

การวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
แบบลอยน้ำพิกัด 50 kWp

PERFORMANCE ANALYSIS OF 50 KWP
FLOATING PV SYSTEM

กาญจนาศิษฏ์ เวชการ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษา 2560

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

การวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
แบบลอยน้ำพิกัด 50 kWp

กาญจนศิษฏ์ เวชการ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษา 2560

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ พิกัด 50 kWp Performance Analysis of 50 kWp Floating PV System
ชื่อ - นามสกุล	นายกาญจน์ศิษฐ์ เวชการ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2560

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์นภาพร พ่วงพรพิทักษ์, Dr.-Ing.)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์กฤษณ์ชนม์ ภูมิภักดีพิชญ์, Dr.-Ing.)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ฉัตรภัทร พันธุ์คง, Ph.D.)

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

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศิวกร อ่างทอง, Ph.D.)

วันที่ 14 เดือน มีนาคม พ.ศ. 2561

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำพิกัด 50 kWp
ชื่อ – นามสกุล	นายกาญจนศิษฏ์ เวชการ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2560

บทคัดย่อ

ปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นที่นิยมมากขึ้นไม่ว่าจะเป็น การติดตั้งบนพื้นดินหรือติดตั้งบนหลังคา แต่การติดตั้งอีกรูปแบบหนึ่งที่เริ่มเป็นที่นิยมในต่างประเทศคือ การติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำ สำหรับประเทศไทยนั้นการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำนั้นยังไม่มี การติดตั้งและใช้งานอย่างแพร่หลาย อีกทั้งยังไม่มีการศึกษาหรือวิจัยในส่วนที่เกี่ยวข้อง เช่น ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและผลกระทบของการใช้งานตามสภาพแวดล้อม เป็นต้น

งานวิจัยนี้เป็นโครงการต้นแบบที่ติดตั้งอยู่ในพื้นที่สระเก็บน้ำพระราม 9 อันเนื่องมาจากพระราชดำริ จังหวัดปทุมธานี โดยเป็นการวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำพิกัด 50 kWp ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 10 kWp จำนวน 5 ระบบ ร่วมกับผลการจำลองจากโปรแกรม Homer Energy รวมถึงการประเมินเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

จากผลการทดลองพบว่า ค่าความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งแบบลอยน้ำมีค่าสูงกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินเฉลี่ย 25.1 W/m^2 หรือเพิ่มขึ้นประมาณ 6.1% ส่วนอุณหภูมิ ด้านบนแผงและใต้แผงโซลาร์เซลล์ของระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำติดตั้งที่ระดับความลึกของน้ำแตกต่างกัน 10 ระดับ (3-16 เมตร) พบว่ามีค่าอุณหภูมิเฉลี่ยต่ำกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดิน $0.2 - 1.8 \text{ }^\circ\text{C}$ ในส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากผลการตรวจวัดพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำสามารถผลิตไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นสูงสุด 7.6%

คำสำคัญ : โซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำ ความแตกต่างของอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์
สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์

Thesis Title Performance Analysis of 50 kWp Floating PV System
Name - Surname Mr. Kanjanasid Wetchakan
Program Electrical Engineering
Thesis Advisor Associate Professor Boonyang Plangklang, Dr.-Ing.
Academic Year 2017

ABSTRACT

Solar power generation is becoming increasingly popular in both PV Farm and PV Rooftop. Another type of installations that is highly popular overseas is Floating Photovoltaic system (FPV). In Thailand, the FPV installation is not still implemented broadly. There have been the specific studies or researches in the relevant fields such as the electricity efficiency and the impact of the usage in that environment.

For this study, the prototype FPV prototype was installed in the Rama 9 reservoir area, Pathumthani. The study aims to analyze and evaluate of 50 kWp FPV system which consisted of 5 systems of 10 kWp FPV system. The Homer Energy simulation was used to compare the performance and the evaluation for the economics aspect.

It was found that the solar radiation of the FPV system was higher than the ground system at the average of 25.1 W/m^2 or approximately higher up to 6.1%. Temperature on the PV panel and under the PV panel of the FPV system at the water depth of 10 levels (3-16 m.) is lower than the PV panel of the ground system from 0.2°C to 1.8°C . In term of the energy generation, the FPV system can produce more power up to 7.6%.

Keywords: floating PV, PV panel temperature difference, performance of PV power generation

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ด้วยความเมตตากรุณาอย่างสูงจากรองศาสตราจารย์ บุญยัง ปลั่งกลาง อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่กรุณาให้คำแนะนำและความช่วยเหลือแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ เพื่อให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์ ซึ่งผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงมา ณ ที่นี้ และขอกราบขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร. นภาพร พ่วงพรพิทักษ์ ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร. กฤษณ์ชนม์ ภูมิภักดีพิชญ์ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ณัฐภัทร พันธุ์คง กรรมการ ที่กรุณาตรวจสอบและให้คำแนะนำอันเป็นประโยชน์ต่อการจัดทำวิทยานิพนธ์ให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณเจ้าหน้าที่โครงการสระเก็บน้ำพระราม 9 ที่อำนวยความสะดวกเข้าไปศึกษาและเก็บข้อมูลสำหรับงานวิจัย ขอขอบคุณ บริษัท ปตท.จำกัด(มหาชน) และนายอภิชาติ คงเป็น วิศวกรที่รับผิดชอบโครงการนี้ สำหรับการประสานงานและข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้ทั้งหมด ขอขอบคุณสถาบันสารสนเทศทรัพยากรน้ำและการเกษตร (องค์การมหาชน) และเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง สำหรับข้อมูลออนไลน์ที่ใช้สำหรับงานวิจัย ขอขอบคุณผู้วิจัยทุกท่านที่ให้ความอนุเคราะห์บทความและงานวิจัยที่ใช้อ้างอิงในงานวิจัยนี้

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจให้ข้าพเจ้ามีความพยายาม มุมนานะในการทำวิทยานิพนธ์สมบูรณ์ด้วยดีตลอดมา คุณค่าและประโยชน์อันพึงมีจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ขอมอบแด่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

กาญจนศิษฐ์ เวชการ

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	(3)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	(4)
กิตติกรรมประกาศ	(5)
สารบัญ.....	(6)
สารบัญตาราง.....	(8)
สารบัญรูป.....	(10)
บทที่ 1 บทนำ.....	14
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	14
1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย.....	15
1.3 สมมติฐานของงานวิจัย.....	15
1.4 ขอบเขตของการวิจัย.....	15
1.5 ขั้นตอนการวิจัย	16
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	16
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	17
2.1 สถานการณ์พลังงานไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	17
2.2 ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย	18
2.3 รังสีจากดวงอาทิตย์ (Solar Radiation)	19
2.4 การวัดค่าการแผ่รังสีของดวงอาทิตย์.....	24
2.5 เซลล์แสงอาทิตย์.....	27
2.6 คุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์.....	28
2.7 ผลกระทบจากปัจจัยที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์	34
2.8 ระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	35
2.9 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ (The Floating PV System).....	37
2.10 การออกแบบแพและทุ่นลอยน้ำ (The Raft/Pontoon Design).....	39
2.11 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำในปัจจุบัน	40
2.12 ประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบ	42

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	46
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย.....	47
3.1 ขั้นตอนการวิจัย	47
3.2 ข้อมูลภายในโครงการ	47
3.3 การออกแบบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในงานวิจัย	49
3.4 ระบบโทรมาตรตรวจวัดอัตโนมัติและระบบแสดงผลข้อมูล.....	55
3.5 การวิเคราะห์การออกแบบโดยใช้โปรแกรม HOMER ENERGY	58
3.6 สรุปผลการดำเนินงานวิจัย.....	62
บทที่ 4 ผลการทดลอง.....	63
4.1 ผลการทดลองที่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบ.....	63
4.2 ผลการทดลองที่ไม่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบ	78
4.3 สมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	86
4.4 ข้อดี-ข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและ แบบลอยน้ำ	91
4.5 สรุปผล	92
บทที่ 5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ.....	93
5.1 สรุปงานวิจัย	93
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	95
บรรณานุกรม	96
ภาคผนวก.....	98
ภาคผนวก ก คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในงานวิจัย ...	99
ภาคผนวก ข ผลงานวิจัยตีพิมพ์เผยแพร่	104
ประวัติผู้เขียน.....	112

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 ความเข้มของการแผ่รังสีเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในสภาวะต่างๆ	22
ตารางที่ 2.2 การสะท้อนบนพื้นผิวที่แตกต่างกัน	23
ตารางที่ 2.3 ตัวเลขหลักที่หนึ่ง (การป้องกันของแข็ง และฝุ่นละออง).....	25
ตารางที่ 2.4 ตัวเลขหลักที่สอง (การป้องกันของเหลว).....	26
ตารางที่ 2.5 ชนิดของแผงเซลล์แบ่งตามวัสดุ และประสิทธิภาพการใช้งานในห้องทดลอง และใช้ในงานจริง.....	28
ตารางที่ 2.6 ประเทศที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ	41
ตารางที่ 3.1 คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	53
ตารางที่ 3.2 แสดงคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ LEONICS รุ่น APOLLO GTP-4010TLP 10 kW	54
ตารางที่ 3.3 ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยภายในพื้นที่ จ.ปทุมธานี	59
ตารางที่ 3.4 พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้จากโปรแกรม Homer Energy ในแต่ละเดือน.....	62
ตารางที่ 4.1 ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560.....	65
ตารางที่ 4.2 ค่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน.....	66
ตารางที่ 4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำกับระดับความลึกของน้ำที่ แตกต่างกัน.....	68
ตารางที่ 4.4 เปรียบเทียบอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ.....	71
ตารางที่ 4.5 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำช่วงเดือน มกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560.....	76
ตารางที่ 4.6 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ.....	78
ตารางที่ 4.7 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ	83
ตารางที่ 4.8 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวันของแต่ละระบบ	85
ตารางที่ 4.9 อุปกรณ์ และราคา	88

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 4.10 วิเคราะห์ความคุ้มทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและ แบบลอยน้ำ.....	89
ตารางที่ 4.11 ข้อดี-ข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและ แบบลอยน้ำ.....	91



สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 2.1 สัดส่วนการใช้พลังงานของประเทศปี 2554.....	18
รูปที่ 2.2 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยจากข้อมูลดาวเทียม	19
รูปที่ 2.3 ความสัมพันธ์ของดวงอาทิตย์กับโลก.....	21
รูปที่ 2.4 การแผ่รังสีของดวงอาทิตย์ทั้งหมดบนพื้นผิว	22
รูปที่ 2.5 การแผ่รังสีและสมดุลของพลังงาน	23
รูปที่ 2.6 ไพรานอมิเตอร์ Model CM21	24
รูปที่ 2.7 หลักการทำงานของเทอร์โมไฟล์.....	25
รูปที่ 2.8 การต่อเซลล์แบบอนุกรมและขนานเพื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้า.....	27
รูปที่ 2.9 ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีจำหน่ายในปัจจุบัน	28
รูปที่ 2.10 วงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ในอุดมคติที่ต่ออยู่กับโหลด.....	29
รูปที่ 2.11 เส้นโค้งของกระแส-แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ จากคุณลักษณะของไดโอด.....	29
รูปที่ 2.12 วงจรเทียบเคียงของ Solar Cell ขณะ Open-Circuit	30
รูปที่ 2.13 เส้นโค้งกำลังไฟฟ้าและจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MPP).....	31
รูปที่ 2.14 วงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานจริง.....	32
รูปที่ 2.15 กราฟเส้นโค้งของ I-V ที่มีค่าความต้านทานอนุกรมค่าต่าง ๆ กัน	33
รูปที่ 2.16 กราฟเส้นโค้งของ I-V ที่มีค่าความต้านทานขนานค่าต่าง ๆ กัน	34
รูปที่ 2.17 เส้นโค้งคุณลักษณะของ I-V ที่ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน	34
รูปที่ 2.18 กราฟ I-V ที่อุณหภูมิต่างๆ.....	35
รูปที่ 2.19 รูปแบบที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า.....	36
รูปที่ 2.20 รูปแบบที่เชื่อมต่อแบบอิสระ.....	36
รูปที่ 2.21 รูปแบบที่เชื่อมต่อแบบไฮบริด	37
รูปที่ 2.22 โครงสร้างการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนแผงของบริษัท Terra Moretti.....	38
รูปที่ 2.23 แผงแบบแยกส่วนที่ใช้ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ 3 โมดูล	38
รูปที่ 2.24 โครงการนำร่องในประเทศเกาหลี ปี ค.ศ. 2012.....	39
รูปที่ 2.25 แพลตฟอร์มพีวีซีที่รองรับแผงโซลาร์เซลล์ได้ 2 โมดูล ที่ประเทศฝรั่งเศส	39
รูปที่ 2.26 การออกแบบแปะเบื้องต้นสำหรับโครงการใช้วางแผงโซลาร์เซลล์ 18 โมดูล	40

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 2.27 แผงฯ 24 โมดูล วางเอียง 5 องศาแบบหน้าจั่วบนแพลตฟอร์มน้ำ.....	40
รูปที่ 2.28 เซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำที่ติดตั้งในประเทศต่างๆ	42
รูปที่ 2.29 ไลอะแกรมของระบบ PVGCS และค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะ.....	45
รูปที่ 3.1 พื้นที่โครงการฯ สำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนแบบลอยน้ำ 50 kWp.....	48
รูปที่ 3.2 การใช้พื้นที่ของบริเวณสระเก็บน้ำพระราม 9	48
รูปที่ 3.3 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการสระเก็บน้ำพระราม 9 ..	49
รูปที่ 3.4 โครงสร้างการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดิน	50
รูปที่ 3.5 โครงสร้างการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ.....	50
รูปที่ 3.6 ลักษณะหุ่นที่ใช้ติดตั้งกับแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำ	51
รูปที่ 3.7 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน.....	51
รูปที่ 3.8 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำติดตั้งที่ความลึกต่างกัน 10 ระดับ.....	52
รูปที่ 3.9 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ Canadian Solar Inc. รุ่น CS6X-315P ขนาด 315Wp.....	52
รูปที่ 3.10 อินเวอร์เตอร์ LEONICS รุ่น APOLLO GTP-4010TLP 10 kW	53
รูปที่ 3.11 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าย้อนกลับสายส่ง (Back-Feed Protection)	54
รูปที่ 3.12 แสดงตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ระบบตรวจวัดภายใน โครงการฯ	55
รูปที่ 3.13 ภาพรวมของระบบกระจายสัญญาณ Wi-Fi ภายใน โครงการ	56
รูปที่ 3.14 สถานีโทรมาตรบริเวณแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน	56
รูปที่ 3.15 สถานีโทรมาตรบริเวณแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำ.....	57
รูปที่ 3.16 ระบบตรวจวัดอุณหภูมิบนแผงและใต้แผง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าฯ ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ	57
รูปที่ 3.17 ระบบส่งข้อมูล Back Feed Control.....	58
รูปที่ 3.18 ไลอะแกรมการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากโปรแกรม Homer Energy	59
รูปที่ 3.19 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของโปรแกรม Homer Energy	59
รูปที่ 3.20 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในแต่ละเดือนของโปรแกรม Homer Energy.....	60

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 3.21 ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์	60
รูปที่ 3.22 กราฟกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละเดือน	61
รูปที่ 4.1 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือนเมษายน พ.ศ.2560	63
รูปที่ 4.2 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือนกันยายน พ.ศ.2560	64
รูปที่ 4.3 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือนธันวาคม พ.ศ.2560	64
รูปที่ 4.4 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือนของเดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560.....	65
รูปที่ 4.5 อุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน	67
รูปที่ 4.6 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 1 (น้ำลึก 3-6 เมตร)....	68
รูปที่ 4.7 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 2 (น้ำลึก 8-9 เมตร)....	69
รูปที่ 4.8 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 3 (น้ำลึก 10-11 เมตร).	69
รูปที่ 4.9 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 4 (น้ำลึก 11-12 เมตร).	70
รูปที่ 4.10 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 5 (น้ำลึก 15-16 เมตร).	70
รูปที่ 4.11 เปรียบเทียบอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ	71
รูปที่ 4.12 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนมกราคม พ.ศ. 2560 (ช่วงทดสอบระบบ).....	72
รูปที่ 4.13 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2560	73
รูปที่ 4.14 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนมีนาคม พ.ศ. 2560	73
รูปที่ 4.15 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนเมษายน พ.ศ. 2560	73
รูปที่ 4.16 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2560	74
รูปที่ 4.17 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2560.....	74
รูปที่ 4.18 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2560	74
รูปที่ 4.19 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2560	75
รูปที่ 4.20 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนกันยายน พ.ศ. 2560	75
รูปที่ 4.21 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนตุลาคม พ.ศ. 2560.....	75
รูปที่ 4.22 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2560	76

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.23 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนธันวาคม พ.ศ. 2560	76
รูปที่ 4.24 ค่าพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ทั้งหมดของเดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560 ...	77
รูปที่ 4.25 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ระหว่างวันของทั้ง 2 ระบบ.....	80
รูปที่ 4.26 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน	80
รูปที่ 4.27 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 1 (น้ำลึก 3-6 เมตร)....	81
รูปที่ 4.28 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 2 (น้ำลึก 8-9 เมตร)....	81
รูปที่ 4.29 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 3 (น้ำลึก 10-11 เมตร).	82
รูปที่ 4.30 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 4 (น้ำลึก 11-12 เมตร).	82
รูปที่ 4.31 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 5 (น้ำลึก 15-16 เมตร).	83
รูปที่ 4.32 เปรียบเทียบอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำวันที่ 14 ธ.ค.2560	84
รูปที่ 4.33 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้ง บนพื้นดิน.....	84
รูปที่ 4.34 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้ง แบบลอยน้ำ.....	85
รูปที่ 4.35 เปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวันของแต่ละระบบ	86
รูปที่ 4.36 โดอะแกรมของระบบ PVGCS และตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะ.....	87

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในสถานการณ์ปัจจุบันพลังงานไฟฟ้าที่นับว่ามีความสำคัญอย่างมากต่อการดำรงชีวิตประจำวัน แต่ในขณะที่แหล่งเชื้อเพลิง และทรัพยากรธรรมชาติจากแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าที่ใช้อยู่ทุกวันนี้ เช่น น้ำมัน ถ่านหิน หรือก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น มีแต่ลดลงเรื่อยๆ และกำลังจะหมดไปในไม่ช้านี้ ดังนั้นในปัจจุบันจึงมีการค้นคว้า และวิจัยในการพัฒนาการผลิตกระแสไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบอื่นๆ เช่น พลังงานลม พลังงานน้ำ พลังงานชีวมวล และพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ซึ่งสอดคล้องกับทิศทางแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 โดยในปี 2557 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานทดแทนทั้งสิ้น 9,025 พันตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.6 หรือคิดเป็นร้อยละ 11.9 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย[1] ซึ่งพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันเป็นที่นิยมมากที่สุดในประเทศไทยก็คือ พลังงานแสงอาทิตย์ เพราะสภาพศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยมีค่อนข้างมาก ด้วยภูมิประเทศที่อยู่ใกล้เส้นศูนย์สูตร ทำให้ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยทั้งปีสูงกว่าเขตอื่นๆ ของโลก

โดยในปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เริ่มเป็นที่นิยมมากขึ้นไม่ว่าจะเป็นการติดตั้งบนพื้นดิน หรือติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop) แต่การติดตั้งอีกรูปแบบหนึ่งที่เริ่มเป็นที่นิยมในต่างประเทศคือ การติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำ (Floating Photovoltaics) แต่สำหรับประเทศไทยนั้นแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำนั้นยังไม่เป็นที่นิยม อีกทั้งยังไม่มีการศึกษา หรือวิจัยเกี่ยวกับสมรรถนะของระบบฯ รวมถึงผลกระทบของการใช้งานตามสภาพแวดล้อม เป็นต้น

งานวิจัยนี้เป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ (Floating PV) ต้นแบบที่ติดตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่สระเก็บน้ำพระราม 9 อันเนื่องมาจากพระราชดำริ จ.ปทุมธานี โดยได้นำเสนอการวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งบนพื้นดิน (Floating PV) ขนาด 10 kWp จำนวน 1 ระบบ และระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งบนพื้นดิน (On – Ground PV) ขนาด 50 kWp จำนวน 5 ระบบ รวมถึงสภาพแวดล้อมที่แตกต่างกันในการติดตั้งระบบฯ โดยได้ดำเนินการเก็บข้อมูลจากระบบมาวิเคราะห์ และจำลองการผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์ รวมถึงการประเมินผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาการออกแบบ และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดิน (On Ground PV) และแบบลอยน้ำ (Floating PV)

1.2.2 เพื่อวิเคราะห์สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบที่ติดตั้งบนพื้นดิน (On Ground PV) และแบบลอยน้ำ (Floating PV)

1.2.3 เพื่อประเมินความผลทางด้านเศรษฐศาสตร์จากโครงการฯ รวมถึงสรุปข้อดีและข้อเสีย ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละแบบ

1.3 สมมติฐานของงานวิจัย

งานวิจัยนี้จะทำการตรวจวัด และวิเคราะห์เพื่อนำค่าตัวแปรต่างๆมาประเมินสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ โดยการใช้ข้อมูลที่มีผลต่อการตรวจวัด และวิเคราะห์ได้แก่

1.3.1 ข้อมูลการออกแบบสร้างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน แบบลอยน้ำ และสภาพภูมิอากาศได้แก่ อุณหภูมิ และสภาพอากาศบนท้องฟ้าในช่วงที่มีการตรวจวัด

1.3.2 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงที่มีการตรวจวัดสามารถนำไปวิเคราะห์สมรรถนะของระบบได้

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1.4.1 ศึกษาการออกแบบ และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ

1.4.2 วิเคราะห์สมรรถนะจากผลที่ได้จากระบบบันทึกข้อมูล และการตรวจวัด เพื่อเปรียบเทียบผลจากการจำลองของโปรแกรมคอมพิวเตอร์

1.4.3 วิเคราะห์ประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการฯ รวมทั้งสรุปข้อดี และข้อเสียจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละแบบ

1.5 ขั้นตอนการวิจัย

1.5.1 ศึกษาการออกแบบ และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ

1.5.2 นำข้อมูลและพารามิเตอร์ต่างๆ จากระบบบันทึกข้อมูลออนไลน์ และการตรวจวัดมา วิเคราะห์สมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละแบบ

1.5.3 เปรียบเทียบผลที่ตรวจวัดได้กับ โปรแกรมจำลองคอมพิวเตอร์

1.5.4 ประเมินผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากโครงการฯ

1.5.5 สรุปข้อดี และข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละแบบ

1.5.6 สรุปผลการดำเนินการ

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.6.1 ทำให้ทราบข้อมูลในการออกแบบสร้างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้ง บนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ

1.6.2 ทำให้ทราบว่าปัจจัยทางด้านใดบ้างที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าฯ ของระบบบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ

1.6.3 เป็นโครงการต้นแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ เพื่อบริหารจัดการน้ำขยายผลสู่สังคมและชุมชนทั่วประเทศ

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในปัจจุบันแหล่งพลังงานทางเลือกหรือพลังงานสะอาดกำลังได้รับความนิยมมากขึ้นเรื่อยๆ จากหลายๆ ประเทศรวมถึงประเทศไทยด้วย ซึ่งหนึ่งในพลังงานทางเลือกที่นิยมใช้กันมาก คือการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตไฟฟ้า เนื่องจากเป็นพลังงานที่สะอาด และไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยที่ประเทศไทยนั้นมีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างมาก ด้วยสภาพภูมิประเทศที่อยู่ใกล้เส้นศูนย์สูตร ทำให้ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยทั้งปีสูงกว่าเขตอื่นๆ ของโลก ซึ่งในปัจจุบันการติดตั้งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่นิยมคือติดตั้งบนพื้นดิน และการติดตั้งบนหลังคา แต่มีการติดตั้งอีกรูปแบบหนึ่งที่เริ่มนิยมในต่างประเทศคือ วิธีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

ดังนั้นจึงมีงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ เผยแพร่ออกมาเพื่อทำการศึกษาและวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผู้วิจัยได้รวบรวมทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องไว้เป็นหัวข้อต่างๆ ดังต่อไปนี้

2.1 สถานการณ์พลังงานไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศเป็นหลัก จากข้อมูลในปี 2554 ที่ผ่านมามีรายงานว่าร้อยละ 60 ของความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้นมาจากการนำเข้า โดยมีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันสูงถึงร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้ น้ำมันทั้งหมดภายในประเทศและยังมีแนวโน้มจะสูงขึ้นอีกเพราะไม่สามารถเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในประเทศได้ทันกับความต้องการใช้งาน การพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างจริงจังจะช่วยลดการพึ่งพาและการนำเข้าน้ำมัน เชื้อเพลิงและพลังงานชนิดอื่น และยังช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไฟฟ้าของประเทศซึ่งเดิมต้องพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นหลักมากกว่าร้อยละ 70 โดยพลังงานทดแทนนั้นถือเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงเป้าหมายที่คาดว่าจะสามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติได้ โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลมแบบทุ้งกังหันลม พลังน้ำขนาดเล็ก ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ หากเทคโนโลยีพลังงานทดแทนเหล่านี้มีต้นทุนที่ถูกลงและได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวาง ก็อาจจะสามารถพัฒนาให้เป็นพลังงานหลักในการผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยได้ในอนาคต [1]



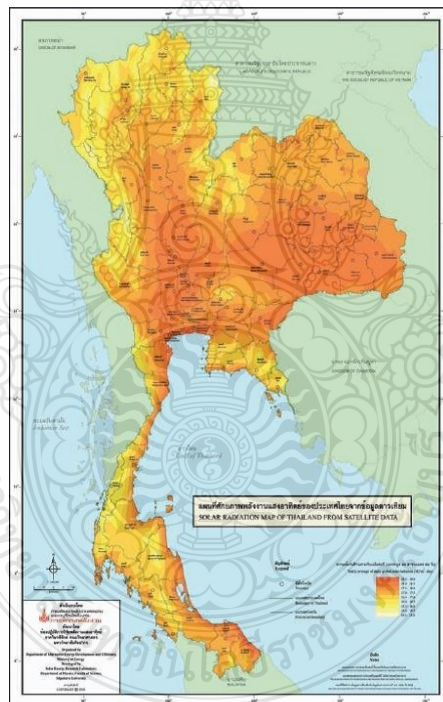
รูปที่ 2.1 สัดส่วนการใช้พลังงานของประเทศปี 2554 [1]

ปัญหาภาวะโลกร้อนเนื่องจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นปัญหาที่ทั่วโลกกำลังให้ความสนใจและเร่งหามาตรการเพื่อควบคุม โดยมาตรการกีดกันทางการค้าก็เป็นมาตรการหนึ่งที่มีแนวโน้มจะนำไปใช้อย่างแพร่หลายในอนาคต และถึงแม้ว่าประเทศไทยยังไม่ถูกบังคับใช้ตามมาตรการดังกล่าวในปัจจุบัน แต่ก็ควรต้องดำเนินการพัฒนาและส่งเสริมพลังงานทดแทน ซึ่งเป็นหนึ่งในแนวทางลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก รวมทั้งเป็นจุดเริ่มต้นให้ประเทศไทยเริ่มก้าวสู่เส้นทางของการเป็นสังคมคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Society) และให้เป็นแบบอย่างของสังคมโลกที่กล่าวขวัญถึงถึงประเทศไทยว่าเป็นประเทศที่มีความมุ่งมั่นให้มีการใช้พลังงานทดแทน ผลผลิตทางการเกษตรซึ่งสามารถนำมาเป็นวัตถุดิบนำมาผลิตพลังงาน ทั้งชีวมวล ก๊าซชีวภาพ รวมไปถึงไบโอดีเซลและเอทานอล อีกทั้งภายหลังการแปรรูปจากอุตสาหกรรมอาหาร วัสดุเหลือทิ้งยังสามารถก่อให้เกิดเป็นพลังงานจากขยะอีกด้วย นอกจากนี้ประเทศไทยยังมีศักยภาพด้านพลังงานธรรมชาติ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ที่มีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ เฉลี่ยประมาณ 18.2 MJ/m²/day และบางแห่งของประเทศมีศักยภาพพลังงานลมดี จึงทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพด้านพลังงานทดแทนอยู่ในระดับดีมาก และมีโอกาสที่จะส่งเสริมพลังงานทดแทนให้กลายเป็นพลังงานมีส่วนสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศได้ในอนาคต

2.2 ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

แผนที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของประเทศไทย จัดทำขึ้นครั้งแรกเมื่อ พ.ศ. 2542 โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และภาควิชาฟิสิกส์คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศไทยได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน ถึง พฤษภาคม

มีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์อยู่ในช่วง 20 ถึง 24 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน บริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อำนาจเจริญ อุบลราชธานี ชัยภูมิ ขอนแก่น และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อโยธยา และลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี 19 ถึง 20 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน คิดเป็น ร้อยละ 14.3 ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่าร้อยละ 50.2 ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีในช่วง 18-19 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน และมีเพียงร้อยละ 0.5 ของพื้นที่ทั้งหมดที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ต่ำกว่า 16 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน เมื่อคำนวณความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศ พบว่ามีค่าเท่ากับ 18.2 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สูง [2]



รูปที่ 2.2 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยจากข้อมูลดาวเทียม [2]

2.3 รังสีจากดวงอาทิตย์ (Solar Radiation)

พลังงานแสงอาทิตย์ที่เคลื่อนที่ผ่านชั้นบรรยากาศมาสู่พื้นโลกนั้น ประกอบด้วยพลังงานจากรังสีของแสงที่ทะลุผ่านชั้นบรรยากาศลงสู่พื้นโลกโดยตรง และพลังงานจากรังสีของแสงที่เกิดจาก

การกระจายและการสะท้อนภายในชั้นบรรยากาศ สามารถแบ่งพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นโลกได้เป็น 2 ประเภทคือ

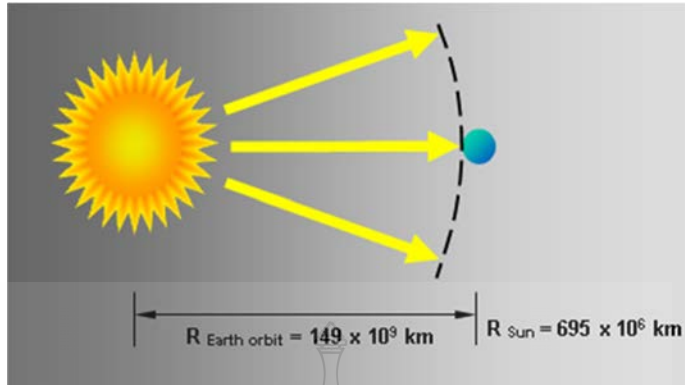
1) รังสีตรง (Direct radiation) เป็นรังสีของพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทะลุผ่านชั้นบรรยากาศลงสู่พื้นโลก โดยไม่เกิดอันตรกิริยากับอะตอมของธาตุใดๆในชั้นบรรยากาศ ทำให้มีค่าความเข้มของแสงสูงเมื่อมาถึงพื้นโลก เหมาะสำหรับการใช้กับอุปกรณ์ประเภทที่ต้องรวมแสงชนิดต่างๆ ที่ต้องการค่าความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์สูงๆ

2) รังสีกระจาย (Diffuse radiation) เป็นรังสีของพลังงานแสงอาทิตย์ที่เกิดการชนกับอะตอมของธาตุต่างๆ ในชั้นบรรยากาศ ทำให้เกิดการกระจายของแสงและบางส่วนสะท้อนลงสู่พื้นโลก ค่าความเข้มของแสงจากรังสีประเภทนี้จะน้อยกว่ารังสีตรงมาก เหมาะกับการใช้กับอุปกรณ์ที่ไม่ต้องการความเข้มแสงสูงนักเช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น

สัดส่วนของรังสีตรงกับรังสีกระจายในแต่ละวันและในแต่ละพื้นที่ที่จะมีความไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับสภาพของภูมิอากาศในแต่ละวันและแต่ละพื้นที่ ผลรวมของรังสีทั้งสองประเภทเรียกว่า รังสีรวม (Global radiation) สำหรับค่าของพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบในแนวตั้งฉากบนพื้นที่หนึ่งหน่วยนอกชั้นบรรยากาศโลกนั้นเรียกว่า ค่าคงที่ของแสงอาทิตย์

