

แบบจำลองการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย
ตัวแปรถ่วงน้ำหนัก

THE PV SYSTEM POWER ESTIMATION MODEL BY USING
WEIGHT PARAMETER



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ. 2560
KMITL-2017-EN-D-018-047

แบบจำลองการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย
ตัวแปรถ่วงน้ำหนัก

THE PV SYSTEM POWER ESTIMATION MODEL BY USING
WEIGHT PARAMETER



เลขทမ်း.....
เลขทะเบียน 148708
วันเดือนปี 14 พ.ย. 2560

b. ๒๐๐.๘๖๕๐๔๘
l.....

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ. 2560

THE PV SYSTEM POWER ESTIMATION MODEL BY USING
WEIGHT PARAMETER



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
DOCTOR OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2017

KMITL-2017-EN-D-018-047

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2017

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

หัวข้อวิทยานิพนธ์ แบบจำลองการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยตัวแปรถ่วงน้ำหนัก
Thesis Title The PV System Power Estimation Model by using Weight Parameter
นักศึกษา นายทรงเกียรติ กิตติสุนธิรักษ์
รหัสประจำตัว 56601374
ปริญญา วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รศ.ดร.วิสุทธิ ฐิติรุ่งเรือง
หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2017-EN-D-018-047

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
ดร.อัมพร	โพธิ์ไย	
ศ.ดร.วันชัย	วีร์รุจา	
รศ.ดร.สุรศักดิ์	เนียมเจริญ	
ดร.กอบศักดิ์	ศรีประภา (NECTEC)	
รศ.ดร.วิสุทธิ	ฐิติรุ่งเรือง	

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันพุธที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2560 เวลา 10.00-12.00 น.
สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 5 ห้องประชุม 1

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว



(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

คณบดี คณะวิศวกรรมศาสตร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาในวันที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2560 โดยขอสงวนสิทธิ์ในการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	แบบจำลองการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยตัวแปรถ่วงน้ำหนัก
นักศึกษา	นายทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์
รหัสนักศึกษา	56601374
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2560
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	รศ.ดร.วิสุทธิ ฐิติรุ่งเรือง

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอแบบจำลองการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ด้วยแบบจำลองหนึ่งไดโอดห้าตัวแปร โดยปรับปรุงค่าความแม่นยำด้วยสมการถ่วงน้ำหนัก ซึ่งอาศัยข้อมูลสภาพแวดล้อมคือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และข้อมูลการผลิตไฟฟ้าย้อนหลังหนึ่งปีของพื้นที่เป้าหมาย เพื่อสร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งจากการวัดและจากแบบจำลองหนึ่งไดโอดห้าตัวแปร จากนั้นทำการปรับค่าแนวโน้มของสมการให้เข้าหาสมการจากการวัดด้วยสมการถ่วงน้ำหนัก จากการศึกษาพบว่าแบบจำลองแสดงพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์อย่างถูกต้อง จากการเปรียบเทียบกับโปรแกรมจำลองค่ากำลังไฟฟ้า พบว่า ค่ากำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงตามความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ โดยมีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วง 0.002 ถึง 0.062 และเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าแบบจำลองมีความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วง 0.001 ถึง 0.029 จากนั้นทำการทดสอบแบบจำลองในพื้นที่ประเทศกัมพูชาและประเทศไทย โดยการเปรียบเทียบผลการจำลองค่ากำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองกับค่าที่วัดได้จริง พบว่า เมื่อทดสอบแบบจำลองในพื้นที่กัมพูชา ค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วงอยู่ในช่วง 0.03 ถึง 0.05 ค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยประมาณ 0.04 และเมื่อทำการทดสอบแบบจำลองในพื้นที่ประเทศไทย พบว่าค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วง 0.02 ถึง 0.07 ค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยประมาณ 0.04 จากการทดสอบแบบจำลองพบว่ามีค่าความแม่นยำสูง อีกทั้งสามารถประยุกต์ใช้แบบจำลองเพื่อคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ต่างๆได้

Thesis Title	THE PV SYSTEM POWER ESTIMATION MODEL BY USING WEIGHT PARAMETER
Student	Mr. Songkiate Kittisontirak
Student ID	56601374
Degree	Doctor of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2017
Thesis Advisor	Assoc. Prof. Dr. Wisut Titiroonruang

ABSTRACT

This Research proposed the PV power system estimation model based on PV equivalent circuit as a single diode five parameters model (1D5P model). The accuracy of our developed model was improved by using the weight parameter technique. The weight parameter was created by using annual data in relation with a solar irradiance and the PV power output (measured and simulated by 1D5P). Then adjust the simulated graph trend to measure the weight parameter. The result shows that the proposed model showed the behavior of PV properly and confirmed by comparing with other commercial simulation software. It was found that the PV power output is change due to the solar irradiance and the error in the range of 0.002 to 0.062. After that, it varies the module temperature of the model which has an error in the range of 0.001 to 0.0029. The proposed model was verified by comparing with the measured data in Cambodia and Thailand. For Cambodia, the error in the range of 0.03 to 0.05 and the average error about 0.04 and for Thailand, the error in the range of 0.02 to 0.07 and the average error about 0.04. It was found that our developed model can obtain high precision and this research can be utilized in another area.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยความกรุณาจากท่านอาจารย์ที่ปรึกษาและผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.วิสุทธิ์ ฐิติรุ่งเรือง และดร.กอบศักดิ์ ศรีประภา หัวหน้าห้องปฏิบัติการเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ (STL) ที่ให้คำปรึกษาชี้แนะตลอดจนอบรมสั่งสอนและให้ความอนุเคราะห์ในทุกๆ ด้านจนกระทั่งงานวิจัยนี้บรรลุตามเป้าหมายที่ได้ตั้งไว้

ขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงสำหรับ บิดา มารดา และครอบครัว ที่ให้ความรัก ความเมตตา อบรมสั่งสอน เป็นกำลังใจ และสนับสนุนทางการเรียนแก่ข้าพเจ้ามาโดยตลอด จนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้

สำหรับคุณประโยชน์อันพึงเกิดจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ขอมอบให้แก่คณาจารย์ที่เคารพทุกท่าน ศูนย์วิจัยอิเล็กทรอนิกส์ และสาขาวิชาวิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์และไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจล. ซึ่งเป็นสถานที่ให้ความรู้และประสบการณ์ในการทำวิจัย จนกระทั่งจบการศึกษา

ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์



สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VII
สารบัญรูป.....	VIII
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของงานวิจัย.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของงานวิจัย.....	2
1.3 สมมุติฐานการศึกษา.....	2
1.4 ทฤษฎีและแนวความคิดที่ใช้ในงานวิจัย.....	2
1.5 ขอบเขตของการดำเนินงานวิจัย.....	3
1.6 ขั้นตอนของการศึกษา.....	3
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการ.....	4
2.1 เซลล์แสงอาทิตย์.....	4
2.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอน (Silicon solar cells).....	4
2.1.2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารประกอบ (Compound solar cells).....	5
2.2 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV System).....	5
2.2.1 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอิสระ (PV Stand-alone System)	6
2.2.2 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อสายส่ง (PV Grid-connected System).....	6
2.2.3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System).....	7
2.3 การสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV System Loss).....	8
2.3.1 การสูญเสียทางแสง (Optical Loss หรือ Capture Loss).....	8
2.3.2 การสูญเสียในเซลล์แสงอาทิตย์.....	11
2.3.3 การสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (System Loss).....	13
2.4 การประเมินประสิทธิภาพระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV System Evaluation).....	13
2.4.1 ข้อมูลจากการวัด.....	14
2.4.2 ข้อมูลจากการคำนวณ.....	14
2.5 แบบจำลองคาดการณ์ผลผลิตไฟฟ้าระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Forecasting Model)....	16
2.5.1 คาดการณ์แบบล่วงหน้า (Future PV Power Forecasting).....	16
2.5.2 คาดการณ์แบบทันทีทันใด (Real-time PV Power Forecasting).....	18

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย.....	22
3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย.....	22
3.2 กระบวนการสร้างแบบจำลองคาดการณ์ผลผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	23
3.2.1 แบบจำลองคาดการณ์ผลผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	23
3.2.2 แบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์.....	27
3.3 กระบวนการปรับปรุงความแม่นยำของแบบจำลองด้วย Weight parameter.....	30
3.4 การทดสอบแบบจำลองคาดการณ์ผลผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	31
3.4.1 ทำการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์.....	31
3.4.2 ทำการเปลี่ยนแปลงค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	31
3.5 การทดสอบแบบจำลองคาดการณ์ผลผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์.....	32
3.5.1 ทำการศึกษาผลการคาดการณ์ฯ ที่สมการโพลีโนเมียลลอเดอร์ต่างๆ.....	32
3.5.2 ทำการศึกษาผลการคาดการณ์ฯ รายวัน.....	32
3.5.3 ทำการศึกษาผลการคาดการณ์ฯ รายเดือน.....	32
3.5.4 ทำการเปรียบเทียบผลการคาดการณ์ฯ จากแบบจำลองกับข้อมูลจริง.....	32
3.6 พื้นที่เป้าหมาย.....	32
3.6.1 ประเทศกัมพูชา.....	32
3.6.2 ประเทศไทย.....	33
บทที่ 4 ผลการทดลอง.....	36
4.1 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	36
4.1.1 ผลการคาดการณ์ฯ ที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่าต่างๆ.....	36
4.1.2 ผลการคาดการณ์ฯ ที่อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ค่าต่างๆ.....	38
4.2 ผลการทดสอบแบบจำลองฯ ในพื้นที่ประเทศกัมพูชา.....	39
4.2.1 ผลการคาดการณ์ฯ ที่สมการโพลีโนเมียลลอเดอร์ต่างๆ.....	39
4.2.2 ผลการคาดการณ์ฯ รายวัน.....	41
4.2.3 ผลการคาดการณ์ฯ รายเดือน.....	43
4.2.4 ผลการคาดการณ์ฯ จากแบบจำลองกับข้อมูลจริงและแบบจำลองอื่นๆ.....	45
4.3 ผลการทดสอบแบบจำลองฯ ในพื้นที่ประเทศไทย.....	46
4.3.1 ผลการคาดการณ์ฯ ที่สมการโพลีโนเมียลลอเดอร์ต่างๆ.....	46
4.3.2 ผลการคาดการณ์ฯ รายวัน.....	48
4.3.3 ผลการคาดการณ์ฯ รายเดือน.....	50
4.3.4 ผลการคาดการณ์ฯ จากแบบจำลองกับข้อมูลจริง.....	52

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	54
เอกสารอ้างอิง.....	56
ภาคผนวก.....	59
ก. ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	60
ประวัติผู้เขียน.....	87



สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 ค่า Ideal factor.....	19
3.1 แผนการดำเนินการวิจัย.....	22
3.2 ค่า Ideal factor ของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด.....	24
3.3 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ระบบ ขนาด 28 kWp).....	33
3.4 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ระบบ ขนาด 12 MWp).....	34
4.1 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์ฯ ที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่าต่างๆ.....	37
4.2 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองที่อุณหภูมิแผงเซลล์ฯค่าต่างๆ.....	39
4.3 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ1D5P ที่อแดอร์ต่างๆ (กัมพูชา).....	40
4.4 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ กรณีวันแดดดี และ ไม่ดี (กัมพูชา).....	42
4.5 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ รายเดือน (กัมพูชา).....	45
4.6 ความแม่นยำของแบบจำลองคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (กัมพูชา).....	46
4.7 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ1D5P ที่อแดอร์ต่างๆ (ไทย).....	47
4.8 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ กรณีวันแดดดี และ ไม่ดี (ไทย).....	49
4.9 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ รายเดือน (ไทย).....	52
4.10 ความแม่นยำของแบบจำลองคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (ไทย).....	53

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า	
2.1	ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์.....	5
2.2	ชนิดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์.....	5
2.3	ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอิสระ.....	6
2.4	ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อกับสายส่ง.....	7
2.5	ตัวอย่างระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน.....	8
2.6	ฝุ่นละอองบริเวณผิวหน้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	9
2.7	ทิศทางเดินของแสง.....	9
2.8	ตัวอย่างการเกิดเงาบริเวณแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	10
2.9	สเปกตรัมแสงอาทิตย์ และการดูดกลืนแสงของเซลล์แสงอาทิตย์.....	11
2.10	ตัวอย่างการออกแบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด 3 ชั้น.....	12
2.11	กราฟ I-V เมื่อทำการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิ โดยความเข้มแสงอาทิตย์คงที่ (1000 W/m ²).....	13
2.12	รูปแบบของระบบคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์.....	16
2.13	การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบลวงหน้า.....	17
2.14	1D3P Model.....	18
2.15	1D4P Model.....	19
2.16	1D5P Model.....	20
3.1	วงจรสมมูลแบบหนึ่งไดโอด.....	23
3.2	แบบจำลองค่า กระแสไฟฟ้าแสง (I _{ph}).....	25
3.3	แบบจำลองค่า กระแสไฟฟ้าอิ่มตัวย้อนกลับ (I ₀).....	26
3.4	แบบจำลองค่า ความต้านทานขนาน (R _{sh}).....	27
3.5	แบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 28 kWp.....	28
3.6	แบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 12 MWp.....	29
	3.7 กระบวนการสร้าง Weight parameter.....	31
3.8	ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ณ.ประเทศกัมพูชา.....	33
3.9	ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ณ.ประเทศไทย.....	35
4.1	กราฟ I-V และ P-V ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ค่าต่างๆ.....	37
4.2	กราฟ I-V และ P-V ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ค่าต่างๆ.....	38
	4.3 แบบจำลอง Weight parameter ด้วยสมการโพลีโนเมียลลอเดอร์ต่างๆ (กัมพูชา).....	40
4.4	เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบกับผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง (วันที่ท้องฟ้าแจ่มใส, เมฆน้อย) (กัมพูชา).....	41

4.5	เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบฯกับผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง (ห้องฟ้าคลุ้ม, เมฆมาก) (กัมพูชา).....	42
-----	--	----

สารบัญญรูป(ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.6	เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบฯ (กัมพูชา).....	44
4.7	เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบฯ และ โปรแกรมจำลองค่ากำลังไฟฟ้าอื่นๆ (กัมพูชา)....	45
4.8	แบบจำลอง Weight parameter ด้วยสมการโพลีโนเมียลลออเดอร์ต่างๆ (ไทย).....	47
4.9	เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบฯกับผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง (วันที่ท้องฟ้าแจ่มใส, เมฆน้อย) (ไทย).....	48
4.10	เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบฯกับผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง (ท้องฟ้าคลุ้ม, เมฆมาก) (ไทย).....	49
4.11	เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบฯ (ไทย).....	51
4.12	เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบฯ และ โปรแกรมจำลองค่ากำลังไฟฟ้าอื่นๆ (ไทย).....	52

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของงานวิจัย

ปัจจุบันปริมาณการใช้พลังงานทดแทนในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง เป็นผลมาจากนโยบายส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทน ในรูปของพลังงานไฟฟ้ามาตั้งแต่ปี 2532 โดยทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตขนาดเล็ก จากนั้นในปี 2550 ได้ขยายผลสู่การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Produce: VSPP) ขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยการสนับสนุนผ่านมาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ทั้งนี้อัตราส่วนเพิ่มแตกต่างกันตามประเภทพลังงานและพื้นที่ติดตั้ง อย่างไรก็ตาม ระบบ adder ทำให้ต้นทุนการรับซื้อไฟฟ้าของภาครัฐสูงขึ้นเนื่องจากต้องจ่ายเพิ่มจากฐานค่าไฟฟ้าปกติอยู่ตลอด นำไปสู่การรับซื้อเป็น FIT ในช่วงกลางปี 2553 อีกทั้งยังมีโครงการต่างๆ เช่น ส่งเสริมการติดตั้งใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้าบนหลังคา (Solar rooftop) เป็นต้น ทำให้มีปริมาณการติดตั้งใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยส่วนมากจะเป็นระบบที่เชื่อมต่อโดยตรงเข้ากับเครือข่ายไฟฟ้า

เนื่องจากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงตามความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ [1] ดังนั้น เมื่อมีปริมาณการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อเข้าโครงข่ายไฟฟ้าจำนวนมากจะส่งผลต่อเสถียรภาพของสายส่งไฟฟ้า เนื่องจากเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์หรือเกิดเงาเนื่องจากก้อนเมฆก็ตาม ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จะลดลงอย่างรวดเร็วทำให้เกิดความไม่สม่ำเสมอของแรงดันในระบบไฟฟ้ารวมถึงจะส่งผลต่อคุณภาพของสายส่งไฟฟ้า

มีนักวิจัยจำนวนมากทำการศึกษาถึงผลกระทบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ต่อคุณภาพสายส่งไฟฟ้ารวมถึงแนวทางการแก้ไขด้วยกันหลายวิธี เช่น การมีระบบสำรองไฟฟ้าสำหรับจ่ายชดเชยในการกรณีที่ไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเป็นวิธีหนึ่งที่ช่วยลดผลกระทบดังกล่าวได้ แต่มีเนื่องจากระบบสำรองไฟฟ้าซึ่งต้องสำรองในแบตเตอรี่นั้นมีค่าใช้จ่ายที่สูงวิธีการนี้จึงยังไม่เป็นที่นิยมมากนัก อีกแนวทางหนึ่งที่เป็นที่นิยมคือการใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน (Energy Management System) เพื่อบริหารพลังงานไฟฟ้าให้เกิดเสถียรภาพและมีประสิทธิภาพ โดยระบบดังกล่าวจะอาศัยแบบจำลองในการคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้าที่จะผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ล่วงหน้า เพื่อที่จะเตรียมการสำหรับการเพิ่มหรือลดการจ่ายไฟฟ้าเข้าโครงข่าย ได้อย่างทัน่วงที ซึ่งเป็นวิธีที่สามารถใช้ได้กับระบบหรือโครงข่ายขนาดใหญ่ได้ ซึ่งกระบวนการดังกล่าวข้างต้นเป็นส่วนหนึ่งของโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid)

แบบจำลองการคาดการณ์ผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Estimation Models) ถูกพัฒนาขึ้นมาจากแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์หรือวงจรสมมูลไดโอด มีการวิจัยและพัฒนาเพื่อเพิ่มความแม่นยำในการคาดการณ์การผลิตไฟฟ้า โดยพัฒนาจากแบบจำลองไดโอดแบบหนึ่งไดโอดสามตัวแปร (1D3P) วงจรสมมูลไดโอดแบบหนึ่งไดโอดสี่พารามิเตอร์ (1D4P) และ วงจรสมมูลไดโอดแบบหนึ่งไดโอดห้าพารามิเตอร์ (1D5P) ตามลำดับ ในงานวิจัยนี้ทำการพัฒนาแบบจำลองการคาดการณ์ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพัฒนาจากวงจรสมมูลแบบ 1D5P เนื่องจากมีสมการที่ไม่ซับซ้อน โดยใช้กระบวนการที่ได้พัฒนาขึ้นเพื่อเพิ่มความแม่นยำที่เรียกว่า “Weight parameter” ใน

การทำให้แบบจำลองที่พัฒนาขึ้นสามารถคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้อย่างแม่นยำและมีสมการที่ไม่ซับซ้อน

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของงานวิจัย

1. ศึกษาพฤติกรรมการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์
2. ศึกษาแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์
3. สร้างแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ไม่ซับซ้อนแต่มีความแม่นยำ

1.3 สมมติฐานการศึกษา

แบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปสร้างจากวงจรสมมูลไดโอด เช่น แบบจำลอง 1D3P, 1D4P, 1D5P และ 2D5P เป็นต้น การปรับปรุงค่าความแม่นยำของแบบจำลองจะทำได้โดยการเพิ่มพารามิเตอร์ที่มีความสัมพันธ์กับพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นการเพิ่มความซับซ้อนของแบบจำลอง แบบจำลองที่พัฒนามาแบบจำลองพื้นฐาน 1D5P โดยใช้กระบวนการปรับค่าความแม่นยำด้วยสมการถ่วงน้ำหนัก จะทำให้ได้แบบจำลองที่ไม่ซับซ้อนและมีความแม่นยำสูง

1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในงานวิจัย

แบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นิยมสร้างจากวงจรสมมูลของไดโอดซึ่งเป็นแบบจำลองที่แสดงพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้พารามิเตอร์ทางสภาพแวดล้อมคือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่งในความเป็นจริงนั้นพารามิเตอร์ที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ นอกจากสองพารามิเตอร์ที่ข้างต้นแล้วยังมีพารามิเตอร์อื่นเช่น ความเข้มของสเปกตรัมแสงในแต่ละช่วงความยาวคลื่น โดยแต่ละพื้นที่มีค่าไม่เท่ากัน เป็นต้น ดังนั้นการนำแบบจำลองไปใช้ในการคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่จำเป็นต้องมีการปรับค่า ซึ่งโดยทั่วไปจะใช้ค่าคงที่หรือเรียกว่าแฟกเตอร์ เพื่อปรับให้ค่าที่ได้จากแบบจำลองมีความถูกต้องมากยิ่งขึ้น [2-17]

งานวิจัยนี้ได้พัฒนาแบบจำลองโดยอาศัยแบบจำลองหนึ่งไดโอด มาปรับปรุงความแม่นยำในการคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจริงของพื้นที่นั้นๆ มาเพื่อสร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งแสดงถึงพฤติกรรมการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อติดตั้งใช้งานจริงในพื้นที่นั้นๆ จากนั้นนำไปสร้างสมการปรับค่าความแม่นยำของแบบจำลองซึ่งในงานวิจัยนี้เรียกว่า “สมการถ่วงน้ำหนัก หรือ Weight parameter” พบว่าแบบจำลองเมื่อทำการปรับปรุงความแม่นยำด้วย Weight parameter แล้วมีความแม่นยำในการคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สูงขึ้น [18]

1.5 ขอบเขตของการดำเนินงานวิจัย

1. ศึกษาพฤติกรรมการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
2. ศึกษาศึกษาแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์
3. ทำการออกแบบและสร้างแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์
4. ทำการสร้างแบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์
5. ทำการทดสอบความถูกต้องของแบบจำลองการผลิตไฟฟ้า
6. ทำการปรับปรุงค่าความแม่นยำของแบบจำลองด้วย Weight parameter
7. ทำการทดสอบผลการผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลอง โดยเปรียบเทียบ แบบจำลองอื่นๆ และ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง

1.6 ขั้นตอนของการศึกษา

1. สามารถสร้างแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์และระบบเซลล์แสงอาทิตย์
2. สามารถออกแบบกระบวนการพัฒนาความแม่นยำของแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
3. สามารถสร้างแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีความแม่นยำและไม่ซับซ้อน

โดยเนื้อหาในวิทยานิพนธ์แบ่งเป็นบทต่างๆ ตามรายละเอียดดังนี้

บทที่ 1 บทนำ เป็นการกล่าวถึงประเด็นของปัญหา วัตถุประสงค์ สมมติฐาน ขั้นตอนการศึกษาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เพื่อทำความเข้าใจภาพรวมทั้งหมดของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการ กล่าวถึง หลักการพื้นฐานแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ เช่น แบบจำลองหนึ่งไดโอด 4 ตัวแปร และ 5 ตัวแปร เป็นต้น รวมถึงผลการศึกษาแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ต่างๆ สุดท้ายบรรยายถึงหลักการปรับปรุงความแม่นยำของแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย กล่าวถึง การออกแบบกระบวนการสร้างแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อธิบายขั้นตอนการการสร้างและปรับปรุงความแม่นยำของแบบจำลอง

บทที่ 4 การทดลองและวิเคราะห์ผล กล่าวถึง การทดสอบแบบจำลอง โดยเปรียบเทียบกับแบบจำลองอื่นๆ และ ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจริงของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ เป็นการสรุปผลการทดลองที่ได้จากบทที่ 4 โดยนำผลการทดลองทั้งหมดมาสรุปเพื่อให้ผลการทดลองที่ได้เกิดความชัดเจนขึ้นรวมถึงข้อเสนอแนะเกี่ยวกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ด้วย

บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการ

2.1 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นสิ่งประดิษฐ์สารกึ่งตัวนำที่มีคุณสมบัติในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวลตาอิก ถูกพบครั้งแรกเมื่อปี ค.ศ. 1839 โดยนักฟิสิกส์ชาวฝรั่งเศส ชื่อ A.E. Becquerel ต่อมาในปี ค.ศ. 1883 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซีลีเนียมถูกพัฒนาขึ้นเป็นครั้งแรก โดยมีประสิทธิภาพประมาณ 1 % ในปี ค.ศ. 1954 เซลล์แสงอาทิตย์ได้ถูกพัฒนาโดย Bell Laboratories โดยอาศัยโครงสร้างรอยต่อพีเอ็น โดยมีประสิทธิภาพถึง 6 % จากนั้นบริษัท ฮอฟแมน ได้ปรับปรุงประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ จนมีประสิทธิภาพถึง 14 % ซึ่งประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ถูกพัฒนาอย่างต่อเนื่อง จนถึงปัจจุบันเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงสุดถึง 38.8 % เป็นเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายชั้น (Multiple-junction) บนพื้นที่ 1 ตร.ซม. พัฒนาโดยบริษัท สเปกโตรแลป [19]

เซลล์แสงอาทิตย์สามารถจำแนกตามวัสดุที่นำมาสร้างได้เป็น 2 ประเภท คือ

2.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอน

แบ่งออกเป็น 2 ประเภทคือ

2.1.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึก รายละเอียดดังต่อไปนี้

1. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนผลึกเดี่ยว (Mono-crystalline silicon solar cells) มีโครงสร้างพื้นฐานจากรอยต่อพี-เอ็น โดยสร้างบนผลึกซิลิคอนที่มีการเรียงตัวอย่างเป็นระเบียบในระนาบเดียวกันเนื่องจากมีกระบวนการสร้างที่เรียกว่า โชคราสกี (Czochralski process) ทำให้เซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างบนผลึกเดี่ยวมีประสิทธิภาพสูงแต่เนื่องจากกระบวนการที่ซับซ้อนจึงทำให้ราคาของผลึกเดี่ยวมีราคาสูง

2. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนผลึกรวม (Poly-crystalline silicon solar cells)

โครงสร้างผลึกของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้ประกอบด้วยเกรน (Grain) ของผลึกเดี่ยวขนาดเล็กๆ มาเรียงต่อกันอย่างไม่เป็นระเบียบ เนื่องจากกระบวนการสร้างที่อาศัยการหล่อผลึกเข้าด้วยกันในแม่พิมพ์ และ ตัดด้วยเลื่อย (Wire saw) ให้เป็นแผ่น ทำให้มีต้นทุนการสร้างที่ต่ำกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยว และเนื่องจากการเรียงตัวของผลึกที่ไม่เป็นระเบียบทำให้มีประสิทธิภาพต่ำกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง รายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1.1.2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอน อมัลฐาน (Amorphous silicon solar cells) สามารถสร้างเป็นฟิล์มบางได้ ซึ่งจะประหยัดในเรื่องการลดวัสดุ กระบวนการสร้างที่ใช้อุณหภูมิต่ำ ใช้พลังงานน้อยกว่าการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนแบบผลึก ทำให้มีต้นทุนการสร้างที่ต่ำกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนแบบผลึก

2.1.2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารประกอบ (Compound solar cells)

ผลิตจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน แกลเลียมอาร์เซไนด์ (GaAs : Gallium Arsenide) แคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe : Cadmium Telluride) คอปเปอร์อินเดียมไดเซเลไนด์ (CIS : Copper Indium Diselenide) โดยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากจะมีประสิทธิภาพการแปรพลังงานที่สูงที่สุด จึงเหมาะกับงานด้านอวกาศ ซึ่งราคาจะแพงมากเมื่อเทียบกับที่ผลิตจากซิลิคอน



(ก) Mono-crystalline silicon ข) Poly-crystalline silicon ค) Amorphous silicon ง) CIS

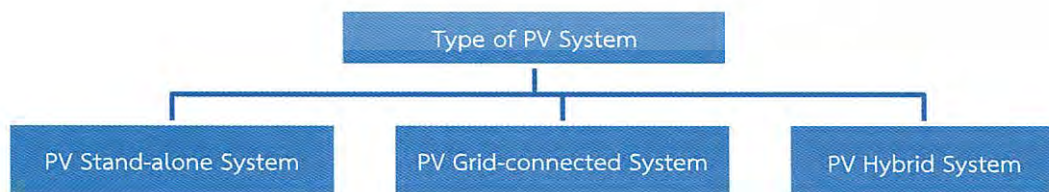
รูปที่ 2.1 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์

2.2 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV System)

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถนิยามออกเป็น 3 ชนิดด้วยกันคือ

1. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอิสระ (PV Stand-alone System)
2. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อกับสายส่ง (PV Grid-connected System)
3. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System)

โดยระบบฯ แต่ละชนิดมีคุณลักษณะ จุดเด่น และ ความเหมาะสมของพื้นที่ในการติดตั้งที่แตกต่างกันไป การเลือกออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีความเหมาะสมกับลักษณะการใช้งานและพื้นที่ติดตั้งจึงมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดแสดงดังรูปที่ 2.2

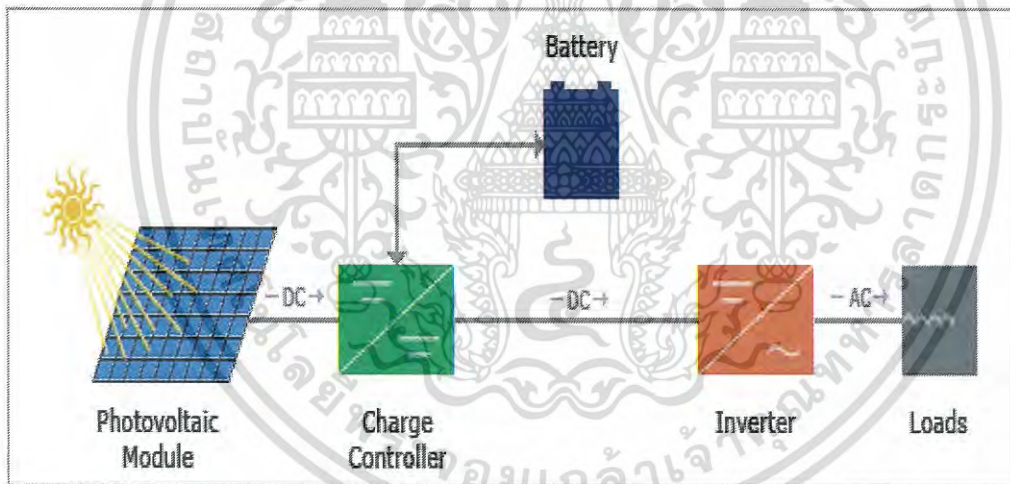


รูปที่ 2.2 ชนิดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2.1 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอิสระ (PV Stand-alone System)

คือ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งแบบอิสระไม่มีการเชื่อมต่อกับสายส่งไฟฟ้าจากแหล่งอื่น ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ลักษณะด้วยกันคือ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแหล่งจ่ายกระแสตรงซึ่งระบบจะประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าและแบตเตอรี่ ระบบชนิดนี้จะจ่ายไฟฟ้าออกมาจากระบบเป็นไฟกระแสตรง ซึ่งต้องมีการออกแบบโหลดให้มีความเหมาะสมกับแหล่งจ่าย กล่าวคือ โหลดที่มีต่อกับระบบฯชนิดนี้ต้องเป็นโหลดกระแสตรงนั่นเอง ข้อดีของระบบฯชนิดนี้คือประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานจะสูงกว่าระบบที่เป็นกระแสสลับ แต่มีข้อจำกัดคือระยะทางเชื่อมต่อของโหลดที่ต่อกับระบบฯชนิดนี้จะอยู่ไม่ไกลมากเนื่องจากป้องกันการสูญเสียในสายส่ง หรือหากมีการออกแบบให้สามารถส่งได้ไกลมากยิ่งขึ้นก็จะต้องเพิ่มขนาดสายส่งซึ่งจะส่งผลต่อต้นทุนของระบบฯที่สูงขึ้นตามไปด้วยนั่นเอง ระบบอีกชนิดหนึ่งคือ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระชนิดแหล่งจ่ายกระแสสลับ ประกอบด้วย เซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้า แบตเตอรี่ และ อินเวอร์เตอร์ ระบบฯชนิดนี้ไฟฟ้าที่จ่ายออกจากระบบฯจะเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยการดึงไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์และที่เก็บประจุอยู่ในแบตเตอรี่ มาแปลงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ เพื่อจ่ายไปยังโหลด โดยข้อดีของระบบฯชนิดนี้คือ สามารถจ่ายโหลดที่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับได้ ซึ่งเป็นโหลดที่มีใช้โดยทั่วไป หาซื้อได้ง่าย สามารถส่งไฟฟ้าไปยังโหลดได้เป็นระยะทางที่ไกลกว่าระบบฯที่เป็นกระแสตรง แต่ประสิทธิภาพการแปลงพลังงานจะต่ำกว่าระบบฯที่เป็นไฟฟ้ากระแสตรง แสดงดังรูปที่ 2.3

