอกาส

อัตราคิดลดในแนวคิดค่าเสียโอกาส หมายถึง ต้นทุนค่าเสียโอกาสของการใช้ทรัพยากรนั้นเนื่องจากไม่สามารถนาทรัพยากรที่ลงทุนในโครงการดังกล่าวไปใช้ในกิจกรรมอื่น ๆ เช่น ค่าเสียโอกาสของเงินทุนที่นำมาลงทุนในโครงการ ถ้าการนำเงินไปฝากธนาคารเป็นทางเลือกในการใช้เงินทุนนั้นที่ให้ผลตอบแทนสูงสุดแล้วอัตราดอกเบี้ยเงินฝากจะสะท้อนค่าเสียโอกาสของเงินทุนที่นำมาลงทุนในโครงการ เป็นต้น

ในการศึกษานี้ผู้วิจัยจะเลือกใช้แนวคิดต้นทุนค่าเสียโอกาส โดยใช้อัตราต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้าหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) เป็นอัตราคิดลดของโครงการ

2.7.3. หลักเกณฑ์การตัดสินใจลงทุน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การตัดสินใจเลือกลงทุนในโครงการใดมักจะขึ้นอยู่กับความคุ้มค่าของโครงการนั้นๆ ซึ่งความคุ้มค่าของโครงการวัดได้จากการเปรียบเทียบกันระหว่างผลประโยชน์กับต้นทุนของโครงการ โดยนามาคำนวณหาค่าตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการตามการวิเคราะห์แบบปรับค่าของเวลา เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ เป็นต้น ซึ่งตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการมีความสำคัญอย่างมากต่อการตัดสินใจลงทุนหรือปฏิเสธโครงการที่กำลังพิจารณาอยู่ ทั้งนี้เพราะตัวชี้วัดสามารถบ่งบอกได้ว่าโครงการแต่ละโครงการมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนหรือไม่ และยังสามารถบอกให้ทราบถึงลำดับความสำคัญของโครงการได้อีกด้วยซึ่งในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการในการศึกษาครั้งนี้จะใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจ 3 หลักเกณฑ์ประกอบด้วย

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการคือ[13] มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสดของโครงการซึ่งคำนวณได้โดยการแปลงกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน หรือคำนวณ NPV จากผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ของโครงการตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการซึ่งเขียนเป็นสูตรการคำนวณได้ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

โดยที่ B_t = มูลค่าผลประโยชน์ของโครงการที่คาดว่าจะได้รับในปีที่ t

C_t = มูลค่าต้นทุนของโครงการในปีที่ t

i = อัตราคิดลด (Discount rate)

t = ปีของโครงการคือ ปีที่ 0, 1, 2, ..., n

n = อายุของโครงการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

<u>เกณฑ์การตัดสินใจ</u>

ถ้า NPV > 0 ควรลงทุนในโครงการนี้ เพราะโครงการสร้างผลประโยชน์สุทธิเป็นมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนที่จ่ายไป แสดงว่าเจ้าของโครงการได้รับผลประโยชน์มากกว่าความต้องการขั้นต่ำที่กำหนดไว้

ถ้า NPV = 0 จะตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เพราะโครงการนี้มีมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนที่จ่ายไป

ถ้า NPV < 0 ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เพราะมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการน้อยกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ หรือเจ้าของโครงการจะได้รับผลประโยชน์น้อยกว่าผลประโยชน์ขั้นต่ำที่กำหนดไว้

ข้อดี เป็นวิธีที่คำนึงถึงความสำคัญของมูลค่าของเงินตามเวลา โดยมีการคิดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดตลอดอายุของโครงการ

ข้อควรระวัง ไม่สามารถเปรียบเทียบ NPV ระหว่างแต่ละโครงการลงทุนหากเงินลงทุนเริ่มต้นสุทธิของแต่ละโครงการมีมูลค่าไม่เท่ากัน ต้องพิจารณาหลักเกณฑ์อื่น ๆ ควบคู่ไปด้วย

2. อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเป็นอัตราผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบัน [14] ของกระแสเงินสดรับเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดจ่ายซึ่งหมายถึงมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับศูนย์ โดยที่ผลลัพธ์ที่ได้จะมีหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ โดยการคำนวณ IRR จะมีข้อสมมติว่าผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานที่ได้รับมาระหว่างการดำเนินโครงการในแต่ละปีนั้น จะนำไปลงทุนต่อทุกปีจนถึงปีสุดท้ายของโครงการโดยได้รับอัตราผลตอบแทนเท่ากับอัตรา IRR ซึ่ง IRR สามารถคำนวณได้จากสมการนี้

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0 \qquad (3)$$

โดยที่ B_t = มูลค่าผลประโยชน์ของโครงการที่คาดว่าจะได้รับในปีที่ t

C_t = มูลค่าต้นทุนของโครงการในปีที่ t

r = อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR)

t = ปีของโครงการคือ ปีที่ 0, 1, 2, ..., n

n = อายุของโครงการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เกณฑ์การตัดสินใจ

IRR เป็นอัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการลงทุนจำเป็นต้องมีการเปรียบเทียบกับต้นทุนของเงินทุน โดยควรลงทุนในโครงการที่ IRR มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับต้นทุนของเงินทุนซึ่งจะทำให้เจ้าของโครงการได้รับผลตอบแทนมากกว่าผลตอบแทนขั้นต่ำที่ต้องการ และมีความคุ้มค่าในการลงทุน

ข้อดี IRR สามารถเปรียบเทียบแต่ละโครงการลงทุนได้เนื่องจากได้รวมเงินลงทุนเริ่มต้นในการคิด IRR แล้ว

<u>ข้อควรระวัง</u> IRR อาจมีได้มากกว่า 1 ค่าและหากมีหลายโครงการในลักษณะที่ถ้าดำเนินโครงการหนึ่งจะต้องไม่ดำเนินการโครงการอีกโครงการหนึ่งหรือเรียกว่า “Mutually Exclusive” จะทำให้เกิดปัญหาในการใช้ IRR เป็นเกณฑ์เนื่องจากเกณฑ์ต่าง ๆ ในการจัดลำดับความสำคัญของโครงการมีความแตกต่างกันควรใช้ตัวชี้วัดอื่นมาพิจารณาควบคู่กันไป

3. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

ระยะเวลาคืนทุนเป็นการหาระยะเวลาที่คุ้มทุนของโครงการลงทุน[15] คือระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดาเนินงานมีค่าเท่ากับเงินลงทุนของโครงการ เป็นการพิจารณาความเสี่ยงและสภาพคล่องในการลงทุน แต่วิธีนี้จะไม่คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลาและกระแสเงินสดรับหลังจากปีที่คืนทุน โดยระยะเวลาคืนทุนมีวิธีการคำนวณดังนี้

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{จำนวนปีก่อนที่จะได้คืนทุนหมด} + \frac{\text{ส่วนที่ยังได้คืนไม่ครบ ณ วันต้นปีถัดไป}}{\text{กระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับในปีนั้น}}$$

<u>เกณฑ์การตัดสินใจ</u>

ในการพิจารณาระยะเวลาในการคืนทุนระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานเกินไปเพื่อเป็นข้อพิจารณาว่าควรลงทุนในโครงการนั้นหรือไม่

<u>ข้อดี</u> สามารถพิจารณาถึงความเสี่ยงและสภาพคล่องในการลงทุนได้

<u>ข้อควรระวัง</u> ไม่ได้คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลาและกระแสเงินสดรับหลังจากปีที่คืนทุนซึ่งโครงการลงทุนบางโครงการอาจจะมีกระแสเงินสดรับในปีหลัง ๆ เป็นจำนวนมาก

2.8. ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital)

ในการจัดหาเงินลงทุนของบริษัทมักจะมีโครงสร้างเงินทุนที่แตกต่างกันตามนโยบายของแต่ละบริษัท[16] โดยบริษัทส่วนใหญ่มักมีการจัดหาเงินทุนจากหลายแหล่งที่มา โดยทั่วไปจะประกอบด้วย 3 แหล่ง ได้แก่ หนี้สินหรือหุ้นกู้, หุ้นบุริมสิทธิ์ และเงินส่วนของเจ้าของ ซึ่งแต่ละแหล่งที่มาจะมีต้นทุนของเงินทุนแตกต่างกัน ในการคำนวณต้นทุนของเงินทุนจึงต้องใช้วิธีต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้าหนัก (WACC) ซึ่งเป็นต้นทุนเฉลี่ยทางการเงินที่ถ่วงน้ำหนักตามโครงสร้างเงินทุน โดยในงานศึกษานี้กำหนดให้แหล่งเงินทุนมาจากการกู้ยืมจากสถาบันการเงิน และเงินทุนจากส่วนของเจ้าของ ดังนั้น

ในการคำนวณต้นทุนของเงินทุนจะประกอบด้วย ต้นทุนของหนี้สิน (Cost of Debts) และต้นทุนของส่วนของเจ้าของ (Cost of Equity)

2.8.1. ต้นทุนของหนี้สิน (Cost of Debts: kd)

ในกรณีการกู้ยืมเงินจากสถาบันการเงิน เช่น ธนาคารพาณิชย์ต้นทุนของเงินกู้ยืมนี้คืออัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ธนาคารเสนอให้ แต่เนื่องจากดอกเบี้ยเงินกู้เป็นค่าใช้จ่ายที่สามารถนามาหักจากกำไรก่อนเสียภาษีได้ทำให้ผู้กู้เสียภาษีลดลง เกิดการประหยัดค่าใช้จ่ายภาษีเป็นผลให้ต้นทุนหลังภาษีลดลง ดังนั้น ในการคำนวณ WACC ส่วนของเงินกู้ยืมจึงต้องใช้ต้นทุนของหนี้สินหลังภาษี

2.8.2. ต้นทุนของส่วนของเจ้าของ (Cost of Equity: ke)

คืออัตราผลตอบแทนที่เจ้าของเงินทุนต้องการ ซึ่งอาจกล่าวได้ว่าต้นทุน ส่วนนี้เป็นต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) ของเจ้าของเงินทุนในการนำเงินไปลงทุนในกิจการอย่างใดอย่างหนึ่ง

จากที่กล่าวมา WACC จะคำนวณจากการถัวเฉลี่ยต้นทุนของแต่ละแหล่งหลังภาษี (After-Tax Component Costs = k) ด้วยสัดส่วนของแต่ละแหล่ง (Weight = w) โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการ

$$\mathrm{WACC} = w_d\, k_d(1\text{-}T) + w_e\, k_e \qquad (4)$$

โดยที่ w_d = สัดส่วนเงินลงทุนจากการกู้ยืม

k_d = ต้นทุนเงินทุนจากการกู้ยืม

w_e = สัดส่วนเงินลงทุนจากเจ้าของ

k_e = ต้นทุนเงินทุนของเจ้าของ

T = อัตราภาษีเงินได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.9. การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

ในการวิเคราะห์โครงการทางการเงินมักจะต้องเผชิญกับปัญหาเรื่องความเสี่ยงและความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้นทั้งทางด้านผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการ[17] ซึ่งหากเกิดการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยที่เกี่ยวข้องย่อมจะส่งผลกระทบต่อการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ ดังนั้น จึงต้องทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวซึ่งเป็นการทดสอบว่าหากมีการเปลี่ยนแปลงในต้นทุนหรือผลประโยชน์ของโครงการที่กำหนดไว้จากเดิม จะส่งผลกระทบต่อการคำนวณหลักเกณฑ์การตัดสินใจลงทุนอย่างไร และมีผลให้การตัดสินใจลงทุนเปลี่ยนไปจากเดิมหรือไม่ สาหรับแนวทางการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของการศึกษานี้ จะแบ่งเป็น 3 กรณี ดังนี้

1. กรณีราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงร้อยละ 20 และร้อยละ 40
2. กรณีประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นร้อยละ 30 และลดลงร้อยละ 30
3. กรณีอัตราการเติบโตของค่าไฟลดลงเป็นร้อยละ 1.89 ต่อปี

2.10. งานวิจัยที่เกี่ยวกับการเปรียบเทียบประสิทธิภาพแผงโซล่าและวิเคราะห์ต้นทุนผลประโยชน์ของระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ

งานวิจัยที่ทางผู้วิจัยได้ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง ปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพแผงโซล่า การติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำในประเทศไทย การประเมินความคุ้มค่าในการติดตั้ง

2.10.1 ปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพแผงโซล่าเซลล์

อุณหภูมิเป็นปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตของแผงโซล่าเซลล์ จากการวิจัย [18] พบว่าอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นทุกๆ 1 องศาเซลเซียสจะส่งผลให้การผลิตไฟฟ้าลดลงประมาณ 0.5% เมื่อนำแผงโซล่าเซลล์มาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ จะช่วยลดอุณหภูมิด้านหลังแผงโซล่าเซลล์ลงได้และช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตของแผงโซล่าเซลล์ 10-15%

