

การวิเคราะห์และประเมินการสูญเสียพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงาน
แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินพิกัด 2 MW

ANALYSIS AND EVALUATION OF ENERGY LOSSES IN 2MW PV
ON-GROUND POWER PLANT

เกียรติศักดิ์ พรรณจำปา

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษา 2561

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

การวิเคราะห์และประเมินการสูญเสียพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงาน
แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินพิกัด 2 MW

เกียรติศักดิ์ พรรณจำปา

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษา 2560

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์และประเมินการสูญเสียพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินพิกัด 2 MW Analysis and Evaluation of Energy Losses in 2MW PV On-Ground Power Plant
ชื่อ – นามสกุล	นายเกียรติศักดิ์ พรรณจำปา
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2561

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์กฤษณชนม์ ภูมิภิตติพิชญ์, Ph.D.)

..... กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.อุเทน คำน่าน, Dr.-Ing.)

..... กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนทล นาวงษ์, Dr.-Ing.)

..... กรรมการ

(รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Ph.D.)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศิวกร อ่างทอง, Ph.D.)

วันที่ เดือน พ.ศ.

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์และประเมินการสูญเสียพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินพิกัด 2 MW
ชื่อ – นามสกุล	นายเกียรติศักดิ์ พรรณจำปา
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2561

บทคัดย่อ

จากนโยบายรัฐบาลที่มีการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน ส่งผลให้เกิดการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินเพื่อจำหน่ายให้กับกริดไฟฟ้าในรูปแบบเชิงพาณิชย์เพิ่มมากขึ้น การวิเคราะห์ประสิทธิภาพและการประเมินการสูญเสียพลังงานภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นสิ่งจำเป็นตามไปด้วย โดยปกติจะใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการวิเคราะห์ได้มากขึ้น

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการวิเคราะห์และประเมินการสูญเสียพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินพิกัด 2 MW ซึ่งระบบสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายเฉลี่ยระหว่างเวลา 06.30 – 18.30 น โดยผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะนำมาวิเคราะห์เปรียบเทียบกับผลการจำลองด้วยโปรแกรม PV System Design เพื่อหาค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และแสดงค่าความสูญเสียส่วนต่าง ๆ ออกมาเป็นเปอร์เซ็นต์ เพื่อสะดวกต่อการประเมินและลดค่าความสูญเสียโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากผลการประเมินค่าความสูญเสียและวิเคราะห์ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีประสิทธิภาพคิดเป็นร้อยละ 72.17 โดยความสูญเสียส่วนใหญ่เกิดจากอุณหภูมิความร้อนของแผงโซลาร์เซลล์ ซึ่งเป็นปัจจัยหลักต่อประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า เนื่องจากความร้อนทำให้ประสิทธิภาพแผงลดลงและลดประสิทธิภาพของอุปกรณ์ภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ นอกจากนี้จากผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบกับผลการจำลองพบว่า ประสิทธิภาพการจำลองจากโปรแกรมโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คิดเป็นร้อยละ 6.62

คำสำคัญ : ประสิทธิภาพและการประเมินการสูญเสีย โปรแกรม PV System Design โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Thesis Title	Analysis and Evaluation of Energy Losses in 2MW PV On-Ground Power Plant
Name - Surname	Mr. Keattisak Phunjumpa
Program	Electrical Engineering
Thesis Advisor	Associate Professor Boonyang Plangklang, Dr.-Ing.
Academic Year	2018

ABSTRACT

The government has launched several policies to support PV Power Plants which leads to the improvement of the PV Power Plants. Most PV power plants are selling the electricity to the PEA's grid. Therefore, the performance analysis and evaluation of energy losses in PV power plants are also required. Typically, the computer programs are used to improve the efficiency of the analysis.

The objectives of this thesis are to analyze and to evaluate energy losses of a 2 MW on-ground PV power plant, which the power was delivered to the grid between 06.30 AM and 18.30 PM. The evaluation results of the PV Power Plants were compared with the simulation software PV System Design program in order to evaluate the losses of various parts in the system. The evaluation losses were calculated as a percentage to simply estimate the improvement of the losses of PV power plant.

From the evaluation of the losses and analysis of the efficiency of the PV power plant, the efficiency was about 72.17%. The loss was mainly due to the high temperature of the PV panel which was a major factor affecting the efficiency of PV power plant. Due to the heat, the PV panel efficiency decreased as well as the equipment of PV power plant. In addition, when the results of the analysis were compared with the simulation results, it was found that the efficiency of the simulation was lower than PV power plants by 6.62%.

Keywords : analysis and evaluation of energy losses, PV system design , PV power plant

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบพระคุณอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง เป็นอย่างยิ่งที่ได้กรุณาเสียสละเวลาให้คำปรึกษา และให้ข้อเสนอแนะในการปรับปรุงแก้ไขข้อบกพร่อง รวมถึงประสบการณ์ต่างๆที่เป็นแนวทางทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้ ขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิกิตติพิชญ์ ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภัทร พันธุ์คง กรรมการสอบวิทยานิพนธ์และ รองศาสตราจารย์ อุเทน คำน่าน ที่กรุณาให้คำแนะนำในการแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆเพื่อให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณ ท่านผู้บริหารบริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี จำกัด ทุกท่านที่เปิดโอกาสให้ข้าพเจ้าได้ศึกษาค้นคว้าวิจัยในระดับปริญญาโท

สุดท้ายขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัว ตลอดตลอดจนครูบาอาจารย์ ญาติพี่น้องทุกคนที่เป็นกำลังใจทุกเวลาที่เหน็ดเหนื่อย และให้การสนับสนุนในทุกเรื่อง ทำให้ข้าพเจ้าสามารถทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ข้าพเจ้าขอมอบให้กับผู้มีพระคุณกับข้าพเจ้าทุกท่าน



เกียรติศักดิ์ พรรณจำปา

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	(3)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	(4)
กิตติกรรมประกาศ.....	(5)
สารบัญ.....	(6)
สารบัญตาราง.....	(8)
สารบัญรูป.....	(10)
บทที่ 1 บทนำ.....	11
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	11
1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย.....	14
1.3 สมมุติฐานของงานวิจัย.....	14
1.4 ขอบเขตของการวิจัย.....	15
1.5 ขั้นตอนการวิจัย.....	16
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	17
บทที่ 2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	18
2.1 ทฤษฎีและหลักการทำงาน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	18
2.2 การออกแบบและประมาณการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	43
2.3 การประเมินความสูญเสียโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	44
จากโปรแกรมPV System Design	
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย.....	44
3.1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย.....	44
3.2 ข้อมูลของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในงานวิจัย.....	45
3.3 ข้อมูลที่เกี่ยวกับดวงอาทิตย์.....	45
3.4 ข้อมูลอุปกรณ์ที่ติดตั้งใน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	48
3.5 การออกแบบระบบไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	50
3.6 การวิเคราะห์การออกแบบโดยใช้โปรแกรม PV System Design.....	55
3.7 การประเมินค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	57

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.8 สรุป.....	60
บทที่ 4 ผลการวิจัย	61
4.1 ผลการตรวจวัดและประเมินคุณภาพไฟฟ้า	61
4.2 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	63
4.3 การจำลองศึกษาวิเคราะห์ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม	68
4.4 ผลการประเมินโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design.....	72
4.5 การคำนวณประสิทธิภาพสมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้า.....	74
4.6 สรุปผล	80
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ	81
5.1 สรุปผลการวิจัย	81
5.2 ข้อเสนอแนะ	82
บรรณานุกรม	83
ภาคผนวก.....	86
ภาคผนวก ก คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในงานวิจัย.....	86
ภาคผนวก ข ผลการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงกับปริมาณกำลังไฟฟ้า เฉลี่ยที่ผลิตได้ในแต่ละวัน	95
ภาคผนวก ค ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	103
ภาคผนวก ง ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่	121
ประวัติผู้เขียน.....	137

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1.1 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง ...	11
ตารางที่ 1.2 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง (ต่อ).....	12
ตารางที่ 2.1 ค่าตัวประกอบปรับแก้สำหรับภูมิอากาศต่างๆ.....	26
ตารางที่ 3.1 การกำหนดดัชนีสภาพท้องฟ้า.....	47
ตารางที่ 3.2 รายละเอียดค่ามาตรฐาน โซลาร์เซลล์ที่ใช้ในการทดสอบ.....	48
ตารางที่ 4.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า วันที่ 31 มกราคม 2560.....	61
ตารางที่ 4.2 ค่าพลังงานไฟฟ้า,ค่าความเข้มแสง,ค่าอุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้า, ค่าอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ วันที่ 31 มกราคม 2560.....	62
ตารางที่ 4.3 แสดงค่า DATA RECORD FROM SCADA SYSTEM.....	63
ตารางที่ 4.4 Power Derating Factor วันที่ 31 มกราคม 2560.....	66
ตารางที่ 4.5 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประจำเดือน มกราคม 2560.....	67
ตารางที่ 4.6 การประเมินโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design.....	72
ตารางที่ 4.7 การเปรียบเทียบพลังงานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินระหว่างการ ผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าและการประเมินโรงไฟฟ้าจากโปรแกรมPV System Design	72
ตารางที่ 4.8 การเปรียบเทียบพลังงานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ระหว่างการ ผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าและการประเมินโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design(ต่อ).....	72
ตารางที่ 4.9 Annuity Factor โดยทั่วไปของดอกเบี้ยที่กำหนดและปีของโครงการ.....	76
ตารางที่ 4.10 อุปกรณ์ ราคา และ Annuity Method ที่ 7.12 %.....	77

สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 1.1	โซลาร์ฟาร์มที่อ.บางปะอินจ.พระนครศรีอยุธยาผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ กำลังผลิต 38 เมกะวัตต์	13
รูปที่ 1.2	โซลาร์ฟาร์ม โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บริษัท บีซีพีจี จำกัด (มหาชน) ขนาด 5 MW	13
รูปที่ 1.3	กรอบแนวความคิดของการวิจัย	15
รูปที่ 2.1	วงจรเทียบเคียงของ solar cell ที่ต่ออยู่กับ load.....	19
รูปที่ 2.2	คุณลักษณะกระแส และแรงดันไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์.....	19
รูปที่ 2.3	เปิดวงจร open-circuit voltage (V_{oc})	20
รูปที่ 2.4	พิกัดแบบ อะซิมุท – อัลติจูด	21
รูปที่ 2.5	การบอกพิกัดแบบศูนย์สูตร	22
รูปที่ 2.6	มุมเดคลิเนชัน และมุมเซนิท.....	27
รูปที่ 2.7	มุมที่เกี่ยวข้องในการคำนวณ	27
รูปที่ 2.8	วงจรสมมูลในอุดมคติของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับโหลด	28
รูปที่ 2.9	กราฟแรงดัน - กระแสของเซลล์แสงอาทิตย์ จากคุณลักษณะของไดโอด	28
รูปที่ 2.10	วงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ขณะเปิดวงจร	29
รูปที่ 2.11	กราฟเส้นโค้งกำลังไฟฟ้า และจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MPP).....	30
รูปที่ 2.12	วงจรสมมูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ใช้งานจริง	31
รูปที่ 2.13	เส้นโค้งของ I-V ของความต้านทานอนุกรมค่าต่างกัน	32
รูปที่ 2.14	เส้นโค้งของ I-V ของความต้านทานขนานค่าต่างกัน	32
รูปที่ 2.15	เส้นโค้งของ I-V ค่าแสงสว่างแตกต่างกัน	34
รูปที่ 2.16	กราฟ I-V ที่อุณหภูมิต่างๆ.....	35
รูปที่ 2.17	รูปแบบของรูปคลื่น	38
รูปที่ 2.18	การทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้าเมื่อปล่อยแรงดันไฟสลับ	40
รูปที่ 2.19	หม้อแปลงไฟฟ้า แบ่งออกตามแกนของหม้อแปลงได้ 3 แบบ.....	42
รูปที่ 3.1	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังติดตั้ง 2 MW	45
รูปที่ 3.2	ข้อมูล ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ติดตั้งจริง.....	46
รูปที่ 3.3	ข้อมูลสภาพอากาศที่ใช้ในงานวิจัย.....	47

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 3.4 Array Box เป็นอุปกรณ์รวมสายไฟฟ้าจาก แผงโซลาร์เซลล์.....	49
รูปที่ 3.5 อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์หลัก ทำหน้าที่แปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ..	49
รูปที่ 3.6 กราฟประสิทธิภาพการทำงานของอินเวอร์เตอร์.....	50
รูปที่ 3.7 วงจร Single Line Diagram การติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	54
รูปที่ 3.8 วงจรการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ DC String.....	55
รูปที่ 3.8 การวิเคราะห์การออกแบบโดยใช้โปรแกรม PV System Design	55
รูปที่ 3.9 การวิเคราะห์การออกแบบโดยใช้โปรแกรม PV System Design	56
รูปที่ 3.10 การทิศทางการไหลกระแสไฟฟ้าในสายไฟฟ้า.....	58
รูปที่ 4.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า (RMS POWER) วันที่ 31 มกราคม 2560.....	62
รูปที่ 4.2 ค่าความถี่ไฟฟ้า	63
รูปที่ 4.3 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิต โรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประจำเดือน มกราคม 2560	68
รูปที่ 4.4 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิต โรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จาก โปรแกรม PV System Design.....	69
รูปที่ 4.5 ข้อมูลโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อจำลองโปรแกรม PV System Design.....	70
รูปที่ 4.6 การจำลองศึกษาวิเคราะห์ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจาก โปรแกรม PV System Design ประจำเดือน มกราคม 2560	71
รูปที่ 4.7 การจำลองศึกษาวิเคราะห์ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจาก โปรแกรม PV System Design.....	73
รูปที่ 4.8 ไดอะแกรมของระบบ PV และค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะ	74

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การผลิตพลังงานไฟฟ้าภายในประเทศไทย ตั้งแต่อดีตจนถึง ปัจจุบัน การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เป็นวัตถุดิบหลัก ซึ่งพลังงานฟอสซิล เป็นพลังงานใช้แล้วหมดไป ไม่สามารถผลิตขึ้นใหม่ ดังนั้น การหาพลังงานทดแทน เข้ามาใช้เสริมในระบบพลังงานไฟฟ้า ถือว่าเป็นก้าวที่สำคัญ ต่อพลังงานไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยลดพลังงาน ฟอสซิล ที่มีอยู่อย่างจำกัดได้ พลังงานทดแทนที่ใช้ประกอบด้วย พลังงานจากลม ชีวมวล จากขยะ และรวมไปถึงการใช้ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ เป็นพลังงานที่ไม่มีค่าวัตถุดิบส่วนเชื้อเพลิง แต่ใช้จากความเข้มแสงจากดวงอาทิตย์ ในการผลิตไฟฟ้า และในปัจจุบัน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เกิดขึ้น ทั้งแบบติดตั้งบนพื้นดิน และติดตั้งชนิดบน หลังคา เพื่อลดการใช้พลังงาน ในช่วงกลางวัน เช่น การติดตั้งของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต เป็นต้น ซึ่งจากข้อมูลที่กล่าวมาสอดคล้องกับข้อมูลของทางกระทรวงพลังงาน โดยมีข้อมูลที่เกี่ยวข้อง ดังต่อไปนี้

ตามแผนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิงตามแผน AEDP2015 จะมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงจากพลังงานทดแทน ภาพรวมของประเทศ ร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการพลังงาน ไฟฟ้า (Energy) รวมสุทธิ ซึ่งสอดคล้องกับกรอบการกำหนดสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) ที่ระบุว่าให้มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนร้อยละ 15 - 20 ภายในปี 2579

ตารางที่ 1.1 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพ สิ้นปี	เป้าหมายปี
	2557*(MW)	2579(MW)
1.ขยะชุมชน	65.72	500.00
2.ขยะอุตสาหกรรม	-	50.00
3.ชีวมวล	2,451.82	5,570.00
4.ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	311.50	600.00
5.พลังงานน้ำขนาดเล็ก	142.01	376.00

ตารางที่ 1.2 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง (ต่อ)

ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพ สิ้นปี 2557*(MW)	เป้าหมายปี 2579(MW)
6.ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	-	680.00
7.พลังงานลม	224.47	3,002.00
8.พลังงานแสงอาทิตย์	1,298.51	6,000.00
9.พลังน้ำขนาดใหญ่	-	2,906.40
รวมเมกะวัตต์ติดตั้ง (MW)	4,494.03	600.00
รวมพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	17,217.00	19,684.40
ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ	174,467.00	65,588.07
สัดส่วนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (%)	9.87	326,119.00

* รวมการผลิตไฟฟ้านอกกริด (Including off grid power generation) และไม่รวมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดใหญ่

** เป็นกำลังการผลิตติดตั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน โดยพลังน้ำขนาดใหญ่ถูกรวมเป็นเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ในแผน AEDP2015

***ที่มา https://ienergyguru.com/wp-content/uploads/2015/09/AEDP2015_Final_version.pdf

จากเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 การส่งเสริมให้ประเทศไทยเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพิ่มมากขึ้น พลังงานแสงอาทิตย์ นับว่าในประเทศไทย มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างมาก ด้วยภูมิประเทศที่อยู่ในเส้นศูนย์สูตร ทำให้ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยทั้งปีสูงกว่าเขตอื่นๆ ของโลก ซึ่งการศึกษาจากข้อมูลดาวเทียมประกอบการตรวจวัดภาคพื้นดินของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ซึ่งมีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีประมาณ 18.2MJ/m² ส่วนใหญ่อยู่ทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น ร้อยเอ็ด ศรีสะเกษ อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนอยู่ในพื้นที่ภาคกลางตอนล่าง เช่น สระบุรี ลพบุรีและพระนครศรีอยุธยา เป็นต้น ซึ่งส่งผลให้ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ถึง 10,000MW

จากศักยภาพดังกล่าว ทางภาครัฐจึงได้พยายามส่งเสริมให้ภาคเอกชนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยการสนับสนุนทางด้านต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นมาตรการด้านภาษีและค่าไฟฟ้า สิทธิประโยชน์ต่างๆ เพื่อสร้างแรงจูงใจในการลงทุน เช่น การสนับสนุนข้อมูลทางวิชาการ การยกเว้นภาษีนำเข้าวัตถุดิบผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ การสนับสนุนการกู้ยืมเงินทุนและเงินหมุนเวียนผ่านสถาบันการเงิน เป็นต้น ส่งผลให้ช่วงที่ผ่านมา มีเอกชนให้ความสนใจยื่นเสนอขายไฟฟ้าจากพลังงาน

แสงอาทิตย์ถึง 3,393MW อย่างไรก็ตาม จากที่มีผู้สนใจลงทุน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นจำนวนมาก เกินกว่าเป้าหมายที่รับซื้อ 2,000MW กระทรวงพลังงานจึงได้หยุดการรับซื้อไฟฟ้าที่ให้ Adder 8 บาทต่อหน่วย ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2553 เป็นต้นมา และปรับลด Adder ลงมาเหลือเพียง 6.50 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 10 ปีแทน เนื่องจากต้นทุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ปรับตัวลดลง



รูปที่ 1.1 โซลาร์ฟาร์มที่ จ.พระนครศรีอยุธยาผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ กำลังผลิต 38MW



รูปที่ 1.2 โซลาร์ฟาร์ม โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บริษัท บีซีพีจี จำกัด (มหาชน)

จากข้อมูลด้านพลังงานทดแทนที่กล่าวมาแล้วข้างต้น การวิจัยครั้งนี้ ผู้วิจัยสนใจที่จะศึกษาเกี่ยวกับการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า จากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบน

พื้นดิน เพื่อค้นหาสาเหตุ และแนวทางการแก้ปัญหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้า อีกทั้งยังจะเป็นแนวทางในการวางแผนหรือปรับปรุงระบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ซึ่งจะส่งผลที่ดีต่อการพัฒนาศักยภาพการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคตต่อไป

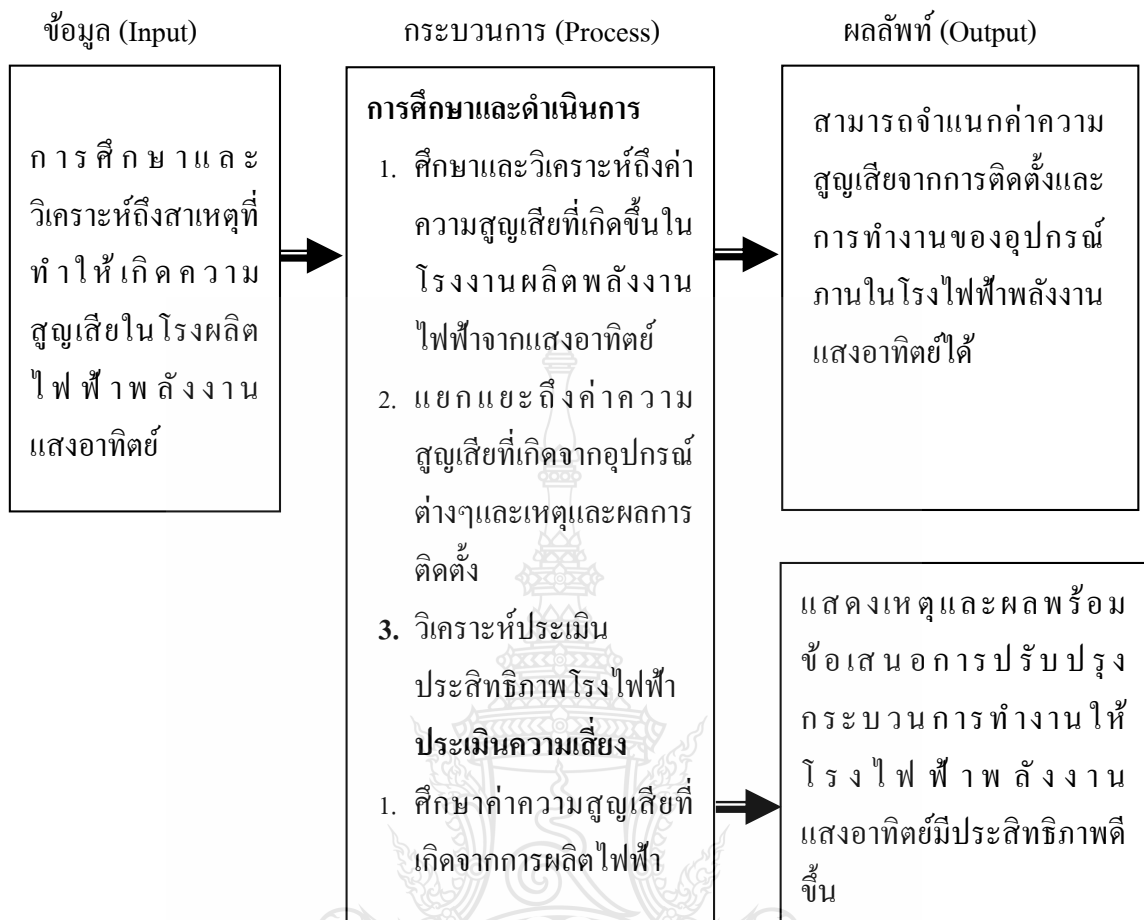
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1.2.1 เพื่อศึกษาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน
- 1.2.2 เพื่อทราบถึงค่าความสูญเสียกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน
- 1.2.3 เพื่อเป็นแนวทางการออกแบบโรงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ให้มีประสิทธิภาพเพิ่มมากขึ้น
- 1.2.4 เพื่อหาทางป้องกันผลกระทบต่อ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

1.3 สมมติฐานการวิจัย

- 1.3.1 ศึกษาประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เป็นส่วนประกอบประกอบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน
- 1.3.2 วิเคราะห์ถึงค่าความสูญเสียและจำแนกผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์
- 1.3.3 วิเคราะห์และเปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน
- 1.3.4 หลังจากจำแนกปัจจัยที่ก่อให้เกิดความสูญเสียของการผลิตไฟฟ้า และแสดงเหตุและผลพร้อมข้อเสนอการปรับปรุงกระบวนการทำงานให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น ทั้งยังช่วยให้ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ได้แล้ว ขั้นตอนนี้จึงดำเนินการหาวิธีที่จะเพิ่มประสิทธิภาพ หรือหาแนวทางเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้สูงขึ้น ต่อไป

จากสมมติฐานของการวิจัย ซึ่งมีเป้าหมายเพื่อหาจุดที่ก่อให้เกิดความสูญเสียของการผลิตไฟฟ้า นั้น ผู้วิจัยดำเนินการศึกษาถึงองค์ประกอบที่อาจก่อให้เกิดส่วนที่สามารถดำเนินการปรับปรุง หรือแก้ไขเปลี่ยนแปลงให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของโรงงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สูงขึ้น และส่วนที่ไม่สามารถปรับปรุงให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นได้ โดยมีผังของการดำเนินงานดังรูปที่ 1.3



รูปที่ 1.3 กรอบแนวความคิดของการวิจัย

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

- 1.4.1 ศึกษาวิเคราะห์ต้นเหตุค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 1.4.2 วิเคราะห์เปรียบเทียบความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรมจำลองทางคอมพิวเตอร์ และค่าการสูญเสียจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พิกัด 2 MW
- 1.4.3 วิเคราะห์ประเมินการสูญเสียพร้อมข้อเสนอการปรับปรุงกระบวนการทำงานให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพดีขึ้น

1.5 ขั้นตอนการวิจัย

ขั้นตอนในการดำเนินงานวิจัยนี้ได้เริ่มต้นเป็นการศึกษาและวิเคราะห์การทำงานอุปกรณ์ภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยศึกษาข้อมูลการออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานต่างๆ ทั้งนี้ได้รวบรวมข้อมูลการติดตั้งและอายุโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยทำการศึกษาว่าปัจจัยใดบ้างที่ส่งผลให้การผลิตไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากนั้นแยกแยะถึงปัจจัยใดบ้างที่มีผลกระทบต่อประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ และวิธีการปรับปรุงเพื่อให้สามารถเพิ่มประสิทธิภาพที่ดีขึ้นได้ ซึ่งมีขั้นตอนของการดำเนินการวิจัย ดังนี้

1.5.1 ศึกษาและรวบรวมข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวิจัย

1.5.2 วิเคราะห์พร้อมทั้งแยกแยะข้อมูลค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.5.3 วิเคราะห์เปรียบเทียบความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรมจำลองทางคอมพิวเตอร์ เพื่อเปรียบเทียบ กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดติดตั้งไม่เกิน 2MW

1.5.4 วิเคราะห์ และสรุปผลกระทบและข้อเสนอการปรับปรุงกระบวนการทำงานจากการดำเนินงานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัยนี้เพื่อหาความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ให้กับ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่มีอยู่ อีกทั้งยังเป็นแนวทางการเพิ่มประสิทธิภาพให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อื่นๆ ได้ต่อไป ซึ่งสามารถสรุปออกมาได้ดังนี้

1.6.1 ทราบถึงต้นเหตุค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้

1.6.2 ค้นพบการจำลองโมเดล ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เพื่อทราบค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดติดตั้งไม่เกิน 2MW

1.6.3 สรุปผลกระทบและข้อเสนอการปรับปรุงกระบวนการทำงานจากการดำเนินงานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.6.4 ใช้เป็นต้นแบบด้านการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้



บทที่ 2

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) ที่ระบุว่า จะให้มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอยู่ในช่วงร้อยละ 15 - 20 ภายในปี 2579 เป้าหมายการรับซื้อ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประมาณ 6,000MW และในปัจจุบันมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ภาวนในประเทศไทยเกิดขึ้น แบบติดตั้งบนพื้นดิน และติดตั้งบนหลังคา ดังนั้นการออกแบบ การติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์หรือเรียกอีกอย่างว่า ระบบโซลาร์เซลล์ โดยการออกแบบติดตั้ง จำเป็นต้องมีการ ประเมินความสามารถผลิตไฟฟ้า ณ บริเวณ ติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก

- 1.แผงโซลาร์เซลล์
- 2.ระบบแปลงไฟฟ้ากระแสสลับ
- 3.ระบบจำหน่าย

โดยทั้ง 3 ส่วน การออกแบบต้องคำนึงถึงประสิทธิภาพการทำงานอุปกรณ์แต่ละภาคส่วน ทั้งนี้ยังมีข้อจำกัดของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ทำให้การผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ไม่เต็มประสิทธิภาพเท่าที่ควร ประกอบด้วย สภาพภูมิอากาศของแต่ละวัน การบดบังของเมฆ ผลกระทบจากอุณหภูมิสูง หรือแม้กระทั่งการใช้สายไฟฟ้าที่ส่งผลต่อการสูญเสียพลังงานจากความต้านทานสาย ซึ่งตัวแปรเหล่านี้ส่งผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งได้

งานวิจัยนี้ให้ความสนใจศึกษาถึงค่าความสูญเสียที่ทำให้ค่าพลังงานที่ได้จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อช่วยหาทางออกในการลดค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นให้กับ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษา และอีกทั้งยังเป็นตัวอย่างให้กับ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรือการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2.1 ทฤษฎีและหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2.1.1 โซลาร์เซลล์

แสงสว่างจะทำให้เซลล์แสงอาทิตย์สร้างประจุพาหะอิสระให้ผ่านโหลดที่ต่ออยู่ เป็นสัดส่วนกับความเข้มของแสงที่ตกกระทบ ซึ่งจะทำให้เกิดกระแสไหลขึ้น (Photo current, I_{ph}) ภายในเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นเซลล์แสงอาทิตย์ในอุดมคตินั้นจึงสามารถเขียนแทนด้วยวงจรตาม

รูปที่ 2.1 รอยต่อ P-N junction นั้นจะเขียนแทนด้วย ไดโอด และแหล่งจ่ายกระแสซึ่งขึ้นอยู่กับขนาดตามความเข้มของแสงที่ตกกระทบ ส่วนความต้านทานปรับค่าได้ก็คือโหลดนั่นเอง ทำให้เกิด สมการ ดังนี้

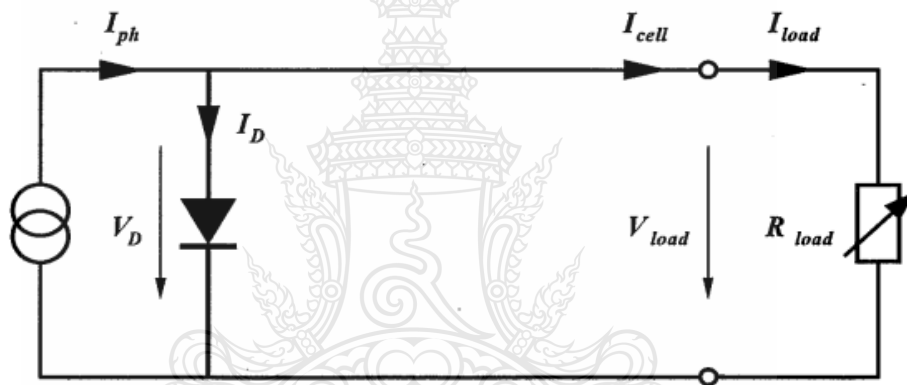
$$I_{cell} = I_{ph} - I_D \quad (2.1)$$

เมื่อ

I_{cell} = ค่ากระแส โหลดเซลล์

I_{ph} = ค่ากระแส โหลด

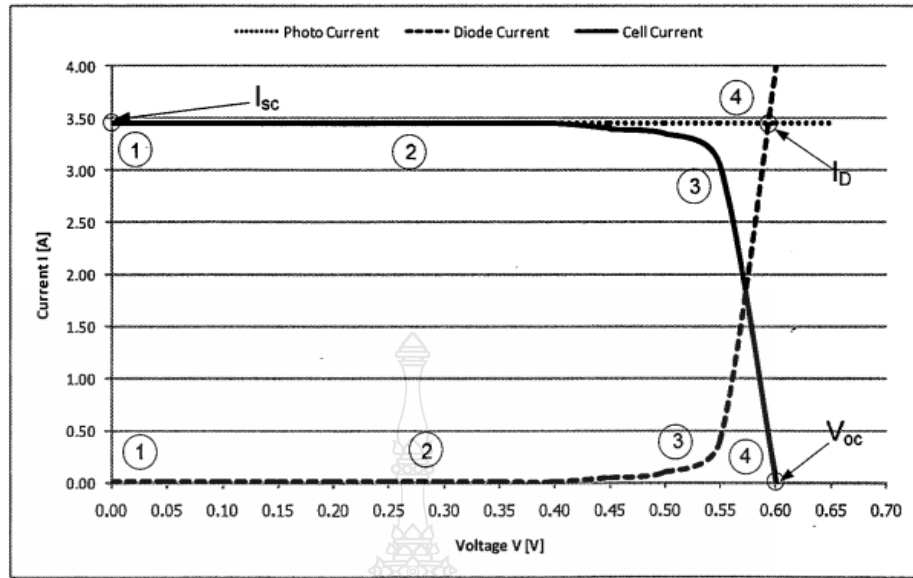
I_D = ค่ากระแส ไดโอด



รูปที่ 2.1 วงจรเทียบเคียงของ solar cell ที่ต่ออยู่กับ load

ผลจากการทดลองวงจรดังรูปที่ 2.1 พบว่าลักษณะของเส้นโค้งของกระแสและแรงดัน (I-V)

เมื่อมีปริมาณแสงตกกระทบคงที่จะทำให้เกิดตามรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 คุณลักษณะกระแส และแรงดันไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์.

สมมติเมื่อด้านปลายของขั้วต่อโหลดเกิดการ Short-circuit ขึ้น ($R_{load} = 0$) แรงดันด้านออก และแรงดันด้านที่ตกคร่อมไดโอดมีค่า 0 ตามสมการที่ 2.1 แรงดัน $V=0$ (จุดที่ 1 ในรูปที่ 2.2) ดังนั้น กระแสทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการส่องแสงจะไหลไปที่เอาต์พุต ดังนั้นกระแสสูงสุดที่มีที่จุดนี้จะเรียกว่า กระแสลัดวงจร (Short-circuit current, I_{sc})

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

จากสมการหาความต้านทานของโหลดเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์จะเพิ่มสูงขึ้น ค่าของกระแสจะมีค่าเท่าเดิม ดังนั้นกระแสด้านออกจะสัมพันธ์กันกับกระแสโฟโต้ (Photo Current) เมื่อแรงดันไดโอดเริ่มมากขึ้นหลังจากค่าความต้านทานโหลดเพิ่มขึ้นแล้วสัดส่วนที่เพิ่มอย่างรวดเร็วของกระแสโฟโต้ทำให้ ทำให้ไดโอดนำกระแสและกระแสจะไหลผ่านไดโอด กระแสนี้ทำให้เกิดการสูญเสียภายในไดโอดเอง ซึ่งจะสัมพันธ์กับพื้นที่ เส้นโค้งของกระแสโฟโต้ และเส้นโค้งกระแสเซลล์ เนื่องจากผลรวมของกระแสโหลดและกระแสไดโอดต้องมีค่าเท่ากับค่าคงที่ของกระแสโฟโต้ ดังนั้นกระแสด้านออกจะมีขนาดลดลง (จุดที่ 3 ในรูปที่ 2.2) ส่วนโหลดที่ค่าความต้านทานสูงมากๆ (open circuit) แสดงในรูปที่ 2.3 กระแสด้านออกมีค่าเท่ากับ 0 ($I_{cell}=0$) ดังนั้นผลรวมของ

กระแสโฟโต้ที่ไหลผ่านไดโอดภายใน (จุดที่ 4 ในรูปที่ 2.2) ขณะเปิดวงจร open-circuit voltage (V_{oc}) สามารถหาได้โดยสมการ (2.3) ดังรูปที่ 2.3

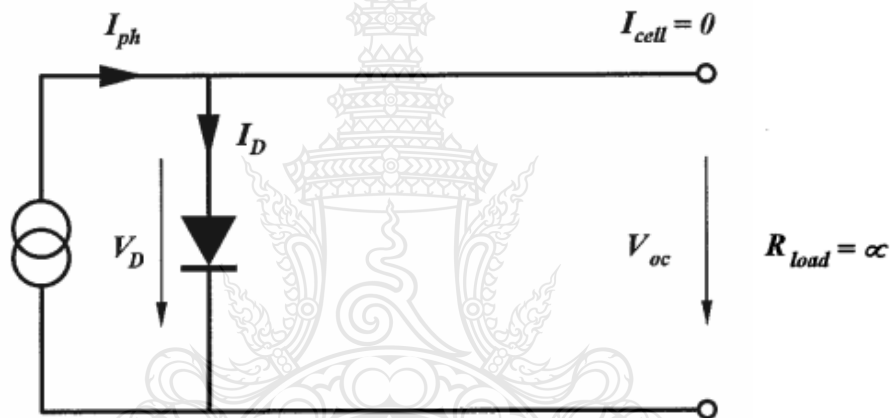
$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_o} + 1\right) \quad (2.3)$$

เมื่อ

V_{oc} = ค่าแรงดันเปิดวงจรที่มีการเปลี่ยนแปลงตามสัมประสิทธิ์ของอุณหภูมิ
จากวงจรสมมูลของเซลล์

kT = ค่าคงที่ Boltzman มีค่า 1.30×10^{-23} J/k

Q = คือนาฬิกาประจุมีค่า 1.602×10^{-19} คูอมบ์



รูปที่ 2.3 เปิดวงจร open-circuit voltage (V_{oc})

2.1.2 การระบุตำแหน่งดวงอาทิตย์

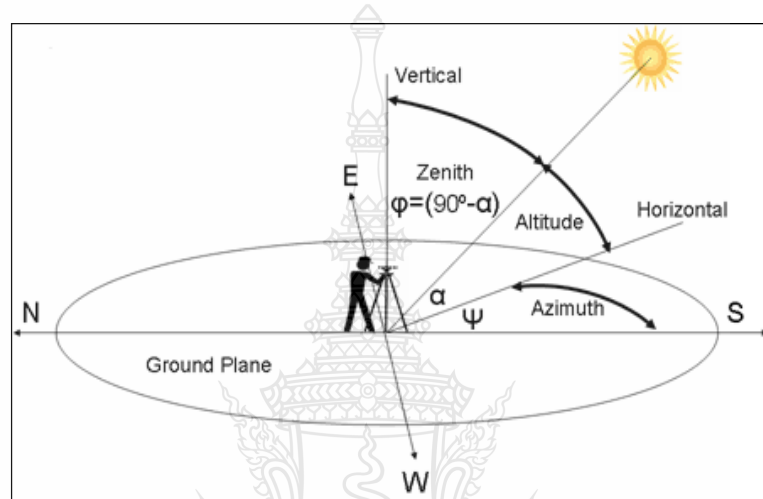
ในระบบสุริยจักรวาล โลกจะหมุนรอบตัวเองพร้อมกับหมุนรอบดวงอาทิตย์ไปด้วย เนื่องจากพื้นผิวโลกกว้างใหญ่มาก ทำให้ขณะที่โลกหมุนอยู่นั้น เราจะรู้สึกว่่าพื้นผิวโลกอยู่นิ่ง และดวงอาทิตย์เคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปทางทิศตะวันตกในการระบุตำแหน่งดวงอาทิตย์บนท้องฟ้าสำหรับพลังงานแสงอาทิตย์มีอยู่ 2 ระบบ ดังนี้

2.1.2.1 ระบบอาซิมุท – อัลติจูด (azimuth – altitude system) ใช้มุม 2 มุม ในการบอกตำแหน่งของดวงอาทิตย์ ประกอบด้วยมุมอาซิมุท และมุมอัลติจูด

1. มุมอาซิมุท (Azimuth, ψ) เป็นมุมที่วัดจากทิศใต้ไปยังเงา (projection) บนระนาบขอบฟ้าของเส้นตรงที่เชื่อมระหว่างผู้สังเกตกับดวงอาทิตย์ โดยกำหนดให้เงาดังกล่าวอยู่ด้านตะวันออกมุมอาซิมุทมีค่าเป็นบวกและ ทางตะวันตกมีค่าเป็นลบ ดังนั้น $-180 < \psi < 180$ องศา

2. มุมอัลติจูด (Altitude, α) คือมุมเงยของเส้นตรงเชื่อมระหว่างดวงอาทิตย์กับผู้

สังเกต มีค่าระหว่าง 0 ถึง 90 องศา ส่วนเส้นตรงที่เชื่อมต่อระหว่างดวงอาทิตย์และผู้สังเกต กับแนวเส้นตรงศีรษะของผู้สังเกต เรียกมุมเซนิท (Zenith, θ_z) ซึ่งสามารถใช้ออกตำแหน่งของดวงอาทิตย์ได้เช่นกัน โดยที่ $\theta_z = 90 - \alpha$



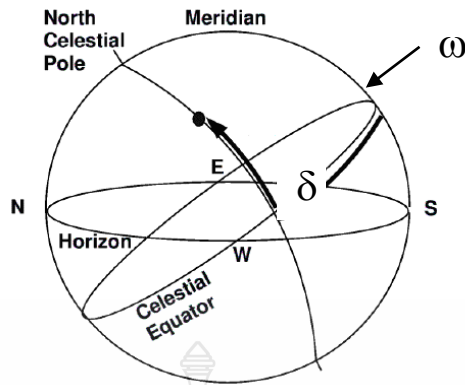
รูปที่ 2.4 พิกัดแบบ อะซิมูท – อัลติจูด [9]

ข้อดีของระบบอะซิมูท – อัลติจูด คือเข้าใจง่าย ส่วนข้อเสีย คือ ค่ามุมทั้งสองจะเปลี่ยนแปลงตลอดวัน และจะเปลี่ยนแปลงตามวันในรอบปี

2.1.2.2 ระบบศูนย์สูตร (Equatorial system) ใช้มุมส่วนโค้งของทรงกลมท้องฟ้า เป็นตัวบอกตำแหน่งดังแสดงในรูปที่ 2.5 ดังนี้

1) เคคลิเนชัน (Declination, δ) คือมุมที่ใช้วัดระหว่างเส้นทางเดินของดวงอาทิตย์กับเส้นศูนย์สูตรดังรูปที่ 2.5 มีค่าอยู่ที่ -23.5 องศา ถึง 23.5 องศา ถือว่าในแต่ละวันจะมีค่าคงที่ แต่จะเปลี่ยนแปลงตามวันในรอบปีนั้นๆ คำนวณหาค่าดังกล่าวได้โดยใช้สมการที่ 2.4

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(284 + D)\right) \quad (2.4)$$



รูปที่ 2.5 การบอกพิกัดแบบศูนย์สูตร [9]

2) มุมชั่วโมง (Hour angle, ω) เป็นมุมบอกตำแหน่งดวงอาทิตย์โดยเปลี่ยนตามเวลาในรอบหนึ่งวัน ซึ่งค่าเท่ากับ 0 ขณะที่ดวงอาทิตย์อยู่ที่ตำแหน่งสูงสุดขณะดวงอาทิตย์ขึ้นบนท้องฟ้าเท่ากับ 90 องศา และเมื่อดวงอาทิตย์ตกเท่ากับ - 90 องศา ความสัมพันธ์ของการบอกพิกัดระบบทั้งสอง ดังนี้

$$\sin \alpha = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (2.5)$$

$$\cos \psi = \frac{\sin \alpha \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cos \phi} \quad (2.6)$$

โดย	α	คือ มุมอัลติจูด (องศาเคลวิน)
	ψ	คือ มุมอาซิมุมุต (องศาเคลวิน)
	ω	คือ มุมชั่วโมง (องศาเคลวิน)
	ϕ	คือ ละติจูด (องศาเคลวิน)
	δ	คือ เดคลิเนชัน (องศาเคลวิน)

