

การวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดินขนาด 1 เมกะวัตต์

ANALYSIS OF PERFORMANCE DEGRADATION BETWEEN A 1MW
PV ROOFTOP AND 1MW PV ON GROUND POWER PLANT

ธราธิป แสงกล้า

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ปีการศึกษา 2562
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

การวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดินขนาด 1 เมกะวัตต์

ธราธิป แสงกล้า

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

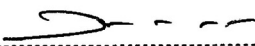
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

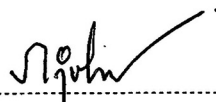
ปีการศึกษา 2562

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

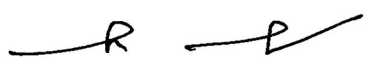
หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดินขนาด 1 เมกะวัตต์ Analysis of Performance Degradation between a 1MW PV Rooftop and 1MW PV on Ground Power Plant
ชื่อ - นามสกุล	นายธราธิป แสงกล้า
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2562

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ฉัตรชัย ศิริสัมพันธ์วงศ์, Ph.D.)


..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ฤกษ์ณัณณ์ ภูมิภิตติพิชญ์, Ph.D.)


..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ณัฐภัทร พันธคง, Ph.D.)


..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็น
ส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต


..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศิวกร อ่างทอง, Ph.D.)
วันที่ 30 เดือน ตุลาคม พ.ศ. 2562

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดินขนาด 1 เมกะวัตต์
ชื่อ - นามสกุล	นายธราธิป แสงกล้า
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์ บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2562

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 1 MW โรงไฟฟ้าทั้งสองแบบใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ขนาด 1 MW โดยอุปกรณ์ทั้งสองชนิดนี้ มาจากผู้ผลิตรายเดียวกัน และติดตั้งอยู่ในสถานที่ใกล้เคียงกันในจังหวัดสมุทรสงคราม

การดำเนินการโดยการจัดเก็บข้อมูลที่ได้จากการบันทึกค่าจริงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 ถึงปี พ.ศ. 2561 และใช้โปรแกรมจำลอง PVsyst ในการเปรียบเทียบผล ซึ่งการศึกษาวิเคราะห์จะครอบคลุมสาเหตุที่ส่งผลผลกระทบต่อการลดลงของสมรรถนะ เช่น อุณหภูมิ ความชื้น สภาพภูมิอากาศ และภูมิประเทศของไทย ที่ส่งผลโดยตรงต่อทางกายภาพของแผง ใช้ค่าสมรรถนะ (PR) เป็นดัชนีชี้วัด ในการเปรียบเทียบการลดลงของสมรรถนะสำหรับโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ ค่า PR ที่ได้คำนวณมาจากค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดเมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนไปจากอุณหภูมิที่มาตรฐาน (STC) แล้วนำค่า PR ที่ได้ในปี พ.ศ. 2560 และปี พ.ศ. 2561 มาคำนวณในสมการการลดลงของสมรรถนะ (DF) เพื่อหาค่าเปอร์เซ็นต์การลดลงของสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ

จากผลการวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะ (DF) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ระหว่างปี 2560 – 2561 มีค่า 0.62% และแบบติดตั้งบนพื้นดินมีค่าการลดลงของสมรรถนะเพียง 0.42% ดังนั้นการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินมีค่าน้อยกว่าอยู่ 0.2% ผลจากการใช้โปรแกรมจำลอง PVsyst โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคามีค่า PR เฉลี่ยต่อปีที่ 75.6% และแบบติดตั้งบนพื้นดินมีค่า PR เฉลี่ยต่อปีที่ 83.20% และค่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคามีค่า PR เฉลี่ยต่อปีที่ 77.20% และแบบติดตั้งบนพื้นดินมีค่า PR เฉลี่ย 83.04% ซึ่งค่า PR จากโปรแกรมจำลอง PVsyst และจากค่าจริง มีค่าไปในทิศทางเดียวกัน

คำสำคัญ : โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การลดลงของสมรรถนะ อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

Thesis Title	Analysis of Performance Degradation between a 1MW PV Rooftop and 1MW PV on Ground Power Plant
Name – Surname	Mr. Tharatip Sangkla
Program	Electrical Engineering
Thesis Advisor	Associate Professor Boonyang Plangklang, Dr.-Ing.
Academic Year	2019

ABSTRACT

This thesis presents an analysis of performance degradation between PV rooftop and PV on ground power plant with a capacity of 1MW. Both PV power plants used the same manufacturer polycrystalline PV module connected to a 1MW grid inverter and located in the same location in Samutsongkhram province, Thailand.

The actual monitored data was collected in the years 2017 and 2018 and the PVsyst simulation program was used. The analysis covered all parameters impacting the performance ratio (PR) such as temperature, humidity, weather, and local geography. Performance ratio (PR) was used as an indicator for degradation factors (DF) of both power plants. Maximum power coefficient was considered when the temperature changed based on standard temperature (STC) obtained in 2017 and 2018. Therefore, the degradation factor (DF) was calculated to evaluate the performance of both PV power plants.

The analysis results of degradation factors (DF) of PV rooftop and PV on ground in the years 2017 and 2018 were 0.62% and 0.42%, respectively. The DF of PV on ground was less than PV rooftop as 0.2%. From PVsyst simulation results, the PR of PV rooftop and PV on ground were 75.6%, and 83.2%, respectively. The average PR from the actual monitored data of the two years for PV rooftop and PV on ground were 77.20% and 83.04%, respectively. The PR values from PVsyst simulation program and the actual monitored data were in the same direction.

Keywords: PV power plant, degradation performance, temperature of the PV module

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ไปได้ด้วยดี เพราะได้รับความอนุเคราะห์ ให้คำแนะนำและความช่วยเหลือแก้ไขข้อบกพร่อง จากท่านอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ คือ รองศาสตราจารย์ ดร. บุญยัง ปลั่งกลาง ที่กรุณาเสียสละเวลาอันมีค่ายิ่งเพื่อให้คำปรึกษาแนะนำ ตลอดจนชี้แนวทางในการทำวิทยานิพนธ์ให้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ผู้วิจัยจึงขอกราบขอบพระคุณท่านอาจารย์เป็นอย่างสูง และกราบขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ฉัตรชัย ศิริสัมพันธ์วงศ์ ผู้ทรงคุณวุฒิจากภายนอก ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รวมถึงกรรมการควบคุมการสอบ รองศาสตราจารย์ ดร. กฤษณ์ชนม์ ภูมิภิตติพิชญ์ และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ณฐภัทร พันธคง ที่กรุณาให้คำแนะนำและแก้ไขวิทยานิพนธ์ให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณเจ้าหน้าที่บริษัท พีเอสที เอนเนอร์ยี2 จำกัด และบริษัทโซลาร์โกกรีน จำกัด ที่อำนวยความสะดวกให้เข้าไปศึกษาและเก็บข้อมูลสำหรับทำงานวิจัย ทั้งสองโครงการ และขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องทุกท่าน ที่ให้ข้อมูลค่าพารามิเตอร์ต่างๆจากการบันทึกค่าจริงเพื่อใช้สำหรับงานวิจัย ขอขอบคุณผู้วิจัยทุกท่านที่ให้ความอนุเคราะห์บทความและงานวิจัยที่ใช้อ้างอิงในงานวิจัยนี้

สุดท้ายขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัว ตลอดจนญาติพี่น้องทุกคนที่เป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนแก่ผู้ทำวิจัยมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา ขอขอบคุณเพื่อนร่วมชั้นเรียนที่ให้คำปรึกษา ช่วยเหลือให้ข้าพเจ้ามีความพยายาม มุมานะและเป็นแรงผลักดันให้ถึงเป้าหมาย และขอขอบคุณห้องวิจัยคณะวิศวกรรมศาสตร์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ที่ให้ใช้สถานที่ในการศึกษาค้นคว้าตลอดระยะเวลา 2 ปี ที่ผ่านมา คุณค่าและประโยชน์อันพึงมีจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ขอมอบแด่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

ธราธิป แสงกล้า

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	(3)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	(4)
กิตติกรรมประกาศ.....	(5)
สารบัญ.....	(6)
สารบัญตาราง.....	(8)
สารบัญรูป.....	(9)
บทที่ 1 บทนำ.....	12
1.1 ที่มาความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	12
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	13
1.3 สมมติฐานของการวิจัย.....	13
1.4 ขอบเขตของการวิจัย.....	14
1.5 ขั้นตอนการวิจัย.....	14
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	14
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	15
2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	15
2.2 ทฤษฎีของเซลล์แสงอาทิตย์.....	19
2.3 รูปแบบการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์.....	21
2.4 คุณลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์.....	22
2.5 หลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์.....	30
2.6 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา.....	32
2.7 มาตรฐานการประเมินคุณภาพไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	33
2.8 อุปกรณ์และวัสดุส่วนประกอบที่ใช้ในงานติดตั้ง (PV Rooftop).....	35
2.9 ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน.....	40
2.10 ประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบ.....	42
2.11 สมการที่ใช้ในการหาค่า Degradation Factor.....	46
2.12 การเสื่อมสภาพและการเสียหายของเซลล์แสงอาทิตย์.....	46
2.13 การตรวจสอบสาเหตุการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และวิธีการทดสอบ.....	52

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน.....	55
3.1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย.....	55
3.2 ข้อมูลภายในโครงการ.....	56
3.3 การวิเคราะห์การออกแบบโดยใช้โปรแกรม PVsyst.....	70
3.4 สรุปวิธีดำเนินงาน.....	74
บทที่ 4 ผลการดำเนินงานวิจัย	75
4.1 ผลการวิเคราะห์และสรุปผลทางด้านกำลังไฟฟ้า.....	75
4.2 ผลการวิเคราะห์และสรุปผลทางด้านความเข้มแสง	77
4.3 ผลการวิเคราะห์และสรุปผลทางด้านอุณหภูมิ.....	78
4.4 ผลการวิเคราะห์และสรุปผลค่า PR.....	80
4.5 บทสรุป.....	84
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ	85
5.1 สรุปผลการทำวิทยานิพนธ์.....	85
5.2 ข้อเสนอแนะ	86
บรรณานุกรม.....	87
ภาคผนวก ก ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่	91
ประวัติผู้เขียน	116

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 ชนิดของแผงเซลล์แบ่งตามวัสดุและประสิทธิภาพการใช้งานทดลองและใช้งานจริง..	19
ตารางที่ 2.2 ความเข้มข้นการแผ่รังสีเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในสภาวะต่าง ๆ	20
ตารางที่ 2.3 มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	33
ตารางที่ 2.4 ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น	34
ตารางที่ 2.5 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกส์ของแรงดันไฟฟ้า	35
ตารางที่ 2.6 พื้นที่ของแผงเซลล์โดยประมาณสำหรับผลิตไฟฟ้า 1 kWp	40
ตารางที่ 3.1 คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	59
ตารางที่ 3.2 แสดงคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57-0500kW-A 500kW	61
ตารางที่ 3.3 แสดงคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57-1000kW-C 1000kW	66
ตารางที่ 4.1 แสดงการเปรียบเทียบค่ากำลังการผลิตไฟฟ้า ปี 2017 – ปี 2018	76
ตารางที่ 4.2 แสดงการเปรียบเทียบค่าความเข้มแสง ปี 2017 – ปี 2018	78
ตารางที่ 4.3 แสดงการเปรียบเทียบค่าอุณหภูมิที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ปี 2017 – ปี 2018	79
ตารางที่ 4.4 ค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา	80
ตารางที่ 4.5 ค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน	80
ตารางที่ 4.6 ค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่คำนวณ -0.43%	81
ตารางที่ 4.7 ค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่คำนวณ -0.40%	81

สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 2.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีจำหน่ายในปัจจุบัน.....	19
รูปที่ 2.2 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์และประสิทธิภาพแต่ละประเภท.....	21
รูปที่ 2.3 วงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ในอุดมคติที่ต่ออยู่กับโหลด	23
รูปที่ 2.4 เส้นโค้งของกระแส-แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ จากคุณลักษณะของไดโอด.....	23
รูปที่ 2.5 เส้นโค้งกำลังไฟฟ้าและจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MPP).....	25
รูปที่ 2.6 วงจรเทียบเคียงของ เซลล์แสงอาทิตย์ ที่ใช้งานจริง	26
รูปที่ 2.7 กราฟเส้นโค้งของ I-V ที่มีค่าความต้านทานอนุกรมค่าต่างๆ กัน	27
รูปที่ 2.8 กราฟเส้นโค้งของ I-V ที่มีค่าความต้านทานขนานค่าต่าง	28
รูปที่ 2.9 วงจรอินเวอร์เตอร์ Square Wave.....	30
รูปที่ 2.10 วงจรอินเวอร์เตอร์แบบ Modified Sine Wave.....	31
รูปที่ 2.11 วงจรอินเวอร์เตอร์แบบ PWM.....	31
รูปที่ 2.12 ส่วนประกอบที่ใช้ในงานติดตั้งระบบพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา.....	35
รูปที่ 2.13 แผงเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์.....	36
รูปที่ 2.14 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)	36
รูปที่ 2.15 ชัฟฟอร์ตสำหรับยึดติดตั้งแผงพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์.....	37
รูปที่ 2.16 พีวีชาร์จคอนโทรลเลอร์	37
รูปที่ 2.17 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box)	38
รูปที่ 2.18 อุปกรณ์ป้องกัน.....	38
รูปที่ 2.19 แบตเตอรี่ไฟสำรองรวม	39
รูปที่ 2.20 ระบบกราวด์	39
รูปที่ 2.21 ไดอะแกรมของระบบ PVGCS และค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะ	45
รูปที่ 2.22 ภาควัดตรวจเซลล์ที่ซิลิกอนสัมผัสกับแถบทองแดง	47
รูปที่ 2.23 เซลล์เสียหายจากไฟฟ้าลัดวงจรภายในแผง	47
รูปที่ 2.24 การแตกหักของเซลล์	48
รูปที่ 2.25 การเสื่อมสภาพของแผงเซลล์ที่มีการลอกของอีวีเอ	49
รูปที่ 2.26 การเปลี่ยนสีน้ำตาลของแผงเซลล์ที่ผ่านการใช้งานในภาคสนามมา 15 ปี.....	50
รูปที่ 2.27 ความขุ่นมัวของกระจกเกิดจากฝุ่น ออกไซด์ หรือหินปูนบนผิวหน้า.....	51
รูปที่ 2.28 การลอกของแบคชีทและผลจากการซึมของน้ำที่เข้าทางด้านหลังของแผง	52

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 2.29 ข้อกำหนดของการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของการทดสอบ Thermal cycles.....	53
รูปที่ 2.30 ข้อกำหนดของการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของการทดสอบ Humidity Freeze.....	54
รูปที่ 3.1 สถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาพิภักขนาด 1 MW.....	56
รูปที่ 3.2 พิกัดสถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาพิภักขนาด 1 MW.....	57
รูปที่ 3.3 วงจรการติดตั้งแผงพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาพิภักขนาด 1 MW.....	58
รูปที่ 3.4 รูปแบบการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาพิภักขนาด 1 MW.....	59
รูปที่ 3.5 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box)	60
รูปที่ 3.6 อินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57-0500kW-A.....	61
รูปที่ 3.7 ตู้ควบคุมไฟฟ้าหลักตั้งอยู่ภายในห้องควบคุมไฟฟ้า	62
รูปที่ 3.8 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ขนาด 1250 kVA 22kV-300V 50Hz Dd0y11 Z = 6%.....	63
รูปที่ 3.9 พิกัดสถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนพื้นดินขนาด 1 MW.....	64
รูปที่ 3.10 ไดอะแกรมระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้น 1 เมกะวัตต์	65
รูปที่ 3.11 ผังการติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้น 1 เมกะวัตต์	65
รูปที่ 3.12 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box).....	67
รูปที่ 3.13 อินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57-1000kW-C.....	68
รูปที่ 3.14 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ขนาด 1250 kVA.....	69
รูปที่ 3.15 สวิตช์เกียร์(Switch Gear)	70
รูปที่ 3.16 หน้าต่างการออกแบบ ขั้นตอนที่ 1.....	70
รูปที่ 3.17 หน้าต่างการออกแบบ ขั้นตอนที่ 2.....	71
รูปที่ 3.18 Sun Path diagram ของการเกิดเงาของแสงอาทิตย์ตามช่วงเวลา	71
รูปที่ 3.19 Monthly meteo	72
รูปที่ 3.20 หน้าต่างการออกแบบ ขั้นตอนที่ 5.....	72
รูปที่ 3.21 หน้าต่างการออกแบบ ขั้นตอนที่ 6.....	72
รูปที่ 3.22 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคามีค่า 75.6%	73
รูปที่ 3.23 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน มีค่า 83.2%	74
รูปที่ 4.1 เปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้า ปี 2017 - ปี 2018	75
รูปที่ 4.2 เปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้า ปี 2017 – ปี 2018	76
รูปที่ 4.3 กราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าความเข้มแสง ปี 2017.....	77

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.4 กราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าความเข้มแสง ปี 2018.....	77
รูปที่ 4.5 กราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าอุณหภูมิที่แผง ปี 2017	78
รูปที่ 4.6 กราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าอุณหภูมิที่แผง ปี 2018	79
รูปที่ 4.7 เปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาโดยโปรแกรมจำลอง.....	82
รูปที่ 4.8 เปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินโปรแกรมจำลอง.....	83
รูปที่ 4.9 เปรียบเทียบค่า (%DF) ระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ.....	83



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันการขยายตัวของเศรษฐกิจได้เจริญเติบโตมากขึ้น ทำให้มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงขึ้น และจากสถานการณ์พลังงานที่การจัดหาพลังงานไม่เป็นไปตามเป้าหมาย การเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีใหม่ที่จะมีผลต่อการใช้ การจัดหาพลังงานยังไม่มี การประเมินผลกระทบและกำหนดทิศทางการพัฒนาที่ชัดเจน ตลอดจนการบริหารจัดการภาครัฐที่ผ่านมาขาดการยอมรับของประชาชนก่อให้เกิดความขัดแย้ง และนำไปสู่การชะงักของการลงทุนด้านพลังงานที่สำคัญของประเทศ อาทิ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการลงทุนโรงไฟฟ้า เป็นต้น

หากรัฐบาลไม่เร่งแก้ปัญหาและปรับเปลี่ยนการพัฒนาพลังงานใหม่ อาจส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจของประเทศ เนื่องจากพลังงานถือเป็นสาขาการผลิตที่สำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ การวางแผนจัดหาพลังงานเพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานปรับโครงสร้างกิจการพลังงานให้มีการแข่งขันเพิ่มขึ้น และการพัฒนาพลังงานทดแทนเพื่อเป็นทางเลือกให้ประชาชนมีอิสระด้านพลังงานในการผลิตเอง ใช้เอง เหลือขาย ส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในทุกภาคส่วน ตลอดจนผลักดันการสร้างฐานรายได้ใหม่ของประเทศจากอุตสาหกรรมพลังงาน ซึ่งเป็นทางเลือกหนึ่งในการปฏิรูปพลังงานของประเทศ ที่ผ่านมามีประเทศไทย ภาครัฐสนับสนุนให้หน่วยงานเอกชนเข้ามามีบทบาทในการร่วมลงทุนในการผลิตไฟฟ้า และจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งปัจจุบันมีอยู่ทุกภูมิภาคของไทย ทั้งแบบติดตั้งบนหลังคาอาคาร (PV rooftop) และแบบติดตั้งบนพื้นดิน (PV on Ground) ซึ่งรูปแบบในการติดตั้งทั้งสองแบบนี้ ก็มีทั้งข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน โดยปกติทั่วไปอายุการใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะมีอายุประมาณ 20-25 ปี จึงเป็นการลงทุนเทคโนโลยีที่มีราคาแพงเพียงครั้งเดียว และคุ้มทุนเมื่อใช้งานระยะยาว จึงเป็นข้อได้เปรียบมากกว่าพลังงานทดแทนชนิดอื่น แต่อย่างไรก็ตามในสภาวะแวดล้อม ของประเทศไทยที่ตั้งอยู่ในเขตร้อนใกล้เส้นศูนย์สูตร มีสภาพอากาศร้อนชื้นและอบอ้าวเกือบตลอดปี มีอุณหภูมิเฉลี่ยตลอดทั้งปีประมาณ 27°C แต่อุณหภูมิก็จะแตกต่างกันออกไปในแต่ละฤดูกาล ในแต่ละพื้นที่ ในช่วงฤดูร้อนอาจมีอุณหภูมิสูงสุดถึง 40°C หรืออาจสูงกว่านี้ ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ยตลอดปีอยู่ที่ 73-75% ถ้าพื้นที่ติดชายฝั่งทะเลภาคตะวันออก โดยเฉพาะภาคใต้อาจมีความชื้นสัมพัทธ์สูงถึง 97-80% และมีค่าพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยตลอดปีอยู่ที่ 18.2 MJ/day ดังนั้นเมื่อใช้งานแผงเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้สภาพภูมิอากาศดังกล่าวย่อมมีผลต่อการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อายุการใช้งานก็ลดลงด้วย

ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงได้นำเสนอผลของการการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 1 เมกะวัตต์ ที่ผ่านการใช้งานมาแล้วรวมระยะเวลา 2 ปี เพื่อให้เห็นความแตกต่างในเรื่องการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้า ทั้งสองแบบ จะใช้ค่า (PR) เฉลี่ยแต่ละเดือนในรอบ 2 ปีที่ทำการศึกษเป็นตัวชี้วัด ค่าการลดลงของสมรรถนะโดยการศึกษาทำการศึกษในพื้นที่ติดตั้งที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกันใน จังหวัดสมุทรสงคราม เพื่อลดผลกระทบอันอาจเกิดจากค่ารังสีของดวงอาทิตย์ของบริเวณโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษารวมทั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ทำการศึกษานี้ผลิตจากผู้ผลิตรายเดียวกัน การศึกษาวิเคราะห์นี้จะนำข้อมูลค่าพลังงานที่วัดได้จริงของทั้งสองโรงไฟฟ้า มาคำนวณหาค่า (PR) และใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) มาวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะสำหรับโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบด้วย แล้วคำนวณในสมการการลดลงของสมรรถนะ (DF) เพื่อหาค่าเปอร์เซ็นต์การลดลงของสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ มาวิเคราะห์สรุปผล

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาการออกแบบ และการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (PV Rooftop) และแบบติดตั้งบนพื้นดิน (PV on Ground) ขนาด 1 MW

1.2.2 เพื่อศึกษาและวิเคราะห์กำลังการผลิตไฟฟ้า และสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1MW แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน โดยใช้ผลจากการบันทึกค่าจริงรายปี และใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) ในการวิเคราะห์และสรุปผล

1.2.3 เพื่อวิเคราะห์ผลการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (PV Rooftop) และแบบติดตั้งบนพื้นดิน (PV on Ground) โดยใช้ผลจากการบันทึกค่าจริงรายปีและจากการใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst)

1.3 สมมุติฐานของการวิจัย

งานวิจัยนี้จะเน้นศึกษาและวิเคราะห์ การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (PV Rooftop) และแบบติดตั้งบนพื้นดิน (PV on Ground) โดยนำข้อมูลจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ ที่บันทึกค่าจริงได้ในแต่ละปีตั้งแต่เริ่มผลิตกำลังไฟฟ้าได้ พร้อมทั้งใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) นำมาและวิเคราะห์ผลด้วย เพื่อให้เห็นความแตกต่างในเรื่องการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ จากผลงานวิจัยนี้สามารถช่วยให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยทราบถึงสาเหตุและปัจจัยที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ นอกเหนือจากการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และวัสดุที่ใช้ในการผลิต เพื่อจะ

ได้วางแผนการบำรุงรักษาระบบ และหาทางป้องกัน ให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ มีอายุการใช้งานที่ยาวนานขึ้น ตลอดจนทำให้เกิดความน่าเชื่อถือของระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้านั่นเอง

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1.4.1 ศึกษาการออกแบบ และการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน

1.4.2 วิเคราะห์กำลังการผลิตไฟฟ้า และสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ได้จากการบันทึกค่าจริง เพื่อเปรียบเทียบกับโปรแกรมจำลอง (PVsyst)

1.4.3 วิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน

1.5 ขั้นตอนการวิจัย

1.5.1 ศึกษารวบรวมข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน ที่ได้จากการบันทึกค่าจริงในระยะเวลา 2 ปี ตั้งแต่ปี 2560 ถึง ปี 2561

1.5.2 ศึกษาทฤษฎีเบื้องต้น

1.5.2.1 ศึกษาโครงสร้างส่วนประกอบและหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน

1.5.2.2 ศึกษาวิธีการใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) ถึงวิธีการใช้งานเพื่อการออกแบบ และวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน

1.5.3 วิเคราะห์ผลการทดลอง

1.5.4 สรุปและวิจารณ์ผลการทดลอง

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.6.1 ทำให้ทราบได้ว่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใดมีค่าการลดลงของสมรรถนะมากกว่า

1.6.2 ทำให้ทราบได้ว่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน จากผลการใช้โปรแกรมจำลองและผลจากการบันทึกค่าจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใดให้สมรรถนะที่ดีกว่า

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

จากข้อมูลแผนพัฒนาด้านพลังงานทดแทนของกระทรวงพลังงานให้มีการนำพลังงานทดแทนมาใช้แทนเชื้อเพลิงฟอสซิล ให้ได้อย่างน้อย 20% ภายใน 10 ปี (2555-2564) ซึ่งเป็นการช่วยลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศได้ มากขึ้น ดังกล่าวกระทรวงพลังงานได้คาดการณ์ความต้องการใช้พลังงานในประเทศจะมีสูงถึง 99,838 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบกับมีแผนผลิตไฟฟ้าหรือพีดีพี 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (2555-2573) กำหนดให้มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนต่างๆ ไปถึง 9,481 เมกะวัตต์ เมื่อสิ้นปี 2573 โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่มีการตั้งเป้าหมายไปถึง 2,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2564 จากปัจจุบันที่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วกว่า 336 เมกะวัตต์ ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยมีค่อนข้างมาก ด้วยภูมิประเทศที่อยู่ในเส้นศูนย์สูตร ทำให้ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยทั้งปีสูงกว่าเขตอื่นๆ ของโลก ซึ่งการศึกษาจากข้อมูลดาวเทียมประกอบการตรวจวัดภาคพื้นดินของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ซึ่งมีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีประมาณ 18.2 เมกะจูลต่อตารางเมตร ซึ่งส่งผลให้ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ถึง 10,000 เมกะวัตต์ ดังนั้นจึงมีทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องออกมาเพื่อการศึกษาการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน เพื่อให้มีความเข้าใจเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน ผู้วิจัยได้รวบรวมทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องไว้เป็นหัวข้อต่างๆ ดังนี้

2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Sheeraz Kirmani และคณะ [1] กรณีศึกษาการวิเคราะห์การเสื่อมถอยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา โดยการนำข้อมูลที่บ้านทีกได้ช่วงเดือนกันยายนปี 2515 และเดือนกันยายนปี 2016 ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 20 แผง ขนาดกำลังการผลิต 20kW แล้วนำข้อมูลที่บันทึกได้มาคำนวณหาค่าประสิทธิภาพของแผงและวิเคราะห์ สรุปผลหาค่าความเสื่อมถอยของแผง ผลการวิจัยพบว่าประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ขึ้นอยู่กับมลภาวะอากาศ สิ่งสกปรกที่สะสมอยู่บนพื้นผิวของแผงทำ

ให้ประสิทธิภาพของแผงลดลง 17%-25% เนื่องจากมลภาวะของอากาศและการบำรุงรักษา อัตราการเสื่อมถอยของแผงอยู่ระหว่าง 0.55-0.95% ต่อปี

เกียรติศักดิ์ พรหมจำปา และคณะ [2] ได้ทำการวิเคราะห์การเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ตามอายุการใช้งานจริง ตามมาตรฐานการทดสอบ โดยนำแผงจำนวน 40 แผง ที่ผ่านการใช้งานมากกว่า 5 ปีมาทดสอบในห้องทดลองอีกครั้ง ตามมาตรฐานการทดสอบ (STC) เพื่อดูค่าความเสื่อมถอยของแผง ว่ามีค่าอยู่ตามเกณฑ์ที่ผู้ผลิตรับประกันไว้ หรือไม่ ผลการวิจัยพบว่า มีจำนวนแผงที่มีค่าความเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ต่ำกว่าเกณฑ์ ที่ผู้ผลิตรับประกันไว้จำนวนหนึ่ง อัตราเฉลี่ยที่จะพบแผงต่ำกว่าประสิทธิภาพ 12.5% โดยส่งผลต่อประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าอย่างมาก

Shahida Begum และคณะ [3] ได้ศึกษาปัญหาการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการบอกสาเหตุการลดลงสมรรถนะโรงไฟฟ้า ที่เกิดจากการเสื่อมถอยของแผง และอายุของอุปกรณ์ที่เป็นส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากการทบทวนวรรณกรรมจากบทความอื่นๆ สรุปได้ดังนี้ แผงเสื่อมถอยเกือบ 1% ต่อปี จากสาเหตุการเสื่อมสภาพของแผ่นปิดด้านหลังและการซึมของน้ำที่เข้าทางด้านหลังของแผง สาเหตุต่อมา การเสื่อมสภาพของแผงเซลล์ที่มีการลอกของอีวีเอ อายุที่คาดการณ์ไว้ของอุปกรณ์ ที่เป็นส่วนประกอบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แผงมีอายุการใช้งานถึง 30 ปี อินเวอร์เตอร์มีอายุการใช้งานถึง 15 ปี สำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก 30 ปี กับ 10% ของการเปลี่ยนชิ้นส่วนอะไหล่ ทุกๆ 10 ปี โครงสร้างที่ติดตั้งแบบชนิดบนหลังคามีอายุการใช้งาน 30 ปี และโครงสร้างชนิดติดตั้งบนพื้นดินมีอายุการใช้งานอยู่ระหว่าง 30-60 ปี สายไฟฟ้ามีอายุ 30 ปี ผลการวิจัยพบว่า ตามข้อมูลปี 1991ระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าความเสื่อมถอยที่ 10% ต่อปีที่บันทึกไว้ หลังจากปี 2000 ความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีมีมากขึ้นตลอดจนผู้ผลิตแผงเข้าใจปัญหาพื้นฐานและทั่วไป ของการเสื่อมถอยแผง จึงมีค่าความเสื่อมถอยเพียง 12% สำหรับ 25 ปี

Christopher Raupp และคณะ [4] ใช้ข้อมูลจาก kWh มิเตอร์ ในการวิเคราะห์แบบเชิงเส้นและอัตราการลดลงของสมรรถนะรายปี โดยใช้วิธีการวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะด้วยวิธี (PR) วิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะด้วยวิธี (PI) ดัชนีประสิทธิภาพ และวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะด้วยวิธี (Raw kWh) จากผลการวิจัยพบว่า การประเมินสมรรถนะด้วยวิธี (PR), (PI) และ kWh วิธี (PI) เป็นวิธีที่ดีที่สุดลำดับที่สองรองจากวิธี (I-V) สำหรับวิธีการคำนวณการลดลงของสมรรถนะด้วยวิธี kWh ให้ผลลัพธ์ที่คล้ายกับวิธี (PI) โดยไม่จำเป็นต้องใช้แบบจำลองที่ซับซ้อนสำหรับอุณหภูมิที่แผงและการกำหนดค่าการแผ่รังสี (POA) ในขณะที่วิธีการคำนวณการลดลงของสมรรถนะ

ด้วยวิธี (kWh) ให้ผลลัพธ์ที่ดีกว่าการคำนวณด้วยวิธี (PR) แต่ไม่สามารถใช้ได้เพื่อระบุการสูญเสียส่วนอื่นๆของระบบที่เฉพาะเจาะจงเนื่องจากเป็นการคำนวณด้านสถิติอย่างแท้จริงโดยไม่ต้องคำนึงถึงสภาพการทำงานอื่นใด

บันฑูร เวียงมูล [5] ได้ทำการวิเคราะห์การเสื่อมสภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้วิธีการคือศึกษาการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 39 แผงขนาด 47 W จำนวน 35 แผง 53 W 1 แผง และ 63 W 3 แผง ที่ผ่านการใช้งานมากกว่า 10 ปี ประกอบในประเทศไทย ศึกษาสมบัติทางไฟฟ้าและภาพถ่ายความร้อนของเซลล์ใหม่ 20 เซลล์ เพื่อหาจุดบกพร่องในพื้นที่ย่อยของเซลล์ ตั้งแต่ยังไม่ถูกห่อหุ้ม และประกอบเป็นแผง ใช้หลักการถ่ายภาพความร้อนของเซลล์ในสภาวะมืดไบอัสกลับ และประเมินความต้านทานลัพท์บนพื้นที่ส่วนย่อยของเซลล์จากอุณหภูมิเซลล์ ผลการวิจัยพบว่า จากการวัดคุณสมบัติทางไฟฟ้าที่สภาวะมาตรฐานแบ่งได้เป็น 3 กลุ่ม และแผงมีคุณสมบัติทางไฟฟ้าผิดปกติอย่างมากจำนวน 15 แผง จำนวนแผงที่ผิดปกติทั้งสองกลุ่ม รวมกันได้ 22 แผงคิดเป็นสัดส่วน 56% และแผงมีสมบัติทางไฟฟ้าปกติ จำนวน 17 แผง แต่พารามิเตอร์เปลี่ยนไป ส่วนการประเมินด้วยภาพถ่ายความร้อน การถ่ายภาพแผงในสภาวะมืดและไบอัสกลับ พบว่าความต้านทานขนานที่ใกล้จุด Origin และที่กระแสไบอัสกลับ 100mA ให้ค่าความต้านทานที่สูงกว่าความต้านทานขนาน ที่สภาวะ STC แสดงว่ามีการรั่วไหลของไดโอดในสภาวะไบอัสกลับสูง ภาพถ่ายความร้อนแสดงความไม่สม่ำเสมอของอุณหภูมิและความต้านทานบนพื้นที่ย่อย และบ่งชี้ตำแหน่งจุดร้อนได้

