

การวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรมจำลองเปรียบเทียบกับ
กับการติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW

COMPARISON OF PERFORMANCE ANALYSIS BETWEEN
SIMULATE PROGRAM AND REAL INSTALLATION DATA OF
A 6 MW POWER PLANT

นิรุตติ นิลแก้ว

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษา 2561

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

การวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรมจำลองเปรียบเทียบกับ
การติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW

นิรุตติ นิลแก้ว

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษา 2561

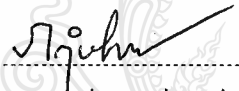
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรมจำลองเปรียบเทียบกับ
การติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW
Comparison of Performance Analysis Between Simulation Program and
Real Installation Data of a 6 MW PV Power Plant

ชื่อ – นามสกุล นายนิรุติ นิลแก้ว
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา 2561

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

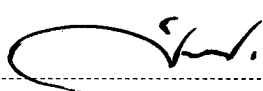
..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ฉัตรชัย ศิริสัมพันธ์วงษ์, วท.ค.)


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


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


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

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต


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

วันที่ 19 เดือน มีนาคม พ.ศ. 2562

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรมจำลอง เปรียบเทียบกับติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW
ชื่อ – นามสกุล	นายนิรุตติ นิลแก้ว
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์บุญยง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2561

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst กับการติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW จังหวัดปราจีนบุรี โดยทำการวิเคราะห์เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่มีคุณสมบัติด้านความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแสงในช่วงกว้าง เพื่อนำไปใช้เป็นข้อมูลประกอบในการวิเคราะห์ทางด้านการลงทุนและเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า

การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลจากการจำลองผลด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst และค่ากำลังการผลิตจริงในปี 2559 ปี 2560 และ 2561 การวิเคราะห์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ถูกนำมาประยุกต์ใช้ประกอบการพิจารณาค่าเบี่ยงเบนจากการออกแบบด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst กับการกำลังการผลิตจริงของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ผลการศึกษาพบว่าค่ากำลังการผลิตรวมที่ได้จากโปรแกรมจำลอง PVsyst มีค่าสูงกว่ากำลังการผลิตได้จริง โดยในปี 2559 ปี 2560 และปี 2561 มีกำลังการผลิตรวมจริงน้อยกว่า คิดเป็นร้อยละ -2.89 -5.75 และ -7.2 ตามลำดับ ดังนั้นการศึกษาศมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst กับการสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าจากการติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จึงมีความสำคัญต่อการพิจารณาในการตัดสินใจสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst จะมีค่าต่ำกว่าค่าที่ผลิตได้จริง

คำสำคัญ : โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง

Thesis Title	Comparison of Performance Analysis Between Simulation Program and Real Installation Data of a 6 MW PV Power Plant
Name - Surname	Mr. Nirutti Nilkeaw
Program	Electrical Engineering
Dissertation Advisor	Associate Professor Boonyung Plangklang, Dr.-Ing
Academic Year	2018

ABSTRACT

This thesis presented a comparison of performance analysis between simulation program and real installation data of a 6 MW PV power plant in Prachin Buri province. Thin-film solar panels which were sensitive to radiation fluctuation in a wide range, were selected for the PV power plant. The performance analysis will be used for an investment and an economics analysis of the PV power plant.

Comparison analysis of power generation performance was investigated by using data of PVSyst simulation program and actual power generation capacity in the year 2016, 2017 and 2018. Relative Error Analysis was applied to consider the deviation from PVSyst simulation program and actual power generation of the PV power plant.

The study results showed that in the year 2016, 2017 and 2018, the total power generation capacity obtained from the PVSyst simulation program was higher than the actual power generation capacity. The actual power generation was lower at -2.89%, -5.75% and -7.2% respectively. The results of the study suggest that in order to make a decision to construct a PV power plant, it is necessary to ensure that the power generation capacity of PVSyst simulation program is lower than the actual power generation of PV power plant.

Keywords: PV Power Plant, PV power plant performance, thin-film solar panels

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ไปได้ด้วยดี เพราะได้รับความอนุเคราะห์ให้คำแนะนำจากท่านอาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ คือ รองศาสตราจารย์ ดร. บุญยัง ปลั่งกลาง ที่กรุณาเสียสละเวลาอันมีค่ายิ่งเพื่อให้คำปรึกษาแนะนำ ตลอดจนชี้แนะทางในการทำวิทยานิพนธ์ให้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ผู้วิจัยจึงขอกราบขอบพระคุณท่านอาจารย์เป็นอย่างสูง และกราบขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. จัตรชัย ศิริสัมพันธ์วงศ์ ผู้ทรงคุณวุฒิจากภายนอก ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รวมถึงกรรมการควบคุมการสอบ รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิภักดีพิชญ์ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภัทร พันธุ์คง ที่กรุณาให้คำแนะนำและแก้ไขวิทยานิพนธ์ให้สมบูรณ์

สุดท้ายขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัว ตลอดจนญาติพี่น้องทุกคนที่เป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนแก่ผู้ทำวิจัยมา โดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา ขอขอบคุณเพื่อนร่วมชั้นเรียนที่ให้คำปรึกษา ช่วยเหลือและเป็นแรงผลักดันให้ถึงเป้าหมาย และขอขอบคุณห้องวิจัยคณะวิศวกรรมศาสตร์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ที่ให้ใช้สถานที่ในการศึกษาค้นคว้าตลอดระยะเวลา 2 ปี ที่ผ่านมา

นิรุตติ นิลแก้ว



สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	(3)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	(4)
กิตติกรรมประกาศ.....	(5)
สารบัญ.....	(6)
สารบัญตาราง.....	(8)
สารบัญรูป.....	(9)
บทที่ 1 บทนำ.....	12
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	12
1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์.....	14
1.3 สมมุติฐานของวิทยานิพนธ์.....	14
1.4 ขอบเขตของของวิทยานิพนธ์.....	14
1.5 ขั้นตอนการศึกษาของวิทยานิพนธ์.....	14
1.6 ข้อจำกัดของวิทยานิพนธ์.....	15
1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	15
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	16
2.1 บทนำ.....	16
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	16
2.3 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	20
2.4 บทสรุป.....	45
บทที่ 3 วิธีดำเนินการดำเนินการวิทยานิพนธ์.....	46
3.1 บทนำ.....	46
3.2 การออกแบบสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม PVsyst.....	46
3.3 การออกแบบและติดตั้งสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภาคสนาม.....	55
3.4 การวัดค่าพลังงานจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการติดตั้งแล้วเสร็จ...	71

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
บทที่ 4 ผลการทดลอง.....	74
4.1 บทนำ.....	74
4.2 ผลการวิเคราะห์การเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์แบบฟิล์มบางจากการออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst และค่าจริงของกำลังการผลิต.....	74
4.3 บทสรุป.....	87
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	88
5.1 บทนำ.....	88
5.2 สรุปผลการทำวิทยานิพนธ์.....	88
5.3 ข้อเสนอแนะ.....	88
5.4 บทสรุป.....	89
บรรณานุกรม.....	90
ภาคผนวก.....	93
ภาคผนวก ก รายละเอียดอุปกรณ์.....	94
ภาคผนวก ข ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่.....	104
ประวัติผู้เขียน.....	122

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์.....	29
ตารางที่ 3.1 ค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องในการใช้ประเมินฐานข้อมูลเบื้องต้น.....	48
ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst และ ค่าจริง.....	81
ตารางที่ 4.2 ค่า MAPE ในปี 2559.....	83
ตารางที่ 4.3 ค่า MAPE ในปี 2560.....	84
ตารางที่ 4.4 ค่า MAPE ในปี 2561.....	85
ตารางที่ 4.5 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากพลังงานแสงจันทร์ ณ จุดกล่องต่อแยกสาย.....	86



สารบัญรูป

		หน้า
รูปที่ 1.1	รูปแบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสำหรับสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	13
รูปที่ 2.1	การแบ่งเส้นศูนย์สูตรของโลก.....	20
รูปที่ 2.2	ผลกระทบต่าง ๆ ต่อรังสีอาทิตย์ในบรรยากาศโลก.....	21
รูปที่ 2.3	แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทย จัดทำในปี พ.ศ. 2542...	23
รูปที่ 2.4	ตำแหน่งทิศทางของแสงอาทิตย์.....	24
รูปที่ 2.5	สเปกตรัมรังสีอาทิตย์.....	25
รูปที่ 2.6	การตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์ของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่าง ๆ.....	26
รูปที่ 2.7	องค์ประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	27
รูปที่ 2.8	โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน.....	28
รูปที่ 2.9	การพัฒนาแผงโซลาร์เซลล์ชนิดต่างๆ.....	30
รูปที่ 2.10	กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box).....	30
รูปที่ 2.11	อินเวอร์เตอร์.....	31
รูปที่ 2.12	หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแบบยกแรงดันไฟฟ้า.....	32
รูปที่ 2.13	สวิตช์เกียร์.....	32
รูปที่ 2.14	ระบบเครื่องวัดพลังงานไฟฟ้า.....	33
รูปที่ 2.15	ระบบน้ำในการทำความสะอาดแผง.....	34
รูปที่ 2.16	Sun Path diagram ของการเกิดเงาของแสงอาทิตย์ตามช่วงเวลา.....	35
รูปที่ 2.17	Sun Path diagram ที่อาจเกิดขึ้นจากแสงอาทิตย์ตามช่วงเวลา.....	36
รูปที่ 2.18	อุปกรณ์ SPD.....	36
รูปที่ 2.19	การลดการเกิดแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำ.....	37
รูปที่ 2.20	การต่อกราวด์สำหรับสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	37
รูปที่ 2.21	อุปกรณ์ SPD และระบบสายกราวด์.....	38
รูปที่ 2.22	การเข้าหน้าต่างเมนูของโปรแกรม PVsyst เพื่อทำการออกแบบ.....	38
รูปที่ 2.23	กำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆของโครงการ.....	39
รูปที่ 2.24	การเลือกพิกัดของโครงการเพื่อใช้ในการหาค่าความเข้มของพลังงาน.....	39
รูปที่ 2.25	การกำหนดค่า Orientation ของแผงโซลาร์เซลล์.....	40

สารบัญรูป(ต่อ)

		หน้า
รูปที่ 2.26	การกำหนดค่า Grid System พิกัดของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	40
รูปที่ 2.27	ตัวอย่างผลการรันผล Simulation.....	41
รูปที่ 2.28	ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เบื้องต้น.....	41
รูปที่ 2.29	ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เบื้องต้น(ต่อ).....	42
รูปที่ 3.1	หน้าต่างการออกแบบโครงการ.....	47
รูปที่ 3.2	Sun Path ในแต่ละช่วงฤดูกาลในระบบพิกัดฉากที่กำหนดใน Data Bases.....	47
รูปที่ 3.3	หน้าต่างการออกแบบโครงการ.....	48
รูปที่ 3.4	กำหนดที่ตั้งของโครงการ.....	49
รูปที่ 3.5	หน้าต่างกำหนดทิศทางของหน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	49
รูปที่ 3.6	กำหนดให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หันไปทางทิศใต้ ที่มุม Plane Tilt 17 องศา.....	50
รูปที่ 3.7	หน้าต่างเข้ากำหนดจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์และจำนวนอินเวอร์เตอร์.....	50
รูปที่ 3.8	ภาพรวมการป้อนค่าการจำลองสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง....	51
รูปที่ 3.9	หน้าต่างการกำหนดค่าการสูญเสียของระบบ.....	52
รูปที่ 3.10	การกำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าตกคร่อม Diode ที่ 0.7 โวลท์.....	52
รูปที่ 3.11	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 125 W ที่ รังสีดวงอาทิตย์ที่ 800 W/m ²	53
รูปที่ 3.12	หน้าต่างการรันโปรแกรม.....	53
รูปที่ 3.13	หน้าต่างการรัน โปรแกรมหากมีการกำหนดช่วงระยะเวลา.....	54
รูปที่ 3.14	หน้าต่างในขณะที่ทำการรันผลการจำลอง.....	54
รูปที่ 3.15	หน้าต่างแสดงผลการรันโปรแกรมเรียบร้อยแล้ว.....	55
รูปที่ 3.16	แบบโครงการรวม(Site plant).....	58
รูปที่ 3.17	จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าและ SF ₆ Load Break.....	59
รูปที่ 3.18	ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวระบบไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MWp.....	60
รูปที่ 3.19	หม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับงานอำนาจการขนาด 50 kVA 22kV/400-230V.....	61
รูปที่ 3.20	กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box).....	61

สารบัญญรูป (ต่อ)

		หน้า
รูปที่ 3.21	การปรับพื้นที่เพื่อใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	62
รูปที่ 3.22	การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย.....	62
รูปที่ 3.23	การประกอบโครงสร้างเพื่อรองรับน้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	63
รูปที่ 3.24	การเดินสายไฟฟ้าภายในโครงการ.....	63
รูปที่ 3.25	หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่ทำการติดตั้งบนนั่งร้าน คสล.....	64
รูปที่ 3.26	อินเวอร์เตอร์ที่ทำการติดตั้งบนพื้น คสล.....	65
รูปที่ 3.27	สวิตช์เกียร์(Switch Gear).....	65
รูปที่ 3.28	เสาตัวนำล่อฟ้าผ่า.....	66
รูปที่ 3.29	แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่ทำการติดตั้งแล้วเสร็จ.....	67
รูปที่ 3.30	การจดบันทึกกำลังการผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา.....	71
รูปที่ 3.31	ค่า PR ในแต่ละวันของเดือน.....	72
รูปที่ 3.32	ลักษณะดวงจันทร์ในวันที่เข้าทำการตรวจวัด.....	72
รูปที่ 3.33	การตรวจวัดแรงดันไฟฟ้า ณ ชุดกล่องต่อแยกสายไฟฟ้า.....	73
รูปที่ 3.34	การตรวจวัดแรงดันไฟฟ้า ณ ชุดกล่องต่อแยกสายไฟฟ้า ในขณะที่จ่ายโหลดหลอดไฟฟ้า LED แรงดัน ไฟฟ้า 12 V 3W.....	73
รูปที่ 4.1	ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้า Performance Ratio (PR) จากโปรแกรม PVsyst.....	75
รูปที่ 4.2	ค่ากำลังการผลิตรายวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 ปี.....	75
รูปที่ 4.3	ค่ากำลังการผลิตรวมต่อค่าการสูญเสียของระบบและแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	76
รูปที่ 4.4	ค่าพลังงานตกกระทบพื้นผิวโลก ณ ตำแหน่งของโครงการในแต่ละช่วงเวลา.....	77
รูปที่ 4.5	ไดอะแกรมกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ.....	78
รูปที่ 4.6	ค่าพารามิเตอร์จากการใช้ฐานข้อมูล NASA.....	79
รูปที่ 4.7	ค่าพารามิเตอร์จากการใช้ฐานข้อมูล Meteonorm 7.2.....	80
รูปที่ 4.8	ค่าพารามิเตอร์จากการใช้ฐานข้อมูล PVGIS.....	80
รูปที่ 4.9	ผลการเปรียบเทียบของค่ากำลังไฟฟ้าการผลิตจริงในปี 2559-2561 และค่าที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst	82

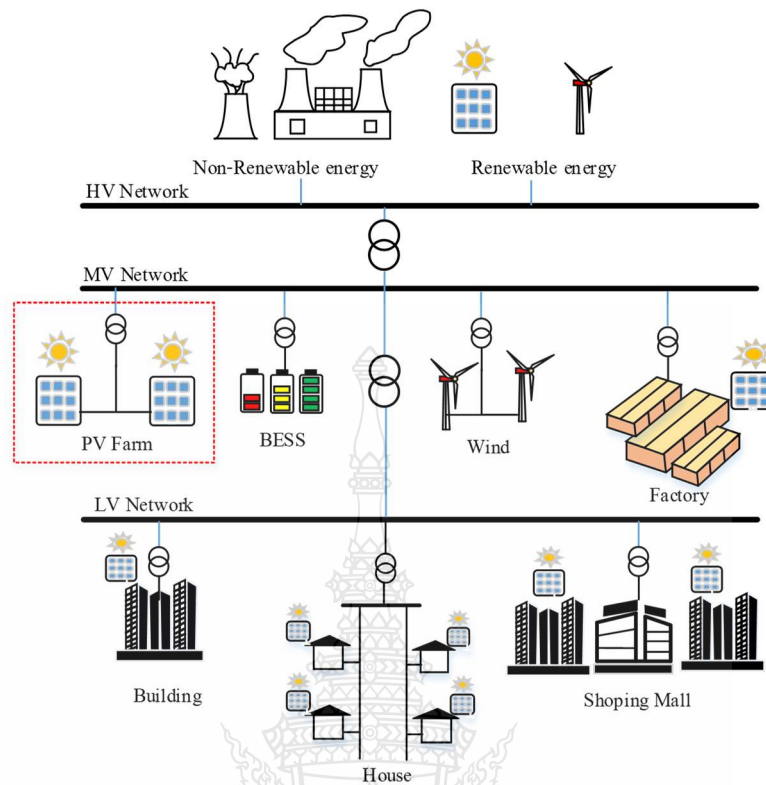
บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันแนวโน้มการใช้พลังงานของโลกมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นในทุกปี ด้วยการเพิ่มขึ้นของจำนวนประชากร และความก้าวหน้าทางด้านเทคโนโลยีแบบก้าวกระโดด ทำให้มีการพึ่งพิงการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นหลักทั้งใน โรงงานอุตสาหกรรม ที่พักอาศัย และสำนักงานเป็นต้น เพื่ออำนวยความสะดวกสบายในการใช้ชีวิตประจำวัน การทำงาน รวมถึงการพักผ่อน ล้วนแล้วแต่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามีส่วนเกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานไฟฟ้าเกือบทั้งสิ้น ที่มาของพลังงานไฟฟ้าที่ใช้กันในปัจจุบันนั้นมาจากโรงไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงจากฟอสซิล เช่น ถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นการใช้พลังงานจำนวนมากและมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นในแต่ละปี ส่งผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เข้าสู่ชั้นบรรยากาศ และเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดภาวะโลกร้อน ในแต่ละประเทศพยายามส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและส่งเสริมให้ใช้พลังงานทางเลือกที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม[1] ในส่วนของประเทศไทยทางภาครัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทางเลือกในแต่ละประเภท เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานงานความร้อน พลังงานชีวมวล พลังงานชีวภาพ พลังงานน้ำ พลังงานความร้อนใต้พิภพ ทำให้เกิดมีการพัฒนาและวิจัยอย่างต่อเนื่อง

นโยบายการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เริ่มต้นในปี 2549 ในลักษณะการจ่ายเงินสมทบ(Adder) ที่ราคา 8 บาทต่อหน่วย ทำให้เกิดการขยายตัวของจำนวนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมากเรื่อยมาจนถึงปัจจุบัน โดยตลอดระยะเวลาที่ผ่านมา ราคาค่าใช้จ่ายในการก่อสร้าง มีแนวโน้มถูกลงกว่าในอดีตที่ผ่านมา การใช้พลังงานทดแทนหรือพลังงานสะอาดเพื่อลดการใช้พลังงานจากแหล่งฟอสซิลในรูปแบบต่างๆ นั้น พลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทยนั้นถือได้ว่ามีศักยภาพที่สูงในการติดตั้ง ที่จะใช้เป็นแหล่งพลังงานทางเลือกสำหรับป้อนเข้าสู่กริดของการไฟฟ้าเพื่อเสริมระบบในช่วงเวลากลางวันได้[2] ด้วยข้อดีของการผลิตพลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นมีหลายอย่างเช่น มีประสิทธิภาพสูง เนื่องจากไม่มีชิ้นส่วนการเคลื่อนที่ทางกล ง่ายต่อการดูแลรักษา และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม เป็นต้น โดยสามารถแสดงรูปแบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ดังรูปที่ 1.1 ดังนี้



รูปที่ 1.1 รูปแบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสำหรับสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์[3]

จากรูปที่ 1.1 การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์นั้นสามารถนำมาประยุกต์ใช้และทำการติดตั้งในระบบไฟฟ้าได้ในแต่ละตำแหน่งของระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น ติดตั้งในหลังคาที่บ้านพักอาศัย ติดตั้งบนตึก/อาคาร ติดตั้งบนหลังคาโรงงาน ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 220/380 V ติดในระบบแรงดันไฟฟ้าปานกลาง (Medium Voltage, MV) ที่แรงดันไฟฟ้า 22kV และ 33 kV ติดตั้งที่ระบบ HV ที่ระดับแรงดัน 115 kV และติดตั้งในรูปแบบเป็นโรงต้นกำลัง ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้ากำลังที่ระบบ MV ซึ่งจากในอดีตที่ผ่านมาในการออกแบบสำหรับก่อสร้างสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนมากใช้โปรแกรม PVsyst ในการคำนวณการออกแบบ เพื่อใช้เลือกอุปกรณ์ไฟฟ้าหลักของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เช่น จำนวนแผงโซลาร์เซลล์ และจำนวนอินเวอร์เตอร์ เป็นต้น ในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW โดยขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี จำนวน 1 สถานี ทำการออกแบบโดยใช้โปรแกรม PVsyst โดยใช้แผงโซลาร์เซลล์ชนิดแบบฟิล์มบาง เพื่อศึกษาเปรียบเทียบการจำลองการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVsyst และ จากค่าจริงที่ได้จากสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อนำมาใช้เป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจให้กับนักลงทุนที่จะก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเมกะวัตต์

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาหลักการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยการใช้โปรแกรม PVsyst

1.2.2 เพื่อศึกษาสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ที่ใช้แผงโซลาร์เซลล์ชนิดฟิล์มบาง

1.2.3 เพื่อเปรียบเทียบกำลังการผลิตที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst และ กำลังการผลิตที่ได้จากการติดตั้งจริง

1.3 สมมติฐานการวิจัย

1.3.1 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากการออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst มีความแตกต่างเทียบกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการติดตั้งจริง

1.3.2 สามารถประยุกต์ใช้แผงโซลาร์เซลล์ชนิดแบบฟิล์มบางในการผลิตไฟฟ้าในเวลากลางคืนด้วยการใช้พลังงานจากแสงจันทร์

1.4 ขอบเขตการวิจัย

ในการวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVsyst เปรียบเทียบกับการติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง สามารถนำเสนอ ดังนี้

1.4.1 ออกแบบและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ 6 MW ด้วยโปรแกรม PVsyst

1.4.2 ศึกษาการก่อสร้างระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดพิกัด 6 MW โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง

1.4.3 วิเคราะห์เปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าระหว่างโปรแกรมจำลอง PVsyst และผลจากการติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดพิกัด 6 MW ที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง

1.5 ขั้นตอนการศึกษา

1.5.1 ศึกษารายละเอียดของวิทยานิพนธ์จากเอกสาร ตำรา และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อกำหนดขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1.5.2 จัดระเบียบ และเรียบเรียงข้อมูลที่สำคัญในงานวิจัย ที่ค้นคว้ามา

1.5.3 ศึกษาวิธีการจำลองการออกแบบสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม PVsyst

1.5.4 ศึกษาและรวบรวมข้อมูลเพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบในการออกแบบสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.5.5 ทำการจัดเก็บข้อมูลจริงของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง

1.5.6 ทำการวิเคราะห์ผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst และข้อมูลจริงที่ได้จากสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง

1.5.7 สรุปและอภิปรายผลการทดลอง

1.5.8 จัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

1.6 ข้อจำกัดของวิทยานิพนธ์

ในการวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVsyst เปรียบเทียบกับการติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง โดยมีข้อจำกัดในการศึกษาดังนี้

1.6.1 การติดตั้งสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จริงขนาด 6 MW พิจารณาตามขนาดพื้นที่จริงของโครงการ ซึ่งจะมีรูปร่างที่แตกต่างจากที่จำลองในโปรแกรม PVsyst

1.6.2 ขนาดสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่ให้ความสำคัญในการพิจารณาขนาดพื้นที่ในการติดตั้ง แต่จะพิจารณาในส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก

1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.7.1 เข้าใจถึงหลักการออกแบบสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม PVsyst

1.7.2 ทำให้ทราบถึงความแตกต่างของกำลังการผลิตจริงและจากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ของแผงโซลาร์เซลล์แบบชนิดฟิล์มบาง

1.7.3 เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในการเลือกใช้แผงโซลาร์เซลล์แบบชนิดฟิล์มบาง

1.7.4 สามารถประยุกต์ใช้งานแผงโซลาร์เซลล์แบบฟิล์มบางในการผลิตกำลังไฟฟ้าในเวลากลางวันจากแสงจันทร์ได้ในอนาคต

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงการศึกษารวบรวมการวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVsyst เปรียบเทียบกับการติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW ชนิดแบบฟิล์มบาง นั้นมีความเกี่ยวข้องกับทฤษฎีต่างๆ ที่นำมาใช้ประกอบการวิเคราะห์ตามสมมุติฐานของการวิจัยที่นำเสนอ โดยประกอบไปด้วยงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การใช้งานโปรแกรม PVsyst การคำนวณหาค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และการคำนวณหาค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสมบูรณที่น้อยที่สุด โดยสามารถนำเสนอได้ตามลำดับดังนี้

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในการศึกษารวบรวมการวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVsyst เปรียบเทียบกับการติดตั้งจริงของสองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW ชนิดแบบฟิล์มบาง นั้นมีความเกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการพัฒนาของเซลล์แสงอาทิตย์และวิศวกรรม ในการผสมแร่โลหะสารกึ่งตัวนำในชนิดต่างๆ เพื่อให้ผลด้านการเพิ่มประสิทธิภาพและการประยุกต์ใช้ให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อมการทำงาน และไม่เกิดมลพิษในกรณีที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์เสื่อมสภาพ หมคอายุการใช้งานตามช่วงระยะเวลาที่ถูกออกแบบ โดยงานวิจัยที่เกี่ยวข้องสามารถนำเสนอได้ตามลำดับดังนี้

พีระวุฒิ ชินวรรังสีและคณะ[4] ได้นำเสนอการประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย โดยทำการจำลองการติดตั้งที่หลังคาลานจอดรถขนาด 1 kWp โดยทำการหันหน้าแผงไปทางทิศใต้ ทำมุม 14 องศา โดยทำการวิเคราะห์การเก็บข้อมูลในระยะเวลา 1 ปี ของเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 6 ชนิด ซึ่งประกอบไปด้วย เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon Single-Junction (a-Si:H), เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous/ Microcrystalline Silicon Double-Junction (a-Si:H/ μ c-Si:H), เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Copper Indium Gallium Selenide (CIGS), เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono-Crystalline Silicon (mono c-Si), เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly-Crystalline Silicon (poly c-Si) และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Hetero-Junction with Intrinsic Thin Film (HIT) จากผลการทดสอบค่าสมรรถนะพบว่าค่า PR

สูงสุดเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด a-Si:H ส่วนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด mono c-Si ให้ค่า PR ของระบบผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุด

Madhuchandrika Chattopadhyay และ R Rajavel [5] ได้ทำการเปรียบเทียบค่า PR ของเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อเข้ากับกริดของระบบไฟฟ้าโดยทำการติดตั้งในพื้นที่เมือง พื้นที่ชนบทและพื้นที่ใกล้บริเวณชายฝั่งทะเล ทำการติดตั้งติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 kWp ชนิดผลึกรวมซิลิคอน(Poly-Si) ที่ โดยทำการหันหน้าแผงไปทางทิศใต้ ทำมุม 27, 29 และ 14 องศาตามลำดับ จะพบว่าในแต่ละพื้นที่ให้กำลังการผลิตที่แตกต่างกัน โดยที่การติดตั้งในพื้นที่ใกล้บริเวณชายฝั่งทะเลให้ค่า PR สูงในช่วงฤดูหนาว (ธันวาคม ถึง มกราคม) ในขณะที่พื้นที่การติดตั้งในเขตเมืองและชนบทให้ค่า PR สูงในช่วงหลังเดือนมีนาคม อย่างไรก็ตามในช่วงมรสุมทั้ง 3 พื้นที่ให้ค่า PR ที่ต่ำ โดยสุภาพรวมนั้น PR ในพื้นที่การติดตั้งในเขตชนบทจะสูงกว่าที่อื่นๆที่ 81.9 เปอร์เซ็นต์

Arjyadhara Pradhan และ Bhagbat Panda [6] ได้นำเสนอการวิเคราะห์ค่า 10 ตัวแปรภายนอกที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยสามารถนำเสนอตัวแปรที่เกี่ยวข้องดังนี้คือ ค่าปริมาณรังสีความร้อน (Irradiance) ค่าอุณหภูมิ (Temperature) ค่ามุมหน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Tilt Angle) ค่าฝุ่น(Dust) การถูกการบดบัง(Shading) ค่าความเร็วลม (Wind Velocity) ค่าสเปกตรัมสี (Colour Spectrum) ลักษณะการติดตั้ง(Mounting) ขนาดสายไฟฟ้า(Cable Thickness) และความชื้น(Humidity) โดยค่าทั้งหมดสามารถจำแนกได้เป็นค่าคงที่และค่าที่เปลี่ยนแปลงได้ ที่ส่งผลกระทบต่อโดยตรงและโดยทางอ้อม ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ได้

Md Faysal Nayan, S.M.Safayet Ullah และ S. N. Saif [7] ได้นำเสนอการวิเคราะห์การเปรียบเทียบประสิทธิภาพของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ชนิดซิลิคอนแตกต่างโดยการพิจารณาค่าพารามิเตอร์ที่มีผลจากสภาพแวดล้อมด้วยโปรแกรม MATLAB โดยทำการวิเคราะห์ในเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยว (Mono Crystalline) ชนิดผลึกรวม (Poly Crystalline) และ ชนิดฟิล์มบาง (Thin Film Silicon) ตามลำดับ เมื่อทำการพิจารณาจากค่าความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ในช่วง 200 – 1,000 จะพบว่า เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยว (Mono Crystalline)จะให้ประสิทธิภาพสูงสุดและชนิดผลึกรวม (Poly Crystalline)นั้นจะให้ประสิทธิภาพต่ำสุด ในขณะที่ทำการพิจารณาค่าด้านผลการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิในช่วง 0- 80 องศาเซลเซียสจะพบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง(Thin Film Silicon)กำลังไฟฟ้าสูงสุด และให้กำลังไฟฟารองลงมาคือเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวม (Poly Crystalline)ซึ่งในการใช้งานจำเป็นที่จะต้องพิจารณาประกอบการเลือกใช้งานแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมกับการติดตั้งอีกครั้ง

Anu Singla, Kanwardeep Singh และ Vinod Kumar Yadav[8] ได้นำเสนอผลกระทบสภาพแวดล้อมที่มีผลต่อโมดูลของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทำการวิเคราะห์ด้วยแผงขนาด 310 Wp ชนิดผลึกรวมซิลิคอน โดยการใช้โปรแกรม PVsyst โดยได้สรุปประเด็นของกำลังสูญเสียในแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนี้คือ การสูญเสียจากดิน(Soiling losses) การสูญเสียจากการไม่เข้ากัน(Mismatch losses) การสูญเสียจากแนวแสงตกกระทบ(Array Incidence loss) การเสื่อมอายุของแผงจากแสง(Light Induced Degradation loss) ผลของความชื้น(Effect of humidity) ผลการทำงานไม่อยู่ในจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด(Maximum Power Point loss) การสูญเสียเนื่องมาจากจุดต่อหรือสายไฟฟ้า(Ohmic wiring loss) การสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์(Inverter loss) และกรณีมีการใช้แบตเตอรี่จะมีการสูญเสียจากการแปลงไฟฟ้าเพื่อประจุ(Regulation loss) ซึ่งการออกแบบที่ดี การเลือกชิ้นส่วนอุปกรณ์ที่เหมาะสม การติดตั้งที่ถูกต้อง การบำรุงรักษาตามรอบที่เหมาะสมก็จะเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพได้

Erdem Elibol, Özge Tüzün Özmen, Nedim Tutkun และ Oğuz Köysal[9] ได้นำเสนอการวิเคราะห์สมรรถนะภายนอกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างชนิดกัน โดยทำการทดสอบแตกต่างจากค่าที่กำหนดใน STC เป็นระยะเวลา 1 ปี ทำการติดตั้งบนหลังคา โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยว (Mono Crystalline) ขนาด 2.35 kWp ชนิดผลึกรวม (Poly Crystalline) ขนาด 2.64 kWp และชนิดฟิล์มบาง (Amorphous Silicon, a-Si) ขนาด 2.4 kWp ตามลำดับ จะพบค่า PR ของ a-Si ,ชนิดผลึกรวม, ชนิดผลึกเดี่ยว คือ 73%, 81 % และ 91 % ตามลำดับ และจะพบว่าผลของอุณหภูมิที่สูงขึ้นทำให้ประสิทธิภาพของแผงลดลงในเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยว (Mono Crystalline) ในจุดที่น่าสังเกตในส่วนของคุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ของ a-Si จะมีค่าต่ำที่สุดโดยมีค่า 87.3% ในขณะที่เหลือสูงเกือบ 90 %

Valeriu Bostan และคณะ[10] ได้นำเสนอการวิเคราะห์สมรรถนะแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในสถานะการทำงานจริงชนิดผลึกรวม (Poly Crystalline) และ ชนิดฟิล์มบาง (CIS Thin-Film) โดยพิจารณาในส่วนผลของ อุณหภูมิ ค่าความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์(Solar irradiance) และผลของเงาบดบัง(Shadowing effect) จากข้อมูลที่ทำกรวิเคราะห์จะพบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (CIS Thin-Film) สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ แสงสว่างที่ต่ำกว่าชนิดผลึกรวม (Poly Crystalline) และในขณะที่แผงถูกบดบังเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวม (Poly Crystalline) จะสามารถผลิตพลังงานได้เพียงครึ่งเดียวของชนิดชนิดฟิล์มบาง (CIS Thin-Film) ซึ่งจะเป็นข้อได้เปรียบอย่างมากในการใช้งานจริงที่ต้องมีการเสี่ยงต่อการบดบังเช่น ฝุ่น ใบไม้ หญ้า หรือเงาต้นไม้ เป็นต้น

Mustafa E.Başoğlu และคณะ[11]ได้นำเสนอการวิเคราะห์สมรรถนะแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างภายใต้สภาวะอากาศ จังหวัด Kocaeli ทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศตุรกี ทำ

การเปรียบเทียบ โดยใช้ค่า Performance Ratios (PRs) ค่า MAEs และ CFs ในระยะเวลา 13 เดือน ทำการเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Crystalline (c-Si), Multi-crystalline(mc-Si) และ Cadmium-telluride(Cd-Te) ทำการติดตั้งบนหลังคาในบริเวณเดียวกัน ผลจากการวิเคราะห์นั้นพบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Cd-Te ให้ค่า PR ที่สูงกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด mc-Si, c-Si และ Cd-Te ที่ 83.8% 82.05% และ 89.76 % ตามลำดับ ในขณะที่ค่า CFs ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด c-Si, mc-Si และ Cd-Te ที่ 16.07%, 15.07 % และ 17.78 % จะพบว่าทางเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด mc-Si ไม่ใช่วิธีเลือกที่ดีด้านการใช้งานหากพิจารณาถึงประสิทธิภาพ

Chin Kim Gan และคณะ[12] ได้นำเสนอการเปรียบเทียบสมรรถนะของระบบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวม (Crystalline) และ ชนิดฟิล์มบาง (Thin-Film) ทำการเปรียบเทียบการติดตั้งบนพื้นดินและแบบติดตั้งบนหลังคาที่ขนาดประมาณ 500 kWp ซึ่งจากการทดสอบนั้นพบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin-Film)ให้พลังงานในการผลิตที่สูงทั้งที่ติดตั้งบนพื้นดินและบนหลังคา ด้วยเหตุผลด้านค่าสัมประสิทธิ์ของอุณหภูมิที่ต่ำและมีการระบายอากาศที่ดีหากติดตั้งบนพื้นดิน ในขณะที่การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคานั้นให้ผลที่ดีในด้านเศรษฐศาสตร์กว่าติดตั้งแบบบนพื้นดิน

Girolamo Oi Francia [13] ได้นำเสนอผลของการพัฒนาเทคโนโลยีด้านค่าใช้จ่ายของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ จากการนำเสนอที่พบว่าต้นทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Levelized Cost of Photovoltaic Electricity (LCOE) ที่คำนวณนั้นเป็นผลอย่างมากโดยส่วนแบ่งทางการตลาดมากกว่า 60 เปอร์เซ็นต์นั้นมาจากประเทศจีนทำให้ราคาลดต่ำลงจากปี 2008 อย่างมาก โดยคาดการณ์ว่าจะมีราคาลดลงแบบเชิงเส้นที่ 3 % ต่อปีใน 10 ปีข้างหน้า ยิ่งการพัฒนาด้านวัสดุศาสตร์มากยิ่งขึ้นเท่าไรก็จะส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งในด้านการติดตั้งและการขนส่งในอนาคตอันใกล้

จากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องที่ได้นำเสนอไปแล้วนั้นจะพบว่าในแต่ละงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพยายามที่จะวิเคราะห์ค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่อาจส่งผลกระทบต่อสมรรถนะในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีต่อเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมและชนิดฟิล์มบาง ไม่ว่าจะเป็นปัจจัยด้านสถานที่ตั้ง สภาพแวดล้อม ฤดูกาล เป็นต้น ซึ่งในการวิเคราะห์โดยส่วนใหญ่ไม่ได้ทำการวิเคราะห์การติดตั้งในรูปแบบสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ ในงานวิจัยนี้จึงมุ่งเน้นไปที่การศึกษาเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่ถูกติดตั้งในสถานีไฟฟ้าพลังงานขนาดใหญ่ เพื่อทำการศึกษเปรียบเทียบสมรรถนะการติดตั้งที่ได้ทำ

