

การศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับอพาร์ทเมนท์

THE FEASIBILITY STUDY OF INSTALLING OFF-GRID/HYBRID SOLAR
PV SYSTEMS FOR AN APARTMENT



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหกรรม
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2565

KMITL-2022-EN-M-217-080

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

THE FEASIBILITY STUDY OF INSTALLING OFF-GRID/HYBRID SOLAR
PV SYSTEMS FOR AN APARTMENT

CHARIF PONGVIJARN



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN INDUSTRIAL ENGINEERING
SCHOOL OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

2022

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

*KMITL-2022-EN-M-217-080



COPYRIGHT 2022

SCHOOL OF ENGINEERING

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์สงวนไว้สําหรับการเชิงในเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้นําไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับอพาร์ทเมนต์
นักศึกษา	นายชาриф พงษ์วิจารณ์
รหัสประจำตัว	62601244
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหกรรม
พ.ศ.	2565
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	รศ.ดร.สกันธ์ คล่องบุญจิต

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับอพาร์ทเมนต์ ซึ่งมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อทำการศึกษาในส่วนของ การออกแบบ การประเมินทางด้านวิศวกรรม และความคุ้มค่าด้านการเงิน โดยจากการศึกษาเบื้องต้น มีระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ที่เป็นไปได้อยู่ 5 ทางเลือก และด้วยหลักเกณฑ์ทางการเงินทำให้สามารถ เลือกระบบที่มีความเหมาะสมที่สุดจากทั้ง 5 ทางเลือกได้ ซึ่งจากผลการคำนวณตลอดระยะเวลา ดำเนินโครงการ 30 ปี แสดงให้เห็นว่าอพาร์ทเมนต์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้นสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 1,049,315.74 kWh หรือคิดเป็น 74.27% ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของอพาร์ทเมนต์ (เทียบเท่าการลดปริมาณการ ปล่อยก๊าซเรือนกระจก 597.27 tCO₂eq) และจากผลการวิเคราะห์โครงการด้วยวิธีการวิเคราะห์ ผลต่างของต้นทุน ระหว่างอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ที่ ได้ทำการเลือกมา กับอพาร์ทเมนต์ที่ไม่ได้ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ผลสรุปว่า ผลต่าง ของมูลค่าปัจจุบันสุทธิของทั้งสองโครงการนั้นอยู่ที่ประมาณ -756,410.07 บาท ที่อัตราคิดลดเท่ากับ 6.62% ซึ่งแสดงให้เห็นว่าโครงการอพาร์ทเมนต์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้นยังไม่มีมูลค่าในการลงทุนสำหรับสภาพการณ์ปัจจุบัน อย่างไรก็ตาม อพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ที่เลือกมานี้น่าจะมีความ คุ้มค่าในการลงทุนสำหรับกรณีที่ราคาแบตเตอรี่ถูกลงกว่าราคาในปัจจุบันที่ 48.62% ขึ้นไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Thesis	The Feasibility Study of Installing Off-Grid/Hybrid Solar PV Systems for an Apartment
Student	Mr.Charif Pongvijarn
Student ID.	62601244
Degree	Master of Engineering
Program	Industrial Engineering
Year	2022
Thesis Advisor	Assoc.Prof.Dr.Sakon Klongboonjit

ABSTRACT

This research was about the feasibility study on installing off-grid/hybrid solar PV systems for an apartment. The main purposes of this research were to study its design, engineering assessment and financial worthiness. The preliminary study showed that there were five feasible alternatives of the off-grid/hybrid solar PV systems. With financial criteria assessment, the most appropriate alternative among these five feasible alternatives was chosen. For the apartment with this chosen off-grid/hybrid solar PV system in the case study, the calculation results of 30-year project life cycle showed that this off-grid/hybrid solar PV system could generate electric power about 1,049,315.74 kWh or 74.27% of its electric power demand (Equivalent to 597.27 tCO₂eq of greenhouse gas emission). Finally, the apartment with this chosen off-grid/hybrid solar PV system and the apartment without the off-grid/hybrid solar PV system were analyzed together with the different cost analysis method. The calculation results showed that the apartment with this chosen off-grid/hybrid solar PV system should not be currently invested with the different NPV of -756,410.07 baht at 6.62% discount rate. However, the apartment with this chosen off-grid/hybrid solar PV system might be invested in case of the battery price 48.62% cheaper than its current price.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยความกรุณาจากอาจารย์ที่ปรึกษา รศ.ดร. สกนธ์ คล่องบุญจิต ที่ให้ความช่วยเหลือ ให้คำชี้แนะช่วยแก้ปัญหาตลอดจนให้ความรู้และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีแก่ข้าพเจ้า ข้าพเจ้าตระหนักถึงความตั้งใจจริงและความทุ่มเทของอาจารย์ หากไม่ได้รับการสนับสนุนจากอาจารย์ วิทยานิพนธ์เล่มนี้คงมีอาจสำเร็จลุล่วงได้ ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณเป็นอย่างยิ่งไว้ ณ ที่นี้

ขอขอบคุณ ผู้บริหาร รวมไปถึงพนักงานทุกท่านของอพาร์ทเมนต์ทฤษฎีศึกษา ที่ให้การสนับสนุน ทั้งทางด้านของข้อมูล ความรู้ คำแนะนำ ตลอดจนการอำนวยความสะดวกในการเก็บข้อมูลต่าง ๆ จนในที่สุดทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลงได้

ขอขอบพระคุณอาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหกรรมทุกท่านที่คอยอบรมสั่งสอน ถ่ายทอดความรู้และประสบการณ์ให้แก่ข้าพเจ้า และขอขอบคุณ เพื่อน พี่ น้อง นักศึกษาปริญญาโท สาขาวิศวกรรมอุตสาหกรรม สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุกท่าน ที่คอยให้กำลังใจ และให้คำชี้แนะในการทำงานวิจัยนี้ด้วยดีเสมอมา

ขอขอบพระคุณ บิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้า ที่คอยเลี้ยงดู อบรมสั่งสอน ให้ความช่วยเหลือ และเป็นกำลังใจที่ดีของข้าพเจ้าตลอดมา ทำให้ข้าพเจ้าสามารถทำวิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีที่ตั้งใจไว้

สุดท้ายนี้ สำหรับคุณงามความดีอันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอมอบให้กับบิดา มารดา ซึ่งเป็นที่รักและเคารพยิ่ง ตลอดจนครูอาจารย์ที่เคารพทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ข้าพเจ้า สำหรับข้อบกพร่องที่อาจเกิดขึ้น ข้าพเจ้าขอน้อมรับผิดเพียงผู้เดียว และยินดีรับฟังคำแนะนำจากทุกท่านที่เข้ามาติชมและศึกษา เพื่อประโยชน์ในการพัฒนางานวิจัยต่อไป

ชาลีฟ พงษ์วิจารณ์

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VIII
สารบัญรูป.....	XI
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	4
1.3 ขอบเขตของงานวิจัย.....	4
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	5
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	6
2.1 การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก.....	6
2.1.1 สถานการณ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย.....	6
2.1.2 แนวโน้มในการใช้พลังงานทดแทนของประเทศไทย.....	8
2.1.3 พลังงานแสงอาทิตย์ในระบบพลังงานทดแทน.....	11
2.2 การคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานหมุนเวียน.....	15
2.3 มาตรฐาน ISO 50001 สำหรับอาคารสำนักงาน.....	20
2.3.1 รูปแบบการจัดการพลังงาน ISO 50001 กับหลักการ PDCA.....	20
2.3.2 การวางแผนและกำหนดกลยุทธ์ด้านพลังงาน.....	21
2.4 ทฤษฎีและข้อมูลที่เกี่ยวข้องของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	29
2.4.1 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์.....	29
2.4.2 ปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	34
2.4.3 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอาร์เรย์.....	38
2.4.4 อินเวอร์เตอร์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด.....	42
2.4.5 ชาร์จเจอร์ที่ใช้งานในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	44
2.4.6 แบตเตอรี่ที่ใช้งานในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	45

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และห้ามอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.4.7 การต่อแบตเตอรี่ขนาดใหญ่.....	47
2.4.8 อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	48
2.4.9 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	49
2.4.10 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	56
2.5 ทฤษฎีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ.....	60
2.5.1 การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ.....	62
2.5.2 เครื่องมือในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ.....	65
2.6 การทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	69
2.6.1 การศึกษาระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และการใช้งานแบบไฮบริด.....	69
2.6.2 การศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	75
2.6.3 แนวทางการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า.....	83
2.6.4 สรุปข้อมูลการทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	84
บทที่ 3 วิธีการดำเนินงานวิจัย.....	89
3.1 การประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์.....	90
3.2 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรม.....	92
3.2.1 การเลือกอุปกรณ์ประกอบระบบ.....	92
3.2.2 ทางเลือกในการออกแบบขนาดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด.....	92
3.2.3 การวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงาน.....	93
3.2.4 การคำนวณและออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	93
3.2.5 การวิเคราะห์ลักษณะการติดตั้งและความเพียงพอของพื้นที่.....	95
3.2.6 การวิเคราะห์ผลกระทบของเงา.....	95
3.3 การประเมินกำลังการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการ.....	96
3.4 การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก.....	98
3.5 การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน.....	99
3.5.1 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินของแต่ละทางเลือก.....	101
3.5.2 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินโดยการเปรียบเทียบโครงการ.....	101
3.5.3 การวิเคราะห์ความไวของราคาแบตเตอรี่.....	102

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.6 การสรุปผลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ.....	102
บทที่ 4 ผลการวิจัย.....	104
4.1 ข้อมูลทั่วไปของอาร์ทเม้นท์กรณีศึกษา.....	104
4.2 ศึกษาข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาร์ทเม้นท์กรณีศึกษา.....	106
4.2.1 ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า.....	107
4.2.2 การประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมง.....	109
4.3 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรม.....	113
4.3.1 การเลือกอุปกรณ์ประกอบระบบ.....	113
4.3.2 วิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงาน.....	116
4.3.3 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด.....	121
4.3.4 ลักษณะการติดตั้งและความเพียงพอของพื้นที่.....	127
4.3.5 การวิเคราะห์ผลกระทบของเงา.....	135
4.4 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการ.....	139
4.4.1 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	139
4.4.2 ลักษณะการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	145
4.4.3 ปริมาณการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการ.....	148
4.5 การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก.....	161
4.6 การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน.....	163
4.6.1 เงินลงทุนและรายจ่ายทางการเงินของแต่ละทางเลือก.....	163
4.6.2 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินของแต่ละทางเลือก.....	171
4.6.3 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินโดยการเปรียบเทียบโครงการ.....	178
4.6.4 การวิเคราะห์ความไวของราคาแบตเตอรี่.....	189
4.7 สรุปผลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ.....	191
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	193
5.1 สรุปผลการวิจัย.....	193
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	195

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และห้ามอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
เอกสารอ้างอิง.....	197
ภาคผนวก	206
ภาคผนวก ก. ข้อมูลการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมง	207
ภาคผนวก ข. ข้อมูลการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น สำหรับการตัดสินใจเลือกอุปกรณ์	223
ภาคผนวก ค. ข้อมูลการวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงาน.....	236
ภาคผนวก ง. ข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้าง	244
ภาคผนวก จ. ข้อมูลการจำลองเหตุการณ์การเกิดเงาของพื้นที่ติดตั้ง ในกรณีศึกษา.....	257
ภาคผนวก ฉ. ข้อมูลรายละเอียดระบบการประเมินพลังงานในโปรแกรม Microsoft Excel 2019 ที่ผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้น.....	288
ภาคผนวก ช. ข้อมูลการประเมินต้นทุนของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด.....	297
ภาคผนวก ซ. ข้อมูลการประเมินอัตราการเปลี่ยนแปลงรายรับและรายจ่ายของอพาร์ทเมนต์ กรณีศึกษา.....	315
ภาคผนวก ฌ. เอกสารการตีพิมพ์	317
ประวัติผู้เขียน	332

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 การใช้พลังงานไฟฟ้าจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ	1
2.1 ค่าประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด	13
2.2 ตัวอย่างโครงการพลังงานแสงอาทิตย์	14
2.3 ค่า Grid Emission Factor ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559	15
2.4 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ	16
2.5 ตัวอย่างตารางบันทึกข้อมูลการใช้ไฟฟ้า	24
2.6 ตัวอย่างตารางสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า	25
2.7 ตัวอย่างตารางบันทึกข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีนัยสำคัญของอุปกรณ์หลัก	25
2.8 ตัวอย่างตารางการประเมินและจัดลำดับความสำคัญของลักษณะการใช้พลังงาน	26
2.9 ตัวอย่างคะแนนการประเมินการใช้พลังงาน	26
2.10 ตัวอย่างคะแนนการประเมินโอกาสในการปรับปรุง	27
2.11 ตัวอย่างตารางการประเมินโอกาสในการปรับปรุงสมรรถนะด้านพลังงาน	27
2.12 ตัวอย่างตารางประมาณการลักษณะและปริมาณการใช้พลังงานในอนาคต	27
2.13 ตัวอย่างตารางแสดงข้อมูลผลผลิต ปริมาณการใช้พลังงาน และ SEC	28
2.14 การเปรียบเทียบชาร์จเจอร์แบบ PWM กับแบบ MPPT	44
2.15 การเปรียบเทียบความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน กำลังสูงสุด และแรงดันระบบต่ำสุด	52
2.16 ความแตกต่างระหว่างโครงการกักเก็บพลังงาน	61
2.17 สรุปข้อมูลการทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	85
3.1 การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนของอพาร์ทเมนต์ ในแต่ละปี	90
3.2 การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละวันของอพาร์ทเมนต์	91
3.3 การประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงในหนึ่งสัปดาห์สำหรับแต่ละเดือน	91
3.4 การวิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลา	96
3.5 การบันทึกผลข้อมูลการประเมินการผลิตพลังงานรายปี	98
3.6 การบันทึกผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกตลอดอายุโครงการ	99
3.7 การบันทึกผลการวิเคราะห์ความไวของราคาแบตเตอรี่	102
3.8 การสรุปข้อมูลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ	103
4.1 ข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา	104
4.2 รายละเอียดพื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	105
4.3 ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือน ม.ค.2562 - ธ.ค.2563	107

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และ VIII อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.4 ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละวัน ม.ค.2564.....	108
4.5 ข้อมูลปัจจัยที่ส่งผลต่อการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์	109
4.6 แสดงค่าสัมประสิทธิ์ตัวแปรที่วิเคราะห์ เพื่อใช้ในการสร้างสมการถดถอย.....	110
4.7 ข้อมูลการคำนวณดัชนีรายเดือน	111
4.8 ตัวอย่างการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน ก.พ.	112
4.9 ข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการประเมิน	114
4.10 ข้อมูลของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการประเมิน	115
4.11 ข้อมูลของแบตเตอรี่ที่ใช้ในการประเมิน.....	116
4.12 ทิศทางและมุมเอียงในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	120
4.13 ข้อมูลที่ใช้ในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	122
4.14 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก A.....	122
4.15 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก B.....	123
4.16 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก C.....	124
4.17 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก D.....	125
4.18 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก E.....	126
4.19 อุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับโครงสร้างหลังคาแบบต่าง ๆ.....	130
4.20 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก A.....	136
4.21 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก B.....	136
4.22 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก C.....	137
4.23 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก D.....	137
4.24 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก E.....	138
4.25 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาเรียแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก A ในปี 1.....	140
4.26 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาเรียแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก B ในปี 1.....	141
4.27 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาเรียแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก C ในปี 1.....	142
4.28 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาเรียแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก D ในปี 1.....	143
4.29 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาเรียแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก E ในปี 1.....	144
4.30 ตัวอย่างลักษณะการผลิตพลังงานรายชั่วโมง เป็นเวลา 2 วัน ในเดือน เม.ย. ปีที่ 1 ของ ทางเลือก C.....	145
4.31 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก A.....	149

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และ IX อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.32 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก B.....	152
4.33 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก C	154
4.34 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก D	156
4.35 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก E.....	158
4.36 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการของแต่ละทางเลือก.....	159
4.37 การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกตลอดอายุโครงการสำหรับแต่ละทางเลือก	161
4.38 ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมจากการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับแต่ละทางเลือก	162
4.39 แสดงเกณฑ์การวิเคราะห์ต้นทุนสำหรับการลงทุน	163
4.40 แสดงข้อมูลต้นทุนสำหรับการลงทุนต่อหน่วย.....	165
4.41 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก A.....	166
4.42 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก B.....	167
4.43 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก C.....	168
4.44 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก D.....	169
4.45 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก E	170
4.46 สรุปต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือก	171
4.47 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก A	172
4.48 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก B	173
4.49 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก C	174
4.50 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก D	175
4.51 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก E.....	176
4.52 เปรียบเทียบผลการประเมินด้านการเงินของแต่ละทางเลือก.....	177
4.53 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนต์	179
4.54 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบ ออฟกริด/ไฮบริด.....	182
4.55 การเปรียบเทียบโครงการจากวิธีการวิเคราะห์แบบพื้นฐาน.....	185
4.56 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของการวิเคราะห์ผลต่างของต้นทุน	186
4.57 การเปรียบเทียบโครงการจากวิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุน	189
4.58 ผลการวิเคราะห์ความไวของราคาแบตเตอรี่.....	190
4.59 สรุปข้อมูลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ.....	191

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และ X อ่างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
1.1 สัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยจำแนกตามกิจกรรมการดำเนินงาน ปี พ.ศ. 2559	2
2.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2543 – 2559	7
2.2 สัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยจำแนกตามกิจกรรมการดำเนินงาน ปี พ.ศ. 2559	8
2.3 ข้อมูลสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนต่อพลังงานทั้งหมดของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 - 2559	9
2.4 ข้อมูลการใช้พลังงานทดแทนขั้นสุดท้ายปี พ.ศ. 2559	9
2.5 แผนที่พลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย	11
2.6 การใช้พลังงานความร้อนที่ได้จากแสงอาทิตย์ในการใช้งานระบบอบแห้งและระบบทำน้ำร้อน พลังงานแสงอาทิตย์	12
2.7 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cell)	12
2.8 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา	13
2.9 รูปแบบของการจัดการพลังงาน	20
2.10 กระบวนการวางแผนด้านพลังงาน (Energy Planning Process)	22
2.11 ตัวอย่างแบบฟอร์มการบ่งชี้แหล่งพลังงานที่ใช้	23
2.12 ตัวอย่างกราฟ Regression ของผลผลิตกับปริมาณการใช้พลังงาน	24
2.13 ประเภทและประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำ	29
2.14 เซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์	30
2.15 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์	31
2.16 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์	32
2.17 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง	33
2.18 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย	35
2.19 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ต่างกัน	36
2.20 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่อุณหภูมิต่างกัน	37
2.21 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอาร์เรย์	39
2.22 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบอนุกรม	39
2.23 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบขนาน	40

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และ XI อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
2.24 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดต่างกันมาต่อกันแบบอนุกรม.....	40
2.25 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดต่างกันมาต่อกันแบบขนาน.....	41
2.26 ตัวอย่างอินเวอร์เตอร์ ออฟกริด/ออฟกริด.....	42
2.27 การทำงานของระบบโซลาร์เซลล์ไฮบริด ช่วงกลางวัน.....	43
2.28 การทำงานของระบบโซลาร์เซลล์ไฮบริด ช่วงกลางคืน.....	43
2.29 ข้อมูลจำเพาะของแบตเตอรี่.....	46
2.30 อายุการใช้งานแบตเตอรี่.....	46
2.31 การต่อแบตเตอรี่แบบอนุกรม.....	47
2.32 การต่อแบตเตอรี่แบบขนาน.....	47
2.33 การต่อสายดิน.....	49
2.34 การประเมินความต้องการพลังงานด้วยการอ่านโดยตรงบนป้ายชื่อ.....	50
2.35 การประเมินความต้องการพลังงานด้วยการวัดแรงดันและกระแสโดยตรงด้วยการใช้มิเตอร์.....	50
2.36 การประเมินความต้องการพลังงานโดยตรงโดยใช้เครื่องวัดพลังงาน.....	51
2.37 ตัวอย่างลักษณะการติดตั้งแบบเสาเดี่ยว.....	56
2.38 ตัวอย่างลักษณะการติดตั้งบนหลังคา.....	57
2.39 ตัวอย่างลักษณะการติดตั้งบนพื้นดิน.....	57
2.40 ตัวอย่างขาตั้งจับยึดกับโครงสร้างหลังคา.....	58
2.41 ตัวอย่างรางและข้อต่อรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	59
2.42 ตัวอย่างอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	59
2.43 ตัวอย่างอุปกรณ์จับยึดสายกราวด์และเชื่อมต่อระบบกราวด์.....	60
2.44 ลักษณะแผนผังของแผนงาน.....	61
3.1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย.....	89
3.2 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมจำลองสถานะการทำงานของระบบ ออฟกริด/ไฮบริด.....	97
4.1 พื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	106
4.2 ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือน.....	117
4.3 ข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือน.....	118
4.4 ข้อมูลอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือน.....	119
4.5 ข้อมูลค่าการลดทอนประสิทธิภาพจากอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละเดือน.....	119

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และ XII อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.6 วิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 1 และ 2.....	127
4.7 วิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 3.....	128
4.8 วิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 4.....	129
4.9 การประเมินเบื้องต้นสำหรับเงาที่เกิดขึ้นจากระยะระหว่างแถวสำหรับพื้นที่ 2.....	130
4.10 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก A.....	131
4.11 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก B.....	132
4.12 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก C.....	133
4.13 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก D.....	133
4.14 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก E.....	134
4.15 ตัวอย่างรูปการจำลองเหตุการณ์สามมิติผ่านซอฟต์แวร์ออนไลน์ 3D Sun-Path	135
4.16 ตัวอย่างลักษณะการผลิตพลังงานรายชั่วโมง วันจันทร์-วันอังคาร ในเดือน เม.ย. ปีที่ 1 ของ ทางเลือก C.....	147
4.17 ตัวอย่างลักษณะการผลิตพลังงานรายชั่วโมง เป็นเวลา 1 สัปดาห์ ในเดือน เม.ย. ปีที่ 1 ของ ทางเลือก C.....	147
4.18 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก A.....	149
4.19 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก B.....	151
4.20 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก C.....	153
4.21 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก D.....	155
4.22 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก E.....	157
4.23 สรุปข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตลอดอายุโครงการของแต่ละ ทางเลือก.....	160
4.24 สรุปข้อมูลการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนท์ตลอดอายุโครงการของแต่ละทางเลือก.....	160
4.25 กราฟผลการวิเคราะห์ความไวของราคาแบตเตอรี่.....	190

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันสถานการณ์ความต้องการใช้พลังงานมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุกปีในขณะที่แหล่งพลังงานนั้นมีอยู่อย่างจำกัด อีกทั้งผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ผลิตพลังงานความร้อน การขนส่ง และในอุตสาหกรรม เป็นต้น ทำให้ในหลายประเทศได้ทั่วโลกได้มีนโยบายในการมุ่งเน้นการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทนที่เพิ่มสูงขึ้น ทั้งนี้ประเทศไทยก็ได้แสดงเจตนารมณ์ในการช่วยลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้นในปัจจุบันเช่นเดียวกัน

สำหรับการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยจากรายงานดุลยภาพพลังงานของประเทศไทย (Energy Balance of Thailand) ในปี พ.ศ. 2562 ข้อมูลการรายงานแสดงให้เห็นว่าประเทศไทยนั้นมีการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2558 – 2562 มีอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีที่ร้อยละ 2.35 ต่อปี และเมื่อจำแนกการใช้พลังงานไฟฟ้าตามสาขาเศรษฐกิจ ในภาคอุตสาหกรรม ธุรกิจ และบ้านพักอาศัย มีการใช้พลังงานไฟฟ้า 39 35 และ 24% ของการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ และมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีที่ 0.83 3.23 และ 3.57% ต่อปี [1] ดังแสดงในตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 การใช้พลังงานไฟฟ้าจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ [1]

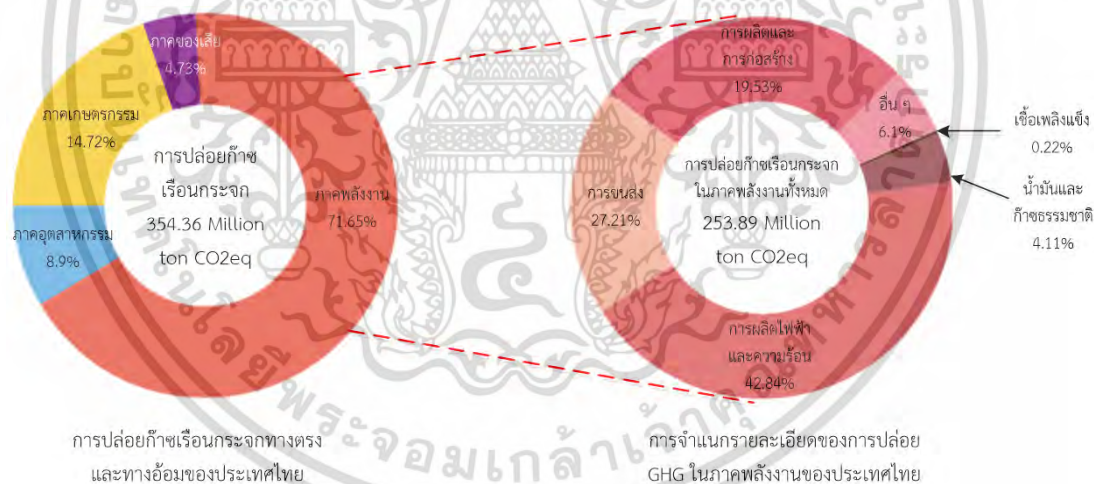
ปี (พ.ศ.)	บ้านพักอาศัย (Gwh)	ธุรกิจ (Gwh)	อุตสาหกรรม (Gwh)	ขนส่ง (Gwh)	เกษตรกรรม (Gwh)	อื่น ๆ (Gwh)	รวม (Gwh)
2558	41,443	61,446	76,914	108	381	1,085	181,377
2559	44,128	64,768	80,211	113	267	1,017	190,504
2560	44,614	65,216	82,057	245	298	1,430	193,860
2561	45,382	68,263	81,617	216	365	1,371	197,214
2562	49,393	72,028	80,172	215	469	1,437	203,714

จากตารางที่ 1.1 จะเห็นได้ว่าภาคธุรกิจและอาคารพักอาศัยนั้น บริโภคพลังงานไฟฟ้าเป็นลำดับ 2 และ 3 มีอัตราการเติบโตเฉลี่ยของการใช้พลังงานไฟฟ้าค่อนข้างสูงและเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุกปี ซึ่งทางเลือกหนึ่งที่จะช่วยลดการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับอาคารและที่อยู่อาศัยได้นั้น คือการช่วยกันลดปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง [2] โดยการใช้พลังงานหมุนเวียน

รูปแบบต่าง ๆ เช่น พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ซึ่งพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับอาคารและที่อยู่อาศัยในภาคกลางของประเทศไทย คือพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยจากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2552 โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน พบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายนและพฤษภาคมโดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 23 MJ/m²-day นอกจากนี้ยังพบว่าร้อยละ 35.6 ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีในช่วง 18-19 MJ/m²-day และจากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศไทย พบว่ามีค่าเท่ากับ 18 MJ/m²-day ผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง [3]

ผลประโยชน์หนึ่งที่ได้จากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ คือการช่วยลดปัญหาด้านการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งจากรายงานความก้าวหน้าราย 2 ปี ฉบับที่ 3 ของประเทศไทย (Third Biennial Update Report) [4] แสดงให้เห็นถึงสัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย หากพิจารณาในปี พ.ศ. 2559 พบว่ามีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 354.36 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า โดยในภาคของพลังงาน (Energy) มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุดเท่ากับ 253.89 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ดังแสดงในรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 สัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยจำแนกตามกิจกรรมการดำเนินงาน ปี พ.ศ. 2559 [4]

จากข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559 ในรูปที่ 1.1 พบว่ามีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนมากถึง 42.84% ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดในภาคพลังงาน ดังนั้นการใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของการไฟฟ้าจึงเป็นวิธีการหนึ่งในการช่วยลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกได้ และยังเป็นการแสดงให้เห็นถึงความรับผิดชอบต่อสังคม (Corporate Social Responsibility) อีกด้วย เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในปัจจุบันระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้กันโดยทั่วไปนั้นมักมีด้วยกันอยู่สามระบบหลัก ๆ ระบบแรกคือระบบออนกริด (On Grid) ซึ่งเป็นระบบการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่เชื่อมต่อกับระบบการไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยอาศัยหลักการแปลงไฟกระแสตรงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบการไฟฟ้าและทำการขายไฟฟ้าคืน ระบบที่สองคือระบบออฟกริด (Off Grid) ซึ่งเป็นระบบที่ผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่พึ่งพาพลังงานไฟฟ้าจากสายส่ง ระบบออฟกริดนี้จะแยกเดี่ยวออกมาโดยผู้ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะสามารถผลิตไฟฟ้าใช้ตัวเอง และสุดท้ายระบบไฮบริด เป็นการนำเอาระบบออนกริดและระบบออฟกริดมารวมกัน สามารถแบ่งได้เป็นสองประเภทย่อย คือ ระบบ ออนกริด/ไฮบริด ซึ่งเป็นระบบที่ใช้พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์และพลังงานจากการไฟฟ้าเป็นพลังงานหลักส่วนแบตเตอรี่จะถูกใช้เป็นแหล่งพลังงานสำรองเมื่อพลังงานจากการไฟฟ้าเกิดขัดข้อง และระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งเป็นระบบที่ใช้พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่เป็นแหล่งพลังงานหลักส่วนพลังงานจากการไฟฟ้าจะใช้เป็นพลังงานสำรอง ซึ่งระบบไฮบริดจะช่วยลดการสูญเสียเนื่องจากกระแสไฟจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะป้อนเข้ามาที่โหนดใช้งานได้เลย ก่อนที่จะเข้าไปชาร์จในแบตเตอรี่ เมื่อโหนดใช้งานน้อยลงจนกระแสไฟจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เหลือจึงจะชาร์จเข้าไปเก็บในแบตเตอรี่ (ขึ้นอยู่กับข้อกำหนดสถานะการทำงาน) วิธีนี้ช่วยยืดอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ได้อีกด้วย [5] และในปัจจุบันยังได้มีการนำพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานอย่างแพร่หลาย ทั้งในส่วนของอาคารที่อยู่อาศัย หมู่เกาะ และพื้นที่ห่างไกล เป็นต้น ซึ่งงานวิจัยต่าง ๆ จะมุ่งเน้นไปที่การศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ด้านสิ่งแวดล้อม หรือการศึกษาในส่วนของความเป็นไปได้ทางเทคโนโลยี [6-11] และในประเทศไทยได้มีการศึกษาในส่วนของความคุ้มค่าในการลงทุนในระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับบ้านอยู่อาศัย การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของระบบเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับโรงงาน และการศึกษาาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและความเป็นไปได้ในการขยายระบบ เป็นต้น [12-14] ซึ่งจากการค้นคว้ายังไม่พบว่ามีงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการนำระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานกับอพาร์ทเมนต์ เนื่องจากลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์จะเกิดขึ้นในช่วงกลางคืนเป็นหลัก แน่นนอนว่าระบบที่มีความเหมาะสมและสามารถสร้างผลประโยชน์ทางด้านสิ่งแวดล้อมได้สูงสุดสำหรับการใช้งานลักษณะนี้ ควรจะเป็นระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งใช้พลังงานจากระบบสายส่งของการไฟฟ้าเป็นพลังงานสำรอง โดยระบบจะมีความมั่นคงด้านพลังงานมากกว่าระบบออฟกริด และสร้างผลประโยชน์ทางด้านสิ่งแวดล้อมได้สูงกว่าระบบออนกริด

อย่างไรก็ดีในอดีตระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ยังมีข้อจำกัดทางด้านเทคโนโลยีและต้นทุนของระบบที่สูงมาก ทำให้การลงทุนนั้นไม่เกิดความคุ้มค่า แต่เนื่องจากราคาของแบตเตอรี่ลิเทียมในช่วงทศวรรษที่ผ่านมาปรับตัวลดลงอย่างมาก โดยราคาของแบตเตอรี่

ลิเธียมลดลงถึง 89% (พ.ศ. 2563) [15] ทำให้ปัจจุบันแนวทางในการลงทุนในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับอพาร์ทเมนต์จึงเป็นเรื่องที่น่าสนใจมากขึ้น

ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการใช้พลังงานหมุนเวียน ซึ่งจากข้อมูลข้างต้นผู้วิจัยจึงมีแนวคิดในการศึกษาความเป็นไปได้ด้านวิศวกรรมและด้านการเงิน ในการนำระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด มาใช้งานกับอพาร์ทเมนต์ โดยในงานวิจัยชิ้นนี้ อพาร์ทเมนต์ขนาด 26 ห้อง จะถูกใช้เป็นกรณีศึกษา ซึ่งมีจุดประสงค์หลักเพื่อศึกษาความคุ้มค่าด้านการเงินในการลงทุนติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา เพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้า และได้แนวทางในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขึ้นสู่ชั้นบรรยากาศ โดยในส่วนของประเมินพลังงานจะใช้ข้อมูลของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารายวัน และลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมในแต่ละเดือนในการประเมินพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้า การออกแบบ และประเมินการทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง และสุดท้ายจะเลือกรูปแบบของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีความคุ้มค่าในด้านการเงินสูงที่สุด เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับข้อมูลทางด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และหาข้อสรุปความคุ้มค่าในการลงทุน ซึ่งงานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์ ขอบเขต ประโยชน์ที่ได้รับ ดังต่อไปนี้

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ด้านวิศวกรรมในการใช้งานระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด ทั้งด้าน 1) ขนาดของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีความเหมาะสม และ 2) ความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้า สำหรับอพาร์ทเมนต์
2. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินในการลงทุนในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด สำหรับอพาร์ทเมนต์

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย

1. ในการศึกษาจะใช้ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าและขนาดของพื้นที่ของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษาซึ่งมีจำนวนห้องพัก 26 ห้อง ตั้งอยู่ในพื้นที่กรุงเทพมหานคร โดยในการวิเคราะห์จะใช้ 1) ข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่เดือน มกราคม พ.ศ. 2562 ถึงเดือน ธันวาคม พ.ศ.2563 เป็นฐานข้อมูล และ 2) ข้อมูลทั่วไปของอพาร์ทเมนต์ ข้อมูลด้านการเงิน และข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาด้านวิศวกรรมในช่วงปี พ.ศ. 2555 ถึง พ.ศ. 2563

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. ทำการศึกษาระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ที่มีพลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่เป็นแหล่งพลังงานหลักและใช้พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเป็นแหล่งพลังงานสำรอง
3. การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการกำหนดระยะเวลาดำเนินโครงการที่ 30 ปี โดยกำหนดให้เริ่มต้นที่ปี พ.ศ. 2564

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ได้แนวทางการลดค่าใช้จ่ายและลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของการไฟฟ้าด้วยการใช้พลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์กับอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา
2. ทราบถึงผลตอบแทนทางการเงินของโครงการอพาร์ทเมนต์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด
3. สามารถใช้ผลการศึกษานี้เป็นเครื่องมือประกอบการตัดสินใจลงทุนได้
4. ได้แนวทางในการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาความเป็นไปได้ในการในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับบาร์ทเมนต์กรณีศึกษา เป็นการศึกษาข้อมูลในส่วนของความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรม การออกแบบ การผลิตพลังงานไฟฟ้า และการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินสำหรับบาร์ทเมนต์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อใช้เป็นแนวทางสำหรับการตัดสินใจลงทุนและได้แนวทางในการช่วยลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก อีกทั้งยังช่วยลดค่าไฟฟ้าและเพิ่มผลกำไรระยะยาวได้อีก ทั้งนี้ในการดำเนินงานศึกษาวิจัยจำเป็นต้องมีการศึกษาทฤษฎีต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง รวมไปถึงผลงานวิจัยที่เคยมีการศึกษามาก่อนหน้านี้ เพื่อนำมาปรับใช้กับการดำเนินงานวิจัยให้มีความถูกต้องและมีประโยชน์สูงสุด โดยในบทนี้จะแบ่งเนื้อหาทั้งหมดออกเป็น 6 ส่วน ได้แก่ 1) การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก 2) การคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานหมุนเวียน 3) มาตรฐาน ISO 50001 สำหรับอาคารสำนักงาน 4) ทฤษฎีและข้อมูลที่เกี่ยวข้องของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 5) ทฤษฎีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ และ 6) การทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ซึ่งรายละเอียดได้แสดงไว้ดังต่อไปนี้

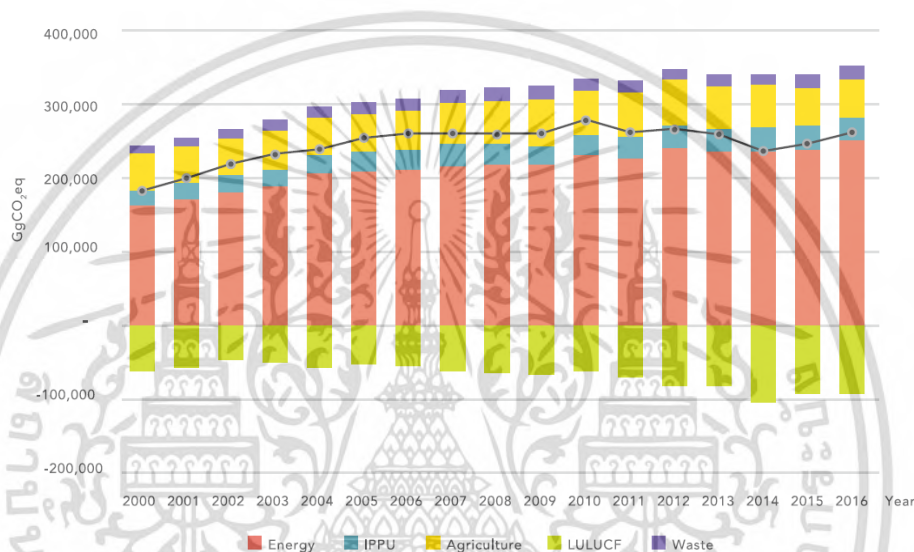
2.1 การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก [4 และ 16]

ในปัจจุบันสภาวะโลกร้อนที่โลกของเรากำลังประสบอยู่นั้นนับวันยิ่งทวีความรุนแรงมากยิ่งขึ้น โดยมีสาเหตุที่สำคัญอย่างหนึ่งมาจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อน ซึ่งสำหรับประเทศไทยมีสัดส่วนของปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนสูงที่สุดในภาคพลังงานโดยอยู่ที่ร้อยละ 42.84 ในปี พ.ศ. 2559 ดังนั้นการหาแนวทางในการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานจึงเป็นสิ่งที่หลาย ๆ ประเทศนั้นมีการตื่นตัวและให้ความสำคัญ เพื่อที่จะพัฒนาแนวทางหรือวิธีการในการช่วยลดก๊าซเรือนกระจก โดยในส่วนนี้ผู้วิจัยได้แบ่งหัวข้อของทฤษฎีและข้อมูลที่ทำการศึกษาออกเป็น 3 ส่วน ดังต่อไปนี้

2.1.1 สถานการณ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย [4]

ในด้านของการศึกษาการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย จากรายงานความก้าวหน้าราย 2 ปีฉบับที่ 3 ของประเทศไทย (Third Biennial Update Report) ที่รายงานต่อ UNFCCC ในช่วงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2563 โดยสำนักงานนโยบาย และแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม [4] พบว่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2543 เป็นต้นมาประเทศไทยมีแนวโน้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยในช่วงปี พ.ศ. 2543 – 2559 มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มสูงขึ้นในอัตราเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

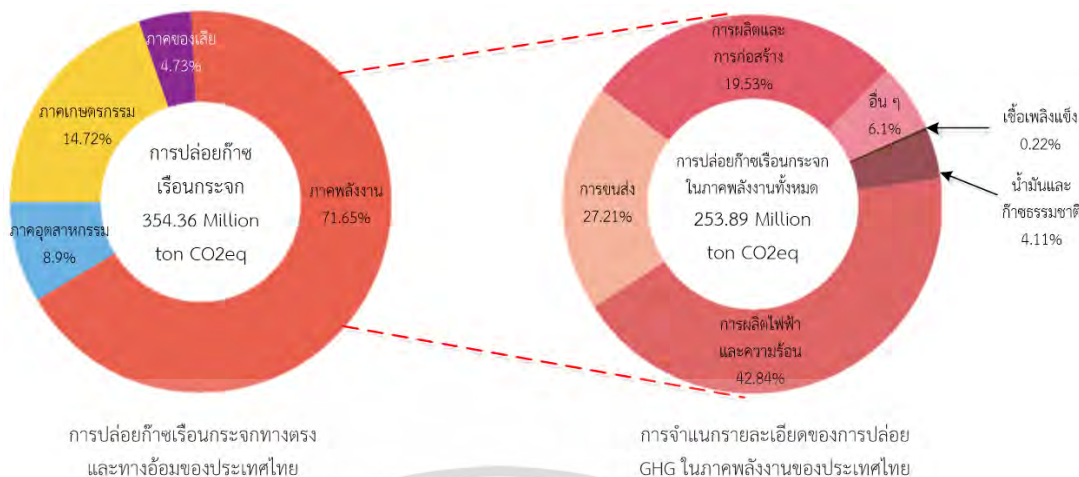
เฉลี่ยร้อยละ 2.31 ต่อปี แต่เมื่อพิจารณาเกี่ยวกับการดูดซับก๊าซเรือนกระจกจากที่ดินและป่าไม้พบว่า ปริมาณการดูดซับก๊าซเรือนกระจกสุทธิเพิ่มขึ้นจาก 61,960.76 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในปี พ.ศ. 2543 เป็น 91,134.15 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในปี พ.ศ. 2559 ดังนั้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิจึงเพิ่มสูงขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 2.27 ต่อปี แสดงให้เห็นถึงความสามารถในการดูดซับก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยที่เป็นไปในทิศทางที่ดี แต่อย่างไรก็ตามประเทศไทยยังถือว่ายังมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขึ้นสู่ชั้นบรรยากาศในเกณฑ์ที่ค่อนข้างสูง โดยแนวโน้มของปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแสดงดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2543 – 2559 [4]

หากพิจารณาเฉพาะในแง่ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยพบว่าในปี พ.ศ. 2559 ประเทศไทยมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณ 354.36 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (Million ton CO₂-eq) โดยภาคพลังงาน (Energy) มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุดเท่ากับ 253.89 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (71.7%) โดยภาคพลังงานจะประกอบด้วย กิจกรรมการผลิตไฟฟ้าและความร้อน กิจกรรมการขนส่ง การใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมการผลิตและก่อสร้าง การใช้น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ การใช้เชื้อเพลิงแข็ง และอื่น ๆ รองจากภาคพลังงาน คือ ภาคการเกษตร ป่าไม้ และการใช้ประโยชน์ที่ดิน (Agriculture Forestry and Other Land Use: AFOLU) ภาคกระบวนการอุตสาหกรรมและการใช้ผลิตภัณฑ์ (Industrial Processes and Product Use: IPPU) และภาคการจัดการของเสีย (Waste) มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเท่ากับ 52.16 (14.7%) 31.53 (8.9%) และ 16.77 (4.7%) ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 2.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

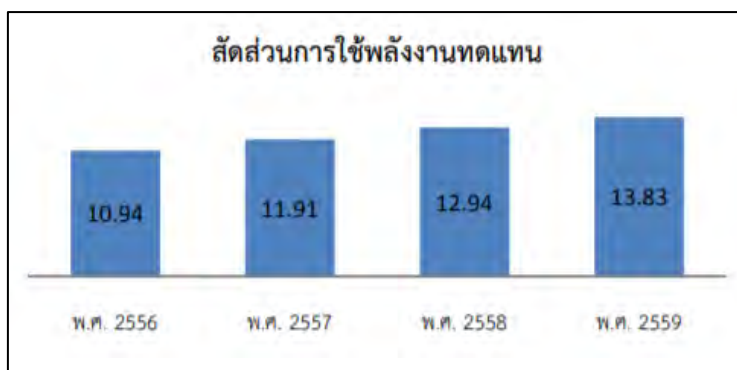


รูปที่ 2.2 สัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยจำแนกตามกิจกรรมการดำเนินงาน ปี พ.ศ. 2559 [4]

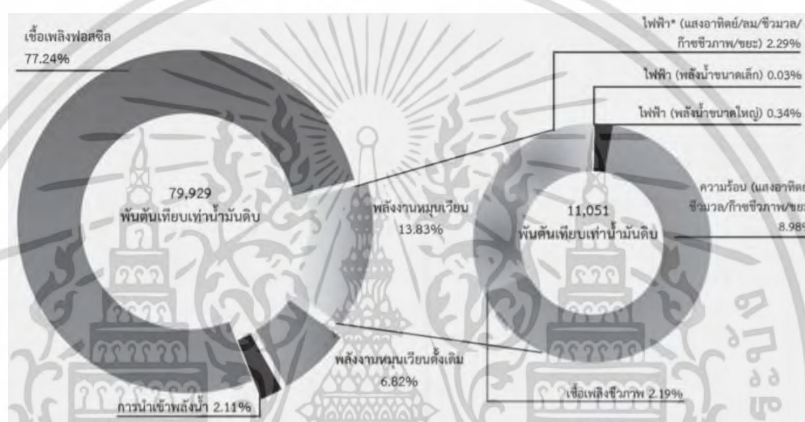
ดังนั้นหน่วยงานและองค์กรรวมถึงบุคลากรทุกภาคส่วนควรที่จะมีส่วนร่วมในการช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อนำไปสู่การพัฒนาประเทศที่มีความก้าวหน้าและยั่งยืนต่อไปในอนาคต โดยแนวทางในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่มนุษย์ทุกคนสามารถกระทำได้นั้นมีหลากหลายวิธี เช่น การลดปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า การใช้พลังงานทดแทน การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานทดแทน หรือแม้แต่การประเมินเพื่อหาแนวทางในการลดก๊าซเรือนกระจกขององค์กรก็จะเป็นการสะท้อนให้เห็นถึงปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมต่าง ๆ และจะสามารถนำมาใช้ในการค้นหาแนวทางในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมีประสิทธิภาพ

2.1.2 แนวโน้มในการใช้พลังงานทดแทนของประเทศไทย [16]

พลังงานทดแทน หมายถึง พลังงานที่ใช้ทดแทนพลังงานจากฟอสซิล ซึ่งประกอบด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานพลังน้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ชยะ และเชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอลและไบโอดีเซล) เป็นต้น สถานการณ์พลังงานของ ประเทศไทยปี พ.ศ.2559 มีการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายรวม 79,929 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยเป็นการใช้พลังงานทดแทน 11,051 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 13.83 ของพลังงานทั้งหมด โดยประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มสัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มมากขึ้น ซึ่งการใช้พลังงานทดแทนอยู่ในรูปของไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพ ดังแสดงในรูปที่ 2.3 - 2.4



รูปที่ 2.3 ข้อมูลสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนต่อพลังงานทั้งหมดของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 - 2559 [16]



รูปที่ 2.4 ข้อมูลการใช้พลังงานทดแทนขั้นสุดท้ายปี พ.ศ. 2559 [16]

การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยนั้น จากข้อมูลพบว่ามีการใช้เชื้อเพลิงจากฟอสซิลสูงที่สุดคิดเป็นร้อยละ 77.24 ในส่วนที่เหลือเป็นพลังงานหมุนเวียนและอื่น ๆ พลังงานหมุนเวียนคิดเป็นร้อยละ 13.83 ซึ่งจำแนกได้เป็นพลังงานความร้อน (แสงอาทิตย์ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ) คิดเป็นร้อยละ 8.98 พลังงานเชื้อเพลิงชีวภาพร้อยละ 2.19 พลังงานไฟฟ้า (แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ) ร้อยละ 2.29 พลังงานไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กร้อยละ 0.03 พลังงานไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดใหญ่คิดเป็นร้อยละ 0.34 ซึ่งประเทศไทยมีนโยบายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้น โดยการกำหนดเป้าหมายสัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนขั้นสุดท้าย ณ ปี พ.ศ. 2579 ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 30 หรือเท่ากับ 131,000 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579) ดังนั้นการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน นอกจากช่วยลดค่าใช้จ่ายในการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลจากต่างประเทศแล้ว ยังเป็นการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาพรวมของประเทศไทยอีกด้วย

การลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานทดแทนมีหลายรูปแบบ ได้แก่

- การใช้พลังงานทดแทนผลิตพลังงานไฟฟ้าแทนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ
- การใช้พลังงานทดแทนผลิตพลังงานความร้อนแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ชีวมวล ก๊าซ ชีวภาพ
- การใช้พลังงานทดแทนเป็นเชื้อเพลิงชีวภาพ เช่น เอทานอล ไบโอดีเซล ก๊าซไบโอมิเทนอัด

พลังงานทดแทนทุกรูปแบบที่กล่าวมานั้นสามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ทั้งสิ้น ซึ่งพลังงานที่อยู่ใกล้ตัวที่สุด และในทุก ๆ องค์กรสามารถใช้พลังงานทดแทนได้นั้น คือ พลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากมีราคาถูกมากในปัจจุบัน และตำแหน่งที่ตั้งของประเทศไทยนั้นก็อยู่ใกล้กับเส้นศูนย์สูตร โดยมีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยตลอดทั้งปีเท่ากับ 18 MJ/m²/day หรือ 5 kWh/m²/day ซึ่งทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์ได้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.1.3 พลังงานแสงอาทิตย์ในระบบพลังงานทดแทน [16]

ด้วยตำแหน่งและที่ตั้งของประเทศไทยใกล้เส้นศูนย์สูตร โดยมีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยตลอดทั้งปีเท่ากับ $18 \text{ MJ/m}^2/\text{day}$ หรือ $5 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ ทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์ โดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดจะอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือในบริเวณจังหวัด นครราชสีมา ชัยภูมิ ขอนแก่น มหาสารคาม บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร และอุบลราชธานี เนื่องจากมีพื้นที่เป็นบริเวณที่ราบสูงค่อนข้างแห้งแล้ง และมีการก่อดวงของเมฆน้อย รวมถึงพื้นที่บริเวณภาคกลางบางส่วน ดังแสดงในรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 แผนที่พลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย [16]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถนำมาใช้ได้ 2 รูปแบบ คือ

1) การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตพลังงานความร้อน เช่น ใช้ในการอบแห้งผลผลิตทางการเกษตร ใช้ในการผลิตน้ำร้อนสำหรับโรงพยาบาล เป็นต้น ดังแสดงในรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 การใช้พลังงานความร้อนที่ได้จากแสงอาทิตย์ในการใช้งานระบบอบแห้งและระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ [16]

2) การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตพลังงานไฟฟ้ามี ซึ่งหลักการทำงานดังนี้ แสงอาทิตย์ซึ่งเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าจะตกกระทบกับเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิกอนจะเกิดการถ่ายเทพลังงานระหว่างกัน ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้าขึ้นในสารกึ่งตัวนำ โดยกระแสไฟฟ้าที่ได้จะเป็น ไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current: DC) หรืออีกวิธีหนึ่งคือใช้ความร้อนของพลังงานแสงอาทิตย์ไปต้มน้ำ แล้วนำไอน้ำที่เกิดขึ้นนำไปหมุนกังหันใบพัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกต่อหนึ่งเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าขึ้น ซึ่งวิธีนี้ต้องใช้เทคโนโลยีและเงินลงทุนสูงกว่าวิธีแรก

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือเซลล์โฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Cell) ที่นิยมใช้กันมี 2 รูปแบบ ได้แก่ แบบผลึกซิลิกอน (Monocrystalline Silicon, Polycrystalline Silicon) และ แบบฟิล์มบาง (Thin Film) ดังแสดงในรูปที่ 2.7 และค่าประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 2.1



รูปที่ 2.7 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cell) [16]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.1 ค่าประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด [16]

ชนิด	ประเภทวัสดุ	ประสิทธิภาพ (%)
Thin film	Amorphous silicon (a-Si)	4 – 9
	Cadmium telluride (CdTe)	6 – 9
	Copper indium gallium selenide (CIS or CIGS)	9 – 10.5
	Organic cells	3 – 4
Mono – crystalline silicon	sc-Si	10 – 16
Polycrystalline silicon/Multi-crystalline	mc-Si	10 – 14.5

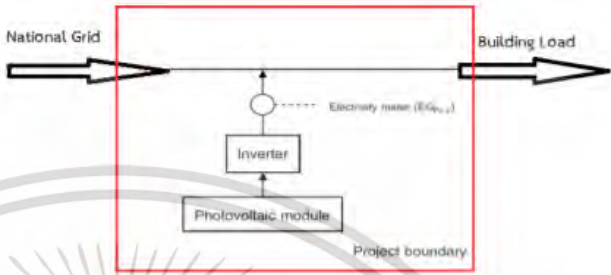

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานทดแทนที่สำคัญนำมาผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับสองรองจาก พลังงานน้ำ ข้อมูลจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ปี พ.ศ.2560 พบว่าประเทศไทยมี โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ดังแสดงในรูปที่ 2.8 โดยมีกำลังการผลิตรวมทั้งประเทศอยู่ที่ 2,220 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 5.4 ของปริมาณไฟฟ้าทั้งประเทศและมีแนวโน้มการใช้พลังงาน แสงอาทิตย์เพิ่มมากขึ้น เนื่องจากราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีราคาถูกลง ซึ่งตัวอย่างโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แสดงในตารางที่ 2.2



รูปที่ 2.8 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา [16]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.2 ตัวอย่างโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ [16]

ตัวอย่างโครงการ	
กิจกรรมโครงการ	การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร และส่งกระแสไฟฟ้าผ่าน อุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับ (Inverter) และส่งกระแสไฟฟ้า เข้าสู่ระบบไฟฟ้าของอาคาร
ขอบเขตโครงการ	
ระเบียบวิธีการ คำนวณ การลดก๊าซเรือนกระจก	T-VER-METH-AE-01 Version 01 การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Electricity Generation from Renewable Energy)
ภาพอุปกรณ์หลักของโครงการ	
	
ที่มา	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 304.750 kW บริษัท เคนมินฟู้ตส์ (ไทยแลนด์) จำกัด จังหวัดชลบุรี

จากตารางที่ 2.2 พบว่าการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นเป็นสิ่งที่สามารถนำไปปรับใช้ได้กับทุกครัวเรือน และยังสามารถลดค่าไฟฟ้าจากการใช้ไฟฟ้าสายส่งได้จริง ซึ่งในการติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์เพื่อใช้งานในที่พักอาศัยนั้นนอกจากจะไม่สร้างก๊าซเรือนกระจกแล้วยังสามารถช่วยลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกได้อีกด้วย เนื่องจากเกิดการลดการใช้ไฟฟ้าจากสายส่งจึงเป็นผลสืบเนื่องให้การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลต่าง ๆ ที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้านั้นลดลงด้วยการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกในรูปแบบนี้นั้นจะถูกรับเรียกว่าการลดปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2 การคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานหมุนเวียน [17 และ 18]

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Grid Emission Factor) เป็นตัวแปรที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายหรือทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของประเทศ (National Grid Electricity System) ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ใช้ในการประเมินเป็นข้อมูลที่น่ามาจากฐานข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยเป็นข้อมูลของ ปี พ.ศ. 2557 ถึง พ.ศ. 2559 [17] ผลการประเมินพบว่า ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่งของประเทศ ที่จะนำไปใช้ในการคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สำหรับโครงการทั่วไปมีค่าเท่ากับ 0.5664 tCO₂/MWh สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ที่เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อใช้ในการทดแทนการผลิตไฟฟ้าของระบบสายส่ง ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบสายส่งที่จะนำไปคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission) หรือจากการดำเนินโครงการ (Project Emission) มีค่าเท่ากับ 0.5692 tCO₂/MWh ดังแสดงในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ค่า Grid Emission Factor ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559 [17]

ประเภทโครงการ	Grid Emission Factor (tCO ₂ /MWh)		
	EF _{grid, OM}	EF _{grid, BM}	EF _{grid, CM}
โครงการทั่วไป	0.5719	0.5609	0.5664
โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์	0.5719	0.5609	0.5692

ลักษณะและขอบเขตของโครงการพลังงานทดแทนต้องเป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อทดแทนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินหรือน้ำมัน ซึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้นสามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลหรือพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งเพื่อใช้เองและหรือเพื่อจำหน่ายเข้าระบบสายส่ง ขอบเขตโครงการ คือ ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโครงการ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลม เป็นต้น รวมถึงกิจกรรมต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโครงการ

ข้อมูลกรณีฐาน (Baseline Scenario) จะเป็นข้อมูลของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยแบ่งออกเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งและการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อใช้เอง โดยข้อมูลของกิจกรรมการปล่อยก๊าซ

เรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ ดังแสดงในตารางที่ 2.4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์หรือการแจ้งในเพื่อการศึกษาก็ได้ ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.4 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ [18]

การปล่อยก๊าซเรือนกระจก	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง	CO ₂	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง ซึ่งถูกทดแทนโดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน
	การผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้เอง	CO ₂	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งถูกทดแทนโดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน
การดำเนินโครงการ	การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO ₂	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
	การใช้พลังงานไฟฟ้า	CO ₂	การใช้พลังงานไฟฟ้า ซึ่งผลิตจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
นอกขอบเขตโครงการ	การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการขนส่ง	CO ₂	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลหรือขยะมูลฝอย

• การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานนั้นพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยการคิดเทียบเท่าจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดที่นำไปทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือทดแทนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อใช้เอง การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.1

$$BE_y = BE_{EG,y} \quad (2.1)$$

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO₂/year)

$BE_{EG,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี y (tCO₂/year)

การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลนั้นจะคำนวณโดยใช้ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ลม แสงอาทิตย์) ที่

สามารถทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้อยู่เดิม หรือเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับใช้เอง ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.2

$$BE_{EG,y} = (EG_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec} \quad (2.2)$$

โดยที่

$BE_{EG,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี y ($tCO_2/year$)

$EG_{PJ,y}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียนในปี y ($kWh/year$)

EF_{Elec} = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (tCO_2/MWh)

• การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกขั้นสูงขึ้นบรรยากาศจากการดำเนินโครงการจะทำการพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในกรณีที่ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโครงการมีการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งและการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเกิดขึ้น การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการนั้นสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.3

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{EL,y} \quad (2.3)$$

โดยที่

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y ($tCO_2/year$)

$PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y ($tCO_2/year$)

$PE_{EL,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y ($tCO_2/year$)

ในการคำนวณค่าปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการนั้นสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.4

$$PE_{FF,y} = \sum (FC_{PJ,i,y} \times (NCV_{i,y} \times 10^{-6}) \times EF_{CO_2,i}) \times 10^{-3} \quad (2.4)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานที่ปรึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่

- $PE_{FF,y}$ = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y ($tCO_2/year$)
- $FC_{PJ,i,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการในปี y (unit/year)
- $NCV_{i,y}$ = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y (MJ/unit)
- $EF_{co2,i}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ($kgCO_2/TJ$)

ในการคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการสามารถคำนวณได้โดยการใช้สมการที่ 2.5

$$PE_{EL,y} = (EC_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec} \quad (2.5)$$

โดยที่

- $PE_{EL,y}$ = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y ($tCO_2/year$)
- $EC_{PJ,y}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการในปี y (kWh/year)
- EF_{Elec} = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (tCO_2/MWh)

• **การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการพิจารณาเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่งเชื้อเพลิงในกรณีที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลหรือขยะมูลฝอยที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม (Total Installed Capacity) แต่ละประเภทเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนเกิน 15 MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการนั้นสามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ 2.6

$$LE_y = LE_{FF,y} \quad (2.6)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่

LE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมนอกขอบเขตโครงการในปี y ($tCO_2/year$)

$LE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการในปี y ($tCO_2/year$)

ในการคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่งเชื้อเพลิงนอกขอบเขตโครงการนั้นสามารถคำนวณได้โดยการใช้สมการที่ 2.7

$$LE_{FF,y} = \sum (FC_{TR,i,y} \times (NCV_{i,y} \times 10^{-6}) \times EF_{co2,i}) \times 10^{-3} \quad (2.7)$$

โดยที่

$LE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการในปี y ($tCO_2/year$)

$FC_{TR,i,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการขนส่งเชื้อเพลิงนอกขอบเขตโครงการในปี y (unit/year)

$NCV_{i,y}$ = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y (MJ/unit)

$EF_{co2,i}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ($kgCO_2/TJ$)

- การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนั้น สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.8

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (2.8)$$

โดยที่

ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y ($tCO_2e/year$)

BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y ($tCO_2e/year$)

PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y ($tCO_2e/year$)

LE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี y ($tCO_2e/year$)

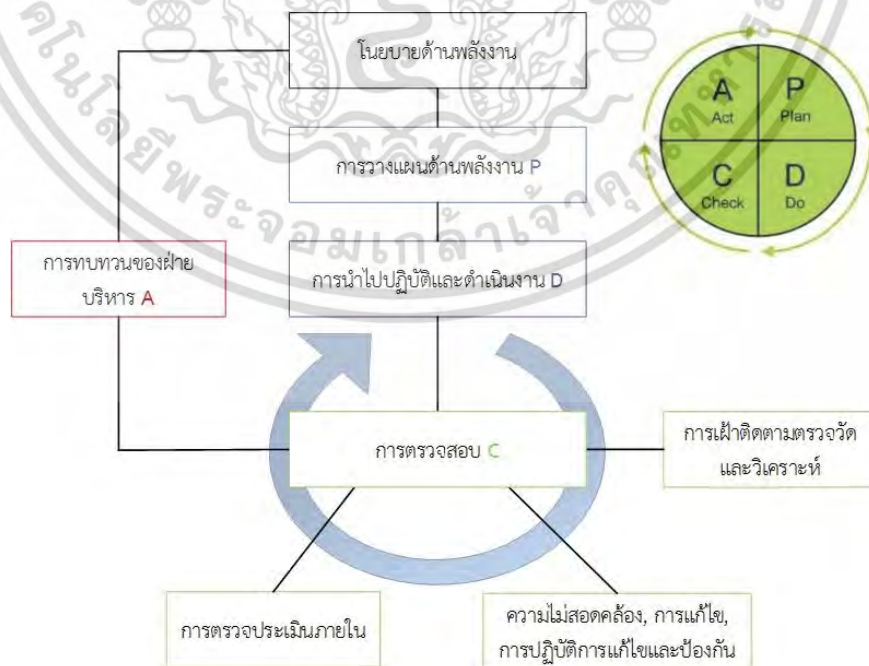
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3 มาตรฐาน ISO 50001 สำหรับอาคารสำนักงาน [19]

ISO คือองค์การระหว่างประเทศ ที่ว่าด้วยเรื่องของมาตรฐาน (International Organization for Standardization) ที่ก่อตั้งขึ้นเมื่อปี พ.ศ. 2490 โดยที่มีสำนักงานใหญ่ของ ISO ตั้งอยู่ที่ นครเจนีวา สวิตเซอร์แลนด์ มีวัตถุประสงค์ขององค์กรก็เพื่อส่งเสริม การกำหนดมาตรฐานระหว่างประเทศ และกิจกรรมที่เกี่ยวข้อง เพื่อการพัฒนาอุตสาหกรรม เศรษฐกิจ และเพื่อจัดซื้อโต้แย้งรวมถึงการกีดกันในทางการค้าระหว่างประเทศ ตลอดจนการพัฒนาความร่วมมือระหว่างประเทศ ในด้านวิชาการ วิทยาศาสตร์ และเทคโนโลยี ดังนั้นหากบริษัทหรือองค์กรใดได้รับมาตรฐาน ISO นั้นหมายความว่า สินค้า บริการ หรือระบบการจัดการต่าง ๆ ขององค์กรนั้นเป็นไปตามมาตรฐานและเป็นที่ยอมรับในระดับสากล โดยมาตรฐานสากล ISO ทุกฉบับได้มีการระบุข้อกำหนดสำหรับองค์กรในการจัดทำ นำไปปฏิบัติ การคงรักษาไว้ และปรับปรุงระบบการจัดการ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้องค์กรนั้นสามารถดำเนินการได้อย่างเป็นระบบ

2.3.1 รูปแบบการจัดการพลังงาน ISO 50001 กับหลักการ PDCA [19]

วัตถุประสงค์การจัดการ ISO 50001 ในประเทศไทยก็คือ เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของการใช้พลังงาน รวมถึงลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ลดต้นทุนในด้านการใช้พลังงาน และลดผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมอื่น ๆ โดยระบบ ISO 50001 นั้นสามารถนำไปใช้ได้กับองค์กรทุกขนาด และสามารถบูรณาการให้เข้ากับระบบอื่น ๆ ได้ โดยต้องปฏิบัติอย่างต่อเนื่องตามหลักการของ PDCA ดังแสดงในรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 รูปแบบของการจัดการพลังงาน [19]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- การวางแผนพลังงาน (Plan)

การวางแผนพลังงาน หมายถึง องค์กรดำเนินการทบทวนการใช้พลังงาน จัดทำดัชนีชี้วัดสมรรถนะขององค์กรในด้านพลังงาน และกำหนดแผนปฏิบัติการต่าง ๆ ที่จำเป็น เพื่อให้ได้ผลที่จะปรับปรุงสมรรถนะด้านพลังงานให้เป็นไปตามนโยบายพลังงานขององค์กร โดยการวัดและวิเคราะห์ข้อมูลการใช้พลังงานและปริมาณการใช้พลังงาน

- การปฏิบัติ (Do)

การปฏิบัติ หมายถึง องค์กรนำแผนปฏิบัติการต่าง ๆ ไปปฏิบัติ ซึ่งครอบคลุมถึงการดำเนินการในด้านอื่น ๆ ที่จะทำให้ระบบการจัดการพลังงานมีความยั่งยืนดังนี้ ด้านการออกแบบและการจัดซื้อ สำหรับกระบวนการ เครื่องจักรที่มีนัยสำคัญและมีผลกระทบต่อสมรรถนะพลังงาน รวมถึงการบริการด้านพลังงาน ด้านการควบคุมการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษา เฉพาะกระบวนการหรือเครื่องจักรที่มีนัยสำคัญและมีผลกระทบต่อสมรรถนะพลังงาน ด้านระบบเอกสาร ซึ่งจะต้องดำเนินการจัดทำเอกสารให้สอดคล้องกับข้อกำหนดและการควบคุมเอกสาร ด้านการสื่อสารทั้งภายในและภายนอกองค์กร ด้านพลังงานของคนในองค์กร ด้านความสามารถ การฝึกอบรมและความตระหนัก

- การตรวจสอบ (Check)

การตรวจสอบ หมายถึง องค์กรเฝ้าติดตามและตรวจสอบการดำเนินการรวมถึงแผนปฏิบัติการต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยการกำหนดแผนในการเฝ้าระวังและการตรวจติดตามตัวแปรสำคัญที่มีผลต่อสมรรถนะพลังงาน ซึ่งในการตรวจสอบยังรวมไปถึงการตรวจประเมินภายในระบบการจัดการพลังงานที่จะต้องทำเป็นประจำทุกปี และหากพบข้อบกพร่องหรือแนวโน้มที่จะเกิดข้อบกพร่องจะต้องดำเนินการปฏิบัติการแก้ไขและปฏิบัติการป้องกันทันที

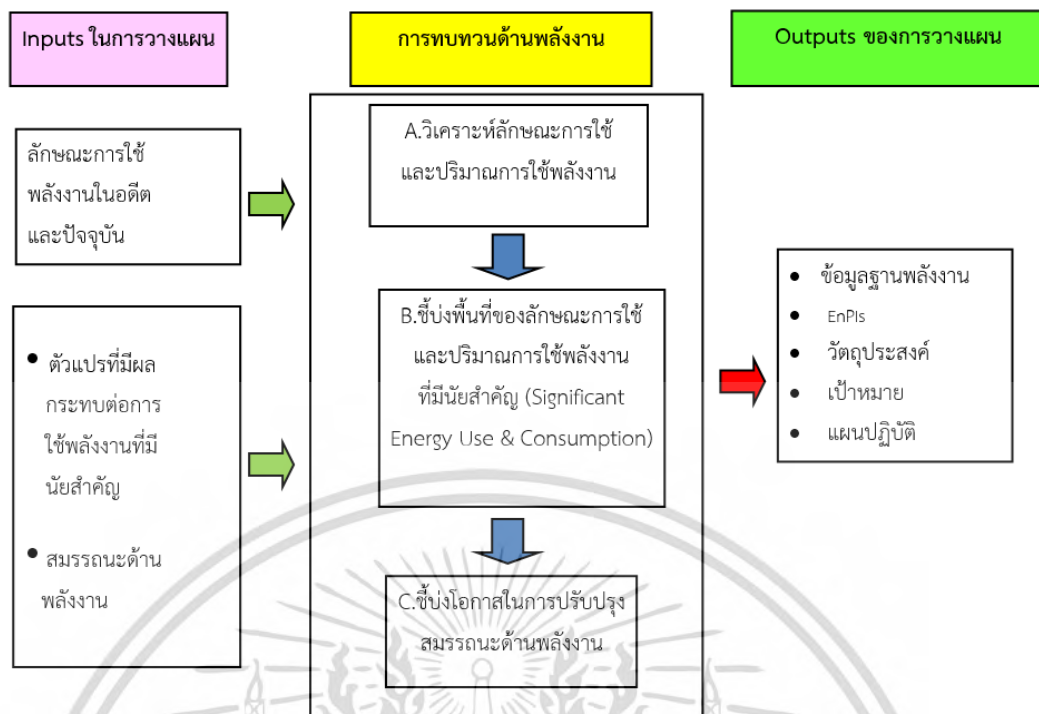
- การทบทวน (Act)

การทบทวน หมายถึง องค์กรดำเนินการแก้ไขข้อบกพร่องที่พบ เพื่อปรับปรุงสมรรถนะขององค์กรด้านพลังงาน ซึ่งส่งผลให้ระบบมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง โดยองค์กรจะต้องดำเนินการทบทวนโดยฝ่ายบริหารทุก ๆ ปี เพื่อให้มั่นใจได้ว่าระบบการจัดการพลังงานยังคงอยู่ และมีการปรับปรุงและพัฒนาได้อย่างต่อเนื่อง

2.3.2 การวางแผนและกำหนดกลยุทธ์ด้านพลังงาน [19]

ในส่วนของกระบวนการวางแผนด้านพลังงาน (Energy Planning Process) นั้นจะประกอบด้วย 3 ส่วน คือ ส่วนของการนำเข้าข้อมูลในการวางแผน ส่วนของการทบทวนด้านพลังงาน และส่วนของผลที่ได้ของการวางแผน ข้อมูลที่ผ่านขั้นตอนการทบทวนพลังงานมานั้นจะได้ผลลัพธ์ของข้อมูลออกมาเป็น ข้อมูลฐานพลังงาน EnPIs วัตถุประสงค์ เป้าหมายหลัก และแผนในการปฏิบัติงาน เพื่อนำไปใช้ในการปรับปรุงการใช้พลังงานขององค์กรต่อไป รูปแบบของกระบวนการวางแผนนั้นแสดงดังรูปที่ 2.10

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.10 กระบวนการวางแผนด้านพลังงาน (Energy Planning Process) [19]

จากรูปที่ 2.10 ส่วนสำคัญที่ควบคู่ไปกับกระบวนการวางแผนคือการกำหนดกลยุทธ์ด้านพลังงาน ซึ่งการกำหนดกลยุทธ์ด้านพลังงาน คือ การกำหนดขั้นตอนต่าง ๆ ในการจัดการด้านพลังงาน โดยจะใช้ข้อมูลในส่วนของ สัดส่วนพลังงาน ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า จำนวนข้อมูลต้นทุนในการใช้พลังงาน เพื่อใช้ในการประเมินและจัดลำดับลักษณะการใช้พลังงานที่มีนัยสำคัญ บันทึกโอกาสในการปรับปรุงสมรรถนะด้านพลังงาน และนำมาสรุปโดยการจัดทำการประมาณการลักษณะการใช้และปริมาณการใช้พลังงานในอนาคต

สรุปขั้นตอนการกำหนดกลยุทธ์ด้านพลังงานได้ดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1.1 ทำการบ่งชี้พลังงานที่ใช้และแยกประเภทลักษณะการใช้พลังงานขององค์กร ซึ่งตัวอย่างแบบฟอร์มแสดงดังรูปที่ 2.11

ตัวอย่าง - แบบฟอร์ม การบ่งชี้แหล่งพลังงานที่ใช้

ชื่อสถานประกอบการ.....มีลักษณะการใช้พลังงานและแหล่งพลังงานดังนี้

1. พลังงานไฟฟ้า ซึ่งจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ใช้ใน

- ระบบการผลิตและ Facilities
- ระบบแสงสว่าง
- ระบบปรับอากาศ
- ระบบอากาศอัด
- ระบบไฟฟ้าอื่นๆ

โดยมีมิเตอร์และจำนวนหม้อแปลงดังนี้

ลำดับที่	หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า	หมายเลขเครื่องวัดไฟฟ้า	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	อัตราการใช้ไฟฟ้า	หม้อแปลงไฟฟ้า		
				└─ปกติ	ขนาด	kVA จำนวน	ตัว
				└─TOD	ขนาด	kVA จำนวน	ตัว
				└─TOU	ขนาด	kVA จำนวน	ตัว
			รวม			kVA	

2. พลังงานความร้อน ใช้..... ดังนี้

ลำดับ	หมายเลขเครื่องจักร	อุปกรณ์ที่ใช้	ชนิดเชื้อเพลิง	หมายเหตุ
				ชื่อจาก
				ชื่อจาก

3. พลังงานความร้อน ใช้กับยานพาหนะต่างๆ ดังนี้

ทะเบียนรถยนต์	ยี่ห้อ	ประเภทรถ	ชนิดเชื้อเพลิง	หมายเหตุ
				ชื่อจาก
				ชื่อจาก
				ชื่อจาก

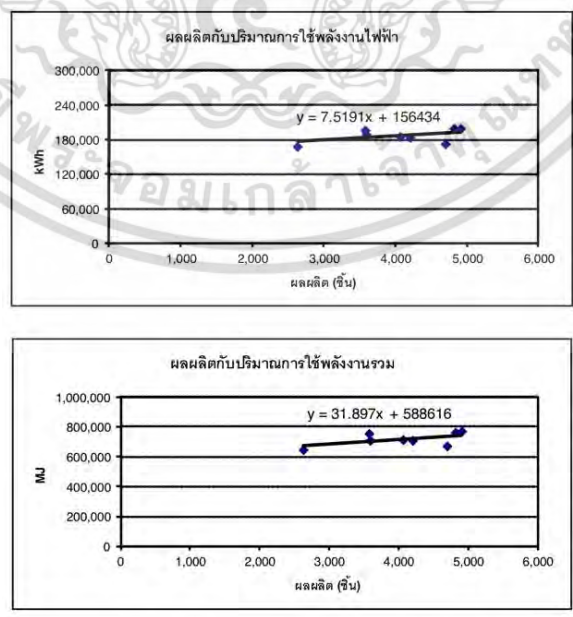
รูปที่ 2.11 ตัวอย่างแบบฟอร์มการบ่งชี้แหล่งพลังงานที่ใช้ [19]

ขั้นตอนที่ 1.2 บันทึกปริมาณและค่าใช้จ่ายการใช้พลังงานแต่ละประเภทและปริมาณผลผลิตย้อนหลัง 12 เดือน ซึ่งตัวอย่างตารางบันทึกผลแสดงดังตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 ตัวอย่างตารางบันทึกข้อมูลการใช้ไฟฟ้า [19]

ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าในรอบปี.....									
หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า.....					หมายเลขเครื่องวัด.....				
เดือน	พลังไฟฟ้าสูงสุด				พลังงานไฟฟ้า		ค่าไฟฟารวม (บาท)	ค่าตัวประกอบ ภาระ (%)	ค่าไฟฟ้า เฉลี่ย (บาท/kWh)
	P (kW)	PP/OP1 (kW)	OP/OP2 (kW)	ค่าใช้จ่าย (บาท)	ปริมาณ (kWh)	ค่าใช้จ่าย (บาท)			
ม.ค.									
ก.พ.									
มี.ค.									
เม.ย.									
...									
...									
ต.ค.									
พ.ย.									
ธ.ค.									
รวม									
เฉลี่ย									
หมายเหตุ : กรณีสัตรา ปกติ ให้กรอกค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) ในช่อง P กรณีสัตรา TOD : P หมายถึง On Peak / PP หมายถึง Partial Peak / OP หมายถึง Off Peak กรณีสัตรา TOU : P หมายถึง Peak / OP1 หมายถึง Off Peak1 / OP2 หมายถึง Off Peak2 กรณีโรงงานมีเครื่องวัดไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง ให้เพิ่มจำนวนตารางแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามจำนวนของเครื่องวัดไฟฟ้า									

ขั้นตอนที่ 1.3 จัดทำกราฟการวิเคราะห์การถดถอย (Linear Regression) แสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณผลผลิตและปริมาณการใช้พลังงานแต่ละประเภท รวมทั้งการหาสมการ Regression ของความสัมพันธ์ดังกล่าว ซึ่งตัวอย่างกราฟ Regression แสดงดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 ตัวอย่างกราฟ Regression ของผลผลิตกับปริมาณการใช้พลังงาน [19]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ขั้นตอนที่ 1.4 การตรวจวัด ประเมินปริมาณการใช้พลังงาน (Energy Consumption) และ ประสิทธิภาพพลังงาน (Energy Efficiency) โดยแยกประเภทตามลักษณะการใช้พลังงาน และจัดทำสัดส่วนการใช้พลังงาน (สามารถใช้แผนภูมิวงกลม (Pie Charts) ร่วมด้วยได้) ซึ่งตัวอย่างตารางบันทึกผลแสดงดังตารางที่ 2.6 และ 2.7

ตารางที่ 2.6 ตัวอย่างตารางสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า [19]

ข้อมูลสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าแยกตามระบบปี.....				
ระบบ	การใช้พลังงานไฟฟ้า		วิธีการ	
	kWh/ปี	ร้อยละ	ประเมิน	ตรวจวัด
แสงสว่าง				
ปรับอากาศสำนักงาน				
ทำความเย็น				
การผลิต				
อัดอากาศ				
อื่นๆ				
รวม				

ตารางที่ 2.7 ตัวอย่างตารางบันทึกข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีนัยสำคัญของอุปกรณ์หลัก [19]

แบบบันทึกข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีนัยสำคัญของเครื่องจักร/อุปกรณ์หลักปี.....													
ระบบที่ใช้พลังงาน	เครื่องจักร/อุปกรณ์	พิกัด		จำนวน	อายุการใช้งาน (ปี)	ชั่วโมงใช้งานเฉลี่ย/ปี	ปริมาณการใช้พลังงาน (kWh/ปี)	สัดส่วนการใช้พลังงานในระบบ	ค่าประสิทธิภาพหรือสมรรถนะ				หมายเหตุ
		ขนาด	หน่วย						ค่าพิกัด	หน่วย	ใช้งานจริง	หน่วย	

ขั้นตอนที่ 1.5 การประเมินเพื่อหาลักษณะการใช้พลังงานที่มีนัยสำคัญ (Significant Energy Use) โดยที่ในส่วนของคะแนนการประเมินนั้นถ้าหากลักษณะการใช้พลังงานใดมีคะแนนอยู่ในเกณฑ์ 60 ขึ้น ไปจะถือเป็นลักษณะการใช้พลังงานที่มีนัยสำคัญ ซึ่งตัวอย่างตารางการประเมินและคะแนนการประเมินแสดงดังตารางที่ 2.8 และ 2.9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.8 ตัวอย่างตารางการประเมินและจัดลำดับความสำคัญของลักษณะการใช้พลังงาน [19]

การประเมินและจัดลำดับ Significant Energy Use (ลักษณะการใช้พลังงานที่มีนัยสำคัญ)																
Energy Use	ประเภทพลังงาน	(1) ปริมาณการใช้พลังงาน					(2) ชั่วโมงการใช้งาน					(3) ศักยภาพในการปรับปรุง				คะแนนรวม (1) × (2) × (3) ความสำคัญ
		น้อยที่สุด (1 คะแนน)	น้อย (2 คะแนน)	ปานกลาง (3 คะแนน)	มาก (4 คะแนน)	มากที่สุด (5 คะแนน)	น้อยที่สุด (1 คะแนน)	น้อย (2 คะแนน)	ปานกลาง (3 คะแนน)	มาก (4 คะแนน)	มากที่สุด (5 คะแนน)	น้อย (1 คะแนน)	ปานกลาง (2 คะแนน)	มาก (3 คะแนน)	มากที่สุด (4 คะแนน)	

ตารางที่ 2.9 ตัวอย่างคะแนนการประเมินการใช้พลังงาน [19]

โอกาสในการใช้งาน	ชม./วัน	คะแนน	ระดับ
โอกาสในการใช้งานน้อยมากที่สุด	มากกว่า 12 ชม./วัน	5	มากที่สุด
โอกาสในการใช้งานน้อยมาก	8 - 12 ชม./วัน	4	มาก
โอกาสในการใช้งานปานกลาง	4 - 8 ชม./วัน	3	ปานกลาง
โอกาสในการใช้งานน้อย	2 - 4 ชม./วัน	2	น้อย
โอกาสในการใช้งานน้อยที่สุด	น้อยกว่า 2 ชม./วัน	1	น้อยที่สุด
ปริมาณการใช้พลังงาน	MJ/ปี	คะแนน	ระดับ
ปริมาณการใช้พลังงานมากที่สุด	> 4 ล้านเมกกะจูล	5	มากที่สุด
ปริมาณการใช้พลังงานมาก	3 - 4 ล้านเมกกะจูล	4	มาก
ปริมาณการใช้พลังงานปานกลาง	2 - 3 ล้านเมกกะจูล	3	ปานกลาง
ปริมาณการใช้พลังงานน้อย	1 - 2 ล้านเมกกะจูล	2	น้อย
ปริมาณการใช้พลังงานน้อยที่สุด	< 1 ล้านเมกกะจูล	1	น้อยที่สุด
ศักยภาพในการปรับปรุง	% รวม	คะแนน	ระดับ
ศักยภาพรวมมากที่สุด	> 15%	4	มากที่สุด
ศักยภาพรวมมาก	10 - 15%	3	มาก
ศักยภาพรวมปานกลาง	5 - 10%	2	ปานกลาง
ศักยภาพรวมน้อย	< 5%	1	น้อย

ขั้นตอนที่ 1.6 การบันทึกโอกาสในการปรับปรุงสมรรถนะด้านพลังงานของลักษณะการใช้พลังงานที่มีนัยสำคัญและประเมินตัวแปรต่าง ๆ โดยที่รายการที่มีโอกาสปรับปรุงนั้นต้องมีคะแนนรวมในการประเมินตั้งแต่ 6 คะแนนขึ้นไป ดังแสดงในตารางที่ 2.10 และ 2.11

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.10 ตัวอย่างคะแนนการประเมินโอกาสในการปรับปรุง [19]

หัวข้อพิจารณา	ระดับคะแนน 1	ระดับคะแนน 2	ระดับคะแนน 3	ระดับคะแนน 4
ความสอดคล้องกับข้อกำหนดกฎหมายและข้อกำหนดอื่นๆ ด้านพลังงาน	หากไม่สอดคล้องต้องดำเนินการปรับปรุง			
ศักยภาพในการปรับปรุง	น้อย	ปานกลาง	มาก	มากที่สุด
โอกาสในการใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์	น้อย	ปานกลาง	มาก	มากที่สุด
โอกาสในการใช้พลังงานอื่นๆ เช่น พลังงานเหลือทิ้ง พลังงานจากของเสีย	น้อย	ปานกลาง	มาก	มากที่สุด
โอกาสในการออกแบบใหม่ ดัดแปลง หรือบูรณะขึ้นใหม่	น้อย	ปานกลาง	มาก	มากที่สุด

ตารางที่ 2.11 ตัวอย่างตารางการประเมินโอกาสในการปรับปรุงสมรรถนะด้านพลังงาน [19]

Significant Energy	กฎหมายและข้อกำหนด	ศักยภาพในการปรับปรุง	การใช้พลังงานหมุนเวียน	การใช้พลังงานอื่นๆ	การออกแบบดัดแปลงบูรณะ	รวม	โอกาสปรับปรุง	มาตรการ
สอดคล้อง								
สอดคล้อง								
สอดคล้อง								

ขั้นตอนที่ 1.7 ทำการประมาณการลักษณะและปริมาณการใช้พลังงานในอนาคต ซึ่งตัวอย่างตารางการประมาณการลักษณะการใช้พลังงานแสดงดังตารางที่ 2.12

ตารางที่ 2.12 ตัวอย่างตารางประมาณการลักษณะและปริมาณการใช้พลังงานในอนาคต [19]

เดือน	ผลผลิตที่พยากรณ์ (ชิ้น)	พลังงานไฟฟ้า (kWh)	พลังงานความร้อน (MJ)	พลังงานรวม (MJ)
ม.ค.-56				
ก.พ.-56				
มี.ค.-56				
เม.ย.-56				
พ.ค.-56				
มิ.ย.-56				
รวม				

ขั้นตอนที่ 2.1 นำข้อมูลปริมาณผลผลิตและปริมาณการใช้พลังงานมาคำนวณหาค่า SEC (Specific Energy Consumption) ซึ่งตัวอย่างตารางแสดงข้อมูลแสดงดังในตารางที่ 2.13

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.13 ตัวอย่างตารางแสดงข้อมูลผลผลิต ปริมาณการใช้พลังงาน และ SEC [19]

เดือน ปี	ผลผลิต (ชิ้น)	พลังงานไฟฟ้า		พลังงานความร้อน		พลังงานรวม (MJ)	Specific Energy Consumption (SEC)				
		(kWh)	(MJ)	NGV (MMBTU)	รวม (MJ)		SEC พลังงานไฟฟ้า		SEC พลังงานความร้อน (MJ/ชิ้น)	SEC พลังงานรวม (MJ/ชิ้น)	
							(kWh/ชิ้น)	(MJ/ชิ้น)			
ม.ค.55											
ก.พ.55											
มี.ค.55											
เม.ย.55											
พ.ค.55											
มิ.ย.55											
ก.ค.55											
ส.ค.55											
ก.ย.55											
ต.ค.55											
พ.ย.55											
ธ.ค.55											
รวม											
ตัวชี้วัดสมรรถนะด้านพลังงานเฉลี่ย											

ขั้นตอนที่ 2.2 จัดทำกราฟการวิเคราะห์การถดถอย (Linear Regression) แสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณผลผลิตและค่า SEC เพื่อใช้เป็นข้อมูลฐานพลังงาน

ขั้นตอนที่ 2.3 จัดเก็บเอกสารข้อมูลฐานพลังงานไว้เป็นบันทึก

ขั้นตอนที่ 3.1 กำหนดให้ค่า SEC ด้านพลังงานรวมของผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ เป็น EnPIs (Energy Performance Indicator) คือ ค่าปริมาณหรือผลการวัดสมรรถนะด้านพลังงานตามที่กำหนด) และจัดทำข้อมูลฐานพลังงาน EnB (Energy Baseline) หลักขององค์กร

ขั้นตอนที่ 3.2 พิจารณากำหนด EnPIs และจัดทำข้อมูลฐานพลังงาน EnB ย่อยของเครื่องจักร อุปกรณ์ หรือกระบวนการ

ขั้นตอนที่ 3.3 จัดทำเป็นเอกสารและลงนามโดย EnMR หรือ MD

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4 ทฤษฎีและข้อมูลที่เกี่ยวข้องของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [20 - 24]

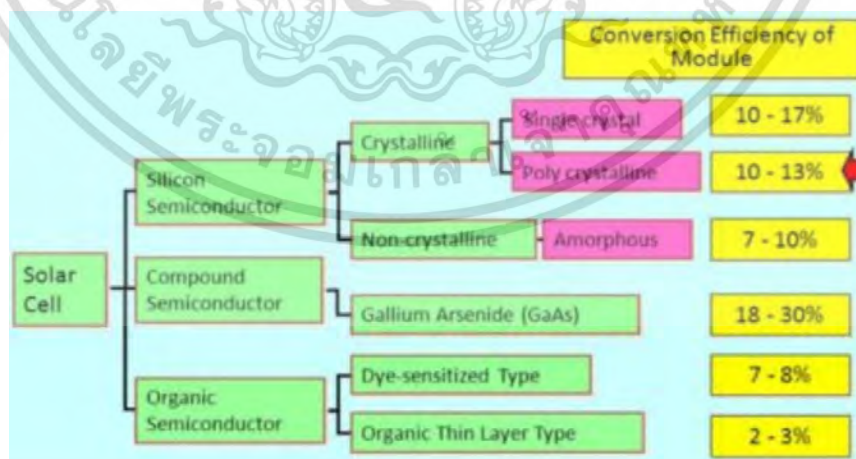
โดยทั่วไปเราเรียกพลังงานจากดวงอาทิตย์ว่าพลังงานทดแทน เนื่องจากพลังงานจากดวงอาทิตย์นั้นมีปริมาณมากจนเกือบที่จะไม่มีวันหมด ดวงอาทิตย์ทำให้มีแสงสว่างบนโลกมานานมากกว่า 4,000 ล้านปี ถึงแม้ว่าดวงอาทิตย์จะอยู่ห่างจากโลกมากแต่ก็มีพลังงานที่ส่งมายังโลกสูงอย่างไม่น่าเชื่อ ซึ่งเป็นพื้นฐานของชีวิตหรือพลังงานทุกรูปแบบบนโลก พลังงานแสงอาทิตย์ หมายถึง รังสีจากดวงอาทิตย์ที่มาถึงโลก พลังงานนี้สามารถแปลงเป็น ความร้อนและไฟฟ้า โดยใช้เทคโนโลยีที่แตกต่างกัน ซึ่งพลังงานแสงอาทิตย์ “Solar Energy” มาจากภาษาละตินและ แปลว่า “เกี่ยวข้องกับดวงอาทิตย์” หากปราศจากแหล่งพลังงานนี้ก็จะไม่มีสิ่งมีชีวิต และพลังงานแสงอาทิตย์ถือว่าเป็นพลังงานหมุนเวียนเนื่องจากมีปริมาณมากและใช้แล้วไม่หมดไป

• ข้อดีของพลังงานแสงอาทิตย์

1. พลังงานแสงอาทิตย์นั้นไร้ขีดจำกัดและไม่หมดไป
2. เทคโนโลยีที่ใช้แปลงแสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้าไม่ได้ก่อให้เกิดควัน (คาร์บอนไดออกไซด์ และมลพิษทางอากาศอื่น ๆ)
3. การใช้งานพลังงานจากแสงอาทิตย์ไม่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม

2.4.1 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ [20]

เซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้กันอยู่ในปัจจุบันจะแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ ๆ คือ แบบที่ใช้สารกึ่งตัวนำ ซิลิคอนอย่างเดียว (Silicon Semiconductor) และอีกชนิดหนึ่งที่ใช้สารกึ่งตัวนำแบบผสม (Compound Semiconductor) ดังแสดงในรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 ประเภทและประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำ [20]

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้สารกึ่งตัวนำซิลิคอนจะถูกแบ่งออกเป็นสารกึ่งตัวนำเป็นผลึก (Crystal) และไม่เป็นผลึก (Amorphous) สารกึ่งตัวนำชนิดผลึกซิลิคอนจะใช้กันอย่างแพร่หลายมีอัตราการแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้สูงถึง 20% ในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์แบบไม่เป็นผลึกซิลิคอนจะใช้อัตราการแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้เพียง 10-15% เท่านั้น นอกจากนี้เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกซิลิคอนยังมีข้อดีคือสามารถผลิตเป็นแผงขนาดใหญ่ได้ และต้นทุนการผลิตก็ต่ำอีกด้วย อย่างไรก็ตามเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกซิลิคอนก็มีข้อเสียคือต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งค่อนข้างมาก และต้องบำรุงรักษาเป็นประจำทุกปี

แปลงพลังงานสูง และมีความน่าเชื่อถือในการผลิตพลังงาน ส่วนเซมิคอนดักเตอร์ชนิดไม่เป็นผลึกทำงานได้ดีแม้ภายใต้หลอดฟลูออเรสเซนต์ ดังนั้นจึงนิยมใช้เป็นแหล่งพลังงานสำหรับเครื่องคิดเลข หรือนาฬิกาข้อมือ ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ องค์ประกอบหลักของระบบ คือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยใช้ปรากฏการณ์ที่เรียกว่าปรากฏการณ์โฟโตวอลเทอิก (Photovoltaic หรือ Solar Photovataic) ซึ่งถูกผลิตครั้งแรกในปี ค.ศ. 1883 โดยชาร์ลส ฟริตส์ (Charles Fritts) โดยธาตุที่ใช้ คือซีลีเนียม สำหรับในท้องตลาดปัจจุบันมีเทคโนโลยีของเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ 3 ชนิดหลัก ๆ คือ โมโนคริสตัลไลน์ (Monocrystalline) โพลีคริสตัลไลน์ (Polycrystalline) และฟิล์มบาง (Thin Film)

- **แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์**

หลายคนคิดว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ เป็นเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์และทางเลือกที่ดีที่สุด แผงโมโนคริสตัลไลน์เป็นหนึ่งในเทคโนโลยีที่เก่าแก่ที่สุดและแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้ก็มีประสิทธิภาพสูงที่สุด แต่ก็มีราคาแพงกว่าแผงชนิดอื่น ๆ เช่นเดียวกัน โดยทั่วไปแล้วแผงชนิดนี้มีประสิทธิภาพการแปลงได้ถึงร้อยละ 15 - 20 นั้นหมายความว่า แผงชนิดนี้สามารถแปลงพลังงานในแสงอาทิตย์ร้อยละ 15 - 20 ที่กระทบให้เป็นพลังงานไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ ทำจากผลึกเดี่ยวของซิลิกอนบริสุทธิ์พิเศษ หั่นเป็นแผ่นบาง ๆ และตัดด้านข้างออกเป็นสี่เหลี่ยมจัตุรัส แล้วจะถูกเปลี่ยนเป็น เซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ ซึ่งมีลักษณะที่แสดงดังรูปที่ 2.14

รูปที่ 2.14 เซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ [20]

เส้นสีเงินเป็นลวดตัวนำซึ่งทำหน้าที่รวบรวมกระแสไฟฟ้าที่ถูกสร้างขึ้นเมื่อแสงกระทบกับเซลล์ย่อย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วยเมทริกซ์ของเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์วางต่อกันในแนวราบ ในลักษณะเหมือนกระเบื้องปูพื้น โดยทั่วไปแล้วเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์มีประสิทธิภาพสูงแต่จะเสียพื้นที่บางส่วนระหว่างเซลล์เมื่อถูกนำมาประกอบเป็นแผงเซลล์

แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 2.15

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.15 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ [20]

ข้อดีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ มีประสิทธิภาพสูงสุดเนื่องจากทำจากซิลิคอนเกรดสูงสุด โดยทั่วไปจะมีประสิทธิภาพประมาณร้อยละ 15-20
2. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ประหยัดพื้นที่ เนื่องจากแผงชนิดนี้ผลิตพลังงานสูงสุดจึงใช้พื้นที่จำนวนน้อยที่สุดเมื่อเทียบกับชนิดอื่น ๆ แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากถึง 4 เท่าของปริมาณการผลิตไฟฟ้าเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง (พื้นที่เท่ากัน)
3. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์มีอายุการใช้งานนานที่สุด ผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่รับประกัน 25 ปีสำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์
4. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์มีแนวโน้มที่จะทำงานได้ดีกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ ที่มีพิกัดเดียวกันในสภาพแสงน้อย

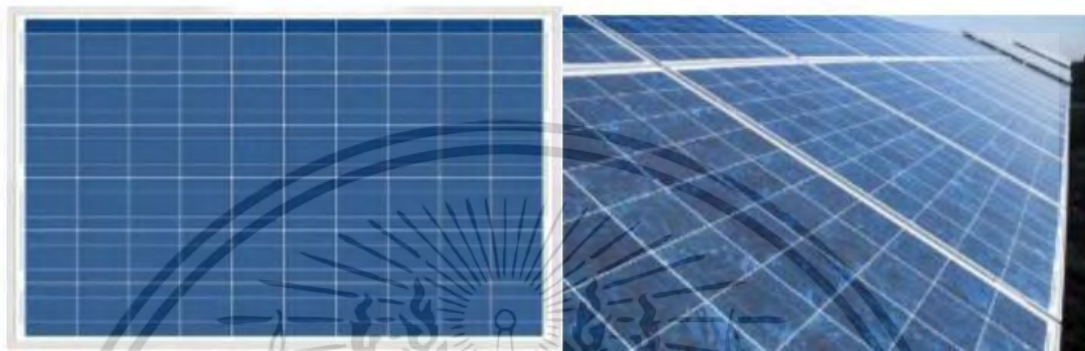
ข้อเสียของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์นั้นมีราคาแพงที่สุด จากมุมมองทางการเงิน แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ อาจเป็นทางเลือกที่ดีกว่าสำหรับเจ้าของบ้าน
2. หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปกคลุมด้วยร่มเงา ผุ่น บางส่วน วงจรทั้งหมดอาจเกิดความเสียหายได้ ถ้าใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์ขนาดเล็กแทนอินเวอร์เตอร์ขนาดใหญ่ก็จะสามารถแก้ปัญหานี้ได้
3. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ มีแนวโน้มที่จะมีประสิทธิภาพมากขึ้นในสภาพอากาศเย็น และประสิทธิภาพลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น

• แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ทำจากซิลิคอนเช่นกัน แต่ชนิดของซิลิคอนที่ใช้ในบริษัทอื่นน้อยกว่าแบบโมโนคริสตัลไลน์เล็กน้อย และถูกหล่อเป็นบล็อกแทนที่จะเป็นรูปผลึกเดี่ยว ความจริงที่ว่าผลึกถูกจัดเรียงแบบสุ่มหมายความว่ามองเห็นเป็นผลึกย่อย ๆ เมื่อก่อนโพลีคริสตัลไลน์ถูกหล่อ และมันจะถูกเลื่อยเป็นบล็อกสี่เหลี่ยมจากนั้นหันเป็นเวเฟอร์สี่เหลี่ยมจัตุรัส เซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์คล้ายกับแบบโมโนคริสตัลไลน์ในด้านประสิทธิภาพและการเสื่อมสภาพ ยกเว้นเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เซลล์โพลีคริสตัลไลน์โดยทั่วไปจะมีประสิทธิภาพต่ำกว่าเล็กน้อย แต่จะไม่มี การสูญเสียพื้นที่ระหว่างมุมของเซลล์ที่เหลี่ยมจัตุรัส ซึ่งหมายความว่าเมื่อนำมาสร้างเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะทำให้มีพื้นที่เพิ่มเติมเล็กน้อยเพื่อดูดซับแสงอาทิตย์ผลที่ได้ คือประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์นั้นเกือบที่จะเหมือนกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ ซึ่งตัวอย่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์แสดงดังรูปที่ 2.16



รูปที่ 2.16 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ [20]

ข้อดีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์

1. กระบวนการที่ใช้ในผลิตโพลีคริสตัลไลน์ซิลิคอนนั้นง่ายกว่าและเสียค่าใช้จ่ายน้อยกว่า ปริมาณของเสียซิลิคอนจะน้อยกว่าแบบโมโนคริสตัลไลน์
2. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ มีแนวโน้มที่จะมีค่าความคลาดเคลื่อนจากความร้อนต่ำกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ ในทางเทคนิคหมายความว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แบบโพลีคริสตัลไลน์ทำงานได้เย็นน้อยกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ในอุณหภูมิสูง ความร้อนสามารถส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอายุการใช้งานสั้นลง อย่างไรก็ตามผลกระทบนี้มีเพียงเล็กน้อย

ข้อเสียของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์

1. ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์อยู่ที่ร้อยละ 13 - 16 เนื่องจาก ความบริสุทธิ์ของซิลิคอนที่ต่ำกว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์จึงไม่ค่อยมีประสิทธิภาพเท่ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์
2. ใช้พื้นที่มากกว่า โดยทั่วไปต้องใช้พื้นที่มากกว่าเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าเท่ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากซิลิคอนแบบโมโนคริสตัลไลน์

● แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์และแบบโพลีคริสตัลไลน์ถูกผลิตขึ้นในลักษณะที่คล้ายกันมาก แต่แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางใช้วิธีการผลิตที่แตกต่างอย่างสิ้นเชิง แทนที่จะสร้างเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยการเลื่อยซิลิคอนก้อนใหญ่ ๆ ฟิล์มที่มีซิลิคอนผสมอยู่จะถูกพันไปยังพื้นผิว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น เมื่ออยู่ใต้เห็นใจและยินยอมให้ใช้
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ซึ่งจะทำให้กลายเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ถึงแม้ว่ากระบวนการเหล่านี้จะมีระยะหนึ่งแล้ว กระบวนการผลิตฟิล์มบางเป็นเทคโนโลยีที่ค่อนข้างใหม่ โดยได้มีการประมาณอายุการใช้งานของแผงชนิดนี้ประมาณ 20 ปี ซึ่งฟิล์มบางเป็นคำทั่วไปสำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากวัสดุเหล่านี้ คือ ซิลิคอนที่ไม่เป็นรูปผลึก (a-Si) แคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) และคอปเปอร์อินเดียม ไดเซเลไนด์ (CIGS) แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางมีโซลาร์เซลล์ประมาณร้อยละ 5 ในตลาด แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางได้รับความนิยมในโซลาร์ฟาร์มขนาดใหญ่ แต่ค่อนข้างหายากในตลาดที่อยู่อาศัย ซึ่งตัวอย่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางแสดงดังรูปที่ 2.17



รูปที่ 2.17 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง [20]

ในส่วนของประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง ถึงแม้ว่าขั้นตอนการผลิตจะถูกปรับปรุงให้ดีขึ้น แต่แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางก็มีประสิทธิภาพร้อยละ 8 - 10 ซึ่งหมายความว่ามันจะมีขนาดใหญ่เป็นสองเท่าของแบบโมโนคริสตัลไลน์และแบบโพลีคริสตัลไลน์ที่ผลิตพลังงานได้เท่ากันและมีน้ำหนักมาก ดังนั้นต้องมีหลังคาที่ใหญ่และแข็งแรงกว่า และอุปกรณ์สำหรับติดตั้งต้องใหญ่และแข็งแรงกว่า สิ่งที่ต้องพิจารณาอีกประการคือแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางสามารถเสื่อมสภาพได้ถึงร้อยละ 20 ในช่วงปีแรกของการติดตั้งก่อนที่จะคงตัวสู่ระดับการผลิตพลังงานที่กำหนด โดยปกติเราสามารถสังเกตแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางได้ง่ายเพราะไม่มีรูปแบบเมทริกซ์ของแผงผลึก แผงแบบฟิล์มบางมีเพียงสี่เหลี่ยมซึ่งมักจะเป็นสีน้ำเงิน สีดำ หรือสีน้ำตาล และจะติดตั้งเป็นอาร์เรย์ขนาดใหญ่เพื่อชดเชยประสิทธิภาพต่ำ อาร์เรย์แบบฟิล์มบางผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากกว่าแบบโมโนคริสตัลไลน์เพียงประมาณร้อยละ 20 แม้จะใช้พื้นที่ใหญ่กว่าประมาณร้อยละ 300

ข้อดีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง

1. การผลิตจำนวนมากทำได้ง่าย ทำให้มีราคาถูกกว่าการผลิตกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ผลึก
2. กำลังไฟฟ้าได้รับผลกระทบน้อยกว่าจากอุณหภูมิสูง
3. ใช้วัสดุน้อยลงในการผลิตแผง
4. สะอาดมากและสามารถโค้งงอเป็นรูปร่างต่าง ๆ ได้
5. ทำงานได้ดีในสภาพแสงน้อย
6. หากมีเงาบังไม่ดูลดบางส่วนพลังงานที่ผลิตได้จะลดลงน้อยกว่าแผงผลึก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อเสียของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง

1. มีประสิทธิภาพเพียงครึ่งหนึ่งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึก (ใช้พื้นที่บนหลังคาเป็นสองเท่า)
2. ใช้เวลาหกเดือนถึงหนึ่งปีก่อนที่กำลัการผลิตจะมีเสถียรภาพ
3. ใช้เวลานานกว่าในการติดตั้ง
4. มีข้อจำกัดในการเลือกใช้อินเวอร์เตอร์
5. ใช้กระบวนการผลิตที่เป็นพิษมากขึ้น

จากข้อมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 ชนิด คือ ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ และชนิดฟิล์มบาง มีข้อดีและข้อเสียในการผลิตพลังงานที่ต่างกันไป โดยจากข้อมูลที่กล่าวมาเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับความนิยมในการใช้งานสำหรับอาคารที่พักอาศัย คือ ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ และชนิดโพลีคริสตัลไลน์

2.4.2 ปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [20 และ 21]

ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรืออัตราการแปลงผัน หมายถึงจำนวนพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้ามาจะถูกแปลงผันเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เชิงพาณิชย์จะ อยู่ในช่วงร้อยละ 11 - 15 ซึ่งประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับอิทธิพลจากตัวแปรทั้งหมด ดังต่อไปนี้

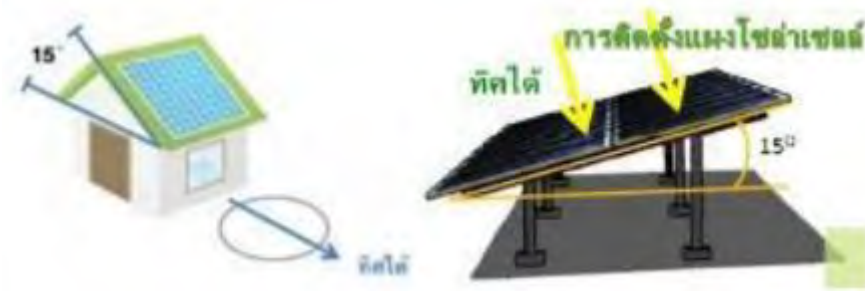
ประเภทแผงพลังงานแสงอาทิตย์

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ทำจากซิลิคอนที่มีความบริสุทธิ์สูงสุด ทำให้เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพที่สุด
2. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ซิลิคอนโพลีคริสตัลไลน์นั้นมักจะไม่ค่อยมีประสิทธิภาพ เท่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์แต่ก็ไม่แตกต่างกันมากนัก
3. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางในปัจจุบันค่อนข้างมีประสิทธิภาพต่ำแต่ก็มีราคาต่ำกว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางใช้พื้นที่มากกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนหรือโพลี-คริสตัลไลน์ ซึ่งเป็นสาเหตุที่ไม่เหมาะสำหรับครัวเรือนส่วนใหญ่

ทิศทางการติดตั้งและมุมเอียงของแผง

การยึดและติดตั้งแผงก็เป็นอีกหนึ่งตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับประสิทธิภาพ การติดตั้งแผงจะต้องคำนวณว่า แผงควรจะติดตั้งให้มีความชันและความลาดเอียงจากพื้นกึ่งองศาและหันหน้าไปทางทิศใด (โดยทั่วไปในประเทศไทยจะติดตั้งให้ระนาบแผงเซลล์แสงอาทิตย์หันไปทางทิศใต้ ที่มีมุมเอียงมุม 180° โดยมีความเอียงประมาณ 13 - 15 องศา จากพื้นดิน) การยึดและติดตั้งแผงนั้นมีผลอย่างมากต่อประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ ถ้าติดตั้งไปผิดทิศทางหรือความชันของแผงไม่เหมาะสมกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ก็จะลดลงไปอย่างมาก ซึ่งการติดตั้งที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยแสดงดังรูปที่ 2.18

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.18 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย [20]

ในส่วนของประเทศไทยค่าประสิทธิภาพจากทิศทางการติดตั้งโดยค่าประสิทธิภาพจะลดลงตามมุมเอซิมูทที่เปลี่ยนแปลงไปจาก 180° ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.9

$$\eta_d = [\{-0.000003 \times (\gamma^2)\} + \{0.0011 \times \gamma\} + 0.9] \times 100 \quad (2.9)$$

โดยที่

η_d = ประสิทธิภาพจากทิศทางของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (%)

γ = มุมเอซิมูท ($^\circ$)

และในส่วน of ค่าประสิทธิภาพจากมุมเอียงในการติดตั้ง จะเปลี่ยนแปลงไปตามความลาดเอียงในแต่ละทิศทางที่หันหน้าแผงไป ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.10 - 2.12

ในกรณีที่แผงหันไปทางทิศใต้ที่มุมเอซิมูท 180°

$$\eta_t = [\{-0.0001 \times (\beta^2)\} + \{0.0031 \times \beta\} + 0.9783] \times 100 \quad (2.10)$$

ในกรณีที่แผงหันไปทางทิศตะวันออกและทิศตะวันตกที่มุมเอซิมูท 90° และ 270°

$$\eta_t = [\{-0.00007 \times (\beta^2)\} - \{0.0005 \times \beta\} + 1.0009] \times 100 \quad (2.11)$$

ในกรณีที่แผงหันไปทางทิศเหนือที่มุมเอซิมูท 0°

$$\eta_t = [(-0.0063 \times \beta) + 1.0141] \times 100 \quad (2.12)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

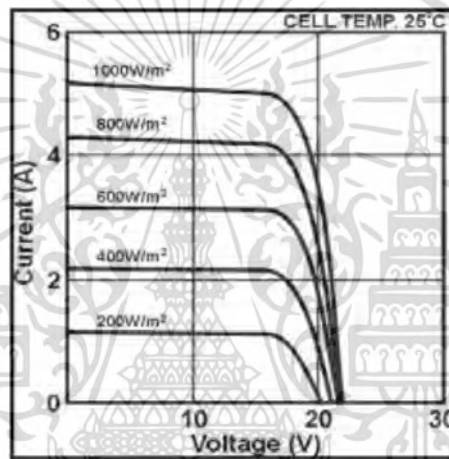
โดยที่

η_c = ประสิทธิภาพจากมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (%)

β = มุมเอียง ($^{\circ}$)

ความเข้มของแสง

กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสง หมายความว่า เมื่อความเข้มของแสงอาทิตย์สูงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้น หรืออีกนัยหนึ่งจะกล่าวว่า กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะสูงขึ้นแต่แรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้แทบจะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนัก ดังแสดงในรูปที่ 2.19



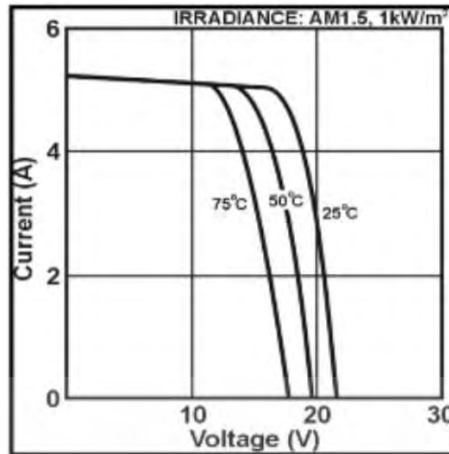
รูปที่ 2.19 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ต่างกัน [20]

ความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐาน คือความเข้มของแสงที่วัดบนพื้นโลกในสภาพ อากาศ ปลอดโปร่ง ปราศจากเมฆหมอกและวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลก ตัวอย่างเช่น ความเข้มแสงมีค่าเท่ากับ 100 เมกะวัตต์ต่อตารางเซนติเมตร หรือ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM 1.5 (Air Mass 1.5) และถ้าแสงอาทิตย์ทำมุม 60 องศากับพื้นโลกความเข้มของแสงจะมีค่าเท่ากับ 75 เมกะวัตต์ต่อตารางเซนติเมตร หรือ 750 วัตต์ต่อตารางเมตร โดยประมาณ ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM 2 กรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้ค่า AM 1.5 เป็นมาตรฐานในการวัดประสิทธิภาพของแผง

อุณหภูมิ

กระแสไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะไม่แปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วทุก ๆ 1 องศาเซลเซียส ที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้ แรงดันไฟฟ้าลดลงร้อยละ 0.5 ดังแสดงในรูปที่ 2.20

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.20 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่อุณหภูมิต่างกัน [20]

ในกรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐานที่ใช้ กำหนดประสิทธิภาพของแผงแสงอาทิตย์คือ ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส เช่น กำหนดไว้ว่าแผง แสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าเปิดวงจร (Open Circuit Voltage หรือ Voc) ที่ 21 โวลต์ ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ก็จะหมายความว่าแรงดันไฟฟ้าที่จะได้จากแผงแสงอาทิตย์ เมื่อยังไม่ได้ต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้า ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส (สภาวะSTC ; Standard Test Conditions) จะเท่ากับ 21 โวลต์ ถ้าอุณหภูมิสูงกว่าหรือต่ำกว่า 25 องศาเซลเซียส เช่น อุณหภูมิแผง 30 องศาเซลเซียส จะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง และกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงจะลดลงตามไปด้วย ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.13 - 2.16

สมการในการคำนวณหาอุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ความเร็วลมเป็น 0 m/s

$$T_{cell} = T_{air} + \left(\frac{NOCT - 20.00}{800.00 \text{ W} / \text{m}^2} \times \text{Insolation level}(G) \right) \quad (2.13)$$

สมการแรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรเมื่ออุณหภูมิแผงเปลี่ยนแปลงไป

$$V_{oc_temp} = V_{oc_stc} \times [1 + (\beta_{Voc} \times (T_{cell} - T_{stc}))] \quad (2.14)$$

สมการกำลังไฟฟ้าสูงสุดและค่าประสิทธิภาพเมื่ออุณหภูมิแผงเปลี่ยนแปลงไป

$$P_{max_temp} = P_{max_stc} \times [1 + (\beta_{Pmax} \times (T_{cell} - T_{stc}))] \quad (2.15)$$

$$\eta_{temp} = [1 + (\beta_{Pmax} \times (T_{cell} - T_{stc}))] \quad (2.16)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่

T_{cell}	=	อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ($^{\circ}C$)
T_{air}	=	อุณหภูมิของอากาศในพื้นที่นั้น ๆ ($^{\circ}C$)
NOCT	=	อุณหภูมิทำงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ NOCT ($^{\circ}C$)
Insolation level(G)	=	ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m^2)
V_{oc_temp}	=	แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรที่อุณหภูมิแผงใด ๆ (V)
V_{oc_stc}	=	แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรที่สภาวะ STC (V)
P_{max_temp}	=	กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่อุณหภูมิแผงใด ๆ (V)
P_{max_stc}	=	กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สภาวะ STC (V)
β_{Voc}	=	สัมประสิทธิ์อุณหภูมิของค่าแรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร ($\%/^{\circ}C$)
β_{Pmax}	=	สัมประสิทธิ์อุณหภูมิของค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด ($\%/^{\circ}C$)
T_{stc}	=	อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาวะ STC ($^{\circ}C$)
η_{temp}	=	ค่าประสิทธิภาพที่อุณหภูมิแผงใด ๆ (%)

เงาบังแสง

นอกเหนือจากการติดตั้งแผงที่เหมาะสมแล้วเงาที่บังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในบางส่วนก็มีผลกระทบต่อประสิทธิภาพโดยรวมของทั้งระบบด้วยเพราะโดยส่วนมากแล้วระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต่อวงจรเป็นแบบอนุกรมแผงเซลล์แสงอาทิตย์เข้าด้วยกัน เพื่อให้ได้แรงดันที่ออกแบบไว้ เมื่อมีเงาบางส่วนบังแสงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพียงแค่หนึ่งแผงก็จะทำให้กระแสไฟฟ้าในระบบหยุดไหลได้ ดังนั้นควรมั่นใจว่าการติดตั้งแผงต้องไม่มีร่มเงามาบดบังการรับแสงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ไม่โครอินเวอร์เตอร์ที่ติดตั้งที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผงสามารถช่วยแก้ปัญหานี้ได้ โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกเงาบังจะใช้ไม่ได้เพียงแผงเดียวเท่านั้นแต่แผงอื่นจะยังสามารถใช้งานได้อยู่ ดังนั้นการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องทำการวิเคราะห์ร่มเงาในสถานที่ที่จะทำการติดตั้งร่วมด้วย

อายุการใช้งาน

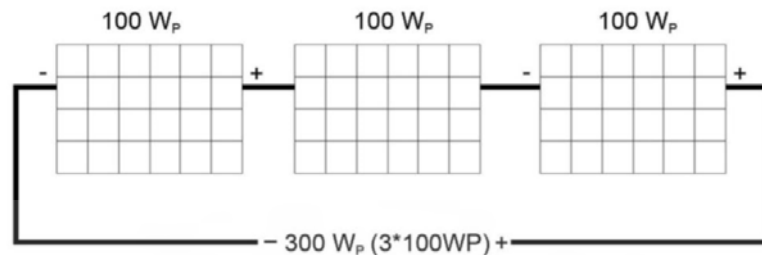
ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะค่อย ๆ ลดลงตามอายุการใช้งาน โดยทั่วไปแล้วแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 0.5 ทุก ๆ ปี หรือตามที่ผู้ผลิตกำหนด ผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์มักเสนอการรับประกันว่าการจ่ายพลังงานจะสูงกว่าร้อยละ 80 หลังจาก 25 ปี

2.4.3 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอาร์เรย์ [20]

เมื่อเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อสร้างอาร์เรย์ พลังงานทั้งหมดจากอาร์เรย์ คือผลรวมของพลังงาน ของแต่ละแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตัวอย่าง เช่น มีแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามแผงขนาด 100 วัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สูงสุด และจะต้องเชื่อมต่อทั้งแบบอนุกรม หรือแบบขนานกำลังไฟฟ้าทั้งหมดจากอาร์เรย์จะเท่ากับ 300 วัตต์สูงสุด ดังแสดงในรูปที่ 2.21



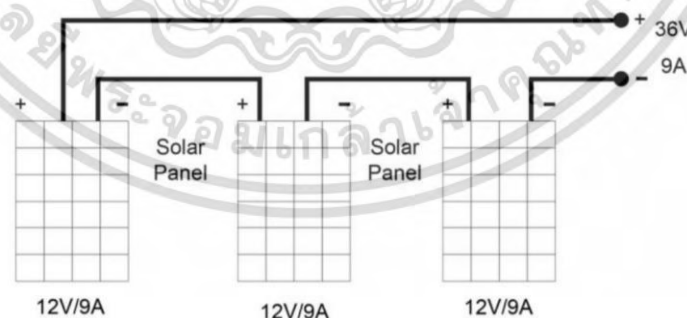
รูปที่ 2.21 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอาร์เรย์ [20]

การเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อสร้างอาร์เรย์สามารถทำได้ 3 วิธีดังนี้

1. การต่อแบบอนุกรม เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
2. การต่อแบบขนาน เพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้าขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
3. การต่อแบบผสม เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

• การต่อแบบอนุกรม

เมื่อต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกัน (มีพารามิเตอร์เดียวกัน) แบบอนุกรม หรือการเชื่อมต่อแผงแบบสตริง (String) จะได้แรงดันไฟฟ้าขาออกที่สูงขึ้น แรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจะมีค่าเท่ากับผลรวมของแรงดันไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผง และกระแสไฟฟ้าขาออกของแต่ละแผงจะมีค่าเท่ากัน ในการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม ขั้วบวก (+) ของแผงจะต้องต่อกับขั้วลบ (-) ของแผงถัดไป ซึ่งตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรมแสดงดังรูปที่ 2.22



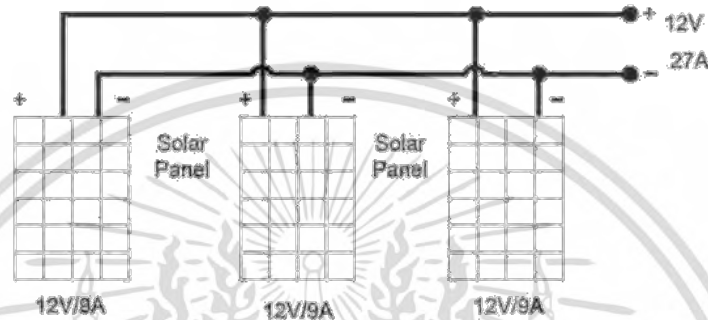
รูปที่ 2.22 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบอนุกรม [20]

จากรูปที่ 2.22 เป็นตัวอย่างการต่อใช้งานแบบอนุกรมแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 3 แผง แต่ละแผงมีขนาด 12 โวลต์และ 9 แอมป์ต่อแบบอนุกรม แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขาออกของอาร์เรย์นั้น 36 โวลต์/ 9 แอมป์ ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

• การต่อแบบขนาน

การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบขนานกระแสไฟฟ้าขาออกจะสูงขึ้น กระแสไฟฟ้าขาออกจะเพิ่มขึ้นเท่ากับผลรวมของกระแสของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผง และ แรงดันไฟฟ้าขาออกของแต่ละแผงจะมีค่าเท่ากัน ในการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนาน ขั้วบวก (+) ของแต่ละแผงจะต่อเข้าด้วยกัน และขั้วลบ (-) ของแต่ละแผงก็จะต่อเข้าด้วยกันในอาร์เรย์ ซึ่ง ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนานแสดงดังรูปที่ 2.23

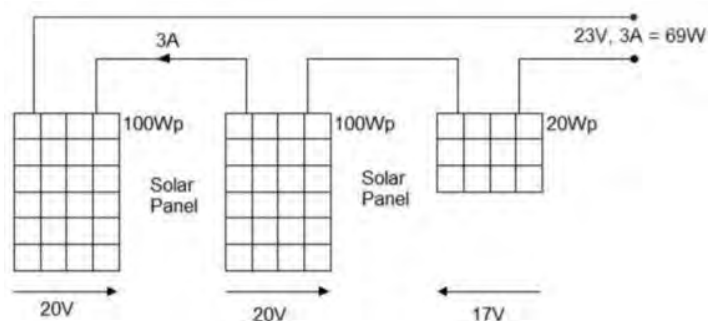


รูปที่ 2.23 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมือนกันแบบขนาน [20]

จากรูปที่ 2.23 เป็นตัวอย่างการต่อใช้งานแบบขนานแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 3 แผง แต่ละแผงมี ขนาด 12 โวลต์และ 9 แอมป์ ต่อแบบขนาน แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขาออกของอาร์เรย์นั้น 12 โวลต์ / 27 แอมป์ตามลำดับ

การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอาร์เรย์ในกรณีแผงมีกำลังไฟฟ้าไม่เท่ากัน