พีระวุฒิ ชินวรรังสี และคณะ [6] ทำการประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย โดยติดตั้งและเก็บบันทึกข้อมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ จำนวน 6 ชนิด เป็นระยะเวลา 1 ปี ประกอบด้วย เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon Single-Junction (a-Si:H) ชนิด Amorphous /Microcrystalline Silicon Double-Junction (a-Si:H/ μ c-Si:H) ชนิด Copper Indium Gallium Selenide (CIGS) ชนิด Mono Crystalline Silicon (mono c-Si) ชนิด Poly Crystalline Silicon (poly c-Si) และชนิด Hetero-Junction with Intrinsic Thin Film (HIT) จากการทดลองพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด a-Si:H มีค่าสมรรถนะ 82.2% ซึ่งสูง

ศักดิ์รินทร์ ศรีบุญเรือง และคณะ [7] ทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบประเมินผลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา ชนิด 3 เฟส และ 1 เฟส โดยทำการเก็บบันทึกผลจากการติดตั้งจริงขนาด 10 kWp ในจังหวัดสมุทรปราการ เป็นระยะเวลา 1 เดือน ช่วงเดือนเมษายน พ.ศ. 2558 นำผลมาวิเคราะห์ เปรียบเทียบการออกแบบกับการจำลองผลด้วยโปรแกรมโฮมเมอร์ รวมทั้งประเมินผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าผลจากการออกแบบและติดตั้งจริง ค่าเฉลี่ย 40.88

kWh/day และ 43.37 kWh/day ตามลำดับ ในขณะที่ผลจากการจำลองด้วยโปรแกรมโฮมเมอร์ 33.87 kWh/day และ 37.23 kWh/day หากวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จากการติดตั้งจริงจะมีระยะเวลาคืนทุนที่ 7.69 ปี และ 7.16 ปี ตามลำดับ ในขณะที่ผลจากการจำลองด้วยโปรแกรมโฮมเมอร์นั้นมีระยะเวลาคืนทุนที่ 9.72 ปี และ 8.63 ปี

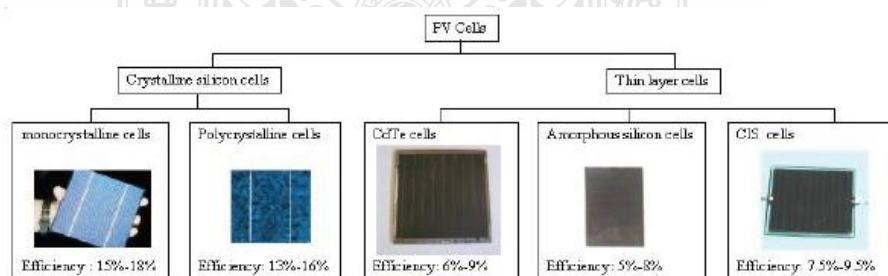
Mustafa E. Basoglu และคณะ [8] ทำการวิเคราะห์สมรรถนะของเซลล์แสงอาทิตย์ต่างชนิดภายใต้ฤดูฝนของพื้นที่ Izmit ในประเทศตุรกี ซึ่งได้วิเคราะห์ผลจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์รวม 3 ชนิด ประกอบด้วย ชนิด crystalline (c-Si) ชนิด multi crystalline (mc-Si) และชนิด cadmium-telluride (Cd-Te) ซึ่งติดตั้งบนหลังคาของคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัย Kocaeli ซึ่งจัดเก็บบันทึกตั้งแต่เดือนตุลาคม 2013 จนถึงเดือนธันวาคม 2014 ซึ่งพบว่า mean array efficiencies (MAEs) ของ Cd-Te สูงที่สุด ในขณะที่ค่า PR ของ c-Si และ mc-Si ต่ำกว่า Cd-Te ค่า PR เท่ากับ 83.8% 82.05% และ 89.76% ตามลำดับ และ Cd-Te มี capacity factors (CFs) สูงที่สุดในแต่ละเดือน ซึ่ง Cd-Te จะมีความน่าเชื่อถือที่สุดในพื้นที่ Izmit

Md Faysal Nayam และคณะ [9] ทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิคอนชนิดต่างๆ โดยพิจารณาผลกระทบของสิ่งแวดล้อม ซึ่งประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono Crystalline ชนิด Poly Crystalline และ Thin film ซึ่งประสิทธิภาพและสมรรถนะของ PV แต่ละชนิดขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าและสิ่งแวดล้อมโดยรอบ บทความนี้เสนอการประเมินผลทางทฤษฎีสำหรับการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพของพลังงานสำหรับ PV ชนิดต่าง ๆ ภายใต้การเปลี่ยนแปลงของสภาพแวดล้อม โดยทำการจำลองสภาพแวดล้อมและแสดงให้เห็นการเปลี่ยนแปลงของ Fill factor และประสิทธิภาพภายใต้การทำงานจริง ใช้ MATLAB ในการตรวจสอบคุณสมบัติ P-V เพื่อประเมินจุดสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์โดยพิจารณาจากผลกระทบของอุณหภูมิและรังสีดวงอาทิตย์

Valeriu Bostan และคณะ [10] ทำการวิเคราะห์สมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Poly Crystalline และ CIS Thin-Film ในสภาวะการทำงานจริง ซึ่งงานวิจัยนี้ทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ชนิด ที่ในตลาดมีการใช้งานกันอย่างกว้างขวาง ซึ่งบริบทที่มีอิทธิพลต่อสมรรถนะของแผง ประกอบ ความแตกต่างของอุณหภูมิ รังสีดวงอาทิตย์ และผลของการบังเงา ซึ่งพบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Thin-Film ให้ผลดีกว่าที่อุณหภูมิและแสงน้อยกว่า ในกรณีแสงกระจายนั้น แผงชนิด Poly Crystalline จะกำเนิดกำลังไฟฟ้าแค่ครึ่งหนึ่งของแผงชนิด Thin-Film

2.2 ทฤษฎีของเซลล์แสงอาทิตย์

2.2.1 เซลล์แสงอาทิตย์หรือที่เรียกกันทั่วไปโซลาร์เซลล์ (Solar Cell) [11] คืออุปกรณ์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานจากสารกึ่งตัวนำสำหรับการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์หรือโฟตอนมาเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยการเปลี่ยนพลังงานดังกล่าวสามารถเกิดเป็นไฟฟ้ากระแสตรงได้ในขั้นตอนเดียวโดยใช้กระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Effect) ในสารกึ่งตัวนำ ซึ่งในแผงโซลาร์เซลล์ประกอบไปด้วยสารกึ่งตัวนำ ชนิด P-type และ N-type เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นสารกึ่งตัวนำ จะทำให้เกิดการกระตุ้นของอิเล็กตรอน เกิดอิเล็กตรอนอิสระ รวมทั้งเกิดความต่างศักย์ระหว่างขั้วของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นเมื่อมีการต่อขั้วทั้งสองข้างของเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะเกิดการไหลของอิเล็กตรอนเพื่อให้เกิดสมดุล ในทางไฟฟ้าเมื่อมีอิเล็กตรอนไหลก็ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น เซลล์แสงอาทิตย์แบ่งเป็น 2 ชนิดตามโครงสร้างการผลิต คือ แบบ crystalline silicon cell และ thin-film cell การเพิ่มขนาดกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีขนาดที่เหมาะสมและสะดวกกับการใช้งานโดยการขนานและอนุกรมเซลล์เรียกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เซลล์ทั้ง 2 แบบถูกนำมาผลิตเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีจำหน่ายประมาณ 5 แบบ ดังแสดงในรูปที่ 2.1 และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบจากแผงเซลล์หลายแผงต่อกันแบบขนานและอนุกรมเพื่อเพิ่มขนาดแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าให้เพียงพอกับขนาดของระบบที่ต้องการ หน่วยวัดความเข้มรังสีแสงอาทิตย์คือ วัตต์ต่อตารางเมตร W/m² แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งตามวัสดุที่ใช้ผลิตได้ 3 ชนิด คือ และแต่ละชนิดมีประสิทธิภาพการใช้งานในห้องทดลองและใช้งานจริงแตกต่างกันดังตารางที่ 2.1



รูปที่ 2.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีจำหน่ายในปัจจุบัน [12]

ตารางที่ 2.1 ชนิดของแผงเซลล์แบ่งตามวัสดุและประสิทธิภาพการใช้งานทดลองและใช้งานจริง

วัสดุ	ประสิทธิภาพการใช้งาน ในห้องทดลอง (%)	ประสิทธิภาพการใช้งาน ในงานจริง (%)
Monocrystalline Silicon	24	14-17
Polycrystalline Silicon	18	13-15
Amorphous Silicon	13	5-7

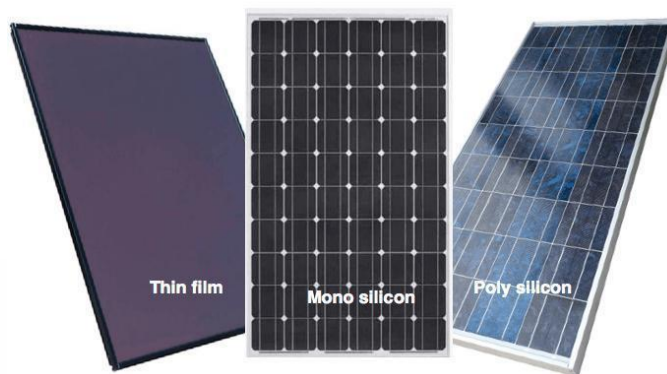
2.2.2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Single Crystalline Silicon Solar Cell) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่ได้รับการพัฒนาเก่าแก่ที่สุด ผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน มีความหนาประมาณ 200-300 ไมครอนมีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณ 20-22% แต่มีราคาแพง

2.2.3 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกมัลติคริสตัลไลน์ซิลิคอน (Multicrystalline Silicon Solar Cell) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่มีการใช้งานมากที่สุดในปัจจุบัน ผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกมัลติคริสตัลไลน์ซิลิคอน มีความหนาประมาณ 180-220 ไมครอน มีราคาปานกลาง มีประสิทธิภาพประมาณ 17-20%

2.2.4 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell) มีลักษณะเป็นฟิล์มบางหนาประมาณ 0.5-1.0 ไมครอน ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในเครื่องคิดเลขซึ่งมีลักษณะสีม่วงน้ำตาล มีความบาง เบาราคาถูก ผลิตให้เป็นพื้นที่เล็กไปจนถึงใหญ่หลายตารางเมตร มีประสิทธิภาพประมาณ 11-13%

2.2.5 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกแกเลียมอาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide Solar Cell) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงระดับ 30 % ขึ้นไป มีราคาแพงมาก ไม่นิยมนำมาใช้งานบนพื้นโลก จึงใช้งานสำหรับดาวเทียมเท่านั้น

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางของสารประกอบตระกูลทองแดงอินเดียมแกเลียมอาร์เซไนด์ และตระกูลแคดเมียมเทลลูไรด์ มีการใช้งานน้อยอายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์ยาวนานกว่า 25 ปี ดังนั้นเมื่อลงทุนติดตั้งในครั้งแรกก็แทบจะไม่มีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นอีกต่อไป การใช้งานไม่มีความสลับซับซ้อน และไม่มีอันตราย ประชาชนทั่วไปสามารถหาซื้อ และติดตั้งเพื่อใช้งานในครัวเรือนด้วยตนเอง การใช้งานแบบง่ายๆ อาจเริ่มจากการซื้ออุปกรณ์ชุดเซลล์แสงอาทิตย์สำเร็จรูปมาใช้งาน เพื่อให้เกิดการคุ้นเคย เช่น เสาไฟส่องสว่างพลังงานแสงอาทิตย์ ชุดหลอดฟลูออเรสเซนต์พลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับการออกแบบระบบใหญ่ที่ติดตั้งบนหลังคาบ้าน ควรปรึกษาผู้เชี่ยวชาญ



รูปที่ 2.2 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์และประสิทธิภาพแต่ละประเภท [13]

ตารางที่ 2.2 ความเข้มการแผ่รังสีเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในสภาวะต่าง ๆ

สภาพอากาศ	ท้องฟ้าโปร่ง	ท้องฟ้ามีหมอกและเมฆ	ท้องฟ้าครึ้ม
การแผ่รังสีทั้งหมด	600...1000 W/m ²	200...400 W/m ²	50...150 W/m ²
ส่วนที่แผ่กระจาย	10...20 %	20...80 %	80...100 %

2.3 รูปแบบการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์

การต่อใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์นั้นมีรูปแบบหลากหลายต่างกัน โดยสามารถแบ่งรูปแบบหลักๆ ได้ 3 แบบดังนี้

2.3.1 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand alone system) เป็นระบบที่เหมาะสมสำหรับการใช้งานในพื้นที่ห่างไกลที่ไม่มีสายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้าไปถึง หลักการทำงานของระบบนี้แบ่งได้เป็น 2 ช่วงเวลา คือ ช่วงเวลากลางวันและช่วงเวลากลางคืน โดยในช่วงเวลากลางวันเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งได้รับแสงแดดจะสามารถผลิตไฟฟ้าจ่ายให้แก่โหลดพร้อมทั้งประจุพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินไว้ในแบตเตอรี่พร้อมๆ กัน ส่วนในช่วงเวลากลางคืนเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ได้รับแสงแดดจึงไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ดังนั้นพลังงานจากแบตเตอรี่ที่เก็บประจุไว้ในช่วงเวลากลางวันจะถูกจ่ายให้แก่โหลดแทน ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้โหลดได้ทั้งกลางวันและกลางคืน อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่และอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิด Stand alone เป็นต้น

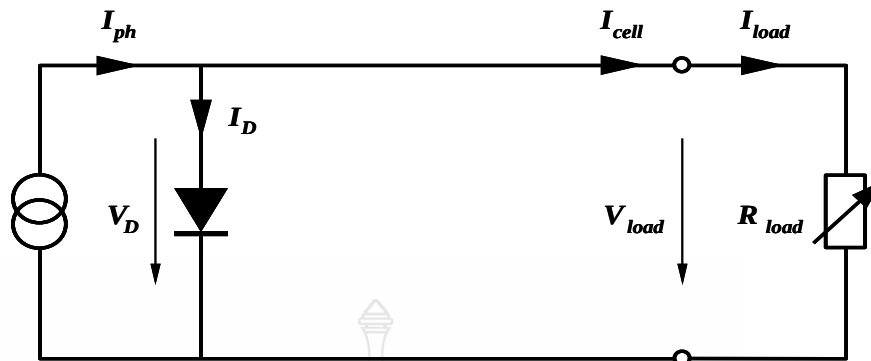
2.3.2 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (PV Grid Connected System) เป็นระบบที่ได้รับความนิยมมากในปัจจุบัน เนื่องจากเป็นระบบที่ไม่ซับซ้อน การลงทุนไม่สูงมากเท่ากับแบบติดตั้งอิสระ แต่ต้องติดตั้งในพื้นที่ที่มีระบบสายส่งของการไฟฟ้าอยู่แล้ว ระบบนี้จะไม่มีการเก็บพลังงานลงแบตเตอรี่ ผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์แล้วก็จ่ายเข้าระบบได้เลย ทำให้ช่วยลดต้นทุนค่าใช้จ่ายในส่วนของการดูแลรักษาแบตเตอรี่ แต่หากระบบไฟฟ้าหลักขัดข้อง ระบบนี้ก็ต้องหยุดจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบด้วย เนื่องจากเป็นมาตรฐานความปลอดภัยสำหรับช่างไฟฟ้าที่จะซ่อมบำรุงรักษาระบบ

2.3.3 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและเครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบระบบจะขึ้นอยู่กับ การออกแบบตามวัตถุประสงค์โครงการเป็นกรณีเฉพาะ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและเครื่องยนต์ดีเซล มีหลักการทำงาน กล่าวคือ ในช่วงเวลากลางวัน เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงแดดสามารถผลิตไฟฟ้าได้ จะจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิด Multi Function ทำงานร่วมกับไฟฟ้าจากพลังงานลมจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โหลดพร้อมทั้งทำงานประจุไฟฟ้าส่วนที่เกินไว้ในแบตเตอรี่ ในกรณีพลังงานลมต่ำไม่สามารถผลิตไฟฟ้าหรือเวลากลางคืนไม่มีไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดแบตเตอรี่จะจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โหลด และกรณีแบตเตอรี่จ่ายกระแสไฟฟ้ามากจนถึงพิกัดที่ออกแบบไว้เครื่องยนต์ดีเซลจะทำงานโดยอัตโนมัติเป็นอุปกรณ์สำรองพลังงาน

2.4 คุณลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์

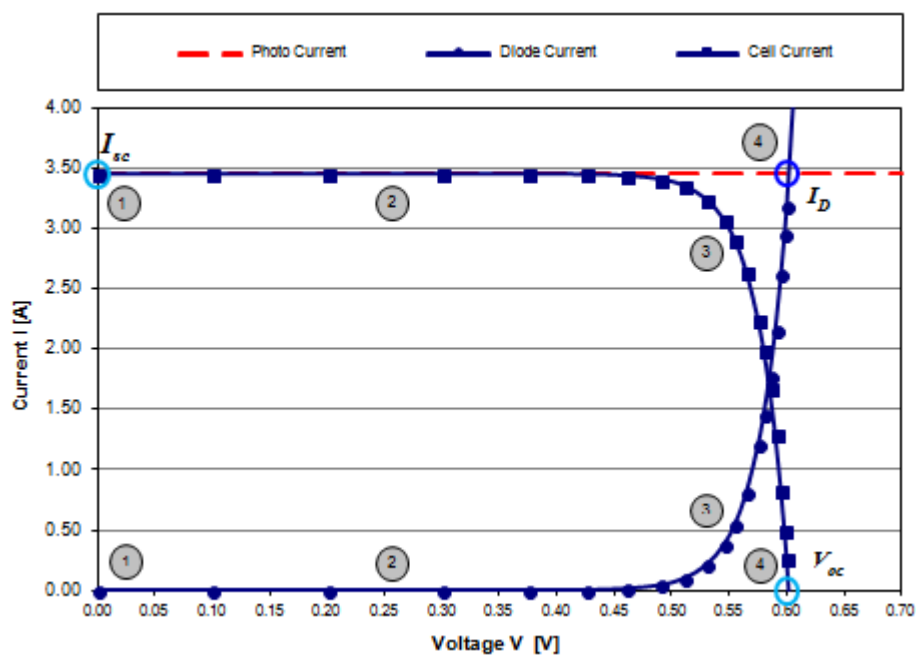
2.4.1 เซลล์แสงอาทิตย์ทางทฤษฎีเป็นที่ทราบกันแล้วว่า เมื่อมีแสงสว่างจะทำให้เซลล์แสงอาทิตย์สร้างประจุพาหะอิสระ ให้ไหลผ่านโหลดที่ต่ออยู่ โดยจำนวนของประจุพาหะนี้จะเป็นสัดส่วนกับความเข้มของแสงที่ตกกระทบ ซึ่งจะทำให้เกิด กระแสไหลขึ้น (Photo current, I_{ph}) ภายในเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นเซลล์แสงอาทิตย์ในอุดมคตินั้นจึงสามารถเขียนแทนด้วยวงจรตาม รูปที่ 2.3 รอยต่อ P-N junction นั้นจะเขียนแทนด้วย ไดโอด และจะแหล่งจ่ายกระแสซึ่งขึ้นอยู่กับขนาดตามความเข้มของแสงที่ตกกระทบ ส่วนความต้านทานปรับค่าได้ก็คือโหลดนั่นเอง ทำให้เกิดสมการดังนี้

$$I_{ph} - I_{eccl} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{kt}} - 1 \right) \quad (2.1)$$



รูปที่ 2.3 วงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ในอุดมคติที่ต่ออยู่กับโหลด[14]

ผลจากการทดลองวงจรดังรูปที่ 2.3 พบว่า ลักษณะของเส้นโค้งของกระแส-แรงดัน (I-V Curve) เมื่อมีปริมาณแสงตกกระทบบนแผงที่จะทำให้เกิดตามรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 เส้นโค้งของกระแส-แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ จากคุณลักษณะของไดโอด[15]

สมมติเมื่อด้านปลายของขั้วต่อโหลดเกิดการ Short-circuit ขึ้น ($R_{load} = 0$) แรงดันด้านออกและแรงดันที่ตกคร่อมไดโอดมีค่า 0 ตามสมการที่ 2.1 แรงดัน $V=0$ (จุดที่ 1 ในรูปที่ 2.4) ดังนั้นกระแส

ทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการส่องแสงจะไหลไปที่ Output ดังนั้นกระแสสูงสุดที่มีที่จุดนี้จะเรียกว่ากระแสลัดวงจร Short-circuit Current (I_{sc})

$$I_{sc} = I_{cell} = I_{ph} \quad (2.2)$$

ถ้าความต้านทานของโหลดเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์จะเพิ่มสูงขึ้น ค่าของกระแสจะมีค่าเท่าเดิม ดังนั้นกระแสด้านนอกจะสัมพันธ์กันกับ กระแสโฟโต้ (จุดที่ 2 ในรูป ที่ 2.3)

เมื่อแรงดันไดโอดเริ่มมากขึ้นหลังจากค่าความต้านทานโหลดเพิ่มขึ้นแล้ว สัดส่วนที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของ กระแสโฟโต้ ทำให้ไดโอดนำกระแสและกระแสจะไหลผ่านไดโอด กระแสนี้ทำให้เกิดการสูญเสียกำลังภายในไดโอดเอง ซึ่งจะสัมพันธ์กับพื้นที่ เส้นโค้งของกระแสโฟโต้ และเส้นโค้งกระแสเซลล์ เนื่องจากผลรวมของกระแสโหลดและกระแสไดโอดต้องมีค่าเท่ากับค่าคงที่ของกระแสโฟโต้ ดังนั้น กระแสด้านนอก จะมีขนาดลดลง (จุดที่ 3 ในรูปที่ 2.3)

สำหรับโหลดที่มีค่าความต้านทานมาก ๆ (Open circuit) แสดงในรูปที่ 2.10 กระแสด้านออกมีค่าเท่ากับ 0 ($I_{cell} = 0$) ดังนั้นผลรวมของกระแสโฟโต้ ที่ไหลผ่านไดโอดภายใน (จุดที่ 4 ดังรูปที่ 2.4) ขณะเปิดวงจร Open-circuit voltage (V_{oc}) สามารถหาได้โดย

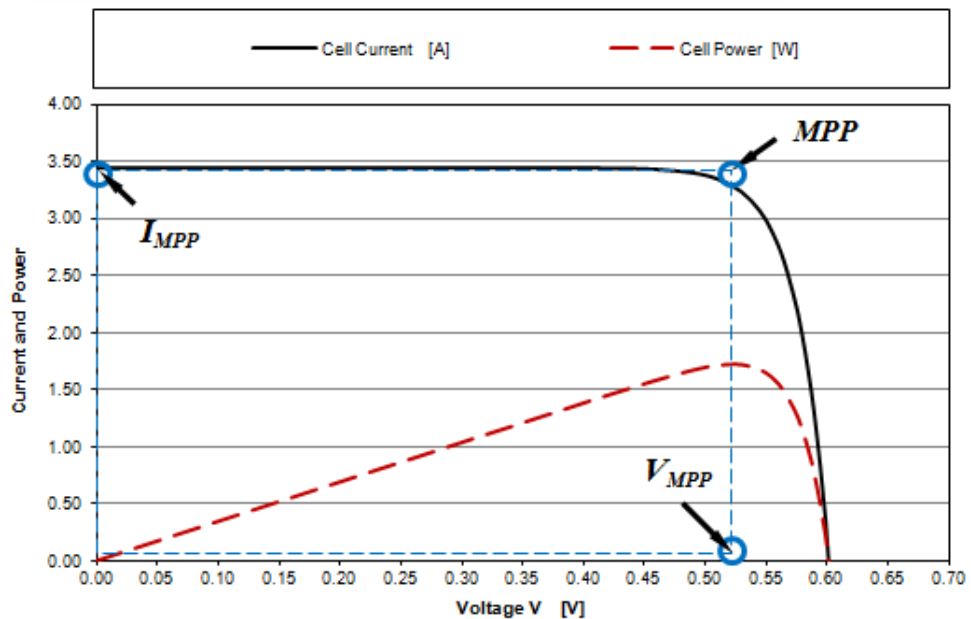
$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_o} + 1 \right) \quad (2.3)$$



รูปที่ 2.4 วงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ขณะเปิดวงจร

ซึ่งค่าของแรงดันเปิดวงจร (Open Circuit Voltage) จากการคำนวณของซิลิคอนเซลล์จะมีค่าระหว่าง 0.5 - 0.6 V และจะมีค่าระหว่าง 0.75-0.9 V สำหรับ Amorphous Silicon เซลล์ จากการทดลองทำให้เข้าใจได้ว่าเส้นโค้งคุณลักษณะ ของเซลล์แสงอาทิตย์มีลักษณะคล้ายกับเส้นโค้งคุณสมบัติไดโอด นั่นเองโดยมีทิศทางตรงข้าม

เนื่องจากกำลังไฟฟ้า เกิดจากกระแสและแรงดัน ดังนั้น เส้นโค้งของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ ที่สามารถจ่ายได้ขึ้นอยู่กับระดับของแสงที่ได้รับ และเป็นไปตามกราฟคุณสมบัติ I-V ที่ตรงข้ามไดโอดตามรูปที่ 2.5 ซึ่งจะมีจุดที่เกิดพลังงานสูงสุดเรียกว่า Maximum Power Point (MPP)



รูปที่ 2.5 เส้นโค้งกำลังไฟฟ้าและจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MPP) [16]

ถึงแม้จะมีค่ากระแสสูงที่จุดจะอยู่ที่จุดลัดวงจรก็ตาม แต่เมื่อค่าของแรงดันเท่ากับ 0 และ ดังนั้นค่ากำลังก็คือ 0 ด้วย และกลับกันที่จุด เปิดวงจร ค่าของกำลังที่จุดนี้ก็เป็น 0 ด้วย ในระหว่างที่มีผลที่เกิดจากการรวมกันของกระแสและแรงดันที่ทำให้ค่าของกำลังมีค่าใกล้เคียงกับค่าสูงสุด ซึ่งเราเรียกว่า Maximum Power Point (MPP) ซึ่งเป็นจุดที่เซลล์แสงอาทิตย์ ทำงานโดยได้รับความเข้มจากการส่องแสงแล้วส่งผ่านกำลังสูงสุด เมื่อพิจารณาที่เส้นกราฟส่วนโค้งของ I-V ค่าของ V_{MPP} และ I_{MPP} สามารถคำนวณได้จาก V_{oc} และ I_{sc} คือ

$$V_{MPP} \approx (0.75 - 0.9) V_{oc}$$

$$I_{MPP} \approx (0.85 - 0.95) I_{sc}$$

และค่า Fill Factor (FF) เป็นค่าที่นำมาพิจารณาเพื่อหาคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์ โดย

$$FF = \frac{(V_{MPP} \cdot I_{MPP})}{(V_{oc} \cdot I_{sc})} \quad (2.4)$$

ซึ่งค่า Fill Factor หมายถึงค่าที่แสดงถึงคุณภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งมันจะแสดงว่ากราฟคุณลักษณะเส้นโค้งของ I-V มีค่าเป็นพื้นที่ที่เหลื่อมมามากน้อยเพียงใด โดยปกติแล้ว ซิลิคอนเซลล์ จะมีค่าประมาณ 0.7 – 0.8 ส่วนกำลังด้านออกของเซลล์ก็คือ

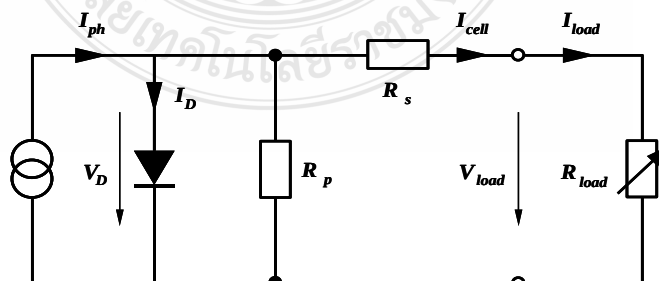
$$P_{MPP} = V_{MPP} \times I_{MPP} \times FF \quad (2.5)$$

ดังนั้นค่าประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ หาได้จาก อัตราส่วนของ พลังงานไฟฟ้าด้านออก ต่อ พลังงานแสงอาทิตย์ด้านเข้า (P_{in}) ซึ่งมีความสัมพันธ์กันดังนี้

$$\eta = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (2.6)$$

ในปัจจุบันนี้ค่าประสิทธิภาพสูงสุดที่ Silicon Solar Cell ได้รับแสงอาทิตย์ขนาด 1.5 AM จากการทดสอบในห้องปฏิบัติการมีค่าประมาณ 24 % บนพื้นที่ขนาดเล็กและ ในส่วนที่มีใช้งานทั่วไปซึ่งเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะมีประสิทธิภาพ 6-10% สำหรับ Amorphous Silicon และ 14-18% สำหรับ Crystalline Silicon ถึงแม้ทางทฤษฎีจะได้ค่า 26 – 27% ก็ตาม

2.4.2 เซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติ ผลของความต้านทานที่ต่ออนุกรม และต่อขนาน เมื่อพิจารณาถึงพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติ จะพบว่ามีส่วนประกอบความต้านทานเพิ่มมาอีก 2 ค่า ภายในเซลล์ ก็คือ R_s ที่ต่ออนุกรมและ R_p ที่ต่อขนานอยู่ ซึ่งพิจารณาได้จากวงจรเทียบเคียงในรูปที่ 2.12

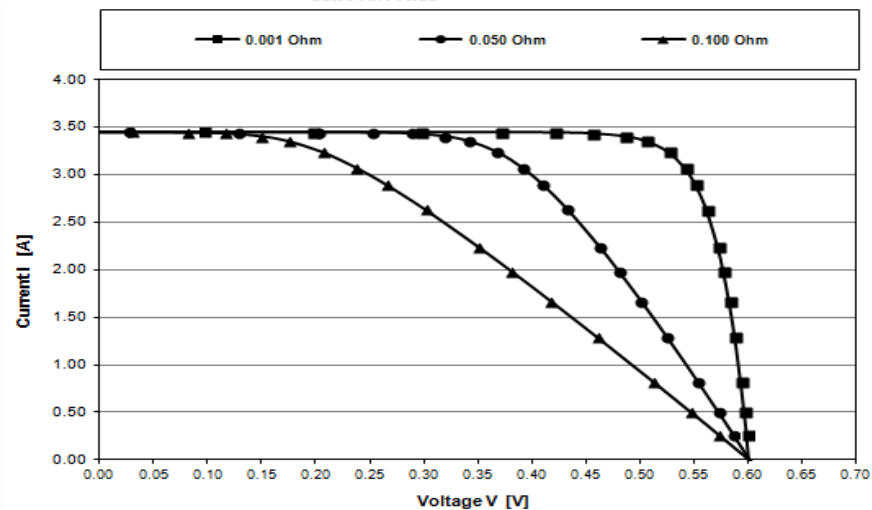


รูปที่ 2.6 วงจรเทียบเคียงของ เซลล์แสงอาทิตย์ ที่ใช้งานจริง

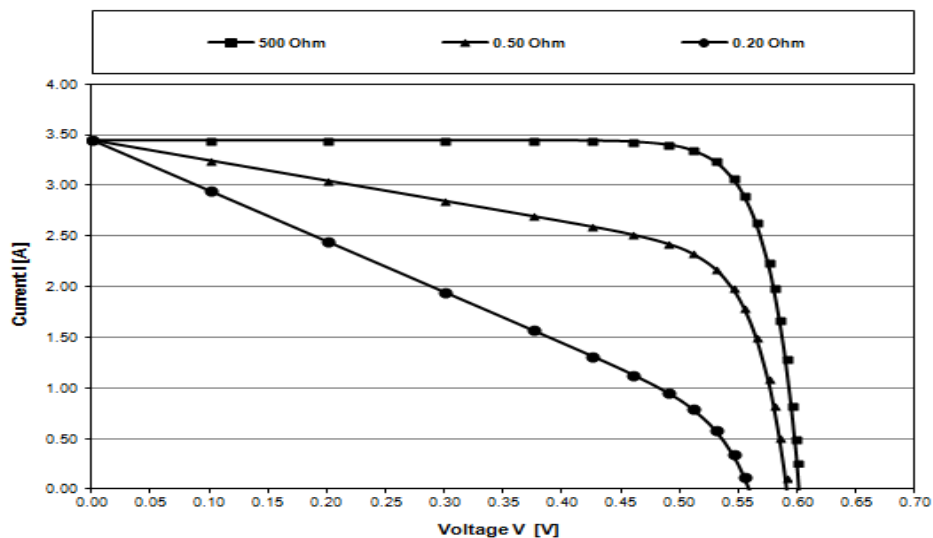
จากวงจรดังรูปที่ 2.7 จะสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$I_{cell} = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q}{k \cdot T} (V_{load} + I_{cell} \cdot R_s)} - 1 \right) - \frac{V_{load} + I_{cell} \cdot R_s}{R_p} \quad (2.7)$$

