



การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า

นางสาวศุภิสรา อรุณรัตน์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมพลังงาน

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

ปีการศึกษา 2567

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า

The seal of Rajabhat Nakhon Phanom University is a circular emblem. It features a central five-tiered umbrella (parasol) with a sunburst at the top. Flanking the central umbrella are two smaller, three-tiered umbrellas. The entire emblem is surrounded by a decorative border. The text "นางสาวศุภิสรา อรุณรัตน์" is superimposed over the central part of the seal.

นางสาวศุภิสรา อรุณรัตน์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาหลักสูตร

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมพลังงาน

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

ปีการศึกษา 2567

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ



ใบรับรองโครงงานวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

เรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้า
ของรถไฟฟ้า

โดย นางสาวศุภิสรา อรุณรัตน์

ได้รับอนุมัติให้นับเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมพลังงาน

..... คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย / หัวหน้าภาควิชา

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ จันทรวีวัฒน์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ติกะ บุนนาค)

..... อาจารย์ที่ปรึกษา

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ดุสิต งามรุ่งโรจน์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(รองศาสตราจารย์ ดร.ปรีดา จันทวงษ์)

..... กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.สิทธิพร ไหญ่ธนายศ)

ชื่อ	: นางสาวศุภิสรา อรุณรัตน์
ชื่อวิทยานิพนธ์	: การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า
สาขาวิชา	: เทคโนโลยีวิศวกรรมพลังงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	: ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ดุสิต งามรุ่งโรจน์
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม	: รองศาสตราจารย์ ดร.ปริดา จันทวงษ์
ปีการศึกษา	: 2567

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าแบบ Off-Grid โดยเปรียบเทียบประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของ 4 รูปแบบซึ่งใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ Mono-crystalline และ Poly-crystalline Silicon ร่วมกับแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน สองประเภท (LFP และ NMC) ระบบถูกจำลองและวิเคราะห์ด้วยซอฟต์แวร์ PVsyst 7.4 บนพื้นที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ภายใต้เงื่อนไขการใช้งานสถานีชาร์จขนาด 7.4 kW จำนวน 2 สถานี ที่ทำงานวันละ 15 ชั่วโมง

ผลการจำลองพบว่า ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า (Performance Ratio: PR) ของทั้ง 4 รูปแบบอยู่ระหว่าง 61.8% - 64.6% โดย รูปแบบที่ 1 (Mono-crystalline + LFP) ให้พลังงานที่ใช้ได้สูงสุดที่ 76,822 kWh/ปี และมีพลังงานที่ขาดหายไปต่ำสุดที่ 4,208 kWh/ปี อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาในแง่ของความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ รูปแบบที่ 4 (Poly-crystalline + NMC) เป็นตัวเลือกที่ดีที่สุด ด้วยต้นทุนต่อหน่วยพลังงานต่ำสุดที่ 8.45 บาท/kWh, ระยะเวลาคืนทุน 21.2 ปี, และ NPV สูงสุดที่ 1.72 ล้านบาท

จากการวิเคราะห์พบว่า รูปแบบที่ 4 (Poly-crystalline + NMC) และ รูปแบบที่ 2 (Mono-crystalline + NMC) เป็นตัวเลือกที่คุ้มค่าที่สุด ขณะที่ รูปแบบที่ 1 (Mono-crystalline + LFP) เหมาะสมในเชิงเทคนิค แต่มีต้นทุนสูงกว่า ส่วน รูปแบบที่ 3 (Poly-crystalline + LFP) มีต้นทุนต่อหน่วยพลังงานสูงสุด (9.84 บาท/kWh) และคืนทุนช้าที่สุด การออกแบบระบบควรพิจารณาปัจจัยทั้งด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ร่วมกัน เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดและคุ้มค่าต่อการลงทุน

(มีจำนวนทั้งสิ้น 77 หน้า)

คำสำคัญ : ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์, สถานีอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า, แบตเตอรี่
ลิเทียมไอออน, โปรแกรม PVsyst

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก



Name : Miss Supitsara Arunrat
Thesis Title : Feasibility Study of a Solar Power Generation System
Combined with an Electric Vehicle Charging System.
Major Field : Energy Engineering Technology
King Mongkut's University of Technology North
Bangkok
Thesis Advisor : Assistant Professor Dr. Dusit Ngamrunroj
Co-Advisor : Associate Professor Dr. Preeda Chantawong
Academic Year : 2024

ABSTRACT

This study investigates the feasibility of solar power generation integrated with an off-grid electric vehicle (EV) charging station by comparing the efficiency and economic viability of four system configurations. These configurations combine Mono-crystalline and Poly-crystalline Silicon solar panels with two types of lithium-ion batteries: Lithium Iron Phosphate (LFP) and Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide (NMC). The system was simulated and analyzed using PVsyst 7.4 at King Mongkut's University of Technology North Bangkok (KMUTNB), under the operational condition of two 7.4 kW charging stations operating 15 hours per day.

The simulation results indicate that the Performance Ratio (PR) of the four configurations ranges from 61.8% to 64.6%. Among them, Configuration 1 (Mono-crystalline + LFP) achieved the highest usable energy output at 76,822 kWh/year and the lowest energy deficit at 4,208 kWh/year. However, from an economic perspective, Configuration 4 (Poly-crystalline + NMC) was the most cost-effective, with the lowest Levelized Cost of Energy (LCOE) at 8.45 THB/kWh, a payback period of 21.2 years, and the highest Net Present Value (NPV) of 1.72 million THB.

The analysis suggests that Configuration 4 (Poly-crystalline + NMC) and Configuration 2 (Mono-crystalline + NMC) are the most viable choices, offering the best balance between efficiency and economic return. In contrast, Configuration 1

(Mono-crystalline + LFP) is technically advantageous but has a higher cost, while Configuration 3 (Poly-crystalline + LFP) has the highest LCOE (9.84 THB/kWh) and the longest payback period. Therefore, the system design should consider both technical and economic factors to achieve optimal performance and investment efficiency.

(Total 77 Pages)

Keywords: Solar Power Generation System, Electric Vehicle Charging Station, Lithium-Ion Batteries, Pvsyst

Advisor



กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ขอแสดงความขอบคุณเป็นอย่างยิ่งต่ออาจารย์ที่ปรึกษา อ.ดุสิต งามรุ่งโรจน์ ที่ได้ให้คำแนะนำ อุทิศเวลา และมอบแนวทางอันมีค่าในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้สำเร็จลุล่วง ชาบซึ่งในความเมตตาและความทุ่มเทของท่านเป็นอย่างยิ่ง

ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่านที่ให้ข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ และช่วยพัฒนางานวิจัยให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

นอกจากนี้ขอขอบคุณ ครอบครัว ที่เป็นแรงสนับสนุนที่สำคัญยิ่งในการเรียนและการทำวิทยานิพนธ์ตลอดระยะเวลาที่ผ่านมา ความรัก ความเข้าใจ และกำลังใจจากทุกท่านเป็นพลังสำคัญที่ทำให้ก้าวผ่านทุกอุปสรรคไปได้อย่างราบรื่น

ศุภิสรา อรุณรัตน์



สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ฉ
กิตติกรรมประกาศ	ช
สารบัญ.....	ฌ
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญรูปภาพ.....	12
สารบัญรูปภาพ (ต่อ).....	13
บทที่ 1 บทนำ	14
1.1 ที่มาและความสำคัญของการวิจัย.....	14
1.2 วัตถุประสงค์	17
1.3 ขอบเขตของการวิจัย.....	17
1.4 ประโยชน์ของการวิจัย.....	18
1.5 คำนิยามศัพท์เฉพาะ	18
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	21
2.1 การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์.....	21
2.2 ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	23
2.3 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์.....	27
2.4 ขนาดของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	36
2.5 วิธีการใช้งานโปรแกรม PVsyst เบื้องต้น	39
2.6 การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ	42
2.7 คาร์บอนเครดิต (Carbon Credits).....	43
2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	44
บทที่ 3 วิธีการดำเนินงานวิจัย	48

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.1 การออกแบบระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์.....	49
3.2 การวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม PVsyst	50
บทที่ 4 ผลการวิจัยและอภิปรายผล.....	57
4.1 ผลการวิจัย.....	59
4.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการ	63
บทที่ 5 สรุปผลวิจัยและข้อเสนอแนะ	70
5.1 ข้อสรุป	71
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	71
บรรณานุกรม.....	73
ประวัติผู้เขียน.....	76

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2-1 เปรียบเทียบคุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์กับโพลีคริสตัลไลน์.....	26
2-2 ตัวอย่างการคำนวณพลังงาน	36
2-3 แสดงค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน(IPCC AR6)	43
3-1 แสดงรูปแบบทั้งหมดที่จะนำมาวิเคราะห์	48
3-2 แสดงอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	52
4-1 แสดงประสิทธิภาพของทั้ง 4 รูปแบบ	59
4-2 แสดงประเภทการสูญเสียต่างๆของทั้ง 4 รูปแบบ	62
4-3 แสดงต้นทุนการติดตั้งของระบบ	64
4-5 การดำเนินงานของโครงการรูปแบบที่ 1 ตลอด 25 ปี (อายุโครงการ).....	66
4-6 การดำเนินงานของโครงการรูปแบบที่ 2 ตลอด 25 ปี (อายุโครงการ).....	67
4-7 การดำเนินงานของโครงการรูปแบบที่ 3 ตลอด 25 ปี (อายุโครงการ).....	68
4-8 การดำเนินงานของโครงการรูปแบบที่ 4 ตลอด 25 ปี (อายุโครงการ).....	69
5-1 แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของทั้ง 4 รูปแบบ	70
5-2 เปรียบเทียบความคุ้มค่าและข้อสรุป	71

สารบัญรูปภาพ

ภาพที่	หน้า
1-1 แสดงจำนวนการจดทะเบียนรถไฟฟ้าในไทย	15
1-2 แสดงจำนวนสถานีอัดประจุไฟฟ้าในประเทศไทย	16
2-1 แสดงระบบการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอิสระ	21
2-2 แสดงระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า	22
2-3 แสดงระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน	22
2-4 แสดงกระบวนการ Czochralski process	23
2-5 แสดงภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์	24
2-6 แสดงแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์	25
2-7 แสดงส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์	28
2-8 แสดงแผงเซลล์แสงอาทิตย์	28
2-9 แสดงหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์	29
2-10 แสดงตัวควบคุมการชาร์จแบบ PWM	30
2-11 แสดงตัวควบคุมการชาร์จแบบ MPPT	30
2-12 แสดงส่วนประกอบของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน	31
2-13 wall box charger	35
2-14 แสดงหัวชาร์จแต่ละรูปแบบ	35
2-15 ตัวอย่างค่า PSH ของประเทศไทยในปี 2566	37
2-16 แสดงระบบต่างๆที่สามารถวิเคราะห์ได้	39
2-17 แสดงการตั้งชื่อและเลือกสถานที่ของโครงการ	40
2-18 แสดงพารามิเตอร์ที่ต้องตั้งค่า	40
2-19 เริ่มทำการ Simulation	41
2-20 แสดงผล Simulation	41
2-21 แสดงค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิตไฟฟ้า	44
3-1 การศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า	48
3-2 แสดงทิศและองศาของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	51

สารบัญรูปภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
3-3 แสดงโหนดของระบบและชั่วโมงการใช้งาน	51
3-4 แสดงตัวอย่างจำนวนและคุณสมบัติของอุปกรณ์ที่ใช้ทั้งหมดในระบบ	52
3-5 แสดงแผนผังของระบบรูปแบบที่ 1	53
3-6 แสดงแผนผังของระบบในรูปแบบที่ 2	54
3-7 แสดงแผนผังของระบบรูปแบบที่ 3	55
3-8 แสดงแผนผังของระบบรูปแบบที่ 4	56
4-1 แสดงผลการ Simulation ของรูปแบบที่ 1	57
4-2 แสดงผลการ Simulation ของโปรแกรมในรูปแบบที่ 2	58
4-3 แสดงผลการ Simulation ของโปรแกรมในรูปแบบที่ 3	58
4-4 แสดงผลการ Simulation ของโปรแกรมในรูปแบบที่ 4	59
4-5 แสดง Loss diagram ของ รูปแบบที่ 1	60
4-6 แสดง Loss diagram ของ รูปแบบที่ 2	61
4-7 แสดง Loss diagram ของ รูปแบบที่ 3	61
4-8 แสดง Loss diagram ของรูปแบบที่ 4	62
4-9 เงินลงทุน อ้างอิงดอกเบี้ย 6.9% จากธนาคารออมสิน	65

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของการวิจัย

ปัจจุบัน ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องอันเป็นผลมาจากการเติบโตของจำนวนประชากรและการพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ ๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในภาคการคมนาคมที่รถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicles: EVs) มีบทบาทสำคัญในการลดการปล่อยมลพิษจากการใช้พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล จากข้อมูลสถิติพบว่ายอดจดทะเบียนรถยนต์ไฟฟ้า 100% ในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดดในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา [1]

สถิติยอดจดทะเบียนสะสม รถไฟฟ้า100% ในไทย

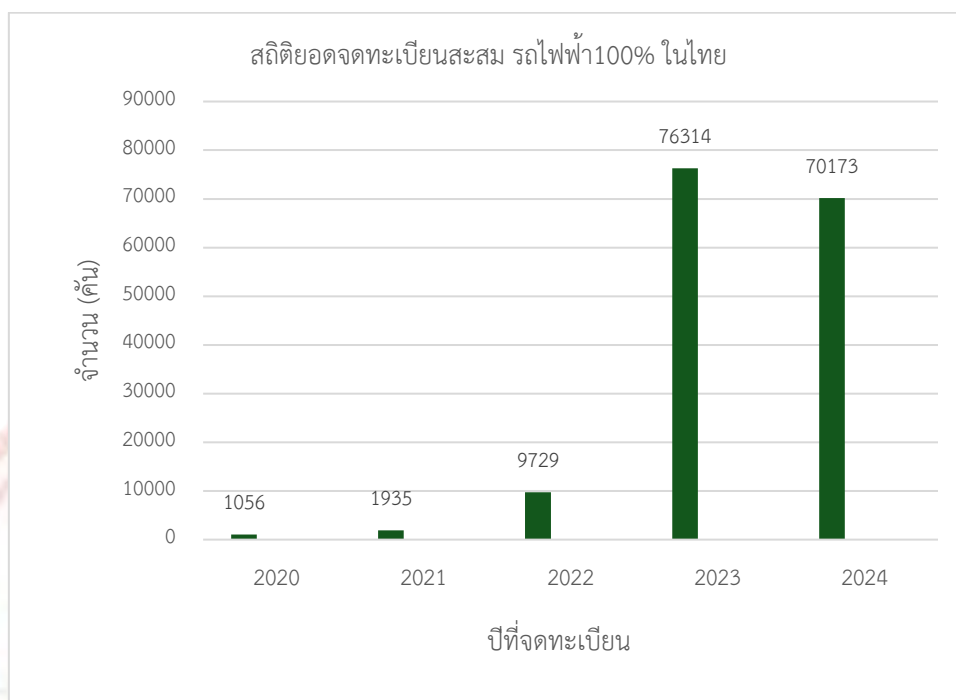
ปี 2020 : เดือน มกราคม – ธันวาคม 2563 รวม 1,056 คัน

ปี 2021 : เดือน มกราคม – ธันวาคม 2564 รวม 1,935 คัน

ปี 2022 : เดือน มกราคม – ธันวาคม 2565 รวม 9,729 คัน

ปี 2023 : เดือน มกราคม – ธันวาคม 2566 รวม 76,314 คัน

ปี 2024 : เดือน มกราคม – พฤษภาคม 67 รวม 70,173 คัน



ภาพที่ 1-1 แสดงจำนวนการจดทะเบียนรถไฟฟ้าในไทย [1]

การเติบโตอย่างรวดเร็วนี้นำไปสู่ความต้องการสถานีอัดประจุไฟฟ้า (Charging Stations) ที่เพิ่มขึ้น โดยข้อมูล ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 ระบุว่าประเทศไทยมีสถานีอัดประจุไฟฟ้าจำนวน 2,658 สถานี และหัวชาร์จรวม 9,694 หัว แยกเป็นหัวชาร์จแบบ DC CCS2, DC CHAdeMO และ AC TYPE2 โดยผู้ให้บริการชั้นนำ เช่น EV STATION PLUZ, EA ANYWHERE, และ PEA VOLTA ได้ติดตั้งและเปิดใช้งานสถานีและหัวชาร์จในหลายพื้นที่ทั่วประเทศโดย 4 อันดับแรกของผู้ให้บริการ ได้แก่ [2]

1. EV STATION PLUZ เปิดแล้ว 705 สถานี 2,077 หัวชาร์จ แยกเป็นหัวชาร์จ DC CCS2 จำนวน DC CHAdeMO จำนวน 360 หัวชาร์จ หัวชาร์จ AC TYPE2 จำนวน 5,161 หัวชาร์จ
2. EA ANYWHERE เปิดแล้ว 538 สถานี 3,339 หัวชาร์จ แยกเป็นหัวชาร์จ DC CCS2 จำนวน 1,515 DC หัวชาร์จ AC TYPE2 จำนวน 1,824 หัวชาร์จ
3. PEA VOLTA เปิดแล้ว 339 สถานี 1,021 หัวชาร์จ แยกเป็นหัวชาร์จ DC CCS2 จำนวน 534 หัวชาร์จ DC CHAdeMO จำนวน 316 หัวชาร์จ หัวชาร์จ AC TYPE2 จำนวน 171 หัวชาร์จ

4. REVERSHARGER เปิดแล้ว 323 สถานี 959 หัวชาร์จ แยกเป็นหัวชาร์จ DC CCS2 จำนวน 285 หัวชาร์จ DC CHAdeMO จำนวน 1 หัวชาร์จ หัวชาร์จ AC TYPE2 จำนวน 673 หัวชาร์จ

5. EVOLT เปิดแล้ว 233 สถานี 624 หัวชาร์จ แยกเป็นหัวชาร์จ DC CCS2 จำนวน 57 หัวชาร์จ DC CHAdeMO จำนวน 15 หัวชาร์จ หัวชาร์จ AC TYPE2 จำนวน 552 หัวชาร์จ



ภาพที่ 1-2 แสดงจำนวนสถานีอัดประจุไฟฟ้าในประเทศไทย [2]

แม้ว่าการขยายตัวของรถยนต์ไฟฟ้าและสถานีอัดประจุไฟฟ้าจะช่วยลดการปล่อยมลพิษและส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาด แต่ก็นำมาซึ่งความท้าทายในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าจำนวนมากที่

จำเป็นต่อการใช้งานในระบบนี้ ดังนั้น การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cells) ซึ่งสามารถแปลงพลังงานจากแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าได้ จึงเป็นหนึ่งในทางเลือกที่มีศักยภาพสูง และได้รับความสนใจอย่างมาก

อย่างไรก็ตาม การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้ายังมีปัจจัยที่ต้องพิจารณาทั้งในด้านเทคนิคและเศรษฐกิจ เช่น ประสิทธิภาพการผลิตพลังงาน ความเหมาะสมของอุปกรณ์ และต้นทุนการติดตั้ง เพื่อให้สามารถนำไปใช้งานได้มีประสิทธิภาพและยั่งยืน

ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงมุ่งเน้นการศึกษาความเป็นไปได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า โดยใช้โปรแกรม PVsyst ในการจำลอง วิเคราะห์ และประเมินประสิทธิภาพของระบบ เพื่อให้สามารถออกแบบและวางแผนการติดตั้งที่เหมาะสม อันจะช่วยส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดและตอบสนองความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้นในอนาคตอย่างมีประสิทธิภาพและยั่งยืน

1.2 วัตถุประสงค์

- 1.2.1 เพื่อออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระเพื่อใช้งานร่วมกับเครื่องอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า
- 1.2.2 เพื่อวิเคราะห์หาขนาดที่เหมาะสมกับอุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้า
- 1.2.3 เพื่อศึกษาต้นทุนการผลิต ผลตอบแทน และระยะเวลาคืนทุน
- 1.2.4 เพื่อศึกษาจำนวนการลดการปล่อยคาร์บอน และการขายคาร์บอนเครดิต

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

- 1.3.1 พื้นที่ที่ใช้ในการศึกษา คือ อาคารอเนกประสงค์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ (มจพ.) ตั้งอยู่บนถนนประชาราษฎร์ 1 แขวงวงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร ตำแหน่งละติจูด 13.8194 และลองจิจูด 100.5144

1.3.2 ใช้การจำลองในโปรแกรม PVSyst 7.4

1.3.3 ไม่พิจารณา Wiring loss.

