

การลดการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า
แสงอาทิตย์โดยวิธีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์



ศักดิ์ชายวัฒนา สุหนต์

ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน
มหาวิทยาลัยแม่โจ้

พ.ศ. 2563

การลดการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า
แสงอาทิตย์โดยวิธีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของความสมบูรณ์ของการศึกษาตามหลักสูตร

ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน

สำนักบริหารและพัฒนาระบบสารสนเทศ มหาวิทยาลัยแม่โจ้

พ.ศ. 2563

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยแม่โจ้

การลดการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า
แสงอาทิตย์โดยวิธีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ศักดิ์ชายวัฒนา สุทนต์

วิทยานิพนธ์นี้ได้รับการพิจารณาอนุมัติให้เป็นส่วนหนึ่งของความสมบูรณ์ของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน

พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษา

อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กมล จิรเสรีอมรกุล)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(รองศาสตราจารย์ ดร.วันจักรี เล่นวารีย์)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

ประธานอาจารย์ผู้รับผิดชอบหลักสูตร

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธเนศ ไชยชนะ)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

สำนักบริหารและพัฒนาวิชาการรับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์ ดร.ญาณิน โอภาสพัฒนกิจ)

รักษาการแทนรองอธิการบดี ปฏิบัติการแทน

อธิการบดีมหาวิทยาลัยแม่โจ้

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

ชื่อเรื่อง	การลดการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์โดยวิธีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์
ชื่อผู้เขียน	นายศักดิ์ชายวัฒนา สุหนต์
ชื่อปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรัช อรรถเวชกุล

บทคัดย่อ

จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ 2561 (Power Development Plan; PDP2018) ในการประชุมวันที่ 30 เมษายน 2562 เปิดทางให้มีการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มอีกกว่า 56,431 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามการเติบโตทางเศรษฐกิจประเทศในปี 2580 ในส่วนของพลังงานทดแทน มีโครงการพลังงานแสงอาทิตย์โซลาร์ภาคประชาชนปีละ 100 เมกะวัตต์ เป็นเวลา 10 ปี การออกแบบระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทุกที่ จะมีการสูญเสียในระบบการผลิตไฟฟ้าเกิดขึ้น ทั้งแบบที่สามารถควบคุมได้และไม่สามารถควบคุมได้ การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ถือเป็นวิธีการลดการสูญเสียในระบบผลิตไฟฟ้ารูปแบบหนึ่ง ที่ผู้ออกแบบระบบสามารถควบคุมได้ โดยใช้ข้อมูลการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากผู้ผลิตก่อนส่งลูกค้าทั้งโครงการจำนวน 30,800 แผง การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณ ใช้ข้อมูลรายละเอียดแผง เช่น กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า เป็นต้น จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อใช้ในการทดสอบค่า ที่เงื่อนไขมาตรฐาน (Standard Test Conditions, STC) มาเป็นจุดเริ่มการคำนวณปรกติ เปรียบเทียบกับการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามข้อมูลการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าเมื่อออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีการจัดเรียงแผง ทำให้ระบบมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากในการผลิตแผงผู้ผลิต จะผลิตแผงให้มีกำลังการผลิตมากกว่าที่ระบุ เมื่อแทนค่าในการคำนวณทำให้การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าใหม่ เป็น 1.298% แต่อย่างน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้ คือ 1.300% เมื่อทำการจัดเรียงแรงดันไฟฟ้ารวม กระแสไฟฟ้าเฉลี่ย และกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย จากข้อมูลการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จัดเรียงตามค่ามากที่สุดไปหาน้อย แทนค่าในการคำนวณปรกติ พบว่า การจัดเรียงแรงดันไฟฟ้ารวมทำให้การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าเป็น 1.297% ซึ่งเป็นค่าเดียวที่ต่ำกว่าค่าสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าใหม่ 0.001% ส่วนการจัดเรียงแผงด้วยวิธีเรียงกระแสไฟฟ้าเฉลี่ย และกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย มีค่าการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าใหม่เป็น 1.300% มากกว่าค่าสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าใหม่ที่กำหนด 0.002% จึงได้เลือกใช้ค่าแรงดันไฟฟ้ารวมในการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากการใช้ค่าความต่างศักย์ไฟฟ้ารวมในการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าระบบการผลิตไฟฟ้าดีกว่าแบบไม่จัดเรียงแผง หากไม่จัดเรียงแผงเซลล์ ความต่างศักย์และกระแสของแผงทั้งโครงการอยู่ระหว่าง 2.22 โวลต์ และ 0.66 แอมป์ ส่งผลให้สตริงแต่ละวงต่างกันมาก ทำให้เกิดการสูญเสียในระบบผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1.28 เปอร์เซ็นต์

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ พิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่อัตราคิดลด 3% พบว่า ทั้งสองแบบมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่เป็นบวก แสดงว่ามีความคุ้มค่าที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio) กับอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) พบว่า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีการการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่าแบบไม่จัดเรียงแผงเล็กน้อย โดยมีอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.13 และ 1.06 อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 3.86% และ 3.38% ตามลำดับ ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนั้น ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นทำให้ผลตอบแทนจากโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบลดลงแต่ยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนอยู่ และทั้งกรณีต้นทุนเพิ่มและลด การลงทุนสร้างโรงไฟฟ้ามีการจัดเรียงแผงยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่าแบบไม่จัดเรียงแผง

คำสำคัญ : โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, การจัดเรียง, แผงเซลล์แสงอาทิตย์, การลดการสูญเสีย, คุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์

Title	REDUCING LOSSES FROM RESISTANCE OF POWER LINES IN THE SOLAR POWER PLANT BY ARRANGING SOLAR PANEL
Author	Mr. Sakchaiwattana Sutont
Degree	Master of Engineering in Renewable Energy Engineering
Advisory Committee Chairperson	Assistant Professor Dr. Yingrak Auttawaitkul

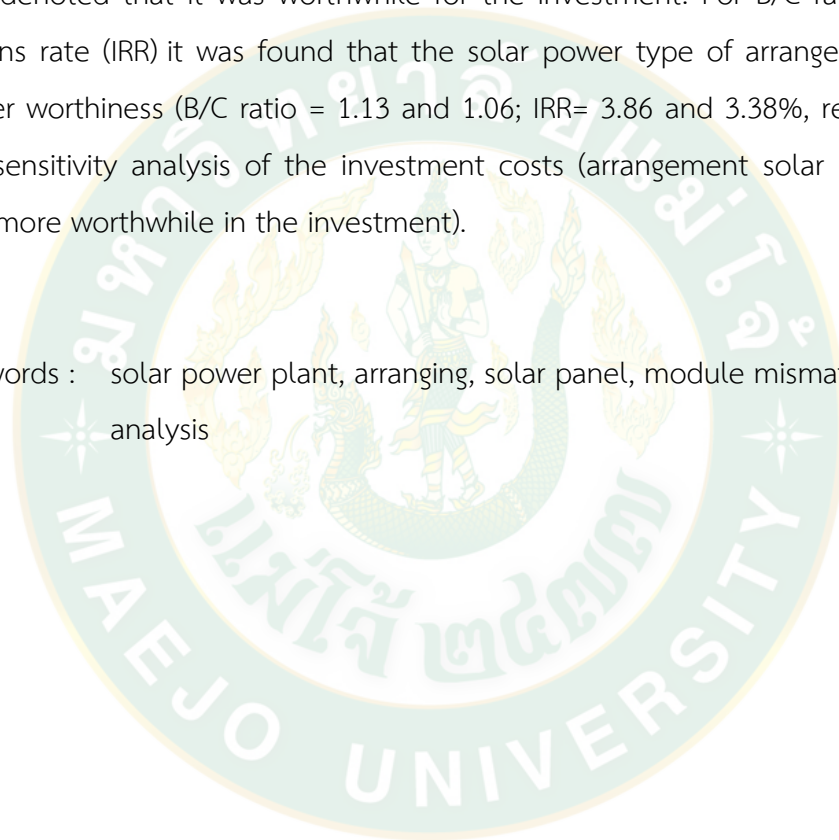
ABSTRACT

According to the Electricity Generating Development Plan, 2018 (Power Development Plan; PDP 2018) in a meeting on 30 April, 2019, an opportunity on the investment of new power plant construction (56,431 megawatts and above was opened to cope with an increase in needs for electricity use within the year 2037). Regarding renewable energy, there was a ten-year project in 100 megawatts solar power. The design of solar power plant everywhere would have power loss in the electricity generating system which included controllable and uncontrollable systems. Solar panel arrangement could reduce power loss in a form of electricity generating system. Manufacturer using the test data from solar panels of 30,800 panels. Loss from the resistance of the electric wires obtained from the calculation use the detailed panel information such as the power produced, voltage, and current. Use data from testing in Standard Test Conditions (STC) comparison solar panel arrangement. Found that solar panel arrangement system having new power loss is 1.298% (less than 1.300% from STC). When arranging the total voltage, average current, and average power from the solar panel test data sorted by highest to lowest value it is found that the total voltage arrangement causes the electrical loss to be 1.297% (this is the only value is lower than the loss from the resistance of the cable 0.001%). Arranging the panels using the average current and power There is a loss from the resistance of the new cable is 1.300% (greater than 0.002% resistance of the new cable specified).

However, the solar panel arrangement by total voltage having the difference in voltage and current of the solar panels of the whole project was 2.22 voltages and 0.66 ampere, respectively. Resulted in the highly difference in each string ring and power loss in the electricity generating system (1.28 increase).

Based on an economic analysis of the two types of solar power plants based on NPV at 31% discount rate, it was found that both types had a positive NPV. This denoted that it was worthwhile for the investment. For B/C ratio and internal returns rate (IRR) it was found that the solar power type of arrangement had a bit better worthiness (B/C ratio = 1.13 and 1.06; IRR= 3.86 and 3.38%, respectively). For the sensitivity analysis of the investment costs (arrangement solar power panel, it was more worthwhile in the investment).

Keywords : solar power plant, arranging, solar panel, module mismatch, economic analysis



กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี โดยได้รับคำชี้แนะที่มีคุณค่าเป็นอย่างยิ่งจากคณาจารย์หลายท่าน

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรัช อรรถเวชกุล ที่กรุณาให้เกียรติเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาหลัก ช่วยตรวจสอบความเหมาะสม ความเรียบร้อยของเนื้อหางานวิจัย ให้คำปรึกษาและช่วยแก้ไขข้อบกพร่องและปัญหาต่างๆ ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กมล จิรเสรีอมรกุล ภาควิชาวิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์ และโทรคมนาคม คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วันจักรี เล่นวาริ ภาควิชาวิศวกรรมระบบควบคุมและเครื่องมือวัด คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ที่กรุณาให้เกียรติเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา ร่วม ที่คอยแนะนำและช่วยเหลือจนวิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

ขอขอบพระคุณคณาจารย์หลายท่านที่ได้กล่าวชื่อในครั้งนี้ เจ้าหน้าที่วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ทุกท่านที่ให้ความสะดวกตลอดการดำเนินงานวิจัย รวมถึงเพื่อน และญาติมิตรทุกท่านที่ไม่สามารถจะกล่าวไว้ในที่นี้ได้หมด สำหรับความช่วยเหลือและกำลังใจเสมอมา คุณประโยชน์อันใดที่เกิดจากงานวิจัยนี้ย่อมเป็นผลมาจากความกรุณาของท่านดังกล่าวข้างต้น ผู้วิจัยซาบซึ้งเป็นอย่างยิ่ง จึงใคร่ขอขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

ศักดิ์ชายวัฒนา สุหนด

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ช
สารบัญ.....	ซ
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญภาพ.....	ฐ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความสำคัญและที่มาของงานวิจัย.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตการศึกษา.....	2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	4
2.1 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์.....	4
2.1.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์และอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	4
2.1.2 การเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	5
2.2 การสูญเสียในกระบวนการผลิตไฟฟ้า.....	8
2.3 การสูญเสียในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์.....	12
2.3.1 การสูญเสียเนื่องจากการส่งผ่าน (Incidence angle (IAM) losses).....	12
2.3.2 การสูญเสียเนื่องจากการสะสมของสิ่งสกปรก (Soiling losses).....	13
2.3.3 การสูญเสียความเข้มรังสีอาทิตย์ (Irradiance losses).....	13
2.3.4 การสูญเสียเนื่องจากความร้อน (Thermal losses).....	15

2.3.5 การสูญเสียเนื่องจากการเสื่อมสภาพของแสง (Light Induced Degradation losses: LID losses)	15
2.3.6 ผลกระทบจากการได้รับแสงในเวลานาน (Light soaking effect).....	16
2.3.7 การเสื่อมคุณภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Module quality losses).....	16
2.3.8 การสูญเสียเนื่องจากความไม่ตรงกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Mismatch losses)...	16
2.3.9 การสูญเสียจากการสลายตัวของแผง (Module degradation loss).....	17
2.3.10 การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้า (Ohmic wiring losses).....	18
2.3.11 การสูญเสียจากเสียม้อแปลง (External transformer losses).....	19
2.4 การเปรียบเทียบการวิเคราะห์แนวทางการแก้ไขปัญหา	19
2.5 อัตราส่วนประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า (Performance Ratio; PR) ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์.....	21
2.6 อัตราส่วนประสิทธิภาพที่ปรับสภาพอากาศเพื่อแก้ไข (Weather-corrected PR).....	22
2.7 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของโครงการด้านเศรษฐศาสตร์.....	23
2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	25
บทที่ 3 วิธีดำเนินงานวิจัย.....	29
3.1 การทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	30
3.2 ข้อมูลโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	33
3.3 การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้า.....	34
3.4 การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	35
บทที่ 4 ผลการวิจัยและการอภิปรายผล	39
4.1 การเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้า (P_{mp}) ของแผง	39
4.2 การเก็บข้อมูลของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่มีการจัดเรียงและไม่จัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ...	43
4.3 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์	44
4.3.1 ค่าใช้จ่ายในงานสร้างโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์.....	44

4.3.2 ค่าใช้จ่ายรายปีของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์	45
4.4 การวิเคราะห์โครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กรณีหลัก	45
4.4.1 ค่าใช้จ่ายโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	46
4.4.2 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	46
4.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์.....	53
4.5.1 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวกรณีต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลง	54
4.5.2 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวกรณีต้นทุนค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง.....	55
4.5.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวกรณีต้นทุนค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง.....	55
4.6 สรุปการวิเคราะห์ความเหมาะสมของโครงการด้านเศรษฐศาสตร์.....	55
บทที่ 5 สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ	56
5.1 สรุปผลการทดลอง	56
5.2 ข้อเสนอแนะ	57
บรรณานุกรม.....	58
ภาคผนวก.....	60
การเผยแพร่ผลงานทางวิชาการ	61
ประวัติผู้วิจัย.....	72

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1 IEC 60228 2004-11, Table 2	9
ตารางที่ 2 EIT STANDARD 2001 - 56 ,(TABLE 5-27 TO 5-31).....	10
ตารางที่ 3 Temperature Correction Factor For Air	11
ตารางที่ 4 Temperature Correction Factor For Ground.....	12
ตารางที่ 5 การจัดเรียงข้อมูลจากการคำนวณและการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	19
ตารางที่ 6 การเปรียบเทียบข้อมูลจากการคำนวณและการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในส่วน แรงดันไฟฟ้า.....	20
ตารางที่ 7 การเปรียบเทียบข้อมูลจากการคำนวณและการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในส่วน กระแสไฟฟ้า.....	20
ตารางที่ 8 การเปรียบเทียบข้อมูลจากการคำนวณและการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในส่วน กำลังไฟฟ้า	20
ตารางที่ 9 Flash Test Data	36
ตารางที่ 10 ข้อมูลชุดรวมสายไฟฟ้าและการสูญเสียในกรณีต่างๆ	38
ตารางที่ 11 อัตราการเสื่อมสภาพที่ผู้ผลิตได้แจ้งไว้ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A บริษัท B	39
ตารางที่ 12 ผลข้อมูลของแผงบริษัท A และบริษัท B ที่ส่งทดสอบ	40
ตารางที่ 13 การคำนวณค่าเป้าหมายของค่า PR จาก 2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ณ วันที่ ทดสอบ	41
ตารางที่ 14 ผลการเปรียบเทียบ PR ที่วัดได้จริง โดยใช้อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์ แสงอาทิตย์ของบริษัท A และ B ใช้ค่าจากการคำนวณ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	42
ตารางที่ 15 ข้อมูลของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์สองแห่ง.....	43
ตารางที่ 16 ค่าใช้จ่ายในงานสร้างโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์	45

ตารางที่ 17 ค่าใช้จ่ายรายปีของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์..... 45

ตารางที่ 18 ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเรียง
แผง..... 47

ตารางที่ 19 ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่
เรียงแผง..... 50

ตารางที่ 20 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการโรงไฟฟ้า..... 53



สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 1 การประกอบเซลล์จันเป็นอาร์เรย์.....	4
ภาพที่ 2 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอาร์เรย์.....	5
ภาพที่ 3 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบอนุกรม.....	6
ภาพที่ 4 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบขนาน.....	6
ภาพที่ 5 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดต่างกันมาต่อกันแบบอนุกรม.....	7
ภาพที่ 6 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดต่างกันมาต่อกันแบบขนาน.....	7
ภาพที่ 7 รูปแบบภาพเชิงเดี่ยวของโรงงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์.....	8
ภาพที่ 8 การสูญเสียเนื่องจากการส่งผ่านของแสงผ่านแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	13
ภาพที่ 9 ผลกระทบของ R_{shunt}	14
ภาพที่ 10 ผลกระทบของ R_{serie}	14
ภาพที่ 11 การสูญเสียเมื่อมีความไม่ตรงกันของระบบเข้ามาเกี่ยวข้อง.....	18
ภาพที่ 12 อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A.....	30
ภาพที่ 13 ผลการทดสอบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A.....	31
ภาพที่ 14 อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท B.....	32
ภาพที่ 15 ผลการทดสอบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท B.....	32
ภาพที่ 16 ตำแหน่งของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการวิจัย.....	33
ภาพที่ 17 Electrical Data at STC-REC260PE.....	34

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของงานวิจัย

การลดการสูญเสียในระบบการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เป็นสิ่งที่ผู้ออกแบบตระหนักและพยายามออกแบบให้มีการสูญเสียน้อยที่สุด แต่หากการสูญเสียนั้นมีทั้งสามารถควบคุมได้ และไม่สามารถควบคุมได้ ที่สามารถควบคุมได้นั้นคือ การเลือกอุปกรณ์หลักที่มีประสิทธิภาพสูงและการสูญเสียน้อย ได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ หม้อแปลง ส่วนที่ไม่สามารถควบคุมได้คือ การสูญเสียเนื่องจากความสกปรกในอาร์เรย์ (Array soiling losses) การสูญเสียทางความร้อน (Thermal loss) การสูญเสียในสายไฟฟ้า (Wiring ohmic loss) การเสื่อมคุณภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Module quality loss) และการสูญเสียเนื่องจากความไม่ตรงกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Module mismatch losses : MML) ซึ่งสาเหตุของการสูญเสียเนื่องจากความไม่ตรงกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ นั้น ได้แก่ ความแตกต่างของอุณหภูมิทั่วแผงเซลล์แสงอาทิตย์ภายในอาร์เรย์เดียวกัน (Thermal gradients) ความสกปรกที่ไม่สม่ำเสมอของพื้นผิวแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Uneven soiling) เงาของเมฆและการหักเหของแสงที่ผ่านเมฆ (Cloud shading and refraction) แรงดันไฟฟ้าที่ไม่เท่ากันของแต่ละอาร์เรย์ไปยังอินเวอร์เตอร์ (Voltage drop) การเสื่อมสภาพของซิลิกอนด้วยอัตราที่แตกต่างกัน (Variable degradation) และการสะสมสึกหรอทั้งทางไฟฟ้าและทางกล (Accumulated wear and tear) ผลของการสูญเสียเนื่องจากความไม่ตรงกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะทำให้เกิดกระแสเดียวกันทั้งอาร์เรย์ เช่น หากมีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ใดในอาร์เรย์มีเมฆบัง กระแสทั้งอาร์เรย์นั้นก็ลดลง ส่งผลให้พลังงานที่ส่งไปยังอินเวอร์เตอร์ลดลงด้วย

ในการศึกษานี้ใช้จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 MW ทำการคำนวณการสูญเสียในสายไฟฟ้า ใช้ข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ Standard Test Condition : STC (Airmass 1.5, irradiance 1,000 W/m² and cell temperature 25 Celsius Degree) ซึ่งเมื่อตอนที่คำนวณเพื่อหาขนาดและจัดซื้อสายไฟฟ้านั้นยังไม่ได้รับข้อมูล Flash Test Data จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เนื่องจากผู้ผลิตยังผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่แล้วเสร็จ จึงต้องกำหนดค่า พลังงานเฉลี่ยสูงสุด (P_{mp}) แรงดันเฉลี่ยสูงสุด (V_{mp}) และกระแสเฉลี่ยต่ำสุด (I_{mp}) เป็นค่าเดียวกันทุกแผ่นตาม Electrical Data at STC โดยคำนวณหาขนาดของสายไฟฟ้าที่ให้ค่าร้อยละพลังงานที่สูญเสียอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด และใช้ผลทางอ้อมของการจัดเรียงตัวของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ข้อมูลที่นำมาจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นได้มาจาก ข้อมูล Flash Test จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่จะจัดส่งมาให้เมื่อผลิตเซลล์

แสงอาทิตย์แล้วเสร็จ นำข้อมูลที่ได้มาทำการจัดเรียงค่า พลังงานเฉลี่ยสูงสุด (P_{mp}) แรงดันเฉลี่ยสูงสุด (V_{mp}) และกระแสเฉลี่ยต่ำสุด (I_{mp}) ของแต่ละอาร์เรย์ จากค่ามากไปหาค่าน้อยแล้วนำไปแทนค่าในการคำนวณการสูญเสียในสายไฟจากค่ามากไปหาค่าน้อยของแต่ละอาร์เรย์ เพื่อเป็นการชดเชยความสูญเสียในสายไฟฟ้า เปรียบเทียบว่า P_{mp} V_{mp} และ I_{mp} ค่าใดที่ทำให้เกิดการสูญเสียค่าร้อยละพลังงานน้อยที่สุด นอกจากนั้นยังได้ทำการเปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ระหว่างที่มีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์และไม่ได้จัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ได้ในเดือน เมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน พ.ศ. 2559

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาการออกแบบสายไฟฟ้ากระแสตรง เพื่อลดการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ในอำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม
2. เพื่อศึกษาการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อลดการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ในอำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม
3. เพื่อเปรียบเทียบการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้ค่า P_{mp} V_{mp} และ I_{mp} ที่ทำให้การสูญเสียค่าร้อยละพลังงานน้อยที่สุด และเปรียบเทียบกับค่าที่คำนวณได้มาจากข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC ในอำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม
4. เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ระหว่างที่มีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์และไม่ได้จัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในอำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม

1.3 ขอบเขตการศึกษา

1. ศึกษาการออกแบบสายไฟฟ้ากระแสตรงในโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ โดยใช้กรอบการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้า ใช้ข้อมูล P_{mp} V_{mp} และ I_{mp} ตามที่ผู้ผลิตทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC และใช้วิธีการออกแบบตามมาตรฐาน นำมาจัดเรียงตามค่ากำลังไฟฟ้าที่สูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าจากค่ามากไปหาค่าน้อยในแต่ละ String ในอำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม
2. ศึกษาการจัดเรียงตัวของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูล Flash Test Data จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ นำมาจัดเรียงตามค่า P_{mp} V_{mp} และ I_{mp} จากค่าน้อยไปหาค่ามากในแต่ละ String ในอำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม
3. ทำการแทนค่า P_{mp} ที่ได้มาจากการจัดเรียงตัวของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูล Flash Test Data จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เรียงลำดับค่ามากที่สุดไปหาค่าน้อยที่สุด แทนที่กับค่าที่ได้

จากการออกแบบตามข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC ที่มีการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้า เรียงลำดับค่ามากที่สุดไปหาค่าน้อยที่สุด ทำเช่นนี้กับ V_{mp} และ I_{mp} เพื่อสรุปว่า ค่า P_{mp} V_{mp} หรือ I_{mp} ค่าใดที่ส่งผลให้การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าลดลงมากที่สุด เมื่อเทียบกับค่าที่ได้จากการออกแบบตามข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC และมีค่าลดลงเป็นสัดส่วนเท่าใด เมื่อเทียบกับค่าที่ได้จากการออกแบบตามข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC ในอำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม

4. เปรียบเทียบประสิทธิภาพของไฟฟ้าแสงอาทิตย์ระหว่างที่มีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และไม่ได้มีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูลของเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน พ.ศ. 2559 ใช้อัตราส่วนของประสิทธิภาพ (Performance Ratio PR) หน่วยพลังงานที่ผลิตได้ (หน่วยเป็น kWh) และค่าพลังงานที่จำหน่ายได้ที่หน่วยละ 5.66 บาท ในอำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ได้แนวทางให้ผู้ออกแบบดำเนินการออกแบบสายไฟฟ้ากระแสตรง เพื่อลดการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูล P_{mp} V_{mp} และ I_{mp} ตามที่ผู้ผลิตทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC

2. ได้แนวทางในการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูล Flash test data จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3. ได้แนวทางว่าเมื่อนำข้อมูลในการจัดเรียงตัวของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูล Flash Test Data จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เรียงลำดับค่ามากที่สุดไปหาค่าน้อยที่สุด แทนที่กับค่าที่ได้จากการออกแบบตามข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC ค่า P_{mp} V_{mp} หรือ I_{mp} ค่าใดที่ส่งผลให้การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าลดลงมากที่สุด เมื่อเทียบกับค่าที่ได้จากการออกแบบตามข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC และมีค่าลดลงเป็นสัดส่วนเท่าใด เมื่อเทียบกับค่าที่ได้จากการออกแบบตามข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC

