

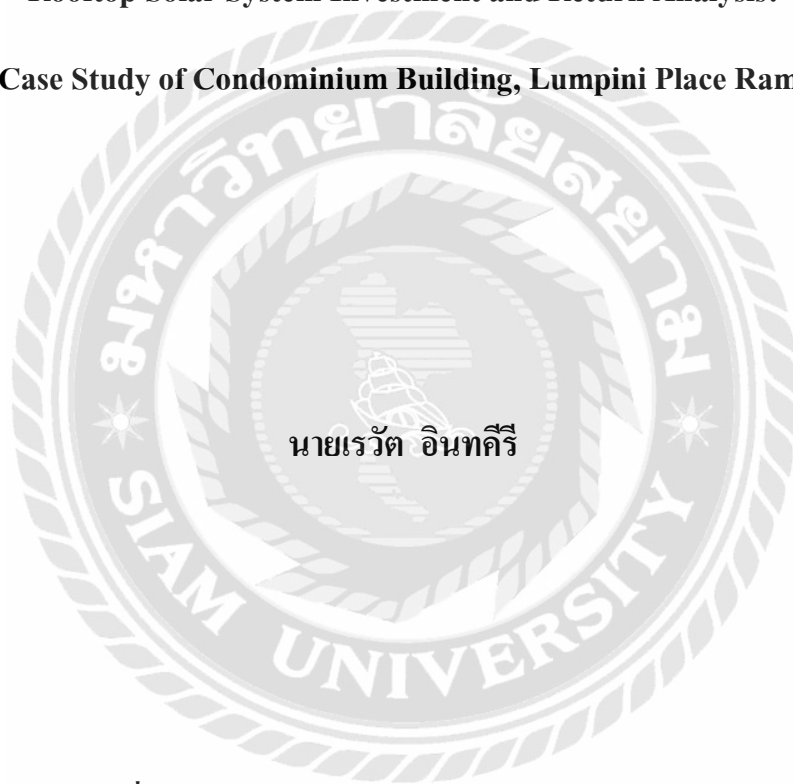


การวิเคราะห์การลงทุนและผลตอบแทนระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา:

กรณีศึกษา อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8

**Rooftop Solar System Investment and Return Analysis:**

**A Case Study of Condominium Building, Lumpini Place Rama 8**



นายเรวัต อินทศิริ

สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชา การจัดการงานวิศวกรรม

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสยาม

พุทธศักราช 2567

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยสยาม



ใบรับรองสารนิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสยาม

หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

ปริญญา

การจัดการงานวิศวกรรม  
(สาขาวิชา)

บัณฑิตวิทยาลัย  
(คณะ)

เรื่อง การวิเคราะห์การลงทุนและผลตอบแทนระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา:  
กรณีศึกษาอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8  
Rooftop Solar System Investment and Return Analysis:  
A Case Study of Condominium Building, Lumpini Place Rama 8

ผู้แต่ง นายเรวัต อินทคีรี

Mr.Rewat Inthakheeree

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษา/กรรมการ.....

(ดร.วีระกาจ ดอกจันทร์)

.....  
(รองศาสตราจารย์ ดร.ยุทธชัย บรรเทึงจิตร)

ผู้อำนวยการ

วันที่ 17 เดือน ๖.๑ พ.ศ. 2567

## บทคัดย่อ

งานวิจัยเรื่อง : การวิเคราะห์การลงทุนและผลตอบแทนระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา:  
กรณีศึกษา อาคารคอน โคมินิเยม ลุมพินีเพลส พระราม 8

โดย : นาย เรวัต อินทศิริ

ชื่อปริญญา : วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชา : การจัดการงานวิศวกรรม

อาจารย์ที่ปรึกษา : .....  
(ดร. วีระกษ คอกจันทร์)  
.....17.....3.....67.....

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อนำเสนอการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาและผลตอบแทนทางการเงินกรณีศึกษาอาคารคอน โคมินิเยม ลุมพินีเพลส พระราม 8 โดยแบ่งกรอบหัวข้อการวิจัยเป็น 3 ด้าน ประกอบด้วยศักยภาพเชิงกายภาพ ศักยภาพเชิงเทคนิค และศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยใช้แบบจำลอง PVSYST ในการคำนวณและประเมินระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อเป็นแนวทางในการตัดสินใจลงทุนติดตั้งระบบผลิตพลังงานดังกล่าว เพื่อลดค่าใช้จ่ายในส่วนของคุณค่าไฟฟ้าในอนาคตได้ ในการศึกษาที่ใช้สมมติฐานทางการเงินที่อัตราคิดลด 5% ตลอดอายุการใช้งาน ระยะเวลาของโครงการอยู่ที่ 25 ปี ผลวิจัยพบว่าพื้นที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 312 ตารางเมตร กำลังผลิตพลังงานรวมสูงสุดอยู่ที่ 53.04 กิโลวัตต์ โดยระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 73,746 หน่วยต่อปี คิดเป็นมูลค่าเงินจากการประหยัดพลังงานต่อปีเท่ากับ 309,773.20 บาท โดยใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 1,793,388.48 บาท ค่า NPV เท่ากับ 2,479,887.08 บาท ค่า IRR เท่ากับร้อยละ 11 และมีระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 7.1 ปี สรุปได้ว่าโครงการนี้มีความเหมาะสมในลงทุน

คำสำคัญ : ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ โปรแกรม PV SYST


## Abstract

Title : Rooftop Solar System Investment and Return Analysis:  
A Case Study of Condominium Building, a Lumpini Place Rama 8

By : Mr.Rewat Inthakheeree

Degree : Master of Engineering


Major Field : Engineering Management

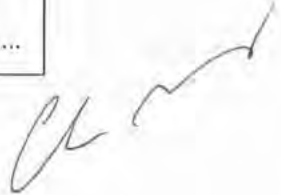
Advisor :   
.....  
(Dr.Weerakarj Dokchan)

.....17.....3.....24.....

The objectives of this research were to study the feasibility of investing in solar cell installations and cost-effective ratio on the rooftop of a Lumpini Place Rama VIII condominium building. The research was divided into three conceptual frameworks: physical, technical, and economical potentials. The PVSYST model was used to calculate and evaluate based on solar power generation system. This project was to reduce expenses in terms of electrical bills in the future. In this study, the interest rate of 5% throughout the project's lifespan of 25 years. The study found that the installed area of solar panels was 312 square meters with a total power generation of 53.04 kW maximum. The system could generate electricity of equivalent to 73,746 units per year. The annual electrical bill reduction was approximately 309,773.20 baht, with a total investment of 1,793,388.48 baht. NPV was equal to 2,479,887.08 baht. The IRR was 11% and the payback period was 7.1 years. It can be concluded that this project is appropriate for investment.

**Keywords:** Rooftop Solar System, Economic Analysis, PVSYST Program

Approved by:  
  
.....



## กิตติกรรมประกาศ

สารนิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ด้วยการได้รับความอนุเคราะห์เป็นอย่างดียิ่ง จาก รองศาสตราจารย์ ดร.ยุทธชัย บรรเทงจิตร ผู้อำนวยการหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการงานวิศวกรรม มหาวิทยาลัยสยาม และ ดร.วีระกาจ ดอกจันทร์ อาจารย์ที่ปรึกษา สารนิพนธ์ รวมถึงคณาจารย์และเจ้าหน้าที่ในหลักสูตรฯ ทุกท่าน ซึ่งกรุณาให้คำแนะนำและติดตาม ทั้งในช่วงเวลาระหว่างการศึกษา รวมถึงการทำงานต่างๆ อันเป็นประโยชน์อย่างสูงมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ญาติ พี่น้อง มิตรสหาย และคณาจารย์ บัณฑิตวิทยาลัย สาขาวิศวกรรมศาสตร์ หลักสูตรการจัดการงานวิศวกรรม มหาวิทยาลัยสยาม ทุก ๆ ท่าน ซึ่งกรุณาให้คำปรึกษาและแนะนำให้ประโยชน์ให้ความรู้รวมไปถึงการติดตามคอยดูแลมา โดยตลอด รวมถึงผู้แต่งหนังสือหรือเอกสารทางวิชาการ ที่ข้าพเจ้าได้ใช้เป็นเอกสารอ้างอิง รวมทั้ง หัวหน้างาน เพื่อนร่วมงานทุกคนที่คอยสนับสนุนช่วยเหลือและให้กำลังใจมาโดยตลอด ขอขอบพระคุณคณาจารย์ทุกท่าน ที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาการศึกษาต่างๆ จนช่วยให้สามารถ ทำการศึกษาชิ้นนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

เรวัต อินทศิรี

ผู้จัดทำ

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ก
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ข
กิตติกรรมประกาศ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญภาพ	ฉ
สารบัญตาราง	ช
<b>บทที่ 1 บทนำ</b>	
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของงานวิจัย	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	3
1.3 ขอบเขตการวิจัย	3
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	4
1.5 นิยามศัพท์เฉพาะ	4
<b>บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง</b>	
2.1 แนวคิดการผลิตไฟฟ้าโดยการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	7
2.1.1 ประเภทของรังสีที่ผิวโลกและมวลอากาศรังสีตรง (Beam Radiation or Direct Radiation)	7
2.1.2 โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์	9
2.1.3 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์	10
2.1.4 ชนิดของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์	11
2.1.5 คุณสมบัติของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์	12
2.1.6 ชนิดของระบบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์	13
2.1.7 รูปแบบการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย	15
2.1.8 ทิศทางและมุมต่างๆของการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์	17
2.2 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO <sub>2</sub> ) จากการใช้พลังงานปี พ.ศ. 2564	24
2.2.1. ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> จากการใช้พลังงานของประเทศ	24
2.2.2 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจ และรายชนิดเชื้อเพลิง	25

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.2.3 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิง	27
2.2.4 ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคพลังงานของไทย	35
2.3 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์	37
2.3.1 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB)	37
2.3.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)	38
2.3.3 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)	38
2.4 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	39
<b>บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย</b>	
3.1 ศักยภาพทางกายภาพ	41
3.2 ศักยภาพเชิงเทคนิค	42
3.3 การออกแบบการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	44
3.4 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์	46
3.5 การคำนวณการลดการปล่อย CO <sub>2</sub>	48
<b>บทที่ 4 ผลการวิจัย</b>	
4.1 การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคากรณีศึกษา อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8	49
4.2 ประสิทธิภาพของระบบ	49
4.3 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	53
4.4 สรุปผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	56
<b>บทที่ 5 สรุปผลการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ</b>	
5.1 สรุปผลการวิจัย	59
5.2 การอภิปรายผล	59
5.3 ข้อเสนอแนะ	61
บรรณานุกรม	62
ประวัติผู้ศึกษา	64

## สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
2.1 แสดงสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าของโลกปี พ.ศ. 2561	6
2.2 แสดงค่ารังสีรวมสะสมรายปีของประเทศต่างๆ ทั่วโลก	8
2.3 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน)	9
2.4 องค์ประกอบของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์	10
2.5 แสดงหลักการการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์	11
2.6 โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด	12
2.7 หลักการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ	13
2.8 หลักการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศ	14
2.9 โครงสร้างรองรับ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์	17
2.10 ทิศทาง และการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์	18
2.11 การวางมุมเอียงของแผงโซลาร์เซลล์	19
2.12 มุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามเดือนในแต่ละปี	20
2.13 ความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกลงพื้นที่ 1 ตร.ม. ในช่วงเวลาแต่ละวัน	20
2.14 ประสิทธิภาพที่มูมเมยจากแนวระดับต่างๆ	21
2.15 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> และการใช้พลังงานของไทย	25
2.16 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> รายภาคเศรษฐกิจ	26
2.17 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> จากการใช้พลังงานรายภาคเศรษฐกิจ	27
2.18 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> รายชนิดเชื้อเพลิง	28
2.19 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิง	28
2.20 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคการผลิตไฟฟ้า	29
2.21 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคการผลิตไฟฟ้าแยกรายชนิดเชื้อเพลิง	30
2.22 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคการขนส่ง	31
2.23 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคการขนส่งแยกรายชนิดเชื้อเพลิง	31
2.24 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคอุตสาหกรรม	32
2.25 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคอุตสาหกรรมแยกรายชนิดเชื้อเพลิง	33
2.26 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)	34
2.27 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)	34



## สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
2.28 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ต่อการใช้พลังงาน	36
2.29 การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า	37
3.1 แสดงรายละเอียดการประเมินศักยภาพ	41
3.2 พิกัดตำแหน่งอาคารคอนกรีต ลูมิเนียมเพลส พระราม 8	42
3.3 วงจรการติดตั้งพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาขนาด 53.04 kWp	42
3.4 รูปการออกแบบติดตั้งพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาขนาด 53.04 kWp	43
3.5 รูปภาพการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาของอาคารคอนกรีต ลูมิเนียมเพลส พระราม 8	43
3.6 รูปภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์	44
3.7 รูปภาพแสดงการอินเวอร์เตอร์และกล่องรวมสาย	45
3.8 รูปภาพแสดงชุดอินเวอร์เตอร์	46
4.1 แผนภาพแสดงสมดุลพลังงานระบบเซลล์แสงอาทิตย์	51
4.2 ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคากรณีศึกษาอาคารคอนกรีต ลูมิเนียมเพลส พระราม 8 จากโปรแกรมจำลอง (PVsyst)	52
4.3 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคากรณีศึกษาอาคารคอนกรีตโดมเนียม ลูมิเนียมเพลส พระราม 8 จากโปรแกรมจำลอง (PVsyst)	53

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	44
3.2 คุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ solar Edge SE15K - SE27.6K	45
4.1 ผลการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	50
4.2 ตารางแสดงกระแสเงินสดรับตลอดอายุโครงการจำนวน 25 ปี	54
4.3 การวิเคราะห์โครงการลงทุนทางการเงินพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา กรณีศึกษา อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8	55



# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของงานวิจัย

พลังงานไฟฟ้าถือเป็นปัจจัยหนึ่งที่มีความสำคัญต่อการดำเนินชีวิตของมนุษย์ในปัจจุบัน และเป็นปัจจัยที่สำคัญสำหรับการพัฒนาเศรษฐกิจ เทคโนโลยีที่ทันสมัย และคุณภาพชีวิตของประชาชน พลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่ของประเทศไทยผลิตมาจากแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติต่างๆ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นต้น ซึ่งแหล่งพลังงานที่ต้องผ่านกระบวนการเผาไหม้เพื่อเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า จากกระบวนการเผาไหม้ได้สร้างมลพิษขึ้น โดยอยู่ในรูปของก๊าซ ฝุ่นควัน น้ำเสีย และกากของเสียต่างๆ ซึ่งส่งผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม และเป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้เกิดภาวะเรือนกระจก และภาวะโลกร้อน (วารสาร พิเศษชนกิจกุล, และบัณฑิต รัศมีเทศ, 2564) ซึ่งในปัจจุบันโลกกำลังประสบปัญหาจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งเป็นทรัพยากรที่อยู่อย่างจำกัด และกำลังจะหมดในเวลาอีกไม่นาน รวมทั้งผลของก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในปริมาณมากไปปกคลุมชั้นบรรยากาศโลกทำให้การกักเก็บอุณหภูมิภายในโลกสูงขึ้น ส่งผลกระทบต่ออุณหภูมิของโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้น ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางสภาวะอากาศของโลกเป็นอย่างมาก (สุริยนต์ ชมดี, 2558) การประชุม COP 26 แสดงให้เห็นถึงจุดยืนที่มุ่งมั่นของประเทศสมาชิก โดยมีการทบทวนเป้าหมาย และประกาศเจตจำนงในการบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในครึ่งศตวรรษนี้ รวมถึงการบรรลุการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Greenhouse Gas Emissions) (ฐิติพันธ์ เตชะสิทธิพันธ์, 2564) รัฐบาลของประเทศต่างๆ ทั่วโลกตื่นตัว และให้ความสำคัญกับปัญหานี้ โดยมีนโยบายลดการใช้พลังงาน และส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทนให้เพิ่มสูงขึ้น

ประเทศไทยได้เสนอเป้าหมายของประเทศในการดำเนินการเพื่อแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศภายหลังปี ค.ศ. 2020 (Intended Nationally Determined Contribution: INDC) โดยลดก๊าซเรือนกระจกลงร้อยละ 20 ในปี พ.ศ. 2573 การที่ประเทศไทยได้แสดงเจตจำนงในการมีส่วนร่วมซึ่งดำเนินการตามความตกลงปารีสในการจัดการปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยจัดทำข้อเสนอการมีส่วนร่วมของประเทศในการลดก๊าซเรือนกระจก และการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ภายหลังปี พ.ศ. 2563 ที่มีความสอดคล้องตามหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียงและการพัฒนาที่ยั่งยืน และต่อยอดการดำเนินงานในกรอบมาตรการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกระดับชาติ (Nationally Appropriate Mitigation Actions : NAMA) และกำหนดเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก ใน ปี พ.ศ. 2573 โดยกำหนดเป้าหมายการลดการปล่อย

ก๊าซเรือนกระจกที่ร้อยละ 20–25 จากกรณีปกติ ซึ่งเป็นการขับเคลื่อนการดำเนินงานโดยภาครัฐ อาศัยการดำเนินการที่มีการมีส่วนร่วมจากทุกภาคส่วนตามศักยภาพของมาตรการจากนโยบายแผน ภาครัฐในสาขาที่มีความพร้อม ได้แก่ ภาคพลังงานและขนส่ง มี 9 มาตรการ จากการผลิตไฟฟ้า การใช้พลังงานในครัวเรือน อาคาร อุตสาหกรรมการผลิต และการคมนาคมขนส่ง โดยการเพิ่ม ประสิทธิภาพการผลิต และการใช้พลังงาน การพัฒนาพลังงานทดแทน และการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ ภาคของเสียมี 4 มาตรการ ครอบคลุมการจัดการขยะ น้ำเสียอุตสาหกรรมและชุมชน และ กระบวนการทางอุตสาหกรรม และ การใช้ผลิตภัณฑ์มี 2 มาตรการ โดยการปรับเปลี่ยนกระบวนการ ผลิตทางอุตสาหกรรมโดยเฉพาะอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ และการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีสารทำ ความเย็น ซึ่งจะสามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้ 115.6 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า หรือ ร้อยละ 20.8 จากกรณีปกติ การบรรลุเป้าหมายของ Paris Agreement ในการควบคุมอุณหภูมิเฉลี่ย ทั่วโลกไม่ให้เพิ่มขึ้นเกิน 1.5 องศาเซลเซียส ภายในปี ค.ศ. 2100 นั้น IPCC Special Report on Global Warming of 1.5 C (2018) กำหนดแนวทางเพื่อบรรลุเป้าหมาย 2 องศาเซลเซียส โดยทั่วโลก ต้องลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร้อยละ 40-70 ภายในปี ค.ศ. 2050 โดยหากมุ่งมั่นที่จะ บรรลุเป้าหมาย 1.5 องศาเซลเซียส ทั่วโลกต้องลดปริมาณการปล่อยลงถึงร้อยละ 70-95 อันนำไปสู่ Global Net-Zero Emission ภายในปี ค.ศ. 2050 ซึ่งหลายประเทศต่างตื่นตัวที่จะมุ่งมั่นไปสู่การ ปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Carbon Neutrality) เช่น ปี ค.ศ. 2035 ประเทศฟินแลนด์ ปี ค.ศ. 2040 ออสเตรเลีย ไอร์แลนด์ ปี ค.ศ. 2045 สวีเดน ปี ค.ศ. 2050 สหราชอาณาจักร ฝรั่งเศส เดนมาร์ก นิวซีแลนด์ ฮังการี ชิลี สหภาพยุโรป เกาหลีใต้ สเปน ฟิจิ ญี่ปุ่น เยอรมนี สวิตเซอร์แลนด์ นอร์เวย์ ไอร์แลนด์ แอฟริกาใต้ โบตุเกส คอสตาริกา สโลวีเนีย หมู่เกาะมาร์แชลล์ และ ปี ค.ศ. 2060 ประเทศจีนมีการเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้าจากกลุ่มเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง อย่างต่อเนื่องในระบบไฟฟ้ากำลังนั้นเป็นประเด็นหลักประเด็นหนึ่งที่ภาครัฐและผู้ดูแลระบบไฟฟ้า จากทุกประเทศทั่วโลกให้ความสนใจเป็นอย่างมาก จากข้อมูลของ IRENA ปี ค.ศ. 2019 พบว่าในปี ค.ศ. 2018 ทั่วโลกมีกำลังการผลิตติดตั้งในส่วนของพลังงานหมุนเวียนอยู่ประมาณ 2,468 กิกะวัตต์ หรือคิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 25 ของกำลังการผลิต ติดตั้งจากเชื้อเพลิงทุกประเภท และยังคง มีสัญญาณของการเติบโตอย่างต่อเนื่อง

การติดตั้งใช้งานพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์แบ่งออกเป็น การติดตั้งทั้งชนิดบนพื้นดิน (PV Farm) และบนหลังคา (PV Rooftop) โดยที่ในปี พ.ศ. 2565 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ได้มีมติเห็นชอบประกาศรับซื้อไฟฟ้า โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัยปี พ.ศ. 2565 ที่ราคาหน่วยละ 2.20 บาท รับเป้าหมายปีละ 10 เมกะวัตต์ ระยะเวลารับซื้อไฟฟ้า 10 ปี

