

การประเมินทางเศรษฐศาสตร์และประสิทธิภาพหลังการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
แบบติดตั้งบนหลังคา : กรณีศึกษาห้างสรรพสินค้า



สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน สหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2562
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Post-Installation Performance and Economics Assessment of Solar PV Rooftop
: A Case Study Department Store



An Independent Study Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Science in Energy Technology and Management
Inter-Department of Energy Technology and Management

GRADUATE SCHOOL

Chulalongkorn University

Academic Year 2019

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อสารนิพนธ์	การประเมินทางเศรษฐศาสตร์และประสิทธิภาพหลังการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา : กรณีศึกษาห้างสรรพสินค้า
โดย	นายเชมณัฐ พรหมมินทร์
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้รับสารนิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบสารนิพนธ์

.....	ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.วิบูลย์ ศรีเจริญชัยกุล)	
.....	อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์)	
.....	กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ประพันธ์ कुชลาธารา)	

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

เชมณัฎฐ์ พรหมมินทร์ : การประเมินทางเศรษฐศาสตร์และประสิทธิภาพหลังการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา : กรณีศึกษาห้างสรรพสินค้า. (Post-Installation Performance and Economics Assessment of Solar PV Rooftop: A Case Study Department Store) อ.ที่ปรึกษาหลัก : ผศ. ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์

การประเมินความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา โดยทั่วไปประเมินจากข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบโดยโปรแกรม PVsyst ซึ่งใช้คำนวณและประมาณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะผลิตได้ก่อนการติดตั้งระบบ งานวิจัยนี้ทำการประเมินความคุ้มค่าจากข้อมูลการใช้งานเป็นเวลา 1 ปีของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบ on grid ที่ติดตั้งจริงบนหลังคา และใช้งานเพื่อประหยัดค่าไฟฟ้าของห้างสรรพสินค้าแห่งหนึ่ง ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 998.4kWp จากการศึกษาข้อมูลการชี้ให้เห็นว่าไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคานั้นสามารถใช้ทดแทนความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ห้างสรรพสินค้าต้องการได้บางส่วน ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงมากกว่าผลผลิตที่คำนวณได้จากการจำลองระบบโดยโปรแกรม PVsyst เนื่องจากมีการบริหารจัดการอย่างเหมาะสมร่วมกับค่ารังสีอาทิตย์ที่ตรวจวัดได้ตลอดปีมากกว่าการคาดการณ์ พลังงานที่มากกว่าการคำนวณดังกล่าวส่งผลให้ดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงนั้นดีกว่าการประเมินก่อนการลงทุน และต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยพลังงานเท่ากับ 1.29 บาทต่อ 1kWh อย่างไรก็ตามระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ยังไม่สามารถผลิตไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายได้ตลอดเวลา เนื่องจากพลังงานที่ผลิตได้จะแปรผันตามค่ารังสีอาทิตย์ ณ เวลานั้น จึงเหมาะเป็นระบบที่ใช้เสริมเพื่อช่วยประหยัดรายจ่ายด้านพลังงานเท่านั้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน	ลายมือชื่อนิสิต
ปีการศึกษา	2562	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

กิตติกรรมประกาศ

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

ขอขอบพระคุณ คณาจารย์ประจำหลักสูตรเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้องค์ความรู้ ทฤษฎี แนวคิด ประสบการณ์จริงในการทำงาน และให้คำปรึกษา ตลอดจนเจ้าหน้าที่ประจำหลักสูตร เจ้าหน้าที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยที่เกี่ยวข้อง และเพื่อนนิสิต ที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลืออย่างดียิ่งมาโดยตลอด

ขอขอบพระคุณ บริษัท บางกอกโซลาร์พาวเวอร์ จำกัด บริษัทผู้ออกแบบ ก่อสร้าง และดูแลระบบ ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลในการทำงานวิจัยทำให้งานเสร็จสมบูรณ์ได้ด้วยดี

สุดท้ายนี้ ขอขอบพระคุณ บิดา มารดา ญาติพี่น้อง และบุคคลท่านอื่นๆ ที่มีได้กล่าวถึงในที่นี้ ที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำ สนับสนุน และความช่วยเหลือจนทำให้งานวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่า สารนิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นประโยชน์สำหรับผู้สนใจ ศึกษาและค้นคว้าเกี่ยวกับเรื่องดังกล่าว หากมีข้อบกพร่องประการใด ผู้วิจัยขออภัยมา ณ ที่นี้ด้วย

เชมณัฐ พรหมมินทร์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
.....	ค
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญรูปภาพ.....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย	1
1.3 ขอบเขตการวิจัย	2
1.4 วิธีการดำเนินการวิจัย	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
บทที่ 2 ความรู้พื้นฐาน ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	4
2.1 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย	4
2.2 ประเภทของเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์	7
2.2.1 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ	7
2.2.2 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับระบบจำหน่าย	7
2.2.3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน	9
2.3 อุปกรณ์หลักสำหรับผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	10

2.3.1 เซลล์แสงอาทิตย์	10
2.3.1.1 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว	12
2.3.1.2 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวม	13
2.3.1.3 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัสเซลล์	13
2.3.2 อินเวอร์เตอร์	14
2.3.2.1 เซนทรัลอินเวอร์เตอร์	14
2.3.2.2 สตริงอินเวอร์เตอร์	15
2.3.2.3 ไฮบริดส์อินเวอร์เตอร์	15
2.4 อัตราส่วนประสิทธิภาพของระบบ	16
2.5 การวิเคราะห์ผลการตอบแทนการลงทุน	17
2.5.1 งบกระแสเงินสด	17
2.5.1.1 รายจ่าย (Cost)	18
2.5.1.2 ประโยชน์หรือรายรับ (Benefit)	18
2.5.2 อัตราผลตอบแทนภายใน	18
2.5.3 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ	18
2.5.4 ระยะเวลาการคืนทุน	19
2.5.5 ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย	19
2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา	19
บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย	22
3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล	22
3.2 การวิเคราะห์ข้อมูล	23
3.2.1 การวิเคราะห์ข้อมูลตามแบบจำลองทางการเงิน	23
3.2.1.1 กระแสเงินสดรับ	23

3.2.1.2	กระแสเงินสดจ่าย.....	23
3.2.1.3	อายุโครงการ.....	23
3.2.1.4	อัตราคิดลด.....	24
3.2.2	เครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูลตามแบบจำลองทางการเงิน.....	24
3.2.2.1	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ.....	24
3.2.2.2	อัตราผลตอบแทนภายใน.....	24
3.2.2.3	ระยะเวลาคืนทุน.....	25
3.2.2.4	ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ.....	25
บทที่ 4	ผลการวิจัยและอภิปรายผลการวิจัย.....	27
4.1	ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	27
4.2	ต้นทุนการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	27
4.3	ต้นทุนการดำเนินงานในช่วงเดินเครื่อง.....	28
4.4	การผลิตพลังงานไฟฟ้า (ในช่วงเวลาออกแบบ).....	28
4.5	การผลิตพลังงานไฟฟ้า (ในช่วงเวลาใช้งาน).....	29
4.6	ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิต.....	30
4.6.1	การส่งลดระดับการทำงานของอินเวอร์เตอร์.....	30
4.6.2	ค่าความเข้มแสง.....	31
4.6.3	ฝุ่น.....	31
บทที่ 5	สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	34
5.1	สรุปผลการวิจัย.....	34
5.2	ข้อเสนอแนะ.....	34
บรรณานุกรม	35
ภาคผนวก ก	37
ภาคผนวก ข	39

ภาคผนวก ค.....	41
ภาคผนวก ง.....	43
ประวัติผู้เขียน.....	45



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 3-1 การเก็บรวบรวมข้อมูล.....	22
ตารางที่ 4-1 มูลค่าการลงทุนระบบ(CAPEX) ขนาด 998.4kWp	28
ตารางที่ 4-2 แสดงรายละเอียดการติดตั้งและปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ (ในช่วงเวลาออกแบบ).....	29
ตารางที่ 4-3 ตารางเปรียบเทียบพลังงานที่ประมาณการจากโปรแกรม PVsyst กับ ผลผลิตพลังงานจริง	30
ตารางที่ 4-4 เปรียบเทียบผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ก่อนและหลังดำเนินการ.....	33



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูปภาพ

	หน้า
รูปที่ 2-1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยเฉลี่ยตลอดปี	5
รูปที่ 2-2 แผนที่แสดงความเข้มรังสีเฉลี่ยของเดือนต่างๆ	6
รูปที่ 2-3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand-alone system) [2].....	7
รูปที่ 2-4 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) [2].....	7
รูปที่ 2-5 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือคอนเวอร์เตอร์	8
รูปที่ 2-6 แสดงระบบป้องกันกระแสไหลย้อน[4]	9
รูปที่ 2-7 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system) [2].....	10
รูปที่ 2-8 โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์[1].....	11
รูปที่ 2-9 ขบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว[1].....	12
รูปที่ 2-10 ตัวอย่างเซนทรัลอินเวอร์เตอร์ SMA ขนาด 2,500 kW[5].....	14
รูปที่ 2-11 ตัวอย่างสตริงอินเวอร์เตอร์ Huawei ขนาด 185 kW[6].....	15
รูปที่ 2-12 ตัวอย่างไฮบริดอินเวอร์เตอร์ Atesse ขนาด 30 kW.....	16
รูปที่ 4-1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ on grid ที่ติดตั้งบนหลังคา.....	27
รูปที่ 4-2 กราฟแสดงการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	29
รูปที่ 4-3 กราฟเปรียบเทียบความเข้มแสงที่คำนวณได้จาก PVsyst.....	31
รูปที่ 4-4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของพลังงานไฟฟ้า และ ประสิทธิภาพของระบบ	32

บทที่ 1

บทนำ

บทนี้ประกอบด้วย ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตงานวิจัย ขั้นตอนการศึกษา วิธีดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ และเนื้อหาของงานวิจัยฉบับนี้

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองนั้น มีการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน จากการนำข้อมูลผลผลิต จากการจำลองระบบมาทำการคำนวณหา ค่าดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ เช่น Internal Rate of Return (IRR) , Payback Period (PB), Net Present Value (NPV) และ หา Levelized Cost of Energy (LCOE) เพื่อประเมินความคุ้มค่าเพื่อ ตัดสินใจในการลงทุน แต่หลังจากติดตั้งและใช้งานจริงผลผลิตที่ได้จะเท่ากับที่ประมาณการไว้หรือไม่ นั้นยังมีปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิต ที่การจำลองโดยคอมพิวเตอร์ไม่สามารถประมาณการได้ชัดเจน เช่น ความต้องการใช้ไฟฟ้า และปริมาณฝุ่นจริง ปัจจัยทั้งสองนี้มีผลกระทบต่อทั้ง ผลผลิตไฟฟ้า และ รายจ่ายในช่วงการดำเนินการซึ่งจะมีผลโดยตรงต่อความคุ้มค่าของการลงทุน

งานวิจัยนี้ทำศึกษาข้อมูลจากการใช้งานจริงของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบน หลังคาห้างสรรพสินค้าแห่งหนึ่ง เพื่อนำมาคำนวณหาค่าของดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ใหม่ที่ได้จาก ฐานข้อมูลจริงซึ่งจะมีความน่าเชื่อถือของข้อมูลมากกว่าข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบโดย คอมพิวเตอร์ และ ทำการศึกษาปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิตไฟฟ้าทั้งสองปัจจัย คือ ความต้องการ ใช้ไฟฟ้า และปริมาณฝุ่นโดยใช้ Performance Ratio (PR) พร้อมหาความคุ้มค่าในการบริหารความ เสี่ยงทั้งสองปัจจัย

1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย

เพื่อทวนสอบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จากข้อมูลผลผลิตจริงของการใช้ระบบไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาเพื่อใช้เองภายใน และทราบผลกระทบของปัจจัย (1) ความต้องการใช้ ไฟฟ้า และ (2) ปริมาณฝุ่นเพื่อใช้เป็นข้อมูลในการบริหารจัดการความเสี่ยงในการลงทุน

1.3 ขอบเขตการวิจัย

1. ศึกษาระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาเพื่อใช้เองขนาด 998.4 kWp บนหลังคาห้างสรรพสินค้าแห่งหนึ่ง
2. มูลค่าการลงทุนติดตั้ง (CAPEX)
3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (OPEX)
 - 3.1 รายจ่ายคงที่ (Fix cost) เช่น ค่าจ้างเหมาดำเนินการรายปี
 - 3.2 รายจ่ายที่แปรผัน (variable cost) ค่าใช้จ่ายในการทำความสะอาดแผง
4. ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิต
 - 4.1 ปริมาณแสงที่วัดได้
 - 4.2 การทำงานของชุด Zero export (ทำงานในขณะที่ห้างมี Load น้อยกว่าระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เพื่อป้องกันกระแสไหลออกสู่การไฟฟ้า) ทำให้ไม่เกิดการผลิตไฟฟ้าในขณะนั้น
 - 4.3 จำนวนครั้งในการทำทำความสะอาดแผง
 - 4.4 ประสิทธิภาพของระบบ (PR: Performance Ratio)

1.4 วิธีการดำเนินการวิจัย

1. กำหนดวัตถุประสงค์ และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2. ศึกษาต้นทุนการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา เช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ อุปกรณ์ควบคุมอื่นๆ ค่าใช้จ่ายอื่นๆที่ใช้ในช่วงติดตั้ง
3. ศึกษาต้นทุนการดำเนินการช่วงเดินระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา เช่น ค่าจ้างเหมาดำเนินงาน รายงาน ซ่อมแซม ประจำปี ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ที่ไม่อยู่ในกรณีรับประกัน ค่าใช้จ่ายในการล้างทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์
4. ศึกษาผลผลิตที่ได้จากการจำลองระบบโดยโปรแกรม PVsyst
5. นำข้อมูลที่ได้จากการศึกษา ข้อที่ 2-4 มาคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ ด้วยวิธีการจำลองการคิดลดกระแสเงินสด (DCF model) ด้วยโปรแกรม MS-excel และนำเอาผลลัพธ์ที่ได้เป็นฐานข้อมูลในการเปรียบเทียบในขั้นตอนหลังการติดตั้ง
6. ศึกษาผลผลิตที่ได้หลังจากการติดตั้งและดำเนินการจริง ระยะเวลาเก็บข้อมูล 1 ปี เมษายน 2561 ถึง มีนาคม 2562
7. นำข้อมูลที่ได้จากการศึกษา ข้อที่ 6 มาคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ ด้วยวิธีการจำลองการคิดลดกระแสเงินสด (DCF model) ด้วยโปรแกรม MS-excel และนำเอาผลลัพธ์ที่ได้เปรียบเทียบข้อมูลฐานและวิเคราะห์ผลลัพธ์ที่ได้หลังจากการติดตั้งและดำเนินการจริง