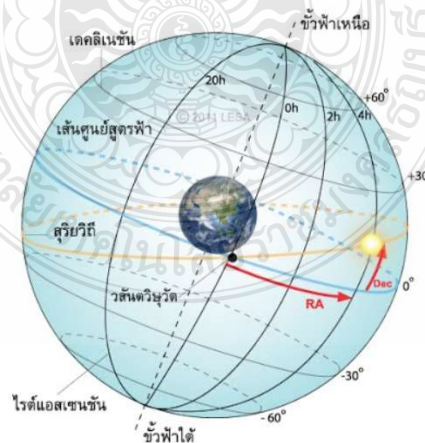
การออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst และค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่ได้จากการทำงานจริงของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อทำการศึกษาในผลกระทบในด้านต่างๆที่มีผลต่อกำลังการผลิตและนำมาใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคต

2.3 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

องค์ประกอบของทฤษฎีในการศึกษาการวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVsyst เปรียบเทียบกับการติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MW ชนิดแบบฟิล์มบาง นั้นมีความเกี่ยวข้องในหลายหัวข้อของการศึกษาในด้านทฤษฎีที่เกี่ยวข้องสามารถนำเสนอได้ตามลำดับดังนี้

2.3.1 ความรู้เกี่ยวกับรังสีอาทิตย์

รังสีอาทิตย์นั้นได้ถูกนำมาใช้ในหลายด้าน ยกตัวอย่างเพื่อผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยเซลล์แสงอาทิตย์ โดยมีความเข้มรังสีอาทิตย์หน่วยเป็นวัตต์/ตารางเมตร และพลังงานแสงอาทิตย์หน่วยเป็น กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ตารางเมตร/วัน ซึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามวันที่และเวลา รวมถึงตำแหน่งบนพื้นโลก โดยภายในรังสีอาทิตย์ประกอบด้วยสเปกตรัมในช่วงความยาวคลื่น 0.3 ถึง 3 ไมโครเมตร เซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดนั้นมีความสามารถในการตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงได้แตกต่างกันทำให้มีค่าประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าต่างกัน ในการศึกษาและ ออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ จึงมีความจำเป็นต้องทราบเกี่ยวกับค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ และลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เลือกใช้งาน[14]



รูปที่ 2.1 การแบ่งเส้นศูนย์สูตรของโลก[15]

ลักษณะทางด้านภูมิศาสตร์ของโลก ของโลกนั้นมีลักษณะเป็นทรงกลมรี การบอกตำแหน่งบนพื้นโลกจะบ่งชี้โดยใช้เส้นแนวตั้งและเส้นแนวนอนเรียกว่า เส้นเมริเดียน (Meridian) และเส้นศูนย์สูตร (Equator) ทางภูมิศาสตร์กำหนดเส้นศูนย์สูตร คือเส้นสมมติรอบดาวเคราะห์ที่ตั้งฉากกับแกนหมุนของดาวเคราะห์ และมีระยะห่างจากขั้วเหนือและขั้วใต้เท่ากัน ดังแสดงในรูปที่ 2.1 นั่นคือเส้นศูนย์สูตรจะแบ่งออกเป็นซีกเหนือและซีกใต้ โดยมีละติจูดเท่ากับศูนย์องศา พื้นที่บนเส้นสูตรนี้ช่วงเวลาของกลางวันและกลางคืนยาวนานเกือบเท่ากันตลอดทั้งปี นอกจากนี้พื้นที่ซึ่งอยู่บนตำแหน่งเส้นละติจูดต่างกันจะมีสภาพอากาศ (Climate) และกาลอากาศ (Weather) แตกต่างกัน เส้นละติจูดมีตั้งแต่ 0 ถึง 90 องศา โดยที่ละติจูด 90 องศา ที่ขั้วโลกเหนือจะนับเป็น 90 องศาเหนือ ส่วนขั้วโลกใต้นับเป็น 90 องศาใต้ โดยที่รังสีอาทิตย์บนพื้นโลกได้ผ่านกระบวนการดูดกลืนและการแผ่รังสีอาทิตย์ โดยก๊าซในบรรยากาศเป็นผลให้สเปกตรัมแสงอาทิตย์เปลี่ยนไปซึ่งโมเลกุลของก๊าซ ฝุ่นละอองและเมฆทำให้รังสีอาทิตย์กระจัดกระจาย (Scatter) และสะท้อน (Reflect) ในรูปที่ 2.2 แสดงผลกระทบต่อ การเปลี่ยนแปลงของรังสีอาทิตย์เมื่อเข้าสู่บรรยากาศโลกและพื้นโลก เมื่อเทียบกับรังสีเหนือบรรยากาศเกิดการเปลี่ยนแปลง ความเข้มรังสีรวมความเข้มรังสีที่ความยาวคลื่นใด ๆ องค์ประกอบของสเปกตรัมและทิศทาง ประเภทของรังสีอาทิตย์บนพื้นโลกที่ควรทราบโดยสามารถนำเสนอได้ดังนี้



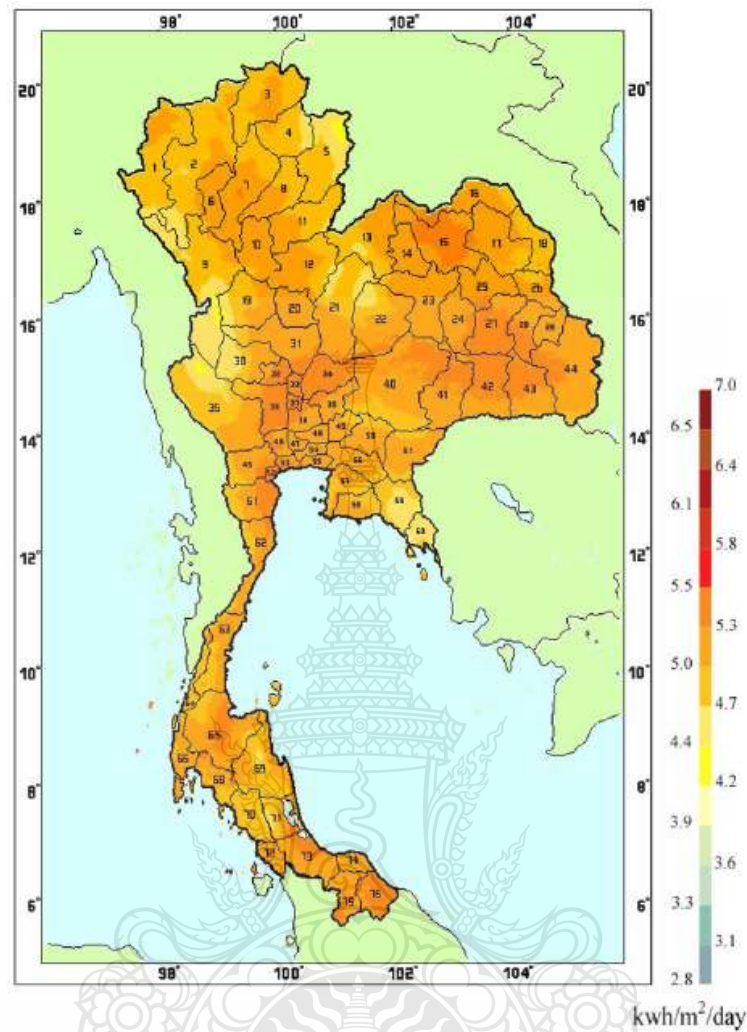
รูปที่ 2.2 ผลกระทบต่าง ๆ ต่อรังสีอาทิตย์ในบรรยากาศโลก[14]

ส่วนแรกคือ รังสีตรง (Beam or Direct Radiation) เป็นรังสีที่มาจากดวงอาทิตย์โดยตรงและตกบนผิวรับแสงด้วยทิศทางที่แน่นอน ณ เวลาหนึ่งเวลาใด ซึ่งทิศของรังสีตรงอยู่ในแนวลำแสงอาทิตย์ เนื่องจากรังสีตรงมีทิศทางแน่นอนและมีลำแสงขนานจึงสามารถรวมแสงหรือโฟกัสรังสีตรงได้

ส่วนที่สองคือ รังสีกระจาย (Diffuse Radiation) คือส่วนที่ถูกสะท้อนและกระจายโดยก๊าซและฝุ่นละอองรวมถึงวัตถุต่าง ๆ ที่อยู่ในทางเดินของแสงก่อนตกกระทบผิวรับแสง รังสีกระจายนี้มาจากทุกทิศทางในท้องฟ้าจึงไม่สามารถรวมแสงหรือโฟกัสรังสีกระจายได้

ส่วนที่สามคือ รังสีรวม (Total หรือ Global Radiation) เป็นผลรวมของรังสีตรงและรังสีกระจายซึ่งจำกัดเฉพาะคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าคลื่นสั้น (ไม่เกิน 4 ไมโครเมตร) ไม่รวมพลังงานคลื่นยาวจากการแผ่รังสีของพื้นโลกและบรรยากาศ โดยกรณีผิวรับแสงเป็นพื้นเอียง (Incline plane) รังสีรวมจะประกอบด้วยรังสีตรงจากท้องฟ้า รังสีกระจายจากท้องฟ้าและรังสีกระจายจากพื้นโลก อาคารบ้านเรือน ซึ่งเกิดจากส่วนที่สะท้อนกลับจากพื้นโลก ในกรณีนี้เรียกว่า Total Radiation แต่กรณีผิวรับแสงเป็นพื้นแนวราบ (Horizontal plane) รังสีรวมบนพื้นราบประกอบด้วยรังสีตรงและรังสีกระจายที่มาจากครึ่งทรงกลมท้องฟ้า ไม่มีรังสีกระจายที่มาจากพื้นโลก เรียกรังสีรวมบนพื้นแนวราบว่า Global Radiation

โดยปริมาณรังสีอาทิตย์ในประเทศไทยโดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นอยู่กับรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบในพื้นที่นั้น สำหรับประเทศไทยมีแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน) จัดทำขึ้นในปี พ.ศ. 2542 โดยมหาวิทยาลัยศิลปากร รูปที่ 2.3 โดยพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 5.54 ถึง 6.65 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน ในขณะที่บริเวณที่รับรังสีอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และบางส่วนของภาคกลาง โดยได้รับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี 5.26 ถึง 5.54 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2% ของพื้นที่ทั้งหมดรับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีเท่ากับ 4.99 ถึง 5.26 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน โดยมีรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศมีค่าเท่ากับ 5.04 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน ปัจจุบันได้มีการพัฒนาเครือข่ายสถานีวัดความเข้มรังสีอาทิตย์ มีทั้งหมด 37 สถานีทั่วประเทศ ในปี พ.ศ. 2543 เพื่อให้ประเทศไทยมีข้อมูลความเข้มรังสีที่ละเอียดและถูกต้อง เพื่อประโยชน์ด้านการวิจัย พัฒนาและการประยุกต์ใช้พลังงานแสงอาทิตย์อย่างมีประสิทธิภาพสามารถทราบข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งข้อมูลจากการตรวจวัดจากสถานี และข้อมูลดาวเทียมเป็นข้อมูลเฉลี่ยรายเดือนของจังหวัดและอำเภอได้



รูปที่ 2.3 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทย จัดทำในปี พ.ศ. 2542 (หน่วย : กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน)[16]

2.3.1.1 ผลของตำแหน่งดวงอาทิตย์และมวลอากาศบรรยากาศของโลกมีอิทธิพลที่มีต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์ ในกรณีลำแสงผ่านบรรยากาศในทิศทางต่างกันเป็นผลให้ค่าสเปกตรัมแสงอาทิตย์ทั้งพลังงานรวมและค่าความเข้มต่างกันที่เรียกว่า มวลอากาศ (Air mass, AM) กำหนดไว้ในสมการที่ 2.1[14]

$$AM = 1/\cos\theta_z \quad (2.1)$$

โดยที่ θ_z เป็นค่ามุมระหว่างแนวตั้งเหนือศีรษะและแนวลำแสงอาทิตย์ หรือ มุมซีนิกซ์ (Zenith Angle) ดังแสดงในรูปที่ 2.4

เมื่อดวงอาทิตย์อยู่ตรงศีรษะ $\theta_z = 0^\circ \quad AM = 1$

เมื่อดวงอาทิตย์ทำมุม 60° กับแนวตั้ง $\theta_z = 60^\circ \quad AM = 2$

นอกบรรยากาศกำหนดว่ามวลอากาศมีค่าศูนย์ $AM = 2$

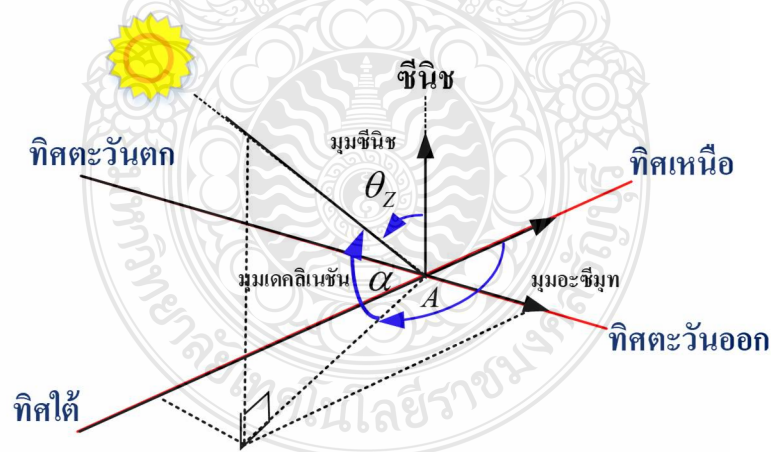
เมื่อดวงอาทิตย์อยู่ใกล้ขอบฟ้า หรือมุมซีนิกซ์มีค่าสูง ($\theta_z > 70^\circ, AM > 3$) ส่วนโค้งของโลกจะมีผลต่อมวลอากาศ ซึ่งสมการทั่วไปของมวลอากาศจะเขียนไว้ในสมการที่ 2.2 หรือ 2.3 มวลอากาศที่

กำหนดโดยสมการที่ 2.1, 2.2 และ 2.3 เป็นค่ามวลอากาศที่ระดับน้ำทะเล

$$AM = AM_h = [1229 + (614 \sin \alpha)^2]^{1/2} - 614 \sin \alpha \quad (2.2)$$

หรือ

$$AM_h = [\sin \alpha + 0.15(\alpha + 3.9)^{-1.253}]^{-1} \quad (2.3)$$



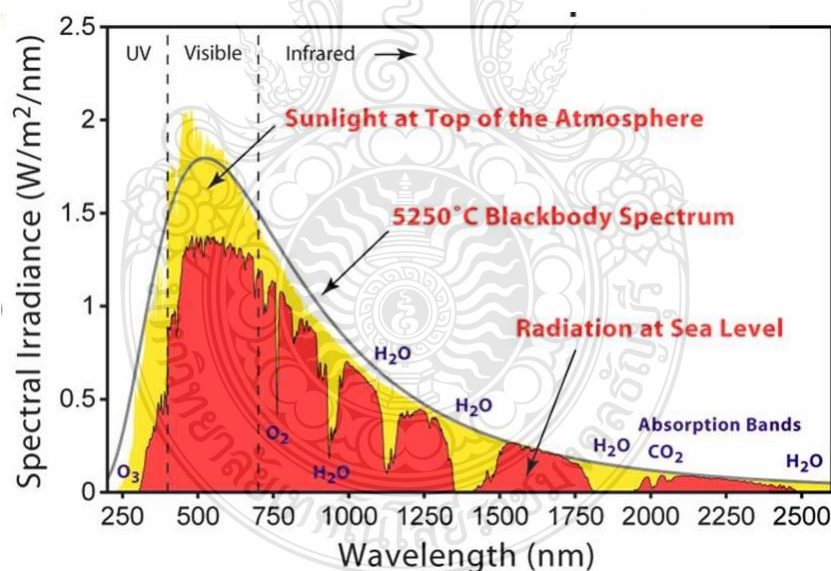
รูปที่ 2.4 ตำแหน่งทิศทางของแสงอาทิตย์[13]

เมื่อ α เป็นมุมระหว่างพื้นโลกกับลำแสงหรือมุมเดคลิเนชัน (Solar Declination Angle) และ $\alpha + \theta$ เท่ากับ 90 องศา (รูปที่ 2.4) สำหรับสถานที่ซึ่งอยู่สูงกว่าระดับน้ำทะเล K_1 กิโลเมตร หรือมีความดันบรรยากาศ P มิลลิบาร์ มวลอากาศ ณ ที่นั้นจะเป็นดังสมการที่ 2.4

$$AM = \left\{ \begin{array}{l} AM_h \left(\frac{P}{1000} \right) \\ AM_h (1 - 0.1K_1) \end{array} \right\} \quad (2.4)$$

อีกมุมอ้างอิงที่สำคัญได้แก่ อะซิมุม (Azimuth, A) คือ มุมวัดจากจุดเหนือไปจุดตะวันออกตามระนาบวงกลมมีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 360 องศา บางครั้งค่ามุมอะซิมุมอาจจะวัดจากจุดเหนือไปจุดตะวันออก 180 องศา และวัดจากจุดใต้มาจุดตะวันออก 180 องศาก็ได้

2.3.1.2 สเปกตรัมรังสีอาทิตย์นั้นจะมีลักษณะเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า สามารถแสดงในรูปของสเปกตรัม ความเข้มรังสีอาทิตย์ที่นอกชั้นบรรยากาศจะมากพื้นผิวโลก เพราะในชั้นบรรยากาศเกิดการดูดกลืน การกระจายแสง และสะท้อนแสงสเปกตรัมรังสีอาทิตย์ รูปที่ 2.5 สามารถแยกการตอบสนองต่อสเปกตรัมของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดจะมีลักษณะเฉพาะ[13]

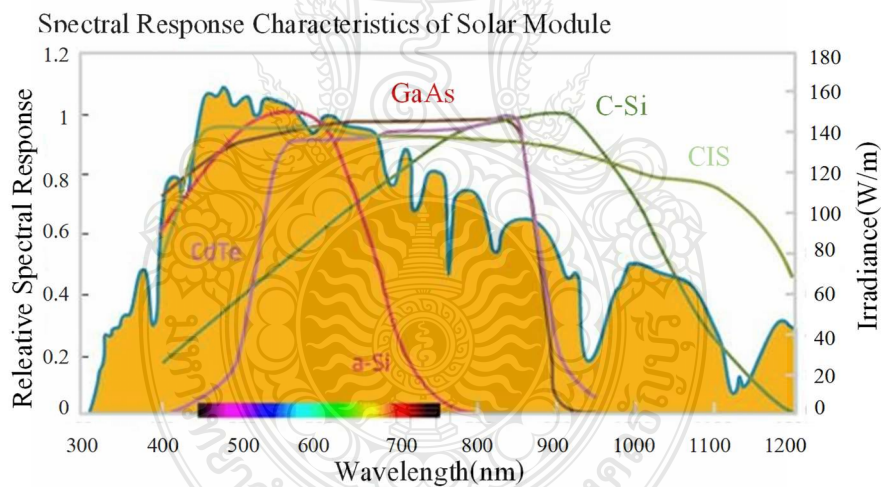


รูปที่ 2.5 สเปกตรัมรังสีอาทิตย์[17]

สาเหตุที่ความเข้มรังสีอาทิตย์ที่พื้นผิวโลกมีน้อยกว่านอกชั้นบรรยากาศ เนื่องจากคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าถูกดูดกลืนโดยอะตอมและโมเลกุลของก๊าซ โดยช่วงอัลตราไวโอเล็ตถูกดูดกลืนด้วย

อะตอมของออกซิเจน ไนโตรเจน และโมเลกุลของออกซิเจน (O_2), โอโซน (O_3) และโมเลกุลของไนโตรเจน (N_2) ซึ่งเป็นองค์ประกอบหลักของบรรยากาศ ทำให้แสงอาทิตย์ที่ส่องผ่านบรรยากาศจนถึงพื้นโลกแทบจะไม่มีคลื่นช่วงอัลตราไวโอเล็ต ช่วงแสงอินฟราเรดจะถูกดูดกลืนโดยโมเลกุลของน้ำ (H_2O) และโมเลกุลของคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ซึ่งเกิดขึ้นในชั้นล่างของบรรยากาศ ภายในระยะทาง 50 กิโลเมตรจากพื้นโลก เป็นช่วงชั้นบรรยากาศที่มี (H_2O) และ (CO_2) อยู่มาก พลังงานแสงช่วงอินฟราเรดที่ถูกดูดกลืนเกือบทั้งหมดทำให้บรรยากาศร้อน หรือทำให้พลังงานจลน์ของโมเลกุลอากาศสูงขึ้น และทำให้อุณหภูมิของโลกสูงขึ้น

โดยรังสีอาทิตย์ประกอบด้วยแสงอัลตราไวโอเล็ต แสงที่มองเห็นด้วยตาเปล่า และแสงอินฟราเรด หากพิจารณาประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องคำนึงถึงสเปกตรัมแสงและการตอบสนองต่อสเปกตรัมประกอบกัน แต่ด้วยข้อจำกัดของเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอนที่ตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงช่วงที่มองเห็นด้วยตาเปล่าและแสงอินฟราเรด ดังนั้นช่วงความยาวคลื่นที่ใช้งานจริงจึงแคบลงรูปที่ 2.6 แสดงเปรียบเทียบประสิทธิภาพที่แตกต่างกันของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่าง ๆ

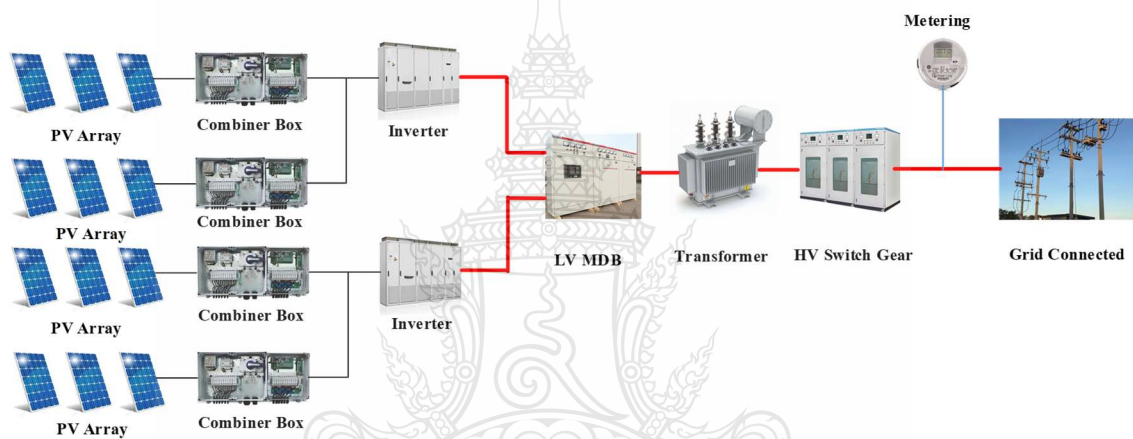


รูปที่ 2.6 การตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์ของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่าง ๆ [17]

มองเห็นด้วยตาเปล่าประมาณ 350-650 นาโนเมตร การพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพสูงกว่าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเดิม เช่น CdTe และ CIS หรือ CIGS เป็นต้น ทำให้ช่วงการตอบสนองได้เพิ่มขึ้น พิจารณาจากช่วงแถบกว้างของกราฟที่มากขึ้น

2.3.2 สถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

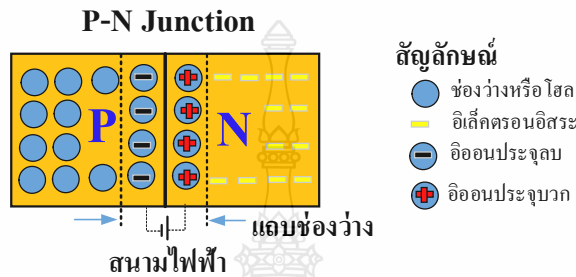
การผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่จากแผงโซลาร์เซลล์เพื่อเชื่อมต่อเข้ากับกริดของการไฟฟ้านั้น ในหลักการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้านั้นจะพิจารณาสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นเครื่องกำเนิดพลังงานไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generator, DG) ที่ทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าแอกทีฟและรีแอกทีฟให้กับระบบไฟฟ้า ซึ่งในการศึกษามีความจำเป็นที่จะต้องทราบในรายละเอียดของตัวอุปกรณ์ต่างๆที่เกี่ยวข้องของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้ประกอบการออกแบบและวิเคราะห์ตามสมมติฐานของวิทยานิพนธ์ โดยสามารถนำเสนอองค์ประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังรูปที่ 2.7 ดังนี้



รูปที่ 2.7 องค์ประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2.3.2.1 เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) เป็นอุปกรณ์ทางไฟฟ้าที่ผลิตจากสารกึ่งตัวนำ ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง ด้วยกระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Effect) ซึ่งเกิดจากความต่างศักย์ไฟฟ้าภายในสารกึ่งตัวนำมีความแตกต่างกัน เมื่อได้รับแสงที่มีพลังงานมากพอ ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนอิสระ โครงสร้างที่สำคัญของของเซลล์แสงอาทิตย์นั้นมีลักษณะ โครงสร้างคล้ายตัวไดโอด ซึ่งประกอบไปด้วยรอยต่อระหว่างวัสดุสารกึ่งตัวนำต่างชนิดกัน 2 ชั้น ได้แก่สารกึ่งตัวนำชนิดพีเป็นขั้วบวกและสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นเป็นขั้วลบ สารกึ่งตัวนำที่นำมาใช้งานในลักษณะดังกล่าวส่วนมากจะเป็นซิลิกอน ถึงแม้ว่าในปัจจุบันมีการปรุงแต่งคุณสมบัติของแผง PV อย่างมากมายเพื่อในการเพิ่มประสิทธิภาพและลักษณะการใช้งาน โดยในที่นี้ขออธิบายเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิกอน ซึ่งประกอบด้วยสารกึ่งตัวนำชนิดพี ที่ผลิตขึ้นจากผลึกของ

ซิลิกอนใช้สารเจือปน คือ โบรอน เพื่อทำให้เป็นวัสดุขาดอิเล็กตรอนอิสระ ซึ่งการขาดอิเล็กตรอนทำให้เกิดช่องว่างเรียกว่า โฮล (Hole) และการขาดอิเล็กตรอนที่เป็นประจุบ ทำให้ส่วนนี้เทียบได้กับอนุภาคประจุบวก ส่วนสารกึ่งตัวนำชนิดอื่นนั้นจะผ่านกระบวนการเติมสารเจือปน โดยใช้ฟอสฟอรัสเพื่อทำให้เกิดอิเล็กตรอนส่วนเกิน ซึ่งจุดเชื่อมต่อเรียกว่า รอยต่อพี-เอ็น ดังแสดงในรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน[14]

การเชื่อมต่อกันของสารกึ่งตัวนำที่มีคุณสมบัติต่างกันจะทำให้เกิดสนามไฟฟ้า (Electrical field) ในบริเวณรอยต่อโดยที่สนามไฟฟ้าจะมีลักษณะเหมือนกับสนามไฟฟ้าสถิตย์ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของอนุภาคของประจุบมีการเคลื่อนที่ไปในทิศทางใดทิศทางหนึ่งและอนุภาคของประจุบวกลเคลื่อนที่ไปในทิศทางที่ตรงกันข้ามเป็นต้น การที่อิเล็กตรอนจะเกิดการเคลื่อนที่ได้มันต้องมีการต่อให้ครบวงจร โดยจะเป็นการต่อครบวงจรที่ภายนอกโดยกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องอาศัยทั้งแรงดันและกระแสไฟฟ้า โดยกระแสจะเกิดขึ้นเมื่อมีการไหลของอิเล็กตรอนและแรงดันไฟฟ้าเป็นผลมาจากสนามไฟฟ้าภายในรอยต่อ พี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน โดยรายละเอียดในแต่ละชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์จะแตกต่างกันออกไป โดยสามารถจำแนกประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์ตามเทคโนโลยีได้หลัก ๆ เป็น 3 กลุ่มคือ

กลุ่มที่ 1 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึก (Crystalline Solar Cells) โดยจะมีความแตกต่างกันตามสารตัวนำตั้งต้น (Semiconductor Materials) เช่น ซิลิกอน (Si) และแกเลียม อาร์เซไนด์ (GaAs) เป็นต้น ในการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอนมีมากมายหลายวิธีการผลิต สามารถเลือกได้ตามความเหมาะสมของงาน ราคาและวัตถุประสงค์ของการใช้งาน ได้แก่ แบบผลึกเดี่ยว (Monocrystalline silicon cells) แบบแผ่นฟิล์มบาง (Silicon ribbon cells) แบบหลายผลึก

(Polycrystalline silicon cells) แบบแผ่นบางหลายผลึก (Polycrystalline thin film silicon cells) เป็นต้น

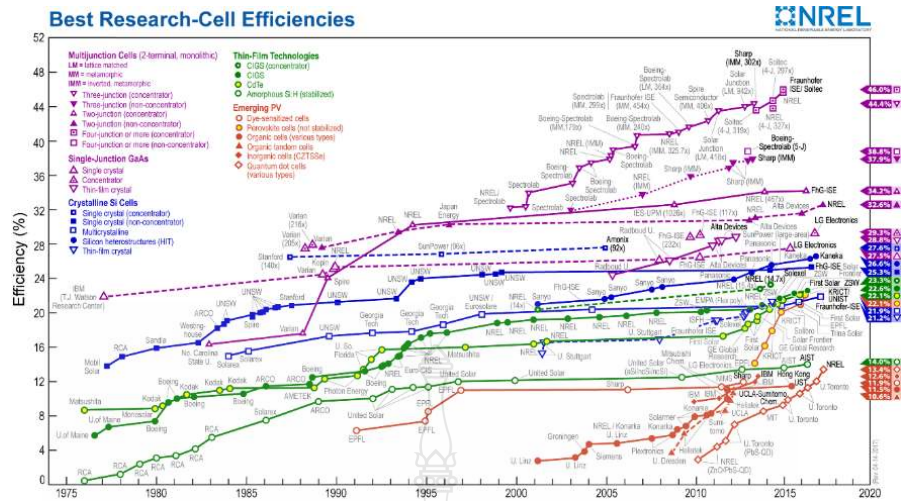
กลุ่มที่ 2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film solar cells) ประกอบด้วย เซลล์ที่ผลิตจากอะมอร์ฟัสซิลิกอน เซลล์ที่ผลิตจากแคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) และเซลล์ที่ผลิตจาก คอปเปอร์อินเดียมไดเซเลเนียม (CIGS) มีการใช้งานในเชิงพาณิชย์

กลุ่มที่ 3 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกพัฒนาจากชนิดผลึกและชนิดฟิล์มบาง เพื่อ การเพิ่มประสิทธิภาพ ลดการสร้างมลพิษและเพิ่มอายุการใช้งาน สามารถแบ่งตามการพัฒนาเซลล์ แสงอาทิตย์ได้ 3 แบบ ได้แก่ ทรงกลม (Spherical Micro Solar Cells) ดายเซนซิไทซ์ (Dye-sensitized cells) และ ควอนตัมดอต (Quantum Dot Solar Cells) เป็นต้น โดยเซลล์แสงอาทิตย์แบบทรงกลม สามารถรับแสงได้สามมิติ เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการรับแสง มีน้ำหนักเบาว่าแผ่นราบ และ แบบดายเซนซิไทซ์ มีจุดเด่นในด้านการเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ใช้สารเคลือบผิวด้วยสารไทเทเนียม ออกไซด์ให้คล้ายกับสารคลอโรฟิลในกระบวนการสังเคราะห์แสงของพืช ในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์ แบบควอนตัมดอตนั้นถูกพัฒนาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการเปลี่ยนผลทางเทอร์โมไดนามิกส์ของ โฟตรอนให้มีค่ามากที่สุดจากข้อจำกัดของเซลล์ชนิดผลึกเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของวัสดุสารกึ่งตัวนำ

ตารางที่ 2.1 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์

Type of Solar PV	Thin Film	Poly-crystalline	Mono-Crystalline
Cell Efficiency	8-12%	14-15%	16-17%
Module Efficiency	5-7%	12-14%	13-15%
Area needed per kWp	15.5m ²	8m ²	7m ²
Annual energy	800 kWh/kWp	810 kWh/kWp	830 kWh/kwp
Annual energy	50-52 kwh/m ²	100 kWh/m ²	107 kWh/m ²
Price \$/Wp	~\$ 3.57/Wp	~\$ 3.89/Wp	~\$ 3.99/Wp

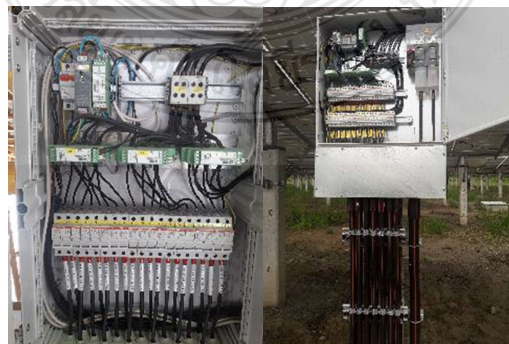
- For south-facing system with 30 degree till.
- Standard Test Conditions(STC): 25 degree, Light intensity of 1kW/m², AM 1.5
- kWp=kilowatt 'Peak'. Solar PV arrays are rated by the power they generate at STC



รูปที่ 2.9 การพัฒนาแผงโซลาร์เซลล์ชนิดต่างๆ[18]

จากรูปที่ 2.9 จะพบว่าการพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์นั้นประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์สูงขึ้นอย่างมาก โดยเฉพาะในกลุ่มสารกึ่งตัวนำหลายรอยต่อ(Multi-junction Cells) ดังนั้นแนวโน้มแต่ละชนิดจึงพยายามพัฒนาให้ได้เทียบเท่ากับกลุ่มที่มีประสิทธิภาพสูง เช่นในกลุ่มฟิล์มบางและกลุ่มที่พัฒนาสารใหม่(Emerging PV) เป็นต้น

2.3.2.2 กล่องต่อรวม (Combiner Box) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่รวบรวมสายไฟฟ้าที่ต่อจากแผงของเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละสตริงซึ่งประกอบไปด้วยสายไฟฟ้าขั้วบวก – สายไฟฟ้าขั้วลบ สายกราวด์ โดยทำการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันต่างๆเช่น ฟิวส์ และ SPD ทำการควบคุมผ่านเมนสวิตช์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ ก่อนส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านสายไฟฟ้า ไปยังฝั่งขาเข้าของชุดอินเวอร์เตอร์ จุดนี้จะมีระบบมอนิเตอร์ที่สามารถวัดแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้าและพลังงานของแต่ละสตริง ที่ทำให้ทีมงานวิศวกรที่ดูแลสถานีสามารถวิเคราะห์จุดเกิดความผิดปกติได้โดยรวดเร็ว



รูปที่ 2.10 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box)

2.3.2.3 อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่แปลงผันกำลังไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ 3 เฟส โดยที่แหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงนั้นมาจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตได้ที่ส่งผ่านจาก Combiner Box ผ่านสายไฟฟ้ามายังชุดฝั่งแรงดันไฟฟ้าขาเข้าของชุดอินเวอร์เตอร์ โดยระดับแรงดันไฟฟ้าฝั่งขาออกนั้นจะมีระดับตามที่แรงดันไฟฟ้าด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้ากำหนดเพื่อใช้ยกระดับแรงดันไฟฟ้าด้านทุติยภูมิตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต้องการเชื่อมต่อเข้ากับกริดของการไฟฟ้ากำหนดโดยส่วนใหญ่กำหนดระดับแรงดันไฟฟ้าเกินไว้ที่ 108 เปอร์เซ็นต์ และแรงดันต่ำไม่เกิน 95 เปอร์เซ็นต์ ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระบุ



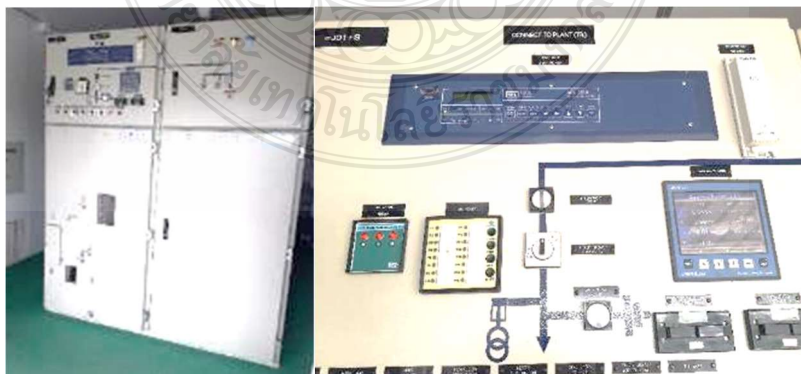
รูปที่ 2.11 อินเวอร์เตอร์[18]

2.3.2.4 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแบบยกแรงดันเป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นตามระดับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกริด เช่นยกระดับไปที่แรงดัน 22 kV หรือ 33 kV เป็นต้น โดยหม้อแปลงไฟฟ้าที่นิยมใช้เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดน้ำมัน ติดตั้งบนพื้นคอนกรีต แบบยกสูงแบบมีกล่องครอบ สามารถติดตั้งในพื้นที่กลางแจ้ง และในสภาพอากาศที่แปรปรวนได้เป็นอย่างดี มีร้าวสูง 2 เมตร วนรอบทุกด้าน โดยที่สามารถนำหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมในกรุปเวคเตอร์ Dyn11 มาใช้ได้ ในหม้อแปลงแบบสามขดที่มีกรุปเวคเตอร์ Dy11y11 หรือ Dy11d0 สำหรับอินเวอร์เตอร์แบบ 12 พัลส์ เป็นต้น โดยทั่วไปขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าแรงดัน 22 kV นั้นจะนิยมขนาดไม่ใหญ่มากในช่วง 500 kVA- 1250 kVA แล้วจึงค่อยเพิ่มตามขนาดกำลังการผลิตรวมของสถานี โดยมีขนาดพิกัดความถี่ไว้ประมาณ 125 เปอร์เซ็นต์ เป็นต้น