ค่าความต้านทานที่ต่ออนุกรมเกิดจากความต้านทานของซิลิคอนที่เรียงกันเป็นชั้น และความต้านทานของขั้วโลหะด้านหน้าและด้านหลังจากการต่อกับขั้วต่อภายนอก ส่วนค่าความต้านทานที่ต่อขนานส่วนใหญ่เกิดจากการรั่วไหลของกระแสเนื่องจากรอยต่อ P-N Junction ที่ไม่สมบูรณ์ ซึ่งเกิดการลัดวงจรบางส่วน โดยเฉพาะใกล้กับขอบของเซลล์ แต่อย่างไรก็ดีการลดค่าความต้านทานอนุกรมลงก็มีลักษณะเช่นเดียวกับการลัดวงจร ค่าต่างๆ เหล่านี้ก็จะจะมีผลกับค่าของ Fill Factor จะส่งผลให้ค่ากำลังด้านออกสูงสุดลดลงรูปที่ 2.6 คือผลของ R_s ส่วนรูปที่ 2.7 คือ ผลของ R_p



รูปที่ 2.7 กราฟเส้นโค้งของ I-V ที่มีค่าความต้านทานอนุกรมค่าต่างๆ กัน



รูปที่ 2.8 กราฟเส้นโค้งของ I-V ที่มีค่าความต้านทานขนานค่าต่าง

2.4.3 ความสูญเสียต่างๆ ใน เซลล์แสงอาทิตย์ ความสูญเสียที่เกิดจากการสะท้อนแสงจากการส่องแสงในอากาศไปยังสารกึ่งตัวนำเนื่องจากมีดัชนีการหักเหแสงที่ต่างกัน โดยความสูญเสียเหล่านี้ลดได้โดยการเคลือบผิวด้วยสารกันสะท้อนหรือปรับโครงสร้างของผิวเซลล์ อีกส่วนคือการสะท้อนของโลหะที่เชื่อมต่อด้านหน้าของแผงเซลล์

2.4.4 ความเข้มของแสงซึ่งลักษณะการส่องของแสงอาทิตย์ในช่วงกว้างๆ (Wide Spectrum) โฟตอนมีพลังงานไม่เท่ากัน โฟตอนที่มีพลังงานเพียงเล็กน้อยกว่า Band-gap จะทำให้ไม่สามารถดูดซับและนำไปใช้ได้เนื่องจากไม่มีพลังงานเพียงพอที่จะทำให้อิเล็กตรอนเคลื่อนที่ และจะไม่เกิดพันธะคู่ระหว่างอิเล็กตรอนกับโฮล ในกรณีที่โฟตอนมีขนาดพลังงานมากกว่า Band-gap หรือเท่ากับ Band-gap เท่านั้นที่จะถูกนำไปใช้ได้

2.4.5 เนื่องจากกระแสโฟโต้จะเป็นสัดส่วนกันโดยตรงกับจำนวนโฟตอนที่ดูดซับได้ต่อหน่วยเวลา เมื่อกระแสโฟโต้เพิ่มขึ้น Band-gap จะลดลง และ Band-gap ก็เป็นตัวกำหนดแรงดันที่บริเวณรอยต่อ P-N Junction เมื่อ Band-gap ที่มีขนาดเล็กลงจะเป็นผลให้แรงดันน้อยลงในกรณีที่ Band-gap ขนาดใหญ่จะมีค่าแรงดันสูง แต่แสงอาทิตย์เพียงส่วนน้อยที่ดูดกลืนได้ก็จะเป็นผลให้เกิดกระแสโฟโต้ขึ้นมาเพียงเล็กน้อย ดังนั้นจึงเป็นข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าและประสิทธิภาพของเซลล์

2.4.6 กระแส Dark Current (I_D) มีค่ามากกว่าค่าในทางทฤษฎีทำให้แรงดันลดลงซึ่งเป็นไปตามสมการ

2.4.7 ประจุพาหะรวมตัวกันไม่หมด (Recombination) โดยเฉพาะอย่างยิ่งที่จุดที่มีความไม่สมบูรณ์ เช่น ความบกพร่องภายในผลึกหรือความบริสุทธิ์ ดังนั้นวัสดุที่นำมาทำจะต้องมีความเป็นผลึกที่สมบูรณ์และมีความบริสุทธิ์ให้มากที่สุด ในทำนองเดียวกัน ผิวของวัสดุก็จะต้องอยู่ในโครงสร้างผลึกที่มีความแข็งแรงทนต่อการรบกวนภายนอก f) ค่า Fill Factor จะต้องมีย่าน้อยกว่า 1 เสมอ (ในทางทฤษฎีค่าสูงสุดที่ได้จากการคำนวณ คือ 0.85)

2.4.8 ค่าความต้านทานอนุกรมและขนาดที่เกิดขึ้นส่งผลให้ค่า Fill Factor ลดลงจากค่าปกติในการทดสอบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ “Watt Peak” (W_p) ที่ Standard Test Conditions (STC), ซึ่งมีความเข้มแสง 1000 W/m^2 อุณหภูมิ 25°C และ AM 1.5 ดังนั้น “Peak Power” สามารถเกินได้ถ้าแสงและอุณหภูมิมากกว่าที่กำหนดและสามารถจะลดลงเช่นกัน

2.4.9 สรุปคุณสมบัติและตัวแปรที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์ตัวแปรที่สำคัญที่มีส่วนทำให้อายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกัน และมีความสำคัญในการพิจารณานำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ ตลอดจนการนำไปคำนวณระบบหรือคำนวณจำนวนแผงแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ในแต่ละพื้นที่ มีดังนี้

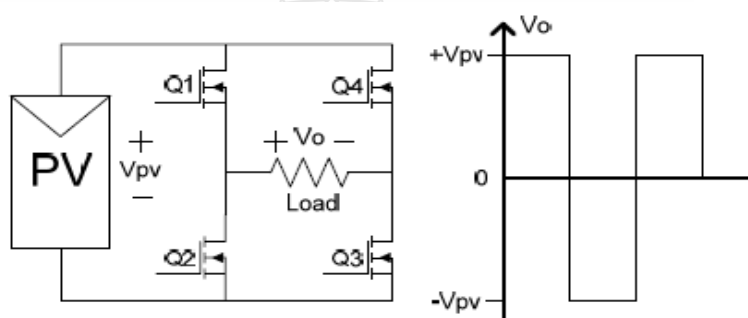
2.4.9.1 ความเข้มของแสง กระแสไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสง หมายความว่า เมื่อความเข้มของแสงสูงกระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะสูงขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าหรือโวลต์แทบจะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนัก ความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐาน 1000 W/m^2 จะใช้ค่า AM 1.5 เป็นมาตรฐานในการวัดประสิทธิภาพของแผง

2.4.9.2 อุณหภูมิแรงดันไฟฟ้าจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วทุกๆ 1°C ที่เพิ่มขึ้น จะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง $0.4\text{-}0.5\%$ และในกรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐานที่ใช้กำหนดประสิทธิภาพของแผงแสงอาทิตย์คือ ณ อุณหภูมิ 25°C เช่น กำหนดไว้ว่าแผงแสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจรเปิด (Open Circuit Voltage หรือ V_{oc}) ที่ 21 V ณ อุณหภูมิ 25°C จะหมายความว่า แรงดันไฟฟ้าที่จะได้จากแผงแสงอาทิตย์ เมื่อยังไม่ได้ต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้า ณ อุณหภูมิ 25°C จะเท่ากับ 21 V ถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 25°C เช่น อุณหภูมิ 30°C จะทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผงแสงอาทิตย์ลดลง 2.5% ($0.5\% \times 5^\circ\text{C}$) นั่นคือ แรงดันของแผงแสงอาทิตย์ที่ V_{oc} จะลดลง 0.525 V ($21 \text{ V} \times 2.5\%$) เหลือเพียง 20.475 V ($21 \text{ V} - 0.525 \text{ V}$) สรุปได้ว่า เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น แรงดันไฟฟ้าจะลดลง ซึ่งมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงแสงอาทิตย์ลดลงด้วย

2.5 หลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์

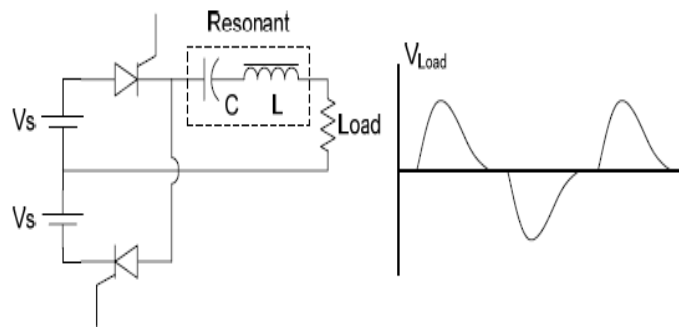
อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบนี้จะทำงานในลักษณะแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้า (Current Source) โดยมีระบบจำหน่ายไฟฟ้าและระบบผลิตของการไฟฟ้าเป็นโหลด ระบบควบคุมภายในใช้การควบคุมรูปคลื่นกระแสแบบ PWM (Pulse Width Modulation) จะมีทั้งชนิดเฟสเดียวและ 3 เฟส โดยแบ่งเป็นแบบต่างๆดังนี้ [12]

2.5.1 อินเวอร์เตอร์แบบ Square Wave อินเวอร์เตอร์ชนิดนี้สามารถสร้างได้ง่ายที่สุดโดยการใช้สวิตช์จำพวก Solid state เช่น มอสเฟต หรือ ไอจีบีที (IGBT) เป็นต้น ซึ่งถูกควบคุมการเปิดปิดสวิตช์โดยวงจรควบคุมการเปิดปิดสวิตช์จากภายนอก ในการใช้งานกับภาระทางไฟฟ้าบางชนิดไม่เหมาะสมกับอินเวอร์เตอร์ชนิดนี้เนื่องจากความผิดเพี้ยนสัญญาณไฟฟ้ามักมีมากและนอกจากนี้แล้ว Square Wave ยังสามารถทำให้เกิดสัญญาณรบกวนเข้าไปยังระบบได้



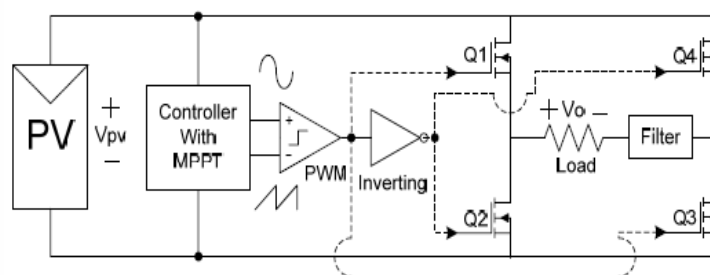
รูปที่ 2.9 วงจรอินเวอร์เตอร์ Square Wave [17]

2.5.2 อินเวอร์เตอร์แบบ Modified Sine Wave ภาระทางไฟฟ้าบางชนิดไม่เหมาะสมกับการใช้งานกับอินเวอร์เตอร์ชนิด Square Wave อาจจะสามารถใช้งานกับอินเวอร์เตอร์ชนิด Modified Sine Wave ได้ สัญญาณที่ได้จากอินเวอร์เตอร์ชนิดนี้จะไม่ใช้สัญญาณ sine แต่ก็ใกล้เคียงมากกว่าอินเวอร์เตอร์ชนิด Square Wave และความผิดเพี้ยนของสัญญาณจะมีค่าน้อยกว่าอินเวอร์เตอร์ชนิด Square Wave



รูปที่ 2.10 วงจรอินเวอร์เตอร์แบบ Modified Sine Wave [17]

2.5.3 อินเวอร์เตอร์แบบ Pulse Width Modulated (PWM) เทคนิค PWM นี้สามารถนำมาใช้สร้างสัญญาณให้มีลักษณะรูปคลื่น ความถี่และขนาด ณ เวลาต่างๆได้ ตามต้องการ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเทคนิค PWM สามารถสร้างรูปคลื่นที่มีขนาดและความถี่ที่แตกต่างกันได้โดยการควบคุมขนาดของสัญญาณจะควบคุมโดยการควบคุมค่า duty cycle และความถี่ของสัญญาณพัลส์ที่ควบคุมการเปิด-ปิด solid state สวิตช์การควบคุมพัลส์ของแรงดันที่จ่ายให้กับภาระทางไฟฟ้าให้มีทั้งช่วงที่แรงดันเป็นบวกและช่วงแรงดันเป็นลบนี้ ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญให้การจ่ายพลังงานให้ภาระทางไฟฟ้า เพื่อป้องกันไม่ให้อส่วนของแรงดันกระแสตรงไปทำลายอุปกรณ์ไฟฟ้าได้ ดังนั้นความสามารถที่จะจำกัดส่วนของกระแสตรงในสัญญาณแรงดันจึงเป็นคุณสมบัติที่จำเป็นในอินเวอร์เตอร์ทุกประเภท



รูปที่ 2.11 วงจรอินเวอร์เตอร์แบบ PWM [17]

2.6 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

2.6.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีเป็นชนิด Crystalline silicon ควรเป็นยี่ห้อ รุ่นที่ได้รับการรับรองมาตรฐาน มอก.1843 หรือได้รับการรับรองมาตรฐาน IEC 61215 กรณีเป็นชนิด Thin film ควรเป็นยี่ห้อ รุ่นที่ได้รับการรับรองมาตรฐาน มอก. 2210 หรือได้รับการรับรองมาตรฐาน IEC 61646 และควรมีสำเนาใบรับรอง (Certificate) ระบุการรับรองมาตรฐานผลิตภัณฑ์ประกอบ

2.6.2 โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ควรเป็นเหล็กเคลือบสังกะสีแบบจุ่มร้อน ตามมาตรฐาน ASTM หรือโลหะปลอดสนิม และสามารถถอดออกเป็นชิ้นส่วนประกอบได้สะดวก อุปกรณ์จับยึดชุดโครงสร้างกับหลังคาสถานที่ติดตั้ง ควรมีขนาดที่เหมาะสมสามารถรับน้ำหนัก ด้านทานแรงลมปะทะไม่น้อยกว่าความเร็วสูงสุดของพายุโซนร้อน

2.6.3 อุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าชนิดต่อกับระบบจำหน่าย (Grid Connected Inverter) เป็นยี่ห้อและรุ่นที่ได้รับการรับรองตามมาตรฐาน IEC 61727 และ IEC 62116 และควรมีสำเนาใบรับรอง (Certificate) การรับรองตามมาตรฐาน หรือมีรายงานผลการทดสอบที่แสดงคุณสมบัติที่ออกโดยห้องปฏิบัติการที่ได้รับการรับรองมาตรฐาน มอก.17025 หรือ มาตรฐาน ISO/IEC 17025 และมีคุณสมบัติเป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าจำหน่าย ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

2.6.4 อุปกรณ์ควบคุมการตัด-ต่อ วงจรไฟฟ้า ซึ่งแบ่งได้ดังนี้

2.6.4.1 วงจรไฟฟ้ากระแสตรง กรณีเป็น Safety switch ควรเป็นชนิด Fusible Type 1 Phase 2 Wires พิกัดกระแสไฟฟ้าไม่น้อยกว่า 1.25 เท่าของพิกัดกระแสลัดวงจร (I_{sc}) ที่สภาวะ STC ของชุดแผงเซลล์ฯ กรณีเป็น Circuit Breaker ควรเป็น Molded case circuit breaker, MCCB ตามมาตรฐาน IEC898 หรือ IEC 947-2 และมีพิกัดกระแส Ampere trip ไม่น้อยกว่า 1.25 เท่าของพิกัดกระแสลัดวงจร (I_{sc}) ที่สภาวะ STC ของชุดแผงเซลล์ฯ

2.6.4.2 วงจรไฟฟ้ากระแสสลับ เป็น Molded case circuit breaker, MCCB ตามมาตรฐาน IEC898 หรือ IEC 947-2 และมีพิกัดกระแส Ampere trip ไม่น้อยกว่า 1.25 เท่าของพิกัดกำลังไฟฟ้า (Rate power) ที่ Unity power factor ของอุปกรณ์แปลงไฟฟ้าและสายไฟฟ้า ต้องเป็นสายไฟชนิด Photovoltaic wire ที่สามารถทนอุณหภูมิไม่น้อยกว่า 80 °C หรือเป็นชนิด 0.6/1 kV CV ตามมาตรฐาน IEC 60502 ขนาดควรไม่ต่ำกว่า 2.5 sq.mm.

2.6.5 ท่อร้อยสายไฟ กรณีเป็นท่อ Polyethylene ควรเป็นท่อชนิดความหนาแน่นสูง (High Density Polyethylene Pipe : HDPE) ชั้นคุณภาพ PN 8 ได้รับการรับรอง มอก.982 กรณีเป็นท่อโลหะ ควรเป็นท่อโลหะร้อยสายไฟฟ้า EMT

2.6.6 กล่องรวมสาย (DC Junction Box) ควรเป็นกล่องโลหะ หรือพลาสติกแข็ง ชนิดใช้งานกลางแจ้ง สามารถป้องกันสิ่งรบกวนที่ระดับ IP 45 ติดตั้งชั่วคราวสายไฟฟ้าภายในกล่องรวมสายอย่างถูกต้อง แข็งแรง และปลอดภัย

2.7 มาตรฐานการประเมินคุณภาพไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานจากแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้น จะมีการเปลี่ยนแปลงจากไฟฟ้ากระแสตรง (DC Voltage) เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Voltage) ซึ่งอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่คือ อินเวอร์เตอร์ โดยถ้าอินเวอร์เตอร์ทำหน้าที่ได้ไม่ดีพอ ก็จะส่งสัญญาณรบกวนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้นจึงต้องมีการออกกฎเกณฑ์มาตรฐานด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [18]

2.7.1 แรงดันไฟฟ้า (Voltage RMS) เป็นการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพการจ่ายไฟ โดยได้กำหนดระดับสูงสุดและต่ำสุดตามตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
69 กิโลโวลต์	72.4	65.5	75.9	62.1
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 กิโลโวลต์	418	342	418	342
220 กิโลโวลต์	240	200	240	200

2.7.1 ความถี่ไฟฟ้าเป็นการควบคุมความถี่ของระบบของโครงข่ายไฟฟ้า ให้อยู่ในเกณฑ์ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที โดยกรณีเกิดเหตุผิดปกติถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง 48.00 – 51.00 รอบต่อ

นาที่ ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจะต้องปลดการเชื่อมต่อจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันที

2.7.2 แรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม (Voltage Fluctuation) คือการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่าแรงดัน RMS โดยสามารถสังเกตได้จากการกระพริบของหลอดไฟ หรืออุปกรณ์ที่มีความไวต่อการรบกวนทางไฟฟ้าซึ่งสามารถแบ่งได้ดังนี้คือค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst) คือค่าที่ประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบในช่วงเวลาสั้นๆ (10 นาที)

2.7.3 ค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values, Plt) คือค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบในระยะยาว (2-3 ชั่วโมง) โดยหาได้จากสูตร

$$\sqrt[3]{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (Pst_j)^3} \quad (2.8)$$

n = จำนวนของค่า Pst ในช่วงระยะเวลาที่หาค่า Plt

ช่วงระยะเวลาที่แนะนำคือ 2 ชั่วโมง ดังนั้น $n = 12$

โดยค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะยาว (Plt) ได้กำหนดได้ดังตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 ค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะยาว (Plt)

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

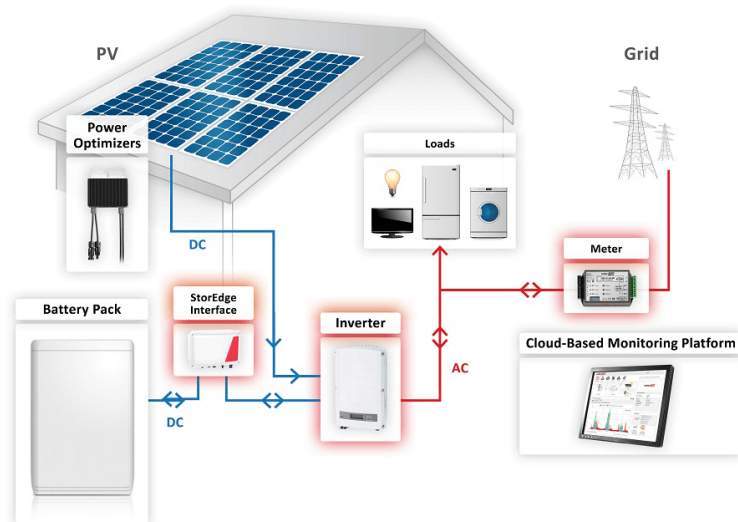
2.7.4 ฮาร์โมนิกส์ (Harmonic) จะเกิดจากอุปกรณ์ที่มีความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear) โดยค่าที่ใช้ในตรวจสอบคือ ค่าความเพี้ยนฮาร์โมนิกส์รวม (Total Harmonic Distortion, THD) ซึ่งมีค่าขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์โมนิกส์ของแรงดันตามตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกส์ของแรงดันไฟฟ้า

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุด ต่อรวม(kV)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกส์ รวมของแรงดัน(%)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกส์ของแรงดัน แต่ละอันดับ(%)
0.400	5	4
11, 12, 22 and 24	4	3
33	3	2
69	2.45	1.63
115 and above	1.5	1

2.8 อุปกรณ์และวัสดุส่วนประกอบที่ใช้ในงานติดตั้งระบบพลังงานไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา (PV Rooftop)

วัสดุและส่วนประกอบหลักๆที่ใช้ในงานติดตั้งระบบพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา (PV Rooftop) ดังรูป 2.12



รูปที่ 2.12 แสดงวัสดุและส่วนประกอบหลักที่ใช้ในงานติดตั้งระบบพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา (PV Rooftop) [19]

2.8.1 แผงเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ (PV Modules) แผงพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งผู้ผลิตจะผลิตออกมาเป็น Modules แต่เมื่อนำมาใช้งานมีการนำ Modules มาต่อเป็นอนุกรมจะเรียกว่า Strings และเมื่อเอา แต่ละ Strings มาต่อเรียงกันในแนวนานจะเรียกว่า Array



รูปที่ 2.13 แผงเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ [20]

2.8.2 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) อุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงไปเป็นกระแสสลับ รวมถึงปรับความถี่ของกระแสไฟฟ้าให้สม่ำเสมอ (50 Hz) และปรับรูปร่างของคลื่น กระแส AC ให้เหมาะสมก่อนส่งเข้าระบบสายส่ง



รูปที่ 2.14 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) [21]

2.8.3 ซัพพอร์ตสำหรับยึดและติดตั้งแผง (Array Mounting Rack) เป็นอุปกรณ์ประกอบที่จำเป็นสำหรับไว้สำหรับยึดติดตั้งแผงเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา (PV Roof top)



รูปที่ 2.15 ซัพพอร์ตสำหรับยึดติดตั้งแผงพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Mounting Rack) [22]

2.8.4 พิวชาร์จคอนโทรลเลอร์ (PV Charge Controller) เป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญเมื่อมีการใช้ระบบสำรองไฟฟ้า ระบบนี้ทำหน้าที่ป้องกัน การเก็บประจุที่เยอะเกินไปในแบตเตอรี่ และป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลกลับเข้าแผงพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงกลางคืน



รูปที่ 2.16 พิวชาร์จคอนโทรลเลอร์ (PV Charge Controller) [23]

2.8.5 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box) เป็นตัวรวมกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อส่งกระแสไฟฟ้าที่รวมได้แปลงกระแสไฟฟ้าที่ Inverter ซึ่ง Combiner Box นี้ยังมี ฟิวส์ และ แบรกเกอร์เพื่อป้องกันกระแสไฟฟ้าเกิน และบางครั้งอาจจะมี Surge Protection อยู่ภายในด้วย ซึ่ง Surge Protection นี้มีหน้าที่ป้องกันระบบเวลาไฟฟ้ามีสูงเกินไปเช่น เกิดฟ้าผ่า เป็นต้น



รูปที่ 2.17 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box) [24]

2.8.6 อุปกรณ์ป้องกัน (Disconnecting Switches) เป็นระบบความปลอดภัยระบบหนึ่งที่มีไว้เพื่อป้องกันอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบและผู้ใช้งาน ในกรณีที่มีความผิดปกติเกิดขึ้นในระบบอย่างกะทันหัน เช่น ไฟฟ้าลัดวงจรกระแสไฟฟ้าสูงเกิน ปัญหาที่เกิดขึ้นจากสายส่ง เป็นต้น



รูปที่ 2.18 อุปกรณ์ป้องกัน (Disconnecting Switches) [24]

2.8.7 แบตเตอรี่ไฟสำรองรวม (Battery Pack) เป็นแหล่งเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไว้ใช้ในเวลาที่ต้องการ อย่างที่กล่าวมาแล้วว่าการใช้แบตเตอรี่เก็บไฟฟ้านั้นระบบจะสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระหว่างการเก็บประจุและปล่อยประจุประมาณ 10 % ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ประเภทของแบตเตอรี่ที่ใช้โดยทั่วไปมีอยู่ 2 ประเภทคือ แบบ Lead-acid batteries และ แบบ Alkaline batteries ซึ่งแบตเตอรี่แบบ Lead-acid batteries จะถูกนำไปใช้งานมากกว่าเพราะมีราคาที่ถูกกว่า แต่ข้อดีของแบตเตอรี่แบบ Alkaline batteries นี้คือสามารถเก็บประจุไฟฟ้าได้ในที่ที่มีอุณหภูมิต่ำ ๆ (ประมาณ 10°C หรือต่ำกว่า) ซึ่งโดยทั่วไปจำนวนแบตเตอรี่ที่ต้องใช้ในการเก็บพลังงานไฟฟ้านั้นควรมีปริมาณที่สามารถเก็บไฟฟ้าเพื่อใช้ได้ 1 ถึง 3 วัน โดยปราศจากไฟฟ้าจากระบบสายส่ง



รูปที่ 2.19 แบตเตอรี่ไฟสำรองรวม (Battery Pack) [24]

2.8.8 ระบบกราวด์ (Grounding System) ติดตั้งไว้เพื่อป้องกันผู้ใช้งานกับระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดความผิดพลาดเกิดขึ้นเช่น เกิดกระแสไฟฟ้ารั่วหรือลัดวงจร เป็นต้น



รูปที่ 2.20 ระบบกราวด์ (Grounding System) [23]

2.9 ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน

2.9.1 สถานที่ติดตั้ง การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้ประสิทธิภาพสูงที่สุดนั้นต้องคำนึงถึงสถานที่ตั้งของแต่ละพื้นที่ เนื่องจากพื้นที่ต่างๆ จะมีลักษณะของการหันทิศทางและการยกมุมของแผงเซลล์อาทิตย์ไม่เหมือนกัน สำหรับประเทศไทยซึ่งอยู่ระหว่างเส้นรุ้งที่ 7 ถึง 20 องศาเหนือ ดังนั้นทางทฤษฎีจะมีมุมยกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ระหว่าง 7 ถึง 20 องศา แต่เนื่องจากการยกมุมแผงน้อยเกินไปจะทำให้ฝนไม่สามารถชะล้างหรือทำความสะอาดฝุ่นละอองหรือใบไม้ที่ติดบนแผงได้ ซึ่งจะทำให้การทำงานของแผงมีประสิทธิภาพลดลงหรือต้องทำความสะอาดแผงบ่อยเพื่อคงประสิทธิภาพไว้ หากนำผลเสียข้างต้นมาพิจารณาแล้ว การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทยจึงควรติดตั้งแผงทำมุมไม่น้อยกว่า 15 องศา ถึง 20 องศา ทั้งนี้เพื่อให้ฝนจากธรรมชาติช่วยทำความสะอาดแผงได้อย่างมีประสิทธิภาพ และการหันแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้หันแผงด้านหน้าไปทางทิศใต้ ดังนั้นสถานที่ติดตั้งแผงด้านที่จะรับแสงอาทิตย์ไปในทิศเหนือ-ใต้ และสถานที่ติดตั้งต้องไม่มีเงาไม้หรือเงาอาคารมาบังระหว่างวัน[9]

2.9.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ การเลือกชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีผลต่อขนาดของสถานที่ติดตั้งเนื่องจากเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดจะมีประสิทธิภาพต่อพื้นที่แตกต่างกัน ซึ่งในประเทศไทยนั้นมีการใช้งานอยู่ 3 ชนิด ซึ่งประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน ชนิดผลึกรวมซิลิคอนและชนิดฟิล์มบาง ซึ่งประสิทธิภาพของแต่ละชนิดดังแสดงในตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 พื้นที่ของแผงเซลล์โดยประมาณสำหรับผลิตไฟฟ้า 1 kWp

ชนิดเซลล์แสงอาทิตย์	พื้นที่เซลล์แสงอาทิตย์สำหรับผลิตไฟฟ้า
	1 kWp (ตร.ม.)
ผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Mono Crystalline Silicon)	7-9
ผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon)	7.5-10
ฟิล์มบาง (Thin film)	14-20

2.9.3 สายไฟฟ้า ที่นำมาใช้งานในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ต้องเลือกชนิดสายให้เหมาะสมกับการใช้งาน ซึ่งโดยทั่วไปประกอบด้วย สายไฟฟ้าที่ใช้งานกับไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งต้องมีคุณสมบัติทนแรงดันได้สูงถึง 1,000 โวลต์ เพื่อรองรับแรงดันสำหรับส่งต่อไปอินเวอร์เตอร์ และสำหรับสายไฟฟ้าที่ใช้งานกับไฟฟ้ากระแสสลับต้องเลือกใช้งานให้เหมาะสมกับวิธีการเดินสายและติดตั้งเช่นเดียวกัน

2.9.4 Array Box เป็นตู้อุปกรณ์สำหรับรวบรวมกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ทีละแผงจากแต่ละวงจรสำหรับเชื่อมต่อไปยัง Inverter

2.9.5 อินเวอร์เตอร์ [25] ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งได้ 2 ประเภทคือ อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบนระบบจำหน่าย (Grid-connected or Grid tied inverter) และอินเวอร์เตอร์แบบอิสระ (Stand-alone inverter) ในช่วงประมาณ 20 ปีที่ผ่านมา งานวิจัยเกี่ยวกับอินเวอร์เตอร์สำหรับการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบนระบบจำหน่าย (Grid-connected PV inverters) ส่วนหนึ่งเน้นไปที่วงจรหรือเทคนิคการควบคุมใหม่ๆ ซึ่งเมื่ออาศัยความก้าวหน้าด้านโซลิตัสเตท ทำให้มีความเป็นไปได้ที่จะสร้างเอซีโมดูลที่กะทัดรัด ประสิทธิภาพสูง มีความไว้วางใจได้และมีราคาถูก

อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบนระบบจำหน่าย สามารถใช้งานตามหน้าที่ดังนี้

2.9.5.1 แปลงพลังงานไฟตรงที่ผลิตได้จากระบบแผงเซลล์หรือพีวีอาเรียเป็นพลังงานไฟสลับเข้าสู่ระบบจำหน่าย

2.9.5.2 ปรับการทำงานของอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานที่จุดกำลังสูงสุดของพีวีอาเรีย

2.9.5.3 สามารถบันทึกข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้

2.9.5.4 มีฟังก์ชันป้องกันทั้งด้านไฟฟ้ากระแสตรง และไฟฟ้ากระแสสลับ

2.9.6 หม้อแปลงไฟฟ้า จากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวงมีขนาดแรงดันขนาด 22 kV และ 24 kV แต่แรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์และผ่านอินเวอร์เตอร์นั้นจะเป็นแรงดันต่ำ ดังนั้นต้องทำการปรับยกระดับโดยผ่านหม้อแปลงสำหรับแปลงแรงดันให้สูงขึ้นในระดับเดียวกันกับหน่วยงานที่รับซื้อไฟฟ้าเพื่อส่งเข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควรเป็นหม้อแปลงที่ฮาร์โมนิกได้สูง

2.9.7 ระบบจำหน่าย เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งมาก ทำให้ต้องมีระบบจำหน่ายไฟฟ้าภายในพื้นที่โครงการเพื่อรับและส่งกระแสไฟฟ้าด้วยแรงดันปานกลาง เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง

2.9.8 ระบบป้องกันฟ้าผ่า ติดตั้งเพื่อป้องกันอันตรายที่เกิดจากไฟฟ้าแรงดันสูงเกินขีดความสามารถรับได้ของฉนวนอุปกรณ์ไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้อุปกรณ์ไฟฟ้าเสียหาย รวมทั้งป้องกันอันตรายที่จะส่งผลกระทบต่อคนที่อาศัยอยู่ในบริเวณที่เกิดฟ้าผ่า สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทั่วไปการติดตั้งต้องไม่เพิ่มความเสี่ยงในการถูกฟ้าผ่าให้กับสิ่งปลูกสร้างใกล้เคียง ซึ่งหากอยู่ในพื้นที่โล่งจำเป็นต้องพิจารณาเรื่องการป้องกันฟ้าผ่าร่วม ดังนี้

2.9.8.1 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ต้องไม่เพิ่มความเสี่ยงในการถูกฟ้าผ่าให้กับสิ่งปลูกสร้างใกล้เคียง