4. ได้แนวทางในการตัดสินใจทำการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาจาก ผลการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของไฟฟ้าแสงอาทิตย์ระหว่างที่มีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และไม่ได้มีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูลของเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน พ.ศ. 2559 ใช้อัตราส่วนของประสิทธิภาพ (Performance Ratio PR) หน่วยพลังงานที่ผลิตได้ (หน่วยเป็น kWh) และค่าพลังงานที่จำหน่ายได้ที่หน่วยละ 5.66 บาท

บทที่ 2

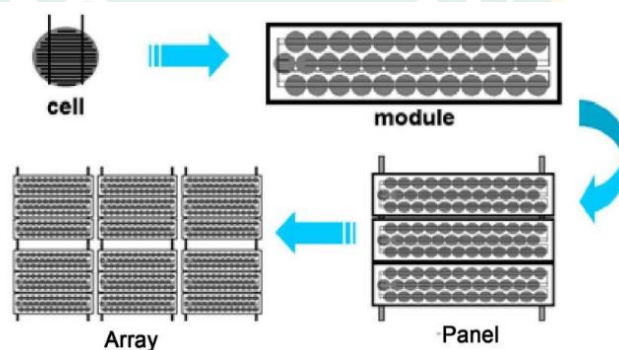
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ประสิทธิภาพและความปลอดภัยของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ มีความจำเป็นมากซึ่งต้องเริ่มต้นตั้งแต่ตอนออกแบบ ปัจจุบันประเทศไทยยังไม่มีมาตรฐานในประเทศโดยตรงมาควบคุม ผู้ออกแบบส่วนมากจะอ้างอิงตามมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย และมาตรฐานสากล เช่น IEC, NEC เป็นต้นรวมทั้งต้องคำนึงถึงระเบียบการต่างๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในการเชื่อมต่อระบบเข้าด้วยกัน เพื่อความปลอดภัยของทั้งโรงไฟฟ้าเอง และระบบส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.1 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

2.1.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์และอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์

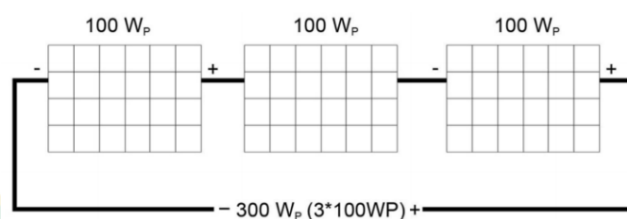
แผงเซลล์แสงอาทิตย์เกิดจากการนำเซลล์ (Cell) หลากๆ เซลล์ ประกอบกันกลายเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยลักษณะการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับขนาดแผงและปริมาณพลังงานที่ต้องการ แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นพื้นฐานของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ทุกๆ ระบบ จากนั้นนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผงต่อเข้าด้วยกันจนเป็นอาร์เรย์ (Array) อาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เกิดจากการนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์หลายแผงมาเชื่อมต่อกัน ในระบบที่ใหญ่ขึ้นต้องการมากกว่าหนึ่งอาร์เรย์เพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามที่ต้องการ ดังแสดงในภาพที่ 1



ภาพที่ 1 การประกอบเซลล์จนเป็นอาร์เรย์

2.1.2 การเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อสร้างอาร์เรย์ พลังงานทั้งหมดจากอาร์เรย์ คือผลรวมของพลังงานของแต่ละแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตัวอย่างเช่น มีแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามแผงขนาด 100 วัตต์ สูงสุดและจะต้องเชื่อมต่อทั้งแบบอนุกรมหรือแบบขนานกำลังไฟฟ้าทั้งหมดจากอาร์เรย์จะเท่ากับ 300 วัตต์สูงสุด ดังแสดงในภาพที่ 2



ภาพที่ 2 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอาร์เรย์

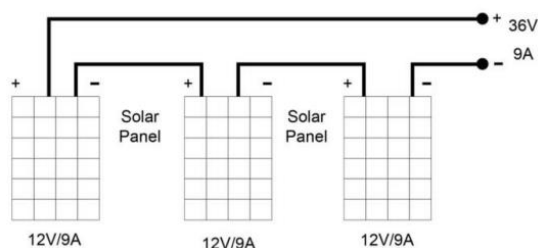
ที่มา: กองถ่ายถอดและเผยแพร่เทคโนโลยี, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2562

การเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อสร้างอาร์เรย์สามารถทำได้ 3 วิธี ดังนี้

- 1) การต่อแบบอนุกรม เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- 2) การต่อแบบขนาน เพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้าขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- 3) การต่อแบบผสม เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

การต่อแบบอนุกรม

เมื่อต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกัน (มีพารามิเตอร์เดียวกัน) แบบอนุกรม จะได้แรงดันไฟฟ้าขาออกที่สูงขึ้น แรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจะมีค่าเท่ากับผลรวมของแรงดันไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผง และกระแสไฟฟ้าขาออกของแต่ละแผงจะมีค่าเท่ากัน ในการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม ขั้วบวก (+) ของแผงจะต้องต่อกับขั้วลบ (-) ของแผงถัดไปในอาร์เรย์ ดังแสดงในภาพที่ 3 ตัวอย่างเช่น มีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 3 แผง แต่ละแผงมีขนาด 12 โวลต์ และ 9 แอมป์ ต่อแบบอนุกรม แรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าขาออกของอาร์เรย์นั้น 36 โวลต์ / 9 แอมป์ ตามลำดับ

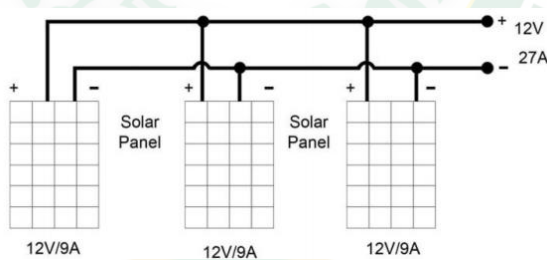


ภาพที่ 3 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบอนุกรม

ที่มา: กองถ่ายทอดและเผยแพร่เทคโนโลยี, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2562

การต่อแบบขนาน

การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบขนาน ดังแสดงในภาพที่ 4 กระแสไฟฟ้าขาออกจะสูงขึ้น กระแสไฟฟ้าขาออกจะเพิ่มขึ้นเท่ากับผลรวมของกระแสของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผง และแรงดันไฟฟ้าขาออกของแต่ละแผงจะมีค่าเท่ากัน ในการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนาน ขั้วบวก (+) ของแต่ละแผงจะต่อเข้าด้วยกัน และขั้วลบ (-) ของแต่ละแผงก็จะต่อเข้าด้วยกันในอาร์เรย์ ดังแสดงในรูปที่ 4 ตัวอย่างเช่น มีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 3 แผง แต่ละแผงมีขนาด 12 โวลต์ และ 9 แอมป์ ต่อแบบขนาน แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขาออกของอาร์เรย์นั้น 12 โวลต์ / 27 แอมป์ ตามลำดับ



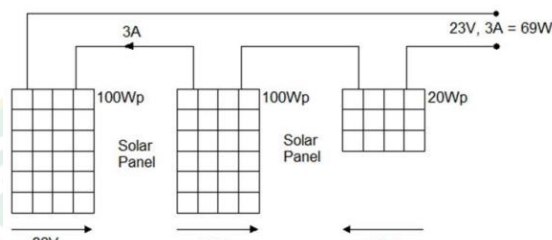
ภาพที่ 4 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบขนาน

ที่มา: กองถ่ายทอดและเผยแพร่เทคโนโลยี, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2562

การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอาร์เรย์ในกรณีแผงมีกำลังไฟฟ้าไม่เท่ากัน

การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีพิกัดกำลังไฟฟ้าต่างกันกำลังไฟฟ้าขาออกจากอาร์เรย์จะได้น้อยกว่าผลรวมของกำลังไฟฟ้าของแต่ละโมดูล กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปนั้นขึ้นอยู่กับแบบของการต่อ ความแตกต่างระหว่างโมดูล และโหมดการทำงาน เมื่อต่อโมดูลที่มีกระแสต่างกันแบบอนุกรมกับโหลด (ตัวควบคุมการประจุและแบตเตอรี่) ดังแสดงในภาพที่ 5 โมดูลที่มีกระแสไฟต่ำจะกลายเป็นตัว

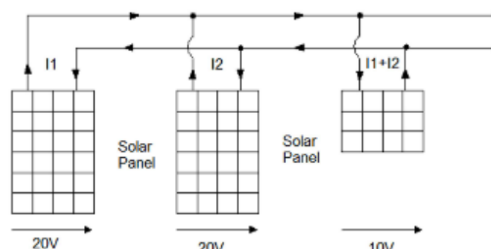
ต้านทานหรือโหลดในวงจร โมดูลที่มีกระแสสูงจะสร้างกระแสที่ไหลผ่านวงจร กระแสจะลดลงเนื่องจากความต้านทานของโมดูลกระแสต่ำและสร้างแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมโมดูลกระแสต่ำ แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมนี้มีขั้วไฟฟ้าในทิศทางตรงกันข้ามดังนั้นจึงลดแรงดันไฟฟ้ารวมของการเชื่อมต่ออนุกรมของโมดูลทั้งหมด นอกจากนี้ยังใช้พลังงานของโมดูลอื่นๆ ตัวอย่างเช่น แรงดันตกคร่อมโมดูลกระแสต่ำปรับตัวลดลงคือ 17 โวลต์ ดังนั้นแรงดันไฟฟ้ารวมของวงจรคือ $(2 \times 20) \text{ โวลต์} - 17 \text{ โวลต์} = 23 \text{ โวลต์}$ กำลังทั้งหมดนั้นน้อยกว่ากำลังของโมดูลที่กระแสสูงรวมกัน



ภาพที่ 5 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดต่างกันมาต่อกันแบบอนุกรม

ที่มา: กองถ่ายทอดและเผยแพร่เทคโนโลยี, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2562

หรือหากนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่เหมือนกัน แต่มีแรงดันไฟฟ้าเท่ากันต่อขนานกัน ดังแสดงในภาพที่ 6 กำลังไฟรวมจะเท่ากับผลรวมของกำลังไฟฟ้าของแต่ละโมดูลซึ่งจะไม่มี การสูญเสียกำลังไฟฟ้าแต่เมื่อต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่เหมือนกัน มีแรงดันเอาต์พุตต่างกันต่อขนานกัน โมดูลที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าจะทำหน้าที่เป็นโหลดในวงจร หากไม่มีการเชื่อมต่อโหลดเข้ากับวงจร ดังนั้น กระแสของโมดูลที่มีแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าจะไหลเข้าสู่โมดูลที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำถ้ากระแสที่ไหลสูงอาจทำให้โมดูลที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าเสียหายได้



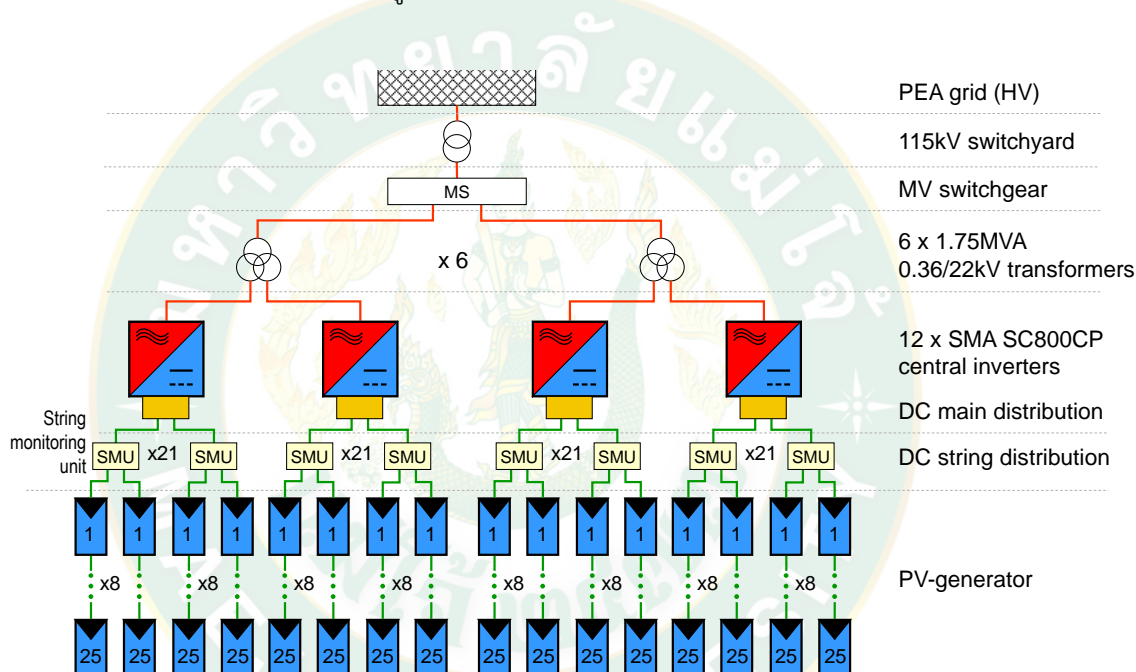
ภาพที่ 6 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดต่างกันมาต่อกันแบบขนาน

ที่มา: กองถ่ายทอดและเผยแพร่เทคโนโลยี, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2562

2.2 การสูญเสียในกระบวนการผลิตไฟฟ้า

การสูญเสียในกระบวนการผลิตไฟฟ้า เป็นส่วนสำคัญที่ผู้ออกแบบต้องตระหนัก โดยการสูญเสียสามารถควบคุมได้โดยการเลือกใช้วัสดุอุปกรณ์หลักที่มีประสิทธิภาพสูง ซึ่งได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ และหม้อแปลงไฟฟ้า หากแต่ยังมีการสูญเสียที่ไม่สามารถควบคุมได้แก่ Array Soiling Loss , Thermal loss, Module Quality Loss , module Mismatch Loss (MML) และ Wiring Ohmic loss ซึ่งมีการศึกษาในหลายแนวทางเพื่อลดการสูญเสียนี้

ในการศึกษานี้ใช้การจัดวางรูปแบบของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ดังแสดงในภาพที่ 7



ภาพที่ 7 รูปแบบภาพเชิงเดี่ยวของโรงงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์

จากภาพที่ 7 แสดงการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อแบบอนุกรมกัน ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 25 แผง เรียกในส่วนนี้ว่า String หลากๆ String รวมเป็น Array แล้วขนาบ Array เข้าไปยัง Central Inverter ทำการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับแล้วผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าแปลงแรงดันออกไปเป็น 22 kV แล้วแปลงแรงดันจาก 22 kV เป็น 115 kV เชื่อมต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การต่อแบบอนุกรมกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 25 แผงนั้น พลังงานและแรงดัน ดังแสดงในสมการที่ 1 และสมการที่ 2

$$P_{out} = I_{out} \times V_{out}$$

สมการที่ 1

$V_{out} = \text{SUMMARY V}$

สมการที่ 2

การออกแบบสายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์นั้นสายไฟที่เชื่อมต่ออนุกรมระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้น ส่วนมากจะใช้สายไฟฟ้านำเข้ามาจากต่างประเทศ ซึ่งเรียกสายไฟชนิดนี้ว่า Solar Cable ดังแสดงในมาตรฐานที่แสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 IEC 60228 2004-11, Table 2

IEC 60228 2004-11, Table 2, Class 2, Stranded conductors for single-core and multicore cables			
Cross Section	Copper		Aluminium
	Plain	Metal coated	
1.5	12.1	12.2	-
2.5	7.41	7.56	-
4	4.61	4.70	-
6	3.08	3.11	-
10	1.83	1.84	3.08
16	1.15	1.16	1.91
25	0.727	0.734	1.20
35	0.524	0.529	0.868
50	0.387	0.391	0.641
70	0.268	0.270	0.443
95	0.193	0.195	0.320
120	0.153	0.154	0.253
150	0.124	0.126	0.206
185	0.0991	0.100	0.164
240	0.0754	0.0762	0.125
300	0.0601	0.0607	0.100

จากตารางที่ 1 สายไฟชนิดนี้ใช้กับการต่ออนุกรมระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนมากจะติดตั้งโดยยึดกับโครงสร้างรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์จตุรคอบ String และติดตั้งในท่อบนดินหรือใต้ดินไปยัง Array Junction Box (AJB)

สายไฟฟ้าจาก AJB ไปยัง Central Inverter นั้นใช้มาตรฐานและวิธีการติดตั้งดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 EIT STANDARD 2001 - 56 ,(TABLE 5-27 TO 5-31)

XLPE or EPR / Thermosetting insulation , 90 C										
2 loaded cables (1 Phase)										
Source		EIT STANDARD 2001 - 56,(TABLE 5-27 TO 5-31)								
Diameter	Installation Method									
	Cu	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2	E	F
CU	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2	E	F	G
1.5	17	17	21	20	EIT 5-28	25	33	21	-	-
2.5	24	23	28	27	EIT 5-28	33	43	29	-	-
4	32	30	38	36	EIT 5-28	43	55	38	-	-
6	41	38	49	46	EIT 5-28	54	70	49	-	-
10	56	52	68	63	EIT 5-28	71	92	68	-	-
16	74	69	91	83	EIT 5-28	94	119	91	-	-
25	96	90	121	108	EIT 5-28	124	152	116	123	166
35	119	110	149	133	EIT 5-28	150	184	144	154	206
50	144	132	180	159	EIT 5-28	180	217	175	188	250
70	182	167	230	201	EIT 5-28	223	266	224	244	321
95	219	200	278	241	EIT 5-28	271	318	271	298	391
120	253	230	322	278	EIT 5-28	313	362	315	349	455
150	289	264	358	304	EIT 5-28	355	406	363	404	525
185	329	299	409	349	EIT 5-28	406	459	415	464	602
240	386	351	480	418	EIT 5-28	477	533	490	552	711
300	442	402	549	484	EIT 5-28	543	601	565	640	821

นอกจากนี้ยังต้องคำนึงถึงปัจจัยของอุณหภูมิ ในการติดตั้งแบบลอยและแบบฝังดิน ดังแสดงในตารางที่ 3 และ 4

ตารางที่ 3 Temperature Correction Factor For Air

Temperature correction factor for Air EIT STANDARD,2001-56 (Table5-43) Cable in Air (normally 40 c)		
°C	Insulation	
	PVC	XLPE or EPR
10	1.34	1.23
15	1.34	1.23
20	1.29	1.19
25	1.22	1.14
30	1.15	1.10
35	1.08	1.05
40	1.00	1.00
45	0.91	0.96
50	0.82	0.90
55	0.70	0.84
60	0.57	0.78
65	-	0.71
70	-	0.64
75	-	0.55
80	-	0.45
85	-	-
90	-	-
95	-	-

ตารางที่ 4 Temperature Correction Factor For Ground

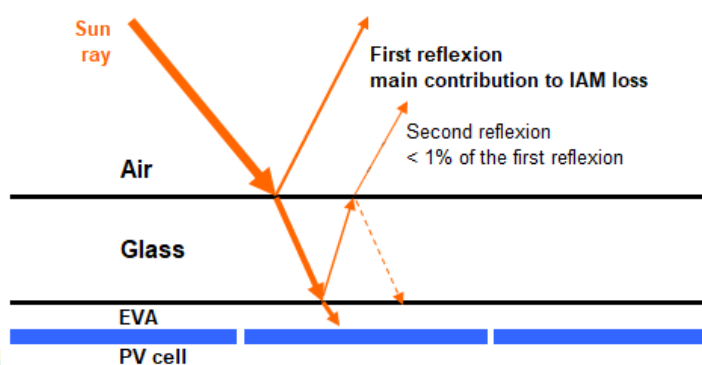
Temperature correction factor for Ground EIT STANDARD ,2001-56 (Table5-44) Cable in Ground (normally 30 c)		
°C	Insulation	
	PVC	XLPE or EPR
10	1.18	1.12
15	1.18	1.12
20	1.12	1.08
25	1.07	1.03
30	1.00	1.00
35	0.94	0.96
40	0.87	0.91
45	0.80	0.86
50	0.71	0.82
55	0.62	0.76
60	0.51	0.70
65	-	0.65
70	-	0.57
75	-	0.49
80	-	0.41

2.3 การสูญเสียในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

2.3.1 การสูญเสียเนื่องจากการส่งผ่าน (Incidence angle (IAM) losses)

การสูญเสียการส่งผ่านเป็นปรากฏการณ์ทั่วไป เนื่องจากการสะท้อนกลับและการส่งผ่านของรังสีดวงอาทิตย์ต่อส่วนประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จากอากาศไปยังกระจกของแผง กระจกของแผงไปยังชั้น EVA ชั้น EVA ไปยังเซลล์แสงอาทิตย์ ปกติการสะท้อนกลับจะอยู่ที่ 5% และรวมอยู่ในประสิทธิภาพของแผงในสภาวะการทดสอบที่ STC (Standard Test Condition)

โปรแกรม PVsyst ใช้ฟังก์ชัน IAM นี้อธิบายการขาดดุลของการส่งผ่าน ซึ่งเป็นฟังก์ชันของมุมตกกระทบ ฟังก์ชันนี้ใช้ได้กับองค์ประกอบของลำแสง, การกระจายของแสง และอัตราส่วนการสะท้อน โดยใช้ส่วนประกอบสำคัญในทุกทิศทาง ดังแสดงในภาพที่ 8



ภาพที่ 8 การสูญเสียเนื่องจากการส่งผ่านของแสงผ่านแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา: PVsyst SA, 2019

2.3.2 การสูญเสียเนื่องจากการสะสมของสิ่งสกปรก (Soiling losses)

การสะสมของสิ่งสกปรกส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นจากความไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมของระบบ เช่น ความสกปรกของแผงในฤดูร้อนและฤดูหนาวจะมีมากกว่าในฤดูฝน ฝุ่นที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วเมื่อโรงไฟฟ้าอยู่ใกล้โรงงานปูน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่อยู่ใกล้ทางรถไฟ หรือพื้นที่ชนบทที่มีกิจกรรมทางการเกษตรซึ่งอาจมีกิจกรรมที่ก่อให้เกิดผลภาวะจากการเผาไหม้ เป็นต้น

ในสภาพอากาศที่มีฝนตกปานกลาง เช่น กลางยุโรป และในเขตที่อยู่อาศัย การสูญเสียจากการสะสมของสิ่งสกปรกจะน้อยกว่า 1%

มูลนก เป็นปัญหาร้ายแรงที่ต้องพิจารณา เนื่องจากมักไม่ถูกชำระล้างไปกับฝน ผลกระทบของมูลนกมีน้อยกว่า 2% จริง แต่หากอยู่บนแผงเป็นเวลานานอาจส่งผลกระทบร้ายแรงก่อให้เกิดจุดร้อน (Hot spot) บนแผงได้

2.3.3 การสูญเสียความเข้มรังสีอาทิตย์ (Irradiance losses)

จากกราฟพฤติกรรมระหว่างประสิทธิภาพเทียบกับความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 9 และ 10 จะเห็นว่าค่าประสิทธิภาพลดลงเมื่อเข้มรังสีอาทิตย์มีค่าต่ำ นำไปสู่การสูญเสียความเข้มรังสีอาทิตย์ (เมื่อเทียบกับความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ $1,000 \text{ W/m}^2$)

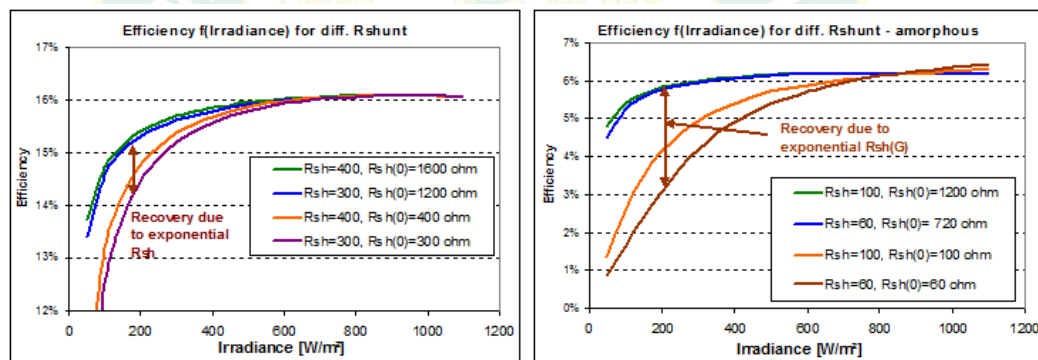
ดังนั้นการสูญเสียนี้เป็นผลมาจากพฤติกรรมการรับแสงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งอธิบายด้วยโมเดล ไดโอดเดี่ยว (One-diode) ดังต่อไปนี้

รูปแบบไดโอดเดี่ยวที่มีประสิทธิภาพต่ำ ขึ้นอยู่กับ 2 พารามิเตอร์ ได้แก่

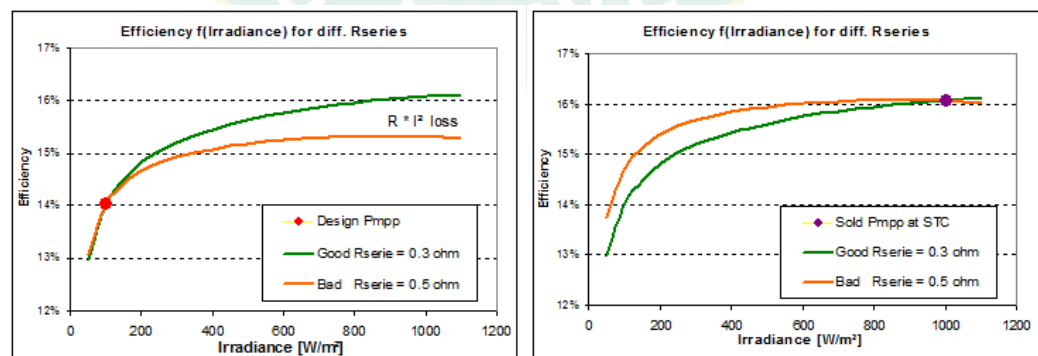
1. พฤติกรรมการแจกแจงแบบ R_{shunt} : เมื่อความเข้มรังสีอาทิตย์ลดลง R_{shunt} จะเพิ่มขึ้น R_{shunt} ที่ต่ำกว่าของ STC จะทำให้เกิดความสูญเสียมากขึ้นในกระบวนการนี้ ระบบจึงมีประสิทธิภาพสูงขึ้น ดังแสดงในภาพที่ 9

