



การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบบรวบรัดของการประเมินปริมาณวัสดุ
และการลงทุนสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้

Microsoft Office และ Google Workspace

Develop the Simplify Computer Application of the Bill of Quantities
and Investment for Photovoltaic Installation via Using
Microsoft Office and Google Workspace

เฉลิมชาติ เรืองเกาะ
Chalermchat Ruangtoh

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร



การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบบรวบรัดของการประเมินปริมาณวัสดุ
และการลงทุนสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการใช้

Microsoft Office และ Google Workspace

Develop the Simplify Computer Application of the Bill of Quantities
and Investment for Photovoltaic Installation via Using
Microsoft Office and Google Workspace

เฉลิมชาติ เรืองเกาะ
Chalermchat Ruangtoh

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

2567

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

ชื่อวิทยานิพนธ์	การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบบรวบรัดของการประเมินปริมาณวัสดุและการลงทุนสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการใช้ Microsoft Office และ Google Workspace
ชื่อ นามสกุล	เฉลิมชาติ เรืองเกาะ
ชื่อปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
คณะ	วิศวกรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	อาจารย์ ดร.พลิชฐ์ สุวรรณภิงคาร

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ได้ให้ความเห็นชอบวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แล้ว

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง)

.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ)

.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์)

.....กรรมการ

(อาจารย์ ดร.พลิชฐ์ สุวรรณภิงคาร)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐพงศ์ พันธุ์นะ)

วันที่ 9 เดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2568

ชื่อวิทยานิพนธ์	การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบบรวบรัดของการประเมินปริมาณวัสดุและการลงทุนสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการใช้ Microsoft Office และ Google Workspace
ชื่อ นามสกุล	เฉลิมชาติ เรืองเถาะ
ชื่อปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิชา และคณะ	วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	อาจารย์ ดร.พลิชฐ์ สุวรรณภิงคาร
ปีการศึกษา	2567

บทคัดย่อ

การเติบโตอย่างรวดเร็วของพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (PV rooftop) ได้ส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญในภูมิภาคเอเชีย โดยมีประเทศไทย สาธารณรัฐประชาชนจีน และญี่ปุ่นเป็นผู้นำ การเพิ่มขึ้นนี้ได้รับแรงหนุนจากความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีที่ทำให้ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เข้าถึงได้ง่ายขึ้นและมีประสิทธิภาพมากขึ้น งานวิจัยนี้นำเสนอโปรแกรมนวัตกรรมที่ใช้ Google Worksheets เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการติดตั้งและลดต้นทุนการลงทุนของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา

โปรแกรมนี้นุ่งเน้นไปที่การกำหนดขนาดที่เหมาะสมของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ การประเมินความเป็นไปได้ของโครงการ และการสร้างภาพแบบการติดตั้งทางวิศวกรรมโดยละเอียดในขณะที่ปฏิบัติตามมาตรฐานความปลอดภัยและข้อบังคับที่เข้มงวด โดยการจำลองสถานการณ์ต่างๆ ตามอัตราค่าไฟฟ้า โปรแกรมนี้สามารถคาดการณ์การผลิตพลังงานที่เป็นไปได้ ผลตอบแทนจากการลงทุน และการประหยัดค่าใช้จ่าย นอกจากนี้ยังรองรับการอัปเดตข้อมูล วัสดุ และราคาตามเวลาจริง ส่งเสริมการทำงานร่วมกันอย่างราบรื่นระหว่างวิศวกร ผู้ติดตั้ง และลูกค้า ซึ่งช่วยให้การออกแบบโครงการมีความแม่นยำและมีประสิทธิภาพในขณะที่ลดการสูญเสียวัสดุ การศึกษานี้ตรวจสอบผลกระทบของอัตราค่าไฟฟ้าแบบผันแปรช่วยในการสนับสนุนแรงจูงใจและระยะเวลาคืนทุนสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โดยมุ่งเน้นการใช้ค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง (MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ของประเทศไทย

ผลการวิจัยเผยให้เห็นว่าอัตราค่าไฟฟ้ามีอิทธิพลอย่างมากต่อความเป็นไปได้ทางการเงินและความน่าสนใจของการลงทุนในระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา เมื่อเทียบกับโปรแกรมการออกแบบระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์เชิงพาณิชย์ เช่น PVSyst และ PV*Sol และข้อมูลจากผู้ให้บริการไฟฟ้า โปรแกรมนี้แสดงให้เห็นถึงความแม่นยำและประสิทธิภาพสูง ซึ่งให้แรงจูงใจอย่างมากสำหรับผู้บริโภคในการนำระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้และมีส่วนช่วยให้อนาคตที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและยั่งยืนมากขึ้นโดยการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

คำสำคัญ : การลงทุน, การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์, กูเกิล เวิร์คชีท

Thesis Title	Develop the Simplify Computer Application of the Bill of Quantities and Investment for Photovoltaic Installation via Using Microsoft Office and Google Workspace
Author	Chalermchat Ruangtoh
Degree	Master Degree (Electrical Engineering)
Major Program	Electrical Engineering Faculty of Engineering
Advisor	Dr. Pasist Suwanapingkarl
Academic Year	2024

ABSTRACT

The rapid growth of renewable energy, particularly rooftop photovoltaic (PV) systems, has had a significant impact in the Asian region, with Thailand, the People's Republic of China, and Japan emerging as regional leaders. This increase has been driven by technological advancements that have made PV systems more accessible and efficient. This research presents an innovative program using Google Worksheets to optimize rooftop PV system installations and reduce the investment costs of rooftop PV systems.

This program focuses on determining the appropriate sizing of solar PV systems, assessing project feasibility, and generating detailed engineering installation visualizations while adhering to strict safety standards and regulations. By simulating various scenarios based on electricity tariffs, this program can predict potential energy generation, return on investment, and cost savings. It also supports real-time updates of data, materials, and pricing, promoting seamless collaboration between engineers, installers, and clients, which enables accurate and efficient project design while minimizing material waste. The study also examines the impact of varied electricity tariffs, helping to support incentives and payback periods for rooftop solar PV installations, with a focus on electricity tariffs from the Metropolitan Electricity Authority (MEA) and the Provincial Electricity Authority (PEA) of Thailand.

The research results reveal that electricity tariffs significantly influence the financial feasibility and attractiveness of investing in rooftop solar PV systems. When compared to commercial solar PV design software such as PVSyst and PV*Sol, and data from electricity providers, this program demonstrates high accuracy and efficiency, providing strong incentives for consumers to adopt solar PV systems and contribute to a more environmentally friendly and sustainable future by reducing carbon dioxide emissions.

Keywords : Investment, Photovoltaic Installation, Google Worksheets

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยในโครงการการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบบรวบรัดของการประเมินปริมาณวัสดุและการลงทุนสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้ Microsoft Office และ Google Workspace ขอขอบคุณ อาจารย์ ดร.พลิชฐ์ สุวรรณกิจกร และรองศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์ อาจารย์สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปิยะพงษ์ ปานแก้ว อาจารย์สาขาวิชาวัสดุศาสตร์อุตสาหกรรม คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร และคุณขวัญชนก ศรีวัลลภ ตำแหน่ง ผู้บริหารฝ่ายปฏิบัติการ และ ผู้บริหารทางการเงิน บริษัท ทรี กรีน เคพี จำกัด สำหรับการสนับสนุนการวิจัยและมีส่วนช่วยให้การดำเนินการสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบคุณเจ้าหน้าที่และผู้ที่เกี่ยวข้อง คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ได้ให้ข้อมูล ข้อเสนอแนะ และการอำนวยความสะดวกในขั้นตอนต่าง ๆ ของการดำเนินวิจัย

สุดท้ายนี้ผู้วิจัยหวังว่างานวิจัยฉบับนี้คงเป็นประโยชน์สำหรับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และผู้ที่สนใจศึกษาต่อไป

เฉลิมชาติ เรืองเกาะ



สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	ก
Abstract	ข
กิตติกรรมประกาศ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญภาพ	ช
สารบัญตาราง	ต
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.1.1 ระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์	2
1.1.2 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อขายให้รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าของประเทศ ในราคาพิเศษ	8
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์	10
1.3 ขอบเขตของการศึกษา	10
1.4 ประโยชน์ที่จะได้รับการวิจัย	11
1.5 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัยและการพัฒนา	11
1.6 กลุ่มเป้าหมาย	13
1.7 สถานที่ดำเนินการ	13
1.8 แผนการดำเนินงานวิจัยและการพัฒนา	13
1.9 คำศัพท์เฉพาะ	14
บทที่ 2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	15
2.1 พระราชบัญญัติอาคาร	15
2.1.1 ประเภทอาคารที่เป็นไปตามกฎหมายควบคุมอาคาร	15
2.1.2 ข้อพิจารณาที่สำคัญที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้างอาคาร	17
2.1.3 ข้อพิจารณาทางด้านสถาปัตยกรรมและ ด้านวิศวกรรมในการออกแบบอาคาร	25
2.2 พลังงานทดแทน	28
2.2.1 ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์	30
2.3 ประเภทของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	31
2.3.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์	31
2.3.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์	32
2.3.3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง	33
2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์	33
2.4.1 ระบบ ออนกริด On-Grid	33
2.4.2 ระบบ ออฟกริด Off-Grid	34
2.4.3 ระบบไฮบริด	34

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.5 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง	35
2.5.1 ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย	35
2.5.2 ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก	36
2.5.3 ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง	37
2.5.4 ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่	38
2.5.5 ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง	39
2.5.6 ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	40
2.5.7 ประเภทที่ 7 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร	41
2.5.8 ประเภทที่ 8 ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว	41
2.6 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	42
2.6.1 ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย	42
2.6.2 ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก	43
2.6.3 ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง	44
2.6.4 ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่	45
2.6.5 ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง	46
2.6.6 ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	48
2.6.7 ประเภทที่ 7 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร	49
2.6.8 ประเภทที่ 8 ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว	50
2.7 มาตรฐานการติดตั้งระบบไฟฟ้า	50
2.7.1 นิยามและข้อกำหนดทั่วไป	50
2.7.2 มาตรฐานสายไฟฟ้าและบริเวณที่ไฟฟ้า	64
2.7.3 ตัวนำประธาน สายป้อน วงจรย่อย	66
2.7.4 การต่อลงดิน	72
2.7.5 ข้อกำหนดการเดินสายและวัสดุ	74
2.8 การคำนวณสินเชื่อ	109
2.8.1 ความหมายของสินเชื่อ	109
2.8.2 หลักการวิเคราะห์สินเชื่อ	111
2.8.3 อัตราดอกเบี้ยสินเชื่อ	115
2.9 Google Sheets	117
2.10 Microsoft Excel	118
2.10.1 ประโยชน์ของโปรแกรม Microsoft Excel	118
2.10.2 โครงสร้างและหลักการทำงานของ Excel	119

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 3 รายละเอียดของการออกแบบ และการพัฒนา	121
3.1 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA): กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)	122
3.2 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA): กรณี 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)	125
3.3 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA): กรณี 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	128
3.4 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA): กรณี 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)	130
3.5 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA): กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	132
3.6 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA): กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)	134
3.7 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA): กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	137
3.8 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA): กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)	139
3.9 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA): กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)	141
3.10 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA): กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)	143
3.11 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA): กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	146
3.12 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA): กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	149
3.13 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA): กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	152
3.14 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA): กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	155
3.15 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA): กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	157
3.16 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA): กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	160

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 4 ผลการทดสอบผลงาน และผลของการนำไปใช้งานจริง	163
4.1 สอนการใช้งานโปรแกรม	163
4.2 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 1.1	163
4.3 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 1.2	165
4.4 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 1.3.1	167
4.5 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 1.3.2	169
4.6 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 2.1.1	171
4.7 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 2.1.2	173
4.8 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 2.2.1	175
4.9 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 2.2.2	177
4.10 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 1.1.1	179
4.11 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 1.1.2	181
4.12 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 1.2.1	183
4.13 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 1.2.2	185
4.14 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 2.1.1	187
4.15 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 2.1.2	189
4.16 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 2.2.1	191
4.17 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 2.2.2	193
4.18 พื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	195
4.19 การคำนวณสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินสำหรับการติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์	202
4.20 ระบบจัดเก็บข้อมูลและจัดการไฟล์สำหรับงานฝ่ายธุรการ	205
4.21 รายละเอียดการจัดทำข้อมูล BOQ	207
4.22 ผลของการนำไปใช้งานจริง	208
บทที่ 5 สรุป	211
5.1 สรุปผลการวิจัยและการนำไปประยุกต์ใช้	211
5.2 ข้อจำกัดของผลงานวิจัยที่สอดคล้องกับขีดความสามารถ ของโปรแกรมต้นแบบ	212
5.3 แนวทางการแก้ไขและการพัฒนาผลงานให้สอดคล้องกับข้อจำกัดที่พบ	213
เอกสารอ้างอิง	214
ภาคผนวก ก	217
ภาคผนวก ข	220
ภาคผนวก ค	241
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	283

สารบัญภาพ

ภาพ		หน้า
1.1	เซลล์แสงอาทิตย์	1
1.2	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	2
1.3	เซลล์แสงอาทิตย์ หรือโฟโตโวลตาอิก (PV)	2
1.4	รูปแบบก้อนผลึก	3
1.5	รูปแบบฟิล์มบาง	3
1.6	ผลึกเดี่ยวซิลิกอน	3
1.7	ผลึกรวมซิลิกอน	4
1.8	รูปแบบที่ไม่เป็นรูปผลึกหรือไม่มีรูปร่างอะมอร์ฟัส	4
1.9	สถานีอวกาศ	5
1.10	แผนภูมิการผลิตเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	5
1.11	เครื่องควบคุมการชาร์จ	6
1.12	เครื่องปรับระบบไฟฟ้า หรืออินเวอร์เตอร์	6
1.13	แบตเตอรี่	7
1.14	แบตเตอรี่แบบ AGM	7
1.15	แบตเตอรี่แบบ Gel Cell	7
1.16	โซลาร์ รูฟ (Solar Roof)	8
1.17	ระบบดูแลจ่ายจำหน่ายแรงดันต่ำ (MEA, PEA Low Voltage Line)	9
1.18	การติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์	9
2.1	ผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร	17
2.2	แผนผังกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดิน	18
2.3	สรุปข้อกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายกระทรวง ให้ใช้บังคับผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร พ.ศ. 2556	19
2.4	การขออนุญาตทำทางเชื่อมต่อ-ออกทางหลวง	21
2.5	หลักฐานที่ใช้การขออนุญาตก่อสร้างในเขตปลอดภัยระบบรถไฟฟ้า	22
2.6	ขั้นตอนการยื่นขออนุญาตก่อสร้างในเขตปลอดภัยระบบรถไฟฟ้า	22
2.7	รายละเอียดของรายงาน	23
2.8	ขั้นตอนการจัดทำรายงาน EIA	23
2.9	ประเภทและขนาดต่าง ๆ ของอาคารที่ต้องจัดทำรายงาน	24
2.10	ตัวอย่างประเภทและขนาดของโครงการหรือกิจการ	25
2.11	ข้อกำหนดเฉพาะห้องแถวหรือตึกแถว	26
2.12	ข้อกำหนดเฉพาะที่ว่าง	27
2.13	ข้อกำหนดเฉพาะห้องแถว	28
2.14	แนวโน้มการใช้พลังงานของโลก	29
2.15	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	30

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพ		หน้า
2.16	ประเภทของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	31
2.17	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย	35
2.18	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก	36
2.19	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง	37
2.20	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่	38
2.21	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง	39
2.22	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	40
2.23	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 7 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร	41
2.24	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 8 ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว	41
2.25	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย	42
2.26	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก	43
2.27	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง	45
2.28	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่	46
2.29	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง	47
2.30	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	48
2.31	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 7 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร	49
2.32	อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 8 ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว	50
3.1	แสดงหน้าแรกของโปรแกรมประเมินการลงทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับที่พักอาศัยทั่วไปแบบ online	121
3.2	แสดงหน้าต่างโปรแกรมสำหรับกรอกข้อมูลส่วนบุคคลต่างๆ	122
3.3	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)	123
3.4	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบ แจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)	124

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพ		หน้า
3.5	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	125
3.6	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)	126
3.7	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)	127
3.8	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	127
3.9	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	128
3.10	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	129
3.11	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	129
3.12	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)	131
3.13	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)	131
3.14	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	132
3.15	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	133
3.16	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	133
3.17	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	134

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพ		หน้า
3.18	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)	135
3.19	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)	136
3.20	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	136
3.21	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	137
3.22	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	138
3.23	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	138
3.24	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)	139
3.25	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)	140
3.26	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	140
3.27	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)	142
3.28	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)	142
3.29	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	143
3.30	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)	144

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพ		หน้า
3.31	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)	145
3.32	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	145
3.33	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	147
3.34	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	147
3.35	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้า นครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	148
3.36	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	150
3.37	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	150
3.38	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	151
3.39	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	153
3.40	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	153
3.41	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	154
3.42	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	156
3.43	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	156

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพ		หน้า
3.44	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	157
3.45	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	158
3.46	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	159
3.47	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	159
3.48	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	161
3.49	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	161
3.50	การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น	162
4.1	ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.1	164
4.2	ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์ แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.1	165
4.3	ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.2	166
4.4	ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์ แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.2	167
4.5	ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.3.1	168

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพ		หน้า
4.28	ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.1.2	191
4.29	ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.1	192
4.30	ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.1	193
4.31	ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.2	194
4.32	ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.2	195
4.33	ขนาดพื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 5 แบบ	195
4.34	น้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 5 แบบ	196
4.35	ประมวลผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์	196
4.36	ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์	197
4.37	ประมวลผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์	198
4.38	ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์	199
4.39	ประมวลผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์	200
4.40	ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์	201
4.41	แสดงหน้าต่างโปรแกรมสำหรับประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงิน	202
4.42	การประมวลผลการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์	203
4.43	การประมวลผลการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์	204

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพ		หน้า
4.44	การประมวลผลการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์	205
4.45	หน้าต่าง Login สำหรับเข้าถึงฐานข้อมูลต่างๆ	206
4.46	หน้าต่างแสดงรายละเอียดไฟล์ฐานข้อมูล BOQ	206
4.47	หน้าต่างของไฟล์ฐานข้อมูลต่างๆ ที่จัดเก็บไว้ใน Google Drive	206
4.48	แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือนจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติแบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	209
4.49	โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือนจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติแบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)	209
4.50	ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.1.1	210
4.51	การติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้กับสำนักงานชั่วคราวของบริษัทก่อสร้างระบบรถไฟฟ้า	210



สารบัญตาราง

หน้า

ตาราง

2.1	ความลึก (Depth) ต่ำสุดของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานกับบริเวณที่ไฟฟ้าระบบแรงต่ำ	51
2.2	ความลึก (Depth) ต่ำสุดของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานกับบริเวณที่ไฟฟ้าระบบแรงสูง	52
2.3	ระดับความสูงของส่วนที่มีไฟฟ้าและไม่มีที่กัน	53
2.4	ระยะห่างต่ำสุดตามแนวนอนระหว่างสายไฟฟ้ากับสิ่งก่อสร้างเมื่อสายไฟฟ้าไม่ได้ยึดติดกับสิ่งก่อสร้าง (เมตร)	57
2.5	ระยะห่างต่ำสุดตามแนวตั้งระหว่างสายไฟฟ้า กับพื้น แหล่งน้ำ อาคารหรือสิ่งก่อสร้างอื่นๆ (เมตร)	58
2.6	ความหมายตัวเลขกำกับระดับการป้องกันหลังสัญลักษณ์ IP	65
2.7	ปริมาณดัดแปรเตอร์สำหรับโหลดแสงสว่าง	69
2.8	ปริมาณดัดแปรเตอร์สำหรับโหลดของเต้ารับในสถานที่ไม่ใช่ที่อยู่อาศัย	69
2.9	ปริมาณดัดแปรเตอร์สำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าทั่วไป	70
2.10	พิกัดสูงสุดของเครื่องป้องกันกระแสเกินและโหลดสูงสุดตามขนาดเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า (สำหรับการไฟฟ้านครหลวง)	71
2.11	ขนาดสายไฟฟ้า เซพติสวิตช์ คัทเอาต์ และคาร์ทริดจ์ฟิวส์สำหรับตัวนำประธาน (สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)	71
2.12	ขนาดต่ำสุดของสายต่อหลักดินของระบบไฟฟ้ากระแสสลับ	72
2.13	ขนาดต่ำสุดของสายดินของบริเวณที่ไฟฟ้า	73
2.14	ความลึกในการติดตั้งใต้ดิน สำหรับระบบแรงต่ำ	75
2.15	ระยะห่างสำหรับการจับยึดสายไฟในแนวตั้ง	76
2.16	พื้นที่หน้าตัดสูงสุดรวมของสายไฟทุกเส้นคิดเป็นร้อยละเทียบกับพื้นที่หน้าตัดของท่อ	77
2.17	การเดินสายเปิดบนวัสดุฉนวนภายในอาคาร	79
2.18	การเดินสายเปิดบนลูกถ้วยภา นอกอาคาร	79
2.19	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี มี/ไม่มีเปลือกนอกสำหรับขนาดแรงดัน (U ₀ /U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินในช่องเดินสายในอากาศ	80
2.20	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดง หุ้มฉนวน มีเปลือกนอกสำหรับขนาดแรงดัน (U ₀ /U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C หรือ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินเกาะผนังในอากาศ	81

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตาราง		หน้า
2.21	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงแกนเดียวหุ้มฉนวนพีวีซี มอก.11-2553 สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 450/750 โวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินบนฉนวนลูกถ้วยในอากาศ	83
2.22	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 30 °C ร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง	84
2.23	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าทองแดงแกนเดียวหุ้มฉนวนพีวีซี ตาม มอก.11-2553 สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 300/500 โวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C หรือ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินในอากาศ	85
2.24	ขนาดกระแสของสายอ่อน (flexible cord) ตัวนำทองแดงหลายแกนหุ้มฉนวน พีวีซี ตาม มอก.11-2553 สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 300/500 โวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C หรือ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินในอากาศ	85
2.25	ขนาดกระแสของสายเคเบิลอ่อน (flexible cable) ตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี ตาม มอก.11-2553 สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 450/750 โวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินในอากาศ	86
2.26	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินร้อยในท่อในอากาศ	87
2.27	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าแกนเดียวตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอ ทิลีน สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินบนฉนวนลูกถ้วยในอากาศ	88
2.28	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน มี เปลือกนอก ขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 30 °C ร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง	89
2.29	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี มีเปลือกนอก สำหรับ ขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิ โดยรอบ 40 °C วางบนรางเคเบิลแบบระบายอากาศไม่มีฝาปิด หรือรางเคเบิลแบบบับได	90
2.30	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี มีเปลือกนอก สำหรับ ขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C วางบนรางเคเบิลชนิดด้านล่างทึบ มี/ไม่มี ฝาปิด	91

สารบัญตาราง (ต่อ)

หน้า

ตาราง

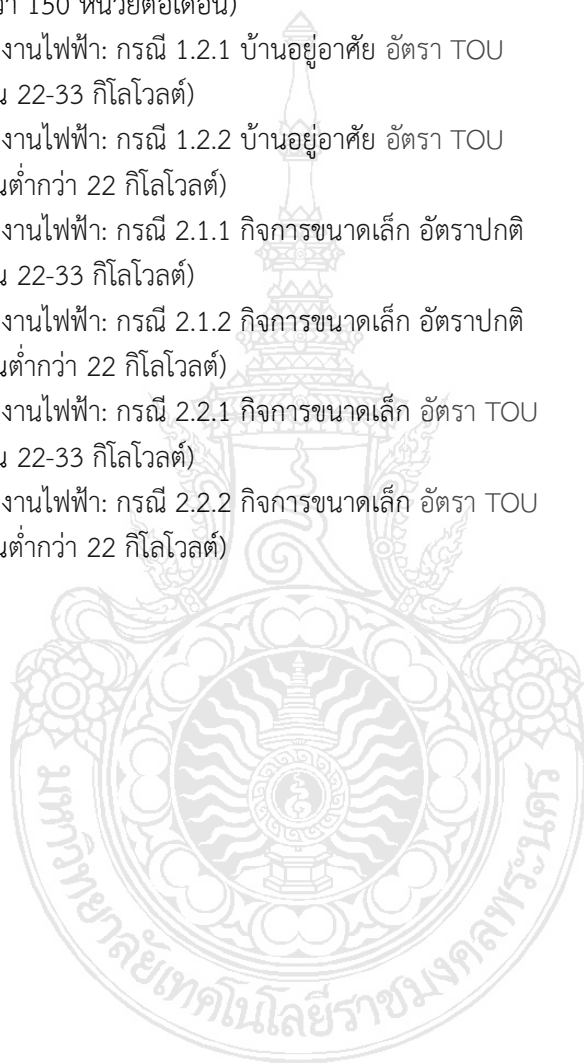
2.31	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C วางบนรางเคเบิลแบบระบายอากาศ ไม่มีฝาปิด หรือรางเคเบิลแบบบันได	92
2.32	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C วางบนรางเคเบิลชนิดด้านล่างที่บ <u>มี/ไม่มี</u> ฝาปิด	93
2.33	ขนาดกระแสของสายเคเบิลชนิดเอ็มไอ ตัวนำและเปลือก (Sheath) ทองแดง หุ้ม/ไม่หุ้มพีวีซี โดยเปลือกทองแดง สามารถสัมผัสได้ อุณหภูมิเปลือก 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C	94
2.34	ขนาดกระแสของสายเคเบิลชนิดเอ็มไอ ตัวนำและเปลือก (Sheath) ทองแดง โดยเปลือกทองแดงไม่สามารถให้บุคคลสัมผัสหรือไม่สามารถสัมผัสกับ วัสดุติดไฟได้ อุณหภูมิเปลือก 105 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C	95
2.35	ขนาดกระแสของสายเคเบิล ตัวนำทองแดงแกนเดียวหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน เปลือกนอกพีวีซี มีชีลด์ ขนาดแรงดัน (U_0/U) ตั้งแต่ 3.6 /6 กิโลโวลต์ ถึง 18/30 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C วางบนราง	96
2.36	ขนาดกระแสของสายเคเบิล ตัวนำทองแดงแกนเดียวหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน เปลือกนอกพีวีซี มีชีลด์ ขนาดแรงดัน (U_0/U) ตั้งแต่ 3.6/6 กิโลโวลต์ ถึง 18/30 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C (เดินร้อยในท่อในอากาศ) และ 30 °C (ร้อยท่อฝังดิน)	97
2.37	ขนาดกระแสสายเคเบิลตัวนำทองแดงแกนเดียวหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน มีเปลือกนอก อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 30 °C ขนาดแรงดัน (U_0/U) 3.6/6 ถึง 18/30 กิโลโวลต์ เดินใน duct bank ไม่เกิน 8 ท่อ	98
2.38	ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าเครื่องเชื่อม (ตัวนำทองแดง) ตาม มอก.448-2525	98
2.39	ตัวคูณปรับค่าขนาดกระแสสำหรับสายเคเบิลแกนเดียว วางบนรางเคเบิล เป็นกลุ่มมากกว่า 1 วงจร	99