2.1.3 ตำแหน่ง เวลาของดวงอาทิตย์

ตามที่มีความเร็วการเคลื่อนที่ของโลกรอบดวงอาทิตย์ บนตำแหน่งต่างๆ ของวงโคจรมีค่าไม่เท่ากัน ทำให้ช่วงเวลาที่อาจสังเกตเห็นบนพื้นโลกเห็นดวงอาทิตย์ตรงศีรษะ 2 ครั้งติดกัน หรืออาจกล่าวได้ว่าระยะเวลา 1 วันไม่เท่ากัน จึงมีการกำหนดเวลามาตรฐาน 1 วินาทีขึ้นมาเพื่อใช้อ้างอิงเหตุการณ์ต่างๆ โดยแบ่งเวลาในวันที่ 1 มกราคม ปี ค.ศ. 1900 ออกเป็น 86,400 ส่วน เรียก 1 ส่วนว่า 1 วินาที และเรียกเวลาดวงอาทิตย์เฉลี่ย (solar mean time) โดยการวัดความถี่ของการสั่นของอะตอมบาง

ชนิด กำหนดให้เวลา ณ เมืองกรีนิช (Greenwich) ประเทศอังกฤษเป็นเวลาสากล (Universal time) หรือ เวลากรีนิช (Greenwich Mean Time, GMT) โดยในประเทศต่างๆ เวลาจะถูกแบ่งออกเป็นเขตๆ โดยเทียบกับเวลากรีนิช โดยใช้เส้นลองจิจูดมาตรฐาน (standard longitude, L_s) และในเขตนั้นๆ จะใช้เวลาเดียวกัน เส้นลองจิจูดนี้จะอยู่ห่างออกจากกรีนิชเป็นจำนวนเท่าของ 15 องศา เช่นประเทศไทยอยู่ที่ลองจิจูดมาตรฐาน 105 องศา ($105 / 15 = 7$) ดังนั้นเวลาของไทยจึงเร็วกว่ากรีนิช 7 ชั่วโมง (GMT+7) ในแต่ละเขตจะเรียกเวลามาตรฐานท้องถิ่น (Local standard time, LST) ซึ่งอ่านได้จากนาฬิกาท้องถิ่น

เวลาดวงอาทิตย์ และเวลาที่อ้างอิง หรือความแตกต่างของเวลาดวงอาทิตย์ที่เฉลี่ยกันตามวันในรอบปี สามารถหาได้จากสมการเวลา (Equation of time) ดัง สมการที่ 2.7

$$EOT = 9.87 \left(2 \left(\frac{360}{364} (D - 81) \right) - 7.53 \cos \left(\frac{360}{364} (D - 81) \right) - 1.5 \sin \left(\frac{360}{364} (D - 81) \right) \right) \quad (2.7)$$

เวลาดวงอาทิตย์หาได้จากเวลามาตรฐานท้องถิ่น, สมการเวลา และผลต่างระหว่างเส้นลองจิจูดมาตรฐานกับลองจิจูดของผู้สังเกต ซึ่งเขียนได้ตามสมการที่ 2.8 ดังนี้

$$ST = LST \pm 4(L_s - L_{loc}) + EOT \quad (2.8)$$

เมื่อ

ST คือ เวลาดวงอาทิตย์ (ชั่วโมง: นาที)

LST คือ เวลามาตรฐานท้องถิ่น (ชั่วโมง: นาที)

L_s คือ เส้นลองจิจูดที่ใช้อ้างอิงเวลามาตรฐานท้องถิ่น (องศา)

L_{loc} คือ ตำแหน่งเส้นลองจิจูดของสถานที่ที่ติดตั้งระบบ (องศา)

EOT คือ สมการเวลา (Equation of Time)

ค่าของ $4(L_s - L_{loc})$ มีหน่วยเป็นนาที และค่าของ L_s และ L_{loc} เป็นลบเมื่ออยู่ทางตะวันตกของกรีนิช และ เป็นบวกเมื่ออยู่ทางตะวันออกของกรีนิช

เราสามารถหาความสัมพันธ์ของมุมชั่วโมงดวงอาทิตย์กับเวลาของดวงอาทิตย์ได้จากสมการที่ 2.9 ดังนี้

$$\omega = 15(12 - ST) \quad (2.9)$$

เมื่อ ω คือ มุมชั่วโมงของดวงอาทิตย์ (องศา)

ST คือ เวลาดวงอาทิตย์ (ชั่วโมง: นาที)

2.1.4 การหาค่ารังสีดวงอาทิตย์บนพื้นโลก

การส่งผ่านรังสีอาทิตย์มายัง โลกนั้น จะถูกดูดกลืน โดยชั้นบรรยากาศของโลก และการหักเหของรังสีจากตัวกลางก่อนที่จะมายังพื้นโลก ยกตัวอย่างเช่น ฝุ่นละออง ความหนาแน่นของไอน้ำ ในอากาศ ฯลฯ กระทั่งการเกิดการสะท้อนพื้นดิน หรือตัวกลางอื่นกลับออกไป ดังนั้นรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกแบ่งออกเป็นสามส่วน ประกอบด้วย

(1) รังสีอาทิตย์แบบโดยตรง (Direct Solar Radiation)

(2) รังสีอาทิตย์แบบกระจาย (Diffuse Solar Radiation)

(3) รังสีอาทิตย์แบบสะท้อน (Reflect Solar Radiation)

จากที่กล่าวมาทั้งหมดสามารถคำนวณหารังสีดวงอาทิตย์รวมได้จากสมการที่ 2.10 ดังนี้

$$G_t = G_b + G_d + G_r \quad (2.10)$$

เมื่อ

G_t คือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รวม (W/m^2)

G_b คือ ความเข้มรังสีตรง (W/m^2)

G_d คือ ความเข้มรังสีกระจาย (W/m^2)

G_r คือ ความเข้มรังสีสะท้อน (W/m^2)

โดยองค์ประกอบทั้ง 3 สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.11 ถึง 2.13

เมื่อ

$$G_b = G_o \cos \theta_s \quad (2.11)$$

$$G_d = G_o \cos \theta_s \tau_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (2.12)$$

$$G_r = \rho G_o \cos \theta_s \tau_r \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (2.13)$$

เมื่อ

- G_o คือ รังสีดวงอาทิตย์นอกชั้นบรรยากาศโลก (W/m^2) หาได้จากสมการที่ 2.11
- θ_s คือ มุมที่รังสีดวงอาทิตย์ตกกระทบแผง วัดระหว่างแนวรังสีดวงอาทิตย์กับเส้นตั้งฉากกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังรูปที่ 2.5 และ หาได้จากสมการ 2.19
- θ_z คือ มุมเซนิท (Zenith) วัดระหว่างแนวรังสีดวงอาทิตย์กับเส้นตั้งฉากกับพื้น แสดงในรูปที่ 2.6 และ หาได้จากสมการ 2.18
- β คือ มุมเอียงการติดตั้งแผง
- ρ คือ สัมประสิทธิ์การสะท้อนแสงของพื้นที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์
- τ_b คือ สัมประสิทธิ์รังสีตรงดวงอาทิตย์ของบรรยากาศโลก หาได้จากสมการ 2.19
- τ_d คือ สัมประสิทธิ์รังสีกระจายดวงอาทิตย์ของบรรยากาศโลก หาได้จากสมการที่ 2.20
- τ_r คือ สัมประสิทธิ์รังสีสะท้อนดวงอาทิตย์ของบรรยากาศโลก หาได้จากสมการที่ 2.21
- สัมประสิทธิ์การนำรังสีตรงของบรรยากาศคำนวณได้ดังนี้

$$\tau_b = a_0 + a_1 e^{\left(\frac{-k}{\cos\theta_z}\right)} \quad (2.14)$$

เมื่อ

$$a_0 = r_0 [0.4237 - 0.00821(6 - A)^2] \quad (2.15)$$

$$a_1 = r_1 [0.5055 + 0.00595(6.5 - A)^2] \quad (2.16)$$

$$k = r_k [0.2711 + 0.01858(2.5 - A)^2] \quad (2.17)$$

โดย A คือ ความสูงของจุดที่ติดตั้ง ระบบ (กิโลเมตร) จากระดับน้ำทะเล ค่า r_0, r_1 และ r_k คือตัวประกอบปรับแก้สำหรับภูมิอากาศในลักษณะต่างๆ ตามตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ค่าตัวประกอบปรับแก้สำหรับภูมิอากาศต่างๆ

Climate Type	r0	r1	rk
Tropical	0.95	0.98	1.02
Mid-latitude summer	0.97	0.99	1.02
Sub arctic summer	0.99	0.99	1.01
Mid-latitude winter	1.03	1.01	1.00

ส่วนค่าสัมประสิทธิ์รังสีสะท้อนของบรรยากาศ และการนำรังสีกระจายคำนวณได้ดังนี้

$$\tau_d = 0.271 - 0.294\tau_b \quad (2.18)$$

$$\tau_r = 0.271 + 0.706\tau_b \quad (2.19)$$

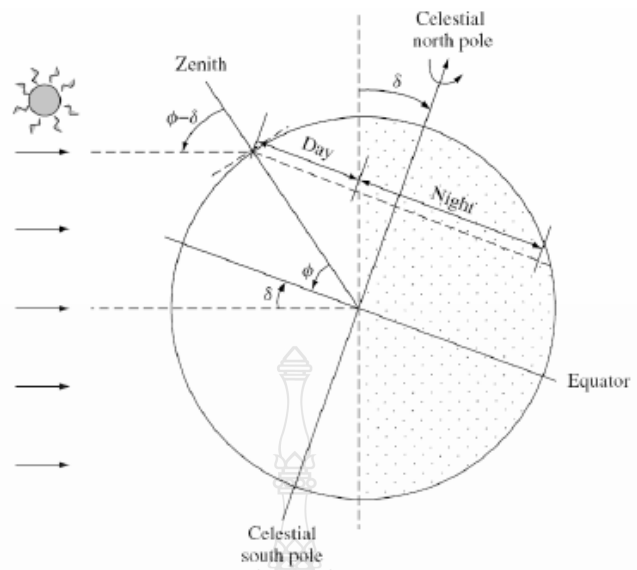
มุมเดคลิเนชัน และมุมเซนิทคำนวณได้ดังนี้

$$\cos\theta_z = \cos\delta \cos\phi \cos\omega - \sin\delta \sin\phi \quad (2.20)$$

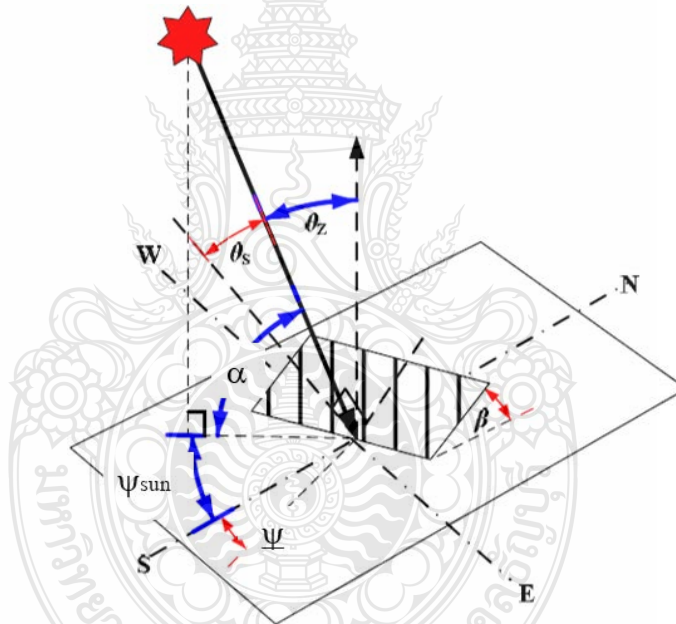
$$\begin{aligned} \cos\theta_s = & \sin\delta \sin\phi \cos\beta - \sin\delta \cos\phi \sin\beta \cos\psi \\ & + \cos\delta \cos\phi \cos\beta \cos\omega + \cos\delta \sin\phi \sin\beta \cos\psi \cos\omega \\ & + \cos\delta \sin\psi \sin\omega \sin\beta \end{aligned} \quad (2.21)$$

โดยที่

- δ คือ เดคลิเนชัน (องศา) คำนวณได้จากสมการที่ 2.4
- ϕ คือ ละติจูด (องศา) ของตำแหน่งที่ติดตั้งระบบ
- ω คือ มุมชั่วโมง (องศา) คำนวณได้จากสมการที่ 2.10 ถึง 2.4
- β คือ มุมเอียงในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (องศา)
- ψ คือ มุมอาซิมุต (องศา)



รูปที่ 2.6 มุมเดคลิเนชัน และมุมเซนนิท [11]



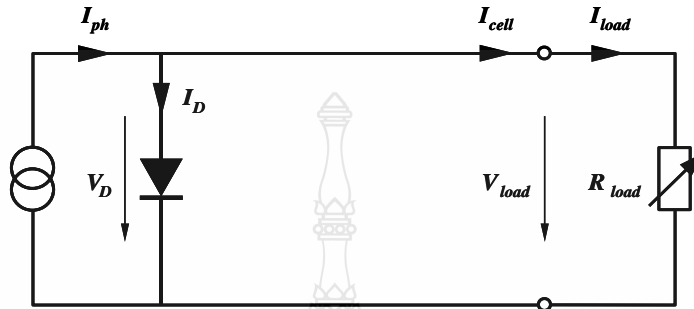
รูปที่ 2.7 มุมที่เกี่ยวข้องในการคำนวณ [11]

2.1.5 เซลล์แสงอาทิตย์ทางทฤษฎี

เซลล์แสงอาทิตย์จะทำงานเมื่อมีแสงสว่างตกกระทบบที่ตัวเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจะสร้างประจุพาหะอิสระให้ไหลผ่านโหลดที่มีอยู่ ความเข้มของแสงที่ตกกระทบบจะเป็นสัดส่วนกับจำนวนของประจุพาหะ ซึ่งจะทำให้เกิดกระแสไฟไหล (I_{ph}) ภายในเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นสามารถเขียนวงจรในอุดมคติของเซลล์แสงอาทิตย์แทนด้วยรูปที่ 2.8 โดยที่รอยต่อ P-N junction แทนด้วยไดโอด และ

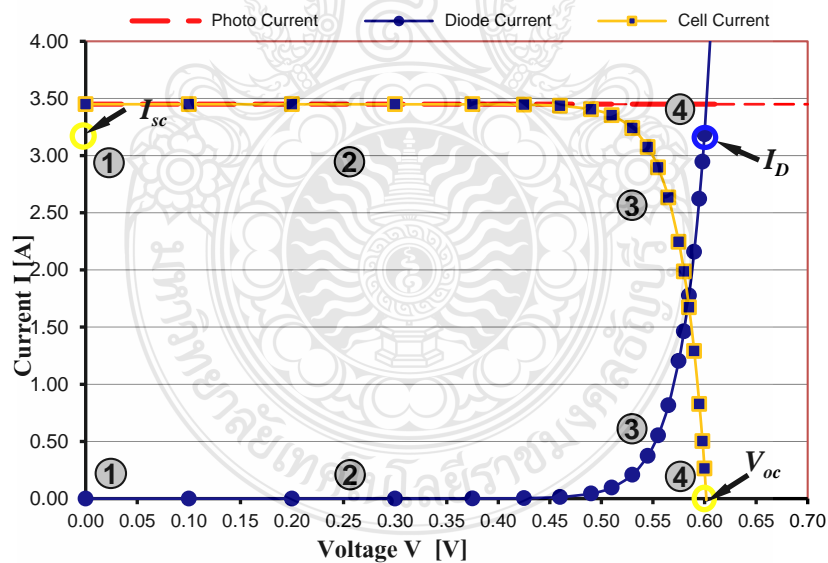
แหล่งจ่ายกระแสขึ้นอยู่กับความเข้มของแสงตกกระทบ และความต้านทานปรับค่าแทนด้วยโหลด สามารถเขียนสมการ ดังนี้

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.22)$$



รูปที่ 2.8 วงจรสมมูลในอุดมคติของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับ โหลด

เมื่อนำวงจรในรูปที่ 2.8 ไปทดสอบ จะได้คุณลักษณะของเส้นโค้งของกระแส-แรงดัน (I-V Curve) เมื่อมีแสงตกกระทบคงที่จะทำให้เกิดตามรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 กราฟแรงดัน - กระแสของเซลล์แสงอาทิตย์ จากคุณลักษณะของไดโอด

เมื่อเกิดการ Short-circuit ขึ้น ($R_{load} = 0$) ที่ปลายขั้วต่อโหลด ทำให้แรงดันด้านออกและแรงดันคร่อมไดโอดมีค่าเป็นศูนย์ ตามสมการที่ 2.22 แรงดัน $V = 0$ (จุดที่ 1 ในรูปที่ 2.9) กระแสทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการส่องแสงจึงไหลไปที่ Output ซึ่งเรียกว่ากระแสลัดวงจร Short-circuit current (I_{sc})

$$I_{sc} = I_{cell} = I_{ph} \quad (2.23)$$

ความสัมพันธ์ของกระแสด้านออก และกระแสโฟโต (จุดที่ 2 ในรูปที่ 2.9) เมื่อปรับค่าความต้านทานที่โหลดอย่างต่อเนื่อง แรงดันเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มสูงขึ้น ส่วนค่ากระแสจะมีค่าเท่าเดิม

สัดส่วนที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของ กระแสโฟโต เกิดจากการเพิ่มขึ้นแรงดันไดโอด ซึ่งหลังจากค่าความต้านทานโหลดเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ไดโอดเกิดการนำกระแสและไหลผ่านไดโอดอย่างรวดเร็ว ทำให้เกิดการสูญเสียกำลังภายในไดโอดเอง ซึ่งสัมพันธ์กับพื้นที่ เส้นโค้งของกระแสโฟโต และเส้นโค้งกระแสเซลล์ เนื่องจากผลรวมของกระแสโหลดและกระแสไดโอดต้องมีค่าเท่ากับค่าคงที่ของกระแสโฟโต ทำให้กระแสด้านออกมีค่าลดลง (จุดที่ 3 ในรูปที่ 2.9)

หากค่าความต้านทานโหลดมีค่ามาก ๆ (Open circuit) ดังรูปที่ 2.8 จะทำให้กระแสขาออกมีค่าเท่ากับศูนย์ ($I_{cell} = 0$) ทำให้ผลรวมของกระแสโฟโต ที่ไหลผ่านไดโอดภายใน (จุดที่ 4 ในรูปที่ 2.9) ขณะเปิดวงจร *open-circuit voltage* (V_{oc}) สามารถหาได้โดย

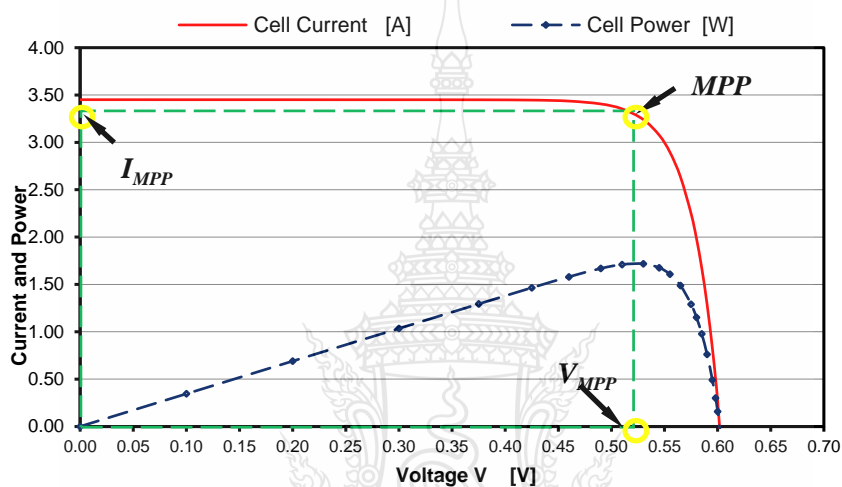
$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_o} + 1 \right) \quad (2.24)$$

The diagram shows a circuit model of a solar cell. On the left, there is a current source labeled I_{ph} pointing to the right. This current source is connected in parallel with a diode. The diode is represented by a triangle pointing downwards, with a current I_D flowing through it from top to bottom. The voltage across the diode is labeled V_D . The output terminals of the circuit are on the right, with an open-circuit voltage V_{oc} measured across them. The current flowing out of the positive terminal is labeled $I_{cell} = 0$. A load resistor $R_{load} = \infty$ is connected across the terminals, indicating an open circuit.

รูปที่ 2.10 วงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ขณะเปิดวงจร

แรงดันเปิดวงจร (Open circuit voltage) จำนวนของซิลิคอนเซลล์มีค่าระหว่าง 0.5 - 0.6 V และมีค่าระหว่าง 0.6 – 0.9 V สำหรับอะมอลฟัสเซลล์ ผลทดลองบอกได้ว่าเส้นโค้งคุณลักษณะ ของเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเปรียบเทียบมีลักษณะคล้ายกับเส้นโค้งคุณสมบัติไดโอดแต่มีทิศทางตรงข้ามกัน

เนื่องจากการกักเก็บไฟฟ้า เกิดจากกระแสและแรงดัน ทำให้การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายได้นั้นขึ้นอยู่กับของแสงที่ได้รับ ดังแสดงในกราฟคุณสมบัติ I-V ที่ตรงข้ามไดโอดตามรูปที่ 2.10 ซึ่งจะมีจุดที่เกิดพลังงานสูงสุดเรียกว่า *Maximum Power Point (MPP)*



รูปที่ 2.11 กราฟเส้นโค้งกำลังไฟฟ้า และจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MPP)

ถึงแม้ค่ากระแสลัดวงจรจะเป็นจุดสูงสุด แต่เมื่อค่าแรงดันเท่ากับศูนย์ ดังนั้นทำให้ค่ากำลังมีค่าเท่ากับศูนย์ด้วย ในทางกลับกันจุดเปิดวงจร กำลังไฟฟ้าที่จุดนี้มีค่าเป็นศูนย์ด้วย ในระหว่างที่มีผลที่เกิดจากการรวมกันของกระแสและแรงดันที่ทำให้ค่าของกำลังมีค่าใกล้เคียงกับค่าสูงสุด

เมื่อเกิดลัดวงจรกระแสลัดวงจรสูงสุด แต่แรงดันไฟฟ้าเท่ากับศูนย์ ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าเท่ากับศูนย์ด้วย และในทางตรงกันข้ามกำลังไฟฟ้าที่จุดเปิดวงจรก็จะมีค่าเป็นศูนย์ด้วย ในขณะที่เกิดผลของการรวมกันระหว่างกระแส และแรงดัน ทำให้ค่ากำลังไฟฟ้ามีค่าใกล้เคียงกับค่าไฟฟ้าสูงสุด หรือจุดที่เซลล์แสงอาทิตย์ให้ค่าพลังงานสูงสุด เรียกว่า *Maximum Power Point (MPP)* ซึ่งพิจารณาส่วนโค้งของเส้นกราฟ I-V ค่าของ V_{MPP} และ I_{MPP} โดยคำนวณได้จาก V_{oc} และ I_{sc} คือ

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

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

และการหาค่าคุณสมบัติเซลล์แสงอาทิตย์เรียกว่า *Fill Factor (FF)* หาได้โดยใช้สมการที่ 2.25

$$FF = \frac{(V_{MPP} \cdot I_{MPP})}{(V_{oc} \cdot I_{sc})} \quad (2.25)$$

ค่า Fill Factor หมายถึงค่าแสดงคุณภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจะแสดงคุณลักษณะพื้นที่สี่เหลี่ยมของเส้นโค้ง I-V มีค่าเป็นมากน้อยเพียงใด ซึ่งปกติ เซลล์ซิลิคอน มีค่าประมาณ 0.7 – 0.8 สามารถหาค่ากำลังดันออกของเซลล์โดยใช้สมการที่ (2.26)

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} = V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF \quad (2.26)$$

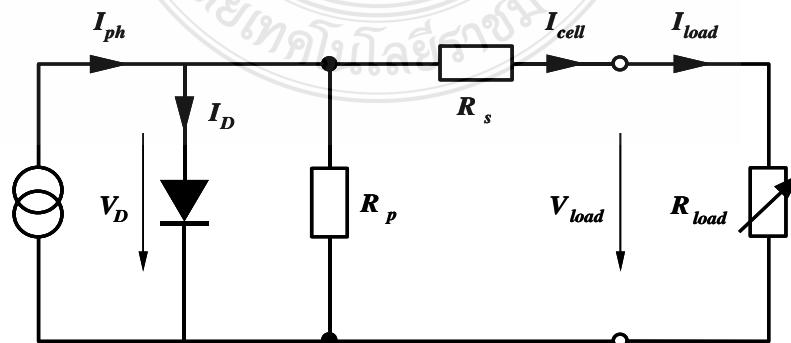
ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาได้จาก อัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าด้านออก ต่อพลังงานแสงอาทิตย์ด้านเข้า (P_{in}) ดังสมการที่ 2.27

$$\eta = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (2.27)$$

จากการทดสอบในห้องปฏิบัติการปัจจุบัน Silicon Solar Cell ค่าประสิทธิภาพสูงสุดที่รับแสงอาทิตย์ขนาด 1.5 AM มีค่าประมาณ 24 % และประสิทธิภาพ 10 -14 % ของส่วนที่ใช้งานทั่วไป แต่ในทางทฤษฎีมีค่า 26 – 27%

2.1.6 คุณสมบัติเซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติการต่อความต้านทานแบบอนุกรม และขนาน

จากการทดสอบคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์ พบค่าความต้านทานภายในเซลล์ อีก 2 ค่า ประกอบด้วย R_s ต่อแบบอนุกรม และ R_p ที่ต่อแบบขนาน ดังรูปเทียบเคียงที่ 2.12

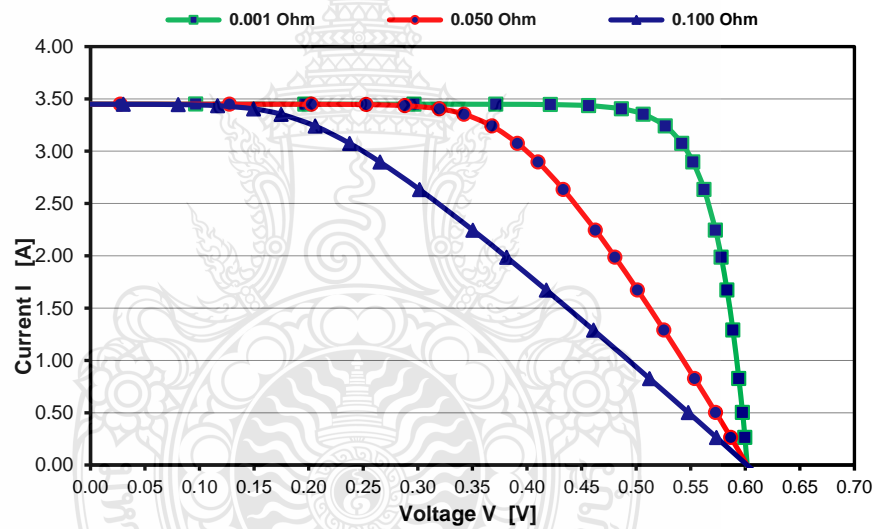


รูปที่ 2.12 วงจรสมมูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ใช้งานจริง

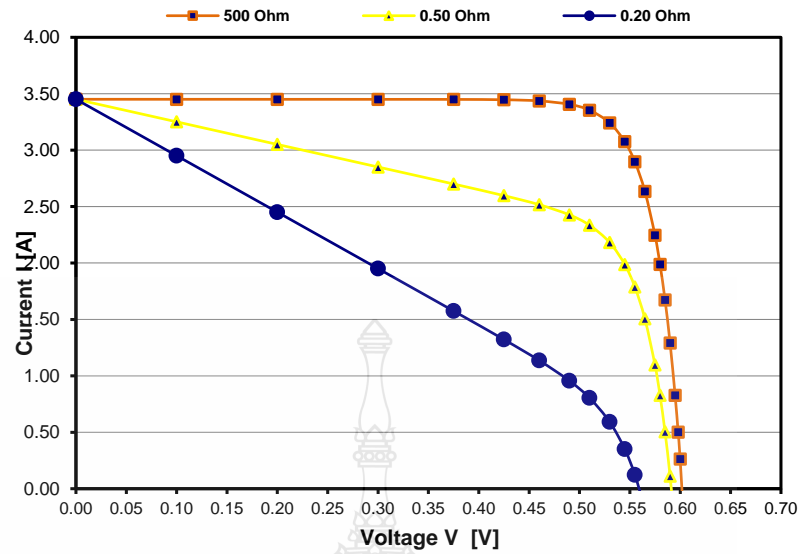
จากวงจรสมมูลรูปที่ 2.12 เขียนเป็นสมการเทียบเคียงได้ดังสมการที่ 2.28

$$I_{cell} = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q}{k \cdot T} \cdot (V_{load} + I_{cell} \cdot R_s)} - 1 \right) - \frac{V_{load} + I_{cell} \cdot R_s}{R_p} \quad (2.28)$$

การเรียงกันเป็นชั้นของซิลิคอนจะเกิดค่าความต้านทานที่อนุกรมกัน และการต่อกับขั้วต่อภายนอกทำให้เกิดค่าความต้านทานขั้วโลหะด้านหน้า และหลัง และค่าความต้านทานจากรอยต่อ P-N junction ไม่สมบูรณ์ จะเป็นความต้านทานแบบขนาน ก่อให้เกิดการรั่วไหลของกระแส อาจทำให้เกิดการลัดวงจรบางส่วนในบริเวณใกล้กับขอบของเซลล์ ค่าความต้านทานนี้ส่งผลต่อค่า Fill Factor ทำให้ค่ากำลังด้านออกสูงสุดลดลงดังรูปที่ 2.12 เป็นผลของ R_s และรูปที่ 2.12 เป็นผลของ R_p



รูปที่ 2.13 เส้นโค้งของ I-V ของความต้านทานอนุกรมค่าต่างกัน



รูปที่ 2.14 เส้นโค้งของ I-V ของความต้านทานขนานค่าต่างกัน

2.1.7 ความสูญเสียที่เกิดขึ้นในเซลล์แสงอาทิตย์

1) ความสูญเสียจากการสะท้อนแสง การส่องแสงในอากาศไปยังสารกึ่งตัวนำเพราะดัชนีการหักเหแสงต่างกัน สามารถลดความสูญเสียโดยวิธีปรับ โครงสร้างของผิวเซลล์ หรือเคลือบผิวด้วยสารกันสะท้อน และการสะท้อนของโลหะที่เชื่อมต่อด้านหน้าของแผงเซลล์

2) ความเข้มของแสงจากการส่องของแสงอาทิตย์ในช่วงกว้าง (Wide spectrum) โฟตอนมีพลังงานไม่เท่ากัน โฟตอนที่มีพลังงานน้อยกว่า Band-gap จะไม่สามารถขับเคลื่อนให้อิเล็กตรอนเคลื่อนที่ ดังนั้นจึงไม่เกิดพันธะคู่ระหว่างอิเล็กตรอนกับโฮล และขณะที่พลังงานของโฟตอนมากกว่าหรือเท่ากับ Band-gap จึงสามารถนำไปใช้ได้ และหากมีแสงมากแต่ค่าพลังงานไม่ถึง Band-gap ก็ใช้ประโยชน์ไม่ได้ อีกทั้งยังจะส่งผลให้เกิดความร้อนในผลึกเซลล์ได้ ซึ่งเหตุผลดังกล่าวถือเป็นข้อจำกัดกำลังไฟฟ้า และประสิทธิภาพของเซลล์

3) กระแส Dark current (I_0) มีค่าสูงกว่าค่าทางทฤษฎีทำให้แรงดันลดลง ดังสมการที่ (2.22)

4) จุดที่มีความไม่สมบูรณ์ เช่น ความบกพร่องภายในผลึกหรือความบริสุทธิ์ จะเกิดกรณีประจุพาหะรวมตัวกันไม่หมด (Recombination) แก้ไขโดยการนำวัสดุที่มีความบริสุทธิ์มากที่สุด ลักษณะผิวของวัสดุกึ่งตัวนำจะต้องมีความแข็งแรงทนต่อการรบกวนภายนอก ค่า Fill Factor จะต้องมิต่ำน้อยกว่า 1 เสมอ (ค่าสูงสุดจากการคำนวณทางทฤษฎี คือ 0.85)

5) ค่าความต้านทานอนุกรมและขนาดที่เกิดขึ้นส่งผลให้ค่า Fill Factor ลดลง

6) ค่าความสูญเสียจากอุปกรณ์การติดตั้งต่างๆ ในระบบ ตัวอย่างเช่น ความสูญเสียจากอุปกรณ์ที่ใช้งาน การเลือกขนาดของเคเบิลที่ไม่เหมาะสมซึ่งอาจส่งผลสูญเสียจากความต้านทานในตัวของเคเบิลเอง ซึ่งหากใช้เคเบิลที่มีค่าความต้านทานในตัวสูง จะส่งผลให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เกิดการสูญเสียขึ้น ณ จุดนี้ สูงในระดับหนึ่ง ดังสมการที่ 2.29

$$E_{LOSS} = \sum_0^n P_D \times H \times Y \quad (kW - h) \quad (2.29)$$

โดยที่

E_{LOSS} คือ ค่าพลังงานสูญเสียในรอบปี

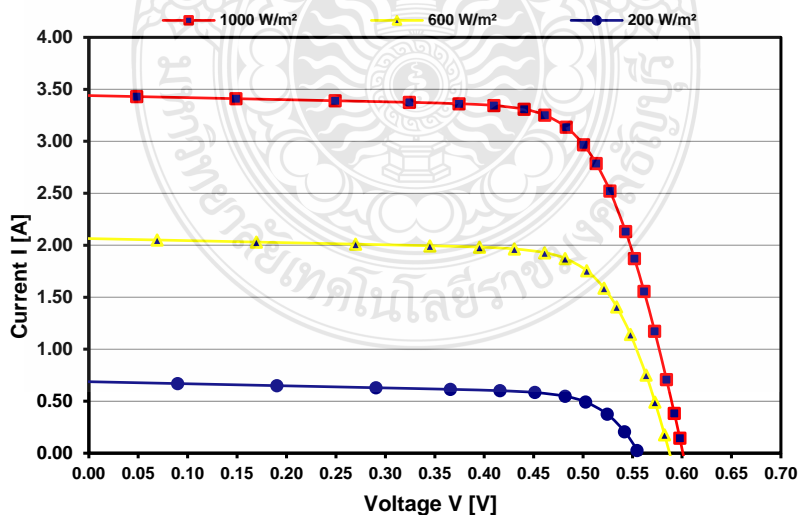
P_D คือ ค่าพลังงานสูญเสียในสายเคเบิล

H คือ ชั่วโมงที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าในรอบหนึ่งวัน

Y คือ จำนวนวันในรอบปี (365 วัน)

2.1.8 ผลจากระดับของแสงอาทิตย์

กระแสไฟโตที่เกิดขึ้นมีส่วนที่เป็นเชิงเส้นกับแสงสว่างของดวงอาทิตย์ หากพิจารณากับวงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ และกราฟคุณลักษณะของเส้นโค้ง จะพบว่าเส้นโค้งเกี่ยวข้องกับแรงดันที่ตกคร่อมไดโอดภายใน ซึ่งสัมพันธ์กันกับ คุณลักษณะกลับของไดโอด และเมื่อความเข้มของแสงสว่างต่ำ V_{oc} และ I_{sc} ก็ต่ำตามไปด้วย ดังรูปที่ 2.15

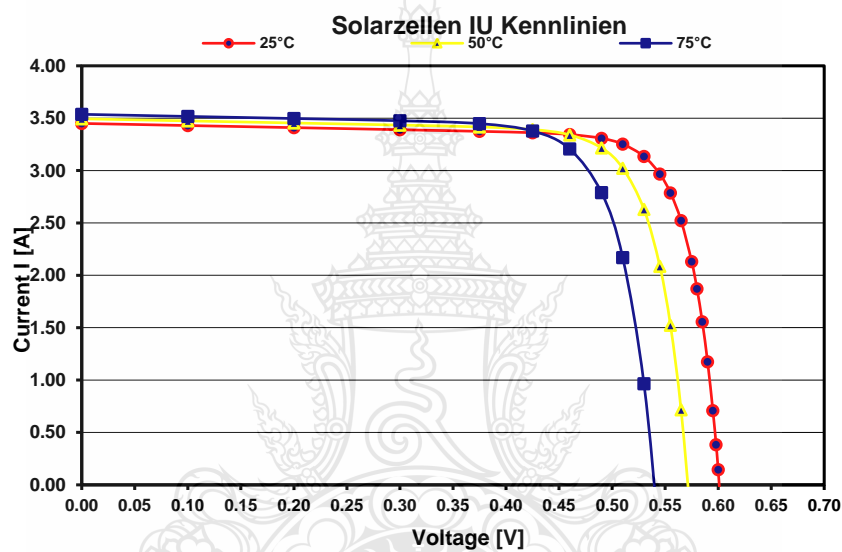


รูปที่ 2.15 เส้นโค้งของ I-V ค่าแสงสว่างแตกต่างกัน

2.1.9 ผลกระทบของอุณหภูมิ

การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิของเซลล์ส่งผลให้อิเล็กตรอนที่บริเวณรอยต่อ P-N สามารถที่จะมีพลังงานในการเคลื่อนตัว จึงทำให้กระแสลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ เพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิโดยมีค่าประมาณ $0.07\% V_{oc}$ ซึ่งมีผลกับอุณหภูมิเช่นกันคือ V_{oc} ลดลงประมาณ $0.4\% / K$

สิ่งที่ต้องคำนึงถึงเมื่อติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์คืออุณหภูมิ พร้อมทั้งสิ่งที่ช่วยในการระบายความร้อนเพื่อให้ประสิทธิภาพของเซลล์ดีขึ้น โดยที่อุณหภูมิจะทำให้กำลังไฟฟ้าลดลง $0.4 - 0.5\% / K$ แสดงได้ดังรูปที่ 2.16



รูปที่ 2.16 กราฟ I-V ที่อุณหภูมิต่างๆ

ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด “Watt Peak” (W_p) เกิดได้จากแสงมากกว่า และอุณหภูมิต่ำกว่าที่กำหนด และในทางตรงกันข้ามจะลดลงได้ โดยทดสอบเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ค่ามาตรฐานทดสอบ (Standard Test Conditions, STC), มีความเข้มแสง $1000W/m^2$ อุณหภูมิ $25^{\circ}C$ และ AM 1.5

2.1.10 สายไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับ

คุณสมบัติสายไฟฟ้ากระแสตรงสายไฟและกระแสสลับหรือสายไฟฟ้านั้นเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ส่งพลังงานไฟฟ้าจากที่หนึ่งไปยังอีกที่หนึ่งโดยกระแสไฟฟ้าจะเป็นตัวนำพลังงานไฟฟ้าผ่านไป ตามสายไฟจนถึงเครื่องใช้ไฟฟ้า สายไฟทำด้วยสารที่ยอมให้กระแสไฟฟ้าผ่านได้เรียกว่าตัวนำไฟฟ้า และตัวนำไฟฟ้าที่ใช้ทำสายไฟเป็นโลหะที่ยอมให้กระแสไฟฟ้าผ่านได้ดีลวดตัวนำแต่ละชนิดยอมให้

กระแสไฟฟ้าผ่านได้ต่างกัน และในส่วนประกอบของสายไฟจะมีวัสดุฉนวนไฟฟ้าห่อหุ้มเพื่อสะดวกแก่การใช้งานและป้องกันอันตรายที่อาจเกิดจากกระแสไฟกเว้นสายไฟชนิดเปลือยไม่มีฉนวนหุ้ม

ส่วนประกอบของสายไฟแบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลัก

2.1.10.1 วัสดุตัวนำไฟฟ้า

วัสดุที่ใช้เป็นตัวนำไฟฟ้าได้แก่โลหะเงิน โลหะทองแดง โลหะอลูมิเนียม โลหะเงินเยอร์มัน โลหะ ตะกั่ว และโลหะผสมต่าง ๆ สายไฟฟ้าที่ใช้งาน ภายในอาคารบ้านเรือนจะใช้โลหะทองแดง และระบบไฟฟ้าแรงสูงจะใช้โลหะอะลูมิเนียม โลหะทองแดงที่ใช้ในงานไฟฟ้าจะต้องมีความบริสุทธิ์มากหากมีสิ่งเจือปนเล็กน้อยก็จะทำให้ค่าความต้านทานเพิ่มขึ้นมาก โลหะทองแดงจะต้องมีความบริสุทธิ์ไม่น้อยกว่าร้อยละ 98 ทองแดงที่ใช้เป็นตัวนำไฟฟ้าได้แก่

(1) สายทองแดงแข็งปานกลาง

เป็นสายทองแดงที่ทำจากการรีดเส้นลวด เมื่อได้ขนาดตามที่ต้องการแล้วจะไม่นำไปอบให้อ่อน สายทองแดงชนิดนี้จะแข็งและทนต่อแรงดึงได้สูง สูงกว่าสายทองแดงชนิดอบให้อ่อน ใช้งานเดินสายไฟฟ้างกลางแจ้ง และสามารถดึงให้ตึงมาก ๆ ได้เช่น สายโทรศัพท์สายโทรเลข สายทองแดงชนิดรีดแข็งนี้ มีความต้านทานสูงกว่าสายทองแดงอ่อนราว 2.7%

(2) สายทองแดงอ่อนหรือชนิดอบให้อ่อน

คือ สายทองแดงที่รีดได้ขนาดแล้วนำไปอบด้วยความร้อนให้อ่อนซึ่งเมื่อนำไปหรือโค้งงอจะสามารถทำได้ง่าย ทนแรงดึงได้เพียง 60% ของสายทองแดงชนิดแข็ง

2.1.10.2 วัสดุฉนวนไฟฟ้า

ฉนวนคือ วัสดุที่มีคุณสมบัติในการกีดกันหรือขัดขวางการไหลของกระแสไฟฟ้าหรือวัสดุที่กระแสไฟฟ้าไม่สามารถไหลผ่านได้ใดก็ตาม ไฟเบอร์พลาสติก ฉนวนจะต้องสามารถป้องกันตัวนำไฟฟ้าจากความร้อนหรือของเหลวที่สามารถกัดกร่อนตัวนำไฟฟ้าและสามารถกันน้ำได้ดี ฉนวนที่ใช้หุ้มตัวนำไฟฟ้าต้องมีความต้านทานสูงต้องไม่ถูกกรดหรือด่างกัดกร่อนได้ตั้งแต่อุณหภูมิ 0 ถึง 200 องศาฟาเรนไฮต์ และต้องไม่ดูดความชื้นในอากาศ ฉนวนที่ใช้ตัวนำไฟฟ้ามีอยู่หลายชนิดได้แก่ แร่ใยหิน ยางทนความร้อนพลาสติกPVC ฉนวนที่นิยมใช้งานได้แก่

(1) ฉนวนยางฉนวนยางที่ใช้หุ้มตัวนำไฟฟ้าและสายเคเบิลทำจากยางพารา 20 ถึง 40% ผสมกับแร่ธาตุอีกหลายชนิดเช่น ผงซิลิเกตของแมกนีเซียม สังกะสีออกไซด์ ฯลฯ และมีกำมะถันปนอยู่ด้วยเล็กน้อย ใช้ทำสายไฟฟ้าแรงสูง

(2) พลาสติก PVC เป็น ฉนวนที่มีคุณสมบัติบิดงอได้แต่ไม่ดีเท่ากับยางไม่มีปฏิกิริยากับออกซิเจนและน้ำมันต่าง ๆ ไม่มีปฏิกิริยากับกรดและด่าง ทนอุณหภูมิได้สูงจึง เป็นที่นิยมใช้งานกันมากในปัจจุบัน