2.3.1 การแผ่รังสีของดวงอาทิตย์ที่ชั้นบรรยากาศนอกโลก

ความเข้มการแผ่รังสีของดวงอาทิตย์จะเปลี่ยนแปลงตามจุดศูนย์กลางของพื้นผิวของดวงอาทิตย์ ฟลักซ์ (Flux) การกระจายแสงจะขยายตัวออกมากกว่าพื้นที่ผิวของทรงกลมดวงอาทิตย์ ซึ่งมันจะมีค่าลดลงตามระยะทางยกกำลังสองจากดวงอาทิตย์ ระยะทางระหว่างดวงอาทิตย์และโลกมีระยะไกล ลำแสงการแผ่รังสีที่ได้รับบนโลกคือส่วนที่ขนานกับผิวโลกทั้งหมด การวัดค่าฟลักซ์ (Flux) การแผ่รังสีที่ตกกระทบบนชั้นบรรยากาศภายนอกโลกจะมีค่าคงที่ ซึ่งเรียกว่า Solar Constant มีค่าเท่ากับ $1,367 \text{ W/m}^2$ ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของพลังงานที่ได้รับที่ชั้นบรรยากาศภายนอกโลก โดยระยะทางนั้นเป็นระยะทางเฉลี่ยจากวงโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์ซึ่งจะมีค่าเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย จากการเปลี่ยนแปลงของระยะทางของวงโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์ในระหว่างปี



รูปที่ 2.3 ความสัมพันธ์ของดวงอาทิตย์กับโลก

ปกติแล้วจะคำนวณค่าฟลักซ์คงที่ของแสงอาทิตย์นอกโลกเป็น

$$\text{ฟลักซ์การแผ่รังสีที่ผิวดวงอาทิตย์} = \text{ฟลักซ์การแผ่รังสีที่วงโคจรโลก}$$

จึงสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\epsilon_{Sun,surface} \cdot A_{Sun,surface} = S_0 \cdot A_{Earth,orbit} \quad (2.1)$$

เมื่อ $\epsilon_{Sun,surface}$ = รังสีที่ผิวดวงอาทิตย์ [W/m²]

S_0 = Solar Constant [W/m²]

$A_{Sun,surface}$ = พื้นที่ผิวของดวงอาทิตย์ [m²]

$A_{Earth,orbit}$ = พื้นที่ผิวของทรงกลมที่วงโคจรของโลก [m²]

ดังนั้น

$$\begin{aligned} S_0 &= \epsilon_{Sun,surface} \cdot \frac{A_{Sun,surface}}{A_{Earth,orbit}} \\ &= \sigma \cdot T_{Sun,surface}^4 \cdot \frac{4\pi(R_{Sun})^2}{4\pi(R_{Earth,orbit})^2} \\ &= 5.67 \times 10^{-8} \cdot (5762)^4 \cdot \left(\frac{695 \times 10^6}{149 \times 10^9} \right)^2 \\ &= 1,360 \text{ W/m}^2 \end{aligned}$$

เนื่องจากรัศมีโคจรของโลกมีค่าไม่คงที่จะทำให้ค่า S_0 เปลี่ยนแปลงเล็กน้อยในหนึ่งปี (1,300 W/m² < 1,390 W/m²)

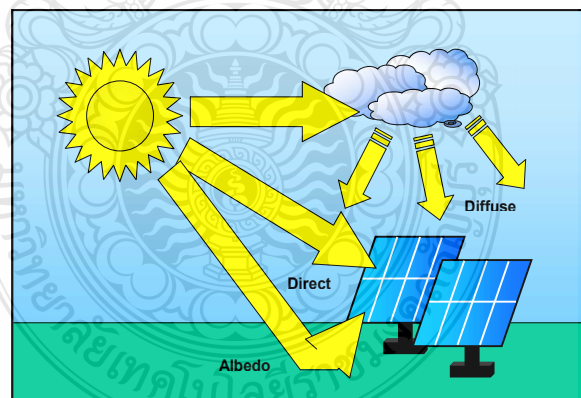
ด้วยเหตุนี้การแผ่รังสีที่ตกกระทบพื้นผิวโลกต้องผ่านมวลอากาศ และเมื่อท้องฟ้าไม่โปร่ง การแผ่รังสีจะประกอบด้วย การแผ่รังสีโดยตรง การแผ่รังสีโดยการกระจาย และการแผ่รังสีจากการสะท้อน ดังนั้นรังสีบนพื้นผิวโลกจึงมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ $1,000 \text{ W/m}^2$ และเมื่อท้องฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงในสถานะต่างๆ ทำให้การแผ่รังสีของดวงอาทิตย์เกิดการกระจายแสง ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ความเข้มของการแผ่รังสีเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในสถานะต่างๆ [3]

สภาพอากาศ	ท้องฟ้าโปร่ง	ท้องฟ้ามีหมอกและเมฆ	ท้องฟ้าครึ้ม
การแผ่รังสีทั้งหมด	$600 \dots 1000 \text{ W/m}^2$	$200 \dots 400 \text{ W/m}^2$	$50 \dots 150 \text{ W/m}^2$
ส่วนที่แผ่กระจาย	$10 \dots 20 \%$	$20 \dots 80 \%$	$80 \dots 100 \%$

ถึงแม้ท้องฟ้าโปร่งค่าความเข้มการแผ่รังสีบนพื้นผิวโลกจะมีการเปลี่ยนแปลงตลอดวัน การแผ่รังสีจะมีค่าน้อยในตอนเช้า และช่วงเย็น ที่เป็นเช่นนี้เพราะการแผ่รังสีมีส่วนเดินทางมากกว่าในตอนกลางวัน

การแผ่รังสีจากการสะท้อนเรียกว่า Albedo คือ แสงที่เกิดการสะท้อนจากพื้นและสภาพแวดล้อม



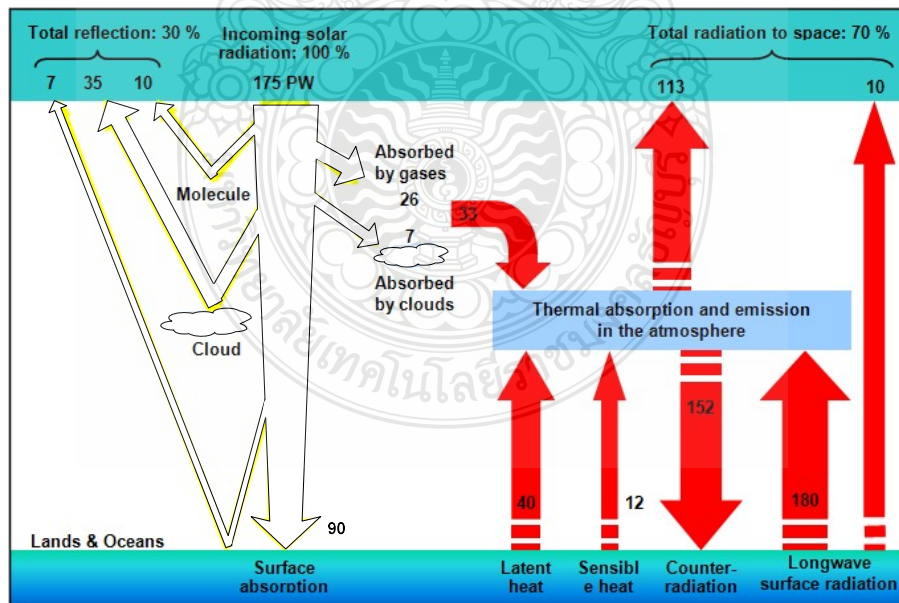
รูปที่ 2.4 การแผ่รังสีของดวงอาทิตย์ทั้งหมดบนพื้นผิว [3]

ตารางที่ 2.2 การสะท้อนบนพื้นผิวที่แตกต่างกัน [3]

สถานที่	การสะท้อน(%)
มหาสมุทร	2 – 10
ป่า	6 – 18
พืชน้ำ	7 – 25
พื้นดิน	10 – 20
ทะเลทราย	35 – 45
น้ำแข็ง	20 – 70
หิมะ	70 - 80

2.3.2 ปฏิกริยาเรือนกระจก

ค่าการวัดโดยดาวเทียมสามารถยืนยันความสมดุลของการแผ่รังสีบริเวณขอบชั้นบรรยากาศโลกโดยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ส่องลงบนโลกจะสมดุลกับพลังงานที่โลก จากความสัมพันธ์ระหว่างดวงอาทิตย์กับโลก การดูดกลืนพลังงานของโลกจะหาได้ในพื้นที่ที่แสงส่องลงมา ($= \pi R_{Earth}^2$) แต่ค่าการแผ่รังสีกลับจากพื้นของผิวโลกทุกทาง ($= 4\pi R_{Earth}^2$) สำหรับการอธิบายพลังงานจากแสงอาทิตย์ จะใช้ค่าพลังงานที่คำนวณได้มีหน่วยเป็น PW (Peta Watt = 10^{15} W)



รูปที่ 2.5 การแผ่รังสีและสมดุลของพลังงาน [3]

รูปที่ 2.5 การแผ่รังสีและความสมดุลของพลังงานในหน่วย PW 30% ของการแผ่รังสีในชั้นบรรยากาศจะสะท้อนกลับไปยังอวกาศ การสะท้อนจากเมฆจะมีมากที่สุด ในส่วนอื่นจะเกิดจากโมเลกุลและละออง (สิ่งที่เป็นควัน) และจากผิวของโลก ประมาณ 20% (33 PW) จะดูดกลืนในชั้นบรรยากาศ 26 PW จะถูกดูดกลืนในชั้นบรรยากาศที่เป็นก๊าซเช่น H_2O , CO_2 และอื่นอีก 7 PW โดยเมฆด้วยเหตุนี้อีก 50% (90PW) บนผิวโลกจะเป็นค่าการแผ่รังสีซึ่งประกอบไปด้วยการแผ่รังสีโดยตรง ถ้าปัจจุบัน (ค.ศ. 2000) โลกมีการใช้งานพลังงาน 114 PWh พลังงานการแผ่รังสีมีค่ามากกว่าถึง 7,000 เท่า

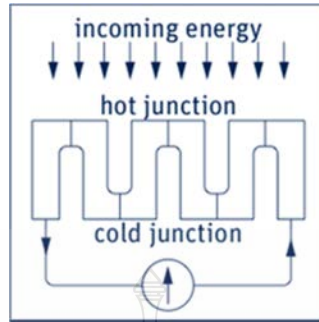
2.4 การวัดค่าการแผ่รังสีของดวงอาทิตย์

เครื่องมือพื้นฐานที่ใช้ในการวัดค่าการแผ่ของรังสีดวงอาทิตย์คือ ไพรานอมิเตอร์ (Pyranometer) ดังรูปที่ 2.6 หลักการทำงานของเครื่องมือตรวจวัดนี้คือ เมื่ออุณหภูมิที่แตกต่างกันจะเปลี่ยนเป็นสัญญาณไฟฟ้า และจะถูกเปลี่ยนเป็นสัญญาณแรงดันขนาดเป็น mV และจะเปลี่ยนเป็นค่าพลังงานของการแผ่รังสีในหน่วย W/m^2 ส่วนประกอบหลักโดยทั่วไปของไพรานอมิเตอร์มีดังนี้



รูปที่ 2.6 ไพรานอมิเตอร์ Model CM21

2.4.1 ตัวรับแสง - ที่ใช้ Thermoelectric Sensor หรือแบบ Thermopile ซึ่งมี sensor ทำด้วยโลหะ 2 ชนิด ซึ่งเชื่อมปลายทั้งสองติดกันโดยปลายข้างหนึ่งทำหน้าที่เป็น hot junction และอีกข้างหนึ่งเป็น cold junction เมื่อ hot junction ถูกรังสีดวงอาทิตย์ตกกระทบจะทำให้เกิดความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิของ junction ทั้งสอง และก่อให้เกิดแรงเคลื่อนไฟฟ้า ϵ (electromotive force) ขึ้นในวงจรที่ประกอบด้วยโลหะทั้งสองจากแรงเคลื่อนไฟฟ้าที่เกิดขึ้นสามารถนำไปคำนวณหาความเข้มแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบได้ ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 หลักการทำงานของเทอร์โมไฟล์

2.4.2 โคมแก้ว - ตัวโคมแก้วนั้นสามารถยอมให้รังสีจากดวงอาทิตย์ทะลุผ่านได้ประมาณ 97-98% และจะถูกดูดกลืนโดยตัวรับแสงที่อยู่ภายในโคมแก้ว รังสีจากดวงอาทิตย์นั้นมาจากทุกทิศทางในครึ่งทรงกลมท้องฟ้า ตัวโคมแก้วได้ถูกออกแบบมาให้มี 2 ชั้น เพื่อลดค่าความผิดพลาดของการตกกระทบของรังสีจากดวงอาทิตย์ในขณะที่ทำการวัดค่ารังสีจากดวงอาทิตย์ อีกทั้งยังป้องกันตัวรับแสงจากฝุ่นและลม

2.4.3 ชั้นส่วนป้องกันไพรานอมิเตอร์ - ไพรานอมิเตอร์จะมีจานโลหะสีขาวสวมอยู่ วัสดุอาจทำจากอลูมิเนียมซึ่งมีน้ำหนักเบาและมีคุณสมบัติทางกลสูงและมีเสถียรภาพด้านอุณหภูมิ ด้วยลักษณะของจานโลหะนั้นสามารถป้องกันอุปกรณ์จากรังสีจากดวงอาทิตย์ที่มาจากข้างบนและช่วยลดความร้อนของตัวไพรานอมิเตอร์ อีกทั้งป้องกันรังสีกระจายที่จะสะท้อนจากพื้นดินและสิ่งแวดล้อมรอบข้าง เพื่อที่จะให้รังสีที่เข้าโคมแก้วนั้นเป็นรังสีที่มาจากครึ่งทรงกลมท้องฟ้าเท่านั้น โดยตัวจานโลหะนี้จะถูกประกอบยึดไว้กับไพรานอมิเตอร์ด้วยมาตรฐานความปลอดภัย IP (Ingress Protection Rating)

ส่วนของมาตรฐานความปลอดภัย IP นั้นจะมีตัวเลขสองหลักต่อท้ายจาก IP เป็นตัวกำหนดความสามารถในการป้องกันสิ่งแปลกปลอมเข้าไปภายในอุปกรณ์ โดยตัวเลขที่มากกว่าจะหมายถึงความสามารถที่สูงกว่านั่นเอง ซึ่งตัวเลขดังกล่าวสามารถอธิบายได้ดังนี้

ตารางที่ 2.3 ตัวเลขหลักที่หนึ่ง (การป้องกันของแข็ง และฝุ่นละออง)

เลข	ระดับการป้องกัน
0	ไม่สามารถป้องกันได้เลย
1	ป้องกันของแข็งที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางมากกว่า 50 มม.

ตารางที่ 2.3 ตัวเลขหลักที่หนึ่ง (การป้องกันของแข็ง และฝุ่นละออง) (ต่อ)

เลข	ระดับการป้องกัน
2	ป้องกันของแข็งที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางมากกว่า 12 มม.
3	ป้องกันของแข็งที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางมากกว่า 2.5 มม.
4	ป้องกันของแข็งที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางมากกว่า 1 มม.
5	ป้องกันฝุ่นได้เล็กน้อย
6	ป้องกันฝุ่นได้อย่างสมบูรณ์แบบ

ตารางที่ 2.4 ตัวเลขหลักที่สอง (การป้องกันของเหลว)

เลข	ระดับการป้องกัน
0	ไม่สามารถป้องกันได้เลย
1	สามารถป้องกันหยดน้ำที่ตกใส่ในแนวตั้งได้
2	สามารถป้องกันน้ำที่ฉีดใส่ในระดับเอียง 15 องศาจากแนวตั้งได้
3	สามารถป้องกันน้ำที่ฉีดใส่ในระดับเอียง 60 องศาจากแนวตั้งได้
4	สามารถป้องกันละอองน้ำในทุกทิศทางได้
5	สามารถป้องกันการฉีดน้ำในทุกทิศทางได้
6	สามารถป้องกันการฉีดน้ำอย่างรุนแรงในทุกทิศทางได้
7	สามารถจมน้ำได้ถึง 1 เมตร โดยไม่มีน้ำเข้าเลย
8	สามารถจมน้ำได้อย่างถาวร

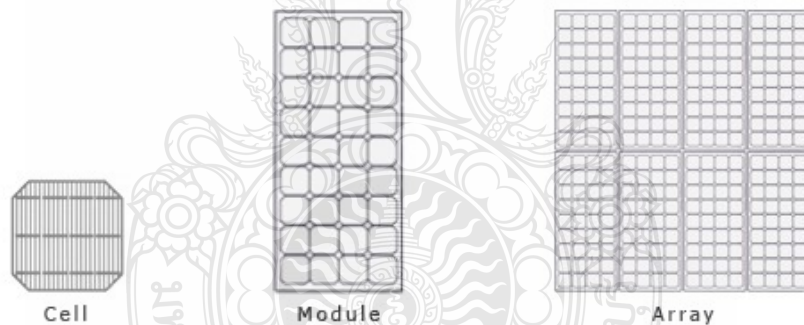
2.4.4 ก่อองคูความชื้น - ในกรณีที่ความชื้นนั้นสามารถแทรกซึมเข้าไปได้ ก่อองคูความชื้นจะทำหน้าที่ควบคุมความชื้นภายในตัวไฟรานอมิเตอร์ สารคูความชื้นจะกลายเป็นสีส้ม หลังจากนั้นหากสารควบคุมความชื้นเต็มไปด้วยความชื้น จะเปลี่ยนสีเป็นโปร่งใส ซึ่งในเวลานี้ควรที่จะเปลี่ยนสารคูความชื้นได้ทันทีที่มีโอกาส

2.4.5 สายไฟ - สำหรับสายไฟที่ใช้ควรจะมีชนิดที่มีสัญญาณรบกวนน้อยเพื่อที่จะควบคุมแรงดันขาออกจากเทอร์โมไฟล์หรือตัววัดอุณหภูมิ ในส่วนที่ป้องกันสายไฟที่เชื่อมต่อเข้ากับโครงโลหะควรมีการต่อลงดินที่จุดอ่านค่าของอุปกรณ์ และสายไฟไม่ควรใช้ยาวมากเกินไป เพราะอาจทำให้เกิดการสูญเสียของแรงดันในสายไฟได้

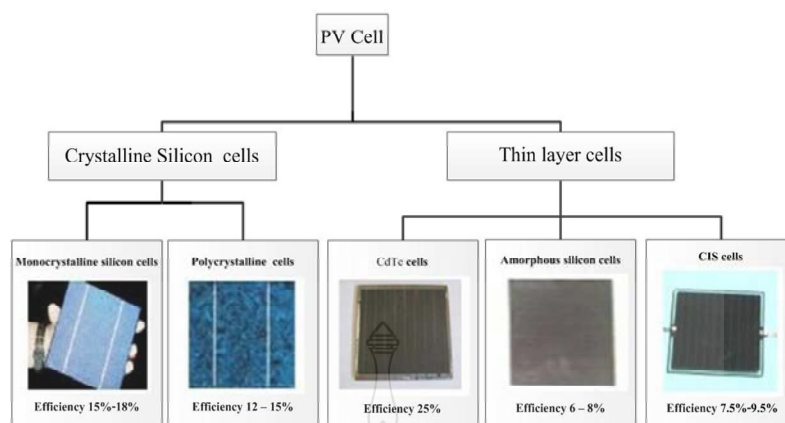
การวัดรังสีของดวงอาทิตย์นี้ หน่วยในการแสดงผลเป็น วัตต์ต่อตารางเมตร (W/m^2) รังสีที่ส่องมาจากดวงอาทิตย์จะมาตกกระทบและกระจัดกระจายอยู่บนตัวรับแสงใน โดมแก้วของ ไพรานอ มิเตอร์นี้อย่างต่อเนื่องตลอดเวลาในการวัด เมื่อได้ค่ารังสีมาแล้วจะนำมาคำนวณเพื่อหาค่าต่างๆ อีกที อย่างไรก็ตามหากขณะที่ทำการวัดนั้นมีเงามาบังก็จะสามารถที่จะคำนวณอัตรารังสีจริงได้ โดยไม่มี ความคลาดเคลื่อนหรือมีน้อยมากนั่นเอง

2.5 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่แปลงพลังงานจากความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ที่ได้รับเป็นพลังงาน ไฟฟ้าโดยผลิตออกมาเป็นไฟฟ้ากระแสตรง โดยเซลล์แสงอาทิตย์ได้แบ่งออกเป็น 2 ชนิดตาม โครงสร้างการผลิต คือ แบบ Crystalline Silicon Cells และแบบ Thin-film Cells การเพิ่มขนาด กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีขนาดที่เหมาะสม สะดวกและเพียงพอกับการใช้งาน โดยการ ขนานและอนุกรมเซลล์เรียกว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังรูปที่ 2.8 เซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ชนิดได้ถูก นำมาผลิตเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีจำหน่ายในปัจจุบันประมาณ 5 แบบดัง แสดงในรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.8 การต่อเซลล์แบบอนุกรมและขนานเพื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 2.9 ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีจำหน่ายในปัจจุบัน [6]

แต่อย่างไรก็ตามแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในเชิงพาณิชย์ทั่วไปในปัจจุบันนั้น จะสามารถแบ่งตามวัสดุที่ใช้ผลิตได้ 3 ชนิด และแต่ละชนิดมีประสิทธิภาพในการใช้งานในห้องทดสอบ และใช้งานจริงแตกต่างกัน ดังตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 ชนิดของแผงเซลล์แบ่งตามวัสดุ และประสิทธิภาพการใช้งานในห้องทดลองและใช้งานจริง [6]

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

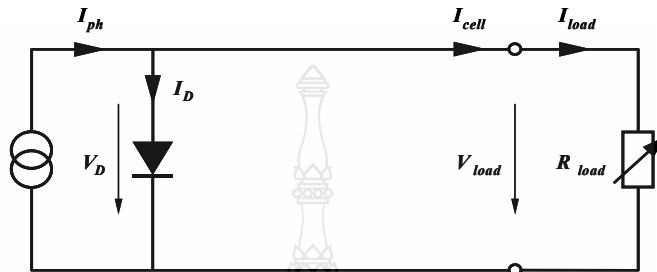
2.6 คุณลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์

2.6.1 เซลล์แสงอาทิตย์ในทางทฤษฎี

เมื่อมีแสงสว่างจะทำให้เซลล์แสงอาทิตย์สร้างประจุพาหะอิสระ ให้ไหลผ่านโหลดที่ต่ออยู่ โดยจำนวนของประจุพาหะนี้จะเป็นสัดส่วนกับความเข้มของแสงที่ตกกระทบ ซึ่งจะให้เกิดกระแสไหลขึ้น (Photo current, I_{ph}) ภายในเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นเซลล์แสงอาทิตย์ในอุดมคตินั้นจึงสามารถเขียนแทนด้วยวงจรตาม รูปที่ 2.10 โดยรอยต่อ P-N junction นั้นจะเขียนแทนด้วย ไดโอด

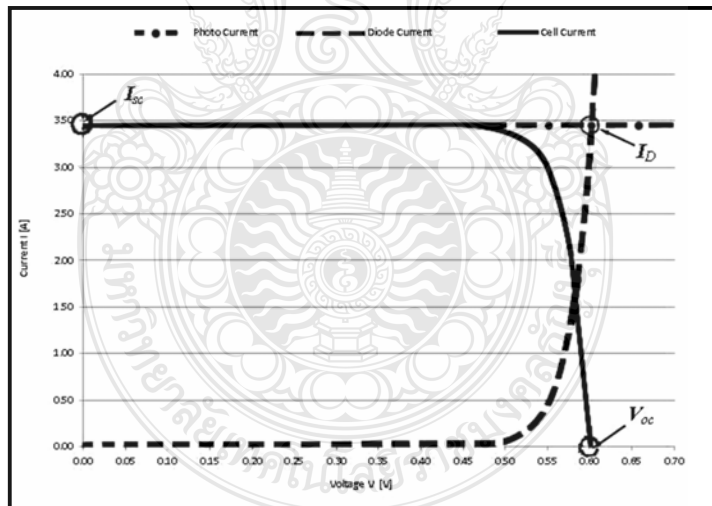
และแหล่งจ่ายกระแสซึ่งขึ้นอยู่กับขนาดตามความเข้มของแสงที่ตกกระทบ ส่วนความต้านทานปรับค่าได้คือโหลด ทำให้เกิดสมการดังนี้

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.2)$$



รูปที่ 2.10 วงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ในอุดมคติที่ต่ออยู่กับโหลด [3]

ผลการทดลองวงจรดังรูปที่ 2.10 พบว่า ลักษณะของเส้นโค้งของกระแสแรงดัน (I-V Curve) เมื่อมีปริมาณแสงตกกระทบคงที่จะทำให้เกิดตามภาพที่ 2.11



รูปที่ 2.11 เส้นโค้งของกระแสแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ จากคุณลักษณะของไดโอด

สมมุติเมื่อด้านปลายของขั้วต่อโหลดเกิดการลัดวงจรขึ้น ($R_{load} = 0$) แรงดันด้านออก (V_{Load}) และแรงดันที่ตกคร่อมไดโอด (V_D) มีค่าเท่ากับ 0 ตามสมการที่ 2.2 แรงดัน $V = 0$ (จุดที่ 1 ในรูปที่ 2.11) ดังนั้นกระแสทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการส่องแสงจะไหลไปที่ Output ดังนั้นกระแสสูงสุดที่มีที่จุดนี้จะเรียกว่ากระแสลัดวงจร Short-circuit Current (I_{sc})

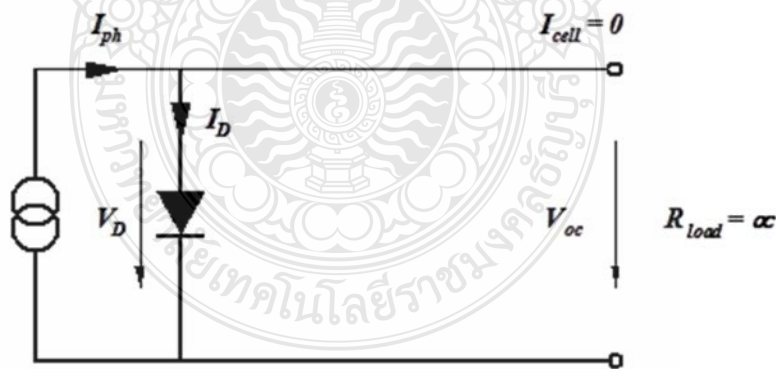
$$I_{sc} = I_{cell} = I_{ph} \quad (2.3)$$

ถ้าความต้านทานของโหลดเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์จะเพิ่มสูงขึ้น ค่าของกระแสจะมีค่าเท่าเดิม ดังนั้นกระแสด้านออกจะสัมพันธ์กันกับกระแสโฟโต้ (จุดที่ 2 ในรูปที่ 2.11)

เมื่อแรงดันไดโอดเริ่มมากขึ้นหลังจากค่าความต้านทานโหลดเพิ่มขึ้นแล้ว สัดส่วนที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของ กระแสโฟโต้ ทำให้ไดโอดนำกระแสและกระแสจะไหลผ่านไดโอด กระแสนี้ทำให้เกิดการสูญเสียกำลังภายใน ไดโอดเอง ซึ่งจะสัมพันธ์กับพื้นที่ เส้นโค้งของกระแสโฟโต้ (Photo Current) และเส้นโค้งกระแสเซลล์ (Cell Current) เนื่องจากผลรวมของกระแสโหลดและกระแสไดโอดต้องมีค่าเท่ากับค่าคงที่ของกระแสโฟโต้ ดังนั้นกระแสด้านออก จะมีขนาดลดลง (จุดที่ 3 ในรูปที่ 2.11)

สำหรับโหลดที่มีค่าความต้านทานมาก ๆ (Open circuit) แสดงในรูปที่ 2.12 กระแสด้านออกมีค่าเท่ากับ 0 ($I_{cell} = 0$) ดังนั้นผลรวมของกระแสโฟโต้ ที่ไหลผ่านไดโอดภายใน (จุดที่ 4 ในรูปที่ 2.11) ขณะเปิดวงจร Open-circuit voltage (V_{oc}) สามารถหาได้โดย

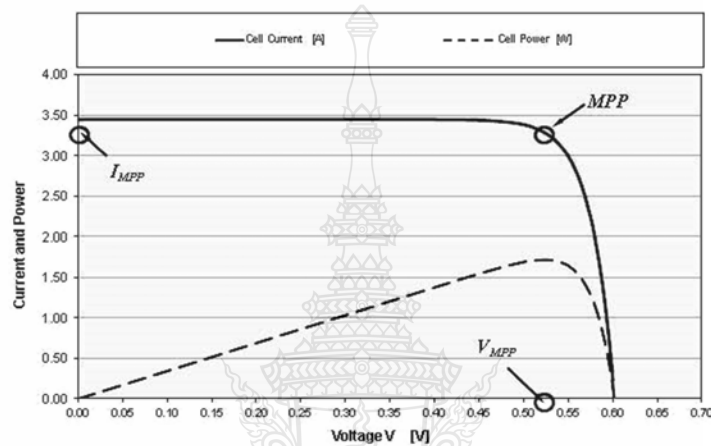
$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (2.4)$$



รูปที่ 2.12 วงจรเทียบเคียงของ Solar Cell ขณะ Open-Circuit

ซึ่งค่าของแรงดันเปิดวงจร (Open Circuit Voltage) จากการคำนวณของซิลิคอนเซลล์จะมีค่าระหว่าง 0.5 – 0.6 V และจะมีค่าระหว่าง 0.75 – 0.9 V สำหรับ Amorphous Silicon เซลล์

จากการทดลองทำให้เข้าใจได้ว่าเส้นโค้งคุณลักษณะ ของเซลล์แสงอาทิตย์มีลักษณะคล้าย กับเส้นโค้งคุณสมบัติไดโอด นั่นเองโดยมีทิศทางตรงข้าม เนื่องจากกำลังไฟฟ้า เกิดจากกระแสและ แรงดัน ดังนั้นเส้นโค้งของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ ที่สามารถจ่ายได้ขึ้นอยู่กับ ระดับของแสงที่ได้รับ และเป็นไปตามกราฟคุณสมบัติ I-V ที่ตรงข้ามไดโอดตามรูปที่ 2.13 ซึ่งจะมีจุด ที่เกิดพลังงานสูงสุดเรียกว่า Maximum Power Point (MPP)



รูปที่ 2.13 เส้นโค้งกำลังไฟฟ้าและจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MPP) [3]

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

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

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

และค่า Fill Factor (FF) เป็นค่าที่นำมาพิจารณาเพื่อหาคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์โดย

$$FF = \frac{(V_{MPP} \cdot I_{MPP})}{(V_{oc} \cdot I_{sc})} \quad (2.5)$$

ซึ่งค่า Fill Factor หมายถึง ค่าที่แสดงถึงคุณภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งมันจะแสดงว่า กราฟคุณลักษณะเส้นโค้งของ I-V มีค่าเป็นพื้นที่สี่เหลี่ยมมากน้อยเพียงใด โดยปกติแล้ว ซิลิคอนเซลล์ จะมีค่าประมาณ 0.7 – 0.8 ส่วนกำลังด้านออกของเซลล์ก็คือ

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

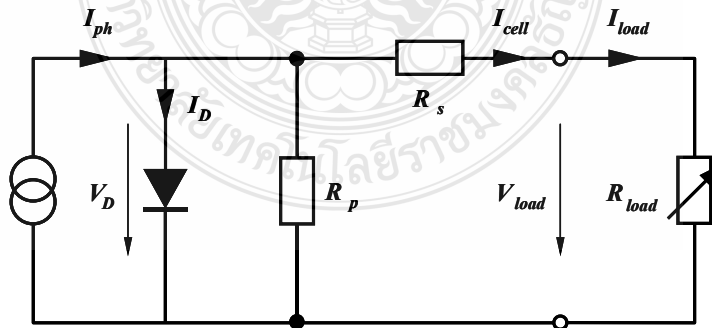
ดังนั้นค่าประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ หาได้จาก อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าด้าน ออก ต่อ พลังงานแสงอาทิตย์ด้านเข้า (P_{in}) ซึ่งมีความสัมพันธ์กันดังนี้

$$\eta = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (2.7)$$

ในปัจจุบันนี้ค่าประสิทธิภาพสูงสุดที่ Silicon Solar Cell ได้รับแสงอาทิตย์ขนาด 1.5 AM จากการทดสอบในห้องปฏิบัติการมีค่าประมาณ 24% บนพื้นที่ขนาดเล็ก และในส่วนที่มีใช้งานทั่วไป ซึ่งเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะมีประสิทธิภาพ 6-10% สำหรับ Amorphous Silicon และ 14-18% สำหรับ Crystalline Silicon ถึงแม้ทางทฤษฎีจะได้ค่า 26 – 27% ก็ตาม [4]