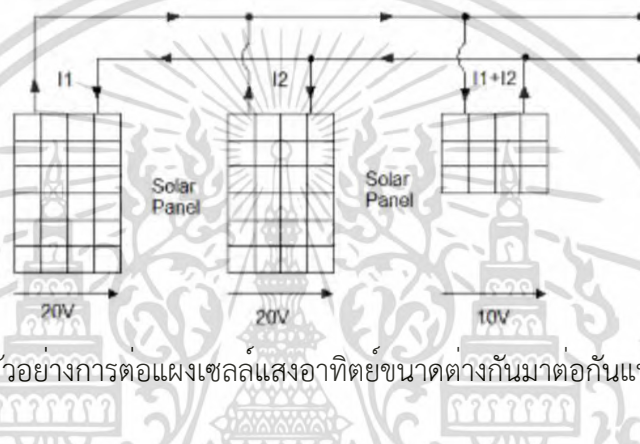
ถ้าต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีพิคกำลังไฟฟ้าต่างกันกำลังไฟฟ้าขาออกจากอาร์เรย์จะได้น้อยกว่า ผลรวมของกำลังไฟฟ้าของแต่ละโมดูล กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปนั้นขึ้นอยู่กับแบบของการต่อ ความแตกต่างระหว่างโมดูล และโหมดการทำงาน เมื่อทำการเชื่อมต่อโมดูลที่มีกระแสไฟฟ้าต่างกัน แบบอนุกรมกับโวลต์ (ตัวควบคุมการประจุและแบตเตอรี่) ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดต่างกันมาต่อกันแบบอนุกรมแสดงดังรูปที่ 2.24



รูปที่ 2.24 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดต่างกันมาต่อกันแบบอนุกรม [20]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ผ่านการอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 2.24 โมดูลที่มีกระแสไฟฟ้าต่ำจะกลายเป็นตัวต้านทานหรือโหลดในวงจร โมดูลที่มีกระแสสูงจะสร้างกระแสที่ไหลผ่านวงจร กระแสจะลดลงเนื่องจากความต้านทานของโมดูลกระแสต่ำ และสร้างแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมโมดูลกระแสต่ำ แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมนี้มีชื่อไฟฟ้าในทิศทางตรงกันข้าม ดังนั้นจึงลดแรงดันไฟฟ้ารวมของการเชื่อมต่ออนุกรมของโมดูลทั้งหมด นอกจากนี้ยังใช้พลังงานของโมดูลอื่น ๆ ด้วย ตัวอย่างเช่น แรงดันตกคร่อมโมดูลกระแสต่ำปรับตัวลดลงคือ 17 โวลต์ ดังนั้นแรงดันไฟฟ้ารวมของวงจรเท่ากับ 23 โวลต์ ($20 + 20$ โวลต์ - 17 โวลต์) กำลังทั้งหมดนั้นน้อยกว่ากำลังของโมดูลที่กระแสสูงรวมกัน หรือในอีกกรณีหากนำเอาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่เหมือนกันมาต่อขนานกัน ซึ่งตัวอย่างแสดงดังรูป ที่ 2.25

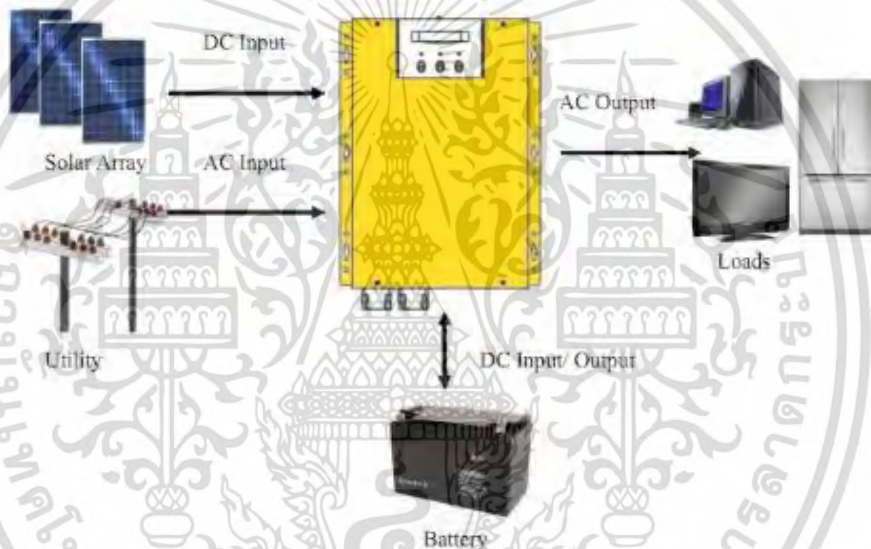


รูปที่ 2.25 ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดต่างกันมาต่อกันแบบขนาน [20]

จากรูปที่ 2.25 เมื่อต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่เหมือนกัน มีแรงดันเอาต์พุตต่างกันต่อขนานกัน โมดูลที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำจะทำหน้าที่เป็นโหลดในวงจรหากไม่มีการเชื่อมต่อโหลดเข้ากับวงจร ดังนั้นกระแสของโมดูลที่มีแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าจะไหลเข้าสู่โมดูลที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำถ้ากระแสที่ไหลสูงอาจทำให้โมดูลที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าเสียหายได้

2.4.4 อินเวอร์เตอร์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด [22]

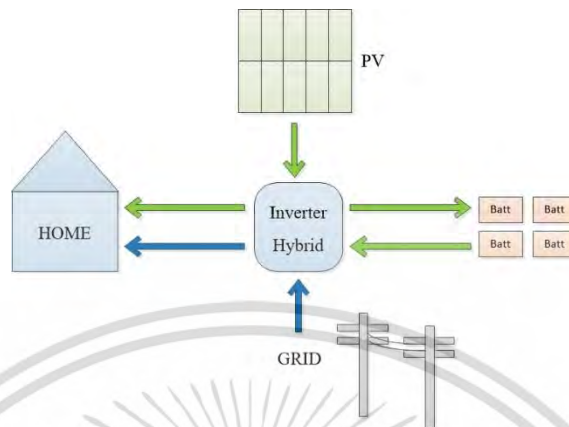
ระบบไฮบริด (Hybrid) หมายถึง การสลับพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์ แบบอัตโนมัติ ไม่ว่าจะเป็นพลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) จากระบบสายส่ง หรือพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ และในส่วนของใช้งานระบบไฟฟ้าที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์นี้ สามารถปรับตั้งได้ว่าต้องการจะใช้ไฟฟ้าชนิดไหนเป็นหลัก หรือสามารถอ่านจากคู่มือของอินเวอร์เตอร์ได้ และในส่วนของระบบออฟกริดนั้น หมายถึง ระบบไฟฟ้ากระแสสลับที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์เพื่อนำมาใช้ร่วมกับอุปกรณ์ไฟฟ้าในบ้าน โดยพลังงานที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ในส่วนที่ป้อนเข้าอินเวอร์เตอร์นั้นจะถูกนำไปชาร์จแบตเตอรี่ และแบตเตอรี่จะจ่ายพลังงานผั่งงาออกเพื่อนำไปใช้งานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ซึ่งรูปตัวอย่างของอินเวอร์เตอร์ไฮบริดออฟกริดแสดงดังรูปที่ 2.26



รูปที่ 2.26 ตัวอย่างอินเวอร์เตอร์ ออฟกริด/ไฮบริด [22]

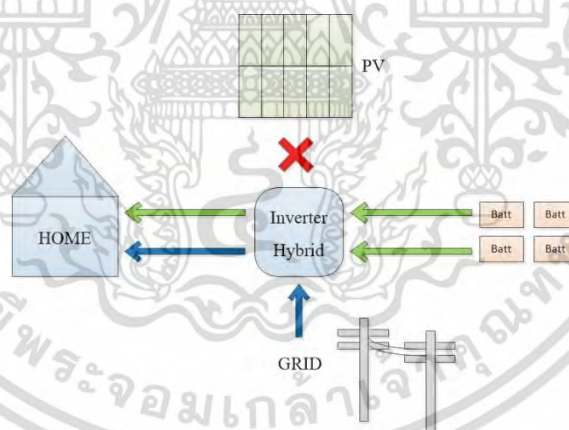
จากรูปที่ 2.26 ภายในตัวอินเวอร์เตอร์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้นจะมีชุดติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Power Point Tracking: MPPT) ซึ่งก็คือชุดซาร์จเจอร์ที่อยู่ภายในตัวอินเวอร์เตอร์ โดยที่การใช้การชาร์จแบบ MPPT นี้จะทำให้สามารถให้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงความเข้มแสงได้ และยังช่วยในการประหยัดพื้นที่ในการติดตั้งอุปกรณ์ได้อีกด้วย ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้นจะมีหลักการทำงาน โดยการนำเอาแบตเตอรี่มาใช้เป็นพลังงานไฟฟ้าหลักไว้ใช้งานในเวลาที่ไม่ได้มีแสงอาทิตย์ และสำหรับในกรณีที่ไม่มีแสงอาทิตย์เพียงพอก็สามารถนำไปใช้งานได้ หากพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่นั้นไม่เพียงพอที่จะจ่ายให้กับโหลดไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะถูกนำไปชาร์จให้กับแบตเตอรี่และจ่ายโหลดไปพร้อมกัน แต่ถ้าหากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอให้กับโหลดไฟฟ้าได้ และ

พลังงานจากแบตเตอรี่ก็ยังไม่พร้อมใช้งานระบบก็จะทำการดึงพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของการไฟฟ้ามาจ่ายเพิ่มเติม ดังแสดงในรูปที่ 2.27



รูปที่ 2.27 การทำงานของระบบโซลาร์เซลล์ไฮบริด ช่วงกลางวัน

ส่วนในช่วงเวลากลางคืน ระบบโซลาร์เซลล์จะไม่สามารถทำการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ ระบบนี้ก็สามารถที่จะนำเอากระแสไฟฟ้าจากแบตเตอรี่มาใช้ก่อน หากยังไม่เพียงพอระบบก็จะทำการดึงพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งมาจ่ายเพิ่มเติม ดังแสดงในรูปที่ 2.28



รูปที่ 2.28 การทำงานของระบบโซลาร์เซลล์ไฮบริด ช่วงกลางคืน

ระบบอินเวอร์เตอร์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด มีขนาดการใช้งานให้เลือกตั้งแต่ 1kw ขึ้นไป แรงดันไฟฟ้าในฝั่งขาออกนั้นเป็นแรงดันแบบเพียวไซน์เวฟ (Pure Sine Wave) ซึ่งเป็นรูปคลื่นแรงดันไฟฟ้าขาออกจะคล้ายกับรูปคลื่นของเอาต์พุตจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รองรับกับการใช้งานเครื่องใช้ไฟฟ้าได้ทุกชนิด อินเวอร์เตอร์ชนิดนี้จะมีราคาสูงที่สุดและในบางรุ่นสามารถต่อใช้งานโดยการต่อขนานอินเวอร์เตอร์ได้สูงสุดถึง 9 เครื่อง เพื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้าในการใช้งาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4.5 ชาร์จเจอร์ที่ใช้งานในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [21]

ชาร์จเจอร์ทำหน้าที่แปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปชาร์จให้กับแบตเตอรี่ ซึ่งจะควบคุมและป้องกันไม่ให้เกิดความเสียหายในการชาร์จต่อแบตเตอรี่ เช่น แบตเตอรี่ชาร์จพลังงานไฟฟ้ามากเกินไปจนเกิดความร้อนหรือระเบิด โดยเมื่อแบตเตอรี่ถูกชาร์จจนเต็ม วงจรควบคุมจะหยุดการชาร์จทันที ชาร์จเจอร์สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ ชาร์จเจอร์แบบ PWM และ ชาร์จเจอร์แบบ MPPT ซึ่งรายละเอียดของชาร์จเจอร์แต่ละประเภทแสดงดังตารางที่ 2.14

ตารางที่ 2.14 การเปรียบเทียบชาร์จเจอร์แบบ PWM กับแบบ MPPT

PWM Charge Control	MPPT Charge Control
ใช้วงจรสวิตชิ่งแบบง่าย ๆ เพื่อชาร์จพลังงานให้กับแบตเตอรี่	ชาร์จเจอร์จะทำงานที่ระดับกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
ชาร์จเจอร์แบบ PWM จะทำงานได้ดีที่ระดับแรงดันแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นมีค่าใกล้เคียงกับระดับแรงดันของแบตเตอรี่	ระดับแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถมีค่ามากกว่าระดับแรงดันของแบตเตอรี่ได้มาก
ผลจากอุณหภูมิที่ลดลงทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์สูงขึ้น และจะส่งผลทำให้ประสิทธิภาพการชาร์จนั้นแย่ลง เนื่องจากเกิดความแตกต่างกันของระดับแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์กับแบตเตอรี่	เหมาะกับระบบออฟกริดขนาดกลางถึงขนาดใหญ่ เพราะสามารถช่วยลดในส่วนของต้นทุนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยรวมได้ในระบบใหญ่
หากแรงดันแบตเตอรี่ลดน้อยลงไปมาก ๆ จากการใช้งาน จะทำให้ประสิทธิภาพในการชาร์จนั้นแย่ลง เนื่องจากเกิดความแตกต่างกันของระดับแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์กับ แบตเตอรี่	ขนาดของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้
เหมาะกับการใช้งานในระบบออฟกริดขนาดเล็ก ทำให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนไม่มากเกินไป	
ขนาดของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	

จากข้อมูลในตารางที่ 2.14 ชาร์จเจอร์ที่เหมาะสมและมีการใช้งานอย่างแพร่หลายกับอาคารที่พักอาศัย คือ ชาร์จเจอร์แบบ MPPT ทั้งในระบบออนกริด ออฟกริด และระบบไฮบริด และในปัจจุบันเพื่อความสะดวกในการออกแบบ การลดขนาดของพื้นที่ติดตั้ง และการแปลงพลังงานที่ประสิทธิภาพ ผู้ผลิตส่วนมากจะนำชาร์จเจอร์แบบ MPPT ติดตั้งไว้ภายในตัวเครื่องอินเวอร์เตอร์เลย ดังนั้นอินเวอร์เตอร์ที่มีชาร์จเจอร์แบบ MPPT จะถูกใช้ในการออกแบบสำหรับงานวิจัยนี้

2.4.6 แบตเตอรี่ที่ใช้งานในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [20 และ 23]

แผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในเวลากลางวันเมื่อมีแสงอาทิตย์ และไม่สามารถจัดเก็บพลังงานไฟฟ้าได้ แต่เมื่อต้องการไฟฟ้าในช่วงกลางคืนจะต้องมีการใช้แบตเตอรี่ในการเก็บพลังงานไฟฟ้า แบตเตอรี่ที่นิยมและมีความเหมาะสมสำหรับใช้กับระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มี 2 ประเภท ได้แก่ แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟตและแบตเตอรี่ตะกั่วกรดแบบดีฟไซเคิล

- **แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟต**

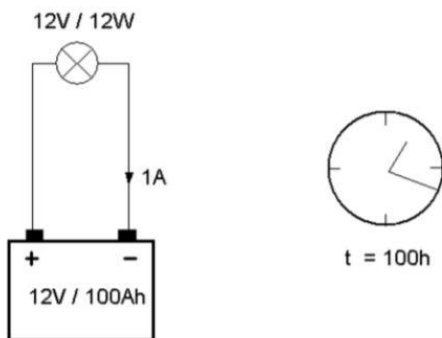
แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟต เป็นแบตเตอรี่ที่ได้รับความนิยมแต่มีราคาสูงกว่าแบตเตอรี่ตะกั่วกรดมากพบในรถยนต์ไฟฟ้า อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้า ระบบโซลาร์เซลล์ เนื่องจากเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ให้ความปลอดภัยสูง อายุการใช้งานยาวนานมาก ด้วยเหตุนี้ต้นทุนตลอดอายุการใช้งานจึงค่อนข้างต่ำ สามารถรองรับการคายประจุสูงสุดได้ถึง 90.00% ประสิทธิภาพการชาร์จพลังงานสูงสุดอยู่ที่ 99.00% ทำให้มีความเหมาะสมในการใช้งานกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์

- **แบตเตอรี่ตะกั่วกรดแบบดีฟไซเคิล**

แบตเตอรี่ตะกั่วกรดแบบดีฟไซเคิล เป็นแบตเตอรี่ที่มีความสามารถในการจ่ายพลังงานได้ลึกหรือมากกว่าแบตเตอรี่แบบธรรมดา โดยอยู่ที่ 45.00 – 75.00% อายุการใช้งานต่ำกว่าแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟต ราคาถูก น้ำหนักมาก มักจะใช้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานทางเลือกอื่น ๆ

ข้อมูลจำเพาะของแบตเตอรี่

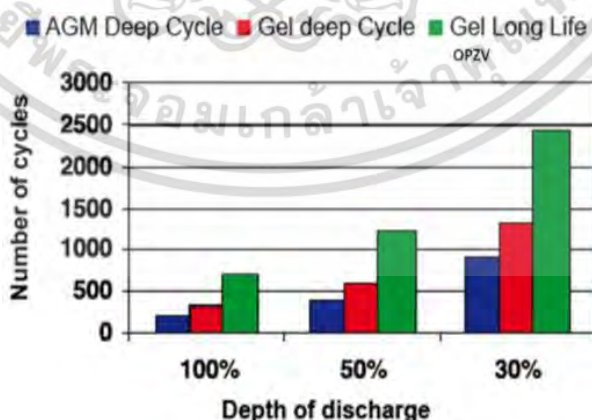
แบตเตอรี่เป็นอุปกรณ์เก็บสำหรับพลังงานไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้ามีหน่วยวัดเป็นวัตต์ชั่วโมง (Wh) หรือกิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh) โดยแบตเตอรี่ที่ใช้ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนใหญ่เป็นแบตเตอรี่ 12 โวลต์ (V) แบตเตอรี่ขนาดใหญ่สามารถเก็บพลังงานได้มากกว่าแบตเตอรี่ขนาดเล็ก ขนาดของแบตเตอรี่แสดงเป็นความจุ (C) หน่วยเป็นแอมแปร์-ชั่วโมง (Ah) โดยแบตเตอรี่ 12 V ความจุ C เท่ากับ 100 Ah สามารถเก็บพลังงานไฟฟ้าได้ 1,200 Wh ($12V \times 100Ah$ เท่ากับ 1,200 Wh) ซึ่งหมายความว่าถ้าดึงกระแส 1 แอมแปร์ แบตเตอรี่จะสามารถจ่ายกระแสได้นาน 100 ชั่วโมงเมื่อชาร์จเต็ม ข้อมูลจำเพาะของแบตเตอรี่แสดงดังรูปที่ 2.29



รูปที่ 2.29 ข้อมูลจำเพาะของแบตเตอรี่ [20]

อายุการใช้งานแบตเตอรี่

อายุการใช้งานแบตเตอรี่ (Battery Lifetime) จะถูกกำหนดเป็นรอบ (Cycle) หมายความว่าแบตเตอรี่สามารถใช้ได้ในจำนวนรอบที่กำหนดเท่านั้น หลังจากนั้นก็จะเริ่มเสื่อมและสูญเสียความสามารถ ในการเก็บประจุลง ตัวอย่างเช่น แบตเตอรี่ 12 โวลต์ที่มีความจุ 100 แอมแปร์-ชั่วโมง ซึ่งใช้งานมาหลายรอบอาจมีความจุเหลือเพียง 50 แอมแปร์-ชั่วโมง เท่านั้น ซึ่งหมายความว่ามันได้กลายเป็นแบตเตอรี่ที่เล็กกว่าเดิม ยิ่งคายประจุแบตเตอรี่มากเท่าไรก็จะมีรอบเวลาที่สั้นลงเท่านั้น แบตเตอรี่จะมีอายุการใช้งานนานเท่าไรนั้นขึ้นอยู่กับว่า มีการใช้แบตเตอรี่บ่อยแค่ไหน ความลึกของการคายประจุ (DoD) และอุณหภูมิการเก็บรักษาสูงเท่าไร ซึ่งทุกครั้งที่คายประจุแบตเตอรี่ อายุการใช้งานของแบตเตอรี่จะลดลงเรื่อย ๆ กระบวนการในการคายประจุและการชาร์จประจุใหม่เรียกว่า “รอบ” การคายประจุเพียง 10% ของ ความจุ (DoD = 10%) เป็นแบบรอบตื้น การคายประจุ 100% ของความจุ (DoD = 100%) เป็นรอบลึก ซึ่งการคายประจุแบบรอบลึกนั้นเป็นอันตราย (ขึ้นอยู่กับชนิดของแบตเตอรี่) และจะทำให้อายุการใช้งานแบตเตอรี่สั้นลงกว่ารอบตื้น แสดงดังรูปที่ 2.30



รูปที่ 2.30 อายุการใช้งานแบตเตอรี่ [20]

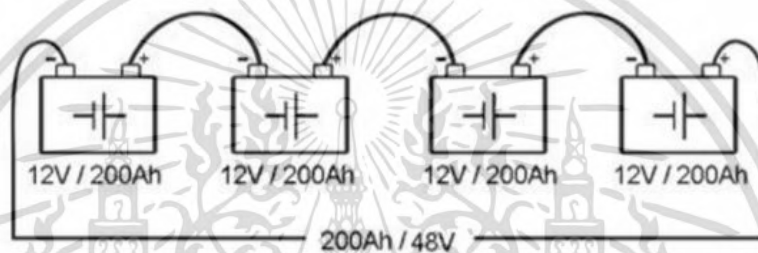
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4.7 การต่อแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ [20]

สำหรับการต่อใช้งานแบตเตอรี่ในระบบที่มีขนาดใหญ่และมีปริมาณการใช้พลังงานเกินกว่าแบตเตอรี่เพียงลูกเดียวจะรองรับได้นั้นสามารถต่อใช้งานได้ 2 วิธี ดังต่อไปนี้

- การต่อแบตเตอรี่แบบอนุกรม

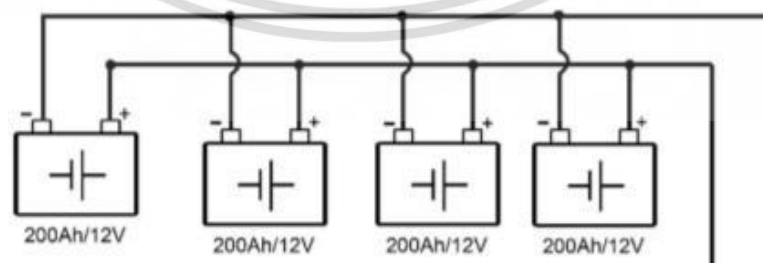
ตัวอย่างเช่น ถ้ามีแบตเตอรี่ 4 ก้อนขนาดพิกัด 12 โวลต์ 200 แอมแปร์-ชั่วโมง และต่อแบบอนุกรม กำลังไฟรวมจากแบตเตอรี่จะเท่ากับ 48 โวลต์ 200 แอมแปร์-ชั่วโมง สำหรับการต่อแบตเตอรี่แบบอนุกรม ขั้วลบของแบตเตอรี่จะต้องต่อกับขั้วบวกของแบตเตอรี่ก้อนถัดไป ดังแสดงในรูปที่ 2.31



รูปที่ 2.31 การต่อแบตเตอรี่แบบอนุกรม [20]

- การต่อแบตเตอรี่แบบขนาน

ตัวอย่างเช่นหากมีแบตเตอรี่สี่ก้อนขนาดพิกัด 12 โวลต์ 200 แอมแปร์-ชั่วโมง และมีการต่อแบบขนาน พลังงานขาออกทั้งหมดจากแบตเตอรี่แบงก์ (Battery Bank) จะส่งผลให้กำลังไฟรวมจากแบตเตอรี่จะเท่ากับ 12 โวลต์ 800 แอมแปร์-ชั่วโมง สำหรับการต่อแบตเตอรี่แบบขนาน และในการต่อแบตเตอรี่แบบขนานขั้วลบของแบตเตอรี่จะต้องเชื่อมต่อกับขั้วลบของแบตเตอรี่ตัวถัดไปและขั้วบวก จะต้องเชื่อมต่อกับขั้วบวกของแบตเตอรี่ตัวถัดไป ดังแสดงในรูปที่ 2.32



รูปที่ 2.32 การต่อแบตเตอรี่แบบขนาน [20]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4.8 อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [20 และ 24]

อุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นเป็นอุปกรณ์ที่ป้องกันความเสียหายที่จะก่อให้เกิดอันตรายกับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบและกับมนุษย์ ซึ่งโดยทั่วไปอุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะแบ่งเป็น 4 ประเภท ซึ่งแต่ละประเภทมีวัตถุประสงค์ในการป้องกันที่แตกต่างกันไป ดังต่อไปนี้

• สวิตช์ตัดตอนไฟฟ้ากระแสตรง

เพื่อความปลอดภัยสำหรับบุคลากร ระบบและการบำรุงรักษา เราอาจติดตั้งสวิตช์ตัดการเชื่อมต่อ เพื่อแยกส่วนประกอบต่าง ๆ ของระบบได้สวิตช์ตัดการเชื่อมต่อ ถูกติดตั้งระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ กับอุปกรณ์ควบคุมการชาร์จ โดยแนะนำให้ใช้ที่แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงตั้งแต่ 60 โวลต์ขึ้นไปเพื่อให้แน่ใจว่าการติดตั้งและการบำรุงรักษาจะปลอดภัย สวิตช์ตัดการเชื่อมต่อจะต้องใช้สำหรับการตัดต่อไฟฟ้ากระแสตรงและมีฟังก์ชันกระแสเท่ากับกระแสสูงสุดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์ โดยห้ามใช้สวิตช์ตัดการเชื่อมต่อที่ใช้สำหรับไฟฟ้ากระแสสลับทั่วไป เพราะทุกครั้งที่ทำการตัดการเชื่อมต่อในขณะที่จ่ายโหลดจะเกิดประกายไฟ ประกายไฟจากไฟฟ้ากระแสตรงนั้นทำให้เกิดความเสียหายมากกว่าประกายไฟจากไฟฟ้ากระแสสลับ และสามารถทำลายอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อที่ไม่ได้ออกแบบมาเพื่อจัดการกับประกายไฟจากไฟฟ้ากระแสตรง

• ฟิวส์และเซอร์กิตเบรกเกอร์

ในการลัดวงจรระหว่างขั้วแบตเตอรี่ทั้งสองขั้วจะปล่อยกระแสสูงมาก ยิ่งแบตเตอรี่มีความจุมากเท่าไรกระแสก็ยิ่งสูง สำหรับแบตเตอรี่ขนาดใหญ่กระแสนี้สามารถละลายสายไฟและก่อให้เกิดไฟไหม้ได้ ดังนั้นแบตเตอรี่หรือแบตเตอรี่แบบกึ่งควมมีการป้องกันด้วยฟิวส์กระแสตรง หรือเบรกเกอร์กระแสตรง ด้วยขนาดของอุปกรณ์ที่เหมาะสม โดยที่ฟิวส์กระแสสลับไม่สามารถใช้กับไฟฟ้ากระแสตรงได้ สำหรับแบตเตอรี่ขนาดเล็กและกระแสไฟฟ้ากระแสตรงขนาดเล็กสามารถใช้ฟิวส์รถยนต์ได้ แต่ถ้ากระแสสูงมากจำเป็นต้องใช้ฟิวส์กระแสตรงที่มีฟังก์ชันกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้นตาม ในการต่อวงจรเดินสายไฟระหว่างแบตเตอรี่และเครื่องควบคุมการชาร์จประจุต้องใส่เบรกเกอร์กระแสตรงหรือฟิวส์กระแสตรง และระหว่างขาออกของอินเวอร์เตอร์และผู้ใช้ไฟฟ้าต้องใส่เบรกเกอร์กระแสสลับ

• อุปกรณ์ป้องกันฟ้าผ่า

สาเหตุที่ก่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้าสูงชั่วขณะ ความเสียหายอันเนื่องมาจากแรงดันไฟฟ้าสูงชั่วขณะ สามารถป้องกันได้ โดยการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกินชั่วขณะจากฟ้าผ่า (Surge Protection Device: SPD) ซึ่งมีหน้าที่และหลักการ คือลัดวงจรตัวเองในขณะที่เกิดแรงดันเกินจากฟ้าผ่าเพื่อทำให้กระแสเซิร์จ เปลี่ยนทิศทางวิ่งผ่านตัวเองลงกราวด์แทนที่จะเข้าไปทำอันตรายกับอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าในระบบ ในขณะเดียวกันแรงดันคร่อม SPD ก็จะถูกจำกัดไว้ที่ค่าระดับหนึ่งเพื่อไม่ให้สูงเกินไปจนเป็นอันตรายกับอุปกรณ์ไฟฟ้า จากนั้นเมื่อแรงดันเซิร์จผ่านลงกราวด์ไปแล้ว อุปกรณ์

SPD ก็จะทำให้การเปิดวงจรตัวเองกับมาสู่สถานะปกติเช่นเดิม โดยอุปกรณ์ SPD ต้องได้รับมาตรฐาน IEC61643-1/EN61643-11

- สายดิน

การต่อลงดินของอุปกรณ์ต่าง ๆ สามารถป้องกันแรงดันไฟฟ้าที่เป็นอันตราย เนื่องจากการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ นอกจากนี้ยังช่วยป้องกันอุปกรณ์จากแรงดันไฟฟ้าที่เป็นอันตรายในกรณีที่เกิดฟ้าผ่า การต่อลงดินของอุปกรณ์ หมายถึงการเชื่อมต่อตัวโลหะและโครงโลหะทั้งหมดของอุปกรณ์เข้าด้วยกันและต่อเข้ากับขั้วสายดิน โครงโลหะเหล่านี้ประกอบด้วย กรอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ กล่องของตัวควบคุมชาร์จประจุ กล่องแยกสายที่เป็นโลหะ รวมถึงตัวนำอิเล็กทรอนิกส์ (PE) ที่ด้านกระแสลับ การต่อสายดินจะทำให้มั่นใจได้ว่าชิ้นส่วนโลหะของส่วนประกอบทั้งหมดของระบบอยู่ในแรงดันไฟฟ้าเท่ากันและมีศักย์เป็นศูนย์เมื่อเทียบกับโลก ดังนั้นเมื่อเกิดฟ้าผ่า กระแสไฟฟ้าไหลผ่านอุปกรณ์และจะไม่สามารถก่อให้เกิดความเสียหาย การต่อสายดินของระบบนั้นจำเป็นต่อการทำงานของอุปกรณ์ แผงเซลล์แสงอาทิตย์บางประเภทหากไม่ต่อสายดิน จะสูญเสียพลังงานเนื่องจากการสะสมของประจุไฟฟ้าสถิต นอกจากนี้จำเป็นต้องต่อสายดินกับอุปกรณ์ป้องกันส่วนบุคคลบางอย่างของระบบ เช่น DC RCDs ไม่เช่นนั้นอุปกรณ์จะไม่ทำงาน ซึ่งตัวอย่างการต่อสายดินของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังรูปที่ 2.33



รูปที่ 2.33 การต่อสายดิน [20]

2.4.9 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [20 และ 21]

ในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในการติดตั้งระบบ ออฟกริดหรือระบบออฟกริด/ไฮบริด ที่ใช้ชาร์จเจอร์แบบ MPPT นั้นมีทั้งหมด 6 ขั้นตอน ดังต่อไปนี้

- ประเมินความต้องการพลังงาน (การประเมินโหลดหรือภาระทางไฟฟ้า)
- ประเมินขนาดของแบตเตอรี่แบงก์
- ประเมินพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- กำหนดขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์
- กำหนดขนาดอินเวอร์เตอร์
- จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับชาร์จเจอร์แบบ MPPT

• การประเมินความต้องการพลังงาน

ในการประเมินความต้องการพลังงานอย่างเพียงพอ โหลดทั้งหมดภายในระบบ ต้องพิจารณาทั้งในส่วนที่จำเป็นและไม่จำเป็น โดยมีวิธีการพิจารณาระดับกำลังไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้า 3 วิธีดังต่อไปนี้

- 1) การอ่านโดยตรงบนป้ายชื่อ ซึ่งมักจะมีความคลาดเคลื่อนดังแสดงในรูปที่ 2.34
- 2) การวัดแรงดันและกระแสโดยตรงโดยใช้มัลติมิเตอร์เพื่อตรวจสอบกำลังไฟฟ้าง่ายๆ ดังแสดงในรูปที่ 2.35
- 3) การวัดพลังงานไฟฟ้าโดยตรงโดยใช้เครื่องวัดพลังงาน ดังแสดงในรูปที่ 2.36



รูปที่ 2.34 การประเมินความต้องการพลังงานด้วยการอ่านโดยตรงบนป้ายชื่อ [20]

รูปที่ 2.35 การประเมินความต้องการพลังงานด้วยการวัดแรงดันและกระแสโดยตรงด้วยการใช้มัลติมิเตอร์ [20]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.36 การประเมินความต้องการพลังงานโดยตรงโดยใช้เครื่องวัดพลังงาน [20]

● ประเมินขนาดของแบตเตอรี่แบงก์

พลังงานทั้งหมดที่ต้องการจะถูกคำนวณ เพื่อคำนวณพลังงานที่จะต้องเก็บไว้ในแบตเตอรี่ แบตเตอรี่และจะจ่ายพลังงานเมื่อมีความต้องการ การกำหนดความจุของแบตเตอรี่ มีขั้นตอนดังนี้

1) ค่าความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้ากระแสสลับและไฟฟ้ากระแสตรงรายวัน ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.17

$$E_{\text{daily}} = W(\text{dc}) + W(\text{ac}) \quad (2.17)$$

โดยที่

$$\begin{aligned} E_{\text{daily}} &= \text{พลังงานไฟฟ้ารวม ที่ต้องการในหนึ่งวัน (Wh)} \\ W(\text{dc}) &= \text{พลังงานไฟฟ้ารวมด้านกระแสตรง ที่ต้องการในหนึ่งวัน (Wh)} \\ W(\text{ac}) &= \text{พลังงานไฟฟ้ารวมด้านกระแสสลับ ที่ต้องการในหนึ่งวัน (Wh)} \end{aligned}$$

2) การกำหนดความจุพลังงานแบตเตอรี่ หากมีการคายประจุของแบตเตอรี่ (DoD) ร้อยละ 100 ทุกวัน จะส่งผลให้อายุของแบตเตอรี่นั้นสั้นลงอย่างมาก ดังนั้นจึงต้องมีการกำหนดการคายประจุของแบตเตอรี่ที่เหมาะสมกับชนิดของแบตเตอรี่ และสามารถหาค่าความจุพลังงานของแบตเตอรี่ได้จากสมการที่ 2.18

$$P_{\text{C,batt}} = \frac{E_{\text{daily}} \times \text{Day of autonomy}}{\text{DoD}} \quad (2.18)$$

โดยที่

$$\begin{aligned} P_{\text{C,batt}} &= \text{ค่าความจุพลังงานของแบตเตอรี่ (Wh)} \\ \text{Day of autonomy} &= \text{จำนวนวันที่ต้องการให้ระบบทำงานอยู่หากไม่มีแสงอาทิตย์} \end{aligned}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\text{DoD} = \text{ค่าความลึกของรอบการชาร์จและคายประจุ (\%)}$$

การเลือกแรงดันไฟฟ้าของระบบ

ถ้ามีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงจากอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำการติดตั้ง กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวควบคุมการชาร์จประจุอาจสูงมาก และจะเป็นการดีกว่าที่จะปรับแรงดันไฟฟ้าของระบบให้สูงขึ้นเพื่อลดกระแสไฟฟ้าในการการชาร์จประจุและค่าใช้จ่ายสำหรับตัวควบคุมการประจุลง เพื่อตัดสินใจเลือกระดับแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมดังแสดงในตารางที่ 2.15

รูปที่ 2.15 การเปรียบเทียบความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน กำลังสูงสุด และแรงดันระบบต่ำสุด [27]

ความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน (kWh/day)	กำลังสูงสุด (kW)	แรงดันระบบต่ำสุด (V)
0 – 4	0 – 1	12
2 – 6	1 – 2	24
4 – 12	2 – 4	48
8+	4 – 8	60+

3) ในการกำหนดความจุของแบตเตอรี่จะขึ้นอยู่กับความต้องการพลังงานของเครื่องใช้ไฟฟ้า พิกัดของแบตเตอรี่ ที่ผู้ผลิตกำหนดจะอยู่ในหน่วยของ แอมแปร์-ชั่วโมง (Ah) ซึ่งในการแปลง วัตต์-ชั่วโมง เป็น แอมแปร์-ชั่วโมง ทำได้โดยการหารค่าวัตต์-ชั่วโมง ด้วยค่าแรงดันไฟฟ้าแบตเตอรี่ ดังสมการที่ 2.19

$$C_{\text{batt}} = \frac{P_{\text{C,batt}}}{V_{\text{batt}}} \quad (2.19)$$

โดยที่

$$C_{\text{batt}} = \text{ค่าความจุของแบตเตอรี่ (Ah)}$$

$$V_{\text{batt}} = \text{ระดับแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ (V)}$$

• การประเมินพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่

การคำนวณพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่ ณ สถานที่ใด ๆ จะอ้างอิงจากชั่วโมงแสงอาทิตย์สูงสุด (Peak Sun Hour: PSH) จะแสดงถึงจำนวนชั่วโมงที่มีค่าแสงแดดดีและไม่มีเมฆต่อหนึ่งวัน เช่น 5 PSH คือ โดยเฉลี่ยแล้วพื้นที่นั้นจะมีชั่วโมงที่แดดดีและไม่มีเมฆต่อบังเป็นเวลา 5 ชั่วโมงต่อวัน หรือให้ความหมายว่า สำหรับพื้นที่นั้นมีปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์รวม 1000 W/m^2 เป็นเวลา 5 ชั่วโมงต่อวัน)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

• กำหนดขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์

เมื่อทราบถึงความจุพลังงานของแบตเตอรี่ที่ต้องการแล้วจะต้องพิจารณาอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้สามารถชาร์จประจุให้กับแบตเตอรี่ได้ที่ SoC 100% ได้ตลอดทั้งวัน (ในระบบออฟกริด) ดังนั้นเพื่อกำหนดขนาดที่ต้องการของอาร์เรย์แสงอาทิตย์สามารถทำตามขั้นตอนได้ ดังนี้

1) แบ่งความต้องการพลังงานรายวันตามอัตราส่วนประสิทธิภาพของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในส่วนต่าง ๆ ของระบบ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.20 - 2.21

$$E_{\text{demand}} = \frac{E_{\text{daily}}}{\eta_{\text{Inverter}}} \quad (2.20)$$

$$P_{\text{demand,daily}} = \frac{E_{\text{demand}} \times O_Z}{\eta_{\text{dirt}} \times \eta_{\text{tolerance}} \times \eta_{\text{temp}} \times \eta_{\text{cable}} \times \eta_{\text{battery}}} \quad (2.21)$$

โดยที่

E_{demand}	=	พลังงานไฟฟ้าที่ต้องการจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ต่อหนึ่งวัน (Wh)
E_{daily}	=	พลังงานไฟฟ้ารวมของระบบที่ใช้งานต่อหนึ่งวัน (Wh)
η_{Inverter}	=	ประสิทธิภาพการทำงานของอินเวอร์เตอร์ หน่วยเป็นร้อยละ
$P_{\text{demand,daily}}$	=	พลังงานที่ต้องการจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ใน 1 วัน (Wh)
O_Z	=	Over size factor ค่าที่เผื่อสำหรับการออกแบบ หน่วยเป็นร้อยละ (ประเทศไทยแนะนำที่ 1.1 หรือ เผื่อที่ 10%)
η_{dirt}	=	ค่าประสิทธิภาพเมื่อมีฝุ่นเกาะบริเวณแผงโซลาร์เซลล์ หน่วยเป็นร้อยละ
$\eta_{\text{tolerance}}$	=	ค่าความคลาดเคลื่อนของแผงโซลาร์เซลล์ (ข้อมูลจากผู้ผลิต) หน่วยเป็นร้อยละ
η_{temp}	=	ค่าประสิทธิภาพจากผลกระทบของอุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ หน่วยเป็นร้อยละ
η_{cable}	=	ค่าประสิทธิภาพของระบบสายไฟ หน่วยเป็นร้อยละ
η_{battery}	=	ค่าประสิทธิภาพจากการชาร์จและคายประจุของแบตเตอรี่ หน่วยเป็นร้อยละ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2) หาขนาดรวมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยการหารค่าพลังงานข้างต้นด้วยค่า PSH ที่เหมาะสมสำหรับตำแหน่งที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.22

$$P_{\text{demand,solar}} = \frac{P_{\text{demand,daily}}}{\text{PSH}} \quad (2.22)$$

โดยที่

$P_{\text{demand,solar}}$ = กำลังไฟฟ้ารวมของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

PSH = Peak Sun Hours ระยะเวลาการมีแสงอาทิตย์ที่ 1000 W/m^2 ต่อวัน (Hours:Hr)

3) จำนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อเข้าระบบสูงสุด เมื่อรู้ขนาดที่ต้องการของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว ต้องกำหนดจำนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระบบต้องการ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.23

$$N_{\text{pv,max}} = \frac{P_{\text{demand,solar}}}{P_{\text{solar}}} \quad (2.23)$$

โดยที่

$N_{\text{pv,max}}$ = จำนวนแผงโซลาร์เซลล์ที่สามารถต่อเข้าระบบได้สูงสุด

P_{solar} = กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงที่เลือกใช้ (Wp)

● กำหนดขนาดอินเวอร์เตอร์

การเลือกขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อนำมาใช้งานให้พิจารณาดังรายการต่อไปนี้

1) แรงดันขาออก ตรวจสอบให้แน่ใจว่าแรงดันขาออกของอินเวอร์เตอร์ที่เลือกนั้นเหมาะสมกับการใช้งานตามมาตรฐาน

2) สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องตามความต้องการพลังงานที่คำนวณได้ พิจารณาว่าภาระทางไฟฟ้าใดจะทำงานในเวลาเดียวกัน ควรพิจารณาเกี่ยวกับความต้องการของผู้ใช้และตรวจสอบให้แน่ใจว่าอินเวอร์เตอร์ที่เลือกสามารถตอบสนองความต้องการพลังงานได้เพียงพอ

3) มีความสามารถในการจัดการการเกิดไฟฟ้ากระชากของโหลด เช่น มอเตอร์ไฟฟ้าจะสร้างกระแสไฟฟ้ากระชากในระหว่างการใช้งาน ต้องพิจารณาสิ่งนี้เมื่อเลือกอินเวอร์เตอร์ อย่างไรก็ตาม อินเวอร์เตอร์ส่วนใหญ่รองรับกำลังไฟฟ้าที่สูงกว่า 2 ถึง 3 เท่าของพิกัดกำลังหากไม่เกิน 2 วินาที

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4) เมื่อเลือกอินเวอร์เตอร์ให้พิจารณาเสมอว่าอาจจะมีภาระเพิ่มโหนดใหม่เข้าสู่ระบบ โดยสมมติว่า มีการดึงพลังงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 ซึ่งสามารถคำนวณได้ตั้งสมการที่ 2.24 - 2.25

$$P_{\text{Inverter}} \geq P_{\text{AC}(t)} \times 1.25 \quad (2.24)$$

$$S_{\text{Inverter}} = \frac{P_{\text{Inverter}}}{0.8} \quad (2.25)$$

โดยที่

$$P_{\text{AC}(t)} = \text{กำลังไฟฟ้ารวมสูงสุดของอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสสลับ ที่ใช้งานในช่วงเวลาเดียวกัน (W)}$$

$$P_{\text{Inverter}} = \text{พิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของอินเวอร์เตอร์ (W)}$$

$$S_{\text{Inverter}} = \text{พิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏของอินเวอร์เตอร์ (VA)}$$

- จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับชาร์จเจอร์แบบ MPPT

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่ออนุกรมและขนานกันได้สูงสุดในแต่ละ Input ของชาร์จเจอร์หรืออินเวอร์เตอร์ โดยลำดับแรกต้องคำนวณแรงดันเปิดวงจรสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งาน เนื่องจากพิกัดแรงดันของแผงนั้นจะเปลี่ยนแปลงไปเมื่ออุณหภูมิแผงเปลี่ยนแปลง ส่วนค่ากระแสไฟฟ้าจะใช้ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่ค่าความเข้มแสง 1000 W/m^2 ซึ่งสามารถคำนวณได้ตั้งสมการที่ 2.26 - 2.28

แรงดันเปิดวงจรสูงสุดที่อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่ำสุดในพื้นที่ติดตั้ง

$$V_{\text{oc,max}} = V_{\text{oc,stc}} \times [1 + (\beta \times (T_{\text{cell,low}} - T_{\text{stc}}))] \quad (2.26)$$

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่ออนุกรมและขนานกันได้สูงสุด

$$N_{\text{max, per string}} = \frac{V_{\text{charger,max}}}{V_{\text{oc,max}}} \quad (2.27)$$

$$N_{\text{max, per parallel}} = \frac{I_{\text{charger,max}}}{I_{\text{sc,max}}} \quad (2.28)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่

$N_{\max, \text{ per string}}$	=	จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่ออนุกรมกันสูงสุดใน 1 Input
$N_{\max, \text{ per parallel}}$	=	จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อขนานกันสูงสุดใน 1 Input
$V_{\text{charger,max}}$	=	แรงดันไฟฟ้าสูงสุดของชาร์จเจอร์ (V)
$V_{\text{oc,max}}$	=	แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิแผงต่ำสุด (V)
$V_{\text{oc,stc}}$	=	แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาวะ STC (V)
β	=	สัมประสิทธิ์อุณหภูมิของแรงดันเปิดวงจร (%/°C)
$T_{\text{cell,low}}$	=	อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่ำสุดที่ใช้งาน (°C)
T_{stc}	=	อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาวะ STC 25°C
$I_{\text{charger,max}}$	=	กระแสไฟฟ้าสูงสุดของชาร์จเจอร์ (A)
$I_{\text{sc,max}}$	=	กระแสไฟฟ้าสูงสุดของแผงที่เลือกใช้ (A)

2.4.10 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [20 และ 21]

การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นมีส่วนที่สำคัญที่จำเป็นต้องพิจารณาควบคู่ไปกับการออกแบบ คือ ส่วนของพื้นที่และลักษณะการติดตั้งในสถานที่ติดตั้งจริง การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นสามารถติดตั้งได้หลากหลายวิธี เช่น การติดตั้งบนผิวดินในโซล่าฟาร์ม การติดตั้งบนหลังคาบ้านเรือน เป็นต้น ซึ่งข้อมูลและรายละเอียดการติดตั้งแสดงดังต่อไปนี้

- **ลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์**

1) การติดตั้งแบบเสาเดี่ยว ปกติจะเลือกใช้สำหรับการติดตั้งในระบบขนาดเล็ก เช่น ระบบถนน และสัญญาณไฟจราจร ซึ่งลักษณะการติดตั้งแสดงดังรูปที่ 2.37



รูปที่ 2.37 ตัวอย่างลักษณะการติดตั้งแบบเสาเดี่ยว [20]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อดี ป้องกันการโจรกรรมได้ดี

ข้อเสีย ทำความสะอาดยาก

2) การติดตั้งบนหลังคา มักใช้ในกรณีเมื่อมีพื้นที่จำกัด โดยทางเลือกนี้เป็นการประหยัดพื้นที่ติดตั้งและป้องกันการโจรกรรมได้ดี แต่การดูแลรักษาและทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ก็ยังคงทำได้ยาก หากหลังคามีความสูงและชัน ลักษณะการติดตั้งแสดงดังรูปที่ 2.38



รูปที่ 2.38 ตัวอย่างลักษณะการติดตั้งบนหลังคา [20]

ข้อดี ประหยัดพื้นที่และป้องกันการโจรกรรมได้ดี

ข้อเสีย ยากที่จะติดตั้งและทำความสะอาด (ขึ้นอยู่กับการออกแบบหลังคา)

3) การติดตั้งบนพื้นดิน มักจะใช้เมื่อติดตั้งในระบบที่มีขนาดใหญ่ และมีพื้นที่ในการติดตั้งมาก เทคนิคการติดตั้งบนพื้นดินนี้สามารถใช้ได้เมื่อติดตั้งบนพื้นราบและผิวคอนกรีตเรียบ ลักษณะการติดตั้งแสดงดังรูปที่ 2.39



รูปที่ 2.39 ตัวอย่างลักษณะการติดตั้งบนพื้นดิน [20]

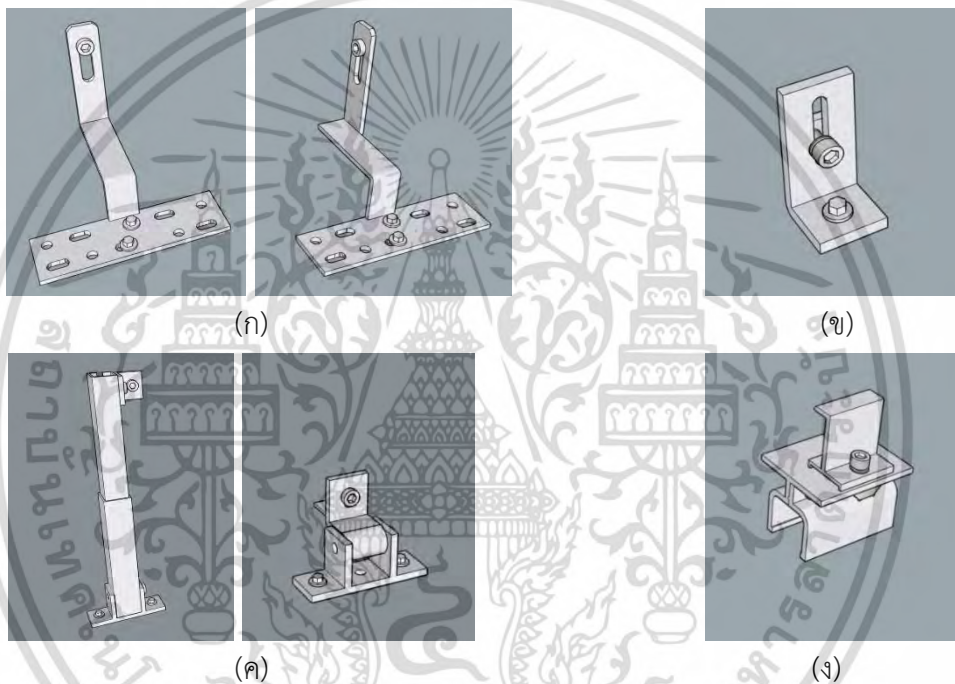
ข้อดี ติดตั้งและทำความสะอาดง่าย

ข้อเสีย ต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งมากและการป้องกันการโจรกรรมไม่ดี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

• โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

1) ขาดังจับยึดโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์กับโครงสร้างหลังคาหรือหลังคา ตัวจับยึดกับโครงสร้างหลังคานั้นมีด้วยกันหลายรุ่น หลายยี่ห้อ ให้เลือกมากมายในท้องตลาดตามลักษณะหลังคาหรือพื้นที่ที่จะทำการติดตั้ง โดยวัสดุที่ใช้ผลิตขาดังจับยึดหรืออุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์จับยึดทั้งหมดนั้นจะเป็นอลูมิเนียมอัลลอยหรือสแตนเลสที่ไม่เป็นสนิม ซึ่งทำให้โครงสร้างการจับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดนั้นมีน้ำหนักเบาและไม่เพิ่มภาระให้กับโครงสร้างหลังคาจนเกินไป โดยในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยจะกล่าวถึงอุปกรณ์ขาดังจับยึดกับโครงสร้างพื้นฐานทั่วไปเพียงเท่านั้น ซึ่งข้อมูลขาดังจับยึดกับโครงสร้างหลังคาแสดงดังรูปที่ 2.40



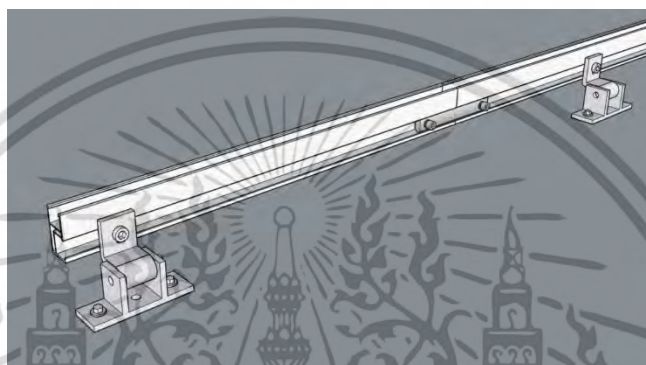
รูปที่ 2.40 ตัวอย่างขาดังจับยึดกับโครงสร้างหลังคา

จากรูปที่ 2.40 เป็นลักษณะขาดังจับยึดกับโครงสร้างหลังคาแต่ละประเภท โดยประเภท (ก) คืออุปกรณ์จับยึดที่ใช้กับหลังคากระเบื้องคอนกรีตหรือซีแพคโมเนีย ซึ่งโดยทั่วไปเรียกว่า รูฟฮุก (Roof Hook หรือ Tilt Roof Hook) การติดตั้งจะสอดไปใต้แผ่นหลังคาและยิงสกรูจับยึดกับจันทันของโครงสร้างหลังคา ประเภท (ข) คืออุปกรณ์จับยึดที่ใช้กับหลังคาเมทัลชีทและหลังคาไฟเบอร์ซีเมนต์หรือลอนคู่ ซึ่งโดยทั่วไปเรียกว่า แอลฟิท (L-Feet) การติดตั้งจะยิงสกรูเจาะหลังคาเพื่อไปจับยึดกับจันทันหรือแปของโครงสร้างหลังคา เมื่อติดตั้งเสร็จต้องใช้ซิลิโคนอุดรอยรั่วร่วมด้วย ประเภท (ค) คืออุปกรณ์จับยึดที่เปรียบเสมือนอุปกรณ์เสริมพิเศษ เพื่อปรับมุมแผง ใช้กับหลังคาเมทัลชีทแบบปกติหรือแบบคลิปล็อค และพื้นปูนซีเมนต์ เป็นต้น ซึ่งโดยทั่วไปเรียกว่า ขาปรับระดับแผง (Adjustable Tilt Solar หรือ Front Tilt and Back Tilt) การติดตั้งมีหลากหลายวิธี เช่น ใช้สกรูจับยึดกับตุ้มปูนและวาง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บนพื้นซีเมนต์เรียบ ใช้สกรูจับยึดบนอุปกรณ์เมทัลรูฟแคลมป์ หรือใช้สกรูเจาะหลังคาเพื่อไปจับยึดกับ
 จันทันหรือแปของโครงสร้างหลังคา เป็นต้น ประเภท (ง) คืออุปกรณ์จับยึดที่ใช้กับหลังคาเมทัลชีท
 แบบคลิปล็อค ซึ่งโดยทั่วไปเรียกว่า เมทัลรูฟแคลมป์ (Metal Roof Clamps) การติดตั้งจะใช้วิธีการ
 หนีบลอนของหลังคาโดยตรง โดยทั่วไประยะการติดตั้งของขาจับยึดทุกชนิดควรห่างกันไม่เกิน 120 ซม.
 หรือตามระยะความห่างที่ผู้ผลิตแนะนำ

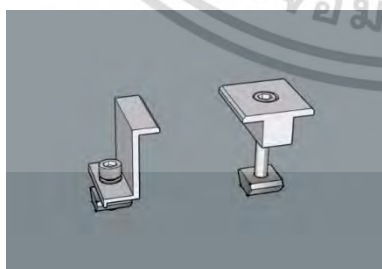
2) รางรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์และข้อต่อราง เมื่อติดตั้งขาตั้งจับยึดกับโครงสร้างแล้วถัด
 มาจะติดตั้งรางรองรับแผงโซลาร์เซลล์โดยยึดเข้ากับขาตั้งจับยึดโครงสร้าง แสดงดังรูปที่ 2.41



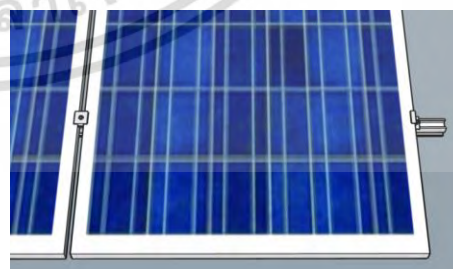
รูปที่ 2.41 ตัวอย่างรางและข้อต่อรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากรูปที่ 2.41 โดยทั่วไปรางรองรับแผงเรียกว่า ราง (Rail) ทำหน้าที่เป็นรางรองรับอุปกรณ์
 ที่ใช้ในการจับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์และจับยึดสายกราวด์ โดยทั่วไปมีความยาวอยู่ในช่วง 2.1 – 5 ม.
 และข้อต่อรางเรียกว่า รางคอนเนคเตอร์ (Rail Connector) ทำหน้าที่เป็นข้อต่อรางรองรับแผงและ
 ในบางยี่ห้อยังทำหน้าที่เป็นตัวเชื่อมต่อระบบกราวด์ของรางรองรับแผงด้วย

3) อุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อรางรองรับแผงโซลาร์เซลล์แล้วถัดมาคือการติดตั้ง
 อุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังรูปที่ 2.42



(ก)



(ข)

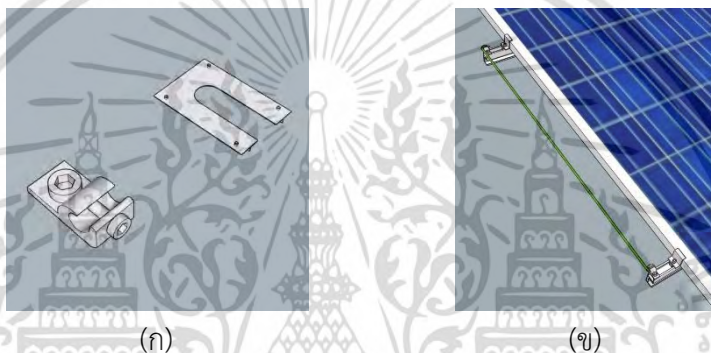
รูปที่ 2.42 ตัวอย่างอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 2.42 (ก) อุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปจะแบ่งเป็น 2 รูปแบบ คือ เอ็นแคลมป์ (End Clamp) ทำหน้าที่จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นตัวแรกและตัวสุดท้ายของแถว และมิดแคลมป์ (Middle Clamp) ทำหน้าที่จับยึดระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแถวนั้น ๆ ส่วน (ข) เป็นลักษณะการติดตั้งใช้งานอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์

4) อุปกรณ์เก็บสายไฟแผงหรือคลิปหนีบเก็บสาย (Cable Clip) ใช้ในการจับยึดและเก็บสายไฟ เพื่อให้เกิดความเรียบร้อยและไม่ให้สายไฟแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลงไปอยู่บนพื้นหลังคาที่มีความร้อน

5) อุปกรณ์จับยึดสายกราวด์และอุปกรณ์เชื่อมต่อระบบกราวด์ ลำดับสุดท้าย คือการเชื่อมต่อระบบกราวด์ของโครงสร้างรองรับแผงทั้งหมดเข้าด้วยกันแสดงดังรูปที่ 2.43



รูปที่ 2.43 ตัวอย่างอุปกรณ์จับยึดสายกราวด์และเชื่อมต่อระบบกราวด์

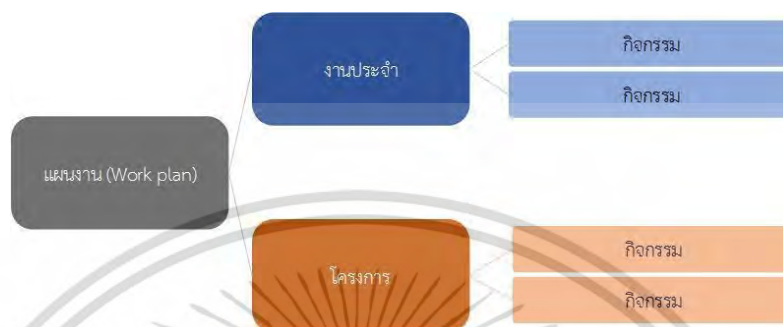
จากรูปที่ 2.43 (ก) อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับระบบกราวด์โดยทั่วไปจะแบ่งเป็น 2 รูปแบบ คือ กราวด์หลัก (Grounding Lug) ทำหน้าที่จับยึดสายกราวด์ที่เชื่อมระหว่างเรียวแต่ละเส้น และกราวด์เพลท (Grounding Plate) ทำหน้าที่เชื่อมต่อระบบกราวด์ติดตั้งโดยการใส่ไว้ใต้อุปกรณ์กราวด์หลัก และมิดแคลมป์เพื่อทำให้ส่วนของโครงสร้างทั้งหมดเชื่อมต่อเป็นระบบเดียวกัน ส่วน (ข) เป็นลักษณะการติดตั้งใช้งานอุปกรณ์จับยึดสายกราวด์

2.5 ทฤษฎีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ [25]

ความหมายของโครงการ โครงการ หมายถึง กิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการใช้ทรัพยากรต่าง ๆ เพื่อนำมาลงทุนสร้างผลงานที่ก่อให้เกิดประโยชน์ต่อกลุ่มเป้าหมายโดยกิจกรรมดังกล่าวจะต้องเป็นหน่วยอิสระที่สามารถทำการวิเคราะห์วางแผนและบริหารได้ นอกจากนั้นจะต้องมีวัตถุประสงค์ที่ชัดเจน มีกำหนดเวลาเริ่มต้นและสิ้นสุดที่แน่ชัด การดำเนินงานจะต้องอยู่ภายใต้งบประมาณที่ได้ตั้งไว้ และได้ผลงานที่มีคุณภาพตามเกณฑ์ที่กำหนด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โครงการไม่ได้ลงทุนเพื่อสร้างเฉพาะ โรงงานบ้านจัดสรรคอนกรีตเสริมเหล็กหรือถนนเท่านั้น แต่ยังรวมไปถึงสิ่งที่ไม่ใช่วัตถุด้วย เช่น การฝึกอบรมพนักงานการปรับปรุงโครงสร้างการบริหารงาน เป็นต้น โครงการเป็นกิจกรรมย่อยต่าง ๆ ของแผนงานซึ่งเป็นที่อยู่นอกเหนือจากงานประจำ แต่มีการดำเนินงาน ควบคู่ไปกับงานประจำขององค์กร ดังแสดงในรูปที่ 2.44



รูปที่ 2.44 ลักษณะแผนผังของแผนงาน [25]

จากรูปที่ 2.44 เป็นการแสดงแผนผังของแผนงานโดยความแตกต่างระหว่างโครงการกับงานประจำ ซึ่งข้อมูลความแตกต่างของทั้งสองประเภทงานสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.16

ตารางที่ 2.16 ความแตกต่างระหว่างโครงการกับงานประจำ [25]

ประเด็น	โครงการ (Project Activities)	งานประจำ (Operations Activities)
ขอบข่ายงาน	เป็นงานที่มีลักษณะเฉพาะและเป็นเอกเทศ โดยให้ผลลัพธ์แตกต่างไปจากเดิมที่เคยปฏิบัติ	เป็นงานที่มีกิจกรรมที่ต้องการทำอย่างต่อเนื่องเหมือนเดิมทุกวัน
กรอบระยะเวลา	มีจุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุดที่แน่นอน	ต้องทำอย่างต่อเนื่องไม่มีที่สิ้นสุด
มิติด้านการเปลี่ยนแปลง	มีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว	มีการเปลี่ยนแปลงอย่างช้า ๆ
แนวโน้มและทิศทางที่เกิดขึ้น	ไม่คำนึงถึงความสมดุลภายในองค์กร เนื่องจากต้องเน้นในส่วนเนื้องานเป็นหลัก โดยมุ่งเน้นไปยังภาระหน้าที่ ที่ได้รับมอบหมาย	มีความระมัดระวังและคำนึงถึงความสมดุลภายในองค์กรเป็นหลัก โดยเน้นไปยังความเท่า เทียมและความเสมอภาค
วัตถุประสงค์	เน้นที่งานใดงานหนึ่งโดยเฉพาะ	เน้นความครอบคลุมทั้งหมด
ทรัพยากรที่ใช้	เป็นการใช้งบประมาณที่จำกัด	สามารถเพิ่มงบประมาณได้ถ้าจำเป็น
ภาพแวดล้อมหรือบริบทของงาน	มีความยืดหยุ่นสูง	ค่อนข้างตายตัว
ผลลัพธ์ที่เกิดขึ้น	มุ่งไปสู่ประสิทธิผลเป็นหลัก	มุ่งไปสู่ประสิทธิภาพเป็นหลัก
ทีมงาน	เน้นไปยังเป้าหมายเป็นหลัก	เน้นไปยังบทบาทหน้าที่ที่ความรับผิดชอบเป็นหลัก
รูปแบบการทำงาน	ทำงานภายใต้ความเสี่ยง และความไม่แน่นอนเป็นหลัก	ใช้ ประสิทธิภาพเป็นหลักเนื่องจากทำงานซ้ำเดิมอย่างต่อเนื่อง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่บนสื่อออนไลน์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.5.1 การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ [25]

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการหรือการวิเคราะห์โครงการทางด้านต่าง ๆ เพื่อให้มั่นใจได้ว่า โครงการที่เลือกมานั้นมีความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติมีผลตอบแทนหรือผลประโยชน์ที่คุ้มค่าต่อการลงทุน และสามารถให้ทรัพยากรได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยจะต้องไม่ก่อให้เกิดผลกระทบกับสิ่งแวดล้อมและสังคมตามมาในภายหลัง และสามารถทำให้บรรลุได้ตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ภายใต้ข้อจำกัดทางด้านงบประมาณและเวลา ดังนั้นการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการจึงจำเป็นต้องวิเคราะห์โครงการทางด้าน อุปสงค์หรือตลาด ทางด้านเทคนิค ทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ ทางด้านการบริหารจัดการ ทางด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมไม่ว่าจะเป็นโครงการของภาครัฐหรือภาคเอกชนทั้งนี้ขึ้นอยู่กับลักษณะของแต่ละโครงการ

หากเป็นโครงการที่ใหญ่มีแนวโน้มว่าจะมีผลกระทบกับคนเป็นจำนวนมากหรือชุมชนสังคมและสิ่งแวดล้อมก็จำเป็นต้องวิเคราะห์โครงการทางด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่าไม่ก่อให้เกิดผลกระทบในทางลบกับชุมชนวิถีการดำเนินชีวิตสังคมและสิ่งแวดล้อม ซึ่งอาจจะมีผลทำให้โครงการไม่สามารถดำเนินไปได้ ดังนั้นก่อนที่จะตัดสินใจลงทุนโครงการใดโดยเฉพาะโครงการใหญ่ที่ต้องใช้เงินลงทุนมหาศาลจึงจำเป็นต้องศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการทางด้านต่าง ๆ หลายด้าน แต่สำหรับโครงการเล็ก ๆ อาจจะทำให้เสียค่าใช้จ่ายมากเกินไปและเสียเวลาไม่คุ้มค่าในการลงทุน ดังนั้นในแต่ละโครงการจะศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการหรือวิเคราะห์โครงการเน้นทางด้านไหนก็จะพิจารณาตามความเหมาะสมและตามวัตถุประสงค์ของแต่ละโครงการ

การวิเคราะห์โครงการทางด้านอุปสงค์

- **วัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์โครงการทางด้านอุปสงค์หรือการตลาด**
 - เพื่อวิเคราะห์หาอุปสงค์หรือความต้องการสินค้าและบริการของตลาด
 - เพื่อประมาณการหรือคาดการณ์อุปสงค์ของสินค้าและแนวโน้มในอนาคต
 - เพื่อคาดคะเนหรือประมาณการอุปทานของสินค้า
 - เพื่อพิจารณาขีดความสามารถในการแข่งขันและส่วนแบ่งของตลาด
- **ปัจจัยที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางด้านอุปสงค์หรือการตลาด**
 - ผลผลิตของโครงการหรือสินค้าหรือบริการของโครงการ
 - ปริมาณสินค้าหรือบริการของโครงการ
 - ราคาของสินค้าหรือบริการของโครงการ
 - ปัจจัยการผลิตและวัตถุดิบ
 - แผนการจัดจำหน่ายและการจัดการทางการตลาด

ดังนั้นการวิเคราะห์โครงการทางด้านอุปสงค์หรือการตลาดเป็นเครื่องมือที่สำคัญอย่างหนึ่งที่จะพิจารณาความเป็นไปได้ของโครงการว่าจะสามารถบรรลุได้ตามวัตถุประสงค์หรือเพื่อให้มั่นใจได้ว่าเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อผลิตสินค้าหรือบริการออกมาแล้วจะเป็นที่ต้องการของตลาดหรือมีตลาดรองรับซึ่งแสดงว่าโครงการจะมีรายได้ หรือมีผลตอบแทนคุ้มค่าต่อการลงทุน

การวิเคราะห์โครงการทางด้านเทคนิค

หลังจากวิเคราะห์โครงการทางด้านอุปสงค์หรือการตลาดทำให้ทราบขนาดการผลิต ปริมาณความต้องการสินค้าหรือบริการและวางแผนการผลิต รูปแบบลักษณะคุณภาพของสินค้ารวมทั้งแนวโน้มการผลิต ขนาดการผลิตในอนาคตซึ่งการตัดสินใจว่าต้องใช้เทคนิคการผลิตอย่างไรต้องใช้เครื่องมือเครื่องจักรอุปกรณ์การผลิตปัจจัยการผลิตอย่างไรให้มีความเหมาะสม จึงจำเป็นต้องวิเคราะห์โครงการทางด้านเทคนิคซึ่งจำเป็นต้องอาศัยผู้ชำนาญทางด้านเทคนิคเฉพาะด้านในการวิเคราะห์รูปแบบกระบวนการผลิตกรรมวิธีการผลิต เครื่องมือเครื่องจักรและอุปกรณ์การผลิตและเทคโนโลยีที่เหมาะสมตามวัตถุประสงค์ของโครงการ

• วัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์โครงการทางด้านเทคนิค

- เพื่อเลือกรูปแบบเทคนิคการผลิตที่เหมาะสม
- เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการประมาณการต้นทุนการผลิตของโครงการ
- เพื่อพิจารณาความเหมาะสมทางเทคนิค
- เพื่อนำผลการวิเคราะห์โครงการทางด้านเทคนิคไปใช้ในการวิเคราะห์โครงการด้านอื่น ๆ

• ปัจจัยที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเทคนิค

- กระบวนการผลิต
- ขนาดการผลิต
- สถานที่ทำเลที่ตั้งโครงการ
- ช่วงระยะเวลาการลงทุน

ดังนั้นการวิเคราะห์โครงการทางด้านเทคนิคจะเป็นเครื่องช่วยพิจารณาความเป็นไปได้ของโครงการว่าเป็นโครงการที่มีเทคนิคการผลิตและกระบวนการผลิตที่เหมาะสม มีความเป็นไปได้ในการปฏิบัติจริงและทำให้สามารถประมาณการต้นทุนการผลิตและค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ในกระบวนการผลิต ทั้งนี้หลังจากที่ได้ข้อมูลจากการวิเคราะห์โครงการทางด้านอุปสงค์หรือการตลาดแล้วจะทำให้สามารถตัดสินใจเลือกได้ว่า ควรใช้เทคนิคการผลิตอย่างไรให้มีกำลังการผลิตที่สอดคล้องกับปริมาณอุปสงค์หรือความต้องการของลูกค้า

การวิเคราะห์โครงการทางด้านบริหารจัดการ

• วัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์โครงการทางด้านบริหารจัดการ

- เพื่อศึกษาโครงสร้างขององค์กร
- เพื่อพิจารณาแนวทางการบริหารจัดการและการวางแผนของผู้ดำเนินโครงการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- เพื่อพิจารณาความเหมาะสมและพอเพียงของผู้บริหารโครงการและบุคลากร
- เพื่อพิจารณาโอกาสในการได้รับความช่วยเหลือหรือการสนับสนุนทางด้านต่าง ๆ

● **ปัจจัยที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางด้านบริหารจัดการ**

- โครงสร้างขององค์กร
- การบริหารจัดการและการจัดสรรบุคลากร
- ระบบบริหารและควบคุม
- นโยบายและระเบียบกฎเกณฑ์ต่าง ๆ
- หน่วยงานสนับสนุนและช่วยเหลือโครงการ

การวิเคราะห์โครงการทางด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม

● **วัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์โครงการทางด้านสังคม**

- เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบของโครงการทางด้านสังคม
- เพื่อเป็นแนวทางในการปรับปรุงแก้ไขข้อบกพร่องของโครงการ
- เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบทางสังคมของโครงการและลดผลกระทบทางลบ
- เพื่อวิเคราะห์สภาพสิ่งแวดล้อมก่อนที่จะมีโครงการ
- เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมหลังจากที่มีโครงการเกิดขึ้นแล้ว
- เพื่อหาแนวทางหรือมาตรการในการป้องกันและแก้ไขผลกระทบกับสิ่งแวดล้อม
- เพื่อวางแผนติดตามตรวจสอบประเมินผลกระทบ

● **ปัจจัยที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางด้านสังคม**

- การวิเคราะห์ผลกระทบของโครงการทางด้านสังคม
- ประเมินการมูลค่าผลกระทบทางสังคมทั้งด้านบวกและด้านลบ
- แนวทางการปรับปรุงแก้ไขโครงการให้เหมาะสม
- การติดตามประเมินผล
- การวิเคราะห์ผลกระทบของโครงการทางด้านสิ่งแวดล้อม
- การประมาณการหรือประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- การป้องกันและปรับปรุงแก้ไข
- การประชาสัมพันธ์สื่อสารทำความเข้าใจกับชุมชนผู้ได้รับผลกระทบ
- การติดตามตรวจสอบ

การวิเคราะห์โครงการทางการเงินและเศรษฐศาสตร์

● **วัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์ทางการเงิน**

- เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการ
- เพื่อวิเคราะห์สถานะทางการเงินของโครงการและแหล่งที่มาของเงินทุน
- เพื่อพิจารณาการจัดการทางการเงินของโครงการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการในการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ
- เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบของโครงการว่ามีผลต่อการพัฒนาเศรษฐกิจและสวัสดิการของสังคม
- **ปัจจัยที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์**
 - การประมาณการหรือการคาดคะเนงบการเงินของโครงการ
 - การวิเคราะห์อัตราส่วนทางการเงิน
 - การวิเคราะห์แหล่งเงินทุนของโครงการ
 - การวิเคราะห์ความเสี่ยงและความไม่แน่นอนของโครงการ

2.5.2 เครื่องมือในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ [25]

ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินเพื่อจัดลำดับความสำคัญในการตัดสินใจลงทุนรวมทั้ง เพื่อให้การตัดสินใจลงทุนมีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพนั้นต้องอาศัยเครื่องมือทางการเงินเข้ามาช่วยในการวิเคราะห์โดยมีการจัดทำประมาณการกระแสเงินสดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตก่อนแล้วนำมาคำนวณผ่านเครื่องมือต่าง ๆ ที่สำคัญ ได้แก่

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)
2. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)
3. อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)
4. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB)

● **มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)**

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันรวมของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน โดยใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) ตัวใดตัวหนึ่งมาปรับมูลค่าของกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลาให้มาอยู่ที่จุดเดียวกัน คือ ณ ปัจจุบันวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิหรือ NPV นับเป็น เครื่องมือในการประเมินความเป็นไปได้ของการลงทุนที่ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลายเนื่องจากมีการนำ เรื่องค่าของเงินตามเวลามาร่วมพิจารณาและเป็นการคำนวณกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นตลอดอายุโครงการ โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.29

$$NPV = \sum_{t=1}^n \left(\frac{CF_t}{(1+k)^t} \right) - I \quad (2.29)$$

หรือ

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+k)^1} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+k)^n} - I$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่

NPV	=	มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิ
CF_t	=	กระแสเงินสดรับสุทธิ ณ ปีที่ t
I	=	เงินสดจ่ายลงทุนของโครงการ
k	=	ค่าของทุนหรืออัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (%)
n	=	อายุของโครงการ (ปี)

เกณฑ์การตัดสินใจสำหรับวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้ของโครงการมีค่ามากกว่า 0 ก็ตัดสินใจลงทุนหรือยอมรับโครงการนั้นหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่า 0 หรือมีค่าเป็นลบก็ไม่ลงทุนในโครงการดังกล่าว เนื่องจากไม่คุ้มค่าที่จะลงทุน สำหรับในกรณีที่มีโครงการ ลงทุนที่น่าสนใจมากกว่า 1 โครงการจะต้องทำการจัดอันดับโครงการโดยเรียงลำดับตามมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ คำนวณได้จากค่ามากไปหาค่าน้อย

- อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายใน คือ อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุ โครงการเท่ากับเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิพอดี หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับศูนย์เป็นอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีของผู้ลงทุนจะได้รับจากการลงทุนตลอดอายุโครงการนั่นเอง ในทางปฏิบัติ IRR นิยมนำมาใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินโครงการอย่างแพร่หลายเนื่องจากวิธี IRR นี้ มีการแสดงค่าผลตอบแทนเป็นร้อยละซึ่งทำให้เข้าใจง่าย และมีความสะดวกในการเปรียบเทียบระหว่างโครงการต่าง ๆ ที่เป็นทางเลือกของการลงทุนที่มีอยู่ขณะนั้น สมการที่ใช้คำนวณหา IRR คืออัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการนั้นเท่ากับศูนย์ โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.30

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

$$\text{เมื่อ } NPV = 0 \quad I = \sum_{t=1}^n \left(\frac{CF_t}{(1+k)^t} \right) \quad (2.30)$$

โดยที่

k	=	อัตราผลตอบแทนภายใน หรือ IRR นั้นเอง (%)
CF_t	=	กระแสเงินสดรับสุทธิ ณ ปีที่ t
NPV	=	มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- I = เงินสดจ่ายลงทุนของโครงการ
n = อายุของโครงการ (ปี)

สำหรับเกณฑ์ตัดสินใจว่าจะลงทุนหรือไม่นั้นจะพิจารณาได้ดังนี้ หาก $IRR > I$ ก็ตัดสินใจลงทุน หาก $IRR < I$ ก็ตัดสินใจไม่ลงทุน โดยที่ I คือ ต้นทุนเงินทุน (Cost of Capital) ของโครงการ

- อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B / C Ratio)

อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดที่ได้รับตลอดอายุโครงการ กับเงินลงทุนเริ่มแรกของโครงการนั้นเป็นการเปรียบเทียบระหว่างผลตอบแทนในรูปของกระแสรายได้ที่เกิดขึ้น ในอนาคตตลอดอายุโครงการที่มีการปรับค่าให้เป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วกับเงินลงทุนเริ่มแรกของโครงการที่เกิดขึ้นในปัจจุบันสม การคำนวณอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนนั้นสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.31

$$B / C \text{ Ratio} = \frac{\sum_{t=1}^n \left(\frac{B_t}{(1+k)^t} \right)}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{C_t}{(1+k)^t} \right)} \quad (2.31)$$

โดยที่

- B_t = กระแสเงินสดรับ ณ ปีที่ t
 C_t = กระแสเงินสดจ่าย ณ ปีที่ t
 k = ค่าของทุนหรืออัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (%)
 n = อายุของโครงการ (ปี)

เกณฑ์การตัดสินใจสำหรับเกณฑ์การตัดสินใจของวิธีอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนคือหากค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนที่คำนวณได้ของโครงการมีค่ามากกว่า 1 ก็ตัดสินใจลงทุนหรือยอมรับ โครงการนั้นเนื่องจากโครงการจะได้รับผลตอบแทนจากกระแสเงินสดรับทั้งหมดในรูปมูลค่าปัจจุบันสูงกว่า เม็ดเงินที่ลงทุนไปนั่นเองอย่างไรก็ตามในกรณีที่มีทางเลือกหลายโครงการและแต่ละโครงการมีขนาดของเงินลงทุนไม่เท่ากันอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนเพียงอย่างเดียวไม่สามารถชี้ชัดได้ว่าโครงการใดดีกว่ากัน

- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB)

ระยะเวลาคืนทุน หมายถึงระยะเวลาของการลงทุนที่กระแสเงินสดรับสุทธิจากโครงการเท่ากับกระแสเงินสดจ่าย สุทธิพอดีหรือกล่าวได้ว่าการลงทุนไม่มีกำไรและไม่ขาดทุนนั่นเองระยะเวลา
 เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการค้าเท่านั้น เมื่อผู้ใดเห็นเป็นประโยชน์ในการใช้
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คืนทุนเป็นเครื่องมือในการ ประเมินความเป็นไปได้ของการลงทุนอย่างง่ายและไม่ซับซ้อนเป็นการ ประเมินคร่าวๆและรวดเร็วเหมาะกับเม็ดเงินลงทุนจำนวนไม่มาก อย่างไรก็ตามการคำนวณระยะเวลา คืนทุนมีจุดอ่อนตรงที่ไม่ได้นำเรื่องค่าของเงินตามเวลามาพิจารณาและไม่ให้ความสำคัญกับกระแสเงิน สดที่ได้รับภายหลังระยะเวลาคืนทุน ทำให้อาจเกิดการตัดสินใจเลือกโครงการลงทุนที่ผิดพลาดได้ ดังนั้นในบางกรณีอาจแก้ปัญหาโดยนำกระแสเงินสดมาปรับลดด้วยอัตราคิดลดซึ่งเป็นการสะท้อน มูลค่าเงินตามเวลาก่อนแล้วค่อยนำมาคำนวณหาระยะเวลาคืนทุน หรือที่เรียกว่าระยะเวลาคืนทุนแบบ คิดลด (Discount Payback Period: DPB) ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.32 - 2.33

สมการคำนวณระยะเวลาคืนทุน (PB)

$$\text{ในปีที่ } I - \sum (CF_t) = 0, \quad PB = t \quad (2.32)$$

สมการคำนวณระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (DPB)

$$\text{ในปีที่ } I - \sum \left(\frac{CF_t}{(1+k)^t} \right) = 0, \quad DPB = t \quad (2.33)$$

โดยที่

- PB = ระยะเวลาคืนทุน (ปี)
- DPB = ระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (ปี)
- CF_t = กระแสเงินสดรับสุทธิ ณ ปีที่ t
- I = เงินสดจ่ายลงทุนของโครงการ
- k = ค่าของทุนหรืออัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (%)

ระยะเวลาคืนทุนนั้นจะพิจารณาในปีที่ผลการคำนวณมีค่าเท่ากับ 0 หรือระยะเวลาที่ทำให้ กระแสเงินสดรับสุทธิตายปีสะสมนั้นมีค่าเท่ากับเงินจ่ายลงทุนสุทธิเมื่อเริ่มโครงการ โดยทั่วไปเกณฑ์ ตัดสินใจว่าจะลงทุนหรือไม่นั้น จะพิจารณาจากระยะเวลาคืนทุนที่คำนวณได้เปรียบเทียบกับ ระยะเวลาที่ยอมรับได้ ซึ่งอาจแตกต่างกันไปในแต่ละโครงการขึ้นอยู่กับว่าโครงการนั้น ๆ มีความ ต้องการเงินทุนคืนกลับมาในช่วงเวลาใด ยกตัวอย่างเช่น ถ้าระยะเวลา 5 ปีคือระยะเวลาที่โครงการ ต้องการเงินทุนคืนกลับมาในช่วงเวลาใด ยกตัวอย่างเช่น ถ้าระยะเวลา 5 ปีคือระยะเวลาที่โครงการ ต้องการเงินทุนคืนกลับมาการตัดสินใจจะเป็นดังนี้

หากระยะเวลาคืนทุน ≤ 5 ปีก็ตัดสินใจลงทุน

หากระยะเวลาคืนทุน > 5 ปีก็ตัดสินใจไม่ลงทุน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

วิธีการคำนวณระยะเวลาคืนทุนนี้เป็นการพิจารณาอย่างคร่าว ๆ และมีความสะดวกในการเปรียบเทียบหรือจัดลำดับโครงการ โดยเฉพาะโครงการขนาดเล็กการคืนทุนเร็วจะช่วยให้โครงการมีสภาพคล่องดีขึ้นและมีความเสี่ยงน้อยลง แต่ก็ยังมีจุดอ่อนตรงที่ไม่ได้ให้ความสำคัญกับกระแสเงินสดที่ได้รับภายหลังจากระยะเวลาที่คืนทุนแล้ว

2.6 การทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง [6-12, 26-46]

ในการทำการศึกษาวิจัยในเรื่องต่าง ๆ จำเป็นต้องมีการทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้ผู้วิจัยมีความรู้ความเข้าใจเพิ่มขึ้นในด้านต่าง ๆ นำความรู้ที่ได้ไปใช้เพื่อให้เกิดประโยชน์กับงานวิจัย ใช้เป็นแนวทางการวิเคราะห์ข้อมูล และยังเป็นส่วนสำคัญที่ทำให้งานวิจัยมีความน่าเชื่อถือ ในส่วนของการทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องนั้นจะแบ่งเป็น 4 ส่วนหลัก ๆ ได้แก่ 1) การศึกษาระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และการใช้งานแบบไฮบริด 2) การศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 3) แนวทางการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า และ 4) สรุปข้อมูลการทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.6.1 การศึกษาระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และการใช้งานแบบไฮบริด [11, 26-36]

Chaouki Ghenai and Maamar Bettayeb (2019) ได้ศึกษาวิจัยในส่วนของ การสร้างแบบจำลองและการวิเคราะห์ประสิทธิภาพของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ เซลล์เชื้อเพลิง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลแบบสแตนด์อะโลนสำหรับอาคารมหาวิทยาลัย โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อออกแบบระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนสูง ปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ และมีต้นทุนพลังงานต่ำ เป้าหมายคือ เพื่อเปลี่ยนจากระบบพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบต่อกับระบบจำหน่ายไปเป็นระบบพลังงานหมุนเวียนที่เป็นพลังงานที่สะอาดกว่า โดยคำนวณรายชั่วโมงเพื่อทดสอบประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าและต้นทุนโดยใช้วิธีการเพิ่มประสิทธิภาพและการควบคุม จากการจำลองสถานการณ์และการวิเคราะห์ประสิทธิภาพ พบว่า ระบบพลังงานหมุนเวียนที่ให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุดที่ผู้วิจัยนำเสนอ คือ ร้อยละ 73 ของพลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ ร้อยละ 24 จากเซลล์เชื้อเพลิง และร้อยละ 3 จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล โหลดไฟฟ้าของอาคารมหาวิทยาลัยทำงานได้เป็นไปตามที่ต้องการ โดยไม่เกิดไฟฟ้าขัดข้องแต่อย่างใด (น้อยกว่าร้อยละ 0.1) ระบบพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานชนิดสแตนด์อะโลนที่นำเสนอมีส่วนของพลังงานหมุนเวียนสูง (ร้อยละ 66.1) มีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ (92\$/MWh) และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (24 kg CO₂/MWh) ผลการศึกษาเหล่านี้สามารถแก้ไขทั้งด้านอุปสงค์และอุปทานให้ดีขึ้นได้ ดังนี้

- 1) สำหรับด้านอุปสงค์ ลดการใช้พลังงานภายในอาคารมหาวิทยาลัยได้โดยใช้การเฝ้าติดตามและการควบคุมพลังงานภายในอาคาร ใช้ระบบการจัดการพลังงานภายในอาคาร และใช้อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ระบบ HVAC

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- 2) สำหรับด้านอุปทานหรือการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar PV) การพัฒนาและการใช้เทคโนโลยีใหม่เพื่อทำความสะดวกผู้ผลิตและระบายความร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar PV/Thermal) จะช่วยเพิ่มการผลิตไฟฟ้าในเขตทะเลทรายที่มีอากาศร้อนได้ [11]

Yashwant Sawle and et al. (2018) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ การทบทวนระบบพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานพร้อมกับการวิเคราะห์เปรียบเทียบระบบ ออฟกริด/ไฮบริด โดยทำการศึกษาาระบบต่าง ๆ ของไฮบริดออฟกริดแบบผสมผสาน เริ่มจากการหาข้อกำหนดทางเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับระบบ ออฟกริด/ไฮบริด โดยนำเสนอกรณีศึกษาพื้นที่ห่างไกลในประเทศอินเดีย และการเปรียบเทียบผลลัพธ์โดยใช้ Homer และ PSO ได้ข้อสรุปผลการวิเคราะห์ว่าวิธีการกำหนดค่าที่เป็นไปได้มากที่สุด คือ ระบบไฮบริด พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล แบตเตอรี่ และ ดีเซลเจเนอเรเตอร์ โดยได้ผลลัพธ์ของต้นทุน COE อยู่ที่ 0.2899\$ และค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากระบบอยู่ที่ 12,436 กก./ปี [26]

Francois Giraud and Ziyad M. Salameh (2001) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ ประสิทธิภาพการทำงานที่มั่นคงของระบบพลังงานลมและเซลล์แสงอาทิตย์แบบไฮบริดบนชั้นแดดฟ้าที่เชื่อมต่อกับกริดพร้อมระบบจัดเก็บพลังงานแบตเตอรี่ บทความนี้ได้ทำการศึกษาประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับที่อยู่อาศัยที่เชื่อมต่อกับระบบสายส่งขนาด 4 kW พร้อมระบบจัดเก็บพลังงาน กรณีศึกษาที่โลเวลล์ รัฐแมสซาชูเซตส์ โดยจากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่า สิ่งที่มีผลกระทบกับประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไฮบริดกับพลังงานลมและมีแบตเตอรี่เป็นที่เก็บพลังงานนั้นสามารถแบ่งได้เป็น 4 หัวข้อหลัก ๆ

- 1) พบว่าแหล่งพลังงานส่วนใหญ่ที่ได้มาจากพลังงานลมเนื่องจาก เซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพในช่วงที่มีแสงแดดน้อย และความน่าเชื่อถือในการใช้งานระบบนี้จึงขึ้นอยู่กับแบตเตอรี่เนื่องจากแบตเตอรี่สามารถเก็บพลังงานในช่วงที่เหมาะสมจากนั้นจึงใช้พลังงานที่เก็บไว้ในแบตเตอรี่เมื่อจำเป็น
- 2) ในส่วนของโหมดที่เชื่อมต่อบนสายส่งนั้นสามารถช่วยลดภาระของระบบสายส่งได้ในช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟสูงเนื่องจากการจัดเก็บพลังงานจากระบบสายส่งไว้ในช่วงที่มีการใช้ไฟต่ำและนำพลังงานนั้นมาใช้งานในช่วงที่มีการใช้ไฟสูง เพื่อลดการจ่ายค่าใช้จ่ายที่มีราคาแพงในช่วงพีคโหลด
- 3) หากจะใช้ข้อมูลของสถานีอุตุนิยมวิทยาที่ใกล้ที่สุดมาใช้ในการออกแบบระบบ จำเป็นต้องมีการพิจารณาระดับความคล้ายคลึงกันของทั้งสองสถานที่
- 4) ค่าความผันผวนของทรัพยากรในแต่ละปี โดยใช้การวิเคราะห์ค่าทรัพยากรในเดือนที่เลวร้ายที่สุดจากปีที่ผ่านมา ๆ มาจะช่วยลดความไม่แน่นอนในการออกแบบได้ [27]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Ajai Gupta and et al. (2010) ได้ทำการศึกษาเรื่อง แบบจำลองในสถานะคงที่ของระบบพลังงานไฮบริดสำหรับการผลิตไฟฟ้าแบบออฟกริดของกลุ่มหมู่บ้าน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาและพัฒนาแบบจำลองการเขียนโปรแกรมทางคณิตศาสตร์แบบอนุกรมเวลา เพื่อกำหนดขนาดของระบบการทำงานที่เหมาะสมที่สุด และการเพิ่มประสิทธิภาพต้นทุนสำหรับระบบการผลิตพลังงานไฮบริดที่ประกอบด้วย การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล อาร์เรย์พลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ และเครื่องกำเนิดเชื้อเพลิงฟอสซิล อัลกอริธึมการควบคุมที่เหมาะสมที่สุดถูกเขียนขึ้นด้วย C++ ลักษณะพิเศษของแบบจำลองที่เสนอ คือ ค่าคงที่ของต้นทุน (ต้นทุน/หน่วย) ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ทรัพยากรที่มีต้นทุนต่อหน่วยน้อยกว่าจะมีส่วนแบ่งความต้องการพลังงานทั้งหมดสูงกว่า และเพื่อสาธิตการใช้แบบจำลองและอัลกอริธึม ผู้วิจัยยังได้นำเสนอกรณีศึกษาสำหรับพื้นที่ห่างไกลในชนบทด้วย จากการศึกษาวิจัยชิ้นนี้ได้ข้อสรุปว่า อัลกอริธึมที่นำเสนอมีความสามารถในการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าในหมู่บ้านให้มีต้นทุนต่ำที่สุดได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจะรักษาเอาต์พุตให้มีความคงที่และมีประสิทธิภาพสูง และแบบจำลองสามารถขยายให้ครอบคลุมถึงแหล่งพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ ได้ เช่น พลังงานลมและเซลล์เชื้อเพลิง เมื่อแบบจำลองนี้ได้มีการดำเนินการกับหมู่บ้านกรณีศึกษา ส่วนประกอบของระบบพลังงานไฮบริดโดยรวมจะมีขนาดลดลงและพลังงานที่มีอยู่จะถูกนำไปใช้อย่างเหมาะสม ซึ่งสามารถนำไปสู่การลดต้นทุนเงินทุนของระบบได้ นอกจากนี้ พลังงาน PV ยังถูกนำไปใช้งานอย่างมีประสิทธิภาพ (ในสัดส่วนที่แตกต่างกันของพื้นที่อาร์เรย์ PV) เพื่อปรับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและการจัดเก็บพลังงานในแบตเตอรี่ที่เหมาะสมและเพื่อลดต้นทุนของระบบทั้งหมด เมื่อคำนึงถึงผลลัพธ์ที่กว้างขวาง ระบบพลังงานไฮบริดอาจเป็นทางเลือกการใช้ไฟฟ้าที่คุ้มค่าสำหรับผู้บริโภคที่อยู่ในหมู่บ้านชนบทจำนวนมาก และยิ่งไปกว่านั้น ความเป็นไปได้ของเงินอุดหนุนที่ได้รับจากกระทรวงพลังงาน ควรที่จะเพิ่มความน่าสนใจทางเศรษฐกิจของการใช้งานระบบการผลิตไฟฟ้าในลักษณะเดียวกันนี้อย่างมาก [28]

Achitpon Sasitharanuwat and et al. (2007) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ การประเมินประสิทธิภาพของต้นแบบระบบไฟฟ้า PV 10 kWp สำหรับอาคารแยกในประเทศไทย บทความนี้ได้ทำการอธิบายการออกแบบและการทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) ขนาด 10 กิโลวัตต์และสรุปผลการดำเนินงานหลังจาก 6 เดือนแรกของการวิจัย ระบบประกอบด้วย อาร์เรย์ที่มีโมดูล PV สามประเภทที่แตกต่างกันซึ่งประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบบฟิล์มบาง 3672 W แบบโพลีคริสตัลไลน์ 3600 W และเซลล์แสงอาทิตย์แบบไฮบริด 2,880 W ทำให้มีกำลังสูงสุดรวม 10.152 kW นอกจากนี้ยังมีอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับกริดสามตัวขนาด 3.5 kW แต่ละตัวเป็นอินเวอร์เตอร์แบบสองทิศทางขนาด 3.5 kW และระบบแบตเตอรี่ขนาด 100 kWh โดยบทความนี้ได้ข้อสรุปในการศึกษาดังนี้ หลังจาก 6 เดือนแรกในการทำงานของระบบ พบว่าส่วนประกอบทั้งหมดและระบบโดยรวมทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยรวมแล้วระบบผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 7,852 kWh และการผลิตเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวันอยู่ที่ 43.6 kWh จากข้อมูลที่วัดได้และข้อมูลที่วิเคราะห์จึงสามารถสรุปได้ว่าระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10kW ทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในส่วนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทุก ๆ เทคโนโลยีของแผงนั้นพลังงานที่ผลิตได้เปลี่ยนแปลงไปตามความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ แต่ประสิทธิภาพในการทำงานของแต่ละเทคโนโลยีนั้นต่ำกว่าข้อกำหนดของบริษัทผู้ผลิต ซึ่งกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อวัตต์สูงสุดของแผงถูกสร้างขึ้นโดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง ลำดับถัดมาคือแผงแบบไฮบริด และต่ำสุดคือแผงแบบโพลีคริสตัลไลน์ อุณหภูมิโมดูลของ แบบฟิล์มบาง และ แบบโพลีคริสตัลไลน์ ใกล้เคียงกันมากแต่ทั้งคู่สูงกว่าแผง แบบไฮบริด [29]

Chaouki Ghenai and et al. (2018) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ไฮบริดแบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายและแบบสแตนด์อะโลน สำหรับโรงงานกลั่นน้ำทะเล บทความนี้มีวัตถุประสงค์หลัก คือ การออกแบบระบบพลังงานสะอาด เพื่อตอบสนองภาระไฟฟ้าที่ต้องการของโรงงานกลั่นน้ำทะเล มีการใช้พลังงานหมุนเวียนสูง ต้นทุนพลังงานต่ำและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำ ระบบพลังงานที่ใช้ศึกษาในงานวิจัย 1) ระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบออนกริด: ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ PV ระบบกริด อินเวอร์เตอร์ 2) ระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด: PV เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล แบตเตอรี่ อินเวอร์เตอร์ ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบออนกริดมีประสิทธิภาพสูงที่สุดเมื่อเทียบกับระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด ใช้พลังงานทั้งหมดที่ได้จากระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานชนิดต่อกับระบบจำหน่ายเพื่อตอบสนองต่อความต้องการของโหลดไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Load) ของโรงงานกลั่นน้ำทะเล โดยแทบจะไม่เกิดไฟฟ้าขัดข้องและไฟฟ้าส่วนเกิน ระบบไฟฟ้าแบบผสมผสานสำหรับโรงงานกลั่นน้ำทะเลที่นำเสนอไปนั้นมีความยั่งยืน ประหยัด และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม โดยมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง (47.3%) มีพลังงานส่วนเกินต่ำ (0.15%) มีต้นทุนพลังงานต่ำ (90 \$/MWh) และปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำ (CO₂) (264.25 kg CO₂/MWh) [30]

สาคร จำปาอิม และคณะ (2016) บทความนี้ได้ทำการศึกษาในเรื่อง การพัฒนาวิธีประมาณค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทิศและมุมต่างกันด้วยวิธีสหสัมพันธ์และใช้เทคนิคการจำแนกลักษณะท้องฟ้าแบบมิติสามรูป กรณีท้องฟ้าแจ่มใส จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่า นโยบายของรัฐบาลภายใต้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาสำหรับกลุ่มบ้านอยู่อาศัยกลุ่มอาคารธุรกิจและกลุ่มโรงงานนั้นโดยส่วนใหญ่การออกแบบตำแหน่งและทิศของอาคารไม่ได้ออกแบบให้ทิศและมุมรับพลังงานแสงอาทิตย์ได้สูงสุดเนื่องจากหลักการสร้างบ้านอยู่อาศัยและอาคารธุรกิจโรงงานขึ้นอยู่กับผู้อาศัยเป็นหลักโดยใช้ฐานความพึงพอใจพื้นที่ประโยชน์ใช้สอยและความสวยงาม งานวิจัยนี้ได้ขอสรุปการพัฒนาวิธีการประมาณค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทิศและมุมต่างกันด้วยวิธีการวิเคราะห์การถดถอยและใช้เทคนิคการจำแนกมิติสามรูปดังนี้ ด้วยการพัฒนาห้วงวัดรังสีแสงอาทิตย์ด้วยโฟโตไดโอดที่ครอบคลุมความยาวคลื่น 400-1100 นาโนเมตร จำนวน 24 ตัวครอบคลุมทิศทั้งแปด และในแต่ละทิศประกอบด้วยมุม 20 30 และ 40 องศาตามลำดับติดตั้งเก็บข้อมูล ณ ตำแหน่งที่ตั้งละติจูดที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ของโรงเรียนเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อเผยแพร่ในโซเชียลมีเดียให้
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

18.43 เหนือลองติจูดที่ 98.78 องศาตะวันออกเหนือ ระดับน้ำทะเลประมาณ 600 เมตร เก็บข้อมูลรายนาฬิกาของวันจากนั้นใช้เทคนิคมิติสัทศาสตร์จัดกลุ่มข้อมูลตามสภาพท้องฟ้าโดยในงานบทความนี้ได้เลือกลักษณะท้องฟ้าแจ่มใส เป็นตัวแทนวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ด้วยวิธีการวิเคราะห์การถดถอยพบว่า มีค่าสหพันธ์เฉลี่ยประมาณ 0.92 ทิศที่ได้พลังงานสูงสุดคือทิศใต้ ที่มีมุมเอียง 40 องศา หันทางทิศใต้ ได้ค่าพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดวันสูงสุดในช่วงเดือนกุมภาพันธ์มีนาคม [31]

ศศิวิมล ทรงไตร และคณะ (2016) บทความนี้ได้ทำการศึกษาในเรื่องของการประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าในการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และมุมรับแสงคงที่ ในประเทศไทย จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่า การประเมินสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ทั้ง 2 ระบบ ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดรอยต่อแบบเฮเทอโรโรบนฐานรองผลึกเดี่ยวซิลิคอน และเก็บข้อมูลภายใต้สภาวะการใช้งานจริงในประเทศไทย เป็นระยะเวลา 1 ปีเพื่อทำการเปรียบเทียบสมรรถนะของทั้ง 2 ระบบ พบว่าระบบที่มีการติดตั้งแบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถรับค่าพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ 12.68% และมีค่าผลผลิตทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 15.39% ทำให้ค่าสมรรถนะของระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่ามากกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ 1.87% นอกจากนี้ได้ทำการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน โดยพิจารณาจากระยะเวลาคืนทุนพบว่าระบบที่ติดตั้งแบบมุมรับแสงคงที่จะมีระยะเวลาคืนทุนที่เร็วกว่าแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ เนื่องจากระบบที่ติดตั้งแบบมุมรับแสงคงที่มีการลงทุนที่น้อยกว่าแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ ทั้งนี้ในอนาคตหากระบบแบบ ติดตามดวงอาทิตย์ได้รับการพัฒนาเทคโนโลยี และมีราคาถูกลงก็เป็นตัวเลือกที่น่าสนใจกว่าเนื่องจากสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่า [32]

พิระวุฒิ ชินวรรังสี และคณะ (2015) บทความนี้ได้ทำการศึกษาในเรื่องการประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่า บทความฉบับนี้นำเสนอผลการประเมินสมรรถนะ (Performance ratio: PR) และความคุ้มค่าของเทคโนโลยีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกันโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 6 ระบบบนหลังคาในประเทศไทยด้วยการบันทึกข้อมูลในระยะเวลา 1 ปีพบว่าระบบของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด a-Si: H มีค่าสมรรถนะสูงที่สุดเท่ากับ 82.2% ขณะที่ระบบของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด mono-Si มีค่าสมรรถนะต่ำที่สุดเท่ากับ 68.99% นอกจากนี้ยังพบว่าเทคโนโลยีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด poly-Si มีความเหมาะสมและคุ้มค่าที่สุดสำหรับใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในปัจจุบัน [33]

Sanjoy Kumar Nandi and Himangshu Ranjan Ghosh (2010) บทความนี้ได้ทำการศึกษาในเรื่องการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเทคโนโลยีของระบบไฮบริดแบบออฟกริด ที่เกาะคูทูปิเย ประเทศบังกลาเทศ จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้ พบว่า คูทูปิเยเป็นเกาะทางชายฝั่งตอนใต้ของเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บังกลาเทศ ซึ่งไม่มีไฟฟ้าจากระบบสายส่งจากแผ่นดินใหญ่ หรือไม่มีความเป็นไปได้ในอนาคตอันใกล้ที่จะมีพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ปัจจุบันจึงมีการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่ใช้ในช่วงเวลาและสถานที่ที่จำกัด โดยคณะกรรมการพัฒนาพลังงานของบังกลาเทศ (BPDB) เนื่องจากเป็นพื้นที่ห่างไกลค่าน้ำมันในคูตูเบียจึงมีราคาแพงมาก ในการศึกษาปัจจุบันหนึ่งปีที่บันทึกผล โดยสถานที่ตั้งศูนย์การศึกษาขั้นสูงของบังกลาเทศ (BCAS) และสถานที่อื่น ๆ ที่เป็นไปได้อีกสามแห่งสำหรับการวิเคราะห์ระบบไฮบริด การกำหนดค่าระบบของไฮบริดทำได้โดยอาศัยทฤษฎีการคำนวณภาระในเกาะ ขนาดของระบบพลังงานไฮบริดจะกล่าวถึงโดยกำหนดให้มีการขาดแคลนพลังงาน 0% และ 5% ต่อปี การศึกษาความเป็นไปได้ชี้ให้เห็นว่าระบบลม PV ดีเซล มีความเป็นไปได้ โดยมีความสามารถในการขาดแคลน 0% และระบบลม กับดีเซลมีความเป็นไปได้โดยมีกำลังการผลิตที่ขาดแคลน 5% ต่อปีในทุกพื้นที่ เนื่องจากสามารถพิจารณากำลังการผลิตที่ขาดแคลนได้ 5% ต่อปี ระบบไฮบริดลมกับดีเซลจะลดต้นทุนปัจจุบันสุทธิรวมทั้งต้นทุนพลังงานเหลือประมาณ 20% และปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลบนเกาะจะลดลงเหลือประมาณ 50% ของปีปัจจุบัน ระบบไฮบริดดังกล่าวจะช่วยลดก๊าซเรือนกระจก (GHG) ประมาณ 44% จากบรรยากาศโดยรวมในท้องถิ่น [34]

Johannes Weniger and et al. (2014) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ ขนาดของระบบแบตเตอรี่ PV สำหรับที่พักอาศัย จากการศึกษาวิจัยขั้นนี้พบว่า บทความนี้ทำการวิเคราะห์ระบบแบตเตอรี่ PV สำหรับที่อยู่อาศัยเพื่อให้ได้ข้อมูลเชิงลึกเกี่ยวกับขนาดของแบตเตอรี่ เพื่อจุดประสงค์นี้จึงมีการพัฒนาแบบจำลองและทำการจำลองระบบ นอกจากนี้การวิเคราะห์ความไวนี้ยังได้ดำเนินการโดยปรับเปลี่ยนระบบ PV และขนาดแบตเตอรี่ เพื่อระบุการกำหนดค่าระบบที่เหมาะสมและจากผลการจำลองการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ของระบบแบตเตอรี่ PV ในงานวิจัยนี้ยังได้ดำเนินการและกำหนดค่าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับสถานการณ์ต้นทุนต่าง ๆ ผลการวิจัยแสดงให้เห็นว่า ในสถานการณ์ระยะยาวที่พิจารณาการทำงานร่วมกันของระบบ PV กับแบตเตอรี่นั้นไม่เพียงแต่จะทำกำไรได้ แต่ยังเป็นทางออกที่ประหยัดที่สุดอีกด้วย ดังนั้นการใช้งานร่วมกันของระบบ PV กับแบตเตอรี่จึงมีความสำคัญอย่างยิ่งยวด ไม่เพียงแต่เพื่อเก็บพลังงาน PV ส่วนเกินเท่านั้น แต่ยังรวมถึงศักยภาพของ PV ทั้งหมดด้วย [35]

C. Clastres and et al. (2010) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ บริการเสริมและการจัดการพลังงานในครัวเรือนที่เหมาะสมด้วยการผลิตไฟฟ้าจากระบบโซลาร์เซลล์ จากการศึกษาวิจัยขั้นนี้ พบว่า บทความนี้ผู้เขียนได้นำเสนอ คือโครงการที่ออกแบบมาเพื่อเพิ่มมูลค่าทางการเงินของการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) สำหรับการใช้งานในสถานที่พักอาศัย โดยได้พัฒนาการใช้งานของระบบผลิตกระแสไฟฟ้าประเภทนี้ในรูปแบบใหม่ ๆ และพัฒนาให้ระบบควบคุมมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยการเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ นอกจากนี้ ผู้เขียนได้ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อคำนวณการทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบผลิตกระแสไฟฟ้าดังกล่าว และยังรวมการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานเซลล์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการเรียนการสอนเท่านั้น เมื่อผู้ใดเห็นใบเซอร์เวเชียนต์นี้การที่
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แสงอาทิตย์เข้ากับแหล่งผลิตกระแสไฟฟ้าอื่น ๆ เช่น การใช้พลังงานความร้อนหรือพลังงานลม งานวิจัยนี้ยังได้นำเสนอระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากหลายแหล่งที่มา โดยมีการจัดการ แหล่งที่มาของพลังงานและโหลดรวมกันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเดียวกัน การจัดการกระบวนการ พลังงานอย่างเหมาะสมจะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าตระหนักถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้า และยังช่วยให้พวกเขาเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของระบบไฟฟ้างกล่าวได้ดียิ่งขึ้น การผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์สามารถตอบสนองต่ออุปสงค์ของตลาดได้ นอกจากนี้ ผู้วิจัยยังได้นำเสนอวิธีการ คำนวณแนวทางแก้ปัญหาที่มีประสิทธิภาพสูงสุดสำหรับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อให้ สามารถเป็นส่วนหนึ่งของบริการเสริมหรือกลไกการปรับสมดุลได้ ยิ่งไปกว่านั้น ผลการคำนวณของ กรณีศึกษาครั้งนี้ยังชี้ให้เห็นถึงแนวทางอื่นเป็นประโยชน์ต่อการใช้งาน และถึงแม้จะมีแหล่งที่มาของ พลังงานหลักที่แตกต่างกันและรูปแบบการบริโภคพลังงานไม่แน่นอน ก็ยังมีโอกาสที่เจ้าของบ้านจะ ได้รับประโยชน์เชิงเศรษฐศาสตร์จากการให้บริการดังกล่าว [36]

2.6.2 การศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [6-10, 12, 37-44]

Imtiaz Ashraf and et al. (2004) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ เทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อมสำหรับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับกริดแบบโต้ตอบของหมู่ เกาะลักษณะทวีป จากการศึกษาวิจัยครั้งนี้พบว่า ผู้ที่ทำงานวิจัยครั้งนี้มีความต้องการที่จะใช้กลยุทธ์ใน การใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ก่อให้เกิดมลพิษสำหรับเกาะแห่งนี้ มีการนำเสนอ การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมของเทคโนโลยีสำหรับระบบไฟฟ้าด้วยโซลาร์เซลล์พลังงาน แสงอาทิตย์แบบกริดสำหรับหมู่เกาะลักษณะทวีป บทความนี้ยังตรวจสอบด้านมลพิษของการผลิตไฟฟ้า ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล และเน้นถึงประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ มีการ กล่าวถึงระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบกริดที่ติดตั้งเมื่อเร็ว ๆ นี้ในเกาะต่าง ๆ และมีการให้ คำแนะนำในการปรับปรุงประสิทธิภาพ การตรวจสอบจากการศึกษาระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ โต้ตอบกริดสำหรับเกาะ UTL สรุปได้ดังนี้

1. ในส่วนของแหล่งพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดระบบ Solar PV มีศักยภาพสูงสุดในแง่ ของการส่งออกพลังงานไฟฟ้าความเรียบง่ายในการติดตั้งและการบำรุงรักษาด้วย ต้นทุนการดำเนินการขั้นต่ำโดยไม่ต้องพึ่งพาการนำเข้าของปัจจัยต่าง ๆ จาก แผ่นดินใหญ่ในรูปแบบหนึ่งรูปแบบใด ทำให้เกาะ UTL มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น
2. ระบบ Solar PV สามารถประหยัดน้ำมันดีเซลได้เป็นจำนวนมาก และยังหลีกเลี่ยง การสึกหรอของชุด DG ที่มากเกินไปได้ ดังนั้นต้นทุนอะไหล่จึงลดลงมาก
3. การผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมผ่านระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบโต้ตอบกริดด้วยชุด DG ที่ ติดตั้งอยู่ในปัจจุบันช่วยประหยัดได้ประมาณ 112.284 แส่นรูปี ในรูปของต้นทุน น้ำมันดีเซลในช่วง 20 ปีในราคาปัจจุบัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. มีข้อได้เปรียบด้านสิ่งแวดล้อมที่สำคัญในรูปแบบของการปล่อยมลพิษที่ลดลง เนื่องจากโหลด DG น้อยลง ในขณะที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบโต้ตอบแบบกริดนั้นไม่มีการสร้างมลพิษในระหว่างการใช้งาน [6]

Mohan Kolhe (2009) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ เศรษฐศาสตร์เทคโนโลยีของขนาดที่เหมาะสมที่สุดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่า การกำหนดขนาดที่เหมาะสมที่สุดในเชิงเศรษฐศาสตร์ของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบสแตนด์อะโลน (PV) เป็นข้อกำหนดพื้นฐานสำหรับการนำระบบนี้ไปใช้งาน ข้อกังวลหลักประการหนึ่งในการออกแบบระบบ PV แบบสแตนด์อะโลน คือการกำหนดความสัมพันธ์ที่เหมาะสมระหว่างอาร์เรย์ PV และความจุของแบตเตอรี่ในการจัดเก็บพลังงานเพื่อใช้ในเวลาที่มีความต้องการพลังงาน ในส่วนของโหลดพลังงานที่ระบุในบทความชิ้นนี้ได้มีการนำเสนอวิธีการวิเคราะห์ที่สมบูรณ์สำหรับการวิเคราะห์โหลดพลังงาน แนวคิดเรื่องความสามารถในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์และประสิทธิภาพอาร์เรย์ PV รายวันเฉลี่ยในแต่ละเดือนนั้นได้ถูกนำมาใช้ในการประมาณประสิทธิภาพของระบบ PV แบบสแตนด์อะโลน และด้วยเหตุนี้ในการออกแบบการเพิ่มประสิทธิภาพทางเทคโนโลยีของระบบ PV นั้นทำได้โดยใช้การคำนวณต้นทุนพลังงานที่ปรับระดับตาม จำนวนการเปลี่ยนแปลงแบตเตอรี่ทั้งหมด (brp's) ผ่านแบบจำลองวงจรอายุแบตเตอรี่ โดยใช้แนวคิดการใช้ประโยชน์จากรังสีดวงอาทิตย์ตลอดอายุการใช้งานของระบบ จากการศึกษาวิจัยนี้ พบว่า ส่วนของภาระการใช้พลังงานและจำนวน brp มีผลอย่างมากต่อการเลือกขนาดที่เหมาะสมของระบบ PV แบบสแตนด์อะโลน [7]

Marwan M. Mahmoud and Imad H. Ibrik (2006) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์เทคโนโลยีของการจัดหาพลังงานของหมู่บ้านที่ห่างไกลในปาเลสไตน์โดยใช้ระบบ PV เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและกริดไฟฟ้า จากการศึกษาวิจัยชิ้นนี้พบว่า เพื่อช่วยในโครงการพัฒนาพื้นที่ชนบทในปาเลสไตน์ บทความนี้นำเสนอทางเลือกในการจัดหาพลังงานทั้งสามทางสำหรับหมู่บ้านห่างไกลคือการใช้ระบบ PV เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและกริดการไฟฟ้า การออกแบบระบบเหล่านี้และต้นทุนที่เกี่ยวข้องในการใช้ประโยชน์จะแสดงวิธีการประเมินผลทางเศรษฐกิจแบบไดนามิกโดยใช้คอมพิวเตอร์ช่วย ในการใช้วิธีการทางเศรษฐศาสตร์แบบไดนามิก 5 วิธีกับระบบจ่ายพลังงานทั้งสามรูปแบบของหมู่บ้านนั้น มีการพิจารณามูลค่าดอกเบี้ยที่ i เท่ากับ 8% ผลการประเมินที่ได้รับสำหรับวิธีการแบบไดนามิกที่แต่ละระบบขายให้กับผู้บริโภคในราคาต้นทุนการผลิต ผลลัพธ์ข้างต้นสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

1. ค่างวดต้นทุนและต้นทุนการผลิตพลังงาน (กิโวลต์ชั่วโมง) ของระบบ PV น้อยกว่าต้นทุนที่เกี่ยวข้องของระบบอื่น ๆ
2. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของระบบ PV สูงกว่า NPV ของระบบดีเซลและระบบสายส่งมาก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ระยะเวลาคืนทุนแบบไดนามิก DPB ของระบบ PV น้อยกว่า DPB ของระบบดีเซลล์ และระบบสายส่ง
4. อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) สำหรับทั้งสามระบบจะเท่ากับอัตราดอกเบี้ย เนื่องจากหน่วยการผลิต (กิโลวัตต์ชั่วโมง) ของแต่ละระบบจะถือว่าขายในราคาต้นทุนการผลิตแน่นอนว่าถ้ากิโลวัตต์ชั่วโมงจะขายที่ 2.28 NIS แต่ IRR ของระบบดีเซลล์และระบบสายส่งจะน้อยกว่า 8% และ NPV จะเป็นลบ

ดังนั้นการใช้ระบบ PV จึงมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจมากกว่าสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าของหมู่บ้านห่างไกลทางภูมิศาสตร์ และนอกจากนี้ระบบ PV ยังไม่ก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมซึ่งต่างกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล [8]

Jose L. Bernal-Agustin and Rodolfo Dufo-Lopez (2006) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายหรือกริด ในสเปน จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้ พบว่า งานวิจัยครั้งนี้ได้ดำเนินการในสถานที่ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายซึ่งตั้งอยู่ในเมืองซาราโกซา ในขั้นต้น ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยการเสนอสถานการณ์สมมติต่าง ๆ ที่ต้องมีการพิจารณาอัตราดอกเบี้ยและอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ใช้ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เพื่อศึกษาความสามารถในการทำกำไรของการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และระยะเวลาคืนทุน และประเมินผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่ายด้วย นอกจากนี้ ผู้วิจัยยังได้ศึกษาผลกระทบที่เป็นไปได้ของการใช้พิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) จากการศึกษาเชิงเศรษฐศาสตร์ พบว่า โดยทั่วไปแล้ว ราคาปัจจุบันและเงินลงทุนในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่ายสามารถทำกำไรได้ อย่างไรก็ตาม ระยะเวลาคืนทุนนาน (ไม่น้อยกว่า 9 ปี) อาจทำให้นักลงทุนไม่พอใจได้ การลดแรงจูงใจที่มีอยู่เพียงเล็กน้อย (เช่น ลดค่าไฟฟ้าอ้างอิงหรือโดยเฉลี่ย) อาจทำให้การลงทุนในธุรกิจนี้ไม่ฟื้นคืนสู่สภาพปกติได้อีก ราคาขายของพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจะทำให้ระยะเวลาในการคืนทุนสั้นลง เลยทำให้นักลงทุนหันมาสนใจในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น ซึ่งในท้ายที่สุดก็ก่อให้เกิดการลงทุนจำนวนมากในธุรกิจประเภทนี้ ในสถานการณ์สมมตินี้ ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ทั้งหมดอาจสูงถึง 0.37 €/kW h และสูงกว่านั้นได้ หากเราพิจารณาจากต้นทุนที่เกิดจากปัจจัยภายนอก เช่น คาร์บอนไดออกไซด์ (ภาวะโลกร้อน) ซึ่งยากต่อการประเมินและเราอาจประเมินค่าของมันต่ำเกินไป ดังนั้น เราจึงพิจารณาว่าราคาขายของไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผลิตได้ (กำหนดโดยรัฐบาล ซึ่งปัจจุบัน มีมูลค่าอยู่ที่ 0.414414 €/kW h) นั้นต่ำเกินไป และต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ที่เกิดจากปัจจัยภายนอกควรแสดงผลตามแรงจูงใจส่วนเพิ่ม [9]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

G.C. Bakos and M. Soursos (2002) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ การประเมินทาง เศรษฐศาสตร์เทคโนโลยีของการติดตั้ง PV / ไฮบริดแบบสแตนด์อะโลน สำหรับการให้พลังงานไฟฟ้า ราคาประหยัดของรีสอร์ทท่องเที่ยวในกรีซ จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่า บทความนี้รายงาน เกี่ยวกับการประเมินทางเทคโนโลยีของระบบ PV / ดีเซล ไฮบริดแบบออฟกริด ที่ติดตั้งในบังกะโลใน Elounda Crete ปัจจัยทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ได้รับการตรวจสอบโดยใช้เครื่องมือประเมิน เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนด้วยคอมพิวเตอร์ มีการคำนวณดัชนีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจและ การเงินที่แตกต่างกันหลายตัว เช่น อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) กระแสเงินสดจากปีที่เป็นบวกของ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และระยะเวลาคืนทุนอย่างง่าย (PBP) โดยในงานวิจัยชิ้นนี้ได้ใช้เครื่องมือ ในการประเมินทางเศรษฐศาสตร์สำหรับทางเลือกสามทาง ได้แก่

- a. กรณีที่เจ้าของครอบคลุม 70% ของต้นทุนเงินทุนเริ่มต้นของโครงการ
- b. กรณีที่โครงการได้รับทุน 100% จากเจ้าของ
- c. กรณีที่เจ้าของครอบคลุมต้นทุนเงินทุนเริ่มต้นเพียง 40% ตามกฎหมายการพัฒนา ล่าสุดของกรีก (2601/98) ซึ่งสนับสนุนการลงทุนภาคเอกชนเพื่อการพัฒนา เศรษฐกิจและภูมิภาคของกรีซ ส่วนที่เหลือของต้นทุนเงินทุนที่เกี่ยวข้องอาจมาจาก เงินกู้ธนาคารที่เหมาะสมกับอัตราดอกเบี้ยที่ดี (IR) และระยะเวลาคืนทุนเงินกู้ (Loan PBP)

ข้อมูลสรุปผลลัพธ์ที่สร้างโดยซอฟต์แวร์และแสดงเป็นกราฟฟิก แสดงให้เห็นว่า (c) เป็น สถานการณ์การจัดการจัดหาเงินทุนที่ดีที่สุด เนื่องจากตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ที่ไม่เหมาะสมของบังกะโลคอมเพล็กซ์ ระบบ PV / ไฮบริดแบบออฟกริด อาจเป็นการลงทุนที่เป็นไปได้แม้ในกรณีที่เลวร้ายที่สุด (b) เมื่อเจ้าของต้องลงทุนค่าใช้จ่ายเอง 100% ของค่าเริ่มต้นทั้งหมด ในส่วนของค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษาต่าง ๆ เมื่อใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจะสูงมากเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าของระบบ PV เนื่องจากต้นทุนการดำเนินงานในกรณีของระบบ PV เป็นศูนย์และค่าบำรุงรักษาน้อยมาก เมื่อเทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ในการใช้พลังงานไฟฟ้าในแต่ละวันพลังงานทั้งหมดจะส่งมาจากอาร์เรย์ PV และมีการใช้การทำงานของดีเซลเป็นครั้งคราวเท่านั้น เชื้อเพลิงที่ใช้ไม่เกิน 1 ตัน จากเดิม จะใช้ 18 ตันในแต่ละปีที่ผ่านมา นอกเหนือจากความเป็นอิสระจากการใช้น้ำมันแล้วเจ้าของระบบ PV ยังตระหนักได้ว่าการใช้พลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าที่เชื่อถือได้และการลงทุน ได้รับผลตอบแทนเร็วกว่าที่คาดไว้ [10]