2. ความต้านทาน R_{series} มีค่าเท่ากับกำลังสองของกระแสจึงเพิ่มขึ้นตามกำลัง ($R = I^2 \text{loss}$) หาก R_{series} สูง การสูญเสียจะสูงกว่าที่ STC หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือประสิทธิภาพจะเพิ่มขึ้นในระดับความเข้มรังสีอาทิตย์ต่ำ ดังแสดงในภาพที่ 10

ดังนั้นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่ดี (R_{shunt} ต่ำ, R_{series} สูง) จึงมีประสิทธิภาพที่ดีที่สุดภายใต้สภาวะความเข้มรังสีอาทิตย์ต่ำ (ตามข้อกำหนดของ STC)



ภาพที่ 9 ผลกระทบของ R_{shunt}



ภาพที่ 10 ผลกระทบของ R_{series}

2.3.4 การสูญเสียเนื่องจากความร้อน (Thermal losses)

การสูญเสียเนื่องจากความร้อน ส่งผลกระทบต่ออย่างมากต่อการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จากสมดุลพลังงานระหว่างอุณหภูมิดูดซับและความร้อนของเซลล์ที่เกิดขึ้นเนื่องจากรังสีอาทิตย์ตกกระทบแผง ดังแสดงในสมการที่ 3 และ 4

$$U \cdot (T_{cell} - T_{amb}) = \text{Alpha} \cdot G_{inc} \cdot (1 - \text{Effic}) \quad \text{สมการที่ 3}$$

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{1}{U} \cdot (\text{Alpha} \cdot G_{inc} \cdot (1 - \text{Effic})) \quad \text{สมการที่ 4}$$

เมื่อ T_{amb} คือ อุณหภูมิดูดซับ (K)
 G_{inc} คือ รังสีอาทิตย์ตกกระทบแผง (W/m^2)
 Alpha คือ ค่าสัมประสิทธิ์การดูดซับของรังสีอาทิตย์ตกกระทบแผง เท่ากับ 0.9
 Effic คือ ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (%)
 U คือ พหุคูณการสูญเสียความร้อน ($W/m^2 \cdot K$) ค่า U-value คำนวณได้จาก $U = U_c + U_v \cdot v$ (เมื่อ U_c มีหน่วยเป็น $W/m^2 \cdot K$, U_v มีหน่วยเป็น $W/m^2 \cdot K / m/s$, v = ความเร็วลม มีหน่วยเป็น m/s) นอกจากนี้ยังมีปัจจัยอื่นที่ส่งผลต่อค่า U เช่น ลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา บนพื้นดิน หรือบนน้ำ เพื่อให้ค่าสัมประสิทธิ์นี้คำนวณออกมาได้ใกล้เคียงที่สุด ควรคำนึงถึงการลดค่านี้ลงตามทฤษฎีด้วย

2.3.5 การสูญเสียเนื่องจากการเสื่อมสภาพของแสง (Light Induced Degradation losses:

LID losses)

การสูญเสียนี้เกิดขึ้นในช่วงแรกของเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวม (Crystalline modules) เมื่อได้รับแสงอาทิตย์ อาจส่งผลกระทบต่อค่าประสิทธิภาพในขณะที่ทำการทดสอบ Flash test จากโรงงาน การสูญเสีย LID นั้นเกี่ยวข้องกับคุณภาพของการผลิตแผ่นเวเฟอร์และอาจมีค่าการสูญเสีย 1-3% หรือมากกว่านั้น แต่ค่าการสูญเสียเนื่องจากการเสื่อมสภาพของแสง จะไม่แสดงค่าในรายละเอียดของแผงจากผู้ผลิต ดังนั้นในการกำหนดค่าเริ่มต้นในโปรแกรม PVsyst ควรใช้ค่าการสูญเสียนี้ประมาณ 2%

2.3.6 ผลกระทบจากการได้รับแสงในเวลานาน (Light soaking effect)

พบในแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่ใช้เทคโนโลยี CIS/CIGS (Copper indium gallium selenide) พบการเพิ่มขึ้นของประสิทธิภาพหลังจากการสัมผัสกับแสงอาทิตย์หลายชั่วโมง เนื่องจากการจัดเรียงอะตอมใหม่ในโครงสร้างวัสดุของเซลล์ภายใต้เอฟเฟกต์แสง ผู้ผลิตบางรายอ้างว่าผลกระทบนี้มีค่า 3-5% ของค่า STC เริ่มต้น

2.3.7 การเสื่อมคุณภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Module quality losses)

เป็นพารามิเตอร์ที่แสดงประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จริงตามข้อกำหนดของผู้ผลิต พฤติกรรมการทำงานจริงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลต่อความไม่แน่นอนในการประเมินประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ส่งผลรวมถึงระยะเวลาการรับประกัน โดยรายละเอียดที่ผู้ใช้งานต้องทราบ มีดังต่อไปนี้

- จากผู้ผลิตในการทดสอบ Flash test จะมีความคลาดเคลื่อน $\pm 3\%$ (ยกเว้นการทดสอบในห้องปฏิบัติการคุณภาพสูง)

- ในระหว่างวันแรกของการทำงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อาจมีการสูญเสียเนื่องจากการเสื่อมสภาพของแสงโดยมีค่าอยู่ที่ 1-3% ขึ้นอยู่กับคุณภาพการผลิต

2.3.8 การสูญเสียเนื่องจากความไม่ตรงกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Mismatch losses)

สามารถเกิดได้หลายปัจจัย โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- แผงจริงจะไม่ได้มีค่าพารามิเตอร์แต่ละตัวที่เท่ากันทุกค่า จะมีความคลาดเคลื่อนเล็กน้อยที่มาจากโครงสร้างภายในจากกระบวนการผลิต เอادتพุตของแผงจากโรงงานจะถูกจัดเรียงตามพารามิเตอร์ที่วัดโดยการทดสอบ Flash test ประกอบกับระดับพลังงานของแผง อย่างไรก็ตามหลังจากเวลาผ่านไปหลายชั่วโมงบางแผงอาจมีการสูญเสียเนื่องจากการเสื่อมสภาพของแสง

- ด้วยอายุการใช้งานของแผงที่มีระยะเวลายาว (รับประกันแผง 25 ปี) ประสิทธิภาพแต่ละแผงจะไม่ลดลงในแบบเดียวกันหรือค่าที่เท่ากันเสมอ สิ่งนี้นำไปสู่การเพิ่มขึ้นของการสูญเสียที่ไม่ตรงกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงหลายปีที่มีการใช้งาน อาจต้องใช้การทดสอบแบบต่างๆ เพื่อหาค่าประสิทธิภาพที่เหลืออยู่ของแผงทั้งหมด

- ความสกปรกอาจเป็นสาเหตุหนึ่งของการเกิดการสูญเสียเนื่องจากความไม่ตรงกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

แรงดันในแต่ละสตริงที่แตกต่างกัน สามารถเกิดได้จาก

- ความยาวสายสตริงจะแตกต่างกันเมื่อเชื่อมความยาวระหว่างสตริงหนึ่งกับอีกสตริงหนึ่งเพื่อเข้าสู่อินเวอร์เตอร์ โดยเฉพาะกับระบบขนาดใหญ่ (อินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์)

- อุณหภูมิในแต่ละจุดของระบบแตกต่างกัน โดยเฉพาะระบบใหญ่จะยังมีความแตกต่างของอุณหภูมิมากยิ่งขึ้น (อุณหภูมิต่ำจะอยู่ช่วงขอบ)
- ด้วยระบบขนาดใหญ่ ความเข้มรังสีอาทิตย์อาจแตกต่างกันไปในแต่ละบริเวณ หรือในกรณีที่มีเงาบังจากก้อนเมฆชั่วคราว แม้จะส่งผลกระทบต่อไม่กี่ปีกี่นาทีกี่ชั่วโมงหรือไม่กี่นาทีกี่ชั่วโมงภายในหนึ่งชั่วโมงในสถานการณ์จริง แต่โปรแกรม PVsyst ไม่ได้คำนวณการสูญเสียนี้ในระบบ
- สตรีงในทิศทางที่แตกต่างเมื่อเชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์เดียวกัน จะมีกระแสไฟฟ้าที่ต่างกันอย่างเด่นชัดไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกัน (ยกเว้นในกรณีที่อุณหภูมิแตกต่างกันมาก) จะส่งผลต่อการคำนวณการสูญเสียเนื่องจากความไม่ตรงกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เล็กน้อย

2.3.9 การสูญเสียจากการสลายตัวของแผง (Module degradation loss)

ส่วนประกอบหลักของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้แก่

- แผงเซลล์แสงอาทิตย์
- แบตเตอรี่ในระบบที่มีการสำรองพลังงาน (ควรเปลี่ยนบางครั้ง ตลอดการทำงานของระบบ)
- อินเวอร์เตอร์ควรมีการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนใหม่
- สายไฟต่างๆ และอุปกรณ์ป้องกันฟ้าผ่า

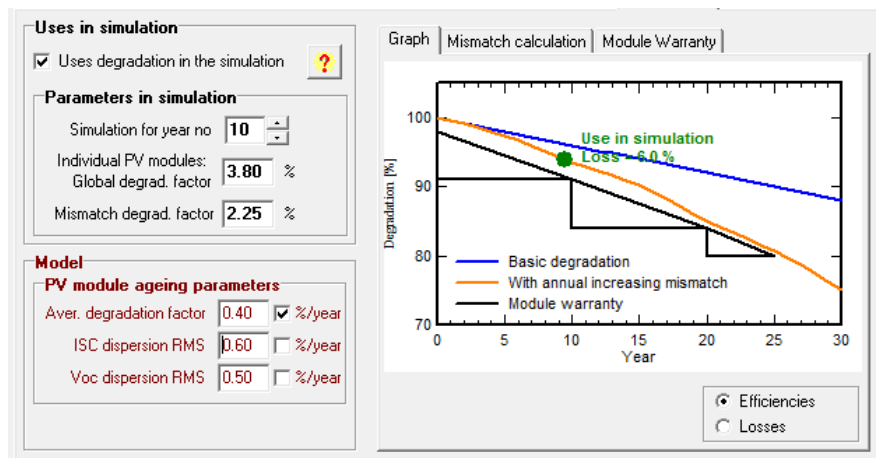
การเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ก่อให้เกิดการสูญเสียประสิทธิภาพมากขึ้นเรื่อยๆ ซึ่งสามารถจำแนกลักษณะของ "ปัจจัยการสูญเสียจากการสลายตัวของแผง"

อัตราการสลายตัวของแผงที่รับประกันโดยเฉลี่ย จะใช้ค่าการรับประกันของผู้ผลิตเป็นข้อมูลอ้างอิงการสูญเสียเมื่อออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งโดยปกติจะสูญเสียประสิทธิภาพประมาณ 20% หลังจากอายุการใช้งาน 25 ปี

หมายเหตุ: ไม่สามารถป้องกันไม่ให้เกิดการสูญเสียนี้ได้ หากระบบผลิตไฟฟ้าได้รับการดูแลเป็นอย่างดีจะส่งผลให้ยังสามารถใช้งานได้เป็นเวลานานและประสิทธิภาพลดลงเล็กน้อย

นอกจากนี้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจะไม่ลดลงในอัตราเดียวกัน หากมีการกระจายอัตราการสูญเสียโดยเฉลี่ยนี้จะทำให้เกิดการสูญเสียเพิ่มเติมเนื่องจากความไม่ตรงกันเพิ่มขึ้นตามเวลาการใช้งาน ในโปรแกรม PVsyst สามารถระบุค่าเฉลี่ยกำลังสอง (Root mean square: RMS) ของการแจกแจงนี้ และโปรแกรมจะประเมินความไม่ตรงกันว่าเป็นฟังก์ชันอายุของระบบ การคำนวณนี้ดำเนินการโดยใช้วิธี Monte-Carlo (เลือกการแจกแจงแบบสุ่มจำนวนมาก) โดยมีสมมติฐานดังต่อไปนี้

- อัตราการย่อยสลายของแต่ละแผงคงที่ตลอดหลายปีที่ผ่านมา
- ตัวเลือกการกระจายจะ จำกัด ไว้ที่ 2 sigmas (95% ของจำนวนทั้งหมด) เนื่องจากความแตกต่างสูงทำให้การสูญเสียเนื่องจากความไม่ตรงกันสูงมาก ดังแสดงในภาพที่ 11



ภาพที่ 11 การสูญเสียเมื่อมีความไม่ตรงกันของระบบเข้ามาเกี่ยวข้อง

ที่มา: PVsyst SA, 2019

2.3.10 การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้า (Ohmic wiring losses)

การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์อนุกรมเข้าด้วยกัน รวมกันเป็น Strings และรวมกันเป็น Arrays ไปยัง Inverter โดยใช้สายไฟฟ้า ซึ่งสายไฟฟ้านี้จะมีความต้านทานทางไฟฟ้า (R) โดยมีค่าการแปรผันตามระยะทาง และเกิดการสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า (Power Loss) ดังแสดงในสมการที่ 5

$$P_{\text{Loss}} = I^2R$$

สมการที่ 5

การสูญเสียของสายไฟฟ้าในส่วนนี้จะเรียกว่า DC Loss ซึ่งในการออกแบบจะมีค่ากำหนดไว้ไม่ให้เกิน 1.3% ของกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้ง

การออกแบบสายไฟฟ้าในส่วนนี้

ขั้นที่ 1 ใช้ข้อมูลจากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในการทดสอบค่าที่ STC มาเป็นจุดเริ่มการคำนวณ

ขั้นที่ 2 ทำการวัดระยะทางของแต่ละจุด และกำหนดส่วนที่ติดตั้งลอยหรือฝังดิน

ขั้นที่ 3 ทำการคำนวณและเลือกสายไฟฟ้าที่เหมาะสมในแต่ละส่วนเพื่อให้การสูญเสียกำลังทางไฟฟ้ารวมไม่เกิน 1.3%

ขั้นที่ 4 จัดเรียงการสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า (Power Loss) ตาม Array ที่สูญเสียมากไปหาน้อย และในแต่ละ Array นั้นทำการจัดเรียง String ที่มีการสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าจากมากไปหาน้อยเช่นเดียวกัน

2.3.11 การสูญเสียจากเสียม้อแปลง (External transformer losses)

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ (กำลังการผลิตติดตั้งในหน่วยเมกะวัตต์) หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ภายนอกที่เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ความสูญเสียหลักที่เกี่ยวข้องกับหม้อแปลงไฟฟ้า ได้แก่

- Iron losses ถือเป็น การสูญเสียที่คงที่เนื่องจากแรงดันจากการเชื่อมต่อกับระบบสายส่ง โปรแกรม PVsyst กำหนดค่าเริ่มต้นของการสูญเสียนี้ที่ 0.1% ของพลังงานที่กำหนด

- การสูญเสียความต้านทาน (Ohmic losses) หรือการสูญเสียของทองแดงทั้งในขดลวดหลักและในขดลวดทุติยภูมิ อาจมีความต้านทานเท่ากันและการสูญเสียจะคิดจากความสัมพันธ์ของสมการ RX^2 ดังนั้นการสูญเสียจะเกิดขึ้นทุกปีและต่ำกว่าการสูญเสียที่การทดสอบ STC เล็กน้อย

2.4 การเปรียบเทียบการวิเคราะห์แนวทางการแก้ไขปัญหา

นำข้อมูลการจัดเรียงการสูญเสียกำลังไฟฟ้าทั้งที่ได้มาจากการคำนวณที่ STC และการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามข้อมูลผู้ผลิต ดังแสดงในตารางที่ 5

ตารางที่ 5 การจัดเรียงข้อมูลจากการคำนวณและการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์

Sorting			
From Wiring ohmic loss calculation		From Flash test data	
P_{loss} (Max)	Sum V_{mp} (Max)	I_{mp} (Min)	P_{mpp} (Max)
P_{loss} (Min)	Sum V_{mp} (Min)	I_{mp} (Max)	P_{mpp} (Min)

จากตารางที่ 5

- ทำการแทนค่า V_{mp} รวม ที่มากที่สุดกับ P_{loss} ที่มากที่สุด (จากการคำนวณที่ STC) เพื่อชดเชยแรงดันไฟฟ้าตก ดังแสดงในตารางที่ 6

- ทำการแทนค่า I_{mp} เฉลี่ยที่น้อยที่สุดกับ P_{loss} ที่มากที่สุด (จากการคำนวณที่ STC) เพื่อลดค่ากระแสไฟฟ้า I^2 จากสมการที่ 5 ดังแสดงในตารางที่ 7

- ทำการแทนค่า P_{mp} เฉลี่ยที่มากที่สุด กับ P_{loss} ที่มากที่สุด (จากการคำนวณที่ STC) เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าที่สูญเสีย ดังแสดงในตารางที่ 8

ตารางที่ 6 การเปรียบเทียบข้อมูลจากการคำนวณและการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในส่วนแรงดันไฟฟ้า

Finding			
From Wiring ohmic loss calculation	Replace sorting from Flash test data	New Power loss from Wiring ohmic loss	Compare with existing Power loss
P_{loss} (Max)	Sum V_{mp} (Max)	%	%
P_{loss} (Min)	Sum V_{mp} (Min)		

ตารางที่ 7 การเปรียบเทียบข้อมูลจากการคำนวณและการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในส่วนกระแสไฟฟ้า

Finding			
From Wiring ohmic loss calculation	Replace sorting from Flash test data	New Power loss from Wiring ohmic loss	Compare with existing Power loss
P_{loss} (Max)	Sum I_{mp} (Min)	%	%
P_{loss} (Min)	Sum I_{mp} (Max)		

ตารางที่ 8 การเปรียบเทียบข้อมูลจากการคำนวณและการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในส่วนกำลังไฟฟ้า

Finding			
From Wiring ohmic loss calculation	Replace sorting from Flash test data	New Power loss from Wiring ohmic loss	Compare with existing Power loss
P_{loss} (Max)	Sum P_{mpp} (Max)	%	%
P_{loss} (Min)	Sum P_{mpp} (Min)		

2.5 อัตราส่วนประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า (Performance Ratio; PR) ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

อัตราส่วนประสิทธิภาพ คือ อัตราส่วนของพลังงานที่ผลิตได้ส่วนพลังงานที่ผลิตได้ที่สภาวะ STC พลังงานที่ผลิตได้ที่สภาวะ STC คำนวณได้จาก $G_{\text{GlobInc}} \times P_{\text{nomPV}}$ โดยที่ P_{nomPV} เป็นพลังงานที่ติดตั้งของแผงในสภาวะ STC (จาก Name plate ของผู้ผลิต) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 6

$$PR = \frac{E_{\text{Grid}}}{(G_{\text{GlobInc}} \times P_{\text{nomPV}})} \quad \text{สมการที่ 6}$$

อัตราส่วนประสิทธิภาพ หมายถึงรวมถึง การสูญเสียทางแสง เช่น การบังเงา (Shadings) ฝุ่น (Soiling) การสูญเสียจากอาร์เรย์ (การแปลงพลังงานของแผง, การเสื่อมสภาพของแผง, คุณภาพของเซลล์, ความไม่ตรงกันของระบบ, การเดินสายไฟ) และการสูญเสียของระบบ (ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ในการเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า (Grid connect) และการสูญเสียในระบบแบบโดดเดี่ยว (Standalone)) กล่าวคือค่าอัตราส่วนประสิทธิภาพ ไม่ได้ขึ้นอยู่กับชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ไม่ว่าจะเป็นแผงแบบผลึกเดี่ยว หรือผลึกรวม ก็จะมีการเปรียบเทียบอัตราส่วนประสิทธิภาพเฉพาะประสิทธิภาพของแผงชนิดนั้นๆ ส่วนค่าที่ส่งผลโดยตรงจะเป็นค่าของแสงและอุณหภูมิ

การใช้ค่าอัตราส่วนประสิทธิภาพเป็นการประเมินการผลิต

อัตราส่วนประสิทธิภาพ เป็นตัวชี้วัดที่สำคัญในอุตสาหกรรมการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งมักจะใช้เป็นเงื่อนไขสำหรับการรับประกันตามสัญญาเมื่อมีการทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์หรือการตรวจสอบประจำปี ซึ่งค่าอัตราส่วนประสิทธิภาพนี้เป็นค่าที่ไม่คงที่ตลอดทั้งปีและค่า G_{GlobInc} ในสภาวะจริงที่มีประสิทธิภาพอาจไม่เท่ากับค่าตามการคาดการณ์ของโปรแกรม PVsyst เสมอไป

นอกจากนี้ยังมีการเก็บข้อมูลของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์สองแห่งที่มีที่ตั้งติดกันมีขนาดการผลิตติดตั้งเดียวกัน อุปกรณ์หลักเหมือนกัน ยกเว้นการจัดเรียงและไม่จัดเรียงแผ่นโซลาร์เซลล์ในระหว่างการผลิตโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่งนี้ได้ทำการติดตั้งแล้วเสร็จและทำการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมื่อเดือน มกราคม 2559 และข้อมูลที่น่ามาพิจารณานั้นเป็นของเดือน เมษายน พฤษภาคม

และมิถุนายน พ.ศ. 2559 ทำการเปรียบเทียบ Performance (PR) และได้ทำการเปรียบเทียบหน่วยพลังงานที่ผลิตได้ รวมทั้งค่าพลังงานที่อัตราค่าไฟฟ้า 5.66 บาท ต่อหน่วยพลังงานของโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่งนี้

2.6 อัตราส่วนประสิทธิภาพที่ใช้ค่าสภาพอากาศเพื่อแก้ไข (Weather-corrected PR)

สำหรับการวิเคราะห์ระบบในช่วงเวลาสั้นๆ (การทดสอบเดินเครื่องหนึ่งสัปดาห์) สามารถใช้การคำนวณ "อัตราส่วนประสิทธิภาพที่ใช้ค่าสภาพอากาศเพื่อแก้ไข" แทนได้ โดยวัตถุประสงค์คือเพื่อกำจัดความผันแปรตามฤดูกาลของอัตราส่วนประสิทธิภาพส่วนใหญ่ของอุณหภูมิอากาศที่แตกต่างกัน สภาพอากาศที่มีความแปรปรวนอื่นๆ เช่น ท้องฟ้าปลอดโปร่ง, ท้องฟ้ามีเมฆครึ้ม, มีฝนตก, ความเร็วลม, ความสกปรกของแผงที่แตกต่างกัน ฯลฯ จะไม่นำมาพิจารณาในแนวทางนี้ วิธีการนี้คือการกำหนดอุณหภูมิอากาศเฉลี่ยซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยสำหรับชั่วโมงการทำงานทั้งหมดในปีนั้นซึ่งถ่วงน้ำหนักด้วยการฉายรังสีที่ตกกระทบ GlobInc จากนั้น ในช่วงเวลาที่ต้องการทดสอบ อัตราส่วนประสิทธิภาพที่ใช้ค่าสภาพอากาศเพื่อแก้ไขจะถูกกำหนดโดยสมการที่ 7

$$PR_{(corr)} = \frac{E_{Grid}}{\left(P_{NomPV} \times \sum_{hours} \left(\frac{GlobInc}{G_{Ref} \times (1 - \mu_{Pmpp} \times (T_{Array} - T_{Array_{Aver}}))} \right) \right)}$$

สมการที่ 7

เมื่อ	GlobInc	คือ ค่ารังสีที่เกิดขึ้นในรายชั่วโมง (kWh/m ²)
	G _{Ref}	คือ ค่ารังสีที่ STC ณ เวลาที่ทำการทดสอบ
	μ _{Pmpp}	คือ ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิ P _{mp} ของแผง
	T _{Array}	คือ อุณหภูมิเซลล์ของชั่วโมงที่ทดสอบ
	T _{Array_{Aver}}	คือ อุณหภูมิเฉลี่ยของอากาศตลอดทั้งปีถ่วงน้ำหนักโดยค่า

$$GlobInc \text{ จากสมการ } T_{Array_{Aver}} = \frac{\sum_{hours} (GlobInc \times T_{Array})}{\sum_{hours} (GlobInc)}$$

ในทางคณิตศาสตร์ หากคำนวณค่า $TArray_{Aver}$ ด้วยข้อมูลเดียวกัน ค่าอัตราส่วนประสิทธิภาพที่ใช้ค่าสภาพอากาศเพื่อแก้ไขรายปีควรเท่ากับอัตราส่วนประสิทธิภาพรายปี

2.7 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของโครงการด้านเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ความเหมาะสมของโครงการด้านเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ คือ แบบมีการจัดเรียงแผงและไม่มีการจัดเรียงแผงจะพิจารณาจากมูลค่าผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากโครงการเปรียบเทียบกับมูลค่าการลงทุนตลอดระยะเวลาในการดำเนินโครงการ (อนุรักษ์, มปป) โดยจะคำนวณในรูปดัชนีหลักทางเศรษฐกิจ คือ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value: NPV) เป็นการเปรียบเทียบมูลค่าการลงทุนกับผลประโยชน์ด้านเศรษฐกิจที่คาดว่าจะเกิดขึ้นตลอดช่วงระยะเวลาการดำเนินโครงการ โดยใช้อัตราส่วนลด (discount rate) เป็นมูลค่าปัจจุบัน (Ardalan, 2000: p.67)