2.10.2 การติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำในประเทศไทย

การติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำในประเทศไทยยังไม่มีการติดตั้งแพร่หลาย โดยในประเทศไทยมีโครงการนำร่อง[19]ติดตั้งอยู่บริเวณสระเก็บน้ำพระราม9 อันเนื่องมาด้วยพระราชดำริ จังหวัดปทุมธานี มีกำลังติดตั้ง 50 kWp โดยแบ่งเป็น 5 ระบบ มีกำลังติดตั้งระบบละ 10 kWp จากการทดลองพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำสามารถผลิตไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น 7.6%

2.10.3 การประเมินความคุ้มค่าในการติดตั้ง

ความคุ้มค่าทางด้านการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำในประเทศไทย โดยประเมินจากหลักการทางเศรษฐศาสตร์ว่ามีความคุ้มต่อการลงทุนหรือไม่ โดยมีการวิจัยความเป็นไปได้ของการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ ในอางเก็บน้ำห่วยทราย จังหวัดลำปาง[20] มีกำลังติดตั้ง 2.6 MWp (2 MWac) ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะ ขนาดพื้นที่โครงการ 26 ไร่ มีระยะเวลาก่อสร้าง 2 ปี และมีอายุโครงการ 25 ปี จากการวิเคราะห์

ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการพบว่าโครงการมีความคุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เป็นบวก มีค่าเท่ากับ 6.84 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับร้อยละ 7.85 ซึ่งมีค่าสูงกว่าอัตราส่วนลดของโครงการที่มีค่าเท่ากับร้อยละ 7.12 อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio) เท่ากับ 1.037 ซึ่งมากกว่า 1 และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เท่ากับ 14.44 ปี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย

การดำเนินการในการเปรียบเทียบประสิทธิภาพและประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ กรณีติดตั้งแผงโซล่าเซลล์มือสองกับแผงโซล่าเซลล์ใหม่ โดยนำข้อมูลและพารามิเตอร์ที่บันทึกได้จากระบบบันทึกข้อมูลออนไลน์ (Online Monitoring Data) นำมาวิเคราะห์ประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์ และจำลองผลการทดลองกับโปรแกรมคอมพิวเตอร์ รวมถึงวิเคราะห์ประเมินความคุ้มทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ฯ ต่อไป โดยมีขั้นตอนการดำเนินการดังนี้

3.1.สมมุติฐานการวิจัย

การนำแผงโซล่าเซลล์มือสองมาติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ (Solar Floating) มีความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งในรูปแบบ Private PPA

3.2.การเก็บรวบรวมข้อมูล

การศึกษาข้อมูลเพื่อดำเนินการในโครงการวิจัยนี้ ได้ศึกษาข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับเซลล์แสงอาทิตย์ คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตลอดจนการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางที่ 2 การเก็บรวมรวมข้อมูล

ข้อมูลที่นำไปใช้	แหล่งที่มาของข้อมูล
ข้อมูลพื้นติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ	เอกสาร drawing
ลักษณะพื้นที่ ที่ตั้งทิศทาง	เอกสาร drawing
ข้อมูลจำเพราะและประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ ยี่ห่อ MAX 80KTL3 LV	Specification sheet
ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผง ยี่ห้อ LDK รุ่น LDK 300 ยี่ห้อ LONGI รุ่น LR5-72HBD 540M	Specification sheet
ข้อมูลจำเพาะ ทุ่นลอยน้ำ	Specification sheet
ประมาณการ รายจ่ายในการติดตั้ง	Quotation
ประมาณการ ไฟฟ้าที่ผลิตได้ รายรับหรือผลประหยัด	PVsyst Program/ข้อมูลหลังการติดตั้ง
คาดการณ์ ปริมาณรังสีของดวงอาทิตย์	PVsyst Program/ข้อมูลหลังการติดตั้ง

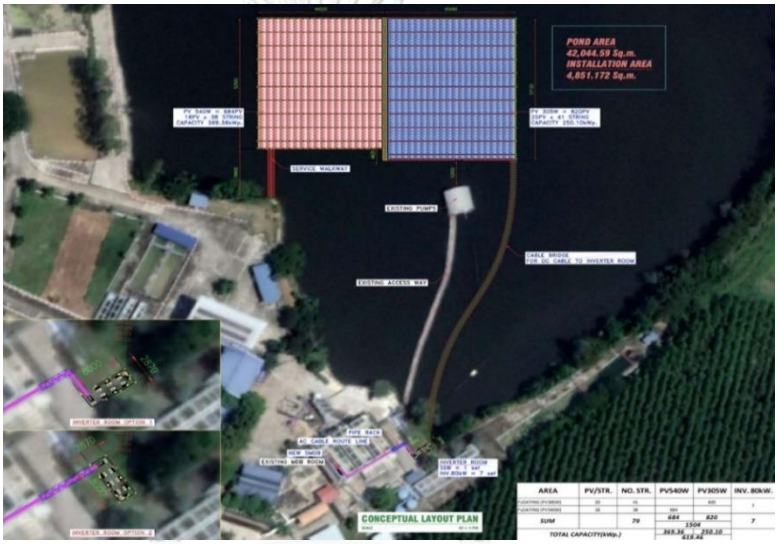
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.3.ขั้นตอนการดำเนินวิจัย

การดำเนินการประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ กรณีเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ แบ่งขั้นตอนการดำเนินการ ดังนี้

3.3.1. ศึกษาการออกแบบ และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

จากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากกระบวนการผลิตน้ำประปา และพื้นที่บ่อน้ำ 42,044.59 ตารางเมตร จึงได้ออกแบบการติดตั้ง Floating Solar 615.36 kWp โดยใช้พื้นที่สำหรับติดตั้งโซล่าเซลล์ลอยน้ำ 4,851.172 ตารางเมตร โดยโครงการตั้งอยู่ที่ ละติจูด 13.4 ลองจิจูด 101.1178113



รูปที่ 14 แสดงทิศทางหลังคาจุดที่จะติดตั้ง Solar PV Floating

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.3.2. ศึกษาข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ของโรงงานผลิตน้ำประปา 12 เดือนที่ผ่านมา

สำหรับข้อมูลในส่วนนี้ศึกษาการใช้ไฟฟ้าจากบิลค่าไฟย้อนหลังและตรวจสอบประวัติการใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาทีผ่านระบบอ่านข้อมูลจากมิเตอร์ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติของการไฟฟ้า

3.3.3. ข้อมูลจำเพาะของอุปกรณ์ในการติดตั้ง

ศึกษาข้อมูลจาก data sheet ของอุปกรณ์ เช่น แผงโซล่าเซลล์ อินเวอร์เตอร์ ทุ่นลอยน้ำ เพื่อมาเปรียบเทียบข้อมูลในการเลือกอุปกรณ์มาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ

3.3.4. การคาดการณ์พลังงานที่ผลิตได้

สำหรับการออกแบบและการคาดการณ์พลังงานที่จะผลิตได้นั้น จะใช้โปรแกรม PVsyst ในการออกแบบและคาดการณ์ พลังงานไฟฟ้าที่จะผลิตได้จาก Solar Floating โดยได้มีการ

ออกแบบกำลังการติดตั้งของแผงโซล่าเซลล์มือสอง 246 kWp และ แผงโซล่าเซลล์ใหม่ 369.36 kWp มีกำลังติดตั้งรวม 615.36 kWp

3.3.5. นำข้อมูลและพารามิเตอร์ต่าง ๆ จากระบบบันทึกข้อมูลออนไลน์และการตรวจวัดมาวิเคราะห์ประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์ ในแต่ละแบบ

3.3.6. เปรียบเทียบผลที่ตรวจวัดได้กับโปรแกรมจำลองคอมพิวเตอร์

3.3.7. ประเมินผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากโครงการ ฯ

3.3.8. สรุปข้อดี และข้อเสียของแผงโซล่าเซลล์ในแต่ละแบบ

3.3.9. สรุปผลการดำเนินการ

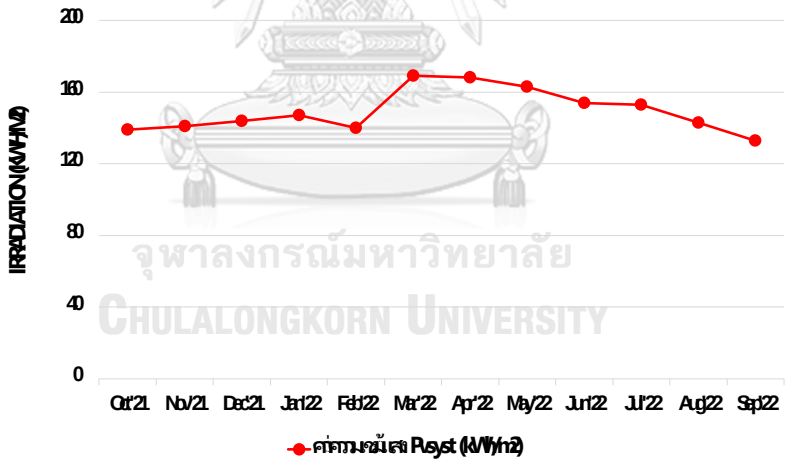
3.4.การวิเคราะห์ข้อมูล

การวิเคราะห์ข้อมูล การเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ ความเข้มแสงก่อนและหลังการติดตั้ง และวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ

3.4.1. วิเคราะห์เปรียบเทียบ พลังงานไฟฟ้า แผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่

3.4.2. วิเคราะห์ข้อมูล ความเข้มแสง ก่อนติดตั้ง และหลังติดตั้ง

ความเข้มแสง ก่อนติดตั้ง



รูปที่ 15 กราฟเปรียบเทียบความเข้มแสงที่คำนวณได้จาก PVsyst

3.4.3. วิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการและวิเคราะห์ความเสี่ยงโครงการ

การวิเคราะห์โครงการทางด้านการเงิน จะพิจารณาจากการประมาณการจากงบกระแสเงินสด การเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดออกของโครงการ ซึ่งจะทำให้วิเคราะห์ได้ว่าโครงการมีรายได้ หรือเงินสดไหลเข้ามาในช่วงได้บ้างและต้องมีรายจ่ายหรือเงินสดไหลออกซึ่งจำเป็นต้องใช้เงินทุน หรือต้องกู้ยืม เงินในช่วงเวลาใดมากน้อยเพียงใดเพื่อที่จะสามารถวางแผนจัด หาเงินทุนได้ ทำให้ การดำเนินงานของโครงการไม่ต้องหยุด ชะงัด หรือประสบปัญหาทางด้านการเงิน สามารถ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประมาณ การได้ว่าโครงการจะมีความสามารถในการชำระคืนเงินกู้ได้หรือไม่ และจะมีกำไรหรือคุ้มทุนใน ช่วงเวลาใด

3.4.3.1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

ถ้า NPV > 0 ควรลงทุนในโครงการนี้ เพราะโครงการสร้างผลประโยชน์สุทธิเป็นมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนที่จ่ายไป แสดงว่าเจ้าของโครงการได้รับผลประโยชน์มากกว่าความต้องการขั้นต่ำที่กำหนดไว้

ถ้า NPV = 0 จะตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เพราะโครงการนี้มีมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนที่จ่ายไป

ถ้า NPV < 0 ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เพราะมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการน้อยกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ หรือเจ้าของโครงการจะได้รับผลประโยชน์น้อยกว่าผลประโยชน์ขั้นต่ำที่กำหนดไว้

ข้อดี เป็นวิธีที่คำนึงถึงความสำคัญของมูลค่าของเงินตามเวลา โดยมีการคิดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดตลอดอายุของโครงการ

3.4.3.2. อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

IRR เป็นอัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการลงทุนจำเป็นต้องมีการเปรียบเทียบกับต้นทุนของเงินทุน โดยควรลงทุนในโครงการที่ IRR มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับต้นทุนของเงินทุนซึ่งจะทำให้เจ้าของโครงการได้รับผลตอบแทนมากกว่าผลตอบแทนขั้นต่ำที่ต้องการ และมีความคุ้มค่าในการลงทุน

ข้อดี IRR สามารถเปรียบเทียบแต่ละโครงการลงทุนได้เนื่องจากได้รวมเงินลงทุนเริ่มต้นในการคิด IRR แล้ว

ข้อควรระวัง IRR อาจมีได้มากกว่า 1 ค่าและหากมีหลายโครงการในลักษณะที่ถ้าดำเนินโครงการหนึ่งจะต้องไม่ดำเนินการโครงการอีกโครงการหนึ่งหรือเรียกว่า “Mutually Exclusive” จะทำให้เกิดปัญหาในการใช้ IRR เป็นเกณฑ์เนื่องจากเกณฑ์ต่าง ๆ ในการจัดลำดับความสำคัญของโครงการมีความแตกต่างกันควรใช้ตัวชี้วัดอื่นมาพิจารณาควบคู่กันไป

3.4.3.3. ระยะเวลาคืนทุน (Payback period)

ในการพิจารณาระยะเวลาในการคืนทุนระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานเกินไปเพื่อเป็นข้อพิจารณาว่าควรลงทุนในโครงการนั้นหรือไม่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ข้อดี สามารถพิจารณาถึงความเสี่ยงและสภาพคล่องในการลงทุนได้