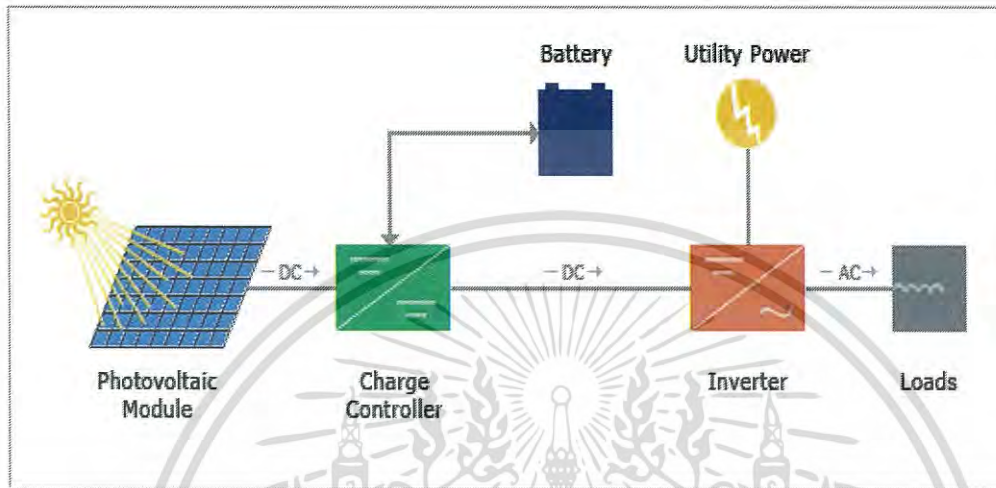


รูปที่ 2.3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอิสระ [20]

2.2.2 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อสายส่ง (PV Grid-connected System)

คือระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการต่อร่วมกับแหล่งจ่ายภายนอกที่เป็นสายส่งไฟฟ้า ไฟฟ้าที่ออกจากระบบฯจะเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งสามารถมาได้จากทั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์หรือสายส่งไฟฟ้าก็ได้ขึ้นอยู่กับเงื่อนไขในการออกแบบ ข้อดีของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้คือ มีเสถียรภาพการจ่ายไฟฟ้าและประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานไฟฟ้าที่สูงกว่าระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอิสระเนื่องจากมีแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรองที่มาจากสายส่งไฟฟ้า อีกทั้งเมื่อทำการเปรียบเทียบประสิทธิภาพ

ของอินเวอร์เตอร์พบว่าอินเวอร์เตอร์ชนิดเชื่อมต่อสายส่ง (Grid-connected Inverter) จะมีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานที่สูงกว่า อินเวอร์เตอร์ชนิดอิสระ (Stand-alone Inverter) แต่ลักษณะของพื้นที่ติดตั้งจะต้องมีสายส่งไฟฟ้าถึง ซึ่งเป็นข้อจำกัดของระบบชนิดนี้ อุปกรณ์ประกอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ จะประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ จะมีเครื่องประจุไฟฟ้าและแบตเตอรี่หรือไม่ก็ได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.4



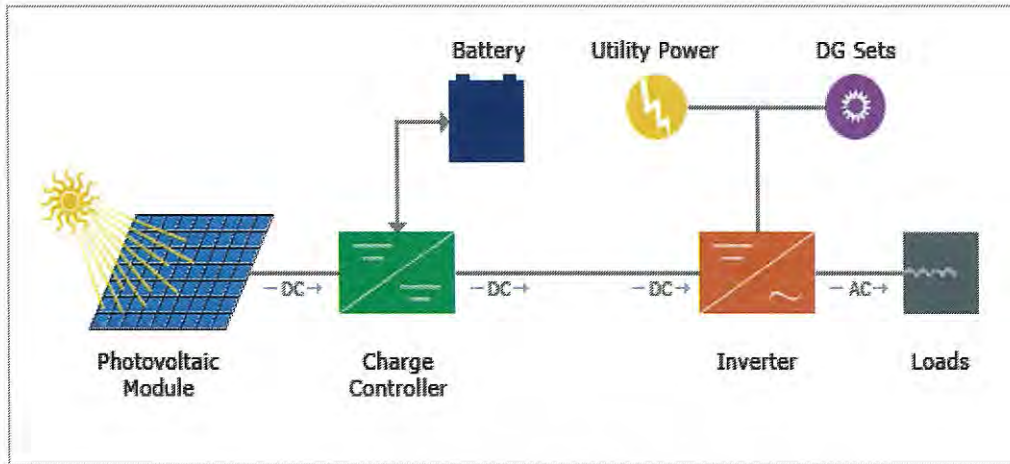
รูปที่ 2.4 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อสายส่ง [20]

2.2.3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System)

คือระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อแหล่งจ่ายไฟฟ้าด้วยกันมากกว่าหนึ่งแหล่งจ่าย ระบบ Hybrid สามารถออกแบบให้เป็นได้ทั้งแบบ Stand-alone หรือ Grid-connected ขึ้นอยู่กับการออกแบบ ยกตัวอย่างเช่น

- ระบบผสมผสานระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ กับ กังหันลม
- ระบบผสมผสานระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ กับ ดีเซลเจนเนอเรเตอร์
- ระบบผสมผสานระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ กับ พลังงานน้ำ
- ระบบผสมผสานระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลม ดีเซลเจนเนอเรเตอร์ พลังงานน้ำ และ แบตเตอรี่

ซึ่งโดยทั่วไปการออกแบบระบบ Hybrid จะคำนึงถึง ศักยภาพของแหล่งจ่ายนั้นๆ ที่มาต่อร่วมกับระบบฯ ในพื้นที่ติดตั้ง ยกตัวอย่างเช่น การออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่มีลักษณะเป็นป่า ไม่มีสายส่งไฟฟ้า แต่มีศักยภาพด้านพลังงานลม และ น้ำ ระบบที่ออกแบบก็มีลักษณะการต่อร่วมกันคือ ระบบผสมผสานระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ และ แบตเตอรี่ เป็นต้น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสานถือเป็นระบบฯ อีกชนิดหนึ่งที่มีเสถียรภาพสูง เนื่องจากมีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองมากกว่าหนึ่งระบบ



รูปที่ 2.5 ตัวอย่างระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน [20]

2.3 การสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV System Loss)

การสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์เป็นเรื่องที่ต้องให้ความสำคัญ เนื่องจากส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าที่จะผลิตได้ของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ และเป็นตัวแปรที่ต้องคำนึงถึงในการออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทหลักๆ ด้วยกันคือ การสูญเสียทางแสง เป็นการสูญเสียที่เกิดขึ้นก่อนที่แสงจะส่งผ่านมาถึงเซลล์แสงอาทิตย์ การสูญเสียในเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นการสูญเสียที่เกิดขึ้นจากเซลล์แสงอาทิตย์เอง โดยมีสาเหตุด้วยกันหลายสาเหตุ สุดท้ายเป็นการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ดังจะอธิบายได้ดังต่อไปนี้

2.3.1 การสูญเสียทางแสง (Optical Loss หรือ Capture Loss)

2.3.1.1 การสูญเสียเนื่องจากฝุ่นละออง

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อติดตั้งใช้งานจริงจำเป็นต้องสัมผัสกับสภาพแวดล้อม ณ พื้นที่ติดตั้งนั้นๆ ซึ่งมีหลายตัวแปรที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ฝุ่นละอองเป็นอีกตัวแปรหนึ่งซึ่งส่งผลโดยตรงต่อการส่งผ่านแสงมายังชั้นของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพบว่ามุมในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งโดยทั่วไปจะกำหนดมุมในการติดตั้งตามตำแหน่งของพื้นที่ที่จะติดตั้งระบบานั้นๆ ตัวอย่างเช่น ประเทศไทย ในพื้นที่ภาคใต้ มุมในการติดตั้งต่ำสุดอยู่ที่ 8 องศา ซึ่งแตกต่างจากภาคเหนือของประเทศ มุมในการติดตั้งประมาณ 20 องศา มุมที่แตกต่างกันจะส่งผลต่อปริมาณของฝุ่นละอองที่จะปกคลุมบริเวณผิวหน้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่ายิ่งมุมในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มากยิ่งขึ้นปริมาณฝุ่นละอองบริเวณผิวหน้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะน้อยกว่า ระบบที่มุมในการติดตั้งน้อยกว่า [21-22] อีกทั้งชนิดของฝุ่นละอองก็ส่งผลกระทบต่อช่วงของ Spectrum แสงที่ส่งผ่านมายังชั้นของเซลล์แสงอาทิตย์ กล่าวคือฝุ่นละอองแต่ละชนิด เช่น ดินดำ หินปูน ลูกธัญ เมฆาคันวัน เป็นต้น ดูดกลืนช่วง Spectrum แสงที่แตกต่างกัน ส่งผลให้แสงที่ส่งผ่านชั้นของฝุ่นละอองมายังชั้นของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่า Spectrum แสงในช่วงที่ต่างกันไปด้วย ซึ่งส่งผลต่อประสิทธิภาพในการดูดกลืนแสงของเซลล์แสงอาทิตย์ [23]

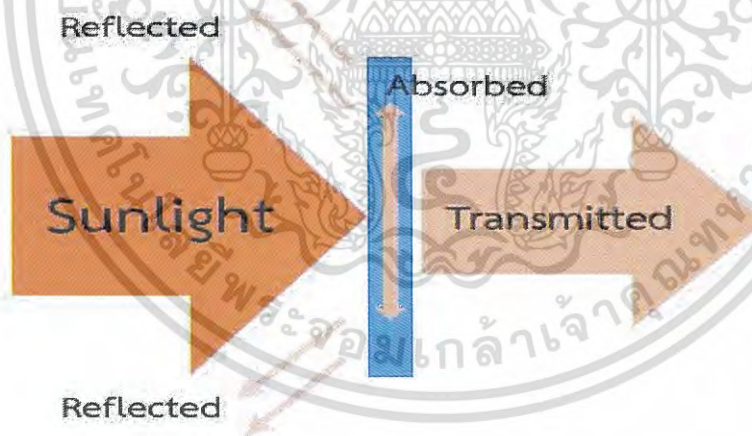
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.6 ฟຸ່ນละอองบริเวณผิวหน้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2.3.1.2 การสูญเสียเนื่องจากการสะท้อนบริเวณผิวหน้าของเซลล์แสงอาทิตย์

โครงสร้างเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปจะประกอบด้วย Front Sheet / Encapsulant/ Cells/ Encapsulant/ Back Sheet ซึ่งการสูญเสียอีกชนิดหนึ่งที่เกิดขึ้นบริเวณชั้นผิวหน้าของเซลล์แสงอาทิตย์ คือ การสูญเสียเนื่องจากการสะท้อนบริเวณผิวหน้าของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 ทิศทางเดินของแสง

รูปที่ 2.7 แสดงให้เห็นทิศทางเดินของแสงอาทิตย์ ที่ตกกระทบบริเวณผิวของวัสดุจะพบว่า มีเพียงแสงบางส่วนเท่านั้นที่ส่งผ่านชั้นของวัสดุลงมา และ เกิดการสูญเสียเนื่องจากชั้นของวัสดุ ประกอบด้วย การดูดกลืน และการสะท้อน ชั้นผิวหน้าของเซลล์แสงอาทิตย์ก็เช่นเดียวกัน เมื่อมีแสงมาตกกระทบจะเกิดการดูดกลืนบริเวณชั้นของผิวหน้าของเซลล์แสงอาทิตย์ และแสงบางส่วนจะ

สะท้อนออกไป ในการเลือกวัสดุมาเป็นชั้นผิวหน้าของเซลล์แสงอาทิตย์จึงต้องคำนึงถึงคุณสมบัติการสะท้อนแสง ซึ่งควรให้มีค่าใกล้เคียง อากาศ ซึ่งมีค่าการสะท้อนเท่ากับ 1.0 [24]

ชั้นผิวหน้าของเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปจะเลือกใช้วัสดุดังต่อไปนี้ กระจก ($n=1.5$) โพลีเมอร์ จำพวก FEP ($n=1.34$) เป็นต้น

2.3.1.3 การสูญเสียเนื่องจากทิศทาง มุมในการติดตั้ง หรือ เกิดเงาบัง

ในการสำรวจพื้นที่เพื่อติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์นั้น สิ่งแรกที่ต้องทำการตรวจวัด ณ พื้นที่นั้นๆ คือ ทิศทาง และ ทิศทาง ณ ตำแหน่งที่จะติดตั้งเพื่อกำหนดมุมและทิศทางของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สิ่งต่อมาเมื่อทราบมุมและทิศทางที่จะติดตั้งแล้ว คือการสำรวจบริเวณโดยรอบว่ามีสิ่งกีดขวางในทิศทางรับแสง นั้นๆ หรือไม่ ยกตัวอย่างเช่น ในประเทศไทย ค่าเฉลี่ยของมุมในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือ 15 องศา โดยให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หันไปทางทิศใต้ ผู้ออกแบบจึงต้องทำการสำรวจบริเวณทิศใต้ว่ามีสิ่งกีดขวางที่อาจจะทำให้เกิดเงาตกบริเวณแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือไม่ เช่น ต้นไม้สูง แหงค้ำน้ำ บ้าน หรือ ตึกอาคาร เป็นต้น เนื่องจากตัวแปรที่กล่าวมาข้างต้นคือ มุม ทิศทาง และ การเกิดเงาบริเวณผิวหน้าของเซลล์แสงอาทิตย์นั้น อาจก่อให้เกิดการสูญเสียทางแสง เกิดขึ้นได้ ตัวอย่างแสดงดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 ตัวอย่างการเกิดเงาบริเวณแผงเซลล์แสงอาทิตย์

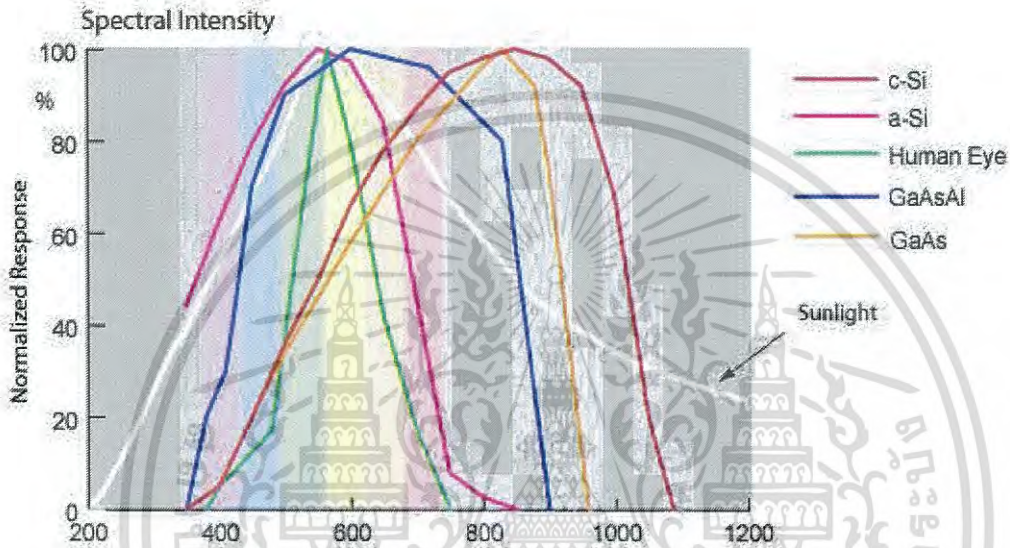
รูปที่ 2.8 แสดงตัวอย่างของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Roof-top) ซึ่งพบเป็นจำนวนมากหากออกแบบไม่ดีจะเกิดการสูญเสีย ครบทั้ง 3 ข้อคือ มุม ทิศทาง และ เงา เนื่องจากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาที่ไม่ได้ออกแบบมาเพื่อติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ มุม

ของหลังคาจะทำมุมมากกว่า 30 องศา ขึ้นอยู่กับการออกแบบ เพื่อถ่ายเทน้ำ และทิศทางจะไม่หันไปทางทิศใต้เนื่องจากรับแสงแดดปริมาณมากซึ่งส่งผลต่ออุณหภูมิภายในอาคาร จึงพบว่าเกิดการสูญเสียจากมุม และทิศทาง เป็นจำนวนมาก เป็นต้น

2.3.2 การสูญเสียในเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Loss)

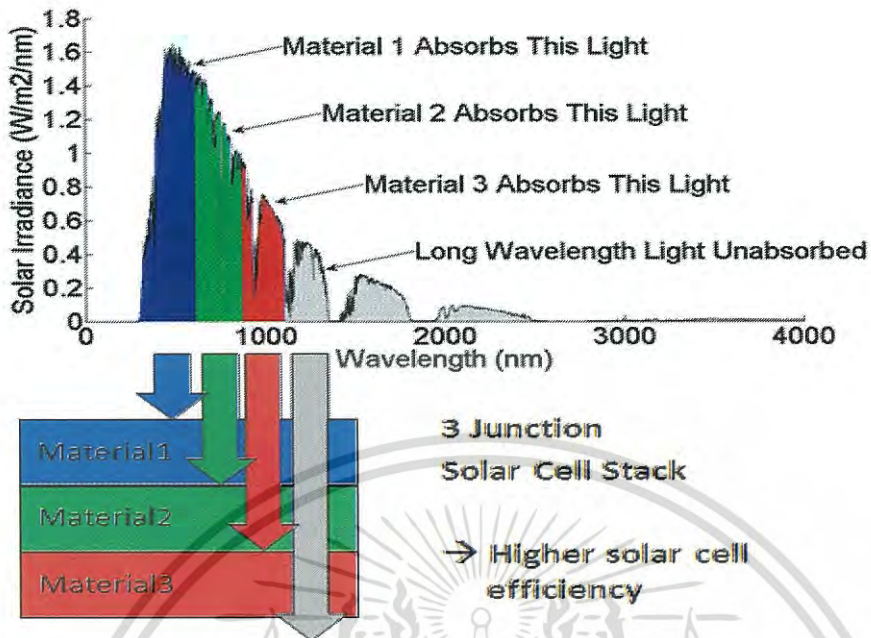
2.3.2.1 การสูญเสียจากการดุดกลืนแสงอาทิตย์ (Spectrum Mismatch Loss)

เป็นการสูญเสียที่เกิดขึ้นในชั้นของเซลล์แสงอาทิตย์เนื่องจากคุณสมบัติการดูดกลืนช่วงความยาวคลื่นแสงที่ต่างกัน ดังแสดงในรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 สเปกตรัมแสงอาทิตย์ และการดูดกลืนแสงของเซลล์แสงอาทิตย์ [25]

ดังแสดงในรูปที่ 2.9 พบว่าเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดจะมีคุณสมบัติในการดูดกลืนแสงในช่วงความยาวคลื่นที่แตกต่างกันไปตามคุณสมบัติของวัสดุประกอบโครงสร้างเซลล์แสงอาทิตย์นั้นๆ ซึ่งการออกแบบโครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องออกแบบให้สามารถดูดกลืนแสงช่วงความยาวคลื่นให้กว้างที่สุดเพื่อให้มีปริมาณของอินพุต เข้ามายังชั้นของเซลล์แสงอาทิตย์ให้มากที่สุด ตัวอย่างการออกแบบเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังรูปที่ 2.10 เป็นการออกแบบเซลล์แสงอาทิตย์เป็น 3 ชั้น โดยจัดวางวัสดุให้มีคุณสมบัติในการดูดกลืนแสงในช่วงความยาวคลื่นที่แตกต่างกันในแต่ละชั้น เพื่อให้เซลล์แสงอาทิตย์สามารถดูดกลืนแสงได้มากที่สุดส่งผลให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นตามไปด้วย



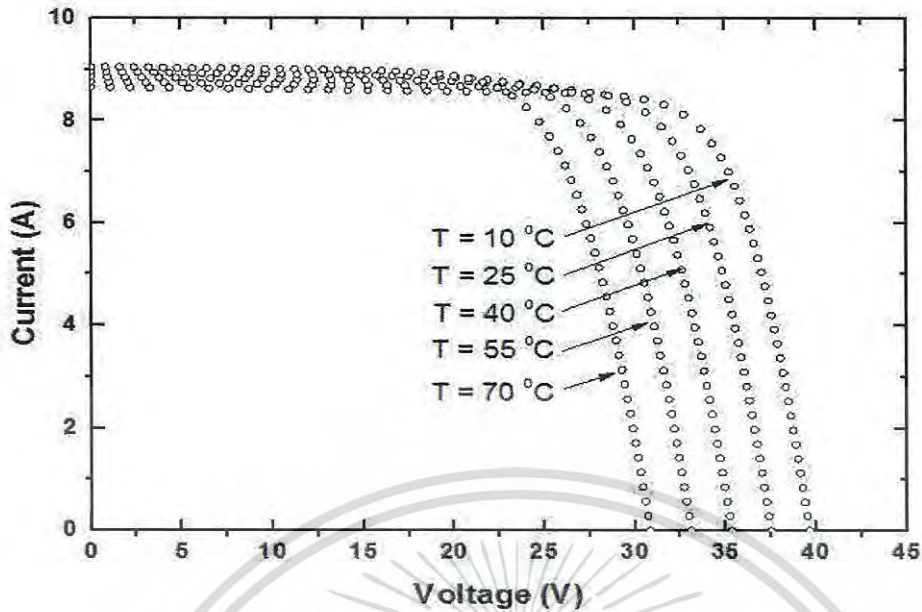
รูปที่ 2.10 ตัวอย่างการออกแบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด 3 ชั้น [26]

2.3.2.2 การสูญเสียทางอุณหภูมิ

จากคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์จะพบว่าเมื่ออุณหภูมิมีค่าสูงขึ้น จะส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าที่ลดลง แสดงดังรูปที่ 11 เนื่องจากอุณหภูมิที่สูงขึ้นจะส่งผลให้ค่าช่องว่างแถบพลังงานมีค่าลดลงตามไปด้วย ดังแสดงดังสมการที่ (2.1) [27]

$$E_g = 1.17 - 4.73 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{T_c^2}{T_c + 636} \quad (2.1)$$

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดจะมีค่าที่เรียกว่า สัมประสิทธิ์ทางอุณหภูมิ (T_c) ที่แตกต่างกัน โดยแสดงสัดส่วนการเปลี่ยนแปลงเมื่ออุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเพิ่มขึ้นทุก 1 องศา



รูปที่ 2.11 กราฟ I-V เมื่อทำการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิ โดยความเข้มแสงอาทิตย์คงที่ (1000 W/m^2)

2.3.3 การสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (System Loss)

2.3.3.1 การสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า (Wiring Loss)

เป็นการสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งไฟฟ้า ทั้งฝั่ง DC Wiring และ AC Wiring สาเหตุเช่น การออกแบบเลือกขนาดสายที่มีขนาดที่ไม่เหมาะสม กับขนาดกระแสไฟฟ้าของระบบ หรือ ขนาดของสายไฟฟ้าไม่เหมาะสมกับความยาวของสายไฟฟ้า การเลือกชนิดของสายไฟฟ้าเช่นไฟฟ้ากระแสตรง ควรเลือกสายที่ใช้งานสำหรับไฟฟ้ากระแสตรง เป็นต้น

2.3.3.2 การสูญเสียจากการแปลงพลังงานไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ (Inverter Loss)

เป็นการสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งเกิดขึ้นที่อินเวอร์เตอร์ ตัวแปรที่ส่งผลให้เกิดการสูญเสียในอินเวอร์เตอร์มีด้วยกัน หลายประการ เช่น

1. การสูญเสียเนื่องจากอุณหภูมิของอินเวอร์เตอร์ที่สูงขึ้นขณะทำงาน ส่งผลให้ประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานของอินเวอร์เตอร์ลดลง
2. การสูญเสียในหม้อแปลง กรณีอินเวอร์เตอร์แบบมีหม้อแปลงไฟฟ้า
3. การสูญเสียจาก แรงดันขาเข้ามีค่าไม่เหมาะสม เช่น การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีค่าระดับแรงดันในช่วงที่ต่ำหรือสูงเกินไป ทำให้อินเวอร์เตอร์ไม่ได้ทำงานในช่วงที่มีประสิทธิภาพสูงสุด เป็นต้น

2.4 การประเมินประสิทธิภาพระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV System Evaluation)

การประเมินประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทั่วไปจะอ้างอิงมาตรฐานเดียวกันเพื่อให้สามารถประเมิน ตรวจสอบ และเปรียบเทียบ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในพื้นที่ต่างๆ ได้ รวมถึงการประเมินประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยและกัมพูชา [28-30] ซึ่ง

มาตรฐานที่ใช้ในการประเมินคือ IEC 61724 เป็นมาตรฐานที่อธิบายถึง วิธีการตรวจวัดค่าต่างๆจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์และกระบวนการวิเคราะห์สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งระบบที่เป็น Grid-connected และ Stand-alone โดยให้ความสำคัญกับการหาสมรรถนะโดยรวมของระบบมากกว่าการหาสมรรถนะของแต่ละองค์ประกอบของระบบฯ โดยวัตถุประสงค์ของการประเมินระบบเซลล์แสงอาทิตย์ตามมาตรฐานคือ เพื่อเป็นการเปรียบเทียบสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่สนใจกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่อื่นๆ อีกทั้งยังเป็นการตรวจสอบว่าระบบานั้นๆ มีสมรรถนะอยู่ในระดับที่ต้องการหรือไม่

ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะประกอบไปด้วย 2 ส่วนด้วยกันคือ

2.4.1 ข้อมูลจากการวัด

ตามมาตรฐานข้อมูลจากการตรวจวัดประกอบด้วย ข้อมูลสภาพแวดล้อม และข้อมูลทางไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

2.4.1.1 ข้อมูลสภาพแวดล้อม

1. ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์
2. อุณหภูมิสภาพแวดล้อม
3. อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2.4.1.2 ข้อมูลทางไฟฟ้า

1. แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า และ กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์
2. แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า และ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายไปยังโหลด

2.4.2 ข้อมูลจากการคำนวณ

เป็นตัวแปรที่ได้จากการนำค่าจากการตรวจวัดมาทำการคำนวณตามวิธีการทางคณิตศาสตร์ เพื่อให้ทราบถึงประสิทธิภาพ หรือ สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยตัวแปรที่ได้จากการคำนวณมีดังต่อไปนี้

ค่าพลังงานแสงอาทิตย์ ($E_{i,\tau}$, kWh/m²) สามารถหาได้ดังสมการที่ (2.2)

$$E_{i,\tau} = \tau_r \cdot \sum_{\tau} P_i \quad (2.2)$$

กำหนดให้

P_i คือ ค่ากำลังงาน (kW)

\sum_{τ} คือ ผลรวมทั้งหมดตลอดระยะเวลาในการเก็บข้อมูล

τ_r คือ ระยะเวลาในการสุ่มตรวจข้อมูล (Hours)

τ_c คือ ระยะเวลาในการเก็บข้อมูล(Hours)

พลังงานแสงอาทิตย์ต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่ ($E_{r,\tau}$, kWh) คือ ค่าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่ สามารถหาได้จากนำค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้จากการวัดคูณด้วยพื้นที่ของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังสมการที่ (2.3)

$$E_{r,\tau} = E_{i,\tau} \cdot A_c \quad (2.3)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กำหนดให้

A_c คือ พื้นที่ของเซลล์แสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์จากเซลล์แสงอาทิตย์ ($E_{A,\tau}$, kWh) คือ พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นค่าที่ได้จากการตรวจวัดไฟฟ้าที่ออกจากเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถคำนวณตามสมการ

$$E_{A,\tau} = \tau_r \cdot \sum_{\tau} P_{DC} \quad (2.4)$$

กำหนดให้

P_{DC} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ (kW)

พลังงานไฟฟ้าก่อนเข้าโครงข่าย ($E_{GRID,\tau}$, kWh) คือพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายให้กับโหลด สามารถหาได้จากการตรวจวัด แสดงดังสมการที่ (2.5)

$$E_{GRID,\tau} = \tau_r \cdot \sum_{\tau} P_{AC} \quad (2.5)$$

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อกำลังการติดตั้ง ($Y_{A,\tau}$, kWh/kWp)

$$Y_{A,\tau} = \frac{E_{A,\tau}}{P_o} \quad (2.6)$$

กำหนดให้

P_o คือ ค่ากำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ (kWp)

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ทางทฤษฎี ($Y_{r,\tau}$, kWh/kWp)

$$Y_{r,\tau} = \frac{E_{i,\tau}}{G_{STC}} \quad (2.7)$$

กำหนดให้

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

พลังงานไฟฟ้าใช้จริงที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ ($Y_{f,\tau}$, kWh/kWp)

$$Y_{f,\tau} = \frac{E_{GRID,\tau}}{P_o} \quad (2.8)$$

พลังงานสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (L_c , kWh/kWp)

$$L_c = Y_r - Y_A \quad (2.9)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พลังงานสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (L_s , kWh/kWp)

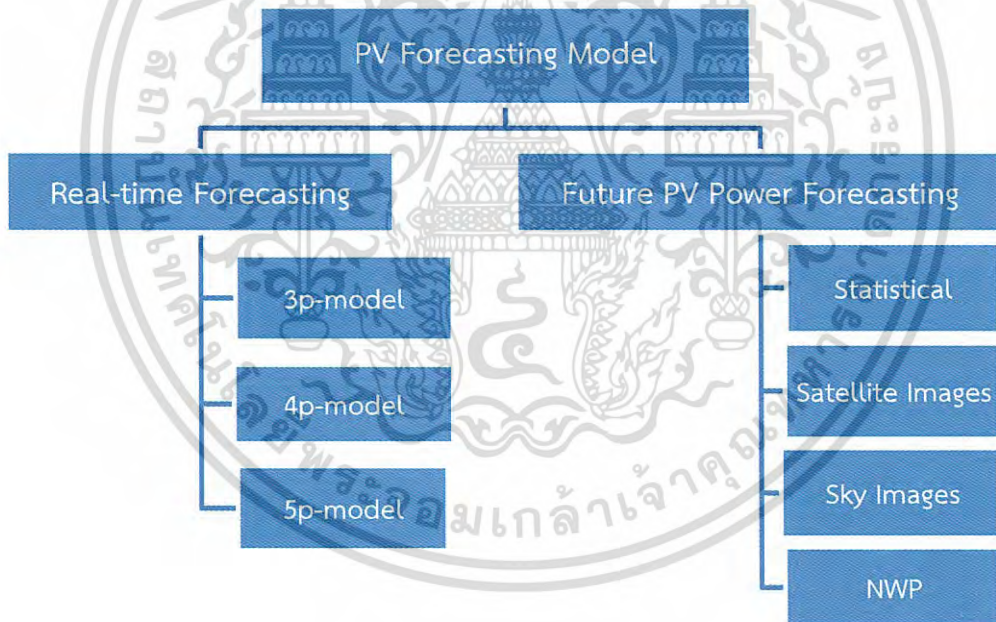
$$L_s = Y_A - Y_f \quad (2.10)$$

สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PR, kWh/kWp)

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2.11)$$

2.5 แบบจำลองการคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Forecasting Model)

แบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งออกเป็น 2 รูปแบบด้วยกัน คือ ระบบคาดการณ์แบบทันทีทันใด (Real-time) และ ระบบคาดการณ์แบบล่วงหน้า โดยแต่ละรูปแบบมีรายละเอียด ดังแสดงในรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 รูปแบบของระบบคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์

2.5.1 คาดการณ์แบบล่วงหน้า (Future PV Power Forecasting)

เป็นการคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ล่วงหน้า มีการวิจัยพัฒนาโมเดลที่สามารถคาดการณ์ได้ตั้งแต่ 1 วินาที - 1 เดือน ล่วงหน้า ขึ้นอยู่กับวิธีที่ใช้ มีด้วยกัน 4 วิธีคือ

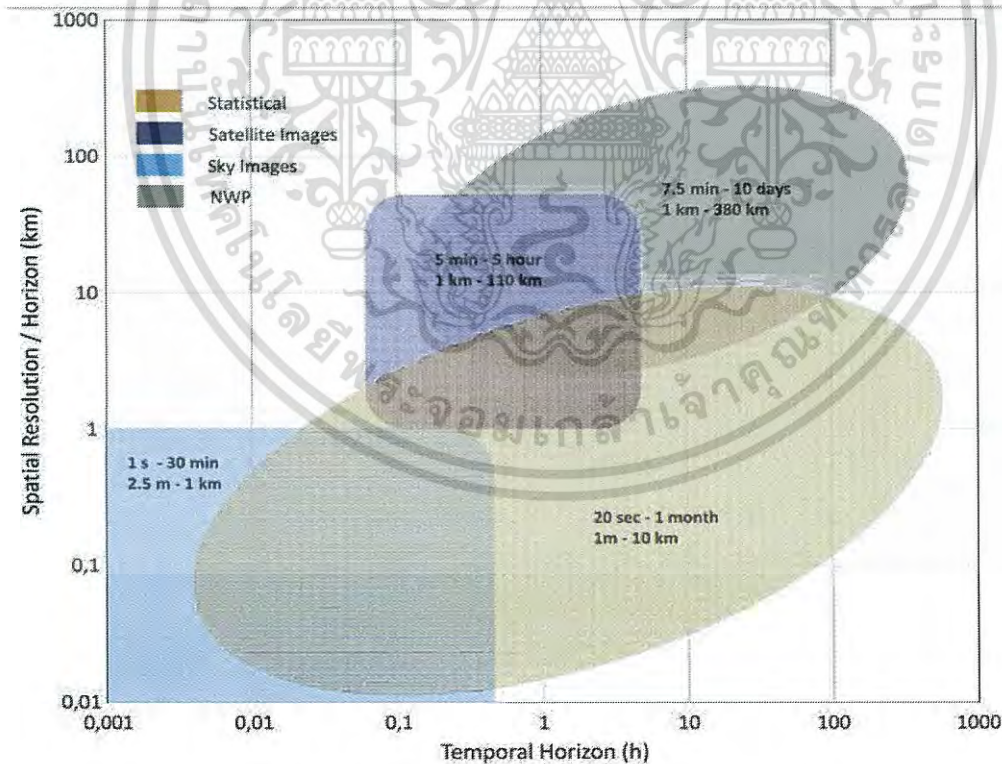
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.5.1.1 การใช้กระบวนการทางสถิติ (Statistical) เป็นการนำข้อมูลจากการวัดของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นๆมาเพื่อสร้างโมเดล ในการคาดการณ์การผลิตไฟฟ้า ซึ่งโมเดลลักษณะนี้สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้ในช่วงเวลา 20 วินาที ถึง 1 เดือน ในพื้นที่ 1 เมตร ถึง 10 กิโลเมตร จากพื้นที่ที่นำข้อมูลมาสร้างโมเดล