มานิตย์ ศรีคงแก้ว และ พาสีธี หล่อธีรพงศ์ (2015) บทความนี้ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ การศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของบ้านอยู่อาศัย จาก การศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่า งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาความคุ้มค่าสำหรับการลงทุนติดตั้งระบบผลิต ไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์บนอาคารบ้านอยู่อาศัยภายใต้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าในอัตราพิเศษ Feed-in Tariff ที่ 6.96 บาท/kWh ซึ่งกำหนดโดยภาครัฐ ผลการวิจัยพบว่าความคุ้มค่าของการลงทุน เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มีความอ่อนไหวต่อสมรรถนะของระบบค่อนข้างสูง กล่าวคือ หากระบบที่ติดตั้งสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าในปีแรกได้ร้อยละ 80 การลงทุนก็จะมีอัตราผลตอบแทนภายในร้อยละ 10.9 หากระบบมีความสามารถในการผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงเหลือร้อยละ 60 การลงทุนก็จะไม่คุ้มค่าจากการศึกษาความไวต่อการเปลี่ยนแปลงยังพบอีกว่าความคุ้มค่าของระบบมีความไวสูงต่ออัตราการลดลงของสมรรถนะต่อปีอีกด้วยดังนั้นการเลือกซื้ออุปกรณ์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ และมาตรฐานการติดตั้งระบบของผู้ขายตลอดจนตำแหน่งที่ติดตั้งระบบเป็นปัจจัยที่สำคัญอย่างยิ่งต่อความคุ้มค่าในการลงทุน [12]

Henerica Tazvinga and et al. (2013) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ ทางเลือกที่ดีที่สุดของ ต้นทุนขั้นต่ำของระบบพลังงานไฮบริด แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดีเซลเจนเนอเรเตอร์ และแบตเตอรี่สำหรับผู้บริโภคระยะไกล โดยทำการศึกษาเพื่อพิจารณารูปแบบการใช้พลังงานรายวันสำหรับ วันธรรมดา วันหยุดสุดสัปดาห์ ในฤดูหนาวและฤดูร้อน เพื่อเปรียบเทียบต้นทุนเชื้อเพลิงที่สอดคล้องกัน และประเมินประสิทธิภาพการทำงานของระบบไฮบริดเป็นระยะเวลา 24 ชม. จากการศึกษาทางวิจัยขึ้นนี้พบว่า การใช้งานระบบไฮบริดโซลาร์เซลล์ ดีเซล และแบตเตอรี่ช่วยประหยัดเชื้อเพลิงสำหรับ ดีเซลเจนเนอเรเตอร์ได้ 73% และ 77% ในฤดูหนาวและประหยัดได้ 80.5% และ 82% ในช่วงฤดูร้อน [37]

สุรกีจทอง ทองสุก และ อรรถพล เก้าพิทักษ์กุล (2018) บทความนี้ได้ทำการศึกษาในเรื่องของการศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา จากการศึกษาทางวิจัยขึ้นนี้พบว่าข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดกำลังการผลิตจริงจะถูกนำมาเปรียบเทียบกับข้อมูลที่ได้จากการคำนวณโดยโปรแกรม PVSYST เพื่อศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบรวมถึงมีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งระบบดังกล่าวมีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ซึ่งจะพิจารณาสองปัจจัยหลักคือต้นทุนในการติดตั้งและปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สำหรับการคำนวณระยะเวลาคืนทุนและอัตราผลตอบแทน เมื่อวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ผลที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรมแสดงให้เห็นว่าระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 5 เดือนอัตราผลตอบแทนภายใน 16.32% เมื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลที่ได้จากการติดตั้งจริงที่มีระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 3 เดือนอัตราผลตอบแทนภายใน 17.73% แสดงให้เห็นว่าระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งจริงซึ่งมีระยะเวลาคืนทุนที่เร็วกว่าข้อมูลที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรมเล็กน้อยเนื่องจากปัจจัยอื่น ๆ ภายนอกที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดและไม่สามารถคำนวณได้อย่างแม่นยำด้วยการใช้โปรแกรมคำนวณ เช่น สภาพอากาศ อุณหภูมิ และอื่น ๆ ผลการศึกษาทางเศรษฐศาสตร์ชี้ให้เห็นว่าการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคานั้นมีอัตราการคืนทุนที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน [38]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

M.Kashif Shahzad and et al. (2017) บทความนี้ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบออฟกริด พลังงานแสงอาทิตย์ – ชีวมวล สำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ชนบทห่างไกลในปากีสถาน โดยใช้ซอฟต์แวร์ HOMER จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้ได้ข้อสรุปว่า วัตถุประสงค์หลักของงานวิจัยชิ้นนี้ คือเพื่อเสนอการออกแบบที่ประหยัดและเหมาะสมที่สุดสำหรับการผลิตไฟฟ้า โดยใช้แหล่งพลังงานไฮบริด PV / ชีวมวลสำหรับฟาร์มเกษตรและชุมชนที่อยู่อาศัยซึ่งมีศูนย์กลางอยู่ที่หมู่บ้านเล็ก ๆ ในอำเภอ Layyah ในปากีสถาน ซอฟต์แวร์ HOMER ถูกนำมาใช้เพื่อออกแบบและทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์เพื่อตอบสนองความต้องการของภาระทางไฟฟ้า โดยใช้การกำหนดค่า PV / biomass hybrid configuration ข้อมูลปริมาณความเข้มของแสงอาทิตย์และศักยภาพชีวมวลที่มีอยู่ในฟาร์ม ถูกนำมาใช้ในซอฟต์แวร์ HOMER โดยการสร้างแบบจำลองไฮบริดแบบไดนามิก การกำหนดค่าแบบไฮบริดเหล่านี้ได้รับการประเมินผ่านการวิเคราะห์โดยใช้พารามิเตอร์ เช่น การแผ่รังสีของแสงอาทิตย์ ทรัพยากรชีวมวล และการปรับขนาดระบบ และเสนอวิธีแก้ปัญหาที่เหมาะสมตามการวิเคราะห์ต้นทุน ผลสรุปที่ได้พบว่าการรวมกันของโมดูล PV 10 kW เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ 8 kW แบตเตอรี่จัดเก็บ 32 ก้อนและตัวแปลงขนาด 12 kW เป็นวิธีการแก้ไขที่เหมาะสมที่สุดสำหรับกรณีศึกษาด้วยเงินลงทุนเริ่มต้นที่ PKR 2.64M และต้นทุนปัจจุบันสุทธิทั้งหมด (NPC) ของ PKR 4.48M ระบบไฮบริดนี้ให้พลังงานไฟฟ้าแก่ผู้บริโภคด้วยต้นทุนต่ำ 5.51 PKR/kWh และประหยัดได้ประมาณ 4.84 PKR/kWh เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากระบบสายส่งเท่ากับ 10.35 PKR/kWh ระบบหมุนเวียนแบบไฮบริดนี้มีกำลังผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 65,593 kWh/ปี โดยมีการผลิตไฟฟ้าส่วนเกิน 3221 kWh/ปี ทำให้พื้นที่ทำการศึกษาไม่ต้องพึ่งพาระบบสายส่ง นอกจากนี้ระบบยังมีต้นทุนปัจจุบันสุทธิที่เหมาะสมสำหรับระยะเวลา 25 ปี และระยะเวลาคืนทุนประมาณ 9.5 ปี [39]

Tao Ma and et al. (2014) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ การศึกษาความเป็นไปได้และการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของแหล่งกักเก็บพลังงานน้ำแบบสูบและการจัดเก็บแบตเตอรี่สำหรับเกาะพลังงานหมุนเวียน จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่า งานวิจัยชิ้นนี้ได้ทำการตรวจสอบและเปรียบเทียบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานสองชนิด ได้แก่ แบตเตอรี่และเครื่องกักเก็บพลังงานน้ำแบบสูบกลับ (PHS) สำหรับระบบจ่ายไฟฟ้าไมโครกริดพลังงานหมุนเวียนบนเกาะห่างไกลในฮ่องกง การวิเคราะห์ปัญหาการกักเก็บพลังงานสำหรับพลังงานหมุนเวียนแบบออฟกริด วิธีการปรับขนาดและแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์ได้รับการพัฒนาและนำไปใช้ในโครงการจริงในที่สุด งานวิจัยนี้ได้ข้อสรุปว่าการใช้แบตเตอรี่แบบธรรมดา (ตัวเลือกที่ 2) มีค่า LCC สูงกว่าแบตเตอรี่แบบ Deep Cycle ขั้นสูง (ตัวเลือกที่ 1) ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการใช้แบตเตอรี่แบบ Deep Cycle นั้นเหมาะสมกว่าสำหรับระบบจ่ายพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียนแบบสแตนด์อโลนและที่เก็บพลังงานน้ำแบบสูบกลับ ที่รวมกับแบตเตอรี่ (ตัวเลือกที่ 3) มี LCC เพียง 55% ของตัวเลือกที่ 1 ทำให้ตัวเลือกที่นำสองระบบมารวมกันนี้สามารถแข่งขันด้านต้นทุนได้มากกว่าตัวเลือกแบตเตอรี่เพียงอย่างเดียว ประโยชน์เชิงเศรษฐกิจของเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พลังงานแบบสูบลีมีความสำคัญมากยิ่งขึ้น ในกรณีของการกักเก็บพลังงานแบบสูบลีอย่างเดียวยังด้วยตัวควบคุมไฮดรอลิก (ตัวเลือกที่ 4) มี LCC ต่ำที่สุดในบรรดาตัวเลือกทั้งหมด การวิเคราะห์ความไวแสดงให้เห็นว่าการจัดเก็บพลังงานแบบสูบลีจะมีต้นทุนที่สามารถแข่งขันได้มากขึ้นหากพารามิเตอร์ของความสามารถในการจัดเก็บพลังงานและจำนวนวันในการใช้งานด้วยตนเองของระบบเพิ่มขึ้น หากแหล่งจ่ายไฟมีความเสถียรการอนุรักษ์พลังงานและความสามารถในการใช้เทคโนโลยีจะมีความสำคัญมากขึ้นด้วย และการกักเก็บพลังงานแบบสูบลีที่รวมกับแบบแบตเตอรี่ เช่น ตัวเลือกที่ 3 จะเป็นวิธีที่เหมาะสมที่สุด ดังนั้นระบบพลังงานหมุนเวียนควบคู่ไปกับการกักเก็บพลังงานน้ำแบบสูบลีจึงเป็นทางเลือกที่เป็นไปได้ทางเทคนิคและศักยภาพในทางปฏิบัติสำหรับการจ่ายไฟอย่างต่อเนื่องในพื้นที่ห่างไกล [40]

Ali Naci Celik (2003) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ การวิเคราะห์ทางเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ของระบบพลังงานแบบผสมผสานระหว่างพลังงานแสงอาทิตย์กับลม (PV-Wind) ชนิดทำงานด้วยตนเอง โดยใช้วิธีการปรับขนาดต่าง ๆ ในงานวิจัยครั้งนี้ การเพิ่มประสิทธิภาพทางเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ของระบบพลังงานแบบผสมผสานชนิดทำงานด้วยตนเองควรมีพารามิเตอร์ด้านการออกแบบ ดังต่อไปนี้ ระดับความเป็นอิสระ คือ สัดส่วนของเวลาที่สามารถรับโหลดไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ได้ และต้นทุนของระบบ หากไม่มีในส่วนนี้ การเพิ่มประสิทธิภาพทางเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ก็จะไม่สมบูรณ์ นอกจากนี้ ในการปรับขนาดของระบบพลังงานแบบผสมผสานระหว่างแสงอาทิตย์และลม จำเป็นต้องวิเคราะห์ข้อมูลการแผ่รังสีดวงอาทิตย์และความเร็วลมทุกเดือนโดยละเอียด และเนื่องจากเป็นระบบพลังงานที่ทำงานด้วยตนเอง จึงจำเป็นต้องปรับขนาดของระบบพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวเพื่อรองรับสถานการณ์ที่เลวร้ายที่สุด โดยรวมแล้วข้อสรุปงานวิจัยนี้ได้รับขนาดที่เหมาะสมที่สุดของระบบพลังงานแบบผสมผสานระหว่างแสงอาทิตย์และลมชนิดทำงานด้วยตนเองโดยมีการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ยิ่งไปกว่านั้น ผู้วิจัยได้วิเคราะห์เชิงตัวเลขโดยอิงข้อมูลจากสภาพอากาศในปี 1994 จากไซต์ทดลอง TyB ของมหาวิทยาลัยคาร์ดิฟฟ์ และพิจารณาสถานที่ในการติดตั้งระบบดังกล่าว ก่อนหน้านั้นระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบพลังงานแบบผสมผสานระหว่างแสงอาทิตย์และลมจะถูกปรับขนาดตามสถานการณ์ที่เลวร้ายที่สุดในเดือนต่าง ๆ นอกจากนี้ การศึกษาในปัจจุบัน พบว่า สถานการณ์ที่เลวร้ายที่สุดในเดือนต่าง ๆ จะส่งผลให้เกิดระบบที่เหมาะสมน้อยที่สุดในด้านเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ แม้ว่าสถานการณ์ที่เลวร้ายที่สุดในเดือนต่าง ๆ จะมีระดับความเป็นอิสระสูง (99%) แต่ต้นทุนของระบบที่เกี่ยวข้องนั้นจะมีค่าสูงจนเกินไป ดังนั้น จึงไม่ใช่ระบบที่เหมาะสมที่สุดในด้านเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ ยิ่งไปกว่านั้นงานวิจัยชิ้นนี้ยังได้เสนอการนำสถานการณ์สมมติต่าง ๆ มาวิเคราะห์ พบว่า มีความเป็นอิสระในระดับเดียวกัน (99%) และมีต้นทุนต่ำกว่าโดยใช้แหล่งพลังงานที่สาม (หรือ พลังงานเสริม) รวมเข้ากับระบบแทนที่จะเพิ่มขนาดฮาร์ดแวร์ จนมากเกินไปสำหรับเดือนที่เลวร้ายที่สุด แสดงให้เห็นว่าสิ่งนี้นำไปสู่ระบบที่เหมาะสมที่สุดในแง่ของเทคโนโลยี-เศรษฐศาสตร์ [41]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Athanasia A. Lazou and Anastassios D. Papatsoris (2000) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ เศรษฐศาสตร์ของระบบโซลาร์เซลล์แบบสแตนด์อโลนสำหรับครัวเรือนที่อยู่อาศัย กรณีศึกษาสถานที่ต่าง ๆ ในยุโรปและเมดิเตอร์เรเนียน จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่า ระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์แบบสแตนด์อโลนนั้รองรับความต้องการด้านพลังงานของครัวเรือนขนาดกลางที่มีสมาชิกสี่คนอาศัยอยู่ทั่วไป และอาร์เรย์แสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง มีขนาดที่เหมาะสมที่สุดเพื่อลดต้นทุนตลอดอายุการใช้งานของระบบ (LCC) การคำนวณได้ดำเนินการโดยสมมติพารามิเตอร์ทางเศรษฐศาสตร์ และต้นทุนเทคโนโลยี PV ที่ใช้กับปี 1998 และ 2005 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของระบบที่อยู่อาศัยแบบสแตนด์อโลนของ PV ที่ดำเนินการในงานวิจัยนี้เป็นการคาดการณ์อนาคตของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ที่ยอดเยี่ยมแม้กระทั่งประเภทของการใช้งานในปี 2005 ระบบแบตเตอรี่ PV ที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองสามารถตอบสนองความต้องการไฟฟ้าของครัวเรือนที่อยู่อาศัยในพื้นที่ห่างไกลซึ่งมีความเข้มแสงแสงในปริมาณมากได้ และสำหรับสถานที่ที่มีแสงแดดน้อยระบบไฮบริดที่ไม่ใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงจะกลายเป็นอีกทางเลือกที่ดีและประหยัดกว่าระบบที่ใช้เชื้อเพลิงทั้งหมดในปัจจุบัน และช่วยในการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การวิเคราะห์ของงานวิจัยนี้ได้แสดงให้เห็นว่าสำหรับระบบที่ติดตั้งในปี 1998 และสำหรับละติจูดที่ต่ำกว่า 45 องศา ส่วนของต้นทุนที่ไม่ใช่ PV ทั้งหมดอยู่ที่ประมาณ 65% โดยทั่วไปต้นทุนของ PV นั้นคาดว่าจะปรับตัวลดลงอย่างแน่นอนเมื่อเวลาผ่านไป และสัดส่วนของต้นทุนที่ไม่ใช่ PV คาดว่าจะเพิ่มขึ้นอีกสำหรับระบบที่ติดตั้งในปี 2005 จากการศึกษาของนักวิจัยแสดงให้เห็นสัดส่วนที่ไม่ใช่ PV ประมาณ 75% ดังนั้นเพื่อการลดลงอย่างมีนัยสำคัญในอนาคต ต้นทุนการผลิตพลังงาน PV ต้นทุนของส่วนประกอบ PV และส่วนอุปกรณ์เสริมก็จะต้องลดลงด้วยเช่นกัน ผู้วิจัยคาดว่าต้นทุนของพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่ห่างไกล จะถึงมูลค่าต่ำสุดภายในสองถึงสามทศวรรษข้างหน้า [42]

สุริยนต์ ชมดี (2015) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของการประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัยในภาคเหนือของประเทศไทย จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่าเป็นการศึกษาการลงทุนในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้ภายในครัวเรือนในเชิงการประหยัดค่าไฟฟ้าจากการคิดค่าไฟฟ้าแบบออนกริด ในระบบ Net Metering เทียบกับผลตอบแทนของการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาลโดยมีขอบเขตการศึกษาเฉพาะอำเภอเมือง จำนวน 20 จังหวัด ขนาดระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาที่ทำการศึกษาคือ 3,000 วัตต์ 5,000 วัตต์ และ 10,000 วัตต์ พบว่า ระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 12.11 ปี 10.25 ปี และ 9.51 ปี อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ เท่ากับ 7.6% 9.5% และ 10.5% มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิของโครงการ เท่ากับ 12,411.91 บาท 83,830.12 บาท และ 225,962.55 บาท อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 1.054 1.246 และ 1.343 ตามลำดับ ซึ่งจากการศึกษาได้ผลสรุปว่าระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 3,000 วัตต์ จะไม่เหมาะสมในการลงทุนทุกจังหวัดแต่ระบบขนาด 5,000 วัตต์ ขึ้นไปจะมีแนวโน้มที่จะผ่านเกณฑ์ความเหมาะสมในการลงทุน ซึ่งให้ผลตอบแทนสูงกว่าการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล [43]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ราชันย์ ชูชาติ (2019) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่าเป็นการศึกษาต้นทุนและผลตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าในโครงการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบออนกริด และใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยต้นทุนของระบบจากผู้รับเหมาในพื้นที่ประเทศไทย จากการศึกษาได้ผลสรุปว่า โครงการที่มีกำลังการผลิตอยู่ในช่วง 11-50 kW 51-100 kW และ >100 kW มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV เป็นบวก อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR มีค่ามากกว่า 1 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการมากกว่าเกณฑ์อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าโครงการที่อยู่ในช่วงที่ทำการศึกษานั้นมีความคุ้มค่าในการลงทุน [44]

2.6.3 แนวทางการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า [45 และ 46]

การุณย์ ชัยวณิชย์ และ สุรัตน์ เศษโพธิ์ (2018) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ วิธีการประเมินก๊าซเรือนกระจกจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาระบบสมาร์ตกริดมหาวิทยาลัยพะเยา งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาวิธีการประเมินก๊าซเรือนกระจกจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 500 กิโลวัตต์โดยจะทำการประเมินตลอดอายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์ตลอดอายุ 20 ปี จากผลการศึกษาพบว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์สมาร์ตกริดมีค่าเท่ากับ 912.5 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี สามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้มากถึง 9,908.97 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า และสามารถลดปริมาณกระแสจากการใช้ไฟฟ้าได้เฉลี่ยปีละ 3.71 เปอร์เซ็นต์ ตลอดอายุของเซลล์แสงอาทิตย์หากมหาวิทยาลัยต้องการลดก๊าซเรือนกระจกให้ได้อย่างน้อย 5 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มเติม 150 กิโลวัตต์ทุก 5 ปีเพื่อรักษาระดับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ในการทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่งที่ลดลงรวมถึงชดเชยปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นด้วย [45]

การุณย์ ชัยวณิชย์ (2020) ได้ทำการศึกษาในเรื่องของ คาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร กรณีศึกษา กองวิชาวิศวกรรมสรรพาวุธส่วนการศึกษาโรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า จากการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้พบว่างานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาปัญหาที่เกี่ยวข้องกับสิ่งแวดล้อมในด้านปัญหาภาวะโลกร้อนโดยมีสาเหตุจากการเพิ่มปริมาณของก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากกิจกรรมของมนุษย์ซึ่งการจัดทำคาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร เป็นวิธีการประเภทหนึ่งในการแสดงข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกมาตลอดวงจรชีวิตขององค์กร โดยจำแนกเป็น 3 ขอบเขต ได้แก่

- ขอบเขตที่ 1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง
- ขอบเขตที่ 2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการใช้พลังงานไฟฟ้า
- ขอบเขตที่ 3 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมอื่น ๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลการวิจัยผู้ที่ทำการวิจัยพบว่าปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์องค์กรนี้เท่ากับ 79,027 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า โดยขอบเขตที่ 1 ขอบเขตที่ 2 และขอบเขตที่ 3 มีปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์เท่ากับ 21.247 37.757 และ 20.107 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าตามลำดับ โดยขอบเขตที่ 2 มีปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์องค์กรมากที่สุดถึงร้อยละ 47.77 ดังนั้นการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจึงเป็นความจำเป็น เพื่อลดปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ที่เกิดขึ้น ดังนั้นจึงควรดำเนินการทำการศึกษาเพื่อบ่งชี้กิจกรรม หรือแหล่งที่มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าสูง โดยจะต้องมีแนวทางการลดภาวะโลกร้อนที่นำไปปฏิบัติอย่างจริงจังและต่อเนื่อง ได้แก่ ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกด้วยการใช้พลังงานทดแทน การปลูกต้นไม้ใหญ่เพื่อให้ร่มเงาบังแสงแดดรอบอาคารติดฉนวนกันความร้อนใต้หลังคาฝ้าเพดานและผนังอาคารใช้หลอดประหยัดไฟ และใช้อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีฉลากประหยัดไฟเบอร์ 5 ใช้น้ำใช้ไฟอย่างประหยัดและใช้อย่างรู้คุณค่าใช้แสงแดดให้เป็นประโยชน์และใช้หลัก 3 R: Reduce, Reuse, Recycle และนำกลับมาใช้ใหม่ให้เป็นปกติวิสัยเพื่อนำไปกำหนดมาตรการควบคุมหรือลดการใช้ไฟฟ้าที่เหมาะสมต่อไป [46]

2.6.4 สรุปข้อมูลการทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง [6-12, 26-46]

การศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องในหัวข้อที่ได้กล่าวมานั้นเป็นการศึกษาเพื่อเพิ่มพูนความรู้ความเข้าใจในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รูปแบบต่าง ๆ การใช้งานแบบไฮบริด การประเมินด้านการเงิน และผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม ซึ่งจากข้อมูลข้างต้นสามารถนำมาสรุปเป็นข้อมูลของการทบทวนวรรณกรรมได้ดังตารางที่ 2.17

ตารางที่ 2.17 สรุปข้อมูลการทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง [6-12, 26-46]

ผู้เขียน	ทำการศึกษา	PV รวมกับการจัดเก็บหรือพลังงานอื่นๆ						ระบบที่ศึกษา			พื้นที่ใช้งาน		เกณฑ์การประเมินด้านการเงิน						
		กริด	ดีเซล	แบตเตอรี่	ลม	น้ำ	อื่นๆ	On Grid	Off Grid	hybrid	ในเมือง	นอกเมือง	NPV	EUAW	IRR	B/C	PB	อื่นๆ	
1. การศึกษาระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และการใช้งานแบบไฮบริด																			
[11] C. Ghenai and M. Bettayeb	แบบจำลองและการวิเคราะห์ประสิทธิภาพของระบบ	-	✓	✓	-	-	✓	-	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	COE
[26] Y. Sawle and et al.	ทบทวนระบบพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสาน	-	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	-	✓	-	-	-	-	-	-	COE
[27] F. Giraud and Z. M. Salameh	ประสิทธิภาพการทำงานที่มั่นคงของระบบ	✓	-	✓	✓	-	-	-	-	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	✓
[28] A. Gupta and et al.	แบบจำลองสถานะคงที่ของระบบ	-	✓	✓	-	✓	✓	-	✓	✓	-	✓	-	-	-	-	-	-	COE
[29] A. Sasitharanuwat and et al.	ประเมินประสิทธิภาพของต้นแบบระบบไฟฟ้า PV	-	-	✓	-	-	✓	-	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	✓
[30] C. Ghenai and et al.	ระบบไฮบริดแบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายและแบบสแตนด์อะโลน	✓	✓	✓	-	-	-	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	COE
[31] สาคร จำปาอิม และคณะ	พัฒนาวิธีประมาณค่าพลังงานที่ติดตั้งและมุมต่างกันด้วยวิธีสหสัมพันธ์	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
[32] ศศิวิมล ทรงไทร และคณะ	ประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าแบบ มีระบบติดตามแสงและคงที่	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	✓	✓
[33] พีระวุฒิ ชินวรรังสี และคณะ	ประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าแบบ หลายเทคโนโลยี PV	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	EnY/Price
[34] S. k. Nandi and H. R. Ghosh	วิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเทคโนโลยี	-	✓	✓	✓	-	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	-	-	-	-	COE&NPC
[35] J. W. and et al.	ขนาดของระบบแบตเตอรี่เพื่อการพัฒนาแบบจำลองและจำลอง	✓	-	✓	-	-	-	-	-	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	COE

ตารางที่ 2.17 สรุปข้อมูลการทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง [6-12, 26-46] (ต่อ)

ผู้เขียน	ทำการศึกษา	PV รวมกับการจัดเก็บหรือพลังงานอื่นๆ						ระบบที่ศึกษา			พื้นที่ใช้งาน		เกณฑ์การประเมินด้านการเงิน					
		กริด	ดีเซล	แบตเตอรี่	ลม	น้ำ	อื่นๆ	On Grid	Off Grid	hybrid	ในเมือง	นอกเมือง	NPV	EUAW	IRR	B/C	PB	อื่นๆ
[36] C. Clastres and et al.	บริการเสริมและการจัดการพลังงานเพื่อเพิ่มมูลค่าทางการเงิน	✓	✓	✓	✓	-	✓	-	-	✓	✓	-	-	-	-	-	-	✓
2. การศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์																		
[6] I. Ashraf and et al.	วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์เทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อมสำหรับระบบ	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	✓	✓	-	-	-	-	-
[7] M. Kolhe	วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์เทคโนโลยีของขนาดที่เหมาะสมที่สุด	-	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-	-	-	LEC
[8] M. M. Mahmoud and I. H. Ibrik	ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์เทคโนโลยีของการจัดหาพลังงาน	-	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	✓	✓	-	✓	-	✓	-
[9] J. L. Bernal-Agustin and R. Dufo-Lopez	วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของระบบ	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	✓	-	-	-	✓	-
[10] G. C. Bakos and M. Soursos	การประเมินทางเศรษฐศาสตร์เทคโนโลยีของการติดตั้ง	-	✓	✓	-	-	-	-	✓	✓	-	✓	✓	-	✓	-	✓	-
[12] มานิตย์ ศรีคงแก้ว และ พาลีธีร์ ทล่อธีรพงศ์	การศึกษาความเป็นไปได้และการผลิตไฟฟ้า	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	✓	-	✓	-	✓	LEC
[37] H. Tazvinga and et al.	ทางเลือกที่ดีที่สุดของต้นทุนขั้นต่ำ	-	✓	✓	-	-	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	-	-	-	Cost Save
[38] สุรกิตทอง ทองสุก และ อรรถพล เก้าพิทักษ์กุล	ประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของระบบ	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-	✓	-	✓	-
[39] M. K. Shahzad and et al.	ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบ	-	-	✓	-	-	✓	-	✓	✓	-	✓	-	-	-	-	✓	COE& NPC
[40] T. Ma and et al.	การศึกษาความเป็นไปได้และการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	-	-	✓	✓	✓	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	-	-	-	LCC LCRES

ตารางที่ 2.17 สรุปข้อมูลการทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง [6-12, 26-46] (ต่อ)

ผู้เขียน	ทำการศึกษา	PV รวมกับการจัดเก็บหรือพลังงานอื่นๆ						ระบบที่ศึกษา			พื้นที่ใช้งาน		เกณฑ์การประเมินด้านการเงิน						
		กริด	ดีเซล	แบตเตอรี่	ลม	น้ำ	อื่นๆ	On Grid	Off Grid	hybrid	ในเมือง	นอกเมือง	NPV	EUAW	IRR	B/C	PB	อื่นๆ	
[41] A. N. Celik	วิเคราะห์ทางเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ของระบบ	-	-	✓	✓	-	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	-	-	-	-	Unit Cost
[42] A. A. Lazou and A. D. Papatsoris	วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของระบบ	-	✓	✓	-	-	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	-	-	-	-	LCC
[43] สุรียนต์ ชมดี	ประเมินการลงทุนระบบ	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	-	
[44] ราชนัย ชูชาติ	วิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้ง	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	-	
3. แนวทางการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า																			
[45] การุณย์ ชัยวัฒน์ และ สุรัตน์ เศษโพธิ์	วิธีการประเมินก๊าซเรือนกระจกจากการติดตั้งระบบ PV	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	ก๊าซเรือนกระจก กรณีฐาน						
[46] การุณย์ ชัยวัฒน์	คาร์บอนฟุตพริ้นท์องค์กร	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมที่เกิดขึ้น						

จากตารางที่ 2.17 ข้อมูลสรุปในส่วนที่ 1 นั้นจะเป็นการศึกษาาระบบเซลล์แสงอาทิตย์รูปแบบต่าง ๆ ลักษณะการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับพลังงานรูปแบบอื่น ๆ ประเภทแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย แบบจำลองการทำงานของระบบไฮบริด และลักษณะการประเมินพลังงานรายชั่วโมง ข้อมูลสรุปในส่วนที่ 2 จะเห็นได้ว่าผู้วิจัยส่วนมากศึกษาในส่วนของความคุ้มค่าในการลงทุน ระบบออนกริด PV-Grid และระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ดีเซล-แบตเตอรี่-ลม โดยสรุปผลด้วยเครื่องมือด้านการเงิน เช่น NPV, IRR, B/C Ratio และ PB และข้อมูลสรุปในส่วนที่ 3 เป็นการศึกษาข้อมูลและวิธีการในการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก

และจากตารางที่ 2.17 ผู้วิจัยพบว่าไม่มีงานวิจัยใดเลยที่ทำการศึกษาในส่วนของ ความคุ้มค่าด้านการเงินสำหรับการติดตั้งหรือใช้งานจริงในระบบ ออฟกริด/ไฮบริด PV-แบตเตอรี่-Grid (ที่ใช้ Grid เป็นพลังงานสำรองในระบบ) ซึ่งเป็นลักษณะการใช้งานที่ผู้วิจัยมีความสนใจและต้องการทำการศึกษาดู โดยงานวิจัยชิ้นนี้จะทำการศึกษาสำหรับการติดตั้งเพื่อใช้งานกับอพาร์ทเมนท์

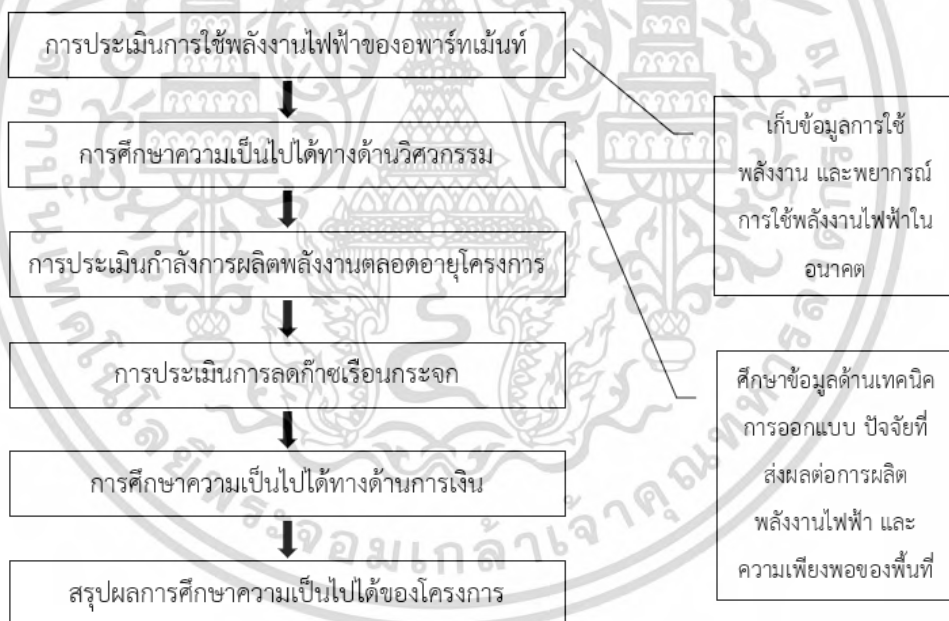


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

วิธีการดำเนินงานวิจัย

ในส่วนของขั้นตอนและวิธีการในการศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ งานวิจัยชิ้นนี้ได้นำเสนอการศึกษาโดยการเปรียบเทียบข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับอพาร์ทเมนต์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด โดยใช้ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์และข้อมูลด้านเทคนิคของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นฐานข้อมูลในการออกแบบและประเมินด้านพลังงานในส่วนต่าง ๆ และใช้ผลการศึกษาด้านการเงินเป็นข้อสรุปของการศึกษาวิจัย งานวิจัยชิ้นนี้ได้แบ่งวิธีการดำเนินงานวิจัยออกเป็น 6 ขั้นตอน ซึ่งรายละเอียดการดำเนินงานในแต่ละขั้นตอนแสดงดังรูปที่ 3.1 และมีรายละเอียดการดำเนินงานวิจัยดังนี้



รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.1 การประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์

ในส่วนของการประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์ เนื่องจากงานวิจัยชิ้นนี้ได้ทำการศึกษาระบบแบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งมีสถานะการทำงานที่หลากหลาย และมีปัจจัยพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้เช่าพักในแต่ละช่วงเวลาส่งผลต่อรอบการชาร์จและคายประจุของแบตเตอรี่ ดังนั้นเพื่อความแม่นยำในการประเมินการผลิตพลังงาน ผู้วิจัยจึงเลือกใช้วิธีการประเมินพลังงานในรูปแบบของการวิเคราะห์การใช้พลังงานไฟฟ้าในระดับรายชั่วโมง และใช้หลัก Energy review ISO 50001 ในบางส่วนของการทำงานด้านพลังงาน ในการเก็บข้อมูลและประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้า โดยแบ่งขั้นตอนการประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้าออกเป็น 5 ขั้นตอน ดังต่อไปนี้

(1) การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือน

งานวิจัยชิ้นนี้ทำการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนของอพาร์ทเมนท์ เพื่อนำข้อมูลไปใช้ในการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งตารางการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนแสดงดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนของอพาร์ทเมนท์ ในแต่ละปี

เดือน	พลังงานไฟฟ้า		ค่าบริการ (บาท)	ค่าไฟฟ้าผันแปร (บาท)	ค่าไฟฟ้าจริงที่ ชำระ (บาท)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)
	ปริมาณ (kWh)	ค่าใช้จ่าย (บาท)				
ม.ค.						
ก.พ.						
มี.ค.						
เม.ย.						
.....						
ธ.ค.						
เฉลี่ย						

(2) การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมง

ทำการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละสัปดาห์ เพื่อใช้ในการศึกษาพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้เช่าพัก โดยในส่วนนี้ผู้วิจัยจะเก็บข้อมูลพฤติกรรมตลอด 24 ชั่วโมง เป็นเวลา 2 สัปดาห์ ด้วยวิธีการจดบันทึกมิเตอร์ไฟฟ้าของทางอพาร์ทเมนท์กรณีศึกษา ตารางสรุปการจดบันทึก แสดงดังตารางที่ 3.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.2 การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละวันของอพาร์ทเมนท์

เวลา (น.)	พลังงานไฟฟ้า (kWh)						
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00							
1.00							
2.00							
3.00							
.....							
23.00							

(3) สร้างสมการถดถอย (Regression)

เมื่อทำการเก็บผลการใช้พลังงานรายเดือนของอพาร์ทเมนท์แล้ว หลังจากนั้นจึงทำการวิเคราะห์ข้อมูลในตารางที่ 3.1 เพื่อจัดทำสมการถดถอย (Regression) ซึ่งเป็นสมการที่ใช้สำหรับพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต

(4) คำนวณดัชนีรายเดือน (Monthly Index)

เมื่อทำการเก็บผลการใช้พลังงานรายชั่วโมงของอพาร์ทเมนท์เป็นเวลาสองสัปดาห์ในตารางที่ 3.2 แล้ว หลังจากนั้นจึงทำการหาดัชนีรายเดือน โดยใช้ตัวหารจากข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนในเดือนที่เก็บข้อมูลการใช้พลังงานรายชั่วโมง และตัวตั้งเป็นข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนจากข้อมูลการพยากรณ์ที่ได้จากสมการถดถอย

(5) ผลการประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์รายชั่วโมง

ข้อมูลในตารางที่ 3.2 จะถูกคำนวณออกมาในรูปของค่าเฉลี่ยการใช้พลังงานรายชั่วโมงในแต่ละวัน จันทร์ - อาทิตย์ แล้วนำไปคูณกับดัชนีรายเดือน เพื่อใช้เป็นข้อมูลการพยากรณ์พฤติกรรมและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในระดับรายชั่วโมงในหนึ่งสัปดาห์สำหรับแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 การประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงในหนึ่งสัปดาห์สำหรับแต่ละเดือน

เดือนก.พ.....		Monthly Indexตัวคูณสำหรับการพยากรณ์.....						
เวลา (น.)	จำนวนหน่วย							
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.	
1.00								
2.00								
3.00								
...								
23.00								

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการใช้งานเท่านั้น มิใช่เพื่อเผยแพร่ให้ผู้อื่นได้ใช้ประโยชน์ทางวิชาการ

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรม

ความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรมนั้นขึ้นอยู่กับข้อกำหนดด้านเทคนิคและการคำนวณเพื่อหา รูปแบบที่เหมาะสมที่สุดในการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งในด้านการคำนวณเพื่อออกแบบ ทางด้านวิศวกรรม ขนาดของระบบที่เหมาะสม ความเพียงพอของพื้นที่ติดตั้ง และปริมาณพลังงานที่สามารถผลิตได้

3.2.1 การเลือกอุปกรณ์ประกอบระบบ

ในส่วนแรกของการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรม ผู้วิจัยทำการเลือกเพียงอุปกรณ์หลักของระบบ โดยใช้เทคนิคกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น (Analytic Hierarchy Process: AHP) [47] มาช่วยในการตัดสินใจเลือกอุปกรณ์ และใช้ข้อมูลการให้น้ำหนักจากเจ้าของอพาร์ทเมนท์ ซึ่งอุปกรณ์ที่ทำการเลือกมาใช้เป็นตัวแทนในการวิเคราะห์ คือ แผงโซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์ และ แบตเตอรี่ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- 1) การเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยเทคนิคกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น มีเกณฑ์หลักในการวิเคราะห์ให้น้ำหนัก คือ ราคา การรับประกันวัสดุ การรับประกันการผลิตพลังงาน น้ำหนัก และประสิทธิภาพการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า
- 2) การเลือกอินเวอร์เตอร์ด้วยเทคนิคกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น มีเกณฑ์หลักในการวิเคราะห์ให้น้ำหนัก คือ ราคา ประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน และการรับประกันอุปกรณ์
- 3) การเลือกแบตเตอรี่ด้วยเทคนิคกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น มีเกณฑ์หลักในการวิเคราะห์ให้น้ำหนัก คือ ราคา การรับประกันการจ่ายพลังงาน น้ำหนักของอุปกรณ์

สำหรับการเลือกอุปกรณ์ อุปกรณ์ที่ได้คะแนนสูงสุดจากการวิเคราะห์ด้วยกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น จะถูกใช้เป็นตัวแทนของอุปกรณ์ชนิดนั้น ๆ ในการวิเคราะห์ทางด้านการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การผลิตพลังงาน และด้านการวิเคราะห์ทางการเงิน

3.2.2 ทางเลือกในการออกแบบขนาดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด

ในการคำนวณความคุ้มค่าในการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับอพาร์ทเมนท์จำเป็นต้องมีการวิเคราะห์เพื่อหาขนาดของระบบที่เหมาะสมในการใช้งาน เพื่อให้รู้ถึงความคุ้มค่าทางการเงินในการติดตั้งและดำเนินโครงการ โดยในงานวิจัยนี้แบ่งการออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้เป็น 5 ทางเลือก ดังต่อไปนี้

- 1) ระบบที่ออกแบบจากเดือนที่ใช้พลังงานน้อยที่สุด
- 2) ระบบที่ออกแบบจากกึ่งกลางระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยที่สุดกับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน
- 3) ระบบที่ออกแบบจากค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- 4) ระบบที่ออกแบบจากกึ่งกลางระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุดกับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน
- 5) ระบบที่ออกแบบจากเดือนที่ใช้พลังงานมากที่สุด

โดยหลังจากนี้ผู้วิจัยจะกล่าวแนวทางเลือกต่าง ๆ ด้วยทางเลือก A B C D E ตามลำดับ และทั้ง 5 ทางเลือก ผู้วิจัยกำหนดให้ แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนฟอสเฟต และแบตเตอรี่แบบดีฟไซเคิล นั้นจะทำการออกแบบขนาดของระบบที่ค่าการชาร์จและคายประจุ (Depth of discharge: DoD) 80% และ 45% ตามลำดับ เนื่องจากค่าการชาร์จและคายประจุที่สูงเกินไปนั้นส่งผลต่ออายุการใช้งานของแบตเตอรี่และต้นทุนของระบบอย่างมาก

3.2.3 การวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงาน

ในการประเมินปริมาณการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อให้มีความถูกต้องและไม่ให้เกิดการประเมินพลังงานที่เกินความเป็นจริง จำเป็นต้องมีการรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ปัจจัยทั้งหมดที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงาน โดยปัจจัยทั้งหมดที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงานแสดงดังต่อไปนี้

- ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ของพื้นที่
- ประสิทธิภาพจากอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- ประสิทธิภาพจากทิศทางและมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- ประสิทธิภาพจากฝุ่นบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- ประสิทธิภาพจากสายเคเบิล
- ประสิทธิภาพจากการชาร์จและคายประจุของแบตเตอรี่
- ประสิทธิภาพจากการแปลงพลังงานของอินเวอร์เตอร์
- ประสิทธิภาพจากค่าความคลาดเคลื่อนจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- ประสิทธิภาพการเก็บประจุที่ลดลงจากการเสื่อมสภาพ
- ประสิทธิภาพจากการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.2.4 การคำนวณและออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์นั้นเป็นระบบที่มีความอ่อนไหวในการใช้งานสูง เนื่องจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบเซลล์แสงอาทิตย์นั้นขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ ความเข้มของแสง และอุณหภูมิ ดังนั้นในส่วนของการออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจึงมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งมาก ความเป็นไปได้ในการนำระบบเซลล์แสงอาทิตย์ไปใช้งานจริงนั้น ขึ้นอยู่กับความรู้ความเข้าใจ วิธีการออกแบบ และหลักการคำนวณทางด้านเทคนิคเป็นสำคัญ การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบ่งได้เป็น 4 ขั้นตอน ดังต่อไปนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1) การประเมินขนาดของแบตเตอรี่แบงก์

พลังงานทั้งหมดที่ต้องการจะถูกคำนวณเพื่อหาค่าพลังงานที่จะต้องเก็บไว้ในแบตเตอรี่ แบตเตอรี่จะจ่ายพลังงานไฟฟ้าเมื่อมีความต้องการพลังงานในแต่ละช่วงเวลา สามารถคำนวณค่าความต้องการพลังงานรายวัน ค่าความจุพลังงานของแบตเตอรี่ ความจุของแบตเตอรี่ ได้ดังสมการที่ 3.1 - 3.3 ตามลำดับ ซึ่งรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.4.9

$$E_{\text{daily}} = W(\text{dc}) + W(\text{ac}) \quad (3.1)$$

$$P_{\text{C,batt}} = \frac{E_{\text{daily}} \times \text{Day of autonomy}}{\text{DoD}} \quad (3.2)$$

$$C_{\text{batt}} = \frac{P_{\text{C,batt}}}{V_{\text{batt}}} \quad (3.3)$$

2) การประเมินขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์

เมื่อทราบความจุของแบตเตอรี่แล้วจะต้องพิจารณาอาร์เรย์แสงอาทิตย์ที่สามารถชาร์จประจุให้กับแบตเตอรี่ได้อย่างเพียงพอ การคำนวณพลังงานแสงอาทิตย์ ณ สถานที่ใด ๆ จะอ้างอิงจากชั่วโมงแสงอาทิตย์สูงสุดโดยส่วนใหญ่แล้วจะใช้ค่าในการคำนวณที่ 4.5 – 5 PSH หรือใช้ข้อมูลจากพื้นที่นั้น ๆ และเมื่อพิจารณาภายใต้เงื่อนไขที่เกิดขึ้นจริงจะเกิดการลดทอนประสิทธิภาพจากปัจจัยต่าง ๆ ดังในหัวข้อที่ 3.2.3 ซึ่งส่งผลให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตพลังงานอยู่ที่ประมาณ 65 – 70 % หรือคำนวณตามลักษณะของพื้นที่นั้น ๆ ดังนั้นจึงสามารถคำนวณความต้องการพลังงาน ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และจำนวนแผง ได้ดังสมการที่ 3.4 - 3.7 ตามลำดับ ซึ่งรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.4.9

$$E_{\text{demand}} = \frac{E_{\text{daily}}}{\eta_{\text{Inverter}}} \quad (3.4)$$

$$P_{\text{demand,daily}} = \frac{E_{\text{demand}} \times O_z}{\eta_{\text{dirt}} \times \eta_{\text{tolerance}} \times \eta_{\text{temp}} \times \eta_{\text{cable}} \times \eta_{\text{battery}}} \quad (3.5)$$

$$P_{\text{demand,solar}} = \frac{P_{\text{demand,daily}}}{\text{PSH}} \quad (3.6)$$

$$N_{\text{pv,max}} = \frac{P_{\text{demand,solar}}}{P_{\text{solar}}} \quad (3.7)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3) กำหนดขนาดอินเวอร์เตอร์

ขนาดอินเวอร์เตอร์ที่เลือกนั้นต้องมีแรงดันขาออกที่ 220 – 240 V มีความสามารถในการจัดการกระแสไฟกระชากของโหลด และเมื่อพิจารณาเลือกอินเวอร์เตอร์ควรเลือกโดยเพิ่มการใช้พลังงานเข้าไป 25 – 50% ซึ่งสามารถคำนวณหาขนาดอินเวอร์เตอร์ทั้งค่ากำลังไฟฟ้า และค่าโวลต์-แอมป์ ได้ดังสมการที่ 3.8 และ 3.9 ตามลำดับ ซึ่งรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.4.9

$$P_{\text{Inverter}} \geq P_{\text{AC}(t)} \times 1.25 \quad (3.8)$$

$$S_{\text{Inverter}} = \frac{P_{\text{Inverter}}}{0.8} \quad (3.9)$$

4) จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อกับชาร์จเจอร์

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่ออนุกรมและขนานกันได้สูงสุดในแต่ละ Input ของชาร์จเจอร์ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.10 - 3.12 ซึ่งรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.4.9

$$V_{\text{oc,max}} = V_{\text{oc,stc}} \times [1 + (\beta \times (T_{\text{cell,low}} - T_{\text{stc}}))] \quad (3.10)$$

$$N_{\text{max, per string}} = \frac{V_{\text{charger,max}}}{V_{\text{oc,max}}} \quad (3.11)$$

$$N_{\text{max, per parallel}} = \frac{I_{\text{charger,max}}}{I_{\text{sc,max}}} \quad (3.12)$$

3.2.5 การวิเคราะห์ลักษณะการติดตั้งและความเพียงพอของพื้นที่

หลังจากออกแบบขนาดของระบบที่จะนำมาวิเคราะห์แล้วจำเป็นต้องมีการประเมินลักษณะการติดตั้งและความเพียงพอของพื้นที่เป็นลำดับแรก โดยจะใช้ข้อมูลขนาด ประเภทของหลังคา ทิศทาง และความลาดเอียงของพื้นที่ติดตั้งจริง เป็นฐานข้อมูลสำหรับการวิเคราะห์ด้วยการจัดวางในโมเดลสามมิติ

3.2.6 การวิเคราะห์ผลกระทบของเงา

ในการเชื่อมต่อแผงเป็นแบบสตริง (อนุกรม) เมื่อมีเงาบังบางส่วนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อาจส่งผลทำให้ในช่วงเวลานั้นกระแสไฟฟ้าในสตริงอาจหยุดไหลได้ จึงต้องมีการวิเคราะห์ผลกระทบของเงาผ่านโปรแกรมซิมูเลชันสามมิติ ซึ่งจะใช้ข้อมูลการเกิดเงาบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในวันที่ 15 ของทุก ๆ เดือน ใน 1 ปี (โดยผู้วิจัยได้ทำการกำหนดเงื่อนไขดังนี้ : เมื่อเกิดเงาบังบางส่วนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะส่งผลทำให้กระแสไฟฟ้าในสตริงนั้นหยุดไหลทั้งหมด) เพื่อนำข้อสรุปที่ได้มาใช้เป็นเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อมูลในการประเมินพลังงานที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งการวิเคราะห์ผลของเงาบบังแสงเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 การวิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลา

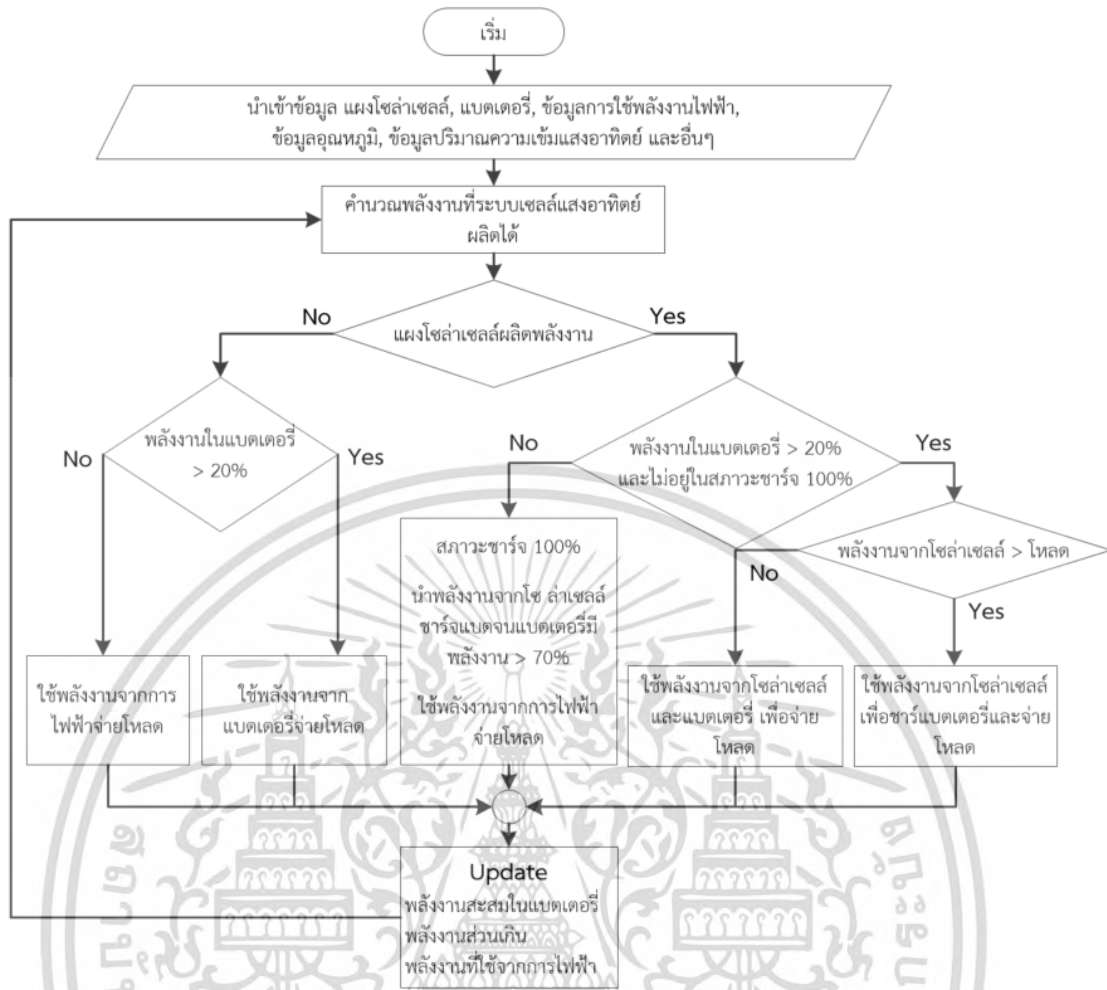
จำนวน.....แผง ซิมูเลชันในวันที่..... เวลา 6.00-17.00 น. ของทุกเดือน								
รายการ	เดือน.....		เดือน.....		เดือน.....		เดือน.....	
	เวลา	เวลา	เวลา	เวลา	เวลา	เวลา	เวลา	เวลา
จำนวนสตริง พื้นที่								
จำนวนสตริง พื้นที่								
จำนวนสตริง พื้นที่								
จำนวนสตริง พื้นที่								
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง								

3.3 การประเมินกำลังการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการ

ในส่วนของการประเมินกำลังการผลิตพลังงานของโครงการให้มีความถูกต้องและไม่เกินความเป็นจริงนั้นเป็นส่วนที่มีความสำคัญในการศึกษา เนื่องจากผลการประเมินพลังงานจะถูกใช้ในการคำนวณค่าไฟฟ้าที่สามารถลดลงได้ตลอดอายุโครงการ โดยสำหรับงานวิจัยนี้จะประเมินโครงการออฟาร์ทเม้นท์และอายุโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ระยะเวลา 30 ปี ซึ่งจะใช้วิธีการประเมินการผลิตพลังงานตามลักษณะการใช้พลังงานรายชั่วโมงในหนึ่งสัปดาห์สำหรับแต่ละเดือน

ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่งานวิจัยชิ้นนี้ทำการศึกษานั้นเป็นระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งการประเมินการผลิตพลังงานที่มีความแม่นยำจึงทำได้ยากเนื่องจากระบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้นมีสภาวะการทำงานที่หลากหลาย ผู้วิจัยจึงได้ทำการพัฒนาระบบการประเมินพลังงานผ่านโปรแกรม Microsoft Excel 2019 ขึ้น ซึ่งใช้หลักการคำนวณตามสภาวะการใช้งานจริงรายชั่วโมง โดยเริ่มต้นจากการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าดังในหัวข้อที่ 3.1 หลังจากนั้นจึงทำการหาดัชนีรายเดือน เพื่อประมาณการใช้พลังงานในระดับรายชั่วโมงตลอดทั้งปี สุดท้ายจึงนำผลลัพธ์ที่ได้ไปคำนวณในโปรแกรมที่ทางผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้น โดยมีลำดับขั้นตอนการทำงานที่แสดงดังรูปที่ 3.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.2 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมจำลองสถานะการทำงานของระบบ ออฟกริด/ไฮบริด

จากรูปที่ 3.2 โหลด หมายถึง ภาระทางไฟฟ้าหรือความต้องการพลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์ โดยในขั้นตอนการทำงานนั้น ลำดับแรกจะเป็นการนำเข้าข้อมูลทั้งหมดที่เกี่ยวข้องและมีผลกระทบต่อการผลิตพลังงาน ลำดับที่สองจะเป็นการคำนวณพลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ในแต่ละช่วงเวลา (ข้อมูลการลดทอนประสิทธิภาพทั้งหมดจะถูกคำนวณด้วย) ลำดับที่สามเป็นส่วนหนึ่งของขั้นตอนและเงื่อนไขการทำงานของระบบในสภาวะต่างๆ และสุดท้ายคือการบันทึกผลและนำข้อมูลกลับไปเริ่มต้นทำงานใหม่ในชั่วโมงถัดไป เมื่อทำการจำลองสถานะการทำงานในโปรแกรมแล้วผลลัพธ์ที่ได้จะเป็นข้อมูลรายชั่วโมงถัดมาจะถูกรวบรวมเป็นรายเดือนและรายปี และสุดท้ายข้อมูลจะถูกบันทึกลงในตารางซึ่งตารางบันทึกผลแสดงดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 การบันทึกผลข้อมูลการประเมินการผลิตพลังงานรายปี

ทางเลือก..... อายุการใช้งาน : แผงเซลล์แสงอาทิตย์.....ปี แบตเตอรี่.....ปี อินเวอร์เตอร์.....ปี						
ปีที่	พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)	พลังงานจากแบตเตอรี่ (kWh)	พลังงานจากการไฟฟ้า (kWh)	พลังงานที่ทดแทนได้ (kWh)	ความต้องการพลังงาน (kWh)	พลังงานส่วนเกิน (kWh)
1						
2						
3						
...						
30						
รวม						

จากตารางที่ 3.5 เป็นการเก็บข้อมูลผลการจำลอง เพื่อใช้ในการประเมินพลังงานที่ระบบออฟกริด/ไฮบริด สามารถผลิตได้ตลอดอายุโครงการ ใช้ในการประเมินก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดลงได้ และใช้ประเมินทางด้านการเงินของแต่ละทางเลือก

3.4 การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก

สำหรับเป้าหมายในการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับโครงการที่เกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานทดแทนนั้นเป็นการประเมินเพื่อแสดงถึงผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมจากการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของการไฟฟ้า ในส่วนของการคำนวณความสามารถในการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกสำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์โดยทั่วไปมีหลักการคำนวณอยู่ด้วยกันทั้งหมด 3 ขั้นตอนคือ การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ และการคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ ดังสมการที่ 3.13 - 3.18 ตามลำดับ โดยจะไม่มีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกของเขตโครงการเนื่องจากการไม่มีการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่นอกโครงการ ซึ่งรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.2

การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

$$BE_{EG,y} = (EG_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec} \quad (3.13)$$

$$BE_y = BE_{EG,y} \quad (3.14)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ

$$PE_{FF,y} = \sum (FC_{PJ,i,y} \times (NCV_{i,y} \times 10^{-6}) \times EF_{CO_2,i}) \times 10^{-3} \quad (3.15)$$

$$PE_{EL,y} = (EC_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec} \quad (3.16)$$

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{EL,y} \quad (3.17)$$

การคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (3.18)$$

โดยจากสมการการคำนวณจะคำนวณในรูปของปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO₂eq) ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากการประเมินจะถูกบันทึกผล และแสดงในตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 การบันทึกผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกตลอดอายุโครงการ

ค่าเผดเตอร์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก = tCO ₂ eq /MWh				
ทางเลือก	พลังงานจากการ ไฟฟ้า (MWh)	ความต้องการพลังงาน (MWh)	พลังงานไฟฟ้าจาก การไฟฟ้าที่ลดได้ (MWh)	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (tCO ₂ eq)
A				
B				
C				
D				
E				

3.5 การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน

ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินจะใช้เพื่อตัดสินใจเลือกโครงการที่มีความคุ้มค่าสูงที่สุดในการลงทุน ดังนั้นเพื่อให้การตัดสินใจลงทุนมีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพจึงต้องอาศัยเครื่องมือการคำนวณทางการเงินเข้ามาช่วยในการวิเคราะห์โดยมีการจัดทำการประมาณการกระแสเงินสดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตแล้วนำมาคำนวณผ่านเครื่องมือต่าง ๆ ได้แก่

- 1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)
- 2) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)
- 3) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B / C Ratio)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4) ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB, Discount Payback Period: DPB)

- การคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

วิธีการคำนวณมูลค่าปัจจุบันเป็นวิธีที่ได้รับความนิยมเนื่องจากมีการนำเรื่องค่าของเงินตามช่วงเวลา และกระแสเงินสดตลอดอายุโครงการมาคำนวณ ดังสมการที่ 3.19 ซึ่งรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.5.2

$$NPV = \sum_{t=1}^n \left(\frac{CF_t}{(1+k)^t} \right) - I \quad (3.19)$$

- อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

ผลที่ได้ คือ อัตราผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีที่ผู้ลงทุนจะได้รับ ค่า IRR นิยมนำมาใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินโครงการ เนื่องจากวิธีนี้มีการแสดงค่าผลตอบแทนเป็นร้อยละทำให้เข้าใจง่าย ดังสมการที่ 3.20 ซึ่งรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.5.2

$$NPV = 0, \quad I = \sum_{t=1}^n \left(\frac{CF_t}{(1+k)^t} \right) \quad (3.20)$$

- อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B / C Ratio)

คือการคำนวณอัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดที่ได้รับตลอดอายุโครงการ กับเงินลงทุนเริ่มแรกของโครงการ ดังสมการที่ 3.21 ซึ่งรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.5.2

$$B / C \text{ Ratio} = \frac{\sum_{t=1}^n \left(\frac{B_t}{(1+k)^t} \right)}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{C_t}{(1+k)^t} \right)} \quad (3.21)$$

- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB)

ในการลงทุนต่าง ๆ ต้องมีการคำนวณระยะเวลาคืนทุน ซึ่งก็คือระยะเวลาของการลงทุนที่กระแสเงินสดรับสุทธิจากโครงการมีค่าเท่ากับกระแสเงินสดจ่ายสุทธิพอดีสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.22 และ 3.23 ซึ่งรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.5.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สมการคำนวณระยะเวลาคืนทุนสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.22

$$\text{ในปีที่} \quad I - \sum (CF_t) = 0, \quad PB = t \quad (3.22)$$

สมการคำนวณระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลดสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.23

$$\text{ในปีที่} \quad I - \sum \left(\frac{CF_t}{(1+k)^t} \right) = 0, \quad DPB = t \quad (3.23)$$

เมื่อทราบถึงเครื่องมือต่าง ๆ ที่ใช้ในการประเมินแล้ว การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินสำหรับงานวิจัยชิ้นนี้ มีลำดับขั้นตอนการศึกษาดังต่อไปนี้

3.5.1 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินของแต่ละทางเลือก

ผู้วิจัยจะทำการศึกษาและประเมินข้อมูลทางการเงินของแต่ละทางเลือกที่ได้ออกแบบไว้ทั้ง 5 ทางเลือก ซึ่งแต่ละทางเลือกนั้นมีขนาดของระบบและความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่แตกต่างกันไป โดยในส่วนนี้จะใช้เกณฑ์อัตราการคิดลดจากอัตราดอกเบี้ยสำหรับโครงการพลังงานทดแทนในการประเมินเบื้องต้น และตัดสินใจเลือกทางเลือกที่ให้ผลตอบแทนสูงที่สุดจากทางเลือกที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดเพียงทางเลือกเดียว เพื่อนำไปวิเคราะห์ทางการเงินร่วมกับข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์และนำไปเปรียบเทียบกับโครงการอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในลำดับถัดไป ซึ่งมีรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.5.2

3.5.2 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินโดยการเปรียบเทียบโครงการ

เมื่อได้ข้อมูลสรุปของทางเลือกที่มีความคุ้มค่าด้านการเงินสูงที่สุดแล้ว ลำดับถัดมาผู้วิจัยจะนำข้อมูลที่ได้อามาวิเคราะห์ร่วมกับข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์ และทำการเปรียบเทียบข้อมูลทางการเงินของทั้งสองโครงการ คือโครงการอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และโครงการอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด โดยในส่วนนี้จะใช้เกณฑ์อัตราการคิดลดจากอัตราดอกเบี้ยเงินให้สินเชื่อประเภท MRR และวิเคราะห์โครงการด้วยวิธีการเปรียบเทียบผลต่างด้านการเงิน โดยใช้ผลลัพธ์ของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เป็นเครื่องมือช่วยในการตัดสินใจ ซึ่งการมีรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.5.2 และมีวิธีการวิเคราะห์ 2 วิธีดังนี้

- 1) วิธีการวิเคราะห์แบบพื้นฐาน (Basic Analysis Method) [25]
- 2) วิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุน (Different Cost Analysis Method) [25]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากวิธีการวิเคราะห์ที่ได้กล่าวมาผู้วิจัยต้องการนำเสนอ 2 วิธีการวิเคราะห์โครงการที่แตกต่างกัน โดยที่ทั้ง 2 วิธีนั้น สามารถสรุปผลของการเปรียบเทียบโครงการอพาร์ทเมนต์ เพื่อใช้ในการตัดสินใจลงทุนได้เช่นเดียวกัน

3.5.3 การวิเคราะห์ความไวของราคาเบตเตอรี

จากการเปรียบเทียบโครงการเมื่อได้ข้อมูลการเปรียบเทียบโครงการด้านการเงินแล้ว ลำดับถัดมาคือการวิเคราะห์ความไว โดยจะวิเคราะห์ด้วยราคาเบตเตอรีที่เปลี่ยนแปลงไปจากข้อมูลในปัจจุบันเพียงอย่างเดียว เนื่องจากเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญต่อค่าใช้จ่ายในระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากการประเมินจะถูกบันทึกผล และแสดงในตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 การบันทึกผลการวิเคราะห์ความไวของราคาเบตเตอรี

วิเคราะห์ความไวด้วย วิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุน				
ต้นทุนเบตเตอรี เพิ่มขึ้น (+) หรือ ลดลง (-)			การประเมินด้านการเงิน ที่ I % =	
เปลี่ยนแปลง (%)	ราคา เปลี่ยนแปลง (บาท)	ราคาจริง (บาท)	NPV (b-a) (บาท)	IRR (b-a) (%)
(+)	(+)			
(+)	(+)			
0	0.00			
(-)	(-)			
(-)	(-)			

จากตารางที่ 3.7 (a) คือ ข้อมูลทางการเงินของอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (b) คือ ข้อมูลทางการเงินของอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด/ออฟกริด และ (b-a) คือ ผลต่างของทั้งสองโครงการอพาร์ทเมนต์ ข้อมูลที่แสดงผลในตารางคือ ข้อมูลต้นทุนเบตเตอรีที่เปลี่ยนแปลงไป มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และอัตราคิดลดที่นำมาพิจารณา ซึ่งในการวิเคราะห์ความไวจะปรับเปลี่ยนต้นทุนครั้งละ 10%

3.6 การสรุปผลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ

ในการสรุปผลการศึกษาสำหรับการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการนั้น จำเป็นต้องมีการศึกษาข้อมูลหลากหลายด้าน สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ ข้อมูลการศึกษาจะประกอบไปด้วย การศึกษาในส่วนของความต้องการพลังงาน ออกแบบทางเลือกต่าง ๆ ความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรม และผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม โดยมีข้อสรุปทางด้านการเงินเป็นเกณฑ์การตัดสินใจหลัก ในลงทุน ซึ่งตัวอย่างตารางสรุปข้อมูลการศึกษาแสดงดังตารางที่ 3.8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.8 การสรุปข้อมูลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ

รายการ	โครงการอพาร์ท मेंท์ (a)	โครงการอพาร์ท मेंท์ (b)
1. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากการประเมิน		
ใช้พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้า		
สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า จากการไฟฟ้า		
ใช้พลังงานไฟฟ้า จากพลังงานทดแทน		
สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า จากพลังงานทดแทน		
2. การลดก๊าซเรือนกระจก		
ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง จากการใช้พลังงาน ทดแทน		
ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม จากการใช้พลังงานทดแทน		
3. ข้อมูลด้านการเงิน		
- ข้อมูลทั่วไป		
I%		
NPV		
B/C Ratio		
IRR		
- การเปรียบเทียบโครงการด้านการเงิน		
NPV (b-a) ที่ I% =%		
IRR (b-a) ที่ I% =%		
- การวิเคราะห์ความไว		
NPV (b-a) ที่ ราคาเบต เพิ่มหรือลด >%		
IRR (b-a) ที่ ราคาเบต เพิ่มหรือลด >%		

จากตารางที่ 3.8 เป็นตารางสรุปผลการศึกษาที่แสดงข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าจากการประเมิน ข้อมูลการลดก๊าซเรือนกระจก และข้อมูลด้านการเงิน โดยข้อมูลด้านการเงิน ในส่วนของการเปรียบเทียบโครงการ จะถูกใช้เป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจเลือกโครงการเพียงโครงการเดียวที่มีความคุ้มค่าด้านการเงินในการลงทุนสูงที่สุดในปัจจุบัน และในส่วนของการวิเคราะห์ความไวจะเป็นการศึกษาผลลัพธ์ทางการเงินที่เปลี่ยนแปลงไปจากการเปลี่ยนแปลงราคาต้นทุน โดยที่โครงการอพาร์ทमेंท์ (a) คือ โครงการอพาร์ทमेंท์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโครงการอพาร์ทमेंท์ (b) คือ โครงการอพาร์ทमेंท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด (ทางเลือกที่ให้ผลตอบแทนด้านการเงินสูงที่สุด)

บทที่ 4

ผลการวิจัย

ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาโครงการอพาร์ทเมนต์และโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ระยะเวลาโครงการ 30 ปี โดยนำเสนอข้อมูลในส่วนของการเปรียบเทียบด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับอพาร์ทเมนต์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด เพื่อใช้เป็นแนวทางสำหรับการตัดสินใจลงทุนในระบบพลังงานทดแทนและยังได้แนวทางในการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งอีกด้วย ซึ่งผลของการวิจัยสามารถแบ่งได้เป็น 7 ขั้นตอน ได้แก่ 1) ข้อมูลทั่วไปของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา 2) ศึกษาข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา 3) การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรม 4) การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการ 5) การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก 6) การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน และ 7) สรุปผลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ ซึ่งรายละเอียดการดำเนินงานในแต่ละขั้นตอนแสดงไว้ในหัวข้อที่ 4.1 ถึง 4.7 ตามลำดับ

4.1 ข้อมูลทั่วไปของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา

ผู้วิจัยได้ทำการสัมภาษณ์เจ้าของและเก็บข้อมูลทางการเงินของอพาร์ทเมนต์ โดยเป็นข้อมูลในปี พ.ศ.2563 โดยจะคิดการเริ่มต้นโครงการในปี พ.ศ.2564 ข้อมูลในส่วนนี้จะถูกใช้ในการเปรียบเทียบด้านการเงินสำหรับอพาร์ทเมนต์กับอพาร์ทเมนต์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา

รายการ	บาท/ปี	อัตราการเพิ่มขึ้น
1 รายรับ		
1.1 ค่าเช่าพัก 26 ห้อง	1,306,800.00	เติบโต 1.95%/ปี
1.2 สวนกลาง 26 ห้อง	156,000.00	-
1.3 น้ำประปา	27,715.00	-
1.4 พลังงานไฟฟ้า	การประเมิน	เพิ่มขึ้น 1.84%/ปี
2 รายจ่าย		
2.1 ค่าพนักงาน	253,500.00	เพิ่มขึ้น 1.69%/ปี
2.2 ค่าอินเทอร์เน็ตและเคเบิลทีวี	27,156.00	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา (ต่อ)

รายการ	บาท/ปี	อัตราการเพิ่มขึ้น
2.3 อุปกรณ์ บำรุงรักษาอพาร์ทเมนต์	18,000.00	-
2.4 น้ำประปา	25,786.00	-
2.5 พลังงานไฟฟ้า	การประเมิน	เพิ่มขึ้น 1.84%/ปี
2.6 เปลี่ยนเครื่องปรับอากาศปีละ 3 เครื่อง เริ่มตั้งแต่ปีที่ 11	48,000.00	-
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	52,162.00	-
3 ต้นทุน		
3.1 ราคาประเมินที่ดิน	8,360,845.00	เพิ่มขึ้น 4.50%/ปี
3.2 ต้นทุนการก่อสร้างอพาร์ทเมนต์	9,000,000.00	ค่าเสื่อม 2.00%/ปี

จากตารางที่ 4.1 ในหัวข้อที่ 1.1 ในส่วนของค่าเช่าพัก จากการที่ผู้วิจัยได้ทำการเก็บข้อมูลพบว่าอพาร์ทเมนต์มีอัตราการเช่าพักเต็มตลอดทุกเดือนและจากข้อมูลย้อนหลังในปี พ.ศ.2555 - พ.ศ. 2563 พบว่ามีอัตราการเติบโตของการขึ้นค่าเช่าอยู่ที่ 1.95%/ปี ในหัวข้อที่ 1.4 และ 2.5 พลังงานไฟฟ้าข้อมูลของการไฟฟ้านครหลวงมีอัตราการเพิ่มขึ้นตั้งแต่ ม.ค.2560 - ธ.ค.2563 อยู่ที่ 1.84%/ปี [48 และ 49] ในหัวข้อที่ 2.1 ค่าพนักงานประกอบด้วย คาร์ปค. ค่าแม่บ้าน ค่าตัดหญ้า ค่าทำบิล และ ค่าล้างแอร์ ซึ่งอัตราการขึ้นค่าแรงขั้นต่ำของกรมแรงงานข้อมูลตั้งแต่ปี ม.ค.2560 - ธ.ค.2563 อยู่ที่ 1.69%/ปี [50] 3.1 ราคาประเมินที่ดินฝั่งตะวันออกของ กรุงเทพมหานคร เพิ่มขึ้นปีละ 4.50%/ปี [51] และ 3.2 อาคารอพาร์ทเมนต์ผู้วิจัยกำหนดอายุการใช้งานอพาร์ทเมนต์ที่อยู่ในเกณฑ์การประเมินอาคารทั่วไปซึ่งอยู่ที่ 50 ปี มูลค่าซากในปีที่ 50 อยู่ที่ 0 บาท ดังนั้นค่าเสื่อมราคาจึงอยู่ที่ 2.00%/ปี [52] (ดูรายละเอียดข้อมูลการประเมินได้จาก ภาคผนวก ซ.)

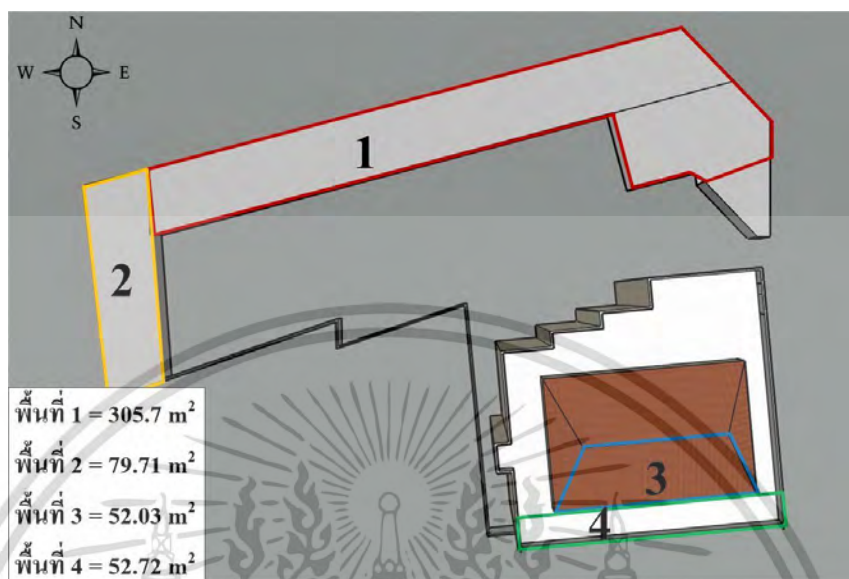
นอกจากข้อมูลด้านการเงินแล้วข้อมูลที่สำคัญในการวิเคราะห์เปรียบเทียบโครงการระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น คือข้อมูลด้านความเพียงพอของพื้นที่ติดตั้ง อพาร์ทเมนต์กรณีศึกษาเป็นอพาร์ทเมนต์ขนาด 26 ห้องพัก ตั้งอยู่บนพื้นที่กรุงเทพมหานคร โดยมีขนาดพื้นที่ทั้งหมด 1,334 ตารางเมตร (รวมลานจอดรถ) เป็นขนาดของตัวพื้นที่อาคาร 269 ตารางเมตร อาคารสูง 5 ชั้น (รวมชั้นดาดฟ้า) มีข้อมูลพื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 รายละเอียดพื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

พื้นที่	รายละเอียดของพื้นที่	ชนิดหลังคา	ทิศทาง	ความเอียง (องศา)	ขนาดพื้นที่ (m ²)
1	โรงจอดรถ	Metal Sheet	เหนือ	7.00	305.70
2	อาคารแยกด้านหลังของพื้นที่	Metal Sheet	ตะวันออก	1.70	79.71
3	หลังคาบนตัวอาคารชั้นดาดฟ้า	CPAC	ใต้	26.00	52.03
4	ดาดฟ้าอาคาร	พื้นปูน	-	0.00	52.72
พื้นที่ติดตั้งรวม					490.16

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.2 พื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับอพาร์ทเมนต์มีขนาดรวม 490.16 m^2 และตัวอย่างของพื้นที่ที่แสดงดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 พื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากรูปที่ 4.1 และตารางที่ 4.2 พื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษานั้นแบ่งเป็น 4 พื้นที่ พื้นที่ 1 หลังคาโรงจอดรถของอพาร์ทเมนต์ วัดคูมุงหลังคา คือเมทัลชีท ขนาดพื้นที่ 305.7 m^2 หลังคาหันไปทางทิศเหนือที่ความลาดเอียง 7 องศา พื้นที่ 2 หลังคาของอาคารแยกของอพาร์ทเมนต์ วัดคูมุงหลังคา คือเมทัลชีท ขนาดพื้นที่ 79.71 m^2 หลังคาหันไปทางทิศตะวันออกที่ความลาดเอียงเล็กน้อยที่ 1.7 องศา พื้นที่ 3 หลังคาบนตัวอาคารชั้นดาดฟ้าของอพาร์ทเมนต์ วัดคูมุงหลังคา คือ กระเบื้องกระเบื้องคอนกรีตหรือ CPAC Monier ขนาดพื้นที่ 52.03 m^2 หลังคาหันไปทางทิศใต้ที่ความลาดเอียง 26 องศา และพื้นที่ 4 ดาดฟ้าของอพาร์ทเมนต์ เป็นพื้นปูนซีเมนต์เรียบ ขนาดพื้นที่ 52.72 m^2 ดังนั้นอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษาจึงมีพื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์รวมอยู่ที่ 490.16 m^2

4.2 ศึกษาข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา

ในส่วนของการประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ ผู้วิจัยจะใช้หลักของ Energy Review ISO 50001 ในบางส่วนของหลักการทบทวนด้านพลังงาน ดังรายละเอียดในหัวข้อที่ 2.3 โดยงานวิจัยนี้ได้แบ่งขั้นตอนการศึกษาข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าออกเป็น 2 ขั้นตอน ซึ่งมีรายละเอียดดังหัวข้อที่ 4.2.1 - 4.2.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.1 ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า

งานวิจัยชิ้นนี้ผู้วิจัยทำการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนของอพาร์ทเมนท์ โดยทำการเก็บข้อมูลในช่วง ม.ค.2562 - ธ.ค.2563 เพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต ดังแสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือน ม.ค.2562 - ธ.ค.2563

เดือน ม.ค.2562 - ธ.ค.2563						
เดือน	พลังงานไฟฟ้า		ค่าบริการ (บาท)	ค่าไฟฟ้าผันแปร (บาท)	ค่าไฟฟ้าจริงที่ชำระ Vat7% (บาท)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)
	ปริมาณ (kWh)	ค่าใช้จ่าย (บาท)				
1/2562	3,430	14,940.46	46.16	-397.88	15,609.95	4.59
2/2562	4,107	17,933.95	46.16	-476.41	18,728.96	4.56
3/2562	4,279	18,694.48	46.16	-496.36	19,521.38	4.56
4/2562	5,105	22,346.81	46.16	-592.18	23,326.85	4.57
5/2562	5,165	22,612.11	46.16	-599.14	23,603.27	4.57
6/2562	4,421	19,322.37	46.16	-512.84	20,175.59	4.56
7/2562	3,879	16,925.80	46.16	-449.96	17,678.54	4.56
8/2562	3,961	17,288.38	46.16	-459.48	18,056.31	4.56
9/2562	3,705	16,156.43	46.16	-429.78	16,876.91	4.56
10/2562	4,264	18,628.16	46.16	-494.62	19,452.28	4.56
11/2562	4,109	17,942.80	46.16	-476.64	18,738.18	4.56
12/2562	2,905	12,619.07	46.16	-336.98	13,191.23	4.54
1/2563	3,403	14,821.08	46.16	-394.75	15,485.56	4.55
2/2563	3,877	16,916.96	46.16	-449.73	17,669.33	4.56
3/2563	4,209	18,384.97	46.16	-488.24	19,198.89	4.56
4/2563	5,357	23,461.08	46.16	-621.41	24,487.84	4.57
5/2563	5,233	22,912.79	46.16	-607.03	23,916.55	4.57
6/2563	4,648	20,326.09	46.16	-539.17	21,221.40	4.57
7/2563	4,094	17,876.47	46.16	-474.90	18,669.07	4.56
8/2563	3,672	16,010.51	46.16	-425.95	16,724.87	4.55
9/2563	4,126	18,017.96	46.16	-512.86	18,779.85	4.55
10/2563	3,128	13,605.11	46.16	-388.81	14,190.83	4.54
11/2563	3,256	14,171.09	46.16	-404.72	14,779.41	4.54
12/2563	2,768	12,013.30	46.16	-344.06	12,535.48	4.53
เฉลี่ย						4.56

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อทำการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนแล้วจึงทำการเก็บข้อมูลใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงเป็นเวลา 2 สัปดาห์ ในช่วงเดือน ม.ค.2564 โดยใช้วิธีการบันทึกข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์ขนาด 50 แอมแปร์ ของการไฟฟ้า (ดูรายละเอียดการบันทึกข้อมูลได้จาก ภาคผนวก ก.) หลังจากนั้นนำมาหาค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงใน วันจันทร์ – วันอาทิตย์ เพื่อใช้ในการศึกษาพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้เช่าพัก ดังแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละวัน ม.ค.2564

เวลา (น.)	พลังงานไฟฟ้า (kWh)						
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	5.50	5.00	3.50	4.00	4.50	4.00	7.00
1.00	6.00	4.50	4.00	3.50	4.00	5.00	5.00
2.00	5.50	4.00	2.50	3.00	2.50	3.50	4.00
3.00	4.00	3.00	2.50	2.00	3.50	4.00	4.00
4.00	4.00	3.50	3.50	2.50	3.00	4.00	4.50
5.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.50	3.50
6.00	5.00	4.50	5.50	5.00	4.50	4.50	3.50
7.00	3.50	4.00	3.50	4.00	4.00	4.00	4.50
8.00	4.00	3.50	4.50	4.00	4.50	4.50	4.50
9.00	1.50	2.00	1.00	1.50	2.00	3.50	4.00
10.00	1.50	1.50	1.50	2.00	1.00	2.00	4.00
11.00	1.50	1.00	1.50	1.00	1.00	2.00	4.50
12.00	2.00	1.50	2.00	1.50	2.00	2.50	3.00
13.00	1.50	1.50	1.50	1.00	1.00	1.50	3.00
14.00	2.00	1.50	1.50	1.00	1.50	2.00	3.00
15.00	2.00	1.00	1.50	1.00	1.50	2.50	3.00
16.00	2.00	1.50	2.50	1.50	1.50	2.00	3.50
17.00	1.50	2.00	1.50	2.00	2.00	2.00	2.50
18.00	3.00	3.00	3.50	3.00	3.50	4.00	5.50
19.00	5.00	4.50	5.00	3.50	3.50	4.00	4.50
20.00	6.00	4.00	5.00	6.50	5.00	3.50	5.50
21.00	6.50	6.50	6.00	6.00	5.50	6.00	6.00
22.00	6.50	5.50	6.00	6.00	7.50	6.00	6.50
23.00	7.00	6.00	4.00	6.00	4.50	6.00	6.00

จากตารางที่ 4.4 พบว่าการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงในช่วงเวลา 9.00 - 17.00 น. ของวันจันทร์ – เสาร์ มีปริมาณค่อนข้างน้อย อยู่ที่ 1.00 - 3.50 kWh เนื่องจากกลุ่มผู้เช่าพักทั้งหมดนั้นเป็น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กลุ่มคนทำงาน ซึ่งทำงานในวัน จันทร์ – เสาร์ เป็นส่วนใหญ่ และวันอาทิตย์จะมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงตลอดทั้งวัน

4.2.2 การประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมง

งานวิจัยชิ้นนี้ทำการศึกษาระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งมีสภาวะการทำงานที่หลากหลายและมีการสับเปลี่ยนแหล่งพลังงานไฟฟ้าหลักไปตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ระบบมี โดยมีแบตเตอรี่เป็นส่วนประกอบในการจัดเก็บพลังงานเพื่อนำมาใช้ในช่วงที่ไม่มีพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นเพื่อความถูกต้องแม่นยำของข้อมูลที่น่ามาใช้ในการประเมินการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนต์ ผู้วิจัยจึงเลือกที่จะใช้วิธีประเมินการใช้พลังงานในระดับรายชั่วโมงในหนึ่งสัปดาห์สำหรับแต่ละเดือน

จากข้อมูลในตารางที่ 4.3 พบว่าพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนนั้นมีความไม่คงที่ตลอดทั้งปี โดยปัจจัยหลักที่ส่งผล คือ จำนวนผู้ใช้ไฟและอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละเดือน [53] ซึ่งจากการเก็บข้อมูลพบว่าจำนวนผู้เข้าพักจริงที่เข้าพักมีจำนวน 26 ห้อง และเข้าพักเต็มตลอดทุกเดือน แต่ข้อมูลผู้ที่อยู่ห้องพักจริงนั้นไม่เต็มหรืออยู่พักจริงไม่ครบ 26 ห้อง ดังแสดงในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ข้อมูลปัจจัยที่ส่งผลต่อการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์

เดือน	พลังงานไฟฟ้า (kWh)	อยู่พักจริง (ห้อง)	อุณหภูมิเฉลี่ย (°C)	เดือน	พลังงานไฟฟ้า (kWh)	อยู่พักจริง (ห้อง)	อุณหภูมิเฉลี่ย (°C)
1/2562	3,430	24	27.76	1/2563	3,403	23	29.03
2/2562	4,107	24	29.76	2/2563	3,877	24	29.11
3/2562	4,279	24	30.49	3/2563	4,209	24	30.69
4/2562	5,105	24	31.94	4/2563	5,357	24	30.89
5/2562	5,165	24	31.13	5/2563	5,233	23	31.48
6/2562	4,421	23	29.91	6/2563	4,648	24	29.88
7/2562	3,879	23	29.73	7/2563	4,094	23	29.63
8/2562	3,961	24	29.13	8/2563	3,672	24	29.34
9/2562	3,705	24	28.69	9/2563	4,126	24	29.07
10/2562	4,264	24	29.46	10/2563	3,128	23	27.22
11/2562	4,109	23	28.61	11/2563	3,256	24	28.14
12/2562	2,905	23	27.12	12/2563	2,768	22	27.01
อยู่พักจริงเฉลี่ย						24 ห้อง	

จากตารางที่ 4.5 พบว่าข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปตามอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยอย่างเห็นได้ชัด ดังนั้นผู้วิจัยจึงใช้ข้อมูลในตารางที่ 4.5 ในการวิเคราะห์ผลของกระทบของตัวแปรผู้เข้าพักจริงกับอุณหภูมิเฉลี่ย (ตัวแปรต้น) ที่ส่งผลต่อปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า (ตัวแปรตาม) ที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เปลี่ยนแปลงไป เพื่อใช้ในการสร้างสมการถดถอย สำหรับใช้ในการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต ดังแสดงในตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 แสดงค่าสัมประสิทธิ์ตัวแปรที่วิเคราะห์ เพื่อใช้ในการสร้างสมการถดถอย

Regression Statistics					
Multiple R	0.920313921				
R Square	0.846977713				
Adjusted R Square	0.832404162				
Standard Error	291.5337874				
Observations	24				

ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	2	9879031.6	4939515.8	58.117	0.000000002
Residual	21	1784830.9	84991.9		
Total	23	11663862.6			

	Standard					
	Coefficients	Error	t Stat	P-value	Lower95%	Upper95%
Intercept	-11105.725	2488.909	-4.462	0.000215	-16281.694	-5929.756
ผู้อยู่พักจริง	40.956195	113.428	0.361	0.72165	-194.931	276.843
อุณหภูมิ	482.773437	49.504	9.752	0.000000003	379.824	585.723

จากตารางที่ 4.6 Multiple R อยู่ที่ 0.92 แสดงถึงตัวแปรต้นและตัวแปรตามมีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกัน R Square อยู่ที่ 0.847 แสดงถึง 84.70% ของการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ที่สามารถอธิบายได้ด้วยข้อมูลผู้อยู่พักจริงและอุณหภูมิ (โดยทั่วไปสมการที่นำไปใช้ควรมีค่า R Square อย่างน้อย 0.75) Regression มีค่า Significance F < 0.05 ซึ่งให้ความหมายว่า ตัวแปรผู้อยู่พักจริงและอุณหภูมิ มีความสัมพันธ์กับข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า อย่างมีนัยสำคัญทางสถิติที่ $\alpha=0.05$ จากค่า P-Value ของอุณหภูมิ (X_2) พบว่าข้อมูลอุณหภูมิมีความสัมพันธ์กับการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีนัยสำคัญ และค่า P-Value ของผู้อยู่พักจริง (X_1) พบว่าข้อมูลผู้อยู่พักจริงมีความสัมพันธ์กับการใช้พลังงานไฟฟ้าค่อนข้างน้อย อย่างมีนัยสำคัญที่ P-Value < 0.05 ในการสร้างสมการถดถอย ผู้วิจัยจะไม่ทำการตัดตัวแปรผู้อยู่พักจริงออกเนื่องจาก ผลของการวิเคราะห์อยู่ในเกณฑ์ที่สามารถอธิบายข้อมูลได้ดีและผู้วิจัยมีความเห็นว่าข้อมูลของจำนวนผู้อยู่พักจริงนั้นมีผลต่อการใช้พลังงานไฟฟ้า เพียงแต่ข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์นั้นมีการเปลี่ยนแปลงค่อนข้างน้อย ดังนั้นสมการถดถอยของการประเมินการใช้พลังงานแสดงดังสมการที่ 4.1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$Y = -11105.725 + 40.956195X_1 + 482.773437X_2 \quad (4.1)$$

โดยที่

$$\begin{aligned} Y &= \text{ข้อมูลพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ (kWh)} \\ X_1 &= \text{ผู้อยู่พักที่อพาร์ทเมนต์จริง (ห้อง)} \\ X_2 &= \text{อุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยรายเดือน (°C)} \end{aligned}$$

เมื่อได้สมการถดถอยแล้วหลังจากนั้นจะเป็นส่วนของการหาดัชนีรายเดือน (Monthly Index) โดยใช้ตัวหารจากข้อมูลการใช้พลังงานในเดือนที่เก็บข้อมูลการใช้พลังงานรายชั่วโมงในเดือน ม.ค. 2564 และตัวตั้งเป็นข้อมูลการพยากรณ์รายเดือนที่ได้จากสมการถดถอย ตัวแปร X_1 ใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยของผู้อยู่พักจริงในตารางที่ 4.5 และ X_2 ใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยของอุณหภูมิรายเดือนในปี พ.ศ.2559 - พ.ศ. 2563 [53] เพื่อพยากรณ์การใช้พลังงานและคำนวณดัชนีรายเดือน ดังแสดงในตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 ข้อมูลการคำนวณดัชนีรายเดือน

เดือน	การพยากรณ์จากสมการถดถอย $Y = -11105.725 + 40.956195X_1 + 482.773437X_2$			การใช้พลังงาน ม.ค.2564 (kWh)	ดัชนีรายเดือน
	X1	X2	Y		
1	24	27.86	3,325.15	2560.00	1.299
2	24	28.48	3,627.68		1.417
3	24	30.15	4,431.77		1.731
4	24	30.97	4,830.86		1.887
5	24	30.63	4,662.43		1.821
6	24	29.72	4,225.79		1.651
7	24	29.34	4,041.26		1.579
8	24	29.32	4,030.00		1.574
9	24	28.88	3,821.33		1.493
10	24	28.49	3,631.98		1.419
11	24	28.51	3,638.95		1.421
12	24	27.32	3,064.45		1.197

จากตารางที่ 4.7 เมื่อทำการคำนวณเพื่อหาดัชนีรายเดือนแล้วหลังจากนั้นจะเป็นการนำดัชนีรายเดือนไปคูณปรับค่ากับข้อมูลการใช้พลังงานเฉลี่ยรายชั่วโมงของเดือน ม.ค.2564 ในตารางที่ 4.4 โดยจากการสอบถามเจ้าของอพาร์ทเมนต์และผู้อาศัย พบว่าช่วงเวลาตั้งแต่ 9.00 - 17.00 น. ของวัน จันทร์ - เสาร์ นั้นในสภาวะปกติจะไม่มีผู้เช่าพักที่อาศัยอยู่ในช่วงเวลาดังกล่าวเลย เนื่องจากผู้เช่าพักเป็นกลุ่มคนทำงาน (ส่วนมากทำงานในวันจันทร์ - เสาร์) ที่ทำงานอยู่บริเวณโดยรอบอพาร์ทเมนต์ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

และจากข้อมูลทีกล่าวมาข้างต้นเงื่อนไขในการใช้ดัชนีรายคุณปรับค่านั้น จะไม่ทำการปรับค่า ในช่วงเวลา 9.00 - 17.00 น. ของวัน จันทร์ - เสาร์ ในทุก ๆ เดือน เนื่องจากไม่มีกิจกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าเกิดขึ้นในช่วงเวลาดังกล่าว แต่จะนำตัวคุณปรับค่าไปคูณกับผลรวมของการใช้พลังงานรายชั่วโมงในช่วงเวลา 9.00 - 17.00 น. ของวัน จันทร์ - เสาร์ แล้วนำพลังงานส่วนต่างที่เพิ่มขึ้นมาจากเดิมทั้งหมดนั้นไปหารกับช่วงเวลาส่วนที่เหลือในวันนั้น (เวลา 18.00 - 8.00 น. เวลาที่เหลือรวม 15 ชั่วโมง) หลังจากนั้นจึงนำผลลัพธ์ที่ได้ไปรวมกับพลังงานในชั่วโมงที่เหลือหลังจากคุณปรับค่ากับดัชนีรายเดือนเรียบร้อยแล้ว ซึ่งข้อมูลตัวอย่างการปรับค่าแสดงในตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ตัวอย่างการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน ก.พ.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน ก.พ. (ดัชนีรายเดือน = 1.417)							
เวลา (น.)	ตัวคูณเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น. -- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.417) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	430.97	375.36	403.16	347.55	375.36	556.09	-
พลังงานไฟฟ้า (Wh)							
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	8,224.82	7,460.68	5,362.89	6,015.81	6,752.15	6,224.34	9,919.45
1.00	8,933.35	6,752.15	6,071.42	5,307.28	6,043.61	7,641.41	7,085.32
2.00	8,224.82	6,043.61	3,945.82	4,598.75	3,918.02	5,515.81	5,668.26
3.00	6,099.22	4,626.55	3,945.82	3,181.68	5,335.08	6,224.34	5,668.26
4.00	6,099.22	5,335.08	5,362.89	3,890.21	4,626.55	6,224.34	6,376.79
5.00	4,682.16	4,626.55	4,654.35	4,598.75	4,626.55	5,515.81	4,959.72
6.00	7,516.29	6,752.15	8,197.01	7,432.87	6,752.15	6,932.87	4,959.72
7.00	5,390.69	6,043.61	5,362.89	6,015.81	6,043.61	6,224.34	6,376.79
8.00	6,099.22	5,335.08	6,779.95	6,015.81	6,752.15	6,932.87	6,376.79
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	5,668.26
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	5,668.26
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	6,376.79
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	4,251.19
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	4,251.19
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	4,251.19
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	4,251.19
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	4,959.72
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	3,542.66
18.00	4,682.16	4,626.55	5,362.89	4,598.75	5,335.08	6,224.34	7,793.85
19.00	7,516.29	6,752.15	7,488.48	5,307.28	5,335.08	6,224.34	6,376.79
20.00	8,933.35	6,043.61	7,488.48	9,558.47	7,460.68	5,515.81	7,793.85
21.00	9,641.88	9,586.27	8,905.55	8,849.94	8,169.21	9,058.47	8,502.38
22.00	9,641.88	8,169.21	8,905.55	8,849.94	11,003.34	9,058.47	9,210.92
23.00	10,350.41	8,877.74	6,071.42	8,849.94	6,752.15	9,058.47	8,502.38

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์สงวนสำหรับหน่วยงานที่มอบหมายให้จัดทำ โดยขอสงวนสิทธิ์ในข้อมูลและเนื้อหา

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.8 เมื่อทำการคูณปรับค่าด้วยดัชนีรายเดือนในทุก ๆ เดือนแล้ว (ดูรายละเอียดข้อมูลการประเมินได้จาก ภาคผนวก ก.) ข้อมูลที่ถูกรับค่าแล้วจะถูกใช้เป็นฐานข้อมูลสำหรับการออกแบบและประเมินกำลังการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดอายุการใช้งานในลำดับถัดไป

4.3 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรม

การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรม จำเป็นต้องคำนึงถึงข้อจำกัดต่าง ๆ ของพื้นที่และข้อจำกัดทางด้านการผลิตพลังงาน ซึ่งในส่วนนี้จะเป็นการศึกษาในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การวิเคราะห์ผลกระทบของปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงาน ความเพียงพอของพื้นที่ติดตั้ง และวิธีการติดตั้ง เป็นต้น ซึ่งในส่วนนี้ผู้วิจัยได้แบ่งขั้นตอนการศึกษาออกเป็น 5 ขั้นตอน ดังหัวข้อที่ 4.3.1 - 4.3.5

4.3.1 การเลือกอุปกรณ์ประกอบระบบ

ในการเลือกอุปกรณ์ประกอบระบบในงานวิจัยนี้ ผู้วิจัยจะทำการเลือกอุปกรณ์ประกอบระบบเฉพาะอุปกรณ์หลักที่ส่งผลต่อการวิเคราะห์ด้านพลังงานและด้านการเงินเท่านั้น โดยการใช้เทคนิคกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น (Analytic Hierarchy Process: AHP) [47] (ดูรายละเอียดการประเมินได้จาก ภาคผนวก ข.) มาช่วยในการตัดสินใจเลือกอุปกรณ์ โดยใช้ข้อมูลการให้น้ำหนักจากเจ้าของอพาร์ทเมนต์ ซึ่งอุปกรณ์ที่ทำการเลือก คือ แผงโซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์ และแบตเตอรี่ ซึ่งมีรายละเอียดของอุปกรณ์ดังนี้

(1) ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากการสำรวจและเก็บข้อมูลในพื้นที่พบว่าพื้นที่ติดตั้งที่ 1 และ 2 ช่วงเช้าจะถูกเงาจากตัวอพาร์ทเมนต์บังแผงเซลล์แสงอาทิตย์บางส่วน และประเทศไทยตั้งอยู่ในเขตร้อนใกล้เส้นศูนย์สูตรจึงทำให้อากาศเป็นแบบร้อนชื้น ดังนั้นชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมในการติดตั้งกับอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา คือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ ซึ่งข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผู้วิจัยทำการเลือกแสดงในตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการประเมิน

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ 330 W			
12 years product warranty/25 years output warranty ประสิทธิภาพในปีที่แรก 97.50% และลดลง 0.70% ต่อปี			
ข้อมูล			
Electrical Properties	STC*	NMOT*	Temperature Ratings
Nominal Power Pmax(Wp)	330	244.2	NMOT (°C)
Power Output Tolerance Pmax(%)	0~+3	-	Temperature coefficient of Pmax (%/°C)
Maximum Power Voltage Vmp(V)	37.50	35.2	Temperature coefficient of Voc (%/°C)
Maximum Power Current Imp(A)	8.80	6.93	
Open Circuit Voltage Voc(V)	46.8	43.1	Temperature coefficient of Isc (%/°C)
Short Circuit Current Isc(A)	9.16	7.42	
Module Efficiency (%)	16.97		
Mechanical Data			
Solar cells	Poly 156.75x15.75 mm		Junction box
Cell orientation	72 (6x12)		IP 68, 3 diodes
Module dimension	1,960x992x40 mm		Weight
Glass	High transparency, Low iron, tempered Glass 3.2 mm (AR-coating)		Connectors
			MC4
			Cables
			4 mm ² , 1,100 mm

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000/m², Module Temperature 25°C AM 1.5

*NMOT (Nominal Module Operating Temperature): Irradiance 800/m², Ambient Temperature 20°C AM 1.5, Wind Speed 1 m/s

(2) ข้อมูลอินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ในท้องตลาดที่ใช้สำหรับบ้านพักอาศัยส่วนมากจะมีขนาดอยู่ในช่วง 1 - 10 kW 1 - 2 MPPT (Maximum Power Point Tracking) และมีชาร์เจอร์อยู่ในตัว เนื่องจากระบบที่ผู้วิจัยจะทำการศึกษานี้แบ่งออกเป็น 5 กรณีศึกษา ซึ่งแต่ละกรณีมีขนาดของระบบที่แตกต่างกัน ส่งผลให้ขนาดหรือจำนวนของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้แตกต่างกันด้วย ผู้วิจัยจึงเลือกอินเวอร์เตอร์ที่จะนำมาศึกษาอยู่ที่ 5.5 kW และสามารถเชื่อมต่อการใช้งานแบบขนานได้สูงสุด 12 เครื่อง ซึ่งข้อมูลของอินเวอร์เตอร์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด แสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ข้อมูลของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการประเมิน

อินเวอร์เตอร์แบบออฟกริด/ไฮบริด 5.50 KVA, 5.50 kW			
5 years product warranty, Parallel capability max to 12 Units			
ข้อมูล			
Input		Battery	
Nominal Voltage	220 VAC	Battery Voltage	48 VDC
Acceptable Voltage Range	170 - 280 VAC	Floating Charge Voltage	54 VDC
Frequency	50/60 Hz	Over Charge Protection	63 VDC
Output		Solar Charger & AC Charger	
Nominal Voltage	220/230 VAC	Solar Charger TYPE	MPPT
Surge Power	11,000 VA	Max. PV Array Power	5,500 W
Frequency	50/60 Hz	Max. PV Array Open Circuit Voltage	500 VDC
Waveform	Pure Sine wave	PV Array MPPT Voltage Range	120 - 450 VDC
Transfer Time	10 ms	Max. Solar Input Current	18 A
Peak Efficiency	96 %	Max. Solar Charge Current	100 A
Overload Protection	5s@ ≥ 150 %	Max. AC Charge Current	60 A
Admissible Power Factor	0.6~1		
Physical		Environment	
Dimensions	482x290x113 mm	Operating Temperature Range	-10 - 50 °C
Package Dimensions	565x390x190 mm	Storage Temperature	-15 - 60 °C
Net Weight	10 kg	Humidity	5 - 95 %
Communication Interface	USB/RS232/ Dry-contact		(Non-Condensing)

(3) ข้อมูลแบตเตอรี่

จากการสำรวจแบตเตอรี่ในท้องตลาดที่ใช้กับระบบโซลาร์เซลล์ พบว่าราคาของแบตเตอรี่ลิเธียมในช่วงทศวรรษที่ผ่านมาปรับตัวลดลงถึง 89.00% [15] อายุการใช้งานแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนฟอสเฟต (LiFePO₄ or LFP) ยังสูงกว่าแบตเตอรี่แบบอื่น ๆ มาก และเป็นที่ยอมรับในการนำมาใช้งานกับระบบ โซลาร์เซลล์ มีความสามารถในการชาร์จและคายประจุ (Depth of Discharge: DoD) สูงสุดถึง 90.00% ผู้วิจัยจึงพิจารณาเลือกแบตเตอรี่ชนิดลิเธียมไอออนฟอสเฟตมาใช้ในการศึกษา ซึ่งข้อมูลของแบตเตอรี่แสดงในตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 ข้อมูลของแบตเตอรี่ที่ใช้ในการประเมิน

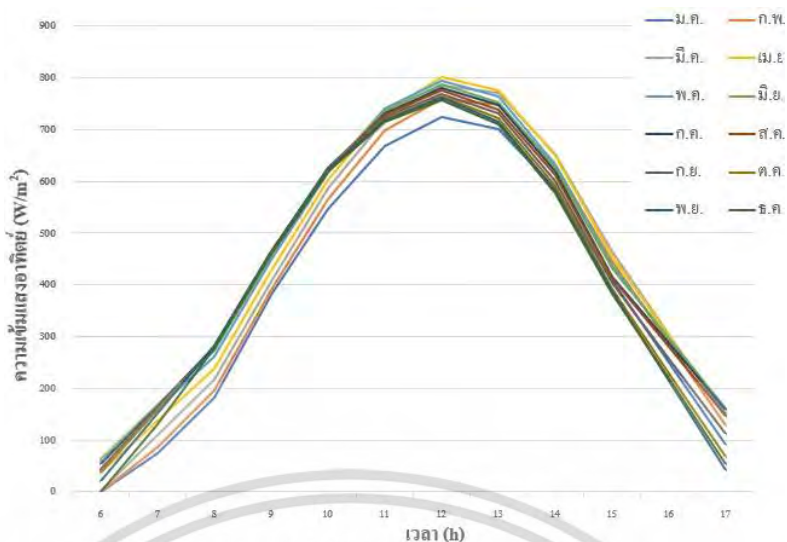
แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟต 48 V 100 Ah			
5 years product warranty, 10 years performance warranty			
ข้อมูล			
Normal		BMS	
Battery Type	LiFePO4 (LFP)	Power Consumption	<100 mW (Sleep)
Nominal Voltage	48 V	SOC	Intelligent Algorithm
Nominal Capacity	4,800 Wh	Communication	CAN/RS-485
Design Life	10+ Years	Operation	
Physical		Operating	-10 - 50 °C
Dimension	482x400x177.8 mm	Temperature Range	
Weight	45 kg	Transport or Storage	-20 - 45 °C
Electrical		Temperature Range	
Cycle Life	>6,000, 25 °C	Humidity	15 - 85% (No Condensing)
Discharge Voltage	37.5 - 54.7 V		
Charge Voltage	48 - 54.7 V	Warranty	
Charge/Discharge Current	50 A (Recommended) 100 A (Max)	Product Warranty	5 Years
Internal Resistance	≤30 mΩ	Performance Warranty	10 ears

4.3.2 วิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการผลิตพลังงาน

ในการประเมินกำลังผลิตพลังงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ จำเป็นต้องมีการประเมินปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงานเพื่อให้ได้ข้อมูลการประเมินที่มีความเที่ยงตรง โดยมีปัจจัยทั้งหมดที่ส่งผลกระทบต่อการผลิตพลังงานดังนี้

(1) ค่าความเข้มแสงอาทิตย์

จากการศึกษาข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์พบว่าในเขตพื้นที่ของอพาร์เมนต์กรณีศึกษามีค่าความเข้มแสงสูงสุดที่เดือน เม.ย. ค่าพลังงานอยู่ที่ 20.79 MJ/M²-day หรือคิดเป็นค่า PSH (Peak Sun Hour) เท่ากับ 5775.00 Wh/m² หรือ 5.775 h และต่ำสุดค่าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 16.87 MJ/M²-day หรือคิดเป็นค่า PSH เท่ากับ 4686.00 Wh/m² หรือ 4.686 h [54] โดยสำหรับการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผู้วิจัยจะใช้ค่า PSH ในเดือนที่น้อยที่สุดเป็นเกณฑ์ในการคำนวณ และเนื่องจากงานวิจัยชิ้นนี้ทำการวิเคราะห์การผลิตพลังงานในระดับรายชั่วโมง จึงต้องทำการศึกษาข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือนรวมด้วย [55] (ดูรายละเอียดข้อมูลได้จาก ภาคผนวก ค.) ข้อมูลแสดงดังรูปที่ 4.2

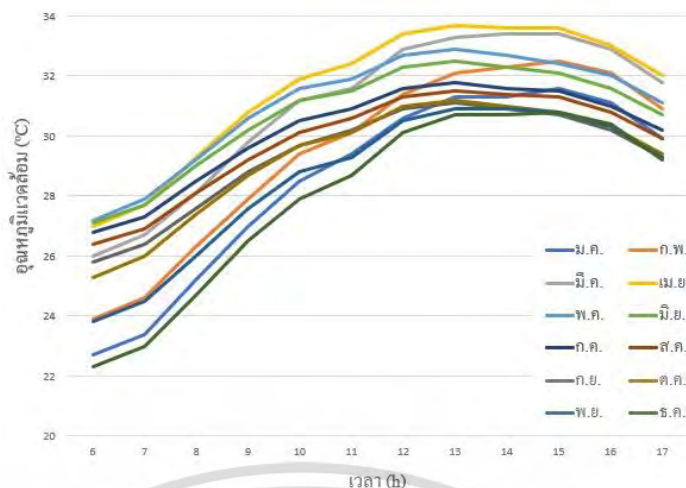


รูปที่ 4.2 ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือน

จากรูปที่ 4.2 เป็นข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงของพื้นที่ที่อพาร์ทเมนต์ตั้งอยู่ ซึ่งจะเห็นได้ว่าลักษณะของปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์ในหนึ่งวันจะมีลักษณะเป็นรูปประฆังคว่ำและสูงสุดในช่วงเที่ยงวัน เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของตำแหน่งดวงอาทิตย์ในหนึ่งวัน ส่วนในภาพรวมของค่าความเข้มแสงอาทิตย์ในแต่ละเดือนนั้นจะเห็นว่าข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์นั้นมีการเปลี่ยนแปลงไปตามแต่ละเดือน หรือตำแหน่งของดวงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา เช่น ช่วงเดือนมกราคม ความเข้มแสงอาทิตย์จะน้อยกว่าเดือนอื่น ๆ เนื่องจากการเคลื่อนตัวของดวงอาทิตย์นั้น อ้อมไปทางทิศใต้มากที่สุดในรอบปี ดังนั้นสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจึงไม่ควรที่จะติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในจุดที่เกิดเงาบดบังในช่วงเวลาใกล้กับเที่ยงวันเนื่องจากจะทำให้สูญเสียพลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรจะผลิตได้ไป

(2) ประสิทธิภาพจากอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากการศึกษาข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อม พบว่าในเขตพื้นที่ของอพาร์ทเมนต์ที่กรณีศึกษามีค่าอุณหภูมิแวดล้อมสูงที่สุดเดือน เม.ย. และต่ำที่สุดในเดือน ธ.ค. และเช่นเดียวกับค่าความเข้มแสงเนื่องจากงานวิจัยชิ้นนี้ทำการวิเคราะห์การผลิตพลังงานในระดับรายชั่วโมง จึงต้องทำการศึกษาข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมในระดับรายชั่วโมงเช่นเดียวกัน [55] (ดูรายละเอียดข้อมูลได้จาก ภาคผนวก ค.) ข้อมูลแสดงดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 ข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือน

จากรูปที่ 4.3 เป็นข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยของพื้นที่ที่อพาร์ทเมนต์ที่ตั้งอยู่ ซึ่งจากข้อมูลพบว่า อุณหภูมินั้นมีการเปลี่ยนแปลงไปตามแต่ละช่วงเวลาในหนึ่งวันและเปลี่ยนแปลงไปทุก ๆ เดือนเนื่องจากความร้อนที่มาจากดวงอาทิตย์และสภาพอากาศในเดือนนั้น ๆ ซึ่งในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะต้องใช้ข้อมูลอุณหภูมิที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์รายชั่วโมงในการคำนวณ จึงต้องมีการปรับค่าจากค่าอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง โดยคำนวณที่กรณีความเร็วลมเป็น 0 m/s ดังตัวอย่างการคำนวณ ซึ่งมีรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.4.2

ตัวอย่างการคำนวณ ในเดือน ก.พ. เวลา 10.00 น. อุณหภูมิแวดล้อมของพื้นที่ อยู่ที่ 29.40 °C และค่าความเข้มแสงอาทิตย์ในเวลาดังกล่าว อยู่ที่ 566.11 W/m² และค่า NOCT หรือ NMOT ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 45.00 °C

$$T_{cell} = T_{air} + \left(\frac{NOCT - 20.00}{800.00W / m^2} \times Insolation\ level(G) \right)$$

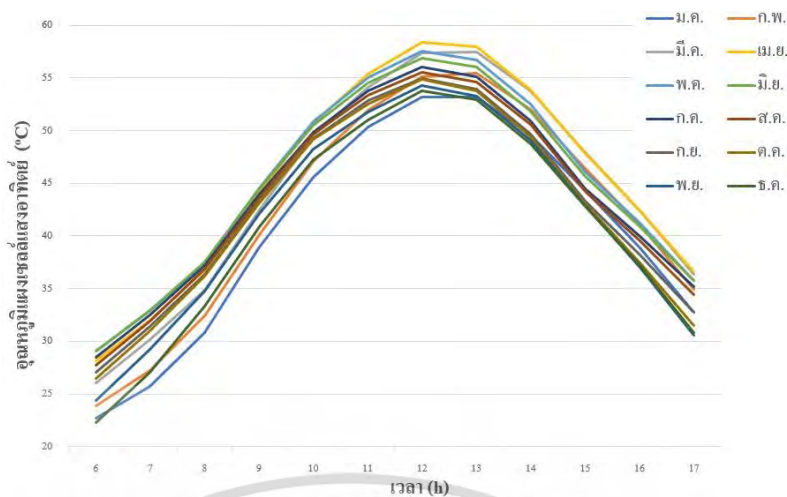
แทนค่า

$$T_{cell} = 29.40 + \left(\frac{45.00 - 20.00}{800.00W / m^2} \times 566.11W / m^2 \right)$$

$$T_{cell} = 47.09\ ^\circ C$$

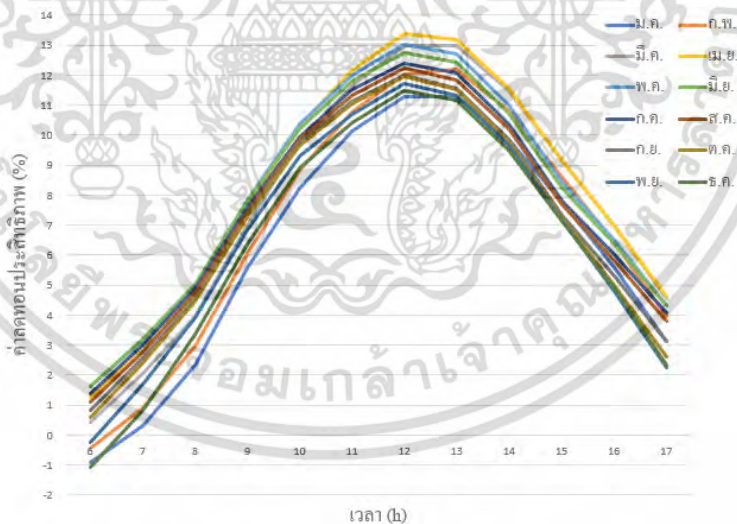
ดังนั้นในเดือน ก.พ. เวลา 10.00 น. อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อยู่ที่ 47.09 °C

ซึ่งอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สูงที่สุดในรอบปี อยู่ที่เดือน เม.ย. ช่วงเวลา 12.00 น. อุณหภูมิที่แผงอยู่ที่ 58.41 องศาเซลเซียส และข้อมูลการคำนวณอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับรายชั่วโมง (ดูรายละเอียดข้อมูลได้จาก ภาคผนวก ค.) แสดงดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 ข้อมูลอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือน

จากรูปที่ 4.4 เนื่องจากการปรับค่าด้วยปัจจัยค่าความเข้มแสงอาทิตย์ร่วมด้วย จึงส่งผลให้อุณหภูมิแผงจะเพิ่มสูงขึ้นมากกว่าอุณหภูมิแวดล้อม ลักษณะของกราฟจะไปในทิศทางเดียวกันกับค่าความเข้มแสงอาทิตย์ โดยการนำข้อมูลไปใช้งานจะต้องแปลงค่าอุณหภูมิให้เป็นค่าการลดทอนประสิทธิภาพในรูปของร้อยละที่พลังงานถูกลดทอนไป ซึ่งมีรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.4.2 และค่าการลดทอนประสิทธิภาพ (ดูรายละเอียดข้อมูลได้จาก ภาคผนวก ค.) แสดงดังรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 ข้อมูลค่าการลดทอนประสิทธิภาพจากอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละเดือน

จากรูปที่ 4.5 พบว่าเมื่ออุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นเกิน 25 °C จะส่งผลให้ประสิทธิภาพของแผงถูกลดทอนลงตามค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิของแผง และเมื่ออุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงต่ำกว่า 25 °C จะส่งผลให้ประสิทธิภาพของแผงเพิ่มขึ้นตามค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิของแผงเช่นเดียวกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

(3) ประสิทธิภาพจากทิศทางและมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ในพื้นที่กรุงเทพมหานครฯ ของประเทศไทย การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีประสิทธิภาพสูงสุดสำหรับทิศทางของแผง จะติดตั้งให้หน้าแผงหันไปทางทิศใต้ที่มุมอะซิมุท 180.00 องศา และสำหรับมุมเอียงของแผงจะติดตั้งอยู่ที่ประมาณ 15.00 องศา โดยจากข้อมูลพื้นที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของอพาร์ทเมนต์ในตารางที่ 4.2 แบ่งพื้นที่ติดตั้งออกเป็น 4 พื้นที่ติดตั้ง โดยข้อมูลประสิทธิภาพจากทิศทางและมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.4.2 (ดูรายละเอียดการคำนวณได้จาก ภาคผนวก ค.) และข้อมูลการติดตั้งแสดงในตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 ทิศทางและมุมเอียงในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

พื้นที่	มุมอะซิมุท		มุมเอียง		หมายเหตุ
	มุม (องศา)	η_d (%)	มุม (องศา)	η_t (%)	
1	165.10	99.90	8.00	99.75	ใช้ ตัวปรับความเอียงของแผง (Adjustable Tilt Solar) โดยทั่วไปจะอยู่ที่ 15 องศา
2	174.80	99.98	15.00	100.00	
3	174.80	99.98	26.00	98.75	-
4	174.80	99.98	15.00	100.00	เพิ่มเติมโครงสร้างรองรับแผง

จากตารางที่ 4.12 เนื่องจากลักษณะพื้นที่ของอพาร์ทเมนต์มีข้อจำกัดด้านทิศทางและมุมเอียงของพื้นที่ จึงส่งผลให้ไม่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในจุดที่มีประสิทธิภาพสูงสุดได้ โดยในพื้นที่ 1 ประสิทธิภาพมุมเอียงอยู่ที่ 99.75% ประสิทธิภาพมุมอะซิมุทอยู่ที่ 99.90% พื้นที่ 2 และ 4 ประสิทธิภาพมุมเอียงอยู่ที่ 100.00% ประสิทธิภาพมุมอะซิมุทอยู่ที่ 99.98% และพื้นที่ 3 ประสิทธิภาพมุมเอียงอยู่ที่ 98.75% ประสิทธิภาพมุมอะซิมุทอยู่ที่ 99.98%

(4) ประสิทธิภาพจากฝุ่นบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ผลกระทบของฝุ่นที่ตกสะสมบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อมีฝุ่นตกสะสมบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลให้ปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์ที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับลดลงทำให้กระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ลดลงตาม โดยทางผู้วิจัยได้กำหนดให้มีการทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทุก ๆ 4 เดือน ซึ่งแผงชนิดโพลีคริสตัลไลน์ผู้วิจัยใช้ค่าการลดทอนประสิทธิภาพเนื่องจากฝุ่นอยู่ที่ร้อยละ 6.03 (ประสิทธิภาพอยู่ที่ 93.97%) [56]

(5) ประสิทธิภาพจากสายเคเบิล

การพิจารณาประสิทธิภาพจากสายเคเบิลเนื่องจากระบบที่ทำการศึกษามีแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงสูงกว่า 120 V มาก จึงไม่จำเป็นต้องวิเคราะห์ประสิทธิภาพจากสายเคเบิลเนื่องจากมีค่าน้อยมาก [21] แต่เพื่อความถูกต้องในการประเมินผู้วิจัยจึงกำหนดค่าการลดทอนอยู่ที่ 1.00%

(6) ประสิทธิภาพจากการชาร์จและคายประจุของแบตเตอรี่

การพิจารณาประสิทธิภาพจากการชาร์จและคายประจุของแบตเตอรี่ ผู้วิจัยกำหนดให้ค่าประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟตที่นำมาใช้งานมีค่าประสิทธิภาพอยู่ที่ 85.00% [57] และการออกแบบจะกำหนดให้แบตเตอรี่มีอัตราการคายประจุ (Depth of Discharge: DoD) อยู่ที่ 80.00% ของพลังงานไฟฟ้าที่แบตเตอรี่สามารถจัดเก็บได้สูงสุด

(7) ประสิทธิภาพจากการแปลงพลังงานของอินเวอร์เตอร์

การพิจารณาประสิทธิภาพจากการแปลงพลังงานของอินเวอร์เตอร์ ผู้วิจัยกำหนดให้ค่าประสิทธิภาพอยู่ที่ 96.00% ซึ่งเป็นข้อมูลจากผู้ผลิต

(8) ประสิทธิภาพจากค่าความคลาดเคลื่อนจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

การพิจารณาประสิทธิภาพจากค่าความคลาดเคลื่อนจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผู้วิจัยกำหนดให้ค่าการลดทอนประสิทธิภาพอยู่ที่ 3.00% ซึ่งเป็นข้อมูลจากผู้ผลิต

(9) ประสิทธิภาพการเก็บประจุที่ลดลงจากการเสื่อมสภาพ

การพิจารณาประสิทธิภาพการเก็บประจุจากการเสื่อมสภาพ ข้อมูลการรับประกันของผู้ผลิตมีการรับประกันประสิทธิภาพการจ่ายพลังงานที่ระยะเวลา 10 ปี ผู้วิจัยจึงกำหนดอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ที่ 10 ปี ก่อนที่จะเสื่อมสภาพ และปลายปีที่ 10 ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่อยู่ที่ 80.00% จึงส่งผลให้ประสิทธิภาพการเก็บประจุของแบตเตอรี่ลดลงปีละ 2.00%

(10) ประสิทธิภาพจากการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ประสิทธิภาพที่ลดลงจากการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผู้วิจัยกำหนดให้ค่าประสิทธิภาพการผลิตพลังงานในปีที่แรกอยู่ที่ 97.50% และลดลงปีละ 0.70% ต่อปี ข้อมูลจากผู้ผลิต