ข้อควรระวัง ไม่ได้คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลาและกระแสเงินสดรับหลังจากปีที่คืนทุนซึ่งโครงการลงทุนบางโครงการอาจจะมีกระแสเงินสดรับในปีหลัง ๆ เป็นจำนวนมาก

3.4.3.4. เปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยตลอดอายุโครงการ (Levelized Cost of Electricity) : LCOE)

การวิเคราะห์ LCOE พิจารณาค่าใช้จ่ายที่กระจายตลอดอายุการใช้งานของโครงการให้ภาพทางการเงินที่มีความแม่นยำสูงซึ่งผู้ให้บริการระบบต้องการการคำนวณต้นทุนต่อวัตต์ที่เรียบง่ายซึ่งมักใช้ในอุตสาหกรรม LCOE จะคำนวณต้นทุนที่แท้จริงซึ่งวัดเป็นหน่วยบาท / kWh ของพลังงานที่ผลิต

3.4.3.5. ทำการประเมินความเสี่ยงของโครงการโดยการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ ที่ +/- 30 %

เนื่องจากประเมินตุ้นทุนโครงการและรายได้ที่ทำการประเมินไว้ก่อนการติดตั้งกับหลังการติดตั้งอาจมีความคาดเคลื่อนโดยได้ทดสอบกรณี เพิ่ม-ลด 10% ถึง 30% จะส่งผลกระทบต่อความคุ้มค่าของโครงการ มีปัจจัย ดังนี้ 1) ต้นทุนของระบบ 2) อันตราการเพิ่ม-ลด ค่าไฟฟ้า และ 3) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 4 ผลการวิจัยและอภิปรายผลการวิจัย

ในการศึกษาวิจัยนี้ การติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ ผู้วิจัยทำการศึกษาการเปรียบเทียบประสิทธิภาพแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ โดยมีกำลังการติดตั้ง 615.36 kWp แบ่งเป็น แผงโซล่าเซลล์มือสอง 246 kWp หรือคิดเป็น 40% และ แผงโซล่าเซลล์ใหม่ 369.36 kWp หรือคิดเป็น 60% บริเวณพื้นที่โรงงานผลิตน้ำประปา อำเภอพานทอง จังหวัดชลบุรี โดยมีองค์ประกอบอุปกรณ์หลักโดยสังเขปดังนี้ 1.) แผงโซล่าเซลล์มือสองขนาด 300W แผงโซล่าเซลล์ใหม่ขนาด 540W 2.) อุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) ขนาด 80 kW 3.) ทุ่นลอยน้ำ 4.) อุปกรณ์ระบบไฟฟ้า จากนั้นเชื่อมต่อที่ระบบแรงดันต่ำของโรงงานผลิตน้ำประปา

4.1. ต้นทุนการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

ต้นทุนการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ แผงโซล่าเซลล์มือสอง 246 kWp มูลค่าประมาณ 5,162,102 บาท แผงโซล่าเซลล์ใหม่ 369.39 kWp มีมูลค่าประมาณ 7,342,897 บาท ประกอบไปด้วย 4 ส่วนหลัก คือ แผงโซล่าเซลล์ อินเวอร์เตอร์ อุปกรณ์อื่น ๆ ค่าติดตั้ง ดังแสดงตาราง

ตารางที่ 3 มูลค่าการลงทุนระบบ (CAPEX) แผงโซล่าเซลล์มือสอง 246 kWp

องค์ประกอบระบบ	**ราคา (บาท)**
แผงโซล่าเซลล์	410,000
อินเวอร์เตอร์	316,650
ทุ่นลอยน้ำ	1,556,037
ค่าอุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ	2,379,415
ค่าติดตั้ง	500,000
รวม	**5,162,102**

ตารางที่ 4 ลค่าการลงทุนระบบ (CAPEX) แผงโซล่าเซลล์ใหม่ 369.39 kWp

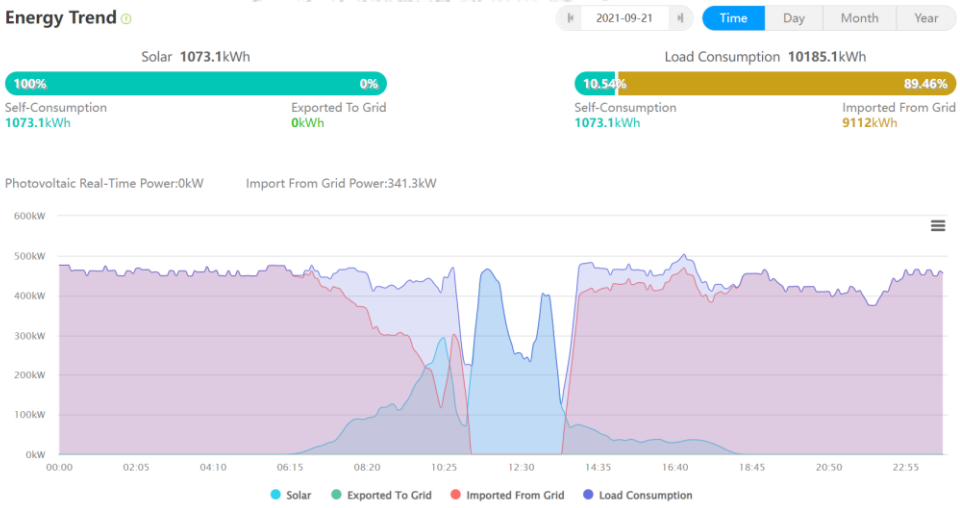
องค์ประกอบระบบ	**ราคา (บาท)**
แผงโซล่าเซลล์	3,258,870
อินเวอร์เตอร์	422,220
ทุ่นลอยน้ำ	1,297,962
ค่าอุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ	2,379,415
ค่าติดตั้ง	500,000
รวม	**7,342,897**

4.2. ต้นทุนการดำเนินการ

ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่อง ซ่อมบำรุงรักษาอุปกรณ์ ทำความสะอาดแผงโซล่าเซลล์ การตรวจสอบรายเดือน รายปี และรายงานการผลิต คิดมูลค่า 200,000 บาทต่อปี โดยแบ่งเป็นค่าดำเนินการของแผงโซล่าเซลล์มือสอง 100,000 บาทต่อปี และค่าดำเนินการแผงโซล่าเซลล์ใหม่ 100,000 บาทต่อปี ในปีถัดไปค่าดำเนินการจะเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อร้อยละ 3 ต่อปี ตลอดอายุสัญญา 20 ปี คิดค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ในโครงการ เช่น อินเวอร์เตอร์ แผงโซล่าเซลล์ ทุ่นลอยน้ำ 1 ครั้ง ร่วมค่าใช้จ่ายตลอด 20 ปี ประมาณ 738,870 บาท

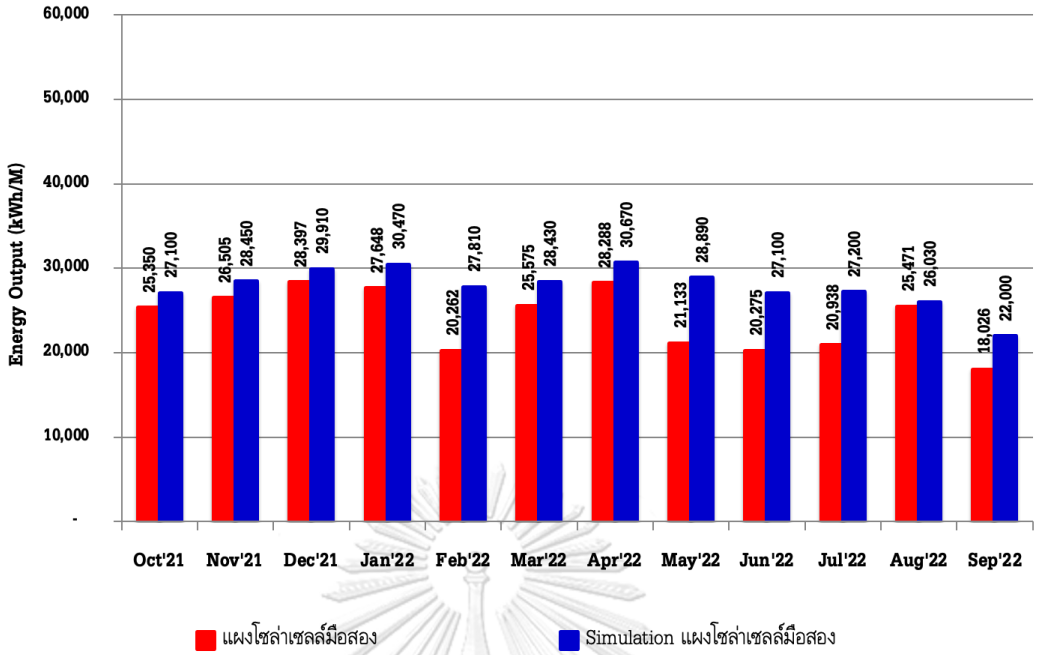
4.3. การผลิตพลังงานไฟฟ้าหลังการติดตั้ง

การผลิตพลังงานไฟฟ้า จากระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับได้สูงสุด 560 kW จ่ายให้กับโหลดมอเตอร์ในขบวนการผลิตน้ำประปา ช่วยลดปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้า

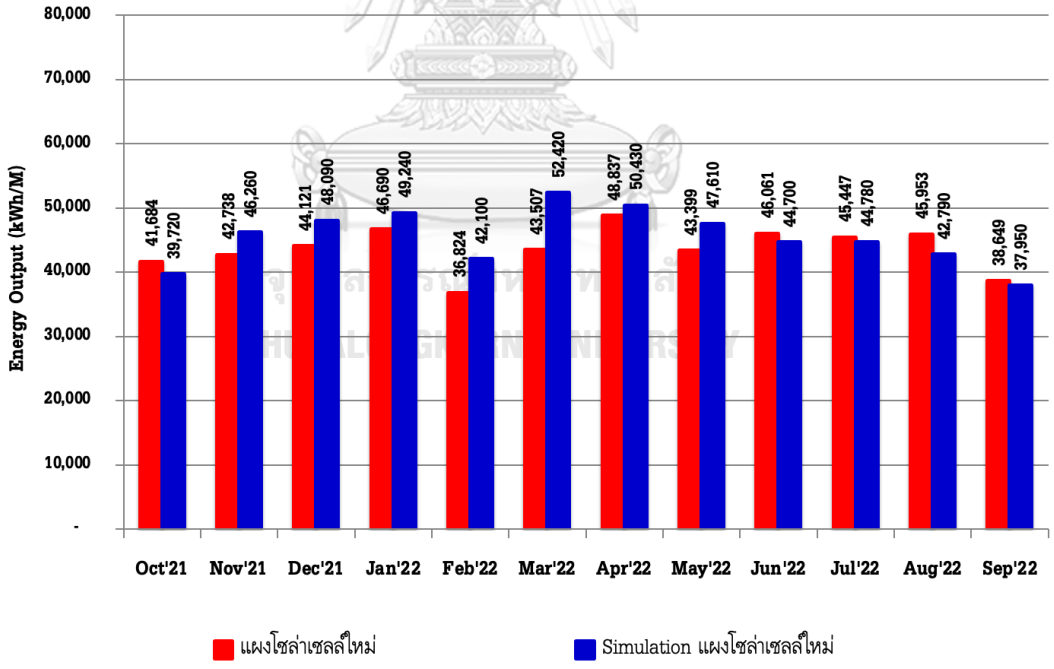


รูปที่ 16 กราฟแสงการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

พลังงานที่ผลิตได้จากระบบไฟฟ้าจากระบบโซล่าเซลล์ลอยน้ำ ตามกราฟสีฟ้า สีชมพูคือพลังงานที่นำเข้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและสีม่วงคือพลังงานร่วมของโรงผลิตน้ำประปา พลังงานที่ผลิตได้จากระบบโซล่าเซลล์จะถูกรวมเป็นรายวัน รายเดือนและรายปี นำมาเปรียบเทียบกับพลังงานที่คาดการณ์จากโปรแกรม PVsyst โดยค่าพลังงานที่ผลิตได้จากระบบโซล่าเซลล์จะถูกแบ่งออกเป็นค่าการผลิตของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ ดังแสดงในรูปที่ 17 และรูปที่ 18