รูปที่ 2.12 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแบบยกแรงดันไฟฟ้า

2.3.2.5 สวิตช์เกียร์(Switch Gear) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุมการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้าแรงดันสูงปานกลาง(Medium Voltage, MV)จากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากสถานี โดยเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงดันสูงที่ทำหน้าที่ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไปเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญ ดังนั้นจึงประกอบไปด้วยมิเตอร์ควบคุมต่างๆ คือ มิเตอร์วัดความถี่ วัดแรงดัน วัดลำดับเฟส และระบบบริเลย์ป้องกันต่างๆ ในการควบคุมการทำงานด้วยระบบบริเลย์ป้องกันนั้นจำเป็นที่จะต้องมีความน่าเชื่อถือตามกริดโค้ดที่การไฟฟ้ากำหนดในสภาวะการต่างๆเช่นระเบียบการไฟฟ้า ส่วนภูมิภาคด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [20]โดยรีเลย์ตัวหลักๆที่ใช้ในการป้องกันมาใช้ในการตรวจสอบระบบไฟฟ้าของสถานีที่มีขนาดมากกว่า 1 MW นั้นประกอบไปด้วยเบอร์ 25, 27/29, 50/51, 59N, 67, 81, 27R, 87T, 78&81R และ 32 เป็นต้น



รูปที่ 2.13 สวิตช์เกียร์

2.3.2.6 ระบบเครื่องวัดพลังงานไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพื่อขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า โดยหลักๆจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์การวัดต่างๆและมิเตอร์ และการวัดคุณภาพไฟฟ้าของสถานที่ผลิตได้ที่ต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยจะมีมิเตอร์อยู่ 2 ตัวหลักๆประกอบไปด้วยมิเตอร์ซื้อไฟฟ้าสำหรับระบบงานวิศวกรรมอำนาจการ(Service Transformer) และมิเตอร์ขายไฟฟ้าไปยังกริด และในบางสถานี่จะมีการติดตั้งเครื่องมือวัดระดับฮาร์มอนิกส์ตรงจุดที่มีการเชื่อมต่อเพื่อขายไฟฟ้า



รูปที่ 2.14 ระบบเครื่องวัดพลังงานไฟฟ้า

2.3.2.7 ระบบสาธัญูปโภคต่างๆ ซึ่งในสถานี่ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยส่วนใหญ่จะมีระบบน้ำที่ใช้ในการทำความสะอาดแผงโซลาร์เซลล์ ระบบแสงสว่างโดยรอบของโครงการ ระบบกล้องวงจรปิด ซึ่งต้องมีการจัดเตรียมประกอบในระหว่างการเดินสถานี่ไฟฟ้า และงานอื่นๆ เช่น ระบบโทรศัพท์ ระบบอินเทอร์เน็ต เป็นต้น



รูปที่ 2.15 ระบบน้ำในการทำความสะอาดแผง

2.3.3 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในการออกแบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นต้องทำการนำข้อมูลต่างๆมาประกอบในการออกแบบด้วยการสำรวจพื้นที่ที่หน้างานจริง เพื่อประเมินปัญหาและอุปสรรคที่อาจเกิดขึ้นในระหว่างติดตั้งซึ่งในบางครั้งอาจทำไม่ได้ ยกตัวอย่างเช่น สภาพพื้นที่ ระดับสูงต่ำ มีเงาจากต้นไม้ในบริเวณพื้นที่ใกล้เคียงถูกล้ำเข้ามาในบริเวณโครงการก่อสร้าง แหล่งน้ำจืดสำหรับนำมาใช้ในการทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยหัวข้อที่ควรพิจารณาสำรวจและออกแบบในเบื้องต้นมีดังนี้

2.3.3.1 พื้นที่ติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ในแต่ละชนิดที่มีการใช้พื้นที่จากการติดตั้งตามขนาดพื้นที่ของขนาดแผงโซลาร์เซลล์ตามกำลังการผลิตที่คำนวณได้ เพื่อทำการลงขนาดจำนวนแผงโซลาร์เซลล์จริงเพื่อจะได้ตำแหน่งแผงที่แน่นอนประกอบการติดตั้งตามตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ (GPS) ตามลักษณะของ Site งานจริง

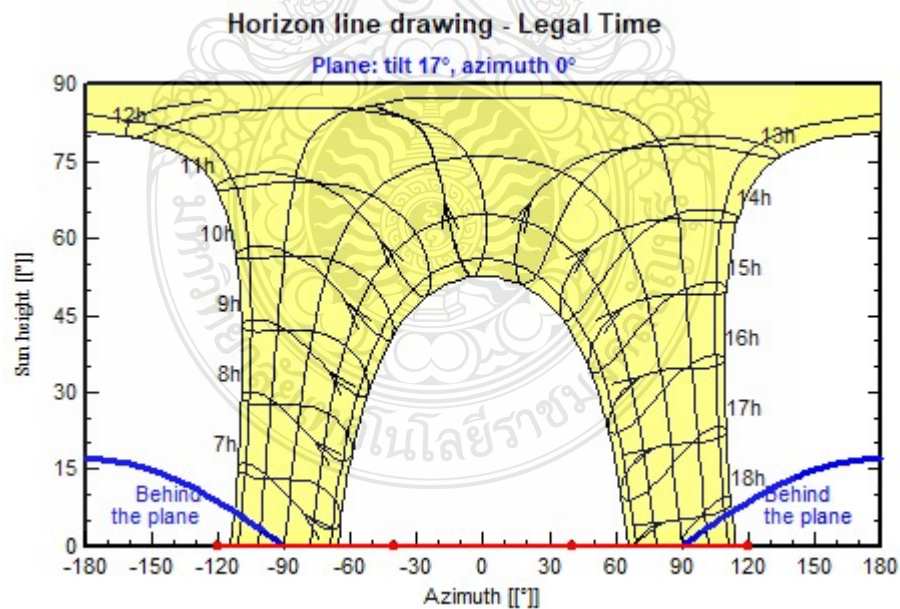
2.3.3.2 ทิศทางของแผงโซลาร์เซลล์และมุมเงย โดยที่ค่าดังกล่าวจะแปรผันไปตามสถานที่ของโครงการตามที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยกำหนดให้แผงโซลาร์เซลล์หันไปในทางทิศใต้และต้องไม่เกิดเงาบังของแสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งอาจจะส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพและกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง

2.3.3.3 ระดับสูงต่ำของพื้นที่ เนื่องจากในบางครั้งพื้นที่ในการติดตั้งมีระดับสูงต่ำที่แตกต่างกันมากจะพบปัญหาในการระบายน้ำฝนของโครงการจึงต้องมีการสำรวจและออกแบบระบบวางระบายน้ำ ช่องเดินสายไฟฟ้าใต้พื้นดิน และตำแหน่งของเสาหล่อฟ้าในระบบป้องกันฟ้าผ่าของระบบ

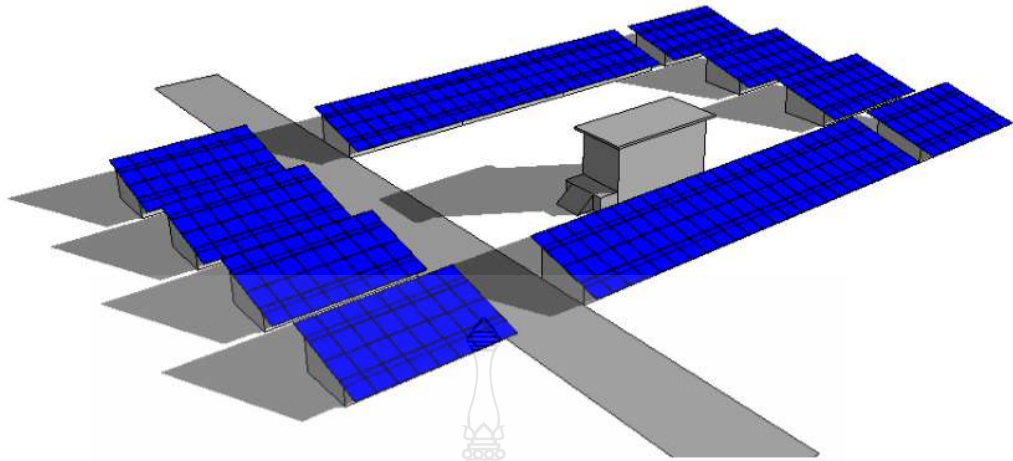
2.3.3.4 การจับยึดของแผงโซลาร์เซลล์กับเสาที่พื้นดิน ต้องทำการตรวจสอบ คุณลักษณะของดินและระดับความลึกของเสาเข็ม โดยชนิดเสาเข็มที่ใช้ในการโครงการต้องสามารถ รองรับน้ำหนักของแผงโซลาร์เซลล์ได้เป็นอย่างดี มีความแข็งแรงปลอดภัย สามารถทำงานได้ทุก สภาพของอุณหภูมิอากาศแวดล้อม มีอายุการใช้งานที่ยาวนาน

2.3.3.5 จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ ต้องทำการกำหนด แนวการติดตั้งเสาไฟฟ้าแรงสูง การเดินสายไฟฟ้าแรงสูง ต้องทำการออกแบบร่วมกับเจ้าหน้าที่การ ไฟฟ้าโดยต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขการเชื่อมต่อตามมาตรฐานที่การไฟฟ้ากำหนด ทั้งในด้านมาตรฐาน การติดตั้งและอุปกรณ์ควบคุมต่างๆตามกำหนดเพื่อให้ระบบทำงานสัมพันธ์กัน

2.3.3.6 การออกแบบเพื่อลดผลกระทบของการเกิดเงาบังของแผงโซลาร์เซลล์ใน โครงการด้วยตนเอง ซึ่งการในโครงการสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีการจัดเรียงของแผง โซลาร์เซลล์ในแต่ละโมดูลจำนวนมาก การเปลี่ยนแปลงของตำแหน่งดวงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา (Sun Path diagram) ต้องไม่เกิดเงาไปกระทบกับแผงโซลาร์เซลล์อื่น รวมถึงเสาไฟฟ้าแรงดันสูงของ โครงการ และสถานีไฟฟ้าย่อยในแต่ละจุดของสถานี



รูปที่ 2.16 Sun Path diagram ของการเกิดเงาของแสงอาทิตย์ตามช่วงเวลา



รูปที่ 2.17 Sun Path diagram ที่อาจเกิดขึ้นจากแสงอาทิตย์ตามช่วงเวลา[21]

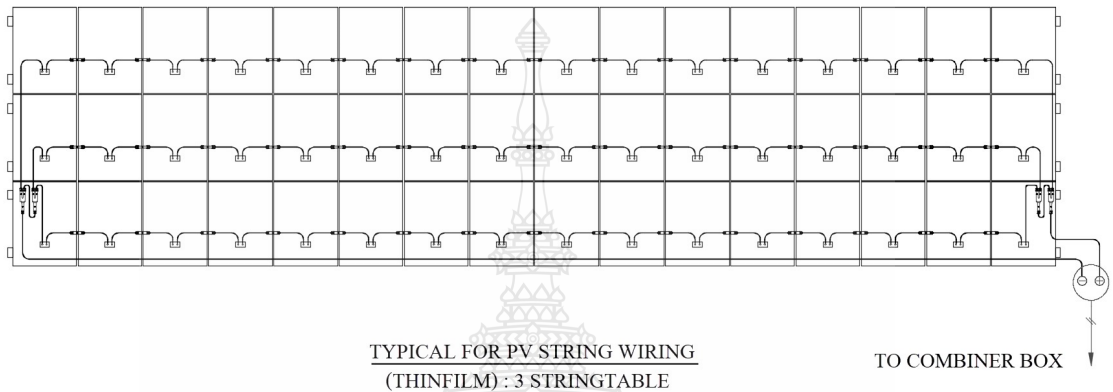
2.3.3.7 การออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่าสำหรับสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งโดยส่วนใหญ่จะนิยมใช้การป้องกันโดยการใช้เสาป้องกันฟ้าผ่าที่ระดับความสูงตามระดับการป้องกันการลดการเกิดแรงดันเหนี่ยวนำ และอุปกรณ์ลดระดับแรงดันกระชอก โดยสามารถสรุปหลักการเบื้องต้นดังนี้

ก.) การป้องกันแรงดันกระชอกจากฟ้าผ่าโดยการใช้อุปกรณ์กับดักฟ้าผ่า (Surge Protection Devices, SPD) ซึ่งการเกิดฟ้าผ่าในระบบไฟฟ้าจะทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้ายกระดับแบบชั่วคราวเข้ามาในระบบจะทำให้เกิดการเสียหายต่ออุปกรณ์และระบบไฟฟ้าได้ในระยะเวลาสั้นๆ ซึ่งการออกแบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ระดับ เช่นในระบบแผงจ่ายไฟฟ้าหลักหรืออินเวอร์เตอร์จะทำการติดตั้งในระดับ 1 และในส่วนของไฟฟ้าด้านไฟฟ้ากระแสตรงให้ติดตั้ง DC-SPD ระดับ 2 สำหรับระบบที่สามารถรักษาระยะห่างของเสาต่อฟ้าในระยะที่กำหนด



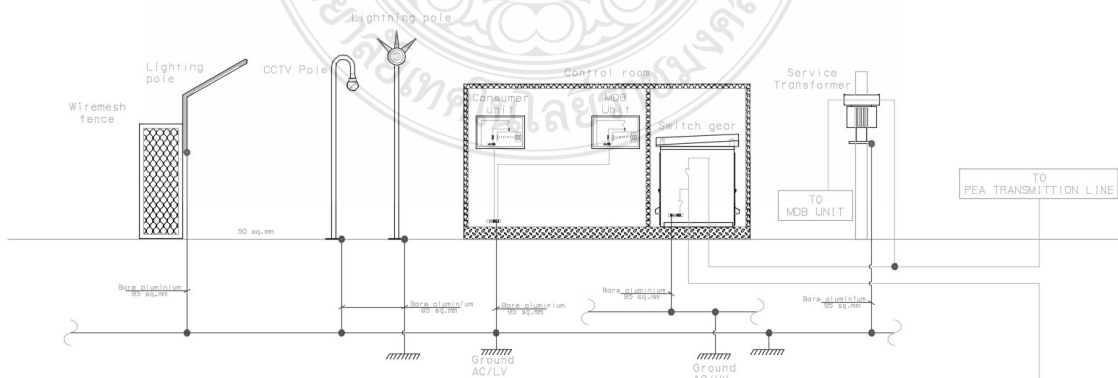
รูปที่ 2.18 อุปกรณ์ SPD[22]

ข.)การลดผลกระทบจากแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำด้วยการลดความยาวและจุดที่มีการโค้งงอ การม้วนของสายไฟฟ้า ซึ่งในการออกแบบติดตั้งและการติดตั้งจริงหน้างานต้องลดการเกิดลูปของกระแสไฟฟ้าในวงแคบ พิจารณาลดจุดโค้งงอต่างๆของแนวการเดินสายไฟฟ้า และระยะการเดินสายที่เหมาะสมไม่เกินระยะ



รูปที่ 2.19 การลดการเกิดแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำ

ค.)ระบบกราวด์ของระบบล่อฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การลดผลกระทบจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบนอกจากจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ SPD แล้วนั้นยังมีความจำเป็นที่จะต้องมีการประสานศักย์ของระบบกราวด์ (Ground Bounding) ของทั้งระบบเข้าด้วยกันเพื่อลดผลกระทบของความต่างศักย์ของแรงดันไฟฟ้า โดยอาศัยหลักการประสานศักย์ตามหลักการทำงานของกรงฟาราเดย์ (Faraday Cage) ทำให้ศักย์ไฟฟ้ามีค่าเสมือนเท่ากันในพื้นที่ปิดล้อม



รูปที่ 2.20 หลักการต่อกราวด์สำหรับสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 2.21 อุปกรณ์ Surge Protection Device (SPD) และระบบสายกราวด์

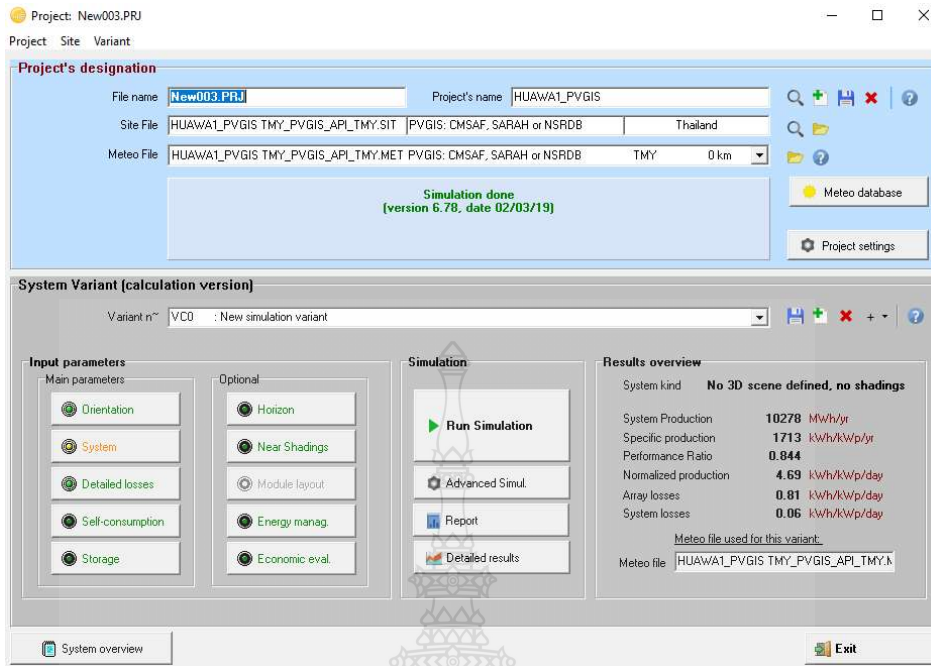
2.3.4 หลักการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม PVsyst

โดยหลักการในเบื้องต้นนั้นต้องทำการระบุรูปแบบของการออกแบบที่ต้องการเช่น Preliminary design และ Project design ในวิทยานิพนธ์นี้ทำการเลือกใช้แบบ Project design และทำการเลือกระบบเป็นแบบ Grid-Connected โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 2.22 ดังนี้



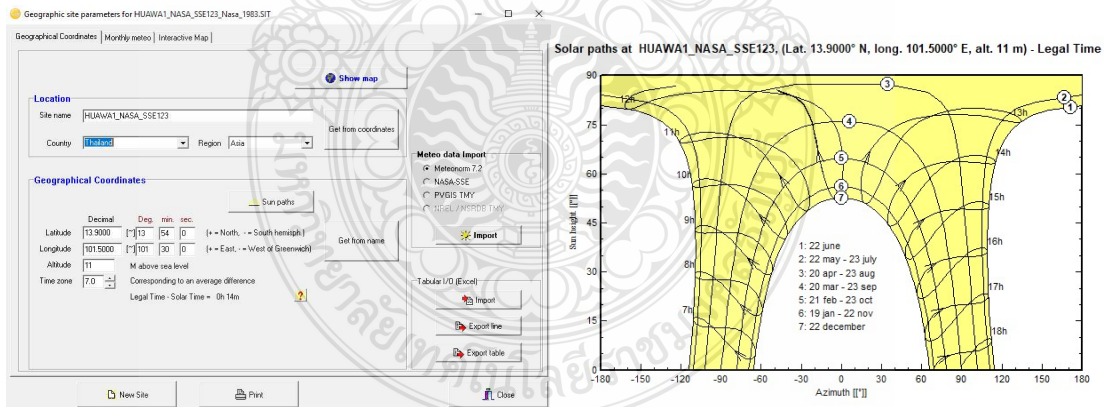
รูปที่ 2.22 การเข้าหน้าต่างเมนูของโปรแกรม PVsyst เพื่อทำการออกแบบ

จากนั้นทำการกำหนดชื่อของ Project และค่าพารามิเตอร์ของค่า Site and Meteo เพื่อกำหนดค่าของความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์ตามลักษณะทางภูมิศาสตร์ที่ตั้งของโครงการ



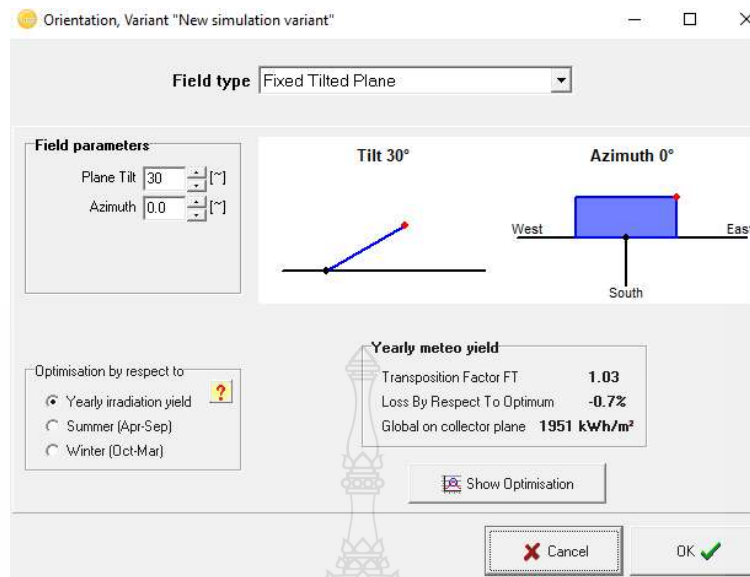
รูปที่ 2.23 กำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆของโครงการ

ในการกำหนดสถานที่ก่อสร้างของโครงการนั้นจะเป็นการเลือกตามตำแหน่งของพิกัดที่อยู่ในแผนที่ของตัวโปรแกรมเพื่อประกอบในการคำนวณค่าของโปรแกรม



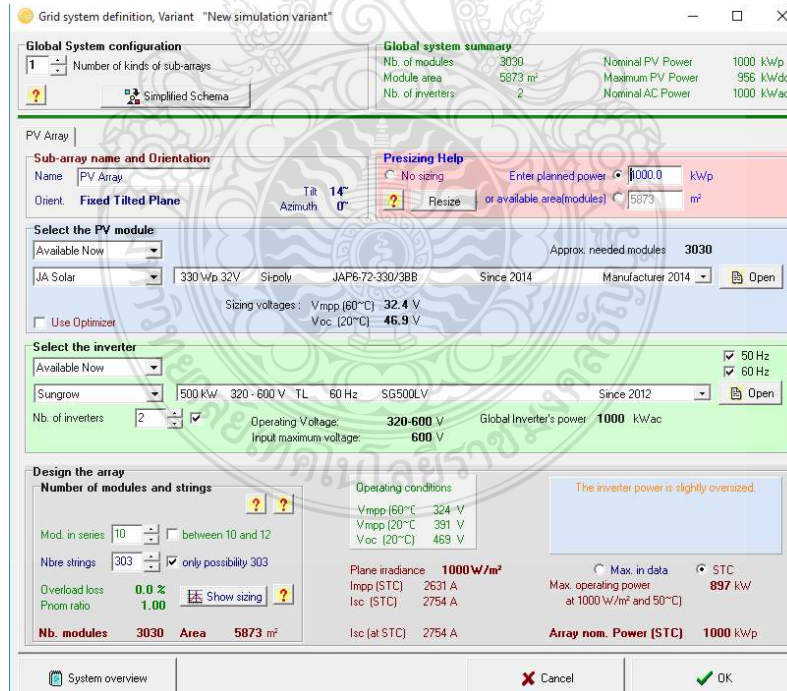
รูปที่ 2.24 การเลือกพิกัดของโครงการเพื่อใช้ในการหาค่าความเข้มของพลังงาน

ทำการเลือกทิศทางของแผงโซลาร์เซลล์ในทิศที่สามารถรับแสงอาทิตย์ได้อย่างเหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยที่ค่าต้องกำหนดนั้นประกอบไปด้วยค่า Field type และค่า Field parameter โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 2.24

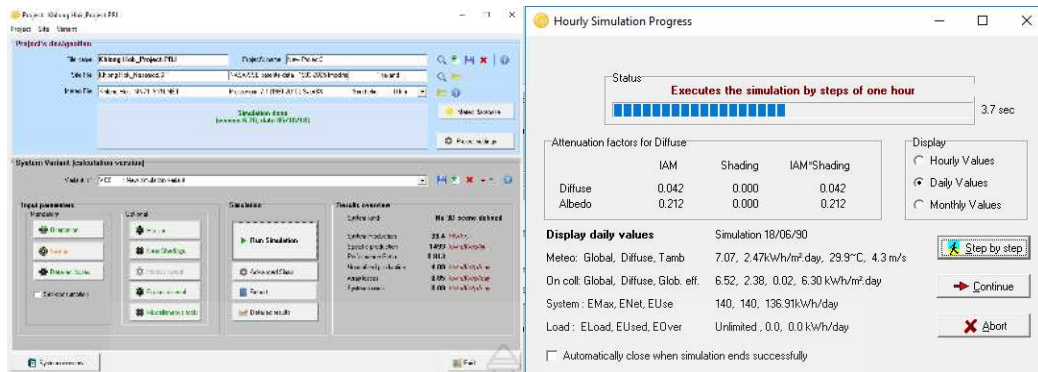


รูปที่ 2.25 การกำหนดค่า Orientation ของแผงโซลาร์เซลล์

จากนั้นทำการกำหนดขนาดฟิสิกส์ของสถานีไฟฟ้าด้วยการกำหนดขนาดฟิสิกส์ จำนวนแผงและอินเวอร์เตอร์ตามยี่ห้อที่ต้องการ โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 2.25



รูปที่ 2.26 การกำหนดค่า Grid System ฟิสิกส์ของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

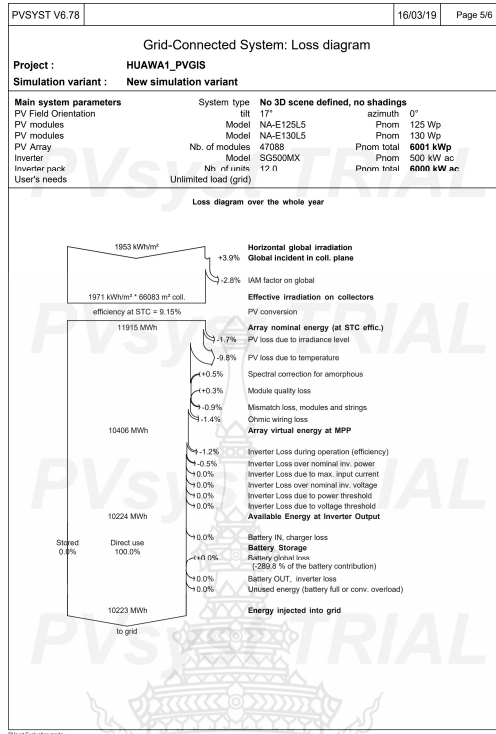


รูปที่ 2.27 ตัวอย่างผลการรันผล Simulation

PVSYST V6.78	16/03/19	Page 1/6
Grid-Connected System: Simulation parameters		
Project : HUAWA1_PVGIS		
Geographical Site HUAWA1_PVGIS TMY Country Thailand		
Situation Latitude 13.90° N Longitude 101.50° E Time defined as Legal Time Time zone UT+7 Altitude 11 m		
Meteo data: HUAWA1_PVGIS TMY PVGIS: CMSAF, SARAH or NSRDB - TMY		
Simulation variant : New simulation variant		
Simulation date 03/03/19 22h21		
Simulation parameters System type No 3D scene defined, no shadings		
Collector Plane Orientation Tilt 17° Azimuth 0°		
Models used Transposition Perez Diffuse Imported		
Horizon Free Horizon		
Near Shadings No Shadings		
Storage Kind Peak shaving Charging strategy Available power over Grid limit = 4801.2 kW Discharging strategy As soon as power is needed		
User's needs : Unlimited load (grid)		
Grid power limitation Active Power 4801 kW Phom ratio 1.250		
PV Arrays Characteristics (6 kinds of array defined)		
Sub-array "Sub-array #1" uCSI-aSiH Model NA-E125L5 Original PVsyst database Manufacturer Sharp Corporation Number of PV modules In series 16 modules In parallel 500 strings Nb. modules 8000 Unit Nom. Power 125 Wp Array global power Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 938 kWp (50°C) Array operating characteristics (50°C) U mpp 682 V I mpp 1375 A		
Sub-array "Sub-array #2" uCSI-aSiH Model NA-E125L5 Original PVsyst database Manufacturer Sharp Corporation Number of PV modules In series 16 modules In parallel 500 strings Nb. modules 8000 Unit Nom. Power 125 Wp Array global power Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 938 kWp (50°C) Array operating characteristics (50°C) U mpp 682 V I mpp 1375 A		
Sub-array "Sub-array #3" uCSI-aSiH Model NA-E125L5 Original PVsyst database Manufacturer Sharp Corporation Number of PV modules In series 16 modules In parallel 500 strings Nb. modules 8000 Unit Nom. Power 125 Wp Array global power Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 938 kWp (50°C) Array operating characteristics (50°C) U mpp 682 V I mpp 1375 A		
Sub-array "Sub-array #4" uCSI-aSiH Model NA-E130L5 Original PVsyst database Manufacturer Sharp Corporation Number of PV modules In series 16 modules In parallel 481 strings Nb. modules 7596 Unit Nom. Power 130 Wp Array global power Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 939 kWp (50°C) Array operating characteristics (50°C) U mpp 695 V I mpp 1352 A		
PVsyst Evaluation mode		

PVSYST V6.78	16/03/19	Page 4/6																																																																																																																																												
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																														
Project : HUAWA1_PVGIS																																																																																																																																														
Simulation variant : New simulation variant																																																																																																																																														
Main system parameters System type No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																																														
PV Field Orientation tilt 17° azimuth 0°																																																																																																																																														
PV modules Model NA-E125L5 Phom 125 Wp																																																																																																																																														
PV modules Model NA-E130L5 Phom 130 Wp																																																																																																																																														
PV Array Nb. of modules 47088 Phom total 6001 kWp																																																																																																																																														
Inverter Model SSG600MX Phom 500 kW ac																																																																																																																																														
Inverter pack Nb. of units 120 Phom total 6000 kW ac																																																																																																																																														
User's needs Unlimited load (grid)																																																																																																																																														
Main simulation results Produced Energy 10224 MWh/year Specific prod. 1704 kWh/kWp/year																																																																																																																																														
System Production Performance Ratio PR 83.98 %																																																																																																																																														
Battery ageing (State of Wear) Cycles SOW 100.0% Static SOW 80.0%																																																																																																																																														
Battery lifetime 5.0 years																																																																																																																																														
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 6001 kWp</p> </div> <div> <p>Performance Ratio PR</p> </div> </div>																																																																																																																																														
New simulation variant Balances and main results																																																																																																																																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobalHor</th> <th>DiffuseHor</th> <th>E_Amb</th> <th>GlobalInc</th> <th>GlobalRef</th> <th>E_Array</th> <th>E_Grid</th> <th>EbatDis</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>163.2</td> <td>31.74</td> <td>25.35</td> <td>169.2</td> <td>194.1</td> <td>956</td> <td>945</td> <td>0.262</td> <td>0.832</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>156.2</td> <td>62.80</td> <td>26.96</td> <td>175.5</td> <td>170.5</td> <td>881</td> <td>870</td> <td>0.002</td> <td>0.826</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>155.8</td> <td>75.19</td> <td>28.21</td> <td>202.0</td> <td>196.8</td> <td>1014</td> <td>1001</td> <td>0.003</td> <td>0.835</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>143.9</td> <td>72.38</td> <td>34.04</td> <td>145.3</td> <td>174.4</td> <td>613</td> <td>603</td> <td>0.001</td> <td>0.843</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>138.7</td> <td>73.20</td> <td>38.03</td> <td>148.3</td> <td>143.6</td> <td>768</td> <td>758</td> <td>0.001</td> <td>0.851</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>109.6</td> <td>83.94</td> <td>39.17</td> <td>105.5</td> <td>100.3</td> <td>605</td> <td>595</td> <td>0.001</td> <td>0.852</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>154.3</td> <td>78.15</td> <td>27.55</td> <td>143.4</td> <td>138.5</td> <td>747</td> <td>737</td> <td>0.001</td> <td>0.857</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>141.9</td> <td>87.73</td> <td>27.37</td> <td>155.9</td> <td>151.2</td> <td>811</td> <td>801</td> <td>0.001</td> <td>0.856</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>144.2</td> <td>77.05</td> <td>26.75</td> <td>145.8</td> <td>141.6</td> <td>755</td> <td>745</td> <td>0.001</td> <td>0.851</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>135.3</td> <td>76.79</td> <td>25.81</td> <td>148.1</td> <td>143.9</td> <td>765</td> <td>756</td> <td>0.001</td> <td>0.850</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>143.5</td> <td>87.69</td> <td>27.15</td> <td>161.1</td> <td>154.2</td> <td>853</td> <td>842</td> <td>0.001</td> <td>0.850</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>163.4</td> <td>51.91</td> <td>25.25</td> <td>195.1</td> <td>190.3</td> <td>984</td> <td>973</td> <td>0.003</td> <td>0.831</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1932.8</td> <td>678.85</td> <td>27.28</td> <td>2029.2</td> <td>1971.3</td> <td>10351</td> <td>10223</td> <td>0.394</td> <td>0.840</td> </tr> </tbody> </table>				GlobalHor	DiffuseHor	E_Amb	GlobalInc	GlobalRef	E_Array	E_Grid	EbatDis	PR	January	163.2	31.74	25.35	169.2	194.1	956	945	0.262	0.832	February	156.2	62.80	26.96	175.5	170.5	881	870	0.002	0.826	March	155.8	75.19	28.21	202.0	196.8	1014	1001	0.003	0.835	April	143.9	72.38	34.04	145.3	174.4	613	603	0.001	0.843	May	138.7	73.20	38.03	148.3	143.6	768	758	0.001	0.851	June	109.6	83.94	39.17	105.5	100.3	605	595	0.001	0.852	July	154.3	78.15	27.55	143.4	138.5	747	737	0.001	0.857	August	141.9	87.73	27.37	155.9	151.2	811	801	0.001	0.856	September	144.2	77.05	26.75	145.8	141.6	755	745	0.001	0.851	October	135.3	76.79	25.81	148.1	143.9	765	756	0.001	0.850	November	143.5	87.69	27.15	161.1	154.2	853	842	0.001	0.850	December	163.4	51.91	25.25	195.1	190.3	984	973	0.003	0.831	Year	1932.8	678.85	27.28	2029.2	1971.3	10351	10223	0.394	0.840
	GlobalHor	DiffuseHor	E_Amb	GlobalInc	GlobalRef	E_Array	E_Grid	EbatDis	PR																																																																																																																																					
January	163.2	31.74	25.35	169.2	194.1	956	945	0.262	0.832																																																																																																																																					
February	156.2	62.80	26.96	175.5	170.5	881	870	0.002	0.826																																																																																																																																					
March	155.8	75.19	28.21	202.0	196.8	1014	1001	0.003	0.835																																																																																																																																					
April	143.9	72.38	34.04	145.3	174.4	613	603	0.001	0.843																																																																																																																																					
May	138.7	73.20	38.03	148.3	143.6	768	758	0.001	0.851																																																																																																																																					
June	109.6	83.94	39.17	105.5	100.3	605	595	0.001	0.852																																																																																																																																					
July	154.3	78.15	27.55	143.4	138.5	747	737	0.001	0.857																																																																																																																																					
August	141.9	87.73	27.37	155.9	151.2	811	801	0.001	0.856																																																																																																																																					
September	144.2	77.05	26.75	145.8	141.6	755	745	0.001	0.851																																																																																																																																					
October	135.3	76.79	25.81	148.1	143.9	765	756	0.001	0.850																																																																																																																																					
November	143.5	87.69	27.15	161.1	154.2	853	842	0.001	0.850																																																																																																																																					
December	163.4	51.91	25.25	195.1	190.3	984	973	0.003	0.831																																																																																																																																					
Year	1932.8	678.85	27.28	2029.2	1971.3	10351	10223	0.394	0.840																																																																																																																																					
<p>Legends: GlobalHor Horizontal global irradiation GlobalRef Effective Global, corr. for IAM and shadings DiffuseHor Horizontal diffuse irradiation E_Array Effective energy at the output of the array T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid GlobalInc Global incident in coll. plane EbatDis Battery Discharging Energy PR Performance Ratio</p>																																																																																																																																														
PVsyst Evaluation mode																																																																																																																																														

รูปที่ 2.28 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เบื้องต้น



รูปที่ 2.29 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียเบื้องต้น

2.3.5 การคำนวณหาค่าสมรรถนะสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Performance ratio, PR)

การวิเคราะห์ความสามารถของการผลิตไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นต้องมีการกำหนดค่าตัวชี้วัดที่ใช้แสดงประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ซึ่งจากขอบเขตของวิทยานิพนธ์นั้นมีการเปรียบเทียบสมรรถนะของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง โดยอ้างอิงมาตรฐาน IEC61724 [23] ในการวิเคราะห์ ซึ่งมีความจำเป็นที่จะต้องทำการศึกษาเทคนิคการวิเคราะห์โดยสามารถกำหนดให้มีการวิเคราะห์ตัวแปรต่างๆ โดยสามารถนำเสนอได้ดังนี้[24]

2.3.5.1 ค่าพลังงานที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Yield) หาได้จาก

สมการที่ 2.5

$$Y_A = E_a / P_o \quad (2.5)$$

เมื่อ Y_A คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้ง (kWh/ kWp)

E_a คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (kWh)

P_o คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

2.3.5.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทางทฤษฎี (Reference Yield) สามารถหาได้จาก

$$Y_r = H_i / G_{STC} \quad (2.6)$$

เมื่อ Y_r คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับต่อกำลังติดตั้งในทางทฤษฎี (kWh/kWp)