2.6.2 เซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติ

2.6.2.1 ผลของความต้านทานที่ต่ออนุกรม และต่อขนาน เมื่อพิจารณาถึงพฤติกรรม ของเซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติจะพบว่ามีส่วนประกอบความต้านทานเพิ่มมาอีก 2 ค่า คือภายใน เซลล์ R_s ที่ต่ออนุกรม และ R_p ที่ต่อขนานอยู่ ซึ่งพิจารณาได้จากรูปวงเทียบเคียงในภาพที่ 2.14

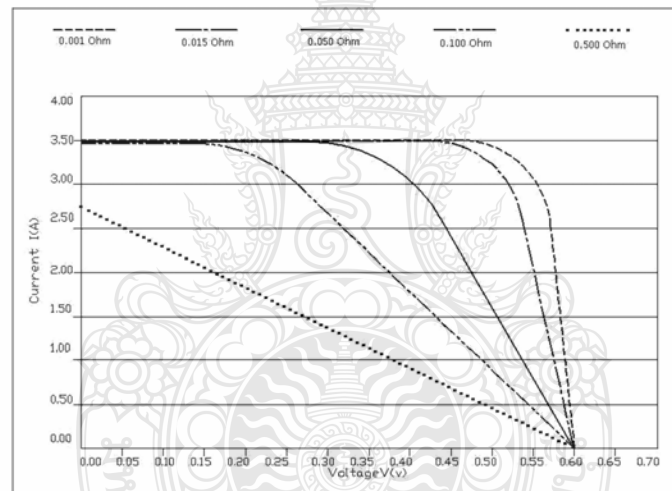


รูปที่ 2.14 วงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานจริง [4]

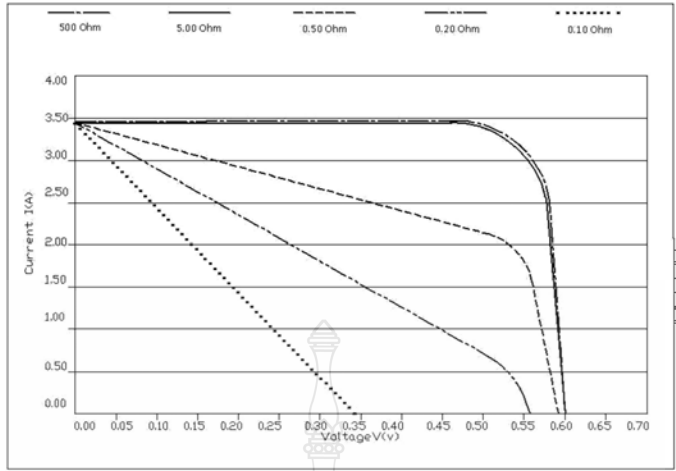
จากวงจรดังรูปที่ 2.14 จะสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$I_{cell} = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q}{k \cdot T} (V_{load} + I_{cell} R_s)} - 1 \right) - \frac{V_{load} + I_{cell} \cdot R_s}{R_p} \quad (2.8)$$

ค่าความต้านทานที่ต่ออนุกรมเกิดจากความต้านทานของซิลิคอนที่เรียงกันเป็นชั้น และความต้านทานของขั้วโลหะด้านหน้าและด้านหลังที่เป็นผลมาจากการต่อกับขั้วต่อภายนอก ส่วนค่าความต้านทานที่ต่อขนานส่วนใหญ่เกิดจากการรั่วไหลของกระแสเนื่องจากรอยต่อ P-N junction ที่ไม่สมบูรณ์ ซึ่งทำให้เกิดการลัดวงจรบางส่วน โดยเฉพาะใกล้กับขอบของเซลล์ แต่อย่างไรก็ดีการลดค่าความต้านทานอนุกรมลงก็มีลักษณะเช่นเดียวกับการลัดวงจร ค่าต่างๆ เหล่านี้ก็จะส่งผลกับค่าของ Fill Factor จะส่งผลให้ค่ากำลังดันออกสูงสุดลดลงรูปที่ 2.15 คือผลของ R_s ส่วนรูปที่ 2.16 คือผลของ R_p



รูปที่ 2.15 กราฟเส้นโค้งของ I-V ที่มีค่าความต้านทานอนุกรมค่าต่าง ๆ กัน [4]

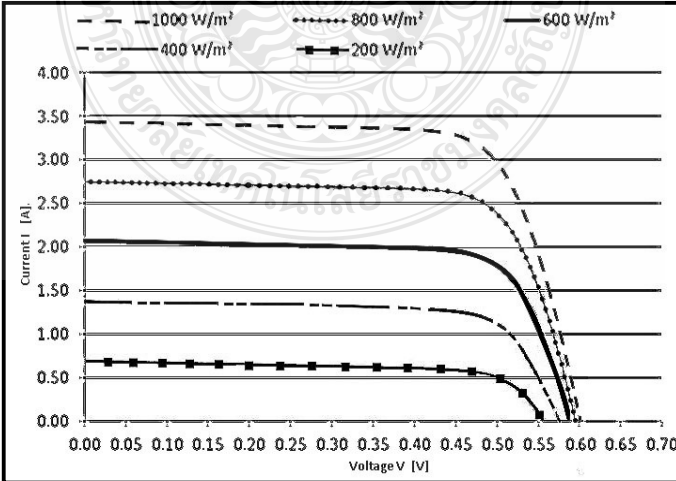


รูปที่ 2.16 กราฟเส้นโค้งของ I-V ที่มีค่าความต้านทานขนานค่าต่าง ๆ กัน [4]

2.7 ผลกระทบจากปัจจัยที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์

2.7.1 ผลของระดับความเข้มแสงอาทิตย์

ตามความสัมพันธ์ของกระแสโพลีโด้ที่เกิดขึ้นต่อแสงสว่างจะมีสัดส่วนที่เป็นเชิงเส้นกับแสงสว่างของดวงอาทิตย์ แต่อย่างไรก็ดี เมื่อพิจารณาวงจรเทียบเคียงของเซลล์แสงอาทิตย์ และกราฟคุณลักษณะของเส้นโค้ง จะพบว่าเส้นโค้งเกี่ยวข้องกับแรงดันที่ตกคร่อมไดโอดภายใน ซึ่งสัมพันธ์กันกับ คุณลักษณะกลับของไดโอด และเมื่อค่าความเข้มของแสงสว่างต่ำ V_{oc} และ I_{sc} ก็มีค่าที่ต่ำตามไปด้วย ดังรูปที่ 2.17



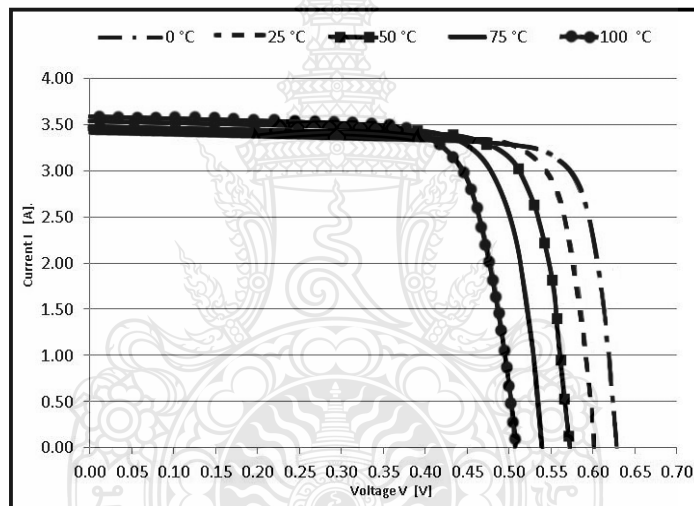
รูปที่ 2.17 เส้นโค้งคุณลักษณะของ I-V ที่ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน

2.7.2 ผลของอุณหภูมิ

ถ้าอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าสูงขึ้นจะทำให้อิเล็กทรอนิกส์ที่บริเวณรอยต่อ P-N junction จะมีพลังงานในการเคลื่อนตัว จึงทำให้กระแสตรงของเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิ แต่ไม่มากนัก ประมาณ 0.07% (I_{sc} เพิ่มขึ้น 0.07 % / K) ส่วนผลของ V_{oc} ปกติจะขึ้นอยู่กับปริมาณแสงที่เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับ (V_{oc} ลดลงประมาณ 0.4 % / K)

ดังนั้นในการติดตั้งใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ต้องคำนึงถึงอุณหภูมิด้วย เพราะการติดตั้งกลางแจ้งอุณหภูมิอาจสูงมากกว่า 40 K จากอุณหภูมิมาตรฐาน ดังนั้นการระบายความร้อนอาจจำเป็นในบางโอกาส แต่อย่างไรก็ดีเมื่ออุณหภูมิมิผลกับแรงดัน ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ก็มีผลกระทบด้วยเช่นกัน (P ลดลง 0.4 – 0.5 % / K)

จากผลกระทบดังกล่าวมานี้ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.18



รูปที่ 2.18 กราฟ I-V ที่อุณหภูมิต่างๆ

ค่าปกติในการทดสอบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ “Watt Peak” [Wp] ที่ Standard Test Conditions (STC) ซึ่งมีความเข้มแสง 1,000 W/m² อุณหภูมิ 25 °C และ AM 1.5 ดังนั้น “Peak Power” สามารถจะเกินได้ถ้าแสงมากกว่าและอุณหภูมิต่ำกว่าที่กำหนดและสามารถจะลดลงได้ในทางตรงกันข้ามเช่นกัน

2.8 ระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

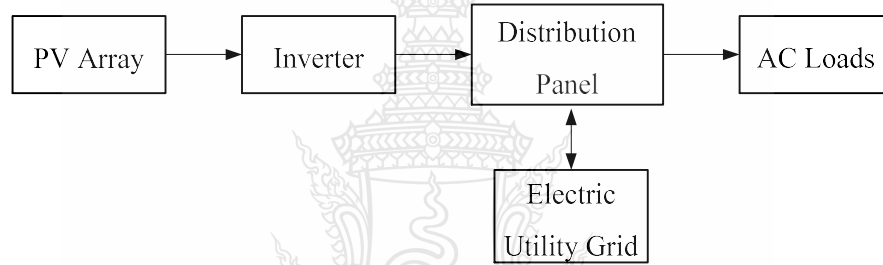
สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่พบบ่อยที่สุดมีอยู่ 3 รูปแบบ คือ

- 1) ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system)

- 2) ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand-alone system)
- 3) ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

2.8.1 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system)

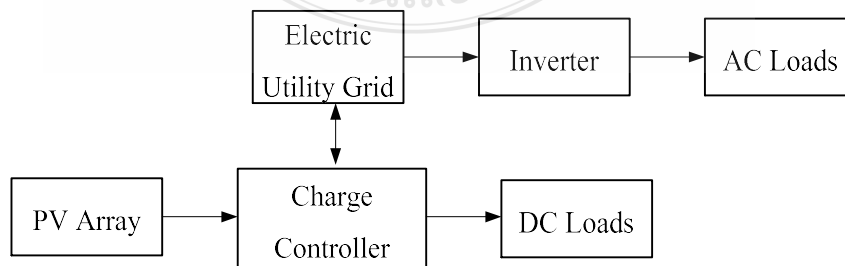
เป็นระบบที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า โดยจะออกแบบอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสมต่อเข้ากับระบบกริด ดังรูปที่ 2.19 แหล่งเก็บพลังงานจึงไม่สำคัญสำหรับในกรณีนี้ โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะใช้กับโหลดภายในบ้าน และที่เหลือจะผลิตออกไปเข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า



รูปที่ 2.19 รูปแบบที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า

2.8.2 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand-alone system)

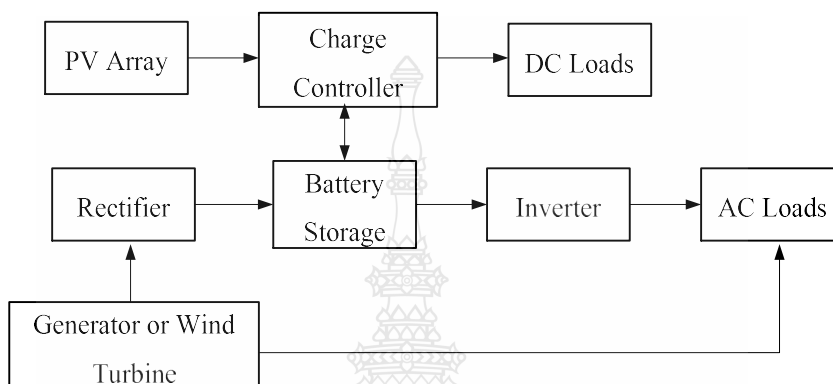
เป็นระบบใช้ในพื้นที่ๆ ไม่มีระบบไฟฟ้าเข้าถึงได้ง่ายหรือพื้นที่ห่างไกล ปกติเมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกเก็บไว้ที่แบตเตอรี่ โดยระบบนี้จะประกอบไปด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ และอุปกรณ์ควบคุมรวมถึงอินเวอร์เตอร์ด้วยเพื่อแปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อใช้งานกับอุปกรณ์และเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน ดังรูปที่ 2.20



รูปที่ 2.20 รูปแบบที่เชื่อมต่อแบบอิสระ

2.8.3 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

ในระบบนี้จะใช้มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้ามากกว่า 1 ชนิด แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำรองนั้นสามารถผลิตไฟฟ้าทดแทนได้ในกรณีที่เซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตได้ เช่น กังหันลม หรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังรูปที่ 2.21



รูปที่ 2.21 รูปแบบที่เชื่อมต่อแบบไฮบริด

2.9 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ (The Floating PV System)

การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ (FPV) นั้นถูกมองว่า เป็นวิธีที่เหมาะสมที่จะปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบเดิม คือการติดตั้งบนพื้นดิน ช่วงหลายปีที่ผ่านมา การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินมีประสิทธิภาพและเทคโนโลยีที่พัฒนามาก แต่ปัจจุบันระบบฯ แบบลอยน้ำกำลังเป็นที่นิยมสำหรับการติดตั้งโดยเฉพาะในต่างประเทศ โดยพบว่าการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำตั้งแต่ปี ค.ศ.2008-2013 สามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภท

1. การติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ
2. การติดตั้งบนแพพลาสติกกับโครงสร้างเหล็กชุบสังกะสี
3. การติดตั้งบนแพพลาสติก

2.9.1 ทุ่น (Pontoons)

การใช้ทุ่นในการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำโดยส่วนใหญ่จะใช้ในแพลนที่มีขนาดเล็กและขนาดกลาง แต่อย่างไรก็ตามเป้าหมายของการผลิตไฟฟ้า คือผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดโดยมีต้นทุนที่ต่ำ แม้ว่าการใช้ทุ่นลอยน้ำในการติดตั้งเป็นสิ่งที่ดีแต่ก็มีราคาแพง เหตุนี้จึงมีความพยายามในการแก้ปัญหาหลายๆ ทาง โดยการใช้แพซึ่งเหมาะสมสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

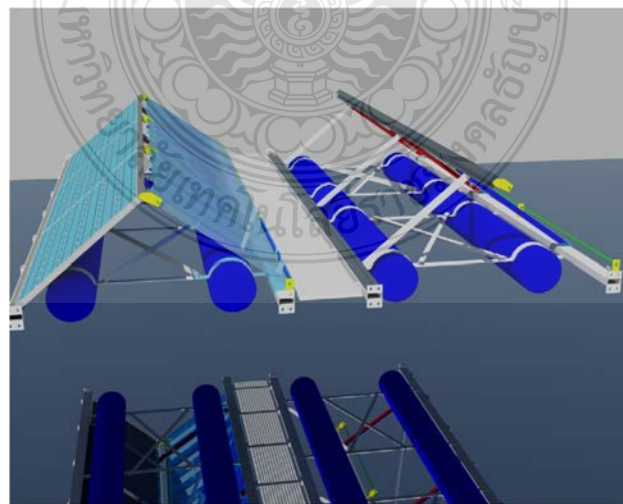
2.9.2 แพแบบแยกส่วนใต้เหล็กชุบสังกะสี (Modular Raft in Galvanized Steel)

ในปี ค.ศ.2010 บริษัท Terra Moretti ได้เสนอวิธีการติดตั้งโดยใช้วัสดุโพลีเอทิลีนที่มีความหนาแน่นสูง (HDPE) และฐานรองรับโครงสร้างขนาดใหญ่ในเหล็กชุบสังกะสี (Galvanized Steel) ดังรูปที่ 2.22 โดยได้เชื่อมต่อเข้ากับกริดตั้งแต่ช่วงซัมเมอร์ ปี ค.ศ.2011 โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 200 kWp

ในปี ค.ศ.2011-2012 ได้มีการติดตั้งบนแพแยกส่วนที่ใช้วัสดุโพลีเอทิลีนและเหล็กชุบสังกะสีสามารถรองรับได้ 3-6 โมดูล โดยแสดงโครงสร้างนี้ดังรูปที่ 2.23 และได้มีการติดตั้งเป็นโครงการนำร่องที่ประเทศเกาหลีใต้ ดังรูปที่ 2.24



รูปที่ 2.22 โครงสร้างการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนแพของบริษัท Terra Moretti [15]



รูปที่ 2.23 แพแบบแยกส่วนที่ใช้ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ 3 โมดูล [15]



รูปที่ 2.24 โครงการนำร่องในประเทศเกาหลีใต้ปี ค.ศ. 2012 [15]

2.9.3 แพพลาสติก (Plastic Rafts)

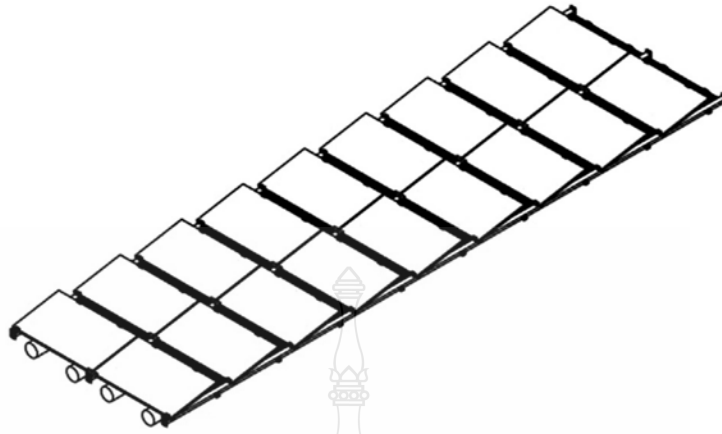
นักพัฒนาชาวฝรั่งเศสได้แนะนำการแก้ปัญหาที่แตกต่าง โดยที่ข้อเสนอของเขาคือ การสร้างแพขนาดเล็กโดยใช้วัสดุพีวีซี (PVC) โดยบริษัทของเขาได้ประสบความสำเร็จในการผลิต แพทฟอร์มชนิดพีวีซีที่สามารถรองรับโมดูลได้ 2 โมดูล ดังรูปที่ 2.25



รูปที่ 2.25 แพทฟอร์มพีวีซีที่รองรับแผงโซลาร์เซลล์ได้ 2 โมดูล ที่ประเทศฝรั่งเศส [15]

2.10 การออกแบบแพและทุ่นลอยน้ำ (The Raft/Pontoon Design)

แพหรือทุ่นมีความยาวประมาณ 12 เมตร ประกอบไปด้วยท่อ HDPE 4 ท่อ และเหล็กกล้า ไนซ์ ซึ่งสามารถประกอบได้อย่างง่ายดาย แสดงดังรูปที่ 2.26



รูปที่ 2.26 การออกแบบแผงเบื้องต้นสำหรับโครงการใช้แผงโซลาร์เซลล์ 18 โมดูล [15]



รูปที่ 2.27 แผงฯ 24 โมดูล วางเอียง 5 องศาแบบหน้าจั่วบนแพลตฟอร์ม [15]

การประกอบแพหรือทูน โดยวาง 2 แถว และวางแผงโซลาร์เซลล์ในแนวนอน จำนวน โมดูลที่วางทั้งหมดอยู่ระหว่าง 10-24 โมดูล ขึ้นอยู่กับความเอียงและระยะห่างของการวางแผง

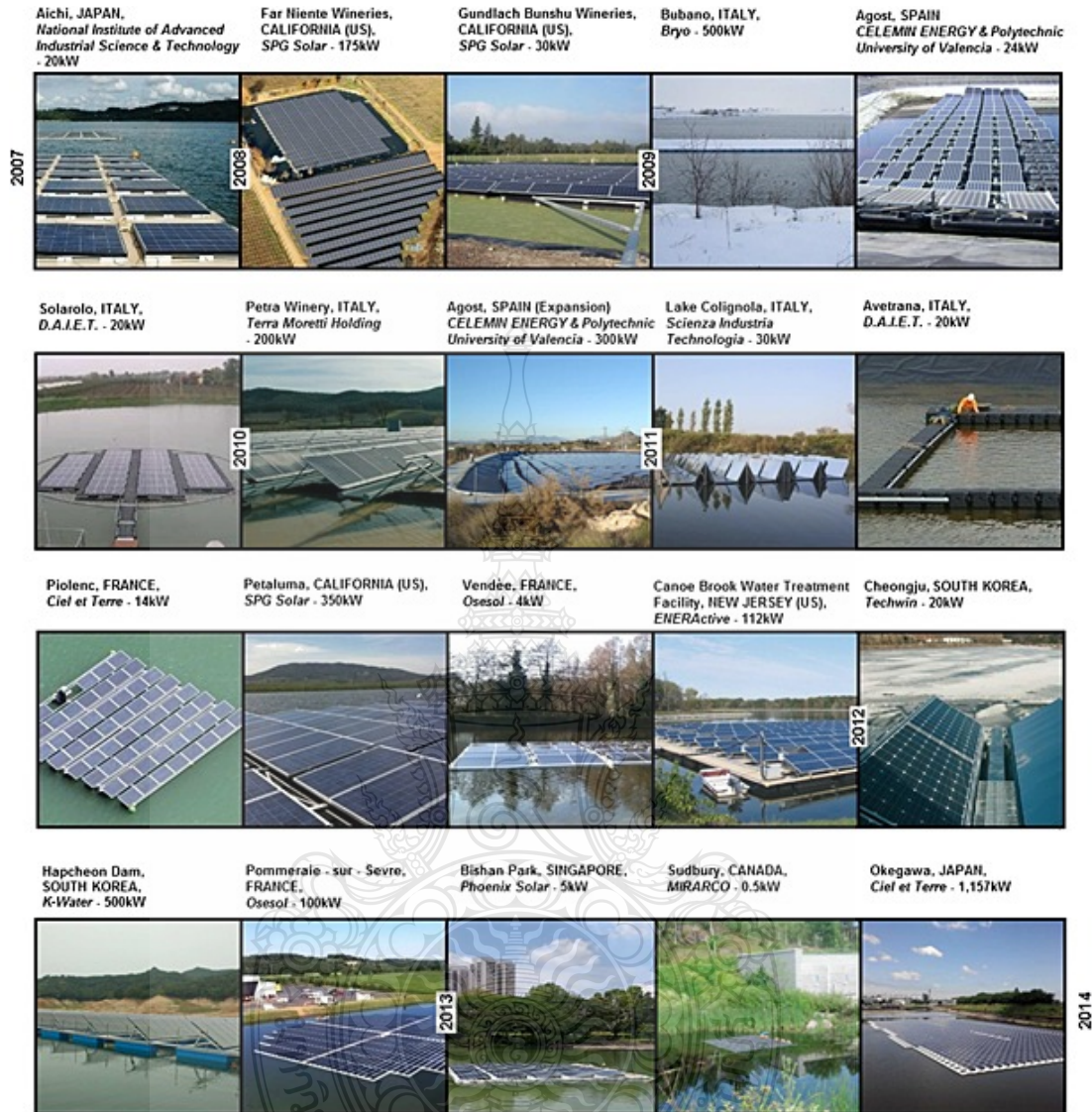
ส่วนการใช้โครงสร้างสามารถใช้คานอลูมิเนียมได้ ซึ่งมีน้ำหนักเบาและมีขนาดเล็ก ทำให้สามารถลดต้นทุนของโครงการได้ วิธีการแก้ปัญหานี้ได้รับการศึกษามาแล้วเพื่อลดค่าใช้จ่าย แต่ใน ขณะเดียวกันนี้ยังสามารถนำไปประยุกต์ใช้กับการวางโมดูลอื่นๆอีกด้วย โดยโครงสร้างนี้สามารถวาง สายไฟหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆได้อีกด้วย ดังรูปที่ 2.27 แสดงตัวอย่างของการวางแผงโซลาร์เซลล์ 24 แผงแบบหน้าจั่ว การจัดวางแบบนี้เหมาะสำหรับพื้นที่ในเขตร้อน

2.11 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำในปัจจุบัน

ในปัจจุบันระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำได้รับความสนใจมากขึ้นจาก หลายประเทศ ดังแสดงในตารางที่ 2.6 และรูปที่ 2.28

ตารางที่ 2.6 ประเทศที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ [9]

สถานที่/บริษัท	ประเทศ	กำลังไฟฟ้าที่ผลิต (kW)	ปี
Aichi/National Institute of Advanced Industrial Science & Technology	ญี่ปุ่น	20	2007
California/Far Niente Wineries	สหรัฐอเมริกา	175	2008
California/Gundlach Bunshu Wineries	สหรัฐอเมริกา	30	2008
Bubano/Bryo	อิตาลี	500	2009
University of Valence/Celemin Energy & Polytechni	สเปน	24	2009
Solarolo/D.A.I.E.T	อิตาลี	20	2009
Petra Winery/Terra Moretti Holding	อิตาลี	200	2010
University of Valence/Celemin Energy & Polytechnic (expansion)	สเปน	300	2010
Lake Colignola/Scienza Industria Technologia	อิตาลี	30	2011
Avetrana/D.A.I.E.T	อิตาลี	20	2011
Piolenc/Ciel et Terre	ฝรั่งเศส	14	2011
Petaluma/SPG Solar	สหรัฐอเมริกา	350	2011
Vendeé/Osesol	ฝรั่งเศส	4	2011
New Jersey/ENERActive	สหรัฐอเมริกา	112	2011
Cheongiu/Techwi	เกาหลีใต้	20	2012
Hapcheon dam/K-Water	เกาหลีใต้	500	2012
Sevre/Osesol	ฝรั่งเศส	100	2012
Bishan Park/Phoenix Solar	สิงคโปร์	5	2013
Sudbury/MIRARCO	แคนาดา	0.5	2013
Okegawa/Ciel et Terre	ญี่ปุ่น	1157	2013



รูปที่ 2.28 เซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำที่ติดตั้งในประเทศต่างๆ [10]

2.12 ประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบ

ตัวชี้วัดที่ใช้แสดงประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ตามมาตรฐาน IEC 61724 การวิเคราะห์สมรรถนะทางเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ในการประเมินครั้งนี้ใช้วิธีการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคโดยอ้างอิงจาก International

Energy Agency Photovoltaic Power System TASK 2 – Performance, Reliability and Analysis of Photovoltaic Systems (IEA PVPS Task2) ซึ่งได้กำหนดให้มีการวิเคราะห์ตัวแปรต่างๆดังต่อไปนี้ [8]

2.12.1 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Yield) หาได้จากสมการ

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

Y_A คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้ง (kWh/kWp)

E_a คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (kWh)

P_O คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

2.12.2 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทางทฤษฎี (Reference Yield) หาได้จากสมการ

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

Y_r คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับต่อกำลังติดตั้งในทางทฤษฎี (kWh/kWp)

H_i คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

G_{STC} คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่สภาวะมาตรฐานการทดสอบเซลล์แสงอาทิตย์ STC = 1 kW/m²

2.12.3 พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Final Yield) หาได้จากสมการ

$$Y_f = E_{tot} / P_O \quad (2.11)$$

Y_f คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

E_{tot} คือ พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกใช้โดยภาระทางไฟฟ้า (kWh)

P_O คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

2.12.4 พลังงานสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Capture Losses) หาได้จากสมการ

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

L_C คือ พลังงานที่สูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

2.12.5 พลังงานสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (System Losses) หาได้จากสมการ

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

L_S คือ พลังงานที่สูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

2.12.6 สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Performance Ratio, PR) หาได้จากสมการ

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

2.12.7 ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Efficiency) หาได้จากสมการ

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

η_a คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

A_A คือ พื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (m^2)

2.12.8 ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Total Efficiency) หาได้จากสมการ

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

η_{tot} คือ ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

2.12.9 พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (E_a : kWh)

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

V_{dc} คือ แรงดันไฟฟ้าที่ขั้วของ PV array

I_{dc} คือ กระแสไฟฟ้าที่จ่ายจาก PV array

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

2.12.10 พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (H_i : kWh/ m^2)

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

G_i คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ PV array ได้รับจริง (kW/m^2)

Time คือ ระยะเวลาที่ PV array ได้รับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จริง

2.12.11 พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกใช้โดยภาระทางไฟฟ้า (E_{grid} : kWh)

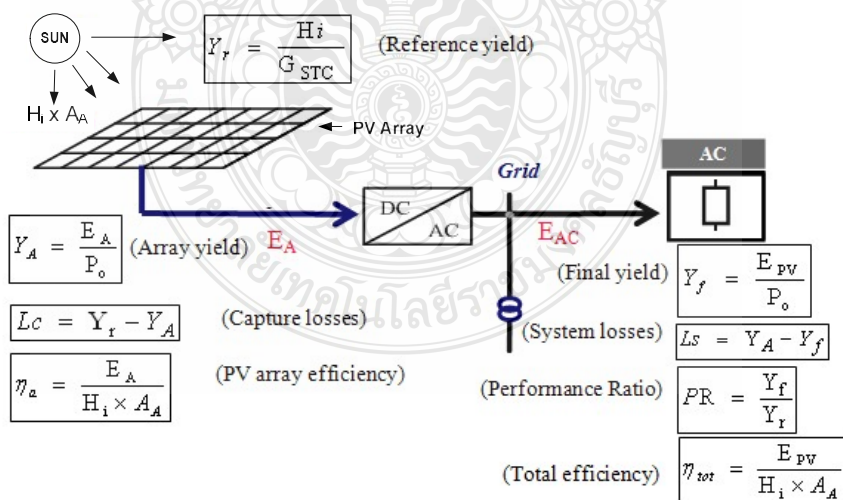
$$E_{\text{grid}} = V_{\text{ac}} \cdot I_{\text{ac}} \cdot \text{Time} \quad (2.19)$$

V_{ac} คือ แรงดันไฟฟ้าที่ขั้วของอินเวอร์เตอร์ทางด้านเอาต์พุตที่ป้อนให้ระบบ
 จำหน่าย

I_{ac} คือ กระแสไฟฟ้าที่ขั้วของอินเวอร์เตอร์ทางด้านเอาต์พุตที่ป้อนให้ระบบ
 จำหน่าย

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

จากสมการที่ 2.9 – 2.19 เพื่อให้สามารถเข้าใจตัวแปรและค่าพารามิเตอร์ต่างๆของตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบ PVGCS แสดงให้เห็นรูปที่ 2.29



รูปที่ 2.29 โดอะแกรมของระบบ PVGCS และค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะ

2.13 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.13.1 Neha Yadav, Manju Gupta and K. Sudhakar [11] เปรียบเทียบสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าของระบบแบบลอยน้ำขนาด 250 W กับระบบบนพื้นดิน(ติดตั้งอยู่แล้ว) โดยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ตรวจพบอยู่ระหว่าง 125 – 945 W/m² ผลการศึกษาพบว่าระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 0.79 % และมีอุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ยต่ำกว่าเมื่อเทียบกับระบบบนพื้นดิน