1.3.4 ผลิตภัณฑ์ที่ทำมาวิเคราะห์แผงเซลล์แสงอาทิตย์โมโนคริสตัลไลน์ ยี่ห้อ Longi solar 580 W ส่วนแผงประเภทโพลีคริสตัลไลน์ ยี่ห้อ Jinko solar 335 W และแบตเตอรี่ LFP ยี่ห้อ Huawei 48 V 200 Ah และ แบตเตอรี่ NMC ยี่ห้อ kokam 48 V 120 Ah เท่านั้น

1.3.5 ราคา Carbon credits 45บาท/ตัน ค่าเฉลี่ยของเว็บไซต์ตลาดคาร์บอนปีพ.ศ.2567

1.3.6 อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 6.9% อ้างอิงจากธนาคารออมสิน

1.3.7 ใช้ทิศตะวันออกเฉียงเหนือ 50 องศา อ้างอิงจากการวัดพื้นที่ที่จะศึกษาจริง

1.4 ประโยชน์ของการวิจัย

1.4.1 สามารถประเมินศักยภาพและความเป็นไปได้ในการลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า

1.4.2 วิเคราะห์ขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า

1.4.3 สามารถนำไปต่อยอดเป็นต้นแบบในการออกแบบและติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าในพื้นที่ที่ไม่มีการเข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้า (Grid)

1.5 คำนิยามศัพท์เฉพาะ

เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cells) หมายถึง อุปกรณ์ที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยอาศัยกระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Process) ในงานวิจัยนี้ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono-crystalline Silicon และ Poly-crystalline Silicon ซึ่งมีประสิทธิภาพและคุณสมบัติแตกต่างกัน

ระบบการเชื่อมต่อแบบ Off-Grid (Off-Grid Connection) หมายถึง ระบบผลิตไฟฟ้าที่แยกตัวจากโครงข่ายไฟฟ้าหลัก โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกเก็บในแบตเตอรี่และนำไปใช้โดยไม่พึ่งพาพลังงานจากการไฟฟ้าภายนอก

โปรแกรม PVsyst หมายถึง ซอฟต์แวร์สำหรับออกแบบและวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถจำลองระบบเพื่อประเมินประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของโครงการได้

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) หมายถึง ค่าผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของรายรับและรายจ่ายในโครงการ หากค่า NPV มีค่ามากกว่า 0 แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐกิจ

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) หมายถึง อัตราส่วนผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการเท่ากับ 0 ใช้เป็นเกณฑ์วัดความคุ้มค่าในการลงทุน

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) หมายถึง ระยะเวลาที่ใช้ในการคืนทุนทั้งหมดที่ลงทุนในโครงการ โดยคิดจากรายได้สุทธิที่ได้รับต่อปีจนกระทั่งครบจำนวนเงินลงทุน

เครดิตคาร์บอน (Carbon Credits) หมายถึง ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์หรือก๊าซเรือนกระจกอื่น ๆ ซึ่งสามารถนำไปใช้ชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในโครงการอื่น ๆ หรือขายในตลาดซื้อขายเครดิตคาร์บอนได้

ศักยภาพของแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายวัน (Peak Sun Hours: PSH) หมายถึง ระยะเวลาเฉลี่ยในแต่ละวันที่แสงอาทิตย์มีความเข้มเทียบเท่ากับ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร ซึ่งเป็นค่าที่ใช้คำนวณพลังงานที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ (Feasibility Study) หมายถึง กระบวนการวิเคราะห์และประเมินความเป็นไปได้ของโครงการในแง่มุมต่าง ๆ เช่น เทคนิคลักษณะของระบบ เศรษฐศาสตร์ ความเหมาะสมด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม เพื่อพิจารณาว่าโครงการนั้นมีศักยภาพและคุ้มค่าต่อการลงทุนหรือไม่

สถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ (Electric Vehicle Charging Station) หมายถึง สถานที่ที่ให้บริการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่ออัดประจุให้กับแบตเตอรี่ของรถยนต์ไฟฟ้า (EV) ซึ่งสามารถแบ่งได้ตาม

ประเภทของหัวชาร์จและกำลังไฟฟ้า เช่น AC Type 2, DC CCS2, และ DC CHAdeMO โดยสถานีเหล่านี้มักติดตั้งในพื้นที่สาธารณะ อาคารสำนักงาน หรือบ้านพักอาศัย

รถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle: EV) หมายถึง รถยนต์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่เป็นแหล่งพลังงานหลักในการขับเคลื่อน โดยไม่ต้องใช้เครื่องยนต์ที่ใช้ น้ำมันเชื้อเพลิง ส่งผลให้ไม่มีการปล่อยมลพิษทางอากาศ

กิโลวัตต์ (Kilowatt: kW) หมายถึง หน่วยวัดกำลังไฟฟ้า (Power) ที่ใช้ในการแสดงปริมาณพลังงานที่ระบบไฟฟ้าผลิตหรือใช้งานในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง โดย 1 กิโลวัตต์เท่ากับ 1,000 วัตต์

กิโลวัตต์-ชั่วโมง (Kilowatt-hour: kWh) หมายถึง หน่วยวัดพลังงานไฟฟ้า (Energy) ที่แสดงถึงปริมาณพลังงานที่ใช้ในช่วงเวลาหนึ่ง เช่น การใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าขนาด 1 กิโลวัตต์ เป็นเวลา 1 ชั่วโมง จะใช้พลังงานเท่ากับ 1 กิโลวัตต์-ชั่วโมง



บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

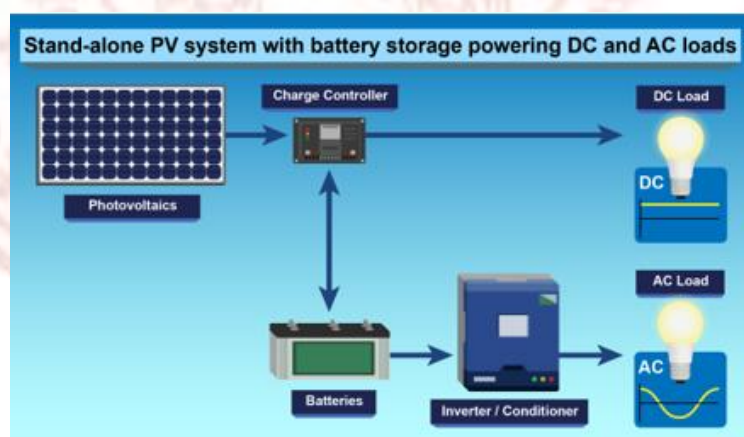
ในการวิจัยหัวข้อการศึกษาความเป็นไปได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า ผู้วิจัยได้ศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ส่วนประกอบต่างๆในระบบ ,วิธีการใช้งานโปรแกรมจำลอง PVsyst, Carbon Credits และรวมไปถึงการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ

2.1 การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งออกเป็น 3 ระบบ ได้แก่ ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย และระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

2.1.1 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV stand-alone system)

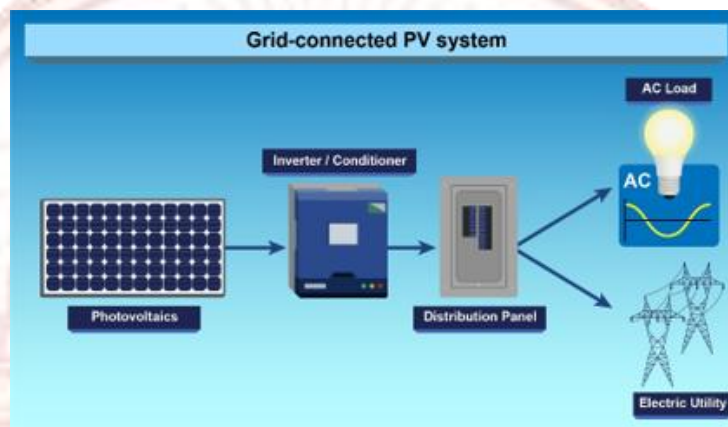
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการออกแบบมาเพื่อใช้ในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้า อุปกรณ์ของระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อใช้งานตรงกับโหลดไฟฟ้า กระแสตรง และอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับแบบอิสระ ถ้าหากกำลังฟ้าเหลือสามารถนำไปชาร์ตเข้าแบตเตอรี่ได้ [3,5]



ภาพที่ 2-1 แสดงระบบการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอิสระ [6]

2.1.2 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า (PV grid connected system)

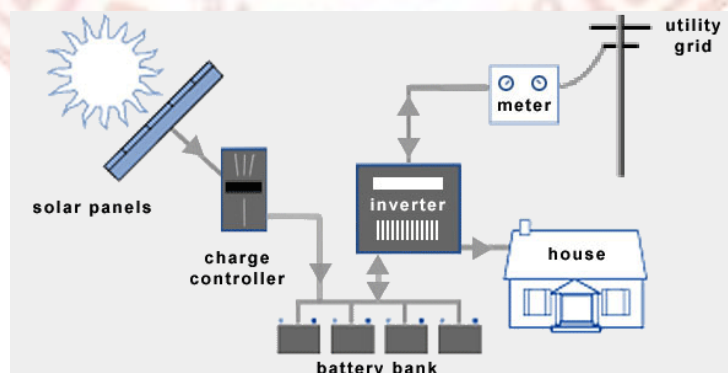
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบมาสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้า กระแสตรงเป็นกระแสสลับเข้าสู่ระบบสายไฟฟ้าโดยตรง เหมาะกับพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง มีความเสถียรภาพมากกว่าเนื่องจากมีไฟฟ้าจากทางกรไฟฟ้าใช้ร่วมด้วย [3,5]



ภาพที่ 2-2 แสดงระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า [6]

2.1.3 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบมาจากการผสมผสานระหว่างระบบกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ กับระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งระบบนี้จะใช้พลังงานจากการไฟฟ้าเมื่อไม่มีแสงอาทิตย์ และสามารถใช้งานร่วมกันกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กังหันลมผลิตไฟฟ้า และแบตเตอรี่ [3,5]



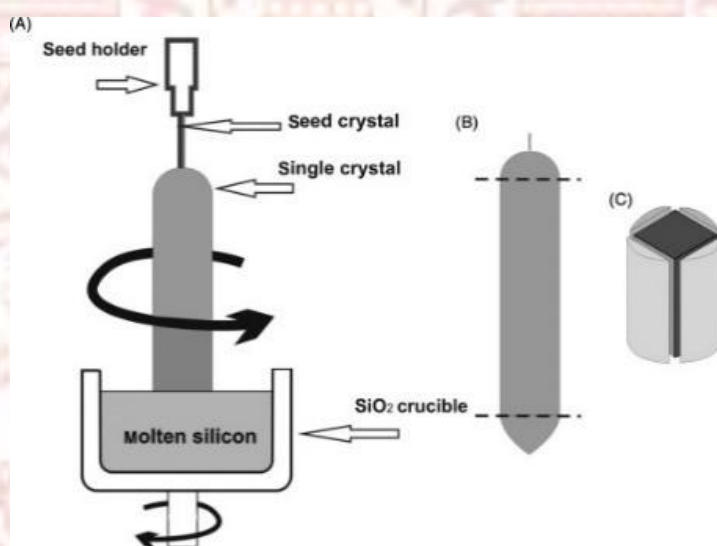
ภาพที่ 2-3 แสดงระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน [7]

2.2 ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้อยู่ในปัจจุบันจะส่วนใหญ่จะใช้สารกึ่งตัวนำซิลิกอน (Silicon Semiconductor) ซึ่งมีทั้งแบบที่เป็นผลึก (Crystal) และไม่เป็นผลึก (Amorphous) สารกึ่งตัวนำชนิดผลึกใช้งานกันอย่างแพร่หลาย ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ องค์ประกอบหลักของระบบคือแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า ในท้องตลาดมีชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์นั้นแบ่งได้ 3 ชนิด

2.2.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ (Mono Crystalline Silicon Solar Cell) [3,4]

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ทำจากผลึกเดี่ยวของซิลิกอนบริสุทธิ์สูงที่มีทรงกระบอก ทรงกระบอกนั้นเกิดจากการบวนการกวนผลึกให้เกาะกันที่แกนกลาง ที่เรียกว่า Czochralski process นำมาหั่นเป็นแผ่นบางๆและตัดด้านข้างออกเป็นทรงสี่เหลี่ยมจัตุรัสซึ่งจะถูกเปลี่ยนเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 2-4



ภาพที่ 2-4 แสดงกระบวนการ Czochralski process [8]

ซึ่งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์จะมีประสิทธิภาพประมาณร้อยละ 15-20 นั้นหมายความว่าสามารถแปลงร้อยละ 15-20 ของพลังงานในแสงอาทิตย์ที่กระทบลงมาเป็นพลังงานไฟฟ้า รูปที่ 2-5 แสดงแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์



ภาพที่ 2-5 แสดงภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ [9]

ข้อดีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์

- 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์มีประสิทธิภาพดีที่สุด เพราะทำมาจากซิลิคอนคุณภาพสูง ซึ่งประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์อยู่ที่ประมาณร้อยละ 15-20
- 2) แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ประหยัดพื้นที่ เนื่องจากแผงประเภทนี้ผลิตพลังงานได้สูงสุดต่อพื้นที่เมื่อเทียบกับชนิดอื่นๆ ซึ่งผลิตพลังงานได้มากถึง 4 เท่าของประเภทฟิล์มบางในกรณีที่มีพื้นที่เท่ากัน
- 3) แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์มีอายุการใช้งานนานที่สุด ส่วนใหญ่ผู้ผลิตจะรับประกัน 25 ปี

ข้อด้อยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์

- 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์นั้นมีราคาสูงที่สุด
- 2) หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกบดบัง หรือถูกปกคลุมด้วยร่มเงา ฝุ่น อาจจะทำให้การผลิตไฟฟ้าลดลง
- 3) ในกระบวนการผลิตโมโนคริสตัลไลน์ซิลิคอน ส่งผลให้ได้แท่งกระบอกขนาดใหญ่ซึ่งด้านทั้ง 4 ด้านจะถูกตัดออกเพื่อสร้างเป็นแผ่นเวเฟอร์ซิลิคอน ส่วนที่เหลือจากการตัดจะกลายเป็นขยะจำนวนมาก

2.2.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ (Poly Crystalline Silicon Solar Cell)

โพลีคริสตัลไลน์ เป็นแผงโซลาร์เซลล์ที่มีคุณภาพลดลงมาจากแผงโมโนคริสตัลไลน์ โดยมีการนำซิลิคอนมาหลอมละลายเพื่อเป็นต้นกำเนิดของการผลิตไฟฟ้า แต่มีวิธีการผลิตที่ไม่ซับซ้อนและใช้ซิลิคอนจำนวนน้อยกว่าแผงแบบ Monocrystalline จึงทำให้โครงสร้างของผลิตภัณฑ์น้อยกว่า

แผงโซลาร์เซลล์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ จึงมีประสิทธิภาพน้อยกว่า ส่งผลทำให้แผงโซลาร์เซลล์ชนิดนี้มีราคาต่ำกว่าแผงโซลาร์เซลล์ชนิด Monocrystalline

ข้อดีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์

1) มีราคาถูกกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ เพราะกระบวนการผลิตที่ง่ายกว่าและเสียค่าใช้จ่ายที่น้อยกว่า

2) มีประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าที่อุณหภูมิสูง

ข้อด้อยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์

1) มีประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 15-18 % ซึ่งต่ำกว่าชนิดโมโนคริสตัลไลน์ เนื่องจากมีความบริสุทธิ์ของซิลิคอนที่น้อยกว่า

2) ต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งมากกว่าเพื่อให้ได้กำลังผลิตที่เท่ากับการติดตั้งด้วยแผงชนิดโมโนคริสตัลไลน์



ภาพที่ 2-6 แสดงแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ [9]

2.2.3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง หรือ อะมอร์ฟัสโซลาร์เซลล์ (Amorphous Solar Cell)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัส หรือมีอีกชื่อว่าฟิล์มบาง เป็นการนำซิลิคอนมามาฉาบเป็นฟิล์มบาง ๆ ซ้อนกันหลาย ๆ ชั้น เพื่อให้สามารถรับแสงอาทิตย์ที่มาจากซิลิคอนเพื่อแปลงเป็นกระแสไฟฟ้า แต่แผงโซลาร์เซลล์ชนิดนี้ไม่ค่อยเป็นที่นิยม เนื่องจากมีประสิทธิภาพเฉลี่ยอยู่ที่ 7-13% เท่านั้น ส่วนมากจะถูกนำมาใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดเล็กต่าง ๆ เช่น เครื่องคิดเลข นาฬิกา เป็นต้น

ข้อดีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัส

1) การผลิตจำนวนมากนั้นทำได้ง่าย

2) กำลังไฟได้รับผลกระทบน้อยกว่าจากอุณหภูมิสูง

3) ทำงานได้ดีในสภาพแสงน้อย

4) สามารถโค้งงอเป็นรูปต่างๆได้

ข้อเสียของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัส

1) มีประสิทธิภาพต่ำ

2) ใช้เวลานานในการติดตั้ง

3) มีข้อจำกัดในการเลือกใช้อินเวอร์เตอร์

เนื่องจากโมโนคริสตัลไลน์และโพลีคริสตัลไลน์ต่างมีข้อดี ข้อด้อยที่แตกต่างกันจึงนำมาสรุปในตารางที่ 2-1

ตารางที่ 2-1 เปรียบเทียบคุณสมบัติแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์กับโพลีคริสตัลไลน์

คุณสมบัติ	โมโนคริสตัลไลน์	โพลีคริสตัลไลน์
ประสิทธิภาพ	มีประสิทธิภาพสูงกว่า 17-22% เนื่องจากความบริสุทธิ์ของซิลิกอนที่มากกว่า	มีประสิทธิภาพประมาณ 15-18% โครงสร้างของผลึกสมบูรณ์น้อยกว่า
ราคา	มีราคาสูงกว่า จากกระบวนการผลิตที่ซับซ้อน และคุณภาพของซิลิกอน	มีราคาที่ต่ำกว่า จากกระบวนการผลิตที่นำซิลิกอนมาหลอมรวมกัน
การทำงานในสภาวะแสงน้อย	มีประสิทธิภาพสูงในสภาวะแสงน้อย สูญเสียพลังงานน้อยกว่า	มีประสิทธิภาพต่ำกว่าในสภาวะแสงน้อย สูญเสียพลังงานมากในการแปลงพลังงาน
พื้นที่ติดตั้ง	เนื่องจากประสิทธิภาพสูงกว่า จึงสามารถผลิตพลังงานได้มากกว่าในพื้นที่เท่ากัน	ใช้พื้นที่ในการติดตั้งมากกว่าเพื่อให้ผลิตพลังงานในปริมาณเท่ากัน
อายุการใช้งาน	อายุการใช้งาน 25 ปี ขึ้นไป เมื่อเวลาผ่านไปประสิทธิภาพลดลงไม่เยอะ	อายุการใช้งานประมาณ 20-25 ปี แต่ประสิทธิภาพลดลงเร็วกว่าเมื่อใช้งานในระยะยาว
ความทนทานในสภาพอากาศร้อน	ทำงานได้ดี	ประสิทธิภาพลดลงเมื่ออยู่ในสภาพอากาศร้อน

2.2.4 ปัจจัยที่กำหนดประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [3]

จำนวนพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้ามาจะถูกแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้ามากหรือน้อยนั้นขึ้นอยู่กับ 6 ปัจจัยเหล่านี้

1) ประเภทแผงพลังงานแสงอาทิตย์

แผงที่ทำมาจากซิลิคอนที่มีความบริสุทธิ์สูงก็จะทำให้มีประสิทธิภาพสูงที่สุด

2) การยึดและการติดตั้งแผง

การยึดและติดตั้งแผงจะต้องคำนวณว่าควรมีความลาดเอียงจากพื้นกี่องศา และหันหน้าไปทางทิศใด โดยทั่วไปในประเทศไทยจะติดตั้งไปทางทิศใต้และมีความชันประมาณ 15 องศาจากพื้นดิน

3) ความเข้มของแสง

กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสง เมื่อความเข้มแสงสูง กำลังไฟฟ้าที่ได้จากโซลลาร์เซลล์ก็จะสูงตาม

4) อุณหภูมิ

กระแสไฟฟ้าจะไม่แปรผันตามอุณหภูมิ แต่แรงดันไฟฟ้าจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น โดยเฉลี่ยทุก ๆ 1 องศาเซลเซียสที่เพิ่มขึ้น ทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.5%

5) เงาบังแสง

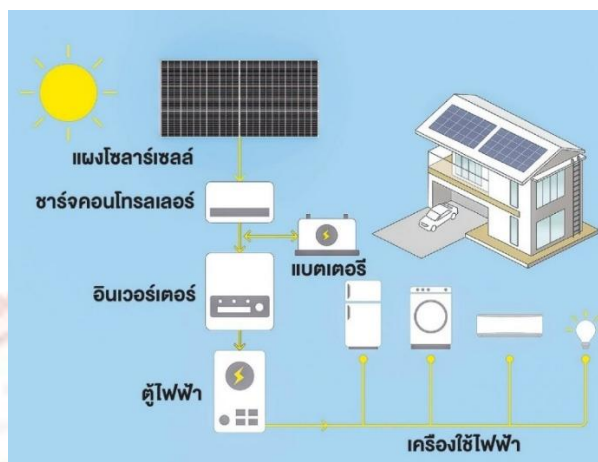
หากมีเงาบังแสงในบางส่วนของแผงก็มีผลกระทบต่อประสิทธิภาพของระบบ เพราะระบบผลิตไฟฟ้าจากโซลลาร์เซลล์จะออกแบบให้เชื่อมต่อกันเพื่อให้ได้แรงดันตามที่ต้องการ เมื่อมีเงา มาบังก็อาจจะทำให้กระแสไฟฟ้าในระบบหยุดไหล