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตาราง	หน้า
2.40	ตัวคูณปรับค่าอุณหภูมิโดยรอบที่แตกต่างจาก 40°C ใช้กับค่าขนาดกระแสของเคเบิล เมื่อเดินในอากาศ 101
2.41	ตัวคูณปรับค่าอุณหภูมิโดยรอบที่แตกต่างจาก 40°C ใช้กับค่าขนาดกระแสของเคเบิล เมื่อเดินในอากาศ 102
2.42	ตัวคูณปรับค่าสำหรับสายเคเบิลแกนเดี่ยว หรือหลายแกน ขนาดแรงดัน (U ₀ /U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ ผังดินโดยตรง เมื่อ วางเป็นกลุ่มมากกว่า 1 วงจร วางเรียงกันแนวระดับ 103
2.43	ตัวคูณปรับค่าสำหรับสายเคเบิลแกนเดี่ยว หรือหลายแกน ขนาดแรงดัน (U ₀ /U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ ร้อยท่อผังดินโดยตรง เมื่อ วางเป็นกลุ่มมากกว่า 1 วงจร วางเรียงกันแนวระดับ 103
2.44	รูปแบบการติดตั้งอ้างอิง 104
2.45	รูปแบบการติดตั้งอ้างอิง 105
2.46	ข้อกำหนดการใช้งานของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดง หุ้มฉนวนพีวีซี ตาม มอก. 11-2553 106
2.47	ความหนาต่ำสุดของช่องเดินสายโลหะบนพื้นผิว (Surface Metal Raceway) 109
2.48	ระยะห่างต่ำสุดระหว่างส่วนที่มีไฟฟ้าเปลือยกับส่วนที่มีไฟฟ้าเปลือยและระหว่างส่วนที่มีไฟฟ้าเปลือยกับดิน (มม.) 109
3.1	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) 123
3.2	ค่าพลังงานไฟฟ้า: อัตราปกติปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน 126
3.3	ค่าพลังงานไฟฟ้า: อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์ 128
3.4	ค่าพลังงานไฟฟ้า: อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์ 130
3.5	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์) 133
3.6	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์) 135
3.7	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์) 137
3.8	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์) 139

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตาราง		หน้า
3.9	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)	141
3.10	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)	144
3.11	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	146
3.12	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	149
3.13	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	152
3.14	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	155
3.15	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)	158
3.16	ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)	160



บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้จะกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของงานวิจัย และขอบเขตของการศึกษา

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

เซลล์แสงอาทิตย์ คือ โมดูลระบบการทำงานหนึ่งที่สามารถดูดซับพลังงานจากแสงอาทิตย์ เพื่อแปรรูปให้เป็นพลังงานไฟฟ้าได้ โดยอุปกรณ์ดังกล่าวจะมีคุณสมบัติแปลงพลังงานแสงหรือโฟตอน เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรงผ่านเซลล์แสงอาทิตย์ หรือโฟโตโวลตาอิก (PV) ซึ่งอุปกรณ์นี้ไม่ได้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพียงจากแสงอาทิตย์ แต่ยังสามารถรับแสงอื่นๆ เช่น แสงสว่างจากหลอดนีออน หลอดฟลูออเรสเซนต์ แสงตะเกียง หรืออุปกรณ์สร้างไฟเทียมอย่างอื่น ๆ ที่ให้แสงสว่าง ก็สามารถนำไปผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าได้อีกเช่นกัน

ในเซลล์แสงอาทิตย์จะมีคุณสมบัติของความต้านทาน แรงดัน และกระแสที่เปลี่ยนไปเมื่อมีแสงมาตกกระทบบยังอุปกรณ์ จึงไม่จำเป็นต้องอาศัยแหล่งจ่ายอื่นเพิ่มเติมเลยแต่อย่างใด โดยระบบกระบวนการผลิตจะอาศัยแหล่งกำเนิดของพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ หรือแหล่งกำเนิดแสงที่ไม่ใช่ดวงอาทิตย์ก็ได้ ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องมีคุณสมบัติพื้นฐาน 3 อย่าง คือ

- 1) สามารถดูดซึมแสงเพื่อสร้างคู่อิเล็กตรอน-โฮล หรือเอ็กซิตรอน
- 2) สามารถแยกตัวขนส่งประจุที่ต่างชนิดกัน
- 3) สามารถป้องกันการแยกออกจากกันของตัวขนส่งประจุออกไปยังวงจรภายนอกได้



ภาพ 1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ [1]

1.1.1 ระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์

การผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์โดยตรงจากโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Cell : PV) หรือที่เรานิยมเรียกกันว่า “แผงเซลล์แสงอาทิตย์” โดยทั่วไปจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ ดังนี้เป็นอย่างน้อย เช่น

- 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cell : PV)
- 2) เครื่องควบคุมการชาร์จประจุแบตเตอรี่ (Charge Controller)
- 3) เครื่องปรับระบบไฟฟ้า (Inverter)
- 4) แบตเตอรี่ (Battery)

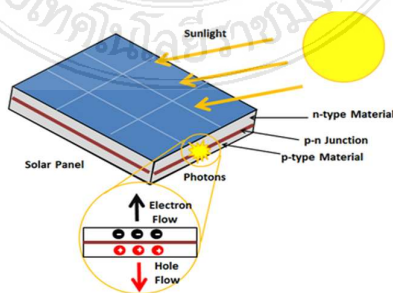


ภาพ 1.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ [2]

ซึ่งพลังงานที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้น จำเป็นต้องมีการคำนวณค่าเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการของเครื่องใช้ไฟฟ้า หรือระบบไฟฟ้าเมื่อความต้องการในพลังงานไฟฟ้ามีความแตกต่าง จึงทำให้อุปกรณ์ดังกล่าวมีขนาด รูปทรง และการทำงานที่หลากหลายตามความต้องการของเรา อีกทั้งในการทำงานของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องมีอุปกรณ์ในระบบที่จำเป็นหลายชนิด ซึ่งจะต้องมีการเลือกใช้งานตามความเหมาะสม และมุ่งให้เกิดความสมดุลกันในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์จึงจะเกิดประสิทธิภาพสูงสุด

1.1.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ หรือโฟโตโวลตาอิก (PV)

เซลล์แสงอาทิตย์ หรือโฟโตโวลตาอิก (PV) คือ อุปกรณ์ที่สามารถเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าได้ ซึ่งถูกค้นพบครั้งแรกโดยพนักงานของบริษัท เบลเทเลโฟน (Bell Telephone) ในปี ค.ศ. 1954 และได้รับการพัฒนาจนกลายเป็นเทคโนโลยีในการสร้างรอยต่อ P-N ของผลึกซิลิกอน จนได้เซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นมาเป็นครั้งแรกในโลก



ภาพ 1.3 เซลล์แสงอาทิตย์ หรือโฟโตโวลตาอิก (PV)

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานกันอยู่ในปัจจุบันจะแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ใหญ่ๆ คือ

1) การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์จากสารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) จากวัสดุธรรมชาติอย่างผลึกซิลิกอน ที่ได้จากการถลุงหินและทราย โดยสารกึ่งตัวนำอย่างผลึกซิลิกอนนี้ จะสามารถแบ่งตามลักษณะของผลึกได้เป็น 2 รูปแบบ คือ

- รูปแบบของผลึกคริสตัล (Crystal) และยังสามารถแบ่งย่อยได้อีก 2 รูปแบบ คือ รูปแบบก้อนผลึก (Bulk)



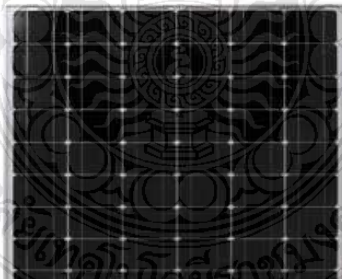
ภาพ 1.4 รูปแบบก้อนผลึก

รูปแบบฟิล์มบาง (Thin Film)



ภาพ 1.5 รูปแบบฟิล์มบาง

และทั้ง 2 รูปแบบผลึกนี้ ยังสามารถแบ่งย่อยลงไปได้อีก คือ ผลึกเดี่ยวซิลิกอน (Mono Crystalline Silicon Solar Cell)

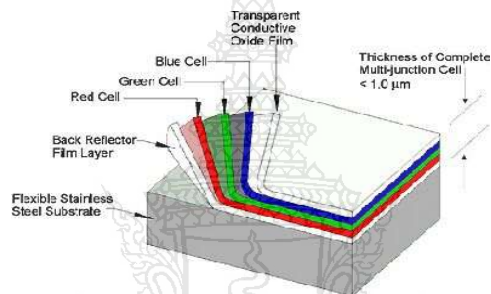


ภาพ 1.6 ผลึกเดี่ยวซิลิกอน [3]



ภาพ 1.7 ผลึกรวมซิลิกอน [4]

➤ รูปแบบที่ไม่เป็นรูปผลึกหรือไม่มีรูปร่างอะมอร์ฟัส (Amorphous) คือ ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน (Amorphous Silicon Solar Cell)



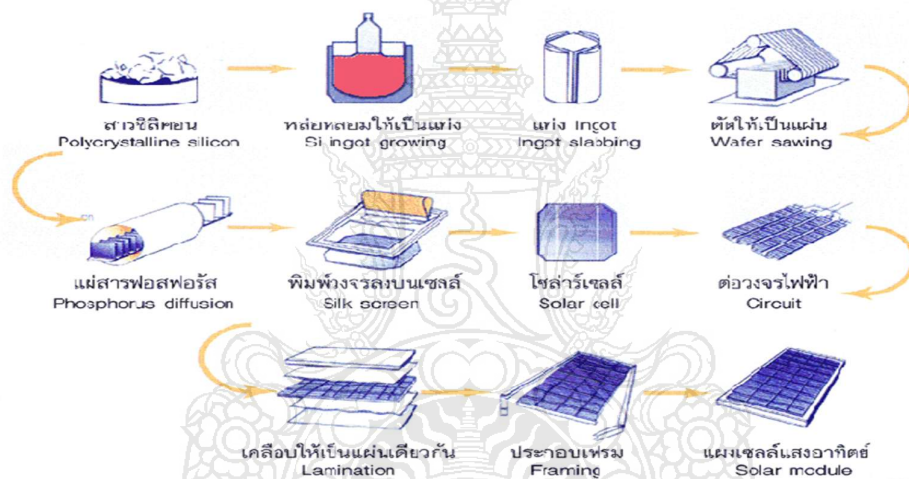
ภาพ 1.8 รูปแบบที่ไม่เป็นรูปผลึกหรือไม่มีรูปร่างอะมอร์ฟัส [5]

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์จากสารประกอบบางชนิด เช่น แกลเลียมอาร์เซไนด์ แคดเมียมเทลโลได์ เป็นต้น ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์นี้ไม่ได้ผลิตหรือได้จากซิลิกอน แต่อาจมีประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตพลังงานมากกว่า และแน่นอนว่ามีราคาแพงมากอีกด้วย แต่ได้รับความนิยมในเทคโนโลยีอวกาศ เช่น สถานีอวกาศ หรือ ดาวเทียมที่ต้องโคจรรอบโลก เป็นต้น โดยสารประกอบดังกล่าวมีคุณสมบัติรวมแสงที่มีความเข้มของแสงสูงมาก แม้ในปัจจุบันได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีของเซลล์แสงอาทิตย์รูปแบบนี้ให้ต้นทุนที่ต่ำลง เพื่อให้ได้รับความนิยมเพิ่มมากขึ้น แต่ถึงกระนั้นราคาก็ยังคงแพงมากเกินกว่าจะเป็นกรรมวิธีในพลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนพลังงานที่มีต้นทุนในการผลิตที่สูงกว่าอยู่นั่นเอง



ภาพ 1.9 สถานีอวกาศ [6]

แผนภูมิการผลิตเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์



ภาพ 1.10 แผนภูมิการผลิตเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ [7]

1.1.1.2 เครื่องควบคุมการชาร์จประจุแบตเตอรี่ (Charge Controller)

เครื่องควบคุมการชาร์จ คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ชาร์จประจุไฟฟ้าที่ได้รับจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มาประจุเข้าไปเก็บไว้ในอุปกรณ์เก็บพลังงานไฟฟ้าอย่าง แบตเตอรี่ ซึ่งถ้ามีการประจุพลังงานไฟฟ้ามากเกินไป (Over Charge) ย่อมจะส่งผลให้แบตเตอรี่มีความร้อนสูง และเกิดการเสื่อมสภาพการใช้งานอย่างรวดเร็ว นั้นเครื่องควบคุมการชาร์จจึงมีบทบาทสำคัญในการควบคุมประจุที่ไหลเข้าสู่แบตเตอรี่ เมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ประจุเข้าแบตเตอรี่เต็มแล้ว เครื่องควบคุมจะทำการตัดกระแสไฟฟ้าเกินเหล่านั้นทันที ซึ่งรูปแบบของกระแสไฟฟ้าที่ได้นี้ จะเป็นระบบพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง และจะต้องมีแรงเคลื่อนของกระแสไฟฟ้า หรือโวลต์ดีซี (VDC) สูงกว่าแบตเตอรี่ประมาณ 15-20 เปอร์เซ็นต์ เนื่องจากในกระบวนการของการชาร์จประจุไฟฟ้านั้น จะต้องมีส่วนอื่นๆ มาเกี่ยวข้องด้วย เช่น อุณหภูมิหรือความร้อนสะสมที่เกิดขึ้นกับแบตเตอรี่ หรือความไม่คงที่ของพลังงานจากแหล่งจ่ายที่ป้อนให้ เป็นต้น



ภาพ 1.11 เครื่องควบคุมการชาร์จ

1.1.1.3 เครื่องปรับระบบไฟฟ้า

เครื่องปรับระบบไฟฟ้า หรือที่นิยมเรียกกันสั้นๆ ว่า “อินเวอร์เตอร์” คือ อุปกรณ์ที่ใช้ปรับเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ หรือกระแสตรงจากเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นระบบไฟฟ้ากระแสสลับซึ่งมีแรงเคลื่อนไฟฟ้าหรือโวลต์เอซี (NAC) อยู่ที่ 220 โวลต์ เพื่อให้สามารถนำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ใช้งานกับเครื่องใช้ไฟฟ้าในบ้านเรือน หรือหล่อเลี้ยงระบบเพื่อทดแทนพลังงานไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม เช่น ระบบกระแสไฟฟ้าจากการไฟฟ้าของประเทศ เป็นต้น โดยเครื่องอินเวอร์เตอร์จะออกแบบวงจรภายในโดยใช้วงจรสวิตชิง (Switching) และทำการแปลงระบบไฟฟ้ากระแสตรง (VDC) เป็นระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (VAC) ซึ่งจะมีสัญญาณความถี่ไฟฟ้าที่ 50 Hz ในระบบที่มีขนาดเล็กและตรงกับความต้องการของระบบไฟฟ้ากระแสสลับทั่วไปที่ใช้กันตามบ้านเรือน ดังนั้นผู้ผลิตจึงอาจรวมวงจรอินเวอร์เตอร์ เข้าเป็นชุดเดียวกับวงจรควบคุมการประจุไฟฟ้าแบตเตอรี่นั่นเอง (Battery Charger and Controller)



ภาพ 1.12 เครื่องปรับระบบไฟฟ้า หรืออินเวอร์เตอร์ [8]

สำหรับการใช้งานของเครื่องอินเวอร์เตอร์ จะต้องทำการตั้งค่าหรือเลือกติดตั้งอุปกรณ์ที่มีกระแสหรือกำลังวัตต์ (W) ที่สูงกว่ากระแสที่ต้องการใช้งานจริง ประมาณ 15-20 เปอร์เซ็นต์ เช่น สมมติว่าเรามีความต้องการใช้กระแสไฟฟ้า 800 วัตต์ต่อวัน เราจะต้องเลือกใช้เครื่องอินเวอร์เตอร์ขนาด 1 กิโลวัตต์ขึ้นไป เป็นต้น แต่สำหรับแรงดันไฟฟ้าหรือโวลต์ (V) จะสามารถรับแรงดันประมาณ 220-230 โวลต์เท่ากับทุกรุ่นทุกขนาดนั่นเอง

1.1.1.4 แบตเตอรี่ (Battery)

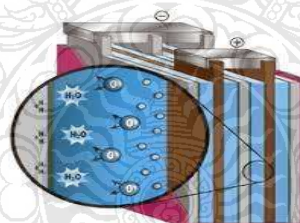
แบตเตอรี่ เป็นอุปกรณ์ที่ใช้จัดเก็บประจุพลังงานไฟฟ้าที่ได้ผลิตออกจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้สามารถนำไปใช้งานได้ทันที และในปัจจุบันได้มีการพัฒนาแบตเตอรี่ที่สามารถใช้งานได้ง่าย ไม่ต้องคอยเติมน้ำกลั่น จึงสามารถจัดวางได้ทุกแบบ ซึ่งเป็นหลักการที่ใช้วัสดุที่มีคุณสมบัติในการดูดซับน้ำกรดไว้ และผนึกไม่ให้กรดไหลย้อนออกมา หรือที่เรานิยมเรียกกันว่า เซลล์แบบแห้งหรือแบตเตอรี่แบบแห้ง อีกทั้งแบตเตอรี่แห้งดังกล่าว ยังมีประสิทธิภาพที่เหนือกว่าแบตเตอรี่ที่ต้องเติมน้ำกลั่น ซึ่ง นิยมนำไปใช้กับรถยนต์ เพราะแบตเตอรี่ดังกล่าวสามารถรับกระแสไฟฟ้าที่ไม่คงที่หรือน้อยเกินไปได้ อีกทั้งยังสามารถส่งกระแสไฟฟ้าในปริมาณน้อย โดยที่ไม่เกิดความเสียหายต่อตัวแบตเตอรี่เองอีกด้วย



ภาพ 1.13 แบตเตอรี่ [9]

สำหรับแบตเตอรี่แบบมีวัสดุที่ใช้ดูดซับกรดได้จะมี อยู่ 2 แบบ คือ

1) แบบที่ใช้แผ่นซิลิกาไฟเบอร์เป็นตัวดูดซับ เรียกว่า แบบ AGM (Absorbed Glass Mats)



ภาพ 1.14 แบตเตอรี่แบบ AGM [10]

2) แบบที่ใช้เจลเป็นตัวดูดซับกรด เรียกว่า แบบเจล (Gel Battery หรือ Gel Cell)



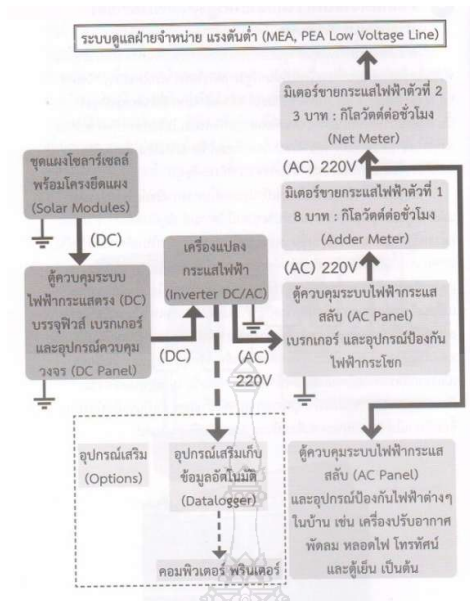
ภาพ 1.15 แบตเตอรี่แบบ Gel Cell [11]

1.1.2 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อขายให้รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าของประเทศในราคาพิเศษ

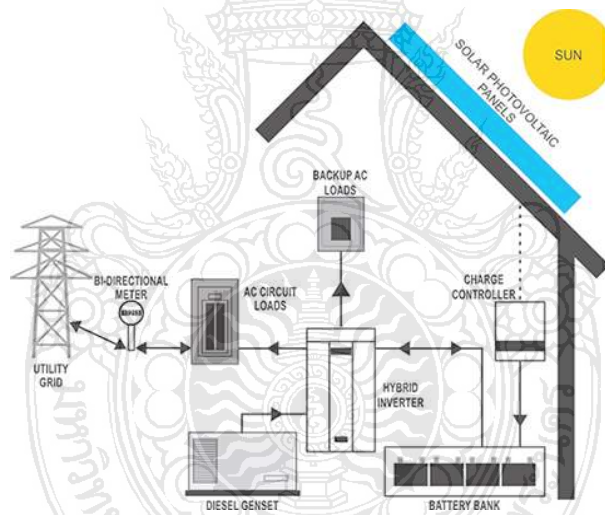
หากกล่าวถึงการลงทุนทำธุรกิจกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในภาคของประชาชนทั่วไป โครงการขายพลังงานไฟฟ้าให้แก่รัฐวิสาหกิจไฟฟ้า หรือโครงการ “โซลาร์ รูฟ Solar Roof” นี้ ถือว่าได้รับความสนใจเป็นอย่างมาก ซึ่งในความเป็นจริงนั้นสำหรับการลงทุนในภาคธุรกิจเพื่อแสวงหากำไรย่อมไม่ใช่เรื่องที่คุ้มค่าต่อการลงทุน เพราะต้นทุนในการสร้างระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่สามารถทำกำไรพอที่จะคุ้มทุนได้อาจจะมากมายมหาศาล หรือกว่า 10 ปีจึงจะคุ้มทุน แต่สำหรับโครงการนี้ไม่ได้มุ่งเป้าประสงค์ในทางพาณิชย์เพียงอย่างเดียว แต่เป็นลักษณะจูงใจหรือจูงใจให้ประชาชนให้ความสำคัญกับพลังงานทางเลือกอย่างพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น เพราะเราก็มีความต้องการในพลังงานไฟฟ้ากันทุกคน เช่นนั้นหลังคาบ้านที่เต็มไปด้วยแผ่นกระเบื้องซึ่งอยู่ท่ามกลางพลังงานแสงอาทิตย์มาช้านาน และไม่เคยเก็บเกี่ยวพลังงานนั้นมาใช้ได้เลย นอกจากจะเปลี่ยนเป็นพลังงานความร้อนที่สร้างปัญหาให้แก่ผู้อยู่อาศัยเท่านั้น มาวันนี้เราสามารถติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อสร้างพลังงานไฟฟ้าอีกทางเลือกหนึ่ง เพื่อทดแทนพลังงานไฟฟ้า นับวันประเทศของเราต้องขาดดุลการค้ามากขึ้นเรื่อยๆ เนื่องจากอัตราการผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศต่อวันไม่เพียงพอต่อความต้องการของประชาชนและภาคอุตสาหกรรมของประเทศ จำเป็นจะต้องโยงสายซื้อพลังงานไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านมาหลายสิบปี แล้วนั่นเอง ระบบโซลาร์รูฟ ถือได้ว่าเติบโตอย่างมากโดยเฉพาะอย่างยิ่งในภาคส่วนที่อยู่อาศัยและอาคารขนาดเล็ก ซึ่งขับเคลื่อนโดยปัจจัยหลายประการ รวมถึงความก้าวหน้าทางเทคโนโลยี ราคา และการตระหนักถึงประโยชน์ของพลังงานหมุนเวียน โดยจะพบว่า อัตราค่าไฟฟ้า การกำหนดราคาโซลาร์รูฟ และนโยบายสนับสนุน มีอิทธิพลโดยตรงต่อการเติบโตของการติดตั้งโซลาร์รูฟบนหลังคา โดยเฉพาะอย่างยิ่งโปรแกรมการผลิตและการออกแบบ [12-14]



ภาพ 1.16 โซลาร์ รูฟ (Solar Roof) [15]



ภาพ 1.17 ระบบดูแลจ่ายจำหน่ายแรงดันต่ำ (MEA, PEA Low Voltage Line)



ภาพ 1.18 การติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์

การติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้ทุนคืนเร็วกว่า เช่น ถ้าเราติดตั้งระบบเพียงเพราะเป็นพลังงานทดแทนในบ้านพักอาศัย เราอาจต้องเสียค่าใช้จ่ายต่างๆ กว่า 4 แสนบาท ซึ่งแน่นอนว่าจะให้เราเสียค่าไฟฟ้าต่อเดือนน้อยลง หรืออาจไม่ต้องเสียเลย แต่กว่าเราจะได้เงินต้นทุนการผลิตพลังงานคืนนั้น อาจจะต้องใช้ระยะเวลามากกว่า 10 ปี แต่ถ้าสมมติว่าเราเข้าร่วมโครงการนี้เพื่อแบ่งขายพลังงานไฟฟ้าที่นอกเหนือจากความต้องการของเราให้แก่การไฟฟ้าของประเทศในราคาประมาณ หน่วยละ 11 บาท เราย่อมจะได้ต้นทุนคืนเร็วกว่าอย่างแน่นอน นอกจากจะไม่ได้ซื้อพลังงานไฟฟ้าใช้แล้วยังสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าขายได้อีกด้วย โครงการดีๆ แบบนี้น่าจะขยายเวลาและเพิ่มจำนวนผู้สนใจเข้าร่วมโครงการมากกว่า 10,000 รายได้ในเร็ววัน

1.2 วัตถุประสงค์งานวิจัย

1.2.1 พัฒนาโปรแกรมต้นแบบที่สนับสนุนการเรียนรู้และการประยุกต์ใช้ความรู้ด้านวิศวกรรมพลังงานทดแทน งานวิจัยนี้มีเป้าหมายในการออกแบบและพัฒนาโปรแกรมที่สามารถใช้เป็นเครื่องมือในการประยุกต์ไปใช้ในการปฏิบัติงานจริง โดยเน้นการบูรณาการองค์ความรู้ด้านวิศวกรรมไฟฟ้า เศรษฐศาสตร์ และเทคโนโลยีสารสนเทศ เพื่อให้สามารถวิเคราะห์ ออกแบบ และประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างเป็นระบบและมีประสิทธิภาพ

1.2.2 ส่งเสริมการเข้าถึงข้อมูลการลงทุนในพลังงานแสงอาทิตย์ของประชาชนและผู้ประกอบการรายย่อย งานวิจัยมุ่งเน้นการพัฒนาโปรแกรมที่สามารถวิเคราะห์ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและประมาณการระบบที่เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานทั่วไป โดยไม่จำเป็นต้องมีความรู้เชิงลึกด้านวิศวกรรม เพื่อให้เกิดการกระจายโอกาสในการเข้าถึงพลังงานสะอาด ลดความเหลื่อมล้ำทางพลังงาน และส่งเสริมความเป็นธรรมในสังคมผ่านการใช้เทคโนโลยีที่เข้าใจง่ายและเข้าถึงได้

1.2.3 สร้างกลไกการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์การลงทุนที่เชื่อมโยงภาควิศวกรรมและภาคการเงิน งานวิจัยมีวัตถุประสงค์ในการพัฒนาโปรแกรมที่สามารถวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยอิงจากอัตราดอกเบี้ยของธนาคารพาณิชย์ในประเทศไทย (MLR, MRR, MOR) เพื่อให้ผู้ลงทุนสามารถประเมินความเสี่ยงและผลตอบแทนได้อย่างแม่นยำ และเพื่อให้ธนาคารสามารถใช้ข้อมูลดังกล่าวประกอบการพิจารณาสินเชื่อ ส่งเสริมความร่วมมือระหว่างภาควิศวกรรมและภาคการเงินในการขับเคลื่อนการลงทุนที่ยั่งยืน