วิธีนี้จะคำนวณหาผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับในอนาคตตามอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนกับต้นทุนเงินทุนเริ่มแรก สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 8

$$NPV = \left(\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \right) - I$$

สมการที่ 8

เมื่อ	NPV	=	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
	I	=	เงินจ่ายลงทุนครั้งแรก
	C_t	=	กระแสเงินสดได้รับสุทธิในแต่ละงวด
	t	=	ปีที่ 1 ถึงปีที่ n
	n	=	จำนวนงวดดอกเบี้ย/จำนวนปี
	r	=	อัตราดอกเบี้ย/อัตราผลตอบแทน (อนุรักษ์, มปป)

อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (benefit-cost ratio: B/C ratio) แสดงให้เห็นถึงอัตราส่วนของมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์กับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนโครงการ โดยหากมีค่ามากกว่าหนึ่งแสดงว่าโครงการจะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าที่จะลงทุน สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 9

$$B/C = \frac{\text{มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ}}{\text{มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน}}$$

$$\text{หรือ } B/C = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad \text{สมการที่ 9}$$

เมื่อ B_t = ผลประโยชน์สุทธิที่ได้รับจากการลงทุนในปีที่ t
 C_t = ต้นทุนในการลงทุนในปีที่ t
 i = อัตราผลตอบแทนหรืออัตราคิดลด
 t = ปีของโครงการ 0, 1, 2, ..., n
 n = จำนวนปีที่ทำการศึกษ

เกณฑ์การตัดสินใจตัดสินใจ

$B/C \geq 1$ ตัดสินใจลงทุน ถ้าโครงการนี้ให้อัตราส่วนของผลตอบแทนและต้นทุนเท่ากับหรือมากกว่าหนึ่ง

$B/C \leq 1$ ไม่ลงทุน ถ้าโครงการนี้ให้อัตราส่วนของผลตอบแทนและต้นทุนน้อยกว่าหนึ่ง (ดาร์ตัน, 2549)

อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return: IRR) คือ อัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ และอัตราส่วนนี้แสดงให้เห็นถึงผลตอบแทนที่จะได้รับการลงทุนว่ามีผลตอบแทนเป็นร้อยละเท่าใด สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 10

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

$$\text{หรือ } IRR = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad \text{สมการที่ 10}$$

เมื่อ r = อัตราผลตอบแทนหรืออัตราคิดลด (ดาร์ตัน, 2549)

ผลการวิเคราะห์จะแสดงให้เห็นว่าในกรณีที่การลงทุนเป็นการลงทุนระยะยาวนั้นจะมีส่วนของต้นทุนและผลประโยชน์ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต เมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วจะมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนหรือไม่ หากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่ามากกว่าศูนย์แสดงว่าการลงทุนนั้นมีการกำไรและในทางกลับกันหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์แสดงว่าการลงทุนนั้นขาดทุน (ญาณยุทธ และคณะ, 2557)

และนอกจากนี้ ผลการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายในของการลงทุนจะแสดงให้เห็นว่าอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนดังกล่าวมีกำไรคิดเป็นร้อยละเท่าใดของเงินลงทุนทั้งหมด ซึ่งจะเป็นตัวช่วยในการตัดสินใจในการลงทุนว่าควรลงทุนในโครงการที่กำลังพิจารณาหรือไม่ หรือหากมีทางเลือกในการลงทุนหลายโครงการ ผู้ลงทุนก็จะตัดสินใจเลือกโครงการที่มีอัตราผลตอบแทนภายในสูงที่สุด การวิเคราะห์โครงการด้านการเงินในครั้งนี้จะแบ่งผลการวิเคราะห์ออกเป็นสองส่วน ส่วนแรกเป็นการวิเคราะห์กรณีหลักหรือกรณีที่เป็นสถานการณ์การลงทุนที่เกิดขึ้นจริง และส่วนที่สองจะเป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของกรณีหลักในกรณีที่ต้นทุนในการก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นและลดลง

2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Yusufoglu U. A., Min B., Pletzer T. M., van Mülken J. I. and Kurz H. (2012) ศึกษาการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งโดยส่วนมากจะยึดตามตัวแปรทางไฟฟ้า เช่น P_{max} , I_{mpp} และ I_{sc} โดยในสถานะของความเข้มของแสงน้อย ในการศึกษาครั้งนี้ใช้ Shunt และ Reflectance มารวมในการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย ผลเมื่อความเข้มของแสงน้อย การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้ Shunt จะทำให้ตัวแปรทางไฟฟ้าของแผงมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นถึง 0.1% และ การใช้ Optical Reflectance มาเป็นตัวแปรในการจัดเรียงจะลดกระแสที่ไม่ตรงกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลงได้

Dzung N.Y and Brad L. (2008) ศึกษาเพื่อลดผลของเงาบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการใช้การสลับเชื่อมต่อกับ Solar Adaptive Bank ที่ติดตั้งกับ PV Array การควบคุมเป็นไปโดยตลอดเวลา แสดงการทดลองผลของ PV System และ Resistance load

Massi P. A., Tessarolo A., Barbini N., Mellit A., and Lughì V. (2015) ศึกษาผลกระทบของการไม่ตรงกันจากการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีค่าคลาดเคลื่อนนำมาศึกษาเกี่ยวกับเงื่อนไขสภาพการใช้งานจริง ผลจากการศึกษากับ โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาด 1 MWp โดยใช้ข้อมูล Flash Test data ที่สามารถหาได้ สภาพการใช้งานจริงของโรงไฟฟ้าเทียบกับ European Efficiency Standards แสดงผลกระทบของการไม่ตรงกันของกำลังผลิตต่อปีซึ่งเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญขึ้นอยู่กับเงื่อนไขสภาพการใช้งานจริง

Barna S. and Fangnan W. (2008) จากการศึกษาที่อุณหภูมิและความเข้มแสงมีผลต่อ Maximum Power Point ของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ มีการใช้วิธี Maximum Power Point โดย Adaptive Hill Climbing method แสดงผลเพื่อให้ความสามารถตัดสินใจปรับปรุง

ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ศึกษาการลดผลกระทบของเงาบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยการต่อแบตเตอรี่เข้ากับ Array แสดงผลแบบตลอดเวลา

David A. H. (1966) แสดงวิธีการออกแบบอุปกรณ์ เพื่อให้ความมั่นใจว่าสามารถส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดกับภาวะทางไฟฟ้า เรียกวิธีการใหม่นี้ว่า “ Adaptive” บังคับ Solar Cell ให้ทำงานที่ Maximum Power Point ในสภาพแวดล้อมหรือความต้านทานหรือความเปลี่ยนแปลงของต้นกำเนิดตามลักษณะของแรงดันกระแสไฟฟ้า เมื่อภาวะทางไฟฟ้าลดลง “ Adaptive” จะทำการผลิตพลังงานลดลงด้วยแบบอัตโนมัติ ยังคงส่วนเกินอยู่ใน Solar array โดยไม่ทำให้เกิดภาวะร้อนมากเกินไปและการรับภาระมากเกินไปที่ Battery

Kaushika N.D. and Anil K. R. (2007) จากการที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในสภาพการติดตั้งจะให้พลังงานน้อยกว่าที่ระบุไว้ตัวแปรที่ใช้ในการศึกษา โดยมีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ใหม่และแผงเซลล์แสงอาทิตย์เก่า พบว่าการต่อแบบอนุกรมทำให้ Fractional Power Loss สามารถเพิ่มขึ้นจาก 2% โดยใช้กับแผงเซลล์แสงอาทิตย์เก่า อย่างไรก็ตาม Fractional Power Loss อาจลดลงได้ 0.4 – 2.4% โดยการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสม

Kyaw K. H., Wint W. K., Than Z. H. and Zeya O. (2016) ศึกษาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ติดตั้งบนโรงงานและเป็นระบบ On – Grid System ในประเทศพม่า นำผลข้อมูลมาวิเคราะห์เพื่อหา Maximum Output Power โดยการแก้ไขมุมและตำแหน่งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

Charles E. Chamberlin ,Peter L., James Z And Ghan P. (1995) ทำการทดลองและการจำลองผลของการกระทบของการสูญเสียที่ไม่ตรงกันใน Photovoltaic array โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 192 แผง หาค่าความเบี่ยงเบนจากค่าที่ออกโดยโรงงานที่ผลิต Maximum Output Power เฉลี่ยที่ 14% น้อยกว่าที่ระบุ ค่าความเบี่ยงเบนที่ 2.1% การสูญเสียที่ไม่ตรงกันมีค่าน้อยมากไม่เกิน 0.53% ไม่มีความแตกต่างระหว่างการจัดเรียงแบบอนุกรมและขนาน

Sebastian S., Jan H, M., Dominik P., Ralf W. and Stefan H.(1012) ความท้าทายในการติดตาม Maximum Power Point คือการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วของความเข้มแสงและการรับเอาบางส่วนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทำการศึกษาโดยการใช้จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนน้อย ต่ออนุกรมกันและเชื่อมต่อกับ Mobile Application ความแตกต่างของเปิดและปิดวงจรได้ถูกเปรียบเทียบและสรุปผล มีการใช้ Bypass Concept โดย MOSFETS แทนที่จะใช้ Bypass Diodes เพื่อที่จะทำให้เกิดพลังงานสูงสุดกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องมือติดตาม Maximum Power Point ได้ถูกสร้างใน VHDL และใช้ CMOS Technology ขนาด 150 nm. สามารถทำ Maximum Power Point น้อยกว่า 0.65 ms. โดยใช้พลังงานน้อยกว่า 6.211 W

Thomas S. W. and Markus B. S. (2014) จะเกิดอะไรขึ้นเมื่อ PV Strings ถูกต่อขนานกัน ด้วยจำนวนแผ่นที่แตกต่างกัน ในกรณีของ Strings ที่มีจำนวนแผ่นไม่เท่ากัน ผู้ออกแบบระบบจะต้องตัดสินใจว่าจะใช้ Inverter กับ Multiple Maximum Power Point (MPP) tracker หรือ Module Power Optimizer หรือทำให้ Strings สั้นลงเพื่อทำสมดุลระบบ การศึกษานี้มีทางเลือกใหม่ ระบบที่มีความแตกต่างของความยาวของ Strings ในการต่อแบบขนานกับ ที่มีความยาวเท่ากันจะเกิดความสูญเสียที่ไม่เท่ากันต่ำกว่า 1% หากมี Strings หนึ่งสั้นกว่า Strings อื่น ค่าความสูญเสียที่ไม่เท่ากันต่ำกว่า 0.5% ฉะนั้นจำนวน Strings ที่ยาวไม่เท่ากันอาจจะทำให้ ใช้ Strings – MPP Inverter ได้โดยเกิดความสูญเสียน้อยและยังมีค่าความสูญเสียที่ไม่เท่ากันน้อยกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Crystalline Silicon

Daniel G.L., Simone P., Gabriele Z., Alberto D. R and Paolo T. (2012) ศึกษา PV arrays ที่แตกต่างกันเพื่อจะหาค่าการสูญเสียที่ไม่ตรงกัน การทดลองมีทั้งใน Standard Condition (STC) และใน Dynamic Condition โดยใช้ Meteorological data จากตำแหน่งที่แตกต่างกันสองตำแหน่งวิธีการเริ่มจาก ค่า T_{mp} ผลแสดงว่ามีการสูญเสียที่ไม่ตรงกันน้อยมาก สำหรับจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 40 แผง ตรงข้ามกับ การสูญเสียมากขึ้น สำหรับจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จำนวน 320 แผง

Neha A. and Alok A. (2014) ศึกษาการรับเงาบางส่วนหรือทั้งหมดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ศึกษาการสูญเสียที่ไม่ตรงกันภายใต้สภาพอากาศหลากหลาย และวิธีการลดการสูญเสีย โดยวิธีแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ภายใต้ความเข้มแสงและอุณหภูมิที่ต่างกัน ประสิทธิภาพของ Photovoltaic String ขึ้นอยู่กับ Maximum Power Point Tracking ในส่วนของการสูญเสียที่ไม่ตรงกัน บางวิธีการในการลดการสูญเสียที่ไม่ตรงกัน ไม่เพียงแต่ลดการสูญเสียที่ไม่ตรงกัน แต่ได้เพิ่มประสิทธิภาพและความน่าเชื่อถือของระบบ การศึกษานี้ได้สรุปวิธีการอื่น ๆ ในการลดการสูญเสียที่ไม่ตรงกันอื่นๆด้วย เช่น Active Bypass, AC – Modules , Power Optimizes และ Distributed Maximum Power Point

Roy C. P., Naick B. K. and Shankar G. (2013) ผลผลิตของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ไม่นานขึ้นขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อม เช่น อุณหภูมิ ความเข้มแสง และการเกิดเงา จึงเสี่ยงไม่ได้ที่จะต้องใช้ Maximum Power Point Tracking มาควบคุม การศึกษาเสนอวิธีการ Modified Three Point Weight Comparison (MTWC) ซึ่งปรับตัวเข้ากับการเปลี่ยนแปลงของภาวะและการเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสง

Webber1 J. and Riley E. (2013) ศึกษาค่าความเบี่ยงเบนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ Current – Voltage Curves ส่งผลให้เกิดการสูญเสียใน PV Arrays มักจะเรียกว่าการสูญเสียที่ไม่ตรงกัน (Mismatch loss , MML) การประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกจัดเรียงตาม ค่า

ความคลาดเคลื่อนตามที่ระบุ เริ่มที่ Flash Test Data ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ Polycrystalline ที่ต่างยี่ห้อกัน แล้วทำการจัดเรียงโดยใช้ Monte Carlo Techniques เพื่อจำลองเป็น PV Arrays ขนาดใหญ่ การจัดเรียงโดย Imp มีผลกระทบในการลด MML มากที่สุด การจัดเรียงโดย Vmp ไม่มีผลกระทบ การจัดเรียงโดย Pmp ส่งผลกระทบกับการลด MML บ้างกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งในสองยี่ห้อ การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยโรงงานผู้ผลิตแล้วเหมือนจะเพียงพอแล้วทางเศรษฐศาสตร์ การเพิ่มการจัดเรียงแผ่นโซลาร์เซลล์อีกครั้งได้มีมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐศาสตร์อื่นอีกเล็กน้อย ทั้งนี้ไม่ขึ้นอยู่กับต้นทุนของการจัดเรียงแผ่นโซลาร์เซลล์ของผู้ผลิต

Jantharamin N. (2012) ศึกษาปัจจัยการเลือกใช้เทคนิคการติดตามจุดที่ให้พลังงานสูงสุดของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ โดยมีปัจจัยได้แก่ ต้องง่ายต่อการใช้ ต้นทุน ความเร็วในการตรวจวัด และความแม่นยำ พบว่าส่วนการตรวจวัดแรงดันจะดีกว่าการตรวจวัดกระแส เนื่องจากเครื่องตรวจวัดกระแสมีขนาดใหญ่และราคาแพงกว่า



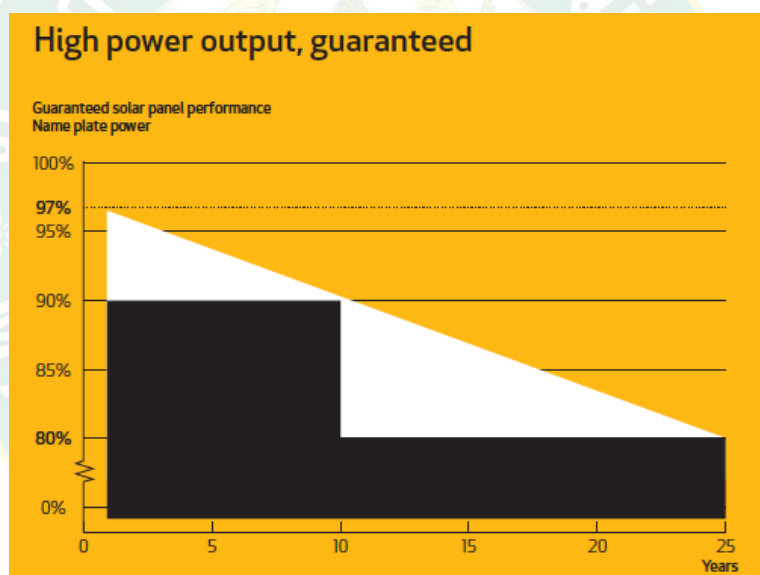
บทที่ 3

วิธีดำเนินงานวิจัย

1. ศึกษาปัญหา สาเหตุการเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์พร้อมทั้งเทคนิคการลดความสูญเสีย จากหนังสือ ตำรา วารสารทางวิชาการระดับชาติ และนานาชาติ ฯลฯ ที่เกี่ยวข้อง
2. สรรหาพื้นที่ตัวอย่างเพื่อลดความสูญเสียในระบบโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ด้วยเทคนิคต่างๆที่ได้จากการศึกษาในหัวข้อที่ 1
3. ออกแบบสายไฟฟ้ากระแสตรงในโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ โดยใช้กรอบการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้า ที่ใช้ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตามที่ผู้ผลิตทดสอบมาแล้วที่ STC และใช้วิธีการออกแบบตามมาตรฐาน นำมาจัดเรียงตามค่ากำลังไฟฟ้าที่สูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าจากมากไปหาน้อยในแต่ละ String
4. ศึกษาการจัดเรียงตัวของแผ่นโซลาร์เซลล์ โดยใช้ข้อมูล Flash Test Data จากผู้ผลิตโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ นำมาจัดเรียงตามค่า P_{mp} V_{mp} และ I_{mp} จากน้อยไปหามากในแต่ละ String
5. เปรียบเทียบการแทนค่า P_{mp} เรียงลำดับมากที่สุดไปหาน้อยที่สุด แทนที่กับการออกแบบที่ STC ที่มีการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้า เรียงลำดับมากที่สุดไปหาน้อยที่สุดทำเช่นนี้กับ V_{mp} และ I_{mp} เพื่อสรุปว่าการแทนค่าเรียงลำดับมากที่สุดไปหาน้อยที่สุด แทนที่กับการออกแบบที่ STC ที่มีการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้า เรียงลำดับมากที่สุดไปหาน้อยที่สุด ค่า P_{mp} V_{mp} หรือ I_{mp} ค่าใดที่ส่งผลให้การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟาลดลงมากที่สุด เมื่อเทียบกับการออกแบบที่ STC
6. เปรียบเทียบประสิทธิภาพของไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ที่มีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และไม่ได้มีการจัดเรียงแผ่นโซลาร์เซลล์ โดยใช้วิธีข้อมูลของเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน พ.ศ. 2516 โดยใช้อัตราส่วนของประสิทธิภาพ (Performance Ratio PR) หน่วยพลังงานที่ผลิตได้ (หน่วยเป็น kWh) และค่าพลังงานที่จำหน่ายได้ที่หน่วยละ 5.66 บาท
7. สรุปผลงานวิจัยเรื่องการออกแบบการลดการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ โดยวิธีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.1 การทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

การทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังการผลิต 8 MW สุ่มตัวอย่างทดสอบจากผู้ผลิตแผงจำนวน 2 ราย โดยนำตัวอย่างจำนวน 1 แผงต่อการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดกำลังการผลิต 1 MW ไปทำการทดสอบที่ CES Solar Cells Testing Center (CSSC) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัท A มีกำลังผลิตไฟฟ้า (P_{mp}) ที่ 260 วัตต์ อัตราการเสื่อมสภาพปีที่ 3% และลดลงในปีถัดไปเป็นอัตราเชิงเส้นปีละ 0.7% ดังแสดงในภาพที่ 12 ช่วงเวลาที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จนถึงวันที่ทำการทดสอบ 1 ปี 10 เดือน (1.83 ปี) และผลการทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงในภาพที่ 13



ภาพที่ 12 อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A

TEST RESULTS:

DEVICES UNDER TEST: 60120PV001 to 60120PV008 – totaling 8 modules

TEST ITEM: Performance at STC

DATE OF TEST: May 15, 2017

TESTING EQUIPMENT:

1. Solar simulator: Pulse solar simulator, Pasaan IIIb (Our ID: OP-TE-001)

2. Reference cell: PV Measurement S/N: PVM647 (Our ID: OP-IN-029)

Calibrated in compliance with ISO/IEC 17025:2005 by VLSI (NVLAP-Lab Code 200302-0)

CONDITION FOR TESTING: Module temperature: 25 °C and Irradiance: 1000 W/m²

RESULTS:

TEST CODE	Pmax (W)	Isc (A)	Voc (V)	Imp (A)	Vmp (V)	Eff. (%)*	FF. (%)
60120PV001	250.4	8.88	37.7	8.33	30.1	15.2	74.8
60120PV002	252.8	8.84	37.6	8.38	30.2	15.3	76.0
60120PV003	251.1	8.80	37.6	8.33	30.1	15.2	75.9
60120PV004	250.4	8.85	37.5	8.31	30.1	15.2	75.4
60120PV005	251.8	8.86	37.6	8.25	30.5	15.3	75.2
60120PV006	250.8	8.85	37.7	8.33	30.1	15.2	75.3
60120PV007	252.4	8.88	37.8	8.27	30.5	15.3	75.2
60120PV008	248.6	8.79	37.7	8.27	30.1	15.1	75.0

*Eff. = Module efficiency

UNCERTAINTY: The measurement uncertainty for all values of power measurement is 2.24% with coverage factor 2.0

Remarks: 1) The I-V curve of the module printed out from the testing equipment is attached in appendix A.
2) The cell efficiency can only be approximately calculated by the module performance measurement. The cell area is measured and estimated by the rectangular shape. The CS&C verify only the measurement of module performance.

CEC Solar Cells Testing Center (CS&C)
King Mongkut's University of Technology Thonburi (Bang Khun Thien)
49 Soi Thian Thale 25, Bang Khun Thian Chai Thale Road,
Tha Khun, Bangkok Thian, Bangkok 10150
Tel. (66)-2470-7446, Fax (66)-2470-7445

Testing laboratory according to ISO/IEC 17025:2005
TLAS accredited testing laboratory, Accreditation No.: Testing 0343

PAGE 3/12

ภาพที่ 13 ผลการทดสอบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัท B มีกำลังผลิตไฟฟ้า (P_{mp}) ที่ 310 วัตต์ อัตราการเสื่อมสภาพปีแรก 2.5% และลดลงในปีถัดไปเป็นอัตราเชิงเส้นปีละ 0.7% ดังแสดงในภาพที่ 14 ช่วงเวลาที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จนถึงวันที่ทำการทดสอบ 1 ปี 9 เดือน (1.75 ปี) และผลการทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงในภาพที่ 15



ภาพที่ 14 อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท B

TEST RESULTS:

DEVICES UNDER TEST: 60125PV001 to 60125PV008 – totaling 8 modules

TEST ITEM: Performance at STC

DATE OF TEST: May 17, 2017

TESTING EQUIPMENT:

1. Solar simulator: Pulse solar simulator, Pasan IIIb (Our ID: OP-TE-001)
 2. Reference cell: PV Measurement S/N: PVM647 (Our ID: OP-IN-029)
- Calibrated in compliance with ISO/IEC 17025:2005 by VLSI (NVLAP-Lab Code 200302-0)

CONDITION FOR TESTING: Module temperature: 25 °C and Irradiance: 1000 W/m²

RESULTS:

TEST CODE	Pmax (W)	Isc (A)	Voc (V)	Imp (A)	Vmp (V)	Eff. (%)*	FF. (%)
60125PV001	303.9	8.88	45.2	8.32	36.5	15.7	75.8
60125PV002	301.4	8.86	45.1	8.37	36.0	15.5	75.4
60125PV003	299.1	8.69	44.9	8.16	36.6	15.4	76.7
60125PV004	292.6	8.62	44.4	8.13	36.0	15.1	76.4
60125PV005	296.7	8.72	44.5	8.23	36.0	15.3	76.3
60125PV006	301.2	8.88	45.1	8.37	36.0	15.5	75.2
60125PV007	301.8	8.89	45.0	8.37	36.0	15.6	75.4
60125PV008	303.4	8.87	45.1	8.31	36.5	15.6	75.8

*Eff. = Module efficiency

UNCERTAINTY: The measurement uncertainty for all values of power measurement is 2.24% with coverage factor 2.0

Remarks: 1) The IV curve of the module printed out from the testing equipment is attached in appendix A.
2) The cell efficiency can only be approximately calculated by the module performance measurement. The cell area is measured and estimated by the rectangular shape. The CSSC verify only the measurement of module performance.