2.13.2 Young-Kwan Choi [12] จาก บริษัท K-Water ได้วิเคราะห์เปรียบเทียบประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าโดย กรณีที่ 1 ติดตั้ง Floating PV ขนาด 100 kW (ปี 2011) ที่เขื่อน Hapcheon และขนาด 500 kW (ปี 2012) ในสถานที่ใกล้เคียงกัน โดยเปรียบเทียบระบบ PV ขนาด 1 MW ติดตั้งที่ Haman-gun กรณีที่ 2 ติดตั้ง Floating PV (ปี 2009) และ PV (ปี 2010) ขนาด 2.4 kW ภายในพื้นที่เขื่อน Juam ซึ่งจากผลการเปรียบเทียบพบว่าประสิทธิภาพของ Floating PV สูงกว่าประมาณ 11%

2.13.3 Mohd Syahrman Mohd Azmia and Mohd Yusof Hj [13] วัตถุประสงค์เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของโมดูล PV ทั่วไปและ FPV ที่ FPV ตัวดูดซับประกอบด้วยอลูมิเนียมติดอยู่ด้านหลังโมดูล PV เพื่อดูดซับความร้อน และน้ำถูกใช้เพื่อระบายความร้อนของโมดูล PV โดยการผ่านได้ผิวหนังด้านล่างของโมดูล โดยที่ระบบจะถูกทดสอบภายใต้ความเข้มแสงที่ 417 W/m², 667 W/m² และ 834 W/m² พบว่า FPV มีประสิทธิภาพและกำลังไฟฟ้าสูงกว่าระบบ PV ทั่วไป รวมถึงอุณหภูมิเฉลี่ยของ FPV ต่ำกว่าอุณหภูมิของ PV ทั่วไปจึงทำให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าดีขึ้น

2.13.4 Luyao Liua, Qinxing Wanga, Haiyang Lina, Hailong Lib, Qie Suna and Ronald wannerstena [14] พบว่าผลจากการติดตั้งระบบ PV แบบลอยน้ำทำให้ประสิทธิภาพของระบบเพิ่มขึ้นประมาณ 1.58-2.00% เมื่อเทียบกับระบบ PV บนพื้นดิน

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

ในงานวิจัยนี้เป็นการวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ พิกัด 50 kWp เปรียบเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินพิกัด 10 kWp ภายในโครงการสระเก็บน้ำพระราม 9 อันเนื่องมาจากพระราชดำริ ซึ่งต้องศึกษาข้อมูลโครงสร้าง การออกแบบ และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ โดยนำข้อมูล และพารามิเตอร์ที่บันทึกได้จากระบบบันทึกข้อมูลออนไลน์ (Online Monitoring Data) ซึ่งได้รับการอนุเคราะห์จากสถาบันสารสนเทศทรัพยากรน้ำและการเกษตร(องค์การมหาชน) หรือ สสนก. นำมาวิเคราะห์สมรรถนะของระบบฯ และจำลองผลการทดลองกับโปรแกรมคอมพิวเตอร์ รวมถึงวิเคราะห์ ประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการฯต่อไป โดยมีขั้นตอนการดำเนินการดังนี้

3.1 ขั้นตอนการวิจัย

3.1.1 ศึกษาการออกแบบ และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ

3.1.2 นำข้อมูลและพารามิเตอร์ต่างๆ จากระบบบันทึกข้อมูลออนไลน์และการตรวจวัดมา วิเคราะห์สมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละแบบ

3.1.3 เปรียบเทียบผลที่ตรวจวัดได้กับโปรแกรมจำลองคอมพิวเตอร์

3.1.4 ประเมินผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากโครงการฯ

3.1.5 สรุปข้อดี และข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละแบบ

3.1.6 สรุปผลการดำเนินการ

3.2 ข้อมูลภายในโครงการ

สำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนแบบลอยน้ำขนาด 50 kWp นั้น ได้ถูกติดตั้งภายในพื้นที่โครงการสระเก็บน้ำพระราม 9 อันเนื่องมาจากพระราชดำริ อ.คลองหลวง จ.ปทุมธานี ละติจูดที่ 14 องศา 0 ลิปดาเหนือ และลองจิจูด 100 องศา 7 ลิปดาตะวันออก ภายในโครงการมีสระเก็บน้ำจำนวน 2 สระ โดยสระเก็บน้ำที่ 1 มีพื้นที่ประมาณ 755 ไร่ และสระเก็บน้ำที่ 2

มีพื้นที่ประมาณ 1,423 ไร่ กักเก็บน้ำได้รวม 37.0 ล้านลูกบาศก์เมตร ที่ระดับน้ำสูงสุด (+3.4 เมตร รทก.) ใช้เป็นแก้มลิงกักเก็บน้ำ ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 พื้นที่โครงการฯ สำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนแบบลอยน้ำ 50 kWp

โดยรายละเอียดโครงการใช้พื้นที่ของบริเวณสระเก็บน้ำพระรามเก้าฯ จะเป็นระบบผลิตไฟฟ้าแบบขนานสายส่ง (Grid-Connected System) ผลิตไฟฟ้าเพื่อไปใช้ประโยชน์ในโครงการตามความเหมาะสม เช่น อาคาร แปลงเกษตร และกรณีฉุกเฉิน เป็นต้น ดังรูปที่ 3.2

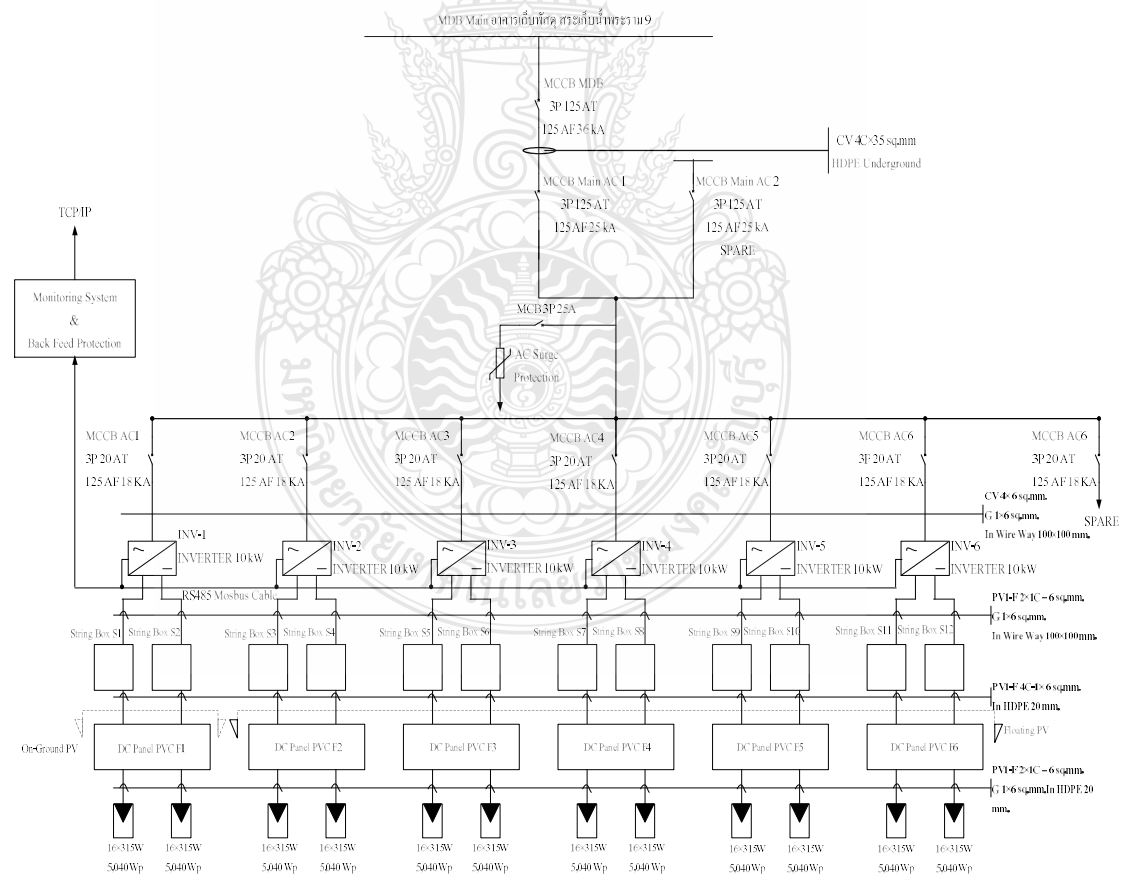


รูปที่ 3.2 การใช้พื้นที่ของบริเวณสระเก็บน้ำพระราม 9

3.3 การออกแบบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในงานวิจัย

ภาพรวมของการออกแบบและการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภายในโครงการสระเก็บน้ำพระรามเก้าฯ ดังรูปที่ 3.3 ประกอบไปด้วย

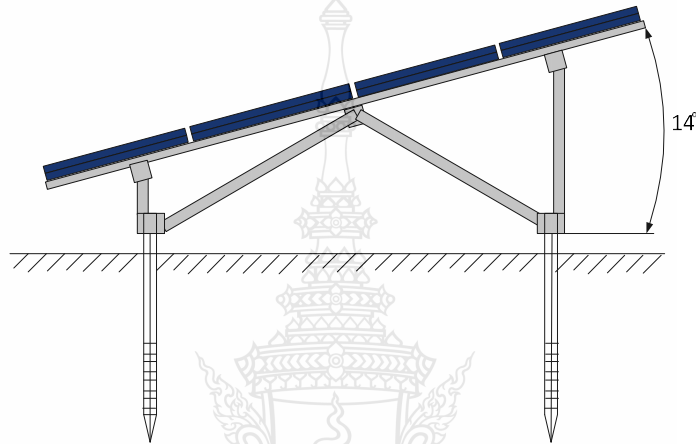
1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ ขนาด 10 kWp จำนวน 1 ระบบ และ 50 kWp จำนวน 5 ระบบ
2. ตู้คอนเทนเนอร์ควบคุมระบบไฟฟ้าสำหรับระบบฯ ประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ขนาด 10 kW 6 เครื่อง
3. สายไฟ DC จากแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำโดยใช้สาย 20C-1×6 SQ.MM./G 1×6 SQ.MM. ส่วนบนพื้นดินใช้สาย 4C-1×6 SQ.MM. / G 1×16 SQ.MM.
4. สายไฟ AC จาก ตู้คอนเทนเนอร์ควบคุมระบบไฟฟ้าฯ ถึงตู้ MDB-1 ของอาคารสำนักงาน ใช้สาย 4×35 SQ.MM.
5. หม้อแปลงระบบจำหน่ายขนาด 250 kVA



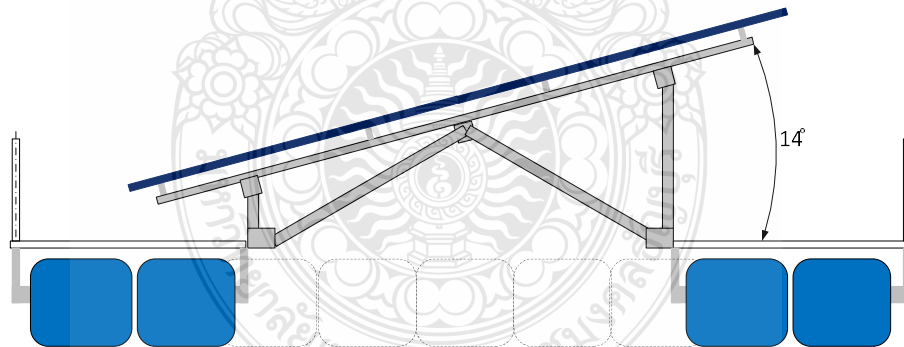
รูปที่ 3.3 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการสระเก็บน้ำพระราม 9

3.3.1 โครงสร้างที่รองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ (Mounting & Steel Structure)

สำหรับโครงการนี้ได้ใช้โครงสร้างเหล็ก และระบบ Mounting Structure เป็นแบบ อลูมิเนียม (Aluminium) หรือเหล็กที่ได้มาตรฐานผ่านการป้องกันการเป็นสนิมด้วยการชุบสังกะสีด้วยระบบ Hot Dip Galvanized ตามมาตรฐาน ASTM A153/123 ซึ่งมีความเหมาะสมกับการรองรับ น้ำหนักแรงกดและแรงถอนจากภาระแรงลม ดังรูปที่ 3.4 และ 3.5



รูปที่ 3.4 โครงสร้างการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดิน



รูปที่ 3.5 โครงสร้างการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

3.3.2 ระบบทุ่นลอยน้ำ (Floating Pontoon System)

เป็นระบบทุ่นลอยน้ำประกอบท่าเรือที่สามารถถอดประกอบ หรือติดตั้งได้ง่ายใช้เวลาสั้น ผิวด้านข้างของทุ่นลอยทั้ง 4 ด้าน มีลักษณะเรียบ โดยมีโครงสร้างรอยหยักเป็นรูปพื้นปลา สลับกันเพื่อเสริมการยึดเกาะของตัวทุ่นให้มีความแข็งแรงมั่นคงเพื่อกระจายแรงกระแทกของคลื่นน้ำได้ดี วัสดุที่ใช้ทำมาจากพลาสติกประเภท High Molecular Weight High Density Polyethylene

(HMWHDPE) คือ มีความทนทานต่อการสึกหรอสูง ทนต่อการกระแทกและแรงเสียดสี โดยโครงการฯ ใช้ท่อนลอยน้ำขนาด (ก) 50×(ข) 50×(ค) 40 cm. สำหรับใช้ติดตั้งกับแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำ ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 ลักษณะท่อนที่ใช้ติดตั้งกับแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำ [16]

3.3.3 ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

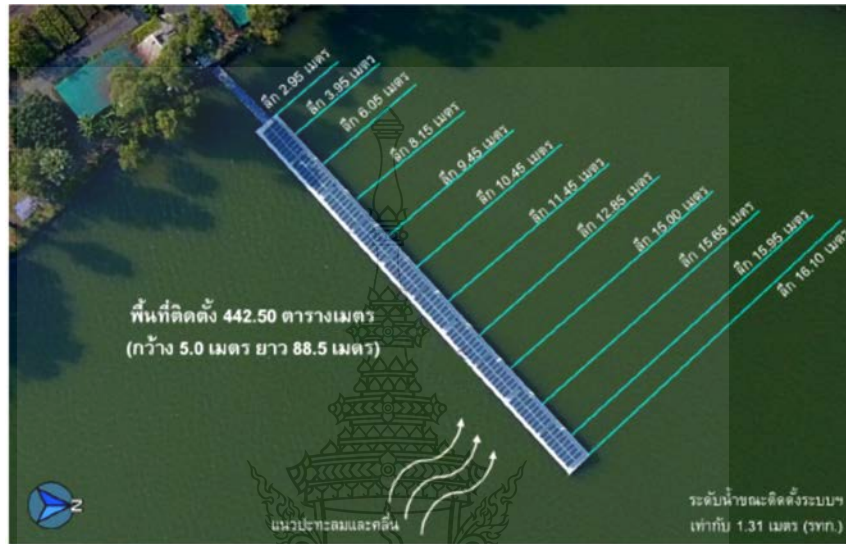
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้มีขนาดทั้งสิ้น 60 kW_p โดยแบ่งเป็นการติดตั้งบนพื้นดิน 10 kW_p จำนวน 1 ระบบ และแบบลอยน้ำ 50 kW_p อีกจำนวน 5 ระบบ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในงานวิจัยนี้ของบริษัท Canadian Solar Inc. รุ่น CS6X-315P จำนวนทั้งหมด 192 แผงๆละ 315 W_p ดังนี้

1).แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน - ติดตั้งบนพื้นดินจำนวน 1 ระบบ กำลังการผลิต 10 kW_p ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน

2).แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำ - ติดตั้งแบบลอยน้ำจำนวน 5 ระบบ กำลังการผลิต 50 kW_p ใช้พื้นที่ติดตั้ง 442.50 ตารางเมตร (กว้าง 5 เมตร ยาว 88.5 เมตร) โดยแผงฯ ติดตั้งที่ความลึกแตกต่างกัน 10 ระดับ ตั้งแต่ 3 – 16 เมตร ระดับน้ำขณะติดตั้งเท่ากับ 1.31 เมตร (รทก.) ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำติดตั้งที่ความลึกต่างกัน 10 ระดับ

โดยมีรายละเอียดคุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ดังรูปที่ 3.9 และตารางที่ 3.1 ดังนี้



รูปที่ 3.9 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ Canadian Solar Inc. รุ่น CS6X-315P ขนาด 315 Wp [17]

ตารางที่ 3.1 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ยี่ห้อ	Canadian Solar
รุ่น	CS6X-315P
ชนิด	Poly Crystalline Module
กำลังสูงสุด (W)	315
แรงดันสูงสุด, Vp (V)	36.6
กระแสลัดวงจร, Isc (A)	9.18
แรงดันเปิดวงจร, Voc (V)	45.1
กระแสสูงสุด, Ip (A)	8.61
กว้าง x ยาว x หนา (มิลลิเมตร)	982 × 1954 × 40

3.3.4 ระบบอินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ชนิด Three Phase Grid Connected Inverter ซึ่งใช้ในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นผลิตภัณฑ์ของ LEONICS รุ่น APOLLO GTP-4010TLP พิกัด 10 kW จำนวน 6 เครื่อง รายละเอียดดังรูปที่ 3.6 และตารางที่ 3.1



รูปที่ 3.10 อินเวอร์เตอร์ LEONICS รุ่น APOLLO GTP-4010TLP 10 kW [17]

ตารางที่ 3.2 แสดงคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ LEONICS รุ่น APOLLO GTP-4010TLP 10 kW

Input (DC)	
DC voltage range, mppt (V_{DC})	250 to 950 V
Maximum DC voltage (V_{OC})	1,00 V
Output (AC)	
Nominal AC output power	10 kW
Nominal AC current	17 A
Nominal output voltage	400/230
Output frequency	50 / 60 \pm 2 Hz
Total Harmonic distortion	THDi < 3%
Efficiency	
Peak efficiency	98 %
MPPT efficiency	99.9 %

3.3.5 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าย้อนกลับสายระบบจำหน่ายของ กฟภ. (Back-feed Protection : BFP)

เป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพื่อป้องกันพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบฯ ไหลย้อนเข้าสู่สายระบบจำหน่ายของ กฟภ. ลักษณะการทำงานของคือ เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าพลังงานที่ผลิตได้จากโซลาร์เซลล์ อุปกรณ์จะส่งคำสั่งควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ไม่ให้ผลิตไฟฟ้ามากกว่าความต้องการใช้งานจริง ดังรูปที่ 3.7

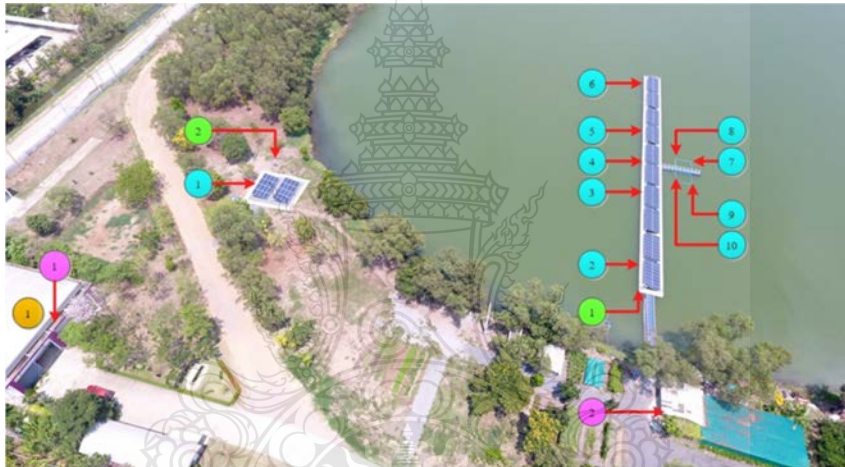


รูปที่ 3.11 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าย้อนกลับสายส่ง (Back-Feed Protection)

3.4 ระบบโทรมาตรตรวจวัดอัตโนมัติและระบบแสดงผลข้อมูล

ระบบโทรมาตรตรวจวัดอัตโนมัติและระบบแสดงผลข้อมูลนี้ได้รับความอนุเคราะห์จากสถาบันสารสนเทศทรัพยากรน้ำและการเกษตร(องค์การมหาชน) หรือ สสนก. โดยภาพรวมของระบบที่ติดตั้งภายในโครงการฯ แสดงดังรูปที่ 3.12 ประกอบไปด้วยอุปกรณ์ ดังนี้

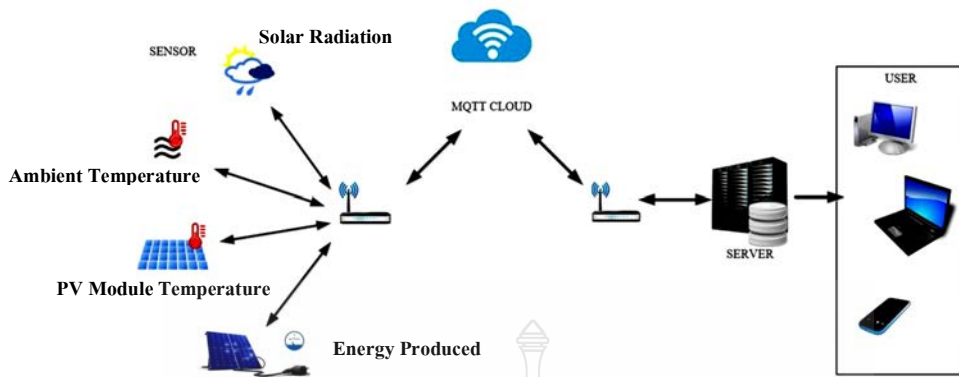
- 1.ระบบกระจายสัญญาณ Wi-Fi
- 2.สถานีโทรมาตรตรวจวัดสภาพอากาศและปริมาณน้ำฝน
- 3.ระบบตรวจวัดอุณหภูมิแผง Solar Cell
- 4.ระบบส่งข้อมูล Back-Feed Control



รูปที่ 3.12 แสดงตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ระบบตรวจวัดภายในโครงการฯ

3.4.1 ระบบกระจายสัญญาณ Wi-Fi

การประเมินสมรรถนะของระบบข้างต้น ตามมาตรฐานการวิเคราะห์ของ IEC 61724 จำเป็นต้องมีการวัดค่าพารามิเตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าฯ ในเวลาจริง คือ ค่าความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ (Irradiance: W/m^2) กระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าทางด้านไฟตรง (I_{dc} , V_{dc}) กระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าทางด้านไฟสลับ (I_{ac} , V_{ac}) ค่าอุณหภูมิแวดล้อมระบบ และเวลาในการวัดและบันทึกค่าภาพรวมของระบบ ดังรูปที่ 3.13



รูปที่ 3.13 ภาพรวมของระบบกระจายสัญญาณ Wi-Fi ภายในโครงการ

3.4.2 สถานีโทรมาตรตรวจวัดสภาพอากาศและปริมาณน้ำฝน

สถานีโทรมาตรทั้ง 2 แห่งนี้ ได้ทำการติดตั้งแยกกันบริเวณแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ โดยระบบจะทำการส่งข้อมูลทุกๆ 1 นาที ดังรูปที่ 3.14 และ 3.15



รูปที่ 3.14 สถานีโทรมาตรบริเวณแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน



รูปที่ 3.15 สถานีโทรมาตรบริเวณแพงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำ

3.4.3 ระบบตรวจวัดอุณหภูมิแพง Solar Cell

ระบบตรวจวัดอุณหภูมิบนแพงและใต้แพง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าฯ ที่ติดตั้งบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ จะส่งข้อมูลทุกๆ 5 นาที ด้วยรูปแบบ MQTT Protocol ผ่านเครือข่ายสัญญาณ WiFi โดยชาร์จไฟด้วยแผ่นโซลาร์เซลล์ขนาด 5V 0.5 Watt ดังรูปที่ 3.16



รูปที่ 3.16 ระบบตรวจวัดอุณหภูมิบนแพงและใต้แพง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าฯ ที่ติดตั้งบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ

3.4.4 ระบบส่งข้อมูล Back Feed Control

ระบบจะรับข้อมูลจากอุปกรณ์ Back-Feed Protection ของทางบริษัท Leonics โดยส่งข้อมูลทุกๆ 1 นาที ด้วยรูปแบบ MQTT Protocol ผ่านเครือข่ายสัญญาณ WiFi ดังรูปที่ 3.17 ข้อมูลเบื้องต้นที่ได้รับ คือ

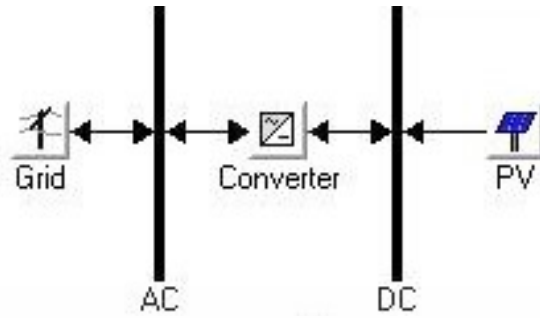
- 1) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตรวมของระบบ
- 2) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตต่อวันของแต่ละอินเวอร์เตอร์
- 3) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตสะสมของแต่ละอินเวอร์เตอร์



รูปที่ 3.17 ระบบส่งข้อมูล Back Feed Control

3.5 การวิเคราะห์การออกแบบโดยใช้โปรแกรม HOMER ENERGY

สำหรับ Homer Energy [18] เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการวิเคราะห์หาความเหมาะสมของการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถออกแบบได้ทั้งชนิดที่เป็นการเชื่อมต่อแบบอิสระ (PV Stand-alone system) และการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) โดยโปรแกรมจะทำการจำลองความเข้มแสงอาทิตย์ที่ได้แต่ละช่วงเวลา และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบที่ต้องการจะติดตั้ง ดังรูปที่ 3.3

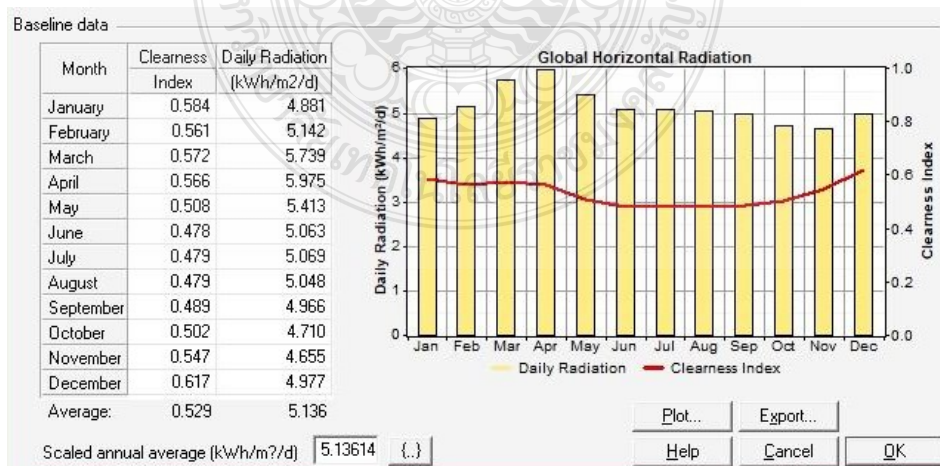


รูปที่ 3.18 ไอโอะแกรมการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากโปรแกรม Homer Energy

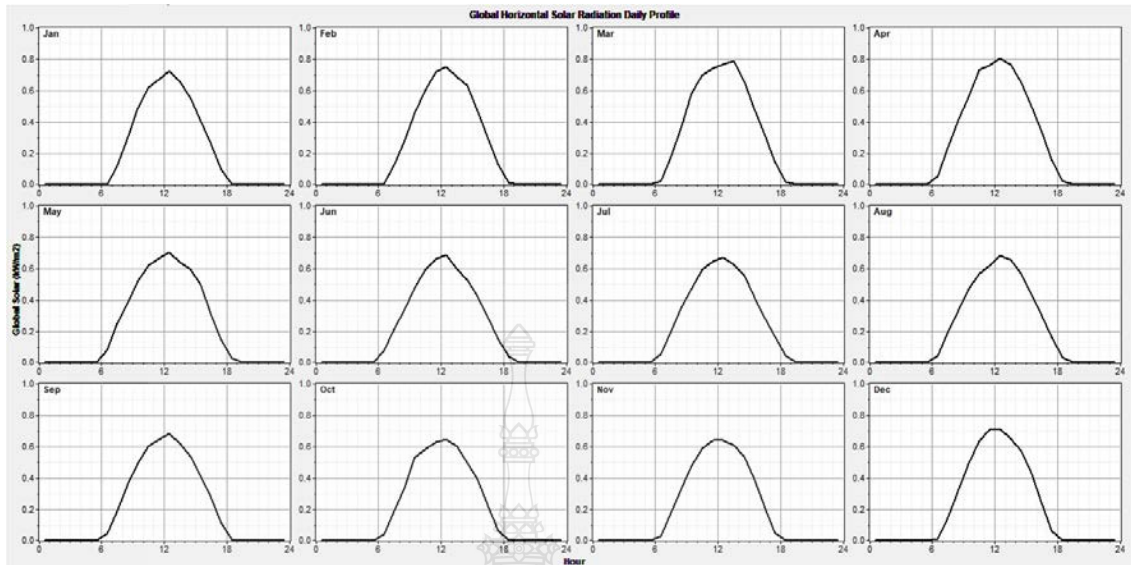
จากตำแหน่งที่ตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ภายในพื้นที่โครงการที่ใช้ทำการศึกษาและวิจัย คือ ละติจูดที่ 14 องศา 0 ลิปดาเหนือ และลองจิจูด 100 องศา 7 ลิปดาตะวันออก และค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยภายในพื้นที่ จ.ปทุมธานี ดังตารางที่ 3.3 โดยได้ทำการจำลองความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายเดือน(kWh/m²/d) จากโปรแกรม Homer Energy ดังรูปที่ 3.19 และ 3.20

ตารางที่ 3.3 ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยภายในพื้นที่ จ.ปทุมธานี

	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
รังสี												
ดวงอาทิตย์	4.881	5.142	5.739	5.975	5.413	5.063	5.069	5.048	4.966	4.710	4.655	4.977

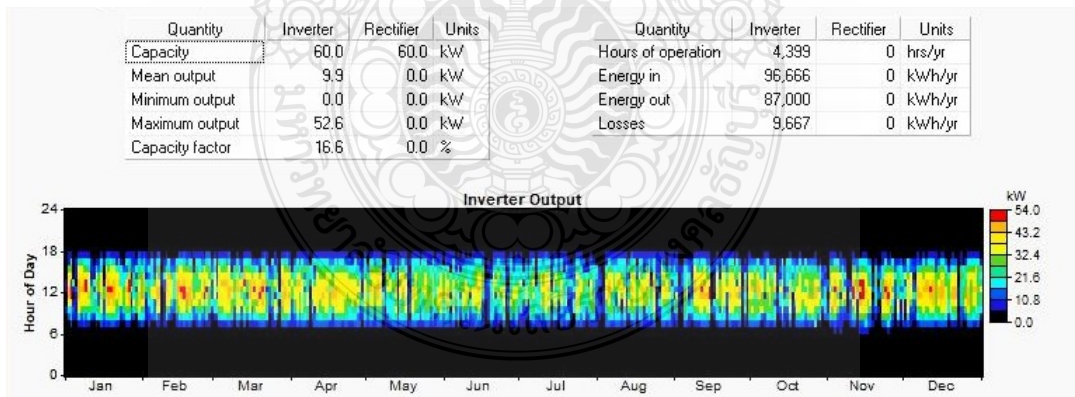


รูปที่ 3.19 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของโปรแกรม Homer Energy