2.1.11 เครื่องแปลงกระแสสลับ

เนื่องจากระบบไฟฟ้าที่ใช้ตามบ้านเรือนทั่วไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ แต่ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสตรง (เหมือนไฟฟ้าจากถ่านไฟฉาย) ซึ่งไม่สามารถส่งมาใช้งานตามบ้านเรือนทั่วไปได้ จึงต้องมีอุปกรณ์เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้าจาก ไฟฟ้ากระแสตรง เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งก็คืออินเวอร์เตอร์โดยมีหลักการท างานด้วยการใช้วงจรรีเลย์ทรานซิสเตอร์ ในการสลับการเปิดปิดวงจรเพื่อเปลี่ยนทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าจากที่ไหลทิศทางเดียว (กระแสตรง) ให้เป็นไหลกลับไปกลับมา (กระแสสลับ) หลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ก็จะรับพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเข้าไปสู่ตัวเครื่องอินเวอร์เตอร์ ไม่ว่าจะการผลิตจากแผงโซลาร์เซลล์แล้วส่งไปที่ควบคุมกระแส หรือ ไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ก็ตาม หลังจากนั้นจะผ่านวงจรไฟฟ้าภายในตัวอินเวอร์เตอร์ที่ประกอบไปด้วยทรานซิสเตอร์ ซึ่งจะทำหน้าที่ในการแปลงแรงดันให้สลับกันไปมาระหว่างความต่างศักย์ที่เป็นบวกและลบจนได้เป็นพลังงานไฟฟ้าที่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับโดยมีจำนวนครั้งที่สลับไปมาเท่ากับ 100-120 ครั้งต่อวินาที(ความถี่ 50-60 เฮิร์ตส) แล้วแต่การออกแบบวงจรภายใน โดยเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ผลิตและใช้กันอยู่ในประเทศไทยโดยทั่วไป มีแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับอยู่ที่ 220-230 โวลท์(V) ความถี่ 50 เฮิร์ตส(Hz)

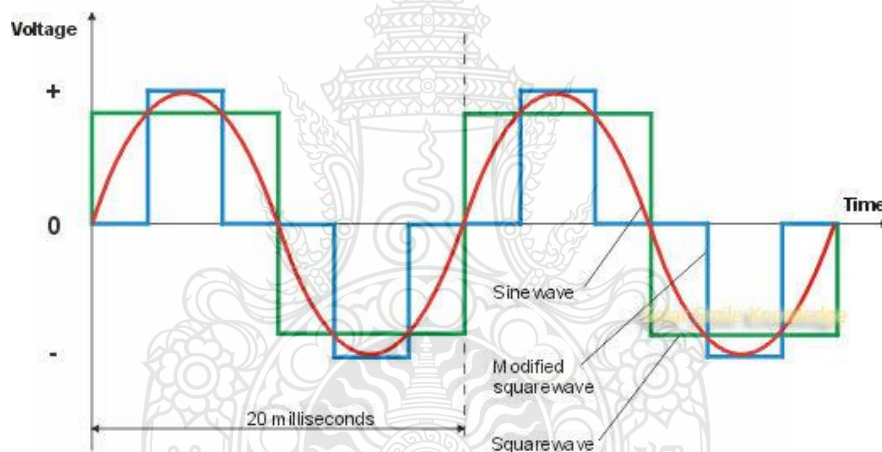
2.1.12 รูปแบบของรูปคลื่น

แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับที่แปลงได้จากตัวอินเวอร์เตอร์จะมีรูปแบบของรูปคลื่นที่ผลิตได้อยู่สองแบบใหญ่ๆด้วยกัน

2.1.12.1 รูปคลื่นสแควร์เวฟ(Square Wave) มีลักษณะเป็นทรงเหลี่ยม อีกรูปแบบที่ใกล้เคียงกับรูปคลื่นสแควร์เวฟก็คือ โมดิฟายซายน์เวฟ(Modified-Sinewave)ซึ่งจุดที่เปลี่ยนระหว่างคลื่นบวกกับลบจะมีความชันน้อยกว่า ส่วนใหญ่แล้วจะเจอกับอินเวอร์เตอร์ที่มีราคาถูก หาซื้อได้

โดยทั่วไป อินเวอร์เตอร์ที่มีแรงดันขาออกเป็นแบบสองลูกคลื่นนี้จะนำไปใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ไม่ค่อยมีผลกับรูปแบบของลูกคลื่นมากนักเช่นหลอดไฟ เป็นต้น แต่ถ้านำไปใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีส่วนประกอบของเส้นลวดพัน เช่นมอเตอร์พัดลม จะทำให้เกิดเสียงฮัมและความร้อนจากตัวมอเตอร์ ส่งผลให้มอเตอร์เสียหายได้ เนื่องจากรูปแบบของลูกคลื่นไม่สอดคล้องกับหลักการทำงานของตัวมอเตอร์นั่นเอง

2.1.12.2 รูปคลื่นไซน์เวฟ(Sine Wave)หรือที่เรียกตามทั่วไปคือเพียวไซน์เวฟ(Pure-Sine Wave) อินเวอร์เตอร์ที่ผลิตรูปคลื่นแบบนี้ออกมาจะมีราคาที่สูงกว่า เพราะรูปคลื่นชานซ์จะรองรับการนำไปใช้งานกับเครื่องใช้ไฟฟ้าได้ทุกชนิดโดยไม่ทำให้เกิดปัญหา และมีรูปร่างของคลื่นที่ผลิตได้เหมือนกับรูปคลื่นไฟฟ้าตามบ้านทุกประการ การนำเอาที่พูดของอินเวอร์เตอร์ไซน์เวฟนี้ไปจ่ายให้กับพัดลม พัดลมจะทำงานปกติไม่เกิดเสียงฮัมแต่อย่างใด



รูปที่ 2.17 รูปแบบของรูปคลื่น

2.1.13 อินเวอร์เตอร์

ตามระบบที่ติดตั้ง โดยทั่วไปอินเวอร์เตอร์จะแบ่งแยกตามระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโซล่าเซลล์ซึ่งมีอยู่สองแบบใหญ่ๆด้วยกัน ได้แก่

1.) อินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับ (Stand-Alone System) หรือระบบอิสระที่ไม่มีปฏิสัมพันธ์กับการไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์แบบนี้จะมีหลักการทำงานเบื้องต้นที่กล่าวไปคือ รับพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากแผงโซล่าเซลล์ หรือ ไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่(เวลากลางคืนจากพลังงานที่ชาร์จไว้

โดยแผงโซลาร์เซลล์ในเวลากลางวัน) แล้วแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ จ่ายให้กับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสสลับต่อไป

2.) อินเวอร์เตอร์ที่เข้ากับอนกริด (On-grid System) หรือระบบที่ทำงานสัมพันธ์กับการไฟฟ้า มีชื่อเรียกอินเวอร์เตอร์ชนิดนี้โดยทั่วไปว่า กริดไทน์อินเวอร์เตอร์(Grid-Tied Inverter)ลักษณะการทำงานของอินเวอร์เตอร์ระบบนี้จะเหมือนกับอินเวอร์เตอร์โดยปกติทั่วไปแต่จะต้องมีแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับจากการไฟฟ้าป้อนให้กับอินเวอร์เตอร์อีกทางหนึ่งด้วย ตัวอินเวอร์เตอร์แบบนี้ถึงจะทำงาน ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์จะถูกใช้ไปกับเครื่องใช้ไฟฟ้าต่างๆภายในบ้าน(สำหรับระบบอนกริดแบบลดภาระค่าไฟฟ้า) หรืออาจจะแปลงไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์ป้อนตรงให้กับสายส่งเพื่อขายไฟให้กับการไฟฟ้าตามโครงการVSPPIได้

2.1.14 หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)

กำลังสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าประกอบด้วย

กำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด (No Load Loss) หมายถึง กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียขณะที่หม้อแปลงไฟฟ้ายังไม่จ่ายโหลด กำลังสูญเสียนี้เกิดขึ้นในแกนเหล็กเรียกว่า Iron Loss หรือ Core Loss ซึ่งค่า Iron Loss นั้น มีค่าเกือบคงที่ไม่ขึ้นอยู่กับโหลด แต่จะเปลี่ยนแปลงไปตามการเปลี่ยนแปลงของเส้นแรงแม่เหล็กในแกนเหล็ก และขึ้นอยู่กับความถี่ ความหนาแน่นสูงสุดของเส้นแรงแม่เหล็กในแกนเหล็กคุณภาพของเหล็ก ปริมาตร หรือน้ำหนักของแกนแม่เหล็ก

กำลังสูญเสียขณะมีโหลด (Load Loss) หมายถึง กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปเนื่องจากความต้านทานของขดลวดขณะที่หม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลด กำลังสูญเสียนี้เรียกว่า Copper Loss

กำลังสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้า สามารถนำมาคำนวณหาประสิทธิภาพของหม้อแปลงไฟฟ้าได้

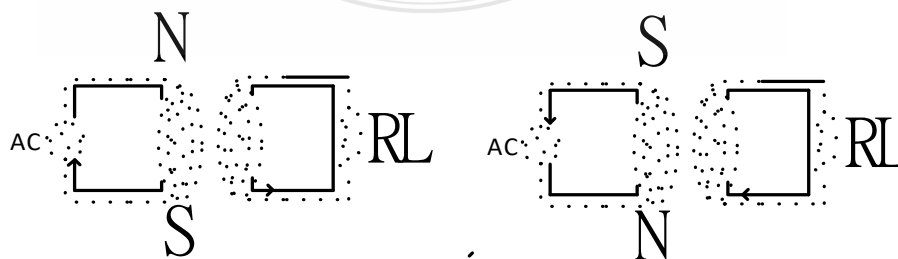
การปรับแรงดันไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่ใช้งานอย่างเหมาะสมสามารถทำได้โดยการปรับ TAP ของหม้อแปลงไฟฟ้า โดยปกติแล้วอุปกรณ์ไฟฟ้าจะกำหนดระดับแรงดันไฟฟ้าขณะใช้งานไว้ แต่ในทางปฏิบัติ อุปกรณ์ดังกล่าวอาจใช้กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงหรือต่ำกว่าระดับแรงดันไฟฟ้าที่กำหนดมาได้แต่อาจทำให้อายุการใช้งานของอุปกรณ์ดังกล่าวสั้นลงกว่าที่ควร ส่งผลให้กระบวนการผลิตของโรงงานได้รับความเสียหาย และก่อให้เกิดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าพิจารณาจากรูป จะเห็นว่าโครงสร้างของหม้อแปลงประกอบไปด้วย ขดลวด 2 ขดพันรอบแกนที่เป็นสื่อกลางของเส้นแรงแม่เหล็ก ซึ่งอาจเป็นแกนเหล็ก แกนเฟอร์ไรท์ หรือแกนอากาศ ขดลวดที่เราจ่ายไฟเข้าไป

เราเรียกว่า ขดปฐมภูมิ (Primary Winding) และ ขดลวดอีกขดที่ต่อเข้ากับโหลด เราเรียกว่า ขดทุติยภูมิ (Secondary Winding)

เมื่อทำการจ่ายกระแสไฟฟ้าสลับให้กับขดปฐมภูมิ จะทำให้เกิดสนามแม่เหล็กที่เปลี่ยนแปลงไป-มา โดยเส้นแรงแม่เหล็กดังกล่าวก็จะวิ่งไป-มา ตามแกน และไปตัดกับขดทุติยภูมิ ทำให้เกิดแรงดันเหนี่ยวนำขึ้นที่ขดทุติยภูมิที่ต่อกับโหลด แรงเคลื่อนเหนี่ยวนำที่เกิดขึ้นจะสัมพันธ์กับการเปลี่ยนแปลงของสนามแม่เหล็ก และจำนวนรอบของขดลวด

การทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้าเมื่อปล่อยแรงดันไฟสลับเข้าที่ขดปฐมภูมิจะเกิดเส้นแรงแม่เหล็กชักนำขึ้น ทำให้เกิดแรงดันไฟสลับขึ้นที่ขดทุติยภูมิโดยมีความถี่เท่าเดิม ขดทุติยภูมิอาจมีขดลวดขดเดียว หรือหลายขดก็ได้ แรงดันไฟสลับที่เกิดขึ้นที่ขดทุติยภูมิจะมาก หรือน้อยขึ้นอยู่กับอัตราส่วนของขดลวด ระหว่างขดปฐมภูมิและขดทุติยภูมิ สามารถคำนวณได้ว่าทางขดปฐมภูมิ จะใช้ขดลวดที่รอบต่อ 1 โวลต์แล้ว ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของขดลวด เมื่อสามารถหาได้ว่าขดลวดที่รอบต่อโวลต์แล้ว ทางขดทุติยภูมิก็สามารถที่จะพันให้ได้จำนวนรอบตามที่ต้องการถ้าจำนวนรอบของขดปฐมภูมิเท่ากับจำนวนรอบของขดทุติยภูมิ แรงดันไฟสลับที่ออกมาที่ขดทุติยภูมิจะเท่ากับแรงดันไฟสลับที่ป้อนเข้าไปที่ขดปฐมภูมิ นั่นคือ ถ้าป้อนแรงดันไฟสลับเข้าที่ขดปฐมภูมิ 220 โวลต์ แรงดันไฟสลับออกที่ขดทุติยภูมิจะเท่ากับ 220 โวลต์เช่นกัน

จากสมการ(4)จะเห็นว่าแรงดันไฟฟ้าทางขดทุติยภูมิ จะขึ้นอยู่กับอัตราส่วนจำนวนรอบของขดลวดทุติยภูมิ และขดปฐมภูมิ โดยถ้าเราพันขดลวดทุติยภูมิ ให้มีจำนวนรอบมากกว่าขดปฐมภูมิ แรงดันไฟฟ้าขาออกทางขดทุติยภูมิ ก็จะสูงกว่าแรงดันไฟฟ้า ที่จ่ายเข้ามาทางขดปฐมภูมิ เราเรียกว่าเป็น หม้อแปลงชนิดแปลงแรงดันขึ้น (Step Up Transformer) แต่ถ้าเราพันขดลวดทุติยภูมิ ให้มีจำนวนรอบน้อยกว่าขดปฐมภูมิ แรงดันไฟฟ้าทางขดทุติยภูมิก็จะต่ำกว่าแรงดันที่จ่ายเข้ามาทางขดปฐมภูมิ เราเรียกว่าเป็น หม้อแปลงชนิดแปลงแรงดันลง (Step Down Transformer)



รูปที่ 2.18 การทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้าเมื่อปล่อยแรงดันไฟสลับ

ถ้าให้ E_p เป็นระดับแรงดันไฟฟ้าทางขดปฐมภูมิ
 E_s เป็นระดับแรงดันไฟฟ้าทางขดทุติยภูมิ
 N_p เป็นจำนวนรอบของปฐมภูมิ
 N_s เป็นจำนวนรอบของทุติยภูมิ
 และให้ $\Delta\phi$ เป็นอัตราการเปลี่ยนแปลงของสนามแม่เหล็ก

เราสามารถกำหนดสมการได้ดังนี้ คือ

$$E_p = N_p * \Delta\phi \quad (2.30)$$

และ

$$E_s = N_s * \Delta\phi \quad (2.31)$$

เมื่อนำสมการ (2.30) มาหารด้วย สมการ (2.31)

จะได้
$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (2.32)$$

จากสมการ (2.32) จะได้ว่า

$$E_s = \frac{N_s}{N_p} E_p \quad (2.33)$$

โดย ถ้าให้ I_p เป็นกระแสไฟฟ้าทางขดปฐมภูมิ
 I_s เป็นกระแสไฟฟ้าทางขดทุติยภูมิและสมมติว่าไม่มีการสูญเสียใดๆ
 คือ กำลังไฟฟ้าขาออก เท่ากับกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้ามา

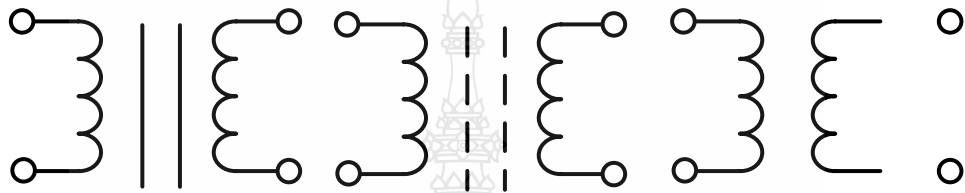
จะได้ว่า
$$I_s \times E_s = I_p \times E_p$$

หรือ
$$\frac{I_s}{I} = \frac{N_p}{N_s}$$

และพิจารณาสมการ (3) ก็จะได้

$$I_s = \frac{N_p}{N_s} I_p \quad (2.34)$$

จากสมการ (2.34) เราสามารถตีความหมายได้ดังนี้ คือ ถ้าโพลดิมการดึงกระแสทางขดทุติยภูมิมากขึ้น กระแสไฟฟ้าทางขดปฐมภูมิก็จะสูงขึ้นด้วย ในกรณีเป็นหม้อแปลงชนิดแปลงขึ้น คือ $N_s > N_p$ กระแสทางขดทุติยภูมิ(I_s) ก็จะน้อยกว่าค่ากระแสทางขดปฐมภูมิ(I_p) ซึ่งหมายถึง ขนาดของลวดที่ใช้พันขดทุติยภูมิจะมีขนาดเล็กกว่า ขนาดของขดปฐมภูมิ หากเป็นหม้อแปลงชนิดแปลงลง คือ $N_s < N_p$ ค่าของกระแสทางขดทุติยภูมิ(I_s) ก็จะสูงกว่ากระแสทางขดปฐมภูมิ(I_p) ซึ่งหมายถึง ขนาดของลวดที่ใช้พันขดทุติยภูมิจะมีขนาดใหญ่กว่า ขนาดของขดปฐมภูมิ



รูปที่ 2.19 หม้อแปลงไฟฟ้า แบ่งออกตามแกนของหม้อแปลงได้ 3 แบบ

หม้อแปลงไฟฟ้า แบ่งออกตามแกนของหม้อแปลงได้ 3 แบบ ประกอบด้วย

1. หม้อแปลงชนิด แกนเหล็ก (Iron Core Transformer) หม้อแปลงแบบนี้จะใช้ แผ่นเหล็กอ่อนหลายๆแผ่นส่วนใหญ่จะใช้รูปทรงตัว E กับ ตัว I ประกอบกันเป็นแกนซึ่งส่วนใหญ่จะใช้งานทั่วไปที่มีความถี่ไม่สูงนัก เช่นหม้อแปลงในงานส่งกำลังไฟฟ้า หรือหม้อแปลงแปลง แรงดันไฟฟ้าตามบ้าน เป็นแรงดันต่ำๆตามที่ต้องการ หม้อแปลงชนิดนี้จะมีประสิทธิภาพสูงที่สุด
2. หม้อแปลงชนิดแกนเฟอร์ไรท์ (Ferrite Core Transformer) หม้อแปลงชนิดนี้ส่วนใหญ่จะใช้งานที่มีความถี่สูง เช่นในเครื่องรับ เครื่องส่ง วิทยุ หรือในวงจรสวิตซ์ ซึ่ง เพราะไม่สามารถใช้หม้อแปลงชนิดแกนเหล็กได้
3. หม้อแปลงชนิดแกนอากาศ (Air Core Transformer) หม้อแปลงชนิดนี้จะใช้งานความถี่สูงมากๆ เช่นในเครื่องรับ เครื่องส่งวิทยุ ความถี่สูง เพราะไม่สามารถใช้หม้อแปลงชนิดอื่นได้เนื่องจากจะเกิดความสูญเสียอย่างมาก

2.2 การออกแบบและประมาณการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การออกแบบโรงไฟฟ้าในปัจจุบัน นิยมใช้โปรแกรม PVsyst ในการออกแบบโรงไฟฟ้าทั้งแบบติดตั้งบนพื้นดินและหลังคาต่างๆ ทั้งนี้การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีการประเมินการสูญเสียระบบไฟฟ้าในระบบในรูปแบบค่าความสูญเสียในรูปแบบ เปอร์เซ็น ทั้งนี้ผู้ออกแบบไม่ทราบ หลักการ และที่มาค่าความสูญเสียต่างๆ ที่โปรแกรม PVsyst คำนวณออกมา รวมถึงการประเมินคุณภาพโรงไฟฟ้าในแต่ละปี เนื่องการประเมินคุณภาพโรงไฟฟ้า มีปัจจัย ภายนอก และภายใน มาเป็นตัวช่วยในการประเมิน ทั้งนี้ มีการวิจัย ค่าความสูญเสีย โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบต่างๆ ดังบทความต่อไปนี้

2.3 การประเมินความสูญเสียโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากโปรแกรม

PV System Design

บทความที่กล่าวขึ้นมา เป็นบทความแสดงถึงค่าความสูญเสียโรงไฟฟ้าจากแบบประเมินต่างๆ ทั้งนี้ บทความที่แสดงให้เห็น คุณภาพโรงไฟฟ้าจากการนำข้อมูลมาวิเคราะห์ มีปัจจัยทั้ง ภายใน และ ภายนอก เป็นส่วนประกอบเพิ่มมากขึ้น ต่อการประเมินโรงไฟฟ้าจาก โปรแกรมPVsyst และ เปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดติดตั้งไม่เกิน 2 MW เพื่อให้เห็นถึงประสิทธิภาพการทำงานโรงไฟฟ้าจริง ทั้งนี้ การประเมินค่าความสูญเสียโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการนำข้อมูลจากโรงไฟฟ้าติดตั้งจริง ไม่เกิน 2 MW มาแสดงค่าความสูญเสียโรงไฟฟ้า ส่วนประกอบต่างๆ ที่แท้จริง เพื่อทราบถึงแหล่งความสูญเสียต่างๆ ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ข้อเสนอการเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ต่อไป

2.3.1.1 โปรแกรม PV System Design

โปรแกรม PV System Design ได้เริ่มพัฒนาครั้งแรกโดย Andre Mermoud แห่งมหาวิทยาลัยเจนีวา สวิสเซอร์แลนด์ ได้ร่วมกันพัฒนาขึ้นมาตั้งแต่ปี 1992 ซึ่งเป็นโปรแกรมจำลองผลของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีฐานข้อมูลแผง โซลาร์เซลล์ และอินเวอร์เตอร์ โปรแกรมคำนวณหน่วยที่ผลิตได้ โดยอ้างอิงฐานข้อมูลการแผ่รังสีของดวงอาทิตย์ ที่มีเก็บสถิติไว้ทุกมุมโลก จึงทำให้ค่าที่ได้มีความแม่นยำในระดับหนึ่ง ฐานข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์จาก Meteonorm และ NASA-SSE ผลที่ได้จากการคำนวณ เป็นที่ยอมรับในสากล สามารถอ้างอิงผล Energy Yield ในแต่ละปี

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

การดำเนินงานวิจัยโดยการเก็บข้อมูลค่ากำลังไฟฟ้าของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ พร้อมทั้งรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำมาวิเคราะห์การทำงานของระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยการสร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดไม่เกิน 2 MW โดยการนำข้อมูลการจำลองโรงไฟฟ้า เปรียบเทียบกับค่าพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยการศึกษา แบบผลกระทบ ที่ก่อให้เกิดความสูญเสียพลังงานไฟฟ้า ต่ออุปกรณ์ต่างๆที่อยู่ในระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อศึกษา ผลกระทบจากสิ่งแวดล้อมรอบข้าง ที่มีผลต่ออุปกรณ์ต่างๆ เช่น อินเวอร์เตอร์ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ติดตั้งในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมไปถึงการออกแบบโรงไฟฟ้าภายใน โครงการ ศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิ และจากนั้นจึงทำการวิเคราะห์ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้น ต่อ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

- 3.1.1 เก็บรวบรวมข้อมูลค่าพลังงานไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อำเภอพระนครศรีอยุธยา จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
- 3.1.2 สร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดติดตั้งไม่เกิน 2MW
- 3.1.3 นำข้อมูลค่าพลังงานไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พร้อมทั้งข้อมูล ค่าอุณหภูมิ ความเร็วลม พลังงานโรงไฟฟ้าจริง เพื่อสร้างข้อมูลเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าจากการประเมินด้วยโปรแกรม PVsyst เพื่อการศึกษา วิเคราะห์ความสัมพันธ์ของข้อมูลต่างๆ
- 3.1.4 นำข้อมูลพลังงานไฟฟ้าจากการ ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เปรียบเทียบค่าความสูญเสียจริงกับข้อมูลโรงไฟฟ้าจากการประเมินด้วยโปรแกรม PVsyst
- 3.1.5 สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะวิธีปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

3.2 ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษาวิจัย

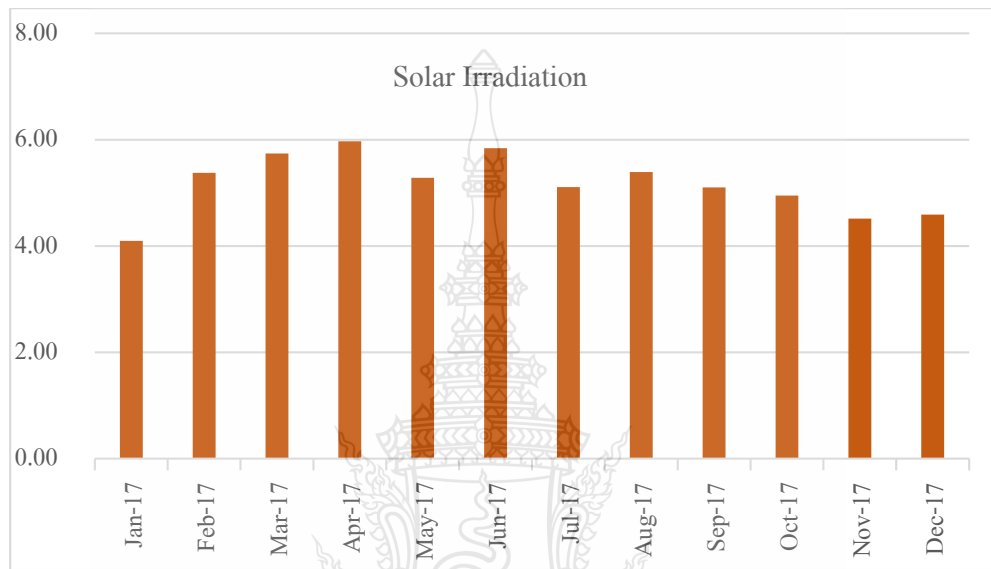
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังติดตั้ง 2 MW ตั้งอยู่ที่ อำเภอ พระนครศรีอยุธยา จังหวัด พระนครศรีอยุธยา [19] ข้อมูลที่ศึกษาวิจัยจะนำข้อมูล เฉพาะ ขนาดกำลังติดตั้งไม่เกิน 2 MW โดยศึกษาเฉพาะ 2 อินเวอร์เตอร์ ขนาด 900 KVA ขนาดแผง 330 W จำนวน 6,060 แผง แผงชนิด Mono-Crystalline ยี่ห้อ JA Solar การทำงาน ระบบ SUNNY CENTRAL 900CP XT เป็น อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบ และรับ จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง ทั้งนี้จากการศึกษาโดยรวบรวมข้อมูลตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2560 จนถึง วันที่ 31 ธันวาคม 2560 รวมทั้งหมดเป็นเวลา 365 วัน เพื่อเพียงพอต่อการวิเคราะห์ โรงไฟฟ้าขนาดติดตั้งไม่เกิน 2 MW



รูปที่ 3.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังติดตั้ง 2 MW

3.3 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับดวงอาทิตย์

ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับดวงอาทิตย์ ได้แก่ ค่าความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ สภาพภูมิอากาศ บริเวณที่ทำการศึกษาดังกล่าว ที่รวบรวมเป็นข้อมูลที่มีผลต่อค่ากำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะนำไปวิเคราะห์ความสัมพันธ์กับกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต่อไป



รูปที่ 3.2 ข้อมูล ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ติดตั้งจริง

เป็นค่าที่ส่งผลโดยตรงต่อกำลังไฟฟ้าของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ในงานวิจัยนี้ใช้ค่ารังสีดวงอาทิตย์รวมบนพื้นโลกในสถานะท้องฟ้าโปร่งซึ่งคำนวณได้ตามสมการที่ 2.8 ถึง 2.11 ในหัวข้อ 2.15 ของบทที่ 2 ซึ่งคำนวณตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม ถึง วันที่ 31 ธันวาคมในช่วงเวลา 6:30 น. ถึง 18:30 น. ตัวอย่างข้อมูลในเดือน มกราคม, เมษายน, กรกฎาคม และ ตุลาคม [19] ดังรูปที่ 3.4 – 3.7 โดยในการคำนวณนี้ได้ใช้ค่าตัวแปรต่างๆ สำหรับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำการวิจัยคือ

L_s ค่าลองติจูดที่ใช้อ้างอิงเวลามาตรฐานของประเทศไทยเท่ากับ 105 องศา

L_{loc} ค่าลองติจูดของสถานที่ติดตั้งระบบฯ อ.พระนครศรีอยุธยา จ.พระนครศรีอยุธยา เท่ากับ 100.510857 องศา

r_0, r_1 และ r_k เท่ากับ 0.95, 0.98 และ 1.12 ตามลำดับซึ่งเป็นค่าสำหรับภูมิอากาศแบบ Tropical (เขตร้อน)
































φ ลະດិຈູດຂອງຕໍາແໜ່ງທີ່ຕັ້ງຮະບບ ໑ ອ.ພຣະນຄຣສຣີອຸຮຸຍາ ຈ.ພຣະນຄຣສຣີອຸຮຸຍາ ເທົ່າກັບ 14.391982 ອງສາ

β ມຸມເຢິງໃນການຕິດຕັ້ງແຜ່ງເທົ່າກັບ 15.3 ອງສາ

ψ ມຸມມຸມອາຊີມຸທເທົ່າກັບ 0 ອງສາ (ແຜ່ງຮັດຮຽງທາງທິດໃຕ້)

3.3.2 ຄ່າຈາກການພາຍາກຣນໍ້າອາກາສ (ອຸນຫຼຸມີແລະ ສຖາພທ້ອງຟ້າ)

ງານວິຈິນີ້ໃຊ້ຂໍ້ມູລການພາຍາກຣນໍ້າສຖາພອາກາສ ຈຶ່ງເປັນແຫຼ່ງຮວຽນຮວມຂໍ້ມູລສຖາພອາກາສທົ່ວ ໂລກໂດຍຂໍ້ມູລທີ່ຮວຽນຮວມມາຄື ອຸນຫຼຸມີຮາຍຂົ້ວໂມງແລະສຖາພທ້ອງຟ້າຮາຍຂົ້ວໂມງທີ່ສຖານີຕຽວຈັວ ອາກາສຄອນເມືອງ ຈຶ່ງເກັບຂໍ້ມູລໃນຮ່ຽງເດືອນຄຽກຼາຄຸມ

								1 ສົນຄຸກ  Actual: 33° 25° 2.03 mm Average: 33° 26° 0.71 mm
2 ມີເນຣດລຸມເປັນບາງສ່ວນ  Actual: 33° 26° 0.00 mm Average: 33° 25° 0.71 mm	3 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Actual: 34° 25° 13.97 mm Average: 33° 25° 0.74 mm	4 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Actual: 32° 24° 7.11 mm Average: 33° 25° 0.71 mm	5 ສົນຄຸກ  Actual: 33° 24° 0.51 mm Average: 33° 25° 0.71 mm	6 ສົນຄຸກ  Actual: 34° 25° 9.91 mm Average: 33° 25° 0.71 mm	7 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Actual: 33° 25° 5.08 mm Average: 33° 25° 0.71 mm	8 ສົນຄຸກ  Actual: 32° 24° 2.03 mm Average: 33° 25° 0.74 mm		
9 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Actual: 33° 24° 55.12 mm Average: 33° 25° 0.74 mm	10 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Actual: 31° 24° 5.08 mm Average: 33° 25° 0.76 mm	11 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Actual: 33° 25° 7.11 mm Average: 32° 25° 0.76 mm	12 ສົນຄຸກ  Actual: 31° 24° 7.11 mm Average: 32° 25° 0.74 mm	13 ສົນຄຸກ  Actual: 32° 25° 3.05 mm Average: 32° 26° 0.74 mm	14 ມີເນຣດລຸມເປັນບາງສ່ວນ  Actual: 32° 27° 0.00 mm Average: 33° 26° 0.74 mm	15 ມີເນຣດລຸມເປັນບາງສ່ວນ  Actual: 33° 27° 0.00 mm Average: 33° 26° 0.71 mm		
16 ສົນຄຸກ  Forecast: 33° 26° 7 mm Average: 33° 26° 0.71 mm	17 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Forecast: 29° 26° 22 mm Average: 33° 26° 0.74 mm	18 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Forecast: 30° 25° 8 mm Average: 33° 26° 0.74 mm	19 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Forecast: 31° 25° 7 mm Average: 33° 26° 0.74 mm	20 ມີໂລກສົບທັງສ່ວນຫົວຂອງ  Forecast: 32° 25° 3 mm Average: 33° 26° 0.76 mm	21 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Forecast: 31° 25° 11 mm Average: 32° 26° 0.76 mm	22 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Forecast: 32° 24° 12 mm Average: 32° 26° 0.74 mm		
23 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Forecast: 32° 24° 8 mm Average: 32° 26° 0.74 mm	24 ມີໂລກສົບທັງສ່ວນຫົວຂອງ  Forecast: 32° 25° 2 mm Average: 32° 26° 0.74 mm	25 ຫາຊື່ຫົວຂອງ  Forecast: 32° 25° 7 mm Average: 32° 26° 0.74 mm	26  Record: 35° 23° 2.31 mm Average: 32° 26° 0.76 mm	27  Record: 35° 25° 1.60 mm Average: 32° 26° 0.76 mm	28  Record: 35° 22° 2.59 mm Average: 32° 26° 0.84 mm	29  Record: 35° 21° 2.69 mm Average: 32° 26° 0.84 mm		
30  Record: 35° 22° 2.21 mm Average: 32° 26° 0.84 mm	31  Record: 35° 23° 0.30 mm Average: 32° 26° 0.86 mm							

ຮູບທີ່ 3.3 ຂໍ້ມູລສຖາພອາກາສທີ່ໃຊ້ໃນງານວິຈິນ

ตารางที่ 3.1 การกำหนดดัชนีสภาพท้องฟ้า

สภาพท้องฟ้าที่รายงาน	ดัชนีสภาพท้องฟ้า
Clear	1
Scatter Cloudy, Partial Cloudy	0.75
Mostly Cloudy	0.25
Rain, Mist, Strom	0

โดยสภาพท้องฟ้าที่รายงานนั้นจะรายงานเป็นสภาพเมฆ,ฝน,หมอก ในงานวิจัยนี้ได้นำมาแปลงเป็นดัชนีเพื่อให้สะดวกต่อการคำนวณและรายงานผลดังตารางที่ 3.1 [20]

3.4 ข้อมูลอุปกรณ์ที่ติดตั้งในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.4.1 แผงโซลาร์เซลล์

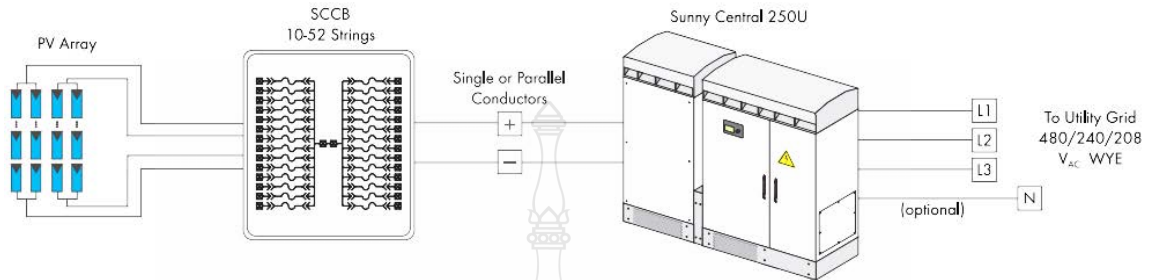
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดำเนินการติดตั้งแผง โซลาร์เซลล์ขนาด 330 W ยี่ห้อ JA Solar[21] โดยดำเนินการติดตั้งและเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า วันที่ 23 ธันวาคม 2559 ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยคุณสมบัติแผงโซลาร์เซลล์ขนาด 330W ตามตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 รายละเอียดค่ามาตรฐาน โซลาร์เซลล์ที่ใช้ในการทดสอบ

รายละเอียดแผงโซลาร์เซลล์ STC รุ่น JAM6(K)-72/320-340/4BB	พิกัด
แรงดันเริ่มทำงาน (Vmp)	38.60 V
กระแสเริ่มทำงาน (Imp)	8.55 A
แรงดันขณะเปิดวงจร (Voc)	47.13 V
กระแสขณะลัดวงจร (Isc)	9.14 A
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Pmax)	330 W
ประสิทธิภาพของแผง	17.02%
อุณหภูมิทำงานของแผง	-40 °C ถึง +85 °C
แรงดันรวมของระบบ	1000 VDC (IEC)/ 600 VDC (UL)
ค่าต่ออนุกรมฟิวส์ป้องกันสูงสุด	15 A
ค่าเพื่อความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้า	-0~+5W

3.4.2 Array Box

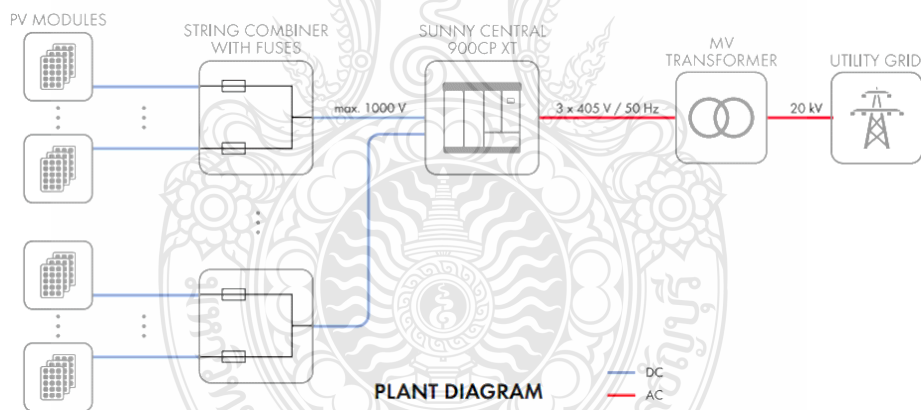
Array Box เป็นอุปกรณ์รวมสายไฟฟ้าจาก แผงโซลาร์เซลล์ต่ออนุกรมจำนวน 20 แผง จำนวนหลายๆ ชุด เพื่อต่อเข้า Array Box ก่อน อินเวอร์เตอร์ โดย Array Box เป็นจุดรวมสายไฟฟ้าชุดต่างๆ เพื่อนำกระแส แรงดัน เข้าสู่อินเวอร์เตอร์ [22]



รูปที่ 3.4 Array Box เป็นอุปกรณ์รวมสายไฟฟ้าจาก แผงโซลาร์เซลล์

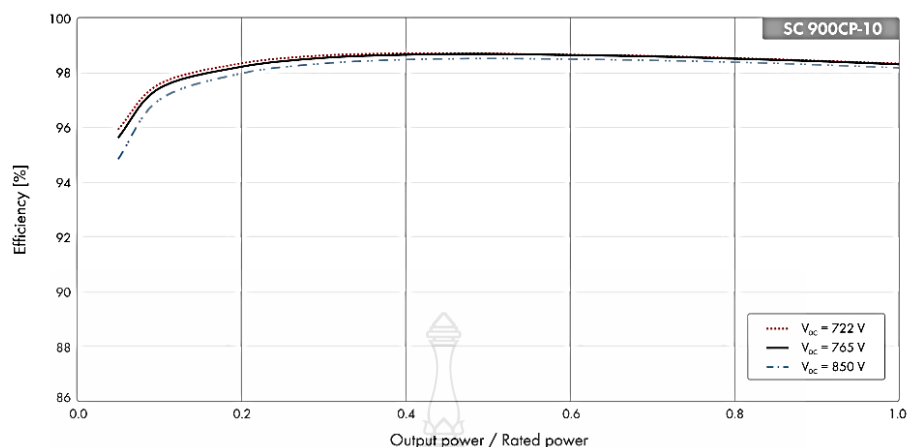
3.4.3 อินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์หลัก ทำหน้าที่แปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ ติดตั้ง อินเวอร์เตอร์ขนาด 900 kVA ยี่ห้อ SMA [23]



รูปที่ 3.5 อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์หลัก ทำหน้าที่แปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ

EFFICIENCY CURVE



รูปที่ 3.6 กราฟประสิทธิภาพการทำงานอินเวอร์เตอร์ [SMA]

3.4.4 หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้งาน

ใน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษาติดตั้ง หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1,000 kVA แรงดันไฟฟ้าด้านเข้า 305 V และด้านออก 22 kV

3.4.5 อุปกรณ์ตัดต่อ ระบบ SCADA

อุปกรณ์ตัดต่อระบบไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วย RING MAIN UNIT, SWITCH GEAR ROOM, LOAD BEARER SWITCH ส่วนเป็นสิ่งสำคัญของการดำเนินการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ระบบSCADA เปรียบเหมือน การแสดงระบบโรงไฟฟ้าทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ให้สามารถดำเนินการผลิตไฟฟ้าได้ตลอดเวลา

3.5 การออกแบบระบบไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การต่อวงจร โดยนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมกันจำนวน 20 แผง และนำมาต่อขนานกัน โดยในจำนวน 1 Array จะมีขนาด 24 String จำนวน 5 ชุดและขนาด 16 String จำนวน 2 ชุด อินเวอร์เตอร์ใช้ขนาด 900 kW จำนวน 1 เครื่องจะต่อกับชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 6 Array และแสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมกันจำนวน 20 แผง และนำมาต่อขนานกัน โดยในจำนวน 1 Array จะมีขนาด 25 String จำนวน 2 ชุด,ขนาด 24 String จำนวน 2 ชุด,ขนาด 23 String จำนวน 1 ชุดและขนาด 15 String จำนวน 2 ชุด อินเวอร์เตอร์ใช้ขนาด 900 kW จำนวน 1 เครื่องจะต่อกับชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 7 Array โดยมีรายละเอียดในการออกแบบดังนี้

3.1.1 จำนวนแผงและขนาดกำลังไฟฟ้า จากรายละเอียดที่ใช้ในการวิจัยมีดังนี้

$$\begin{aligned} \text{ค่าแรงดันสูงสุด (V}_p\text{)} &= 38.60\text{V} \\ \text{ค่ากระแสสูงสุด (I}_p\text{)} &= 8.55\text{A} \\ \text{ขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุด} &= 330\text{W} \end{aligned}$$

1) จำนวนแผงและขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ Array 24string

$$\begin{aligned} \text{ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 38.60 \times 20 \\ &= 772\text{V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 8.55 \times 24 \\ &= 205.2\text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 772 \times 205.2 \\ &= 158.41\text{kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้} &= \frac{158.41\text{kW}}{330\text{W}} \\ &= 480.04 \approx 480 \text{ แผง} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{เนื่องจากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ Array 22 string จำนวน 4 Array จะได้} & \\ &= 480 \times 7 = 3,360 \text{ แผง} \end{aligned}$$

2) จำนวนแผงและขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ Array 25string

$$\begin{aligned} \text{ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 38.60 \times 20 \\ &= 772\text{V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 8.55 \times 25 \\ &= 213.75\text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 772 \times 213.75 \\ &= 165.015\text{kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้} &= \frac{165.015\text{kW}}{330\text{W}} \\ &= 500.04 \approx 500 \text{ แผง} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{เนื่องจากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ Array 25 string จำนวน 4 Array จะได้} & \\ &= 500 \times 2 = 1,000 \text{ แผง} \end{aligned}$$

3) จำนวนแผงและขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ Array 23string

$$\begin{aligned} \text{ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 38.60 \times 20 \\ &= 772\text{V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 8.55 \times 23 \\ &= 196.65\text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{คั้งนั้นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 772 \times 196.65 \\ &= 151.813\text{kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้} &= \frac{151.813\text{kW}}{330\text{W}} \\ &= 460.04 \approx 460 \text{ แผง} \end{aligned}$$