H_i คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

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

2.3.5.3 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Final Yield) หาได้จากสมการ

$$Y_f = E_{tot} / P_o \quad (2.7)$$

เมื่อ Y_f คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

E_{tot} คือ พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกใช้โดยภาระทางไฟฟ้า (kWh)

P_o คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

2.3.5.4 ค่าพลังงานสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Capture Losses) หาได้จากสมการ

$$L_c = Y_r - Y_A \quad (2.8)$$

เมื่อ L_c คือ พลังงานที่สูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

2.3.5.5 ค่าพลังงานสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (System Losses) หาได้จาก

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

เมื่อ L_S คือ พลังงานที่สูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

2.3.5.6 สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Performance Ratio, PR) หาได้จาก

สมการ

$$PR = Y_f / Y_r \quad (2.10)$$

2.3.5.7 ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array efficiency) หาได้จากสมการ

$$\eta_a = E_a / (H_i \times A_A) \quad (2.11)$$

เมื่อ η_a คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

A_A คือ พื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (m^2)

2.3.5.8 ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Total Efficiency) หาได้จาก

สมการ

$$\eta_{tot} = E_{tot} / (H_i \times A_A) \quad (2.12)$$

เมื่อ η_{tot} คือ ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

2.3.6 ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ที่น้อยที่สุด Mean Absolute Percent Error (MAPE)[25]

ในการเปรียบเทียบค่าของผลที่ได้จากการคำนวณด้วย โปรแกรม PVsystem และค่าจริงจากการตรวจวัดที่ได้จากสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษานั้นจำเป็นที่จะต้องทำการวิเคราะห์ค่าความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจากการทดลองโดยในวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการเลือกใช้วิธีการ MAPE ซึ่งใช้หลักการโดยการเปรียบเทียบค่าที่ได้จากการตรวจวัดจริง (y) กับค่าที่ได้จากการออกแบบ (x) ด้วยค่าขนาดของความผิดพลาดสัมบูรณ์ (Magnitude of Relative Error, MRE) เพื่อนำมาใช้ในการเปรียบเทียบเป็นค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ที่น้อยที่สุด ด้วยค่าที่คำนวณได้ในแต่ละเดือน (i) ด้วยจำนวนเดือนทั้งหมดใน 1 ปี (n) โดยสามารถนำเสนอสมการที่เกี่ยวข้องดังนี้

$$\eta = \frac{y-x}{x} \quad (2.13)$$

$$MRE = \left| \frac{y-x}{x} \right| = |\eta| \quad (2.14)$$

$$MAPE = 100 \times \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - x_i}{x_i} \right| \quad (2.15)$$

$$= 100 \times \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |n_i| \quad (2.16)$$

2.3.7 การวิเคราะห์ค่าร้อยละความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (Relative Percentage Error)[26]

ในการวิเคราะห์หาค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์รวมของกำลังการผลิตของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รวมในแต่ละปีนั้นใช้การเปรียบเทียบโดยการวิเคราะห์ค่าร้อยละความคลาดเคลื่อน เพื่อทำการเปรียบเทียบค่าจากโปรแกรมจำลองและค่าที่ผลิตได้จริงจากสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยสามารถนำเสนอได้ดังสมการที่ 2.7 ดังนี้

$$\text{Relative Percentage Error} = \left| \frac{\text{Test data} - \text{True data}}{\text{True data}} \times 100 \right| \quad (2.17)$$

เมื่อกำหนดให้ ค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์หาได้จากค่าที่ได้จากการทดลอง (Test data) ลบด้วยค่าจริง (True data) ในขณะที่ค่าจริงนั้นใช้ค่าที่ได้จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ตามลำดับ

2.4 บทสรุป

จากการศึกษาในส่วนของทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของในการศึกษาการวิเคราะห์สมรรถนะการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVsyst เปรียบเทียบกับการติดตั้งจริงของสองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดไม่เกิน 6 MW ชนิดแบบฟิล์มบาง นั้นได้นำเสนอในส่วนของทฤษฎีที่เกี่ยวข้องที่นำมาประยุกต์ใช้ในการวิเคราะห์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามขอบเขตของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอ โดยการศึกษานั้นได้มุ่งการประเด็นในส่วนของการศึกษาไปที่ทฤษฎีขั้นพื้นฐานต่างๆ และการใช้งานโปรแกรมสำเร็จรูป โปรแกรม PVsyst ซึ่งสามารถนำเสนอการประยุกต์ใช้ในส่วนของการออกแบบและผลการทดลองได้ในบทความต่อไปตามลำดับ

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิทยานิพนธ์

3.1 บทนำ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดไม่เกิน 6 MW โดยทำการเปรียบเทียบผลการออกแบบด้วยโปรแกรมสำเร็จรูป PVsyst และค่าที่ได้จากการตรวจวัดจริงของสถานีไฟฟ้าที่ทำการออกแบบ โดยในเบื้องต้นของการออกแบบนั้นจะนำเสนอเป็นรูปแบบบทวิเคราะห์สำหรับผู้บริหารประกอบการตัดสินใจในการประเมินการก่อสร้างและลงทุน ดังนั้นในวิทยานิพนธ์จึงนำเสนอในขั้นตอนในการออกแบบและในงานภาคสนามเบื้องต้น โดยสามารถนำเสนอการออกแบบงานที่เกี่ยวข้องและการตรวจวัดข้อมูลเพื่อนำมาใช้ในการวิเคราะห์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าด้วยการเปรียบเทียบตามที่ตั้งสมมุติฐานในข้างต้นไว้ดังนี้

3.2 การออกแบบสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม PVsyst

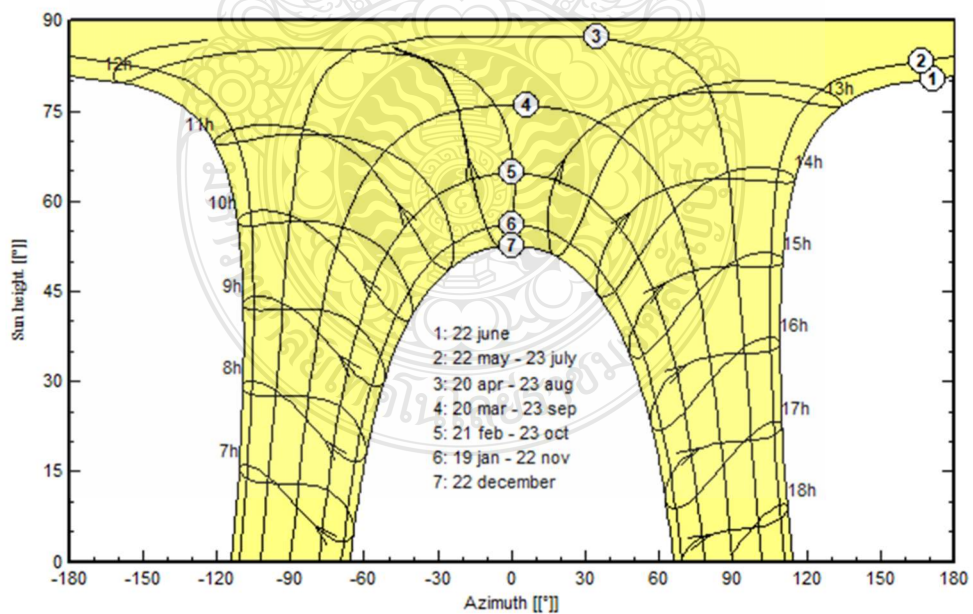
หลักการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดไม่เกิน 6 MW เบื้องในวิทยานิพนธ์นี้ ได้ทำการออกแบบโดยการพิจารณาในเงื่อนไขเป็นพื้นที่ราบไม่มีเงาบังจากต้นไม้และสภาพแวดล้อมโดยรอบของ ณ ที่ตั้งตำแหน่งโครงการ เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการลงทุนของโครงการให้กับนักลงทุน โดยสามารถนำเสนอในแต่ละขั้นตอนได้ตามลำดับดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 ทำการเลือก Project Design ที่อักษรหมายเลข 1 และทำการเลือกระบบการทำงานที่ อักษรหมายเลข 2 : Grid-Connected ตามลำดับโดยสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 1 (โดยในส่วนของ Databases ตำแหน่ง Site ให้เลือกโดยใช้ Option คลิก Geographical Site ทำการเลือก New และกำหนดตำแหน่งของโครงการในแท็บ Interactive Map ทำการ Import ข้อมูลโครงการโดยใช้ Meteororm 7.1 ในการวิเคราะห์รอบแรกและเปลี่ยนฐานข้อมูลไปจนครบการจำลอง



รูปที่ 3.1 หน้าต่างการออกแบบโครงการ

Solar paths at HUAWA1_Meteonorm 7.2, (Lat. 13.9000° N, long. 101.5000° E, alt. 11 m) - Legal Time

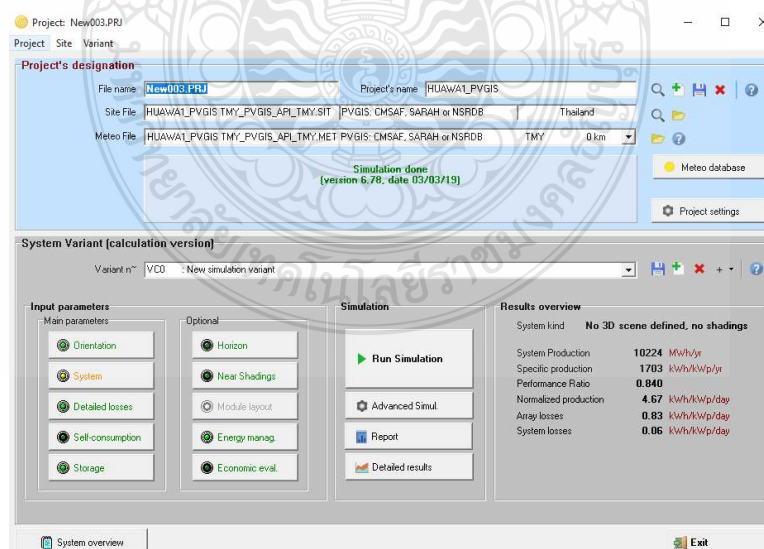


รูปที่ 3.2 Sun Path ในแต่ละช่วงฤดูกาลในระบบพิกัดจากที่กำหนดใน Data Bases

ตารางที่ 3.1 ค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องในการใช้ประเมินฐานข้อมูลเบื้องต้น

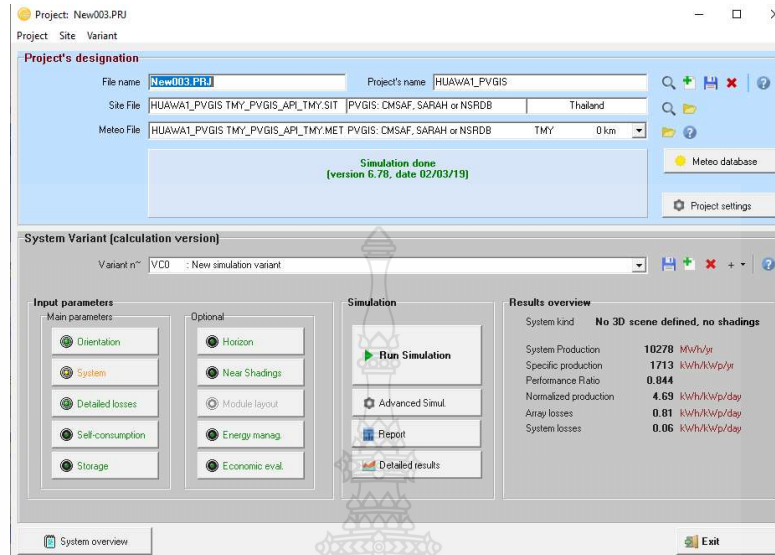
Month	kWh/m ²	kWh/m ²	°C
January	149.4	57.3	25.8
February	138.9	61.3	27.6
March	172.4	84.3	29.6
April	170	85.7	30.4
May	164.5	82.8	30.1
June	151.8	90.7	29.3
July	155.7	83.1	29
August	141.1	87.6	28.6
September	134.1	78.1	27.4
October	137.5	82.6	27.8
November	139.2	68.6	26.6
December	144.2	53.9	25.9
Year	1798.8	916	28.2

ขั้นตอนที่ 2 ทำการตั้งชื่อโครงการ



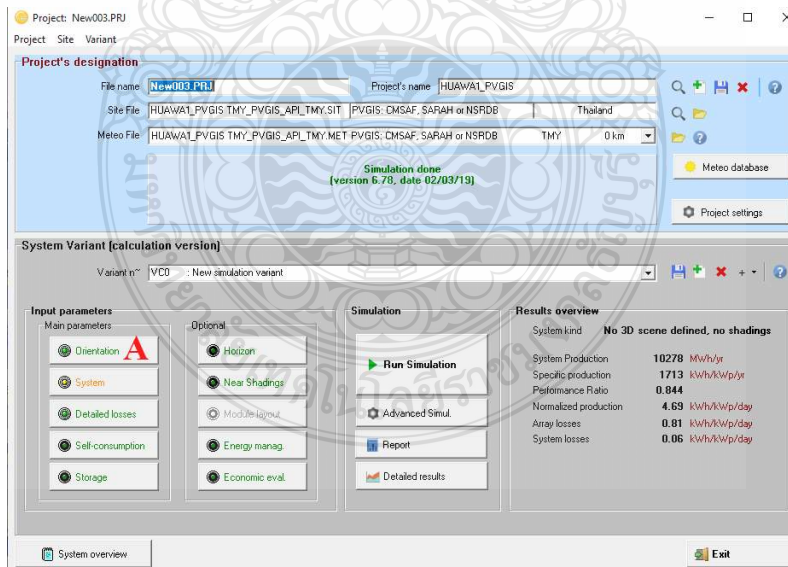
รูปที่ 3.3 หน้าต่างการออกแบบโครงการ

ขั้นตอนที่ 3 ทำการเลือกตำแหน่งที่ตั้งของโครงการ



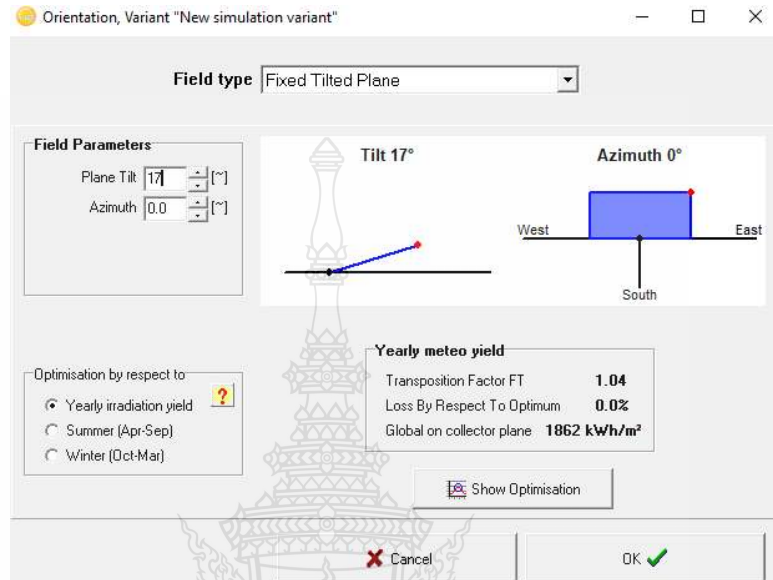
รูปที่ 3.4 กำหนดที่ตั้งของโครงการ “HUAWAI_PVGIS”

ขั้นตอนที่ 4 ทำการกำหนดทิศทางของหน้าแผงที่ Orientation ที่อักษร A



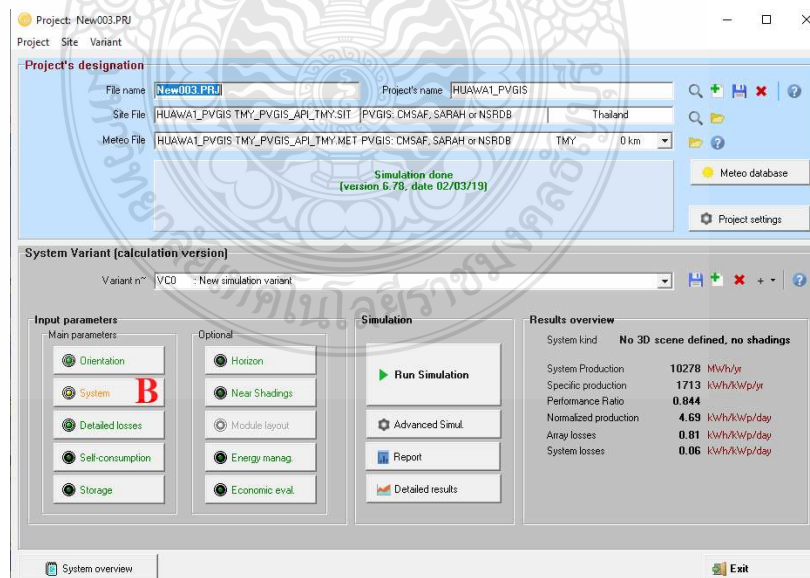
รูปที่ 3.5 หน้าต่างกำหนดทิศทางของหน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ขั้นตอนที่ 5 ทำการกำหนดทิศทางของหน้าแผงที่ Orientation ที่อักษร A ซึ่งจะปรากฏหน้าต่างให้กำหนดทิศทางหน้าแผง และมุม ซึ่งจากการทดสอบจะพบว่ามุมที่ 17 องศา ให้ค่าที่เหมาะสมในโครงการนี้ด้านกำลังการผลิต



รูปที่ 3.6 กำหนดให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หัน ไปทางทิศใต้ ที่มุม Plane Tilt 17 องศา

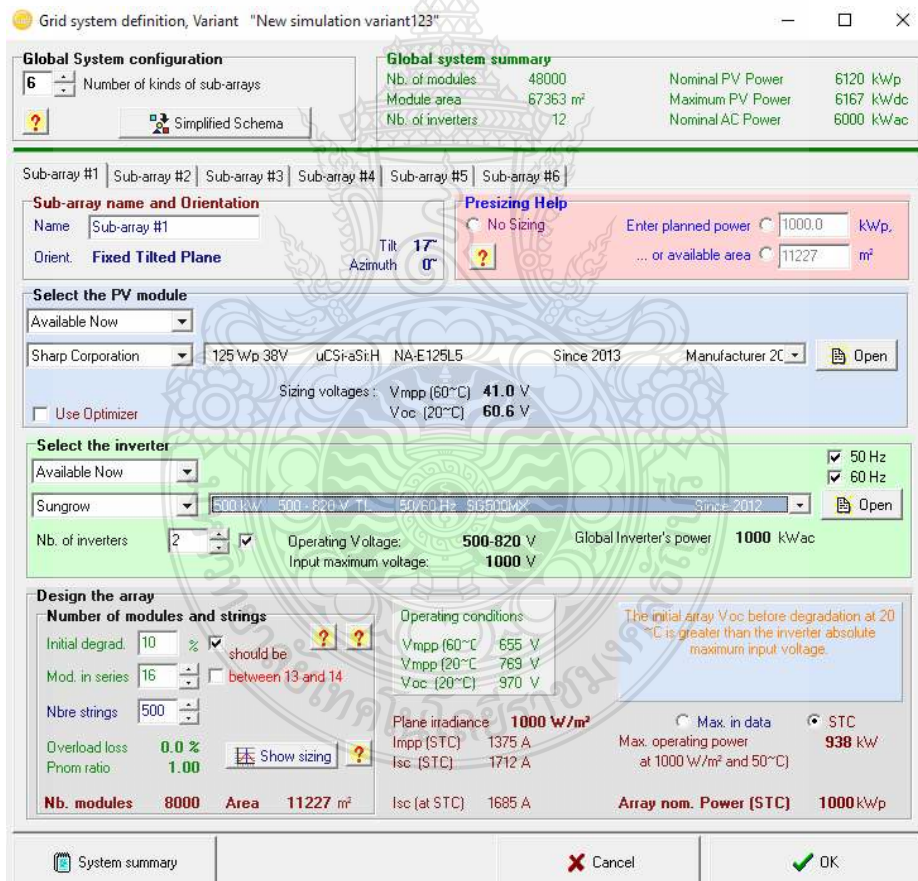
ขั้นตอนที่ 6 ทำการกำหนดจำนวนแผงและอินเวอร์เตอร์ที่หน้าต่างตัวอักษร B



รูปที่ 3.7 หน้าต่างเข้ากำหนดจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์และจำนวนอินเวอร์เตอร์

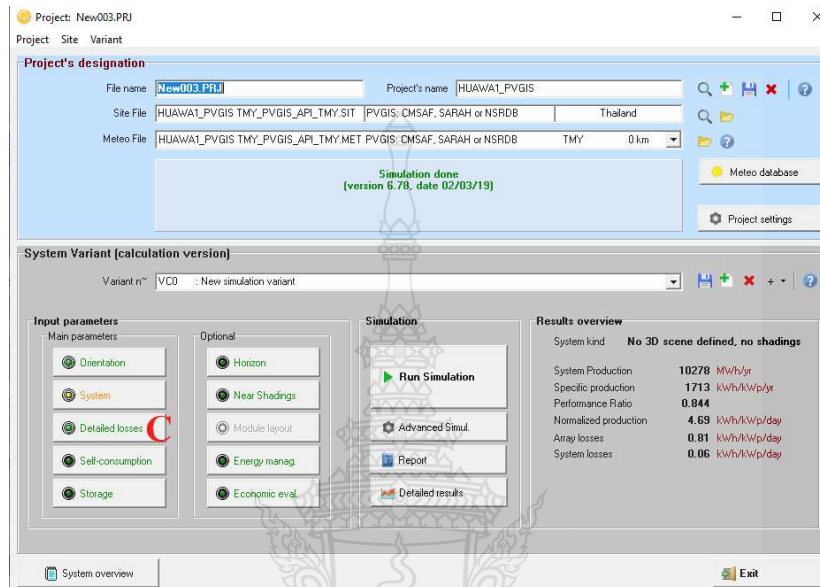
ขั้นตอนที่ 7 ทำการกำหนดค่าต่าง ประกอบไปด้วย

- จำนวน Sub-arrays เท่ากับ 6
- กำหนดชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นชนิดฟิล์มบาง ยี่ห้อ SHARP ใน Sub-Array ที่ 1 ถึง 3 ใช้ Model : 125Wp 38V uCSi.aSiH, NA-E125L5 และใน Sub-Array ที่ 4 ถึง 6 ใช้ Model : 130Wp 38V uCSi.aSiH, NA-E130L5
- กำหนดชนิดอินเวอร์เตอร์ เป็นยี่ห้อ Sungrow ขนาด 500 kW Model: SG500MX จำนวน 2 ตัว
- กำหนดการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 16 อนุกรม จำนวน 500 สตริง ของแผงขนาด 125 Wp และ 481 สตริง แผงขนาด 130 Wp

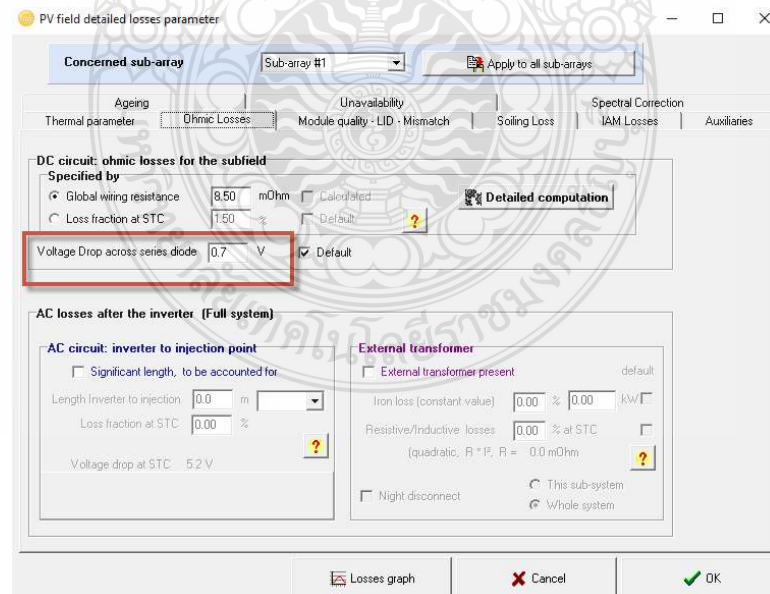


รูปที่ 3.8 ภาพรวมการป้อนค่าพารามิเตอร์การจำลองสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง ขนาด 6 MWp

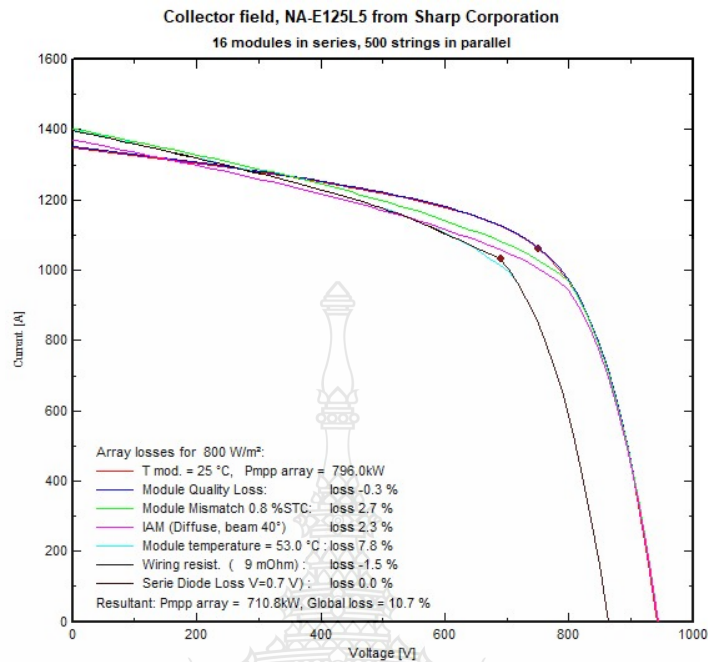
ขั้นตอนที่ 8 ทำการกำหนดค่าการสูญเสียในระบบ Details Losses ที่หน้าต่างตัวอักษร C ดังรูปที่ 3.7 โดยเข้าไปปรับค่าแรงดันตกคร่อม Diode ที่ 0.7 โวลต์ ดังรูปที่ 3.8 และสามารถแสดงภาพการสูญเสียรวมของแผงทั้งระบบได้ดังรูปที่ 3.9 ตามลำดับ



รูปที่ 3.9 หน้าต่างการกำหนดค่าการสูญเสียของระบบ

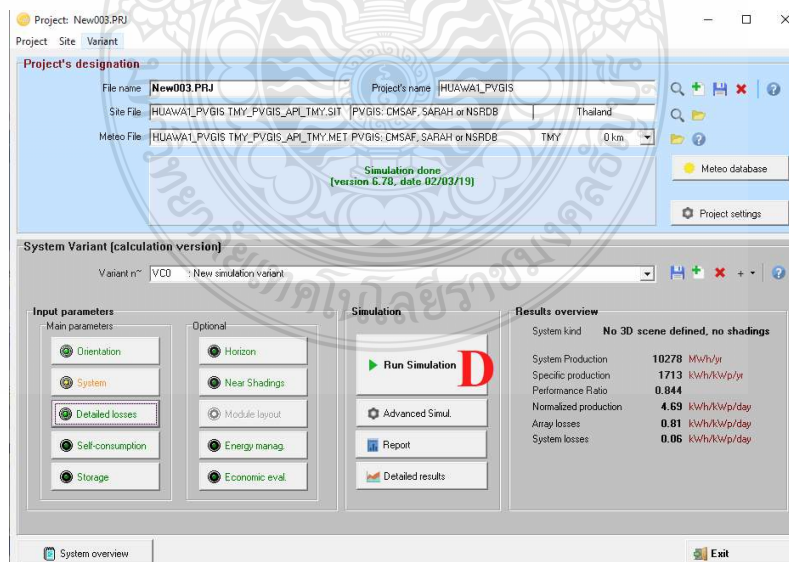


รูปที่ 3.10 การกำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าตกคร่อม Diode ที่ 0.7 โวลต์

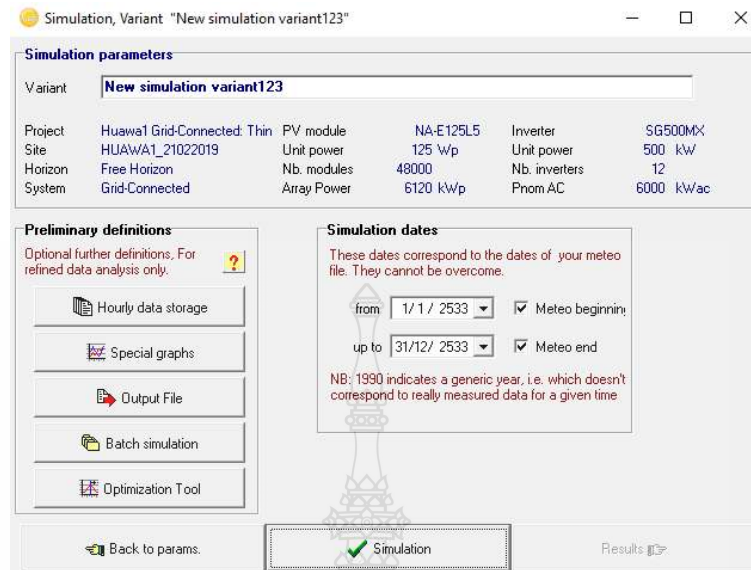


รูปที่ 3.11 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 125 W ที่ รั้งสัสดวงอาทิตย์ที่ 800 W/m²

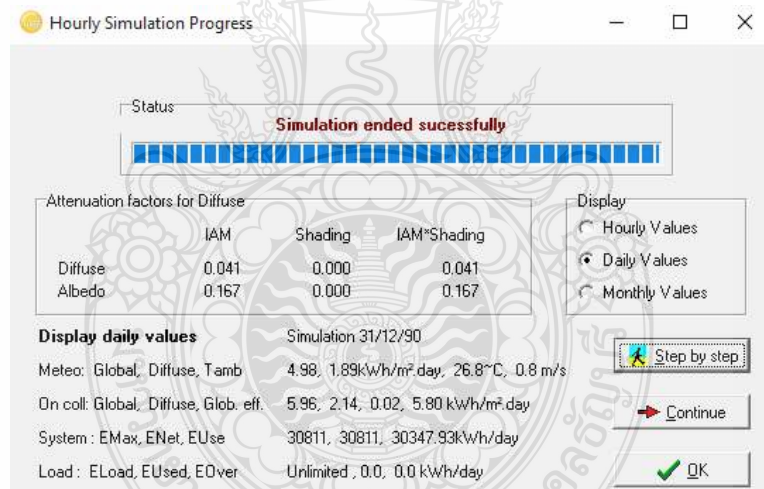
ขั้นตอนที่ 9 ทำการรันผลการจำลอง โดยการกดที่ Simulation ตัวอักษร D ในรูปที่ 3.10 และ จะปรากฏรูปที่ 3.11 ให้ทำการคลิกรันอีกครั้ง



รูปที่ 3.12 หน้าต่างการรันโปรแกรม

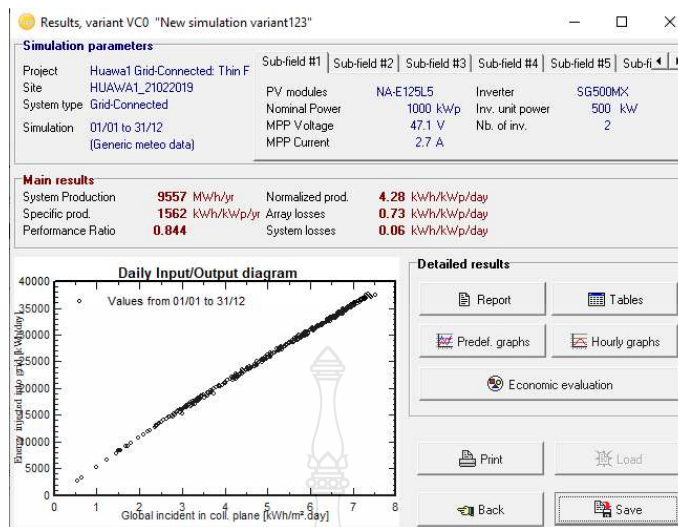


รูปที่ 3.13 หน้าต่างการรันโปรแกรมหากมีการกำหนดช่วงระยะเวลา



รูปที่ 3.14 หน้าต่างในขณะที่ทำการรันผลการจำลอง

ขั้นตอนที่ 10 จะปรากฏหน้าต่างหลังจากทำการรันดังรูปที่ 3.13 และจากนั้นให้ทำการเลือกที่ Report ในการสรุปผลการรันซึ่งจะนำเสนอในบทที่ 4 ของผลการจำลองและทดสอบ



รูปที่ 3.15 หน้าต่างแสดงผลการรัน โปรแกรมเรียบร้อย

จากการจำลองผลการผลิตกระแสไฟฟ้าในเบื้องต้นด้วยโปรแกรม PVsyst นั้นแสดงให้เห็นถึงความสำคัญและจำเป็นอย่างมากต่อการประกอบการตัดสินใจทางด้านเศรษฐศาสตร์ในด้านกำลังการผลิตที่คาดการณ์ที่จะได้รับ จำนวนอุปกรณ์หลักต่างๆ เช่น อินเวอร์เตอร์ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น เพื่อประกอบการเสนอพิจารณาอนุมัติโครงการ การใช้งานนั้นไม่ซับซ้อนและประยุกต์ใช้ในงานติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ได้ในทุกลักษณะการติดตั้ง

3.3 การออกแบบและติดตั้งสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภาคสนาม

ในการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดไม่เกิน 6 MW โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น มีขั้นตอนการดำเนินการที่ต้องมีการบริหารจัดการอย่างเหมาะสมโดยระบบหลักๆนั้นคือระบบจำหน่ายไฟฟ้า ระบบจ่ายไฟฟ้า และระบบสนับสนุนงานอำนวยความสะดวกต่าง ๆ โดยทั่วไปนั้นสามารถสรุปออกเป็นสิ่งที่ต้องดำเนินการหลักๆดังนี้

1. ทำการตรวจสอบปริมาณการอนุญาตขายไฟฟ้าที่ได้รับมาในพื้นที่ก่อสร้างและตรวจสอบพื้นที่เขตอนุญาตว่าสามารถเชื่อมต่อขายไฟฟ้าแล้วระบบยังคงมีเสถียรภาพ
2. ประเมินแรงดันไฟฟ้าในเขตพื้นที่ก่อสร้างเพื่อกำหนดขนาดสายตามมาตรฐานการออกแบบติดตั้งให้สอดคล้องกับขนาดสายป้อนที่สามารถรับซื้อขายไฟฟ้าได้
3. เลือกอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการตามข้อกำหนดการขายไฟฟ้าตามระเบียบการเชื่อมต่อของการไฟฟ้า ระบุด้วยอุปกรณ์ในบางตัวไม่ได้รับการรับรองก็ไม่สามารถใช้และขายไฟฟ้าได้

4. เลือกอุปกรณ์หลักเช่น อินเวอร์เตอร์, Solar Module เพื่อนำค่า Parameter ใช้ในการคำนวณหา อุปกรณ์ประกอบโดยพิจารณาถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ โดยจะต้องมีขนาดไม่เกินสัญญาซื้อขายที่ระบุในใบอนุญาต อุปกรณ์ที่เลือกต้องมีอะไหล่สำรองอย่างต่อเนื่อง

5. ทำการคำนวณหาขนาดอุปกรณ์ป้องกันต่างในระบบ เช่น SF6 สวิตช์เกียร์ Circuit Breaker, Fuse เป็นต้น

6. คำนวณหาขนาดของสายตัวนำทางด้านไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับ สายกราวด์ต่างๆของบริษัท เป็นต้น

7. ออกแบบระบบกราวด์และป้องกันฟ้าผ่าตามมาตรฐานที่เลือกใช้ เช่น มาตรฐาน วสท.