2.9.8.2 ถ้ามีการติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่าของอาคารอยู่ก่อนแล้วให้ต่อระบบป้องกันฟ้าผ่าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เข้ากับระบบป้องกันฟ้าผ่าเดิม

2.9.8.3 ถ้าอาคารไม่มีระบบป้องกันฟ้าผ่าอยู่ก่อน แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องต่อลงดินและมีการประสานศักย์เท่ากัน

2.9.8.4 ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสฟ้าผ่า (Surge arrester) ที่จุดเชื่อมต่อสาย (Junction Box) ทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง

2.9.8.5 ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการเกิดแรงดันเกินทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับ

2.9.9 มิเตอร์ สำหรับวัดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่เชื่อมต่อเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.10 ประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบ

ตัวชี้วัดที่ใช้แสดงประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ตามมาตรฐาน IEC 61724 การวิเคราะห์สมรรถนะทางเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ในการประเมินครั้งนี้ใช้วิธีการวิเคราะห์ทางเทคนิคโดยอ้างอิงจาก International Energy Agency Photovoltaic Power System TASK 2-Performance, Reliability and Analysis of Photovoltaic systems (IEA PVPS Task2) ซึ่งได้กำหนดให้มีการวิเคราะห์ตัวแปรต่างๆดังต่อไปนี้

2.10.1 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Yield) หาได้จากสมการ

$$Y_A = E_a / P_O \quad (2.9)$$

Y_A คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังการติดตั้ง (kWh/kWp)

E_a คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (kWh)

P_O คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

2.10.2 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทางทฤษฎี (Reference Yield)

หาได้จากสมการ

$$Y_r = H_i / G_{STC} \quad (2.10)$$

Y_r คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับต่อกำลังการติดตั้งในทฤษฎี (kWh/kWp)

H_i คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

G_{STC} คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่สภาวะมาตรฐานการทดสอบเซลล์แสงอาทิตย์ $STC=1 \text{ kW/m}^2$

2.10.3 พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Final Yield) หาได้จากสมการ

$$Y_f = E_{tot} / P_O \quad (1.11)$$

Y_f คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

E_{tot} คือ พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกใช้โดยภาระทางไฟฟ้า (kWh)

P_O คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

2.10.4 พลังงานสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Capture Losses) หาได้จากสมการ

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (2.12)$$

L_C คือ พลังงานที่สูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

2.10.5 พลังงานสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (System Losses) หาได้จากสมการ

$$L_S = Y_A - Y_f \quad (2.13)$$

L_S คือ พลังงานที่สูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

2.10.6 สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Performance Ratio, PR) หาได้จากสมการ

$$PR = Y_f / Y_r \quad (2.14)$$

2.10.7 ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Efficiency) หาได้จากสมการ

$$\eta_a = E_a / H_i A_A \quad (2.15)$$

η_a คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

A_A คือ พื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (m^2)

2.10.8 ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Total Efficiency) หาได้จากสมการ

$$\eta_{tot} = E_{tot} / H_i A_A \quad (2.16)$$

η_{tot} คือ ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

2.10.9 พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (E_a : kWh)

$$E_a = V_{dc} \times I_{dc} \times \text{Time} \quad (2.17)$$

V_{dc} คือ แรงดันไฟฟ้าที่ขั้วของ PV array

I_{dc} คือ กระแสไฟฟ้าที่จ่ายจาก PV array

Time คือ ระยะเวลาที่ PV array จ่าย V_{dc} และ I_{dc}

2.10.10 พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (H_i : kWh/m²)

$$H_i = G_i \times \text{Time} \quad (2.18)$$

G_i คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ PV array ได้รับจริง (kW/m²)

Time คือ ระยะเวลาที่ PV array ได้รับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จริง

2.10.11 พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกใช้โดยภาระทางไฟฟ้า (E_{grid} : kWh)

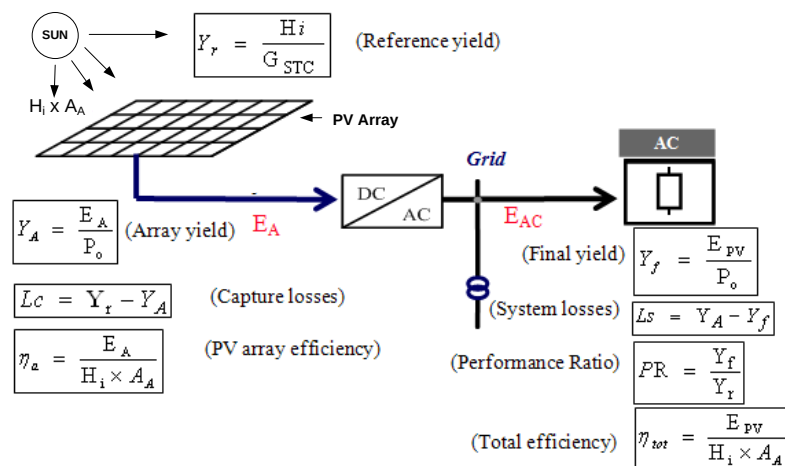
$$E_{\text{grid}} = V_{\text{dc}} \times I_{\text{dc}} \times \text{Time} \quad (2.19)$$

V_{ac} คือ แรงดันไฟฟ้าที่ขั้วของอินเวอร์เตอร์ทางด้านเอาต์พุตที่ป้อนให้ระบบจำหน่าย

I_{ac} คือ กระแสไฟฟ้าที่ขั้วของอินเวอร์เตอร์ทางด้านเอาต์พุตที่ป้อนให้ระบบจำหน่าย

Time คือ ระยะเวลาที่ อินเวอร์เตอร์ป้อน V_{ac} และ I_{ac} ให้ระบบจำหน่าย

เพื่อที่จะสามารถเข้าใจค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ได้อย่างชัดเจนค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบ PVGCS จึงแสดงได้ดังในรูปที่ 2.21



รูปที่ 2.21 ไดอะแกรมของระบบ PVGCS และค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะ [26]

2.11 สมการที่ใช้ในการหาค่า Degradation Factor

$$\%DF = 100 \times \left(\frac{x_1 - x_2}{x_1} \right) \quad (2.21)$$

x_1 คือ ค่า (PR) ของปีแรก

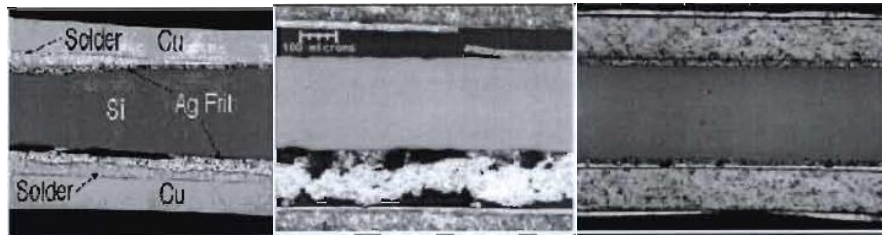
x_2 คือ ค่า (PR) ของปีถัดมา

2.12 การเสื่อมสภาพและการเสียหายของเซลล์แสงอาทิตย์

กลไกการเสื่อมสภาพอาจจะรวมถึงการลดลงของกำลังไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว หรืออย่างช้าๆ ตลอดอายุการใช้งานของแผง หรือการลดลงทั้งหมดของกำลังไฟฟ้า เนื่องจากความผิดปกติของตัวเซลล์ แต่ละเซลล์ในแผงที่ใช้งานนั้น อายุการใช้งานแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะอยู่ในช่วง 20-30 ปี ซึ่งจะมีการเสื่อมสภาพทุกๆ ปีจากสภาพแวดล้อมแสงแดด ความร้อนและความชื้น รวมถึงระบบของกระแสและแรงดันไฟฟ้า การเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีปัจจัยจากคุณสมบัติทางวัสดุที่ใช้ในการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขั้นตอนการผลิต และการดูแลบำรุงรักษาระบบ จึงมีความสำคัญที่ควรพิจารณาปัจจัยที่ทำให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เสื่อมสภาพและวิธีการป้องกันการเสื่อมสภาพ

2.12.1 การเสื่อมสภาพของ Conductive Adhesive Systems และผิวเคลือบของเซลล์ Conductive Adhesive Systems ซึ่งเป็นตัวนำที่ใช้ยึดระหว่างเซลล์และแถบตัวนำ [26, 35] มีอยู่หลายชนิด เช่น Ag, Cu, Au, Pd, Pt หรือ Al แต่ที่เหมาะสมกับเซลล์แสงอาทิตย์คือ Silver-loaded Epoxy Resins เงิน (Silver) มีข้อดีคือไม่มี Oxidation และราคาถูก อีพอกซีง่ายต่อการผสม ด้านทานความชื้น ไม่มีแกสพิษ เซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปมีกระแสสูง ต้องการความต้านทานต่ำ มีความเสถียรในระยะยาว อย่างไรก็ตามอุณหภูมิแผงและเซลล์ที่เปลี่ยนแปลงขึ้นลง (Thermal Cycling) ในตอนกลางวันและกลางคืน การนำไปใช้งานที่ภาคสนาม จะมีผลต่อการเกิดความต้านทานอนุกรม ในส่วนของแถบทองแดง (Copper Ribbons) กับเซลล์ ความต้านทานอนุกรมจะมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างช้าๆ

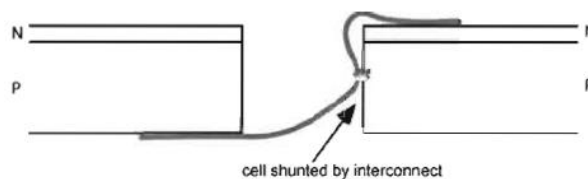
การดูความเปลี่ยนแปลงของความต้านทานนี้ นอกจากศึกษาโดยสมบัติทางไฟฟ้า อาจทำได้โดยการตัดเซลล์ภาคตัดขวาง แสดงดังรูป 2.22 เพื่อดูสิ่งที่เกิดขึ้นที่รอยต่อของเซลล์ที่ผ่านการใช้งาน สังเกตสภาพกายภาพที่เกิดขึ้น นำไปสู่การพัฒनावิสัยให้มีสมบัติที่ดีขึ้น เซลล์ที่มีอายุการใช้งานต้องผ่านการทดสอบโดยใช้ Damp Heat มากกว่า 900 รอบ



รูปที่ 2.22 ภาคตัดขวางเซลล์ที่ซิลิกอนสัมผัสกับแถบทองแดง [27]

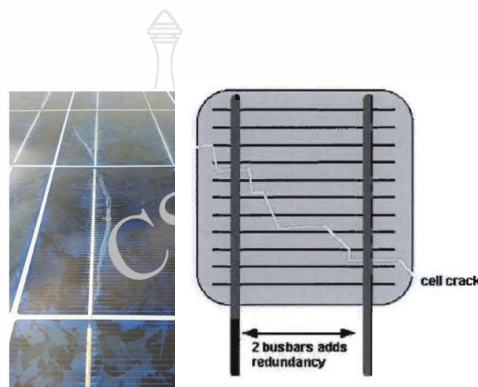
นอกจากนี้ถ้าหากผิวเคลือบกันการสะท้อนแสง (Antireflection-AR Coatings) เสื่อมสภาพ จะทำให้แสงสะท้อนจากเซลล์เพิ่มขึ้น เนื่องจากซิลิกอนมีผิวสีเทามันคล้ายกระจก มีการสะท้อนแสงได้มากกว่า 30% [36] ดังนั้นการพัฒนาให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพ ต้องลดแสงที่สะท้อนเพื่อให้วัสดุสารกึ่งตัวนำรับแสงมากที่สุด โดยทั่วไปมีอยู่ 2 กระบวนการที่ใช้การลดแสงสะท้อน 1) ใช้การเคลือบฟิล์มบางของ Silicon Monoxide (SiO) ที่ผิวบน สามารถลดแสงสะท้อนของผิวได้ประมาณ 10% 2) ใช้การทำผิวให้ขรุขระ โดยใช้สารเคมีกัดผิวให้เป็นรูป Cones และ Pyramids ซึ่งสามารถลดการสะท้อนแสงออกจากเซลล์ได้ โดยแสงที่สะท้อนจากผิวย่อยผิวนึ่งจะตกกระทบผิวย่อยอื่นต่อไปได้ บนผิวที่ขรุขระนี้ ทำให้เกิดการดูดกลืนแสงได้มากกว่าหนึ่งครั้ง

2.12.2 เซลล์ลัดวงจร (Short-Circuited Cell) การลัดวงจรไฟฟ้าสามารถเกิดขึ้นที่แถบตัวนำภายในเซลล์ ดังแสดงในรูปที่ 2.23 เกิดจากแถบตัวนำด้านบนของเซลล์สัมผัสกับด้านล่างของเซลล์เดียวกัน ทำให้เกิดไฟฟ้าลัดวงจรในแผง ส่งผลให้เซลล์เกิดการกักกร่อน และเกิดความเสียหายของตัวเซลล์ได้



รูปที่ 2.23 เซลล์เสียหายจากไฟฟ้าลัดวงจรภายในแผง [28]

2.12.3 สภาวะวงจรเปิดของเซลล์ (Open-Circuited Cells) การเสียหายจากการแตกหักของเซลล์ทำให้เกิดสภาวะวงจรเปิด การแตกหักนี้เกิดขึ้นโดยทั่วไปถึงแม้จะมีการติดแถบตัวนำอย่างแน่นหนาก็ตาม แต่เซลล์ก็ยังสามารถทำงานได้ ดังรูปที่ 2.24 และสาเหตุของการแตกหักอาจมาจากความเค้นเนื่องจากความร้อน การถูกระทบด้วยของแข็ง การแตกหักที่ไม่อาจตรวจพบในกระบวนการผลิต แต่อาจจะปรากฏในภายหลัง



รูปที่ 2.24 การแตกหักของเซลล์ [29]

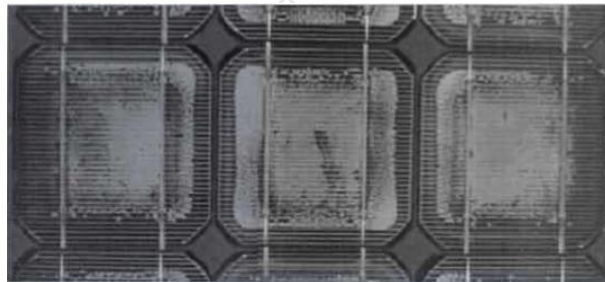
2.12.4 การลอกของแถบตัวนำ (Interconnect Open-Circuit) การลอกหลุดของแถบตัวนำเกิดจากความล้า (Metal Fatigue) ของแถบตัวนำ เป็นผลจากการเปลี่ยนแปลงของความเค้นจากความร้อนอย่างสม่ำเสมอ และแรงลมที่ประทะทำให้แฟงบิดไปมา ทำให้แถบตัวนำหลุด

2.12.5 สภาวะวงจรเปิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Module Open-Circuit) อาจเกิดขึ้นในโครงสร้างของแผง โดยทั่วไปจะเกิดขึ้นที่สายไฟ หรือที่จิ้งจั่นบอกซ์ อาจเกิดจากสนิมที่กัดกร่อนหรือการลอกของแถบตัวนำ

2.12.6 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ลัดวงจร (Module Short-Circuit) ถึงแม้ว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกทดสอบก่อนการขาย แต่ก็พบแผงที่ลัดวงจรบ่อยๆ อาจเกิดเนื่องจากการเสื่อมสภาพของวัสดุที่ใช้ทำเป็นฉนวนหุ้มเซลล์ ทำให้ความชื้นในอากาศซึมเข้าไปฉนวนหุ้มเซลล์เกิดการลอก ทำให้เซลล์แตกหรือเกิดการเปลี่ยนแปลงทางเคมีทำให้เกิดการกัดกร่อน

2.12.7 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการลอกของอีวีเอ (Module Delamination) ปัจจุบันปัญหาการลอกร่อนของแผงมีน้อยลง เมื่อเทียบกับแผงในช่วงระยะเวลาแรกๆที่พบโดยทั่วไป สาเหตุเกิดจากการลดลงของแรงยึดเกาะของฉนวนหุ้มเซลล์ เนื่องจากความร้อนและความชื้นภายใต้สภาวะอากาศทั้ง

กลางวันและกลางคืน ความแตกต่างของอุณหภูมิและการขยายตัวของวัสดุทำให้เกิดการล่อระหว่างเซลล์กับฉนวนหุ้ม ส่งผลให้ผิวบนเซลล์ไม่เสถียรตามปกติ แสดงดังรูปที่ 2.25 การลอกส่วนใหญ่จะเกิดขึ้นระหว่างฉนวนหุ้มกับเซลล์ นอกจากนั้นการที่ความชื้นแพร่ซึมเข้าไปทำให้เกิดสนิมที่โลหะบนเซลล์ได้ แต่ปรากฏการณ์นี้ก็ไม่สามารถตรวจสอบได้จากกระบวนการเร่งอายุการใช้งาน

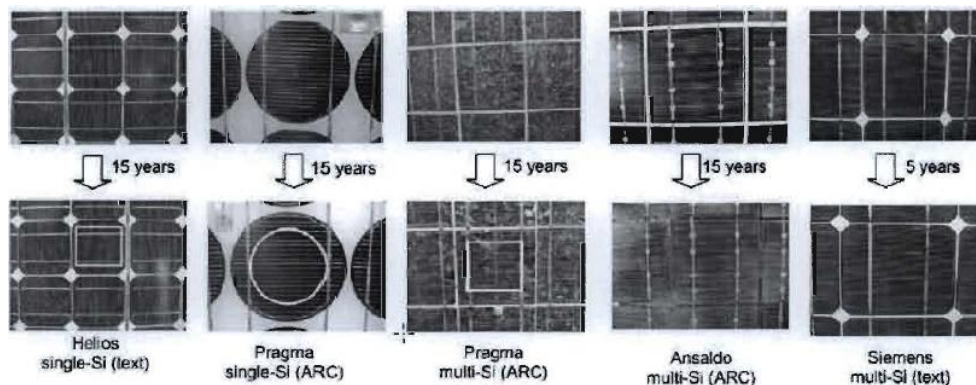


รูปที่ 2.25 การเสื่อมสภาพของแผงเซลล์ที่มีการลอกของอีวีเอ [30]

2.12.8 Hot-Spot Failures ความร้อนที่เกิดจากบางตำแหน่งบนเซลล์มีอุณหภูมิสูงกว่าปกติ (Hot Spot) นำไปสู่การเสื่อมสภาพของแผงเซลล์ผลิตไฟฟ้าไม่ได้ตามต้องการ และเป็นจุดเริ่มของการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์หรือระบบที่ใช้งานอยู่นั้น การเกิด Hot Spot สาเหตุมาจากการที่เซลล์มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าไม่เท่ากัน การแตกหัก หรือการบังเงาของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [39, 40]

2.12.9 บายพาสไดโอดเสีย (By-Pass Diode Failures) บายพาสใช้ป้องกันปัญหาเซลล์ที่ผิดปกติหรือไม่เข้ากันระหว่างเซลล์ (Cell Mismatch) การที่บายพาสไดโอดเสียหาย โดยทั่วไปเกิดจากไดโอดมีขนาดเล็กไม่สามารถทนกระแสที่ไหล ทำให้เกิดความร้อนที่มากเกินไปส่งผลให้ไดโอดเสียหาย

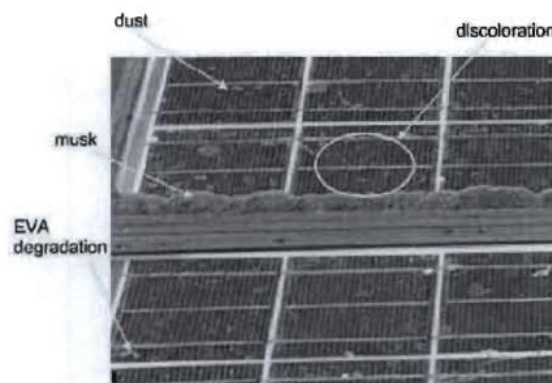
2.12.10 การเสื่อมสภาพจากความชื้นและการเปลี่ยนสีของฉนวนหุ้ม โดยทั่วไปฉนวนหุ้มเซลล์จะเป็นอีวีเอซึ่งโปร่งใสต่อแสง เมื่ออีวีเอเสื่อมสภาพ สีจะเปลี่ยนเป็นสีน้ำตาลแดง ส่วนใหญ่เกิดขึ้นที่ตรงกลางของเซลล์ ถ้าเป็นเซลล์ที่เป็นชนิดกลม พื้นที่อีวีเอที่เปลี่ยนสีก็จะเป็นแบบกลม ถ้าเซลล์ที่เป็นแบบเหลี่ยม พื้นที่ที่เปลี่ยนสีก็จะเป็นแบบเหลี่ยม เป็นผลเนื่องจากความร้อน เนื่องจากตรงกลางเซลล์มีอุณหภูมิมากกว่าตรงขอบเซลล์ ดังแสดงในรูปที่ 2.26



รูปที่ 2.26 การเปลี่ยนสีน้ำตาลของแผงเซลล์ที่ผ่านการใช้งานในภาคสนามมา 15 ปี [31]

สาเหตุของการเปลี่ยนสีน้ำตาลจากอีวีเอได้รับรังสียูวีที่มีความยาวคลื่นน้อยกว่า 400 nm. รังสียูวีจะไปเปลี่ยนโครงสร้างของอีวีเอ การเปลี่ยนสีอีวีเอเพราะยูวีรู้จักกันในนาม Cosmetic Effect ผลที่เกิดขึ้นคือจะทำให้กำลังไฟฟ้าลดลงเล็กน้อย ดังนั้นจึงได้มีการปรับปรุงให้อีวีเอมีคุณสมบัติป้องกันการเสื่อมสภาพนี้ ทำพัฒนา “fast-cure” EVA (15295) ขึ้นมา [42] จากผลการทดลองในภาคสนามโดยใช้ “fast-cure” EVA (15295) และทำการวัดกระแสลัดวงจรจาก 36 เซลล์ของแผงเซลล์ซิลิกอนผลึกย่อยในช่วงระยะเวลา 7 ปี ไม่พบค่าการสูญเสียของ (η_{sc}) แสดงว่าไม่เกิดการลดทอนของแสงที่ตกกระทบบนตัวเซลล์

2.12.11 การเสื่อมสภาพจากความชื้นน้ำของกระจกด้านบน โดยทั่วไปความชื้นน้ำของกระจกเกิดจากฝุ่น ออกไซด์ หรือ ปูนที่มาจากฝนหรือน้ำที่มาจากฝนหรือน้ำที่ใช้ทำความสะอาดที่ยึดเกาะกับผิวกระจกเป็นคราบ แสดงดังรูปที่ 2.27 ผลที่เกิดขึ้นเป็นส่วนหนึ่งที่ทำให้กำลังไฟฟ้าของแผงลดลงเนื่องจากแสงตกกระทบบนเซลล์ลดลง



รูปที่ 2.27 ความขุ่นมัวของกระจกเกิดจากฝุ่น ออกไซด์ หรือหินปูนบนผิวหน้า [32]

ตั้งแต่ปี ค.ศ.1990 กระจกที่ใช้สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์จะเจือธาตุ Cerium (Ce) ลงไปเพื่อป้องกันรังสียูวีที่ความยาวคลื่นสั้นกว่า 400 nm ซึ่งเป็นเหตุของการเสื่อมสภาพของโพลิเมอร์ อย่างไรก็ตามการป้องกันรังสีอินฟราเรด (Infrared, IR) ที่เป็นคลื่นยาว มีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เช่นเดียวกัน แต่ยังไม่ได้นำมาพัฒนาในการศึกษาวัสดุปิดด้านบนในส่วนของการส่งผ่านแสงแต่ละความยาวคลื่น (Spectral Transmittance) พบว่าแสงที่ผ่านผิวบนวัสดุปิดมาแล้วสามารถผ่านถึงเซลล์ 96% และสูญเสีย 4% ที่ผิวด้านบนของวัสดุ นอกจากนั้นพบการลดกำลังไฟฟ้าเบื้องต้นการใช้งาน (Initial Drop) มาจากกระจกเช่นกัน [22]

กระจกที่ใช้งานต้องทนต่อแรงกระแทก ต้องสามารถผ่านการทดสอบจึงจะสามารถนำมาใช้งานเป็นกระจกเซลล์แสงอาทิตย์ได้ การทดสอบใช้ลูกบอลน้ำแข็งขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด 2.54 cm. น้ำหนัก 8 กรัม ยิ่งกระแทกด้วยความเร็ว 23 m/s ที่มุมตั้งฉากกับกระจก สำหรับหินที่ใช้ทดสอบจะใช้น้ำหนัก 2 - 4 กรัม และใช้ความเร็วในการชนกระจก 10 to 15 m/s ค่าที่ใช้อ้างอิงนี้มาจากกรณีของลมพายุที่มีค่าน้อยกว่า 25 m/s [22, 43]

2.12.12 การเสื่อมสภาพของแผ่นปิดด้านหลังการเสื่อมสภาพของแผ่นปิดด้านหลังหรือแบคชีต (Back Sheet) เป็นสาเหตุให้น้ำซึมผ่านเข้ามาภายในเซลล์ได้ ทำให้กำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง เนื่องจากการเกิดการผุกร่อนที่หน้าสัมผัสส่งผลให้อายุของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีอายุลง ไม่เป็นไปตามเวลาที่รับประกัน ดังนั้นแผงเซลล์ที่ดีควรผ่านกระบวนการทดสอบที่ป้องกันน้ำซึมเข้าแผงเป็นอย่างดี รูปที่ 2.28 แสดงการเสื่อมสภาพของแบคชีต

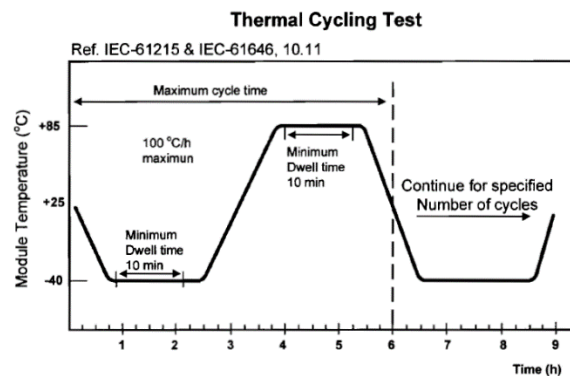


รูปที่ 2.28 การลอกของแบคซีทและผลจากการซึมของน้ำที่เข้าทางด้านหลังของแผง [33]

2.13 การตรวจสอบสาเหตุการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และวิธีการทดสอบ

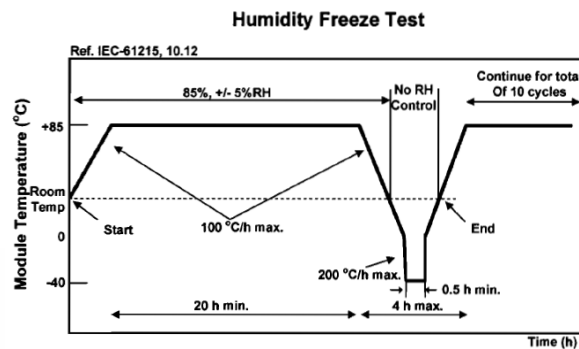
แผงที่ผลิตจากโรงงานมีการตรวจสอบมาตรฐาน IEC 61215 ด้วยการสังเกตภายนอกด้วยตา (Visual Inspection) อย่างละเอียด หากจุดบกพร่องซึ่งอาจจะพบได้ดังต่อไปนี้คือ รอยแตก การบิดงอ รีดงอ หรือผิวนอกถูกฉีกขาด เซลล์แตกหัก เซลล์ร้าว จุดต่อหรือการต่อระหว่างกันเสียหาย เซลล์สัมผัสกับอีกเซลล์หนึ่งหรือกับโครง ความเสียหายของการเชื่อมติดกัน การลอกร่อนหรือฟองอากาศ ผิวน้ำมันที่ยังแห้งไม่ทั่วของวัสดุพลาสติก ขั้วต่อเสียหาย สภาวะอื่นๆซึ่งอาจจะส่งผลต่อสมรรถนะความบกพร่องอื่นๆที่อาจจะพบได้จากการตรวจสอบด้วยการสังเกตภายนอกด้วยตา ตามมาตรฐาน IEC 61215 จุดประสงค์ของการสังเกตภายนอกด้วยตา คือ การหาจุดบกพร่องที่มองเห็นได้ด้วยตาของแผงแต่ละแผงที่มาจากโรงงานต้องมีการตรวจสอบด้วยการสังเกตภายนอกด้วยตาอย่างระมัดระวัง สภาวะอื่นๆซึ่งอาจจะส่งผลต่อสมรรถนะ เช่น การเปลี่ยนแปลงในเรื่องความโปร่งแสงของวัสดุหุ้มฉนวน การตรวจสอบด้วยการสังเกตภายนอกด้วยตาอย่างละเอียด แผงที่มาจากโรงงานทุกแผงได้ทำการตรวจสอบอย่างน้อยปีละ1ครั้งในเรื่องสถานะภาพของโรงงาน แล้วมาดูเรื่องที่เกี่ยวข้องกับการเสื่อมสภาพทางกายภาพ ซึ่งมีการรับประกันอายุการใช้งาน เพื่อให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีอายุที่ยาวนานตามที่รับประกัน และคุ้มค่ากับการลงทุน ในทางปฏิบัติเป็นไปได้ไม่ต้องรอจนแผงเสียหรือจนครบเวลาประกันจึงรู้ว่าแผงมีอายุการใช้งานเท่าใด จึงต้องมีกระบวนการเร่งการทดสอบ (Accelerated Test) เพื่อให้เกิดความเชื่อมั่นการรับประกัน

ปัจจุบันนี้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่ จะต้องผ่านกระบวนการทดสอบตามมาตรฐาน IEC 61215 “Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules – Design qualification and type approval” การเปลี่ยนอุณหภูมิขึ้นลงเป็นวงจรร (Thermal Cycles) เป็นการทดสอบเพื่อดูการเสื่อมสภาพของจุดเชื่อมต่อของแผง ที่เป็นผลมาจากการขยายตัวเนื่องจากความร้อนและการหดตัวของจุดเชื่อมต่อต่างๆ โดนทดสอบภายใต้อุณหภูมิ -40 ถึง $+85^{\circ}\text{C}$ ตามขั้นตอนในส่วนรอบการทดสอบรวม ระยะเวลาต่อรอบอยู่ที่ 6 ชั่วโมง แสดงดังรูปที่ 2.29 การทดสอบนี้ตามมาตรฐาน IEC 61215:1993 and IEC 61215:2005 Ed. 2.0 Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval มีการทดสอบจำนวน 200 รอบ



รูปที่ 2.29 ข้อกำหนดของการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของการทดสอบ Thermal cycles ตามมาตรฐาน IEC-61215 [34]

ความชื้นเยือกแข็ง (Humidity Freeze) เป็นการทดสอบเพื่อดูการลอกร่อนของฉนวนหุ้ม (Delamination of Encapsulant) ของแผงที่เป็นผลมาจากน้ำซึมเข้าไปในแผง โดยทดสอบ ณ ความชื้นสัมพัทธ์ค่าคงที่ที่ 85% ตามขั้นตอน ซึ่งดังกล่าวถือเป็นรอบของการทดสอบ ดังแสดงในรูป 2.30 การทดสอบความชื้นเยือกแข็งจะทำการทดสอบที่ 10 รอบที่อุณหภูมิ 25°C หรือมากกว่านี้ จะต้องรักษาความชื้นสัมพัทธ์ไว้ที่ $85\% \pm 5\%$



รูปที่ 2.30 ข้อกำหนดของการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของการทดสอบ Humidity Freeze ตามมาตรฐาน IEC-61215 [34]

การทดสอบด้านความชื้น (Damp Heat) เป็นการทดสอบเพื่อดูการเสื่อมสภาพที่เกิดจากการเป็นสนิมของโลหะของเซลล์ (Corrosion of Cell Metallization) ที่เป็นผลมาจากน้ำซึมเข้าไปในแผง การทดสอบนี้ทำการทดสอบภายใต้อุณหภูมิ 85 °C และความชื้นสัมพัทธ์ 85% ในระยะเวลา 1,000 ชั่วโมง



บทที่ 3

ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

ในงานวิจัยนี้จึงเป็นการวิเคราะห์เปรียบเทียบการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน โดยทำการเปรียบเทียบที่พิกัดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าทั้งสองรูปแบบที่ขนาดพิกัด 1 MW โดยการศึกษาทำการศึกษาในพื้นที่ติดตั้งที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกันใน จังหวัดสมุทรสงคราม เพื่อลดผลกระทบอันอาจเกิดจากค่ารังสีของดวงอาทิตย์ของบริเวณโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษา โรงไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาเปรียบเทียบ แบบที่ 1 ติดตั้งบนหลังคา ชื่อ สหกรณ์ประมงแม่กลอง ตั้งอยู่ที่ 207/18 หมู่ที่ 5 ต.แหลมใหญ่ อ.เมืองสมุทรสงคราม จ.สมุทรสงคราม ละติจูดที่ 13 องศา 4 ลิปดาเหนือ และ ลองจิจูด 100 องศา 0 ลิปดาตะวันออก และแบบที่ 2 ติดตั้งบนพื้นดินชื่อ พีเอสที เอนเนอร์ยี 2 จำกัด เลขที่ 131 หมู่ 5 ต.ยี่สาร อ.อัมพวา จ.สมุทรสงคราม ละติจูดที่ 13 องศา 4 ลิปดาเหนือ และ ลองจิจูด 99 องศา 9 ลิปดาตะวันออก โดยนำข้อมูลและพารามิเตอร์ที่บันทึกได้จริง เริ่มตั้งแต่ปี 2560 ถึงปี 2561 รวมระยะเวลาทั้งหมด 2 ปี ซึ่งได้รับการอนุเคราะห์จากบริษัทโซลาร์โกกรีน จำกัด และบริษัทพีเอสที เอนเนอร์ยี 2 จำกัด นำมาวิเคราะห์เปรียบเทียบการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ และใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) นำผลมาวิเคราะห์เปรียบเทียบด้วย โดยมีขั้นตอนการดำเนินการวิจัยดังนี้