เนื่องจากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ Array 25 string จำนวน 4 Array จะได้

$$= 460 \times 1 = 460 \text{ แผง}$$

4) จำนวนแผงและขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ Array 16 string

$$\begin{aligned} \text{ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 38.60 \times 20 \\ &= 772\text{V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 8.55 \times 16 \\ &= 136.8\text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{คั้งนั้นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 772 \times 136.8 \\ &= 105.609\text{kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้} &= \frac{105.609\text{kW}}{330\text{W}} \\ &= 320.02 \approx 320 \text{ แผง} \end{aligned}$$

เนื่องจากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ Array 25 string จำนวน 4 Array จะได้

$$= 320 \times 2 = 640 \text{ แผง}$$

5) จำนวนแผงและขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ Array 15 string

$$\begin{aligned} \text{ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 38.60 \times 20 \\ &= 772\text{V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 8.55 \times 15 \\ &= 128.25\text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{คั้งนั้นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 772 \times 128.25 \\ &= 99.009\text{kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้} &= \frac{99.009kW}{330W} \\
 &= 300.02 \approx 300 \text{ แผง} \\
 \text{เนื่องจากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ Array 25 string จำนวน 4 Array จะได้} & \\
 &= 300 \times 2 = 600 \text{ แผง}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{ดังนั้นรวมจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์เท่ากับชุดที่ 1} & \\
 &= 480+320+320 +1,920 = 3,040 \text{ แผง} \\
 \text{ดังนั้นรวมจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์เท่ากับชุดที่ 2} & \\
 &= 460+1,000+960 +600 = 3,020 \text{ แผง} \\
 \text{รวม} &= 6,060 \text{ แผง}
 \end{aligned}$$

1) อุปกรณ์ป้องกันที่ Main Circuit Breaker ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจะต้องสามารถป้องกันกระแส และแรงดันไฟฟ้าที่เข้าสู่อินเวอร์เตอร์ได้

$$\text{ค่าขนาดพิกัดของอินเวอร์เตอร์} = 900kW$$

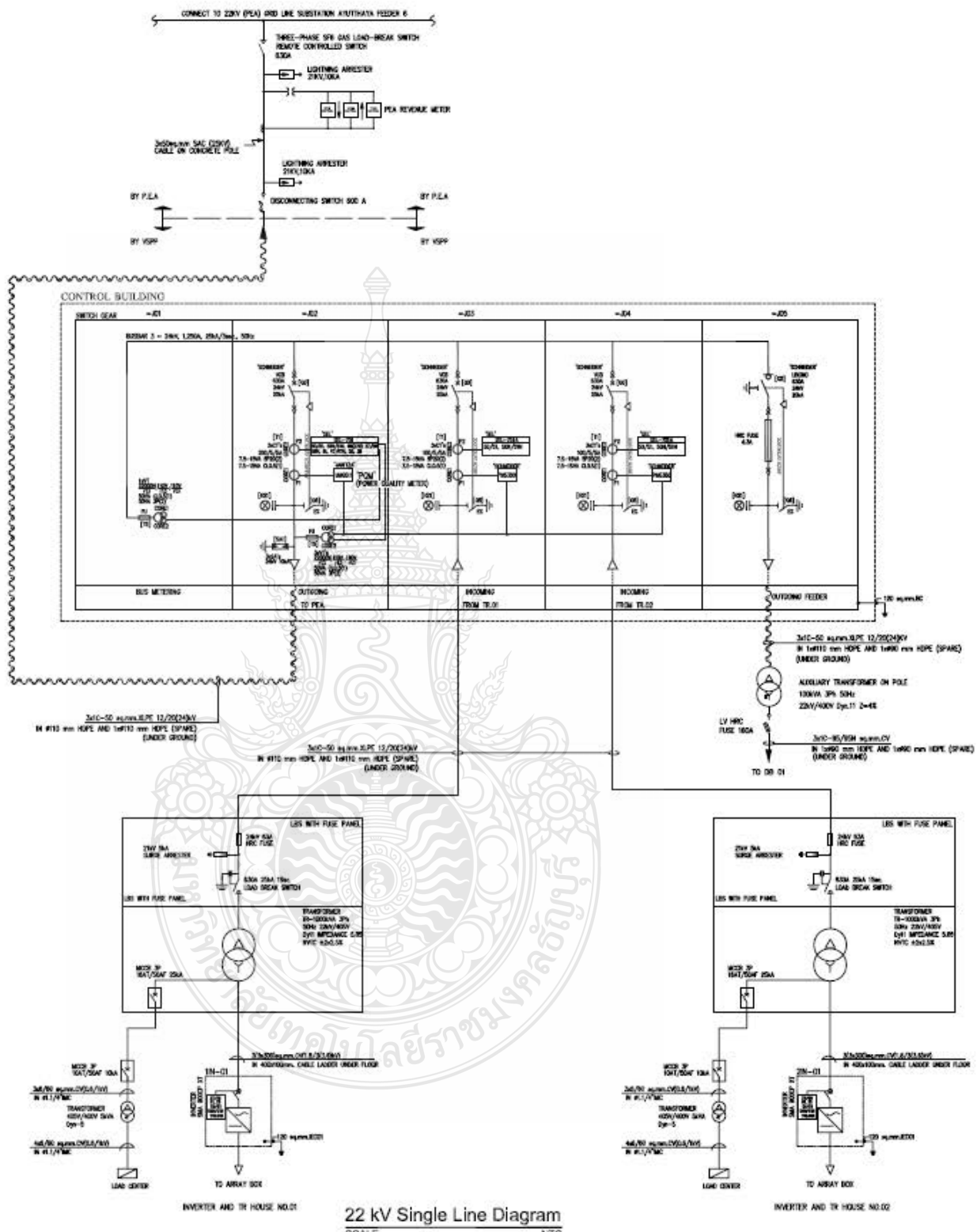
$$\text{ค่าแรงดันของอินเวอร์เตอร์} = 300V$$

ดังนั้นพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันด้านกระแสที่ Main Circuit Breaker เท่ากับ

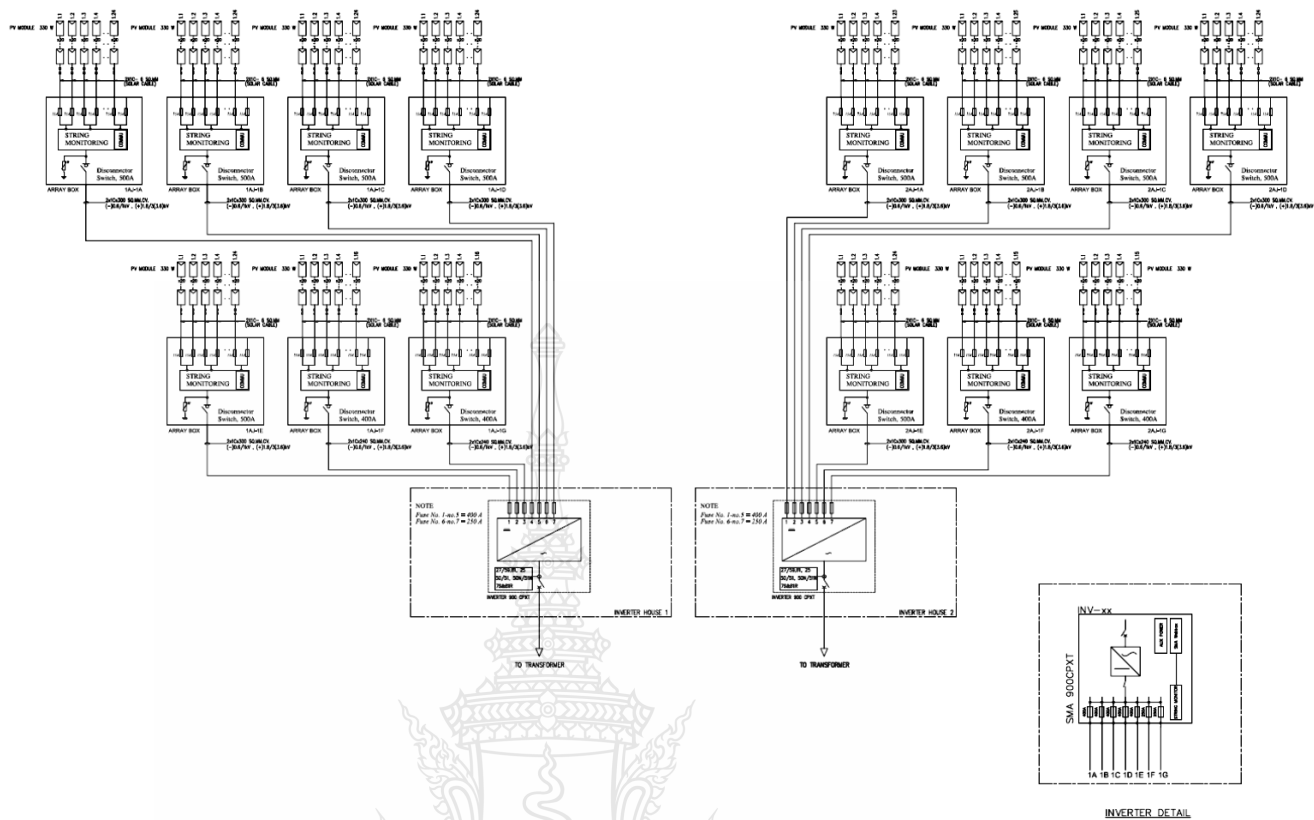
$$= \frac{900kW}{\sqrt{3} \times 300} = 1732.1A$$

$$\text{คิดค่า Safety factor} = 1732.1 \times 1.25$$

$$= 2,165.1 \approx 2200A$$



รูป 3.7 วงจร Single Line Diagram การติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 3.8 วงจรการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ DC String

3.6 การวิเคราะห์การออกแบบโดยใช้โปรแกรม PV System Design

โปรแกรม PV System Design เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการวิเคราะห์หาความเหมาะสมของโครงสร้างการออกแบบระบบไฟฟ้าจะผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งชนิดที่เชื่อมต่อกับ Grid และเป็นแบบ Standalone จะทำให้ทราบถึงปริมาณที่ได้โดยอาศัยข้อมูลจากพิกัดที่ตั้งเพื่อให้ได้ค่าปริมาณความเข้มแสงในแต่ละช่วงเวลา

PVSYST V6.68		19/02/18	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Grid-Connected Project at Ban Mai , Ayutthaya (BhangChak)		
Geographical Site	Ban Mai	Country	Thailand
Situation	Latitude 14.39° N	Longitude	100.51° E
Time defined as	Legal Time Time zone UT+7	Altitude	4 m
Meteo data:	Ban Mai	Synthetic	
Simulation variant :	JA solar 330Wp,SMA900Kw,Pitch7.5m,Tilt10		
	Simulation date	19/02/18 10h57	
Simulation parameters	System type	Unlimited sheds	
Collector Plane Orientation	Tilt	10°	Azimuth 0°
300 Sheds	Pitch	7.50 m	Collector width 5.95 m
Inactive band	Top	0.00 m	Bottom 0.00 m
Shading limit angle	Gamma	0.0°	Occupation Ratio (GCR) 0.8%
Shadings electrical effect	Cell size	15.6 cm	Strings in width 3
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteornom
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Mutual shadings of sheds	Electrical effect	
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	JAM6(R)-72-330
Original PVsyst database	Manufacturer	JA Solar	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 303 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6060	Unit Nom. Power 330 Wp
Array global power	Nominal (STC)	2000 kWp	At operating cond. 1799 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	672 V	I mpp 2678 A
Total area	Module area	11747 m²	Cell area 10618 m²
Inverter	Model	Sunny Central 900CP XT	
Original PVsyst database	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	596-950 V	Unit Nom. Power 900 kWac
			Max. power (=>25°C) 990 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 1800 kWac
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses		Loss Fraction	2.0 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	26.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	5.7 mOhm	Loss Fraction 2.0 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 0.1 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.50 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
System loss factors			
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	405 Vac tri	
	Wires: 3x2000.0 mm²	106 m	Loss Fraction 1.2 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	2954 W	Loss Fraction 0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	0.8 mOhm	Loss Fraction 1.0 % at STC

PVsyst Licensed to Process Engineering Services Co.,Ltd (Thailand)

รูปที่ 3.9 การวิเคราะห์การออกแบบโดยใช้โปรแกรม PV System Design

3.7 การประเมินค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Transfer function ของระบบประสาทเทียม โดยการประเมินค่าพลังงานจากความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ เพื่อผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ และข้อมูลอุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้าและอุณหภูมิได้แสงโซลาร์เซลล์ วิเคราะห์ค่าความสูญเสียต่ออุปกรณ์ที่อยู่ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้ตัวแปรของอุปกรณ์ต่อพ่วงต่างๆ ทั้งนี้ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าส่วนต่างๆ โดยเริ่มจากส่วนประกอบดังรูปที่ 3.37

ส่วนประกอบหลักของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

1. แพงโซลาร์เซลล์ค่าประสิทธิภาพการทำงานจะประกอบไปด้วยค่า Thermal Effect ค่าดังสมการที่ 3.1

$$\text{Temp Eff} = 1 + \text{Temp Co. of Pm} * (\text{Tc} - 25) \quad (3.1)$$

$$\text{Tc-Ta} = (218+823\text{Kt}) * (\text{NOCT}-20) / 800 \quad (3.2)$$

โดยที่

$$\text{Kt} = \text{H}/\text{Ho}$$

H : Total radiation (kWh/m²)

Ho : Extraterrestrial radiation (kWh/m²)

$0 \leq \text{Kt} \leq 0.3$: Very cloudy sky

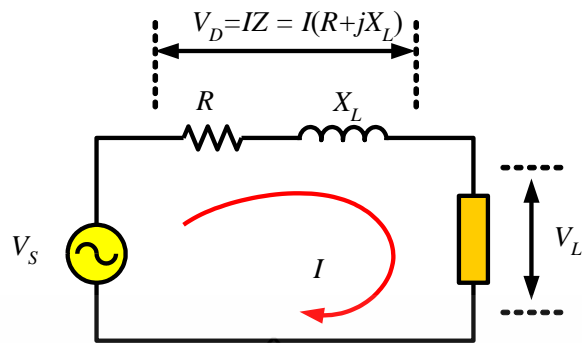
$0.3 \leq \text{Kt} \leq 0.7$: Partly cloudy sky

$\text{Kt} > 0.7$: Clear sky

NOCT (°C) = 45 °C

Temp Co. of Pmax = -0.40 (%/°C)

2. สายตัวนำไฟฟ้าจะประกอบด้วยสายไฟฟ้าหลายขนาด หลายชนิด โดยแต่ละชนิดตามข้อกำหนด ของ ชนิดกระแสไฟฟ้า พิกัดกระแส แรงดันไฟฟ้า ทั้งนี้จะมีค่าตาม ค่าสูญเสียตามสมการดังที่ 3.3 โดย



รูปที่ 3.10 การทิศทางการไหลกระแสไฟฟ้าในสายไฟฟ้า

$$Z = z l \quad (3.3)$$

z = อิมพีแดนซ์ ต่อ ความยาว

l = ความยาว

3. เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าประกอบไปด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่มีส่วนประกอบต่างๆทั้งด้านแรงดันกระแสตรง และด้านแรงดันกระแสสลับ พร้อมระบบควบคุมต่างๆมีหลายชนิด โดยการประเมินค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้า ต่ออุปกรณ์

ดังสมการที่ 3.4

$$\text{ค่าความสูญเสียพลังงาน} = \text{พลังงานเข้า} - \text{พลังงานออก} \quad (3.4)$$

หม้อแปลงไฟฟ้า เพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้เท่ากับข้อกำหนด การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค ดังสมการที่ 3.5

$$R_s = R_m \times \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} \quad (3.5)$$

- R_s คือ ค่า R ที่จะคำนวณหาตอนอุณหภูมิที่หม้อแปลงใช้งาน
- R_m คือ ค่า R ที่วัดตอนอุณหภูมิปกติก่อนใช้งาน
- T_s คือ อุณหภูมิที่หม้อแปลงใช้งานแล้ว
- T_m คือ อุณหภูมิปกติก่อนใช้งาน

Tk คือ ค่าเฉพาะของตัวนำที่ใช้ในหม้อแปลง (CU = 235 or AL = 225)
 เมื่อได้ค่า R ที่อุณหภูมิหม้อแปลงใช้งานแล้วจึงนำไปคำนวณหาค่าความสูญเสียที่หม้อแปลงใช้งานได้
 สมการ การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

$$\text{TotalEfficiency} = \frac{\frac{H_i}{G_{STC}}}{\frac{(I_{dc} \times V_{dc} \times T(kWh))}{NW_{STC}}} \times \left(\frac{P_{out}}{P_{in}} DC \times 100 \right) \times (\% \text{ Loss}_{inv}) \times \text{System} \quad (3.6)$$

เมื่อ

Hi = Total Horizontal irradiance on array plane (Wh/m²)

G_{STC} = Global irradiance at STC (W/m²)

I_{dc} = DC current (A)

V_{dc} = DC voltage (V)

T = On time

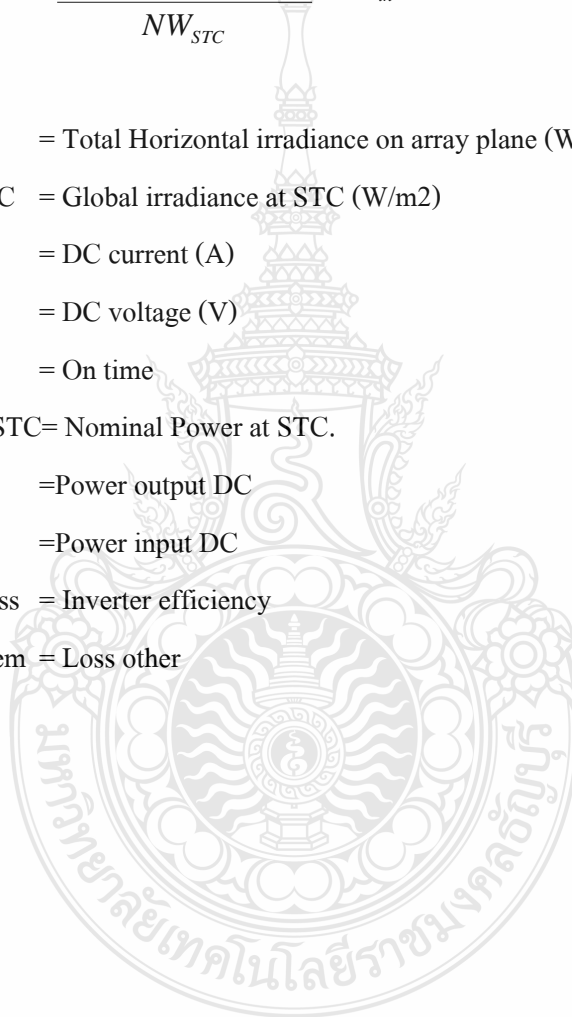
NW_{STC} = Nominal Power at STC.

P_{out} = Power output DC

P_{in} = Power input DC

%Loss = Inverter efficiency

System = Loss other



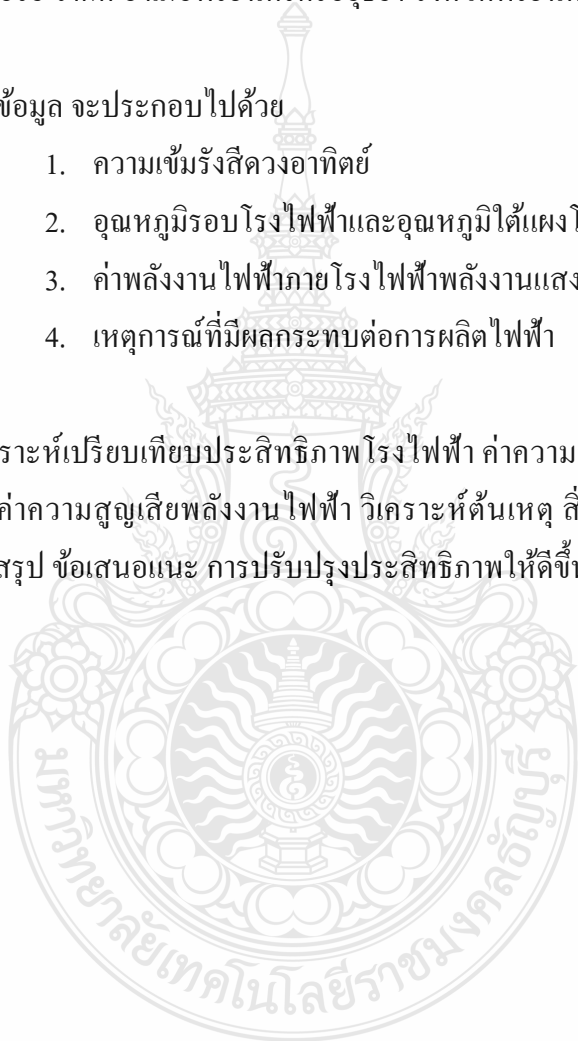
3.8 สรุป

วิธีการดำเนินงานวิจัยโดยการเริ่มเก็บข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ทั้งค่าพลังงานไฟฟ้า ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ อุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้าและอุณหภูมิได้แสงโซลาร์เซลล์ค่าพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และเหตุการณ์ที่มีผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้า ตลอดทั้งปี 2560 โดยการ ขอความอนุเคราะห์ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จาก บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี จำกัด อำเภอพระนครศรีอยุธยา จังหวัดพระนครศรีอยุธยา แบ่งการทำงานเป็น 2 ส่วน

ส่วนที่ 1 ฐานข้อมูล จะประกอบไปด้วย

1. ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์
2. อุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้าและอุณหภูมิได้แสงโซลาร์เซลล์
3. ค่าพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
4. เหตุการณ์ที่มีผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้า

ส่วนที่ 2 วิเคราะห์เปรียบเทียบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าส่วนต่างๆ ทั้งการคำนวณค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้า วิเคราะห์ต้นเหตุ สิ่งทีก่อให้เกิดความสูญเสียพลังงาน พร้อมทั้งบทสรุป ข้อเสนอแนะ การปรับปรุงประสิทธิภาพให้ดีขึ้น



บทที่ 4

ผลการวิจัย

4.1 ผลการตรวจวัดและประเมินคุณภาพไฟฟ้า

ดำเนินการวัดคุณภาพไฟฟ้า โดยตั้งค่าให้ทำการบันทึกข้อมูลทุกๆ 5 นาที จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน โดยเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าบริเวณกระแสไฟฟ้าดีซี ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 700 VDC รวมระยะเวลาติดตั้งเครื่องวัดทั้งสิ้น 90 วัน การประเมินผลค่าคุณภาพไฟฟ้าจากข้อมูลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า จากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน จะนำข้อมูลการผลิตไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 22 kV ข้อมูลอินพุทเริ่มจากค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ ส่งค่าพลังงานไฟฟ้าผ่านสายตัวนำ ควบรวมพลังงานไฟฟ้าโดย Array Box ผ่านสายตัวนำเพื่อเข้าสู่กระบวนการแปลงกระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับโดยระดับความถี่ 50 Hz ผ่านสายตัวนำ เข้าสู่หม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้เท่ากับข้อกำหนด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พร้อมอุปกรณ์ ตัดต่อและป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถสรุปผลการตรวจวัดและประเมินค่าคุณภาพไฟฟ้าได้ดังนี้


4.1.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า (RMS POWER)

ตารางที่ 4.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า วันที่ 31 มกราคม 2560

	Contract	Target	Actual Performance
Today's Energy Production (kWh)	8,803	8,717	4,937
Installed Capacity (MW)	2.00	2.00	2.00
Average Solar Irradiation (hour*)	5.05	5.00	5.05
Today's Revenue from PEA (Baht)	-	49,341	27,945
Performance Ratio (%)	85.82%	85.82%	44.95%

* hour equivalent to 1,000 W/m2

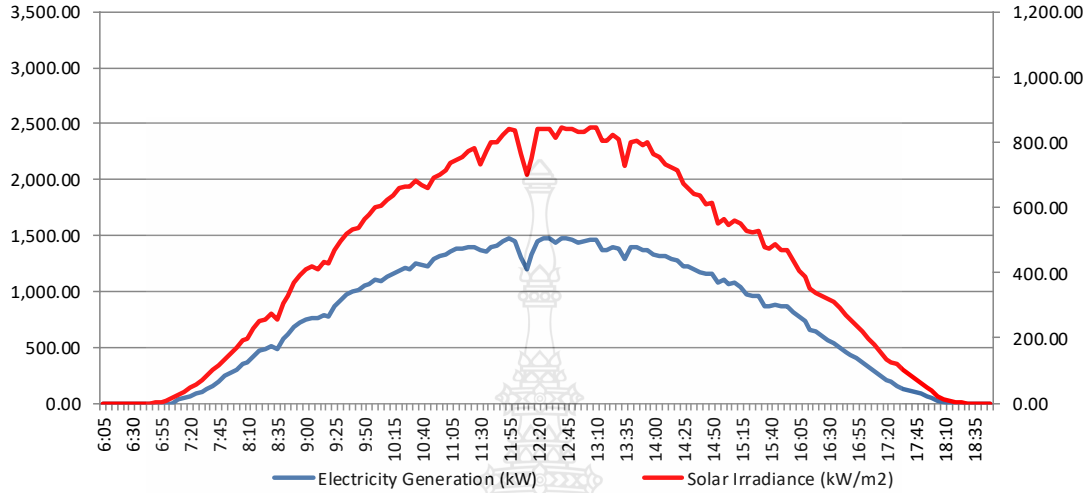
Weather condition

 Partial cloud

Maximum feeder 5 1.48 MW

AVG. Ambient Temperature 35.90 °C

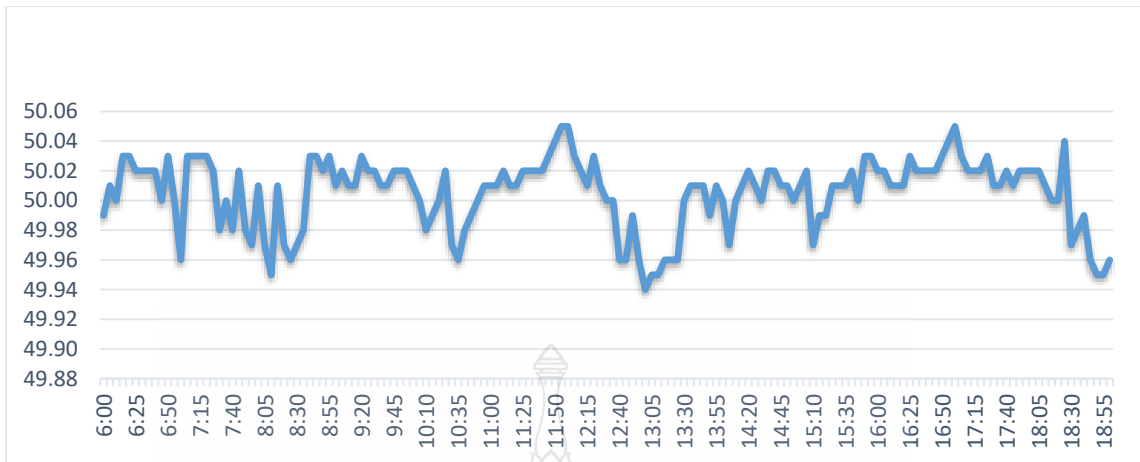
AVG. Module Temperature 43.49 °C



รูปที่ 4.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า (RMS POWER) วันที่ 31 มกราคม 2560

ตารางที่ 4.2 ค่าพลังงานไฟฟ้า,ค่าความเข้มแสง,ค่าอุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้า,ค่าอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ วันที่ 31 มกราคม 2560

Time	Power (kW)	Solar Irradiance (kW/m2)		Temperature (°C)				Wind
	Electricity Generation (kW)	main	back up	Ambient Temp.#1	Ambient Temp.#2	Module Temp.#1	Module Temp.#2	Wind Speed (m/s)
6:05	-5.00	0	0	21.9	21.9	19.6	19.6	1.79
7:00	-4.97	15.45	15.59	21.4	21.4	19.6	19.6	2.31
8:00	303.73	168.75	167.64	22.8	22.8	21	21	2.89
9:00	753.98	414.02	405.11	26.1	26.1	31.3	31.3	2.63
10:00	1,108.58	613.32	590.99	28.8	28.8	37.3	37.3	4.88
11:00	1,329.51	720.57	709.23	31.2	31.2	45.3	45.3	0.21
12:00	1,452.44	846.85	823	34.4	34.4	51.6	51.6	0.25
13:00	1,450.18	832.35	832.31	33.6	33.6	49.4	49.4	4.67
14:00	1,324.14	766.82	762.95	33.8	33.8	48.5	48.5	3.35
15:00	1,108.30	516.38	611.6	33.1	33.1	41.9	41.9	2.24
16:00	818.22	418.69	458.3	32.6	32.6	38.1	38.1	4.15
17:00	367.00	222.47	217.93	31.2	31.2	33.9	33.9	4.7
18:00	48.89	39.05	38.9	29.1	29.1	27.5	27.5	1.67



รูปที่ 4.2 ค่าความถี่ไฟฟ้า วันที่ 31 มกราคม 2560

ค่าความถี่ไฟฟ้า จะเห็นค่าความถี่ไฟฟ้าแรงดันกระแสสลับแสดงตามรูปที่ 4.2 ค่าความถี่ไฟฟ้า (Frequency) AC) มีค่าต่ำสุด 49.94 Hz ไปจนถึง 50.07 Hz ค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 50.01 Hz เนื่องจากข้อกำหนดระบบไฟฟ้าในประเทศไทยเป็นระบบค่าความถี่ไฟฟ้า 50 Hz

4.2 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางที่ 4.3 แสดงค่า DATA RECORD FROM SCADA SYSTEM

DATA RECORD FROM SCADA SYSTEM					
Date	Time	Power (Kw)	Irradance 1	Irradance 2	Average Irr
31/1/2017	12:00	1582.31325	807.51	814.77	811.14
Cell Temp 1	Cell Temp 2	Ambient Temp 1	Ambient Temp 2	Cell Temp	Ambient Temp
40.00	39.50	28.40	28.20	39.75	28.30

จากตารางที่ 4.3 แสดงค่า DATA RECORD FROM SCADA SYSTEM แสดงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการคำนวณผล จากสมการการผลิตไฟฟ้า โดยการใช้วิธีการคำนวณจากค่าความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ และอุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้าและอุณหภูมิแผง โซลาร์เซลล์ดังนั้นการคำนวณการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Performance test)

Site: Bang-Pa-Hun

Performance cal 1-1-60

Performance test

Test Condition

- Power reading measured at the power meter
- Solar Irradiance should be higher than 400 w/m² at the time of testing
- Ambient temperature as per measurement time
- Wind speed should be more than 2 m/s
- Tolerance $\pm 5\%$
 - Uncertainly of pyranometer $\pm 2\%$
 - Uncertainly of temperature sensor $\pm 2\%$
 - Uncertainly of power meter $\pm 1\%$

Formula

- Thermal Effect Calculation		
- Solar Irradiance (G)	1000.00	W/m ²
- Ambient Temperature (Ta)	35.00	Degree
- Pv module Specification		
- Norminal Operature cell temperature	45.00	c°
- Temperature coefficient of power (Temp Co)	-0.43%	c°
- Cell Temperature (Tc)	$Ta + ((NOCT-20)/800) \times G$	
	66.25	c°
- Thermal Effect of pv plant	$1 + Temp Co \times (Tc - 25)$	
	-16.91%	
	83.09%	
ประสิทธิภาพแผงโซลาร์เซลล์ตามอุณหภูมิเท่ากับ	83.09%	

$$\begin{aligned}
\text{Mismatch Loss} &= 1 - \frac{DCArrayoutput}{\sum ModuleMPP \times \sum DCWiringLosses} \\
&= 98.00\% \\
&= 2.00\% \\
\text{DC Wiring} &= \frac{784.8 + 785.9}{804.82 \times 2} \\
&= \frac{1570.7}{1609.64} \\
&= 0.975808 \\
&= 0.97/3\% \\
\text{Inverter Losses} &= \frac{PowerDC}{PowerAC} \\
&= \frac{1528.026}{784.8 + 785.9} \\
&= \frac{1528.026}{1570.7} \\
&= 0.97 \\
&= 0.97/2.72\% \\
\text{Transformer Losses} &= 2\% \text{ by Company} \\
\text{AC wiring Losses} &= R2/R1 = (228+T2)/(228+T1) \\
&= R2/R1 = (228+25)/(228+28.9) \\
&= R2/R1 = (253)/(256.9) \\
&= 0.984 \\
&= 0.984/1.5181\%
\end{aligned}$$

ตารางที่ 4.4 Power Derating Factor วันที่ 31 มกราคม 2560

1	Thermal Effect	83.09%	Calculation from Above Formula
2	Mismatch	98.00%	Mismatch of Energy
3	Sun-tracking	100.00%	Sun-Tracking of energy
4	Soiling	98.00%	Soiling of Energy
5	DC Wiring	96.00%	DC Wiring of Energy x 2
6	Inverter	98.00%	Efficiency at 100% load
7	AC wiring	97.60%	AC Wiring of Energy x2
8	Transformer 22 kv	98.50%	Efficiency at 100% load
	<u>Total</u>	<u>72.17%</u>	

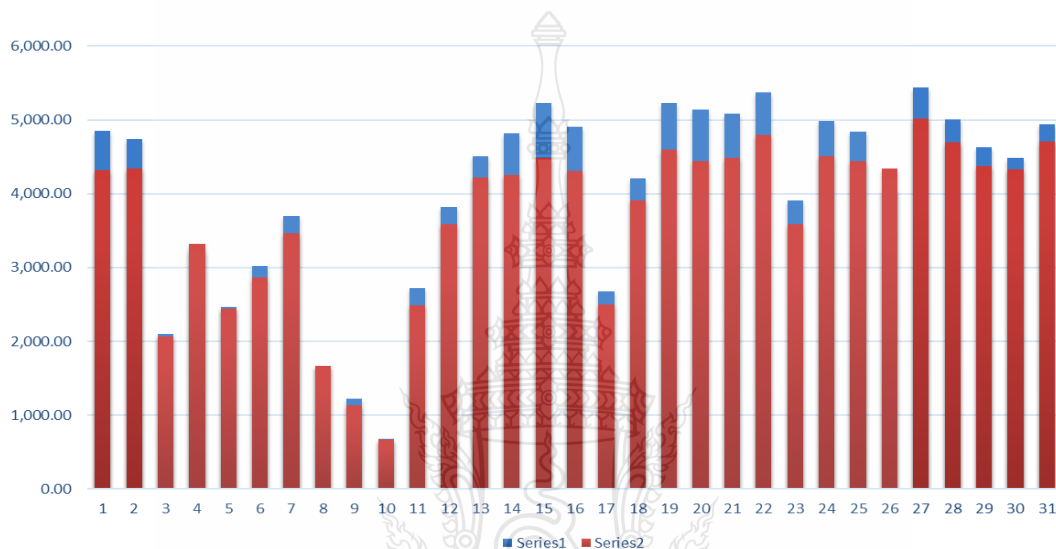
จากตารางที่ 4.4 Power Derating Factor วันที่ 1 มกราคม 2560 แสดงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการคำนวณผล จากสมการการผลิตไฟฟ้าโดยแบ่งการทำงานเป็น 8 ส่วน แผลงโซลาร์เซลล์เป็นอุปกรณ์สำคัญสำหรับโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากตารางจะเห็นได้ว่าประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า มีค่าความสูญเสียไฟฟ้าอยู่เสมอ

การศึกษาระบบผลิตโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลกระทบด้านการผลิตพลังงานไฟฟ้ามี ปัจจัยการผลิตพลังงานจากความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ และอุณหภูมิ ดังรูปที่ 4.6 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประจำเดือน มกราคม 2560 แสดงถึงอัตราการผลิตไฟฟ้าในแต่ละวัน ไม่มีความเกินในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยอิงปัจจัยการผลิตไฟฟ้าจากรังสีดวงอาทิตย์ โดยดวงอาทิตย์ไม่ได้ให้เฉพาะค่ารังสีดวงอาทิตย์ แต่จะนำพาอุณหภูมิที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้นการประเมินการผลิตไฟฟ้าในแต่ละวัน ไม่สามารถรับรองการผลิตไฟฟ้าในอนาคตได้ ซึ่งต่อการผลิตพลังงานในระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่

ตารางที่ 4.5 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ประจำเดือน มกราคม 2560

No.	Date	Energy Generation Peak (kWh)	Daily Solar Irradiation (kWh/m ² /d)	Sensor Average Ambient Temp.	Average Module Temp.	Max Ambient Temp.	Max Module Temp.	Wind m/s
1	1-Jan	9,709.60	5.04	28.38	36.74	30.30	42.20	0.00
2	2-Jan	9,472.59	5.06	30.75	40.17	33.20	44.80	0.00
3	3-Jan	4,205.46	2.41	27.73	31.14	29.35	37.20	0.00
4	4-Jan	6,471.68	3.87	30.45	38.15	34.20	46.40	0.00
5	5-Jan	4,932.13	2.86	27.61	30.06	31.10	43.50	0.00
6	6-Jan	6,038.59	3.35	28.06	33.25	30.10	40.80	0.00
7	7-Jan	7,388.72	4.04	29.46	36.53	32.40	43.10	0.00
8	8-Jan	3,329.57	1.94	28.39	31.20	30.40	36.80	0.00
9	9-Jan	2,452.66	1.32	26.10	28.67	27.50	32.70	0.00
10	10-Jan	1,363.76	0.78	25.75	26.41	27.10	30.00	0.95
11	11-Jan	5,434.00	2.91	29.92	36.91	34.05	47.45	1.84
12	12-Jan	7,640.53	4.19	31.00	39.32	35.50	52.00	3.23
13	13-Jan	9,011.20	4.92	31.79	44.04	34.30	53.90	3.45
14	14-Jan	9,643.28	4.96	30.92	40.42	34.30	47.50	3.67
15	15-Jan	10,454.80	5.24	31.73	40.60	34.20	46.05	4.19
16	16-Jan	9,809.94	5.03	31.64	41.68	34.10	48.85	3.80
17	17-Jan	5,356.85	2.92	30.45	38.04	34.20	52.20	2.40
18	18-Jan	8,419.36	4.57	32.98	42.30	36.50	53.65	3.66
19	19-Jan	10,460.59	5.36	32.25	41.80	34.10	49.00	4.60
20	20-Jan	10,284.22	5.19	32.83	41.84	36.10	49.60	5.17
21	21-Jan	10,158.05	5.23	31.49	40.03	34.40	48.95	4.66
22	22-Jan	10,756.03	5.60	30.51	39.48	34.70	48.90	5.79
23	23-Jan	7,816.35	4.18	28.27	36.07	31.40	45.70	4.81
24	24-Jan	9,968.99	5.26	28.98	37.62	31.50	44.00	5.17
25	25-Jan	9,688.64	5.18	29.96	37.88	32.20	45.20	5.14
26	26-Jan	8,098.34	5.07	30.48	39.27	34.50	49.90	5.85
27	27-Jan	9,709.60	5.85	31.29	40.29	34.10	48.20	5.42
28	28-Jan	9,472.59	5.48	32.10	45.18	35.40	53.10	3.23
29	29-Jan	4,205.46	5.10	32.93	44.60	38.10	55.30	1.76
30	30-Jan	6,471.68	5.05	34.32	47.08	38.30	56.50	1.77
31	31-Jan	9,874.62	5.49	32.02	43.50	35.90	53.40	3.34

จากตารางที่ แสดงวันที่ 1-31 มกราคม 2560 การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการคำนวณผลจากสมการการผลิตไฟฟ้า(Performance test) โดยการใช้วิธีการคำนวณจากค่าความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ และอุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้าและอุณหภูมิแผง โซลาร์เซลล์ตั้งนั้นการคำนวณการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พร้อมทั้งแสดงกราฟการผลิตไฟฟ้าในแต่ละวันที่จะแสดง 31 วัน โดยเริ่มต้นจากวันที่ 1 มกราคม 2560 จนถึง วันที่ 31 มกราคม 2560



รูปที่ 4.3 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประจำเดือน มกราคม 2560

4.3 การจำลองศึกษาวิเคราะห์ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design

โปรแกรม PV System Design เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการวิเคราะห์หาความเหมาะสมของโครงสร้างการออกแบบระบบไฟฟ้าจะผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งชนิดที่เชื่อมต่อกับ Grid และเป็นแบบ Standalone

ระบบที่ใช้ศึกษานี้เป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินขนาดกำลังพิกัด 2 MW ผลการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

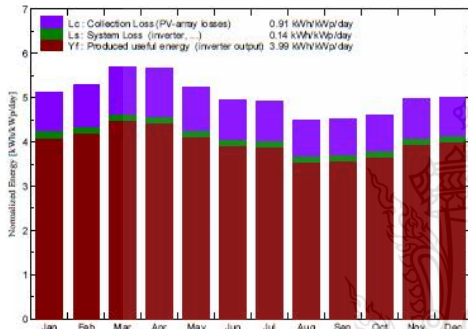
Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Ban Mai , Ayutthaya (BhangChak)
Simulation variant : JA solar 330Wp,SMA900Kw,Pitch7.5m,Tilt10

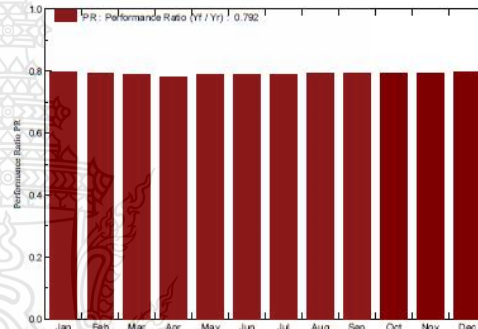
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	10°	azimuth	0°
PV modules	Model	JAM6(R)-72-330	Pnom	330 Wp
PV Array	Nb. of modules	6060	Pnom total	2000 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 900CP XT	Pnom	900 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	1800 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results
System Production **Produced Energy 2912 MWh/year** Specific prod. 1456 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 79.16 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2000 kWp



Performance Ratio PR



JA solar 330Wp,SMA900Kw,Pitch7.5m,Tilt10
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
January	144.5	67.02	25.69	159.1	148.8	263.4	254.3	0.799
February	139.2	69.04	27.57	148.4	139.0	243.6	235.3	0.792
March	171.2	90.58	29.35	176.5	165.2	287.3	277.6	0.787
April	170.3	92.26	30.38	169.7	158.7	274.9	265.5	0.782
May	167.4	94.69	29.89	162.3	151.2	264.6	255.6	0.787
June	155.3	85.62	29.20	148.6	138.6	243.6	235.2	0.790
July	158.0	88.18	29.18	152.6	142.2	249.6	240.9	0.789
August	141.5	93.31	28.89	139.3	129.4	228.5	220.5	0.792
September	134.6	78.94	27.88	135.7	126.5	223.2	215.2	0.793
October	136.7	78.94	28.10	142.6	133.4	235.4	227.0	0.795
November	137.3	65.29	26.57	148.9	139.6	245.5	236.6	0.795
December	140.0	60.32	25.72	155.4	145.7	257.2	248.1	0.799
Year	1795.8	964.58	28.20	1839.5	1718.3	3016.9	2911.8	0.792

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

PVsynt Licensed to Process Engineering Services Co.,Ltd.(Thailand)