ถือว่าเป็นการส่งเสริมให้ประชาชนผลิตไฟฟ้าใช้เองโดยติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในบ้าน ที่อยู่อาศัย เพื่อบรรเทาภาระค่าไฟฟ้า และสามารถนำส่วนที่เหลือมาขายเข้าระบบได้ โดยเป็นส่วนหนึ่งในมาตรการลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ผันผวน และมีราคาสูงจากผลของภาวะวิกฤตการณ์ราคาพลังงานโลกที่กำลังเผชิญอยู่ในขณะนี้ด้วย

ดังนั้น บทความวิจัยนี้จึงวิเคราะห์ศักยภาพเชิงเทคนิค และความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลุมพินีเพลส พระราม 8 เพื่อเป็นแนวทางในการตัดสินใจลงทุนติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจำลองออกแบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาได้ใช้โปรแกรม PVsyst เพื่อหาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าของอาคาร และวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสมเพื่อลดค่าใช้จ่ายในส่วน of ค่าไฟฟ้าของอาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลุมพินีเพลส พระราม 8 ในอนาคต

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. วิเคราะห์ศักยภาพเชิงเทคนิคการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของอาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลุมพินีเพลส พระราม 8
2. วิเคราะห์การลงทุน และผลตอบแทนทางการเงิน การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของอาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลุมพินีเพลส พระราม 8
3. วิเคราะห์สมรรถนะพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคา (PV Rooftops) โดยใช้ผลจากโปรแกรมจำลอง (PVsyst)

## 1.3 ขอบเขตการวิจัย

วิเคราะห์ศักยภาพเชิงเทคนิคในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของอาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลุมพินีเพลส พระราม 8

วิเคราะห์สมรรถนะพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (PV Rooftops) โดยใช้ผลจากการใช้โปรแกรมจำลอง (PVsyst)

วิเคราะห์การลงทุน และผลตอบแทนทางการเงินในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของอาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลุมพินีเพลส พระราม 8 โดยมีกำหนดระยะเวลาโครงการ 25 ปี

วิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินโดยใช้เกณฑ์ในการตัดสินใจทั้ง 3 เกณฑ์ คือ

- 1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ซึ่งหากค่า NPV มากกว่าศูนย์ หมายถึง โครงการนั้นมีความคุ้มค่าการลงทุน

2) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) ซึ่งหากค่า IRR สูงกว่า อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (required rate of return or discount rate) หมายถึง โครงการนั้นมีความคุ้มค่าลงทุน

3) ระยะเวลาคืนทุน (Payback period) หากระยะเวลาคืนทุนยังสั้นกว่าอายุการใช้งานเท่าใดยิ่งทำให้โครงการนั้นมีความคุ้มค่าลงทุนมากขึ้นเท่านั้น

#### 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. สามารถประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร คอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8
2. ทำให้ทราบความคุ้มค่าการลงทุน และผลตอบแทนทางการเงินระยะเวลาคืนทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาของอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8
3. เพื่อเป็นแนวทางในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคต รวมถึงพลังงานทดแทนอื่นๆ จนไปสู่การจัดการพลังงานอย่างยั่งยืน

#### 1.5 นิยามศัพท์เฉพาะ

1. พลังงานทดแทน (Renewable energy) หมายถึง พลังงานที่นำมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิง แบ่งตามแหล่งที่มาได้ 2 ประเภท คือ พลังงานทดแทนจากแหล่งที่ใช้แล้วหมดไปอาจเรียกว่า พลังงานสิ้นเปลือง ได้แก่ ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ นิวเคลียร์ หินน้ำมัน และทรายน้ำมัน เป็นต้น และ พลังงานทดแทนอีกประเภทหนึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่สามารถหมุนเวียนใช้ได้อีก เรียกว่า พลังงานหมุนเวียน ได้แก่ แสงอาทิตย์ พลังงานลม ชีวมวล พลังงานน้ำ และไฮโดรเจน เป็นต้น เป็นพลังงานที่สะอาดไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

2. เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) หมายถึง สิ่งประดิษฐ์ออปโตอิเล็กทรอนิกส์ที่สร้างจากสารกึ่งตัวนำสามารถเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรงที่มีแสงตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะผลิตไฟฟ้าได้ทันที และไฟฟ้าที่ได้จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรง (DC current)

3. NPV (Net present value) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ คือ ผลรวมของมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับ และกระแสเงินสดจ่ายโดยนำกระแสเงินสดรับ และกระแสเงินสดจ่ายมาคิดลดด้วยอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (Required rate of return) ซึ่งหมายถึง ต้นทุนส่วนเพิ่มของเงินทุน (Marginal cost of capital)

4. IRR หมายถึง อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) คือ การประเมินว่า "การลงทุนให้อัตราผลตอบแทนเท่าใด" คือ การสุ่มอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์

5. Payback Period หมายถึง ระยะเวลาการคืนทุน (PB) คือ จำนวนปีที่กิจการจะได้รับเงินที่ลงเริ่มแรกของโครงการกลับคืนมากกว่าอีกนัยหนึ่งคือระยะเวลาที่กระแสเงินสดสะสม (Cumulative cash flows) ของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์

6. โปรแกรมจำลอง PVsyst (Photovoltaic System) เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการออกแบบและจำลองระบบพลังงานแสงอาทิตย์

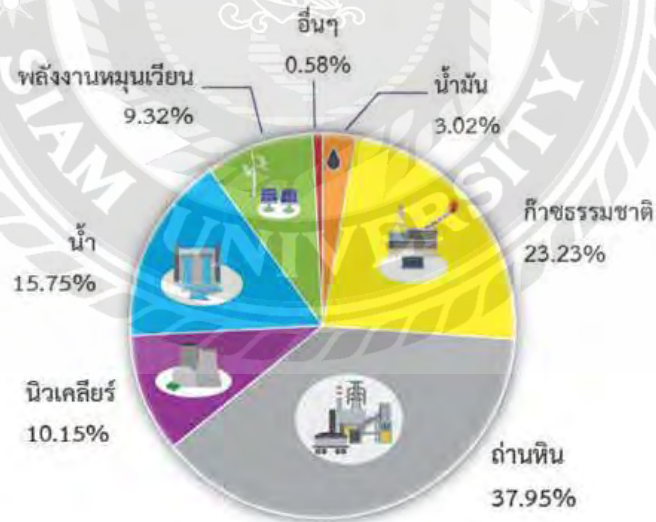


## บทที่ 2

### ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้อง

พลังงานไฟฟ้าถือว่าเป็นปัจจัยหนึ่งที่มีความสำคัญต่อการดำเนินชีวิตของมนุษย์ในปัจจุบัน และเป็นปัจจัยที่สำคัญสำหรับการพัฒนาเศรษฐกิจเทคโนโลยีที่ทันสมัย และคุณภาพชีวิตของประชาชน พลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่ของประเทศไทยผลิตมาจากแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติต่างๆ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นต้น ปัญหาทางด้านพลังงานเป็นปัญหาใหญ่ที่ทั่วทั้งโลกกำลังประสบอยู่โดยปัจจุบันแหล่งพลังงานที่ใช้เป็นหลักของโลก คือ พลังงานฟอสซิลซึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่ใช้แล้วหมดไป เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน ฯลฯ ดังภาพที่ 2.1 แสดงสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าของโลกปี พ.ศ. 2561 มาผลิตไฟฟ้าเพื่อให้แสงสว่างแก่มวลมนุษยชาติโดยที่ค่าเฉลี่ยทั่วโลกมีการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตพลังงานแค่ร้อยละ 9.32

#### สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าของโลกปี 2561



ที่มาข้อมูล: BP Statistical Review of World Energy 2019

<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/bp-statistical-review-2019-full-report.pdf>

ภาพ : ศูนย์การเรียนรู้ พลน. อัครดอย

ภาพที่ 2.1 แสดงสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าของโลกปี พ.ศ. 2561



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2557) นโยบายพลังงานที่เป็นส่วนหนึ่งคำแถลงนโยบายของรัฐบาลโดยตั้งเป้าหมายให้สามารถทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี ทั้งนี้ ให้มีการพัฒนาอุตสาหกรรมอย่างครบวงจรส่งเสริม และผลักดันการอนุรักษ์พลังงานอย่างเต็มรูปแบบโดยลดระดับการใช้พลังงานต่อผลผลิตลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี และมีการพัฒนาอย่างครบวงจร ส่งเสริมการใช้อุปกรณ์ และอาคารสถานที่ที่มีประสิทธิภาพสูงส่งเสริมกลไกการพัฒนาพลังงานที่สะอาดเพื่อลดก๊าซเรือนกระจก และแก้ปัญหาภาวะโลกร้อนสร้างจิตสำนึกของผู้บริโภคในการใช้พลังงานอย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพให้เป็นระบบจริงจังและต่อเนื่องทั้งภาคการผลิต ภาคการขนส่ง และภาคครัวเรือน

ผู้วิจัยจึงศึกษาด้านพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นพลังงานที่ไม่มีวันหมด และปลอดภัยกับสิ่งแวดล้อมเพื่อให้การวิจัยนี้บรรลุวัตถุประสงค์ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาเอกสารวิชาการต่างๆ และได้จัดทำสรุป ดังนี้

- 2.1 แนวคิดการผลิตไฟฟ้าโดยการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา
- 2.2 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO<sub>2</sub>) จากการใช้พลังงาน
- 2.3 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์

## 2.1 แนวคิดการผลิตไฟฟ้าโดยการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

**2.1.1 ประเภทของรังสีที่ผิวโลกและมวลอากาศรังสีตรง (Beam Radiation or Direct Radiation)** คือ รังสีมาจากดวงอาทิตย์โดยตรงมายังผิวโลกที่ตำแหน่งหนึ่งๆ เนื่องจากการแผ่รังสีชนิดดังกล่าวมีทิศทางที่แน่นอน ดังนั้น รังสีประเภทนี้สามารถนำมารวมแสง หรือเปลี่ยนทิศทางโดยใช้ผิวสะท้อนแสงได้ และมีสัดส่วนสูงในวันที่ท้องฟ้าแจ่มใสรังสีกระจาย (Diffuse Radiation or Scattered Radiation) คือ รังสีอาทิตย์ที่ถูกสะท้อนจากบรรยากาศของโลก และวัตถุต่างๆ ที่อยู่ในทางเดินของแสงก่อนตกกระทบของผิวรับรังสีรังสีกระจายนี้มาจากทุกทิศของท้องฟ้า เนื่องจากรังสีชนิดนี้มีทิศทางไม่แน่นอน ไม่สามารถนำมารวมแสง หรือเปลี่ยนทิศทางโดยใช้ผิวสะท้อนแสง หรือรวมแสงได้รังสีประเภทนี้จะมีสัดส่วนสูงในวันที่ฟ้าหลัว หรือมีเมฆมากรังสีรวม (Total Radiation or Global Radiation) คือ ผลรวมของรังสีตรง และรังสีกระจายที่ตกกระทบผิวรับรังสี กรณีที่ผิวรับรังสีมีลักษณะเป็นแผ่นราบที่วางเอียงจากแนวระดับรังสีรวมจะประกอบด้วยรังสีตรงจากท้องฟ้า

รังสีกระจายจากท้องฟ้า และรังสีอาทิตย์รวมทั้งสะท้อนมาจากพื้นผิวบริเวณใกล้เคียง ในกรณีที่ผิวรับรังสีเป็นแผ่นราบที่วางในแนวระดับ รังสีรวมจะมาจากครึ่งทรงกลมท้องฟ้าโดยไม่มีส่วนที่สะท้อนมาจากพื้นผิวใกล้เคียงรังสีรวมในกรณีนี้ว่า Global Radiation

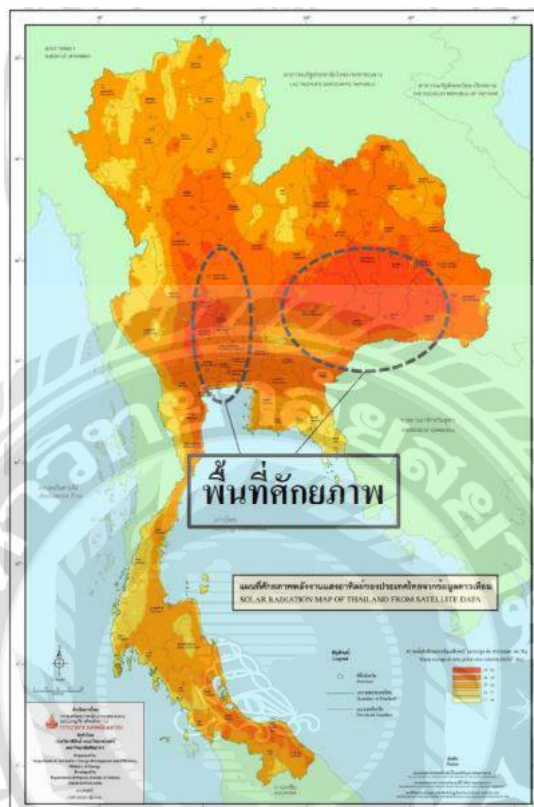


ภาพที่ 2.2 แสดงค่ารังสีรวมสะสมรายปีของประเทศต่างๆ ทั่วโลก

บมจ. บางจากปิโตรเลียม (ม.ป.ป.) กล่าวว่าประเทศไทยเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพรับรังสีอาทิตย์รวมอยู่ในเกณฑ์ที่สูงเมื่อเทียบกับประเทศอื่นๆ เนื่องจากตั้งอยู่ในเขตเส้นศูนย์สูตรทำให้มีช่วงเวลารับแสงอาทิตย์ตลอดทั้งปีมากกว่าประเทศในแถบยุโรปที่ปัจจุบันมีการผลิต และการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมาก ดังแสดงให้เห็นจากแผนที่ค่ารังสีรวมสะสมรายปีของประเทศต่างๆ ทั่วโลก ดังภาพที่ 2.2 โดยประเทศไทยจะได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงวันละ 4.7-5.5 กิโลวัตต์/ชั่วโมง/ตารางเมตร ( $\text{kWh/m}^2$ ) ซึ่งสูงกว่าประเทศทางทวีปแถบยุโรปที่มีค่าเฉลี่ยในช่วงวันละ 3-4  $\text{kWh/m}^2$

เสริม จันทร์ฉาย (2547) จัดทำแผนที่ความเข้มรังสีอาทิตย์ในประเทศไทย ดังภาพที่ 2.3 แสดงให้เห็นศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยซึ่งมีค่าเฉลี่ยวันละ 5  $\text{kWh/m}^2$  โดยพบว่าพื้นที่ที่ได้รับรังสีสูงสุด คือ 5.5  $\text{kWh/m}^2$  อยู่ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และอยู่ภาคกลางซึ่งคิดเป็นร้อยละ 11 ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ สาเหตุที่พบการกระจายตัวไม่สม่ำเสมอของความ

เข้มแสงอาทิตย์ในพื้นที่ต่างๆ ในแต่ละเดือนได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันออกเฉียงใต้



ภาพที่ 2.3 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน)

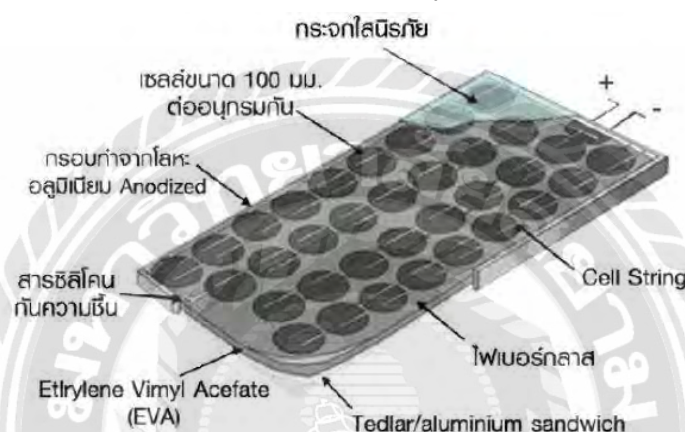
**2.1.2 โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์** โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผงประกอบไปด้วยเซลล์แสงอาทิตย์หลายๆ เซลล์ต่อรวมกันเป็นวงจรไฟฟ้าดังภาพนอกเหนือจากเซลล์แสงอาทิตย์แล้วยังมีส่วนประกอบเป็นพวกแผ่นพีวีซีด้านหลังกรอบอลูมิเนียม กระจก และสายไฟฟ้า เป็นต้น ดังภาพที่ 2.4 โดยที่

- เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้าโดยโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะประกอบไปด้วยเซลล์หลายๆ ตัวเชื่อมต่อกันผ่านตัวนำไฟฟ้าโดยวางบนวัสดุห่อหุ้มโมดูล
- วัสดุห่อหุ้มโมดูลซึ่งเป็นวัสดุที่ทำมาจากโพลีเมอร์ (Polymer Sheet) ทำหน้าที่จับยึดเซลล์โดยใช้วัสดุผิวหน้าประกบวัสดุผิวหลังโดยจะมีคุณสมบัติ คือ แสงส่องผ่านได้ดี และระบายความร้อนได้ดี

- วัสดุประกบผิวหน้า (Glass Cover) ทำหน้าที่ป้องกันน้ำ ฝุ่นละออง รวมถึงการกระแทกจากภายนอกโดยใช้กระจกพิเศษซึ่งมีคุณสมบัติ คือ แสงสามารถส่งผ่านได้ดี และระบายความร้อนได้ดี

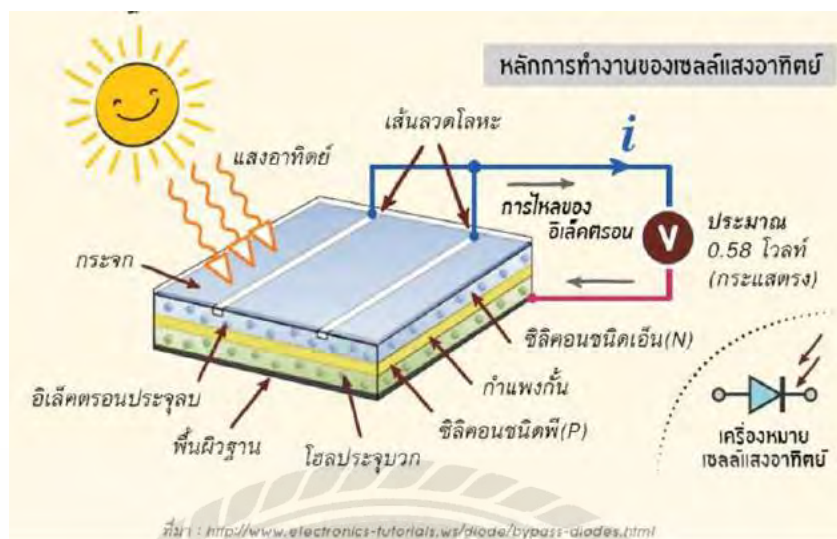
- วัสดุประกอบแผ่นหลัง (Backing Material) ทำหน้าที่ป้องกันทางด้านหลัง และเป็นแผ่นหลังของโมดูลเซลล์อาทิตย์

- โครง (Frame) ทำหน้าที่เป็น โครงสร้างของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อเพิ่มความแข็งแรงให้กับโมดูล และเป็นส่วนปกป้องกันแรงกระแทกต่างๆ



ภาพที่ 2.4 องค์ประกอบของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่มา บมจ.บางจากปิโตรเลียม (ม.ป.ป.)