6) อายุการใช้งาน

ประสิทธิภาพจะลดลงตามอายุการใช้งาน โดยทั่วไปจะลดลง 0.5% ทุกปี ผู้ผลิต มักจะรับประกันว่าแผงสามารถจ่ายพลังงานได้มากกว่า 80% หลังจาก 25 ปี

2.3 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

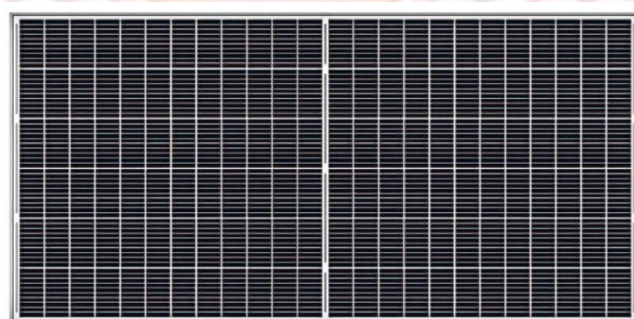
ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ ตัวควบคุมประจุ แบตเตอรี่ และอื่น ๆ ดังแสดงในภาพที่ 2-7



ภาพที่ 2-7 แสดงส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [10]

2.3.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar panel)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นเซลล์หลายๆเซลล์ประกอบเข้าด้วยกันเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 2-8



ภาพที่ 2-8 แสดงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [10]

หากนำแผงโซลาร์เซลล์หลายแผงมาเชื่อมต่อกันจะเรียกว่า อาร์เรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งการเชื่อมต่อแผงแสงอาทิตย์เพื่อสร้างอาร์เรย์ พลังงานทั้งหมดจากอาร์เรย์ คือผลรวมพลังงานของแต่ละแผง การเชื่อมต่อสามารถทำได้ 3 วิธีดังนี้

- 1) การต่อแบบอนุกรม เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าขาออกของโซลาร์เซลล์
- 2) การต่อแบบขนาน เพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้าขาออกของโซลาร์เซลล์
- 3) การต่อแบบผสมเพื่อเพิ่มทั้งแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของโซลาร์เซลล์

2.3.2 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์ที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรง (DC) เป็น กระแสสลับ (AC) เนื่องจากเครื่องใช้ไฟฟ้าในบ้านหรือสำนักงานใช้กระแสสลับ ดังรูปที่ 9 แสดงหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ โดยที่ขาเข้าของอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟ DC อย่างเช่นการต่อตรงกับแบตเตอรี่ หรือ อาร์เรย์เซลล์แสงอาทิตย์ที่ด้านขาออกจ่ายไฟ AC ให้กับผู้บริโภค



ภาพที่ 2-9 แสดงหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ [3]

2.3.3 ตัวควบคุมการชาร์จประจุ (Charger controller)

เครื่องควบคุมการชาร์จประจุควบคุมการจ่ายพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งใช้ในการชาร์จแบตเตอรี่ ทำได้โดยการรับแรงดันไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปยังไปยังแบตเตอรี่

ตัวควบคุมการชาร์จมีหน้าที่หลักๆ 4 ประการดังนี้

- 1) ควบคุมให้การชาร์จเป็นไปอย่างปลอดภัย และสมบูรณ์
- 2) เพื่อป้องกันแบตเตอรี่จากการชาร์จประจุมากเกินไป
- 3) เพื่อป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับจากแบตเตอรี่ไปยังแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- 4) ตัวควบคุมการชาร์จที่มีฟังก์ชันโวลคอนโทรลเลอร์จะช่วยป้องกันการคายประจุที่ลึก

ได้

สำหรับตัวควบคุมการชาร์จประจุมี 2 แบบได้แก่

- 1) การปรับความกว้างพัลส์ (Pulse Width Modulation, PWM) เป็นเครื่องควบคุมการชาร์จที่พบมากที่สุด ดังแสดงภาพที่ 2-10 แรงดันไฟฟ้าในการชาร์จประจุแบตเตอรี่จะถูกกำหนดให้อยู่ในระดับที่ต้องการ โดยการสลับการเปิด ปิด อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ด้วยความถี่ที่สูง [2]



ภาพที่ 2-10 แสดงตัวควบคุมการชาร์จแบบ PWM [11]

2) การติดตามกำลังสูงสุด (Maximum Power Point Tracking, MPPT) MPPT จะควบคุมให้กระแสและแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีค่าที่เหมาะสม เพื่อให้ได้กำลังที่เหมาะสมในการชาร์จแบตเตอรี่ ตัวควบคุมชนิดนี้จะมีราคาที่สูงกว่า และส่วนใหญ่จะใช้กับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ดังแสดงในภาพที่ 2-11

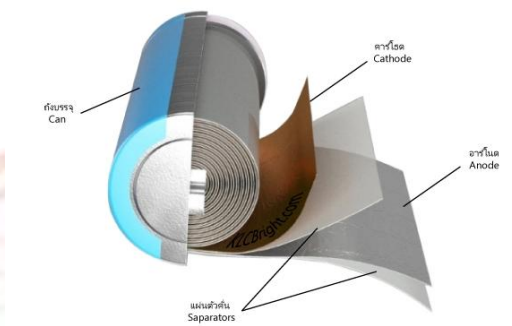


ภาพที่ 2-11 แสดงตัวควบคุมการชาร์จแบบ MPPT [11]

2.3.4 แบตเตอรี่ (Battery bank) [12]

แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน (Lithium-Ion Battery) คือแบตเตอรี่ชนิดหนึ่งที่ใช้ลิเทียมเป็นส่วนประกอบหลักในการทำงาน โดยการสร้างศักย์ไฟฟ้าให้เกิดขึ้นระหว่างขั้วบวกและขั้วลบและคั่นด้วยฉนวน (Separator) หรือตัวคั่นนั้นสามารถเป็นได้ทั้งฉนวนและตัวนำไอออน ขณะชาร์จฟลิเทียมไอออนจะเคลื่อนที่จากขั้วบวกไปยังขั้วลบผ่านตัวคั่น เมื่อคายประจุลิเทียมไอออนจะเคลื่อนที่ไปในทิศทางที่ตรงกันข้าม ซึ่งการเคลื่อนที่ของประจุลิเทียมไอออนทำให้เกิดความต่างศักย์ไฟฟ้าเกิดขึ้น และเมื่อไม่มีการใช้งานตัวคั่นนั้นจะทำหน้าที่เป็นฉนวนกันไม่ให้ไอออนเคลื่อนที่ไปมา ดังภาพที่ 2-12 ที่แสดงส่วนประกอบของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนมีความนิยมนำมาใช้แพร่หลาย

เนื่องจากมีคุณสมบัติที่ดีหลายประการ เช่น ความหนาแน่นสูง น้ำหนักเบา และมีอายุการใช้งานที่ยาวนาน



ภาพที่ 2-12 แสดงส่วนประกอบของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน [12]

ชนิดของแบตเตอรี่ลิเทียม

ชนิดของแบตเตอรี่ลิเทียมนั้นจะเรียกตามองค์ประกอบ ซึ่งมีทั้งหมด 6 ชนิด เพื่อให้เหมาะสมกับการใช้งาน ประสิทธิภาพสูงสุด

1. แบตเตอรี่ลิเทียมฟอสเฟต (Lithium Ion Phosphate : LFP)

แบตเตอรี่ลิเทียมฟอสเฟต หรือ LEP หรือ LiFePO_4 เป็นชนิดที่ใช้อยู่ทั่วไปและใช้อยู่มากที่สุด มีรอบการใช้งานที่นาน ไม่มีปัญหาด้านความร้อน มีประสิทธิภาพด้านเคมีไฟฟ้าที่ดี LEP

ข้อดีของแบตเตอรี่ลิเทียมฟอสเฟต

- 1) อายุการใช้งานนาน มีอายุการใช้งานประมาณ 2000 cycles หรือมากกว่า
- 2) deep of discharge (DOD) สูง ประมาณ 80%-100% โดยไม่ทำให้แบตเตอรี่

เสียหาย

- 3) ปลอดภัยและทนต่ออุณหภูมิสูง

ข้อด้อยแบตเตอรี่ลิเทียมฟอสเฟต

- 1) มีค่าพลังงานจำเพาะไม่สูง
- 2) ประสิทธิภาพจะลดลงเมื่อมีอุณหภูมิต่ำ
- 3) ไม่ค่อยเหมาะกับการใช้งานที่มีการใช้งานแบบกระแสวิกการสูงๆ เนื่องจาก

คุณสมบัติเรื่องอายุการใช้งาน และค่า DOD ทำให้ไม่เหมาะกับการใช้งานเช่นการสตาร์ทเครื่องยนต์

2. แบตเตอรี่ลิเทียมโคบอลต์ออกไซด์ (Lithium Cobalt Oxide : LCO)

แบตเตอรี่ลิเทียมโคบอลต์ออกไซด์มีค่าพลังงานจำเพาะที่สูงแต่มีค่ากำลังงานจำเพาะต่ำ ทำให้สามารถจ่ายไฟได้นานแต่จ่ายไฟให้กับอุปกรณ์ที่กินไฟสูงไม่ค่อยดี จึงเหมาะสมกับการใช้งานในอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ต้องการกำลังน้อย แต่นาน

ข้อดีของแบตเตอรี่ลิเทียมโคบอลต์ออกไซด์

มีค่าพลังงานจำเพาะที่สูงสามารถจ่ายไฟให้กับอุปกรณ์ที่กินไฟต่ำได้นาน

ข้อด้อยของแบตเตอรี่ลิเทียมโคบอลต์ออกไซด์

- 1) มีอายุการใช้งานที่สั้น 500-1000 cycles
- 2) มีราคาค่อนข้างสูง เนื่องจากวัสดุเป็นโคบอลต์
- 3) มีปัญหาเรื่องความปลอดภัยเพราะทนความร้อนได้ต่ำ
- 4) ไม่เหมาะสมกับการใช้งานกับอุปกรณ์ที่กินไฟสูง

3. แบตเตอรี่ลิเทียมแมงกานีสออกไซด์ (Lithium Manganese Oxide : LMO)

แบตเตอรี่ลิเทียมแมงกานีสออกไซด์ใช้ธาตุลิเทียมแมงกานีสออกไซด์เป็นแคโทด ซึ่งการรวมกันของธาตุ 3 ชนิดนี้จะทำให้การไหลของไอออนดีขึ้น มีความต้านทานภายในต่ำลง เพิ่มกระแสได้ดีขึ้น และเพิ่มค่าการทนต่อความร้อนได้มากขึ้น แบตเตอรี่ชนิดนี้ทนต่อการชาร์จแบบเร็ว (fast charge) และจ่ายกระแสสูง (high discharge current) แบตเตอรี่ LMO สามารถจ่ายกระแสได้ถึง 20-30A แต่มีค่าการเก็บพลังงานได้น้อยและอายุการใช้งานไม่นาน ส่วนใหญ่นำไปใช้งานอุปกรณ์ทางการแพทย์ รถไฟฟ้าและไฮบริดบางรุ่น

ข้อดีของแบตเตอรี่ลิเทียมแมงกานีสออกไซด์

- 1) ชาร์จเร็ว
- 2) มีค่าพลังงานจำเพาะสูงกว่าแบตเตอรี่ LCO
- 3) จ่ายกระแสได้สูง

ข้อด้อยของแบตเตอรี่ลิเทียมแมงกานีสออกไซด์ คือ มีอายุการใช้งานที่สั้นเพียงแค่ 300-700 cycles เป็นแบตเตอรี่ที่มีอายุสั้นที่สุดใน 6 ชนิด

4. แบตเตอรี่ลิเทียมนิเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ (Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide :NMC)

แบตเตอรี่ลิเทียมนิเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ หรือ NMC เป็นการเพิ่มนิเกิล Ni ซึ่งมีความจุพลังงานจำเพาะ(Energy Specific Capacity; Ah/kg)สูง เข้าไปในส่วนประกอบของแคโทดทำให้แบตเตอรี่ NMC มีค่าพลังงานจำเพาะสูงขึ้น ผลที่ได้คือได้เซลล์ที่มีความต่างศักย์หรือแรงดันไฟฟ้าสูงถึงประมาณ 4V/cell เดิมทีเดียวแบตเตอรี่ชนิด NMC ไม่ได้มีส่วนผสมของแมงกานีส

ต่อมานักวิจัยได้เพิ่มแมงกานีสเข้าไปเพื่อเพิ่มความเสถียร ผลก็คือแบตเตอรี่ NMC มีทั้งความเสถียรและใช้งานได้ในงานแรงดันสูง (high voltage applications) การปรับเปลี่ยนส่วนผสมระหว่างนิกเกิล แมงกานีส และโคบอลต์ ทำให้เกิดแบตเตอรี่ชนิดต่างๆและคุณสมบัติที่แตกต่างกันและยังคงเป็นจุดขายของผู้ผลิตแต่ละราย ในปัจจุบันแบตเตอรี่ NMC มีความต้องการสูงในอุตสาหกรรมรถยนต์ EV เพราะด้วยคุณสมบัติ มีค่าความจุพลังงานจำเพาะสูง จ่ายกระแสได้สูง มีเสถียรภาพ และทนต่ออุณหภูมิได้ดีมาก มีใช้ในรถยนต์ไฟฟ้าหลายรุ่น

ข้อดีของแบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์

- 1) มีค่าพลังงานจำเพาะสูง
- 2) สามารถจ่ายกระแสได้มาก
- 3) ชาร์จเร็ว
- 4) มีอายุการใช้งานนาน
- 5) ปลอดภัย

ข้อด้อยของแบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ คือ มีแรงดันไฟฟ้าต่อเซลล์ที่น้อยกว่าแบตเตอรี่ LCO

5. แบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลโคบอลต์อลูมิเนียมออกไซด์ (Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxide : NCA)

แบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลโคบอลต์อลูมิเนียมออกไซด์ NCA มีคุณสมบัติคล้ายกับ NMC ตรงที่เก็บไฟมากและจ่ายได้นาน แต่ความปลอดภัยยังไม่สูงต้องมีระบบตรวจเช็คความปลอดภัยอยู่เสมอเมื่อนำมาใช้งานกับ EV

ข้อดีของแบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลโคบอลต์อลูมิเนียมออกไซด์

- 1) มีค่าพลังงานจำเพาะสูง
- 2) สามารถจ่ายกระแสได้ดี
- 3) ชาร์จได้เร็ว
- 4) อายุการใช้งานนาน

ข้อเสียของแบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลโคบอลต์อลูมิเนียมออกไซด์

- 1) มีความปลอดภัยต่ำกว่าชนิดอื่น
- 2) มีราคาสูง

6. แบตเตอรี่ลิเทียมไททาเนต (Lithium Titanate : LTO)

แบตเตอรี่ลิเทียมไททาเนต หรือ LTO ที่เปลี่ยนอาร์โนดจากกราไฟต์เป็นลิเทียมไททาเนตส่วนแคโทดมีทั้งเป็น LMO หรือ LMC ผลคือได้แบตเตอรี่ที่ทั้ง ชาร์จเร็วกว่าแบตเตอรี่ชนิด

อื่นๆ อายุการใช้งานนาน และมีความปลอดภัยขึ้น แบตเตอรี่ลิเทียมไททาเนต (LTO) มีใช้ในรถยนต์ EV เวอร์ชันที่มีใช้ภายในประเทศญี่ปุ่นเอง นอกจากนี้ยังมีใช้ในเครื่องมือทางการทหาร โฟลนโนโซล่า เซลล์ รถ EV สถานีชาร์จรถ EV UPS เครื่องมือสื่อสาร รวมไปถึงอุปกรณ์ทางอวกาศ

ข้อดีของแบตเตอรี่ลิเทียมไททาเนต

- 1) ชาร์จเร็ว
- 2) มีช่วงอุณหภูมิที่ใช้งานได้กว้างมาก
- 3) มีอายุการใช้งานที่นาน
- 4) มีความปลอดภัยและมีความเสถียรสูงที่สุด

ข้อด้อยของแบตเตอรี่ลิเทียมไททาเนต

- 1) มีค่าพลังงานจำเพาะต่ำ จึงทำให้มีขนาดแบตเตอรี่ที่ใหญ่มาก
- 2) มีราคาสูงมาก

ซึ่งแบตเตอรี่ลิเทียมที่พบมากที่สุดในตลาดสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ แบตเตอรี่ลิเทียมนิเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ (LiNiMnCoO_2 หรือ NMC) และแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนฟอสเฟต (LiFePO_4) ซึ่งมีความแตกต่างกันทั้งในด้านวัสดุที่ใช้ผลิตและคุณสมบัติเฉพาะตัวหลายประการ ทางผู้วิจัยจึงเลือก 2 ประเภทนี้มาวิจัยเพื่อเปรียบเทียบ

2.3.5 เครื่องชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า (EV Charger)

เครื่องชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า คือ อุปกรณ์หรือระบบที่ใช้ในการชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าให้มีพลังงานพร้อมใช้งานอีกครั้งหลังจากที่แบตเตอรี่ถูกใช้งานไป ระบบ EV Charger มีหลายรูปแบบตามลักษณะการใช้งานและความต้องการของผู้ใช้งาน โดยแบ่งการชาร์จออกเป็น 2 ประเภท คือ Normal Charge (AC Charging) และ Fast Charge (DC Charging) การชาร์จแบบธรรมดาด้วยไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Charging) เช่นตู้ชาร์จติดตั้งที่บ้านหรือตามห้างสรรพสินค้า ระยะเวลาการชาร์จจะลดลง อยู่ที่ประมาณ 4-7 ชั่วโมง ขึ้นอยู่กับกำลังไฟของเครื่องชาร์จ Wall box, ขนาดของแบตเตอรี่ และคุณลักษณะของรถ [13]

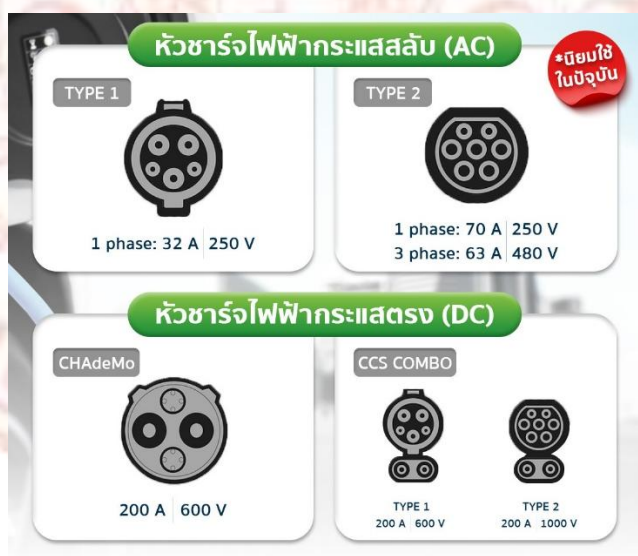


ภาพที่ 2-13 wall box charger [14]

การชาร์จด้วยตู้ชาร์จติดตั้งสามารถชาร์จได้รวดเร็วกว่าการต่อจากเต้ารับภายในบ้านโดยตรง โดยหัวชาร์จที่ใช้จะแบ่งออกเป็น 2 แบบ

TYPE 1 เป็นหัวชาร์จที่ใช้กับรถยนต์พลังงานไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศญี่ปุ่น

TYPE 2 เป็นหัวชาร์จที่นิยมใช้กับรถยนต์พลังงานไฟฟ้าในแถบทวีปยุโรป



ภาพที่ 2-14 แสดงหัวชาร์จแต่ละรูปแบบ [13]

2.4 ขนาดของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [3]

การหาขนาดของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะต้องทำการทำการประเมินปัจจัยต่างๆ เหล่านี้

2.4.1 การประเมินความต้องการพลังงาน

การประเมินความต้องการพลังงานหรือการประเมินโหลดในระบบ ต้องพิจารณาทั้งส่วนที่จำเป็นและไม่จำเป็น มีวิธีพิจารณาระดับกำลังไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้า 3 วิธีคือ การอ่านป้ายโดยตรง การวัดแรงดันและกระแสโดยใช้มิเตอร์เพื่อตรวจสอบกำลังไฟฟ้า และการการวัดพลังงานโดยใช้เครื่องวัดพลังงาน