รูปที่ 4.4 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากโปรแกรม

PV System Design

PVSYST V6.68		19/02/18	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Grid-Connected Project at Ban Mai , Ayutthaya (BhangChak)			
Geographical Site	Ban Mai	Country	Thailand
Situation	Latitude 14.39° N	Longitude	100.51° E
Time defined as	Legal Time Time zone UT+7	Altitude	4 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Ban Mai	Synthetic	
Simulation variant : JA solar 330Wp,SMA900Kw,Pitch7.5m,Tilt10			
	Simulation date	19/02/18 10h57	
Simulation parameters	System type	Unlimited sheds	
Collector Plane Orientation	Tilt	10°	Azimuth 0°
300 Sheds	Pitch	7.50 m	Collector width 5.95 m
Inactive band	Top	0.00 m	Bottom 0.00 m
Shading limit angle	Gamma	0.0°	Occupation Ratio (GCR) 0.8%
Shadings electrical effect	Cell size	15.6 cm	Strings in width 3
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Mutual shadings of sheds	Electrical effect	
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	JAM6(R)-72-330
Original PVsyst database	Manufacturer	JA Solar	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 303 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6060	Unit Nom. Power 330 Wp
Array global power	Nominal (STC)	2000 kWp	At operating cond. 1799 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	672 V	I mpp 2678 A
Total area	Module area	11747 m²	Cell area 10618 m²
Inverter	Model	Sunny Central 900CP XT	
Original PVsyst database	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	596-960 V	Unit Nom. Power 900 kWac
			Max. power (=>25°C) 990 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 1800 kWac
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses		Loss Fraction	2.0 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	26.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	5.7 mOhm	Loss Fraction 2.0 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 0.1 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.50 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos - 1)	bo Param. 0.05
System loss factors			
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	405 Vac tri	
	Wires:	3x2000.0 mm²	Loss Fraction 1.2 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	2954 W	Loss Fraction 0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	0.8 mOhm	Loss Fraction 1.0 % at STC

PVsyst Licensed to: Process Engineering Services Co.Ltd(Thailand)

รูปที่ 4.5 ข้อมูล โรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อจำลองโปรแกรม PV System Design

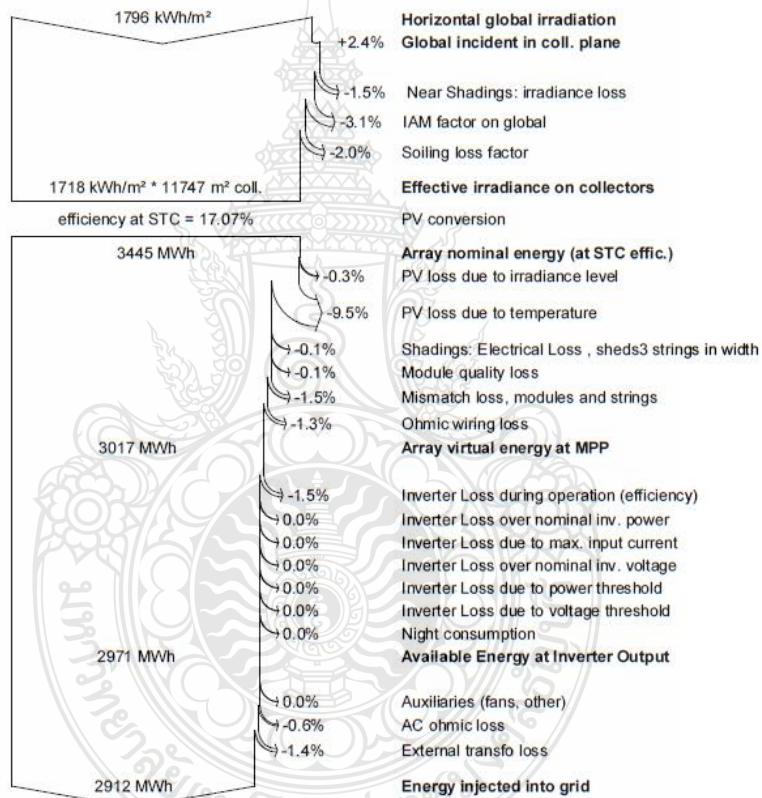
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Ban Mai , Ayutthaya (BhangChak)

Simulation variant : JA solar 330Wp,SMA900Kw,Pitch7.5m,Tilt10

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	10°	azimuth	0°
PV modules	Model	JAM6(R)-72-330	Pnom	330 Wp
PV Array	Nb. of modules	6060	Pnom total	2000 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 900CP XT	Pnom	900 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	1800 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



PVsynt Licensed to Process Engineering Services Co.Ltd (Thailand)

รูปที่ 4.6 การจำลองศึกษาวิเคราะห์ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design

ประจำเดือน มกราคม 2560

4.4 ผลการประเมินโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design

4.2 จากผลการศึกษา พบว่าการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินขนาด 2 MW ประเมินการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งปีดังตารางดังต่อไปนี้

ตารางที่ 4.6 การประเมินโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design

1	Thermal Effect	103.60%
2	Mismatch	91.00%
3	Sun-tracking	97.90%
4	Soiling	99.00%
5	DC Wiring	100.00%
6	Inverter	98.00%
7	AC wiring	97.50%
8	Transformer 22 kv	98.00%
Total		81.93%

การเปรียบเทียบพลังงาน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินระหว่างการผลิตไฟฟ้า จากโรงไฟฟ้าและการประเมินโรงไฟฟ้าจาก โปรแกรมPV System Design

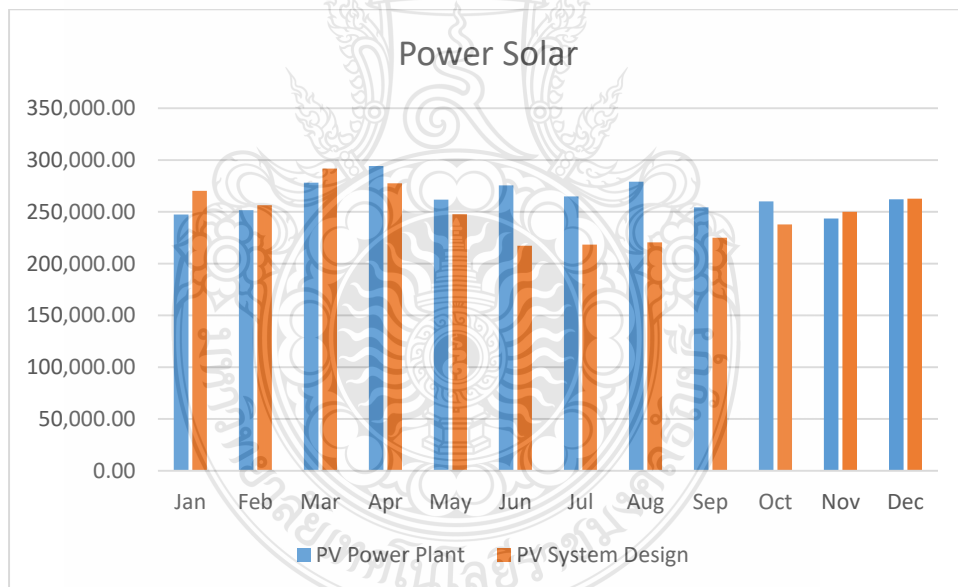
ตารางที่ 4.7 การเปรียบเทียบพลังงาน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินระหว่างการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าและการประเมิน โรงไฟฟ้าจากโปรแกรมPV System Design

Month	PV Power Plant	PV System Design
Jan	247,382.75	270,239.63
Feb	251,584.83	256,377.07
Mar	278,188.93	291,823.51
Apr	294,189.30	277,499.01
May	261,760.00	247,744.75
Jun	275,545.22	217,247.58
Jul	264,803.84	218,385.31
Aug	279,016.83	220,556.65
Sep	254,340.35	224,998.80

ตารางที่ 4.8 การเปรียบเทียบพลังงานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินระหว่างการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าและการประเมินโรงไฟฟ้าจากโปรแกรมPV System Design(ต่อ)

Month	PV Power Plant	PV System Design
Oct	260,065.54	237,749.71
Nov	243,497.22	250,101.96
Dec	262,149.12	262,759.35
Sum	3,172,523.93	2,975,483.33

การผลิตไฟฟ้าที่แสดงในตารางที่ 4.7 และ 4.8 การผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินในปี 2560 ตลอดทั้งปี และผลการประเมินโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design ค่าความสามารถการประเมินพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ใกล้เคียงกับการผลิตจริง

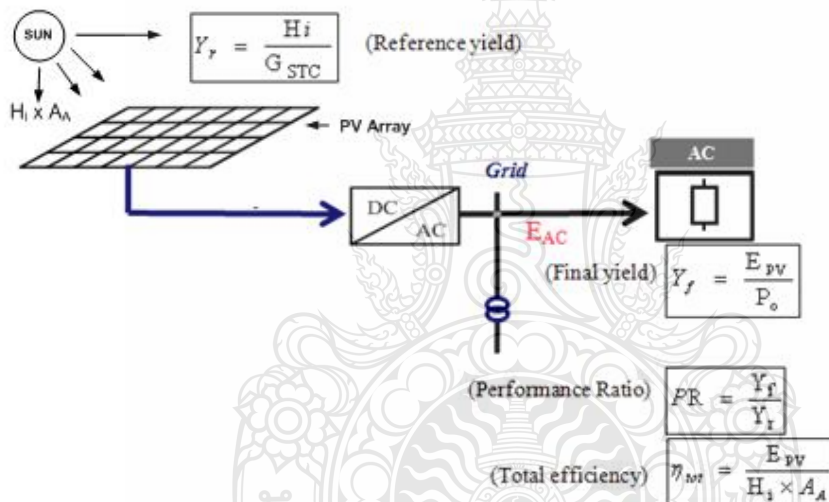


รูปที่ 4.7 การจำลองศึกษาวิเคราะห์ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design

การผลิตไฟฟ้าที่แสดงการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน วันที่ 1 มกราคม 2560 ถึง 31 มกราคม 2560 และผลการประเมินโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design ค่าความสามารถการประเมินพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ใกล้เคียงกับการผลิตจริง

4.5 การคำนวณประสิทธิภาพสมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้า

ประสิทธิภาพสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตัวชี้วัดที่ใช้แสดงประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ตามมาตรฐาน IEC 61724 การวิเคราะห์สมรรถนะทางเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์โดยอ้างอิงจาก IEA PVPS Task2 ซึ่งได้กำหนดให้มีการวิเคราะห์ตัวแปรต่างๆดังต่อไปนี้



รูปที่ 4.8 ไดอะแกรมของระบบ PV และค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะ

จากตารางที่ 4.23 สามารถหาค่าในส่วนต่างๆที่จากสมการดังนี้

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับต่อกำลังติดตั้ง (Y_r : Reference Yield)

$$\begin{aligned}
 Y_r &= \frac{H_i}{G_{STC}} \\
 &= \frac{5.85}{1} \frac{kWh/m^2}{kW/m^2} \\
 &= 5.85 \text{ kWh/kWp}
 \end{aligned}$$

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Y_f)

$$\begin{aligned} Y_f &= \frac{E_{tot}}{P_o} \\ &= 3,990.044/945.1 \\ &= 4.222 \text{ kWh/kWp} \end{aligned}$$

ค่าสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PR : Performance Ratio)

$$\begin{aligned} PR &= \frac{Y_f}{Y_r} \\ &= \frac{4.22}{5.85} \\ &= 0.72 \end{aligned}$$

ดังนั้นค่า สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้อยู่ที่ 72.17 %

ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ทั้งระบบ (η : Total Efficiency)

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{E_{tot}}{H_i \times A_A} \\ &= \frac{3990.044}{5.85 \times 6,600} \\ &= 10.33 \% \end{aligned}$$

ดังนั้นค่าประสิทธิภาพทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินนี้มีค่า 10.33% ซึ่งข้อมูลพิกัดของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งาน โดยมีประสิทธิภาพที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์จริงที่ 15.20%

4.4.1 ผลทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โดยทั่วไปการคำนวณพื้นฐานเกี่ยวกับการไหลเวียนของเงินในโครงการต่างๆ (Cash Flow) มีอยู่ 2 ชนิดคือวิธี Static และวิธี Dynamic โดยหลักการในการพิจารณาด้านเศรษฐศาสตร์หลายแบบ แต่สำหรับงานวิจัยนี้จะนำหลักการไดนามิกของรูปแบบ Annuity Method มาใช้พิจารณาเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังวิธีการคำนวณดังนี้

$$a = NPV \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

เมื่อ a = Annuity (จำนวนเงินที่จะต้องชำระต่อปี)

NPV = (Net Present Value) เงินลงทุนปัจจุบันสุทธิ

i = ดอกเบี้ย

n = จำนวนปีในการวางแผน (ปี)

เงินลงทุนปัจจุบันสุทธิ (NPV) สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=0}^n NCF_t (1+i)^{-t}$$

เมื่อ: NPV = (Net Present Value) เงินลงทุนปัจจุบันสุทธิ

NCF_t = กระแสเงินสดสุทธิที่เวลา t

t = เวลาของกระแสเงินสด

i = ดอกเบี้ย

n = จำนวนปีในการวางแผน (ปี)

จากสมการ พจน์ตัวแปรอนุกรมที่เป็นตัวคูณเงินลงทุนปัจจุบัน (NPV) นั้นเรียกว่า Annuity Factor ซึ่งสามารถที่จะคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์และนำมาแสดงเป็นตารางได้ดังตารางที่ 4.21 ตามระยะเวลาในการวางแผนและดอกเบี้ยที่กำหนดในอัตราต่างๆ

ตารางที่ 4.9 Annuity Factor โดยทั่วไปของดอกเบี้ยที่กำหนดและปีของโครงการ

	$n = 5$	$n = 10$	$n = 15$	$n = 20$	$n = 25$
$i = 5$	23.10	12.95	9.63	8.02	7.10
$i = 7.875$	24.96	14.82	10.59	10.09	9.27
$i = 10$	26.38	16.27	13.15	11.75	11.02
$i = 20$	33.44	23.85	21.39	20.54	20.21

จากยอดค่าใช้จ่ายที่ต้องดำเนินการจากวิธีการ Annuity Method ทำให้ทราบค่าใช้จ่ายต่อปีที่จะต้องจ่าย ดังนั้นก็จะสามารถหารราคาพลังงานต่อ kWh ในทุก ๆ ปี โดยอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกรุงไทยประกาศเมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2560 กำหนดให้อัตราดอกเบี้ยลูกค้ารายย่อยชั้นดี (Minimum Retail Rate : MRR) เท่ากับ 7.12

$$C_{el} = \frac{A_{total}}{E_{demand}}$$

เมื่อ

C_{el} = ราคาค่าพลังงาน [ราคา/kWh]

A_{total} = ค่าใช้จ่ายรวมประจำปี

$$E_{\text{demand}} = \text{ความต้องการพลังงานต่อปี [kWh]}$$

จากข้อมูลอุปกรณ์การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาขนาดใหญ่ พิกัด 1 MW ที่ติดตั้งในพื้นที่ของจังหวัดสมุทรสงครามนั้นแสดงราคาและอุปกรณ์ต่างตามตารางที่ 4.22

ตารางที่ 4.10 อุปกรณ์ ราคา และ Annuity Method ที่ 7.12 %

Component	Cost [THB]	Lifetime [years]	Annuity Factor	Annuity [THB]
PV Module	27,285,000	25	0.092681	2,528,801.09
Support PV module	1,605,624	25	0.092681	148,810.84
Station Housing	818,979	25	0.092681	75,903.79
Work way and support Array	321,126	25	0.092681	29,762.28
Array Box	3,281,710	10	0.14819	486,316.60
Inverter Grid	1,076,555	25	0.092681	99,776.19
Transformer	204,484	25	0.092681	18,951.78
HV disconnection switch	3,136,654	25	0.092681	290,708.23
ACB Conduit and Cable ladder	860,236	25	0.092681	79,727.53
Monitoring System	305,183	25	0.092681	28,284.67
PQ meter	3,500	25	0.092681	324.38
Box LC	240,326	25	0.092681	22,273.65
Modem FTTX	563,293	25	0.092681	52,206.56
CCTV	584,833	25	0.092681	54,202.91
Lighting protection	571,876	25	0.092681	53,002.04
Main Entrance Gate and Fencing	27,285,000	25	0.092681	2,528,801.09
Water supply system	1,605,624	25	0.092681	148,810.84
Total	40,859,379			3,969,052.55

จากข้อมูลรายการอุปกรณ์และค่าใช้จ่าย ซึ่งจะต้องมีการจ่ายเงินค่าดอกเบี้ย Annuity ที่อัตรา 7.12 % ต่อปีเท่ากับ 3,969,052.55บาท โดยมีค่าบำรุงรักษาต่อปีคิดที่อัตรา 1% ของต้นทุนซึ่งมีค่าเท่ากับ 396,905บาท และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินมีค่าเท่ากับ 3,990.04 kWh/day

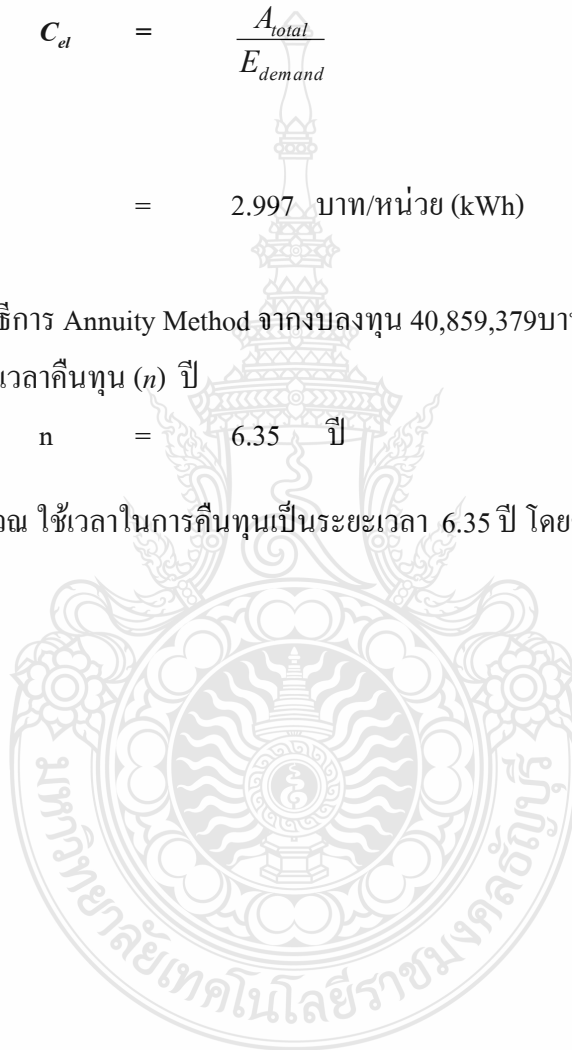
ดังนั้น ราคาต้นทุนค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้จะมีค่าเท่ากับ

$$\begin{aligned} C_{et} &= \frac{A_{total}}{E_{demand}} \\ &= 2.997 \text{ บาท/หน่วย (kWh)} \end{aligned}$$

คำนวณด้วยวิธีการ Annuity Method จากงบลงทุน 40,859,379บาท เมื่อคิดดอกเบี้ย 7.12% ดังนั้นคำนวณหาระยะเวลาคืนทุน (n) ปี

$$n = 6.35 \text{ ปี}$$

ดังนั้นจากผลการคำนวณ ใช้เวลาในการคืนทุนเป็นระยะเวลา 6.35 ปี โดยคิดดอกเบี้ยที่ 7.12%



4.6 สรุปผล

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินขนาด 2 MW เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดำเนินการตรวจวัดผลคุณภาพไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐานที่กำหนดไว้ตามระเบียบการเชื่อมต่อโครงข่ายระบบไฟฟ้า พบว่าค่าคุณภาพไฟฟ้าต่างๆผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนดไว้ และเมื่อจำลองผลการเกิดแรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงในรูปแบบต่างๆ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า 72% สามารถผลิตไฟฟ้าราคาต้นทุนค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้มีค่าเท่ากับ 2.997บาท/หน่วย ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะรับซื้อราคาค่าไฟฟ้าที่ผลิตได้ในราคา 5.66 บาท/หน่วย และระยะเวลาในการคืนทุนเป็นระยะเวลา 6.35 ปี



บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เกิดจากนโยบายรัฐบาลที่มีการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนนำไปสู่การพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน เพื่อเพื่อจำหน่ายการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบเชิงพาณิชย์ งานวิจัยครั้งนี้การวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน โดยเปรียบเทียบจากการจำลองศึกษาวิเคราะห์ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design กับประสิทธิภาพการทำงานภายในโรงไฟฟ้า ขนาดติดตั้ง 2MW ณ พื้นที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

5.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ขนาดพิกัด 2 MW สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายเฉลี่ยระหว่างเวลา 06.30 – 18.30 น. ปริมาณพลังงานผลิตไฟฟ้าได้ต่อวัน 4,937 kWh (วันที่ 31 มกราคม 2560) โดยผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เปรียบเทียบการจำลองศึกษาวิเคราะห์ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design แสดงให้เห็นว่าค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าสูงกว่าการจำลองจากโปรแกรม พร้อมทั้งแสดงค่าความสูญเสียส่วนต่างๆ ออกมาเป็น เปร็เซ็นต์เพื่อต่อการเปรียบเทียบข้อมูล

5.1.2 การประเมินค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ที่ค่าความสูญเสียจากระบบไฟฟ้า คิดเป็น 72.17% โดยเกิดจาก อุณหภูมิความร้อนบริเวณรอบๆ โรงไฟฟ้าและ แผงโซลาร์เซลล์ ซึ่งเป็นปัจจัยหลักต่อประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า แบบติดตั้งบนพื้นดิน เนื่องจากความร้อนทำให้ประสิทธิภาพแผงลดลง

5.1.3 จากการประเมินประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินทราบให้ถึง อุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้าและแผงโซลาร์เซลล์มีผลกับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าและอุปกรณ์ภายในโรงไฟฟ้า ดังนั้น การออกแบบโรงไฟฟ้าประเภท ติดตั้งบนพื้นดิน ให้ อุณหภูมิสะสมน้อยที่สุด จึงเป็นที่มาของการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ให้เหนือพื้นดิน เพื่อให้อากาศถ่ายเทความร้อนได้แผงโซลาร์เซลล์ จึงช่วยลดความร้อนรอบโรงไฟฟ้าและแผงโซลาร์เซลล์ ได้อีกทางหนึ่ง

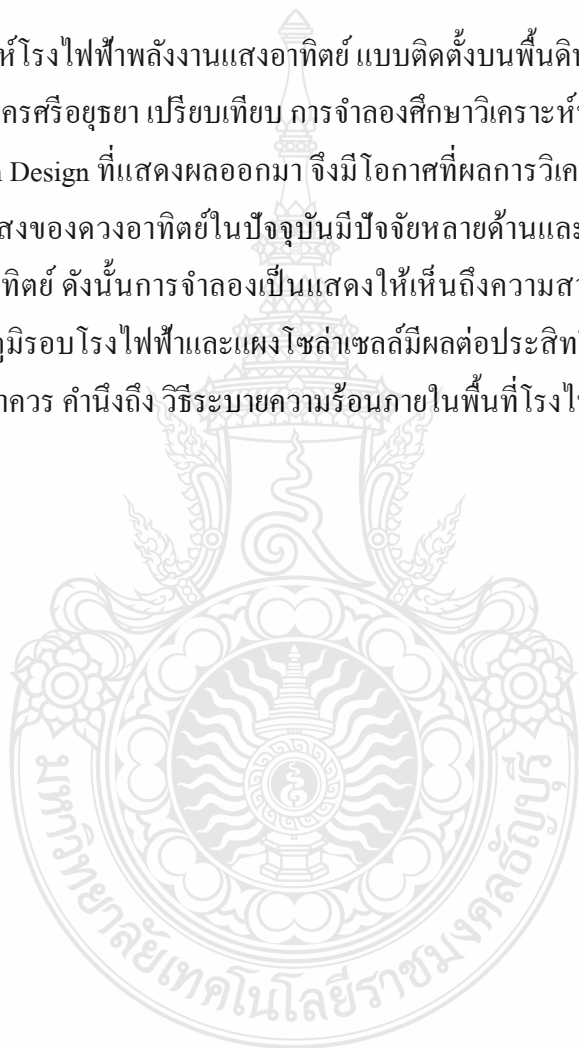
5.1.4 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน เป็นหัวใจหลักต่อการเกิดผลกระทบต่อพื้นที่บริเวณรอบๆ โรงไฟฟ้า เพื่อป้องกันการสะสมอุณหภูมิภายในโรงไฟฟ้า และพื้นที่ใกล้เคียง ดังนั้น การคำนึงถึงทิศทาง องศาการติดตั้งแผง การติดตั้งอุปกรณ์ภายในโรงไฟฟ้า การระบายน้ำ และ การเดินสายไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5.1.5 การลดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ จากปัจจุบัน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถแยกได้ 2 ประเภท 1 แบบติดตั้งบนพื้นดิน 2 ติดตั้งบนหลังคา วิธีการลดอุณหภูมิ มีการนำน้ำเป็นตัวพาความร้อนออกจากบริเวณผิวโซลาร์เซลล์ เพื่อให้อุณหภูมิต่ำลง เป็นกรช่วยลดอุณหภูมิได้อีกวิธีหนึ่ง หรือการทดลองใช้วิธีอื่นๆเพื่อลดอุณหภูมิ ภายในโรงไฟฟ้าและโซลาร์เซลล์

สมการ การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

5.2 ข้อเสนอแนะ

การวิเคราะห์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาดกำลังติดตั้ง 2 MW ในพื้นที่ จังหวัดพระนครศรีอยุธยา เปรียบเทียบ การจำลองศึกษาวิเคราะห์ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจากโปรแกรม PV System Design ที่แสดงผลออกมา จึงมีโอกาที่ผลการวิเคราะห์ห้มาไม่ตรงไปตามการจำลอง เนื่องจาก ค่าแสงของดวงอาทิตย์ในปัจจุบันมีปัจจัยหลายด้านและส่งผลโดยตรงต่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้นการจำลองเป็นแสดงให้เห็นถึงความสามารถในการผลิตไฟฟ้า ณ บริเวณที่ตั้งนั้น อุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้าและแผงโซลาร์เซลล์มีผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า ดังนั้นการออกแบบโรงไฟฟ้าควร คำนึงถึง วิธีระบายความร้อนภายในพื้นที่โรงไฟฟ้า เป็นอย่างมาก



บรรณานุกรม

- [1] มธ.ตั้งระบบ โซลาร์รูฟที่อู่ใหญ่อันดับหนึ่งมหาวิทยาลัยในเอเชีย (online), 2016, [http://www.manager.co.th/Local/ViewNews.aspx?NewsID=9 5 9 0 0 0 0 0 8 4 1 1 8 ,](http://www.manager.co.th/Local/ViewNews.aspx?NewsID=9590000084118) (15/7/2017).
- [2] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2558). แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกพ.ศ. 2558 – 2579 (ออนไลน์) https://ienergyguru.com/wp-content/uploads/2015/09/AEDP2015_Final_version.pdf (15/7/2017).
- [3] ศักยภาพแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย(2558). (ออนไลน์) [http://www2.eppo.go.th/power/powerN/PICP/File/\(19\).pdf](http://www2.eppo.go.th/power/powerN/PICP/File/(19).pdf) (15/7/2017).
- [4] พลังงานแสงอาทิตย์อีกหนึ่งพลังขับเคลื่อนพลังงานทดแทนไทย. (2548). (ออนไลน์) http://www2.egco.com/th/energy_knowledge_solar1.asp , (15/7/2017).
- [5] พลังงานแสงอาทิตย์อีกหนึ่งพลังขับเคลื่อนพลังงานทดแทนไทย. (2559). (ออนไลน์) http://library.cmu.ac.th/energy/content.php?type=knowleds_full&id=4, (15/7/2017).
- [6] บางจาก ลู่น โซลาร์เซลล์. (2560). ประชาชาติธุรกิจ , (ออนไลน์) , https://www.prachachat.net/news_detail.php?newsid=1496228129# . , (15/7/2017).
- [7] เดชนิตริธ อิมปริดาและวันชัย ทรัพย์สิงห์. (2554). แพลตฟอร์มแสงอาทิตย์จำลองด้วยโปรแกรม MATLAB/Simulink แบบทันเวลา. การประชุมสัมมนาเชิงวิชาการรูปแบบพลังงานทดแทนสู่ชุมชนแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 4 28 - 30 พฤศจิกายน 2554 มหาวิทยาลัยราชภัฏลำปาง.
- [8] ดร. บุญยั้ง ปลั่งกลาง. (2546). ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์. 71-88.
- [9] การขึ้น - การตกของดวงอาทิตย์และทิส. (2555). ความสัมพันธ์ระหว่างโลก ดวงจันทร์และดวงอาทิตย์. <https://sites.google.com/site/krunewkew/science6/s1>, (15/7/2017)).
- [10] ความเข้มของแสงจากการส่องของแสงอาทิตย์ในช่วงกว้าง. กรมพลังงานทดแทนและพลังงาน , (2558) , (ออนไลน์) [http://www.cssckmutt.in.th/cssc/cssc_training /doc/Designer_CH1toCH5 .pdf](http://www.cssckmutt.in.th/cssc/cssc_training/doc/Designer_CH1toCH5.pdf), (15/7/2017).
- [11] สายไฟฟ้า. (2558). HONGSENG BLOG (ออนไลน์), http://blog.hongseng.co.th/2014/09/blog-post_16.html, (15/7/2017)..

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [12] รายละเอียดโครงการ - บางจาก. (2557). โครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ SUNNY BANGCHAK. (ออนไลน์). <http://www.bangchak.co.th/site/sunny-bangchak/th/download/sunny-bangchak-overview.pdf>. (15/7/2019).
- [13] ความหมายและชนิดของอินเวอร์เตอร์ (ออนไลน์) <https://solarsmileknowledge.com/tag/inverter/>, (15/7/2017).
- [14] หม้อแปลงไฟฟ้า. (2554). (ออนไลน์), <http://kpp.ac.th/elearning/elearning3/book-08.html>, (15/7/2017).
- [15] PVsyst . (2558). (ออนไลน์), <https://www.slideshare.net/ashishverma061/steps-to-simulate-grid-connected-solar-pv-project-through-pvsyst-software>, (15/7/2017).
- [16] Shiva Kumar, B.Sudhakar, K, “Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India”. Energy Centre, Maulana Azad National Institute of Technology, Bhopal 462003, MP, India , Energy Reports Volume 1, November 2015, Pages 184-192
- [17] Yang, Hong, Chang, Jipeng, Wang, Heand Song, Dengyuan, and W. Mehr, “Power Degradation Caused by Snail Trails in Urban Photovoltaic Energy Systems”, Energy Procedia Volume 88, June 2016, Pages 422-428
- [18] de la Parra, I., Muñoz, M., Lorenzo, E., García, M., Marcos, J. and Martínez-Moreno, F., “PV performance modelling: A review in the light of quality assurance for large PV plants”, Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 78, October 2017, Pages 780-797
- [19] โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังติดตั้ง 25 MW Bangchak Solar Energy Co.,Ltd. 99/1 Moo 9 Bang krasan Sub District, Bang Pa-In District, PhraNakorn Si Ayutthaya 13160 PV Power Plant Bang Pa-Hun (16 MW) (15/7/2017).
- [20] Banglumpoo, ประเทศไทย. (2560). (ออนไลน์), https://www.wunderground.com/cgi-bin/findweather/getForecast?query=13.75,100.51&utm_source=Email&utm_content=10-Day&cm_ven=email10day#forecast, (17/7/2017).
- [21] แผงโซลาร์เซลล์ 295 วัตต์. (2560). (ออนไลน์), www.bannistersolarandenergy.com/_literature.../SunTech_295_Watt_Po, (17/7/2017).

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [22] Array Box . (2558). Sunny Boy/Sunny Central Combiner Boxes. (ออนไลน์),
<http://files.sma.de/dl/4285/COMBINERBOX-DUS120718W.pdf>, (15/7/2017)
- [23] SUNNY CENTRAL 800CP XT / 850CP XT / 900CP XT. (2558). SMA. (ออนไลน์),
[file:///C:/Users/AOF/Downloads/SMA%20Datasheet%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/AOF/Downloads/SMA%20Datasheet%20(1).pdf), (15/7/2017)



ภาคผนวก ก

คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในงานวิจัย



JAM6(K)

-72/320-340/4BB

MONOCRYSTALLINE SILICON MODULE



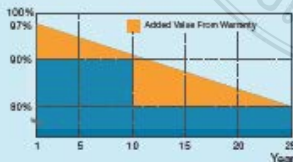
JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co., Ltd. is a world-leading manufacturer of high-performance photovoltaic products that convert sunlight into electricity for residential, commercial, and utility-scale power generation. The company was founded on May 19, 2005, and was publicly listed on NASDAQ on February 7, 2007. JA Solar is one of the world's largest producers of solar cells and modules. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry.

Address: NO.96, Jiang Chang San Road, Zhabei, Shanghai 200436, China
 Tel: +86 21 6095 5888 / +86 21 6095 5999
 Fax: +86 21 6095 5858 / +86 21 6095 5959
 Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

Superior Warranty

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



www.jasolar.com

Key Features



JA 4BB design module reduce cell series resistance and stress between cell interconnectors Improves module reliability and module conversion efficiency



High power output of more than 330W and module efficiency up to 17.02% which has been verified by TÜV Rheinland



Anti-reflective and anti-soiling surface reduces power loss from dirt and dust



Outstanding performance in low-light irradiance environments



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



High salt and ammonia resistance certified by TÜV NORD

Reliable Quality

- Positive power tolerance: 0~+5W
- 100% EL double-inspection ensures modules are defects free
- Modules binned by current to improve system performance
- Potential Induced Degradation (PID) Resistant

Comprehensive Certificates

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

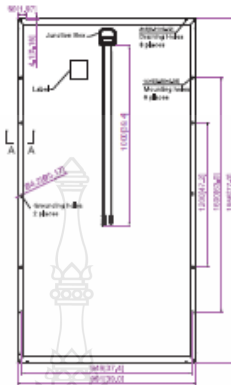
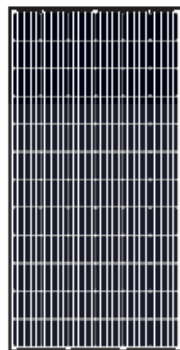


Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

JAM6(K)-72/320-340/4BB



Engineering Drawings



■ Customized cable length available upon request

MECHANICAL PARAMETERS		WORKING CONDITIONS	
Cell (mm)	Almost Full Square Mono 156.75x156.75	Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC)
Weight (kg)	26 (approx)	Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Glass Thickness	4 mm	Maximum Series Fuse	15A
Dimensions (LxWxH) (mm)	1956x991x45	Maximum Static Load, Front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft ²)
Cable Cross Section Size (mm ²)	4	Maximum Static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft ²)
No. of Cells and Connections	72 (6x12)	NOCT	45±2°C
Junction Box	IP67, 3 diodes	Application Class	Class A
Connector	MC4 Compatible		
Packaging Configuration	23 Per Pallet		

TYPE	ELECTRICAL PARAMETERS					I-V CURVE
	JAM6(K)-72-320/4BB	JAM6(K)-72-325/4BB	JAM6(K)-72-330/4BB	JAM6(K)-72-335/4BB	JAM6(K)-72-340/4BB	
Rated Maximum Power at STC (W)	320	325	330	335	340	
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.78	46.95	47.13	47.29	47.45	
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	38.46	38.55	38.60	38.68	38.85	
Short Circuit Current (Isc/A)	8.98	9.07	9.14	9.23	9.31	
Maximum Power Current (Imp/A)	8.32	8.43	8.55	8.66	8.75	
Module Efficiency [%]	16.51	16.77	17.02	17.28	17.54	
Power Tolerance (W)	-0 ~ +5W					
Temperature Coefficient of Isc (dIsc/dT)	+0.059%/°C					
Temperature Coefficient of Voc (dVoc/dT)	-0.330%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax (dPmax/dT)	-0.410%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5					

TYPE	NOCT				
	JAM6(K)-72-320/4BB	JAM6(K)-72-325/4BB	JAM6(K)-72-330/4BB	JAM6(K)-72-335/4BB	JAM6(K)-72-340/4BB
Max Power (Pmax) [W]	233.92	237.58	241.23	244.89	248.54
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	42.24	42.46	42.68	42.89	43.11
Max Power Voltage (Vmp) [V]	34.00	34.18	34.31	34.44	34.57
Short Circuit Current (Isc) [A]	7.28	7.30	7.38	7.45	7.52
Max Power Current (Imp) [A]	6.88	6.95	7.03	7.11	7.19
Condition	Under Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m ² , spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s				

JA Solar 07.2015

SUNNY CENTRAL

800CP XT / 850CP XT / 900CP XT



Profitable

- Up to 1 megawatt system power as standard
- Significantly reduced specific price thanks to increased power
- Maximum yields with low system costs

Durable

- Full nominal power in continuous operation at ambient temperatures up to 50 °C
- Optimized for extreme climatic conditions between -40 °C and 60 °C
- Active temperature management with OptiCool™

Flexible

- Wide DC input voltage range for flexible use of various module configurations
- Perfectly adjusted for the temperature-dependent behavior of PV arrays

Versatile

- All grid management functions are included, prepared for "Q at Night" including pure reactive power operation
- Customized computer platform for optimal monitoring and control of inverters

SUNNY CENTRAL

800CP XT / 850CP XT / 900CP XT

The extended CP: peak output up to 1 megawatt

For even more power: With its extended functions, the new Sunny Central CP XT series is now even more powerful. The reduced specific price, meaning that maximum yields are achieved with lower system costs. The Sunny Central CP XT is also optimized for cold temperatures down to -40 °C and with full nominal power in continuous operation up to 50 °C. The inverter includes all grid management functions and is prepared for Q at Night. The tailor-made computer platform allows for optimal monitoring and control.

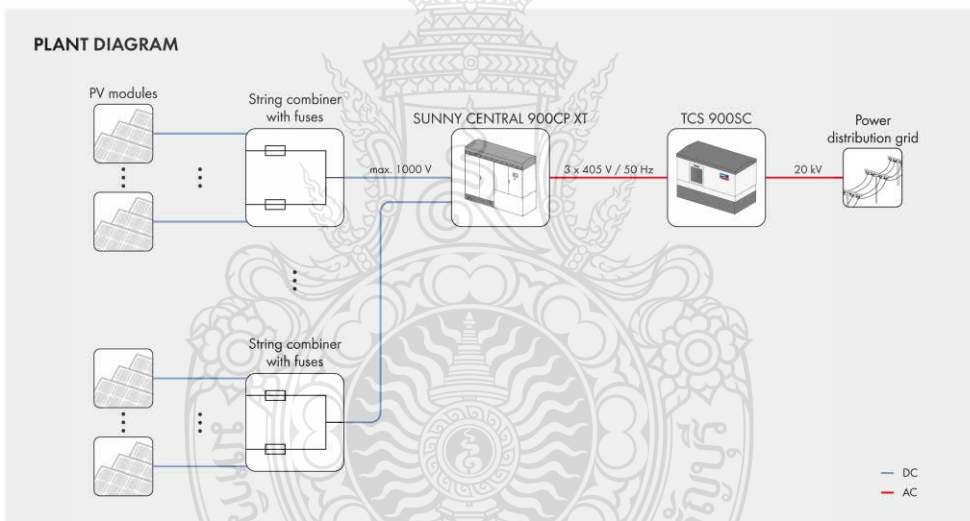
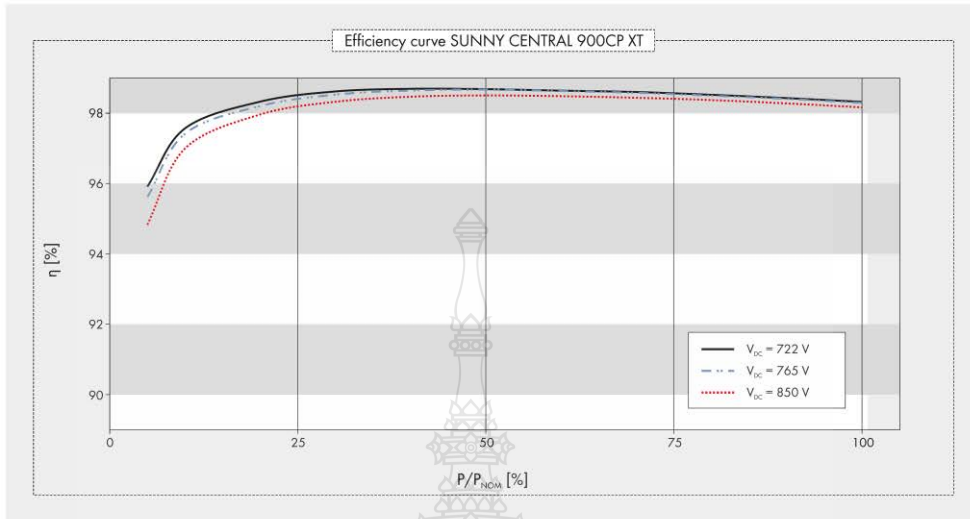
SUNNY CENTRAL

800CP XT / 850CP XT / 900CP XT

Technical Data	Sunny Central 800CP XT	Sunny Central 850CP XT
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	898 kW	954 kW
Min. input voltage / max. input voltage	500 V / 1,000 V	536 V / 1,000 V
$V_{MPP_{min}}$ at $I_{MPP} < I_{OCmax}$	530 V	568 V
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 50 Hz) ^{1,2}	641 to 850 V / 583 to 850 V	681 to 850 V / 625 to 850 V
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 60 Hz) ^{1,2}	641 to 850 V / 583 to 850 V	681 to 850 V / 625 to 850 V
Rated input voltage	641 V	681 V
Max. input current	1,400 A	1,400 A
Number of independent MPP inputs	1	1
Number of DC inputs	9 / 32 (Optiprotect)	9 / 32 (Optiprotect)
Output (AC)		
Rated power (@ 25°C) / nominal AC power (@ 50°C)	880 kVA / 800 kVA	935 kVA / 850 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	360 V / 324 to 414 V	386 V / 348 to 443 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 to 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 to 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 360 V	50 Hz / 386 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1,411 A / 0.03	1,411 A / 0.03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 leading to 0.9 lagging	1 / 0.9 leading to 0.9 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency³		
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6% / 98.4% / 98.5%	98.6% / 98.4% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection device	Motor-driven load-break switch / circuit breaker (Optiprotect)	Motor-driven load-break switch / circuit breaker (Optiprotect)
Output-side disconnection device	AC circuit breaker	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / -	● / -
Grid monitoring	●	●
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○	○ / ○
Insulation monitoring	○	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W / H / D)	2,562 / 2,272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)	2,562 / 2,272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)
Weight in kg	1,900 kg / 4,200 lb	1,900 kg / 4,200 lb
Operating temperature range	-25 to +62°C / -13 to +144°F	-25 to +62°C / -13 to +144°F
Noise emission ⁴	< 61 dB(A)	< 61 dB(A)
Max. self-consumption (operation) ⁵ / self-consumption (night)	1,900 W / < 100 W	1,900 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3 / N / PE)	230 / 400 V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool	OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 to 95%	15 to 95%
Maximum operating altitude above MSL 2,000 m / 4,000 m	● / ○	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3,000 m ³ /h	3,000 m ³ /h
Features		
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / screw terminal (Optiprotect) / ring terminal lug	Ring terminal lug / screw terminal (Optiprotect) / ring terminal lug
Display	HMI touch display	HMI touch display
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
Communication with Sunny String-Monitor	RS485 / none (Optiprotect)	RS485 / none (Optiprotect)
SC-COM / Plant monitoring	● / ○ (via Sunny Portal)	● / ○ (via Sunny Portal)
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. LVRT)	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. LVRT)
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMC conformity, CE conformity, BDEW-MSRL / FGW / TR8*, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1 663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁷	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMC conformity, CE conformity, BDEW-MSRL / FGW / TR8*, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1 663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁷
● Standard features ○ Optional features — Not available		
Type designation	SC 800CP-10	SC 850CP-10

- 1) At $1.05 U_{AC, max}$ and $\cos \varphi = 1$
- 2) Further AC voltages, DC voltages and power classes can be configured (for more detailed information, see technical information "Innovations_CP" at www.SMA.de)
- 3) Efficiency measured without internal power supply
- 4) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 5) Self-consumption at rated operation
- 6) With complete dynamic grid support
- 7) Designed and type-tested in accordance with IEEE 1547, serial tests optional available

Technical Data	Sunny Central 900CP XT
Input (DC)	
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	1,010 kW
Min. input voltage / max. input voltage	562 V / 1,000 V
$V_{MPP, min}$ at $I_{MPP} < I_{DC, max}$	596 V
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 50 Hz) ^{1, 2}	722 to 850 V / 656 to 850 V
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 60 Hz) ^{1, 2}	722 to 850 V / 656 to 850 V
Rated input voltage	722 V
Max. input current	1,400 A
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9 / 32 (Optiprotect)
Output (AC)	
Rated power (@ 25°C) / nominal AC power (@ 50°C)	990 kVA / 900 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	405 V / 365 to 465 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 405 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1411 A / 0,03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0,9 leading to 0,9 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency³	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %
Protective devices	
Input-side disconnection device	Motor-driven load-break switch / circuit breaker (Optiprotect)
Output-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / -
Grid monitoring	●
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○
Insulation monitoring	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
General data	
Dimensions (W / H / D)	2,562 / 2,272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)
Weight in kg	1900 kg / 4200 lb
Operating temperature range	-25 ... 62 °C / -13 ... 144 °F
Noise emission ⁴	< 61 db(A)
Max. self-consumption (operation) ⁵ / self-consumption (night)	1900 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 / 400V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 ... 95 %
Maximum operating altitude above MSL 2,000 m / 4,000 m	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3000 m ³ /h
Features	
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / screw terminal (Optiprotect) / ring terminal lug
Display	HMI touch display
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
Communication with Sunny String-Monitor	RS485 / none (Optiprotect)
SC-COM / Plant monitoring	● / ○ (via Sunny Portal)
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. LVRT)
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMV-Konformität, CE-Konformität, BDEW-MSRL / FGV / TR8 ⁶ , Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁷
● Standard features ○ Optional features - Not available	
Type designation	SC 900CP-10



SUNNY CENTRAL 900CP XT (EN) 1.0311.01 Printed on 100% recycled paper. All products and services described on and in technical data are subject to change even for reasons of country-specific deviations, at any time without notice. SMA assumes no liability for errors or omissions. For current information, see www.sma.solar.com



SMA Factory Warranty - Sunny Central

Applies exclusively to the following products: Sunny Central SC, Sunny String-Monitor SSM, Sunny String-Monitor SSM16-11, Sunny String-Monitor SSM24-11, SSB, Sunny Main Box SMB, SMB-C, Communication Distributor COM-B, COM-C. The concrete substation and all medium-voltage components are excluded.