CES Solar Cells Testing Center (CSSC)

King Mongkut's University of Technology Thonburi (Bang Khun Thian)
49 Soi Thian Thale 25, Bang Khun Thian Chai Thale Road,
Tha Kham, BangKhun Thian, Bangkok 10150
Tel. (66)-2470-7446, Fax (66)-2470-7445

Testing laboratory according to ISO/IEC 17025:2005
TLAS accredited testing laboratory, Accreditation No.: Testing 0343

PAGE 3/12

ภาพที่ 15 ผลการทดสอบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท B

3.2 ข้อมูลโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

งานวิจัยนี้ศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 แห่ง เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ มีระยะห่างระหว่างสองโครงการ 770 เมตร ดังแสดงในรูปที่ 1 ทั้งสองโรงไฟฟ้า ติดตั้งบริเวณพิกัดใกล้เคียงกัน ในการคำนวณ ผู้วิจัยถือว่าได้รับแสงอาทิตย์เท่ากัน ดังแสดงในภาพที่ 16



ภาพที่ 16 ตำแหน่งของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการวิจัย

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเรียงแผง โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ไทรหลวง 1 เป็นระบบแบบมุมรับแสงคงที่ โรงไฟฟ้าประเภทขนาดเล็กมาก (Very Small Power Plant, VSPP) ตั้งอยู่อำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม พิกัดตำแหน่งติดตั้ง $14.147879^{\circ}\text{N}$ $100.095348^{\circ}\text{E}$ กำลังการผลิตติดตั้ง 8 เมกกะวัตต์

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่เรียงแผง โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ไทรหลวง 3 เป็นระบบแบบมุมรับแสงคงที่ โรงไฟฟ้าประเภทขนาดเล็กมาก (Very Small Power Plant, VSPP) ตั้งอยู่อำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐม พิกัดตำแหน่งติดตั้ง $14.141328^{\circ}\text{N}$ $100.088181^{\circ}\text{E}$ กำลังการผลิตติดตั้ง 8.8 เมกกะวัตต์

อุปกรณ์หลักสำหรับผลิตไฟฟ้าทั้งสองโครงการนี้ใช้ยี่ห้อและรุ่นเดียวกัน ได้แก่

- 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Poly crystalline กำลังการผลิตต่อแผง 255 วัตต์ จำนวน 31,350 แผง
- 2) อินเวอร์เตอร์ ขนาด 900 กิโลวัตต์ จำนวน 8 ชุด

3.3 การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้า

การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์อนุกรมเข้าด้วยกัน รวมกันเป็นสตริง และรวมกันเป็นอาร์เรย์ ไปยังอินเวอร์เตอร์ โดยใช้สายไฟฟ้า ซึ่งสายไฟฟ้านี้จะมีความต้านทานทางไฟฟ้า (R) โดยมีค่าการแปรผันตามระยะทาง และเกิดการสูญเสียทางค่าส่งไฟฟ้า (Power loss) ดังแสดงในสมการที่ 11

$$P_{\text{loss}} = I^2R \quad \text{สมการที่ 11}$$

การต่อแบบอนุกรมกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 25 แผงนั้น กำลังไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า ดังแสดงในสมการที่ 12 และสมการที่ 13

$$P = I \times V_{\text{string}} \quad \text{สมการที่ 12}$$

$$V_{\text{string}} = \sum V \quad \text{สมการที่ 13}$$

การสูญเสียทางค่าส่งไฟฟ้า (P_{Loss}) มีหลายส่วน ในการออกแบบจะกำหนดค่าไว้ไม่ให้เกินค่าที่ตั้งไว้ เพื่อให้การสูญเสียรวมเป็นไปตามที่กำหนด การสูญเสียในส่วนนี้จะเรียกว่า Ohmic Wiring Loss ซึ่งในการออกแบบจะมีค่ากำหนดไว้ไม่ให้เกิน 1.3% ของกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้ง

ในการศึกษาครั้งนี้ใช้ข้อมูลจากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ REC รุ่น 260PE ที่มีข้อมูลดังแสดงในภาพที่ 17

ELECTRICAL DATA @ STC	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	REC265PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	240	245	250	255	260	265
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	29.7	30.1	30.2	30.5	30.7	30.9
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	8.17	8.23	8.30	8.42	8.50	8.58
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	36.8	37.1	37.4	37.6	37.8	38.1
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.75	8.80	8.86	8.95	9.01	9.08
Panel Efficiency (%)	14.5	14.8	15.2	15.5	15.8	16.1

Analysed data demonstrates that 99.7% of modules produced have current and voltage tolerance of $\pm 3\%$ from nominal values. Values at standard test conditions STC (airmass AM1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C). At low irradiance of 200 W/m² (AM1.5 and cell temperature 25°C) at least 95.5% of the STC module efficiency will be achieved.

ภาพที่ 17 Electrical Data at STC-REC260PE

การออกแบบสายไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลจากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ขั้นที่ 1 ใช้ข้อมูลจากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในการทดสอบค่าที่ STC มาเป็นจุดเริ่มการคำนวณ ดังแสดงในภาพที่ 17 (P ใช้ 260 วัตต์, V ใช้ 30.7 โวลต์, I ใช้ 8.5 แอมแปร์)

ขั้นที่ 2 ทำการวัดระยะทางของแต่ละจุด และกำหนดส่วนที่ติดตั้งลอยหรือฝังดิน

ขั้นที่ 3 ทำการคำนวณและเลือกสายไฟฟ้าที่เหมาะสมในแต่ละส่วนเพื่อให้การสูญเสียกำลังทางไฟฟ้ารวมไม่เกิน 1.2%

ขั้นที่ 4 จัดเรียงการสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า (P_{Loss}) ตาม Array ที่สูญเสียมากไปหาน้อย และในแต่ละ Array นั้นทำการจัดเรียง String ที่มีการสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าจากมากไปหาน้อย เช่นเดียวกัน

3.4 การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษานี้มีขนาดการผลิตติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 8,008,000 วัตต์ (8 เมกกะวัตต์) ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 260 วัตต์จำนวน 30,800 แผ่น การขนส่งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาที่โครงการจัดส่งคราวละ 1 เมกกะวัตต์ การศึกษาการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์นี้ใช้ข้อมูล Flash Test Data ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์คราวละ 1 เมกกะวัตต์ที่ส่งมาให้ตอนที่เรือจัดส่งออกจากท่าที่ประเทศสิงคโปร์ โดยในแต่ละชุดบรรจุภัณฑ์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีจำนวน 25 แผง

การจัดเตรียมข้อมูลจาก Flash Test Data เพื่อทำการจัดเรียง โดยนำข้อมูลของ V_{mp} มารวมกันในแต่ละบรรจุภัณฑ์ก็จะได้ V_{mp} รวมของ String นั้นๆ นำข้อมูล I_{mp} มารวมกันแล้วหารด้วย 25 จะได้ค่าเฉลี่ย I_{mp} ของ String นั้นๆ เช่นเดียวกับกับ P_{mp} นำมารวมกันแล้วหารด้วย 25 จะได้ค่าเฉลี่ย P_{mp} ของ String นั้น ตัวอย่างข้อมูล Flash Test Data ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 25 แผงหนึ่งบรรจุภัณฑ์ ดังแสดงในตารางที่ 9

ตารางที่ 9 Flash Test Data

Group Unit Id	Serial Number	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	P_{mp} (W)
L1111930_ZKDP	2004183886	8.558490	30.49118	260.9585
L1111930_ZKDP	2004183887	8.571006	30.50823	261.4862
L1111930_ZKDP	2004183891	8.555356	30.51873	261.0986
L1111930_ZKDP	2004184219	8.559939	30.49058	260.9975
L1111930_ZKDP	2004184225	8.573764	30.53199	261.7740
L1111930_ZKDP	2004184232	8.558524	30.45755	260.6717
L1111930_ZKDP	2004184233	8.549439	30.51102	260.8521
L1111930_ZKDP	2004184234	8.556727	30.50679	261.0383
L1111930_ZKDP	2004184235	8.565077	30.51295	261.3458
L1111930_ZKDP	2004184237	8.550081	30.48588	260.6567
L1111930_ZKDP	2004184238	8.565266	30.45908	260.8901
L1111930_ZKDP	2004184240	8.551097	30.50457	260.8475
L1111930_ZKDP	2004184242	8.553556	30.52896	261.1312
L1111930_ZKDP	2004184321	8.558255	30.47386	260.8031
L1111930_ZKDP	2004184322	8.566946	30.47845	261.1072
L1111930_ZKDP	2004184323	8.559364	30.53477	261.3583
L1111930_ZKDP	2004184324	8.541759	30.54691	260.9244
L1111930_ZKDP	2004184325	8.552599	30.52897	261.1020
L1111930_ZKDP	2004184328	8.565083	30.50100	261.2436
L1111930_ZKDP	2004184329	8.551370	30.52892	261.0641
L1111930_ZKDP	2004184338	8.549748	30.57026	261.3680
L1111930_ZKDP	2004184340	8.547320	30.57016	261.2929
L1111930_ZKDP	2004184341	8.552943	30.47944	260.6889
L1111930_ZKDP	2004184343	8.546410	30.54180	261.0227
L1111930_ZKDP	2004184344	8.576200	30.42382	260.9208

จะได้ V_{mp} รวม = 762.68587 โวลต์ I_{mp} เฉลี่ย = 8.55745276 แอมแปร์ P_{mp} เฉลี่ย = 261.065768 วัตต์

หาค่า V_{mp} รวม I_{mp} เฉลี่ย และ P_{mp} เฉลี่ย ในแต่ละชุดบรรจุกัมมันต์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นำมาจัดเรียง V_{mp} รวม ค่ามากที่สุดไปหาน้อยที่สุด I_{mp} เฉลี่ย ค่าน้อยที่สุดไปหามากที่สุด P_{mp} เฉลี่ย ค่ามากที่สุดไปหาน้อยที่สุด

นำข้อมูลการจัดเรียงการสูญเสียกำลังไฟฟ้าทั้งที่ได้มาจากการคำนวณที่ STC และการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามข้อมูลผู้ผลิตมาทำการแทนค่า

- ทำการแทนค่า V_{mp} รวม ที่มากที่สุดกับ P_{loss} ที่มากที่สุด (จากการคำนวณที่ STC) เพื่อชดเชยแรงดันไฟฟ้า
- ทำการแทนค่า I_{mp} เฉลี่ยที่น้อยที่สุดกับ P_{loss} ที่มากที่สุด (จากการคำนวณที่ STC) เพื่อลดค่ากระแสไฟฟ้า I^2 จากสมการที่ 11
- ทำการแทนค่า P_{mp} เฉลี่ยที่มากที่สุด กับ P_{loss} ที่มากที่สุด (จากการคำนวณที่ STC) เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าที่สูญเสีย

เปรียบเทียบการสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณที่ STC กับ V_{mp} รวม I_{mp} เฉลี่ย และ P_{mp} เฉลี่ย จาก Flash Test Data

- กำลังผลิตติดตั้งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้ P_{mp} จาก Flash Test Data รวมกันเป็น 1,006,752 วัตต์ เทียบกับจากการคำนวณที่ STC 1,001,000 วัตต์ (260 วัตต์ x 3,850 แผ่น) เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.57%
- การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการแทนค่า V_{mp} รวม ที่มากที่สุดกับ P_{loss} ที่มากที่สุด (จากการคำนวณที่ STC) การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า เป็น 1.297% เทียบกับจากการคำนวณที่ STC 1.285% เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.879%
- การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการแทนค่า I_{mp} เฉลี่ยที่น้อยที่สุดกับ P_{loss} ที่มากที่สุด (จากการคำนวณที่ STC) การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า เป็น 1.300% เทียบกับจากการคำนวณที่ STC 1.285% เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.169%
- การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการแทนค่า P_{mp} เฉลี่ยที่มากที่สุดกับ P_{loss} ที่มากที่สุด (จากการคำนวณที่ STC) การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า เป็น 1.300% เทียบกับจากการคำนวณที่ STC 1.285% เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.120%

ตารางที่ 10 ข้อมูลชุดรวมสายไฟฟ้าและการสูญเสียในกรณีต่างๆ

ชุดรวม สายไฟฟ้า หมายเลข	จำนวน String	a	b	c	d	e
1 (DccB1)	20	1,065.35	1,082.33	1,088.12	1,077.71	1,079.66
2 (DccB2)	24	2,141.58	2,175.73	2,172.59	2,179.26	2,175.56
3 (DccB3)	24	2,812.76	2,857.62	2,831.40	2,885.19	2,881.57
4 (DccB4)	24	1,757.74	1,785.77	1,788.37	1,784.42	1,786.24
5 (DccB5)	24	2,482.79	2,522.38	2,515.82	2,533.69	2,525.94
6 (DccB6)	24	1,750.87	1,778.79	1,782.76	1,773.88	1,774.84
7 (DccB7)	14	853.94	867.55	873.66	856.02	860.09
รวม	154	12,865.03	13,070.16	13,052.72	13,090.17	13,083.89
กำลังผลิตติดตั้ง (วัตต์)		1,001,000	1,006,752	1,006,752	1,006,752	1,006,752
การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า (%)		1.285%	1.298%	1.297%	1.300%	1.300%
ร้อยละที่เปลี่ยนแปลงเมื่อเทียบกับ การคำนวณที่ STC (%)			1.014%	0.879%	1.169%	1.120%

- กำหนดให้
- a คือ การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า (วัตต์) โดยการคำนวณที่ STC
 - b คือ การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า (วัตต์) โดยใช้ Pmp เฉลี่ย จาก Flash Test data
 - c คือ การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณที่ STC เปรียบเทียบกับการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามผลรวมของ Vmp ค่ามากที่สุดไปหาน้อยที่สุด
 - d คือ การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณที่ STC เปรียบเทียบกับการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามผลรวมของ Imp ค่ามากที่สุดไปหาน้อยที่สุด
 - e คือ การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณที่ STC เปรียบเทียบกับการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามผลรวมของ Pmp ค่ามากที่สุดไปหาน้อยที่สุด

บทที่ 4

ผลการวิจัยและการอภิปรายผล

4.1 การเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้า (P_{mp}) ของแผง

ผลการเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้า (P_{mp}) ของแผงตัวอย่างที่นำไปทดสอบและอัตราการเสื่อมสภาพที่ผู้ผลิตได้แจ้งไว้ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัท A กำลังไฟฟ้า 260 W และบริษัท B กำลังไฟฟ้า 310 W เป็นไปตามตารางที่ 11

ตารางที่ 11 อัตราการเสื่อมสภาพที่ผู้ผลิตได้แจ้งไว้ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A บริษัท B

อัตราการเสื่อมสภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A	260 W	
ปีแรก (3%)	97.00%	252.20 W
ปีต่อไป (0.7%)	96.30%	250.43 W
วันที่ทดสอบ (1.83 ปี)	96.42%	250.73 W
อัตราการเสื่อมสภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท B	310 W	
ปีแรก (2.5%)	97.50%	302.25 W
ปีต่อไป (0.7%)	96.90%	300.13 W
วันที่ทดสอบ (1.75 ปี)	96.98%	300.66 W

บริษัท A ได้รับประกันอัตราการเสื่อมสภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปีแรก เท่ากับ 3% และอัตราการเสื่อมสภาพในปีต่อไปจนถึง 25 ปี อยู่ที่ 0.70% ส่งผลให้ในปีแรก จากการคำนวณกำลังไฟฟ้า 260 W จะลดลงเหลือ 252.20 W ในปีต่อไปเหลือ 250.43 W และในวันที่ทดสอบ (1.83 ปี) เหลือ 250.73 W

บริษัท B ได้รับประกันอัตราการเสื่อมสภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปีแรก เท่ากับ 2.5% และอัตราการเสื่อมสภาพในปีต่อไปจนถึง 25 ปี อยู่ที่ 0.70% ส่งผลให้ในปีแรก จากการคำนวณกำลังไฟฟ้า 310 W จะลดลงเหลือ 302.25 W ในปีต่อไปเหลือ 300.13 W และในวันที่ทดสอบ (1.75 ปี) เหลือ 300.66 W

ตารางที่ 12 ผลข้อมูลของแผงบริษัท A และบริษัท B ที่ส่งทดสอบ

แผงทดสอบ	ค่าเป้าหมาย (W)			
	บริษัท A 250.75 W		บริษัท B 300.66 W	
1	250.40	-0.33	303.90	3.24
2	252.80	2.07	301.40	0.74
3	251.10	0.37	299.10	-1.56
4	250.40	-0.33	292.60	-8.06
5	251.80	1.07	296.70	-3.96
6	250.80	0.07	301.20	0.54
7	252.40	1.67	301.80	1.14
8	248.60	-2.13	303.40	2.74
ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้า	250.95	-	301.3	-
ค่าต่ำสุด	248.60	-2.13	292.60	-8.06
ค่าสูงสุด	252.80	2.07	303.90	3.24
ผลต่าง	-	4.20	-	11.30

ตารางที่ 12 แสดงผลการทดสอบจากห้องปฏิบัติการ โดยตัวอย่างที่ส่งทดสอบ จำนวน 8 ตัวอย่าง สำหรับบริษัท A แสดงให้เห็นว่า ผ่านเกณฑ์ค่าเสื่อมสภาพ ณ ปัจจุบันคือ 250.73 W จำนวน 5 แผง อีก 3 แผง ไม่ผ่านเกณฑ์ ช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 248.6-252.8 W มีความแตกต่างกัน 4.2 W และบริษัท B แสดงให้เห็นว่า ผ่านเกณฑ์ค่าเสื่อมสภาพ ณ ปัจจุบันคือ 300.66 W จำนวน 5 แผง อีก 3 แผง ไม่ผ่านเกณฑ์ ช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 292.60-303.90 W มีความแตกต่างกัน 11.30 W

หากพิจารณาผลการทดสอบจากห้องปฏิบัติการ จะเห็นได้ว่าแผงจากทั้ง 2 บริษัท ผ่านเกณฑ์ คือบริษัท A เกณฑ์ตามอัตราการเสื่อมสภาพ เท่ากับ 250.73 W เฉลี่ยได้ 250.95 W คิดเป็น 0.09% บริษัท B เกณฑ์ตามอัตราการเสื่อมสภาพ เท่ากับ 300.66 W เฉลี่ยได้ 301.30 W คิดเป็น 0.21% จะเห็นว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากบริษัท A มีเปอร์เซ็นต์การให้พลังงานน้อยกว่าแผงจากบริษัท B หรือสรุปได้ว่าบริษัท B ผ่านเกณฑ์และมีกำลังการผลิตที่สูงกว่า เมื่อดูจากค่าร้อยละที่เทียบกับค่าเป้าหมายของแต่ละบริษัท คือบริษัท A สูงกว่าเป้าหมาย 0.09% แต่บริษัท B สูงกว่าเป้าหมาย 0.21%

ผลการเปรียบเทียบ PR จากการคำนวณโดยใช้อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัท A และ B ใช้ค่าการทดสอบ PR ที่วัดได้จริงเมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 13

ตารางที่ 13 การคำนวณค่าเป้าหมายของค่า PR จาก 2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ณ วันที่ทดสอบ

ประสิทธิภาพ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จ ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้แผงบริษัท A		83.49%
อัตราการเสื่อมสภาพปีแรก (3%)	97.00%	80.99%
อัตราการเสื่อมสภาพปีต่อไป (0.7%)	96.30%	80.42%
อัตราการเสื่อมสภาพ ณ วันที่ทดสอบ (1.83 ปี)	96.42%	80.51%
ประสิทธิภาพ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้แผงบริษัท B		81.20%
อัตราการเสื่อมสภาพปีแรก (2.5%)	97.50%	79.17%
อัตราการเสื่อมสภาพปีต่อไป (0.7%)	96.90%	78.62%
อัตราการเสื่อมสภาพ ณ วันที่ทดสอบ (1.75 ปี)	96.98%	78.75%

ตารางที่ 13 แสดงถึงการหาค่าเป้าหมายของประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า ซึ่งจะอยู่ในค่า PR โดยค่า PR นี้ จะมีการวัดและคำนวณเมื่อติดตั้งโรงไฟฟ้าแล้วเสร็จ ค่าที่ได้ถือเป็นค่า PR ของระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้านั้นๆ แต่ละโรงไฟฟ้าจะมีค่า PR ที่ไม่เท่ากัน ขึ้นกับการเลือกอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้า ผลของการวัดและคำนวณโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท A มีค่าประสิทธิภาพ PR ของระบบเท่ากับ 83.49% และอัตราการเสื่อมสภาพในปีแรกเท่ากับ 3% และ 0.7% ในปีต่อไป ส่งผลให้ค่าเป้าหมายประสิทธิภาพ PR ของระบบในปีแรกจะเหลือ 80.99% และ 80.42% ในปีต่อไป แต่ขณะที่ทำการทดสอบระบบนี้ มีการเดินระบบโรงไฟฟ้าแล้ว 1.83 ปี จึงทำให้ค่าประสิทธิภาพ PR ในเวลา ณ วันที่ทำการทดสอบเท่ากับ 80.51% ในทำนองเดียวกับโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท B ค่าประสิทธิภาพ PR เริ่มต้นระบบผลิตเท่ากับ 81.20% และการเดินระบบโรงไฟฟ้าแล้ว 1.75 ปี จึงทำให้ค่าประสิทธิภาพ PR ในเวลา ณ วันที่ทำการทดสอบเท่ากับ 78.75%

ผลการเปรียบเทียบ PR ที่วัดได้จริง กับอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A และ B โดยใช้ค่าการทดสอบ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นไปตามตารางที่ 14

ตารางที่ 14 ผลการเปรียบเทียบ PR ที่วัดได้จริง โดยใช้อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของบริษัท A และ B ใช้ค่าจากการคำนวณ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ค่าประสิทธิภาพ PR ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (%)				
	โรงที่ 1		โรงที่ 2	
	ค่าที่วัด	คำนวณ	ค่าที่วัด	คำนวณ
ค่าเฉลี่ย* ¹ 2558-2559	79.48	80.99	81.39	79.17
สิงหาคม 2559	82.97	80.94	-	-
กันยายน 2559	82.84	80.89	81.34	79.12
ตุลาคม 2559	82.61	80.84	81.09	79.08
พฤศจิกายน 2559	83.86	80.80	81.50	79.03
ธันวาคม 2559	82.60	80.75	79.98	78.99
มกราคม 2560	82.94	80.70	80.39	78.94
กุมภาพันธ์ 2560	77.53	80.65	76.17	78.89
มีนาคม 2560	78.92	80.61	77.44	78.85
เมษายน 2560	78.36	80.56	77.30	78.80
พฤษภาคม 2560	81.10	80.51	80.44	78.75
ค่าเฉลี่ยวันที่ทดสอบ* ²	82.61	80.51	80.39	78.75

*¹ ค่าเฉลี่ยประสิทธิภาพเดือนกรกฎาคม 2558-2559 และเดือนสิงหาคม 2558-2559 ปี สำหรับโรงที่ 1 และ 2 ตามลำดับ

*² 1.83 ปี และ 1.75 ปี สำหรับโรงที่ 1 และ 2 ตามลำดับ

ผลการวัดค่าประสิทธิภาพ PR เทียบกับค่าที่คำนวณจากค่าเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ปรากฏว่าทั้ง 2 โรงไฟฟ้ามีค่าในบางเดือนที่ไม่ผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้ แต่ผลรวมเฉลี่ยถึงวันที่ทำการทดสอบผ่านทั้งคู่ คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท A ค่าเป้าหมายเท่ากับ 80.51% วัดค่าเฉลี่ยได้ 82.61% โรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท B ค่าเป้าหมายเท่ากับ 78.75% วัดค่าเฉลี่ยได้ 80.39% แสดงว่าทั้ง

2 โรงไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ค่า PR เป็นตัวชี้วัด แต่ค่าประสิทธิภาพ PR ของโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท A ที่เท่ากับ 82.61% มีค่าสูงกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท B ที่เท่ากับ 80.39% นั้นหมายถึงโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท A มีประสิทธิภาพมากกว่า แม้ว่าผลของแผงจากบริษัท A มีค่าผลิตกำลังไฟฟ้า ณ วันที่ทดสอบ ต่ำกว่า คิดเป็น 0.09% จากเกณฑ์ที่กำหนด แต่แผงจากบริษัท B สูงกว่าเกณฑ์ถึง 0.21% และผลทดสอบแผงจำนวน 8 แผง ของทั้ง 2 โรงไฟฟ้า มีค่าต่างกับกับการผลิตไฟฟ้าไม่ใกล้เคียงกัน คือแผงบริษัท A มีช่วงต่าง 4.20 W แผงบริษัท B มีช่วงต่าง 11.30 W จะเห็นได้ว่าส่วนต่างนี้ห่างกันมาก จึงส่งผลให้ประสิทธิภาพ PR ของระบบโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท B มีค่าต่ำกว่าอีกโรงไฟฟ้า เนื่องจากแผงของบริษัท B เกิดการสูญเสียในสถานะที่มีความต่างศักย์ในระบบผลิตไฟฟ้ามากกว่าระบบที่มีความต่างศักย์น้อย

4.2 การเก็บข้อมูลของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่มีการจัดเรียงและไม่จัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการเก็บข้อมูลของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์สองแห่งที่มีการจัดเรียงและไม่จัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ปี 2558 และ 2559 แสดงดังตารางที่ 15 โดยราคาขายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจำหน่าย เท่ากับ 5.66 บาท/หน่วย

ตารางที่ 15 ข้อมูลของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์สองแห่ง

ปี	2558		2559	
	จัดเรียงแผง	ไม่จัดเรียงแผง	จัดเรียงแผง	ไม่จัดเรียงแผง
ราคาขายไฟฟ้า/ หน่วย (บาท)	5.66	5.66	5.66	5.66
มกราคม	1,172,951.00	1,130,075.00	1,001,582.50	1,018,327.80
กุมภาพันธ์	1,077,749.50	1,056,934.90	1,082,874.00	1,067,449.20
มีนาคม	1,164,330.40	1,167,285.00	1,204,289.10	1,200,392.60
เมษายน	1,197,779.40	1,177,799.80	1,183,156.70	1,161,855.00
พฤษภาคม	1,192,059.40	1,187,755.80	1,072,877.70	1,070,605.90
มิถุนายน	1,011,624.40	1,003,777.30	1,119,435.00	1,097,309.50
กรกฎาคม	1,090,542.00	1,063,578.90	1,018,309.00	995,547.20

ตารางที่ 15 (ต่อ)

ปี	2558		2559	
	จัดเรียงแผง	ไม่จัดเรียงแผง	จัดเรียงแผง	ไม่จัดเรียงแผง
สิงหาคม	1,103,978.50	1,093,209.00	1,108,606.00	1,089,383.90
กันยายน	1,047,377.70	1,036,006.80	1,119,691.10	1,121,886.00
ตุลาคม	1,031,927.10	1,007,704.00	1,114,376.70	1,104,312.00
พฤศจิกายน	1,066,448.80	1,053,130.60	992,043.00	971,947.30
ธันวาคม	1,035,527.30	1,016,868.30	1,050,735.90	1,034,268.20
การผลิตไฟฟ้า/ปี (หน่วย)	13,192,295.50	12,994,125.40	13,067,976.70	12,933,284.60
รายได้จากการ ขายไฟฟ้า/ปี	74,668,392.53	73,546,749.76	73,964,748.12	73,202,390.84