ตัวอย่างการคำนวณความต้องการพลังงาน

ตารางที่ 2-2 ตัวอย่างการคำนวณพลังงาน

โหลด	กำลังไฟฟ้า	จำนวน	เวลาใช้งาน	พลังงานแต่ละวัน
เครื่องปรับอากาศ	1200	1	6	7200
คอมพิวเตอร์	20	1	6	120
หลอดไฟ	20	4	8	240
รวม				7560 วัตต์ชั่วโมง

2.4.2 การประเมินขนาดของแบตเตอรี่

พลังงานทั้งหมดที่ต้องการจะถูกคำนวณเพื่อหาพลังงานที่จะต้องเก็บไว้ในแบตเตอรี่ เมื่อประเมินความต้องการพลังงานรายวัน (E_{daily}) ได้แล้ว จะนำมาหารประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ ($\eta_{inv} = 90\%$)

$$E_{demand} = \frac{E_{daily}}{\eta_{inv}} \quad (2-1)$$

เมื่อ E_{daily} คือ ความต้องการพลังงานรายวัน (Wh)

η_{inv} คือ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ โดยที่ทั่วไปจะกำหนดอยู่ที่ 90%

E_{demand} คือ ความต้องการพลังงาน (Wh)

การหาความจุแบตเตอรี่ [Wh] ต้องกำหนดค่าการคายประจุแบบลึก(DoD) เพื่อให้แบตเตอรี่มีอายุที่ยาวนานขึ้น เพราะจะไม่คายประจุออกมา 100% (DoD = 20%)

$$\text{ความจุแบตเตอรี่} = \frac{E_{\text{demand}}}{DoD} \quad (2-2)$$

เมื่อ Depth of Discharge (DoD) คือ ค่าการคายประจุแบบลึกมีค่าประมาณ 20%

ความจุแบตเตอรี่ คือ ค่าความสามารถในการกักเก็บประจุ (Wh)

หากต้องการความจุของแบตเตอรี่ที่อยู่ในหน่วย แอมแปร์-ชั่วโมง(Ah)

$$\text{ความจุแบตเตอรี่} = \frac{\text{ความจุแบตเตอรี่ [Wh]}}{\text{แรงดันไฟของระบบ}} [\text{Ah}] \quad (2-3)$$

2.4.3 การประมาณพลังงานแสงอาทิตย์

การประมาณพลังงานแสงอาทิตย์ ณ พื้นที่ที่ต้องการจะอ้างอิงจากชั่วโมงแสงอาทิตย์สูงสุด (Peak Sun Hour, PSH) ซึ่งจะแสดงถึงจำนวนชั่วโมงที่มีแสงแดดติดต่อกันหนึ่งวัน ประเทศไทยมี PSH = 5.224 โดยเฉลี่ยทั้งประเทศ ข้อมูลจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

สรุปผลการตรวจวัดข้อมูลความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2566 (เดือนมกราคม-กรกฎาคม)												
ลำดับที่	สถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์	ที่ตั้ง	Latitude	Longitude	ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือน ปี 2566 (หน่วย : MJ/m ² -day)							
					ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ค่าเฉลี่ย
1	กรุงเทพมหานคร	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 17 ถนนพระราม 1 แขวงคลองเมือง เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ	13°44'57.7"N	100°31'03.0"E	15.594	17.630	20.155	19.148	21.046	18.658	17.094	18.475
2	กาญจนบุรี (ทองผาภูมิ)	สถานีศูนย์นิเวศวิทยาทองผาภูมิ กรมอุทยานแห่งชาติ สัตว์ป่าและพันธุ์พืช อำเภอทองผาภูมิ จังหวัดกาญจนบุรี	14°44'40.2"N	98°37'59.5"E	16.845	17.255	18.581	20.897	20.471	14.301	14.572	17.560
3	กาญจนบุรี (อำเภอเมือง)	สถานีศูนย์นิเวศวิทยากาญจนบุรี กรมอุทยานแห่งชาติ สัตว์ป่าและพันธุ์พืช อำเภอเมือง จังหวัดกาญจนบุรี	14°01'21.2"N	99°32'09.6"E	16.848	17.624	20.557	21.266	21.691	19.318	17.632	19.277
4	สพบุรี	สถานีศูนย์นิเวศวิทยาอุทยาน กรมอุทยานแห่งชาติ สัตว์ป่าและพันธุ์พืช อำเภอชัยบาดาล จังหวัดลพบุรี	15°15'59.3"N	101°11'15.0"E	16.874	17.304	19.815	21.129	21.297	18.803	17.170	18.913

ภาพที่ 2-15 ตัวอย่างค่า PSH ของประเทศไทยในปี 2566 [15]

2.4.4 ประเมินขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์ [3]

เริ่มจากหาความต้องการพลังงานแสงอาทิตย์ มาจากพลังงานรายวันตามอัตราส่วนประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์และมีอัตราส่วนสมรรถนะ 65% ซึ่งในความเป็นจริงฟังก์ชันต่างๆของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่เป็นไปตามที่ผู้ผลิตกำหนด ลดลงได้จากอุณหภูมิ ฝุ่น และความต้านทานที่สายไฟ ภายใต้เงื่อนไขจริงแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตได้แค่ 65%

$$\text{ความต้องการพลังงานแสงอาทิตย์} = \frac{E_{demand}}{\text{อัตราส่วนสมรรถนะ}} [\text{Wh}] \quad (2-4)$$

เมื่อ อัตราส่วนสมรรถนะ คือ พิกัดความสามารถจริงที่จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งจะลดลงได้จากปัจจัยต่างๆ มีค่าประมาณ 65%

หาขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยการนำความต้องการพลังงานแสงอาทิตย์มาหารค่า PSH

$$\text{ขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์} = \frac{E_{demand}}{PSH} [\text{Wp}] \quad (2-5)$$

เมื่อ Peak sun hour (PSH) คือ การประมาณพลังงานแสงอาทิตย์ ณ พื้นที่ที่ต้องการจะอ้างอิงจากชั่วโมงแสงอาทิตย์สูงสุด

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ต้องกำหนดประเภทและขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เช่นต้องการใช้แผงโมโนคริสตัลไลน์ 500 Wp

$$\text{จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์} = \text{ขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์} / 500\text{Wp} \quad (2-6)$$

2.4.5 การกำหนดขนาดตัวควบคุมการชาร์จ

ตัวควบคุมการชาร์จประจุเป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่ระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์กับโหลด เนื่องจากแสงอาทิตย์ที่แรงในช่วงเวลาสั้นๆจึงจำเป็นที่จะต้องมียระบบที่จัดการกับกระแสสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้มากกว่าร้อยละ 20 ในการกำหนดขนาดของตัวควบคุมการชาร์จประจุสำหรับระบบ ต้องตรวจสอบพิกัดกระแสสูงสุดตามแผ่นข้อมูลของเซลล์แสงอาทิตย์

$$\text{ขนาดของตัวควบคุมการชาร์จประจุ} = \frac{\text{ขนาดอาร์เรย์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)}}{\text{แรงดันที่ทำให้เกิดกำลังสูงสุดของอาร์เรย์}} \times 1.2 \quad (2-7)$$

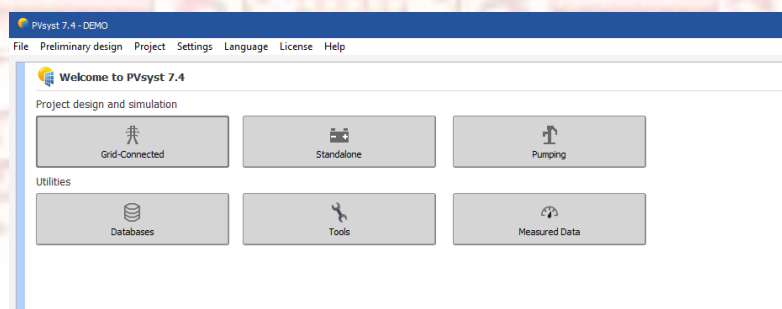
2.4.6 การเลือกอินเวอร์เตอร์

การเลือกขนาดอินเวอร์เตอร์ให้พิจารณาปัจจัยเหล่านี้ [3,4]

- 1) แรงดันขาออก ตรวจสอบให้แน่ใจว่าแรงดันขาออกของอินเวอร์เตอร์ที่เลือกนั้นเหมาะสม
- 2) สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องตามความต้องการพลังงานที่คำนวณได้
พิจารณาว่าโหลดใดจะทำงานพร้อมกันควรพิจารณาเกี่ยวกับความต้องการของผู้ใช้และตรวจสอบให้แน่ใจว่าอินเวอร์เตอร์ที่เลือกสามารถตอบสนองความต้องการเหล่านั้นได้
- 3) มีความสามารถในการจัดการการเกิดไฟฟ้ากระชากของโหลด
- 4) เมื่อเลือกอินเวอร์เตอร์ให้พิจารณาเสมอว่าอาจจะมีการเพิ่มโหลดใหม่เข้าสู่ระบบ

2.5 วิธีการใช้งานโปรแกรม PVsyst เบื้องต้น [16]

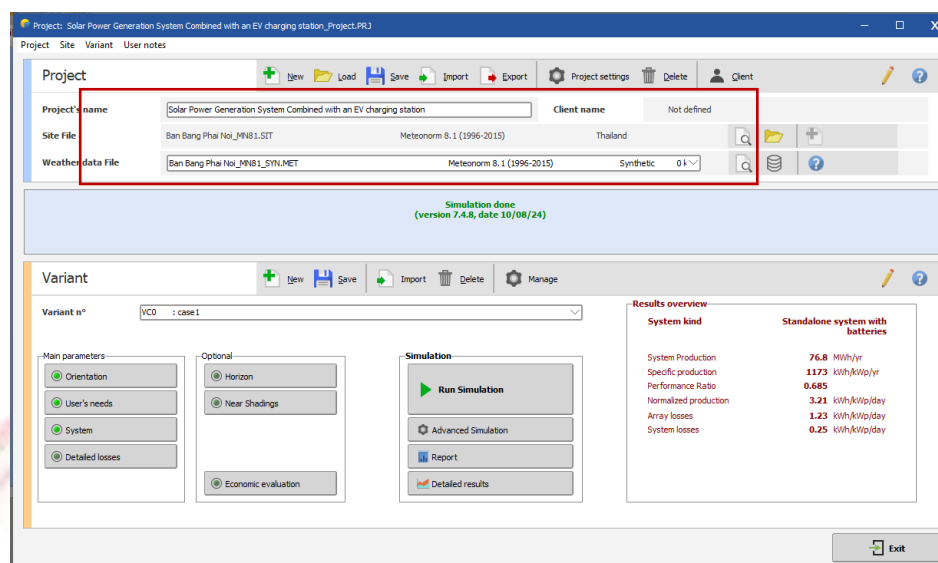
2.5.1 เปิดโปรแกรมเลือกระบบการเชื่อมต่อที่ต้องการจะออกแบบ



ภาพที่ 2-16 แสดงระบบต่างๆที่สามารถวิเคราะห์ได้

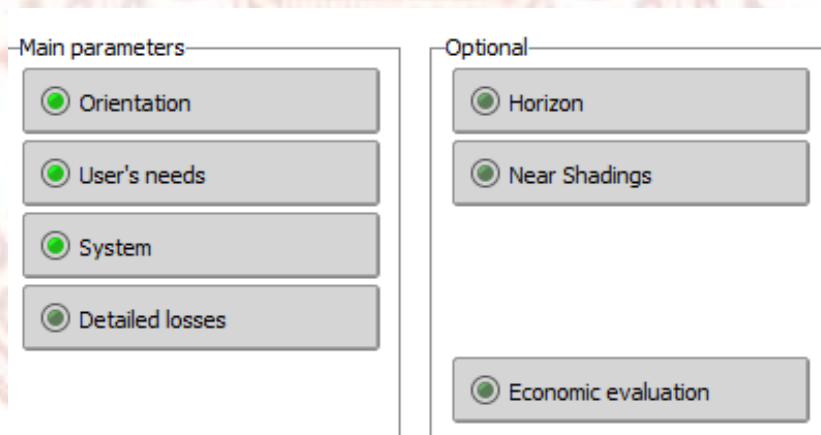
2.5.2 ตั้งชื่อโครงการ

2.5.3 เลือกสถานที่นำมาวิเคราะห์ โดยการใส่ละติจูดและลองจิจูด



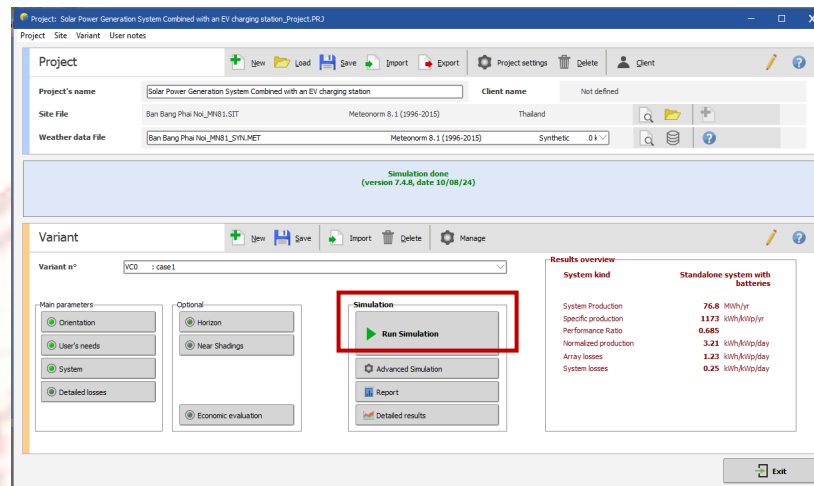
ภาพที่ 2-17 แสดงการตั้งชื่อและเลือกสถานที่ของโครงการ

2.5.4 ตั้งค่าพารามิเตอร์เหล่านี้



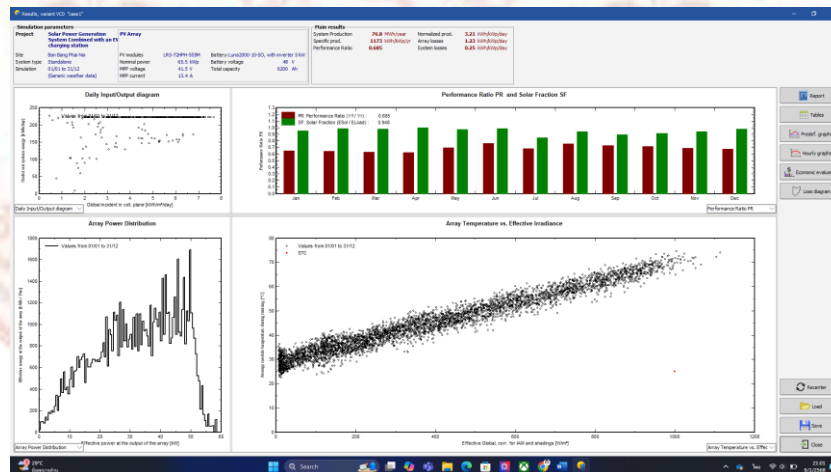
ภาพที่ 2-18 แสดงพารามิเตอร์ที่ต้องตั้งค่า

2.5.5 Run simulation



ภาพที่ 2-19 เริ่มทำการ Simulation

2.5.6 จะได้ผลรายงาน



ภาพที่ 2-20 แสดงผล Simulation

2.6 การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ [17,18]

2.6.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present value, NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ คือมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิ หรือ กระแสเงินสดของโครงการซึ่งสามารถคำนวณได้ด้วยการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน มีสูตรการคำนวณดังนี้

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - C_t \quad (2-8)$$

เมื่อ NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

B_t คือ มูลค่าผลตอบแทนในปีแรกถึง n

C_t คือ ค่าใช้จ่ายหรือต้นทุนในปีแรก

i คือ อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสของทุน

t คือ ปีของโครงการ

n คือ อายุของโครงการ

หลักเกณฑ์การตัดสินใจ มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ แสดงว่าเป็นโครงการที่สมควรจะดำเนินการ เพราะมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบกับ ปัจจุบัน มากกว่าค่าใช้จ่าย

2.6.2 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return, IRR)

อัตราส่วนลดที่จะทำให้ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันและมูลค่าในอนาคตเมื่อคิดเทียบเป็นมูลค่าปัจจุบันมีค่าเป็นศูนย์ ($NPV=0$) แนวคิดของอัตราผลตอบแทนสอดคล้องกับผลกำไรของโครงการ

หลักเกณฑ์การตัดสินใจ หากดอกเบี้ยเงินกู้ ณ ปัจจุบันสูงกว่าอัตราผลตอบแทนของโครงการ ไม่ควรที่จะลงทุน

2.6.3 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

ระยะเวลาคืนทุน คือ ระยะเวลาที่รายได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานได้ครบถ้วน จะใช้การนับเป็นจำนวนปี โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นจะเป็นโครงการที่น่าลงทุน ระยะเวลาคืนทุนของโครงการขนาดใหญ่จะประมาณ 7-10ปี มีสูตรการคำนวณดังนี้ [11]

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายลงทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี}} \quad (2-9)$$

2.7 คาร์บอนเครดิต (Carbon Credits)

คาร์บอนเครดิต คือ การนำกลไกตลาดมาใช้เป็นแนวทางเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Emissions) โดยหากองค์กรใดมีการดำเนินการที่ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ต่ำกว่ากรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกปกติ หรือมีการดำเนินการที่ช่วยลดก๊าซเรือนกระจกได้จากกรณีการดูดซับปกติ ปริมาณที่ปล่อยได้ลดลงหรือปริมาณที่ดูดซับได้เพิ่มขึ้นนี้ จะเรียกว่า คาร์บอนเครดิต

โดย 1 คาร์บอนเครดิต จะเท่ากับการลดหรือหลีกเลี่ยงการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 1 ตัน คาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า โดยหน่วยดังกล่าวเทียบเป็นคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า เนื่องจากก๊าซเรือนกระจกมี 7 ชนิด และมีศักยภาพในการเก็บกักความร้อนในชั้นบรรยากาศไม่เท่ากัน จึงต้องแปลงมาเป็นหน่วยมาตรฐานเดียวกันคือเทียบกับ CO₂ (ตามตารางที่ 2-3) [19]

ตารางที่ 2-3 แสดงค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน(IPCC AR6)

ก๊าซเรือนกระจก	ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global Warming Potential: GWP) (เท่า)	ระยะเวลาในชั้น บรรยากาศ (ปี)
CO ₂	1 (ค่ามาตรฐาน)	1,000
CH ₄	27.9	11.8
N ₂ O	273	109
CHF ₃	14,600	228
C ₂ F ₆	12,400	10,000
NF ₃	17,400	569
SF ₆	25,200	3,200

ความสำคัญของ Carbon Credits [20]

- 1) สนับสนุนการลดโลกร้อน: Carbon Credits กระตุ้นให้ธุรกิจและประเทศต่าง ๆ ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ หรือการปลูกป่า
- 2) สร้างแรงจูงใจในการพัฒนาเทคโนโลยีสีเขียว: ธุรกิจสามารถได้รับเครดิตเมื่อพัฒนาเทคโนโลยีหรือกระบวนการผลิตที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยลง

3) สนับสนุนความยั่งยืน (Sustainability): ช่วยให้ประเทศและธุรกิจปฏิบัติตามพันธสัญญา ระหว่างประเทศ เช่น ข้อตกลงปารีส (Paris Agreement) หรือกฎหมายท้องถิ่นเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม

4) สร้างตลาดใหม่: การซื้อขาย Carbon Credits สร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจให้กับโครงการลด การปล่อยก๊าซเรือนกระจก เช่น โครงการปลูกป่าและฟาร์มพลังงานสะอาด

การคำนวณราคา Carbon Credits

$$\text{Carbon pricing} = \text{carbon credit} \times \text{EF} \times \text{ราคา} \quad (2-10)$$

เมื่อ การลดการปล่อยก๊าซ 1 ตัน = ได้ 1 Carbon Credit

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้า Emission Factor (EF) = 0.44 tCO₂/MWh

พารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้อง	หน่วย	ค่า EF	
		ปี พ.ศ. 2563	ปี พ.ศ. 2564
ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/การใช้ไฟฟ้า (EF _{elec})	tCO ₂ /MWh	0.4394	0.4401

ภาพที่ 2-21 แสดงค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิตไฟฟ้า [21]

ตัวอย่างเช่น ผลิตไฟฟ้าได้ 478 MWh/year = 478 Carbon Credits

Carbon pricing = 478 x 0.44 x 45 = 9,464.4 บาท

2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

อลงกต กันคำ (2565) [22] ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคและทาง เศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมี การวิเคราะห์สองรูปแบบ คือ 1) สถานีอัดประจุไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจ่ายไฟฟ้าร่วมกับพลังงาน แสงอาทิตย์ และ 2) สถานีอัดประจุไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจ่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว การศึกษาใช้ เครื่องมือวิเคราะห์ เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อัตราส่วน ผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) พร้อมทั้งทำการวิเคราะห์ ความไว (Sensitivity Analysis) เพื่อประเมินความเสี่ยงของโครงการ ผลการศึกษาพบว่า การลงทุน