**2.1.3 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์** เซลล์แสงอาทิตย์หรือโซลาร์เซลล์ (Solar cell) คือ สิ่งประดิษฐ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ชนิดหนึ่งที่ทำ มาจากสารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) ส่วนใหญ่ทำมาจากสารซิลิคอน (Silicon) ซึ่งมีอยู่มากในธรรมชาตินำมาสกัด และผ่านขั้นตอนการผลิตเป็นแผ่นบางมาก ด้านบนของเซลล์จะเรียกว่า n-type silicon ด้านล่างเรียกว่า p-type silicon โดยมีรอยต่อที่เรียกว่ารอยต่อพีเอ็น (p-n junction) ของสารกึ่งตัวนำเมื่อมีรังสีอาทิตย์มาตกกระทบที่เซลล์จะสามารถเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง เรียกว่า กระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic process) ดังภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 แสดงหลักการการทำงานของ เซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา: <http://www.electronics-tutorials.ws/diode/bypass-diodes.html>

**2.1.4 ชนิดของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์** ปัจจุบันมี 3 ชนิด ที่ใช้งานเชิงพาณิชย์กันอย่างแพร่หลาย

1) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Single Crystalline Silicon Solar Cell, Mono-Crystalline) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่ได้รับการพัฒนาเก่าแก่ที่สุดผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอนมีความหนาประมาณ 200-300 ไมครอน มีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณร้อยละ 15-17 แต่มีราคาสูง ดังภาพที่ 2.5 ซึ่งใช้พื้นที่ติดตั้งเฉลี่ย 7-9 ตารางเมตรต่อ 1,000 วัตต์สูงสุด (Wp)

2) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกกรวม (Multi crystalline Silicon Solar Cell, Poly crystalline Silicon Solar Cell) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่มีการใช้งานมากที่สุดในปัจจุบันผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกกรวมซิลิคอนมีความหนาประมาณ 180-220 ไมครอน มีราคาปานกลาง มีประสิทธิภาพประมาณ ร้อยละ 12-15 ดังภาพที่ 2.5 ซึ่งใช้พื้นที่ติดตั้งเฉลี่ย 7.5-10 ตารางเมตรต่อ 1,000 วัตต์สูงสุด (Wp)

3) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell หรือ Thin Film) มีลักษณะเป็นฟิล์มบางหนาประมาณ 0.5-1.0 ไมครอน ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในเครื่องคิดเลขซึ่งมีลักษณะสีม่วงน้ำตาล มีความบางเบา ราคาถูก แต่มีประสิทธิภาพต่ำประมาณร้อยละ 6-8 ดังภาพที่ 2.6 ซึ่งใช้พื้นที่ติดตั้งเฉลี่ย 14-20 ตารางเมตรต่อ 1,000 วัตต์สูงสุด (Wp)



ภาพที่ 2.6 โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด ที่มา: <https://solarmagazine.com/solar-panels/>

**2.1.5 คุณสมบัติของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์** คุณสมบัติด้านของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทางผู้ผลิตระบุมานั้นมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ การทดสอบประสิทธิภาพของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Performance testing) ประกอบด้วยมาตรฐานการทดสอบ คือ Performance at Standard Condition (STC) คือ การทดสอบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อได้รับแสงความเข้มรังสีอาทิตย์ (Irradiance) ที่  $1,000\text{W}/\text{m}^2$  อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส

ค่าพื้นฐานทางไฟฟ้าของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

$P_{\text{max}}$  = กำลังไฟฟ้าสูงสุดของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็น วัตต์ (Watt)

$I_{\text{mp}}$  = กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็น แอมป์ (Amp)

$V_{\text{mp}}$  = แรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็น โวลต์ (Volt)

$V_{\text{oc}}$  = ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการเปิดวงจร หน่วยเป็น โวลต์ (Volt)

$I_{\text{sc}}$  = ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการลัดวงจร หน่วยเป็น แอมป์ (Amp)

Module Efficiency = ค่าประสิทธิภาพของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็น เปอร์เซ็นต์ (%)

นอกจากประสิทธิภาพของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์นั้นยังขึ้นอยู่กับค่าสัมประสิทธิ์ของอุณหภูมิซึ่งมีหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศา โดยเป็นค่าที่บ่งบอกถึงการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละรุ่นที่เลือกใช้โดยมีค่าสัมประสิทธิ์ที่ใช้งานดังต่อไปนี้

Temperature of Pmax = ค่าสัมประสิทธิ์กำลังไฟฟ้าสูงสุดของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศา

Temperature of Voc = ค่าสัมประสิทธิ์ของแรงดันไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการเปิดวงจรหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศา

Temperature of Isc = ค่าสัมประสิทธิ์ของกระแสไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการลัดวงจรหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศา

**2.1.6 ชนิดของระบบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์** ระบบของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์หากแบ่งชนิดจากการใช้งานทั่วไปสามารถแบ่งออกเป็น 2 ชนิด ดังนี้

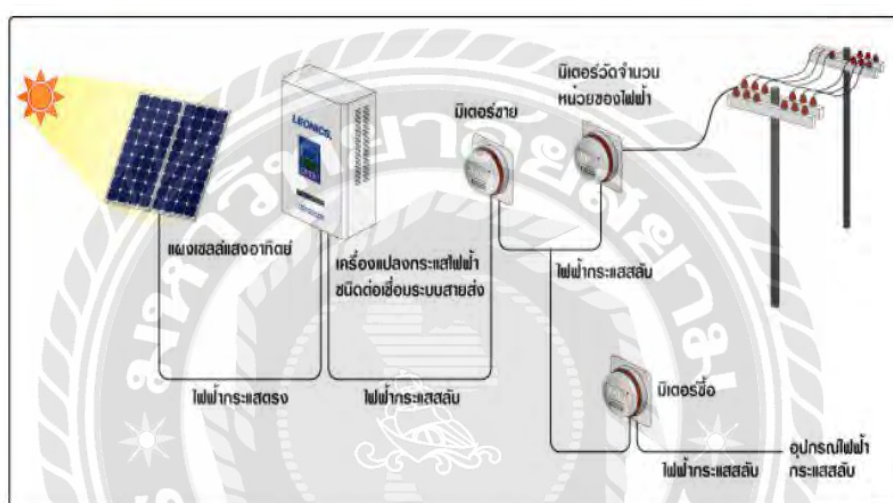
1) ระบบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (Stand Alone System) หรือสามารถเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าระบบออฟกริด (Off Grid) เป็นระบบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ ดังภาพที่ 2.7 คือ ระบบที่ผลิตไฟฟ้าจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์โดยที่ไม่ต้องเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ข้อดี คือ ไม่ยุ่งเกี่ยวกับระบบไฟฟ้า ทำให้เมื่อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าดับบ้านหลังที่ติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระยังคงมีไฟฟ้าใช้งานได้ ข้อเสีย คือ ต้องใช้แบตเตอรี่เพื่อสำรองพลังงานในการใช้งานตอนกลางคืน ทำให้มีค่าใช้จ่ายสูงในการลงทุน และบำรุงรักษาเมื่อเทียบกับระบบออนกริด



ภาพที่ 2.7 หลักการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

ที่มา [http://www.leonics.co.th/html/th/pd\\_ecs/SAS.php](http://www.leonics.co.th/html/th/pd_ecs/SAS.php)

2) ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย (PV Grid connected system) หรือระบบออนกริด (On Grid) ระบบนี้จะเป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Inverter) เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง ข้อดี คือ ไม่ต้องใช้แบตเตอรี่เพื่อเก็บพลังงาน ทำให้ต้นทุนการติดตั้ง และบำรุงรักษาถูกกว่าระบบออฟกริด ข้อเสีย คือ เมื่อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าดับ ระบบดังกล่าวจะหยุดจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.8



ภาพที่ 2.8 หลักการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย

ที่มา [http://www.leonics.co.th/html/th/pd\\_ecs/GCS.ph](http://www.leonics.co.th/html/th/pd_ecs/GCS.ph)

โดยระบบของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในการศึกษานี้ คือ ระบบออนกริด (On Grid) การทำงานของระบบออนกริด (On Grid) จากภาพที่ 2.8 การทำงานเริ่มจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์จะทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบไฟฟ้ากระแสตรง เพื่อส่งไปยังอินเวอร์เตอร์เพื่อเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ โดยอินเวอร์เตอร์จะมีวงจรสร้างสัญญาณรูปคลื่นไฟฟ้าให้มีรูปแบบใกล้เคียงกับ สัญญาณรูปคลื่นไฟฟ้ากระแสสลับจากการไฟฟ้า เพื่อที่จะสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้อย่างปลอดภัย โดยอุปกรณ์เบื้องต้นในระบบมีดังต่อไปนี้

1) โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง



2) อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้รับจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ และส่งพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบกระแสสลับ เข้าสู่ระบบจำหน่ายหรือโหลดไฟฟ้าภายในบ้าน

3) โหลดภายในบ้าน (House Load) คือ อุปกรณ์เครื่องไฟฟ้าภายในบ้านซึ่งเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ

4) มิเตอร์ (Meter) ทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ค่าใช้งานพลังงานไฟฟ้าอาจจะแยกเป็นมิเตอร์ซื้อไฟ และมิเตอร์ขายไฟ

5) ระบบสายส่ง (Utility grids) คือ ระบบสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยที่ประเทศไทยระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระบบสายส่งของการไฟฟ้านครหลวง

**2.1.7 รูปแบบการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย** การติดตั้งระบบออนกริดภายในบ้านเรือน อาคาร สำนักงาน โรงงาน หากพิจารณาตามตำแหน่งการติดตั้งมิเตอร์สามารถแบ่งแยกออกเป็น 2 ชนิด ดังนี้

1) การติดตั้งเพื่อขายไฟฟ้าโดยการติดตั้งแบบนี้จะแยกมิเตอร์ซื้อไฟฟ้า และมิเตอร์ขายไฟฟ้าออกจากกัน โดยทั้งนี้ราคาซื้อไฟฟ้า และราคาขายไฟฟ้าอาจจะไม่เท่ากันขึ้นอยู่กับนโยบายภาครัฐที่ทำการสนับสนุนในขณะนั้น เช่น รัชซื้อ Feed in tariff (ราคาซื้อซื้อคงที่ตลอดโครงการ) ถ้าโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จำนวนไฟฟ้าเท่าไร ไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกส่งเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งการไฟฟ้าระบบจำหน่ายจะมีมิเตอร์ขายไฟเป็นตัววัดพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพื่อที่จะสามารถคำนวณเป็นเงินที่ได้รับจากการขายไฟฟ้าแต่หากผู้ใช้งานต้องการใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายจะต้องเชื่อมต่อไฟฟ้าผ่านอีกเส้นทางซึ่งจะมีมิเตอร์ซื้อไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเป็นตัววัดพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไปภายในอาคาร

2) การติดตั้งเพื่อลดค่าไฟระบบ Net metering พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกนำไปใช้กับโหลดภายในอาคารก่อนทำให้สามารถลดการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าที่มาจากระบบจำหน่ายโดยส่วนที่เกินจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่าย ทั้งนี้ หากติดตั้งระบบแบบนี้จะส่งผลทำให้เกิดการหมุนย้อนกลับของมิเตอร์ได้ (ในกรณีใช้มิเตอร์จานหมุนแบบสามารถหมุนย้อนกลับได้) ทำให้หน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานลดลง เนื่องจากการหมุนกลับของมิเตอร์โดยการ

ติดตั้งเพื่อลดค่าไฟต้องปฏิบัติให้ถูกต้องตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าปี พ.ศ. 2551 ซึ่งต้องแจ้งทางการไฟฟ้าระบบจำหน่าย (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค/การไฟฟ้านครหลวง) ก่อนการติดตั้งโดยการไฟฟ้าระบบจำหน่ายจะทำการพิจารณาเปลี่ยนประเภทมิเตอร์จากจานหมุนให้เป็นมิเตอร์แบบไม่สามารถย้อนกลับได้ซึ่งการเปลี่ยนชนิดมิเตอร์จะทำให้ผู้ติดตั้งไม่สามารถลดค่าไฟได้เท่าที่ควร ทั้งนี้ ในการติดตั้งเพื่อลดค่าไฟนั้นเราสามารถแก้ไขปัญหาจากการผลิตไฟฟ้าเกินซึ่งส่งผลทำให้มิเตอร์หมุนกลับโดยการวัดค่ากำลังไฟฟ้าที่ใช้งานตลอดสัปดาห์หรือทั้งเดือนของอาคารเพื่อคำนวณหากำลังไฟฟ้าที่ใช้งานต่ำสุดในแต่ละวัน (Load Profile) เนื่องจากกำลังไฟฟ้าติดตั้งจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์นั้น จะพอดีกับกำลังไฟฟ้าที่ใช้งานของโหลดในสถานะต่ำสุดในเวลากลางวัน ในอนาคตประเทศไทยอาจจะมีระบบ Net Metering ซึ่งสามารถติดตั้งเพื่อลดค่าไฟ และยังสามารถขายไฟฟ้าคืนได้จึงนับว่าเป็นทางออกที่ดีสำหรับการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชน โดยตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์นั้นจะเหมือนการติดตั้งเพื่อลดค่าไฟแต่จะใช้มิเตอร์สำหรับระบบ Net Metering โดยเฉพาะเพื่อที่จะสามารถขายไฟฟ้าที่เหลือใช้คืนระบบจำหน่ายไฟ ทำให้สามารถแก้ปัญหาเรื่องพลังงานไฟฟ้าจากการเหลือใช้งานในการติดตั้งไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และยังสามารถขายคืนหรือลดค่าไฟได้อีกด้วย

หมายเหตุ : 1) การติดตั้งระบบออนกริดเพื่อลดค่าไฟนั้น หากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากอินเวอร์เตอร์ไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลดไฟฟ้า โหลดไฟฟ้าจะดึงพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าระบบจำหน่ายมาใช้งานอัตโนมัติซึ่งการติดตั้งระบบออนกริดเพื่อลดค่าไฟจะเป็นแค่แหล่งจ่ายพลังงานที่เสริมเข้ามาเท่านั้น

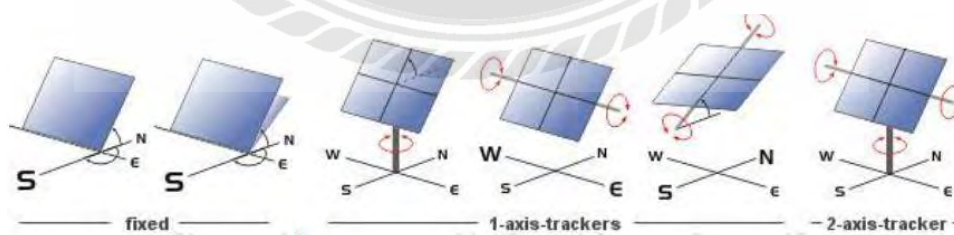
2) การติดตั้งเพื่อลดค่าไฟนั้นจะต้องทำการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากการไฟฟ้าระบบจำหน่ายตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) หรือตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งจัดทำขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงานปี พ.ศ. 2550 เพื่อที่จะทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ นอกจากการไฟฟ้าสามารถใช้โครงข่ายไฟฟ้าร่วมกับการไฟฟ้าระบบจำหน่ายได้ เช่น อาคารที่ติดตั้งโซล่าเซลล์เพื่อลดค่าไฟ

**2.1.8 ทิศทางและมุมต่างๆของการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์** การติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทั่วไปสามารถแบ่งตามชนิดของโครงสร้างรองรับ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Mounting systems) โดยแบ่งออกเป็น 3 ชนิด ดังภาพที่ 2.9 มีรายละเอียด ดังนี้

1) ติดตั้งกับ โครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่ (Fix System) การติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แบบยึดอยู่กับที่จะพบเห็น ได้มากที่สุดเนื่องจากการติดตั้งที่ง่ายลงทุนน้อย เช่น การติดตั้งบนบ้านเรือน การติดตั้งพื้นดินใน โซลาร์ฟาร์ม (Solar farm) เป็นต้น

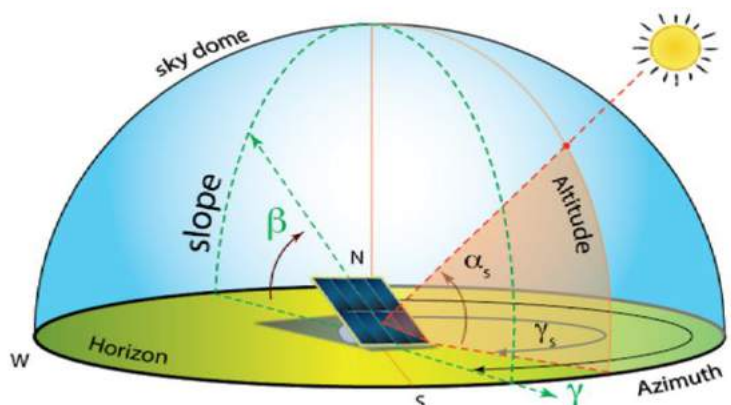
2) ติดตั้งบน โครงสร้างแบบปรับแกนเดียว (1 axis) จุดประสงค์ของการติดตั้ง คือ การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจาก โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงมุมเอียงของโลกในแต่ละวันในรอบปีทำให้การติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์บน โครงสร้างแบบแกนเดียวนั้นสามารถปรับมุมเอียง โมดูลเพื่อรับค่ารังสีแสงอาทิตย์ให้เหมาะสมตามมุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามวัน

3) ติดตั้งบน โครงสร้างแบบปรับสองแกน (2 axis) จุดประสงค์ของการติดตั้ง คือ การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจาก โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ตามวันในรอบปี และช่วงเวลา เพื่อลดผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงมุมเอียงของโลกในแต่ละวัน และการเคลื่อนที่ของพระอาทิตย์จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก ซึ่งการติดตั้งแบบนี้จะให้ประสิทธิภาพที่ดีที่สุดแต่ก็ลงทุนมากที่สุด อีกทั้งยังมีระดับการซ่อมบำรุงที่ยุ้งยากมากที่สุด โดยการติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในการศึกษานี้คือ โครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่ (Fix System)



ภาพที่ 2.9 โครงสร้างรองรับ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่มา: <http://solargis.info/doc/solar-and-pv-data>

นครินทร์ รินผล (2558) กล่าวว่า โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์จะสามารถทำการผลิตไฟฟ้าได้ดีที่สุดโดยจะต้องมีระนาบของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับรังสีอาทิตย์ ดังภาพที่ 2.10 เพราะฉะนั้นการติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์นั้นเราจะต้องทราบถึงทิศทางการรับรังสีอาทิตย์ของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ และมุมเอียงที่เหมาะสมก่อนทำการติดตั้ง



ภาพที่ 2.10 ทิศทางและการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ ที่มา: e-education.psu.edu

กรณีติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในซีกโลกเหนือนั้นถ้าหากหันไปทิศใต้ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าจะมีประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (100%) โดยหากหันไปทิศอื่นที่จะมีค่าการลดทอนพลังงาน (ทิศตะวันออกและทิศตะวันตกทอนประมาณร้อยละ 3, ทิศเหนือลดทอนประมาณร้อยละ 10) ตามสมการต่อไปนี้

$$\eta_d = [ \{ -0.00003 \times (\gamma^2) \} + \{ 0.0011 \times \gamma \} + 0.9 ] \times 100 \quad \dots\dots\dots(2.1)$$

โดย  $\eta_d$  = ประสิทธิภาพ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์, %

$\gamma$  = มุมอะซิมุท (Azimuth angle) (ทิศใต้ มุมอะซิมุท มีค่า 180 องศา ทิศเหนือ มีค่า 0 องศา), องศา

ตัวอย่างการคำนวณ

โมดูลที่หันหน้าไปทางทิศใต้ มุมอะซิมุทในที่มีค่าเท่ากับ 180 องศาจะได้ว่า

$$\eta_d = [ \{ -0.00003 \times (180^2) \} + \{ 0.0011 \times 180 \} + 0.9 ] \times 100 = 100\%$$

โมดูลที่หันหน้าไปทางทิศใต้ มุมอะซิมุทในที่มีค่าเท่ากับ 90 องศาจะได้ว่า

$$\eta_d = [ \{ -0.00003 \times (90^2) \} + \{ 0.0011 \times 90 \} + 0.9 ] \times 100 = 97\%$$

จากผลการคำนวณดังกล่าวสามารถสรุปได้ว่า การหันหน้าโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ไปยังทิศใต้จะให้ประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งจะใช้เป็นทิศในการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในการศึกษานี้

**มุมเอียงโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Tilt Angle :  $\beta$ )**

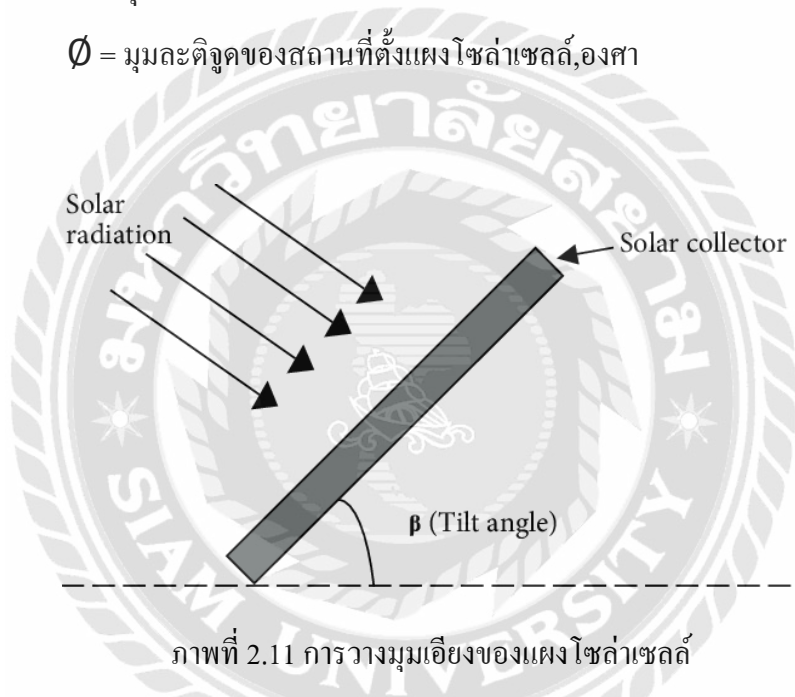
มุมเอียงโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ คือ มุมเอียงระนาบของโมดูลกับแนวระนาบที่ติดตั้ง (มุมเงย) เพื่อให้รับรังสีอาทิตย์ให้มากที่สุด โดยมุมดังกล่าวจะแปรเปลี่ยนไปตามวันในรอบปีเนื่องจากการเอียงของแกนโลก ทั้งนี้หากพิจารณาช่วงที่มีความเข้มของแสงอาทิตย์สูงสุด คือ เวลา 12.00 น. จะสามารถคำนวณมุมเอียงแผงโซลาร์เซลล์สูงสุดที่ตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ที่เวลา 12.00 น. ได้จาก

$$\beta = \delta + \phi \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

โดย  $\beta$  = มุมเอียงของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์, องศา