1.3 ขอบเขตงานวิจัย

1.3.1 ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมสำหรับการออกแบบและศึกษาการลงทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งมีกำหนดขอบเขตสำหรับประเภทที่ 1 พักอาศัยทั่วไปและประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก ที่รับการบริการทางไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยโปรแกรมสามารถรองรับการทำงานได้ทั้งแบบ On-line และ On-site มีการใช้งานสะดวกและง่าย สามารถตรวจสอบความผิดพลาดของการนำข้อมูลพร้อมการจัดเก็บบันทึกข้อมูลให้มีความปลอดภัยได้ ทั้งนี้ต้นทุนในการออกแบบและพัฒนาโปรแกรมฯ ต้องมีราคาต่ำ

1.3.2 การออกแบบและพัฒนาโปรแกรมฯ นั้น สามารถออกแบบประมาณการณ์การติดตั้งของระบบฯ จากฐานข้อมูลใบแจ้งหนี้ชำระค่าไฟฟ้าด้วยข้อมูลเบื้องต้นแบบ 1 เดือน หรือ 6 เดือน หรือ 12 เดือน เพื่อพิจารณาลักษณะความต้องการในการติดตั้งของระบบฯ ตามความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าและเป็นไปตามมาตรฐานหลักทางวิศวกรรมและข้อกำหนดในปัจจุบัน โดยโปรแกรมสามารถรายงานผลได้ 2 รูปแบบ คือ สำหรับผู้ที่ต้องการลงทุนติดตั้งระบบฯ เกี่ยวกับรายละเอียดของอุปกรณ์ที่ใช้ในการติดตั้งเบื้องต้นและงบประมาณในการลงทุนที่สอดคล้องกับใบแจ้งหนี้ทางไฟฟ้าและเศรษฐศาสตร์การลงทุนจากธนาคารพาณิชย์ หรือ สำหรับวิศวกรผู้ออกแบบและ/หรือผู้รับเหมาก่อสร้างติดตั้ง เกี่ยวกับรายละเอียดและปริมาณวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการติดตั้งฯ งบประมาณของวัสดุอุปกรณ์และค่าแรงในการติดตั้งฯ และแผนภาพเบื้องต้นของการติดตั้งระบบฯ

1.3.3 การออกแบบและพัฒนาโปรแกรมนั้น สามารถศึกษาและวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์การลงทุนจากธนาคารพาณิชย์สำคัญของประเทศไทยโดยมีการพิจารณาได้ทั้งหมด 3 รูปแบบ คือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ขั้นต่ำที่ธนาคารกำหนดเรียกเก็บลูกค้ารายใหญ่ Minimum Loan Rate (MLR) หรือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ขั้นต่ำ ที่ธนาคารเรียกเก็บจากลูกค้ารายย่อยขั้นต้น Minimum Retail Rate (MRR) หรือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ขั้นต่ำ ที่

ธนาคารเรียกเก็บจากลูกค้ารายใหญ่ขึ้นดี Minimum Overdraft Rate (MOR) โดยโปรแกรมสามารถแสดงระยะเวลาของการลงทุนและผลตอบแทนจากการจากการลงทุนได้

1.4 ประโยชน์ที่จะได้รับจากการวิจัย

1.4.1 การยกระดับองค์ความรู้และทักษะของวิศวกรด้านพลังงานทดแทน โดยการออกแบบและพัฒนาโปรแกรมสำหรับการวิเคราะห์และวางแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ช่วยส่งเสริมการเรียนรู้กระบวนการออกแบบระบบพลังงานทดแทนอย่างเป็นระบบ ตั้งแต่การวิเคราะห์ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า การเลือกอุปกรณ์ การคำนวณงบประมาณ ไปจนถึงการประเมินผลตอบแทนจากการลงทุน ซึ่งเป็นการบูรณาการความรู้ด้านวิศวกรรมไฟฟ้า เศรษฐศาสตร์ และเทคโนโลยีสารสนเทศเข้าด้วยกัน ส่งผลให้เกิดการพัฒนาทักษะที่จำเป็นต่อการประกอบวิชาชีพในยุคพลังงานสะอาด

1.4.2 การส่งเสริมการตัดสินใจลงทุนอย่างมีข้อมูลและลดความเหลื่อมล้ำทางพลังงาน ซึ่งโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นช่วยให้ผู้ลงทุนรายย่อย เช่น เจ้าของบ้านหรือกิจการขนาดเล็ก สามารถเข้าถึงข้อมูลการวิเคราะห์การลงทุนในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างเข้าใจง่ายและแม่นยำ โดยไม่จำเป็นต้องมีความรู้เชิงลึกด้านวิศวกรรม ส่งผลให้เกิดการกระจายโอกาสในการเข้าถึงพลังงานสะอาด ลดภาระค่าไฟฟ้า และส่งเสริมความเป็นธรรมทางพลังงานในสังคม นอกจากนี้ยังช่วยให้ผู้รับเหมาและวิศวกรผู้ออกแบบสามารถนำเสนอข้อมูลที่โปร่งใสและตรวจสอบได้ต่อผู้ว่าจ้าง

1.4.3 การสร้างความเชื่อมโยงระหว่างภาควิศวกรรมและภาคการเงินเพื่อการลงทุนที่ยั่งยืน โดยโปรแกรมสามารถวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์การลงทุนโดยอิงจากอัตราดอกเบี้ยของธนาคารพาณิชย์ในประเทศไทย (MLR, MRR, MOR) ซึ่งช่วยให้ทั้งผู้ลงทุนและธนาคารสามารถประเมินความเสี่ยงและผลตอบแทนจากโครงการได้อย่างเป็นระบบ ส่งเสริมให้เกิดความร่วมมือระหว่างภาควิศวกรรมและภาคการเงินในการผลักดันโครงการพลังงานสะอาดในระดับครัวเรือนและชุมชน อันเป็นรากฐานสำคัญของการพัฒนาอย่างยั่งยืนในระดับประเทศ

1.5 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัยและการพัฒนา

1.5.1 การศึกษาทฤษฎีและองค์ความรู้พื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อย่างรอบด้าน เพื่อวางรากฐานในการออกแบบและพัฒนาโปรแกรมต้นแบบที่มีความถูกต้องและสอดคล้องกับหลักวิศวกรรม เศรษฐศาสตร์ และเทคโนโลยีสารสนเทศ โดยสามารถสรุปสาระสำคัญของศึกษาได้ดังนี้ คือ 1. ด้านวิศวกรรมไฟฟ้าและระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ศึกษาหลักการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระดับองค์ประกอบ เช่น แผงโซลาร์เซลล์ (Photovoltaic Modules), อินเวอร์เตอร์ (Inverter), ระบบสายไฟฟ้า และอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ รวมถึงการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นอกจากนี้ยังศึกษาหลักการออกแบบระบบเบื้องต้น เช่น การคำนวณโหลดไฟฟ้า การเลือกขนาดระบบที่เหมาะสม การวางแผนการติดตั้ง และการประเมินศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่เป้าหมาย 2. ด้านเศรษฐศาสตร์การลงทุนของโครงการลงทุนในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้เกณฑ์การประเมินที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) นอกจากนี้ยังศึกษาผลกระทบของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากธนาคารพาณิชย์ในประเทศไทย ซึ่งประกอบด้วยอัตรา MLR, MRR และ MOR เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ความเสี่ยงและผลตอบแทนจากการลงทุนในบริบทของผู้ลงทุนรายย่อยและธนาคาร 3. ด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและการพัฒนาโปรแกรมพื้นฐานเกี่ยวกับเทคโนโลยีที่ใช้ในการพัฒนา

โปรแกรมต้นแบบ โดยเน้นเครื่องมือที่สามารถพัฒนาได้อย่างมีประสิทธิภาพและต้นทุนต่ำ เช่น Google Sheets และ Microsoft Excel การศึกษาทั้งสองด้านนี้มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการพัฒนาโปรแกรมที่สามารถตอบสนองต่อวัตถุประสงค์ของงานวิจัยได้อย่างครบถ้วน ทั้งในด้านการเรียนรู้ของวิศวกร การเข้าถึงของผู้ลงทุน รายย่อย และการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ที่เชื่อมโยงกับภาคการเงิน

1.5.2 ออกแบบโครงสร้างและฟังก์ชันการทำงานของโปรแกรมออกแบบรองรับส่วนติดต่อผู้ใช้ (User Interface) ให้ใช้งานง่าย รองรับทั้งผู้ใช้งานทั่วไปและวิศวกรผู้ออกแบบ โดยกำหนดขอบเขตการทำงานของโปรแกรมให้ครอบคลุมกลุ่มเป้าหมายประเภทที่ 1 (พักอาศัยทั่วไป) และประเภทที่ 2 (กิจการขนาดเล็ก) โดยออกแบบให้สามารถใช้งานได้ทั้งแบบออนไลน์และออฟไลน์ มีระบบตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล การจัดเก็บข้อมูลอย่างปลอดภัย และสามารถประมวลผลข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าเพื่อประมาณการระบบที่เหมาะสม ซึ่งฟังก์ชันของโปรแกรมจัดในรูปแบบ Modular Design โดยแยกเป็น 3 โมดูลหลัก ได้แก่ 1. โมดูลการวิเคราะห์ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ที่รับข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า (1, 6 หรือ 12 เดือน) เพื่อคำนวณค่าเฉลี่ยการใช้พลังงาน 2. โมดูลการออกแบบระบบพลังงานแสงอาทิตย์ โดยคำนวณขนาดระบบที่เหมาะสม เลือกอุปกรณ์เบื้องต้น และแสดงแผนภาพการติดตั้ง 3. โมดูลการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์การลงทุน ที่ประเมินต้นทุนรวม ผลตอบแทน และระยะเวลาคืนทุน โดยอิงจากอัตราดอกเบี้ยของธนาคาร

1.5.3 การพัฒนาโปรแกรมต้นแบบในงานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อสร้างเครื่องมือที่สามารถวิเคราะห์ออกแบบ และประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างเป็นระบบ โดยอาศัยการบูรณาการระหว่างเทคโนโลยีการเขียนโปรแกรมและเครื่องมือคำนวณที่ใช้งานได้จริงในภาคสนาม ได้แก่ Google Sheets และ Microsoft Excel ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้ 1. การพัฒนาโปรแกรมเริ่มต้นจากการออกแบบโครงสร้างระบบที่แบ่งออกเป็น 3 โมดูลหลัก ได้แก่ 1. โมดูลการคำนวณขนาดระบบ ที่รับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากใบแจ้งหนี้ (1, 6 หรือ 12 เดือน) เพื่อคำนวณขนาดระบบที่เหมาะสม 2. โมดูลการเลือกอุปกรณ์ ซึ่งคัดเลือกอุปกรณ์ตามมาตรฐานวิศวกรรม เช่น แผงโซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์ และอุปกรณ์ประกอบ 3. โมดูลการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์การลงทุน โดยคำนวณต้นทุนรวม ผลตอบแทน และระยะเวลาคืนทุน โดยอิงจากอัตราดอกเบี้ย MLR, MRR และ MOR ทั้งนี้เน้นการประยุกต์ใช้ Google Sheets และ Microsoft Excel เป็นเครื่องมือในการสร้างสูตรคำนวณ เช่น การคำนวณโหลดไฟฟ้า การเลือกขนาดระบบ และการวิเคราะห์ต้นทุน และสามารถวิเคราะห์ข้อมูลเชิงเปรียบเทียบจากฟังก์ชันเชิงตรรกะและกราฟใน Sheets /Excel เพื่อเปรียบเทียบผลตอบแทนจากการลงทุนในแต่ละกรณีศึกษา เช่น การเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยหรือขนาดระบบ ตลอดจนการสร้างแบบฟอร์มและรายงานอัตโนมัติ โดย Google Sheets ในการสร้างแบบฟอร์มรับข้อมูลจากผู้ใช้งาน และสร้างรายงานผลการวิเคราะห์ในรูปแบบที่เข้าใจง่าย เช่น ตารางสรุปและกราฟแสดงผลตอบแทน

1.5.4 ดำเนินการทดสอบการทำงานของโปรแกรมในสถานการณ์จำลอง โดยใช้ข้อมูลจริงจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าและข้อมูลอุปกรณ์จากผู้ผลิตสำหรับการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ จากนั้นตรวจสอบความถูกต้องของผลลัพธ์ เช่น ความสอดคล้องของขนาดระบบกับการใช้ไฟฟ้า และความสมเหตุผลของผลตอบแทนการลงทุน เพื่อประเมินความถูกต้อง ความเสถียร และความสะดวกในการใช้งาน จากนั้นปรับปรุงโปรแกรมตามผลการทดสอบและข้อเสนอแนะจากผู้ใช้งานเบื้องต้น โดยรับข้อเสนอแนะจากกลุ่มผู้ใช้งานเป้าหมาย เช่น วิศวกร และผู้ลงทุนรายย่อย เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพและความเข้าใจง่ายของโปรแกรม

1.5.5 ประเมินผลการใช้งานและวิเคราะห์ผลลัพธ์ โดยการนำโปรแกรมไปทดลองใช้กับกลุ่มเป้าหมาย เช่น วิศวกร และผู้ลงทุนรายย่อย เพื่อประเมินประสิทธิภาพของโปรแกรมในด้านการเรียนรู้ การวิเคราะห์การ

ลงทุน และการตัดสินใจทางการเงิน พร้อมทั้งวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการลงทุนและระยะเวลาคืนทุนในแต่ละกรณีศึกษา

1.5.6 สรุปผลการดำเนินงานวิจัยในด้านการพัฒนาโปรแกรม การออกแบบระบบพลังงานแสงอาทิตย์ และการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์การลงทุน ตลอดจนจัดทำข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาโปรแกรมในอนาคต เช่น การเพิ่มฟังก์ชันการวิเคราะห์พลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น หรือการเชื่อมต่อกับระบบสินเชื่อของธนาคาร เสนอแนวทางการนำโปรแกรมไปใช้ในภาคการศึกษา ภาคธุรกิจ และภาครัฐ เพื่อส่งเสริมการลงทุนในพลังงานสะอาดอย่างยั่งยืน

1.6 กลุ่มเป้าหมาย

ผู้ใช้ไฟฟ้าภายใต้หน่วยงานให้บริการทั้งการไฟฟ้านครหลวง (MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย และ ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก วิศวกรไฟฟ้าด้านการออกแบบ วิศวกรไฟฟ้าด้านการติดตั้ง วิศวกรผู้ตรวจสอบการติดตั้ง ผู้รับเหมางานติดตั้ง เจ้าของผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับของระบบและการติดตั้งพลังงานแผงเซลล์แสงอาทิตย์

1.7 สถานที่ดำเนินการ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

1.8 แผนการดำเนินงานวิจัยและการพัฒนา

กิจกรรมและขั้นตอนการดำเนินงาน	ระยะเวลา 4 ปี							
	ปี 1		ปี 3		ปี 4		ปี 5	
	เทอม 1	เทอม 2	เทอม 1	เทอม 2	เทอม 1	เทอม 2	เทอม 1	เทอม 2
1. ศึกษาเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	←	→						
2. ศึกษาการคำนวณด้านการลงทุนพลังงานแสงอาทิตย์			←	→				
3. ออกแบบหน้าตาและจัดทำโปรแกรม								
4. ประมวลผลและการวิเคราะห์ข้อมูล					←	→		
5. จัดทำรายงานการวิจัยเป็นรูปเล่ม							←	→
6. จัดทำต้นฉบับสำหรับการตีพิมพ์งานวิจัย							←	→

1.9 คำศัพท์เฉพาะ

ลำดับ	คำศัพท์	ความหมาย
1	Solarcell	เซลล์สุริยะ หรือเซลล์แสงอาทิตย์
2	PV	ย่อมาจาก Photovoltaic แสงที่ทำให้เกิดโวลท์ ซึ่งก็หมายถึง Solarcell
3	Cell	หน่วยที่เล็กที่สุด คือ ผลึกซิลิคอนที่นำมาขึ้นเป็นแผ่นสี่เหลี่ยมบนแผงโซลาร์เซลล์นั่นเอง
4	Module	แผงโซลาร์เซลล์ คือ การนำหลายๆ เซลล์มาประกอบกันเป็นแผง โดย 1 แผงโซลาร์เซลล์ = เรียกว่า 1 โมดูล หรือ 1 แผง
5	String	การนำหลายๆ โมดูล หรือหลายๆ แผง มาต่ออนุกรมกัน เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าก่อนเข้า Inverter เรียกว่า “สตริง”
6	Array	การนำ String มาขนานกัน ก่อนเข้าอินเวอร์เตอร์ (inverter) เพื่อให้ได้กระแสไฟที่เหมาะสมเรียกสตริงที่เข้าอินเวอร์เตอร์ (inverter) ว่า แอร์เรย์
7	Solar PV Rooftop	การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา
8	Inverter	อินเวอร์เตอร์ เครื่องแปลงไฟฟ้ากระแสตรง (DC) เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC)
9	Grid	โครงข่ายการไฟฟ้า/สายจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งหมายถึง การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
10	Circuit Breaker	อุปกรณ์ที่ทำงาน เปิดและปิดวงจรไฟฟ้า
11	Fuse	อุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดหนึ่งทำด้วยโลหะที่มีจุดหลอมเหลวต่ำใช้เป็นอุปกรณ์ที่ทำงาน เปิดและปิดวงจรไฟฟ้า
12	Surge Protector	อุปกรณ์ป้องกันไฟกระชากแรงดันสูงชั่วขณะ
13	Over Current Protector	อุปกรณ์ป้องกันการใช้กระแสเกินพิกัด
14	Over Voltage Protector	อุปกรณ์ป้องกันการใช้โวลเตจเกินพิกัด
15	Watt.hour Meter	มาตรวัดหน่วยไฟฟ้า มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์.ชั่วโมง (kW.h)
16	ToU Wh.Meter	มิเตอร์ที่คิดอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff)
17	ToD Wh.Meter	มิเตอร์ที่คิดอัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Tariff)
18	kW.h	กิโลวัตต์.ชั่วโมง เป็น หน่วยวัดทางไฟฟ้า สำหรับซื้อ-ขายไฟฟ้า
19	Net Meter	มิเตอร์สุทธิ เป็นมิเตอร์แบบใหม่ซึ่งคาดว่าจะนำมาใช้ในระบบการคิดค่านหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายโดยไม่มีการระบบ Feed-in Tariff
20	Ground	การต่อระบบลงดิน เพื่อป้องกันอันตรายจากไฟฟ้าที่ค้างในระบบหรือตัวอุปกรณ์
21	Ground Rod	แท่งทองแดงสำหรับตอกลงดินเพื่อนำกระแสไฟฟ้าที่รั่วลงสู่ดิน

บทที่ 2

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 พระราชบัญญัติ อาคาร

2.1.1 ประเภทอาคารที่เป็นไปตามกฎหมายควบคุมอาคาร

2.1.1.1 ความหมายของอาคาร

"อาคาร" หมายถึง สิ่งปลูกสร้างที่บุคคลสามารถเข้าอยู่อาศัยหรือใช้สอยได้ เช่น ตึก บ้าน เรือน โรง ร้าน แพร คลังสินค้า สำนักงาน รวมถึงสิ่งปลูกสร้างอื่น เช่น อัฒจันทร์ สถานที่ชุมนุม เชื้อน สะพาน อุโมงค์ ทางระบายน้ำ อุโมงค์ คาน เรือ ท่าเรือ ท่าเรือ ท่าจอดเรือ รั้ว กำแพง หรือประตู ที่อยู่ใกล้หรือเชื่อมต่อกับที่สาธารณะ รวมถึงพื้นที่จอดรถ ทางเข้าออก และป้ายขนาดใหญ่ เช่น ป้ายกว้างเกิน 50 ซม. ยาวเกิน 1 ม. พื้นไม่เกิน 5,000 ตร.ซม. หรือมีน้ำหนักรวมเกิน 10 กก.

2.1.1.2 อาคารประเภทต่าง ๆ

- **ห้องแถว:** อาคารที่สร้างติดกันตั้งแต่ 2 คูหาขึ้นไป มีผนังร่วม และใช้วัสดุไม่ทนไฟเป็นหลัก
- **ตึกแถว:** อาคารติดกันเหมือนห้องแถว แต่ใช้วัสดุทนไฟเป็นส่วนใหญ่
- **บ้านแถว:** ห้องแถวหรือตึกแถวที่ใช้เป็นที่อยู่อาศัย มีพื้นที่ว่างหน้า-หลังระหว่างตัวอาคารกับเขตรั้วของแต่ละคูหา
- **บ้านแฝด:** บ้านพักอาศัยที่สร้างติดกัน 2 หลัง มีผนังร่วม แต่มีพื้นที่ว่างรอบอาคาร และมีทางเข้าออกแยกกันชัดเจน
- **อาคารอยู่อาศัย:** อาคารที่บุคคลสามารถพักอาศัยได้ทั้งกลางวันและกลางคืน ไม่ว่าจะถาวรหรือชั่วคราว
- **อาคารอยู่อาศัยรวม:** อาคารที่พักรับสำหรับหลายครอบครัว มีการแบ่งหน่วยอยู่อาศัยอย่างชัดเจน โดยมีสิ่งอำนวยความสะดวกแยกหรือใช้ร่วมกัน เช่น ห้องน้ำ ทางเดิน ลิฟต์

2.1.1.3 สิ่งที่สร้างขึ้นอย่างอื่นแล้วถือว่าเป็นอาคาร

สิ่งปลูกสร้างอื่นที่ถือว่าเป็น "อาคาร" ตามกฎกระทรวง นอกจากอาคารทั่วไปแล้ว ยังรวมถึงส่วนต่าง ๆ หรือสิ่งปลูกสร้างอื่นที่มีลักษณะตามที่กฎหมายกำหนด ดังนี้:

- ถังเก็บของที่มีความจุตั้งแต่ 100 ลูกบาศก์เมตรขึ้นไป
- สระว่ายน้ำภายนอกอาคารที่มีความจุตั้งแต่ 100 ลูกบาศก์เมตรขึ้นไป
- กำแพงกันดินหรือกันน้ำ ที่ต้องรับแรงดัน และมีความสูงตั้งแต่ 1.5 เมตรขึ้นไป
- โครงสร้างสำหรับส่งสัญญาณวิทยุหรือโทรทัศน์ ที่มีความสูงจากฐานตั้งแต่ 10 เมตรขึ้นไป และน้ำหนักรวม ตั้งแต่ 40 กิโลกรัมขึ้นไป
- สิ่งปลูกสร้างอื่นใดที่มีความสูงจากฐาน ตั้งแต่ 10 เมตรขึ้นไป

2.1.1.4 อาคารควบคุมการใช้

หมายถึง อาคารที่กฎหมายกำหนดให้ต้องผ่านการตรวจสอบจากเจ้าพนักงานท้องถิ่นก่อนเปิดใช้งาน แม้จะก่อสร้างแล้วเสร็จ โดยจะตรวจสอบว่าอาคารได้ดำเนินการตามแบบแปลน รายการประกอบแบบ และ ติดตั้งระบบความปลอดภัยตามที่ได้รับอนุญาตหรือไม่ หากถูกต้องตามข้อกำหนด จะมีการออก ใบรับรอง อ.5 เพื่ออนุญาตให้ใช้อาคารได้ เมื่อก่อสร้างแล้วเสร็จ อาคารบางประเภทจะต้องผ่านการตรวจสอบจากเจ้าพนักงานท้องถิ่นก่อนเปิดใช้งาน หากถูกต้องตามแบบแปลนและมาตรฐานความปลอดภัย จะได้รับ ใบรับรอง อ.5 จึงสามารถใช้งานอาคารได้ โดยอาคารที่อยู่ในเกณฑ์ควบคุมการใช้มีดังนี้:

- อาคารพาณิชย์กรรมทั่วไป
ใช้ประกอบกิจการค้า/ธุรกิจ พื้นที่ตั้งแต่ 300 ตร.ม. ขึ้นไป
- อาคารค้าปลีก-ค้าส่ง
สำหรับจำหน่ายสินค้าอุปโภคบริโภคหลายประเภท พื้นที่ตั้งแต่ 300 ตร.ม. ขึ้นไป
- อาคารหอประชุม
ใช้สำหรับการชุมนุมหรือประชุม พื้นที่ตั้งแต่ 300 ตร.ม. ขึ้นไป
- อาคารสำนักงาน
ใช้เป็นที่ทำการหรือสำนักงาน พื้นที่ตั้งแต่ 300 ตร.ม. ขึ้นไป
- อาคารอุตสาหกรรม
ใช้เป็นโรงงานตามกฎหมายว่าด้วยโรงงาน
- อาคารเพื่อการศึกษา
ใช้เป็นสถานศึกษาตามกฎหมายว่าด้วยการศึกษาแห่งชาติ
- อาคารหอพัก
หอพักขนาดใหญ่ตามนิยามในกฎกระทรวง ฉบับที่ 55 (พ.ศ. 2543)
- อาคารอยู่อาศัยรวม
อาคารพักอาศัยรวมขนาดใหญ่ตามพระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522
- อาคารเก็บวัตถุอันตราย
ใช้เก็บวัตถุอันตรายตามกฎหมายว่าด้วยวัตถุอันตราย

2.1.1.5 อาคารที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขออนุญาต

อาคารที่เกี่ยวข้องกับหน่วยงานรัฐและองค์กรระหว่างประเทศ อาคารต่อไปนี้ แม้จะใช้ในราชการหรือสาธารณประโยชน์ แต่ยังคงขออนุญาตก่อสร้างตามขั้นตอนปกติ เนื่องจากยังไม่มีกฎหมายยกเว้นการควบคุม โดยเฉพาะ:

- อาคารของกระทรวง ทบวง กรม ที่ใช้ในราชการหรือสาธารณประโยชน์
- อาคารของราชการส่วนท้องถิ่น ที่ใช้ในราชการหรือสาธารณประโยชน์
- อาคารขององค์การของรัฐที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมาย ที่ใช้ในกิจการขององค์การหรือเพื่อสาธารณประโยชน์
- โบราณสถาน วัด หรืออาคารทางศาสนา ที่แม้มีลักษณะเฉพาะ แต่ยังคงอยู่ภายใต้การควบคุมตามกฎหมายอาคารทั่วไป

- อาคารที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ หรือหน่วยงานตามความตกลงระหว่างรัฐบาลไทยกับรัฐบาลต่างประเทศ
- อาคารที่ทำการของสถานทูตหรือสถานกงสุล
- อาคารที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขออนุญาต
- อาคารที่ใช้เพื่อประโยชน์ส่วนรวมตามภารกิจของราชการ กิจการสาธารณกุศล หรือใช้เพื่อสาธารณประโยชน์เป็นการชั่วคราว โดยมีกำหนดเวลารื้อถอน และอยู่ภายใต้การจัดทำหรือควบคุมโดยหน่วยงานราชการ องค์กร หรือกิจการสาธารณกุศล จะได้รับการยกเว้น ไม่ต้องขออนุญาตก่อสร้าง
- อาคารชั่วคราวแทนอาคารที่เสียหาย
- อาคารที่สร้างขึ้นชั่วคราวเพื่อทดแทนอาคารเดิมที่ถูกทำลายหรือเสียหายจากภัยธรรมชาติหรือเพลิงไหม้ ซึ่งมีความสูงไม่เกิน 2 ชั้น หรือไม่เกิน 9 เมตรจากระดับพื้นดินถึงจุดสูงสุดของอาคาร และไม่เป็นอาคารสาธารณะ อาคารพิเศษ หรืออาคารควบคุมการใช้ โดยมีระยะเวลากำหนดการรื้อถอนภายใน 1 ปี จะได้รับการยกเว้น ไม่ต้องขออนุญาตรื้อถอน