ในสถานีอัดประจุไฟฟ้ารูปแบบที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจ่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวมีความคุ้มค่ามากกว่า เนื่องจากมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงกว่า (NPV: 2,918,585 บาท) และระยะเวลาคืนทุนสั้นกว่า (9.81 ปี) เมื่อเทียบกับการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมด้วย ซึ่งมีข้อจำกัดด้านประสิทธิภาพการใช้งานระบบแสงอาทิตย์ในช่วงเวลาต่าง ๆ นอกจากนี้ ยังพบว่าการตั้งค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่มีความคุ้มค่ามากกว่าการกำหนดแบบแบ่งตามช่วงเวลา ทั้งนี้ ปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อความคุ้มค่าของโครงการคือ อัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า ต้นทุนค่าไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้บริการในแต่ละวัน

สิรินาถ ยิ้มย่อง (2565) [23] ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งโซล่าเซลล์กรณีศึกษาบริษัทแห่งหนึ่งในเขตบางแค จังหวัดกรุงเทพมหานคร โดยใช้วิธีวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ภายใต้อัตราดอกเบี้ย 3 แนวทางหลัก ได้แก่ การเปลี่ยนแปลงต้นทุนอุปกรณ์และค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอัตราต่าง ๆ ข้อมูลการวิเคราะห์ที่ได้รับการเก็บรวบรวมจากบริษัทในเขตบางแค กรุงเทพฯ โดยเน้นพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในช่วงเวลาทำงาน (08:00-17:00 น.) และการคำนวณค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งระบบโซล่าเซลล์ขนาด 40 kW และ 50 kW การศึกษาใช้เครื่องมือวิเคราะห์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) พร้อมทั้งทำการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) จากการวิเคราะห์พบว่าโครงการมีความเหมาะสมต่อการลงทุนทั้งในกรณีการติดตั้งอินเวอร์เตอร์ขนาด 40 kW และ 50 kW โดยตัวเลือกที่ดีที่สุดคือการติดตั้งขนาด 50 kW ซึ่งให้ค่า NPV สูงสุดที่ 3,043,969.05 บาท อัตราผลตอบแทนภายใน IRR 33% และระยะเวลาคืนทุน 2.67 ปี นอกจากนี้ แนวทางการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแสดงให้เห็นว่าโครงการยังคุ้มค่าแม้ต้นทุนติดตั้งและค่าไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลง โดยเฉพาะในกรณีที่ค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 10% ต่อปี ซึ่งทำให้ IRR สูงถึง 40%

เรวัต อินทศิริ (2567) [24] ได้ทำการวิเคราะห์การลงทุนและผลตอบแทนระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา: กรณีศึกษาอาคารคอนโดมิเนียมลุมพินีเพลส พระราม 8 งานวิจัยนี้มุ่งเน้นการวิเคราะห์ความเป็นไปได้และความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (PV Rooftop) สำหรับอาคารคอนโดมิเนียม โดยใช้โปรแกรม PVsyst ในการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พร้อมทั้งวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินด้วยเกณฑ์มาตรฐาน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน นอกจากนี้ยังมีการวิเคราะห์ศักยภาพทางกายภาพและเทคนิคของพื้นที่ติดตั้ง รวมถึงศึกษาผลกระทบที่ระบบนี้สามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ซึ่งเป็นส่วนสำคัญต่อการส่งเสริมพลังงานสะอาดและลดภาระค่าไฟฟ้าของอาคารในระยะยาว งานวิจัยนี้อ้างอิงทฤษฎีและแนวคิดเกี่ยวกับการ

ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (Photovoltaic Process) ที่ครอบคลุมถึงชนิดและคุณสมบัติของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ วิธีการติดตั้งที่เหมาะสม ตลอดจนการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์เพื่อคำนวณ ความคุ้มค่า โดยผลการศึกษาชี้ให้เห็นว่าการติดตั้งระบบ PV Rooftop ในกรณีศึกษานี้สามารถลด ต้นทุนค่าไฟฟ้าของอาคารได้อย่างมีประสิทธิภาพ และมีระยะเวลาคืนทุนที่เหมาะสมต่อการลงทุน รวมถึงมีส่วนช่วยลดการปล่อยก๊าซ CO₂ ซึ่งสนับสนุนเป้าหมายการลดภาวะโลกร้อนของประเทศ ทำให้โครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งในเชิงเศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อม

เกษสุรางค์ จันทรพูล (2560) [25] ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำห้วยทราย จังหวัดลำปาง ผู้วิจัยได้วิเคราะห์ต้นทุนและ ผลประโยชน์ในมุมมองของภาคเอกชน หากเอกชนเป็นผู้ดำเนินโครงการ โดยใช้ข้อมูลทาง เศรษฐศาสตร์และการประเมินผลตอบแทนทางการเงิน เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ทั้งนี้ โครงการดังกล่าวยังคำนึงถึงความไว (Sensitivity) ของปัจจัยต่าง ๆ ที่อาจ ส่งผลกระทบต่อความคุ้มค่าของโครงการ งานวิจัยได้อ้างอิงทฤษฎีเกี่ยวกับต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ และการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ พร้อมทั้งวิเคราะห์ปัจจัยด้านเทคนิค เช่น ประสิทธิภาพการผลิต ไฟฟ้าบนทุ่นลอยน้ำและการลดต้นทุนพื้นที่ดิน ผลการวิจัยชี้ว่า โครงการนี้ไม่เพียงช่วยลดต้นทุนค่า ที่ดิน แต่ยังเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยอุณหภูมิที่ลดลงจากการติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ นอกจากนี้ยังสอดคล้องกับนโยบายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่มุ่งส่งเสริม พลังงานสะอาด โดยโครงการนี้มีศักยภาพต่อการเป็นต้นแบบสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ใน อนาคต

เรืออากาศโทธนธีพัฒน์ ภูมิเดชาวัฒน์ (2562) [26] ทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคและ ทางเศรษฐศาสตร์ของสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่ง พลังงานหลัก ซึ่งเป็นทางเลือกในการลดการพึ่งพาไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายแบบดั้งเดิม และลดการ ปล่อยก๊าซเรือนกระจก ผู้วิจัยได้ศึกษาข้อมูลด้านการออกแบบระบบอัดประจุไฟฟ้า (EV Charging) โดยใช้ไฟฟ้ากระแสตรง (DC) และวิเคราะห์ความต้องการของอุปกรณ์ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ และเครื่องควบคุมการชาร์จ พร้อมทั้งประเมินผลตอบแทนทางการเงินด้วยเกณฑ์มาตรฐาน เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) ผลการวิจัยระบุว่า การติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์มีความคุ้มค่า ทางการเงิน โดยตัวเลือกที่ดีที่สุดคือระบบที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 162.50 กิโลวัตต์ ซึ่งสามารถ ผลิตพลังงานเพียงพอต่อการชาร์จไฟฟ้าสูงสุด 16 คันต่อวัน และสามารถประหยัดค่าไฟฟ้าได้ถึง 1,107,778.70 บาทต่อปี โดยมีค่า NPV สูงถึง 9,633,907.67 บาท ค่า IRR 27.16% และค่า BCR

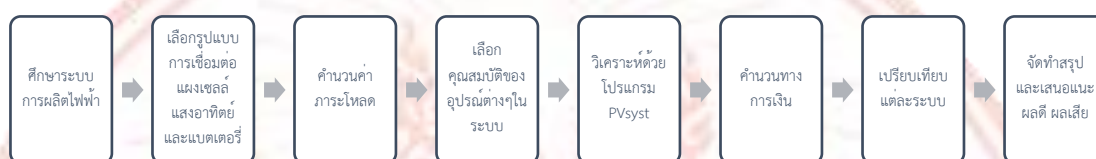
3.37 งานวิจัยนี้ยังชี้ให้เห็นถึงความสำคัญของการส่งเสริมการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียน

วิธวินท์ ศรีสุริยจันทร์, ชัยยพล ธงชัยสุรชต์กุล (2563) [27] ทำการศึกษาเรื่องการวิเคราะห์ทางด้านการลงทุนและเทคนิคเพื่อการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์: กรณีศึกษาในจังหวัดมุกดาหาร ประเทศไทย โดยพิจารณาปัจจัยต่าง ๆ เช่น ต้นทุนการลงทุน การแผ่รังสีจากดวงอาทิตย์ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดของอินเวอร์เตอร์ ผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม พื้นที่ติดตั้ง และการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า งานวิจัยยังวิเคราะห์อุปสรรคต่าง ๆ เช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับการจัดอันดับในระดับ Tier 1 โดยมีการรับประกันการใช้งานไม่ต่ำกว่า 10 ปี และความเสื่อมของพลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 20% ตลอดระยะเวลา 25 ปี อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ต้องสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ พร้อมใบรับประกันจากผู้ผลิตไม่น้อยกว่า 5 ปี ผลการศึกษาระบุว่า โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มุกดาหารมีอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อยู่ที่ 13.5% และประสิทธิภาพในการผลิตพลังงาน (Performance Ratio) อยู่ที่ 76.26% โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปีคือ 1,506,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง การออกแบบพื้นที่ติดตั้งต้องหลีกเลี่ยงเงาบังจากสิ่งแวดล้อม พื้นที่ต้องราบเรียบ ปราศจากปัญหาน้ำท่วม และอยู่ใกล้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อลดต้นทุนการเชื่อมต่อ งานวิจัยนี้ชี้ให้เห็นว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถตอบสนองต่อเป้าหมายของการลดการใช้พลังงานจากฟอสซิล

บทที่ 3

วิธีการดำเนินงานวิจัย

ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ไฟฟ้ามีขั้นตอนการดำเนินงานวิจัยมีดังนี้



ภาพที่ 3-1 การศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

จากการศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องทำให้เลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono crystalline และ Poly crystalline มาวิเคราะห์เนื่องจากประสิทธิภาพที่ใกล้เคียงกัน แต่มีข้อดีข้อด้อยที่ต่างกัน ในส่วนของแบตเตอรี่เลือก Li-LFP และ Li-NMC เนื่องจากทั้งสองชนิดเป็นที่นิยมในอุตสาหกรรมยานยนต์ จึงนำมาจับคู่กันได้ทั้งหมด 4 รูปแบบที่จะนำมาวิเคราะห์ทั้งประสิทธิภาพ และผลตอบแทนของโครงการ

ตารางที่ 3-1 แสดงรูปแบบทั้งหมดที่จะนำมาวิเคราะห์

รูปแบบ	การเชื่อมต่อ	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	แบตเตอรี่
1	Off-Grid	Mono crystalline	Li-FEP
2			Li-NMC
3		Poly crystalline	Li-FEP
4			Li-NMC

3.1 การออกแบบระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ในการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์การเชื่อมต่อระบบ off-grid ต้องพิจารณาในหลายด้านทั้งเรื่องของพลังงานที่ผลิตได้, การเลือกอุปกรณ์ในระบบ, และการจัดเก็บพลังงาน

ขั้นตอนการออกแบบระบบ

1. กำหนดความต้องการพลังงาน
2. คำนวณหาขนาดแบตเตอรี่แบงค์
3. เลือกขนาดแผงโซลาร์เซลล์และจำนวนแผง
4. เลือกอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ ตัวควบคุมการชาร์จ และอุปกรณ์อื่นๆ
5. ปรับระบบให้เหมาะสม

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของระบบนั้นขึ้นอยู่กับโหลดภายในระบบ ซึ่งในการวิจัยนี้โหลดของระบบคือสถานีอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้าเป็นแบบโหลดกระแสสลับ ที่มีกำลังไฟฟ้า 7.4 kW จำนวน 2 ตัว และเวลาที่ใช้งานคือ 15 ชั่วโมง ตั้งแต่เวลา 06.00 น. – 21.00 น. กำหนดให้มี standby power 100 W 24 ชั่วโมง/วัน

ความต้องการพลังงานรายวัน (E_{daily})

$$E_{\text{daily}} = (7.4\text{kW} \times 2 \times 15) + (100\text{W} \times 24) = 224.4\text{kWh/day}$$

กำหนดโหลดแต่ละวันภายในระบบ E_{daily} เรียบร้อยแล้ว นำมาหารด้วยประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ซึ่งประมาณ 90% จากสมการที่ 2-1

$$E_{\text{demand}} = \frac{E_{\text{daily}}}{\eta_{\text{inv}}} = \frac{224.4\text{kWh}}{0.9} = 246.93\text{ kWh}$$

กำหนดขนาดความจุแบตเตอรี่ที่ต้องการจากสมการที่ 2-2 และ 2-3

$$\text{ความจุแบตเตอรี่} = \frac{E_{\text{demand}}}{\text{DoD}} = \frac{246.93\text{ kWh}}{0.8} = 308.67\text{ kWh}$$

เลือกแรงดันในระบบ 48V

$$\text{ความจุแบตเตอรี่} = \frac{308.67 \text{ kWh}}{48 \text{ V}} = 6,430.56 \text{ Ah}$$

จำนวนแบตเตอรี่ที่ใช้

แบตเตอรี่ประเภท LFP (48 V, 200 Ah) = 6,430.56 Ah / 200 Ah $\approx$ 32 ก้อน

แบตเตอรี่ประเภท NMC (48 V, 120 Ah) = 6,430.56 Ah / 120 Ah $\approx$ 54 ก้อน

กำหนดขนาดของอาร์เรย์แสงอาทิตย์ คำนวณจากความจุแบตเตอรี่นำมาหารกับ PSH (PSH = 5 h)

จากสมการที่ 2-4

$$\text{ความต้องการพลังงานแสงอาทิตย์} = \frac{E_{\text{demand}}}{\text{อัตราส่วนสมรรถนะ}} = \frac{246.93 \text{ kWh}}{0.65} = 379.89 \text{ kWh}$$

จากสมการที่ 2-5 ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ = 379.89 kWh / 5h = 75.98 kW

การเลือกจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากสมการที่ 2-6

Mono crystalline (580 W, 35 V) = 75.98 kW / 580 W $\approx$ 130 แผง การเชื่อมต่อแบบอนุกรม 2 ขนาน 65

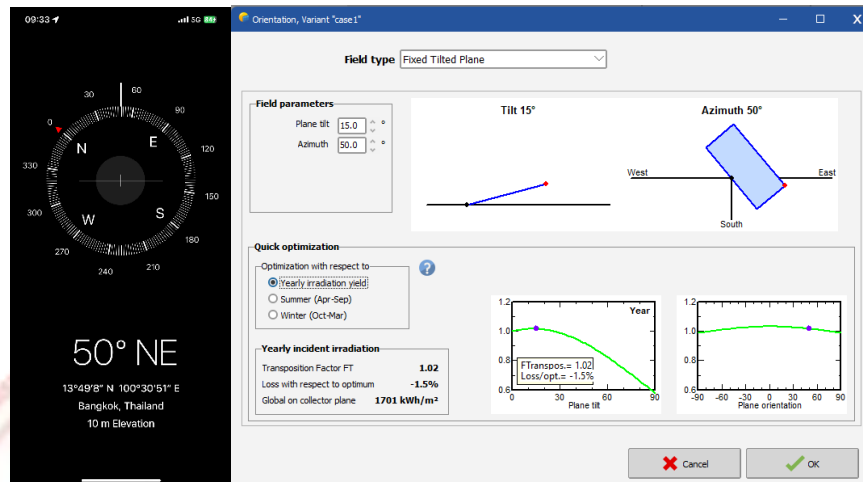
Poly crystalline (335 W, 32 V) = 75.98 kW / 335 W $\approx$ 226 แผง การเชื่อมต่อแบบอนุกรม 2 ขนาน 113

การกำหนดขนาดตัวควบคุมการชาร์จจากสมการที่ 2-7

$$\begin{aligned} \text{ขนาดของตัวควบคุมการชาร์จประจุ} &= \frac{\text{ขนาดอาร์เรย์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)}}{\text{แรงดันที่ทำให้เกิดกำลังสูงสุดของอาร์เรย์}} \times 1.2 = \\ &= \frac{75.98 \text{ kWp}}{V_{\text{amp}}} \\ &= 2,106.57 \text{ A (ในกรณีใช้แผงโมโนคริสตัลไลน์)} \\ &= 2,399.37 \text{ A (ในกรณีใช้แผงโพลีคริสตัลไลน์)} \end{aligned}$$

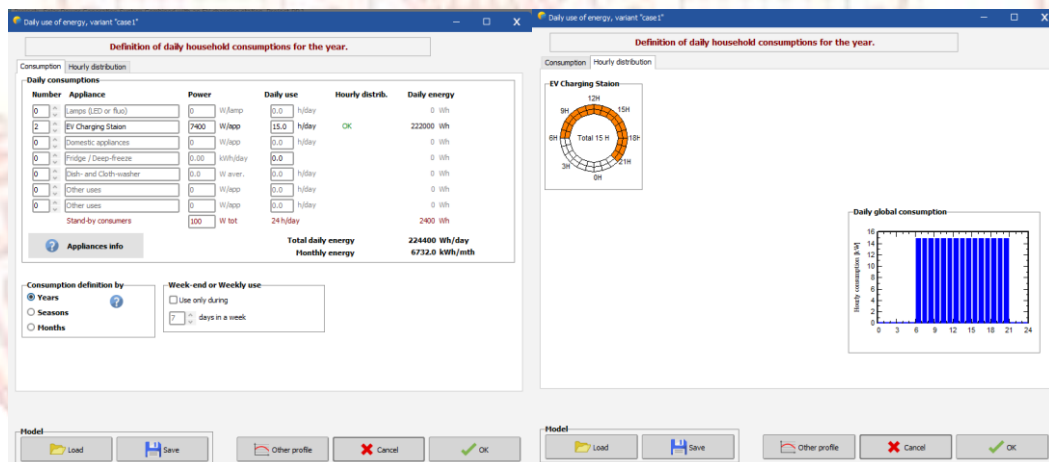
3.2 การวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม PVsyst

ในการวิจัยนี้เลือกพื้นที่การศึกษา ณ ตึกอาคารอเนกประสงค์ มจพ. ถนนประชาราษฎร์ 1 แขวง วงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กรุงเทพฯ ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 13.8194 ลองจิจูด 100.5144 ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มุมเอียง 15 องศา หันทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ 50 องศา ตั้งค่าโหลดของระบบที่ใช้ในหนึ่งวันจากการคำนวณเป็น 224.4 kWh โดยที่ใช้งานเป็นเวลา 15 ชั่วโมง ตั้งแต่ 06.00-21.00 น.