$\delta$  = มุมเอียงของโลกมีค่าตั้งแต่ 23.45 ถึง -23.45 องศา

$\phi$  = มุมละติจูดของสถานที่ตั้งแผงโซลาร์เซลล์, องศา



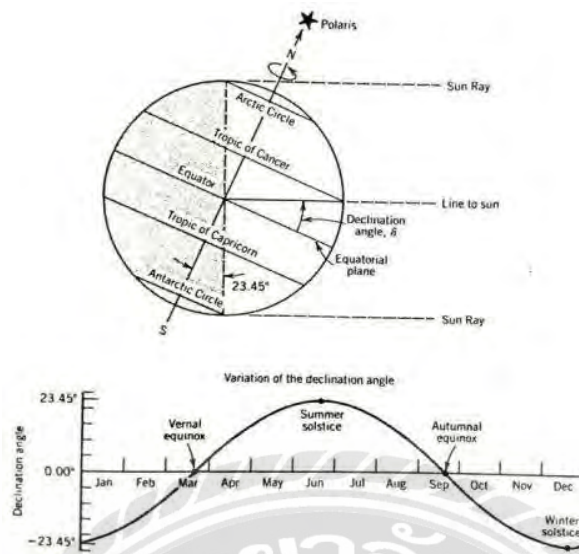
ภาพที่ 2.11 การวางมุมเอียงของแผงโซลาร์เซลล์

มุมเอียงของโลกแปรเปลี่ยนได้ในแต่ละช่วงของเวลาของการโคจรรอบดวงอาทิตย์ภายใน 1 ปี ทำให้เกิดฤดูกาลต่างๆ เกิดขึ้นในในภาพที่ 2.12 โดยมุมเอียงของโลกสามารถคำนวณได้จากสมการดังนี้

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[ \frac{360}{365} (N-81) \right] \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

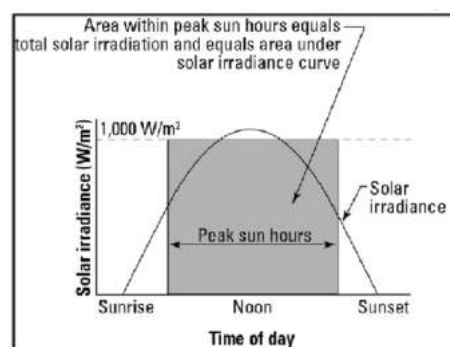
โดย  $\delta$  = มุมเอียงของโลกมีค่าตั้งแต่ 23.45 ถึง -23.45, องศา

N = วันที่ในรอบปีมีค่าตั้งแต่ 1-365



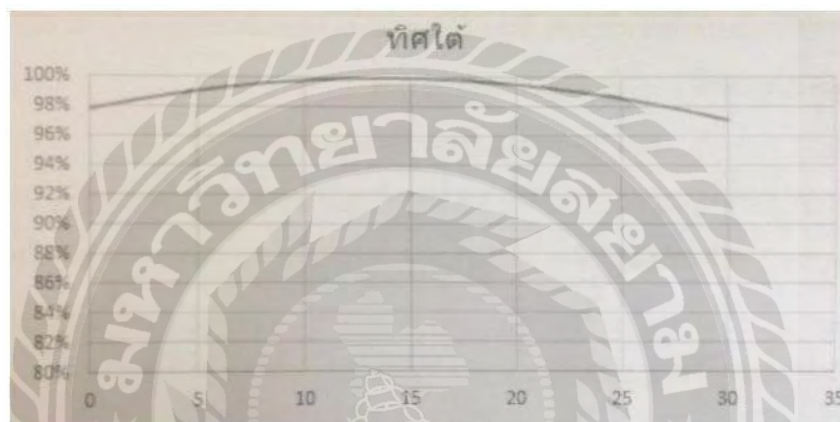
ภาพที่ 2.12 มุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามเดือนในแต่ละปี

**ละติจูด (Latitude) หรือ เส้นรุ้ง** เป็นพิกัดที่ใช้บอกตำแหน่งบนพื้นโลก และแบ่งเขตสภาพอากาศโดยวัดจากเส้นศูนย์สูตร (Equator) มีหน่วยเป็นองศา โดยละติจูดจะมีค่าตั้งแต่ 0 องศา ที่เส้นศูนย์สูตร ไปจนถึง 90 องศา บริเวณขั้วโลก (นับเป็น 90 องศาเหนือหรือใต้) การโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์จะเป็นวงรีทำให้เกิดระยะห่างที่แปรเปลี่ยนไปแต่ละวัน ส่งผลทำให้ช่วงเวลากลางวันและกลางคืน มีระยะเวลาที่เปลี่ยนแปลงไปตามฤดูกาลในแต่ละวัน ดวงอาทิตย์จะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตกทำให้เกิดช่วงเวลากลางวัน และกลางคืน ผลกระทบดังกล่าวทำให้ความเข้มของแสงอาทิตย์ที่ได้รับต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่มีค่าแปรเปลี่ยนไปหากติดตั้งแบบโมดูลเซลล์อาทิตย์ให้อยู่กับที่ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกลงบนพื้นที่ 1 ตารางเมตร ในช่วงเวลาในแต่ละวันจะมีรูปร่างคล้ายกับระฆังคว่ำดังภาพที่ 2.12



ภาพที่ 2.13 ความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกลงพื้นที่ 1 ตร.ม. ในช่วงเวลาแต่ละวัน

ทรงศักดิ์พงษ์หิรัญ และ ธีรพร นิลกำจร (2555) ศึกษาผลของมุมเงยของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ มศว.กรุงเทพมหานคร โดยติดตั้งหันหน้าไปทางทิศใต้โครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่ (Fix System) พบว่าประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยจะดีที่สุดที่มุมเงย 15 องศา ดังภาพที่ 2.13 ซึ่งเมื่อมุมเงยเปลี่ยนไปประสิทธิภาพจะมีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางลดต่ำลง เมื่อพิจารณาจากมุมเงยดังกล่าวจะสอดคล้องกับค่าละติจูด (Latitude) ในเขตพื้นที่ กรุงเทพมหานคร



ภาพที่ 2.14 ประสิทธิภาพ ที่มุมเงยจากแนวระดับต่างๆ

กรณีหัน โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ไปยังทิศใต้ในพื้นที่กรุงเทพมหานครจากภาพที่ 2.14 หากนำค่าที่ได้มาแปลงเป็นสมการแล้วจะสามารถคำนวณหาประสิทธิภาพจากมุมเงยของการติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในกรณีหันไปทางทิศใต้ที่มุมอะซิมุต 180 องศา ได้ดังนี้

$$\eta_t = [(-0.0001 \times \beta^2) + (0.0031 \times \beta) + 0.9783] \times 100 \quad \dots\dots\dots (2.4)$$

โดย  $\eta_t$  = ประสิทธิภาพ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์, %

$\beta$  = มุมเอียงของโมดูล, องศา

จากผลการศึกษาดังกล่าวสามารถสรุปได้ว่าการติดตั้งมุมเงยที่สอดคล้องกับค่าละติจูดในพื้นที่ติดตั้งจะให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งจะใช้เป็นแนวทางในการศึกษานี้ ดังนั้นหากทราบค่าเฉลี่ยความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยต่อปี ประสิทธิภาพของทิศทางมุมเงยของแผงโซลาร์เซลล์ และปริมาณเงาที่ตกกระทบต่อโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว

สามารถคำนวณหาความเข้มข้นของรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปี ซึ่งเกิดจากการลดทอนของทิศทาง และมุมเงยในการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$H_{dts} = \eta_t \times \eta_d \times \eta_s \times I_r \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

โดย  $H_{dts}$  = ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของรังสีแสงอาทิตย์ที่ซึ่งเกิดจากการลดทอนของ ทิศทางติดตั้งของ โมดูล โดยเป็นค่าเฉลี่ยต่อเดือน, kWh/m<sup>2</sup>/Day

$\eta_t$  = ประสิทธิภาพจากการมุมเงย, %

$\eta_d$  = ประสิทธิภาพจากการทิศทางของ โมดูล, %

$\eta_s$  = อัตราส่วนระหว่างพื้นที่ที่ได้รับแสงต่อพื้นที่ทั้งหมดของ โมดูล, %

$I_r$  = ปริมาณพลังงานเฉลี่ยจากรังสีแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบในพื้นที่นั้นๆ สะสม เฉลี่ยในหนึ่งวัน, kWh/m<sup>2</sup>/Day

มาตรฐานการออกแบบกำลังผลิตไฟฟ้าของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์จะอ้างอิงจากผลการ ทดสอบที่ค่าความเข้มของรังสีอาทิตย์ ที่ 1,000 W/m<sup>2</sup> อุณหภูมิ 25 °C [Standard Condition (STC)] ดังนั้นสามารถคำนวณย้อนกลับหาจำนวน ชั่วโมง รังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบบนแผงโซลาร์เซลล์ที่ แท้จริง ณ ความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ 1 kW/m<sup>2</sup> ในหนึ่งวัน หรือ Peak of Sun (PSH) ได้ดังนี้

$$PSH = H_{dts} \text{ (kWh/m}^2\text{/Day)} * 1 \text{ (kW/m}^2\text{)} = H_{dts} * 1 \text{ (h/Day)}$$

หรือ สามารถสรุปได้ว่า ค่า PSH (h/Day) =  $H_{dts}$ ..... (2.6)

ในการวัดสมรรถนะในการผลิตกระแสไฟฟ้าสามารถพิจารณาได้จากดัชนีชี้วัดพลังงาน ที่ผลิตได้ และประสิทธิภาพของการผลิตโดยมีสมการที่เกี่ยวข้องดังนี้

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในอุดมคติ (Energy ideal)

$$E_{ideal} = P_{v,total\_stc} \times PSH \text{ หน่วยเป็น (kWh/วัน) } \dots\dots\dots (2.7)$$

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง (Energy Yield)

$$E_{sys} = P_{v,total\_stc} \times PSH \times (f_{toleranc} \times f_{dirt} \times f_{temp} \times npv\_inv \times n_{inv} \times ninv\_sb)$$



หรือเท่ากับ  $E_{sys} = P_{v,total\_stc} \times PSH \times (\text{Over All System Loss})$  หน่วยเป็น (kWh/วัน).....  
(2.8)

ดัชนีชี้วัดพลังงานที่ผลิตได้(Specific Energy Yield)

$$SY = \frac{E_{sys}}{P_{pv}} \quad (2.9)$$

ประสิทธิภาพของการผลิต (Performance ratio)

$$PR = \frac{E_{sys}}{E_{ideal}} \quad (2.10)$$

โดย  $P_{pv}$  = กำลังไฟฟ้ารวมของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์,  $W_p$   
 $f_{dirt}$  = ค่าประสิทธิภาพเมื่อมีสิ่งสกปรกเกาะอยู่บนบริเวณ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์, %  
 $f_{tolerance}$  = ค่าความคลาดเคลื่อนซึ่งจะเป็นค่าที่มาจากอุณหภูมิซึ่งปกติแล้วหาก  
 อุณหภูมิสูงขึ้นเกิน 25°C ที่ Standard Condition (STC) จะส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าของแผง  
 โซลาร์เซลล์ลดลง, %

$PSH$  = จำนวนชั่วโมงรังสีแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบน โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่แท้จริง ณ  
 ความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ 1 kW/m<sup>2</sup> (1,000 W/m<sup>2</sup>) ในหนึ่งวัน

$npv_{inv}$  = ค่าประสิทธิภาพของระบบสายไฟระหว่างโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ และ  
 อินเวอร์เตอร์หากการใช้งานมีระยะทางที่ไกลมากๆ ค่าประสิทธิภาพดังกล่าวย่อมมีค่าน้อยลงด้วย, %

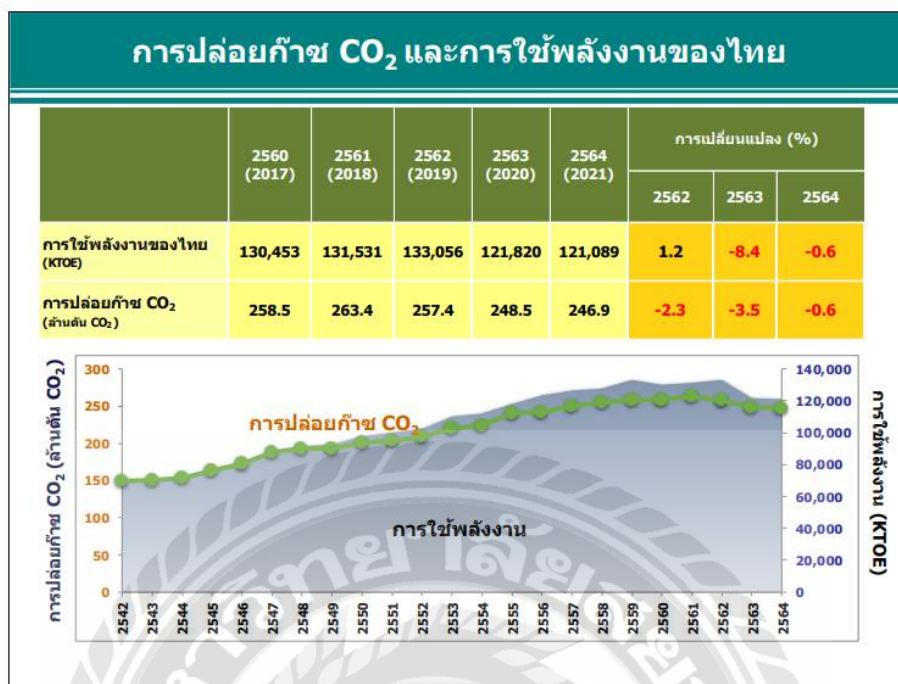
$n_{inv}$  = ค่าประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ซึ่งเป็นค่าบ่งบอกถึงประสิทธิภาพการแปลง  
 พลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ, %

$n_{inv\_sb}$  = ค่าประสิทธิภาพของระบบสายไฟระหว่างอินเวอร์เตอร์ และสวิตช์บอร์ดหาก  
 การใช้งานมีระยะทางที่ไกลมากๆ ค่าประสิทธิภาพดังกล่าวย่อมมีค่าน้อยลงตาม, %

## 2.2 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO<sub>2</sub>) จากการใช้พลังงานปี พ.ศ. 2564

การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานของประเทศไทยปี พ.ศ. 2564 ลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากจากปัญหาการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ที่เพิ่มมากขึ้นทั้งในประเทศต่างๆ ทั่วโลก รวมทั้งประเทศไทยด้วย ส่งผลกระทบต่อภาคเศรษฐกิจต่างๆ ภายในประเทศอย่างเห็นได้ชัด ยกเว้นภาคอุตสาหกรรมที่มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.9 เนื่องจากความต้องการซื้อในประเทศ และต่างประเทศที่เริ่มขยายตัวในหลายสินค้า หลังจากภาครัฐผ่อนคลายมาตรการล็อกดาวน์ทำให้กิจกรรมทางเศรษฐกิจทยอยฟื้นตัวขึ้น ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบดัชนีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคพลังงานของประเทศไทยกับต่างประเทศ พบว่าประเทศไทยมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อการใช้พลังงาน และอัตราการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh) ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของประเทศในภูมิภาคเอเชีย (ไม่รวมประเทศจีน) และประเทศจีน โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.2.1. ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานของประเทศไทย ในช่วงที่ผ่านมา มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นนับตั้งแต่หลังภาวะเศรษฐกิจตกต่ำจาก 145.5 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ในปี พ.ศ. 2541 เป็น 263.4 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ในปี พ.ศ. 2561 หรือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.0 ต่อปี สอดคล้องกับการใช้พลังงานของประเทศที่เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.7 ต่อปี ส่วนปี พ.ศ. 2562 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานอยู่ที่ 257.4 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ซึ่งลดลงร้อยละ 2.3 เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าเนื่องจากการใช้พลังงานทดแทนที่เพิ่มมากขึ้นตามนโยบายส่งเสริมพลังงานทดแทนของรัฐบาลจึงทำให้การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานลดลงแม้ว่าจะมีการใช้พลังงานเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามในปี พ.ศ. 2563 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานอยู่ที่ 248.5 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ซึ่งลดลงร้อยละ 3.5 เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า เนื่องจากปัญหาการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ที่มีการแพร่ระบาดอย่างรุนแรงตั้งแต่วันที่ช่วงปลายเดือน มกราคม 2563 เป็นต้นมา และส่งผลกระทบต่อประเทศต่างๆ ทั่วโลก รวมทั้งประเทศไทยสำหรับการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานของปี พ.ศ. 2564 อยู่ที่ 246.9 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ซึ่งลดลงเล็กน้อยร้อยละ 0.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยเป็นการลดลงของภาคการผลิตไฟฟ้าภาคขนส่ง และภาคเศรษฐกิจอื่นๆ ในขณะที่ภาคอุตสาหกรรมการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานเพิ่มขึ้น



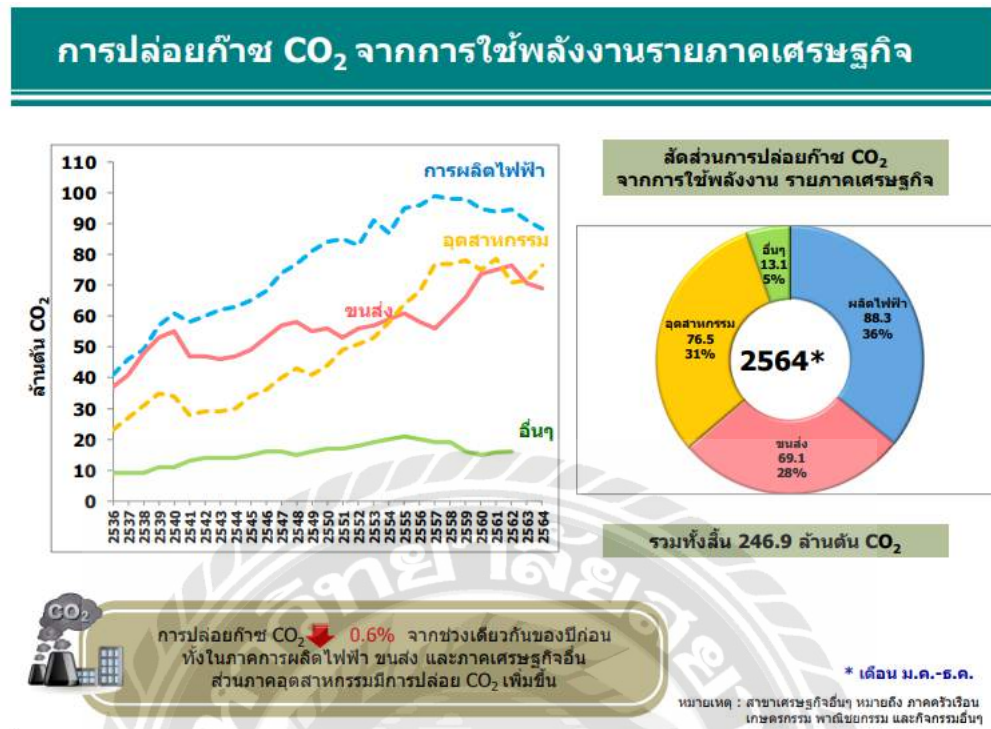
ภาพที่ 2.15 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> และการใช้พลังงานของไทย

2.2.2 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจและรายชนิดเชื้อเพลิง สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้รายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจไทย (GDP) ในไตรมาสที่ 4/2564 ขยายตัวร้อยละ 1.9 จากที่ลดลงร้อยละ 0.2 ในไตรมาสที่ 3/2564 เป็นผลจากความต้องการสินค้า และบริการทั้งในประเทศ และต่างประเทศปรับตัวดีขึ้น ประกอบกับการผ่อนคลายมาตรการเพื่อควบคุมการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 รวมทั้งมีการเปิดรับนักท่องเที่ยวต่างชาติ และมาตรการเพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจต่างๆ ส่งผลให้การดำเนินกิจกรรมทางเศรษฐกิจต่างๆ ปรับตัวดีขึ้นมีผลให้ GDP ปี พ.ศ. 2564 ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 ปัจจัยดังกล่าวข้างต้นส่งผลต่อการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงาน ดังนี้การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจของปี พ.ศ. 2564 ภาคการผลิตไฟฟ้ามีส่วนการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> สูงสุด คือ ร้อยละ 36 ของการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมด มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ลดลงร้อยละ 2.9 จากช่วงเดียวกันของปีก่อนภาคอุตสาหกรรมซึ่งมีส่วนการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> รองลงมาร้อยละ 31 มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 9.9 เนื่องจากความต้องการซื้อในประเทศ และต่างประเทศที่เริ่มขยายตัวในหลายสินค้า หลังจากภาครัฐผ่อนคลายมาตรการล็อกดาวน์ โดยเฉพาะการขยายตัวของอุตสาหกรรมรถยนต์ร้อยละ 9.15 ตามการขยายตัวของตลาดส่งออกเป็น

หลัก ภาคการขนส่งซึ่งมีส่วนการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ร้อยละ 28 มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 7.4 เนื่องจากมาตรการจำกัดการเดินทางในช่วงของการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 และมาตรการทำงานจากที่บ้าน (Work from home) ทำให้การใช้รถยนต์ในการเดินทางน้อยลงสำหรับภาคเศรษฐกิจอื่นๆ ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ร้อยละ 5 มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 2.5 ตามการลดลงของการใช้พลังงานในภาคเกษตรกรรมที่ได้รับผลกระทบจากปัญหาภัยแล้ง และการใช้พลังงานของภาคพาณิชยกรรมที่ได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19

การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> รายภาคเศรษฐกิจ								
	หน่วย : ล้านตัน CO <sub>2</sub>					การเปลี่ยนแปลง (%)		
	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	2564 (2021)	2562	2563	2564
ภาคการผลิตไฟฟ้า	94.7	93.9	94.4	90.9	88.3	0.5	-3.7	-2.9
ภาคการขนส่ง	73.6	75.2	76.7	74.6	69.1	2.0	-2.7	-7.4
ภาคอุตสาหกรรม	75.2	78.4	70.4	69.6	76.5	-10.2	-1.2	9.9
ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ	15.0	15.9	16.0	13.5	13.1	0.5	-15.8	-2.5
รวม	258.5	263.4	257.4	248.5	246.9	-2.3	-3.5	-0.6