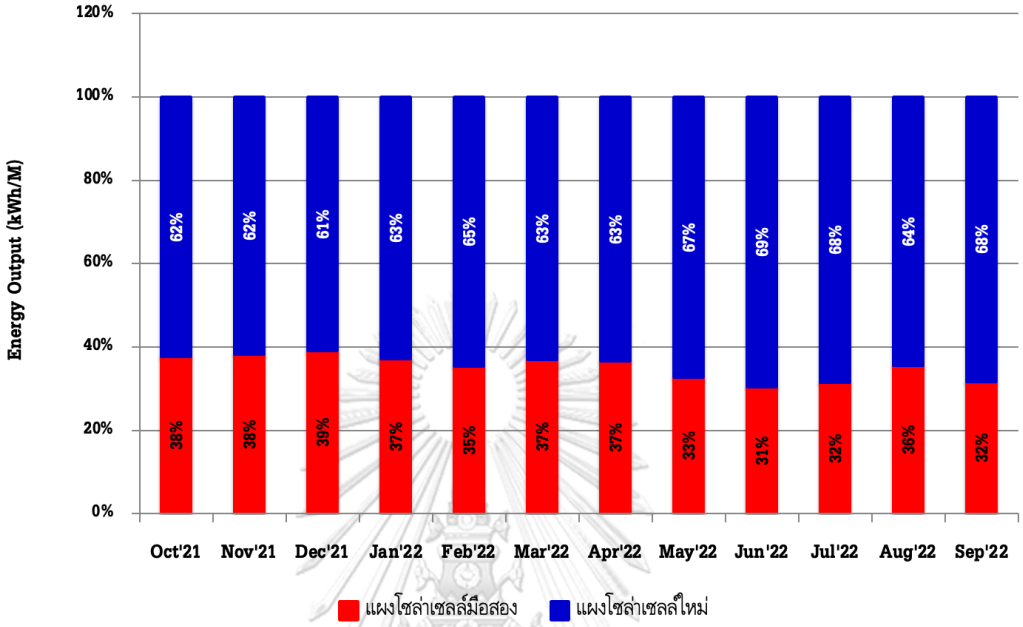


รูปที่ 17 กราฟเปรียบเทียบพลังงานที่ประมาณการจากโปรแกรม PVsyst แผงโซล่าเซลล์มือสองกับค่าการผลิตจริง



รูปที่ 18 กราฟเปรียบเทียบพลังงานที่ประมาณการจากโปรแกรม PVsyst แผงโซล่าเซลล์ใหม่กับค่าการผลิตจริง

ค่าการผลิตของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ นำมาเปรียบเทียบผลผลิตที่ผลิตได้จริง ระยะเวลา 1 ปี ตั้งแต่เดือน ตุลาคม 2564 - ตุลาคม 2565 เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิและความคุ้มค่าด้านการลงทุน ดังแสดงในรูปที่ 19



รูปที่ 19 กราฟเปรียบเทียบพลังงานจริงที่ผลิตได้ของแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่

4.4. ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิต

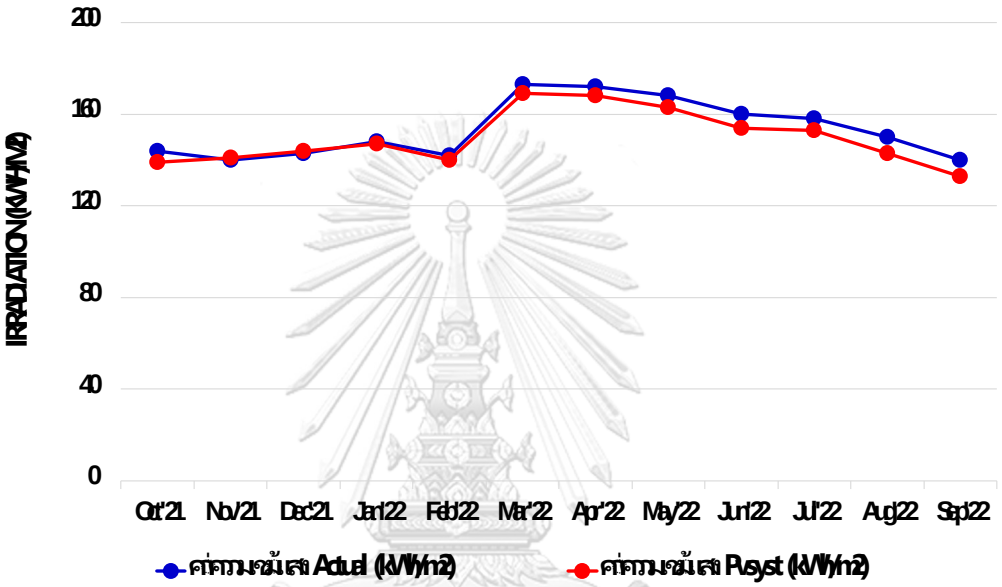
4.4.1. การเสื่อมสภาพของแผงโซล่าเซลล์มือสอง

เนื่องจากแผงโซล่าเซลล์มือสองผ่านการใช้งานมา 7 ปี ทำให้ประสิทธิภาพการผลิตที่ลดลงและพบปัญหา MC4, Junction Box ชำรุดเสียหาย

รูปที่ 20 รูป MC4 ชำรุด

4.4.2. ความเข้มแสง

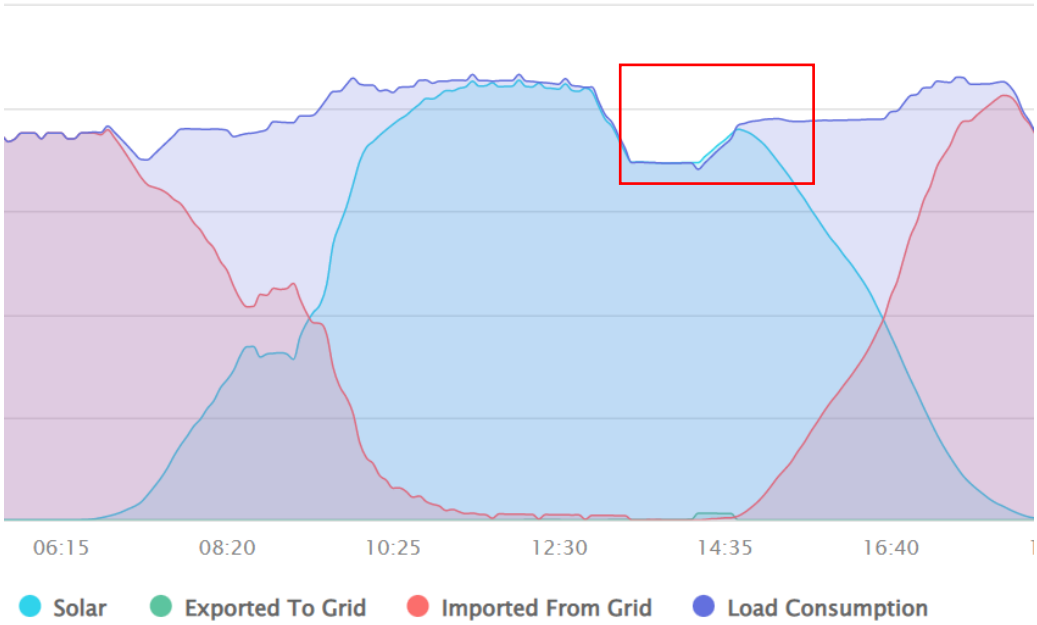
ค่าความเข้มแสงจะถูกวัดด้วยอุปกรณ์ Pyranometer มีการบันทึกข้อมูลราย 15 นาที จากค่าที่บันทึกดังแสดงในรูป 4-3 พบว่า ค่าความเข้มแสงที่วัดได้จริงสะสม 4 เดือน มีค่ามากกว่าค่าความเข้มแสงที่ได้จากคำนวณจาก PVsyst



รูปที่ 21 กราฟเปรียบเทียบความเข้มแสงที่คำนวณได้จาก PVsyst และวัดค่าจริง

4.4.3. การสั่งลดกำลังการผลิตของอินเวอร์เตอร์

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโซล่าเซลล์กับการไฟฟ้า ห้ามมิให้พลังงานที่ผลิตได้จากโซล่าเซลล์ไหลเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า โดยระบบโซล่าเซลล์จะติดตั้งอุปกรณ์ Zero Export เมื่อเกิดเหตุการณ์ที่ระบบพลังงานโซล่าเซลล์ผลิตไฟฟ้าได้สูงกว่า Load ความต้องการของโรงงาน ระบบจะสั่งอินเวอร์เตอร์ทำการลดระดับการผลิตลงให้เท่ากับความต้องการของโรงงาน ทำให้สูญเสียค่าโอกาสในช่วงเวลานั้น



รูปที่ 22 กราฟแสดงการทำงานของระบบ Zero Export

4.4.4. ฝุ่น

ฝุ่นเป็นปัจจัยสำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าเพราะจะทำให้แผงโซล่าเซลล์มีการผลิตลดลง เนื่องจากฝุ่นบดบังแสงอาทิตย์ แผงโซล่าเซลล์มือสองพบปัญหาความสกปรกสะสมบนผิวของแผงโซล่าเซลล์ที่ผ่านการใช้งานมานาน โดยมีการวางแผนการทำความสะอาดแผงโซล่าเซลล์ ปีละ 4 ครั้ง

4.5. เปรียบเทียบการประเมินทางด้านการลงทุน

จากข้อมูลการลงทุน (CAPEX), ค่าดำเนินการ (OPEX) และรายได้จากการผลิตไฟฟ้า นำมาประเมินความคุ้มด้านการลงทุนด้วยวิธีการจำลองการคิดลดกระแสเงินสด (DCF Model) เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบโซล่าเซลล์ แผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ จากผลการวิเคราะห์ข้อมูล ดังแสดงในตาราง 4-5 ชี้ให้เห็นว่าผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านความคุ้มค่า แผงโซล่าเซลล์ใหม่มีความคุ้มค่ามากกว่าแผงโซล่าเซลล์มือสอง โดยแผงโซล่าเซลล์มือสองคิดมูลค่า 500 บาท/แผ่น มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) เท่ากับ 4.11 ล้านบาท มีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate Return) เท่ากับ 27.84 % และมีระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period) 3.4 ปี มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยการผลิตฟ้าตลอดอายุการใช้งานเท่ากับ 0.53 บาท และแผงโซล่าเซลล์ใหม่ คิดมูลค่าแผง 4,723 บาท/แผ่น มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) เท่ากับ 7.64 ล้าน บาท มีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate Return)

เท่ากับ 30.57 % และมีระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period) 3.1 ปี มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยการผลิตฟ้าตลอดอายุการใช้งานเท่ากับ 0.45 บาท

ตารางที่ 5 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณหา WACC แผงโซล่าเซลล์มือสอง

ส่วนของเจ้าของ (Equity) (บาท)	5,068,752.23
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) ผล (บาท)	5,068,752.23
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.1312
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free ≈	0.020
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market ≈	0.1
(อ้างอิงหุ้น EA ซึ่งทำธุรกิจ Solar PV) β (เท่า)	1.39

ตารางที่ 6 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์มือสอง

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า					
0	4,752,102.23					(4,752,102.23)	(4,752,102.23)	0.00
1		100,000.00	1,440,000.00	237,605.11	1,340,000.00	1,577,605.11	(3,174,497.12)	(2,806,309.34)
2		103,000.00	1,425,600.00	237,605.11	1,084,994.89	1,322,600.00	(1,851,897.12)	(3,084,340.18)
3		106,090.00	1,411,344.00	237,605.11	1,067,648.89	1,305,254.00	(546,643.12)	(1,288,082.45)
4		109,272.70	1,397,230.56	237,605.11	1,050,352.75	1,287,957.86	741,314.74	2,199,532.91
5		112,550.88	1,383,258.25	237,605.11	1,033,102.26	1,270,707.37	2,012,022.11	7,056,075.92
6		115,927.41	1,369,425.67	237,605.11	1,015,893.15	1,253,498.26	3,265,520.38	13,010,574.05
7		119,405.23	1,355,731.42	237,605.11	998,721.07	1,236,326.19	4,501,846.56	19,835,771.42
8		122,987.39	1,342,174.10	237,605.11	981,581.60	1,219,186.71	5,721,033.28	27,341,507.65
9		126,677.01	1,328,752.36	237,605.11	964,470.24	1,202,075.35	6,923,108.63	35,369,058.77
10		130,477.32	1,315,464.84	237,605.11	947,382.41	1,184,987.52	8,108,096.15	43,786,304.21
11		134,391.64	1,302,310.19	237,605.11	930,313.44	1,167,918.55	9,276,014.70	52,483,602.75
12	316,650.00	138,423.39	1,289,287.09	253,437.61	897,426.09	1,150,863.70	10,426,878.39	61,370,276.68
13		142,576.09	1,276,394.22	253,437.61	880,380.51	1,133,818.13	11,560,696.52	70,371,617.20
14		146,853.37	1,263,630.27	253,437.61	863,339.29	1,116,776.90	12,677,473.42	79,426,336.41
15		151,258.97	1,250,993.97	253,437.61	846,297.39	1,099,735.00	13,777,208.42	88,484,401.59
16		155,796.74	1,238,484.03	253,437.61	829,249.68	1,082,687.29	14,859,895.71	97,505,196.66
17		160,470.64	1,226,099.19	253,437.61	812,190.93	1,065,628.55	15,925,524.26	106,455,963.05
18		165,284.76	1,213,838.20	253,437.61	795,115.82	1,048,553.44	16,974,077.69	115,310,479.52
19		170,243.31	1,201,699.82	253,437.61	778,018.90	1,031,456.51	18,005,534.20	124,047,945.77
20		175,350.61	1,189,682.82	253,437.61	760,894.60	1,014,332.21	19,019,866.41	132,652,039.76
รวม	**5,068,752.23**	**2,687,037.45**	**26,221,400.99**	**4,894,594.73**	**18,877,373.91**	**19,019,866.41**		**1,069,527,952.34**