3.1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

3.1.1 ศึกษารวบรวมข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน ที่บันทึกค่าจริงได้ในระยะเวลา 2 ปี ตั้งแต่ปี 2560-2561

3.1.3 ศึกษาโครงสร้างส่วนประกอบ และหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน

3.1.3 นำข้อมูลและพารามิเตอร์ต่างๆ จากการบันทึกค่าจริงรายปีมาวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน

3.1.4 เปรียบเทียบผลที่ได้กับโปรแกรมจำลอง (PVsyst)

3.1.5 สรุปและวิจารณ์ผลการทดลอง

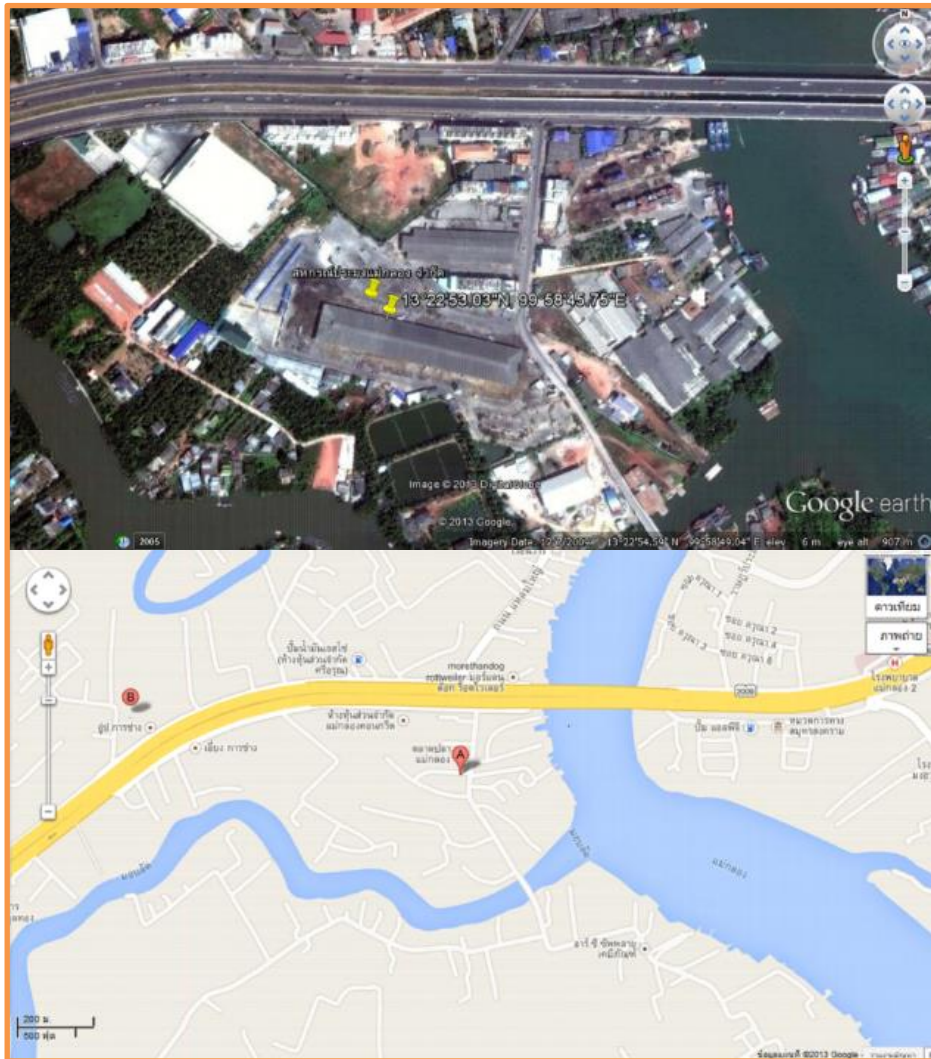
3.2 ข้อมูลภายในโครงการ

3.2.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา

สำหรับการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาขนาด 1 MW นี้ตั้งอยู่ที่ 207/18 หมู่ที่ 5 ต.แหลมใหญ่ อ.เมืองสมุทรสงคราม จ.สมุทรสงคราม ซึ่งมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากสำรวจพื้นที่การติดตั้งจริงของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาที่ใช้ในการศึกษาวิจัยนี้ พิกัดที่ตั้งอยู่ที่ละติจูด 13 องศา 4 ลิปดาเหนือ และลองจิจูด 100 องศา 0 ลิปดาตะวันออก โดยหลังคานี้เป็นแบบทรงจั่วมีพื้นที่ประมาณ 11,256 ตารางเมตร ตามรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 สถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาพิกัดขนาด 1 MW

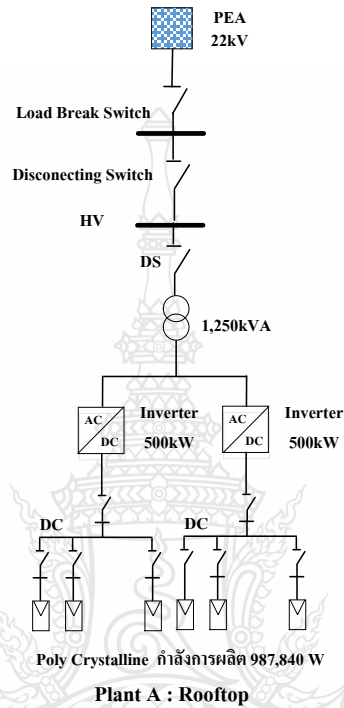


รูปที่ 3.2 พิกัดสถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาพิกัดขนาด 1 MW

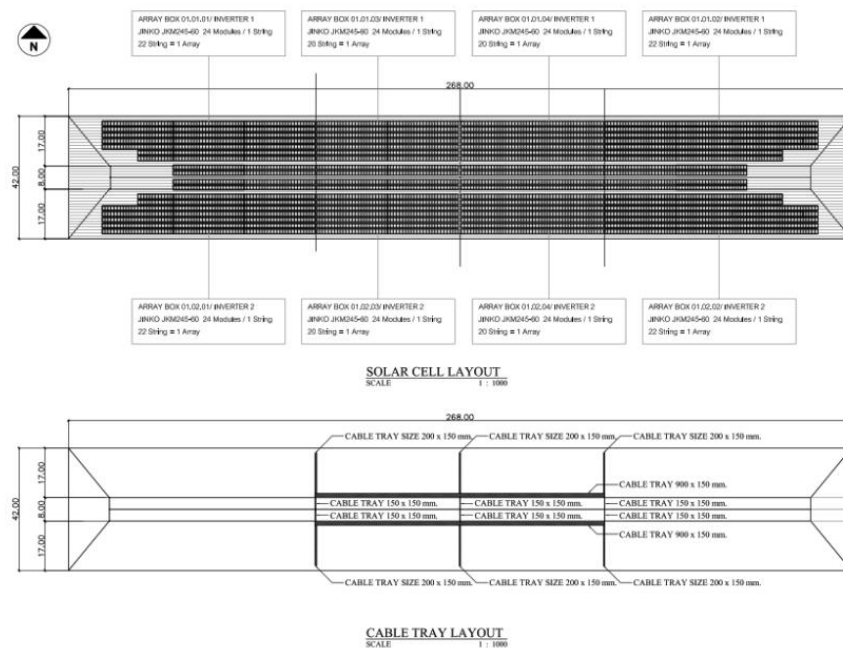
3.2.2 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา

ภาพรวมของการออกแบบและการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของโครงการสหกรณ์ประมงแม่กลอง ดังรูปที่ 3.3 ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา ขนาด 1 เมกกะวัตต์นี้ถูกติดตั้งบนหลังคา โดยแบ่งการติดตั้งเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนที่ 1 ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ หมายเลข 1 ขนาด 500 กิโลวัตต์ ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 245 วัตต์ จำนวน 2,016 แผง และพื้นที่ส่วนที่ 2 ติดตั้ง อินเวอร์เตอร์ หมายเลข 2 ขนาด 500 กิโลวัตต์ ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 245 วัตต์ จำนวน 2,016 แผง โดยใช้แผงพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ ใช้

พื้นที่ในการติดตั้งบนหลังคารวมประมาณ 6,600 ตารางเมตร มีขนาดกำลังในการติดตั้งรวม 987.84 kW_p ซึ่งประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด 245 W_p จำนวนรวมทั้งหมด 4,032 แผง โดยมีรายละเอียดวงจรที่ใช้ในการออกแบบและติดตั้งตามรูปที่ 3.4-3.5 และตารางที่ 3.1



รูปที่ 3.3 วงจรการติดตั้งแผงพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาพิกัดขนาด 1 MW ที่ใช้ศึกษาในงานวิจัย



รูปที่ 3.4 รูปแบบการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาพิภักขนาด 1 MW ที่ใช้ศึกษาในงานวิจัย

ตารางที่ 3.1 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

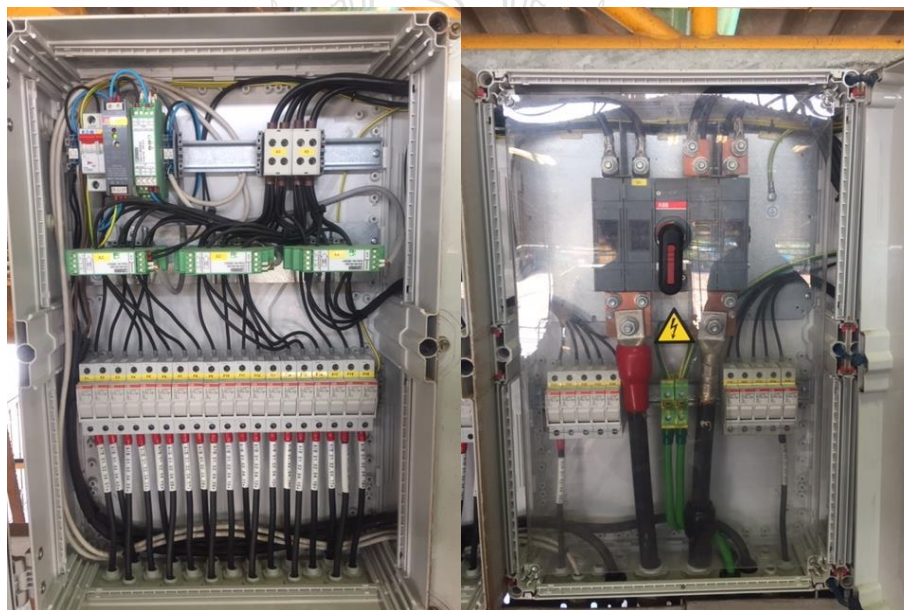
รุ่น	A
ชนิด	Poly Crystalline Module
กำลังสูงสุด (W)	245
แรงดันสูงสุด, V_p (V)	30.1
กระแสลัดวงจร, I_{sc} (A)	8.76
แรงดันเปิดวงจร, V_{oc} (V)	37.5
กระแสสูงสุด, I_p (A)	8.14
กว้าง x ยาว x หนา (มิลลิเมตร)	992×1650 × 40

3.2.3 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box)

จากรูปที่ 3.3 มีกล่องต่อรวมสาย ทั้งหมด 8 ชุดด้วยกัน รวมแผงของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อแบบอนุกรมเป็น สตริง แล้วทั้งหมด 22 สตริง ต่อ 1 กล่องต่อรวมสาย ซึ่งในแต่ละสตริงจะประกอบไปด้วย

สายไฟฟ้าชั่วคราว - สายไฟฟ้าชั่วคราว สายกราวด์ โดยทำการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันต่างๆเช่น ฟิวส์ และ SPD ทำการควบคุมผ่านเมนสวิตช์ D/S ขนาด 360A/1,000Vdc ก่อนส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านสายไฟฟ้า (CV 1CX185 Sq.mm.)X2 ไปยังฝั่งขาเข้าของชุดอินเวอร์เตอร์ จุดนี้จะมีระบบมอนิเตอร์িং ที่สามารถวัดแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้าและพลังงานของแต่ละสตรึง ที่ทำให้ทีมงานวิศวกรที่ดูแลสถานีสถานีสามารถวิเคราะห์จุดเกิดความผิดปกติได้โดยรวดเร็ว

3.2.3 อินเวอร์เตอร์สำหรับโครงการนี้ ประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ขนาด 500 kW จำนวน 2 เครื่อง ชนิด Three Phase Grid Connected Inverter เป็นผลิตภัณฑ์ของ ABB รุ่นPVS800-57-0500kW-A ทำหน้าที่แปลงผันกำลังไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ 3 เฟส โดยที่แหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงนั้นมาจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตได้ที่ส่งผ่านจาก Combiner Box ผ่านสายไฟฟ้ามายังชุดฝั่งแรงดันไฟฟ้าขาเข้าของชุดอินเวอร์เตอร์โดยระดับแรงดันไฟฟ้าฝั่งขาออกนั้นจะมีระดับตามที่แรงดันไฟฟ้าด้านปฏุมภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้ากำหนดเพื่อใช้ยกระดับแรงดันไฟฟ้าด้านทุติยภูมิตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต้องการเชื่อมต่อเข้ากับกริดของการไฟฟ้ากำหนดโดยส่วนใหญ่กำหนดระดับแรงดันไฟฟ้าเกินไว้ที่ 108 เปอร์เซ็นต์ และแรงดันต่ำไม่เกิน 95 เปอร์เซ็นต์ ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระบุรายละเอียดดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box)



รูปที่ 3.6 อินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57-0500kW-A

ตารางที่ 3.2 แสดงคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57-0500kW-A 500kW

Input (DC)	
DC voltage range, mppt (V_{DC})	450 to 825 V
Maximum DC voltage ($V_{max / DC}$)	1100 V
Maximum DC current ($I_{max / DC}$)	1145 A
Output (AC)	
Nominal AC output power	500 kW
Nominal AC current	965 A
Nominal output voltage	300 V
Output frequency	50 / 60 Hz
Total Harmonic distortion	THDi < 3%
Efficiency	
Maximum efficiency	98.6 %

3.2.4 ตู้ควบคุมไฟฟ้าหลัก MDB. (Main Distribution Board) ภายในตู้ประกอบด้วย ACB (Air Circuit Breaker) 3P 1,250AF/1,250AT จำนวน 2 ชุด ชนิด Fixed Type เป็นผลิตภัณฑ์ของ ABB รุ่น SACE Emax 2 E1.2B ติดตั้งอยู่ระหว่าง หม้อแปลงไฟฟ้ากับอินเวอร์เตอร์ ทำหน้าที่รับไฟฟ้ามาจาก หม้อแปลงไฟฟ้า ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อ หรือขนานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก เซลล์แสงอาทิตย์ โดยแปลงผันกำลังไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับที่ผ่านอินเวอร์เตอร์แล้วเข้ากับ ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และทำหน้าที่ป้องกันอันตรายให้กับผู้ใช้งาน และอุปกรณ์ไฟฟ้า ต่างๆในระบบเสียหาย ที่เกิดจากความผิดปกติของระบบไฟฟ้า เช่น ไฟฟ้าลัดวงจร (Short Circuit) กระแสไฟฟ้าเกิน (Over Current) แรงดันไฟฟ้าหายบางเฟส (Phase Loss) กระแสรั่วลงดิน (Ground Fault) และฟังก์ชัน อื่นๆแล้วแต่วิศวกรผู้ออกแบบ ดังแสดงในรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 ตู้ควบคุมไฟฟ้าหลัก MDB. (Main Distribution Board) ตั้งอยู่ภายในห้องควบคุมไฟฟ้า

3.2.5 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของโครงการถือว่าเป็นหัวใจหลักของโครงการเช่นกันกับอินเวอร์เตอร์โดยหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ในโครงการเป็นหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 ขดลวดมีกรุปเวเตอร์ Dd0y11 เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าแบบปิดสนิท ขดลวดเป็นชนิดจุ่มในน้ำมัน ระบายความร้อนด้วยอากาศ ซึ่งทำการติดตั้งแบบนั่งร้านบนเสาไฟฟ้า โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 3.8



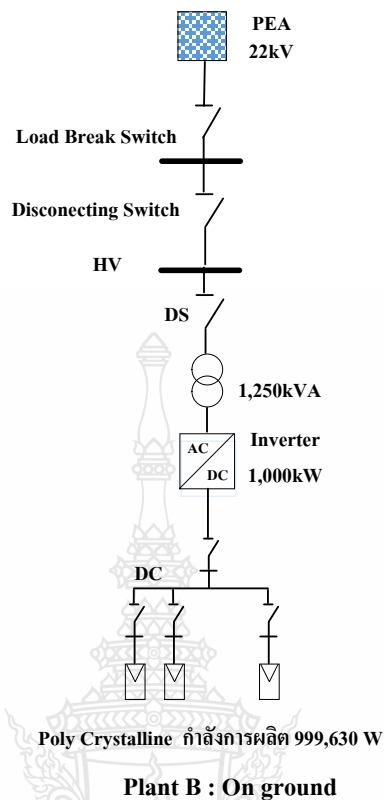
รูปที่ 3.8 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ขนาด 1250 kVA 22kV-300V 50Hz Dd0y11 Z = 6%

3.2.6 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาขนาด 1 MW นี้ตั้งอยู่เลขที่ 131 หมู่ที่ 5 ต.ยี่สาร อ.อัมพวา จ.สมุทรสงคราม ซึ่งมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากสำรวจพื้นที่การติดตั้งจริงของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินที่ใช้ในการศึกษาวิจัยนี้ พิกัดที่ตั้งอยู่ที่ละติจูด 13 องศา 4 ลิปดาเหนือ และลองจิจูด 99 องศา 9 ลิปดาตะวันออก มีพื้นที่ประมาณ 20 ตารางเมตร ตามรูปที่ 3.9 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดินลักษณะของโรงไฟฟ้า ประกอบไปด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังการผลิตทั้งหมด 1 เมกะวัตต์ ติดตั้งในโครงสร้างแบบคงที่ (Fix Support) เซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาติดตั้งทำจากสารซิลิกอน ชนิดที่เป็นแบบผลึกรวม (Poly crystalline) แผงโซลาร์เซลล์ทั้งหมดที่ติดตั้งจะประกอบไปด้วยหลายชุด (String) ต่อ

รวมกันเป็นกลุ่ม (Array) แต่ละกลุ่มจะต่อเข้ากับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) ขนาด 1,000 กิโลวัตต์ เป็นเครื่องแปลงกระแส ซึ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าออกสู่ภายนอก โดยเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1,250 kVA ที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ พร้อมทั้งติดตั้งระบบเก็บข้อมูลและแสดงผลทางคอมพิวเตอร์ ข้อมูลที่เก็บไว้มีทั้งตัวแปรทางไฟฟ้า เช่น กระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แรงดันไฟฟ้าจากเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า รวมทั้งข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอุณหภูมิแวดล้อม ช่วยให้ทราบกำลังวัตต์ของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวัน ทั้งนี้เพื่อจะนำไปวิเคราะห์และติดตามผลการผลิตไฟฟ้าของระบบ รวมทั้งอำนวยความสะดวกในการซ่อมบำรุงดูแลรักษาระบบได้ตลอดเวลา



รูปที่ 3.9 พิกัดสถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนพื้นดินขนาด 1 MW



รูปที่ 3.10 ไดอะแกรมระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้น 1 เมกะวัตต์



รูปที่ 3.11 ผังการติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้น 1 เมกะวัตต์

3.2.7 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

ภาพรวมของการออกแบบและการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินของโครงการฟิเอสทีเอนเนอร์ยี 2 จำกัด ดังรูปที่ 3.11 ประกอบไปด้วย

3.2.7.1 ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Module)

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนพื้นดิน มีขนาดรวม 5 เมกกะวัตต์ โดยแบ่งการติดตั้งเป็น 5 สถานีไฟฟ้าย่อย ในส่วนที่ใช้ทำการศึกษาคือสถานีไฟฟ้าที่ 3 มีขนาด 1 เมกกะวัตต์ ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ ขนาด 1000 กิโลวัตต์ ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 320 วัตต์ จำนวน 3,124 แผง โดยใช้แผงพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ Jinko Solar รุ่น JKM 320PP-72 ใช้พื้นที่ในการติดตั้งรวมประมาณ 6,600 ตารางเมตร มีขนาดกำลังในการติดตั้งรวม 999.68 kW_p โดยมีรายละเอียดวงจรที่ใช้ในการออกแบบและติดตั้งตามรูปที่ 3.11 และตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ชนิด	Poly Crystalline Module
กำลังสูงสุด (W)	320
แรงดันสูงสุด, V _p (V)	37.4
กระแสลัดวงจร, I _{sc} (A)	9.05
แรงดันเปิดวงจร, V _{oc} (V)	46.4
กระแสสูงสุด, I _p (A)	8.56
กว้าง x ยาว x หนา (มิลลิเมตร)	992 × 1956 × 40

3.2.8 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box) จากรูปที่ 3.12 มีกล่องต่อรวมสาย ทั้งหมด 8 ชุดด้วยกัน รวมแผงของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อแบบอนุกรมเป็น สตริง แล้วทั้งหมด 20-22 สตริง ต่อ 1 กล่องต่อรวมสาย ซึ่งในแต่ละสตริงจะประกอบไปด้วยสายไฟฟ้าชั่วคราว - สายไฟฟ้าชั่วคราว สายกราวด์ โดยทำการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันต่างๆเช่น ฟิวส์ และ SPD ทำการควบคุมผ่านเมนสวิตช์ D/S ขนาด 200A/1,000Vdc ก่อนส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านสายไฟฟ้า(CV 1CX70 Sq.mm.)X2 ไปยังฝั่งขาเข้าของชุดอินเวอร์เตอร์ จุดนี้จะมีระบบมอนิเตอร์িং ที่สามารถวัดแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้าและพลังงานของแต่ละสตริง ที่ทำให้ทีมงานวิศวกรที่ดูแลสถานีสามารถวิเคราะห์จุดเกิดความผิดปกติได้โดยรวดเร็ว



รูปที่ 3.12 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box)

3.2.9 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) สำหรับโครงการนี้ ประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ขนาด 1000 kW จำนวน 1 เครื่อง ชนิด Three Phase Grid Connected Inverter เป็นผลิตภัณฑ์ของ ABB รุ่น PVS800-57-1000kW-C ทำหน้าที่แปลงผันกำลังไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ 3 เฟส โดยที่แหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงนั้นมาจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตได้ส่งผ่านจาก Combiner Box ผ่านสายไฟมายังชุดฝั่งแรงดันไฟฟ้าขาเข้าของชุดอินเวอร์เตอร์โดยระดับแรงดันไฟฟ้าฝั่งขาออกนั้นจะมีระดับตามที่แรงดันไฟฟ้าด้านปฏุมภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้ากำหนดเพื่อใช้ยกระดับแรงดันไฟฟ้าด้านทุติยภูมิตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต้องการเชื่อมต่อเข้ากับกริดของการไฟฟ้ากำหนดโดยส่วนใหญ่กำหนดระดับแรงดันไฟฟ้าเกินไว้ที่ 108 เปอร์เซ็นต์ และแรงดันต่ำไม่เกิน 95 เปอร์เซ็นต์ ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบรรุรายละเอียดดังรูปที่ 3.13 และตารางที่ 3.4



รูปที่ 3.13 อินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57-1000kW-C

ตารางที่ 3.4 แสดงคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57-1000kW-C 1000kW

Input (DC)	
DC voltage range, mppt (V_{DC})	600 to 850 V
Maximum DC voltage (V_{max} / DC)	1100 V
Maximum DC current (I_{max} / DC)	1710 A
Nominal AC output power	1000 kW
Output (AC)	
Nominal AC current	1445 A
Nominal output voltage	400 V
Output frequency	50 / 60 Hz
Total Harmonic distortion	THDi < 3%
Efficiency	
Maximum efficiency	98.8 %

3.2.10 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Transformer) หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของโครงการถือว่าเป็นหัวใจหลักของโครงการเช่นเดียวกันกับอินเวอร์เตอร์ทำหน้าที่เพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น จาก 400 โวลต์เป็น 22,000 โวลต์ ซึ่งเป็นระดับแรงดัน ที่ใช้เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) โดยหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ในโครงการเป็นหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 ขดลวดมีกรุปเวเตอร์

Dd0y11 เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าแบบปิดสนิท ขดลวดเป็นชนิดจุ่มในน้ำมัน ระบายความร้อนด้วยอากาศ ซึ่งทำการติดตั้งบนลานหม้อแปลง โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ขนาด 1250 KVA 22kV-315V 50Hz Dd0y11 $Z = 6\%$

3.2.11 สวิตช์เกียร์ (Switch Gear) ในการออกแบบถ้าขนาดอินเวอร์เตอร์รวมมากกว่า 2 เมกะวัตต์ หรือขนาดหม้อแปลงเครื่องหนึ่งเครื่องใดมากกว่า 2 เมกะโวลต์แอมป์ต้องติดตั้งระบบป้องกันทางด้านแรงดัน 22 กิโลโวลต์และสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมจากระยะไกลได้ ในโครงการนี้จึงต้องติดตั้งสวิตช์เกียร์ (Switch Gear) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุมการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้าแรงดันสูงปานกลาง (Medium Voltage, MV) จากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากสถานี โดยเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงดันสูงที่ทำหน้าที่ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไปเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญ ดังนั้นจึงประกอบไปด้วยมิเตอร์ควบคุมต่างๆ คือ มิเตอร์วัดความถี่ วัดแรงดัน วัดลำดับเฟส และระบบรีเลย์ป้องกันต่างๆ ในการควบคุมการทำงานด้วยระบบรีเลย์ป้องกันนั้นจำเป็นที่จะต้องมีความน่าเชื่อถือตามกริดโค้ดที่การไฟฟ้ากำหนดในสภาวะการต่างๆ เช่น ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อนับระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [20]

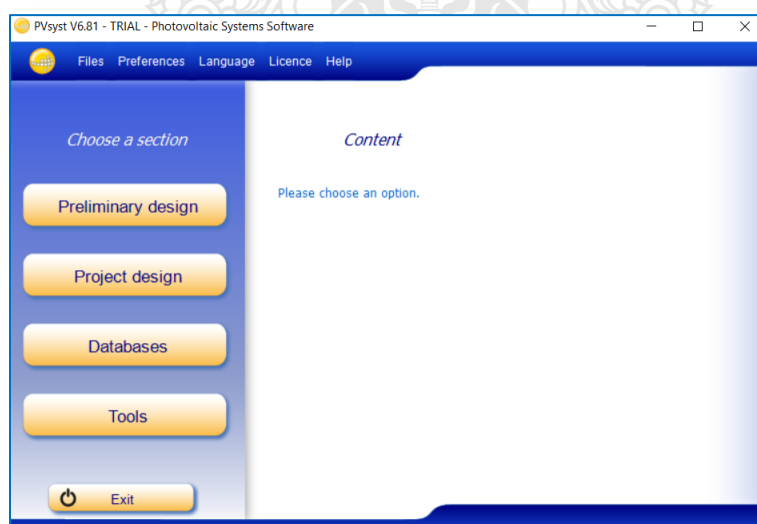


รูปที่ 3.15 สวิตช์เกียร์(Switch Gear)

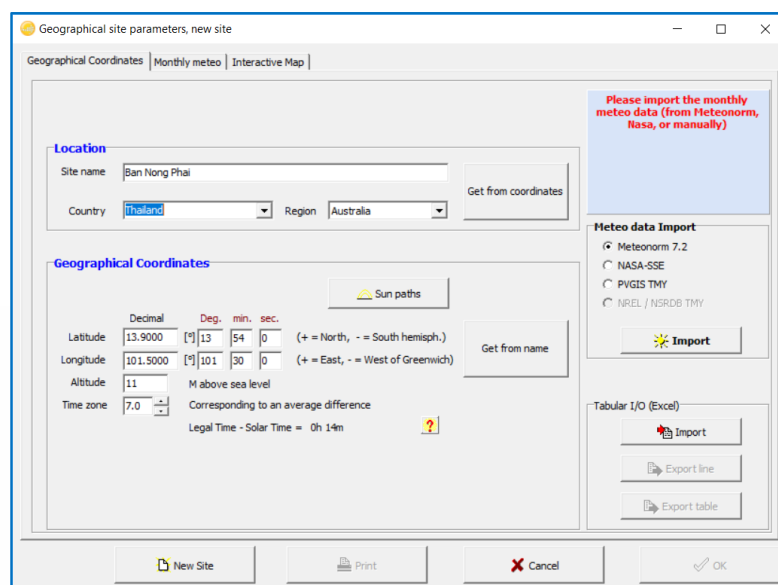
3.3 การวิเคราะห์การออกแบบโดยใช้โปรแกรม PVsyst

การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) เพื่อตรวจสอบค่า (PR) ที่ได้คำนวณมาจากค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดเมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนไปจากอุณหภูมิที่มาตรฐาน (STC) ซึ่งมีขั้นตอนนี้

ขั้นตอนที่ 1 ทำการเปิดโปรแกรม PVsyst แล้วจะปรากฏหน้าต่างตามภาพ

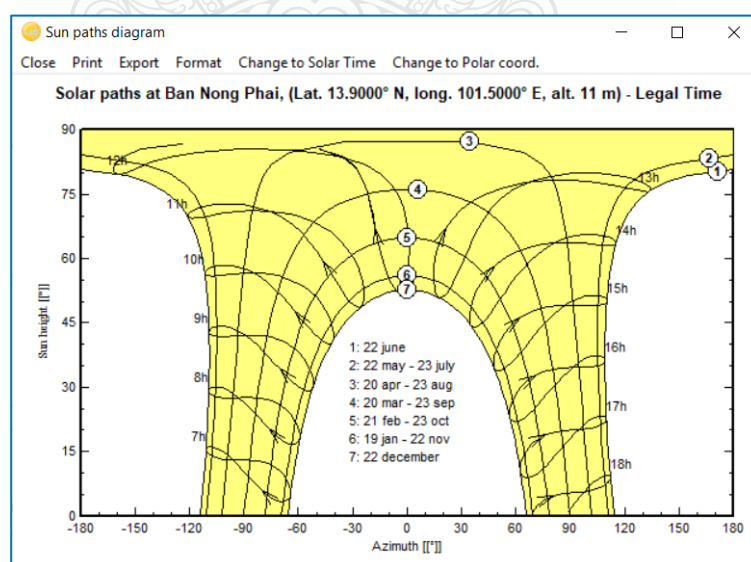


รูปที่ 3.16 หน้าต่างการออกแบบ



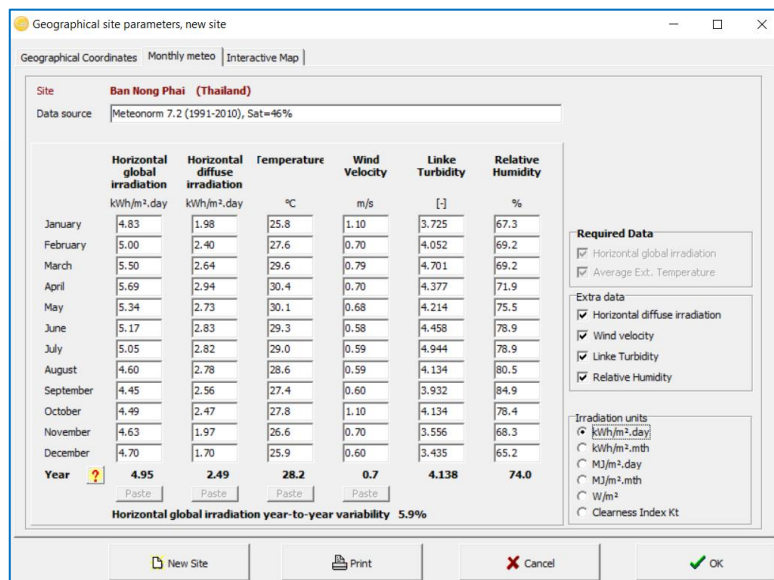
รูปที่ 3.17 หน้าต่างการออกแบบ

ขั้นตอนที่ 2 เลือก Databases ถัดมาเลือก Geographical sites ต่อมาเลือก New ตามลำดับและทำการปรับตั้ง Locality โดยป้อนค่าละติจูดและลองจิจูดของที่ตั้งโครงการหลังจากนั้นกด ค้นหาและตามด้วยเลือก Import ตามลำดับ ซึ่งจะปรากฏดังรูปที่ 3.17



รูปที่ 3.18 Sun Path diagram ของการเกิดเงาของแสงอาทิตย์ตามช่วงเวลา

ขั้นตอนที่ 3 เลือก Meteonorm 7.2 และทำการ Import ตามลำดับ ซึ่งจะปรากฏหน้าต่างตามภาพ