4.3.3 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด

การออกแบบระบบที่เหมาะสมในการใช้งานและมีความคุ้มค่าด้านการเงิน ผู้วิจัยได้แบ่งทางเลือกในการออกแบบระบบออกเป็น 5 ทางเลือก ดังรายละเอียดในหัวข้อ 3.2.2 ซึ่งจะกล่าวแทนทางเลือกต่าง ๆ ด้วยทางเลือก A B C D และ E ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อ 2.4.8 ซึ่งสำหรับการคำนวณหาขนาดและจำนวนของอินเวอร์เตอร์จะใช้ค่าความต้องการพลังงานจากช่วงเวลาที่ใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในรอบปี ค่าจากการพยากรณ์ใน เดือน เม.ย. เวลา 22.00 น. อยู่ที่ 14,951.27 Wh (ดูรายละเอียดการพยากรณ์ได้จาก ภาคผนวก ก.) ใช้ตัวคูณที่ 1.5 (ขั้นต่ำ 1.25) และใช้ข้อมูลในการออกแบบและปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพที่แสดงในตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 ข้อมูลที่ใช้ในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ย	16.87 MJ/m ² -day = 4686.11Wh/m ² = 4.6861 h		
ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงาน	$\eta_{\text{Inverter}} = 0.96$	$\eta_{\text{battery}} = 0.85$	$\eta_{\text{cable}} = 0.99$
	$\eta_{\text{drit}} = 0.9397$	$\eta_{\text{tolerance}} = 0.97$	$\eta_{\text{temp}} = 0.86637$
	$O_z = 1.1$	DoD = 0.8	Day of autonomy = 1 day
ข้อมูล ทั่วไปของอุปกรณ์ที่ใช้	- แบตเตอรี่ 48 V 100 Ah 4.80 kWh - อินเวอร์เตอร์ 5.50 kW 5.50 kVA - แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 330 Wp 37.50 V 8.80 A, Voc = 46.80 V		

ทางเลือก A

ทางเลือก A คือระบบที่ออกแบบจากเดือนที่ใช้พลังงานน้อยที่สุด (ดูรายละเอียดการพยากรณ์ได้จาก ภาคผนวก ก.) ซึ่งข้อสรุปในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด สำหรับทางเลือก A แสดงในตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก A

ทางเลือก A เดือนที่ใช้พลังงานน้อยที่สุด				
ข้อมูล การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้า $E_{\text{daily}} = 96,163.03 \text{ Wh}$, $E_{\text{demand}} = 100,169.82 \text{ Wh}$, $P_{\text{AC}(t)} = 14,951.27 \text{ Wh}$				
ประเมินขนาดของแบตเตอรี่แบงก์	ประเมินขนาดของอินเวอร์เตอร์			
$P_{\text{C,batt}} = 120,203.79 \text{ Wh}$ $C_{\text{batt}} = 2,504.25 \text{ Ah}$	$P_{\text{Inverter}} = 23,361.36 \text{ W}$ $S_{\text{Inverter}} = 29,201.70 \text{ VA}$			
สรุปเบื้องต้น ใช้แบตเตอรี่ 48 V 100 Ah ต่อขนานกัน 25 ลูก จะได้ขนาดแบตเตอรี่แบงก์ 48 V 2,500 Ah 120.00 kWh	สรุปเบื้องต้น ดังนั้น ขนาดของอินเวอร์เตอร์ ขั้นต่ำที่ใช้ คือ 5.50 kW จำนวน 6 เครื่อง			
ประเมินขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์	จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์			
$P_{\text{demand,daily}} = 165,810.15 \text{ Wh}$ $P_{\text{demand,solar}} = 35,383.31 \text{ Wh}$ $N_{\text{pv,max}} = 107$ แผง	$V_{\text{oc,max}} = 47.19 \text{ V / Panel}$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per string}} = 10$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per parallel}} = 2$			
สรุปเบื้องต้น จากการคำนวณ จำนวนแผงต่อสตริงอยู่ที่ 10 แผง และขนานกันได้ 2 ชุด สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง จากการคำนวณ จำนวนแผงที่เหมาะสมกับระบบ A คือ 107 แผง				
ข้อสรุปทางเลือก A				
รายการ	ชนิด	ขนาด	จำนวน	ขนาดรวม
อินเวอร์เตอร์	ออฟกริด/ไฮบริด	5.50 kW, 5.50 kVA	6 เครื่อง	33.00 kW
แบตเตอรี่	ลิเทียมไอออนฟอสเฟต	48 V 100 Ah	25 ลูก	120.00 kWh
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	โพลีคริสตัลไลน์	330 Wp	106 แผง	34.98 kWp
การเชื่อมต่อแผง: 10 แผง จำนวน 9 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 5 เครื่อง, 8 แผง จำนวน 2 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง (สำหรับพื้นที่ติดตั้งที่ 3)				

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.14 จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง อยู่ที่ 10 แผง จำนวน 2 สตริงต่อขนานกัน โดยข้อจำกัดของพื้นที่ติดตั้งที่ 3 จากการเก็บข้อมูลพบว่าสามารถติดตั้งได้เพียง 16 แผง การใช้งานจริงแต่ละสตริงควรติดตั้งในทิศและมุมเดียวกัน เพื่อการผลิตพลังงานที่มีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งข้อสรุปสำหรับการออกแบบของทางเลือก A คือ อินเวอร์เตอร์จำนวน 6 เครื่อง 33.00 kW ขนาดแบตเตอรี่จำนวน 25 ลูก 120.00 kWh และขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 106 แผง 34.98 kWp

ทางเลือก B

ทางเลือก B คือระบบที่ออกแบบจากค่าเฉลี่ยระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยที่สุดกับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน (ดูรายละเอียดการพยากรณ์ได้จาก ภาคผนวก ก.) ซึ่งข้อสรุปในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับทางเลือก B แสดงในตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก B

ทางเลือก B ค่าเฉลี่ยระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยที่สุดกับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน				
ข้อมูล การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้า $E_{\text{daily}} = 109,968.04 \text{ Wh}$, $E_{\text{demand}} = 114,550.04 \text{ Wh}$, $P_{\text{AC}(t)} = 14,951.27 \text{ Wh}$				
ประเมินขนาดของแบตเตอรี่แบงก์	ประเมินขนาดของอินเวอร์เตอร์			
$P_{\text{C,batt}} = 137,460.05 \text{ Wh}$ $C_{\text{batt}} = 2,863.75 \text{ Ah}$	$P_{\text{Inverter}} = 23,361.36 \text{ W}$ $S_{\text{Inverter}} = 29,201.70 \text{ VA}$			
สรุปเบื้องต้น ใช้แบตเตอรี่ 48 V 100 Ah ต่อขนานกัน 29 ลูก จะได้ ขนาดแบตเตอรี่แบงก์ 48 V 2,900 Ah 139.20 kWh	สรุปเบื้องต้น ดังนั้น ขนาดของอินเวอร์เตอร์ ขั้นต่ำที่ใช้ คือ 5.50 kW จำนวน 6 เครื่อง			
ประเมินขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์	จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์			
$P_{\text{demand,daily}} = 189,613.58 \text{ Wh}$ $P_{\text{demand,solar}} = 40,462.89 \text{ Wh}$ $N_{\text{pv,max}} = 123 \text{ แผง}$	$V_{\text{oc,max}} = 47.19 \text{ V / Panel}$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per string}} = 10$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per parallel}} = 2$			
สรุปเบื้องต้น จากการคำนวณ จำนวนแผงต่อสตริงอยู่ที่ 10 แผง และขนานกันได้ 2 ชุด สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง จากการคำนวณ จำนวนแผงที่เหมาะสมกับระบบ B คือ 123 แผง				
ข้อสรุปทางเลือก B				
รายการ	ชนิด	ขนาด	จำนวน	ขนาดรวม
อินเวอร์เตอร์	ออฟกริด/ไฮบริด	5.50 kW, 5.50 kVA	7 เครื่อง	38.50 kW
แบตเตอรี่	ลิเทียมไอออนฟอสเฟต	48 V 100 Ah	29 ลูก	139.20 kWh
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	โพลีคริสตัลไลน์	330 Wp	126 แผง	41.58 kWp
การเชื่อมต่อแผง: 10 แผง จำนวน 11 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 6 เครื่อง, 8 แผง จำนวน 2 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง (สำหรับพื้นที่ติดตั้งที่ 3)				

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์การใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านอื่นๆ

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.15 ข้อเสนอสำหรับการออกแบบของทางเลือก B คือ อินเวอร์เตอร์จำนวน 7 เครื่อง 38.50 kW ขนาดแบตเตอรี่จำนวน 29 ลูก 139.20 kWh และขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 126 แผง 41.58 kWp

ทางเลือก C

ทางเลือก C คือระบบที่ออกแบบจากค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน (ดูรายละเอียดการพยากรณ์ได้จาก ภาคผนวก ก.) ซึ่งข้อสรุปในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับทางเลือก C แสดงในตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก C

ทางเลือก C ค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน				
ข้อมูล การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้า $E_{\text{daily}} = 123,773.05 \text{ Wh}$, $E_{\text{demand}} = 128,930.26 \text{ Wh}$, $P_{\text{AC}(t)} = 14,951.27 \text{ Wh}$				
ประเมินขนาดของแบตเตอรี่แบงก์	ประเมินขนาดของอินเวอร์เตอร์			
$P_{\text{C,batt}} = 154,716.31 \text{ Wh}$ $C_{\text{batt}} = 3,223.26 \text{ Ah}$	$P_{\text{Inverter}} = 23,361.36 \text{ W}$ $S_{\text{Inverter}} = 29,201.70 \text{ VA}$			
สรุปเบื้องต้น ใช้แบตเตอรี่ 48 V 100 Ah ต่อขนานกัน 32 ลูก จะได้ขนาดแบตเตอรี่แบงก์ 48 V 3,200 Ah 153.60 kWh	สรุปเบื้องต้น ดังนั้น ขนาดของอินเวอร์เตอร์ ขั้นต่ำที่ใช้ คือ 5.50 kW จำนวน 6 เครื่อง			
ประเมินขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์	จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์			
$P_{\text{demand,daily}} = 213,417.02 \text{ Wh}$ $P_{\text{demand,solar}} = 45,542.46 \text{ Wh}$ $N_{\text{pv,max}} = 138 \text{ แผง}$	$V_{\text{oc,max}} = 47.19 \text{ V / Panel}$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per string}} = 10$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per parallel}} = 2$			
สรุปเบื้องต้น จากการคำนวณ จำนวนแผงต่อสตริงอยู่ที่ 10 แผง และขนานกันได้ 2 ชุด สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง จากการคำนวณ จำนวนแผงที่เหมาะสมกับระบบ C คือ 138 แผง				
ข้อสรุปทางเลือก C				
รายการ	ชนิด	ขนาด	จำนวน	ขนาดรวม
อินเวอร์เตอร์	ออฟกริด/ไฮบริด	5.50 kW, 5.50 kVA	7 เครื่อง	38.50 kW
แบตเตอรี่	ลิเธียมไอออนฟอสเฟต	48 V 100 Ah	32 ลูก	153.60 kWh
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	โพลีคริสตัลไลน์	330 Wp	136 แผง	44.88 kWp
การเชื่อมต่อแผง: 10 แผง จำนวน 12 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 6 เครื่อง, 8 แผง จำนวน 2 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง (สำหรับพื้นที่ติดตั้งที่ 3)				

จากตารางที่ 4.16 ข้อเสนอสำหรับการออกแบบของทางเลือก C คือ อินเวอร์เตอร์จำนวน 7 เครื่อง 38.50 kW ขนาดแบตเตอรี่จำนวน 32 ลูก 153.60 kWh และขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 136 แผง 44.88 kWp

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก D

ทางเลือก D คือ ระบบที่ออกแบบจากค่าเฉลี่ยระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุดกับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน (ดูรายละเอียดการพยากรณ์ได้จาก ภาคผนวก ก.) ซึ่งข้อสรุปในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับทางเลือก D แสดงในตารางที่ 4.17

ตารางที่ 4.17 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก D

ทางเลือก D ค่าเฉลี่ยระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุดกับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน				
ข้อมูล การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้า $E_{\text{daily}} = 137,683.26 \text{ Wh}$, $E_{\text{demand}} = 143,420.07 \text{ Wh}$, $P_{\text{AC(t)}} = 14,951.27 \text{ Wh}$				
ประเมินขนาดของแบตเตอรี่แบงก์	ประเมินขนาดของอินเวอร์เตอร์			
$P_{\text{C,batt}} = 172,104.08 \text{ Wh}$ $C_{\text{batt}} = 3,585.50 \text{ Ah}$	$P_{\text{Inverter}} = 23,361.36 \text{ W}$ $S_{\text{Inverter}} = 29,201.70 \text{ VA}$			
สรุปเบื้องต้น ใช้แบตเตอรี่ 48 V 100 Ah ต่อขนานกัน 36 ลูก จะได้ขนาดแบตเตอรี่แบงก์ 48 V 3,600 Ah 172.80 kWh	สรุปเบื้องต้น ดังนั้น ขนาดของอินเวอร์เตอร์ ขั้นต่ำที่ใช้ คือ 5.50 kW จำนวน 6 เครื่อง			
ประเมินขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์	จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์			
$P_{\text{demand,daily}} = 237,401.86 \text{ Wh}$ $P_{\text{demand,solar}} = 50,660.74 \text{ Wh}$ $N_{\text{pv,max}} = 154 \text{ แผง}$	$V_{\text{oc,max}} = 47.19 \text{ V / Panel}$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per string}} = 10$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per parallel}} = 2$			
สรุปเบื้องต้น จากการคำนวณ จำนวนแผงต่อสตริงอยู่ที่ 10 แผง และขนานกันได้ 2 ชุด สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง จากการคำนวณ จำนวนแผงที่เหมาะสมกับระบบ D คือ 154 แผง				
ข้อสรุปทางเลือก D				
รายการ	ชนิด	ขนาด	จำนวน	ขนาดรวม
อินเวอร์เตอร์	ออฟกริด/ไฮบริด	5.50 kW, 5.50 kVA	8 เครื่อง	44.00 kW
แบตเตอรี่	ลิเธียมไอออนฟอสเฟต	48 V 100 Ah	36 ลูก	172.80 kWh
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	โพลีคริสตัลไลน์	330 Wp	156 แผง	51.48 kWp
การเชื่อมต่อแผง: 10 แผง จำนวน 14 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 7 เครื่อง, 8 แผง จำนวน 2 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง (สำหรับพื้นที่ติดตั้งที่ 3)				

จากตารางที่ 4.17 ข้อสรุปสำหรับการออกแบบของทางเลือก D คือ อินเวอร์เตอร์จำนวน 8 เครื่อง 44.00 kW ขนาดแบตเตอรี่จำนวน 36 ลูก 172.80 kWh และขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 156 แผง 51.48 kWp

ทางเลือก E

ทางเลือก E คือ ระบบที่ออกแบบจากเดือนที่ใช้พลังงานมากที่สุด (ดูรายละเอียดการพยากรณ์ได้จาก ภาคผนวก ก.) ซึ่งข้อสรุปในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด สำหรับทางเลือก E แสดงในตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.18 การออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก E

ทางเลือก E เดือนที่ใช้พลังงานมากที่สุด				
ข้อมูล การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้า				
$E_{\text{daily}} = 151,593.48 \text{ Wh}$, $E_{\text{demand}} = 157,909.87 \text{ Wh}$, $P_{\text{AC(t)}} = 14,951.27 \text{ Wh}$				
ประเมินขนาดของแบตเตอรี่แบงก์		ประเมินขนาดของอินเวอร์เตอร์		
$P_{\text{C,batt}} = 189,491.85 \text{ Wh}$ $C_{\text{batt}} = 3,947.75 \text{ Ah}$		$P_{\text{Inverter}} = 23,361.36 \text{ W}$ $S_{\text{Inverter}} = 29,201.70 \text{ VA}$		
สรุปเบื้องต้น ใช้แบตเตอรี่ 48 V 100 Ah ต่อขนานกัน 39 ลูก จะได้ขนาดแบตเตอรี่แบงก์ 48 V 3,900 Ah 187.20 kWh		สรุปเบื้องต้น ดังนั้น ขนาดของอินเวอร์เตอร์ ขั้นต่ำที่ใช้ คือ 5.50 kW จำนวน 6 เครื่อง		
ประเมินขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์		จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์		
$P_{\text{demand,daily}} = 261,386.70 \text{ Wh}$ $P_{\text{demand,solar}} = 55,779.02 \text{ Wh}$ $N_{\text{pv,max}} = 169 \text{ แผง}$		$V_{\text{oc,max}} = 47.19 \text{ V / Panel}$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per string}} = 10$ at 22.3 °C $N_{\text{max, per parallel}} = 2$		
สรุปเบื้องต้น จากการคำนวณ จำนวนแผงต่อสตริงอยู่ที่ 10 แผง และขนานกันได้ 2 ชุด สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง จากการคำนวณ จำนวนแผงที่เหมาะสมกับระบบ D คือ 169 แผง				
ข้อสรุปทางเลือก E				
รายการ	ชนิด	ขนาด	จำนวน	ขนาดรวม
อินเวอร์เตอร์	ออฟกริด/ไฮบริด	5.50 kW, 5.50 kVA	9 เครื่อง	49.50 kW
แบตเตอรี่	ลิเธียมไอออนฟอสเฟต	48 V 100 Ah	39 ลูก	187.20 kWh
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	โพลีคริสตัลไลน์	330 Wp	176 แผง	58.08 kWp
การเชื่อมต่อแผง: 10 แผง จำนวน 16 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 8 เครื่อง, 8 แผง จำนวน 2 สตริง สำหรับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง (สำหรับพื้นที่ติดตั้งที่ 3)				

จากตารางที่ 4.18 ข้อสรุปสำหรับการออกแบบของทางเลือก E คือ อินเวอร์เตอร์จำนวน 9 เครื่อง 49.50 kW ขนาดแบตเตอรี่จำนวน 39 ลูก 187.20 kWh และขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 176 แผง 58.08 kWp

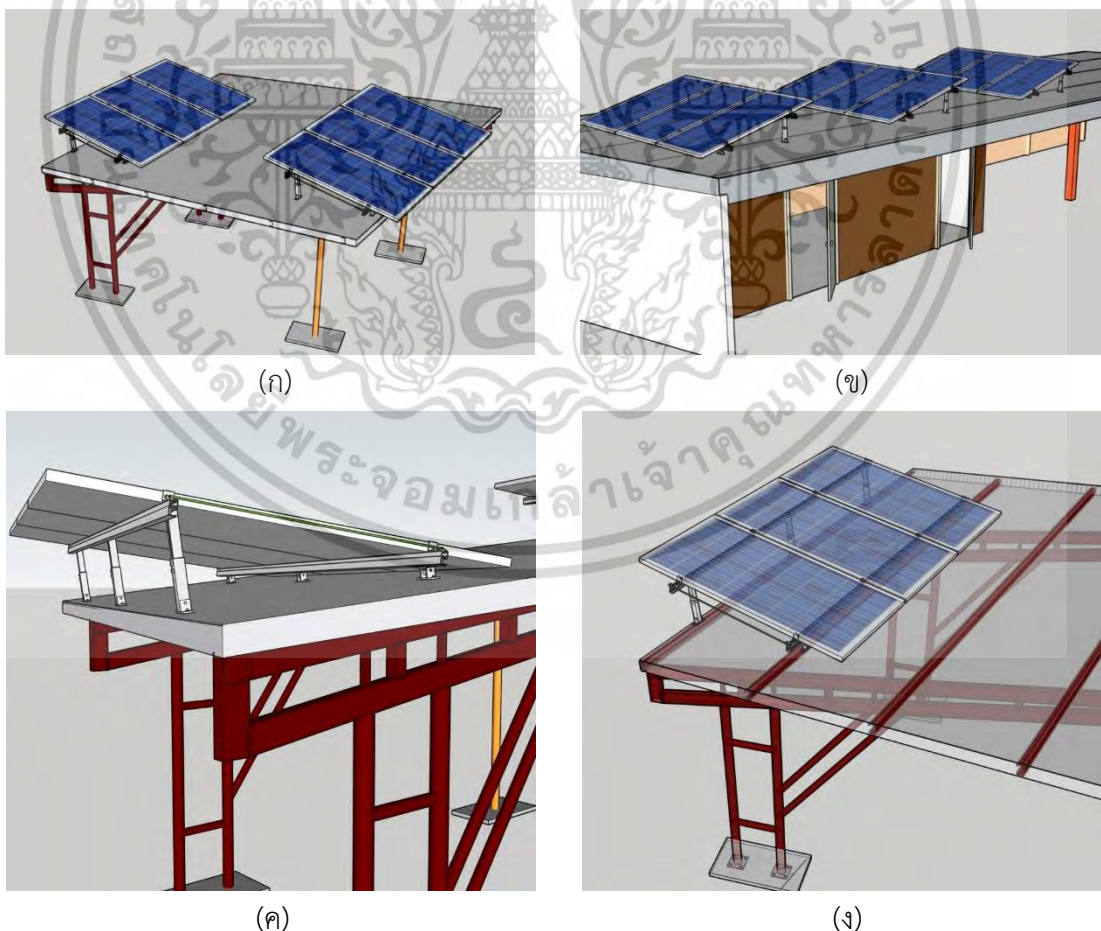
4.3.4 ลักษณะการติดตั้งและความเพียงพอของพื้นที่

เมื่อออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังรายละเอียดในหัวข้อ 4.3.3 ทั้ง 5 ระบบแล้ว จำเป็นต้องมีการประเมินลักษณะการติดตั้งและความเพียงพอของพื้นที่เป็นลำดับแรก โดยใช้การวิเคราะห์ด้วยการออกแบบและจัดวางในโมเดลสามมิติตามลักษณะของพื้นที่จริง โดยแบ่งเป็น 2 หัวข้อการศึกษาดังนี้

(1) การจับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์

อุปกรณ์และวิธีการที่ใช้ในการจับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับหลังคาแบบต่าง ๆ นั้นมีความแตกต่างกันไปตามลักษณะโครงสร้างหลังคา และสำหรับพื้นที่ติดตั้งทั้ง 4 พื้นที่ ที่ทำการศึกษาในงานวิจัยนี้ (ดูรายละเอียดการเสริมและต่อเติมโครงสร้างได้จาก ภาคผนวก ง.) มีลักษณะการจับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 3 รูปแบบดังนี้

1) การติดตั้งสำหรับ พื้นที่ 1 และ 2 บนหลังคาเมทัลชีท ใช้อุปกรณ์จับยึดแบบปรับมุมเอียงของแผงที่ 15 องศา (โดยทั่วไปจะสามารถปรับมุมเอียงได้ที่ 15 องศา เป็นหลัก) ซึ่งวิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังรูปที่ 4.6

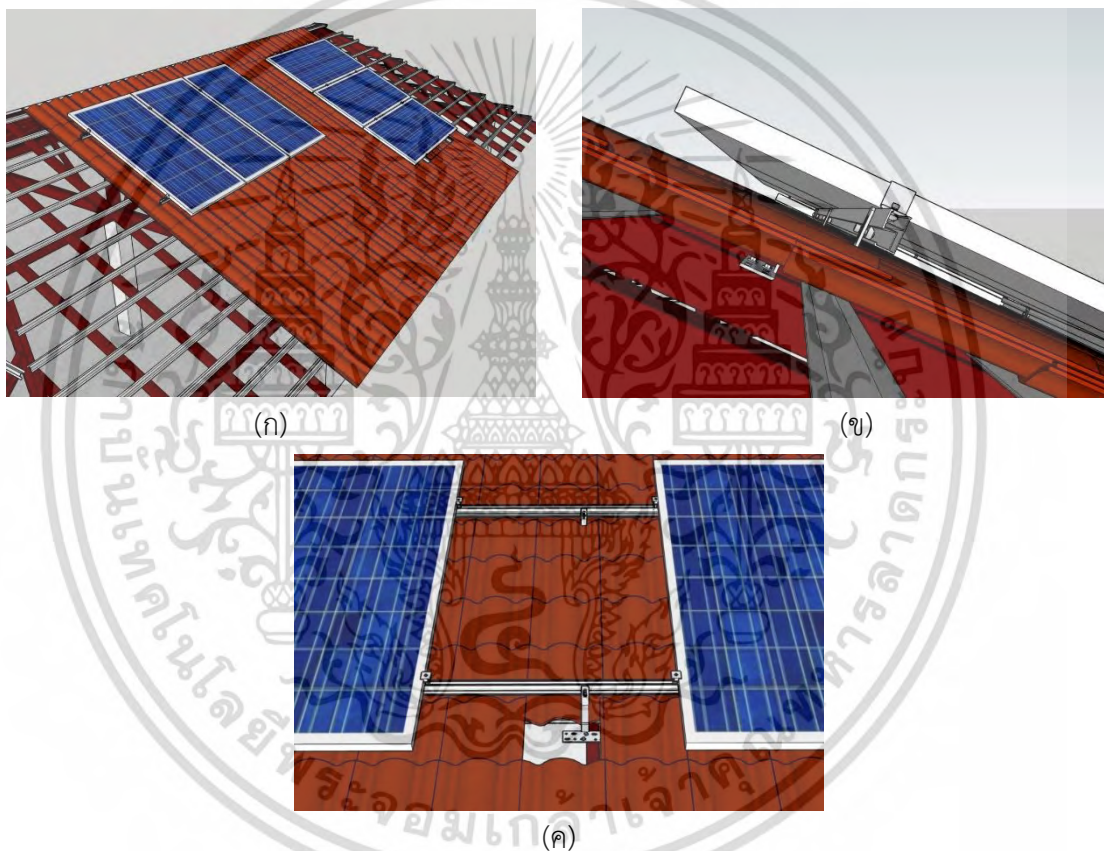


รูปที่ 4.6 วิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 1 และ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.6 (ก) เป็นลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 1 ที่มุมอาซิมุท 165.10 องศา มุมเอียง 8 องศา (ข) เป็นลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 2 ที่มุมอาซิมุท 174.80 องศา มุมเอียง 15 องศา ส่วน (ค) และ (ง) แสดงลักษณะการจับยึดโครงสร้างรองรับแผงในการติดตั้งแบบที่ใช้ตัวปรับมุมสำหรับหลังคาเมทัลชีทหรือหลังคาโครงเหล็ก จะจับยึดโครงสร้างกับแปของหลังคา

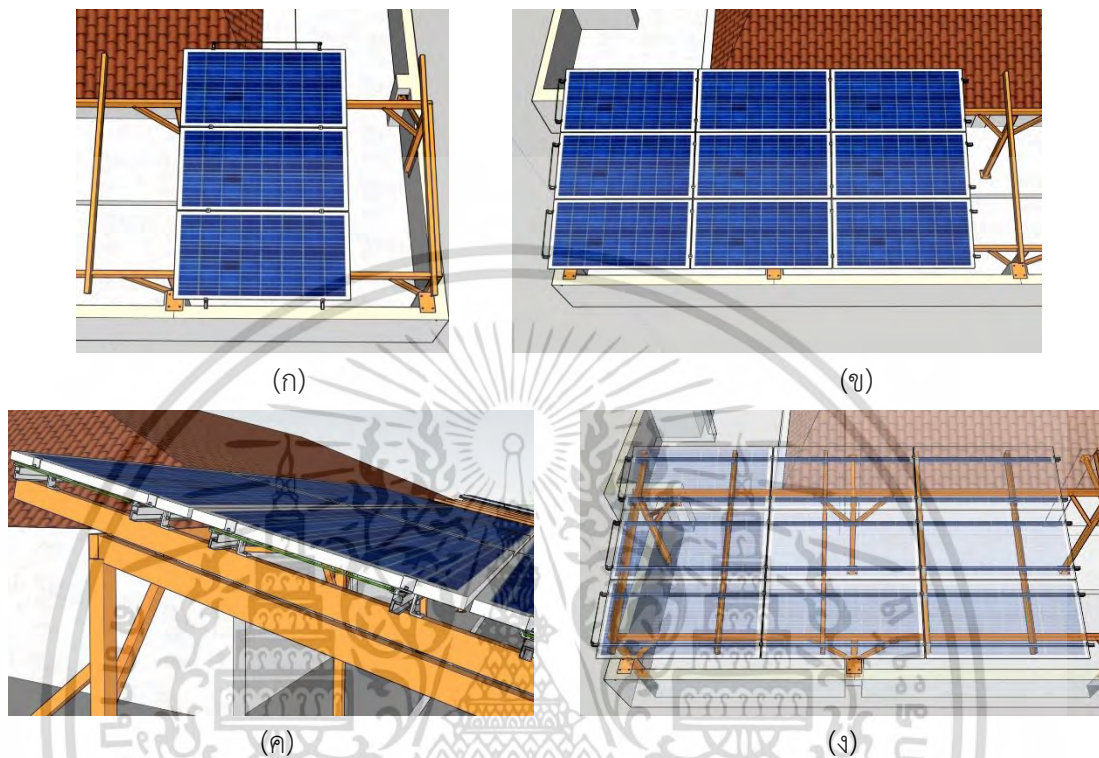
2) การติดตั้งสำหรับ พื้นที่ 3 บนหลังคากระเบื้องคอนกรีตหรือซีแพคโมเนีย ซึ่งเป็นแผ่นหลังคาชนิดที่ซ้อนเรียงกันเป็นแถวจากแถวบนลงมาถึงปลายหลังคา ใช้อุปกรณ์การจับยึดแบบทั่วไปสำหรับหลังคาชนิดนี้ วิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 วิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 3

จากรูปที่ 4.7 (ก) เป็นลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 3 ที่มุมอาซิมุท 174.80 องศา มุมเอียง 26 องศา ส่วน (ข) และ (ค) แสดงลักษณะการจับยึดโครงสร้างรองรับแผงในการติดตั้งสำหรับหลังคาซีแพคโมเนีย โดยจะจับยึดโครงสร้างกับจันทันของหลังคาซีแพคโมเนีย ด้วยการเปิดแผ่นซีแพคขึ้นและวางอุปกรณ์จับยึดลงไป หลังจากนั้นจึงปิดแผ่นหลังคากลับตำแหน่งเดิม

3) การติดตั้งสำหรับ พื้นที่ 4 บนหลังคาที่เป็นโครงเหล็ก (โครงสร้างต่อเติมจากพื้นที่ เดิม) หรือหลังคาเมทัลชีท ใช้อุปกรณ์การจับยึดแบบทั่วไปสำหรับหลังคาชนิดนี้ วิธีการติดตั้งแผงเซลล์ แสงอาทิตย์แสดงดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 วิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 4

จากรูปที่ 4.8 (ก) และ (ข) เป็นลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่ 4 ที่มีมุม อาซิมุท 174.80 องศา มุมเอียง 15 องศา ส่วน (ค) และ (ง) แสดงลักษณะการจับยึดโครงสร้างรองรับ แผงในการติดตั้งสำหรับหลังคาโครงเหล็กหรือหลังคาเมทัลชีท โดยจะจับยึดโครงสร้างกับจันทันหรือ แปะ (ขึ้นอยู่กับลักษณะโครงสร้าง) ของหลังคา

จากรูปที่ 4.6 - 4.8 จะเห็นว่าการจับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับโครงสร้างหลังคาแบบ ต่าง ๆ มีลักษณะการจับยึดที่แตกต่างกันไป ซึ่งข้อสรุปสำหรับอุปกรณ์การจับยึดแสดงในตารางที่ 4.19

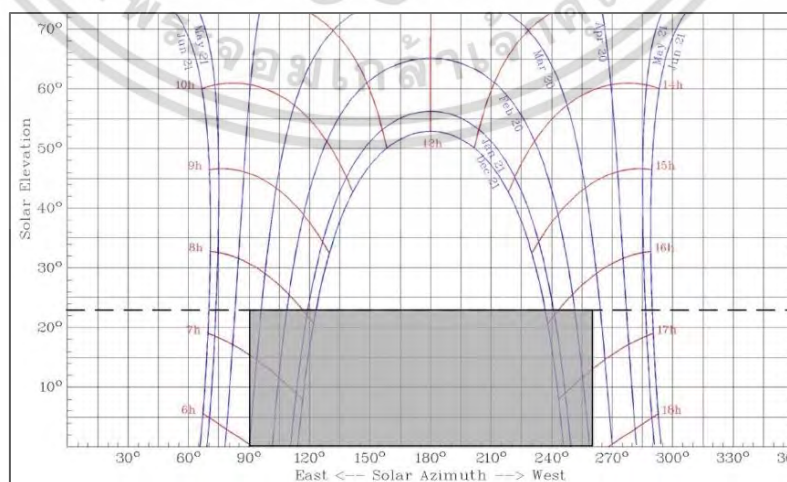
ตารางที่ 4.19 อุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับโครงสร้างหลังคาแบบต่าง ๆ

ลำดับ	อุปกรณ์	การใช้งาน	ชนิดของหลังคา	พื้นที่ที่ใช้
1	Adjustable Tilt Solar	ปรับมุมแผง และยึดกับโครงสร้าง	พื้นปูน, Metal Sheet	1,2
2	Roof Hook	ยึดกับโครงสร้างหลังคา	CPAC	3
3	L-Feet	ยึดกับโครงสร้างหลังคา	Metal Sheet	4
4	End Clamp	จับยึดขอบแผงแรกและสุดท้าย	-	1-4
5	Mid Clamp	จับยึดระหว่างแผง	-	1-4
6	Rail Connector	ขอตอรานอุปกรณ์จับยึด	-	1-4
7	Grounding Plate	แผ่นกราวด์	-	1-4
8	Grounding Lug	ยึดสายกราวด์	-	1-4
9	Cable Clip	คลิปหนีบเก็บสาย	-	1-4
10	Rail 4200mm	รางอุปกรณ์จับยึด	-	1-4

จากตารางที่ 4.19 พื้นที่ติดตั้ง 1 และ 2 ใช้ตัวปรับมุมในการจับยึดกับโครงสร้าง พื้นที่ติดตั้ง 3 ใช้รูพุกในการจับยึดกับโครงสร้าง พื้นที่ติดตั้ง 4 ใช้แอลพีทในการจับยึดกับโครงสร้าง และอุปกรณ์ในส่วนที่เหลือทุกโครงสร้างจะใช้งานอุปกรณ์เหมือนกัน

(2) การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์และความเพียงพอของพื้นที่ติดตั้ง

สำหรับการวิเคราะห์การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นมีปัจจัยของเงาที่เกิดขึ้นระหว่างแถวของการติดตั้งแบบปรับมุมแผง (พื้นที่ 1 และ 2) เข้ามาเกี่ยวข้องด้วย ผู้วิจัยจึงกำหนดระยะห่างระหว่างแถวที่น้อยที่สุดอยู่ที่ระดับความสูงของแสงอาทิตย์ 23 องศา หรือที่ระยะ 1.20 m สำหรับพื้นที่ 2 และพื้นที่ 1 ระยะระหว่างแถวอยู่ที่ 1.22 m ซึ่งถูกกำหนดด้วยข้อจำกัดของขนาดหลังคา การประเมินเบื้องต้นสำหรับเงาที่เกิดขึ้นจากระยะห่างระหว่างแถวสำหรับพื้นที่ 2 จะใช้ข้อมูลตำแหน่งของดวงอาทิตย์ของพื้นที่ติดตั้งในซอฟต์แวร์ออนไลน์ [58] ดังแสดงในรูปที่ 4.9



รูปที่ 4.9 การประเมินเบื้องต้นสำหรับเงาที่เกิดขึ้นจากระยะห่างระหว่างแถวสำหรับพื้นที่ 2

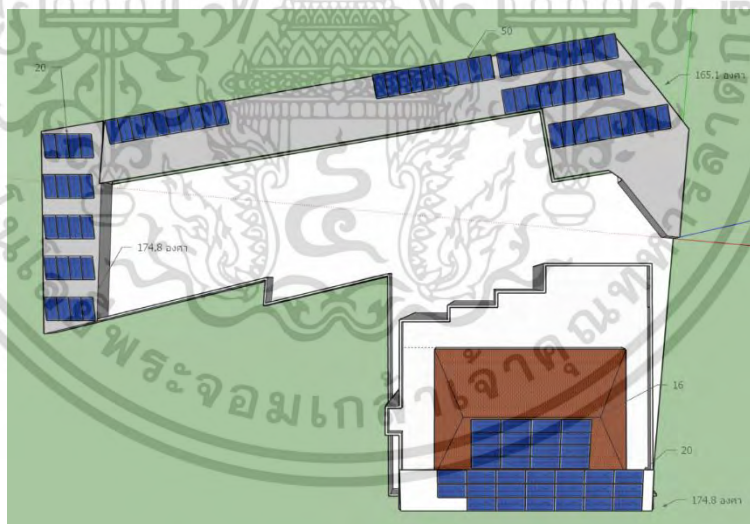
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.9 แกน X คือ มุมอะซิมุทของของแสงอาทิตย์ที่แนวหน้าที่บดบังแถวหลัง ในกรณีนี้กำหนดให้แถวด้านหน้ายาวสูงสุด 12 แผง ไปทางด้านซ้ายและขวาทำให้ได้มุมอะซิมุทของแสงอาทิตย์ในช่วง 90.6 - 259 องศา (ระนาบของแถวอยู่ที่มุมอะซิมุท 174.8 องศา) แกน X คือ ระดับความสูงของแสงอาทิตย์ (แถวด้านหน้าสูงจากหลังคา 0.51 m) ดังนั้น จึงได้ข้อสรุปว่า ในกรณีที่ระดับความสูงของแสงอาทิตย์อยู่ที่ 0 - 23 องศา และแถวด้านหน้ายาว 12 แผง ไปทางด้านซ้ายและขวา นั้นจะส่งผลทำให้เกิดเงาขึ้นที่แผงทางด้านหลังในช่วงเวลา 6.00 - 7.30 น. ของเดือน ธ.ค. - มี.ค. และช่วงเวลา 16.30 - 18.00 น. ของเดือน ธ.ค. - ก.พ. ของทุก ๆ ปี ซึ่งจากข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ในรูปที่ 4.2 พบว่าเป็นช่วงเวลาที่มามีค่าความเข้มแสงอาทิตย์ค่อนข้างต่ำ

เมื่อได้ข้อสรุปของการจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว ลำดับถัดมาจะเป็นการประเมินลักษณะการจัดวางและความเพียงพอของพื้นที่ โดยใช้การวิเคราะห์ผ่านโมเดลสามมิติตามลักษณะพื้นที่ติดตั้งจริงสำหรับทางเลือก A - E ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ทางเลือก A

ทางเลือก A มีจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดอยู่ที่ 106 แผง โดยที่แต่ละแผงมีขนาด 1.944 m^2 ดังนั้นจำนวนแผงรวมจะมีขนาดเท่ากับ 206.06 m^2 และพื้นที่ติดตั้งทั้งหมดมีขนาดอยู่ที่ 490.16 m^2 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก A แสดงดังรูปที่ 4.10



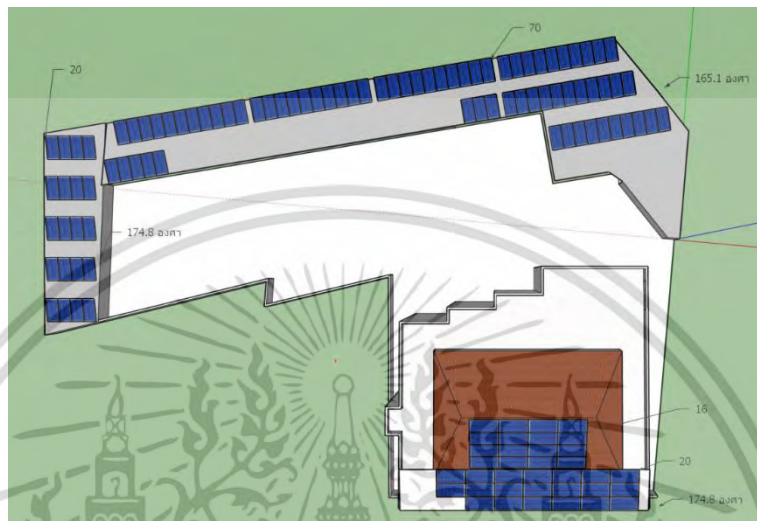
รูปที่ 4.10 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก A

จากรูปที่ 4.10 พบว่ามีความเพียงพอของพื้นที่ติดตั้ง พื้นที่ 1 จัดวางจำนวน 50 แผง พื้นที่ 2 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (ระยะห่างระหว่างแถวอยู่ที่ 1.39 m) พื้นที่ 3 จัดวางจำนวน 16 แผง เต็มพื้นที่ และพื้นที่ 4 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (พื้นที่ส่วนที่เหลือเป็นเศษไม่สามารถติดตั้งได้ เนื่องจากข้อจำกัดของอินเวอร์เตอร์)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก B

ทางเลือก B มีจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดอยู่ที่ 126 แผง โดยที่แต่ละแผงมีขนาด 1.944 m^2 ดังนั้นจำนวนแผงรวมจะมีขนาดเท่ากับ 244.94 m^2 และพื้นที่ติดตั้งทั้งหมดมีขนาดอยู่ที่ 490.16 m^2 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก B แสดงดังรูปที่ 4.11

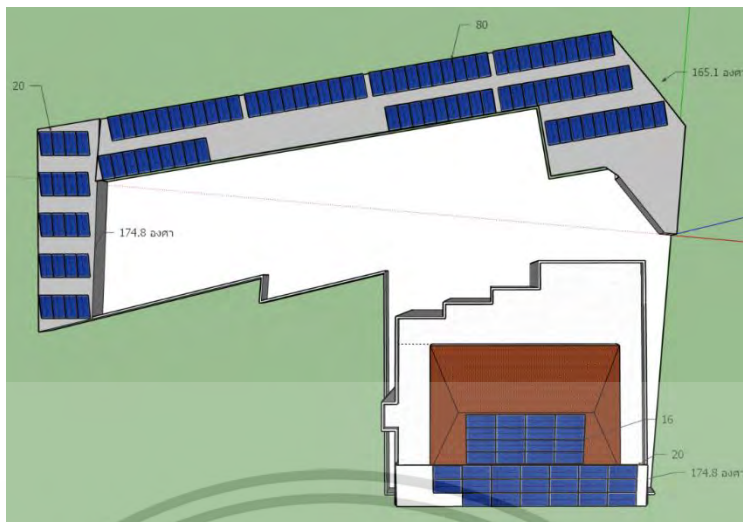


รูปที่ 4.11 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก B

จากรูปที่ 4.11 พบว่ามีความเพียงพอของพื้นที่ติดตั้ง พื้นที่ 1 จัดวางจำนวน 70 แผง พื้นที่ 2 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (ระยะห่างระหว่างแถวอยู่ที่ 1.39 m) พื้นที่ 3 จัดวางจำนวน 16 แผง เต็มพื้นที่ และพื้นที่ 4 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (พื้นที่ส่วนที่เหลือเป็นเศษไม่สามารถติดตั้งได้เนื่องจากข้อจำกัดของอินเวอร์เตอร์)

ทางเลือก C

ทางเลือก C มีจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดอยู่ที่ 136 แผง โดยที่แต่ละแผงมีขนาด 1.944 m^2 ดังนั้นจำนวนแผงรวมจะมีขนาดเท่ากับ 264.38 m^2 และพื้นที่ติดตั้งทั้งหมดมีขนาดอยู่ที่ 490.16 m^2 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก C แสดงดังรูปที่ 4.12

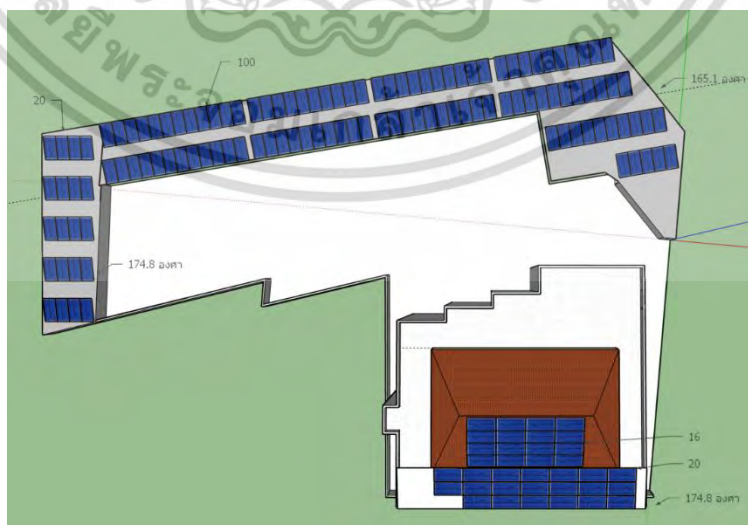


รูปที่ 4.12 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก C

จากรูปที่ 4.12 พบว่ามีความเพียงพอของพื้นที่ติดตั้ง พื้นที่ 1 จัดวางจำนวน 80 แผง พื้นที่ 2 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (ระยะห่างระหว่างแถวอยู่ที่ 1.39 m) พื้นที่ 3 จัดวางจำนวน 16 แผง เต็มพื้นที่ และพื้นที่ 4 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (พื้นที่ส่วนที่เหลือเป็นเศษไม่สามารถติดตั้งได้ เนื่องจากข้อจำกัดของอินเวอร์เตอร์)

ทางเลือก D

ทางเลือก D มีจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดอยู่ที่ 156 แผง โดยที่แต่ละแผงมีขนาด 1.944 m^2 ดังนั้นจำนวนแผงรวมจะมีขนาดเท่ากับ 303.26 m^2 และพื้นที่ติดตั้งทั้งหมดมีขนาดอยู่ที่ 490.16 m^2 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก D แสดงดังรูปที่ 4.13



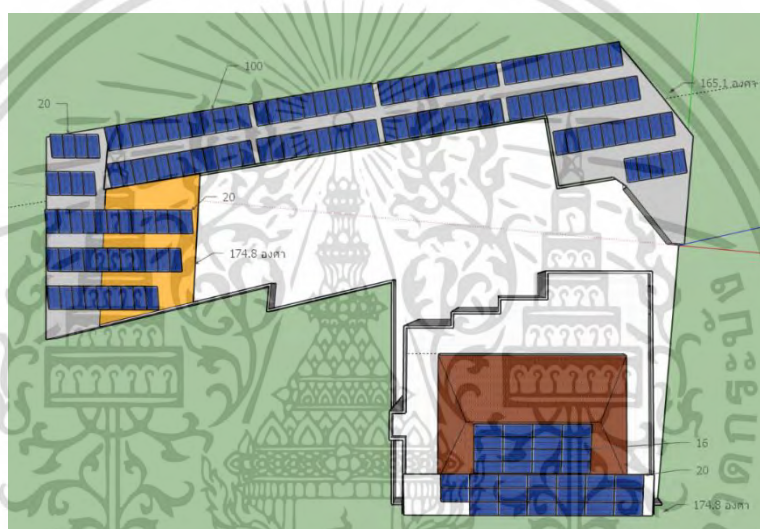
รูปที่ 4.13 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก D

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.13 พบว่ามีความเพียงพอของพื้นที่ติดตั้ง พื้นที่ 1 จัดวางจำนวน 100 แผง เต็มพื้นที่ พื้นที่ 2 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (ระยะห่างระหว่างแถวอยู่ที่ 1.39 m) พื้นที่ 3 จัดวางจำนวน 16 แผง เต็มพื้นที่ และพื้นที่ 4 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (พื้นที่ส่วนที่เหลือเป็นเศษไม่สามารถติดตั้งได้เนื่องจากข้อจำกัดของอินเวอร์เตอร์)

ทางเลือก E

ทางเลือก E มีจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งหมดอยู่ที่ 176 แผง โดยที่แต่ละแผงมีขนาด 1.944 m^2 ดังนั้นจำนวนแผงรวมจะมีขนาดเท่ากับ 342.14 m^2 และพื้นที่ติดตั้งทั้งหมดมีขนาดอยู่ที่ 490.16 m^2 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก E แสดงดังรูปที่ 4.14

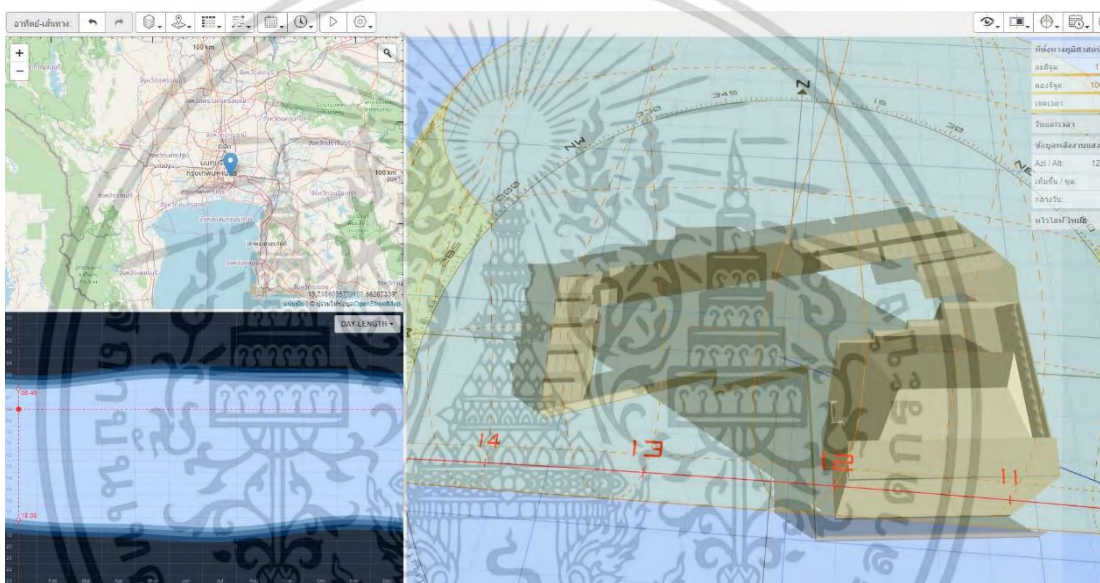


รูปที่ 4.14 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก E

จากรูปที่ 4.14 พบว่าไม่มีความเพียงพอของพื้นที่ติดตั้งต่อเติมหลังคาบางส่วน พื้นที่ 1 จัดวางจำนวน 100 แผง เต็มพื้นที่ พื้นที่ 2 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (ระยะห่างระหว่างแถวอยู่ที่ 1.24 m) พื้นที่ 3 จัดวางจำนวน 16 แผง เต็มพื้นที่ พื้นที่ 4 จัดวางจำนวน 20 แผง เต็มพื้นที่ (พื้นที่ส่วนที่เหลือเป็นเศษไม่สามารถติดตั้งได้เนื่องจากข้อจำกัดของอินเวอร์เตอร์) และส่วนต่อเติมโครงสร้างจัดวางจำนวน 20 แผง (ดูรายละเอียดการเสริมและต่อเติมโครงสร้างได้จาก ภาคผนวก ง.)

4.3.5 การวิเคราะห์ผลกระทบของเงา [59]

ผู้วิจัยทำการวิเคราะห์ผลกระทบของเงาผ่านโปรแกรมจำลองเหตุการณ์สามมิติในซอฟต์แวร์ออนไลน์ ซึ่งจะใช้ข้อมูลการเกิดเงาบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากตำแหน่งที่ตั้งอพาร์ทเมนต์ โดยจำลองเหตุการณ์ในวันที่ 15 ของทุก ๆ เดือน ใน 1 ปี และข้อมูลเวลาการเกิดเงาที่นำมาใช้ในการประเมินคือ ข้อมูลในช่วงเวลาถึงกลางของชั่วโมงนั้น ๆ เช่น ในเวลา 7.00 น. จะใช้ข้อมูลการเกิดเงาในเวลา 7.30 น. เพื่อนำข้อสรุปที่ได้มาใช้เป็นข้อมูลในการประเมินพลังงานที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ตลอดอายุการใช้งาน (ดูรายละเอียดการจำลองเหตุการณ์ได้จาก ภาคผนวก จ.) ซึ่งตัวอย่างการจำลองเหตุการณ์การเกิดเงาแสดงดังรูปที่ 4.15



รูปที่ 4.15 ตัวอย่างรูปการจำลองเหตุการณ์สามมิติผ่านซอฟต์แวร์ออนไลน์ 3D Sun-Path

จากรูปที่ 4.15 พบว่าพื้นที่ที่เกิดเงาบัง คือพื้นที่ 1 และ 2 เนื่องจากตัวอาคารอยู่ทางทิศใต้ของพื้นที่ ดังนั้นการวิเคราะห์ผลกระทบของเงาจะวิเคราะห์สำหรับพื้นที่ 1 และ 2 ในแต่ละทางเลือก โดยมีเงื่อนไขการประเมิน คือ เมื่อเกิดเงาบังบางส่วนของแผง จะส่งผลให้พลังงานในสตริงนั้น ๆ เท่ากับ 0 ซึ่งข้อมูลการเกิดเงาบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังต่อไปนี้

ทางเลือก A

ข้อมูลการวิเคราะห์การเกิดเงาบริเวณพื้นที่ติดตั้ง สำหรับทางเลือก A แสดงในตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก A

ทางเลือก A จำนวน 106 แผง จำลองเหตุการณ์ในวันที่ 15 เวลา 6.00-17.00 น. ของทุกเดือน								
รายการ	ม.ค.		ก.พ.	มี.ค.		เม.ย.		ก.ย.
	7.00	8.00	7.00	6.00	7.00	6.00	7.00	6.00
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	3	2	3	2	0	0	0	2
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	2	0	2	2	2	1	1	2
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	50	20	50	40	20	10	10	40
รายการ	ก.ย.	ต.ค.		พ.ย.		ธ.ค.		-
	7.00	6.00	7.00	6.00	7.00	7.00	8.00	-
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	0	3	1	4	3	3	2	-
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	1	2	2	2	2	2	0	-
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	10	50	30	60	50	50	20	-

ทางเลือก B

ข้อมูลการวิเคราะห์การเกิดเงาบริเวณพื้นที่ติดตั้ง สำหรับทางเลือก B แสดงในตารางที่ 4.21

ตารางที่ 4.21 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก B

ทางเลือก B จำนวน 126 จำลองเหตุการณ์ในวันที่ 15 เวลา 6.00-17.00 น. ของทุกเดือน								
รายการ	ม.ค.		ก.พ.	มี.ค.		เม.ย.		ก.ย.
	7.00	8.00	7.00	6.00	7.00	6.00	7.00	6.00
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	5	4	4	3	1	0	0	2
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	2	0	2	2	2	1	1	2
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	70	40	60	50	30	10	10	40
รายการ	ก.ย.	ต.ค.		พ.ย.		ธ.ค.		-
	7.00	6.00	7.00	6.00	7.00	7.00	8.00	-
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	0	4	2	6	5	5	3	-
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	1	2	2	2	2	2	0	-
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	10	60	40	80	70	70	30	-

ทางเลือก C

ข้อมูลการวิเคราะห์การเกิดเงาบริเวณพื้นที่ติดตั้ง สำหรับทางเลือก C แสดงในตารางที่ 4.22

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.22 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก C

ทางเลือก C จำนวน 136 แผง จำลองเหตุการณ์ในวันที่ 15 เวลา 6.00-17.00 น. ของทุกเดือน								
รายการ	ม.ค.			ก.พ.		มี.ค.		เม.ย.
	7.00	8.00	9.00	7.00	8.00	6.00	7.00	6.00
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	5	5	1	5	1	3	1	0
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	2	0	0	2	0	2	2	1
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	70	50	10	70	10	50	30	40
รายการ	เม.ย.	ก.ย.		ต.ค.		พ.ย.		
	7.00	6.00	7.00	6.00	7.00	6.00	7.00	8.00
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	0	4	0	5	2	7	5	1
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	1	2	1	2	2	2	2	0
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	10	60	10	70	40	90	70	10
รายการ	ธ.ค.							
	7.00	8.00	9.00					
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	6	5	1					
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	2	0	0					
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	80	50	10					

ทางเลือก D

ข้อมูลการวิเคราะห์การเกิดเงาบริเวณพื้นที่ติดตั้ง สำหรับทางเลือก D แสดงในตารางที่ 4.23

ตารางที่ 4.23 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก D

ทางเลือก D จำนวน 156 แผง จำลองเหตุการณ์ในวันที่ 15 เวลา 6.00-17.00 น. ของทุกเดือน								
รายการ	ม.ค.				ก.พ.		มี.ค.	
	7.00	8.00	9.00	14.00	7.00	8.00	6.00	7.00
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	7	6	1	1	6	3	5	1
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	2	0	0	0	2	0	2	2
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	90	60	10	10	70	30	70	30
รายการ	เม.ย.		ก.ย.		ต.ค.		พ.ย.	
	6.00	7.00	6.00	7.00	6.00	7.00	6.00	7.00
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	0	0	5	0	6	3	9	7
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	1	1	2	1	2	2	2	2
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	10	10	70	10	80	50	110	90
รายการ	พ.ย.	ธ.ค.						-
	8.00	7.00	8.00	9.00	12.00	13.00	14.00	-
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	2	7	6	1	1	1	1	-
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	0	2	0	0	0	0	0	-
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	20	90	60	10	10	10	10	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก E

ข้อมูลการวิเคราะห์การเกิดเงาบริเวณพื้นที่ติดตั้ง สำหรับทางเลือก E แสดงในตารางที่ 4.24

ตารางที่ 4.24 วิเคราะห์ผลกระทบของเงาในแต่ละช่วงเวลาของทางเลือก E

ทางเลือก E จำนวน 176 แผง จำลองเหตุการณ์ในวันที่ 15 เวลา 6.00-17.00 น. ของทุกเดือน								
รายการ	ม.ค.				ก.พ.		มี.ค.	
	7.00	8.00	9.00	14.00	7.00	8.00	6.00	7.00
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	7	6	1	1	6	3	5	1
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	4	3	0	0	4	3	4	4
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	110	90	10	10	100	60	90	50
รายการ	มี.ค.	เม.ย.		พ.ค. - ส.ค.		ก.ย.		ต.ค.
	8.00	6.00	7.00	6.00		6.00	7.00	6.00
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	0	0	0	0		5	0	6
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	1	1	1	1		3	3	4
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	10	10	10	10		80	30	100
รายการ	ต.ค.	พ.ย.			ธ.ค.			
	7.00	6.00	7.00	8.00	7.00	8.00	9.00	12.00
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	3	9	7	2	7	6	1	1
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	4	4	4	0	4	2	0	0
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	70	130	110	20	110	80	10	10
รายการ	ธ.ค.							
	13.00	14.00						
จำนวนสตริง พื้นที่ 1	1	1						
จำนวนสตริง พื้นที่ 2	0	0						
จำนวนแผงที่ถูกบดบัง	10	10						

หมายเหตุ พื้นที่ 2 ในทางเลือก E นั้นจะรวมถึงพื้นที่โครงสร้างที่ต่อเติมเพิ่มสำหรับทางเลือก E ด้วย

จากข้อมูลในตารางที่ 4.20 – 4.24 พบว่าโดยส่วนมากจะเกิดเงาบดบังแผงขึ้นในช่วงเช้า สำหรับทางเลือก A – E ซึ่งเป็นช่วงที่ความเข้มแสงต่ำ และ ทางเลือก D, E เนื่องจากเป็นทางเลือกที่มีจำนวนแผงที่ติดตั้งเต็มพื้นที่ 1 และ ทางเลือก E มีการต่อเติมโครงสร้างเพิ่มเติม จึงส่งผลให้เกิดเงาบดบังแผงขึ้นในช่วงกลางวัน ของเดือน ธ.ค. และ ม.ค. ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ความเข้มแสงอาทิตย์สูง โดยข้อมูลผลกระทบของเงาที่เกิดขึ้นจะใช้ในการประเมินปริมาณการผลิตพลังงานในลำดับถัดไป

4.4 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการ

ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผู้วิจัยทำการศึกษานั้นเป็นระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งการประเมินการผลิตพลังงานที่มีความแม่นยำจึงทำได้ยากเนื่องจากระบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้นมีสภาพการทำงานที่หลากหลาย และรอบการชาร์จและคายประจุของแบตเตอรี่ยังขึ้นอยู่กับพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้เข้าพักอีกด้วย ผู้วิจัยจึงได้ทำการพัฒนาระบบการประเมินพลังงานผ่านโปรแกรม Microsoft Excel 2019 ขึ้น ซึ่งใช้หลักการคำนวณตามสภาวะการใช้งานจริงรายชั่วโมงสำหรับพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าในแต่ละวันในรอบ 1 สัปดาห์ โดยมีลำดับขั้นตอนการประเมินการผลิตพลังงานดังนี้

4.4.1 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์

กำลังการผลิตพลังงานของอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.3 ซึ่งข้อมูลปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงานและปริมาณพลังงานที่ผลิตได้สามารถคำนวณได้ดังตัวอย่างต่อไปนี้

ตัวอย่าง ทางเลือก C พื้นที่ 1 จำนวน 80 แผง ในเดือน ม.ค. เวลา 9.00 น. ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ 381.11 W/m² อุณหภูมิแวดล้อม 27 °C อุณหภูมิแผงจากการคำนวณ 38.91 °C

ปัจจัยคงที่ :

$$\eta_{\text{Inverter}} = 0.96 \quad \eta_{\text{battery}} = 0.85 \quad \eta_{\text{cable}} = 0.99 \quad \eta_{\text{drit}} = 0.9397 \quad \eta_{\text{tolerance}} = 0.97$$

$$\eta_{d,1} = 0.999 \quad \eta_{d,2-4} = 0.9998 \quad \eta_{t,1} = 0.9975 \quad \eta_{t,2} = 0.1 \quad \eta_{t,3} = 0.9875 \quad \eta_{t,4} = 0.1$$

ปัจจัยที่มีการเปลี่ยนแปลงตามช่วงเวลา : Irradiance = 381.11 W / m² $\eta_{\text{temp}} = 0.9444$

ปัจจัยของการเกิดเงา : พื้นที่ 1 = 10 แผง, พื้นที่ 2 = 0 แผง

ตัวอย่างการคำนวณ (คำนวณในโปรแกรมที่ผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้น)

$$\eta_{\text{Total},1} = \eta_{\text{Inverter}} \times \eta_{\text{battery}} \times \eta_{\text{cable}} \times \eta_{\text{drit}} \times \eta_{\text{tolerance}} \times \eta_{d,1} \times \eta_{t,1}$$

กำลังไฟฟ้าพื้นที่ 1 = (จำนวนแผง พื้นที่ 1 x 330Wp) - (จำนวนแผงที่ถูกเงาบัง พื้นที่ 1 x 330Wp)

ปริมาณพลังงานไฟฟ้า พื้นที่ 1 = กำลังไฟฟ้าพื้นที่ 1 x ((Irradiance)/1,000) x η_{temp} x $\eta_{\text{Total},1}$

แทนค่า

$$\eta_{\text{Total},1} = 0.96 \times 0.85 \times 0.99 \times 0.9397 \times 0.97 \times 0.999 \times 0.9975 = 0.7338$$

$$\text{กำลังไฟฟ้า พื้นที่ 1} = (80 \times 330) - (10 \times 330) = 23,100 \text{ Wp}$$

$$\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า พื้นที่ 1} = 23,100 \times (381.11 / 1,000) \times 0.9444 \times 0.7338$$

$$\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า พื้นที่ 1} = 6,100.93 \text{ Wh} \times \text{ประสิทธิภาพแผงแต่ละปี}$$

จากตัวอย่างที่กล่าวมาผู้วิจัยจึงสามารถประเมินปริมาณการผลิตพลังงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลาได้ โดยพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตได้นั้นจะลดลงตามอายุการใช้งาน (ปี) ตามที่ผู้ผลิตกำหนด สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาใช้ในกรณีศึกษา ประสิทธิภาพอยู่ที่ 97.50% ในปีที่ 1 และลดลงปีละ 0.70% ซึ่งมีข้อมูลตัวอย่างการประเมินการผลิตพลังงานในโปรแกรม Microsoft Excel 2019 สำหรับแต่ละทางเลือกดังแสดงในตารางที่ 4.25 - 4.29

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.25 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก A ในปี 1

ทางเลือก A ปีที่ 1 ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 97.5% และลดลงปีละ 0.7%												
จำนวน 106 แผง 330 Wp กำลังไฟฟ้ารวม 34.98 kWp												
เวลา (น.)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า รายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kWh)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	0.00	0.00	0.00	0.82	1.45	1.56	1.34	1.08	0.63	0.49	0.21	0.00
7.00	0.99	1.12	0.04	3.03	3.87	4.07	4.04	3.93	3.56	2.78	1.95	1.71
8.00	3.59	4.78	2.18	5.69	6.20	6.48	6.64	6.66	6.71	6.72	6.77	5.44
9.00	9.01	9.19	5.20	9.87	10.33	10.52	10.62	10.69	10.74	10.75	10.82	10.81
10.00	12.56	12.91	9.46	13.51	13.84	13.90	13.95	14.13	14.16	14.08	14.13	14.13
11.00	15.05	15.60	13.24	16.15	16.29	16.25	16.20	16.15	16.10	16.00	16.04	16.03
12.00	16.06	16.71	15.90	17.35	17.29	17.18	17.12	17.04	16.94	16.84	16.80	16.76
13.00	15.57	16.41	17.08	16.87	16.67	16.51	16.44	16.31	16.16	16.00	15.89	15.80
14.00	13.22	14.07	16.81	14.36	14.10	13.97	13.88	13.77	13.54	13.31	13.17	13.08
15.00	9.42	10.21	14.41	10.37	10.04	9.94	9.60	9.55	9.36	9.11	8.98	8.91
16.00	5.90	6.72	10.54	7.02	6.89	6.96	6.77	6.59	6.10	5.46	5.10	5.20
17.00	2.22	3.08	7.09	3.51	3.60	3.86	3.83	3.51	2.69	1.64	1.01	1.30

ตารางที่ 4.26 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก B ในปี 1

ทางเลือก B ปีที่ 1 ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 97.5% และลดลงปีละ 0.7%												
จำนวน 126 แผง 330 Wp กำลังไฟฟ้ารวม 41.58 kWp												
เวลา (น.)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า รายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kWh)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	0.00	0.00	0.05	0.99	1.72	1.85	1.59	1.28	0.83	0.58	0.21	0.00
7.00	0.99	1.32	2.43	3.67	4.60	4.84	4.80	4.67	4.30	3.15	1.95	1.71
8.00	3.59	5.68	6.18	6.76	7.37	7.71	7.89	7.92	7.98	7.99	8.04	6.07
9.00	10.71	10.92	11.24	11.73	12.27	12.51	12.63	12.70	12.77	12.78	12.86	12.85
10.00	14.94	15.35	15.74	16.06	16.45	16.52	16.58	16.79	16.84	16.74	16.79	16.79
11.00	17.89	18.54	18.90	19.19	19.36	19.32	19.26	19.19	19.14	19.02	19.07	19.05
12.00	19.09	19.86	20.31	20.62	20.56	20.42	20.35	20.25	20.14	20.01	19.97	19.92
13.00	18.51	19.51	19.98	20.05	19.81	19.63	19.55	19.38	19.22	19.02	18.88	18.78
14.00	15.71	16.72	17.13	17.07	16.76	16.61	16.51	16.37	16.10	15.83	15.66	15.55
15.00	11.20	12.13	12.53	12.33	11.94	11.81	11.41	11.36	11.13	10.83	10.68	10.59
16.00	7.01	7.99	8.42	8.34	8.19	8.27	8.05	7.84	7.25	6.49	6.06	6.18
17.00	2.63	3.66	4.11	4.17	4.28	4.59	4.55	4.17	3.19	1.95	1.20	1.54

ตารางที่ 4.27 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก C ในปี 1

ทางเลือก C ปีที่ 1 ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 97.5% และลดลงปีละ 0.7%												
จำนวน 136 แผง 330 Wp กำลังไฟรวม 44.88 kWp												
เวลา (น.)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า รายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kWh)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	0.00	0.00	0.06	1.08	1.86	2.00	1.71	1.38	0.73	0.58	0.21	0.00
7.00	1.17	1.32	3.20	3.98	4.97	5.22	5.18	5.04	4.67	3.52	2.30	1.71
8.00	3.59	5.68	6.67	7.30	7.95	8.32	8.52	8.55	8.61	8.62	8.04	5.44
9.00	10.71	11.79	12.13	12.66	13.25	13.50	13.63	13.71	13.78	13.79	13.88	12.85
10.00	16.12	16.57	16.99	17.34	17.76	17.83	17.90	18.13	18.17	18.07	18.13	18.12
11.00	19.31	20.01	20.40	20.72	20.90	20.85	20.79	20.72	20.65	20.53	20.58	20.56
12.00	20.60	21.44	21.92	22.26	22.19	22.04	21.96	21.86	21.74	21.60	21.56	21.50
13.00	19.98	21.05	21.57	21.65	21.39	21.18	21.10	20.92	20.74	20.53	20.38	20.27
14.00	16.96	18.05	18.49	18.43	18.09	17.93	17.82	17.67	17.38	17.08	16.90	16.79
15.00	12.09	13.09	13.53	13.30	12.89	12.75	12.32	12.26	12.01	11.69	11.53	11.43
16.00	7.57	8.62	9.09	9.00	8.84	8.93	8.69	8.46	7.82	7.01	6.54	6.67
17.00	2.84	3.95	4.44	4.50	4.62	4.96	4.91	4.50	3.45	2.10	1.29	1.66

ตารางที่ 4.28 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก D ในปี 1

ทางเลือก D ปีที่ 1 ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 97.5% และลดลงปีละ 0.7%												
จำนวน 156 แผง 330 Wp กำลังไฟฟ้ารวม 51.48 kWp												
เวลา (น.)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า รายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kWh)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	0.00	0.00	0.06	1.25	2.13	2.29	1.97	1.59	0.83	0.67	0.21	0.00
7.00	1.17	1.51	3.19	4.61	5.70	5.99	5.94	5.78	5.41	3.89	2.30	2.01
8.00	4.00	5.68	7.65	8.37	9.12	9.54	9.77	9.80	9.88	9.89	8.68	6.07
9.00	12.40	13.52	13.92	14.52	15.20	15.49	15.64	15.73	15.81	15.82	15.92	14.89
10.00	18.49	19.01	19.48	19.89	20.37	20.45	20.53	20.79	20.84	20.73	20.79	20.79
11.00	22.15	22.96	23.40	23.76	23.97	23.92	23.84	23.76	23.69	23.55	23.61	23.59
12.00	23.63	24.59	25.14	25.53	25.45	25.28	25.19	25.07	24.93	24.78	24.73	23.08
13.00	22.91	24.15	24.74	24.83	24.53	24.30	24.20	24.00	23.79	23.54	23.38	21.76
14.00	18.20	20.70	21.21	21.14	20.75	20.56	20.44	20.27	19.93	19.60	19.38	18.02
15.00	13.86	15.02	15.52	15.26	14.78	14.62	14.13	14.06	13.77	13.41	13.22	13.11
16.00	8.69	9.89	10.43	10.33	10.14	10.24	9.96	9.70	8.97	8.04	7.50	7.65
17.00	3.26	4.53	5.09	5.16	5.30	5.69	5.63	5.17	3.95	2.41	1.48	1.91

ตารางที่ 4.29 ปริมาณการผลิตพลังงานของอาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก E ในปี 1

ทางเลือก E ปีที่ 1 ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 97.5% และลดลงปีละ 0.7%												
จำนวน 176 แผง 330 Wp กำลังไฟฟ้ารวม 58.08 kWp												
เวลา (น.)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า รายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kWh)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	0.00	0.00	0.06	1.42	2.27	2.44	2.09	1.69	0.92	0.67	0.21	0.00
7.00	1.17	1.51	3.19	5.25	6.43	6.76	6.71	6.52	5.41	3.89	2.30	2.01
8.00	3.58	5.23	8.15	9.45	10.30	10.77	11.03	11.07	11.15	11.16	9.96	6.07
9.00	14.11	15.26	15.71	16.39	17.15	17.48	17.65	17.75	17.84	17.86	17.97	16.94
10.00	20.87	21.45	21.99	22.45	22.99	23.09	23.17	23.47	23.53	23.39	23.47	23.46
11.00	25.00	25.91	26.42	26.82	27.05	26.99	26.91	26.82	26.74	26.58	26.64	26.62
12.00	26.67	27.75	28.38	28.82	28.72	28.54	28.43	28.30	28.14	27.97	27.91	26.25
13.00	25.86	27.26	27.92	28.02	27.69	27.42	27.31	27.09	26.85	26.57	26.39	24.76
14.00	20.71	23.37	23.94	23.86	23.42	23.21	23.06	22.88	22.50	22.12	21.88	20.50
15.00	15.65	16.95	17.52	17.23	16.68	16.50	15.95	15.87	15.55	15.14	14.92	14.80
16.00	9.80	11.16	11.77	11.65	11.45	11.56	11.24	10.95	10.13	9.07	8.46	8.63
17.00	3.68	5.11	5.74	5.82	5.98	6.42	6.36	5.83	4.46	2.72	1.67	2.15

4.4.2 ลักษณะการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ลักษณะการผลิตพลังงานของระบบการประเมินพลังงานในโปรแกรม Microsoft Excel 2019 ที่ผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้น (ดูรายละเอียดของโปรแกรมได้จาก ภาคผนวก ฉ.) นั้นจะใช้วิธีการประเมินพลังงาน ในระดับรายชั่วโมงในแต่ละวันในหนึ่งสัปดาห์ซึ่งโปรแกรมจะดำเนินการเข้าไปจนครบเดือน และต่อไปจนครบ 30 ปี โดยหลักการทำงานของโปรแกรมผู้วิจัยได้กำหนดให้แหล่งพลังงานหลักของอพาร์ทเมนต์ คือระบบพลังงานทดแทน (ไม่นำพลังงานจากการไฟฟ้ามาชาร์จแบตเตอรี่) และแหล่งพลังงานรอง คือพลังงานจากการไฟฟ้า ซึ่งตัวอย่างการผลิตพลังงานแสดงในตารางที่ 4.30

ตารางที่ 4.30 ตัวอย่างลักษณะการผลิตพลังงานรายชั่วโมง เป็นเวลา 2 วัน ในเดือน เม.ย. ปีที่ 1 ของทางเลือก C

ทางเลือก C วัน จันทร์ - อังคาร เดือน เม.ย. ปีที่ 1						
ประสิทธิภาพ: แผง 97.5% แบตเตอรี่ 100%, แบตหยุดทำงานที่ 20% และกลับมาใช้งานเมื่อชาร์จได้ 70% Batt 100% = 153.6 kWh, Batt 70% (Return) = 107.52 kWh, Batt 20% (Stop) = 30.72 kWh						
เวลา (น.)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh)					
	พลังงานจากแผงโซลาร์เซลล์	พลังงานรวมที่เหลือในแบตเตอรี่	(-) ชาร์จ - (+) คายประจุ	พลังงานจากการไฟฟ้า	ความต้องการพลังงาน (พยากรณ์)	ส่วนเกิน
0.00	0.00	74.11	11.30	0.00	11.30	0.00
1.00	0.00	61.87	12.24	0.00	12.24	0.00
2.00	0.00	50.58	11.30	0.00	11.30	0.00
3.00	0.00	42.11	8.46	0.00	8.46	0.00
4.00	0.00	33.65	8.46	0.00	8.46	0.00
5.00	0.00	30.72	2.93	3.65	6.58	0.00
6.00	1.08	31.80	-1.08	10.35	10.35	0.00
7.00	3.98	35.78	-3.98	7.52	7.52	0.00
8.00	7.30	43.08	-7.30	8.46	8.46	0.00
9.00	12.66	55.74	-12.66	1.50	1.50	0.00
10.00	17.34	73.07	-17.34	1.50	1.50	0.00
11.00	20.72	93.79	-20.72	1.50	1.50	0.00
12.00	22.26	116.05	-22.26	2.00	2.00	0.00
13.00	21.65	136.20	-20.15	0.00	1.50	0.00
14.00	18.43	152.62	-16.43	0.00	2.00	0.00
15.00	13.30	153.60	-0.98	0.00	2.00	10.33
16.00	9.00	153.60	0.00	0.00	2.00	7.00
17.00	4.50	153.60	0.00	0.00	1.50	3.00
18.00	0.00	147.02	6.58	0.00	6.58	0.00

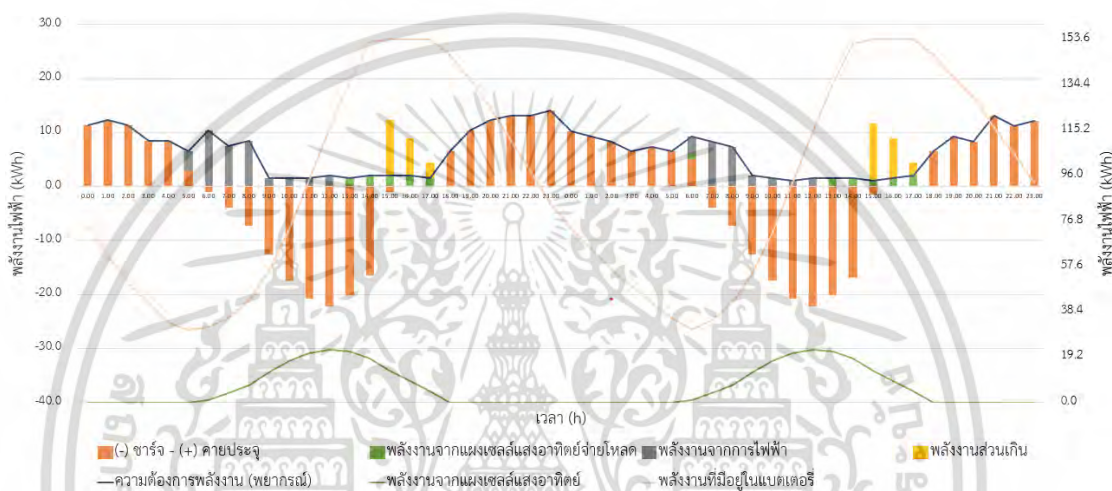
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.30 ตัวอย่างลักษณะการผลิตพลังงานรายชั่วโมง เป็นเวลา 2 วัน ในเดือน เม.ย. ปีที่ 1 ของทางเลือก C (ต่อ)

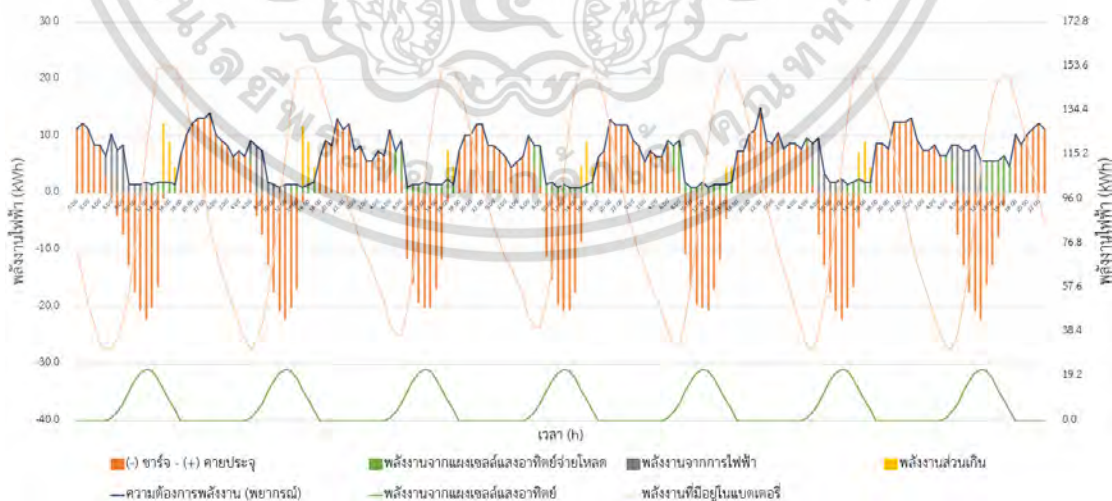
เวลา (น.)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh)					
	พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์	พลังงานที่มีอยู่ในแบตเตอรี่	(-) ชาร์จ - (+) คายประจุ	พลังงานจากการไฟฟ้า	ความต้องการพลังงาน (พยากรณ์)	พลังงานส่วนเกิน
19.00	0.00	136.67	10.35	0.00	10.35	0.00
20.00	0.00	124.43	12.24	0.00	12.24	0.00
21.00	0.00	111.25	13.18	0.00	13.18	0.00
22.00	0.00	98.07	13.18	0.00	13.18	0.00
23.00	0.00	83.94	14.13	0.00	14.13	0.00
0.00	0.00	73.71	10.23	0.00	10.23	0.00
1.00	0.00	64.42	9.29	0.00	9.29	0.00
2.00	0.00	56.07	8.35	0.00	8.35	0.00
3.00	0.00	49.61	6.46	0.00	6.46	0.00
4.00	0.00	42.21	7.40	0.00	7.40	0.00
5.00	0.00	35.75	6.46	0.00	6.46	0.00
6.00	1.08	30.72	5.03	3.19	9.29	0.00
7.00	3.98	34.70	-3.98	8.35	8.35	0.00
8.00	7.30	42.00	-7.30	7.40	7.40	0.00
9.00	12.66	54.66	-12.66	2.00	2.00	0.00
10.00	17.34	72.00	-17.34	1.50	1.50	0.00
11.00	20.72	92.71	-20.72	1.00	1.00	0.00
12.00	22.26	114.97	-22.26	1.50	1.50	0.00
13.00	21.65	135.12	-20.15	0.00	1.50	0.00
14.00	18.43	152.05	-16.93	0.00	1.50	0.00
15.00	13.30	153.60	-1.55	0.00	1.00	10.75
16.00	9.00	153.60	0.00	0.00	1.50	7.50
17.00	4.50	153.60	0.00	0.00	2.00	2.50
18.00	0.00	147.14	6.46	0.00	6.46	0.00
19.00	0.00	137.85	9.29	0.00	9.29	0.00
20.00	0.00	129.50	8.35	0.00	8.35	0.00
21.00	0.00	116.44	13.06	0.00	13.06	0.00
22.00	0.00	105.26	11.18	0.00	11.18	0.00
23.00	0.00	93.14	12.12	0.00	12.12	0.00

จากตารางที่ 4.30 ช่วงเวลาการใช้พลังงานไฟฟ้า (วันจันทร์ - วันอังคาร เดือน เม.ย. ปีที่ 1) ที่ผู้วิจัยเลือกมาเป็นตัวอย่างนั้นเป็นช่วงเวลาที่มีการใช้พลังงานสูง เพื่อที่จะแสดงถึงสภาวะการทำงาน และลำดับการคำนวณข้อมูลของโปรแกรม จะเห็นว่าในช่วงที่ไม่มีความเข้มแสงอาทิตย์ระบบจะนำเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พลังงานจากแบตเตอรี่มาใช้งาน และเมื่อพลังงานของแบตเตอรี่เท่ากับ 30.72 kWh (20% สภาวะหยุดทำงาน) ระบบจะเปลี่ยนสภาวะการทำงานโดยจะนำพลังงานจากการไฟฟ้ามาใช้ 100% และนำพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปชาร์จ (เครื่องหมาย -) แบตเตอรี่ 100% จนกว่าสถานะแบตเตอรี่จะสูงกว่า 107.52 kWh (70% สภาวะพร้อมกลับมาทำงาน) หลังจากนั้นระบบจะเปลี่ยนสภาวะการทำงาน โดยจะนำพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์กลับมาเป็นพลังงานหลัก (พร้อมกับชาร์จแบตเตอรี่ไปด้วย) ถัดมาจะเป็นพลังงานจากแบตเตอรี่ และทางเลือกลำดับสุดท้ายจะเป็นพลังงานจากการไฟฟ้าเช่นเดิม ซึ่งรูปตัวอย่างลักษณะการผลิตพลังงาน ของทางเลือก C แสดงดังรูปที่ 4.16 - 4.17



รูปที่ 4.16 ตัวอย่างลักษณะการผลิตพลังงานรายชั่วโมง วันจันทร์-วันอังคาร ในเดือน เม.ย. ปีที่ 1 ของทางเลือก C



รูปที่ 4.17 ตัวอย่างลักษณะการผลิตพลังงานรายชั่วโมง เป็นเวลา 1 สัปดาห์ ในเดือน เม.ย. ปีที่ 1 ของทางเลือก C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.16 – 4.17 พบว่าเมื่อมีแสงอาทิตย์ (กราฟเส้น สีเขียว) หากพลังงานที่มีอยู่ภายใน แบตเตอรี่ (กราฟเส้น สีแดง) มีค่าเหลือเท่ากับเกณฑ์ที่กำหนดให้หยุดทำงาน พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกนำไปชาร์จให้กับแบตเตอรี่ (กราฟแท่ง สีแดง) พลังงานจากกริดของการไฟฟ้าจะถูกใช้เป็นพลังงานหลัก (กราฟแท่ง สีเทา) จ่ายให้กับความต้องการพลังงานไฟฟ้า (กราฟเส้น น้ำเงินเข้ม) และเมื่อพลังงานที่มีอยู่ภายในแบตเตอรี่มีค่ามากกว่าเกณฑ์พลังงานที่กำหนดให้กลับมาทำงาน หากเวลานั้นยังมีแสงอาทิตย์อยู่ พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกใช้เป็นพลังงานหลักจ่ายให้กับความต้องการพลังงานไฟฟ้า (กราฟแท่ง สีเขียว) และชาร์จให้กับแบตเตอรี่ไปพร้อมกัน หากพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่เพียงพอระบบจะเปลี่ยนแหล่งพลังงานหลักไปเป็นพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ และใช้พลังงานจากแบตเตอรี่ (กราฟแท่ง สีแดง) จ่ายให้กับความต้องการพลังงานไฟฟ้า เป็นลำดับแรก ในส่วนของพลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน (กราฟแท่ง สีเหลือง) เป็นพลังงานที่ไม่ถูกใช้งาน เนื่องจากในระบบไม่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้า (ไม่มีความต้องการพลังงานทั้งในส่วนของการชาร์จแบตเตอรี่และการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์)

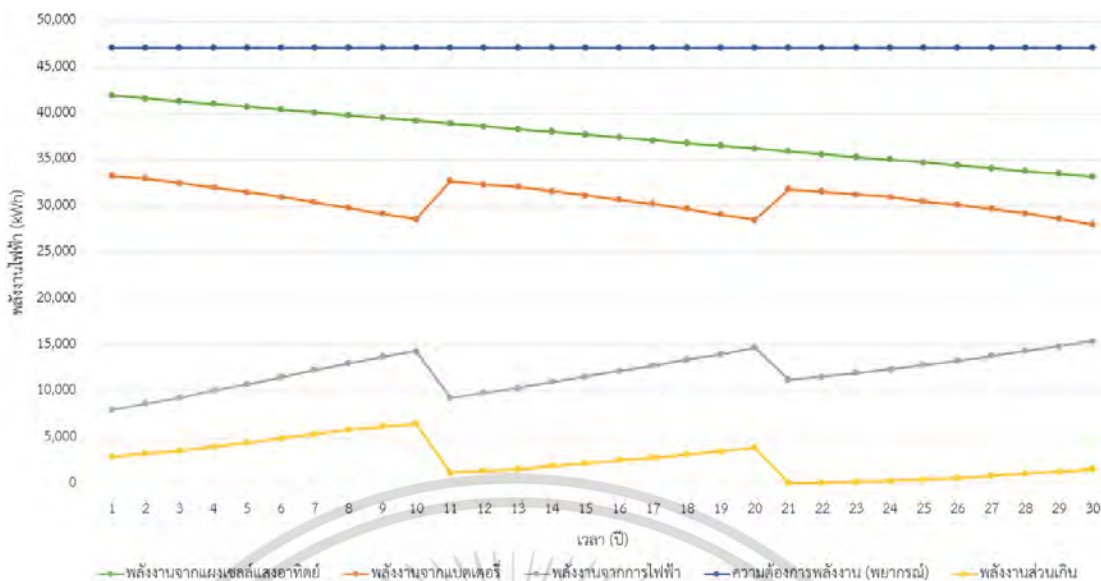
จากข้อมูลที่กล่าวมา การทำงานของโปรแกรมที่ผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้นนั้นสามารถทำงานได้ตรงตามเงื่อนไขและสภาวะการทำงานที่กำหนด โดยเมื่อโปรแกรมทำงานครบรอบ 1 สัปดาห์ จะกลับไปทำงานซ้ำเป็นลูป (Loop) จนครบเดือน หลังจากนั้นโปรแกรมจะทำงานในลักษณะเดียวกันสำหรับการประเมินในเดือนถัดไปจนครบ 30 ปี ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ความต้องการพลังงาน (จากการพยากรณ์) และปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงานที่กำหนด

4.4.3 ปริมาณการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการ

สำหรับการประเมินพลังงานในงานวิจัยชิ้นนี้ ผู้วิจัยได้กำหนดอายุของโครงการอยู่ที่ระยะเวลา 30 ปี อายุการใช้งาน แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 30 ปี แบตเตอรี่ 10 ปี และอินเวอร์เตอร์ 5 ปี โดยรายละเอียดของปัจจัยที่ส่งผลต่อปริมาณการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตั้งรายละเอียดในหัวข้อ 4.3.2 และใช้วิธีการประเมินการผลิตพลังงานดังรายละเอียดในหัวข้อ 4.4.2 สำหรับทั้ง 5 ทางเลือก ซึ่งมีข้อสรุปของปริมาณพลังงานที่แต่ละทางเลือกสามารถผลิตได้ดังนี้

ทางเลือก A

ลักษณะการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับการประเมินแบบรายปีเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก A แสดงดังรูปที่ 4.18



รูปที่ 4.18 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก A

จากรูปที่ 4.18 เนื่องจากเป็นระบบที่ออกแบบจากเดือนที่มีค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยที่สุด (เดือน ธันวาคม) ร่วมกับผลกระทบจากประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ที่ลดลง จึงทำให้ทางเลือก A ยังต้องใช้พลังงานจากระบบสายส่งของการไฟฟ้าอยู่ค่อนข้างสูง (สีเทา) และเนื่องจากบางช่วงของปี อพาร์ทเมนท์มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำมากในช่วงกลางวันร่วมกับประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ที่ลดลง จึงส่งผลให้ระบบแบตเตอรี่ไม่สามารถกักเก็บพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ทั้งหมด จึงมีพลังงานส่วนเกินบางส่วนเกิดขึ้น (สีเหลือง) ซึ่งข้อมูลการประเมินปริมาณการผลิตพลังงานทั้งหมดแบบรายปี เป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก A แสดงดังตารางที่ 4.31

ตารางที่ 4.31 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก A

ทางเลือก A อายุการใช้งาน : แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 30 ปี แบตเตอรี่ 10 ปี อินเวอร์เตอร์ 5 ปี						
ปีที่	พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)	พลังงานจากแบตเตอรี่ (kWh)	พลังงานจากการไฟฟ้า (kWh)	พลังงานที่ทดแทนได้ (kWh)	ความต้องการพลังงาน (kWh)	พลังงานส่วนเกิน (kWh)
1	41,974.38	33,310.45	8,053.29	39,039.19	47,092.48	2,935.18
2	41,673.02	33,005.56	8,707.47	38,385.01	47,092.48	3,288.01
3	41,371.67	32,540.39	9,311.41	37,781.07	47,092.48	3,590.59
4	41,070.31	32,063.83	10,078.95	37,013.53	47,092.48	4,056.78
5	40,768.96	31,545.39	10,752.15	36,340.33	47,092.48	4,428.63
6	40,467.60	31,028.97	11,561.56	35,530.92	47,092.48	4,936.69
7	40,166.25	30,432.26	12,324.60	34,767.88	47,092.48	5,398.37
8	39,864.90	29,823.64	13,088.71	34,003.78	47,092.48	5,861.12
9	39,563.54	29,196.80	13,786.56	33,305.93	47,092.48	6,257.61
10	39,262.19	28,623.17	14,335.97	32,756.52	47,092.48	6,505.67

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

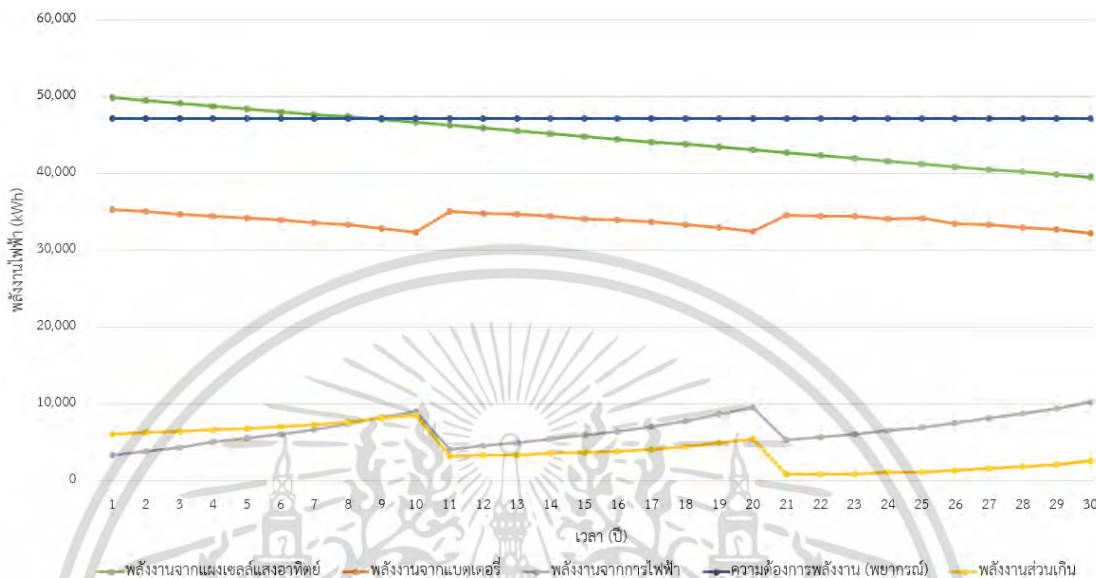
ตารางที่ 4.31 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก A (ต่อ)

ปีที่	พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)	พลังงานจากแบตเตอรี่ (kWh)	พลังงานจากการไฟฟ้า (kWh)	พลังงานที่ทดแทนได้ (kWh)	ความต้องการพลังงาน (kWh)	พลังงานส่วนเกิน (kWh)
11	38,960.83	32,741.62	9,365.91	37,726.57	47,092.48	1,234.26
12	38,659.48	32,359.17	9,852.92	37,239.56	47,092.48	1,419.92
13	38,358.12	32,156.35	10,343.31	36,749.17	47,092.48	1,608.95
14	38,056.77	31,644.04	11,027.18	36,065.30	47,092.48	1,991.47
15	37,755.41	31,195.16	11,603.39	35,489.09	47,092.48	2,266.33
16	37,454.06	30,682.94	12,217.98	34,874.50	47,092.48	2,579.56
17	37,152.70	30,257.03	12,799.19	34,293.29	47,092.48	2,859.41
18	36,851.35	29,729.41	13,457.97	33,634.51	47,092.48	3,216.84
19	36,550.00	29,140.65	14,055.79	33,036.70	47,092.48	3,513.30
20	36,248.64	28,528.54	14,743.42	32,349.06	47,092.48	3,899.58
21	35,947.29	31,868.45	11,271.88	35,820.60	47,092.48	126.68
22	35,645.93	31,596.61	11,607.25	35,485.23	47,092.48	160.70
23	35,344.58	31,281.88	11,978.54	35,113.94	47,092.48	230.64
24	35,043.22	31,021.85	12,382.85	34,709.63	47,092.48	333.59
25	34,741.87	30,522.86	12,871.64	34,220.84	47,092.48	521.03
26	34,440.51	30,154.49	13,315.00	33,777.48	47,092.48	663.03
27	34,139.16	29,722.73	13,866.27	33,226.21	47,092.48	912.95
28	33,837.81	29,243.48	14,372.88	32,719.60	47,092.48	1,118.20
29	33,536.45	28,685.71	14,872.63	32,219.86	47,092.48	1,316.59
30	33,235.10	28,076.66	15,452.05	31,640.44	47,092.48	1,594.66
รวม	1,128,142.09	922,180.07	363,458.69	1,049,315.74	1,412,774.44	78,826.35

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก B

ลักษณะการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับการประเมินแบบรายปีเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก B แสดงดังรูปที่ 4.19



รูปที่ 4.19 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก B

จากรูปที่ 4.19 เนื่องจากเป็นระบบที่ออกแบบจากค่าเฉลี่ยระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยที่สุดกับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน ร่วมกับผลกระทบจากประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ที่ลดลง จึงทำให้ทางเลือก B ยังต้องใช้พลังงานจากระบบสายส่งของการไฟฟ้าอยู่แต่น้อยกว่าทางเลือก A (สีเทา) และเนื่องจากบางช่วงของปี อพาร์ทเมนต์ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำมากในช่วงกลางวันร่วมกับประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ที่ลดลง จึงส่งผลให้ระบบแบตเตอรี่ไม่สามารถกักเก็บพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ทั้งหมด จึงมีพลังงานส่วนเกินบางส่วนเกิดขึ้นและสูงกว่าทางเลือก A (สีเหลือง) ซึ่งข้อมูลการประเมินปริมาณการผลิตพลังงานทั้งหมดแบบรายปีเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก B แสดงดังตารางที่ 4.32

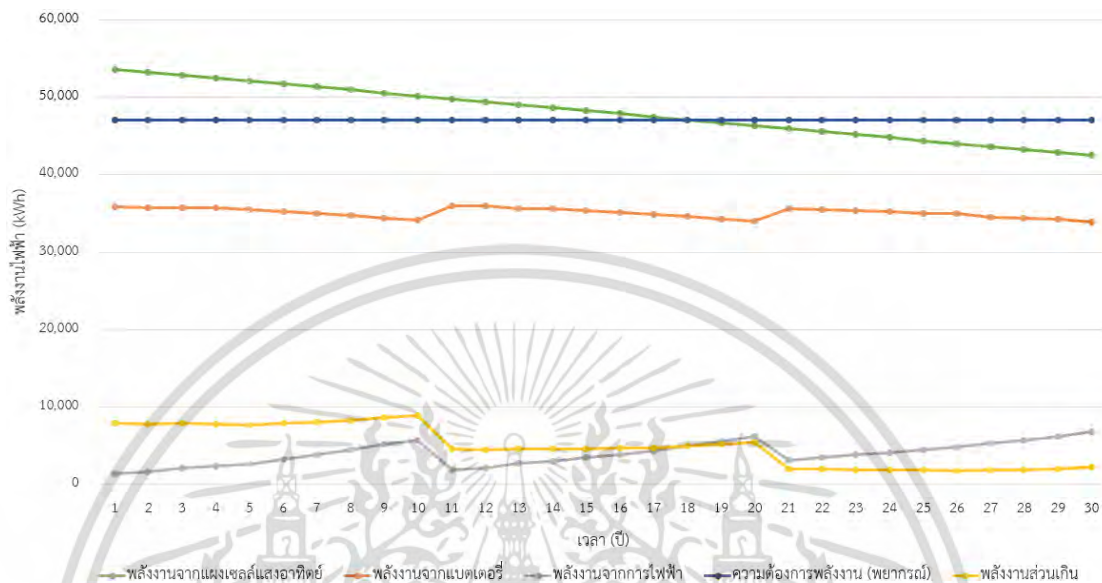
ตารางที่ 4.32 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก B

ทางเลือก B อายุการใช้งาน : แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 30 ปี แบตเตอรี่ 10 ปี อินเวอร์เตอร์ 5 ปี						
ปีที่	พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)	พลังงานจากแบตเตอรี่ (kWh)	พลังงานจากการไฟฟ้า (kWh)	พลังงานที่ทดแทนได้ (kWh)	ความต้องการพลังงาน (kWh)	พลังงานส่วนเกิน (kWh)
1	49,830.18	35,269.01	3,327.78	43,764.70	47,092.48	6,065.48
2	49,472.42	34,999.05	3,874.70	43,217.78	47,092.48	6,254.65
3	49,114.67	34,703.39	4,357.27	42,735.21	47,092.48	6,379.46
4	48,756.91	34,482.88	5,002.58	42,089.90	47,092.48	6,667.01
5	48,399.16	34,121.30	5,492.37	41,600.11	47,092.48	6,799.05
6	48,041.40	33,939.54	6,099.33	40,993.15	47,092.48	7,048.25
7	47,683.65	33,533.72	6,710.74	40,381.74	47,092.48	7,301.91
8	47,325.89	33,266.25	7,437.87	39,654.61	47,092.48	7,671.28
9	46,968.14	32,846.13	8,237.37	38,855.11	47,092.48	8,113.03
10	46,610.38	32,379.20	8,990.80	38,101.68	47,092.48	8,508.70
11	46,252.63	35,098.33	4,081.70	43,010.78	47,092.48	3,241.85
12	45,894.87	34,810.99	4,502.90	42,589.58	47,092.48	3,305.29
13	45,537.12	34,636.91	4,920.28	42,172.21	47,092.48	3,364.91
14	45,179.36	34,460.86	5,444.31	41,648.17	47,092.48	3,531.19
15	44,821.61	34,103.42	5,914.36	41,178.13	47,092.48	3,643.48
16	44,463.85	33,963.83	6,441.10	40,651.38	47,092.48	3,812.47
17	44,106.10	33,684.07	7,041.85	40,050.63	47,092.48	4,055.46
18	43,748.34	33,366.74	7,792.52	39,299.96	47,092.48	4,448.38
19	43,390.59	32,995.97	8,629.86	38,462.62	47,092.48	4,927.96
20	43,032.83	32,445.73	9,455.02	37,637.46	47,092.48	5,395.37
21	42,675.08	34,575.85	5,244.23	41,848.25	47,092.48	826.82
22	42,317.32	34,365.33	5,636.73	41,455.75	47,092.48	861.57
23	41,959.57	34,367.67	6,030.46	41,062.02	47,092.48	897.54
24	41,601.81	34,034.33	6,550.81	40,541.67	47,092.48	1,060.14
25	41,244.05	34,140.16	6,903.63	40,188.85	47,092.48	1,055.20
26	40,886.30	33,473.64	7,575.90	39,516.59	47,092.48	1,369.71
27	40,528.54	33,341.00	8,156.85	38,935.63	47,092.48	1,592.92
28	40,170.79	32,974.88	8,796.70	38,295.79	47,092.48	1,875.00
29	39,813.03	32,674.82	9,397.04	37,695.45	47,092.48	2,117.59
30	39,455.28	32,158.27	10,264.18	36,828.30	47,092.48	2,626.98
รวม	1,339,281.86	1,015,213.24	198,311.24	1,214,463.20	1,412,774.44	124,818.66

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก C

ลักษณะการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับการประเมินแบบรายปีเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก C แสดงดังรูปที่ 4.20



รูปที่ 4.20 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก C

จากรูปที่ 4.20 เป็นระบบที่ออกแบบจากค่าเฉลี่ยการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนท์ เนื่องจากบางเดือนมีการใช้พลังงานสูงกว่าค่าเฉลี่ยร่วมกับผลกระทบจากประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ที่ลดลง จึงทำให้ทางเลือก C ยังคงต้องใช้พลังงานจากระบบสายส่งของการไฟฟ้าอยู่แต่น้อยกว่าทางเลือก B (สีเทา) และเนื่องจากบางช่วงของปี อพาร์ทเมนท์มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำมากในช่วงกลางวัน จึงส่งผลให้ระบบแบตเตอรี่ไม่สามารถกักเก็บพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ทั้งหมด และมีพลังงานส่วนเกินบางส่วนเกิดขึ้นสูงกว่าทางเลือก B (สีเหลือง) เล็กน้อย ซึ่งข้อมูลการประเมินปริมาณการผลิตพลังงานทั้งหมดแบบรายปีเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก C แสดงดังตารางที่ 4.33

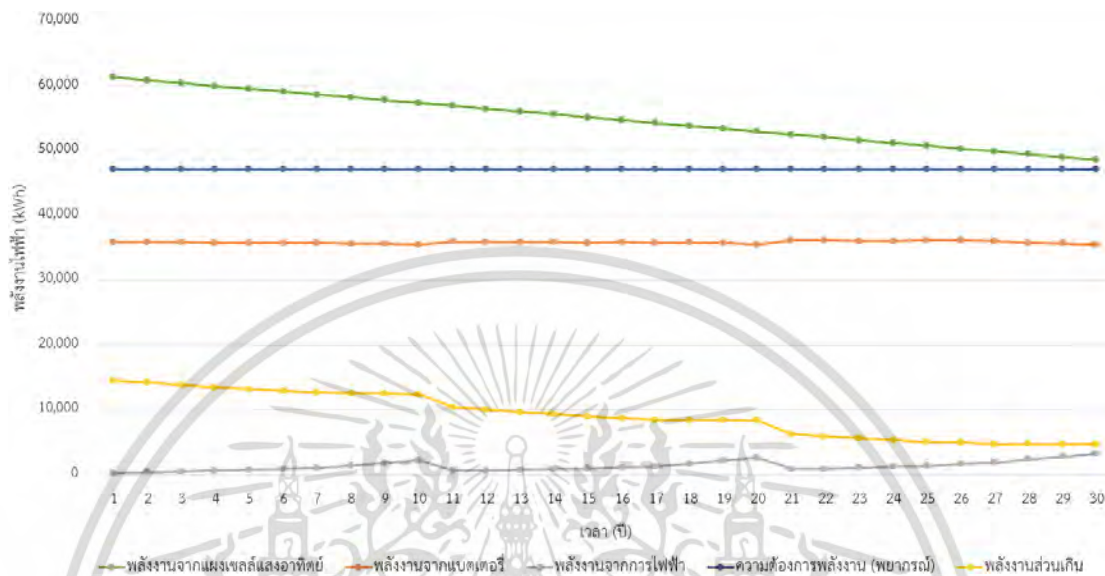
ตารางที่ 4.33 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก C

ทางเลือก C อายุการใช้งาน : แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 30 ปี แบตเตอรี่ 10 ปี อินเวอร์เตอร์ 5 ปี						
ปีที่	พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)	พลังงานจากแบตเตอรี่ (kWh)	พลังงานจากการไฟฟ้า (kWh)	พลังงานที่ทดแทนได้ (kWh)	ความต้องการพลังงาน (kWh)	พลังงานส่วนเกิน (kWh)
1	53,670.45	35,813.38	1,327.30	45,765.18	47,092.48	7,905.27
2	53,285.13	35,741.25	1,561.42	45,531.06	47,092.48	7,754.06
3	52,899.80	35,742.09	2,036.94	45,055.54	47,092.48	7,844.26
4	52,514.47	35,696.38	2,319.47	44,773.01	47,092.48	7,741.46
5	52,129.15	35,504.39	2,643.63	44,448.85	47,092.48	7,680.30
6	51,743.82	35,266.76	3,240.08	43,852.40	47,092.48	7,891.42
7	51,358.49	34,982.04	3,784.72	43,307.76	47,092.48	8,050.73
8	50,973.17	34,751.65	4,420.82	42,671.66	47,092.48	8,301.50
9	50,587.84	34,376.29	5,111.91	41,980.57	47,092.48	8,607.27
10	50,202.51	34,123.71	5,725.10	41,367.39	47,092.48	8,835.13
11	49,817.19	36,037.84	1,870.02	45,222.46	47,092.48	4,594.73
12	49,431.86	35,938.79	2,136.04	44,956.44	47,092.48	4,475.42
13	49,046.54	35,652.91	2,649.19	44,443.29	47,092.48	4,603.25
14	48,661.21	35,604.55	2,929.38	44,163.10	47,092.48	4,498.11
15	48,275.88	35,361.82	3,404.82	43,687.67	47,092.48	4,588.22
16	47,890.56	35,089.00	3,826.13	43,266.35	47,092.48	4,624.21
17	47,505.23	34,902.92	4,319.13	42,773.35	47,092.48	4,731.88
18	47,119.90	34,574.12	4,899.99	42,192.49	47,092.48	4,927.42
19	46,734.58	34,304.61	5,485.11	41,607.37	47,092.48	5,127.20
20	46,349.25	34,014.09	6,137.08	40,955.40	47,092.48	5,393.85
21	45,963.93	35,598.76	3,113.65	43,978.83	47,092.48	1,985.10
22	45,578.60	35,540.38	3,443.83	43,648.65	47,092.48	1,929.95
23	45,193.27	35,376.04	3,775.56	43,316.93	47,092.48	1,876.35
24	44,807.95	35,250.06	4,081.78	43,010.70	47,092.48	1,797.24
25	44,422.62	34,956.35	4,473.25	42,619.23	47,092.48	1,803.39
26	44,037.29	34,971.53	4,787.13	42,305.35	47,092.48	1,731.94
27	43,651.97	34,568.84	5,268.68	41,823.80	47,092.48	1,828.16
28	43,266.64	34,339.13	5,706.54	41,385.94	47,092.48	1,880.70
29	42,881.31	34,290.42	6,209.56	40,882.92	47,092.48	1,998.39
30	42,495.99	33,955.30	6,780.92	40,311.56	47,092.48	2,184.43
รวม	1,442,496.60	1,052,325.42	117,469.17	1,295,305.26	1,412,774.44	147,191.34

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก D

ลักษณะการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับ การประเมินแบบรายปีเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก D แสดงดังรูปที่ 4.21



รูปที่ 4.21 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก D

จากรูปที่ 4.21 เนื่องจากเป็นระบบที่ออกแบบจากค่าเฉลี่ยระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงาน ไฟฟ้ามากที่สุดกับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน จึงมีความสามารถในการรองรับการใช้พลังงานในปริมาณสูง กว่าค่าเฉลี่ยการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนต์ จึงทำให้ทางเลือก D นั้นใช้พลังงานจากระบบสายส่งของ การไฟฟ้าอยู่เพียงเล็กน้อยและน้อยกว่าทางเลือก C (สีเทา) และจะเห็นว่าพลังงานที่ใช้จาก แบตเตอรี่ค่อนข้างคงที่ตลอด 30 ปี (สีส้ม ต่างจากทางเลือก A - C) เนื่องจากระบบแบตเตอรี่มีขนาด ใหญ่ทำให้ในแต่ละวันอพาร์ทเมนต์ที่ใช้พลังงานจากแบตเตอรี่ไม่หมดถึงแม้แบตเตอรี่จะเสื่อมสภาพลง ในปีที่ 10 ก็ตาม ระบบแบตเตอรี่โดยรวมก็ยังมีปริมาณพลังงานสูงกว่าการใช้พลังงานในช่วงกลางคืน อยู่ และเมื่อทางเลือก D มีความสามารถในการผลิตพลังงานในปริมาณสูง จึงส่งผลให้ในช่วงต้นของ โครงการระบบแบตเตอรี่ไม่สามารถกักเก็บพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ทั้งหมด (อพาร์ทเมนต์ ใช้พลังงานน้อยกว่าที่ทางเลือก D ผลิตได้มาก ในช่วงกลางวัน) จึงมีพลังงานส่วนเกินเกิดขึ้นและสูงกว่า ทางเลือก C (สีเหลือง) ซึ่งข้อมูลการประเมินปริมาณการผลิตพลังงานทั้งหมดแบบรายปีเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก D แสดงดังตารางที่ 4.34

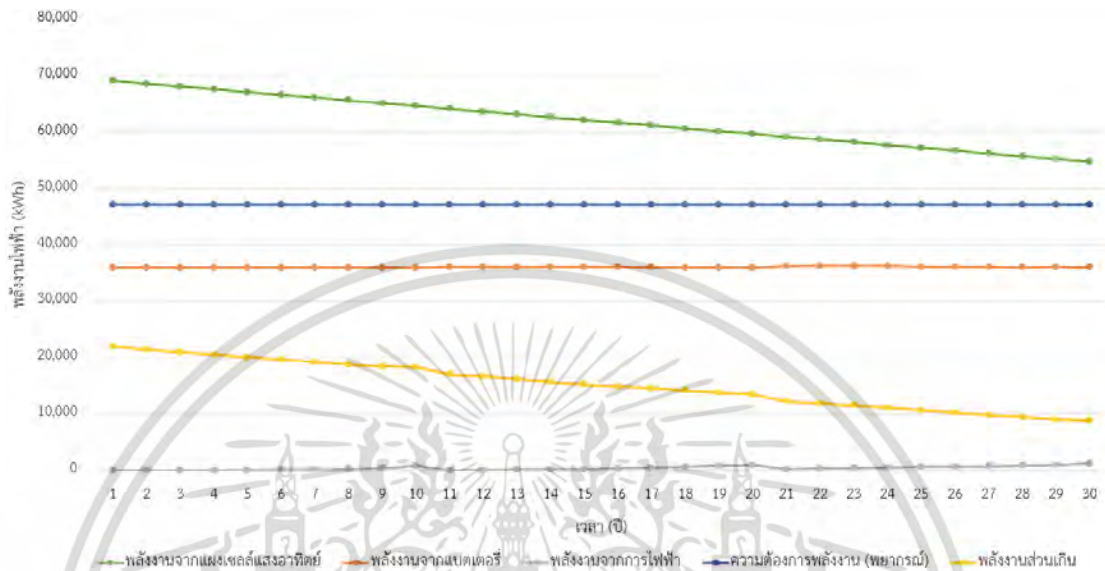
ตารางที่ 4.34 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก D

ทางเลือก D อายุการใช้งาน : แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 30 ปี แบตเตอรี่ 10 ปี อินเวอร์เตอร์ 5 ปี						
ปีที่	พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)	พลังงานจากแบตเตอรี่ (kWh)	พลังงานจากการไฟฟ้า (kWh)	พลังงานที่ทดแทนได้ (kWh)	ความต้องการพลังงาน (kWh)	พลังงานส่วนเกิน (kWh)
1	61,321.08	35,925.27	275.53	46,816.95	47,092.48	14,504.13
2	60,880.83	35,902.77	418.22	46,674.26	47,092.48	14,206.57
3	60,440.57	35,863.51	504.88	46,587.60	47,092.48	13,852.98
4	60,000.32	35,824.89	565.09	46,527.39	47,092.48	13,472.93
5	59,560.07	35,773.48	705.39	46,387.09	47,092.48	13,172.98
6	59,119.81	35,819.21	891.25	46,201.23	47,092.48	12,918.58
7	58,679.56	35,743.54	1,058.86	46,033.62	47,092.48	12,645.94
8	58,239.30	35,648.97	1,364.38	45,728.10	47,092.48	12,511.20
9	57,799.05	35,675.66	1,778.51	45,313.97	47,092.48	12,485.08
10	57,358.80	35,499.89	2,142.36	44,950.12	47,092.48	12,408.68
11	56,918.54	35,977.32	579.35	46,513.13	47,092.48	10,405.41
12	56,478.29	35,941.49	632.37	46,460.11	47,092.48	10,018.18
13	56,038.04	35,902.63	699.11	46,393.38	47,092.48	9,644.66
14	55,597.78	35,862.97	833.74	46,258.74	47,092.48	9,339.04
15	55,157.53	35,821.95	944.88	46,147.60	47,092.48	9,009.93
16	54,717.27	35,901.99	1,141.22	45,951.26	47,092.48	8,766.01
17	54,277.02	35,817.19	1,318.17	45,774.31	47,092.48	8,502.71
18	53,836.77	35,834.97	1,686.73	45,405.75	47,092.48	8,431.02
19	53,396.51	35,779.51	2,159.34	44,933.14	47,092.48	8,463.37
20	52,956.26	35,568.64	2,534.47	44,558.02	47,092.48	8,398.24
21	52,516.00	36,144.27	825.33	46,267.15	47,092.48	6,248.85
22	52,075.75	36,129.28	893.04	46,199.44	47,092.48	5,876.31
23	51,635.50	36,086.58	1,067.66	46,024.82	47,092.48	5,610.67
24	51,195.24	36,054.60	1,246.34	45,846.14	47,092.48	5,349.10
25	50,754.99	36,121.90	1,341.66	45,750.82	47,092.48	5,004.17
26	50,314.73	36,177.14	1,654.64	45,437.84	47,092.48	4,876.89
27	49,874.48	36,062.38	1,866.57	45,225.91	47,092.48	4,648.57
28	49,434.23	35,788.22	2,389.54	44,702.94	47,092.48	4,731.28
29	48,993.97	35,705.13	2,775.99	44,316.50	47,092.48	4,677.48
30	48,553.72	35,446.80	3,226.33	43,866.16	47,092.48	4,687.56
รวม	1,648,122.01	1,075,802.17	39,520.94	1,373,253.50	1,412,774.44	274,868.52

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก E

ลักษณะการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด สำหรับการประเมินแบบรายปีเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก E แสดงดังรูปที่ 4.22



รูปที่ 4.22 ลักษณะการผลิตพลังงานรายปีตลอดอายุโครงการของทางเลือก E

จากรูปที่ 4.22 เนื่องจากเป็นระบบที่ออกแบบจากเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุด (เดือน เมษายน) จึงมีความสามารถในการรองรับการใช้พลังงานในปริมาณสูงที่สุดในแต่ละทางเลือก จึงทำให้ทางเลือก E นั้นแทบที่จะไม่ใช้พลังงานจากระบบสายส่งของการไฟฟ้าเลยและน้อยกว่าทางเลือก D (สีเทา) และจะเห็นได้ว่าพลังงานที่ใช้จากแบตเตอรี่ค่อนข้างคงที่ตลอด 30 ปี (สีส้ม) ใกล้เคียงกับทางเลือก D) เนื่องจากระบบแบตเตอรี่มีขนาดใหญ่ทำให้ในแต่ละวันอพาร์ทเมนท์ที่ใช้พลังงานจากแบตเตอรี่ไม่หมดถึงแม้แบตเตอรี่จะเสื่อมสภาพลงในปีที่ 10 ก็ตาม ระบบแบตเตอรี่โดยรวมก็ยังมีปริมาณพลังงานสูงกว่าการใช้พลังงานในช่วงกลางคืนอยู่ และเมื่อทางเลือก E มีความสามารถในการผลิตพลังงานในปริมาณสูง จึงส่งผลให้ตลอดระยะเวลาของโครงการระบบแบตเตอรี่นั้นไม่สามารถกักเก็บพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ทั้งหมดถึงแม้แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะเสื่อมสภาพลงทุกปี (อพาร์ทเมนท์ ใช้พลังงานน้อยกว่าที่ทางเลือก E ผลิตได้มาก ในช่วงกลางวัน) จึงมีพลังงานส่วนเกินเกิดขึ้นและสูงกว่าทางเลือก D (สีเหลือง) ซึ่งข้อมูลการประเมินปริมาณการผลิตพลังงานทั้งหมดแบบรายปีเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับทางเลือก E แสดงดังตารางที่ 4.35

ตารางที่ 4.35 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของทางเลือก E

ทางเลือก E อายุการใช้งาน : แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 30 ปี แบตเตอรี่ 10 ปี อินเวอร์เตอร์ 5 ปี						
ปีที่	พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)	พลังงานจากแบตเตอรี่ (kWh)	พลังงานจากการไฟฟ้า (kWh)	พลังงานที่ทดแทนได้ (kWh)	ความต้องการพลังงาน (kWh)	พลังงานส่วนเกิน (kWh)
1	69,048.29	35,852.87	0.00	47,092.48	47,092.48	21,955.81
2	68,552.56	35,869.57	0.00	47,092.48	47,092.48	21,460.08
3	68,056.83	35,886.84	0.00	47,092.48	47,092.48	20,964.35
4	67,561.10	35,904.42	0.00	47,092.48	47,092.48	20,468.62
5	67,065.37	35,915.35	81.56	47,010.92	47,092.48	20,054.45
6	66,569.63	35,910.73	129.16	46,963.32	47,092.48	19,606.31
7	66,073.90	35,906.12	151.26	46,941.22	47,092.48	19,132.69
8	65,578.17	35,900.03	248.93	46,843.55	47,092.48	18,734.62
9	65,082.44	35,870.97	415.22	46,677.26	47,092.48	18,405.18
10	64,586.71	35,844.51	740.47	46,352.01	47,092.48	18,234.70
11	64,090.98	36,037.99	0.00	47,092.48	47,092.48	16,998.50
12	63,595.25	36,047.43	87.86	47,004.62	47,092.48	16,590.62
13	63,099.52	36,047.92	134.13	46,958.35	47,092.48	16,141.17
14	62,603.78	36,048.82	156.24	46,936.24	47,092.48	15,667.54
15	62,108.05	36,050.11	184.73	46,907.75	47,092.48	15,200.30
16	61,612.32	36,031.50	369.02	46,723.46	47,092.48	14,888.86
17	61,116.59	35,988.68	478.24	46,614.24	47,092.48	14,502.35
18	60,620.86	35,941.87	625.56	46,466.93	47,092.48	14,153.93
19	60,125.13	35,880.09	774.02	46,318.46	47,092.48	13,806.67
20	59,629.40	35,906.69	921.47	46,171.01	47,092.48	13,458.39
21	59,133.67	36,214.18	167.29	46,925.19	47,092.48	12,208.47
22	58,637.93	36,214.07	273.45	46,819.03	47,092.48	11,818.90
23	58,142.20	36,188.23	419.75	46,672.73	47,092.48	11,469.47
24	57,646.47	36,148.07	499.32	46,593.16	47,092.48	11,053.31
25	57,150.74	36,108.06	574.84	46,517.64	47,092.48	10,633.10
26	56,655.01	36,068.40	633.61	46,458.87	47,092.48	10,196.14
27	56,159.28	36,028.84	702.43	46,390.05	47,092.48	9,769.22
28	55,663.55	35,980.19	849.16	46,243.32	47,092.48	9,420.22
29	55,167.81	36,067.21	985.30	46,107.18	47,092.48	9,060.63
30	54,672.08	35,992.17	1,249.54	45,842.94	47,092.48	8,829.14
รวม	1,855,805.62	1,079,851.95	11,852.57	1,400,921.87	1,412,774.44	454,883.75

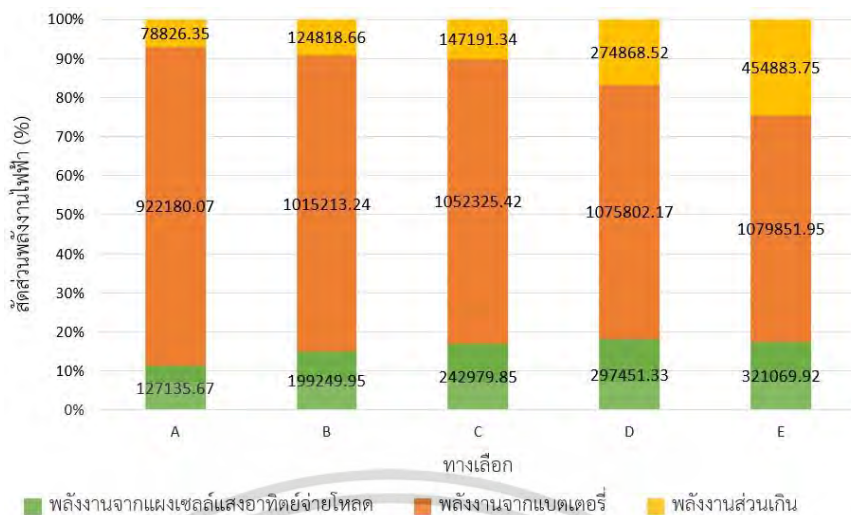
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.31 - 4.35 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานรายปีของแต่ละทางเลือกพบว่า มีสัดส่วนการผลิตพลังงาน การใช้พลังงานจากแบตเตอรี่ และการใช้พลังงานจากการไฟฟ้า ที่แตกต่างกันไปตามขนาดของระบบที่ผู้วิจัยได้ออกแบบไว้ ซึ่งมีข้อมูลการประเมินปริมาณการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการของแต่ละทางเลือกแสดงในตารางที่ 4.36

ตารางที่ 4.36 การประเมินปริมาณการผลิตพลังงานตลอดอายุโครงการของแต่ละทางเลือก

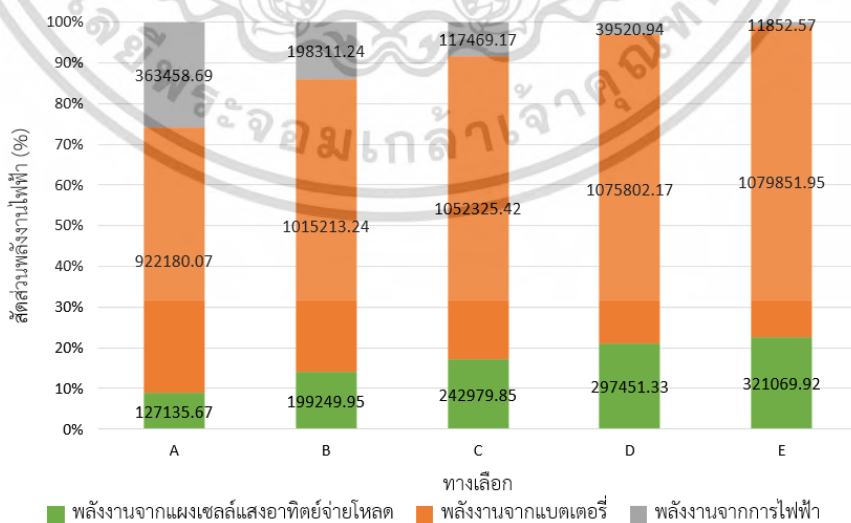
ความต้องการพลังงาน (พยากรณ์) ตลอดอายุโครงการ = 1,412,774.44 kWh						
ทางเลือก	พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)					พลังงานจากการไฟฟ้า (kWh)
	พลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด	จ่ายให้กับความต้องการพลังงาน	ชาร์จ-คายประจุแบตเตอรี่	พลังงานส่วนเกินที่ไม่ถูกนำไปใช้	พลังงานที่ทดแทนได้	
A	1,128,142.09	127,135.67	922,180.07	78,826.35	1,049,315.74	363,458.69
B	1,339,281.86	199,249.95	1,015,213.24	124,818.66	1,214,463.20	198,311.24
C	1,442,496.60	242,979.85	1,052,325.42	147,191.34	1,295,305.26	117,469.17
D	1,648,122.01	297,451.33	1,075,802.17	274,868.52	1,373,253.50	39,520.94
E	1,855,805.62	321,069.92	1,079,851.95	454,883.75	1,400,921.87	11,852.57

จากตารางที่ 4.36 พบว่า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับขนาดของระบบเป็นหลัก แต่การนำพลังงานที่ผลิตได้ไปใช้งานนั้นมีความแตกต่างกันไปตามลักษณะการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนต์ในแต่ละช่วงเวลา และเนื่องจากระบบแบตเตอรี่ในทางเลือก D และ E นั้นถูกออกแบบให้ระบบแบตเตอรี่มีขนาดใหญ่และมีความเพียงพอสำหรับการใช้งาน จึงทำให้ปริมาณพลังงานที่ใช้ในการชาร์จและคายประจุมีความใกล้เคียงกัน 1,075,802.17 และ 1,079,851.95 kWh ตามลำดับ และด้วยเหตุนี้จึงส่งผลทำให้ทางเลือก E ที่ออกแบบระบบมาจากเดือนที่ใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุดในรอบปี (เดือน เมษายน) มีสัดส่วนพลังงานส่วนเกินที่ไม่ถูกนำไปใช้ในลำดับที่สูงกว่าทางเลือกอื่น ๆ มาก โดยอยู่ที่ 454,883.75 kWh หรือคิดเป็น 24.51% ของพลังงานที่ทางเลือก E ผลิตได้ทั้งหมด และจากตารางที่ 4.36 สามารถสรุปข้อมูลสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของแต่ละทางเลือกได้ แสดงดังรูปที่ 4.23



รูปที่ 4.23 สรุปข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตลอดอายุโครงการของแต่ละทางเลือก

จากรูปที่ 4.23 สำหรับในกรณีศึกษาพบว่าด้านความคุ้มค่าในการนำพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ไปใช้งานกับอพาร์ทเม้นท์นั้นทางเลือก A มีการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้คุ้มค่าที่สุด โดยอยู่ที่ 93.01% ของพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ (93.01% ประกอบด้วยพลังงานที่ชาร์จให้กับแบตเตอรี่ และพลังงานที่ส่งจ่ายให้กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าโดยตรง) ทางเลือก B อยู่ที่ 90.68% ทางเลือก C อยู่ที่ 89.80% ทางเลือก D อยู่ที่ 83.32% และสุดท้ายทางเลือก E อยู่ที่ 75.49% โดยส่วนที่เหลือ คือพลังงานส่วนเกินที่ไม่ได้ถูกนำมาใช้งาน และจากข้อมูลในตารางที่ 4.36 สามารถสรุปข้อมูลสัดส่วนการใช้พลังงานของอพาร์ทเม้นท์ตลอดอายุโครงการของแต่ละทางเลือกได้ แสดงดังรูปที่ 4.24



รูปที่ 4.24 สรุปข้อมูลการใช้พลังงานของอพาร์ทเม้นท์ตลอดอายุโครงการของแต่ละทางเลือก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.24 สำหรับในกรณีศึกษาที่พบว่าทางเลือกที่สามารถทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ได้สูงที่สุดคือทางเลือก E โดยอยู่ที่ 99.16% (99.16% ประกอบด้วยพลังงานจากแบตเตอรี่ และพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์) ถัดมา คือทางเลือก D อยู่ที่ 97.20% ทางเลือก C อยู่ที่ 91.69% ทางเลือก B อยู่ที่ 85.96% และสุดท้ายทางเลือก A อยู่ที่ 74.27% โดยส่วนที่เหลือคือพลังงานจากระบบสายส่งของการไฟฟ้า

4.5 การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก

ในการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับงานวิจัยชิ้นนี้ เป็นการประเมินเพื่อแสดงถึงผลประโยชน์ทางด้านสิ่งแวดล้อม จากการนำระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละทางเลือกไปใช้งานเพียงเท่านั้น ซึ่งสำหรับการประเมินผลประโยชน์จากการลดก๊าซเรือนกระจกนั้นสามารถคิดเป็นมูลค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ได้ แต่ในแง่ของการวิเคราะห์ความคุ้มค่าด้านการเงิน ปัจจุบันของการลดก๊าซเรือนกระจกนั้นไม่มีผลกระทบใด ๆ ต่อการลงทุนในแต่ละโครงการ

การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าจากสายส่งของการไฟฟ้านั้นจะใช้ข้อมูลการประเมินจากผลต่างของพลังงานไฟฟ้าที่ยังคงใช้จากการไฟฟ้าอยู่เทียบกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ (จากการพยากรณ์) ในระยะเวลาของโครงการ 30 ปี ซึ่งการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกนั้นสามารถคำนวณได้จาก ผลต่างของค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานเทียบกับค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ซึ่งสำหรับงานวิจัยนี้จะไม่มีการคิดคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ เนื่องจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในระหว่างการดำเนินโครงการมีค่าน้อยมาก (น้อยกว่า 1% จากอุปกรณ์ไฟฟ้า) และมีค่าแพ็คเกจการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0.5692 tCO₂eq /MWh โดยมีรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.2 และมีข้อมูลการประเมินสำหรับแต่ละทางเลือกดังแสดงในตารางที่ 4.37

ตารางที่ 4.37 การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกตลอดอายุโครงการสำหรับแต่ละทางเลือก

ค่าแพ็คเกจการปล่อยก๊าซเรือนกระจก = 0.5692 tCO ₂ eq /MWh				
ทางเลือก	พลังงานจากการไฟฟ้า (MWh)	ความต้องการพลังงานทั้งหมด (MWh)	พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าที่ลดได้ (MWh)	ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (tCO ₂ eq)
A	363.46	1,412.77	1,049.32	597.27
B	198.31	1,412.77	1,214.46	691.27
C	117.47	1,412.77	1,295.31	737.29
D	39.52	1,412.77	1,373.25	781.66
E	11.85	1,412.77	1,400.92	797.40

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.37 ทางเลือก A สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ 1,049.32 MWh สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้น้อยที่สุดที่ 597.27 tCO₂eq ทางเลือก B สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ 1,214.46 MWh สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 691.27 tCO₂eq ทางเลือก C สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ 1,295.31 MWh สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 737.29 tCO₂eq ทางเลือก D สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ 1,373.25 MWh สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 781.66 tCO₂eq และทางเลือก E สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ 1,400.92 MWh สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้มากที่สุดที่ 797.40 tCO₂eq และเนื่องจากประเทศไทยมีสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้ามากที่สุด ดังนั้น ผลประโยชน์จากการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจึงสามารถคิดในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติ [17] และจำนวนเทียบเท่าของการปลูกต้นไม้ [60] ได้ดังแสดงในตารางที่ 4.38

ตารางที่ 4.38 ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมจากการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับแต่ละทางเลือก

ทางเลือก	พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh)	ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (tCO ₂ eq)	ลดการใช้ก๊าซธรรมชาติ (MMscf)	เทียบเท่าการปลูกต้นไม้ (100 ต้น/ไร่)	
				ไร่	ต้น
A	1,049.32	597.27	10.78	9.22	922
B	1,214.46	691.27	12.48	10.67	1067
C	1,295.31	737.29	13.31	11.38	1138
D	1,373.25	781.66	14.11	12.06	1206
E	1,400.92	797.40	14.40	12.31	1231

จากตารางที่ 4.38 ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมจากการลดก๊าซเรือนกระจกของ ทางเลือก A เทียบเท่าการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 10.78 MMscf (ล้านลูกบาศก์ฟุต) และเทียบเท่าการปลูกต้นไม้ 9.22 ไร่ หรือ 922 ต้น ทางเลือก B เทียบเท่าการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 12.48 MMscf และเทียบเท่าการปลูกต้นไม้ 10.67 ไร่ หรือ 1,067 ต้น ทางเลือก C เทียบเท่าการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 13.31 MMscf และเทียบเท่าการปลูกต้นไม้ 11.38 ไร่ หรือ 1,138 ต้น ทางเลือก D เทียบเท่าการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 14.11 MMscf และเทียบเท่าการปลูกต้นไม้ 12.06 ไร่ หรือ 1,206 ต้น และทางเลือก E เทียบเท่าการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 14.40 MMscf และเทียบเท่าการปลูกต้นไม้ 12.31 ไร่ หรือ 1,231 ต้น

4.6 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน

ในส่วนของการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของโครงการ การประเมินในส่วนนี้จะถูกใช้เป็นปัจจัยหลักในการตัดสินใจเลือกลงทุนในแต่ละโครงการ โดยผู้วิจัยประเมินทางเลือกทั้งหมดเพื่อพิจารณาว่าทางเลือกใดมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากที่สุด และในการตัดสินใจลงทุนผู้วิจัยจะใช้วิธีการเปรียบเทียบข้อมูลด้านการเงินโดยใช้ผลต่างของ NPV ในการเปรียบเทียบ สำหรับโครงการอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับโครงการอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อสรุปว่าโครงการรูปแบบใดที่สามารถสร้างผลตอบแทนได้สูงที่สุด ซึ่งในส่วนนี้ได้แบ่งขั้นตอนการศึกษาออกเป็น 4 ขั้นตอน ดังหัวข้อที่ 4.6.1 – 4.6.4

4.6.1 เงินลงทุนและรายจ่ายทางการเงินของแต่ละทางเลือก

ในส่วนของข้อมูลทางด้านการเงินของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละทางเลือกนั้นจะใช้เกณฑ์วิเคราะห์ต้นทุนดังแสดงในตารางที่ 4.39

ตารางที่ 4.39 แสดงเกณฑ์การวิเคราะห์ต้นทุนสำหรับการลงทุน

ลำดับ	รายการ	เกณฑ์การวิเคราะห์ต้นทุน
1	ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	ราคาจำหน่ายและขนส่ง x อัตราภาษีตามเกณฑ์
1.2	อินเวอร์เตอร์	ราคาจำหน่ายและขนส่ง x อัตราภาษีตามเกณฑ์
1.3	แบตเตอรี่	ราคาจำหน่ายและขนส่ง x อัตราภาษีตามเกณฑ์
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	จากค่าเฉลี่ยราคากลางของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ x อัตราภาษีตามเกณฑ์
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	
1.6	ค่าแรง ติดตั้งแบตเตอรี่	
1.7	ค่าแรง ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบระบบ	
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	
2	โครงสร้างรองรับเซลล์แสงอาทิตย์	
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	ต้นทุนราคาจำหน่ายจากผู้ผลิตแห่งหนึ่ง (บาท/kW) x 1.3074 (F Factor)
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	จากค่าเฉลี่ยราคากลางของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ x 1.3074 (F Factor)
3	ต่อเติมโครงสร้างทั้งหมดและค่าแรง	จากบัญชีราคาค่าวัสดุก่อสร้างและแรงงาน x 1.3074 (F Factor)
4	ต้นทุนค่าบำรุงรักษา	
4.1	ล้างทำความสะอาดแผง	จากการสอบถามราคาค่าแรงการรับจ้างทั่วไปในพื้นที่ 400 บาท/คน และกำหนดงานให้ 40แผง/คน
4.2	ล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม	ข้อมูลจากผู้รับเหมาตรวจสอบและดูแลระบบโซลาร์เซลล์แห่งหนึ่ง และข้อมูลจากงานวิจัย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.39 ในหัวข้อที่ 1 อัตราภาษีตามเกณฑ์สำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้าต้องนำไปคำนวณภาษี อากรนำเข้า (ใช้เกณฑ์การคำนวณสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่ประหยัดพลังงานหรือรักษาสิ่งแวดล้อมคำนวณที่ 5.00%) [61] ภาษีสรรพสามิต (คำนวณที่ 8.00% สำหรับแบตเตอรี่) [62] ภาษีเพิ่มหาคนไทย (คำนวณที่ 10.00% ของภาษีสรรพสามิต) และภาษีมูลค่าเพิ่ม (คำนวณที่ 7.00%) ตามหลักและวิธีคำนวณภาษีแบบปกติ ส่วนในกรณีสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่มีภายในประเทศต้องนำไปคำนวณภาษีมูลค่าเพิ่ม เพื่อใช้ในการประเมินราคา ในหัวข้อที่ 2 และ 3 จะเป็นในส่วนของต้นทุนของวัสดุอุปกรณ์และค่าแรง คูณกับ F Factor สำหรับงานรับเหมาหรืองานก่อสร้าง [63] (ดูรายละเอียดการคำนวณต้นทุนทั้งหมดได้จาก ภาคผนวก ข.)