The legal warranty period of the seller of the device is not affected by this warranty and is fully applicable starting with the date of delivery.

For the above mentioned devices, you receive an SMA factory warranty valid for 5 years from the date of delivery or after declaration of readiness for shipment. The SMA factory warranty covers all costs for repair and spare parts for the agreed period of time beginning with date of delivery or declaration of readiness for shipment of the device and subject to the below specified conditions. This warranty does not include an availability warranty.

Warranty Conditions

If a device exhibits a defect within the agreed SMA factory warranty and provided that it will not be impossible or unreasonable, the device will be repaired on-site.

Excessiveness in the meaning above exists in particular if the cost of the measures for SMA would be unreasonable:

- in view of the value that the device would have without the defect,
- taking into account the significance of the defect, and
- after consideration of alternative workaround possibilities that SMA customers could revert to without significant inconvenience.

The factory warranty includes the costs of SMA for work and material necessary to restore faultless functioning.

All other costs, particularly shipping costs, travel, and accommodation costs of SMA personnel for on-site repairs as well as costs of the customer's own employees are not included in the factory warranty.

When installing devices in the following countries: Austria, Belgium, Bulgaria, Czech Republic, Germany, Greece, France, India, Italy, Japan, Korea, Luxembourg, Netherlands, Portugal, Switzerland, Slovakia, Spain and in the USA: California, New Jersey, New York and the United Arab Emirates, the factory warranty additionally includes shipping costs as well as travel and accommodation costs of SMA Service personnel for on-site repairs.

If the point of installation is located outside the above mentioned countries or in the oversea territories of these countries, no shipping, travel or accommodation costs will be borne.

To determine the warranty entitlement, please submit a copy of the purchasing invoice. The type plate on the device must be completely legible. Otherwise, SMA is entitled to refuse to provide warranty services.

All warranty services are free of charge only if the course of action was agreed with SMA in advance.

Scope of the Factory Warranty

The factory warranty does not cover damages that occur due to the following reasons:

- Transport damage
- Incorrect installation or commissioning
- Failure to observe the user manual, maintenance regulations and intervals
- Modifications, changes, or attempted repairs
- Incorrect use or inappropriate operation
- Insufficient ventilation of the device
- Failure to observe the applicable safety regulations (VDE standards, etc.)
- Force majeure (e.g., lightning, overvoltage, storm, fire)

Neither does it cover cosmetic defects that do not influence the energy production.

Please report defective devices with a brief error description to our SMA Serviceline.

Claims that go beyond the rights cited in the warranty conditions, in particular claims for compensation for direct or indirect damages arising from the defective device, for compensation for costs arising from disassembly and installation, or loss of profits are not covered by the factory warranty, insofar SMA is not subject to statutory liability. In such cases, please contact the company that sold you the device. Possible claims in accordance with the law on product liability remain unaffected.

SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1
34266 Niestetal, Germany

SMA Serviceline

SMA Service Europe

Germany

SMA Solar Technology AG

Sunny Central Tel +49 561 9522-299 Fax +49 561 9522-3299
SunnyCentral.Service@SMA.de
www.SMA.de

France

SMA France S.A.S.

Tel +33 472 09 04 43
Fax +33 472 22 97 10
Service@SMA-France.com
www.SMA-France.com

Italy

SMA Italia S.r.l.

Tel +39 02 89347-299
Fax +39 02 89347-201
Service@SMA-Italia.com
www.SMA-Italia.com

Belgium

SMA Benelux bvba/sprl

Tel +32 15 286 730
Fax +32 15 286 736
Service@SMA-Benelux.com
www.SMA-Benelux.com

SMA Service Asia

China

SMA Beijing Commercial Company Ltd.

Tel +86 10 5150 1685-602
Fax +86 10 5150 1689
Service@SMA-China.com.cn
www.SMA-China.com.cn

SMA Service Australia

Australia

SMA Technology Australia PTY Ltd.

Tel +61 2 9669 2889
Fax +61 2 9669 2887
Service@SMA-Australia.com.au
www.SMA-Australia.com.au

Greece

SMA Hellas AE

Tel +30 210 9856 666
Fax +30 210 9856 670
Service@SMA-Hellas.com
www.SMA-Hellas.com

Spain

SMA Ibérica Tecnología Solar, S.L.

Tel +34 900 14 22 22
Fax +34 936 75 32 14
Service@SMA-Iberica.com
www.SMA-Iberica.com

Czech Republic

SMA Czech Republic s. r. o.

Tel +420 235 010 417
Service@SMA-Czech.com
www.SMA-Czech.com

Portugal

SMA Portugal - Niestetal Services Unipessoal Lda

Tel +351 2 12 38 78 60
Fax +351 2 12 38 78 61
Service@SMA-Portugal.com
www.SMA-Portugal.com

Korea

SMA Technology Korea Co., Ltd.

Tel +82 2 508 8599
Fax +82 2 508 8969
Service@SMA-Korea.com
www.SMA-Korea.com

SMA Service America

USA

SMA Solar Technology America, LLC.

Tel +1 916 625 0870
Tel +1 877 697 6283 (Toll free, available for USA, Canada and Puerto Rico)
Fax +1 916 625 0871
Service@SMA-America.com
www.SMA-America.com



ภาคผนวก ข

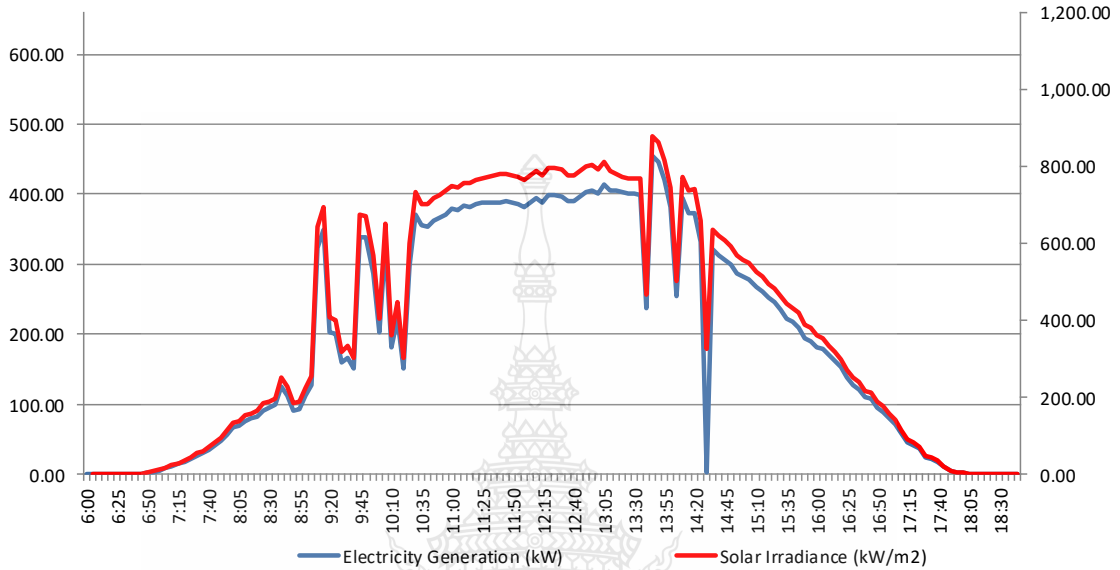
ผลการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงกับปริมาณ
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้ในแต่ละวัน

Weather condition

 Partial cloud

Maximum feeder 5 0.45 MW

AVG. Ambient Temperature 30.30 °C



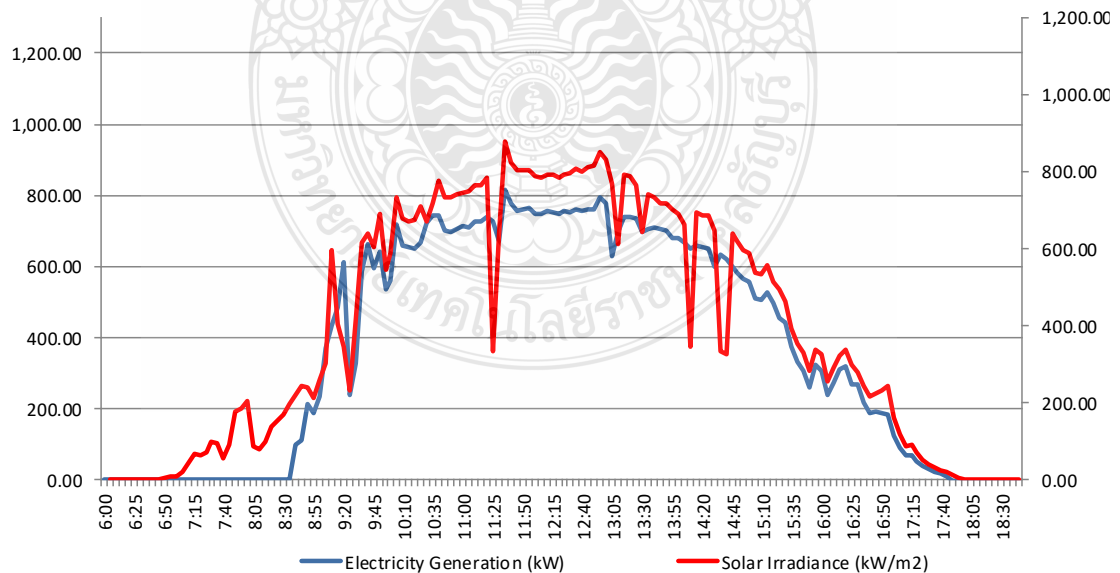
รูปที่ 1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วันที่ 1

Weather condition

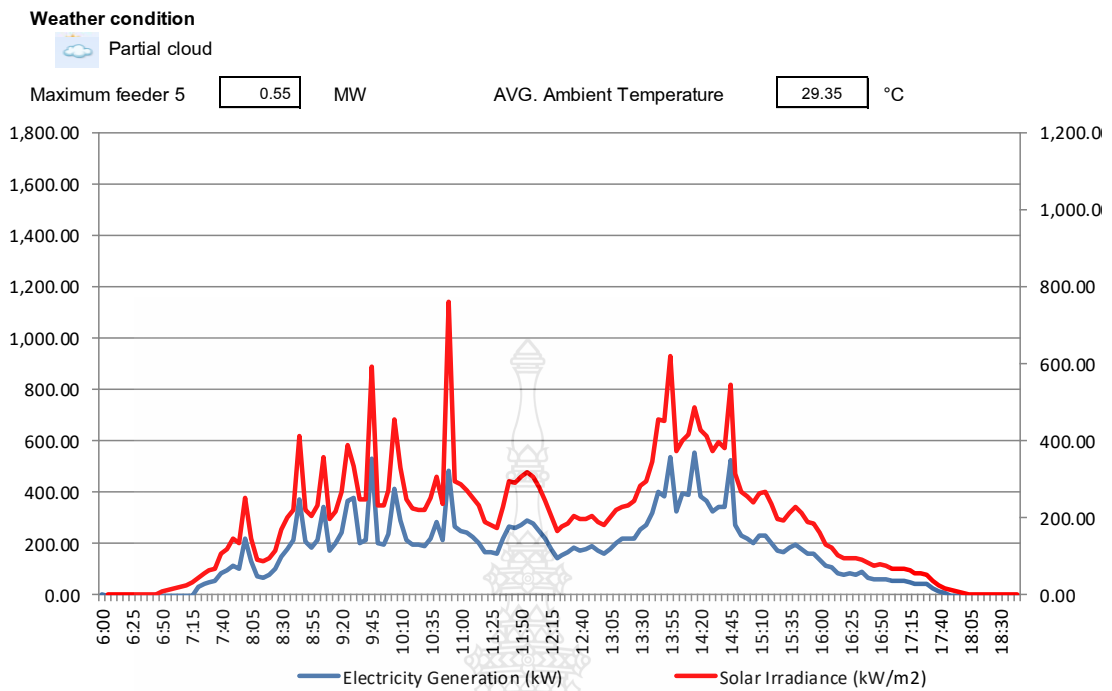
 Partial cloud

Maximum feeder 5 0.81 MW

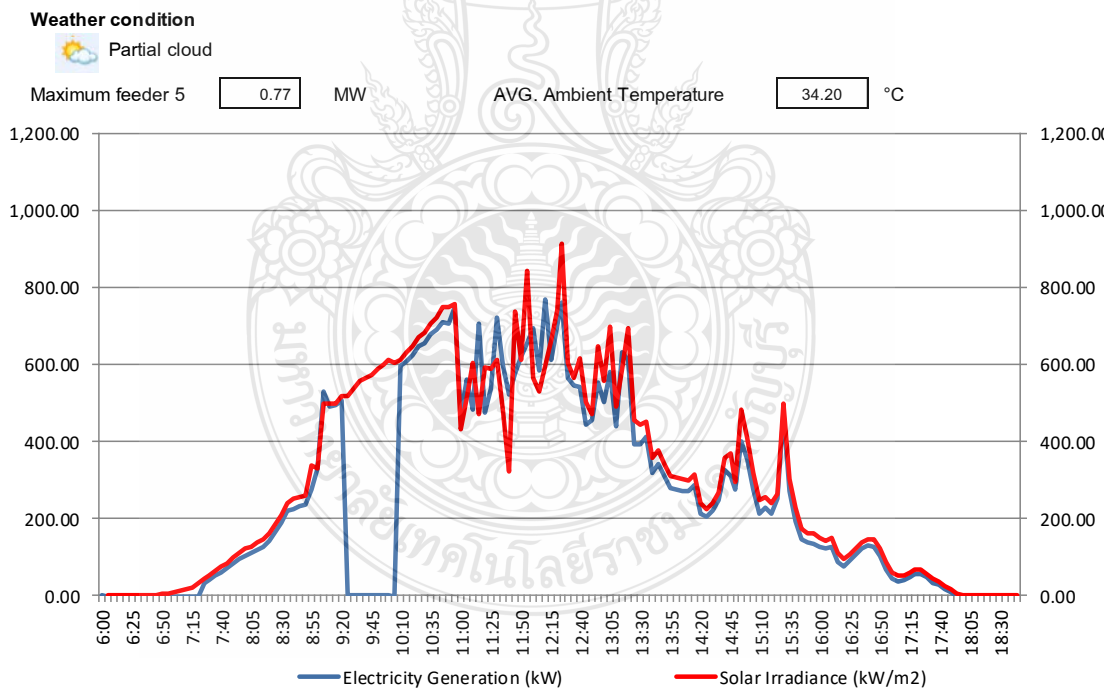
AVG. Ambient Temperature 33.20 °C



รูปที่ 2 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วันที่ 2



รูปที่ 3 ปริมาณกำลังไฟที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วันที่ 3



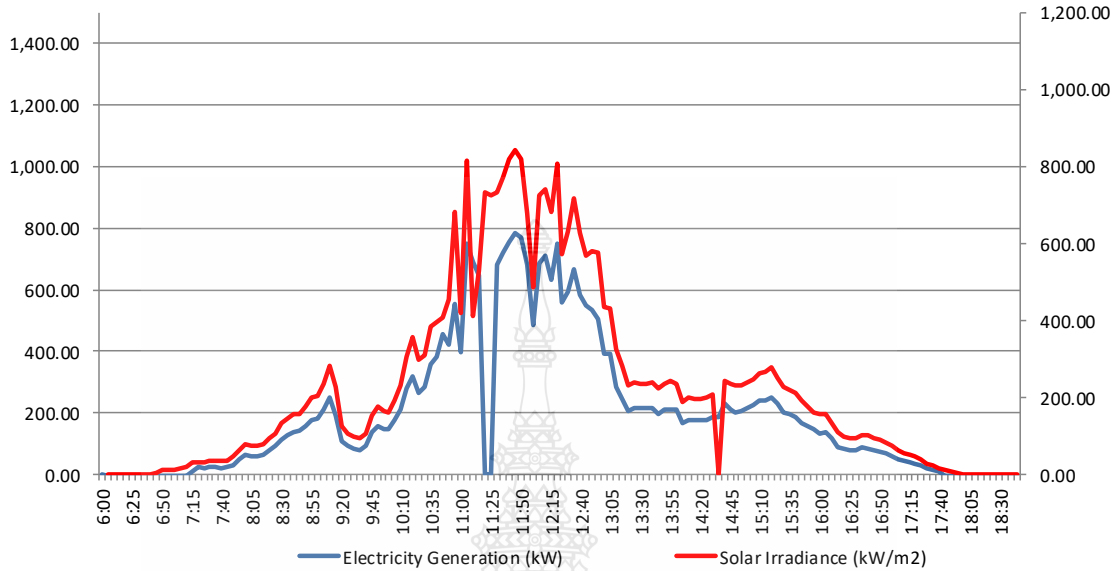
รูปที่ 4 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วันที่ 4

Weather condition

Partial cloud

Maximum feeder 5 0.78 MW

AVG. Ambient Temperature 31.10 °C



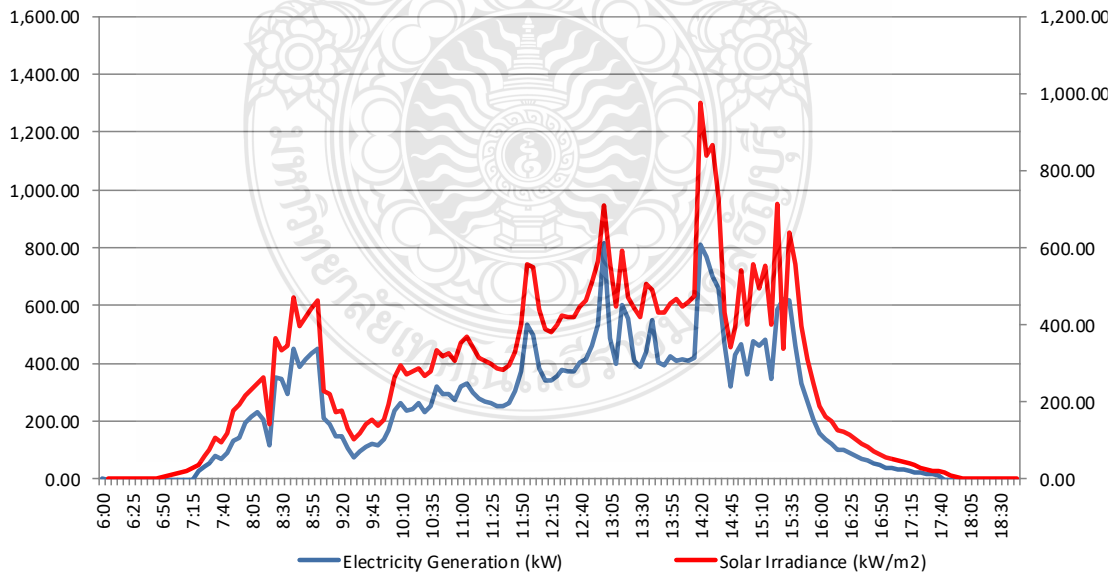
รูปที่ 5 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วันที่ 5

Weather condition

Partial cloud

Maximum feeder 5 0.81 MW

AVG. Ambient Temperature 30.10 °C



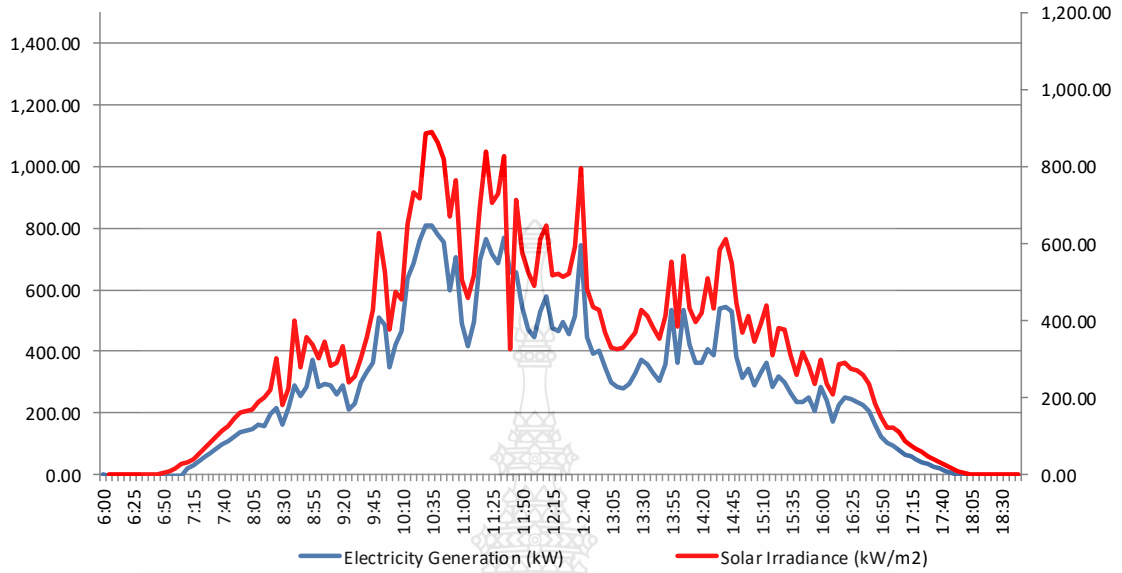
รูปที่ 6 ปริมาณกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วันที่ 6

Weather condition

 Partial cloud

Maximum feeder 5 0.81 MW

AVG. Ambient Temperature 32.40 °C



รูปที่ 7 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วันที่ 7



ตารางที่ 1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ประจำเดือน มกราคม 2560

No.	Date	Energy Generation Peak (kWh)	Daily Solar Irradiation (kWh/m ² /d)	Sensor				
				Average Ambient Temp.	Average Module Temp.	Max Ambient Temp.	Max Module Temp.	Wind m/s
1	1-Jan	4,854.80	5.04	28.38	36.74	30.30	42.20	0.00
2	2-Jan	4,736.30	5.06	30.75	40.17	33.20	44.80	0.00
3	3-Jan	2,102.73	2.41	27.73	31.14	29.35	37.20	0.00
4	4-Jan	3,235.84	3.87	30.45	38.15	34.20	46.40	0.00
5	5-Jan	2,466.06	2.86	27.61	30.06	31.10	43.50	0.00
6	6-Jan	3,019.30	3.35	28.06	33.25	30.10	40.80	0.00
7	7-Jan	3,694.36	4.04	29.46	36.53	32.40	43.10	0.00
8	8-Jan	1,664.78	1.94	28.39	31.20	30.40	36.80	0.00
9	9-Jan	1,226.33	1.32	26.10	28.67	27.50	32.70	0.00
10	10-Jan	681.88	0.78	25.75	26.41	27.10	30.00	0.95
11	11-Jan	2,717.00	2.91	29.92	36.91	34.05	47.45	1.84
12	12-Jan	3,820.26	4.19	31.00	39.32	35.50	52.00	3.23
13	13-Jan	4,505.60	4.92	31.79	44.04	34.30	53.90	3.45
14	14-Jan	4,821.64	4.96	30.92	40.42	34.30	47.50	3.67
15	15-Jan	5,227.40	5.24	31.73	40.60	34.20	46.05	4.19
16	16-Jan	4,904.97	5.03	31.64	41.68	34.10	48.85	3.80
17	17-Jan	2,678.42	2.92	30.45	38.04	34.20	52.20	2.40
18	18-Jan	4,209.68	4.57	32.98	42.30	36.50	53.65	3.66
19	19-Jan	5,230.30	5.36	32.25	41.80	34.10	49.00	4.60
20	20-Jan	5,142.11	5.19	32.83	41.84	36.10	49.60	5.17
21	21-Jan	5,079.02	5.23	31.49	40.03	34.40	48.95	4.66
22	22-Jan	5,378.02	5.60	30.51	39.48	34.70	48.90	5.79
23	23-Jan	3,908.18	4.18	28.27	36.07	31.40	45.70	4.81
24	24-Jan	4,984.50	5.26	28.98	37.62	31.50	44.00	5.17
25	25-Jan	4,844.32	5.18	29.96	37.88	32.20	45.20	5.14
26	26-Jan	4,049.17	5.07	30.48	39.27	34.50	49.90	5.85
27	27-Jan	5,444.64	5.85	31.29	40.29	34.10	48.20	5.42
28	28-Jan	5,008.18	5.48	32.10	45.18	35.40	53.10	3.23
29	29-Jan	4,632.29	5.10	32.93	44.60	38.10	55.30	1.76
30	30-Jan	4,486.00	5.05	34.32	47.08	38.30	56.50	1.77
31	31-Jan	4,937.31	5.49	32.02	43.50	35.90	53.40	3.34

ตารางที่ 2 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ประจำเดือน กุมภาพันธ์ 2560

No.	Date	Energy Generation Peak (kWh)	Daily Solar Irradiation (kWh/m ² /d)	Sensor				
				Average Ambient Temp.	Average Module Temp.	Max Ambient Temp.	Max Module Temp.	Wind m/s
1	1-Feb	5,189.82	5.69	31.84	40.47	34.40	47.90	5.44
2	2-Feb	3,939.94	4.46	31.29	39.70	34.80	49.40	5.24
3	3-Feb	3,162.66	3.68	30.32	39.15	32.80	48.30	2.37
4	4-Feb	5,217.82	5.91	32.21	43.44	35.80	53.70	3.96
5	5-Feb	4,833.82	5.48	32.78	42.91	38.30	53.80	3.78
6	6-Feb	4,833.49	5.54	33.56	44.74	37.20	53.35	3.21
7	7-Feb	4,898.06	5.64	33.95	45.75	36.80	53.55	3.00
8	8-Feb	4,923.26	5.76	34.46	46.91	38.60	56.60	2.37
9	9-Feb	4,418.51	5.36	35.58	47.70	40.00	59.85	1.74
10	10-Feb	3,684.19	4.30	33.59	42.71	36.80	50.35	2.00
11	11-Feb	4,754.94	5.59	32.47	43.41	35.90	52.50	3.24
12	12-Feb	5,049.30	5.88	29.43	39.50	33.80	51.65	4.62
13	13-Feb	5,073.46	5.89	28.90	37.65	33.10	45.95	5.94
14	14-Feb	4,739.12	5.59	30.12	39.32	35.50	49.10	4.00
15	15-Feb	4,680.53	5.56	30.26	38.50	34.50	47.50	6.17
16	16-Feb	5,019.63	5.96	30.99	40.64	34.40	49.25	4.07
17	17-Feb	4,933.50	6.02	34.90	47.03	38.90	56.35	2.59
18	18-Feb	4,758.69	5.86	33.78	45.63	38.40	54.95	2.98
19	19-Feb	4,482.98	5.60	35.77	48.12	39.10	56.25	2.12
20	20-Feb	4,318.02	5.37	35.30	45.77	38.40	53.30	2.02
21	21-Feb	4,594.50	5.72	35.68	47.17	39.30	57.30	2.60
22	22-Feb	4,434.72	5.50	35.43	45.89	39.60	54.80	2.71
23	23-Feb	4,522.94	5.73	36.50	48.03	39.90	57.00	2.03
24	24-Feb	4,183.23	5.20	35.19	44.52	38.30	52.50	2.25
25	25-Feb	3,747.20	5.15	34.25	42.82	38.20	52.35	1.94
26	26-Feb	3,196.64	4.18	35.35	45.64	39.90	57.10	1.74
27	27-Feb	4,106.50	5.29	31.76	40.30	34.50	47.05	4.13
28	28-Feb	4,094.94	5.25	33.50	43.54	37.40	52.25	3.25

ตารางที่ 3 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ประจำเดือน มีนาคม 2560

No.	Date	Energy Generation Peak (kWh)	Daily Solar Irradiation (kWh/m ² /d)	Sensor				
				Average Ambient Temp.	Average Module Temp.	Max Ambient Temp.	Max Module Temp.	Wind m/s
1	1-Mar	9,042.11	5.88	35.62	46.86	40.30	56.70	2.72
2	2-Mar	9,285.31	5.91	31.56	40.96	35.20	51.10	4.74
3	3-Mar	8,648.13	5.69	36.29	48.17	39.90	55.75	1.61
4	4-Mar	8,447.04	5.56	36.52	48.13	39.50	56.10	1.74
5	5-Mar	8,260.03	5.44	35.80	46.03	39.40	54.75	2.70
6	6-Mar	8,634.05	5.70	35.62	46.00	39.10	55.25	3.09
7	7-Mar	8,833.98	5.90	36.27	47.09	40.30	57.05	2.85
8	8-Mar	7,349.12	4.93	34.10	41.86	36.90	50.70	3.12
9	9-Mar	7,514.75	5.16	33.83	41.79	36.80	51.45	4.04
10	10-Mar	9,127.94	6.08	35.98	46.97	39.80	57.35	2.84
11	11-Mar	8,703.17	5.50	35.68	45.97	39.00	56.20	2.41
12	12-Mar	9,731.39	6.16	36.69	48.17	40.10	57.45	1.99
13	13-Mar	9,465.22	6.02	37.55	49.54	42.90	58.45	1.51
14	14-Mar	10,163.01	6.08	37.93	49.50	42.20	58.90	2.64
15	15-Mar	8,989.18	5.23	35.62	45.21	39.80	55.85	2.48
16	16-Mar	9,221.82	5.44	35.52	44.74	39.20	53.90	3.00
17	17-Mar	6,917.06	3.87	30.80	36.53	33.60	46.60	2.54
18	18-Mar	7,402.37	4.19	31.80	39.69	37.00	54.95	1.93
19	19-Mar	10,471.23	6.16	35.66	47.19	39.50	60.55	3.13
20	20-Mar	10,626.05	6.28	34.85	45.05	38.50	54.50	2.36
21	21-Mar	9,873.15	5.69	36.28	47.55	39.60	57.80	2.40
22	22-Mar	10,097.86	5.86	37.40	49.34	41.90	60.60	1.52
23	23-Mar	10,210.05	5.99	37.48	48.78	41.60	59.50	2.20
24	24-Mar	9,522.50	5.42	35.58	45.32	38.50	56.00	2.76
25	25-Mar	10,083.84	6.07	38.41	51.43	42.10	61.75	1.89
26	26-Mar	8,683.97	4.96	36.58	47.80	42.30	62.15	1.56
27	27-Mar	4,280.45	2.39	27.64	32.14	29.80	43.85	1.55
28	28-Mar	8,872.13	6.72	35.29	50.54	38.50	62.90	2.00
29	29-Mar	6,938.50	5.94	36.00	49.13	41.40	65.25	2.19
30	30-Mar	11,211.39	6.70	37.30	50.97	41.30	61.15	2.45
31	31-Mar	11,582.14	6.94	36.95	49.23	39.60	55.50	5.32

ภาคผนวก ค

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1. ข้อกำหนดทางเทคนิค

1.1 แรงดันและความถี่

แรงดันและความถี่ของระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเข้ากันได้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและเป็นไปตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

1.2 ฮาร์โมนิก (Harmonics)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์โมนิกจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 สำหรับการตรวจวัดที่ระดับแรงดันอื่นๆ นอกเหนือจากข้อกำหนดข้างต้นให้นำมาตรฐาน IEC ที่เหมาะสมมาใช้

1.3 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

1.4 การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง (DC Injection)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องไม่จ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

1.5 การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Reactive Power control)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังหรือกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อรักษาระดับแรงดัน ณ จุดต่อเชื่อม ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของ กฟภ. โดยระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ใช้บริการจะต้องมีความสามารถดังตารางที่ 1 ดังนี้

ตารางที่ 1. การควบคุมตัวประกอบไฟฟ้ากำลังของระบบผลิตไฟฟ้าแบ่งตามระดับแรงดัน ณ จุดต่อเชื่อมกับระบบของ กฟภ.

ระดับแรงดัน ณ จุด PCC	* ความสามารถในการปรับค่า Power factor	วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ
1) ระดับแรงดันต่ำ	0.95 lagging to	ควบคุมอย่างน้อย 1 วิธี คือ
2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	0.95 leading เป็นอย่างน้อย	A fixed displacement factor $\cos \theta$
3) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์)	0.90 lagging to 0.90 leading เป็นอย่างน้อย	ควบคุมอย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) A fixed displacement factor $\cos \theta$ 2) A variable reactive power depending on the voltage Q(U)

1.6 การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active power control)

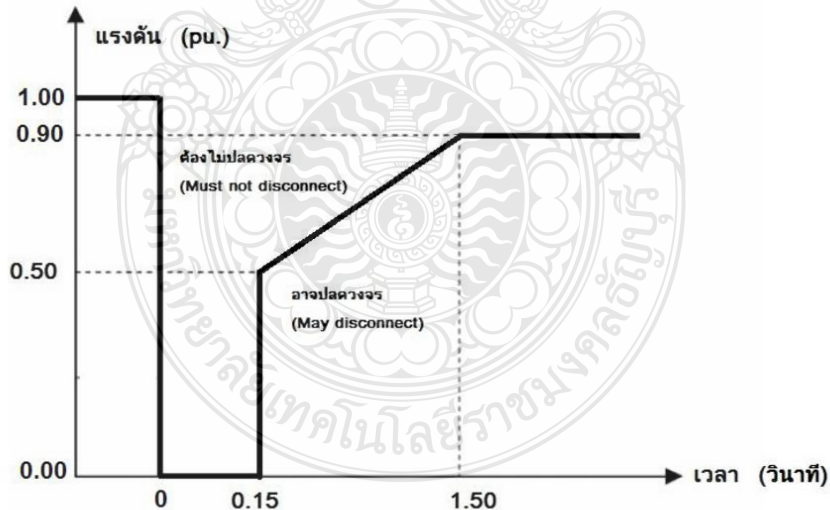
ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจาก 100 เปอร์เซ็นต์ เหลือศูนย์เปอร์เซ็นต์ ได้ โดยสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อหน้าที่ ทั้งนี้ กรณีที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเหตุการณ์ใดๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาแล้วเห็นว่า มีผลกระทบต่อความปลอดภัยและเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะแจ้งและ/หรือ สั่งการให้ปรับลดกำลังไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสม

1.7 ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low voltage fault Ride through)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ภายในเวลาที่กำหนด ขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดตามระดับแรงดัน ณ จุดต่อเชื่อมดังตารางที่ 2 ดังนี้

ตารางที่ 2. ระยะเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะได้

ระดับแรงดัน ณ จุด PCC	Duration time (วินาที)
1) ระดับแรงดันต่ำ	ไม่ต้องการ
2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	ไม่ต้องการ
3) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์)	ดังรูปที่ 1.



รูปที่ 1. กราฟแสดงความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low voltage fault Ride through)

1.8 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over voltage protection)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหากขนาดของแรงดัน Line to Neutral ในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าออกนอกช่วงที่ระบุไว้ตามตารางที่ 3. ดังนี้

ตารางที่ 3. ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันที่กัก

ระดับแรงดัน ณ จุดPCC	ระยะเวลาตัดวงจร (วินาที)
$V < 50\%$	0.3
$50\% \leq V < 90\%$	2.0
$90\% \leq V \leq 110\%$	แรงดันทำงานต่อเนื่อง
$110\% < V < 120\%$	1.0
$V \geq 120\%$	0.16

1.9 การป้องกันความถี่ต่ำและความถี่เกิน (Under and Over frequency protection)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายใน 0.1 วินาที เมื่อความถี่ที่จุดเชื่อมต่อมีค่าไม่อยู่ในช่วง 48 Hz – 51 Hz

1.10 การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้าให้ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ภายใน 2 วินาที

1.11 การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Response to utility recovery)

ภายหลังจากที่ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากเกิดไฟฟ้าดับหรือแรงดัน/ความถี่ไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้วระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องหน่วงเวลาการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นเวลาอย่างน้อย 20 วินาทีถึง 5 นาที

2. ข้อกำหนดอื่นๆ

2.1 การต่อลงดิน (Earthing), การป้องกันการลัดวงจร (Short circuit protection) และการตัดตอนและการปลดสับ (Isolation and switching) ให้เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60364-7-712

2.2 การจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power quality Monitoring) ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 นั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องจัดหา ออกแบบ และติดตั้งระบบ Monitoring Systems สำหรับคุณภาพไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเรียกดูข้อมูลในรูปแบบเวลาจริง (Real time) ผ่านระบบอินเทอร์เน็ตซึ่งได้แก่ข้อมูล แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า ความถี่ไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า ตัวประกอบกำลัง THDv, THDi, Pst, และ Plt เป็นต้น รวมทั้งจะต้องจัดส่งรายงานผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าจาก PQM ตามแบบฟอร์มหรือรูปแบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดเป็นประจำทุกเดือน

2.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ามากกว่า 56 กิโลวัตต์ จะต้องมียระบบ Monitoring Systems ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเรียกดูข้อมูลการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบเวลาจริง (Real time) ผ่านระบบอินเทอร์เน็ตหรือแอปพลิเคชันต่างๆ ซึ่งได้แก่ข้อมูลกำลังไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้า ความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ เป็นต้น

2.4 สำหรับการเชื่อมโยงในระบบจำหน่ายแรงต่ำ 380/220 กิโลโวลต์

2.4.1 ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายแรงต่ำ จะต้องไม่เกิน 25% ของขนาดพิกัดหม้อแปลง (หน่วยเป็นกิโลโวลต์-แอมแปร์)

2.4.2 หากกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าตามข้อ 2.4.1 เชื่อมต่อเต็มขีดจำกัด 25% ของขนาดพิกัดหม้อแปลงแล้ว ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องไปเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้จัดหาหม้อแปลงจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกันตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต่อไป

2.5 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายใดที่ไม่ผ่านข้อกำหนดทางเทคนิคของผู้ใช้บริการจะต้องทำการศึกษาและแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นถ้าหากมีความจำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์การพิจารณาอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นรายๆ ไป

2.6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงข้อกำหนดทางเทคนิคตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัยความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

3. การทดสอบ

3.1 สถาบันหรือหน่วยงานที่ทดสอบ

1. ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ
2. ห้องทดสอบจะต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ
3. ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศ จะต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบัน ที่เป็นกลางในประเทศหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน

3.2 ประเภทของการทดสอบ

3.2.1 การทดสอบในห้องทดสอบ (Laboratory Test)

ทดสอบโดยหน่วยงานตามข้อ 3.1 และทดสอบเพียง 1 ตัวต่อ 1 รุ่น เพื่อยืนยันว่าหากนำมาติดตั้งใช้งานจริง จะต้องสามารถควบคุมคุณภาพไฟฟ้าและตอบสนองต่อระบบไฟฟ้าได้ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยจะต้องดำเนินการทดสอบในหัวข้อดังนี้

- (1) ฮาร์มอนิก (Harmonics)
- (2) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)
- (3) การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง (DC injection)
- (4) การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive Power control) และวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
- (5) การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active power control)
- (6) ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันต่ำชั่วขณะ (Low voltage fault ride through)
- (7) การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under/Over voltage protection)
- (8) การป้องกันความถี่ต่ำและความถี่เกิน (Under/Over frequency protection)
- (9) การป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)
- (10) การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่าย (Response to utility recovery)

3.2.2 การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและการทดสอบภาคสนาม (Field Test)

การทดสอบภาคสนามและการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าดำเนินการโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้

- 1) การทดสอบภาคสนามมีหัวข้อที่ต้องทำการทดสอบดังนี้
 - (1) การป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)
 - (2) การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่าย (Response to utility recovery)
 - (3) การทดสอบปลดการเชื่อมต่อ (Load rejection)
- 2) การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้ามีหัวข้อที่ต้องตรวจวัดดังนี้
 - (1) แรงดัน (Voltage Level)
 - (2) ความถี่ (Frequency)
 - (3) ฮาร์มอนิก (Harmonics)
 - (4) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

4. ขั้นตอนและวิธีการทดสอบ

4.1 การทดสอบฮาร์มอนิก

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.2 การทดสอบแรงดันกระเพื่อม

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.3 การทดสอบการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.4 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive power control)

การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้สูงสุดที่ปริมาณเท่าไร โดยมีขั้นตอนในการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

- ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ
- ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า
- เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ศูนย์เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบจนกระทั่งได้ค่าสูงสุด และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้
- ทำการทดสอบเหมือนข้อ C) โดยกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้
- กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มจ่ายไฟที่ศูนย์เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับให้ระบบผลิตไฟฟ้ารับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบจนกระทั่งได้ค่าสูงสุด และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้
- ทำการทดสอบเหมือนข้อ e) แต่กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าและทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้
- จากข้อ C) ถึงข้อ F) สามารถบันทึกผลการทดสอบอย่างน้อยดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 4. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

P (ระบบผลิตไฟฟ้า)	P(ที่วัดได้)	±Q (สูงสุดที่วัดได้)	PF. (ที่วัดได้)
0 %			
10 %			
20 %			
30 %			
40 %			
50 %			
60 %			
70 %			
80 %			
90 %			
100 %			

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่พิสูจน์ความสามารถในการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดตามข้อกำหนดนี้

4.4.1) การทดสอบ A fixed displacement factor $\cos \theta$

เพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมการจ่ายไฟในโหมดควบคุม Power Factor แบบคงที่ได้ โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