8. ศึกษาการทำงานของชุด Zero export และผลกระทบต่อผลผลิต
9. ศึกษาผลผลิตจริงเทียบกับอัตราส่วนประสิทธิภาพระบบ และผลผลิตที่คำนวณจากโปรแกรม PVsyst
10. สรุปผลการทดลอง

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจลงทุน
2. ทราบความแตกต่างผลผลิตจริงที่ได้กับการจำลองระบบจากคอมพิวเตอร์
3. ใช้เป็นข้อมูลในการต่อยอดธุรกิจ เช่น การขายไฟฟ้าระหว่างเอกชน (Private PPA)
4. ใช้เป็นข้อมูลเพื่อบริหารจัดการ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ให้เกิดประโยชน์สูงสุด



บทที่ 2

ความรู้พื้นฐาน ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

เนื้อหาในบทนี้ จะกล่าวถึง ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ความรู้พื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาที่ใช้ศึกษาในงานวิจัยนี้และข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หลักการทำงานของชุดกันกระแสไหลย้อน อัตราส่วนประสิทธิภาพระบบ บทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

2.1 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

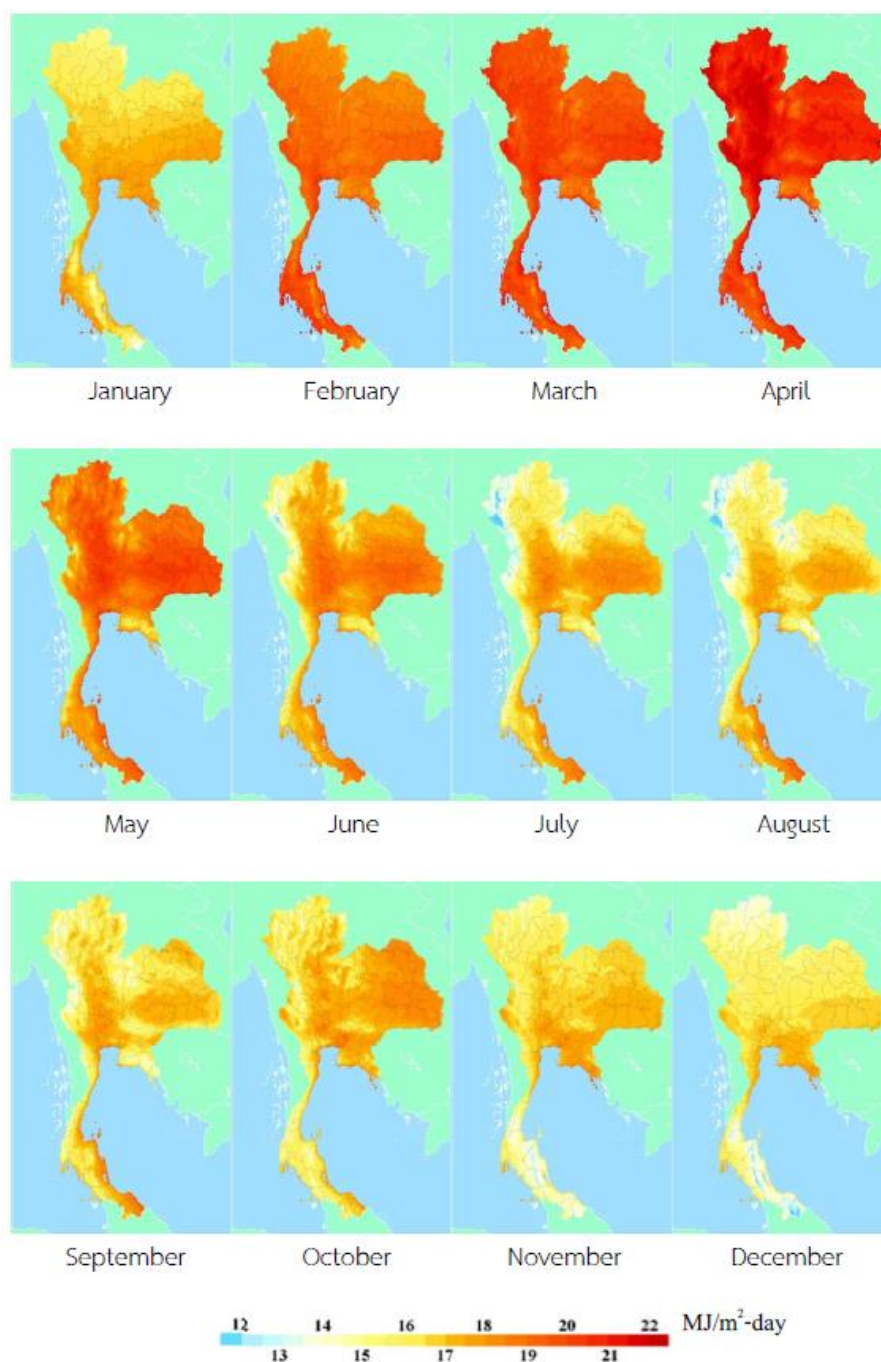
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้ศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์และจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมของประเทศไทย โดยการวิเคราะห์ข้อมูล ดาวเทียมประกอบกับข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดภาคพื้นดิน พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ดยโสธร อุบลราชธานี อุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาทอยุธยา และจังหวัดลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีที่ 19 ถึง 20 MJ/m²-day พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 11.0% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศไทย นอกจากนี้ยังพบว่า 35.6% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีในช่วง 18-19 MJ/m²-day จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่ามีค่าเท่ากับ 18.0 MJ/m²-day จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูงและได้จัดทำเป็นแผนที่ เรียกแผนที่ดังกล่าวว่า “แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย” ในแผนที่จะแสดง ความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์ที่บริเวณต่างๆ ของประเทศไทยได้รับในรูปของค่ารายวันเฉลี่ยต่อปีในหน่วย MJ/m²-day และภายหลังจากที่วิเคราะห์ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมไปตรวจสอบกับสถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของ พพ. ที่ได้จัดตั้งไว้ 38 แห่ง และสถานีวัดของมหาวิทยาลัยศิลปากร 4 แห่ง[1]



รูปที่ 2-1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยเฉลี่ยตลอดปี

จากแผนที่ความเข้มรังสีอาทิตย์ จะทำให้ทราบ ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ซึ่งจะเห็นได้ว่าบริเวณที่มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงแผ่เป็นบริเวณกว้าง ตอนล่างของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และพื้นที่บางส่วนของภาคกลาง จะเห็นได้ว่าครึ่งหนึ่งพื้นที่ของประเทศไทยได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากกว่า $17 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$ ซึ่งถือว่าอยู่ในระดับค่อนข้างสูง

รังสีดวงอาทิตย์นอกจากจะมีค่าเปลี่ยนแปลงตำแหน่งและทางเดินของดวงอาทิตย์ตามเวลาในรอบปีแล้ว ยังขึ้นอยู่กับภูมิประเทศด้วย ดังปรากฏตามแผนที่ความเข้มรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อเดือนของเดือนต่างๆ จะเห็นว่ารังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่ทั่วประเทศมีการเปลี่ยนแปลงตามพื้นที่และตามฤดูกาลในรอบปี ดังแสดงในรูปที่ 2-2



รูปที่ 2-2 แผนที่แสดงความเข้มรังสีเฉลี่ยของเดือนต่างๆ

2.2 ประเภทของเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์

เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าได้แก่ ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ

2.2.1 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

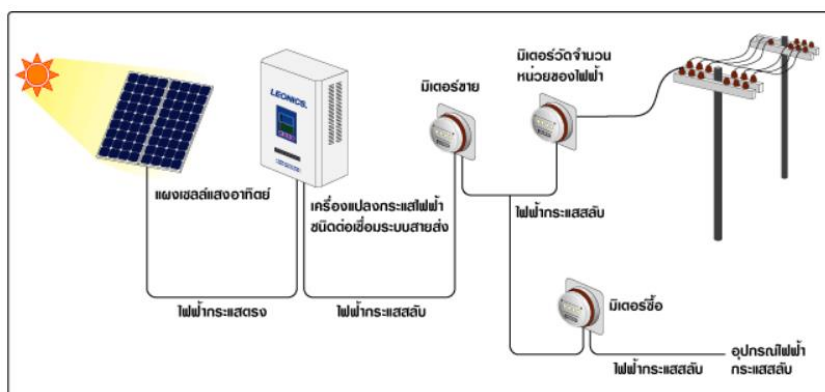
ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand-alone system) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการออกแบบสำหรับใช้งานในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้า อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่



รูปที่ 2-3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand-alone system) [2]

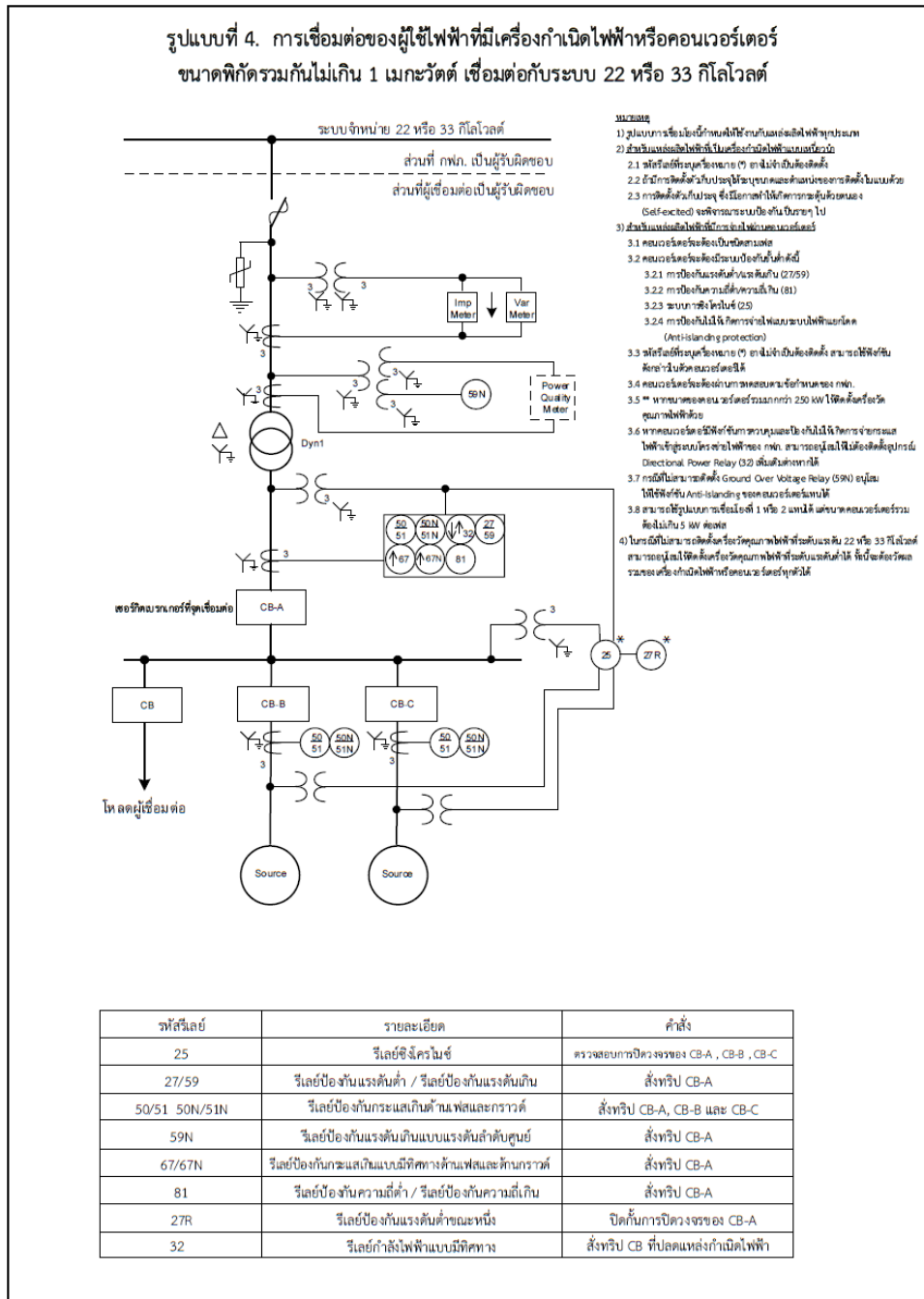
2.2.2 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับระบบจำหน่าย

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเข้าสู่ระบบสายส่งไฟฟ้าโดยตรง ใช้ผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์เปลี่ยนกระแสตรงเป็นกระแสสลับที่สามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ซึ่งสามารถปรับคุณภาพไฟฟ้ากระแสสลับที่ผลิตได้ให้เหมาะสมกับ กระแสไฟฟ้าที่รับจากระบบจำหน่ายได้ อุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559



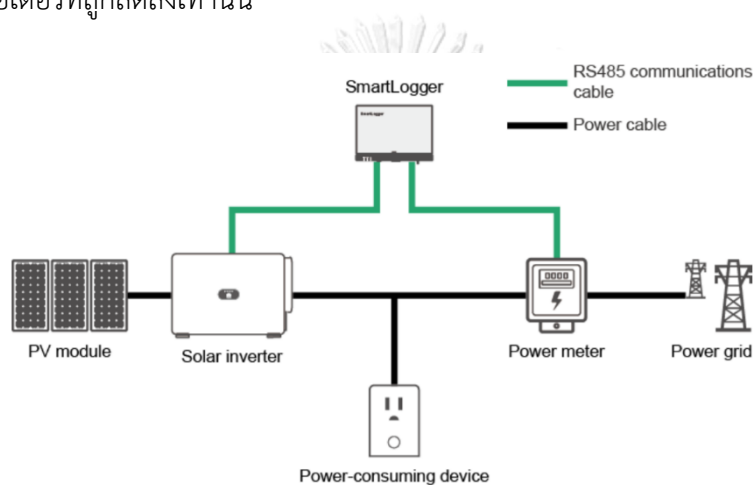
รูปที่ 2-4 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) [2]