8. จัดทำแบบก่อสร้าง

9. ทำการก่อสร้างตามแบบ ตั้งแต่การปรับพื้นที่ ทำฐานราก แนวรั้ว แนวการระบายน้ำฝน และ อาคารสถานีไฟฟ้าอาคารควบคุม (Control Building)

10. ทดสอบการทำงานของระบบ เช่นการทดสอบระบบเบรค อุปกรณ์ป้องกัน กำลังการผลิต ก่อนทำการเชื่อมต่อในการขายไฟฟ้า และระบบอำนวยความสะดวกต่างๆ เช่น CCTV ระบบปั้มน้ำ แสงสว่าง และระบบติดตามการทำงาน เป็นต้น

11. ส่งมอบงานแก่ผู้ว่าจ้าง เช่น คู่มือการทำงาน เอกสารแบบต่าง เป็นต้น

3.3.1 ภาพรวมแบบก่อสร้างของโครงการสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MWp

ในการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นในเริ่มแรกหลังจากที่ได้คำนวณจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากโปรแกรม PVsyst แล้วนั้นจะทำให้สามารถทราบจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์และขนาดพื้นที่โดยรวมของโครงการ(ไม่รวมสถานีจ่ายไฟฟ้า ถนนภายในโครงการ สระน้ำ) ประมาณ 67,363 ตารางเมตร ดังนั้นพื้นที่ของโครงการนั้นจำเป็นต้องมีขนาดที่ใหญ่กว่าเพื่อรองรับงานระบบสาธารณูปโภคต่างๆอย่างเหมาะสม ในบางครั้งระบบการเชื่อมต่อด้วยระบบไฟฟ้าเหนือศีรษะ และระบบป้องกันฟ้าผ่าแบบมุมป้องกัน ภายในโครงการก็เป็นอุปสรรคอีกอย่างที่ต้องทำการพิจารณาและต้องพิจารณาในการลดผลกระทบด้านเงาบังในแต่ละช่วงเวลา นั้นหมายถึงจะส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงานในสตริงนั้นโดยตรง แบบโครงการรวม(Site plant) จึงมีความสำคัญอย่างมากต่อการพิจารณาในงานก่อสร้างในภาพรวม โดยสามารถนำเสนอค่าปัจจัยการเลือกที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ดังนี้[27]

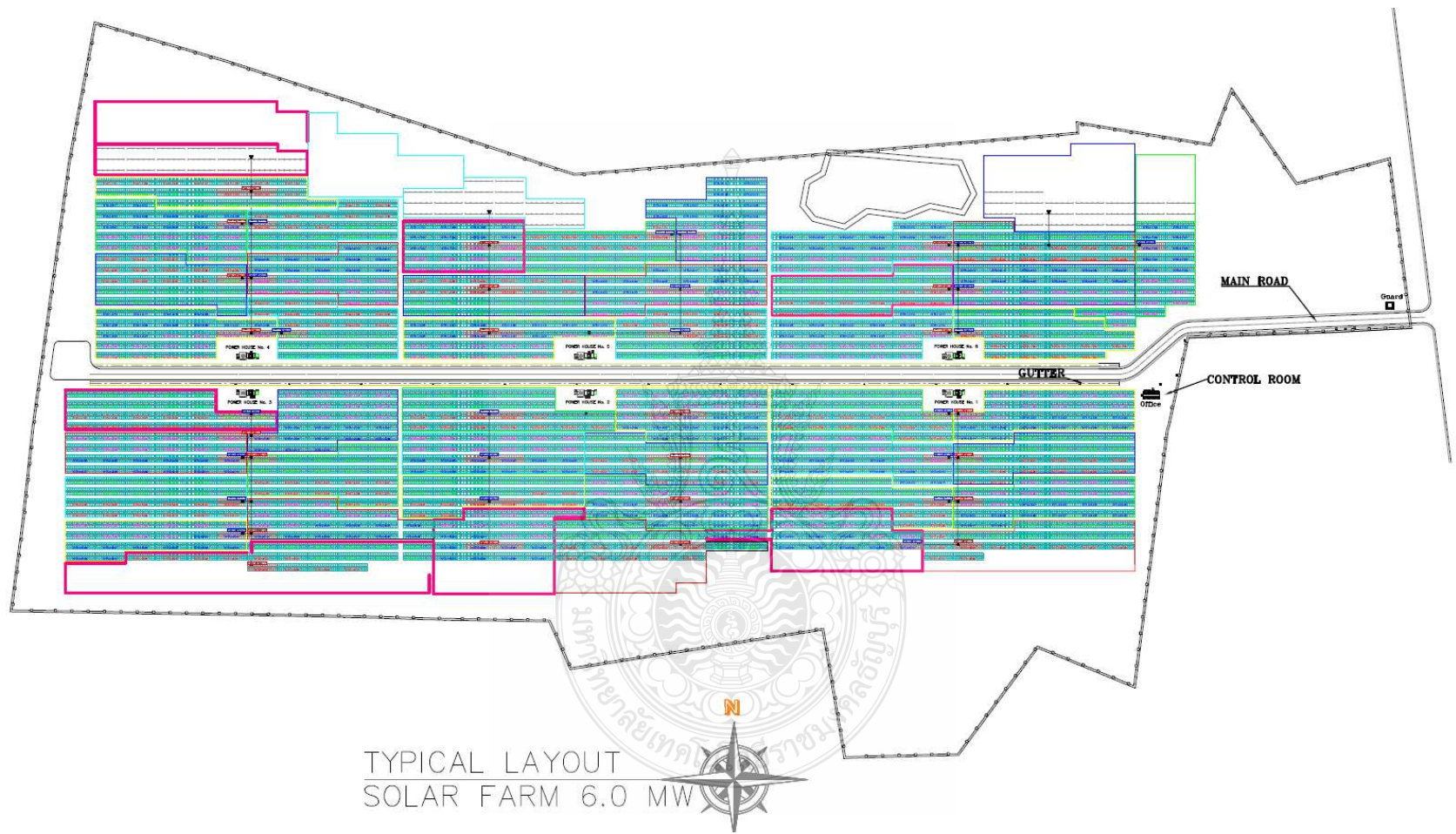
3.3.1.1 ค่าปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อม(Environmental factors) ซึ่งประกอบไปด้วย ประโยชน์การใช้ที่ดิน ผลของเงาสะท้อนจากสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ความเสี่ยงจากฝุ่นหรือทราย และเส้นทางของน้ำที่อาจท่วมในกรณีฝนตก ในการพิจารณาจำเป็นต้องศึกษาในรายละเอียด โดยรอบโครงการ

3.3.1.2 ค่าปัจจัยด้านที่ตั้ง(Orographic factors) ซึ่งประกอบไปด้วยความลาดชัน (Slop)และทิศทางการหันหน้าแผง(Orientation) ต้องพิจารณาในด้านการลดเงาบังในแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.3.1.3 ค่าปัจจัยด้านระยะทาง(Spatial factors) สิ่งที่จะต้องพิจารณา ประกอบไปด้วยการเข้าถึงพื้นที่ถนนหลวง(Highway access) ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไปยังสถานีจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และระยะจากสถานีถึงพื้นที่เขตเมือง

3.3.1.4 ค่าปัจจัยด้านสภาพอากาศ(Climatic factors) นั้นเป็นปัจจัยอย่างหนึ่งที่สำคัญ ต่อสมรรถนะของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยมีค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญดังนี้คือ ความเข้มแสงอาทิตย์(Solar irradiation) อุณหภูมิแวดล้อม(Ambient temperature) ชั่วโมงการรับแสงอาทิตย์สมมูล(Equivalent sun hours) และทิศทางของกระแสลมหรือความเร็วลม(Wind direction)

โดยในแบบโครงการนั้นสามารถนำเสนอ ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยในถนน ตำแหน่งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จุดเชื่อมต่อขายไฟการไฟฟ้าโดยสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 3.16



TYPICAL LAYOUT
SOLAR FARM 6.0 MW

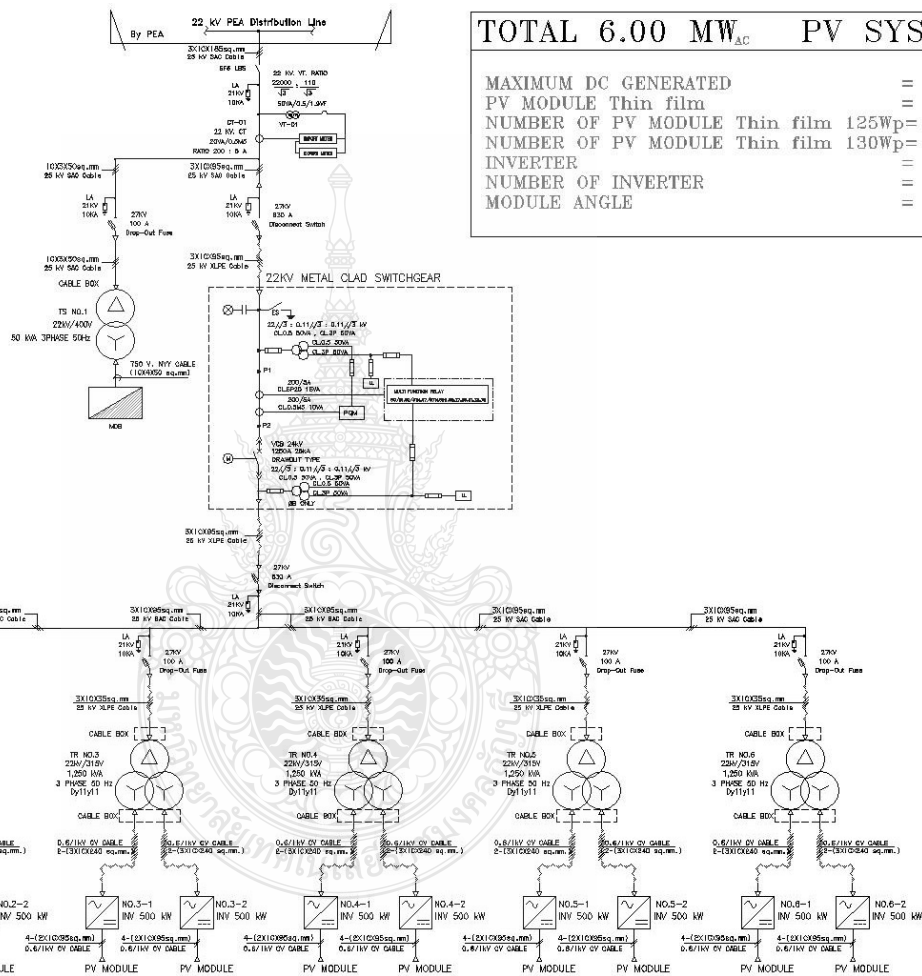
รูปที่ 3.16 แบบ โครงการรวม(Site plant)

3.3.2 ระบบไฟฟ้าที่ใช้จำหน่ายและระบบไฟฟ้าในโครงการ

โดยปกติแล้วนั้นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีระบบไฟฟ้าในสามส่วนหลักคือ ในส่วนแรกคือระบบจำหน่าย โดยทำการเชื่อมต่อ ณ จุดที่ทำการขายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโรงไฟฟ้าฯ จะเชื่อมต่อกับระบบของ กฟภ. ผ่านสวิตช์ตัดวงจรแบบ SF6 (SF6 Load Break Switch) ในส่วนของโครงการในวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการเชื่อมต่อกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบ 22 kV และระบบจ่ายไฟฟ้าเหนือศีรษะของโครงการก่อนเข้า RMU ที่สถานี โดยระบบการป้องกันและรีเลย์ต่างๆนั้น กำหนดตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในส่วนที่สองคือระบบไฟฟ้าสำหรับงานอำนวยความสะดวกของโครงการ ที่ทางโครงการต้องการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเพื่อลดระดับแรงดันไฟฟ้าจาก 22 kV ลงมาที่ AC 400V/230V โดยในโครงการนี้ทำการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดน้ำมัน ขนาดพิกัด 50 kVA จำนวน 1 เครื่อง และในส่วนที่สามสุดท้ายจะเป็นระบบไฟฟ้ากระแสตรงที่อยู่ในส่วนของกล่องต่อรวมสาย(Combiner Box) ของชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และในส่วนสายประธานมาเข้าสู่ตู้อินพุท ของอินเวอร์ในแต่ละสถานีโดยจะมีระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วง 600-1,000 Vdc โดยสามารถแสดงแบบไดอะแกรมเส้นเดียวและรูปภาพประกอบตามลำดับดังนี้



รูปที่ 3.17 จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าและ SF₆ Load Break



TOTAL 6.00 MW _{AC} PV SYSTEM		
MAXIMUM DC GENERATED	=	6,220,800 Wp
PV MODULE Thin film	=	125 & 130 Wp
NUMBER OF PV MODULE Thin film 125Wp	=	28,800 EA
NUMBER OF PV MODULE Thin film 130Wp	=	20,160 EA
INVERTER	=	500 kW
NUMBER OF INVERTER	=	12 EA
MODULE ANGLE	=	17 DEGREE

รูปที่ 3.18 ไดอะแกรมเส้นเคเบิลระบบไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MWp



รูปที่ 3.19 หม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับงานอำนาจการขนาดพิกัด 50 kVA 22kV/400-230V



รูปที่ 3.20 กล่องต่อรวมสาย (Combiner Box)

3.3.3 การปรับพื้นที่โครงการ

โดยจากการสำรวจในเบื้องต้นของ โครงการก่อนทำการติดตั้งจริงนั้นจำเป็นต้องมีการสำรวจระดับพื้นที่ของโครงการ สภาพพื้นที่โดยวิศวกร ก่อนการปรับพื้นที่ให้เหมาะสม รวมถึงการสำรวจแนวการระบายน้ำของโครงการไปยังลำตางสาธารณะ หรือพื้นที่ใกล้เคียงต้องให้การพิจารณาเป็นพิเศษ ในส่วนของการปรับพื้นที่ของโครงการนั้นใช้เครื่องจักรกลหนักในการบดอัดและปรับสภาพพื้นดิน ตามแบบที่ได้ออกแบบโดยสามารถนำเสนอภาพในขณะก่อสร้างโครงการได้ดังนี้



รูปที่ 3.21 การปรับพื้นที่เพื่อใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.3.4 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นในการออกแบบได้ทำการยกตัวหม้อแปลงไฟฟ้าและชุด อินเวอร์เตอร์ขึ้นสูงประมาณ 1 เมตรจากแนวระดับ สร้างฐานรองรับด้วยอาคาร คสล. ที่ติดตั้งอยู่บนเสาเข็มเพื่อรองรับน้ำหนักหม้อแปลงไฟฟ้าและชุดอินเวอร์เตอร์ด้วยความแข็งแรงโดยสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 3.19 ดังนี้



รูปที่ 3.22 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

3.3.5 การลงเสาเข็มและการประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ในโครงการนี้ได้ทำการเลือกใช้เสาเข็มแบบ H- Beam ในการติดตั้งเพื่อรองรับน้ำหนักของ โครงสร้างและน้ำหนักของแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยต้องถูกออกแบบให้สามารถรับ

แรงลมปะทะ ทั้งด้านหลังและด้านหน้า ซึ่งถูกคำนวณและออกแบบโดยวิศวกรผู้ชำนาญเพื่อให้เกิดความมั่นใจในความแข็งแรงของโครงสร้างทุกชิ้นส่วน และการประกอบด้วยช่างมืออาชีพ โดยสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.20 ได้ดังนี้



รูปที่ 3.23 การประกอบโครงสร้างเพื่อรองรับน้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.3.6 การเดินสายไฟฟ้าในโครงการ

ในโครงการสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นมีการเดินสายไฟฟ้าของระบบสามารถแบ่งออกเป็นไฟฟ้ากระแสตรง และไฟฟ้ากระแสสลับ (ถ้าไม่พิจารณาระบบงานอำนวยความสะดวก) โดยในส่วนของไฟฟ้ากระแสตรงนั้นจะใช้สายไฟฟ้า PV-F ในขนาดต่างๆ และในส่วนสายไฟฟ้าจากชุดกล่องต่อแยกสายมายังอินพุทของอินเวอร์เตอร์นั้นจะใช้สาย XLPE เช่นเดียวกันกับที่ด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อระหว่างอินเวอร์เตอร์ ในขณะที่สายไฟฟ้าแรงดันสูงใช้สาย SAC โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูป



รูปที่ 3.24 การเดินสายไฟฟ้าภายในโครงการ

3.3.7 การติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับสถานีย่อย

หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของโครงการถือว่าเป็นหัวใจหลักของโครงการเช่นกันกับ อินเวอร์เตอร์และสวิตช์เกียร์ โดยหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ในโครงการเป็นหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 ขดลวดมีกรุปเวกเตอร์ Dy11y11 เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าแบบปิดสนิท ครอบด้วยกล่องต่อสายไฟฟ้า ขดลวดเป็นชนิดจุ่มในน้ำมัน ระบายความร้อนด้วยอากาศ ซึ่งทำการติดตั้งภายในรั้วสูง 2 เมตร และโดยรอบหม้อแปลงไฟฟ้าโรยด้วยหินเบอร์ 2 เพื่อลดแรงดันก้าวอย่าง (Step Voltage) และกันสัตว์เลื้อยคลานต่างๆ โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูป



รูปที่ 3.25 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่ทำการติดตั้งบนนั่งร้าน คสล.

3.3.8 การติดตั้งอินเวอร์เตอร์

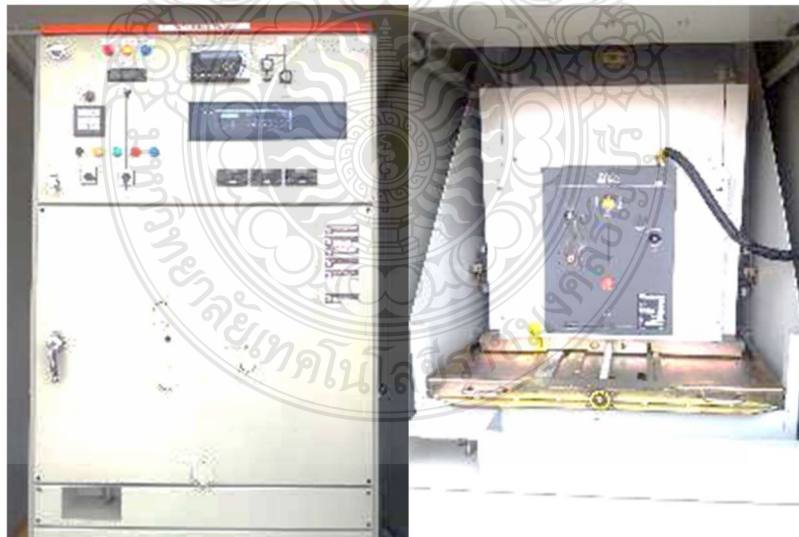
ในโครงการนี้ได้ทำการเลือกอินเวอร์เตอร์ที่เป็นชนิดติดตั้งภายนอก(Out Door Type) มีลักษณะคล้ายตู้คอนเทนเนอร์ สามารถกันน้ำได้มีความคงทน ติดตั้งได้ง่าย สามารถทนกับสภาวะอากาศที่เลวร้ายได้ เหมาะแก่การติดตั้งในงานภาคสนาม ลดการก่อสร้างหลังคาคลุมชุดอินเวอร์เตอร์ และภายในถูกจัดชุดมาอย่างสมบูรณ์ ทั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินจากฝั่งกระแสตรงและกระแสลับ ที่ผลิตจากอินเวอร์เตอร์ รวมถึงระบบการชิงโครไนส์ที่สมบูรณ์ มีความน่าเชื่อถืออย่างสูงในการใช้งานกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ จากชุดอินเวอร์เตอร์นี้จึงเป็นที่ยอมรับและได้รับความนิยมนอย่างสูงในตลาดปัจจุบัน โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูป



รูปที่ 3.26 อินเวอร์เตอร์ที่ทำการติดตั้งบนนั่งร้าน คสล.

3.3.9 การติดตั้งสวิตช์เกียร์(Switch Gear)

ในโครงการนี้ได้ทำการเลือกใช้ RMU ยี่ห้อ KPN ที่มีคุณภาพสูงโดย RMU นี้จะทำหน้าที่ในการควบคุมการปลดสับการเชื่อมต่อไปยังจุดขายไฟฟ้า โดยมีอุปกรณ์หลักคือชุดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ดับอาร์คด้วยแก๊ส SF6 และอุปกรณ์จำพวกรีเลย์ต่างๆตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าระบุ โดยการทำงานนั้นสามารถทำงานได้ทั้งในโหมดอัตโนมัติและโหมดทำงานด้วยมือ มีความคงทน ยืดหยุ่นสูงในการใช้งาน และมีเสถียรภาพในการใช้งานสูง โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูป



รูปที่ 3.27 ชุดสวิตช์เกียร์(Switch Gear)

3.3.10 การติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่า

การป้องกันฟ้าผ่ามายังสถานีนั้นมีความจำเป็นที่จะต้องมีการออกแบบตัวนำเพื่อนำกระแสฟ้าผ่าลงพื้นดินอย่างสมบูรณ์ เพื่อป้องกันไม่ให้ล้าฟ้าผ่าใช้โครงสร้างของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลงสู่พื้นดิน ซึ่งอาจจะได้รับความเสียหายต่อแผงโซลาร์เซลล์ได้ ดังนั้นการติดตั้งเสาต่อฟ้าโดยหลักการมุมป้องกันที่ ระดับการป้องกันระดับ 4 ของสถานีนั้นเป็นสิ่งจำเป็นอย่างมากเนื่องจากพื้นที่โดยส่วนใหญ่ของโครงการอยู่บนพื้นที่เปิดโล่ง รัศมีการติดตั้งจะทำการติดตั้งต่อเสาใช้ในรัศมีประมาณ 30 เมตร โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูป



รูปที่ 3.28 เสาตัวนำต่อฟ้าผ่า

3.3.11 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำการติดตั้งแล้วเสร็จ

ในการประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์เข้ากับตัวโครงสร้างนั้นจำเป็นต้องใช้ความระมัดระวังอย่างสูงเนื่องจากว่าแผงสามารถแตกได้ การขนย้าย การจับยึดที่ไม่เหมาะสมนั้นจะนำไปสู่การเสียหายในอนาคตเมื่อมีการใช้งาน ด้วยการติดตั้งในพื้นที่โล่งกลางแจ้ง บางจุดไกลถนน ทำให้ต้องมีการขนย้ายไปยังตำแหน่งที่อยู่ไกล เป็นอีกหนึ่งสาเหตุของการเสียหายในโครงการ ดังนั้นการตรวจสอบและทดสอบก่อนขนานระบบจ่ายไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องทดสอบอย่างเข้มงวดเพื่อคุณภาพของระบบโดยรวม ในส่วนการลดการเกิดเงากระทบจากแผงด้วยกันนั้น ในโครงการนี้ได้ทำการเว้นระยะห่างระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประมาณ 2.30 เมตร โดยสามารถนำเสนอได้ดังรูป



รูปที่ 3.29 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่ทำการติดตั้งแล้วเสร็จ

3.3.12 รายการคำนวณที่เกี่ยวข้องเบื้องต้น

ในส่วนของการออกแบบสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นจะทำการคำนวณย้อนกลับจากการเลือกขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มายังชุดกล่องต่อรวมแยกสาย ถัดจากนั้นจะไปที่ชุดอินเวอร์เตอร์ ป้อนเข้าที่ด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงยกแรงดันไฟฟ้า จ่ายไฟฟ้าขนานไปยังชุดสายไฟฟ้าแรงสูงเหนือศีรษะ ผ่านชุดควบคุมการเชื่อมต่อที่สถานีไฟฟ้าด้วยชุดสวิตช์เกียร์ และจ่ายไปยังจุดจำหน่ายไฟฟ้าผ่าน มิเตอร์ขายไฟฟ้า SF6 Load Break Switch ตามลำดับดังแสดงได้ใน รูปที่ 3.18 ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวระบบไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 MWp ที่ผ่านมา ในเบื้องต้นอุปกรณ์และแผงได้ถูกกำหนดรุ่นยี่ห้อ จากเจ้าของโครงการเอาไว้แล้ว จึงจำเป็นที่จะต้องปรับรายการคำนวณในแต่ละส่วนให้ได้ข้อกำหนดของสถานี โดยสามารถแสดงวิธีการคำนวณหาขนาดสายไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกันในแต่ละช่วงได้ดังนี้

3.3.12.1 การคำนวณในส่วนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละสตริงนั้น โดยใช้ค่าจากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst โดยที่มีการอนุกรม(Series,S)ในแต่ละสตริงจำนวน 16 แผง ทำการขนาน(Parallel, P)กันจำนวน 500 สตริงสำหรับ แผงรุ่น NA-E125L5 และจำนวน 481 สตริงสำหรับ แผงรุ่น NA-E130L5 โดยสามารถนำเสนอการคำนวณได้ดังนี้

กรณีแผงรุ่น NA-E125L5

แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรรวม (Total Open Circuit Voltage, TOCV) มีค่าเท่ากับ จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่ออนุกรม(S)จำนวน 16 แผง คูณด้วย แรงดันไฟฟ้าแรงดันเปิดวงจรของแผง(V_{oc}) ที่ 59.7 โวลต์ดีซี สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$TOCV = S \times V_{oc} = 16 \times 59.7Vdc = 955.2Vdc$$

การหาขนาดอุปกรณ์ป้องกันเนื่องจากว่าแผงมีการต่อแบบอนุกรม ดังนั้นกระแสที่ไหลในสายจึงมีค่าเท่ากันตลอดโดยพิจารณากระแสลัดวงจร(I_{SCMOD})ที่ 3.37 A สายเคเบิลในการเชื่อมต่อระหว่างแผงใช้สาย PV-4 Sq.mm และสาย สาย PV-6 Sq.mm ต่อมายังกล่องพักสายรอตไปยังกล่องต่อรวมแยกสายไฟฟ้า(Combiner) ในการออกแบบนี้ใน 1 ชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะทำการขนานกัน 3 สตริง(String)ไปยังชุดอุปกรณ์ป้องกัน ดังนั้นจึงสามารถคำนวณขนาดอุปกรณ์ป้องกัน(I_{ng}) ดังนี้

$$I_{ng} \geq 1.5 \times (No.String) \times I_{SCMOD} = 1.5 \times 3 \times 3.37A = 15.165A$$

ทำการเลือกใช้ฟิวส์ขนาด 15 A (ที่มีขายตามท้องตลาดหากเลือกขนาดที่โตกว่าหลายๆอาจมีผลต่อการตัดกระแสในขณะลัดวงจรได้) โดยขนาดสายป้อนจากกลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละสตริงมายังกล่องต่อรวมแยกสายไฟฟ้า(Combiner) สายใช้สายเคเบิล 2x CV-10 Sq.mm โดยระยะทางโดยประมาณ 150-200 เมตร จากการคำนวณที่กระแส 10.11 A ค่าเพาเวอร์แฟ็คเตอร์ 0.85 นั้นได้ขนาดแรงดันตกประมาณ 0.75 โวลต์ด้วยการเดินสายในท่อ HDPE ฝังดิน

กรณีแผงรุ่น NA-E130L5

แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรรวม (Total Open Circuit Voltage, TOCV)มีค่าเท่ากับ จำนวนแผงอนุกรมกัน 16 แผง(S16) คูณด้วย แรงดันไฟฟ้าแรงดันเปิดวงจรของแผง(V_{oc}) ที่มีค่า 60.4 โวลต์ สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$TOCV = S \times V_{oc} = S16 \times 60.4Vdc = 966.4Vdc$$

การหาขนาดอุปกรณ์ป้องกัน(I_g)เนื่องจากว่าแผงมีการต่อแบบอนุกรม ดังนั้นกระแสที่ไหลในสายจึงมีค่าเท่ากันตลอดโดยพิจารณากระแสลัดวงจร(I_{sc})ที่ 3.41 A สายเคเบิล

ในการเชื่อมต่อระหว่างแผงใช้สาย PV-4 Sq.mm และสาย สาย PV-6 Sq.mm ต่อมายังกล่องพักสายรอต่อไปยังกล่องต่อรวมแยกสายไฟฟ้า(Combiner) ในการออกแบบนี้ใน 1 กลุ่มแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะทำการขนานกัน 3 สตริงไปยังชุดอุปกรณ์ป้องกัน ดังนั้นจึงสามารถคำนวณขนาดอุปกรณ์ป้องกัน (I_{ng}) โดยอ้างอิงมาตรฐาน วสท.ดังนี้

$$I_{ng} \geq 1.5 \times (\text{No.String}) \times I_{SCMOD} = 1.5 \times 3 \times 3.41A = 15.345A$$

ทำการเลือกใช้ฟิวส์ขนาด 15 A (ที่มีขายตามท้องตลาดหากเลือกขนาดที่โตกว่าหลายๆอาจมีผลต่อการตัดกระแสในขณะลัดวงจรได้) โดยขนาดสายป้อนจากกลุ่มแผงเซลล์แสงอาทิตย์มายังกล่องต่อรวมแยกสายไฟฟ้า(Combiner) สายใช้สายเคเบิล 2x CV-10 Sq.mm โดยระยะทางโดยประมาณ 150-200 เมตร จากการคำนวณที่กระแส 10.23 A ค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์ 0.85 นั้นได้ขนาดแรงดันตกประมาณ 0.76 โวลต์ด้วยการเดินสายในท่อ HDPE ฝังดิน

3.3.12.2 กล่องต่อรวมแยกสายไฟฟ้า(Combiner box)

โดยขนาดขนาดฟิวส์นั้นสามารถทำการคำนวณได้ตามของสเปคแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละรุ่น โดยในเบื้องต้นจะทำการคำนวณในกรณีแผงรุ่น NA-E125L5 เพื่อยกตัวอย่าง โดยจะทำการขนานกล่องต่อรวมแยกสายไฟฟ้า(Combiner) 2 ชุดแล้วส่งไปยังอินพุทของอินเวอร์เตอร์โดยสามารถนำเสนอได้ดังนี้

เนื่องจากใน 1 กล่องต่อรวมแยกสายไฟฟ้า(Combiner)จะมีการอนุกรม (S16) จำนวน 16 แผงที่กระแส 3.37A และนำมาขนานกันที่กลุ่มของอุปกรณ์ป้องกัน 3 ขนาน(P3) และนำมาขนานกันในกลุ่มของอุปกรณ์ป้องกันอีก 12 ขนาน(P12) จึงสามารถคำนวณหาขนาดกระแสและขนาดกำลังไฟฟ้าได้คือ

$$I_{g,Total} = S16 \times P3 \times P12 = 3.37A \times 3 \times 12 = 121.32A$$

$$I_{g,Total} = 1.5 \times 121.32A = 181.98A$$

ทำการเลือกขนาด CB ที่ 200 AT/250AF 1,000Vdc ในขณะที่กำลังไฟฟ้าสามารถหาได้จากขนาดแผง 125 Wp ดังนี้

$$P_{Total} = S16 \times Wp \times P3 \times P12 = 16 \times 125Wp \times 3 \times 12 = 72,000Wp$$

ทำการเลือกขนาดสายไฟฟ้าใช้งานเคเบิล 2x95 Sq.mm โดยมีระยะทางไปยังอินพุทของอินเวอร์เตอร์ประมาณ 250 เมตร โดยในโครงการนี้ทำการขนานจากกลุ่มต่อแยกสายที่จำนวน 2 กลุ่ม ที่กล่องต่อรวมแยกสายไฟฟ้า(Combiner) ทำให้ขนาดกระแสจึงเป็น 2 เท่า ซึ่งมีค่าเท่ากับ 242.64 A จากการคำนวณที่ ค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์ 0.85 นั้น ได้ขนาดแรงดันตกประมาณ 2.38 โวลต์ ด้วยการเดินสายในท่อ HDPE ผึงดินในช่วงดังกล่าว

3.3.12.3 การหาขนาดอินเวอร์เตอร์

ในการกำหนดขนาดอินเวอร์เตอร์นั้นในเบื้องต้นเจ้าของโครงการได้กำหนดมาแล้วรุ่นและคุณสมบัติโดยมี 4 อินพุท โดยกำลังไฟฟ้าในแต่ละอินพุทที่ 144 kWp จำนวน 2 อินพุท 132 kWp และ 120 kWp อย่างละ 1 อินพุท โดยมีกำลังอินพุทรวมที่ประมาณ 540 kWp ซึ่งโครงการนี้เลือกใช้ Inverter ขนาด 500kWp ต่อเข้าขดลวดทุติยภูมิอย่างละชุด ในส่วนของขนาดของอุปกรณ์ป้องกันด้านเอาพุทนั้นทำการพิจารณาจากพิกัดกระแสของอุปกรณ์หรือทำการคำนวณได้จากขนาดพิกัดโดยขนาดพิกัดระบุ 1,008 A ที่แรงดันไฟฟ้า 315 V ดังนั้นจึงสามารถเลือกขนาด CB ที่ประมาณ 1,000 AT หรือ 1,250AT และไม่ควรรจะเผื่อมากเพราะอินเวอร์ร์นั้นเป็นอุปกรณ์ที่สำคัญและราคาแพง

3.3.12.4 การหาขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าแบบยกแรงดัน

ในโครงการนี้ทำการเลือกหม้อแปลงไฟฟ้าแบบ 3 ขด โดยด้านแรงดันไฟฟ้าด้านต่ำมี 2 ขดขนาดแรงดันไฟฟ้า 315 V ด้านแรงดันไฟฟ้าด้านสูง 22kV โดยมีกรุปเว็คเตอร์แบบ D0y11y11 อินเวอร์ร์ขนาด 500 kW จำนวน 2 ตัวจะป้อนอินพุทให้หม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าไปที่พิกัดผ่านฟิวส์ป้องกัน โดยขนาดของหม้อแปลงสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$Transformer = 1.25 \times Inverter_Size \times 2 = 1.25 \times 500kW \times 2 = 1,250KVA$$

จากการคำนวณได้ทำการเพื่อพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่าที่ร้อยละ 25 จากขนาดของอินเวอร์เตอร์ (*Inverter Size*) ในขณะที่ขนาดพิวส์ป้องกันสามารถคำนวณหาได้จากขนาดพิกัดแรงดันไฟฟ้าและขนาดพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าดังนี้

$$I_{HV, Fuse} = 3 \times KVA / (1.732 \times Voltage) = 3 \times 1,250 / (1.732 \times 22 kV) = 98.41 A$$

ดังนั้นจึงทำการเลือกพิวส์ที่ 100A, 27kV เพื่อใช้เป็นอุปกรณ์ป้องกันของหม้อแปลงไฟฟ้าแบบยกแรงดันไฟฟ้า

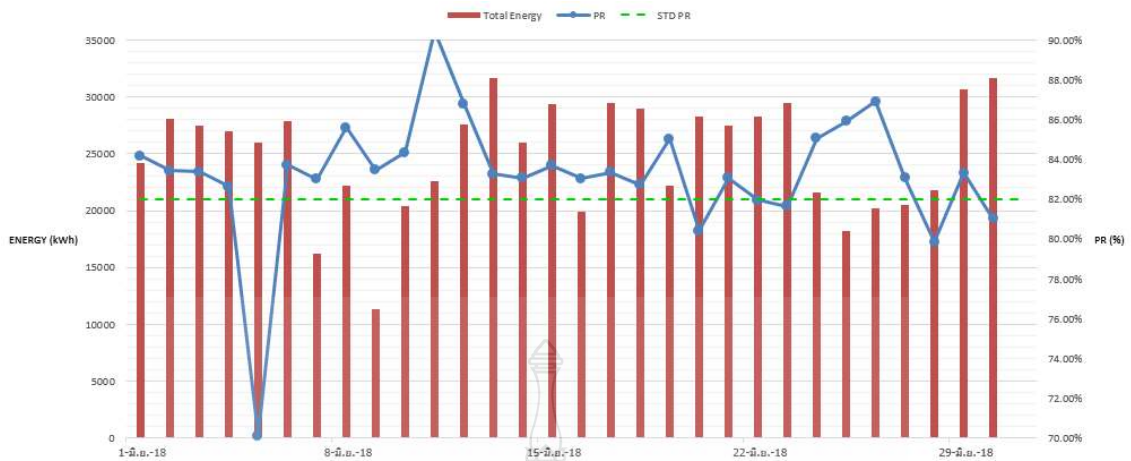
ในภาพรวมเบื้องต้นของการออกแบบสถานีไฟฟ้าภาคสนามนั้นสามารถให้เห็นส่วนประกอบหลักๆและทำให้เกิดองค์ความรู้ในการออกแบบและนำมาใช้ในการพิจารณาถึงของเขตของวิทยานิพนธ์ได้ และได้แสดงถึงจุดที่สำคัญในการออกแบบและงานภาคสนามเบื้องต้น ซึ่งในรายละเอียดเบื้องต้นมีความซับซ้อนและต้องทำภายใต้ระยะเวลาที่มีอยู่อย่างจำกัด

3.4 การวัดค่าพลังงานจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการออกแบบและติดตั้งแล้วเสร็จ

ในการวัดค่าพลังงานของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อนำมาใช้ในการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์นั้นจะนำค่าที่ได้จากระบบมิเตอร์ SCADA ที่มีกรับบันทึกแบบทันเวลา สามารถตรวจวัดค่ากำลังการผลิตของสถานีไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง โดยช่างเทคนิคจะเป็นผู้จัดบันทึกในแต่ละช่วงเวลาของการผลิตกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าโดยสามารถนำเสนอรูปแบบของการจรรยาบรรณการผลิตไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้านี้