2.1.2 ข้อพิจารณาที่สำคัญที่เกี่ยวข้อง กับการก่อสร้างอาคาร

2.1.2.1 กฎหมายผังเมือง

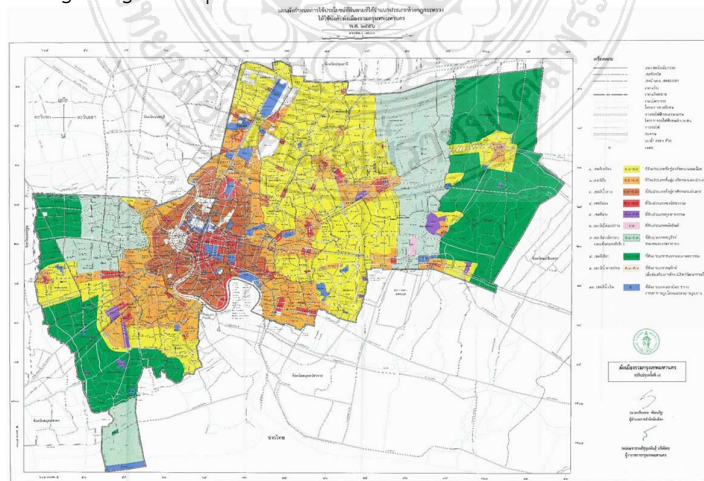
กฎหมายว่าด้วยการผังเมืองเป็นกฎหมายที่กำหนดแนวทางการใช้ประโยชน์ที่ดินในทุกระดับอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อสนับสนุนการพัฒนาเศรษฐกิจ สังคม การอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ สิ่งแวดล้อม และประโยชน์ของสาธารณะโดยรวม

ประชาชนสามารถค้นหาข้อมูลกฎหมายผังเมืองได้ทางเว็บไซต์ของกรมโยธาธิการและผังเมือง โดยกฎหมายผังเมืองแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลัก ได้แก่

ก. เนื้อหากฎหมายผังเมือง

สามารถศึกษารายละเอียดได้จาก พระราชบัญญัติการผังเมือง พ.ศ. 2562 กฎกระทรวง และประกาศที่ออกตามกฎหมายฉบับนี้ ซึ่งครอบคลุมเรื่องความหมาย ประเภทที่ดิน การใช้สี รหัสตัวอักษร และข้อห้ามต่างๆ ในการใช้ที่ดิน ในกรณีของผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร ประชาชนสามารถดูเพิ่มเติมได้ที่ :

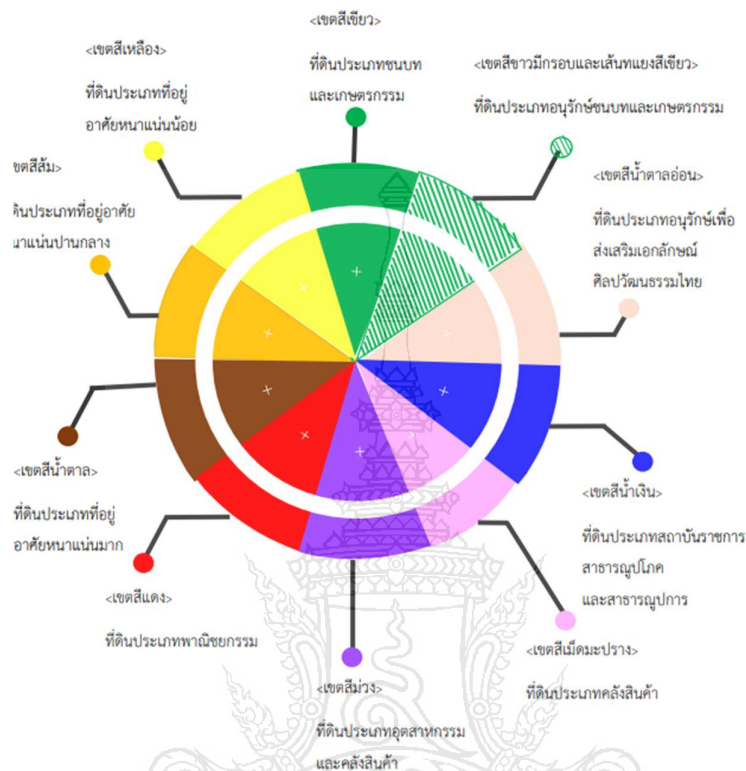
<https://webportal.bangkok.go.th/cpud>



ภาพ 2.1 ผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร [16]

ข. แผนผังกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดิน

แผนผังข้อกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดิน หรือผังสี จะแนบท้ายในส่วนของตัวกฎหมาย เพื่อแสดงสี ของเขตที่ดินประเภทต่าง ๆ



ภาพ 2.2 แผนผังกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดิน [16]

ค. ตัวอย่างตารางสรุปข้อกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายกระทรวง ให้ใช้บังคับผังเมืองรวม กรุงเทพมหานคร พ.ศ. 2556

ประชาชนทั่วไปสามารถดูรายละเอียด และตารางสรุปข้อกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายกระทรวง ให้ใช้บังคับผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร พ.ศ. 2556 ได้ที่

<https://docs.google.com /gview?embedded=true&url=http://cmc.bangkok.go.th>

ตารางข้างล่างนี้เป็นส่วนหนึ่งของการสรุปจากผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร ซึ่งจะอธิบายถึงสี รหัส และข้อกำหนดขนาดของอาคารที่สามารถสร้างได้

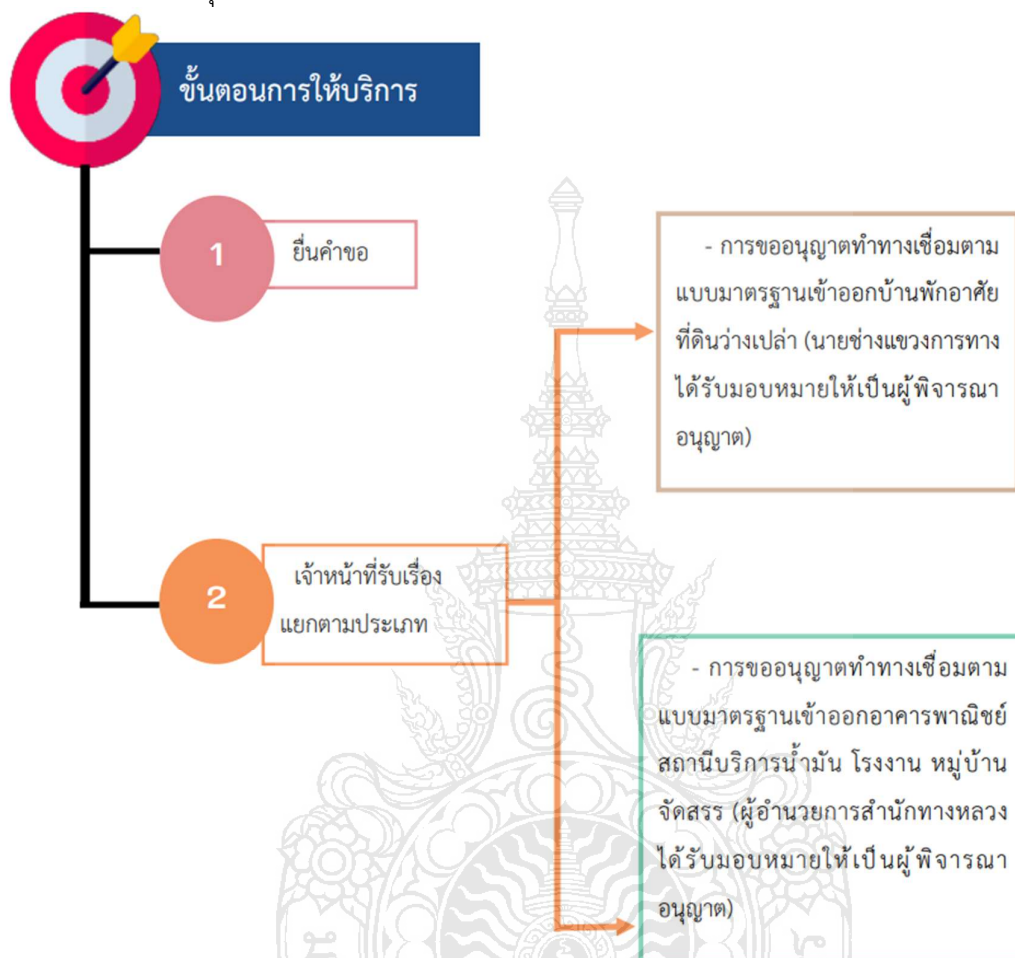
การใช้ที่ดินประเภท	ย.1	ย.2	ย.3	ย.4	ย.5	ย.6	ย.7	ย.8	ย.9	ย.10	พ.1	พ.2	พ.3	พ.4	พ.5	อ.1	อ.2	อ.3	ก.1	ก.2	ก.3	ก.4
โรงงานพื้นที่ไม่เกิน 100 ตร.ม.	x	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	x	9	9
โรงงานพื้นที่ไม่เกิน 200 ตร.ม.	x	x	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	5	x	9	9
โรงงานพื้นที่ไม่เกิน 300 ตร.ม.	x	x	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	x	x	5	5
โรงงานพื้นที่ไม่เกิน 500 ตร.ม.	x	x	x	x	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	x	x	5	5
โรงงานพื้นที่เกิน 500 ตร.ม.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9	9	9	x	x	x	x
หน่วยงานคอมพิวเตอร์สมเสร็จ (ชั่วคราว)	x	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
สถานที่ประกอบกิจการเพื่อประโยชน์สาธารณะ	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
สถานที่เก็บน้ำดื่มเพื่อจำหน่าย	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
การเลี้ยงสัตว์เพื่อการค้า	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x				
การเพาะเลี้ยงสัตว์น้ำเพื่อการขาย	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	4	4
สุสาน ฌาปนสถาน	x	x						7	7	7	7	7	7	7	x		x	x				
โรงเรียน	x	x	x	x	x											x	x	x	x	x	x	x
โรงพยาบาล	x	x	x	x	2	2	2	2								x	x	x	x	x	x	x
สถานบริการ	x	x	x	x	x	4	4	x	4	x	x	x	x	x	4	x	x	x	x	x	x	x
ที่อยู่อาศัยประเภทบ้านเดี่ยว																						
ที่อยู่อาศัยประเภทบ้านแฝด	x																		x	x	x	
ที่อยู่อาศัยประเภทบ้านแถว ห้องแถว ตึกแถว	x	x																	x	x	x	
ที่อยู่อาศัยประเภทอาคารอยู่อาศัยรวม	x	x	1																x	x	x	4
ที่อยู่อาศัยประเภทอาคารขนาดใหญ่	x	x	3	1												x	x	x	x	x	x	x
ที่อยู่อาศัยประเภทอาคารสูง	x	x	x	x	2											x	x	x	x	x	x	x
ที่อยู่อาศัยประเภทอาคารขนาดใหญ่พิเศษ	x	x	x	x	3	3	3									x	x	x	x	x	x	x
พาณิชย์กรรมพื้นที่ไม่เกิน 100 ตร.ม.																						
พาณิชย์กรรมพื้นที่ไม่เกิน 200 ตร.ม.	x	1																x	1	1	1	
พาณิชย์กรรมพื้นที่ไม่เกิน 300 ตร.ม.	x	2																x	2	2	2	
พาณิชย์กรรมพื้นที่เกิน 300 ตร.ม.	x	x	2													x	x	x	x	x	x	x
พาณิชย์กรรมประเภทห้องแถว ตึกแถว	x	x																x	x	x	x	
พาณิชย์กรรมประเภทอาคารขนาดใหญ่	x	x	3	2												x	x	x	x	x	x	x
พาณิชย์กรรมประเภทอาคารสูง	x	x	x	x	3	3	3	3			2					x	x	x	x	x	x	x
พาณิชย์กรรมประเภทอาคารขนาดใหญ่พิเศษ	x	x	x	x	x	x	x	3	3	3	x	3				x	x	x	x	x	x	x

ภาพ 2.3 สรุปข้อกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายกระทรวง ให้ใช้บังคับผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร พ.ศ. 2556 [17]

- เงื่อนไข : X = ไม่อนุญาต (ห้าม)
- 1* = เงื่อนไขตั้งอยู่ริมถนนที่มีเขตทางไม่น้อยกว่า 10 ม./หรืออยู่ในระยะ 500 ม.
จากสถานีรถไฟฟ้ามหานคร
- 1 = เงื่อนไขตั้งอยู่ริมถนนที่มีเขตทางไม่น้อยกว่า 12 ม./หรืออยู่ในระยะ 500 ม.
จากสถานีรถไฟฟ้ามหานคร
- 2 = เงื่อนไขตั้งอยู่ริมถนนที่มีเขตทางไม่น้อยกว่า 16 ม./หรืออยู่ในระยะ 500 ม.
จากสถานีรถไฟฟ้ามหานคร
- 3 = เงื่อนไขตั้งอยู่ริมถนนที่มีเขตทางไม่น้อยกว่า 30 ม./หรืออยู่ในระยะ 500 ม.
จากสถานีรถไฟฟ้ามหานคร
- 4 = เงื่อนไขเรื่องที่ตั้ง
- 5 = เงื่อนไขความเกี่ยวเนื่องของกิจกรรม
- 6 = เงื่อนไขภายใต้การควบคุม/อนุญาต กทม.
- 7 = เงื่อนไขทดแทนของเดิม
- 8 = เงื่อนไขเรื่องขนาด/ระดับการบริการ
- 9 = เงื่อนไขตามบัญชีท้ายกฎกระทรวงฯ
- 10 = เงื่อนไขตั้งชั่วคราวในหน่วยงานที่ก่อสร้างหรือบริเวณใกล้เคียงวงกตอาคาร
บางประเภทที่ระบุไว้ในกฎกระทรวงฯ
- (ก) = FAR (Floor Area Ratio) “อัตราส่วนพื้นที่อาคารรวมต่อพื้นที่ดิน” หมายความว่า
อัตราส่วนพื้นที่อาคารรวมทุกชั้นของอาคารรวมทุกชั้นของอาคารทุกหลังต่อพื้นที่ดิน
ที่ใช้เป็นที่ตั้งอาคาร
- (ข) = OSR (Open Space Ratio) “อัตราส่วนของที่ว่างต่อพื้นที่อาคารรวม” หมายความว่า
อัตราส่วนของที่ว่างอันปราศจากสิ่งปกคลุมต่อพื้นที่อาคารรวมทุกชั้นของอาคาร
ทุกหลังที่ก่อสร้างในที่ดินแปลงเดียวกัน
- (ค) = ระยะร่นรอบอาคาร ไม่ใช้บังคับกับบ้านเดี่ยวที่มีขนาดแปลงที่ดินน้อยกว่าแปลงละ
40 ตร.ว. หรือมีด้านใดด้านหนึ่งน้อยกว่า 6 ม. ซึ่งมีการแบ่งแยกหรือแบ่งโอนก่อน
กฎกระทรวงใช้บังคับ
- (ง) = บ้านแถว ห้องแถว และตึกแถว ให้มีระยะร่นไม่น้อยกว่า 6 ม.
- (จ) = บ้านแถว ห้องแถว และตึกแถว ให้มีขนาดต่ำสุดของแปลงที่ดินไม่น้อยกว่า 20 ตร.ว.

2.1.2.2 การขออนุญาตทำทางเชื่อมเข้า-ออกทางหลวง

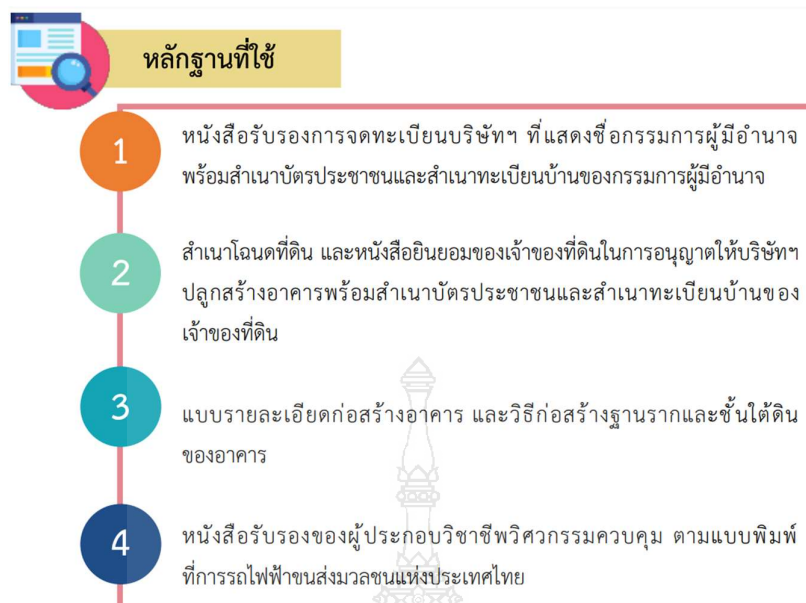
ผู้ที่ต้องการ ขอก่อสร้างทางเชื่อมเข้า-ออกทางหลวงพิเศษหรือทางหลวงแผ่นดิน หรือมีความประสงค์ จะ ปลูกสร้างอาคารริมเขตทางหลวง ต้องปฏิบัติตาม หลักเกณฑ์และวิธีการ ที่หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกำหนดไว้ โดยทั่วไปจะครอบคลุมประเด็นต่อไปนี้



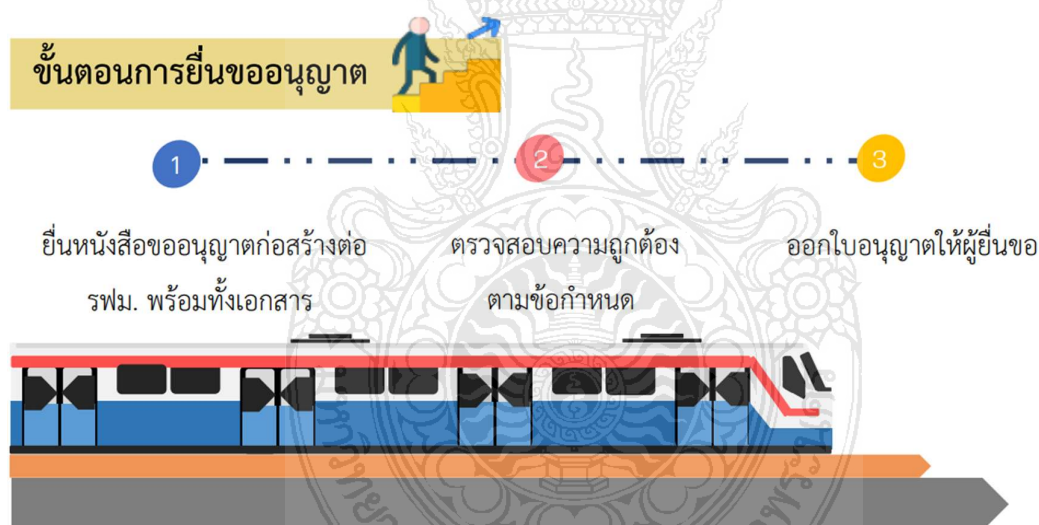
ภาพ 2.4 การขออนุญาตทำทางเชื่อมเข้า-ออกทางหลวง [18]

2.1.2.3 การขออนุญาตก่อสร้างในเขตปลอดภัยระบบรถไฟฟ้า

ข้อห้ามในการก่อสร้างภายในเขตปลอดภัยของระบบรถไฟฟ้า ตามพระราชบัญญัติว่าด้วยการจัดอสังหาริมทรัพย์เพื่อกิจการขนส่งมวลชน พ.ศ. 2540 มาตรา 38 ห้ามมิให้บุคคลใดกระทำการใด ๆ ที่อาจกระทบต่อระบบขนส่งมวลชน ภายในเขตปลอดภัย เช่น: ปลูกสร้างอาคาร โรงเรือน ต้นไม้ หรือสิ่งปลูกสร้างอื่นติดตั้งสิ่งใด ๆ ลงในบริเวณพื้นที่ดังกล่าว ขุด เจาะ หรือถมดินในพื้นที่ ทั้งสิ่งของหรือทำการใด ๆ ที่อาจก่อให้เกิดอันตราย หรือเป็นอุปสรรคต่อระบบรถไฟฟ้า เว้นแต่ได้รับอนุญาตจากพนักงานเจ้าหน้าที่ ซึ่งในการอนุญาตนั้น เจ้าหน้าที่อาจกำหนด เงื่อนไขในการดำเนินการ เพื่อป้องกันอันตรายหรือผลกระทบต่อระบบขนส่งมวลชน



ภาพ 2.5 หลักฐานที่ใช้การขออนุญาตก่อสร้างในเขตปลอดภัยระบบรถไฟฟ้า [18]



ภาพ 2.6 ขั้นตอนการยื่นขออนุญาตก่อสร้างในเขตปลอดภัยระบบรถไฟฟ้า [19]

2.1.2.4 การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม Environmental Impact Assessments (EIA)

การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment: EIA) เป็นกระบวนการวิเคราะห์เชิงระบบที่ใช้ในการพิจารณาและคาดการณ์ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการหรือกิจกรรมใด ๆ ต่อสิ่งแวดล้อม พร้อมทั้งจัดทำข้อเสนอแนะแนวทางในการป้องกัน แก้ไข และลดผลกระทบ รวมถึงกำหนดแผนการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมทั้งในช่วงก่อน ระหว่าง และหลังการดำเนินโครงการ

ก. รายงานต้องมีอะไรบ้าง



ก. รายงานต้องมีอะไรบ้าง

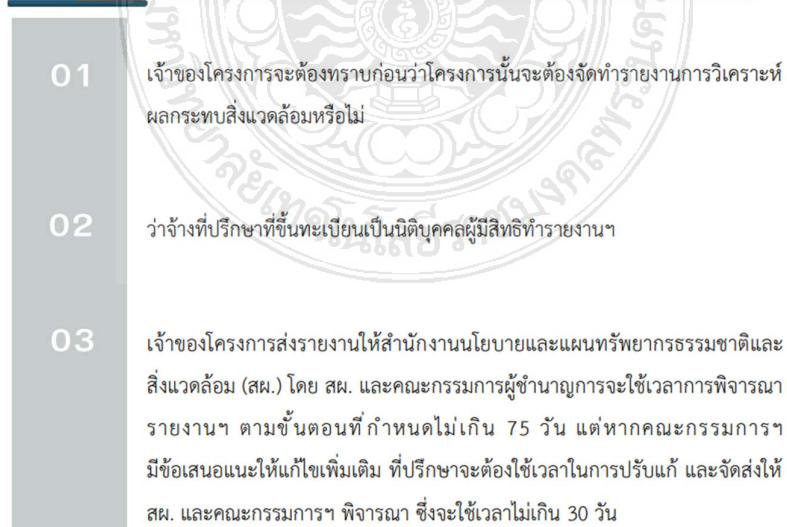


ภาพ 2.7 รายละเอียดของรายงาน [19]

ข. ขั้นตอนการจัดทำรายงาน EIA



ข. ขั้นตอนการจัดทำรายงาน EIA



ภาพ 2.8 ขั้นตอนการจัดทำรายงาน EIA [19]

คำเตือนโครงการที่อยู่ภายใต้บังคับต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) หากมีการดำเนินการก่อสร้างหรือเปลี่ยนแปลงการดำเนินงานก่อนที่รายงาน EIA จะได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานที่มีอำนาจพิจารณา จะถือเป็นการกระทำที่ขัดต่อกฎหมาย ซึ่งอาจก่อให้เกิดปัญหาในกระบวนการพิจารณารายงานและส่งผลกระทบต่อความล่าช้าในขั้นตอนการพัฒนาโครงการหมายเหตุระยะเวลาในการจัดทำรายงาน EIA โดยที่ปรึกษาใช้เวลาประมาณ 3-8 เดือน ขึ้นอยู่กับลักษณะของโครงการ สภาพภูมิประเทศและสิ่งแวดล้อมโดยรอบ ตลอดจนความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น

ค. ประเภทและขนาดของอาคารที่ต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมประเภทและขนาดของอาคารที่อยู่ภายใต้ข้อกำหนดให้ต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) ให้เป็นไปตามประกาศของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ว่าด้วยการกำหนดประเภทและขนาดของโครงการหรือกิจการที่ต้องจัดทำรายงาน EIA รวมถึงหลักเกณฑ์ วิธีการ ระเบียบปฏิบัติ และแนวทางในการจัดทำรายงานดังกล่าว



ภาพ 2.9 ประเภทและขนาดต่าง ๆ ของอาคารที่ต้องจัดทำรายงาน [19]

ง. ตัวอย่างประเภทและขนาดของโครงการหรือกิจการในเขตพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม

ตามพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2561 และประกาศของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้กำหนดเขตพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อมในหลายพื้นที่ เช่น จ.ชลบุรี: อ.บางละมุง, อ.สัตหีบ จ.เพชรบุรี: อ.บ้านแหลม, อ.เมืองเพชรบุรี, อ.ท่ายาง, อ.ชะอำ จ.ประจวบคีรีขันธ์: อ.หัวหิน, อ.ปราณบุรี จ.สุราษฎร์ธานี: อ.เกาะสมุย, อ.เกาะพะงัน จ.กระบี่: อ.อ่าวลึก, อ.เมืองกระบี่, อ.เหนือคลอง, อ.คลองท่อม, อ.เกาะลันตา จ.พังงา: อ.กระบี่, อ.ตะกั่วป่า, อ.ท้ายเหมือง, อ.ทับปุด

, อ.เมืองพังงา, อ.ตะกั่วทุ่ง, อ.เกาะยาว จ.ภูเก็ต เช่น พื้นที่ในอำเภอชะอำ จังหวัดเพชรบุรี ได้ระบุประเภทและขนาดของโครงการที่ต้องปฏิบัติตามเกณฑ์เฉพาะเพื่อการคุ้มครองสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด



ภาพ 2.10 ตัวอย่างประเภทและขนาดของโครงการหรือกิจการ [19]

2.1.3 ข้อพิจารณาทางด้านสถาปัตยกรรมและ ด้านวิศวกรรมในการออกแบบอาคาร

กระบวนการก่อสร้างอาคารการก่อสร้างอาคารเริ่มต้นจากการออกแบบทางสถาปัตยกรรม ซึ่งมุ่งเน้นความสวยงาม และการใช้ชีวิตร่วมกับบริบทโดยรอบอย่างกลมกลืน ถัดมาคือการออกแบบโครงสร้าง เพื่อให้มั่นใจว่าอาคารมีความมั่นคงแข็งแรงตามแนวทางของงานสถาปัตยกรรม และสุดท้ายคือการออกแบบระบบประกอบอาคาร เช่น ระบบไฟฟ้า ประปา ระบบน้ำเสีย และระบบป้องกันอัคคีภัย เพื่อให้การใช้งานเป็นไปอย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ

2.1.3.1 ข้อกำหนดด้านสถาปัตยกรรม

สถาปัตยกรรมหมายถึง การประยุกต์ใช้ศาสตร์และศิลป์ในการออกแบบและวางแผน เพื่อสร้างสภาพแวดล้อมทางกายภาพของเมือง ชุมชน หรือกลุ่มอาคาร ทั้งแบบใช้ประโยชน์เฉพาะหรือหลากหลายประเภท ครอบคลุมถึงการกำหนดกิจกรรม พื้นที่ใช้สอย ขนาด ความหนาแน่น ความสูง ที่ว่างระหว่างอาคาร รวมถึงระบบสาธารณูปโภคและสาธารณูปการภายในพื้นที่

การใช้ศาสตร์และศิลป์ในการออกแบบและวางแผนเพื่อกำหนดองค์ประกอบและสภาพแวดล้อมทางกายภาพของเมือง ชุมชน หรือกลุ่มอาคาร ทั้งที่มีการใช้งานประเภทเดียวหรือหลากหลายประเภท รวมถึงการวางแผนกิจกรรม พื้นที่ใช้สอย ขนาด ความหนาแน่น ความสูง ที่ว่างระหว่างอาคาร และระบบสาธารณูปโภคในพื้นที่นั้น

ก. ข้อกำหนดเฉพาะห้องแถวหรือตึกแถว

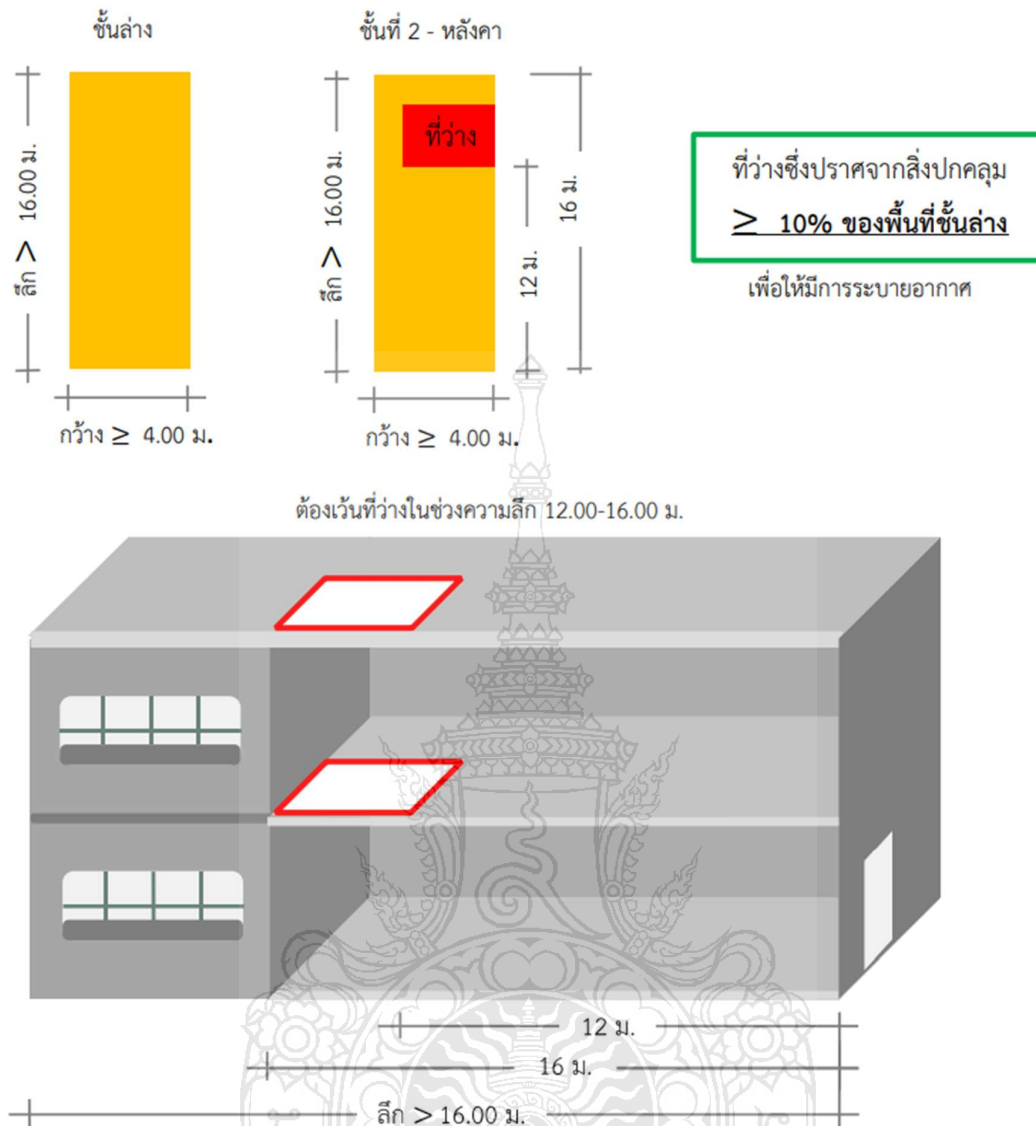
ห้องแถวหรือตึกแถวแต่ละคูหาต้องมีความกว้าง (วัดจากแนวศูนย์กลางของเสาต้านหนึ่งถึงอีกด้านหนึ่ง) ไม่น้อยกว่า 4 เมตร ความลึก (วัดตั้งฉากจากแนวผนังด้านหน้าชั้นล่าง) ไม่น้อยกว่า 4 เมตร และไม่เกิน 24 เมตร มีพื้นที่ชั้นล่างต่อคูหาไม่น้อยกว่า 30 ตารางเมตร และต้องจัดให้มีประตูทางเข้า-ออกทั้งด้านหน้าและด้านหลังของอาคาร

ขนาด ที่ว่าง และพื้นที่ภายในอาคารประเภทต่าง ๆ



ภาพ 2.11 ข้อกำหนดเฉพาะห้องแถวหรือตึกแถว [20]

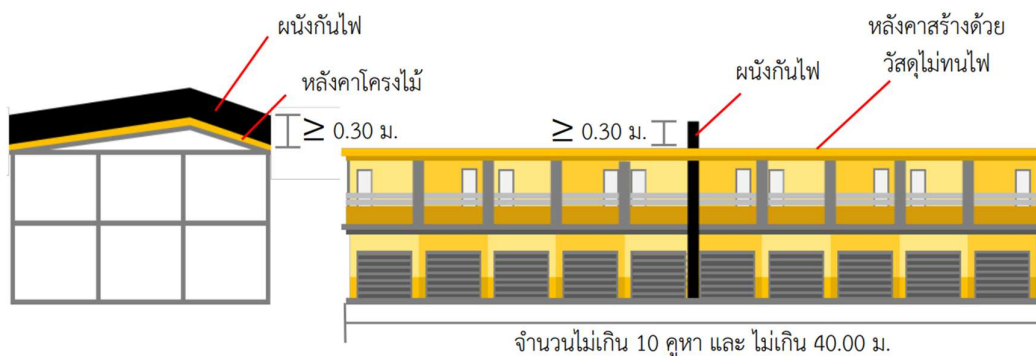
ในกรณีที่อาคารมีความลึกเกิน 16 เมตร ต้องจัดให้มีที่ว่างโล่งปราศจากสิ่งปกคลุมบริเวณระหว่างระยะ 12 ถึง 16 เมตร โดยที่ว่างดังกล่าวต้องมีพื้นที่ไม่น้อยกว่า 10% ของพื้นที่ชั้นล่างของอาคารที่ว่าง” หมายถึง พื้นที่ที่ไม่มีหลังคาหรือสิ่งก่อสร้างปกคลุม อาจใช้ประโยชน์เป็นบ่อน้ำ สระว่ายน้ำ บ่อพักน้ำเสีย ที่พักผ่อนหย่อน หรือที่จอดรถภายนอกอาคาร รวมถึงสิ่งปลูกสร้างที่มีระดับความสูงไม่เกิน 1.20 เมตรจากพื้นดิน และไม่มีสิ่งปกคลุมด้านบน



ภาพ 2.12 ข้อกำหนดเฉพาะที่ว่าง [20]

ห้องแถว ตึกแถว หรือบ้านแถวสามารถก่อสร้างติดต่อกันได้ไม่เกิน 10 คูหา โดยความยาวรวมของแถวอาคารแต่ละชุดต้องไม่เกิน 40 เมตร ซึ่งวัดจากจุดศูนย์กลางของเสาแรกถึงจุดศูนย์กลางของเสาสุดท้าย ไม่ว่าจะเป็นกรรมสิทธิ์รายเดียวกันหรือมีโครงสร้างแยกจากกันก็ตาม

ห้องแถว ตึกแถว หรือบ้านแถวที่ก่อสร้างต่อเนื่องกัน ต้องจัดให้มีผนังกันไฟทุกระยะไม่เกิน 5 คูหา โดยผนังดังกล่าวต้องต่อเนื่องจากพื้นดินถึงคาตฟ้า และหากใช้วัสดุหลังคาที่ไม่ทนไฟ ต้องก่อผนังกันไฟให้สูงเหนือหลังคาไม่น้อยกว่า 0.30 เมตร ตามแนวลาดของหลังคา



ภาพ 2.13 ข้อกำหนดเฉพาะห้องแถว [20]

2.2 พลังงานทดแทน

พลังงานทดแทน (Renewable Energy) หมายถึง พลังงานที่สามารถนำมาใช้ทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยแบ่งตามแหล่งกำเนิดเป็น 2 ประเภทหลัก ได้แก่

พลังงานสิ้นเปลือง หรือพลังงานจากแหล่งที่ใช้แล้วหมดไป เช่น น้ำมัน หินน้ำมัน ทรายน้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และพลังงานนิวเคลียร์

พลังงานหมุนเวียน หรือพลังงานจากแหล่งที่สามารถใช้ซ้ำได้ตามธรรมชาติ เช่น แสงอาทิตย์ ลม น้ำ ชีวมวล ความร้อนใต้พิภพ คลื่น และไฮโดรเจน พลังงานหมุนเวียนถือเป็นพลังงานสะอาดที่ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และสามารถใช้ได้อย่างยั่งยืนในระยะยาว

พลังงานหลักที่ใช้ในปัจจุบัน ส่วนใหญ่มาจากน้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานประเภทไฮโดรคาร์บอนที่ใช้ในการผลิตพลังงาน ความร้อน และความเย็นสำหรับภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ รวมถึงเป็นเชื้อเพลิงหลักในระบบขนส่งที่ขับเคลื่อนยานพาหนะในการเดินทางทั้งในชีวิตประจำวันและเพื่อการพักผ่อน นอกจากนี้ พลังงานเหล่านี้ยังมีบทบาทสำคัญในการขับเคลื่อนอุตสาหกรรมที่จำเป็นต่อการดำรงชีวิต และเป็นวัตถุดิบในกระบวนการผลิตทางเคมี ซึ่งเป็นองค์ประกอบของผลิตภัณฑ์มากมาย เช่น อุปกรณ์สื่อสาร

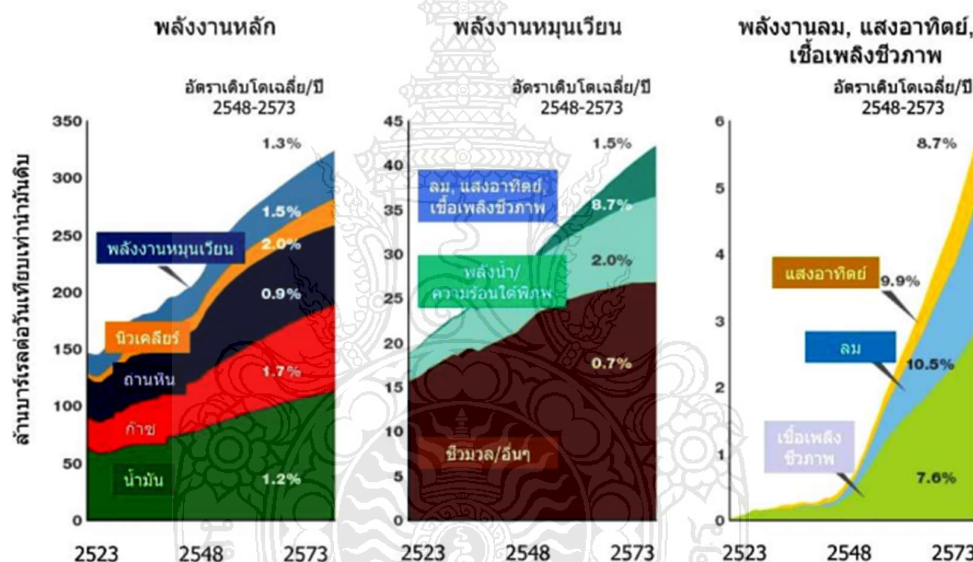
ความต้องการพลังงานทั่วโลกมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากการขยายตัวของประชากรและการยกระดับคุณภาพชีวิต โดยคาดว่าในปี ค.ศ. 2050 ประชากรโลกจะเพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 9 พันล้านคน ซึ่งมากกว่าปัจจุบันราว 2 พันล้านคน การเติบโตทางเศรษฐกิจในประเทศกำลังพัฒนา จะผลักดันให้ประชากรจำนวนมากเข้าสู่ชนชั้นกลาง ซึ่งจะส่งผลให้ความต้องการเครื่องใช้ไฟฟ้า เช่น ตู้เย็น คอมพิวเตอร์ และรถยนต์ เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะจำนวนรถยนต์ที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นมากกว่าสองเท่าของปัจจุบัน

ภายในกลางศตวรรษที่ 21 คาดว่าประมาณร้อยละ 75 ของประชากรโลกจะอาศัยอยู่ในเขตเมือง ส่งผลให้เมืองกลายเป็นศูนย์กลางทางเศรษฐกิจที่สำคัญยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตาม การขยายตัวของเมืองอย่างรวดเร็ว จะก่อให้เกิดแรงกดดันต่อทรัพยากรหลัก ได้แก่ อาหาร น้ำ และพลังงาน ซึ่งจำเป็นต่อการดำรงชีวิตและการพัฒนาที่ยั่งยืนของประชากรเมือง

สถานการณ์การใช้พลังงานของโลกมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยสำนักงานพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) คาดการณ์ว่าในช่วง 25 ปีข้างหน้า ความต้องการพลังงานทั่วโลกจะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 50 โดยน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน ยังคงเป็นแหล่งพลังงานหลัก ขณะเดียวกัน รายงาน *International Energy Outlook 2017* ของสำนักบริหารสารสนเทศด้านพลังงานสหรัฐฯ (US EIA) คาดว่า ระหว่างปี พ.ศ.

2558–2583 การใช้พลังงานโลกจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 โดยวิเคราะห์แนวโน้มแยกตาม 16 ภูมิภาคหลักทั่วโลก รวมถึงการเปรียบเทียบระหว่างประเทศในกลุ่ม OECD และนอกกลุ่ม OECD

พลังงานหมุนเวียน เช่น พลังน้ำ ลม แสงอาทิตย์ และความร้อนใต้พิภพ มีแนวโน้มความต้องการใช้งานเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยเฉพาะในภาคการผลิตไฟฟ้า โดยพลังงานจากลม แสงอาทิตย์ และก๊าซธรรมชาติ รวมกันจะกลายเป็นแหล่งหลักของการผลิตไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2583 พลังงานหมุนเวียนคาดว่าจะมีส่วนการผลิตไฟฟ้าทั่วโลกอยู่ที่ร้อยละ 31 เทียบเท่ากับถ่านหิน ทั้งนี้ พลังน้ำยังคงเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ผลิตไฟฟ้ามากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 53 ของพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดจากการวิเคราะห์แนวโน้มการใช้พลังงานโลก ในช่วงปี พ.ศ. 2523–2573 พบว่า พลังงานหมุนเวียนมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีสูงสุด โดยเฉพาะพลังงานลม แสงอาทิตย์ และเชื้อเพลิงชีวภาพ ขณะที่พลังงานน้ำและพลังงานความร้อนใต้พิภพมีอัตราการเติบโตรองลงมา ส่วนชีวมวลและพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ มีอัตราการเติบโตต่ำที่สุดในทางกลับกัน พลังงานจากถ่านหินมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่ำที่สุด ตามด้วยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ในขณะที่พลังงานนิวเคลียร์แสดงแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอัตราสูงที่สุดในกลุ่มพลังงานที่ใช้หมดไป



ภาพ 2.14 แนวโน้มการใช้พลังงานของโลก [21]

เมื่อพิจารณาความต้องการพลังงานขึ้นต้นตามภาคส่วน จะเห็นว่าการผลิตไฟฟ้าเป็นภาคที่ใช้พลังงานมากที่สุด และยังเติบโตอย่างต่อเนื่อง สะท้อนแนวโน้มของโลกที่หันมาใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องขึ้น (Electrification) เช่น การใช้รถยนต์ไฟฟ้า (EV) ที่เพิ่มขึ้น ทำให้ภาคการผลิตไฟฟ้ามีบทบาทสำคัญยิ่งขึ้นในโครงสร้างการใช้พลังงานของโลกในอนาคต ขณะที่ภาคอุตสาหกรรมยังคงเป็นผู้ใช้พลังงานอันดับสอง โดยมีแนวโน้มขยายตัวในช่วงปี 2010–2025 จากการเติบโตของอุตสาหกรรมในประเทศกลุ่ม Non-OECD อย่างไรก็ตาม คาดว่าอัตราการเติบโตจะชะลอลง เนื่องจากหลายประเทศเริ่มลดการพัฒนาอุตสาหกรรมหนักที่ใช้พลังงานสูง และหันไปส่งเสริมอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น รวมถึงการยกระดับเทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานในกระบวนการผลิต

2.2.1 ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ออกแบบมาเพื่อแปลงพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้า โดยอาศัยสารกึ่งตัวนำอย่างซิลิกอนซึ่งผ่านกระบวนการผลิตให้บริสุทธิ์ เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบบนแผ่นเซลล์ พลังงานจากโฟตอนจะถูกถ่ายโอนไปยังอิเล็กตรอนในซิลิกอน ทำให้อิเล็กตรอนหลุดออกจากอะตอมและเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ส่งผลให้เกิดกระแสไฟฟ้าต่อเนื่อง ซึ่งเป็นกระแสตรง โดยเซลล์แสงอาทิตย์จะให้ประสิทธิภาพสูงสุดในช่วงกลางวัน จึงเหมาะสำหรับการผลิตไฟฟ้าเพื่อช่วยบรรเทาภาวะขาดแคลนพลังงานในช่วงเวลาดังกล่าว ดังภาพ 2.15



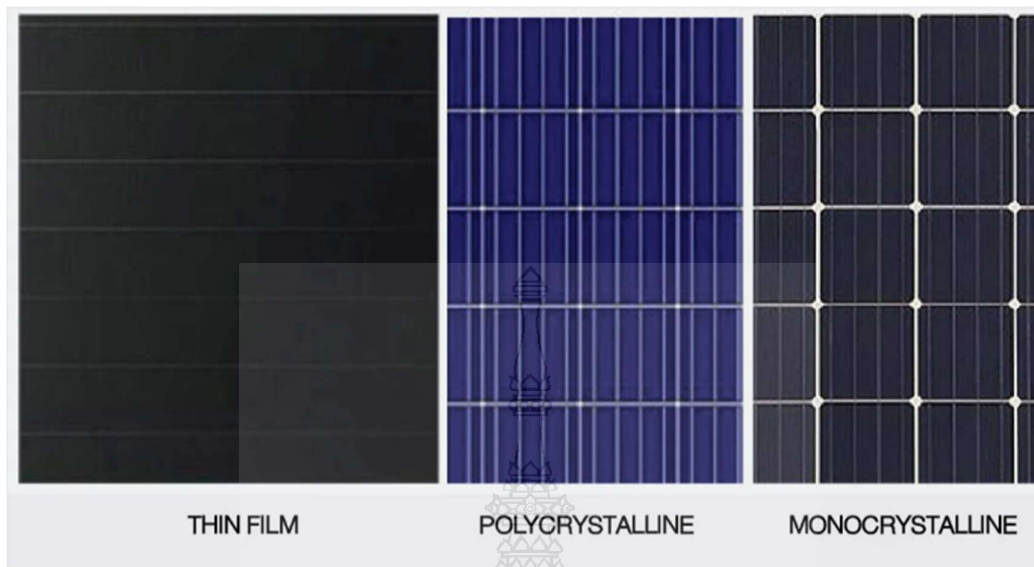
ภาพ 2.15 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ [22]

ข้อดีของการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ มีดังนี้

- ไม่มีชิ้นส่วนเคลื่อนไหวยระหว่างการทำงาน จึงไม่เกิดเสียงรบกวน
- ไม่ปล่อยมลพิษหรือสารพิษในกระบวนการผลิตไฟฟ้า
- ระบบสามารถทำงานอัตโนมัติ และต้องการการดูแลรักษาน้อย
- ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าคงที่ ไม่เปลี่ยนแปลงตามขนาดของระบบ
- ออกแบบและผลิตในรูปแบบแผงหลากหลายขนาดได้ง่าย รองรับการใช้งานในระดับต่าง ๆ
- ยังสามารถผลิตไฟฟ้าได้แม้ในสภาพแสงอาทิตย์ไม่เต็มที่ เช่น มีเมฆหรือแสงอ่อน
- ใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานฟรีและไม่มีวันหมด
- ติดตั้งใช้งานได้ทั่วโลก แม้ในพื้นที่ห่างไกล เช่น เกาะกลางทะเล ยอดเขาสูง หรือแม้แต่อวกาศ
- ผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งสามารถนำไปใช้งานได้สะดวกและหลากหลาย

2.3 ประเภทของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แสดงในภาพ 2.16 โดยมีรายละเอียดดังนี้



ภาพ 2.16 ประเภทของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [23]

2.3.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ (Monocrystalline Silicon Solar Cells) ผลิตจากผลึกซิลิกอนเดี่ยว (mono-Si) หรือที่เรียกว่า single crystalline (single-Si) จุดสังเกตที่เด่นชัดคือ เซลล์แต่ละแผ่นมีรูปทรงสี่เหลี่ยมจัตุรัสที่มุมทั้งสี่ถูกตัดออก และมีสีเข้มสม่ำเสมอทั่วแผง ซึ่งแตกต่างจากเซลล์ชนิดอื่นอย่างเห็นได้ชัด

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ผลิตจากซิลิกอนบริสุทธิ์สูง โดยขึ้นรูปจากแท่งซิลิกอนทรงกระบอก ซึ่งได้จากการบวนการ Czochralski ที่ทำให้ผลึกซิลิกอนรวมตัวกันเป็นผลึกเดี่ยวรอบแกนกลาง จากนั้นแท่งซิลิกอนจะถูกตัดให้เป็นแผ่นสี่เหลี่ยม พร้อมลบมุมทั้งสี่เพื่อลดการสูญเสียวัสดุ และเพิ่มประสิทธิภาพในการรับแสง เมื่อผ่านการตัดแบ่งเป็นแผ่นบาง ก็จะได้เซลล์ที่มีลักษณะเฉพาะแบบในแผงโมโนคริสตัลไลน์ที่เราเห็นทั่วไป

ข้อดี

- ประสิทธิภาพสูงผลิตจากซิลิกอนคุณภาพสูง จึงให้ประสิทธิภาพเฉลี่ยอยู่ที่ 15–20% ซึ่งถือว่าสูงที่สุดเมื่อเทียบกับเซลล์ชนิดอื่น
- ใช้พื้นที่น้อยแต่ได้พลังงานมากด้วยกำลังการผลิตที่สูงต่อหน่วยพื้นที่ จึงเหมาะอย่างยิ่งสำหรับพื้นที่ติดตั้งจำกัด โดยสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าฟิล์มบาง (Thin Film) ถึงเกือบ 4 เท่า
- อายุการใช้งานยาวนานแผงชนิดนี้มีความทนทานสูง โดยทั่วไปมีอายุการใช้งานเฉลี่ยมากกว่า 25 ปี
- ทำงานได้ดีแม้ในสภาพแสงน้อยโมโนคริสตัลไลน์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ดีกว่าแผงชนิดโพลีคริสตัลไลน์ในช่วงที่แสงอาทิตย์ไม่จ้า เช่น ช่วงเช้าหรือวันที่มีเมฆมาก

ข้อเสีย

- ต้นทุนสูงแผงชนิดนี้มีราคาสูงที่สุดในบรรดาเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด จึงอาจไม่เหมาะกับบางโครงการที่ต้องการความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจ ซึ่งในบางกรณี การเลือกใช้แผงโพลีคริสตัลไลน์หรือฟิล์มบาง (Thin Film) อาจให้ความคุ้มค่ามากกว่า
- ไวต่อเงาและสิ่งสกปรกหากมีฝุ่นหรือเงาบังแสงบางส่วนบนแผง อาจทำให้เกิดปัญหาความร้อนสะสม (Hot Spot) ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของระบบ หรือแม้กระทั่งทำให้อินเวอร์เตอร์เสียหายได้ หากแรงดันสะสมสูงเกินกว่าที่ระบบจะรับได้

2.3.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ (Polycrystalline Silicon Solar Cells) เป็นแผงโซลาร์เซลล์รุ่นแรกที่เกิดจากผลึกซิลิกอน โดยทั่วไปเรียกว่า "โพลีคริสตัลไลน์" (polycrystalline หรือ p-Si) และบางครั้งอาจเรียกว่า "มัลติคริสตัลไลน์" (multi-crystalline หรือ mc-Si) แผงชนิดนี้ผลิตโดยการเทซิลิกอนหลอมเหลวลงในแม่พิมพ์รูปสี่เหลี่ยม จากนั้นจึงตัดออกเป็นแผ่นบาง ส่งผลให้เซลล์มีรูปร่างสี่เหลี่ยมจัตุรัสโดยไม่มีมุมมน สีของแผงจะมีลักษณะเป็นสีน้ำเงินที่ไม่เข้มมากนัก ซึ่งเป็นลักษณะเฉพาะของแผงประเภทนี้

ข้อดี

- กระบวนการผลิตง่ายและประหยัดวัสดุด้วยขั้นตอนการผลิตที่ไม่ซับซ้อน ทำให้ใช้ซิลิกอนน้อยกว่าการผลิตแผงชนิดโมโนคริสตัลไลน์ จึงช่วยลดต้นทุนได้
- ทนทานต่ออุณหภูมิสูงได้ดี แผงโพลีคริสตัลไลน์มีแนวโน้มที่จะทำงานได้เสถียรมากกว่าเล็กน้อยเมื่ออยู่ในสภาพแวดล้อมที่มีอุณหภูมิสูง
- ต้นทุนต่ำกว่าเนื่องจากวัสดุและขั้นตอนการผลิตมีความเรียบง่าย แผงชนิดนี้จึงมีราคาถูกกว่าชนิดโมโนคริสตัลไลน์ เหมาะสำหรับโครงการที่ต้องการประสิทธิภาพในราคาที่คุ้มค่า

ข้อเสีย

- ประสิทธิภาพต่ำกว่าชนิดโมโนคริสตัลไลน์แผงโพลีคริสตัลไลน์มีประสิทธิภาพเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 13–16% ซึ่งน้อยกว่าแผงแบบโมโนที่สามารถทำได้สูงถึง 20%
- ใช้พื้นที่มากกว่าเนื่องจากผลิตพลังงานได้น้อยกว่าต่อพื้นที่ แผงชนิดนี้จึงต้องการพื้นที่ติดตั้งมากขึ้นเพื่อให้ได้พลังงานในปริมาณเท่ากับแผงโมโนคริสตัลไลน์
- รูปลักษณ์ไม่สวยงามเท่าแผงชนิดอื่นสีของแผงจะออกน้ำเงินอ่อน ซึ่งอาจไม่กลมกลืนกับสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะเมื่อใช้กับอาคารหรือหลังคาบ้าน เมื่อเทียบกับแผงโมโนคริสตัลไลน์หรือแผงฟิล์มบางที่มีสีเข้มและดูเรียบเนียนกว่า