ซึ่งตามตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบ
 โคร่งข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 กำหนดให้มีการป้องกันการไหลย้อนของกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่าย
 ดังแสดงในรูปที่ 2-5 มีรีเลย์ 32 ป้อนกันอยู่ซึ่งจะทำการสั่งปลด CB แหล่งกำเนิดไฟฟ้า ทำให้เสีย
 โอกาสในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลานั้นๆ



รูปที่ 2-5 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือคอนเวอร์เตอร์
 ขนาดพิกัดรวมกันไม่เกิน 1 MW เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 kV[3]

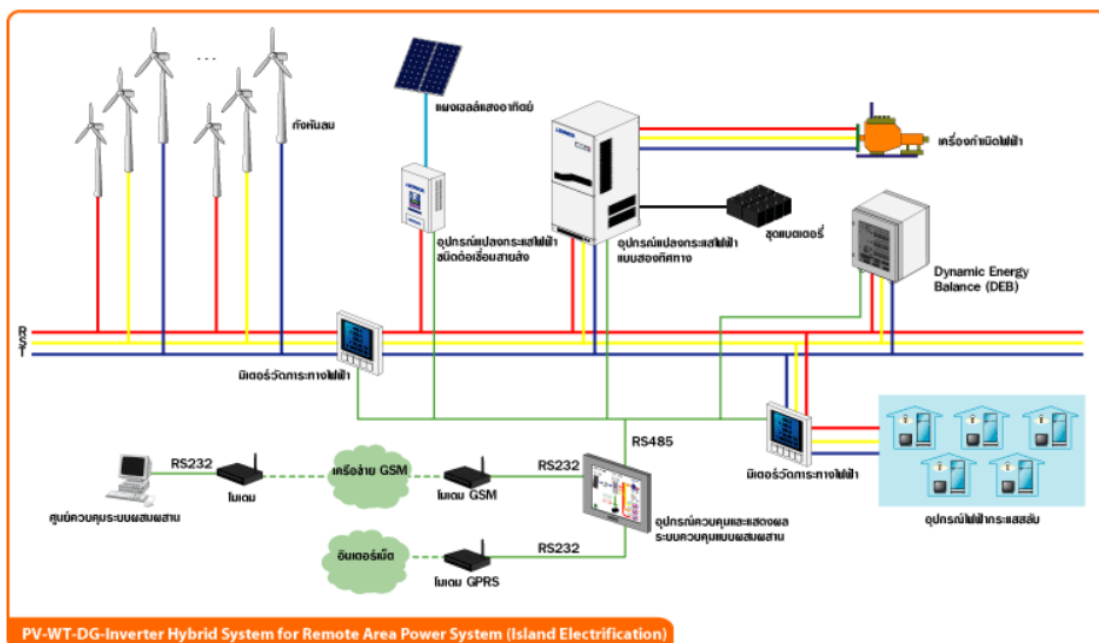
แต่มีการอนุโลม หากเครื่องคอนเวอเตอร์มีฟังก์ชันป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของโครงข่ายจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ต้องติดตั้ง Directional power relay (32) ได้ จึงทำให้เสียโอกาสผลิตไฟฟ้าน้อยกว่าเมื่อเทียบกับการปิดระบบเพื่อป้องกันการไหลย้อนของกระแส รูปที่ 2-6 แสดงระบบการป้องกันกระแสไหลย้อน หลักการทำงานของระบบนี้จะทำการตรวจเช็คกระแสโดยใช้ Power meter ซึ่งสามารถตรวจจับทิศทางของกระแสได้หากเกิดเหตุการณ์ที่กระแสไหลเข้าน้อยเข้าใกล้ค่าที่กำหนดไว้ ระบบก็จะเริ่มทำการสั่งการให้ลดระดับการทำงานของอินเวเตอร์ลงจนมีปริมาณกระแสไหลเข้าอยู่ในเกณฑ์ จึงทำให้เสียโอกาสที่จะผลิตไฟฟ้าเท่ากับ ระดับการทำงานของอินเวเตอร์ที่ถูกลดลงเท่านั้น



รูปที่ 2-6 แสดงระบบป้องกันกระแสไหลย้อน[4]

2.2.3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบ สำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ ดังแสดงในรูปที่ 2-7 เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และ เครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และ ไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบ ระบบจะขึ้นอยู่กับารออกแบบตามวัตถุประสงค์โครงการเป็นกรณีเฉพาะ



รูปที่ 2-7 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system) [2]

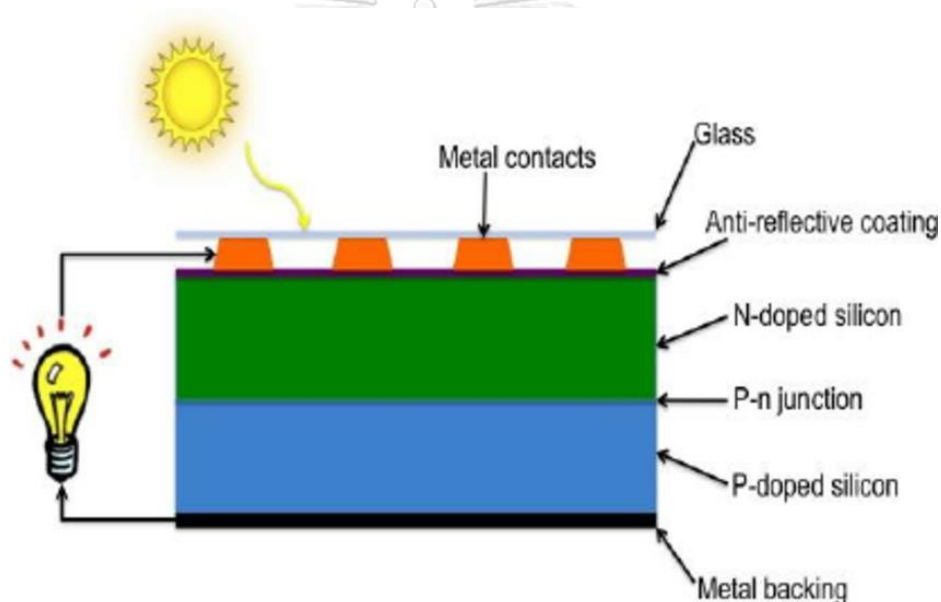
2.3 อุปกรณ์หลักสำหรับผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

การใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าจากดวงอาทิตย์ จะประกอบด้วยอุปกรณ์ต่างๆ อาทิ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องมีการออกแบบให้เพียงพอต่อการใช้งานในบ้านพักอาศัย หรือสถานประกอบการอื่นๆ ซึ่งในการออกแบบระบบจึงต้องมีความรู้ความเข้าใจใน อุปกรณ์ต่างๆ เพื่อสามารถใช้งานได้ถูกต้องและมีประสิทธิภาพที่สุด ในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องใช้ส่วนประกอบที่สำคัญดังนี้

2.3.1 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) เป็นสิ่งประดิษฐ์ที่สร้างขึ้น ให้เป็นอุปกรณ์ที่สามารถเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงาน ไฟฟ้าถูกสร้างขึ้นครั้งแรกในปี ค.ศ. 1954 โดยแชปปีน (Chapin) ฟูลเลอร์ (Fuller) และเพียสัน (Pearson) ซึ่งได้ค้นพบเทคโนโลยีการสร้างรอยต่อ P-N ของผลึกซิลิคอนจนได้เซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นมาเป็นครั้งแรกในโลกซึ่งมี ประสิทธิภาพเพียง 6% โดยในระยะเวลาต่อมาได้มีการวิจัยและพัฒนาให้มี ประสิทธิภาพสูงกว่า 15 % โดยในระยะเริ่มต้น ได้นำเซลล์แสงอาทิตย์ไปใช้งานในการผลิตพลังงานไฟฟ้าทางด้านอวกาศดาวเทียมระบบสื่อสารต่างๆ จนในปัจจุบัน มีการผลิตใช้งานอย่างแพร่หลายเนื่องจากความต้องการการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีสะอาดที่เพิ่มสูงขึ้น อีกทั้งการพัฒนาเทคโนโลยีอย่างรวดเร็วส่งผลให้เซลล์แสงอาทิตย์มีราคาถูกลงและประสิทธิภาพสูงขึ้น

เซลล์แสงอาทิตย์ทำจากซิลิคอนซึ่งเป็นวัสดุเช่นเดียวกับ Transistors และวงจรรวม (Integrated Circuit :IC) โดย ผลึกซิลิคอนจะถูกทำให้ไม่บริสุทธิ์ (Dope) โดยการเติมธาตุในกลุ่ม 3 และ 5 ของตารางธาตุซึ่งจะได้ผลึกซิลิคอน (P-Type และ N-type) ที่มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าต่างกันตามลำดับเมื่อนำมาต่อเชื่อมกันด้วยกรรมวิธีการแพร่สาร ระหว่างผลึกทำให้ระหว่างรอยต่อมีสภาวะที่เป็นกลาง (Depletion Region) ผลึกซิลิคอนจะวางซ้อนกันเป็นชั้นบาง (Layer) เมื่อมีแสงซึ่งมีอนุภาคโฟตอน (Photon) มาตกกระทบแผ่นชั้นซิลิคอน อิเล็กตรอนที่ได้รับพลังงานจะเกิดการไหล ความไม่สมดุลของประจุระหว่างชั้นเซลล์เมื่อมีการต่อเชื่อมขั้วไฟฟ้าออกไปก็จะเกิดความต่างศักย์ไฟฟ้าขึ้นที่ขั้วไฟฟ้านั้น เมื่อนำมาต่อเชื่อมกันเป็นวงจรไฟฟ้าจะเกิดการถ่ายเทอิเล็กตรอนระหว่างขั้วเกิดมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านวงจรทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้าขึ้นมาได้



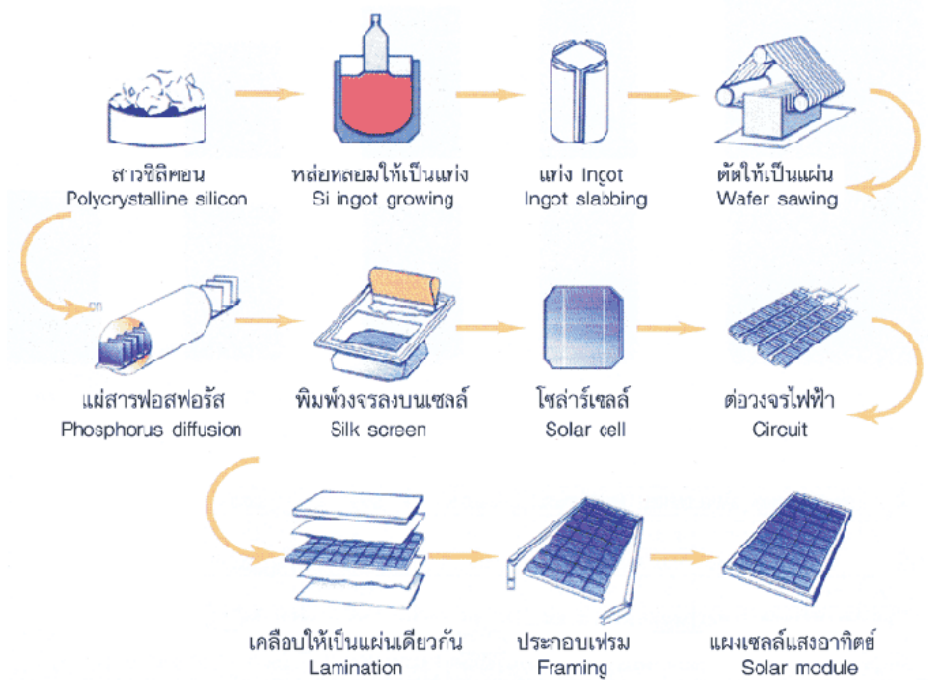
รูปที่ 2-8 โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์[1]

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานกันอยู่ในปัจจุบันจะแบ่งออกเป็น 2 ประเภทใหญ่ๆ คือการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์จากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอนกับการผลิตจากสารประกอบชนิดอื่นๆ เช่น แกลเลียมอาร์เซไนด์ (GaAs) แคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) เป็นต้นกลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอนจะแบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้นเป็น 2 แบบได้แก่แบบที่อยู่ในรูปแบบของผลึก (Crystal) และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) แบบที่เป็นรูปผลึกยังสามารถแบ่งออกได้อีกเป็น 2 ชนิด คือ ชนิดเป็นก้อนผลึก (Bulk) และชนิดฟิล์มบาง (Thin film) เซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดก้อนผลึกยังแบ่งออกเป็นชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน

ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งตามวัสดุที่ใช้เป็น 3 ชนิดหลักๆ คือ