ในปี 2558 และ 2559 การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแบบจัดเรียงแผง เท่ากับ 13,192,295.50 และ 13,067,976.70 หน่วย/ปี และ แบบไม่จัดเรียงแผง เท่ากับ 12,994,125.40 และ 12,933,284.60 หน่วย/ปี ตามลำดับ คิดเป็นการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 1.28%

4.3 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์

4.3.1 ค่าใช้จ่ายในงานสร้างโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์

ค่าใช้จ่ายในงานสร้างโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์สองแห่งที่มีการจัดเรียงและไม่จัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 16

ตารางที่ 16 ค่าใช้จ่ายในงานสร้างโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์

ชนิดของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์	จัดเรียงแผง	ไม่จัดเรียงแผง
ค่าใช้จ่ายในงานถมดิน	33,408,000.00	38,304,000.00
ค่าใช้จ่ายในงานรั้ว	4,567,500.00	4,677,500.00
ค่าใช้จ่ายในงานขยายเขตไฟฟ้า 115 kV	8,700,000.00	8,700,000.00
ค่าใช้จ่ายในงานระบบสื่อสาร	160,000.00	160,000.00
ค่าใช้จ่ายในงานสร้างโรงไฟฟ้า	407,000,000.00	407,000,000.00
รวมค่าใช้จ่ายในงานสร้างโรงไฟฟ้า	453,835,500.00	458,841,500.00

4.3.2 ค่าใช้จ่ายรายปีของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์

ค่าใช้จ่ายรายปีของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์สองแห่งที่มีการจัดเรียงและไม่จัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงในตารางที่ 17

ตารางที่ 17 ค่าใช้จ่ายรายปีของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์

ชนิดของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์	จัดเรียงแผง	ไม่จัดเรียงแผง
ค่าใช้จ่ายในงานดูแลรักษาโรงไฟฟ้า (O&M) สัญญาทุก 2 ปี และเพิ่มขึ้นในอัตรา 3%	3,600,000.00	3,600,000.00
ค่าใช้จ่ายในการเช่าที่ดินต่อปี	4,640,000.00	5,320,000.00
ส่วนที่ใช้คืนธนาคารต่อปี (กู้ 100% ดอกเบี้ย 3%)	53,203,365.58	53,790,221.50
รวมค่าใช้จ่ายต่อปี	61,443,365.58	62,710,221.50

4.4 การวิเคราะห์โครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กรณีหลัก

ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิและอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบซึ่งมีระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี ประกอบด้วย ส่วนของค่าใช้จ่ายหรือต้นทุน และผลตอบแทนจากโครงการ

4.4.1 ค่าใช้จ่ายโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ค่าใช้จ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าแบบเรียงแผง (ตารางที่ 18) และโครงการโรงไฟฟ้าแบบไม่เรียงแผง (ตารางที่ 19) ประกอบด้วย ค่าก่อสร้างหรือเงินลงทุนเริ่มแรกซึ่งมาจากการกู้ธนาคารทั้งหมด โดยค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบบเรียงแผง เท่ากับ 453,835,000 บาท ส่วนแบบไม่เรียงแผง เท่ากับ 458,841,500 บาท ค่าดูแลรักษาของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ เท่ากับ 3,600,000 บาทต่อปี และจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ในทุก ๆ สองปี ค่าใช้จ่ายในการเช่าที่ดินของโรงไฟฟ้าแบบเรียงแผง เท่ากับ 4,640,000 บาทต่อปี และแบบไม่เรียงแผง เท่ากับ 5,320,000 บาทต่อปี และค่าใช้จ่ายคืนเงินกู้ธนาคาร (อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 3 ต่อปี) เป็นระยะเวลา 10 ปี ของโรงไฟฟ้าแบบเรียงแผง เท่ากับ 53,203,366 บาทต่อปี และแบบไม่เรียงแผง เท่ากับ 53,790,221 บาทต่อปี

4.4.2 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ผลประโยชน์ที่ได้รับ คือรายได้จากการขายไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าแบบเรียงแผงจะผลิตไฟฟ้าได้เริ่มต้นที่ 13,192,296 หน่วยต่อปี และแบบไม่เรียงแผงผลิตไฟฟ้าได้เริ่มต้นที่ 12,994,125 หน่วยต่อปี และกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบจะเริ่มลดลงร้อยละ 1.5 ต่อปีในปีที่ 3 เป็นต้นไป ซึ่งโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบขายไฟฟ้าในราคา 5.66 บาทต่อหน่วย ทำให้โรงงานไฟฟ้าทั้งสองมีรายได้เริ่มต้น เท่ากับ 74,668,392 บาทต่อปี และ 73,546,749 บาทต่อปี ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 18 และ 19

ผลการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิกรณีหลัก ใช้อัตราคิดลดร้อยละ 3 เท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของธนาคาร โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเรียงแผงมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 60,537,138 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 1.13 และอัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับ ร้อยละ 3.86 ส่วนแบบไม่เรียงแผงมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 26,777,082 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 1.06 และอัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับ ร้อยละ 3.38 ซึ่งเมื่อพิจารณาจากผลการวิเคราะห์ดังกล่าว โรงไฟฟ้าทั้งสองแบบให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าต่อการลงทุนและโรงไฟฟ้าแบบเรียงแผงให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่ากว่า

ตารางที่ 18 ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเรียงแผง

ปีที่	ค่าใช้จ่าย				ผลประโยชน์ที่ได้รับ			
	ค่าก่อสร้าง	ค่าดูแลรักษา	ค่าเช่าที่ดิน	ใช้คืนเงินกู้ธนาคาร	รวม	พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ(หน่วย)	รายได้จากการขายไฟฟ้า(บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ
-	453,835,500	-	-	-	453,835,500	-	-	-453,835,500
1	3,600,000	3,600,000	4,640,000	53,203,366	61,443,366	13,192,296	74,668,393	13,225,027
2	3,600,000	3,600,000	4,640,000	53,203,366	61,443,366	13,067,977	73,964,748	12,521,383
3	3,708,000	3,708,000	4,640,000	53,203,366	61,551,366	12,871,957	72,855,277	11,303,911
4	3,708,000	3,708,000	4,640,000	53,203,366	61,551,366	12,678,878	71,762,448	10,211,082
5	3,819,240	3,819,240	4,640,000	53,203,366	61,662,606	12,488,695	70,686,011	9,023,405
6	3,819,240	3,819,240	4,640,000	53,203,366	61,662,606	12,301,364	69,625,721	7,963,115
7	3,933,817	3,933,817	4,640,000	53,203,366	61,777,183	12,116,844	68,581,335	6,804,152
8	3,933,817	3,933,817	4,640,000	53,203,366	61,777,183	11,935,091	67,552,615	5,775,432
9	4,051,832	4,051,832	4,640,000	53,203,366	61,895,197	11,756,065	66,539,326	4,644,129
10	4,051,832	4,051,832	4,640,000	53,203,366	61,895,197	11,579,724	65,541,236	3,646,039
11	4,173,387	4,173,387	4,640,000	-	8,813,387	11,406,028	64,558,117	55,744,731
12	4,173,387	4,173,387	4,640,000	-	8,813,387	11,234,937	63,589,746	54,776,359

ตารางที่ 18 (ต่อ)

ปีที่	ค่าใช้จ่าย			ใช้คืนเงินกู้		ผลประโยชน์ที่ได้รับ		
	ค่าก่อสร้าง	ค่าดูแลรักษา	ค่าเช่าที่ดิน	ธนาคาร	รวม	พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ(หน่วย)	รายได้จากการขายไฟฟ้า(บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ
13	4,298,588	4,640,000	4,640,000	-	8,938,588	11,066,413	62,635,899	53,697,311
14	4,298,588	4,640,000	4,640,000	-	8,938,588	10,900,417	61,696,361	52,757,773
15	4,427,546	4,640,000	4,640,000	-	9,067,546	10,736,911	60,770,916	51,703,370
16	4,427,546	4,640,000	4,640,000	-	9,067,546	10,575,857	59,859,352	50,791,806
17	4,560,372	4,640,000	4,640,000	-	9,200,372	10,417,219	58,961,462	49,761,089
18	4,560,372	4,640,000	4,640,000	-	9,200,372	10,260,961	58,077,040	48,876,667
19	4,697,183	4,640,000	4,640,000	-	9,337,183	10,107,047	57,205,884	47,868,701
20	4,697,183	4,640,000	4,640,000	-	9,337,183	9,955,441	56,347,796	47,010,612
21	4,838,099	4,640,000	4,640,000	-	9,478,099	9,806,109	55,502,579	46,024,480
22	4,838,099	4,640,000	4,640,000	-	9,478,099	9,659,018	54,670,040	45,191,941
23	4,983,242	4,640,000	4,640,000	-	9,623,242	9,514,132	53,849,990	44,226,748
24	4,983,242	4,640,000	4,640,000	-	9,623,242	9,371,420	53,042,240	43,418,998

ตารางที่ 18 (ต่อ)

ปีที่	ค่าใช้จ่าย			ผลประโยชน์ที่ได้รับ				
	ค่าก่อสร้าง	ค่าดูแลรักษา	ค่าเช่าที่ดิน	ใช้คืนเงินกู้ธนาคาร	รวม	พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ(หน่วย)	รายได้จากการขายไฟฟ้า(บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ
25	5,132,739		4,640,000	-	9,772,739	9,230,849	52,246,606	42,473,867
รวม	453,835,500	107,315,352	116,000,000	532,033,656	1,209,184,508	278,231,649	1,574,791,135	365,606,627
							มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV)	60,537,138
							อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน(B/C-ratio)	1.13
							อัตราผลตอบแทนภายใน(IRR)	3.86%

ตารางที่ 19 ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่เรียงแผง

ปีที่	ค่าใช้จ่าย				รวม	ผลประโยชน์ที่ได้รับ		
	ค่าก่อสร้าง	ค่าดูแลรักษา	ค่าเช่าที่ดิน	ใช้คืนเงินกู้ธนาคาร		พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ(หน่วย)	รายได้จากการขายไฟฟ้า(บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ
0	458,841,500	-	-	-	458,841,500	-	-	-458,841,500
1		3,600,000	5,320,000	53,790,221	62,710,221	12,994,125	73,546,750	10,836,528
2		3,600,000	5,320,000	53,790,221	62,710,221	12,933,285	73,202,391	10,492,169
3		3,708,000	5,320,000	53,790,221	62,818,221	12,739,285	72,104,355	9,286,133
4		3,708,000	5,320,000	53,790,221	62,818,221	12,548,196	71,022,790	8,204,568
5		3,819,240	5,320,000	53,790,221	62,929,461	12,359,973	69,957,448	7,027,986
6		3,819,240	5,320,000	53,790,221	62,929,461	12,174,574	68,908,086	5,978,625
7		3,933,817	5,320,000	53,790,221	63,044,039	11,991,955	67,874,465	4,830,426
8		3,933,817	5,320,000	53,790,221	63,044,039	11,812,076	66,856,348	3,812,309
9		4,051,832	5,320,000	53,790,221	63,162,053	11,634,894	65,853,503	2,691,449
10		4,051,832	5,320,000	53,790,221	63,162,053	11,460,371	64,865,700	1,703,647
11		4,173,387	5,320,000	-	9,493,387	11,288,465	63,892,715	54,399,328
12		4,173,387	5,320,000	-	9,493,387	11,119,138	62,934,324	53,440,937

ตารางที่ 19 (ต่อ)

ปีที่	ค่าใช้จ่าย			ผลประโยชน์ที่ได้รับ				
	ค่าก่อสร้าง	ค่าดูแลรักษา	ค่าเช่าที่ดิน	ใช้คืนเงินกู้ธนาคาร	รวม	พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ(หน่วย) ขายไฟฟ้า(บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ	
13		4,298,588	5,320,000	-	9,618,588	10,952,351	61,990,309	52,371,721
14		4,298,588	5,320,000	-	9,618,588	10,788,066	61,060,454	51,441,866
15		4,427,546	5,320,000	-	9,747,546	10,626,245	60,144,548	50,397,002
16		4,427,546	5,320,000	-	9,747,546	10,466,851	59,242,379	49,494,833
17		4,560,372	5,320,000	-	9,880,372	10,309,849	58,353,744	48,473,371
18		4,560,372	5,320,000	-	9,880,372	10,155,201	57,478,437	47,598,065
19		4,697,183	5,320,000	-	10,017,183	10,002,873	56,616,261	46,599,077
20		4,697,183	5,320,000	-	10,017,183	9,852,830	55,767,017	45,749,834
21		4,838,099	5,320,000	-	10,158,099	9,705,037	54,930,512	44,772,413
22		4,838,099	5,320,000	-	10,158,099	9,559,462	54,106,554	43,948,455
23		4,983,242	5,320,000	-	10,303,242	9,416,070	53,294,956	42,991,714
24		4,983,242	5,320,000	-	10,303,242	9,274,829	52,495,531	42,192,289

ตารางที่ 19 (ต่อ)

ปีที่	ค่าใช้จ่าย				ผลประโยชน์ที่ได้รับ			
	ค่าก่อสร้าง	ค่าดูแลรักษา	ค่าเช่าที่ดิน	ใช้เงินกู้ธนาคาร	รวม	พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ(หน่วย)	รายได้จากการขายไฟฟ้า(บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ
25	5,132,739		5,320,000	-	10,452,739	9,135,706	51,708,098	41,255,359
รวม	458,841,500	107,315,352	133,000,000	537,902,215	1,237,059,067	275,301,709	1,558,207,674	321,148,607
						มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV)		26,777,082
						อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน(B/Cratio)		1.06
						อัตราผลตอบแทนภายใน(IRR)		3.38%



4.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงาน

แสงอาทิตย์

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวหรือความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการทั้งในด้านต้นทุนและผลตอบแทนเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาว่าหากมีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนหรือผลตอบแทน หรือทั้งต้นทุนและผลตอบแทน โครงการยังจะมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนอยู่หรือไม่ โดยพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในที่เปลี่ยนแปลงไป (Ardalan, 2000)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการสร้างโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบเป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านต้นทุน โดยสมมติการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนออกเป็น 3 กรณี คือ ต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลง ต้นทุนค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง และกรณีต้นทุนค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง โดยในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแต่ละกรณีจะสมมติให้มีการเปลี่ยนแปลงลดลงและเพิ่มขึ้น ร้อยละ 3 5 และ 7 ตามลำดับ

ตารางที่ 20 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการโรงไฟฟ้า

รายการวิเคราะห์	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)		อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio)		อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)	
	มีการจัดเรียงแผง	ไม่มีการจัดเรียงแผง	มีการจัดเรียงแผง	ไม่มีการจัดเรียงแผง	มีการจัดเรียงแผง	ไม่มีการจัดเรียงแผง
กรณีต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลง						
— ลดลง3%	87,767,267.62	54,307,571.90	1.20	1.12	4.28%	3.79%
— ลดลง5%	105,920,687.62	72,661,231.90	1.25	1.17	4.57%	4.07%
— ลดลง7%	124,074,107.62	91,014,891.90	1.29	1.21	4.88%	4.37%
— เพิ่มขึ้น3%	33,307,007.62	-753,408.10	1.07	1.00	3.46%	2.99%
— เพิ่มขึ้น5%	15,153,587.62	-19,107,068.10	1.03	0.96	3.21%	2.74%
— เพิ่มขึ้น7%	-2,999,832.38	-37,460,728.10	0.99	0.92	2.96%	2.50%
กรณีค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง						
— ลดลง3%	62,729,433.60	28,969,377.88	1.14	1.06	3.89%	3.41%
— ลดลง5%	64,190,964.26	30,430,908.54	1.14	1.07	3.91%	3.43%

ตารางที่ 20 (ต่อ)

รายการวิเคราะห์	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)		อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio)		อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)	
	มีการจัดเรียงแผง	ไม่มีการจัดเรียงแผง	มีการจัดเรียง	ไม่มีการจัดเรียง	มีการจัดเรียง	ไม่มีการจัดเรียง
			แผง	แผง	แผง	แผง
ความอ่อนไหว						
— ลดลง7%	65,652,494.91	31,892,439.19	1.14	1.07	3.93%	3.45%
— เพิ่มขึ้น3%	58,344,841.64	24,584,785.92	1.13	1.05	3.83%	3.35%
— เพิ่มขึ้น5%	56,883,310.98	23,123,255.26	1.13	1.05	3.81%	3.33%
— เพิ่มขึ้น7%	55,421,780.33	21,661,724.61	1.12	1.05	3.79%	3.31%
กรณีค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษาที่มีการเปลี่ยนแปลง						
— ลดลง3%	89,959,563.60	56,499,867.88	1.20	1.13	4.31%	3.82%
— ลดลง5%	109,574,514.26	76,315,058.54	1.25	1.18	4.62%	4.13%
— ลดลง7%	129,189,464.91	96,130,249.19	1.31	1.23	4.95%	4.44%
— เพิ่มขึ้น3%	31,114,711.64	-2,945,704.08	1.07	0.99	3.43%	2.96%
— เพิ่มขึ้น5%	11,499,760.98	-22,760,894.74	1.02	0.95	3.16%	2.69%
— เพิ่มขึ้น7%	-8,115,189.67	-42,576,085.39	0.98	0.91	2.89%	2.43%

4.5.1 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวกรณีต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลง

ผลการวิเคราะห์พบว่า หากพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน เมื่อต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลงลดลง โครงการสร้างโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบมีผลตอบแทนที่เพิ่มขึ้น และแบบเรียงแผงยังคงมีผลตอบแทนที่คุ้มค่ากว่าโรงไฟฟ้าแบบไม่เรียงแผง ส่วนในกรณีที่ต้นทุนค่าก่อสร้างเพิ่มขึ้น โรงไฟฟ้าแบบไม่เรียงแผงจะมีมูลค่าปัจจุบันที่น้อยกว่าศูนย์ แสดงว่าไม่มีความคุ้มค่าที่จะลงทุน ส่วนแบบเรียงแผงนั้น กรณีที่ต้นทุนค่าก่อสร้างเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 และ 5 นั้น ยังคงมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่มากกว่าศูนย์ แสดงว่ายังคุ้มค่าที่จะลงทุน แต่หากต้นทุนค่าก่อสร้างเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 จะทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิต่ำกว่า ศูนย์ แสดงว่าการลงทุนนั้นไม่คุ้มค่า ดังแสดงในตารางที่ 16

4.5.2 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวกรณีต้นทุนค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง

ผลการวิเคราะห์พบว่า ในกรณีที่ต้นทุนค่าดูแลรักษาลดลง โครงการไฟฟ้าทั้งสองแบบนี้ จะมีผลตอบแทนเพิ่มขึ้น และแบบเรียงแผงให้ผลตอบแทนที่สูงกว่า ส่วนกรณีที่ต้นทุนค่าดูแลรักษาเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ผลตอบแทนจากโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบลดลง แต่ยังคงมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนอยู่ โดยโรงไฟฟ้าแบบเรียงแผงยังคงมีผลตอบแทนที่คุ้มค่ามากกว่า ดังแสดงในตารางที่ 16

4.5.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวกรณีต้นทุนค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง

ผลการวิเคราะห์พบว่า หากต้นทุนค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษาลดลง โรงไฟฟ้าทั้งสองแบบจะมีผลตอบแทนที่สูงขึ้น โดยแบบเรียงแผงยังคงมีผลตอบแทนที่สูงกว่า และในกรณีที่ต้นทุนเพิ่มสูงขึ้น โรงไฟฟ้าแบบเรียงแผงยังคงมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนหากต้นทุนค่าก่อสร้างและดูแลรักษาเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 5 และจะไม่คุ้มค่าหากต้นทุนดังกล่าวเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 7 ส่วนในกรณีโรงไฟฟ้าแบบไม่เรียงแผงนั้น หากมีต้นทุนที่เพิ่มสูงขึ้นจะไม่มีมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนเนื่องจากมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ต่ำกว่า ศูนย์ (ตารางที่ 16)

4.6 สรุปการวิเคราะห์ความเหมาะสมของโครงการด้านเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์กรณีหลัก พิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน พบว่า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเรียงแผงจะมีความคุ้มค่าในการลงทุนกว่าโรงไฟฟ้าแบบไม่เรียงแผง ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนั้น ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นทำให้ผลตอบแทนจากโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบลดลง โดยหากพิจารณาด้านต้นทุนค่าก่อสร้างอย่างเดียวและพิจารณาด้านต้นทุนค่าก่อสร้างร่วมกับต้นทุนค่าดูแลรักษา โรงไฟฟ้าแบบเรียงแผงนั้นยังมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนอยู่หากต้นทุนค่าก่อสร้างเพิ่มขึ้น ร้อยละ 3 และร้อยละ 5 แต่จะไม่คุ้มค่าหากต้นทุนค่าก่อสร้างเพิ่มขึ้น ร้อยละ 7 ส่วนโครงการโรงไฟฟ้าแบบไม่เรียงแผงจะไม่มีมีความคุ้มค่าหากต้นทุนค่าก่อสร้างเพิ่มขึ้นตั้งแต่ ร้อยละ 3 และหากพิจารณาเฉพาะการเปลี่ยนแปลงด้านต้นทุนค่าดูแลรักษาอย่างเดียว ทั้งสองโครงการจะมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิลดลงแต่ยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนและแบบเรียงแผงนั้นยังคงมีความคุ้มค่ามากกว่า

บทที่ 5

สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการทดลอง

การออกแบบระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทุกที่ จะมีการสูญเสียในระบบการผลิตไฟฟ้าเกิดขึ้น ทั้งแบบที่สามารถควบคุมได้และไม่สามารถควบคุมได้ การจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ถือเป็นการลดการสูญเสียในระบบผลิตไฟฟ้ารูปแบบหนึ่ง ที่ผู้ออกแบบระบบสามารถควบคุมได้ การสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณ ใช้ข้อมูลจากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อใช้ในการทดสอบค่า ที่เงื่อนไขมาตรฐานเป็นจุดเริ่มการคำนวณ พบว่าเมื่อออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีการจัดเรียงแผง ทำให้ระบบมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากในการผลิตแผงผู้ผลิต จะผลิตแผงให้มีกำลังการผลิตมากกว่าที่ระบุ เมื่อแทนค่าในการคำนวณทำให้การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าใหม่ เป็น 1.298% แต่ยังไม่ยกว่าค่าที่กำหนดไว้ คือ 1.300% เมื่อทำการจัดเรียงแรงดันไฟฟ้ารวม กระแสไฟฟ้าเฉลี่ย และกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย จากข้อมูลการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จัดเรียงตามค่ามากที่สุดไปหาน้อย แทนค่าลงในคำนวณ พบว่าการจัดเรียงแรงดันไฟฟ้ารวมทำให้การสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าเป็น 1.297% ซึ่งเป็นค่าเดียวที่ต่ำกว่าค่าสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าใหม่ 0.001% ส่วนการจัดเรียงแผงด้วยวิธีเรียงกระแสไฟฟ้าเฉลี่ย และกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย มีความสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าใหม่เป็น 1.300% มากกว่าค่าสูญเสียจากความต้านทานของสายไฟฟ้าใหม่ที่กำหนด 0.002% จึงได้เลือกใช้ค่าแรงดันไฟฟ้ารวมในการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากการใช้ค่าความต่างศักย์ไฟฟ้ารวมในการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าระบบการผลิตไฟฟ้าดีกว่าแบบไม่จัดเรียงแผง หากไม่จัดเรียงแผงเซลล์ ความต่างศักย์และกระแสของแผงทั้งโครงการอยู่ระหว่าง 2.22 โวลต์ และ 0.66 แอมป์ ส่งผลให้สตริงแต่ละวงต่างกันมาก ทำให้เกิดการสูญเสียในระบบผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1.28 เปอร์เซ็นต์

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ พิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่อัตราคิดลด 3% พบว่า ทั้งสองแบบมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่เป็นบวก แสดงว่ามีความคุ้มค่าที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio) กับอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) พบว่า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีการการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่าแบบไม่จัดเรียงเล็กน้อย โดยมีอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.13 และ 1.06 อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 3.86% และ 3.38% ตามลำดับ ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนั้น

ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นทำให้ผลตอบแทนจากโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบลดลงแต่ยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนอยู่ และทั้งกรณีต้นทุนเพิ่มและลด การลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าแบบมีการจัดเรียงแผงยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่าแบบไม่จัดเรียงแผง

5.2 ข้อเสนอแนะ

งานวิจัยนี้นำเสนอผลการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังการผลิตเท่ากัน แต่มีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์และไม่จัดเรียง ซึ่งผลการผลิตไฟฟ้าในแบบมีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่า และเมื่อนำผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์มาเปรียบเทียบ ปรากฏว่าแบบมีการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ผลประโยชน์สุทธิที่ดีกว่า แสดงว่าในการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็ก เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่มีข้อจำกัด เรื่องทิศทางและองศา ควรจะต้องคำนึงถึงการพิจารณาจัดเรียงแผง และการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ร่วมด้วย

ภาพพลังงาน

ของชุมชน



บรรณานุกรม

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2558). **แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579**. [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=42195 เข้าดูเมื่อวันที่ 12 เมษายน 2561.
- กองถ่ายทอดและเผยแพร่เทคโนโลยี กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2562). **การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ การถ่ายทอด และเผยแพร่การใช้พลังงานแสงอาทิตย์**. [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา <http://webkc.dede.go.th/testmax/node/4535> เข้าดูเมื่อวันที่ 6 เมษายน 2563.
- ดาร์ตัน บุญมะ. (2549). **การวิเคราะห์การลงทุนในการพัฒนาและการจัดการทรัพยากรมนุษย์ในองค์กร กรณีศึกษา : องค์กร Clinical Research Organization**. วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต วิทยาลัยนวัตกรรมอุดมศึกษา มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.
- อนุรักษ์ ทองสุโขวงศ์. (ม.ป.ป.). **การตัดสินใจเพื่อการลงทุน**. [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา http://home.kku.ac.th/anuton/3526301/Doc_04.pdf (16 กุมภาพันธ์ 2562).
- Abol Ardalan. (2000). **Economic and Financial Analysis for Engineering and Project Management**. Boca Raton: CRC Press.
- Barna S. and Fangnan W. 2008. **A MAXIMUM POWER POINT TRACKER CONTROL OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM**. IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conferenc, Canada.
- Charles E. Chamberlin ,Peter L., James Z And Ghan P. 1995. Effects of Mismatch Losses In Photovoltaic Arrays. **Solar Energy**, 54, 3, 165-171.
- Daniel G.L., Simone P., Gabriele Z., Alberto D. R and Paolo T. 2014. Mismatch losses in PV power plants. **Solar Energy**, 100, 42-49.
- David A. H. 1966. Adaptive Power Conditioning for Solar Cell Arrays. **Supplement To IEEE Transactions On Aerospace And Electronic Systems**, 6, 2, 43-47.
- Dzung N.Y and Brad L. 2008. An Adaptive Solar Photovoltaic Array Using Model-Based Reconfiguration Algorithm. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 7, 55, 2644-2654.
- Jantharamin N. 2012. Maximum-Power-Point Approximation for Photovoltaic Arrays. **NUEJ**, 7, 6.