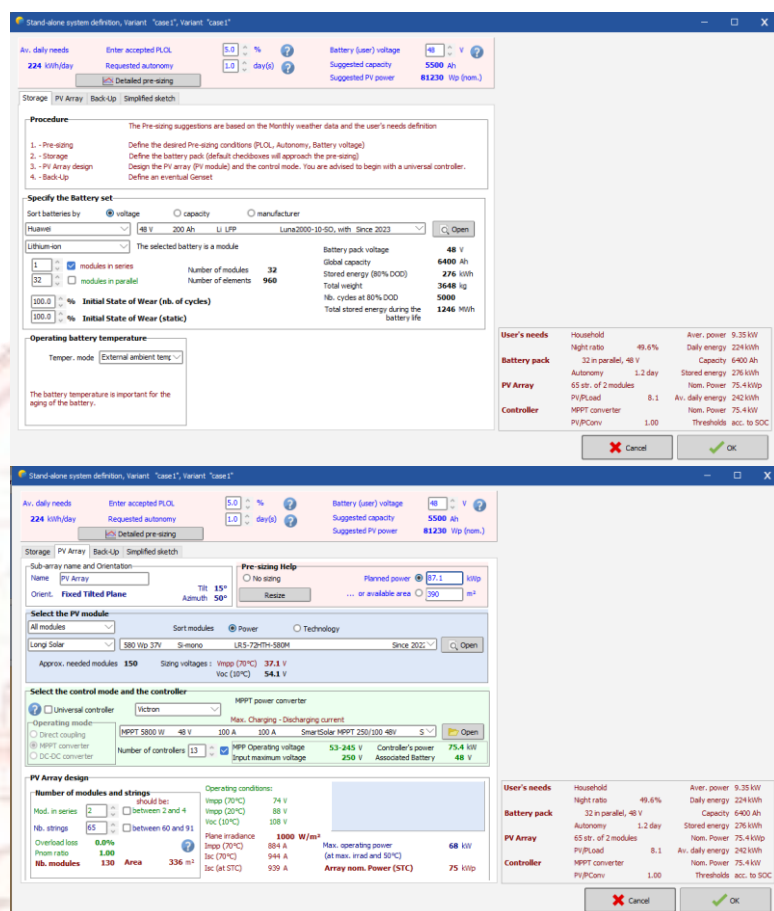
ภาพที่ 3-2 แสดงทิศและองศาของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ตั้งค่าโหลดและชั่วโมงการใช้งานดังนี้



ภาพที่ 3-3 แสดงโหลดของระบบและชั่วโมงการใช้งาน

ส่วนของการตั้งค่าอุปกรณ์ และกำหนดขนาดตามที่คำนวณของระบบผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากยี่ห้อ รุ่นที่มีขายในประเทศไทย หลังจากที่เราใส่พารามิเตอร์ทั้งหมดลงไปแล้วทั้ง 4 รูปแบบ สามารถจำลองการทำงานได้



ภาพที่ 3-4 แสดงตัวอย่างจำนวนและคุณสมบัติของอุปกรณ์ที่ใช้ทั้งหมดในระบบ

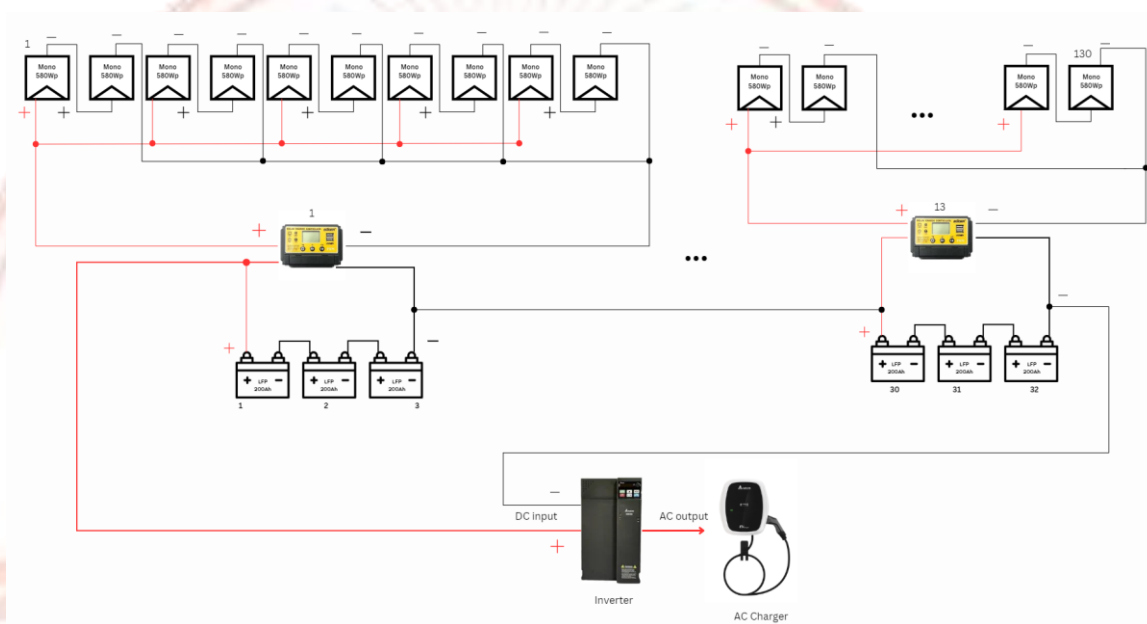
สรุปอุปกรณ์และพารามิเตอร์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 4 รูปแบบ

ตารางที่ 3-2 แสดงอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ลักษณะ	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4
ประเภทแผงเซลล์แสงอาทิตย์	Mono crystalline	Mono crystalline	Poly crystalline	Poly crystalline
จำนวนโมดูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	130	130	226	226
ประเภทของแบตเตอรี่	LFP	NMC	LFP	NMC
ความจุแบตเตอรี่ (Ah)	6200	6120	6200	6120
จำนวน Charge controller MPPT 5800W(100A,48V)	13	10	11	11

ภาพ Schematic Diagram ของรูปแบบที่ 1

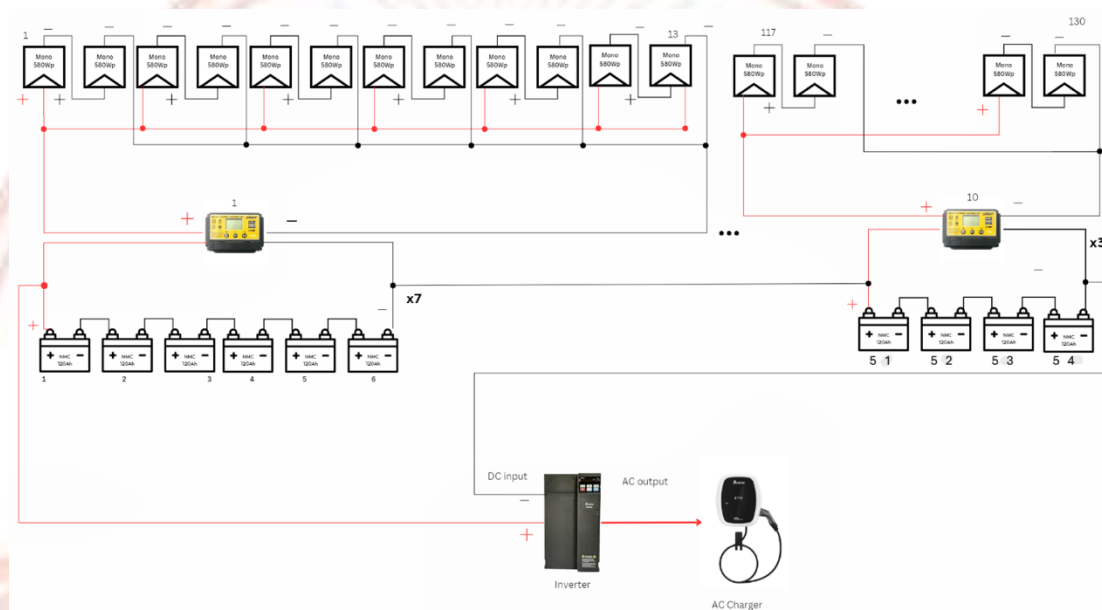
ใช้แผง Mono Crystalline 580W ต่ออนุกรม 2 แผง และ ขนานกัน 65 แผง รวมทั้งหมด 130 แผง ซึ่งจะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 10 แผงต่อ Charge controller 1 ตัว เชื่อมต่อกับ Battery LFP 200Ah 3 ลูก ทำให้รวมเป็น 1 ชุด และอนุกรมกันทั้งหมด 13 ชุดต่อเข้า Inverter และไปตัวอัดประจุของรถไฟฟ้า



ภาพที่ 3-5 แสดงแผนผังของระบบรูปแบบที่ 1

ภาพ Schematic Diagram ของรูปแบบที่ 2

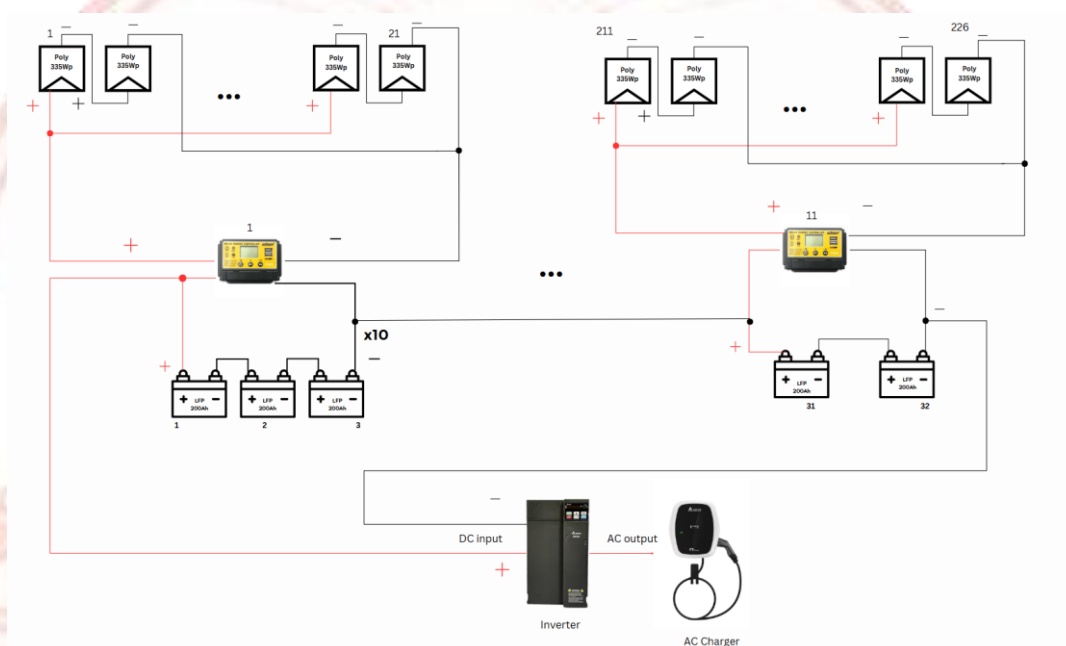
ใช้แผง Mono Crystalline 580W ต่ออนุกรม 2 แผง และ ขนานกัน 65 แผง รวมทั้งหมด 130 แผง ซึ่งจะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 13 แผงต่อ Charge controller 1 ตัว เชื่อมต่อกับ Battery NMC 120Ah 6 ลูก ทำให้รวมเป็น 1 ชุด อนุกรมกันทั้งหมด 7 ชุด และอีก 3 ชุดที่เหลือ Charge controller 1 ตัว จะเชื่อมต่อกับ Battery NMC 120Ah 4 ลูก ทั้งหมดเป็น 10 ชุดต่อเข้า Inverter และไปตัวอัดประจุของรถไฟฟ้า



ภาพที่ 3-6 แสดงแผนผังของระบบในรูปแบบที่ 2

ภาพ Schematic Diagram ของรูปแบบที่ 3

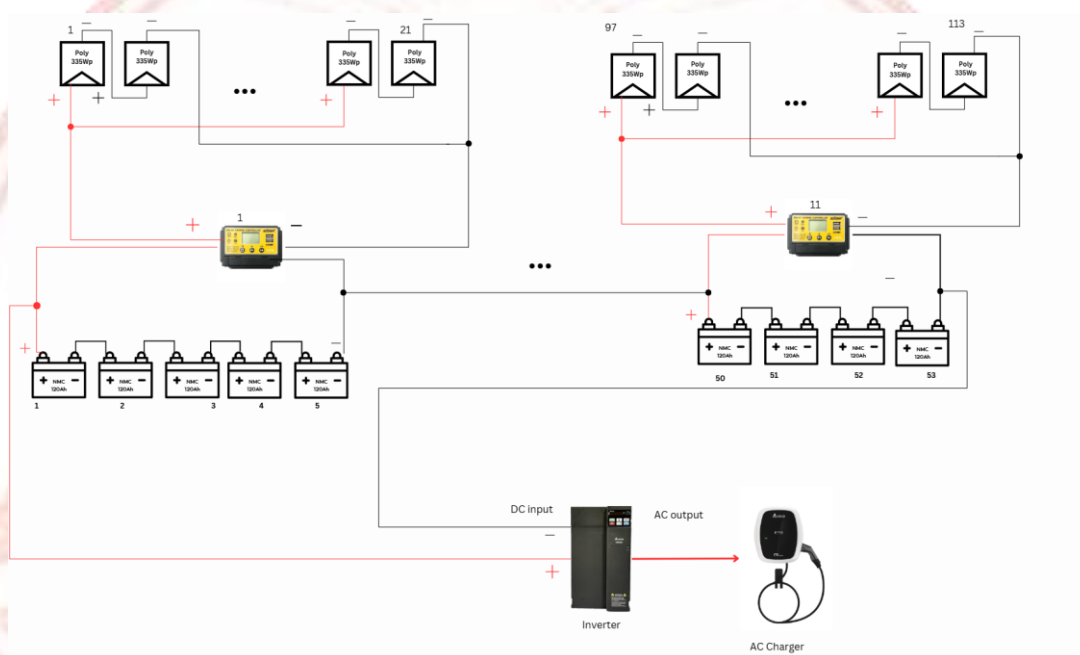
ใช้แผง Poly Crystalline 335W ต่ออนุกรม 2 แผง และ ขนานกัน 21 แผง รวมทั้งหมด 210 แผง ซึ่งจะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 21 แผงต่อ Charge controller 1 ตัว เชื่อมต่อกับ Battery LFP 3 ลูก ทำให้รวมเป็น 1 ชุด อนุกรมกันทั้งหมด 10 ชุด และอีก 1 ชุดที่เหลือจะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 16 แผงต่อ Charge controller 1 ตัว จะเชื่อมต่อกับ Battery LFP 2 ลูก ทั้งหมดเป็น 11 ชุดต่อเข้า Inverter และไปตัวอัดประจุของรถไฟฟ้า



ภาพที่ 3-7 แสดงแผนผังของระบบรูปแบบที่ 3

ภาพ Schematic Diagram ของรูปแบบที่ 4

ใช้แผง Poly Crystalline 335W ต่ออนุกรม 2 แผง และ ขนานกัน 21 แผง รวมทั้งหมด 210 แผง ซึ่งจะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 21 แผงต่อ Charge controller 1 ตัว เชื่อมต่อกับ Battery NMC 5 ลูก ทำให้รวมเป็น 1 ชุด อนุกรมกันทั้งหมด 10 ชุด และอีก 1 ชุดที่เหลือจะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 16 แผงต่อ Charge controller 1 ตัว จะเชื่อมต่อกับ Battery NMC 4 ลูก ทั้งหมดเป็น 11 ชุดต่อเข้า Inverter และไปตัวอัดประจุของรถไฟฟ้า

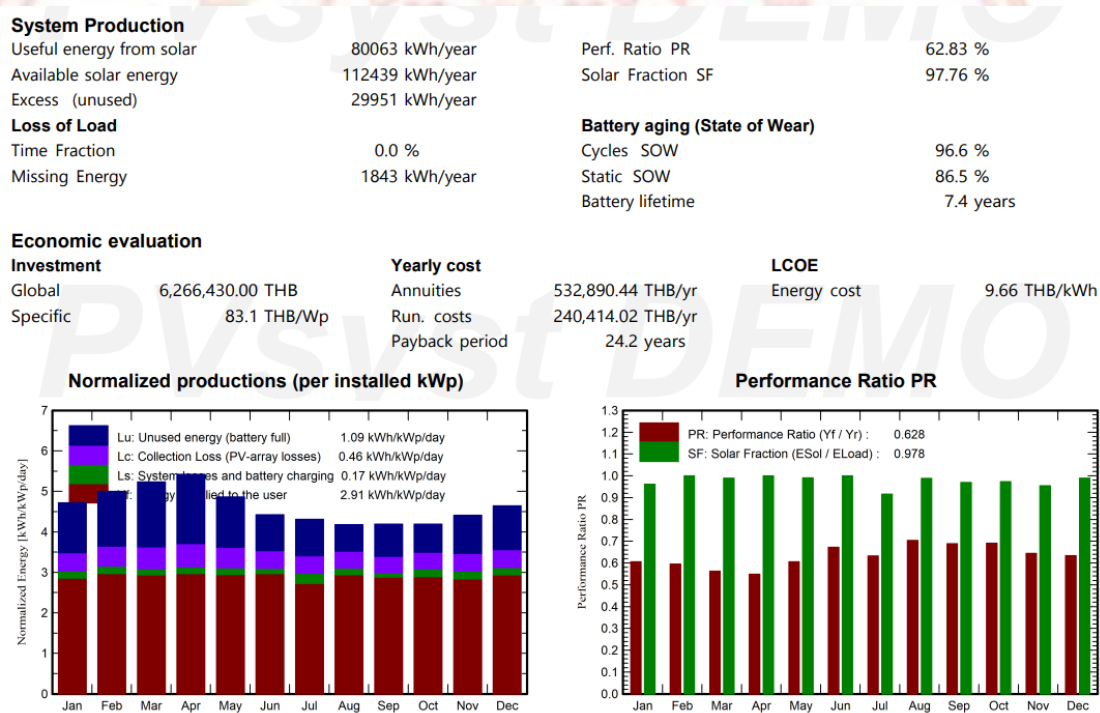


ภาพที่ 3-8 แสดงแผนผังของระบบรูปแบบที่ 4

บทที่ 4

ผลการวิจัยและอภิปรายผล

ในการวิจัยเรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า ระบบถูกจำลองและวิเคราะห์ด้วยซอฟต์แวร์ PVsyst 7.4 บนพื้นที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ผลการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงจากโปรแกรม PVsyst แสดงรายงานประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ การผลิตพลังงานต่อปี และการสูญเสียต่างๆของระบบ ทั้ง 4 รูปแบบดังนี้



ภาพที่ 4-1 แสดงผลการ Simulation ของรูปแบบที่ 1

System Production

Useful energy from solar	78798 kWh/year
Available solar energy	102695 kWh/year
Excess (unused)	21900 kWh/year

Loss of Load

Time Fraction	0.0 %
Missing Energy	2319 kWh/year

Perf. Ratio PR	64.62 %
Solar Fraction SF	97.15 %

Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW	87.4 %
Static SOW	86.5 %
Battery lifetime	7.4 years

Economic evaluation**Investment**

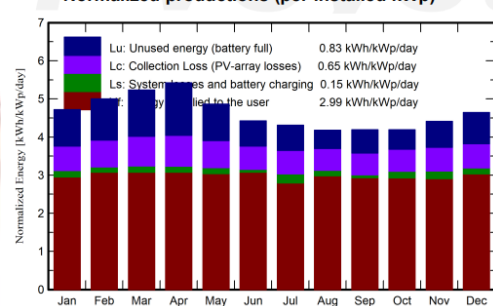
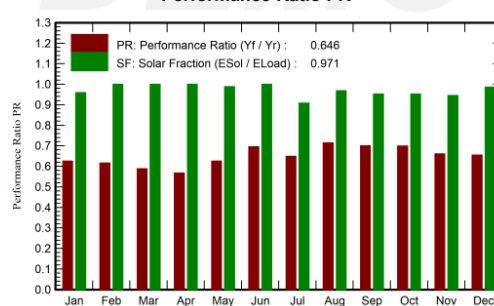
Global	5,565,570.00 THB
Specific	77.1 THB/Wp

Yearly cost

Annuities	473,290.06 THB/yr
Run. costs	197,654.00 THB/yr
Payback period	21.3 years

LCOE

Energy cost	8.51 THB/kWh
-------------	--------------

Normalized productions (per installed kWp)**Performance Ratio PR**

ภาพที่ 4-2 แสดงผลการ Simulation ของโปรแกรมในรูปแบบที่ 2

System Production

Useful energy from solar	79072 kWh/year
Available solar energy	104926 kWh/year
Excess (unused)	23474 kWh/year

Loss of Load

Time Fraction	0.0 %
Missing Energy	2046 kWh/year

Perf. Ratio PR	61.80 %
Solar Fraction SF	97.48 %

Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW	96.8 %
Static SOW	86.5 %
Battery lifetime	7.4 years

Economic evaluation**Investment**

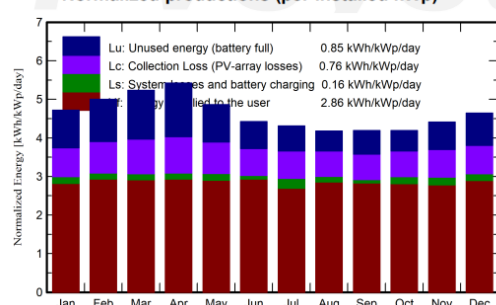
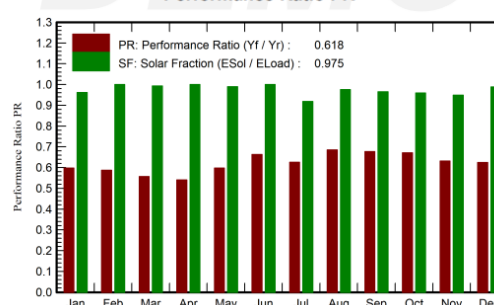
Global	6,345,930.00 THB
Specific	83.8 THB/Wp

Yearly cost

Annuities	539,651.03 THB/yr
Run. costs	240,433.82 THB/yr
Payback period	24.7 years

LCOE

Energy cost	9.87 THB/kWh
-------------	--------------

Normalized productions (per installed kWp)**Performance Ratio PR**

ภาพที่ 4-3 แสดงผลการ Simulation ของโปรแกรมในรูปแบบที่ 3

System Production

Useful energy from solar	79082 kWh/year
Available solar energy	104939 kWh/year
Excess (unused)	23843 kWh/year

Perf. Ratio PR	61.80 %
Solar Fraction SF	97.50 %

Loss of Load

Time Fraction	0.0 %
Missing Energy	2036 kWh/year

Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW	87.1 %
Static SOW	86.5 %
Battery lifetime	7.4 years

Economic evaluation**Investment**

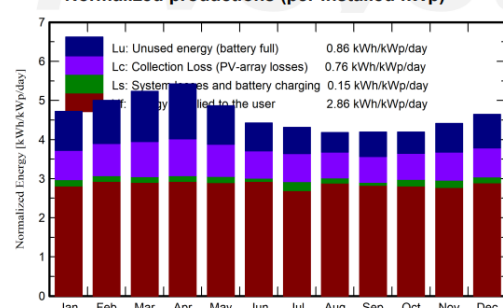
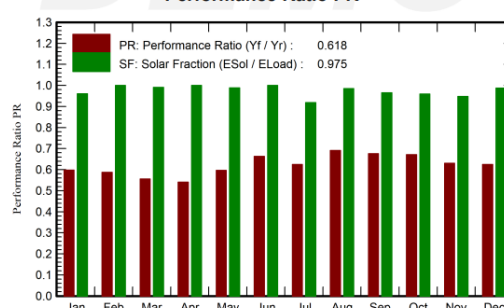
Global	5,682,570.00 THB
Specific	75.1 THB/Wp