2.3.1.1 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว

การผลิตเริ่มจากการนำเอาซิลิคอนซึ่งผ่านการทำให้เป็นก้อนที่มีความบริสุทธิ์สูงมาก (99.9999%) ไปหลอมละลายที่อุณหภูมิสูงถึง 1,500 °C เพื่อทำการสร้างแท่งผลึกเดี่ยวขนาดใหญ่ (เส้นผ่านศูนย์กลาง 6-8 นิ้ว) จากต้นผลึก (seed crystal) ด้วยการดึงผลึก คุณภาพของผลึกเดี่ยวจะสำคัญมากต่อคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์ ต่อไปก็จะนำแท่งผลึกเดี่ยวนี้ไปตัดเป็นแผ่นๆ เรียกว่าเวเฟอร์หนาประมาณ 300 ไมโครเมตร และขีดความเรียบของผิวจากนั้นก็จะนำไปเจือสารที่จำเป็น ในการทำให้เกิดเป็น p-n junction ขึ้นบนแผ่นเวเฟอร์ ด้วยวิธีการ Diffusion ที่อุณหภูมิระดับ 1,000°C หลังจากนั้นเป็นขั้นตอนการทำขั้วไฟฟ้าเพื่อนำกระแสไฟ่ออกใช้ จากนั้นเป็นการเคลือบฟิล์มผิวหน้า เพื่อป้องกันการสะท้อนแสงให้น้อยที่สุด ในขั้นตอนนี้จะได้เซลล์ที่พร้อมใช้งาน แต่เนื่องจากในการใช้งานจริง เราจะนำเซลล์แต่ละเซลล์มาต่ออนุกรมกันเพื่อเพิ่มแรงเคลื่อนไฟฟ้าให้ได้ตามต้องการ หลังจากนั้นก็นำไปประกอบเข้าแผงโดยใช้กระจกเป็นเกราะป้องกันแผ่นเซลล์ และใช้ซิลิโคน และ อีวีเอ (Ethelele Vinyl Acetate) ช่วยป้องกันความชื้น แผง Mono crystalline จะมี ประสิทธิภาพดีกว่าแบบ Poly crystalline เล็กน้อย หากอุปกรณ์ต่อพ่วงได้ง่ายมีราคาถูกอายุการใช้งานยาวนานกว่า 25 ปี ทนทาน ใช้พื้นที่น้อยและมีน้ำหนักเบา



รูปที่ 2-9 ขบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว[1]

2.3.1.2 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวม

ได้ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อแก้ปัญหาต้นทุนสูงของแบบผลึกเดี่ยว ซิลิคอนแบบผลึกรวมก็คือการนำเอา ซิลิคอนบริสุทธิ์รวมถึงซิลิคอนที่เหลือทิ้งจากการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยวมาหลอมในเตาให้เป็นแท่งแล้วปล่อยให้เย็นตัวลงช้า ๆ หลังจากนั้นนำมาตัดเป็นแผ่นๆ เรียกว่า เวเฟอร์หนาประมาณ 300-400 ไมโครเมตรแล้วนำไปทำ p-n junction ต่อไป

2.3.1.3 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัสเซลล์

มีวิธีการผลิตที่ต่างจากแบบผลึกโดยสิ้นเชิงโดยจะเป็นลักษณะของแผ่นฟิล์มบาง ไม่ใช่เวเฟอร์โดยจะสร้างแผ่นฟิล์มบางของซิลิคอนบนแผ่นฐานรอง โดยใช้เทคนิคที่ใช้ในการผลิตมีหลายเทคนิค ที่นิยมใช้กันมากคือเทคนิคที่มีชื่อเรียกว่า CVD (Chemical Vapor Deposition) ซึ่งจะมี ระบบนำก๊าซที่เป็นสารประกอบประเภทซิลิคอน เช่น ก๊าซไซเลน (SiH_4) ผ่านเข้าไปในท่อสุญญากาศ ก๊าซจะถูกทำการกระตุ้นด้วยวิธีต่างๆ เช่น โดยพลาสมาเพื่อส่งพลังงานให้ก๊าซสารประกอบซิลิคอนแยกตัวและซิลิคอนเข้าไปจับตัวกันบนแผ่นฐานรองที่ถูกให้ความร้อนที่อุณหภูมิประมาณ 200-300 °C โดยแผ่นฐานรองส่วนใหญ่จะเป็น แก้ว สแตนเลส หรือพลาสติกซึ่งได้ทำการเคลือบชั้นตัวนำโปร่งแสงไว้ก่อน ซิลิคอนจะทับถม สะสมบนแผ่น ด้วยอุณหภูมิการผลิตที่ไม่สูงมากซิลิคอนที่เกิดขึ้นจึงเป็นแบบอะมอร์ฟัสซิลิคอนในขั้นตอนนี้หากเราใส่ก๊าซที่มี Boron เช่น B_2H_6 เข้าไปด้วยเราก็จะได้แผ่นฟิล์มที่เป็นอะมอร์ฟัสซิลิคอนชนิด p และถ้าหากใส่ก๊าซที่มี phosphorus เช่น PH_3 เราก็จะได้แผ่นฟิล์มที่เป็นอะมอร์ฟัสซิลิคอนชนิด n ซึ่งจะเห็นได้ว่า ด้วยวิธีนี้จะสามารถควบคุมการไหลของก๊าซเพื่อสร้างให้เกิดชั้นของ p-n อะมอร์ฟัสซิลิคอนขึ้นได้อย่างง่าย หลังจากได้ โครงสร้าง p-n แล้วก็จะสร้างส่วนของขั้วไฟฟ้าให้เสร็จเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์แบบ Amorphous เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไวแสงมากที่สุดสามารถรับแสงที่อ่อนๆได้รวมทั้งแสงจากหลอดไฟฟ้าต่างๆ จึงทำงานได้ในพื้นที่ที่มีเมฆหมอกฝุ่นละอองมีฝนตกชุก สามารถทำงานภายใต้อุณหภูมิสูงได้ดี แต่ก็มีผลเสียคือประสิทธิภาพค่อนข้างต่ำจึงทำให้ต้องใช้พื้นที่มากแผนนิยมนำไปใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ เช่น เครื่องคิดเลขนาฬิกาหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดเล็กๆ เป็นต้น[1]

2.3.2 อินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ (Inverter) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ปรับเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงจาก แบตเตอรี่ หรือจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ สำหรับใช้งานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่โดยทั่วไป อินเวอร์เตอร์จะออกแบบวงจรภายในโดยใช้วงจร Switching แปลงระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็น กระแสสลับโดยมีสัญญาณความถี่ไฟฟ้า 50 Hz ปัจจุบันอินเวอร์เตอร์ที่ใช้งานแบ่งออกตามขนาดและ การใช้งานดังนี้

2.3.2.1 เซนทรัลอินเวอร์เตอร์

เซนทรัลอินเวอร์เตอร์ (Central Inverter) เป็นอินเวอร์เตอร์แบบออนกริด ขนาดใหญ่ ที่มีขนาดตั้งแต่ 100 kW. - 2,500 kW. ส่วนใหญ่จะใช้ ในโซลาร์ฟาร์ม หรือ PV Power Plant ขนาดใหญ่ที่มีการติดตั้งกำลังการผลิตติดตั้งหลายๆเมกะวัตต์ เพื่อความสะดวกในการติดตั้งและดูแล ระบบใหญ่ๆ แต่อาจมีข้อด้อยคือ หากมีอินเวอร์เตอร์เสีย 1 set ก็จะทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าทั้ง ระบบลดลงอย่างมากเช่น PV Plant ขนาดกำลังการผลิต 10 MW โดยใช้ Central Solar Inverter ขนาด 1,000 kW จำนวน 10 set หากเสียไป 1 set ก็ทำให้ Performance หายไป 10% เช่นกัน



รูปที่ 2-10 ตัวอย่างเซนทรัลอินเวอร์เตอร์ SMA ขนาด 2,500 kW[5]

2.3.2.2 สตริงอินเวอร์เตอร์

สตริงอินเวอร์เตอร์ (String Inverter) เป็นอินเวอร์เตอร์แบบออนกริด ขนาดเล็ก ตั้งแต่ 2 - 185 kW ซึ่งเป็นอินเวอร์เตอร์ ที่เรานำมาติดตั้งใช้งานตามบ้าน สำนักงาน หรือโรงงาน ที่ส่วนใหญ่ ติดตั้งบนหลังคา หรือตาดฟ้า ซึ่งทำให้มีความยืดหยุ่นในการออกแบบให้เหมาะสมกับข้อจำกัดด้าน พื้นที่ติดตั้ง หรือ พลังงานที่ต้องการใช้ของแต่ละสถานที่นั้นๆได้ และเกิดประโยชน์สูงสุด ปัจจุบันมีการ ใช้งานอย่างแพร่หลาย มีการใช้งานต่าง ๆ กันไปตามแต่ละยี่ห้อ และการใช้งาน



รูปที่ 2-11 ตัวอย่างสตริงอินเวอร์เตอร์ Huawei ขนาด 185 kW[6]

2.3.2.3 ไฮบริดอินเวอร์เตอร์

ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ (Hybrid Inverter) เป็นอินเวอร์เตอร์ที่สามารถออนกริด และออฟกริดได้ ตามการตั้งค่าและออกแบบระบบ อินเวอร์เตอร์จะประกอบไปหน้าที่หลัก คือ แปลง กระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับ เป็นตัวชาร์จประจุแบตเตอรี่ และบริหารจัดการการใช้พลังงาน ให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด



รูปที่ 2-12 ตัวอย่างไฮบริดส์อินเวอร์เตอร์ Ateess ขนาด 30 kW

2.4 อัตราส่วนประสิทธิภาพของระบบ

อัตราส่วนประสิทธิภาพของระบบ(Performance Ratio) วิธีการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อ้างอิงตามมาตรฐาน International Electrotechnical Commission : IEC 61724 ซึ่งจะมีค่าพารามิเตอร์เป็นจำนวนมากที่ใช้ในการคำนวณ แต่จะมีค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญที่สามารถนำมาใช้ในการเปรียบเทียบสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าของระบบฯ ดังนี้

$$Y_f = \frac{E_{grid(AC)}}{P_{o(installed)}} \quad (2.1)$$

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{STC}} \quad (2.2)$$

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \times 100 \quad (2.3)$$

- Y_f คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบต่อขนาดของระบบที่ติดตั้ง
: Final Yield (kWh/kWp)
- Y_r คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางทฤษฎี
: Reference Yield (kWh/kWp)

- PR คือ ค่าอัตราส่วนประสิทธิภาพ : Performance Ratio (%)
- $E_{grid(AC)}$ คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้า (kWh)
- P_o (installed) คือ ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้ง (kWp)
- H_i คือ ค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ (kWh/m²)
- G_{STC} คือ ค่ารังสีดวงอาทิตย์ ที่มาตรฐาน STC (1 kW/m²)

2.5 การวิเคราะห์ผลการตอบแทนการลงทุน

โดยทั่วไปผลตอบแทนการลงทุน มี 2 รูปแบบ คือ ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ และผลตอบแทนทางการเงิน ซึ่งโดยทั่วไปภาคเอกชนจะใช้เกณฑ์ผลการตอบแทนด้านการเงินเป็นหลักในการตัดสินใจลงทุน เนื่องจากเป็นการประกอบธุรกิจเชิงพาณิชย์ ส่วนภาครัฐจะใช้ทั้งผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน ประกอบกัน เนื่องจากบางโครงการที่รัฐลงทุน ผลตอบแทนทางการเงินอาจไม่สูงในระดับจูงใจ แต่ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการที่นำเอาผลประโยชน์ทางอ้อมที่มีใช้ เป็นเม็ดเงินโดยตรงมา ประเมินร่วมด้วย จะทำให้โครงการนั้นมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนตามพันธกิจของภาครัฐที่มีใช้เชิงพาณิชย์ การวิเคราะห์ด้านการเงินและการลงทุนของโครงการพัฒนาการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยการศึกษาและประเมินผลตอบแทนทางการเงินและการลงทุน มีพารามิเตอร์ หลักที่นิยมใช้ในการประเมินความเหมาะสมของโครงการด้านการลงทุน ดังนี้

2.5.1 งบกระแสเงินสด

งบกระแสเงินสด (Cash Flow) เป็นการวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายและรายได้ที่เกิดขึ้นในแต่ละปีในช่วงอายุที่โครงการยัง ก่อให้เกิดรายได้ว่า รายได้ที่ได้รับจะเพียงพอต่อค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในปีนั้นๆ หรือไม่ ทั้งนี้เพื่อจะได้ตระหนักและหาทางแก้ไขล่วงหน้าเพื่อมิให้เกิดสถานการณ์เงินขาดมือในช่วงใดช่วงหนึ่ง ซึ่งจะส่งผลให้โครงการสะดุดในกรณีการกู้เงินสถาบันการเงินจะให้ความสำคัญกับงบกระแสเงินสดมาก

ปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อการวิเคราะห์ความเหมาะสมการลงทุนที่ถูกต้องมีดังนี้

2.5.1.1 *รายจ่าย (Cost)* ประกอบด้วย ต้นทุนการลงทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ต้นทุน ได้แก่ เงินที่ใช้ลงทุนในการ พัฒนาโครงการ เช่น การซื้อที่ดิน แพง เซลล์แสงอาทิตย์ ฯลฯ ตลอดจนค่าติดตั้ง ดำเนินการทดสอบ ในการดำเนินการ พัฒนาโครงการ ค่าใช้จ่ายได้แก่ ค่าดำเนินการในการเดินเครื่องหลังจากการพัฒนาโครงการแล้วเสร็จ เช่น ค่าจ้างพนักงาน ค่าซ่อมแซม ดอกเบี้ยเงินกู้ ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ภาษี ฯลฯ แต่ละเทคโนโลยีจะมีค่าใช้จ่ายเหล่านี้อาจไม่เหมือนกันขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีและขนาด และมาตรการส่งเสริม การลงทุนของรัฐ

2.5.1.2 *ประโยชน์หรือรายรับ (Benefit)* รายรับที่ได้รับจากโครงการ แยกออกเป็น 2 รูปแบบ คือ ประโยชน์โดยตรงทางการเงิน อันได้แก่ รายได้จากการขายพลังงานในกรณีที่ขายให้แก่ภายนอก หรือการลดค่าใช้จ่ายพลังงานที่ใช้อยู่เดิม การขายวัสดุที่เหลือจากการผลิตพลังงาน รายได้จาก CDM กับประโยชน์ทางอ้อมที่มีใช้เป็นเม็ดเงินโดยตรงแต่สามารถประเมินเป็นรูปเงินได้

2.5.2 อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR) อัตราผลตอบแทนของโครงการคืออัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ทำให้ค่า NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ ซึ่งหาก ว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ปัจจุบันสูงกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้ก็ ไม่สมควรที่จะลงทุนโครงการดังกล่าวในทางตรงกันข้ามหากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ ปัจจุบันยังต่ำกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้มากเท่าไรแสดงเป็นโครงการที่ให้ ผลตอบแทนมากขึ้นตามลำดับ