รูปที่ 3.19 Monthly meteo

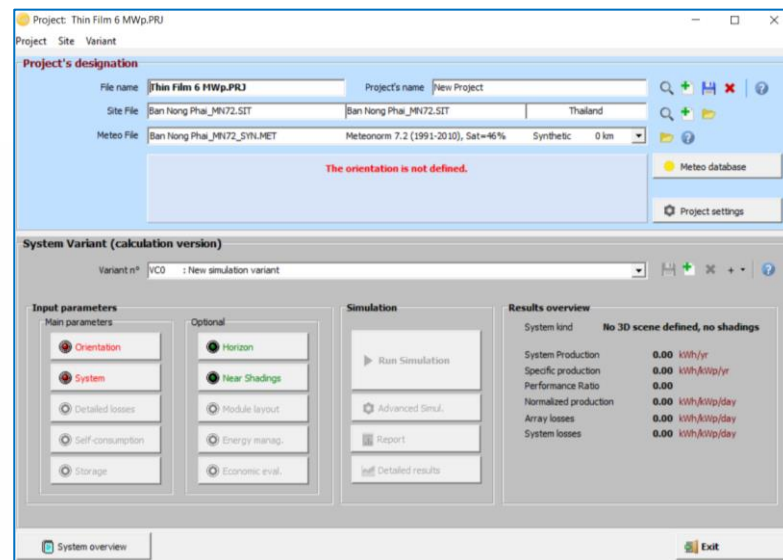
ขั้นตอนที่ 4 กดตกลงและทำการบันทึกพร้อมออกจากหน้าต่าง Databases

ขั้นตอนที่ 5 เลือก Project design แล้วจะปรากฏหน้าต่างตามภาพ



รูปที่ 3.20 หน้าต่างการออกแบบ

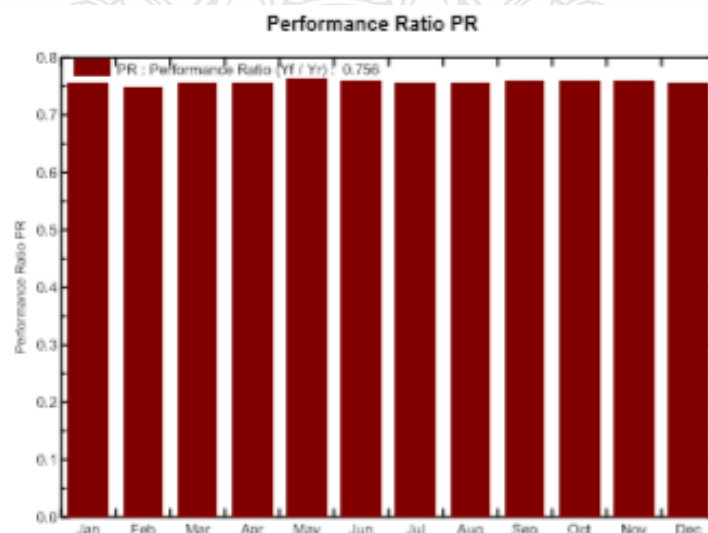
ขั้นตอนที่ 6 เลือก Grid-Connected แล้วทำการตั้งชื่อโครงการ พร้อมโหลด Geographical จาก Meteo database และกดบันทึก



รูปที่ 3.21 หน้าต่างการออกแบบ

ขั้นตอนที่ 7 ปรับตั้งค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ใน Input parameters

ขั้นตอนที่ 8 Run Simulation



รูปที่ 3.22 ค่า (PR) จากโปรแกรมจำลอง ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคามีค่า 75.6%



รูปที่ 3.23 ค่า (PR) จากโปรแกรมจำลอง ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน มีค่า 83.2%

3.4 สรุปวิธีการดำเนินงาน

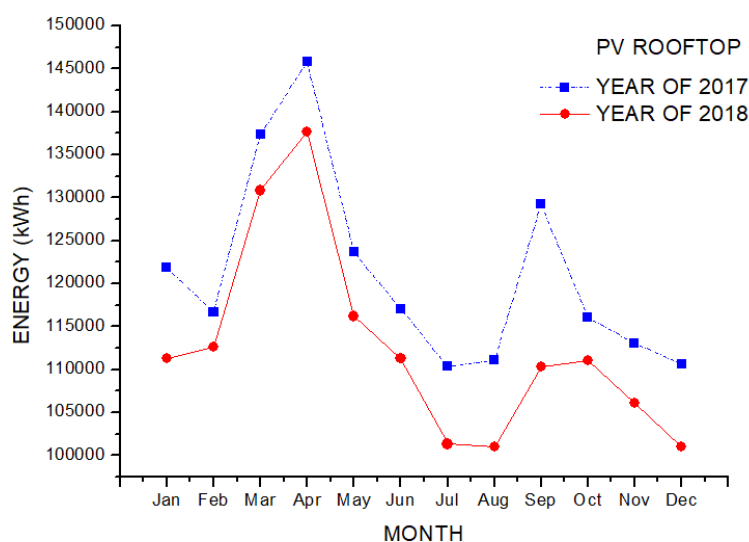
จากการดำเนินงานวิทยานิพนธ์นั้นได้แสดงถึงการเตรียมการในส่วนของการเก็บข้อมูลจากการบันทึกค่าจริงรายปี นำพารามิเตอร์ที่ได้มาคำนวณหาค่า (PR) จากค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดเมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนไปจากอุณหภูมิที่มาตรฐาน (STC) แล้วนำค่า PR ที่ได้ในปี พ.ศ. 2560 และปี พ.ศ. 2561 มาคำนวณในสมการการลดลงของสมรรถนะ (DF) เพื่อหาค่าเปอร์เซ็นต์การลดลงของสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ แล้วตรวจสอบค่า (PR) จากโปรแกรมจำลอง (PVsyst) ทำให้เข้าเรื่องการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ และการใช้งานโปรแกรมจำลอง (PVsyst) เพื่อนำมาใช้ประกอบผลการวิเคราะห์ตามวัตถุประสงค์ของการดำเนินการ ซึ่งจากการดำเนินการนั้นทำให้ทราบถึงการได้มาซึ่งข้อมูลที่น่ามาใช้ในการวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ เพื่อนำไปสู่การพิจารณาวางแผนการบำรุงรักษาที่เหมาะสม ทำให้เกิดความน่าเชื่อถือของระบบมากขึ้น โดยสามารถนำเสนอผลการวิเคราะห์ที่เกี่ยวข้องได้ในเนื้อหาบทถัดไป

บทที่ 4

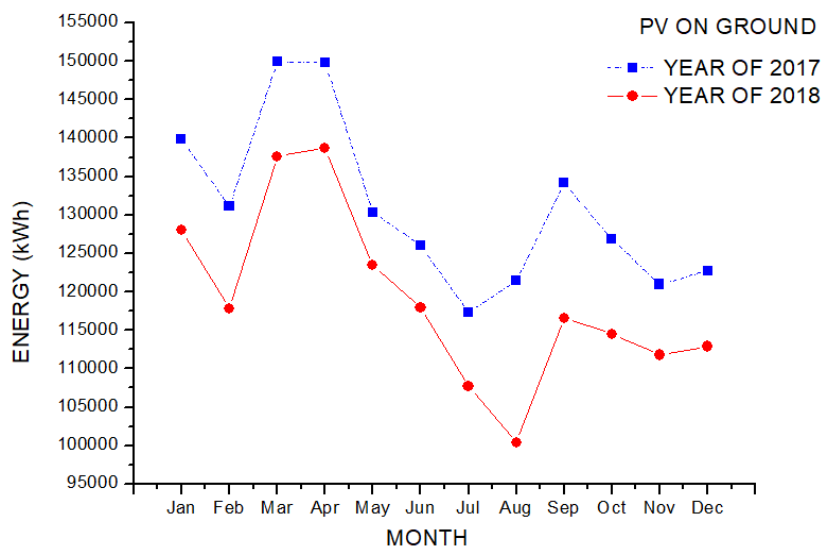
ผลการดำเนินงานวิจัย

ในงานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษาเกี่ยวกับการลดลงของสมรรถนะ ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้ ข้อมูลจากการบันทึกค่าจริงรายปี จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 ถึงปี พ.ศ. 2561 รวมระยะเวลา 2 ปี โดยจะนำข้อมูลค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่บันทึกได้ มาประกอบการวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะ ระหว่างโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ ที่อาจจะเกิดจากหลายปัจจัย ที่ส่งผลให้สมรรถนะลดลงทุกๆปี โดยจะทำการเปรียบเทียบข้อมูลบันทึกค่าจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน และเปรียบเทียบค่าสมรรถนะกับโปรแกรมจำลอง (PVsyst) ซึ่งมี ลายระเอียดและสรุปผลได้ดังต่อไปนี้

4.1 ผลการวิเคราะห์และสรุปผลทางด้านกำลังการผลิตไฟฟ้าที่มีผลต่อการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 4.1 เปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าปี 2017-ปี 2018 ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา



รูปที่ 4.2 เปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้า ปี 2017-ปี 2018 ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

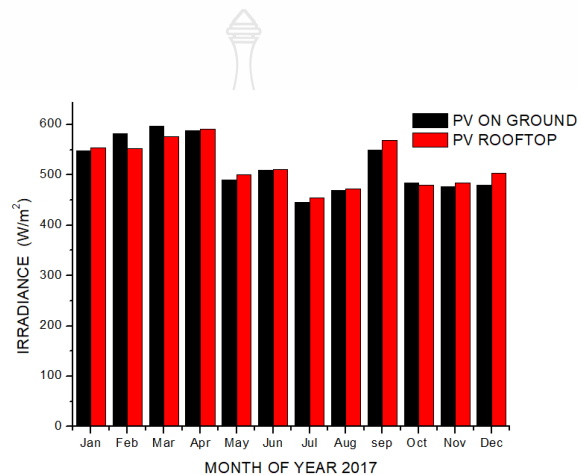
จากตารางที่ 4.1 จะเห็นว่ากำลังการผลิตมีแนวโน้มที่จะลดลงทุกๆปี ซึ่งผลผลิตกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ปี 2017 ผลิตได้ 1,452,856 kWh แต่ปี 2018 ผลิตได้เพียง 1,350,380 kWh กำลังผลิตที่ได้ในปีถัดมาจะลดลง 102,467 kWh และผลผลิตกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ปี 2017 ผลิตได้ 1,570,596 kWh แต่ปี 2018 ผลิตได้เพียง 1,426,529 kWh กำลังผลิตที่ได้ในปีถัดมาจะลดลง 144,067 kWh

ตารางที่ 4.1 แสดงการเปรียบเทียบค่ากำลังการผลิตไฟฟ้า ปี 2017-ปี 2018

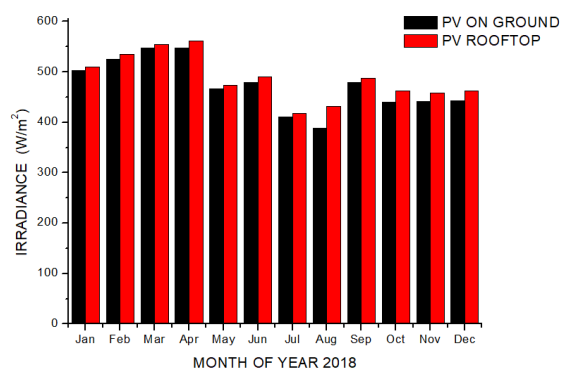
Year	Description	ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสะสมต่อเดือน (kWh)												Total
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	July	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
2017	PV	121,826	116,691	137,412	145,795	123,654	117,058	110,361	111,064	129,246	116,046	113,029	110,674	1,452,856
2018	Rooftop	111,313	112,621	130,829	137,686	116,198	111,318	101,034	101,001	110,295	111,017	106,060	101,008	1,350,380
2017	PV on	139,828	131,096	149,985	149,822	130,380	126,055	117,291	121,432	134,157	126,812	120,983	122,755	1,570,596
2018	Ground	128,005	117,812	136,599	138,721	123,515	117,968	107,697	100,403	116,590	114,494	111,813	112,912	1,426,529

4.2 ผลการวิเคราะห์และสรุปผลทางด้านความเข้มของแสงที่มีผลต่อการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

4.2.1 ค่าความเข้มแสงจากข้อมูลความเข้มแสงที่ตรวจวัดและบันทึกได้ ในปี 2017 และปี 2018 ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน นำมาเปรียบเทียบค่าความเข้มแสง (Radiation Intensity: W/m^2) เฉลี่ยที่วัดได้ในช่วงเวลา 6.30-18.30 ของแต่ละเดือนในปีที่ทำการศึกษา



รูปที่ 4.3 กราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าความเข้มแสง ปี 2017



รูปที่ 4.4 กราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าความเข้มแสง ปี 2018

จากรูปที่ 4.3 และรูปที่ 4.4 แสดงการเปรียบเทียบค่าความเข้มแสงเฉลี่ยในแต่ละฤดูกาลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน พบว่าค่าความเข้มแสง

เฉลี่ย ในปี 2017 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา มีค่ามากกว่าแบบติดตั้งบนพื้นดิน อยู่ 0.46% และพบว่าค่าความเข้มแสงเฉลี่ย ในปี 2018 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบน หลังคา มีค่ามากกว่าแบบติดตั้งบนพื้นดินอยู่ 2.92%

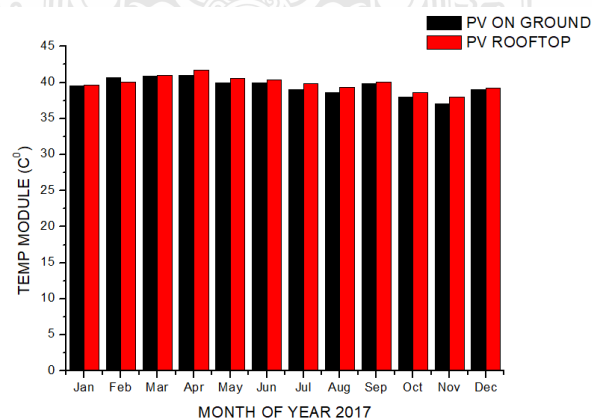
ตารางที่ 4.2 แสดงการเปรียบเทียบค่าความเข้มแสง ปี 2017 – ปี 2018

Year	Description	Irradiance Average (W/m)												Total
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	July	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
2017	PV	554.49	552.15	576.18	591.49	501.21	511.13	454.75	471.68	568.42	479.86	483.70	503.29	6,248
2018	Rooftop	510.01	535.17	554.24	561.04	473.42	489.81	417.95	431.66	487.11	462.01	457.74	462.41	5,843
2017	PV on	547.96	582.05	596.51	588.02	489.73	509.20	445.03	469.31	550.03	484.03	477.59	480.15	6,220
2018	Ground	502.17	525.39	547.02	547.21	467.04	479.65	410.38	388.46	479.50	440.22	442.07	442.66	5,672

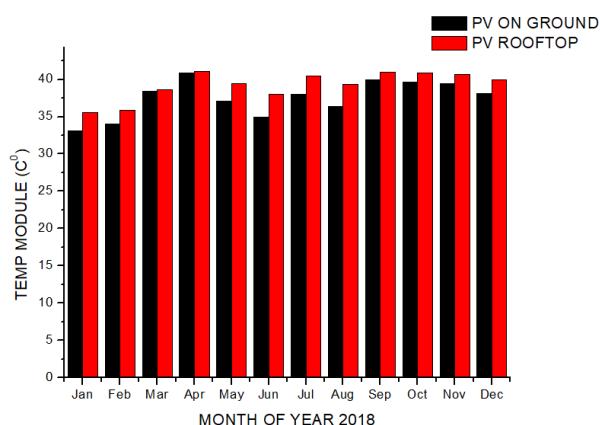
4.3 ผลการวิเคราะห์และสรุปผลทางด้านอุณหภูมิที่มีผลต่อการลดลงของสมรรถนะ

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

4.3.1 อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอีกปัจจัยหนึ่ง เมื่อมีการเพิ่มขึ้นหรือลดลง จะส่งผลให้ประสิทธิภาพ และกำลังการผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนไป ดังนั้นอุณหภูมิ ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จึงเป็นอีกพารามิเตอร์หนึ่งที่ต้องนำมาวิเคราะห์ด้วย



รูปที่ 4.5 กราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าอุณหภูมิที่แผง ปี 2017



รูปที่ 4.6 กราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าอุณหภูมิที่แผง ปี 2018

จากรูปที่ 4.5 และรูปที่ 4.6 และตารางที่ 4.2 แสดงการเปรียบเทียบค่าอุณหภูมิที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยในแต่ละฤดูกาลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน พบว่าค่าอุณหภูมิที่แผงเฉลี่ย ในปี 2017 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา มีค่ามากกว่าแบบติดตั้งบนพื้นดินอยู่ 1.04% มีค่าอุณหภูมิสูงสุดที่เดือนเมษายน มีค่าอุณหภูมิที่แผงเฉลี่ยที่ 41.36°C มีค่าอุณหภูมิต่ำสุดที่เดือนพฤษภาคม มีค่าอุณหภูมิที่แผงเฉลี่ยที่ 39.30°C และพบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน มีค่าอุณหภูมิที่แผงสูงสุดที่เดือนเมษายนเช่นกัน มีค่าอุณหภูมิที่แผงเฉลี่ยที่ 40.93°C มีค่าอุณหภูมิต่ำสุดที่เดือนพฤษภาคม มีค่าอุณหภูมิที่แผงเฉลี่ยที่ 38.28°C

ตารางที่ 4.3 แสดงการเปรียบเทียบค่าอุณหภูมิที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ปี 2017 – ปี 2018

Year	Description	Temp Module Average ($^{\circ}\text{C}$)												Total
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	July	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
2017	PV Rooftop	39.68	40.90	41.02	41.68	40.56	40.41	39.88	39.33	40.11	38.62	37.95	39.27	479
2018		35.55	35.86	38.59	41.05	39.42	38.06	40.47	39.33	40.99	40.93	40.65	39.93	471
2017	PV on	39.49	40.66	40.87	40.96	39.91	39.93	39.04	38.66	39.90	38.02	37.08	39.05	474
2018	Ground	33.09	33.99	38.39	40.91	37.05	34.98	38.06	36.40	39.94	39.65	39.48	38.09	450

4.4 ผลการวิเคราะห์และสรุปผลจากค่า (PR)

ตารางที่ 4.4 ค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา

Year 2017				Year 2018				% Degradation factor
Temp (°C)	Solar Irradiation w/m ²	% (PR)	Month	Temp (°C)	Solar Irradiation w/m ²	% (PR)	Month	
39.68	554.49	71.75	Jan	35.55	510.01	71.27	Jan	0.66
40.90	552.15	76.41	Feb	35.86	535.17	76.08	Feb	0.43
41.02	576.18	77.88	Mar	38.59	554.24	77.08	Mar	1.02
41.68	591.49	83.17	Apr	41.05	561.04	82.81	Apr	0.44
40.56	501.21	80.56	May	39.42	473.42	80.15	May	0.51
40.41	511.13	77.28	Jun	38.06	489.81	76.69	Jun	0.76
39.88	454.75	79.25	July	40.47	417.95	78.94	July	0.39
39.33	471.68	76.89	Aug	39.33	431.66	76.41	Aug	0.63
40.11	568.42	76.73	Sep	40.99	487.11	76.40	Sep	0.42
38.62	479.86	78.97	Oct	40.93	462.01	78.47	Oct	0.64
37.95	483.70	78.85	Nov	40.65	457.74	78.19	Nov	0.84
39.27	503.29	71.81	Dec	39.93	462.41	71.33	Dec	0.67

ตารางที่ 4.5 ค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

Year 2017				Year 2018				% Degradation factor
Temp (°C)	Solar Irradiation w/m ²	% (PR)	Month	Temp (°C)	Solar Irradiation w/m ²	% (PR)	Month	
39.68	554.49	71.75	Jan	35.55	510.01	71.27	Jan	0.66
40.90	552.15	76.41	Feb	35.86	535.17	76.08	Feb	0.43
41.02	576.18	77.88	Mar	38.59	554.24	77.08	Mar	1.02
41.68	591.49	83.17	Apr	41.05	561.04	82.81	Apr	0.44
40.56	501.21	80.56	May	39.42	473.42	80.15	May	0.51
40.41	511.13	77.28	Jun	38.06	489.81	76.69	Jun	0.76
39.88	454.75	79.25	July	40.47	417.95	78.94	July	0.39
39.33	471.68	76.89	Aug	39.33	431.66	76.41	Aug	0.63
40.11	568.42	76.73	Sep	40.99	487.11	76.40	Sep	0.42
38.62	479.86	78.97	Oct	40.93	462.01	78.47	Oct	0.64
37.95	483.70	78.85	Nov	40.65	457.74	78.19	Nov	0.84
39.27	503.29	71.81	Dec	39.93	462.41	71.33	Dec	0.67

ตารางที่ 4.6 ค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่คำนวณค่า (PR) จากค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดเมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนไปจากอุณหภูมิที่มาตรฐาน (STC)

Year 2017				Year 2018				% Degradation factor
Temp (°C)	Solar Irradiation w/m ²	% (PR)	Month	Temp (°C)	Solar Irradiation w/m ²	% (PR)	Month	
39.68	554.49	71.75	Jan	35.55	510.01	71.27	Jan	0.66
40.90	552.15	76.41	Feb	35.86	535.17	76.08	Feb	0.43
41.02	576.18	77.88	Mar	38.59	554.24	77.08	Mar	1.02
41.68	591.49	83.17	Apr	41.05	561.04	82.81	Apr	0.44
40.56	501.21	80.56	May	39.42	473.42	80.15	May	0.51
40.41	511.13	77.28	Jun	38.06	489.81	76.69	Jun	0.76
39.88	454.75	79.25	July	40.47	417.95	78.94	July	0.39
39.33	471.68	76.89	Aug	39.33	431.66	76.41	Aug	0.63
40.11	568.42	76.73	Sep	40.99	487.11	76.40	Sep	0.42
38.62	479.86	78.97	Oct	40.93	462.01	78.47	Oct	0.64
37.95	483.70	78.85	Nov	40.65	457.74	78.19	Nov	0.84
39.27	503.29	71.81	Dec	39.93	462.41	71.33	Dec	0.67

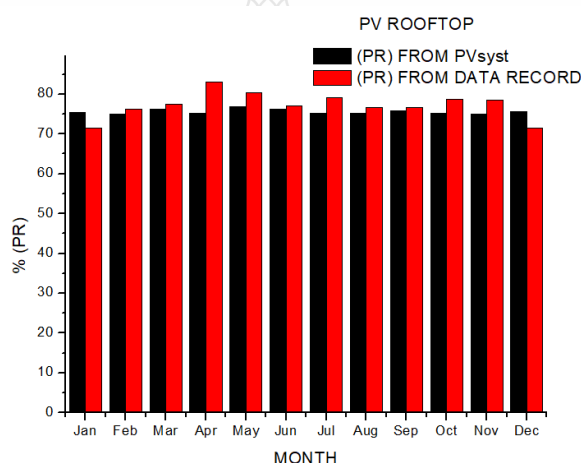
หมายเหตุ : หาค่า (PR) จากค่า Temperature coefficients of Pmax (-0.43%/°C)

ตารางที่ 4.7 ค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินที่คำนวณค่า (PR) จากค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดเมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนไปจากอุณหภูมิที่มาตรฐาน (STC)

Year 2017				Year 2018				% Degradation factor
Temp (°C)	Solar Irradiation w/m ²	% (PR)	Month	Temp (°C)	Solar Irradiation w/m ²	% (PR)	Month	
39.68	554.49	71.75	Jan	35.55	510.01	71.27	Jan	0.66
40.90	552.15	76.41	Feb	35.86	535.17	76.08	Feb	0.43
41.02	576.18	77.88	Mar	38.59	554.24	77.08	Mar	1.02
41.68	591.49	83.17	Apr	41.05	561.04	82.81	Apr	0.44
40.56	501.21	80.56	May	39.42	473.42	80.15	May	0.51
40.41	511.13	77.28	Jun	38.06	489.81	76.69	Jun	0.76
39.88	454.75	79.25	July	40.47	417.95	78.94	July	0.39
39.33	471.68	76.89	Aug	39.33	431.66	76.41	Aug	0.63
40.11	568.42	76.73	Sep	40.99	487.11	76.40	Sep	0.42
38.62	479.86	78.97	Oct	40.93	462.01	78.47	Oct	0.64
37.95	483.70	78.85	Nov	40.65	457.74	78.19	Nov	0.84

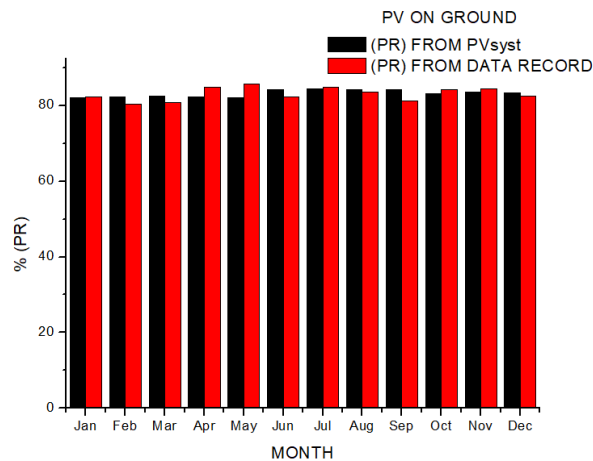
หมายเหตุ : หาค่า (PR) จากค่า Temperature coefficients of Pmax (-0.40%/°C)

จากตารางที่ 4.4 และตารางที่ 4.6 ค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา มีค่าเฉลี่ย 0.62% ต่อปี และค่าการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน มีค่าเฉลี่ย 0.42% ต่อปี ตั้งแต่ปี 2017 – ปี 2018 จากการคำนวณค่า (PR) จากค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดเมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนไปจากอุณหภูมิที่มาตรฐาน (STC) ได้ค่า (PR) ใกล้เคียงกัน เนื่องจากอุณหภูมิของแผงทั้งสองปีนั้นมีค่าไม่ต่างกันมากนัก ดังนั้นเมื่อนำค่า (PR) มาแทนค่าในสมการ (DF) ทำให้เห็นความแตกต่างของการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าทั้งสอง นั่นคือโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินมีการลดลงของสมรรถนะน้อยกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอยู่ 0.2% หมายความว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินมีสมรรถนะที่ดีกว่านั่นเอง



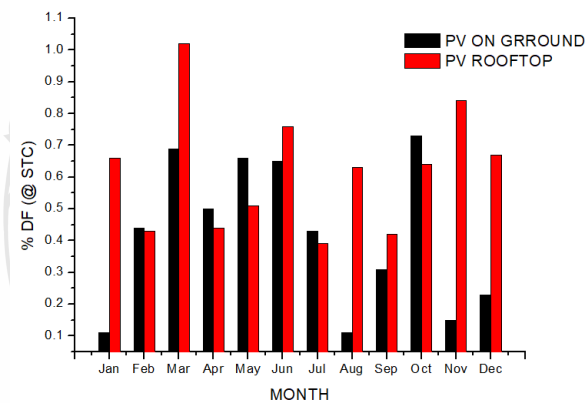
รูปที่ 4.7 เปรียบเทียบค่า (PR) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ระหว่างใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) กับค่าที่ได้จากการบันทึกค่าจริง

จากรูปที่ 4.7 ค่า (PR) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ระหว่างใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) กับค่าที่ได้จากการบันทึกค่าจริง มีค่าใกล้เคียงกัน โดยมีค่าเฉลี่ยจากโปรแกรมจำลอง (PVsyst) มีค่า 75.6% และมีค่าเฉลี่ยที่ได้จากการบันทึกค่าจริงมีค่า 77.20%



รูปที่ 4.8 เปรียบเทียบค่า (PR) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินโดยใช้โปรแกรมจำลอง

จากรูปที่ 4.8 ค่า (PR) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินระหว่างใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) กับค่าที่ได้จากการบันทึกค่าจริง มีค่าใกล้เคียงกัน โดยมีค่าเฉลี่ยจากโปรแกรมจำลอง (PVsyst) มีค่า 83.2% และมีค่าเฉลี่ยที่ได้จากการบันทึกค่าจริงมีค่า 83.04%



รูปที่ 4.9 เปรียบเทียบค่า (%DF) ระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ

จากรูปที่ 4.9 พบว่า (%DF) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา มีค่ามากกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน โดยมีค่าเฉลี่ยต่างกันอยู่ที่ 0.2% ต่อปี

4.5 บทสรุป

ตัวชี้วัดที่ใช้แสดง ค่าการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ คือค่า (%DF) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา มีค่าการลดลงของสมรรถนะมีค่ามากกว่าเฉลี่ยอยู่ที่ 0.62% ค่า (%DF) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2017 – ปี 2018 สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินมีค่าเสื่อมสมรรถนะของระบบมีค่าน้อยกว่าเฉลี่ยอยู่ที่ 0.42% ค่าการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ จากตารางสรุปผล จะพบว่าค่าการลดลงของสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาจะมีค่ามากกว่า โดยมีค่าเฉลี่ยต่างกันอยู่ที่ 0.2% ต่อปี

ดังนั้นจึงสรุปว่าค่าการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างแบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน การติดตั้งบนพื้นดินจะมีค่าการลดลงของสมรรถนะน้อยกว่า



บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

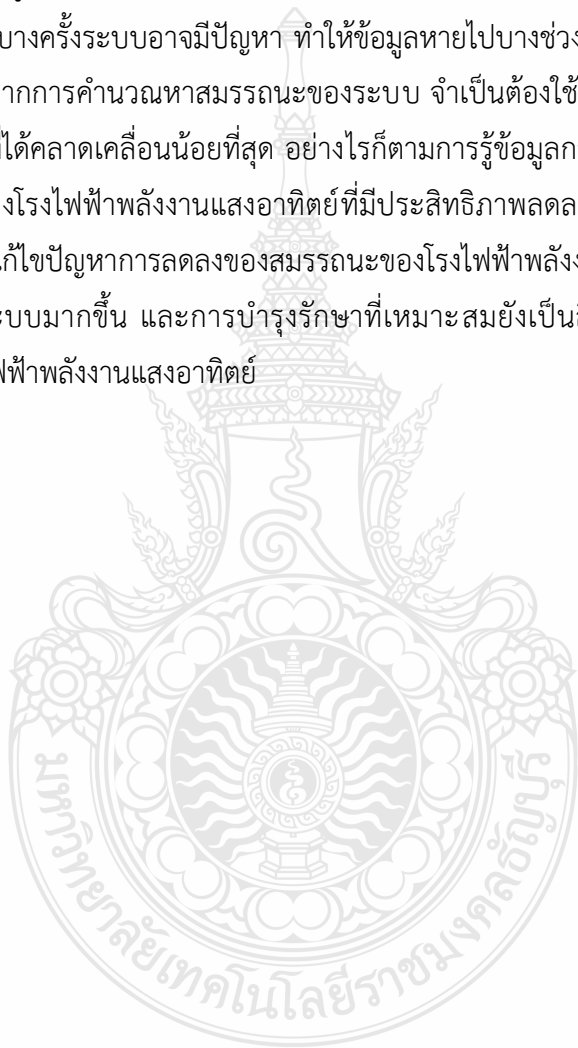
ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาและวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยเปรียบเทียบกันระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 1 MW ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกันในจังหวัดสมุทรสงคราม เพื่อลดผลกระทบอันเกิดจากค่ารังสีของดวงอาทิตย์ ของโรงไฟฟ้าที่ทำการศึกษา ใช้ข้อมูลที่ได้จากการบันทึกค่าจริง ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 ถึงปี พ.ศ. 2561 รวมระยะเวลา 2 ปี และใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst) มาใช้ในการวิเคราะห์และเปรียบเทียบผลด้วย สาเหตุเกิดจากหลายปัจจัยที่ส่งผลต่อการลดลงของสมรรถนะได้แก่ อุณหภูมิ ความชื้น สภาพภูมิอากาศ และภูมิประเทศของไทย ที่ส่งผลโดยตรงต่อทางกายภาพของแผง แต่งานวิจัยนี้มุ่งเน้นไปที่การวิเคราะห์ค่า (PR) เพื่อเป็นดัชนีชี้วัดค่าการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ จากที่ทำการศึกษาและรวบรวมข้อมูลทั้งหมดสามารถสรุปผลการวิจัยดังนี้

5.1 สรุปผลการทำวิทยานิพนธ์

จากการศึกษาและวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 1 MW ผลจากการวิเคราะห์สรุปได้ดังนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินมีการลดลงของสมรรถนะน้อยกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอยู่ 0.2% หมายความว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินมีสมรรถนะที่ดีกว่า ผลจากการใช้โปรแกรมจำลอง PVsyst โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคามีค่า (PR) เฉลี่ยต่อปีที่ 75.6% และแบบติดตั้งบนพื้นดินมีค่า (PR) เฉลี่ยต่อปีที่ 83.20% และค่า (PR) ที่มาจากการบันทึกค่าจริงค่าเฉลี่ยของทั้งสองปี โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคามีค่า (PR) เฉลี่ยต่อปีที่ 77.20% และแบบติดตั้งบนพื้นดินมีค่า (PR) เฉลี่ย 83.04% ซึ่งค่า PR จากโปรแกรมจำลอง PVsyst และจากค่าจริงมีค่าไปในทิศทางเดียวกัน และสอดคล้องกัน สาเหตุเกิดจากปัจจัยด้าน สภาพแวดล้อมทางกายภาพของบริเวณโรงไฟฟ้าที่ทำการศึกษา ได้แก่ อุณหภูมิ ความชื้น สภาพภูมิอากาศ ความเร็วลม เป็นต้น