2.3.3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง

หลักการของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin Film Solar Cell: TFSC) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางทำงานโดยใช้วัสดุที่สามารถแปลงแสงอาทิตย์ให้เป็นกระแสไฟฟ้า ผ่านกระบวนการฉาบเป็นชั้นบาง ๆ ซ้อนกันหลายชั้นบนพื้นผิว จึงได้ชื่อว่า "ฟิล์มบาง" (Thin Film) วัสดุที่นิยมใช้ในการผลิตแผงชนิดนี้มีหลายประเภท โดยแต่ละประเภทจะให้ประสิทธิภาพแตกต่างกัน เช่น Amorphous Silicon (a-Si) Cadmium Telluride (CdTe) Copper Indium Gallium Selenide (CIS/CIGS) และ Organic Photovoltaic Cells (OPC) ประสิทธิภาพเฉลี่ยของแผงฟิล์มบางอยู่ที่ประมาณ 7–13% ขึ้นอยู่กับชนิดของวัสดุที่ใช้ แม้จะมีข้อดีด้านความยืดหยุ่น น้ำหนักเบา และสามารถติดตั้งบนพื้นผิวโค้งได้ แต่ในประเทศไทยมีการใช้งานแผงชนิดนี้ในภาคครัวเรือนเพียงราว 5% เท่านั้น

ข้อดี

- ต้นทุนต่ำและผลิตง่ายด้วยกระบวนการผลิตที่สามารถทำในปริมาณมากได้สะดวก
- ทนความร้อนได้ดีกว่าในสภาพอากาศที่ร้อนจัด
- ไม่ไวต่อความสกปรกเฉพาะจุดการที่แผงบางส่วนมีฝุ่นหรือเงาบังจะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเท่าแผงแบบผลึก เช่น ไม่เสี่ยงต่อการเกิดความเสียหายกับวงจรหรืออินเวอร์เตอร์
- เหมาะกับพื้นที่ขนาดใหญ่หากมีพื้นที่ติดตั้งเหลือเพื่อ

ข้อเสีย

- ประสิทธิภาพโดยรวมต่ำ
- ใช้พื้นที่มากเนื่องจากมีประสิทธิภาพต่อพื้นที่ต่ำ
- ค่าใช้จ่ายด้านโครงสร้างสูงขึ้นต้องใช้อุปกรณ์ประกอบ เมื่อเทียบกับแผงที่ให้พลังงานต่อพื้นที่สูงกว่า
- ไม่เหมาะสำหรับพื้นที่จำกัดด้วยข้อจำกัดด้านพื้นที่
- อายุการใช้งานและการรับประกันสั้นกว่าโดยทั่วไป

2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

2.4.1 ระบบ ออนกริด On-Grid

ระบบโซลาร์เซลล์แบบออนกริด (On-Grid หรือ Grid-Tie System) ระบบออนกริดเป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์ที่ได้รับความนิยมมากที่สุด ทั้งในระดับบ้านพักอาศัยและภาคอุตสาหกรรม จุดเด่นของระบบนี้คือการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยตรง ไม่จำเป็นต้องมีแบตเตอรี่เก็บไฟแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (DC) แล้วส่งผ่าน อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ซึ่งทำหน้าที่แปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ให้มีความถี่ 50Hz ตรงกับระบบไฟของการไฟฟ้า เพื่อให้สามารถจ่ายไฟเข้าสู่ระบบภายในบ้าน และใช้งานร่วมกับไฟฟ้าจากสายส่งได้อย่างไร้รอยต่อระบบออนกริดจึงช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยเฉพาะในช่วงกลางวันที่มีแสงแดดจัด และยังเป็นระบบที่ติดตั้งและดูแลรักษาง่ายที่สุดเมื่อเทียบกับระบบโซลาร์เซลล์แบบอื่น

ข้อดีของระบบ ออนกริด On-Grid

- ช่วยลดค่าไฟช่วงเวลาสูงสุด (Peak Load) ระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในช่วงกลางวันที่มีแสงแดด ซึ่งตรงกับช่วงเวลาที่ค่าไฟแพงกว่าปกติ จึงช่วยประหยัดค่าไฟได้อย่างมีนัยสำคัญ
- จ่ายไฟได้ต่อเนื่องแม้แสงแดดน้อยแม้ในวันที่มีเมฆมากหรือฝนตก ระบบไฟฟ้าจากการไฟฟ้าจะเข้ามาชดเชยพลังงานที่ขาดหายไป ทำให้มีไฟฟ้าใช้อย่างไม่สะดุด

- มีโอกาสจำหน่ายไฟฟ้าคืนเข้าระบบหากผลิตไฟฟ้าได้เกินความต้องการ

- ดูแลรักษาง่าย ค่าบำรุงรักษาต่อระบบมีส่วนประกอบไม่ซับซ้อน

ข้อดีของระบบ ออนกริด On-Grid

- ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในเวลากลางคืนเนื่องจากแผงโซลาร์เซลล์ต้องอาศัยแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้า ระบบจึงไม่สามารถจ่ายไฟในช่วงที่ไม่มีแสง เช่น เวลากลางคืน
- ไฟดับเมื่อไฟจากการไฟฟ้าขัดข้องแม้แผงโซลาร์เซลล์จะยังผลิตไฟได้ในช่วงกลางวัน แต่หากระบบไฟฟ้าหลักจากการไฟฟ้าขัดข้อง ระบบออนกริดจะตัดการจ่ายไฟโดยอัตโนมัติเพื่อความปลอดภัย ส่งผลให้ไม่มีไฟฟ้าใช้เช่นกัน
- ต้องติดตั้งตามมาตรฐานของการไฟฟ้าการเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าจำเป็นต้องเป็นไปตามข้อกำหนดทางเทคนิคและความปลอดภัย ซึ่งอาจมีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในการปรับปรุงหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ให้ผ่านมาตรฐานดังกล่าว

2.4.2 ระบบ ออฟกริด Off-Grid

ระบบออฟกริด (Off-Grid System) คือระบบโซลาร์เซลล์ที่ทำงานอย่างอิสระ ไม่เชื่อมต่อหรือขนานกับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงโซลาร์จะถูกเก็บไว้ในแบตเตอรี่ และจ่ายให้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านตามความต้องการใช้งาน

ข้อดีของระบบ ออฟกริด Off-Grid

- ไม่ต้องขออนุญาตจากการไฟฟ้า
เนื่องจากไม่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าสาธารณะ จึงไม่จำเป็นต้องดำเนินการขออนุญาตหรือผ่านขั้นตอนทางราชการที่ซับซ้อน
- ใช้งานได้ในพื้นที่ห่างไกล
เหมาะสำหรับพื้นที่ที่ระบบไฟฟ้าจากภาครัฐยังไม่ถึง เช่น ชุมชนห่างไกล เกาะกลางทะเล หรือพื้นที่บนภูเขา

ข้อดีของระบบ ไฮบริด Off-Grid

- ต้นทุนแบตเตอรี่สูงและอายุการใช้งานสั้นกว่าแผงโซลาร์แบตเตอรี่เป็นส่วนประกอบหลักที่มีราคาสูงและมีอายุการใช้งานจำกัด ส่งผลให้ระบบต้องมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและเปลี่ยนแบตเตอรี่ในระยะยาว

2.4.3 ระบบไฮบริด

เป็นระบบที่ผสมผสานข้อดีของทั้งระบบออนกริดและออฟกริดเข้าไว้ด้วยกัน สามารถสลับแหล่งพลังงานได้อัตโนมัติ แม้ในกรณีที่ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าดับ ระบบจะยังคงจ่ายไฟได้ผ่านแบตเตอรี่สำรอง โดยระบบนี้จะมี Hybrid Inverter ซึ่งเป็นหัวใจหลักที่ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากแผงโซลาร์เซลล์ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) เพื่อใช้งานกับเครื่องใช้ไฟฟ้า รวมถึงจัดการพลังงานระหว่างแผง แบตเตอรี่ และระบบไฟฟ้าภายนอกได้อย่างอัตโนมัติในช่วงกลางวัน หากแผงโซลาร์เซลล์ผลิตไฟได้เพียงพอ ระบบจะส่งไฟไปใช้โดยตรง และหากเหลือก็จะชาร์จเข้ากับแบตเตอรี่ ส่วนในเวลากลางคืนหรือเมื่อแสงอาทิตย์ไม่เพียงพอ ระบบจะดึงไฟจากแบตเตอรี่มาใช้งานก่อน หากยังไม่พอจึงค่อยดึงไฟจากการไฟฟ้ามาชดเชย โดยผู้ใช้งานสามารถตั้งค่าการทำงานเหล่านี้ได้ที่ตัว Hybrid Inverter

2.5 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

การกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าเป็นหัวใจของกลยุทธ์ด้านราคาของผู้ให้บริการไฟ โดยพิจารณาจาก ต้นทุนการผลิต ระบบการจ่ายไฟ และค่าดำเนินการ ส่งผลให้ผู้ใช้นี้แต่ละกลุ่มมีอัตราค่าไฟต่างกัน เพื่อให้ สอดคล้องกับลักษณะการใช้งานและความเป็นธรรมในการจัดเก็บ [24-32] รายละเอียดดังนี้

2.5.1 ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนการใช้ไฟฟ้าในบ้านพักอาศัย รวมถึงศาสนสถาน เช่น วัดหรือ โบสถ์ และพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง จะเชื่อมต่อกับระบบไฟผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟเพียงเครื่องเดียว โดยคิดค่าไฟฟ้าตาม โครงสร้างราคาทั่วไป หรือแบบอัตราตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use: TOU) ซึ่งแบ่งออกเป็น 4 กรณี คือ

กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)

กรณี 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)

กรณี 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

กรณี 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

1.1 อัตราปกติปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน

อัตรารายเดือน

ค่าพลังงานไฟฟ้า

15 หน่วย (กิโลวัตต์ชั่วโมง) แรก (หน่วยที่ 1 – 15)	หน่วยละ	2.3488	บาท
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 16 – 25)	หน่วยละ	2.9882	บาท
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 26 – 35)	หน่วยละ	3.2405	บาท
65 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 36 – 100)	หน่วยละ	3.6237	บาท
50 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 101 – 150)	หน่วยละ	3.7171	บาท
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	หน่วยละ	4.2218	บาท
เกินกว่า 400 หน่วย (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	หน่วยละ	4.4217	บาท

ค่าบริการ (บาท/เดือน) : 8.19

1.2 อัตราปกติปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน

อัตรารายเดือน

ค่าพลังงานไฟฟ้า

150 หน่วย (กิโลวัตต์ชั่วโมง) แรก (หน่วยที่ 1 – 150)	หน่วยละ	3.2484	บาท
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	หน่วยละ	4.2218	บาท
เกินกว่า 400 หน่วย (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	หน่วยละ	4.4217	บาท

ค่าบริการ (บาท/เดือน) : 24.62

1.3 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

อัตรารายเดือน

แรงดัน	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Off Peak	
1.3.1 12 – 24 กิโลโวลต์	5.1135	2.6037	312.24
1.3.2 ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	5.7982	2.6369	24.62

ภาพ 2.17 อัตราค่าไฟฟ้า ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

2.5.2 ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและหน่วยงานต่าง ๆ ใช้สำหรับกิจกรรมทางธุรกิจ อุตสาหกรรม หน่วยงานภาครัฐ หน่วยงานท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ รวมถึงสำนักงานขององค์กรต่างชาติและองค์การระหว่างประเทศ รวมทั้งที่พักอาศัยที่ใช้ร่วมกับธุรกิจ โดยมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยสูงสุดในช่วง 15 นาที ไม่เกิน 30 กิโลวัตต์การใช้ไฟประเภทนี้จะเชื่อมต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียว และมีการคิดอัตราค่าไฟฟ้าแบบปกติ หรือแบบแปรผันตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use: TOU) ตามโครงสร้างที่กำหนด แสดงดังภาพ 2.18 โดยแบ่งได้เป็น 4 กรณี คือ

กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

2.1 อัตราปกติ

อัตรารายเดือน

	แรงดัน	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
2.1.1	12 - 24 กิโลโวลต์	3.9086	312.24
2.1.2	ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์		33.29
	150 หน่วย (กิโลวัตต์ชั่วโมง) แรก (หน่วยที่ 1 – 150)	3.2484	
	250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218	
	เกินกว่า 400 หน่วย (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217	

2.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

อัตรารายเดือน

	แรงดัน	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
		On Peak	Off Peak	
2.2.1	12 – 24 กิโลโวลต์	5.1135	2.6037	312.24
2.2.2	ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	5.7982	2.6369	33.29

ภาพ 2.18 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

2.5.3 ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าสำหรับหน่วยงานและกิจการขนาดกลางเหมาะสำหรับธุรกิจ อุตสาหกรรม หน่วยงานภาครัฐ องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ รวมถึงสำนักงานของต่างชาติและองค์การระหว่างประเทศ โดยมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วง 15 นาที สูงสุดระหว่าง 30 ถึง 999 กิโลวัตต์ และมีการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน (พิจารณาเฉลี่ยจาก 3 เดือนล่าสุด) การใช้งานไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะผ่านมิเตอร์วัดไฟฟ้าเครื่องเดียว และมีการคิดค่าไฟตามอัตราปกติ หรือแบบแยกตามช่วงเวลาใช้งาน (TOU: Time of Use Tariff) ตามเกณฑ์ที่กำหนด แสดงดังภาพ 2.19 โดยแบ่งได้เป็น 6 กรณี คือ

กรณี 3.1.1 กิจการขนาดกลาง อัตราปกติ แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 3.1.2 กิจการขนาดกลาง อัตราปกติ แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์

กรณี 3.1.3 กิจการขนาดกลาง อัตราปกติ แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

กรณี 3.2.1 กิจการขนาดกลาง อัตรา TOU แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 3.2.2 กิจการขนาดกลาง อัตรา TOU แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์

กรณี 3.2.3 กิจการขนาดกลาง อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

3.1 อัตราปกติ

อัตรารายเดือน

แรงดัน	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
3.1.1 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	175.70	3.1097	312.24
3.1.2 12-24 กิโลโวลต์	196.26	3.1471	312.24
3.1.3 ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	221.50	3.1751	312.24

3.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

อัตรารายเดือน

แรงดัน	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
3.2.1 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	0	4.1025	2.5849	312.24
3.2.2 12-24 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	312.24
3.2.3 ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	312.24

ภาพ 2.19 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

2.5.4 ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้นาใหญ่เหมาะสำหรับกิจการขนาดใหญ่ เช่น โรงงานอุตสาหกรรม หน่วยงานภาครัฐ รัฐวิสาหกิจ องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น รวมถึงสำนักงานของหน่วยงานระหว่างประเทศหรือกิจการของต่างชาติ โดยมีการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วง 15 นาทีที่สูงสุดตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน (คิดจากค่าเฉลี่ย 3 เดือนย้อนหลัง)ระบบการคิดค่าไฟจะใช้รูปแบบตามช่วงเวลาของวัน (TOD: Time of Day Tariff) และแบบแยกตามช่วงเวลาใช้งาน (TOU: Time of Use Tariff) ผ่านมิเตอร์วัดไฟฟ้าหลักเพียงเครื่องเดียว แสดงดังภาพ 2.20 โดยแบ่งได้เป็น 6 กรณี คือ

กรณี 4.1.1 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOD แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 4.1.2 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOD แรงดัน 12 - 24 กิโลโวลต์

กรณี 4.1.3 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOD แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

กรณี 4.2.1 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOU แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 4.2.2 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOU แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์

กรณี 4.2.3 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

4.1 อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Tariff : TOD Tariff)

อัตรารายเดือน

แรงดัน	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)			ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Partial Peak	Off Peak	ทุกช่วงเวลา	
4.1.1 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	224.30	29.91	0	3.1097	312.24
4.1.2 12 - 24 กิโลโวลต์	285.05	58.88	0	3.1471	312.24
4.1.3 ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	332.71	68.22	0	3.1751	312.24

4.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

อัตรารายเดือน

แรงดัน	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
4.2.1 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	0	4.1025	2.5849	312.24
4.2.2 12-24 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	312.24
4.2.3 ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	312.24

ภาพ 2.20 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

2.5.5 ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าสำหรับกิจการโรงแรมและที่พักอาศัยแบบเช่าเหมาะสำหรับโรงแรม อพาร์ทเมนต์ หรือกิจการให้เช่าพักอาศัยที่มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูง โดยมีการใช้พลังงานเฉลี่ยในระยะเวลา 15 นาที สูงสุดตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป การวัดและคิดค่าไฟฟ้าจะใช้มิเตอร์หลักเพียงเครื่องเดียว โดยคิดอัตราค่าไฟตามแบบปกติและตามช่วงเวลาการใช้งาน (TOU: Time of Use Tariff) แสดงดังภาพ 2.21 โดยแบ่งได้เป็น 6 กรณี คือ

กรณี 5.1.1 กิจการเฉพาะอย่าง อัตราปกติ แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 5.1.2 กิจการเฉพาะอย่าง อัตราปกติ แรงดัน 12 – 24 กิโลโวลต์

กรณี 5.1.3 กิจการเฉพาะอย่าง อัตราปกติ แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

กรณี 5.2.1 กิจการเฉพาะอย่าง อัตรา TOU แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 5.2.2 กิจการเฉพาะอย่าง อัตรา TOU แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์

กรณี 5.2.3 กิจการเฉพาะอย่าง อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

5.1 อัตราปกติ

อัตรารายเดือน

แรงดัน	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
5.1.1 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	220.56	3.1097	312.24
5.1.2 12 – 24 กิโลโวลต์	256.07	3.1471	312.24
5.1.3 ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	276.64	3.1751	312.24

5.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

อัตรารายเดือน

แรงดัน	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
5.2.1 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	0	4.1025	2.5849	312.24
5.2.2 12-24 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	312.24
5.2.3 ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	312.24

ภาพ 2.21 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง

2.5.6 ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าเพื่อการให้บริการสาธารณะโดยไม่แสวงหากำไรเหมาะสำหรับองค์กรที่มุ่งเน้นการให้บริการแก่สาธารณชนโดยไม่เก็บค่าตอบแทน เช่น วัด โบสถ์ หรือสถานที่ใช้ในการประกอบพิธีกรรมทางศาสนา โดยไม่นับรวมหน่วยงานของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หรือหน่วยงานระหว่างประเทศ การใช้ไฟฟ้าจะผ่านมิเตอร์เครื่องเดียว และคิดอัตราค่าไฟตามแบบทั่วไป และตามช่วงเวลาการใช้งาน (TOU: Time of Use Tariff) แสดงดังภาพ 2.22 โดยแบ่งได้เป็น 6 กรณี คือ

กรณี 6.1.1 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตราปกติ แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 6.1.2 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตราปกติ แรงดัน 12 – 24 กิโลโวลต์

กรณี 6.1.3 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตราปกติ แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

กรณี 6.2.1 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตรา TOU แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 6.2.2 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตรา TOU แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์

กรณี 6.2.3 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

6.1 อัตราปกติ

อัตรารายเดือน

	แรงดัน	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
6.1.1	69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	3.4149	312.24
6.1.2	12 – 24 กิโลโวลต์	3.5849	312.24
6.1.3	ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์		20.00
	10 หน่วย (กิโลวัตต์ชั่วโมง) แรก (หน่วยที่ 1-10)	2.8013	
	เกินกว่า 10 หน่วย (หน่วยที่ 11 เป็นต้นไป)	3.8919	

6.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

อัตรารายเดือน

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
6.2.1 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	0	4.1025	2.5849	312.24
6.2.2 12-24 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	312.24
6.2.3 ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	312.24

ภาพ 2.22 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร

2.5.7 ประเภทที่ 7 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าสำหรับเครื่องสูบน้ำในการเกษตรครอบคลุมการใช้ไฟฟ้าสำหรับการเดินเครื่องสูบน้ำในกิจกรรมทางการเกษตร โดยผู้ใช้อาจเป็นหน่วยงานของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น กลุ่มเกษตรกรที่ได้รับการรับรองจากทางราชการ หรือสหกรณ์การเกษตร โดยใช้ไฟฟ้าผ่านมิเตอร์เครื่องเดียว และคิดค่าไฟฟ้าตามอัตราทั่วไปหรืออัตราแบ่งตามช่วงเวลาใช้งาน (TOU: Time of Use Tariff) แสดงดังภาพ 2.23 โดยแบ่งได้เป็น 3 กรณี คือ

กรณี 7.1 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร อัตราปกติ

กรณี 7.2.1 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร อัตรา TOU แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์

กรณี 7.2.2 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

7.1 อัตราปกติ

อัตรารายเดือน

	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
100 หน่วย (กิโลวัตต์ชั่วโมง) แรก (หน่วยที่ 1-100)	2.0889	115.16
เกินกว่า 100 หน่วย (หน่วยที่ 101 เป็นต้นไป)	3.2405	

7.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

อัตรารายเดือน

แรงดัน	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
7.2.1 12-24 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	204.07
7.2.2 ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	204.07

ภาพ 2.23 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 7 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร

2.5.8 ประเภทที่ 8 ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าชั่วคราวเหมาะสำหรับการใช้ไฟฟ้าเป็นการชั่วคราว เช่น งานก่อสร้างอาคาร สิ่งปลูกสร้างต่างๆ การจัดกิจกรรมเฉพาะครั้ง หรือกรณีใช้งานชั่วคราวอื่น ๆ โดยมีการติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าเพียงจุดเดียว และคิดค่าไฟฟ้าในอัตราเดียวโดยไม่แยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า แสดงดังภาพ 2.24

อัตรารายเดือน

ค่าพลังงานไฟฟ้า (ทุกระดับแรงดัน)	หน่วยละ	6.8025	บาท
----------------------------------	---------	--------	-----

ภาพ 2.24 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 8 ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว

2.6 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.6.1 ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

ใช้สำหรับบ้านเรือน วัด โบสถ์ และสถานที่ประกอบศาสนกิจต่าง ๆ รวมถึงบริเวณที่เกี่ยวข้อง โดยติดตั้งเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียว คิดค่าไฟตามอัตราปกติหรือแบบอิงช่วงเวลาใช้งาน (Time of Use Tariff - TOU) แสดงดังภาพ 2.25 โดยแบ่งได้เป็น 4 กรณี คือ

กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)

กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)

กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

1.1 อัตราปกติ

1.1.1 ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน	
อัตรารายเดือน	
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ราคาต่อหน่วย
15 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 15)	2.3488 บาท
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 16 – 25)	2.9882 บาท
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 26 – 35)	3.2405 บาท
65 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 36 – 100)	3.6237 บาท
50 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 101 – 150)	3.7171 บาท
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218 บาท
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217 บาท
ค่าบริการ (บาท/เดือน) :	8.19
1.1.2 ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน	
อัตรารายเดือน	
ค่าพลังงานไฟฟ้า	บาท/หน่วย
150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 150)	3.2482 บาท
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218 บาท
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217 บาท
ค่าบริการ (บาท/เดือน) :	38.22

ภาพ 2.25 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

1.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

1.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU)			
อัตรารายเดือน			
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	
1.2.1 แร่งดัน 22 – 33 กิโลโวลต์	5.1135	2.6037	312.24
1.2.2 แร่งดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	5.7982	2.6369	38.22

ภาพ 2.25 (ต่อ) อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

2.6.2 ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

ใช้สำหรับกิจการเชิงพาณิชย์ รวมทั้งที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรม หน่วยงานรัฐ หน่วยงานท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต องค์กรต่างประเทศ รวมถึงสถานที่เกี่ยวข้อง โดยมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วง 15 นาทีสูงสุดไม่เกิน 30 กิโลวัตต์ ใช้เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียว และคิดค่าไฟตามอัตราปกติหรือแบบตามช่วงเวลาใช้งาน (Time of Use Tariff : TOU Tariff) แสดงดังภาพ 2.26 โดยแบ่งได้เป็น 4 กรณี คือ

กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

2.1 อัตราปกติ		
อัตรารายเดือน		
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
2.1.1 แร่งดัน 22 - 33 กิโลโวลต์	3.9086	312.24
2.1.2 แร่งดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์		46.16
150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 150)	3.2484	
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218	
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217	

ภาพ 2.26 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

2.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)			
อัตรารายเดือน			
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	
2.2.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลต์	5.1135	2.6037	312.24
2.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	5.7982	2.6369	46.16

ภาพ 2.26 (ต่อ) อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

2.6.3 ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

ใช้สำหรับกิจการเชิงพาณิชย์ อุตสาหกรรม หน่วยงานราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่น ๆ ของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานรัฐบาลต่างประเทศ หรือ องค์กรระหว่างประเทศ รวมถึงพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง โดยมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วง 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ และปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าไม่เกิน 250,000 หน่วย ต่อเดือน ใช้เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียว และคิดค่าไฟตามอัตราปกติและอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) แสดงดังภาพ 2.27 โดยแบ่งได้เป็น 6 กรณี คือ

กรณี 3.1.1 กิจการขนาดกลาง อัตราปกติ แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 3.1.2 กิจการขนาดกลาง อัตราปกติ แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์

กรณี 3.1.3 กิจการขนาดกลาง อัตราปกติ แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์

กรณี 3.2.1 กิจการขนาดกลาง อัตรา TOU แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 3.2.2 กิจการขนาดกลาง อัตรา TOU แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์

กรณี 3.2.3 กิจการขนาดกลาง อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์

3.1 อัตราปกติ

อัตรารายเดือน

	ค่าความต้องการ พลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
3.1.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	175.70	3.1097	312.24
3.1.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์	196.26	3.1471	312.24
3.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	221.50	3.1751	312.24

3.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

อัตรารายเดือน

	ค่าความต้องการ พลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ บาท/เดือน
	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	
3.2.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	0	4.1025	2.5849	312.24
3.2.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	312.24
3.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	312.24

ภาพ 2.27 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

2.6.4 ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

ใช้สำหรับกิจการเชิงพาณิชย์ อุตสาหกรรม หน่วยงานราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่น ๆ ของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานรัฐบาลต่างประเทศ หรือ องค์กรระหว่างประเทศ รวมถึงพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง โดยมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วง 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน ใช้เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียว และคิดค่าไฟตามอัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Tariff : TOD Tariff) และอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) แสดงดังภาพ 2.28 โดยแบ่งได้เป็น 6 กรณี คือ

กรณี 4.1.1 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOD แรงด้น 69 กิโลวัตต์ขึ้นไป

กรณี 4.1.2 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOD แรงด้น 12 - 24 กิโลวัตต์

กรณี 4.1.3 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOD แรงด้นต่ำกว่า 12 กิโลวัตต์

กรณี 4.2.1 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOU แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 4.2.2 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOU แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์

กรณี 4.2.3 กิจการขนาดใหญ่ อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์

4.1 อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day : TOD)					
อัตรารายเดือน					
	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)			ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Partial	Off Peak	ทุกช่วงเวลา	
4.1.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	224.30	29.91	0	3.1097	312.24
4.1.2 แรงดัน 12 - 24 กิโลโวลต์	285.05	58.88	0	3.1471	312.24
4.1.3 แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	332.71	68.22	0	3.1751	312.24