ตารางที่ 7 ข้อมูลที่ใช้ในการค้านวนหา WACC แผงโซล่าเซลล์ใหม่

ส่วนของเจ้าของ (Equity) (บาท)	7,765,111.77
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) ผล (บาท)	7,765,111.77
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.1312
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free ≈	0.020
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market ≈	0.1

(อ้างอิงหุ้น EA ซึ่งทำธุรกิจ Solar PV) β (เท่า)	1.39

ตารางที่ 8 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ใหม่

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า					
0	7,342,897.77					(7,342,897.77)	(7,342,897.77)	0.00
1		100,000.00	2,352,000.00	367,144.89	2,252,000.00	2,619,144.89	(4,723,752.88)	(4,175,877.72)
2		103,000.00	2,328,480.00	367,144.89	1,858,335.11	2,225,480.00	(2,498,272.88)	(4,160,880.93)
3		106,090.00	2,305,195.20	367,144.89	1,831,960.31	2,199,105.20	(299,167.68)	(704,943.72)
4		109,272.70	2,282,143.25	367,144.89	1,805,725.66	2,172,870.55	1,873,702.87	5,559,408.06
5		112,550.88	2,259,321.82	367,144.89	1,779,626.05	2,146,770.93	4,020,473.80	14,099,630.54
6		115,927.41	2,236,728.60	367,144.89	1,753,656.30	2,120,801.19	6,141,274.99	24,468,232.89
7		119,405.23	2,214,361.31	367,144.89	1,727,811.19	2,094,956.08	8,236,231.08	36,289,996.73
8		122,987.39	2,192,217.70	367,144.89	1,702,085.42	2,069,230.31	10,305,461.39	49,251,042.22
9		126,677.01	2,170,295.52	367,144.89	1,676,473.62	2,043,618.51	12,349,079.90	63,089,481.38
10		130,477.32	2,148,592.57	367,144.89	1,650,970.36	2,018,115.25	14,367,195.15	77,587,434.35
11		134,391.64	2,127,106.64	367,144.89	1,625,570.11	1,992,715.00	16,359,910.15	92,564,215.73
12	422,220.00	138,423.39	2,105,835.57	388,255.89	1,579,156.30	1,967,412.19	18,327,322.34	107,870,524.64
13		142,576.09	2,084,777.22	388,255.89	1,553,945.24	1,942,201.13	20,269,523.47	123,383,495.43
14		146,853.37	2,063,929.45	388,255.89	1,528,820.19	1,917,076.07	22,186,599.54	139,002,485.77
15		151,258.97	2,043,290.15	388,255.89	1,503,775.29	1,892,031.18	24,078,630.72	154,645,496.07
16		155,796.74	2,022,857.25	388,255.89	1,478,804.62	1,867,060.51	25,945,691.23	170,246,129.27
17		160,470.64	2,002,628.68	388,255.89	1,453,902.15	1,842,158.03	27,787,849.26	185,751,012.45
18		165,284.76	1,982,602.39	388,255.89	1,429,061.74	1,817,317.63	29,605,166.89	201,117,613.15
19		170,243.31	1,962,776.37	388,255.89	1,404,277.17	1,792,533.06	31,397,699.95	216,312,392.48
20		175,350.61	1,943,148.60	388,255.89	1,379,542.11	1,767,798.00	33,165,497.95	231,309,245.65
รวม	**7,765,117.77**	**2,687,037.45**	**42,828,288.28**	**7,532,896.77**	**32,975,498.95**	**33,165,497.95**		**1,883,506,134.42**

ตารางที่ 9 เปรียบเทียบผลการประเมินด้านความคุ้มค่าในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ใหม่และแผงโซล่าเซลล์มือสอง

ดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์	**แผงโซล่าเซลล์มือสอง**	**แผงโซล่าเซลล์ใหม่**
อัตราผลตอบแทบภายใน (IRR)	27.84%	30.57%
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	4.11 ล้านบาท	7.64 ล้านบาท
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	3.4 ปี	3.1 ปี
ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย (LCOE)	0.53 บาทต่อหน่วย	0.45 บาทต่อหน่วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากตาราง 11 เปรียบเทียบผลการประเมินด้านความคุ้มค่าในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ใหม่และแผงโซล่าเซลล์มือสอง สามารถประเมินผลการวิจัยและเกณฑ์การตัดสินใจของโครงการ โดยจะจำแนกตามประเภทของค่าตัวชี้วัด NPV, IRR, PB, LCOE โดย แผงโซล่าเซลล์ใหม่มี NPV ที่สูงกว่าแผงโซล่าเซลล์มือสอง เนื่องจากมีกระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดอายุโครงการมากกว่า ซึ่งเกิดจากการผลิตพลังงานได้มากกว่า ในส่วน IRR แผงโซล่าเซลล์ใหม่มีอัตราตอบไทยภายในที่สูงกว่า เพราะมีกระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดอายุโครงการสูงกว่า ด้านระยะเวลาคืนทุนของโครงการแผงโซล่าเซลล์ใหม่มีการลงทุนที่สูงกว่า แต่เนื่องจากมีรายได้จากการผลิตมากกว่าส่งผลให้ระยะเวลาคืนทุนของแผงโซล่าเซลล์ใหม่มีจุดคุ้มทุนที่เร็วกว่า เช่นเดียวกันกับต้นทุนพลังงานต่อหน่วยแผงโซล่าเซลล์ใหม่ยังมีต้นทุนที่

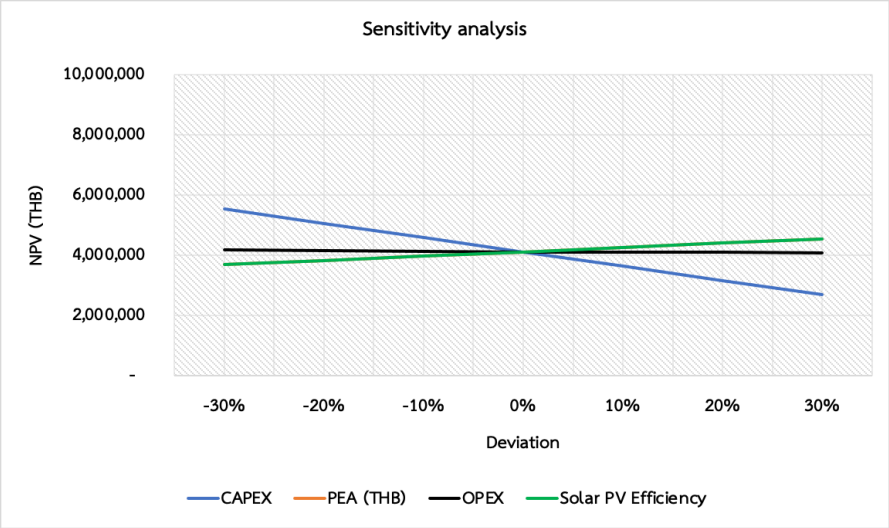
ถูกกว่าส่งผลให้ภาพรวมของแผงโซล่าเซลล์ใหม่มีความน่าสนใจในด้านการลงทุนที่มีความคุ้มกว่ามากกว่าแผงโซล่าเซลล์มือสอง

4.6. ผลการประเมินความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการที่ +/- 30% ในด้านต้นทุนของโครงการ (CAPEX) ต้นทุนในการดำเนินการ (OPEX) อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และพลังงานที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รูปแบบลอยน้ำ ดังนี้

ตารางที่ 10 ค่า NPV จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ +/- 30 % แผงโซล่าเซลล์มือสอง

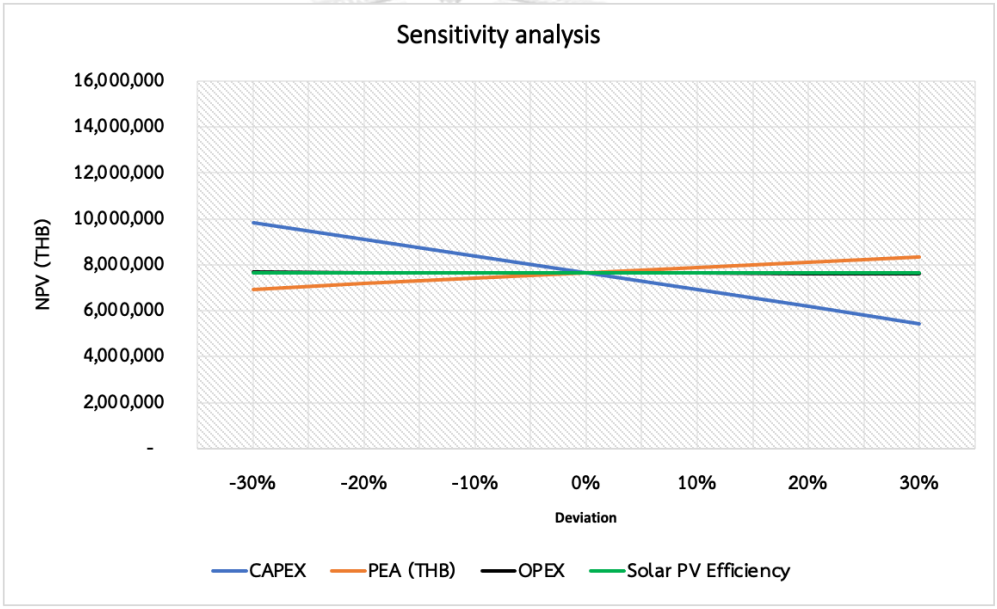
ตัวแปรที่เปลี่ยน	CAPEX	PEA (THB)	OPEX	Solar PV Efficiency
-30%	5,536,691	3,679,423	4,171,060	3,679,423
-20%	5,061,480	3,823,302	4,141,060	3,823,302
-10%	4,586,270	3,967,181	4,121,060	3,967,181
0%	4,111,060	4,111,060	4,111,060	4,111,060
10%	3,635,850	4,254,939	4,101,060	4,254,939
20%	3,160,640	4,398,818	4,091,060	4,398,818
30%	2,685,429	4,542,697	4,081,060	4,542,697



รูปที่ 23 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการแผงโซล่าเซลล์มือสอง

ตารางที่ 11 ค่า NPV จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ +/- 30 % แผงโซล่าเซลล์ใหม่

ตัวแปรที่เปลี่ยน	CAPEX	PEA (THB)	OPEX	Solar PV Efficiency
-30%	9,847,749	6,939,279	7,674,879	7,644,879
-20%	9,113,459	7,174,479	7,664,879	7,644,879
-10%	8,379,169	7,409,679	7,654,879	7,644,879
0%	7,644,879	7,644,879	7,644,879	7,644,879
10%	6,910,590	7,880,079	7,634,879	7,644,879
20%	6,176,300	8,115,279	7,624,879	7,644,879
30%	5,442,010	8,350,479	7,614,879	7,644,879



รูปที่ 24 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการแผงโซล่าเซลล์ใหม่

บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1. สรุปผลการวิจัย

จากผลการการวิจัยพบว่าโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำและใช้งานระยะเวลา 1 ปี สามารถสรุปผลการวิจัยออกเป็น 2 รูปแบบ คือสรุปผลด้านเทคนิคในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์มือสองและแผงโซล่าเซลล์ใหม่ ความคุ้มค่าในด้านการลงทุน

ในด้านเทคนิคทั่วไปพบว่าแผงโซล่าเซลล์มือสองมีอุปกรณ์ MC4 ชำรุดเสื่อมสภาพส่งผลให้เมื่อฝนตกจะพบปัญหาค่าความเป็นฉนวนต่ำ (Low Insulation Resistance) เนื่องจากมีน้ำซึมเข้าไปถึงด้านใน MC4 ได้ และยังพบปัญหาระยะสาย MC4 ของแผงมือสองมีระยะสั้น 1.2 เมตร เนื่องมาจากทุ่นทางเดินมีระยะ 1.09 เมตร ทำให้สาย MC4 มีความตึง ในกรณีที่เข้าทำการล้างแผงหรือพายุเข้าจะพบปัญหา MC4 หลุดหลวม ในกรณีนำแผงโซล่าเซลล์มือสองมาใช้งานควรมีการพิจารณาด้านกายภาพเพิ่มเติม ดังตาราง