2.5.1.2 การใช้ภาพถ่ายดาวเทียม (Satellite Image) เป็นการนำภาพถ่ายดาวเทียมมาเพื่อสร้างโมเดลในการวิเคราะห์การเคลื่อนตัวของก้อนเมฆ เพื่อใช้ในการคาดการณ์ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ ที่จะตกลงมายังพื้นที่เป้าหมาย โมเดลลักษณะนี้สามารถคาดการณ์ได้ในช่วงไม่ยาวมากนัก คือ 5 นาที ถึง 5 ชั่วโมง แต่สามารถครอบคลุมพื้นที่ที่กว้างกว่าวิธีแรกคือ 1 กิโลเมตร ถึง 110 กิโลเมตร จากพื้นที่ภาพถ่ายดาวเทียมนั้นๆ

2.5.1.3 การใช้ภาพถ่ายท้องฟ้า (Sky Images) การการนำภาพถ่ายท้องฟ้า ที่ถ่ายจากภาคพื้นมาใช้ในการวิเคราะห์การเคลื่อนตัวของก้อนเมฆเพื่อคาดการณ์ปริมาณแสงที่จะสามารถส่องลงมายังพื้นที่เป้าหมายได้ โดยวิธีการนี้จะสามารถคาดการณ์ได้ในเวลาสั้นๆ คือ 1 วินาที ถึง 30 นาที ครอบคลุมพื้นที่ 2.5 เมตร ถึง 1 กิโลเมตร

2.5.1.4 การสร้างโมเดลคาดการณ์จากกระบวนการทางคณิตศาสตร์ (NWP, Numerical Weather Predictions) วิธีการนี้จะอาศัยโมเดลทางคณิตศาสตร์เพื่อใช้ในการคาดการณ์ค่าความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ก่อนที่จะมาเข้าโมเดลคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์อีกทีหนึ่ง สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าในช่วง 7.5 นาที ถึง 10 วัน ครอบคลุมพื้นที่ 1 กิโลเมตร ถึง 380 กิโลเมตร



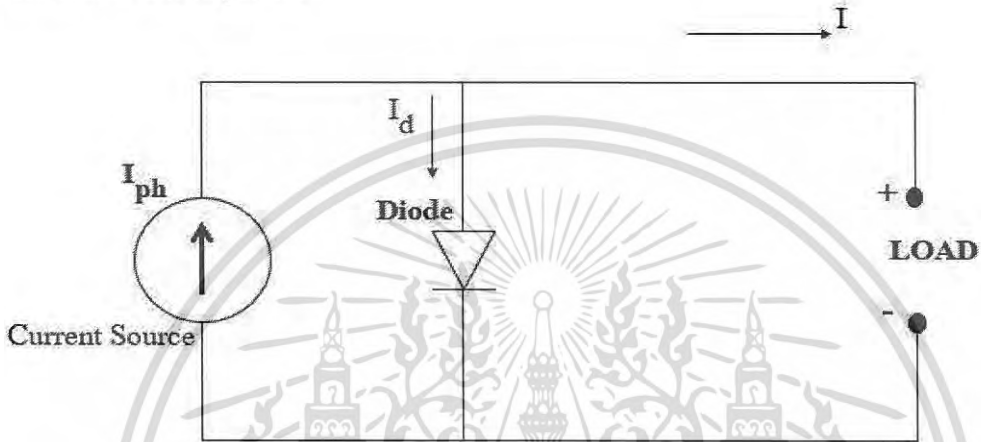
รูปที่ 2.13 การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบล่วงหน้า

2.5.2 การคาดการณ์แบบทันทีทันใด (Real-time PV Power Forecasting)

เป็นการคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยอาศัย แบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยข้อมูลอินพุตของแบบจำลองจะประกอบด้วย ความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มีด้วยกัน 3 รูปแบบคือ

2.5.2.1 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์แบบหนึ่งไดโอดสามตัวแปร (1D3P Model)

ประกอบด้วย I_{ph} คือค่ากระแสแสง (photo current) I_0 คือค่ากระแสอิ่มตัวย้อนกลับ และ n คือ ค่า Ideal Factor เป็นโมเดลพื้นฐานการโดยโมเดลนี้ยังไม่ได้พิจารณาในส่วนของค่าความต้านทานบริเวณรอยต่อ แสดงดังรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 1D3P Model

$$I_{ph} = I_d + I \tag{2.12}$$

$$I = I_{ph} - I_d \tag{2.13}$$

- เมื่อ I_{ph} คือ กระแสไฟฟ้าที่เกิดจากความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (A)
- I_d คือ กระแสไฟฟ้าที่เกิดจากไดโอด (A)
- I คือ กระแสไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (A)

เมื่อ $R_s = 0$, กระแส I_d จะมีค่าดังนี้

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{q \cdot V_0}{n \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] \tag{2.14}$$

- เมื่อ V_0 คือ แรงดันไฟฟ้าที่ตกคร่อมรอยต่อ (V)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- n คือ ค่า Ideal factor (ค่า Ideal factor นั้นขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการผลิตโครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ได้แสดงดังตารางที่ 2.1)
- I_0 คือ กระแสไบอัสอิ่มตัวย้อนกลับของไดโอด (A)
- T คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Kelvin)
- q คือ ประจุอิเล็กตรอนมีค่าเท่ากับ 1.602×10^{-19} C
- k คือ ค่าคงที่ของ Boltzmann มีค่าเท่ากับ 1.380×10^{-23} J/Kelvin

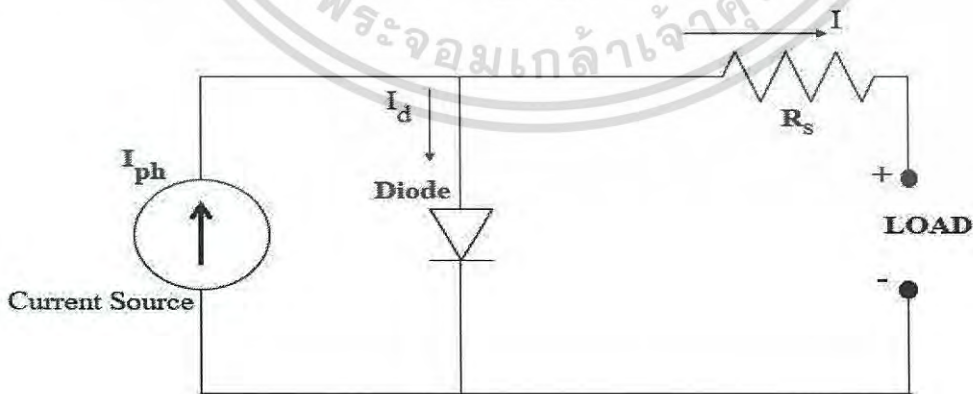
$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q \cdot V_o}{n \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] \tag{2.15}$$

ตารางที่ 2.1 ค่า Ideal factor

ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์	Ideal factor
Mono-Si	1.2
Poly-Si	1.3
a-Si:H	1.8
a-Si:H tandem	3.3
a-Si:H triple	5
CdTe	1.5
CIS	1.5
GaAs	1.3

2.5.2.2 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์แบบหนึ่งไดโอดสี่ตัวแปร (1D4P Model)

ประกอบด้วยค่า I_{ph} , I_0 , n และ R_s ในโมเดลนี้มีการพิจารณาความต้านทานอนุกรม (R_s) เป็นความต้านทานที่เกิดขึ้นบริเวณรอยต่อ แต่จะไม่พิจารณาค่าของ R_{sh} ที่เกิดขึ้นในชั้นของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 1D4P Model

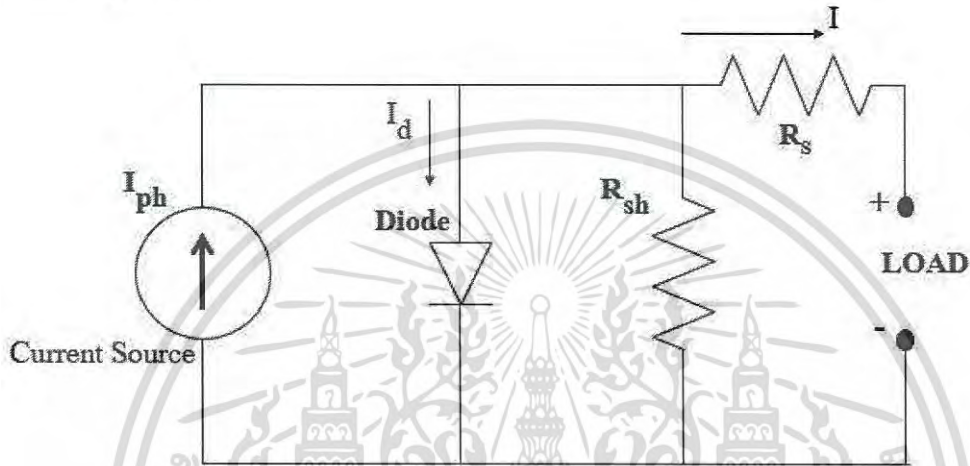
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ถ้า $R_s > 0$ ดังนั้นแรงดันที่ตกคร่อมรอยต่อ $V_0 = V + I.R_s$

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V+I.R_s)}{n.k.T} \right) - 1 \right] \quad (2.16)$$

2.5.2.3 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์แบบหนึ่งไดโอดสี่ตัวแปร (1D5P Model)

ในโมเดลนี้จะพิจารณาตัวแปรทั้งหมด 5 ตัวแปร ประกอบด้วยค่า I_{pv} , I_0 , n , R_s และ R_{sh} ดังแสดงในรูปที่ 2.16



รูปที่ 2.16 1D5P Model

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V+I.R_s)}{n.k.T} \right) - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad (2.17)$$

ค่า I_{ph} มีความสัมพันธ์โดยแปรผันตรงกับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ และอุณหภูมิ ดังสมการที่ (2.18)

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left(I_{sc,ref} + \mu_{sc} \cdot (T - T_{ref}) \right) \quad (2.18)$$

เมื่อ	I_{ph}	คือ กระแสไฟฟ้าที่เกิดจากความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (A)
	G	คือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (W/m^2)
	G_{ref}	คือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ STC (W/m^2)
	μ_{sc}	คือ สัมประสิทธิ์ทางอุณหภูมิของกระแสไฟฟ้า
	T	คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Kelvin)
	T_{ref}	คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC (Kelvin)
	$I_{sc,ref}$	คือ กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจรที่ STC (A)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ค่าอุณหภูมิมิมีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์เนื่องจากค่ากระแสลัดวงจรสัมพันธ์กับอุณหภูมิ อีกทั้งอุณหภูมียังมีผลกระทบต่อกระแสไบอัสอิ่มตัวย้อนกลับของไดโอดที่เรียกว่า Reverse saturation current of diode (I_0) ดังสมการที่ (19)

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{q \cdot E_g}{n \cdot k} \right) \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (2.19)$$

เมื่อ E_g คือ ค่าช่องว่างแถบพลังงานของสารกึ่งตัวนำ (Energy band gap) และ $I_{0,ref}$ มีค่าดังสมการที่ (2.20)

$$I_{0,ref} = I_{sc,ref} \exp \left(\frac{q(-V_{oc,ref})}{n \cdot k \cdot T} \right) \quad (2.20)$$

เมื่อ

- $I_{sc,ref}$ คือ กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจรที่ STC (A)
- $V_{oc,ref}$ คือ แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรที่ STC (V)
- T_{ref} คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC (Kelvin)
- E_g คือ Band gap energy of semiconductor

ค่าความต้านทานขนาน (R_{sh}) แสดงดังสมการที่ (2.21)

$$R_{sh} = \frac{V_m + (I_{m,ref} \cdot R_s)}{I_{sc,ref} - I_{sc,ref} \left\{ \exp \left[\frac{q(V_m,ref + I_{m,ref} \cdot R_s - V_{oc,ref})}{n \cdot k \cdot T} \right] \right\} + I_{sc,ref} \left\{ \exp \frac{q(-V_{oc,ref})}{n \cdot k \cdot T} \right\} \left(\frac{P_m}{V_m,ref} \right)} \quad (2.21)$$

เมื่อ

- P_m คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (W)
- V_m คือ แรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (V)
- I_m คือ กระแสไฟฟ้าสูงสุดที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (A)

บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย

งานวิจัยนี้ทำการพัฒนาแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ จากวงจรสมมูลไดโอดแบบ 1D5P โดยทำการปรับปรุงค่าความแม่นยำของแบบจำลองด้วยเทคนิคการใช้สมการถ่วงน้ำหนัก (Weight parameter) โดยมีรายละเอียดขั้นตอนการดำเนินการวิจัยดังต่อไปนี้

3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

1. ศึกษาแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
2. คัดเลือกและสร้างแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์
3. ทดสอบแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์
4. สร้างแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์
5. ปรับปรุงความแม่นยำของแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย Weight parameter
6. ทดสอบแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เปรียบเทียบกับค่าที่วัดได้จริง และ โปรแกรมจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์

ตารางที่ 3.1 แผนการดำเนินการวิจัย

ลำดับ	การดำเนินการ	ระยะที่ 1	ระยะที่ 2	ระยะที่ 3
1	ศึกษาแบบจำลองฯ	↔		
2	คัดเลือกและสร้างแบบจำลองฯ แผงเซลล์แสงอาทิตย์		↔	
3	ทดสอบแบบจำลองฯ แผงเซลล์แสงอาทิตย์		↔	
4	สร้างแบบจำลองฯ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์		↔	
5	ปรับปรุงความแม่นยำของแบบจำลองฯ ด้วย Weight parameter			↔
6	ทดสอบแบบจำลองฯ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เปรียบเทียบกับ ค่าที่วัดได้จริง และ โปรแกรมจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์			↔
7	วิเคราะห์และประมวลผลการศึกษา			↔

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

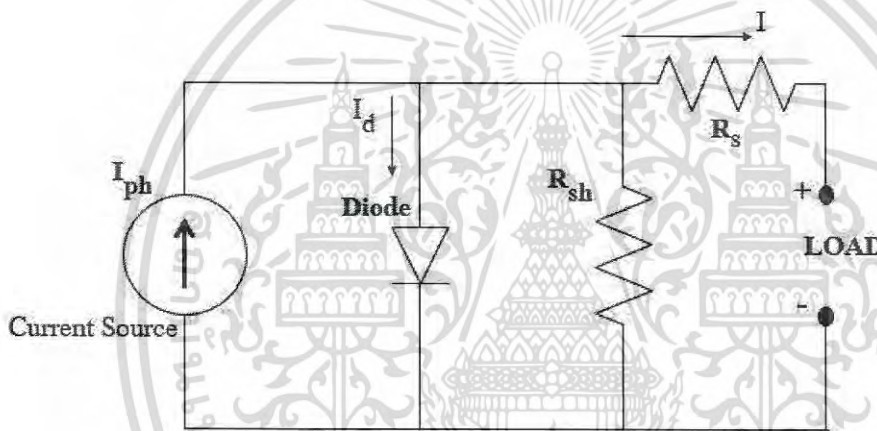
3.2 กระบวนการสร้างแบบจำลองการคำนวณผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

3.2.1 แบบจำลองการคำนวณผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ดำเนินการสร้างแบบจำลองการคำนวณผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากวงจรสมมูลแบบ 1D5P ดังแสดงในรูปที่ 3.1 ด้วยโปรแกรม Matlab/Simulink โดยกระบวนการสร้างแบบจำลองแบ่งออกเป็นสองส่วนด้วยกันคือ สร้างแบบจำลองเพื่อคำนวณค่า กระแสไฟฟ้า (I) ดังสมการที่ (3.1) และ สร้างแบบจำลองเพื่อคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้า (V) โดยในส่วนของ การคำนวณค่ากระแสไฟฟ้านั้นจำเป็นต้องสร้างแบบจำลองเพิ่มเติมอีก สามแบบจำลองด้วยกันคือ

1. แบบจำลองค่า กระแสไฟฟ้าแสง (I_{ph})
2. แบบจำลองค่า กระแสไฟฟ้าอิมิตวย้อนกลับ (I_0)
3. แบบจำลองค่า ความต้านทานขนาน (R_{sh})

โดยตัวแปรอื่นได้จากคุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการคำนวณ รายละเอียดดังต่อไปนี้



รูปที่ 3.1 วงจรสมมูลแบบหนึ่งไดโอด

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V+I.R_s)}{n.k.T} - 1 \right) \right] - \frac{(V+I.R_s)}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

เมื่อ	I	คือ กระแสไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (A)
	I_{ph}	คือ กระแสไฟฟ้าที่เกิดจากความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (A)
	I_0	คือ กระแสไปอิมิตวย้อนกลับของไดโอด (A)
	V	คือ แรงดันไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (V)
	R_s	คือ ค่าความต้านทานอนุกรมของเซลล์ (Ω)
	R_{sh}	คือ ค่าความต้านทานขนานของเซลล์ (Ω)
	n	คือ ค่า Ideal factor Diode (ค่า Ideal factor Diode นั้นขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการผลิตโครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ได้แสดงดังตารางที่ 3.1)
	T	คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Kelvin)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- q คือ ประจุอิเล็กตรอนมีค่าเท่ากับ 1.602×10^{-19} C
 k คือ ค่าคงที่ของ Boltzmann มีค่าเท่ากับ 1.380×10^{-23} J/Kelvin

ตารางที่ 3.2 ค่า Ideal factor ของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด

ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์	Ideal factor
Mono-Si	1.2
Poly-Si	1.3
a-Si:H	1.8
a-Si:H tandem	3.3
a-Si:H triple	5
CdTe	1.5
CIS	1.5
GaAs	1.3

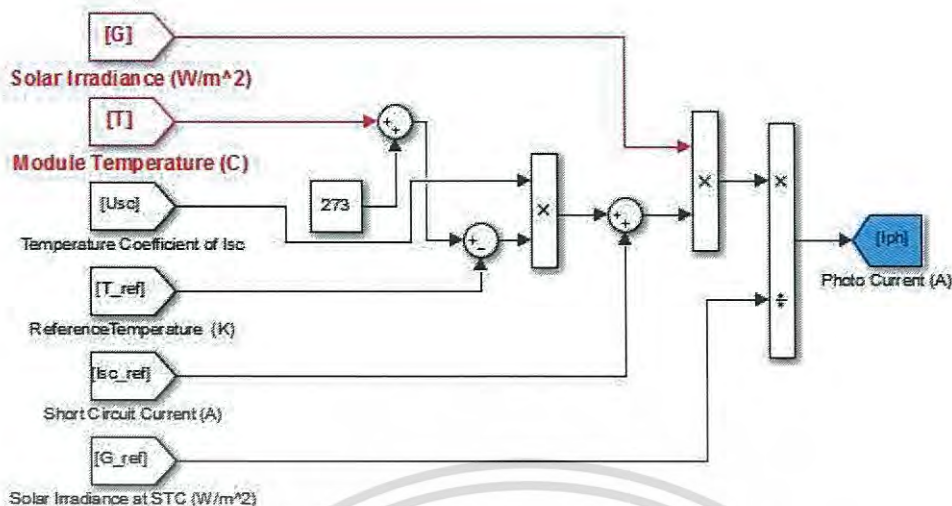
3.2.1.1 แบบจำลองค่ากระแสไฟฟ้าแสง (I_{ph})

ค่ากระแสไฟฟ้าแสง (Photo current) เป็นกระแสไฟฟ้าหรือการเคลื่อนที่ของประจุพาหะที่เกิดขึ้นเนื่องจากถูกกระตุ้นด้วยอนุภาคของแสง (Photon) เป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ และอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังสมการที่ (3.2)

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left(I_{sc,ref} + \mu_{sc} \cdot (T - T_{ref}) \right) \quad (3.2)$$

- เมื่อ
- I_{ph} คือ กระแสไฟฟ้าที่เกิดจากความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (A)
 - G คือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (W/m^2)
 - G_{ref} คือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ STC (W/m^2)
 - μ_{sc} คือ สัมประสิทธิ์ทางอุณหภูมิของกระแสไฟฟ้า
 - T คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Kelvin)
 - T_{ref} คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC (Kelvin)
 - $I_{sc, ref}$ คือ กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจรที่ STC (A)

นำสมการที่ (3.2) มาสร้างแบบจำลองค่า กระแสไฟฟ้าแสง (I_{ph}) ด้วยโปรแกรม Matlab/Simulink ได้ดังรูปที่ 3.2 โดยตัวแปรหลักที่ส่งผลต่อกระแสไฟฟ้าแสง (I_{ph}) ของแบบจำลองนี้คือความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (G) และอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (T)



รูปที่ 3.2 แบบจำลองค่า กระแสไฟฟ้าแสง (I_{ph})

3.2.1.2 แบบจำลองค่ากระแสไฟฟ้าอ้อมตัวย้อนกลับ (I₀)

กระแสไปอ้อมตัวย้อนกลับของไดโอดที่เรียกว่า Reverse saturation current of diode (I₀) สัมพันธ์กับอุณหภูมิ ดังแสดงในสมการที่ (3.3)

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{q \cdot E_g}{n \cdot k} \right) \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T} \right) \right] \tag{3.3}$$

เมื่อ E_g คือ ค่าช่องว่างแถบพลังงานของสารกึ่งตัวนำ (Energy band gap) และ I_{0,ref} มีค่าดังสมการที่ (3.4)

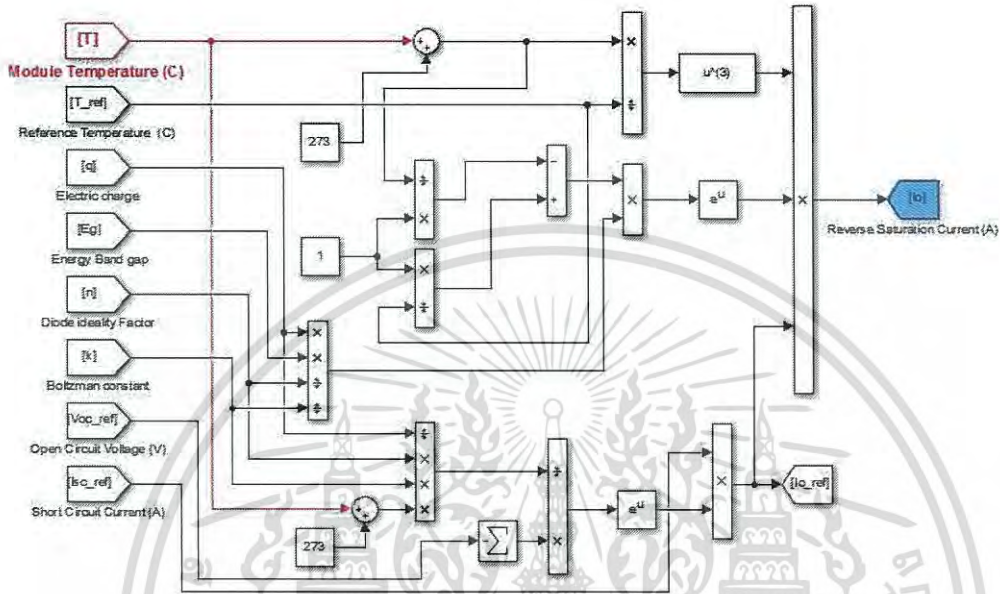
$$I_{0,ref} = I_{sc,ref} \exp \left(\frac{q(-V_{oc,ref})}{n \cdot k \cdot T} \right) \tag{3.4}$$

- เมื่อ I₀ คือ กระแสไปอ้อมตัวย้อนกลับของไดโอด (A)
- I_{sc,ref} คือ กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจรที่ STC (A)
- V_{oc,ref} คือ แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรที่ STC (V)
- T คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Kelvin)
- T_{c,ref} คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC (Kelvin)
- n คือ ค่า Ideal factor Diode (ค่า Ideal factor Diode นั้นขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการผลิตโครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ได้แสดงดังตารางที่ 3.2)
- q คือ ประจุอิเล็กตรอนมีค่าเท่ากับ 1.602×10⁻¹⁹ C
- k คือ ค่าคงที่ของ Boltzmann มีค่าเท่ากับ 1.380×10⁻²³ J/Kelvin

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

E_g คือ Band gap energy of semiconductor

นำสมการที่ (3.3, 3.4) มาสร้างแบบจำลองค่า กระแสไฟฟ้าอิมิต์ย้อนกลับ (I_0) ด้วยโปรแกรม Matlab/Simulink ได้ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 แบบจำลองค่า กระแสไฟฟ้าอิมิต์ย้อนกลับ (I_0)

3.2.1.3 แบบจำลองค่า ความต้านทานขนาน (R_{sh})

ความต้านทานขนาน (R_{sh}) สามารถคำนวณได้ดังสมการ (3.5)

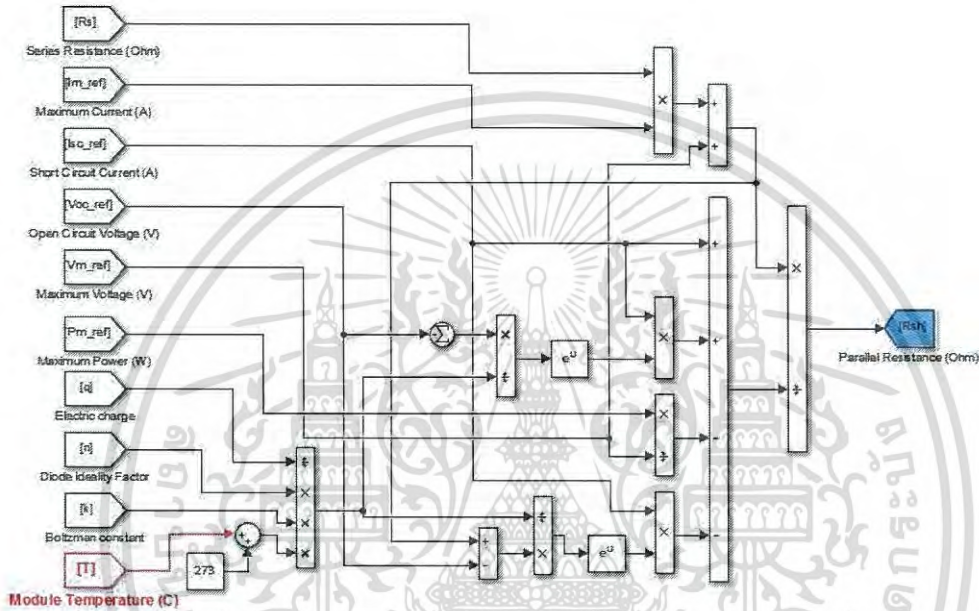
$$R_{sh} = \frac{V_m + (I_{m,ref} \cdot R_s)}{I_{sc,ref} - I_{sc,ref} \left\{ \exp \left[\frac{q(V_{m,ref} + I_{m,ref} \cdot R_s - V_{oc,ref})}{n \cdot k \cdot T} \right] \right\} + I_{sc,ref} \left\{ \exp \left[\frac{q(-V_{oc,ref})}{n \cdot k \cdot T} \right] \right\} - \left(\frac{P_m}{V_{m,ref}} \right)} \tag{3.5}$$

- เมื่อ R_s คือ ค่าความต้านทานอนุกรมของเซลล์ (Ω)
- R_{sh} คือ ค่าความต้านทานขนานของเซลล์ (Ω)
- $I_{sc, ref}$ คือ กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจรที่ STC (A)
- $V_{oc, ref}$ คือ แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรที่ STC (V)
- P_m คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (W)
- V_m คือ แรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (V)
- I_m คือ กระแสไฟฟ้าสูงสุดที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (A)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- n คือ ค่า Ideal factor Diode (ค่า Ideal factor Diode นั้นขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการผลิตโครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ได้แสดงดังตารางที่ 3.1)
- T คือ อุณหภูมิที่รอยต่อขณะทำงานของเซลล์ (Kelvin)
- q คือ ประจุอิเล็กตรอนมีค่าเท่ากับ 1.602×10^{-19} C
- k คือ ค่าคงที่ของ Boltzmann มีค่าเท่ากับ 1.380×10^{-23} J/Kelvin

นำสมการที่(3.5) มาสร้างแบบจำลองค่า กระแสไฟฟ้าแสง (I_{ph}) ด้วยโปรแกรม Matlab/Simulink แสดงดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 แบบจำลองค่า ความต้านทานขนาน (R_{sh})

3.2.2 แบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์

นำแบบจอบางแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาดำเนินการเชื่อมต่อวงจร ตามการเชื่อมต่อจริงของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ของพื้นที่เป้าหมาย

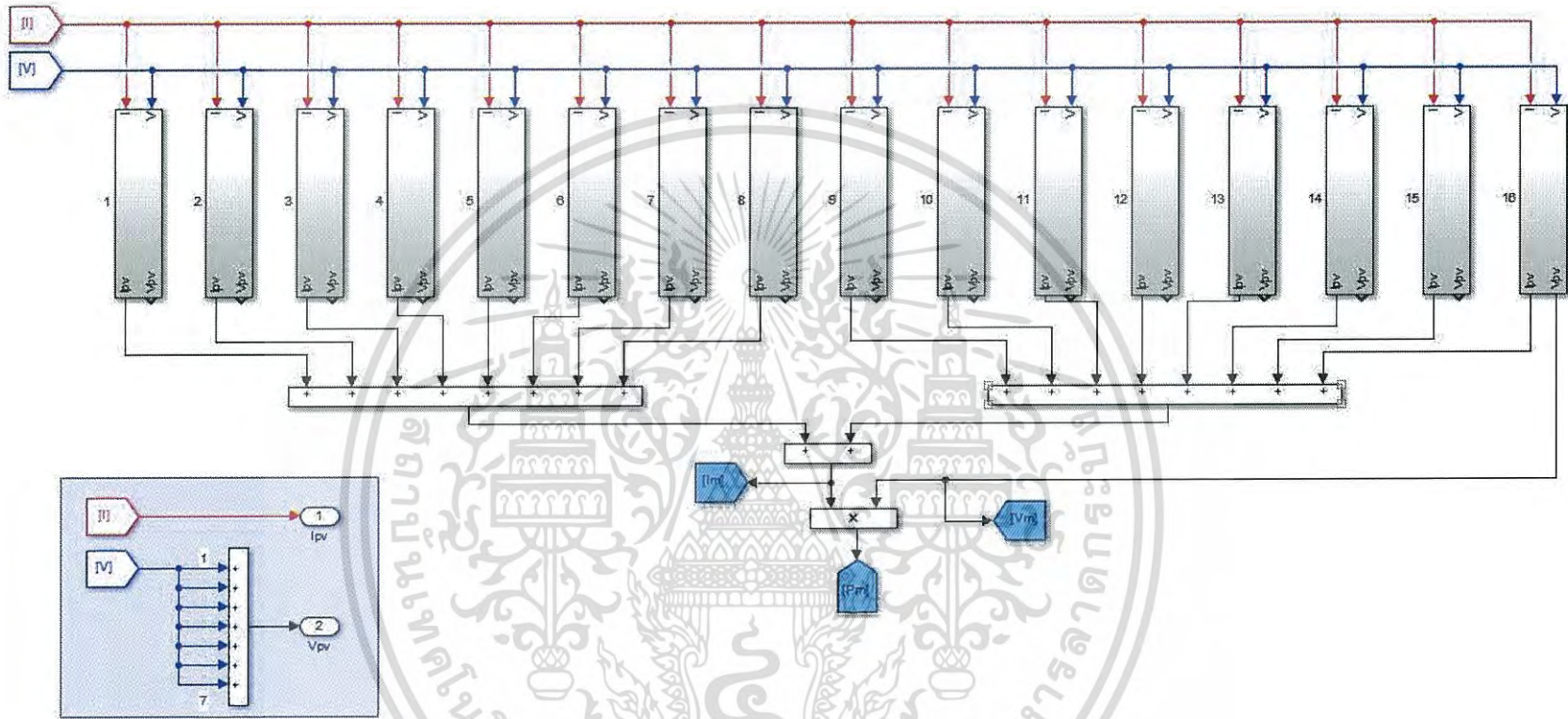
3.2.2.1 แบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ในพื้นที่ประเทศกัมพูชา [31]

นำแบบจำลองแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาทำการสร้างแบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์โดยแสดงดังรูปที่ 3.5