4.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)					
อัตรารายเดือน					
	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
4.2.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	0	4.1025	2.5849	312.24
4.2.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	312.24
4.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	312.24

ภาพ 2.28 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

2.6.5 ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง

การใช้ไฟฟ้าสำหรับโรงแรมและกิจการให้เช่าพักอาศัย รวมถึงบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วง 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยใช้เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว และคำนวณค่าไฟฟ้าด้วยอัตราปกติและอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) แสดงดังภาพ 2.29 โดยแบ่งได้เป็น 6 กรณี คือ

กรณี 5.1.1 กิจการเฉพาะอย่าง อัตราปกติ แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 5.1.2 กิจการเฉพาะอย่าง อัตราปกติ แรงดัน 12 - 24 กิโลโวลต์

กรณี 5.1.3 กิจการเฉพาะอย่าง อัตราปกติ แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

กรณี 5.2.1 กิจการเฉพาะอย่าง อัตรา TOU แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 5.2.2 กิจการเฉพาะอย่าง อัตรา TOU แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์

กรณี 5.2.3 กิจการเฉพาะอย่าง อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

5.1 อัตราปกติ				
อัตรารายเดือน				
	ค่าความต้องการ พลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Peak	Off Peak	
5.1.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	4.1025	2.5849	312.24
5.1.2 แรงดัน 12 – 24 กิโลโวลต์	132.93	4.1839	2.6037	312.24
5.1.3 แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	210.00	4.3297	2.6369	312.24

5.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)				
อัตรารายเดือน				
	ค่าความต้องการ พลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
5.2.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	220.56	3.1097		312.24
5.2.2 แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์	256.07	3.1471		312.24
5.2.3 แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	276.64	3.1751		312.24

ภาพ 2.29 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง

2.6.6 ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร

การใช้ไฟฟ้าขององค์กรที่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยไม่คิดค่าตอบแทน รวมถึงสถานที่ที่ใช้ในการประกอบศาสนกิจ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจะผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว โดยไม่รวมถึงหน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ สถานที่ทำการเกี่ยวกับกิจการของต่างชาติและสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ การคิดค่าไฟฟ้าจะเป็นไปตามอัตราปกติและอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) แสดงดังภาพ 2.30 โดยแบ่งได้เป็น 6 กรณี คือ

กรณี 6.1.1 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตราปกติ แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 6.1.2 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตราปกติ แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลต์

กรณี 6.1.3 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตราปกติ แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์

กรณี 6.2.1 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตรา TOU แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

กรณี 6.2.2 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตรา TOU แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์

กรณี 6.2.3 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

6.1 อัตราปกติ					
อัตรารายเดือน					
		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)	
6.1.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป		3.4149		312.24	
6.1.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลต์		3.5849		312.24	
6.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์				20.00	
10 หน่วยแรก (หน่วยที่ 1-10)		2.8013			
เกิน 10 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 11 เป็นต้นไป)		3.8919			
6.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)					
อัตรารายเดือน					
	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	
6.2.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	0	4.1025	2.5849	312.24
6.2.2 แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	312.24
6.2.3 แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	312.24

ภาพ 2.30 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร

2.6.7 ประเภทที่ 7 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร

สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยราชการ สหกรณ์เพื่อการเกษตร กลุ่มเกษตรกรที่จดทะเบียนจัดตั้งกลุ่มเกษตรกร หรือกลุ่มเกษตรกรที่หน่วยราชการรับรอง โดยจะต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว การคิดค่าไฟฟ้าจะเป็นไปตามอัตราปกติและอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) แสดงดังภาพ 2.31 โดยแบ่งได้เป็น 3 กรณี คือ

กรณี 7.1 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร อัตราปกติ

กรณี 7.2.1 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร อัตรา TOU แรงดัน 22-24 กิโลโวลต์

กรณี 7.2.2 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์

7.1 อัตราปกติ

อัตรารายเดือน

	ค่าพลังงานไฟฟ้า(บาท/หน่วย)
100 หน่วยแรก (หน่วยที่ 1-100)	2.0889
เกิน 100 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 101 เป็นต้นไป)	3.2405
ค่าบริการ (บาท/เดือน) :	115.16

7.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

อัตรารายเดือน

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
7.2.1 แรงดัน 22-24 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	228.17
7.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	228.17

ภาพ 2.31 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 7 กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร

2.6.8 ประเภทที่ 8 ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว

สำหรับการใช้ไฟฟ้าชั่วคราว เช่น การใช้ในโครงการก่อสร้างอาคารทั่วไปหรือสิ่งปลูกสร้าง การจัดงานพิเศษชั่วคราว หรือการใช้ไฟฟ้าในกรณีต่างๆ ที่จำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าในระยะเวลานั้นๆ โดยการติดตั้งเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว จะมีการคิดค่าไฟฟ้าในอัตราเดียว (Flat Rate) ซึ่งไม่แบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาปกติหรือในช่วงเวลาที่มีการใช้งานมาก (Peak) และไม่คำนึงถึงช่วงเวลาในการใช้งาน แสดงดังภาพ 2.32

อัตรารายเดือน	
ค่าพลังงานไฟฟ้า (ทุกระดับแรงดัน) หน่วยละ	6.8025 บาท

ภาพ 2.32 อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภทที่ 8 ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว

2.7 มาตรฐานการติดตั้งระบบไฟฟ้า

2.7.1 นิยามและข้อกำหนดทั่วไป

2.7.1.1 ที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานสำหรับบริษัทไฟฟ้า

ต้องจัดให้มีพื้นที่และทางเข้าเพียงพอสำหรับการปฏิบัติงานและบำรุงรักษาบริษัทไฟฟ้าอย่างสะดวกและปลอดภัย โดยพื้นที่ดังกล่าวห้ามนำไปใช้เก็บสิ่งของต่างๆ

1. ที่ว่างเพื่อปฏิบัติงาน

พื้นที่สำหรับการปฏิบัติงานบริษัทไฟฟ้าที่ต้องสามารถตรวจสอบ ปรับแต่ง หรือบำรุงรักษาขณะมีไฟ ควรกว้างไม่น้อยกว่า 0.75 เมตร และไม่ต่ำกว่าขนาดความกว้างของบริษัทไฟฟ้า ส่วนความลึกจะต้องเป็นไปตามที่กำหนดในตาราง 1 โดยพื้นที่ดังกล่าวต้องเพียงพอสำหรับการเปิดประตูหรือตู้ฟ้าได้อย่างน้อย 90 องศาในทุกกรณี นอกจากนี้ คอนกรีต อิฐ หรือผนังกระเบื้องจะถือว่าเป็นส่วนที่ต่อลงดิน

2. การวัดความลึก

ความลึกให้วัดจากส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่งอยู่ หรือวัดจากด้านหน้าของเครื่องห่อหุ้ม ถ้าส่วนที่มีไฟฟ้ามีการห่อหุ้ม

3. ทางเข้าที่ว่างเพื่อปฏิบัติงาน

- 1) ต้องจัดให้มีทางเข้าที่มีความกว้างไม่น้อยกว่า 0.60 เมตร และสูงไม่น้อยกว่า 2.00 เมตร เพื่อให้สามารถเข้าถึงพื้นที่ปฏิบัติงานกับบริษัทไฟฟ้าได้อย่างน้อยหนึ่งทาง
- 2) สำหรับแผงสวิตช์และแผงควบคุมที่มีพิกัดกระแสตั้งแต่ 1,200 แอมแปร์ขึ้นไป และมีความกว้างเกิน 1.80 เมตร จะต้องมีการเข้าทั้งสองข้างของแผงที่มีความกว้างไม่น้อยกว่า 0.60 เมตร และสูงไม่น้อยกว่า 2.00 เมตร

ข้อยกเว้นที่ 1 หากด้านหน้าของแผงสวิตช์หรือแผงย่อยเป็นพื้นที่ว่างและสามารถเข้าถึงทางเข้าได้โดยตรง โดยไม่มีสิ่งกีดขวาง ก็สามารถอนุญาตให้มีทางเข้าพื้นที่ปฏิบัติงานทางเดียวได้

ข้อยกเว้นที่ 2 ในกรณีที่พื้นที่สำหรับปฏิบัติงานมีความลึกเป็น 2 เท่าของที่กำหนดในข้อ 2.7.1.1 และมีทางเข้าพื้นที่ปฏิบัติงานทางเดียวได้ ทางเข้าดังกล่าวจะต้องอยู่ห่างจากแผงสวิตช์หรือแผงย่อยไม่น้อยกว่าระยะที่กำหนดในตาราง 1 เพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน

ตาราง 2.1 ความลึก (Depth) ต่ำสุดของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานกับบริษัทไฟฟ้า ระบบแรงต่ำ

แรงดันไฟฟ้าวัดเทียบกับดิน (โวลต์)	ความลึกต่ำสุด (เมตร)		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
0-150	0.90	0.90	0.90
151-600	0.90	1.10	1.20

- กรณีที่ 1** หากมีส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่งอยู่ทางด้านหนึ่งของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงาน และอีกด้านหนึ่งไม่มีทั้งส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่ง หรือมีส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่งอยู่ทั้งสองด้านของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงาน แต่ได้มีการกั้นด้วยวัสดุที่เหมาะสม เช่น ไม้ หรือวัสดุฉนวนอื่น เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดอันตรายจากไฟฟ้า จะถือว่าพื้นที่ดังกล่าวปลอดภัยในการปฏิบัติงาน นอกจากนี้ สายไฟฟ้าหุ้มฉนวนหรือสับบาร์หุ้มฉนวนที่มีแรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 300 โวลต์ จะถือว่าเป็นส่วนที่ไม่มีไฟฟ้าและสามารถเข้าถึงได้โดยไม่เกิดอันตราย
- กรณีที่ 2** กรณีที่มีส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่งอยู่ทางด้านหนึ่งของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงาน และอีกด้านหนึ่งของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานเป็นพื้นที่ต่อลงดิน จำเป็นต้องมีการจัดการความปลอดภัยที่ชัดเจน
- กรณีที่ 3** ในกรณีที่มีส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่งอยู่ทั้งสองด้านของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงาน (ไม่มีการกั้นตามกรณีที่ 1) และผู้ปฏิบัติงานจะอยู่ระหว่างนั้น ควรมีมาตรการและข้อกำหนดที่เข้มงวดเพื่อป้องกันอันตรายจากไฟฟ้า
- ข้อยกเว้นที่ 1** บริษัทที่สามารถเข้าถึงเพื่อปฏิบัติงานจากด้านอื่นนอกเหนือจากด้านหลัง ไม่จำเป็นต้องมีที่ว่างสำหรับปฏิบัติงานที่ด้านหลัง
- ข้อยกเว้นที่ 2** ส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่ง ซึ่งมีแรงดันไม่เกิน 30 VAC หรือ 60 VDC และสามารถเข้าถึงได้ อาจมีที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานที่เล็กกว่าที่กำหนดได้ แต่ต้องได้รับการอนุมัติจากการไฟฟ้าฯ ก่อน
- ข้อยกเว้นที่ 3** บริษัทที่สามารถเข้าถึงเพื่อปฏิบัติงานจากด้านอื่นที่ไม่ใช่ด้านหลัง ไม่จำเป็นต้องมีที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานด้านหลัง แต่ในกรณีที่ต้องเข้าถึงด้านหลังเพื่อทำงานในส่วนที่ได้ปลดวงจรไฟฟ้าออกแล้ว จะต้องมีที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานในแนวนอนอย่างน้อย 0.75 เมตร ตลอดแนวของบริษัท

4. แสงสว่าง

เมนสวิตช์ แผงสวิตช์ แผงย่อย หรือเครื่องควบคุมมอเตอร์ที่ติดตั้งภายในอาคาร ต้องมีแสงสว่างบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานอย่างเพียงพอ เพื่อให้สามารถทำงานได้ทันที โดยมีระดับความส่องสว่างเฉลี่ยไม่น้อยกว่า 200 ลักซ์ ยกเว้นในกรณีเมนสวิตช์หรือแผงย่อย (ทั้งแบบเดี่ยวหรือเป็นกลุ่ม) ภายในที่อยู่อาศัย ซึ่งมีกระแสรวมไม่เกิน 100 แอมแปร์ อาจไม่จำเป็นต้องเป็นไปตามเกณฑ์ดังกล่าว

5. ที่ว่างเหนือพื้นที่เพื่อปฏิบัติงาน (Headroom)

บริเวณที่ใช้สำหรับปฏิบัติงานกับเมนสวิตช์ แผงสวิตช์ แผงย่อย หรือเครื่องควบคุมมอเตอร์ ต้องมีความสูงอย่างน้อย 2.00 เมตร โดยส่วนบนสุดของแผงต้องอยู่ห่างจากเพดานที่ติดไฟได้ไม่น้อยกว่า 0.90 เมตร หากเพดานไม่ติดไฟ หรือมีแผ่นวัสดุป้องกันไฟอยู่ระหว่างแผงกับเพดาน ระยะห่างดังกล่าวสามารถลดลงได้ แต่ต้องไม่น้อย

กว่า 0.60 เมตร ทั้งนี้ ไม่บังคับใช้กับเมนสวิตช์หรือแผงย่อยภายในอาคารพักอาศัยที่มีกระแสไฟรวมไม่เกิน 200 แอมแปร์

6. ที่ว่างเพื่อปฏิบัติงาน

ต้องจัดให้มีที่ว่างสำหรับการทำงานที่เหมาะสม เพื่อให้สามารถบำรุงรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้าได้อย่างสะดวกและปลอดภัย โดยเฉพาะในบริเวณที่มีส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่ง ซึ่งที่ว่างดังกล่าวต้องมีความสูงไม่น้อยกว่า 2.00 เมตร ความกว้างไม่น้อยกว่า 0.90 เมตร และความลึกต้องเป็นไปตามเกณฑ์ในตาราง 2.2 ทั้งนี้ ต้องสามารถเปิดบานประตูหรือตู้ได้อย่างน้อย 90 องศาทุกกรณี สำหรับวัสดุอย่างคอนกรีต อิฐ หรือผนังกระเบื้อง ให้ถือว่าเป็นส่วนที่ต่อลงดินการวัดความลึก ความลึกให้วัดจากส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่งอยู่ หรือวัดจากด้านหน้าของเครื่องห่อหุ้ม

7. ทางเข้าถึงที่ว่างเพื่อปฏิบัติงาน

ต้องมีทางเข้าถึงบริเวณที่ใช้สำหรับปฏิบัติงานอย่างน้อยหนึ่งทาง โดยมีขนาดความกว้างไม่ต่ำกว่า 0.60 เมตร และความสูงไม่น้อยกว่า 2.00 เมตร เพื่อให้สามารถเข้าถึงได้อย่างปลอดภัยและสะดวกในการปฏิบัติงาน

- 1) หากมีสายไฟเปลือยไม่ว่าระดับแรงดันใด หรือสายหุ้มฉนวนที่มีแรงดันเกิน 1,000 โวลต์อยู่ ใกล้ทางเข้า ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันหรือแสดงสัญลักษณ์เตือนที่ชัดเจน เพื่อความปลอดภัยของผู้ใช้งานพื้นที่ ต้องมีการกั้นตามข้อ 1.103
- 2) กรณีติดตั้งบริเวณพื้นชั้นลอยหรือพื้นที่ยกระดับ ต้องจัดให้มีบันไดถาวรที่มั่นคงและเหมาะสมสำหรับการเข้าถึงพื้นที่ปฏิบัติงานได้อย่างปลอดภัย

ตาราง 2.2 ความลึก (Depth) ต่ำสุดของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานกับบริเวณไฟฟ้า ระบบแรงสูง

แรงดันไฟฟ้าวัดเทียบกับดิน (โวลต์)	ความลึกต่ำสุด (เมตร)		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
601-2,500	0.90	1.20	1.50
2,501-9,000	1.20	1.50	1.80
9,001-25,000	1.50	1.80	2.80
25,001-75,000	1.80	2.50	3.00

- กรณีที่ 1** หากด้านหนึ่งของที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานมีส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่ง ส่วนอีกด้านไม่มีทั้งแหล่งจ่ายไฟและโครงสร้างที่ต่อลงดิน หรือกรณีที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่งทั้งสองด้าน แต่มีฉนวน เช่น ไม้หรือวัสดุป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมกั้นไว้ ถือว่าเป็นไปตามข้อกำหนดความปลอดภัย
- สายไฟหรือสับบาร์ที่มีฉนวนหุ้ม และแรงดันไม่เกิน 300 โวลต์ ไม่ถือว่าเป็นบริเวณที่มีไฟฟ้าในแง่ของข้อกำหนดด้านความปลอดภัย
- กรณีที่ 2** หากบริเวณปฏิบัติงานมีด้านหนึ่งเป็นส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่ง และอีกด้านเป็นพื้นผิวที่ต่อลงดิน ให้ถือว่ามีความเสี่ยงด้านเดียวในการปฏิบัติงาน
- กรณีที่ 3** ในกรณีที่พื้นที่ปฏิบัติงานมีส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่งอยู่ทั้งสองด้าน โดยไม่มีฉนวนหรือสิ่งกั้น ผู้ปฏิบัติงานจะอยู่ในตำแหน่งระหว่างแหล่งพลังงานทั้งสอง จึงต้องให้ความระมัดระวังเป็นพิเศษ

ยกเว้น หากสามารถปฏิบัติงานจากด้านอื่นที่ไม่ใช่ด้านหลังได้ ไม่จำเป็นต้องเว้นพื้นที่ด้านหลังของบริภัณฑ์ แต่หากจำเป็นต้องเข้าทำงานทางด้านหลังในส่วนที่ปลดไฟแล้ว ต้องจัดให้มีระยะว่างในแนวนอนไม่น้อยกว่า 0.75 เมตรตลอดแนวของบริภัณฑ์

8. แผงสวิตช์และแผงควบคุม

หากแผงสวิตช์มีความกว้างเกิน 1.80 เมตร ต้องมีทางเข้าทั้งสองด้าน ยกเว้นในกรณีที่ด้านหน้าปราศจากสิ่งกีดขวาง หรือมีพื้นที่ปฏิบัติงานลึกเป็นสองเท่าตามที่ระบุในตาราง 2.2 จึงอาจใช้ทางเข้าเพียงด้านเดียวได้ ทั้งนี้ หากมีส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่งอยู่ใกล้ทางเข้า ต้องพิจารณาความปลอดภัยเป็นพิเศษต้องมีการกั้นอย่างเหมาะสมตามข้อ 1.103

9. แสงสว่างเหนือที่ว่างเพื่อปฏิบัติงาน

ต้องจัดให้มีแสงสว่างครอบคลุมพื้นที่ทำงาน โดยมีค่าความส่องสว่างเฉลี่ยไม่น้อยกว่า 200 ลักซ์ และต้องสามารถเปลี่ยนหรือซ่อมแซมคอมไฟได้อย่างปลอดภัย โดยไม่เสี่ยงสัมผัสส่วนที่มีกระแสไฟฟ้า

10. ส่วนที่มีไฟฟ้าและเปิดโล่ง

หากมีส่วนที่มีกระแสไฟฟ้าและเปิดโล่งโดยไม่ฉนวนหรือสิ่งกั้น อยู่เหนือบริเวณทำงาน ต้องติดตั้งในระดับความสูงไม่น้อยกว่าที่กำหนดเพื่อความปลอดภัยในตาราง 2.3

11. ที่ว่างเหนือพื้นที่เพื่อปฏิบัติงาน (Headroom)

พื้นที่ปฏิบัติงานต้องมีความสูงอย่างน้อย 2.00 เมตร โดยแผงสวิตช์ด้านบนต้องเว้นระยะจากเพดานติดไฟไม่ต่ำกว่า 0.90 เมตร และหากเพดานไม่ติดไฟหรือมีแผ่นกั้นที่ไม่ติดไฟ ระยะห่างต้องไม่น้อยกว่า 0.60 เมตร

ตาราง 2.3 ระดับความสูงของส่วนที่มีไฟฟ้าและไม่ที่กั้น

แรงดันไฟฟ้าระหว่างสายเส้นไฟ (โวลต์)	ระดับความสูง (เมตร)
1,000-7,500	2.80
7,501-35,000	2.90
> 35,000	2.90 + 0.01 (เมตร/กิโลโวลต์)

2.7.1.2 เครื่องห่อหุ้มและการกั้นส่วนที่มีไฟฟ้า

บริภัณฑ์ที่มีส่วนไฟฟ้าแรงดันเกิน 50 โวลต์ ต้องมีการป้องกันการสัมผัสโดยไม่ตั้งใจ โดยใช้วัสดุห่อหุ้มหรือมาตรการอื่นที่เหมาะสม เช่น การกั้นด้วยฉนวนหรือโครงครอบป้องกัน

1. การกั้น

การกั้นอาจใช้วิธีการหนึ่งวิธีการใดดังต่อไปนี้

- 1) ติดตั้งในห้องหรือภายในเครื่องครอบที่ออกแบบให้เฉพาะเจ้าหน้าที่ที่ได้รับมอบหมายสามารถเข้าถึงได้เท่านั้น
- 2) ติดตั้งในพื้นที่ที่ล้อมด้วยแผงหรือรั้วตาข่ายถาวรที่เหมาะสม โดยอนุญาตให้เฉพาะผู้มีหน้าที่เข้าใกล้ส่วนที่อาจสัมผัสไฟฟ้าได้ ช่องเปิดหรือรูใด ๆ ต้องมีลักษณะป้องกันไม่ให้บุคคลทั่วไปสัมผัสหรือสอดวัตถุไฟเข้าไปโดนส่วนที่มีกระแสไฟโดยไม่ตั้งใจ
- 3) ติดตั้งในตำแหน่งที่แยกออกจากพื้นที่ใช้งานทั่วไป เพื่อป้องกันการเข้าถึงโดยบุคคลที่ไม่เกี่ยวข้อง เช่น บนระเบียง กันสาด หรือโครงสร้างยกสูงอื่น ๆ
- 4) ติดตั้งบริภัณฑ์ให้อยู่สูงจากระดับพื้นหรือพื้นที่ปฏิบัติงานไม่น้อยกว่า 2.40 เมตร เพื่อหลีกเลี่ยงการสัมผัสโดยไม่ตั้งใจ

- 5) กรณีติดตั้งสวิตช์หรืออุปกรณ์ในระบบแรงต่ำภายในพื้นที่ที่มีระบบแรงสูง ต้องแยกพื้นที่ด้วยฉนวนกัน รั่ว หรือวัสดุป้องกันที่เหมาะสม เพื่อความปลอดภัย

2. การติดตั้งทางไฟฟ้าในห้องที่ปิดล้อม

การติดตั้งระบบไฟฟ้าภายในห้องหรือพื้นที่ที่มีสิ่งล้อมรอบ เช่น ผนัง กำแพง หรือรั้ว และมีระบบปิดกั้นทางเข้าอย่างปลอดภัย เช่น กุญแจล็อก หรือวิธีที่ได้รับการยอมรับ ให้ถือว่าเป็นพื้นที่เฉพาะสำหรับผู้หน้าที่โดยตรง ส่วนเครื่องห่อหุ้มต้องได้รับการออกแบบให้เหมาะสมกับความเสี่ยงของการใช้งาน สำหรับแนวป้องกันที่มีความสูงต่ำกว่า 2.00 เมตร จะไม่นับว่าเป็นการกันเว้นแต่จะมีอุปกรณ์เสริมเพิ่มความปลอดภัยให้เทียบเท่าระดับความสูงดังกล่าวการติดตั้งภายในอาคาร

ในสถานที่ที่บุคคลทั่วไปเข้าถึงได้ การติดตั้งทางไฟฟ้าต้องเป็นดังนี้

- 1) บริภัณฑ์ไฟฟ้าต้องติดตั้งภายในเครื่องห่อหุ้มโลหะ หรืออยู่ในพื้นที่ที่สามารถล็อกด้วยกุญแจได้ เพื่อจำกัดการเข้าถึงเฉพาะผู้ที่มีหน้าที่เท่านั้น
- 2) อุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น สวิตช์เกียร์ในโครงห่อหุ้มโลหะ สถานีย่อยสำเร็จรูป หม้อแปลง กล่องดึงสาย กล่องต่อสาย และอุปกรณ์ประเภทเดียวกัน ต้องมีป้ายหรือสัญลักษณ์เตือนภัยอย่างชัดเจนและเหมาะสมกับลักษณะอันตรายของอุปกรณ์นั้น
- 3) ช่องระบายอากาศของหม้อแปลงชนิดแห้ง หรือช่องเปิดของอุปกรณ์อื่นในลักษณะเดียวกัน ต้องได้รับการออกแบบให้สามารถเบี่ยงเบนวัตถุจากภายนอกที่อาจเล็ดลอดเข้ามา ไม่ให้สัมผัสหรือเข้าใกล้ส่วนที่มีไฟฟ้าได้โดยตรง

3. การติดตั้งภายนอกอาคาร

ในสถานที่ที่บุคคลทั่วไปเข้าถึงได้ การติดตั้งทางไฟฟ้าต้องอยู่ในเครื่องห่อหุ้ม หรือวิธีการอื่นที่ได้รับการรับรองแล้วว่าปลอดภัย

4. หากบริภัณฑ์ไฟฟ้าติดตั้งในบริเวณที่เสี่ยงต่อความเสียหายทางกายภาพต้องมีการป้องกันด้วยสิ่งกันหรือเครื่องห่อหุ้มที่แข็งแรงเพียงพอเพื่อป้องกันการกระแทกกระเทือนหรืออันตรายที่อาจเกิดขึ้นได้
5. เครื่องหมายเตือนภัย

บริเวณทางเข้าห้องหรือพื้นที่ที่มีส่วนไฟฟ้าเปิดโล่งภายใน ต้องแสดงเครื่องหมายเตือนอย่างชัดเจนและเด่นชัดเพื่อป้องกันไม่ไห้บุคคลที่ไม่เกี่ยวข้องเข้าไปโดยไม่ได้รับอนุญาต

6. ส่วนที่มีประกายไฟ

บริภัณฑ์ที่อาจเกิดอาร์ก ประกายไฟ เปลวไฟ หรือโลหะหลอมเหลวขณะใช้งาน ต้องมีฉนวนหรือโครงปิดล้อมอย่างเหมาะสม และต้องแยกห่างจากวัสดุไวไฟอย่างปลอดภัย

7. การทำเครื่องหมายระบุเครื่องปลดวงจร

เครื่องปลดวงจรที่ใช้กับมอเตอร์ อุปกรณ์ไฟฟ้า สายเมน สายป้อน หรือวงจรย่อย ต้องติดป้ายแสดงวัตถุประสงค์อย่างชัดเจนที่ตัวอุปกรณ์หรือบริเวณใกล้เคียงเว้นแต่การจัดวางชัดเจนอยู่แล้วป้ายต้องอ่านง่ายทนทานต่อสภาพแวดล้อมโดยรอบสำหรับสายไฟฟ้าเหนือพื้นดินไม่ว่าจะเป็นการใช้งานชั่วคราวหรือถาวรต้องเว้นระยะห่างทางไฟฟ้าอย่างเหมาะสมโดยเฉพาะเมื่อสายพาดผ่านอาคารหรือสิ่งปลูกสร้างโดยไม่ได้ยึดติดกับโครงสร้างนั้น