- Kaushika N.D. and Anil K. R. 2007. An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks. **Energy**, 32, 755–759.
- Kyaw K. H., Wint W. K., Than Z. H. and Zeya O. 2016. **Comparison of Experimental and Theoretical Output Power of Grid Connected Photovoltaic System in Super Mega Factory**. 13th International Conference.
- Massi P. A., Tessorolo A., Barbini N., Mellit A., and Lughì V. 2015. The effect of manufacturing mismatch on energy production for large-scale photovoltaic plants. **Solar Energy**, 117, 282–289.
- Neha A. and Alok A. 2014. Mismatch Losses in Solar Photovoltaic Array and Reduction Techniques. **MIT International Journal of Electrical and Instrumentation Engineering**, 1, 4, 16–19.
- PVsyst SA. 2019. **PVsyst 6 Help**. [Online]. Available: https://www.pvsyst.com/help/index.html?iam_loss.htm. (6 April 2020).
- Roy C. P., Naick B. K. and Shankar G. 2013. Modified Three-Point Weight Comparison Method for Adaptive Mppt of Photovoltaic Systems. **Department of Electrical Engineering, India**, 146-156.
- Sebastian S., Jan H, M., Dominik P., Ralf W. and Stefan H. 2012. Maximum Power Point Tracker for Small Number of Solar Cells Connected in Series. **RWTH Aachen University**, Aachen, Germany, 5732-5737.
- Thomas S. W. and Markus B. S. 2014. Mismatch loss in photovoltaic systems. **Solar Energy**, 105, 505–511.
- Webber J. and Riley E. 2013. Mismatch Loss Reduction in Photovoltaic Arrays as a Result of Sorting Photovoltaic Modules by Max-Power Parameters. **ISRN Renewable Energy**, 2013, 9.
- Yusufoglu, U. A., Min, B., Pletzer, T. M., van Mülken, J. I. and Kurz, H. 2012. Simulation and Analysis of PV Module Performance by Innovative Sorting Methods. **Energy Procedia**, 27, 685-690.



ภาคผนวก

การเผยแพร่ผลงานทางวิชาการ

Comparison of 1 MW Solar Power Plants with "Arranging Solar Panels "and "Without Arranging Solar Panels" in SEGA 06 The 6th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture, Bangkok, August 30-31, 2017



SEGA 06
The 6th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture
Smart Buildings and Eco Innovation
Bangkok, August 30-31, 2017

GB-07
COMPARISON OF 1 MW SOLAR POWER PLANTS WITH "ARRANGING SOLAR PANELS "AND "WITHOUT ARRANGING SOLAR PANELS "

Sakchaiwattana Sutont^{1*}, Somthawin Khunkhet², Kamon Jirasereeamornkul³,
Wanchak Lenwari³, Sermsuk Buochareon¹ and Yingrak Auttawaitkul¹

¹ School of Renewable Energy, Maejo University, Chiang Mai, 50290, Thailand

² Faculty of Science, Ubon Ratchathani Rajabhat University, Ubon Ratchathani, 34000, Thailand

³ Faculty of Engineering, King Mongkut's University of Technology
Thonburi, Bangkok, 10140, Thailand

* Corresponding Author E-mail: sakchaiwattanas@pesco.co.th

ABSTRACT

The latest targets for solar PV in Thailand are outlined in the Alternative Energy Development Plan, 2015-2036 (AEDP, 2015). There is a policy on the promotion of electricity generating from the renewable energy in which the solar energy is a policy as set to be in 2036. Presently, the installation of the solar cell system on the ground accounts for 2,735 MW and the rest (3,247 MW) will be installed later. There are 2 concerned factors for effective electrical energy generating: uncontrol factor – heat, light intensity, wind speed, and control factor – design and material choosing solar panels, inverter, transformer, wire, etc. This study aims to Comparison of 1 MW Solar Power Plants with "Arranging Solar Panels "and "Without Arranging Solar Panels " Nakhon Pathom province, Thailand by using the maximum power point data (Pmp) of solar panels from the manufacturer. Arranging arrays from large values to small ones. The energy produced in April, May and June 2016. This power plant with arranging solar panels present increased efficiency in electricity 0.13, 0.05 and 0.08 MWh respectively.

Keywords: Solar panel, arranging, power plant, module mismatch.

1. INTRODUCTION

The framework of Thai power development in the period of 20 years in accordance with the Power Development Plan: PDP (2015-1036) has estimated future electrical power using. It is expected that the demand for electricity using in 2036 will be at 57,467 MW from 37,617 MW at presenter an average growth rate is 3 percent each year [1] The power conservation plan aims to save and increase the efficiency in power using. The Renewable and Alternative Energy Development Plan (AEDP, 2015) has set a goal to disperse fuel sources using which is friendly to the environment more than before. That is, it is the renewable energy at 20%. The status and goals of electricity generating from renewable energy of each fuel type is shown in Figure 1.

According to Figure 1, it can be seen that the renewable energy from solar energy has the most proportion (31%) comparing to all of the renewable energy. This is followed by biomass energy which accounts for 28 percent and big hydro power and wind energy (15% each). This is because Thailand is a country having potential in solar energy which the total radial value of sun throughout the year and the country is 18.0 MJ/m² per day. This is considered to be rather high suitable for effective electricity generating.



Figure 1. Status and goals of electricity generating from renewable energy

The reduction of loss in the system of electricity generating from solar energy is a thing which the

designer must realize and try to design the system to have least loss of the energy. However, loss of the



The 6th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture

SEGA 06 Smart Buildings and Eco Innovation

Bangkok, August 30-31, 2017

energy can be either controlled or uncontrolled. The former is the selection of main equipment having high efficiency and little loss i.e. solar cell panel, inverter, and transformer. The latter is loss of energy due to dirtiness in arrays (Array soiling loss), thermal loss, wiring ohmic loss, module quality loss, and module mismatch loss: MML.

The following are previous studies:

U. A. Yusufoglu et al. (2012) [2] studied potential changes in operating parameters such as J_{SC} and R_{ser} are integrated in the sorting step. It is a fact that at low light intensities the impact of R_{shunt} on module performance is more critical compared to standard test conditions (STC) where the actual measurements are carried out. At low light intensities conventional sorting approach can be extended with a combination of R_{shunt} and other electrical parameters to achieve higher module efficiencies up to 0.1 % absolute.

N.D. Kaushika and Anil K. Rai (2007) [3] presented the sensitivity of solar cell parameters in the variation of available power from the array is investigated. The parameters characteristic of aging and fresh cells used in prototype field systems have been used for computation of reduction in the available power. It is found that in series string the fractional power loss would increase from 2% to 12% with aging of solar cells.

Daniel Go 'mez Lorente et al. (2014) [4] presented the two different PV arrays have been simulated in order to quantify the electrical mismatch loss in each one of

them. The simulations have been performed both in the standard condition (STC) and in the dynamic conditions which implement the meteorological data from the two different locations. The electrical mismatch loss in the modules is very small compared to the ohmic loss in the cables (from 0.5% to 1.5%) and in the inverters (from 5% to 10%).

This study used a number of solar cell panels, 1 MW. Data on the solar cell panels at Standard Test Condition: STC (Airmass 1.5, irradiance 1,000 W/m² and cell temperature 25° Celsius) was used for the computation for finding size of the electrical wire giving energy percentage which losses in the set criterion. Flash Test data from the solar cell panel producer were used for value sequencing and preparing a highest average energy (P_{mp}), a highest average voltage (V_{mp}) and a lowest average current (I_{mp}) of each array, from high to low value. Then, it was substituted in the computation of loss in the electrical wire, from low to high value of each array to compensate loss in the electrical wire. Comparing which value (P_{mp} , V_{mp} , and I_{mp}) caused solar energy electricity plants with the size of 1 MW during there was the preparation of solar cell panels and not preparation. Data on electrical energy generating in April, May, and June, 2016 were used.

II. RELATED THEORIES

This study employed layout of the solar electricity plant as shown in Figure 2.

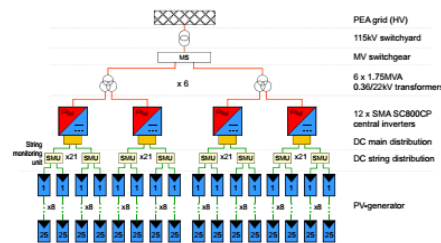


Figure 2. Monolithic pattern of the solar electricity plant

Figure 2. shows electricity generating from solar cell panels. That is, the solar panels were connected to one another in the series form. In this Figure, 25 solar cell panels called "String" was used and many strings comprised "Array". The array was parallel to the central inverter to transform the direct current to be the alternative current. Then, it transmitted through the transformer to transform voltage to be 22 kV; and from 22 kV to be 115 kV which connected to the Provincial Electricity Authority.

ELECTRICAL ENERGY AND VOLTAGE

Regarding the series form of connection of the 25 solar cell panels, the computation of electrical energy and voltage is shown in equation 1 and 2

$$P_{out} = I_{out} \times V_{out} \quad (1)$$

$$V_{out} = \text{SUMMARY}(V) \quad (2)$$



SEGA 06

LOSS DUE TO RESISTANCE OF THE ELECTRICAL WIRE

The connection of the solar cell panels in the series form to be called as “String” and many string together is called “Array” going to the inverter by using the electrical wire. This electrical wire has electrical resistance value (R) which there is variance in accordance with the distance and power loss. The determined value must not be more than 1.3 percent of the installed electrical power. The computation is based on the third equation:

$$P_{Loss} = I^2R \quad (3)$$

COMPARISON OF EFFICIENCY OF THE TWO SOLAR ENERGY ELECTRICITY PLANTS

Each of the plants is 1 MW in size. Data taken into consideration were of April, May, and June, 2016. The comparison was based on the energy unit which was generated and performance ratio (PR) which could be computed from the fourth equation:

$$PR = \frac{\text{Annual Net AC electrical energy at array (kWh)}}{\text{Annual insolation in plane of array (kWh/sqmm) x Installed Capacity (kW)}} \quad (4)$$

III. EXPERIMENTAL METHOD

ELECTRICAL WIRE DESIGNING

his study used data from the producer of solar cell panels (REC, 260PE) and it is shown in Figure 3.

Figure 3. Electrical Data at STC-REC260PE

ELECTRICAL DATA @ STC	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	REC265PE
Nominal Power - P _{nom} (Wp)	240	245	250	255	260	265
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V _{nom} (V)	29.7	30.1	30.2	30.5	30.7	30.9
Nominal Power Current - I _{nom} (A)	8.17	8.23	8.30	8.42	8.50	8.58
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	36.8	37.1	37.4	37.6	37.8	38.1
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	8.75	8.80	8.86	8.95	9.01	9.08
Panel Efficiency (%)	14.5	14.8	15.2	15.5	15.8	16.1

Analysis data demonstrates that 99.7% of modules produced have current and voltage tolerance of ±3% from nominal values. Values at standard test conditions STC (airmass 1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C). At low irradiance of 200 W/m² (AM1.5) and cell temperature 25°C at least 95.5% of the STC module efficiency will be achieved.

Table 1. Group Unit Id L1111930 ZKDP Flash Test Data

No	Serial Number	I _{mp} (A)	V _{mp} (V)	P _{mp} (W)
1	2004183886	8.558490	30.49118	260.9585
2	2004183887	8.571006	30.50823	261.4862
3	2004183891	8.555356	30.51873	261.0986
□	□	□	□	□
25	2004184344	8.576200	30.42382	260.9208

According to Table 1. A total V_{mp} = 762.68587 Volt, an average I_{mp} = 8.55745276 Amp, and average P_{mp} = 261.065768 Watt. These data were prepared to be 154

Figure 3. indicates that the solar cell panels having P_{mp} at 260 Watts, V_{mp} = 30.7 Volts, and I_{mp} = 8.5 Ampere. The error value is ±3%

Step 1. Data from the producer of solar cell panels (REC, 260PE) were used for STC testing as the starting point of the computation as shown in Figure 3.

Step 2. Measuring distance of each point and determining the installation part (above or under the ground).

Step 3. Computation and selection of an appropriate electrical wire in each part to make electrical power loss was not being more than 1.3%.

Step 4. Arraying electrical power loss in accordance with the array having loss-from high to low.

Comparing the substitution of V_{mp}, I_{mp}, and P_{mp} from Flash Test data to replace the value from the computation based on STC to know how loss of electrical power change.

ARRAYING THE SOLAR CELL PANELS

A total number of solar cell panels used in this study was 3,850. Each package had 25 panels which to fit well with the string. V_{mp} data were put together in each package to obtain a total V_{mp} of a particular string. Then, I_{mp} data were put together and divided by 25 and an average value of I_{mp} of the string would be obtained. Likewise, P_{mp} data were put together and divided by 25 then an average value of P_{mp} of the string would be obtained. Sample Flash Test data specimen of 25 solar cell panels is shown in Table 1.

data series. Total V_{mp}, an average I_{mp}, and an average P_{mp} were rearranged from the highest to the lowest.

DATA COMPARISON



The 6th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture

SEGA 06 Smart Buildings and Eco Innovation

Bangkok, August 30-31, 2017

Data from the arranging of loss of electrical power both obtained from the computation at STC and arranging of the solar cell panels based on data of the producer were taken.

- Substituted the total V_{mp} which was highest with P_{loss} which was highest to compensate loss of electrical voltage.
- Substituted an average lowest I_{mp} with P_{loss} which was highest to reduce electrical current value from the third equation 3.
- Substituted an average highest P_{mp} with P_{loss} which was highest to compensate loss of electrical power.
- Comparing energy unit which was generated and performance ratio (PR) of the two solar energy electricity plants.

IV. RESULTS OF THE EXPERIMENT

According to the design, it was found that the value of loss from resistance of the electrical wire based on data of the solar cell panels at STC was 12,865 Watt. Compared with the 1,001,000 Watts solar cell panels installed, loss from resistance of the electrical wire was 1.285%, not more than 1.3 as fixed. Results of the comparison of values obtained from STC and that of Flash Test data are shown in Table 2.

When an average value of V_{mp} , I_{mp} , and P_{mp} from Flash Test data were replaced from the computation, it was found that the loss value from resistance of the new electrical wire was 13,070 Watts or 1.298% which was more than the value obtained from the computation at STC for 1.014%

Arranging solar cell panel values, from the highest to the lowest

According to V_{mp} result, it was found that loss from the resistance of the new electrical wire was 13,053 Watts or 1.297% (0.879%).

According to I_{mp} result, it was found that loss from the resistance of the new electrical wire was 13,090 Watts or 1.300% (1.169%).

According to P_{mp} result, it was found that loss from the resistance of the new electrical wire was 13,084 Watts or 1.300% (1.120%).

Regarding the comparison of efficiency of the two solar energy electricity plants with the size of 1 MW, data taken into consideration were of April, May, and June, 2016. It was compared with performance ratio (PR) and generated power unit (Table 3.)

Table 2. A comparison of an average value obtained from STC, the producer, and that of Flash Test data

	V_{mp} (average) (V)	I_{mp} (average) (A)	P_{mp} (average) (W)
Data from STC	30.7	8.5	260
Flash Test Data	30.522	8.568	261.494
Different (%)	-0.58%	0.80%	0.57%

Table 3. Results of the comparison of performance ratio (PR) and generated power unit

Solar Power Plant	Performance Ratio: (PR) (%)			Energy Produced (MWh)		
	April	May	June	April	May	June
Arranging Solar Panel	82.48%	82.79%	87.24%	5.10	4.90	4.30
Without Arranging Solar Panel	79.46%	80.87%	83.99%	4.97	4.85	4.23
Different	3.02%	1.93%	3.25%	0.13	0.05	0.08

According to the comparison in Table 3, there was an increase in the efficiency in electricity generating of the solar energy electricity plant and arranging of solar cell panels in April, May, and June, 2016 for 0.13, 0.05, and 0.08 MWh, respectively.

V. CONCLUSIONS

According to the solar cell panels had electrical values and these values were arranged by using V_{mp} , I_{mp} , and P_{mp} values from Flash Test data to replace in the computation of electrical power loss at STC, it was found that the arranging by V_{mp} gave least loss of electrical power compared with the computation of electrical power loss at STC. Results of the comparison of the two solar energy electricity plants



The 6th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture

SEGA 06 Smart Buildings and Eco Innovation

Bangkok, August 30-31, 2017

in which data of April, May, and June, 2016 were used based on performance ratio (PR) and generated power unit showed that the plants having arranging of solar cell panels had more performance ratio and generated power unit than that of having no arranging of the solar cell panels.

VI. ACKNOWLEDGEMENT

This study was successfully completed due to financial support of the School of Renewable Energy, Maejo University. The researchers would like to thank the 7th Academic Services Center (Chiang Mai) which provided a place to conduct this study and academic consortium and Process Engineering Services Co., Ltd. That supports data for this research.

VII. REFERENCES

- [1] Department of Renewable Energy Conservation. (2015). Renewable Energy and Alternative Energy Plan (2015-2036). [Online]. Available: http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=42195
- [2] Yusufoglu U. A., Min B., Pletzer T. M., van Mólken J. I. and Kurz H. (2012) Simulation and analysis of PV module performance by innovative sorting methods. *Energy Procedia*, 27, 685 – 690.
- [3] Kaushika N.D. and Anil K. R. (2007) An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks. *Energy*, 32, 755–759.
- [4] Daniel G.L., Simone P., Gabriele Z., Alberto D. R and Paolo T. (2014) Mismatch losses in PV power plants. *Solar Energy*, 100, 42–49.

“เปรียบเทียบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 MW” ใน การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 14, 13 – 15 มิถุนายน 2561 ณ โนวเทล ระยอง

เปรียบเทียบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 8 MW
A Comparison of Deterioration Rate of Solar Cell Panels Effecting Electricity Generating of a 8 MW Solar Energy Plant

ศักดิ์ชายวัฒนา สุหนต์¹, สมถวิล ชันเขตต์², กมล จิรเสรีอมรกุล³, วันจักรี เสนาวารี¹, เสริมสุข บัวเจริญ¹ และ ยิงรักษ์ อรรถเวทกุล¹

¹วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้

² สาขาวิชาคณิตศาสตร์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุบลราชธานี

³ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

*ผู้ติดต่อ: sakchaiwattanas@pesco.co.th, เบอร์โทรศัพท์, 053333194 เบอร์โทรสาร, 053333194

บทคัดย่อ

SEC-03-123

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังการผลิต 8 MW มีความจำเป็นต้องใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนไม่น้อยกว่า 26,000 แผง ในการรับพลังงานจากแสงอาทิตย์ ทั้งนี้จำนวนแผงขึ้นกับอัตราการเสื่อมสภาพของแผงแต่ละแผง การใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนมากที่ต่อรวมกันในระบบ ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าของแผงด้วย ส่งผลต่อประสิทธิภาพรวมทั้งระบบการผลิตไฟฟ้า บทความนี้ นำเสนอการเปรียบเทียบระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังการผลิต 8 MW จำนวน 2 โรงไฟฟ้า ใช้แผงที่มีอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 3% และ 2.5% ในปีแรก และ 0.7% เท่ากันในปีต่อไป ปรากฏว่า ณ วันที่ทดสอบ ค่าคำนวณเกณฑ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแผงโรงไฟฟ้าที่ 1 อยู่ที่ 250.73 W และโรงไฟฟ้าที่ 2 อยู่ที่ 300.66 W ผลการทดสอบค่าเฉลี่ยกำลังการผลิตไฟฟ้าของแผงจากโรงไฟฟ้าที่ 1 และ 2 คือ 250.95 W และ 301.30 W ตามลำดับ ซึ่งผ่านเกณฑ์ที่ตั้ง และมีการผลิตสูงกว่าเกณฑ์ของแต่ละโรงไฟฟ้าคิดเป็น 0.09% และ 0.21% (โรงที่ 1 ต่ำกว่าโรงที่ 2) แต่ช่วงต่างของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแผงอยู่ที่ 4.20 W และ 11.30 W ผลค่าประสิทธิภาพของระบบ PR เท่ากับ 82.61% และ 80.39% ซึ่งสวนทางกับผลของอัตราการการผลิตที่สูงกว่าเกณฑ์ในแต่ละโรงไฟฟ้า แสดงว่าช่วงต่างของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแผงมีผลต่อประสิทธิภาพของระบบโรงไฟฟ้า

คำหลัก: โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, แผงเซลล์แสงอาทิตย์, อัตราการเสื่อมสภาพ, ค่าประสิทธิภาพของระบบ

Abstract

An 8 MW solar energy plant needs to use not less than 26,000 panels for catching energy from sunlight. The number of panels depends on the degradation rate of each panel. Using many panels in a system of electricity generating power size has an effect on the efficiency in the electricity generating system. This study presents a comparison between two 8 MW solar energy plants. The solar cell panels have degradation rate at 3 and 2.5% in the first year and 0.7% for both in the next year. On the examining day, it is found that the value of electricity generating power computation of plant 1 is equivalent to 250.73 W, and that of plant 2 is 300.66 W. Results of the examining of an average mean score of electricity generating power of plant 1 and 2 are 250.95 W, and 301.30 W, respectively (Both pass the criterion, higher than the criterion of each plant for 0.09 and 0.21%, respectively). However, the range of electricity generating power of the panels are 4.20 W and 11.30 W while the efficiency value of PR system are 82.61 and 80.39% which is not in the same direction of the electricity generating rate which is higher than the criterion of each plant. This implies that the pathway of electricity generating power of the panels has an effect on an efficiency of the plant system.