ส่วนของข้อมูลในหัวข้อที่ 3 การต่อเติมโครงสร้างทั้งหมดและค่าแรง เนื่องจากพื้นที่ 1 เป็นพื้นที่หลังคาถาวรซึ่งไม่สามารถรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่วางเรียงกันเป็น 2 แถว ได้จึงต้องมีการเสริมโครงสร้างเพิ่มเติม พื้นที่ 4 เนื่องจากพื้นที่เดิมเป็นพื้นลาดฟ้าอาคาร จึงจำเป็นต้องมีการสร้างโครงสร้างเหล็กเพิ่มเติมขึ้นมาเพื่อรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และสุดท้ายในกรณีทางเลือกที่ E ที่พื้นที่สำหรับติดตั้งไม่เพียงพอ ในกรณีที่ติดตั้งทางเลือก E จึงต้องมีการสร้างโครงสร้างบริเวณลานจอดรถขึ้นมาเพิ่มเติม โดยลักษณะโครงสร้างที่ต่อเติมทั้งหมดผู้วิจัยได้ใช้รูปแบบโครงสร้างที่ผู้รับเหมาแห่งหนึ่งแนะนำ ซึ่งผ่านการประเมินการรับน้ำหนักจากวิศวกร และได้สอบถามรายละเอียดของโครงสร้างเหล็กทั้งหมด (ดูรายละเอียดการเสริมและต่อเติมโครงสร้างทั้งหมดได้จาก ภาคผนวก ง.) เพื่อใช้ในการออกแบบและประเมินราคา

ส่วนของข้อมูลในหัวข้อที่ 4.2 จากการเก็บข้อมูลข้อมูลจากผู้รับเหมาตรวจสอบดูและระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งหนึ่งและการศึกษาข้อมูลจากงานวิจัย [44] พบว่าข้อมูลการคิดค่าบริการนั้นมีความใกล้เคียงกัน โดยที่ขนาดของระบบไม่เกิน 10 kW อัตราค่าบริการสูงสุดอยู่ที่ 5,000 บาท และขนาดไม่เกิน 100 kW อัตราค่าบริการสูงสุดอยู่ที่ 10,000 บาท เนื่องจากขนาดของระบบที่ทำการศึกษามีขนาดใหญ่กว่า 10 kW ผู้วิจัยจึงกำหนดอัตราการคำนวณของหัวข้อ 4.2 เริ่มต้นที่ 5,000 บาท ไปจนถึง 10,000 บาท โดยจะเพิ่มขึ้นตามสัดส่วนขนาดของระบบที่เพิ่มขึ้น ซึ่งข้อมูลของต้นทุนสำหรับการลงทุนต่อหน่วยแสดงดังตารางที่ 4.40

ตารางที่ 4.40 แสดงข้อมูลต้นทุนสำหรับการลงทุนต่อหน่วย

ลำดับ	รายการ	ต้นทุนต่อหน่วย
1	ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	8,916.67 บาท/kWp
1.2	อินเวอร์เตอร์	2,855.33 บาท/kW
1.3	แบตเตอรี่	7,186.11 บาท/kWh
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	595.63 บาท/kWp
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	222.92 บาท/kW
1.6	ค่าแรง ติดตั้งแบตเตอรี่	231.12 บาท/kWh
1.7	ค่าแรง ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบระบบ	17,508.20 บาท/kWp
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบประจำหัว	1,893.37 บาท
2	โครงสร้างรองรับเซลล์แสงอาทิตย์	
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	ขึ้นอยู่กับลักษณะการจับยึด - แบบปรับมุม 3,246.95 บาท/kWp - แบบหลังคา CPAC 3,286.57 บาท/kWp - แบบโครงเหล็ก 1,892.01 บาท/kWp
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	2,269.47 บาท/kWp
3	ต่อเติมโครงสร้างทั้งหมดและค่าแรง	
4	ต้นทุนค่าบำรุงรักษา	
4.1	ล้างทำความสะอาดแผง	400 บาท/คน และกำหนดงานให้ 40 แผง/คน ปีละ 2 ครั้ง
4.2	ล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม	10.00 kW เริ่มต้นที่ 5,000 บาท ถัดไปเพิ่มขึ้น 55.56 บาท/kW ปีละ 1 ครั้ง

หมายเหตุ หน่วย kW คือค่ากำลังไฟรวมของอินเวอร์เตอร์ หน่วย kWp คือค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดรวมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และหน่วย kWh คือค่าพลังงานไฟฟ้ารวมของแบตเตอรี่

จากตารางที่ 4.40 เมื่อได้ข้อสรุปราคาต้นทุนต่อหน่วยของอุปกรณ์แล้ว หลังจากนั้นจึงนำข้อมูลที่ได้ ไปคำนวณหาต้นทุนราคาอุปกรณ์ ค่าแรง และค่าใช้จ่ายต่าง ๆ โดยนำต้นทุนต่อหน่วยไปคูณปรับค่ากับขนาดของหน่วยอุปกรณ์นั้น ๆ ในแต่ละทางเลือก ดังหมายเหตุที่ได้กล่าวไว้ในตารางที่ 4.40 โดยใช้การคำนวณผ่านโปรแกรม Microsoft Excel 2019 (ดูรายละเอียดการคำนวณต้นทุนทั้งหมดได้จากภาคผนวก ข.)

ทางเลือก A

สำหรับทางเลือก A ใช้จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 106 แผง ขนาดแผงละ 330 Wp ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์รวม 34.98 kWp อินเวอร์เตอร์จำนวน 6 เครื่อง ขนาดเครื่องละ 5.5 kW ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 33.00 kW แบตเตอรี่ขนาดจำนวน 25 ลูก ขนาดลูกละ 4.8 kWh ขนาดระบบแบตเตอรี่ 120.00 kWh และจากข้อมูลในหัวข้อ 4.3.2 กำหนดให้มีการล้างทำความสะอาดแผง 3 ครั้ง/ปี และครั้งสุดท้ายในรอบปี เป็นการล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม ข้อมูลด้านการเงินสำหรับการประเมินต้นทุนและรายจ่ายทั้งหมดของทางเลือก A แสดงดังตารางที่ 4.41

ตารางที่ 4.41 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก A

ทางเลือก A			
ลำดับ	รายการ	ขนาด	ราคาอุปกรณ์และค่าแรง
1	ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	106 แผง, 34.98 kWp	311,905.00 บาท
1.2	อินเวอร์เตอร์	6 เครื่อง, 33.00 kW	94,226.05 บาท
1.3	แบตเตอรี่	25 ลูก, 120kWh	862,332.65 บาท
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	34.98 kWp	20,835.25 บาท
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	33.00 kW	7,356.25 บาท
1.6	ค่าแรง ติดตั้งแบตเตอรี่	120.00 kWh	27,734.40 บาท
1.7	ค่าแรง ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบระบบ	34.98 kWp	612,436.70 บาท
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหัว	1 ชุด	1,893.37 บาท
2	โครงสร้างรองรับเซลล์แสงอาทิตย์		
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	- แบบปรับมุม 23.10 kWp - แบบหลังคา CPAC 5.28 kWp - แบบโครงเหล็ก 6.60 kWp	104,844.80 บาท/ปี
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	34.98 kWp	79,386.13 บาท
3	ต่อเติมโครงสร้างทั้งหมดและค่าแรง	1 ชุด	62,167.16 บาท
4	ต้นทุนค่าบำรุงรักษา		
4.1	ล้างทำความสะอาดแผง	106 แผง ใช้ 3 คน 2 ครั้ง/ปี	2,400.00 บาท/ปี
4.2	ล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม	1 ครั้ง/ปี 34.98 kWp	6,387.78 บาท/ปี
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ			2,185,117.75 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ทุก 5 ปี			101,582.30 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนแบตเตอรี่ ทุก 10 ปี			890,067.05 บาท
ต้นทุน การบำรุงรักษา ทุกปี			8,787.78 บาท

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก B

สำหรับทางเลือก B ใช้จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 126 แผง ขนาดแผงละ 330 Wp ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์รวม 41.58 kWp อินเวอร์เตอร์จำนวน 7 เครื่อง ขนาดเครื่องละ 5.50 kW ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 38.50 kW แบตเตอรี่ขนาดจำนวน 29 ลูก ขนาดลูกละ 4.80 kWh ขนาดระบบแบตเตอรี่ 139.20 kWh และจากข้อมูลในหัวข้อ 4.3.2 กำหนดให้มีการล้างทำความสะอาดแผง 3 ครั้ง/ปี และครั้งสุดท้ายในรอบปี เป็นการล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม ข้อมูลด้านการเงินสำหรับการประเมินต้นทุนและรายจ่ายทั้งหมดของทางเลือก B แสดงดังตารางที่ 4.42

ตารางที่ 4.42 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก B

ทางเลือก B			
ลำดับ	รายการ	ขนาด	ราคาอุปกรณ์และค่าแรง
1	ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	126 แผง, 41.58 kWp	370,755.00 บาท
1.2	อินเวอร์เตอร์	7 เครื่อง, 38.50 kW	109,930.39 บาท
1.3	แบตเตอรี่	29 ลูก, 139.20 kWh	1,000,305.87 บาท
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	41.58 kWp	24,766.43 บาท
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	38.5 kW	8,582.29 บาท
1.6	ค่าแรง ติดตั้งแบตเตอรี่	139.20 kWh	32,171.90 บาท
1.7	ค่าแรง ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบระบบ	41.58 kWp	727,990.79 บาท
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหัว	1 ชุด	1,893.37 บาท
2	โครงสร้างรองรับเซลล์แสงอาทิตย์		
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	- แบบปรับมุม 29.70 kWp - แบบหลังคา CPAC 5.28 kWp - แบบโครงเหล็ก 6.60 kWp	126,274.65 บาท/ปี
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	41.58 kWp	94,364.65 บาท
3	ต่อเติมโครงสร้างทั้งหมดและค่าแรง	1 ชุด	69,707.28 บาท
4	ต้นทุนค่าบำรุงรักษา		
4.1	ล้างทำความสะอาดแผง	126 แผง ใช้ 4 คน 2 ครั้ง/ปี	3,200.00 บาท/ปี
4.2	ล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม	1 ครั้ง/ปี 41.58 kWp	6,754.44 บาท/ปี
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ			2,566,742.63 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ทุก 5 ปี			118,512.68 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนแบตเตอรี่ ทุก 10 ปี			1,032,477.77 บาท
ต้นทุน การบำรุงรักษา ทุกปี			9,954.44 บาท

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก C

สำหรับทางเลือก C ใช้จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 136 แผง ขนาดแผงละ 330 Wp ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์รวม 44.88 kWp อินเวอร์เตอร์จำนวน 7 เครื่อง ขนาดเครื่องละ 5.50 kW ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 38.50 kW แบตเตอรี่ขนาดจำนวน 32 ลูก ขนาดลูกละ 4.80 kWh ขนาดระบบแบตเตอรี่ 153.60 kWh และจากข้อมูลในหัวข้อ 4.3.2 กำหนดให้มีการล้างทำความสะอาดแผง 3 ครั้ง/ปี และครั้งสุดท้ายในรอบปี เป็นการล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม ข้อมูลด้านการเงินสำหรับการประเมินต้นทุนและรายจ่ายทั้งหมดของทางเลือก C แสดงดังตารางที่ 4.43

ตารางที่ 4.43 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก C

ทางเลือก C			
ลำดับ	รายการ	ขนาด	ราคาอุปกรณ์และค่าแรง
1	ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	136 แผง, 44.88 kWp	400,180.00 บาท
1.2	อินเวอร์เตอร์	7 เครื่อง, 38.50 kW	109,930.39 บาท
1.3	แบตเตอรี่	32 ลูก, 153.60 kWh	1,103,785.79 บาท
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	44.88 kWp	26,732.02 บาท
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	38.50 kW	8,582.29 บาท
1.6	ค่าแรง ติดตั้งแบตเตอรี่	153.60 kWh	35,500.03 บาท
1.7	ค่าแรง ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบระบบ	44.88 kWp	785,767.84 บาท
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1 ชุด	1,893.37 บาท
2	โครงสร้างรองรับเซลล์แสงอาทิตย์		
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	- แบบปรับมุม 33.00 kWp - แบบหลังคา CPAC 5.28 kWp - แบบโครงเหล็ก 6.60 kWp	136,989.58 บาท/ปี
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	44.88 kWp	101,853.91 บาท
3	ต่อเติมโครงสร้างทั้งหมดและค่าแรง	1 ชุด	77,281.64 บาท
4	ต้นทุนค่าบำรุงรักษา		
4.1	ล้างทำความสะอาดแผง	136 แผง ใช้ 4 คน 2 ครั้ง/ปี	3,200.00 บาท/ปี
4.2	ล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม	1 ครั้ง/ปี 44.88 kWp	6,937.78 บาท/ปี
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ			2,788,496.86 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ทุก 5 ปี			118,512.68 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนแบตเตอรี่ ทุก 10 ปี			1,139,285.82 บาท
ต้นทุน การบำรุงรักษา ทุกปี			10,137.78 บาท

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก D

สำหรับทางเลือก D ใช้จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 156 แผง ขนาดแผงละ 330 Wp ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์รวม 51.48 kWp อินเวอร์เตอร์จำนวน 8 เครื่อง ขนาดเครื่องละ 5.50 kW ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 44.00 kW แบตเตอรี่ขนาดจำนวน 36 ลูก ขนาดลูกละ 4.80 kWh ขนาดระบบแบตเตอรี่ 172.80 kWh และจากข้อมูลในหัวข้อ 4.3.2 กำหนดให้มีการล้างทำความสะอาดแผง 3 ครั้ง/ปี และครั้งสุดท้ายในรอบปี เป็นการล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม ข้อมูลด้านการเงินสำหรับการประเมินต้นทุนและรายจ่ายทั้งหมดของทางเลือก D แสดงดังตารางที่ 4.44

ตารางที่ 4.44 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก D

ทางเลือก D			
ลำดับ	รายการ	ขนาด	ราคาอุปกรณ์และค่าแรง
1	ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	156 แผง, 51.48 kWp	459,030.00 บาท
1.2	อินเวอร์เตอร์	8 เครื่อง, 44.00 kW	125,634.73 บาท
1.3	แบตเตอรี่	36 ลูก, 172.80 kWh	1,241,759.01 บาท
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	51.48 kWp	30,663.20 บาท
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	44.00 kW	9,808.33 บาท
1.6	ค่าแรง ติดตั้งแบตเตอรี่	172.80 kWh	39,937.54 บาท
1.7	ค่าแรง ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบระบบ	51.480 kWp	901,321.93 บาท
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1 ชุด	1,893.37 บาท
2	โครงสร้างรองรับเซลล์แสงอาทิตย์		
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลา	- แบบปรับมุม 39.60 kWp - แบบหลังคา CPAC 5.28 kWp - แบบโครงเหล็ก 6.60 kWp	158,419.44 บาท/ปี
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	51.48 kWp	116,832.42 บาท
3	ต่อเติมโครงสร้างทั้งหมดและค่าแรง	1 ชุด	86,701.15 บาท
4	ต้นทุนค่าบำรุงรักษา		
4.1	ล้างทำความสะอาดแผง	156 แผง ใช้ 4 คน 2 ครั้ง/ปี	3,200.00 บาท/ปี
4.2	ล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม	1 ครั้ง/ปี 51.48 kWp	7,304.44 บาท/ปี
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ			3,172,001.12 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ทุก 5 ปี			135,443.06 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนแบตเตอรี่ ทุก 10 ปี			1,281,696.55 บาท
ต้นทุน การบำรุงรักษา ทุกปี			10,504.44 บาท

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเลือก E

สำหรับทางเลือก E ใช้จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 176 แผง ขนาดแผงละ 330 Wp ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์รวม 58.08 kWp อินเวอร์เตอร์จำนวน 9 เครื่อง ขนาดเครื่องละ 5.50 kW ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 49.50 kW แบตเตอรี่ขนาดจำนวน 39 ลูก ขนาดลูกละ 4.80 kWh ขนาดระบบแบตเตอรี่ 187.20 kWh และจากข้อมูลในหัวข้อ 4.3.2 กำหนดให้มีการล้างทำความสะอาดแผงทุก 3 ครั้ง/ปี และครั้งสุดท้ายในรอบปี เป็นการล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม ข้อมูลด้านการเงินสำหรับการประเมินต้นทุนและรายจ่ายทั้งหมดของทางเลือก E แสดงดังตารางที่ 4.45

ตารางที่ 4.45 ต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือก E

ทางเลือก E			
ลำดับ	รายการ	ขนาด	ราคาอุปกรณ์และค่าแรง
1	ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	176 แผง, 58.08 kWp	517,880.00 บาท
1.2	อินเวอร์เตอร์	9 เครื่อง, 49.50 kW	141,339.07 บาท
1.3	แบตเตอรี่	39 ลูก, 187.20 kWh	1,345,238.93 บาท
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	58.08 kWp	34,594.38 บาท
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	49.50 kW	11,034.38 บาท
1.6	ค่าแรง ติดตั้งแบตเตอรี่	187.20 kWh	43,265.66 บาท
1.7	ค่าแรง ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบระบบ	58.08 kWp	1,016,876.02 บาท
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1 ชุด	1,893.37 บาท
2	โครงสร้างรองรับเซลล์แสงอาทิตย์		
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลา	- แบบปรับมุม 46.20 kWp - แบบหลังคา CPAC 5.28 kWp - แบบโครงเหล็ก 6.60 kWp	179,849.29 บาท/ปี
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	58.08 kWp	131,810.94 บาท
3	ต่อเติมโครงสร้างทั้งหมดและค่าแรง	1 ชุด	249,703.94 บาท
4	ต้นทุนค่าบำรุงรักษา		
4.1	ล้างทำความสะอาดแผง	176 แผง ใช้ 5 คน 2 ครั้ง/ปี	4,000.00 บาท/ปี
4.2	ล้างทำความสะอาดแผงและตรวจสอบระบบโดยรวม	1 ครั้ง/ปี 58.08 kWp	7,671.11 บาท/ปี
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ			3,673,485.99 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ทุก 5 ปี			152,373.45 บาท
ต้นทุน เปลี่ยนแบตเตอรี่ ทุก 10 ปี			1,388,504.59 บาท
ต้นทุน การบำรุงรักษา ทุกปี			11,671.11 บาท

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากข้อมูลตารางที่ 4.41 - 4.45 เป็นข้อมูลการประเมินต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของทางเลือกต่าง ๆ ซึ่งสามารถสรุปข้อมูลของต้นทุนในการลงทุนได้ดังแสดงในตารางที่ 4.46

ตารางที่ 4.46 สรุปต้นทุนสำหรับการลงทุนและค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือก

ทางเลือก	ต้นทุนรวมในการลงทุนโครงการ	ต้นทุนเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ทุก 5 ปี	ต้นทุนเปลี่ยนแบตเตอรี่ทุก 10 ปี	ต้นทุนการบำรุงรักษาทุกปี
A	2,185,117.75	101,582.30	890,067.05	8,787.78
B	2,566,742.63	118,512.68	1,032,477.77	9,954.44
C	2,788,496.86	118,512.68	1,139,285.82	10,137.78
D	3,172,001.12	135,443.06	1,281,696.55	10,504.44
E	3,673,485.99	152,373.45	1,388,504.59	11,671.11

4.6.2 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินของแต่ละทางเลือก

ในส่วนของการศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินของแต่ละทางเลือก เป็นการประเมินเพื่อเปรียบเทียบข้อมูลทางด้านการเงินของทางเลือกต่าง ๆ เพื่อหาข้อสรุปของทางเลือกที่ให้ผลตอบแทนกับผู้ลงทุนสูงสุด โดยใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของแต่ละทางเลือกเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจ และสำหรับการประเมินในหัวข้อนี้มีรายละเอียดการคำนวณดังในหัวข้อที่ 2.5.2 และมีข้อมูลที่ใช้สำหรับการประเมินดังต่อไปนี้

1. ใช้อัตราคิดลดหรืออัตราดอกเบี้ยคาดหวัง (Discount Rate) ที่ 3.50% (สินเชื่อเงินกู้เพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ของธนาคารกสิกรไทย 2564) [64] เป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจเลือกโครงการที่มีความคุ้มค่ามากที่สุด ซึ่งจะเป็นการประเมินเบื้องต้นที่ยังไม่ได้นำไปวิเคราะห์ร่วมกับผลประโยชน์อื่น ๆ ของอพาร์ทเมนต์นอกจากค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงได้
2. อัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้ในการประเมินจะใช้ค่าเฉลี่ยค่าไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ในปี พ.ศ.2562 - พ.ศ.2563 ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 4.56 บาท/kWh และมีอัตราการเพิ่มขึ้นของค่าไฟที่ 1.84%/ปี (จากข้อมูลค่าไฟฟ้าในอดีต เดือน มกราคม พ.ศ.2560 - ธันวาคม พ.ศ.2563)
3. ในส่วนของการประเมินต้นทุนและค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะไม่คำนึงถึงปัจจัยของเงินเฟ้อเนื่องจากเทคโนโลยีนั้นจะมีการพัฒนาขึ้นในอนาคตส่งผลให้มีราคาถูกลง ผู้วิจัยจึงยึดการประเมินต้นทุนในปัจจุบันเป็นสำคัญ (พ.ศ.2564)
4. การประเมินจะใช้ข้อมูลผลประโยชน์จากพลังงานที่ทดแทนได้ในตารางที่ 4.31 - 4.35 และส่วนของข้อมูลต้นทุนของระบบจะใช้ข้อมูลในตารางที่ 4.46

จากข้อมูลที่ใช้ในการประเมินที่กล่าวมาจึงทำให้สามารถสรุปรายละเอียดข้อมูลด้านการเงินของแต่ละทางเลือกได้ดังแสดงในตารางที่ 4.47 - 4.51

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.47 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก A

ทางเลือก A											
รายการ	ปีที่ 0 (บาท)	ปีที่ 1 (บาท)	ปีที่ 2 (บาท)	ปีที่ 3 (บาท)	ปีที่ 4 (บาท)	ปีที่ 5 (บาท)	ปีที่ 6 (บาท)	ปีที่ 7 (บาท)	ปีที่ 8 (บาท)	ปีที่ 9 (บาท)	ปีที่ 10 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	0.00	4.56	4.64	4.73	4.81	4.89	4.98	5.06	5.15	5.23	5.31
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	0.00	177,944.34	178,181.80	178,547.02	178,024.03	177,833.96	176,852.98	175,970.94	174,955.44	174,158.22	174,032.58
ลงทุนโครงการ	-2,185,117.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-890,067.05
บำรุงรักษา	0.00	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78
กระแสเงินสด	-2,185,117.75	169,156.56	169,394.03	169,759.24	169,236.25	67,463.89	168,065.20	167,183.16	166,167.67	165,370.44	-826,404.54
กระแสเงินสดสะสม	-2,185,117.75	-2,015,961.19	-1,846,567.17	-1,676,807.93	-1,507,571.68	-1,440,107.79	-1,272,042.59	-1,104,859.42	-938,691.76	-773,321.32	-1,599,725.86
รายการ	ปีที่ 11 (บาท)	ปีที่ 12 (บาท)	ปีที่ 13 (บาท)	ปีที่ 14 (บาท)	ปีที่ 15 (บาท)	ปีที่ 16 (บาท)	ปีที่ 17 (บาท)	ปีที่ 18 (บาท)	ปีที่ 19 (บาท)	ปีที่ 20 (บาท)	ปีที่ 21 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	5.40	5.48	5.56	5.65	5.73	5.82	5.90	5.98	6.07	6.15	6.24
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	203,602.16	204,097.08	204,491.58	203,710.89	203,432.66	202,834.58	202,330.34	201,264.43	200,457.92	198,998.61	223,358.42
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-890,067.05	0.00
บำรุงรักษา	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78
กระแสเงินสด	194,814.38	195,309.30	195,703.80	194,923.11	93,062.58	194,046.80	193,542.56	192,476.65	191,670.14	-801,438.51	214,570.64
กระแสเงินสดสะสม	-1,404,911.48	-1,209,602.17	-1,013,898.37	-818,975.26	-725,912.68	-531,865.88	-338,323.32	-145,846.67	45,823.47	-755,615.04	-541,044.40
รายการ	ปีที่ 22 (บาท)	ปีที่ 23 (บาท)	ปีที่ 24 (บาท)	ปีที่ 25 (บาท)	ปีที่ 26 (บาท)	ปีที่ 27 (บาท)	ปีที่ 28 (บาท)	ปีที่ 29 (บาท)	ปีที่ 30 (บาท)	ผลการประเมินด้านการเงิน	
อัตราค่าไฟฟ้า	6.32	6.40	6.49	6.57	6.65	6.74	6.82	6.91	6.99	1%	3.50%
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	224,243.32	224,841.98	225,164.18	224,863.40	224,783.01	223,901.05	223,231.31	222,524.01	221,175.94	NPV	-136,246.48 บาท
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	IRR	3.02%
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
บำรุงรักษา	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78		
กระแสเงินสด	215,455.55	216,054.20	216,376.40	114,493.32	215,995.23	215,113.27	214,443.54	213,736.23	212,388.16		
กระแสเงินสดสะสม	-325,588.85	-109,534.65	106,841.75	221,335.07	437,330.30	652,443.57	866,887.11	1,080,623.34	1,293,011.50		

ตารางที่ 4.48 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก B

ทางเลือก B											
รายการ	ปีที่ 0 (บาท)	ปีที่ 1 (บาท)	ปีที่ 2 (บาท)	ปีที่ 3 (บาท)	ปีที่ 4 (บาท)	ปีที่ 5 (บาท)	ปีที่ 6 (บาท)	ปีที่ 7 (บาท)	ปีที่ 8 (บาท)	ปีที่ 9 (บาท)	ปีที่ 10 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	0.00	4.56	4.64	4.73	4.81	4.89	4.98	5.06	5.15	5.23	5.31
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	0.00	199,483.64	200,615.34	201,959.45	202,439.84	203,573.05	204,040.93	204,384.41	204,029.98	203,175.16	202,430.98
ลงทุนโครงการ	-2,566,742.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-118,512.68	0.00	0.00	0.00	0.00	-118,512.68
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,032,477.77
บำรุงรักษา	0.00	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44
กระแสเงินสด	-2,566,742.63	189,529.20	190,660.90	192,005.00	192,485.40	75,105.92	194,086.48	194,429.97	194,075.54	193,220.71	-958,513.92
กระแสเงินสดสะสม	-2,566,742.63	-2,377,213.44	-2,186,552.54	-1,994,547.54	-1,802,062.14	-1,726,956.23	-1,532,869.75	-1,338,439.78	-1,144,364.25	-951,143.53	-1,909,657.46
รายการ	ปีที่ 11 (บาท)	ปีที่ 12 (บาท)	ปีที่ 13 (บาท)	ปีที่ 14 (บาท)	ปีที่ 15 (บาท)	ปีที่ 16 (บาท)	ปีที่ 17 (บาท)	ปีที่ 18 (บาท)	ปีที่ 19 (บาท)	ปีที่ 20 (บาท)	ปีที่ 21 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	5.40	5.48	5.56	5.65	5.73	5.82	5.90	5.98	6.07	6.15	6.24
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	232,119.88	233,418.70	234,668.15	235,245.13	236,043.71	236,433.65	236,298.63	235,165.74	233,381.02	231,530.76	260,943.66
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	-118,512.68	0.00	0.00	0.00	0.00	-118,512.68	0.00
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,032,477.77	0.00
บำรุงรักษา	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44
กระแสเงินสด	222,165.43	223,464.25	224,713.71	225,290.69	107,576.58	226,479.20	226,344.18	225,211.29	223,426.57	-929,414.14	250,989.22
กระแสเงินสดสะสม	-1,687,492.02	-1,464,027.77	-1,239,314.06	-1,014,023.38	-906,446.80	-679,967.60	-453,623.41	-228,412.12	-4,985.55	-934,399.69	-683,410.47
รายการ	ปีที่ 22 (บาท)	ปีที่ 23 (บาท)	ปีที่ 24 (บาท)	ปีที่ 25 (บาท)	ปีที่ 26 (บาท)	ปีที่ 27 (บาท)	ปีที่ 28 (บาท)	ปีที่ 29 (บาท)	ปีที่ 30 (บาท)	ผลการประเมินด้านการเงิน	
อัตราค่าไฟฟ้า	6.32	6.40	6.49	6.57	6.65	6.74	6.82	6.91	6.99	1%	3.50%
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	261,973.09	262,928.80	262,997.04	264,078.90	262,975.69	262,375.00	261,275.14	260,340.76	257,440.64	NPV	-204,337.37 บาท
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	IRR	2.89%
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	-118,512.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
บำรุงรักษา	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44	-9,954.44		
กระแสเงินสด	252,018.65	252,974.35	253,042.59	135,611.77	253,021.24	252,420.56	251,320.69	250,386.31	247,486.20		
กระแสเงินสดสะสม	-431,391.82	-178,417.47	74,625.12	210,236.89	463,258.14	715,678.70	966,999.39	1,217,385.70	1,464,871.90		

ตารางที่ 4.49 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก C

ทางเลือก C											
รายการ	ปีที่ 0 (บาท)	ปีที่ 1 (บาท)	ปีที่ 2 (บาท)	ปีที่ 3 (บาท)	ปีที่ 4 (บาท)	ปีที่ 5 (บาท)	ปีที่ 6 (บาท)	ปีที่ 7 (บาท)	ปีที่ 8 (บาท)	ปีที่ 9 (บาท)	ปีที่ 10 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	0.00	4.56	4.64	4.73	4.81	4.89	4.98	5.06	5.15	5.23	5.31
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	0.00	208,602.02	211,353.52	212,924.94	215,344.80	217,513.55	218,272.66	219,193.92	219,553.26	219,518.35	219,781.40
ลงทุนโครงการ	-2,788,496.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-118,512.68	0.00	0.00	0.00	0.00	-118,512.68
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,139,285.82
บำรุงรักษา	0.00	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78
กระแสเงินสด	-2,788,496.86	198,464.24	201,215.74	202,787.16	205,207.03	88,863.09	208,134.88	209,056.15	209,415.49	209,380.57	-1,048,154.88
กระแสเงินสดสะสม	-2,788,496.86	-2,590,032.62	-2,388,816.88	-2,186,029.72	-1,980,822.69	-1,891,959.60	-1,683,824.72	-1,474,768.57	-1,265,353.09	-1,055,972.52	-2,104,127.40
รายการ	ปีที่ 11 (บาท)	ปีที่ 12 (บาท)	ปีที่ 13 (บาท)	ปีที่ 14 (บาท)	ปีที่ 15 (บาท)	ปีที่ 16 (บาท)	ปีที่ 17 (บาท)	ปีที่ 18 (บาท)	ปีที่ 19 (บาท)	ปีที่ 20 (บาท)	ปีที่ 21 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	5.40	5.48	5.56	5.65	5.73	5.82	5.90	5.98	6.07	6.15	6.24
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	244,055.86	246,390.63	247,305.65	249,450.46	250,429.04	251,642.64	252,362.65	252,474.21	252,462.53	251,941.44	274,228.82
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	-118,512.68	0.00	0.00	0.00	0.00	-118,512.68	0.00
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,139,285.82	0.00
บำรุงรักษา	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78
กระแสเงินสด	233,918.08	236,252.85	237,167.87	239,312.68	121,778.58	241,504.86	242,224.87	242,336.44	242,324.75	-1,015,994.84	264,091.04
กระแสเงินสดสะสม	-1,870,209.32	-1,633,956.47	-1,396,788.60	-1,157,475.91	-1,035,697.33	-794,192.47	-551,967.60	-309,631.16	-67,306.41	-1,083,301.25	-819,210.21
รายการ	ปีที่ 22 (บาท)	ปีที่ 23 (บาท)	ปีที่ 24 (บาท)	ปีที่ 25 (บาท)	ปีที่ 26 (บาท)	ปีที่ 27 (บาท)	ปีที่ 28 (บาท)	ปีที่ 29 (บาท)	ปีที่ 30 (บาท)	ผลการประเมินด้านการเงิน	
อัตราค่าไฟฟ้า	6.32	6.40	6.49	6.57	6.65	6.74	6.82	6.91	6.99	IRR	3.50%
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	275,830.78	277,367.42	279,013.87	280,048.79	281,534.43	281,837.51	282,357.86	282,354.82	281,789.62	NPV	-285,044.14 บาท
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	IRR	2.72%
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	-118,512.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
บำรุงรักษา	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78	-10,137.78		
กระแสเงินสด	265,693.00	267,229.64	268,876.10	151,398.33	271,396.66	271,699.73	272,220.08	272,217.04	271,651.85		
กระแสเงินสดสะสม	-553,517.21	-286,287.57	-17,411.47	133,986.86	405,383.51	677,083.25	949,303.33	1,221,520.37	1,493,172.22		

ตารางที่ 4.50 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก D

ทางเลือก D											
รายการ	ปีที่ 0 (บาท)	ปีที่ 1 (บาท)	ปีที่ 2 (บาท)	ปีที่ 3 (บาท)	ปีที่ 4 (บาท)	ปีที่ 5 (บาท)	ปีที่ 6 (บาท)	ปีที่ 7 (บาท)	ปีที่ 8 (บาท)	ปีที่ 9 (บาท)	ปีที่ 10 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	0.00	4.56	4.64	4.73	4.81	4.89	4.98	5.06	5.15	5.23	5.31
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	0.00	213,396.10	216,660.21	220,165.18	223,782.84	226,998.49	229,963.83	232,990.34	235,279.17	236,948.83	238,816.16
ลงทุนโครงการ	-3,172,001.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-135,443.06	0.00	0.00	0.00	0.00	-135,443.06
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,281,696.55
บำรุงรักษา	0.00	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44
กระแสเงินสด	-3,172,001.12	202,891.65	206,155.76	209,660.73	213,278.39	81,050.98	219,459.39	222,485.90	224,774.73	226,444.38	-1,188,827.89
กระแสเงินสดสะสม	-3,172,001.12	-2,969,109.47	-2,762,953.70	-2,553,292.97	-2,340,014.58	-2,258,963.60	-2,039,504.21	-1,817,018.31	-1,592,243.58	-1,365,799.20	-2,554,627.09
รายการ	ปีที่ 11 (บาท)	ปีที่ 12 (บาท)	ปีที่ 13 (บาท)	ปีที่ 14 (บาท)	ปีที่ 15 (บาท)	ปีที่ 16 (บาท)	ปีที่ 17 (บาท)	ปีที่ 18 (บาท)	ปีที่ 19 (บาท)	ปีที่ 20 (บาท)	ปีที่ 21 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	5.40	5.48	5.56	5.65	5.73	5.82	5.90	5.98	6.07	6.15	6.24
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	251,021.33	254,631.74	258,156.95	261,287.45	264,530.02	267,258.44	270,068.30	271,701.95	272,642.38	274,103.28	288,497.59
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	-135,443.06	0.00	0.00	0.00	0.00	-135,443.06	0.00
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,281,696.55	0.00
บำรุงรักษา	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44
กระแสเงินสด	240,516.89	244,127.30	247,652.50	250,783.00	118,582.51	256,754.00	259,563.85	261,197.50	262,137.94	-1,153,540.77	277,993.15
กระแสเงินสดสะสม	-2,314,110.20	-2,069,982.90	-1,822,330.40	-1,571,547.40	-1,452,964.89	-1,196,210.89	-936,647.03	-675,449.53	-413,311.59	-1,566,852.37	-1,288,859.22
รายการ	ปีที่ 22 (บาท)	ปีที่ 23 (บาท)	ปีที่ 24 (บาท)	ปีที่ 25 (บาท)	ปีที่ 26 (บาท)	ปีที่ 27 (บาท)	ปีที่ 28 (บาท)	ปีที่ 29 (บาท)	ปีที่ 30 (บาท)	ผลการประเมินด้านการเงิน	
อัตราค่าไฟฟ้า	6.32	6.40	6.49	6.57	6.65	6.74	6.82	6.91	6.99	1%	3.50%
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	291,950.07	294,706.65	297,407.61	300,626.32	302,380.56	304,763.25	304,988.33	306,068.54	306,637.31	NPV	-643,144.04 บาท
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	IRR	1.93%
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	-135,443.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
บำรุงรักษา	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44	-10,504.44		
กระแสเงินสด	281,445.62	284,202.20	286,903.16	154,678.82	291,876.12	294,258.80	294,483.88	295,564.10	296,132.86		
กระแสเงินสดสะสม	-1,007,413.60	-723,211.39	-436,308.23	-281,629.41	10,246.70	304,505.51	598,989.39	894,553.49	1,190,686.35		

ตารางที่ 4.51 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของทางเลือก E

ทางเลือก E											
รายการ	ปีที่ 0 (บาท)	ปีที่ 1 (บาท)	ปีที่ 2 (บาท)	ปีที่ 3 (บาท)	ปีที่ 4 (บาท)	ปีที่ 5 (บาท)	ปีที่ 6 (บาท)	ปีที่ 7 (บาท)	ปีที่ 8 (บาท)	ปีที่ 9 (บาท)	ปีที่ 10 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	0.00	4.56	4.64	4.73	4.81	4.89	4.98	5.06	5.15	5.23	5.31
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	0.00	214,651.98	218,601.57	222,551.17	226,500.77	230,051.23	233,757.08	237,583.96	241,018.34	244,077.54	246,264.30
ลงทุนโครงการ	-3,673,485.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-152,373.45	0.00	0.00	0.00	0.00	-152,373.45
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,388,504.59
บำรุงรักษา	0.00	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11
กระแสเงินสด	-3,673,485.99	202,980.87	206,930.46	210,880.06	214,829.66	66,006.67	222,085.97	225,912.85	229,347.23	232,406.42	-1,306,284.85
กระแสเงินสดสะสม	-3,673,485.99	-3,470,505.12	-3,263,574.65	-3,052,694.59	-2,837,864.94	-2,771,858.27	-2,549,772.30	-2,323,859.45	-2,094,512.21	-1,862,105.79	-3,168,390.64
รายการ	ปีที่ 11 (บาท)	ปีที่ 12 (บาท)	ปีที่ 13 (บาท)	ปีที่ 14 (บาท)	ปีที่ 15 (บาท)	ปีที่ 16 (บาท)	ปีที่ 17 (บาท)	ปีที่ 18 (บาท)	ปีที่ 19 (บาท)	ปีที่ 20 (บาท)	ปีที่ 21 (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้า	5.40	5.48	5.56	5.65	5.73	5.82	5.90	5.98	6.07	6.15	6.24
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	254,147.94	257,616.03	261,300.74	265,114.23	268,887.43	271,749.66	275,023.88	278,051.88	281,048.15	284,025.78	292,600.77
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	-152,373.45	0.00	0.00	0.00	0.00	-152,373.45	0.00
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,388,504.59	0.00
บำรุงรักษา	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11
กระแสเงินสด	242,476.83	245,944.91	249,629.63	253,443.12	104,842.87	260,078.55	263,352.77	266,380.77	269,377.04	-1,268,523.37	280,929.66
กระแสเงินสดสะสม	-2,925,913.81	-2,679,968.90	-2,430,339.27	-2,176,896.15	-2,072,053.28	-1,811,974.73	-1,548,621.96	-1,282,241.20	-1,012,864.15	-2,281,387.53	-2,000,457.87
รายการ	ปีที่ 22 (บาท)	ปีที่ 23 (บาท)	ปีที่ 24 (บาท)	ปีที่ 25 (บาท)	ปีที่ 26 (บาท)	ปีที่ 27 (บาท)	ปีที่ 28 (บาท)	ปีที่ 29 (บาท)	ปีที่ 30 (บาท)	ผลการประเมินด้านการเงิน	
อัตราค่าไฟฟ้า	6.32	6.40	6.49	6.57	6.65	6.74	6.82	6.91	6.99	1%	3.50%
ค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้	295,865.50	298,855.36	302,253.55	305,665.03	309,175.30	312,608.04	315,497.65	318,435.80	320,455.64	NPV	-1,257,279.91 บาท
ลงทุนโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	IRR	0.76%
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	-152,373.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
บำรุงรักษา	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11	-11,671.11		
กระแสเงินสด	284,194.38	287,184.25	290,582.44	141,620.47	297,504.19	300,936.93	303,826.54	306,764.69	308,784.53		
กระแสเงินสดสะสม	-1,716,263.49	-1,429,079.24	-1,138,496.79	-996,876.32	-699,372.13	-398,435.20	-94,608.66	212,156.03	520,940.56		

จากตารางที่ 4.47 - 4.51 เป็นการวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงินของแต่ละทางเลือก ซึ่งสามารถสรุปข้อมูลการเปรียบเทียบในแต่ละทางเลือก ได้ดังแสดงในตารางที่ 4.52

ตารางที่ 4.52 เปรียบเทียบผลการประเมินด้านการเงินของแต่ละทางเลือก

รายการ	ทางเลือก A	ทางเลือก B	ทางเลือก C	ทางเลือก D	ทางเลือก E
I %	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
NPV (บาท)	-136,246.48	-204,337.37	-285,044.14	-643,144.04	-1,257,279.91
IRR (%)	3.02	2.89	2.72	1.93	0.76

จากผลการประเมินในตารางที่ 4.52 พบว่าในกรณีที่พิจารณาผลของอัตราดอกเบี้ยหรืออัตราคิดลดที่ 3.50% ทางเลือกที่เสียค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด คือ ทางเลือก A ถัดมาคือทางเลือก B C D และ E ตามลำดับ ซึ่งหากพิจารณาที่ผลประโยชน์ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพียงอย่างเดียวโดยไม่นำไปพิจารณาร่วมกับข้อมูลด้านการเงินอื่น ๆ ของอพาร์ทเมนท์จะทำให้สามารถสรุปได้ว่าไม่มีทางเลือกใดที่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการเลือกลงทุน ที่อัตราคิดลด 3.50%

โดยสำหรับงานวิจัยชิ้นนี้ผู้วิจัยต้องการทราบถึงข้อสรุปในการเปรียบเทียบโครงการระหว่างอพาร์ทเมนท์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ดังนั้น จากตารางที่ 4.52 จึงสามารถสรุปได้ว่าในกรณีที่พิจารณาโครงการจากผลประโยชน์ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพียงอย่างเดียวนั้นส่งผลให้ทางเลือก A เป็นทางเลือกที่ดีที่สุด ที่อัตราคิดลด 3.50% ดังนั้นทางเลือกที่จะถูกนำไปวิเคราะห์ร่วมกับการลงทุนกับอพาร์ทเมนท์ คือ ทางเลือก A

4.6.3 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินโดยการเปรียบเทียบโครงการ

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการด้วยการเปรียบเทียบ สำหรับงานวิจัยนี้จะใช้ข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด เพื่อเปรียบเทียบกับอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ภายในกรอบระยะเวลาโครงการ 30 ปี ซึ่งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่นำมาใช้ในการประเมิน คือ ทางเลือก A (ทางเลือกที่ให้ผลตอบแทนด้านการเงินสูงสุด) ซึ่งมีวิธีการประเมิน 2 วิธี ดังต่อไปนี้

วิธีที่ 1 วิธีการวิเคราะห์แบบพื้นฐาน (Basic Analysis Method)

การประเมินลักษณะนี้เป็นการประเมินแบบทั่วไป โดยการนำข้อมูล รายรับ รายจ่าย และ ต้นทุน ทั้งหมดของทั้ง 2 โครงการ มาพิจารณา ซึ่งมีข้อมูลที่ใช้ในการประเมินดังต่อไปนี้

1. ใช้อัตราคิดลดหรืออัตราดอกเบี้ยคาดหวัง (Discount Rate) ของโครงการที่ 6.62% (ข้อมูลอัตราดอกเบี้ยเงินให้สินเชื่อประเภท MRR ของธนาคารกสิกรไทย โดยปี พ.ศ. 2563 มีค่าอยู่ระหว่าง 5.97-6.62%) [65] เป็นเกณฑ์ในการประเมิน
2. ใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่อพาร์ทเมนต์เรียกเก็บจากผู้เช่าพร้อมกับค่าดูแลและบริการทางไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ ซึ่งอัตรการเรียกเก็บอยู่ที่ 5.00 บาท/kWh และมีอัตราการเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้าที่ 1.84%/ปี เช่นเดียวกับค่าไฟฟ้าที่ชำระให้กับการไฟฟ้า (แนวโน้มจากข้อมูลค่าไฟฟ้าในอดีต เดือน มกราคม พ.ศ.2560 - ธันวาคม พ.ศ.2563)
3. การประเมินจะใช้ข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าและพลังงานที่ใช้จากการไฟฟ้าจากข้อมูลในตารางที่ 4.31 ข้อมูลต้นทุนของระบบจะใช้ข้อมูลในตารางที่ 4.46 สำหรับทางเลือก A และข้อมูลการด้านการเงินของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษาจะใช้ข้อมูลในตารางที่ 4.1

จากข้อมูลที่ใช้ในการประเมินที่กล่าวมาจึงทำให้สามารถสรุปรายละเอียดข้อมูลด้านการเงินของโครงการทั้งสองโครงการได้ ดังแสดงในตารางที่ 4.53 – 4.54

ตารางที่ 4.53 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนต์

โครงการอพาร์ทเมนต์ (a) ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด											
รายการ	ปีที่ 0 (บาท)	ปีที่ 1 (บาท)	ปีที่ 2 (บาท)	ปีที่ 3 (บาท)	ปีที่ 4 (บาท)	ปีที่ 5 (บาท)	ปีที่ 6 (บาท)	ปีที่ 7 (บาท)	ปีที่ 8 (บาท)	ปีที่ 9 (บาท)	ปีที่ 10 (บาท)
1.1 ค่าเช่าพัก	0.00	1,306,800.00	1,332,301.16	1,358,299.95	1,384,806.09	1,411,829.47	1,439,380.20	1,467,468.55	1,496,105.03	1,525,300.32	1,555,065.34
1.2 ค่าส่วนกลาง	0.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00
1.3 ค่าน้ำที่เรียกเก็บ	0.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00
อัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บ	0.00	5.00	5.08	5.17	5.25	5.34	5.42	5.50	5.59	5.67	5.75
1.4 ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	0.00	235,462.41	239,412.00	243,361.60	247,311.20	251,260.79	255,210.39	259,159.98	263,109.58	267,059.18	271,008.77
รวม รายรับ	0.00	1,725,977.41	1,755,428.16	1,785,376.55	1,815,832.28	1,846,805.26	1,878,305.58	1,910,343.54	1,942,929.61	1,976,074.50	2,009,789.11
2.1 ค่าพนักงาน	0.00	-253,500.00	-257,793.15	-262,086.29	-266,379.44	-270,672.58	-274,965.73	-279,258.87	-283,552.02	-287,845.16	-292,138.31
2.2 ค่าอินเตอร์เน็ต	0.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00
2.3 ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา	0.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00
2.4 ค่าน้ำที่ชำระ	0.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00
อัตราค่าไฟฟ้าชำระ	0.00	4.56	4.64	4.73	4.81	4.89	4.98	5.06	5.15	5.23	5.31
2.5 ค่าไฟฟ้าที่ชำระ	0.00	-214,651.98	-218,601.57	-222,551.17	-226,500.77	-230,450.36	-234,399.96	-238,349.56	-242,299.15	-246,248.75	-250,198.35
2.6 ค่าเปลี่ยนแอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	0.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00
รวม รายจ่าย	0.00	-591,255.98	-599,498.72	-607,741.46	-615,984.20	-624,226.94	-632,469.69	-640,712.43	-648,955.17	-657,197.91	-665,440.65
3.1 ราคาที่ดิน	-8,360,845.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2 มูลค่าอพาร์ทเมนต์	-9,000,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวม ต้นทุน	-17,360,845.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
กระแสเงินสด	-17,360,845.00	1,134,721.43	1,155,929.44	1,177,635.09	1,199,848.08	1,222,578.32	1,245,835.90	1,269,631.11	1,293,974.44	1,318,876.59	1,344,348.46
กระแสเงินสดสะสม	-17,360,845.00	-16,226,123.57	-15,070,194.13	-13,892,559.04	-12,692,710.96	-11,470,132.64	-10,224,296.75	-8,954,665.64	-7,660,691.20	-6,341,814.61	-4,997,466.15

ตารางที่ 4.53 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนต์ (ต่อ)

โครงการอพาร์ทเมนต์ (a) ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด											
รายการ	ปีที่ 11 (บาท)	ปีที่ 12 (บาท)	ปีที่ 13 (บาท)	ปีที่ 14 (บาท)	ปีที่ 15 (บาท)	ปีที่ 16 (บาท)	ปีที่ 17 (บาท)	ปีที่ 18 (บาท)	ปีที่ 19 (บาท)	ปีที่ 20 (บาท)	ปีที่ 21 (บาท)
1.1 ค่าเช่าพัก	1,585,411.20	1,616,349.23	1,647,890.99	1,680,048.27	1,712,833.07	1,746,257.64	1,780,334.46	1,815,076.26	1,850,496.03	1,886,606.98	1,923,422.61
1.2 ค่าส่วนกลาง	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00
1.3 ค่าน้ำที่เรียกเก็บ	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00
อัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บ	5.84	5.92	6.01	6.09	6.17	6.26	6.34	6.43	6.51	6.59	6.68
1.4 ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	274,958.37	278,907.97	282,857.56	286,807.16	290,756.76	294,706.35	298,655.95	302,605.54	306,555.14	310,504.74	314,454.33
รวม รายรับ	2,044,084.57	2,078,972.20	2,114,463.56	2,150,570.43	2,187,304.82	2,224,678.99	2,262,705.41	2,301,396.81	2,340,766.17	2,380,826.72	2,421,591.94
2.1 ค่าพนักงาน	-296,431.45	-300,724.60	-305,017.74	-309,310.89	-313,604.03	-317,897.18	-322,190.32	-326,483.47	-330,776.61	-335,069.76	-339,362.90
2.2 ค่าอินเตอร์เน็ต	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00
2.3 ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00
2.4 ค่าน้ำที่ชำระ	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00
อัตราค่าไฟฟ้าชำระ	5.40	5.48	5.56	5.65	5.73	5.82	5.90	5.98	6.07	6.15	6.24
2.5 ค่าไฟฟ้าที่ชำระ	-254,147.94	-258,097.54	-262,047.14	-265,996.73	-269,946.33	-273,895.92	-277,845.52	-281,795.12	-285,744.71	-289,694.31	-293,643.91
2.6 ค่าเปลี่ยนแอร์	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00
รวม รายจ่าย	-721,683.39	-729,926.14	-738,168.88	-746,411.62	-754,654.36	-762,897.10	-771,139.84	-779,382.59	-787,625.33	-795,868.07	-804,110.81
3.1 ราคาที่ดิน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2 มูลค่าอพาร์ทเมนต์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวม ต้นทุน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
กระแสเงินสด	1,322,401.17	1,349,046.06	1,376,294.68	1,404,158.81	1,432,650.46	1,461,781.89	1,491,565.56	1,522,014.22	1,553,140.84	1,584,958.65	1,617,481.13
กระแสเงินสดสะสม	-3,675,064.98	-2,326,018.92	-949,724.24	454,434.57	1,887,085.03	3,348,866.92	4,840,432.48	6,362,446.71	7,915,587.55	9,500,546.19	11,118,027.32

ตารางที่ 4.53 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนต์ (ต่อ)

โครงการอพาร์ทเมนต์ (a) ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด										
รายการ	ปีที่ 22 (บาท)	ปีที่ 23 (บาท)	ปีที่ 24 (บาท)	ปีที่ 25 (บาท)	ปีที่ 26 (บาท)	ปีที่ 27 (บาท)	ปีที่ 28 (บาท)	ปีที่ 29 (บาท)	ปีที่ 30 (บาท)	ผลการประเมิน ด้านการเงิน
1.1 ค่าเช่าพัก	1,960,956.66	1,999,223.16	2,038,236.41	2,078,010.96	2,118,561.68	2,159,903.72	2,202,052.52	2,245,023.81	2,288,833.66	I (%)
1.2 ค่าส่วนกลาง	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	6.62
1.3 ค่าน้ำที่เรียกเก็บ	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	NPV (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บ	6.76	6.85	6.93	7.01	7.10	7.18	7.26	7.35	7.43	3,675,366.21
1.4 ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	318,403.93	322,353.53	326,303.12	330,252.72	334,202.32	338,151.91	342,101.51	346,051.11	350,000.70	IRR (%)
รวม รายรับ	2,463,075.59	2,505,291.69	2,548,254.53	2,591,978.68	2,636,479.00	2,681,770.63	2,727,869.03	2,774,789.92	2,822,549.36	8.05
2.1 ค่าพนักงาน	-343,656.05	-347,949.19	-352,242.34	-356,535.48	-360,828.63	-365,121.77	-369,414.92	-373,708.06	-378,001.21	B/C Ratio
2.2 ค่าอินเตอร์เน็ต	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	(เท่า)
2.3 ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	1.14
2.4 ค่าน้ำที่ชำระ	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	
อัตราค่าไฟฟ้าชำระ	6.32	6.40	6.49	6.57	6.65	6.74	6.82	6.91	6.99	
2.5 ค่าไฟฟ้าที่ชำระ	-297,593.50	-301,543.10	-305,492.70	-309,442.29	-313,391.89	-317,341.48	-321,291.08	-325,240.68	-329,190.27	
2.6 ค่าเปลี่ยนแอร์	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	
รวม รายจ่าย	-812,353.55	-820,596.29	-828,839.03	-837,081.78	-845,324.52	-853,567.26	-861,810.00	-870,052.74	-878,295.48	
3.1 ราคาที่ดิน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19,647,985.75	
3.2 มูลค่าอพาร์ทเมนต์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3,600,000.00	
รวม ต้นทุน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
กระแสเงินสด	1,650,722.04	1,684,695.40	1,719,415.49	1,754,896.90	1,791,154.48	1,828,203.38	1,866,059.03	1,904,737.18	25,192,239.63	
กระแสเงินสดสะสม	12,768,749.36	14,453,444.76	16,172,860.25	17,927,757.16	19,718,911.64	21,547,115.02	23,413,174.04	25,317,911.22	50,510,150.84	

ตารางที่ 4.54 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด

โครงการอพาร์ทเมนต์ (b) ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด											
รายการ	ปีที่ 0 (บาท)	ปีที่ 1 (บาท)	ปีที่ 2 (บาท)	ปีที่ 3 (บาท)	ปีที่ 4 (บาท)	ปีที่ 5 (บาท)	ปีที่ 6 (บาท)	ปีที่ 7 (บาท)	ปีที่ 8 (บาท)	ปีที่ 9 (บาท)	ปีที่ 10 (บาท)
1.1 ค่าเช่าพัก	0.00	1,306,800.00	1,332,301.16	1,358,299.95	1,384,806.09	1,411,829.47	1,439,380.20	1,467,468.55	1,496,105.03	1,525,300.32	1,555,065.34
1.2 ค่าส่วนกลาง	0.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00
1.3 ค่าน้ำที่เรียกเก็บ	0.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00
อัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บ	0.00	5.00	5.08	5.17	5.25	5.34	5.42	5.50	5.59	5.67	5.75
1.4 ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	0.00	235,462.41	239,412.00	243,361.60	247,311.20	251,260.79	255,210.39	259,159.98	263,109.58	267,059.18	271,008.77
รวม รายรับ	0.00	1,725,977.41	1,755,428.16	1,785,376.55	1,815,832.28	1,846,805.26	1,878,305.58	1,910,343.54	1,942,929.61	1,976,074.50	2,009,789.11
2.1 ค่าพนักงาน	0.00	-253,500.00	-257,793.15	-262,086.29	-266,379.44	-270,672.58	-274,965.73	-279,258.87	-283,552.02	-287,845.16	-292,138.31
2.2 ค่าอินเตอร์เน็ต	0.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00
2.3 ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา	0.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00
2.4 ค่าน้ำที่ชำระ	0.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00
อัตราค่าไฟฟ้าชำระ	0.00	4.56	4.64	4.73	4.81	4.89	4.98	5.06	5.15	5.23	5.31
2.5 ค่าไฟฟ้าที่ชำระ	0.00	-36,707.64	-40,419.77	-44,004.15	-48,476.74	-52,616.40	-57,546.98	-62,378.62	-67,343.71	-72,090.53	-76,165.76
2.6 ค่าเปลี่ยนแอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	0.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00
รวม รายจ่าย	0.00	-413,311.64	-421,316.92	-429,194.44	-437,960.17	-446,392.98	-455,616.71	-464,741.49	-473,999.72	-483,039.69	-491,408.07
3.1 ราคาที่ดิน	-8,360,845.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2 มูลค่าอพาร์ทเมนต์	-9,000,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ลงทุน ทางเลือก A	-2,185,117.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-890,067.05
บำรุงรักษา	0.00	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78
รวม ต้นทุน	-19,545,962.75	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-110,370.08	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-1,000,437.12
กระแสเงินสด	-19,545,962.75	1,303,877.99	1,325,323.47	1,347,394.33	1,369,084.33	1,290,042.21	1,413,901.10	1,436,814.27	1,460,142.11	1,484,247.03	517,943.92
กระแสเงินสดสะสม	-19,545,962.75	-18,242,084.77	-16,916,761.30	-15,569,366.97	-14,200,282.64	-12,910,240.43	-11,496,339.33	-10,059,525.06	-8,599,382.96	-7,115,135.93	-6,597,192.01

ตารางที่ 4.54 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด (ต่อ)

โครงการอพาร์ทเมนต์ (b) ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด											
รายการ	ปีที่ 11 (บาท)	ปีที่ 12 (บาท)	ปีที่ 13 (บาท)	ปีที่ 14 (บาท)	ปีที่ 15 (บาท)	ปีที่ 16 (บาท)	ปีที่ 17 (บาท)	ปีที่ 18 (บาท)	ปีที่ 19 (บาท)	ปีที่ 20 (บาท)	ปีที่ 21 (บาท)
1.1 ค่าเช่าพัก	1,585,411.20	1,616,349.23	1,647,890.99	1,680,048.27	1,712,833.07	1,746,257.64	1,780,334.46	1,815,076.26	1,850,496.03	1,886,606.98	1,923,422.61
1.2 ค่าส่วนกลาง	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00
1.3 ค่าน้ำที่เรียกเก็บ	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00
อัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บ	5.84	5.92	6.01	6.09	6.17	6.26	6.34	6.43	6.51	6.59	6.68
1.4 ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	274,958.37	278,907.97	282,857.56	286,807.16	290,756.76	294,706.35	298,655.95	302,605.54	306,555.14	310,504.74	314,454.33
รวม รายรับ	2,044,084.57	2,078,972.20	2,114,463.56	2,150,570.43	2,187,304.82	2,224,678.99	2,262,705.41	2,301,396.81	2,340,766.17	2,380,826.72	2,421,591.94
2.1 ค่าพนักงาน	-296,431.45	-300,724.60	-305,017.74	-309,310.89	-313,604.03	-317,897.18	-322,190.32	-326,483.47	-330,776.61	-335,069.76	-339,362.90
2.2 ค่าอินเตอร์เน็ต	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00
2.3 ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00
2.4 ค่าน้ำที่ชำระ	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00
อัตราค่าไฟฟ้าชำระ	5.40	5.48	5.56	5.65	5.73	5.82	5.90	5.98	6.07	6.15	6.24
2.5 ค่าไฟฟ้าที่ชำระ	-50,545.78	-54,000.46	-57,555.56	-62,285.84	-66,513.67	-71,061.35	-75,515.18	-80,530.69	-85,286.79	-90,695.70	-97,285.49
2.6 ค่าเปลี่ยนแอร์	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00
รวม รายจ่าย	-518,081.24	-525,829.05	-533,677.30	-542,700.73	-551,221.70	-560,062.52	-568,809.50	-578,118.16	-587,167.40	-596,869.46	-580,752.39
3.1 ราคาที่ดิน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2 มูลค่าอพาร์ทเมนต์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ลงทุน ทางเลือก A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-890,067.05	0.00
บำรุงรักษา	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78
รวม ต้นทุน	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-110,370.08	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-1,000,437.12	-8,787.78
กระแสเงินสด	1,517,215.55	1,544,355.36	1,571,998.48	1,599,081.92	1,525,713.04	1,655,828.69	1,685,108.12	1,714,490.87	1,744,810.99	783,520.13	1,832,051.77
กระแสเงินสดสะสม	-5,079,976.46	-3,535,621.09	-1,963,622.61	-364,540.69	1,161,172.35	2,817,001.04	4,502,109.16	6,216,600.03	7,961,411.02	8,744,931.15	10,576,982.93

ตารางที่ 4.54 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด (ต่อ)

โครงการอพาร์ทเมนต์ (b) ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด										
รายการ	ปีที่ 22 (บาท)	ปีที่ 23 (บาท)	ปีที่ 24 (บาท)	ปีที่ 25 (บาท)	ปีที่ 26 (บาท)	ปีที่ 27 (บาท)	ปีที่ 28 (บาท)	ปีที่ 29 (บาท)	ปีที่ 30 (บาท)	ผลการประเมิน ด้านการเงิน
1.1 ค่าเช่าพัก	1,960,956.66	1,999,223.16	2,038,236.41	2,078,010.96	2,118,561.68	2,159,903.72	2,202,052.52	2,245,023.81	2,288,833.66	I (%)
1.2 ค่าส่วนกลาง	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	156,000.00	6.62
1.3 ค่าน้ำที่เรียกเก็บ	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	27,715.00	NPV (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บ	6.76	6.85	6.93	7.01	7.10	7.18	7.26	7.35	7.43	2,918,956.15
1.4 ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	318,403.93	322,353.53	326,303.12	330,252.72	334,202.32	338,151.91	342,101.51	346,051.11	350,000.70	IRR (%)
รวม รายรับ	2,463,075.59	2,505,291.69	2,548,254.53	2,591,978.68	2,636,479.00	2,681,770.63	2,727,869.03	2,774,789.92	2,822,549.36	7.66
2.1 ค่าพนักงาน	-343,656.05	-347,949.19	-352,242.34	-356,535.48	-360,828.63	-365,121.77	-369,414.92	-373,708.06	-378,001.21	B/C Ratio
2.2 ค่าอินเตอร์เน็ต	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	-27,156.00	(เท่า)
2.3 ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	-18,000.00	1.11
2.4 ค่าน้ำที่ชำระ	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	-25,786.00	
อัตราค่าไฟฟ้าชำระ	6.32	6.40	6.49	6.57	6.65	6.74	6.82	6.91	6.99	
2.5 ค่าไฟฟ้าที่ชำระ	-73,350.18	-76,701.12	-80,328.52	-84,578.89	-88,608.88	-93,440.44	-98,059.77	-102,716.67	-108,014.33	
2.6 ค่าเปลี่ยนแอร์	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	-48,000.00	
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	-52,162.00	
รวม รายจ่าย	-588,110.23	-595,754.32	-603,674.85	-612,218.38	-620,541.51	-629,666.21	-638,578.69	-647,528.73	-657,119.54	
3.1 ราคาที่ดิน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19,647,985.75	
3.2 มูลค่าอพาร์ทเมนต์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3,600,000.00	
ลงทุน ทางเลือก A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
บำรุงรักษา	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	
รวม ต้นทุน	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-110,370.08	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	23,239,197.97
กระแสเงินสด	1,866,177.59	1,900,749.59	1,935,791.90	1,869,390.23	2,007,149.71	2,043,316.64	2,080,502.56	2,118,473.41	25,404,627.79	
กระแสเงินสดสะสม	12,443,160.51	14,343,910.11	16,279,702.00	18,149,092.23	20,156,241.94	22,199,558.59	24,280,061.15	26,398,534.56	51,803,162.34	

จากตารางที่ 4.53 - 4.54 เมื่อได้ผลลัพธ์ของการประเมินด้านการเงินแล้ว ผู้วิจัยจึงกำหนดให้ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนท์แทนด้วย (a) และข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด แทนด้วย (b) และนำข้อมูลของทั้งสองโครงการมาเปรียบเทียบ ดังแสดงในตารางที่ 4.55

ตารางที่ 4.55 การเปรียบเทียบโครงการจากวิธีการวิเคราะห์แบบพื้นฐาน

ข้อมูลด้านการเงิน	โครงการอพาร์ทเมนท์ (a)	โครงการอพาร์ทเมนท์ (b)
I %	6.62 %	6.62 %
NPV	3,675,366.21 บาท	2,918,956.15 บาท
B/C Ratio	1.14 เท่า	1.11 เท่า
IRR	8.05 %	7.66 %
ผลต่างของ NPV (b-a) ที่ I % = 6.62 %	NPVb-NPVa = -756,410.07 บาท	

จากตารางที่ 4.55 เป็นข้อมูลการประเมินด้านการเงินของทั้งสองโครงการพบว่าที่อัตราการคิดลดที่ 6.62% ทั้งสองโครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 3,675,366.21 และ 2,918,956.15 บาท ตามลำดับ จึงสามารถบอกได้ว่าทั้งสองโครงการนั้นสามารถสร้างผลตอบแทนด้านการเงินให้กับผู้ลงทุนโครงการได้ และเมื่อทำการพิจารณาข้อมูลผลการเปรียบเทียบโครงการด้วยผลต่างของ NPV ได้ผลลัพธ์เท่ากับ -756,410.07 บาท จึงสามารถสรุปได้ว่า ที่อัตราการคิดลดที่ 6.62% โครงการอพาร์ทเมนท์ (b) นั้น ไม่สามารถสร้างผลตอบแทนด้านการเงินให้สูงกว่าโครงการอพาร์ทเมนท์ (a) ได้ จึงยังไม่มีมีความคุ้มค่าด้านการเงินในการลงทุนในปัจจุบัน

สำหรับการประเมินด้วย วิธีการวิเคราะห์แบบพื้นฐาน นั้นเป็นการประเมินผลที่มีรายละเอียดของข้อมูลที่ดีและครบถ้วน ทำให้เกิดความยากลำบากในการเก็บรวบรวมข้อมูล ซึ่งสำหรับการวิเคราะห์เปรียบเทียบโครงการนั้นวิธีที่ง่ายกว่าและสามารถสรุปข้อมูลได้เช่นเดียวกัน แสดงในวิธีวิเคราะห์ถัดไป

วิธีที่ 2 วิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุน (Different Cost Analysis Method)

การประเมินลักษณะนี้จะใช้วิธีการนำข้อมูลผลต่างของข้อมูลด้านการเงินทั้งหมดของทั้ง 2 โครงการ มาพิจารณา (ผลต่างของตารางที่ 4.53 และ 4.54) ซึ่งข้อมูลทั้งหมดที่ใช้ในการประเมินจะใช้ข้อมูลชุดเดียวกับ วิธีที่ 1 ซึ่งสามารถสรุปรายละเอียดข้อมูลการวิเคราะห์ผลต่างของต้นทุนโครงการได้ ดังแสดงในตารางที่ 4.56

ตารางที่ 4.56 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของการวิเคราะห์ผลต่างของต้นทุน

ผลต่างของต้นทุนโครงการพาร์กเมนต์ (b-a)											
รายการ	ปีที่ 0 (บาท)	ปีที่ 1 (บาท)	ปีที่ 2 (บาท)	ปีที่ 3 (บาท)	ปีที่ 4 (บาท)	ปีที่ 5 (บาท)	ปีที่ 6 (บาท)	ปีที่ 7 (บาท)	ปีที่ 8 (บาท)	ปีที่ 9 (บาท)	ปีที่ 10 (บาท)
1.1 ค่าเช่าพัก	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2 ค่าส่วนกลาง	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3 ค่าน้ำที่เรียกเก็บ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
อัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บ	0.00	5.00	5.08	5.17	5.25	5.34	5.42	5.50	5.59	5.67	5.75
1.4 ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวม รายรับ (ผลต่าง)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1 ค่าพนักงาน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2 ค่าอินเตอร์เน็ต	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3 ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.4 ค่าน้ำที่ชำระ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
อัตราค่าไฟฟ้าชำระ	0.00	4.56	4.64	4.73	4.81	4.89	4.98	5.06	5.15	5.23	5.31
2.5 ค่าไฟฟ้าที่ชำระ	0.00	177,944.34	178,181.80	178,547.02	178,024.03	177,833.96	176,852.98	175,970.94	174,955.44	174,158.22	174,032.58
2.6 ค่าเปลี่ยนแอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวม รายจ่าย (ผลต่าง)	0.00	177,944.34	178,181.80	178,547.02	178,024.03	177,833.96	176,852.98	175,970.94	174,955.44	174,158.22	174,032.58
3.1 ราคาที่ดิน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2 มูลค่าพาร์กเมนต์ ลงทุน ทางเลือก A	-2,185,117.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30
เปลี่ยนแบตเตอรี่ บำรุงรักษา	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-890,067.05
	0.00	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78
รวม ต้นทุน (ผลต่าง)	-2,185,117.75	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-110,370.08	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-1,000,437.12
กระแสเงินสด	-2,185,117.75	169,156.56	169,394.03	169,759.24	169,236.25	67,463.89	168,065.20	167,183.16	166,167.67	165,370.44	-826,404.54
กระแสเงินสดสะสม	-2,185,117.75	-2,015,961.19	-1,846,567.17	-1,676,807.93	-1,507,571.68	-1,440,107.79	-1,272,042.59	-1,104,859.42	-938,691.76	-773,321.32	-1,599,725.86

ตารางที่ 4.56 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของการวิเคราะห์ผลต่างของต้นทุน (ต่อ)

ผลต่างของต้นทุนโครงการอพาร์ทเมนท์ (b-a)											
รายการ	ปีที่ 11 (บาท)	ปีที่ 12 (บาท)	ปีที่ 13 (บาท)	ปีที่ 14 (บาท)	ปีที่ 15 (บาท)	ปีที่ 16 (บาท)	ปีที่ 17 (บาท)	ปีที่ 18 (บาท)	ปีที่ 19 (บาท)	ปีที่ 20 (บาท)	ปีที่ 21 (บาท)
1.1 ค่าเช่าพัก	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2 ค่าส่วนกลาง	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3 ค่าน้ำที่เรียกเก็บ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
อัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บ	5.84	5.92	6.01	6.09	6.17	6.26	6.34	6.43	6.51	6.59	6.68
1.4 ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวม รายรับ (ผลต่าง)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1 ค่าพนักงาน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2 ค่าอินเตอร์เน็ต	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3 ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.4 ค่าน้ำที่ชำระ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
อัตราค่าไฟฟ้าชำระ	5.40	5.48	5.56	5.65	5.73	5.82	5.90	5.98	6.07	6.15	6.24
2.5 ค่าไฟฟ้าที่ชำระ	203,602.16	204,097.08	204,491.58	203,710.89	203,432.66	202,834.58	202,330.34	201,264.43	200,457.92	198,998.61	223,358.42
2.6 ค่าเปลี่ยนแอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวม รายจ่าย (ผลต่าง)	203,602.16	204,097.08	204,491.58	203,710.89	203,432.66	202,834.58	202,330.34	201,264.43	200,457.92	198,998.61	223,358.42
3.1 ราคาที่ดิน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2 มูลค่าอพาร์ทเมนท์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ลงทุน ทางเลือก A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-890,067.05	0.00
บำรุงรักษา	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78
รวม ต้นทุน (ผลต่าง)	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-110,370.08	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-1,000,437.12	-8,787.78
กระแสเงินสด	194,814.38	195,309.30	195,703.80	194,923.11	93,062.58	194,046.80	193,542.56	192,476.65	191,670.14	-801,438.51	214,570.64
กระแสเงินสดสะสม	-1,404,911.48	-1,209,602.17	-1,013,898.37	-818,975.26	-725,912.68	-531,865.88	-338,323.32	-145,846.67	45,823.47	-755,615.04	-541,044.40

ตารางที่ 4.56 ข้อมูลด้านการเงินตลอดอายุโครงการของการวิเคราะห์ผลต่างของต้นทุน (ต่อ)

ผลต่างของต้นทุนโครงการอพาร์ทเมนต์ (b-a)										
รายการ	ปีที่ 22 (บาท)	ปีที่ 23 (บาท)	ปีที่ 24 (บาท)	ปีที่ 25 (บาท)	ปีที่ 26 (บาท)	ปีที่ 27 (บาท)	ปีที่ 28 (บาท)	ปีที่ 29 (บาท)	ปีที่ 30 (บาท)	ผลการประเมิน ด้านการเงิน
1.1 ค่าเช่าพัก	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	I (%)
1.2 ค่าส่วนกลาง	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.62
1.3 ค่าน้ำที่เรียกเก็บ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	NPVb-a (บาท)
อัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บ	6.76	6.85	6.93	7.01	7.10	7.18	7.26	7.35	7.43	-756,410.07
1.4 ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	IRRb-a (%)
รวม รายรับ (ผลต่าง)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.02
2.1 ค่าพนักงาน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2.2 ค่าอินเตอร์เน็ต	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2.3 ค่าอุปกรณ์บำรุงรักษา	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2.4 ค่าน้ำที่ชำระ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
อัตราค่าไฟฟ้าชำระ	6.32	6.40	6.49	6.57	6.65	6.74	6.82	6.91	6.99	
2.5 ค่าไฟฟ้าที่ชำระ	224,243.32	224,841.98	225,164.18	224,863.40	224,783.01	223,901.05	223,231.31	222,524.01	221,175.94	
2.6 ค่าเปลี่ยนแอร์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2.7 ค่าใช้จ่าย อื่นๆ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
รวม รายจ่าย (ผลต่าง)	224,243.32	224,841.98	225,164.18	224,863.40	224,783.01	223,901.05	223,231.31	222,524.01	221,175.94	
3.1 ราคาที่ดิน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3.2 มูลค่าอพาร์ทเมนต์	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
ลงทุน ทางเลือก A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์	0.00	0.00	0.00	-101,582.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
เปลี่ยนแบตเตอรี่	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
บำรุงรักษา	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	
รวม ต้นทุน (ผลต่าง)	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-110,370.08	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	-8,787.78	
กระแสเงินสด	215,455.55	216,054.20	216,376.40	114,493.32	215,995.23	215,113.27	214,443.54	213,736.23	212,388.16	
กระแสเงินสดสะสม	-325,588.85	-109,534.65	106,841.75	221,335.07	437,330.30	652,443.57	866,887.11	1,080,623.34	1,293,011.50	

จากตารางที่ 4.56 เมื่อได้ผลลัพธ์การประเมินผลต่างของข้อมูลด้านการเงินแล้ว ผู้วิจัยจึงกำหนดให้ผลต่างของต้นทุนโครงการอพาร์ทเมนท์แทนด้วย (b-a) ซึ่งสามารถสรุปข้อมูลการเปรียบเทียบได้ดังแสดงในตารางที่ 4.57

ตารางที่ 4.57 การเปรียบเทียบโครงการจากวิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุน

ข้อมูลด้านการเงิน	ผลต่างของโครงการ (b-a)
I %	6.62 %
NPV (b-a)	-756,410.07 บาท
IRR (b-a)	3.02 %

จากตารางที่ 4.57 เป็นข้อมูลการประเมินด้านการเงินของวิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุน พบว่าที่อัตราการคิดลดที่ 6.62% ได้ผลลัพธ์ของ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV (b-a)) เท่ากับ -756,410.07 บาท และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR (b-a)) เท่ากับ 3.02% จึงสามารถสรุปผลการเปรียบเทียบด้านการเงินของโครงการได้ดังนี้ ที่อัตราการคิดลดที่ 6.62% โครงการอพาร์ทเมนท์ (b) นั้น ไม่สามารถสร้างผลตอบแทนด้านการเงินให้สูงกว่า โครงการอพาร์ทเมนท์ (a) ได้ เนื่องจากผลลัพธ์ของ NPV (b-a) น้อยกว่า 0 และ IRR (b-a) น้อยกว่าอัตราการคิดลดที่กำหนด โครงการอพาร์ทเมนท์ (b) นั้นจะสามารถสร้างผลตอบแทนให้สูงกว่า โครงการอพาร์ทเมนท์ (a) ได้ก็ต่อเมื่อ IRR (b-a) มีค่ามากกว่า 6.62%

และจากข้อมูลในตารางที่ 4.57 พบว่า ผลลัพธ์ของอัตราผลตอบแทนภายในนั้นมีค่าเท่ากับ 3.02% ซึ่งเป็นค่าเดียวกับข้อสรุปของการประเมินด้านการเงินของ ทางเลือก A ในตารางที่ 4.52 และหากพิจารณาที่อัตราการคิดลดที่เท่ากัน ผลลัพธ์ของ NPV ของทางเลือก A กับ NPV (b-a) นั้นก็จะได้ผลลัพธ์ออกมาในค่าที่เท่ากัน เนื่องจากข้อมูลด้านการเงินเป็นข้อมูลชุดเดียวกัน ซึ่งหมายความว่า การประเมินด้วยวิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุนนั้น หากข้อมูลด้านการเงินของโครงการ เช่น รายรับ รายจ่าย และ ต้นทุน ในส่วนต่าง ๆ ระหว่างโครงการที่ต้องการเปรียบเทียบนั้นมีค่าเท่ากัน หรือไม่มีการเปลี่ยนแปลงไป ผู้ที่ทำการศึกษาก็ไม่มีความจำเป็นต้องทำการเก็บข้อมูลในส่วนนั้นมาพิจารณาเลย (หากเพียงแต่ต้องการหาข้อสรุปว่าโครงการใดให้ผลตอบแทนด้านการเงินที่สูงกว่า) จึงทำให้วิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุน เป็นวิธีที่ง่ายและสามารถสรุปผลการเปรียบเทียบโครงการได้เช่นเดียวกัน

4.6.4 การวิเคราะห์ความไวของราคาแบตเตอรี่

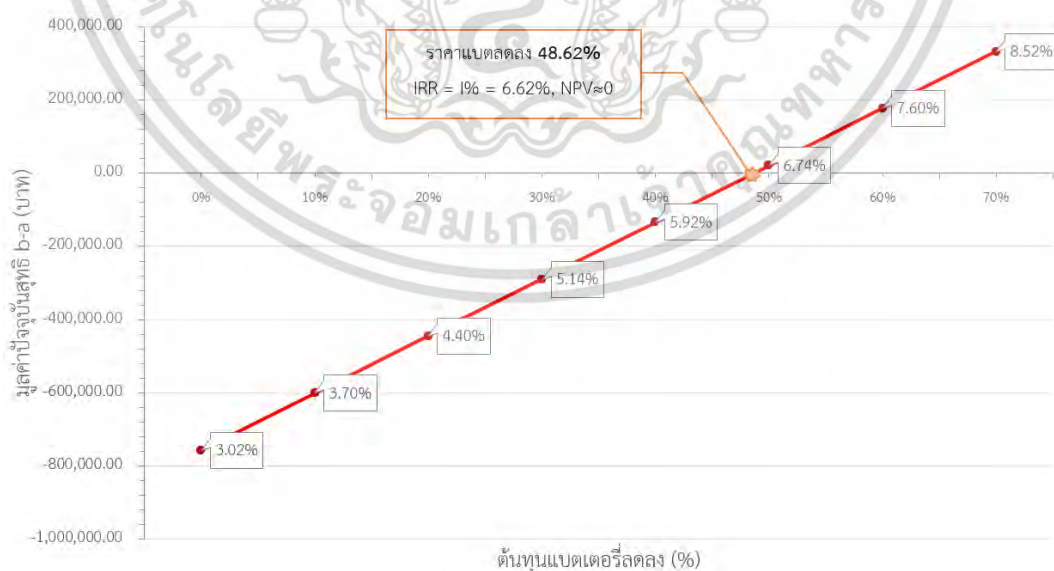
การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) สำหรับการศึกษาคั้งนี้จะวิเคราะห์ความไวจากราคาแบตเตอรี่เป็นหลักเนื่องจากเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญต่อต้นทุนและค่าใช้จ่ายของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด และมีโอกาสสูงในการเปลี่ยนแปลงของราคา โดยจะเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ใช้ข้อมูลจากผลลัพธ์ของ วิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุน มาพิจารณา และกำหนดให้ราคา แดตเตอร์รี่เปลี่ยนแปลงลดลงไปครั้งละ 10% (วิเคราะห์เพียงต้นทุนที่ลดลง เนื่องจากผลการ เปรียบเทียบโครงการพบว่า NPV (b-a) น้อยกว่า 0) ซึ่งผลการวิเคราะห์ความไวแสดงดังตารางที่ 4.58

ตารางที่ 4.58 ผลการวิเคราะห์ความไวของราคาแดตเตอร์รี่

ใช้วิธีการวิเคราะห์ด้วยผลต่างของต้นทุน (b-a) ราคาแดตเตอร์รี่ 100% = 862,332.65 บาท (จากทางเลือก A)				
ราคาแดตเตอร์รี่			การประเมินด้านการเงิน ที่ I % = 6.62%	
ลดลง (%)	ราคา ลดลง (บาท)	ราคา คงเหลือ (บาท)	NPV (b-a) (บาท)	IRR (b-a) (%)
0	0.00	862,332.65	-756,410.07	3.02
10	86,233.26	776,099.38	-600,824.81	3.70
20	172,466.53	689,866.12	-445,239.54	4.40
30	258,699.79	603,632.85	-289,654.28	5.14
40	344,933.06	517,399.59	-134,069.02	5.92
48.62	419,266.13	443,066.51	0.00	6.62
50	431,166.32	431,166.32	21,516.24	6.74
60	517,399.59	344,933.06	177,101.50	7.60
70	603,632.85	258,699.79	332,686.76	8.52

จากตารางที่ 4.58 สามารถนำผลของการวิเคราะห์มาแสดงเป็นกราฟการเปลี่ยนแปลงของ มูลค่าปัจจุบันสุทธิและอัตราผลตอบแทนภายในได้ดังรูปที่ 4.25



รูปที่ 4.25 กราฟผลการวิเคราะห์ความไวของราคาแดตเตอร์รี่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.58 และรูปที่ 4.25 พบว่า เมื่อต้นทุนราคาแบตเตอรี่ปรับตัวลดลงส่งผลทำให้ NPV (b-a) และ IRR (b-a) เพิ่มสูงขึ้น และเมื่อราคาแบตเตอรี่ปรับตัวลดลงจาก 862,332.65 บาท เหลือน้อยกว่า 443,066.51 บาท หรือลดลงมากกว่า 48.62% ขึ้นไป ส่งผลให้ NPV (b-a) มีค่ามากกว่า 0 และ IRR (b-a) มีค่ามากกว่า 6.62% ดังนั้นจึงสามารถสรุปผลสำหรับการวิเคราะห์ความไวของราคาแบตเตอรี่ได้ว่า การลงทุนในโครงการอพาร์ทเมนต์ (b) ที่ติดตั้งระบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้น จะสามารถสร้างผลตอบแทนด้านการเงินให้สูงกว่า โครงการอพาร์ทเมนต์ (a) ได้เมื่อราคาของแบตเตอรี่ลดลงมากกว่า 48.62% ขึ้นไป (ที่อัตราการคิดลดเท่ากับ 6.62%) จากราคาในปัจจุบัน

4.7 สรุปผลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ

งานวิจัยชิ้นนี้ได้ทำการศึกษาโดยมุ่งเน้นไปที่ลักษณะการใช้พลังงาน การผลิตพลังงาน และการประเมินผลประโยชน์จากการทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าสำหรับอพาร์ทเมนต์การศึกษา โดยมีข้อสรุปด้านการเงินเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุน เพื่อสรุปความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งข้อมูลการศึกษาสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.59

ตารางที่ 4.59 สรุปข้อมูลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ

รายการ	โครงการอพาร์ทเมนต์ (a)	โครงการอพาร์ทเมนต์ (b)
1. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากการประเมิน		
ใช้พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้า	1,412,774.44 kWh	363,458.69 kWh
สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า จากการไฟฟ้า	100.00%	25.73%
ใช้พลังงานไฟฟ้า จากพลังงานทดแทน	0.00 kWh	1,049,315.74 kWh
สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า จากพลังงานทดแทน	0.00%	74.27%
2. การลดก๊าซเรือนกระจก		
ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง จากการใช้พลังงานทดแทน	0.00	597.27 tCO ₂ eq
ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม จากการใช้พลังงานทดแทน	-	เทียบเท่าการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติ 10.78 MMscf หรือเทียบเท่าการปลูกต้นไม้ 9.22 ไร่ (922 ต้น)
3. ข้อมูลด้านการเงิน		
- ข้อมูลทั่วไป		
I%	6.62%	6.62%
NPV	3,675,366.21 บาท	2,918,956.15 บาท
B/C Ratio	1.14 เท่า	1.11 เท่า
IRR	8.05 %	7.66 %

เอกสารนี้เป็นเอกสารทรัพย์สินส่วนตัวสำหรับใช้เพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้ใช้ประโยชน์ใด ๆ ก็ตาม กรุณาแจ้งเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.59 สรุปข้อมูลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ (ต่อ)

รายการ	โครงการอพาร์ทเมนต์ (a)	โครงการอพาร์ทเมนต์ (b)
- การเปรียบเทียบโครงการด้านการเงิน		
NPV (b-a) ที่ 1% = 6.62%	-756,410.07 บาท < 0 บาท	
IRR (b-a) ที่ 1% = 6.62%	3.02% < 6.62 %	
- การวิเคราะห์ความไว		
NPV (b-a) ที่ ราคาแบตเตอรี่ > 48.62%	> 0 บาท	
IRR (b-a) ที่ ราคาแบตเตอรี่ > 48.62%	> 6.62%	

จากตารางที่ 4.59 จากข้อมูลการศึกษาและประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบสายส่งการไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ตลอดระยะเวลาโครงการ 30 ปี พบว่าอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษาจะใช้พลังงานไฟฟ้าถึง 1,412,774.44 kWh เมื่อผู้วิจัยได้ทำการศึกษาและออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อนำพลังงานไฟฟ้ามาทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้า จากการประเมินการผลิตและปริมาณการทดแทนพลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าได้ถึง 1,049,315.74 kWh คิดเป็น 74.27% ของการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งหมด และผลประโยชน์ในด้านสิ่งแวดล้อมของระบบที่นำมาศึกษาเพื่อใช้งานนั้นยังช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขึ้นสู่ชั้นบรรยากาศเทียบเท่ากับ 597.27 tCO₂eq ตลอดอายุโครงการ ซึ่งจากข้อมูลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนี้สามารถบอกได้ว่าผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมสำหรับโครงการนี้เทียบเท่าการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติ 10.78 MMscf หรือเทียบเท่าการปลูกต้นไม้ 9.22 ไร่ (922 ต้น) และในส่วนของผลการศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินของโครงการอพาร์ทเมนต์ (a) และ (b) พบว่า ทั้งสองโครงการนั้นสามารถสร้างผลตอบแทนด้านการเงินให้กับผู้ลงทุนได้ที่อัตราคิดลด 6.62% โดยที่มีค่า NPV อยู่ที่ 3,675,366.21 บาท และ 2,918,956.15 บาท ตามลำดับ และมีอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน มากกว่า 1 ทั้งสองโครงการ

และจากข้อมูลในตารางที่ 4.59 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินด้วยการเปรียบเทียบโครงการ พบว่า โครงการอพาร์ทเมนต์ (b) ซึ่งเป็นโครงการที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้นมีความคุ้มค่าด้านการเงินน้อยกว่า โครงการอพาร์ทเมนต์ (a) โดยมีค่าผลต่างของ NPV (b-a) เท่ากับ -756,410.07 บาท ที่อัตราคิดลด 6.62% และเมื่อนำข้อมูลด้านการเงินของทั้ง 2 โครงการไปวิเคราะห์ความไวของต้นทุนราคาแบตเตอรี่ พบว่า โครงการอพาร์ทเมนต์ (b) จะมีความคุ้มค่าด้านการเงินหรือสามารถสร้างผลตอบแทนด้านการเงินได้สูงกว่า โครงการอพาร์ทเมนต์ (a) ได้เมื่อราคาแบตเตอรี่ปรับตัวลดลงจากปัจจุบันมากกว่า 48.62% ดังนั้น ในปัจจุบันการลงทุนในอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษาที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้นจึงยังไม่มีมีความคุ้มค่าในการลงทุนเนื่องจากไม่สามารถสร้างผลตอบแทนด้านการเงินให้สูงกว่าการลงทุนอพาร์ทเมนต์เพียงอย่างเดียวได้ในปัจจุบัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

อพาร์ทเมนต์ที่ใช้เป็นกรณีศึกษาเป็นอพาร์ทเมนต์ขนาด 26 ห้องพัก ตั้งอยู่ในพื้นที่กรุงเทพมหานคร บนเนื้อที่ 1,334 ตารางเมตร เป็นขนาดของตัวพื้นที่อาคาร 269 ตารางเมตร อาคารสูง 5 ชั้น รวมชั้นดาดฟ้า และมีพื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 4 พื้นที่ ได้แก่ 1) โรงจอดรถเป็นหลังคาเมทัลชีท ขนาดพื้นที่ 305.70 ตารางเมตร ความลาดเอียง 7 องศา ทางทิศเหนือ 2) อาคารแยกด้านหลังของพื้นที่ เป็นหลังคาเมทัลชีท ขนาดพื้นที่ 79.71 ตารางเมตร ความลาดเอียง 1.7 องศา ทางทิศตะวันตก 3) หลังคาบนตัวอาคารชั้นดาดฟ้า เป็นหลังคากระเบื้องคอนกรีต ขนาดพื้นที่ 52.03 ตารางเมตร ความลาดเอียง 26 องศา ทางทิศใต้ และ 4) ดาดฟ้าอาคาร เป็นพื้นปูนซีเมนต์เรียบ ขนาดพื้นที่ 52.72 ตารางเมตร โดยสำหรับการศึกษาด้านวิศวกรรมและการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้า ผู้วิจัยได้ใช้ฐานข้อมูลในการประเมินจากข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนในช่วงเดือน ม.ค.2562 - ธ.ค.2563 และข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงเป็นเวลา 2 สัปดาห์ ในเดือน ม.ค.2564 ของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา

สำหรับงานวิจัยชิ้นนี้ข้อมูลปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ถูกรวบรวมเพื่อนำมาวิเคราะห์ สำหรับใช้ในการออกแบบขนาดของระบบและประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ ซึ่งการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ถูกแบ่งเป็น 5 ทางเลือก ได้แก่ ทางเลือก A B C D และ E โดยมีข้อสรุปรายละเอียดของแต่ละทางเลือกดังนี้ แต่ละทางเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ 330 Wp จำนวน 106 126 136 156 และ 176 แผง ตามลำดับ แต่ละทางเลือกใช้แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนฟอสเฟตขนาด 4.80 kWh/ลูก จำนวน 25 29 32 36 และ 39 ลูก ตามลำดับ และแต่ละทางเลือกใช้อินเวอร์เตอร์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ขนาด 5.5 kW จำนวน 6 7 8 และ 9 เครื่อง ตามลำดับ ซึ่งแต่ละทางเลือกมีขนาดของระบบเท่ากับ 34.98 41.58 44.88 51.48 และ 58.08 kWp ตามลำดับ และมีความสามารถในการจัดเก็บพลังงานเท่ากับ 120.00 139.20 153.60 172.80 และ 187.20 kWh ตามลำดับ

การศึกษาทางด้านวิศวกรรมในส่วนของ การประเมินการผลิตพลังงานและการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ เนื่องจากระบบที่ทำการศึกษาเป็นระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ทำให้มีสถานะการทำงานที่หลากหลาย ซึ่งเงื่อนไขหลักในการเปลี่ยนสถานะการทำงาน คือปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์และปริมาณพลังงานที่มีอยู่ภายในแบตเตอรี่ในช่วงเวลานั้น ๆ ผู้วิจัยจึงเลือกใช้วิธีการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ และการประเมินปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของการไฟฟ้า ในระดับรายชั่วโมง ผ่านโปรแกรมการประเมินที่
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการวิจัยในพหุภาคีเท่านั้น เมื่อผู้ผู้ใดเห็นเป็นชอบหรือเห็นผิดในการใช้
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผู้วิจัยพัฒนาขึ้นใน Microsoft Excel 2019 ซึ่งลำดับการทำงานของโปรแกรม คือ การคำนวณการผลิตและการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมง เมื่อครบระยะเวลา 1 สัปดาห์ (เริ่มต้นที่วันจันทร์และสิ้นสุดที่วันอาทิตย์) ข้อมูลจะถูกนำกลับมาคำนวณซ้ำจนครบเดือน จะมีการทำงานของโปรแกรมลักษณะนี้สำหรับทุก ๆ เดือนจนครบ 30 ปี ซึ่งจากการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ในงานวิจัยชิ้นนี้ ได้ข้อสรุปของการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์อยู่ที่ 47,092.48 kWh/ปี หรือ 1,412,774.44 kWh ตลอดอายุโครงการ 30 ปี

เมื่อผู้วิจัยได้ทำการประเมินพลังงานสำหรับทางเลือก A – E ด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นแล้ว จึงสามารถสรุปข้อมูลการประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในการทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งสำหรับแต่ละทางเลือกได้ โดยแต่ละทางเลือกนั้นมีพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด 1,128,142.09 1,339,281.86 1,442,496.60 1,648,122.01 และ 1,855,805.62 kWh ตามลำดับ ซึ่งจากพลังงานที่แต่ละทางเลือกผลิตได้ทั้งหมดนั้นสามารถนำไปทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าได้เท่ากับ 1,049,315.74 1,214,463.20 1,295,305.26 1,373,253.50 และ 1,400,921.87 kWh ตามลำดับ หรือคิดเป็น 74.27 85.96 91.69 97.20 และ 99.16% ของพลังงานไฟฟ้าที่อพาร์ทเมนต์ต้องการทั้งหมด ตามลำดับ ดังนั้นพลังงานไฟฟ้าที่ยังคงต้องใช้จากระบบสายส่งของการไฟฟ้าจึงเท่ากับ 363,458.69 198,311.24 117,469.17 39,520.94 และ 11,852.57 kWh ตามลำดับ และจากข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในการทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่กล่าวมา จึงสามารถสรุปผลประโยชน์ในการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าสำหรับอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษาได้ โดยแต่ละทางเลือกนั้นสามารถช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเทียบเท่ากับ 597.27 691.27 737.29 781.66 และ 797.40 tCO₂eq ตามลำดับ คิดเป็นเทียบเท่าการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 10.78 12.48 13.31 14.11 และ 14.40 MMscf

จากข้อมูลด้านวิศวกรรม การประเมินการผลิตและการใช้พลังงานไฟฟ้าที่กล่าวมาทำให้สามารถนำข้อมูลการผลิตและการใช้พลังงานไฟฟ้าไปประเมินเพื่อหาข้อสรุปในส่วนของมูลค่าทางการเงินของแต่ละทางเลือกได้ โดยทางเลือก A – E เมื่อพิจารณาที่อัตราคิดลด 3.5% (สินเชื่อกู้เพื่อการอนุรักษ์พลังงาน) พบว่า แต่ละทางเลือกมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ -136,246.48 -204,337.37 -285,044.14 -643,144.04 และ -1,257,279.91 บาท และมีอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 3.02 2.89 2.72 1.93 และ 0.76% ตามลำดับ ซึ่งทางเลือกที่เสียค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด คือ ทางเลือก A ถัดมาคือทางเลือก B C D และ E ตามลำดับ ซึ่งหากพิจารณาที่ผลประโยชน์ของพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้เพียงอย่างเดียวโดยไม่นำไปพิจารณาร่วมกับข้อมูลทางการเงินอื่น ๆ ของอพาร์ทเมนต์จะสามารถสรุปได้ว่า ไม่มีทางเลือกใดที่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการเลือกลงทุน ที่อัตราคิดลด 3.50% สำหรับงานวิจัยชิ้นนี้ผู้วิจัยต้องการทราบถึงข้อสรุปในการเปรียบเทียบระหว่างอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบ

ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ดังนั้นทางเลือกที่ดีที่สุดและจะถูกนำไปวิเคราะห์ร่วมกับการลงทุนกับอพาร์ทเมนต์ คือทางเลือก A

ในส่วนของผลการศึกษาคือความเป็นไปได้ด้านการเงินของ โครงการอพาร์ทเมนต์ที่ไม่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (กล่าวแทนด้วย โครงการอพาร์ทเมนต์ (a)) และโครงการอพาร์ทเมนต์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทางเลือก A (กล่าวแทนด้วย โครงการอพาร์ทเมนต์ (b)) พบว่า ทั้งสองโครงการนั้นสามารถสร้างผลตอบแทนให้กับผู้ลงทุนได้ ที่อัตราคิดลดที่ 6.62% (อัตราดอกเบี้ยเงินให้สินเชื่อประเภท MRR) โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิอยู่ที่ 3,675,366.21 บาท และ 2,918,956.15 บาท ตามลำดับ และมีอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน มากกว่า 1 ทั้งสองโครงการ เมื่อวิเคราะห์ผลการศึกษาคือความเป็นไปได้ด้านการเงินด้วยการเปรียบเทียบโครงการ พบว่า ที่อัตราคิดลด 6.62% นั้น โครงการอพาร์ทเมนต์ (a) มีความคุ้มค่าด้านการเงินมากกว่า โครงการอพาร์ทเมนต์ (b) โดยมีผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิอยู่ที่ -756,410.07 บาท และเมื่อนำข้อมูลด้านการเงินของทั้ง 2 โครงการไปวิเคราะห์ความไวของต้นทุนราคาแบตเตอรี่ พบว่า โครงการอพาร์ทเมนต์ (b) นั้นจะสามารถสร้างผลตอบแทนด้านการเงินได้สูงกว่า โครงการอพาร์ทเมนต์ (a) เมื่อราคาแบตเตอรี่มีการปรับตัวลดลงจากปัจจุบันมากกว่า 48.62% ดังนั้นการลงทุนในอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษาที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด นั้นจึงยังไม่มีควมน่าสนใจในการลงทุน เนื่องจากมีความคุ้มค่าด้านการเงินน้อยกว่าการลงทุนในโครงการอพาร์ทเมนต์เพียงอย่างเดียวสำหรับสภาพการณ์ปัจจุบัน

5.2 ข้อเสนอแนะ

ข้อมูลการศึกษาวิจัยชิ้นนี้เป็นการศึกษาคือความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการอพาร์ทเมนต์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ซึ่งเป็นระบบพลังงานทดแทนรูปแบบหนึ่งที่สร้างผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม เนื่องจากในปัจจุบันต้นทุนราคาของแบตเตอรี่ยังอยู่ในระดับที่สูงอยู่ จึงส่งผลให้ในแง่ของการลงทุนการนำระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด มาใช้งานกับอพาร์ทเมนต์ยังคงให้ผลตอบแทนด้านการเงินที่ต่ำกว่าการลงทุนอพาร์ทเมนต์เพียงอย่างเดียว ดังนั้นในปัจจุบันโครงการนี้จึงยังไม่มีควมน่าสนใจในการลงทุน อย่างไรก็ตามหากมีการศึกษาระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ในครั้งถัดไป และพื้นที่ที่ทำการศึกษามีอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เป็น เครื่องปรับอากาศที่ไม่ใช่ระบบอินเวอร์เตอร์ หรือมอเตอร์ปั้มน้ำ จำนวนมาก อาจส่งผลเสียต่ออินเวอร์เตอร์และทำให้อายุการใช้งานของแบตเตอรี่สั้นกว่าระยะเวลาที่ประเมินได้ ดังนั้นในการออกแบบควรมีการพิจารณาถึงการเกิดไฟฟ้ากระชากร่วมด้วย หรือมีการพิจารณาเพิ่มอุปกรณ์ซอฟต์แวร์เข้ามาช่วยลดการเกิดไฟฟ้ากระชากในบางกรณี และหากมีการออกแบบเพื่อลดขนาดความจุพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ลงมากกว่าสัดส่วนที่ผู้วิจัยได้ออกแบบไว้มาก (สำหรับแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนฟอสเฟต) ควรมีการตรวจสอบการใช้พลังงานไม่ให้มีการคายประจุมากกว่า 100% ใน 1 ชั่วโมง (1C) และไฟฟ้ากระชากไม่

ควรเกิน 400% ในช่วงสั้น ๆ หรือตามพิภักที่ผู้ผลิตกำหนด สำหรับกรณีศึกษาในครั้งนี้ไม่นำปัจจัยเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไมอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการศึกษาไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังกล่าวมาพิจารณาพร้อมด้วย เนื่องจากชนิดของเครื่องใช้ไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ไม่มีความเสี่ยงของไฟฟ้ากระชากที่สูงเกินไปหรือระบบแบตเตอรี่ที่มีขนาดเล็กเกินไปในกรณีดังกล่าว และหากมีการออกแบบเพื่อลดขนาดความจุพลังงานของแบตเตอรี่ลงมาก ผู้วิจัยมีแนวคิดวิเคราะห์ด้วยการจัดการสัดส่วนของภาระทางไฟฟ้าที่จะใช้งานกับระบบแบตเตอรี่โดยเฉพาะ เช่น เมื่อถึงช่วงเวลากลางคืนระบบจะแบ่งความต้องการพลังงานเป็นสองส่วน คือ ใช้พลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ส่วนหนึ่ง เช่น ชั้น 1 และ 2 และใช้พลังงานจากการไฟฟ้าอีกส่วนหนึ่ง เช่น ชั้น 3 และ 4 เป็นต้น ซึ่งการใช้งานลักษณะนี้ยังคงอยู่ในขอบเขตของระบบแบบ ออฟกริด/ไฮบริด เพียงแต่ภาระทางไฟฟ้าช่วงกลางคืนใช้งานระบบไม่เต็ม 100% ซึ่งการใช้งานลักษณะนี้ต้องมีการจัดการปรับปรุงระบบไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ใหม่ ซึ่งอาจมีต้นทุนที่ต้องวิเคราะห์เพิ่มเติม

ในปัจจุบันประเทศไทยมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในภาคธุรกิจและบ้านพักอาศัยที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลนั้นเป็นสาเหตุหนึ่งของปัญหาปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่มีมากเกินไป บุคลากรทุกภาคส่วนจึงควรที่จะมีส่วนร่วมในการช่วยกันลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง จากเชื้อเพลิงฟอสซิล หรือเป็นส่วนหนึ่งในการศึกษาเพื่อค้นหาวิธีการลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ในโครงการลงทุนที่มีความเหมาะสม ซึ่งเป็นการแสดงความรับผิดชอบต่อสังคมส่วนรวมในงานวิจัยชิ้นนี้ได้สร้างรูปแบบการวิเคราะห์ในด้านวิศวกรรมและโปรแกรมการประเมินการทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งด้วยพลังงานจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด (สำหรับกรณีที่พฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้ามีความแตกต่างกันในแต่ละวัน) ในระดับรายชั่วโมงไว้โดยละเอียด ซึ่งผู้วิจัยหวังว่าโปรแกรมการประเมินนี้จะเป็นส่วนหนึ่งในการพัฒนาระบบการประเมินพลังงานไฟฟ้าแบบ ออฟกริด/ไฮบริด หรือใช้ในการประเมินร่วมกับพลังงานทดแทนรูปแบบอื่น ๆ เพื่อให้ข้อมูลการประเมินด้านพลังงานมีความถูกต้องแม่นยำมากขึ้นในอนาคต และผู้วิจัยหวังว่าข้อสรุปของงานวิจัยชิ้นนี้จะเป็นประโยชน์ต่อการประกอบการตัดสินใจลงทุนสำหรับผู้ประกอบการธุรกิจอพาร์ทเมนต์ที่มีลักษณะใกล้เคียงกัน หรือผู้ที่มีความสนใจในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ต่อไป

เอกสารอ้างอิง

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, รายงานคุณภาพพลังงานของประเทศไทย, ปีที่ 6, ฉบับที่ 6, กรุงเทพฯ: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2562.
- [2] เครือข่ายการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศแห่งประเทศไทย, “การลดก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงาน,” 2562. [Online]. Available: <http://www.tccnclimate.com/>. [Accessed: 15-Sep-2020].
- [3] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, “โครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมของประเทศไทย ปี 2552,” 2552. [Online]. Available: https://www.dede.go.th/more_news.php?cid=547&filename=index. [Accessed: 15-Sep-2020].
- [4] Office of Natural Resource and Environmental Policy and Planning, **Third Biennial Update Report of Thailand**, 3rd ed, Bangkok: Ministry of Natural Resources and Environment, 2020.
- [5] SOLAR CELL THAILAND 96, “ระบบของการผลิตไฟฟ้าของโซลาร์เซลล์ที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน (Solar Cell System),” [Online]. Available: <https://solarcellthailand96.com/knowledge/solar-cell-system-today/>. [Accessed: 18-Sep-2020].
- [6] I. Ashraf, A. Chandran and M. S. Sodha, “Techno-Economic and Environmental Analysis for Grid Interactive Solar Photovoltaic Power System of Lakshadweep Islands,” **J. Energy Res**, vol. 28, no. 12, pp. 1033–1042, 2004, doi: 10.1002/er.1009.
- [7] M. Kolhe, “Techno-Economic Optimum Sizing of a Stand-Alone Solar Photovoltaic System,” **IEEE Trans. Energy Convers.**, vol. 24, no. 2, pp. 511-519, 2009.
- [8] M. M. Mahmoud and I. H. Ibrik, “Techno-Economic Feasibility of Energy Supply of Remote Villages in Palestine by PV-Systems, Diesel Generators and Electric

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Grid,” **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 10, no. 2, pp. 128-138, 2006, doi:10.1016/j.rser.2004.09.001.
- [9] J. L. Bernal-Agustin and R. Dufo-Lopez, “Economical and Environmental Analysis of Grid Connected Photovoltaic Systems in Spain,” **Renewable Energy**, vol. 31, no. 8, pp. 1107–1128, 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.06.004.
- [10] G.C. Bakos and M. Soursos, “Techno-Economic Assessment of a Stand-Alone PV/Hybrid Installation for Low-Cost Electrification of a Tourist Resort in Greece,” **Applied Energy**, vol. 73, no. 2, pp. 183–193, 2002, doi: 10.1016/S0306-2619(02)00062-4.
- [11] C. Ghenai and M. Bettayeb, “Modelling and Performance Analysis of a Stand-Alone Hybrid Solar PV/ Fuel Cell/Diesel Generator Power System for University Building,” **Energy**, vol. 171, pp. 180-189, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.01.019.
- [12] มานิตย์ ศรีคงแก้ว และ พาสีทธิ หล่อธีรพงศ์, “การศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของบ้านอยู่อาศัย,” **วิศวกรรมสารฉบับวิจัยและพัฒนา**, ปีที่ 26, ฉบับที่ 1, หน้า 61-69, 2558.
- [13] ราชนันย์ ชูชาติ, “การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงงานแปรรูปไม้ยางพาราเมื่อได้รับการสนับสนุนจากนโยบายส่งเสริมการลงทุน,” **การประชุมวิชาการระดับชาติ วลัยลักษณ์วิจัย**, ครั้งที่ 11, หน้า 1-7, 2562.
- [14] กันต์ ปานประยูร, “ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ขนาด 8 กิโลวัตต์ และความเป็นไปได้ของการขยายระบบ,” **วารสารการพัฒนางานประจำสู่งานวิจัย**, ฉบับที่ 4, หน้า 76-86, 2560.
- [15] Bloomberg NEF, “**Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh**,” 2020. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>. [Accessed: 24-Nov-2021].
- [16] สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผล, **คู่มือการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับโครงการภาคพลังงาน และของเสีย**, กรุงเทพฯ: องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2561.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [17] สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผล, **ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก**, กรุงเทพฯ : องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2560.
- [18] Thailand Voluntary Emission Reduction Program, **Electricity Generation from Renewable Energy**, 4th rev.ed, Thailand: Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization), 2018.
- [19] สำนักกำกับและอนุรักษ์พลังงาน, **คู่มือการปฏิบัติงานการพัฒนาระบบการจัดการพลังงานตามมาตรฐานสากล ISO 50001 สำหรับโรงงานควบคุมและอาคารควบคุม**, กรุงเทพฯ: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2559.
- [20] กองถ่ายถอดและเผยแพร่เทคโนโลยี, **การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ การถ่ายถอดและเผยแพร่การใช้พลังงานแสงอาทิตย์**, กรุงเทพฯ: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2562.
- [21] นครินทร์ รินพล, **คู่มือการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น**, พิมพ์ครั้งที่ 23, สมุทรปราการ: อีโคแพลนเน็ต, 2563.
- [22] ไทยแอลอีดีโซลาร์, **“ไฮบริดอินเวอร์เตอร์”**, 2560. [Online]. Available: <http://www.thailedsolar.com/b/2>. [Accessed: 28-Aug-2020].
- [23] X. Wang, P. Adelman and T. Reindl , “Use of LiFePO4 Batteries in Stand-Alone Solar System,” **Energy Procedia**, vol. 25, pp. 135-140, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.07.018.
- [24] Lightning and Surge Protection, **“Surge Protection Device Overview”**, [Online]. Available: <https://www.lsp-international.com/surge-protection-device-overview/>. [Accessed: 28-Aug-2020].
- [25] Sukhothai Thammathirat Open University, **“การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ”**, 2015. [Online]. Available: <https://www.stou.ac.th/stouonline/lom/data/sec/Lom14/03-02-01-01-01.html>. [Accessed: 29-Aug-2020].