ตารางที่ 12 ตรวจสอบด้ายกายภาพแผงโซล่าเซลล์มือสอง

รายการตรวจสอบ	จุดตรวจสอบ
1.สภาพแผงด้านหน้าและด้านหลัง	- มีรอยแตกร้าวหรือไม่
2.Junction Box	- Junction box หลุดหลวมหรือไม่ - ซิลิโคนเสื่อมสภาพหรือไม่
3.MC4	- PIN MC4 สึกหรือไม่
4.ระยะสาย DC (MC4)	- ระยะสาย DC กรณีนำมาติดตั้งโซล่าเซลล์แบบลอยน้ำ ซึ่งจะมีระยะห่างระหว่างแผง
5.ประสิทธิภาพแผงโซล่าเซลล์	- ประสิทธิภาพแผงโซล่าเซลล์จะต้องไม่เสื่อมสภาพเกิน Data sheet เยอะเกินไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประสิทธิภาพแผงโซล่าเซลล์ใหม่มีประสิทธิภาพมากกว่าแผงโซล่าเซลล์มือสองประมาณ 13% เนื่องจากเทคโนโลยีของแผงโซล่าเซลล์ใหม่มีประสิทธิสูงกว่าและแผงโซล่าเซลล์มือสองมีประสิทธิภาพที่ลดลงหลังจากผ่านการใช้งานมาแล้ว 7 ปี ในด้านพลังงานหลังจากเก็บข้อมูลระยะเวลา 1 ปี พบว่ามีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง ผลิตได้น้อยกว่าจากการจำลองระบบด้วยโปรแกรม PVsyst ถึงแม้ว่าความเข้มแสงที่วัดได้จริงจะมีค่ามากกว่าในโปรแกรม PVsyst อันเนื่องมาจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของโรงงานผลิตน้ำประปาลดกำลังการผลิตของโรงงาน

จากการวิจัยแสดงให้เห็นว่าต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์ใหม่มีมูลค่ามากกว่าต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์มือสอง เนื่องจากมูลค่าแผงโซล่าเซลล์ใหม่ที่มีมูลค่าสูง

โดยมีมูลค่า 4,764 บาทต่อแผ่น ในขณะเดียวกันต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์มือสองมีมูลค่าทุ่นลอยน้ำที่สูงกว่าระบบผลิตไฟฟ้าแผงโซล่าเซลล์ใหม่ เนื่องจากมีจำนวนแผงโซล่าเซลล์ในการติดตั้งมากกว่า โดยอัตราผลตอบแทนการลงทุนมีความคุ้มค่าอยู่ในเกณฑ์ที่น่าลงทุนติดตั้งทั้งสองรูปแบบ โดยแผงโซล่าเซลล์ใหม่มีความคุ้มค่าการลงทุนมากกว่าแผงโซล่าเซลล์มือสองแต่มีเงินลงทุนที่สูงกว่า ความคุ้มค่าของโครงการขึ้นอยู่กับการประเมินราคาของแผงโซล่าเซลล์มือสอง ในงานวิจัยนี้ได้ประเมินมูลค่าของแผงโซล่าเซลล์มือสองที่มูลค่า 500 บาทต่อแผ่น โดยอ้างอิงจากราคาจำหน่ายไปยังต่างประเทศ จะเห็นได้ว่า IRR ของแผงโซล่าเซลล์มือสองอยู่ที่ 27.84% และ IRR ของแผงโซล่าเซลล์ใหม่อยู่ที่ 30.57% ซึ่งมีค่าแตกต่างกัน 2.73% เกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุน ในกรณีผู้ประกอบการไม่ต้องการลงทุนเงินสูง สามารถเลือกนำแผงโซล่าเซลล์มือสองมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ หรือในกรณีที่ผู้ประกอบการพิจารณาที่ IRR เป็นเกณฑ์หลัก สามารถเลือกนำแผงโซล่าเซลล์ใหม่มาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ และทำการนำแผงโซล่าเซลล์มือสองจำหน่ายไปยังต่างประเทศ

ปัจจัยที่ทำให้แผงโซล่าเซลล์มือสองมีความคุ้มค่าน้อยกว่าแผงโซล่าเซลล์ใหม่ มาจากมูลค่าของทุ่นลอยน้ำที่มีจำนวนส่วนประกอบมากกว่าส่งผลให้มีมูลค่าสูงกว่าแผงโซล่าเซลล์ใหม่ ถ้านำแผงโซล่าเซลล์มือสองไปติดตั้งบนหลังคาหรือบนพื้นดินจะทำให้ราคาอุปกรณ์จับยึดแผงโซล่าเซลล์มือสองมีราคาที่ถูกลง และการประเมินราคาของแผงโซล่าเซลล์มือสอง เนื่องจากมีการส่งจำหน่ายไปยังต่างประเทศในราคา 500 บาท / แผง ซึ่งราคานี้จะแปรผันตามราคาแผงโซล่าเซลล์ในปัจจุบันค่าและอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาท หรือในอนาคตประเทศไทยมีโรงงานรีไซเคิลแผงโซล่า ผู้ประกอบการก็สามารถพิจารณาการนำแผงโซล่าเซลล์มือสองมารีไซเคิลเพิ่มทางเลือกและมูลค่าให้กับผู้ประกอบการ

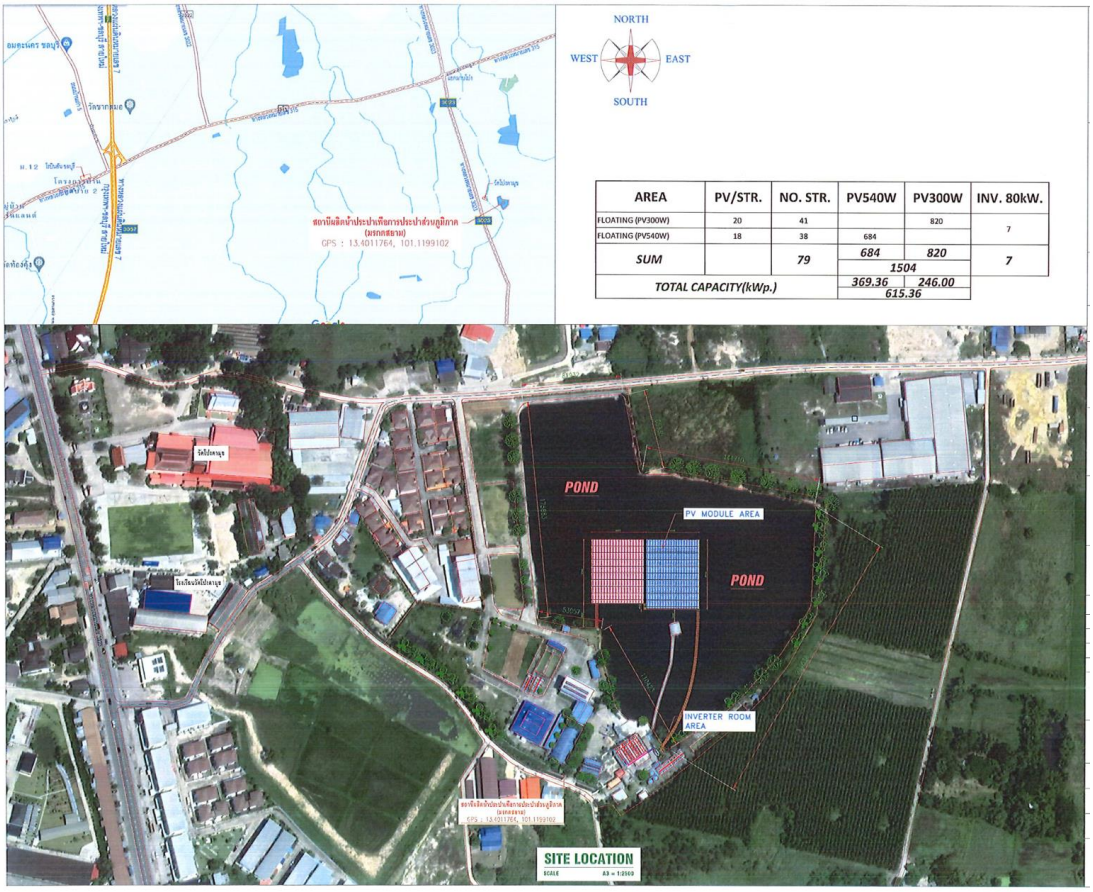
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.2. ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะเพื่อการศึกษาต่อไป เนื่องจากการศึกษานี้แสดงให้เห็นว่าแผงโซล่าเซลล์ใหม่มีประสิทธิภาพที่สูงขึ้นและมีราคาถูกลงและมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่าแผงโซล่าเซลล์มือสอง ในขณะที่แผงโซล่าเซลล์ที่มือสองจะมีปริมาณเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องเร็วกว่าที่คาดการณ์ไว้ จากอายุการใช้งานของแผงโซล่าเซลล์และการรับประกันผลิตพลังงาน 25 ปี แต่เนื่องจากเทคโนโลยีแผงโซล่าเซลล์ที่มีประสิทธิภาพที่สูงขึ้นและมีราคาที่ถูกลง ส่งผลให้ผู้ประกอบการเริ่มดำเนินการเปลี่ยนแผงโซล่าเซลล์หลังจากผ่านการใช้งานประมาณ 7-10 ปี ดังนั้นถ้ามีการศึกษาเกี่ยวกับการกำจัดขยะจากแผงโซล่าเซลล์ในประเทศไทย จะมีต้นทุนและความคุ้มค่าในกำจัดอย่างไรและจะต้องมีปริมาณแผงโซล่าเซลล์ที่ต้องกำจัดมากเท่าไหร่ถึงจะมีความคุ้มทุนในการสร้างโรงงานแยกชิ้นส่วนแผงโซล่าเซลล์

ภาคผนวก ก ข้อมูลพื้นติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 25 ข้อมูลพื้นติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ข ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Growatt powering tomorrow

MAX 50KTL3 LV/60KTL3 LV
70KTL3 LV/80KTL3 LV

Leading - edge Technology

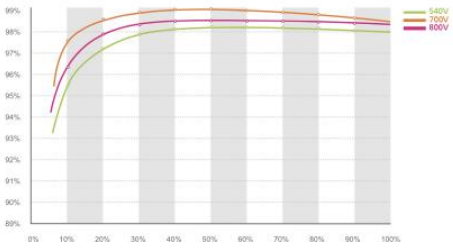
High Yields
- Power rating up to 80kW
- Max. efficiency up to 99%
- 6 MPPTs, fits to hilly ground and larger rooftop

Smart
- DC and AC power supply, 24h monitoring
- Smart string I-V diagnosis, active string problem detective

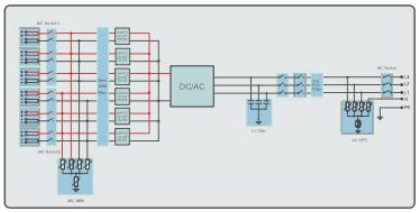
Safe&Reliable
- Type II surge arrester for both DC and AC
- Integrated Anti-PID and AFCI function optional
- IP65 protection degree

Easy Maintenance
- 12 strings intelligent monitoring, and fast trouble-shooting
- Smart local and remote maintenance, saving service time and cost

MAX 80KTL3 LV efficiency



MAX 50-80KTL3 LV topology



GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY Co.,LTD
A: No.28 Guangmming Road, Longteng Community, Shiyan, Baoan District, Shenzhen, P.R.China.
T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@ginverter.com

รูปที่ 26 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์

Growatt powering tomorrow

Datasheet	MAX 50KTL3 LV	MAX 60KTL3 LV	MAX 70KTL3 LV	MAX 80KTL3 LV
Input Data				
Max.DC power	65000W	78000W	91000W	104000W
Max.DC voltage	1100V	1100V	1100V	1100V
Start Voltage	250V	250V	250V	250V
PV voltage range	200V-1000V	200V-1000V	200V-1000V	200V-1000V
Nominal voltage	585V	585V	600V	685V
Full load DC voltage range	500V-850V	520V-850V	600V-850V	685V-850V
Max. input current per MPPT	22A	22A	22A	22A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	6/2	6/2	6/2	6/2
Output (AC)				
Rated AC output power	50000W	60000W	70000W	80000W
Max. AC apparent power	55500VA	66600VA	77700VA	88800VA
Max. output current	80A	96.6A	112.7A	129A
AC nominal voltage	230V/400V	230V/400V	230V/400V	230V/400V
AC grid frequency	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz
Power factor	0.8leading ...0.8lagging	0.8leading ...0.8lagging	0.8leading ...0.8lagging	0.8leading ...0.8lagging
THDi	<3%	<3%	<3%	<3%
AC grid connection type	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE
Efficiency				
Max.efficiency	99%	99%	99%	99%
Euro - eta	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%
MPPT efficiency	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%
Protection Devices				
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes
DC Switch	yes	yes	yes	yes
AC Switch	opt	opt	opt	opt
DC Surge protection	Type II	Type II	Type II	Type II
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes
Output short circuit protection	yes	yes	yes	yes
AC Surge protection	Type II	Type II	Type II	Type II
String fault monitoring	yes	yes	yes	yes
Anti-PID protection	yes	yes	yes	yes
AFCI protection	opt	opt	opt	opt
General Data				
Dimensions (W / H / D)	870/580/290mm	870/580/290mm	870/580/290mm	870/580/290mm
Weight	82kg	82kg	82kg	82kg
Operating temperature range	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C
Noise emission (typical)	≤55dB(A)	≤55dB(A)	≤55dB(A)	≤55dB(A)
Self-Consumption (night)	< 1W	< 1W	< 1W	< 1W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Smart cooling	Smart cooling	Smart cooling	Smart cooling
Environmental Protection Rating	IP65	IP65	IP65	IP65
Altitude	4000m	4000m	4000m	4000m
Relative Humidity	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%
Features				
Display	LED/WIFI+APP	LED/WIFI+APP	LED/WIFI+APP	LED/WIFI+APP
Interfaces: USB/R485/GPRS/PLC	yes / yes / opt / opt	yes / yes / opt / opt	yes / yes / opt / opt	yes / yes / opt / opt
Warranty:5 years / 10 years	yes / opt	yes / opt	yes / opt	yes / opt