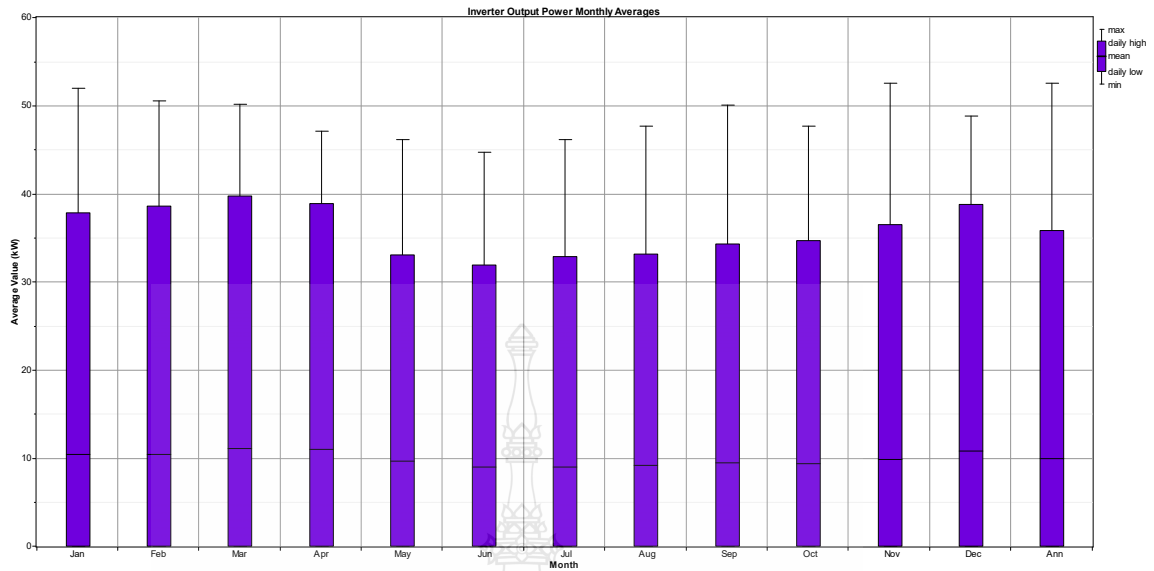


รูปที่ 3.20 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในแต่ละเดือนของโปรแกรม Homer Energy

จากรูปที่ 3.20 เป็นกราฟลักษณะความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ในแต่ละเดือนที่ได้จากโปรแกรม Homer พบว่าในช่วงเวลา 12.00 - 13.00 น. ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยสูงสุดตลอดทั้งวันมีค่าเท่ากับ 0.7942 kW/m^2 อยู่ในช่วงเดือนเมษายน และค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยต่ำสุดตลอดทั้งวันมีค่าเท่ากับ 0.5979 kW/m^2 อยู่ในช่วงเดือนตุลาคม



รูปที่ 3.21 ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์



รูปที่ 3.22 กราฟกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละเดือน

จากรูปที่ 3.21 และ 3.22 ได้ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ขนาด 60 kW ซึ่งจากการจำลองของโปรแกรม Homer Energy จะได้กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยทั้งวันเท่ากับ 9.9 kW สามารถนำมาคำนวณ Capacity Factor จะได้ว่าเท่ากับ

$$\text{Capacity Factor} = \frac{9.9 \text{ kW}}{60 \text{ kW}} \times 100\% = 16.6\%$$

โดยรายละเอียดกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้ในแต่ละเดือนแสดงให้เห็นดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้จากโปรแกรม Homer Energy ในแต่ละเดือน

เดือน	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย ในแต่ละวัน (kW)	กำลังไฟฟ้า ในแต่ละวัน (kW)	กำลังไฟฟ้าสูงสุด (kW)	พลังงานไฟฟ้า (kWh)
มกราคม	10.42	37.81	52.00	7,754
กุมภาพันธ์	10.44	38.60	50.51	7,017
มีนาคม	11.08	39.74	50.11	8,246
เมษายน	10.98	38.92	47.09	7,910

ตารางที่ 3.4 พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้จากโปรแกรม Homer Energy ในแต่ละเดือน (ต่อ)

เดือน	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย ในแต่ละวัน (kW)	กำลังไฟฟ้า ในแต่ละวัน (kW)	กำลังไฟฟ้าสูงสุด (kW)	พลังงานไฟฟ้า (kWh)
พฤษภาคม	9.65	33.02	46.13	7,184
มิถุนายน	8.93	31.88	44.72	6,437
กรกฎาคม	8.99	32.89	46.11	6,692
สิงหาคม	9.17	33.15	47.68	6,823
กันยายน	9.42	34.26	50.04	6,789
ตุลาคม	9.39	34.64	47.65	6,994
พฤศจิกายน	9.86	36.48	52.56	7,101
ธันวาคม	10.82	38.79	48.82	8,053
รวม (kWh/yr)				87,000

ผลจากการจำลองโปรแกรมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ จะมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้คือ 87,000 kWh/yr โดยมีค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้ 238.36 kWh/day ในจำนวนชั่วโมงการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ 4,399 hrs/yr

3.6 สรุปผลการดำเนินงานวิจัย

จากการศึกษาการออกแบบและการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภายในโครงการสระเก็บน้ำพระราม 9 จ.ปทุมธานี แบบติดตั้งบนพื้นดินขนาด 10 kW จำนวน 1 ระบบ และแบบลอยน้ำขนาด 10 kW จำนวน 5 ระบบ โดยใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 10 kW จำนวน 6 เครื่อง ผลการจำลองของโปรแกรม HOMER ENERGY พบว่าระบบฯ จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงสุดคือ 87,000 kWh/yr โดยจะมีค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้ 238.36 kWh/day

บทที่ 4

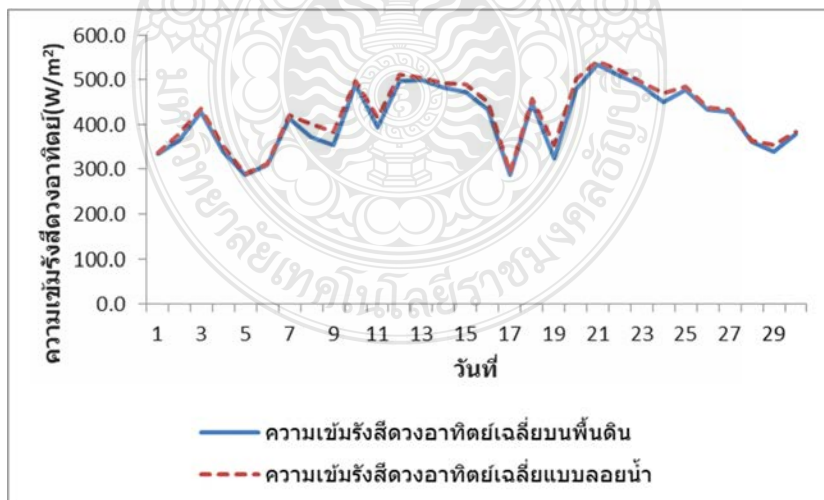
ผลการทดลอง

ในบทนี้จะเป็นการนำข้อมูลจากระบบบันทึกผลอัตโนมัติ (Online Monitoring) ที่ได้รับความอนุเคราะห์จากหน่วยงานสถาบันสารสนเทศทรัพยากรน้ำและการเกษตร(องค์การมหาชน) หรือ สสนก. และข้อมูลจากการตรวจวัดบางส่วนเพื่อประเมินสมรรถนะของระบบฯ ที่ติดตั้งต่างกัน โดยแบ่งข้อมูลเดือนมกราคม-ธันวาคม 2560 เป็นผลการทดลองที่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบ และข้อมูลของวันที่ 14 ธันวาคม 2560 เป็นผลการทดลองที่ไม่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบ หลังจากนั้นทำการเปรียบเทียบกับผลการจำลองด้วยโปรแกรม HOMER ENERGY และประเมินผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการต่อไป

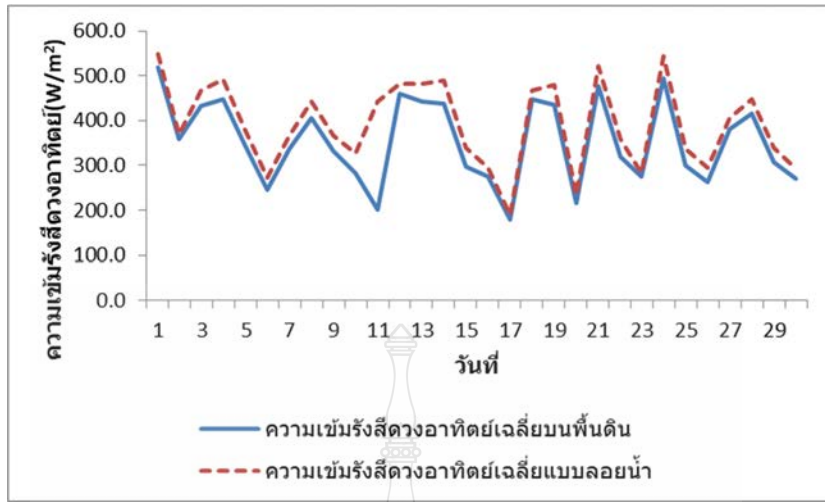
4.1 ผลการทดลองที่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบ

4.1.1 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์

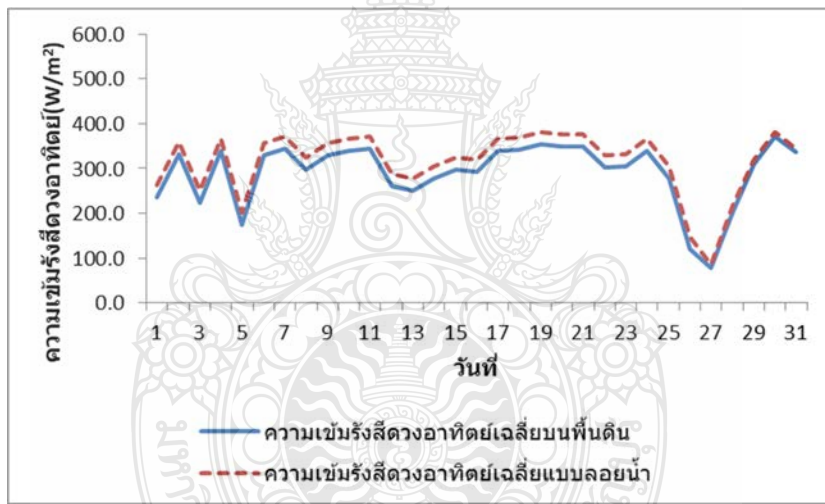
จากข้อมูลความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ตรวจวัดได้จากสถานีโทรมาตรที่ติดตั้งไว้บนพื้นดินและบนท่อนลอยน้ำ นำมาเปรียบเทียบข้อมูลความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (Solar Radiation: W/m^2) เฉลี่ยที่วัดได้ในช่วงเวลา 06.30-18.30 น.จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ



รูปที่ 4.1 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือนเมษายน พ.ศ.2560



รูปที่ 4.2 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือนกันยายน พ.ศ.2560

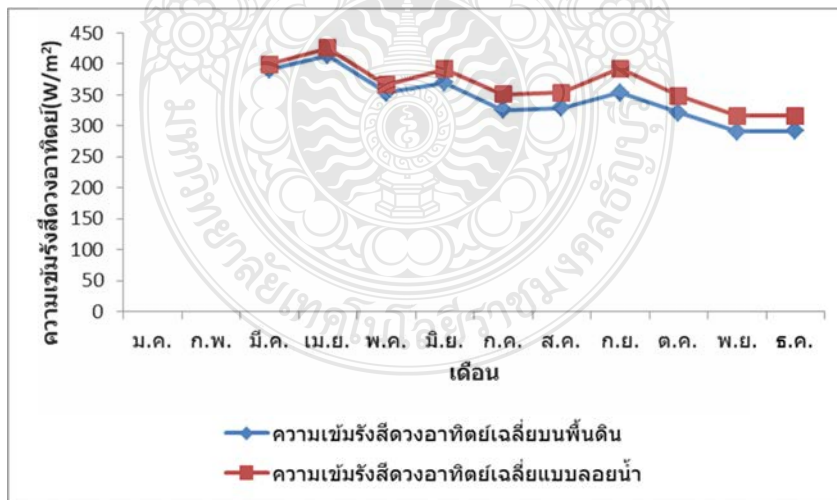


รูปที่ 4.3 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือนธันวาคม พ.ศ.2560

จากรูปที่ 4.1-4.3 แสดงให้เห็นถึงตัวอย่างการเปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยในแต่ละฤดูกาลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ ในเดือนเมษายน (ฤดูร้อน) กันยายน (ฤดูฝน) และธันวาคม (ฤดูหนาว) พบว่าค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำจะมีค่าเฉลี่ยมากกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดิน

ตารางที่ 4.1 ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือน มกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560

เดือน	ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยบนพื้นดิน (W/m^2)	ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยแบบลอยน้ำ (W/m^2)
มกราคม	-	-
กุมภาพันธ์	-	-
มีนาคม	390.7	399.0
เมษายน	413.5	425.3
พฤษภาคม	353.1	366.3
มิถุนายน	369.3	391.7
กรกฎาคม	324.8	350.4
สิงหาคม	328.3	353.5
กันยายน	353.2	392.0
ตุลาคม	320.5	347.8
พฤศจิกายน	290.7	315.7
ธันวาคม	291.4	315.8
เฉลี่ย	343.6	365.7



รูปที่ 4.4 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของเดือน มกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560

จากตารางที่ 4.1 และรูปที่ 4.4 แสดงการเปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของเดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560 (เดือนมกราคม-กุมภาพันธ์ ยังไม่ได้ติดตั้งสถานีโทรมาตร) จะเห็นได้ว่าค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ย ของระบบฯ ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำมีค่ามากกว่าบนพื้นดิน คือ 365.7 และ 343.6 W/m² เพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณ 25.1 W/m² หรือเพิ่มขึ้นประมาณ 6.1% โดยค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยสูงสุดของทั้ง 2 ระบบ คือ 413.5 และ 425.3 W/m² อยู่ในช่วงเดือนเมษายน พ.ศ.2560 และความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยต่ำที่สุดของทั้ง 2 ระบบ คือ 290.7 และ 315.7 W/m² อยู่ในช่วงเดือนพฤศจิกายน และธันวาคม พ.ศ.2560

4.1.2 อุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

เนื่องจากอุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์ที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงจะส่งผลให้ประสิทธิภาพและการผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนไป ดังนั้นอุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์จึงเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่ต้องนำมาวิเคราะห์ โดยนำค่าอุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์บนแผงและใต้แผงจำนวน 1 ระบบ ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำจำนวน 5 ระบบ ที่ติดตั้งในระดับความลึกแตกต่างกัน 10 ระดับ ตั้งแต่ 3-16 เมตร ในช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม ปี 2560 (เดือนมกราคม-กุมภาพันธ์ ระบบตรวจวัดอุณหภูมิยังติดตั้งไม่แล้วเสร็จ

1) อุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน

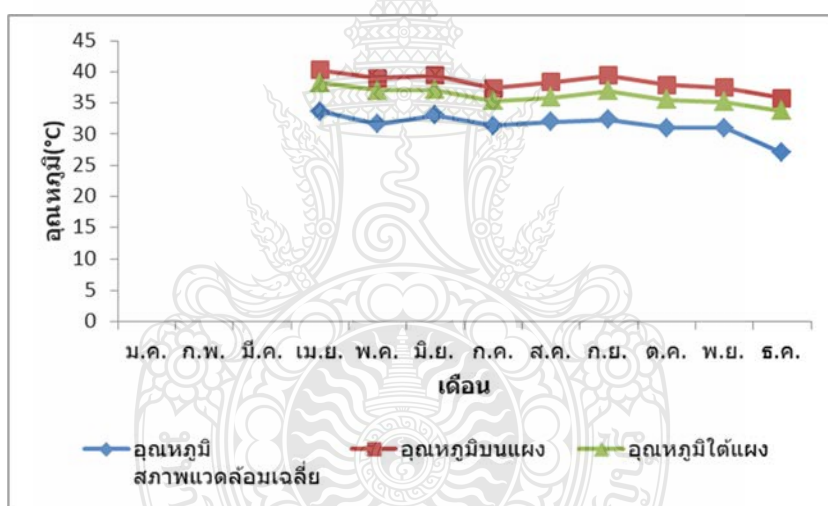
ระบบได้บันทึกข้อมูลเกี่ยวกับอุณหภูมิมบนแผงและใต้แผงโซลาร์เซลล์ทุกๆ 5 นาที ในช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม ปี 2560 ดังตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.5

ตารางที่ 4.2 ค่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน

เดือน	อุณหภูมิสภาพแวดล้อมเฉลี่ย (°C)	อุณหภูมิมบนแผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ย (°C)	อุณหภูมิใต้แผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ย (°C)
มกราคม	-	-	-
กุมภาพันธ์	-	-	-
มีนาคม	-	-	-
เมษายน	33.7	40.3	38.3
พฤษภาคม	31.7	39.0	37.1
มิถุนายน	33.0	39.4	37.1

ตารางที่ 4.2 ค่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผง โซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน (ต่อ)

เดือน	อุณหภูมิสภาพ แวดล้อมเฉลี่ย (°C)	อุณหภูมิมบนแผง โซลาร์เซลล์เฉลี่ย (°C)	อุณหภูมิใต้แผง โซลาร์เซลล์เฉลี่ย (°C)
กรกฎาคม	31.3	37.4	35.3
สิงหาคม	32.0	38.3	35.9
กันยายน	32.3	39.4	36.9
ตุลาคม	31.0	37.9	35.5
พฤศจิกายน	31.0	37.5	35.1
ธันวาคม	27.0	35.8	33.7
เฉลี่ย	31.4	38.3	36.1



รูปที่ 4.5 อุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผง โซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน

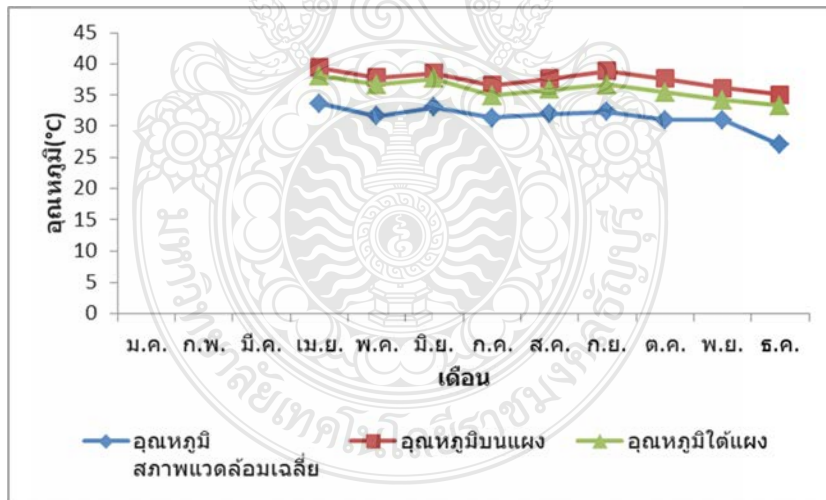
จากตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.5 เป็นค่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผง โซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดินในช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560 พบว่าในเดือนเมษายนจะมีค่าอุณหภูมิสภาพแวดล้อมเฉลี่ยสูงสุด คือ 33.7 °C ทำให้อุณหภูมิมบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์มีค่าเฉลี่ยสูงสุดคือ 40.3 °C และ 38.3 °C โดยเดือนธันวาคมมีค่าอุณหภูมิสภาพแวดล้อมเฉลี่ยต่ำสุด คือ 27.0 °C ทำให้อุณหภูมิมบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์มีค่าเฉลี่ยต่ำที่สุด คือ 35.8 °C และ 33.7 °C แสดงให้เห็นว่าถ้าอุณหภูมิสภาพแวดล้อมสูงก็จะทำให้อุณหภูมิมบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์มีค่าสูงเช่นกัน

2) อุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำ

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำขนาด 50 kWp จำนวน 5 ระบบ ได้ถูกติดตั้งที่ระดับความลึกของน้ำแตกต่างกันตั้งแต่ 3-16 เมตร จากตารางที่ 4.3 ซึ่งผู้วิจัยได้ดึงข้อมูลจากระบบตรวจวัดมาแสดงให้เห็นความสัมพันธ์ความลึกของน้ำที่แตกต่างกับอุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์

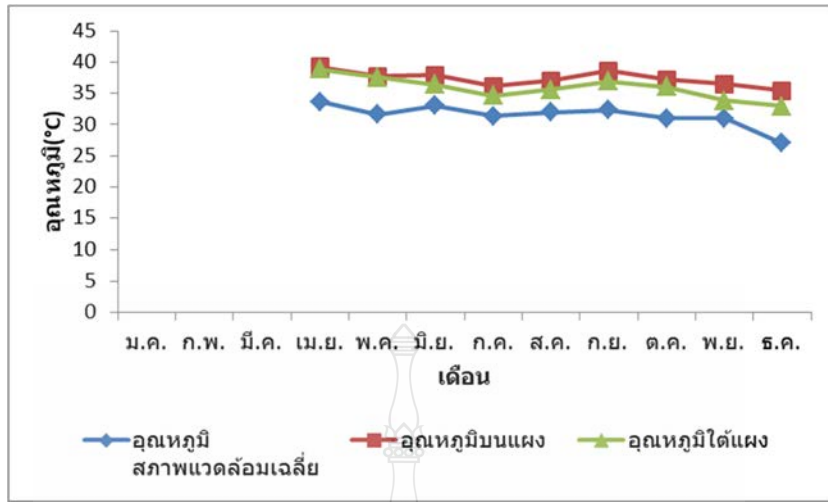
ตารางที่ 4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำกับระดับความลึกของน้ำที่แตกต่างกัน

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบลอยน้ำ	ระดับความลึกของน้ำ (เมตร)
ระบบที่ 1	3 - 6
ระบบที่ 2	8 - 9
ระบบที่ 3	10 - 11
ระบบที่ 4	11 - 12
ระบบที่ 5	15 - 16



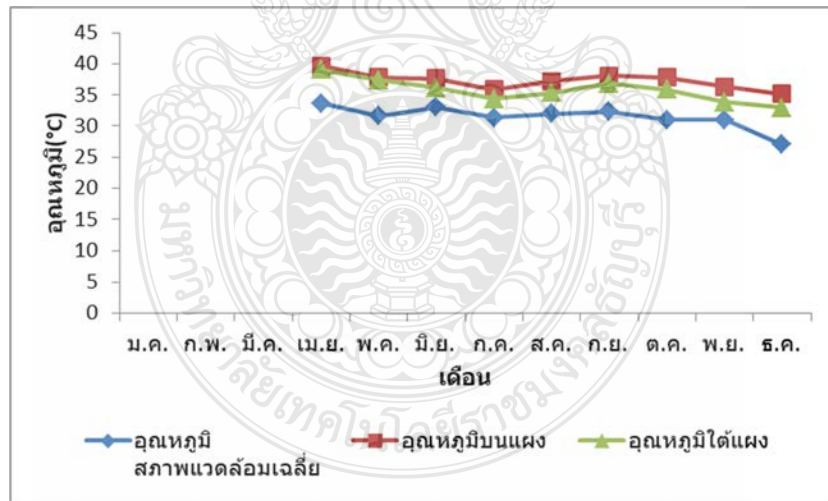
รูปที่ 4.6 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 1 (น้ำลึก 3-6 เมตร)

จากรูปที่ 4.6 พบว่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 1 (น้ำลึก 3-6 เมตร) มีค่าเท่ากับ 37.5 °C และ 35.9 °C ต่างกันประมาณ 1.7 °C โดยพบค่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์สูงสุดมีค่าเท่ากับ 39.4 และ 38.1 °C



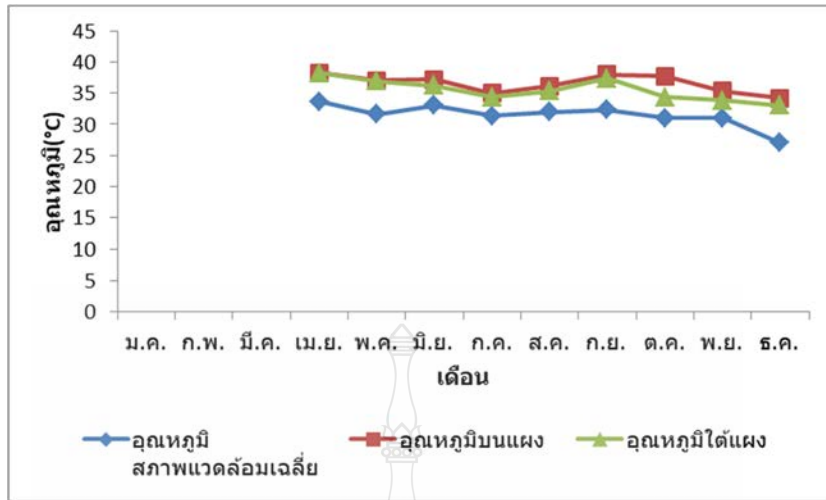
รูปที่ 4.7 อุณหภูมิน้ำ-ใต้แสงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 2 (น้ำลึก 8-9 เมตร)

จากรูปที่ 4.7 พบว่าอุณหภูมิน้ำ-ใต้แสงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 2 (น้ำลึก 8-9 เมตร) มีค่าเท่ากับ 37.3 และ 35.9 °C ต่างกันประมาณ 1.4 °C โดยพบค่าอุณหภูมิน้ำ-ใต้แสงโซลาร์เซลล์สูงสุดมีค่าเท่ากับ 39.2 และ 38.9 °C



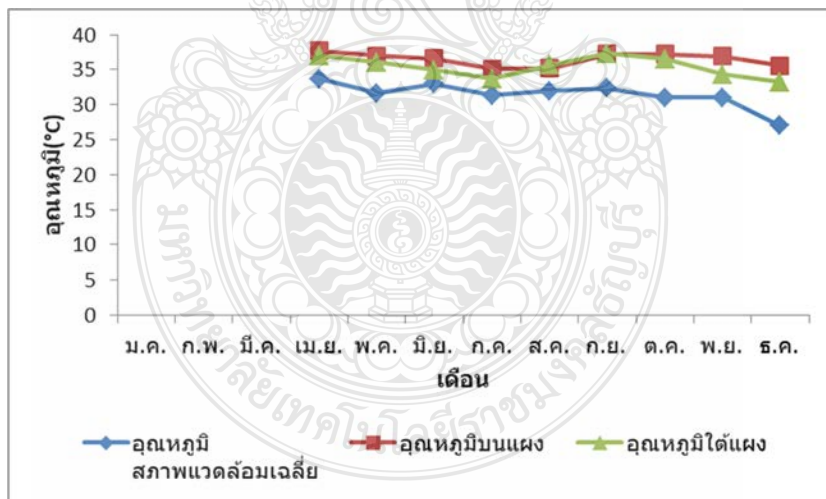
รูปที่ 4.8 อุณหภูมิน้ำ-ใต้แสงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 3 (น้ำลึก 10-11 เมตร)

จากรูปที่ 4.8 พบว่าอุณหภูมิน้ำ-ใต้แสงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 3 (น้ำลึก 10-11 เมตร) มีค่าเท่ากับ 37.3 และ 35.8 °C ต่างกันประมาณ 1.5 °C โดยพบค่าอุณหภูมิน้ำ-ใต้แสงโซลาร์เซลล์สูงสุดมีค่าเท่ากับ 39.7 และ 39.1 °C



รูปที่ 4.9 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 4 (น้ำลึก 11-12 เมตร)

จากรูปที่ 4.9 พบว่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 4 (น้ำลึก 11-12 เมตร) มีค่าเท่ากับ 36.5 และ 35.5 °C ต่างกันประมาณ 1.0 °C โดยพบค่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์สูงสุดมีค่าเท่ากับ 38.3 และ 38.2 °C

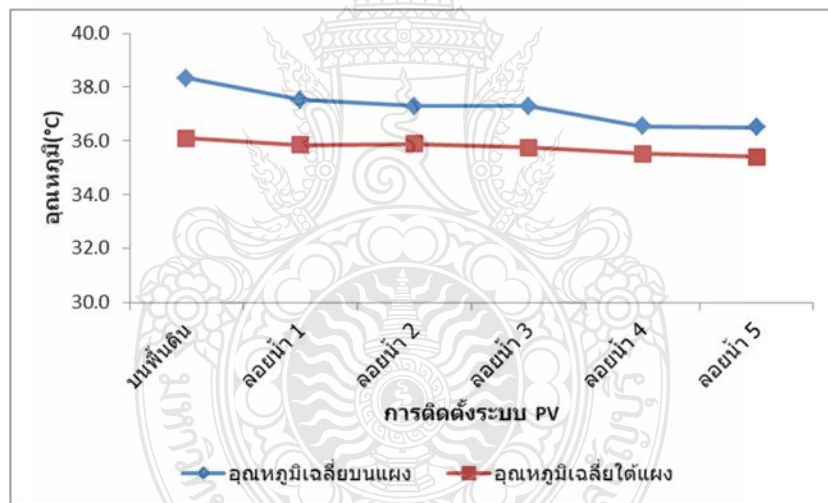


รูปที่ 4.10 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 5 (น้ำลึก 15-16 เมตร)

จากรูปที่ 4.10 พบว่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 5 (น้ำลึก 15-16 เมตร) มีค่าเท่ากับ 36.5 และ 35.4 °C ต่างกันประมาณ 1.1 °C โดยพบค่าอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์สูงสุดมีค่าเท่ากับ 37.7 และ 37.3 °C

ตารางที่ 4.4 เปรียบเทียบอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้ง (ความลึกของระดับน้ำ)	อุณหภูมิเฉลี่ยบนแผงโซลาร์เซลล์ (°C)	อุณหภูมิเฉลี่ยใต้แผงโซลาร์เซลล์ (°C)
บนพื้นดิน	38.3	36.1
แบบลอยน้ำ 1 (3-6 เมตร)	37.5	35.9
แบบลอยน้ำ 2 (8-9 เมตร)	37.3	35.9
แบบลอยน้ำ 3 (10-11 เมตร)	37.3	35.8
แบบลอยน้ำ 4 (11-12 เมตร)	36.5	35.5
แบบลอยน้ำ 5 (15-16 เมตร)	36.5	35.4



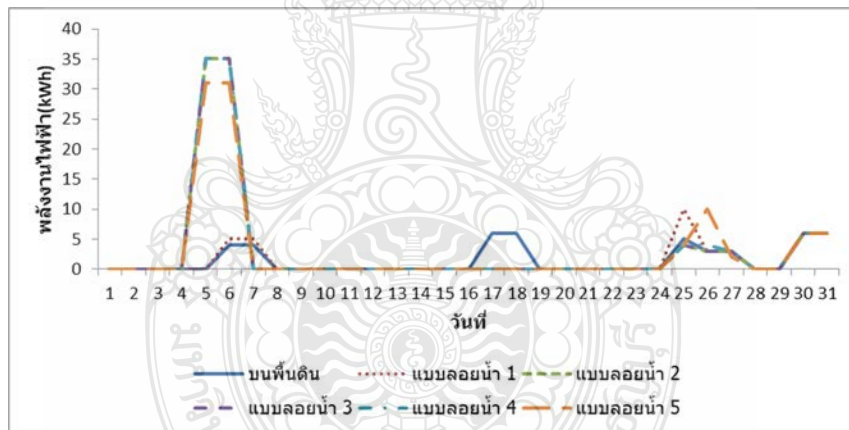
รูปที่ 4.11 เปรียบเทียบอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

จากตารางที่ 4.4 และรูปที่ 4.11 เป็นการเปรียบเทียบอุณหภูมิเฉลี่ยบนแผง-ใต้แผงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินขนาด 10 kWp จำนวน 1 ระบบ และแบบลอยน้ำขนาด 50 kWp จำนวน 5 ระบบ โดยถูกติดตั้งที่ความลึกของระดับน้ำต่างกัน 10 ระดับ (3 - 16 เมตร) พบว่าอุณหภูมิเฉลี่ยบนแผง-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดินจะมีค่าอุณหภูมิสูงสุด คือ 38.3 °C และ 36.1 °C ส่วนอุณหภูมิเฉลี่ยบนแผง-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำที่มีค่าอุณหภูมิสูงสุด

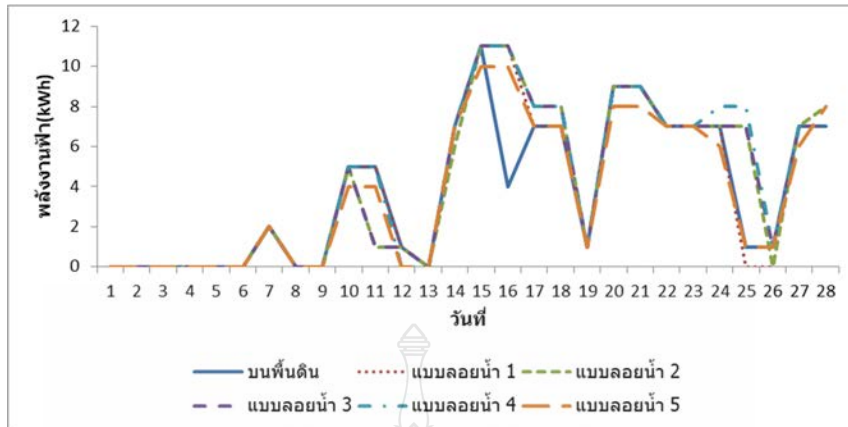
คือ แบบลอยน้ำ 1 (3-6 เมตร) มีค่าเท่ากับ 37.5 °C และ 35.9 °C ส่วนอุณหภูมิเฉลี่ยบนแผง-ใต้แผง โซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำที่มีค่าอุณหภูมิต่ำสุดคือ แบบลอยน้ำ 4 (11-12 เมตร) มีค่าเท่ากับ 36.5 °C และ 35.5 °C และแบบลอยน้ำ 5 (15-16 เมตร) มีค่าเท่ากับ 36.5 °C และ 35.5 °C ซึ่งจากผลเปรียบเทียบ อุณหภูมิพบว่า ระบบฯ ที่ติดตั้งบนพื้นดินจะมีอุณหภูมิเฉลี่ยของแผง โซลาร์เซลล์ที่สูงกว่าระบบฯ ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำ ส่วนอุณหภูมิเฉลี่ยของระบบฯ ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำในระดับความลึกของน้ำแตกต่างกันพบว่า ระบบฯ ที่ถูกติดตั้งที่ความลึกของน้ำมากที่สุดจะมีค่าต่ำที่สุด