Yearly cost

Annuities	483,239.61 THB/yr
Run. costs	187,365.02 THB/yr
Payback period	21.2 years

LCOE

Energy cost	8.48 THB/kWh
-------------	--------------

Normalized productions (per installed kWp)**Performance Ratio PR**

ภาพที่ 4-4 แสดงผลการ Simulation ของโปรแกรมในรูปแบบที่ 4

4.1 ผลการวิจัย**4.1.1 การผลิตพลังงานและประสิทธิภาพ**

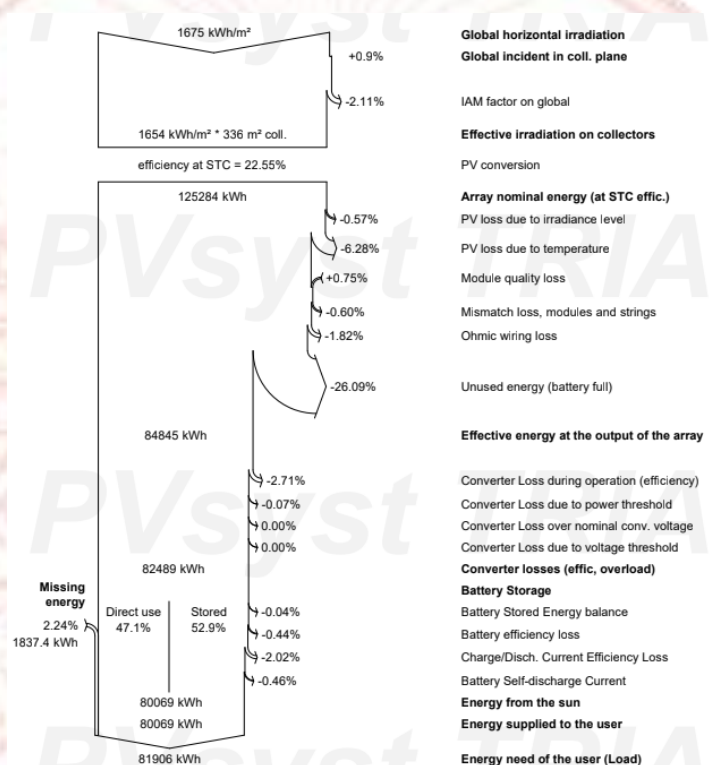
ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ ทั้ง 4 รูปแบบมีอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ที่เท่ากันที่ 7.4 ปี และสภาพการเสื่อมสภาพเท่ากันที่ 86.5% ทำให้ประสิทธิภาพแต่ละรูปแบบไม่ต่างกัน และ อัตราประสิทธิภาพใกล้เคียงกันเฉลี่ยอยู่ที่ 62.76% ดังแสดงที่ตารางที่ 4-1

ตารางที่ 4-1 แสดงประสิทธิภาพของทั้ง 4 รูปแบบ

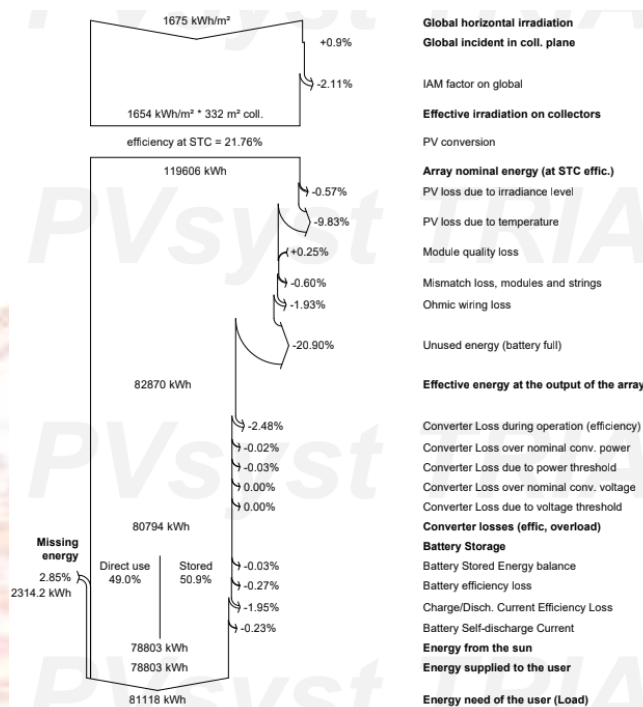
ลักษณะ	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4
พลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่ (kWh/ปี)	112,439	102,695	104,926	104,939
พลังงานที่ใช้ประโยชน์ได้ (kWh/ปี)	80,063	78,798	79,072	79,082
พลังงานส่วนเกิน (kWh/ปี)	29,951	21,900	23,474	23,843
พลังงานที่ขาดหายไป (kWh/ปี)	1,843	2,319	2,046	2,036
อัตราประสิทธิภาพ (PR)	62.83%	64.62%	61.80%	61.80%
สัดส่วนพลังงานแสงอาทิตย์ (SF)	97.76%	97.15%	97.48%	97.50%

4.1.2 การสูญเสียต่าง ๆ ของระบบ

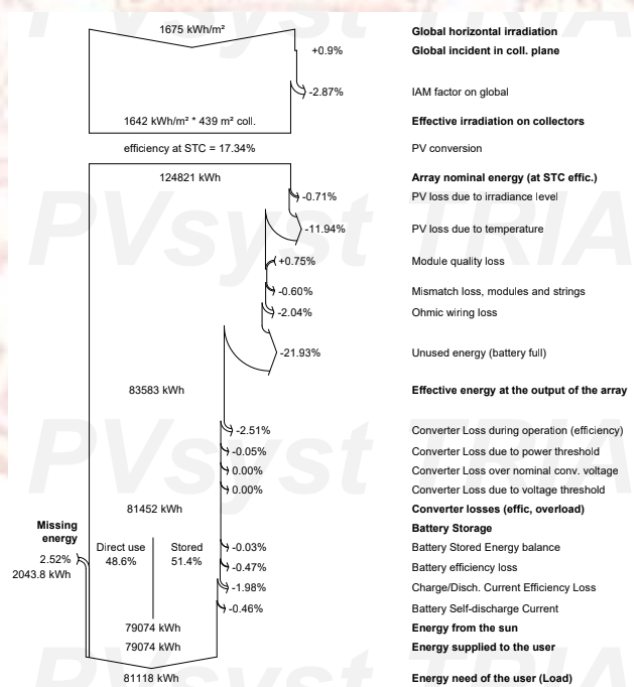
จากผลการจำลองได้ปัจจัยการสูญเสียต่างๆ แสดงอยู่ในรูป Loss diagram ซึ่งเป็นเครื่องมือที่แสดงการสูญเสียพลังงานในระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในแต่ละขั้นตอน ตั้งแต่การรับแสงจนถึงการจ่ายพลังงานให้กับผู้ใช้งาน



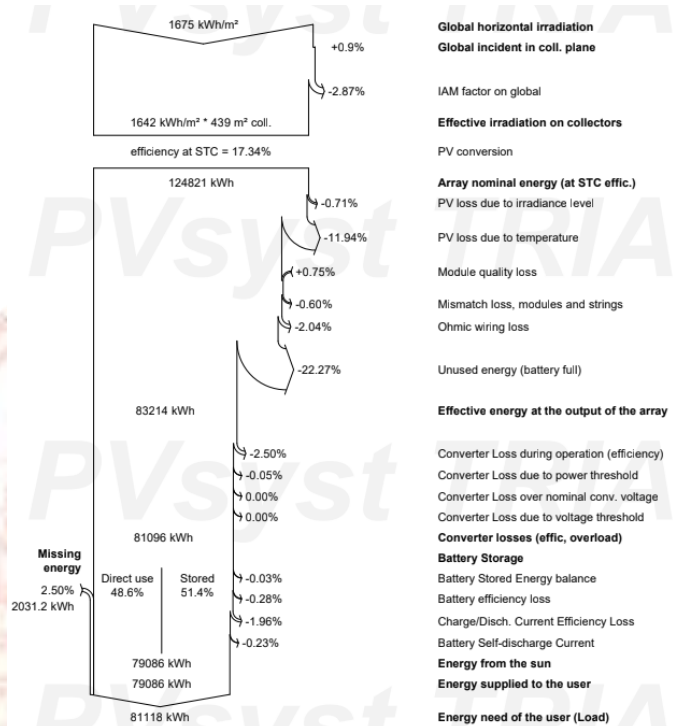
ภาพที่ 4-5 แสดง Loss diagram ของ รูปแบบที่ 1



ภาพที่ 4-6 แสดง Loss diagram ของ รูปแบบที่ 2



ภาพที่ 4-7 แสดง Loss diagram ของ รูปแบบที่ 3



ภาพที่ 4-8 แสดง Loss diagram ของรูปแบบที่ 4

ตารางที่ 4-2 เปรียบเทียบการสูญเสียต่างๆของแต่รูปแบบ การเปรียบเทียบ Loss Diagram ของทั้ง 4 รูปแบบในงานวิจัยนี้จะช่วยให้เห็นภาพรวมของการสูญเสียพลังงานในแต่ละส่วนได้ชัดเจนขึ้น

ตารางที่ 4-2 แสดงประเภทการสูญเสียต่างๆของทั้ง 4 รูปแบบ

ประเภทการสูญเสีย	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4
Global Horizontal Irradiation	1675 kWh/m ²	1675 kWh/m ²	1675 kWh/m ²	1675 kWh/m ²
Incident Energy on Collector Plane	2.3% เพิ่มขึ้น	2.3% เพิ่มขึ้น	2.3% เพิ่มขึ้น	2.3% เพิ่มขึ้น
IAM (Incidence Angle Modifier)	-2.04%	-2.04%	-2.80%	-2.80%
Effective Irradiation on Collector	1678 kWh/m ²	1678 kWh/m ²	1665 kWh/m ²	1665 kWh/m ²

ตารางที่ 4-2 (ต่อ)

ประเภทการสูญเสีย	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4
PV Conversion Efficiency	21.76%	21.76%	17.34%	17.34%
PV Loss due to Irradiance Level	-0.56%	-0.56%	-0.70%	-0.70%
PV Loss due to Temperature	-9.81%	-9.81%	-11.93%	-11.93%
Module Quality Loss	+0.25%	+0.25%	+0.75%	+0.75%
Mismatch Loss (Modules & Strings)	-0.65%	-0.65%	-0.65%	-0.65%
Ohmic Wiring Loss	-1.94%	-1.94%	-2.05%	-2.05%
Unused Energy (Battery Full)	-14.19%	-14.88%	-11.70%	-12.43%
Converter Loss during Operation	-4.47%	-4.48%	-4.43%	-4.44%
Battery Charge/Discharge Efficiency	-1.92%	-1.91%	-1.89%	-1.89%

4.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการ

ต้นทุนการติดตั้ง แบ่งเป็นค่าใช้จ่ายหลัก ไม่ว่าจะเป็นค่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โครงสร้างที่ใช้ยึดค่าติดตั้งทั้ง 4 รูปแบบเท่ากัน เนื่องจากค่าติดตั้งคำนวณจากขนาดของระบบ และค่าอื่นๆที่แสดงดังตารางที่ 4-3 (ราคาอุปกรณ์และค่าติดตั้งที่ค้นหาในปี พ.ศ.2567)

ตารางที่ 4-3 แสดงต้นทุนการติดตั้งของระบบ

รายการ	รูปแบบที่1: Mono + LFP	รูปแบบที่2: Mono + NMC	รูปแบบที่3: Poly + LFP	รูปแบบที่4: Poly + NMC
แผง	382,200.00	382,200.00	440,700.00	440,700.00
โครงสร้างยึด	180,000.00	180,000.00	226,000.00	226,000.00
ค่าติดตั้ง	3,000,000.00	3,000,000.00	3,000,000.00	3,000,000.00
battery	2,400,000.00	1,736,640.00	2,400,000.00	1,736,640.00
Charge controller	162,500.00	125,000.00	137,500.00	137,500.00
wall box charger *2ตัว	78,000.00	78,000.00	78,000.00	78,000.00
ค่าติดตั้ง	39,000.00	39,000.00	39,000.00	39,000.00
รวม	6,241,700.00	5,540,840.00	6,321,200.00	5,657,840.00
	จำนวน	ราคาต่อชิ้น		
Mono: Longi 580W	130.00	2,940.00		
Poly: Jinko 335W	226.00	1,950.00		
LFP: Huawei 48V 200Ah	32.00	75,000.00		
NMC: Kokam 48V 120Ah	54.00	32,160.00		

ค่าใช้จ่ายรายปี (Operating Costs - OPEX)

หลังจากติดตั้งระบบแล้ว ยังคงมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและดำเนินงาน ซึ่งรวมถึง

ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา: 30,000 บาท/ปี

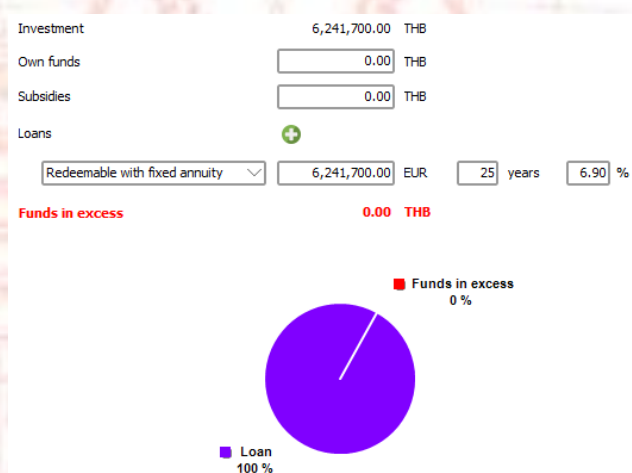
ค่าทำความสะอาดแผงโซลาร์เซลล์: 20,000 บาท/ปี

ค่าเพื่อเปลี่ยนแบตเตอรี่ (ราคาแล้วแต่รูปแบบ)

เงินอุดหนุนภาครัฐมาจากการขาย Carbon Credits จากสมการที่ 2-10

ตารางที่ 4-4 แสดงค่าดำเนินการในแต่ละรูปแบบ/ต่อปี

OPEX บาท/ปี	ค่าซ่อมแซมและ บำรุงรักษา	ค่าล้างแผง	ค่าเปลี่ยน แบตเตอรี่	ขาย Carbon credit	รวม
รูปแบบที่ 1	30,000.00	20,000.00	192,000.00	-1,585.98	240,414.02
รูปแบบที่ 2	30,000.00	20,000.00	151,200.00	-3,546.00	197,654.00
รูปแบบที่ 3	30,000.00	20,000.00	192,000.00	-1,566.18	240,433.82
รูปแบบที่ 4	30,000.00	20,000.00	138,931.20	-1,566.18	187,365.02



ภาพที่ 4-9 เงินลงทุน อ้างอิงดอกเบี้ย 6.9% จากธนาคารออมสิน

ตารางที่ 4-5 การดำเนินงานของโครงการรูปแบบที่ 1 ตลอด 25 ปี (อายุโครงการ)

Detailed economic results (THB)

Year	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
1	800,627	0 100,507	432,384	240,414	156,235	0	0	27,323	26,021	2.0%
2	800,627	0 107,442	425,449	240,414	156,235	0	0	27,323	50,804	4.1%
3	800,627	0 114,855	418,035	240,414	156,235	0	0	27,323	74,406	6.3%
4	800,627	0 122,780	410,110	240,414	156,235	0	0	27,323	96,884	8.7%
5	800,627	0 131,252	401,638	240,414	156,235	2,340	0	27,323	118,292	11.1%
6	800,627	0 140,308	392,582	240,414	156,235	11,396	0	27,323	138,681	13.7%
7	800,627	0 149,990	382,901	240,414	156,235	21,077	0	27,323	158,099	16.4%
8	800,627	0 160,339	372,551	240,414	156,235	31,427	0	27,323	176,592	19.2%
9	800,627	0 171,402	361,488	240,414	156,235	42,490	0	27,323	194,204	22.2%
10	800,627	0 183,229	349,661	240,414	156,235	54,317	0	27,323	210,978	25.4%
11	800,627	0 195,872	337,018	240,414	156,235	66,960	0	27,323	226,953	28.8%
12	800,627	0 209,387	323,503	240,414	156,235	80,475	0	27,323	242,167	32.4%
13	800,627	0 223,835	309,056	240,414	156,235	94,922	0	27,323	256,657	36.2%
14	800,627	0 239,279	293,611	240,414	156,235	110,367	0	27,323	270,456	40.2%
15	800,627	0 255,790	277,101	240,414	156,235	126,877	0	27,323	283,599	44.5%
16	800,627	0 273,439	259,451	240,414	156,235	144,527	0	27,323	296,116	49.1%
17	800,627	0 292,307	240,584	240,414	156,235	163,394	0	27,323	308,036	53.9%
18	800,627	0 312,476	220,415	240,414	156,235	183,563	0	27,323	319,390	59.1%
19	800,627	0 334,037	198,854	240,414	156,235	205,124	0	27,323	330,202	64.6%
20	800,627	0 357,085	175,805	240,414	156,235	228,173	0	27,323	340,500	70.5%
21	800,627	0 381,724	151,166	240,414	0	409,047	0	27,323	350,307	76.7%
22	800,627	0 408,063	124,828	240,414	0	435,385	0	27,323	359,647	83.4%
23	800,627	0 436,219	96,671	240,414	0	463,542	0	27,323	368,542	90.5%
24	800,627	0 466,318	66,572	240,414	0	493,641	0	27,323	377,014	98.1%
25	800,627	0 498,494	34,396	240,414	0	525,817	0	27,323	385,083	106.1%
Total	20,015,676	6,266,430	7,055,831	6,010,350	3,124,700	3,894,860	0	683,064	385,083	106.1%

จากการคำนวณทำให้ได้

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present value, NPV) จากสมการ 2-8

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - C_t = \sum_{t=1}^{25} \frac{800,627}{(1+0.05)^t} - 6,241,700$$

= 414,722 บาท

อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return, IRR) 0%

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) จากสมการ 2-9

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายลงทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี}}$$

$$6,241,700 / 800,627 = 24.2 \text{ ปี}$$

ตารางที่ 4-6 การดำเนินงานของโครงการรูปแบบที่ 2 ตลอด 25 ปี (อายุโครงการ)

Detailed economic results (THB)

Year	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
1	787,980	88,869	382,318	197,654	125,092	82,916	0	119,139	113,466	3.7%
2	787,980	95,001	376,186	197,654	125,092	89,048	0	119,139	221,528	7.3%
3	787,980	101,556	369,631	197,654	125,092	95,603	0	119,139	324,445	11.0%
4	787,980	108,563	362,624	197,654	125,092	102,611	0	119,139	422,461	14.7%
5	787,980	116,054	355,133	197,654	125,092	110,101	0	119,139	515,810	18.5%
6	787,980	124,062	347,125	197,654	125,092	118,109	0	119,139	604,713	22.4%
7	787,980	132,622	338,565	197,654	125,092	126,669	0	119,139	689,383	26.3%
8	787,980	141,773	329,414	197,654	125,092	135,820	0	119,139	770,021	30.3%
9	787,980	151,556	319,631	197,654	125,092	145,603	0	119,139	846,819	34.4%
10	787,980	162,013	309,174	197,654	125,092	156,060	0	119,139	919,960	38.7%
11	787,980	173,192	297,995	197,654	125,092	167,239	0	119,139	989,618	43.0%
12	787,980	185,142	286,045	197,654	125,092	179,189	0	119,139	1,055,959	47.6%
13	787,980	197,917	273,270	197,654	125,092	191,964	0	119,139	1,119,141	52.3%
14	787,980	211,573	259,614	197,654	125,092	205,620	0	119,139	1,179,315	57.2%
15	787,980	226,172	245,015	197,654	125,092	220,219	0	119,139	1,236,622	62.3%
16	787,980	241,778	229,409	197,654	125,092	235,825	0	119,139	1,291,201	67.7%
17	787,980	258,460	212,727	197,654	125,092	252,507	0	119,139	1,343,181	73.3%
18	787,980	276,294	194,893	197,654	125,092	270,341	0	119,139	1,392,686	79.1%
19	787,980	295,358	175,829	197,654	125,092	289,405	0	119,139	1,439,834	85.3%
20	787,980	315,738	155,449	197,654	125,092	309,785	0	119,139	1,484,736	91.8%
21	787,980	337,524	133,663	197,654	0	456,663	0	119,139	1,527,500	98.7%
22	787,980	360,813	110,374	197,654	0	479,952	0	119,139	1,568,227	105.9%
23	787,980	385,709	85,478	197,654	0	504,848	0	119,139	1,607,016	113.6%
24	787,980	412,323	58,864	197,654	0	531,462	0	119,139	1,643,957	121.7%
25	787,980	440,774	30,413	197,654	0	559,913	0	119,139	1,679,139	130.3%
Total	19,699,502	5,540,840	6,238,836	4,941,350	2,501,840	6,017,476	0	2,978,476	1,679,139	130.3%