Certificates and Approvals

CQC, CE, VDE 0126-1-1, UTE C 15-712, VDE-AR-N4105, EN50438, DRRG, CEI 0-16, BDEW, IEC 62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, AS 4777

Microsoft Excel

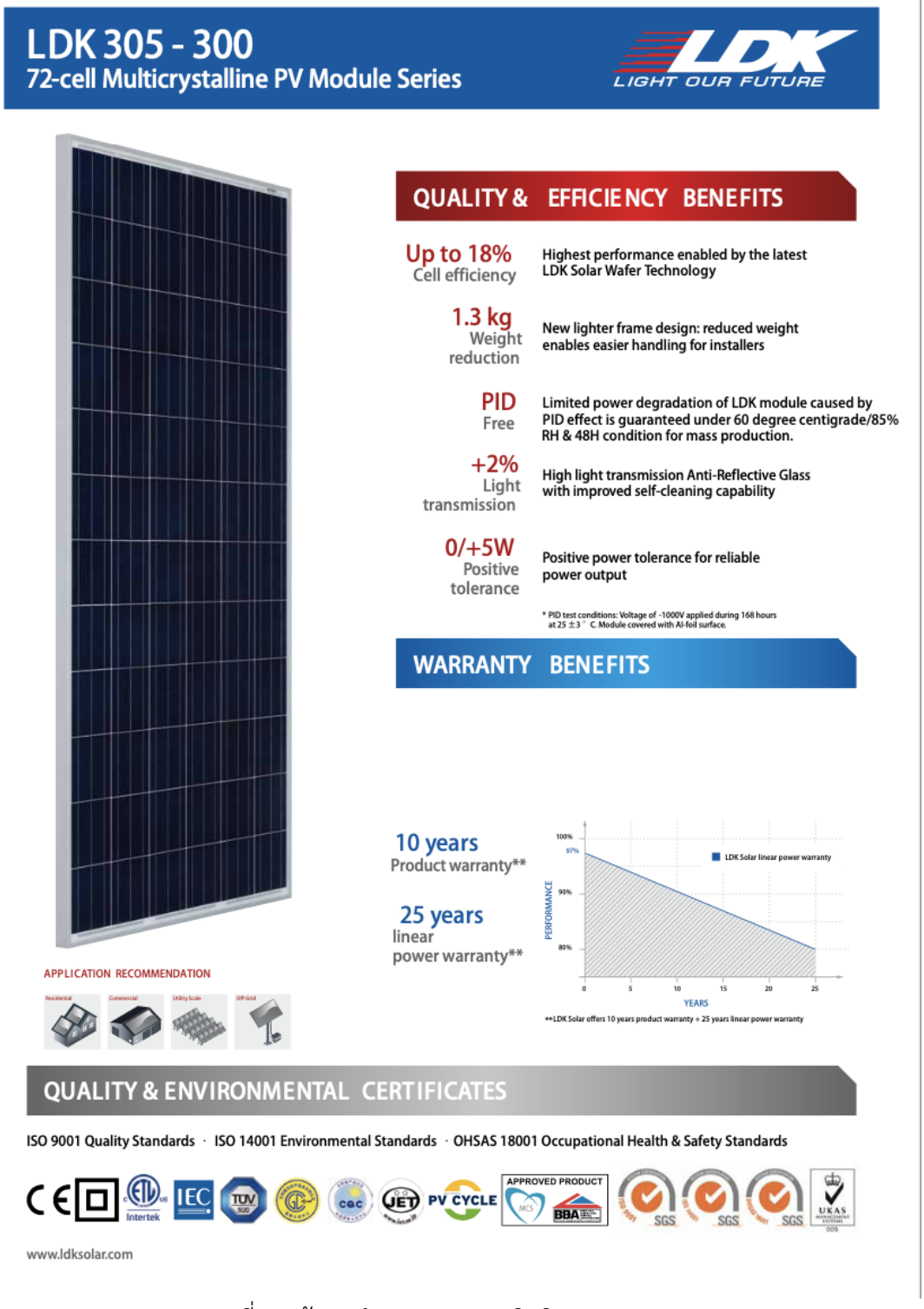
รูปที่ 26 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ (ต่อ)

ภาคผนวก ค ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

คุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (มือสอง)



รูปที่ 27 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผง

LDK 305 - 300
72-cell Multicrystalline PV Module Series

LIGHT OUR FUTURE

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT (STC *)

Module Type		LDK305PBFW	LDK300PBFW
Nominal Power (Pmax)	[W]	305	300
Minimum Power Output	[W]	305	300
Voltage at Pmax (Vmp)	[V]	37.4	37.0
Current at Pmax (Imp)	[A]	8.17	8.12
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	45.8	45.6
Short Circuit Current (Isc)	[A]	8.61	8.58
Tolerance on Nominal Power	[W]	– 0/+5	– 0/+5
Maximum System Voltage	[V]	IEC EN / UL: 1000 V	
Cell Efficiency	[%]	17.41	17.12
Module Efficiency	[%]	15.81	15.56

STC* (Standard Test Conditions): Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM 1.5
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) is used, with power measurement uncertainty within ±3%

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT **

Module Type		LDK305PBFW	LDK300PBFW
Output Power (Pmax)	[W]	222	218
Voltage at Pmax (Vmp)	[V]	34.0	33.6
Current at Pmax (Imp)	[A]	6.53	6.50
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	42.4	42.2
Short Circuit Current (Isc)	[A]	6.97	6.95

NOCT** (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², Ambient Temperature 20 °C, Wind speed 1 m/s
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) is used, with power measurement uncertainty within ±3%

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NOCT	45 ±2 °C
Pmax Temperature Coefficient (γ)	– 0.42 %/ °C
Voc Temperature Coefficient (β)	– 0.32 %/ °C
Isc Temperature Coefficient (α)	0.06 %/ °C
Series Fuse Maximum Rating	20 A
Operating Temperature	From – 40 to +85 °C
Storage Temperature	From – 40 to +60 °C

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar Cells	72 (6x12) multicrystalline silicon - 156 x 156 mm [6 inch] solar cells
Front Glass	4 mm [0.16 in] high-transparency AR-coated tempered glass
Back Cover	White Backsheet
Encapsulant	EVA (Ethylene-Vinyl Acetate)
Frame	Double-layer anodized aluminium alloy, silver
Junction Box	IP65 rated, with serviceable bypass diodes
Cables	UV resistant solar cable, 1200 mm [47.24 in] - section 4.0 mm² [12 AWG]
Connectors	MC4 compatible connectors
Dimensions	1956 x 986 x 40 mm [77.01 x 38.82 x 1.57 in]
Weight	27 kg [59.52 lbs]
Max. Load	Wind Load: 2400 Pa / Snow Load: 5400 Pa

PACKING CONFIGURATION

Packing Configuration	27 pcs. / pallet
Quantity / Stacked Pallet	54 pcs. / Stacked pallet
Loading Capacity	594 pcs./40 ft High Cube Container

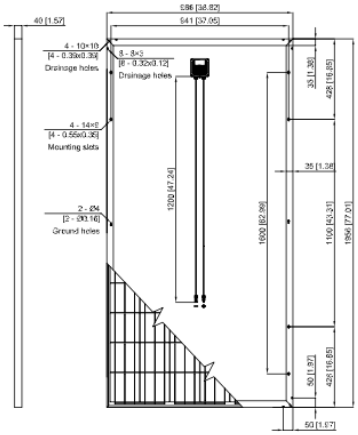
MODULE TYPE CODING RULE

LDK xxx P BF W
- W = Standard White (Backsheet Type)
- F = Standard (Frame Type)
- 72 cells - 156 x 156 mm [6 inch]
- Multicrystalline Si
- Nominal Power [W]

www.ldksolar.com

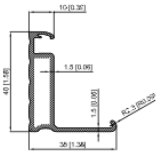
V2 - June 2013 - © LDK Solar Co. Ltd. All rights reserved. E.&O.E.

DIMENSIONS

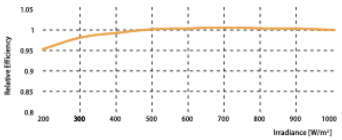


Module dimensions are expressed in mm [in]
with tolerance ±2 mm [±0.079 in]

NEW FRAME CROSS SECTION

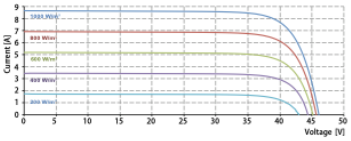


PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



The typical relative change in module efficiency at an irradiance of 200 W/m² in relation to 1000 W/m² (both at 25 °C and spectrum AM 1.5) is less than 5%

I-V CURVE AT DIFFERENT IRRADIANCE LEVELS

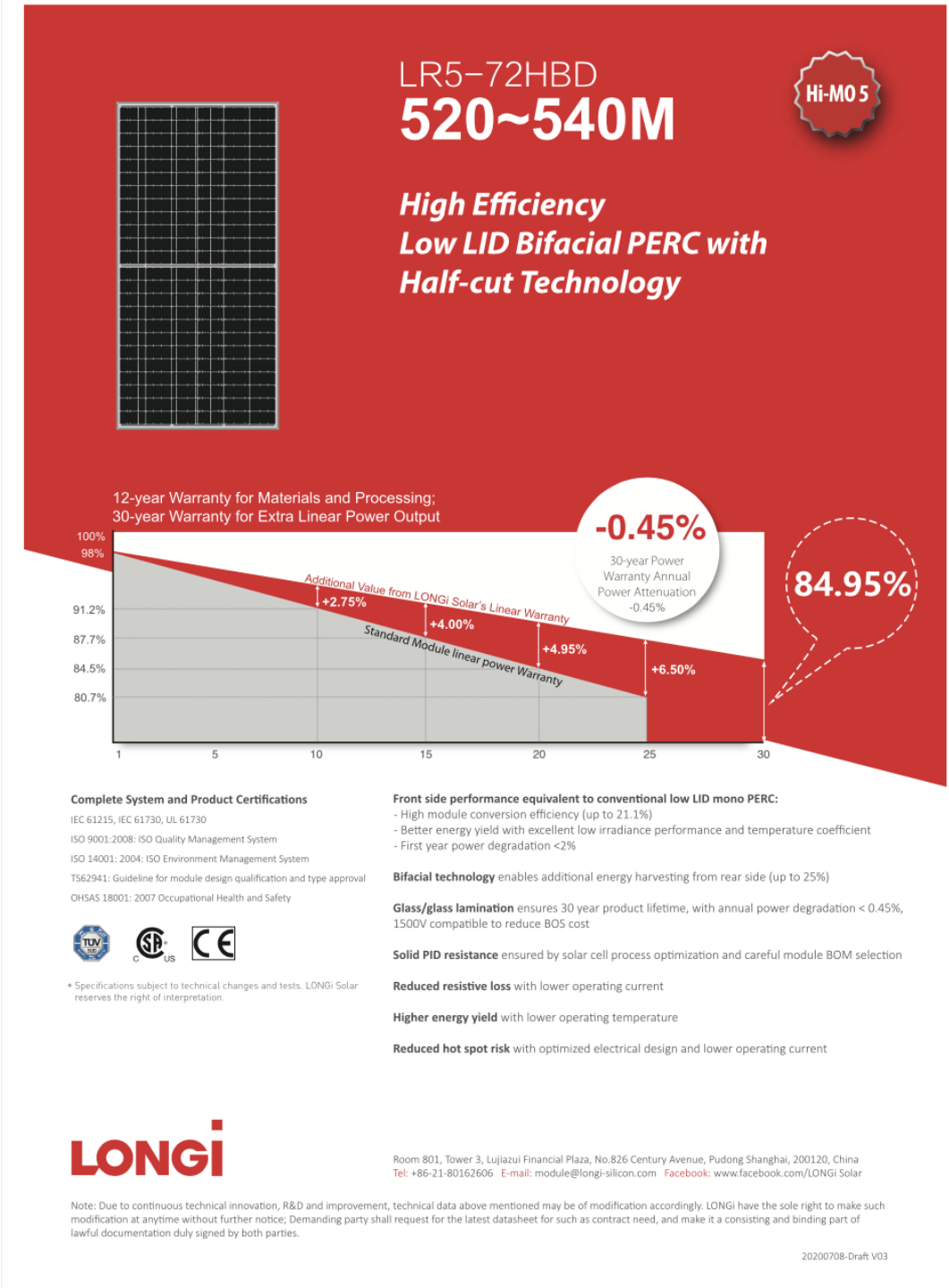


Above graphs are referred to 305 W Type

Microsoft Excel

รูปที่ 27 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผง (ต่อ)