2.5.3 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการคือมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งสามารถ คำนวณได้จากการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ซึ่งการ วิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิคือหากค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ > 0 แสดงว่าเป็นโครงการที่สมควรจะ ดำเนินการเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบกับ ปัจจุบันมากกว่าค่าใช้จ่ายแต่ในทางตรงกันข้ามหากมูลค่าปัจจุบันสุทธินี้น้อยกว่าศูนย์แสดงว่าเป็นโครงการที่ไม่น่าจะลงทุนเนื่องจากมีผลตอบแทน เมื่อเปรียบเทียบกับปัจจุบันน้อยกว่าค่าใช้จ่าย

2.5.4 ระยะเวลาการคืนทุน

ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period) คือ ระยะเวลาที่รายได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสามารถนำไปชำระเงินที่ใช้ลงทุน ในการพัฒนาโครงการได้ครบถ้วน โดยส่วนใหญ่ใช้นับเป็นจำนวนปี โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้น จะเป็นโครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีระยะคืนทุนยาว โดยทฤษฎีระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานกว่า อายุการใช้งานของโครงการ

2.5.5 ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย

ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย (Cost of Energy) การพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินและการลงทุนที่สำคัญอีกตัวชี้วัดหนึ่ง คือ การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้าซึ่ง วิเคราะห์จากต้นทุนการผลิตตลอดอายุโครงการ สำหรับโครงการผลิต ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อผลิตไฟฟ้ารวมทั้งต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นรายปีตลอดอายุโครงการที่ทำการผลิตไฟฟ้าแล้วคำนวณหาค่าใช้จ่ายต่อปีที่เท่ากัน (Equivalent annual costs, EAC) ซึ่งได้คำนึงถึงการปรับค่าของเวลา และการเลือกค่า เสียโอกาสของทุนที่เหมาะสมเข้าไว้ด้วยแล้วและคำนวณหาต้นทุนต่อหน่วยโดยหารด้วยปริมาณไฟฟ้า ที่ผลิตได้ต่อปี ผลการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยสามารถใช้ประโยชน์ในการพิจารณาเปรียบเทียบกับราคา ไฟฟ้าที่การไฟฟ้าภูมิภาครับซื้อ ซึ่งจะเป็นเกณฑ์การพิจารณาความเหมาะสมในการเลือกพื้นที่ติดตั้ง เซลล์แสงอาทิตย์ และมีการวิเคราะห์ผลกระทบที่ปัจจัยด้านอัตราดอกเบี้ยเปลี่ยนแปลง (Sensitivity Analysis)

2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา **สุรภิจ ทองสุข(2561)** [7] ได้ศึกษาประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้ง บนหลังคาของอาคารตัวอย่าง โดยข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดกำลังการผลิตจริงจะถูกนำมาเปรียบเทียบกับ ข้อมูลที่ได้จากการคำนวณโดยโปรแกรม PVSYST และทำการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน ติดตั้งระบบดังกล่าว มีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ซึ่งจะพิจารณาสองปัจจัยหลักคือ ต้นทุนในการติดตั้ง และปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ สำหรับการคำนวณระยะเวลาคืนทุน และอัตรา

ผลตอบแทน ผลการศึกษา ชี้ให้เห็นว่าระบบที่มีการติดตั้งจริงนั้นสามารถผลิตไฟฟ้าได้ใกล้เคียงกับผลที่ได้จากการคำนวณ และปริมาณ กำลังไฟฟ้าที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สามารถปรับปรุงค่าการใช้พลังงานไฟฟ้ารวม ของอาคารได้ แต่ลักษณะการติดตั้งเป็นการติดตั้งกับพื้นดาดฟ้า และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้เป็นแบบชนิด thin film **พันตรี วิรัตน์ พิษิตกฤษ(2561) [8]** ทำการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของอาคารขนาด 252 kWp ที่กองบัญชาการกรมยุทธโยธาทหารบกเพื่อใช้ภายใน (self-consumption) โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์(PVSYST)สำหรับช่วยประมวลผลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบในการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาอาคารจากพิกัดของสถานที่ติดตั้งจริง โดยใช้ผลผลิตที่ได้จากโปรแกรมมาคำนวณการประหยัดพลังงาน และนำมาคำนวณระยะเวลาคืนทุน(Payback Period) **ฉัตร ผลนาค และคณะ (2560) [9]** ได้ทำการประเมินประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และ เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายขนาดกำลัง 3 กิโลวัตต์ โดยอาศัยการจำลองแบบ ด้วยโปรแกรม PVSystem เป็นการเปรียบเทียบผลผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งจุดเดียวกันจากแผงต่างชนิดกันจำนวน 11 ชนิด **มานิตย์ ศรีคงแก้ว และคณะ(2558) [10]** เป็นการศึกษาความคุ้มค่าสำหรับการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ บนอาคารบ้านอยู่อาศัย ภายใต้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าในอัตราพิเศษ Feed-in Tariff ที่ 6.96 บาท/kWh **ฐปนวรรณ เจียมประเสริฐและคณะ(2558) [11]** ได้มีการศึกษากระบวนการจัดตั้งและออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเป็นการศึกษาการออกแบบและเลือกอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้าง solar farm เพื่อจำหน่ายให้การไฟฟ้า โดยการใช้การจำลองระบบด้วยโปรแกรม PVSystem โดยใช้ชุดอุปกรณ์(2ชุด) และสถานที่(4ที่) เพื่อหาสถานที่ที่ได้ผลผลิตมากที่สุด

นิพนธ์ เกตุจ้อย และคณะ(2555) [12] ได้ทำการประเมินทางด้านเทคนิคและทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งอยู่กับที่และแบบเคลื่อนที่ตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย โดยการใช้โปรแกรม PVSYST ในการจำลองและนำเอาผลผลิตที่ได้ในการจำลองทั้งสองแบบนำมาคำนวณหาค่า IRR และ B/C เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการลงทุน ดังที่ได้กล่าวมาข้างต้น ซึ่งเป็นวิธีการในการประเมินความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยใช้ข้อมูลจากการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์(PVSYST)

แต่อย่างไรก็ตามยังไม่มี การตรวจติดตามผลจากการใช้งานจริงของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาเพื่อใช้เองภายใน(self-consumption) ตาม**ข้อกำหนดการเชื่อมต่องานระบบกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค[3]** ซึ่งมีผลทำให้ผลผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่างไปจากการจำลองระบบด้วยคอมพิวเตอร์ และจะส่งผลกระทบต่อความคุ้มค่าของการลงทุน

ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิตในช่วงใช้งานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา
เพื่อใช้เอง **นิพนธ์ เกตุจ้อย และคณะ(2555) [13]** ได้ศึกษาผลกระทบของฝุ่นที่ตกสะสมบนแผง
เซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยผลการวิจัยจะวัด
กำลังไฟฟ้าจากการสะสมฝุ่นสองช่วงเวลาคือ 30 วันและ60วัน แผงชนิด อะมอर्फัสซิลิกอน กำลังไฟ
ลดลง 3.5%(30วัน) และ 7.28%(60วัน) แผงชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน กำลังไฟลดลง 2.96%(30วัน)
และ 5.79%(60วัน) แผงชนิดผลึกผสมซิลิกอน กำลังไฟลดลง 2.83%(30วัน) และ 6.03%(60วัน) **ฉัตร
ผลนาค และคณะ(2560) [9]** ได้ทำการประเมินประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบ
ติดตั้งบนหลังคาและ เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายขนาดกำลัง 3 กิโลวัตต์ เป็นการเปรียบเทียบผลผลิต
ไฟฟ้าที่ติดตั้งจุดเดียวกันจากแผงต่างชนิดกันจำนวน 11 ชนิดจากผลการทดลองมีการแสดงค่า
Performance ratio (PR) ของระบบซึ่งจะแปรผันโดยตรงกับผลผลิตไฟฟ้าของแผงแต่ละชนิด ดังที่
ได้กล่าวมาข้างต้นเป็นการศึกษาปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิตไฟฟ้าโดยตรง แต่ยังไม่พบงานวิจัยที่
เกี่ยวข้องกับผลกระทบจากการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการไหลย้อนของกระแสเข้าสู่ระบบจำหน่ายขอการ
ไฟฟ้า ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

บทที่ 3

วิธีการดำเนินการวิจัย

การประเมินทางเศรษฐศาสตร์และประสิทธิภาพหลังการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา มีระเบียบวิธีวิจัยที่ใช้ข้อมูลปฐมภูมิจากสองช่วงเวลานำมาวิเคราะห์ ได้แก่ ช่วงเวลาในการออกแบบเสนอราคา และ ช่วงเวลาดำเนินการเดินระบบ 1 ปีมาเป็นข้อมูลพื้นฐานเพื่อใช้ในแบบจำลองทางการเงิน และใช้แนวคิดทฤษฎี หนังสือตำรา งานวิจัย บทความและเอกสารที่เกี่ยวข้องมาวิเคราะห์และคำนวณเพื่อหาคำตอบ โดยวิธีดำเนินการวิจัยแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ การเก็บรวบรวมข้อมูล และการวิเคราะห์ข้อมูล

3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

ตารางที่ 3-1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

ข้อมูลที่นำมาใช้	แหล่งที่มาของข้อมูล	
	ช่วงเวลาออกแบบ	ช่วงเวลาดำเนินการ
ข้อมูลพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	เอกสาร As-built drawing	
ลักษณะ พื้นที่ตั้ง ทิศทาง	เอกสาร As-built drawing	
พฤติกรรม และ ปริมาณการใช้ไฟฟ้า	Monitoring system	
ข้อมูลทางเทคนิคของระบบ	เอกสาร As-built drawing	
จำนวนพลังงานที่ผลิตได้	PVsyst	Monthly report
รายจ่ายในการก่อสร้าง	Proposals	
รายจ่ายในช่วงดำเนินการ	Proposals	Monthly report
รายรับหรือผลประโยชน์	PVsyst	Monthly report
ปริมาณรังสีอาทิตย์	PVsyst	Monthly report
การทำงานของชุด Zero export	PVsyst	Monthly report
จำนวนครั้งในการทำความสะอาดแผง	Proposals	Monthly report
อัตราส่วนประสิทธิภาพของระบบ	PVsyst	Monthly report

3.2 การวิเคราะห์ข้อมูล

3.2.1 การวิเคราะห์ข้อมูลตามแบบจำลองทางการเงิน

การวิเคราะห์ข้อมูลตามแบบจำลองทางการเงิน เพื่อทำการประเมินมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดส่วนทุนในอนาคตตลอดอายุโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา เพื่อประหยัดรายจ่ายค่าไฟฟ้า โดยกระแสเงินสดของโครงการ จะประกอบไปด้วยกระแสเงินสดรับ และกระแสเงินสดจ่าย อายุโครงการ อัตราคิดลด ค่าเสื่อมโครงการ ซึ่งมีรายละเอียดได้ดังนี้

3.2.1.1 กระแสเงินสดรับ

กระแสเงินสดรับ ประกอบด้วย ผลประโยชน์ที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาทดแทนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งสามารถคำนวณได้จากผลคูณของราคาไฟฟ้าต่อหน่วย โดยที่โครงสร้างราคาจะใช้อัตราปัจจุบันเป็นปีฐานและปรับขึ้น 1% ทุกปีตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี คูณกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละปีโดยใช้พลังงานที่ผลิตได้ในปีแรกเป็นปีฐาน จากนั้นพลังงานที่ผลิตได้ในปีถัดไปจะคิดลดลงตามการเสื่อมประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ปีละ 0.7% อ้างอิงตามการรับประกันประสิทธิภาพของผู้ผลิต ซึ่งการศึกษานี้จะทำสองครั้งเพื่อนำมาเปรียบเทียบกันคือช่วงออกแบบจะนำข้อมูลผลผลิตที่ได้จากการคำนวณโดยโปรแกรม PVSYSY เป็นปีฐาน และในช่วงเวลาดำเนินการจะใช้ข้อมูลผลผลิตจริง 1 ปีนำมาเป็นปีฐานในการคำนวณ

3.2.1.2 กระแสเงินสดจ่าย

กระแสเงินสดจ่าย ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เป็นต้นทุนคงที่ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งระบบ (Construction Cost) เช่น ค่าอุปกรณ์ ค่าแรงงาน ค่าทดสอบ ค่าธรรมเนียมขออนุญาตต่างๆ และ เป็นต้นทุนผันแปรด้านค่าใช้จ่ายด้านวัสดุ อุปกรณ์ ในช่วงบำรุงรักษา ค่าบำรุงรักษา เนื่องจากโครงการนี้เป็นการจ้างเหมาก่อสร้าง และจ้างเหมาในช่วงบำรุงรักษารวมถึงค่าอุปกรณ์และอะไหล่สิ้นเปลือง ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ผู้วิจัยจึงใช้รายจ่ายนี้ที่ถูกลงบันทึกใน Proposals ที่เสนอให้ลูกค้าเพื่อใช้ในการการคำนวณ

3.2.1.3 อายุโครงการ

อายุโครงการ ในโครงการนี้อ้างอิงการรับประกันประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดย การรับประกันจะมีสองส่วนคือ Product warranty 10 ปี และ Performance warranty 25 ปี โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโครงการนี้ การเสื่อมประสิทธิภาพจะไม่เกิน 20% ทำให้หลังจากปีที่ 25 นั้นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยังมีประสิทธิภาพเหลือ 80% สามารถใช้งานต่อได้อีกหลายปีแต่เพื่อที่จะทำ

ให้โครงการสามารถเปรียบเทียบและตัดสินใจได้ จึงใช้ระยะเวลา Performance warranty 25 ปี เป็นอายุโครงการ

3.2.1.4 อัตราคิดลด ในโครงการนี้ใช้อัตราคิดลด 3%

3.2.2 เครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูลตามแบบจำลองทางการเงิน

3.2.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิใช้หลักการกำไรและขาดทุน โดยเปรียบเทียบขนาดของผลต่างระหว่างกระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่ายของโครงการ เป็นระยะเวลา 25 ปี โดยสามารถเขียนเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=1}^{25} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^n} - C_0 \quad (3-1)$$