5.2 ข้อเสนอแนะ

ในการนำข้อมูลที่บันทึกได้มาวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อการลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน ควรใช้ข้อมูลอย่างน้อย 5 ปีขึ้นไป เพื่อให้เห็นความแตกต่างในเรื่องการลดลงของสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชัดเจนมากขึ้น แต่โรงไฟฟ้าที่ทำการศึกษาดังแต่เริ่มการผลิตไฟฟ้าจนถึงปัจจุบัน ทำการผลิตมาได้เพียง 2 ปีเท่านั้น นอกจากนั้นการเก็บข้อมูลที่บันทึกได้ เพื่อนำมาวิเคราะห์สมรรถนะของระบบนั้น ต้องตรวจสอบข้อมูลให้ถูกต้องเสมอ เพราะบางครั้งระบบอาจมีปัญหา ทำให้ข้อมูลหายไปบางช่วงเวลา ซึ่งจำเป็นต้องแก้ไขให้ได้อย่างรวดเร็ว เนื่องจากการคำนวณหาสมรรถนะของระบบ จำเป็นต้องใช้เวลาการทำงานของระบบที่ถูกต้อง ทำให้ผลลัพธ์ที่ได้คลาดเคลื่อนน้อยที่สุด อย่างไรก็ตามการรู้ข้อมูลการทำงานของอุปกรณ์ที่เป็นส่วนประกอบสำคัญของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพลดลง และนำข้อมูลมาวิเคราะห์หาสาเหตุ เพื่อจะช่วยเหลือแก้ไขปัญหาการลดลงของสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ ทำให้เกิดความน่าเชื่อถือของระบบมากขึ้น และการบำรุงรักษาที่เหมาะสมยังเป็นสิ่งที่จำเป็นสำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



บรรณานุกรม

- [1] Sheeraz Kirmani, Mohammad Kalimullah, **Degradation Analysis of a Rooftop Solar Photovoltaic System A Case Study**. Smart Grid and Renewable Energy, 2017, Aug, pp212-219
- [2] เกียรติศักดิ์ พรหมจำปา, รุ่งเพชร ก่องนอก, บุญยัง ปลั่งกลาง. **การวิเคราะห์การเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ตามอายุใช้งานจริงตามมาตรฐานการทดสอบ**. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
- [3] Christopher Raupp, GovindaSamy, TamizhMani, **Annual Degradation Rate and its Linearity Analysis using Metered kWh Data**. Photovoltaic Reliability Laboratory 2017, pp1984-1989
- [4] Anu Singla, Kanwardeep Singh, Vinod Kumar Yadav. **Environmental Effects on Performance of Solar Photovoltaic Module**. Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE) 2016
- [5] Valeriu Bostan, Ana Ruxandra Toma, Tiberiu, Tudorache, Sanda Victorinne Paturca, Ana-Maria, Dumitrescu, Ionel Bostan. **Performance Analysis of Polycrystalline and CIS Thin-Film PV Panels in Real Operation Conditions**. IEEE Elsevier Progress in Materials Science Journal, Vol. 87, Jun. 2017, pp. 246–29
- [6] พิระวุฒิ ชินวรรังสี ศศิวิมล ทรงไตร ญัฐกานต์ อุดมเดชาณัต ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ อัสวิน หงษ์สิงห์ทอง ทวีวัฒน์ กระจำงสังข์ จริญญา ศรีธาราชิคุณและกอบศักดิ์ ศรีประภา. **การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย**. วิศวกรรมลาดกระบัง ปี ที่ 32 ฉบับที่ 2 มิถุนายน 2558
- [7] ศักดิ์นรินทร์ ศรีบุญเรือง และบุญยัง ปลั่งกลาง. **การวิเคราะห์เปรียบเทียบประเมินผลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา ชนิด 3 เฟส และ 1 เฟส**. การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 38 (EECON-38), 2558, 285-288
- [8] Mustafa E. Basoglu, Abdulvehhap Kazdaloglu, Tarik Earik Erfidan, Mehmet Z. Bilgin and Bekir Cakir. **Performance analyzes of different photovoltaic module technologies under İzmit, Kocaeli climatic conditions**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.52, 2015, 357-365

บรรณานุกรม(ต่อ)

- [9] Md Faysal Nayan, S.M.Safayet Ullah and S.N.Saif, **Comparative Analysis of PV Module Efficiency for Different Types of Silicon Materials Considering the Effects of Environmental Parameters**. 3rd International Conference on Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT),
- [10] Valeriu Bostan, Ana Ruxandra Toma, Tiberiu Tudorache, Sanda Victorinne Paturca, Ana-Maria and Ionel Bostan, **Performance Analysis of Polycrystalline and CIS Thin-Film PV Panels in Real Operation Condition.**, 5 th International Symposium on Electrical and Electronics Engineering (ISEEE), 2017
- [11] บุญยัง ปลั่งกลาง. เอกสารการสอนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์. ,คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2555.
- [12] A.A. Babatunde, S. Abbasoglu, M. Senol. **Analysis of the impact of dust, tilt angle and orientation on performance of PV Plants**. Renewable and Sustainable Energy Review 90.March 2018. pp.1017-1026
- [13] Chin Kim Gan and Pi Hua Tan, **System Performance Comparison Between Crystalline and Thin- Film Technologies under Different Installation Condition**. IEEE Conference on Clean Technology (CEAT), 2013, 362-367
- [14] Erdem Elibol, Ozge Tuzun Ozmen, Nedim Tutkun and Oguz Koysal, **Outdoor performance analysis of different PV panel types**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.67, 2017, 651-661
- [15] Madhuchandrika Chattopadhyay and R Rajavel, **A Comparative Study on Performance of a Grid Connected Solar PV System installed in the Urban, Rural and Coastal region of India.**, Proceedings of the Second International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC 2018). 2018
- [16] Mohammed S. Benghanem 1 & Saleh N. Alamri, **Modeling of photovoltaic module and experimental determination of serial resistance**, Journal of taibaf university for science (JCUSI), 2009

บรรณานุกรม(ต่อ)

- [17] JASolar (Online). Available: <https://d1819pwkf4ncw.cloudfront.netfiles/documents/jasolarjap72-95740.pdf>.
- [18] Md Faysal Nayan, S.M.Safayet Ullah and S.N.Saif, **Comparative Analysis of PV Module Efficiency for Different Types of Silicon Materials Considering the Effects of Environmental Parameters**, 3rd International Conference on Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT), 2016
- [19] JASolar สืบค้นเมื่อ พ.ศ.2560, จาก <https://d1819pwkf4ncw.cloudfront.netfiles/documents/jasolarjap72-95740.pdf>.
- [20] International Electrotechnical Commission, **Photovoltaic system performance monitoring Guidelines for measurement**, data exchange and analysis IEC61724. IEC standard, 1998.
- [21] S. K. Morley. **Alternatives to accuracy and bias metrics based on percentage errors for radiation belt modeling applications**. LosAlamos National Laboratory.
- [22] Andrew J. Parnell. **Nanotechnology and the potential for a renewable solar future**. Nanotechnology Perceptions7 (2011) 180–187.
- [23] Anu Singla, Kanwardeep Singh, Vinod Kumar Yadav, **Environmental Effects on Performance of Solar Photovoltaic Module**. 2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems:Towards Sustainable Energy (PESTSE), pp.1-4, 2016.
- [24] Chin Kim Gan and Pi Hua Tan. **System Performance Comparison Between Crystalline and Thin- Film Technologies under Different Installation Condition**. IEEE Conference on Clean Technology (CEAT), 2013, 362-367
- [25] Erdem Elibol, Ozge Tuzun Ozmen, Nedim Tutkun and Oguz Koysal, **Outdoor performance analysis of different PV panel types**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol.67, 2017, 651-661

บรรณานุกรม(ต่อ)

- [26] Fatma Ahmadi, Nabil Khalifa. Tahar Khir, and Ammar Ben Brahim, **Performance analysis of two gridconnected PV technologies in climatic operating Conditions of South West of Tunisia**, International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS), 2017
- [27] B. Shiva Kumar, K. Sudhakar. **Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India**, Energy Reports (2015) pp.184-192
- [28] Fatma Ahmadi, Nabil Khalifa, Tahar Khir, and Ammar Ben Brahim, **Performance analysis of two grid connected PV technologies in climatic operating Conditions of South West of Tunisia**, International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS), 2017
- [29] วิทยาลัยพลังงานทดแทนและสมาร์ทกริดเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยนเรศวร, “หลักสูตรฝึกอบรมการออกแบบและติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา”
- [30] Sheeraz Kirmani, Mohammad Kalimullah, **Degradation Analysis of a Rooftop Solar Photovoltaic System A Case Study**. Smart Grid and Renewable Energy, 2017, Aug,pp212-219
- [31] S. K. Morley. **Alternatives to accuracy and bias metrics based on percentage errors for radiation belt modeling applications**. LosAlamos National Laboratory.
- [32] Sheeraz Kirmani, Mohammad Kalimullah. **Degradation Analysis of a Rooftop SolarPhotovoltaic System—A Case Study**. Smart Grid and Renewable Energy, 2017, Aug,pp212-219
- [33] https://www.kpt-shop.com/products/A9L40601?locale=th_TH.
- [34] Girolamo Oi Francia. **The Effect of Technological Innovations on the Cost of the Photovoltaic Electricity**. 4th International Conference on Renewable Energy Research and Applications Palenno. Italy, 22-25 Nov 2015.

ภาคผนวก ก

ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่





ELECTRICAL
ENGINEERING
NETWORK **2019**

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 11

The 11th Conference of Electrical Engineering Network 2019

วันที่ 15-17 พฤษภาคม พ.ศ. 2562

ณ โรงแรมกรุงศรีริเวอร์ อำเภอ พระนครศรีอยุธยา

จังหวัด พระนครศรีอยุธยา



Conference Topics

1. ไฟฟ้ากำลัง (Electrical Power : PW)
2. อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (Power Electronics : PE)
3. พลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน (Energy and Energy Saving : ES)
4. ระบบควบคุมและการวัด (Control Systems and Instrumentation : CT)



5. คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (Computer and Information Technology : CP)
6. วงจรอิเล็กทรอนิกส์และการสื่อสาร (Electronics Circuit and Communication : EC)
7. นวัตกรรมและสิ่งประดิษฐ์ (Innovation and Invention : IN)
8. งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (General Electrical Engineering : GN)
9. หัวข้อพิเศษในด้านวิศวกรรมไฟฟ้า (Special Session on Electrical Engineering : SS)



รายนามผู้ทรงคุณวุฒิพิจารณาบทความ

อาจารย์ ดร.มงคล มีลุน	กรมสอบสวนคดีพิเศษ (DSI)
อาจารย์ ดร.อรรถ พยอมหอม	การไฟฟ้านครหลวง
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิทยากร อัครวิเศษ	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
อาจารย์ ดร.ยุทธพงศ์ ทัพผดุง	บริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อุมารินทร์ แสงพานิช	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดุสิตพิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นาคยา คล้ายเรือง	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์อนุชิต เจริญ	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
รองศาสตราจารย์ ดร.ศราวุธ ชัยมูล	มหาวิทยาลัยขอนแก่น
รองศาสตราจารย์สุรัชย์ สุขสกุลชัย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วีรพล จิรจิต	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พิสุทธิ วิสุทธิเมธีกร	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อภิบาล พลภูษานุบาล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
อาจารย์ ดร.ดนุชา ประเสริฐสม	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วุฒิพร เลิศวาสนา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
รองศาสตราจารย์สัมพันธ์ พรหมพิชัย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
รองศาสตราจารย์ราชู พันธุ์ฉลาด	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
อาจารย์ ดร.พุทธพร เสวตสกุลานนท์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วุฒิวัฒน์ คงรัตนประเสริฐ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลกรุงเทพ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ประหยัด กองสุข	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลตะวันออก วิทยาเขตจันทบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์นชิรัตน์ ราชบุรี	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภัทร พันธุ์คง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์สมหมาย ผิวสอาด	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศิริชัย แดงเอม	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์พินิจ จิตจริง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
อาจารย์ ดร.กิตติวัฒน์ นิมเกิดผล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
อาจารย์ ดร.ฉัตรชัย สุภพิทักษ์สกุล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณชนม์ ภูมิภักดีพิชญ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์สุรินทร์ แหวมงาม	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปรกรณ์เกียรติ์ เสวตเมธิกุล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์รองอาจ แสดใหม่	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
อาจารย์ ดร.วิเชียร อุบแก้ว	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
รองศาสตราจารย์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นิธิวัฒน์ ชุสกุล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
รองศาสตราจารย์ ดร.จิรวัฒน์ คชสาร	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

รายนามผู้ทรงคุณวุฒิพิจารณาบทความ (ต่อ)

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนทล นาวงษ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วรินทร์ สุตคณิง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
รองศาสตราจารย์ทง ลานธารทอง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พูนศรี วรรณการ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนัส บุญเทียรทอง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ศุภภูมิ เนตรโพธิ์แก้ว	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
อาจารย์ ดร.เอกสิทธิ์ นกุลเจริญลาภ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กันต์พงษ์ ศรีสถิตย์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.ปรัชญา มงคลไวย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์อดิศักดิ์ แข็งสารกิจ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
รองศาสตราจารย์พิชิต กิตติสุวรรณ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์สิทธิชัย บุญปิยทัศน์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ดร.ทศพล ทิพย์โพธิ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ไกรฤกษ์ เขยชื่น	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประสพโชค ไททองคำ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.นิติกรณ์ ศิบบัศรีวานิชย์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.คมกฤษ บุญยั้ง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.บัญชา เหลือแดง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.เจษฎาพร สถานทรัพย์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.อนนท์ นำอิน	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
รองศาสตราจารย์ ดร.พานิช อินต๊ะ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์วรรณพร ทีเก่ง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์วิเชษฐ ทิพย์ประเสริฐ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์วิฑูรย์ พรหมมี	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
อาจารย์ ดร.พลกฤษณ์ ทุนคำ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิโรจน์ ปงลังกา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
อาจารย์ ดร.ธีระศักดิ์ สมศักดิ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สิทธิบูรณ์ ศิริพรอัครชัย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์นิติพงษ์ สมไชยวงศ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ศุภกิต แก้วดวงตา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา เชียงใหม่
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชาญชัย เดชธรรมรงค์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา เชียงใหม่
อาจารย์ ดร.นพดล มณีเกียรติ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา เชียงใหม่
รองศาสตราจารย์ ดร.วันไชย คำแสน	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา ลำปาง

รายนามผู้ทรงคุณวุฒิพิจารณาบทความ (ต่อ)

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชัยวัฒน์ สากุล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปัทมลักษณ์ อารีกุล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย วิทยาเขตตรัง
รองศาสตราจารย์ ดร.สมเกียรติ อุดมธรรมากุล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ดนุพล คำปัญญา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สรายุทธ ทองกุลภัทร์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยุพธนา กันทะพะเยา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
อาจารย์ ดร.พีรพล จันทน์หอม	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
อาจารย์ ดร.สมพร ศรีวัฒนพล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
รองศาสตราจารย์ปรีชา สาครรงค์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์เฉลิมพล เรืองพัฒนาวิวัฒน์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
อาจารย์ ดร.มาลีญา ตั้งจิตเจษฎา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
อาจารย์ ดร.เฉลียว เกตุแก้ว	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ศิริวัฒน์ วสุนธราเจริญ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์เด่น คอกพิมาย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤติเดช บัวใหญ่	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
อาจารย์ ดร.มงคล ดำนบำรุงตระกูล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุริยา แก้วอาษา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์เอกวิทย์ หายักวงษ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์สุทธินันท์ ต้นโพธิ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์วุฒิชัย สง่างาม	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
อาจารย์ ดร.ประจวบ อินระวงศ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์อิสริย์ วงศ์ศรีใส	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์จรินทร์ศักดิ์ แซ่เตียว	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน วิทยาเขตขอนแก่น
อาจารย์ ดร.ไพวรรณ เกิดตรวจ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน วิทยาเขตขอนแก่น
ผู้ช่วยศาสตราจารย์กฤษณะพงศ์ พันธุ์ศรี	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน วิทยาเขตขอนแก่น
อาจารย์ ดร.กัญญา ชัยอมฤต	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน วิทยาเขตขอนแก่น
ผู้ช่วยศาสตราจารย์จักรวัฒน์ บุตรบุญชู	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน วิทยาเขตขอนแก่น
ผู้ช่วยศาสตราจารย์อรพิน ชานูนาสิน	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน วิทยาเขตขอนแก่น
อาจารย์ ดร.เสกสรร พลสุวรรณ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอิสาน วิทยาเขตสกลนคร
รองศาสตราจารย์ชาญชัย ทองโสภณ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อดิศักดิ์ รมพัฒน์	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศักดิ์ดา สมกุล	มหาวิทยาลัยนเรศวร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เวียงมูล	มหาวิทยาลัยนเรศวร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประพิธาร์ ธนารักษ์	มหาวิทยาลัยนเรศวร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วัชร วงศ์ปัญญา	มหาวิทยาลัยพะเยา

รายนามผู้ทรงคุณวุฒิพิจารณาบทความ (ต่อ)

ผู้ช่วยศาสตราจารย์โชฬารัตน์ ธรรมบุษดี	มหาวิทยาลัยมหิดล
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธนส์นี เพียรตระกูล	มหาวิทยาลัยมหิดล
รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐพร ไชยญาติ	มหาวิทยาลัยแม่โจ้
อาจารย์ ดร.สุลักษณ์ มงคล	มหาวิทยาลัยแม่โจ้
รองศาสตราจารย์ ดร.ศุภวัฒน์ ลาวัณย์วิสุทธิ์	มหาวิทยาลัยราชภัฏเทพสตรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐ ที่ ถึงสุข	มหาวิทยาลัยราชภัฏธนบุรี
รองศาสตราจารย์ ดร.ปิยะ ไควน์ทวิวัฒน์	มหาวิทยาลัยราชภัฏนครปฐม
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พงษ์เทพ รักผกาวงศ์	มหาวิทยาลัยราชภัฏพิบูลสงคราม
อาจารย์ ดร.สุธาสนี คุปตะบุตร	มหาวิทยาลัยราชภัฏสกลนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ระวี พรหมหลวงศรี	มหาวิทยาลัยราชภัฏอุดรธานี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยอด สุขะมงคล	มหาวิทยาลัยรามคำแหง
รองศาสตราจารย์ ดร.เวทิน ปิยรัตน์	มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สำเริง อินท่าไม้	มหาวิทยาลัยศรีปทุม
อาจารย์ ดร.วฤทธิ์ วิชกุล	มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์วิภาวัลย์ นาคทรัพย์	มหาวิทยาลัยสยาม
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยงยุทธ นาราชบุรี	มหาวิทยาลัยสยาม
ผู้ช่วยศาสตราจารย์พกิจ สุวัฒน์	มหาวิทยาลัยสยาม
รองศาสตราจารย์ ดร.บุญเลิศ สือเฉย	มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์
รองศาสตราจารย์ ดร.บุญเรือง วังศิลาบัตร	สถาบันเทคโนโลยีปทุมวัน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประสิทธิ์ นางทิน	สถาบันเทคโนโลยีปทุมวัน
ศาสตราจารย์ ดร.วรงค์ ตั้งศรีรัตน์	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
รองศาสตราจารย์ ดร.วินัย ใจกล้า	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
รองศาสตราจารย์ ดร.วิทยา ทิพย์สุวรรณพร	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
รองศาสตราจารย์ ดร.อนันต์ จางวนิชเลิศ	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
รองศาสตราจารย์ ดร.วิจิตร กิณเรศ	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

บทความสาขางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)		หน้า
GN-05	การตรวจจบบนนิรภัยสำหรับช่วงความเร็วรอบที่ปลอดภัยของมอเตอร์ในระบบขับเคลื่อนด้วยไฟฟ้า ประสงค์ เพ็งตะโก โขติ มณีโชติ ไชยา เลิศอัศวิน และ แสนศักดิ์ ตีอ่อน สถาบันเทคโนโลยีปทุมวัน	499
GN-06	การบันทึกค่าและแสดงผลกำลังงานไฟฟ้าด้วยอินเตอร์เน็ตของสรรพสิ่ง ศิริพงษ์ ฉายสินธ์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ	503
GN-07	การประยุกต์ใช้ภาพถ่ายความร้อนเพื่อระบุตำแหน่ง และวิเคราะห์อาการบาดเจ็บที่เข้า สุทธินันท์ ต้นโพธิ์ ยุทธธนา คงจีน รุ่งเพชร ก่องนอก กฤษติเดช บัวใหญ่ และ กาณท์ เกิดชื่น มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน	507
GN-08	การประมวลผลสัญญาณอนาล็อกสำหรับเทคนิคการวัดสนามแม่เหล็กโดยไม่ขึ้นกับทิศทาง อธิโรจน์ มะโน รุ่งลาวัลย์ ชูสวัสดิ์ ภาธร เรืองกุล และ ชวนนท์ มะโน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย	511
GN-09	เครื่องตรวจวัดความดันโลหิตและความคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าไร้สายผ่านระบบอินเทอร์เน็ตของสรรพสิ่ง สำหรับการช่วยดูแลคนพิการและผู้สูงอายุ กฤษณะพงศ์ พันธุ์ศรี เอกพล ชันสาลี ธนาธิป บัณฑิตวัน กิตติทัต ชมภูวิเศษ พลศิริ ฝ่ายขาว และ ศราวุฒิ จุนจรัส มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน วิทยาเขตขอนแก่น	515
GN-10	การออกแบบตัวควบคุมแบบพีไอที่เหมาะสมที่สุดสำหรับกระบวนการอุณหภูมิด้วยขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม พิษณุ ศรีธงชัย ทศพร พรหมสิทธิ์ กรณภว กนกภักสกุล และ สุรติติกาล สุวรรณพรหม สถาบันเทคโนโลยีปทุมวัน	519
GN-11	การศึกษาการไฟแม่เหล็กลอยตัว รัก สุกุลพงศ์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน วิทยาเขตสกลนคร	523
GN-12	ลักษณะทางไฟฟ้าของโคโรนาพลาสมาที่ความดันบรรยากาศโดยใช้ไอเล็กโทรดแบบหลายเข็ม ชิษณุพงศ์ ปฤกษา ภาณุวัฒน์ ทับอินทร์ ศุภณัฐ นิมบัว ชีระวัฒน์ เต็มผลทรัพย์ และคณิศร์ มาตรา มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ	527
GN-13	การศึกษาการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขบังคับของการประมาณเส้นโค้ง การจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเชิงโครนัส พรเทพ ปัญญาแก้ว มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน วิทยาเขตสกลนคร	531
GN-14	เครื่องมือตรวจวัดความเร็วรอบมอเตอร์ไฟฟ้าเหนี่ยวนำ 3 เฟส ด้วยวิธีการวิเคราะห์ฮาร์มอนิกส์สล็อตโรเตอร์ ฐาปนิก ตีระพันธ์ วิชาญ เพชรหมณี และ ชีรพงษ์ ฉิมเพชร มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย	535
GN-15	การวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 1 เมกะวัตต์ ธราธิป แสงกล้า ฤทธิชัย ราชแป้น นิรุติ นิลแก้ว และ บุญยัง ปลั่งกลาง มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี	539
GN-16	เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 5 เฟสแบบเส้นแรงแม่เหล็กไหลตามแนวแกนเพลขนาด 1 กิโลวัตต์ ประยุกต์ใช้ กับพลังงานลมผลิตไฟฟ้า พูนศรี วรรณการ พนา ดุสิตากร นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ และ ธนารัตน์ ต้นมณีประเสริฐ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร	543

การวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดินขนาด 1 เมกะวัตต์

Comparison Analysis of Economics between 1 MW PV Rooftop and 1 MW PV Farm

ธราธิป แสงกล้า¹ อุตริชัย ราชเป็น นริศดิ นิลแก้ว และบุญยัง ปลั่งกลาง²

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

Email: ¹tharatip_s@mail.rmutt.ac.th, ²boonyang.p@en.rmutt.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 1 เมกะวัตต์ ซึ่งติดตั้งแผงชนิดผลึกรวม ซิลิคอนและติดตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่ใกล้เคียงกัน โดยนำข้อมูลการผลิตไฟฟ้าปี 2560 เพื่อทำการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์เปรียบเทียบกับต้นทุนปัจจุบัน ปี 2562 ซึ่งพบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคา มี NPV สูงกว่าแบบติดตั้งบนพื้นดิน 5.52 ล้านบาท IRR แบบติดตั้งบนหลังคาสูงกว่าแบบติดตั้งบนพื้นดิน 5.79% และระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาคืนทุนเร็วกว่าแบบติดตั้งบนพื้นดิน เป็นระยะเวลา 1 ปี 1 เดือน

คำสำคัญ: เศรษฐศาสตร์, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, ติดตั้งบนพื้นดิน, ติดตั้งบนหลังคา

Abstract

This paper presents the comparison analysis of economics between 1 MW PV rooftop and 1 MW PV farm with Poly Crystalline panels and installed in the same areas. The electricity production data from year 2017 and 2019 were selected to compare the economics of the solar power plant. The results show that the PV rooftop has higher NPV than the PV farm of 5.52 million baht, while the IRR is higher than 5.79% and has shorter payback period than the solar farm for 1 year 1 month.

Keywords: Economics, PV power plant, PV farm, PV rooftop

1. บทนำ

ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งกันอย่างแพร่หลายในประเทศไทยนั้น มี 2 แบบ ประกอบด้วย แบบติดตั้งบนพื้นดิน แบบติดตั้งบนหลังคา ซึ่งยังไม่รวมแบบลอยน้ำที่เริ่มมีการติดตั้ง

แต่ยังไม่แพร่หลายมากนัก และทราบกันดีว่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดินให้กำลังการผลิตสูงกว่าแบบติดตั้งบนหลังคา[1] เนื่องจากแบบติดตั้งบนหลังคามีข้อจำกัดด้านทิศทางและมุมเอียงของแผง[2] หากพิจารณาด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน[3] พบว่าต้นทุนยังขึ้นอยู่กับค่าที่ดินและชนิดของแผงที่ใช้ในการติดตั้ง ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงมุ่งศึกษาและวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของต้นทุนปัจจุบัน โดยใช้กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าจริง[1] ปี 2560 เพื่อสนับสนุนและประกอบการตัดสินใจลงทุนในอนาคต

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาและวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตามสมมุติฐานการวิจัยนั้นมีความจำเป็นที่จะต้องศึกษาในรายละเอียดในแต่ละหัวข้อที่เกี่ยวข้องโดยสามารถนำเสนอได้ดังนี้

2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิคือมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสามารถหาได้จากสมการดังนี้[5]

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

โดยที่

NPV	คือ	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
B_t	คือ	มูลค่าผลตอบแทนในปีที่ t
C_t	คือ	มูลค่าต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ t
i	คือ	อัตราดอกเบี้ยหรืออัตราคิดลด
t	คือ	ปีของโครงการ
n	คือ	อายุของโครงการ

2.2 อัตราผลตอบแทนของโครงการ

อัตราผลตอบแทนของโครงการ [4] คือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ สามารถหาได้จากสมการดังนี้

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

โดยที่

B_t	คือ	มูลค่าผลตอบแทนในปีที่ t
C_t	คือ	มูลค่าต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ t
i	คือ	อัตราดอกเบี้ย หรือ IRR
t	คือ	ปีของโครงการ
n	คือ	อายุของโครงการ

2.3 ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุนคือ ระยะเวลาที่รายได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายแล้วและนำไปชำระเงินที่ลงทุนเริ่มแรกได้ครบถ้วน สามารถหาได้จากสมการดังนี้[4]

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{เงินลงทุนเริ่มแรก/ผลตอบแทนรายปี} \quad (3)$$

3. วิธีการวิจัย

งานวิจัยนี้ได้ศึกษาและวิเคราะห์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 1 เมกะวัตต์สถานที่ตั้งอยู่ใกล้เคียงกันในพื้นที่จังหวัดสมุทรสงคราม ซึ่งประกอบด้วยรายละเอียดดังนี้

3.1 คุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งแบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอนชนิดเดียวกัน ต่างกันเฉพาะขนาดวัตต์ของแผง ซึ่งมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 1

3.2 ลักษณะการติดตั้ง

การติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดินจะมีอะซิมุต 1 มุม ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคา จะมีอะซิมุต 2 มุม เนื่องจากหลังคาเป็นรูปจั่วที่มี 2 ด้าน และจะมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 1 คุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์

รายการ	หน่วย	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	
		หลังคา	พื้นดิน
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (P_{max})	W	245	320
แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (V_{mp})	V	30.10	37.40
กระแสไฟฟ้าสูงสุด (I_{mp})	A	8.14	8.56
แรงดันไฟฟ้าวงจรเปิด (V_{oc})	V	37.50	46.40
กระแสไฟฟ้าลัดวงจร (I_{sc})	A	8.76	9.05
ประสิทธิภาพ (η_m)	%	14.97	16.49
ผลกระทบอุณหภูมิต่อกำลังไฟฟ้า (γP_{mp})	%/C	-0.43	-0.40
ขนาดแผง (L x W x H)	mm	1650×992×40	1956×992×40
น้ำหนักแผง	kg	18.50	26.50

ตารางที่ 2 ลักษณะการติดตั้ง

รายการ	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	
	หลังคา	พื้นดิน
ละติจูด	13.4°	13.4°
ลองจิจูด	99.9°	99.9°
อะซิมุต	0° / 180°	0°
มุมเอียงของแผง	20°	15°
ระดับความสูงจากน้ำทะเลปานกลาง	14 m	5 m
ค่าการสะท้อน	0.20	0.20

3.3 แบบวงจรเส้นเดียว

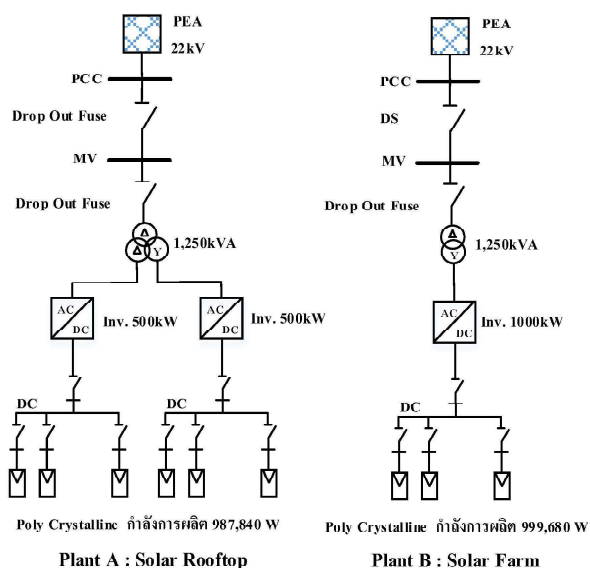
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการวิจัยนี้เป็นระบบเชื่อมต่อกริดระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งสามารถแสดงรูปแบบการเชื่อมต่อได้ดังแสดงตามรูปที่ 1

3.4 รายละเอียดการติดตั้ง

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ขนาด 245 วัตต์ จำนวน 4,032 แผ่น ต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์ ขนาด 500 kW จำนวน 2 เครื่อง กำลังไฟฟ้าติดตั้งรวม 987,840 วัตต์ รวมพื้นที่ติดตั้งพร้อมงาน

สาธารณูปโภคประกอบอื่นๆ 11,256 ตร.ม.หรือประมาณ 7 ไร่ ดังแสดงตามรูปที่ 2

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ขนาด 320 วัตต์ จำนวน 3,124 แผ่น ต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์ ขนาด 1,000 kW จำนวน 1 เครื่อง กำลังไฟฟ้าติดตั้งรวม 999,680 วัตต์ รวมพื้นที่ติดตั้งพร้อมงานสาธารณูปโภคประกอบอื่นๆ 16,660 ตร.ม.หรือประมาณ 11 ไร่ ดังแสดงตามรูปที่ 3



รูปที่ 1 วงจรเส้นเดียวของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคา



รูปที่ 3 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน

4. ผลการวิเคราะห์

การวิเคราะห์ของงานวิจัยนี้ ประกอบด้วย การวิเคราะห์ด้านค่าใช้จ่ายและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

4.1 ด้านค่าใช้จ่าย

ค่าใช้จ่าย หมายถึง การลงทุนเริ่มแรกและค่าใช้จ่ายรายปี[5] เนื่องจากโรงไฟฟ้าทั้งสองโรง ก่อสร้างและเริ่มขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ต่างเวลาดังนั้น ทำให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรกไม่สามารถนำมาเปรียบเทียบได้โดยตรง ซึ่งปัจจุบันมีการพัฒนาเทคโนโลยีและมีการแข่งขันทางด้านราคาส่งผลให้ราคาค่าวัสดุและอุปกรณ์จะถูกลงกว่าในอดีต ดังนั้นเพื่อให้สามารถเปรียบเทียบต้นทุนการได้โดยตรง งานวิจัยนี้จึงใช้ค่าวัสดุและอุปกรณ์ปัจจุบันในการคำนวณ ดังแสดงในตารางที่ 3

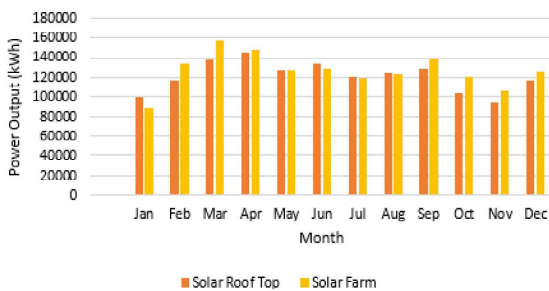
ตารางที่ 3 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