4.1.3 การผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

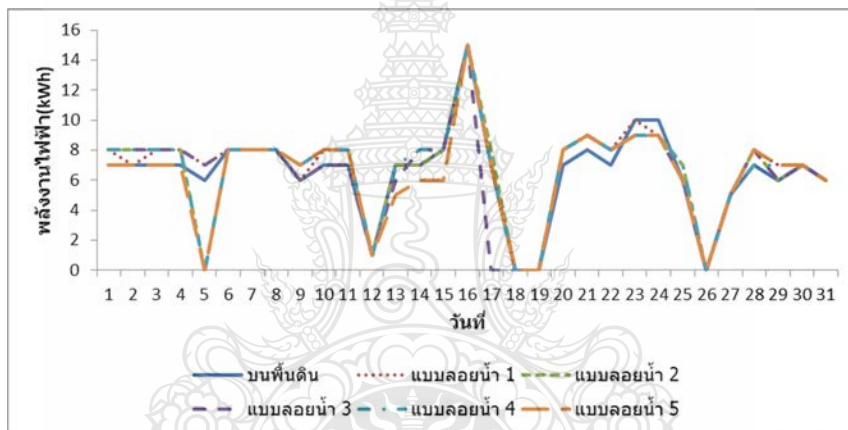
เมื่อระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลได้ติดตั้งเรียบร้อยแล้ว ผู้วิจัยได้นำข้อมูลการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำในแบบที่ในระบบติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าระบบจำหน่าย (Back-Feed Protection) ของเดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560 ดังตารางที่ 4.4



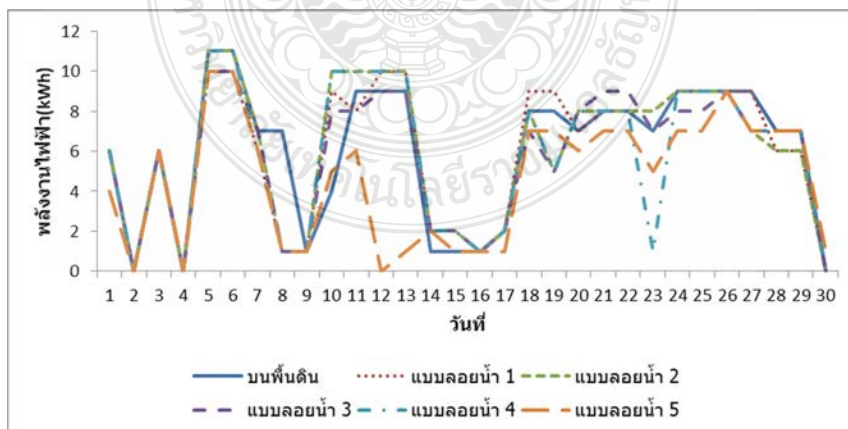
รูปที่ 4.12 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนมกราคม พ.ศ. 2560 (ช่วงทดสอบระบบ)



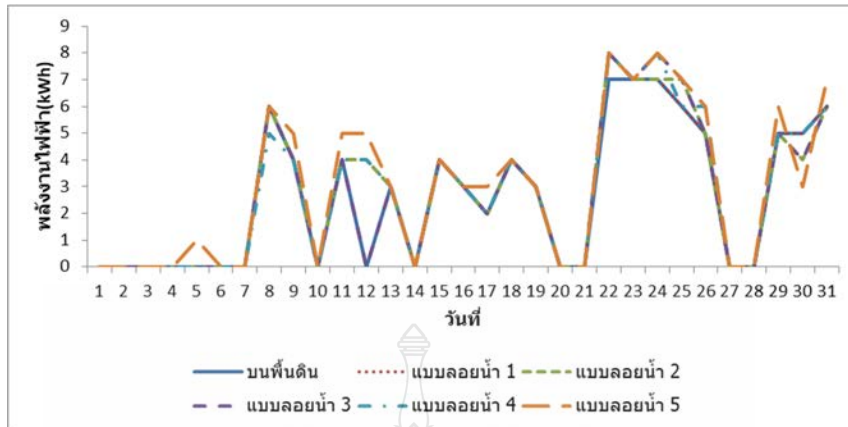
รูปที่ 4.13 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2560



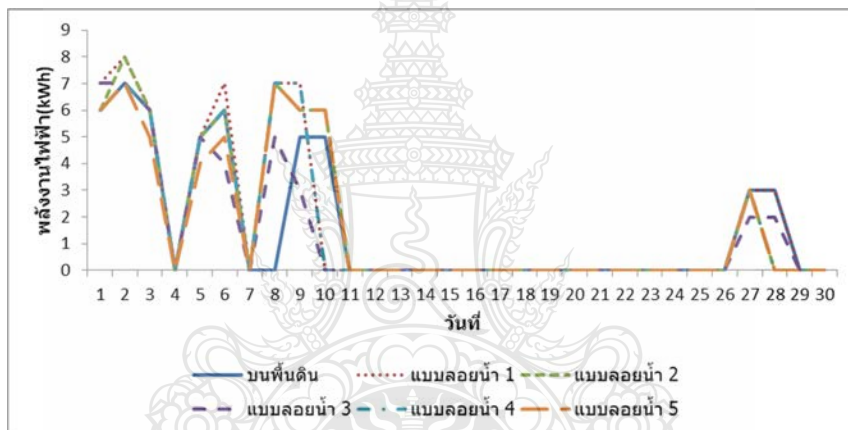
รูปที่ 4.14 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนมีนาคม พ.ศ. 2560



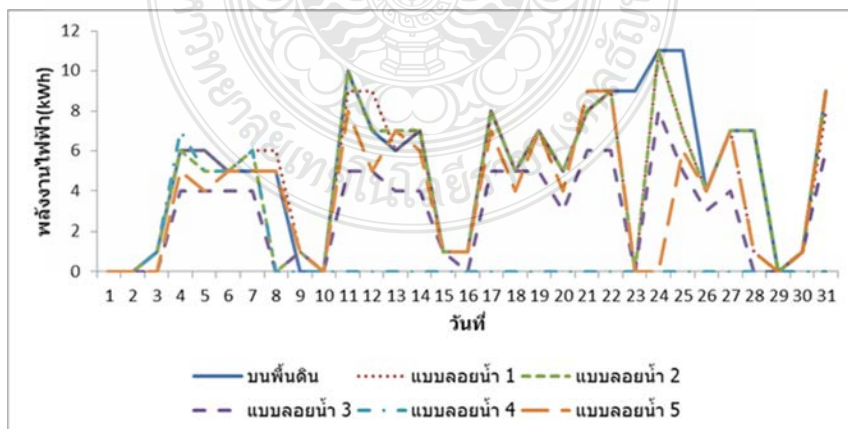
รูปที่ 4.15 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนเมษายน พ.ศ. 2560



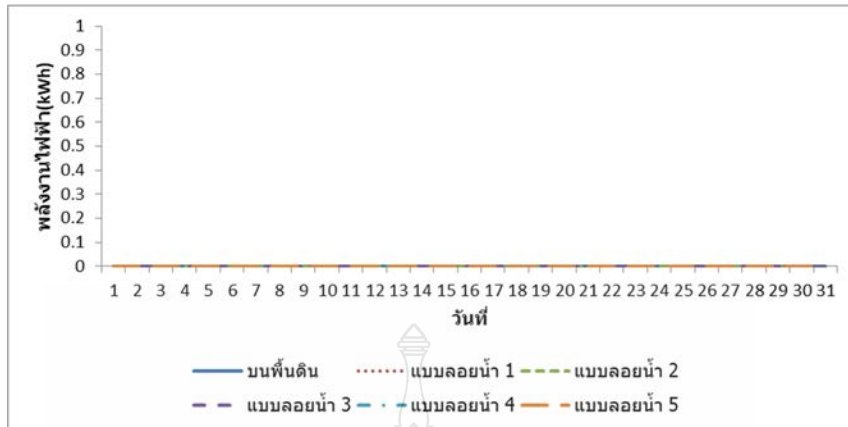
รูปที่ 4.16 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2560



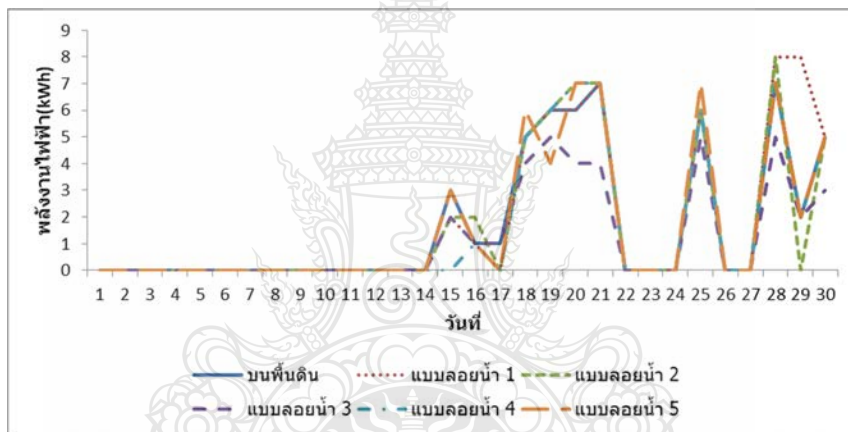
รูปที่ 4.17 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2560



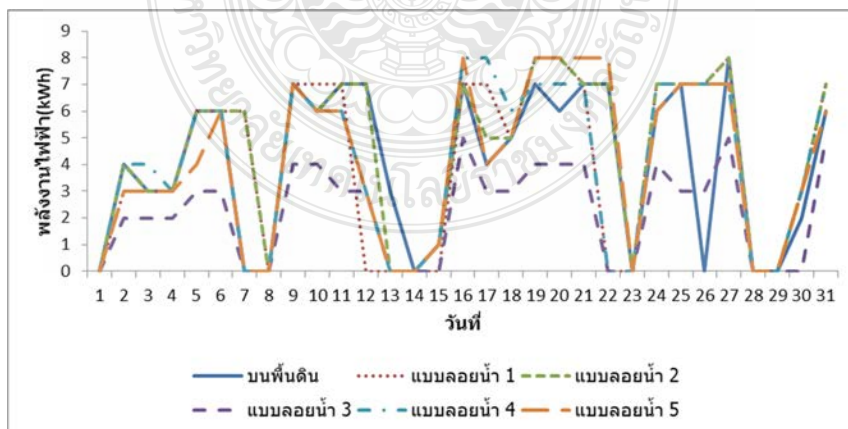
รูปที่ 4.18 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2560



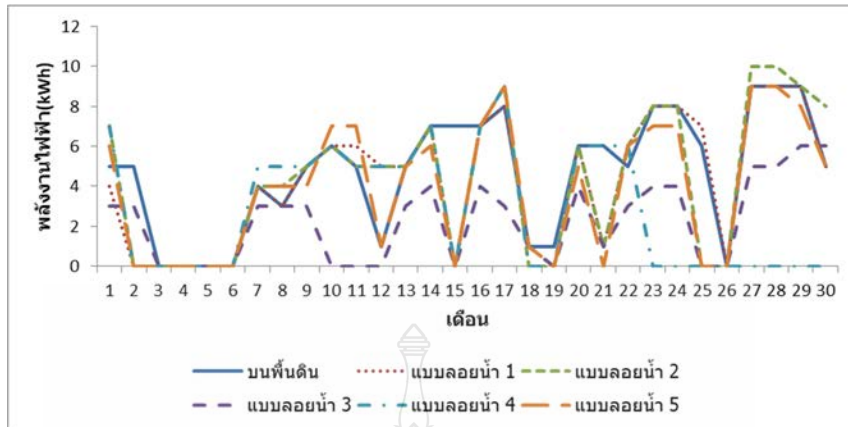
รูปที่ 4.19 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2560



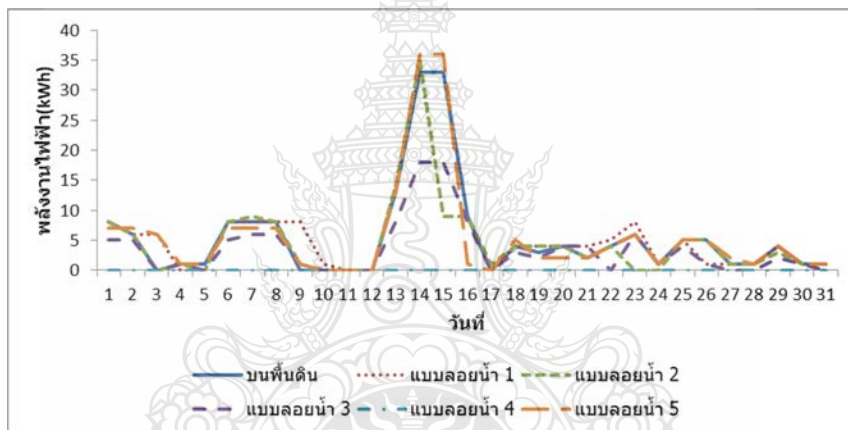
รูปที่ 4.20 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนกันยายน พ.ศ. 2560



รูปที่ 4.21 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนตุลาคม พ.ศ. 2560



รูปที่ 4.22 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2560



รูปที่ 4.23 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนธันวาคม พ.ศ. 2560

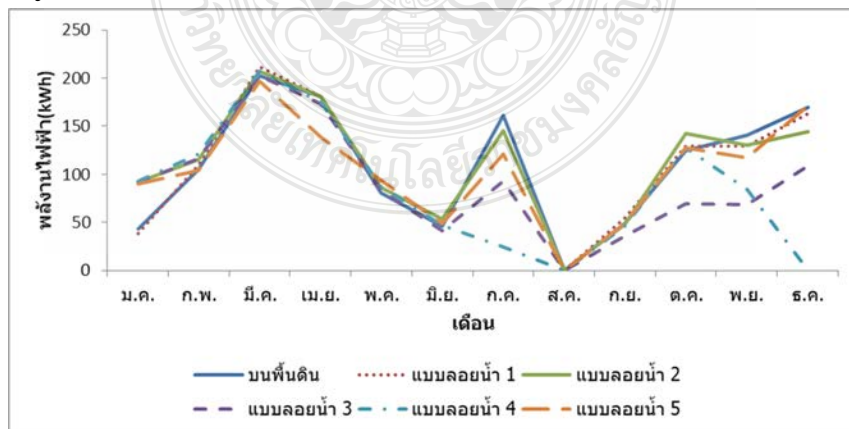
ตารางที่ 4.5 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำช่วงเดือน มกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560

เดือน	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh)					
	บนพื้นดิน	แบบลอยน้ำ 1	แบบลอยน้ำ 2	แบบลอยน้ำ 3	แบบลอยน้ำ 4	แบบลอยน้ำ 5
ม.ค.	43	38	92	92	93	90
ก.พ.	105	110	115	116	121	104
มี.ค.	202	212	207	202	207	197
เม.ย.	181	181	181	173	175	139

ตารางที่ 4.5 การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560 (ต่อ)

เดือน	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด (kWh)					
	บนพื้นดิน	แบบลอยน้ำ				
		1	2	3	4	5
พ.ค.	81	86	86	83	87	94
มิ.ย.	46	53	53	41	47	49
ก.ค.	161	145	145	93	24	121
ส.ค.	0	0	0	0	0	0
ก.ย.	49	54	48	36	46	49
ต.ค.	125	129	142	69	127	127
พ.ย.	141	129	130	68	84	117
ธ.ค.	170	163	144	109	0	171
รวม	1,304	1,300	1,343	1,082	1,011	1,258

จากตารางที่ 4.5 แสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในแต่ละเดือน พบว่าแบบลอยน้ำที่ 2 สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดคือ 1,343 kWh/yr และแบบลอยน้ำแบบที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้น้อยที่สุดคือ 1,011 kWh/yr (เนื่องจากอินเวอร์เตอร์ไม่สามารถใช้งานได้คือ เดือนสิงหาคม และ ธันวาคม) จากผลการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในแต่ละเดือนสามารถนำมาพล็อตกราฟเปรียบเทียบทั้ง 6 ระบบ ได้ดังรูปที่ 4.24



รูปที่ 4.24 ค่าพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ทั้งหมดของเดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ.2560

4.2 ผลการทดลองที่ไม่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบ

4.2.1 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์

จากข้อมูลจากระบบตรวจวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ วันที่ 14 ธันวาคม พ.ศ.2560 เวลา 09.30-15.30 น. แสดงให้เห็นดังตารางที่ 4.6

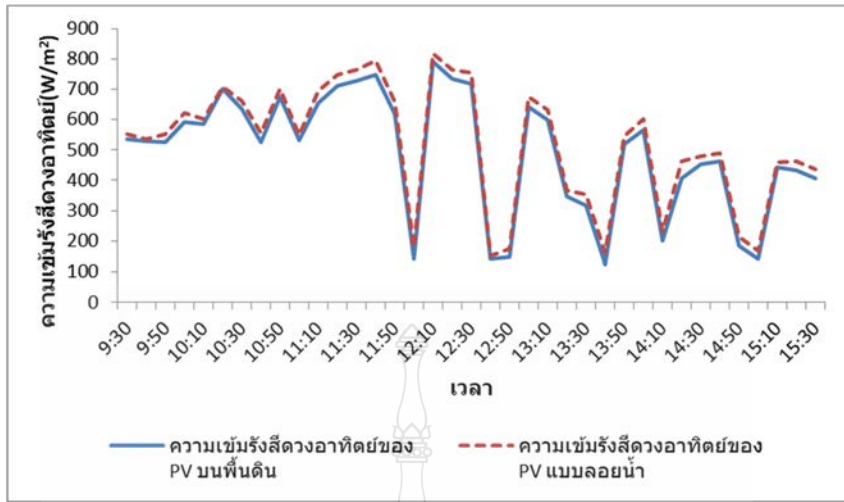
ตารางที่ 4.6 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

เวลา	ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ PV บนพื้นดิน (W/m^2)	ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ PV แบบลอยน้ำ (W/m^2)
09:30	536.8	554.0
09:40	529.4	536.7
09:50	525.6	552.9
10:00	593.4	620.7
10:10	584.6	601.9
10:20	700.4	707.7
10:30	635.2	662.5
10:40	527.2	554.5
10:50	673.9	701.2
11:00	532.2	549.5
11:10	655.7	694.0
11:20	712.2	749.5
11:30	726.9	764.2
11:40	748.1	795.4
11:50	619.9	657.2
12:00	141.8	178.5
12:10	790.5	817.8
12:20	736.2	763.5
12:30	718.6	755.9
12:40	142.3	152.1
12:50	148.2	175.4

ตารางที่ 4.6 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ (ต่อ)

เวลา	ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ PV บนพื้นดิน (W/m^2)	ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ PV แบบลอยน้ำ (W/m^2)
13:00	643.0	674.2
13:10	600.3	630.6
13:20	345.8	368.1
13:30	317.2	354.6
13:40	123.4	160.3
13:50	517.6	544.9
14:00	566.1	603.4
14:10	200.5	231.8
14:20	405.1	462.4
14:30	452.0	479.3
14:40	463.4	489.7
14:50	185.2	214.9
15:00	142.1	167.4
15:10	443.6	460.5
15:20	434.7	461.9
15:30	405.1	435.4
เฉลี่ย	492.5	521.2

จากตารางที่ 4.6 ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ ทุกๆ 10 นาที ของวันที่ 14 ธันวาคม พ.ศ.2560 ตั้งแต่เวลา 09.30-15.30 น. พบว่าระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำมีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยระหว่างวันสูงกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดิน คือ 521.2 และ 492.5 W/m^2 ซึ่งค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดที่ตรวจพบระหว่างวันของทั้ง 2 ระบบคือ 817.8 และ 790.5 W/m^2 อยู่ในเวลา 12.10 น. ซึ่งในวันที่ตรวจวัดพบว่าบางช่วงเวลามีเมฆมาบดบังพระอาทิตย์ทำให้ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์มีค่าต่ำลง สามารถนำมาพล็อตกราฟได้ดังรูปที่ 4.25



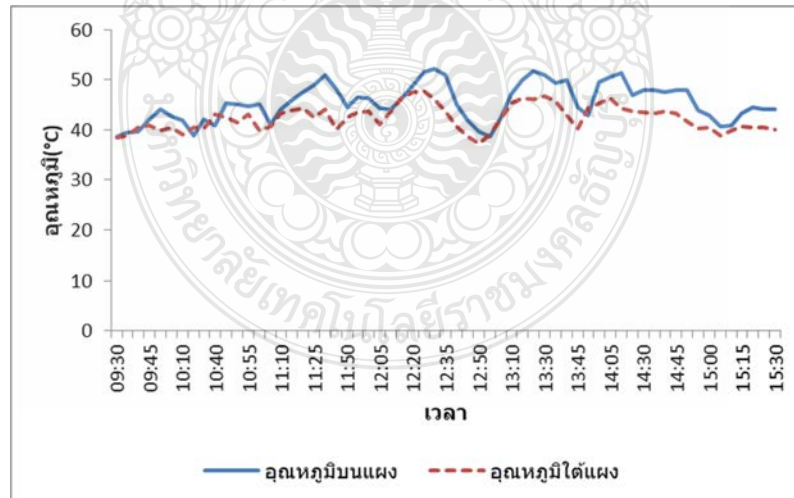
รูปที่ 4.25 เปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ระหว่างวันของทั้ง 2 ระบบ

4.2.2 อุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

จากข้อมูลของอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำตั้งแต่เวลา 09.30-15.30 น. สามารถแสดงข้อมูลได้ดังนี้

1) อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน

จากข้อมูลของระบบตรวจวัดทุกๆ 5 นาที แสดงดังรูปที่ 4.26

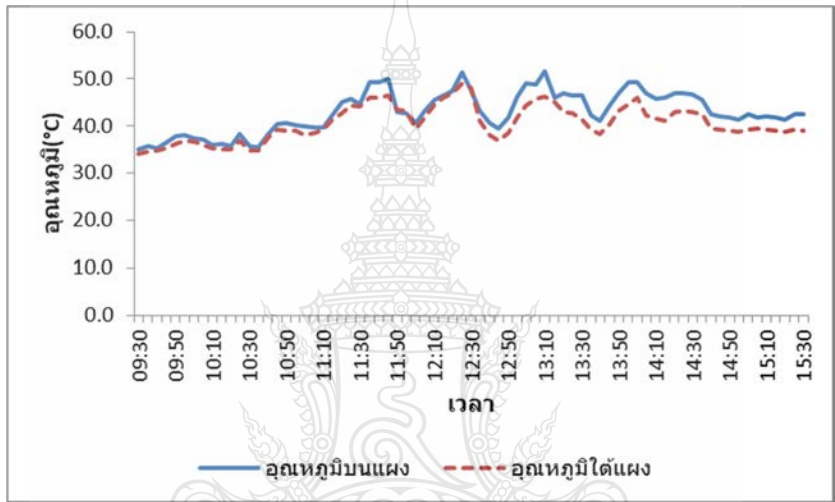


รูปที่ 4.26 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน

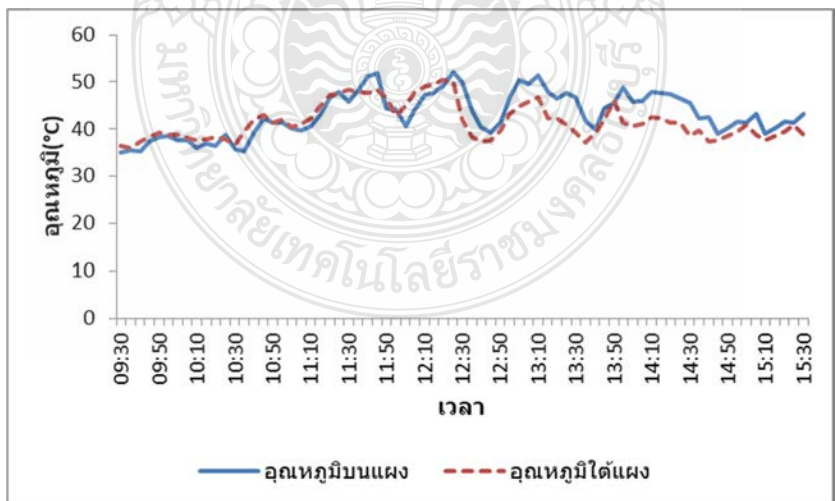
จากรูปที่ 4.26 แสดงกราฟเปรียบเทียบอุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดินในช่วงเวลา 09.30-15.30 น. พบว่าอุณหภูมิเฉลี่ยบนแผงคือ 45.4 °C และอุณหภูมิใต้แผงเฉลี่ยคือ 42.4 °C

2) อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำ

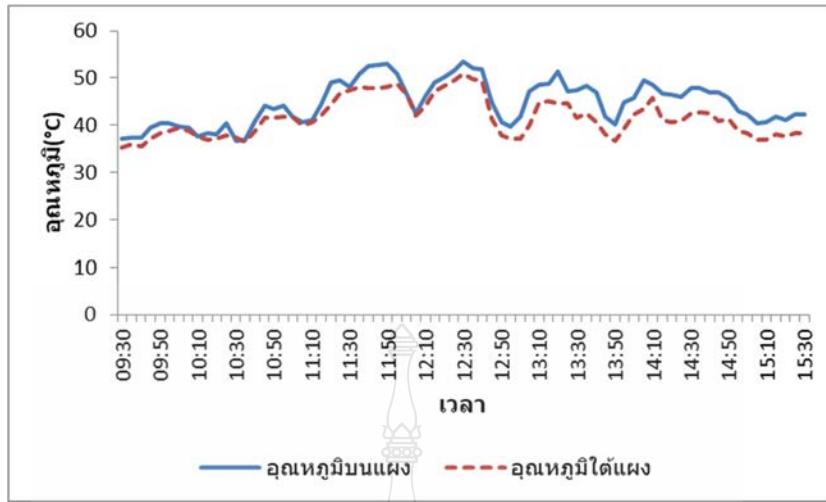
จากข้อมูลอุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำจากระบบตรวจวัดทุกๆ 5 นาที โดยที่ระบบได้ถูกติดตั้งที่ระดับความลึกของน้ำแตกต่างกัน 10 ระดับ แสดงในรูปแบบที่ 4.27-4.31



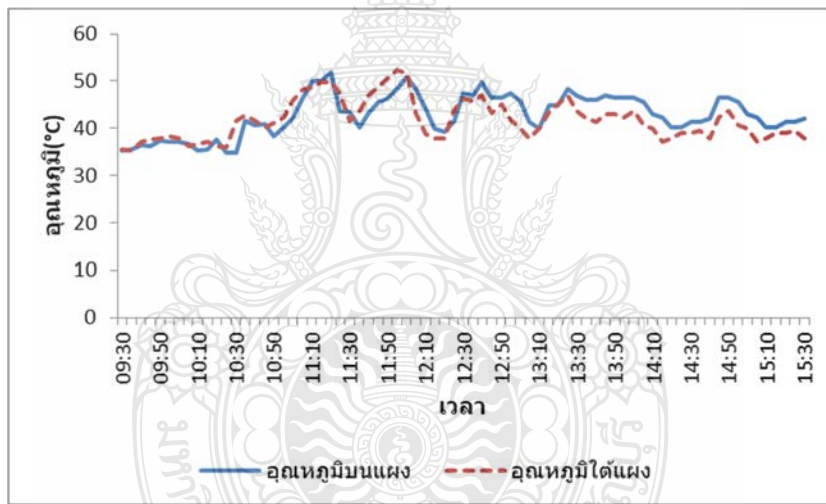
รูปที่ 4.27 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 1 (น้ำลึก 3-6 เมตร)



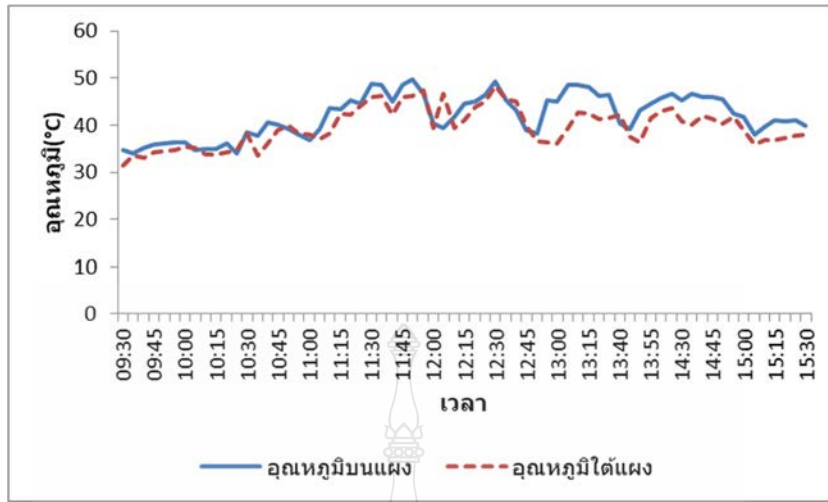
รูปที่ 4.28 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 2 (น้ำลึก 8-9 เมตร)



รูปที่ 4.29 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 3 (น้ำลึก 10-11 เมตร)



รูปที่ 4.30 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 4 (น้ำลึก 11-12 เมตร)

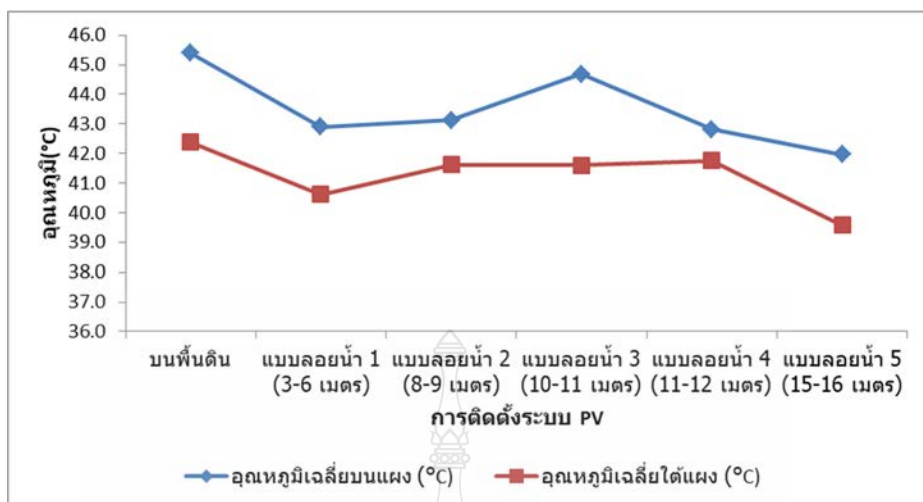


รูปที่ 4.31 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 5 (น้ำลึก 15-16 เมตร)

จากรูปที่ 4.27-4.31 พบว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินมีอุณหภูมิเฉลี่ยบนแผงสูงที่สุดมีค่าเท่ากับ 45.4 °C และระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 5 มีอุณหภูมิเฉลี่ยบนแผงต่ำที่สุดมีค่าเท่ากับ 42.0 °C โดยติดตั้งที่ระดับความลึกของน้ำมากที่สุด (15-16 เมตร) ส่วนอุณหภูมิเฉลี่ยใต้แผงพบว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินมีอุณหภูมิเฉลี่ยใต้แผงสูงที่สุดมีค่าเท่ากับ 42.4 °C และระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 5 มีอุณหภูมิเฉลี่ยใต้แผงต่ำที่สุดมีค่าเท่ากับ 39.6 °C แสดงได้ดังตารางที่ 4.7 และรูปที่ 4.32