- NPV หมายถึง มูลค่าปัจจุบันสุทธิของการโครงการ
- C_0 หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรกของโครงการ
- B_t หมายถึง กระแสเงินสดรับของโครงการ ในปีที่ 1,2,3,...,25
- C_t หมายถึง กระแสเงินสดจ่ายของโครงการ ในปีที่ 1,2,3,...,25
- r หมายถึง อัตราคิดลดที่เหมาะสม
- n หมายถึง อายุของโครงการ

3.2.2.2 อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) หมายถึงอัตราลดค่า (discount rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบัน ของกระแสเงินสด ที่คาดว่าจะต้องจ่ายในการลงทุน เท่ากับมูลค่าปัจจุบัน ของกระแสเงินสด ที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินการ ประหยัดพลังงานตลอดอายุโครงการ โดยสามารถเขียนเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{B_t - C_t}{(1+IRR)^n} - C_0 = 0 \quad (3-2)$$

- IRR หมายถึง อัตราผลตอบแทนภายใน
- C_0 หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรกของโครงการ

- B_t หมายถึง กระแสเงินสดรับของโครงการ ในปีที่ 1,2,3,...,25
- C_t หมายถึง กระแสเงินสดจ่ายของโครงการ ในปีที่ 1,2,3,...,25
- n หมายถึง อายุของโครงการ

3.2.2.3 ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) คือ ระยะเวลา (เป็นจำนวนปี /เดือน หรือวัน) ที่กระแสเงินสดรับจากโครงการ สามารถชดเชย กระแสเงินสดจ่าย ลงทุนสุทธิตอนเริ่มโครงการพอดี เนื่องจาก โครงการมีลักษณะการลงทุน เพียงครั้งเดียวในปีแรก และให้ผลตอบแทนทุกปี การหาค่า PB โดยสามารถเขียนเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$PB = \frac{C_0}{(B_t - C_t)} \quad (3-3)$$

- PB หมายถึง ระยะเวลาเวลาคืนทุน
- C_0 หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรกของโครงการ
- B_t หมายถึง กระแสเงินสดรับของโครงการ
- C_t หมายถึง กระแสเงินสดจ่ายของโครงการ

3.2.2.4 ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ Levelized Cost of Electricity (LCOE) คือ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุของโรงไฟฟ้าหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังนั้น การคำนวณ LCOE ของโครงการจะพิจารณาทุกปัจจัยที่ก่อให้เกิดต้นทุนของการผลิตไฟฟ้า เช่น ต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า ต้นทุนค่าการเดินเครื่อง ต้นทุนค่าซ่อมแซม และต้นทุนอื่นๆ การหาค่า LCOE โดยสามารถเขียนเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$LCOE = \frac{\text{total output}}{(C_0 + C_t)} \quad (3-4)$$

- LCOE หมายถึง ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ
- Total output หมายถึง จำนวนพลังงานที่ผลิตได้รวมตลอดอายุโครงการ
- C_0 หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรกของโครงการ

- C_t หมายถึง กระแสเงินสดจ่ายรวมตลอดอายุโครงการ

เมื่อทำการเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งหมดแล้วจะทำการวิเคราะห์ข้อมูลโดยทำการเปรียบเทียบผลของการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในขั้นตอนการออกแบบเทียบกับการช่วงเวลาดำเนินงานจริง

ในขั้นตอนการออกแบบจะใช้ข้อมูลจากการออกแบบและ Proposals ที่เสนอให้ทางสรรพสินค้า เช่น ต้นทุนที่ใช้ในการก่อสร้าง ต้นทุนที่ใช้ในการดำเนินงาน ผลผลิตที่ได้จากการคำนวณและประมาณปริมาณพลังงาน โดยโปรแกรม PVsyst นำมาคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ ด้วยวิธีการจำลองการคิดลดกระแสเงินสด (DCF model) ด้วยโปรแกรม MS-excel โดยใช้สมมติฐานที่ใช้ในการประเมิน มีดังนี้ ต้นทุนก่อสร้าง(CAPEX) 30 ล้านบาท ใช้เงินส่วนของเจ้าของ 100% ต้นทุนการดำเนินงาน(OPEX) 0.3 ล้านบาทต่อปีเพิ่มขึ้น 3% ทุกปี มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ในปีที่ 11มูลค่า 2 ล้านบาท ค่าไฟฟ้าที่ใช้คำนวณ 3.7 บาทต่อหน่วย(kWh) เพิ่มขึ้นปีละ 1% ทุกปี การคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิใช้ อัตราคิดลด 3% ต้นทุนพลังงานเฉลี่ยต่อหน่วย คิดในช่วงตลอดอายุโครงการระยะเวลาเวลา 25 ปี จากนั้นนำผลที่ได้จากการคำนวณ เช่น Internal Rate of Return(IRR) Payback Period(PB), Net Present Value(NPV) และ Levelized Cost Of Energy (LCOE) จะถูกนำมาใช้เป็นฐานข้อมูลเพื่อทำการเปรียบเทียบ

ในขั้นตอนการดำเนินงานจริงจะรวบรวมข้อมูลต้นทุนที่ใช้ในการก่อสร้าง ต้นทุนที่ใช้ในการดำเนินงาน และข้อมูลผลผลิตพลังงานที่ผลิตได้ในเดือนเมษายน 2561 ถึง มีนาคม 2562 รวมเวลา 1 ปี และนำมาคำนวณด้วยวิธีการจำลองการคิดลดกระแสเงินสด (DCF model) โดยใช้สมมติฐานเช่นเดียวกับขั้นตอนการออกแบบ

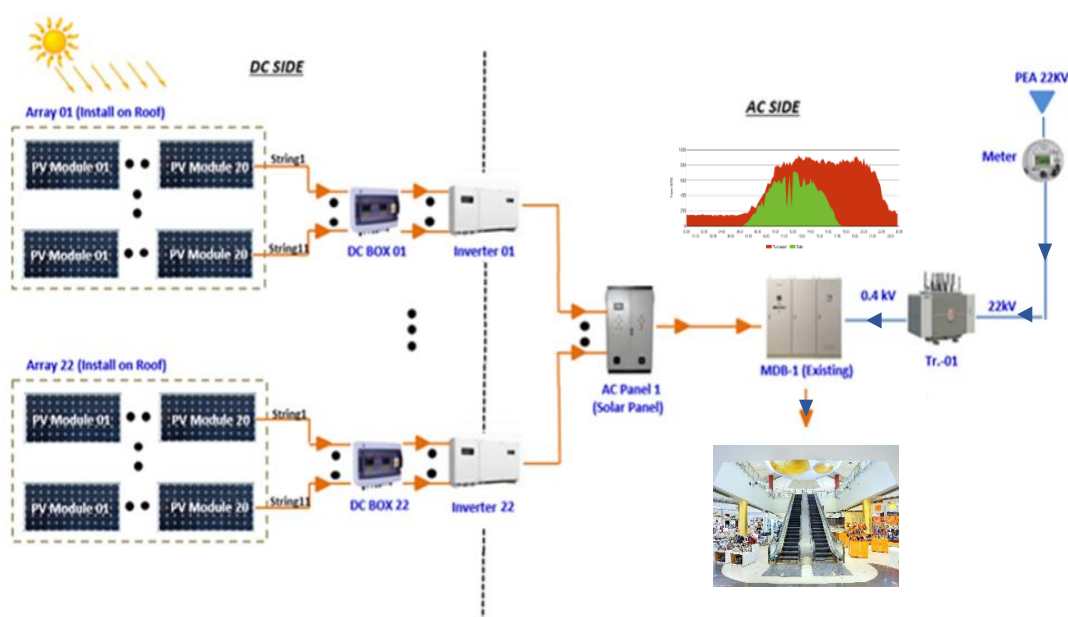
นำผลที่ได้ทั้งสองช่วงมาเปรียบเทียบกัน เพื่อประเมินประสิทธิภาพของระบบหลังการติดตั้ง และทำการศึกษา 2 ปัจจัยที่มีผลต่อผลผลิตไฟฟ้าจากรายงานประจำเดือน คือ การทำงานของเครื่องลดระดับกำลังของอินเวอร์เตอร์ เพื่อป้องกันการไหลย้อนของกระแสเข้าระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และอัตราส่วนประสิทธิภาพของระบบ(PR) เพื่อใช้ประเมินปริมาณฝุ่นที่สะสมบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทำให้รับรังสีอาทิตย์ได้น้อยลงและจะแสดงผลในบัทถัดไป

บทที่ 4

ผลการวิจัยและอภิปรายผลการวิจัย

4.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในงานวิจัย มีข้อมูลทางเทคนิคโดยสังเขปดังนี้ ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 998.4kWp ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly-crystalline silicon ขนาด 320 Wp จำนวน 3,120 แผง ต่ออนุกรมเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้า 20 แผง (string) และต่อขนานเพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้า 11 string ต่อ 1 อินเวอร์เตอร์ โดยใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 36 kW จำนวน 22 เครื่อง จากนั้นเชื่อมต่อเพื่อจ่ายไฟฟ้าใช้งานเข้าทางด้านแรงต่ำของระบบไฟฟ้าเดิมของห้างสรรพสินค้า แสดงดังภาพที่ 1 โดยระบบดังกล่าวติดตั้งแล้วเสร็จและเริ่มจ่ายไฟฟ้าเดือน เมษายน 2561



รูปที่ 4-1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ on grid ที่ติดตั้งบนหลังคา

4.2 ต้นทุนการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ต้นทุนการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาขนาด 998.4kWp เมื่อปี 2560 มูลค่าประมาณ 30 ล้านบาท ซึ่งประกอบไปด้วย 4 ส่วนหลักคือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ อุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ ค่าติดตั้ง ดังแสดงตารางที่ 4-1

ตารางที่ 4-1 มูลค่าการลงทุนระบบ(CAPEX) ขนาด 998.4kWp

องค์ประกอบระบบ	ราคา	หน่วย
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	14	ล้านบาท
อินเวอร์เตอร์	3	ล้านบาท
อุปกรณ์ประกอบอื่นๆ	8	ล้านบาท
ค่าติดตั้ง	5	ล้านบาท
รวม	30	ล้านบาท

4.3 ต้นทุนการดำเนินงานในช่วงเดินเครื่อง

ต้นทุนการดำเนินงานในช่วงเดินเครื่อง เป็นการจ้างเหมารายปีตลอด 25 ปี ราคาดังกล่าวเหมา รวม การทำความสะอาดแผง การซ่อมแซม การตรวจสอบประจำปี การเฝ้าติดตาม การรายงานผล และการรับประกันผลผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปี เริ่มที่ 300,000 บาทต่อปี ปีถัดไปบวกเพิ่มอัตราเงินเฟ้อร้อยละ 3 ต่อปี ตลอด 25 ปี ในปีที่ 11 มีการประมาณการ เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ทั้งหมด 1 ครั้ง เนื่องจากอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ติดตั้งรับประกัน 10 ปี แต่จะมีการเปลี่ยนเฉพาะกรณีที่ไม่สามารถใช้งานได้จริงเท่านั้น รวมค่าใช้จ่ายตลอด 25 ปี ประมาณ 12 ล้านบาท จากการดำเนินงาน 1 ปี พบว่าค่าดำเนินงานยังอยู่ในงบประมาณ ที่ประมาณการไว้ จึงไม่มีค่าใช้จ่ายเพิ่มจากสัญญาการจ้าง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

4.4 การผลิตพลังงานไฟฟ้า (ในช่วงเวลาออกแบบ)

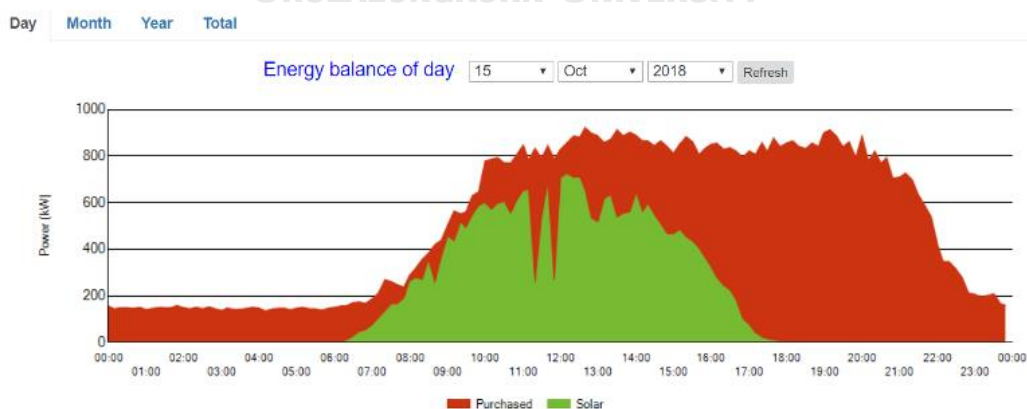
การผลิตพลังงานไฟฟ้า (ในช่วงเวลาออกแบบ) ใช้โปรแกรม PVsyst ในการคำนวณ โดยโปรแกรมจะใช้ค่ารังสีอาทิตย์ที่บริเวณโครงการที่จากฐานข้อมูล Meteonorm 7.1 (1991-2010) และคำนวณแบบสามมิติซึ่งจะสามารถคำนวณค่าสูญเสียที่อาจเกิดขึ้นจากเงาที่ตกกระทบแล้ว โดยประมาณการค่าสูญเสียที่เกิดจากฝุ่นที่สะสมบนแผงที่ 2% เนื่องจากโครงการนี้ทำการติดตั้งทั้งหมด 4 หลังคาซึ่งมีความแตกต่างทั้งองศา และ ทิศทาง ผู้ออกแบบจึงทำการคำนวณแยกทีละหลังคาและนำมารวมกันเป็นพลังงานที่คาดว่าจะผลิตได้ในปีที่ 1 คือ 1,344,200 kWh ที่ระบบจะสามารถผลิตได้ดังแสดงรายละเอียดดังตาราง

ตารางที่ 4-2 แสดงรายละเอียดการติดตั้งและปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ (ในช่วงเวลาออกแบบ)