จากการคำนวณทำให้ได้

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present value, NPV) จากสมการ 2-8

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - C_t = \sum_{t=1}^{25} \frac{787,980}{(1+0.05)^t} - 6,238,836$$

= 1,679,139 บาท

อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return, IRR) 0%

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) จากสมการ 2-9

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายลงทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี}}$$

$$6,238,836 / 787,980 = 21.2 \text{ ปี}$$

ตารางที่ 4-7 การดำเนินงานของโครงการรูปแบบที่ 3 ตลอด 25 ปี (อายุโครงการ)

Detailed economic results (THB)										
Year	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
1	790,719	0 101,385	436,163	240,434	164,110	0	0	12,737	12,131	1.8%
2	790,719	0 108,381	429,167	240,434	164,110	0	0	12,737	23,683	3.7%
3	790,719	0 115,859	421,689	240,434	164,110	0	0	12,737	34,686	5.7%
4	790,719	0 123,853	413,695	240,434	164,110	0	0	12,737	45,165	7.8%
5	790,719	0 132,399	405,149	240,434	164,110	0	0	12,737	55,145	10.1%
6	790,719	0 141,535	396,013	240,434	164,110	0	0	12,737	64,649	12.5%
7	790,719	0 151,301	386,247	240,434	164,110	0	0	12,737	73,701	15.0%
8	790,719	0 161,740	375,808	240,434	164,110	10,367	0	12,737	82,322	17.7%
9	790,719	0 172,901	364,648	240,434	164,110	21,528	0	12,737	90,533	20.6%
10	790,719	0 184,831	352,717	240,434	164,110	33,458	0	12,737	98,352	23.6%
11	790,719	0 197,584	339,964	240,434	164,110	46,211	0	12,737	105,799	26.9%
12	790,719	0 211,217	326,331	240,434	164,110	59,844	0	12,737	112,892	30.3%
13	790,719	0 225,791	311,757	240,434	164,110	74,418	0	12,737	119,647	34.0%
14	790,719	0 241,371	296,177	240,434	164,110	89,998	0	12,737	126,080	37.9%
15	790,719	0 258,025	279,523	240,434	164,110	106,652	0	12,737	132,206	42.1%
16	790,719	0 275,829	261,719	240,434	164,110	124,456	0	12,737	138,041	46.5%
17	790,719	0 294,861	242,687	240,434	164,110	143,488	0	12,737	143,598	51.3%
18	790,719	0 315,207	222,341	240,434	164,110	163,834	0	12,737	148,891	56.4%
19	790,719	0 336,956	200,592	240,434	164,110	185,583	0	12,737	153,931	61.8%
20	790,719	0 360,206	177,342	240,434	164,110	208,833	0	12,737	158,732	67.5%
21	790,719	0 385,060	152,488	240,434	0	397,797	0	12,737	163,304	73.7%
22	790,719	0 411,629	125,919	240,434	0	424,367	0	12,737	167,658	80.3%
23	790,719	0 440,032	97,516	240,434	0	452,769	0	12,737	171,805	87.3%
24	790,719	0 470,394	67,154	240,434	0	483,131	0	12,737	175,754	94.8%
25	790,719	0 502,851	34,697	240,434	0	515,588	0	12,737	179,515	102.8%
Total	19,767,972	6,321,200	7,117,500	6,010,846	3,282,200	3,542,324	0	318,427	179,515	102.8%

จากการคำนวณทำให้ได้

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present value, NPV) จากสมการ 2-8

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - C_t = \sum_{t=1}^{25} \frac{790,719}{(1+0.05)^t} - 6,010,846$$

$$= 179,515 \text{ บาท}$$

อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return, IRR) 0%

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) จากสมการ 2-9

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายลงทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี}}$$

$$6,010,846 / 790,719 = 24.6 \text{ ปี}$$

ตารางที่ 4-8 การดำเนินงานของโครงการรูปแบบที่ 4 ตลอด 25 ปี (อายุโครงการ)

Detailed economic results (THB)										
Year	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
1	790,818	0 90,746	390,391	187,365	130,942	82,120	0	122,316	116,491	3.7%
2	790,818	0 97,007	384,130	187,365	130,942	88,381	0	122,316	227,436	7.3%
3	790,818	0 103,701	377,436	187,365	130,942	95,075	0	122,316	333,097	11.0%
4	790,818	0 110,856	370,281	187,365	130,942	102,230	0	122,316	433,726	14.8%
5	790,818	0 118,505	362,632	187,365	130,942	109,879	0	122,316	529,564	18.6%
6	790,818	0 126,682	354,455	187,365	130,942	118,056	0	122,316	620,838	22.4%
7	790,818	0 135,423	345,714	187,365	130,942	126,797	0	122,316	707,766	26.3%
8	790,818	0 144,767	336,370	187,365	130,942	136,141	0	122,316	790,554	30.4%
9	790,818	0 154,756	326,381	187,365	130,942	146,130	0	122,316	869,400	34.5%
10	790,818	0 165,434	315,702	187,365	130,942	156,808	0	122,316	944,491	38.7%
11	790,818	0 176,849	304,288	187,365	130,942	168,223	0	122,316	1,016,007	43.1%
12	790,818	0 189,052	292,085	187,365	130,942	180,426	0	122,316	1,084,117	47.7%
13	790,818	0 202,096	279,040	187,365	130,942	193,470	0	122,316	1,148,984	52.4%
14	790,818	0 216,041	265,096	187,365	130,942	207,415	0	122,316	1,210,762	57.3%
15	790,818	0 230,948	250,189	187,365	130,942	222,322	0	122,316	1,269,598	62.4%
16	790,818	0 246,883	234,254	187,365	130,942	238,257	0	122,316	1,325,632	67.8%
17	790,818	0 263,918	217,219	187,365	130,942	255,292	0	122,316	1,378,998	73.4%
18	790,818	0 282,128	199,008	187,365	130,942	273,502	0	122,316	1,429,823	79.3%
19	790,818	0 301,595	179,541	187,365	130,942	292,969	0	122,316	1,478,228	85.5%
20	790,818	0 322,405	158,731	187,365	130,942	313,779	0	122,316	1,524,327	92.0%
21	790,818	0 344,651	136,485	187,365	0	466,967	0	122,316	1,568,232	98.8%
22	790,818	0 368,432	112,704	187,365	0	490,748	0	122,316	1,610,045	106.1%
23	790,818	0 393,854	87,283	187,365	0	516,170	0	122,316	1,649,868	113.8%
24	790,818	0 421,030	60,107	187,365	0	543,346	0	122,316	1,687,794	121.9%
25	790,818	0 450,081	31,056	187,365	0	572,397	0	122,316	1,723,914	130.5%
Total	19,770,440	5,657,840	6,370,575	4,684,126	2,618,840	6,096,899	0	3,057,899	1,723,914	130.5%

จากการคำนวณทำให้ได้

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present value, NPV) จากสมการ 2-8

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - C_t = \sum_{t=1}^{25} \frac{790,818}{(1+0.05)^t} - 6,096,899$$

= 1,723,914 บาท

อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return, IRR) 0%

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) จากสมการ 2-9

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายลงทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี}}$$

$$6,096,899/790,818 = 21.2 \text{ ปี}$$

บทที่ 5

สรุปผลวิจัยและข้อเสนอแนะ

ในการศึกษางานวิจัยนี้ศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าแบบ Off-Grid โดยเปรียบเทียบประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของ 4 รูปแบบ ซึ่งใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ Mono-crystalline และ Poly-crystalline Silicon ร่วมกับแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน สองประเภท (LFP และ NMC) ระบบถูกจำลองและวิเคราะห์ด้วยซอฟต์แวร์ PVsyst 7.4 บนพื้นที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ภายใต้เงื่อนไขการใช้งานสถานีชาร์จขนาด 7.4 kW จำนวน 2 สถานี ที่ทำงานวันละ 15 ชั่วโมง จากผลการวิจัยทำให้ได้ทำการเปรียบเทียบข้อมูลประสิทธิภาพและสรุปในตารางที่ 5-1

ตารางที่ 5-1 แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของทั้ง 4 รูปแบบ

หัวข้อ	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4
กำลังผลิต PV (kWp)	75.4	72.2	75.7	75.7
จำนวนแผงโซลาร์เซลล์	130	130	226	226
ชนิดแบตเตอรี่	Lithium-ion LFP	Lithium-ion NMC	Lithium-ion LFP	Lithium-ion NMC
จำนวนแบตเตอรี่ (ลูก)	32	54	32	54
พลังงานที่ผลิตได้ (kWh/ปี)	112,439	102,695	104,926	104,939
พลังงานที่ใช้ได้ (kWh/ปี)	80,063	78,798	79,072	79,082
พลังงานที่สูญเสีย (ไม่ได้ใช้)	29,951	21,900	23,474	23,843
พลังงานที่ขาดแคลน (kWh/ปี)	1,843	2,319	2,046	2,036
Solar Fraction (SF) %	97.76%	97.15%	97.48%	97.50%
Performance Ratio (PR) %	62.83%	64.62%	61.80%	61.80%

ผลการทดลองจากการจำลองด้วย PVsyst แสดงให้เห็นว่าทั้งสี่รูปแบบมีประสิทธิภาพเฉลี่ยใกล้เคียงกัน โดยมีค่าประสิทธิภาพเฉลี่ยประมาณ 62% อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาในแง่ของพลังงานที่ใช้ประโยชน์ได้และพลังงานที่ขาดหายไป พบว่า รูปแบบที่หนึ่ง (แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono-crystalline Silicon กับแบตเตอรี่ลิเทียมฟอสเฟต (LFP)) แสดงผลการผลิตพลังงานที่ใช้ได้ต่อปีสูงสุด (80,063 kWh) และมีพลังงานที่ขาดแคลนน้อยที่สุด (1,843 kWh) นอกจากนี้ แบตเตอรี่ลิเทียมฟอสเฟตยังแสดงถึงความทนทานและประสิทธิภาพในการจัดเก็บพลังงานที่สูง จึงทำให้รูปแบบนี้มีความเหมาะสมมากที่สุดในเชิงเทคนิค

ตารางที่ 5-2 เปรียบเทียบความคุ้มค่าและข้อสรุป

เกณฑ์	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4 (ดีที่สุด)
ต้นทุนต่ำที่สุด	6.24 ล้านบาท	5.54 ล้านบาท	6.32 ล้านบาท	5.66 ล้านบาท
ระยะเวลาคืนทุนเร็วที่สุด	24.2 ปี	21.2 ปี	24.6 ปี	21.2 ปี
NPV สูงสุด	0.414 ล้านบาท	1.68 ล้านบาท	1.79 ล้านบาท	1.72 ล้านบาท
IRR	0%	0%	0%	0%
LCOE ต่ำที่สุด (ค่าไฟต่อหน่วย)	9.65 บาท/kWh	8.51 บาท/kWh	9.86 บาท/kWh	8.48 บาท/kWh

5.1 ข้อสรุป

รูปแบบที่ 4 เป็นตัวเลือกที่ดีที่สุด เพราะ ต้นทุนต่ำ, คืนทุนเร็ว, NPV สูงสุด และ LCOE ถูกที่สุด รูปแบบที่ 2 ให้ผลลัพธ์ใกล้เคียงกับ รูปแบบที่ 4 แต่ NPV ต่ำกว่า รูปแบบที่ 1 มีต้นทุนที่สูง คืนทุนช้า และ NPV ต่ำที่สุด รูปแบบที่ 3 เป็นตัวเลือกที่แย่ที่สุด เพราะ ต้นทุนสูงที่สุด, คืนทุนช้าแทบจะจบโครงการ และ NPV ต่ำ

5.2 ข้อเสนอแนะ

หากต้องการนำไปต่อยอดควรจะศึกษาปัจจัยที่มีผลกระทบต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ไม่ว่าจะเป็นสภาพอากาศ อุณหภูมิ และฝุ่น และเนื่องจากงานวิจัยนี้ใช้มหาวิทยาลัยในการศึกษาจึงไม่มีค่าเช่า

สถานที่ ราคาที่ดินที่จะต้องนำมาพิจารณาเพิ่มเติม และในอนาคตคาดว่าราคาของแบตเตอรี่จะลดลง
ทำให้งานวิจัยสามารถลดระยะเวลาต้นทุนได้



บรรณานุกรม

1. สมาคมยานยนต์ไฟฟ้าไทย. สรุปสถานการณ์ยานยนต์ไฟฟ้าไทย. [ออนไลน์] 2567. [สืบค้นวันที่ 17 มีนาคม 2567]. จาก https://evat.or.th/images/evinfo/current-status/2024-09/Poster_HEV_PHEV_BEV_2024END.pdf
2. สมาคมยานยนต์ไฟฟ้าไทย. NUMBER OF ELECTRIC VEHICLE CHARGING STATIONS IN THAILAND. [ออนไลน์] 2567. [สืบค้นวันที่ 17 มีนาคม 2567]. จาก <https://evat.or.th/ev-information/current-status/index>
3. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. คู่มือการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์. กรุงเทพมหานคร : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2559.
4. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. คู่มือการพัฒนาและลงทุนผลิตพลังงานทดแทน. กรุงเทพมหานคร : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2559.
5. Solar Hub. ข้อมูลเบื้องต้นการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์. [ออนไลน์] 2559. [สืบค้นวันที่ 5 เมษายน 2567]. จาก <https://www.solarhub.co.th/document/solarcell-basic-knowledge-SolarHub.pdf>
6. ECOTECH PART. การทำงานของระบบโซลาร์เซลล์. [ออนไลน์] มปป. [สืบค้นวันที่ 25 มีนาคม 2567]. จาก <https://www.ecotech.co.th/%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B8%97%E0%B8%B3%E0%B8%87%E0%B8%B2%E0%B8%99%E0%B8%82%E0%B8%AD%E0%B8%87%E0%B8%A3%E0%B8%B0%E0%B8%9A%E0%B8%9A%E0%B9%82%E0%B8%8B%E0%B8%A5%E0%B9%88%E0%B8%B2%E0%B9%80%E0%B8%8B>
7. กรุงเทพโซลาร์เซลล์. ระบบโซลาร์เซลล์ไฮบริด (Hybrid system). [ออนไลน์] 2562. [สืบค้นวันที่ 25 มีนาคม 2567]. จาก <https://www.sunnergysolar.com/article/128/ระบบโซลาร์เซลล์ไฮบริด-hybrid-systems>
8. Science direct A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems. Crystalline Silicon Solar Cell and Module Technology. [ออนไลน์] 2561. [สืบค้นวันที่ 25 มีนาคม 2567]. จาก <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/czochralski-method>

9. RAAY.โซลาร์เซลล์มีกี่ประเภท ใช้แบบไหนดี? [ออนไลน์] 2566. [สืบค้นวันที่ 25 มีนาคม 2567].
จาก <https://raaygroup.com/type-solar-cell/>
10. บ้านและสวน.การติดตั้งโซลาร์เซลล์สำหรับบ้าน อ่านแล้วตัดสินใจได้เลย. [ออนไลน์] 2565.
[สืบค้นวันที่ 25 มีนาคม 2567]. จาก <https://www.baanlaesuan.com/262512/ideas/house-ideas/solar-cells-15-knowledge/>
11. Solar Hub.โซล่าชาร์จ คอนโทรลเลอร์ สำหรับระบบออฟกริด. [ออนไลน์] 2558. [สืบค้นวันที่ 5 เมษายน 2567]. จาก <https://www.solarhub.co.th/solar-information/solar-component/302-charge-controller>
12. KLC Bright. แบตเตอรี่ลิเทียมมีกี่ชนิด. [ออนไลน์] 2565. [สืบค้นวันที่ 18 มิถุนายน 2567]. จาก <https://www.klcbright.com/lithium-battery-type.php>
13. 724 Market. รู้ไว้ใช้! รูปแบบการชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า (EV) ในไทย มีแบบไหนบ้าง ? [ออนไลน์] 2566. [สืบค้นวันที่ 18 มิถุนายน 2567]. จาก <https://url.in.th/smZUp>
14. Delta. สถานีชาร์จสำหรับผู้อยู่อาศัย. [ออนไลน์] มปป. [สืบค้นวันที่ 18 มิถุนายน 2567]. จาก <https://www.deltathailand.com/th/products/Infrastructure/Energy/EV-Charging/AC-Charger>
15. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. ผลการตรวจวัดข้อมูลความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ปี พ.ศ.2566. [ออนไลน์] 2566. [สืบค้นวันที่ 5 เมษายน 2567]. จาก https://www.dede.go.th/uploads/radiation_2566_Jan_Jul_297669b495.pdf?updated_at=2023-09-07T04:41:03.160Z
16. กวินชัย ต้องตรงทรัพย์. การใช้งานโปรแกรม PVSYST เบื้องต้น. [ออนไลน์] 2565. [สืบค้นวันที่ 18 มิถุนายน 2567]. จาก <https://bsru.net/การใช้งานโปรแกรม-pvsyst-เบี/>.
17. คณะพาณิชยศาสตร์และการบัญชี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. เทคนิคการตัดสินใจจ่ายลงทุน. [ออนไลน์] มปป. [สืบค้นวันที่ 20 ตุลาคม 2567]. จาก <https://www.tbs.tu.ac.th/wp-content/uploads/2018/08/FN201-1-61-T05-Capital-Budgeting-Techniques-59pgs-3hrs.pdf>
18. กรมส่งเสริมอุตสาหกรรม. การตัดสินใจลงทุน. [ออนไลน์] 2564. [สืบค้นวันที่ 20 ตุลาคม 2567]. จาก <https://www.dip.go.th/en/category/2020-05-22-19-38-58/2021-11-25-14-53-59>
19. ตลาดคาร์บอน. กลไกและแนวคิดของคาร์บอนเครดิต. [ออนไลน์] มปป. [สืบค้นวันที่ 18 ตุลาคม 2567]. จาก <https://carbonmarket.tgo.or.th/index.php?lang=TH&mod=Y2N0X3ByaWNl>

20. ศูนย์วิจัยกสิกรไทย. อยากรู้...คาร์บอนเครดิต (Carbon Credit) คืออะไร? ขายทำกำไรได้หรือไม่
[ออนไลน์] 2564. [สืบค้นวันที่ 18 ตุลาคม 2567]. จาก
<https://www.kasikornresearch.com/th/analysis/k-social-media/Pages/CarbonCredit-info73-FB-2024-05-14.aspx>
 21. สำนักงานประเมินและรับรองโครงการองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก. ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/ใช้ไฟฟ้า. [ออนไลน์] 2565. [สืบค้นวันที่ 18 ตุลาคม 2567].
จาก https://ghgreduction.tgo.or.th/en/download/120-tver-gwp-emission-factor/3377-emission-factor-30-2565.html#fcview_item_fcitem_3377
 22. อลงกต กันคำ, และ ญัฐธนิชา ฉายรัศมี. "การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์." วารสารสังคมศาสตร์ปัญญาพัฒนา, ปีที่ 4, ฉบับที่ 4, 2565, หน้า 239–254.
 23. สิรินาถ ยิ้มย่อง. การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งโซล่าเซลล์: กรณีศึกษาบริษัทแห่งหนึ่งในเขตบางแค จังหวัดกรุงเทพฯ. วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาการจัดการทางวิศวกรรม บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต, 2564.
 24. เรวัต อินทศิรี. การวิเคราะห์การลงทุนและผลตอบแทนระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา: กรณีศึกษา อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8. สารนิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการงานวิศวกรรม บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสยาม, 2567.
 25. เกษสุรางค์ จันท์พูล. การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำห้วยทราย จังหวัดลำปาง. วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2560.
 26. เรืออากาศโทธนธิพัฒน์ ภูมิเดชาวัฒน์. การศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ของสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับรถยนต์โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์. วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีการจัดการสิ่งแวดล้อม ภาควิชาเคมี. คณะวิศวกรรมศาสตร์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2562.
- วิธวินท์ ศรีสุริยจันทร์ และชัยพล ธงชัยสุรชต์กุล. "การวิเคราะห์ทางด้านการลงทุนและเทคนิคเพื่อการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: กรณีศึกษาในจังหวัดมุกดาหาร ประเทศไทย." วารสารวิชาการพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, ปีที่ 30, ฉบับที่ 2, 2563, หน้า 225–237.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ	นางสาวศุภิสรา อรุณรัตน์
ชื่อวิทยานิพนธ์	การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ ร่วมกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า
สาขาวิชา	สาขาเทคโนโลยีวิศวกรรมพลังงาน ภาควิชาเทคโนโลยีวิศวกรรม เครื่องต้นกำลัง บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอม เกล้าพระนครเหนือ
ประวัติ	พ.ศ.2564 สำเร็จการศึกษาปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขา วิศวกรรมเครื่องกล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนคร เหนือ