ตารางที่ 4.7 อุณหภูมิบน-ใต้แผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

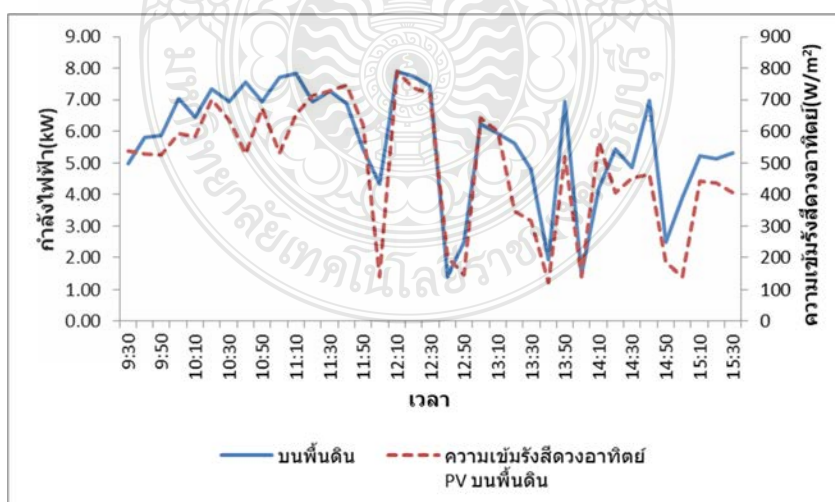
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้ง (ความลึกของระดับน้ำ)	อุณหภูมิเฉลี่ยบนแผงโซลาร์เซลล์ (°C)	อุณหภูมิเฉลี่ยใต้แผงโซลาร์เซลล์ (°C)
บนพื้นดิน	45.4	42.4
แบบลอยน้ำ 1 (3-6 เมตร)	42.9	40.6
แบบลอยน้ำ 2 (8-9 เมตร)	43.1	41.6
แบบลอยน้ำ 3 (10-11 เมตร)	44.7	41.6
แบบลอยน้ำ 4 (11-12 เมตร)	42.8	41.8
แบบลอยน้ำ 5 (15-16 เมตร)	42.0	39.6



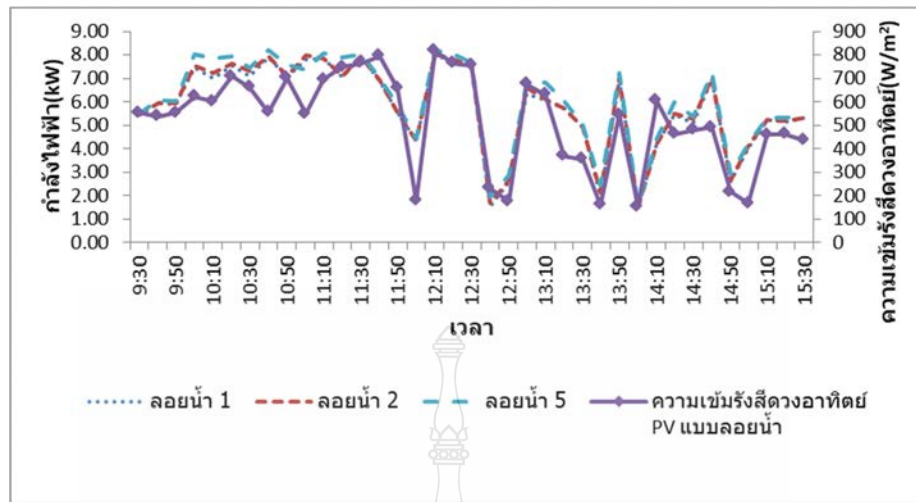
รูปที่ 4.32 เปรียบเทียบอุณหภูมิเฉลี่ยบน-ใต้แผงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำวันที่ 14 ธ.ค.2560

4.2.3 การผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

เนื่องจากระบบบันทึกข้อมูลออนไลน์ไม่สามารถบันทึกค่าการผลิตไฟฟ้าระหว่างวันได้ ผู้วิจัยจึงใช้เครื่องมือ Power Meter ทำการตรวจวัดและการจดบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ระหว่างวันตั้งแต่เวลา 09.30-15.30 น. เปรียบเทียบกับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์บนพื้นดิน แสดงในรูปที่ 4.33 และ 4.34



รูปที่ 4.33 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้งบนพื้นดิน

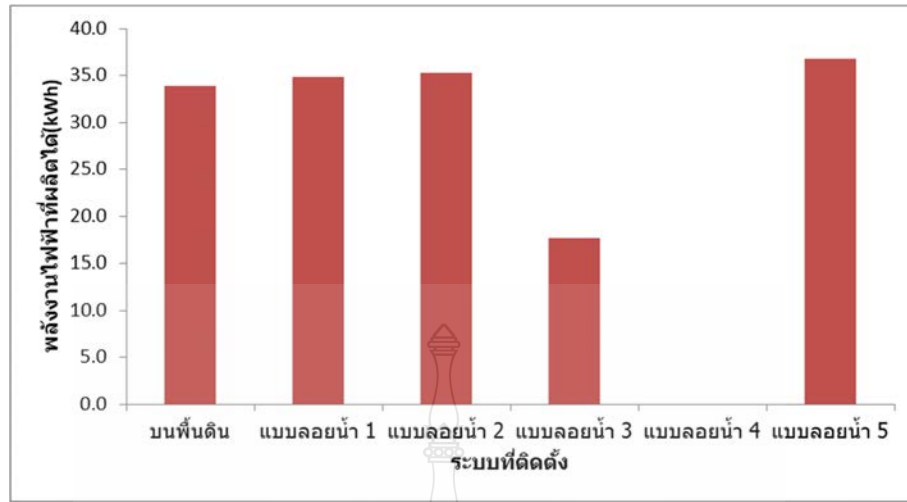


รูปที่ 4.34 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำ

จากรูปที่ 4.33 และ 4.34 พบว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ระหว่างวันสัมพันธ์กับกับค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ โดยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินสูงสุดระหว่างวันคือ 7.90 kW อยู่ในเวลา 12.10 น. ซึ่งมีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงที่สุดคือ 790.5 W/m² ส่วนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำสูงสุดระหว่างวันคือ ระบบลอยน้ำที่ 5 มีค่าเท่ากับ 8.22 kW ซึ่งมีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงที่สุดคือ 817.8 W/m² อยู่ในเวลา 12.10 น. เช่นเดียวกัน จากค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ระหว่างวันสามารถแสดงพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแต่ละระบบ ดังตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวันของแต่ละระบบ

ระบบที่ติดตั้ง	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh)
บนพื้นดิน	33.9
แบบลอยน้ำ 1	34.9
แบบลอยน้ำ 2	35.3
แบบลอยน้ำ 3	17.6 (อินเวอร์เตอร์ใช้งานได้ 50%)
แบบลอยน้ำ 4	(อินเวอร์เตอร์ไม่สามารถใช้งานได้)
แบบลอยน้ำ 5	36.7
รวม	158.5



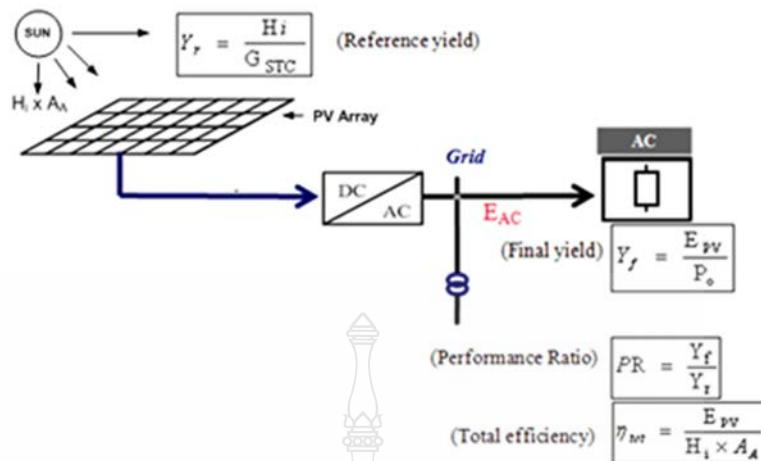
รูปที่ 4.35 เปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวันของแต่ละระบบ

จาดตารางที่ 4.8 และรูปที่ 4.35 พบว่าพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ต่อวันคือ 158.5 kWh/day โดยระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำแบบที่ 1, 2 และ 5 มีค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้คือ 34.9, 35.3 และ 36.7 kWh/day ซึ่งมากกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินคือ 33.9 kWh/day คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้น 2.9-7.6%

4.3 สมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

4.3.1 ประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตัวชี้วัดที่ใช้แสดงประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามมาตรฐาน IEC 61724 การวิเคราะห์สมรรถนะทางเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์โดยอ้างอิงจาก IEA PVPS Task2 ซึ่งได้กำหนดให้มีการวิเคราะห์ตัวแปรต่างๆ ดังต่อไปนี้



รูปที่ 4.36 ไคอะแกรมของระบบ PVGCS และตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะ

จากรูปที่ 4.46 สามารถหาประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบจากสมการ ดังนี้

- 1) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทางทฤษฎี (Reference Yield : Y_r)

$$\begin{aligned}
 Y_r &= \frac{H_i}{G_{STC}} \\
 &= \frac{5.14 \text{ (kWh/m}^2\text{)}}{1 \text{ (kW/m}^2\text{)}} \\
 &= 5.14 \text{ kWh/kWp}
 \end{aligned}$$

- 2) พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Final Yield : Y_f)

$$\begin{aligned}
 Y_f &= \frac{E_{tot}}{P_o} \\
 &= \frac{158.5 \text{ (kWh)}}{45.4 \text{ (kWp)}} \\
 &= 3.49 \text{ kWh/kWp}
 \end{aligned}$$

- 3) สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Performance Ratio : PR)

$$\begin{aligned}
 PR &= \frac{Y_f}{Y_r} \\
 &= \frac{3.49}{5.14} \\
 &= 0.680
 \end{aligned}$$

ดังนั้นสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้ คือ 68.0 %

4) ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Total Efficiency : η_{tot})

$$\begin{aligned}\eta_{tot} &= \frac{E_{tot}}{H_i \times A_A} \\ &= \frac{158.5}{5.14 \times 368} \\ &= 8.4 \%\end{aligned}$$

ดังนั้นค่าประสิทธิภาพทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำมีค่า 8.4% ซึ่งประสิทธิภาพที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ใช้งานจริงคือ 16.4%

4.3.2 ผลทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากข้อมูลอุปกรณ์การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำขนาด 60 kW ที่ติดตั้งในพื้นที่โครงการสระเก็บน้ำพระราม 9 จ.ปทุมธานีนั้น แสดงราคาและอุปกรณ์ต่างๆ ตามตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 อุปกรณ์ และราคา

Component	Cost [THB]
1.On-Ground PV System	
- PV module 315 W จำนวน 32 แผง	288,000
- 3-phase Grid inverter ขนาด 10 kW 1 เครื่อง	125,000
- โครงสร้างยึดและประกอบ PV module	43,600
- สายไฟฟ้า PV cable อุปกรณ์ยึดจับ junction box ท่อร้อยสายไฟ HDPE 300 เมตร	36,000
2.Floating PV System	
- PV module 315 W จำนวน 160 แผง	1,440,000
- 3-phase Grid inverter ขนาด 10 kW 5 เครื่อง	625,000
- ชุดควบคุมระบบไฟฟ้า AC/DC ระบบกราวด์ 5 ชุด	162,500
- สายไฟฟ้า PV cable อุปกรณ์ยึดจับ junction box ท่อร้อยสายไฟ HDPE 1,500 เมตร	180,000

ตารางที่ 4.9 อุปกรณ์ และราคา

Component	Cost [THB]
- โครงสร้างยึดและประกอบ PV module แบบอะลูมิเนียม	1,350,000
- Floating platform สำหรับติดตั้งและประกอบ PV module 400 ตร.ม	2,320,000
- สมอแบบปรับระดับได้ ตัวยึดทุ่นลอย อุปกรณ์ ประกอบทุ่นต่างๆ 400 ตร.ม	240,000
3. Monitoring and Reporting System	682,000
4. Project Management	1,296,000
รวม	8,788,100

จากข้อมูลรายการอุปกรณ์และค่าใช้จ่ายจากตารางที่ 4.9 สามารถคำนวณความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำได้ดังตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ความคุ้มค่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

ปี	ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า (%)	พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (kWh/yr)	กระแสเงินสดรับ		กระแสเงินสดจ่าย		เงินรับสุทธิ
			ค่าไฟฟ้าที่ขายได้ (kWh/Unit)	กระแสเงินสด (Baht/yr)	ค่าลงทุน (Baht)	กระแสเงินสดที่จ่าย (Baht/yr)	
0	100%	96,666	5.66	547,130	8,788,100	8,788,100	-
1	99.2%	95,893	5.66	542,753	0	162,050	380,703
2	98.4%	95,119	5.66	538,375	0	162,050	376,325
3	97.6%	94,346	5.66	533,998	0	162,050	371,948
4	96.8%	93,573	5.66	529,621	0	162,050	367,571
5	96.0%	92,799	5.66	525,244	0	162,050	363,194
6	95.2%	92,026	5.66	520,867	0	162,050	358,817
7	94.4%	91,253	5.66	516,490	0	162,050	354,440
8	93.6%	90,479	5.66	460,905	0	162,050	298,855

ตารางที่ 4.10 ความคุ้มทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ (ต่อ)

ปี	ประสิทธิภาพ การผลิตไฟฟ้า (%)	พลังงานที่ ผลิต ได้ต่อปี (kWh/yr)	กระแสเงินสดรับ		กระแสเงินสดจ่าย		
			ค่าไฟฟ้าที่ ขายได้ (kWh/Unit)	กระแส เงินสด (Baht/yr)	ค่าลงทุน (Baht)	กระแสเงิน สดที่จ่าย (Baht/yr)	เงินรับ สุทธิ
9	92.8%	89,706	5.66	507,736	0	162,050	345,686
10	92.0%	88,933	5.66	503,359	0	162,050	341,309
11	91.2%	88,159	5.66	498,982	0	162,050	336,932
12	90.4%	87,386	5.66	494,605	0	162,050	332,555
13	89.6%	86,613	5.66	490,228	0	162,050	328,178
14	88.8%	85,839	5.66	485,851	0	162,050	323,801
15	88.0%	85,066	5.66	481,474	0	162,050	319,424
16	87.2%	84,293	5.66	477,097	0	162,050	315,047
17	86.4%	83,519	5.66	472,720	0	162,050	310,670
18	85.6%	82,746	5.66	468,343	0	162,050	306,293
19	84.8%	81,973	5.66	463,966	0	162,050	301,916
20	84.0%	81,199	5.66	459,589	0	162,050	297,539
21	83.2%	80,426	5.66	455,212	0	162,050	293,162
22	82.4%	79,653	5.66	450,835	0	162,050	288,785
23	81.6%	78,879	5.66	446,458	0	162,050	284,408
24	80.8%	78,106	5.66	442,081	0	162,050	280,031
25	80.0%	77,333	5.66	437,704	0	162,050	275,654

จากตารางที่ 4.10 เป็นตารางแสดงวิเคราะห์ความคุ้มทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำโดยใช้ระยะเวลา 0-25 ปี ซึ่งประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าเริ่มที่ 100% ลดลงปีละ 0.8% (ตาม Performance Warranty ของแผงโซลาร์เซลล์) โดยค่าไฟฟ้าที่ขายได้คือ 5.66 บาท/หน่วย เงินลงทุนที่ 8,788,100 บาท เมื่อกำหนดเวลาคืนทุนของโครงการนี้ คือ 27.1 ปี เพราะเนื่องจากการเป็นโครงการที่ใช้ในการวิจัยจึงใช้ระยะเวลาคืนทุนนาน ถ้ามีการดำเนินการให้เป็นอุตสาหกรรมจะพัฒนาให้มีราคาและค่าใช้จ่ายที่ลดลง

4.4 ข้อดี-ข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน และแบบลอยน้ำ

จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำสามารถนำมาสรุปข้อดีและข้อเสียของทั้ง 2 ระบบ ได้ดังตารางที่ 4.11 ดังนี้

ตารางที่ 4.11 ข้อดี-ข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	ข้อดี	ข้อเสีย
ระบบที่ติดตั้งบนพื้นดิน	<ol style="list-style-type: none"> 1. ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์และการติดตั้งน้อยกว่า (49,260 Baht/kW) 2. ได้พื้นที่ในการติดตั้งมากกว่า 3. ง่ายต่อการทำความสะอาดและบำรุงรักษา 	<ol style="list-style-type: none"> 1. เสียประโยชน์จากการใช้พื้นที่และมีการตัดต้นไม้ (กรณีที่ต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งมาก)
ระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำ	<ol style="list-style-type: none"> 1. ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์มากกว่า เนื่องจากมีการสะท้อนรังสีจากผิวน้ำ 2. ใช้ประโยชน์จากน้ำและการระเหยของน้ำ ในการระบายความร้อนของแผงเซลล์ 3. ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 4. ประหยัดพื้นที่ในการติดตั้ง 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์และการติดตั้งสูงขึ้น (126,350 Baht/kW)

4.5 สรุป

จากผลการทดลองเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำในช่วงเวลา 06.30-18.30 น. พบว่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำจะมีค่าสูงกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดิน ส่วนของอุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์พบว่าอุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำที่ระดับความลึกของน้ำแตกต่างกัน 3-15 เมตร มีอุณหภูมิที่ต่ำกว่าแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน และส่วนของการผลิตไฟฟ้านั้นพบว่าในระบบมีการติดตั้งอุปกรณ์ Back Feed Protection และบางช่วงอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์มีความเสียหายส่งผลกระทบต่อการทำงานของระบบการผลิตไฟฟ้าที่แท้จริงทำให้ค่าการผลิตไฟฟ้ามีความคลาดเคลื่อน



บทที่ 5

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการวิเคราะห์และประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินขนาด 10 kW จำนวน 1 ระบบและแบบลอยน้ำขนาด 50 kW จำนวน 5 ระบบ โดยติดตั้งอยู่ในโครงการสระเก็บน้ำพระราม 9 คลอง 5 จ.ปทุมธานี โดยแบ่งการเก็บข้อมูลเป็น 2 กรณีคือ 1) ผลการทดลองที่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม 2560 เวลา 06.30-18.30 น. และ 2) ผลการทดลองที่ไม่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบ ซึ่งตรวจวัดในวันที่ 14 ธันวาคม 2560 ตั้งแต่เวลา 09.30-15.30 น. แล้วนำผลที่ได้ไปประเมินสมรรถนะ สรุปข้อดี-ข้อเสีย และประเมินผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการนี้ต่อไป โดยได้สรุปผลการวิจัยดังนี้

5.1 สรุปงานวิจัย

จากที่กล่าวข้างต้นเกี่ยวกับการเก็บข้อมูลของงานวิจัย โดยแบ่งเป็น 2 กรณี สามารถสรุปผลการดำเนินการได้ดังนี้

5.1.1 ผลการทดลองที่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบ

1) ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ตรวจวัดได้จากทั้ง 2 ระบบ พบว่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ตรวจวัดได้จากระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำมีค่าเฉลี่ยสูงกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินคือ 365.7 W/m^2 และ 343.6 W/m^2 เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 25.1 W/m^2 หรือประมาณ 6.1%

2) อุณหภูมิบน-ใต้แผงระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งแบบลอยน้ำที่ระดับความลึกของน้ำแตกต่างกัน 3-16 เมตร มีอุณหภูมิที่ต่ำกว่าระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งบนพื้นดิน โดยอุณหภูมิบน-ใต้แผงที่ติดตั้งบนพื้นดินมีอุณหภูมิสูงสุดคือ $38.3 \text{ }^{\circ}\text{C}$ และ $36.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ และอุณหภูมิบน-ใต้แผงที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 1 (ความลึก 3-6 เมตร) มีอุณหภูมิสูงสุดคือ $37.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ และ $35.9 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ส่วนระบบที่ 5 (ความลึก 15-16 เมตร) มีอุณหภูมิต่ำที่สุดคือ $36.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ และ $35.4 \text{ }^{\circ}\text{C}$

3) การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ พบว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินมีการผลิตไฟฟ้า $1,304 \text{ kWh/yr}$ ส่วนระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำพบว่าแบบลอยน้ำ 2 มีค่าการผลิตไฟฟ้ามากที่สุดคือ $1,343 \text{ kWh/yr}$ ส่วนแบบลอยน้ำที่ 4 มีค่าการผลิตไฟฟ้าน้อยที่สุดคือ $1,011 \text{ kWh/yr}$ ซึ่งค่าการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้คือ $7,298 \text{ kWh/yr}$ ซึ่งจากการจำลองจากโปรแกรม Homer Energy มีค่าการผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด $87,000 \text{ kWh/yr}$ โดยระบบนี้มีความ

คลาดเคลื่อน เนื่องจากในเดือนสิงหาคมพบว่าระบบ Back Feed Protection ของระบบมีปัญหา และช่วงเดือนสิงหาคม-ธันวาคม อินเวอร์เตอร์ของระบบแบบลอยน้ำที่ 3-4 ได้รับความเสียหาย ทำให้ไม่สามารถทราบค่าการผลิตไฟฟ้าที่แท้จริงของช่วงนั้นได้

5.1.2 ผลการทดลองที่ไม่มีอุปกรณ์ Back Feed Protection (BFP) อยู่ในระบบ

1) ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ระหว่างวันของทั้ง 2 ระบบ วันที่ 14 ธันวาคม 2560 ช่วงเวลา 09.30-15.30 น. พบว่าระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำมีค่าสูงกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินเช่นกัน มีค่าเท่ากับ 521.2 W/m^2 กับ 492.5 W/m^2 ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดที่ตรวจพบระหว่างวันของทั้ง 2 ระบบคือ 817.8 และ 790.5 W/m^2 อยู่ในเวลา 12.10 น.

2) ระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินมีอุณหภูมิเฉลี่ยบนแผงสูงที่สุดมีค่าเท่ากับ $45.4 \text{ }^\circ\text{C}$ และระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 5 มีอุณหภูมิเฉลี่ยบนแผงต่ำที่สุดมีค่าเท่ากับ $42.0 \text{ }^\circ\text{C}$ โดยติดตั้งที่ระดับความลึกของน้ำมากที่สุด (15-16 เมตร) ส่วนอุณหภูมิเฉลี่ยได้แผงพบว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินมีอุณหภูมิเฉลี่ยได้แผงสูงที่สุดมีค่าเท่ากับ $42.4 \text{ }^\circ\text{C}$ และระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำระบบที่ 5 มีอุณหภูมิเฉลี่ยได้แผงต่ำที่สุดมีค่าเท่ากับ $39.6 \text{ }^\circ\text{C}$

3) พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ต่อวันคือ 157 kWh/day โดยระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำแบบที่ 1, 2 และ 5 มีค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้คือ 34.9, 35.3 และ 36.7 kWh ซึ่งมากกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินคือ 33.9 kWh คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้น 2.9-7.6%

5.1.3 สมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1) สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้ คือ 68.0% และค่าประสิทธิภาพทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำมีค่า 8.4% ซึ่งประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ใช้งานจริงคือ 16.4%

2) ผลทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พบว่า เวลาคืนทุนของโครงการนี้ คือ 27.1 ปี โดยเงินลงทุนทั้งหมด 8,788,100 บาท และราคาซื้อขายไฟฟ้าอยู่ที่ 5.66 บาท/หน่วย เนื่องจากเป็นโครงการที่ใช้ในการวิจัยจึงใช้ระยะเวลาคืนทุนนาน ถ้ามีการดำเนินการให้เป็นอุตสาหกรรมจะพัฒนาให้มีราคาและค่าใช้จ่ายที่ลดลง

5.2 ข้อเสนอแนะ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำนี้ได้ถูกติดตั้งในพื้นที่ จ.ปทุมธานี ซึ่งทำให้การผลิตไฟฟ้าของระบบมีค่าแตกต่างกันไปตามสภาพภูมิอากาศของแต่ละพื้นที่ และถูกจำกัดการผลิตไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์ Back Feed Protection ทำให้การผลิตไฟฟ้าของระบบแปรผันตามโหลดทางไฟฟ้าที่ใช้งาน เนื่องจากโหลดทางไฟฟ้าภายในโครงการฯ มีการใช้งานที่น้อย ทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มประสิทธิภาพ โดยอาจเพิ่มโหลดทางไฟฟ้าเช่น มอเตอร์สูบน้ำขนาด 30 kW (หรือมากกว่านั้น)



บรรณานุกรม

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558 – 2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015 http://www.dede.go.th/download/files/AEDP2015_Final_version.pdf)
- [2] กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, http://www.dede.go.th/more_news.php?cid=126
- [3] บุญยัง ปลั่งกลาง, เอกสารประกอบการสอน เทคโนโลยีพลังงาน, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2551
- [4] สมชัย หิรัญวโรดม, เอกสารประกอบการสอนรายวิชาการประยุกต์ใช้งานระบบโฟโตโวลตาอิก, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2551
- [5] Rauschenbach, H.S., Solar Cell Array Design Handbook, Van Nortrand Reinhold Company, New York, 1980
- [6] http://re.emsd.gov.hk/english/solar/solar_ph/solar_ph_to.html
- [7] นิวัต เรืองโรจน์, “การศึกษาคุณภาพกำลังไฟฟ้าของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศน้ำจืดเนื่องจากภาวะไฟฟ้า,” วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาเทคโนโลยีพลังงาน คณะพลังงานและวัสดุ, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2549.
- [8] IEC, “photovoltaic system performance monitoring guideline for measurement, data exchange and analysis , IEC Standard 61724 , Geneva , Switzerland , 1998.
- [9] Elissandro Monteiro do Sacramento, Paulo C.M. Carvalho, Jose Carlos de Araújo, “Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs” IET Renew. Power Gener., 2015, Vol. 9, Iss. 8, pp. 1019–1024
- [10] Kim Trapani and Miguel Redón Santafé, “A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013, Progress in Photovoltaics: Research and Applications Prog. Photovolt: Res. Appl. (2014)
- [11] Neha Yadav, Manju Gupta and K. Sudhakar, “Energy Assessment of Floating Photovoltaic System”, 2016 International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES), Maulana Azad National Institute of Technology, Bhopal, India. Dec 14-16, 2016

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [12] Young-Kwan Choi, “A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact”, International Journal of Software Engineering and Its Applications Vol.8, No.1 (2014), pp.75-84
- [13] Mohd Syahriman Mohd Azmia, Mohd Yusof Hj. Othmana, Mohd Hafidz Hj.Ruslanb, Kamaruzzaman Sopianb and Zafri Azran Abdul Majidc, “Study on Electrical Power Output of Floating Photovoltaic and Conventional Photovoltaic”, AIP Conference Proceedings 1571, 95 (2013)
- [14] Luyao Liua, Qinxing Wanga, Haiyang Lina, Hailong Lib, Qie Suna and Ronald wannerstena “Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems” , The 8th International Conference on Applied Energy – ICAE2016 , Energy Procedia 105 (2017) 1136 – 1142
- [15] Marco Rosa-Clot and Giuseppe Marco Tina, Submerged And Floating Photovoltaic Systems. Elsevier Inc., 2018
- [16] Floating Jigsaw (Online), Available: <http://www.daiichi2007.com>
- [17] Canadian Solar Inc. รุ่น CS6X-315P, Available: <https://www.canadiansolar.com>
- [18] LEONICS รุ่น APOLLO GTP-4010TLP 10 kW, Available: <http://www.leonics.com/index.php>
- [19] HOMER Home Page (Online), Available: www.homerenergy.com/index.html



ภาคผนวก ก

คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในงานวิจัย





QUARTECH MAX POWER CS6X 305 | 310 | 315P

Canadian Solar's new Quartech modules have significantly raised the standard of module efficiency in the solar industry. They introduced innovative four busbar cell technology, which demonstrates higher power output and higher system reliability. Worldwide, our customers have embraced this next generation of modules for their excellent performance, superior reliability and enhanced value.

NEW TECHNOLOGY

- Reduces cell series resistance
- Reduces stress between cell interconnectors
- Improves module conversion efficiency
- Improves product reliability

25
years

Insurance-backed warranty
non-cancellable, immediate warranty insurance
linear power output warranty

10
years

product warranty on materials
and workmanship

KEY FEATURES



- Higher energy yield
- Outstanding performance at low irradiance
 - Maximum energy yield at low NOCT
 - Improved energy production through reduced cell series resistance



- Increased system reliability
- Long term system reliability with IP67 junction box
 - Enhanced system reliability in extreme temperature environment with special cell level stress release technology



- Extra value to customers
- Positive power tolerance up to 5 W
 - Stronger 40 mm robust frame to hold snow load up to 5400 Pa and wind load up to 2400 Pa
 - Anti-glare project evaluation
 - Salt mist and blowing sand resistance apply to seaside and desert environments

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2008 / Quality management system
ISO/TS 16949: 2009 / The automotive industry quality management system
ISO 14001: 2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001: 2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE/ MCS/ CE/ JET/ SII/ KEMCO/ CEC AU/CQC/ INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC60068-2-68: SGS
PV CYCLE (EU) / UNI9177 Reaction to Fire: Class 1



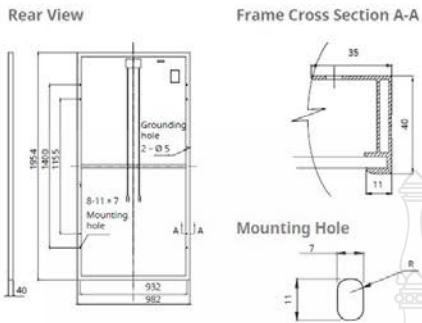
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with about 9 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

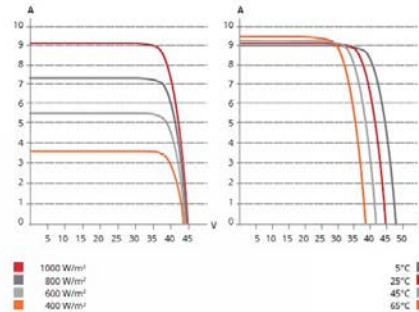
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

MODULE / ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6X-310P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

Electrical Data CS6X	305P	310P	315P
Nominal Max. Power (Pmax)	305 W	310 W	315W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.3 V	36.4 V	36.6V
Opt. Operating Current (Imp)	8.41 A	8.52 A	8.61A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.8 V	44.9 V	45.1V
Short Circuit Current (Isc)	8.97 A	9.08 A	9.18A
Module Efficiency	15.90%	16.16%	16.42%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA / NOCT*

Electrical Data CS6X	305P	310P	315P
Nominal Max. Power (Pmax)	221 W	225 W	228 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.1 V	33.2 V	33.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.68 A	6.77 A	6.84 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.2 V	41.3 V	41.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.27 A	7.36 A	7.44 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, +96.0 % module efficiency from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this Datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

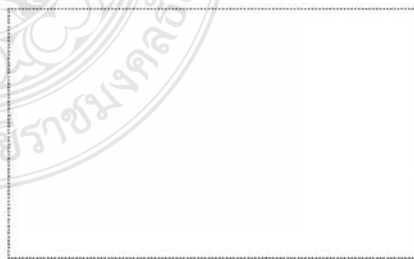
MODULE / MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1954 × 982 × 40 mm (76.93 × 38.7 × 1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1150 mm(45.3 in)
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Stand. Packaging	24 pcs, 608 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	528 pcs (40' HQ)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43% / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34% / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065% / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C

PARTNER SECTION



LEONICS®

APOLLO GTP-4000TL

Three Phase Grid Connected Inverter

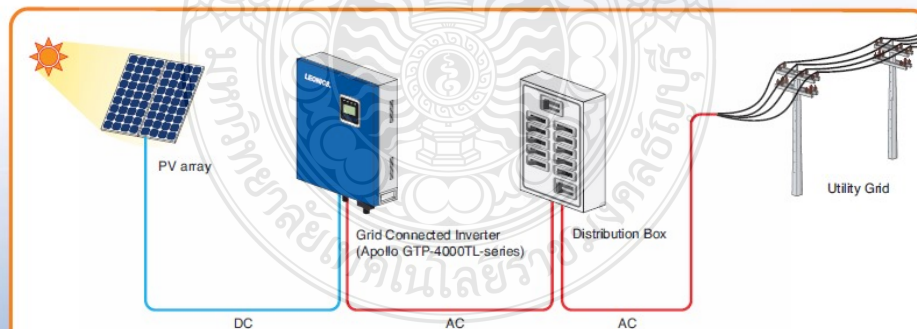


10kW-20kW models



30kW-50kW models

- Output transformerless topology
- High reliability and high efficiency
- Integrate with Maximum Power Point Tracking (MPPT)
- Special design for using at high grid fluctuation area
- 2 independent MPPTs (for 10kW-20kW model) and 3 independent MPPTs (for 30kW-50kW model) which support parallel connection
- Two PV configuration mode (Independent Input Mode / Parallel Input Mode) for 10kW-20kW model
- Three PV configuration mode (Independent Input Mode / Parallel Input Mode / Mixed Input Mode) for 30kW-50kW model
- Industrial-grade components used for robust operation
- PV side protection; over current protection
- Grid side protection; over current, over / under voltage and frequency protections
- IP65 protection for outdoor and harsh environment
- Frequency shift energy management control
- Data logging and real-time monitoring via communication port
- Tested to comply with IEC 61727, IEC 62116 and IEC 61683 standards
- 5 Years warranty
- ISO 9001 and ISO 14001 certified factory



The APOLLO GTP-4000TL series inverter is high performance three phase grid connected inverter that integrated with PV maximum power point tracking (MPPT) to extract maximum DC power generated by PV array. It can operate at their optimum power output voltage even under variety weather conditions and also offers user-friendly and high efficiency circuit design. With real-time monitoring software, the inverter can help users to monitor and calculate the accurate saving energy.