Keywords: solar cell plant, solar cell panel, deterioration rate, efficiency value of the system

1. บทนำ

การเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องของพลังงานทดแทนภายในประเทศไทยเป็นผลมาจากนโยบายการพัฒนาพลังงานทดแทนที่มีเป้าหมายให้มีการเพิ่มขึ้นในทุกภาคส่วนของสังคม ส่งผลให้ภาคเอกชนหันมาลงทุนในธุรกิจด้านพลังงานทดแทนมากขึ้น ทั้งจากการสนับสนุนของรัฐบาลและผลตอบแทนที่คุ้มค่า อีกทั้งเป็นการลดการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศด้วย เนื่องจากพลังงานทดแทนของประเทศไทย เน้นพลังงานทดแทนที่สามารถผลิตได้จากศักยภาพภายในประเทศเป็นหลัก เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำขนาดเล็ก/ขนาดใหญ่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น

ในปัจจุบันในประเทศไทยมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำการซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ไปแล้วจำนวน 2,784.70 MW [1] แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ติดตั้งในโรงไฟฟ้ามาจากหลากหลาย

ผู้ผลิต ปกติจะมีการรับประกันแผง 25 ปี โดยอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะเป็นไปตามเงื่อนไขของผู้ผลิต ภายในระยะเวลาการรับประกัน 25 ปี อัตราการเสื่อมสภาพที่กำหนดไว้ อยู่ระหว่าง 2.5% ถึง 3% ภายในปีแรก ลดลงในปีถัดไปแบบอัตราเชิงเส้น และลดลงมากกว่า 80% ในปีที่ 25 ก่อนการซื้อและติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อัตราการเสื่อมสภาพและเงื่อนไขการรับประกันการผลิตไฟฟ้าจึงมีความสำคัญอย่างยิ่ง หากแต่มีผู้ใช้ผลิตภัณฑ์น้อยรายที่ทำการทดสอบและติดตามผลของอัตราการเสื่อมสภาพจริงต่อปีที่ติดตั้งและใช้งานไปแล้ว การทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บางส่วนขึ้นต้นที่เวลาการใช้งานผ่านไปเป็นระยะเวลานานจึงเป็นสิ่งจำเป็น โดยผลการทดสอบนี้เพื่อการเรียกร้องค่าสินไหมทดแทนจากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในกรณีที่มีอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่ำกว่าที่รับประกันไว้ การบันทึก ติดตาม และ

เปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นอีกวิธีหนึ่งที่จะทำให้ทราบถึงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีแนวโน้มสัมพันธ์กับอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยรวมเป็นเช่นใด

Kurtz S et al., (2009) [2] ศึกษาการวิจัยและพัฒนาความน่าเชื่อถือ (R & D) พบว่าเป็นสิ่งที่จำเป็นในการสร้างความเชื่อมั่นในตลาดโดยการปรับปรุงความน่าเชื่อถือของผลิตภัณฑ์และโดยการปรับปรุงระบบต้นทุนของการดูแลรักษาและซ่อมบำรุงของระบบ โดยการทำงานร่วมกันและใน รูปแบบต่าง ๆ สนับสนุนโครงการวิจัยที่หลากหลายเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วย พลังงานแสงอาทิตย์

Massi C.R.Osterwald et al., (2006) [3] ทำการเปรียบเทียบอัตราการสลายตัวของแต่ละโมดูลที่จัดขึ้นที่กำลังไฟสูงสุด พบว่าการหาอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นเรื่องยากที่จะหาได้ เนื่องจากต้องใช้เวลาในการสังเกตการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพของเซลล์ไฟฟ้าแสงอาทิตย์ และนำไปห้ระบุค่า 1% ต่อปีสำหรับอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในอุตสาหกรรม

P. Hacke et al. (2010) [4] ทดสอบการล้มเหลวของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าความชื้นมีผลมากที่สุดกับอายุการใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

Jordan DC. (2011). [5] ทำการวิเคราะห์ ข้อมูลประสิทธิภาพกลางแจ้งพบว่าความไม่แน่นอนอาจทำให้เกิดความเสี่ยงในการรับประกันได้ การติดตามข้อมูลประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่อง สามารถลดความไม่แน่นอนได้อย่างมาก

การศึกษานี้เปรียบเทียบผลการทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของผู้ผลิตจำนวน 2 ราย ขนาดกำลังการผลิต 8 MW ตั้งอยู่บริเวณใกล้เคียงกัน มีอุปกรณ์อื่นๆ ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าเหมือนกัน เช่น อินเวอร์เตอร์ สวิตช์ตัดต่อไฟฟ้า เป็นต้น โดยเปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่วัดได้จริงตั้งแต่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เริ่มกำลังการผลิต

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อมีการติดตั้งและใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับผลิตไฟฟ้า ค่าประสิทธิภาพของแผงจะลดลงเรื่อยๆ ในทุกปี เนื่องจากผลิตภัณฑ์ประกอบเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทำปฏิกิริยากับสภาพอากาศและสภาพแวดล้อม โดยเปอร์เซ็นต์การลดลงของประสิทธิภาพแผงนั้น บริษัทผู้ผลิตได้ทำการแจ้งไว้ในเอกสารรายละเอียดของแผงนั้นๆ แล้ว ซึ่งการลดลงของค่าประสิทธิภาพในทุกปีนี้ เรียกว่า อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถหาได้จากสมการที่ 1 และสมการที่ 2

$$RD(X)\% = (1 - X / X_0) \times 100 \quad (1)$$

$$RD(X)\% = (RD(X)\% / \text{delta t}) \times 100 \quad (2)$$

เมื่อ X = ค่า P_{mp} ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ณ วันที่ทำการทดสอบ
 X₀ = ค่า P_{mp} ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามข้อมูล STC

delta t = ช่วงเวลาที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จนถึงวันที่ทำการทดสอบ

2.2 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

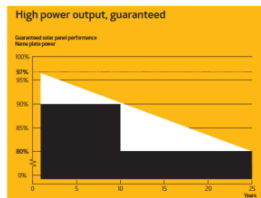
ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Performance Ratio; PR) เป็นพารามิเตอร์สำหรับหาค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยปกติจะแสดงเป็นเปอร์เซ็นต์ ค่า PR เป็นเกณฑ์มาตรฐานในการเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ต้องการทราบ [6] ดังแสดงในสมการที่ 3

$$PR = \text{Annual Net AC electrical energy at PEA meter (kWh)} / [\text{Annual insolation in plane of array (kWh/sqm)} \times \text{Installed Capacity (kWp)} \times \text{Guaranteed System Availability}] \quad (3)$$

3. วิธีการวิจัย

3.1 ผลการทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

การทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังการผลิต 8 MW สุ่มตัวอย่างทดสอบจากผู้ผลิตแผงจำนวน 2 ราย โดยนำตัวอย่างจำนวน 1 แผงต่อการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดกำลังการผลิต 1 MW ไปทำการทดสอบที่ CES Solar Cells Testing Center (CSCC) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าคุณทหารธนบุรี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัท A มีกำลังผลิตไฟฟ้า (P_{mp}) ที่ 260 วัตต์ อัตราการเสื่อมสภาพปีแรกที่ 3% และลดลงในปีถัดไปเป็นอัตราเชิงเส้นปีละ 0.7% ดังแสดงในรูปที่ 1 ช่วงเวลาที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จนถึงวันที่ทำการทดสอบ 1 ปี 10 เดือน (1.83 ปี) และผลการทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 1 อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A

TEST RESULTS:

DEVICES UNDER TEST: 6012SPV001 to 6012SPV008 - Isotating 8 modules

TEST ITEM: Performance at STC

DATE OF TEST: May 15, 2017

TESTING EQUIPMENT:

1. Solar simulator: Photon Engineering, Psm-100 (DU ID: CP-15-001)

2. Reference cell: Pm-Reference Cell, PWR67 (DU ID: CP-15-036)

Calibrated in accordance with IEC 61851-2:2015 by VLSI SOLAR Lab Code 00000-01

CONDITION FOR TESTING: Module temperature: 25 °C and irradiance: 1000 W/m²

RESULTS:

TEST CODE	Power (W)	V _{MPP} (V)	I _{MPP} (A)	V _{OC} (V)	I _{SC} (A)	FF (%)	PR (%)
6012SPV001	262.4	8.88	29.7	8.27	36.1	15.2	75.4
6012SPV002	252.8	8.84	27.8	8.27	36.2	15.3	76.0
6012SPV003	251.1	8.80	27.8	8.27	36.6	15.0	75.8
6012SPV004	250.4	8.85	27.5	8.26	36.1	15.2	75.4
6012SPV005	261.8	8.86	27.8	8.25	36.5	15.3	75.2
6012SPV006	260.8	8.85	27.7	8.25	36.1	15.2	75.2
6012SPV007	252.4	8.84	27.8	8.27	36.5	15.5	75.2
6012SPV008	248.8	8.79	27.7	8.27	36.1	15.1	75.0

FF = Module efficiency

UNCERTAINTY: The measurement uncertainty for all values of power measurement is 2.24% with coverage factor 2.0

Remarks: 1) The 0 curve of the module provided but from the testing equipment is attached in appendix A.
2) The cell efficiency can only be approximately calculated by the module performance measurement. The cell area is measured and corrected by the rectangular shape. The CISCE only only the measurement of module performance.

001 Solar Cell, Hong Kong 0203
The Department of Applied Physics, The Hong Kong Polytechnic University
Kowloon, Kowloon, Hong Kong 999077
Tel: +852 2335 1000
Fax: +852 2335 1000
www.polyu.edu.hk/ap

รูปที่ 2 ผลการทดสอบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัท B มีกำลังผลิตไฟฟ้า (P_{mp}) ที่ 310 วัตต์ อัตราการเสื่อมสภาพปีแรกที่ 2.5% และลดลงในปีถัดไปเป็นอัตราเชิงเส้นปีละ 0.7% ดังแสดงในรูปที่ 3 ช่วงเวลาที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จนถึงวันที่ทำการทดสอบ 1 ปี 9 เดือน (1.75 ปี) และผลการทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 3 อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท B

TEST RESULTS:

DEVICES UNDER TEST: 6012SPV001 to 6012SPV008 - Isotating 8 modules

TEST ITEM: Performance at STC

DATE OF TEST: May 17, 2017

TESTING EQUIPMENT:

1. Solar simulator: Photon Engineering, Psm-100 (DU ID: CP-15-001)

2. Reference cell: Pm-Reference Cell, PWR67 (DU ID: CP-15-036)

Calibrated in accordance with IEC 61851-2:2015 by VLSI SOLAR Lab Code 00000-01

CONDITION FOR TESTING: Module temperature: 25 °C and irradiance: 1000 W/m²

RESULTS:

TEST CODE	Power (W)	V _{MPP} (V)	I _{MPP} (A)	V _{OC} (V)	I _{SC} (A)	FF (%)	PR (%)
6012SPV001	303.8	8.88	45.1	8.27	36.5	15.7	75.8
6012SPV002	301.4	8.86	45.1	8.27	36.5	15.5	75.4
6012SPV003	298.1	8.89	44.9	8.27	36.6	15.1	75.7
6012SPV004	292.8	8.82	44.4	8.26	36.5	15.1	75.4
6012SPV005	296.7	8.72	44.5	8.23	36.5	15.3	75.3
6012SPV006	301.2	8.88	45.1	8.27	36.5	15.5	75.2
6012SPV007	301.8	8.88	45.0	8.27	36.5	15.5	75.4
6012SPV008	303.4	8.87	45.1	8.21	36.5	15.8	75.0

FF = Module efficiency

UNCERTAINTY: The measurement uncertainty for all values of power measurement is 2.24% with coverage factor 2.0

Remarks: 1) The 0 curve of the module provided but from the testing equipment is attached in appendix A.
2) The cell efficiency can only be approximately calculated by the module performance measurement. The cell area is measured and corrected by the rectangular shape. The CISCE only only the measurement of module performance.

001 Solar Cell, Hong Kong 0203
The Department of Applied Physics, The Hong Kong Polytechnic University
Kowloon, Kowloon, Hong Kong 999077
Tel: +852 2335 1000
Fax: +852 2335 1000
www.polyu.edu.hk/ap

รูปที่ 4 ผลการทดสอบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท B
3.2 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การทดสอบ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลการทดสอบ PR เพื่อเปรียบเทียบกับ PR ที่ระบุไว้ในสัญญา ใช้ค่าที่ทดสอบ PR นี้เป็นค่าตั้งต้นของอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เปรียบเทียบกับ ค่า PR ที่บันทึกในแต่ละวัน แสดงผลเป็นเฉลียรายเดือน

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ A มีการทดสอบ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ 83.49% และที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท B มีการทดสอบ PR อยู่ที่ 81.20%

4. ผลและวิจารณ์ผลการวิจัย

ผลการเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้า (P_{mp}) ของแผงตัวอย่างที่นำไปทดสอบและอัตราการเสื่อมสภาพที่ผู้ผลิตได้แจ้งไว้สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัท A กำลังไฟฟ้า 260 W และบริษัท B กำลังไฟฟ้า 310 W เป็นไปตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 อัตราการเสื่อมสภาพที่ผู้ผลิตได้แจ้งไว้ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A บริษัท B

อัตราการเสื่อมสภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A		260 W
ปีแรก (3%)	97.00%	252.20 W
ปีต่อไป (0.7%)	96.30%	250.43 W
วันที่ทดสอบ (1.83 ปี)	96.42%	250.73 W
อัตราการเสื่อมสภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท B		310 W
ปีแรก (2.5%)	97.50%	302.25 W
ปีต่อไป (0.7%)	96.90%	300.13 W
วันที่ทดสอบ (1.75 ปี)	96.98%	300.66 W

บริษัท A ได้รับประกันอัตราการเสื่อมสภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปีแรก เท่ากับ 3% และอัตราการเสื่อมสภาพในปีต่อไปจนถึง 25 ปี อยู่ที่ 0.70% ส่งผลให้ในปีแรก จากการคำนวณกำลังไฟฟ้า 260 W จะลดลงเหลือ 252.20 W ในปีต่อไปเหลือ 250.43 W และในวันที่ทดสอบ (1.83 ปี) เหลือ 250.73 W

บริษัท B ได้รับประกันอัตราการเสื่อมสภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปีแรก เท่ากับ 2.5% และอัตราการเสื่อมสภาพในปีต่อไปจนถึง 25 ปี อยู่ที่ 0.70% ส่งผลให้ในปีแรก จากการคำนวณกำลังไฟฟ้า 310 W จะลดลงเหลือ 302.25 W ในปีต่อไปเหลือ 300.13 W และในวันที่ทดสอบ (1.75 ปี) เหลือ 300.66 W

ตารางที่ 2 ข้อมูลของแผงบริษัท A และบริษัท B ที่ส่งทดสอบ

แผงทดสอบ	ค่าเป้าหมาย (W)			
	บริษัท A 250.75 W		บริษัท B 300.66 W	
1	250.40	-0.33	303.90	3.24
2	252.80	2.07	301.40	0.74
3	251.10	0.37	299.10	-1.56
4	250.40	-0.33	292.60	-8.06
5	251.80	1.07	296.70	-3.96
6	250.80	0.07	301.20	0.54
7	252.40	1.67	301.80	1.14
8	248.60	-2.13	303.40	2.74
ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้า	250.95	-	301.3	-
ค่าต่ำสุด	248.60	-2.13	292.60	-8.06
ค่าสูงสุด	252.80	2.07	303.90	3.24
ผลต่าง	-	4.20	-	11.30

ตารางที่ 2 แสดงผลการทดสอบจากห้องปฏิบัติการ โดยตัวอย่างที่ส่งทดสอบ จำนวน 8 ตัวอย่าง สำหรับบริษัท A แสดงให้เห็นว่า ผ่านเกณฑ์ค่าเสื่อมสภาพ ณ ปัจจุบันคือ 250.73 W จำนวน 5 แผง อีก 3 แผง ไม่ผ่านเกณฑ์ ช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 248.6-252.8 W มีความแตกต่างกัน 4.2 W และบริษัท B แสดงให้เห็นว่า ผ่านเกณฑ์ค่าเสื่อมสภาพ ณ ปัจจุบันคือ 300.66 W จำนวน 5 แผง อีก 3 แผง ไม่ผ่านเกณฑ์ ช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 292.60-303.90 W มีความแตกต่างกัน 11.30 W

หากพิจารณาผลการทดสอบจากห้องปฏิบัติการ จะเห็นได้ว่าแผงจากทั้ง 2 บริษัท ผ่านเกณฑ์ คือบริษัท A เกณฑ์ตามอัตราการเสื่อมสภาพ เท่ากับ 250.73 W เฉลี่ยได้ 250.95 W คิดเป็น 0.09% บริษัท B เกณฑ์ตามอัตราการเสื่อมสภาพ เท่ากับ 300.66 W เฉลี่ยได้ 301.30 W คิดเป็น 0.21% จะเห็นว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากบริษัท A มีเปอร์เซ็นต์การให้พลังงานน้อยกว่าแผงจากบริษัท B หรือสรุปได้ว่าบริษัท B ผ่านเกณฑ์และมีกำลังการผลิตที่สูงกว่า เมื่อดูจากค่าร้อยละที่เทียบกับค่าเป้าหมายของแต่ละบริษัท คือบริษัท A สูงกว่าเป้าหมาย 0.09% แต่บริษัท B สูงกว่าเป้าหมาย 0.21%

ผลการเปรียบเทียบ PR จากการคำนวณโดยใช้อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A และ B ใช้ค่าการทดสอบ PR ที่วัดได้จริงเมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 การคำนวณค่าเป้าหมายของค่า PR จาก 2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ณ วันที่ทดสอบ

ประสิทธิภาพ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จ ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้แผงบริษัท A		83.49%
อัตราการเสื่อมสภาพปีแรก (3%)	97.00%	80.99%
อัตราการเสื่อมสภาพปีต่อไป (0.7%)	96.30%	80.42%
อัตราการเสื่อมสภาพ ณ วันที่ทดสอบ (1.83 ปี)	96.42%	80.51%
ประสิทธิภาพ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้แผงบริษัท B		81.20%
อัตราการเสื่อมสภาพปีแรก (2.5%)	97.50%	79.17%
อัตราการเสื่อมสภาพปีต่อไป (0.7%)	96.90%	78.62%
อัตราการเสื่อมสภาพ ณ วันที่ทดสอบ (1.75 ปี)	96.98%	78.75%

ตารางที่ 3 แสดงถึงการหาค่าเป้าหมายของประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า ซึ่งจะอยู่ในค่า PR โดยค่า PR นี้ จะมีการวัดและคำนวณเมื่อติดตั้งโรงไฟฟ้าแล้วเสร็จ ค่าที่ได้ถือเป็นค่า PR ของระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้านั้นๆ แต่ละโรงไฟฟ้าจะมีค่า PR ที่ไม่เท่ากัน ขึ้นกับการเลือกอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้า ผลของการวัดและคำนวณโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท A มีค่าประสิทธิภาพ PR ของระบบเท่ากับ 83.49% และอัตราการเสื่อมสภาพปีแรกเท่ากับ 3% และ 0.7% ในปีต่อไป ส่งผลให้ค่าเป้าหมายประสิทธิภาพ PR ของระบบในปีแรกจะเหลือ 80.99% และ 80.42% ในปีต่อไป แต่ขณะที่ทำการทดสอบระบบนี้ มีการเดินระบบโรงไฟฟ้าแล้ว 1.83 ปี จึงทำให้ค่าประสิทธิภาพ PR ในเวลา ณ วันที่ทำการทดสอบเท่ากับ 80.51% ในทำนองเดียวกับโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท B ค่าประสิทธิภาพ PR เริ่มต้นระบบผลิตเท่ากับ 81.20% และการเดินระบบโรงไฟฟ้าแล้ว 1.75 ปี จึงทำให้ค่าประสิทธิภาพ PR ในเวลา ณ วันที่ทำการทดสอบเท่ากับ 78.75%

ผลการเปรียบเทียบ PR ที่วัดได้จริง กับอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์บริษัท A และ B โดยใช้ค่าการทดสอบ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นไปตามตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ผลการเปรียบเทียบ PR ที่วัดได้จริง โดยใช้วิธีการ
เสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของบริษัท A
และ B ใช้ค่าจากการคำนวณ PR เมื่อติดตั้งแล้วเสร็จ
ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ค่าประสิทธิภาพ PR ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (%)	โรงที่ 1		โรงที่ 2	
	ค่าที่วัด	คำนวณ	ค่าที่วัด	คำนวณ
ค่าเฉลี่ย ¹ 2558-2559	79.48	80.99	81.39	79.17
สิงหาคม 2559	82.97	80.94	-	-
กันยายน 2559	82.84	80.89	81.34	79.12
ตุลาคม 2559	82.61	80.84	81.09	79.08
พฤศจิกายน 2559	83.86	80.80	81.50	79.03
ธันวาคม 2559	82.60	80.75	79.98	78.99
มกราคม 2560	82.94	80.70	80.39	78.94
กุมภาพันธ์ 2560	77.53	80.65	76.17	78.89
มีนาคม 2560	78.92	80.61	77.44	78.85
เมษายน 2560	78.36	80.56	77.30	78.80
พฤษภาคม 2560	81.10	80.51	80.44	78.75
ค่าเฉลี่ย วันที่ทดสอบ ²	82.61	80.51	80.39	78.75

¹ ค่าเฉลี่ยประสิทธิภาพเดือนกรกฎาคม 2558-2559 และเดือน
สิงหาคม 2558-2559 ปี สำหรับโรงที่ 1 และ 2
ตามลำดับ

² 1.83 ปี และ 1.75 ปี สำหรับโรงที่ 1 และ 2 ตามลำดับ

ผลการวัดค่าประสิทธิภาพ PR เทียบกับค่าที่คำนวณจาก
ค่าเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ปรากฏว่าทั้ง 2 โรงไฟฟ้า
มีค่าในบางเดือนที่ไม่ผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้ แต่ผลรวมเฉลี่ยถึงวันที่ทำ
การทดสอบผ่านทั้งคู่ คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท A ค่าเป้าหมาย
เท่ากับ 80.51% วัดค่าเฉลี่ยได้ 82.61% โรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท B
ค่าเป้าหมายเท่ากับ 78.75% วัดค่าเฉลี่ยได้ 80.39% แสดงว่าทั้ง 2
โรงไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ค่า PR เป็น
ตัวชี้วัด แต่ค่าประสิทธิภาพ PR ของโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท A ที่
เท่ากับ 82.61% มีค่าสูงกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท B ที่เท่ากับ
80.39% นั้นหมายถึงโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท A มีประสิทธิภาพ
มากกว่า แม้ว่าผลของแผงจากบริษัท A มีค่าผลิตกำลังไฟฟ้า ณ
วันที่ทดสอบ ต่ำกว่า คิดเป็น 0.09% จากเกณฑ์ที่กำหนด แต่แผง
จากบริษัท B สูงกว่าเกณฑ์ถึง 0.21% และผลทดสอบแผงจำนวน
8 แผง ของทั้ง 2 โรงไฟฟ้า มีค่าต่างกันกับการผลิตไฟฟ้าไม่
ใกล้เคียงกัน คือแผงบริษัท A มีช่วงต่าง 4.20 W แผงบริษัท B มี

ช่วงต่าง 11.30 W จะเห็นได้ว่าส่วนต่างนี้ห่างกันมาก จึงส่งผลให้
ประสิทธิภาพ PR ของระบบโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงบริษัท B มีค่าต่ำกว่า
อีกโรงไฟฟ้า เนื่องจากแผงของบริษัท B เกิดการสูญเสียในสภาวะที่
มีความต่างศักย์ในระบบผลิตไฟฟ้ามากกว่าระบบที่มีความต่างศักย์
น้อย

5. สรุปผลการวิจัย

การทดสอบอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์
แสงอาทิตย์ จะทำให้ทราบถึงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผง
ว่าเป็นไปตามเกณฑ์ของการผลิตแผงหรือไม่ ซึ่งค่าที่ได้จะส่งผลให้
ค่าประสิทธิภาพ PR ของระบบการผลิตเปลี่ยนแปลงไปด้วย
งานวิจัยนี้แสดงให้เห็นถึงการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นไป
ตามเกณฑ์ที่กำหนด แต่ช่วงความแตกต่างกว้างส่งผลเสียต่อ
ประสิทธิภาพของระบบที่ดูได้จากค่า PR ของระบบมีค่าต่ำกว่าแผง
ที่ผ่านเกณฑ์ที่มีช่วงความแตกต่างแคบกว่า ปัญหาเกิดจากการที่
แผงมีความแตกต่างของความต่างศักย์ในช่วงกว้างมาอยู่ร่วมกัน
ส่งผลเสียต่อการผลิตไฟฟ้า มีวิธีการหนึ่งซึ่งสามารถแก้ปัญหานี้ได้
ด้วยการจัดเรียงคอกับประกอบของแผงที่ใกล้เคียงกันอยู่เป็นกลุ่ม
เดียวกัน หรือเรียกว่าการจัดเรียงแผง (Arraying Panels) และ
หลักการนี้สามารถนำไปใช้กับการติดตั้งระบบกำเนิดพลังงาน
หลายๆ ชนิดที่มาทำการต่อขนานกัน เพื่อให้ระบบโดยรวมมี
ประสิทธิภาพสูงต่อไป

กิตติกรรมประกาศ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ วิทยาลัยพลังงานทดแทน
มหาวิทยาลัยแม่โจ้ ในการสนับสนุนเงินทุนการหาวิจัย รวมทั้ง
ขอขอบคุณศูนย์บริการวิชาการที่ 7 จังหวัดเชียงใหม่ ที่ให้ความ
อนุเคราะห์สถานที่ บริษัท โปรเซส เอ็นจิเนียริง เซอร์วิส จำกัด ที่
ให้ข้อมูลสำหรับงานวิจัยในครั้งนี้

เอกสารอ้างอิง

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2558).
แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-
2579. [ระ บ บ อ น โ ล น์]. แ ท ล ัง ที่ ม า
http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=42195 เข้า ู
เมื่อวันที่ 12 เมษายน 2561.
- [2] Kurtz S, Granata J, Quintana M. (2009). Photovoltaic
Reliability R&D toward a Solar-Powered World.
Proceedings of the SPIE, San Diego, 7412.
- [3] Massi C.R.Osterwald et al., (2006). Comparison of
degradation rates of individual modules held at
maximum power", 4th IEEE World Conference on
Photovoltaic Energy Conversion, Waikoloa, HI, USA.
- [4] P. Hacke et al. (2010). Test-to-Failure of Crystalline
Silicon Modules", 35th IEEE Proc. Photovoltaic Specialists
Conference (PVSC), 2010, Honolulu, HI, USA.
- [5] Jordan DC. (2011). Methods for analysis of outdoor
performance data. NREL PV Module Reliability
Workshop, Golden CO, USA, URL:
<http://www.nrel.gov/pv/pvmw.html>, access on
12/04/2018.

[6] International Finance Corporation. (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants a project Developer's Guide*. Washington, D.C. 20433.

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ-สกุล	นายศักดิ์ชายวัฒนา สุทนต์
เกิดเมื่อ	18 มกราคม 2516
ประวัติการศึกษา	2556 บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยขอนแก่น 2538 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมเครื่องกล มหาวิทยาลัยขอนแก่น
ประวัติการทำงาน	พ.ศ 2557 – ปัจจุบัน กรรมการบริหาร บริษัท โพรเซสเอ็นจิเนียริง เซอร์วิส จำกัด พ.ศ 2538 – ปัจจุบัน วิศวกร บริษัท โพรเซสเอ็นจิเนียริง เซอร์วิส จำกัด พ.ศ 2553 – ปัจจุบัน <ul style="list-style-type: none">ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา 3.5 MW บริษัท วนชัย จำกัด (มหาชน) จังหวัดสุราษฎร์ธานีก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา 2.7 MW บริษัท วนชัย จำกัด (มหาชน) จังหวัดชลบุรีก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา 3.5 MW บริษัท วนชัย จำกัด (มหาชน) จังหวัดสระบุรีก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดิน 20 MW บริษัท พีซีพีจี จำกัด (มหาชน)ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดิน 61 MW บริษัท บี. กริม พาวเวอร์ จำกัด (มหาชน)ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดิน 36 MW บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน)

ผลงานทางวิชาการ

- Sakchaiwattana Sutont, Somthawin Khunkhet, Kamon Jirasereeamornkul, Wanchak Lenwari, Sermsuk Buochareon and Yingrak Auttawaitkul. (2017). Comparison of 1 MW Solar Power Plants with "Arranging Solar Panels "and "Without Arranging Solar Panels". The 6th International Conference on Sustainable Energy

and Green Architecture. (Pp. 69-73). Bangkok, Thailand.

- ศักดิ์ชายวัฒนา สุหนต์, สมถวิล ชันเขตต์, กมล จิรเสริอมรกุล, วันจักรี เล่นวารี, เสริมสุข บัวเจริญ และ ยิ่งรัช อรรถเวชกุล. (2561). เปรียบเทียบ อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 MW. การประชุมวิชาการเครือข่าย พลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 14. (หน้า 1,106-1,111). ระยอง, ประเทศไทย.