ภาพที่ 2.16 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> รายภาคเศรษฐกิจ

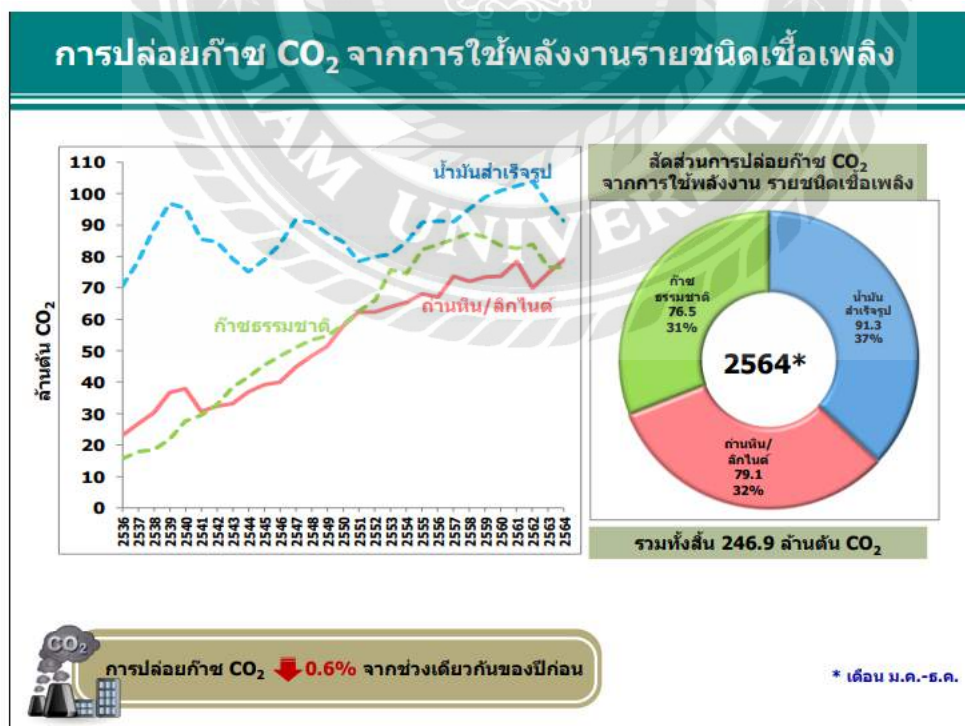


ภาพที่ 2.17 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานรายภาคเศรษฐกิจ

2.2.3 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิง เชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ได้แก่ น้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ โดยปี พ.ศ. 2564 น้ำมันสำเร็จรูปมีส่วนการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> สูงที่สุด คือร้อยละ 37 รองลงมา คือ ถ่านหิน/ลิกไนต์ ร้อยละ 32 และก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 31 ทั้งนี้ น้ำมันสำเร็จรูปมีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 5.9 ก๊าซธรรมชาติมีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ลดลงเล็กน้อยร้อยละ 0.3 ในขณะที่ถ่านหิน/ลิกไนต์มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.8

การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> รายชนิดเชื้อเพลิง								
หน่วย : ล้านตัน CO <sub>2</sub>								
	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
						2562	2563	2564
น้ำมันสำเร็จรูป	101.1	102.4	103.7	97.0	91.3	1.3	-6.4	-5.9
ถ่านหิน/ลิกไนต์	73.8	78.6	70.1	74.8	79.1	-10.8	6.8	5.8
ก๊าซธรรมชาติ	83.5	82.5	83.7	76.7	76.5	1.5	-8.4	-0.3
รวม	258.5	263.4	257.4	248.5	246.9	-2.3	-3.5	-0.6

ภาพที่ 2.18 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> รายชนิดเชื้อเพลิง

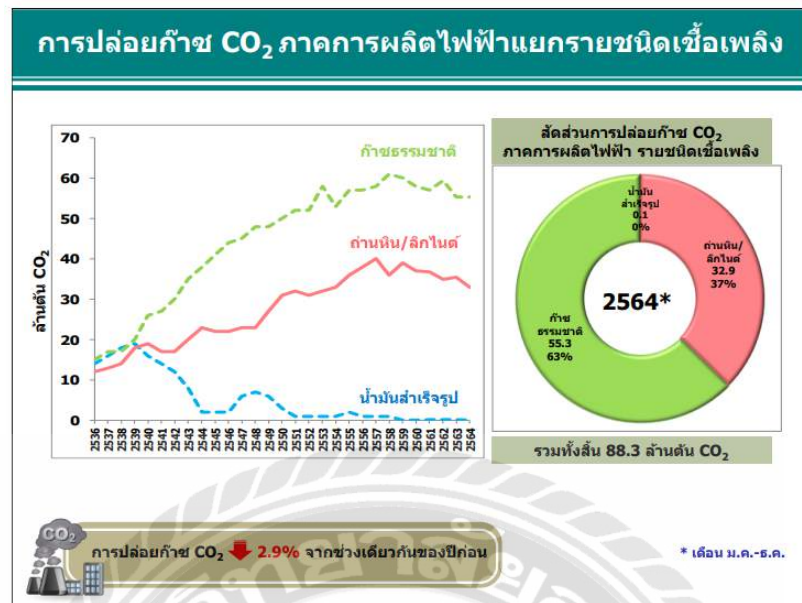


ภาพที่ 2.19 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้พลังงานแยกชนิดเชื้อเพลิง

ภาคการผลิตไฟฟ้าการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ในปี พ.ศ. 2564 ลดลงร้อยละ 2.9 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์อยู่ที่ระดับ 32.9 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 7.2 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 63 มีการปล่อย CO<sub>2</sub> อยู่ที่ระดับ 55.3 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ลดลงเล็กน้อยจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 0.1 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปในการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณเพียงเล็กน้อยที่ระดับ 0.1 ล้านตัน CO<sub>2</sub> มีการปล่อย CO<sub>2</sub> เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.3

การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคการผลิตไฟฟ้า								
	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
						2562	2563	2564
น้ำมันสำเร็จรูป	0.2	0.2	0.0	0.1	0.1	-95.3	610.6	15.3
ถ่านหิน/ลิกไนต์	36.7	36.8	35.0	35.4	32.9	-4.9	1.4	-7.2
ก๊าซธรรมชาติ	57.8	57.0	59.4	55.4	55.3	4.2	-6.7	-0.1
รวม	94.7	93.9	94.4	90.9	88.3	0.5	-3.7	-2.9

ภาพที่ 2.20 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคการผลิตไฟฟ้า

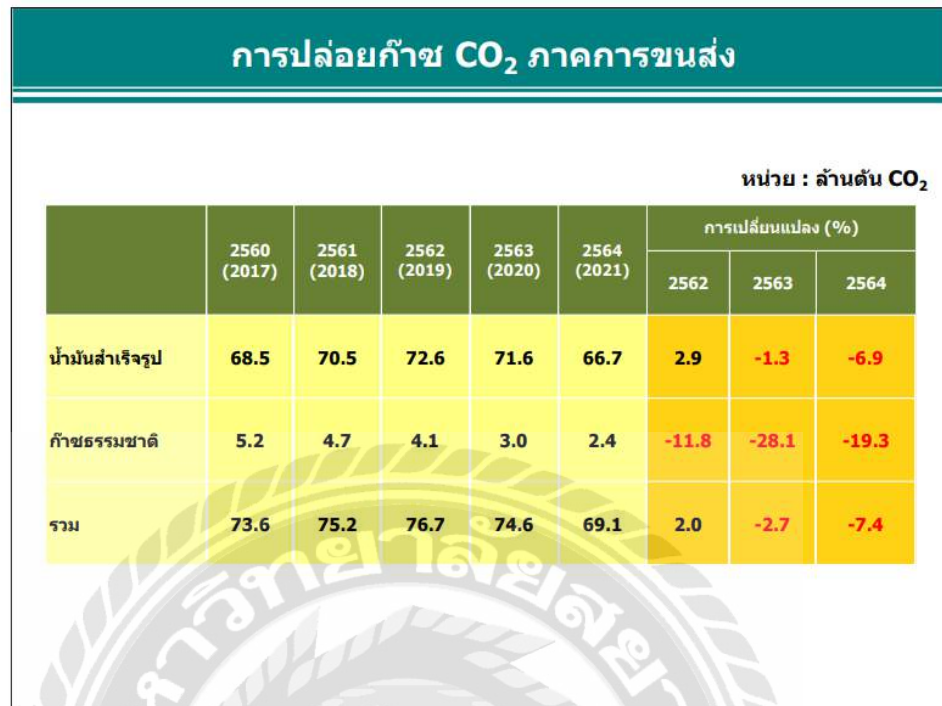


ภาพที่ 2.21 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคการผลิตไฟฟ้าแยกรายชนิดเชื้อเพลิง

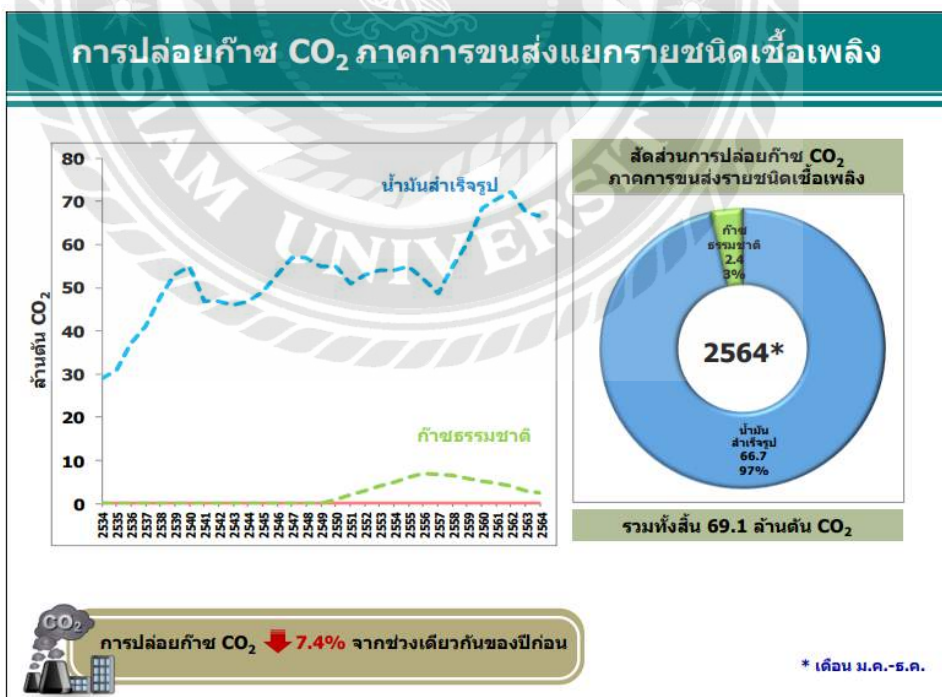
ภาคการขนส่งมีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคการขนส่งมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี พ.ศ. 2541 ก่อนจะลดลงในปี พ.ศ. 2551 จากภาวะวิกฤติเศรษฐกิจของสหรัฐอเมริกาซึ่งส่งผลกระทบต่อประเทศไทย และปัจจุบันเริ่มกลับมามีแนวโน้มเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นหรือลดลงของการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคขนส่งจะสอดคล้องกับการใช้น้ำมันซึ่งมีทิศทางเดียวกับราคาน้ำมันที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงในแต่ละช่วงเวลา เนื่องจากเชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ในภาคการขนส่งเกิดจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ได้แก่ น้ำมันเบนซิน ดีเซล LPG น้ำมันเตา และน้ำมันเครื่องบิน (เฉพาะใช้ในประเทศซึ่งมีปริมาณไม่มากนัก) ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 97 ของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ในภาคการขนส่งทั้งหมด

ในปี พ.ศ. 2564 ภาคการขนส่งมีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> อยู่ที่ระดับ 69.1 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ลดลงร้อยละ 7.4 เนื่องจากการเดินทางที่ลดลงในช่วงของการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ทั้งนี้ การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ระดับ 66.7 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ลดลงร้อยละ 6.9 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 3 มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ที่ระดับ 2.4 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ลดลงร้อยละ 19.3 ตามปริมาณการใช้ NGV ที่ลดลง โดยเป็นผลจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ประกอบกับจำนวนสถานีบริการ และจำนวนรถ NGV ที่ลดลง





ภาพที่ 2.22 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคการขนส่ง

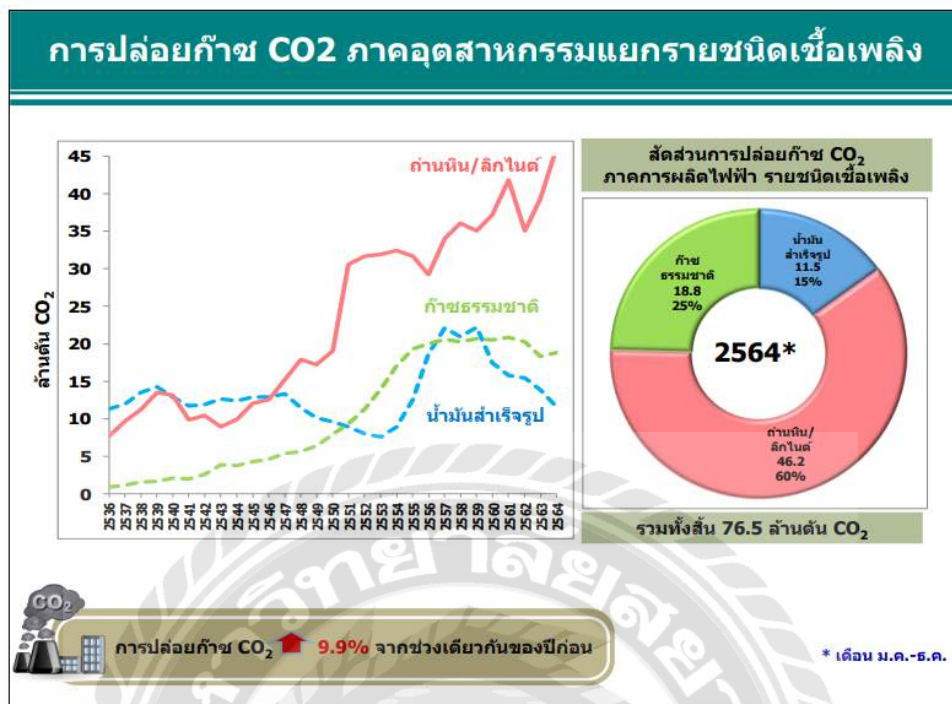


ภาพที่ 2.23 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคการขนส่งแยกรายชนิดเชื้อเพลิง

ภาคอุตสาหกรรมเชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ในภาคเศรษฐกิจนี้ ได้แก่ ถ่านหิน/ลิกไนต์ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันสำเร็จรูป คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 60 25 และ 15 ตามลำดับ ในปี พ.ศ. 2564 มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ในภาคอุตสาหกรรมรวมทั้งสิ้น 76.5 ล้านตัน CO<sub>2</sub> เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.9 สอดคล้องกับการผลิตสินค้าอุตสาหกรรมปี พ.ศ. 2564 ที่ขยายตัวโดยเฉพาะการผลิตของอุตสาหกรรมหลัก ได้แก่ อุตสาหกรรมยานยนต์ อุตสาหกรรมเหล็ก การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ อยู่ที่ระดับ 46.2 ล้านตัน CO<sub>2</sub> เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 17.5 การใช้ก๊าซธรรมชาติ อยู่ที่ระดับ 18.8 ล้านตัน CO<sub>2</sub> เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.2 ในขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูป (น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา น้ำมันก๊าด และ LPG) อยู่ที่ระดับ 11.5 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ลดลงร้อยละ 3.4 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ภาคอุตสาหกรรม								
	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
						2562	2563	2564
น้ำมันสำเร็จรูป	17.5	15.8	15.1	11.9	11.5	-4.5	-21.4	-3.4
ถ่านหิน/ลิกไนต์	37.2	41.8	35.1	39.4	46.2	-16.0	12.1	17.5
ก๊าซธรรมชาติ	20.5	20.9	20.2	18.3	18.8	-2.9	-9.4	2.2
รวม	75.2	78.4	70.4	69.6	76.5	-10.2	-1.2	9.9

ภาพที่ 2.24 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคอุตสาหกรรม



ภาพที่ 2.25 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub>ภาคอุตสาหกรรมแยกรายชนิดเชื้อเพลิง

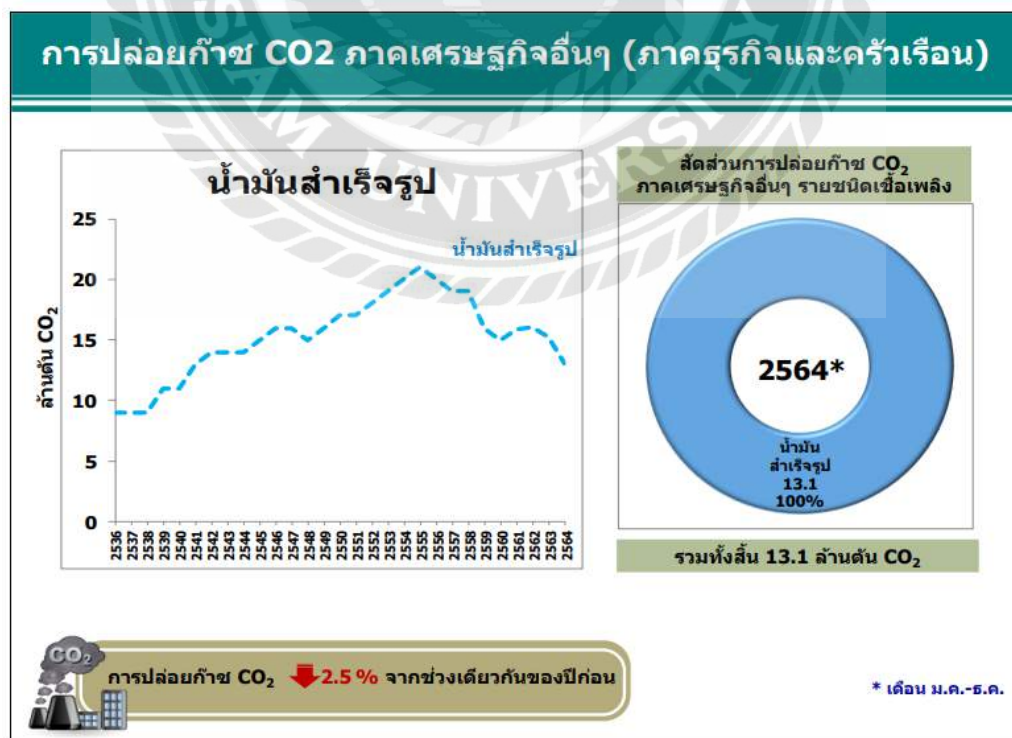
ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ในภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน) เกิดจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพียงอย่างเดียว (ส่วนใหญ่เป็น LPG) ในปี พ.ศ. 2564 มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปรวม 13.1 ล้านตัน CO<sub>2</sub> ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 2.5

### การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub>ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)

หน่วย : ล้านตัน CO<sub>2</sub>

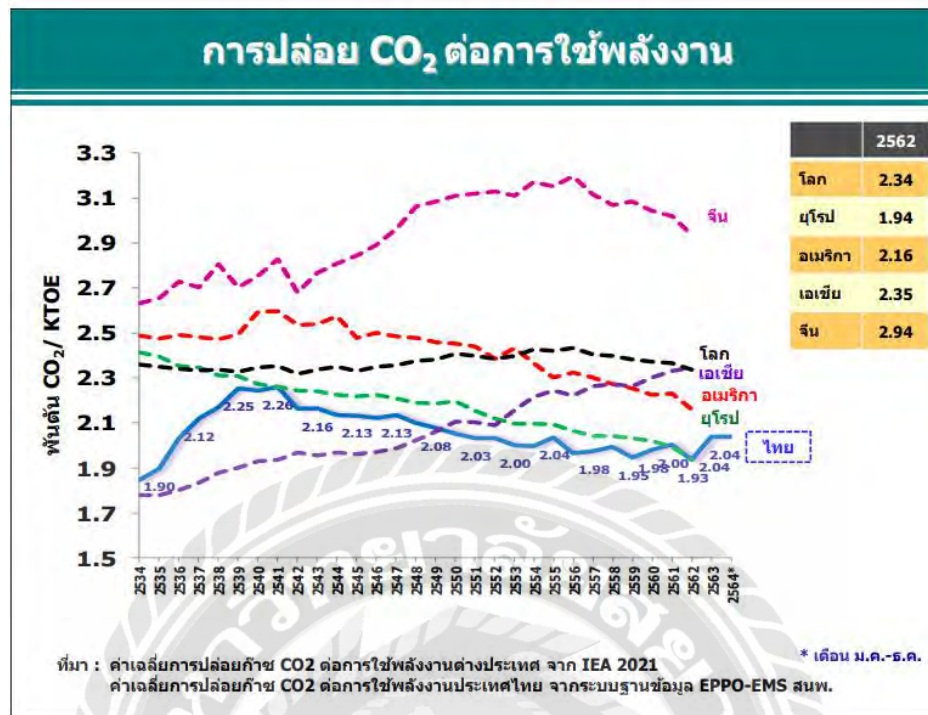
	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
						2562	2563	2564
น้ำมันสำเร็จรูป	15.0	15.9	16.0	13.5	13.1	0.5	-15.8	-2.5
รวม	15.0	15.9	16.0	13.5	13.1	0.5	-15.8	-2.5