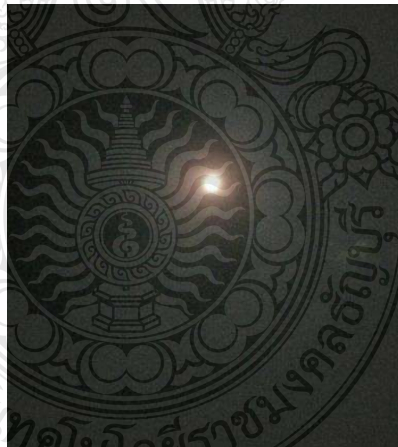
Date	Inverter Start	Inverter Stop	Operating Time (hrs)	Weather Condition	Energy (kWh)		Peak Power (kW)	Peak Q (kVAr)	Avg Irr (W/m ²)	Avg Mod Temp (°C)	Insolation (kWh/m ²)	PR	STO PR	OPR	Remark	
					PQM	VSPM Meter										
1-8-18	5:40	18:35	12:55	Sunny	24186	25120	25,220	4675.87	-191.03	366.82	41.95	4.86	84.19%	82.00%	102.67%	SWGR :Trip13:1 Close 13:13
2-8-18	5:56	18:30	12:34	Sunny	28096	28096	28,200	4857.34	-214.18	432.54	46.44	5.73	83.42%	82.00%	101.74%	
3-8-18	6:01	18:19	12:18	Sunny	27468	27468	27,520	4638.70	-185.30	432.11	43.54	5.62	83.37%	82.00%	101.67%	
4-8-18	5:54	18:33	12:39	Sunny	27074	27040	27,120	4571.50	-185.31	417.09	40.15	5.53	82.65%	82.00%	100.79%	SWGR :Trip11:33, 16:08 Close 11:35, 16:10
5-8-18	5:55	18:28	12:33	Sunny/Rainy	25956	26000	26,030	4952.22	-212.86	479.55	43.94	6.36	70.12%	82.00%	85.51%	SWGR :Trip08:15, 11:11 Close 08:17, 12:12
6-8-18	5:53	18:25	12:32	Sunny/Rainy	27048	27060	27,060	4931.59	-226.50	438.09	41.22	5.70	83.74%	82.00%	102.12%	SWGR :Trip15:32 Close 15:34
7-8-18	5:57	18:30	12:33	Sunny/Rainy	16186	16240	16,290	2704.07	-71.05	238.54	34.54	3.16	83.01%	82.00%	101.23%	
8-8-18	5:52	18:30	12:38	Sunny/Rainy	22228	22220	22,210	4137.41	-152.72	300.69	36.59	4.25	85.59%	82.00%	104.77%	
9-8-18	5:57	18:25	12:28	Sunny/Rainy	11344	11380	11,380	2062.79	-75.10	155.66	30.89	2.17	83.45%	82.00%	101.77%	SWGR :Trip29 Close 12:41
10-8-18	5:59	18:21	12:22	Sunny/Rainy	20440	20720	20,790	4738.65	-206.89	327.94	37.75	4.02	84.35%	82.00%	102.87%	SWGR :Trip10:39 Close 10:41
11-8-18	5:48	18:32	12:44	Sunny	22620	22640	22,670	4027.10	-143.05	311.79	38.28	4.13	90.44%	82.00%	110.30%	
12-8-18	5:53	18:32	12:39	Sunny	27998	27920	27,970	5310.50	-227.51	492.23	40.35	5.38	86.80%	82.00%	105.65%	SWGR :Trip12:01 Close 12:03
13-8-18	5:53	18:26	12:33	Sunny	31636	31600	31,700	4952.01	-204.97	488.78	43.12	6.48	83.26%	82.00%	101.54%	
14-8-18	5:52	18:34	12:42	Sunny	29996	29900	29,930	4992.13	-219.53	396.42	40.92	5.25	83.07%	82.00%	101.20%	
15-8-18	5:55	17:44	11:49	Sunny/Rainy	29370	29280	29,460	4616.38	-175.27	458.61	41.89	5.96	83.70%	82.00%	102.04%	
16-8-18	5:54	18:19	12:25	Sunny/Rainy	19934	19920	19,970	4610.07	-184.55	309.86	36.29	4.03	83.05%	82.00%	101.28%	SWGR :Trip12:29 Close 12:31
17-8-18	5:57	18:37	12:40	Sunny	29464	29520	29,560	4773.33	-192.33	451.08	41.59	5.68	83.36%	82.00%	101.66%	SWGR :Trip10:51, 15:56 Close 10:53, 15:58
18-8-18	5:56	18:44	12:48	Sunny	28970	28940	29,130	4206.81	-162.43	437.86	42.17	5.91	82.73%	82.00%	100.69%	SWGR :Trip06:34 Close 06:36
19-8-18	5:58	18:28	12:30	Sunny/Rainy	22204	22160	22,240	4388.32	-174.24	329.43	38.75	4.37	85.02%	82.00%	103.69%	
20-8-18	5:56	18:35	12:39	Sunny	28400	28400	28,400	4870.77	-197.84	448.10	41.38	5.94	85.2%	82.00%	108.00%	SWGR :Trip08:09, 17:05 Close 08:11, 17:07
21-8-18	5:55	18:38	12:43	Sunny	27512	27600	27,700	4480.66	-173.87	420.31	41.04	5.57	83.07%	82.00%	101.30%	
22-8-18	5:57	18:39	12:42	Sunny	28298	28320	28,310	5294.61	-228.58	440.99	41.81	5.84	81.95%	82.00%	99.94%	SWGR :Trip11:18 Close 11:20
23-8-18	5:50	18:35	12:45	Sunny	29480	29520	29,620	4353.98	-180.99	461.49	42.79	6.12	81.65%	82.00%	99.57%	
24-8-18	5:58	18:36	12:38	Sunny	21646	21680	21,760	3289.99	-101.50	324.48	38.89	4.22	85.05%	82.00%	103.72%	
25-8-18	6:01	18:31	12:30	Sunny	18216	18240	18,220	2961.51	-92.66	266.73	37.07	3.47	85.90%	82.00%	104.76%	
26-8-18	5:59	18:13	12:14	Sunny	20160	20080	20,170	3800.58	-120.08	292.00	37.07	3.86	86.92%	82.00%	106.00%	
27-8-18	6:02	17:55	11:53	Sunny/Rainy	20468	20400	20,470	4677.60	-197.94	323.86	37.33	4.13	83.06%	82.00%	101.29%	SWGR :Trip12:33 Close 12:35
28-8-18	5:51	18:34	12:43	Sunny/Rainy	21826	21760	21,880	5022.11	-212.01	349.01	37.17	4.62	79.86%	82.00%	97.99%	
29-8-18	5:53	18:39	12:46	Sunny	30540	30580	31,000	4818.81	-199.85	473.57	43.47	6.26	83.31%	82.00%	101.60%	
30-8-18	5:56	18:30	12:34	Sunny	31628	31750	31,790	4943.91	-203.26	505.15	43.99	6.69	81.03%	82.00%	98.81%	
1-9-18																
				376:29	746,684	747,160	750,960	5310.90	-228.58	383.64	39.86	151.61	83.25%	82.00%	101.53%	

รูปที่ 3.30 การจดบันทึกกำลังการผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

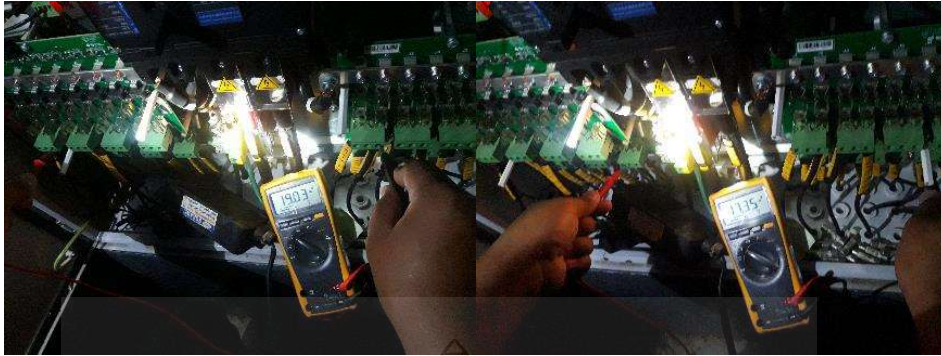


รูปที่ 3.31 ค่า PR ในแต่ละวันของเดือน

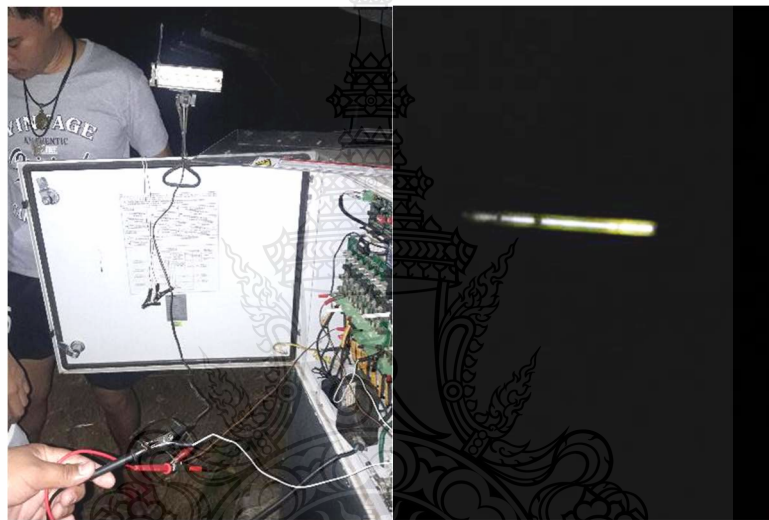
ในส่วนของการทดสอบสมมุติฐานผลของแสงจันทร์ที่มีต่อเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง นั้นในวิทยานิพนธ์นี้ ได้ทำการทดสอบการวัดค่าแรงดันเปิดวงจรในคืนวันพระจันทร์เต็มดวง เพื่อเก็บค่าเพื่อนำมาใช้ในการวิเคราะห์และหาวิธีการนำพลังงานดังกล่าวมาใช้ประโยชน์โดยสามารถนำเสนอ ในส่วนของรูปการตรวจวัดได้ดังนี้



รูปที่ 3.32 ลักษณะดวงจันทร์ในวันที่เข้าทำการตรวจวัด



รูปที่ 3.33 การตรวจวัดแรงดันไฟฟ้า ณ ชุคกล่องต่อแยกสายไฟฟ้า



รูปที่ 3.34 การตรวจวัดแรงดันไฟฟ้า ณ ชุคกล่องต่อแยกสายไฟฟ้า ในขณะที่จ่ายโหลดหลอดไฟฟ้า LED แรงดันไฟฟ้า 12 V 3W

3.5 บทสรุป

จากการดำเนินงานวิทยานิพนธ์นั้นได้แสดงถึงการเตรียมการในส่วนของการออกแบบสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วย โปรแกรม PVsyst และการติดตั้งจริงในงานภาคสนาม เพื่อนำมาใช้ประกอบการวิเคราะห์ตามวัตถุประสงค์ของการดำเนินการ ซึ่งจากการดำเนินการนั้นทำให้ทราบถึงการได้มาซึ่งข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ประกอบกับค่าที่ได้จากการดำเนินการวัดค่าพลังงานจริงของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อนำไปสู่การพิจารณาตัดสินใจในการออกแบบสถานีไฟฟ้าด้วยข้อมูลที่น่าเสนอ และเปิดเผยข้อมูลในบางด้านที่นำไปสู่การเกิดองค์ความรู้ใหม่ โดยสามารถนำเสนอผลการวิเคราะห์ที่เกี่ยวข้องได้ในเนื้อหาบทถัดไป

บทที่ 4

ผลการทดลอง

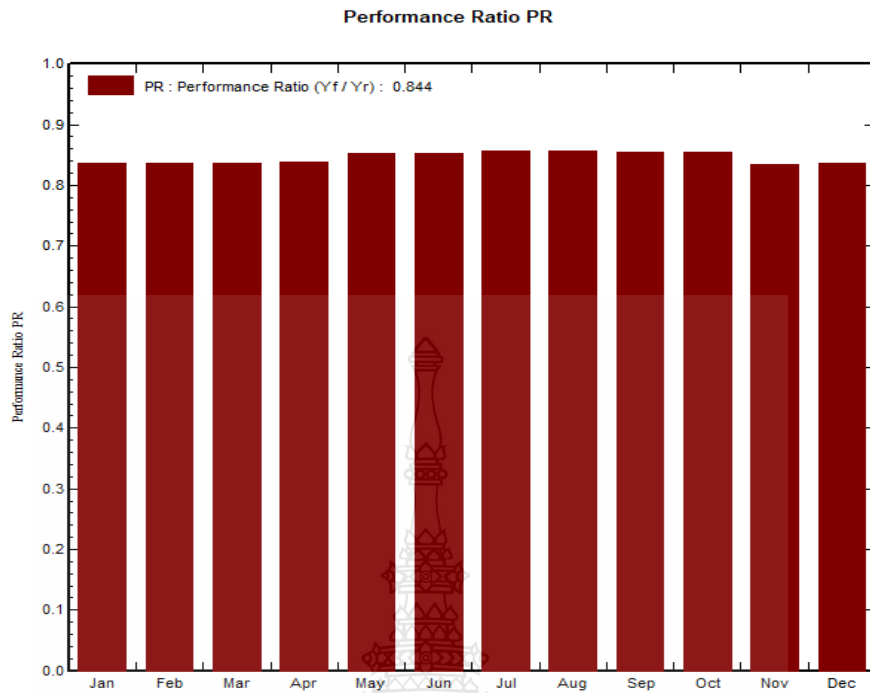
4.1 บทนำ

ในการเปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางนั้นในวิทยานิพนธ์นี้ใช้ข้อมูลการเปรียบเทียบผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst และค่าจริงที่ได้จากการตรวจวัดของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในภาคสนามที่มีการเชื่อมต่อและขายไฟฟ้า ณ จุดขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า ใช้ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์ที่น้อยที่สุด (MAPE) ประกอบการวิเคราะห์เพื่อแสดงให้เห็นจุดที่เกิดความแตกต่างของกำลังการผลิต โดยทำการเปรียบเทียบโดยใช้ข้อมูลรายเดือนในการเปรียบเทียบ และในส่วนเพิ่มเติมการตรวจวัดค่าแรงดันไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากแสงจันทร์เพื่อแสดงให้เห็นในอีกมุมมองและหาวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพและการนำพลังงานดังกล่าวมาใช้งานในอนาคต ซึ่งสามารถนำเสนอผลการทดลองได้ตามลำดับดังนี้

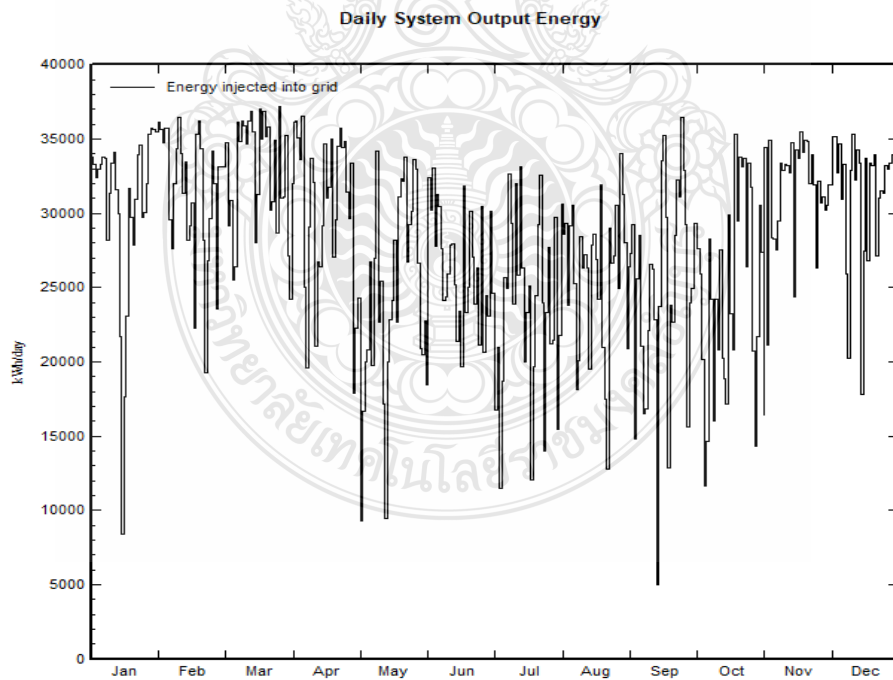
4.2 ผลการวิเคราะห์การเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์แบบฟิล์มบางและจากการออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst และค่าจริงของกำลังการผลิต

ในส่วนของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์จะเป็นข้อมูลใน 2 ส่วนคือในส่วนที่ได้จากโปรแกรม PVsyst และค่าจริงที่ได้จากการตรวจวัดในภาคสนามแล้วนำมาเปรียบเทียบ ซึ่งในส่วนค่าที่ได้จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ที่มีประโยชน์ต่อการวิเคราะห์สมรรถนะ ได้แก่ ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้า Performance Ratio (PR) ค่ากำลังผลิตในแต่ละวัน ค่ากำลังการผลิตรวมต่อค่าการสูญเสียของระบบและแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าพลังงานตกกระทบพื้นผิวโลกในแต่ละช่วงเวลา โดยเอกรวมกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ นั้นสามารถนำเสนอได้ดังนี้

จากรูปที่ 4.1 นั้นสามารถนำเสนอค่าสมรรถนะของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางในแต่ละเดือน โดยในเบื้องต้นนั้นจากรูปแสดงให้เห็นว่าค่า PR โดยรวมเฉลี่ยทั้งปีนั้นมีค่าอยู่ที่ 84.4 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งสามารถแสดงให้เห็นว่าสมรรถนะของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษานั้นมีสมรรถนะที่ดี

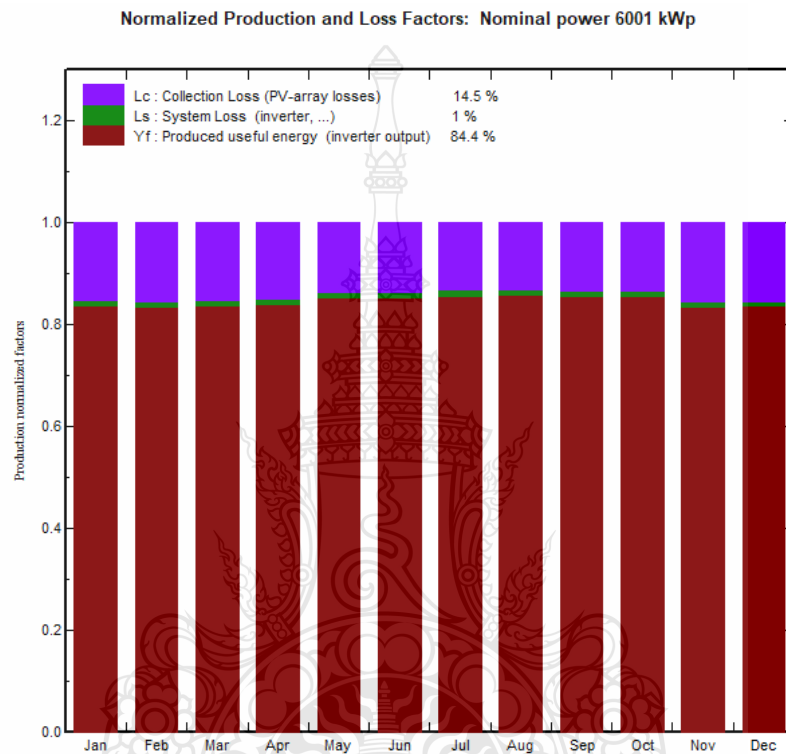


รูปที่ 4.1 ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้า Performance Ratio (PR) จากโปรแกรม PVSystem

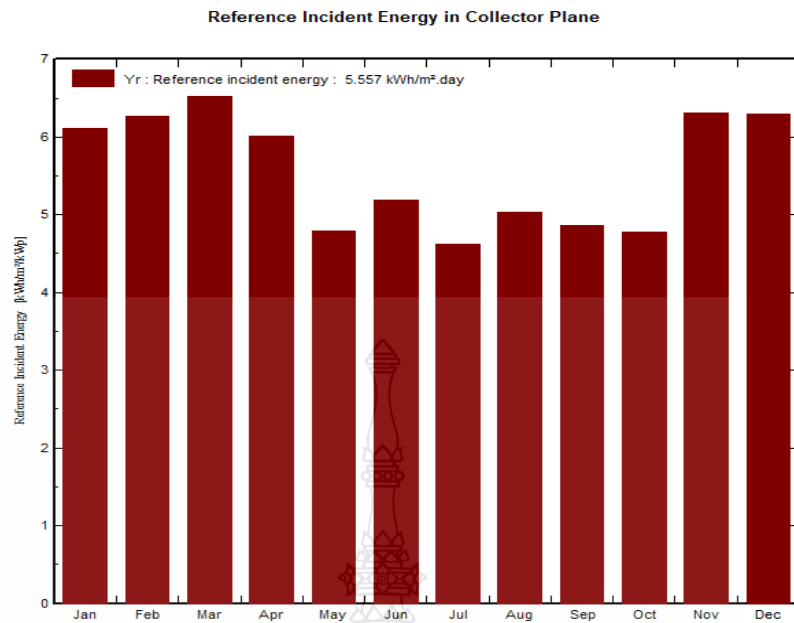


รูปที่ 4.2 ค่ากำลังการผลิตรายวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 ปี

จากรูปที่ 4.2 นั้นสามารถนำเสนอค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าใน 1 ปี ซึ่งจากรูปจะพบว่าในการจำลองการผลิตด้วยโปรแกรม PVsyst นั้นในแต่ละช่วงเวลาของปีมีกำลังการผลิตที่ต่ำในบางวัน ดังแสดงให้เห็นในกราฟที่ตกลง ซึ่งมาจากปริมาณเมฆและวันที่ฝนตก ที่ส่งผลทำให้กำลังการผลิตของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ลดลง



รูปที่ 4.3 ค่ากำลังการผลิตรวมต่อค่าการสูญเสียของระบบและแผงเซลล์แสงอาทิตย์

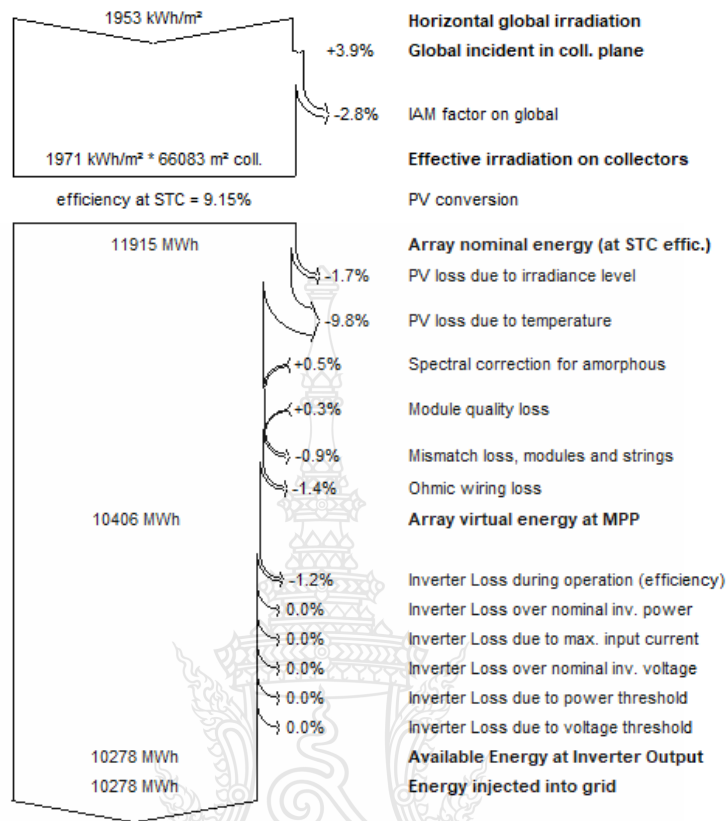


รูปที่ 4.4 ค่าพลังงานตกกระทบพื้นผิวโลก ณ ตำแหน่งของโครงการในแต่ละช่วงเวลา

จากรูปที่ 4.3 แสดงผลค่ากำลังการผลิตรวมต่อค่าการสูญเสียของระบบและแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำการจำลองผลด้วย โปรแกรม PVsyst ซึ่งผลจากการจำลองนั้นพบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นจากระบบนั้นเกิดขึ้นประมาณ 1 เปอร์เซ็นต์ ในขณะที่กำลังไฟฟ้าสูญเสียในส่วนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางสูงถึง 14.5 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งในส่วนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ก็ยังเป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ต้องทำการพิจารณาในลำดับต้นๆ ในขณะที่กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 4.5 ตามลำดับ

ในขณะที่รูปที่ 4.4 นำเสนอค่าพลังงานที่ตกกระทบพื้นผิวโลก ณ ตำแหน่งของโครงการในแต่ละช่วงเวลาซึ่งจะพบว่าในช่วงเดือน พฤษภาคม ถึง ตุลาคม นั้นจะมีค่าต่ำ โดยภาพรวมเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ 5.071 kWh/m²/day ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ค่าเฉลี่ยโดยรวมของประเทศไทย ซึ่งปัจจัยดังกล่าวก็ย่อมส่งผลในการผลิตกระแสไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อาจจะทำให้เกิดความแตกต่างกันไปตามหน้างานจริงที่วัดค่าได้

Loss diagram for "New simulation variant" - year



รูปที่ 4.5 โดอะแกรมกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ

รูปที่ 4.5 สามารถแสดงภาพรวมของกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง โดยมีกำลังการผลิตที่ป้อนจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ 1,953 kWh/m² มีค่าประสิทธิภาพของแผง ณ STC ที่ประมาณร้อยละ 9.15 ซึ่งกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นต่างๆในระบบ นำไปสู่พลังงานที่สามารถขายไฟฟ้าต่อปีประมาณ 10,278 MWh ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่ไปตกอยู่ที่การสูญเสียที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ประมาณร้อยละ 11.5

ในการวัดค่ากำลังการผลิตในภาคสนามนั้นสามารถจำแนกได้ 2 ส่วนคือ ส่วนแรกคือกำลังการผลิตในส่วนที่ได้จากแสงอาทิตย์ในเวลาตอนกลางวันและในส่วนที่สองคือค่า แรงดัน ไฟฟ้าที่เป็นผลจากแสงจันทร์ในเวลากลางคืน

จากตารางที่ 4.1 เป็นการเปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst และค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง ในส่วนของการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst ได้นำเสนอไว้ 3 รูปแบบของฐานข้อมูลที่นำมาใช้ประกอบการวิเคราะห์โดยสามารถนำเสนอได้ดังนี้

ก.) จำนวนจากการใช้ฐานข้อมูล NASA ซึ่งจะเป็ข้อมูลในระหว่างปี 1983- 2005 ค่าดังกล่าวจะมีค่าพารามิเตอร์ 3 ค่าที่นำมาวิเคราะห์คือค่า Horizontal global irradiation, Horizontal diffuse irradiation และ Temperature ดังแสดงดังรูปที่ รูปที่ 4.6 ดังนี้

	Horizontal global irradiation kWh/m ² .day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² .day	Temperature °C
January	5.09	1.44	25.4
February	5.35	1.72	26.4
March	5.56	2.02	26.7
April	5.64	2.24	26.9
May	4.94	2.34	26.9
June	4.65	2.31	26.5
July	4.50	2.32	26.2
August	4.53	2.35	26.1
September	4.63	2.21	25.9
October	4.67	1.96	25.3
November	4.91	1.58	24.3
December	4.90	1.38	24.1
Year	4.94	1.99	25.9

รูปที่ 4.6 ค่าพารามิเตอร์จากการใช้ฐานข้อมูล NASA

ข.) จำนวนจากการใช้ฐานข้อมูล Meteonorm 7.2 ซึ่งจะเป็ข้อมูลในระหว่างปี 1991- 2010 ค่าดังกล่าวจะมีค่าพารามิเตอร์ 6 ค่าที่นำมาวิเคราะห์คือค่า Horizontal global irradiation, Horizontal diffuse irradiation, Temperature, Wind Velocity, Linke Turbidity และ Relative Humidity ดังแสดงดังรูปที่ รูปที่ 4.7 ดังนี้

Site HUAWA1_Meteonorm 7.2 (Thailand)						
Data source: Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=46% (Modified by user)						
	Horizontal global irradiation	Horizontal diffuse irradiation	Temperature	Wind Velocity	Linke Turbidity	Relative Humidity
	kWh/m ² .day	kWh/m ² .day	°C	m/s	[]	%
January	4.83	1.98	25.8	1.10	3.725	67.3
February	5.00	2.40	27.6	0.70	4.052	69.2
March	5.50	2.64	29.6	0.79	4.701	69.2
April	5.69	2.94	30.4	0.70	4.377	71.9
May	5.35	2.73	30.1	0.68	4.214	75.5
June	5.17	2.83	29.3	0.58	4.458	78.9
July	5.05	2.82	29.0	0.59	4.944	78.9
August	4.60	2.78	28.6	0.59	4.134	80.5
September	4.45	2.56	27.4	0.60	3.932	84.9
October	4.49	2.47	27.8	1.10	4.134	78.4
November	4.63	1.97	26.6	0.70	3.556	68.3
December	4.70	1.70	25.9	0.60	3.435	65.2
Year	4.95	2.49	28.2	0.7	4.138	74.0

รูปที่ 4.7 ค่าพารามิเตอร์จากการใช้ฐานข้อมูล Meteonorm 7.2

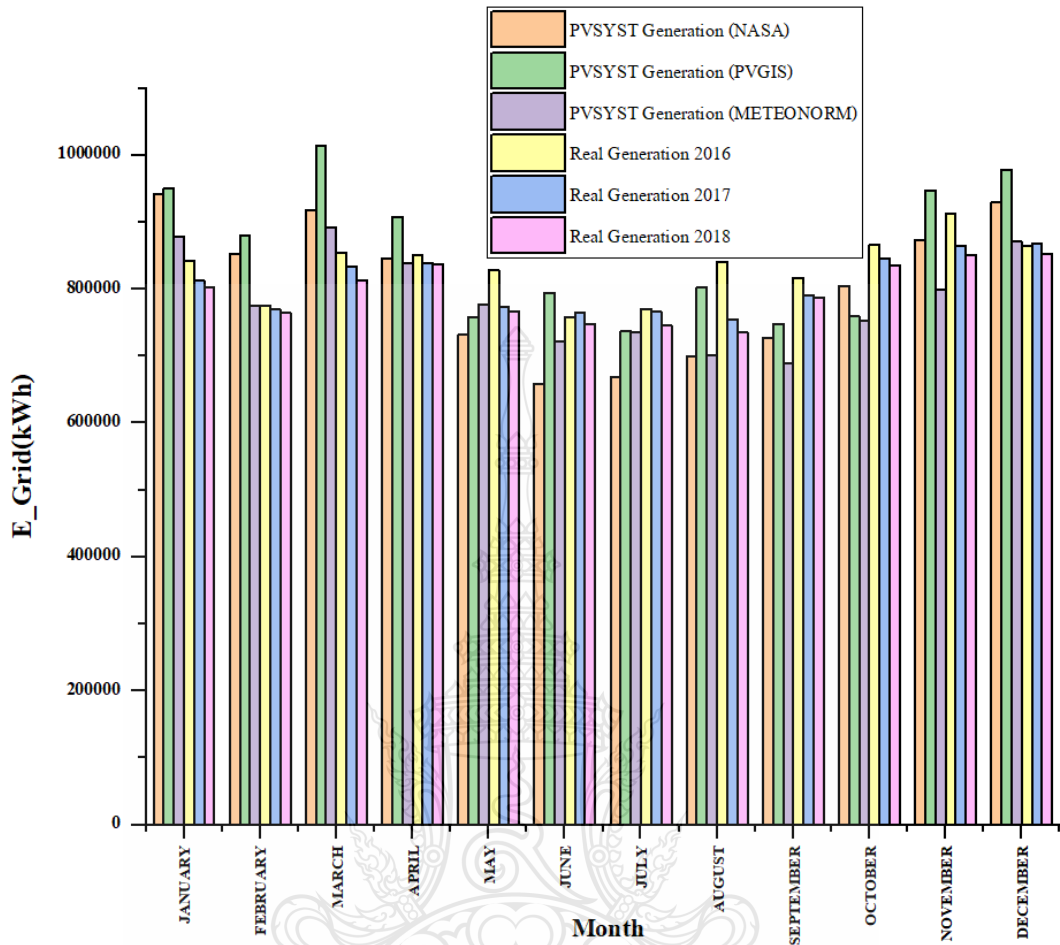
ค.) จำนวนจากการใช้ฐานข้อมูล PVGIS ซึ่งจะเป็นข้อมูลที่ถูกรวมเพิ่มเติมในฐานข้อมูลของโปรแกรม PVsyst โดยที่ค่าดังกล่าวจะมีค่าพารามิเตอร์ 5 ค่าที่นำมาวิเคราะห์คือค่า Horizontal global irradiation, Horizontal diffuse irradiation, Temperature, Wind Velocity และ Relative Humidity ดังแสดงดังรูปที่ รูปที่ 4.8 ดังนี้

Site HUAWA1_PVGIS TMY (Thailand)						
Data source: PVGIS: CMSAF, SARAH or NSRDB						
	Horizontal global irradiation	Horizontal diffuse irradiation	Temperature	Wind Velocity	Linke Turbidity	Relative Humidity
	kWh/m ² .day	kWh/m ² .day	°C	m/s	[]	%
January	5.23	1.86	25.4	2.21	0.000	71.2
February	5.65	2.24	27.0	1.90	0.000	76.0
March	6.25	2.43	28.2	1.93	0.000	84.4
April	6.13	2.41	28.9	1.75	0.000	83.9
May	5.12	2.52	28.0	2.13	0.000	87.0
June	5.65	2.79	28.2	3.13	0.000	85.8
July	4.98	2.52	27.6	2.30	0.000	87.4
August	5.22	2.83	27.1	2.51	0.000	88.0
September	4.81	2.57	26.8	2.20	0.000	91.9
October	4.49	2.48	26.8	2.88	0.000	82.7
November	5.45	1.92	27.1	2.02	0.000	80.5
December	5.27	1.67	26.1	3.73	0.000	63.1
Year	5.35	2.35	27.3	2.4	0.000	81.8

รูปที่ 4.8 ค่าพารามิเตอร์จากการใช้ฐานข้อมูล PVGIS

ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าจากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst และ ค่าจริง

Month	PVsyst	PVsyst	PVsyst	Real	Real	Real	%Of	%Of	%Of
	Generation	Generation	Generation	Generation	Generation	Generation	Dif. 2559	Dif.2560	Dif. 2561
	(NASA) kWh	(PVGIS) kWh	(METEONORM) kWh	2559 kWh	2560 kWh	2561 kWh			
JANUARY	942,045	950,683	878,435	842,800	812,880	803,080	<u>-11.35%</u>	<u>-14.50%</u>	<u>-15.53%</u>
FEBRUARY	852,162	879,827	775,264	775,060	769,600	764,280	<u>-11.91%</u>	<u>-12.53%</u>	<u>-13.13%</u>
MARCH	917,047	1,014,670	891,588	854,800	834,480	813,000	<u>-15.76%</u>	<u>-17.76%</u>	<u>-19.88%</u>
APRIL	845,990	907,823	839,287	851,497	838,640	836,560	<u>-6.20%</u>	<u>-7.62%</u>	<u>-7.85%</u>
MAY	731,872	758,192	776,087	829,120	773,680	765,840	9.35%	2.04%	1.01%
JUNE	658,568	794,854	721,746	757,920	764,880	747,160	<u>-4.65%</u>	<u>-3.77%</u>	<u>-6.00%</u>
JULY	667,835	737,169	735,268	770,160	766,640	746,760	4.48%	4.00%	1.30%
AUGUST	699,299	802,205	701,009	840,160	755,440	735,450	4.73%	<u>-5.83%</u>	<u>-8.32%</u>
SEPTEMBER	726,867	748,389	689,722	817,200	791,520	788,000	9.19%	5.76%	5.29%
OCTOBER	803,965	759,463	752,695	865,600	846,080	835,480	13.98%	11.41%	10.01%
NOVEMBER	873,608	946,884	798,999	912,480	865,160	850,080	<u>-3.63%</u>	<u>-8.63%</u>	<u>-10.22%</u>
DECEMBER	930,200	978,317	871,478	864,320	868,000	853,200	<u>-11.65%</u>	<u>-11.28%</u>	<u>-12.79%</u>
TOTAL(kWh)	9,649,458	10,278,476	9,431,578	9,981,117	9,687,000	9,538,890	<u>-2.89%</u>	<u>-5.75%</u>	<u>-7.20%</u>
Average	804,121.50	856,539.67	785,964.83	831,759.75	807,250.00	794,907.50	<u>-2.89%</u>	<u>-5.75%</u>	<u>-7.20%</u>



รูปที่ 4.9 ผลการเปรียบเทียบของค่ากำลังไฟฟ้าการผลิตจริงในปี 2559-2561 และค่าที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst

จากรูปที่ 4.9 แสดงการเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าการผลิตจริงในปี 2559-2561 และค่าที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst ซึ่งในภาพรวมนั้นถือว่าสอดคล้องใกล้เคียงและเป็นไปในทิศทางใกล้เคียงกัน ในช่วงมรสุมกำลังการผลิตมีการลดลงและในช่วงฤดูหนาวกำลังการผลิตจะดีขึ้น ซึ่งหากพิจารณากำลังการผลิตรวมแล้วนั้นจะพบว่าค่าที่คำนวณได้จากโปรแกรม PVsyst จะมีค่าสูงกว่า ทั้งในปี 2559 ปี 2560 และ ปี 2561 ถ้าหากทำการเปรียบเทียบปีฐานในด้วยปี 2559 แล้วจะพบว่าในปี 2560 มีกำลังการผลิตจริงลดลงที่ -2.95 % และในปี 2561 มีกำลังการผลิตจริงลดลงที่ -1.53 % ตามลำดับ ในขณะที่หากใช้ข้อมูลจากโปรแกรม PVsyst โดยใช้ฐานข้อมูลของ PVGIS และทำการเปรียบเทียบกับค่ากำลังการผลิตในแต่ละปีนั้นจะพบว่าในปี 2559 ปี 2560 และปี 2561 โดยมีค่าลดลงที่

-2.89 % -5.75% และ -7.20 % ตามลำดับ จากการเปรียบเทียบข้อมูลการผลิตในปี 2559 ซึ่งนับว่าเป็นช่วงปีแรกของการติดตั้งข้อมูลจะมีค่าใกล้เคียงกับค่า PVsyst ที่ใช้ฐานข้อมูล PVGIS มากที่สุด จากผลลัพธ์ของกำลังการผลิตที่ลดลงย่อมส่งผลกระทบต่อรายรับจากการขายไฟฟ้าต่อผู้ลงทุน ปัจจัยดังกล่าวควรพิจารณาเพิ่มเติมในข้อมูลเชิงเทคนิคเช่น การเสื่อมสภาพของแผงในแต่ละปี และผลของมลภาวะต่างๆ ที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับผลกระทบหลังจากที่เริ่มการผลิต ซึ่งเป็นผลปัจจัยหลักต่อการลดลงของปริมาณการผลิตพลังงานในแต่ละปี

ตารางที่ 4.2 ค่า MAPE ในปี 2559

Month	Actual(At)	PVsyst(Ft)	Error(At-Ft)	Abs.Values of Errors Divided by Actual Values (At-Ft)/At	PR
JANUARY	842,800.00	950,683.00	-107,883.00	0.13	0.832
FEBRUARY	775,060.00	879,827.00	-104,767.00	0.14	0.845
MARCH	854,800.00	1,014,670.00	-159,870.00	0.19	0.848
APRIL	851,497.00	907,823.00	-56,326.00	0.07	0.824
MAY	829,120.00	758,192.00	70,928.00	0.09	0.874
JUNE	757,920.00	794,854.00	-36,934.00	0.05	0.926
JULY	770,160.00	737,169.00	32,991.00	0.04	0.941
AUGUST	840,160.00	802,205.00	37,955.00	0.05	0.863
SEPTEMBER	817,200.00	748,389.00	68,811.00	0.08	0.859
OCTOBER	865,600.00	759,463.00	106,137.00	0.12	0.838
NOVEMBER	912,480.00	946,884.00	-34,404.00	0.04	0.769
DECEMBER	864,320.00	978,317.00	-113,997.00	0.13	0.839
Totals	9,981,117.00	10,278,476.00	-297,359.00	1.12	Avg.=0.855
n	12.00				
MAPE	9.29				