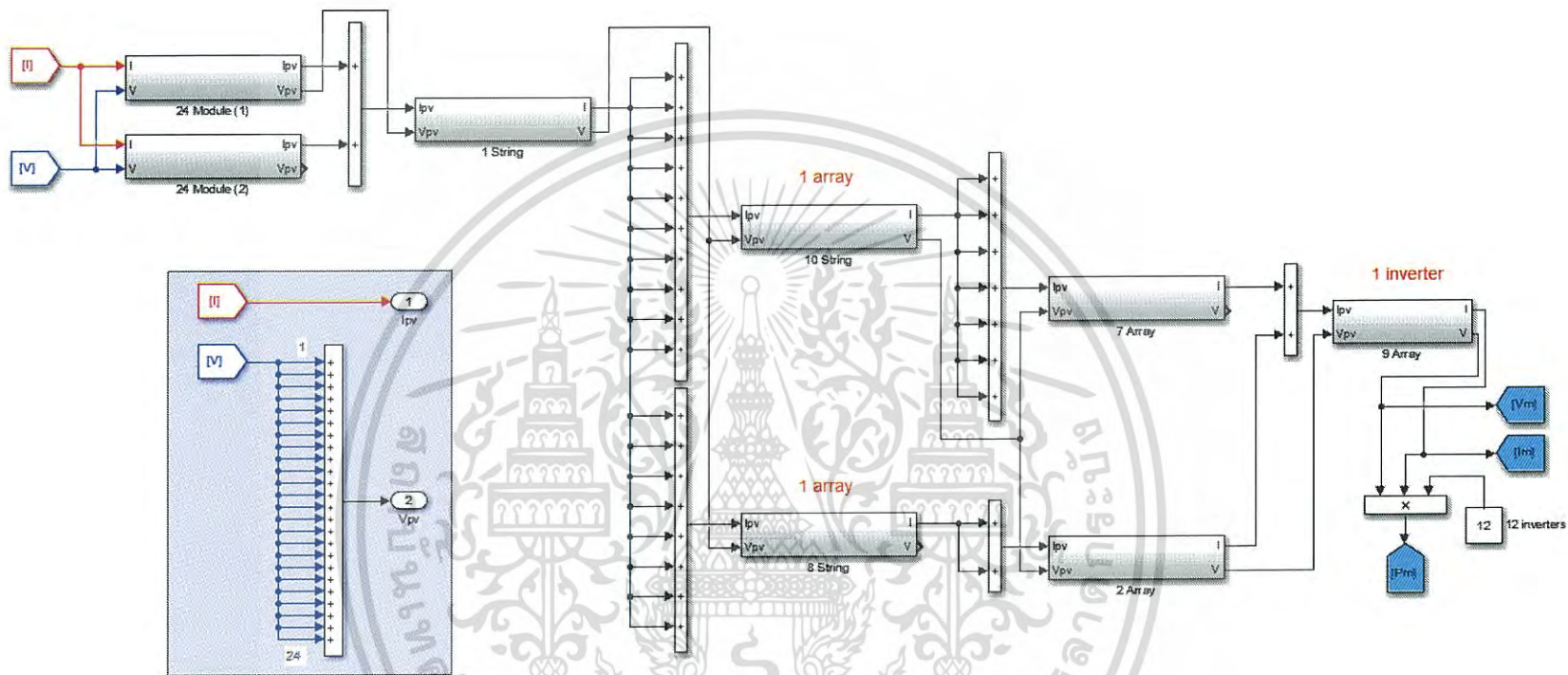
3.2.2.2 แบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ในพื้นที่ประเทศไทย [32]

นำแบบจำลองแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาทำการสร้างแบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีขนาด 12 MWp ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 245 Wp จำนวน 49,536 แผง ประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ 12 เครื่อง 10 สตริง จำนวน 7 อาร์เรย์ 8 สตริง จำนวน 2 อาร์เรย์ ใน 1 สตริงประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อนุกรมกัน 24 แผง ขนานกัน 2 ชุด แสดงดังรูปที่ 3.6

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.5 แบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 28 kWp



รูปที่ 3.6 แบบจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 12 MWp

3.3 กระบวนการปรับปรุงความแม่นยำของแบบจำลองด้วย Weight parameter

แบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ที่นำเสนอในการวิจัยนี้สร้างขึ้นจากข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จริง ณ.พื้นที่เป้าหมาย โดยใช้ข้อมูลอย่างน้อย 1 ปี เพื่อสร้าง Weight parameter ซึ่งเป็นกระบวนการใหม่ที่นำมาใช้ปรับปรุงความแม่นยำของแบบจำลอง กระบวนการปรับปรุงความแม่นยำของแบบจำลองแสดงดังรูปที่ 3.7 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ลำดับที่ 1 : ทำการจัดการฐานข้อมูล

ทำการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่เป้าหมายรายปี (\bar{P}_{my}) และ ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายปี (\bar{P}_{sy}) ที่ทุกค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ตั้งแต่ 1-1000 W/m² ดังสมการที่ (3.6) และ (3.7) ตามลำดับ

$$\bar{P}_{my}(G) = \frac{1}{N_y} \sum_{d=1}^{N_y} P_{md} \quad (3.6)$$

$$\bar{P}_{sy}(G) = \frac{1}{N_y} \sum_{d=1}^{N_y} P_{sd} \quad (3.7)$$

โดย N_y คือ จำนวนวันในหนึ่งปี

P_{md} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ รายวัน (kWh/d)

P_{sd} คือ ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ รายวัน (kWh/d)

ลำดับที่ 2 : สร้างสมการสมการโพลีโนเมียล จากความสัมพันธ์ระหว่างค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์กับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตจริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่เป้าหมายรายปี (\hat{P}_{my}) และ ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายปี (\hat{P}_{sy}) ดังสมการที่ (3.8)

$$\hat{P}_{my}(G), \hat{P}_{sy}(G) = \text{Intercept} + A_1 G + A_2 G^2 + A_3 G^3 \quad (3.8)$$

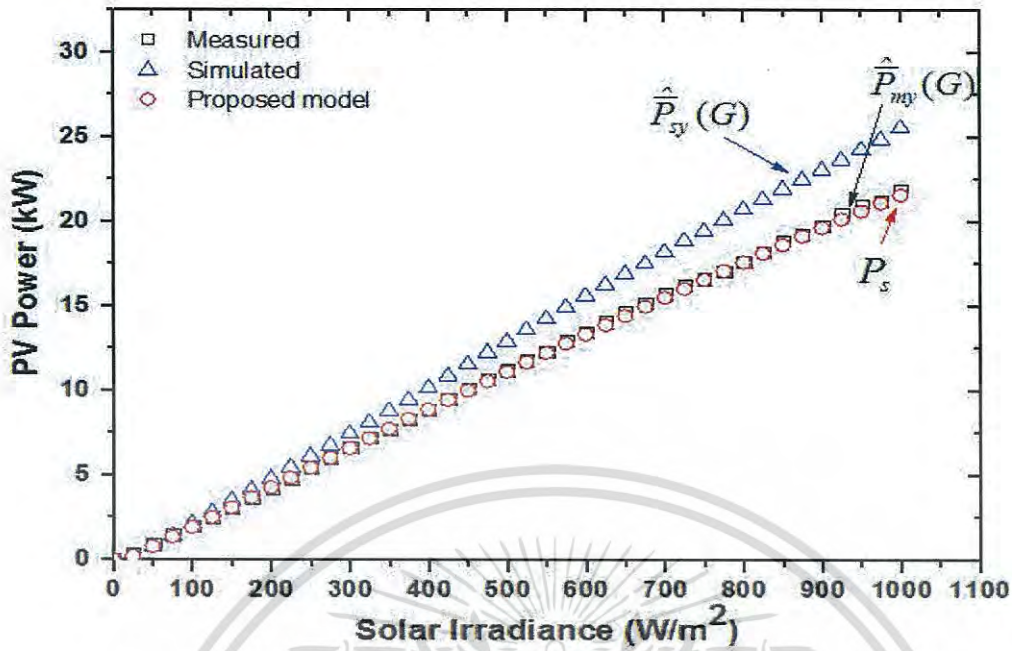
ลำดับที่ 3 : ทำการสร้าง Weight parameter (P_w) เพื่อปรับปรุงความแม่นยำของแบบจำลองดังสมการที่ (3.9)

$$P_w = \hat{P}_{my}(G) - \hat{P}_{sy}(G) \quad (3.9)$$

$$P_s = \hat{P}_{sy}(G) + P_w \quad (3.10)$$

สมการที่ (3.10) แสดงกระบวนการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย Weight parameter

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.7 กระบวนการสร้าง Weight parameter

3.4 การทดสอบแบบจำลองคาดการณ์ผลผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ทำการทดสอบแบบจำลองแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยเปรียบเทียบผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVsyst เพื่อทดสอบว่าแบบจำลองที่พัฒนาขึ้นนั้น แสดงพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกต้อง โดยมีรายละเอียดการทดสอบดังนี้

3.4.1 ทำการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์

ดำเนินการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ 200, 400, 600, 800 and 1000 W/m² โดยกำหนดให้อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์คงที่ 45 °C

3.4.2 ทำการเปลี่ยนแปลงค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ดำเนินการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยเปลี่ยนแปลงค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 10, 25, 40, 55 และ 70 °C โดยกำหนดให้ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์คงที่ 1000 W/m²

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.5 การทดสอบแบบจำลองคาดการณ์ผลผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์

3.5.1 ทำการสร้างแบบจำลอง Weight parameter

ทำการสร้าง Weight parameter โดยการปรับแนวโน้มผลการคาดการณ์จากแบบจำลองด้วยสมการโพลีโนเมียล จากนั้นทำการปรับออดอร์ที่ 2, 3 และ 4 เพื่อเลือกออดอร์ที่มีความแม่นยำมากที่สุดมาใช้ในแบบจำลองฯ

3.5.2 ทำการศึกษาผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายวัน

ทำการจำลองผลการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ รายวัน เปรียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ช่วงเวลา 6.00 ถึง 17.00 น. โดยทำการเปรียบเทียบด้วยกันสองเงื่อนไข คือ วันที่แดดดีหรือความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันสูง และวันที่แดดน้อย หรือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันต่ำ เพื่อทดสอบความแม่นยำของแบบจำลองเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ระหว่างวัน

3.5.3 ทำการศึกษาผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายเดือน

ทำการศึกษาผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายเดือนเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง และ โปรแกรมจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ช่วงความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ 0 ถึง 1000 วัตต์ต่อตารางเมตร

3.5.4 ทำการเปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองกับข้อมูลจริงระบบเซลล์แสงอาทิตย์

ทำการศึกษาผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายเดือนเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง และ โปรแกรมจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ตลอดระยะเวลา 12 เดือน

3.6 พื้นที่เป้าหมาย

การศึกษาวิจัยแบบจำลองคาดการณ์ผลผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์นี้ได้ทำการทดสอบแบบจำลองโดยเปรียบเทียบผลการคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับค่าไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ในพื้นที่ 2 ประเทศด้วยกัน เพื่อเป็นการยืนยันความถูกต้องและ แม่นยำของแบบจำลองฯ ดังนี้

3.6.1 ประเทศกัมพูชา

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผสมผสานระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (PV-Diesel Generator Hybrid System) ขนาด 126 kWp ตั้งอยู่ ณ.สถาบันเทคโนโลยีกำปงเฌอเตียล ประเทศกัมพูชา (12°52'55.6" north latitude and 105°04'09.6" east longitude) แสดงดังรูปที่ 3.8 โดยทำการศึกษาร่วมกับระบบย่อย (Subsystem) ขนาด 28 kWp ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 250 Wp รายละเอียดดังตารางที่ 3.3 ต่อนุกรมกัน 7 แผง และ ขนานกัน 16 สตริง แสดงดังรูปที่ 3.8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.3 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ระบบ ขนาด 28 kWp)

Peak Power (W)	250 Wp
Open Circuit Voltage, Voc (V)	37.67
Short Circuit Current, Isc (A)	8.89
maximum Voltage, Vm (V)	30.01
Maximum Current, Im (A)	8.34
Temperature Coefficient of Voc	-0.31 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04 %/°C



รูปที่ 3.8 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ณ.ประเทศกัมพูชา

3.6.2 ประเทศไทย

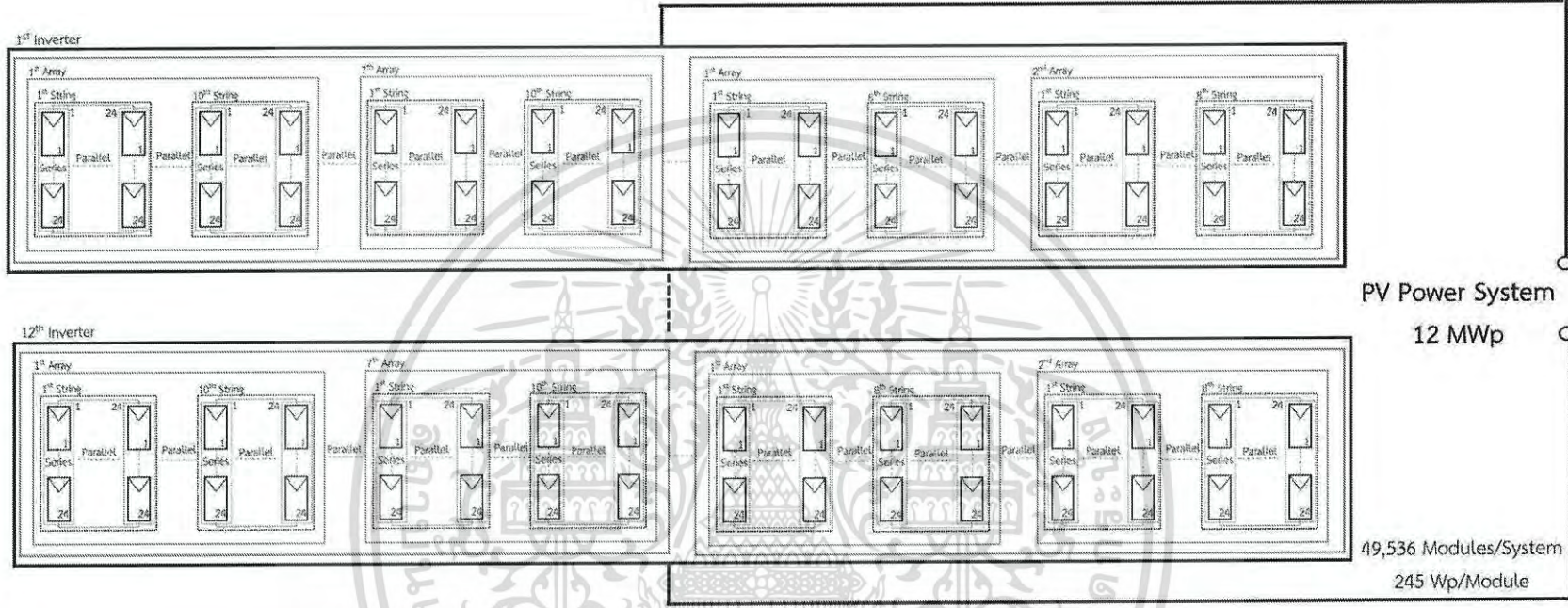
ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้า (PV Grid-connected System) ขนาด 12 MWp ตั้งอยู่ ประเทศไทย แสดงดังรูปที่ 3.9 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้เป็นชนิดผลึกรวม (Polycrystalline Si Solar cells) ขนาด 245 Wp รายละเอียดดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

Peak Power (W)	245 Wp
Open Circuit Voltage, Voc (V)	37.10
Short Circuit Current, Isc (A)	8.80
maximum Voltage, Vm (V)	30.10
Maximum Current, Im (A)	8.23
Temperature Coefficient of Voc	-0.27 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.02 %/°C



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.9 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ณ.ประเทศไทย

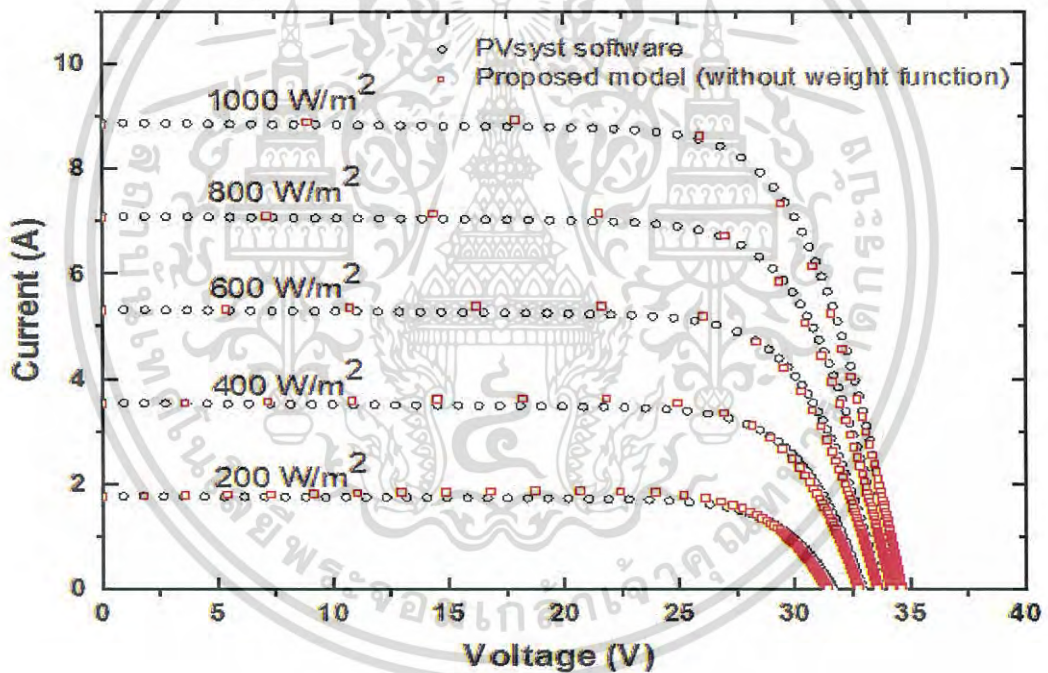
บทที่ 4

ผลการทดลอง

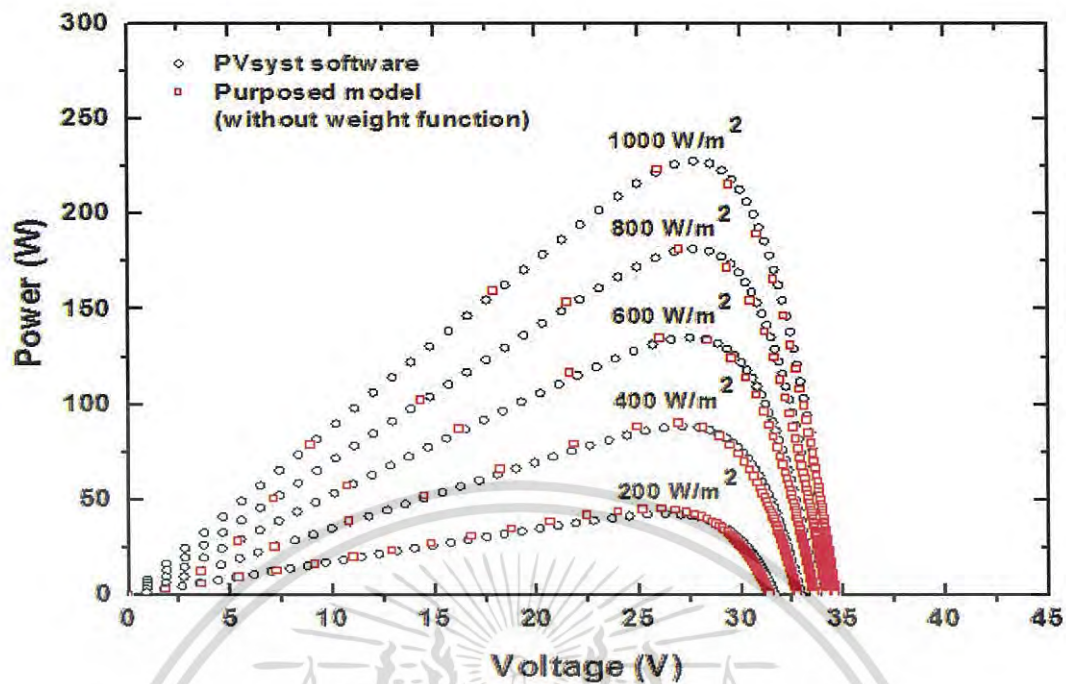
4.1 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

4.1.1 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้า ที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่าต่างๆ

ทำการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยแบบจำลองไดโอดแบบ 1D5P โดยกำหนดให้ค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์คงที่ $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ จากนั้นทำการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ดังนี้ $200\ 400\ 600\ 800$ และ $1000\ \text{W/m}^2$ โดยเปรียบเทียบกับค่าจากผลการจำลองด้วยโปรแกรม Pvsyst แสดงดังรูปที่ 4.1



ก. กราฟความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า



ข. กราฟความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า

รูปที่ 4.1 กราฟ I-V และ P-V ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ค่าต่างๆ

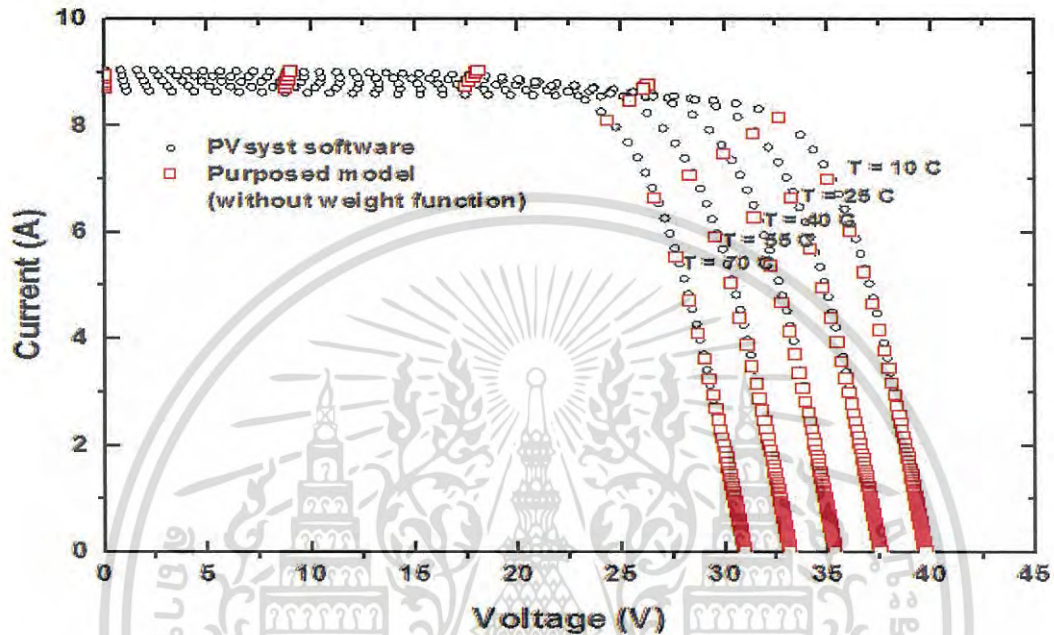
จากผลการทดสอบพบว่าแบบจำลองแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างขึ้นแสดงพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์ได้อย่างถูกต้องคือ มีการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามค่าความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ และ เมื่อเปรียบเทียบกับผลการจำลองด้วยโปรแกรม Pvsyst พบว่ามีการเปลี่ยนแปลงตามความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เป็นไปในทิศทางเดียวกันและใกล้เคียงกัน โดยที่ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่าต่ำๆ เช่น 200 W/m² และ 400 W/m² แบบจำลองจะมีค่าความคลาดเคลื่อน 0.062 และ 0.024 ตามลำดับ ซึ่งสูงกว่าที่ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่สูงที่ 600 W/m² และ 800 W/m² ตามลำดับ และพบว่าที่ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ 1000 W/m² ค่าความคลาดเคลื่อนมีค่า 0.018 รายละเอียดแสดงดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่าต่างๆ

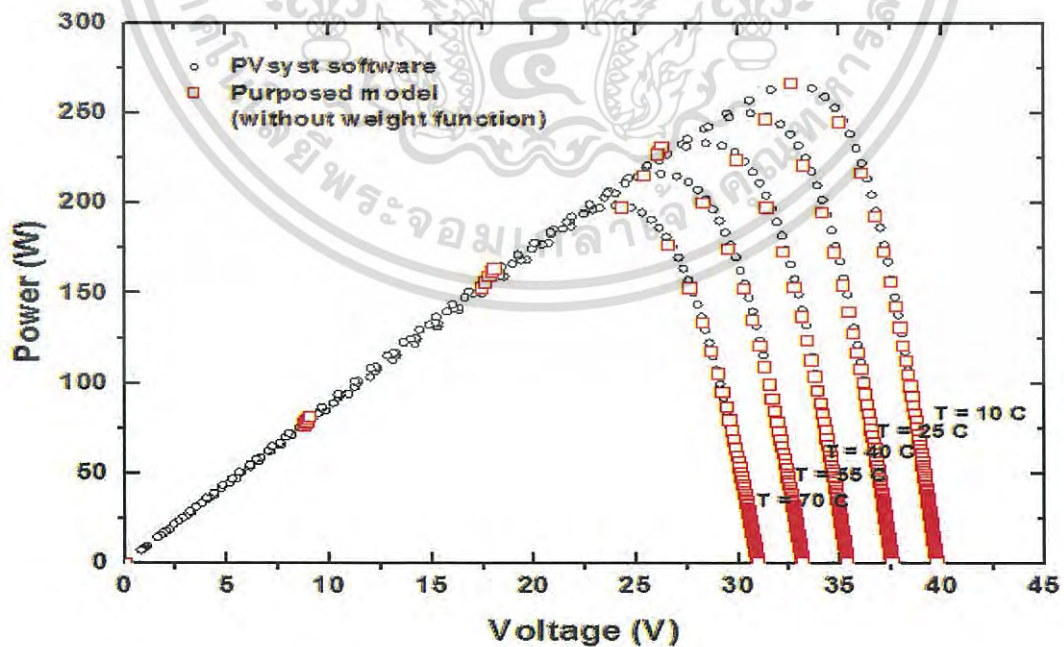
Solar irradiance (W/m ²)	Other software (W)	Proposed model (W)	RMSE
200	45.38	42.56	0.062
400	90.72	88.52	0.024
600	135.35	135.10	0.002
800	182.09	181.73	0.002
1000	223.93	228.00	0.018

4.1.2 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้า ที่อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ค่าต่างๆ

ทำการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยแบบจำลองไดโอดแบบ 1D5P โดยกำหนดให้ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์คงที่ 1000 W/m^2 จากนั้นทำการเปลี่ยนแปลงค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ดังนี้ 10 25 40 55 และ $70 \text{ }^\circ\text{C}$ ตามลำดับ โดยเปรียบเทียบกับค่าจากผลการจำลองด้วยโปรแกรม Pvsyst แสดงดังรูปที่ 4.2



ก. กราฟความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า



ข. กราฟความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า

เอกสารนี้รูปที่ 4.2 กราฟ I-V และ P-V ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ค่าต่างๆ การคำนวณว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 4.2 แสดงผลการจำลองค่ากำลังไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ค่าต่างๆ พบว่า เมื่ออุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าสูงขึ้นส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าลดลง เนื่องจากอุณหภูมิที่สูงขึ้นส่งผลให้ค่าแถบพลังงานของวัสดุมีค่าลดลง ซึ่งมีค่าที่แตกต่างกันไปตามวัสดุต่างๆ แต่ค่ากระแสไฟฟ้าจะมีค่าเพิ่มมากขึ้นเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ซึ่งส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้ามีค่าลดลงตามลำดับ

จากผลการทดลองพบว่า การเปลี่ยนแปลงของค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ส่งผลต่อค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลอง ดังแสดงในตารางที่ 4.2 จะพบว่าค่าความคลาดเคลื่อนมีการเปลี่ยนแปลงอย่างไม่มีรูปแบบ คือ เมื่ออุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเพิ่มขึ้นจาก 10 25 40 55 และ 70 °C พบว่า ค่าความคลาดเคลื่อนมีค่า 0.015 0.001 0.029 0.006 และ 0.007 ตามลำดับ

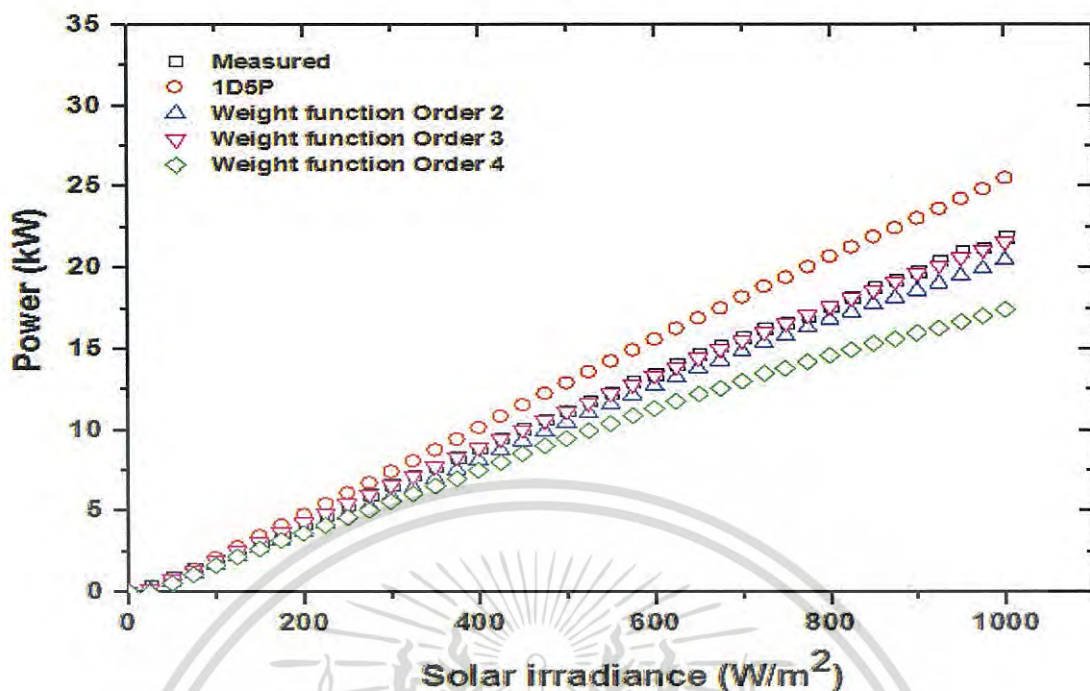
ตารางที่ 4.2 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองที่อุณหภูมิแผงเซลล์ค่าต่างๆ

Module Temperature (°C)	Other software (W)	Our developed model (W)	RMSE
10	266.54	226.04	0.015
25	250.00	250.16	0.001
40	227.00	233.65	0.029
55	215.26	216.52	0.006
70	197.46	198.81	0.007

4.2 ผลการทดสอบแบบจำลองคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ประเทศกัมพูชา

4.2.1 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยจำลอง Weight parameter ที่สมการโพลีโนเมียลออเดอร์ต่างๆ

ทำการสร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ทั้งค่าจากการวัดจริงจากระบบฯ และค่าคาดการณ์จากแบบจำลอง จากนั้นทำการปรับค่าแนวโน้มของกราฟด้วยสมการโพลีโนเมียล ออเดอร์ 2 ถึง 4 แสดงดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 แบบจำลอง Weight parameter ด้วยสมการโพลีโนเมียลออเดอร์ต่างๆ

รูปที่ 4.3 แสดงผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง Weight parameter ด้วยสมการโพลีโนเมียล ออเดอร์ต่างๆ พบว่า ค่าความคลาดเคลื่อนจากแบบจำลอง 1D5P มีค่าประมาณ 0.130 และเมื่อทำการปรับปรุงความแม่นยำด้วย Weight parameter ออเดอร์ที่ 2 และ 3 ค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยมีค่า 0.073 และ 0.040 ตามลำดับ โดยจะพบว่าผลการจำลองค่ากำลังไฟฟ้ามีค่าใกล้เคียงกับค่าจริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์อย่างมาก เมื่อทำการปรับค่าออเดอร์เป็นออเดอร์ที่ 4 จะพบว่าแนวโน้มของกราฟเบี่ยงเบนออกจากค่าจริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยมีค่าความคลาดเคลื่อน RMSE คือ 0.178

ตารางที่ 4.3 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลอง 1D5P ที่ออเดอร์ต่างๆ

Models	RMSE
1D5P	0.130
Weight parameter Order 2	0.073
Weight parameter Order 3	0.040
Weight parameter Order 4	0.178

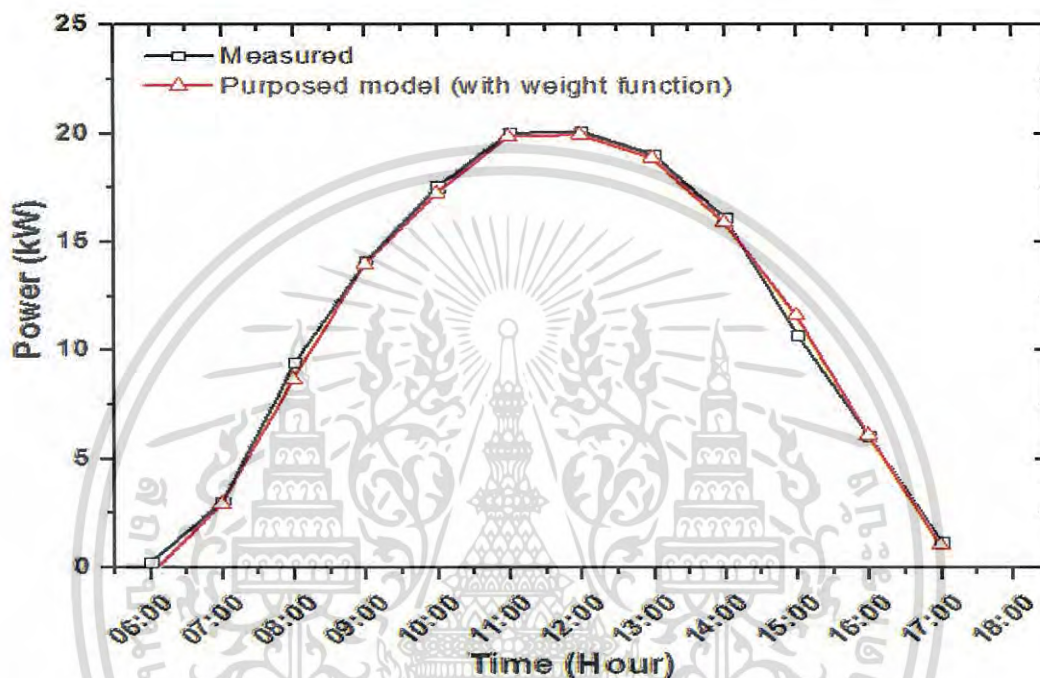
จากผลการทดสอบพบว่าเมื่อทดลองปรับปรุงค่าความแม่นยำของแบบจำลองด้วย Weight parameter ออเดอร์ที่ 2, 3 และ 4 พบว่าที่ออเดอร์ที่ 3 จะให้ความแม่นยำสูงสุดเมื่อเปรียบเทียบกับออเดอร์อื่นๆ อีกทั้งยังมีความซับซ้อนของสมการที่น้อยกว่า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.2 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายวัน

4.2.2.1 วันที่ท้องฟ้าแจ่มใส (เมฆน้อย)

ทำการจำลองการผลิตไฟฟ้ารายวันจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยแบบจำลอง Weight parameter model ออเดอร์ทที่ 3 โดยเลือกวันที่มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงตลอดวัน หรือ วันที่มีเมฆน้อย เนื่องจากต้องการทดสอบความแม่นยำของแบบจำลองกรณีที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงแบบราบรื่น โดยเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์

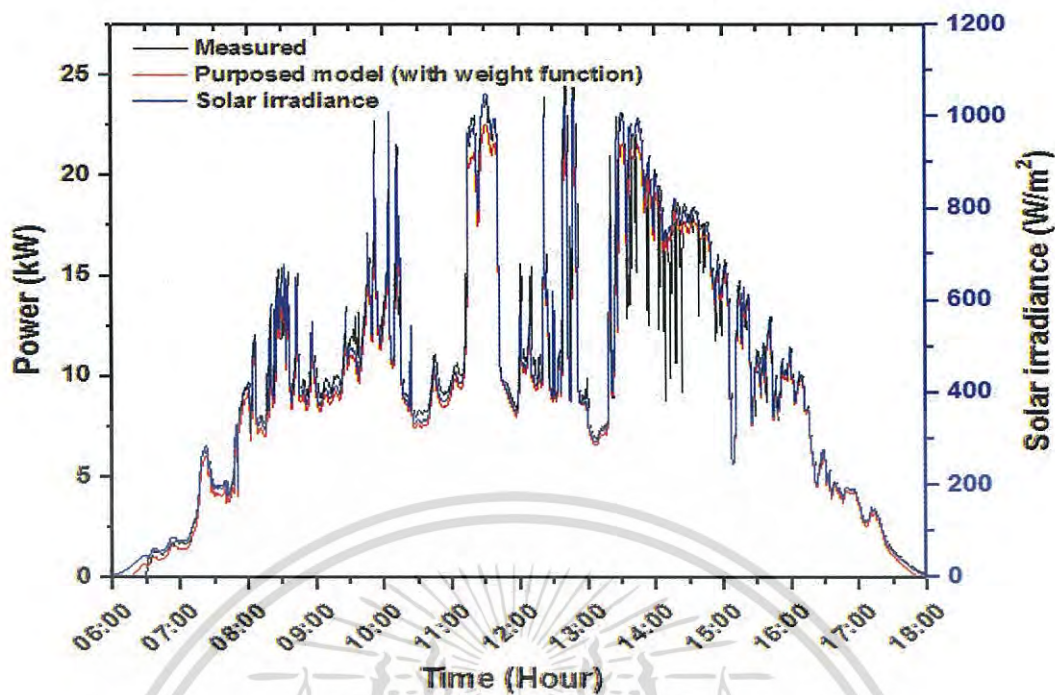


รูปที่ 4.4 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบฯกับผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง (วันที่ท้องฟ้าแจ่มใส, เมฆน้อย)

จากผลการทดลองพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงตามความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ดังจะสังเกตได้จากรูปที่ 4 กราฟจะมีลักษณะเป็นรูปประฆังคว่ำโดยมีค่าใกล้เคียงกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อคำนวณค่าความคลาดเคลื่อน RMSE พบว่ามีค่า 0.037

4.2.2.2 วันที่ท้องฟ้าครึ้ม (เมฆมาก)

ทำการเปรียบเทียบผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จากแบบจำลอง Weight parameter model ออเดอร์ทที่ 2 กับ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทำการเปรียบเทียบในวันที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงเนื่องจากมีเมฆมาก เพื่อทดสอบการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของแบบจำลองฯ แสดงดังรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบฯ กับผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง (ท้องฟ้าครึ้ม, เมฆมาก)

จากผลการทดสอบพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่คาดการณ์จากแบบจำลองมีการเปลี่ยนแปลงตามค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์อย่างทันทีทันใด โดยเมื่อเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะพบว่ามีความใกล้เคียงกัน เมื่อคำนวณค่าความคลาดเคลื่อน RMSE พบว่ามีค่า 0.059

ตารางที่ 4.4 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ กรณีวันที่แดดดีและไม่ดี

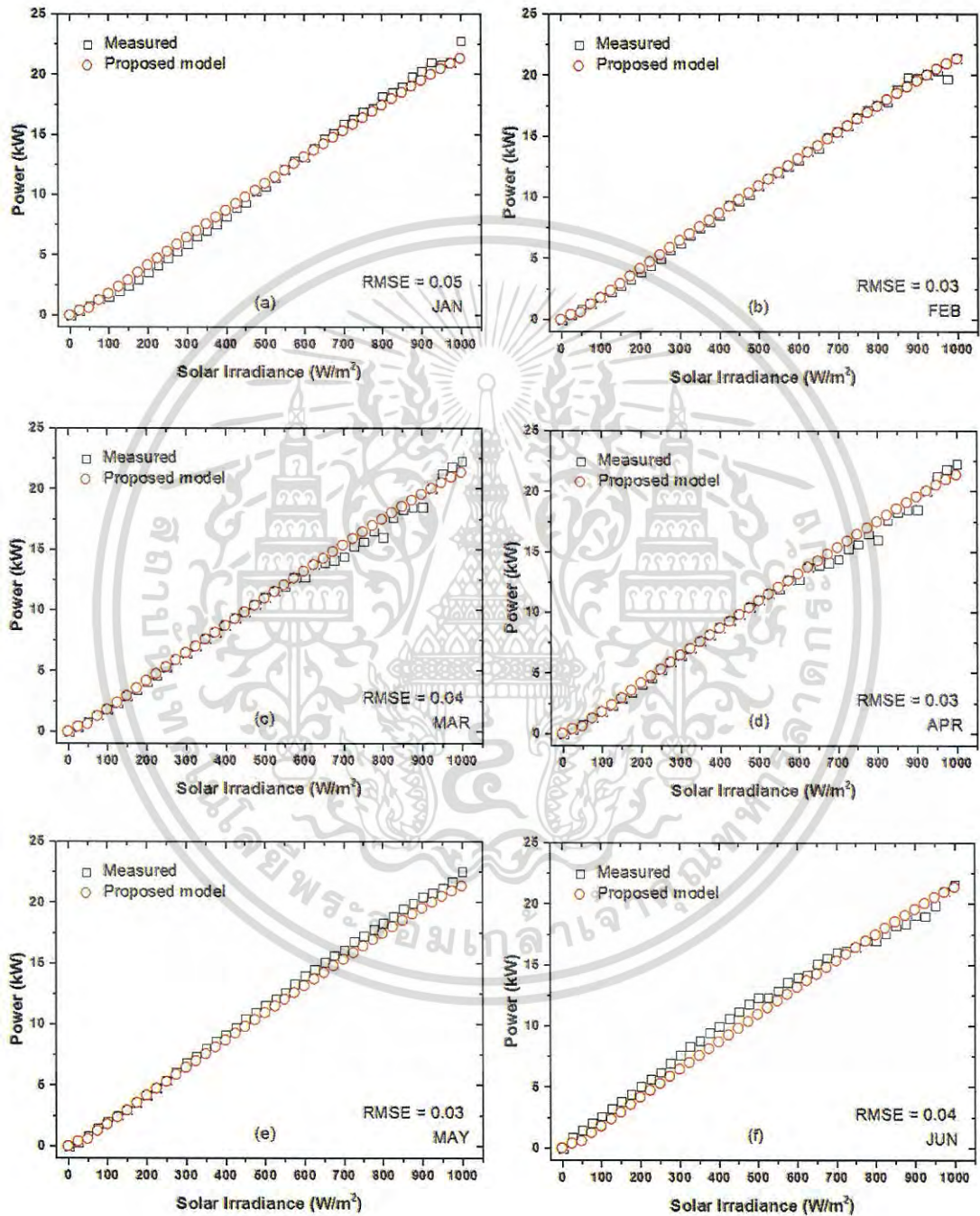
Months	RMSE
Case 1: Sunny day	0.037
Case 2: Cloudy day	0.059

ตารางที่ 4.4 แสดงค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) จากการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ในสองเงื่อนไขคือ ในวันที่วันที่ท้องฟ้าแจ่มใส (เมฆน้อย) และ ท้องฟ้าครึ้ม (เมฆมาก) พบว่า กรณีวันที่มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงตลอดวัน ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองจะมีค่าน้อยกว่า กรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์แบบทันทีทันใดเนื่องจากก้อนเมฆ โดยมีค่าความคลาดเคลื่อนคือ 0.037 และ 0.059 ตามลำดับ

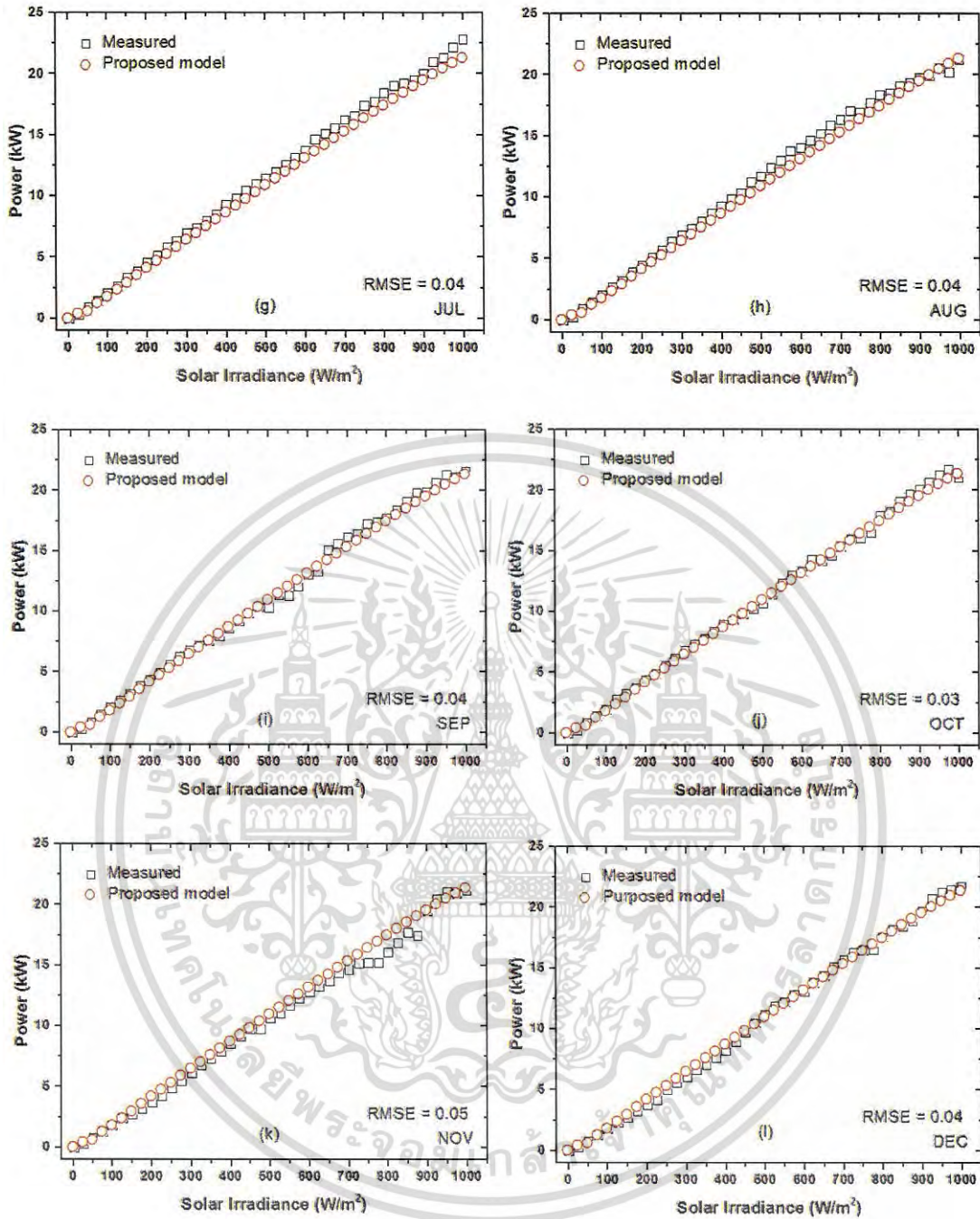
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.3 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายเดือน

ทำการจำลองค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายเดือนโดยเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่าต่างๆ เพื่อศึกษาถึงผลของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่มีต่อค่าความแม่นยำของแบบจำลอง ดังแสดงในรูปที่ 4.6



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.6 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบฯ

จากผลการทดลองพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงความเข้มรังสีดวงอาทิตย์น้อย มีการเปลี่ยนแปลงที่สม่ำเสมอและค่อนข้างเป็นเชิงเส้น ต่างกับช่วงที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงจะพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะมีการสวิงของข้อมูลเนื่องจาก อัตราการเปลี่ยนแปลงของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์กรณีที่มีเมฆบังในช่วงที่มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงและต่ำต่างกัน

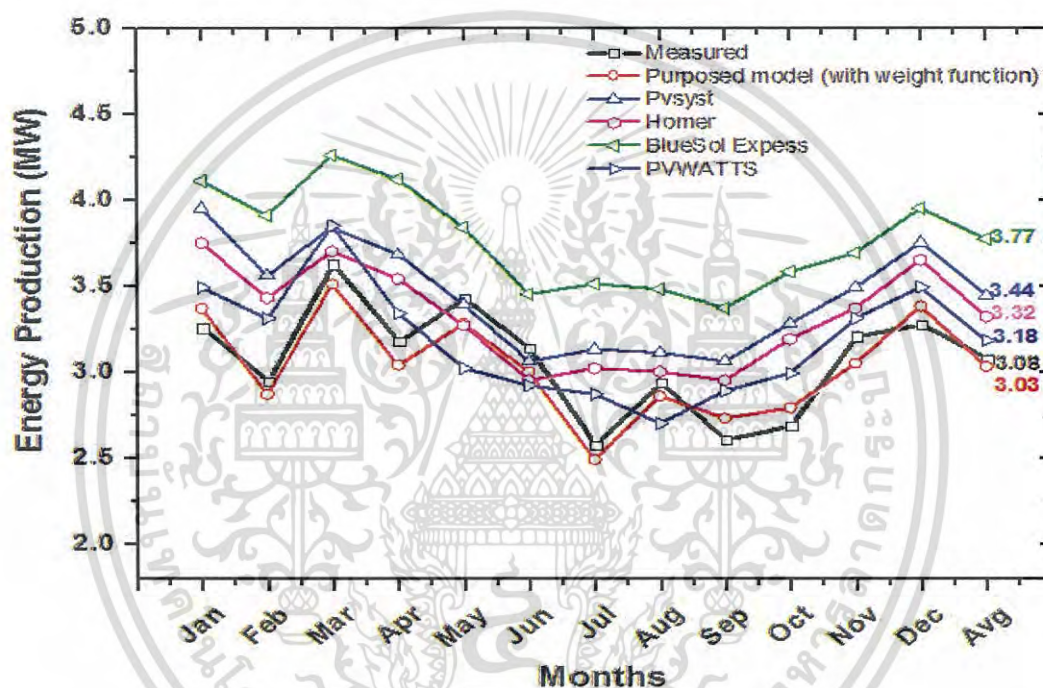
ผลการจำลองค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายเดือน ตลอด 12 เดือน พบว่ามีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วง 0.03 ถึง 0.05 แสดงดังตารางที่ 4.5
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.5 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ รายเดือน

Months	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Avg.
RMSE	0.05	0.03	0.04	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.05	0.04	0.04

4.2.4 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับค่าจากการตรวจวัดและโปรแกรมจำลองค่ากำลังไฟฟ้าอื่นๆ

ทำการเปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับค่าจากการตรวจวัดและผลการจำลองค่ากำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรมอื่นๆ แสดงดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบฯ และ โปรแกรมจำลองค่ากำลังไฟฟ้าอื่นๆ

จากผลการทดสอบเก็บข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 28 kWp ตลอดระยะเวลา 12 เดือนพบว่าสามารถผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนประมาณ 3.08 MWh และเมื่อทำการจำลองการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม Pvsyst พบว่าระบบฯสามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ยต่อเดือน 3.44 MWh โปรแกรม Homer สามารถจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบฯเฉลี่ยต่อเดือน 3.32 MWh โปรแกรม BlueSol Express สามารถจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบฯเฉลี่ยต่อเดือน 3.77 MWh โปรแกรม PVWATTS สามารถจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบฯเฉลี่ยต่อเดือน 3.18 MWh และแบบจำลองคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย Weight parameter สามารถจำลองการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน 3.03 MWh โดยพบว่าผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบฯจากทุกโปรแกรมและแบบจำลองฯ มีแนวโน้มเดียวกันกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยเมื่อทำการเปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จากแบบจำลอง Weight parameter และ โปรแกรม Pvsyst, Homer, BlueSol Express และ PWATTS พบว่ามีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ย 0.13, 0.10, 0.23, 0.08 และ 0.04 ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 4.6

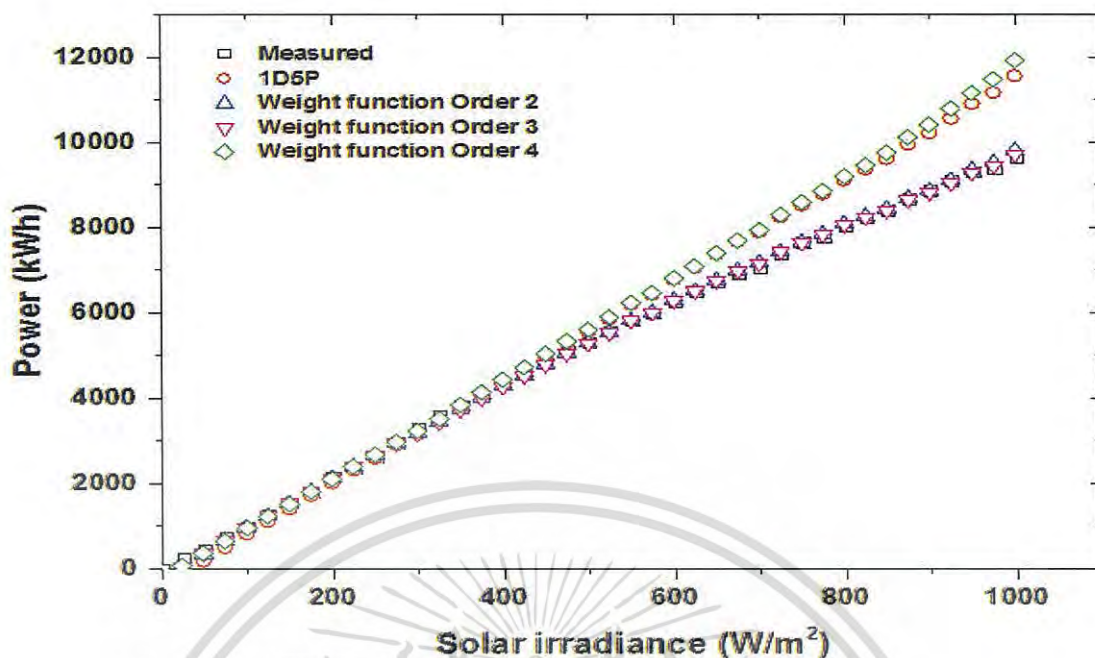
ตารางที่ 4.6 ความแม่นยำของแบบจำลองคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์

Months	Energy Production (MWh)													RMSE
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Avg.	
Measured	3.26	2.95	3.63	3.18	3.43	3.14	2.58	2.94	2.61	2.69	3.21	3.28	3.08	-
Pvsyst	3.95	3.56	3.84	3.68	3.39	3.06	3.13	3.11	3.06	3.28	3.49	3.75	3.44	0.13
Homer	3.75	3.43	3.70	3.54	3.27	2.95	3.02	3.00	2.95	3.19	3.37	3.65	3.32	0.10
BlueSol Express	4.11	3.91	4.26	4.12	3.84	3.45	3.51	3.48	3.37	3.58	3.69	3.95	3.77	0.23
PWATTS	3.49	3.31	3.85	3.34	3.02	2.92	2.87	2.70	2.89	2.99	3.31	3.49	3.18	0.08
Purpose Model	3.37	2.87	3.51	3.04	3.28	3.00	2.49	2.86	2.73	2.79	3.05	3.38	3.03	0.04

4.3 ผลการทดสอบแบบจำลองคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ประเทศไทย

4.3.1 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าฯ ที่สมการโพลีโนเมียลออเดอร์ต่างๆ

ทำการสร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ทั้งค่าจากการวัดจริงจากระบบฯ และค่าคาดการณ์จากแบบจำลอง จากนั้นทำการปรับค่าแนวโน้มของกราฟด้วยสมการโพลีโนเมียล ออเดอร์ 2 ถึง 4 แสดงดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 แบบจำลอง Weight parameter ด้วยสมการโพลีโนเมียลออเดอร์ต่างๆ

รูปที่ 4.8 แสดงผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง Weight parameter ด้วยสมการโพลีโนเมียล ออเดอร์ต่างๆ พบว่า ค่าความคลาดเคลื่อนจากแบบจำลอง 1D5P มีค่าประมาณ 0.082 และเมื่อทำการปรับปรุงความแม่นยำด้วย Weight parameter ออเดอร์ที่ 2 และ 3 ค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยมีค่า 0.040 และ 0.061 โดยจะพบว่าผลการจำลองค่ากำลังไฟฟ้ามีค่าใกล้เคียงกับค่าจริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์อย่างมาก เมื่อทำการปรับค่าออเดอร์เป็นออเดอร์ที่ 4 จะพบว่าแนวโน้มของกราฟเบี่ยงเบนออกจากค่าจริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ตามลำดับ โดยมีค่าความคลาดเคลื่อน RMSE คือ 0.096 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.7 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ

Models	RMSE
1D5P	0.082
Weight parameter Order 2	0.040
Weight parameter Order 3	0.061
Weight parameter Order 4	0.096

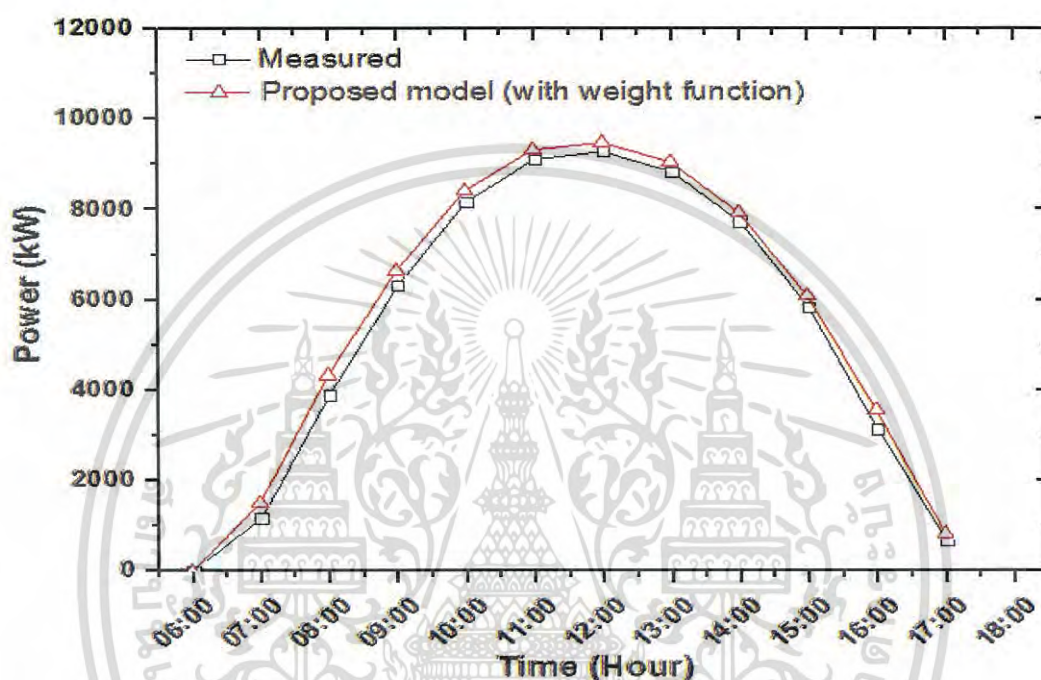
จากผลการทดสอบพบว่าเมื่อทดลองปรับปรุงค่าความแม่นยำของแบบจำลองด้วย Weight parameter ออเดอร์ที่ 2, 3 และ 4 พบว่าที่ออเดอร์ที่ 2 จะให้ความแม่นยำสูงสุดเมื่อเปรียบเทียบกับออเดอร์อื่นๆ อีกทั้งยังมีความซับซ้อนของสมการที่น้อยกว่า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3.2 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ รายวัน

4.3.2.1 วันที่ท้องฟ้าแจ่มใส (เมฆน้อย)

ทำการทดสอบแบบจำลองโดยเปรียบเทียบผลการจำลองการผลิตไฟฟ้ารายวันจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยแบบจำลอง Weight parameter model ออเดอร์ที่ 2 กับค่าที่ได้จากการวัดจริง โดยเลือกวันที่มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงตลอดวัน หรือ วันที่มีเมฆน้อย เพื่อทดสอบความแม่นยำของแบบจำลองกรณีที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงแบบราบรื่น

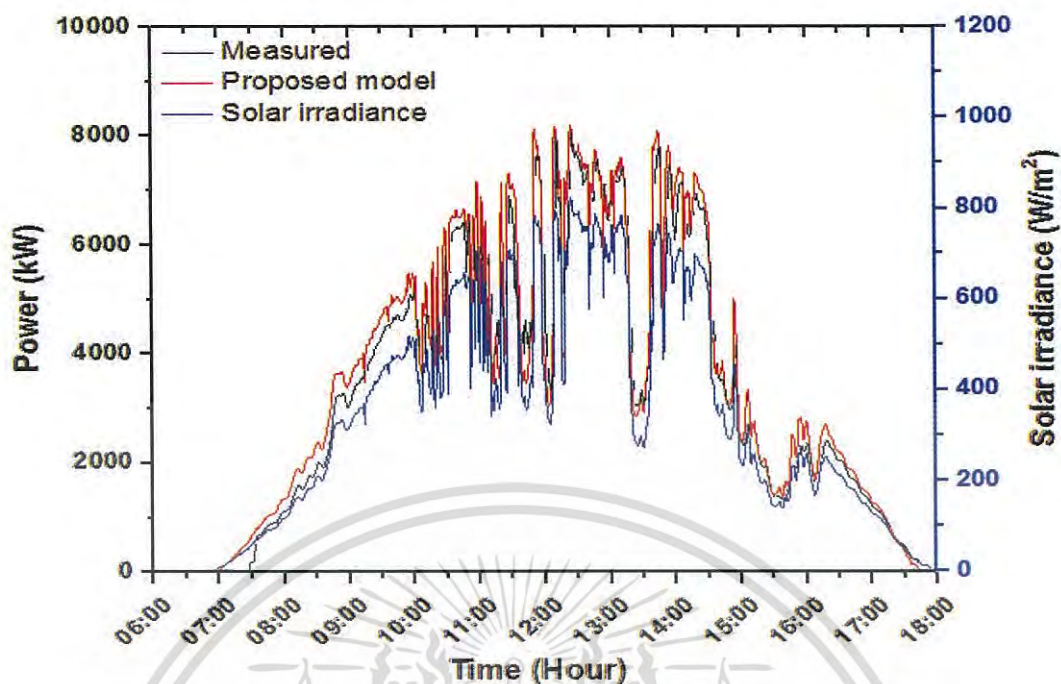


รูปที่ 4.9 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบฯกับผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง (วันที่ท้องฟ้าแจ่มใส, เมฆน้อย)

จากผลการทดลองดังรูปที่ 4.9 พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ผลิตได้สูงสุดในเวลา 11.00 ถึง 13.00 น. ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์มีค่าสูงสุดเช่นเดียวกัน โดยกราฟจะมีลักษณะเป็นรูปประฆังคว่ำ และเมื่อทำการเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถคำนวณค่าความคลาดเคลื่อน RMSE มีค่า 0.044

4.3.2.2 วันที่ท้องฟ้าครึ้ม (เมฆมาก)

ทำการทดสอบแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จากแบบจำลอง Weight parameter model ในสภาวะที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใด โดยทำการเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อทดสอบการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของแบบจำลองฯ แสดงดังรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.10 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบฯกับผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง (ท้องฟ้าครึ้ม, เมฆมาก)

จากผลการทดสอบพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่คาดการณ์จากแบบจำลองมีการเปลี่ยนแปลงตามค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์อย่างทันทีทันใด โดยเมื่อเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะพบว่ามีความโน้มไปในทิศทางเดียวกัน เมื่อคำนวณค่าความคลาดเคลื่อน RMSE พบว่ามีค่า 0.046

ตารางที่ 4.8 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ กรณีวันที่แดดดีและไม่ดี

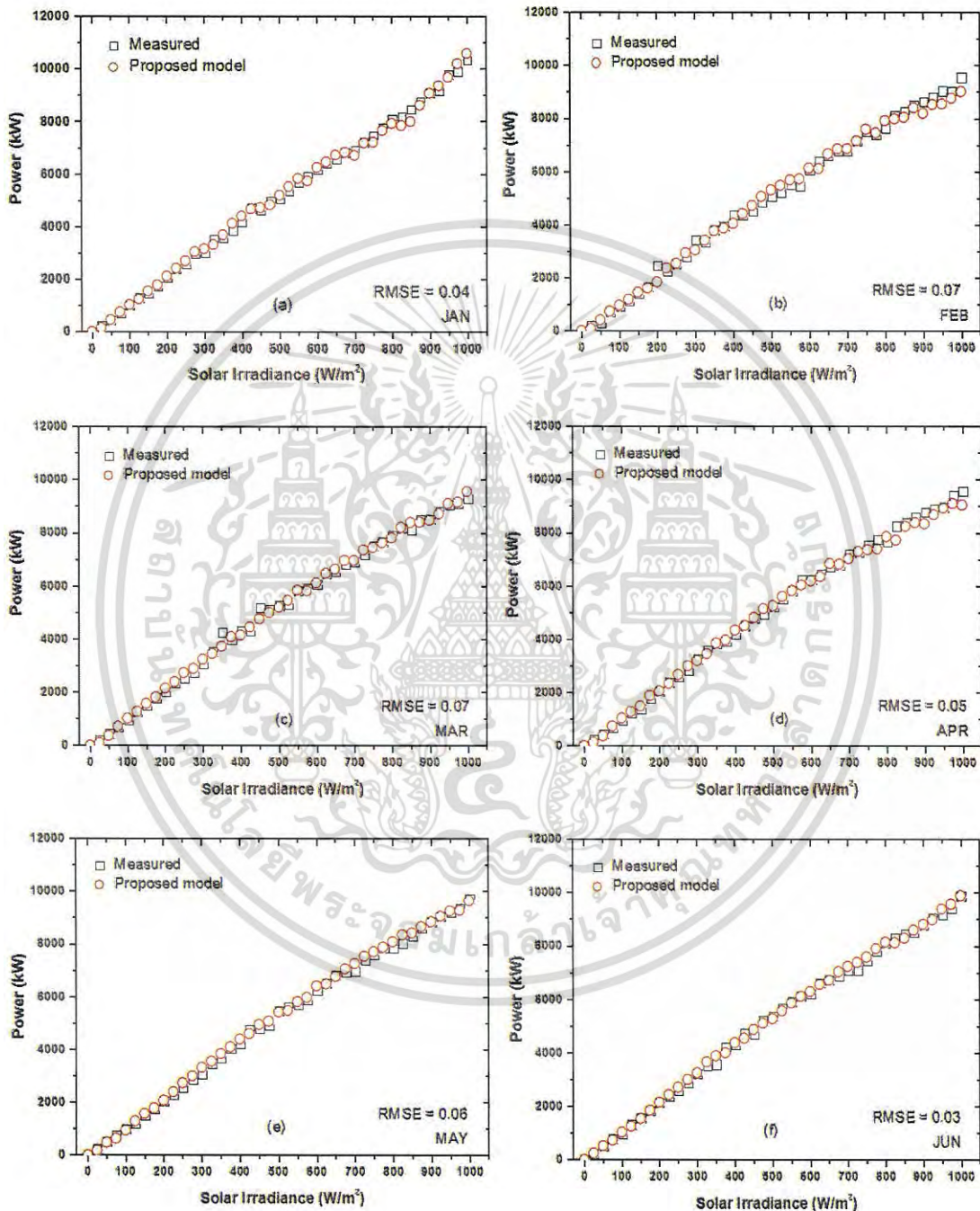
Months	RMSE
Case 1: Sunny day	0.044
Case 2: Cloudy day	0.046