- a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ
- b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า
- c) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Power Factor Setpoint เท่ากับ 0.90 Lagging (หรือ 0.95 Lagging) โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ
- d) เริ่มทำการทดสอบและทำการบันทึกค่าที่ได้อย่างน้อยดังตารางที่ 5
- e) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Power Factor Setpoint เท่ากับ 0.90 Leading (หรือ 0.95 Leading) โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ
- f) เริ่มทำการทดสอบและทำการบันทึกค่าที่ได้อย่างน้อยดังตารางที่ 5
- g) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Power Factor Setpoint เท่ากับ 1.0 โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ
- h) เริ่มทำการทดสอบและทำการบันทึกค่าที่ได้อย่างน้อยดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

P (ระบบผลิตไฟฟ้า)	PF. (ที่กำหนด)	P(ที่วัดได้)	Q (ที่วัดได้)	PF. (ที่วัดได้)
0 %	0.90 lagging			
10 %	0.90 lagging			
20 %	0.90 lagging			
30 %	0.90 lagging			
40 %	0.90 lagging			
50 %	0.90 lagging			
60 %	0.90 lagging			
70 %	0.90 lagging			
80 %	0.90 lagging			
90 %	0.90 lagging			
100 %	0.90 lagging			

ตารางที่ 6. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

P (ระบบผลิตไฟฟ้า)	PF. (ที่กำหนด)	P(ที่วัดได้)	Q (ที่วัดได้)	PF. (ที่วัดได้)
0 %	0.90 leading			
10 %	0.90 leading			
20 %	0.90 leading			
30 %	0.90 leading			
40 %	0.90 leading			
50 %	0.90 leading			
60 %	0.90 leading			
70 %	0.90 leading			
80 %	0.90 leading			
90 %	0.90 leading			
100 %	0.90 leading			

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการควบคุมการจ่ายไฟในโหมด Power factor แบบคงที่ ตามข้อกำหนด

4.4.2) การทดสอบ A variable reactive power depending on the voltage Q(U)

เพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมการจ่ายไฟในโหมดควบคุมแรงดันแบบแรงดันคงที่ได้ โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

- ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ
- ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า
- ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Voltage Setpoint ดังตารางที่ 7
- เริ่มทดสอบและบันทึกค่าที่ได้ดังตารางที่ 7
- ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Voltage Setpoint ดังตารางที่ 8
- เริ่มทดสอบและบันทึกค่าที่ได้ดังตารางที่ 8

ตารางที่ 7. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

P,setpoint (%)	V,setpoint (Vac)	P (ที่วัดได้)	V _{L1} (Vac)	V _{L2} (Vac)	V _{L3} (Vac)	Q (ที่วัดได้) (Var)	Expected Q (Var)	Shifting Q (dQ)
Lower Limits								
<20	0.93Vn							
<20	0.91Vn							
20-30	0.91Vn							
40	0.91Vn							
50	0.91Vn							
60	0.91Vn							
70	0.91Vn							
80	0.91Vn							
90	0.91Vn							
100	0.91Vn							
100	0.90Vn							
100-10	0.90Vn							
10-<5	0.90Vn							

ตารางที่ 8. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

P,setpoint (%)	V,setpoint (Vac)	P (ที่วัดได้)	V _{L1} (Vac)	V _{L2} (Vac)	V _{L3} (Vac)	Q (ที่วัดได้) (Var)	Expected Q (Var)	Shifting Q (dQ)
Lower Limits								
<20	1.07Vn							
<20	1.09Vn							
20-30	1.09Vn							
40	1.09Vn							
50	1.09Vn							
60	1.09Vn							
70	1.09Vn							
80	1.09Vn							
90	1.09Vn							
100	1.09Vn							
100	1.10Vn							
100-10	1.10Vn							
10-<5	1.10Vn							

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการควบคุมการจ่ายไฟในโหมดควบคุมแรงดันแบบแรงดันคงที่ได้ ตามข้อกำหนด

4.5 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active power control)

การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้าเพื่อต้องการตรวจสอบว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าได้ดังนี้

1. สามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าได้อย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อนาที
2. สามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าทุกๆ 10 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าไม่หลุดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
3. มีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้
 - a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ
 - b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า
 - c) ตั้งค่าการควบคุมกำลังไฟฟ้าให้ปรับลดลงครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ จาก 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าจนกระทั่งถึงเหลือศูนย์เปอร์เซ็นต์ และตั้งค่าการทำงานอื่นๆ ของระบบผลิตไฟฟ้าที่ค่าการทำงานในสภาวะปกติ
 - d) เริ่มทดสอบโดยให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าจากนั้นทำการปรับลดกำลังไฟฟ้าลงตามข้อ C) แล้วทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าและเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำการลดกำลังไฟฟ้าได้ในแต่ละครั้ง

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้าตามข้อกำหนด

4.6 การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low voltage fault Ride through)

การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ มีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้

- a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ
- b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า
- c) ตั้งค่าความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low voltage fault Ride through) ของชุดอินเวอร์เตอร์ตามข้อกำหนดและตั้งค่าการทำงานอื่นๆ ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ
- d) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง
- e) เริ่มทดสอบโดยจำลองการเกิดแรงดันตก (จำลองการลัดวงจรในระบบโครงข่ายไฟฟ้า) ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้คงเหลือแรงดันระหว่าง 70-80 เปอร์เซ็นต์, 30-50 เปอร์เซ็นต์และน้อยกว่า 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันใช้งานปกติ

- f) บันทึกค่าระยะเวลาสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้ายังคงสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังตารางที่ 9
- g) แบ่งการทดสอบเป็นกรณีดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

Test List	V (V/Vn)	Duration time (sec)
three-phase faults	0.7-0.8 Vn	
	0.3-0.5 Vn	
	0-0.049 Vn	
Phase-phase faults	0.7-0.8 Vn	
	0.3-0.5 Vn	
	0-0.049 Vn	
Single line to ground faults	0.7-0.8 Vn	
	0.3-0.5 Vn	
	0-0.049 Vn	

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะตามข้อกำหนด

4.7 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over voltage protection)

ขั้นตอนวิธีการทดสอบ Overvoltage Test และ Undervoltage Test ต้องทำการทดสอบ Trip Time Test เป็นอย่างน้อย ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 10. ขบวนการทดสอบการตอบสนองต่อแรงดันสูงเกิน (Over voltage)

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	ขบวนการทดสอบ
Trip Time Test	(m)	<ol style="list-style-type: none"> (1) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ (2) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า (3) ตั้งค่า Overvoltage Trip Setting ที่ค่าแรงดันทดสอบ (ดูหมายเหตุ, m) และตั้งค่า setting การทำงานอื่นๆ ที่ค่าการทำงานปกติ (4) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง (5) ปรับแรงดันแหล่งจ่ายไฟฟ้า AC (ที่จำลองระบบ Utility) เพิ่มขึ้นและให้เข้าใกล้ค่าแรงดัน Overvoltage Trip Setting โดยอยู่ภายในช่วง 90% ของขนาด Overvoltage Trip Setting ขึ้นไป แต่ไม่สูงกว่า และคงไว้เป็นเวลา 2 เท่าของ Time Delay ที่ตั้งไว้หรือนานกว่า

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	ขบวนการทดสอบ
		(6) ปรับแรงดันไฟฟ้าอย่างน้อยให้สูงกว่า 110% ของ Overvoltage Trip Setting และคงไว้จนกระทั่งอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (7) บันทึกระยะเวลาที่อุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
หมายเหตุ : m คือ จำนวนแรงดันสูงเกินที่ต้องทดสอบ 2 ครั้ง		

หมายเหตุ : สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

ตารางที่ 11. ขบวนการทดสอบการตอบสนองต่อแรงดันต่ำเกิน (Under voltage)

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	ขบวนการทดสอบ
Trip Time Test	(m)	(1) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ (2) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า (3) ตั้งค่า Under voltage Trip Setting ของชุดอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ค่าแรงดันทดสอบ (ดูหมายเหตุ, m) และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ที่ค่าการทำงานปกติ (4) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง (5) ปรับแรงดันแหล่งจ่ายไฟฟ้า AC (ที่จำลองระบบ Utility) ลดลงและให้เข้าใกล้ค่าแรงดัน Under voltage Trip Setting โดยอยู่ในช่วง 110 % ของขนาด Under voltage Trip Setting ลงไปแต่ไม่ต่ำกว่า และคงไว้เป็นเวลา 2 เท่าของ Time Delay ที่ตั้งไว้หรือนานกว่า (6) ปรับแรงดันไฟฟ้าอย่างน้อยให้ต่ำกว่า 90% ของ Under voltage Trip Setting และคงไว้จนกระทั่งอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (7) บันทึกระยะเวลาที่อุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
หมายเหตุ : m คือ จำนวนแรงดันต่ำเกินที่ต้องทดสอบ 2 ครั้ง		

หมายเหตุ : สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.8 การทดสอบการป้องกันความถี่ต่ำและความถี่สูง (Under and Over voltage protection)

ขั้นตอนวิธีการทดสอบ Overfrequency Test และ Underfrequency Test ต้องทำการทดสอบ Trip Time Test เป็นอย่างน้อย ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 12. ขบวนการทดสอบการตอบสนองความถี่สูงเกิน (Overfrequency)

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	ขบวนการทดสอบ
Trip Time Test	1 ครั้ง	<ol style="list-style-type: none"> (1) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ (2) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า (3) ตั้งค่า Overfrequency Trip Setting ของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ 51.1 Hz และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ค่าการทำงานปกติ (4) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง (5) ปรับความถี่แหล่งจ่ายไฟฟ้า AC (ที่จำลองระบบ Utility) เพิ่มขึ้นและให้เข้าใกล้ค่าความถี่ Overfrequency Trip Setting โดยให้อยู่ภายในช่วง 90% ของขนาด Overfrequency Trip Setting ขึ้นไปแต่ไม่เกิน และคงไว้เป็นเวลา 2 เท่าของ Time Delay ที่ตั้งไว้หรือมากกว่า (6) ปรับความถี่ไฟฟ้าอย่างน้อยให้สูงกว่า 101% ของ Overfrequency Trip Setting คงไว้จนกระทั่งอินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (7) บันทึกระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ

หมายเหตุ : สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

ตารางที่ 13. ขบวนการทดสอบการตอบสนองความถี่สูงเกิน (Underfrequency)

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	ขบวนการทดสอบ
Trip Time Test	1 ครั้ง	<ol style="list-style-type: none"> (1) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ (2) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า (3) ตั้งค่า Underfrequency Trip Setting ของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ 47.9 Hz และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ค่าการทำงานปกติ (4) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง (5) ปรับความถี่แหล่งจ่ายไฟฟ้า AC (ที่จำลองระบบ Utility) ลดลงและให้เข้าใกล้ค่าความถี่ Underfrequency Trip Setting โดยให้อยู่ภายในช่วง 110% ของขนาด Underfrequency Trip Setting ลงไปแต่ไม่ต่ำกว่า และคงไว้เป็นเวลา 2 เท่าของ Time Delay ที่ตั้งไว้หรือมากกว่า (6) ปรับความถี่ไฟฟ้าอย่างน้อยให้ต่ำกว่า 99% ของ Underfrequency Trip Setting คงไว้จนกระทั่งอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (7) บันทึกระยะเวลาที่อุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ

หมายเหตุ : สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.9 การทดสอบการป้องกันสภาวะการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

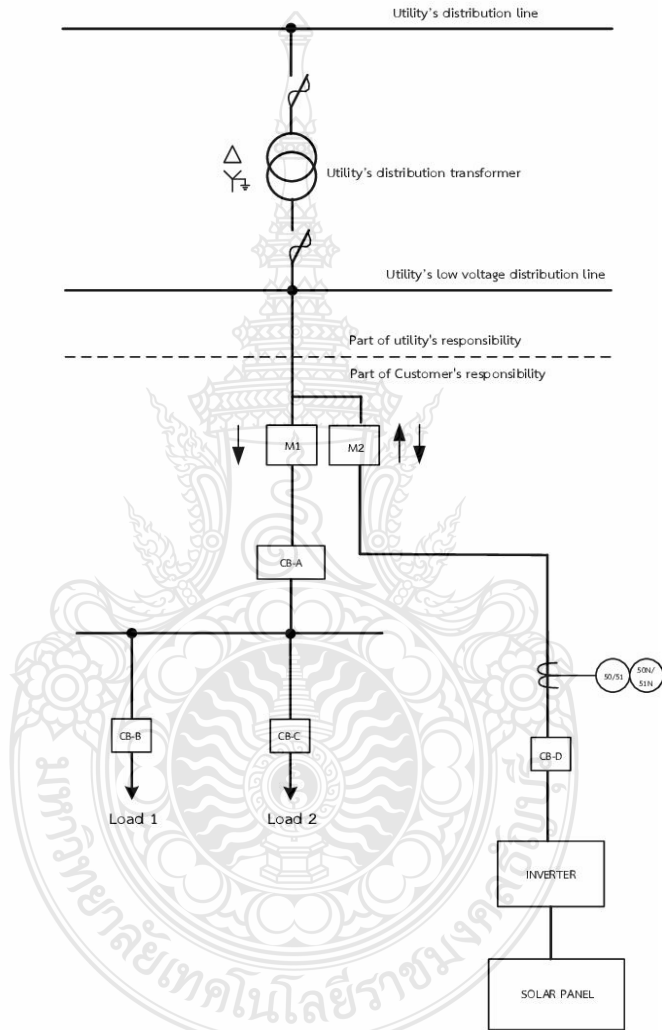
4.10 การทดสอบการเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่าย (Response to utility recovery)

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้



5. รูปแบบการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

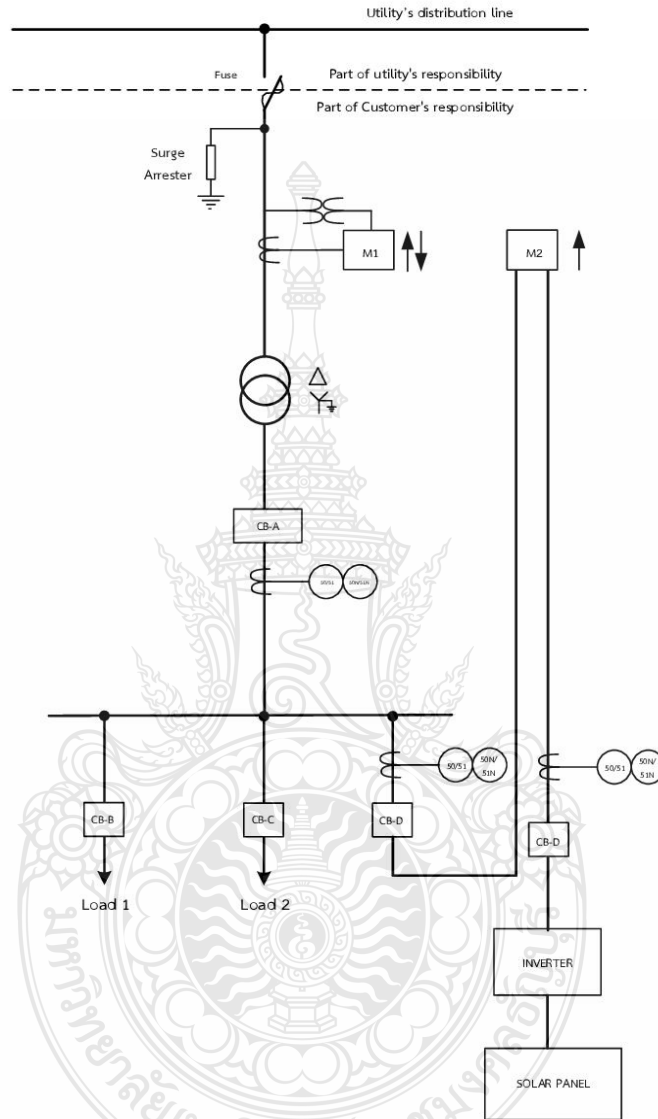
รูปแบบที่ 1 แบบมาตรฐานการเชื่อมโยงทางไฟฟ้า (มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงต่ำ)



หมายเหตุ

1. M1 หมายถึงมิเตอร์ที่ใช้ไฟซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ.
2. M2 หมายถึงมิเตอร์สำหรับวัดหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า Solar Rooftop
3. กรณีที่เป็นหม้อแปลงเฉพาะรายจะแบ่งทรัพย์สินที่อุปกรณ์ตัดตอนด้านแรงดันสูง
4. กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากกว่า 250 กิโลวัตต์ จะต้องติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด
5. ระบบผลิตจาก Solar Rooftop ต้องไม่มีการติดตั้งระบบกักเก็บ/สำรองพลังงานเพื่อขายไฟฟ้าให้กับ กฟภ.

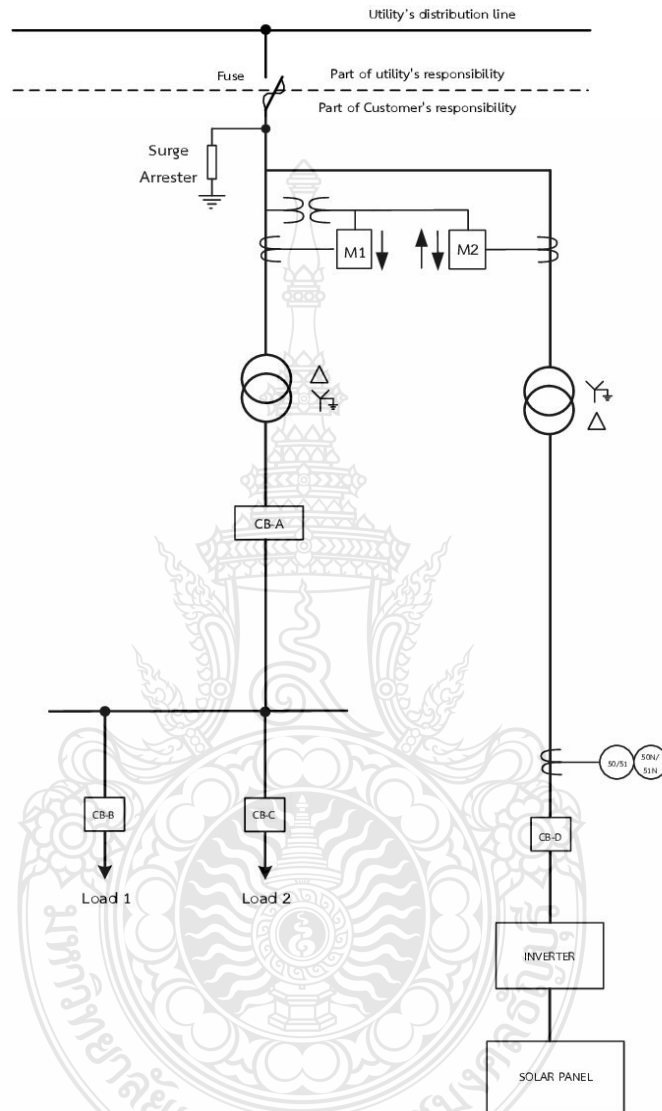
รูปแบบที่ 2 แบบมาตรฐานการเชื่อมโยงทางไฟฟ้า
(มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงสูงและขายไฟไม่เกินพิกัดหม้อแปลงเดิม)



หมายเหตุ

1. M1 หมายถึงมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้าซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ.
2. M2 หมายถึงมิเตอร์สำหรับคิดหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า Solar Rooftop
3. การคิดค่าซื้อไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟจะคิดจากหน่วยของ M2+M1(รับไฟจาก กฟภ.)-M1(ขายไฟให้ กฟภ.)
4. กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากกว่า 250 กิโลวัตต์ จะต้องติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด
5. ระบบผลิตจาก Solar Rooftop ต้องไม่มีการติดตั้งระบบกักเก็บ/สำรองพลังงานเพื่อขายไฟฟ้าให้กับ กฟภ.

รูปแบบที่ 3 แบบมาตรฐานการเชื่อมโยงทางไฟฟ้า (มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงสูง)



หมายเหตุ

1. M1 หมายถึงมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้าซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ.
2. M2 หมายถึงมิเตอร์สำหรับคิดหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า Solar Rooftop
3. กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากกว่า 250 กิโลวัตต์ จะต้องติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด
4. ระบบผลิตจาก Solar Rooftop ต้องไม่มีการติดตั้งระบบกักเก็บ/สำรองพลังงานไฟฟ้าเพื่อขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ.



ภาคผนวก ง
งานตีพิมพ์เผยแพร่



กำหนดการนำเสนอบทความ EENET2017

สาขาของบทความ : พลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน (ES)	รหัสใหม่	รหัสเดิม	ชื่อบทความ
ES-A ประธาน: รศ.ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง รองประธาน: ดร.กฤติยา สมสัย วันพุธที่ 3 พฤษภาคม 2560 เวลา 13.00-15.00 น. ห้องจุลฉนิ 4	ES17	ES001	การหาองค์ประกอบที่เหมาะสมในการใช้หลอด LED ทดแทนหลอดคอมแพคฟลูออเรสเซนต์ เพื่อลดต้นทุนค่าไฟฟ้าในการปลูกดอกเบญจมาศ (นำร่อง ณ. โครงการหลวงสะโง๊ะ จ.เชียงใหม่)
ES-B ประธาน: ดร.อนนท์ นำอิน รองประธาน: อ.ชานนท์ ชูพงษ์ วันพุธที่ 3 พฤษภาคม 2560 เวลา 15.15-17.55 น. ห้องจุลฉนิ 4	ES01	ES014	การวิเคราะห์ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานรังสีอาทิตย์ให้เกิดความเหมาะสมหลังการติดตั้ง
	ES02	ES021	การศึกษาผลกระทบจากอุณหภูมิโดยรอบที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์
	ES04	ES023	การเพิ่มประสิทธิภาพมอเตอร์ไฟฟ้าเหนี่ยวนำสามเฟสกรงกระรอก แบบมาตรฐานโดยการปรับปรุงขดลวดสเตเตอร์
	ES05	ES015	การผลิตไฟฟ้าจากคลื่นน้ำต้นแบบทิศทางเดียว สำหรับพื้นที่ชายฝั่งทะเล
	ES06	ES003	การออกแบบแบบจำลองกึ่งอัตโนมัติด้วยโปรแกรม LabVIEW
	ES07	ES006	แบบจำลองการวัดคุณลักษณะกระแส-แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกันแบบสตริงโดยใช้โหลดแบบตัวเก็บประจุ
	ES08	ES019	ระบบการวัดบันทึกผลและควบคุมในระบบผลิตไฟฟ้าต้นแบบ
	ES09	ES024	สมรรถนะการผลิตกำลังไฟฟ้าของระบบเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย สำหรับใช้ในมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ วิทยาเขตระยอง

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 9

Proceedings of the 9th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2017 (EENET 2017)

การศึกษาผลกระทบจากอุณหภูมิโดยรอบที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ Case Study of Temperature Effect Consist to PV Power Plant

เกียรติศักดิ์ พรรณจำปา รุ่งเพชร ก่องนอก และ บุญยัง ปลั่งกลาง

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

39 หมู่ 1 ตำบลคลองหก อำเภอธัญบุรี จังหวัดปทุมธานี 12110 โทร. 02 549 3420, 02 549 3422 E-mail: Keattisak_P@mail.rmutt.ac.th,

rungphet_k@mail.rmutt.ac.th and boonyang.p@en.rmutt.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้ นำเสนอการศึกษาถึงผลกระทบจากอุณหภูมิที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ส่งผลให้ผลิตได้น้อยลง ในบทความนี้ คณะวิจัยได้ทำการเก็บข้อมูลที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ ประกอบด้วย อุณหภูมิโดยรอบของพื้นที่ อุณหภูมิหน้าแผง แรงดันไฟฟ้าที่ได้ กระแสไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าที่ได้ โดยทำการศึกษาในรอบหนึ่งเดือน พบว่า ระบบโซลาร์เซลล์จะเริ่มทำงาน เวลา 09.00 น. จนกระทั่งถึงเวลา 15.00 น. จากการศึกษาพบว่า เมื่อขณะที่อุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์มีค่าสูงขึ้นทำให้พลังงานที่ได้จากโซลาร์เซลล์น้อยกว่าอุณหภูมิที่มีค่าต่ำ

คำสำคัญ: การผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์, พลังงานที่ได้จากโซลาร์เซลล์เซลล์

Abstract

This paper present with high temperature effect are consist to performance reduced of PV power plant, data record analysis of PV power plant have area temperature, PV temperature, PV voltage, PV current and PV energy, all data have recorded in 1 month. Time recorded of data start from 09.00 am to 3 pm. The study case founded at high temperature PV power plant have decreased performance.

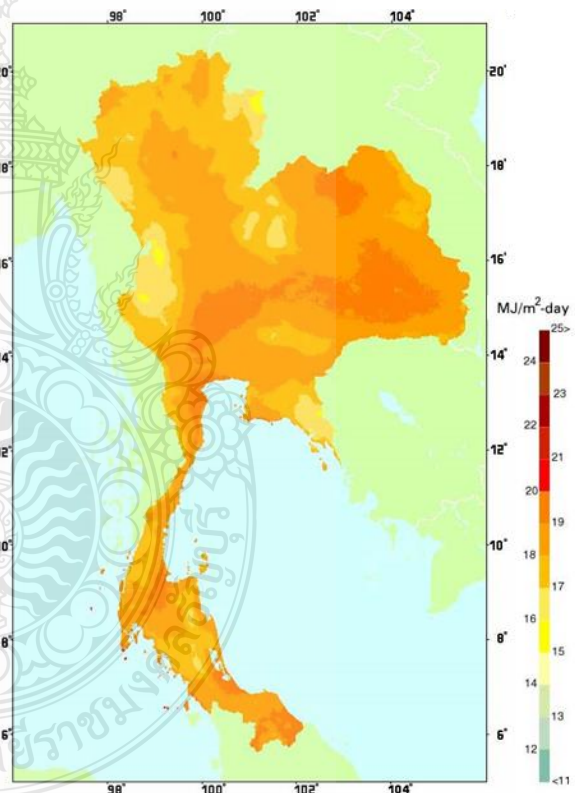
Key word : PV generator and energy from PV.

1. บทนำ

ประเทศไทย เป็นประเทศที่มีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ดีมาก เพราะตั้งอยู่ในพื้นที่บริเวณเส้นศูนย์สูตร โดยตั้งอยู่ที่พิกัด อยู่ระหว่างละติจูด 5 องศา 30 ลิปดา เหนือ ถึง 20 องศา 30 ลิปดา เหนือ และลองจิจูดประมาณ 97 องศา 30 ลิปดา ตะวันออก ถึง 105 องศา 30 ลิปดา ตะวันออก

ซึ่งพิกัดที่ตั้งดังกล่าว มีศักยภาพที่สามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างดี โดยมีค่าพลังงานจากดวงอาทิตย์เฉลี่ยของโลกอยู่ที่ประมาณ 20 MJ/m²-day ดังแสดงในรูปที่ 1 ซึ่งจะเห็นได้ว่า หากนำพลังงานดังกล่าวมาใช้ให้เกิดประโยชน์

จังหวัดพระนครศรีอยุธยา เป็นจังหวัดที่อยู่ในพื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย มีค่าพลังงานที่ได้จากดวงอาทิตย์เฉลี่ยโดยประมาณอยู่ที่ 18 MJ/m²-day ในบทความนี้ คณะวิจัยได้ทำการศึกษผลกระทบที่เกิดขึ้นจากอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ ที่มีผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยทำการศึกษาในพื้นที่ดังกล่าว ซึ่งมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่สูงใกล้เคียงกับค่าพลังงานเฉลี่ยของโลก



รูปที่ 1 แผนที่พลังงานของประเทศไทย [1]

รูปที่ 1 เห็นได้ว่า พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย มีศักยภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่สูง ใกล้เคียงกับค่าพลังงานเฉลี่ยของโลก ที่สามารถผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ ดังแสดงในวงกลมสีแดงในรูปที่ 1

2. การดำเนินงาน

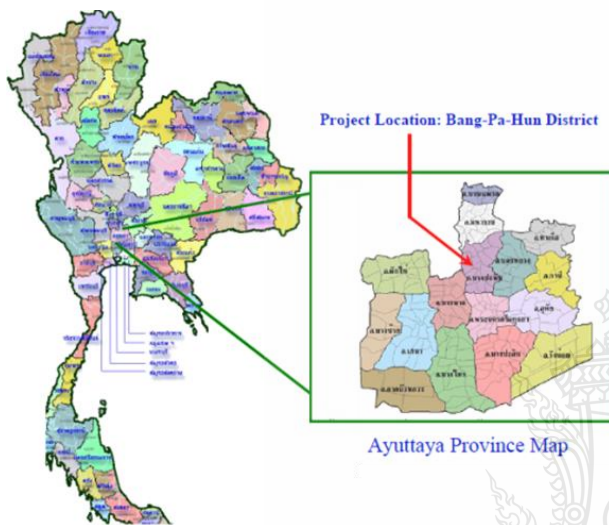
บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 9

Proceedings of the 9th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2017 (EENET 2017)

2.1 พื้นที่ดำเนินการ

บทความนี้ ทำการศึกษาจากพื้นที่อำเภอบางปะหัน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ซึ่งตั้งอยู่ในภาคกลางของประเทศไทย โดยมีพิกัดที่ละติจูด 14.504 องศาเหนือ และลองจิจูด 100.508 องศาได้ ซึ่งพื้นที่ของอำเภอบางปะหัน จังหวัดพระนครศรีอยุธยานี้ มีการติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ กระจายอยู่ทั่วทั้งจังหวัด ดังนั้นคณะวิจัยจึงเลือกพื้นที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา เป็นพื้นที่ในการดำเนินงานเก็บข้อมูล เพื่อทำการวิจัยในส่วนนี้



รูปที่ 2 พื้นที่เก็บข้อมูลดำเนินงานวิจัย [2]



รูปที่ 3 ผังพื้นที่ติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ของการทดสอบ [2]

2.2 อุปกรณ์ที่ใช้งาน

อุปกรณ์ที่บทความนี้ให้ความสนใจ และขอแนะนำเฉพาะที่ เกิดผลกระทบโดยตรงสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์โดยตรง ได้แก่ แผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้งานอยู่ เป็นของ บริษัท ชันเทคโนโลยี จำกัด โดยมีรายละเอียดของแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้ แสดงในตารางที่ 1 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 1 รายละเอียดค่ามาตรฐาน โซลาร์เซลล์ที่ใช้ในการทดสอบ

ลำดับ	รายละเอียดแผงโซลาร์เซลล์ STC รุ่น STP295 – 24 Vd	พิกัด
1	แรงดันเริ่มทำงาน (Vmp)	35.70 V
2	กระแสเริ่มทำงาน (Imp)	8.27 A
3	แรงดันขณะเปิดวงจร (Voc)	45.10 V
4	กระแสขณะลัดวงจร (Isc)	8.57 A
5	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Pmax)	295. W
6	ประสิทธิภาพของแผง	15.20%
7	อุณหภูมิทำงานของแผง	-40 °C ถึง +85 °C
8	แรงดันรวมของระบบ	1000 VDC (IEC)/ 600 VDC (UL)
9	ค่าต่ออนุกรมฟิวส์ป้องกันสูงสุด	20 A
10	ค่าต่อความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้า	0/+5%

หมายเหตุ STC: ที่อุณหภูมิแผงทำงาน 25°C มีค่าเบี่ยงเบนคลาดเคลื่อนที่ +/- 5% ค่าความเข้มแสงพลังงานจากดวงอาทิตย์ 1,000 W/m²

ตารางที่ 2 รายละเอียดค่าอุณหภูมิใช้งานแผงโซลาร์เซลล์ อุณหภูมิโดยรอบที่ 20 °C

ลำดับ	รายละเอียดแผงโซลาร์เซลล์ (NOCT) รุ่น STP295 – 24 Vd	พิกัด
1	แรงดันทำงาน (Vmp)	32.30 V
2	กระแสเริ่มทำงาน (Imp)	6.66 A
3	แรงดันขณะเปิดวงจร (Voc)	41.30 V
4	กระแสขณะลัดวงจร (Isc)	6.90 A
5	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Pmax)	215.00 W
6	ประสิทธิภาพของแผง	15.21%
7	อุณหภูมิทำงานสูงสุดของแผง	40 °C, +2 °C
8	ค่าต่อความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้า	+/- 3%

หมายเหตุ NOCT: ที่อุณหภูมิแวดล้อมทำงาน 20°C มีค่าเบี่ยงเบนคลาดเคลื่อนที่ +/- 3% ค่าความเข้มแสงพลังงานจากดวงอาทิตย์ 800 W/m²

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 9

Proceedings of the 9th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2017 (EENET 2017)



ช่วงเวลาของการเปิดระบบน้ำ 10 นาที และตั้งช่วงเวลาในการปิดระบบน้ำ 10 นาที เริ่มทำการทดสอบ ข้างต้น ตั้งแต่ 9.00 น. จนกระทั่งถึง 15.00 น. จำนวนแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้เพื่อทำการสเปรย์น้ำในการทดสอบครั้งนี้ มีจำนวน 40 แผง โดยเปรียบเทียบระบบที่ไม่ได้ทำการสเปรย์น้ำในจำนวนที่เท่ากัน

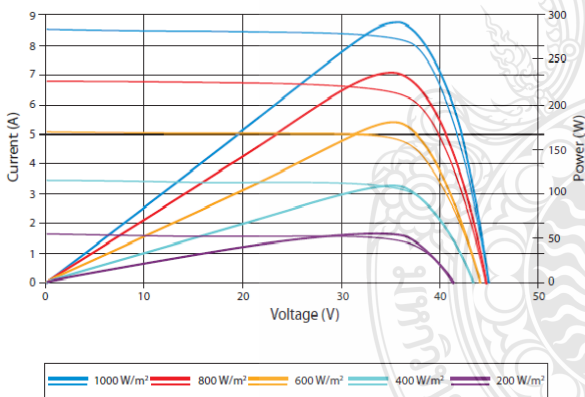


รูปที่ 4 รายละเอียดแผงที่ใช้งานทดสอบ[3]

แผงที่ใช้ในการทดสอบและเปรียบเทียบ ยี่ห้อ Suntech

ขนาดพื้นที่ 295 วัตต์ แรงดัน 24 โวลต์ รุ่น STP 295 – 24/Vd

รูปที่ 6 ลักษณะของการติดตั้งระบบสเปรย์น้ำเพื่อลดอุณหภูมิ [4]



2.4 ผลการทดสอบ

จากการทดลอง ระบบสเปรย์น้ำเพื่อลดอุณหภูมิ โดยทำการเปรียบเทียบกันระหว่างแผง กลุ่มทดสอบที่ไม่สเปรย์น้ำ และกลุ่มทดสอบไม่สเปรย์น้ำสรุป จากการทดสอบพบว่า การสเปรย์น้ำสามารถช่วยลดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ที่ทดสอบได้ และยังสามารถเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นด้วยดังแสดงในตาราง ที่ 3

ตารางที่ 3 ผลการทดสอบการลดอุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์ด้วยการสเปรย์น้ำเปรียบเทียบกับไม่สเปรย์น้ำ

รูปที่ 5 คุณลักษณะของแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้งาน [4]

คุณสมบัติของแผง เป็นของ Suntech ขนาดพื้นที่ 295 วัตต์

แรงดัน 24 โวลต์ รุ่น STP 295 – 24/Vd ที่ใช้ในการทดสอบและ

เปรียบเทียบจำนวนอย่างละ 40 แผง

2.3 การดำเนินงานทดสอบ

ขั้นตอนการดำเนินงานทดสอบ ทีมวิจัยจะติดตั้งระบบสเปรย์น้ำที่ใช้สำหรับปรับลดอุณหภูมิแผงของแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้ในการทดสอบให้มีอุณหภูมิที่ต่ำลง ลักษณะวิธีการของการทดสอบ ทางคณะทำงาน จะทำการตั้งเวลาเพื่อใช้ในการควบคุมการสเปรย์น้ำ โดยป้องกันการสูญเสียน้ำ ที่ใช้ในการสเปรย์น้ำที่อาจใช้มากจนเกินไป โดยคณะทำงาน จะตั้งเวลาในการทดสอบให้ทำงานในรอบครั้งละ 20 นาที โดยตั้ง

วัน	อุณหภูมิแผงทดสอบ(°C)		กำลังงาน (kWh)	
	สเปรย์น้ำ	ไม่สเปรย์น้ำ	สเปรย์น้ำ	ไม่สเปรย์น้ำ
1 ก.ค. 59	48.62	54.10	622.57	618.675
5 ก.ค. 59	44.26	43.04	551.36	488.545
10 ก.ค. 59	43.04	37.59	627.97	636.215
15 ก.ค. 59	37.14	47.26	582.11	584.375
20 ก.ค. 59	46.11	43.65	415.755	412.22
25 ก.ค. 59	42.74	42.78	460.46	461.752
30 ก.ค. 59	41.13	45.13	430.755	422.17

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 9

Proceedings of the 9th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2017 (EENET 2017)



รูปที่ 7 เปรียบเทียบผลจากการสเปรย์น้ำให้กับแผงทดสอบ[5]

3. สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ

จากการศึกษาและทดสอบ ระบบสเปรย์น้ำเพื่อลดอุณหภูมิ เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นพลังงานที่ได้จากโซลาร์เซลล์น้อยลงจากอุณหภูมิปกติ ทำให้เกิดความสูญเสียพลังงาน จากอุณหภูมิการทำงาน ดังนั้น ผลการทดสอบ สนองได้ว่า การลดอุณหภูมิ การทำงานของโซลาร์เซลล์ ช่วยให้เกิดการสูญเสียพลังงาน ได้ 2.33% โดยการทดสอบ ระบบจำนวน 40 แผง ติดกำลังไฟฟ้ารวม 11,800 วัตต์ ใช้ระยะเวลาทดสอบ เก็บข้อมูลช่วงเดือน กรกฎาคม 2559 และเป็นตามความสัมพันธ์ประสิทธิภาพการทำงานของแผงโซลาร์เซลล์ดัง สมการ $1 + Y_{T_{cp}} * (T_{Cell} - T_C)$ จาก ทดสอบในโครงการ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน อำเภอบางปะหัน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา และใช้น้ำบาดาลผ่านระบบกรองตามมาตรฐานน้ำที่กำหนด โดยการทดลองสเปรย์น้ำ เป็นระยะๆ เพื่อไม่ให้เกิดผิวหนังเปียกจนเกินไป ทำให้เกิดผลกระทบผิวหนังโซลาร์เซลล์ ให้เกิดคราบน้ำเกาะผิวหนังอันเนื่องมาจากแร่ธาตุในน้ำที่มาทดสอบระบบ ดังนั้นการหาวิธีลดอุณหภูมิให้โซลาร์เซลล์จะช่วยลดพลังงานสูญเสียได้

$Y_{T_{cp}}$ = Temperature Coefficient of Pmax

T_C = Ambient temperature 20 °C

T_{Cell} = Ambient temperature Area

4. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ ข้อมูลจาก บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี จำกัด และ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี พร้อมทั้งอาจารย์ทุกท่าน เป็นอย่างสูง

5. เอกสารอ้างอิง

- [1] แผนที่พลังงานของประเทศไทย
<http://www.solargen.co.th/th/blog/1012/blog-1012>
สืบค้นเมื่อ 18 มกราคม 2560
- [2] พื้นที่โครงการ บริษัท บางจากโซลาร์เอ็นเนอร์ยี จำกัด

Bangchak Solar Energy Co.,Ltd. 99/1 Moo 9 Bang krasan Sub District, Bang Pa-In District, PhraNakorn Si Ayutthaya 13160 PV Power Plant Bang Pa-Hun (16 MW)

สืบค้นเมื่อ 19 มกราคม 2560

- [3] แผงโซลาร์เซลล์ 295 วัตต์

www.bannistersolarandenergy.com/_literature.../SunTech_2_95_Watt_Po

สืบค้นเมื่อ 19 มกราคม 2560

- [4] การติดตั้งระบบสเปรย์น้ำเพื่อลดอุณหภูมิ

Bangchak Solar Energy Co.,Ltd. 99/1 Moo 9 Bang krasan Sub District, Bang Pa-In District, PhraNakorn Si Ayutthaya 13160 PV Power Plant Bang Pa-Hun (16 MW)

สืบค้นเมื่อ 04 กุมภาพันธ์ 2560

- [5] การติดตั้งระบบสเปรย์น้ำเพื่อลดอุณหภูมิ

Bangchak Solar Energy Co.,Ltd. 99/1 Moo 9 Bang krasan Sub District, Bang Pa-In District, PhraNakorn Si Ayutthaya 13160 PV Power Plant Bang Pa-Hun (16 MW)

สืบค้นเมื่อ 04 กุมภาพันธ์ 2560



Keattisak Phunjumpa, Bachelor of Engineering (Electrical Engineering) Rmutt



Rungphet Kongnok, Master of Electrical Eng. RMUTT research with renewable energy and management system and loss in PV power plant.



Boongyang Plangklang, Dr.-Ing., University of Kassel, Germany, research with high voltage, renewable energy, microcontroller and embedded system.