ภาพที่ 2.26 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)



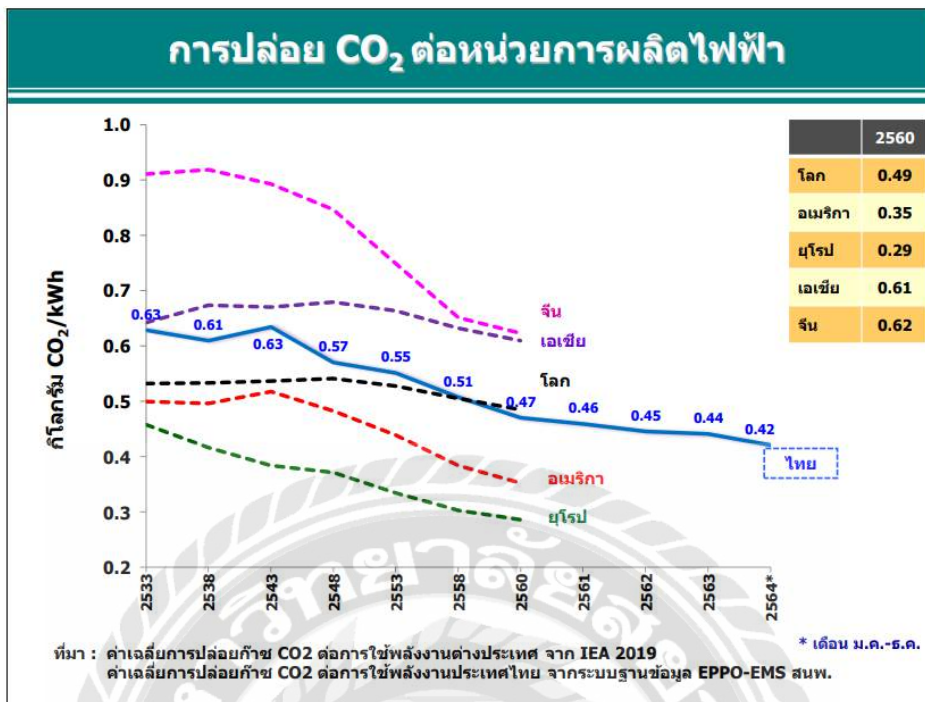
ภาพที่ 2.27 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)

**2.2.4 ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ภาคพลังงานของไทย** การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อการใช้พลังงาน ในปี พ.ศ. 2564 มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> เฉลี่ย 2.04 พันตัน CO<sub>2</sub> ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE ซึ่งลดลงร้อยละ 0.04 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยสาเหตุหลักมาจากปัญหาการแพร่ระบาดของโรค โควิด-19 ที่ส่งผลให้เกิดการชะลอตัวของเศรษฐกิจในประเทศ และเศรษฐกิจโลกเมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยกับต่างประเทศ พบว่าประเทศไทยมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ในปี พ.ศ. 2564 ที่ระดับเฉลี่ย 2.04 พันตัน CO<sub>2</sub> ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE นับเป็นอัตราที่ค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยของประเทศในภูมิภาคเอเชีย (ไม่รวมประเทศจีน) ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศจีน รวมทั้งค่าเฉลี่ยของโลก การที่ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อการใช้พลังงานค่อนข้างต่ำเป็นผลสืบเนื่องมาจากนโยบายของกระทรวงพลังงาน อาทิ แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) ซึ่งแผนดังกล่าวมีการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกมากขึ้น เช่น การใช้เชื้อเพลิงชีวภาพมาผสมเพื่อทดแทนการใช้น้ำมันดีเซล และเบนซิน การเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า รวมทั้งการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่างๆ ที่เป็นพลังงานสะอาดเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ไม่ก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศตามหลักเกณฑ์ของ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) นอกจากนี้แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ได้มีการสนับสนุนการผลิต และการใช้อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพทำให้ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ของประเทศไทยอยู่ในระดับค่อนข้างต่ำ ทั้งนี้ในส่วนของประเทศจีนมีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> สูงสุดที่ระดับ 2.94 พันตัน CO<sub>2</sub> ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE เนื่องจากจีนใช้พลังงานจากถ่านหินสูงถึงร้อยละ 62 ส่งผลให้ประเทศจีนเป็นประเทศที่มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> สูงอยู่ในอันดับต้นๆ ของโลก การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh) ในปี พ.ศ. 2564 มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยที่ระดับ 0.42 กิโลกรัม CO<sub>2</sub> ต่อ 1 kWh ลดลงร้อยละ 4.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน



ภาพที่ 2.28 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อการใช้พลังงาน

เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อ kWh ของประเทศไทยกับต่างประเทศในปี พ.ศ. 2560 ซึ่งเป็นข้อมูลล่าสุดของสำนักงานพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency : IEA) พบว่าประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ระดับ 0.42 กิโลกรัม CO<sub>2</sub> ต่อ 1 kWh ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของประเทศในภูมิภาคเอเชีย (ไม่รวมประเทศจีน) และประเทศจีน ซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> เฉลี่ยที่ระดับ 0.61 และ 0.62 กิโลกรัม CO<sub>2</sub> ต่อ 1 kWh ตามลำดับ และต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลกเล็กน้อย แต่อย่างไรก็ตามยังสูงกว่าประเทศสหรัฐอเมริกา และกลุ่มสหภาพยุโรป ที่มีการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> อยู่ที่ระดับ 0.35 และ 0.29 กิโลกรัม CO<sub>2</sub> ต่อ 1 kWh ตามลำดับ เนื่องจากปัจจัยด้านเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศพัฒนาแล้วที่มีการใช้นิวเคลียร์ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่ไม่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ซึ่งประเทศสหรัฐอเมริกา และกลุ่มสหภาพยุโรป มีการใช้นิวเคลียร์ในการผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 20 และ 22 ตามลำดับ รวมถึงการผลักดัน และสนับสนุนการใช้พลังงานทดแทนเพื่อลดผลกระทบจากปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่ทวีความรุนแรงขึ้น ทำให้หลายประเทศรวมทั้งประเทศไทย มีการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น จึงทำให้การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อ kWh มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง



ภาพที่ 2.29 การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า

### 2.3 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Potential) เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุนติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่นิยมใช้ในปัจจุบัน จากดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจว่าการจัดทำโครงการนั้นคุ้มค่ากับการลงทุนหรือไม่ (พัชรินทร์ อินทมาศ, และคณะ, 2565) โดยทั่วไปเทคนิคที่นิยมใช้มี 3 วิธีดังนี้

**2.3.1 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB)** คือ ระยะเวลาที่กระแสเงินรับจากโครงการสามารถชดเชย กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิตอนเริ่มโครงการพอดี เทคนิคนี้ เป็นวิธีที่สามารถบอกความเสี่ยงของโครงการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาได้ โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้น จะมีสภาพคล่องสูง และความเสี่ยงต่ำ สามารถคำนวณระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ได้ดังสมการที่ 1

$$\text{Payback} = \frac{\text{Total Investment}}{\text{Unit per year} * \text{FIT}} \dots\dots\dots(1)$$

เมื่อ Payback คือ ระยะเวลาคืนทุน, Total Investment คือ เงินลงทุนทั้งหมดก่อนเริ่มโครงการ, Unit per year คือ หน่วยไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี และ Fit คือ มาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่ง ระยะเวลาคืนทุนจะมีความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ก็ต่อเมื่อมีระแยะเวลาน้อยกว่าอายุของโครงการ (25 ปี)

**2.3.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)** คือ ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันรวมของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนเริ่มแรก ณ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินลงทุนของโครงการ สามารถคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิได้ดังสมการที่ 2

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{Est}{(1+i)^t} - I_0 \quad \dots\dots\dots (2)$$

โดยที่ NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท), Est คือ กระแสเงินสดได้รับสุทธิในแต่ละปี (บาท), n คือ อายุโครงการ (ปี), i คือ อัตราคิดลด (Discount rate), t คือ Time of cash flow

เกณฑ์การตัดสินใจสำหรับวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้ของโครงการ มีค่ามากกว่า 0 ก็ตัดสินใจลงทุนหรือยอมรับโครงการนั้น หากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่า 0 หรือ มีค่าเป็นลบก็ไม่ลงทุนในโครงการดังกล่าวเนื่องจากไม่คุ้มค่าที่จะลงทุน

**2.3.3 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)** คือ อัตราคิดลด (discount rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการเท่ากับเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิพอดี หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับศูนย์ เป็นอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีที่ผู้ลงทุนจะได้รับจากการลงทุนตลอดอายุโครงการสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{Est}{(1+IRR)^t} = 0 \quad \dots\dots\dots (3)$$

เมื่อ IRR คือ อัตราผลตอบแทนภายใน, Est คือ กระแสเงินสดได้รับสุทธิในแต่ละปี(บาท), I0 คือ เงินลงทุนตอนเริ่มโครงการ(บาท)

สำหรับเกณฑ์ตัดสินใจว่าจะลงทุนหรือไม่นั้นจะพิจารณา ดังนี้



- หาก  $IRR >$  ต้นทุนเงินทุน (cost of capital) ของโครงการ ก็ตัดสินใจลงทุน
- หาก  $IRR <$  ต้นทุนเงินทุน (cost of capital) ของโครงการ ก็ตัดสินใจไม่ลงทุน

## 2.4 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

พรทิพย์ สมฤทธิ์, พัทธินัย เอ็มมัส (2550) การศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคารเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับสายส่งในการศึกษาเกี่ยวกับตำแหน่ง และที่ตั้งของอาคารในเขตกรุงเทพมหานคร โดยกำหนดให้อาคารที่จะศึกษาเป็นอาคารสมมุติที่มีผนังอาคารตั้งฉากกับแนวราบ และมีทิศทางต่างๆ 8 ทิศ และเปรียบเทียบกับผนังอาคารในแนวราบ (Roof top) ศึกษาความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์รวม และอุณหภูมิแวดล้อม เปรียบเทียบความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ตกกระทบผนังอาคารทั้ง 8 ทิศทางในแนวตั้งฉาก เปรียบเทียบชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมในการนำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าของอาคาร และการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จากผลการศึกษาค้นคว้าความเป็นไปได้ของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคาร (Building integrated PV, BIPV) ในเขตกรุงเทพมหานคร พบว่าอาคารที่มีทรงสูง และมีผนังอาคารในด้านทิศตะวันออกเฉียงใต้หรือผนังอาคารในด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้ จะได้รับความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์มากที่สุด คือ เท่ากับ 1 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อปี ส่วนในแนวราบได้รับความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ 1.76 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อปี การเปรียบเทียบการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคารเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในขนาดที่เท่ากัน คือ 10 กิโลวัตต์ พบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (a-Si) ประสิทธิภาพร้อยละ 6.1 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนซิลิคอน (mono-Si) ประสิทธิภาพร้อยละ 14.3 และชนิดโพลีซิลิคอนประสิทธิภาพร้อยละ 11.3 ผลิตกระแสไฟฟ้า และใช้พื้นที่ในการติดตั้งได้ไม่เท่ากันจากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เปรียบเทียบกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากผนังอาคารด้านที่ผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดกับแนวราบ โดยเปรียบเทียบราคารับซื้อไฟฟ้าคืนที่ราคาปัจจุบันคือ 2.55 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (พร้อมเงินสนับสนุน 7 ปี) พบว่าราคาในปัจจุบันจะไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อเปรียบเทียบกับราคารับซื้อไฟฟ้าที่ 10 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

นายสุริยนต์ ชมดี (2558) การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัยในภาคเหนือของประเทศไทย ผลการศึกษารณการการลงทุนผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้

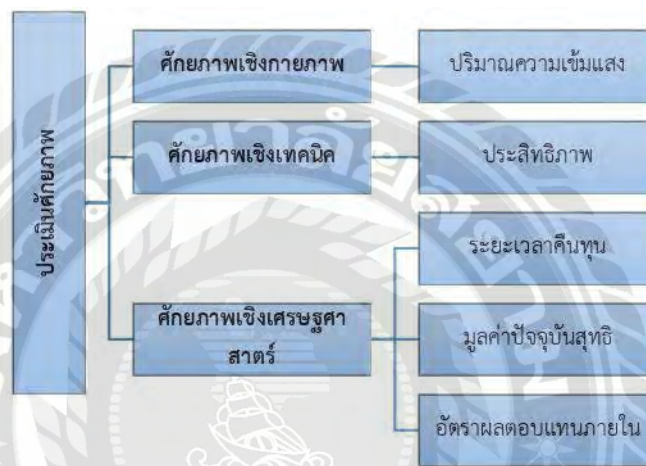
ภายในครัวเรือนในเชิงประหยัดค่าไฟฟ้าอัตราค่าไฟฟ้า (Net Metering) แบบไม่มีเงินอุดหนุนจากภาครัฐเพิ่มเติมโดยจะเทียบเท่ากับราคาขายไฟฟ้าให้กับภาคครัวเรือนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในปัจจุบันราคาประมาณ 4.18-4.54 บาท/หน่วย ขึ้นอยู่กับปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ใช้ต่อเดือน ทั้งนี้ราคาไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปีจากต้นทุนด้านพลังงานในการศึกษานี้ตั้งสมมุติฐานให้เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 3,000, 5,000 และ 10,000 วัตต์ ในจังหวัดเชียงใหม่พบว่าระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 12.11, 10.25 และ 9.51 ปี อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ เท่ากับร้อยละ 7.6, 9.5 และ 10.5 ของมูลค่าปัจจุบัน ผลตอบแทนสุทธิของโครงการเท่ากับ 12,411.91 บาท, 83,830.12 บาท และ 225,962.55 บาท อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.054, 1.246 และ 1.343 ตามลำดับโดยในการศึกษามีการกำหนด 4 เกณฑ์ตัวชี้วัดทางการเงิน ดังนี้

ระยะเวลาคืนทุน <10 ปี, อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ >ร้อยละ 7, มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิของโครงการ >0 บาท และอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน > 1 ซึ่งจากการศึกษาพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 3,000 วัตต์ จะไม่เหมาะสมในการลงทุนทุกจังหวัดแต่ระบบขนาด 5,000 วัตต์ขึ้นไป จะมีแนวโน้มที่จะผ่านเกณฑ์ความเหมาะสมในการลงทุนติดตั้ง ซึ่งให้ผลตอบแทนสูงกว่าการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล

### บทที่ 3

#### วิธีดำเนินการวิจัย

ในงานวิจัยนี้การศึกษาประสิทธิภาพศักยภาพเชิงเทคนิค และการวิเคราะห์ความคุ้มค่า และผลตอบแทนทางการเงินในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของ อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 โดยผู้วิจัยทำการแบ่งกรอบหัวข้อการวิเคราะห์ ศักยภาพออกเป็น 3 ด้าน ดังแสดงรายละเอียดการประเมินศักยภาพ ในภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 แสดงรายละเอียดการประเมินศักยภาพ

#### 3.1 ศักยภาพทางกายภาพ

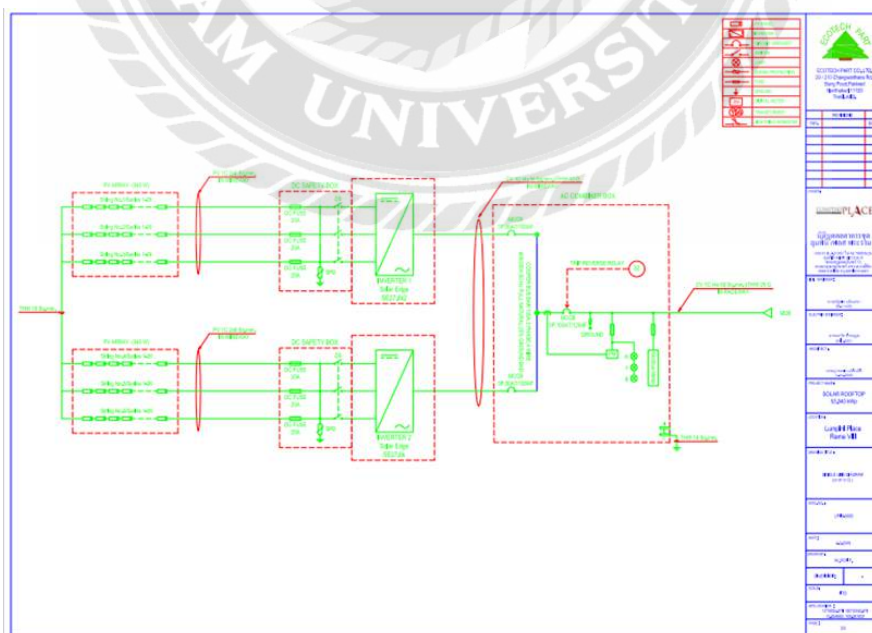
อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 ที่ยกมาเป็นกรณีศึกษานี้เป็นอาคารชุด คอนโดมิเนียมอยู่ในเขตกรุงเทพมหานคร โดยมีรายละเอียดดังนี้ เลขที่ 554 ซอยจรัญญูสนิทวงศ์ 42 แขวงบางยี่ขัน เขตบางพลัด กรุงเทพมหานคร เป็นลักษณะอาคารสูง 13 ชั้น จำนวน 2 อาคาร มีจำนวน 1,127 ห้องชุด พื้นที่ใช้สอยอาคารบีเท่ากับ 35,984 ตารางเมตร และอาคารซีเท่ากับ 34,742 ตารางเมตร ตั้งอยู่บริเวณละติจูด 13.77 องศาเหนือ และลองจิจูด 100.49 องศาตะวันออก



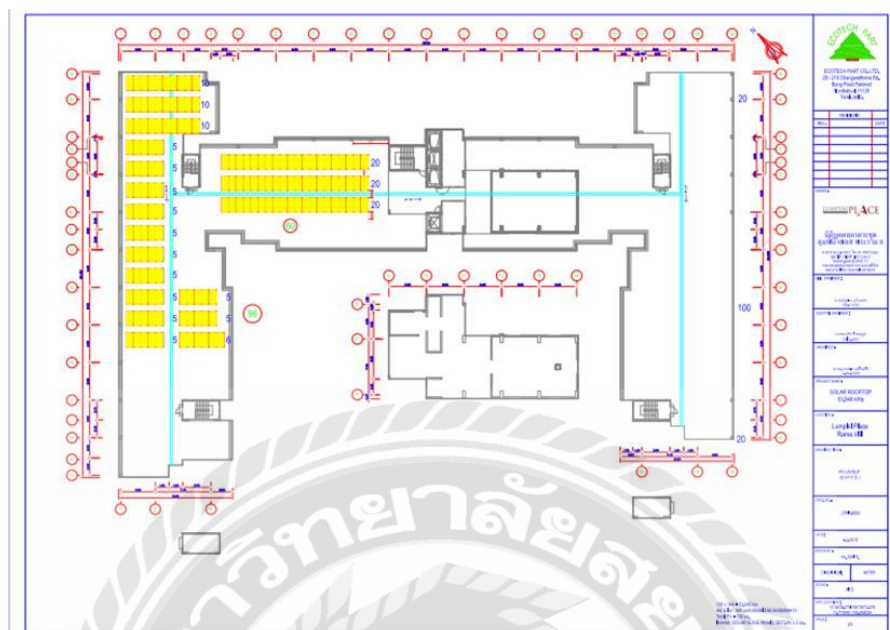
ภาพที่ 3.2 พิกัดตำแหน่งอาคารลุมพินีเพลสพระราม 8

### 3.2 ศักยภาพเชิงเทคนิค

ภาพรวมการออกแบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาของอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 ดังภาพที่ 3.3 ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาขนาด 53.04 กิโลวัตต์ โดยแบ่งออกเป็น 2 อาคาร ได้แก่ อาคารเอ ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ขนาด 27.6 กิโลวัตต์ ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 340 วัตต์ จำนวน 78 แผง และอาคารบี ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ขนาด 27.6 กิโลวัตต์ ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 340 วัตต์ จำนวน 78 แผง โดยใช้แผงพลังงานแสงอาทิตย์ใช้พื้นที่ในการติดตั้งบนหลังการรวม 312 ตารางเมตร มีขนาดกำลังในการติดตั้งรวม 53.04 kWp ซึ่งประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 340 Wp จำนวนแผงทั้งหมด 156 แผง โดยมีรายละเอียดวงจรที่ใช้ในการออกแบบและติดตั้งตามภาพที่ 3.4



ภาพที่ 3.3 วงจรการติดตั้งพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาขนาด 53.04 kW



ภาพที่ 3.4 รูปการออกแบบติดตั้งพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาขนาด 53.04 kWp



ภาพที่ 3.5 รูปภาพการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาของอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส

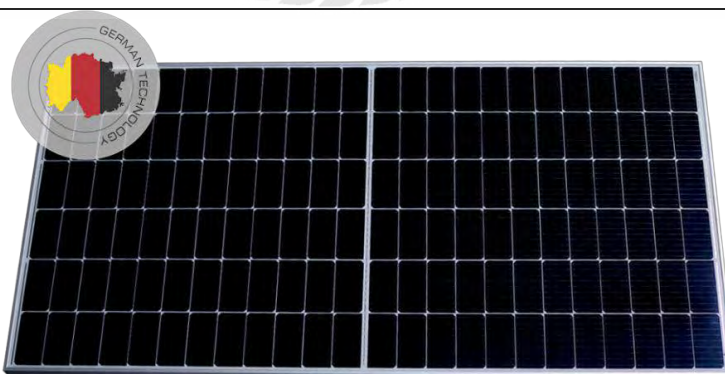
### 3.3 การออกแบบการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ภาพรวมการออกแบบ และการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารพาณิชย์ อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 ดังภาพที่ 3.5 ประกอบด้วย