ตารางที่ 4.8 แสดงค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) จากแบบจำลองการคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ในสองเงื่อนไขคือ ในวันที่วันที่ท้องฟ้าแจ่มใส (เมฆน้อย) และ ท้องฟ้าครึ้ม (เมฆมาก) พบว่า กรณีวันที่มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงตลอดวัน ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองจะมีค่าน้อยกว่า โดยมีค่า 0.044 ส่วนกรณีวันที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์แบบทันทีทันใดเนื่องจากก้อนเมฆ ค่าความคลาดเคลื่อนมีค่า 0.046

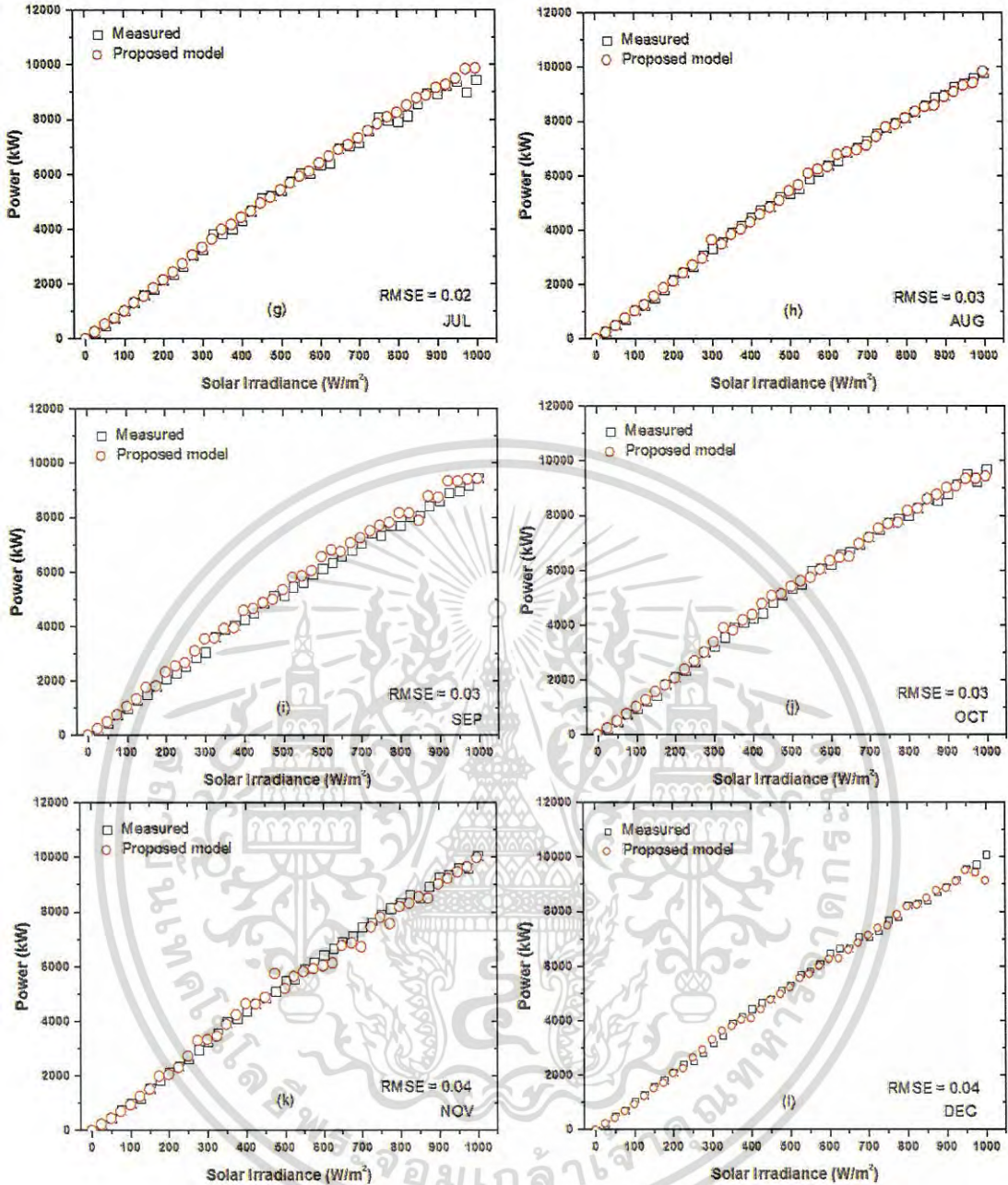
สาเหตุที่ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองในทั้งสองกรณีมีค่าที่แตกต่างกัน สาเหตุหนึ่งมาจากค่าการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของอุปกรณ์วัดทางแสงและทางไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ทำให้กรณีมีการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์แบบทันทีทันใด จึงเกิดความคลาดเคลื่อนที่สูงกว่า เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3.3 ผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ รายเดือน

ทำการจำลองค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายเดือนโดยเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่าต่างๆ เพื่อศึกษาถึงผลของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่มีต่อค่าความแม่นยำของแบบจำลอง ดังแสดงในรูปที่ 4.11



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.11 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบฯ

จากผลการทดลองพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงแบบเป็นเชิงเส้นกับค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบฯ ที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ 1000 W/m² มีค่าเฉลี่ยประมาณ 10 MW เนื่องจากการสูญเสียที่เกิดขึ้นในส่วนต่างๆ ของระบบฯ และเมื่อทำการเปรียบเทียบกับการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองพบว่ามีความใกล้เคียงและมีแนวโน้มเดียวกัน

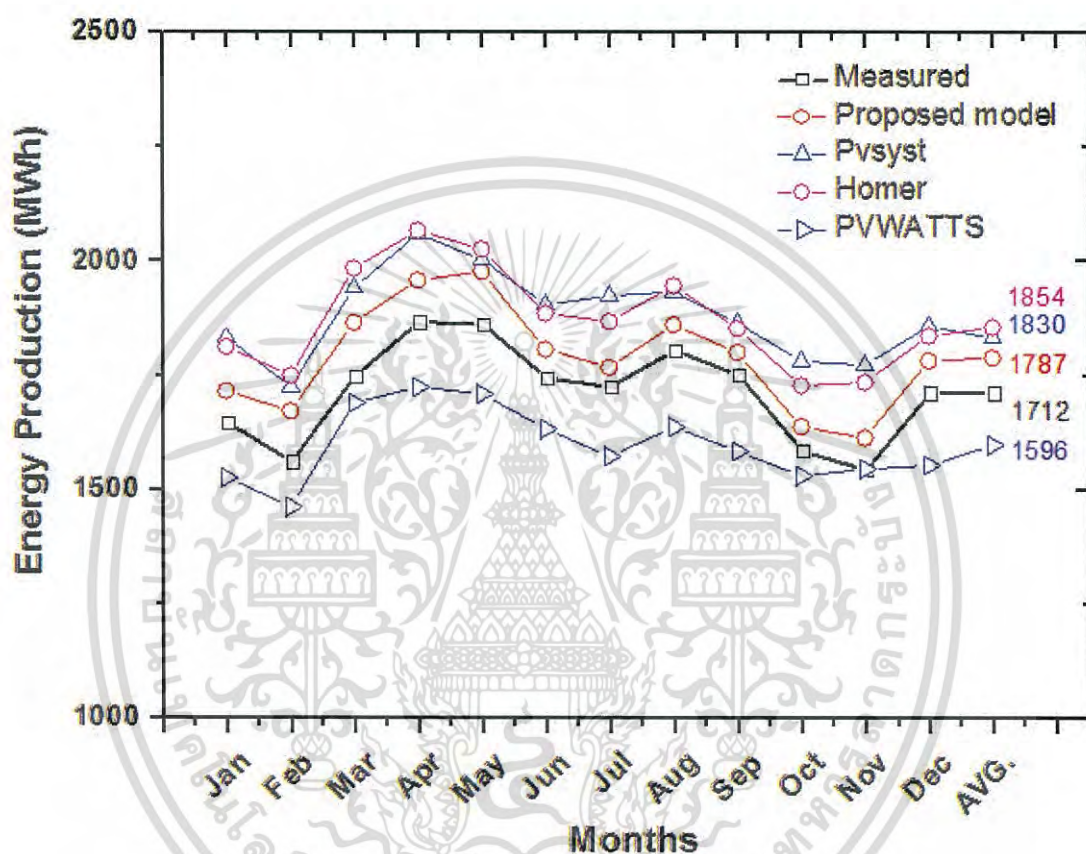
ผลการจำลองค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายเดือน ตลอด 12 เดือน พบว่ามีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วง 0.02 ถึง 0.07 แสดงดังตารางที่ 4.9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.9 ค่าความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองฯ รายเดือน

Months	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Avg.
RMSE	0.04	0.07	0.07	0.05	0.06	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04

4.3.4 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับค่าจากการตรวจวัด



รูปที่ 4.12 เปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลองฯ กับ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบฯ

จากผลการทดสอบเก็บข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 12 MWp ตลอดระยะเวลา 12 เดือนพบว่าสามารถผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนประมาณ 1712.4 MWh และแบบจำลองคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย Weight parameter สามารถจำลองการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน 1787 MWh โดยพบว่าผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบฯ มีแนวโน้มเดียวกันกับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์

โดยเมื่อทำการเปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จากแบบจำลอง Weight parameter พบว่ามีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ย 0.04 ดังแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ความแม่นยำของแบบจำลองคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์

Months	Energy Production (MWh)												RMSE	
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec		Avg.
Measured	1646	1561	1749	1867	1862	1744	1725	1805	1751	1585	1543	1712	1712	-
Pvsyst	1831	1723	1939	2058	2001	1903	1922	1931	1863	1779	1771	1856	1830	0.07
Homer	1811	1749	1983	2066	2025	1884	1886	1945	1851	1726	1733	1835	1854	0.08
PWWATTS	1524	1461	1688	1722	1707	1631	1571	1635	1582	1529	1544	1552	1596	0.07
Purpose Model	1714	1670	1864	1957	1976	1805	1766	1859	1799	1636	1612	1781	1787	0.04



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

การวิจารณ์และอภิปรายผล

5.1 สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยนี้นำเสนอแบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้แบบจำลองพื้นฐานซึ่งไม่มีความซับซ้อน คือ แบบจำลองแบบ 1D5P มาทำการปรับปรุงค่าความแม่นยำด้วยกระบวนการใหม่ คือ การใช้สมการถ่วงน้ำหนัก (Weight parameter) พบว่าสามารถปรับปรุงค่าความแม่นยำของแบบจำลองให้สูงขึ้นได้ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.1.1 แบบจำลองแบบ 1D5P ถูกสร้างโดยใช้โปรแกรม Math Lab Simulink และทดสอบแบบจำลองด้วยการเปรียบเทียบค่าที่ได้กับค่าจากโปรแกรมจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นที่ยอมรับ (Pvsyst) อีกทั้งทำการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อทดสอบว่าแบบจำลองสามารถแสดงพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์ได้อย่างถูกต้อง พบว่า แบบจำลองที่สร้างขึ้น สามารถแสดงพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์ได้เป็นอย่างดี กล่าวคือ ผลการจำลองค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงตามค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ โดยค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ส่วนค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย โดยผลการคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง 1D5P เปรียบเทียบกับโปรแกรม Pvsyst พบว่ามีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วง 0.002 ถึง 0.062 และเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยให้ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์คงที่ พบว่า ผลการจำลองค่าแรงดันไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเปลี่ยนแปลงโดยมีค่าลดลงเมื่ออุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเพิ่มมากขึ้น โดยผลการคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง 1D5P เปรียบเทียบกับโปรแกรม Pvsyst พบว่ามีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วง 0.001 ถึง 0.029

5.1.2 ทำการทดสอบแบบจำลอง ในพื้นที่ประเทศกัมพูชา

ผลการทดสอบแบบจำลองรายวัน พบว่า ในวันที่แดดดี ท้องฟ้าแจ่มใส ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองเมื่อเปรียบเทียบกับค่าที่ได้จากการวัดจริงพบว่ามีค่าใกล้เคียงกันมาก โดยมีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) ประมาณ 0.037 และทดสอบในวันที่ท้องฟ้าครึ้ม (เมฆมาก) พบว่าผลการคาดการณ์ค่ากำลังไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์แบบทันทีทันใดและมีค่าใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากการวัดจริง โดยมีค่าความคลาดเคลื่อนประมาณ 0.059

ผลการทดสอบแบบจำลองรายเดือน พบว่า เมื่อทำการสร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์กับค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงและค่าคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากแบบจำลอง มีแนวโน้มเป็นเชิงเส้น และมีค่าใกล้เคียงกันมาก โดยทำทดสอบผลการจำลองค่ากำลังไฟฟ้าเปรียบเทียบกับค่าที่วัดได้จริง เป็นระยะเวลา 12 เดือน พบว่า มีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วง 0.03 ถึง 0.05 โดยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 0.04

ผลการเปรียบเทียบผลการคาดการณ์กำลังไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จากแบบจำลอง Weight parameter กับค่าที่วัดได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์และโปรแกรมจำลองการผลิตไฟฟ้าอื่นๆที่เป็นที่ยอมรับเช่น โปรแกรม Pvsyst, Homer, BlueSol Express และ PVWATTS พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือนจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีค่า 3.03, 3.08, 3.44, 3.32, 3.77 และ 3.18

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

MWh ตามลำดับ โดยมีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) เฉลี่ย 0.04 , 0.13, 0.10, 0.23 และ 0.08 ตามลำดับ

5.1.3 ทำการทดสอบแบบจำลอง ในพื้นที่ประเทศไทย

ผลการทดสอบแบบจำลองรายวัน พบว่า ในวันที่แดดดี ท้องฟ้าแจ่มใส ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองเมื่อเปรียบเทียบกับค่าที่ได้จากการวัดจริงพบว่ามีความคลาดเคลื่อน (RMSE) ประมาณ 0.044 และทดสอบในวันที่ท้องฟ้าครึ้ม (เมฆมาก) พบว่ามีค่าความคลาดเคลื่อนประมาณ 0.046

ผลการทดสอบแบบจำลองรายเดือน พบว่า โดยทำทดสอบผลการจำลองค่ากำลังไฟฟ้าเปรียบเทียบกับค่าที่วัดได้จริง เป็นระยะเวลา 12 เดือน พบว่า มีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) อยู่ในช่วง 0.02 ถึง 0.07 โดยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 0.04

5.2 ข้อเสนอแนะ

5.2.1 แบบจำลองคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำเสนอ สามารถคาดการณ์ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ของพื้นที่เป้าหมายได้อย่างแม่นยำ โดยมีค่าความคลาดเคลื่อน (RMSE) เฉลี่ย 0.04 โดยใช้ข้อมูลระยะเวลา 1 ปีของพื้นที่เป้าหมายมาเพื่อสร้างแบบจำลอง ซึ่งหากมีข้อมูลย้อนหลังได้มากกว่า 1 ปี จะทำให้แบบจำลองสามารถคาดการณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ได้อย่างแม่นยำมากยิ่งขึ้น

5.2.2 แบบจำลองที่นำเสนอสามารถพัฒนาให้สามารถคาดการณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้ในพื้นที่กว้างมากยิ่งขึ้น หากได้ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ต่างๆ จากนั้นสร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กับข้อมูลสภาพแวดล้อมเช่น ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และอุณหภูมิ เป็นต้น ของพื้นที่ต่างๆจะทำให้สามารถคาดการณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้ครอบคลุมพื้นที่กว้างมากยิ่งขึ้น

เอกสารอ้างอิง

- [1] R. Messenger and J. Ventre, "Photovoltaic System Engineering," CRC Press, Boca Raton, Fla, USA, 2000.
- [2] V. Lo Brano, A. Orioli, G. Ciulla, and A. Di Gangi, "An improved five-parameter model for photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 94, no. 8, pp. 1358–1370, 2010.
- [3] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, "Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong," *Renewable Energy*, vol. 69, pp. 7–15, 2014.
- [4] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays," *Solar Energy*, vol. 100, pp.31–41, 2014.
- [5] G. Ciulla, V. Lo Brano, V. Di Dio, and G. Cipriani, "A comparison of different one-diode models for the representation of I-V characteristic of a PV cell," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 684–696, 2014.
- [6] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, 2006.
- [7] T. H. Jung, J. W. Ko, G. H. Kang, and H. K. Ahn, "Output characteristics of PV module considering partially reverse biased conditions," *Solar Energy*, vol. 92, pp. 214–220, 2013.
- [8] M. A. de Blas, J. L. Torres, E. Prieto, and A. Garcia, "Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices," *Renewable Energy*, vol. 25, no. 3, pp. 371–380, 2002.
- [9] A. Hadj Arab, F. Chenlo, and M. Benghanem, "Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems," *Solar Energy*, vol. 76, no. 6, pp. 713–723, 2004.
- [10] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," in *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE '07)*, pp. 2392–2396, Vigo, Spain, June 2007.
- [11] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana, and W. Ongsakul, "A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads," *Renewable Energy*, vol. 27, no. 2, pp. 237–258, 2002.
- [12] E. Karatepe, M. Boztepe, and M. Colak, "Neural network based solar cell model," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 9-10, pp. 1159–1178, 2006.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [13] H. Tian, F. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi, and P. Jenkins, "A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels," *Solar Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 2695–2706, 2012.
- [14] J. Kumari and C. S. Babu, "Mathematical modeling and simulation of photovoltaic cell using matlab-simulink environment," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2, no. 1, pp. 26–34, 2012.
- [15] R. K. Kharb, S. L. Shimi, S. Chatterji, and M. F. Ansari, "Modeling of solar PV module and maximum power point tracking using ANFIS," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.33, pp. 602–612, 2014.
- [16] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui, and L. Rahmani, "Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 20, no. 1, pp. 46–58, 2012.
- [17] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [18] S. Kittisontirak, A. Bupi, P. Chinnavornrungrsee, K. Sriprapha, P. Thajchayapong, and W. Titiroongruang, "An Improved PV Output Forecasting Model by Using Weight Function: A Case Study in Cambodia," *International Journal of Photoenergy*, Volume 2016
- [19] Chiu PT, Law DL, Woo RL, Singer S, Bhusari D, Hong WD, Zakaria A, Boisvert JC, Mesropian S, King RR, Karam NH., "35.8% space and 38.8% terrestrial 5 J direct bonded cells," *Proc. 40th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, Denver, June 2014; 11–13.
- [20] R. Messenger and J. Ventre, "Photovoltaic System Engineering," CRC Press, Boca Raton, Fla, USA, 2000.
- [21] Hamdy K. Elminir, et.al, "Effect of dust on the transparent cover of solar collectors," *Energy Conversion and Management*, pp. 3192-3203, 2006
- [22] Adel A. Hegazy, "Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors," *Renewable Energy*, pp. 525-540, 2001
- [23] Zeki Ahmed Darwish, et.al, "Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 735-744, 2015
- [24] <https://refractiveindex.info/>
- [25] http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_cells.php
- [26] <http://www.sj-solar.com/technology/>
- [27] De Soto, W., Klein, S.A., Beckman, W.A., "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Sol. Energy* 80, pp.78-88, 2006

- [25] J. Kumari and C. S. Babu, "Mathematical modeling and simulation of photovoltaic cell using matlab-simulink environment," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2, no. 1, pp. 26–34, 2012.
- [26] R. K. Kharb, S. L. Shimi, S. Chatterji, and M. F. Ansari, "Modeling of solar PV module and maximum power point tracking using ANFIS," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.33, pp. 602–612, 2014.
- [27] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui, and L. Rahmani, "Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 20, no. 1, pp. 46–58, 2012.
- [28] S. Kittisontirak, K. Chumpolrat, S. Songtrai, N. Udomdachanut, A. Hongsingthong, J. Sritharathikhun, P. Chinnavornrungsee, K. Sriprapha and W. Titiroongruang "The outdoor performance of different PV systems in tropical climate conditions in Thailand", *INTERNATIONAL CONFERENCE ON FRONTIER OF ENERGY AND ENVIRONMENT ENGINEERING 2014* pp 389-391.
- [29] A. Hongsingthong, S. Kittisontirak, P. Chinnavornrungsee, S. Songtrai, K. Chumpolrat, A. Limmanee, J. Sritharathikhun, N. Boriraksantikul, K. Sriprapha and W. Titiroongruang "INITIAL RESULTS OF PV SYSTEM PERFORMANCE WITH THE TWO DIFFERENT SYSTEM INSTALLATIONS: THE CASE OF A 1 kWp HIT PV SYSTEM IN A SUBURB OF BANGKOK, THAILAND", *World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (6) 2014* pp 1199-1200.
- [30] S. Kittisontirak, P. Chinnavornrungsee, S. Songtrai, K. Chumpolrat¹, A. Hongsingthong, J. Sritharathikhun, K. Sriprapha, P. Thajchayapong, and W. Titiroongruang "A 126 kWp PV-Diesel Generator Hybrid System in Kampong Chheuteal high school, Kampong Thom province, Kingdom of Cambodia", *World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (6) 2014* pp 1249-1250.
- [31] S. Kittisontirak, P. Manosukritkul, A. Limmanee, N. Sitthiphol, S. Niemcharoen, K. Sriprapha and W. Titiroongruang "Comparison of PV Estimation Model with Measured PV Power Output", *International Electrical Engineering Congress, 2017* pp 212-214.
- [32] S. Kittisontirak, P. Manosukritkul, P. Dawan, P. Chinnavornrungsee, A. Hongsingthong, N. Atiwongsangthong, K. Sriprapha and W. Titiroongruang "A Novel Power Output Model for Photovoltaic System", *International Electrical Engineering Congress, 2017* pp 209-211.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก

ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

1. S. Kittisontirak, A. Bupi, P. Chinnavornrungsee, K. Sriprapha, P. Thajchayapong, and W. Titiroongruang “An Improved PV Output Forecasting Model by Using Weight Function: A Case Study in Cambodia”, International Journal of Photoenergy 2016 pp 1-10.
2. S. Kittisontirak, P. Manosukritkul, P. Dawan, P. Chinnavornrungsee, A. Hongsingthong, N. Atiwongsangthong, K. Sriprapha and W. Titiroongruang “A Novel Power Output Model for Photovoltaic System”, International Electrical Engineering Congress, 2017 pp 209-211.
3. S. Kittisontirak, P. Manosukritkul, A. Limmanee, N. Sitthiphol, S. Niemcharoen, K. Sriprapha and W. Titiroongruang “Comparison of PV Estimation Model with Measured PV Power Output”, International Electrical Engineering Congress, 2017 pp 212-214.
4. S. Kittisontirak, P. Chinnavornrungsee, S. Songtrai, K. Chumpolrat1, A. Hongsingthong, J. Sritharathikhun, K. Sriprapha, P. Thajchayapong, and W. Titiroongruang “A 126 kWp PV-Diesel Generator Hybrid System in Kampong Chheuteal high school, Kampong Thom province, Kingdom of Cambodia”, World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (6) 2014 pp 1249-1250.
5. A. Hongsingthong, S. Kittisontirak, P. Chinnavornrungsee, S. Songtrai, K. Chumpolrat, A. Limmanee, J. Sritharathikhun, N. Boriraksantikul, K. Sriprapha and W. Titiroongruang “INITIAL RESULTS OF PV SYSTEM PERFORMANCE WITH THE TWO DIFFERENT SYSTEM INSTALLATIONS: THE CASE OF A 1 kWp HIT PV SYSTEM IN A SUBURB OF BANGKOK, THAILAND”, World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (6) 2014 pp 1199-1200.
6. S. Kittisontirak, K. Chumpolrat, S. Songtrai, N. Udomdachanut, A. Hongsingthong, J. Sritharathikhun, P. Chinnavornrungsee, K. Sriprapha and W. Titiroongruang “The outdoor performance of different PV systems in tropical climate conditions in Thailand”, INTERNATIONAL CONFERENCE ON FRONTIER OF ENERGY AND ENVIRONMENT ENGINEERING 2014 pp 389-391.

Research Article

An Improved PV Output Forecasting Model by Using Weight Function: A Case Study in Cambodia

Songkiate Kittisontirak,¹ Aekkawat Bupi,¹ Perawnt Chinnavornrungee,² Kobsak Sriprapha,² Pairash Thajchayapong,² and Wisut Titroongruang¹

¹Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Chalongsong Rd, Ladkrabang, Bangkok 10520, Thailand

²National Electronics and Computer Technology Center (NECTEC), National Science and Technology Development Agency (NSTDA), 112 Thailand Science Park, Thanon Phahonyothin, Tambon Khlong Nueng, Amphoe Khlong Luang, Pathum Thani 12120, Thailand

Correspondence should be addressed to Songkiate Kittisontirak; songkiate.kittisontirak@nectec.or.th

Received 4 April 2016; Revised 18 September 2016; Accepted 12 October 2016

Academic Editor: Leonardo Sandrolini

Copyright © 2016 Songkiate Kittisontirak et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

This paper proposes a new concept to improve accuracy of PV forecasting model. The model was implemented by MATLAB/Simulink software using solar irradiance and module temperature as measurement parameters for calculation. The model was developed by single-diode equivalent circuits (5-p model) for simulated PV module power output and compared with other software programs for validation which showed correct PV characteristics. To achieve high accuracy, the model was improved by weight function using one-year measured data. The accuracy of our developed model was verified by comparison with four commercial simulator software programs and the results from real system which were measured and recorded for 1 year. It was found that the model output was in a good agreement with the measured data. This research can be utilized in another area by adjusting the PV equation with weight function of that area.

1. Introduction

At present, renewable energy has an important role in meeting the world energy balance. The need for renewable energy is rapidly increasing in the world, especially the solar energy resource such as solar cells due to its properties like being abundant, clean, pollution-free, and sustainable. The most important steps after installation of photovoltaic system are checking and maintenance. If we can estimate the energy production of PV system, it will be available to check the system fault by comparing the real data with estimated data. The models to estimate the energy production of PV system usually start from PV module's modeling.

Many researchers have provided the models of PV module and considered that PV model is mainly affected by the solar irradiance and module temperature [1]. In addition, single-diode equivalent circuits (4-p model) are commonly used in PV models [2–17]. These models have four parameters: photo current source, diode parallel, series resistance R_s ,

and shunt resistance R_{sh} . However, the 4-p model ignores the effect of shunt resistance (R_{sh}). It was shown in case of current which is increasing with temperature effect to less accurate prediction of current than five-parameter model. Then, the parallel resistance is thus introduced in the model [14, 18–34]. After that, the model was improved for better curve-fitting and accuracy by two-diode equivalent circuit but increases the number of computed parameters [35–42].

In this paper, we proposed a new concept to improve high accuracy of PV forecasting model. The main contribution of this paper is implementing the PV model by using weight function which is obtained by one-year measured data. Our developed model is based on single-diode equivalent circuits (5-p model) which is simplified and not complicated. The verification of the proposed forecasting model has been confirmed by comparison with four simulator software programs and measured data in Cambodia. It was found that our developed model has high precision.

TABLE 1: The ideal factor is dependent on PV technology.

List	Data
Mono c-Si	1.2
Poly c-Si	1.3
a-Si:H Single junction	1.8
a-Si:H Double junction	3.3
a-Si:H Triple junction	5.0
CdTe	1.5
CIS	1.5
GaAs	1.3

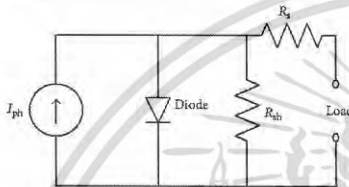


FIGURE 1: Photovoltaic equivalent circuit.

2. Mathematical Model of PV System

2.1. One-Diode Equivalent Circuit. Figure 1 shows the PV equivalent circuit with one diode used in this model. This is the so-called five-parameter (5-p) model. The model consists of a photo current (I_{ph}), a diode, a parallel resistance (R_{sh}) expressing a leakage current, and a series resistance (R_s) describing an internal resistance to the current flow and acceptable levels of accuracy. It is used to estimate the PV power output, as shown in (1)–(6):

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + I \cdot R_s)}{N \cdot K \cdot T} - 1 \right) \right] - \frac{(V + I \cdot R_s)}{R_{sh}} \quad (1)$$

$$R_{sh} = \frac{V_m + (I_{m,ref} \cdot R_s)}{I_{sc,ref} - I_{sc,ref} \left[\exp \left(\frac{q(V_{oc,ref} + I_{m,ref} \cdot R_s - V_{oc,ref})}{N \cdot K \cdot T} \right) + I_{sc,ref} \left[\exp \left(\frac{-V_{oc,ref}}{N \cdot K \cdot T} \right) - \left(\frac{P_m}{V_m \cdot I_{m,ref}} \right) \right] \right]} \quad (6)$$

2.2. Performance of Simulation Model. In this study, the RMSE (Root Mean Square Error) technique was used to evaluate the accuracy. This technique is widely recognized in many works [43]. The parameter was defined by

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{f_i - y_i}{y_i} \right)^2} \quad (7)$$

where the measured data is y_i and the prediction data is f_i .

where I_{ph} is photo current (A), I_0 is the leakage current of the diode (A), q is electron charge (1.602×10^{-19} C), k is Boltzmann constant (1.381×10^{-23} J/K), T is actual cell temperature (K), R_s is series resistance (Ω), and R_{sh} is shunt resistance (Ω) and the ideal factor chosen from Table 1 according to the PV technology involved.

$$V = V_m - B_s (T_m - T_0), \quad (2)$$

where V_m is maximum voltage (V), B_s is temperature coefficient of voltage ($V/^\circ C$), T_m is cell temperature ($^\circ C$), and T_0 is ambient temperature:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ph,ref} + \mu_{sc} \cdot (T - T_{ref})). \quad (3)$$

I_{ph} is photo current depending on the solar irradiance and cell temperature as (3), where G is solar irradiance (W/m^2), G_{ref} is solar irradiance at STC ($1000 W/m^2$), μ_{sc} is temperature coefficient of current ($A/^\circ C$), $I_{ph,ref}$ is photo current at STC (A), and T_{ref} is reference temperature at STC ($25^\circ C$).

I_0 is function of module temperature and defined by

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{q \cdot E_g}{A \cdot K} \right) \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (4)$$

$I_{0,ref}$ is energy band gap and defined by

$$I_{0,ref} = I_{sc,ref} \exp \left(\frac{q(-V_{oc,ref})}{N \cdot K \cdot T} \right). \quad (5)$$

R_{sh} is defined by

3. Evolution of Modeling

Figure 2 shows the structure of PV power system simulation model with MATLAB/Simulink software. The model used two main parameters for calculation which has significant effect on the PV efficiency, namely, solar irradiance and module temperature. The simulation model was developed by single-diode equivalent circuits (5-p model) for simulated PV module power output and compared with other commercial software simulations to confirm the modeling which showed

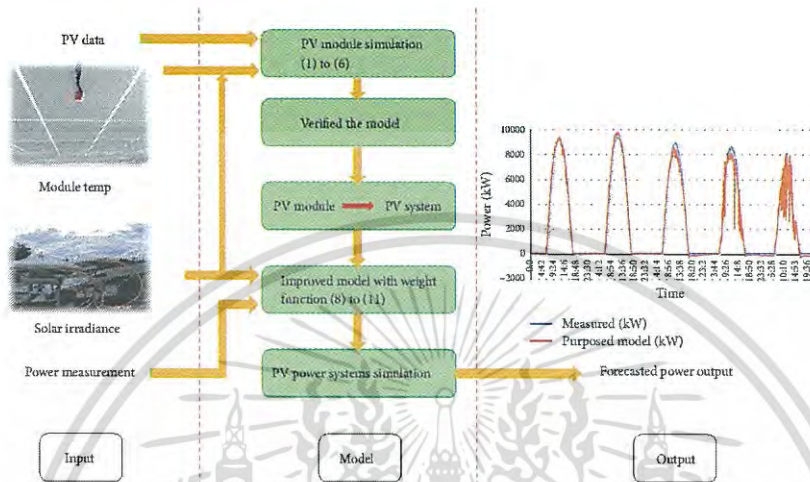


FIGURE 2: Structure of PV system simulation model.

the correct characteristic of PV. After that, to increase more accuracy, model efficiency was improved by using weight function which was obtained by one-year measured data as shown in Figure 3. It was found that by using weight function with our developed model, the accuracy was very high compared with other simulated model without weight function to simulate PV power system and verify by comparing with four software simulators and one-year measured data.

The procedures implemented in improving accuracy of our developed model are as follows.

Step 1. Calculate the average annual measured output power (P_{md}) and average annual output power simulated (P_{sd}) at one value of solar irradiance (G) on the day d as follows:

$$\bar{P}_{my}(G) = \frac{1}{N_y} \sum_{d=1}^{N_y} P_{md} \tag{8}$$

$$\bar{P}_{sy}(G) = \frac{1}{N_y} \sum_{d=1}^{N_y} P_{sd}$$

where N_y is the number of days during the one-year time period.