Grid Connected Power System

LEONICS®

APOLLO GTP-4000TL series Three Phase Grid Connected Inverter



MODEL	GTP-4010TL	GTP-4012TL	GTP-4015TL	GTP-4017TL	GTP-4020TL	GTP-4030TL	GTP-4050TL
RATED POWER	11 kW 10 kW	13 kW 12 kW	16 kW 15 kW	19 kW 17 kW	22 kW 20 kW	33 kW 30 kW	55 kW 50 kW
SYSTEM	Transformerless						
DC INPUT	200 Vdc / 250 Vdc 1,000 Vdc 250 - 950 Vdc						
AC OUTPUT	Independent Input (default) / Parallel Input 380 Vdc (L-L) / 220 Vdc (L-N) and 415 Vdc (L-L) / 240 Vdc (L-N) are optional) Three phase four wires 50 / 60 ± 2Hz						
EFFICIENCY	98% THD < 3%						
PROTECTION	Ground fault detection Grid monitoring and Over temperature AC short circuit and Reverse polarity Over / Under voltage Over / Under frequency Over current (overload) Active anti-islanding DC switch						
INDICATOR	LED LCD display PV parallel status, Normal operation, Alarm, Fault						
COMMUNICATION INTERFACE	Optional RS-485 WiFi						
ACOUSTIC NOISE ENVIRONMENT	At 1 metre Temperature Humidity Cooling concept Natural IEC 61727, IEC 62116, IEC 61683 IP 65						
DESIGN REGULATION DIMENSION	W x H x D in cm 55.3 x 71.5 x 28						
WEIGHT	36 kg	36 kg	40 kg	40 kg	40 kg	61 kg	67 kg

Continuous product development is our commitment. In that manner, the above specifications may be changed without prior notice.
 Authorized Distributor
LEO ELECTRONICS CO., LTD.
 27, 29 Soi Bangna-Trad Rd. 34, Bangna, Bangkok 10260 THAILAND Tel: 0-2746-9500 0-27468708 Fax: 0-2746-8712 e-mail: info@leoelectronics.com
 www.leoelectronics.com

Authorized Dealer


ภาคผนวก ข
ผลงานวิจัยตีพิมพ์เผยแพร่





การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า (Electrical Engineering Conference หรือ EECON) เป็นการประชุมทางวิชาการระดับชาติที่มีมาตรฐานทางวิชาการเป็นที่ยอมรับในระดับสากล มีวัตถุประสงค์เพื่อให้นักศึกษา นักวิจัย รวมถึงวิศวกรและผู้ปฏิบัติงานในสาขาวิศวกรรมไฟฟ้าและสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งจากสถาบันการศึกษา และหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งจากภาครัฐและเอกชน ได้นำเสนอผลงานวิจัย รวมทั้งได้มีโอกาสแลกเปลี่ยนความคิดเห็นทางด้านงานวิจัยและประสบการณ์ระหว่างกัน การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้ามีดำเนินการโดยคณะกรรมการจัดการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย คณะกรรมการสภาวิชาการวิศวกรรมไฟฟ้า ผู้แทนจากสถาบันกรรมการสามัญ ผู้แทนจากสถาบันกรรมการสมทบ และคณะกรรมการดำเนินการจัดการประชุมจากสถาบันที่ได้รับเกียรติให้เป็นเจ้าภาพในแต่ละปี การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าได้จัดขึ้นทุกปีตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๒๑ เป็นต้นมา และในปี พ.ศ. ๒๕๖๐ นี้ นับเป็นครั้งที่ ๔๐ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ โดยภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์ ได้รับเกียรติให้เป็นเจ้าภาพหลัก จากอดีตสภามหาวิทยาลัยซึ่งเน้นในการสร้างเครือข่ายการพัฒนางานวิจัยและวิชาการแบบสหสาขาวิชา และมุ่งเน้นให้การนำผลงานวิจัยไปแก้ปัญหาให้กับอุตสาหกรรม ดังนั้นการเป็นเจ้าภาพในครั้งนี้จึงเกิดมิติใหม่ในการที่จะทำงานร่วมกันของ ๔ หน่วยงานภายในของมหาวิทยาลัยได้แก่ คณะวิศวกรรมศาสตร์ (ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์ ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องมืองัดและอิเล็กทรอนิกส์) คณะวิทยาศาสตร์ประยุกต์ (ภาควิชาวิทยาการคอมพิวเตอร์และสารสนเทศ ภาควิชาฟิสิกส์อุตสาหกรรมและอุปกรณ์แพทย์) คณะครุศาสตร์อุตสาหกรรม (ภาควิชาครุศาสตร์ไฟฟ้า) และวิทยาลัยเทคโนโลยีอุตสาหกรรม (ภาควิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์) เพื่อแสดงถึงอัตลักษณ์ที่โดดเด่นและเข้มแข็งของมหาวิทยาลัย รวมทั้งนับเป็นโอกาสที่ดีเนื่องจากเป็นวาระครบรอบ ๑๐ ปี ของภาควิชาวิทยาการคอมพิวเตอร์และสารสนเทศ อีกทั้งเป็นวาระครบรอบ ๕๐ ปี ของภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์

หมายเหตุ ผู้เข้าร่วมการประชุมครั้งนี้ สามารถนำไปนับเป็นกิจกรรม "การพัฒนาวิชาชีพวิศวกรรมอย่างต่อเนื่อง (CPD)" จำนวน ๑๒ ชั่วโมง รหัสกิจกรรม ๓๐๑-๐๓-๒๐๒๕-๐๐-๒๐๑๑

- คณะกรรมการจัดการประชุม**
๑. คณะกรรมการสมาคมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า (ประเทศไทย)
- 
๒. สถาบันกรรมการมหาวิทยาลัย
- จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
 - มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
 - มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
 - มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์
 - มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
 - มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
 - มหาวิทยาลัยขอนแก่น
 - มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
 - มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
 - มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
 - มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
 - มหาวิทยาลัยศรีปทุม
 - มหาวิทยาลัยมหิดล
 - มหาวิทยาลัยสยาม
 - มหาวิทยาลัยกรุงเทพ
 - ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ
 - มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี
 - มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย
 - มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์
 - มหาวิทยาลัยเกษมบัณฑิต
 - มหาวิทยาลัยรังสิต
 - มหาวิทยาลัยนครสวรรค์
 - มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต
 - มหาวิทยาลัยอีสเทิร์นเอเซีย
 - มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
 - มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
 - มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
 - มหาวิทยาลัยอีสเทิร์นเอเซีย

- สาขาของบทความ**
- ไฟฟ้ากำลัง (PW)
 - อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
 - ไฟฟ้าสื่อสาร (CM)
 - ระบบควบคุมและกาวัดคุม (CT)
 - อิเล็กทรอนิกส์ (EL)
 - การประมวลผลสัญญาณดิจิทัล (DS)
 - ไฟโตนิคส์ (PH)
 - วิศวกรรมชีวการแพทย์ (BE)
 - คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)
 - งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)

การส่งบทความ

จัดทำบทความเป็นภาษาไทยหรือภาษาอังกฤษจำนวนไม่เกิน ๔ หน้ากระดาษขนาด A4 (21 cm x 29.7 cm) ตามแบบที่กำหนด ส่งผ่านระบบออนไลน์ โดยขั้นตอนและรายละเอียดในการส่งบทความสามารถเข้าดูได้ที่เว็บไซต์ของการประชุมที่ <http://www.ece.eng.kmutnb.ac.th/eecon-40>

การพิจารณาและการนำเสนอบทความ

การพิจารณาบทความดำเนินการโดยผู้พิจารณาบทความระดับวิชาชีพชั้นสูงทางวิศวกรรมไฟฟ้า (Professional reviewers) ที่ได้รับการคัดเลือกตรงตามสาขาจากสมาคมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า (ประเทศไทย) (EEAAT) และจากสถาบันกรรมการทั่วประเทศ บทความที่ผ่านการพิจารณาจะได้รับการตีพิมพ์ในเอกสารการประชุม (Proceedings) ของ EECON-40 และต้องมีการนำเสนอในที่ประชุม บทความที่ตีพิมพ์ในแต่ละสาขาจะได้รับการคัดเลือกในขั้นตอนแรกจากผู้พิจารณาบทความและจะได้รับการพิจารณาคัดเลือกในขั้นตอนสุดท้ายโดยผู้ทรงคุณวุฒิที่ได้รับการเสนอชื่อจากสมาคมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า (ประเทศไทย) และจากสถาบันที่เป็นกรรมการสมทบทั่วประเทศ

กำหนดการสำคัญ

หมดเขตรับบทความ	๑๘ มิถุนายน ๒๕๖๐
แจ้งผลการพิจารณาบทความ	๓๐ กรกฎาคม ๒๕๖๐
หมดเขตรับบทความฉบับสมบูรณ์	๒๒ สิงหาคม ๒๕๖๐
วันสุดท้ายของการลงทะเบียนของผู้นำเสนอบทความ	๓ กันยายน ๒๕๖๐
วันสุดท้ายของการลงทะเบียนล่วงหน้า	๓ ตุลาคม ๒๕๖๐
การนำเสนอบทความ	๑๕-๑๗ พฤศจิกายน ๒๕๖๐

ต้องการข้อมูลเพิ่มเติมกรุณาติดต่อ

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์ คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
๑๕๑๘ ถนนประชาราษฎร์ ๑ แขวงวงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กทม. ๑๐๘๐๐
อีเมล: eecon-40@eng.kmutnb.ac.th
โทรศัพท์: ๐๒ ๕๕๕ ๒๐๐๐, ๐๒ ๕๕๕๙, ๕๕๖๐ โทรสาร: ๐๒ ๕๕๕ ๓๓๕๐



คณะกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิแต่ละสาขา
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ ๔๐

สาขา	ประธานภายใน			หน่วยงาน	ประธานภายนอก			หน่วยงาน
	คำนำหน้า	ชื่อ	สกุล		คำนำหน้า	ชื่อ	สกุล	
PW	ดร.	นพดล	ฉาบแก้ว	มจพ.	ดร.	ธรรมวฤทธิ	สิงหวิสัย	ม.มหิดล
PE	รศ.ดร.	นิสัย	เที่ยงวโรจน์สกุล	มจพ.	ผศ.ดร.	สุรพงศ์	สุวรรณกวิน	จุฬา
CM	ดร.	ทิลัฐ	วนิชชานันท์	มจพ.	รศ.ดร.	ภูมิพัฒ	แสงอุดมเลิศ	ม.กรุงเทพฯ
CT	ดร.	นที	ทองอุ่น	มจพ.	รศ.ดร.	ชินินทร์	บุญลักษณ์านุสรณ์	สจล.
EL	รศ.ดร.	มนตรี	ศิริปรัชญานันท์	มจพ.	รศ.ดร.	พิพัฒน์	พรหมมี	สจล.
DS	ผศ.ดร.	เอกรัฐ	บุญภูงา	มจพ.	ดร.	มนตรี	โพธิ์โลโนทัย	สจล.
PH	ผศ.ดร.	อมรินทร์	รัตนะวิศ	มจพ.	ดร.	นพดล	นันทวงศ์	NECTEC สวทช.
BE	ผศ.	พยุง	เดชอยู่	มจพ.	ผศ.ดร.	ปิยะมาศ	เสื่อเท็ง	ม.รังสิต
CP	ดร.	อัครา	ประโยชน์	มจพ.	รศ.ดร.	มงคล	เอกปัญญาพงศ์	AIT
GN	ผศ.ดร.	พงศธร	ชมทอง	มจพ.	ดร.	ศุภกิจ	พฤกษ์อรุณ	ม.ธรรมศาสตร์
SS	ผศ.ดร.	กฤษณ์	อ่างแก้ว	มจพ.	ผศ.ดร.	ชูธรรม	สาวิกัน	ม.เทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

13.	103	การควบคุมวงปิดของอินเวอร์เตอร์พีวีที่เชื่อมต่อกริดเฟสเดี่ย	ณรงค์เดช ดิงกระโทก, วิโรจน์ แสงธงทอง, ทิพย์วรรณ พึ่งสุวรรณรั กษ์, ถาวร หินขุย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
14.	112	การวิเคราะห์และเปรียบเทียบค่าตัวประกอบการกำลังสนามแม่เหล็กความเข้มสูงเนื่องจากฟ้าผ่าของโครงตาข่ายเหล็กกล้า สำหรับการประยุกต์ใช้งาน	จิตติภัทร โจ้ห้า, อภิบาล พฤชานุบาล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
15.	116	ชุดปฏิบัติการการทำงานของรีเลย์กระแสเกินประวิงเวลาตามมาตรฐาน IEC60255	สุธีโรสุนทรเลิศภาพ, พศวีร์ ศรีโหมด, เพชร นันทวิวัฒนา, กิรติ ชยะกุลศรี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
16.	157	ระบบสี่ อสารขาลงแบบมัลติโมดส สำหรับดาวเทียมคิวบแซท	ชาตรีพนุทพันธ์, สวัสดิ์ บุญยะเวศ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
17.	163	การออกแบบและสร้างหุ่นยนต์ตรวจสอบคุณภาพน้ำในท่อปลาเคลื่อนที่แบบอัตโนมัติระบบด้วยจีพีเอส	กมล บุญล้อม, ศิลปชัย อุ่นคา, เสกสรรค์ วินยาศกุล มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงราย
18.	168	ระบบตรวจติดตามการใช้พลังงานไฟฟ้าในอาคารโรงพยาบาลโดยอินเทอร์เน็ตออฟธิงส์	เพชร กลิ่นวิชุด, ชาญกรณ์ ณ นิโรจน์ , เปี่ยมภูมิ สฤพฤกษ์ และ พิษิตลำยอง สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
19.	183	ระบบควบคุม ระดับความเป็นกรด-ด่างแบบสมองกลฝังตัว สำหรับการเพาะปลูกพืชแบบไฮโดรโปนิคส์	อัญฐ์วุฒิ ไหวพริบ, ณัฐพร ฤทธิ์นุฒ มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย
20.	202	ระบบวัดข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของเครื่องปรับอากาศในบ้านอยู่อาศัยโดยไมติดั้งเครื่องมีตัวส่งสัญญาณ	ชานนท์ ชูพงษ์, บุญยัง ปลั่งกลาง มหาวิทยาลัยเทคโนโลยี ราชภัฏจลลบุรี
21.	205	การพัฒนาตัวควบคุมแบบสวิตชิ่ง PD บนบอร์ด FPAA	ธนากร บุญเพชรแก้ว, กฤษณ์ อ่างแก้ว, วิทวัส ผ่องญาติ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
22.	234	การศึกษาและออกแบบระบบวัดสมบัติทางไฟฟ้าของยางก้อนด้วยคลื่นความถี่วิทยุ	อธิพงศ์ สุริยา, วรการวงศ์สายเชื้อ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี
23.	239	การสร้างและทดสอบวงจรเมตริกซ์คอนเวอร์เตอร์สองเฟสเพื่อการขับเคลื่อนมอเตอร์เหนี่ยวนำสองเฟส	ประสพโชค โห้ทองคำ, วรรัด มากาญจนกุล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยี ราชภัฏจลลบุรี
24.	241	การวิเคราะห์เปรียบเทียบประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำและผลกระทบจากอุณหภูมิของระบบแบบลอยน้ำและระบบบนพื้นดิน	กาญจนาศิษฐ์ เวชการ, บุญยัง ปลั่งกลาง มหาวิทยาลัย เทคโนโลยี ราชภัฏจลลบุรี

การวิเคราะห์เปรียบเทียบประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำและผลกระทบจากอุณหภูมิของระบบแบบลอยน้ำและระบบบนพื้นดิน
Performance Analysis and Comparison Study on Temperature Effect of a Floating PV System and on-ground PV System

กาญจนกิติญ์ เวชการ และ บุญยัง ปั้งกลาง

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี kanjanasid_w@mail.rmutt.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์เปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน (On-Ground PV) ขนาด 10 kW จำนวน 1 ระบบ และที่ติดตั้งแบบลอยน้ำ (Floating PV) ขนาด 10 kW จำนวน 5 ระบบ ซึ่งติดตั้งอยู่ในพื้นที่สระเก็บน้ำพระราม 9 จ.ปทุมธานี โดยนำข้อมูลของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ อุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งระดับความลึกของน้ำต่างกัน และ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงเวลา 06.00 – 18.00 น. ของเดือนเมษายน 2560 จากข้อมูลการตรวจวัดพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำจะมีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยที่ 426.1 W/m² ซึ่งสูงกว่าบนพื้นดินที่ 416.9 W/m² และค่าอุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งระดับน้ำความลึกต่างกันมีค่าน้อยกว่าที่ติดตั้งบนพื้นดินประมาณ 3 °C แต่ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้แบบที่ติดตั้งบนดินและแบบลอยน้ำมีค่าสูงกว่า 0.60 และ 0.56 kWh/kW/day ผู้วิจัยสันนิษฐานว่าอาจจะมีฝุ่นปริมาณมากอยู่บนแผงฯ ทำให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบ แบบลอยน้ำมีค่าน้อยกว่าบนพื้นดิน

คำสำคัญ: เซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ, ผลกระทบจากอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์, ประสิทธิภาพแผงโซลาร์เซลล์

Abstract

This paper presents a comparison of the performance 10 kWp on-ground PV systems and the 50 kWp floating PV systems. It is located in the Rama 9 water pool area, Pathum Thani. By the data of the solar radiation intensity, the temperature of solar panels mounted at different water depths and the electricity produced during the period from 06.00 to 18.00 of April 2017. From the measurement data Floating PV has an average solar radiation intensity of 426.1 W / m² which is 416.9 W / m² above the ground and the temperature of the solar panel mounted water level depth is less than that installed on the ground about 3 °C. However, the electricity generated on ground and floating installations was higher than 0.60 and 0.56 kWh / kW/day. Researchers have speculated that large amounts of dust may be present on the panel. The power

generated by Floating PV system are less on the ground.

Keywords: Floating PV, PV temperature effect, PV Performance

1. กิตติ

ราคาพลังงานในปัจจุบันนั้นมีแนวโน้มที่เพิ่มขึ้นเรื่อยๆ แต่ในขณะที่แหล่งเชื้อเพลิงและทรัพยากรธรรมชาติจากแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าที่ใช้อยู่ทุกวันนี้ เช่น น้ำมัน ถ่านหิน หรือก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น กำลังจะหมดไปในไม่ช้า ดังนั้นในปัจจุบันจึงมีการค้นคว้าและวิจัยในการพัฒนาการผลิตกระแสไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่างๆ เช่น พลังงานลม พลังงานน้ำ และพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ซึ่งสอดคล้องกับทิศทางแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558 – 2579 โดยในปี 2557 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานทดแทนทั้งสิ้น 9.025 พันตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.6 หรือคิดเป็นร้อยละ 11.9 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (1) ซึ่งพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันเป็นที่ยอมรับมากที่สุดในประเทศก็คือ พลังงานแสงอาทิตย์ เพราะสภาพที่ก่อการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยค่อนข้างมาก ด้วยภูมิประเทศที่อยู่ใกล้เส้นศูนย์สูตร

ปัจจุบันนั้นการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นที่นิยมนั้นคือ การติดตั้งบนพื้นดิน แต่สำหรับในต่างประเทศ การติดตั้งที่เริ่มเป็นที่นิยมก็คือการผลิตแบบลอยน้ำ ซึ่งในประเทศไทยนั้นยังไม่มีการผลิตพลังงานมากนัก โดยในปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำนั้นมีการติดตั้งใช้จริงแล้วในต่างประเทศ เช่น อังกฤษ ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ (K-Water ขนาด 500 kW) ทำให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าการผลิตบนพื้นดินไม่น้อยกว่า 11% (2) และในกลุ่มประเทศอาเซียน เช่น สิงคโปร์ อินโดนีเซีย

บทความนี้เป็นการศึกษาเปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ โดยนำของข้อมูลความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ อุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งที่ระดับความลึกของน้ำต่างกัน และ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเดือนเมษายน 2560 นำมาวิเคราะห์ต่อไป

2. การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

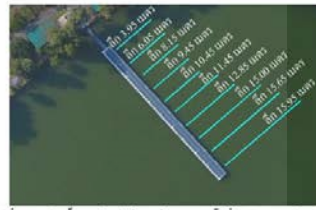
การติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ภายในสระเก็บน้ำพระราม 9 นั้นจะติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ไปทางทิศใต้ที่ค้ำเหม่ง ละติจูด (Latitude) 14°N ลองจิจูด (Longitude) 100°E โครงการนั้นเลือกใช้แผงโซลาร์เซลล์แบบ Polycrystalline Silicon ขนาด 315 W_p โดยแบ่งเป็นบนพื้นดิน ขนาด 10 kW, จำนวน 1 ระบบ และแบบลอยน้ำ ขนาด 10 kW, จำนวน 5 ระบบ โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้นถูกนำไปใช้ภายในโครงการตามความเหมาะสม เช่น อาคาร แปลงเกษตร ครัวผู้จุดเงิน และเข้าสายส่งระบบจำหน่ายของ กฟภ. ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 ตำแหน่งการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ



รูปที่ 3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ



รูปที่ 4 การติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำที่ระดับความลึกต่างกัน

2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดิน

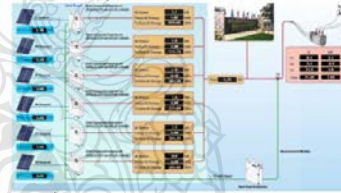
สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดินนั้นจะมีขนาด 10 kW, จำนวน 1 ระบบ ติดตั้งอยู่บริเวณสระเก็บน้ำ ดังรูปที่ 2



รูปที่ 2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดิน

2.3 ภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าภายในโครงการ

ภาพรวมของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ภายในโครงการ โดยแบ่งเป็นแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 10 kW, จำนวน 1 ระบบ และแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งแบบลอยน้ำขนาด 10 kW, จำนวน 5 ระบบ อินเวอร์เตอร์ขนาด 10 kW, จำนวน 5 เครื่อง และสายอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าไหลย้อนกลับสายส่ง (Back Feed Protection : BFP) รายละเอียดดังรูปที่ 5



รูปที่ 5 ภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

สำหรับการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำใช้พื้นที่ในการติดตั้ง 442.50 ตร.ม. (กว้าง 5.0 เมตร ยาว 88.5 เมตร) ดังรูปที่ 3 โดยแต่ละโมดูลนั้นได้ถูกติดตั้งที่ระดับความสูงที่ต่างกัน เช่น โมดูลที่ 1 ติดตั้งที่ระดับความลึกของน้ำ 3.95 เมตร เบื้องต้น (ระดับน้ำขณะติดตั้งระบบ) เท่ากับ 1.31 เมตร (รทก.) ดังรูปที่ 4

3. ขันตอนศึกษา

นำข้อมูลของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ อุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งที่ระดับความลึกของน้ำต่างกัน และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ [3] มานำวิเคราะห์ โดยได้จากการวัดระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของระบบภายในโครงการดังรูปที่ 6



รูปที่ 6 ตำแหน่งการติดตั้งระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูล

โดยที่ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลนี้สามารถดูค่าได้ผ่านระบบออนไลน์ได้ ซึ่งตำแหน่งการติดตั้งระบบตรวจวัด แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 รายละเอียดการติดตั้งระบบตรวจวัดภายในโครงการ

สัญลักษณ์	อุปกรณ์
●	อุปกรณ์ตรวจวัดอุณหภูมิในตัวโรตารี
●	ระบบโทรมาตรตรวจวัดสภาพอากาศ ปริมาณฝน และ ระดับน้ำ
●	ระบบตรวจวัดอุณหภูมิของแ่งโซลาร์เซลล์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ ความลึก (TMP001 – TMP010)
●	ระบบส่งข้อมูล Back Feed Protocol

4. ผลการวิเคราะห์จากข้อมูลระบบการตรวจวัด

4.1 ข้อมูลของความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง

ผลการตรวจวัดความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงบริเวณแ่งโซลาร์เซลล์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ ซึ่งเป็นค่าที่ระบบได้นับที่ค่าไว้ทุกๆ 5 นาที แล้วนำมาเฉลี่ยเป็นค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงเพื่อเปรียบเทียบ พบว่าความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงเฉลี่ยของแ่งโซลาร์เซลล์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำมีค่าเท่ากับ 419.6 W/m² และ 426.1 W/m² โดยค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงที่ตรวจวัดได้สูงสุดของแ่งโซลาร์เซลล์บนพื้นดินและแบบลอยน้ำคือ 540.2 W/m² และ 543.9 W/m² ดังรูปที่ 7 โดยมีข้อดีที่ทำให้ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงของระบบโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำมีค่ามากกว่าบนพื้นดินคือ การสะท้อนของรังสีบนพื้นผิวน้ำ

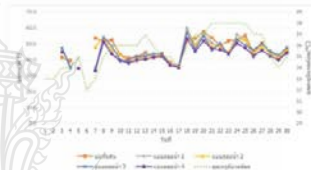


รูปที่ 7 กราฟเปรียบเทียบแสดงความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงของแ่งโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

4.2 ข้อมูลอุณหภูมิของแ่งโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดินและแบบลอยน้ำ

ผลการตรวจวัดอุณหภูมิของแ่งโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งอยู่บนพื้นดินและแบบลอยน้ำ เมื่อเทียบกับอุณหภูมิแวดล้อมของเดือนเมษายนที่ 35.6°C จากตารางที่ 2 พบว่าระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำที่ระดับน้ำความลึกต่างกันนั้นจะมีอุณหภูมิเฉลี่ยที่ 44 °C โดยจากตารางระดับน้ำที่ลึกขึ้นจะทำให้อุณหภูมิของแ่งโซลาร์เซลล์มีค่าลดลง ซึ่งจะมีอุณหภูมิต่ำกว่าระบบที่ติดตั้งบนพื้นดินที่ 47 °C โดยอุณหภูมิเฉลี่ยที่คำนวณประมาณ 3 °C รูปที่ 8 แสดงให้เห็นถึงกราฟอุณหภูมิของเดือนเมษายน

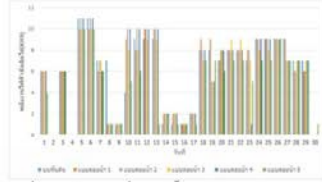
ลักษณะการติดตั้งแ่งโซลาร์เซลล์ (ความลึก)	อุณหภูมิของแ่งโซลาร์เซลล์ (°C)
บนพื้นดิน	47
แบบลอยน้ำ Sys.1 (4-6 เมตร)	45
แบบลอยน้ำ Sys.2 (8-9 เมตร)	46
แบบลอยน้ำ Sys.3 (10-12 เมตร)	45
แบบลอยน้ำ Sys.4 (12-15 เมตร)	43
แบบลอยน้ำ Sys.5 (16 เมตร)	41



รูปที่ 8 ผลการตรวจวัดอุณหภูมิของแ่งโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งอยู่บนพื้นดินและแบบลอยน้ำเมื่อเทียบกับอุณหภูมิแวดล้อม

4.3 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดเดือนเมษายน 2560 ของแ่งโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน 1 ระบบ และแบบลอยน้ำทั้ง 5 ระบบ เมื่อนำข้อมูลของระบบนี้ไปจำลองในโปรแกรม HOMER พบว่าค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีค่าเท่ากับ 95,378 kWh/yr. ปรากฏว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินจำนวน 1 ระบบ ที่ใช้ 10 kW, เท่ากับ 181 kWh/M หรือเท่ากับ 0.6 kWh/W/day และที่ติดตั้งแบบลอยน้ำจำนวน 5 ระบบ ขนาด 50 kW, เท่ากับ 849 kWh/M หรือเท่ากับ 0.56 kWh/W/day เมื่อรวมทั้งระบบจะผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 1.2 kWh/W/day ดังรูปที่ 9 ซึ่งผลการจำลองจากโปรแกรม HOMER จะได้ว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 4.4 kWh/W/day



รูปที่ 9 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้ง 2 ระบบของเดือน เมษายน



ประเวศ วิถีเขียน นายคณาจารย์ ภาควิชาวิศวกรรม การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ศึกษานิเทศน์ วิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี งานวิจัยที่สนใจ พลังงานและระบบไฟฟ้ากำลัง



นายนพอชัง ป่องกลาง จบการศึกษาระดับปริญญาเอก วิศวกรรมไฟฟ้า จาก University of Kassel, Germany ปัจจุบันดำรงตำแหน่งรองศาสตราจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

5. สรุป

จากผลการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งบนพื้นดินและติดตั้งแบบลอยน้ำของเดือนเมษายน 2560 พบว่าระบบที่ติดตั้งแบบลอยน้ำจะมีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่สูงกว่าประมาณ 1.5% เนื่องจากมีการสะท้อนรังสีบริเวณผิวน้ำ และการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แบบลอยน้ำที่ระดับความลึกต่างกันนั้นจะทำให้อุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์มีอุณหภูมิที่ต่ำกว่าบนพื้นดินประมาณ 3°C จึงทำให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบแบบลอยน้ำมีค่าที่น้อยกว่าบนพื้นดิน โดยขณะทำการเก็บข้อมูลผู้วิจัยสันนิษฐานว่าอาจจะมีฝุ่นปริมาณมากอยู่บนแผงฯ ทำให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบแบบลอยน้ำมีค่าที่น้อยกว่าบนพื้นดิน

6. กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบคุณ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สถาบันสารสนเทศทรัพยากรน้ำและการเกษตร (องค์การมหาชน) และนายอภิชาติ คงเป็น ที่ได้ให้การสนับสนุนสถานที่และข้อมูลต่างๆ ในการทำวิจัยครั้งนี้ให้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

เอกสารอ้างอิง

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ,แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015)
- [2] Young-Kwan Choi "A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact" International Journal of Software Engineering and Its Applications Vol.8, No.1 (2014), pp.75-84
- [3] Neha Yadav, Manju Gupta, K. Sudhakar "Energy Assessment of Floating Photovoltaic System" 2016 International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES) Maulana Azad National Institute of Technology, Bhopal, India, Dec 14-16, 2016

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายกาญจนศิษฐ์ เวชการ
วัน เดือน ปีเกิด	9 ตุลาคม 2530
ที่อยู่	19 ถ.บริพัตร ซ.บริพัตร 5 ต.ท่าราบ อ.เมือง จ.เพชรบุรี 76000
การศึกษา	ปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยกรุงเทพ
ประสบการณ์การทำงาน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคใต้) จ.เพชรบุรี ตำแหน่ง วิศวกร ระดับ 4 แผนกมาตรฐานและทดสอบอุปกรณ์ไฟฟ้า ตั้งแต่ พ.ศ.2559 – ปัจจุบัน
เบอร์โทรศัพท์	096-9415456
อีเมล	kanjanasid_w@mail.rmutt.ac.th, beerkanjanasid@hotmail.com