จากตารางที่ 4.2 นำเสนอการวิเคราะห์ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์ที่น้อยที่สุด (MAPE) โดยใช้ฐานการคำนวณที่ค่าที่ได้จากการออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst ของฐานข้อมูล

PVGIS กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถผลิตได้ของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางในปี 2559 โดยจะพบว่าค่า MAPE อยู่ที่ 9.29 % แสดงให้เห็นค่าความต่างที่ได้จากค่าพยากรณ์และค่าจริงที่ได้จากสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยค่าที่ดีที่สุดควรเข้าใกล้ค่าศูนย์ ซึ่งในทางปฏิบัติเป็นไปได้ยาก เนื่องจากหลายปัจจัยที่สามารถส่งผลกระทบต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าของสถานี ทั้งปัญหาการเชื่อมต่อเพื่อขายไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง

ตารางที่ 4.3 ค่า MAPE ในปี 2560

Month	Actual(At)	PVsyst(Ft)	Error(At-Ft)	Abs.Values of Errors Divided by Actual Values(At-Ft/At)	PR
JANUARY	812,880.00	950,683.00	-137,803.00	0.17	0.819
FEBRUARY	769,600.00	879,827.00	-110,227.00	0.14	0.807
MARCH	834,480.00	1,014,670.00	-180,190.00	0.22	0.824
APRIL	838,640.00	907,823.00	-69,183.00	0.08	0.794
MAY	773,680.00	758,192.00	15,488.00	0.02	0.889
JUNE	764,880.00	794,854.00	-29,974.00	0.04	0.870
JULY	766,640.00	737,169.00	29,471.00	0.04	0.897
AUGUST	755,440.00	802,205.00	-46,765.00	0.06	0.910
SEPTEMBER	791,520.00	748,389.00	43,131.00	0.05	0.841
OCTOBER	846,080.00	759,463.00	86,617.00	0.10	0.813
NOVEMBER	865,160.00	946,884.00	-81,724.00	0.09	0.769
DECEMBER	868,000.00	978,317.00	-110,317.00	0.13	0.792
Totals	9,687,000.00	10,278,476.00	-591,476.00	1.15	Avg=0.836
n		12.00			
MAPE		9.58			

จากตารางที่ 4.3 นำเสนอการวิเคราะห์ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์ที่น้อยที่สุด (MAPE) โดยใช้ฐานการคำนวณที่ค่าที่ได้จากการออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst ของฐานข้อมูล PVGIS กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถผลิตได้ของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง ในปี 2560 โดยจะพบว่าค่า MAPE อยู่ที่ 9.58 % ซึ่งจะพบว่าเกิดค่าความแตกต่างอย่างมากซึ่งจากการ

วิเคราะห์นั้นอาจมาจากปริมาณฝนที่ตกจำนวนมากในปี 2560 และค่าประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เริ่มลดลงในปีดังกล่าว ซึ่งโดยภาพรวมแล้วนั้นการผลิตไฟฟ้าได้ก้ำกั๊งการผลิตที่น้อยกว่าปี 2559 ที่ประมาณ -2.95%

ตารางที่ 4.4 ค่า MAPE ในปี 2561

Month	Actual(At)	PVsyst(Ft)	Error(At-Ft)	Abs.Values of Errors Divided by Actual Values (At-Ft)/At	PR
JANUARY	803,080.00	950,683.00	-147,603.00	0.18	0.806
FEBRUARY	764,280.00	879,827.00	-115,547.00	0.15	0.791
MARCH	813,000.00	1,014,670.00	-201,670.00	0.25	0.823
APRIL	836,560.00	907,823.00	-71,263.00	0.09	0.774
MAY	765,840.00	758,192.00	7,648.00	0.01	0.874
JUNE	747,160.00	794,854.00	-47,694.00	0.06	0.867
JULY	746,760.00	737,169.00	9,591.00	0.01	0.896
AUGUST	735,450.00	802,205.00	-66,755.00	0.09	0.910
SEPTEMBER	788,000.00	748,389.00	39,611.00	0.05	0.822
OCTOBER	835,480.00	759,463.00	76,017.00	0.09	0.801
NOVEMBER	850,080.00	946,884.00	-96,804.00	0.11	0.762
DECEMBER	853,200.00	978,317.00	-125,117.00	0.15	0.784
Totals	9,538,890.00	10,278,476.00	-739,586.00	1.25	Avg.=0.826
	n	12.00			
	MAPE	10.40			

จากตารางที่ 4.4 นำเสนอการวิเคราะห์ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์ที่น้อยที่สุด (MAPE) โดยใช้ฐานการคำนวณที่ค่าที่ได้จากการออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst ของฐานข้อมูล PVGIS กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถผลิตได้ของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางในปี 2561 โดยจะพบว่าค่า MAPE อยู่ที่ 10.40 % ซึ่งจะพบว่าเกิดความแตกต่างอย่างมากซึ่งจากการวิเคราะห์นั้นอาจมาจาก ค่าประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เริ่มลดลงในปีดังกล่าวมากขึ้น ซึ่งโดยภาพรวมแล้วนั้นการผลิตไฟฟ้าได้ก้ำกั๊งการผลิตที่น้อยกว่าปี 2560 ที่ลดลงร้อยละ 1.53

ตารางที่ 4.5 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากพลังงานแสงจันทร์ ณ จุดกล่องต่อแยกสาย

PV Type	Thin Films	Poly
PV sizing/Panels	125W	310W
Connection	S16P3	S22P1
Location	HUAWA1	HUAWA2

Measurement Data				
Time	23.30	00.20	01.20	00.50
Main DC Circuits Breaker(Vdc)	10.04	12.36	8.65	31.82
String 1(Vdc)	1.675	1.96	1.878	31.89
String 2(Vdc)	5.084	5.452	5.44	28.84
String 3(Vdc)	14.28	15.18	15.24	32.45
String 4(Vdc)	8.51	8.98	8.99	31.89
String 5(Vdc)	3.117	3.29	3.307	32.62
String 6(Vdc)	10.63	11.21	11.3	29.81
String 7(Vdc)	17.35	18.31	18.44	35.15
String 8(Vdc)	8.24	8.75	8.77	40.05
String 9(Vdc)	6.413	6.8	6.81	26.07
String 10(Vdc)	19.02	20.16	20.22	30.55
String 11(Vdc)	11.22	11.78	11.82	31.95
String 12(Vdc)	11.83	12.42	12.44	31.79

Test Data				
1.Series String No.3+7+10(Vdc)	41.35	44.38	44.45	124.5
<u>Take load @LED 12Vdc 3W</u>				
- Voltage drop after take the load (Vdc)	9.18	9.18	9.18	9.14
-Current (mA)	0.04	0.11	0.05	0.24
2.Series String No.3+7+10+11(Vdc)	45.01	46.69	45.3	-
<u>Take load @LED 12Vdc 3W</u>				
- Voltage(Vdc) drop after take the load	9.17	9.2	9.19	-
-Current (mA)	0.07	0.17	0.09	-

จากตารางที่ 4.5 นำเสนอการตรวจวัดแรงดันเปิดวงจร ณ กล่องต่อแยกรวมของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง ของตัวแทนในกลุ่มในสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อทำการทดสอบสมมุติฐานผลของพลังงานแสงจันทร์ที่มีผลต่อสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยทำการตรวจวัดใน

คืนพระจันทร์เต็มดวง วัน 15 ค่ำ จำนวน 12 สตรีง โดยทำการแบ่งการตรวจวัดออกเป็น 3 ช่วงเวลาใน ระยะที่พระจันทร์ตั้งฉากกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งใน 3 ช่วงเวลาสตรีงที่ 7, 10, 11 และ 12 ให้ แรงดันไฟฟ้าสูงในแต่ละช่วงเวลา และพบว่ามีบางสตรีงที่ให้แรงดันไฟฟ้าต่ำเช่น สตรีงที่ 1,2,4,8 และ 9 เป็นต้น ทำการทดสอบโดยทำการอนุกรมทดสอบการจ่ายโหลดหลอดไฟฟ้า LED ขนาดพิกัด แรงดัน 12 Vdc กำลังไฟฟ้า 3W ที่สตรีงแรงดันไฟฟ้าสูง ในชุดแรกใช้สตรีงที่ 3, 7 และ 10 ให้ แรงดันไฟฟ้ารวมอยู่ที่ 41.35Vdc, 44.38Vdc และ 44.45 Vdc ในแต่ละช่วงเวลา สามารถทำให้หลอด LED สว่างได้(ไม่มาก) ในขณะที่จ่ายโหลดเกิดแรงดันตกลงมาเหลืออยู่ที่ประมาณ 9 Vdc ในชุดสองใช้ สตรีงที่ 3, 7, 10 และ 11 ให้แรงดันไฟฟ้ารวมอยู่ที่ 45.01 Vdc, 46.69 Vdc และ 45.3 Vdc ในแต่ละ ช่วงเวลา สามารถทำให้หลอด LED สว่างได้(ไม่มาก) ในขณะที่จ่ายโหลดเกิดแรงดัน ไฟฟ้าตกลงมา เหลืออยู่ที่ประมาณ 9 Vdc ตามลำดับ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเกิดแรงดันไฟฟ้าในสถานีแต่มีกระแสต่ำ

4.3 บทสรุป

ในการศึกษาการประเมินสมรรถนะสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่มีการ ติดตั้งบนดิน ขนาด 6 MW โดยการเปรียบเทียบค่ากำลังการผลิตที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst และค่าที่ได้จากการตรวจวัดจริงรวมทั้งปี นั้นได้เปิดเผยข้อมูลอีกด้านของสถานีไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ที่สำคัญต่อการวิเคราะห์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เกิดขึ้นจริง ถึงแม้ว่า จะมีความแปรปรวนในองค์ประกอบของค่าพารามิเตอร์ในหลายด้าน ค่า MAPE ถูกนำมาใช้ในการ ประเมินความแตกต่างจากค่าพยากรณ์หรือค่าที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst รวมถึงการ ตรวจวัดค่าแรงดันไฟฟ้าจากพลังงานแสงจันทร์ในเวลากลางคืน ที่แสดงให้เห็นในคุณสมบัติด้าน ความไวต่อแสงของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง ซึ่งสามารถนำเสนอบทสรุปในหัวข้อถัดไป

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 บทนำ

วิทยานิพนธ์นี้ทำการศึกษาการประเมินสมรรถนะสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่มีการติดตั้งบนดิน ขนาด 6 MW ทำการเปรียบเทียบค่าการออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst และค่ากำลังการผลิตจริงของสถานีไฟฟ้าในปี 2559 ปี 2560 และปี 2561 และวิเคราะห์ผลด้วยการใช้ค่าร้อยละความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์และค่าร้อยละความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ ประกอบการพิจารณาความแปรปรวนและความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่ได้จากค่าพยากรณ์ โดยสามารถนำเสนอผลการทำวิทยานิพนธ์ได้ดังนี้

5.2 สรุปผลการทำวิทยานิพนธ์

การศึกษาศมรรถนะสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่มีการติดตั้งบนดิน ขนาด 6 MW โดยการเปรียบเทียบค่าที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst และค่าที่ได้จากกำลังการผลิตจริงรวมทั้งปีในปี 2559 ปี 2560 และปี 2561 พบว่าค่าที่ได้จากการผลิตจริงรวมมีค่าน้อยกว่าค่าที่คำนวณได้จากโปรแกรม PVsyst โดยมีค่าร้อยละความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ลดลง ที่ค่า -2.89, -5.75 และ -7.2 ตามลำดับ โดยค่าที่ลดลงมากที่สุดจะเกิดขึ้นในปี 2561 ในขณะที่หากทำการพิจารณาค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์ที่น้อยที่สุด (MAPE) นั้นพบว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่ได้จากค่าพยากรณ์ด้วยโปรแกรม PVsyst กับค่ากำลังการผลิตจริงในปี 2559 ปี 2560 และปี 2561 โดยมีค่าร้อยละ 9.29, 9.58 และ 10.40 ตามลำดับ ซึ่งสามารถแสดงให้เห็นแนวโน้มของกำลังการผลิตที่เริ่มลดลงในแต่ละปีหลังจากติดตั้งและเริ่มขายไฟฟ้า ซึ่งเป็นผลมาจากการลดประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ที่เกิดขึ้นหลังจากการใช้งานและมาจากปัจจัยด้านอื่นๆที่ทำให้ค่าจากโปรแกรมจำลองนั้นมีค่าสูงกว่าค่าที่ผลิตได้จริง เช่นปัจจัยด้านสภาพอากาศ คุณภาพไฟฟ้า ณ จุดที่ทำการเชื่อมต่อ ซึ่งจำเป็นต้องพิจารณาเพิ่มเติมในการประมาณค่ากำลังการผลิตจากโปรแกรมจำลองในอนาคต

5.3 ข้อเสนอแนะ

ในการศึกษาโปรแกรม PVsyst พบว่าแหล่งข้อมูลของฐานข้อมูลแสงอาทิตย์และค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องที่นำมาใช้ในการคำนวณถึง 3 ชนิดข้อมูล จากการวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์

ฉบับนี้แนะนำให้เลือกใช้ฐานข้อมูลของ PVGIS ซึ่งเป็นข้อมูลที่ทันสมัยและมีค่าใกล้เคียงจากค่าที่วัดได้จริง

ค่าที่วัดได้จาก PVsyst ยังไม่ได้คำนึงถึงปัญหาอุปสรรคที่ทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ เช่น ไฟฟ้าดับ แสงซำรุคเสียหาย ระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์ไม่สามารถทำงานได้ ทำให้ค่าที่คำนวณได้จากโปรแกรม PVsyst มีค่ามากกว่าค่าจริงประมาณ 3 % ซึ่งจะเป็นข้อมูลที่สำคัญในการคิดคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ของนักลงทุน

5.4 บทสรุป

การศึกษาการประเมินสมรรถนะสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่มีการติดตั้งบนดิน ขนาด 6 MW โดยการเปรียบเทียบค่าที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVsyst และค่าที่ได้จากการตรวจวัดจริงรวมทั้งปีนั้นทำให้ทราบผลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จริงเปรียบเทียบกับค่าที่คำนวณได้ด้วยโปรแกรม PVsyst จากการศึกษาในเบื้องต้นสามารถสรุปได้ดังนี้

5.4.1 จะพบว่าค่าที่คำนวณได้จากโปรแกรม PVsyst จะสูงกว่าค่าจริงของสถานีที่ผลิตได้ประมาณ 2.89 % สามารถวิเคราะห์ผลการทดลองเกิดจากปัญหาดังต่อไปนี้

5.4.1.1 ปัญหาไฟฟ้าดับในตอนกลางวัน สาเหตุมาจากอุบัติเหตุ ฝนตกฟ้าคะนอง และการไฟฟ้าขออนุญาตดับไฟฟ้าในการบำรุงรักษาต่างๆ

5.4.1.2 ปัญหาเรื่องอุปกรณ์ซำรุค เสียหาย เช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ พิวส์ตัดต่อซำรุค และ หม้อแปลงไฟฟ้าซำรุค ทำให้ต้องใช้เวลาในการแก้ไขปัญหา

5.4.1.3 ปัญหาเรื่องความสกปรกของแผง ฝุ่น และเงาจากการเผาไหม้หญ้าในบริเวณโครงการและพื้นที่ข้างเคียง

5.4.1.4 ปัญหาจากคุณภาพไฟฟ้าเช่น แรงดันไฟฟ้าเกิน แรงดันไฟฟ้าต่ำ ทำให้สวิตช์เกียร์และรีเลย์ทำงานด้วยการปลดการเชื่อมต่อ

5.4.2 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าในแต่ละปีจะลดลง ปี 2529 ถึง ปี 2561 ลดลง 294,117 หน่วยคิดเป็นร้อยละ 2.95 ในปี 2559 ถึง ปี 2561 ลดลง 148,110 หน่วยคิดเป็นร้อยละ -1.53 ซึ่งเกิดจากการลดประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง(Degrade) และการเสื่อมตามสภาพของระบบ

บรรณานุกรม

- [1] INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2013, Available: <https://www.eia.gov/outlooks/archive/ieo13/world.php>.
- [2] กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, “การศึกษาและวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการใช้กล้ำมเนื้อลมสำหรับขับเคลื่อนเครื่องเพิ่มพิสัยการเคลื่อนไหวนิว,”การประชุมแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยพ.ศ.2558-2579(PDP2015), กรุงเทพมหานคร, 9-10 พฤศจิกายน 2549, หน้า 11.
- [3] ยุทธนา คงจีน , “ผลกระทบของยานยนต์ไฟฟ้าภายใต้รูปแบบโหลดที่แตกต่างสำหรับเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง”, คุยฎินิพนธ์, คณะวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, พ.ศ. 2561.
- [4] พิระวุฒิ ชินวรรังสี ศศิวิมล ทรงไตร ญัฐกานต์ อุดมเดชาณัติ ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์ อัสวิน หงษ์สิงห์ทอง ทวีวัฒน์ กระจ่างสังข์ จริญญา ศรีธาราธิคุณและ กอบศักดิ์ ศรีประภา, “การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย” วิศวกรรมลาดกระบังปีที่ 32 ฉบับที่ 2 มิถุนายน 2558.
- [5] Madhuchandrika Chattopadhyay and R Rajavel, “A Comparative Study on Performance of a Grid Connected Solar PV System installed in the Urban, Rural and Coastal region of India” Proceedings of the Second International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC 2018), pp.1-4, 2018.
- [6] Arjyadhara Pradhan and Bhagbat Panda, “Analysis of Ten External Factors Affecting the Performance of PV System” International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS-2017), pp.3093-3098, 2017.
- [7] Md Faysal Nayan, S.M.Safayet Ullah, S. N. Saif, “Comparative Analysis of PV Module Efficiency for Different Types of Silicon Materials Considering the Effects of Environmental Parameters” iCEEiCT 2016, pp.1-4, 2016.

บรรณานุกรม (ต่อ)

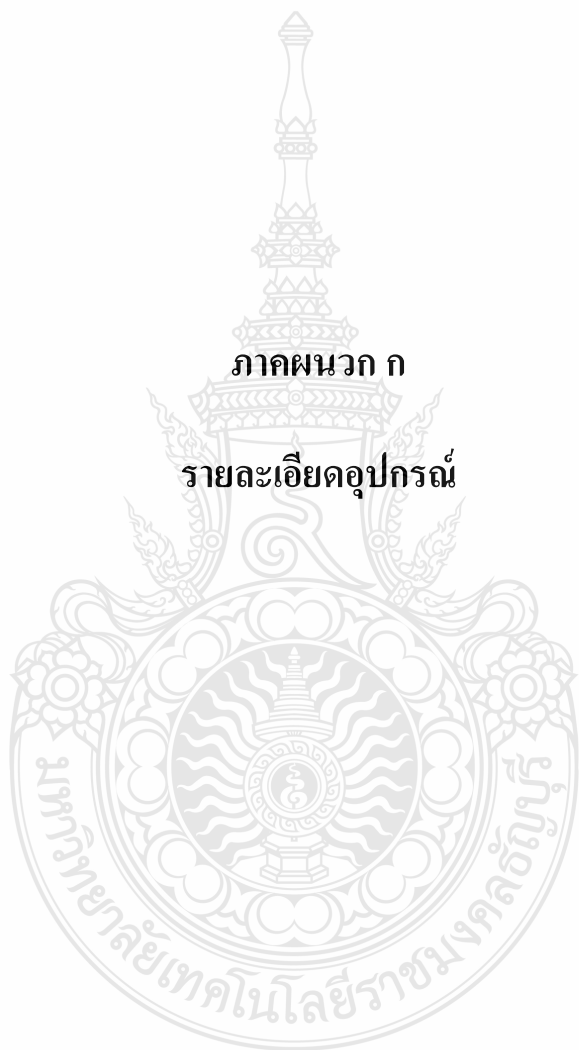
- [8] Anu Singla, Kanwardeep Singh, Vinod Kumar Yadav, “Environmental Effects on Performance of Solar Photovoltaic Module”, 2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems:Towards Sustainable Energy (PESTSE),pp.1-4, 2016.
- [9] Erdem Elibol , ÖzgeTüzünÖzmen, NedimTutkun , Oğuz Köysal , “Outdoor performance analysis of differentPVpaneltypes”Renewable and Sustainable Energy Reviews67(2017), 651–661.
- [10] Valeriu Bostan, Ana Ruxandra Toma, Tiberiu,Tudorache, Sanda Victorinne Pațurcă, Ana-Maria Dumitrescu, Ionel Bostan, “Performance Analysis of Polycrystalline and CIS Thin-Film PV Panels in Real Operation Conditions” , pp.1-4,2017.
- [11] Mustafa E.Başoğlu , Abdulvehhap Kazdaloğlu, Tarık Erfidan, MehmetZ. Bilgin, BekirÇakır, “ Performance analyzes of different photovoltaic module technologies under Izmit, Kocaeliclimatic conditions” , Renewable and Sustainable Energy Reviews, 52(2015), pp.357–365.
- [12] Chin Kim Gan , Pi Hua Tan, Shamsudin Khalid, “System Performance Comparison Between Crystalline and Thin-Film Technologies under Different Installation Conditions” 2013 IEEE Conference on Clean Energy and Technology (CEAT),pp.1-4,Y2013.
- [13] Girolamo Oi Francia, “The Effect of Technological Innovations on the Cost of the Photovoltaic Electricity” 4th International Conference on Renewable Energy Research and Applications Palenno, Italy, 22-25 Nov 2015.
- [14] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน , http://www.cssckmutt.in.th/cssc/cssc_training/doc/Designer_CH1toCH5.pdf.
- [15] ศูนย์การเรียนรู้วิทยาศาสตร์โลกและดาราศาสตร์, “พิกัดศูนย์สูตร” <http://www.lesa.biz/astronomy/celestial-sphere/equatorial-coordinates>.


บรรณานุกรม (ต่อ)

- [16] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, “ศักยภาพพลังงาน”, http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=561&filename=index.
- [17] ศูนย์พัฒนามาตรฐานและทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (CSSC) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (มจร.), “การวิเคราะห์ข้อมูลและสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อบนบ้าน”, <http://www.ces.kmutt.ac.th/>.
- [18] Andrew J. Parnell, “Nanotechnology and the potential for a renewable solar future” *Nanotechnology Perceptions* 7 (2011) 180–187.
- [19] ABB packaged inverter solutions for photovoltaic systems Helping you get more energy out of every day, <https://www.infobuildenergia.it/Allegati/7926.pdf>.
- [20] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, “ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อบนโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2559”.
- [21] วิทยาลัยพลังงานทดแทนและสมาร์ทกริดเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยนเรศวร, “หลักสูตรฝึกอบรมการออกแบบและติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา”
- [22] https://www.kpt-shop.com/products/A9L40601?locale=th_TH.
- [23] Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis, IEC61724 Inter National Standard.
- [24] บุญยัง ปลั่งกลาง, “เอกสารการสอนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์”, คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2555.
- [25] S. K. Morley, “Alternatives to accuracy and bias metrics based on percentage errors for radiation belt modeling applications”, LosAlamos National Laboratory.
- [26] การทดลองที่ 1 การใช้เครื่องมือวัดพื้นฐาน, <https://physiclab08.wordpress.com/lab01/>.
- [27] Ahmad Vasela, Frantzis Iakovidis, “The effect of wind direction on the performance of solar PV plants”, *Energy Conversion and Management* 153 (2017) 455–461.

ภาคผนวก









NA-ExxxL5
xxx = 140|135|130|125 W
Frameless thin film modules


Sharp is a pioneer in photovoltaics /This is Why Sharp solar modules have set standards for over 50 years.



Innovations from a photovoltaic pioneer
As a solar specialist with more than 50 years' experience in photovoltaics (PV), Sharp makes significant contributions to groundbreaking progress in solar technology. The NAE series of thin-film photovoltaic modules consists of an amorphous and a microcrystalline silicon layer. This microamorphous tandem structure not only absorbs visible light but also the invisible portion of the solar spectrum. This makes especially efficient use of solar energy. All module types of the Sharp NA Series offer optimum system integration, in terms of both technology and economy, and are suitable for installations in grid-connected PV systems.

Product features

- Tandem structure with an amorphous and a microcrystalline silicon layer offering a stabilised module efficiency of up to 10%
- Two glass layers laminated with a high-performance vapour barrier encapsulant
- Attractive design allowing wide range of applications
- Low temperature coefficients enabling higher energy yields per watt at high temperatures
- Less dirt accumulation due to frameless design
- Installation in landscape or portrait mode
- One bypass diode integrated in the junction box
- No Cadmium – RoHS compliant
- Made in Italy



Product warranty and performance guarantee
Each product has been carefully manufactured and subjected to operating tests during final inspection. Each product is backed up with a:

- 5-year product guarantee
- 10-year performance guarantee on 90% of the minimum power output
- Up to 25-year performance guarantee on 80% of the minimum power output

For more detailed information, please refer to the terms and condition of the guarantee. End users are required to register their modules in order for the product and power output guarantee to be valid.

Certificates and approvals
All modules are tested and certified according to

- IEC/EN 61646 and IEC/EN 61730, Application class A
- Safety class II / CE, Class E in accordance with EN13501-1
- IEC61701 ed2.0 severity 6 salt mist corrosion testing

The manufacturing facility is certified based on

- ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 and OHSAS18001:2007

ELECTRICAL DATA (AT STC)

		Nominal values				Initial values				
		NA-E140L5	NA-E135L5	NA-E130L5	NA-E125L5	NA-E140L5	NA-E135L5	NA-E130L5	NA-E125L5	
Maximum power	P_{max}	140	135	130	125	160.9	155.2	149.5	143.7	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	61.8	61.3	60.4	59.7	62.5	61.8	61.1	60.4	V
Short-circuit current	I_{sc}	3.45	3.41	3.41	3.37	3.53	3.51	3.47	3.43	A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	48.5	47.0	46.1	45.5	50.8	49.3	48.7	48.3	V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	2.89	2.88	2.82	2.75	3.17	3.15	3.07	2.98	A
Module efficiency	η_m	10.0	9.6	9.3	8.9					%

STC = Standard Test Conditions: irradiance 1,000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25°C. Rated electrical characteristics of I_{sc} and V_{oc} are within $\pm 10\%$ of the indicated values and $+7/-2\%$ of P_{max} . The initial values are approx. 15% higher than the nominal (stabilised) values and will decline within the first weeks of operation. Afterwards the power output will stabilize around the nominal value according to the seasonal changes.

ELECTRICAL DATA (AT NOCT)

		NA-E140L5	NA-E135L5	NA-E130L5	NA-E125L5	
Maximum power	P_{max}	106.7	102.4	98.6	94.8	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	57.2	56.8	55.9	55.3	V
Short-circuit current	I_{sc}	2.84	2.76	2.76	2.73	A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	46.0	44.0	43.2	42.6	V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	2.32	2.33	2.29	2.23	A
Nominal operating cell temperature	NOCT	46	46	46	46	°C

NOCT: Module operating temperature at 800 W/m² irradiance, air temperature of 20°C, wind speed of 1 m/s.

LIMIT VALUES

Maximum system voltage	1,000 V DC
Over-current protection	6 A
Temperature range	-40 to +90 °C
Maximum mechanical load	2,400 N/m ²

MECHANICAL DATA

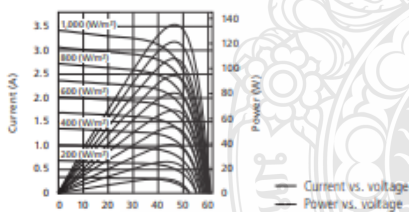
Length	1,402 mm
Width	1,001 mm
Depth (including junction box = 23.3 mm)	6.7 mm
Weight	24 kg

TEMPERATURE COEFFICIENT

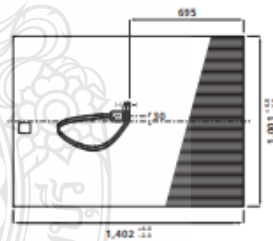
P_{max}	-0.24 % / °C
V_{oc}	-0.30 % / °C
I_{sc}	+0.07 % / °C

CHARACTERISTIC CURVES NA-E135L5

Characteristic curves: current/power vs. voltage (cell temperature: 25 °C)



REAR VIEW



GENERAL DATA

Cells	Tandem cell of amorphous (α-Si) and microcrystalline (μc-Si) silicon
Front glass rear glass	low iron non tempered glass tempered glass
Connection box	PPE/PP0 resin, IP65 rating, 1 bypass diode included
Cable	2.5 mm ² , length 950 mm
Connector	SMK (Type CCT9901-2352F/2452F), IP67 rating To extend the module connection leads, only use SMK connector under the same series or MultiContactAG MC4 connector (PV-KSTIKB34)
Modules per palette	40 pcs

NOTE

The content of this document is a short product description and does not contain all important information for the user. Please refer to the full specification for each module, follow the instructions on using thin-film PV modules to avoid white spots and follow all instructions in the installation manual (e.g. minus pole grounding, protection with blocking diodes/fuses). Before installing the photovoltaic modules, please make sure you have received all documents.

Sharp Energy Solutions Europe - a division of Sharp Electronics (Europe) Ltd. · Sonninstrasse 3, 20097 Hamburg, Germany · Tel: + 49(0)40/2376-0 · Fax: + 49(0)40/2376-2193

-อินเวอร์เตอร์

SUNGROW



SG1000TS
Container Based Inverter Station
User Manual



SUNGROW

SG500MX/SG630MX

Indoor Inverter for 1000 Vdc System



High Yield

- Efficient three-level topology, max. efficiency up to 99 %
- Long-time overload at 1.1 Pn
- Full power operation without derating at 55 °C



Easy O&M

- Integrated zone current monitoring function for fast trouble shooting
- Modular design and front service, easy for maintenance



Saved Investment

- Max. DC/AC ratio up to 1.3
- Integrated SVG function (Optional)



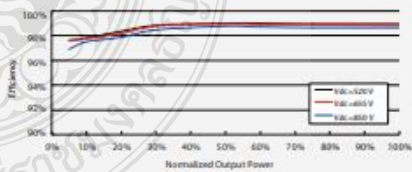
Grid Support

- Compliance with standards: CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

Circuit Diagram



Efficiency Curve

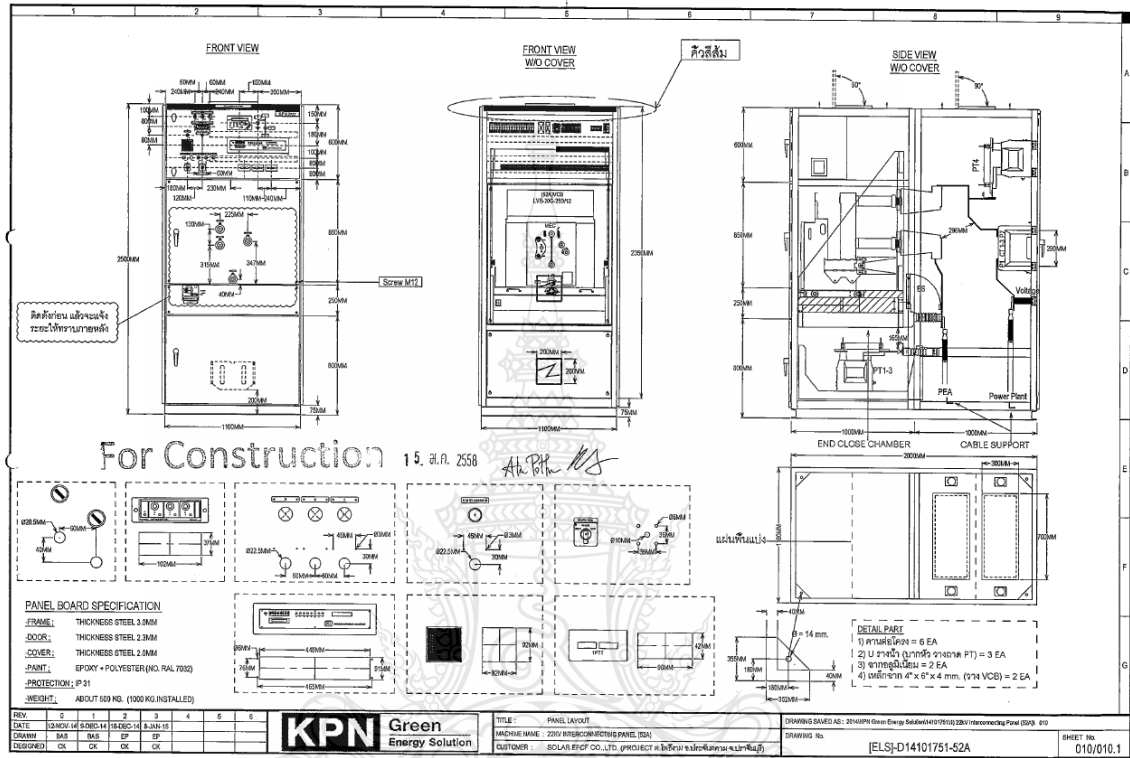


© 2018 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.0

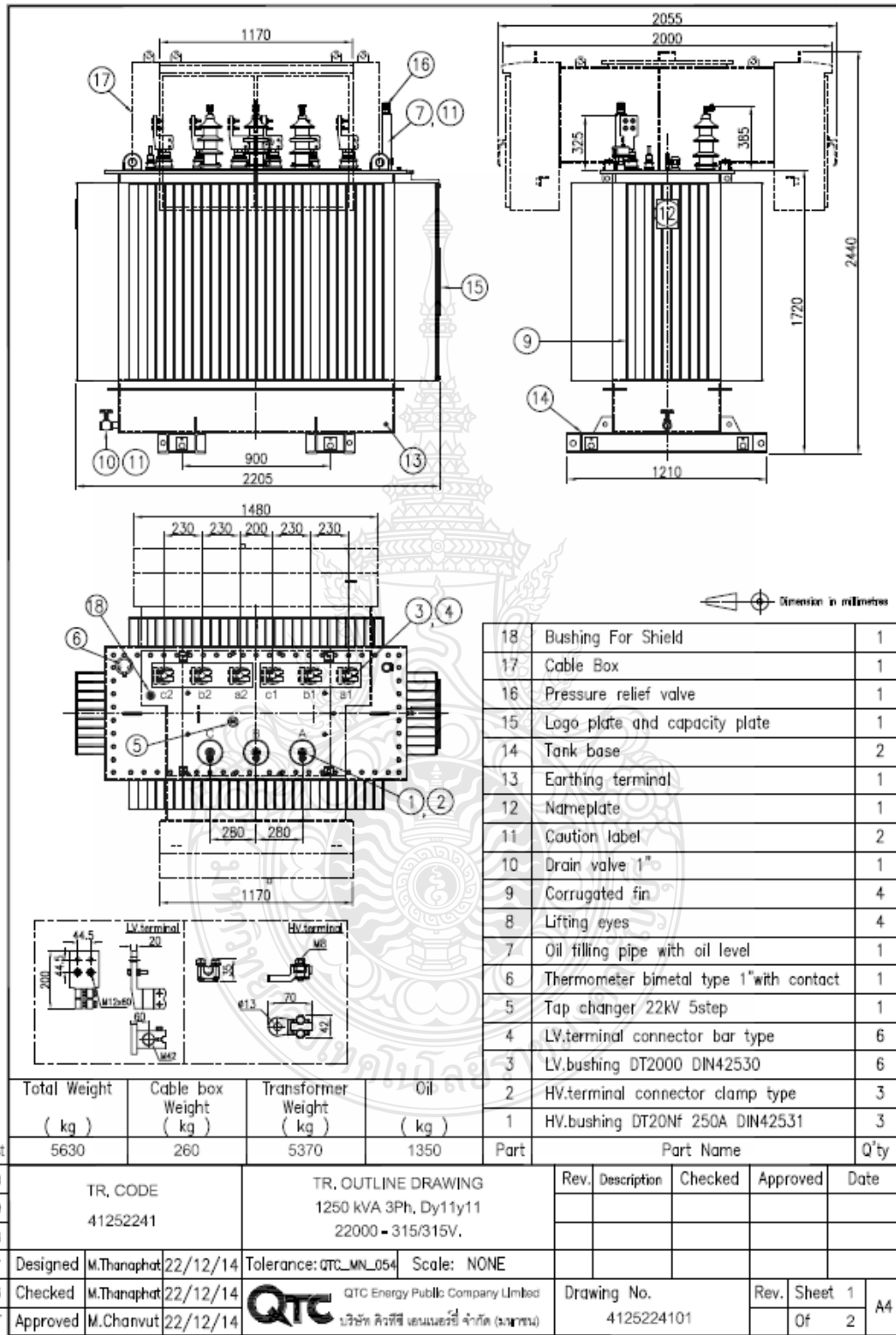
SG500MX/SG630MX

Input [DC]	SG500MX	SG630MX
Max. PV input voltage	1000 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	460 V / 500 V	520 V / 540 V
MPP voltage range for nominal power	460 – 850 V	520 – 850 V
No. of independent MPP inputs	1	
No. of DC inputs	6 – 8	
Max. PV input current	1220 A	1356 A
Max. DC short-circuit current	1460 A	1695 A
Output [AC]		
AC output power	550 kVA @ 50 °C / 500 kVA @ 55 °C	693 kVA @ 50 °C / 630 kVA @ 55 °C
Max. AC output current	1008 A	1111 A
Nominal AC voltage	315 V	360 V
AC voltage range	252 – 362 V	288 – 414 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Max. efficiency / Euro. efficiency	99.0 % / 98.7 %	
Protection		
DC reverse connection protection	Yes	
DC input protection	Circuit breaker	
AC output protection	Circuit breaker	
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Night SVG function	Optional	
Anti-PID function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	1006*1915*835 mm	
Weight	800 kg	
Isolation method	Transformerless	
Degree of protection	IP21	
Night power consumption	< 20 W	
Operating ambient temperature range	-30 to 65 °C (> 55 °C derating)	
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4500 m (> 3500 m derating)	
Display	Touch screen	
Communication	RS485 / Modbus, Ethernet	
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62115, IEC 60068, IEC 61683, CE, CEA	
Grid support	SVG function (optional), LVRT, MVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	
Type designation	SG500MX-10	SG630MX-10

-Ring Main Unit(RMU)



-Transformer



Dimension in millimetres

18	Bushing For Shield	1
17	Cable Box	1
16	Pressure relief valve	1
15	Logo plate and capacity plate	1
14	Tank base	2
13	Earthing terminal	1
12	Nameplate	1
11	Caution label	2
10	Drain valve 1"	1
9	Corrugated fin	4
8	Lifting eyes	4
7	Oil filling pipe with oil level	1
6	Thermometer bimetal type 1"with contact	1
5	Tap changer 22KV 5step	1
4	LV,terminal connector bar type	6
3	LV.bushing DT2000 DIN42530	6
2	HV,terminal connector clamp type	3
1	HV.bushing DT20Nf 250A DIN42531	3

Total Weight (kg)	Cable box Weight (kg)	Transformer Weight (kg)	Oil (kg)
5630	260	5370	1350

Dlst	Part	Part Name	Q'ty
10	TR. CODE	TR. OUTLINE DRAWING	Rev. Description Checked Approved Date
69	41252241	1250 KVA 3Ph, Dy11y11	
68		22000 - 315/315V.	
67	Designed M.Thanaphat 22/12/14	Tolerance: QTC_MNL_054 Scale: NONE	
66	Checked M.Thanaphat 22/12/14	QTC Energy Public Company Limited บริษัท อีnergy จำกัด (มหาชน)	Drawing No. 4125224101
ST	Approved M.Chanvut 22/12/14		Rev. Sheet 1 Of 2 A4

QTC_FM_126/Rev:3

Project :

Specification of QTC Distribution Transformer

General

A. Scope. This specification covers oil-immersed transformers for outdoor installations, and natural self-cooled.

B. Condition. (for installation) -

- Altitude : up to 1,000 m above sea level.
- Ambient temperature : max. 40 °C
- Relative humidity : max. 90%

C. Core. The iron core consists of cold rolled, grain-oriented (C.R.G.O.) steel

of the highest quality. The most advantageous transfer of the magnetic flux from legs to yoke is achieved by overlapping the opposing joints on neighbor sheets with step lap method. The cutting angle generally amounts to 45 degree. These provisions reduce the values of no-load losses and no-load currents as well as the noise, and increase the mechanical solidity.