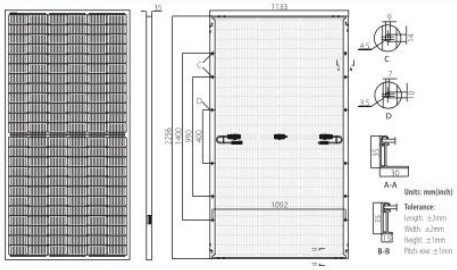
คุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ใหม่)



รูปที่ 28 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผง

LR5-72HBD 520~540M

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: Dual glass
2.0mm coated tempered glass
Frame: Anodized aluminum alloy frame
Weight: 32.3kg
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: 30A
Nominal Operating Cell Temperature: 45±2℃
Safety Protection Class: Class II
Fire Rating: UL type 3
Bifaciality: 70±5%

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR5-72HBD-520M		LR5-72HBD-525M		LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	520	388.3	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.90	45.75	49.05	45.89	49.20	46.03	49.35	46.17	49.50	46.31
Short Circuit Current (Isc/A)	13.57	10.97	13.65	11.03	13.71	11.08	13.78	11.14	13.85	11.19
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.05	38.27	41.20	38.41	41.35	38.55	41.50	38.69	41.65	38.83
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.67	10.15	12.75	10.21	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39
Module Efficiency(%)	20.3		20.5		20.7		20.9		21.1	

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

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 530W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
557	49.20	14.40	41.35	13.46	5%
583	49.20	15.08	41.35	14.10	10%
610	49.30	15.77	41.45	14.74	15%
636	49.30	16.46	41.45	15.38	20%
663	49.30	17.14	41.45	16.02	25%

Temperature Ratings (STC)

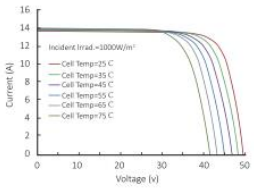
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/℃
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/℃
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/℃

Mechanical Loading

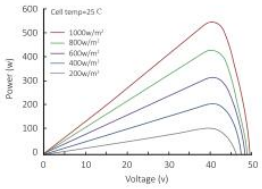
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

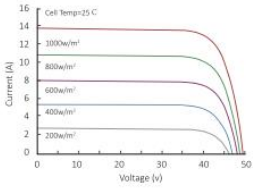
Current-Voltage Curve (LR5-72HBD-530M)



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



Current-Voltage Curve (LR5-72HBD-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.

Microsoft Excel

20200708-Draft V03

รูปที่ 28 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผง (ต่อ)

ภาคผนวก ง ข้อมูลจำเพาะ ทุ่นลอยน้ำ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

SCG

PRODUCT INSTRUCTION MANUAL

FLOATING SOLAR SYSTEM MODEL 3

1-3 Major Component Description

Component		Technical Specification	Application
	SOLAR STAND	• Material : High Density Polyethylene (HDPE) • Weight : 9 kg. • Thickness : 3 mm. • Dimension (LxWxH) : 1370x1200x210mm. • Max.Buoyancy : 237 kg/m2	• Support PV Module and Solar PV Mounting structure
	PATHWAY	• Material : High Density Polyethylene (HDPE) • Weight : 6 kg. • Thickness : 3 mm. • Dimension (LxWxH) : 1314x530x250mm. • Max.Buoyancy : 254 kg/m2	• Application for create pathway for maintenance service and access way to the system • Create support floating for cable route laying
	CONNECTION BOLT	• Material : Polypropylene (PP)	• Fixation equipment for assembly the floating pontoon together • Leveling the alignment of floating pontoon when assembly together
	PV MOUNTING STRUCTURE	• Material : Aluminum • Weight : 2.98 kg.	• Attach and fixing the PV Module with Solar Stand •

Page 4 of 25

รูปที่ 29 ข้อมูลจำเพาะ ทุ่นลอยน้ำ

ภาคผนวก จ Discounted cash flow model

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 13 แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์มือสอง

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า					
0	4,752,102.23					(4,752,102.23)	(4,752,102.23)	0.00
1		100,000.00	1,440,000.00	237,605.11	1,340,000.00	1,577,605.11	(3,174,497.12)	(2,806,309.34)
2		103,000.00	1,425,600.00	237,605.11	1,084,994.89	1,322,600.00	(1,851,897.12)	(3,084,340.18)
3		106,090.00	1,411,344.00	237,605.11	1,067,648.89	1,305,254.00	(546,643.12)	(1,288,082.45)
4		109,272.70	1,397,230.56	237,605.11	1,050,352.75	1,287,957.86	741,314.74	2,199,532.91
5		112,550.88	1,383,258.25	237,605.11	1,033,102.26	1,270,707.37	2,012,022.11	7,056,075.92
6		115,927.41	1,369,425.67	237,605.11	1,015,893.15	1,253,498.26	3,265,520.38	13,010,574.05
7		119,405.23	1,355,731.42	237,605.11	998,721.07	1,236,326.19	4,501,846.56	19,835,771.42
8		122,987.39	1,342,174.10	237,605.11	981,581.60	1,219,186.71	5,721,033.28	27,341,507.65
9		126,677.01	1,328,752.36	237,605.11	964,470.24	1,202,075.35	6,923,108.63	35,369,058.77
10		130,477.32	1,315,464.84	237,605.11	947,382.41	1,184,987.52	8,108,096.15	43,786,304.21
11		134,391.64	1,302,310.19	237,605.11	930,313.44	1,167,918.55	9,276,014.70	52,483,602.75
12	316,650.00	138,423.39	1,289,287.09	253,437.61	897,426.09	1,150,863.70	10,426,878.39	61,370,276.68
13		142,576.09	1,276,394.22	253,437.61	880,380.51	1,133,818.13	11,560,696.52	70,371,617.20
14		146,853.37	1,263,630.27	253,437.61	863,339.29	1,116,776.90	12,677,473.42	79,426,336.41
15		151,258.97	1,250,993.97	253,437.61	846,297.39	1,099,735.00	13,777,208.42	88,484,401.59
16		155,796.74	1,238,484.03	253,437.61	829,249.68	1,082,687.29	14,859,895.71	97,505,196.66
17		160,470.64	1,226,099.19	253,437.61	812,190.93	1,065,628.55	15,925,524.26	106,455,963.05
18		165,284.76	1,213,838.20	253,437.61	795,115.82	1,048,553.44	16,974,077.69	115,310,479.52
19		170,243.31	1,201,699.82	253,437.61	778,018.90	1,031,456.51	18,005,534.20	124,047,945.77
20		175,350.61	1,189,682.82	253,437.61	760,894.60	1,014,332.21	19,019,866.41	132,652,039.76
รวม	**5,068,752.23**	**2,687,037.45**	**26,221,400.99**	**4,894,594.73**	**18,877,373.91**	**19,019,866.41**		**1,069,527,952.34**

ตารางที่ 14 แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ใหม่

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้า					
0	7,342,897.77					(7,342,897.77)	(7,342,897.77)	0.00
1		100,000.00	2,352,000.00	367,144.89	2,252,000.00	2,619,144.89	(4,723,752.88)	(4,175,877.72)
2		103,000.00	2,328,480.00	367,144.89	1,858,335.11	2,225,480.00	(2,498,272.88)	(4,160,880.93)
3		106,090.00	2,305,195.20	367,144.89	1,831,960.31	2,199,105.20	(299,167.68)	(704,943.72)
4		109,272.70	2,282,143.25	367,144.89	1,805,725.66	2,172,870.55	1,873,702.87	5,559,408.06
5		112,550.88	2,259,321.82	367,144.89	1,779,626.05	2,146,770.93	4,020,473.80	14,099,630.54
6		115,927.41	2,236,728.60	367,144.89	1,753,656.30	2,120,801.19	6,141,274.99	24,468,232.89
7		119,405.23	2,214,361.31	367,144.89	1,727,811.19	2,094,956.08	8,236,231.08	36,289,996.73
8		122,987.39	2,192,217.70	367,144.89	1,702,085.42	2,069,230.31	10,305,461.39	49,251,042.22
9		126,677.01	2,170,295.52	367,144.89	1,676,473.62	2,043,618.51	12,349,079.90	63,089,481.38
10		130,477.32	2,148,592.57	367,144.89	1,650,970.36	2,018,115.25	14,367,195.15	77,587,434.35
11		134,391.64	2,127,106.64	367,144.89	1,625,570.11	1,992,715.00	16,359,910.15	92,564,215.73
12	422,220.00	138,423.39	2,105,835.57	388,255.89	1,579,156.30	1,967,412.19	18,327,322.34	107,870,524.64
13		142,576.09	2,084,777.22	388,255.89	1,553,945.24	1,942,201.13	20,269,523.47	123,383,495.43
14		146,853.37	2,063,929.45	388,255.89	1,528,820.19	1,917,076.07	22,186,599.54	139,002,485.77
15		151,258.97	2,043,290.15	388,255.89	1,503,775.29	1,892,031.18	24,078,630.72	154,645,496.07
16		155,796.74	2,022,857.25	388,255.89	1,478,804.62	1,867,060.51	25,945,691.23	170,246,129.27
17		160,470.64	2,002,628.68	388,255.89	1,453,902.15	1,842,158.03	27,787,849.26	185,751,012.45
18		165,284.76	1,982,602.39	388,255.89	1,429,061.74	1,817,317.63	29,605,166.89	201,117,613.15
19		170,243.31	1,962,776.37	388,255.89	1,404,277.17	1,792,533.06	31,397,699.95	216,312,392.48
20		175,350.61	1,943,148.60	388,255.89	1,379,542.11	1,767,798.00	33,165,497.95	231,309,245.65
รวม	**7,765,117.77**	**2,687,037.45**	**42,828,288.28**	**7,532,896.77**	**32,975,498.95**	**33,165,497.95**		**1,883,506,134.42**

บรรณานุกรม

1. EnergyAbsolute. [Available from: https://energyabsolute.co.th/power_solar_lampang.
2. Center SL. [Available from: https://www.solar.com/learn/solar-panel-cost/.
3. SSK. Solar Smile Knowledge; [Available from: https://solarsmileknowledge.com/solar-cell.
4. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. [cited 2022]. Available from: https://www.dede.go.th/main.php?filename=index.
5. DEDE. [Available from: https://www.dede.go.th/main.php?filename=index.
6. เซลล์แสงอาทิตย์ [Internet]. วิกิพีเดีย สารานุกรมเสรี. [cited 2022]. Available from: https://th.wikipedia.org/wiki/%E0%B9%80%E0%B8%8B%E0%B8%A5%E0%B8%A5%E0%B9%8C%E0%B9%81%E0%B8%AA%E0%B8%87%E0%B8%AD%E0%B8%B2%E0%B8%97%E0%B8%B4%E0%B8%95%E0%B8%A2%E0%B9%8C.
7. SCGC. SCG Floating Solar Solutions โซลาร์ฟาร์มลอยน้ำครบวงจร พลังงานทางเลือกที่ยั่งยืน: บริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด; 2020 [updated 22 พฤศจิกายน 2020; cited 2022. Available from: https://www.allaroundplastics.com/article/sustainability/3069/.
8. AllAroundPlastic. [Available from: https://www.allaroundplastics.com/article/sustainability/3069/.
9. Media I. [Available from: https://industry-media.com/index.php/haevy-industrial/energy/green-energy/item/2713-ja-solar-supplies-modules-for-the-first-3mw-bifacial-mono-perc-double-glass-solar-project-in-brazil#close.
10. Growatt. Growatt; [Available from: https://www.ginverter.com/.
11. EGAT. Electricity Generating Authority of Thailand; [Available from: https://www.egat.co.th/home/.
12. PVsyst. Project design. PVsyst SA.
13. Peerapong P, Limmeechokchai B. Optimal Photovoltaic Resources Harvesting in Grid-connected Residential Rooftop and in Commercial Buildings: Cases of Thailand. Energy Procedia. 2015;79:39-46.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

14. ภูนันทพงษ์ อ. การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้า สาหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย. 2019.

15. Tongsopit S, Junlakarn S, Wibulpolprasert W, Chaianong A, Kokchang P, Hoang NV. The economics of solar PV self-consumption in Thailand. Renewable Energy. 2019;138:395-408.

16. Boonpramote T. Decision Making under Risk for Energy Investment. 2021.

17. Bustos F, Toledo A, Contreras J, Fuentes A. Sensitivity analysis of a photovoltaic solar plant in Chile. Renewable Energy. 2016;87:145-53.

18. Sittipat P. VV, Chalernpon M., Preeda C. Improvement of Photovoltaic Cell Efficiency by Using Water Mist to Reduce Photovoltaic Cell Temperature 2018.

19. กาญจนศิษย์ ว. การวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำพิกัด 50 kWp. 2017.

20. เกษสุรางค์ จ. Feasibility Study of Huay Sai Floating Solar Power Plant Project Lampang Province. 2018.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายสมบัติ พรมมาพิษ
วัน เดือน ปี เกิด	30 May 1988
สถานที่เกิด	อุดรธานี
วุฒิการศึกษา	ปริญญาตรี
ที่อยู่ปัจจุบัน	230 หมู่ 8 ตำบลหนองขอนกว้าง อำเภอเมือง จังหวัดอุดรธานี
ผลงานตีพิมพ์	N/A
รางวัลที่ได้รับ	N/A

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University