- [26] Y. Sawle, S. C. Gupta and A. K. Bohre, "Review of Hybrid Renewable Energy Systems with Comparative Analysis of Off-Grid Hybrid System," **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 81, no. 2, pp. 2217-2235, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.033.
- [27] F. Giraud and Z. M. Salameh, "Steady-State Performance of a Grid-Connected Rooftop Hybrid Wind-Photovoltaic Power System with Battery Storage," **IEEE Transactions on Energy Conversion**, vol. 16, no. 1, pp. 38-42, 2001.
- [28] A. Gupta, R. P. Saini and M. P. Sharma, "Steady-State Modelling of Hybrid Energy System for Off Grid Electrification of Cluster of Villages," **Renewable Energy**, vol. 35, no. 2, pp. 520-535, 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.06.014.
- [29] A. Sasitharanuwat, W. Rakwichian, N. Ketjoy and S. Yammen, "Performance Evaluation of a 10kWp PV Power System Prototype for Isolated Building in Thailand," **Renewable Energy**, vol. 32, no. 8, pp. 1288-1300, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.05.002.
- [30] C. Ghenai, A. Merabet, T. Salameh and E. C. Pigem, "Grid-Tied and Stand-alone Hybrid Solar Power System for Desalination Plant," **Desalination**, vol. 435, pp. 172-180, 2018, doi: 10.1016/j.desal.2017.10.044.
- [31] สาคร จำปาอิม, จัตตุฤทธิ์ ทองปรอน, จีรวรรณ แซ่เล้า, รุ่งโรจน์ สงค์ประกอบ และ ชีระศักดิ์ สมศักดิ์, "การพัฒนาวิธีประมาณค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทิศและมุมต่างกันด้วยวิธีสหสัมพันธ์และใช้เทคนิคการจำแนกลักษณะท้องฟ้าแบบมิติสี่มิติ : กรณีท้องฟ้าแจ่มใส," **วารสารวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา**, ปีที่ 1, ฉบับที่ 2, หน้า 29-34, 2559, doi: 10.14456/rmutlengj.2016.15.
- [32] ศศิวิมล ทรงไตร, พิระวุฒิ ชินวรรังสี, อัศวิน หงษ์สิงห์ทอง, ณัฐกานต์ อุดมเดชาณัติ, ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์, ทวีวัฒน์ กระจำงสังข์, จรรย์ ศรีธาราธิคุณ และ กอบศักดิ์ ศรีประภา, "การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทย," **วิศวกรรมลาดกระบัง**, ปีที่ 33, ฉบับที่ 1, หน้า 48-53, 2559.

- [33] พิระวุฒิ ชินวรรังสี, ศศิวิมล ทรงไทร, ญัฐกานต์ อุดมเดชาณัติ, ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์, อัครวิน หงษ์สิงห์ทอง, ทวีวัฒน์ กระจ่างสังข์, จรัญ ศรีธาราธิคุณ และ กอบศักดิ์ ศรีประภา, “การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย,” **Ladkrabang Engineering Journal**, ปีที่ 32, ฉบับที่ 2, หน้า 19-24, 2558.
- [34] S. K. Nandi and H. R. Ghosh, “Techno-Economical Analysis of Off-Grid Hybrid Systems at Kutubdia Island, Bangladesh,” **Energy Policy**, vol. 38, no. 2, pp. 976-980, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2009.10.049.
- [35] J. Weniger, T. Tjaden and V. Quaschnig, “Sizing of Residential PV Battery Systems,” **Energy Procedia**, vol. 46, pp. 78-87, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.160.
- [36] C. Clastres, T. T. Ha Pham, F. Wurtz and S. Bacha, “Ancillary Services and Optimal Household Energy Management with Photovoltaic Production,” **Energy**, vol. 35, no. 1, pp. 55-64, 2010, doi: 10.1016/j.energy.2009.08.025.
- [37] H. Tazvinga, X. Xia and J. Zhang, “Minimum Cost Solution of Photovoltaic–Diesel–Battery Hybrid Power Systems for Remote Consumers,” **Solar Energy**, vol. 96, pp. 292-299, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.07.030.
- [38] สุรกิจ ทองสุก และ อรรถพล เก้าพิทักษ์กุล, “การศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา,” **วารสารมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ (สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี)**, ปีที่ 10, ฉบับที่ 19, หน้า 157-169, 2561.
- [39] M. K. Shahzad, A. Zahid, T. ur Rashid, M. A. Rehan, M. Ali and M. Ahmad, “Techno-Economic Feasibility Analysis of a Solar-biomass Off Grid System for the Electrification of Remote Rural Areas in Pakistan using HOMER Software,” **Renewable Energy**, vol. 106, pp. 264-273, 2017, Doi: 10.1016/j.renene.2017.01.033.
- [40] T. Ma, H. Yang and L. Lu, “Feasibility Study and Economic Analysis of Pumped Hydro Storage and Battery Storage for a Renewable Energy Powered Island,”

- Energy Conversion and Management**, vol. 79, pp. 387-397, 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2013.12.047.
- [41] A. N. Celik, "Techno-Economic Analysis of Autonomous PV-Wind Hybrid Energy Systems using Different Sizing Methods," **Energy Conversion and Management**, vol. 44, no. 12, pp. 1951-1968, 2003, doi: 10.1016/S0196-8904(02)00223-6.
- [42] A. A. Lazou and A. D. Papatsoris, "The Economics of Photovoltaic Stand-Alone Residential Households: A Case Study for Various European and Mediterranean Locations," **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 62, no. 4, pp. 411-427, 2000, doi: 10.1016/S0927-0248(00)00005-2.
- [43] สุริยนต์ ชมดี, "การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัยในภาคเหนือของประเทศไทย," วิทยานิพนธ์บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต บัณฑิตวิทยาลัย, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2558.
- [44] ราชนัย ชูชาติ, "การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง," วิทยานิพนธ์บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต สาขาวิชาบริหารธุรกิจ บัณฑิตวิทยาลัย, มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์, 2562.
- [45] การุณย์ ชัยวนิชย์ และ สุรัตน์ เศษโพธิ์, "วิธีการประเมินก๊าซเรือนกระจกจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์: กรณีศึกษาระบบสมาร์ตกริดมหาวิทยาลัยพะเยา," **วารสารวิชาการ มทร.สุวรรณภูมิ**, ปีที่ 6, ฉบับที่ 2, หน้า 194-206, 2561.
- [46] การุณย์ ชัยวนิชย์, "คาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร กรณีศึกษา กองวิชาวิศวกรรมสรรพาวุธ ส่วนการศึกษาโรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า," **วารสารวิชาการวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยราชภัฏนครสวรรค์**, ปีที่ 12, ฉบับที่ 15, หน้า 48-57, 2563.
- [47] T. L. Saaty, "The Analytic Hierarchy Process: Decision Making in Complex Environments," **Quantitative Assessment in Arms Control**. Springer, pp. 285-308, 1984, doi: 10.1007/978-1-4613-2805-6_12.
- [48] การไฟฟ้านครหลวง, "สถิติค่า Ft," [Online]. Available: <https://www.mea.or.th/content/detail/2985/2987/474>. [Accessed: 11-Mar-2021].

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [49] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, “เอกสารเผยแพร่ การกำหนดค่า Ft ในแต่ละงวด. สำหรับการเรียกเก็บช่วงเดือน กันยายน - ธันวาคม 2563,” 2563. [Online]. Available: <https://www.erc.or.th/th/document-ft/>. [Accessed: 11-Mar-2021].
- [50] กระทรวงแรงงาน, “อัตราค่าจ้างขั้นต่ำ,” [Online]. Available: <https://www.mol.go.th/>. [Accessed: 24-Apr-2021].
- [51] Modern Property Consultants, “อดีต ปัจจุบัน อนาคต ราคาที่ดิน กทม.และปริมณฑล,” [Online]. Available: <http://m-property.co.th/2017/08/31/>. [Accessed: 25-Apr-2021].
- [52] กาญจนา พาหา, “เผยแพร่ราคาต่อสร้างอาคารปี 2558,” 2558. [Online]. Available: <https://www.ddproperty.com/>. [Accessed: 25-Apr-2021].
- [53] Weather Underground, “Bangkok, Thailand Weather History,” [Online]. Available: <https://www.wunderground.com/history/monthly/th/bangkok/VTBD>. [Accessed: 11-Mar-2021].
- [54] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, “ฐานข้อมูลความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ ระดับตำบล ปี 2560,” 2560. [Online]. Available: https://www.dede.go.th/more_news.php?cid=547&filename=index. [Accessed: 10-Mar-2021].
- [55] เสริม จันทร์ฉาย, จรุงแสง ลักษณะบุญสูง กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และ ภาควิชาฟิสิกส์ มหาวิทยาลัยศิลปากร, “คู่มือข้อมูลมาตรฐานด้านภูมิอากาศและแสงอาทิตย์สำหรับใช้งานด้านพลังงานทดแทน,” [CD-ROM]. กรุงเทพฯ: กระทรวงพลังงาน และ ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร, 2548.
- [56] นิพนธ์ เกตุจ้อย และ มรุพงศ์ กอนอยู่, “การศึกษาผลกระทบของฝุ่นบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ต่อการผลิตไฟฟ้า,” วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยมหาสารคาม, ปีที่ 32, ฉบับที่ 5, หน้า 555-562, 2556.
- [57] C. J. Rydh and B. A. Sanden, “Energy Analysis of Batteries in Photovoltaic Systems. Part I: Performance and Energy Requirements,” **Energy Conversion and Management**, vol. 46, no. 11-12, pp. 1957-1979, 2005, doi: 10.1016/j.enconman.2004.10.003.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [58] University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory, “Sun path chart program,” [Online]. Available: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php>. [Accessed: 10-Mar-2021].
- [59] A. Marsh, “PD: 3D Sun-Path,” [Online]. Available: <http://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>. [Accessed: 10-Mar-2021].
- [60] ประเสริฐสุข จามรมาน, พงษ์วิภา หล่อสมบุญรณ์ และ บงกช กิตติสมพันธ์, **ปลูกต้นไม้ช่วยลดโลกร้อนได้ยังไงนะ**, พิมพ์ครั้งที่ 2, กรุงเทพฯ: องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2559.
- [61] กรมศุลกากร, “ประกาศกรมศุลกากร 144/2560. หลักเกณฑ์และพิธีการ สำหรับการลดอัตราอากรและยกเว้นอากรศุลกากรตามมาตรา 12 แห่งพระราชกำหนดพิกัดอัตราศุลกากร พ.ศ. 2530,” 2560. [Online]. Available: https://www.customs.go.th/list_strc_download_with_docno_date.php?s_page=0. [Accessed: 24-Apr-2021].
- [62] ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศ กรมสรรพสามิต, “ระบบสืบค้นรหัสสินค้าสรรพสามิตสำหรับระบบแลกเปลี่ยนข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์,” [Online]. Available: http://edi.excise.go.th/form_search_by_product.php?product_code=0400&search=S&menu=2. [Accessed: 24-Apr-2021].
- [63] กลุ่มออกแบบและก่อสร้างสำนักอำนวยการ, **บัญชีราคาค่าวัสดุก่อสร้างและค่าแรงงาน**, กรุงเทพฯ: สำนักงานคณะกรรมการการศึกษาขั้นพื้นฐาน, 2563.
- [64] ธนาคารกสิกรไทย, “สินเชื่อเงินกู้เพื่อการอนุรักษ์พลังงาน (ระยะที่ 6),” [Online]. Available: <https://www.kasikornbank.com/th/business/loan/special/pages/k-energy-saving-loan-phase-6.aspx>. [Accessed: 3-May-2021].
- [65] ธนาคารกสิกรไทย, “อัตราดอกเบี้ยเงินให้สินเชื่อทั่วไปย้อนหลัง ปี 2563,” [Online]. Available: <https://www.kasikornbank.com/th/rate/pages/lending.aspx>. [Accessed: 10-May-2021].
- [66] ธรรมนิติ, “ไขข้อข้องใจ ภาษี 4 ตัว,” 2019. [Online]. Available: https://www.dst.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=3657:answer-4-tax&catid=29&Itemid=180&lang=en. [Accessed: 10-May-2021].

- [67] Exchange Rates UK, “US Dollar to Thai Baht Spot Exchange Rates for 2020,” 2020. [Online]. Available: <https://www.exchangerates.org.uk/USD-THB-spot-exchange-rates-history-2020.html>. [Accessed: 10-May-2021].
- [68] สำนักงานสาธารณสุขจังหวัดเชียงใหม่, “ราคากลางงานจัดซื้อจัดจ้าง. ราคากลางงานจัดซื้อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมติดตั้ง รพ.สต.บ้านชีแบร์ อ.อมก๋อย,” 2562. [Online]. Available: https://www.chiangmaihealth.go.th/cmpho_web/. [Accessed: 12-May-2021].
- [69] สำนักงานสาธารณสุขจังหวัดปราจีนบุรี, “ประกวดราคาซื้อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ e bidding. แบบสรุปราคากลาง ขนาด 10 กิโลวัตต์,” 2562. [Online]. Available: <https://pri.moph.go.th/news/11-procurement/43-solacell1>. [Accessed: 12-May-2021].



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก

- ภาคผนวก ก. ข้อมูลการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมง
- ภาคผนวก ข. ข้อมูลการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น สำหรับการตัดสินใจเลือกอุปกรณ์
- ภาคผนวก ค. ข้อมูลการวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงาน
- ภาคผนวก ง. ข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้าง
- ภาคผนวก จ. ข้อมูลการจำลองเหตุการณ์การเกิดเงาของพื้นที่ติดตั้ง ในกรณีศึกษา
- ภาคผนวก ฉ. ข้อมูลรายละเอียดระบบการประเมินพลังงานในโปรแกรม Microsoft Excel 2019 ที่ผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้น
- ภาคผนวก ช. ข้อมูลการประเมินต้นทุนของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด
- ภาคผนวก ซ. ข้อมูลการประเมินอัตราการเปลี่ยนแปลงรายรับและรายจ่ายของอพาร์ทเมนท์กรณีศึกษา
- ภาคผนวก ฅ. เอกสารการตีพิมพ์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก.

ข้อมูลการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมง

การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์

ตารางที่ ก.1 การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 11-17 เดือน ม.ค. 2564

เวลา (น.)	พลังงานไฟฟ้า (kWh)						
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	5.00	6.00	3.00	3.00	3.00	5.00	7.00
1.00	6.00	5.00	3.00	4.00	4.00	4.00	5.00
2.00	4.00	4.00	2.00	2.00	2.00	3.00	4.00
3.00	4.00	3.00	2.00	2.00	3.00	4.00	4.00
4.00	4.00	4.00	4.00	2.00	3.00	5.00	5.00
5.00	3.00	3.00	2.00	3.00	3.00	3.00	4.00
6.00	5.00	5.00	5.00	5.00	4.00	5.00	4.00
7.00	3.00	3.00	4.00	3.00	3.00	5.00	5.00
8.00	5.00	4.00	5.00	4.00	5.00	4.00	4.00
9.00	2.00	2.00	1.00	1.00	2.00	4.00	3.00
10.00	2.00	2.00	2.00	2.00	1.00	2.00	5.00
11.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	2.00	6.00
12.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	3.00	3.00
13.00	1.00	1.00	2.00	1.00	1.00	1.00	3.00
14.00	2.00	2.00	1.00	1.00	2.00	3.00	3.00
15.00	2.00	1.00	1.00	1.00	2.00	2.00	4.00
16.00	2.00	1.00	3.00	2.00	2.00	2.00	3.00
17.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
18.00	3.00	3.00	4.00	3.00	4.00	5.00	6.00
19.00	5.00	5.00	4.00	3.00	3.00	4.00	5.00
20.00	6.00	4.00	5.00	7.00	5.00	3.00	6.00
21.00	8.00	5.00	6.00	7.00	6.00	6.00	5.00
22.00	8.00	5.00	5.00	6.00	7.00	6.00	7.00
23.00	6.00	6.00	3.00	4.00	5.00	5.00	4.00

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.2 การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 18-24 เดือน ม.ค. 2564

เวลา (น.)	พลังงานไฟฟ้า (kWh)						
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	6.00	4.00	4.00	5.00	6.00	3.00	7.00
1.00	6.00	4.00	5.00	3.00	4.00	6.00	5.00
2.00	7.00	4.00	3.00	4.00	3.00	4.00	4.00
3.00	4.00	3.00	3.00	2.00	4.00	4.00	4.00
4.00	4.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	4.00
5.00	3.00	3.00	4.00	3.00	3.00	4.00	3.00
6.00	5.00	4.00	6.00	5.00	5.00	4.00	3.00
7.00	4.00	5.00	3.00	5.00	5.00	3.00	4.00
8.00	3.00	3.00	4.00	4.00	4.00	5.00	5.00
9.00	1.00	2.00	1.00	2.00	2.00	3.00	5.00
10.00	1.00	1.00	1.00	2.00	1.00	2.00	3.00
11.00	2.00	1.00	2.00	1.00	1.00	2.00	3.00
12.00	2.00	1.00	2.00	1.00	2.00	2.00	3.00
13.00	2.00	2.00	1.00	1.00	1.00	2.00	3.00
14.00	2.00	1.00	2.00	1.00	1.00	1.00	3.00
15.00	2.00	1.00	2.00	1.00	1.00	3.00	2.00
16.00	2.00	2.00	2.00	1.00	1.00	2.00	4.00
17.00	1.00	2.00	1.00	2.00	2.00	2.00	3.00
18.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	5.00
19.00	5.00	4.00	6.00	4.00	4.00	4.00	4.00
20.00	6.00	4.00	5.00	6.00	5.00	4.00	5.00
21.00	5.00	8.00	6.00	5.00	5.00	6.00	7.00
22.00	5.00	6.00	7.00	6.00	8.00	6.00	6.00
23.00	8.00	6.00	5.00	8.00	4.00	7.00	8.00

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อมูลการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับแต่ละเดือน

ตารางที่ ก.3 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน ม.ค.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน ม.ค. (ดัชนีรายเดือน = 1.299)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น.-- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.299) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	308.85	269.00	288.92	249.07	269.00	398.51	-
พลังงานไฟฟ้า (Wh)							
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	7,452.72	6,763.42	4,835.02	5,444.61	6,113.98	5,594.05	9,092.20
1.00	8,102.16	6,113.98	5,484.46	4,795.17	5,464.54	6,892.94	6,494.43
2.00	7,452.72	5,464.54	3,536.14	4,145.73	3,516.21	4,944.61	5,195.54
3.00	5,504.39	4,165.65	3,536.14	2,846.84	4,815.09	5,594.05	5,195.54
4.00	5,504.39	4,815.09	4,835.02	3,496.28	4,165.65	5,594.05	5,844.98
5.00	4,205.50	4,165.65	4,185.58	4,145.73	4,165.65	4,944.61	4,546.10
6.00	6,803.27	6,113.98	7,432.79	6,743.50	6,113.98	6,243.50	4,546.10
7.00	4,854.95	5,464.54	4,835.02	5,444.61	5,464.54	5,594.05	5,844.98
8.00	5,504.39	4,815.09	6,133.91	5,444.61	6,113.98	6,243.50	5,844.98
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	5,195.54
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	5,195.54
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	5,844.98
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	3,896.66
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	3,896.66
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,896.66
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	3,896.66
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	4,546.10
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	3,247.21
18.00	4,205.50	4,165.65	4,835.02	4,145.73	4,815.09	5,594.05	7,143.87
19.00	6,803.27	6,113.98	6,783.35	4,795.17	4,815.09	5,594.05	5,844.98
20.00	8,102.16	5,464.54	6,783.35	8,691.82	6,763.42	4,944.61	7,143.87
21.00	8,751.60	8,711.75	8,082.23	8,042.38	7,412.87	8,191.82	7,793.31
22.00	8,751.60	7,412.87	8,082.23	8,042.38	10,010.64	8,191.82	8,442.75
23.00	9,401.04	8,062.31	5,484.46	8,042.38	6,113.98	8,191.82	7,793.31
รวม	116,899.67	101,313.04	99,364.72	96,766.95	99,364.72	112,353.57	136,382.94

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.4 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน ก.พ.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน ก.พ. (ดัชนีรายเดือน = 1.417)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น.-- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.417) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	430.97	375.36	403.16	347.55	375.36	556.09	-
พลังงานไฟฟ้า (Wh)							
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	8,224.82	7,460.68	5,362.89	6,015.81	6,752.15	6,224.34	9,919.45
1.00	8,933.35	6,752.15	6,071.42	5,307.28	6,043.61	7,641.41	7,085.32
2.00	8,224.82	6,043.61	3,945.82	4,598.75	3,918.02	5,515.81	5,668.26
3.00	6,099.22	4,626.55	3,945.82	3,181.68	5,335.08	6,224.34	5,668.26
4.00	6,099.22	5,335.08	5,362.89	3,890.21	4,626.55	6,224.34	6,376.79
5.00	4,682.16	4,626.55	4,654.35	4,598.75	4,626.55	5,515.81	4,959.72
6.00	7,516.29	6,752.15	8,197.01	7,432.87	6,752.15	6,932.87	4,959.72
7.00	5,390.69	6,043.61	5,362.89	6,015.81	6,043.61	6,224.34	6,376.79
8.00	6,099.22	5,335.08	6,779.95	6,015.81	6,752.15	6,932.87	6,376.79
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	5,668.26
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	5,668.26
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	6,376.79
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	4,251.19
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	4,251.19
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	4,251.19
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	4,251.19
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	4,959.72
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	3,542.66
18.00	4,682.16	4,626.55	5,362.89	4,598.75	5,335.08	6,224.34	7,793.85
19.00	7,516.29	6,752.15	7,488.48	5,307.28	5,335.08	6,224.34	6,376.79
20.00	8,933.35	6,043.61	7,488.48	9,558.47	7,460.68	5,515.81	7,793.85
21.00	9,641.88	9,586.27	8,905.55	8,849.94	8,169.21	9,058.47	8,502.38
22.00	9,641.88	8,169.21	8,905.55	8,849.94	11,003.34	9,058.47	9,210.92
23.00	10,350.41	8,877.74	6,071.42	8,849.94	6,752.15	9,058.47	8,502.38
รวม	127,535.77	110,531.00	108,405.40	105,571.27	108,405.40	122,576.04	148,791.73

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.5 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน มี.ค.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน มี.ค. (ดัชนีรายเดือน = 1.731)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น.-- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.731) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	755.53	658.04	706.79	609.30	658.04	974.88	-
พลังงานไฟฟ้า (Wh)							
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	10,276.91	9,313.85	6,765.85	7,533.94	8,448.26	7,899.52	12,118.12
1.00	11,142.49	8,448.26	7,631.43	6,668.36	7,582.68	9,630.68	8,655.80
2.00	10,276.91	7,582.68	5,034.69	5,802.78	4,985.94	7,033.94	6,924.64
3.00	7,680.17	5,851.52	5,034.69	4,071.62	6,717.10	7,899.52	6,924.64
4.00	7,680.17	6,717.10	6,765.85	4,937.20	5,851.52	7,899.52	7,790.22
5.00	5,949.01	5,851.52	5,900.27	5,802.78	5,851.52	7,033.94	6,059.06
6.00	9,411.33	8,448.26	10,228.17	9,265.10	8,448.26	8,765.10	6,059.06
7.00	6,814.59	7,582.68	6,765.85	7,533.94	7,582.68	7,899.52	7,790.22
8.00	7,680.17	6,717.10	8,497.01	7,533.94	8,448.26	8,765.10	7,790.22
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	6,924.64
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	6,924.64
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	7,790.22
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	5,193.48
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	5,193.48
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	5,193.48
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	5,193.48
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	6,059.06
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	4,327.90
18.00	5,949.01	5,851.52	6,765.85	5,802.78	6,717.10	7,899.52	9,521.38
19.00	9,411.33	8,448.26	9,362.59	6,668.36	6,717.10	7,899.52	7,790.22
20.00	11,142.49	7,582.68	9,362.59	11,861.84	9,313.85	7,033.94	9,521.38
21.00	12,008.07	11,910.59	11,093.75	10,996.26	10,179.43	11,361.84	10,386.96
22.00	12,008.07	10,179.43	11,093.75	10,996.26	13,641.75	11,361.84	11,252.54
23.00	12,873.65	11,045.01	7,631.43	10,996.26	8,448.26	11,361.84	10,386.96
รวม	155,804.42	135,030.49	132,433.75	128,971.43	132,433.75	149,745.36	181,771.82

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.6 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน เม.ย.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน เม.ย. (ดัชนีรายเดือน = 1.887)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น.-- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.887) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	916.62	798.35	857.49	739.21	798.35	1,182.74	-
	พลังงานไฟฟ้า (Wh)						
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	11,295.43	10,233.63	7,462.18	8,287.44	9,290.10	8,730.96	13,209.39
1.00	12,238.96	9,290.10	8,405.71	7,343.91	8,346.57	10,618.02	9,435.28
2.00	11,295.43	8,346.57	5,575.13	6,400.38	5,515.99	7,787.44	7,548.22
3.00	8,464.85	6,459.52	5,575.13	4,513.32	7,403.05	8,730.96	7,548.22
4.00	8,464.85	7,403.05	7,462.18	5,456.85	6,459.52	8,730.96	8,491.75
5.00	6,577.79	6,459.52	6,518.65	6,400.38	6,459.52	7,787.44	6,604.70
6.00	10,351.90	9,290.10	11,236.29	10,174.49	9,290.10	9,674.49	6,604.70
7.00	7,521.32	8,346.57	7,462.18	8,287.44	8,346.57	8,730.96	8,491.75
8.00	8,464.85	7,403.05	9,349.24	8,287.44	9,290.10	9,674.49	8,491.75
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	7,548.22
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	7,548.22
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	8,491.75
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	5,661.17
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	5,661.17
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	5,661.17
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	5,661.17
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	6,604.70
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	4,717.64
18.00	6,577.79	6,459.52	7,462.18	6,400.38	7,403.05	8,730.96	10,378.81
19.00	10,351.90	9,290.10	10,292.77	7,343.91	7,403.05	8,730.96	8,491.75
20.00	12,238.96	8,346.57	10,292.77	13,005.08	10,233.63	7,787.44	10,378.81
21.00	13,182.49	13,064.21	12,179.82	12,061.55	11,177.16	12,505.08	11,322.33
22.00	13,182.49	11,177.16	12,179.82	12,061.55	14,951.27	12,505.08	12,265.86
23.00	14,126.01	12,120.68	8,405.71	12,061.55	9,290.10	12,505.08	11,322.33
รวม	169,835.02	147,190.35	144,359.77	140,585.65	144,359.77	163,230.32	198,140.86

จากตาราง ก.4 ข้อมูลการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าใน วันศุกร์ ของเดือน เมษายน เวลา 22.00 น. อยู่ที่ 14,951.27 Wh ซึ่งเป็นช่วงเวลาการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีปริมาณสูงที่สุดในรอบปี (P_{act}) ข้อมูลในส่วนนี้จึงถูกนำไปใช้ในการออกแบบ จำนวนอินเวอร์เตอร์ที่น้อยที่สุด ที่สามารถนำมาใช้งานกับอพาร์ทเมนท์กรณีศึกษาได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.7 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน พ.ค.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน พ.ค. (ดัชนีรายเดือน = 1.821)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น.-- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.821) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	848.64	739.14	793.89	684.38	739.14	1,095.01	-
พลังงานไฟฟ้า (Wh)							
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	10,865.57	9,845.44	7,168.30	7,969.43	8,934.81	8,380.06	12,748.83
1.00	11,776.20	8,934.81	8,078.93	7,058.80	8,024.18	10,201.32	9,106.31
2.00	10,865.57	8,024.18	5,347.04	6,148.17	5,292.29	7,469.43	7,285.04
3.00	8,133.68	6,202.92	5,347.04	4,326.91	7,113.55	8,380.06	7,285.04
4.00	8,133.68	7,113.55	7,168.30	5,237.54	6,202.92	8,380.06	8,195.68
5.00	6,312.42	6,202.92	6,257.67	6,148.17	6,202.92	7,469.43	6,374.41
6.00	9,954.94	8,934.81	10,810.82	9,790.69	8,934.81	9,290.69	6,374.41
7.00	7,223.05	8,024.18	7,168.30	7,969.43	8,024.18	8,380.06	8,195.68
8.00	8,133.68	7,113.55	8,989.56	7,969.43	8,934.81	9,290.69	8,195.68
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	7,285.04
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	7,285.04
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	8,195.68
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	5,463.78
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	5,463.78
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	5,463.78
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	5,463.78
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	6,374.41
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	4,553.15
18.00	6,312.42	6,202.92	7,168.30	6,148.17	7,113.55	8,380.06	10,016.94
19.00	9,954.94	8,934.81	9,900.19	7,058.80	7,113.55	8,380.06	8,195.68
20.00	11,776.20	8,024.18	9,900.19	12,522.58	9,845.44	7,469.43	10,016.94
21.00	12,686.83	12,577.33	11,721.45	11,611.95	10,756.07	12,022.58	10,927.57
22.00	12,686.83	10,756.07	11,721.45	11,611.95	14,398.59	12,022.58	11,838.20
23.00	13,597.46	11,666.70	8,078.93	11,611.95	8,934.81	12,022.58	10,927.57
รวม	163,913.50	142,058.37	139,326.48	135,683.95	139,326.48	157,539.09	191,232.42

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.8 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน มิ.ย.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน มิ.ย. (ดัชนีรายเดือน = 1.651)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น.-- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.651) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	672.39	585.63	629.01	542.25	585.63	867.60	-
	พลังงานไฟฟ้า (Wh)						
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	9,751.23	8,839.12	6,406.45	7,145.04	8,013.77	7,470.39	11,554.89
1.00	10,576.58	8,013.77	7,231.80	6,319.69	7,188.42	9,121.09	8,253.49
2.00	9,751.23	7,188.42	4,755.75	5,494.34	4,712.37	6,645.04	6,602.79
3.00	7,275.18	5,537.72	4,755.75	3,843.64	6,363.07	7,470.39	6,602.79
4.00	7,275.18	6,363.07	6,406.45	4,668.99	5,537.72	7,470.39	7,428.14
5.00	5,624.48	5,537.72	5,581.10	5,494.34	5,537.72	6,645.04	5,777.44
6.00	8,925.88	8,013.77	9,707.85	8,795.74	8,013.77	8,295.74	5,777.44
7.00	6,449.83	7,188.42	6,406.45	7,145.04	7,188.42	7,470.39	7,428.14
8.00	7,275.18	6,363.07	8,057.15	7,145.04	8,013.77	8,295.74	7,428.14
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	6,602.79
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	6,602.79
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	7,428.14
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	4,952.09
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	4,952.09
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	4,952.09
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	4,952.09
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	5,777.44
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	4,126.74
18.00	5,624.48	5,537.72	6,406.45	5,494.34	6,363.07	7,470.39	9,078.84
19.00	8,925.88	8,013.77	8,882.50	6,319.69	6,363.07	7,470.39	7,428.14
20.00	10,576.58	7,188.42	8,882.50	11,271.78	8,839.12	6,645.04	9,078.84
21.00	11,401.92	11,315.16	10,533.20	10,446.44	9,664.47	10,771.78	9,904.19
22.00	11,401.92	9,664.47	10,533.20	10,446.44	12,965.86	10,771.78	10,729.54
23.00	12,227.27	10,489.82	7,231.80	10,446.44	8,013.77	10,771.78	9,904.19
รวม	148,562.81	128,754.44	126,278.39	122,977.00	126,278.39	142,785.37	173,323.28

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.9 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน ก.ค.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน ก.ค. (ดัชนีรายเดือน = 1.579)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น.-- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.579) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	597.90	520.76	559.33	482.18	520.76	771.49	-
พลังงานไฟฟ้า (Wh)							
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	9,280.30	8,413.84	6,084.49	6,796.65	7,624.53	7,085.96	11,050.32
1.00	10,069.61	7,624.53	6,873.80	6,007.34	6,835.22	8,664.58	7,893.09
2.00	9,280.30	6,835.22	4,505.87	5,218.03	4,467.30	6,296.65	6,314.47
3.00	6,912.37	5,256.61	4,505.87	3,639.42	6,045.92	7,085.96	6,314.47
4.00	6,912.37	6,045.92	6,084.49	4,428.72	5,256.61	7,085.96	7,103.78
5.00	5,333.76	5,256.61	5,295.18	5,218.03	5,256.61	6,296.65	5,525.16
6.00	8,490.99	7,624.53	9,241.72	8,375.27	7,624.53	7,875.27	5,525.16
7.00	6,123.06	6,835.22	6,084.49	6,796.65	6,835.22	7,085.96	7,103.78
8.00	6,912.37	6,045.92	7,663.11	6,796.65	7,624.53	7,875.27	7,103.78
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	6,314.47
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	6,314.47
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	7,103.78
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	4,735.85
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	4,735.85
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	4,735.85
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	4,735.85
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	5,525.16
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	3,946.54
18.00	5,333.76	5,256.61	6,084.49	5,218.03	6,045.92	7,085.96	8,682.39
19.00	8,490.99	7,624.53	8,452.42	6,007.34	6,045.92	7,085.96	7,103.78
20.00	10,069.61	6,835.22	8,452.42	10,743.19	8,413.84	6,296.65	8,682.39
21.00	10,858.92	10,781.77	10,031.03	9,953.88	9,203.15	10,243.19	9,471.70
22.00	10,858.92	9,203.15	10,031.03	9,953.88	12,360.38	10,243.19	10,261.01
23.00	11,648.22	9,992.46	6,873.80	9,953.88	7,624.53	10,243.19	9,471.70
รวม	142,075.55	123,132.14	120,764.21	117,606.98	120,764.21	136,550.39	165,754.80

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.10 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน ส.ค.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน ส.ค. (ดัชนีรายเดือน = 1.574)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น. -- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.574) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	593.36	516.80	555.08	478.51	516.80	765.62	-
พลังงานไฟฟ้า (Wh)							
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	9,251.55	8,387.88	6,064.84	6,775.38	7,600.77	7,062.49	11,019.52
1.00	10,038.66	7,600.77	6,851.94	5,988.27	6,813.66	8,636.71	7,871.08
2.00	9,251.55	6,813.66	4,490.62	5,201.16	4,452.34	6,275.38	6,296.87
3.00	6,890.23	5,239.45	4,490.62	3,626.95	6,026.55	7,062.49	6,296.87
4.00	6,890.23	6,026.55	6,064.84	4,414.06	5,239.45	7,062.49	7,083.98
5.00	5,316.01	5,239.45	5,277.73	5,201.16	5,239.45	6,275.38	5,509.76
6.00	8,464.44	7,600.77	9,213.27	8,349.60	7,600.77	7,849.60	5,509.76
7.00	6,103.12	6,813.66	6,064.84	6,775.38	6,813.66	7,062.49	7,083.98
8.00	6,890.23	6,026.55	7,639.05	6,775.38	7,600.77	7,849.60	7,083.98
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	6,296.87
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	6,296.87
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	7,083.98
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	4,722.65
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	4,722.65
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	4,722.65
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	4,722.65
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	5,509.76
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	3,935.54
18.00	5,316.01	5,239.45	6,064.84	5,201.16	6,026.55	7,062.49	8,658.19
19.00	8,464.44	7,600.77	8,426.16	5,988.27	6,026.55	7,062.49	7,083.98
20.00	10,038.66	6,813.66	8,426.16	10,710.92	8,387.88	6,275.38	8,658.19
21.00	10,825.77	10,749.21	10,000.38	9,923.82	9,174.99	10,210.92	9,445.30
22.00	10,825.77	9,174.99	10,000.38	9,923.82	12,323.42	10,210.92	10,232.41
23.00	11,612.88	9,962.10	6,851.94	9,923.82	7,600.77	10,210.92	9,445.30
รวม	141,679.52	122,788.92	120,427.59	117,279.16	120,427.59	136,169.76	165,292.77

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.11 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน ก.ย.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน ก.ย. (ดัชนีรายเดือน = 1.493)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น. -- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.493) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	509.13	443.44	476.28	410.59	443.44	656.94	-
พลังงานไฟฟ้า (Wh)							
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	8,719.02	7,906.97	5,700.76	6,381.42	7,160.62	6,627.77	10,448.95
1.00	9,465.37	7,160.62	6,447.11	5,635.06	6,414.26	8,120.48	7,463.53
2.00	8,719.02	6,414.26	4,208.05	4,888.71	4,175.20	5,881.42	5,970.83
3.00	6,479.96	4,921.56	4,208.05	3,396.00	5,667.91	6,627.77	5,970.83
4.00	6,479.96	5,667.91	5,700.76	4,142.36	4,921.56	6,627.77	6,717.18
5.00	4,987.25	4,921.56	4,954.40	4,888.71	4,921.56	5,881.42	5,224.47
6.00	7,972.67	7,160.62	8,686.17	7,874.12	7,160.62	7,374.12	5,224.47
7.00	5,733.60	6,414.26	5,700.76	6,381.42	6,414.26	6,627.77	6,717.18
8.00	6,479.96	5,667.91	7,193.46	6,381.42	7,160.62	7,374.12	6,717.18
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	5,970.83
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	5,970.83
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	6,717.18
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	4,478.12
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	4,478.12
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	4,478.12
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	4,478.12
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	5,224.47
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	3,731.77
18.00	4,987.25	4,921.56	5,700.76	4,888.71	5,667.91	6,627.77	8,209.89
19.00	7,972.67	7,160.62	7,939.82	5,635.06	5,667.91	6,627.77	6,717.18
20.00	9,465.37	6,414.26	7,939.82	10,113.18	7,906.97	5,881.42	8,209.89
21.00	10,211.73	10,146.03	9,432.53	9,366.83	8,653.32	9,613.18	8,956.24
22.00	10,211.73	8,653.32	9,432.53	9,366.83	11,638.74	9,613.18	9,702.60
23.00	10,958.08	9,399.68	6,447.11	9,366.83	7,160.62	9,613.18	8,956.24
รวม	134,343.63	116,431.14	114,192.08	111,206.67	114,192.08	129,119.15	156,734.23

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.12 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน ต.ค.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน ต.ค. (ดัชนีรายเดือน = 1.419)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น. -- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.419) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	432.70	376.87	404.78	348.95	376.87	558.32	-
	พลังงานไฟฟ้า (Wh)						
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	8,235.77	7,470.57	5,370.37	6,023.91	6,761.20	6,233.28	9,931.18
1.00	8,945.14	6,761.20	6,079.74	5,314.54	6,051.83	7,652.02	7,093.70
2.00	8,235.77	6,051.83	3,951.63	4,605.17	3,923.72	5,523.91	5,674.96
3.00	6,107.66	4,633.09	3,951.63	3,186.43	5,342.46	6,233.28	5,674.96
4.00	6,107.66	5,342.46	5,370.37	3,895.80	4,633.09	6,233.28	6,384.33
5.00	4,688.92	4,633.09	4,661.00	4,605.17	4,633.09	5,523.91	4,965.59
6.00	7,526.40	6,761.20	8,207.85	7,442.65	6,761.20	6,942.65	4,965.59
7.00	5,398.29	6,051.83	5,370.37	6,023.91	6,051.83	6,233.28	6,384.33
8.00	6,107.66	5,342.46	6,789.11	6,023.91	6,761.20	6,942.65	6,384.33
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	5,674.96
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	5,674.96
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	6,384.33
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	4,256.22
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	4,256.22
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	4,256.22
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	4,256.22
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	4,965.59
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	3,546.85
18.00	4,688.92	4,633.09	5,370.37	4,605.17	5,342.46	6,233.28	7,803.07
19.00	7,526.40	6,761.20	7,498.48	5,314.54	5,342.46	6,233.28	6,384.33
20.00	8,945.14	6,051.83	7,498.48	9,570.76	7,470.57	5,523.91	7,803.07
21.00	9,654.51	9,598.68	8,917.22	8,861.39	8,179.94	9,070.76	8,512.44
22.00	9,654.51	8,179.94	8,917.22	8,861.39	11,017.42	9,070.76	9,221.81
23.00	10,363.88	8,889.31	6,079.74	8,861.39	6,761.20	9,070.76	8,512.44
รวม	127,686.63	110,661.75	108,533.64	105,696.16	108,533.64	122,721.04	148,967.74

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.13 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน พ.ย.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน พ.ย. (ดัชนีรายเดือน = 1.421)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น.-- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.421) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	435.51	379.32	407.42	351.22	379.32	561.95	-
	พลังงานไฟฟ้า (Wh)						
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	8,253.57	7,486.64	5,382.54	6,037.08	6,775.91	6,247.81	9,950.25
1.00	8,964.30	6,775.91	6,093.27	5,326.35	6,065.18	7,669.27	7,107.32
2.00	8,253.57	6,065.18	3,961.08	4,615.61	3,932.98	5,537.08	5,685.86
3.00	6,121.37	4,643.71	3,961.08	3,194.15	5,354.44	6,247.81	5,685.86
4.00	6,121.37	5,354.44	5,382.54	3,904.88	4,643.71	6,247.81	6,396.59
5.00	4,699.91	4,643.71	4,671.81	4,615.61	4,643.71	5,537.08	4,975.13
6.00	7,542.84	6,775.91	8,225.47	7,458.54	6,775.91	6,958.54	4,975.13
7.00	5,410.64	6,065.18	5,382.54	6,037.08	6,065.18	6,247.81	6,396.59
8.00	6,121.37	5,354.44	6,804.01	6,037.08	6,775.91	6,958.54	6,396.59
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	5,685.86
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	5,685.86
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	6,396.59
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	4,264.39
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	4,264.39
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	4,264.39
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	4,264.39
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	4,975.13
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	3,553.66
18.00	4,699.91	4,643.71	5,382.54	4,615.61	5,354.44	6,247.81	7,818.05
19.00	7,542.84	6,775.91	7,514.74	5,326.35	5,354.44	6,247.81	6,396.59
20.00	8,964.30	6,065.18	7,514.74	9,590.74	7,486.64	5,537.08	7,818.05
21.00	9,675.03	9,618.84	8,936.20	8,880.01	8,197.37	9,090.74	8,528.79
22.00	9,675.03	8,197.37	8,936.20	8,880.01	11,040.30	9,090.74	9,239.52
23.00	10,385.76	8,908.10	6,093.27	8,880.01	6,775.91	9,090.74	8,528.79
รวม	127,931.79	110,874.22	108,742.02	105,899.10	108,742.02	122,956.67	149,253.76

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.14 การพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับเดือน ธ.ค.

ข้อมูลในเดือน ม.ค.2564 คูณกับดัชนีรายเดือนของเดือน ธ.ค. (ดัชนีรายเดือน = 1.197)							
เวลา (น.)	ตัวบวกเพิ่มเติมจากเวลา 9.00-17.00 น.-- $\{[(\text{Sum}(9.00 - 17.00) \times 1.197) - \text{Sum}(9.00 - 17.00)] / 15\}$						
	203.62	177.35	190.48	164.21	177.35	262.73	-
	พลังงานไฟฟ้า (Wh)						
	จ.	อ.	พ.	พฤ.	ศ.	ส.	อา.
0.00	6,787.39	6,162.60	4,380.16	4,952.41	5,564.07	5,050.93	8,379.35
1.00	7,385.92	5,564.07	4,978.68	4,353.88	4,965.55	6,247.98	5,985.25
2.00	6,787.39	4,965.55	3,183.11	3,755.36	3,169.97	4,452.41	4,788.20
3.00	4,991.82	3,768.50	3,183.11	2,558.31	4,367.02	5,050.93	4,788.20
4.00	4,991.82	4,367.02	4,380.16	3,156.83	3,768.50	5,050.93	5,386.73
5.00	3,794.77	3,768.50	3,781.63	3,755.36	3,768.50	4,452.41	4,189.68
6.00	6,188.87	5,564.07	6,774.26	6,149.46	5,564.07	5,649.46	4,189.68
7.00	4,393.29	4,965.55	4,380.16	4,952.41	4,965.55	5,050.93	5,386.73
8.00	4,991.82	4,367.02	5,577.21	4,952.41	5,564.07	5,649.46	5,386.73
9.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,500.00	4,788.20
10.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	1,000.00	2,000.00	4,788.20
11.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	2,000.00	5,386.73
12.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,500.00	3,591.15
13.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,000.00	1,500.00	3,591.15
14.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,000.00	3,591.15
15.00	2,000.00	1,000.00	1,500.00	1,000.00	1,500.00	2,500.00	3,591.15
16.00	2,000.00	1,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	4,189.68
17.00	1,500.00	2,000.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,992.63
18.00	3,794.77	3,768.50	4,380.16	3,755.36	4,367.02	5,050.93	6,583.78
19.00	6,188.87	5,564.07	6,175.73	4,353.88	4,367.02	5,050.93	5,386.73
20.00	7,385.92	4,965.55	6,175.73	7,945.03	6,162.60	4,452.41	6,583.78
21.00	7,984.44	7,958.17	7,372.78	7,346.51	6,761.12	7,445.03	7,182.30
22.00	7,984.44	6,761.12	7,372.78	7,346.51	9,155.22	7,445.03	7,780.83
23.00	8,582.97	7,359.65	4,978.68	7,346.51	5,564.07	7,445.03	7,182.30
รวม	107,734.51	93,369.91	91,574.34	89,180.24	91,574.34	103,544.84	125,690.27

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมง เพื่อใช้ในการออกแบบสำหรับแต่ละทางเลือก

สำหรับการออกแบบในแต่ละทางเลือกนั้น จะออกแบบโดยใช้ฐานข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า ในช่วงเวลาที่ต่างกัน โดยในการออกแบบจะใช้ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าจากการพยากรณ์ในวัน จันทร์ - เสาร์ ในแต่ละเดือนเพียงเท่านั้น เนื่องจากพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าในวันอาทิตย์เป็น เพียงลักษณะการใช้พลังงานส่วนน้อยที่แตกต่างไปจากพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าในวันอื่น ๆ และมีเงื่อนไขการออกแบบสำหรับแต่ละทางเลือก ดังต่อไปนี้

- 1) ทางเลือก A ระบบที่ออกแบบจากเดือนที่ใช้พลังงานน้อยที่สุด
 - เดือนที่ใช้พลังงานน้อยที่สุด คือ เดือน 12
 - ออกแบบโดยใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงของ เดือน 12 ในวันจันทร์ - เสาร์
- 2) ทางเลือก B ระบบที่ออกแบบจากกึ่งกลางระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยที่สุด กับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน
 - เดือนที่ใช้พลังงานน้อยที่สุด คือ เดือน 12
 - หาค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงของ เดือน 12 ในวันจันทร์ - เสาร์
 - หาค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงในวันจันทร์ - เสาร์ ของทุกเดือน
 - ออกแบบโดยใช้ข้อมูลจากกึ่งกลาง ระหว่าง ค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงของ เดือน 12 ในวัน จันทร์ - เสาร์ กับ ค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงในวันจันทร์ - เสาร์ ของทุกเดือน
- 3) ทางเลือก C ระบบที่ออกแบบจากค่าเฉลี่ยการใช้พลังงานไฟฟ้า
 - หาค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงในวันจันทร์ - เสาร์ ของทุกเดือน
 - ออกแบบโดยใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงในวันจันทร์ - เสาร์ ของทุกเดือน
- 4) ทางเลือก D ระบบที่ออกแบบจากกึ่งกลางระหว่างเดือนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุด กับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน
 - เดือนที่ใช้พลังงานมากที่สุด คือ เดือน 4
 - หาค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงของ เดือน 4 ในวันจันทร์ - เสาร์
 - หาค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงในวันจันทร์ - เสาร์ ของทุกเดือน
 - ออกแบบโดยใช้ข้อมูลจากกึ่งกลาง ระหว่าง ค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงของ เดือน 4 ในวัน จันทร์ - เสาร์ กับ ค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงในวันจันทร์ - เสาร์ ของทุกเดือน
- 5) ทางเลือก E ระบบที่ออกแบบจากเดือนที่ใช้พลังงานมากที่สุด
 - เดือนที่ใช้พลังงานมากที่สุด คือ เดือน 4
 - ออกแบบโดยใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงของ เดือน 4 ในวันจันทร์ - เสาร์

จากเงื่อนไขการออกแบบที่กล่าวมาผู้วิจัยจึงนำข้อมูลการพยากรณ์จากตารางที่ ก.1 - ก.12 มาวิเคราะห์เพื่อนำไปออกแบบในลำดับถัดไป ซึ่งข้อมูลการวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้ในการ

ออกแบบแสดงในตารางที่ ก.13

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ก.15 ค่าเฉลี่ยการใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมง เพื่อใช้ในออกแบบสำหรับแต่ละทางเลือก

เวลา (น.)	การใช้พลังงานไฟฟ้า (Wh) เฉลี่ยรายชั่วโมงในวันจันทร์ – เสาร์ สำหรับแต่ละทางเลือก				
	สำหรับทางเลือก A	สำหรับทางเลือก B	สำหรับทางเลือก C	สำหรับทางเลือก D	สำหรับทางเลือก E
0.00	5,482.93	6,412.81	7,342.69	8,279.66	9,216.62
1.00	5,582.68	6,526.88	7,471.08	8,422.48	9,373.88
2.00	4,385.63	5,157.99	5,930.34	6,708.58	7,486.82
3.00	3,986.61	4,701.69	5,416.76	6,137.28	6,857.80
4.00	4,285.88	5,043.91	5,801.95	6,565.76	7,329.57
5.00	3,886.86	4,587.61	5,288.36	5,994.46	6,700.55
6.00	5,981.70	6,983.18	7,984.67	8,993.78	10,002.90
7.00	4,784.65	5,614.28	6,443.92	7,279.88	8,115.84
8.00	5,183.66	6,070.58	6,957.50	7,851.18	8,744.86
9.00	1,916.67	1,916.67	1,916.67	1,916.67	1,916.67
10.00	1,583.33	1,583.33	1,583.33	1,583.33	1,583.33
11.00	1,333.33	1,333.33	1,333.33	1,333.33	1,333.33
12.00	1,916.67	1,916.67	1,916.67	1,916.67	1,916.67
13.00	1,333.33	1,333.33	1,333.33	1,333.33	1,333.33
14.00	1,583.33	1,583.33	1,583.33	1,583.33	1,583.33
15.00	1,583.33	1,583.33	1,583.33	1,583.33	1,583.33
16.00	1,833.33	1,833.33	1,833.33	1,833.33	1,833.33
17.00	1,833.33	1,833.33	1,833.33	1,833.33	1,833.33
18.00	4,186.12	4,929.84	5,673.55	6,422.93	7,172.31
19.00	5,283.42	6,184.66	7,085.90	7,994.01	8,902.11
20.00	6,181.21	7,211.33	8,241.46	9,279.43	10,317.41
21.00	7,478.01	8,694.30	9,910.59	11,136.16	12,361.72
22.00	7,677.52	8,922.45	10,167.39	11,421.81	12,676.23
23.00	6,879.49	8,009.85	9,140.22	10,279.21	11,418.19
รวม	96,163.03	109,968.04	123,773.05	137,683.26	151,593.48

จากตารางที่ ก.13 ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมใน 1 วัน (E_{daily}) สำหรับแต่ละทางเลือก จะถูกใช้ในการออกแบบขนาดและจำนวน ของแบตเตอรี่และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่นำมาใช้งานในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด

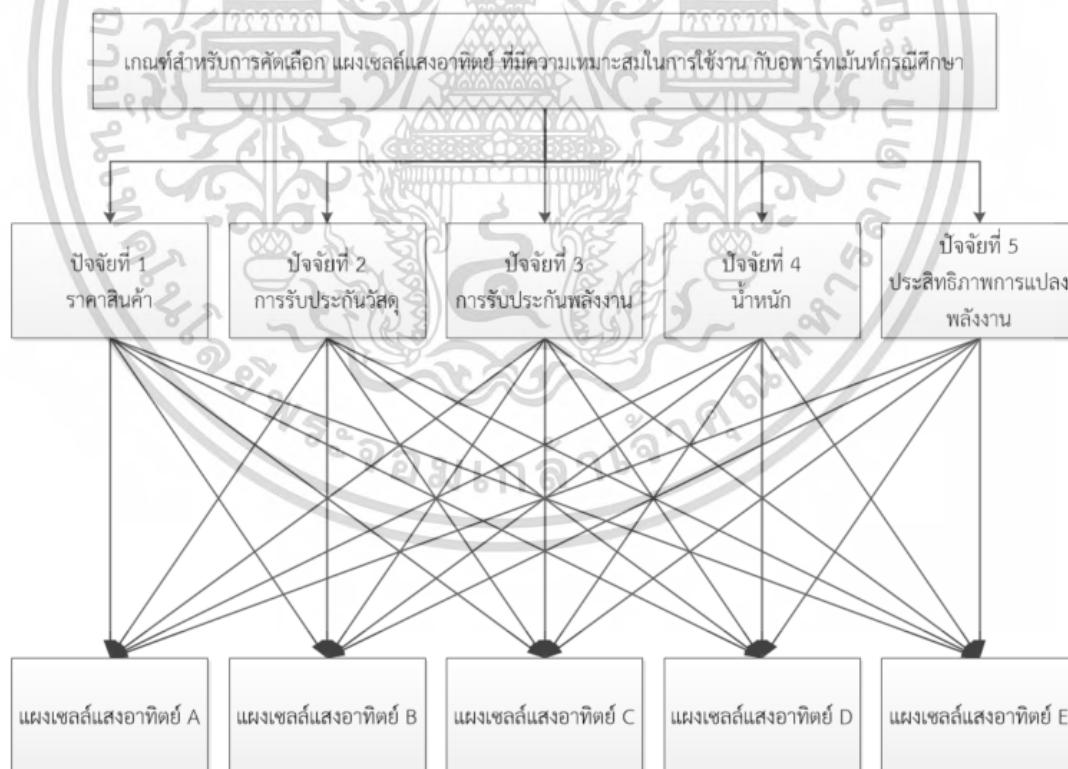
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ข.

ข้อมูลการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น สำหรับการ ตัดสินใจเลือกอุปกรณ์

ผู้วิจัยทำการเลือกอุปกรณ์หลักที่ใช้งานภายในระบบ โดยใช้เทคนิคกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น (Analytic Hierarchy Process: AHP) [47] และใช้ข้อมูลการให้น้ำหนักจากเจ้าของอพาร์ทเมนต์ ซึ่งอุปกรณ์ที่ทำการเลือกมาใช้เป็นตัวแทนในการวิเคราะห์ คือ แผงโซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์ และแบตเตอรี่ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) การเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผู้วิจัยกำหนดให้ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 330 Wp และมีเกณฑ์หลักในการวิเคราะห์ที่ให้น้ำหนักสำหรับกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น คือ ราคา การรับประกันวัสดุ การรับประกันการผลิตพลังงาน น้ำหนัก และประสิทธิภาพการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งสามารถสรุปเป็นโครงสร้างเชิงลำดับชั้นได้ดังรูปที่ ข.1



รูปที่ ข.1 โครงสร้างเชิงลำดับชั้นสำหรับการคัดเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ ข.1 ข้อมูลของปัจจัย (แทนด้วย X_{1-5}) ที่ใช้สำหรับการประเมินด้วยเทคนิค กระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ A - E แสดงตารางที่ ข.1

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ A - E ที่ใช้ในการคัดเลือกเพื่อนำไปใช้งาน

ปัจจัย	แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 330 Wp ยี่ห้อ A - E				
	A	B	C	D	E
X_1 ราคาสินค้า (บาท)	3,400.00	2,680.00	3,930.00	3590.00	2750.00
X_2 การรับประกันวัสดุ (ปี)	10	10	12	10	12
X_3 การรับประกันพลังงาน (ปี)	25	25	30	25	25
X_4 น้ำหนัก (kg)	22.00	22.80	22.00	23.00	22.50
X_5 ประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน (%)	17.04	17.00	16.90	17.09	16.97

จากตารางที่ ข.1 เมื่อรวบรวมข้อมูลแล้วจึงทำการเก็บข้อมูลแบบสอบถาม โดยมีเจ้าของ อพาร์ทเมนต์เป็นผู้ประเมิน ซึ่งผลการทำแบบสอบถามแสดงในตารางที่ ข.2 และ ข.3

ตารางที่ ข.2 คำตอบแบบสอบถามของการให้น้ำหนักความสำคัญของปัจจัย สำหรับแผงเซลล์ แสงอาทิตย์ที่เจ้าของอพาร์ทเมนต์เป็นผู้ประเมิน

ปัจจัย แรก	ค่าน้ำหนักความสำคัญของการเปรียบเทียบ																ปัจจัย หลัง	
	น้อยกว่า								มากกว่า									
	มากที่สุด	ชอนข้างมาก	ปานกลาง	เล็กน้อย	เท่ากัน	เล็กน้อย	ปานกลาง	ชอนข้างมาก	มากที่สุด									
X_1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_2
X_1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_3
X_1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_4
X_1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_5
X_2	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_3
X_2	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_4
X_2	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_5
X_3	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_4
X_3	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_5
X_4	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X_5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.3 คำตอบแบบสอบถามของการให้น้ำหนักความสำคัญของแต่ละยี่ห้อ ภายใต้ปัจจัยหนึ่ง ๆ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เจ้าของอพาร์ทเมนต์เป็นผู้ประเมิน

ปัจจัยแรก	ค่าน้ำหนักความสำคัญของการเปรียบเทียบ																ปัจจัยหลัง	
	น้อยกว่า								มากกว่า									
	มากที่สุด		ค่อนข้างมาก		ปานกลาง		เล็กน้อย		เท่ากัน		เล็กน้อย		ปานกลาง		ค่อนข้างมาก	มากที่สุด		
-	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	-
น้ำหนัก ภายใต้ปัจจัยด้านราคาสินค้า (X_1)																		
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	B
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
น้ำหนัก ภายใต้ปัจจัยด้านการรับประกันวัสดุ (X_2)																		
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	B
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
น้ำหนัก ภายใต้ปัจจัยด้านการรับประกันพลังงาน (X_3)																		
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	B
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.3 คำตอบแบบสอบถามของการให้น้ำหนักความสำคัญของแต่ละยี่ห้อ ภายใต้ปัจจัยหนึ่ง ๆ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เจ้าของอพาร์ทเมนต์เป็นผู้ประเมิน (ต่อ)

ปัจจัย แรก	ค่าน้ำหนักความสำคัญของการเปรียบเทียบ																	ปัจจัย หลัง
	น้อยกว่า								มากกว่า									
	มากที่สุด		ค่อนข้างมาก		ปานกลาง		เล็กน้อย		เท่ากัน		เล็กน้อย		ปานกลาง		ค่อนข้างมาก		มากที่สุด	
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
น้ำหนัก ภายใต้ปัจจัยด้านน้ำหนัก (X_4)																		
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	B
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
น้ำหนัก ภายใต้ปัจจัยด้านประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน (X_5)																		
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	B
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E

จากตารางที่ ข.2 - ข.3 เมื่อได้ข้อมูลการให้น้ำหนักจากเจ้าของอพาร์ทเมนต์แล้วลำดับถัดไป จะเป็นการประเมินการให้น้ำหนักความสำคัญของแต่ละปัจจัย ซึ่งแสดงดังตารางที่ ข.4

ตารางที่ ข.4 ตารางเมตริกซ์การเปรียบเทียบน้ำหนักความสำคัญของแต่ละปัจจัย สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	Priority Value
X ₁	1	3	8	7	5	0.504
X ₂	1/3	1	6	5	3	0.260
X ₃	1/8	1/6	1	1/2	1/4	0.042
X ₄	1/7	1/5	2	1	1/3	0.062
X ₅	1/5	1/3	4	3	1	0.132

Consistence Index (CI) = 0.047 < Random Consistence Index (RI₅) = 1.12

Consistency Ratio (CR) = 0.042 < 0.1

จากตาราง ข.4 ค่า Priority Value คือ ค่าตัวคุณน้ำหนักสำหรับแต่ละปัจจัย เช่น จากตารางจะเห็นว่าเจ้าของอพาร์ทเมนท์ให้ความสำคัญกับข้อมูลด้านราคา (X₁) เป็นสำคัญ เนื่องจากค่า Priority Value ของปัจจัยด้านราคานี้น้อยอยู่ที่ 0.504 ซึ่งมีน้ำหนักมากกว่าปัจจัยด้านอื่น ๆ และการนำข้อมูลไปใช้งานนั้นต้องมีการพิจารณาค่า ดัชนีความสม่ำเสมอของข้อมูล (CI) ด้วยโดย CI < RI₅ (RI จะเปลี่ยนแปลงตามจำนวนเมตริกซ์เสมอ) และ CR < 0.1 เสมอ ส่วนถัดไปเป็นการประเมินข้อมูลการให้น้ำหนักในแต่ละยี่ห้อ ภายใต้ปัจจัยหนึ่ง ๆ แสดงดังตารางที่ ข.5

ตารางที่ ข.5 ตารางเมตริกซ์การเปรียบเทียบน้ำหนักความสำคัญของแต่ละยี่ห้อ ภายใต้ปัจจัยหนึ่ง ๆ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ปัจจัย X ₁	A	B	C	D	E	Priority Value
A	1	1/5	4	2	1/5	0.111
B	4	1	8	6	2	0.437
C	1/4	1/8	1	1/3	1/7	0.038
D	1/2	1/6	3	1	1/6	0.075
E	5	1/2	7	6	1	0.339

Consistence Index (CI) = 0.045 < Random Consistence Index (RI₅) = 1.12

Consistency Ratio (CR) = 0.040 < 0.1

ปัจจัย X ₂	A	B	C	D	E	Priority Value
A	1	1	1/3	1	1/3	0.111
B	1	1	1/3	1	1/3	0.111
C	3	3	1	3	1	0.333
D	1	1	1/3	1	1/3	0.111
E	3	3	1	3	1	0.333

Consistence Index (CI) = 0.000 < Random Consistence Index (RI₅) = 1.12

Consistency Ratio (CR) = 0.000 < 0.1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.5 ตารางเมตริกซ์การเปรียบเทียบน้ำหนักความสำคัญของแต่ละยี่ห้อ ภายใต้ปัจจัยหนึ่ง ๆ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ต่อ)

ปัจจัย X ₃	A	B	C	D	E	Priority Value
A	1	1	1/6	1	1	0.100
B	1	1	1/6	1	1	0.100
C	6	6	1	6	6	0.600
D	1	1	1/6	1	1	0.100
E	1	1	1/6	1	1	0.100

Consistence Index (CI) = 0.000 < Random Consistence Index (RI₅) = 1.12

Consistency Ratio (CR) = 0.000 < 0.1

ปัจจัย X ₄	A	B	C	D	E	Priority Value
A	1	7	1	8	5	0.389
B	1/7	1	1/7	3	1/3	0.064
C	1	7	1	8	5	0.389
D	1/8	1/3	1/8	1	1/5	0.035
E	1/5	3	1/5	5	1	0.122

Consistence Index (CI) = 0.063 < Random Consistence Index (RI₅) = 1.12

Consistency Ratio (CR) = 0.056 < 0.1

ปัจจัย X ₅	A	B	C	D	E	Priority Value
A	1	3	6	1/3	4	0.261
B	1/3	1	5	1/4	2	0.138
C	1/6	1/5	1	1/8	1/4	0.037
D	3	4	8	1	5	0.471
E	1/4	1/2	4	1/5	1	0.093

Consistence Index (CI) = 0.064 < Random Consistence Index (RI₅) = 1.12

Consistency Ratio (CR) = 0.057 < 0.1

จากตารางที่ ข.4 - ข.5 เมื่อได้ข้อมูล Priority Value ครบทุกปัจจัยแล้วหลังจากนั้นจะเป็นขั้นตอนการคำนวณน้ำหนักความสำคัญรวมของทุกปัจจัยสำหรับยี่ห้อหนึ่ง ๆ เพื่อตัดสินใจเลือกยี่ห้อของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีความเหมาะสมในการตัดสินใจเลือกมาใช้ในการประเมินสูงสุด ซึ่งข้อมูลการประเมินแสดงในตารางที่ ข.6

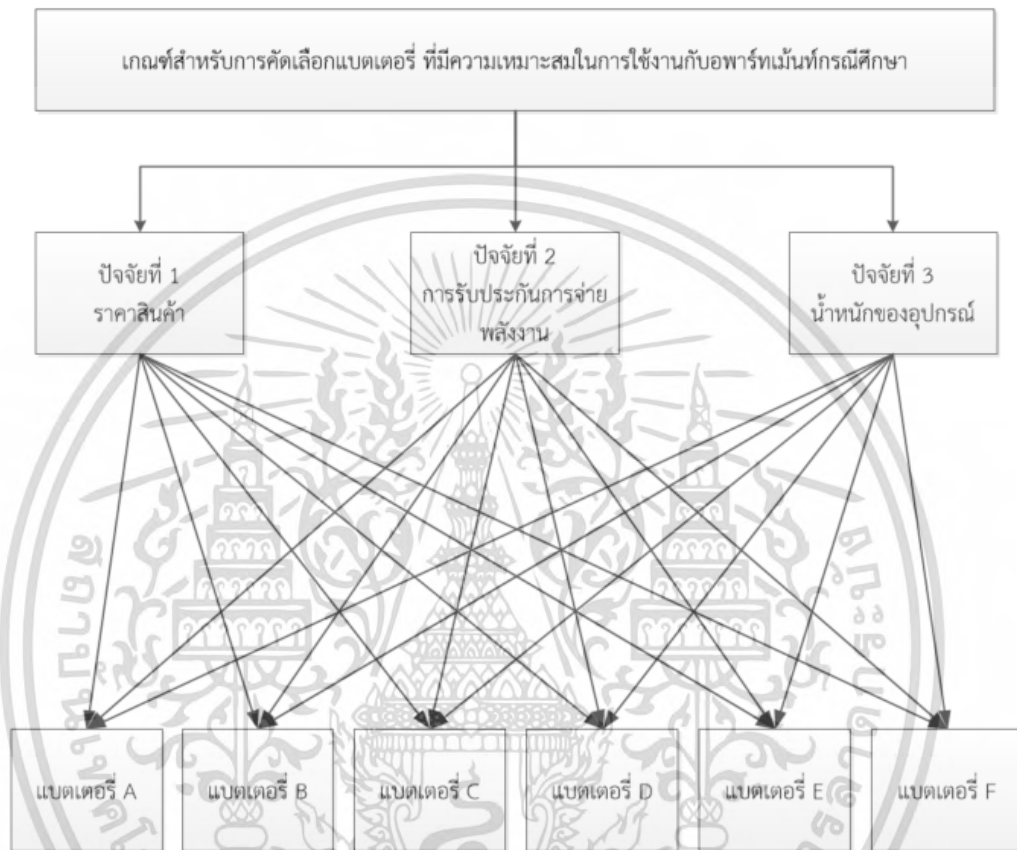
ตารางที่ ข.6 การประเมินน้ำหนักความสำคัญรวมของทุกปัจจัยสำหรับแต่ละยี่ห้อ สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

สมการ น้ำหนักความสำคัญรวม = $(A(X_1) \times X_1) + (A(X_2) \times X_2) + \dots + (A(X_n) \times X_n)$						
Priority	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	น้ำหนักความสำคัญรวม
Value	(0.504)	(0.260)	(0.042)	(0.062)	(0.132)	
A	0.111	0.111	0.100	0.389	0.261	0.148
B	0.437	0.111	0.100	0.064	0.138	0.275
C	0.038	0.333	0.600	0.389	0.037	0.160
D	0.075	0.111	0.100	0.035	0.471	0.135
E	0.339	0.333	0.100	0.122	0.093	0.282

จากตารางที่ ข.6 พบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ E ตรงตามความต้องการของเจ้าของอพาร์ทเมนท์มากที่สุด เนื่องจากมีน้ำหนักความสำคัญสูงที่สุด ดังนั้นข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ E (ข้อมูลแสดงในหัวข้อ 4.3.1) จะถูกใช้เป็นตัวแทนในการประเมินการศึกษาความเป็นไปได้ในด้านวิศวกรรมและด้านการเงินสำหรับ อพาร์ทเมนท์กรณีศึกษาในครั้งนี้

2) การเลือกอินเวอร์เตอร์ ผู้วิจัยกำหนดให้ใช้อินเวอร์เตอร์ออฟกริด/ไฮบริดที่มีขนาดอยู่ในช่วง 5 – 5.5 kW อินเวอร์เตอร์ที่นำมาใช้งานต้องมีการรับประกันมากกว่าหรือเท่ากับ 5 ปี สามารถต่อใช้งานในแบบขนานเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานได้มากกว่าหรือเท่ากับ 9 เครื่อง ซึ่งจากข้อมูลดังกล่าวจึงทำให้มีอินเวอร์เตอร์ที่ผ่านเกณฑ์ข้อนี้ข้าน้อย ผู้วิจัยจึงใช้วิธีการเลือกอินเวอร์เตอร์ที่ต้องการนำมาใช้งานเลย (ข้อมูลแสดงในหัวข้อ 4.3.1) โดยไม่ต้องผ่านกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับขั้น

3) การเลือกแบตเตอรี่ ผู้วิจัยเลือกใช้แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟต ที่มีขนาด 48 V 100 Ah ในการประเมิน และมีเกณฑ์หลักในการวิเคราะห์ให้น้ำหนักสำหรับกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับขั้น คือ ราคา การรับประกันการจ่ายพลังงาน น้ำหนักของอุปกรณ์ ซึ่งสามารถสรุปเป็นโครงสร้างเชิงลำดับขั้นได้ดังรูปที่ ข.2



รูปที่ ข.2 โครงสร้างเชิงลำดับขั้นสำหรับการคัดเลือกแบตเตอรี่

จากรูปที่ ข.2 ข้อมูลของปัจจัย (แทนด้วย X_{1-3}) ที่ใช้สำหรับการประเมินด้วยเทคนิคกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับขั้น ของแบตเตอรี่ยี่ห้อ A – F แสดงตารางที่ ข.7

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.7 ข้อมูลแบตเตอรี่ยี่ห้อ A – F ที่ใช้ในการคัดเลือกเพื่อนำไปใช้งาน

ปัจจัย	แบตเตอรี่ 48 V 100 Ah ยี่ห้อ A - F					
	A	B	C	D	E	F
X ₁ ราคาสินค้า (บาท)	26,276.71	43,763.24	37,694.57	26,276.71	26,589.53	34,378.70
X ₂ การรับประกันการจ่ายพลังงาน (ปี)	5	10	3	3	10	3
X ₃ น้ำหนักของอุปกรณ์ (kg)	40	35	55	58	45	43

จากตารางที่ ข.7 เมื่อรวบรวมข้อมูลแล้วจึงทำการเก็บข้อมูลแบบสอบถาม โดยมีเจ้าของอพาร์ทเมนต์เป็นผู้ประเมิน ซึ่งผลการทำแบบสอบถามแสดงในตารางที่ ข.8 และ ข.9

ตารางที่ ข.8 คำตอบแบบสอบถามของการให้น้ำหนักความสำคัญของปัจจัย สำหรับแบตเตอรี่ที่เจ้าของอพาร์ทเมนต์เป็นผู้ประเมิน

ปัจจัยแรก	ค่าน้ำหนักความสำคัญของการเปรียบเทียบ																ปัจจัยหลัง	
	น้อยกว่า								มากกว่า									
	มากที่สุด	ชอนข้างมาก	ปานกลาง	เล็กน้อย	เท่ากัน	เล็กน้อย	ปานกลาง	ชอนข้างมาก	มากที่สุด									
X ₁	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X ₂
X ₁	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X ₃
X ₂	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	X ₃

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.9 คำตอบแบบสอบถามของการให้น้ำหนักความสำคัญของแต่ละยี่ห้อ ภายใต้ปัจจัยหนึ่ง ๆ สำหรับแบตเตอรี่ที่เจ้าของอพาร์ทเมนท์เป็นผู้ประเมิน

ปัจจัยแรก	ค่าน้ำหนักความสำคัญของการเปรียบเทียบ																ปัจจัยหลัง	
	น้อยกว่า								มากกว่า									
	มากที่สุด		ค่อนข้างมาก		ปานกลาง		เล็กน้อย		เท่ากัน		เล็กน้อย		ปานกลาง		ค่อนข้างมาก	มากที่สุด		
-	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	-
น้ำหนัก ภายใต้ปัจจัยด้านราคาสินค้า (X_1)																		
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	B
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
E	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
น้ำหนัก ภายใต้ปัจจัยด้านการรับประกันการจ่ายพลังงาน (X_2)																		
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	B
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.9 คำตอบแบบสอบถามของการให้น้ำหนักความสำคัญของแต่ละยี่ห้อ ภายใต้ปัจจัยหนึ่ง ๆ สำหรับแบตเตอรี่ที่เจ้าของอพาร์ทเมนท์เป็นผู้ประเมิน (ต่อ)

ปัจจัย แรก	ค่าน้ำหนักความสำคัญของการเปรียบเทียบ																ปัจจัย หลัง	
	น้อยกว่า								มากกว่า									
	มากที่สุด		ค่อนข้างมาก		ปานกลาง		เล็กน้อย		เท่ากัน		เล็กน้อย		ปานกลาง		ค่อนข้างมาก	มากที่สุด		
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
E	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
น้ำหนัก ภายใต้ปัจจัยค่าน้ำหนักของอุปกรณ์ (X_1)																		
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	B
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
A	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	C
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
B	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	D
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
C	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	E
D	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F
E	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	F

จากตารางที่ ข.8 - ข.9 เมื่อได้ข้อมูลการให้น้ำหนักจากเจ้าของอพาร์ทเมนท์แล้วลำดับถัดไป จะเป็นการประเมินการให้น้ำหนัก ซึ่งแสดงดังตารางที่ ข.10 และ ข.11

ตารางที่ ข.10 ตารางเมตริกซ์การเปรียบเทียบน้ำหนักความสำคัญของแต่ละปัจจัย สำหรับแบตเตอรี่

	X_1	X_2	X_3	Priority Value
X_1	1	4	8	0.689
X_2	1/4	1	5	0.244
X_3	1/8	1/5	1	0.067

Consistence Index (CI) = 0.048 < Random Consistence Index (RI_3) = 0.58

Consistency Ratio (CR) = 0.082 < 0.1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.11 ตารางเมตริกซ์การเปรียบเทียบน้ำหนักความสำคัญของแต่ละยี่ห้อ ภายใต้ปัจจัยหนึ่ง ๆ สำหรับแบตเตอรี่

ปัจจัย X_1	A	B	C	D	E	F	Priority Value
A	1	9	8	1	2	4	0.318
B	1/9	1	1/2	1/9	1/8	1/5	0.027
C	1/8	2	1	1/8	1/7	1/2	0.041
D	1	9	8	1	2	4	0.318
E	1/2	8	7	1/2	1	3	0.208
F	1/4	5	2	1/4	1/3	1	0.088

Consistence Index (CI) = 0.025 < Random Consistence Index (RI_6) = 1.24

Consistency Ratio (CR) = 0.020 < 0.1

ปัจจัย X_2	A	B	C	D	E	F	Priority Value
A	1	1/6	3	3	1/6	3	0.102
B	6	1	8	8	1	8	0.384
C	1/3	1/8	1	1	1/8	1	0.043
D	1/3	1/8	1	1	1/8	1	0.043
E	6	1	8	8	1	8	0.384
F	1/3	1/8	1	1	1/8	1	0.043

Consistence Index (CI) = 0.023 < Random Consistence Index (RI_6) = 1.24

Consistency Ratio (CR) = 0.018 < 0.1

ปัจจัย X_3	A	B	C	D	E	F	Priority Value
A	1	1/6	1/2	1	1/3	1/5	0.051
B	6	1	5	6	4	2	0.407
C	2	1/5	1	2	1/2	1/4	0.084
D	1	1/6	1/2	1	1/3	1/5	0.051
E	3	1/4	2	3	1	2	0.183
F	5	1/2	4	5	1/2	1	0.222

Consistence Index (CI) = 0.057 < Random Consistence Index (RI_6) = 1.24

Consistency Ratio (CR) = 0.046 < 0.1

จากตารางที่ ข.10 - ข.11 เมื่อได้ข้อมูล Priority Value ครบทุกปัจจัยแล้วหลังจากนั้นจะเป็นขั้นตอนการคำนวณน้ำหนักความสำคัญรวมของทุกปัจจัยสำหรับยี่ห้อหนึ่ง ๆ เพื่อตัดสินใจเลือกยี่ห้อของแบตเตอรี่ที่มีความเหมาะสมในการตัดสินใจเลือกมาใช้ในการประเมินสูงสุด ซึ่งข้อมูลการประเมินแสดงในตารางที่ ข.12

ตารางที่ ข.12 การประเมินน้ำหนักความสำคัญรวมของทุกปัจจัยสำหรับแต่ละยี่ห้อ สำหรับแบตเตอรี่

สมการ น้ำหนักความสำคัญรวม = $(A(X_1) \times X_1) + (A(X_2) \times X_2) + \dots + (A(X_n) \times X_n)$

Priority	X ₁	X ₂	X ₃	น้ำหนักความสำคัญรวม
Value	(0.689)	(0.244)	(0.067)	
A	0.318	0.102	0.051	0.248
B	0.027	0.384	0.407	0.139
C	0.041	0.043	0.084	0.044
D	0.318	0.043	0.051	0.233
E	0.208	0.384	0.183	0.249
F	0.088	0.043	0.222	0.086

จากตารางที่ ข.12 พบว่าแบตเตอรี่ยี่ห้อ E ตรงตามความต้องการของเจ้าของอพาร์ทเมนต์มากที่สุด เนื่องจากมีน้ำหนักความสำคัญสูงสุด ดังนั้นข้อมูลแบตเตอรี่ยี่ห้อ E (ข้อมูลแสดงในหัวข้อ 4.3.1) จะถูกใช้เป็นตัวแทนในการประเมินการศึกษาความเป็นไปได้ในด้านวิศวกรรมและด้านการเงินสำหรับ อพาร์ทเมนต์กรณีศึกษาในครั้งนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ค.

ข้อมูลการวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงาน

ข้อมูลค่าความเข้มแสงอาทิตย์

สำหรับการประเมินการผลิตพลังงานในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำเป็นต้องมีการวิเคราะห์และประเมินปัจจัยของพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่ในพื้นที่ติดตั้ง โดยพลังงานแสงอาทิตย์ที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์แปลงพลังงานนั้นประกอบด้วย 2 ส่วนหลัก คือ พลังงานแสงอาทิตย์ตรงหรือรังสีตรง (Direct Radiation) และพลังงานแสงอาทิตย์กระจายหรือรังสีกระจาย (Diffuse Radiation) ซึ่งความเข้มแสงอาทิตย์ทั้งสองรูปแบบรวมกัน เรียกว่าพลังงานแสงอาทิตย์รวม (Global Radiation) สำหรับงานวิจัยขั้นนี้ผู้วิจัยจะใช้ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์รวม เฉลี่ยในระดับรายชั่วโมง ของพื้นที่ติดตั้ง [55] ซึ่งมีข้อมูลในตารางที่ ค.1 และ ค.2

ข้อมูลอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์

สำหรับข้อมูลอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นข้อมูลที่ใช้ในส่วนของการออกแบบและประเมินประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีฐานข้อมูลที่ใช้ในการประเมิน คือ ข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยของพื้นที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับรายชั่วโมง [55] และคำนวณเพื่อแปลงข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ย เป็นข้อมูลอุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยและค่าการลดทอนประสิทธิภาพการผลิตพลังงานเนื่องจากอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งมีข้อมูลดังตารางที่ ค.3 - ค.5

ข้อมูลทิศทางและมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

สำหรับข้อมูลทิศทางและมุมเอียงของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พื้นที่ของอพาร์ทเมนท์กรณีศึกษาสามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ในทิศที่มุมอะซิมุท 165.10 และ 174.8 องศา (0° คือทิศเหนือ, 90° คือทิศตะวันออก, 180° คือทิศใต้ และ 270° คือทิศตะวันตก) ที่ความลาดเอียง 8, 15 และ 26 องศา เพื่อให้ข้อมูลการประเมินการผลิตพลังงานไฟฟ้ามีความถูกต้องจึงต้องมีการประเมินประสิทธิภาพจากทิศทางและมุมเอียงในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [21] ซึ่งข้อมูลการประเมินประสิทธิภาพแสดงดังตารางที่ ค.6 และแสดงดังรูปที่ ค.1

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงของพื้นที่ติดตั้ง

เวลา (น.)	พลังงานแสงอาทิตย์ต่อชั่วโมง (MJ/m ² -hour)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	0.000	0.000	0.010	0.132	0.212	0.228	0.195	0.157	0.148	0.135	0.070	0.000
7.00	0.271	0.307	0.395	0.496	0.575	0.605	0.599	0.581	0.580	0.573	0.541	0.470
8.00	0.651	0.709	0.779	0.859	0.938	0.982	1.004	1.006	1.012	1.012	1.013	0.998
9.00	1.372	1.407	1.463	1.537	1.612	1.642	1.654	1.661	1.667	1.668	1.671	1.661
10.00	1.970	2.038	2.112	2.167	2.221	2.227	2.228	2.255	2.257	2.243	2.241	2.231
11.00	2.409	2.515	2.589	2.644	2.663	2.651	2.634	2.620	2.606	2.587	2.584	2.574
12.00	2.604	2.733	2.824	2.881	2.860	2.833	2.811	2.792	2.769	2.751	2.738	2.724
13.00	2.525	2.688	2.779	2.796	2.747	2.712	2.690	2.661	2.630	2.601	2.577	2.559
14.00	2.109	2.269	2.343	2.336	2.279	2.252	2.229	2.207	2.162	2.123	2.097	2.080
15.00	1.469	1.606	1.670	1.642	1.578	1.558	1.498	1.489	1.453	1.413	1.392	1.380
16.00	0.899	1.033	1.096	1.085	1.060	1.069	1.036	1.007	0.926	0.827	0.770	0.786
17.00	0.329	0.461	0.521	0.529	0.541	0.581	0.574	0.525	0.399	0.242	0.148	0.191
รวม	16.608	17.766	18.581	19.104	19.286	19.340	19.152	18.961	18.609	18.175	17.842	17.654

ตารางที่ ค.2 ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงของพื้นที่ติดตั้ง

เวลา (น.)	สมการ แปลงหน่วยพลังงานเป็นค่าความเข้มแสงอาทิตย์ $((MJ / m^2 \cdot \text{hour}) \times 10^6) / 3600 = W / m^2$											
	ความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m ²)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	0.00	0.00	2.78	36.67	58.89	63.33	54.17	43.61	41.11	37.50	19.44	0.00
7.00	75.28	85.28	109.72	137.78	159.72	168.06	166.39	161.39	161.11	159.17	150.28	130.56
8.00	180.83	196.94	216.39	238.61	260.56	272.78	278.89	279.44	281.11	281.11	281.39	277.22
9.00	381.11	390.83	406.39	426.94	447.78	456.11	459.44	461.39	463.06	463.33	464.17	461.39
10.00	547.22	566.11	586.67	601.94	616.94	618.61	618.89	626.39	626.94	623.06	622.50	619.72
11.00	669.17	698.61	719.17	734.44	739.72	736.39	731.67	727.78	723.89	718.61	717.78	715.00
12.00	723.33	759.17	784.44	800.28	794.44	786.94	780.83	775.56	769.17	764.17	760.56	756.67
13.00	701.39	746.67	771.94	776.67	763.06	753.33	747.22	739.17	730.56	722.50	715.83	710.83
14.00	585.83	630.28	650.83	648.89	633.06	625.56	619.17	613.06	600.56	589.72	582.50	577.78
15.00	408.06	446.11	463.89	456.11	438.33	432.78	416.11	413.61	403.61	392.50	386.67	383.33
16.00	249.72	286.94	304.44	301.39	294.44	296.94	287.78	279.72	257.22	229.72	213.89	218.33
17.00	91.39	128.06	144.72	146.94	150.28	161.39	159.44	145.83	110.83	67.22	41.11	53.06
รวม	4,613.33	4,935.00	5,161.39	5,306.67	5,357.22	5,372.22	5,320.00	5,266.94	5,169.17	5,048.61	4,956.11	4,903.89

ตารางที่ ค.3 ข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมงของพื้นที่ติดตั้ง

เวลา (น.)	อุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ย (°C)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	22.70	23.90	26.00	27.00	27.20	27.10	26.80	26.40	25.80	25.30	23.80	22.30
7.00	23.40	24.60	26.70	27.70	27.90	27.70	27.30	26.90	26.40	26.00	24.50	23.00
8.00	25.20	26.30	28.10	29.30	29.20	29.00	28.50	28.10	27.60	27.40	26.00	24.70
9.00	27.00	27.90	29.80	30.80	30.60	30.20	29.60	29.20	28.80	28.70	27.60	26.50
10.00	28.50	29.40	31.20	31.90	31.60	31.20	30.50	30.10	29.70	29.70	28.80	27.90
11.00	29.40	30.10	31.60	32.40	31.90	31.50	30.90	30.60	30.20	30.10	29.30	28.70
12.00	30.60	31.40	32.90	33.40	32.70	32.30	31.60	31.30	30.90	31.00	30.50	30.10
13.00	31.30	32.10	33.30	33.70	32.90	32.50	31.80	31.50	31.10	31.20	30.90	30.70
14.00	31.30	32.30	33.40	33.60	32.70	32.30	31.60	31.40	30.90	31.00	30.90	30.70
15.00	31.60	32.50	33.40	33.60	32.40	32.10	31.50	31.30	30.70	30.80	30.80	30.80
16.00	31.10	32.10	32.90	33.00	32.00	31.60	31.00	30.80	30.20	30.30	30.30	30.40
17.00	29.90	30.90	31.80	32.00	31.10	30.70	30.20	29.90	29.30	29.40	29.30	29.20
เฉลี่ย	28.50	29.46	30.93	31.53	31.02	30.68	30.11	29.79	29.30	29.24	28.56	27.92

ตารางที่ ค.4 ข้อมูลอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงของพื้นที่ติดตั้ง

เวลา (น.)	สมการ คำนวณอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ย $T_{cell} = T_{air} + \left(\frac{NOCT-20.00}{800.00W/m^2} \right) \times Insolation\ level(G)$											
	อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ย (°C)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	22.70	23.90	26.09	28.15	29.04	29.08	28.49	27.76	27.08	26.47	24.41	22.30
7.00	25.75	27.26	30.13	32.01	32.89	32.95	32.50	31.94	31.43	30.97	29.20	27.08
8.00	30.85	32.45	34.86	36.76	37.34	37.52	37.22	36.83	36.38	36.18	34.79	33.36
9.00	38.91	40.11	42.50	44.14	44.59	44.45	43.96	43.62	43.27	43.18	42.11	40.92
10.00	45.60	47.09	49.53	50.71	50.88	50.53	49.84	49.67	49.29	49.17	48.25	47.27
11.00	50.31	51.93	54.07	55.35	55.02	54.51	53.76	53.34	52.82	52.56	51.73	51.04
12.00	53.20	55.12	57.41	58.41	57.53	56.89	56.00	55.54	54.94	54.88	54.27	53.75
13.00	53.22	55.43	57.42	57.97	56.75	56.04	55.15	54.60	53.93	53.78	53.27	52.91
14.00	49.61	52.00	53.74	53.88	52.48	51.85	50.95	50.56	49.67	49.43	49.10	48.76
15.00	44.35	46.44	47.90	47.85	46.10	45.62	44.50	44.23	43.31	43.07	42.88	42.78
16.00	38.90	41.07	42.41	42.42	41.20	40.88	39.99	39.54	38.24	37.48	36.98	37.22
17.00	32.76	34.90	36.32	36.59	35.80	35.74	35.18	34.46	32.76	31.50	30.58	30.86
เฉลี่ย	40.51	42.31	44.37	45.35	44.97	44.67	43.96	43.51	42.76	42.39	41.46	40.69

ตารางที่ ค.5 ข้อมูลการลดทอนประสิทธิภาพการผลิตพลังงานเนื่องจากอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป

เวลา (น.)	สมการ คำนวณประสิทธิภาพที่เหลือเนื่องจากอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป $\eta_{temp} = [1 + (\beta_{Pmax} \times (T_{cell} - T_{stc}))]$ ดังนั้นค่าการลดทอนจึงเท่ากับ $1 - \eta_{temp}$											
	ค่าการลดทอนประสิทธิภาพ (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
6.00	-0.92	-0.44	0.43	1.26	1.62	1.63	1.40	1.11	0.83	0.59	-0.24	-1.08
7.00	0.30	0.91	2.05	2.80	3.16	3.18	3.00	2.78	2.57	2.39	1.68	0.83
8.00	2.34	2.98	3.94	4.70	4.94	5.01	4.89	4.73	4.55	4.47	3.92	3.35
9.00	5.56	6.05	7.00	7.66	7.84	7.78	7.58	7.45	7.31	7.27	6.84	6.37
10.00	8.24	8.84	9.81	10.28	10.35	10.21	9.94	9.87	9.72	9.67	9.30	8.91
11.00	10.12	10.77	11.63	12.14	12.01	11.80	11.51	11.34	11.13	11.02	10.69	10.42
12.00	11.28	12.05	12.97	13.36	13.01	12.76	12.40	12.21	11.97	11.95	11.71	11.50
13.00	11.29	12.17	12.97	13.19	12.70	12.42	12.06	11.84	11.57	11.51	11.31	11.17
14.00	9.84	10.80	11.50	11.55	10.99	10.74	10.38	10.22	9.87	9.77	9.64	9.50
15.00	7.74	8.58	9.16	9.14	8.44	8.25	7.80	7.69	7.33	7.23	7.15	7.11
16.00	5.56	6.43	6.97	6.97	6.48	6.35	6.00	5.82	5.30	4.99	4.79	4.89
17.00	3.10	3.96	4.53	4.64	4.32	4.30	4.07	3.78	3.11	2.60	2.23	2.34

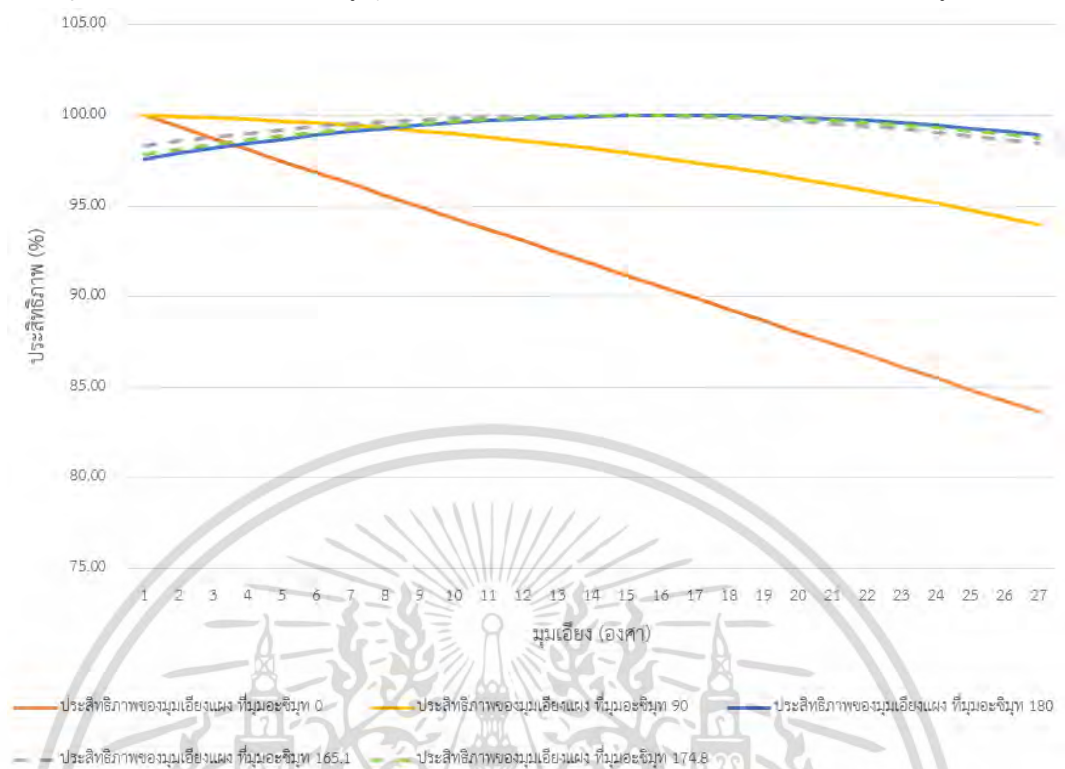
จากตารางที่ ค.4 - ค.5 เป็นข้อมูลค่าการลดทอนประสิทธิภาพ เมื่อวิเคราะห์ข้อมูลพบว่าช่วง เดือนเมษายน เวลา 12.00 น. อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะอยู่ที่ 58.41 °C ซึ่งเป็นช่วงที่อุณหภูมิแผงสูงสุดในรอบปี ส่งผลให้ในช่วงเวลานี้มีการลดทอนประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์สูงที่สุดในรอบปี โดยค่าการลดทอนอยู่ที่ 13.36% หรือสามารถบอกได้ว่าประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 86.64% (100% - 13.36%) ในช่วงเวลาดังกล่าว และหากอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงจนต่ำกว่า 25 °C เช่น ในเดือนมกราคม เวลา 6.00 น. อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะอยู่ที่ 22.70 °C ส่งผลทำให้ค่าการลดทอนประสิทธิภาพลดลงอยู่ที่ -0.92% หรือสามารถบอกได้ว่าประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 100.92% (100% - (-0.92%))

ตารางที่ ค.6 ข้อมูลประสิทธิภาพจากทิศทางและมุมเอียงในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

สมการ คำนวณประสิทธิภาพทิศทางในการติดตั้ง $\eta_d = [\{-0.000003 \times (\gamma^2)\} + \{0.0011 \times \gamma\} + 0.9] \times 100$						
ข้อมูล	มุมเอียงที่แผงหันไป (องศา)					
	0	90	180	270	165.10	174.80
ประสิทธิภาพจากทิศทาง (%)	89.92	97.39	100	97.75	99.90	99.98
สมการ คำนวณประสิทธิภาพมุมเอียงในการติดตั้ง						
สำหรับมุมเอียง 180	$\eta_t = [\{-0.0001 \times (\beta^2)\} + \{0.0031 \times \beta\} + 0.9783] \times 100$					
สำหรับมุมเอียง 90 และ 270	$\eta_t = [\{-0.00007 \times (\beta^2)\} - \{0.0005 \times \beta\} + 1.0009] \times 100$					
สำหรับมุมเอียง 0	$\eta_t = [\{-0.0063 \times \beta\} + 1.0141] \times 100$					
สำหรับมุม 165.10 และ 174.80	$\eta_t = [\{(\text{มุม}-90)/(180-90)\} \times \{\eta_{t,180} - \eta_{t,90}\}] + \eta_{t,90}$					
ประสิทธิภาพจากมุมเอียง(%)	มุมเอียงที่แผงหันไป (องศา)					
มุมเอียง (องศา)	0	90	180	270	165.10	174.80
0	100.00	100.00	97.60	100.00	98.35	97.87
1	99.37	99.94	97.90	99.94	98.59	98.15
2	98.74	99.87	98.18	99.87	98.81	98.41
3	98.11	99.79	98.44	99.79	99.02	98.65
4	97.48	99.69	98.68	99.69	99.20	98.87
5	96.85	99.58	98.90	99.58	99.37	99.07
6	96.22	99.45	99.10	99.45	99.51	99.25
7	95.59	99.31	99.28	99.31	99.64	99.42
8	94.96	99.15	99.44	99.15	99.75	99.56
9	94.33	98.98	99.58	98.98	99.83	99.68
10	93.70	98.80	99.70	98.80	99.90	99.78
11	93.07	98.60	99.80	98.60	99.96	99.87
12	92.44	98.39	99.88	98.39	99.99	99.93
13	91.81	98.17	99.94	98.17	100.00	99.97
14	91.18	97.93	99.98	97.93	99.99	100.00
15	90.55	97.68	100.00	97.68	99.97	100.00
16	89.92	97.41	100.00	97.41	99.92	99.98
17	89.29	97.13	99.98	97.13	99.86	99.95
18	88.66	96.83	99.94	96.83	99.78	99.89
19	88.03	96.52	99.88	96.52	99.68	99.82
20	87.40	96.20	99.80	96.20	99.56	99.73
21	86.77	95.86	99.70	95.86	99.42	99.61
22	86.14	95.51	99.58	95.51	99.26	99.48
23	85.51	95.15	99.44	95.15	99.08	99.33
24	84.88	94.77	99.28	94.77	98.89	99.15
25	84.25	94.38	99.10	94.38	98.67	98.96
26	83.62	93.97	98.90	93.97	98.44	98.75

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หมายเหตุ หลักการคำนวณ หากผลลัพธ์สูงสุดที่ได้ มากกว่าหรือน้อยกว่า 100% ปรับให้ได้ 100% และปรับข้อมูลที่เหลือตาม



รูปที่ ค.1 พฤติกรรมการเปลี่ยนแปลงของค่าประสิทธิภาพจากมุมเอียง ในทิศทางต่าง ๆ

จากรูปที่ ค.1 ค่าประสิทธิภาพจากมุมเอียง ในส่วนที่ถูกคำนวณขึ้นจากวิธีการคำนวณในเอกสารอ้างอิง [21] คือ ในทิศทาง 0, 90 และ 180 องศา ส่วนประสิทธิภาพจากมุมเอียงในทิศทาง 165.1 และ 174.8 เป็นการประเมินผลลัพธ์ขึ้นจากการศึกษาพฤติกรรมการเปลี่ยนแปลงของค่าประสิทธิภาพและสมการการคำนวณของทิศทาง 180 และ 90 ซึ่งสมการที่สร้างขึ้นเพื่อใช้ในการประเมินผู้วิจัยได้แสดงไว้ในตารางที่ ค.6

จากตารางที่ ค.6 สำหรับค่าประสิทธิภาพการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับอพาร์ทเมนท์กรณีศึกษา ในส่วนของทิศทางในการติดตั้ง ได้แก่ 1) ทิศทางการติดตั้งที่มุมเอียง 165.10 และ 2) ทิศทางการติดตั้งที่มุมเอียง 174.80 องศา ซึ่งมีข้อมูลประสิทธิภาพจากทิศทางเท่ากับ 99.90% และ 99.98% ตามลำดับ และในส่วนของมุมเอียงในการติดตั้ง ได้แก่ 1) มุมเอียง 8 องศา ที่มุมเอียง 165.10 องศา 2) มุมเอียง 15 องศา ที่มุมเอียง 174.80 องศา และ 3) มุมเอียง 26 องศา ที่มุมเอียง 174.80 องศา ซึ่งมีข้อมูลประสิทธิภาพจากมุมเอียงเท่ากับ 99.75%, 100% และ 98.75% ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

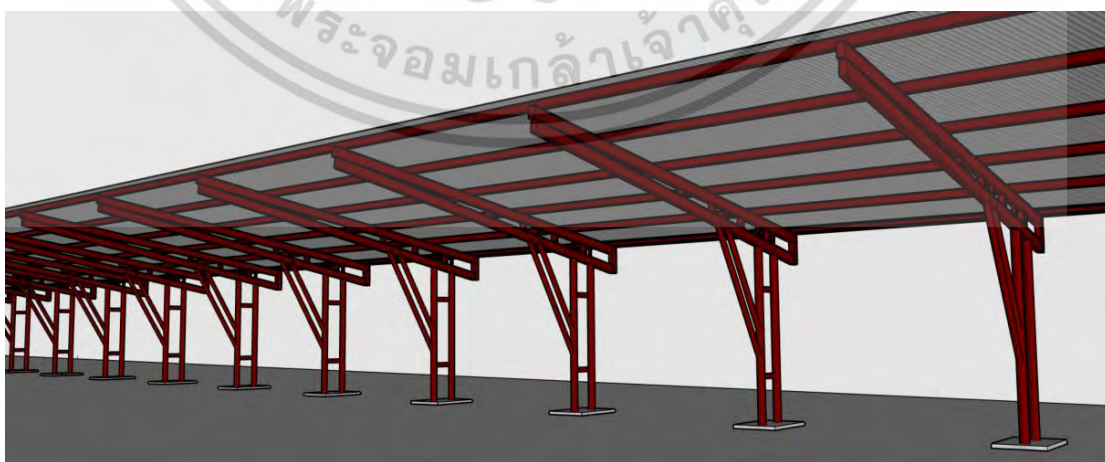
ภาคผนวก ง.

ข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้าง

ในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนหนึ่งที่ต้องได้รับการประเมิน คือ ส่วนของโครงสร้างของหลังคาที่รองรับแผง โดยทั่วไปแล้วหลังคาบ้านที่ผ่านการออกแบบโดยวิศวกรนั้นจะสามารถรองรับน้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ (น้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์และโครงสร้างรองรับแผงโดยทั่วไปอยู่ที่ $\leq 20 \text{ kg/m}^2$) งานวิจัยชิ้นนี้โครงสร้างบางส่วนมีการก่อสร้างและต่อเติมขึ้นมา เนื่องจากพื้นที่ 1 เป็นพื้นที่หลังคาลานจอดรถซึ่งไม่สามารถรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่วางเรียงกันเป็น 2 แถวได้จึงต้องมีการเสริมโครงสร้างเพิ่มเติม พื้นที่ 4 เนื่องจากพื้นที่เดิมเป็นพื้นลาดฟ้าอาคาร จึงจำเป็นต้องมีการสร้างโครงสร้างเหล็กเพิ่มเติมขึ้นมาเพื่อรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และสุดท้ายในกรณีทางเลือกที่ E ที่พื้นที่สำหรับติดตั้งไม่เพียงพอ ในกรณีที่ติดตั้งทางเลือก E จึงต้องมีการสร้างโครงสร้างบริเวณลานจอดรถขึ้นมาเพิ่มเติม ซึ่งลักษณะโครงสร้างที่ต่อเติมทั้งหมดผู้วิจัยได้ใช้รูปแบบโครงสร้างที่ผู้รับเหมาแห่งหนึ่งแนะนำ และมีข้อมูลขนาดและราคาที่สามารถสืบค้นเพื่อประเมินราคาได้ [63]

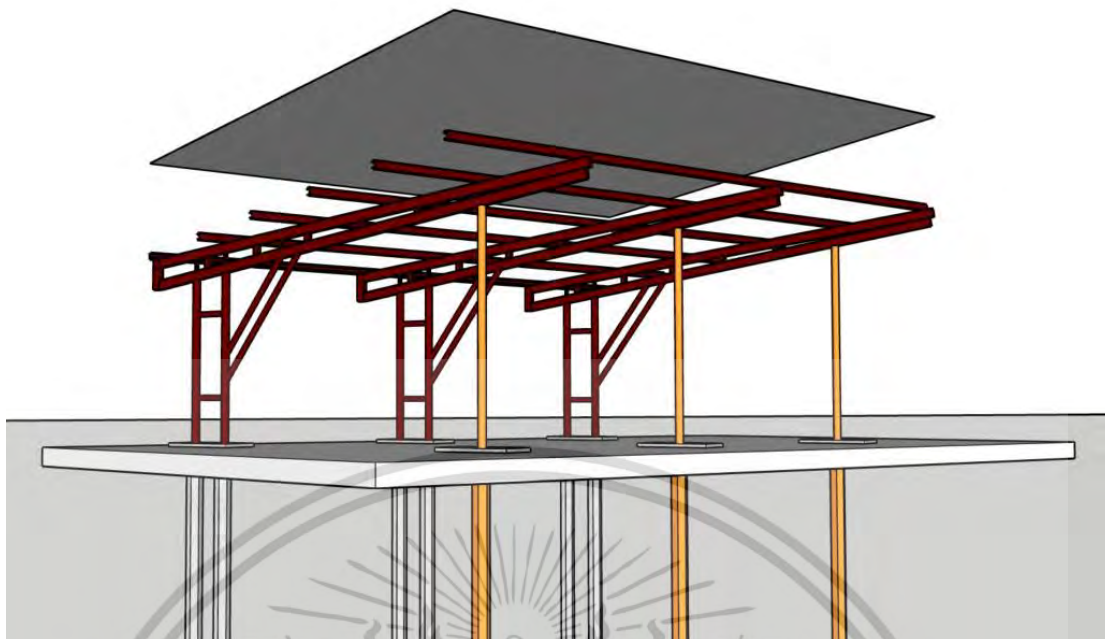
พื้นที่ติดตั้งที่ 1

เป็นพื้นที่หลังคาลานจอดรถซึ่งจากการสอบถามความเห็นของผู้รับเหมาต่อเติมโครงสร้างพบว่า มีความเสี่ยงที่โครงสร้างเดิมจะไม่สามารถรองรับน้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ จึงต้องมีการต่อเติมโครงสร้างเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งลักษณะของโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างแสดงดังรูปที่ ง.1 และ ง.2 และข้อมูลโครงสร้างโดยละเอียดแสดงในตารางที่ ง.1



รูปที่ ง.1 ลักษณะโครงสร้างเดิมหลังคาลานจอดรถ พื้นที่ 1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ ง.2 ลักษณะโครงสร้างต่อเติมหลังคาถานจอดรถ พื้นที่ 1

ตารางที่ ง.1 ข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างสำหรับพื้นที่ 1

โครงสร้าง พื้นที่ 1: โรงจอดรถ				
โครงสร้างเดิม : หลังคาเอียง 7° ทิศเหนือ สูงจากพื้น 2.16-2.84m กว้าง 5.30m ขนาดรวม 305.70 m ²				
รายการ	รายละเอียด	ขนาด	จำนวน	ระยะทางระหว่างชุด
เสาเข็ม	เสาปูนหกเหลี่ยม 2 ต้น/ชุด	15cm x 3m	18 ชุด	ตามตำแหน่งเสา
เสา	เหล็กกลม สูง~1.88m 2 เส้น/ชุด ห่างกัน 0.42m ตั้งเอียง 16.7° จากระนาบของหลังคา	3" x 2.5mm	18 ชุด	2.85m
ตัวลักเสา	เหล็กกลม ยาว~0.37m 2 เส้น/ชุด ห่างกัน 0.91m	2" x 2mm	18 ชุด	ตามตำแหน่งเสา
จันทัน	เหล็กกลวง ยาว~5.53m 2 เส้น/ชุด ด้านท้ายห่างกัน 0.25m	2" x 4" x 2.3mm	18 ชุด	ตามตำแหน่งเสา
ตัวลักจันทัน 1	เหล็กกลวง 6 เส้น/ชุด ห่างกัน 0.7m	2" x 2" x 2mm	18 ชุด	ตามตำแหน่งเสา
ตัวลักจันทัน 2	เหล็กกลวง 3 เส้น/ชุด ตามตำแหน่งเสาและตัวค้ำจันทัน	1" x 1" x 1.2mm	18 ชุด	ตามตำแหน่งเสา
ค้ำจันทัน	เหล็กกลม ยาว~1.66m 2 เส้น/ชุด ห่างกัน 0.3m ค้ำเอียง 53.5° จากระนาบของพื้น	2" x 2mm	18 ชุด	ตามตำแหน่งเสา
แป	เหล็กซี	75mmx45mmx15mmx2mm	6 เส้น	1.03m
หลังคา	เมทัลชีท	0.4 mm	1	-
ส่วนประกอบอื่น ๆ	-	-	-	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ง.1 ข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างสำหรับพื้นที่ 1 (ต่อ)

โครงสร้างต่อเติม : ส่วนต่อเติม คือสวนสี่เหลี่ยมในรูป ง.2 จำนวนที่ต่อเติมจะเปลี่ยนแปลงตามจำนวนแผง				
รายการ	รายละเอียด	ขนาด	จำนวน	ระยะทางระหว่างจุด
เสาเข็ม	เสาปูนหกเหลี่ยม 1 ตัน/ชุด	15cm x 3m	-	ตามตำแหน่งเสา
เสา	เหล็กกลม สูง 2.34m ตั้งเอียง 16.7° จากระนาบของหลังคา ห่างจากเสาเดิม 3.27m	3" x 2.5mm	-	2.85m
เพลา	แผ่นเหล็กฐานเสา	9mm	-	ตามตำแหน่งเสา
ส่วนประกอบอื่น ๆ	ตะปู ต่างๆ (ไซ 0.25กก. / ไม้แบบ 1ตร.ม.)	-	-	-
	ไม้แบบทั่วไป อาคารชั้นเดียว	1"	-	-
	ลวดผูกเหล็ก เหล็ก 1 kg ไซลวด 0.03 kg	1.25mm (เบอร์18)	-	-
	เหล็กปลอก (2.22กก./เส้น)	SR24 ขนาด RB6 mm	-	-
	เหล็กเสริมฐานราก (8.88กก./เส้น)	SD30 ขนาด DB12 mm	-	-
	คอนกรีตโครงสร้างฐานราก (โครงสร้างติดดิน)	สูตรผสม 1:2:4 (ประเภท1)	-	-
	คอนกรีตหยาบ (ลีน)	สูตรผสม 1:3:5 (ประเภท1)	-	-
	ทรายหยาบรองพื้น	-	-	-
	อื่น ๆ	-	-	-

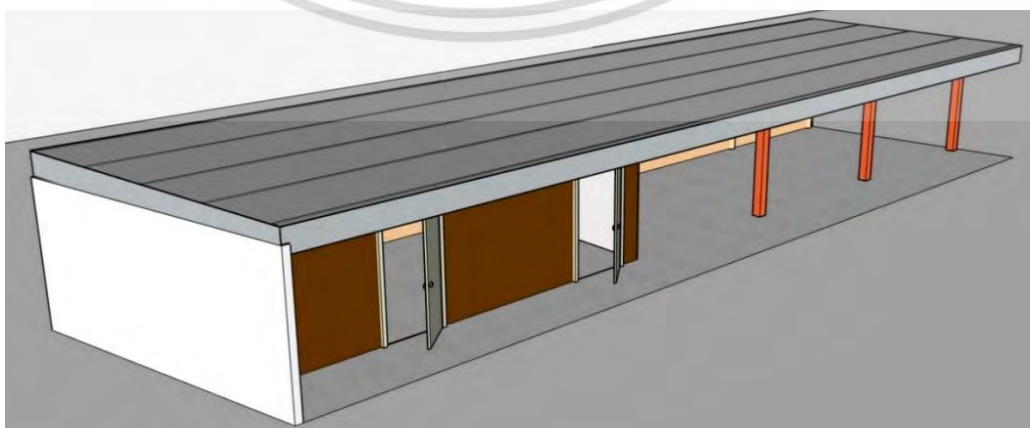
จากข้อมูลที่กล่าวมาเป็นข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างทั้งหมด โดยการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีความปลอดภัยจำเป็นต้องมีการประเมินความสามารถในการรับน้ำหนักของโครงสร้างโดยวิศวกรโยธา ซึ่งรายการคำนวณโครงสร้างแสดงดังรูปที่ ง.3

Design of Steel Roof			
Project :	CODE :	AISC-ASD	Checked :
Job No :	Date :	#####	Design :
INPUT DATA:		OUTPUT DATA:	
Roof frame :	พื้นที่ติดตั้งที่ 1	Unif.Wx =	38 kg/m.
Roof cover load :	5.00 kg/m ²	Unif.Wy =	5 kg/m.
Live load on roof:	30.00 kg/m ²	Mx for purlin =	3,834 kg*cm
Spacing of purlin:	1.00 m.	My for purlin =	471 kg*cm
Spacing of rafter:	2.86 m.	Actual stress =	436 ksc.
Rafter span :	3.25 m.	Allowable stress =	1,440 ksc. O.K.
Angle of roof :	7.00 degree		
Min. yield stress:	2,400 ksc.	fbx/Fbx+fbY/FbY =	0.4 O.K.
	Purlin	Rafter	
Member:	P1	T1	Allowable Deflection =
Try section	C-75x45x15x2	RH100x50x3.2	1.90 cm. (L/150)
Actual Deflection =			0.49 cm. O.K.
tw mm.	2.00	3.20	Unif.load (rafter)
tf mm.	2.00	3.20	107 kg/m.
A cm ²	3.64	8.93	Design moment =
Ix cm ⁴	33.00	112.00	14,128 kg*cm
Iy cm ⁴	10.50	38.00	Actual stress =
rx cm.	3.01	3.55	628 ksc.
ry cm.	1.70	2.06	Allowable stress =
Zx cm ³	8.79	22.50	1,440 ksc. O.K.
Zy cm ³	3.76	15.20	Allowable Deflection =
B cm.	4.50	5.00	2.17 cm. (L/150)
D cm.	7.50	10.00	Actual Deflection =
AF cm ²	0.90	1.60	0.69 cm. O.K.
Aw cm ²	1.42	3.00	
w kg/m	2.86	7.01	

รูปที่ ๓.3 รายการคำนวณโครงสร้างสำหรับ พื้นที่ 1

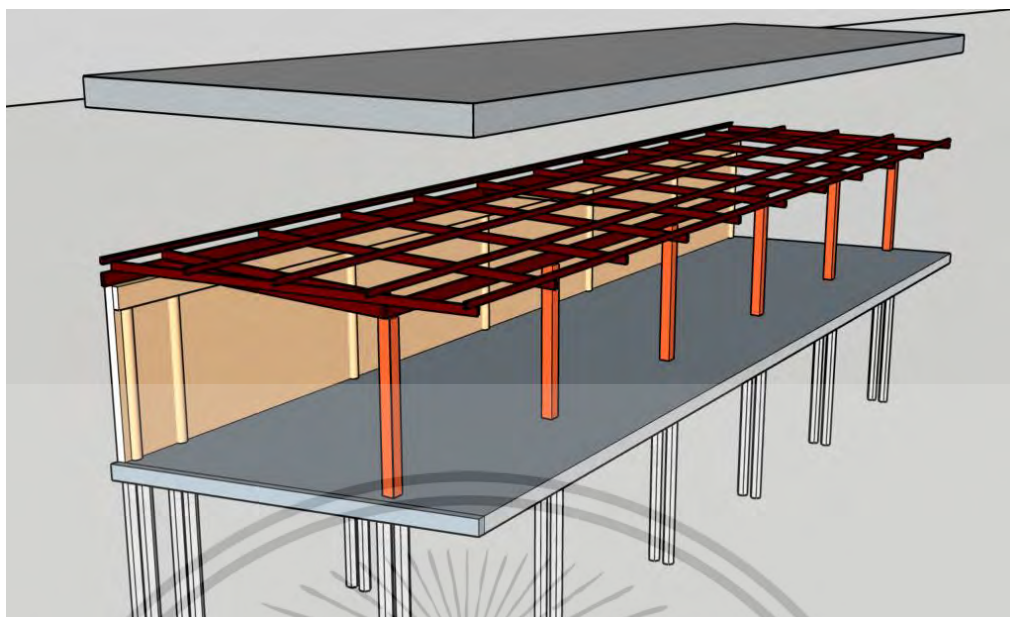
พื้นที่ติดตั้งที่ 2

เป็นพื้นที่หลังคาแยกด้านหลังของลานจอดรถซึ่งจากการสอบถามความเห็นของผู้รับเหมาต่อเติมโครงสร้าง พบว่า เป็นโครงสร้างมาตรฐานและไม่มีความเสี่ยงที่โครงสร้างเดิมจะไม่สามารถรองรับน้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ จึงไม่มีการต่อเติมโครงสร้างเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งลักษณะของโครงสร้างเดิมแสดงดังรูปที่ ๓.4 และ ๓.5 และข้อมูลโครงสร้างโดยละเอียดแสดงในตารางที่ ๓.2



รูปที่ ๓.4 ลักษณะอาคารแยกด้านหลังของพื้นที่ พื้นที่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้เปิดเผยประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ ง.5 ลักษณะโครงสร้างเดิมหลังอาคารแยกด้านหลังของพื้นที่ พื้นที่ 2

ตารางที่ ง.2 ข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างสำหรับพื้นที่ 2

โครงสร้าง พื้นที่ 2: หลังอาคารแยกด้านหลังของพื้นที่				
โครงสร้างเดิม : หลังคาเอียง 1.7° ทิศตะวันออก สูงจากพื้น 2.30-2.44m ขนาดรวม 79.71 m ²				
รายการ	รายละเอียด	ขนาด	จำนวน	ระยะห่างระหว่างชุด
เสาเข็ม	เสาปูนหกเหลี่ยม 2 ตัน/ชุด	15cm x 3m	13 ชุด	ตามตำแหน่งเสา
เสา	เสาดานหลัง เสาปูนกลม สูง 1.83m	5.5"	7 ตัน	ช่วงที่กว้างสุด 3.24m เสา ด้านหน้าและ หลังห่าง 3.24m
	เสาดานหน้า เสาปูนเหลี่ยม สูง 2.00m	6" x 6"	6 ตัน	
คาน	คานปูนดานหลัง	18.5cm x 27cm	1 เส้น	-
	คานเหล็ก	2" x 6" x 2.3mm	4 เส้น	รอบโครงสร้าง
จันทัน	เหล็กกล่อง ยาว~4.42m	2" x 4" x 2.3mm	18 ชุด	1.62m
แป	เหล็กซี	75mmx45mmx15mmx2mm	5เส้น	1.04m
หลังคา	เมทัลชีท	0.4 mm	1	-
ส่วนประกอบอื่น ๆ	-	-	-	-

จากข้อมูลทีกล่าวมาเป็นข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างทั้งหมด โดยการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีความปลอดภัยจำเป็นต้องมีการประเมินความสามารถในการรับน้ำหนักของโครงสร้างโดยวิศวกรโยธา ซึ่งรายการคำนวณโครงสร้างแสดงดังรูปที่ ง.6

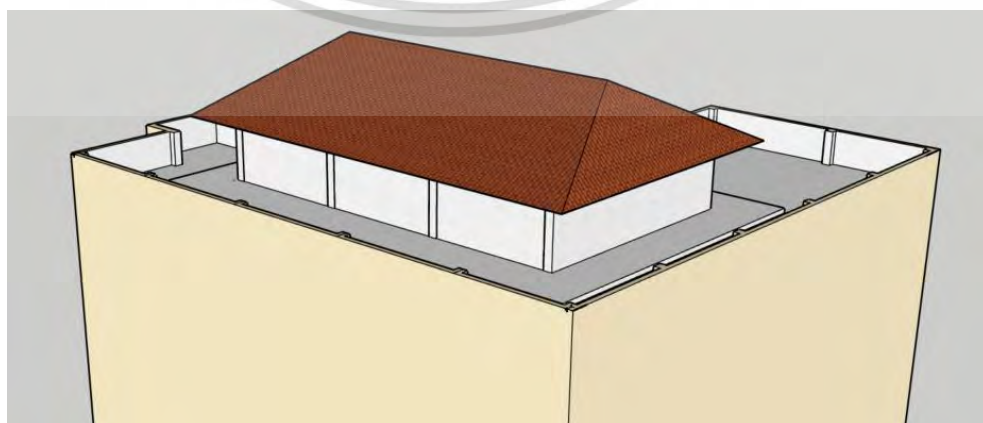
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Design of Steel Roof			
Project :	CODE :	AISC-ASD	Checked :
Job No :	Date :	#####	Design :
INPUT DATA:		OUTPUT DATA:	
Roof frame :	พื้นที่ติดตั้งที่ 2	Unif.Wx =	40 kg/m.
Roof cover load :	5.00 kg/m ²	Unif.Wy =	1 kg/m.
Live load on roof:	30.00 kg/m ²	Mx for purlin =	1,426 kg*cm
Spacing of purlin:	1.06 m.	My for purlin =	42 kg*cm
Spacing of rafter:	1.69 m.	Actual stress =	162 ksc.
Rafter span :	3.37 m.	Allowable stress =	1,440 ksc. O.K.
Angle of roof :	1.70 degree	fbx/Fbx+fbx/Fby =	0.1 O.K.
Min. yield stress:	2,400 ksc.	Allowable Deflection =	1.13 cm. (L/150)
	Purlin Rafter	Actual Deflection =	0.06 cm. O.K.
Member:	P1 T1	Unif.load (rafter)	64 kg/m.
Try section	C-75x45x15x2 RH100x50x2.3	Design moment =	9,127 kg*cm
tw mm.	2.00 2.30	Actual stress =	537 ksc.
tf mm.	2.00 2.30	Allowable stress =	1,440 ksc. O.K.
A cm ²	3.64 6.55	Allowable Deflection =	2.25 cm. (L/150)
Ix cm ⁴	33.00 84.80	Actual Deflection =	0.64 cm. O.K.
Iy cm ⁴	10.50 29.00		
rx cm.	3.01 3.60		
ry cm.	1.70 2.10		
Zx cm ³	8.79 17.00		
Zy cm ³	3.76 11.60		
B cm.	4.50 5.00		
D cm.	7.50 10.00		
Af cm ²	0.90 1.15		
Aw cm ²	1.42 2.19		
w kg/m	2.86 5.14		

รูปที่ ๖.6 รายการคำนวณโครงสร้างสำหรับ พื้นที่ 2

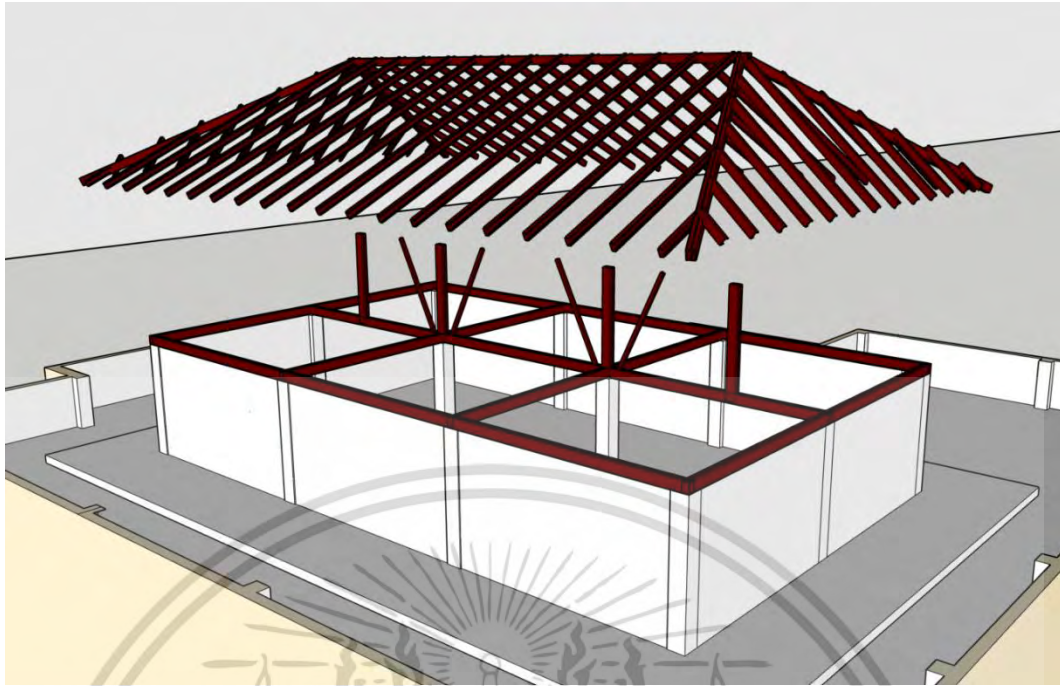
พื้นที่ติดตั้งที่ 3

เป็นพื้นที่หลังคาบนตัวอาคารอพาร์ทเมนท์ชั้นดาดฟ้า ซึ่งจากการสอบถามความเห็นของผู้รับเหมาต่อเติมโครงสร้าง พบว่า เป็นโครงสร้างมาตรฐานและไม่มีความเสี่ยงที่โครงสร้างเดิมจะไม่สามารถรองรับน้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ จึงไม่มีการต่อเติมโครงสร้างเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งลักษณะของโครงสร้างเดิมแสดงดังรูปที่ ๖.7 และ ๖.8 และข้อมูลโครงสร้างโดยละเอียดแสดงในตารางที่ ๖.3