D. Winding. For almost two decades an impulse-voltage and short-circuit proof combination of LV and HV copper windings has proved in QTC distribution transformers.

E. Tank. The tank consists of a rigid bottom with an oil drainage outlet. The tank can be with corrugated side walls with material thickness from 1.2 mm or greater, or with bolt-on radiator fins.

F. Tapping and Tapping Switch. For change voltage, we manufacture Tapping switch with high quality material for good contact surface and increased reliability of voltage output.

G. Transformer Oil. High quality of transformer oil will increase life time of transformer by decreasing temperature inside transformer and increasing dielectric strength.

H. Bushing. Full-wave impulse withstand voltage, basic impulse insulation levels, and power frequency voltage are served by bushing.

Requirement

Rating :

- Rated Power : 1250(625/625) kVA
- Frequency : 50 Hz
- Phase : 3
- Pri. Voltage : 22000 V.
- Sec. Voltage : 315/315 V.
- Pri. Current : 32.80 A.
- Sec. Current : 2291.07 A.

TYPE : Hermetically Sealed

Cooling System : ONAN

Vector Group : Dy11y11

Operation Duty : Continuous

Tapping : +/- 2 x 2.5%

Noise Level : ≤59 dB

No load Loss : 0.95 kW (base on 1250kVA)

Load Loss : 4.75 kW (base on 625kVA)
(at 75 °C)

Maximum short circuit rating : 38.18 kA

VOLTAGE REGULATION :

% Voltage Regulation		
At P.F. = 0.8	At P.F. = 0.9	At P.F. = 1.0
4.272	3.405	0.937

(Lagging P.F.)

EFFICIENCY :

% Efficiency at P.F. = 1			
25% Rated Power	50% Rated Power	75% Rated Power	100% Rated Power
99.208	99.321	99.233	99.096

Sheet 1 of 3

Remark :

Drawing No.4125224101

IMPEDANCE VOLTAGE & NO-LOAD CURRENT :

Project :

% Impedance Voltage at 75 °C & Tolerance	6.00	± 10%
% No-Load current & Tolerance	0.302	+ 30%

WINDING & BUSHING :

		SYSTEM VOLTAGE (KV)	INSULATION CLASS (KV)	BIL NOT LESS THAN (KV)	POWER FREQUENCY TEST (KV)
WINDING	H.V.	22	22	125	50
	L.V.	0.315	1	-	3
BUSHING	H.V.	22	22	125	50
	L.V.	0.315	1	-	3
	NEUTRAL	-	-	-	-

6 Min. for Dry process. 10 Sec. for wet process.

TERMINAL ARRANGEMENT : FOR CABLE TYPE CONDUCTOR

Terminal	H.V.	L.V.
Size of cable (mm ²)	35-85	185-400
Number of circuits take off per phase (base on 625kVA)	1	6

CONDUCTOR TYPE :

- Primary Cables
- Secondary Cables

INSTALLATION :

- On Platform On Pole
- On Concrete Foundation

TEMPERATURE RISE :

- Max ambient temp. 40 °C
- Average temp. rise of top oil 60 °C
- Average Winding temp. rise 65 °C
- Hottest spot winding temp. rise 80 °C

STANDARD :

QTC transformers are manufactured & tested in accordance with the latest applicable standards, specifications & codes as per the following list

- ANSI (ANSI C 57.12)
- AS 60076 and AS 2374
- BSI (BS171-1 to 171-5)
- IEC (IEC 60076)
- IEEE
- JEC
- TIS (TIS 384-2000)
- VDE & DIN (VDE 0532/11)

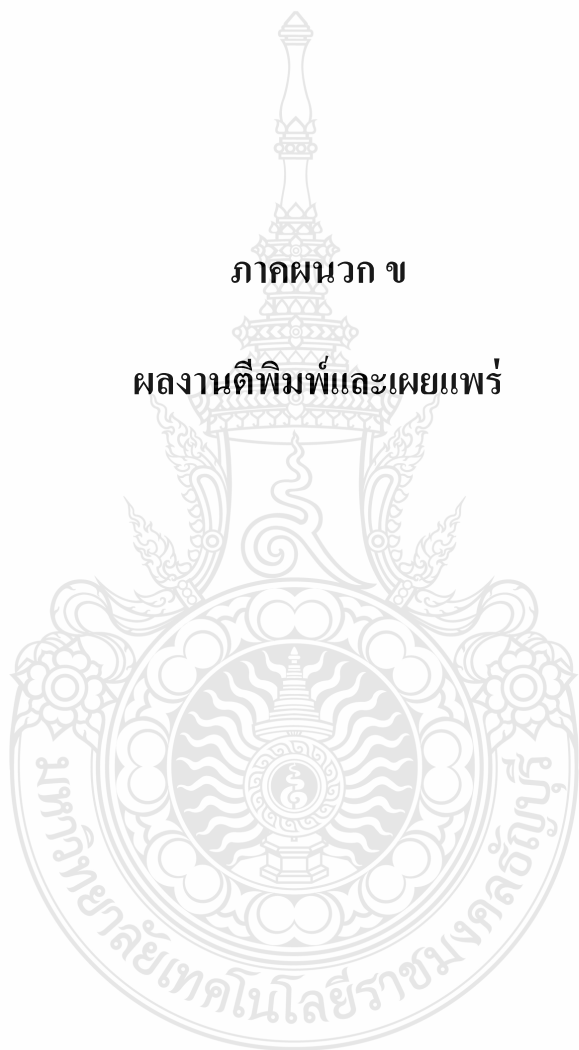
Sheet 2 of 3

Remark :

Drawing No.4125224101

ภาคผนวก ข

ผลงานตีพิมพ์และเผยแพร่



Reviewer	Organization
Chaiyo Thammarat	South East Asia University
Chaiyut Sumpavakup	Suranaree University of Technology
Chalee Vorakulpipat	National Electronics and Computer Technology Center
Chanchai Dechthummarong	Rajamangala University of Technology Lanna Chiangmai
Chanchai Thongsopa	Suranaree University of Technology
Chanchana Tangwongsan	Chulalongkorn univervis
Chanin Wissawinthanon	Chulalongkorn univervis
Channarong Banmongkol	Chulalongkorn University
Chantana Chantrapomchai	Kasetsart University
Chanwit Kaewkasi	Suranaree University of Technology
Chaowan Jamroen	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Charmyut Kamjanapiboon	Rajamangala University of Technology Lanna
Chatchai Suppitaksakul	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Chawasak Rakpenthai	University of Phayao
Chirawat Kotchasarn	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Chirdpong Deelertpaiboon	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Chokchai Sangdao	Mahanakorn University of Technology
Chonlatee Photong	Mahasarakham University
Chowarit Mitsantisuk	Kasetsart University
Chutham Sawigun	Mahanakorn University of Technology
Chutham Sawigun	Mahanakorn University of Technology
Chuttchaval Jeraputra	Mahidol University
Chuwong Phongcharoenpanich	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Danucha Prasertsorn	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Daranee Horndee	Khonkhan University
David Banjerdpongchai	Chulalongkorn University
Decha Wilairat	Mahidol University
Denchai Worasawate	Kasetsart University
Doldet Tantraviwat	Chiang Mai Univeristy
Don Isarakorn	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Duangarhit Srimoon	Rangsit University
Dulpichet Rerkpreedapong	Kasetsart University
Dusit Thanapatay	Kasetsart University
Jakkree Srinonchat	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Jantana Panyavaraporn	Burapha University
Jasada Kudtongngam	National Electronics and Computer Technology Center.

Reviewer	Organization
Jedsada Arunruerk	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Jirapat Sangthong	Mahanakorn University of Technology
Jirasak Charwutitum	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Jirawadee Polprasert	Narasauen University
Jukkrit Kluabwang	Rajamangala University of Technology Lanna Tak
Jukkrit Tagapanij	Mahanakorn University of Technology
Kampol Woradit	Srinakharinwirot University
Kanokphan Lertniphonphan	KDDI Research
Karn Patanukhorn	Chiang Mai University
Khanit Matra	Srinakharinwirot University
Khanittha Kaewdang	Ubon Ratchathani University
Kiattisin Kanjanawanishkul	Maharakham University
Kittaya Somsai	Rajamangala University of Technology Isan Sakon Nakhon
Kittisak Kerdprasop	Suranaree University of Technology
Kittisak Tripipatpornchai	Rangsit University
Kittiwann Nimkerdphol	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Komsan Hongesombut	Kasetsart University
Komson Daroj	Ubonratchathani University
Kornchawal Chaipah	Khon Kaen University
Kraisorn Chaisaowong	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Krek Piromsopa	Chulalongkorn University
Krischonme Bhumkittipich	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Mana Sriyudthsak	Chulalongkorn University
Mongkol Konghirun	King Mongkut University's Technology Thonburi
Monthon Nawong	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Nachirat Rachburee	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Nalin Sidahao	Mahanakorn University of Technology
Nararat Ruangchajjatupon	Khon Kaen University
Narong Yoothanorn	Sripatum University
Narongrit Sanajit	Mahanakorn University of Technology
Natee Thongun	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Nathabhat Phankong	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Nattachai Watcharapinchai	National Electronics and Computer Technology Center
Nattachote Rugthaicharoencheep	Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Nattapong Phanthuna	Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Nattha Jindapetch	Prince of Songkla University

Day 2

วันพฤหัสบดีที่ 22 พฤศจิกายน 2561

วันพฤหัสบดีที่ 22 พฤศจิกายน 2561						
Presentation / Tutorial						
Room	วัน	ประเภท	ผู้จัดทำ	ผู้รับฟัง	Room	Room
13.00-15.00						A2
Room	วัน	ประเภท	ผู้จัดทำ	ผู้รับฟัง	Room	Room
Session	PMB	PES	GNB	CM2	A5	A2
Paper IDs	IPW01, PW12-PW16	PE01, PE12-PE16	GN14-GN19	CM02, CM04-CM10	CP2	Tutorial 5: EECU-BEMS and Demand Response Pilot Project for 100 Households in Thailand
Session Chair	ดร.กรวิทย์ ขยะกุลศิริ	ดร.ดร.ภรณ์ทิพย์ อรุณรักษ์	ดร.ดร.อริสรา อุกฤษฏ์	ดร.ปรางษุณี อัครสถิตสิน	ICP01, CP07-CP11	Tutorial 6: *5G Wireless Technology
	SUT	SUT	MUT	KMUTNB	KMUTT	
15.00-15.20	Coffee Break					
15.20-17.40	Presentation / Committee Meeting					
Room	วัน	ประเภท	ผู้จัดทำ	ผู้รับฟัง	Room	Room
Session	PMB	PE4	GN4	CM3	A5	A2
Paper IDs	IPW02, PW17-PW22	PE02, PE17-PE22	GN20-GN26	CM03-04, CM11-CM15	CT2	Committee-Meeting
Session Chair	ดร.ดร.ณัฐพงศ์ นงนุชเนติ	อ. นัฐพงษ์ นงนุช	อ. สุธี ขุฑทนต์	ดร.ดร.ณัฐพงษ์ ศรีสังข์	ICT02, CT07-CT11, CP12	
	KU	RMUTT	RMUTR	RMUTR	SAU	

การวิเคราะห์สมรรถนะกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVSYS และผลการติดตั้งจริงของสองโรงไฟฟ้า
พลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 เมกกะวัตต์ พื้นที่ติดตั้งในจังหวัดปราจีนบุรี

Performance Analysis of Power Generation by PVSYS Program and Real Implementation of Two PV
Power Plants rated 6 MW installed in Prachinburi Province

นิรุติ นิลแก้ว¹ อรุณชัย ราชแป้น¹ รุ่งเพชร ก่องนอก¹ และ บุญยัง ปลั่งกลาง¹

¹ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

¹สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์และสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

*Email: niruti_n@mail.rmutt.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์สมรรถนะผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVSYS ของสองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 เมกกะวัตต์ สองโรงในจังหวัดปราจีนบุรี คือ สถานี A (ชนิดฟิล์มบาง) สถานี B (ชนิดผลึกรวมซิลิคอน) ผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVSYS กำลังการผลิตไฟฟ้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง ผลิตไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 657,600 - 941,300 kWh และชนิดผลึกรวมซิลิคอน ผลิตไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 631,200 - 897,000 kWh ในขณะที่ข้อมูลการติดตั้งจริงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง(สถานี A) สามารถผลิตไฟฟ้าได้จริงตั้งแต่ 657,920 - 912,480 kWh และชนิดผลึกรวมซิลิคอน(สถานี B) ผลิตไฟฟ้าได้จริงตั้งแต่ 617,520 - 799,753 kWh โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางสามารถผลิตไฟฟ้ามากกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน คิดเป็น 5.42% และ 9.27% จากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVSYS และการติดตั้งจริง ตามลำดับ จะพบว่าคุณสมบัติของค่าสัมประสิทธิ์ผลกระทบของอุณหภูมิต่อการผลิต, ความทนทานต่อฝุ่น, ลักษณะทางกายภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ลดการสะสมของฝุ่น และความสามารถในการรับพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายหลายทิศทาง ของชนิดฟิล์มบางมีประสิทธิภาพดีกว่าชนิดผลึกรวมซิลิคอน

คำสำคัญ: โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง, แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกรวมซิลิคอน, PVSYS

Abstract

This paper presents the comparison analysis of two types of PV power plant that consist of the Thin film and the Poly crystalline module both plants have the installed capacity of 6 MW. The PVSYS software was used to simulate the power generation of the PV power plant and then the measuring actual performance of two solar power plants was implemented. The both plants located in Prachinburi province: Plant A (Thin film) and Plant B (Polycrystalline). The simulation from PVSYS software showed a power generation rate

between 657,000 to 941,300 kWh for the Thin film and 631,200 to 897,000 kWh for Poly Crystalline. The actual performance of power generation from real installation was between 657,920 to 912,480 kWh for the Thin film (Plant A) and 617,520 to 799,753 kWh for the Poly Crystalline (Plant B). The results showed that the Thin film types produced 5.42% more power generation than in PVSYS simulation with 9.27% in real operation. The power generation of PV was effected from different of the temperature coefficient, dust robustness and ability to operate with the indirect nuary, respectively. Therefore, the comparison of power generation was presented the Thin film more efficient than the Polycrystalline.

Keywords: solar power plant, poly crystalline, thin film, PVSYS

1. บทนำ

ในปัจจุบันพลังงานสะอาดได้รับความสนใจอย่างมากโดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้นทางภาครัฐบาลได้กำหนดแผนบูรณาการพลังงานระยะยาวระหว่างปี พ.ศ. 2558-2579 จึงได้มีการกำหนดให้มีแผนพลังงานทดแทน (Alternative Energy Development Plan: AEDP) จากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในแผนบูรณาการระยะยาวโดยกำหนดเป้าหมายติดตั้งทั้งหมด 6,000 MW ให้แล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2579 โดยเพิ่มเงินจากเดิมคิดเป็นร้อยละ 21.89 [1] โดยก่อนหน้าทางภาครัฐบาลได้มีการเข้ามาตราการกระตุ้นและสร้างแรงจูงใจในหลายด้านเช่น การรับซื้อแบบเพิ่มราคาต่อหน่วย (Adder) เป็นต้น

ด้วยปัจจัยในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยเช่น ลักษณะทางภูมิศาสตร์ อุณหภูมิและการออกแบบที่เกี่ยวข้องกับ พื้นที่ในการติดตั้ง ชนิด ราคาของแผงโซลาร์เซลล์ [2] การผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงของแผงโซลาร์เซลล์นำไปสู่ความคุ้มค่าทางด้านการลงทุนต่อผลตอบแทนของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [3] ซึ่งต้นทุนส่วนหนึ่งมาจากราคาของแผงโซลาร์เซลล์ ดังนั้นในการศึกษาเกี่ยวกับคุณลักษณะและประสิทธิภาพของแผง

GN14

โซลาร์เซลล์ ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญและจำเป็นต่อการคืนทุนในอนาคต ดังนั้น ในงานวิจัยนี้จึงได้ทำการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน โดยใช้โปรแกรม PVSYST และจากการติดตั้งจริงขนาด 6 MW เพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองชนิดในการประกอบการสนับสนุนการตัดสินใจของนักลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ตามนโยบายภาครัฐในลำดับถัดไป

การวิเคราะห์การเปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างชนิดฟิล์มบางกับชนิดผลึกรวมซิลิคอนของสถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่เกิดขึ้น 6 MW สามารถนำเสนอหัวข้อการศึกษาคือ ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง วิธีการศึกษา ผลการทดลอง วิเคราะห์ผลการทดลอง และสรุปผลการทดลองโดยสามารถนำเสนอในแต่ละหัวข้อได้ดังนี้

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นสามารถจำแนกปัจจัยที่เกี่ยวข้องได้สองส่วนคือ ส่วนแรกเป็นปัจจัยที่เกิดขึ้นจากธรรมชาติ เช่น ความเข้มของแสง ทิศทางของดวงอาทิตย์ สภาวะแวดล้อมต่างๆ และ ส่วนที่สองนั้นเป็นส่วนที่เกิดขึ้นจากระบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งประกอบด้วยตัวชนิดแผงโซลาร์ ชนิดอุปกรณ์แปลงผันกำลังไฟฟ้า ชนิดหม้อแปลงไฟฟ้า ชนิดสายไฟฟ้า วิธีการติดตั้ง เป็นต้น โดยพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้ากริดจากเซลล์แสงอาทิตย์ (E_{grid}) สามารถนำเสนอได้ดังสมการที่ 1 ดังนี้

$$E_{grid} = V_{ac} \cdot I_{ac} \cdot Time \tag{1}$$

เมื่อ V_{ac} และ I_{ac} คือแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่ขั้วของอินเวอร์เตอร์ด้านขาออก $Time$ คือ ระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับกริด

การออกแบบและมีการประมาณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ค่าคงที่ค่าหนึ่ง ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกี่ยวข้องของระบบนำเสนอได้ดังสมการที่ 2-4 ตามลำดับ[4] โดยการสูญเสียจากความร้อนของแผง (Array Thermal losses) เป็นค่าพารามิเตอร์ที่เกิดขึ้นจากพฤติกรรมของการติดตั้งแผงในภาคสนามนำเสนอได้ดังสมการที่ (2) ดังนี้

$$U = U_C + U_{p-v} \tag{2}$$

เมื่อ U คือการสูญเสียจากความร้อนของแผง (Thermal loss factor) [$W/m^2.k$] U_C คือค่าคงที่ขององค์ประกอบของแผงโซลาร์ v คือความเร็วลม(m/s)

การสูญเสียจากความต้านทานสายไฟฟ้าโดยการพิจารณาในรูปสัดส่วนความต้านทานสูญเสีย (Ohmic Loss Ratio) เมื่อพิจารณาที่เงื่อนไขมาตรฐาน ($1,000 W/m^2, 25^\circ C$) ของสัดส่วนระหว่างค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียความต้านทานสาย (R_p) ต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ผลิต (P_{nom}) สามารถนำเสนอได้ดังสมการที่ (3) และ (4) ดังนี้

$$R_p = R_w \cdot I_{sc} \tag{3}$$

$$P_{nom} = R_{array} \cdot I_{sc} \tag{4}$$

เมื่อ I_{sc} คือกระแสลัดวงจรสูงสุดของแผงโซลาร์ V_{mp} คือแรงดันไฟฟ้า ณ จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผง I_{mp} คือกระแสของแผงโซลาร์ ณ จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด R_w คือความต้านทานสายรวมทั้งระบบ และ R_{array} คือสัดส่วน V_{mp} / I_{mp} at STC ซึ่งในทางปฏิบัติค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจะน้อยกว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ STC

การสูญเสียจากมุมตกกระทบแผงโซลาร์ (Array incidence loss: IAM) เป็นค่าที่เกิดขึ้นจากผลกระทบของแสงที่เกิดจากมุมจากดวงอาทิตย์ ส่งผลต่อความเข้มของแสงที่แผงโซลาร์ได้รับเกี่ยวกับการส่งผ่านและการสะท้อนระหว่างวัสดุโปร่งแสงสองชนิดตามทฤษฎีของ Fresnel's Laws สามารถนำเสนอได้ดังสมการที่ (5) ดังนี้

$$F_{IAM} = 1 - b_o \cdot \left(\frac{1}{\cos(i)} - 1 \right) \tag{5}$$

เมื่อ i คือมุมแสงตกกระทบบนแผงโซลาร์ b_o คือ ค่าคงที่ของชั้นเคลือบบนเซลล์แสงอาทิตย์

นอกจากปัจจัยที่นำเสนอปัจจัยด้านอื่นๆที่ส่งผลกระทบต่อการผลิตกำลังไฟฟ้า เช่น คุณภาพของโมดูล พื้นที่ติดตั้ง ฤดูกาล จำนวนวันฝนตก กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงโซลาร์ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากอุปกรณ์แปลงผันกำลังไฟฟ้า เป็น

3. วิธีการศึกษา

ในการทดลองนี้เลือกใช้แผ่นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางรุ่น AAA1 ยี่ห้อ AAA และแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน รุ่น BBB1 ยี่ห้อ BBB โดยมีคุณสมบัติดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 คุณสมบัติแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน [5,6]

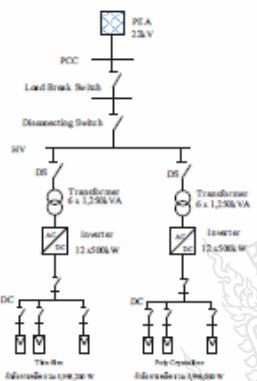
รายการ	หน่วย	ชนิดแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์		
		ฟิล์มบาง	ผลึกรวมซิลิคอน	
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (P)	W	125	130	310
แรงดันไฟฟ้าวงจรเปิด (V_{OC})	V	29.70	60.4	45.5
กระแสไฟฟ้าลัดวงจร (I_{sc})	A	3.37	3.41	8.85
กระแสไฟฟ้าสูงสุด (I_{mp})	A	2.75	2.82	8.38
ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้า				
เทียบกับอุณหภูมิ ($\gamma_{P_{mp}}$)	%/°C	-0.24	-0.24	-0.41

3.1 การจำลองกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จำลองการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอนด้วยโปรแกรม PVSYST โดยกำหนดที่ติดตั้งคือ ละติจูด $13.9^\circ N$ ลองจิจูด $101.5^\circ E$ มุมเอียงของการติดตั้งแผงที่ 17° ize ซิมูท 0° ที่ความสูงระดับน้ำทะเล (Altitude) 20 เมตร ค่าการสะท้อน (Albedo) 0.20 และใช้ Inverter Model SG500MDC จำนวน 12 ตัว ประมาณผลเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด

3.2 การติดตั้ง โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่จริง

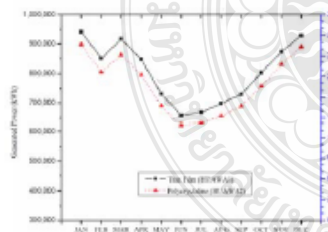
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในทดลองแบ่งออกเป็นสองโครงการคือโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่โครงการ A จำนวน 47,040 แผง โดยแบ่งเป็นรุ่น 125W จำนวน 24,000 แผง และรุ่น 130W จำนวน 23,040 แผง กำลังผลิตรวม 5,995,200 W พื้นที่ติดตั้งแผง 66,083 ตารางเมตร ในขณะที่โรงไฟฟ้าชนิดผลึกรวมซิลิคอนที่โครงการ B ใช้รุ่น 310 W จำนวน 19,341 แผง กำลังผลิตรวม 5,996,000 W พื้นที่ติดตั้งแผง 34,491 ตารางเมตร ซึ่งทั้งสองโครงการเริ่มเก็บข้อมูลการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ.2559 สามารถนำเสนอแบบโต๊ะเกมเบื้องต้นได้ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 แบบโต๊ะเกมเบื้องต้นสำหรับโรงไฟฟ้าที่ 2 โครงการ

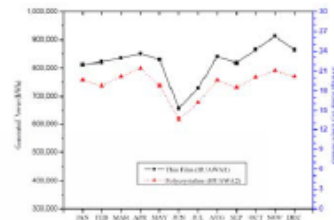
4. ผลการทดลอง

จากการจำลองด้วย โปรแกรม PVSYST โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง ผลิตไฟฟ้าได้ 657,600 - 941,300 ๕พwh แผงโซลาร์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ผลิตไฟฟ้าได้ 631,200 - 897,000 ๕พwh ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 การเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า 2 โครงการโดยใช้การจำลองเวลาโปรแกรม PVSYST

เมื่อทำการติดตั้งจริงแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้จริงตั้งแต่ 657,920 - 912,480 ๕พwh และชนิดผลึกรวมซิลิคอนผลิตไฟฟ้าได้จริงตั้งแต่ 617,520 - 799,753 ๕พwh ดังแสดงในรูปที่ 3



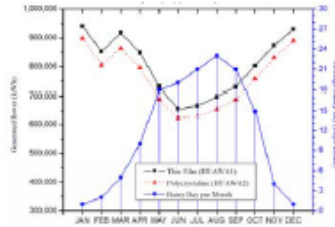
รูปที่ 3 การเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า 2 โครงการเวลาการติดตั้งจริง ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ.2559

โดยโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดบางสามารถผลิตไฟฟ้ามากกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน โดยเฉลี่ยคิดเป็น 5.42% และ 9.27% ทั้งจากการคำนวณด้วยโปรแกรม PVSYST และติดตั้งจริง ตามลำดับ

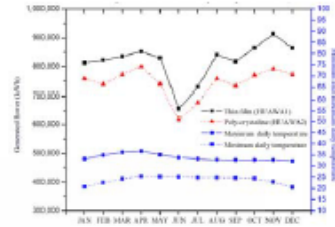
5. ผลการทดลอง

จากการจำลองกำลังไฟฟ้าด้วย โปรแกรม PVSYST ตามรูปที่ 2 พบว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงเซลล์ชนิดฟิล์มบางมีการผลิตไฟฟ้ามากกว่าโรงไฟฟ้าแผงเซลล์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน โดยเฉลี่ยร้อยละ 5.42 เมื่อพิจารณาตามประสิทธิภาพผลกระทบจากอุณหภูมิต่อกำลังการผลิต ตามตารางที่ 1 พบว่า แผงเซลล์ฯ แบบฟิล์มบาง ที่ใช้ในโรงผลิตไฟฟ้า A จะมีประสิทธิภาพต่ำลงร้อยละ 0.24 ต่อหนึ่งองศาเซลเซียส และแผงเซลล์ฯ แบบผลึกรวม ที่ใช้ใน โรงผลิตไฟฟ้า B มีประสิทธิภาพต่ำลงร้อยละ 0.41 ต่อหนึ่งองศาเซลเซียส อ้างอิงจากอุณหภูมิมาตรฐาน 25 องศาเซลเซียส ส่งผลให้ที่อุณหภูมิปฏิบัติงานประมาณ 50 องศาเซลเซียส แผงเซลล์ฯ แบบฟิล์มบางมีประสิทธิภาพลดลงร้อยละ 6 และแผงชนิดผลึกรวมซิลิคอนมีประสิทธิภาพลดลงร้อยละ 10.25 รวมเป็นส่วนต่างทั้งสิ้นร้อยละ 4.25 ซึ่งถือเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดความแตกต่างในด้านกำลังการผลิต อย่างไรก็ตามยังมีปัจจัยอื่นที่ทำให้กำลังในการผลิตไฟฟ้าต่างกันประมาณร้อยละ 1 ซึ่งอาจเป็นผลมาจากสภาพอากาศ ความสะอาดของแผง ประสิทธิภาพในการรับแสงอาทิตย์ทางอ้อม (Indirect)

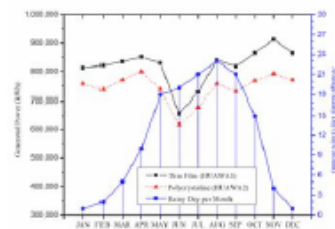
จากรูปที่ 3 พบว่าแผงเซลล์ชนิดฟิล์มบางยังมีประสิทธิภาพสูงกว่าแผงเซลล์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน โดยเฉลี่ยร้อยละ 9.27 จากข้อมูลดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าอุณหภูมิเป็นหนึ่งในปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดความแตกต่างในการผลิตกำลังไฟฟ้า นอกจากนี้ความแตกต่างของกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น แสดงให้เห็นปัจจัยอื่น ๆ ที่ซอฟต์แวร์ PVSYST ไม่ได้คำนึงถึงหรือไม่สามารถประมาณการณ ได้ อย่างแม่นยำซึ่งจะต้องทำการศึกษาต่อไป กำลังการผลิตของโรงผลิตไฟฟ้าทั้งสองแห่งจากการจำลองด้วยโปรแกรม PVSYST มีแนวโน้มลดลงในเดือนพฤษภาคมถึงกันยายน ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลสถิติจำนวนวันที่ฝนตกในแต่ละเดือน พบว่ากำลังการผลิตที่คำนวณ โดยใช้โปรแกรม PVSYST เปรียบเทียบกับปริมาณวันที่ฝนตกในแต่ละเดือน ตามรูปที่ 4 โดยมีผลต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองชนิดในลักษณะเดียวกัน



รูปที่ 4 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ได้ออกจากรังของแผงโปรแกรม PVSYSST กับจำนวนวันฝนตกในเดือนของปี พ.ศ.2559



รูปที่ 6 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับอุณหภูมิสูงสุดและต่ำสุดในแต่ละเดือนของปี พ.ศ.2559



รูปที่ 5 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับจำนวนวันที่ฝนตกในแต่ละเดือนของปี พ.ศ.2560

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากการติดตั้งจึงมีความแตกต่างกันมากในช่วงเดือนมกราคมถึงเดือนเมษายน และกันยายนถึงเดือนธันวาคม และมีแนวโน้มลดลงในเดือนพฤษภาคมถึงสิงหาคม ความรูปที่ 5 ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณฝนตกในแต่ละเดือน แสดงให้เห็นว่าในเดือนที่มีฝนตกน้อยจะมีความแตกต่างของการผลิตกำลังไฟฟ้ามาก และในเดือนที่มีฝนตกมากจะมีความแตกต่างของการผลิตกำลังไฟฟ้าน้อย

ในขณะที่กำลังการผลิตใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากการจำลอง โดยใช้โปรแกรม PVSYSST เนื่องจากในเดือนที่ฝนไม่ตกจะมีการสะสมของฝุ่นที่แผงเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ได้บ้างซึ่งจะส่งผลกระทบต่อในแผงเซลล์ชนิดที่ลึ่มบาง เนื่องจากเป็นแผงแบบไม่มีขอบทำให้ลดการสะสมของฝุ่นและยังสามารถรับแสงอาทิตย์ในลักษณะแบบทางอ้อมได้ ส่วนในเดือนที่มีฝนตกมากจะมีความแตกต่างของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีค่าน้อยเนื่องจากฝนได้ทำการชะล้างสิ่งสกปรกออกจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทำให้ความแตกต่างใกล้เคียงกับค่าที่จำลองจากโปรแกรมความต่างของอุณหภูมิสูงสุดและต่ำสุด แต่ฝนตรงกับความแตกต่างของกำลังการผลิตไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 6

6. สรุปผลการทดลอง

จากผลการวิเคราะห์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดชนิดที่ลึ่มบางและชนิดชนิดกรวมซิลิคอนขนาด 6 MW โดยใช้โปรแกรม PVSYSST จำลองการติดตั้งและการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นพบว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่ลึ่มบางสามารถผลิตกำลังไฟฟ้ามากกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดกรวมซิลิคอนโดยเฉลี่ยร้อยละ 5.42 ในขณะที่ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากสถานีจริงพบว่าแผงเซลล์ชนิดที่ลึ่มบางยังมีประสิทธิภาพสูงกว่าแผงเซลล์ชนิดกรวมซิลิคอนโดยเฉลี่ยร้อยละ 9.27 ซึ่งปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อการผลิตพลังงานนั้นคือ ค่าสัมประสิทธิ์ผลกระทบของอุณหภูมิต่อกำลังการผลิต,ความหนาแน่นต่อฝุ่น,ลักษณะทางการภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ลดการสะสมของฝุ่น และความสามารถในการรับพลังงานแสงอาทิตย์แบบแสงสะท้อน ดังนั้นในการเลือกแผงโซลาร์ควรเพิ่มการพิจารณาปัจจัยดังกล่าวประกอบ

เอกสารอ้างอิง

- [1] กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, “การศึกษาและวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการใช้ถ่านเนื้อลมสำหรับขับเคลื่อนเครื่องเทมที่ล้อการเคลื่อนไหว, “การประชุมแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558-2579 (PDP2015), กรุงเทพมหานคร, 9-10 พฤศจิกายน 2549, หน้า 11.
- [2] ศักดิ์รินทร์ ศรีบุญเรือง และบุญยัง ปลั่งกลาง “การวิเคราะห์เปรียบเทียบประเมินผลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา ชนิด 3 เฟส และ 1 เฟส” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 38 (EECON-38), 2558, หน้า 285-288.
- [3] ทิระวุฒิ ชินวรรังสิ ศศิวิมล ทรงโรจร ภูษิตานต์ อุดมเดชาวัฒน์ ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์ อัคริน ทงษ์สิงห์ทอง ทวีวัฒน์ กระจำจางสังข์ จรัญ ศิริธาริคุ้มและกอบศักดิ์ ศรีประภา “การประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย” วิศวกรรมลาดกระบัง ปี, ที่ 32 ฉบับที่ 2 มิถุนายน 2558.
- [4] Andre Memoud and Bruno Witmer, PVSYSST user’s manual, Jan 2014.
- [5] Sharp user’s manual, <http://www.multiwatt.de/pdf/Solarmodul-Sharp-NA-ExocL5-glassglass-frameless-EN.pdf>.
- [6] JASolar user’s manual, <https://d1819pwwk4acw.cloudfront.net/files/documents/jasolarjap72-95740.pdf>.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ: นิรุตติ นิลแก้ว

รหัสนักศึกษา: 116070421001-3

สาขาวิชา/ภาควิชา: วิศวกรรมไฟฟ้า

วัน-เดือน-ปี เกิด: 31 มีนาคม 2521

สถานที่เกิด: บ้านคุ้มครองธรรม ต.บ้านกลาง อ.สอง จ.แพร่

ที่อยู่: 1139 ม.5 ซ.รังสิต - นครนายก 64 ต.ประชาธิปไตย อ.ชัยบุรี จ.ปทุมธานี 12130

ประวัติการศึกษา: ปี 2540 ประกาศนียบัตรวิชาชีพ (ปวช.) ช่างไฟฟ้ากำลัง GPA. 3.86
วิทยาลัยเทคนิคลำปาง
ปี 2542 ประกาศนียบัตรวิชาชีพชั้นสูง (ปวส.) ช่างไฟฟ้ากำลัง GPA. 3.43
สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล วิทยาเขตภาคพายัพ จ.เชียงใหม่
ปี 2545 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง GPA. 3.45
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลชัยบุรี จ.ปทุมธานี

ประสบการณ์: เป็นเจ้าของกิจการ บริษัท เอ็นอาร์ทีเซลส์แอนด์เซอร์วิส จำกัด ทำธุรกิจเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ออกแบบและก่อสร้างมากกว่า 100 MW และทำธุรกิจเกี่ยวกับระบบใต้ดิน (Under Ground System) เช่นงานเจาะอุโมงค์เพื่อนำสายไฟฟ้าลงสู่ใต้ดิน งานระบบประปาและท่อส่งน้ำ งานระบายท่อน้ำเสีย ด้วยวิธีการ Pipe Jacking , HDD และ Tunneling