SIMULATION SUMMARY							
Position	Module Q'ty (320Wp.)	Inverter Q'ty	Install Power	Output Power	System Production		PR (%)
					MWh/Year	kWh/kWp/Year	
Plane 1	840	7	268.80	210.00	362.70	1,349.00	79.02
Plane 2	960	8	307.20	240.00	414.10	1,348.00	78.95
Plane 3	600	5	192.00	150.00	257.90	1,343.00	79.55
Plane 4	720	6	230.40	180.00	309.50	1,343.00	79.55
SUM	3,120	26	998.40	780.00	1,344.20		

4.5 การผลิตพลังงานไฟฟ้า (ในช่วงเวลาใช้งาน)

การผลิตพลังงานไฟฟ้า(ในช่วงเวลาใช้งาน) จากระบบติดตั้งที่ได้อธิบายข้างต้น สามารถผลิตไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้สูงสุด 998.4kW และสามารถแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับได้สูงสุด 792kW จ่ายให้กับโหลดในช่วงที่มีแสงแดดเพื่อทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภาพที่ 2 แสดงการใช้ไฟฟ้าตลอดช่วงเวลา 24 ชั่วโมงที่มาจากสองแหล่ง โดยกราฟสีแดงแสดงให้เห็นความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดของMDB1 ตลอดช่วงเวลา โดยทำการบันทึกและรายงานข้อมูลทุกๆ 5 นาที กราฟสีเขียวแสดงให้เห็น ปริมาณไฟฟ้าที่ระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา สามารถผลิตพลังงานมาทดแทนความต้องการไฟฟ้าได้บางส่วน โดยแสดงให้เห็นในส่วนกราฟสีเขียวที่ไม่สามารถปิดกราฟสีแดงได้ทั้งหมด จากกราฟสีเขียวที่ปรากฏ แสดงให้เห็นปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ไม่คงที่ ขึ้นอยู่กับค่ารังสีอาทิตย์ ณ ช่วงเวลานั้นๆ



รูปที่ 4-2 กราฟแสดงการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

พลังงานที่ผลิตได้จากระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ตามกราฟสี่เหลี่ยมจากภาพที่ 2 จะถูกรวมเป็นผลผลิตพลังงานที่ผลิตได้ต่อวัน เมื่อนำเอาข้อมูลที่บันทึกในแต่ละเดือน มาเปรียบเทียบกับผลผลิตพลังงานที่คำนวณและประมาณได้โดยโปรแกรม PVsyst แสดงให้เห็นผลผลิตพลังงานที่ผลิตได้ตลอด 1 ปี ได้มากกว่าการประมาณการ 111,294 kWh ดังแสดงในตารางที่ 4-3 แต่เมื่อมาพิจารณาพลังงานที่ผลิตได้ในแต่ละเดือน เดือนธันวาคม 2561 ถึง เดือนมกราคม 2562 ได้พลังงานน้อยกว่าที่คำนวณโดยโปรแกรม PVsyst เนื่องจากการบริหารจัดการ และปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิตที่ต่างกันในแต่ละฤดูกาล

ตารางที่ 4-3 ตารางเปรียบเทียบพลังงานที่ประมาณการจากโปรแกรม PVsyst กับ ผลผลิตพลังงานจริง

เดือน	พลังงาน (PVsyst)	พลังงาน(ผลิตจริง)
เม.ย. 2561	117,157	132,615
พ.ค. 2561	116,327	127,928
มิ.ย. 2561	111,388	119,150
ก.ค. 2561	115,777	125,596
ส.ค. 2561	106,747	114,978
ก.ย. 2561	104,588	113,510
ต.ค. 2561	102,698	126,762
พ.ย. 2561	109,868	117,977
ธ.ค. 2561	114,417	110,074
ม.ค. 2562	120,607	101,309
ก.พ. 2562	99,698	122,592
มี.ค. 2562	124,928	143,003
ผลรวมพลังงาน	1,344,200	1,455,494

4.6 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลผลิต

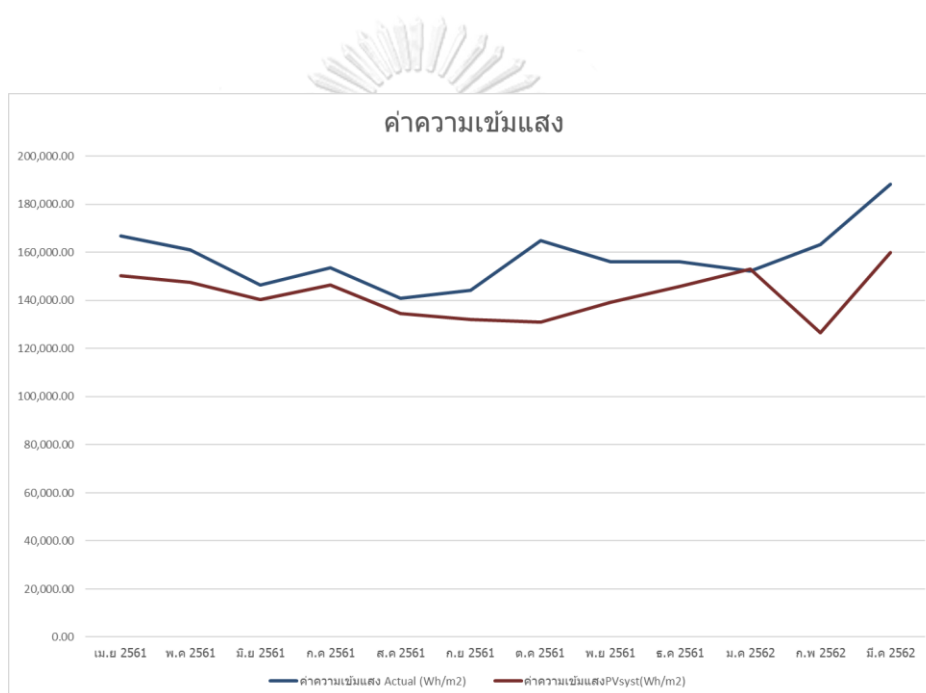
4.6.1 การส่งลระดับการทำงานของอินเวอร์เตอร์

การส่งลระดับการทำงานของอินเวอร์เตอร์เนื่องจากข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อชุดควบคุมนี้ทำงานจะทำให้ระบบสูญเสียโอกาสในช่วงเวลานั้น ที่จะผลิตไฟฟ้าได้เต็มกำลังผลิต แต่เนื่องจากระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่ศึกษาในครั้งนี้ กำลังติดตั้งต่ำกว่าความต้องการของโหลดมาก เนื่องจากพื้นที่

หลังคาที่ใช้ติดตั้งมีพื้นที่จำกัด จึงไม่พบรายงานการส่งลดระดับการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในงานวิจัยนี้

4.6.2 ค่าความเข้มแสง

ค่าความเข้มแสงในโครงการจะถูกตรวจวัดโดย Pyranometer และบันทึกทุกๆ 5 นาที จากค่าที่บันทึกได้รายเดือนแสดงดังรูปที่ 4-3 พบว่า ค่าความเข้มแสงที่วัดได้จริงมีค่ามากกว่าค่าที่คำนวณได้โดย PVsyst ดังแสดงในตารางที่ 4-3 ส่งผลดีกับการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ ทำให้ได้พลังงานมากกว่าประมาณการ

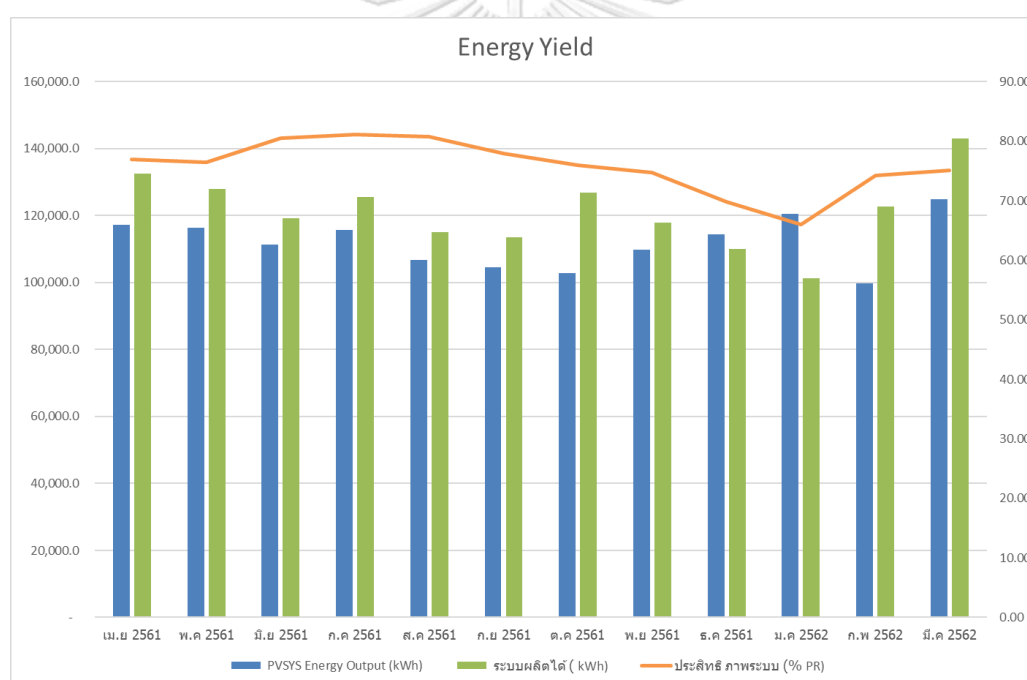


รูปที่ 4-3 กราฟเปรียบเทียบความเข้มแสงที่คำนวณได้จาก PVsyst และค่าจากการตรวจวัดจากสถานที่จริง

4.6.3 ฝุ่น

ฝุ่น เป็นปัจจัยที่มีผลให้การผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง เนื่องจากมีการบดบังรังสีอาทิตย์ก่อนที่จะตกกระทบกับเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า จากรายงานประจำปี พบข้อมูลการทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 3 ครั้ง คือช่วงเดือนเมษายน พฤศจิกายน และกุมภาพันธ์ จากภาพที่ 4-4 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างประสิทธิภาพระบบและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ในช่วงเมษายน 2561 ถึง พฤศจิกายน 2561 และ กุมภาพันธ์ 2562

ถึง มีนาคม 2562 เป็นช่วงเดือนที่มีการทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือเป็นช่วงฤดูฝนจากข้อมูลพบว่า ประสิทธิภาพระบบมีค่ามากกว่า 75% และพลังงานที่ระบบผลิตได้มากกว่า ผลผลิตพลังงานที่ประมาณการจากการจำลองระบบโดยโปรแกรม PVsyst แต่ในช่วง เดือนธันวาคม 2561 ถึง เดือนมกราคม 2562 แสดงในภาพที่ 4-4 จากข้อมูลพบว่าประสิทธิภาพระบบมีค่าต่ำกว่า 75% ซึ่งเป็นช่วงที่ไม่ใช่ฤดูฝนและไม่พบรายงานการล้างแผง ส่งผลให้พลังงานที่ระบบผลิตได้ น้อยกว่าผลผลิตพลังงานที่ประมาณการ จากการจำลองระบบโดยโปรแกรม PVsyst จากข้อมูลดังกล่าว แสดงความสัมพันธ์ของประสิทธิภาพระบบกับการสะสมปริมาณฝุ่นบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถนำมาใช้ประโยชน์ในการเฝ้าติดตามระบบระยะไกล เพื่อประเมินช่วงเวลาในการทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยไม่จำเป็นต้องตรวจการสะสมของฝุ่นจากสถานที่จริง ทำให้ประหยัดเวลาและค่าใช้จ่ายในการดูแลระบบได้



รูปที่ 4-4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของพลังงานไฟฟ้า และ ประสิทธิภาพของระบบ

จากข้อมูลทั้งหมดที่ได้กล่าวมาข้างต้น นำมาทำการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ วิธีด้วยการจำลองการคิดลดกระแสเงินสด (DCF model) โดยใช้โปรแกรม MS-excel เพื่อตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบจากการใช้งานจริง เทียบกับการประเมินก่อนการติดตั้ง จากผลการคำนวณที่แสดงในตารางที่ 4-3 ชี้ให้เห็นว่า ผลที่ได้หลังจากการใช้งานจริงทำให้ดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ที่ใช้ประเมินโครงการทุกตัว ดีกว่าการประเมินก่อนดำเนินการ อัตราผลตอบแทนภายใน ดีขึ้น 1.51%

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ดีขึ้น 6.2 ล้านบาท ระยะเวลาคืนทุน เร็วขึ้น 6 เดือน ต้นทุนพลังงานเฉลี่ยต่อหน่วย
ต่ำลง 0.11 บาทต่อหน่วยพลังงาน(kWh)

ตารางที่ 4-4 เปรียบเทียบผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ก่อนและหลังดำเนินการ

ดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์	ก่อนดำเนินการ	หลังดำเนินการ
อัตราผลตอบแทนภายใน	14.94%	16.45%
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ	38.3 ล้านบาท	44.5 ล้านบาท
ระยะเวลาคืนทุน	6ปี 5 เดือน	5ปี 11 เดือน
ต้นทุนพลังงานเฉลี่ยต่อหน่วย	1.4 บาทต่อหน่วย	1.29 บาทต่อหน่วย



บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

ผลการศึกษาของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาและใช้งานระยะเวลา 1 ปี ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงในระยะเวลา 1 ปีมากกว่าการคำนวณจากการจำลองระบบด้วยโปรแกรม PVsyst ส่งผลให้การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ดีกว่าการประเมินก่อนดำเนินการโครงการ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้นขึ้นอยู่กับค่ารังสีอาทิตย์และอัตราส่วนประสิทธิภาพของระบบ(PR) จากการศึกษาพบว่า การบริหารจัดการให้ประสิทธิภาพของระบบ(PR) มีมากกว่า 75% จะส่งผลให้ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้มากกว่าที่คำนวณโดยโปรแกรม PVsyst ปัจจุบันที่มีผลแปรผกผันกับประสิทธิภาพของระบบ(PR) คือ ปริมาณฝุ่นที่สะสมบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งสามารถนำค่าของประสิทธิภาพของระบบ (PR) มาใช้ประโยชน์ในการเฝ้าติดตามระบบระยะไกล เพื่อประเมินช่วงเวลาในการทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยไม่จำเป็นต้องตรวจการสะสมของฝุ่นจากสถานที่จริงทำให้ประหยัดเวลาและค่าใช้จ่ายในการดูแลระบบได้