รูปที่ ๖.7 ลักษณะหลังคาเดิมบนตัวอาคารอพาร์ทเมนท์ชั้นดาดฟ้า พื้นที่ 3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้โดยไม่ว่ากรรมใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ ง.8 ลักษณะโครงสร้างเดิมหลังคาบนตัวอาคารอพาร์ทเมนท์ชั้นดาดฟ้า พื้นที่ 3

ตารางที่ ง.3 ข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างสำหรับพื้นที่ 3

โครงสร้าง พื้นที่ 3: หลังคาบนตัวอาคารอพาร์ทเมนท์ชั้นดาดฟ้า				
โครงสร้างเดิม : หลังคาเอียง 26° ทิศใต้ ขนาด 52.03 m ² ทางทิศใต้เพียงอย่างเดียว				
รายการ	รายละเอียด	ขนาด	จำนวน	ระยะทางระหว่างจุด
เสา	เสาปูนเหลี่ยม สูง 2.00m	25cm x 25cm	12 ต้น	3.65m และ 3.27 m
อเส	เหล็กซี ประกบ 2 เส้น/ชุด	150mmx50mmx20mmx2.3mm	11 ชุด	รอบโครงสร้างตามแนวเสา
ตั้ง	เหล็กซี ประกบ 2 เส้น/ชุด ยาว 1.72m	150mmx50mmx20mmx2.3mm	4 ชุด	3.65m และ 2.11m
ค้ำเสริม	เหล็กเหลี่ยม ยาว 1.75 m ค้ำเอียง 64° จากระนาบของพื้น	2" x 2" x 2mm	4 เส้น	-
คานหรืออกโก	เหล็กซี ประกบ 2 เส้น/ชุด	150mmx50mmx20mmx2.3mm	1 ชุด	-
ตะเข้สัน	เหล็กซี ประกบ 2 เส้น/ชุด	125mmx50mmx20mmx2.3mm	4 ชุด	แนวสันหลังคา
จันทัน	เหล็กซี	100mmx50mmx20mmx3.2mm	66 เส้น	0.6m
แป	แป มาตรฐาน	0.7mm	-	0.28m
หลังคา	ซีแพคโมเนีย แบบลอน	-	-	-
ส่วนประกอบอื่น ๆ	-	-	-	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

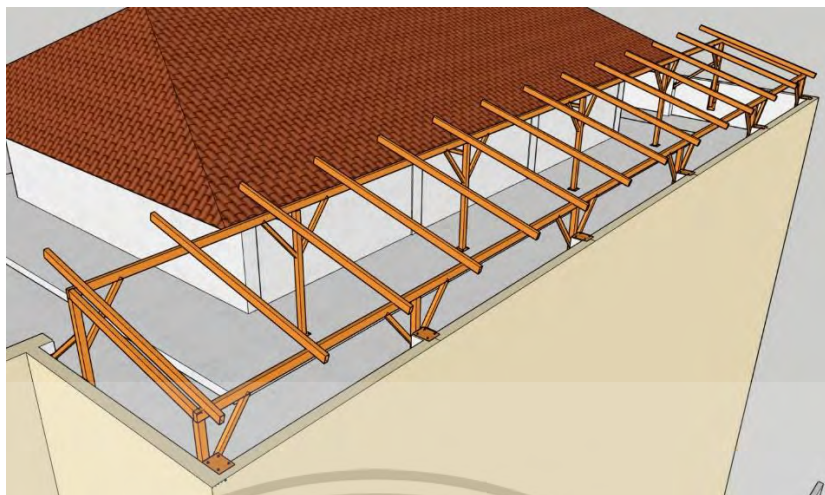
จากข้อมูลที่กล่าวมาเป็นข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างทั้งหมด โดยการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีความปลอดภัยจำเป็นต้องมีการประเมินความสามารถในการรับน้ำหนักของโครงสร้างโดยวิศวกรโยธา ซึ่งรายการคำนวณโครงสร้างแสดงดังรูปที่ ง.9

Design of Steel Roof			
Project :	CODE :	AISC-ASD	Checked :
Job No :	Date :	#####	Design :
INPUT DATA:		OUTPUT DATA:	
Roof frame :	พื้นที่ติดตั้งที่ 3	Unif.Wx =	30 kg/m.
Roof cover load :	45.00 kg/m ²	Unif.Wy =	14 kg/m.
Live load on roof :	30.00 kg/m ²		
Spacing of purlin :	0.40 m.		
Spacing of rafter :	0.60 m.		
Rafter span :	3.66 m.		
Angle of roof :	25.00 degree		
Min. yield stress :	2,400 ksc.		
Member:		Rafter	
Try section :	T1		
tw mm.	3.20	Unif.load (rafter) =	51 kg/m.
tf mm.	3.20	Design moment =	8,456 kg·cm
A cm ²	7.01	Actual stress =	397 ksc.
Ix cm ⁴	107.00	Allowable stress =	1,440 ksc. O.K.
Iy cm ⁴	24.50	Allowable Deflection =	1.53 cm. (L/240)
rx cm.	3.90	Actual Deflection =	0.55 cm. O.K.
ry cm.	1.87		
Zx cm ³	21.30		
Zy cm ³	7.81		
B cm.	5.00		
D cm.	10.00		
Af cm ²	1.60		
Aw cm ²	3.00		
W kg/m	5.50		

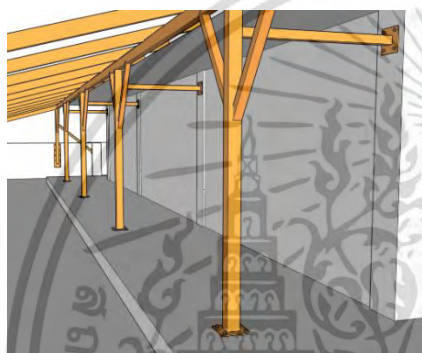
รูปที่ ง.9 รายการคำนวณโครงสร้างสำหรับ พื้นที่ 3

พื้นที่ติดตั้งที่ 4

เป็นพื้นที่ติดตั้งแผงอาคารอพาร์ทเมนท์ ซึ่งเป็นพื้นที่ที่เป็นพื้นที่ปูนเรียบและจากการสอบถามความเห็นของผู้รับเหมาต่อเติมโครงสร้าง จึงได้ขอสรุปโครงสร้างที่ต่อเติมเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์และสามารถรองรับน้ำหนักของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ แสดงดังรูปที่ ง. 10 และข้อมูลโครงสร้างโดยละเอียดแสดงในตารางที่ ง.4



(ก)



(ข)



(ค)

รูปที่ ง.10 ลักษณะโครงสร้างต่อเติมบนดาดฟ้าอาคารอพาร์ทเมนท์ พื้นที่ 4

ตารางที่ ง.4 ข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างสำหรับพื้นที่ 4

โครงสร้าง พื้นที่ 4: ดาดฟ้าอาคารอพาร์ทเมนท์				
โครงสร้างต่อเติม : ส่วนต่อเติม คือ ส่วนสี่เหลี่ยมในรูป ง.7 ต่อเติมโครงสร้างเอียง 15° ทิศใต้				
รายการ	รายละเอียด	ขนาด	จำนวน	ระยะห่างระหว่างจุด
เสา	เสาหน้า เหล็กกลอง ยาว 1.05m	3" x 3" x 3.2mm	6 ต้น	3.65m
	เสาหลัง เหล็กกลอง ยาว 1.83 และ 1.578m	3" x 3" x 3.2mm	6 ต้น	3.65m
ค้ำเสา	เหล็กกลอง ยาว 0.94 m ค้ำตรง และ 1.21 ค้ำเอียง 39° จาก ระบายของพื้น	2" x 2" x 2mm	6 เส้น	ตามตำแหน่งเสาหลัง
คาน	เหล็กกลอง	2" x 4" x 3.2mm	4 เส้น	รอบโครงสร้าง
ค้ำคาน	เหล็กกลอง ยาว 0.85m ค้ำเอียง 51° จากระบายของพื้น	2" x 2" x 2mm	20 เส้น	ตามตำแหน่งเสา
จันทัน	เหล็กกลอง ยาว 2.90m	2" x 4" x 2.3mm	14 เส้น	1.30m
เพลท	แผ่นเหล็กฐานเสา	9mm	-	ตามตำแหน่งเสาและ ค้ำเสา
ส่วนประกอบ อื่นๆ	-	-	-	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับกรใช้เฉพาะเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้ทำซ้ำโดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

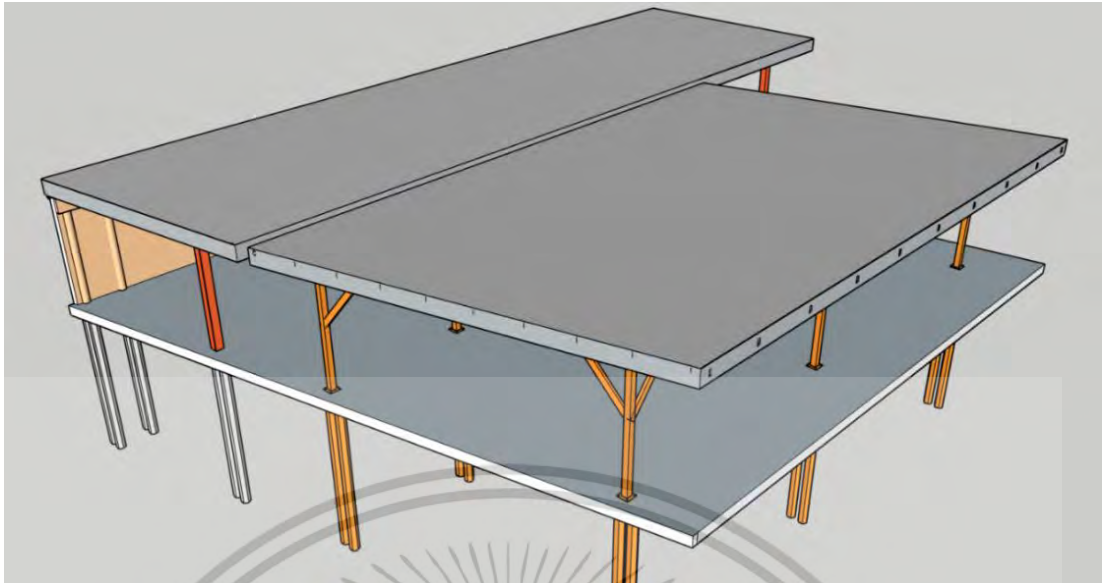
จากข้อมูลทีกล่าวมาเป็นข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างทั้งหมด โดยการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีความปลอดภัยจำเป็นต้องมีการประเมินความสามารถในการรับน้ำหนักของโครงสร้างโดยวิศวกรโยธา ซึ่งรายการคำนวณโครงสร้างแสดงดังรูปที่ ง.11

Design of Steel Roof			
Project :	CODE :	AISC-ASD	Checked :
Job No :	Date :	#####	Design :
INPUT DATA:		OUTPUT DATA:	
Roof frame :	พื้นที่ติดตั้งที่ 4	Unif.Wx =	10 kg/m.
Roof cover load :	20.00 kg/m ²	Unif.Wy =	3 kg/m.
Live load on roof :	0.00 kg/m ²		
Spacing of purlin :	0.40 m.		
Spacing of rafter :	1.35 m.		
Rafter span :	2.95 m.		
Angle of roof :	15.00 degree		
Min. yield stress :	2,400 ksc.		
Member:	Rafter		
Try section :	T1		
	RH100x50x2.3		
tw mm.	2.30	Unif.load (rafter)	32 kg/m.
tf mm.	2.30	Design moment =	3,496 kg·cm
A cm ²	6.55	Actual stress =	206 ksc.
Ix cm ⁴	84.80	Allowable stress =	1,440 ksc. O.K.
Iy cm ⁴	29.00	Allowable Deflection =	1.97 cm. (L/150)
rx cm.	3.60	Actual Deflection =	0.19 cm. O.K.
ry cm.	2.10		
Zx cm ³	17.00		
Zy cm ³	11.60		
B cm.	5.00		
D cm.	10.00		
Af cm ²	1.15		
Aw cm ²	2.19		
W kg/m	5.14		

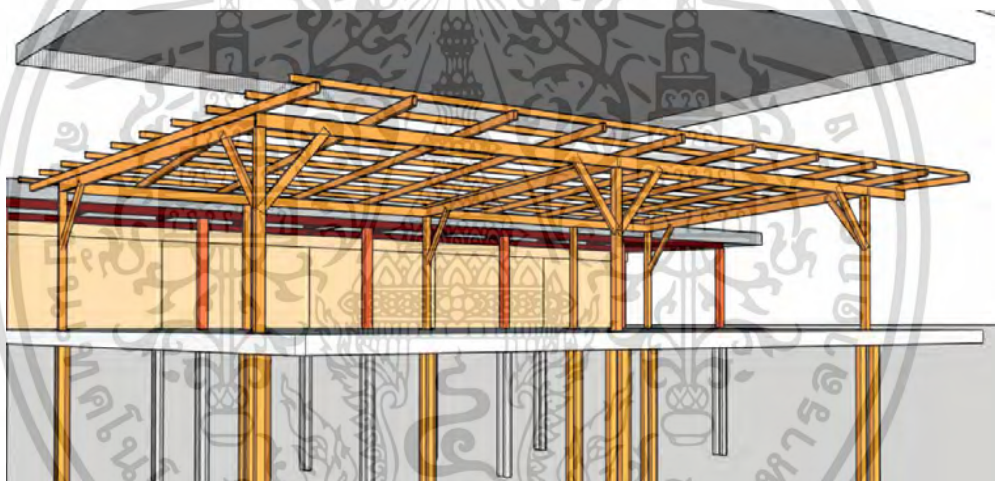
รูปที่ ง.11 รายการคำนวณโครงสร้างสำหรับ พื้นที่ 4

พื้นที่โครงสร้างต่อเติมสำหรับทางเลือก E

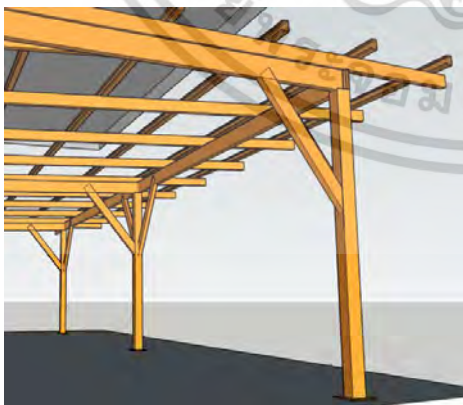
เป็นพื้นที่ลานจอดรถด้านหน้าของพื้นที่ติดตั้งพื้นที่ 2 ซึ่งเป็นพื้นที่ที่เป็นพื้นปูนเรียบและจากการสอบถามความเห็นของผู้รับเหมาต่อเติมโครงสร้าง จึงได้ข้อสรุปโครงสร้างที่ต่อเติมเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์และสามารถรองรับน้ำหนักของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ แสดงดังรูปที่ ง.12 และ ง.13 และข้อมูลโครงสร้างโดยละเอียดแสดงในตารางที่ ง.5



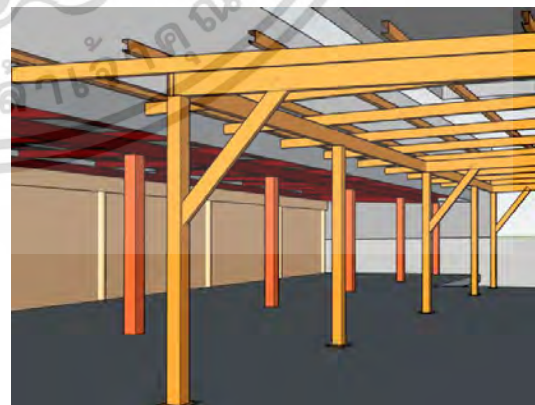
รูปที่ ง.12 ลักษณะหลังคาต่อเติมบนพื้นที่ลานจอดรถด้านหน้าพื้นที่ 2 สำหรับทางเลือก E



(ก)



(ข)



(ค)

รูปที่ ง.13 ลักษณะโครงสร้างหลังคาต่อเติมบนพื้นที่ลานจอดรถด้านหน้าพื้นที่ 2 สำหรับทางเลือก E

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ง.5 ข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างสำหรับทางเลือก E

โครงสร้างต่อเติมโครงสร้างสำหรับทางเลือก E				
โครงสร้างต่อเติม : ส่วนต่อเติม คือ ส่วนสี่เหลี่ยมในรูป ง.7 ต่อเติมโครงสร้างเอียง 1.7° ทิศตะวันตก				
รายการ	รายละเอียด	ขนาด	จำนวน	ระยะห่างระหว่าง ชุด
เสาเข็ม	เสาปูนหกเหลี่ยม 2 ตน/ชุด	15cm x 4m	16 ชุด	ตามตำแหน่งเสา
เสา	เสาหน้า เหล็กกล่อง สูง 2.15m	4" x 4" x 4mm	3 ตน	ด้านหน้า 4.82m ด้านหลังช่วงที่กว้างสุด 3.24m และเสา ด้านหน้าและหลังห่าง กัน 5.24m
	เสาหลัง เหล็กกล่อง สูง 1.99m	4" x 4" x 4mm	5 ตน	
คาน	เหล็กกล่อง	3" x 6" x 3.2mm	5 เส้น	รอบโครงสร้าง และ เสากลาง
ค้ำคาน	เหล็กกล่อง ยาว 1.10m ค้ำ เอียง 52° จากระนาบของพื้น	2" x 4" x 2mm	10 เส้น	ตามตำแหน่งเสาตั้ง รูป
จันทัน	เหล็กกล่อง ยาว 7.46m	2" x 4" x 2.3mm	11 เส้น	1.24m
แป	เหล็กซี	75mmx45mmx15mmx2.3 mm	10 เส้น	0.82m
เพลา	แผ่นเหล็กฐานเสา	9mm	-	ตามตำแหน่งเสา
หลังคา	เมทัลชีท	0.4 mm	1	-
ส่วนประกอบ อื่น ๆ	ตะปู ต่างๆ (ไซ 0.25กก. / ไม แบบ 1ตร.ม.)	-	-	-
	ไม้แบบทั่วไป อาคารชั้นเดียว	1"	-	-
	ลวดผูกเหล็ก เหล็ก 1 kg ไซ ลวด 0.03 kg	1.25mm (เบอร์18)	-	-
	เหล็กปลอก (2.22กก./เส้น)	SR24 ขนาด RB6 mm	-	-
	เหล็กเสริมฐานราก (8.88กก./ เส้น)	SD30 ขนาด DB12 mm	-	-
	คอนกรีตโครงสร้างฐานราก (โครงสร้างติดดิน)	สูตรผสม 1:2:4 (ประเภท1)	-	-
	คอนกรีตหยาบ (ลีน)	สูตรผสม 1:3:5 (ประเภท1)	-	-
	ทรายหยาบรองพื้น	-	-	-
	รางน้ำสังกะสี	เบอร์ 28 กว้าง 6"	11.6 m	-
	อื่น ๆ	-	-	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากข้อมูลทีกล่าวมาเป็นข้อมูลโครงสร้างและการต่อเติมโครงสร้างทั้งหมด โดยการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีความปลอดภัยจำเป็นต้องมีการประเมินความสามารถในการรับน้ำหนักของโครงสร้างโดยวิศวกรโยธา ซึ่งรายการคำนวณโครงสร้างแสดงดังรูปที่ ง.14

Sensitivity: General

Design of Steel Roof

Project :	CODE : AISC-ASD	Checked :	
Job No :	Date : #####	Design :	

INPUT DATA:	OUTPUT DATA:
Roof frame	พื้นที่ดัดตั้งที่ E
Roof cover load :	Unif.Wx = 40 kg/m.
Live load on roof:	Unif.Wy = 1 kg/m.
Spacing of purlin:	Mx for purlin = 768 kg·cm
Spacing of rafter:	My for purlin = 23 kg·cm
Rafter span :	Actual stress = 87 ksc.
Angle of roof :	Allowable stress = 1,440 ksc. O.K.
Min. yield stress:	f _{bx} /F _{bx} +f _{by} /F _{by} = 0.1 O.K.
Member:	Allowable Deflection = 0.83 cm. (L/150)
Try section:	Actual Deflection = 0.02 cm. O.K.
tw mm.	Unif.load (rafter) = 49 kg/m.
tf mm.	Design moment = 17,438 kg·cm
A cm ²	Actual stress = 1,026 ksc.
Ix cm ⁴	Allowable stress = 1,440 ksc. O.K.
Iy cm ⁴	Allowable Deflection = 3.57 cm. (L/150)
rx cm.	Actual Deflection = 3.08 cm. O.K.
ry cm.	
Zx cm ³	
Zy cm ³	
B cm.	
D cm.	
AF cm ³	
AW cm ³	
w kg/m	

รูปที่ ง.14 รายการคำนวณโครงสร้างสำหรับ พื้นที่ต่อเติมทางเลือก E

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก จ.

ข้อมูลการจำลองเหตุการณ์การเกิดเงาของพื้นที่ ติดตั้ง ในกรณีศึกษา

ข้อมูลการเกิดเงานั้น ผู้วิจัยได้ใช้วิธีการประเมินการเกิดเงาโดยใช้โมเดลสามมิติที่สร้างขึ้นจากพื้นที่ติดตั้งจริงในการจำลองเหตุการณ์ในซอฟต์แวร์ออนไลน์ 3D Sun-Path [59] ซึ่งจะทำการจำลองเหตุการณ์โดยอ้างอิงการกินเงาจากวันที่ 15 ในรายชั่วโมง ของทุก ๆ เดือน เป็นเกณฑ์การประเมินและปัจจัยหนึ่งที่สำคัญในการวิเคราะห์ผลกระทบจากเงา คือ การแบ่งสตริงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งข้อมูลการวิเคราะห์การเกิดเงาแสดงดังต่อไปนี้

การแบ่งสตริงแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับแต่ละทางเลือก

ทางเลือก A

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งจำนวน 106 แผง และแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังแสดงในรูปที่ จ.1



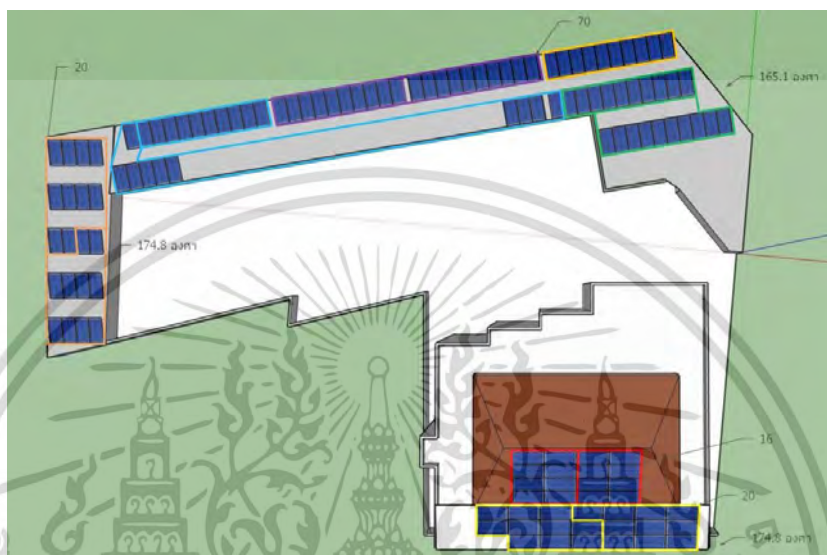
รูปที่ จ.1 การแบ่งสตริงการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก A

จากรูปที่ จ.1 สำหรับทางเลือก A สามารถแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังนี้ บนพื้นที่ 1 ติดตั้งจำนวน 50 แผง แบ่งเป็น 5 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 3 เครื่อง (รูปที่ จ.1 ใช้การแบ่งตามสี) บนพื้นที่ 2 ติดตั้งจำนวน 20 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง บนพื้นที่ 3 ติดตั้งจำนวน 16 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 8 แผง เชื่อมต่อเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง และบนพื้นที่ 4 ติดตั้งจำนวน 20 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง

ทางเลือก B

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งจำนวน 126 แผง และแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังแสดงในรูปที่ จ.2



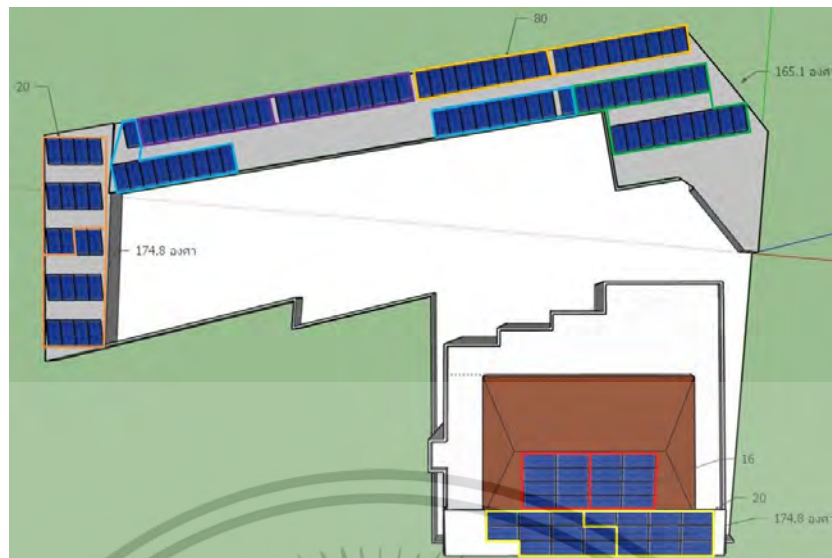
รูปที่ จ.2 การแบ่งสตริงการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก B

จากรูปที่ จ.2 สำหรับทางเลือก B สามารถแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังนี้ บนพื้นที่ 1 ติดตั้งจำนวน 70 แผง แบ่งเป็น 7 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 4 เครื่อง (รูปที่ จ.2 ใช้การแบ่งตามสี) บนพื้นที่ 2 ติดตั้งจำนวน 20 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง บนพื้นที่ 3 ติดตั้งจำนวน 16 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 8 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง และบนพื้นที่ 4 ติดตั้งจำนวน 20 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง

ทางเลือก C

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งจำนวน 136 แผง และแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังแสดงในรูปที่ จ.3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

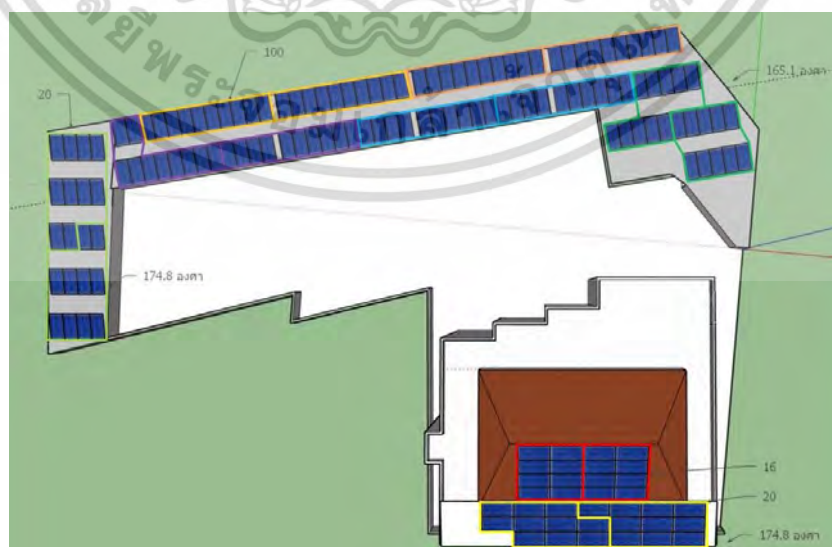


รูปที่ จ.3 การแบ่งสตริงการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก C

จากรูปที่ จ.3 สำหรับทางเลือก C สามารถแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังนี้ บนพื้นที่ 1 ติดตั้งจำนวน 80 แผง แบ่งเป็น 8 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 4 เครื่อง (รูปที่ จ.3 ใช้การแบ่งตามสี) บนพื้นที่ 2 ติดตั้งจำนวน 20 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง บนพื้นที่ 3 ติดตั้งจำนวน 16 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 8 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง และบนพื้นที่ 4 ติดตั้งจำนวน 20 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง

ทางเลือก D

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งจำนวน 156 แผง และแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังแสดงในรูปที่ จ.4



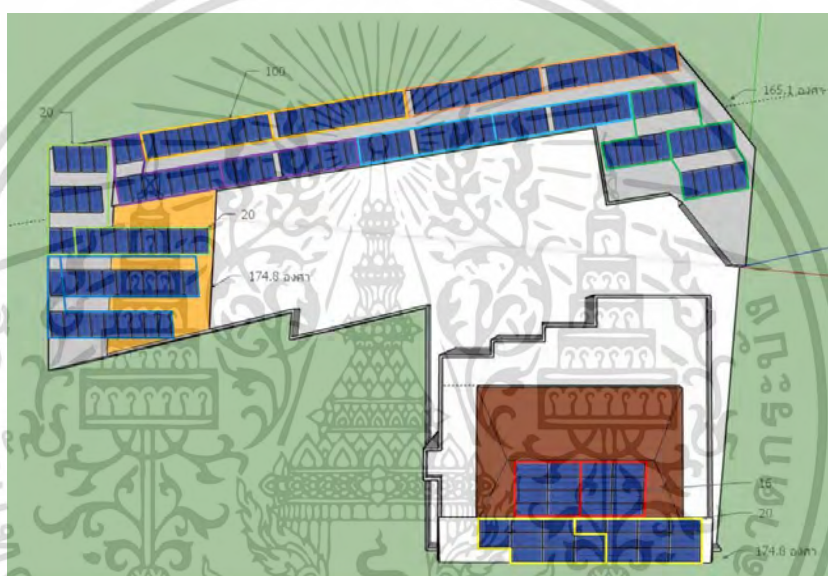
รูปที่ จ.4 การแบ่งสตริงการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก D

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ จ.4 สำหรับทางเลือก D สามารถแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังนี้ บนพื้นที่ 1 ติดตั้งจำนวน 100 แผง แบ่งเป็น 10 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 5 เครื่อง (รูปที่ จ.4 ใช้การแบ่งตามสี) บนพื้นที่ 2 ติดตั้งจำนวน 20 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง บนพื้นที่ 3 ติดตั้งจำนวน 16 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 8 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง และบนพื้นที่ 4 ติดตั้งจำนวน 20 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง

ทางเลือก E

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งจำนวน 176 แผง และแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังแสดงในรูปที่ จ.5



รูปที่ จ.5 การแบ่งสตริงการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก E

จากรูปที่ จ.5 สำหรับทางเลือก E สามารถแบ่งสตริงการติดตั้งได้ดังนี้ บนพื้นที่ 1 ติดตั้งจำนวน 100 แผง แบ่งเป็น 10 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 5 เครื่อง (รูปที่ จ.5 ใช้การแบ่งตามสี) บนพื้นที่ 2 และพื้นที่โครงสร้างต่อเติม (สีเหลือง) ติดตั้งจำนวน 40 แผง แบ่งเป็น 4 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 2 เครื่อง บนพื้นที่ 3 ติดตั้งจำนวน 16 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 8 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง และบนพื้นที่ 4 ติดตั้งจำนวน 20 แผง แบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 10 แผง เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ 1 เครื่อง

การจำลองเหตุการณ์การเกิดเงาสำหรับแต่ละทางเลือก

เนื่องจากการประเมินการผลิตพลังงานไฟฟ้าในงานวิจัยนี้เป็นแบบรายชั่วโมง ดังนั้นข้อมูลเวลาการเกิดเงาที่นำมาใช้ในการประเมินจะเป็นข้อมูลในช่วงเวลาดังกล่าวของชั่วโมงนั้น ๆ เช่น ในเวลา 7.00 - 8.00 น. จะใช้ข้อมูลการเกิดเงาในเวลา 7.30 น. ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ทางเลือก A

การจำลองการเกิดเงาที่บดบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก A ในวันที่ 15 ในแต่ละชั่วโมง ซึ่งข้อมูลการเกิดเงาแสดงดัง จ.6 - จ.20

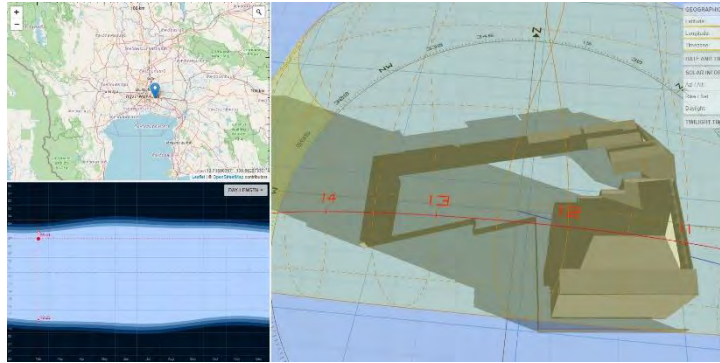


รูปที่ จ.6 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก A



รูปที่ จ.7 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก A

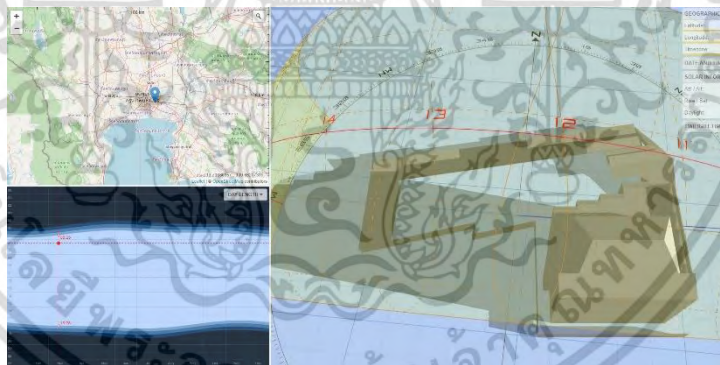
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



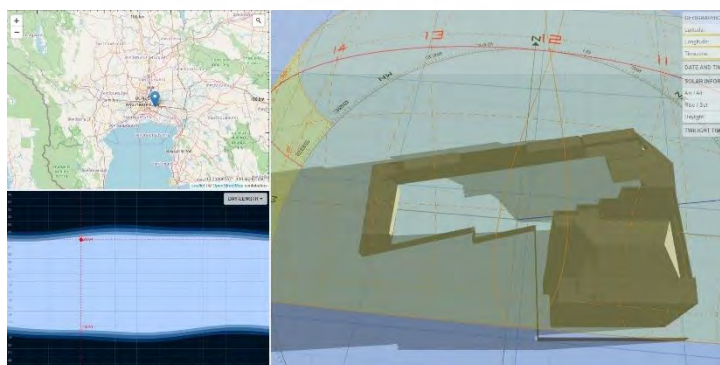
รูปที่ จ.8 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกุมภาพันธ์ เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก A



รูปที่ จ.9 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก A

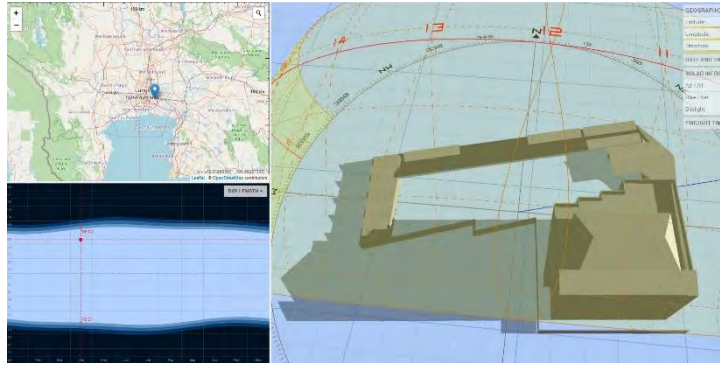


รูปที่ จ.10 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก A



รูปที่ จ.11 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก A

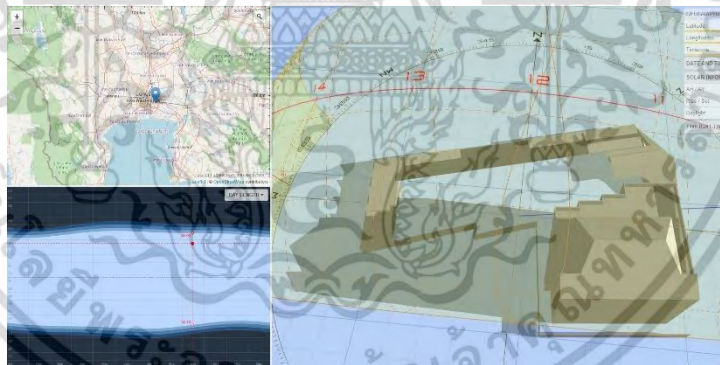
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ จ.12 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก A



รูปที่ จ.13 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก A

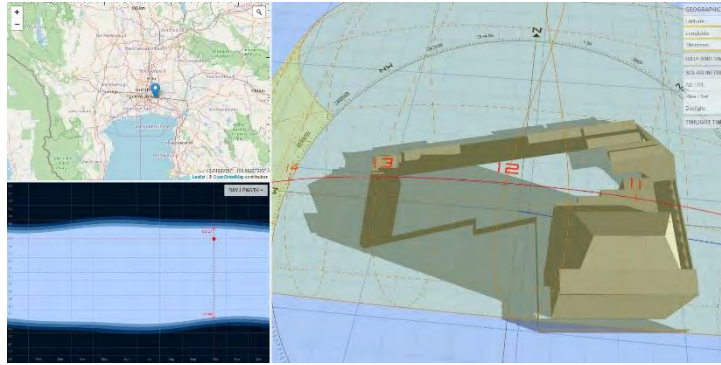


รูปที่ จ.14 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก A

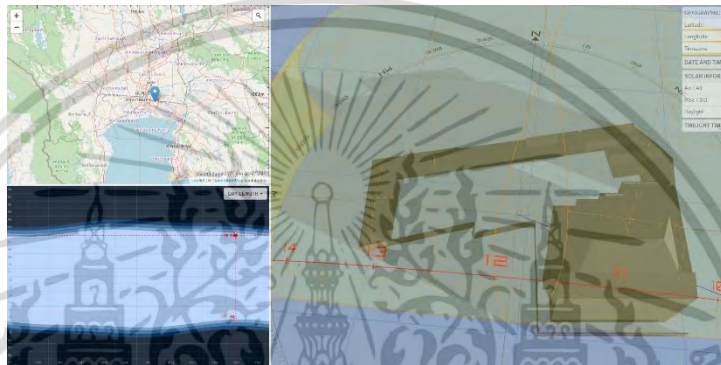


รูปที่ จ.15 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก A

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



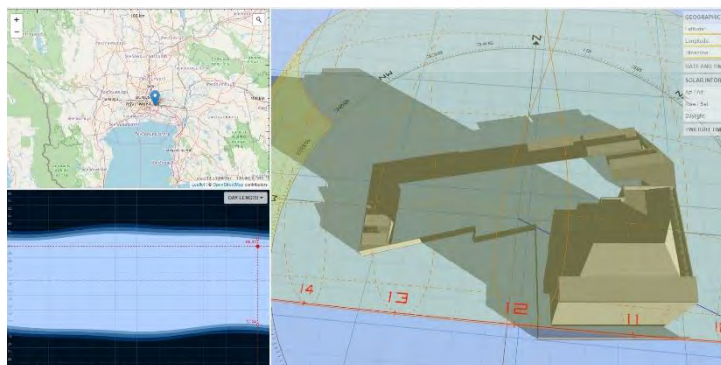
รูปที่ จ.16 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก A



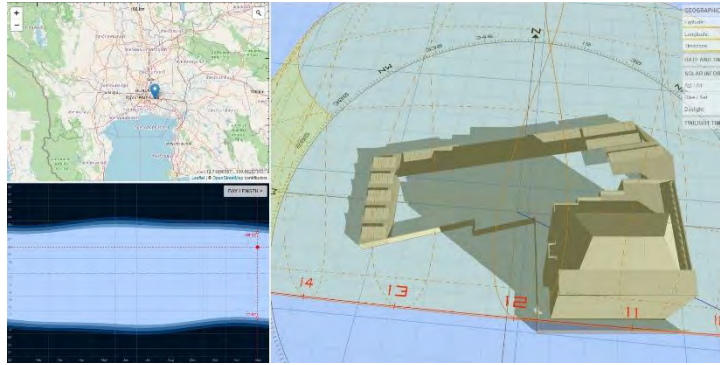
รูปที่ จ.17 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก A



รูปที่ จ.18 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก A



รูปที่ จ.19 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก A
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่บนสื่อออนไลน์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ จ.20 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก A

ทางเลือก B

การจำลองการเกิดเงาที่บดบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก B ใน วันที่ 15 ในแต่ละชั่วโมง ซึ่งข้อมูลการเกิดเงาแสดงดัง จ.21 – จ.35

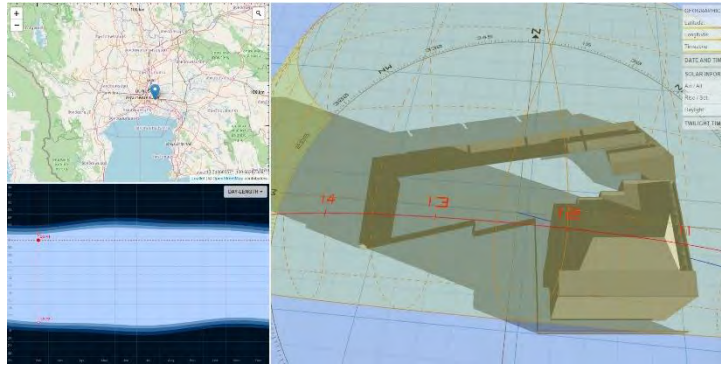


รูปที่ จ.21 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก B



รูปที่ จ.22 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก B

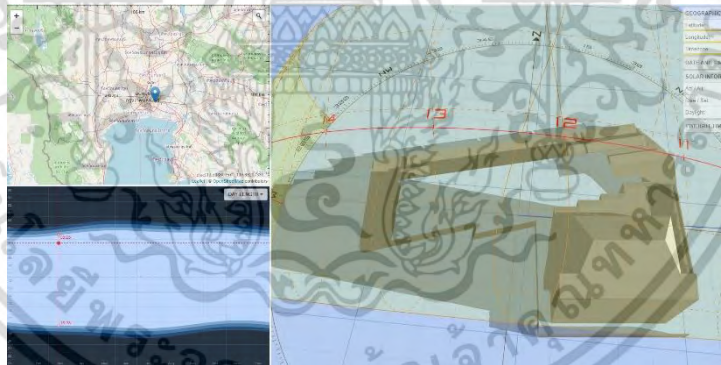
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



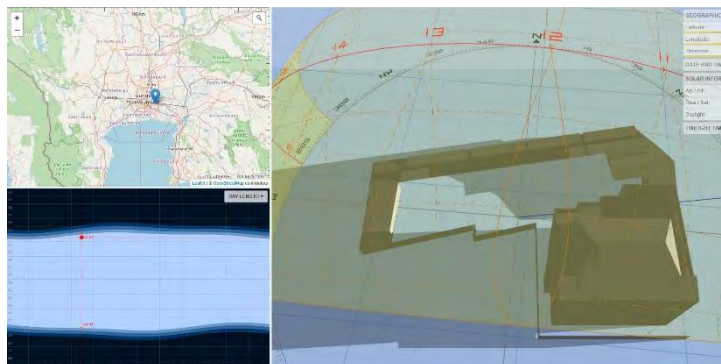
รูปที่ จ.23 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกุมภาพันธ์ เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก B



รูปที่ จ.24 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก B

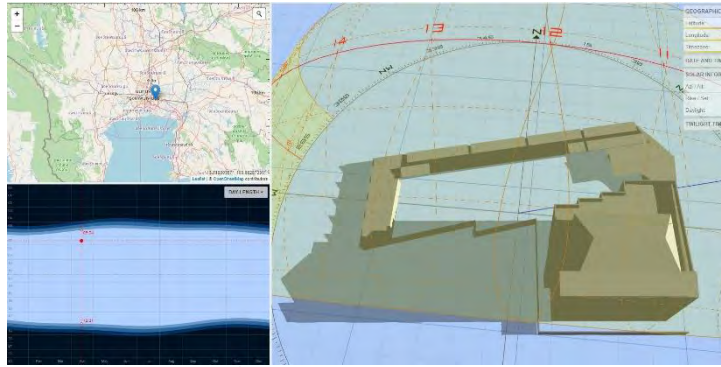


รูปที่ จ.25 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก B

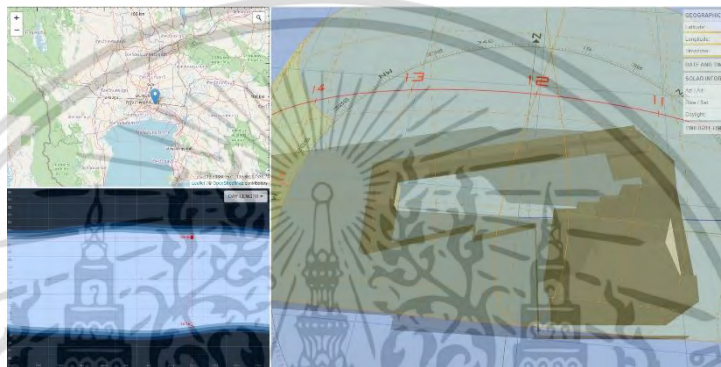


รูปที่ จ.26 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก B

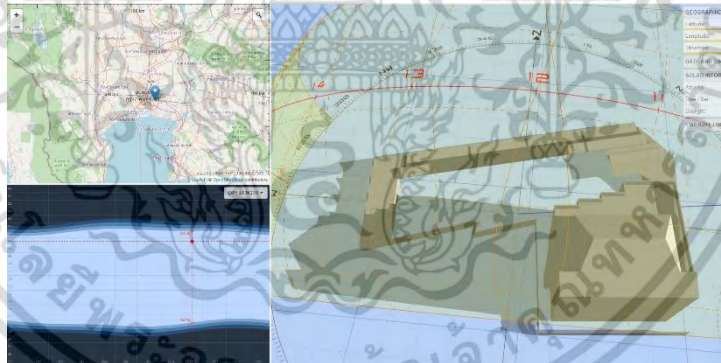
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นอญูญาติให้นำไปเผยแพร่บนการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



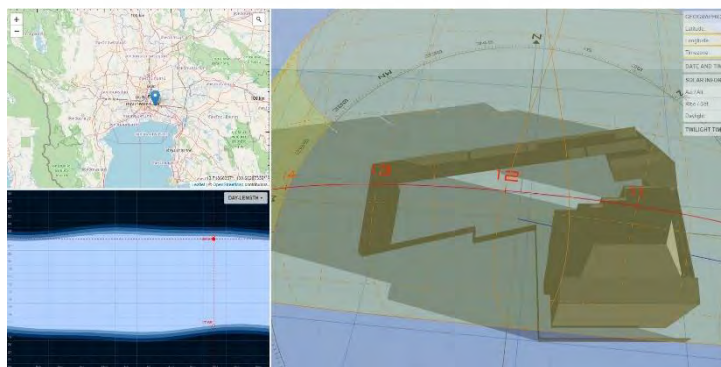
รูปที่ จ.27 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก B



รูปที่ จ.28 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก B

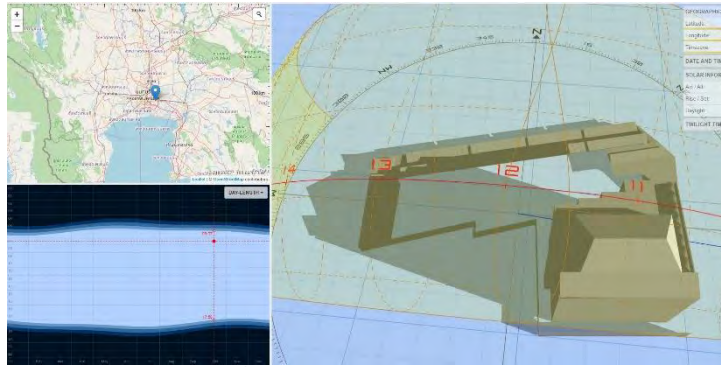


รูปที่ จ.29 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก B



รูปที่ จ.30 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก B

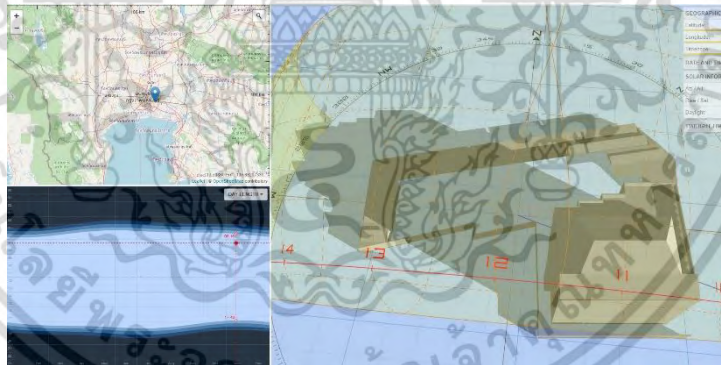
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



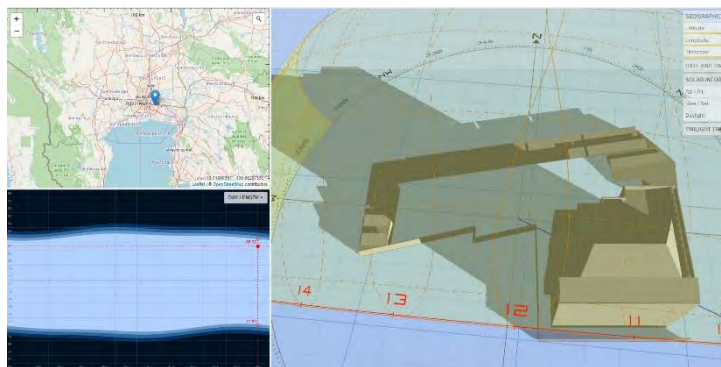
รูปที่ จ.31 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก B



รูปที่ จ.32 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก B



รูปที่ จ.33 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก B



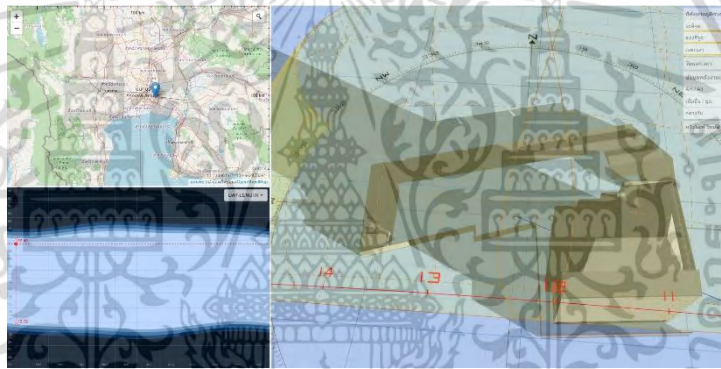
รูปที่ จ.34 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก B,
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



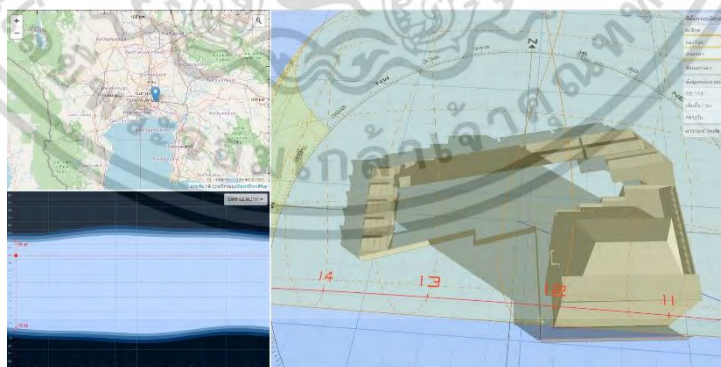
รูปที่ จ.35 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก B

ทางเลือก C

การจำลองการเกิดเงาที่ตบดบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก C ใน วันที่ 15 ในแต่ละชั่วโมง ซึ่งข้อมูลการเกิดเงาแสดงดัง จ.36 – จ.54



รูปที่ จ.36 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก C

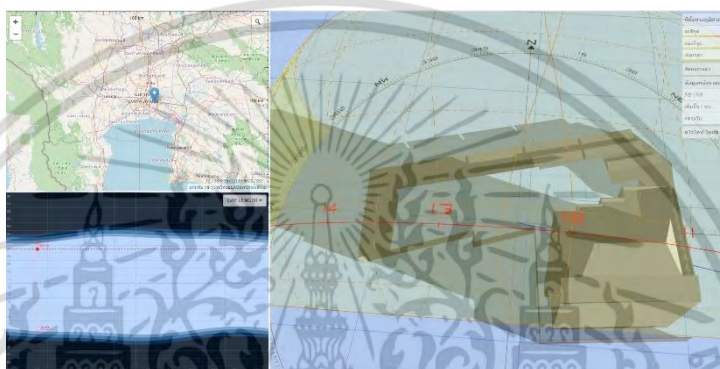


รูปที่ จ.37 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



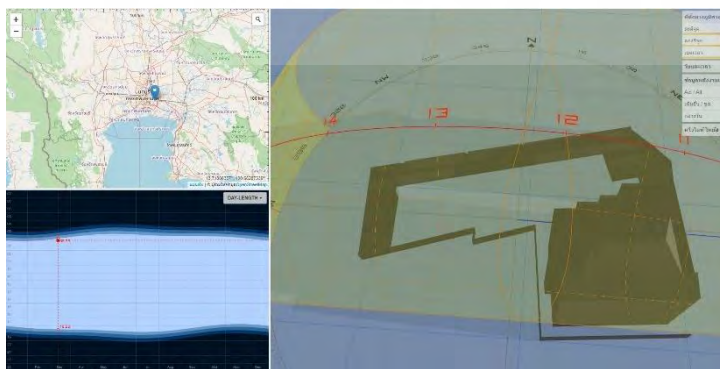
รูปที่ จ.38 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 9.30 น. สำหรับทางเลือก C



รูปที่ จ.39 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกุมภาพันธ์ เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก C



รูปที่ จ.40 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกุมภาพันธ์ เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก C



รูปที่ จ.41 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่จนด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



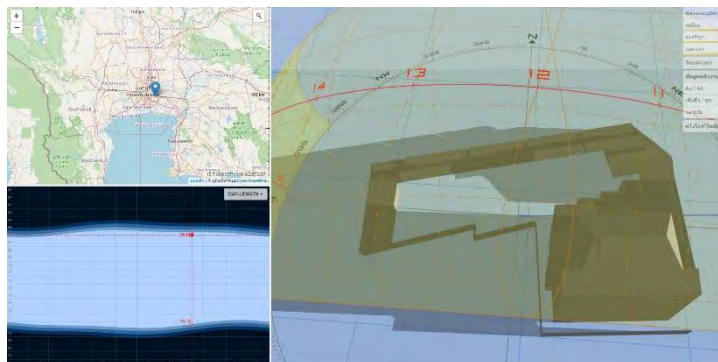
รูปที่ จ.42 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก C



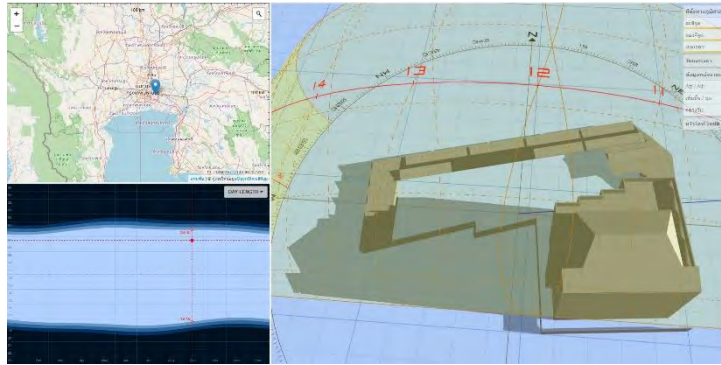
รูปที่ จ.43 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก C



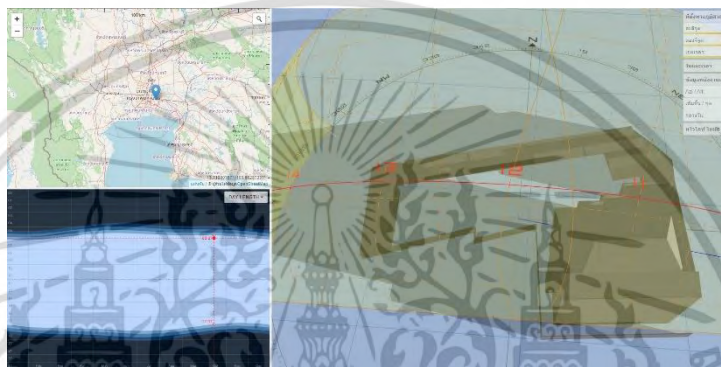
รูปที่ จ.44 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก C



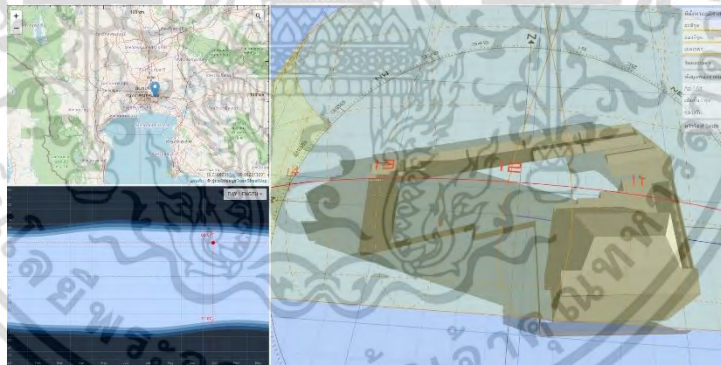
รูปที่ จ.45 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก C
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



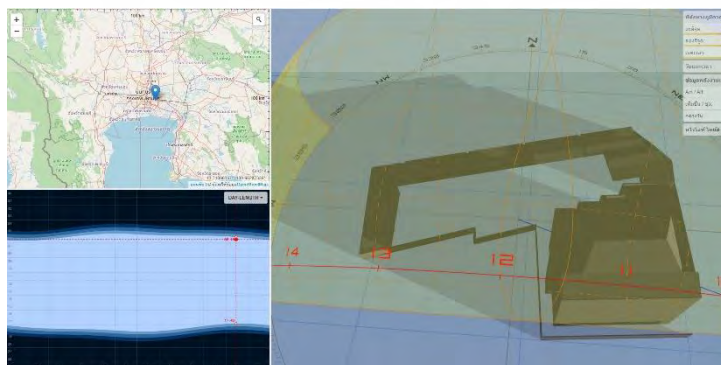
รูปที่ จ.46 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก C



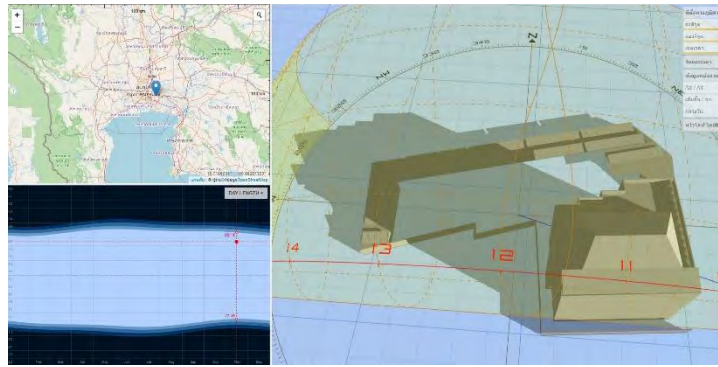
รูปที่ จ.47 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก C



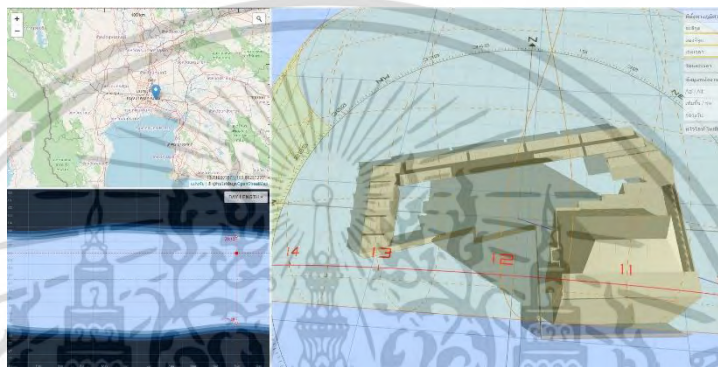
รูปที่ จ.48 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก C



รูปที่ จ.49 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก C
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



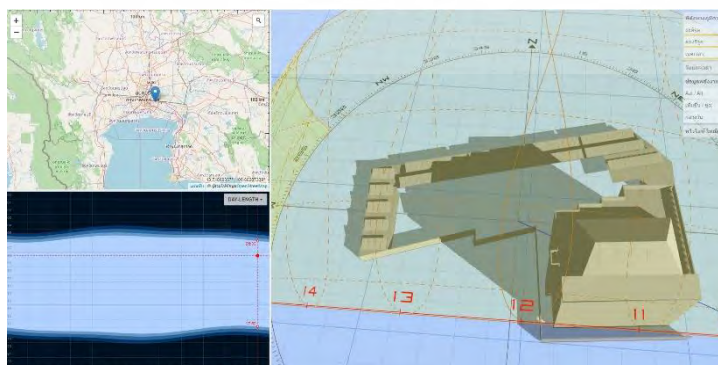
รูปที่ จ.50 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก C



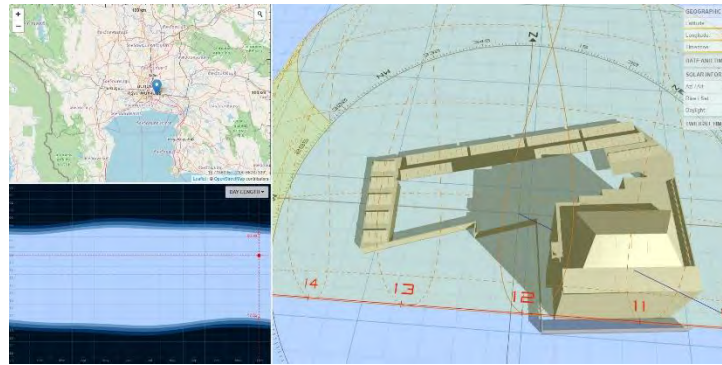
รูปที่ จ.51 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก C



รูปที่ จ.52 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก C



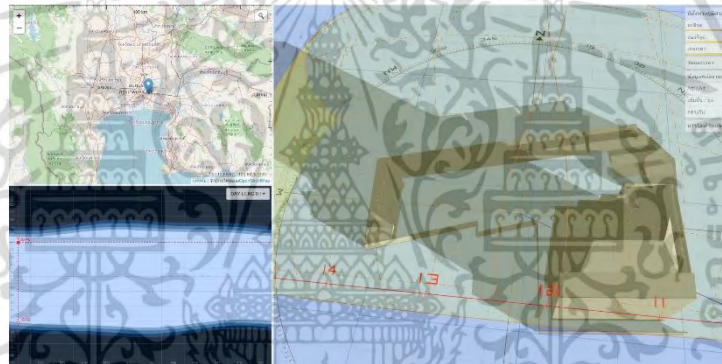
รูปที่ จ.53 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก C
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



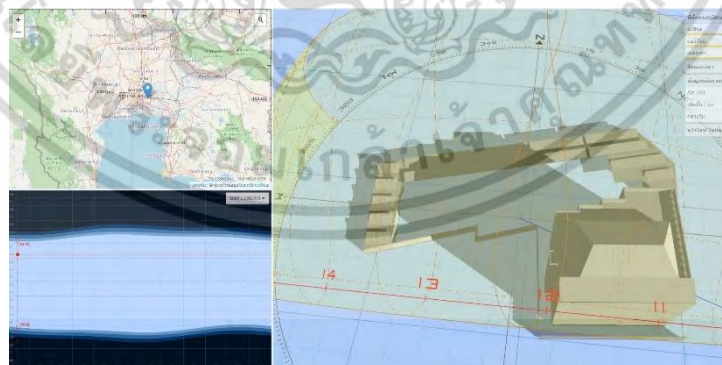
รูปที่ จ.54 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 9.30 น. สำหรับทางเลือก C

ทางเลือก D

การจำลองการเกิดเงาที่บดบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก D ใน วันที่ 15 ในแต่ละ ชั่วโมง ซึ่งข้อมูลการเกิดเงาแสดงดัง จ.55 – จ.77

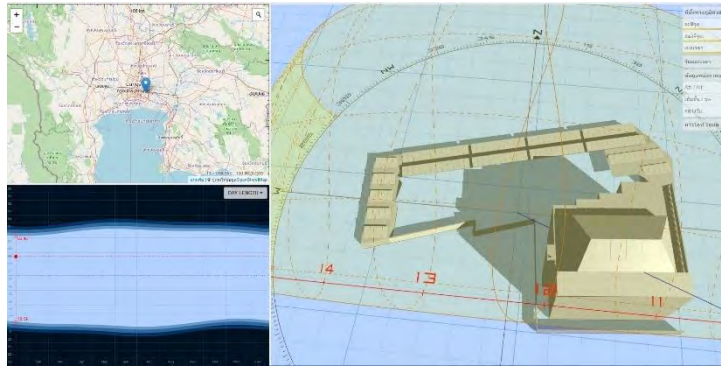


รูปที่ จ.55 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก D

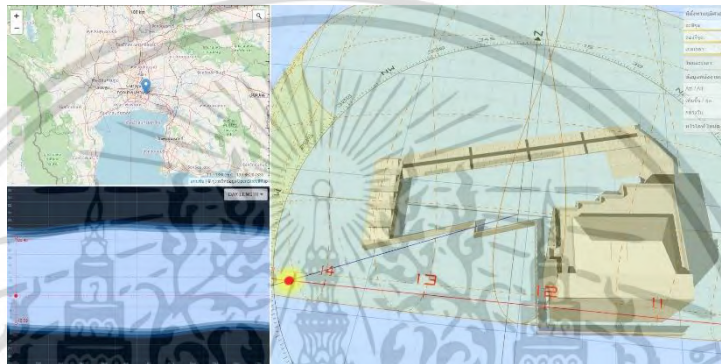


รูปที่ จ.56 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก D

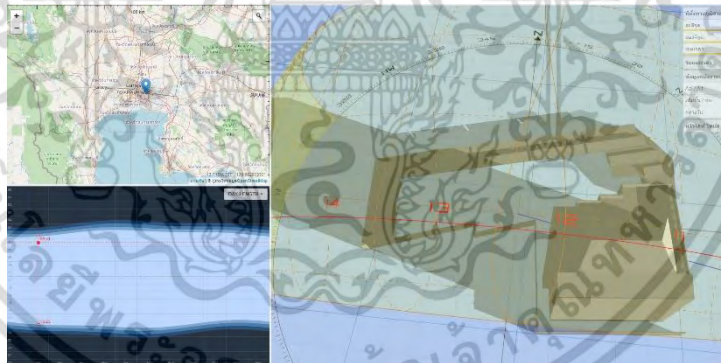
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ จ.57 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 9.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.58 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 14.30 น. สำหรับทางเลือก D

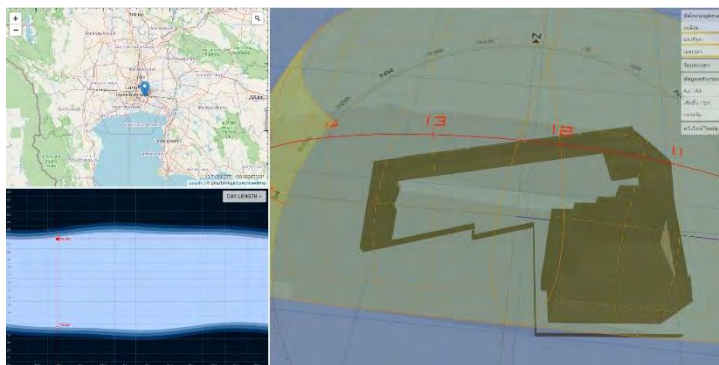


รูปที่ จ.59 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกุมภาพันธ์ เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.60 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกุมภาพันธ์ เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก D

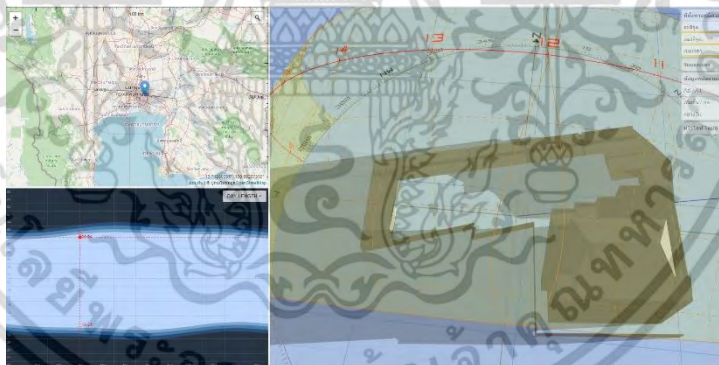
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่บนสื่อออนไลน์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



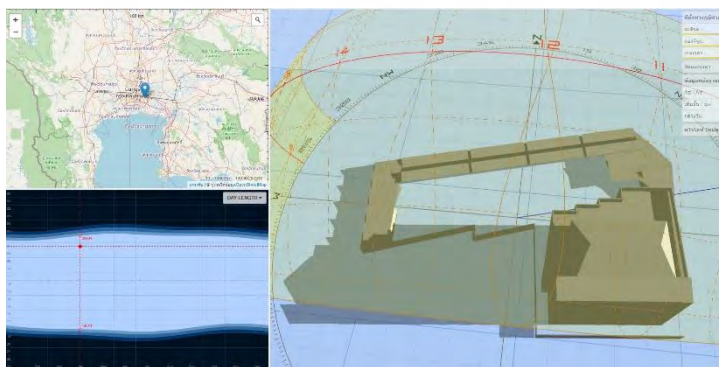
รูปที่ จ.61 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.62 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.63 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.64 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก D

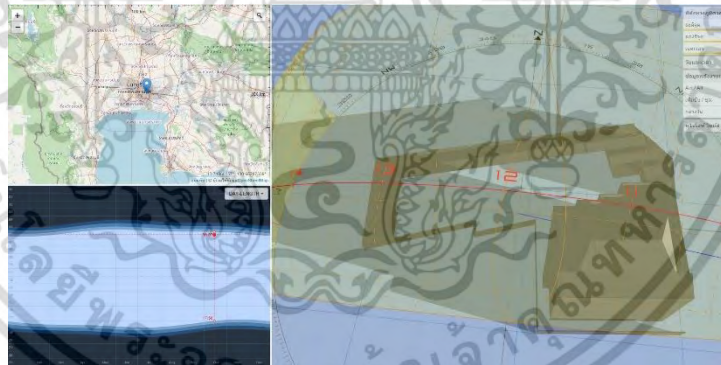
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นอญูญาติให้นำไปเผยแพร่บนสื่อออนไลน์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



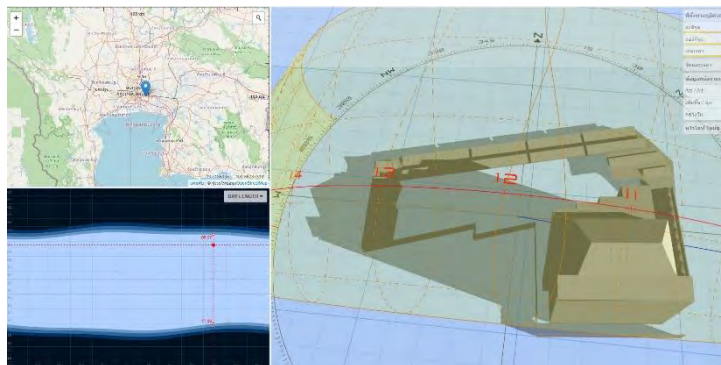
รูปที่ จ.65 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.66 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.67 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก D

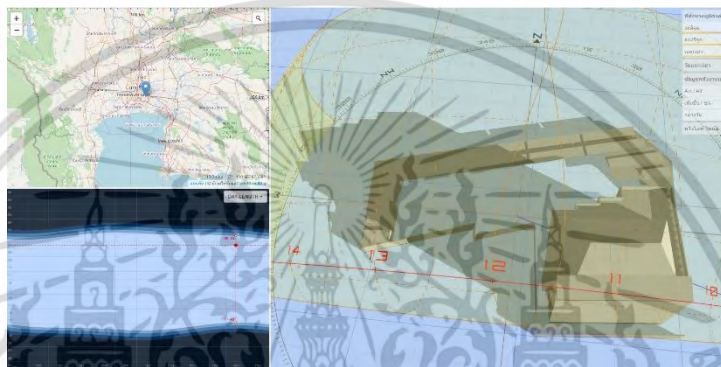


รูปที่ จ.68 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก D

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่บนสื่อออนไลน์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



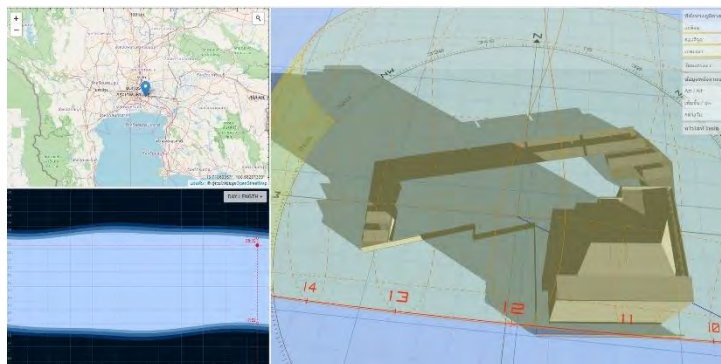
รูปที่ จ.69 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก D



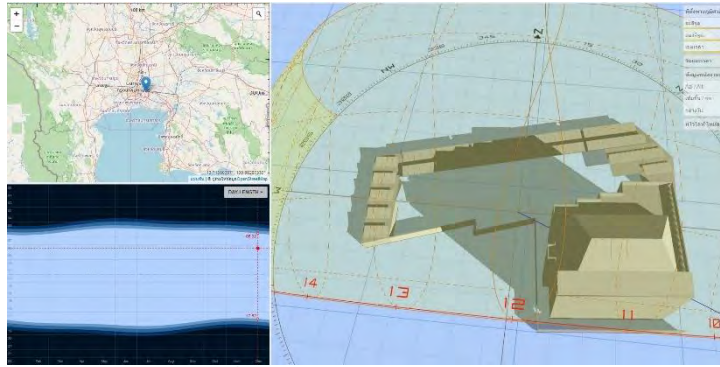
รูปที่ จ.70 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.71 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.72 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก D.
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



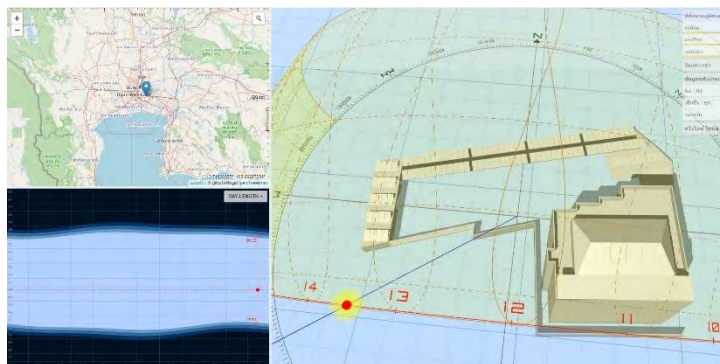
รูปที่ จ.73 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.74 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 9.30 น. สำหรับทางเลือก D

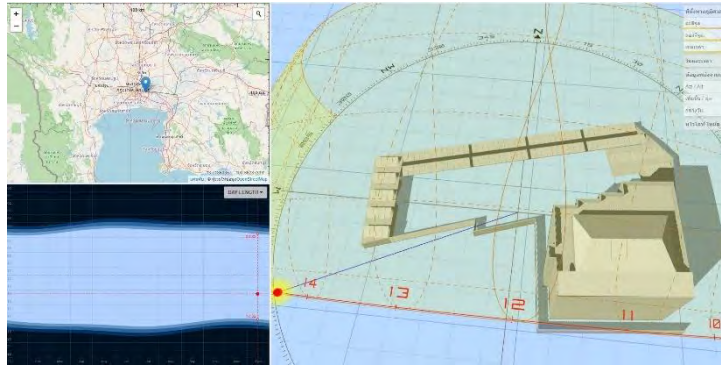


รูปที่ จ.75 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 12.30 น. สำหรับทางเลือก D



รูปที่ จ.76 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 13.30 น. สำหรับทางเลือก D

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



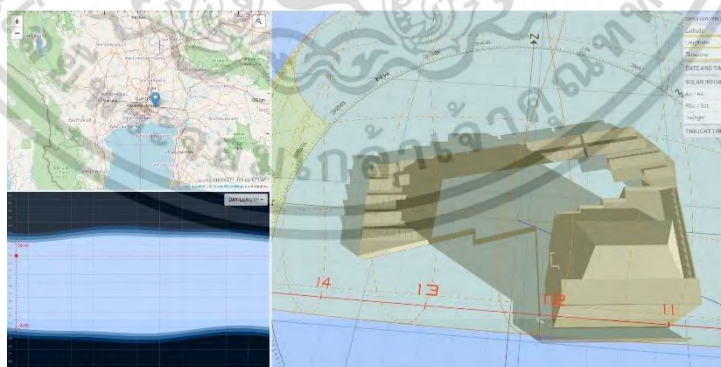
รูปที่ จ.77 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 14.30 น. สำหรับทางเลือก D

ทางเลือก E

การจำลองการเกิดเงาที่บดบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับทางเลือก E ใน วันที่ 15 ในแต่ละชั่วโมง ซึ่งข้อมูลการเกิดเงาแสดงดัง จ.78 – จ.105

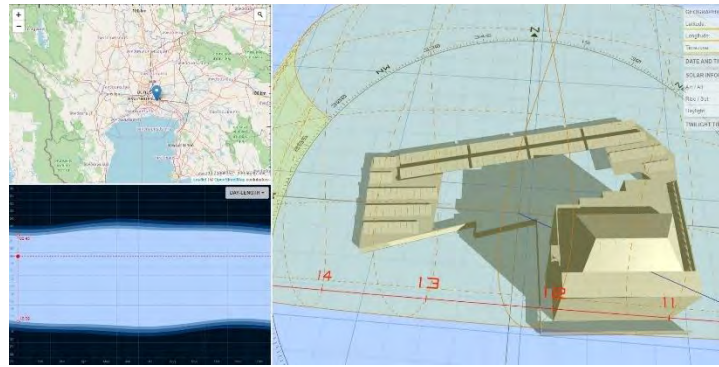


รูปที่ จ.78 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก E

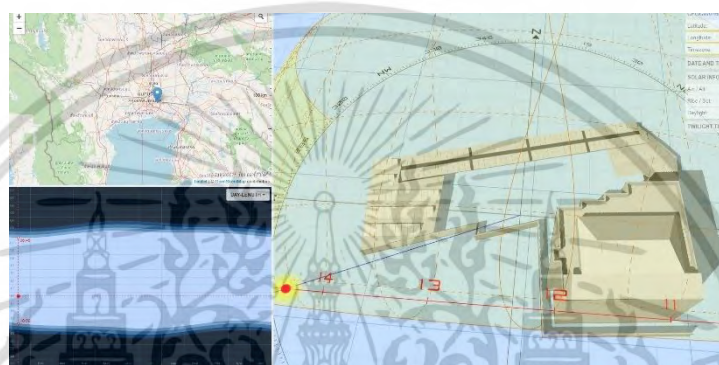


รูปที่ จ.79 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก E

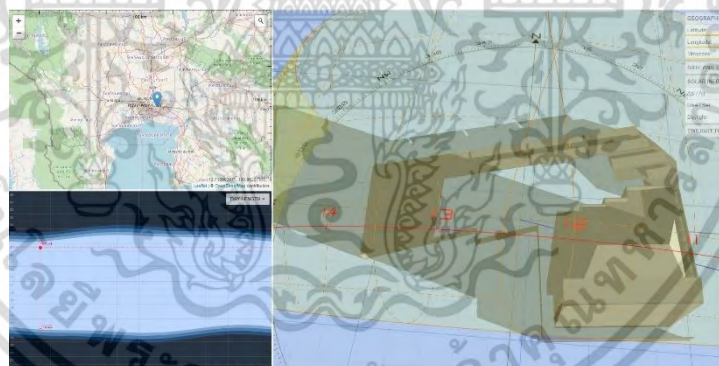
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



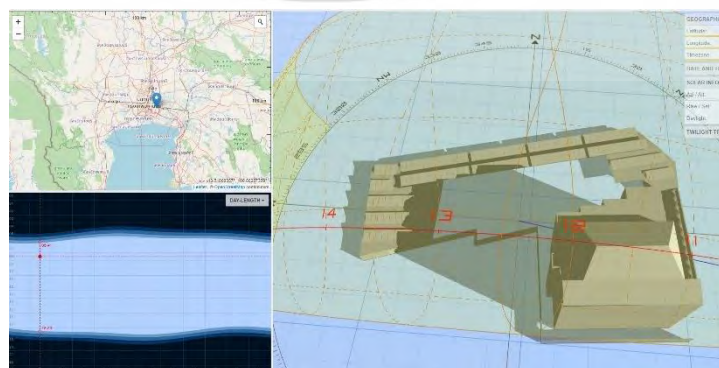
รูปที่ ๘.๘๐ การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 9.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ ๘.๘๑ การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมกราคม เวลา 14.30 น. สำหรับทางเลือก D

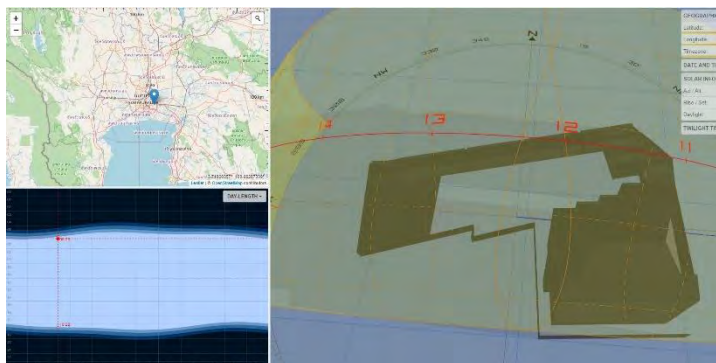


รูปที่ ๘.๘๒ การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกุมภาพันธ์ เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก E

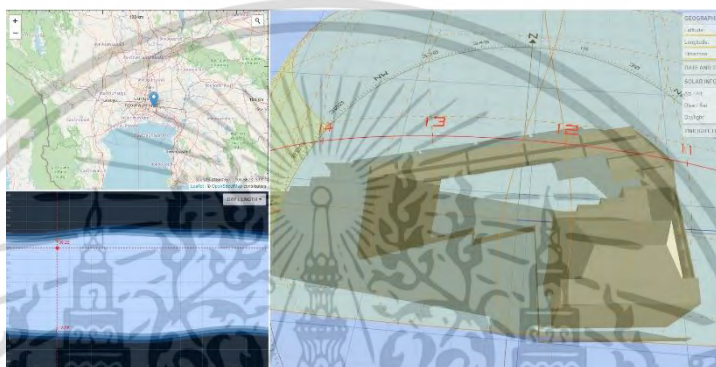


รูปที่ ๘.๘๓ การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกุมภาพันธ์ เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก E

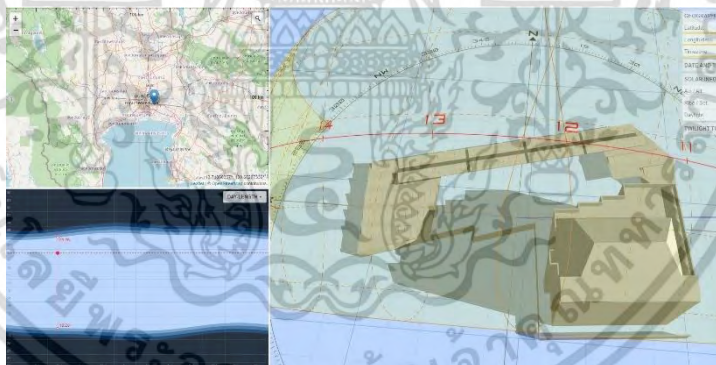
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



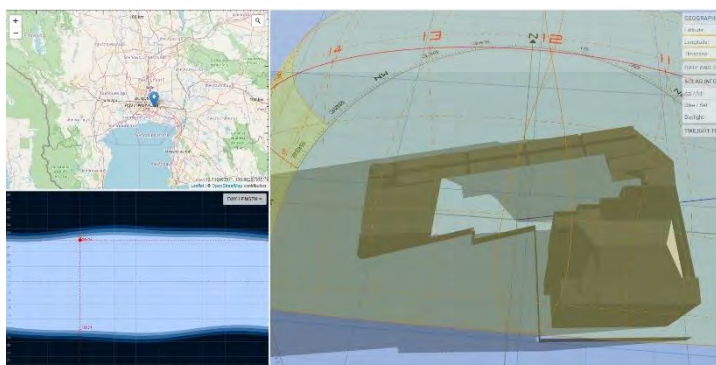
รูปที่ จ.84 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ จ.85 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก E

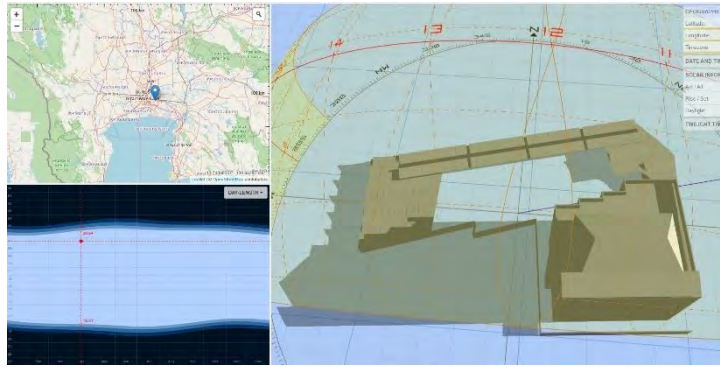


รูปที่ จ.86 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมีนาคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก E

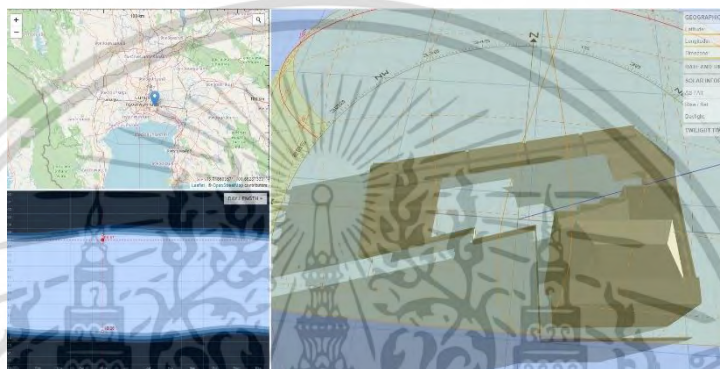


รูปที่ จ.87 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก E

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นอญูญาติให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



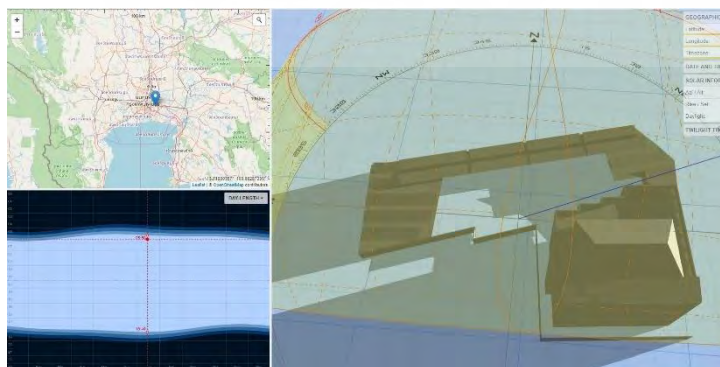
รูปที่ จ.88 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนเมษายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก E



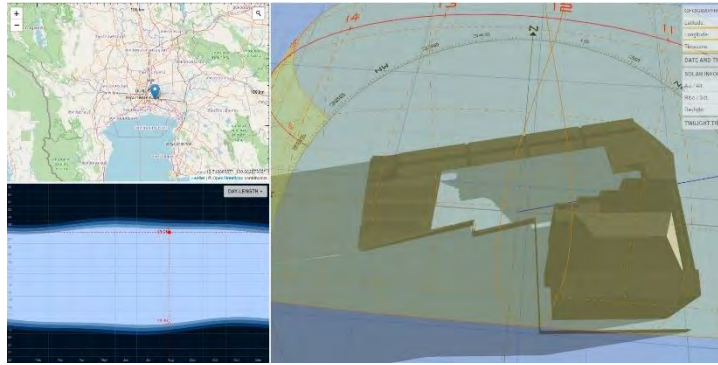
รูปที่ จ.89 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤษภาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ จ.90 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนมิถุนายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก E



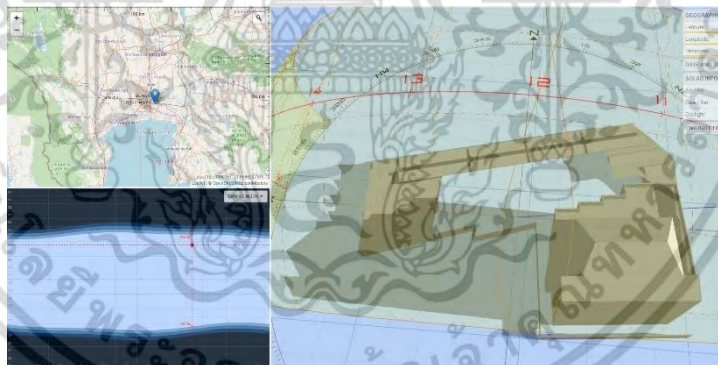
รูปที่ จ.91 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกรกฎาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก E
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่บนสื่อออนไลน์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



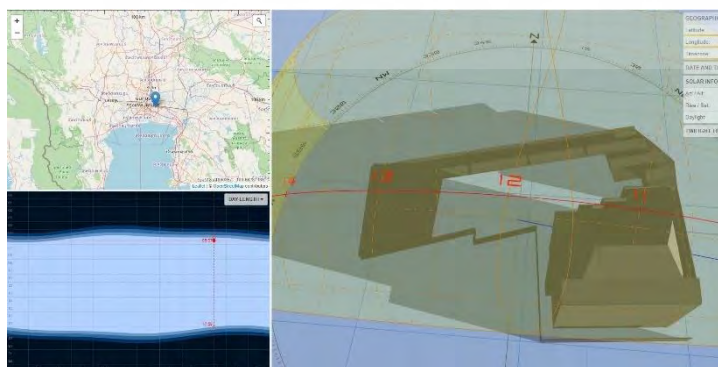
รูปที่ จ.92 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนสิงหาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ จ.93 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก E



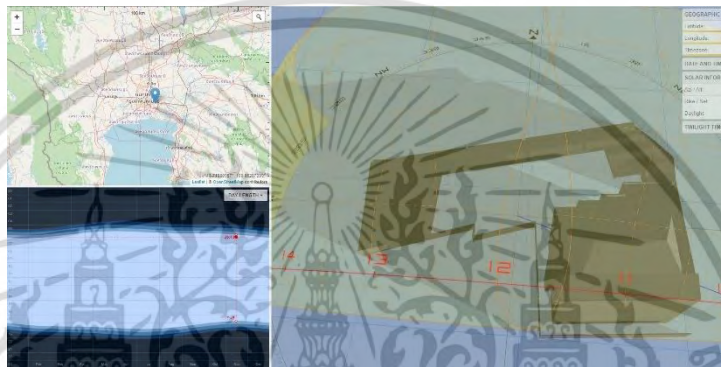
รูปที่ จ.94 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนกันยายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก E



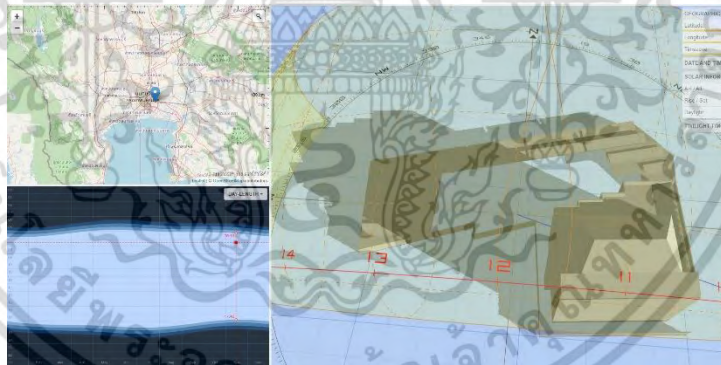
รูปที่ จ.95 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก E
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่บนสื่อออนไลน์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ จ.96 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนตุลาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ จ.97 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 6.30 น. สำหรับทางเลือก E



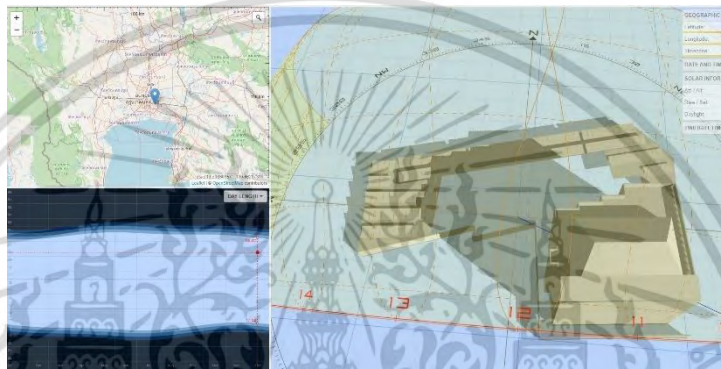
รูปที่ จ.98 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ จ.99 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนพฤศจิกายน เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก E
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



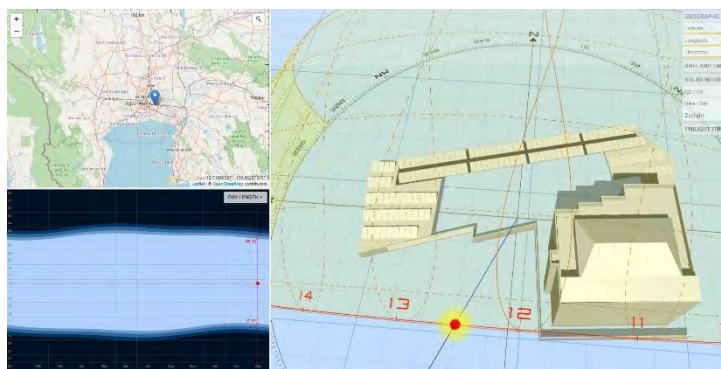
รูปที่ จ.100 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 7.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ จ.101 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 8.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ จ.102 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 9.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ จ.103 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 12.30 น. สำหรับทางเลือก E
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่บนสื่อออนไลน์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ จ.104 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 13.30 น. สำหรับทางเลือก E



รูปที่ จ.105 การเกิดเงาในวันที่ 15 เดือนธันวาคม เวลา 14.30 น. สำหรับทางเลือก E

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ฉ.

ข้อมูลรายละเอียดระบบการประเมินพลังงานในโปรแกรม Microsoft Excel 2019 ที่ผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้น

จากข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์ พบว่าพฤติกรรมการใช้พลังงานรายเดือนนั้นมีการเปลี่ยนแปลงไปในแต่ละเดือน และพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้ายรายชั่วโมงนั้นมีการเปลี่ยนแปลงไปในแต่ละชั่วโมงโดยลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าจะกลับมาซ้ำเดิมในสัปดาห์ถัดไป ด้วยเหตุผลของพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้ายรายชั่วโมงที่มีการเปลี่ยนแปลงไปในแต่ละวัน ในหนึ่งสัปดาห์ และสภาวะการทำงานของระบบออฟกริด/ไฮบริด ที่มีหลายสภาวะการทำงาน ดังนั้นการประเมินพลังงานที่มีความแม่นยำ และไม่เป็นการประเมินพลังงานที่เกินความเป็นจริง จนเป็นเหตุให้ข้อสรุปด้านพลังงานและการเงินมีความผิดพลาด ผู้วิจัยจึงได้พัฒนาระบบการประเมินพลังงานขึ้นในโปรแกรม Microsoft Excel 2019 โดยเป็นการประเมินพลังงานในระดับรายชั่วโมง โดยโปรแกรมมีเงื่อนไขการทำงานดังต่อไปนี้

- 1) ประเมินพลังงานรายชั่วโมง ทั้งการผลิตพลังงาน การชาร์จพลังงาน การใช้พลังงาน และการเปลี่ยนสภาวะการทำงานตามเงื่อนไขของระบบออฟกริด/ไฮบริด (รายละเอียดในหัวข้อ 3.3)
- 2) เมื่อประเมินครบ 1 สัปดาห์ โปรแกรมจะนำข้อมูลในชั่วโมงสุดท้ายของวันอาทิตย์กลับมาประเมินที่ชั่วโมงแรกของวันจันทร์ใหม่ โดยทำงานเป็นลูปลงจรครบ 1 เดือน
- 3) ทำงานในเงื่อนไขที่ 2 ในทุก ๆ เดือน แบบการประเมินแยกอิสระในแต่ละเดือน
- 4) เมื่อประเมินจนครบ 1 ปี ในปีถัดไป ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ที่เสื่อมสภาพลง จะถูกประเมินร่วมด้วย

จากเงื่อนไขการทำงานทั้ง 4 ข้อ สามารถอธิบายเป็นสมการเงื่อนไขการทำงานในโปรแกรม Microsoft Excel 2019 และมีข้อมูลพารามิเตอร์นำเข้าต่าง ๆ ของโปรแกรม ดังต่อไปนี้

การประเมินพลังงานแบตเตอรี่และการเปลี่ยนสถานะการทำงาน

ลำดับแรกในการทำงานของโปรแกรม โปรแกรมจะทำการประเมินพลังงานสูงสุดของแบตเตอรี่ที่สามารถจัดเก็บได้และประเมินจุดเปลี่ยนสถานะการทำงานหรือจุดในการตัดสินใจสับเปลี่ยนแหล่งจ่ายพลังงาน ซึ่งข้อมูลสมการการทำงานของโปรแกรมแสดงดัง สมการที่ ๑.1 - ๑.3

การประเมินความจุพลังงานแบตเตอรี่ที่สามารถเก็บได้สูงสุดในปีนั้นๆ

$$\begin{aligned}
 P_{C,batt,n} = & \text{IF}\{\text{AND}[PJT_{y,n} > 0, PJT_{y,n} < (\text{Batt}_{\text{lift}} + 1)], P_{C,batt} \times (1 - (\beta_{C,batt,y} \\
 & \times (PJT_{y,n} - 1) / 100)), \\
 & \text{IF}\{\text{AND}[PJT_{y,n} > (\text{Batt}_{\text{lift}} + 1), PJT_{y,n} < ((\text{Batt}_{\text{lift}} \times 2) + 1), PJT_{y,n} \\
 & < (PJT_y + 1)], P_{C,batt} \times (1 - (\beta_{C,batt,y} \times (PJT_{y,n} - (\text{Batt}_{\text{lift}} + 1)) / 100)), \\
 & \text{IF}\{\text{AND}[PJT_{y,n} > ((\text{Batt}_{\text{lift}} \times 2) + 1), PJT_{y,n} < (PJT_y + 1)], P_{C,batt} \times \\
 & (1 - (\beta_{C,batt,y} \times (PJT_{y,n} - ((\text{Batt}_{\text{lift}} \times 2) + 1)) / 100)), \\
 & \text{IF}\{PJT_{y,n} > PJT_y, P_{C,batt}, P_{C,batt}\}\}\}
 \end{aligned} \tag{๑.1}$$

การคำนวณจุดพลังงานที่แบตเตอรี่จะพร้อมกลับมาใช้งานในปีนั้นๆ

$$P_{C,batt, \text{re}} = P_{C,batt, n} \times P_{\text{return}} \tag{๑.2}$$

การคำนวณจุดพลังงานที่แบตเตอรี่จะหยุดทำงานในปีนั้นๆ

$$P_{C,batt, \text{cut}} = P_{C,batt, n} \times (1 - (P_{\text{stop}} / 100)) \tag{๑.3}$$

โดยที่

IF = เงื่อนไข ถ้า (IF) ใน Microsoft Excel 2019 ซึ่งมีเงื่อนไขการใช้งานคือ เงื่อนไข IF(logical_test,[value_if_true],[value_if_false]) หรือถ้าเงื่อนไขการเปรียบเทียบของข้อมูลเป็นจริง จะทำงานในส่วนของข้อมูลเป็นจริง และถ้าข้อมูลไม่เป็นจริงจะทำงานในส่วนของข้อมูลไม่เป็นจริง

AND = เงื่อนไข และ (AND) ใน Microsoft Excel 2019 ซึ่งมีเงื่อนไขการใช้งานคือ ตรวจสอบเงื่อนไขทั้งหมดว่าเป็นจริงหรือไม่ ถ้าเป็นจริงจะให้คำตอบว่าเงื่อนไขเป็นจริง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$P_{C,batt,n}$	=	ค่าความจุพลังงานสูงสุดของแบตเตอรี่ในปีที่ y (Wh)
$P_{C,batt}$	=	ค่าความจุพลังงานของแบตเตอรี่ (Wh)
$\beta_{C,batt,y}$	=	ค่าลดทอนความจุพลังงานของแบตเตอรี่ (%/ปี)
$Batt_{lift}$	=	อายุการใช้งานแบตเตอรี่ (ปี)
$PJT_{y,n}$	=	ระยะเวลาโครงการในปีที่ y (ปี)
PJT_y	=	ระยะเวลาโครงการทั้งหมด (ปี)
Po_{return}	=	ค่าสถานะที่แบตเตอรี่กลับมาพร้อมใช้งาน (%)
Po_{stop}	=	ค่าสถานะที่แบตเตอรี่หยุดทำงาน (%)
$P_{C,batt,re}$	=	ค่าความจุพลังงานที่แบตเตอรี่พร้อมใช้งานในปีที่ y (Wh)
$P_{C,batt,cut}$	=	ค่าความจุพลังงานที่แบตเตอรี่หยุดทำงานในปีที่ y (Wh)

การประเมินพลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

ลำดับถัดมาโปรแกรมจะทำการประเมินพลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งข้อมูลพลังงานที่ผลิตได้จะลดลงทุกปีเนื่องจากการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ข้อมูลสมการการทำงานของโปรแกรมแสดงดัง สมการที่ ๔.4 - ๔.5

สมการการคำนวณประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละปี

$$\eta_{pv,n} = IF\{OR[PJT_{y,n} = 0, PJT_{y,n} > PJT_y], \eta_{pv,f} - (\beta_{pv,y} \times (0) / 100), \eta_{pv,f} - (\beta_{pv,y} \times (PJT_{y,n} - 1) / 100)\} \quad (๔.4)$$

การประเมินพลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จริงรายชั่วโมง

$$PV_{real,h} = PV\eta_{Total,h} \times \eta_{pv,n} \quad (๔.5)$$

โดยที่

IF = เงื่อนไข ถ้า (IF) ใน Microsoft Excel 2019 ซึ่งมีเงื่อนไขการใช้งานคือ เงื่อนไข IF(logical_test,[value_if_true],[value_if_false]) หรือถ้าเงื่อนไขการเปรียบเทียบของข้อมูลเป็นจริง จะทำงานในส่วนข้อมูลเป็นจริง และถ้าข้อมูลไม่เป็นจริงจะทำงานในส่วนข้อมูลไม่เป็นจริง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

OR	=	เงื่อนไข หรือ (AND) ใน Microsoft Excel 2019 ซึ่งมีเงื่อนไขการใช้งาน คือ ตรวจสอบเงื่อนไขว่าเป็นจริงหรือไม่ ถ้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งเป็นจริงจะให้คำตอบว่าเป็นจริง
$\eta_{pv,n}$	=	ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปีที่ y (Wh)
$PJT_{y,n}$	=	ระยะเวลาโครงการในปีที่ y (ปี)
PJT_y	=	ระยะเวลาโครงการทั้งหมด (ปี)
$\eta_{pv,f}$	=	ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปีแรก (%)
$\beta_{pv,y}$	=	ค่าลดทอนประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (%/ปี)
$PV_{real,h}$	=	พลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จริงในชั่วโมงที่ h (Wh)
$PV\eta_{Total,h}$	=	พลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้หลังจากลดทอนประสิทธิภาพจากปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพแล้ว (Wh)

การทำงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด

ลำดับถัดมาจะเป็นการประเมินในส่วนของการจัดการพลังงานไฟฟ้าของระบบออฟกริด/ไฮบริด การจัดเก็บพลังงาน การจ่ายพลังงานให้กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าของพาร์ทเมนท์ การใช้พลังงานจากการไฟฟ้า และพลังงานส่วนเกิน ในระดับรายชั่วโมง ซึ่งข้อมูลสมการการทำงานของโปรแกรมแสดงดัง สมการที่ ๑.6 - ๑.9

การประเมินปริมาณพลังงานที่มีอยู่ในแบตเตอรี่รายชั่วโมง

$$\begin{aligned}
 P_{C,batt,h} = & \text{IF}\{(P_{C,batt,h-1} + PV_{real,h}) - Load_h > P_{C,batt,n}, P_{C,batt,n}, \\
 & \text{IF}\{\text{AND}[(P_{C,batt,h-1} + PV_{real,h}) - Load_h < P_{C,batt,cut}, (P_{C,batt,h-2} + \\
 & PV_{real,h-1}) - Load_{h-1} = P_{C,batt,h-1}], P_{C,batt,cut}, \\
 & \text{IF}\{\text{AND}[P_{C,batt,h-1} > P_{C,batt,rc}, (PV_{real,h-1} + P_{C,batt,h-2}) = P_{C,batt,h-1}], \\
 & (P_{C,batt,h-1} + PV_{real,h}) - Load_h, \\
 & \text{IF}\{\text{OR}[P_{C,batt,h-1} = P_{C,batt,cut}, (PV_{real,h-1} + P_{C,batt,h-2}) = P_{C,batt,h-1}], \\
 & PV_{real,h} + P_{C,batt,h-1}, (PV_{real,h} + P_{C,batt,h-1}) - Load_h\}\}\}\}
 \end{aligned} \tag{๑.6}$$

การประเมินปริมาณพลังงานชาร์จและคายประจุแบตเตอรี่รายชั่วโมง

$$P_{C,ch-dch,h} = P_{C,batt,h-1} - P_{C,batt,h} \tag{๑.7}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การประเมินปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งการไฟฟ้ารายชั่วโมง

$$\text{Grid}_h = \text{IF} \{ P_{C,batt,h} = P_{C,batt,cut}, \text{Load}_h - ((P_{C,batt,h-1} - P_{C,batt,cut}) + PV_{\text{real},h}), \text{IF} \{ PV_{\text{real},h} + P_{C,batt,h-1} \leq P_{C,batt,h}, \text{Load}_h, 0 \} \} \quad (\text{ฉ.8})$$

การประเมินปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์รายชั่วโมง

$$\text{Ov}_h = \text{IF} \{ P_{C,batt,h} = P_{C,batt,n}, (PV_{\text{real},h} + P_{C,batt,h-1}) - \text{Load}_h - P_{C,batt,n}, 0 \} \quad (\text{ฉ.9})$$

โดยที่

IF	=	เงื่อนไข ถ้า (IF) ใน Microsoft Excel 2019 ซึ่งมีเงื่อนไขการใช้งานคือ เงื่อนไข IF(logical_test,[value_if_true],[value_if_false]) หรือถ้าเงื่อนไขการเปรียบเทียบของข้อมูลเป็นจริง จะทำงานในส่วนของข้อมูลเป็นจริง และถ้าข้อมูลไม่เป็นจริงจะทำงานในส่วนของข้อมูลไม่เป็นจริง
AND	=	เงื่อนไข และ (AND) ใน Microsoft Excel 2019 ซึ่งมีเงื่อนไขการใช้งานคือ ตรวจสอบเงื่อนไขทั้งหมดว่าเป็นจริงหรือไม่ ถ้าเป็นจริงจะให้คำตอบว่าเงื่อนไขเป็นจริง
OR	=	เงื่อนไข หรือ (AND) ใน Microsoft Excel 2019 ซึ่งมีเงื่อนไขการใช้งานคือ ตรวจสอบเงื่อนไขว่าเป็นจริงหรือไม่ ถ้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งเป็นจริงจะให้คำตอบว่าเป็นจริง
$P_{C,batt,h}$	=	พลังงานไฟฟ้าที่จัดเก็บอยู่ในแบตเตอรี่ในชั่วโมงที่ h (Wh)
$P_{C,batt,h-1}$	=	พลังงานไฟฟ้าที่จัดเก็บอยู่ในแบตเตอรี่ในชั่วโมงที่ h-1 (Wh)
$P_{C,batt,h-2}$	=	พลังงานไฟฟ้าที่จัดเก็บอยู่ในแบตเตอรี่ในชั่วโมงที่ h-2 (Wh)
$P_{C,batt,n}$	=	ค่าความจุพลังงานสูงสุดของแบตเตอรี่ในปีที่ y (Wh)
$P_{C,batt,re}$	=	ค่าความจุพลังงานที่แบตเตอรี่พร้อมใช้งานในปีที่ y (Wh)
$P_{C,batt,cut}$	=	ค่าความจุพลังงานที่แบตเตอรี่หยุดทำงานในปีที่ y (Wh)
$P_{C,ch-dch,h}$	=	ค่าปริมาณพลังงานชาร์จและคายประจุแบตเตอรี่ ในชั่วโมงที่ h (Wh) (-)ชาร์จประจุ, (+)คายประจุ
$PV_{\text{real},h}$	=	พลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จริงในชั่วโมงที่ h (Wh)
$PV_{\text{real},h-1}$	=	พลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จริงในชั่วโมงที่ h-1 (Wh)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$Load_h$	=	ข้อมูลจากการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ในชั่วโมงที่ h (Wh)
$Load_{h-1}$	=	ข้อมูลจากการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ในชั่วโมงที่ h-1 (Wh)
$Grid_h$	=	พลังงานไฟฟ้าที่ใช้จากสายส่งของการไฟฟ้าในชั่วโมงที่ h (Wh)
Ov_h	=	พลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนที่ไม่ถูกนำมาใช้ ในชั่วโมงที่ h (Wh)

การควบคุมการทำงานของโปรแกรมและค่าพารามิเตอร์นำเข้า

จากรูปแบบสมการของโปรแกรมที่ผู้วิจัยได้กล่าวมา การทำงานของโปรแกรมนั้นถูกกำหนดให้โปรแกรมคำนวณพลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ และทำงานเป็นลูปจนครบเดือน หลังจากนั้นโปรแกรมจะทำการรวบรวมข้อมูลสำหรับพลังงานในแต่ละเดือนไว้ จนครบ 1 ปี และ ครบ 30 ปี โดยตัวแปรสำคัญที่ใช้ในการดำเนินงานของโปรแกรม คือ $PJT_{y,n}$ หรือระยะเวลาโครงการในปีที่ y ระยะเวลาโครงการในแต่ละปีนั้น จะเป็นตัวแปรสำคัญเพื่อปรับเปลี่ยนค่าประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ ซึ่งส่งผลต่อปริมาณพลังงานที่ผลิตและทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งตัวอย่างการทำงานของโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ฉ.1

ตารางที่ ฉ.1 ตัวอย่างลักษณะการทำงานของโปรแกรมที่ผู้วิจัยพัฒนาขึ้น เป็นเวลา 2 วัน

ตัวอย่างทางเลือก C		$PJT_{y,n} = 1$				
		$\eta_{pv,n} = 97.5\%$	$Po_{stop} = 80\%$	$Po_{return} = 70\%$		
		$P_{C,batt,n} = 153.6kWh$	$P_{C,batt,re} = 107.52kWh$	$P_{C,batt,cut} = 30.72kWh$		
Time(h)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh)					
	PV_{real}	$P_{C,batt}$	$P_{C,ch-dch}$	Grid	Load	Ov
0.00	0.00	74.11	11.30	0.00	11.30	0.00
1.00	0.00	61.87	12.24	0.00	12.24	0.00
2.00	0.00	50.58	11.30	0.00	11.30	0.00
3.00	0.00	42.11	8.46	0.00	8.46	0.00
4.00	0.00	33.65	8.46	0.00	8.46	0.00
5.00	0.00	30.72	2.93	3.65	6.58	0.00
6.00	1.08	31.80	-1.08	10.35	10.35	0.00
7.00	3.98	35.78	-3.98	7.52	7.52	0.00
8.00	7.30	43.08	-7.30	8.46	8.46	0.00
9.00	12.66	55.74	-12.66	1.50	1.50	0.00
10.00	17.34	73.07	-17.34	1.50	1.50	0.00
11.00	20.72	93.79	-20.72	1.50	1.50	0.00

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ๑.1 ตัวอย่างลักษณะการทำงานของโปรแกรมที่ผู้วิจัยพัฒนาขึ้น เป็นเวลา 2 วัน (ต่อ)

Time(h)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh)					
	PV _{real}	P _{C,batt}	P _{C,ch-dch}	Grid	Load	Ov
12.00	22.26	116.05	-22.26	2.00	2.00	0.00
13.00	21.65	136.20	-20.15	0.00	1.50	0.00
14.00	18.43	152.62	-16.43	0.00	2.00	0.00
15.00	13.30	153.60	-0.98	0.00	2.00	10.33
16.00	9.00	153.60	0.00	0.00	2.00	7.00
17.00	4.50	153.60	0.00	0.00	1.50	3.00
18.00	0.00	147.02	6.58	0.00	6.58	0.00
19.00	0.00	136.67	10.35	0.00	10.35	0.00
20.00	0.00	124.43	12.24	0.00	12.24	0.00
21.00	0.00	111.25	13.18	0.00	13.18	0.00
22.00	0.00	98.07	13.18	0.00	13.18	0.00
23.00	0.00	83.94	14.13	0.00	14.13	0.00
0.00	0.00	73.71	10.23	0.00	10.23	0.00
1.00	0.00	64.42	9.29	0.00	9.29	0.00
2.00	0.00	56.07	8.35	0.00	8.35	0.00
3.00	0.00	49.61	6.46	0.00	6.46	0.00
4.00	0.00	42.21	7.40	0.00	7.40	0.00
5.00	0.00	35.75	6.46	0.00	6.46	0.00
6.00	1.08	30.72	5.03	3.19	9.29	0.00
7.00	3.98	34.70	-3.98	8.35	8.35	0.00
8.00	7.30	42.00	-7.30	7.40	7.40	0.00
9.00	12.66	54.66	-12.66	2.00	2.00	0.00
10.00	17.34	72.00	-17.34	1.50	1.50	0.00
11.00	20.72	92.71	-20.72	1.00	1.00	0.00
12.00	22.26	114.97	-22.26	1.50	1.50	0.00
13.00	21.65	135.12	-20.15	0.00	1.50	0.00
14.00	18.43	152.05	-16.93	0.00	1.50	0.00
15.00	13.30	153.60	-1.55	0.00	1.00	10.75
16.00	9.00	153.60	0.00	0.00	1.50	7.50
17.00	4.50	153.60	0.00	0.00	2.00	2.50
18.00	0.00	147.14	6.46	0.00	6.46	0.00
19.00	0.00	137.85	9.29	0.00	9.29	0.00
20.00	0.00	129.50	8.35	0.00	8.35	0.00
21.00	0.00	116.44	13.06	0.00	13.06	0.00
22.00	0.00	105.26	11.18	0.00	11.18	0.00
23.00	0.00	93.14	12.12	0.00	12.12	0.00

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ ฉ.1 เป็นตัวอย่างลักษณะการทำงานของโปรแกรมการประเมินพลังงานที่ผู้วิจัยได้สร้างขึ้น ซึ่งสามารถทำงานได้ตามสภาวะการทำงานที่กำหนด นอกจากสมการและวิธีการทำงานของโปรแกรมแล้วข้อมูลที่มีความสำคัญในการประเมินอีกประการหนึ่ง คือข้อมูลพารามิเตอร์นำเข้าเพื่อใช้เป็นฐานข้อมูลสำหรับการทำงานของโปรแกรม ซึ่งข้อมูลค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณแสดงดังตารางที่ ฉ.2

ตารางที่ ฉ.2 ข้อมูลค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณสำหรับโปรแกรมประเมินพลังงานไฟฟ้า

พารามิเตอร์	$P_{C,batt}$
หน่วย	Wh
ความหมาย	ค่าความจุพลังงานของแบตเตอรี่
ข้อมูล	ได้จากการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังในหัวข้อที่ 2.5.9 หรือสามารถคำนวณได้จากสมการ $P_{C,batt} = C_{batt} (Ah) \times V_{batt} (V)$
พารามิเตอร์	$\beta_{C,batt,y}$
หน่วย	%/ปี
ความหมาย	ค่าลดทอนความจุพลังงานของแบตเตอรี่
ข้อมูล	ได้จากการประเมินการเสื่อมสภาพและกำหนดอายุการใช้งาน เช่น กำหนดให้แบตเตอรี่เสื่อมที่พลังงานภายในแบตเตอรี่ 80% ในปีที่ 10 ดังนั้นจึงลดลง 2%/ปี
พารามิเตอร์	$Batt_{life}$
หน่วย	ปี
ความหมาย	อายุการใช้งานแบตเตอรี่
ข้อมูล	ได้จากข้อมูลการรับประกันที่ผู้ผลิตกำหนดไว้ หรือได้จากการประเมินอายุการใช้งานในวิธีต่าง ๆ
พารามิเตอร์	$PV\eta_{Total,h}$
หน่วย	Wh
ความหมาย	พลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้หลังจากลดทอนประสิทธิภาพจากปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพแล้ว
ข้อมูล	ได้จากพลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้หลังจากลดทอนประสิทธิภาพจากปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพทั้งหมดแล้ว เช่น การลดทอนประสิทธิภาพจาก การแปลงพลังงานของอินเวอร์เตอร์ การชาร์จและคายประจุแบตเตอรี่ ผุ่น ทิศทาง มุมเอียง และเงา เป็นต้น ดังรายละเอียดในหัวข้อที่ 4.4.1
พารามิเตอร์	$\eta_{pv,f}$
หน่วย	%
ความหมาย	ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปีแรก
ข้อมูล	ได้จากข้อมูลประสิทธิภาพการผลิตพลังงานในปีแรก โดยอ้างอิงจากข้อมูลที่ผู้ผลิตกำหนดไว้
พารามิเตอร์	$\beta_{pv,y}$
หน่วย	%/ปี
ความหมาย	ค่าลดทอนประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นลิขสิทธิ์ของวิศวกรรมศาสตราจารย์ ดร.สุวิทย์ วัฒนศิริกุล ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ๑.2 ข้อมูลค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณสำหรับโปรแกรมประเมินพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ข้อมูล	ได้จากข้อมูลคาลตทอนประสิทธิภาพการผลิตพลังงาน โดยอ้างอิงจากข้อมูลจากผู้ผลิตกำหนดไว้
พารามิเตอร์	$Load_h$
หน่วย	Wh
ความหมาย	ข้อมูลจากการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าของอาร์ทเมนต์ในช่วงเวลาที่ h
ข้อมูล	ได้จากข้อมูลการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 สัปดาห์ สำหรับแต่ละเดือน ดังรายละเอียดในภาคผนวก ก.

หมายเหตุ พารามิเตอร์นำเข้าสู่ส่วนที่ไม่ได้กล่าวไว้จะหาข้อมูลได้จากการกำหนดขึ้นของผู้ประเมิน



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ข.