การประชุมวิชาการระดับชาติวิศวกรรมวิจัย ครั้งที่ 1

28-29 มิถุนายน 2560, พัทยา, ชลบุรี

เรื่อง แจ้งผลการพิจารณาบทความฉบับสมบูรณ์ NEnR2017

เรียน รศ.ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง

ตามที่ท่านได้ส่งบทความฉบับสมบูรณ์เข้าร่วมการประชุมวิชาการระดับชาติวิศวกรรมวิจัย ครั้งที่ 1 (National Engineering Research Symposium 2017) ซึ่งจัดโดย คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ระหว่างวันที่ 28-29 มิถุนายน 2560 ณ โรงแรม Garden Cliff Resort & Spa พัทยา จังหวัดชลบุรี ในหัวข้อเรื่อง

“การวิเคราะห์ผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าของอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์”

ในการนี้ คณะกรรมการดำเนินงาน มีความยินดีที่จะเรียนให้ท่านทราบว่า บทความฉบับสมบูรณ์เรื่องดังกล่าว “ผ่านการพิจารณา” โดยมีคำแนะนำจากกรรมการผู้พิจารณาบทความแนบมาพร้อมนี้ เพื่อให้ท่านปรับแก้บทความให้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น และขอให้ท่านเตรียมการนำเสนอบทความดังกล่าว ในรูปแบบโปสเตอร์ (Poster Presentation)

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ศิวกร อ่างทอง)

คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ประธานกรรมการดำเนินงานประชุมวิชาการ NEnR2017

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

โทรศัพท์ 0 2549 3558 , 0 2549 3578

การศึกษาผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากผลของอุณหภูมิแผง

Study of Temperature Effect on PV Output Voltage in a PV Power Plant

เกียรติศักดิ์ พรรณจำปา¹, รุ่งเพชร ก่องนอก² และ บุญยัง ปลั่งกลาง³

^{1,2,3}ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

E-mail: ¹Keattisak_P@mail.rmutt.ac.th, ²rungphet_k@mail.rmutt.ac.th and ³boonyang.p@en.rmutt.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้ นำเสนอการศึกษาถึงผลกระทบจากอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ ที่ส่งผลต่อการแรงดันไฟฟ้าเอาต์พุตที่ผลิตได้ ในบทความนี้ ข้อมูลที่นำเสนอเป็นข้อมูลจริงที่เก็บจากโรงไฟฟ้า มีค่า อุณหภูมิแผงแรงดันไฟฟ้าที่ได้ กระแสไฟฟ้า โดยข้อมูลเฉลี่ยรอบวัน พบว่า ระบบจะเริ่มผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่มีแสงกระทบแผงโซลาร์เซลล์ จนกระทั่งถึงไม่มีแสงตกกระทบ จากการศึกษาพบว่า แรงดันไฟฟ้าที่ได้จากแผงโซลาร์เซลล์น้อยลงเมื่ออุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์มีค่าสูงขึ้นเฉลี่ย 0.7%

คำสำคัญ: การผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์, ผลอุณหภูมิต่อแรงดันไฟฟ้าเอาต์พุต

Abstract

This article presents a study of the temperature effect of PV panel. We found that high temperature affects directly to the PV cell efficiency. We have collected data of panel temperature, voltage, electricity energy from the operation of solar power plant in 1 full day. From the real monitored data indicates that PV system will start to generate energy when sun light hits PV panel and will stop generating when no light. The monitored data also shows that when the higher temperature caused the lower voltage, the lower temperature caused the higher output voltage in average 0.7%

Keywords: PV temperature, PV power plant, temperature effect output voltage

1. บทนำ

ประเทศไทย เป็นประเทศที่มีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีค่าพลังงานจากดวงอาทิตย์เฉลี่ยรังสีจากดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 5.56-6.67 kWh/m² [1] ต่อวัน การพลังงานดังกล่าวมาใช้ให้เกิดประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ในจังหวัดพระนครศรีอยุธยา เป็นจังหวัดที่อยู่ในพื้นที่ภาค

กลางของประเทศไทย มีค่าพลังงานที่ได้จากดวงอาทิตย์ได้รับรังสีพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี 5.28-5.56 kWh/m² ต่อวัน ในบทความนี้ คณะวิจัยได้ทำการศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นจากอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ ที่มีผลกระทบต่อการแรงดันไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยทำการศึกษาในพื้นที่ดังกล่าว ซึ่งมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่สูงใกล้เคียงกับค่าพลังงานเฉลี่ยของโลก

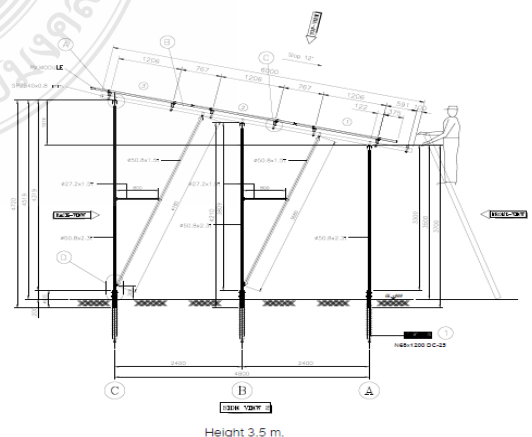
2. การดำเนินงาน

2.1 พื้นที่ดำเนินการ

พื้นที่อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ซึ่งตั้งอยู่ในภาคกลางของประเทศไทย โดยมีพิกัดที่ ละติจูด 14.289878 องศา เหนือ และลองจิจูด 100.599028 องศา ใต้ ซึ่งพื้นที่ของอำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา มีโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ กระจายอยู่ทั่วทั้งจังหวัด ดังนั้นคณะวิจัยจึงเลือกพื้นที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา เป็นพื้นที่ในการดำเนินงานเก็บข้อมูล เพื่อทำการวิจัยในส่วนนี้

2.2 การติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์

โครงสร้างสำหรับการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วัดมมเชิงแผงโซลาร์เซลล์ 12 อนุจากแนวราบเนื่องจาก เป็นมุมแสงตกกระทบแผง โซลาร์เซลล์ออกแบบตามพื้นที่ติดตั้ง และความสูงจากพื้นถึงปลายแผงโซลาร์เซลล์ 3.50 เมตร



รูปที่ 1 โครงสร้างสำหรับการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์[2]

2.3 อุปกรณ์ที่ใช้ทดสอบ

บทความนี้ให้ความสนใจ และขอแนะนำเฉพาะที่เกิดผลกระทบโดยตรงสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์โดยตรง ได้แก่ แผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้งานอยู่ เป็นของ บริษัท เจเอโซลาร์ จำกัด โดยมีรายละเอียดของแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้ แสดงในตารางที่ 1 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 1 รายละเอียดค่ามาตรฐานแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้ในการทดสอบ

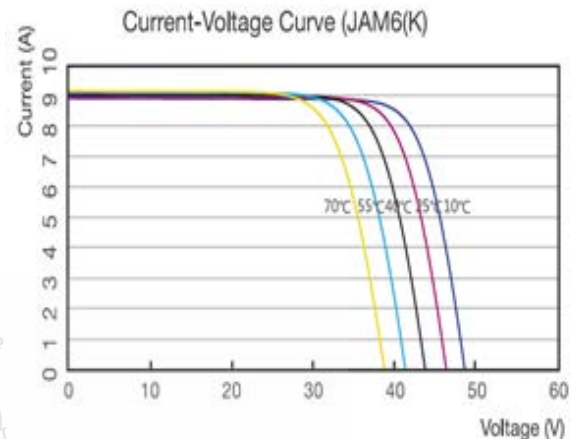
ลำดับ	รายละเอียดแผงโซลาร์เซลล์ STC รุ่น JAM6(K) -72-330/4BB	พิกัด
1	แรงดันเริ่มทำงาน (Vmp)	38.60 V
2	กระแสเริ่มทำงาน (Imp)	8.55 A
3	แรงดันขณะเปิดวงจร (Voc)	47.13 V
4	กระแสขณะลัดวงจร (Isc)	9.14 A
5	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Pmax)	330W
6	ประสิทธิภาพของแผง	17.02%
7	อุณหภูมิทำงานของแผง	-40 °C ถึง +85 °C
8	ค่าความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้า	-0~+5W

หมายเหตุ STC:ที่อุณหภูมิแผงทำงาน 25 °C ค่าความเข้มแสงพลังงานจากดวงอาทิตย์ 1,000 W/m²

ตารางที่ 2 รายละเอียดค่าอุณหภูมิใช้งานแผงโซลาร์เซลล์ อุณหภูมิโดยรอบที่ 20 °C

ลำดับ	รายละเอียดแผงโซลาร์เซลล์ NOCT รุ่น JAM6(K)-72-330/4BB	พิกัด
1	แรงดันทำงาน (Vmp)	34.31 V
2	กระแสเริ่มทำงาน (Imp)	7.03 A
3	แรงดันขณะเปิดวงจร (Voc)	42.68 V
4	กระแสขณะลัดวงจร (Isc)	7.38 A
5	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Pmax)	241.23W
6	ประสิทธิภาพของแผง	17.02%
7	อุณหภูมิทำงานสูงสุดของแผง	-40 °C ถึง +85 °C
8	ค่าความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้า	+/- 2°C

หมายเหตุ NOCT:ที่อุณหภูมิแวดล้อมทำงาน 200 °C ค่าความเข้มแสงพลังงานจากดวงอาทิตย์ 800 W/m²



รูปที่ 2 คุณลักษณะของแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้งาน [3]

กราฟคุณสมบัติของแผงโซลาร์เซลล์ ยี่ห้อ JA Solar ขนาดพิกัดที่ 330 วัตต์ รุ่น JAM6(K)-72-330/4BB ที่ใช้ในการทดสอบและเปรียบเทียบจำนวน 4 ชุด จำนวนชุดละ 20 แผงต่ออนุกรม รวมแผงทดสอบทั้งหมด 80 แผง เพื่อให้เห็นอุณหภูมิรอบโรงไฟฟ้า มีผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้า

2.4 การดำเนินการทดสอบ

ขั้นตอนการดำเนินงานทดลอง ทีมวิจัยติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ทั้งหมด 80 แผง โดยแบ่งการต่อ อนุกรม 20 แผง ทั้งหมด 2 ชุด โดยการปลดวงจรออกทั้งหมด เนื่องจากเป็นการวัดทดสอบ ระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และติดตั้งเซนเซอร์วัดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ เพื่อบันทึกผล โดยทำการทดลองเป็นเวลา ทุกๆ 1 ชั่วโมง เริ่มต้นตั้งแต่ เวลา 10.00 น. จน ถึง เวลา 13.00 น. เพื่อนำผลที่ได้ ไปเปรียบเทียบ โดยใช้วิธีการฉีดน้ำหน้าแผงโซลาร์เซลล์ เพื่อลดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์จำนวน 40แผง เท่ากับ 2 ชุด ดังรูปที่ 3 เปรียบเทียบกับ แผงโซลาร์เซลล์ 40 แผง เท่ากับ 2 ชุด



รูปที่ 3 การทดสอบลดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ 40 แผง[4]



รูปที่ 4 การบันทึกผลการทดสอบ[4]

2.5 ผลการทดสอบเขียนสมการ

จากการทดลอง การฉีดน้ำหน้าแผงโซลาร์เซลล์ เพื่อลดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์จำนวน40 แผง เพื่อลดอุณหภูมิ โดยทำการเปรียบเทียบกันระหว่าง40 แผง ที่ไม่มีการฉีดน้ำผลการทดสอบพบว่าการฉีดสามารถช่วยลดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ที่ทดสอบได้ และยังสามารเพิ่มแรงดันไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นด้วยดังแสดงในตาราง ที่ 3

ตารางที่ 3 ผลการทดสอบการลดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์

วันศุกร์ที่ 17 มีนาคม 2017					
เวลา	ความเข้มแสง [W/m ²]	แผงโซลาร์เซลล์		ทดสอบฉีดน้ำหน้าแผง	
		จุดที่1	จุดที่2	จุดที่1	จุดที่2
		อุณหภูมิ แผง	แรงดัน (V _{dv})	อุณหภูมิ แผง	แรงดัน (V _{dv})
10.00 น.	813.49	53	808.31	44.8	823.78
11.00 น.	927.9	53.9	803.97	52.6	807.91
12.00 น.	972.31	51.9	804.35	48.4	808.31
13.00 น.	898.77	52	807.94	50.8	811.59
14.00 น.	853.56	51.2	817.7	48.5	822.51
15.00 น.	727.42	45.8	817.96	42.7	820.22

โดยการทดสอบ ระบบจำนวน 800 แผงได้แรงดัน 815.2 โวลต์ ดีซี และถ้าคิดเป็นพลังงานที่ได้เพิ่มขึ้นจากการทดสอบทั้งหมดในระยะเวลา 1 วัน (กระแสเริ่มทำงาน (Imp) เท่ากับ 8.55แอมป์) รวม 243 วัตต์ ใช้ระยะเวลาทดสอบ และเป็นตามความสัมพันธ์ประสิทธิภาพการทำงานของแผงโซลาร์เซลล์ดัง สมการ

แรงดันเปิดวงจร Voc_{max}=

$$Voc_{stc} \times [1 + (\gamma \times (T_{cell_low} - T_{stc}))] \quad (1)$$

เมื่อ Voc_{max} คือ แรงดันเปิดวงจรสูงสุดของโซลาร์เซลล์ที่อุณหภูมิต่ำสุดของพื้นที่หน่วยเป็น, โวลต์ Volt:V
Voc_{stc} คือ แรงดันไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการเปิดวงจร หน่วยเป็น, โวลต์ Volt:V

γ คือ สัมประสิทธิ์อุณหภูมิของแรงดันเปิด

วงจร (Temperature Coefficient of Voc) หน่วยเป็น,%/°C

T_{cell_low} คือ อุณหภูมิต่ำสุดของพื้นที่ติดตั้ง หน่วยเป็น องศาเซลเซียส,Celsius: °C

T_{stc} คือ อุณหภูมิตามคุณสมบัติผู้ผลิตที่ติดตั้ง หน่วยเป็น องศาเซลเซียส,Celsius: °C

3. สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ

จากการศึกษาและทดสอบ อุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ มีผลต่อกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การฉีดน้ำเพื่อลดอุณหภูมิ เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นแรงดันที่ได้จากโซลาร์เซลล์น้อยลงจากอุณหภูมิปกติ ทำให้เกิดความสูญเสียพลังงาน จากอุณหภูมิการทำงาน ดังนั้น ผลการทดสอบ การลดอุณหภูมิ การทำงานของโซลาร์เซลล์ ช่วยให้แรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 0.7% และทำความสะอาดแผงพร้อมทั้งลดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ จากการทดสอบในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา และใช้น้ำฉีดหน้าแผงโซลาร์เซลล์ ทำให้เกิดผลกระทบผิวหนังโซลาร์เซลล์ ให้เกิดคราบน้ำเกาะผิวหนังอันเนื่องมาจากแร่ธาตุในน้ำที่มาทดสอบระบบ และ ใช้ปริมาณน้ำมากจนเกินความจำเป็นจากการทดสอบในช่วงระยะเวลา ดังนั้นการใช้น้ำที่เหมาะสมและการลดอุณหภูมิให้โซลาร์เซลล์วิธีอื่นก็จะช่วยลดพลังงานสูญเสียได้

4. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ ข้อมูลจาก บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (ปราจีนบุรี) จำกัด, ศูนย์ทดสอบผลิตภัณฑ์ไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ (ศทอ.) และ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี พร้อมทั้งอาจารย์ทุกท่านเป็นอย่างสูง

5. เอกสารอ้างอิง

[1] แผนที่พลังงานของประเทศไทย

<http://solar-point.blogspot.com/2015/11/Solar-energy.html>

สืบค้นเมื่อ 25 มีนาคม 2560

[2] โครงสร้าง โครงการ บริษัท บางจากโซลาร์เอ็นเนอร์ยี (ปราจีนบุรี) จำกัด

Bangchak Solar Energy (Prachin Buri) Co.,Ltd. 99/1 Moo 9 Bangkrasan Sub District, Bang Pa-In District,

PhraNakorn Si Ayutthaya 13160 PV Power Plant Bang Pa-In (5MW) สืบค้นเมื่อ 19 เมษายน 2560

[3] คุณลักษณะของแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้งาน

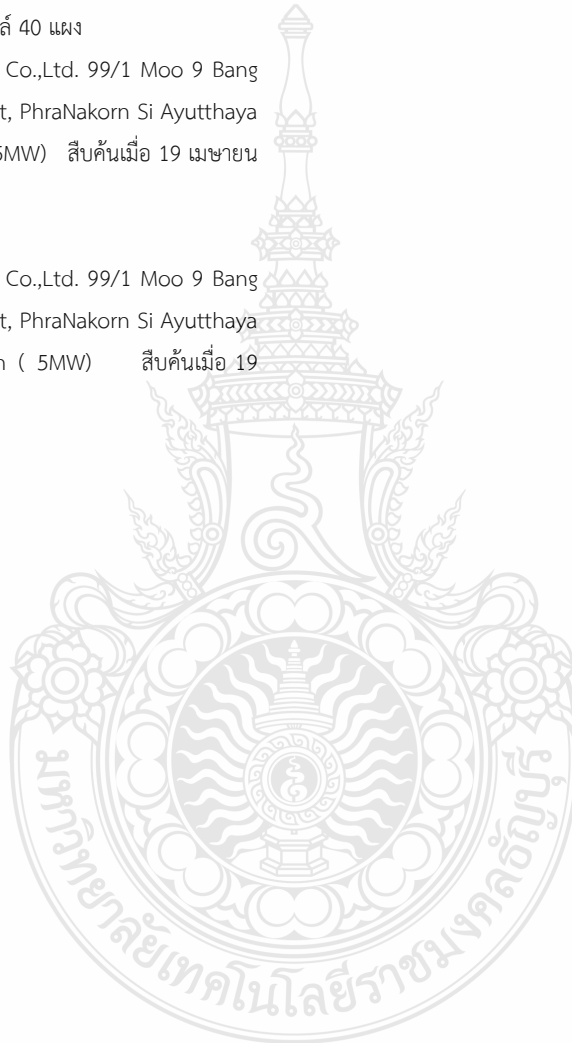
[http://www.jasolar.com/uploads/JAM6\(K\)%2072%20320-340%204BB.pdf](http://www.jasolar.com/uploads/JAM6(K)%2072%20320-340%204BB.pdf) สืบค้นเมื่อ 19 เมษายน 2560

[4] การทดสอบลดอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ 40 แผง

Bangchak Solar Energy (Prachin Buri) Co.,Ltd. 99/1 Moo 9 Bangkrasan Sub District, Bang Pa-In District, PhraNakorn Si Ayutthaya 13160 PV Power Plant Bang Pa-In (5MW) สืบค้นเมื่อ 19 เมษายน 2560

[5] การบันทึกผลการทดสอบ

Bangchak Solar Energy (Prachin Buri) Co.,Ltd. 99/1 Moo 9 Bangkrasan Sub District, Bang Pa-In District, PhraNakorn Si Ayutthaya 13160 PV Power Plant Bang Pa-In (5MW) สืบค้นเมื่อ 19 เมษายน 2560





KMUTNB

หนังสือตอบรับบทความ

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๔๐

The 40th Electrical Engineering Conference (EECON-40)

ระหว่างวันที่ ๑๕ - ๑๗ พฤศจิกายน พ.ศ. ๒๕๖๐



เรียน ท่านผู้เขียนบทความหมายเลข ID 0106

ตามที่ท่านได้ให้เกียรติส่งบทความหมายเลข ID 0106

ชื่อบทความ **ANALYSIS OF PV DEGRADATION AT STANDARD TEST CONDITION**

ทางผู้จัดงานการประชุมวิชาการ EECON-40 ขอแจ้งว่าบทความของท่านได้ผ่านการตัดสินใจพิจารณาบทความ เพื่อเข้าร่วมนำเสนอในงานการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๔๐ (EECON-40) ซึ่งจะจัดขึ้นที่โรงแรม เดอะ ซายน์ ๕๕๕/๖๕ หมู่ ๕ ถนน นาคเกลือ ๑๒ อําเภอ บางละมุง จังหวัด ชลบุรี ระหว่างวันที่ ๑๕ - ๑๗ พฤศจิกายน พ.ศ. ๒๕๖๐ ทั้งนี้ทางทีมงานเจ้าภาพขอขอบพระคุณที่ท่านได้ให้เกียรติในการเข้าร่วมงานการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าในครั้งนี้

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ
ขอแสดงความนับถืออย่างสูง

พิสิษฐ์ ลีวัฒนกุล

(รองศาสตราจารย์ ดร.พิสิษฐ์ ลีวัฒนกุล)

ประธานกรรมการฝ่ายพิจารณาบทความและประสานงานผู้ทรงคุณวุฒิ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๔๐ (EECON-40)

การวิเคราะห์การเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามอายุใช้งานจริงตามมาตรฐานการทดสอบ

ANALYSIS OF PV DEGRADATION AT STANDARD TEST CONDITION

เกียรติศักดิ์ พรรณจำปา¹ รุ่งเพชร ก่องนอก² และ บุญยัง ปลั่งกลาง³

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

¹Keattisak_P@mail.rmutt.ac.th, ²rungphet_k@mail.rmutt.ac, ³boonyang.p@en.rmutt.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้ นำเสนอการวิเคราะห์ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ทำการติดตั้งในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้งานมาแล้วระยะเวลา 5 ปี เพื่อศึกษาการเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผง การรับประกันประสิทธิภาพแผง 25 ปี จากบริษัทผู้ผลิตภายใต้เงื่อนไขการทดสอบมาตรฐานประสิทธิภาพ(STANDARD TEST CONDITION ,STC) ซึ่งเป็นการทดสอบหาประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตามข้อกำหนด ที่ความเข้มแสงพลังงานจากดวงอาทิตย์ 1,000 W/m² และอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 25 °C โดยทดสอบในห้องปฏิบัติการก่อนการติดตั้ง เพื่อหาคุณสมบัติแผงตามเอกสารรับรองจากบริษัทผู้ผลิต การทดสอบได้นำแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานแล้วเป็นระยะเวลา 5 ปี มาทำการทดสอบประสิทธิภาพโดยศูนย์พัฒนามาตรฐานและทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (CES Solar Cell Test Center,CSSC) การทดสอบตามมาตรฐานต้องทดสอบอย่างน้อยทุก 5 ปี เพื่อตรวจสอบประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และการเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามอายุการใช้งานเทียบกับที่บริษัทได้รับรองไว้ ผลการทดสอบพบว่า มีแผงบางส่วนที่เสื่อมสภาพเกินมาตรฐานที่บริษัทได้รับประกัน

คำสำคัญ: ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ การทดสอบมาตรฐาน ประสิทธิภาพ และการเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

Abstract

In this paper, is studying of performance analysis of PV module. PV module is the main equipment of solar power plant used for 5 years, that attached a comprehensive performance guarantee of 25 years by manufacturer. Performance testing under Standard Test Conditions (STC) is the requirement of PV module testing at solar irradiation 1000 W/m² and temperature 25 °C. However, PV module testing must follow the laboratory test condition before installation past 5 years to compare the result with the manufacturer's datasheet. The result must be the same as manufacturer's datasheet. CES Solar Cell Test Center (CSSC) is the testing laboratory. PV module testing must do least every 5 years for check performance degradation of PV module follow life time

compassion with company warrantee, test result founded some PV module were performance degradation less than company warrantee.

Keywords: Performance of PV module, performance of Standard Test Condition and performance degradation of PV module

1. บทนำ

การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นหัวใจหลักในการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น การเลือกใช้งานแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อที่นำมาติดตั้ง จำเป็นที่จะต้องมีการรับประกันแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากบริษัทผู้ผลิต โดยทั้งนี้ต้องผ่านการทดสอบตามมาตรฐาน ISO 9001:2008 และ ISO 14001:2004 มาตรฐาน IEC 61215, IEC 61730, Conformity to CE, มอก.[4] และการทดสอบอื่นๆตามข้อกำหนดในแต่ละประเทศ โดยทั้งนี้ บริษัท บีซีพีจี จำกัด(มหาชน) ดำเนินธุรกิจ ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน และมีประสบการณ์ในการประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การเลือกใช้งานอุปกรณ์ ภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ต้องผ่านการตรวจสอบมาตรฐานเบื้องต้น และการทดสอบประสิทธิภาพที่มาตรฐานการทดสอบ STANDARD TEST CONDITION (STC) ก่อนติดตั้ง และหลังการติดตั้งทุกๆ 5 ปี ตามสัญญาการรับประกันประสิทธิภาพ แผงเซลล์แสงอาทิตย์จาก บริษัท ผู้ผลิต เป็นตัวกำหนดคุณภาพ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพราะแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์หลักในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2. การดำเนินการ

2.1 พื้นที่ดำเนินการ

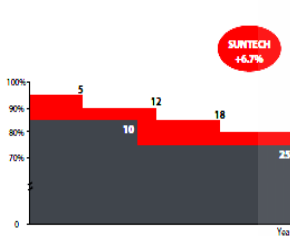
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการทดสอบนี้ ได้รับความอนุเคราะห์จาก บริษัท บีซีพีจี จำกัด(มหาชน) ตั้งอยู่ในพื้นที่ ตำบล บางกระแสน อำเภอบางปะอิน จังหวัด พระนครศรีอยุธยา กำลังการผลิตตามสัญญา 38 MW เริ่มขายไฟฟ้า 8 MW วันที่ 2 เมษายน 2555 และ เริ่มขายไฟฟ้าเต็มพิกัดกำลังที่เหลืออีก 30 MW วันที่ 16 กรกฎาคม 2555 พื้นที่รวม 2 โครงการประมาณ 480 ไร่ โครงการขายพลังงานไฟฟ้า ให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งหมด 157,200 แผง ขนาด 285 W และ 290 W [5]

2.2 การทดสอบประสิทธิภาพ

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ก่อนการติดตั้งมีการทดสอบประสิทธิภาพจากแสงอาทิตย์จาก CES Solar Cell Test Center (CSSC) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี [2] ตามคุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ให้เป็นไปตามข้อกำหนด การทดสอบค่ามาตรฐานของแผงโซลาร์เซลล์ภายใต้มาตรฐาน IEC61215 Edition 2nd, 2005 – 04: แผงโซลาร์เซลล์แบบโพลีคริสตัลไลน์ เพื่อหาค่าทดสอบหาค่าที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย

- (1) 10.3 ทดสอบค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- (2) 10.6.3.1 ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ภายใต้มาตรฐาน STC
- (3) 10.15 การทดสอบกระแสรั่วไหล

Industry-leading warranty



- Warrants 6.7% more power than the market standard over 25 years
- 25-year transferrable power output warranty: 5 years/95%, 12 years/90%, 18 years/85%, 25 years/80% **
- Based on nominal power
- 5 years material and workmanship warranty

รูปที่ 2 การรับประกันประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [7]

การทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามข้อกำหนด และหนึ่งในข้อกำหนด การทดสอบ การทดสอบประสิทธิภาพที่มาตรฐานการทดสอบ STANDARD TEST CONDITION (STC) เนื่องจากผู้ผลิตรับประกันประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตามข้อกำหนดสัญญา 25 ปี ตามรูปที่ 2 โดยทดสอบทุก 5 ปี โดยนับจากวันเริ่มขายไฟฟ้า ในระยะเวลา 5 ปีแรกประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต้องไม่ต่ำกว่า 95 % ส่วนปีที่ 5 – 12 ปี ต้องไม่ต่ำกว่า 90 % ปีที่ 12 – 18 ปี ต้องไม่ต่ำกว่า 85 % และปีที่ 18 – 25 ปี ตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ ประสิทธิภาพของแผงต้องไม่ต่ำกว่า 80 % ซึ่งทั้งนี้ หากค่าพลังงานที่ได้ต่ำกว่าที่กำหนด จะต้องหาสาเหตุเพื่อทำการปรับปรุงให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเป็นไปตามข้อกำหนด

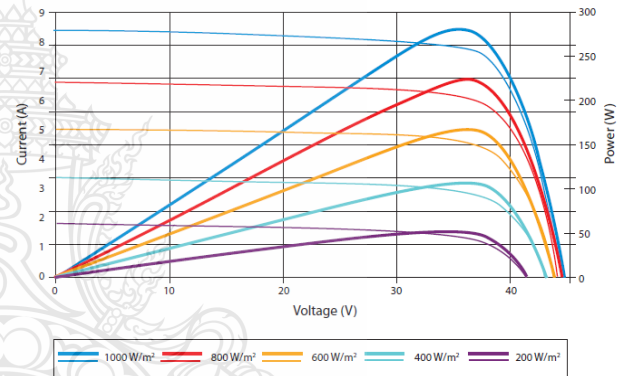
2.3 คุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์

บทความนี้ความนำเสนอเฉพาะประสิทธิภาพแผงแสงอาทิตย์ที่ใช้ งานอยู่ เป็นของ บริษัท ชันเท็ค จำกัด ขนาดพื้นที่กำลังต่อแผงที่ 285 W จำนวน 13 แผง และ 290 W จำนวน 27 แผง โดยมีรายละเอียดเฉพาะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้แสดงในตารางที่ 1 มีรายละเอียด ดังนี้

ตารางที่ 1 รายละเอียดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ STP 285 and 290-24/Vd

ลำดับ	รายละเอียดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ STC รุ่น STP285, 290 - 24/Vd	พิกัด	
		285 W	290 W
1	แรงดันเริ่มทำงาน (Vmp)	35.8 V	36.8 V
2	กระแสเริ่มทำงาน (Imp)	7.95 A	8.02 A
3	แรงดันขณะเปิดวงจร (Voc)	44.8 V	44.9 V
4	กระแสขณะลัดวงจร (Isc)	8.37 A	8.53 A
5	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Pmax)	285 W	290 W
6	ประสิทธิภาพของแผง	14.7 %	14.9%
7	อุณหภูมิทำงานของแผง	-40 °C ถึง +85 °C	-40 °C ถึง +85 °C
8	ค่าความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้า	-0/+5W	-0/+5W

หมายเหตุ STC: ที่อุณหภูมิแผงทำงาน 25 °C ค่าความเข้มแสงพลังงานจากดวงอาทิตย์ 1,000 W/m² [8]



รูปที่ 3 คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งาน [9]

จากกราฟ เป็นการทดสอบหาค่าพลังงานไฟฟ้า ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ค่าความเข้มแสงขนาดต่างกัน ซึ่งแสดงให้เห็นว่า ยิ่งค่าความเข้มแสงมีค่าสูง ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้ จะมีค่าสูงตามขึ้นด้วย

2.4 การดำเนินการทดสอบ

บริษัท บีซีพีจี จำกัด(มหาชน) ได้ส่งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จำนวน 40 แผง เพื่อทดสอบประสิทธิภาพ และคุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังตารางที่ 1 และรูปที่ 3 ให้เป็นไปตามข้อกำหนดของ บริษัท ชันเท็ค จำกัด การทดสอบเบื้องต้น โดยการตรวจวัดค่าพลังงานผ่านระบบตรวจวัดที่มี เพื่อหาค่าพลังงานที่ผลิตออกมา เมื่อพบว่าแผงชุดไหนผลิตพลังงานได้น้อย จึงทำการตรวจวัดกระแส และแรงดันของแผงที่สงสัย จากนั้นนำแผงที่วัดส่งตรวจสอบที่สถาบันตรวจสอบ โดยที่นำแผงที่สำรองไว้มาใช้แทนเพื่อให้ระบบทำงานได้ปกติ ในการทดสอบนี้ บริษัทฯ ได้ส่งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เข้าทดสอบในห้องปฏิบัติการ ทดสอบที่อุณหภูมิ 25 °C ความเข้มแสงอาทิตย์ 1000 W/m² ผลการทดสอบที่ปรากฏออกมา มีแผงจำนวนหนึ่งที่ต่ำกว่าข้อกำหนด

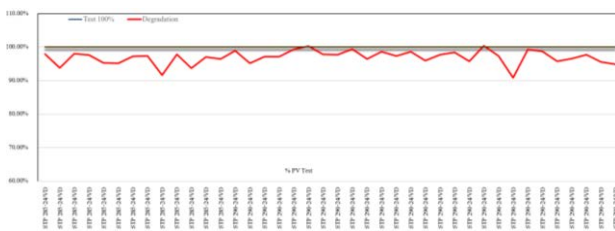
2.5 ผลการทดสอบ

ผลการทดสอบจากศูนย์พัฒนามาตรฐานและทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (CSSC) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ผลการทดสอบดังตารางที่ 2 และกราฟรูปที่ 4

ตารางที่ 2 ผลทดสอบ STANDARD TEST CONDITION (STC)

Module Type	Rated Power	Result Pmax	Degradation	Power 5% Degradation	Loss	Pass/Fail	Power loss above 5%
STP 285-24/VD	285	279.2	97.96%	270.75	-2.08%	Pass	
STP 285-24/VD	285	267.4	93.82%	270.75	-6.58%	Fail	3.35
STP 285-24/VD	285	279.4	98.04%	270.75	-2.00%	Pass	
STP 285-24/VD	285	278.2	97.61%	270.75	-2.44%	Pass	
STP 285-24/VD	285	271.6	95.30%	270.75	-4.93%	Pass	
STP 285-24/VD	285	271.3	95.19%	270.75	-5.05%	Pass	
STP 285-24/VD	285	277.2	97.26%	270.75	-2.81%	Pass	
STP 285-24/VD	285	277.5	97.37%	270.75	-2.70%	Pass	
STP 285-24/VD	285	261	91.58%	270.75	-9.20%	Fail	9.75
STP 285-24/VD	285	278.9	97.86%	270.75	-2.19%	Pass	
STP 285-24/VD	285	266.9	93.65%	270.75	-6.78%	Fail	3.85
STP 285-24/VD	285	276.5	97.02%	270.75	-3.07%	Pass	
STP 285-24/VD	285	274.8	96.42%	270.75	-3.71%	Pass	
STP 290-24/VD	290	286.9	98.93%	275.5	-1.08%	Pass	
STP 290-24/VD	290	275.9	95.14%	275.5	-5.11%	Pass	
STP 290-24/VD	290	281.6	97.10%	275.5	-2.98%	Pass	
STP 290-24/VD	290	281.8	97.17%	275.5	-2.91%	Pass	
STP 290-24/VD	290	288	99.31%	275.5	-0.69%	Pass	
STP 290-24/VD	290	290.9	100.31%	275.5	0.31%	Pass	
STP 290-24/VD	290	283.7	97.83%	275.5	-2.22%	Pass	
STP 290-24/VD	290	283.4	97.72%	275.5	-2.33%	Pass	
STP 290-24/VD	290	288.4	99.45%	275.5	-0.55%	Pass	
STP 290-24/VD	290	279.8	96.48%	275.5	-3.65%	Pass	
STP 290-24/VD	290	286.1	98.66%	275.5	-1.36%	Pass	
STP 290-24/VD	290	282.3	97.34%	275.5	-2.73%	Pass	
STP 290-24/VD	290	285.9	98.59%	275.5	-1.43%	Pass	
STP 290-24/VD	290	278.2	95.93%	275.5	-4.24%	Pass	
STP 290-24/VD	290	283.4	97.72%	275.5	-2.33%	Pass	
STP 290-24/VD	290	285.3	98.38%	275.5	-1.65%	Pass	
STP 290-24/VD	290	277.7	95.76%	275.5	-4.43%	Pass	
STP 290-24/VD	290	291.1	100.38%	275.5	0.38%	Pass	
STP 290-24/VD	290	282.2	97.31%	275.5	-2.76%	Pass	
STP 290-24/VD	290	263.3	90.79%	275.5	-10.14%	Fail	12.2
STP 290-24/VD	290	287.9	99.28%	275.5	-0.73%	Pass	
STP 290-24/VD	290	286.3	98.72%	275.5	-1.29%	Pass	
STP 290-24/VD	290	277.7	95.76%	275.5	-4.43%	Pass	
STP 290-24/VD	290	280	96.55%	275.5	-3.57%	Pass	
STP 290-24/VD	290	283.4	97.72%	275.5	-2.33%	Pass	
STP 290-24/VD	290	277.1	95.55%	275.5	-4.66%	Pass	
STP 290-24/VD	290	275.2	94.90%	275.5	-5.38%	Fail	0.3
Avg. Degradation			96.95%		% Fail	12.50%	
					Average Power loss>5%		5.89

ผลจากตารางที่ 2 เทียบกับค่าพลังงานมาตรฐานเดิม โดยมีค่าพลังงานเฉลี่ยของพลังงานไฟฟ้ารวมทั้ง 96.95 % ซึ่งอยู่ในมาตรฐาน STC



รูปที่ 4 กราฟทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งาน

รูปที่ 4 กราฟแสดงความเปลี่ยนแปลงเทียบกับค่าพลังงานมาตรฐานเดิมของแต่ละแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากตารางการทดสอบสามารถคำนวณหาค่าความเสื่อมสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ โดยใช้สมการที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

$$I_{sc}(STC) = \frac{I_{sc}(meas)}{(1 + h_{f,Isc}) \times (T_c - 25^\circ C)} \times \frac{10^3}{I_T} \quad (1)$$

$$V_{oc}(STC) = \frac{V_{oc}(meas)}{(1 + h_{f,Voc}) \times (T_c - 25^\circ C)} \quad (2)$$

$$P_m'(STC) = \frac{P_m(meas)}{I_{sc}(STC) \times V_{oc}(STC)} \times \frac{10^3}{I_T} \quad (3)$$

$$FF'(STC) = \frac{P_m'(STC)}{I_{sc}(STC) \times V_{oc}(STC)} \quad (4)$$

โดยที่

$I_{sc}(STC)$ = ค่ากระแสลัดวงจร (ผลทดสอบมาตรฐานSTC)

$V_{oc}(STC)$ = ค่าแรงดันเปิดวงจร (ผลทดสอบมาตรฐานSTC)

$P_m'(STC)$ = ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (ผลทดสอบมาตรฐานSTC)

$I_{sc}(meas)$ = ค่ากระแสลัดวงจร (ค่าเริ่มต้นSTC)

$V_{oc}(meas)$ = ค่าแรงดันเปิดวงจร (ค่าเริ่มต้นSTC)

$P_m'(meas)$ = ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (ค่าเริ่มต้นSTC)

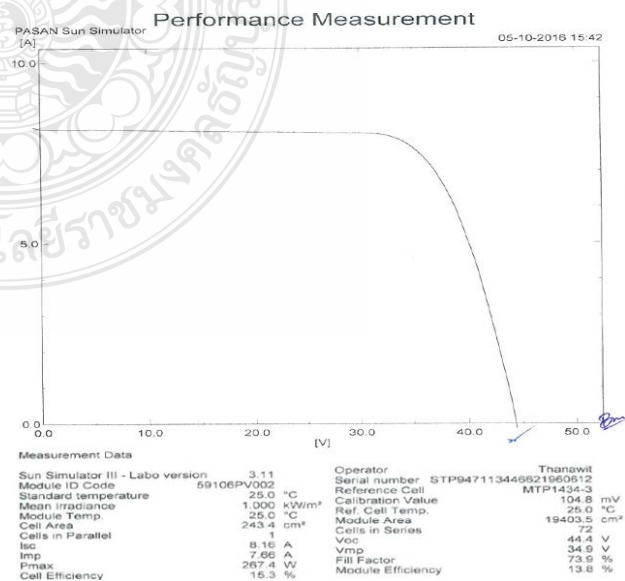
$FF'(STC)$ = ค่าประสิทธิภาพ (ผลทดสอบมาตรฐานSTC)

$h_{f,Isc}$ = ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิกระแสลัดวงจร

$h_{f,Voc}$ = ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิแรงดันลัดวงจร

h_{f,P_m} = ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิกำลังลัดวงจร

เมื่อนำค่าที่ได้จากการทดสอบ มาคำนวณตามสมการ 1 และ 2 จะได้กราฟตามรูปที่ 5



รูปที่ 5 ผลการทดสอบ STANDARD TEST CONDITION (STC)

2.6 สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ

จากผลทดสอบ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังรูปที่ 5 ตามมาตรฐานของ STANDARD TEST CONDITION (STC) แสดงค่าอุณหภูมิทดสอบ ความเข้มแสง ตามมาตรฐานการทดสอบ และการทดสอบ กราฟ แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่าง กระแส และแรงดัน ผลรวม กำลังไฟฟ้า ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง สมการ(4) ค่าประสิทธิภาพ ประกอบด้วย (1) (2) และ (3) เพื่อหาค่าประสิทธิภาพแผงเซลล์และสรุปได้ดังตารางที่ 2 การทดสอบประสิทธิภาพที่มาตรฐาน STC พร้อมทั้งนำค่าจาก ตารางที่ 2 นำเสนอการฟลักซ์พลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากการทดสอบเปรียบเทียบ กับค่าพลังงานสูงสุดตามผู้ผลิตรับประกัน ดังรูปที่ 4 ผลทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตามข้อตกลงรับประกันจาก บริษัท ชันเท็ค จำกัด จากการทดสอบตามระยะเวลารับประกันประสิทธิภาพแผงพบว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์บางแผงประสิทธิภาพต่ำกว่าการรับประกันตามตารางที่ 2 Power Degradation มีค่าความเสื่อมถอยไม่เกิน 5% โดยนับจากวันขายไฟฟ้า ครบระยะเวลา 5 ปี ผลการทดสอบ Pmax โดยเปรียบเทียบ Rated Power คุณสมบัติแผง พบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์บางแผงมีค่าประสิทธิภาพต่ำกว่ามาตรฐานการทดสอบ ซึ่งส่งผลให้การผลิตไฟฟ้ามีค่าต่ำลงด้วย

จากที่โรงไฟฟ้า บริษัท บีซีพีจี จำกัด(มหาชน) คิดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 285 W และ 290 W จำนวน 157,200 แผง ส่งผลให้อัตราร้อยที่จะพบแผงต่ำกว่าประสิทธิภาพ 12.5% โดยส่งผลต่อประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าอย่างมาก บทความนี้จึงเป็นแนวทางให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ทั้งแบบติดตั้งบนพื้นดินและแบบติดตั้งบนหลังคาตามเป้าหมาย แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 [11] ประมาณ 6,000 MW ทำให้ปริมาณแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นเป็นจำนวนมาก ที่ยังขาดองค์ความรู้ด้านการทดสอบประสิทธิภาพตามมาตรฐานของ STANDARD TEST CONDITION (STC) อีกมากเนื่องจาก บริษัทผู้ผลิต หรือตัวแทนจำหน่าย อ้างถึงการรับประกัน แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 20-25 ปี โดยไม่ได้พูดถึงการทดสอบประสิทธิภาพอย่างแท้จริง ทั้งนี้การทดสอบ ตามมาตรฐานแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยังมีอีกหลายข้อกำหนด ทำให้ผู้ประกอบการหลายราย และ ผู้ที่สนใจ จะติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้มีความรู้ ถึงข้อการทดสอบประสิทธิภาพที่มาตรฐานการทดสอบ STANDARD TEST CONDITION (STC) เพื่อสามารถนำไปเป็นข้อประกอบตัดสินใจเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้อีกทางหนึ่ง

3. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณข้อมูลจาก บริษัท บีซีพีจี จำกัด(มหาชน) ศูนย์พัฒนา มาตรฐานและทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (CSSC) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี พร้อมทั้งอาจารย์ทุกท่าน เป็นอย่างสูง

เอกสารอ้างอิง

- [1] Standard Test Condition http://www.measuretronix.com/files/metre/PV_Installation_Tester-Th.pdf สืบค้น 18 มิถุนายน 2560
- [2] ศูนย์พัฒนามาตรฐานและทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (CSSC) <http://www.cssckmutt.in.th/cssc/home.php> สืบค้น 18/06/2560
- [3] STANDARD TEST CONDITION (STC) http://www.measuretronix.com/files/metre/PV_Installation_Tester-Th.pdf สืบค้น 18/06/2560
- [4] แผงเซลล์แสงอาทิตย์ <http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Upload/Document.pdf> สืบค้น 18/06/2560
- [5] ศูนย์พัฒนามาตรฐานและทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (CSSC) <http://www.cssckmutt.in.th/cssc/home.php> สืบค้น 18/06/2560
- [6] โครงสร้าง โครงการ บริษัท บีซีพีจี จำกัด(มหาชน) http://www.bcpjgroup.com/th/our_business Bangchak Solar Energy Co.,Ltd. 99/1 Moo 9 Bang krasan Sub District, Bang Pa-In District, PhraNakorn Si Ayutthaya 13160 สืบค้น 18/06/2560
- [7] Suntech 290W http://www.selasenergy.gr/technical%20data/solar-panels/suntech/STP_285-290.pdf สืบค้น 18 มิถุนายน 2560
- [8] Suntech 290W http://www.selasenergy.gr/technical%20data/solar-panels/suntech/STP_285-290.pdf สืบค้น 18 มิถุนายน 2560
- [9] แผงเซลล์แสงอาทิตย์ <http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Upload/Document.pdf> สืบค้น 18/06/2560
- [10] รายงานผลทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ฉบับที่ 1, Bangchak Solar Energy Co.,Ltd. 99/1 Moo 9 Bang krasan Sub District, Bang Pa-In District, PhraNakorn Si Ayutthaya 13160 สืบค้น 18/06/2560
- [11] แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558-2579 http://www.dede.go.th/download/files/AEDP2015_Final_version.pdf สืบค้น 18/06/2560



Keattisak Phunjumpa, Bachelor of Engineering (Electrical Engineering) Rmutt research with Case Study of Temperature Effect Consist to PV Power Plant



Rungphet Kongnok, Master of Electrical Eng. RMUTT research with renewable energy and management system and loss in PV power plant.



Boongyang Plangklang, Dr.-Ing., University of Kassel, Germany, research with high voltage, renewable energy, microcontroller and embedded system

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ - นามสกุล	นายเกียรติศักดิ์ พรหมจำปา
วัน เดือน ปีเกิด	04 มีนาคม 2534
ที่อยู่	39/305 หมู่ 7 ต.บ้านสร้าง อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษาระดับวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ประสบการณ์การทำงาน	
พ.ศ. 2557 – 2558	บริษัท พลาซัส (ประเทศไทย) จำกัด ตำแหน่ง วิศวกรไฟฟ้า
พ.ศ. 2558 – ปัจจุบัน	บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี จำกัด ตำแหน่ง วิศวกร โครงการ
เบอร์โทรศัพท์	089-084-9901
อีเมล	Aofpower16@Gmail.com