รายการ	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		อายุ (ปี)
	หลังคา (ล้านบาท)	พื้นดิน(ล้านบาท)	
Land & Utilities	-	8.70	25
PV Module & Mounting	11.65	13.10	25
Inverter & Combiner Box	3.00	3.00	10
Cable & Raceway	2.60	2.00	25
Transformer & Power Line	1.25	1.25	10
Monitoring & CCTV	1.35	1.35	5
Station Housing	1.00	1.00	25
Lightning	0.60	0.60	25
Water Supply	0.50	0.50	10
Other	0.50	0.50	25
EPC Cost	5.00	5.00	25
O & M	1.00	1.00	1
Spare Part	0.10	0.10	1

4.2 ด้านเศรษฐศาสตร์

ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีรายละเอียด ดังแสดงตามรูปที่ 4 ดังนี้ [1] การวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์เป็นการวิเคราะห์เพื่อจัดสรรทรัพยากรที่มีอยู่ให้มีความคุ้มค่ามากที่สุด เพื่อตอบคำถามว่า โครงการดังกล่าวมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หรือไม่ โดยพิจารณาครอบคลุมถึงมูลค่าที่ไม่มีอยู่ในตลาดด้วย และต้องคำนึงถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสของทรัพยากร รวมถึงผลกระทบภายนอกทั้งทางบวกและทางลบของโครงการ

การเปรียบเทียบค่ากำลังการผลิตไฟฟ้า



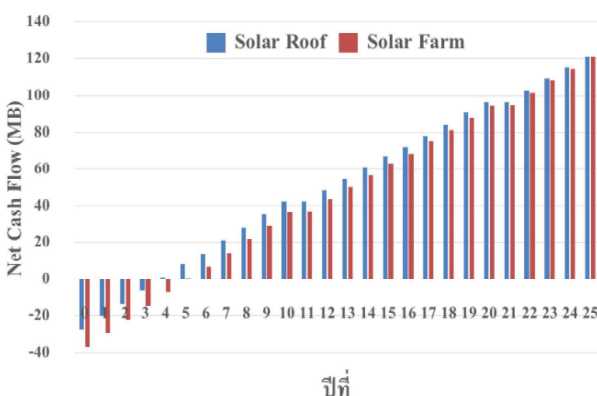
รูปที่ 4 กำลังการผลิตไฟฟ้า ปี 2560

จากรูปที่ 4 จะพบว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดินจะสามารถผลิตพลังงานได้มากกว่าแบบติดตั้งบนหลังคา ด้วยผลกระทบด้านความร้อนจากแผ่นหลังคา ที่ทางและมุมการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งต้องพัฒนาต่อในอนาคต

5.วิจารณ์ผลการวิจัย

การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยนี้กำหนดราคาขายไฟฟ้าในอัตรา 5.66 บาท/หน่วย อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 8 ระยะเวลาโครงการ 25 ปี การเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผง 90% สำหรับ 10 ปี แรกและ 80% สำหรับปีถัดไปจนถึงปีที่ 25 ซึ่งสามารถนำเสนอได้ดังแสดงตามรูปที่ 5 แสดงค่า Net Cash Flow ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด ขณะที่ NPV ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา 39.61 ล้านบาท IRR 24.48% ระยะเวลาคืนทุน 3 ปี 10 เดือนและ NPV ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน 34.09 ล้านบาท IRR 18.69% ระยะเวลาคืนทุน 4 ปี 11 เดือน

ระยะเวลาการคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาเร็วกว่าแบบติดตั้งบนพื้นดิน เนื่องจากแบบติดตั้งบนพื้นดินมีต้นทุนเริ่มแรกที่แตกต่างจากแบบติดตั้งบนหลังคา ประกอบด้วย ค่าที่ดิน งานถนน งานระบบระบายน้ำ เป็นต้น รวมทั้งโครงสร้างรองรับแผงที่แตกต่างกัน



รูปที่ 5 Net Cash Flow

6.สรุปผล

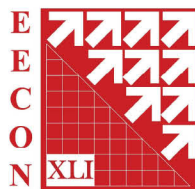
จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 1 เมกะวัตต์ ในพื้นที่ติดตั้งบริเวณเดียวกันจากสถานที่ติดตั้งจริงพบว่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคา ผลิตกำลังไฟฟ้าได้น้อยกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน จำนวน 69,538 kWh ขณะที่ต้นทุนเริ่มแรกของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน 9.55 ล้านบาท ค่า NPV จะพบว่าแบบติดตั้งบนหลังคาสูงกว่าแบบติดตั้งบนพื้นดิน 5.52 ล้านบาท ค่า IRR สูงกว่า 5.79% และระยะเวลาคืนทุนเร็วกว่า 1 ปี 1 เดือน

เอกสารอ้างอิง

- [1] ธราธิป แสงกล้า, บัญชา จามชื่น, รุ่งเพชร ก่องนอก และ บุญยัง ปลั่งกลาง, “การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างแบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน พิกัด 1 เมกะวัตต์”, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 41 (EECON41), โรงแรมสุนีย์ แกรนด์ โฮเทล แอนด์ คอนเวนชั่น เซ็นเตอร์ จ.อุบลราชธานี, 21 – 23 พฤศจิกายน 2561 หน้า 306 – 309
- [2] บัญชา จามชื่น, ธราธิป แสงกล้า, รุ่งเพชร ก่องนอก และ บุญยัง ปลั่งกลาง, “การวิเคราะห์ผลกระทบจากการติดตั้งต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดติดตั้งบนหลังคา ขนาดใหญ่พิกัด 1 เมกะวัตต์ ตำบลแม่กลอง จังหวัดสมุทรสงคราม”, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 41 (EECON41), โรงแรมสุนีย์ แกรนด์ โฮเทล แอนด์ คอนเวนชั่น เซ็นเตอร์ จ.อุบลราชธานี, 21 – 23 พฤศจิกายน 2561 หน้า 294 – 297
- [3] ฤทธิชัย ราชแป้น, นิรุติ นิลแก้ว, บุญยัง ปลั่งกลาง และ รุ่งเพชร ก่องนอก, “การวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์และสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน”, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 41 (EECON41), โรงแรมสุนีย์ แกรนด์ โฮเทล แอนด์ คอนเวนชั่น เซ็นเตอร์ จ.อุบลราชธานี, 21 – 23 พฤศจิกายน 2561 หน้า 274 – 277
- [4] เครื่องมือในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ สืบค้นเมื่อ 25 6 1 <http://www.stou.ac.th/stouonline/lom/data/sec/Lom14/04-01-01.html>
- [5] บุญยัง ปลั่งกลาง, ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2558, หน้า 177-178



SPU
SRIPATUM
UNIVERSITY



การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๔๑

The 41st Electrical Engineering Conference (EECON-41)

วันที่ ๒๑ - ๒๓ พฤศจิกายน ๒๕๖๑

โรงแรมสุโขทัย แกรนด์ โฮเทล แอนด์ คอนเวนชั่น เซ็นเตอร์ จังหวัดอุบลราชธานี
เจ้าภาพจัดงาน มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี และ มหาวิทยาลัยศรีปทุม

Volume 2

ไฟฟ้าสื่อสาร
อิเล็กทรอนิกส์
คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ
วิศวกรรมชีวการแพทย์
งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า



Reviewer	Organization
Akekachai Deesiri	Sripatum University
Amarin Ratanavis	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Amnoi Ruengwaree	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Amorn Jirasereeamornkun	Mahanakorn University of Technology
Anon Namin	Rajamangala University of Technology Lanna
Anuree Lorsawatsiri	Mahanakorn University of Technology
Aphibal Pruksanubal	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Aphirak Jansang	Kasetsart University
Apichai Bhatranand	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Apinan Aurasopon	Maharakham University
Apiwat Lekuthai	Chulalongkorn University
Araya Florence	Ubon Ratchathani University
Arporn Teeramongkonrasmee	Chulalongkorn University
Arthit Sodeyome	Siam University
Arthit Srikaew	Suranaree University of Technology
Atipong Suriya	Ubonratchathani University
Atipong Suriya	Ubon Ratchathani University
Bhichate Chiewthanakul	Khonkhan University
Bongkoj Sookananta	Ubon Ratchathani University
Boonchai Boonchu	Mahanakorn University of Technology
Boonchai Techumnat	Chulalongkorn University
Boonchuay Supmonchai	Chulalongkorn University
Boonlert Suechoey	Southeast Asia University
Boonruang Marungsri	Suranaree University of Technology
Boonsong Sutapun	Suranaree University of Technology
Boonsri Kaewkhamai	Chiang Mai University
Boonyang Plangklang	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Budhapon Sawetsakulanond	Mahanakorn University of Technology
Cattareeya Suwanasri	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Chai Chompooinwai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chainarin Ekkaravarodome	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Chainarong Wisassakwchai	Rajamangala University of Technology Krungthep
Chaiwut Chatuthai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chaiyachet Saivichit	Chulalongkorn University
Chaiyan Jettanasen	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chaiyaporn Lothongkam	Mahanakorn University of Technology

	Organization	Accept
1	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง	4
2	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	12
3	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์	5
4	มหาวิทยาลัยเชียงใหม่	0
5	มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์	3
6	มหาวิทยาลัยธนบุรี	0
7	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ	9
8	มหาวิทยาลัยขอนแก่น	4
9	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี	15
10	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร	10
11	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์	5
12	มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ	1
13	มหาวิทยาลัยศรีปทุม	4
14	มหาวิทยาลัยมหิดล	4
15	มหาวิทยาลัยสยาม	0
16	มหาวิทยาลัยกรุงเทพ	0
17	ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ	1
18	มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี	8
19	มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย	2
20	มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์	1
21	มหาวิทยาลัยเกษมบัณฑิต	3
22	มหาวิทยาลัยรังสิต	1
23	มหาวิทยาลัยนเรศวร	1
24	มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต	0
25	มหาวิทยาลัยอีสเทิร์นเอเซีย	0
26	มหาวิทยาลัยราชภัฏพระนคร	1
27	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา	0
28	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลกรุงเทพ	2
29	มหาวิทยาลัยพะเยา	2
30	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน	6
31	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี	16
32	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ	0

รหัส	ชื่อบทความ	หน้า
GN13	เทคนิคการพิจารณาเพื่อการเชื่อมต่อระบบโซลาร์เซลล์ในโรงงานขนาดใหญ่	249
GN14	การวิเคราะห์สมรรถนะกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVSYS และผลการติดตั้งจริงของสองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 เมกกะวัตต์ พื้นที่ติดตั้งในจังหวัดปราจีนบุรี	253
GN15	ระบบมองกลฝังตัวสำหรับการจ่ายน้ำแบบรีเวอร์สออสโมซิสแบบพกพาที่สามารถจัดการกำลังไฟฟ้าสามแหล่งจ่าย	257
GN16	การจำแนกลักษณะเมฆเพื่อใช้ในการทำนายความเข้มแสงอาทิตย์ โดยใช้การประมวลผลภาพและโครงข่ายประสาทเทียม	261
GN17	เครื่องฝึกฝนการบริหารปอด	266
GN18	การระบุตำแหน่งบนพื้นห้องโดยการสื่อสารด้วยแสงที่สามารถมองเห็นได้	270
GN19	การวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์และสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน	274
GN20	การค้นหารานเพอร์ฟังก์ชันอัตโนมัติโดยใช้เจเนติกอัลกอริทึม	278
GN21	การเขียนโปรแกรมเชิงสัญลักษณ์ที่ใช้หาคำตอบของระบบสมการไม่เชิงเส้นที่มี 8 สมการและ 8 ตัวแปร	282
GN22	การศึกษาและออกแบบระบบฟอกอากาศโดยใช้ก๊าซโอโซน	286
GN23	ปฏิพัฒนาการเพื่อหาขอบเขตบนและล่างของแบบจำลองการสูญเสียในเส้นทางการแพร่กระจายคลื่น	290
GN24	การวิเคราะห์ ผลกระทบจากการติดตั้งต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาขนาดใหญ่ พิกัด 1 เมกกะวัตต์ ตำบลแม่กลอง จังหวัดสมุทรสงคราม	294
GN25	ระบบยืม-คืนเครื่องมือห้องปฏิบัติการสำหรับสถาบันการศึกษาผ่านระบบออนไลน์	298
GN26	อุปกรณ์แสดงปริมาณการใช้และประเมินค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าด้วยเวลาจริงผ่านระบบออนไลน์	302
GN27	การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระหว่างแบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน พิกัด 1 เมกกะวัตต์	306
GN28	ชุดจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวงจรทอนระดับแรงดันแบบควบคุมกระแส	310
GN29	จิกซอว์อิเล็กทรอนิกส์	314
GN30	เตียงป้องกันแผลกดทับแบบพลิกตะแคงอัตโนมัติ	318
GN31	การตรวจหาความแกว่งของทุเรียนแบบไม่ทำลายโดยใช้เสียงเคาะ	322
GN32	การออกแบบเครื่องกรองความถี่แบนด์พาสแบบปรับตัวได้	326

การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระหว่างแบบติดตั้งบนหลังคาและแบบติดตั้งบนพื้นดิน พิกัด 1 เมกะวัตต์

Comparison Analysis of Power Performance between 1 MW PV Rooftop System and 1 MW PV on-ground System

ธรรธิป แสงกล้า¹ บัญชา งามชื่น¹ รุ่งเพชร ก่องนอก² และบุญยัง ปลั่งกลาง^{1*}

¹ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

²สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์และสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน

Tharatip_s@mail.rmUTT.ac.th, banchar_n@mail.rmUTT.ac.th, krungphet@gmail.com, *boonyang.p@en.rmUTT.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการศึกษาค่าพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากการติดตั้งในรูปแบบที่แตกต่างกัน ในพื้นที่บริเวณใกล้เคียงกัน โดยทำการเปรียบเทียบจุดที่แตกต่างระหว่างการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (PV rooftop) และแบบติดตั้งบนพื้นดิน (PV on ground) โดยทำการศึกษายของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองที่พิกัดติดตั้งขนาดเท่ากันที่ 1 เมกะวัตต์ โดยทำการเปรียบเทียบค่าจริงที่วัดได้ของทั้งสองโรงไฟฟ้า ซึ่งค่าที่ใช้ในการเปรียบเทียบในรอบเวลา 1 ปี ในปี 2560 จากการศึกษาพบว่า ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนพื้นดิน ได้ค่าพลังงานไฟฟ้ามากกว่าระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา โดยมีค่าความแตกต่างของระบบติดตั้งทั้งสองระบบที่ 4.58 %

คำสำคัญ: ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนพื้นดิน

Abstract

This paper presents a study and analysis of energy performance of two PV power plants with different installation systems in near location. The comparison analysis is focused between a PV rooftop and PV on ground system for their energy performance. The both selected PV power plants have the install capacity of 1 MW. The monitored data from the plants were collected for 1 year in 2017. From the study, the power production from the PV on ground system was able to generate power more than the PV rooftop system 4.58%.

Keywords: PV Rooftop System, PV on ground System

1. บทนำ

ในปัจจุบัน นโยบายภาครัฐสนับสนุนให้หน่วยงานเอกชนเข้ามามีบทบาทในการร่วมลงทุนในการผลิตไฟฟ้า และจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบ

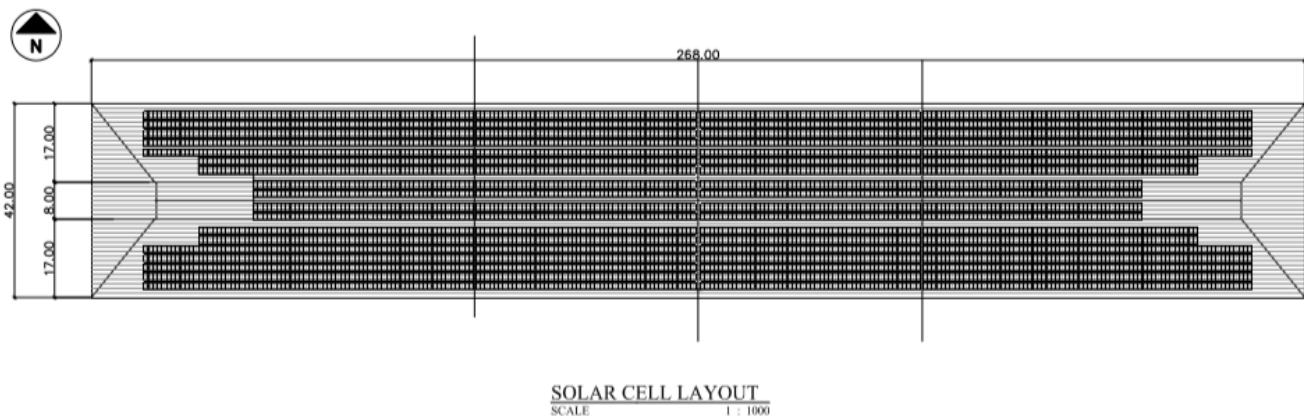
ของการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาอาคาร (PV rooftop) และแบบติดตั้งบนพื้นดิน (PV on ground) [1,4,5] ซึ่งรูปแบบในการติดตั้งทั้งสองแบบนี้ ก็มีทั้งข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน [2,3] ตัวอย่างเช่น การติดตั้งบนดินอาจทำให้เสียพื้นที่ทางการเกษตรบางส่วนไปได้ ในส่วนของการติดตั้งบนหลังคานั้น จะเป็นการใช้ประโยชน์จากพื้นที่ว่างเปล่าที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุด

ในบทความนี้ จึงได้นำเสนอผลของการเปรียบเทียบสมรรถนะกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองแบบเพื่อให้เห็นความแตกต่างและประสิทธิภาพที่เกิดขึ้นระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน โดยทำการเปรียบเทียบที่พิกัดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าทั้งสองรูปแบบที่ขนาดพิกัด 1 เมกะวัตต์ โดยการศึกษานี้ทำการศึกษาในพื้นที่ติดตั้งที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกัน ในจังหวัดสมุทรสงคราม เพื่อลดผลกระทบอันอาจเกิดจากค่ารังสีของดวงอาทิตย์ของบริเวณ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษา การศึกษาวิเคราะห์นี้จะนำข้อมูลค่าพลังงานที่วัดได้จริงของทั้งสองโรงไฟฟ้า และเปรียบเทียบค่าพลังงานไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้า

2. ทฤษฎีและหลักการเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าที่ศึกษา

2.1 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา

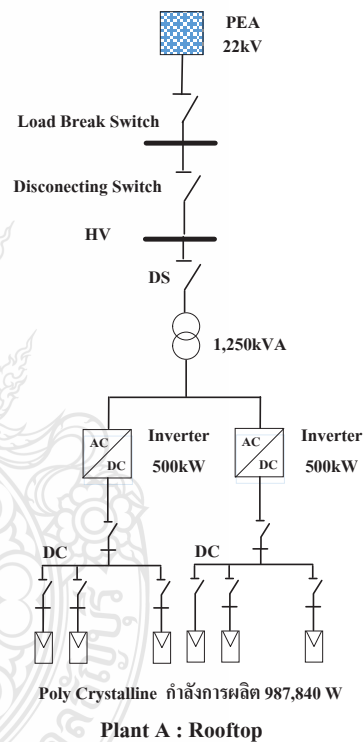
ส่วนการศึกษานี้ ศึกษาจากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดติดตั้งบนหลังคา (Roof Top) การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา สิ่งที่เป็นของการออกแบบคือ ต้องทราบพื้นที่ของหลังคาอาคาร ทิศทางของอาคารเพื่อใช้เป็นข้อมูลเบื้องต้นในการออกแบบ [4] ว่าอาคารนั้นๆ สามารถติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ได้มีกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่พิกัดกำลังไฟฟ้าเท่าใด จากนั้นจึงทำการคำนวณหาพิกัดกำลังไฟฟ้า โดยคิดจากขนาดของแผงเซลล์ที่ใช้ และกำลังไฟฟ้าที่แผงเซลล์นั้นๆ นำมาคำนวณให้สอดคล้องกับขนาดของหลังคา ยกตัวอย่างเช่น ในการคำนวณจะใช้ตัวเลขโดยประมาณจะคิดที่ 1 กิโลวัตต์ จะใช้พื้นที่การติดตั้งโดย 10 ตารางเมตร หรือที่ค่ากำลังไฟฟ้าคิด



รูปที่ 1 แผนผังการติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา ขนาดติดตั้ง 1 เมกะวัตต์

เป็น 100 วัตต์ จะใช้พื้นที่ติดตั้ง 1 ตารางเมตร ซึ่งจากข้อมูลดังกล่าวนี้ ในการติดตั้งแผงโซลาเซลล์ และการประเมินพื้นที่ติดตั้งแผงโซลาเซลล์ เช่น หากมีพื้นที่ 50 ตารางเมตร จะประเมินได้ว่า พื้นที่หลังคาสามารถติดตั้งแผงโซลาเซลล์ได้ประมาณ 5 กิโลวัตต์ เป็นต้น ทั้งนี้การติดตั้งจริงอาจจะติดตั้งได้มากกว่าหรือน้อยกว่ากำลังการผลิตที่ประเมินได้ จะขึ้นอยู่กับความสามารถในการวางแผงโซลาเซลล์บนหลังคาสูงสุดว่ามีขนาดเท่าไร

รูปที่ 1 เป็นการติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดติดตั้งบนหลังคา ขนาดติดตั้ง 1 เมกะวัตต์ ที่ใช้ในการศึกษาเปรียบเทียบ พื้นที่การติดตั้ง อำเภอแม่กลอง จังหวัดสมุทรสงคราม ในการติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา จะใช้ค่ารับน้ำหนักของหลังคาอาคารที่ใช้ในการออกแบบเพื่อคำนวณไว้รองรับน้ำหนักบรรทุกของแผงโซลาเซลล์ และชุดโครงสร้างจับยึดบนหลังคา รวมถึงสายพ่วงสายไฟรวมกันที่ จะอยู่ที่ 16 กิโลกรัมต่อตารางเมตร (kg/m²) หากเมื่อปีที่ 1.25 เท่าจะได้ตัวเลขน้ำหนักบรรทุก 20 กิโลกรัมต่อตารางเมตร (kg/m²)



รูปที่ 3 โค้ดแกรมระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา 1 เมกะวัตต์



(ก)

(ข)



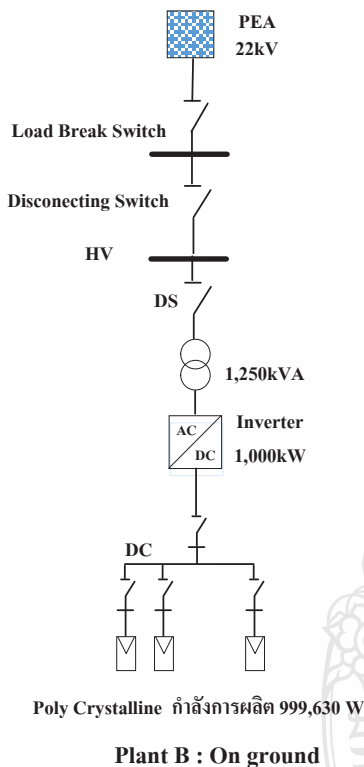
(ค)

รูปที่ 2 พื้นที่ติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์จริง ขนาด 1 เมกะวัตต์

2.2 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้น

การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ลักษณะของโรงไฟฟ้า ประกอบไปด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังการผลิตทั้งหมด 1 เมกะวัตต์ ติดตั้งในโครงสร้างแบบคงที่ (Fix Support) เซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาติดตั้งทำจากสารซิลิกอน ชนิดที่เป็นแบบผลึกรวม (Poly crystalline) แผงโซลาร์เซลล์ทั้งหมดที่ติดตั้งจะประกอบไปด้วยหลายชุด (String) ต่อรวมกันเป็นกลุ่ม (Array) แต่ละกลุ่มจะต่อเข้ากับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) ขนาด 1,000 กิโลวัตต์ เป็นเครื่องแปลงกระแส ซึ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าออกสู่ภายนอก โดยเชื่อมโยงกับระบบ

จำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1,250 kVA ที่ระดับแรงดัน 22 กิโล พร้อมทั้งติดตั้งระบบเก็บข้อมูลและแสดงผลทางคอมพิวเตอร์ ข้อมูลที่เก็บไว้มีทั้งตัวแปรทางไฟฟ้า เช่น กระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แรงดันไฟฟ้าจากเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า รวมทั้งข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอุณหภูมิแวดล้อม ช่วยให้ทราบกำลังวัตต์ของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวัน ทั้งนี้เพื่อนำไปวิเคราะห์และติดตามผลการผลิตไฟฟ้าของระบบ รวมทั้งอำนวยความสะดวกในการซ่อมบำรุงดูแลรักษา ระบบได้ตลอดเวลา



รูปที่ 4 โดอะแกรมระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้น 1 เมกะวัตต์



รูปที่ 5 ผังการติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้น 1 เมกะวัตต์



(ก)

(ข)



(ค)

รูปที่ 6 การติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดิน 1 เมกะวัตต์

จากรูปที่ 1 ถึงรูปที่ 6 พบว่า การออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ในส่วนของการออกแบบทั้งชนิด ติดตั้งบนหลังคา และชนิดติดตั้งบนพื้นดิน มีส่วนออกแบบที่คล้ายคลึงกัน แต่จะมีบางส่วนของ การสังเกต และสิ่งที่คำนึงถึงที่สำคัญ ประกอบด้วย

- สิ่งที่ต้องคำนึงถึงของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบติดตั้งบนหลังคาที่สำคัญคือ การรองรับน้ำหนักของหลังคาอาคารที่ติดตั้ง ที่ จะทำการติดตั้งประกอบด้วย น้ำหนักของแผงเซลล์ที่ติดตั้ง น้ำหนักของสายไฟฟ้า และน้ำหนักของตัวจับยึดและตัวประกอบต่างๆ
- สิ่งที่ต้องคำนึงถึงของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบบนดิน ที่สำคัญ คือ การติดตั้งของระบบฐานราก เพราะในฤดูฝนอาจมีน้ำท่วมขัง อาจมาส่วนให้แผงรับน้ำหนักกลับได้

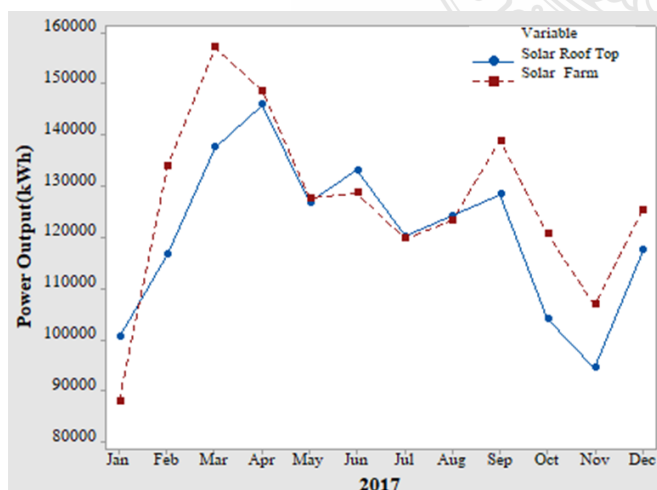
3. ผลการศึกษาทดลอง

จากการศึกษาผลจากการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ในรอบปี 2560 พบว่า การติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าทั้งสองแบบ ให้ค่าพลังงานที่มีค่าแตกต่างกันอยู่บ้าง ซึ่งอาจเกิดจากลักษณะที่แตกต่างกัน ทั้งนี้จาก ตารางที่ 1 และรูปที่ 7 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งอาจไม่ส่งผลกระทบเท่าที่ควรนักดังจะเห็น ได้จากมีบางเดือนที่ค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าของการติดตั้งชนิดติดตั้งบนหลังคามีค่าสูงกว่าการติดตั้งบนพื้นดิน ซึ่งหากต้องการทราบถึงสาเหตุที่เกิดขึ้น ในลักษณะดังกล่าวนี้ จำต้องศึกษาถึงผลกระทบที่เกิดขึ้น หรือองค์ประกอบจากตัวแปรอื่นเข้ามาวิเคราะห์เพิ่มเติมด้วย จากการศึกษานี้ ค่ารวมของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบติดตั้งบนพื้นดิน จะมีค่าพลังงานที่สูงกว่าระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าชนิดที่ติดตั้งบนหลังคา แต่ทั้งนี้ ในช่วงเดือนมกราคม และเดือน

มีนุชน ผลของการศึกษาชี้ว่าค่าของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบติดตั้งบนหลังคาอาคาร มีค่าสูงกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดิน ทั้งนี้ค่าโดยรวมของระบบทั้งสองมีค่าประกอบด้วย ระบบติดตั้งบนหลังคาอาคารมีค่าพลังงานที่ผลิตได้ทั้งปี ที่ 1,448,005 หน่วย และระบบติดตั้งบนพื้นดินมีค่ากำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ 1,517,543 หน่วย ตลอดทั้งปีทำการศึกษา

ตารางที่ 1 ค่าพลังงานที่ได้จากการวัดในรอบปี 2560

Evaluated of Solar Roof Top แม่กลอง & Solar Farm แม่กลอง 1 MW					
Month (2017)	Solar Roof Top			Solar Farm	
	Power Output(kWh)			Power Output (kWh)	
	Inverter #1	Inverter #2	Power Sum.	Inverter #1	Power Sum.
Jan	54,907	45,419	100,326	87,940	87,940
Feb	62,848	53,843	116,691	133,918	133,918
Mar	65,046	72,366	137,412	156,967	156,967
Apr	73,680	72,115	145,795	148,503	148,503
May	63,477	63,177	126,654	127,563	127,563
Jun	64,004	69,054	133,058	128,536	128,536
Jul	59,188	60,873	120,061	119,611	119,611
Aug	61,796	62,268	124,064	123,292	123,292
Sep	65,697	62,549	128,246	138,681	138,681
Oct	54,816	49,230	104,046	120,672	120,672
Nov	50,905	43,473	94,378	106,666	106,666
Dec	58,637	58,637	117,274	125,194	125,194
Sum.	735,001	713,004	1,448,005	1,517,543	1,517,543
Energy	105,000	101,858	206,858	216,792	216,792



รูปที่ 7 การเปรียบเทียบค่าพลังงานของระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร และพื้นดิน 1 เมกะวัตต์

4. สรุปผลการทดลอง

จากการศึกษาพบว่าระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (PV rooftop) และแบบติดตั้งบนพื้นดิน (PV on ground) ซึ่งได้ทำการวิเคราะห์ข้อมูล จากศึกษาของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองที่ติดตั้งขนาดเท่ากันที่ 1 เมกะวัตต์ แล้วจึงเปรียบเทียบค่าจริงที่วัดได้ของทั้งสองโรงไฟฟ้า ที่วัดได้ในรอบเวลา 1 ปี ในปี 2560 พบว่า ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนพื้นดิน ได้ค่าพลังงานไฟฟ้ามากกว่าระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา โดยมีค่าความแตกต่างของระบบติดตั้งทั้งสองระบบที่ 4.58 % จากผลที่ได้นี้ แสดงให้เห็นว่า ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ มีค่าสูงกว่าการติดตั้งชนิดติดตั้งบนหลังคานั้นเอง

เอกสารอ้างอิง

- [1] บริษัท บางกอกโซลาร์ พาวเวอร์ จำกัด โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ที่มา www.bangkoksolar.com/th/products/detail. สืบค้นเมื่อ เมษายน 53
- [2] JASolar <https://d1819pwkf4ncw.cloudfront.net/files/documents/jasolarjap72-95740.pdf> สืบค้นเมื่อ พ.ศ.2560
- [3] นิพนธ์ เกตุจ้อย และวัฒนพงษ์ รัชย์วิเชียร. (2544) การประเมินความเหมาะสมของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย. วารสารมหาวิทยาลัยนเรศวร, 16-28.
- [4] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน “การประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์” <http://www.cssckmutt.in.th> หน้า (3-14)
- [5] พลังงานแสงอาทิตย์-กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน http://www.dede.go.th/article_attach/h_solar.pdf สืบค้นเมื่อ มิ.ย. 61

ประวัติผู้เขียนบทความ



นายธรธิป แสงกล้า

ปริญญาตรีจาก สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
งานวิจัยที่สนใจ: พลังงานทดแทน การหาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และการประหยัดพลังงาน

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายธราธิป แสงกล้า
รหัสนักศึกษา	116070421009-6
สาขาวิชา/ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
วัน-เดือน-ปี เกิด	26 พฤษภาคม 2525
สถานที่เกิด	43 หมู่ 6 บ้านดงเหนือ ตำบลดงเหนือ อำเภอบ้านม่วง จ.สกลนคร
ที่อยู่ปัจจุบัน	225/30 หมู่บ้านจิตติโสม 2 ซ.8 หมู่ที่ 7 ตำบลคลองสวนพลู อำเภอพระนครศรีอยุธยา จังหวัดพระนครศรีอยุธยา 13000
ประวัติการศึกษา	ปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน วิทยาเขตขอนแก่น
ประสบการณ์การทำงาน	ปีพ.ศ.2551-พ.ศ.2560 ทำงานที่บริษัทคินเดน (ประเทศไทย) จำกัด ตำแหน่งผู้จัดการหน่วยงาน ปีพ.ศ.2561 ทำงานที่บริษัทเอทีซี เทคโนโลยีคอลล์พอร์ท จำกัด ตำแหน่งประธานกรรมการบริษัท