ข้อมูลการประเมินต้นทุนของระบบไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ทั้งหมด

สำหรับการประเมินต้นทุนทั้งหมดสำหรับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด เนื่องจากการศึกษาการติดตั้งเฉพาะพื้นที่กรณีศึกษา ผู้วิจัยจึงประเมินต้นทุนด้านการเงินของอุปกรณ์หลักของระบบโดยใช้ข้อมูลของต้นทุนจริง สำหรับอุปกรณ์ประกอบระบบและค่าแรง ผู้วิจัยจะใช้ข้อมูลจากราคากลางของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริดในการคำนวณ และนำค่าภาษีต่าง ๆ มาประเมินรวมด้วย ซึ่งผู้วิจัยได้แบ่งหัวข้อการประเมินออกเป็น 5 หัวข้อ ดังต่อไปนี้

การประเมินต้นทุนอุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [61, 62, 66 และ 67]

ในส่วน of ต้นทุนอุปกรณ์หลักในระบบ เนื่องจากข้อมูลของอินเวอร์เตอร์ในประเทศไทยที่จะนำมาใช้ร่วมกับระบบ ออฟกริด/ไฮบริด ที่สามารถต่อขนานกันเพื่อใช้งานในจำนวนมากนั้น มีข้อมูลอยู่ค่อนข้างจำกัด ในส่วนของหัวข้อนี้ผู้วิจัยจึงใช้ข้อมูลด้านการเงินของต้นทุนอุปกรณ์จากทั้งในประเทศและนำเข้าจากต่างประเทศ และคำนวณอัตราภาษีตามเกณฑ์ ภาษีนำเข้า ซึ่งรายละเอียดข้อมูลอัตราภาษีและค่าขนส่งแสดงในตารางที่ ข.1 และ ข.2 และรายละเอียดของการคำนวณต้นทุนอุปกรณ์หลักของระบบแสดงดังต่อไปนี้

ตารางที่ ข.1 รายละเอียดข้อมูลของภาษีที่ใช้ในการคำนวณ

รายการภาษี	ข้อมูล	อัตรา
ภาษีอากรนำเข้า	ผู้วิจัยใช้เกณฑ์ การคำนวณสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่ประหยัดพลังงานหรือรักษาสิ่งแวดล้อมสำหรับแบตเตอรี่และอินเวอร์เตอร์ สมการคำนวณ ราคาสินค้า x อัตราอากรขาเข้า	5.00%
ภาษีสรรพสามิต	สำหรับแบตเตอรี่ สมการคำนวณ (C.I.F. + อากรขาเข้า + ภาษีค่าธรรมเนียมอื่นไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) x อัตราภาษีสรรพสามิต/ 1-(1.1x อัตราภาษีสรรพสามิต)	8.00%
ภาษีเพื่อมหาดไทย	10.00% ของภาษีสรรพสามิต สมการคำนวณ ภาษีสรรพสามิต x อัตราภาษีเพื่อมหาดไทย	10.00%
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	สมการคำนวณ (C.I.F. + อากรขาเข้า+ภาษีสรรพสามิต+ภาษีมหาดไทย) x อัตราภาษีมูลค่าเพิ่ม	7.00%

หมายเหตุ C.I.F. คือ ผลรวมของ ราคาสินค้า ค่าประกันภัย 1% และค่าขนส่งระหว่างประเทศ

ตารางที่ ข.2 รายละเอียดข้อมูลของค่าขนส่งสินค้า ข้อมูลจากบริษัทขนส่งแห่งหนึ่ง

ค่าขนส่ง ใช้ข้อมูลเกณฑ์การขนส่งจากบริษัทขนส่งแห่งหนึ่ง			
ประเภทสินค้าทางเรือ/kg	บาท/kg	ประเภทสินค้าทางเรือ/คิว	บาท/คิว
น้ำหนัก < 100kg	35	น้ำหนัก < 1 CBM	6,200
น้ำหนัก > 100kg	34	น้ำหนัก > 1 CBM	5,900
น้ำหนัก > 200kg	32	น้ำหนัก > 5 CBM	5,600
น้ำหนัก > 500kg	29	น้ำหนัก > 10 CBM	5,300
น้ำหนัก > 1000kg	27	น้ำหนัก > 20 CBM	5,100
การคำนวณ ในหน่วย cm. : ((กว้าง x ยาว x สูง) x 10 ⁻⁶) = CBM CBM x 250 = น้ำหนักเชิงปริมาตร (kg) เทียบน้ำหนักเชิงปริมาตรกับน้ำหนักจริง ส่วนไหนมากกว่าให้ใช้ค่าขนส่งตามเกณฑ์นั้น			

1) ต้นทุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาใช้งาน คือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ยี่ห้อ E (จากข้อมูลในภาคผนวก ข.) ซึ่งมีต้นทุนราคาแผงอยู่ที่ 2,750.00 บาท เป็นสินค้าภายในประเทศ ซึ่งมีข้อมูลการคำนวณต้นทุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับแต่ละทางเลือกแสดงดังตารางที่ ข.3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลการคำนวณต้นทุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับแต่ละทางเลือก

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ : โพลีคริสตัลไลน์ ยี่ห้อ E ราคาแผงละ 2,750.00 บาท					
รายการ	ทางเลือก A	ทางเลือก B	ทางเลือก C	ทางเลือก D	ทางเลือก E
จำนวน (แผง)	106	126	136	156	176
ราคา (บาท)	291,500.00	346,500.00	374,000.00	429,000.00	484,000.00
ค่าขนส่งทางเรือ (บาท)	-	-	-	-	-
ค่าประกันสินค้า (บาท)	-	-	-	-	-
ราคารวม (บาท)	291,500.00	346,500.00	374,000.00	429,000.00	484,000.00
ภาษีอากรขาเขา (บาท)	-	-	-	-	-
ภาษีสรรพสามิต (บาท)	-	-	-	-	-
ภาษีเพื่อมหาดไทย (บาท)	-	-	-	-	-
ภาษีมูลค่าเพิ่ม (บาท)	20,405.00	24,255.00	26,180.00	30,030.00	33,880.00
ราคารวมภาษี (บาท)	311,905.00	370,755.00	400,180.00	459,030.00	517,880.00

2) ต้นทุนอินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ที่นำมาใช้งาน คือ อินเวอร์เตอร์ออฟกริด/ไฮบริดยี่ห้อหนึ่ง ซึ่งมีต้นทุนราคาอินเวอร์เตอร์อยู่ที่ 13,607.58 บาท เป็นสินค้านำเข้าจากต่างประเทศ (ที่อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย USD 31.2818 บาท ในปี 2563 [67]) ซึ่งมีข้อมูลการคำนวณต้นทุนของอินเวอร์เตอร์สำหรับแต่ละทางเลือกแสดงดังตารางที่ ข.4

ตารางที่ ข.4 ข้อมูลการคำนวณต้นทุนอินเวอร์เตอร์สำหรับแต่ละทางเลือก

อินเวอร์เตอร์ : ไฮบริดออฟกริด ยี่ห้อ A ราคาเครื่องละ 13,607.58 บาท ขนส่งในเกณฑ์ CBM ที่ 6200 บาท/คิว					
รายการ	ทางเลือก A	ทางเลือก B	ทางเลือก C	ทางเลือก D	ทางเลือก E
จำนวน (เครื่อง)	6	7	7	8	9
ราคา (บาท)	81,645.50	95,253.08	95,253.08	108,860.66	122,468.25
ค่าขนส่งทางเรือ (บาท)	1,517.50	1,770.42	1,770.42	2,023.33	2,276.25
ค่าประกันสินค้า (บาท)	816.45	952.53	952.53	1,088.61	1,224.68
ราคา C.I.F (บาท)	83,979.45	97,976.03	97,976.03	111,972.60	125,969.18
ภาษีอากรขาเขา (บาท)	4,082.27	4,762.65	4,762.65	5,443.03	6,123.41
ภาษีสรรพสามิต (บาท)	-	-	-	-	-
ภาษีเพื่อมหาดไทย (บาท)	-	-	-	-	-
ภาษีมูลค่าเพิ่ม (บาท)	6,164.32	7,191.71	7,191.71	8,219.09	9,246.48
ราคารวมภาษี (บาท)	94,226.05	109,930.39	109,930.39	125,634.73	141,339.07

3) ต้นทุนแบตเตอรี่

แบตเตอรี่ที่นำมาใช้งาน คือ แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟตยี่ห้อ E (จากข้อมูลในภาคผนวก ข.) ซึ่งมีต้นทุนราคาแบตเตอรี่อยู่ที่ 26,589.53 บาท เป็นสินค้านำเข้าจากต่างประเทศ (ที่อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย USD 31.2818 บาท ในปี 2563 [67]) ซึ่งมีข้อมูลการคำนวณต้นทุนของแบตเตอรี่สำหรับแต่ละทางเลือกแสดงดังตารางที่ ข.5

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แลกเปลี่ยนเฉลี่ย USD 31.2818 บาท ในปี 2563 [67]) ซึ่งมีข้อมูลการคำนวณต้นทุนของแบตเตอรี่สำหรับแต่ละทางเลือกแสดงดังตารางที่ ข.5

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลการคำนวณต้นทุนแบตเตอรี่สำหรับแต่ละทางเลือก

แบตเตอรี่ : ลิเทียมไอออนฟอสเฟต ยี่ห้อ E ราคาถูกละ 26,589.53 บาท ขนส่งในเกณฑ์ kg ที่ 27 บาท/kg					
รายการ	ทางเลือก A	ทางเลือก B	ทางเลือก C	ทางเลือก D	ทางเลือก E
จำนวน (ลูก)	25	29	32	36	39
ราคา (บาท)	664,738.25	771,096.37	850,864.96	957,223.08	1,036,991.67
ค่าขนส่งทางเรือ (บาท)	30,375.00	35,235.00	38,880.00	43,740.00	47,385.00
ค่าประกันสินค้า (บาท)	6,647.38	7,710.96	8,508.65	9,572.23	10,369.92
ราคา C.I.F (บาท)	701,760.63	814,042.33	898,253.61	1,010,535.31	1,094,746.59
ภาษีอากรขาเข้า (บาท)	33,236.91	38,554.82	42,543.25	51,849.58	47,861.15
ภาษีสรรพสามิต (บาท)	64,473.47	74,789.22	82,526.04	100,578.61	92,841.80
ภาษีเพื่อมหาดไทย (บาท)	6,447.35	7,478.92	8,252.60	10,057.86	9,284.18
ภาษีมูลค่าเพิ่ม (บาท)	56,414.29	65,440.57	72,210.29	88,006.28	81,236.57
ราคารวมภาษี (บาท)	862,332.65	1,000,305.87	1,103,785.79	1,241,759.01	1,345,238.93

การประเมินต้นทุนของอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เนื่องจากพื้นที่ติดตั้งนั้นมีการใช้อุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกันไปในแต่ละลักษณะของโครงสร้างหรือลักษณะรูปแบบการติดตั้ง และต้นทุนของอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ก็แตกต่างกันไปเช่นเดียวกัน ดังนั้นผู้วิจัยจึงเลือกใช้ราคาต้นทุนอุปกรณ์จากผู้จำหน่ายอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์แห่งหนึ่งภายในประเทศไทยเป็นซึ่งมีรายละเอียดดังตาราง ข.6

ตารางที่ ข.6 ข้อมูลต้นทุนอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ลำดับ	อุปกรณ์	ชนิดของหลังคา	ราคา(บาท/ชุด)	หมายเหตุ
1	Adjustable Tilt Solar	พื้นปูน, Metal Sheet	470.00	1ชุด : ขาหน้าและหลัง ราคา 130 และ 340 บาท ตามลำดับ
2	Roof Hook	CPAC	150.00	-
3	L-Foot	Metal Sheet	40.00	-
4	End Clamp	ทั้งหมด	24.00	-
5	Mid Clamp	ทั้งหมด	24.00	-
6	Rail Connector	ทั้งหมด	45.00	-
7	Grounding Plate	ทั้งหมด	5.00	-
8	Grounding Lug	ทั้งหมด	30.00	-
9	Cable Clip	ทั้งหมด	5.00	-
10	Rail 4200mm	ทั้งหมด	490.00	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ ข.6 เมื่อได้ข้อมูลต้นทุนอุปกรณ์จับยึดแล้ว ผู้วิจัยจึงทำการประเมินต้นทุนสำหรับหลังคาแต่ละรูปแบบ โดยคำนวณออกมาในรูปแบบของต้นทุนต่อกิโลวัตต์ เพื่อนำสรุปที่ได้ไปประเมินต้นทุนร่วมกับต้นทุนส่วนอื่น ๆ ของแต่ละทางเลือก และข้อมูลการประเมินต้นทุนต่อกิโลวัตต์ แสดงดังตาราง ข.7

ตารางที่ ข.7 การประเมินต้นทุนอุปกรณ์จับยึดต่อกิโลวัตต์ สำหรับการติดตั้งแต่ละรูปแบบ

เงื่อนไขการประเมิน : ประเมินที่การติดตั้ง 5 แผง เรียง 1 แถว กว้าง 5.28 m ขนาดระบบ 1.65 kWp						
อุปกรณ์	ติดตั้งแบบปรับมุมสำหรับหลังคาโครงเหล็ก		ติดตั้งแบบหลังคาโครงเหล็ก		ติดตั้งแบบหลังคา CPAC	
	จำนวน(ชุด)	ราคา(บาท)	จำนวน(ชุด)	ราคา(บาท)	จำนวน(ชุด)	ราคา(บาท)
Adjustable Tilt Solar	5	2,350.00	-	-	-	-
Roof Hook	-	-	-	-	16	2,400.00
L-Feet	-	-	16	640.00	-	-
End Clamp	4	96.00	4	96.00	4	96.00
Mid Clamp	8	192.00	8	192.00	8	192.00
Rail Connector	1	45.00	1	45.00	1	45.00
Grounding Plate	4	20.00	4	20.00	4	20.00
Grounding Lug	2	60.00	2	60.00	2	60.00
Cable Clip	20	100.00	20	100.00	20	100.00
Rail 4200mm	2.52	1,234.80	2.52	1,234.80	2.52	1,234.80
รวมราคา (บาท)	4,097.80		2,387.80		4,147.80	
ราคา (บาท/kW)	2,483.52		1,447.15		2,513.82	

จากตาราง ข.7 เมื่อได้ข้อมูลราคาอุปกรณ์จับยึดต่อกิโลวัตต์แล้ว ลำดับสุดท้ายจะเป็นการประเมินต้นทุนของอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับแต่ละทางเลือกดังแสดงในตารางที่ ข.8

ตารางที่ ข.8 การประเมินต้นทุนของอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับแต่ละทางเลือก

ทางเลือก A ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 106 แผง 34.98 kWp				
พื้นที่และลักษณะการติดตั้ง	ติดตั้ง		ราคา (บาท/kWp)	ราคารวมแต่ละรูปแบบการติดตั้ง (บาท)
	จำนวน (แผง)	ขนาด (kWp)		
พื้นที่ 1 และ 2 : ติดตั้งแบบปรับมุมสำหรับหลังคาโครงเหล็ก	70	23.10	2,483.52	57,369.20
พื้นที่ 3 : ติดตั้งแบบหลังคากระเบื้องคอนกรีต	16	5.28	2,513.82	13,272.96
พื้นที่ 4 : ติดตั้งแบบหลังคาโครงเหล็ก	20	6.60	1,447.15	9,551.20
รวม	106	34.98	-	80,193.36

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.8 การประเมินต้นทุนของอุปกรณ์จับยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับแต่ละทางเลือก (ต่อ)

ทางเลือก B ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 126 แผง 41.58 kWp				
พื้นที่และลักษณะการติดตั้ง	ติดตั้ง		ราคา (บาท/kWp)	ราคารวมแต่ละรูปแบบ การติดตั้ง (บาท)
	จำนวน(แผง)	ขนาด (kWp)		
พื้นที่ 1 และ 2 : ติดตั้งแบบปรับมุม สำหรับหลังคาโครงเหล็ก	90	29.70	2,483.52	73,760.40
พื้นที่ 3 : ติดตั้งแบบหลังคากระเบื้อง คอนกรีต	16	5.28	2,513.82	13,272.96
พื้นที่ 4 : ติดตั้งแบบหลังคาโครงเหล็ก	20	6.60	1,447.15	9,551.20
รวม	126	34.98	-	96,584.56
ทางเลือก C ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 136 แผง 44.88 kWp				
พื้นที่และลักษณะการติดตั้ง	ติดตั้ง		ราคา (บาท/kWp)	ราคารวมแต่ละรูปแบบ การติดตั้ง (บาท)
	จำนวน(แผง)	ขนาด (kWp)		
พื้นที่ 1 และ 2 : ติดตั้งแบบปรับมุม สำหรับหลังคาโครงเหล็ก	100	33	2,483.52	81,956.00
พื้นที่ 3 : ติดตั้งแบบหลังคากระเบื้อง คอนกรีต	16	5.28	2,513.82	13,272.96
พื้นที่ 4 : ติดตั้งแบบหลังคาโครงเหล็ก	20	6.60	1,447.15	9,551.20
รวม	136	44.88	-	104,780.16
ทางเลือก D ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 156 แผง 51.48 kWp				
พื้นที่และลักษณะการติดตั้ง	ติดตั้ง		ราคา (บาท/kWp)	ราคารวมแต่ละรูปแบบ การติดตั้ง (บาท)
	จำนวน(แผง)	ขนาด (kWp)		
พื้นที่ 1 และ 2 : ติดตั้งแบบปรับมุม สำหรับหลังคาโครงเหล็ก	120	39.60	2,483.52	98,347.20
พื้นที่ 3 : ติดตั้งแบบหลังคากระเบื้อง คอนกรีต	16	5.28	2,513.82	13,272.96
พื้นที่ 4 : ติดตั้งแบบหลังคาโครงเหล็ก	20	6.60	1,447.15	9,551.20
รวม	156	51.48	-	121,171.36
ทางเลือก E ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 176 แผง 58.08 kWp				
พื้นที่และลักษณะการติดตั้ง	ติดตั้ง		ราคา (บาท/kWp)	ราคารวมแต่ละรูปแบบ การติดตั้ง (บาท)
	จำนวน(แผง)	ขนาด (kWp)		
พื้นที่ 1, 2 และ พื้นที่ต่อเติม : ติดตั้ง แบบปรับมุมสำหรับหลังคาโครงเหล็ก	140	46.20	2,483.52	114,738.40
พื้นที่ 3 : ติดตั้งแบบหลังคากระเบื้อง คอนกรีต	16	5.28	2,513.82	13,272.96
พื้นที่ 4 : ติดตั้งแบบหลังคาโครงเหล็ก	20	6.60	1,447.15	9,551.20
รวม	176	58.08	-	137,562.56

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การประเมินต้นทุนของค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบอื่น ๆ [68 และ 69]

ในส่วนนี้ผู้วิจัยจะใช้ข้อมูล ค่าเฉลี่ยราคากลางต่อกิโลวัตต์ของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด โดยการใช้ข้อมูลราคากลาง 2 โครงการ เป็นฐานข้อมูล โดยข้อมูลที่จะนำมาใช้งานเป็นเพียงบางส่วนของข้อมูลราคากลางเพียงเท่านั้น ซึ่งข้อมูลราคากลางและค่าเฉลี่ยราคากลางของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริดแสดงในตารางที่ ข.9 - ข.11

ตารางที่ ข.9 ข้อมูลบางส่วนของผลการกำหนดราคากลางของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด โครงการที่ 1

ราคากลางระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมติดตั้ง ขนาดระบบ 7.5 kW และ ระบบแบตเตอรี่ 75 kWh						
ลำดับ	รายการ	ราคา อุปกรณ์ (บาท)	ค่าแรง (บาท)	ขนาด	ราคารวม (บาท)	ราคาต่อหน่วย (บาท/หน่วย)
1	งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์					
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	225,000.00	4,900.00	7.5 kWp	4,900.00	653.33
1.2	อินเวอร์เตอร์	56,310.00	900.00	7.5 kW	1,610.00	214.67
1.3	อุปกรณ์ควบคุมการชาร์จ	17,660.00	710.00			
1.4	ชุดแบตเตอรี่	2,621,000.00	20,250.00	75 kWh	20,250.00	270.00
1.5	อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากระชาก	4,798.00	140.00	7.5 kWp	112,782.00	15,037.60
1.6	เบรกเกอร์ DC	1,150.00	300.00			
1.7	เบรกเกอร์ AC	350.00	100.00			
1.8	กล่องควบคุมไฟฟ้าและกล่อง ควบคุมไฟฟ้าภายในอาคาร	2,244.00	400.00			
1.9	อุปกรณ์วัดค่าทางไฟฟ้า	20,000.00	-			
1.10	สายไฟฟ้าและอุปกรณ์ ประกอบการติดตั้ง	64,400.00	7,400.00			
1.11	ตู้แสดงค่าทางไฟฟ้า	11,000.00	500.00			
1.12	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบ กระเป๋าทัวร์	1,749.00	-	1 ชุด	1,749.00	1,749.00
2	งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง					
2.1	ชุดโครงสร้างรองรับแผง	52,000.00	12,163.00	7.5 kWp	12,163.00	1,621.73

หมายเหตุ ของสีส้มจะไม่ถูกคำนวณ เนื่องจากเป็นข้อมูลที่ไม่ถูกนำมาใช้งาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.10 ข้อมูลบางส่วนของผลการกำหนดราคากลางของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ
ออฟกริด โครงการที่ 2

ราคากลางระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมติดตั้ง ขนาดระบบ 10 kW และ ระบบแบตเตอรี่ 100 kWh						
ลำดับ	รายการ	ราคา อุปกรณ์ (บาท)	ค่าแรง (บาท)	ขนาด	ราคารวม (บาท)	ราคาต่อหน่วย (บาท/หน่วย)
1	งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์					
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	230,000.00	4,600.00	10 kWp	4,600.00	460.00
1.2	อินเวอร์เตอร์	322,500.00	2,020.00	10 kW	2,020.00	202.00
1.3	อุปกรณ์ควบคุมการชาร์จ	-	-			
1.4	ชุดแบตเตอรี่	3,327,808.66	16,200.00	100 kWh	16,200.00	162.00
1.5	อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากระชอก	8,000.00	140.00	10 kWp	176,880.00	17,688.00
1.6	เบรกเกอร์ DC	5,960.00	900.00			
1.7	เบรกเกอร์ AC	4,980.00	600.00			
1.8	กล่องควบคุมไฟฟ้าและกล่อง ควบคุมไฟฟ้าภายในอาคาร	-	-			
1.9	อุปกรณ์วัดค่าทางไฟฟ้า	43,000.00	500.00			
1.10	สายไฟฟ้าและอุปกรณ์ ประกอบการติดตั้ง	100,900.00	11,900.00			
1.11	ตู้แสดงค่าทางไฟฟ้า	-	-			
1.12	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบ กระเป๋าทัวร์	1,790.00	-	1 ชุด	1,790.00	1,790.00
2	งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง					
2.1	ชุดโครงสร้างรองรับแผง	124,357.61	18,500.00	10 kWp	18,500.00	1,850.00

หมายเหตุ ของสีส้มจะไม่ถูกคำนวณ เนื่องจากเป็นข้อมูลที่ไม่ถูกนำมาใช้งาน

ตารางที่ ข.11 ค่าเฉลี่ยราคากลางของค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ ในราคาต้นทุนต่อหน่วย

รายการ	ราคาต่อหน่วย		ราคาเฉลี่ย	หน่วย
	โครงการ 1	โครงการ 2		
1. งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์				
ค่าแรงติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์	653.33	460.00	556.67	บาท/kWp
ค่าแรงติดตั้ง อินเวอร์เตอร์	214.67	202.00	208.33	บาท/kW
ค่าแรงติดตั้ง ชุดแบตเตอรี่	270.00	162.00	216.00	บาท/kWh
ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	15,037.60	17,688.00	16,362.80	บาท/kWp
อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป๋าทัวร์	1,749.00	1,790.00	1,769.50	บาท/ชุด
2. งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง				
ค่าแรงติดตั้ง ชุดโครงสร้างรองรับแผง	1,621.73	1,850.00	1,735.87	บาท/kWp

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ ข.11 เป็นตารางแสดงค่าเฉลี่ยราคาต้นทุนต่อหน่วยของค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ ข้อมูลในส่วนนี้จะถูกนำไปใช้ประเมินต้นทุนในแต่ละทางเลือก ซึ่งข้อมูลการประเมินแสดงดังตารางที่ ข.12

ตารางที่ ข.12 การประเมินต้นทุนของค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบสำหรับแต่ละทางเลือก

ทางเลือก A ขนาดรวม 34.98 kWp ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 33.00 kW ขนาดแบตเตอรี่รวม 120.00 kWh			
รายการ	ราคาเฉลี่ย (บาท/หน่วย)	ขนาดการติดตั้ง	ราคารวมแต่ละแต่ละ รายการ (บาท)
1. งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
ค่าแรงติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์	556.67	34.98 kWp	19,472.20
ค่าแรงติดตั้ง อินเวอร์เตอร์	208.33	33 kW	6,875.00
ค่าแรงติดตั้ง ชุดแบตเตอรี่	216.00	120.00 kWh	25,920.00
ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	16,362.80	34.98 kWp	572,370.74
อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป๋าหิ้ว	1,769.50	1 ชุด	1,769.50
2. งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
ค่าแรงติดตั้ง ชุดโครงสร้างรองรับแผง	1,735.87	34.98 kWp	60,720.62
ทางเลือก B ขนาดรวม 41.58 kWp ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 38.5 kW ขนาดแบตเตอรี่รวม 139.20 kWh			
รายการ	ราคาเฉลี่ย (บาท/หน่วย)	ขนาดการติดตั้ง	ราคารวมแต่ละแต่ละ รายการ (บาท)
1. งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
ค่าแรงติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์	556.67	41.58 kWp	23,146.20
ค่าแรงติดตั้ง อินเวอร์เตอร์	208.33	38.5 kW	8,020.83
ค่าแรงติดตั้ง ชุดแบตเตอรี่	216.00	139.20 kWh	30,067.20
ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	16,362.80	41.58 kWp	680,365.22
อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป๋าหิ้ว	1,769.50	1 ชุด	1,769.50
2. งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
ค่าแรงติดตั้ง ชุดโครงสร้างรองรับแผง	1,735.87	41.58 kWp	72,177.34
ทางเลือก C ขนาดรวม 44.88 kWp ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 38.5 kW ขนาดแบตเตอรี่รวม 153.60 kWh			
รายการ	ราคาเฉลี่ย (บาท/หน่วย)	ขนาดการติดตั้ง	ราคารวมแต่ละแต่ละ รายการ (บาท)
1. งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
ค่าแรงติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์	556.67	44.88 kWp	24,983.20
ค่าแรงติดตั้ง อินเวอร์เตอร์	208.33	38.5 kW	8,020.83
ค่าแรงติดตั้ง ชุดแบตเตอรี่	216.00	153.60 kWh	33,177.60
ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	16,362.80	44.88 kWp	734,362.46
อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป๋าหิ้ว	1,769.50	1 ชุด	1,769.50
2. งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
ค่าแรงติดตั้ง ชุดโครงสร้างรองรับแผง	1,735.87	44.88 kWp	77,905.70

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.12 การประเมินต้นทุนของค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบสำหรับแต่ละทางเลือก (ต่อ)

ทางเลือก D ขนาดรวม 51.48 kWp ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 44.00 kW ขนาดแบตเตอรี่รวม 172.80 kWh			
รายการ	ราคาเฉลี่ย (บาท/หน่วย)	ขนาดการติดตั้ง	ราคารวมแต่ละแต่ละ รายการ (บาท)
1. งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
ค่าแรงติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์	556.67	51.48 kWp	28,657.20
ค่าแรงติดตั้ง อินเวอร์เตอร์	208.33	44 kW	9,166.67
ค่าแรงติดตั้ง ชุดแบตเตอรี่	216.00	172.80 kWh	37,324.80
ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	16,362.80	51.48 kWp	842,356.94
อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1,769.50	1 ชุด	1,769.50
2. งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
ค่าแรงติดตั้ง ชุดโครงสร้างรองรับแผง	1,735.87	51.48 kWp	89,362.42
ทางเลือก E ขนาดรวม 58.08 kWp ขนาดอินเวอร์เตอร์รวม 49.5 kW ขนาดแบตเตอรี่รวม 187.20 kWh			
รายการ	ราคาเฉลี่ย (บาท/หน่วย)	ขนาดการติดตั้ง	ราคารวมแต่ละแต่ละ รายการ (บาท)
1. งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
ค่าแรงติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์	556.67	58.08 kWp	32,331.20
ค่าแรงติดตั้ง อินเวอร์เตอร์	208.33	49.5 kW	10,312.50
ค่าแรงติดตั้ง ชุดแบตเตอรี่	216.00	187.20 kWh	40,435.20
ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	16,362.80	58.08 kWp	950,351.42
อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1,769.50	1 ชุด	1,769.50
2. งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
ค่าแรงติดตั้ง ชุดโครงสร้างรองรับแผง	1,735.87	58.08 kWp	100,819.14

การประเมินต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้าง [63]

สำหรับการประเมินต้นทุนการต่อเติมโครงสร้างผู้วิจัยใช้ข้อมูลการคำนวณจากบัญชีราคาค่าวัสดุก่อสร้างและแรงงาน พ.ศ. 2563 [63] และในส่วนของเสาเข็มเนื่องจากมีการใช้งานในจำนวนน้อยจึงไม่สามารถใช้ข้อมูลจากบัญชีราคาค่าวัสดุก่อสร้างและแรงงานได้ ผู้วิจัยจึงใช้ราคาสินค้าจากค่าเฉลี่ยจากร้านขายวัสดุก่อสร้างในพื้นที่ และคิดค่าแรงที่ 100 บาท/เมตร สำหรับเสาเข็ม ซึ่งข้อมูลราคาวัสดุและค่าแรงงานที่นำมาใช้ในการประเมินแสดงดังตารางที่ ข.13

ตารางที่ ข.13 ข้อมูลต้นทุนของการค้าวัสดุก่อสร้างและแรงงานที่ใช้สำหรับการประเมิน

รายการ	หน่วย	ค่าวัสดุ (บาท)	ค่าแรง (บาท)	รวม (บาท)
เสาเข็มหกเหลี่ยม กลวง 15cm ยาว 3m	ต้น	238.00	300.00	538.00
เสาเข็มหกเหลี่ยม กลวง 15cm ยาว 4m	ต้น	324.00	400.00	724.00
เหล็กกลม 3" x 2.5mm ยาว 6 m (31.98 kg)	ทอน	787.00	320.00	1,107.00
แผ่นเหล็ก 1200mm x 2400mm x 9mm (210.00 kg)	แผ่น	4,410.00	2,100.00	6,510.00
เหล็กกล่อง 4" x 4" x 4mm ยาว 6 m (70.38 kg)	ทอน	1,706.00	704.00	2,410.00
เหล็กกล่อง 3" x 3" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	ทอน	1,019.00	358.00	1,377.00
เหล็กกล่อง 2" x 2" x 2mm ยาว 6 m (17.58 kg)	ทอน	373.00	149.00	522.00
เหล็กกล่อง 3" x 6" x 3.2mm ยาว 6 m (64.68 kg)	ทอน	1,567.00	647.00	2,214.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	ทอน	1,019.00	421.00	1,440.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 2.3mm ยาว 6 m (30.84 kg)	ทอน	747.00	308.00	1,055.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 2mm ยาว 6 m (27.00 kg)	ทอน	654.00	270.00	924.00
เหล็กซี 75mm x 45mm x 15mm x 2.3 mm ยาว 6 m (21.00 kg)	ทอน	420.00	210.00	630.00
ตะปู ต่างๆ (ไซ้ 0.25กก. / ไม้แบบ 1ตร.ม.)	กก.	27.00	-	27.00
ไม้แบบทั่วไป อาคารชั้นเดียว หน้า 1"	ลบ.ฟ.	400.00	-	400.00
ลวดผูกเหล็ก ขนาด 1.25mm (เบอร์18) เหล็ก 1 kg ไซ้ลวด 0.03 kg	กก.	26.00	-	26.00
เหล็กปลอก SR24 ขนาด RB6 mm ยาว 10 m	เส้น	42.00	10.00	52.00
เหล็กเสริมฐานราก SD30 ขนาด DB12 mm ยาว 10 m	เส้น	175.00	30.00	205.00
คอนกรีตโครงสร้างฐานราก (โครงสร้างตึติดดิน) สูตรผสม 1:2:4 (ประเภท1)	ลบ.ม.	1,665.00	436.00	2,101.00
คอนกรีตหยาบ (ลีน) สูตรผสม 1:3:5 (ประเภท1)	ลบ.ม.	1,400.00	398.00	1,798.00
ทรายหยาบรองพื้น	ลบ.ม.	360.00	91.00	451.00
รางน้ำสังกะสี เบอร์ 28 กว้าง 6 นิ้ว	เมตร	350.00	25.00	375.00
แผ่นหลังคาเมทัลชีทเคลือบอะลูซิงค์ หน้า 0.4 mm	ตร.ม.	230.00	70.00	300.00
งานทาสีน้ำมันทั่วไป (รองพื้นกันสนิม 1 สีน้ำมันทับหน้า 2)	ตร.ม.	58.00	35.00	93.00
ค่าแรงประกอบเหล็กโครงสร้างหลังคา ทรงเพิง	กก.	-	10.00	10.00

จากตารางที่ ข.13 เมื่อรวบรวมข้อมูลต้นทุนโครงสร้างแล้วลำดับถัดไปจะเป็นส่วนของการประเมินต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้าง (ข้อมูลโครงสร้างตามคำแนะนำของผู้รับเหมาก่อสร้างแห่งหนึ่ง) สำหรับแต่ละทางเลือก ซึ่งข้อมูลการประเมินแสดงดังตารางที่ ข.14 - ข.18

ตารางที่ ข.14 การประเมินต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้างสำหรับแต่ละทางเลือก

ทางเลือก A			
รายการ	ราคา (บาท/หน่วย)	จำนวนที่ใช้	ราคารวม (บาท)
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 1			
เสาเข็มหกเหลี่ยม กลวง 15cm ยาว 3m	538.00	5 ต้น	2,690.00
เหล็กกลม 3" x 2.5mm ยาว 6 m (31.98 kg)	1,107.00	2 ทอน	2,214.00
ตะปู ต่างๆ (ไซ้ 0.25กก. / ไม้แบบ 1 ตร.ม.)	27.00	0.788 กก.	21.26
ไม้แบบทั่วไป อาคารชั้นเดียว หน้า 1"	400.00	2.873 ลบ.ฟ.	1,149.12
ลวดผูกเหล็ก ขนาด 1.25mm (เบอร์18) เหล็ก 1 kg ไซ้ลวด 0.03 kg	26.00	3.57 กก.	92.81

เอกสารนี้เป็นเอกสารทงสวนไวสำหรับกรใช้งานเพื่การศกษาเท่านั้น ไมอนุญาตให้นำไปใชประยชนดานการค
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.14 การประเมินต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้างสำหรับแต่ละทางเลือก (ต่อ)

รายการ	ราคา (บาท/หน่วย)	จำนวนที่ใช้	ราคารวม (บาท)
เหล็กปลอก SR24 ขนาด RB6 mm ยาว 10 m	52.00	1 เส้น	52.00
เหล็กเสริมฐานราก SD30 ขนาด DB12 mm ยาว 10 m	205.00	3 เส้น	615.00
คอนกรีตโครงสร้างฐานราก (โครงสร้างติดดิน) สูตรผสม 1:2:4 (ประเภท1)	2,101.00	0.375 ลบ.ม.	787.88
คอนกรีตหยาบ (ลีน) สูตรผสม 1:3:5 (ประเภท1)	1,798.00	0.063 ลบ.ม.	112.38
ทรายหยาบรองพื้น	451.00	0.063 ลบ.ม.	28.19
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 4			
เหล็กกล่อง 3" x 3" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,377.00	3 ท่อน	4,131.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,440.00	7 ท่อน	10,080.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 2.3mm ยาว 6 m (30.84 kg)	1,055.00	7 ท่อน	7,385.00
เหล็กกล่อง 2" x 2" x 2mm ยาว 6 m (17.58 kg)	522.00	4 ท่อน	2,088.00
ค่าแรงประกอบเหล็กโครงหลังคา ทรงเพิง	10.00	580.62 กก.	5,806.20
รายการอื่น ๆ			
แผ่นเหล็ก 1200mm x 2400mm x 9mm (210.00 kg)	6,510.00	1 แผ่น	6,510.00
งานทาสีน้ำมันทั่วไป (รองพื้นกันสนิม 1 สีนํ้ามันทับหน้า 2)	93.00	40.725 ตร.ม.	3,787.39
รวมต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้าง สำหรับทางเลือก A			47,550.22
ทางเลือก B			
รายการ	ราคา (บาท/หน่วย)	จำนวนที่ใช้	ราคารวม (บาท)
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 1			
เสาเข็มเหล็กกลม กลวง 15cm ยาว 3m	538.00	8 ต้น	4,304.00
เหล็กกลม 3" x 2.5mm ยาว 6 m (31.98 kg)	1,107.00	4 ท่อน	4,428.00
ตะปู ต่างๆ (ใช้ 0.25กก. / ไม้แบบ 1 ตร.ม.)	27.00	1.26 กก.	34.02
ไม้แบบทั่วไป อาคารชั้นเดียว หน้า 1"	400.00	4.596 ลบ.ฟ.	1,838.59
ลวดผูกเหล็ก ขนาด 1.25mm (เบอร์18) เหล็ก 1 kg ใช้ลวด 0.03 kg	26.00	9.139 กก.	237.60
เหล็กปลอก SR24 ขนาด RB6 mm ยาว 10 m	52.00	2 เส้น	104.00
เหล็กเสริมฐานราก SD30 ขนาด DB12 mm ยาว 10 m	205.00	4 เส้น	820.00
คอนกรีตโครงสร้างฐานราก (โครงสร้างติดดิน) สูตรผสม 1:2:4 (ประเภท1)	2,101.00	0.6 ลบ.ม.	1,260.60
คอนกรีตหยาบ (ลีน) สูตรผสม 1:3:5 (ประเภท1)	1,798.00	0.1 ลบ.ม.	179.80
ทรายหยาบรองพื้น	451.00	0.1 ลบ.ม.	45.10
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 4			
เหล็กกล่อง 3" x 3" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,377.00	3 ท่อน	4,131.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,440.00	7 ท่อน	10,080.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 2.3mm ยาว 6 m (30.84 kg)	1,055.00	7 ท่อน	7,385.00
เหล็กกล่อง 2" x 2" x 2mm ยาว 6 m (17.58 kg)	522.00	4 ท่อน	2,088.00
ค่าแรงประกอบเหล็กโครงหลังคา ทรงเพิง	10.00	580.62 กก.	5,806.20
รายการอื่น ๆ			
แผ่นเหล็ก 1200mm x 2400mm x 9mm (210.00 kg)	6,510.00	1 แผ่น	6,510.00
งานทาสีน้ำมันทั่วไป (รองพื้นกันสนิม 1 สีนํ้ามันทับหน้า 2)	93.00	43.716 ตร.ม.	4,065.57
รวมต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้าง สำหรับทางเลือก B			53,317.49

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.14 การประเมินต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้างสำหรับแต่ละทางเลือก (ต่อ)

ทางเลือก C			
รายการ	ราคา (บาท/หน่วย)	จำนวนที่ใช้	ราคารวม (บาท)
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 1			
เสาเข็มหกเหลี่ยม กลวง 15cm ยาว 3m	538.00	12 ต้น	6,456.00
เหล็กกลม 3" x 2.5mm ยาว 6 m (31.98 kg)	1,107.00	5 ท่อน	5,535.00
ตะปู ต่างๆ (ใช้ 0.25กก. / ไม้แบบ 1 ตร.ม.)	27.00	1.89 กก.	51.03
ไม้แบบทั่วไป อาคารชั้นเดียว หน้า 1"	400.00	6.895 ลบ.ฟ.	2,757.89
ลวดผูกเหล็ก ขนาด 1.25mm (เบอร์18) เหล็ก 1 kg ใช้ลวด 0.03 kg	26.00	20.562 กก.	534.61
เหล็กปลอก SR24 ขนาด RB6 mm ยาว 10 m	52.00	2 เส้น	104.00
เหล็กเสริมฐานราก SD30 ขนาด DB12 mm ยาว 10 m	205.00	6 เส้น	1,230.00
คอนกรีตโครงสร้างฐานราก (โครงสร้างตติดิน) สูตรผสม 1:2:4 (ประเภท1)	2,101.00	0.9 ลบ.ม.	1,890.90
คอนกรีตหยาบ (ลีน) สูตรผสม 1:3:5 (ประเภท1)	1,798.00	0.15 ลบ.ม.	269.70
ทรายหยาบรองพื้น	451.00	0.15 ลบ.ม.	67.65
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 4			
เหล็กกล่อง 3" x 3" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,377.00	3 ท่อน	4,131.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,440.00	7 ท่อน	10,080.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 2.3mm ยาว 6 m (30.84 kg)	1,055.00	7 ท่อน	7,385.00
เหล็กกล่อง 2" x 2" x 2mm ยาว 6 m (17.58 kg)	522.00	4 ท่อน	2,088.00
ค่าแรงประกอบเหล็กโครงสร้างหลังคา ทรงเพิง	10.00	580.62 กก.	5,806.20
รายการอื่น ๆ			
แผ่นเหล็ก 1200mm x 2400mm x 9mm (210.00 kg)	6,510.00	1 แผ่น	6,510.00
งานทาสีน้ำมันทั่วไป (รองพื้นกันสนิม 1 สีน้ำมันทับหน้า 2)	93.00	45.311 ตร.ม.	4,213.96
รวมต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้าง สำหรับทางเลือก C			59,110.94
ทางเลือก D			
รายการ	ราคา (บาท/หน่วย)	จำนวนที่ใช้	ราคารวม (บาท)
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 1			
เสาเข็มหกเหลี่ยม กลวง 15cm ยาว 3m	538.00	16 ต้น	8,608.00
เหล็กกลม 3" x 2.5mm ยาว 6 m (31.98 kg)	1,107.00	7 ท่อน	7,749.00
ตะปู ต่างๆ (ใช้ 0.25กก. / ไม้แบบ 1 ตร.ม.)	27.00	2.52 กก.	68.04
ไม้แบบทั่วไป อาคารชั้นเดียว หน้า 1"	400.00	9.193 ลบ.ฟ.	3,677.18
ลวดผูกเหล็ก ขนาด 1.25mm (เบอร์18) เหล็ก 1 kg ใช้ลวด 0.03 kg	26.00	36.554 กก.	950.41
เหล็กปลอก SR24 ขนาด RB6 mm ยาว 10 m	52.00	3 เส้น	156.00
เหล็กเสริมฐานราก SD30 ขนาด DB12 mm ยาว 10 m	205.00	8 เส้น	1,640.00
คอนกรีตโครงสร้างฐานราก (โครงสร้างตติดิน) สูตรผสม 1:2:4 (ประเภท1)	2,101.00	1.2 ลบ.ม.	2,521.20
คอนกรีตหยาบ (ลีน) สูตรผสม 1:3:5 (ประเภท1)	1,798.00	0.2 ลบ.ม.	359.60
ทรายหยาบรองพื้น	451.00	0.2 ลบ.ม.	90.20
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 4			
เหล็กกล่อง 3" x 3" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,377.00	3 ท่อน	4,131.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,440.00	7 ท่อน	10,080.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 2.3mm ยาว 6 m (30.84 kg)	1,055.00	7 ท่อน	7,385.00

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ของกรมส่งเสริมการค้าระหว่างประเทศ กระทรวงพาณิชย์ ไม่สามารถนำข้อมูลไปใช้โดยไม่ขออนุญาตจากกรมส่งเสริมการค้าระหว่างประเทศ

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.14 การประเมินต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้างสำหรับแต่ละทางเลือก (ต่อ)

รายการ	ราคา (บาท/หน่วย)	จำนวนที่ใช้	ราคารวม (บาท)
เหล็กกล่อง 2" x 2" x 2mm ยาว 6 m (17.58 kg)	522.00	4 ทอน	2,088.00
ค่าแรงประกอบเหล็กโครงหลังคา ทรงเพิง	10.00	580.62 กก.	5,806.20
รายการอื่น ๆ			
แผ่นเหล็ก 1200mm x 2400mm x 9mm (210.00 kg)	6,510.00	1 แผ่น	6,510.00
งานทาสีน้ำมันทั่วไป (รองพื้นกันสนิม 1 สีน้ำมันทับหน้า 2)	93.00	48.343 ตร.ม.	4,495.87
รวมต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้าง สำหรับทางเลือก D			66,315.70
ทางเลือก E			
รายการ	ราคา (บาท/หน่วย)	จำนวนที่ใช้	ราคารวม (บาท)
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 1			
เสาเข็มทกเหลี่ยม กลวง 15cm ยาว 3m	538.00	16 ต้น	8,608.00
เหล็กกลม 3" x 2.5mm ยาว 6 m (31.98 kg)	1,107.00	7 ทอน	7,749.00
ตะปู ต่างๆ (ใช้ 0.25กก. / ไม้แบบ 1 ตร.ม.)	27.00	2.52 กก.	68.04
ไม้แบบทั่วไป อาคารชั้นเดียว หน้า 1"	400.00	9.193 ลบ.ฟ.	3,677.18
ลวดผูกเหล็ก ขนาด 1.25mm (เบอร์18) เหล็ก 1 kg ใช้ลวด 0.03 kg	26.00	36.554 กก.	950.41
เหล็กปลอก SR24 ขนาด RB6 mm ยาว 10 m	52.00	3 เส้น	156.00
เหล็กเสริมฐานราก SD30 ขนาด DB12 mm ยาว 10 m	205.00	8 เส้น	1,640.00
คอนกรีตโครงสร้างฐานราก (โครงสร้างติดดิน) สูตรผสม 1:2:4 (ประเภท1)	2,101.00	1.2 ลบ.ม.	2,521.20
คอนกรีตหยาบ (ลีน) สูตรผสม 1:3:5 (ประเภท1)	1,798.00	0.2 ลบ.ม.	359.60
ทรายหยาบรองพื้น	451.00	0.2 ลบ.ม.	90.20
รายการต่อเติมสำหรับ พื้นที่ 4			
เหล็กกล่อง 3" x 3" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,377.00	3 ทอน	4,131.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 3.2mm ยาว 6 m (42.06 kg)	1,440.00	7 ทอน	10,080.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 2.3mm ยาว 6 m (30.84 kg)	1,055.00	7 ทอน	7,385.00
เหล็กกล่อง 2" x 2" x 2mm ยาว 6 m (17.58 kg)	522.00	4 ทอน	2,088.00
ค่าแรงประกอบเหล็กโครงหลังคา ทรงเพิง	10.00	580.62 กก.	5,806.20
รายการต่อเติมสำหรับ ทางเลือก E			
เสาเข็มทกเหลี่ยม กลวง 15cm ยาว 4m	724.00	16 ต้น	11,584.00
เหล็กกล่อง 4" x 4" x 4mm ยาว 6 m (70.38 kg)	2,410.00	3 ทอน	7,230.00
เหล็กกล่อง 3" x 6" x 3.2mm ยาว 6 m (64.68 kg)	2,214.00	6 ทอน	13,284.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 2.3mm ยาว 6 m (30.84 kg)	1,055.00	14 ทอน	14,770.00
เหล็กซี่ 75mmx45mmx15mmx2.3mm ยาว 6 m (21.00 kg)	630.00	20 ทอน	12,600.00
เหล็กกล่อง 2" x 4" x 2mm ยาว 6 m (27.00 kg)	924.00	2 ทอน	1,848.00
ค่าแรงประกอบเหล็กโครงหลังคา ทรงเพิง	10.00	1,239.84 กก.	12,398.40
แผ่นหลังคาเมทัลชีทเคลือบอะลูซิงค์ หน้า 0.4 mm	300.00	85.26 ตร.ม.	25,578.00
ตะปู ต่างๆ (ใช้ 0.25กก. / ไม้แบบ 1 ตร.ม.)	27.00	1.86 กก.	50.22
ไม้แบบทั่วไป อาคารชั้นเดียว หน้า 1"	400.00	6.785 ลบ.ฟ.	2,714.11
ลวดผูกเหล็ก ขนาด 1.25mm (เบอร์18) เหล็ก 1 kg ใช้ลวด 0.03 kg	26.00	13.964 กก.	363.05
เหล็กปลอก SR24 ขนาด RB6 mm ยาว 10 m	52.00	3 เส้น	156.00
เหล็กเสริมฐานราก SD30 ขนาด DB12 mm ยาว 10 m	205.00	7 เส้น	1,435.00

เอกสารนี้เป็นเอกสารทงส่วนเส้าหกรบการรงงานเพอการศกษาเท่านั้น ไมออนุญาตให้นำไปใชประยชนดานการศกษา

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.14 การประเมินต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้างสำหรับแต่ละทางเลือก (ต่อ)

รายการ	ราคา (บาท/หน่วย)	จำนวนที่ใช้	ราคารวม (บาท)
คอนกรีตโครงสร้างฐานราก (โครงสร้างตติดิน) สูตรผสม 1:2:4 (ประเภท1)	2,101.00	1.2 ลบ.ม.	2,521.20
คอนกรีตหยาบ (ลีน) สูตรผสม 1:3:5 (ประเภท1)	1,798.00	0.2 ลบ.ม.	359.60
ทรายหยาบรองพื้น	451.00	0.2 ลบ.ม.	90.20
รางน้ำสังกะสี เบอร์ 28 กว้าง 6 นิ้ว	375.00	11.6 เมตร	4,350.00
รายการอื่น ๆ			
แผ่นเหล็ก 1200mm x 2400mm x 9mm (210.00 kg)	6,510.00	2 แผ่น	13,020.00
งานทาสีน้ำมันทั่วไป (รองพื้นกันสนิม 1 สีน้ำมันทับหน้า 2)	93.00	121.84 ตร.ม.	11,331.14
รวมต้นทุนของการต่อเติมโครงสร้าง สำหรับทางเลือก E			190,992.77

สรุปการประเมินต้นทุนของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด

เมื่อได้ข้อมูลการประเมินครบทุกส่วนแล้วลำดับสุดท้ายจะเป็นการสรุปการประเมินต้นทุนสำหรับการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ออฟกริด/ไฮบริด ในแต่ละทางเลือก โดยมีการแบ่งประเภทของงานต้นทุนเป็น 3 ประเภท ได้แก่ 1) งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ส่วนนี้จะนำอัตราภาษีในแต่ละประเภทมาคำนวณด้วย 2) งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง และ 3) งานก่อสร้างโครงสร้างต่อเติม ซึ่งงานประเภทที่ 2 และ 3 จะนำค่า Factor F [63] ในงานก่อสร้างมาคิดคำนวณด้วย ซึ่งต้นทุนรวมในการลงทุนโครงการสำหรับแต่ละทางเลือกแสดงในตารางที่ ข.15 - ข.19

ตารางที่ ข.15 ข้อสรุปต้นทุนในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก A

ทางเลือก A				
ลำดับ	รายการ	ราคา (บาท)	อัตราภาษีและ Factor F	ราคารวมอัตรา ดอกเบี้ย (บาท)
1	งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	291,500.00	7%	311,905.00
1.2	อินเวอร์เตอร์	(C.I.F.) 83,979.45	อัตราภาษี นำเข้า	94,226.05
1.3	แบตเตอรี่	(C.I.F.) 701,760.63	อัตราภาษี นำเข้า	862,332.65
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	19,472.20	7%	20,835.25
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	6,875.00	7%	7,356.25
1.6	ค่าแรง ติดตั้งชุดแบตเตอรี่	25,920.00	7%	27,734.40
1.7	ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	572,370.74	7%	612,436.70
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1,769.50	7%	1,893.37
2	งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	80,193.36	1.3074	104,844.80
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	60,720.62	1.3074	79,386.13
3	งานก่อสร้างโครงสร้างต่อเติม	47,550.22	1.3074	62,167.16
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ				2,185,117.75

ตารางที่ ข.16 ข้อสรุปต้นทุนในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก B

ทางเลือก B				
ลำดับ	รายการ	ราคา (บาท)	อัตราภาษีและ Factor F	ราคารวมอัตรา ดอกเบี้ย (บาท)
1	งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	346,500.00	7%	370,755.00
1.2	อินเวอร์เตอร์	(C.I.F.) 97,976.03	อัตราภาษี นำเข้า	109,930.39
1.3	แบตเตอรี่	(C.I.F.) 814,042.33	อัตราภาษี นำเข้า	1,000,305.87
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	23,146.20	7%	24,766.43
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	8,020.83	7%	8,582.29
1.6	ค่าแรง ติดตั้งชุดแบตเตอรี่	30,067.20	7%	32,171.90
1.7	ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	680,365.22	7%	727,990.79
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1,769.50	7%	1,893.37
2	งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	96,584.56	1.3074	126,274.65
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	72,177.34	1.3074	94,364.65
3	งานก่อสร้างโครงสร้างต่อเติม	53,317.49	1.3074	69,707.28
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ				2,566,742.63

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.17 ข้อสรุปต้นทุนในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก C

ทางเลือก C				
ลำดับ	รายการ	ราคา (บาท)	อัตราภาษีและ Factor F	ราคารวมอัตรา ดอกเบี้ย (บาท)
1	งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	374,000.00	7%	400,180.00
1.2	อินเวอร์เตอร์	(C.I.F.) 97,976.03	อัตราภาษี นำเข้า	109,930.39
1.3	แบตเตอรี่	(C.I.F.) 898,253.61	อัตราภาษี นำเข้า	1,103,785.79
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	24,983.20	7%	26,732.02
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	8,020.83	7%	8,582.29
1.6	ค่าแรง ติดตั้งชุดแบตเตอรี่	33,177.60	7%	35,500.03
1.7	ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	734,362.46	7%	785,767.84
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1,769.50	7%	1,893.37
2	งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	104,780.16	1.3074	136,989.58
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	77,905.70	1.3074	101,853.91
3	งานก่อสร้างโครงสร้างต่อเติม	59,110.94	1.3074	77,281.64
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ				2,788,496.86

ตารางที่ ข.18 ข้อสรุปต้นทุนในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก D

ทางเลือก D				
ลำดับ	รายการ	ราคา (บาท)	อัตราภาษีและ Factor F	ราคารวมอัตรา ดอกเบี้ย (บาท)
1	งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	429,000.00	7%	459,030.00
1.2	อินเวอร์เตอร์	(C.I.F.) 111,972.60	อัตราภาษี นำเข้า	125,634.73
1.3	แบตเตอรี่	(C.I.F.) 1,010,535.31	อัตราภาษี นำเข้า	1,241,759.01
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	28,657.20	7%	30,663.20
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	9,166.67	7%	9,808.33
1.6	ค่าแรง ติดตั้งชุดแบตเตอรี่	37,324.80	7%	39,937.54
1.7	ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	842,356.94	7%	901,321.93
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1,769.50	7%	1,893.37
2	งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	121,171.36	1.3074	158,419.44
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	89,362.42	1.3074	116,832.42
3	งานก่อสร้างโครงสร้างต่อเติม	66,315.70	1.3074	86,701.15
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ				3,172,001.12

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ข.19 ข้อสรุปต้นทุนในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับทางเลือก E

ทางเลือก E				
ลำดับ	รายการ	ราคา (บาท)	อัตราภาษีและ Factor F	ราคารวมอัตรา ดอกเบี้ย (บาท)
1	งานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์			
1.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	484,000.00	7%	517,880.00
1.2	อินเวอร์เตอร์	(C.I.F.) 125,969.18	อัตราภาษี นำเข้า	141,339.07
1.3	แบตเตอรี่	(C.I.F.) 1,094,746.59	อัตราภาษี นำเข้า	1,345,238.93
1.4	ค่าแรง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	32,331.20	7%	34,594.38
1.5	ค่าแรง ติดตั้งอินเวอร์เตอร์	10,312.50	7%	11,034.38
1.6	ค่าแรง ติดตั้งชุดแบตเตอรี่	40,435.20	7%	43,265.66
1.7	ค่าแรงและอุปกรณ์ประกอบระบบ	950,351.42	7%	1,016,876.02
1.8	อุปกรณ์ซ่อมบำรุงแบบกระเป่าหิ้ว	1,769.50	7%	1,893.37
2	งานก่อสร้างโครงสร้างรองรับแผง			
2.1	อุปกรณ์จับยึดแผงโซลาร์	137,562.56	1.3074	179,849.29
2.2	ค่าแรงการติดตั้งอุปกรณ์จับยึดแผง	100,819.14	1.3074	131,810.94
3	งานก่อสร้างโครงสร้างต่อเติม	190,992.77	1.3074	249,703.94
ต้นทุนรวม ในการลงทุนโครงการ				3,673,485.99

จากตารางที่ ข.15 - ข.19 เป็นตารางสรุปข้อมูลต้นทุนที่ใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินของโครงการระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด/ไฮบริด โดยทางเลือก A มีต้นทุนรวมในการลงทุนโครงการ เท่ากับ 2,185,117.75 บาท ทางเลือก B มีต้นทุนรวมในการลงทุนโครงการ เท่ากับ 2,566,742.63 บาท ทางเลือก C มีต้นทุนรวมในการลงทุนโครงการ เท่ากับ 2,788,496.86 บาท ทางเลือก D มีต้นทุนรวมในการลงทุนโครงการ เท่ากับ 3,172,001.12 บาท และทางเลือก E มีต้นทุนรวมในการลงทุนโครงการ เท่ากับ 3,673,485.99 บาท

ภาคผนวก ซ.

ข้อมูลการประเมินอัตราการเปลี่ยนแปลงรายรับและรายจ่าย ของอพาร์ทเมนต์การศึกษา

สำหรับการประเมินอัตราการเปลี่ยนแปลงของรายรับและรายจ่ายสำนักงานวิจัยชิ้นนี้มีวิธีการประเมิน 2 รูปแบบ ได้แก่ 1) อัตราการเติบโตแบบเฉลี่ย เรียกแทนว่าอัตราการเติบโตเฉลี่ย และ 2) อัตราการเติบโตแบบธรรมดา เรียกแทนว่าอัตราการเพิ่มขึ้น ซึ่งมีรายละเอียดและข้อมูลที่ต้องทำการประเมินดังต่อไปนี้

การประเมินอัตราค่าเช่าพักที่เพิ่มขึ้น

ผู้วิจัยทำการเก็บข้อมูลค่าเช่าพักในอดีตตั้งแต่ พ.ศ.2555 - พ.ศ.2563 (ระยะเวลา 8 ปี) และใช้วิธีการคำนวณแบบอัตราการเติบโตเฉลี่ย ซึ่งรายละเอียดการประเมินแนวโน้มการเติบโตเฉลี่ยของอัตราค่าเช่าพักแสดงในตารางที่ ซ.1

ตารางที่ ซ.1 การประเมินแนวโน้มการเติบโตเฉลี่ยของอัตราค่าเช่าพัก

สมการสำหรับการประเมิน		
อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี = $((\text{ค่าเช่าต่อเดือนในปี พ.ศ.2563} / \text{ค่าเช่าต่อเดือนในปี พ.ศ.2555})^{(1/\text{จำนวนปี})}) - 1$		
ค่าเช่าในปีที่พิจารณา = $\text{ค่าเช่าในปีที่เริ่มโครงการ} \times ((1 + \text{อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี})^{\text{จำนวนปี}})$		
ปี พ.ศ.	ค่าเช่าพักรวม 26 ห้อง/เดือน (บาท/เดือน)	อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี (%/ปี)
2555	93,300.00	1.95
2563	108,900.00	

การประเมินอัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น [48 และ 49]

ผู้วิจัยใช้ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าข้อมูลของการไฟฟ้านครหลวงตั้งแต่ ม.ค.2560 - ธ.ค.2563 (ระยะเวลา 4 ปี) เพื่อประเมินแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้าในอนาคต โดยค่าไฟฟ้าฐานที่มีการปรับปรุงล่าสุดในปีที่ทำการเก็บข้อมูลมีค่าอยู่ที่ 3.7556 บาท/หน่วย (1 หน่วย เท่ากับ 1kW) และใช้วิธีการคำนวณอัตราการเติบโตแบบธรรมดา ซึ่งรายละเอียดการประเมินแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าแสดงในตารางที่ ซ.2

ตารางที่ ซ.2 การประเมินแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าในอนาคต

สมการสำหรับการประเมิน					
อัตราการเพิ่มขึ้น = ((ค่าไฟฟ้าในเดือน ม.ค.2563 - ค่าไฟฟ้าในเดือน ธ.ค.2560)/ค่าไฟฟ้าในเดือน ธ.ค.2560)					
อัตราการเพิ่มขึ้นต่อปี = อัตราการเพิ่มขึ้น/จำนวนปีที่พิจารณา					
ค่าไฟฟ้าในปีที่พิจารณา = ค่าไฟฟ้าต่อปีในปีที่เริ่มโครงการ x (1+(อัตราการเพิ่มขึ้นต่อปี x จำนวนปี))					
เวลา	ค่าไฟฟ้าฐาน (บาท/หน่วย)	ค่า ft (บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟารวม (บาท/หน่วย)	เพิ่มขึ้น (%)	เพิ่มขึ้นต่อปี (%/ปี)
ม.ค.2560	3.7556	-0.3729	3.3827	7.35	1.84
ธ.ค.2563	3.7556	-0.1243	3.6313		

การประเมินอัตราค่าแรงที่เพิ่มขึ้น [50]

สำหรับค่าแรงพนักงานประกอบด้วย ค่ารถปฎ. ค่าแม่บ้าน ค่าตัดหญ้า ค่าทำบิล ค่าล้างแอร์ โดยผู้วิจัยใช้อัตราการขึ้นค่าแรง จากค่าแรงขั้นต่ำของกรมแรงงานข้อมูลตั้งแต่ปี ม.ค.2560 - ธ.ค.2563 (ระยะเวลา 4 ปี) และใช้วิธีการคำนวณอัตราการเติบโตแบบธรรมดา ซึ่งมีรายละเอียดการประเมินแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าแรงพนักงานแสดงในตารางที่ ซ.3

ตารางที่ ซ.3 การประเมินแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าแรงพนักงาน

สมการสำหรับการประเมิน			
อัตราการเพิ่มขึ้น = ((ค่าแรงขั้นต่ำในปี พ.ศ.2563 - ค่าแรงขั้นต่ำในปี พ.ศ.2560)/ค่าแรงขั้นต่ำในปี พ.ศ.2560)			
อัตราการเพิ่มขึ้นต่อปี = อัตราการเพิ่มขึ้น/จำนวนปีที่พิจารณา			
ค่าแรงต่อปีในปีที่พิจารณา = ค่าแรงต่อปีในปีที่เริ่มโครงการ x (1+(อัตราการเพิ่มขึ้นต่อปี x จำนวนปี))			
เวลา	ค่าแรงขั้นต่ำ (บาท)	เพิ่มขึ้น (%)	เพิ่มขึ้นต่อปี (%/ปี)
ม.ค.2560	310.00	6.77	1.69
ธ.ค.2563	331.00		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ฉ.
เอกสารการตีพิมพ์



ISSN 0125-1724 (Print)

ISSN 2730-3888 (Online)

วิศวกรรม

ลาดกระบัง

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

LADKRABANG ENGINEERING JOURNAL

ปีที่ 39 ฉบับที่ 3

กันยายน 2565

บทความวิชาการ

1. Water Crisis Management in Rainfed Agriculture – The Context of Flash Flood and Drought in Thailand 1
S. Patsinghasanee J. Leonamsai and P. Sawanyapanich

บทความวิจัย

2. การออกแบบผลิตภัณฑ์ชุดโซฟาจากไม้ผุโดยการประยุกต์ใช้เทคนิคการแปลงหน้าที่เชิงคุณภาพ ร่วมกับวิศวกรรมคั่นเซ 11
สุรสิทธิ์ ระวีวงศ์ จุฬาลักษณ์ โรจนานุกูล ชาตรี หอมเขียว และ อภิสิทธิ์ ทองมั่ง กำเนิดว่า
3. อัตราการลู่เข้าของสมุทไฟไนท์โอเลฟินต์รูปหลายเหลี่ยมที่แบ่งตามโหนดสำหรับการวิเคราะห์คานา 29
เซลล์ลาร์ในสองมิติ
สุธี ปิยะพิพัฒน์ บุญชัย ผึ้งไผ่งาม คทาพล ปิ่นพัฒนาพล และ กำธรเกียรติ มุสิกเด
4. การตรวจสอบตัวชี้วัดความหนาแน่นและการอพยพของประชากรใน กรุงเทพมหานคร: ศึกษา 41
เปรียบเทียบระหว่างปัจจัยด้านการขนส่ง เศรษฐกิจ ที่อยู่อาศัย การแพทย์ และการศึกษา
กฤษฎา แสนสมบุญ และ ธนาพันธ์ ทับทิมหิน
5. การศึกษาความหนืดและความเป็นกรดของน้ำมันหล่อลื่นปั่นเป็อนน้ำโดยใช้สารเติมแต่งผงนาโน 57
กราฟไฟต์และน้ำมันดอกทานตะวัน
พุทธา จีนศรีวิ อภิสรวิ มีพิ้ว และ สาธิต ทับทิมทอง
6. การพัฒนาโรงเรือนอนุบาลต้นกล้าอัจฉริยะสำหรับการเพาะปลูกแบบเกษตรอินทรีย์ วิชาหกิจชุมชน 72
ต.ท่าข้าม อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา
สหพงศ์ สมวงศ์ ฐานวิทย์ นามใส และ อธิโรจน์ มะโน
7. การประยุกต์ใช้กระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับขั้นร่วมกับวิธีการรวมแบบถ่วงน้ำหนัก เพื่อคัดเลือก 83
ผู้ส่งมอบวัตถุดิบที่เหมาะสมของโรงงานผลิตหมูเส้นกรอบ
อิสริยาพร หลวงหาญ ภาณุ บูรณจารุกร และ กณพ วัฒนา
8. สายอากาศแถวลำดับปรับล้าคลื่นได้ด้วยกระบวนการหาค่าที่เหมาะสม แบบแมลงหิวปรับปรุงสำหรับ 99
ระบุทิศทางการมาถึงของสัญญาณวิทยุ
อลงกรณ์ สึง ชูวงศ์ พงศ์เจริญพาณิชย์ และ ศุภกิต แก้วดวงตา
9. การหาค่าอนุภูมิที่เหมาะสมของบารเฮอิตเตอร์ เพื่อลดของเสียในกระบวนการฉีดพลาสติก ชิ้นส่วน 111
ฝาครอบไฟเลี้ยวรถแทรกเตอร์ ด้วยการใช้ DMAIC
อภิชาติ เสมศรี
10. พฤติกรรมการคัดของคานาเชิงประกอบแบบ FG ที่พิจารณาผลกระทบของรูปทรงวงบนฐานราก 131
ยึดหยุ่น
มนต์ชัย ปัญญาทอง ศรีราวุธ เรือนศรี และ รัฐพล เกติยศ
11. เครื่องทดสอบแผ่นกรองอัตโนมัติที่ใช้ตัวนับอนุภาคแบบไฟฟ้าสถิตสำหรับการทดสอบประสิทธิภาพ 147
การกรองอนุภาคของหน้ากากอนามัยและหน้ากาก N95
วิสูตร อาสนวิจิตร และ พานิช อินดียะ
12. การศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบ ไฮบริด สำหรับอาคาร 167
ที่พักอาศัย กรณีศึกษา อพาร์ทเมนท์ขนาด 26 ห้อง
ชาวิฬ พงษ์วิจารณ์ และ สกนธ์ คล่องบุญจิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**การศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
แบบไฮบริด สำหรับอาคารที่พักอาศัย กรณีศึกษา อพาร์ทเมนท์ขนาด 26 ห้อง**
**The Feasibility Study of Installing Hybrid Solar PV Systems for Residential
Building: A Case Study of an Apartment with 26 Rooms**

ชาร์ฟ พงษ์วิจารณ์^{1*} และ สกนธ์ คล่องบุญจิต¹

¹ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหกรรม, คณะวิศวกรรมศาสตร์,

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ลาดกระบัง ลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร 10520

Charif Pongvijarn^{1,*} and Sakon Klongboonjit¹

¹ Department of Industrial Engineering, School of Engineering,

King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Ladkrabang, Ladkrabang, Bangkok, 10520, Thailand

*Corresponding Author E-mail: charif.pj@gmail.com

Received: Feb 20, 2022; **Revised:** Aug 10, 2022; **Accepted:** Aug 16, 2022

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้งานระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริดสำหรับอพาร์ทเมนท์แห่งหนึ่ง ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาในส่วนของ การออกแบบทางด้านเทคนิค ความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ และผลประโยชน์จากการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง โดยศึกษาอพาร์ทเมนท์ที่ไม่ได้ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับอพาร์ทเมนท์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด ซึ่งระบบที่นำมาใช้งานนั้นสามารถทดแทนความต้องการพลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์ได้ 2,207.40 MWh ตลอดอายุโครงการ ช่วยลดก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1,256.45 tCO₂e และจากการวิเคราะห์ผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิโดยใช้วิธีความอ่อนไหวทางการเงิน ที่ค่า MARR อยู่ที่ 5.50–7.50% ผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิระหว่างทั้งสองโครงการอยู่ที่ 104,408.09–799,620.76 บาท โดยกรณีที่ให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุด คือกรณีที่ MARR เท่ากับ 5.50% ต่อปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิอยู่ที่ 12,621,236.64 บาท และระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 21 ปี 4 เดือน จากการประเมินทางการเงินแสดงให้เห็นว่า โครงการอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด นั้นมีความเป็นไปได้ในการลงทุน เนื่องจากเป็นการลงทุนที่สามารถสร้างผลกำไรตอบแทนได้ แต่ในด้านการลงทุนจริงผู้ลงทุนอาจเลือกที่จะไม่ลงทุนในระบบไฮบริด เนื่องจากระยะเวลาคืนทุนยังค่อนข้างนาน

คำสำคัญ: การศึกษาความเป็นไปได้, ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด, อพาร์ทเมนท์, การลดก๊าซเรือนกระจก, การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

Abstract

This research was about the feasibility study on the applications of hybrid solar PV system for an apartment and aimed to study the parts of the technical design, the economic values, and the benefits of electricity consumption reduction from transmission lines by examining the apartment without solar PV system and the apartment with hybrid solar PV system, which could replace the electricity demand of the apartment for 2,207.40 MWh over the cycle of its project life. It could reduce greenhouse gas emissions

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

from electricity generation by 1,256.45 tCO₂eq. According to the analysis of the differences in net present value using the financial sensitivity analysis with MARR of 5.50–7.50%, it showed that their differences in net present value between both projects were 104,408.09 to 799,620.76 baht. The case with MARR of 5.50% per year informed the best calculation results with net present value of 12,621,236.64 baht and payback period of 21 years and 4 months. With financial evaluation, it showed that the apartment with hybrid solar PV system was feasible to invest since it could be the profitable investment. In terms of investment, investors might not invest in the hybrid solar PV system due to its long payback period.

Keywords: Feasibility study, Hybrid solar PV system, Apartment, Greenhouse Gas Emission Reduction, Economic Valuation Assessment

1. บทนำ

ในปัจจุบันปัญหาและผลกระทบที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของสภาพภูมิอากาศ อันเนื่องมาจากการกระทำของมนุษย์ที่สร้างก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas, GHG) นั้น ทำให้เกิดภาวะโลกร้อน ซึ่งจากรายงานความก้าวหน้าราย 2 ปี ฉบับที่ 3 ของประเทศไทย (Third Biennial Update Report) ที่รายงานต่อ UNFCCC เมื่อเดือนธันวาคม พ.ศ. 2563 [1] พบว่า ในปี พ.ศ. 2559 มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากถึง 354.36 MtCO₂eq

จากรายงานดุลภาพพลังงานของประเทศไทย (Energy Balance of Thailand) ปี พ.ศ. 2563 แสดงให้เห็นว่าสถานการณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในภาคพาณิชย์กรรมและพักอาศัย มีการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมกันสูงถึง 60 เปอร์เซ็นต์ของการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ [2] โดยทางเลือกหนึ่งที่จะช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของอาคารและที่อยู่อาศัยได้นั้น คือ การช่วยกันลดปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง [3] ด้วยการนำพลังงานหมุนเวียนรูปแบบต่าง ๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับอาคารและที่อยู่อาศัยในภาคกลางของประเทศไทย เนื่องจากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2552) แสดงให้เห็นว่า ประเทศไทยมีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายนและพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 24 MJ / m² day และ 35.60% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีอยู่ในช่วง 18–19 MJ / m² day [4]

สำหรับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้กันทั่วไปในปัจจุบันมีด้วยกันอยู่ 3 ระบบหลัก ๆ ได้แก่

ระบบออนกริด ระบบออฟกริด และระบบไฮบริด ซึ่งสามารถนำมาใช้ประยุกต์ใช้งานได้อย่างแพร่หลาย ทั้งในส่วนของการพักอาศัย โรงงาน หมู่เกาะ และพื้นที่ห่างไกล เป็นต้น [5] งานวิจัยส่วนใหญ่มักจะมุ่งเน้นไปที่การศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ด้านสิ่งแวดล้อม หรือการศึกษาในส่วนของความเป็นไปได้ทางเทคโนโลยี ในการนำเอาระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งาน [6–11] และสำหรับประเทศไทย ผู้วิจัยส่วนใหญ่จะทำการศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบออนกริด สำหรับ อาคารที่พักอาศัย โรงงาน [12–16] และประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [17] ซึ่งยังไม่พบว่ามีงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการนำระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานกับอพาร์ทเมนต์ เนื่องจากลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์จะเกิดขึ้นในช่วงกลางวันเป็นหลัก แน่แน่นอนว่าระบบที่มีความเหมาะสมสำหรับการใช้งานลักษณะนี้ ควรจะเป็นระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด ยิ่งไปกว่านั้นงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบไฮบริด [18–20] ยังไม่มีงานใดที่นำระบบไฮบริดมาต่อใช้งานร่วมกับแบตเตอรี่และระบบสายส่ง

อย่างไรก็ดี ในอดีตระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด ยังมีข้อจำกัดทางด้านเทคโนโลยีและต้นทุนของระบบที่สูงมาก ทำให้การลงทุนนั้นไม่เกิดความคุ้มค่า แต่เนื่องจากราคาของแบตเตอรี่ลิเทียมในช่วงทศวรรษที่ผ่านมาปรับตัวลดลงถึง 89% (พ.ศ. 2563) [21] ทำให้ปัจจุบันการลงทุนในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด สำหรับอพาร์ทเมนต์เป็นเรื่องที่น่าสนใจมากขึ้นจากข้อมูลข้างต้นจึงมีแนวคิดในการศึกษาความเป็นไปได้เชิงเศรษฐศาสตร์ ในการนำระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด มาใช้งาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กับอพาร์ทเมนท์ โดยในงานวิจัยชิ้นนี้ อพาร์ทเมนท์ขนาด 26 ห้อง จะถูกใช้เป็นกรณีศึกษา ซึ่งมีจุดประสงค์หลักเพื่อศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด เพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้า และลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขึ้นสู่ชั้นบรรยากาศ

2. ขั้นตอนการศึกษาความเป็นไปได้

เพื่อทำการศึกษาความเป็นไปได้เชิงเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด ในการศึกษาครั้งนี้จะดำเนินการตามขั้นตอนที่แสดงดังรูปที่ 1 และมีรายละเอียดการศึกษาดังนี้



รูปที่ 1 แผนผังขั้นตอนการดำเนินงาน

2.1 ศึกษาลักษณะการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนท์

ในขั้นแรก จะทำการศึกษาข้อมูลลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์ โดยใช้ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าย้อนหลังรายเดือนตั้งแต่เดือน ม.ค. 62-ม.ค. 64 ในการตรวจสอบพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าและพยากรณ์ลักษณะการใช้พลังงานในระดับรายชั่วโมงตลอดทั้งปี เพื่อใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด ที่เหมาะสมต่อการใช้งานสำหรับอพาร์ทเมนท์ในกรณีศึกษาต่อไป

2.2 ศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคโนโลยี [22-26]

ในขั้นตอนนี้จะทำการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ การเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงาน แบตเตอรี่ และระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบไฮบริด โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.2.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ [22]

ในปัจจุบันมีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้อยู่ 3 ชนิดด้วย

กัน ได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ และ แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง เพื่อให้สามารถเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมต่อการใช้งาน จำเป็นต้องทราบถึงคุณลักษณะของแผงแต่ละชนิดก่อน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ หรือแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากซิลิคอนผลึกเดี่ยว โดยทั่วไปแล้วแผงชนิดนี้มีประสิทธิภาพการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้สูงถึง 15-20% แต่มีราคาสูงที่สุดและประสิทธิภาพลดลงมากเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น

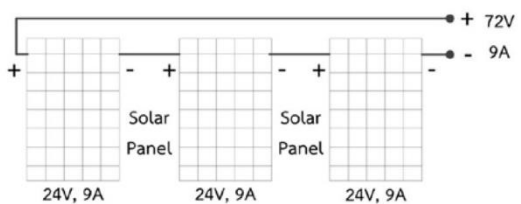
2. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ ทำจากซิลิคอน แต่ชนิดของซิลิคอนที่ใช้นั้นบริสุทธิ์ น้อยกว่าแบบโมโนคริสตัลไลน์เล็กน้อย ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 13-16% แต่มีราคาค่าต่ำกว่าแผงแบบโมโนคริสตัลไลน์ และในทางเทคนิคแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ทำงานได้ดีกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ในอุณหภูมิสูง

3. แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง กระบวนการผลิตฟิล์มบางเป็นเทคโนโลยีที่ค่อนข้างใหม่ และไม่ค่อยได้รับความนิยมนัก มีประสิทธิภาพ อยู่ที่ 8-10% เท่านั้นซึ่งหมายความว่าแผงชนิดนี้จะมีความหนาเป็นสองเท่าและน้ำหนักมากกว่าแผงชนิดอื่น

2.2.2 การเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [22]

สำหรับวิธีการเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อสร้างอาร์เรย์ สำหรับการรวบรวมพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้า จำเป็นที่จะต้องทราบถึงวิธีการเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เสียก่อน ซึ่งปัจจุบันสามารถทำได้ 3 วิธีดังนี้

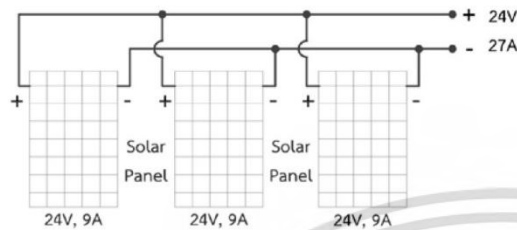
1. การต่อแบบอนุกรม เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้ตามที่ต้องการ ซึ่งลักษณะการเชื่อมแบบอนุกรม แสดงดังรูปที่ 2



รูปที่ 2 การต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. การต่อการต่อแบบขนาน เพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้าขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้ตามที่ต้องการ ซึ่งลักษณะการเชื่อมแบบขนาน แสดงดังรูปที่ 3



รูปที่ 3 การต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนาน

3. การต่อแบบผสม ซึ่งจะเป็นการนำเอาการต่อแบบอนุกรมและแบบขนานมารวมกัน ในอาร์เรย์เดียวกัน เพื่อเพิ่มแรงดันและกระแสไฟฟ้าขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้ตามที่ต้องการ

2.2.3 ปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [22–24]

เพื่อให้ได้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จึงจำเป็นต้องทราบถึงปัจจัยหลัก ๆ ทั้ง 6 ปัจจัยที่ส่งผลถึงประสิทธิภาพการทำงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เสียก่อน โดยแต่ละปัจจัยมีรายละเอียดดังนี้

1. ทิศทางและมุมเงย ในการติดตั้งแผงจะต้องคำนวณลักษณะพื้นที่ติดตั้งจริงว่าแผงควรจะต้องติดตั้งให้มีความชันและความลาดเอียงจากพื้นที่ก่อสร้างและหันหน้าไปในทิศทางใด ซึ่งการชิดและติดตั้งแผงนั้นมีผลกระทบต่อประสิทธิภาพโดยรวมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยสามารถดูรายละเอียดการคำนวณได้จาก [23] หน้าที่ 65–79

2. ความเข้มแสงอาทิตย์ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะเป็นสัดส่วน โดยตรงกับความเข้มของแสงหมายความว่า เมื่อความเข้มแสงสูงขึ้นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้นตาม ซึ่งความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐาน คือความเข้มของแสงที่วัดบนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่ง และวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลก

3. อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่ออุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้น โดยทุก ๆ 1°C ที่เพิ่มขึ้นจากค่าอุณหภูมิ STC (Standard test condition) แรงดันไฟฟ้าจะลดลง ซึ่งส่งผลให้กำลังไฟฟ้า

สูงสุดลดลงด้วย ซึ่งสามารถคำนวณหาค่าอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไปของแผงโซลาร์เซลล์ และค่าประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากผลกระทบของอุณหภูมิ ได้ดังสมการที่ (1) และสมการที่ (2)

$$T_{cell} = T_{air} + \frac{NOCT-20}{800W/m^2} \times G \quad (1)$$

$$f_{temp} = [1 + (\eta \times (T_{cell} - T_{stc}))] \quad (2)$$

โดยที่

T_{cell}	คืออุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ (°C)
T_{air}	คือ อุณหภูมิอากาศในพื้นที่ (°C)
$NOCT$	คือ อุณหภูมิทำงานแผงโซลาร์เซลล์ ที่ NOCT (°C)
G	คือ ค่าความเข้มแสง (W/m ²)
f_{temp}	คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากผลกระทบของอุณหภูมิ
η	คือ สัมประสิทธิ์อุณหภูมิของกำลังไฟฟ้าสูงสุด (%/°C) สัญลักษณืซ้ำกัน
T_{stc}	คือ อุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ในสภาวะ (STC) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 25 °C

4. เงาบังแสง นอกเหนือจากการติดตั้งแผงที่เหมาะสมแล้ว เงาที่บังแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพียงบางส่วนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ก็ส่งผลต่อประสิทธิภาพโดยรวมของทั้งระบบด้วยเช่นกัน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อวงจรแบบอนุกรมเมื่อมีเงาบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์แม้เพียงแค่นึ่งแผงก็อาจจะทำให้กระแสไฟฟ้าในระบบหยุดไหลได้

5. ผลกระทบของฝุ่นที่ตกสะสมบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยปริมาณฝุ่นที่มากขึ้นส่งผลให้การส่องผ่านของแสงลดลง ซึ่งจากจากการศึกษาวิจัยที่ศึกษาผลกระทบของฝุ่นบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่า ที่ปริมาณฝุ่นตกสะสมเฉลี่ย 426 mg/m²/day สะสมเป็นระยะเวลา 60 วัน นั้นส่งผลให้การส่องผ่านแสงลดลง 11.15% ซึ่งฝุ่นที่ตกสะสมอยู่บนแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ แบบโพลีคริสตัลไลน์ และแบบฟิล์มบาง ที่ 11.15% นั้นส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถผลิตได้นั้นลดลง 5.79%, 6.03% และ 7.28% ตามลำดับ

6. ผลของอายุการใช้งาน โดยปกติประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะค่อย ๆ ลดลงตามอายุการใช้งาน โดยทั่วไปผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์มักเสนอการรับประกันที่การจ่ายพลังงานจะสูงกว่า 80% ในปีที่ 25

2.2.4 แบตเตอรี่ [22],[25]

ปกติแล้วระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะทำการผลิตกระแสไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน แต่เมื่อต้องการพลังงานไฟฟ้าในช่วงกลางคืนจำเป็นต้องใช้แบตเตอรี่เพื่อช่วยในการกักเก็บพลังงาน ด้วยเทคโนโลยีในปัจจุบัน พบว่าแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับใช้กับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มี 2 ชนิดหลัก ๆ ดังนี้

1. แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟต เป็นแบตเตอรี่ที่ได้รับความนิยมแต่มีราคาสูงกว่าแบตเตอรี่ตะกั่วกรด มักพบใน รถยนต์ไฟฟ้า อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้า ระบบโซล่าเซลล์ เนื่องจาก เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ให้ความปลอดภัยสูง ใช้งานได้ยาวนานมากด้วยเหตุนี้ต้นทุนตลอดอายุการใช้งานจึงค่อนข้างต่ำ สามารถรองรับการคายประจุสูงสุดได้ถึง 90 % ประสิทธิภาพการใช้พลังงานอยู่ที่ 99% ทำให้มีความเหมาะสมในการใช้งานกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์

2. แบตเตอรี่ตะกั่วกรดแบบดีไซคัล เป็นแบตเตอรี่ที่มีความสามารถในการจ่ายพลังงานได้มากกว่าแบตเตอรี่ตะกั่วกรดแบบธรรมดา โดยอยู่ที่ 45-75% อายุการใช้งานต่ำกว่าแบตเตอรี่ลิเทียม ราคาถูก น้ำหนักมาก มักจะใช้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานทางเลือกอื่น ๆ

2.2.5 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบไฮบริด [26]

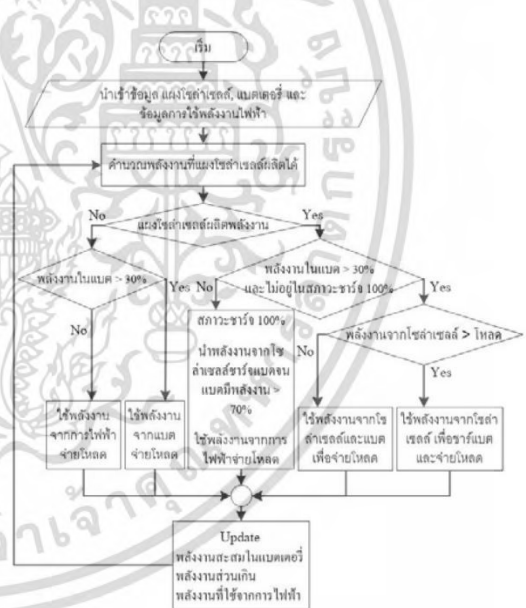
1. ลักษณะการทำงานในช่วงกลางวัน ในกรณีที่มิมีแสงอาทิตย์เพียงพอในการนำไปใช้งาน หากพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่นั้นไม่เพียงพอที่จะจ่ายให้กับ โหลด พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะถูกนำไปชาร์จให้กับแบตเตอรี่และจ่ายโหลดไปพร้อมกัน แต่ถ้าหากมีแสงอาทิตย์ไม่เพียงพอ และพลังงานจากแบตเตอรี่ก็ยังไม่พร้อมใช้งาน ระบบก็จะทำการดึงพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งมาจ่ายเพิ่มเติม

2. ลักษณะการทำงานในช่วงกลางคืน ระบบโซล่าเซลล์ จะไม่สามารถทำการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ ระบบไฮบริดจะนำเอากระแสไฟฟ้าจากแบตเตอรี่มาใช้ก่อน หากยังไม่

เพียงพอระบบก็จะทำการดึงพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งมาจ่ายเพิ่มเติม

2.3 การประเมินพลังงานของระบบไฮบริด

เนื่องจากระบบที่ใช้เป็นระบบไฮบริด การประเมินพลังงานที่มีความแม่นยำจึงทำได้ยากเนื่องจากระบบไฮบริดนั้นมีสถานะการทำงานที่หลากหลาย ผู้วิจัยจึงได้ทำการพัฒนาระบบการประเมินพลังงานผ่าน โปรแกรม Microsoft Excel 2019 ขึ้น ซึ่งใช้หลักการคำนวณ ตามสถานะการใช้งานจริงรายชั่วโมง โดยเริ่มต้นจากการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานของพาร์ตเมนท์แบบรายเดือนและแบบรายชั่วโมง หลังจากนั้นทำการหาดัชนีฤดูกาล (Seasonal Index) โดยใช้ตัวหารจากเดือนที่เก็บข้อมูลการใช้พลังงานรายชั่วโมง เพื่อประมาณการใช้พลังงานรายชั่วโมงตลอดทั้งปี หลังจากนั้นจึงนำผลลัพธ์ที่ได้ไปคำนวณในโปรแกรมที่ทางผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้น โดยมีลำดับขั้นตอนการทำงานแสดงดังรูปที่ 4



รูปที่ 4 ขั้นตอนการทำงานของ โปรแกรมจำลองสถานะการทำงาน ของระบบ ไฮบริด

2.4 การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก [20],[27]

การลดก๊าซเรือนกระจกสามารถคำนวณได้จากผลต่างของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานเทียบกับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (ใช้สมการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เดียวกัน) โดยจะคิดเป็นรายปี ตลอดอายุโครงการ ดังแสดงในสมการที่ (3) และสมการที่ (4)

$$GHG_{Reduction,y} = GHG_{Base,y} - GHG_{SMG,y} \quad (3)$$

$$GHG_{Base,y} = Electric_{SMG,y} \times EF_{Grid} \quad (4)$$

โดยที่

$GHG_{Reduction,y}$ คือ ก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากกราดำเนินการในปีที่พิจารณา (CO_2eq)

$GHG_{Base,y}$ คือ ก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานที่ไม่ได้มีการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในปีที่พิจารณา (CO_2eq)

$GHG_{SMG,y}$ คือ ก๊าซเรือนกระจกที่มีการปล่อยจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ในปีที่พิจารณา (CO_2eq)

$Electric_{SMG,y}$ คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ในปีที่พิจารณา (MWh)

EF_{Grid} คือ ค่าแฟกเตอร์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก มีค่าเท่ากับ $0.5692 \text{ } CO_2eq / MWh$

2.5 การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน [28]

ในการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน เพื่อให้การตัดสินใจลงทุนมีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพ จำเป็นต้องอาศัยเครื่องมือทางการเงินเข้ามาช่วย ในการศึกษาคำนี้ จะใช้เครื่องมือทางการเงิน 3 อย่าง ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน(IRR) ระยะเวลาคืนทุน (PB) และพิจารณาที่อัตราผลตอบแทนการลงทุนขั้นต่ำที่ยอมรับได้ (MARR) โดยมีเกณฑ์ในการวิเคราะห์ แสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 เกณฑ์ในการตัดสินใจในการลงทุน

การลงทุน	NPV	IRR	PB
คุ้มค่า	> 0	> MARR	< Life Time
ไม่คุ้มค่า	< 0	< MARR	> Life Time
ไม่มีความแตกต่าง	= 0	= MARR	= Life Time

3. ผลการดำเนินงาน

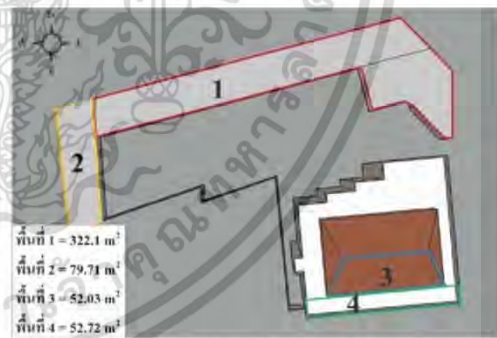
ในการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการสำหรับงานวิจัยชิ้นนี้ ประเมินโครงการออฟท์เม้นท์ที่ระยะเวลา 60 ปี (60 ปีและถือครองต่อไป) และใช้ข้อมูลอายุโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ 30 ปี จำนวน 2 รอบ ซึ่งมีข้อมูลที่ต้องนำมาวิเคราะห์ด้วยกัน 3 หัวข้อ ดังนี้

3.1 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค

ในงานวิจัยชิ้นนี้ได้รับรวบรวมข้อมูลและปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อนำมาวิเคราะห์ปริมาณพลังงานที่สามารถผลิตได้ตลอดระยะเวลาโครงการ โดยแบ่งเป็น 4 หัวข้อ ดังนี้

3.1.1 ข้อมูลด้านเทคนิคของออฟท์เม้นท์กรณศึกษา

1. ขนาดและทิศทางของพื้นที่ติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ พื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกแบ่งเป็น 4 พื้นที่ด้วยข้อจำกัดของออฟท์เม้นท์ 1) หลังคาโรงจอดรถทางทิศเหนือ 2) หลังคาโรงจอดรถทิศตะวันตก 3) หลังคากระเบื้องบนตัวอาคาร และ 4) พื้นปูนซีเมนต์บนตัวอาคาร แสดงดังรูปที่ 5



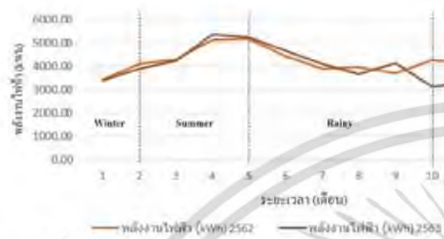
รูปที่ 5 พื้นที่สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากรูปที่ 5 ขนาดของพื้นที่ที่ 1 = 322.10 m² หลังคาหันไปทางทิศเหนือทำมุม 7 องศา, ขนาดของพื้นที่ที่ 2 = 79.71 m² หลังคาหันไปทางทิศตะวันตกทำมุม 1.5 องศา, ขนาดของพื้นที่ที่ 3 = 52.03 m² หลังคาหันไปทางทิศใต้ทำมุม 26 องศา, ขนาดของพื้นที่ที่ 4 = 52.72 m² ดังนั้นพื้นที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์รวมของออฟท์เม้นท์กรณศึกษาจึงมีขนาดเท่ากับ 506.56 m² และสำหรับข้อมูล โครงสร้าง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

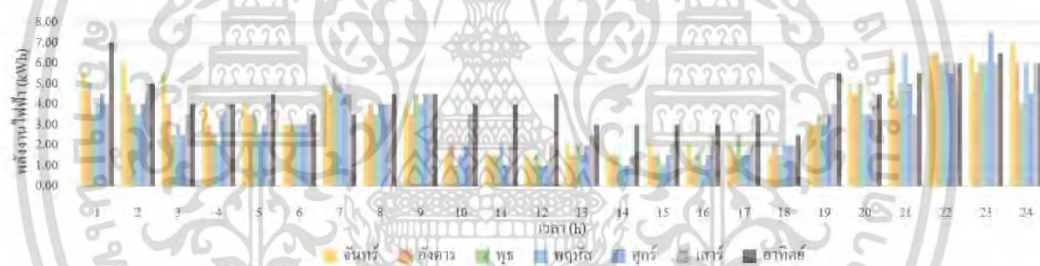
รองรับน้ำหนัก สามารถดูรายละเอียดได้จาก [29] ในที่นี้ไม่ได้แสดงรายละเอียดการคำนวณไว้

2. ลักษณะการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา การใช้พลังงานรายเดือนของอพาร์ทเมนต์นั้นมีลักษณะเพิ่มขึ้นและลดลงตามแต่ละช่วงเวลาของปี แสดงดังรูปที่ 6



รูปที่ 6 การใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนของอพาร์ทเมนต์

จากรูปที่ 6 จะเห็นได้ว่าลักษณะการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนต์ในช่วงฤดูร้อน (เดือน ก.พ.-พ.ค.) เป็นช่วงที่



รูปที่ 7 การใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงต่อหนึ่งสัปดาห์ของอพาร์ทเมนต์

จากรูปที่ 7 เนื่องจากกลุ่มผู้เช่าพักส่วนใหญ่เป็นกลุ่มคนทำงาน จึงทำให้ช่วงวันจันทร์-เสาร์ มีลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงกลางวันที่ค่อนข้างต่ำ และวันอาทิตย์ (สัปดาห์เต็ม) มีลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ค่อนข้างสูงตลอดทั้งวัน

ข้อมูลในรูปที่ 6-7 เป็นข้อมูลการใช้พลังงานของ อพาร์ทเมนต์แบบรายเดือนและแบบรายชั่วโมง ซึ่งข้อมูลทั้งสองส่วน จะถูกใช้ในการคำนวณหาดัชนีฤดูกาล โดยใช้ตัวหารจากเดือนที่เก็บข้อมูลการใช้พลังงานรายชั่วโมง (ม.ค. 2564) เพื่อประมาณการปริมาณการใช้พลังงานรายชั่วโมงตลอดทั้งปี ซึ่งข้อมูลการใช้พลังงานนี้จะถูกนำไปจำลองในโปรแกรมที่ทางผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้น และข้อมูลในรูปที่ 5-7 ยังถูกใช้เป็น

ใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในรอบปีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนอยู่ในช่วง 4,209.00-5,357.00 kWh ช่วงฤดูฝน (เดือน พ.ค.-ต.ค.) ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนอยู่ในช่วง 3,128.00-4,648.00 kWh และช่วงฤดูหนาว (เดือน ต.ค.-ก.พ.) เป็นช่วงที่ใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในรอบปี ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนอยู่ในช่วง 2,768.00-4,109.00 kWh จากการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนต์พบว่า ลักษณะการใช้พลังงานมีการเพิ่มขึ้นและลดลงตามแต่ละช่วงเวลาของปี ซึ่งปัจจัยหลักก็คือ อุณหภูมิแวดล้อมและสภาพอากาศ

อีกปัจจัยหนึ่งที่ส่งผลต่อลักษณะการใช้พลังงานของอพาร์ทเมนต์ คือ ช่วงเวลาที่ผู้เช่าที่พักอาศัยอยู่ที่อพาร์ทเมนต์ ซึ่งลักษณะการใช้พลังงานรายชั่วโมงในแต่ละวัน แสดงดังรูปที่ 7

ฐานข้อมูลสำหรับการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ไฮบริด ที่มีความเหมาะสมทั้งในด้านข้อจำกัดของพื้นที่ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดลงได้ และด้านการเงิน สำหรับอพาร์ทเมนต์กรณีศึกษา

3.1.2 ข้อมูลของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากการวิเคราะห์ด้านเทคนิคของอพาร์ทเมนต์ ผู้วิจัยจึงได้ออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดการติดตั้งและกำลังการผลิตที่เหมาะสม และได้มีการวิเคราะห์เพื่อเลือกอุปกรณ์ในระบบจากเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ราคา, ประสิทธิภาพ, การรับประกัน, เสี่ยงรบกวน และน้ำหนัก) ซึ่งผลสรุปข้อมูลอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 2-3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2 ข้อมูลทั่วไปของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการออกแบบ

ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์	กำลังไฟฟ้าสูงสุด	แรงดันไฟฟ้าที่ กำลังไฟฟ้าสูงสุด	กระแสไฟฟ้าที่ กำลังไฟฟ้าสูงสุด	แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจร	กระแสไฟฟ้าลัดวงจร
Polycrystalline	330 W	37.50 V	8.80 A	46.8 V	9.16 A

ตารางที่ 3 ข้อมูลทั่วไปของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

	ชนิด	ขนาด	จำนวน	ขนาดรวม	ราคารวม (บาท)
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	polycrystalline	330 W	112 แผง	36.96 kW	329,560.00
อินเวอร์เตอร์	Hybrid/Off grid	30 kW	1 เครื่อง	30.00 kW	237,147.89
แบตเตอรี่ 48V 100Ah	LiFePO4	4.80 kWh	32 ลูก	153.60 kWh	1,103,785.79
ค่าแรง ค่าวัสดุอุปกรณ์ และ อื่น ๆ	-	-	-	-	848,890.96

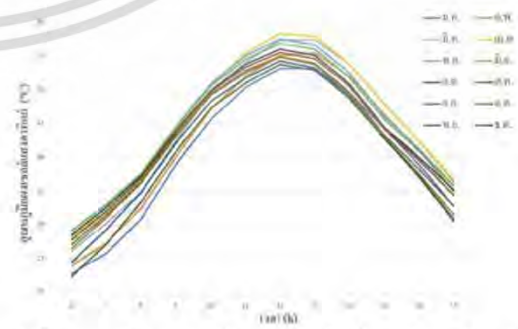
จากตารางที่ 2 และ 3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการออกแบบนั้นเป็นแผงโพลีคริสตัลไลน์ที่ติดตั้งกำลังไฟฟ้าสูงสุด 330 W ขนาดแผงละ 1.94 m² จำนวน 112 แผง ดังนั้นขนาดพื้นที่สำหรับการติดตั้งแผงรวมจะต้องมีขนาดไม่น้อยกว่า 217.28 m² อนุพัทธ์พื้นที่ที่มีพื้นที่สำหรับติดตั้งอยู่ที่ 506.56 m² ซึ่งมีความเพียงพอในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.1.3 วิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [24],[30–32]

1. ประสิทธิภาพจากมุมเงยและทิศทางในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 112 แผง ถูกแบ่งเป็น 3 ชุดการติดตั้ง ซึ่งแบ่งตามมุมเงยและทิศทางของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 1 จำนวน 60 แผง มุมเงย 6 องศา ประสิทธิภาพจากมุมเงยอยู่ที่ 99.51% ทิศทางทำมุม 165.10 องศา กับมุมอะซิมุต ชุดที่ 2 จำนวน 36 แผง มุมเงย 15 องศา ประสิทธิภาพจากมุมเงยอยู่ที่ 100% ทิศทางทำมุม 174.80 องศา กับมุมอะซิมุต และชุดที่ 3 จำนวน 16 แผง มุมเงย 26 องศา ประสิทธิภาพจากมุมเงยจะอยู่ที่ 98.75% ทิศทางทำมุม 174.80 องศา กับมุมอะซิมุต ซึ่งที่มุมอะซิมุต 165.10 องศา ประสิทธิภาพจากทิศทางอยู่ที่ 99.98% และมุม อะซิมุต 174.80 องศา ประสิทธิภาพจากทิศทางอยู่ที่ 100%
2. ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ ที่ใช้ในการประเมินพลังงานสำหรับ โปรแกรมที่ผู้วิจัย ได้พัฒนาขึ้นนั้นจะใช้ข้อมูลค่าความเข้มแสงเฉลี่ยรายชั่วโมง แสดงดังรูปที่ 8

รูปที่ 8 ความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือนของ กทม. เขตประเวศ

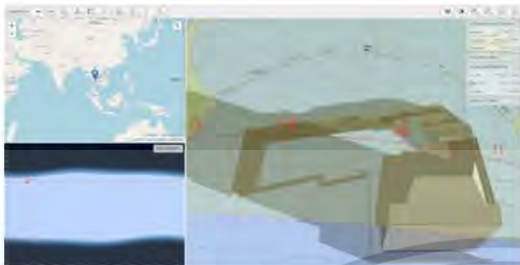
3. อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพการผลิตพลังงานจะลดลง 0.40%/°C เมื่ออุณหภูมิแผงเกิน 25°C (ข้อมูลจากผู้ผลิต) โดยในการประเมินพลังงานสำหรับ โปรแกรมที่ผู้วิจัย ได้พัฒนาขึ้นนั้นจะใช้ข้อมูลอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมง แสดงดัง รูปที่ 9



รูปที่ 9 อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือนของ กทม. เขตประเวศ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. เงามดบังแสง ตัวอย่างการจำลองสถานการณ์การเกิดเงา
บดบังแสงจาก โมเดลของพื้นที่ติดตั้ง แสดงดังรูปที่ 10



รูปที่ 10 ตัวอย่างภาพเงามดบังแสงอาทิตย์ จากการจำลอง
สถานการณ์ในซอฟต์แวร์ออนไลน์ 3D Sun-Path

พื้นที่ที่ติดตั้งนั้นเกิดเงามดบังแสงบางส่วนบริเวณพื้นที่
ติดตั้งที่ 1 และ 2 ในช่วงเดือน 1 และ 12 เวลา 6.00-9.00น.
ในช่วงเดือน ก.พ.-เม.ย. เวลา 6.00-8.00น. และในช่วงเดือน
ก.ย.-พ.ย. เวลา 6.00-8.00น.

5. ผลกระทบของฝุ่นที่ตกสะสมบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์
ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ ทางผู้วิจัยได้กำหนดให้มีการทำความสะอาด
แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทุก ๆ 4 เดือน และใช้ค่าการ
ลดทอนประสิทธิภาพเนื่องจากฝุ่นที่ 6.03% [24]

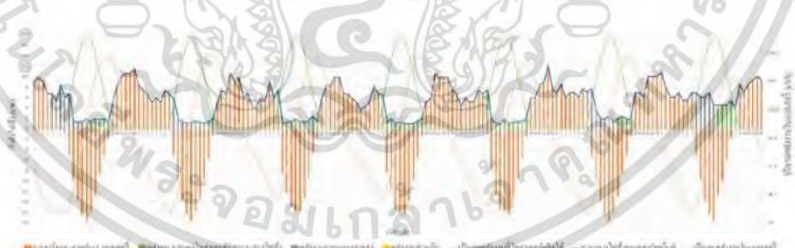
6. ประสิทธิภาพที่ลดลงเนื่องจากอายุการใช้งาน ใช้
ฐานข้อมูลจากผู้ผลิต ซึ่งประสิทธิภาพการผลิตพลังงานจะ

ลดลงที่ 0.70% ต่อปี และผู้ผลิตมีการรับประกันการผลิต
พลังงาน มากกว่า 80% ในปีที่ 25 (ข้อมูลจากผู้ผลิต)

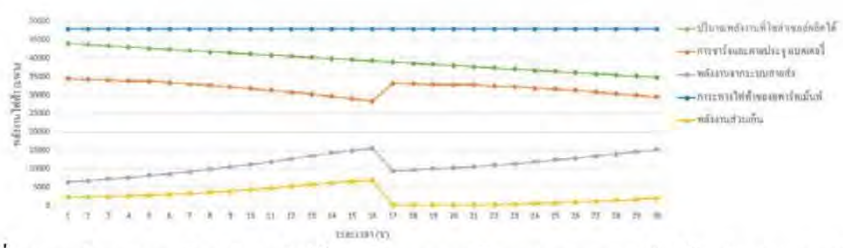
7. ประสิทธิภาพการเก็บประจุของแบตเตอรี่ที่ลดลง
เนื่องจากอายุการใช้งาน ในงานวิจัยนี้ได้กำหนดการ
เสื่อมสภาพของแบตเตอรี่อยู่ที่ 80% ใช้งานอัตราการคายประจุ
(Deep of discharge) ที่ 70% และใช้หลักการวิเคราะห์อายุการ
ใช้งานเช่นเดียวกับ Software Homer ด้วยเทคนิคการจำกัดด้วย
ปริมาณงาน [32] ทำให้ได้ผลสรุปอายุการใช้งานของแบตเตอรี่
อยู่ที่ 16 ปี โดยประสิทธิภาพการเก็บประจุลดลงปีละ 1.25%
(หมายเหตุ โดยส่วนมากผู้ผลิตได้เสนออายุการใช้งานของ
แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟตมากกว่า 3,500 รอบ ที่อัตรา
การคายประจุ 70%)

3.1.4 การผลิตพลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์

เนื่องจากสภาวะการทำงานของระบบไฮบริดนั้นมีเงื่อนไข
การทำงานที่หลากหลายทั้งในช่วงกลางวันและกลางคืน ดังนั้น
เพื่อให้ได้ผลสรุปการวิเคราะห์ข้อมูลที่ถูกต้อง ข้อมูลทางด้าน
เทคนิคของอินเวอร์เตอร์ และปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อผลิต
พลังงานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จึงถูกนำมาใช้
ในการจำลองลักษณะการใช้พลังงานและประเมินกำลังการผลิต
พลังงาน ซึ่งตัวอย่างผลการจำลองการผลิตพลังงานรายชั่วโมง
ใน โปรแกรมที่ผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้น แสดงดังรูปที่ 11-12



รูปที่ 11 ตัวอย่างการจำลองการผลิตพลังงานรายชั่วโมง ในเดือนที่ 2 เป็นเวลา 1 สัปดาห์ ของระบบไฮบริด



รูปที่ 12 การจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายปี ตลอดอายุโครงการของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 11 ตัวอย่างการจำลองนั้นถูกกำหนดให้มีสถานะการทำงานจากระบบเหมือนกับหลักการทำงานของระบบไฮบริด จากข้อมูลจะเห็นได้ว่าเมื่อมีแสงอาทิตย์ (กราฟสีเขียว) พลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกจ่ายให้กับ โหลด (กราฟสีน้ำเงิน) ส่วนที่เหลือจะถูกชาร์จให้แบตเตอรี่ (กราฟสีแดง) และถ้าพลังงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือแบตเตอรี่ไม่พร้อมใช้งาน ระบบจะดึงพลังงานจากระบบสายส่งมาจ่ายให้กับโหลดแทน (กราฟสีเทา) ซึ่งข้อมูลการผลิตพลังงานนี้จะถูกนำไปสรุปผลเป็นข้อมูลรายปี แสดงดังรูปที่ 12

จากรูปที่ 12 พลังงานที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ตลอดอายุโครงการอพาร์ทเมนท์ อยู่ที่ 2,366.90 MWh พลังงานที่ใช้จากระบบสายส่งตลอดอายุโครงการ อยู่ที่ 671.32 MWh พลังงานส่วนเกินตลอดอายุโครงการ อยู่ที่ 159.50 MWh และภาระทางไฟฟ้าของอพาร์ทเมนท์ตลอดอายุโครงการ อยู่ที่ 2,878.73 MWh ดังนั้นจึงสามารถทดแทนความต้องการพลังงานไฟฟ้าได้ 2,207.40 MWh หรือคิดเป็น 76.68% ของพลังงานที่อพาร์ทเมนท์ต้องการตลอดอายุโครงการ

3.2 ผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก

จากข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้า การทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดอายุโครงการอพาร์ทเมนท์อยู่ที่ 2,207.40 MWh การปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน อยู่ที่ 1256.45 tCO₂e ซึ่งจะไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ดังนั้นจึงสามารถลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 1256.45 tCO₂e และเนื่องจากประเทศไทยมีส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงที่สุด จึงเทียบเท่าการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าถึง 22.68 MMscf

3.3 ผลการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน

ในส่วนของ การพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุนนั้น จะใช้การเปรียบเทียบระหว่างการลงทุนอพาร์ทเมนท์กับอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบโซลาร์เซลล์ โดยใช้การวิเคราะห์ความอ่อนไหวทางด้านการเงิน และใช้ผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิในการเปรียบเทียบ MARR อยู่ในช่วง 5.50–7.50% (อัตราดอกเบี้ยเงินให้สินเชื่อประเภท MRR ของธนาคารกสิกรไทย โดยปี 2564 มีค่าอยู่ที่ 5.97% ปี 2563 มีค่าอยู่ระหว่าง 5.97–

6.62% และปี 2562 มีค่าอยู่ระหว่าง 6.87–7.12%) อายุโครงการโซลาร์เซลล์อยู่ที่ 30 ปี (ข้อมูลจากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ 25 ปี ประสิทธิภาพคงเหลือ 80%) , ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยชนิดละ 4.56 บาท (ข้อมูลจากอพาร์ทเมนท์ในเดือน ม.ค. 62–ม.ค. 64) และอายุโครงการอพาร์ทเมนท์ อยู่ที่ 60 ปี และถือครองต่อไป

3.3.1 ข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนท์ และอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในส่วนของ การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนนั้น จำเป็นต้องมีการศึกษาและเก็บข้อมูลด้านการเงิน ซึ่งข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนท์และอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 4–5

ตารางที่ 4 ข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนท์

รายการ	ราคา (บาท)
เงินลงทุนอพาร์ทเมนท์เริ่มต้น	15,867,000.00
ค่าเช่า เพิ่มขึ้น 1.95%/ปี	1,357,802.32
รายรับอื่น ๆ /ปี	392,408.94
ค่าไฟฟ้า /ปี	218,565.27
ค่าทาสีทุก 10 ปี	100,000.00
ค่าบำรุงรักษาอื่น ๆ /ปี	490,604.00

ตารางที่ 5 ข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

รายการ	ราคา (บาท)
เงินลงทุนอพาร์ทเมนท์เริ่มต้น	15,867,000.00
เงินลงทุนระบบโซลาร์เซลล์	2,519,384.64
เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ทุก 15 ปี*	237,147.89
เปลี่ยนแบตเตอรี่ทุก 16 ปี	1,103,785.79
ค่าล้างทำความสะอาดแผง /ปี	6,000.00
ค่าเช่า เพิ่มขึ้น 1.95%/ปี	1,357,802.32
รายรับอื่น ๆ /ปี	392,408.94
ค่าไฟฟ้า /ปี	29,190.49–69,510.17
ค่าทาสีทุก 10 ปี	100,000.00
ค่าบำรุงรักษาอื่น ๆ /ปี	490,604.00

* โดยส่วนใหญ่ผู้ผลิตจะเสนอรับประกันที่ 10-15 ปี ข้อมูลจากเอกสารรับประกันของผู้ผลิตแห่งหนึ่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 5 จะเห็นได้ว่าค่าไฟฟ้าต่อปีนั้นมีค่าอยู่ในช่วง 29,190.49–69,510.17 บาท เนื่องจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่นั้นมีการเสื่อมสภาพลงทุกปี

3.3.2 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบทางการเงิน

ในการเปรียบเทียบทางการเงินจะพิจารณาใช้การวิเคราะห์ความอ่อนไหวทางการเงิน และใช้ผลต่างของ

NPV ในการเปรียบเทียบ โดยใช้ค่า MARR ที่อยู่ในช่วง 5.50–7.50 % และเนื่องจากอายุโครงการโซลาร์เซลล์นั้นสั้นกว่าอายุของอพาร์ทเมนท์ ในการวิเคราะห์จึงต้องนำโครงการโซลาร์เซลล์มาคำนวณซ้ำ 2 รอบ ซึ่งข้อสรุปการวิเคราะห์ แสดงดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 เปรียบเทียบข้อมูลด้านการเงินของอพาร์ทเมนท์กับอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

NPVa	IRRa	PBa	MARR	NPVb- NPVa	PBb	IRRb	NPVb
11,821,615.88	8.76%	21.45	5.50%	799,620.76	21.30	8.68%	12,621,236.64
9,187,086.36	8.76%	23.02	6.00%	591,621.05	22.82	8.68%	9,778,707.41
6,935,267.50	8.76%	24.96	6.50%	409,123.23	24.70	8.68%	7,344,390.73
4,999,152.56	8.76%	27.47	7.00%	247,863.50	27.11	8.68%	5,247,016.06
3,324,789.72	8.76%	30.94	7.50%	104,408.09	31.66	8.68%	3,429,197.81

หมายเหตุ a คือโครงการอพาร์ทเมนท์, b คือโครงการอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากตารางที่ 6 จะเห็นได้ว่าทุกกรณีที่กล่าวมาข้างต้นโครงการอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการสูงกว่าโครงการอพาร์ทเมนท์ที่เพียงอย่างเดียว โดยกรณีที่ให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุดคือกรณีที่ MARR เท่ากับ 5.50% ต่อปี โดยที่ NPVb อยู่ที่ 12,621,236.64 บาท และระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 21.30 หรือ 21 ปี 4 เดือน จากการประเมินทางการเงินแสดงให้เห็นว่าโครงการอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด นั้นมีความเป็นไปได้ในการลงทุน เพราะสามารถสร้างผลกำไรตอบแทนได้

4. สรุปผลการศึกษาความเป็นไปได้

ในการศึกษาความเป็นไปได้ของงานวิจัยนี้จะเป็นการวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบระหว่างทั้ง 2 โครงการ คืออพาร์ทเมนท์ที่ไม่ได้ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับอพาร์ทเมนท์ที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด โดยระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่นำมาใช้งานมีขนาดกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ 36.96 kW แบตเตอรี่มีความสามารถในการจัดเก็บพลังงานไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 153.60 kWh ซึ่งสามารถทดแทนความต้องการ

พลังงานไฟฟ้าได้ 2,207.40 MWh หรือคิดเป็น 76.68% ของพลังงานที่อพาร์ทเมนท์ที่ต้องการตลอดอายุโครงการสามารถช่วยลดก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1256.45 tCO₂eq หรือเทียบเท่ากับการลดก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ถึง 22.68 MMscf และจากการวิเคราะห์ผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิโดยใช้วิธีความอ่อนไหวทางการเงิน ที่ค่า MARR อยู่ที่ 5.50, 6.00, 6.50, 7.00 และ 7.50% นั้นผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิอยู่ที่ 799,620.76 บาท, 591,621.05 บาท, 409,123.23 บาท, 247,863.50 บาท และ 104,408.09 บาท ตามลำดับ โดยกรณีที่ให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุดคือกรณีที่ MARR เท่ากับ 5.50% ต่อปี NPVb อยู่ที่ 12,621,236.64 บาท และระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 21.30 หรือ 21 ปี 4 เดือน จากการประเมินทางการเงินแสดงให้เห็นว่าโครงการอพาร์ทเมนท์ที่มีระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด นั้นมีความเป็นไปได้ในการลงทุน เพราะสามารถสร้างผลกำไรตอบแทนได้ และยังเป็นส่วนหนึ่งในการลดก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ แต่ในด้านการลงทุนจริงผู้ลงทุนอาจเลือกที่จะไม่ลงทุนในระบบไฮบริด เนื่องจากระยะเวลาคืนทุนยังค่อนข้างนาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนสนับสนุนการทำวิจัยจากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง และขอขอบคุณอาจารย์ที่ปรึกษาที่ได้อำนวยความสะดวกในการดำเนินงานวิจัย

เอกสารอ้างอิง

- [1] Policy Formulation And National Focal Point, "Thailand Third Biennial Update Report," Climate Change Management and Coordination, Bangkok, Thailand, Rep. 3, 2020. Accessed: Aug. 8, 2021 [Online]. Available: http://climate.onep.go.th/wp-content/uploads/2021/01/BUR3_Thailand_251220-.pdf.
- [2] Department of Alternative Energy Development and Efficiency, "Energy Balance of Thailand 2020," Ministry of Energy, Bangkok, Thailand, Rep. 7, 2020. Accessed: Aug. 8, 2021. [Online]. Available: https://www.dede.go.th/download/stat63/Energy_Balance_of_Thailand_2563_for_web.pdf.
- [3] P. Chunark, B. Limmeechokchai, S. Fujimori and T. Masui, "Renewable energy achievements in CO₂ mitigation in Thailand's NDCs," *Renewable Energy*, vol. 114, pp. 1294–1305, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.08.017.
- [4] Department of Alternative Energy Development and Efficiency, "Project to improve the solar energy potential map from satellite images of Thailand in 2009," Ministry of Energy, Bangkok, Thailand, 2009. Accessed: Aug. 12, 2021. [Online]. Available: https://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=47645&filename=index.
- [5] *Model for electricity generation from solar cells*, SolarHub Co., Ltd., 2021, [Online]. Available: <https://www.solarhub.co.th/solar-information/solar-format>.
- [6] I. Ashraf, A. Chandra and M. S. Sodha, "Techno-economic and environmental analysis for grid interactive solar photovoltaic power system of Lakshadweep islands," *International Journal of Energy Research*, vol. 28, no. 12, pp. 1033–1042, 2004. doi: 10.1002/er.1009.
- [7] M. Kolhe, "Techno-economic optimum sizing of a stand-alone solar photovoltaic system," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 2, pp. 511–519, 2009, doi: 10.1109/TEC.2008.2001455.
- [8] M. M. Mahmoud and I. H. Ibrik, "Techno-economic feasibility of energy supply of remote villages in Palestine by PV-systems, diesel generators and electric grid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, no. 2, pp. 128–138, 2006, doi: 10.1016/j.rser.2004.09.001.
- [9] J. L. Bernal-Agustin and R. Dufo-Lopez, "Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain," *Renewable Energy*, vol. 31, no. 8, pp. 1107–1128, 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.06.004.
- [10] G. C. Bakos and M. Soursos, "Techno-economic assessment of a stand-alone PV/hybrid installation for low-cost electrification of a tourist resort in Greece," *Applied Energy*, vol. 73, no. 2, pp. 183–193, 2002, doi: 10.1016/S0306-2619(02)00062-4.
- [11] C. Ghenai and M. Bettayeb, "Modelling and performance analysis of a stand-alone hybrid solar PV/fuel cell/diesel generator power system for university building," *Energy*, vol. 171, pp. 180–189, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.01.019.
- [12] M. Srikongkaew and P. Lortetapong, "Study of the investment for residential solar PV rooftop," *Research and Development Journal*, vol. 26, no. 1, pp. 61–69, 2015.
- [13] R. Chuchart, "Financial worthiness analysis of solar power generation system in the rubber wood processing plant when supported by investment

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- promotion policies,” in *Walailak Procedia*, Nakhon Si Thammarat, Thailand, Mar. 27–28, 2019, pp. 1–7.
- [14] G. Panprayun, “8 kWp Rooftop PV system and feasibility of system expansion,” *Journal of Professional Routine to Research*, vol. 4, pp. 76–86, 2017.
- [15] W. Chansela and V. Inkarojrit, “Feasibility assessment of solar rooftop systems for gymnasium: case study of Chulalongkorn University,” *Journal of Environmental Design*, vol. 7, no. 2, pp. 3–25, 2020.
- [16] Y. Polchusakulwong, S. Rakkarn, P. Srihomchai and A. Jindawattana, “Feasibility study of the solar power farm case study: Kutrang Mahasarakam,” *Kasem Bundit Engineering Journal*, vol. 4, no. 1, pp. 41–57, 2014.
- [17] K. Chaivanich and S. Sedpho, “An evaluation method of greenhouse gas reduction by the installation of a photovoltaic cells system: Case study of smart grid network in the University of Phayao,” *RMUTSB Academic Journal*, vol. 6, no. 2, pp. 194–206, 2018.
- [18] S. Rehman, M. M. Alam, J. P. Meyer and L. M. Al-Hadhrami, “Feasibility study of a wind-PV-diesel hybrid power system for a village,” *Renewable Energy*, vol. 38, no. 1, pp. 258–268, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.06.028.
- [19] H. S. Das, C. W. Tan, A. H. M. Yatim and K. Y. Lau, “Feasibility analysis of hybrid photovoltaic/battery/fuel cell energy system for an indigenous residence in East Malaysia,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 1332–1347, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.174.
- [20] A. Khelif, A. Talha, M. Belhamel and A. H. Arab, “Feasibility study of hybrid diesel-PV power plants in the southern of Algeria: Case study on AFRA power plant,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 546–553, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.06.053.
- [21] *Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh*, Bloomberg, Dec. 2020. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>.
- [22] *Solar power generation and Transfer and disseminating of the use of solar energy*, Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Aug. 16, 2021, [Online]. Available: <https://webkc.dede.go.th/testmax/node?page=8>.
- [23] *Handbook on Fundamental Design of Solar Power Generation System*, 23rd ed., Ecoplanet Co., Samut Prakan, Thailand, 2020, pp. 64–158.
- [24] N. Ketjoy and M. Konyu, “The dust effect on photovoltaic module surface to photovoltaic power generation,” *Journal of Science and Technology Mahasarakham University*, vol. 32, no. 5, pp. 555–562, 2013.
- [25] X. Wanga, P. Adelman and T. Reindl, “Use of LiFePO₄ batteries in stand-alone solar system,” *Energy Procedia*, vol. 25, pp. 135–140, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.07.018.
- [26] *Hybrid Inverter*, Thai LED Solar, 2018. [Online]. Available: <http://www.thailedsolar.com/article/2/>.
- [27] *Thailand Grid Emission Factor for GHG Reduction Project /Activity*, Greenhouse Gas Mitigation Mechanism, 2017. [Online]. Available: <http://ghgreduction.tgo.or.th/download-tver/120-gwp-emission-factor/2372-2021-08-09-081631.html>.
- [28] *Project feasibility*, Sukhothai Thammathirat Open University, 2021 [Online]. Available: <https://www.stou.ac.th/stouonline/lom/data/sec/Lom14/02.html>.
- [29] M. Jiravacharadet, “Standard payload and design method,” in *Structural Steel Design*, 3rd ed., Nakhon

- Ratchasima, Thailand: Suranaree University of Technology, 2005, ch.2, pp. 1–14.
- [30] *Handbook on Solar Radiation and Climatic Data for Renewable Energy Applications*, DEDE and Faculty of Science (Physics) SU., Bangkok, Thailand, 2005,
- [31] *PD: 3D Sun-Path*, Marsh, 2021. [Online]. Available: <http://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>.
- [32] *Battery Bank Life*, HOMER Pro, 2021. [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/battery_bank_life.htm



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล นายชาร์ฟ พงษ์วิจารณ์
 วัน เดือน ปีเกิด 18 เมษายน 2540 ที่ กรุงเทพมหานคร
 ที่อยู่ 295 ซอย อ่อนนุช 55/00 ถนนอ่อนนุช แขวงประเวศ เขตประเวศ
 กรุงเทพมหานคร 10250
 เบอร์โทรศัพท์ 083-979-3432
 E-mail. Charif.pj@gmail.com

ประวัติการศึกษา 2562 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร

ผลงานวิชาการ ชาร์ฟ พงษ์วิจารณ์ และ สกนธ์ คล่องบุญจิต, “การศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบ ไฮบริด สำหรับอาคารที่พักอาศัย กรณีศึกษา อพาร์ทเมนต์ขนาด 26 ห้อง,” วิศวกรรมลาดกระบัง, ปีที่ 39, ฉบับที่ 3, หน้า 167-180, 2565.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้