Step 2. Created equation in relation with solar irradiance and average annual measured output power (P_{md}) and average

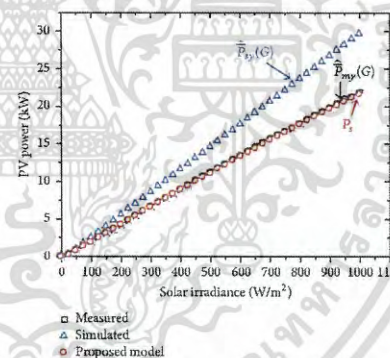


FIGURE 3: Improvement of our developed model with weight function.

annual output power simulated (P_{sd}). Then, using polynomial equation for fitting the data is as shown in Table 2:

$$\bar{P}_{my}(G), \bar{P}_{sy}(G) = \text{Intercept} + A_1G + A_2G^2 + A_3G^3, \tag{9}$$

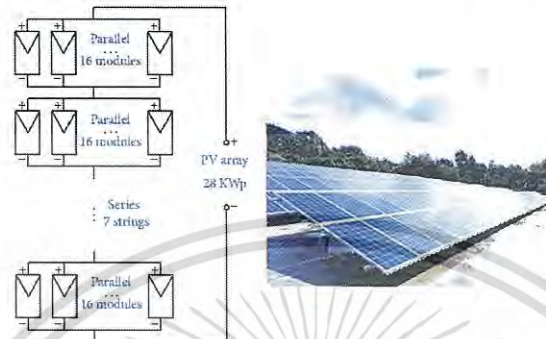


FIGURE 4: Schematic diagram and PV system installed in Cambodia.

TABLE 2: The data used in our developed model

	Parameter	Value
Measured	Intercept	-0.2001
	A_1	0.0219
	A_2	$3.00e-6$
Simulated	Intercept	-0.4266
	A_1	0.0292
	A_2	$2.00e-6$
Weight function	Intercept	$2.27e-1$
	A_1	$7.30e-3$
	A_2	$-1.00e-6$
	A_3	$2.00e-9$

where $\hat{P}_{my}(G)$, $\hat{P}_{sy}(G)$ is function of annual PV power output from measured and simulated, respectively.

Step 3. From (10), the weight function was generated, which was used to improve the accuracy of model as follows.

Equation (11) shows that the simulated PV power output used in our developed model (P_s) has improved the accuracy with weight function:

$$P_w = \hat{P}_{my}(G) - \hat{P}_{sy}(G), \quad (10)$$

$$P_s = \hat{P}_{sy}(G) + P_w, \quad (11)$$

where P_w is weighted function.

4. Validation Results and Discussion

4.1. System Introduction. In this study, our developed model is verified by using one-year measured data which was collected from a PV system installed on the ground-mounted

fixed-array system in Kampong Chhheuteal High School, Kingdom of Cambodia ($12^{\circ}52'55.6''$ north latitude and $105^{\circ}04'09.6''$ east longitude).

The system consists of 112 PV modules, 250 Wp/module; each string consist of 16 PV modules connected in series and 7 strings are connected in parallel. The PV system has monitoring systems to monitor and collect data for all parameters recorded every 5 minutes. The PV module specifications are shown in Table 3 and the schematic diagram is shown in Figure 4.

4.2. Simulation Result. In this study, the model was developed by simplifying PV equation and comparing with other simulator software (PVsyst) by varying solar irradiance and module temperature and plotting the results on I - V and P - V curves to test for its PV characteristics correctness. After that, the simulation model was improved in order to obtain high accuracy by using weight function which was obtained by one year measured data. Finally, the simulation results of our developed model were verified by comparing with four software simulators and actual measured data.

4.2.1. Simulation of PV Module

(i) Various Solar Irradiance and Constant Temperature. The simulation results of energy production from PV module were generated and compared to the simulation of PVsyst at the solar irradiance which varies 200, 400, 600, 800, and 1000 W/m^2 where the temperature of the PV modules was constant 45°C .

From the results, it was found that the simulated results of energy production from PV module with the equations (1) and (3)–(5) have shown the correct PV characteristics. The PV current is directly proportional to solar irradiance and voltage was slightly increasing. This can be seen in Figure 5.

Table 4 shows comparison of the simulation results from our developed model with other software programs at various

TABLE 3: The information of the PV system.

System	Rate capacity 28 kWp	Angle 13.00	Azimuth South	Structure 16 module/string 7 strings in parallel
Module	Company Solartron	Peak power 250 W	T_p of V_{oc} -0.31%/°C	T_c of I_{sc} 0.05%/°C

TABLE 4: Comparing the simulation results with other software programs by varying the solar irradiance.

Solar irradiance (W/m^2)	Other software programs (W)	Our developed model (W)	RMSE
200	45.38	42.56	0.062
400	90.72	88.52	0.024
600	135.35	135.10	0.002
800	182.09	181.73	0.002
1000	223.93	228.00	0.018

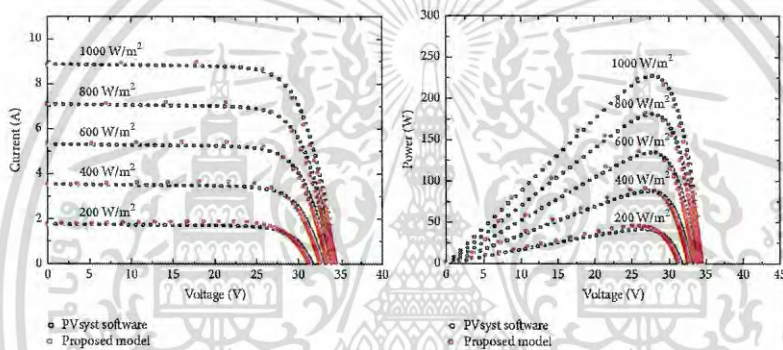


FIGURE 5: PV module's I-V curves and P-V curves under different solar irradiances (module temperature = 45°C).

solar irradiances. It can be seen that RMSE values are very low in range (0.002 to 0.062).

(ii) *Various Temperature and Constant Irradiance.* The simulation results of energy production from PV module were compared to the simulation of PVsyst at the module temperature which varies 10, 25, 40, 55, and 70°C where the solar irradiance was 1000 W/m^2 .

Figure 6 shows the PV module's I-V and P-V curves for various module temperatures and constant solar irradiance of 1000 W/m^2 . It was found that as the module temperature increased, the voltage decreased due to temperature coefficient (T_c) in accordance with technology of the PV.

Table 5 shows the simulation results in comparison with other software programs at various solar irradiances. It can be seen that RMSE values are in the range of 0.007 to 0.029.

4.2.2. *Simulation of PV System.* To verify the accuracy of our developed model, the simulation results were compared

with the one-year collected data from PV system installed in Cambodia. First, the daily simulation result was compared with two weather conditions, namely, sunny and cloudy days, later monthly simulation results with monthly energy production of PV system.

(i) *Daily PV System Output Simulation.* In case of sunny day, 15 Jan 2015, the simulation result and measured data of PV system on that day are shown in Figure 7. The RMSE value is very low (0.037) and is lower than the cloudy day case.

For cloudy day, 31 Mar 2015, it was found that the simulation of PV power curve was matching very well with measured data and was changing according to solar irradiance; however, some difference at certain point was noted due to mismatch of module temperature and solar irradiance recording equipment's error. The RMSE value is 0.059, as shown in Figure 8.

The accuracy of our developed model for both cases is shown in Table 6.

TABLE 5: Comparing the simulation results with other software programs by varying the module temperature.

Module temperature (°C)	Other software programs (W)	Our developed model (W)	RMSE
10	266.54	226.04	0.015
25	250.00	250.16	0.001
40	227.00	233.65	0.029
55	215.26	216.52	0.006
70	197.46	198.81	0.007

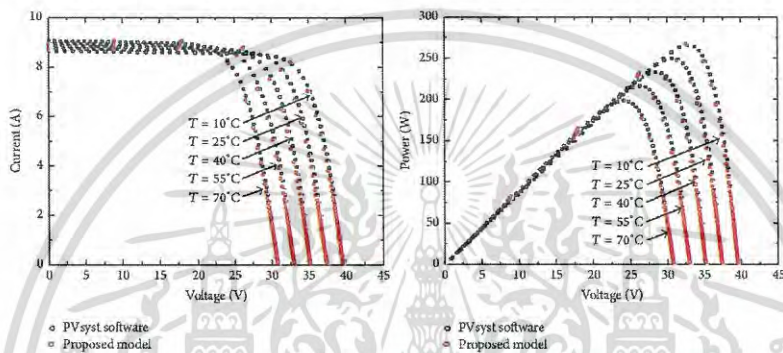
FIGURE 6: PV module's I-V curves and P-V curves under different module temperature (solar irradiance = 1000 W/m²).

TABLE 6: Comparison between simulation results on sunny day and cloudy day.

Months	RMSE
Case 1: sunny day	0.037
Case 2: cloudy day	0.059

(ii) *Monthly PV Power Output Simulation.* Figure 9 shows the accuracy of our developed model in comparison with 12 months measured data. It is a well-known fact that PV power production changes according to solar irradiance. From the result, it was found that the power output was less than PV installed due to the losses in system such as capture loss, temperature loss, and system loss. In this study, the thermal loss was included in the model. The RMSE ranges from 0.03 to 0.05.

Table 7 shows that the RMSE values are very low, indicating a very good agreement between simulation results and measured data.

The results from 12 months of energy production in Cambodia showed that the average energy production is 3.08 MWh/month and 36.90 MWh/year. As shown in Figure 10, the accuracy of our developed model has been verified by comparing its output with four simulators software and one-year measured data. It was found that the simulation results of our developed model show the average energy production is 3.03 MWh/month and 36.38 MWh/year. And

the results from other commercial software simulator showed that average energy production is 3.44 MWh/month, 3.32 MWh/month, 3.77 MWh/month, and 3.18 MWh/month, respectively, as shown in Figure 10.

Table 8 shows the accuracy of our developed model against one-year measured data and other simulator software results. The RMSE ranges from 0.03 to 0.05 and average RMSE is 0.04.

From the result, it was found that our developed model and 4 software simulators tend to change in the same way from measured data shown the accuracy of PV characteristics but there was a difference from the perfect graph due to using weight function which showed a high accuracy compared to other software simulations.

Our developed model accuracy can be attributed to the weight function of one-year measured data. Our developed model can be applied to other areas by adjusting the PV equation with measured data of that area.

5. Conclusion

This paper proposes the PV model with improved efficiency through weight function with one-year measured data. The accuracy of our developed model was confirmed by comparison with four commercial software simulations and actual one-year measured data. The first model in our study was developed by generic PV equation and simulation results

TABLE 7: The efficiencies of the proposed model.

Months	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Avg.
RMSE	0.05	0.03	0.04	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.05	0.04	0.04

TABLE 8: Comparisons of measured data with other simulators and our developed simulated model.

Months	Energy production (MWh)												Avg.	RMSE
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec		
Measured	3.26	2.95	3.63	3.18	3.43	3.14	2.58	2.94	2.61	2.69	3.21	3.28	3.08	—
PVsyst	3.95	3.56	3.84	3.68	3.39	3.06	3.13	3.11	3.06	3.28	3.49	3.75	3.44	0.13
Homer	3.75	3.43	3.70	3.54	3.27	2.95	3.02	3.00	2.95	3.19	3.37	3.65	3.32	0.10
BlueSol Express	4.11	3.91	4.26	4.12	3.84	3.45	3.51	3.48	3.37	3.58	3.69	3.95	3.77	0.23
PVWATTS	3.49	3.31	3.85	3.34	3.02	2.92	2.87	2.70	2.89	2.99	3.31	3.49	3.18	0.08
Proposed model	3.37	2.87	3.51	3.04	3.28	3.00	2.49	2.86	2.73	2.79	3.05	3.38	3.03	0.04

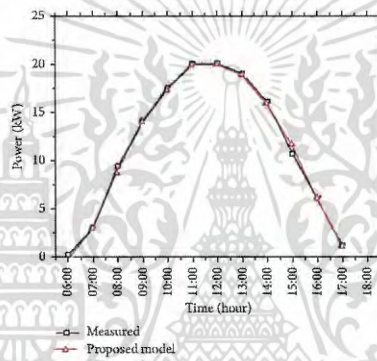


FIGURE 7: Prediction and measured PV power output on 15th Jan 2015 (sunny day).

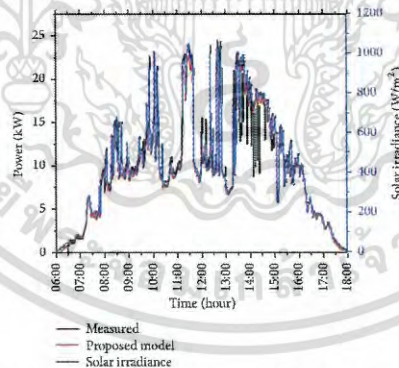


FIGURE 8: Prediction and measured PV power output on 31st Mar 2015 (cloudy day).

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

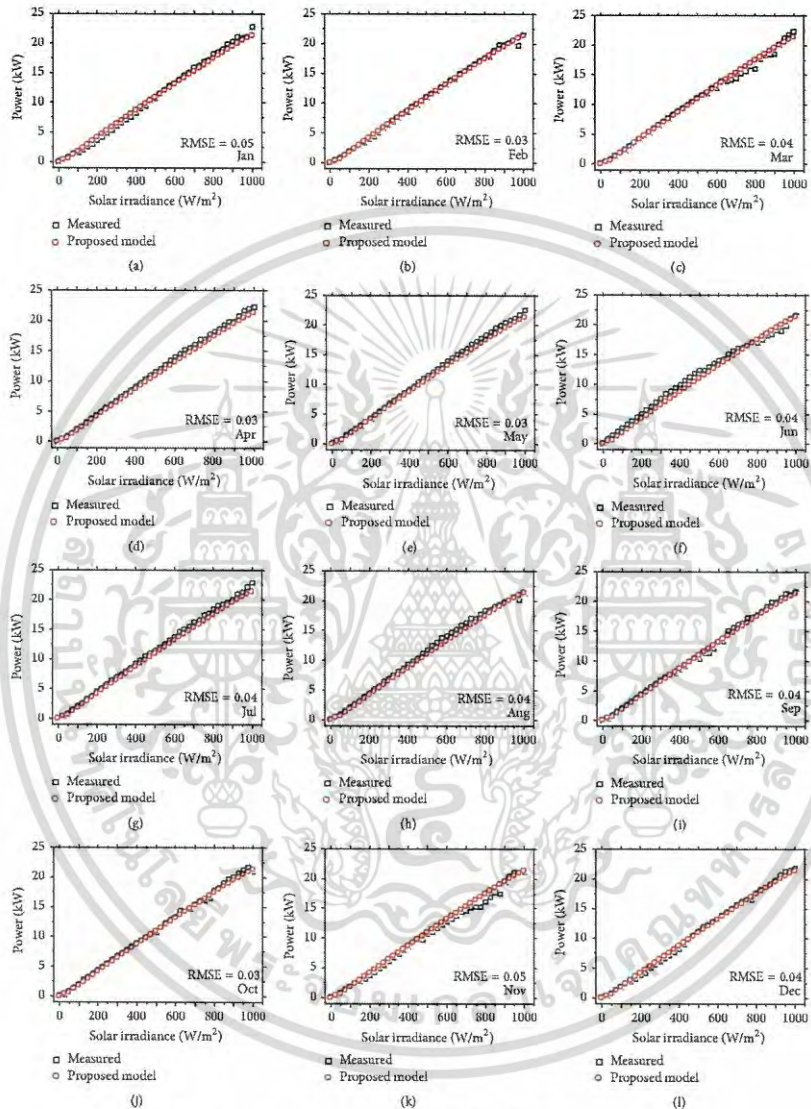


FIGURE 9: Comparisons of the measured data and simulated PV power output.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

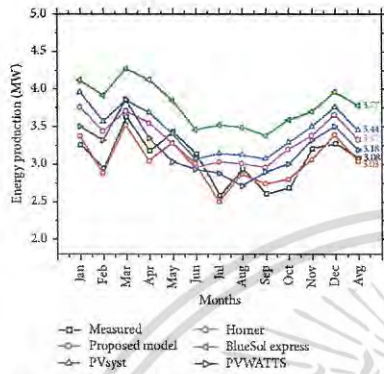


Figure 10: Simulated and measured monthly PV power output.

were compared with other software. The simulation result of PV model showed that the PV characteristic is correct and fits with other software. Later, the model was improved for accuracy by weight function.

The accuracy of our developed model was verified by comparison with four commercial software simulations and the real results from one-year measured data. The result clearly shows that our developed model has a very high accuracy. The RMSE ranges from 0.03 to 0.05 and average RMSE is 0.04, which is less than other simulators software.

Competing Interests

The authors declare that they have no competing interests.

References

- [1] R. Messenger and J. Ventre, *Photovoltaic System Engineering*, CRC Press, Boca Raton, Fla, USA, 2000.
- [2] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," in *Proceedings of the Power Electronics Conference*, pp. 1244–1254, 2009.
- [3] Y. Jiang, J. A. A. Qahouq, and M. Orabi, "Matlab/Pspice hybrid simulation modeling of solar PV cell/module," in *Proceedings of the 26th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC 11)*, pp. 1244–1250, March 2011.
- [4] R. Chenni, M. Makhoulf, T. Kerbache, and A. Bouzid, "A detailed modeling method for photovoltaic cells," *Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1724–1730, 2007.
- [5] S. B. Dongue, D. Njomo, J. G. Tamba, and L. Ebengai, "Modeling of electrical response of illuminated crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models," *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 2, pp. 612–619, 2012.
- [6] Y. T. Tan, D. S. Kirschen, and N. Jenkins, "A model of PV generation suitable for stability analysis," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 748–755, 2004.
- [7] A. Mellit, M. Benhanem, and S. A. Kalogirou, "Modeling and simulation of a stand-alone photovoltaic system using an adaptive artificial neural network: proposition for a new sizing procedure," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 2, pp. 285–313, 2007.
- [8] L. Gonzalez and M. Francisco, *Model of Photovoltaic Module in Matlab*, CIBELE, 2005.
- [9] Y. Yusof, S. H. Sayuti, M. A. Latif, and M. Z. C. Wanik, "Modeling and simulation of maximum power point tracker for photovoltaic system," in *Proceedings of the National Power and Energy Conference (PECon '04)*, pp. 88–93, Kuala Lumpur, Malaysia, November 2004.
- [10] Y.-C. Kuo, T.-J. Liang, and J.-R. Chen, "Novel maximum-power-point-tracking controller for photovoltaic energy conversion system," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 48, no. 3, pp. 594–601, 2001.
- [11] R. L. Chakrasali, V. R. Sheelavant, and H. N. Nagaraja, "Network approach to modeling and simulation of solar photovoltaic cell," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, pp. 84–88, 2013.
- [12] A. A. Ghoneim, "Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 11–12, pp. 1449–1463, 2006.
- [13] Q. Kou, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems," *Solar Energy*, vol. 64, no. 1–3, pp. 33–40, 1998.
- [14] A. N. Celik and N. Acikgoz, "Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter model," *Applied Energy*, vol. 84, no. 1, pp. 1–15, 2007.
- [15] A. Chatterjee, A. Keyhani, and D. Kapoor, "Identification of photovoltaic source models," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 3, pp. 883–889, 2011.
- [16] M. Karamirad, M. Omid, R. Alimardani, H. Mousazadeh, and S. N. Heidari, "ANN based simulation and experimental verification of analytical four- and five-parameters models of PV modules," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 34, pp. 86–98, 2013.
- [17] W. Xiao, W. G. Dunford, and A. Capel, "A novel modeling method for photovoltaic cells," in *Proceedings of the IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC '04)*, vol. 3, pp. 1950–1956, June 2004.
- [18] V. Lo Brano, A. Ortolò, G. Ciulla, and A. Di Gangi, "An improved five-parameter model for photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 94, no. 8, pp. 1358–1370, 2010.
- [19] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, "Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong," *Renewable Energy*, vol. 69, pp. 7–15, 2014.
- [20] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [21] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays," *Solar Energy*, vol. 100, pp. 31–41, 2014.
- [22] J. Bai, S. Liu, Y. Hao, Z. Zhang, M. Jiang, and Y. Zhang, "Development of a new compound method to extract the five

- parameters of PV modules," *Energy Conversion and Management*, vol. 79, pp. 294–303, 2014.
- [23] G. Cinlla, V. Lo Brano, V. Di Dio, and G. Cipriani, "A comparison of different one-diode models for the representation of I-V characteristic of a PV cell," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 684–696, 2014.
- [24] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, 2006.
- [25] T. H. Jung, J. W. Ko, G. H. Kang, and H. K. Ahn, "Output characteristics of PV module considering partially reverse biased conditions," *Solar Energy*, vol. 92, pp. 214–220, 2013.
- [26] M. A. de Blas, J. L. Torres, E. Prieto, and A. Garcia, "Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices," *Renewable Energy*, vol. 25, no. 3, pp. 371–380, 2002.
- [27] A. Hadj Arab, R. Chenlo, and M. Berghanem, "Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems," *Solar Energy*, vol. 76, no. 6, pp. 713–723, 2004.
- [28] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," in *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE '07)*, pp. 2392–2396, Vigo, Spain, June 2007.
- [29] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana, and W. Ongsakul, "A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads," *Renewable Energy*, vol. 27, no. 2, pp. 237–258, 2002.
- [30] E. Karatepe, M. Boztepe, and M. Golak, "Neural network based solar cell model," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 9–10, pp. 1159–1178, 2006.
- [31] H. Tian, E. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi, and P. Jenkins, "A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels," *Solar Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 2695–2706, 2012.
- [32] J. Kumari and C. S. Babu, "Mathematical modeling and simulation of photovoltaic cell using matlab-simulink environment," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2, no. 1, pp. 26–34, 2012.
- [33] R. K. Kharb, S. L. Shimi, S. Chatterji, and M. F. Ansari, "Modeling of solar PV module and maximum power point tracking using ANFIS," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 602–612, 2014.
- [34] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui, and L. Rahmani, "Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 20, no. 1, pp. 46–58, 2012.
- [35] S. Silvestre, A. Boromat, and A. Chouder, "Study of bypass diodes configuration on PV modules," *Applied Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 1632–1640, 2009.
- [36] G. H. Yordanov, O.-M. Midtgård, and T. O. Saetre, "Series resistance determination and further characterization of c-Si PV modules," *Renewable Energy*, vol. 46, pp. 72–80, 2012.
- [37] S. Chowdhury, G. A. Taylor, S. P. Chowdhury, A. K. Saha, and Y. H. Song, "Modelling, simulation and performance analysis of a PV array in an embedded environment," in *Proceedings of the 42nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC '07)*, pp. 781–785, September 2007.
- [38] K. Nishioka, N. Sakitani, K.-I. Kurobe et al., "Analysis of the temperature characteristics in polycrystalline si solar cells using modified equivalent circuit model," *Japanese Journal of Applied Physics*, vol. 42, no. 12, pp. 7175–7179, 2003.
- [39] J.A. Gow and C.D. Manning, "Development of a model for photovoltaic arrays suitable for use in simulation studies of solar energy conversion systems," in *Proceedings of the 6th International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives*, Conference Publication no. 429, pp. 69–74, September 1996.
- [40] K.-I. Kurobe and H. Matsunami, "New two-diode model for detailed analysis of multicrystalline silicon solar cells," *Japanese Journal of Applied Physics*, vol. 44, no. 12, pp. 8314–8321, 2005.
- [41] J. Hyvärinen and J. Karila, "New analysis method for crystalline silicon cells," in *Proceedings of the Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 1521–1524, Osaka, Japan, May 2003.
- [42] J. A. Gow and C. D. Manning, "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies," *IEE Proceedings: Electric Power Applications*, vol. 146, no. 2, pp. 193–200, 1999.
- [43] T. Chai and R. R. Draxler, "Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)?-Arguments against avoiding RMSE in the literature," *Geoscientific Model Development*, vol. 7, no. 3, pp. 1247–1250, 2014.

iEECON 2017
 The 2017 International Electrical Engineering Congress
 8-10 MARCH 2017, PATTAYA THAILAND

SMART MOBILITY

“Smart Mobility for Smart Future”

Proceedings

Organized by

Technical Co-sponsored by

Sponsored by

VOLUME I
POWER & ENERGY
SPECIAL SESSION

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

A Novel Power Output Model for Photovoltaic System

Songkiate Kittisontirak^a, Phasapon Manosukritkul^a, Promphak Dawan^b, Perawat Chinnavornrungrsee^a, Aswin Hongsingthong^a, Narin Atiwongsangthong^b, Kobsak Sriprapha^a and Wisut Titiroongruang^b

^aNational Electronics and Computer Technology Center (NECTEC), National Science and Technology Development Agency (NSTDA), Pathum Thani, Thailand.

^bFaculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, Thailand.

^cFaculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Prince of Chumphon Campus, THAILAND
Email: songkiate.kittisontirak@nectec.or.th

Abstract—This paper proposed the novel concept model for forecasting the PV power output. The model was used two meteorology to input model which are solar irradiance and module temperature. This model was improve the accuracy of model from simplified model is 1D5P by using the weight function. The proposed model was verified by comparison with measured data. The results showed that the model has high accuracy. The RMSE ranges from 0.02 to 0.07 and average RMSE is 0.04.

Keywords—PV, Weight function, RMSE

I. INTRODUCTION

Renewable energy reserves energy which is very important in the future. Because it is not a harmful product and clean energy. However, it has major limitation of the instability of the energy produced by changing with the solar radiation. The energy storage can be improve the stability of PV system until low solar irradiance. Now it well know that the storage is still expensive so we should be get the most out of it. Energy management system (EMS) is compatible with the energy storage that can be used to improve efficiency and stability of the PV system. The once part of EMS is PV forecasting model. Many researchers has studied the PV model. The single-diode equivalent circuits (1D) are used commonly to study the model. One diode four parameters (1D4P) [1-3] is the first model for studied. Lather that this model were developed to one diode five parameters (1D5P) for better curve-fitting and accuracy. These models consist is Diode saturation current (I_0), photo current (I_{ph}), diode factor (n), Series resistance (R_s) and Shunt resistance (R_{sh}). [4-5]

The PV power plant in Thailand were used in this studied. Type of PV modules is crystalline Si solar cells. The module is 245 Wp/module.

This paper proposed a novel concept model which used the 1D5P model for developed. The model were used to develop in proposed model which is very simplified and uncomplicated. The error of 1D5P is about 10%. That model were improved the accuracy by using the weight function. Weight function is a novel technique to improved accuracy of PV forecasting model. It was found that the model has

higher accuracy [6]. The proposed model has verified by comparing with measured data.

II. MATHEMATICAL MODEL

A. 1 Diode 5 Parameter (1D5P) model

The 1D5P model were used in this studied was consist is I_0 , I_{ph} , n , R_s and R_{sh} . It is used to calculate PV system power output. As shown in Fig.1.

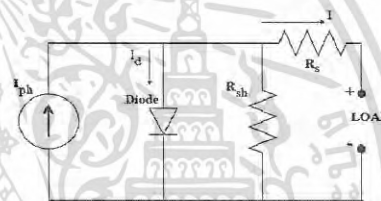


Fig.1 PV equivalent circuit (1D5P)

Fig.2 shown PV equivalent circuit (1D5P) is initial models in this study. All parameters were effect to the performance of the PV system and were used to calculate in the model and the ideal factor is chosen in Table I according to technology of the PV.

TABLE II

The ideal factor is dependence on PV technology [7]

List	Data
Si-mono	1.2
Si-poly	1.3
a-Si:H	1.8
a-Si:H tandem	3.3
a-Si:H Triple	5.0
CdTe	1.5

B. Weight function model

The weight function is new technique for improving accuracy of PV forecasting model which use in this study. This model was developed by using real data of focus area. One year data of that area were used to calculate in the model.

C. Performance of proposed model

The RMSE (Root Mean Square Error) technique is used to calculate in this study. This equation is commonly used widely for indicate the accreted of model [8].

III. SIMULATION RESULTS

The simulation results shown the daily power output comparison with measured data in case of sunny day and cloudy day show that the proposed model are accurate in all weather conditions.

A. Daily simulation

1) In the case of sunny day

The results shown that the power output curve was matching well with measured data. The comparison of simulated and measured data shown as Fig.3.

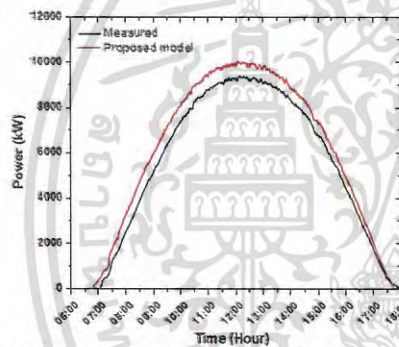


Fig.3 Simulation result compared with measured data (sunny day)

Fig.3 shown comparison of actual power output and simulated result. It was found that simulation results are very high accuracy and were changing according to solar irradiance. Actual PV power output is 64.07 MWh and simulated power output is 69.98 MWh. The RMSE value is about 0.08.

2) In case of cloudy day

The comparison of simulated result and measured data shown as Fig.4.

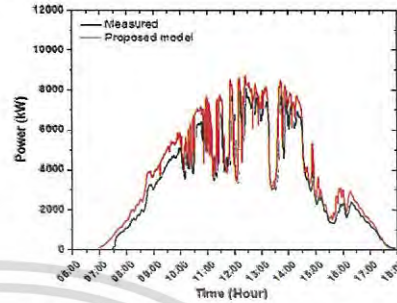


Fig.4 Simulation result compared with measured data (cloudy day)

In case of cloudy day, many fluctuations have occurred due to the solar irradiance and it can be effect to the PV power output. Due to that, it can be show that our model is accreted because the power curve of the proposed model was matching well with actual curve. From the results shown that PV power output was changing according to solar irradiance. Actual PV power output is 39.25 MWh and simulated power output is 43.94 MWh. The RMSE value is about 0.10.

B. Comparison of simulated and measured data

Fig.5 shown the comparison of simulated result with actual energy production of system in each months.

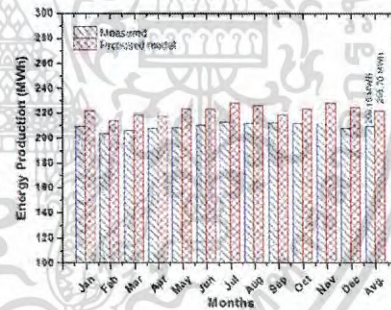


Fig.5 Comparison of PV power output in each months

TABLE I
Comparisons of proposed model with measured data

Months	PV power out put (MWh)		RMSE
	Measured	Proposed	
Jan	209.13	208.51	0.05
Feb	203.55	200.51	0.07
Mar	205.74	204.85	0.06
Apr	207.46	203.80	0.06
May	208.04	209.75	0.05
Jun	209.90	209.79	0.03
Jul	212.50	214.49	0.03
Aug	211.68	212.58	0.02
Sep	212.07	204.82	0.05
Oct	211.24	209.79	0.03
Nov	211.09	214.41	0.05
Dec	207.60	211.11	0.04
Avg.	209.15	208.70	0.04

The average annual energy production of system is about 209.15 MWh and simulated results is about 208.70 MWh as shown in Table I. The RMSE ranges from 0.02 in august to 0.07 in February. Average RMSE is 0.04.

IV. CONCLUSIONS

This paper proposed the new concept PV forecasting model. The model is used meteorology data such as solar irradiance and module temperature for calculation. Model was verified by comparing with the measured data. It was found that the proposed model obtained high accuracy. The RMSE ranges from 0.02 to 0.07 and average RMSE is 0.04.

REFERENCES

- [1] R. Chienni, M. Makhlouf, T. Kerbache and A. Bouzid, "A detailed modeling method for photovoltaic cells," *Energy*, volume 32, 2007, pp.1724-1730.
- [2] SB, Dongue, D. Njoano, JG, Tauba and L. Ebengai, "Modeling of electrical response of illuminated crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models," *Int J Emerg Technol Adv Eng* volume 2, 2012, pp.612-619.
- [3] RL, Chakrasali, VR, Shoelavani and HN, Nagaraja, "Network approach to modeling and simulation of solar photovoltaic cell," *Renew Sustain Energy Rev*, volume 21, 2013, pp.84-88.
- [4] G. Ciulla, V. Lo Brano, V. Di Dio, G. Cipriani, "A comparison of different one-diode models for the representation of I-V characteristic of a PV cell," *Renew Sustain Energy Rev*, volume 32, 2014, pp.684-696.
- [5] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui, L. Rahmani, "Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of

main PV module parameters," *Simul Model Pract Theory*, volume 20, 2012, pp.46-58.

- [6] S. Kittisontrak, A. Bupi, P. Chinnavornrunsee, K. Sriprapha, P. Thajchayapong, and W. Titiroongruang, "An Improved PV Output Forecasting Model by Using Weight Function: A Case Study in Cambodia," *International Journal of Photoenergy*, Volume 2016 (2016)
- [7] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, Member, IAENG, 2008 "Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK," *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science WCECS*, San Francisco, USA
- [8] T. Chai and R. R. Draxler, "Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)? - Arguments against avoiding RMSE in the literature," *Geoscientific Model Development*, volume 7, 2014, pp.1247-1250.

5th International Electrical Engineering Congress, Pattaya, Thailand, 8-10 March 2017

Comparison of PV Estimation Model with Measured PV Power Output.

Songkiate Kittisontirak^b, Phasapon Manosukritkul^c, Amornrat Limmance^a, Nopphadol Sitthipho^b,
Surasak Niemcharoen^b, Kobsak Sriprapha^a and Wisut Titiroonguang^b

^aNational Electronics and Computer Technology Center (NECTEC), National Science and Technology Development Agency (NSTDA), Pathum Thani, Thailand.

^bFaculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, Thailand.

^cFaculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Prince of Chumphon Campus, THAILAND
Email: songkiate.kittisontirak@nectec.or.th

Abstract—This paper describes a comparison results of proposed model with measured of PV power output from power plant in Cambodia. The model was implemented on MATLAB/Simulink software by using meteorology parameters for simulation. The parameters which affected to PV power output as irradiance and module temperature were used for simulation in this model. Weight function model were used to improve accuracy of single diode five parameters (1D5P). The parameter was used to comparison is PV power output. It was found that the model has high accuracy and closest to the measured data.