1) ระบบแผงพลังงานแสงอาทิตย์ (PV Module) ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาขนาด 53.04 กิโลวัตต์ โดยแบ่งออกเป็น 2 อาคาร ได้แก่ อาคารเอ ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 340 วัตต์ จำนวน 78 แผง และอาคารบี ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 340 วัตต์ จำนวน 78 แผง ซึ่งประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 340 Wp จำนวนแผงทั้งหมด 156 แผง ใช้แผงพลังงานแสงอาทิตย์ยี่ห้อ AE Solar รุ่น AE SMM6-72 โดยพื้นที่ในการติดตั้งบนหลังคา รวม 312 ตารางเมตร มีขนาดกำลังในการติดตั้งรวม 53.04 kWp โดยมีรายละเอียดวงจรที่ใช้ในการออกแบบและติดตั้งตามภาพที่ 3.5 และตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ยี่ห้อ	AE Solar
รุ่น	AE SMM6-72
ชนิด	Poly Crystalline Module
กำลังสูงสุด (W)	340
แรงดันสูงสุด, $V_p$ (V)	39.09
กระแสลัดวงจร, $I_{sc}$ (A)	9.48
แรงดันเปิดวงจร, $V_{oc}$ (V)	46.94
กระแสสูงสุด, $I_p$ (A)	8.70
กว้าง×ยาว×หนา (มิลลิเมตร)	2000 × 992 × 40



ภาพที่ 3.6 รูปภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2) อินเวอร์เตอร์ (Inverter) สำหรับโครงการนี้ประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ขนาด 27.6 กิโลวัตต์ จำนวน 2 เครื่อง ชนิด Power Three Phase Inverters เป็นผลิตภัณฑ์ของ Solar Edge รุ่น SE27.6K ทำหน้าที่แปลงผันกำลังไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ 3 เฟส โดยที่แหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงนั้นมาจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผลิตได้ผ่านสายไฟมายังชุดส่งแรงดันไฟฟ้าขาเข้าของชุดอินเวอร์เตอร์โดยระดับไฟฟ้าฝั่งขาออกนั้นเชื่อมต่อไปกับกริดของการไฟฟ้าตามกำหนดของการไฟฟ้านครหลวงระบุนายละเอียดตามภาพที่ 3.7 และตารางที่ 3.2



ภาพที่ 3.7 รูปภาพแสดงการอินเวอร์เตอร์และกล่องรวมสาย

ตารางที่ 3.2 คุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ SolarEdge SE15K - SE27.6K

Input DC	
Maximum DC Power (Module STC)	21600 W
Maximum Input Voltage	600 Vdc
Nominal DC Input Voltage	400 Vdc
Maximum Input Current	40 Adc
Output AC	
Rated AC Power Output	16000 VA
Maximum AC Power Output	16000 VA
AC Output Voltage - Line to Line Range	184 - 264.5 Vac
Maximum Continuous Output Current (per Phase)	40 A



ภาพที่ 3.8 รูปภาพแสดงชุดอินเวอร์เตอร์

### 3.4 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Potential) เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุนติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่นิยมใช้ในปัจจุบันจากดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์เพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจว่าการจัดทำโครงการนั้นคุ้มค่ากับการลงทุนหรือไม่ (พัชรินทร์ อินทมาศ, และคณะ, 2565) โดยทั่วไปเทคนิคที่นิยมใช้มี 3 วิธีดังนี้

**ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB)** คือ ระยะเวลาที่กระแสเงินรับจากโครงการสามารถชดเชยกระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิตอนเริ่มโครงการพอดี เทคนิคนี้เป็นวิธีที่สามารถบอกความเสี่ยงของโครงการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร คอนโดลุมพินี เฟลส พระราม8 ได้ โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะมีสภาพคล่องสูงและความเสี่ยงต่ำ สามารถคำนวณระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ได้ดังสมการที่ 1

$$\text{Payback} = \frac{\text{Total Investment}}{\text{Unit per year} * \text{FiT}} \dots\dots\dots(1)$$

เมื่อ Payback คือ ระยะเวลาคืนทุน, Total Investment คือ เงินลงทุนทั้งหมดก่อนเริ่มโครงการ, Unit per year คือ หน่วยไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี และ FiT คือ มาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่ง ระยะเวลาคืนทุนจะมีความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ก็ต่อเมื่อมีระยะเวลาน้อยกว่าอายุของโครงการ (25 ปี)



**มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)** คือ ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันรวมของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนเริ่มแรก ณ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินลงทุนของโครงการ สามารถคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิได้ดังสมการที่ 2

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ES_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad \dots\dots\dots (2)$$

โดยที่ NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท),  $ES_t$  คือ กระแสเงินสดได้รับสุทธิในแต่ละปี (บาท),  $n$  คือ อายุโครงการ (ปี),  $i$  คือ อัตราคิดลด (Discount rate),  $t$  คือ Time of cash flow

เกณฑ์การตัดสินใจสำหรับวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้ของโครงการมีค่ามากกว่า 0 ก็ตัดสินใจลงทุนหรือยอมรับโครงการนั้น หากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่า 0 หรือมีค่าเป็นลบก็ไม่ลงทุนในโครงการดังกล่าวเนื่องจากไม่คุ้มค่าที่จะลงทุน

**อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)** คือ อัตราคิดลด (discount rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการเท่ากับเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิพอดี หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับศูนย์ เป็นอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีที่ผู้ลงทุนจะได้รับจากการลงทุนตลอดอายุโครงการ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{ES_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad \dots\dots\dots (3)$$

เมื่อ IRR คือ อัตราผลตอบแทนภายใน,  $ES_t$  คือ กระแสเงินสดได้รับสุทธิในแต่ละปี (บาท),  $I_0$  คือเงินลงทุนตอนเริ่มโครงการ (บาท)

สำหรับเกณฑ์ตัดสินใจว่าจะลงทุนหรือไม่นั้นจะพิจารณา ดังนี้

- หาก  $IRR >$  ต้นทุนเงินทุน (cost of capital) ของโครงการ ก็ตัดสินใจลงทุน
- หาก  $IRR <$  ต้นทุนเงินทุน (cost of capital) ของโครงการ ก็ตัดสินใจไม่ลงทุน

### 3.5 การคำนวณการลดการปล่อย CO<sub>2</sub>

การคำนวณการปล่อย CO<sub>2</sub> เพื่อประเมินผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมและนำไปวิเคราะห์หาแนวทางหรือมาตรการเพื่อลดการปลดปล่อย CO<sub>2</sub> โดยใช้ค่า Emission Factor เท่ากับ 0.48 kgCO<sub>2</sub>/kWh.year ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยในปี พ.ศ. 2562 (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2564) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 4 (วิรัตน์ พิชิตกฤษกร และกิริติ ชยะกุลศิริ, 2561)

$$\text{Avoided CO}_2 \text{ Emissions} = \text{ER} * 0.48 \text{ (kgCO}_2\text{/kWh.year)} \quad \dots\dots\dots (4)$$

โดยที่ ER คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh) จากสมการที่ 4 ลดการปลดปล่อย CO<sub>2</sub> จะได้ผลดังนี้

$$\begin{aligned} \text{Avoided CO}_2 \text{ Emissions} &= 73,746 \times 0.48 \\ &= 35,398.08 \text{ kg CO}_2\text{/ kWh.year} \end{aligned}$$



## บทที่ 4

### ผลการวิจัย

#### 4.1 การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคากรณีศึกษาอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8

การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่เหมาะสมควรติดตั้งให้ด้านหน้าของแผงหันไปทางทิศใต้ และแผงเอียงเป็นมุมประมาณ 10-15 องศา กับพื้นโลก เนื่องด้วยอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 มีแนวอาคารส่วนใหญ่ใกล้เคียงกับทิศใต้ ผู้วิจัยจึงได้ใช้โปรแกรม PVsyst มาช่วยในการออกแบบติดตั้งเพื่อให้ผลิตพลังงานไฟฟ้ามากที่สุด การจำลองการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคากรณีศึกษาอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 มีรายละเอียดดังนี้

พิกัดที่ติดตั้ง	ละติจูด 13.77 องศาเหนือ และลองจิจูด 100.49 องศาตะวันออก
อาคารทำมุม	15 องศา กับทิศตะวันตกเฉียงใต้
จำนวนแผง	156 แผง
แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด	340 Wp
กำลังการผลิต	53.04 kWp
ค่าประสิทธิภาพระบบ	ร้อยละ 76.05
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้	73,746 kWh/year

#### 4.2 ประสิทธิภาพของระบบ

การจำลองระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ วิเคราะห์ประสิทธิภาพ (Efficiency) และอัตราส่วนสมรรถนะ (Performance Ratio) ของระบบ โดยใช้ข้อมูลความเข้มรังสีอาทิตย์จากฐานข้อมูลขององค์การบริหารการบินและอวกาศแห่งชาติ (National Aeronautics and Space Administration: NASA) กำลังผลิตพลังงานรวมอยู่ที่ 53.04 kWp พื้นที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 312 ตารางเมตร ในระบบประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ 27.6 kW จำนวน 2 เครื่อง และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 340 Wp จำนวน 156 แผง โดยระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 73,746 kWh/Year โดยที่สมรรถนะของระบบเท่ากับร้อยละ 76.05 เมื่อวิเคราะห์ผลการจำลองเป็นรายเดือนดังตารางที่ 4.1 สามารถวิเคราะห์ศักยภาพของระบบรายเดือนได้ พบว่าใน

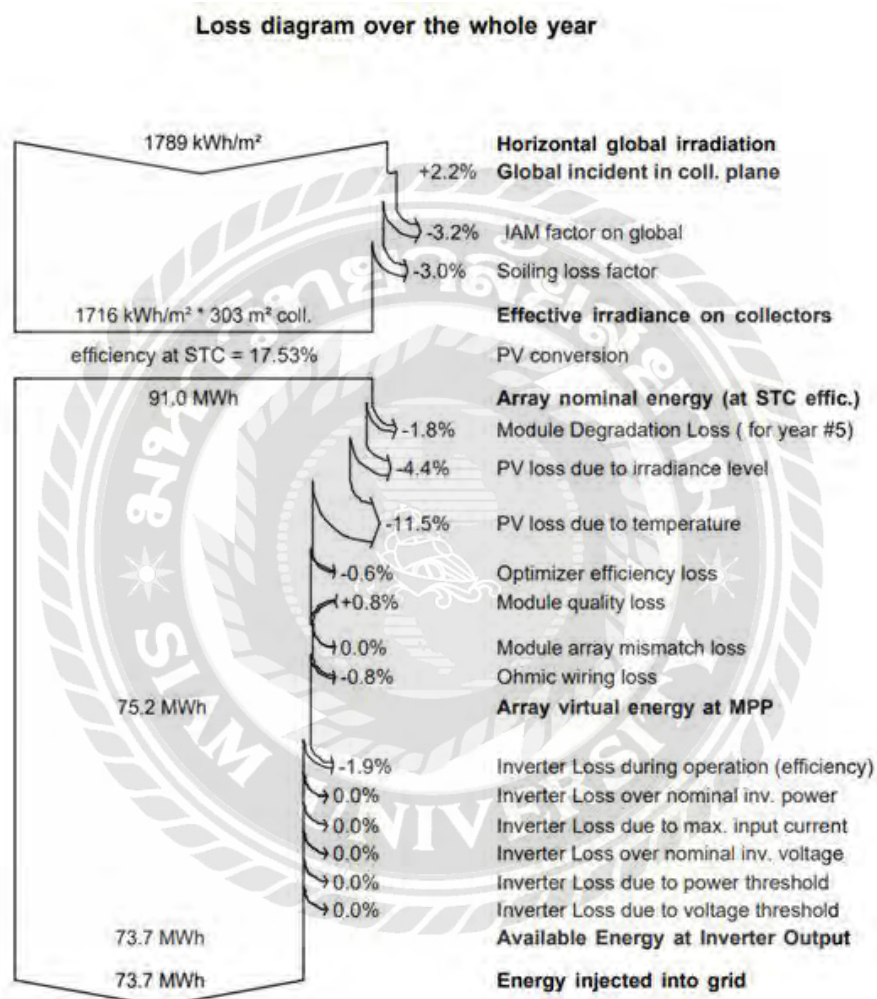
เดือนมีนาคมของทุกปีมีค่าพลังงานสุทธิที่ตัวเก็บรังสีอาทิตย์ได้รับมากที่สุด 167.8 kWh/m<sup>2</sup> จึงสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด แต่สมรรถนะของระบบ PR=0.759 น้อยกว่าเดือนพฤศจิกายน และเดือนธันวาคม PR=0.766 และ PR=0.767 เนื่องจากอุณหภูมิแวดล้อมของเดือนมีนาคม (29.83°C) สูงกว่าเดือนพฤศจิกายน และเดือนธันวาคม (27.93°C) และ (27.53°C) ทำให้มีพลังงานสูญเสียมากขึ้นจึงทำให้สมรรถนะของระบบลดลง

ตารางที่ 4.1 ผลการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เดือน	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_ kWh	PR
มกราคม	144.9	65.59	27.44	162.7	152.8	6748	6620	0.767
กุมภาพันธ์	143.5	67.52	28.68	155.2	145.9	6406	6284	0.763
มีนาคม	174.5	85.13	29.83	178.7	167.8	7327	7188	0.759
เมษายน	174.6	89.43	30.45	171.7	161.1	7020	6885	0.756
พฤษภาคม	163.4	84.43	29.91	153.3	143.5	6264	6143	0.755
มิถุนายน	152.0	85.65	29.16	141.2	131.9	5793	5680	0.759
กรกฎาคม	148.8	90.21	29.35	140.5	131.2	5761	5649	0.758
สิงหาคม	138.7	70.71	29.17	134.7	126.3	5499	5390	0.755
กันยายน	130.0	77.49	28.35	131.1	122.9	5396	5290	0.761
ตุลาคม	137.6	69.92	28.77	145.1	136.5	5959	5843	0.759
พฤศจิกายน	139.5	65.52	27.93	153.6	144.5	6360	6237	0.766
ธันวาคม	141.8	58.07	27.53	160.6	151.2	6664	6536	0.767
<b>รวม</b>	<b>1789.2</b>	<b>906.57</b>	<b>28.88</b>	<b>1828.3</b>	<b>1715.5</b>	<b>75196</b>	<b>73746</b>	<b>0.760</b>

ในการจำลองระบบนี้มีค่าสูญเสียในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นค่าเริ่มต้น (Default) ที่โปรแกรมปรับตั้งไว้โดยค่าการสูญเสียของการออกแบบระบบทำให้ค่าพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าลดลง อีกทั้งยังเป็นค่าเพื่อในการออกแบบทำให้เมื่อนำระบบ

ที่ออกแบบไว้ไปติดตั้งจริงได้ค่าพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าได้ตามที่ต้องการ โดยสาเหตุหลักเกิดจากการสูญเสียที่แผงเซลล์ (Photovoltaic Loss: PV Loss) ถึงร้อยละ 19.10 และการสูญเสียที่เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter Loss) ขณะทำงานอีกร้อยละ 1.90 ดังแสดงในภาพที่ 4.1 ภาพที่ 4.2 และภาพที่ 4.3 ดังต่อไปนี้



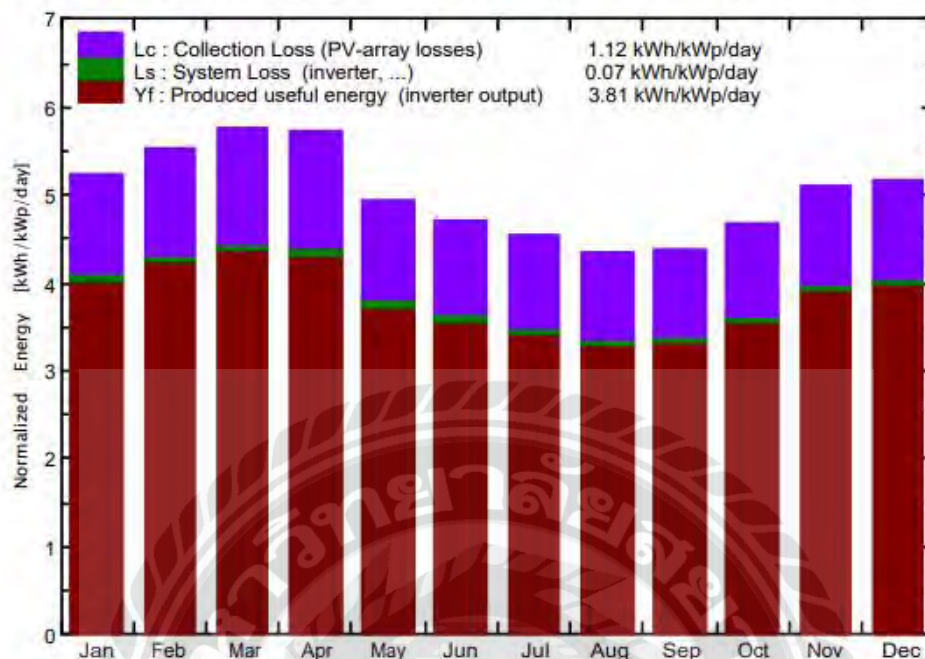
ภาพที่ 4.1 แผนภาพแสดงสมดุลพลังงานระบบเซลล์แสงอาทิตย์

PVSYST V6.68		11/02/19		Page 1/4	
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>					
<b>Project :</b> Lumpini Place Rama VIII					
<b>Geographical Site</b>		<b>Bang Phiat Bangkok</b>		<b>Country Thailand</b>	
<b>Situation</b>		Latitude 13.77° N		Longitude 100.49° E	
Time defined as		Legal Time Time zone UT+7		Altitude 21 m	
		Albedo 0.20			
<b>Meteo data:</b>		<b>Bang Phiat Bangkok</b>		Meteonorm 7.1 (1991-2010) - Synthetic	
<b>Simulation variant : New simulation variant</b>					
		Simulation date 11/02/19 15h32			
		<b>Simulation for the 5th year of operation</b>			
<b>Simulation parameters</b>					
		System type <b>No 3D scene defined</b>			
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt 15°		Azimuth 27°	
<b>Models used</b>		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm	
<b>Horizon</b>		Free Horizon			
<b>Near Shadings</b>		No Shadings			
<b>PV Array Characteristics</b>					
<b>PV module</b>		Si-mono Model <b>AE M6-72 340W</b>			
Custom parameters definition		Manufacturer AE SOLAR			
<b>SolarEdge Power Optimizer</b>		Model <b>P700 for SE16k+</b>		Unit Nom. Power 730 W	
PV modules on one optimizer		in series 2		in parallel 1	
Nb. of optimizers		In series 13		In parallel 6 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules 156		Unit Nom. Power 340 Wp	
Array global power		Nominal (STC) <b>53.0 kWp</b>		At operating cond. 48.2 kWp (50°C)	
Output of optimizers		U oper 750 V		I at Poper 64 A	
Total area		Module area <b>303 m²</b>		Cell area 274 m²	
<b>Inverter</b>					
Original Pvsyst database		Model <b>SE27.6K</b>			
Characteristics		Manufacturer SolarEdge		Unit Nom. Power 27.6 kWac	
		Operating Voltage 750 V			
<b>Inverter pack</b>		Nb. of inverters 2 units		Total Power 55 kWac	
<b>PV Array loss factors</b>					
<b>Array Soiling Losses</b>				Loss Fraction 3.0 %	
<b>Thermal Loss factor</b>		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
<b>Wiring Ohmic Loss</b>		Global array res. 159 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC	
<b>Series Diode Loss</b>		Voltage Drop 0.7 V		Loss Fraction 0.1 % at STC	
<b>Module Quality Loss</b>				Loss Fraction -0.8 %	
<b>Module Mismatch Losses</b>				Loss Fraction 0.0 % (fixed voltage)	
<b>Module average degradation</b>		Year no 5		Loss factor 0.4 %/year	
<b>Mismatch due to degradation</b>		Imp RMS dispersion 0 %/year		Voc dispersion RMS 0 %/year	
<b>Incidence effect, ASHRAE parametrization</b>		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05	
<b>User's needs :</b> Unlimited load (grid)					

Pvsyst Licensed to: ECOTECH GLOBAL COLLEGE (Thailand)

ภาพที่ 4.2 ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 จากโปรแกรมจำลอง (Pvsyst)

### Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 53.0 kWp



ภาพที่ 4.3 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา  
อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 จากโปรแกรมจำลอง (PV syst)

#### 4.3 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

สำหรับเกณฑ์การตัดสินใจของวิธีอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ หากค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนที่คำนวณได้ของโครงการมีค่ามากกว่า 1 ก็ตัดสินใจลงทุนหรือยอมรับโครงการนั้น เนื่องจากโครงการจะได้รับผลตอบแทนจากกระแสเงินสดรับทั้งหมดในรูปมูลค่าปัจจุบันสูงกว่าเม็ดเงินที่ลงทุนไปนั่นเอง โดยอัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนกับมูลค่าปัจจุบัน การศึกษานี้ทำการวิเคราะห์ทางการเงินข้างต้นในโครงการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Roof) กำลังผลิต 53.04 kWp กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 73,746 หน่วยต่อปี และคิดค่าไฟฟ้า 4.20 บาท/หน่วย คิดเป็นเงินเท่ากับ 309,733.20 บาทต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 4.2 ดังนี้