5.2 ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะเพื่อการศึกษาครั้งต่อไป เนื่องจากการศึกษานี้เป็นการศึกษาแสดงให้เห็นว่า LCOE ของพลังงานที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคามีค่าประมาณ 1.29 บาทต่อหน่วย แต่ยังไม่สามารถใช้เป็นพลังงานหลักได้เนื่องจากมีความผันผวนสูงเนื่องจากการผลิตพึ่งพิงรังสีอาทิตย์ ดังนั้นถ้ามีการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับการใช้งานร่วมกับแบตเตอรี่ที่มีราคาถูกลงอย่างต่อเนื่องร่วมกับระบบบริหารจัดการพลังงาน เพื่อกักเก็บ และจ่ายไฟฟ้าในเวลาที่เหมาะสม จะมีผลตอบแทนการลงทุนอย่างไร มีความน่าสนใจที่จะลงทุนหรือไม่

บรรณานุกรม

1. กระทรวงพลังงาน. คู่มือการพัฒนาและการลงทุนการผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์. 2016; Available from: <http://e-lib.dede.go.th>.
2. leonics. ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์เซลล์. 2020; Available from: https://www.leonics.co.th/html/th/pd_ecs/customsys/115kwp.php.
3. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(กฟภ.). 2017; Available from: https://www.pea.co.th/Portals/0/Document/connection_code_2016_20170928.pdf.
4. Huawei. *Smart Logger1000 User Manual*. 2017; Available from: <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100008858>.
5. SMA. *central inverter 2500kW*. 2018; Available from: <https://www.danishgreentech.com/index.php/shop/solar/inverters/central-inverters/sma-2500kva-sunny-central-2500-ev-detail>.
6. Huawei. *string inverter 185kW*. 2019; Available from: https://solar.huawei.com/in/news/in_20190528.
7. สุรกิจ ทองสุก and อรรถพล เง่าพิทักษ์กุล, การศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (*PERFORMANCE AND ECONOMIC ANALYSIS ON ROOFTOP PV SYSTEM*). Srinakharinwirot University (Journal of Science and Technology), 2018. **10**(19): p. 157-169.
8. วิรัตน์ พิษิตกฤษกร, การออกแบบและการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของอาคารกองบัญชาการกรมยุทธโยธาทหารบก. *Engineering Journal of Research and Development*, 2018. **29**(1): p. 25-36.
9. Pholnak, C., et al., *Efficiency Evaluation of 3 kW Photovoltaic Rooftop and Grid Connected System by Using Pvsyst Programmed Modeling Simulation*. Thaksin University Journal, 2017. **20**(3): p. 261-268.
10. มานิตย์ ศรีแก้วคง and พาสีธี หล่อธีรพงศ์, การศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของบ้านอยู่อาศัย. *Engineering Journal of Research and Development*, 2015. **26**(1): p. 61-69.

11. รูปนวรรรณ เจียมประเสริฐ, ระพี บรรลือศักดิ์, and สุพัฒน์ โชติช่วง, การศึกษากระบวนการจัดตั้งและออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.
12. นิพนธ์ เกตุจ้อย, et al., การประเมินทางด้านเทคนิคและทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งอยู่กับที่และแบบเคลื่อนที่ตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. *Journal of Science and Technology Mahasarakham University*, 2013. **32**(5): p. 598-605.
13. นิพนธ์ เกตุจ้อย and มรุตพงศ์ ก้อนอยู่, การศึกษาผลกระทบของฝุ่นบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อการผลิตไฟฟ้า. *Journal of Science and Technology Mahasarakham University*, 2013. **32**(5): p. 555-562.



ภาคผนวก ก.

รายการอุปกรณ์

Cat	Item No.	Description	Qty	Unit
	Material & Equipment			
1000	PV Modules			
	1001	Solar PV Modules, Rating 320 Wp	3,120	module(s)
1100	PV Stand Support			
	1101	PV Solar Rooftop 10x1 modules (AL) หลังคาเมทัลชีท	312	set(s)
		PV Solar Rooftop 10x1 modules (AL) หลังคาคอนกรีต	0	set(s)
1200	Componence			
	1201	HUAWEI SUN2000-36KTL	22	set(s)
1300	DC SIDE			
	1301	PV Cable 1/C x 6 sq.mm	9,000	m.
	1302	PV Cable 1/C x 10 sq.mm	15,300	m.
	1303	IEC 01, 1 x 10 sq.mm (G)	2,550	m.
	1304	IEC 01, 1 x 6 sq.mm (G)	1,000	m.
	1314	Junction Box DC	22	pc(s)
1400	AC SIDE			
	1401	CV-FRC 4/C 16 sq.mm	325	m.
	1402	CV-FRC 1/C 70 sq.mm	400	m.
	1403	CV-FRC 1/C 95 sq.mm	0	m.

รายการอุปกรณ์(ต่อ)				
Cat	Item No.	Description	Qty	Unit
	1404	CV-FRC 1/C 120 sq.mm	0	m.
	1405	CV-FRC 1/C 150 sq.mm	600	m.
	1406	IEC 01, 1 x 10 sq.mm (G)	325	m.
	1407	IEC 01, 1 x 25 sq.mm (G)	50	m.
	1408	IEC 01, 1 x 35 sq.mm (G)	0	m.
	1409	IEC 01, 1 x 50 sq.mm (G)	0	m.
	1410	IEC 01, 1 x 70 sq.mm (G)	50	m.
	1420	AC MDB 1	1	set
	1421	AC MDB 2	1	set
1600	Grounding System		1	job
1700	Monitoring Systems		1	job
1800	PQ Meter and Relay 59N & 32		1	job
1900	Transportation		1	job
2000	Safety expense		1	job
2001	Test & commissioning		1	job
2002	Other		1	job

ภาคผนวก ข.

คุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์



JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co., Ltd. is a world leading manufacturer of high-performance solar power products that convert sunlight into electricity for residential, commercial and utility-scale power generation. The company was founded in May 2005 and publicly listed on NASDAQ in February 2007. JA Solar has been the world's leading cell producer since 2010, and has firmly established itself as a tier 1 module supplier since 2012. Capitalizing on our strength in solar cell technology, we are committed to provide modules with unparalleled conversion efficiency, yield efficiency, and reliability to enable you to maximize your returns on PV projects. With its leading industry experience, continuous effort on R&D, customer-oriented service and solid financial status, JA Solar is your best choice of long-term trustworthy partner.

Address: Building No.8, Nuode Center, Automobile Museum East Road, Fengtai District, Beijing, China
Telephone: +86 (10) 63611888
Fax: +86 (10) 63611999
Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



www.jasolar.com

JA SOLAR

JAP72S01

315-335 1000V Cypress Series
 MULTICRYSTALLINE SILICON SOLAR MODULE

Key Features



5BB design reduces cell series resistance and stress between cell interconnectors to improve module reliability and conversion efficiency



High output, up to 17.25% module conversion efficiency



Certified with 1000V DC IEC standard



Anti-soiling surface reduces power loss from dirt and dust



Outstanding performance in low-light irradiance environments



Excellent mechanical load resistance: Certified to withstand high wind loads (2400Pa) and heavy snow loads (5400Pa)



Strong salt and ammonia resistance certified by TÜV NORD

Reliable Quality

- Positive power tolerance: 0--+5W
- Modules binned by current to improve system performance
- Potential Induced Degradation (PID) Resistant in accordance to IEC62804

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC Listed, MCS and CE
- ISO 9001: 2008: Quality management systems
- ISO 14001: 2004: Environmental management systems
- BS OHSAS 18001: 2007: Occupational health and safety management systems
- Environmental policy: The first solar company in China to complete Intertek's carbon footprint evaluation program and receive green leaf mark verification for our products



Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

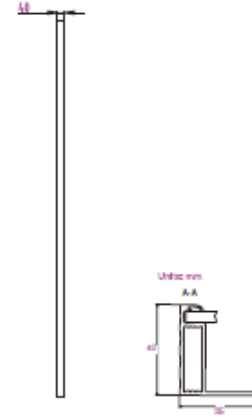
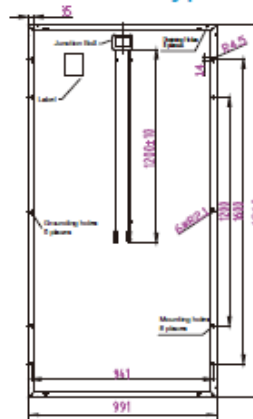
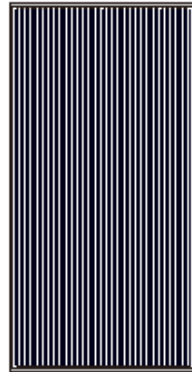
คุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์(ต่อ)

JAP72S01

315-335/SC
1000V Cypress Series

JA SOLAR

MECHANICAL DIAGRAMS



■ customized cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Poly 156.75×156.75mm
Weight	22.5kg±3%
Dimensions	1960×991×40mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of Cells	72 (6×12)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	MC4 Compatible
Packaging Configuration	27 Per Pallet

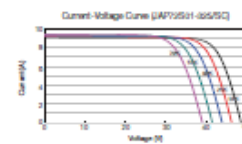
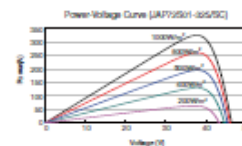
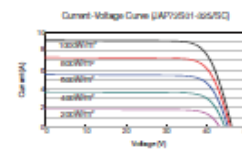
OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V DC (IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load, Front	5400Pa
Maximum Static Load, Back	2400Pa
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAP72S01 -315/SC	JAP72S01 -320/SC	JAP72S01 -325/SC	JAP72S01 -330/SC	JAP72S01 -335/SC
Rated Maximum Power (P _{max}) [W]	315	320	325	330	335
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	45.85	46.12	46.38	46.40	46.70
Maximum Power Voltage (V _{mp}) [V]	37.09	37.28	37.39	37.65	37.83
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	9.01	9.09	9.17	9.28	9.35
Maximum Power Current (I _{mp}) [A]	8.49	8.58	8.69	8.77	8.87
Module Efficiency [%]	16.22	16.47	16.73	16.99	17.25
Power Tolerance			-0 ~ +5W		
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})			+0.058%/°C		
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})			-0.330%/°C		
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})			-0.410%/°C		
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

CHARACTERISTICS



ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAP72S01 -315/SC	JAP72S01 -320/SC	JAP72S01 -325/SC	JAP72S01 -330/SC	JAP72S01 -335/SC
Max Power (P _{max}) [W]	233	237	241	244	248
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	42.84	43.04	43.24	43.41	43.63
Max Power Voltage (V _{mp}) [V]	34.45	34.64	34.82	35.03	35.21
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	7.23	7.29	7.35	7.40	7.46
Max Power Current (I _{mp}) [A]	6.77	6.84	6.91	6.97	7.04
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM 1.5G				

Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ภาคผนวก ค.
คุณสมบัติอินเวอร์เตอร์

Smart String Inverter

SUN2000-36KTL



Smart

- 8 strings intelligent monitoring and fast trouble shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart I-V Curve Diagnosis supported

Efficient

- Max. efficiency 98.6% (g380 Vac / 400 Vac), European efficiency 98.4% (g380 Vac / 400 Vac)
- 4 MPPTs for versatile adaption to different layouts

Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated inside
- Fuse-free design

Reliable

- Natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Always Available for Highest Yields

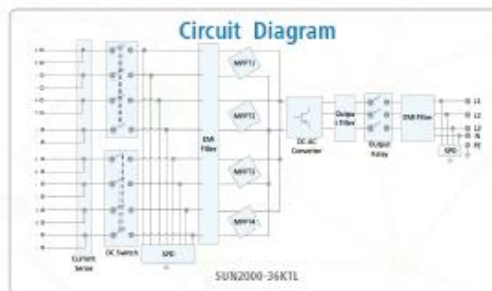
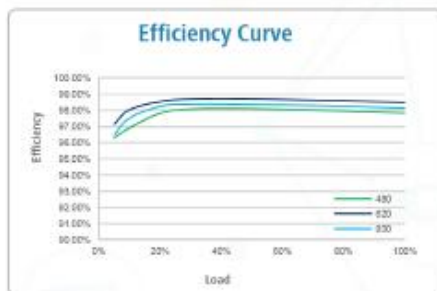
solar.huawei.com

คุณสมบัติอินเวอร์เตอร์(ต่อ)

Smart String Inverter (SUN2000-36KTL)



Technical Specifications	SUN2000-36KTL
	Efficiency
Max. Efficiency	98.6% @ 380 Vac / 400 Vac
European Efficiency	98.4% @ 380 Vac / 400 Vac
	Input
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V – 1000 V
Rated Input Voltage	620 V @ 380 Vac / 400 Vac
Max. Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
	Output
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	Default: 40,000 W; 36,000 W optional in settings
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings
Rated Output Current	54.6 A @ 380 Vac / 52.2 A @ 400 Vac
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current@380 V / 400 V)	60.8 A (380 V) / 57.8 A (400 V)
Adjustable Power Factor	0.8 LG... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
Pi-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	Communication
Display	LED indicators, Bluetooth +APP
USB	Yes
RS-485	Yes
PLC	Yes
	General
Dimensions(W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inches)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C – 60 °C (-13 °F – 140 °F)
Cooling	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0–100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Rating	IP65
Topology	Transformerless
	Standards Compliance
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid code	IEC 61727, IEC62116, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW 2008, G993, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD661/2007, RD 1699/2011, RD 413/2014, PO 12.3, EN-50438-Turkey, EN-50435-Ireland, PEA, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1



The list and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No. 01-0201710830

Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	เขมณัฏฐ์ พรหมมินทร์
วัน เดือน ปี เกิด	29 สิงหาคม 2525
สถานที่เกิด	ฉะเชิงเทรา
วุฒิการศึกษา	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ที่อยู่ปัจจุบัน	45 ม.2 ต.ท่าข้าม อ.พนัสนิคม จ.ชลบุรี 20140