Keywords—PV, Solar irradiance, Module temperature

I. INTRODUCTION

Cambodia has high solar energy potential area, the average solar radiations are 5.4 kWh/m²/day, which are good conditions. As shown in Fig.1. The ambient temperature and the module temperature are in the range 23-37 °C and 25-70 °C, respectively, as normally seen in the ASEAN area.

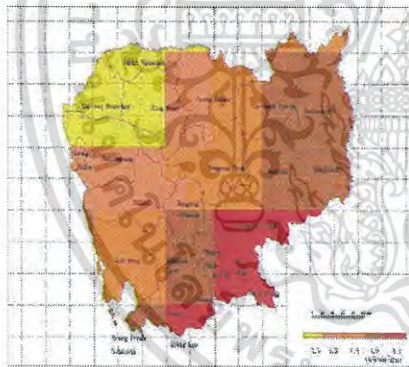


Fig.1 Solar Insolation Map for Cambodia [1]

PV subsystem installed in Kampong Thom Province, Cambodia that has 28 kWp were used in this study [2]. Used technology type is multi crystalline Si solar cells. The system consist 112 modules, each module is 250 Wp/module Shown in Fig.2.



Fig.2 PV system installed in Kampong Thom Province, Cambodia

PV forecasting models are widely too studied. Almost will be used as a simplified model such as single diode four parameters (1D4P), single diode five parameters (1D5P), two diodes and three diodes [3-7]. The accuracy of model were improved along with the complexity of the model. The weight function model were used to improve the accuracy of 1D5P model due to it is simplified model and not complexity. But it has high accuracy.

In this paper we described the simulation resulted from our developed model. It verified by comparing with actual PV power output in Cambodia country. The parameters were used to verify model is PV power output.

II. SYSTEM DESCRIPTION

The system is installed in Kampong Thom Province, Cambodia (12°53'04.4" north latitude and 105°04'05.4" east longitude). It is full monitoring systems to assess the systems data for use in this studied. All parameters are recorded every 5 minutes. The subsystem consist of 112 modules, each module has 250 Wp/module as shown in Fig.3.

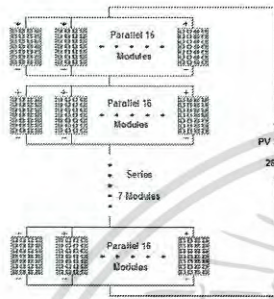


Fig.3 Schematic diagram of PV system

III. MATHEMATICAL MODEL

A. 1 Diode 5 Parameter (1D5P) model with Weight function model

The single diode five parameters (1D5P), simplified model were used to calculate PV power output. Lather that use the Weight function to improve accuracy of the model and developed by one year measured data of that area. From the studies, it helps to improve the accuracy.

B. Procedure of proposed model

The proposed model is use two actual meteorology parameters those are solar irradiance and module temperature to calculate the system power output. Lather that the model are improve the accuracy by using weight function. Weight function are develop by using one year data of focus area. Finally the PV system power output were simulated. As shown in Fig.4.

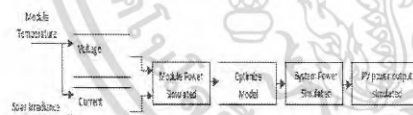


Fig.4 Structure of PV power output simulation

C. Accuracy of proposed model

The RMSE (Root Mean Square Error) were used to calculate the accuracy of proposed model [8].

IV. SIMULATION RESULTS

The simulation results shown the comparison of PV power output simulated with actual power output.

A. Accuracy of model in each solar irradiance

It is well known that the PV power output are varied with solar irradiance. Due to solar irradiance are input of proposed model. We'll studied the effect of solar irradiance to accuracy of proposed model as shown in Fig.5.

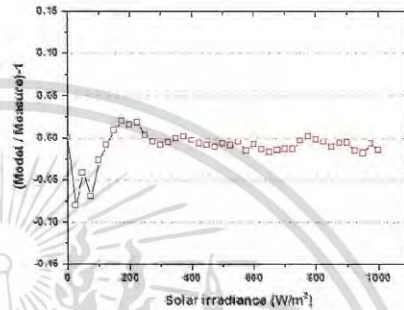


Fig.5 Comparison of model to measured data in each solar irradiance

From the results, It was found that in range of low solar irradiance (<350 W/m²) the accuracy are fluctuate in range of -0.08 to 0.19. In the other range (>350 W/m²) the accuracy quite stable in range of -0.01 to 0.00. It due to the proposed model were developed on 1D5P model which there is an error in the low irradiance is high.

B. Comparison of PV power output

To verified the model by comparing simulation results with measurement data and PVWATTS model. One year data of the system in Cambodia were used in this studied. As shown in Fig.6.

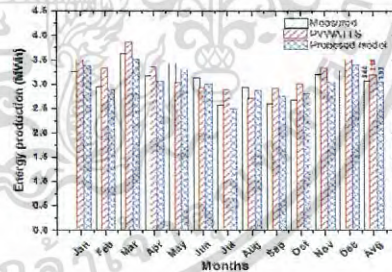


Fig.6 Comparison of proposed models to measured data and PVWATTS

The actual PV power output from the system is the lowest in July that has a value of 2.58 MWh and highest in March which is 3.63 MWh. The average annual energy production is 3.08 MWh.

From the above results, it was shown that the annual energy production of PV system is 3.08 MWh, the simulation results from PVWATTS model shown is 3.18 MWh and the proposed model shown is 3.03 MWh, respectively.

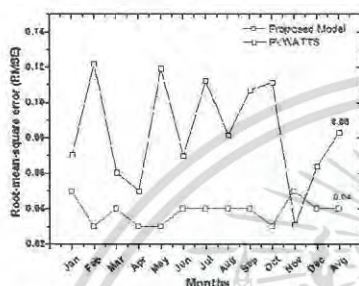


Fig.7 RMSE of proposed model and PVWATTS

The proposed model were evaluated by using RMSE technique as shown in Fig.7. From the results shown that, the RMSE values of PVWATTS model range from 0.03 to 0.12 and average RMSE is 0.08 and the RMSE values of proposed model ranges from 0.03 to 0.05 and average RMSE is 0.04.

The proposed model shown low values of RMSE. The low value of the RMSE indicates that the RMSE achieved very high accuracy.

V. CONCLUSIONS

This paper describes comparison simulated results of proposed model to measured data and PVWATTS model, case studied in Cambodia. It was found that the proposed model has high accuracy that has an average RMSE of 0.04.

REFERENCES

- [1] <http://eosweb.larc.nasa.gov>
- [2] S. Kittiaontrak, P. Chinnavornrungruee, S. Songtrai, K. Chumpolrat, A. Hongsingthong, J. Sridharathichun, K. Sriprapha, P. Thachayapong, and W. Titrongruang, "A 126 kWp PV-Diesel Generator Hybrid System in Kampong Chhnout high school, Kampong Thom province, Kingdom of Cambodia," The 6th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-6), 2014.
- [3] A. Chatterjee, A. Keyhani, and D. Kapoor, 2011 "Identification of Photovoltaic Source Models," Energy Conversion, IEEE Transaction, vol. PP, pp. 1-7.
- [4] J. A. Gow and C. D. Manning, 1999 "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies," Electronic Power Application, IEEE Proceeding, vol. 146, pp. 193-200.
- [5] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, 2009 "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," Power Electronics Conference, pp. 1244-1254.
- [6] Z. Salam, K. Ishaque, and H. Taheri, 2010 "An improved two-diode photovoltaic (PV) model for PV system," Power Electronics, Device and

Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference, pp.1-5.

- [7] J. Yuncong, J. A. A. Qahouq, and M. Orabi, 2011 "Matlab/Papice hybrid simulation modeling of solar PV cell/module," Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Twenty-Sixth Annual IEEE, pp.1244-1250.
- [8] T. Chai and R. R. Draxler, "Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)? - Arguments against avoiding RMSE in the literature," Geoscientific Model Development, volume 7, 2014, pp.1247-1250.

The 6th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion



PROGRAM

Joint Conference of

PVSEC-24

30th Anniversary

The 24th International Photovoltaic Science and Engineering Conference

41st IEEE PVSC

The 41st IEEE Photovoltaic Specialists Conference

30th EU PVSEC

The 30th European Photovoltaic Solar Energy Conference

Kyoto International Conference Center,
Kyoto, Japan

November 23-27, 2014

WCPEC-6 Organizing Committee

Co-organized by

The Japan Society of Applied Physics

Research Institute for Applied Science

The European Commission

IEEE Electron Devices Society

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

A 126 kW_p PV-Diesel Generator Hybrid System in Kampong Chheuteal high school, Kampong Thom province, Kingdom of Cambodia

Songkiate Kittisontirak^{1,2}, Perawat Chinnavomrungsee¹, Sasiwimon Songtra¹, Kamonpan Chumpolrat¹, Aswin Hongsingthong¹, Jaran Sritharathikhun¹, Kobsak Sriprapha¹, Pairash Tajchayapong¹, and Wisut Titiroongruang²
¹National Electronics and Computer Technology Center (NECTEC), National Science and Technology Development Agency (NSTDA), 112 Thailand Science Park, Thanon Phahonyothin, Tambon Khlong Nueng, Amphoe Khlong Luang, Pathum Thani 12120 THAILAND
²Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, THAILAND

ABSTRACT

The Kampong Chheuteal high school is located in Kampong Thom province, the kingdom of Cambodia. This school was donated in 2001 by the Her Royal Highness Princess Maha Chakri Sirindhorn to the people of the Kingdom of Cambodia for education in remote rural area. Since the school is far away from the power grid and the electricity demand is partly fulfilled by diesel generators. This study shown design of PV-Diesel generator hybrid system for the school in Cambodia with a daily load of 363 kWh.d⁻¹ and 50 kW peak load. Solar PV (126 kW_p), diesel generator (100 kW) and 120 batteries (1500Ah each) hybrid system is found to be accordance with the user behavior pattern in the school.

1. INTRODUCTION

The Kampong Chheuteal high school (12°53'04.4" north latitude and 105°04'05.4" east longitude) is located in Kampong Thom province, the kingdom of Cambodia, as shown in Fig. 1.



Fig.1 Kampong Chheuteal high school

This school was donated in 2001 by the Her Royal Highness Princess Maha Chakri Sirindhorn to the people of the Kingdom of Cambodia for education in remote rural area where power shortage was always a challenge. Since the beginning of school operation in 2005, the electricity was generated by diesel generator. Due to increasing in people (student, teacher and staff) and activities in the school, the electricity consumption increases continuously every year. During the past few years, the cost of diesel fuel has rapidly increased while the photovoltaic (PV) system price tends to decrease.

Therefore, it is considered timely to install the PV/Diesel generator hybrid system in the school. As a tropical country, Cambodia has a great solar energy potential which is the alternative source for off-grid option in the rural area, especially as a solar home system. In 2002, NEDO produced a solar radiation map for Cambodia based upon the data from National Aeronautics and Space Administration NASA's Langley Research Center and the US National Renewable Energy Laboratory. The average solar radiation has been estimated to be around 4.66-5.97 kWh/m².day depending on the location.[1] This paper presents the PV/Diesel generator hybrid system which was designed and installed in accordance with the user behavior pattern in the school.

2. Hybrid Renewable Energy System

A 126 kW_p PV system has been installed on the ground-mounted fixed-array system in Kampong Chheuteal high school, Kingdom of Cambodia. The schematic block circuit diagram of PV/Diesel generator hybrid system is shown in Fig. 2. The system includes a combination of PV panels, batteries and diesel generators. The key challenge of this work is how to control the amount of electricity in order to supply the daily load sufficiently. The 70 kW_p grid-connected PV systems is employed for supplying the demand of 235 kWh during day time, while during night time the 56 kW_p from battery of 120 sets (1500 Ah/set) together with 100 kW diesel generators is used for the demand of 128 kWh.

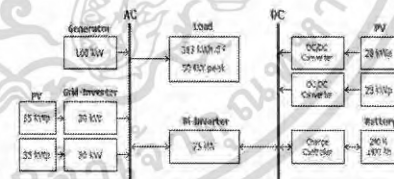


Fig.2 Proposed hybrid PV/diesel system configuration.

2.1 Electronic Load

The school load profile, as shown in Fig. 3, was investigated and measured for 1 year. It found that the daily peak demand occurs three period, in the morning (7.00-10.00 am.), afternoon (13.00-16.00 pm.) and at night (18.00-21.00 pm.), as shown in Fig. 3(a), due to the school has teach in day time, with the demand occur at night, which caused the most student stay at school.

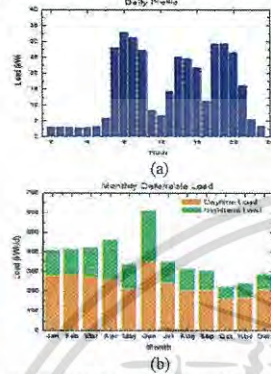


Fig. 3 (a) Daily load profile and (b) monthly average deferrable load profile.

Fig.3 (b) presents the monthly average load demand in the daytime and night time is 235 kWh and 128 kWh, respectively, the maximum demand occurs at daytime.

3. Hybrid System's Design

The system was designed with the user behavior pattern which includes a combination of PV panels, diesel generators and batteries, as follows;

3.1 Solar Photovoltaic

The 126 kW_p PV system consisted of two systems, as shown in Fig. 4. First, 70 kW_p system of 250 W_p x 280 modules are connected into 2 subsystem, 2 arrays/subsystem, 5 strings/array, 14 modules each for provide load demand in daytime, which remain energy charging to battery and second 56 kW_p system of 250 W_p x 224 modules are connected into 2 subsystem, 2 array/subsystem, 8 strings/array, 7 modules each for charging to battery in daytime and provide load demand in night time.



Fig. 4 The 126 kW_p PV system

3.2 Diesel Generator

A diesel generator of 100 kW rated power with technical furnished in table I.

Table I. Diesel generator specification

Technical details	properties
Nominal Power (kW/kVA)	80/100
Velocity (rpm)	1500
Voltage (V)	400/230
Maximum current (A)	145
Consumption @ 75% (L/h)	16.5
Consumption @ 100% (L/h)	25.8
Dimension: L x W x H (mm x mm x mm)	2100 x 1050 x 2250
Weight (kg.)	1280

3.3 Battery

Battery used in the system is 360 kWh, 12 OPzV, 2 V 1500 Ah x 120 sets for backup in case of low irradiation in daytime and provide load demand in night time.

4. Result and discussion

After the PV-diesel generator hybrid system was installed for 53 days. The electricity generated by PV and diesel generator was summarized as shown in Table II. It was found that, the PV system supported the power consumption in the school about 89%.

Table II. Energy contribution by PV system and generator.

Production	kWh	%
PV array	21,950	89
Generator	5,289	11
Total	27,239	100

The diesel generator was operated for 2 reasons, the first was to equalizing charge every 2 weeks and the second reason was to supply the over energy demand in night time, if the electricity delivered from battery was not sufficient.

5. Conclusion

The PV-Diesel generator hybrid system's is designed in accordance with the user behavior pattern in the school for decrease cost of diesel fuel for run generator only. Two main PV systems are separate for supply load demand in daytime and night time to provide the system efficiency. Which the diesel generator and battery in system are backup energy and improve reliability of system.

REFERENCES

- [1] Surface meteorology and Solar Energy, "https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen"

INITIAL RESULTS OF PV SYSTEM PERFORMANCE WITH THE TWO DIFFERENT SYSTEM INSTALLATIONS: THE CASE OF A 1 kWp HIT PV SYSTEM IN A SUBURB OF BANGKOK, THAILAND

Aswin Hongsingthong¹, Songkiate Kittisontrak^{1,3}, Perawut Chinnavornrungrsee¹, Sasiwimon Songtra¹, Kamonpan Chumpolrat¹, Amornrat Limmanee¹, Jaran Sritharathikhun¹, Nattaphong Boriraksantikul², Kobsak Sriprapha¹ and Wisut Titiroongruang³

1. National Electronics and Computer Technology Center (NECTEC), National Science and Technology Development Agency (NSTDA), 112 Thailand Science Park, Thanon Phahonyothin, Tambon Khlong Nueng, Amphoe Khlong Luang, Pathum Thani 12120 THAILAND

2. PTT Research & Technology Institute, PTT Public Company Limited, THAILAND

3. Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, THAILAND

ABSTRACT

The objective of the present work is to systematically investigate the PV system performance of the hetero-junction with intrinsic thin film (HIT) module on two different system installations operated under outdoor conditions in Thailand, which is hot and moist year-round. Two 1.2 kWp of grid-connected PV systems with HIT modules were installed on the roof and ground of the office building at PTT Research & Technology Institute, Ayutthaya province, Thailand.

1. INTRODUCTION

Thailand has a high potential for the solar energy production because of the location near the equator. That is receives the highest sunlight intensity, 5 peak sun hours (PSH) each day, and especially more than 7 PSH in the summer period [1]. Also, the total daily solar radiation has reached 5.06 kWh/m².day. It is well known that Thailand is a tropical climate country, where the ambient temperature and relative humidity are generally high, which causes the highly effect of converting the sunlight energy to electric energy of solar cells [2]. In addition, by installing the photovoltaic (PV) system in Thailand, the system design has to consider not only the space, but also the space required to provide for electric energy from solar cell. The most commonly widespread is fixed-tilt mounted PV system such as the roof-mounted PV system that is called solar roof and ground-mounted PV system for large open spaces that is called solar farm, while the solar tracking PV system could be achieved a high yield in cold and northern regions has already been reported [3]. However, the PV system performance by employing fixed mounting system with obtaining diffused light and track the sunlight system with obtaining direct normal light is still doubt in present-day Thailand. Thus, a comparison of both PV system performances is required.

2. SYSTEM DESCRIPTION

Two 1.2 kWp grid-connected PV systems of HIT modules were installed on the roof and ground of the office building at PTT Research & Technology Institute, Ayutthaya province, Thailand as presented in Fig. 1. In order to get a high solar energy production for the period of daily solar radiation of Thailand, the fixed-tilt PV system is an oriented toward south of the equator and whose module tilt angle would be fixed at a 14° with respect to the ground, while the tracking PV system is an automated PV module that follows the position of the sun all over the day in order to harness solar energy production of PV system.



Fig. 1 (a) Fixed-tilt PV system and (b) tracking PV system.

Here, the same model and brand of the inverters for each PV system were used to confirm the actual reliability of the AC output power. Each PV system was set by following standard IEC 61724 for monitoring PV system performance. The system was taken into operation in early 2013 and we have full records of system performance and energy production from both fixed mounting and tracking systems. The data has been collected in the everyday from 6:00 AM to 18:00 PM for a period that run from January to September 2013.

3. RESULTS AND DISCUSSION

The clear-sky day solar irradiance results of two PV systems in March 2013 are shown in Fig. 2. Especially in the morning and afternoon, there is some difference in their solar irradiances. The solar irradiance value of

the tracking PV system was 8.00 kWh/m².day, 21% higher than that of the fixed-tilt PV system, whose solar irradiance value was 6.56 kWh/m².day. The difference in their solar irradiance values due to the fact that the PV module on the tracking mounting scheme paralleled the sun than that installed on fixed mounting scheme.

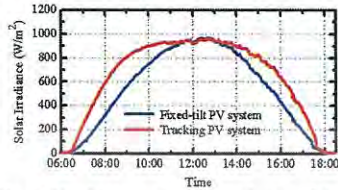


Fig. 2 Hourly average solar irradiance of two PV systems in March 2013.

The comparison of solar irradiance in the plane of PV array of two systems for each month is shown in Fig. 3. The tracking PV system collected approximately 15% more solar energy than that of the fixed-tilt PV system. The annual average solar irradiance seen by the tracking and fixed-tilt systems were found to be 5.76 and 5 kWh/m², respectively. Further, the best solar irradiances obtained for each system are presented in March.

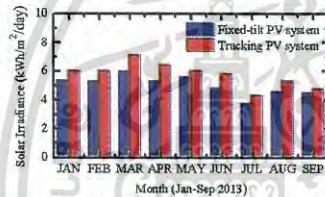


Fig. 3 Monthly average solar irradiance of two PV systems.

The energy generation from PV array of two systems for each month is illustrated in Fig. 4. The annual energy generations of the tracking and fixed-tilt systems were obtained at 1573 and 1390 kWh, respectively. Further, the tracking system generated 13% more energy generation than that of the fixed-tilt system, it ranged from 145.20 to 215.54 kWh and reached 215.54 kWh in the summer months. The most difference in their energy generation between the two systems is about 22% in January.

Furthermore, the system yield and performance ratio of two systems for each month is demonstrated in Fig. 5. The highest annual system yields were obtained by the tracking system, 16% higher than that of fixed-tilt system and indicating 2% better performance ratio over fixed-tilt system. The annual performance ratio of the

tracking and fixed-tilt systems were found to be 79.23% and 77.17%, respectively. Both systems showed slight seasonal variations in performance ratio values due to losses in higher operating temperatures in the summer months (see April to July) when compared to lower operating temperatures in the winter months.

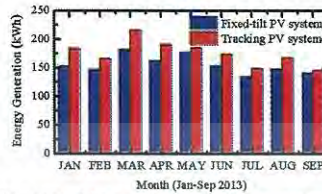


Fig. 4 Monthly energy generation of two systems.

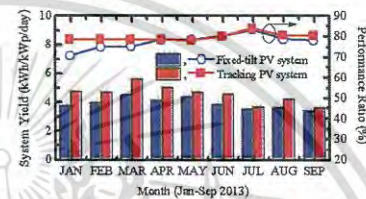


Fig. 5 Monthly average system yield and performance ratio of two systems.

3. CONCLUSION

The tracking PV system produced about 16% more energy than the fixed-tilt PV system due to the high solar energy gain and presenting 2% better performance ratio over fixed-tilt system throughout 9 months. Further, in terms of energy generation, tracking system performs better than the fixed-tilt systems on daily, monthly, and annual bases.

REFERENCES

- [1] Department of Alternative Energy Development and Efficiency, "Solar radiation intensity and solar energy efficiency potential in Thailand", Available online at <http://www.deda.go.th/dede> (Accessed January, 2012).
- [2] L. Fara and M. Yamaguchi, "Advanced solar cell materials, technology, modeling and simulation", Hershey, PA: Engineering Science Reference, (2013).
- [3] H. Persson, O. Kleven, M. Norton and T. Bostrom, "Initial results from a grid-connected 2-axis solar tracking PV system at 65°N", 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, (2012).

PROCEEDINGS OF THE 2014 INTERNATIONAL CONFERENCE ON FRONTIER OF ENERGY
AND ENVIRONMENT ENGINEERING (ICFEEE 2014), TAIWAN, 6-7 DECEMBER 2014

Environment, Energy and Applied Technology

Editors

Wen-Pei Sung
National Chin-Yi University of Technology, Taichung, Taiwan

Jimmy (C.M.) Kao
National Sun Yat-Sen University, Kaohsiung, Taiwan



CRC Press
Taylor & Francis Group
Boca Raton London, New York Leiden

CRC Press is an imprint of the
Taylor & Francis Group, an *informa* business
A BALKEMA BOOK

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

The outdoor performance of different PV systems in tropical climate conditions in Thailand

S. Kittisontrak

National Electronics and Computer Technology Center (NECTEC), National Science and Technology Development Agency (NSTDA), Thanon Phahonyotin, Tambon Klong Nueng, Amphoe Klong Luang, Pathum Thani, Thailand
 Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Ladkrabang, Bangkok, Thailand

K. Chumpolrat, S. Songtra, N. Udomdachamut, A. Hongsingthong, J. Sritharathikhun, P. Chinnavornrungrsee & K. Sriprapha

National Electronics and Computer Technology Center (NECTEC), National Science and Technology Development Agency (NSTDA), Thanon Phahonyotin, Tambon Klong Nueng, Amphoe Klong Luang, Pathum Thani, Thailand

W. Titiroongruang

Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Ladkrabang, Bangkok, Thailand

ABSTRACT: The environmental factors of solar irradiance and module temperature greatly affect the performance of any Photovoltaic (PV) technology. Different PV technologies may react differently to variations in these environmental factors. In this paper, six different PV technologies were measured in the tropical climate of Phra Nakhon Si Ayutthaya, Thailand. The types of PV technologies included in this study are: hydrogenated amorphous silicon single-junction, micromorph, copper indium gallium selenide, monocrystalline silicon, polycrystalline silicon and hetero-junction with intrinsic thin film. The annual average daily solar radiation (E) and ambient temperature (T_{amb}) are approximately 4.9 kWh/m² and 33.4°C, respectively. The highest output among all the PV systems with the highest monthly Performance Ratio (PR) was obtained with an a-Si:H PV system. The PR was 82.2%. Thin-film technologies maintain a more stable outdoor efficiency compared to crystalline silicon technologies.

Keywords: Photovoltaic technology; Energy yield; Performance ratio; PV system

1 INTRODUCTION

Thailand has a fairly high solar radiation potential due to its location in the equatorial region, with a yearly average daily global solar radiation in the range of 18–19 MJ/m²/day (Janjai 2010). However, Thailand's tropical climate, with high ambient temperatures and high relative humidity can affect the conversion of sunlight energy to electricity in PV systems. The environmental factors examined in this study are high temperature and high humidity, which are well known to affect the efficiency and output power of a PV system (Suaari et al. 2005, The German Solar Energy Society 2005). Different PV technologies behave differently, due to their material properties, including Temperature Coefficient (TC). Therefore, in this work, the performance of six PV technologies was compared in the tropical climate conditions in Thailand.

2 PV SYSTEM DESCRIPTION

In this study, PV systems were designed to operate in a grid-connected mode; the same model inverter was used for all systems to confirm the actual reliability of the AC output power. The systems were installed on the roof of the parking deck at PTT Research & Technology Institute, Phra Nakhon Si Ayutthaya province, Thailand, latitude 14.288°N, longitude 100.812°E. The following types of PV modules were examined in this study: hydrogenated amorphous silicon single-junction (a-Si:H), micromorph (a-Si:H/ μ c-Si:H), copper indium gallium selenide (CIGS), monocrystalline silicon (c-Si), polycrystalline silicon (p-Si), and hetero-junction with intrinsic thin film (HIT). The schematic diagram of PV systems is presented in Figure 1.

The climate data and PV system measurement received from the test facilities and recorded through

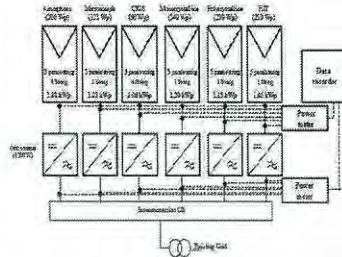


Figure 1. The schematic block circuit diagram of the PV system.



Figure 2. Photovoltaic systems installed at Phra Nakhon Si Ayutthaya province, Thailand.

a measurement station. The station consists of meteorological and electrical sensors connected to a central data logging system that recorded data at a resolution of one minute. The monitored meteorological data included the following: global solar irradiation at the plane of array, module temperature (T_m), ambient temperature (T_{amb}), wind direction and velocity. In order to measure the global irradiance and direct normal irradiance parameters in this work, a Kipp Zonen model CMP11 was used. The T_{amb} and relative humidity parameters were measured with a Sensirion model SHT15, while a Dallas model DS1820 was used for T_m measurements. Furthermore, wind direction and velocity were measured with a Davis model vantage pro 2. The photograph of the grid-tied inverter and the meteorological unit are shown in Figure 2. Each PV system was set by following standard IEC 61724 for monitoring PV system performance. Data covering one-year from November 2012 to October 2013 were used for this study.

3 PERFORMANCE EVALUATION PROCEDURE

The PV systems were monitored to assess the performance of the system. The array yield (Y_a), the final yield (Y_f) and the Performance Ratio (PR)

Table 1. Definition of parameters.

Abbreviation	Parameter name	Unit
E_i	Global irradiance in the plane of array	kWh/m ²
G	Global irradiance (STC)	W/m ²
T_{amb}	Ambient temperature	°C
T_m	Module temperature	°C
P_n	Nominal power at STC	kWp
E_t	Energy from array	kWh
E_{GRID}	Total energy output	kWh
Y_a	Array yield	Wh/Wp
Y_f	Final yield	Wh/W _p
PR	Performance ratio	

were analyzed as defined by IEC Standard 61724 (1998). The important parameters and equations are presented as follows:

$$Y_a = \frac{E_a}{P_n} \tag{1}$$

$$Y_f = \frac{E_{GRID}}{P_n} \tag{2}$$

$$PR = \frac{Y_f}{Y_a} \tag{3}$$

The important parameters in this work are described in Table 1.

4 RESULTS AND DISCUSSION

From the dataset collected over one year, the monthly average daily solar radiation ranged from 3.6 to 6.0 kWh/m²/day, with the highest solar radiation at 5.4 kWh/m²/day in summer (Mar.–Jun.) and the lowest solar radiation at 4.2 kWh/m²/day in the rainy season (Jul./Oct.). The annual average daily solar radiation values on tilt angle and horizontal were 4.93 kWh/m²/day and 4.90 kWh/m²/day, respectively, which is comparable to data from both NASA and the Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE) of Thailand at 5.19 kWh/m² and 4.96 kWh/m², respectively. The monthly average ambient temperature ranged from 29.3 to 37.1°C; the temperature was highest in the summer at approximately 36.4°C, which was higher than that in the rainy and winter seasons by approximately 11.66% and 16.29%, respectively. An increase in the ambient temperature of the solar cell reduces the band gap, allowing more energy to be absorbed and increasing the short circuit current (I_{sc}) of the solar cell for a given irradiance (Kazmerski 1997). The monthly average daily solar radiation and ambient temperature values for each month are presented in Figure 3.

The result indicated that, the average solar radiation was higher in the winter than in the rainy season, but the ambient temperature also affects the electrical energy generated by the PV system. The results indicate that output power varies according to the average solar radiation, which is highest in the summer. The PR of the thin film Si solar cell was higher than that of the c-Si solar cell due to a lower temperature coefficient. It should be noted that the final yield of CIGS solar cell dropped after 7 months. At present, this strange behavior could not be described.

According to Eq. 3, the PR relates to final yield as the ratio of total energy output of the system to the total solar energy output incident on the system. The monthly PR of all systems ranged from 63% to 87%, as shown in Figure 4. The effects of seasonal temperature variations were observed. As expected, the a-Si:H system had a higher PR in all months of the year. Conversely, the PR of the c-Si system was lower than those of the other systems in the summer due to the negative effect of increasing temperature.

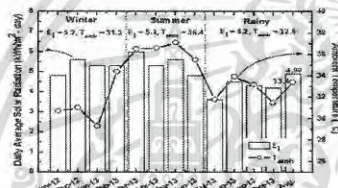


Figure 3. The monthly average daily solar radiation and the monthly average ambient temperature.

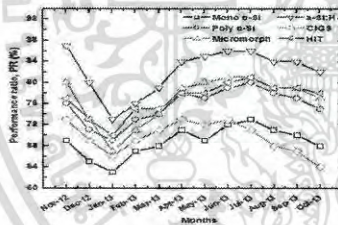


Figure 4. The monthly performance ratio of 6 different PV technologies.

5 CONCLUSIONS

The six different PV technologies were installed at Phra Nakhon Si Ayutthaya, Thailand, to investigate the effects of climatic conditions and solar resources on actual energy production and PV system performance. The temperature and solar irradiation were key parameters that influenced the energy production of the PV systems. The average ambient temperature during the time period of data collection was 29.3 to 37.1°C, and the annual daily average solar radiation was approximately 4.9 kWh/m²/day. The a-Si:H solar cells performed best in this hot environment and energy generation was highest in the summer months. The new PV technology, HIT solar cell, is interesting due to its ability to provide a high PR, high module efficiency, and low temperature coefficient and to its small installation area. The results of this work indicate that thin-film technologies maintain a more stable outdoor efficiency compared to crystalline silicon technologies.

ACKNOWLEDGEMENT

The authors gratefully acknowledge the support provided by the PIT Research & Technology Institute, PTT Public Company Limited, THAILAND. The authors also sincerely thank the reviewers for their constructive comment that helped improve the quality of the paper.

REFERENCES

German Solar Energy Society, 2005. *Planning and installing photovoltaic systems*: 23 James & James/Barthscan.

International Standard IEC 61724 1998. Photovoltaic system performance monitoring Guideline for measurement, data exchange and analysis: International Electrotechnical Commission.

Janjai, S. 2010. *Solar Radiation Maps from Satellite Data for Thailand*. Bangkok:Ministry of energy, Thailand.

Kozmiski, L.L. 1997. Photovoltaics: A review of cell and module technologies. *Renewable and Sustainable Energy* 1: 71-170.

NASA. Surface meteorology and Solar Energy. <https://cosweb.larc.nasa.gov/ssr/RETScreen/>.

Shuari, MN, et al. 2005. Performance characteristics of an amorphous-base solar photovoltaic system in Malaysia field condition, *Second national seminar on energy in buildings, UTM Shah Alam*, March 2005.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล	นาย ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์
วัน เดือน ปีเกิด	4 ตุลาคม 2523
ที่อยู่	79/171 หมู่บ้าน วรธาภิรินทร์ ถ.บางกระพี้ ตำบลบางพูด อำเภอเมือง ปทุมธานี 12000 โทร.0-2193-1790
ประวัติการศึกษา	2546 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาอิเล็กทรอนิกส์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง 2549 วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไมโครอิเล็กทรอนิกส์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ความชำนาญเฉพาะด้าน	1.) การพัฒนาประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ 2.) การออกแบบและประเมินระบบเซลล์แสงอาทิตย์
ประสบการณ์การทำงานและผลงานวิจัย	
พ.ศ.2550-2556	ตำแหน่งผู้ช่วยวิจัย ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ
พ.ศ.2556-ปัจจุบัน	ตำแหน่งผู้ช่วยวิจัยอาวุโส ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้