ตารางที่ 4.2 ตารางแสดงกระแสเงินสดรับตลอดอายุโครงการจำนวน 25 ปี

ปีที่	กระแสเงินสดตลอดโครงการ	กระแสเงินสด
0	กระแสเงินสดจ่าย ณ วันลงทุน	-1,793,388.48
1	กระแสเงินสดรับ	309,733.20
2	กระแสเงินสดรับ	309,733.20
3	กระแสเงินสดรับ	309,733.20
4	กระแสเงินสดรับ	309,733.20
5	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
6	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
7	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
8	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
9	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
10	กระแสเงินสดรับ*	159,733.20
11	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
12	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
13	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
14	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
15	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
16	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
17	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
18	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
19	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
20	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
21	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
22	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
23	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
24	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20
25	กระแสเงินสดรับ*	309,733.20



ตารางที่ 4.3 การวิเคราะห์โครงการลงทุนทางการเงินพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา  
อาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลุมพินีเพลส พระราม 8

ปีที่	อัตราผลตอบแทน 5%		มูลค่าปัจจุบัน(PV)	กำไร-ขาดทุน
	กระแสเงินสดรับ (C.F)	อัตราคิดลด (D.F)		
0	-1,793,388.48	1	-	1,793,388.48
1	309,733.20	0.95	294,984.00	- 1,498,404.48
2	309,733.20	0.91	280,937.14	- 1,217,467.34
3	309,733.20	0.86	267,559.18	- 49,908.15
4	309,733.20	0.82	254,818.27	- 95,089.88
5	309,733.20	0.78	242,684.07	- 52,405.82
6	309,733.20	0.75	231,127.68	- 21,278.13
7	309,733.20	0.71	220,121.60	- 1,156.53
8	309,733.20	0.68	209,639.62	208,483.09
9	309,733.20	0.64	199,656.78	408,139.87
10	159,733.20	0.61	98,062.33	506,202.20
11	309,733.20	0.58	181,094.59	687,296.79
12	309,733.20	0.56	172,471.04	859,767.82
13	309,733.20	0.53	164,258.13	1,024,025.95
14	309,733.20	0.51	156,436.31	1,180,462.27
15	309,733.20	0.48	148,986.97	1,329,449.23
16	309,733.20	0.46	141,892.35	1,471,341.58
17	309,733.20	0.44	135,135.57	1,606,477.15
18	309,733.20	0.42	128,700.54	1,735,177.69
19	309,733.20	0.40	122,571.94	1,857,749.63
20	309,733.20	0.38	116,735.19	1,974,484.82
21	309,733.20	0.36	111,176.37	2,085,661.19
22	309,733.20	0.34	105,882.25	2,191,543.44
23	309,733.20	0.33	100,840.24	2,292,383.68

ตารางที่ 4.3 การวิเคราะห์โครงการลงทุนทางการเงินพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา  
อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 (ต่อ)

ปีที่	อัตราผลตอบแทน		มูลค่าปัจจุบัน(PV)	กำไร-ขาดทุน
	กระแสเงินสดรับ (C.F)	อัตราคิดลด (D.F)		
24	309,733.20	0.31	96,038.33	2,388,422.01
25	309,733.20	0.30	91,465.07	2,479,887.08
(PV) มูลค่าปัจจุบัน (บาท)				4,273,275.56
(NPV) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)				2,479,887.08
(PB) ระยะคืนทุน (ปี)				7.055
(IRR) อัตราผลตอบแทนภายใน (%)				11%

#### 4.4 สรุปผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

เกณฑ์การตัดสินใจของวิเคราะห์เปรียบเทียบเชิงเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมจากกรณีศึกษามีดังต่อไปนี้

1) การหาระยะเวลาคืนทุนที่คำนึงถึงมูลค่าปัจจุบัน (Discount Payback Period) จากตารางที่ 4.3 สามารถหาระยะคืนทุน (Discount Payback Period) ได้ดังนี้

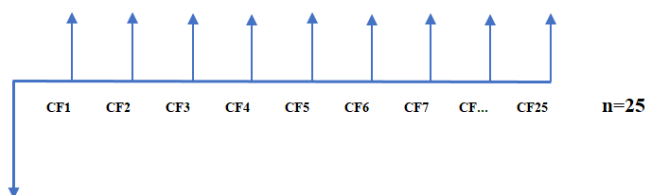
$$\begin{aligned}
 PB &= 7 + \frac{1,156.53}{208,483.09} \\
 &= 7 + 0.55 \text{ จะได้เท่ากับ } 7.1 \text{ ปี}
 \end{aligned}$$

ดังนั้นระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) การลงทุนทางการเงินพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 เท่ากับ 7 ปี 1 เดือน

2) การหาอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) เงินลงทุนเริ่มต้นในการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 = 1,793,388.48 บาท

$$I_0 = 1,793,388.48 \text{ บาท}$$

$$CF = \text{อัตราผลตอบแทนไม่เท่ากันทุกปี (จากตารางที่ 4.3 มูลค่าปัจจุบันแต่ละปี)}$$



$$I_0 = -1,793,388.48$$

พิจารณากำหนดให้อายุของโครงการเท่ากับ 25 ปี ( $n = 25$ )

การหาอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) โดยการหาค่าอัตราคิดลดที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับ 0 จะได้ดังนี้

$$\begin{aligned} I_0 &= \sum_{t=1}^n \frac{Est}{(1+IRR)^t} = 0 \\ 0 &= CF_0 + \frac{CF1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF2}{(1+IRR)^2} + \frac{CF3}{(1+IRR)^3} + \dots + \frac{CF25}{(1+IRR)^{25}} \\ &= -1,793,388.48 + \frac{294,984}{(1+IRR)^1} + \frac{280,937.14}{(1+IRR)^2} + \frac{267,559.18}{(1+IRR)^3} + \dots \\ &\quad + \frac{91,465.07}{(1+IRR)^{25}} \end{aligned}$$

$$IRR = 11 \%$$

ดังนั้นสามารถสรุปค่าของ IRR ได้เท่ากับ 11 %

เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่า MARR (Minimum Attractive Rate of Return) ของการลงทุน การติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ตัวอย่างที่มีค่าเท่ากับ 5 % สามารถทำการสรุปได้ว่า  $IRR = 11 \% > MARR = 5 \%$

ดังนั้นโครงการการลงทุนการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 โดยอัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนกับมูลค่าปัจจุบันการศึกษานี้ทำการวิเคราะห์ทางการเงินข้างต้นในโครงการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Roof) กำลังผลิต 53.04 kWp กรณีศึกษาหลังคา อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้ คือ การประหยัดพลังงานที่ยั่งยืนโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์การลงทุน และผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ โดยวิเคราะห์การลงทุน 3 ประการ คือ ระยะเวลาคืนทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนภายใน โดยการลงทุนเริ่มต้นที่ 1,793,388.48 บาท คำนวณหาระยะเวลาคืนทุนโดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel พบว่าระยะเวลาคืนทุน 7 ปี 1 เดือน จากผลการวิเคราะห์ด้านการเงินข้างต้นมาวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

โดยใช้อัตราส่วนลดร้อยละ 5 พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ตลอดอายุโครงการ 25 ปี มีค่าเท่ากับ 2,479,887.08 บาท ซึ่งมีค่าเป็นบวก แสดงว่ายอมรับโครงการผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ด้านการเงินข้างต้นนำมาวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) พบว่า IRR ตลอดโครงการ 25 ปี มีค่าเท่ากับร้อยละ 11 ซึ่งอัตราผลตอบแทนการลงทุนมีค่าสูงกว่า Minimum Acceptable Rate of Return (อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ธุรกิจยอมรับ MARR ร้อยละ 5)

จึงนำเสนอเงินลงทุนสำหรับการวิเคราะห์การลงทุนมีเงินลงทุนทั้งสิ้น 1,793,388.48 บาท พบว่าเหมาะสมต่อการลงทุน

ผลการศึกษาการจำลองระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคากรณีศึกษา อาคารคอนโดมิเนียม ลุมพินีเพลส พระราม 8 เพื่อวิเคราะห์การลงทุน และผลตอบแทนทางการเงิน ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา และมีผลประโยชน์ทางอ้อม เพื่อมุ่งสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนนอกจากจะลดค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้า และช่วยในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับ โหลดของอาคารแล้ว ยังส่งผลที่ดีต่อสิ่งแวดล้อมโดยสามารถลดอัตราการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าต่างๆ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย คำนวณได้จากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ 73,746 kWh/year \* 0.48 (kgCO<sub>2</sub>/kWh/year) จะได้เท่ากับ 35,398.08 kgCO<sub>2</sub>/kWh/year จึงทำให้สามารถลดการปล่อย CO<sub>2</sub> ได้ถึง 35,398.08 kgCO<sub>2</sub>/kWh/year

ทั้งนี้การผลิตพลังงานไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับสภาพของอากาศในวันนั้นๆ วันที่ฝนตก ไม่มีแสงแดด ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีจึงอาจมีความคลาดเคลื่อนจากการวิเคราะห์การประหยัดโครงการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้

## บทที่ 5

### สรุปผลการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ

#### 5.1 สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาประสิทธิภาพศักยภาพเชิงเทคนิค และวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของอาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลุมพินีเพลส พระราม 8 พื้นที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 312 ตารางเมตร ในระบบประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ 27.6 kW จำนวน 2 เครื่อง และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 340 Wp จำนวน 156 แผง โดยระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 73,746 kWh/year โดยที่สมรรถนะของระบบเท่ากับร้อยละ 76.05 กำลังผลิตพลังงานรวมอยู่ที่ 53.04 kWp ได้ใช้โปรแกรม PVsyst ในการจำลองสามารถลดปริมาณหน่วยการใช้ไฟฟ้าได้ถึง 73,746 หน่วยต่อปี คิดเป็นมูลค่าเงินจากการประหยัดพลังงานต่อปีเท่ากับ 309,773.20 บาทต่อปี พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ตลอดอายุมีค่าเท่ากับ 2,479,887.08 บาท อัตราผลตอบแทนการลงทุนภายใน (IRR) พบว่าค่า IRR ตลอดโครงการมีค่าเท่ากับร้อยละ 11 มีระยะเวลาคืนทุน (PB) 7.1 ปี และสามารถลดการปล่อย CO<sub>2</sub> ถึง 35,398.08 kgCO<sub>2</sub>/kWh/year

การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์มีความคุ้มค่าในการลงทุน มีค่าข้อมูลปัจจุบันสุทธิเป็นบวก อัตราค่าผลตอบแทนภายในมีค่าบวกระยะการคืนทุนสั้น ด้วยเหตุผลนี้เมื่อพิจารณาถึงแนวโน้มต้นทุนราคาแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้ลดลงอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับตลาดในประเทศไทยมีการขยายตัว และการแข่งขันที่เพิ่มขึ้นทำให้การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคามิแนวโน้มที่จะเป็นการลงทุนที่คุ้มค่าเทียบได้กับอุปกรณ์ประหยัดพลังงานในอาคาร

#### 5.2 การอภิปรายผล

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาประสิทธิภาพศักยภาพเชิงเทคนิค และวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคากรณีศึกษาอาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลุมพินีเพลส พระราม 8 มีความสอดคล้องกับงานวิจัยท่านอื่นดังนี้

สุริยนต์ ชมดี (2558) การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัยในภาคเหนือของประเทศไทย ผลการศึกษากรณีการลงทุนผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในครัวเรือนในเชิงประหยัดค่าไฟฟ้าอัตราค่าไฟฟ้า (Net Metering) แบบไม่มีเงินอุดหนุนจากภาครัฐเพิ่มเติม โดยจะเทียบเท่ากับราคาขายไฟฟ้าให้กับภาคครัวเรือนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในปัจจุบันราคาประมาณ 4.18-4.54 บาท/หน่วย ขึ้นอยู่กับปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ใช้ต่อเดือน ทั้งนี้ราคาไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปีจากต้นทุนด้านพลังงาน ในการศึกษาที่ตั้งสมมุติฐานให้เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 3,000 วัตต์, 5,000 วัตต์ และ 10,000 วัตต์ ในจังหวัดเชียงใหม่พบว่าระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 12.11 ปี, 10.25 ปี และ 9.51 ปี อัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับ 7.6%, 9.5% และ 10.5% มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิของโครงการเท่ากับ 12,411.91 บาท, 83,830.12 บาท และ 225,962.55 บาท อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.054, 1.246 และ 1.343 ตามลำดับ โดยในการศึกษามีการกำหนด 4 เกณฑ์ตัวชี้วัดทางการเงิน ดังนี้ระยะเวลาคืนทุน <10 ปี, อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ >ร้อยละ 7, มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิของโครงการ >0 บาท และอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน > 1 ซึ่งจากการศึกษาพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 3,000 วัตต์จะไม่เหมาะสมในการลงทุนทุกจังหวัดแต่ระบบขนาด 5,000 วัตต์ ขึ้นไปจะมีแนวโน้มที่จะผ่านเกณฑ์ความเหมาะสมในการลงทุนติดตั้งซึ่งให้ผลตอบแทนสูงกว่าการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล

ฐิติพันธ์ เตชะสิทธิพันธ์ (2564) การวิเคราะห์ประโยชน์ และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงานที่มีขนาดกำลังการติดตั้ง Solar Rooftop 500 kWp, 750 kWp และ 1,000 kWp โดยใช้การวิเคราะห์ต้นทุน และผลประโยชน์ (Cost-Benefit Analysis) ของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน ผลการวิเคราะห์พบว่า ณา ราคาซื้อขายคาร์บอนเครดิตปัจจุบันทั้งสามขนาดกำลังการติดตั้งมีความคุ้มค่าในการลงทุนโดยขนาดกำลังการติดตั้ง Solar Rooftop มากกว่า 750 kWp จะมีระยะเวลาการคืนทุนที่ 5.30 ปี (หากราคาซื้อขายคาร์บอนเครดิตเท่ากับ 100 บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์) เท่ากับการดำเนินการปกติที่ไม่ดำเนินการคาร์บอนเครดิต

ผลการวิเคราะห์ดังกล่าวแสดงให้เห็นเชิงประจักษ์ว่านอกจากการดำเนินการคาร์บอนเครดิตจะไม่เป็นการเพิ่มภาระการลงทุนให้กับผู้ประกอบการแล้วยังสามารถส่งเสริมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และมีแนวโน้มต่อความสามารถในการแข่งขันทางการค้าที่มีมาตรการด้านก๊าซเรือนกระจกเป็นกลไกสำคัญต่อไปด้วย

### 5.3 ข้อเสนอแนะ

การลงทุนดำเนินการคาร์บอนเครดิตสำหรับ Solar Rooftop ทุกขนาดมีความคุ้มค่าในการลงทุนเมื่อรวมผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ และผลจากการขายคาร์บอนเครดิต ดังนั้นส่งผลดีที่เป็นโอกาสของประเทศไทยในการมุ่งสู่เป้าหมาย Carbon Neutrality

ในการวิเคราะห์ปัจจัยสมรรถนะของอาคารคอนกรีตเสริมเหล็ก ลুমพินีเพลส พระราม 8 พลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคานั้นในส่วนของค่าประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการลดลงในแต่ละปีนั้น บางครั้งจำเป็นที่จะต้องทำการสุ่มสำรวจ และทดสอบสมรรถนะกำลังการผลิตเพื่อเป็นการยืนยันคุณภาพของสินค้า วางแผนในการบำรุงรักษา และวางแผนอะไหล่สำรอง ปัจจัยด้านสภาพแวดล้อมที่คาดเดาลำบาก เช่น ในเดือนที่พายุเข้ารวมถึงมลภาวะที่อาจส่งผลกระทบต่อแผงหน้ารับแสงของเซลล์แสงอาทิตย์ก็เป็นอีกในหลายๆ ปัจจัยที่ควรพิจารณาในการศึกษาลำดับถัดไป

## บรรณานุกรม

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2556). *สถิติพลังงานของประเทศไทย 2556*. ศูนย์องค์ความรู้ด้านพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.
- ฐิติพันธ์ เตชะสิทธินันท์. (2564). *การวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงาน*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิตที่ไม่มีการตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยนเรศวร.
- ทรงศักดิ์ พงษ์หิรัญ, ธัญญพ นิลกำจร. (2555). ผลของมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ มศว. *วารสารวิทยาศาสตร์ มศว*, 28(2), 89-102.
- ธราธิป แสงกล้า. (2562). *การวิเคราะห์การลดลงของสมรรถนะระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและบนพื้นดินขนาด 1 เมกะวัตต์*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยราชภัฏจันทรเกษม). ฐานข้อมูลงานวิจัย (rmutt.ac.th).
- นครินทร์ รินผล. (2558). *คู่มือการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น*. สำนักพิมพ์ znakar.in.
- บัญชา งามชื่น. (2562). *การวิเคราะห์ความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาขนาดใหญ่ 1 เมกะวัตต์*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยจันทรเกษม). ฐานข้อมูลงานวิจัย (rmutt.ac.th).
- พรทิพย์ สมฤทธิ์และพรทิพย์ เอมมัส. (2550). *การศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคาร เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับสายส่ง*. (การค้นคว้าอิสระ ปริญญาโท สาขาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิตที่ไม่มีการตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยนเรศวร.
- พัชรินทร์ อินทมาศ, มณีรัตน์ ชัยสกุลนิยม, พเนตร์ สุขสิงห์, ชีระพงษ์ บุญรักษา, และพรหมพักตร์ บุญรักษา. (2565). *การวิเคราะห์เชิงเทคนิคและความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในระดับครัวเรือน*. *Rattanakosin Journal of Science and Technology*, 4(3), 47-56.



### บรรณานุกรม (ต่อ)

ยอดธง เม่นสิน, นิพนธ์ เกตุจ้อย, วิสุทธิ์ แซ่มสะอาด, ธวัช สุริวงษ์, พรทิพย์ เม่นสิน, มาลินี แก้ว  
ปัญหา, พัชรินทร์ เขาวรัตน์, และประพิชาริ ธนารักษ์. (2565). เทคโนโลยีสมาร์ตกริดกับ  
การเปลี่ยนผ่านพลังงานไปสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน. *วารสารนวัตกรรมการเรียนรู้และเทคโนโลยี*, 2(2), 10-26.

ศาสตรา ศิริแก้ว, วุฒิสาสตร์ โชคเกื้อ, อนุสรณ์ แสงประจักษ์, และชโลธร สีหาทิพย์. (2562). การ  
ประเมินศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาโดยใช้แบบจำลอง  
ทางคณิตศาสตร์: กรณีศึกษาอาคารสำนักวิทยบริการมหาวิทยาลัยมหาสารคาม. *วารสาร  
มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ*, 11(21), 179-192.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2564). *การปล่อยก๊าซ  
คาร์บอนไดออกไซด์ (CO<sub>2</sub>) จากการใช้พลังงานปี 2564*.  
[https://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/download/22061\\_5ccc70b8d6aaf1e3d34dc98b6d138bc2](https://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/download/22061_5ccc70b8d6aaf1e3d34dc98b6d138bc2)

สุรกิจ ทองสุก และอรุณพล เง่าพิทักษ์กุล. (2561). การศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มทุนของ  
ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา. *วารสารมหาวิทยาลัยศรีนคริน  
ทรวิโรฒ*, 10(19), 157-169.

สุริยนต์ ชมดี. (2558). *การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่  
อาศัยในภาคเหนือของประเทศไทย*. (การค้นคว้าอิสระปริญญาโทบัณฑิต,  
มหาวิทยาลัยเชียงใหม่). ฐานข้อมูลงานวิจัย (cmu.ac.th).

เสริม จันทร์ฉาย, จรุงแสง ลักษณะบุญส่ง, Manuel Nunez, อิศระ มะศิริ, กรทิพย์ ไต้ะสิงห์, ประสาน  
ปานแก้ว, รุ่งรัตน์ วัฒนา, เนตรนภา ชิวปรีชา, อรอนงค์ แซ่มเล็ก, และใหม่เทียน จันทโชติ.  
(2547). *แผนที่และฐานข้อมูลศักยภาพแสงสว่างธรรมชาติจากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับ  
ประเทศไทย*. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงานร่วมกับ  
ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร.

อังสนา พจน์ศิริ. (2559). *การศึกษาต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงาน  
แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ในอาคารธุรกิจขนาดเล็ก*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบัณฑิตที่  
ไม่มีการตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยบูรพา.

## ประวัติผู้เขียนสารนิพนธ์

ชื่อ – สกุล	นาย เรวัต อินทศิริ
วัน เดือน ปีเกิด	21 กรกฎาคม พ.ศ. 2522
ที่อยู่ปัจจุบัน	88/86 หมู่บ้านลุมพินีทาวน์วิลล์ แจ้งวัฒนะ - ดิวนนท์ ถนนสุขาประชาสรรค์ 2 ตำบลบางพูด อำเภอปากเกร็ด จังหวัดนนทบุรี 11120
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษาปริญญาตรี คณะเทคโนโลยีบัณฑิต สาขา เทคโนโลยีไฟฟ้าอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยราชภัฏธนบุรี ปีการศึกษา 2562
ประสบการณ์ทำงาน	บจก. แอล พี พี พรอพเพอร์ตี้ มาเนจเม้นท์ ตำแหน่ง ผู้จัดการฝ่ายบำรุงรักษา