8. การวัดระยะห่างทางไฟฟ้า

การวัดระยะห่างทางไฟฟ้า ให้วัดในแนวตรงจากพื้นผิวของส่วนที่มีศักย์ไฟฟ้า เช่น สายไฟ ตัวนำ หรืออุปกรณ์ ไปยังพื้นผิวของสิ่งที่ไม่มีความศักย์ไฟฟ้าหรือวัตถุที่อยู่ใกล้ที่สุด

9. ระยะห่างทางไฟฟ้า

ระยะห่างทางไฟฟ้าในการติดตั้งสายไฟฟ้าต้องมีระยะห่างไม่น้อยกว่าตามที่กำหนดดังต่อไปนี้

1) ระยะห่างในแนวนอน (Horizontal Clearance)

ระยะห่างในแนวนอนให้ใช้ค่าตามตาราง 2.4

2) ระยะห่างในแนวดิ่ง (Vertical Clearance)

ระยะห่างในแนวดิ่ง ให้ใช้ค่าตามตาราง 2.5

3) ระยะห่างในแนวเฉียง (Diagonal Clearance)

ระยะห่างในแนวเฉียง ให้เป็นไปตามข้อกำหนดของแต่ละการไฟฟ้าฯ

หมายเหตุ

3.1) ระยะห่างที่ระบุในตารางใช้สำหรับอาคารหรือสิ่งก่อสร้างที่ไม่มีการเข้าถึงเพื่อบำรุงรักษา หรือปฏิบัติงานหากมีความจำเป็นต้องเข้าพื้นที่ดังกล่าวต้องมีมาตรการป้องกันที่เหมาะสมสำหรับผู้ปฏิบัติงาน

3.2) แรงดันไฟฟ้าในที่นี้ หมายถึง แรงดันไฟฟ้าระหว่างสายเส้นไฟ (เฟส-เฟส)

3.3) ชื่อของสายไฟฟ้า ชนิดต่างๆ ในตารางเทียบกับสายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฯ ดังนี้

3.3.1) สายหุ้มฉนวนแรงต่ำดีเกลียวกับสายนิวทรัลเปลือย

= Service drop Conductor

3.3.2) สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ

= Weather proof Conductor

3.3.3) สายหุ้มฉนวนแรงสูงไม่เต็มพิกัด

= Partially Insulated Conductor

3.3.4) สายหุ้มฉนวนแรงสูง 2 ชั้นไม่เต็มพิกัด

= Space aerial Cable

3.3.5) สายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดดีเกลียว

= Fully insulated Cable

4) ผนังด้านปิดของอาคาร หมายถึง ผนังที่บุคคลไม่สามารถยื่นส่วนของร่างกายหรือวัตถุใดๆ ไปสัมผัสกับสายไฟฟ้าได้โดยไม่ตั้งใจ

5) ผนังด้านเปิดของอาคาร หมายถึง ผนังที่บุคคลสามารถยื่นส่วนของร่างกายหรือวัตถุเข้าไปสัมผัสกับสายไฟฟ้าได้โดยไม่เจตนา หรือเกิดจากความพลั้งเผลอ

6) สิ่งก่อสร้างอื่น ๆ หมายถึง โครงสร้าง เช่น ปล่องควัน ถังเก็บสารไม่ติดไฟ เสาอากาศวิทยุ หรือโทรทัศน์ที่ติดตั้งแยกจากอาคาร หรือแม้แต่เสาอากาศที่ติดตั้งกับตัวอาคารเอง โดยต้องไม่มีส่วนใดยื่นล้ำเข้าไปในแนวระดับเดียวกับสายไฟฟ้า

7) ระยะห่างนี้อ้างอิงจากค่าการหย่อนตัวของสาย (Final Sag) สูงสุด ที่เกิดขึ้นในสภาวะใช้งานที่อุณหภูมิสูงสุดของสายไฟฟ้า

8) ทางสัญจร หมายถึง พื้นที่ที่ใช้สำหรับการสัญจรของยานพาหนะ ไม่ว่าจะเป็นทางหลวง ถนน ขยาย หรือเส้นทางอื่นใด ทั้งที่เป็นสาธารณะหรือส่วนบุคคล ซึ่งมีการใช้งานเพื่อการผ่านไปมาโดยปกติอยู่แล้ว

- 9) ในกรณีที่พื้นที่ที่สัญจรซึ่งไม่ได้ออกแบบไว้สำหรับการผ่านของรถยนต์หรือยานพาหนะอื่นโดยเฉพาะ ระยะห่างแนวตั้งขั้นต่ำอาจลดลงเหลือไม่ต่ำกว่า 2.6 เมตรได้
- 10) ห้ามติดตั้งสายไฟฟ้างดงกล่าวได้หลังคา ใต้ระเบียง หรือผ่านส่วนต่าง ๆ ของอาคาร รวมถึงป้าย โครงสร้างเสาอากาศโทรทัศน์-วิทยุ และถึงที่บรรจุสารไม่ติดไฟ
- 11) อนุญาตให้เดินสายชั่วคราวได้โดยต้องขออนุญาตจากการไฟฟ้าท้องถิ่น ทั้งนี้ใช้ระยะห่างดังนี้
 - 11.1) 69 kV ระยะห่าง 2.2 เมตร
 - 11.2) 115 kV ระยะห่าง 2.5 เมตร
 - 11.3) 230 kV ระยะห่าง 3.2 เมตร

คำแนะนำ ระยะห่างในการติดตั้งระบบไฟฟ้ากับระบบอื่นๆ ให้ดูภาคผนวก ค.



ตาราง 2.4 ระยะห่างต่ำสุดตามแนวนอนระหว่างสายไฟฟ้ากับสิ่งก่อสร้าง เมื่อสายไฟฟ้าไม่ได้ยึดติดกับสิ่งก่อสร้าง (เมตร)

(Minimum Horizontal Clearance)

สิ่งที่อยู่ใกล้สายไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า ²⁾								
	ไม่เกิน 1 kV		11 – 33 kV				69 kV	115 kV	230 kV
	ชนิดของสายไฟฟ้า		ชนิดของสายไฟฟ้า				ชนิดของสายไฟฟ้า		
	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำดีเทียบกับสายนิวทรัลเปลือย ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ³⁾	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวนแรงสูงไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูง 2 ชั้นไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดดีเทียบกับ ³⁾	สายเปลือย		
1.1 - ผนังด้านปิดของอาคาร ⁴⁾ - สะพานลอยคนเดินข้ามถนน กรณีที่มีแผงหรือผนังกันระหว่าง สายไฟฟ้ากับสะพานลอย - ป้ายโฆษณาที่ติดกับอาคาร	0.30	0.15	1.50	0.60	0.30	0.15	1.80	2.30	3.00
1.2 - ผนังด้านเปิดของอาคาร ⁵⁾ เฉลียงระเบียงหรือบริเวณที่มีคน เข้าถึงได้ - สะพานทุกชนิดสำหรับ ยานพาหนะ - เสาไฟถนน เสาสัญญาณไฟ จราจรต่างๆ - สิ่งก่อสร้างอื่นๆ ⁶⁾	0.90	0.15	1.80	1.50	0.90	0.60	2.13	2.30	3.00

ตาราง 2.5 ระยะห่างต่ำสุดตามแนวดิ่งระหว่างสายไฟฟ้า กับพื้น แล่งน้ำ อาคาร หรือสิ่งก่อสร้างอื่นๆ (เมตร)
(Minimum Vertical Clearance)

สิ่งที่อยู่ใกล้สายไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า ²⁾								
	ไม่เกิน 1 kV		11 – 33 kV				69 kV	115 kV	230 kV
	ชนิดของสายไฟฟ้า		ชนิดของสายไฟฟ้า				ชนิดของสายไฟฟ้า		
	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำดีเกิลียวกับสายนิวทรัลเปลือย ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ³⁾	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวนแรงสูงไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูง 2 ชั้น ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดดีเกิลียว ³⁾	สายเปลือย		
2.1 – เหนือทางสัญจร ⁸⁾ สำหรับคน, รถยนต์ หรือยานพาหนะอื่นใด รวมสิ่งของที่บรรทุกแล้ว สูงไม่เกิน 2.45 เมตร ผ่าน	3.60 ⁹⁾	2.90 ⁹⁾	4.60	4.60	4.60	3.60 ⁹⁾	4.90	5.10	5.80
2.2 – เหนือทางสัญจร ⁸⁾ สำหรับไว้ให้รถยนต์และรถบรรทุก หรือยานพาหนะอื่นใดรวมสิ่งของที่บรรทุกแล้วสูงไม่เกิน 4.3 เมตร ผ่าน	5.50	5.50	6.10	6.10	6.10	5.50	7.00	7.50	9.00
2.3 – คลองหรือแหล่งน้ำที่อยู่ในความรับผิดชอบของกรมเจ้าท่า กรมชลประทาน หน่วยราชการ หรือเอกชนที่มีเรือแล่นผ่านให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดของกรมเจ้าท่า กรมชลประทาน หน่วยราชการ หรือเอกชน ตามความสูงของเรือสูงสุดที่สามารถแล่นผ่านร่องน้ำ หรือจุดลอดสูงสุดของสะพานแบบปิด ณ ที่									

ตาราง 2.5 (ต่อ) ระยะห่างต่ำสุดตามแนวตั้งระหว่างสายไฟฟ้า กับพื้น แหล่งน้ำ อาคาร หรือสิ่งก่อสร้างอื่นๆ (เมตร)

(Minimum Vertical Clearance)

สิ่งที่อยู่ใกล้สายไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า ²⁾								
	ไม่เกิน 1 kV		11 – 33 kV				69 kV	115 kV	230 kV
	ชนิดของสายไฟฟ้า		ชนิดของสายไฟฟ้า				ชนิดของสายไฟฟ้า		
	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ตีเกลียวกับ สายนิวทรัล เปลือย ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ³⁾	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวนแรงสูง ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูง 2 ชั้น ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดตีเกลียว ³⁾	สายเปลือย		
นั้นๆได้ โดยให้ระยะห่างวัดจากท้องสายไฟฟ้ากับจุดยอดสูงสุดใดๆของเรือหรือจุดตลอดสูงสุดของสะพานไม่น้อยกว่าค่าตามตารางโดยวัดระยะเมื่อระดับน้ำขึ้นสูงสุดซึ่งกำหนดตามความกว้างของแหล่งน้ำ ดังต่อไปนี้									
2.3.1 – ไม่เกิน 50 เมตร ปกติให้ถือว่าเรือหรือยานพาหนะมีความสูงไม่เกิน 4.9 เมตร ผ่าน	7.0	6.8	7.7	7.7	7.7	6.8	7.9	8.2	8.9
2.3.2 – เกินกว่า 50 เมตร แต่ไม่เกิน 500 เมตร ปกติให้ถือว่าเรือหรือยานพาหนะมีความสูงไม่เกิน 7.3 เมตร ผ่าน	9.4	9.3	10.2	10.2	10.2	9.3	10.4	10.7	11.4

ตาราง 2.5 (ต่อ) ระยะห่างต่ำสุดตามแนวตั้งระหว่างสายไฟฟ้า กับพื้น แหล่งน้ำ อาคาร หรือสิ่งก่อสร้างอื่นๆ (เมตร)
(Minimum Vertical Clearance)

สิ่งที่อยู่ใกล้สายไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า ²⁾								
	ไม่เกิน 1 kV		11 – 33 kV				69 kV	115 kV	230 kV
	ชนิดของสายไฟฟ้า		ชนิดของสายไฟฟ้า				ชนิดของสายไฟฟ้า		
	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ติดเกลียวกับสายนิวทรัลเปลือย ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ³⁾	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวนแรงสูง ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูง 2 ชั้น ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดติดเกลียว ³⁾	สายเปลือย		
2.3.3 – เกินกว่า 500 เมตร แต่ไม่เกิน 5,000 เมตร ปกติให้ถือว่าเรือหรือยานพาหนะมีความสูงไม่เกิน 9.0 เมตร ผ่าน	11.3	11.1	12.0	12.0	12.0	11.1	12.2		
2.3.4 – มากกว่า 5,000 เมตร ปกติให้ถือว่าเรือหรือยานพาหนะมีความสูงไม่เกิน 11.0 เมตร ผ่าน	13.1	12.9	13.8	13.8	13.8	12.9	14.0		
2.3.5 – ถ้ามีการกำหนดให้เรือหรือยานพาหนะที่มีความสูง (h) มากกว่าที่กำหนดตามข้อ 2.3.1 – 2.3.4 ผ่าน	h + 2.1	h + 2.1	h + 2.9	h + 2.9	h + 2.9	h + 2.9	h + 3.2		

ตาราง 2.5 (ต่อ) ระยะห่างต่ำสุดตามแนวตั้งระหว่างสายไฟฟ้า กับพื้น แล่งน้ำ อาคาร หรือสิ่งก่อสร้างอื่นๆ (เมตร)

(Minimum Vertical Clearance)

สิ่งที่อยู่ใกล้สายไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า ²⁾								
	ไม่เกิน 1 kV		11 – 33 kV				69 kV	115 kV	230 kV
	ชนิดของสายไฟฟ้า		ชนิดของสายไฟฟ้า				ชนิดของสายไฟฟ้า		
	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ตีเกลียวกับ สายนิวทรัล เปลือย ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ³⁾	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวนแรงสูง ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูง 2 ชั้น ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดตีเกลียว ³⁾	สายเปลือย		
2.4 – คลองหรือแหล่งน้ำที่อยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยงานราชการ หรือเป็นของเอกชน ที่ไม่มีเรือแล่นผ่าน	4.4	4.3	5.2	5.2	5.2	4.3	5.4	5.7	6.4
2.5 - เหนือหรือใต้หลังคาหรือส่วนของอาคารที่ไม่มีคนเดินหรือไม่สามารถเข้าถึงได้ - เหนือหรือใต้หลังคาระเบียงที่มีคนเดินหรือสามารถเข้าถึงได้	1.1	0.15	3.0 ¹⁰⁾	3.0 ¹⁰⁾	1.1	0.15	3.4 ¹⁰⁾	3.6 ¹⁰⁾	4.3 ¹⁰⁾
	3.5	2.4	4.6 ¹⁰⁾	4.6 ¹⁰⁾	3.5	2.4	4.9 ¹⁰⁾	5.1 ¹⁰⁾	5.8 ¹⁰⁾
2.6 - เหนือสะพานลอยคนเดินข้ามถนนที่ไม่มีหลังคา - เหนือหลังคาสะพานลอย	3.5	2.4	4.6	4.6	3.5	2.4	4.9	5.1	5.8
	1.1	0.15	3.0	3.0	1.1	0.15	3.4	3.6	4.3

ตาราง 2.5 (ต่อ) ระยะห่างต่ำสุดตามแนวตั้งระหว่างสายไฟฟ้า กับพื้น แหล่งน้ำ อาคาร หรือสิ่งก่อสร้างอื่นๆ (เมตร)

(Minimum Vertical Clearance)

สิ่งที่อยู่ใกล้สายไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า ²⁾						
	ไม่เกิน 1 kV		11 – 33 kV				69 kV 115 kV 230 kV
	ชนิดของสายไฟฟ้า		ชนิดของสายไฟฟ้า				ชนิดของสายไฟฟ้า
	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ตีเกลียวกับ สายนิวทรัล เปลือย ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ³⁾	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวนแรงสูง ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูง 2 ชั้น ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดตีเกลียว ³⁾	สายเปลือย
2.7 – เหนือหรือใต้ บ้าย, เสาโทรทัศน-วิทยุ, ถังซึ่งบรรจุสารที่ไม่ติดไฟ	1.1	0.15	2.4 ¹⁰⁾	2.4 ¹⁰⁾	1.1	0.15	2.6 ¹⁰⁾



ตาราง 2.5 (ต่อ) ระยะห่างต่ำสุดตามแนวตั้งระหว่างสายไฟฟ้า กับพื้น แห่่งน้ำ อาคาร หรือสิ่งก่อสร้างอื่นๆ (เมตร)
(Minimum Vertical Clearance)

สิ่งที่อยู่ใกล้สายไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า ²⁾								
	ไม่เกิน 1 kV		11 – 33 kV				69 kV	115 kV	230 kV
	ชนิดของสายไฟฟ้า		ชนิดของสายไฟฟ้า				ชนิดของสายไฟฟ้า		
	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ตีเกลียวกับ สายนิวทริล เปลือย ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงต่ำ ³⁾	สายเปลือย	สายหุ้มฉนวนแรงสูง ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูง 2 ชั้น ไม่เต็มพิกัด ³⁾	สายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็ม พิกัดตีเกลียว ³⁾	สายเปลือย		
2.8 – ข้ามทางรถไฟ หรือ รถไฟไฟฟ้า (เหนือระดับสันราง)	7.0	7.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.5	10.5	11.5
	ความสูง สูงสุดของรถไฟหรือรถไฟไฟฟ้าที่ใช้ในข้อกำหนดนี้ไม่เกิน 6.1 เมตร หากรถไฟหรือรถไฟไฟฟ้าอื่นใดที่มีความสูงเกิน 6.1 เมตร ให้รักษาระยะห่าง ตามแนวตั้งเทียบกับความสูงของรถไฟนั้น เท่ากับ 0.9, 2.9, 3.4, 4.4 และ 5.4 เมตร สำหรับแรงดันไฟฟ้า ไม่เกิน 1 kV, 11-33 kV, 69 kV, 115 kV และ 230 kV ตามลำดับ								
2.9 – ใต้สะพานที่มียานพาหนะ วิ่งผ่าน	1.2	0.15	ไม่อนุญาต	ไม่อนุญาต	2.0	0.15	ไม่อนุญาต ¹⁰⁾	ไม่ อนุญาต ¹⁰⁾	ไม่ อนุญาต ¹⁰⁾
2.10 – เหนือเสาไฟถนน เสา สัญญาณไฟจราจรต่างๆ	0.6	0.6	1.4	1.4	1.4	0.6	1.9	2.4	3.6

2.7.2 มาตรฐานสายไฟฟ้าและบริภัณฑ์ไฟฟ้า

2.7.2.1 มาตรฐานหลักดิน และสิ่งที่ใช้แทนหลักดิน

1. แท่งกราวด์ต้องมีความยาวไม่น้อยกว่า 2.40 เมตร และมีเส้นผ่านศูนย์กลางอย่างน้อย 5/8 นิ้ว โดยอาจเลือกใช้ได้ทั้งแบบแท่งเหล็กชุบสังกะสี แท่งเหล็กเคลือบทองแดง หรือแท่งทองแดงแท้ ทั้งนี้ให้ดูรายละเอียดเพิ่มเติมในหมายเหตุสำหรับขนาดทางการค้า
- 1) แกนเหล็กต้องผลิตจากเหล็กกล้าคาร์บอนต่ำ(low carbon steel)ซึ่งมีค่าความต้านแรงดึงไม่น้อยกว่า 600 นิวตันต่อตารางมิลลิเมตร
- 2) ชั้นทองแดงที่หุ้มแกนเหล็กต้องมีความบริสุทธิ์ไม่ต่ำกว่า 99.9% และเชื่อมติดกับแกนเหล็กแบบแนบสนิทในระดับโมเลกุล (molecular bond) โดยมีความหนาของชั้นทองแดงในทุกตำแหน่งไม่ต่ำกว่า 250 ไมโครเมตร
- 3) ต้องผ่านการทดสอบความแน่นหนาและความทนทานของชั้นทองแดงด้วยการทดสอบการยึดติด(Jacket Adherence Test)และการดัดงอ(Bending Test)ตามข้อกำหนดของมาตรฐาน UL-467
- 4) กรณีแท่งเหล็กอาบสังกะสีต้องมีความหนาเฉลี่ยของสังกะสีไม่น้อยกว่า 85 ไมโครเมตร
2. ใช้แผ่นตัวนำที่ทนต่อการกัดกร่อน โดยต้องมีพื้นที่สัมผัสดินไม่น้อยกว่า 0.18 ตารางเมตร สำหรับเหล็กชุบโลหะกันสนิม ความหนาต้องไม่น้อยกว่า 6 มม. ส่วนโลหะชนิดอื่นที่ทนการกัดกร่อน ต้องมีความหนาไม่น้อยกว่า 1.50 มม.
3. ห้ามใช้วัสดุที่ทำด้วยอะลูมิเนียมหรือโลหะผสมของอะลูมิเนียม เป็นหลักดินหรือสิ่งที่ใช้แทนหลักดิน
4. ยอมให้ใช้อาคารที่เป็นโครงโลหะและมีการต่อลงดินอย่างถูกต้อง โดยมีค่าความต้านทานของการต่อลงดินไม่เกิน 5 โอห์ม
5. หลักดินชนิดอื่นๆ ต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าฯ ก่อน

หมายเหตุ แท่งหลักดินขนาด 5/8 นิ้ว มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางโดยประมาณ 14.20 มม. สำหรับชนิดหุ้มทองแดง และประมาณ 15.87 มม. หากเป็นแบบเหล็กชุบสังกะสี

2.7.2.2 มาตรฐานช่องเดินสาย และรางเคเบิล

1. ท่อร้อยสายไฟฟ้า

- 1) ท่อเหล็กที่ใช้ในการเดินสายไฟฟ้าต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตามมาตรฐาน มอก. 770-2533
- 2) ท่อพีวีซีแข็งที่ร้อยสายไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐาน มอก. 216-2524 หรือมาตรฐานอื่นที่การไฟฟ้ารับรอง
- 3) ท่อ HDPE แข็งที่ใช้สำหรับฝังดินโดยตรงเพื่อลำเลียงสายไฟ ต้องมีคุณสมบัติตาม มอก. 982-2533 หรือมาตรฐานอื่นที่ได้รับการยอมรับจากการไฟฟ้า
- 4) ท่อร้อยสายชนิดอื่นๆ ต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าฯ ก่อน
- 5) ขนาดของท่อที่กล่าวถึงนี้หมายถึงเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน หรือขนาดทางการค้า
- 6) อุปกรณ์ประกอบสำหรับการติดตั้งท่อจะต้องเป็นชนิดที่ได้รับการรับรองให้แสดงเครื่องหมาย มอก. หรือผ่านมาตรฐานอื่นที่ได้รับการยอมรับจากการไฟฟ้า

2.7.2.3 รังเดินสาย (Wireways)

ต้องมีคุณสมบัติตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ ยอมรับ หรือที่ได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าฯ

2.7.2.4 รังเคเบิล

ต้องเป็นไปตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ รับรอง หรือได้รับการเห็นชอบจากหน่วยงานการไฟฟ้าฯ

2.7.2.5 รังเคเบิลแบบบันได

ต้องเป็นไปตามมาตรฐานที่ได้รับการรับรองหรือเห็นชอบจากการไฟฟ้าฯ

2.7.2.6 มาตรฐานหม้อแปลง

หม้อแปลงแบบใช้น้ำมันต้องเป็นไปตาม มอก. 384-2543 หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ส่วนหม้อแปลงแบบแห้งให้เป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดไว้เช่นกัน

2.7.2.7 มาตรฐานบริภัณฑ์และเครื่องประกอบอื่นๆ

อุปกรณ์ไฟฟ้าและชิ้นส่วนประกอบต่าง ๆ ต้องผ่านมาตรฐานสากลที่การไฟฟ้าฯ รับรอง เช่น UL, IEC, BS, DIN หรือ NEMA หรือต้องได้รับการอนุมัติจากการไฟฟ้าฯ ก่อนนำมาใช้งาน

2.7.2.8 มาตรฐานระดับการป้องกันสิ่งรบกวนภัย

ให้เป็นไปตามค่ามาตรฐานที่ระบุไว้ในตาราง 2.6 โดยใช้รหัส IP ตามด้วยตัวเลขหนึ่งหรือสองหลัก เพื่อแสดงระดับการป้องกัน หากไม่มีการระบุค่าการป้องกันในบางประเภท อาจใช้สัญลักษณ์ “_”, “X” หรือเว้นว่างแทน เช่น IPx3

ตาราง 2.6 ความหมายตัวเลขกำกับระดับการป้องกันหลังสัญลักษณ์ IP

ตัวเลขตัวที่ 1		ตัวเลขตัวที่ 2	
ประเภทการป้องกันวัตถุจากภายนอก		ประเภทการป้องกันของเหลว	
เลข	ระดับการป้องกัน	เลข	ระดับการป้องกัน
0	ไม่มีการป้องกัน	0	ไม่มีการป้องกัน
1	ป้องกันวัตถุที่มีขนาดใหญ่กว่า 50 มิลลิเมตร เช่น สัมผัสด้วยมือ	1	ป้องกันหยดเฉพาะในแนวดิ่ง
2	ป้องกันวัตถุที่มีขนาดใหญ่กว่า 12 มิลลิเมตร เช่น นิ้วมือ	2	ป้องกันหยดและน้ำสาดทำมุมไม่เกิน 15 องศาในแนวดิ่ง
3	ป้องกันวัตถุที่มีขนาดใหญ่กว่า 2.5 มิลลิเมตร เช่น เครื่องมือ เส้นลวด	3	ป้องกันหยดและน้ำสาดทำมุมไม่เกิน 60 องศาในแนวดิ่ง
4	ป้องกันวัตถุที่มีขนาดใหญ่กว่า 1 มิลลิเมตร เช่น เครื่องมือเล็กๆ เส้นลวดเล็กๆ	4	ป้องกันน้ำสาดเข้าทุกทิศทาง
5	ป้องกันฝุ่น	5	ป้องกันน้ำฉีดเข้าทุกทิศทาง
6	ผนึกกันฝุ่น	6	ป้องกันน้ำฉีดอย่างแรงเข้าทุกทิศทาง
		7	ป้องกันน้ำท่วมชั่วคราว
		8	ป้องกันน้ำเมื่อใช้งานอยู่ใต้น้ำ

หมายเหตุ รายละเอียดเพิ่มเติมให้ดูจาก IEC 60529 หรือ มอก.513-2553

2.7.2.9 มาตรฐานเต้ารับ-เต้าเสียบ

เต้ารับ-เต้าเสียบต้องเป็นไปตามมาตรฐาน มอก.166-2549 และ มอก. 2162-2547

2.7.2.10 มาตรฐานแผงสวิตช์สำหรับระบบแรงต่ำ

แผงสวิตช์สำหรับระบบแรงต่ำที่เป็นโลหะต้องเป็นไปตามมาตรฐาน มอก. 1436-2540 หรือที่ได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าฯ

2.7.2.11 โคมไฟฟ้าแสงสว่างฉุกเฉิน ต้องเป็นไปตาม มอก.1102-2538

2.7.2.12 โคมไฟฟ้าป้ายทางออกฉุกเฉิน ต้องเป็นไปตาม มอก. 2430-2552

2.7.3 ตัวนำประธาน สายป้อน วงจรย่อย

2.7.3.1 ขนาดพิกัดวงจรย่อย

ขนาดพิกัดของวงจรย่อยให้กำหนดตามค่าของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินที่ใช้ในวงจรนั้น กรณีวงจรย่อยที่มีจุดจ่ายไฟมากกว่า 1 จุด ขนาดกระแสต้องไม่เกิน 50 แอมแปร์ เว้นแต่ในโรงงานอุตสาหกรรมที่มีเจ้าหน้าที่ผู้มีความชำนาญเหมาะสมดูแลโดยเฉพาะ วงจรย่อยที่ไม่ใช่โหลดแสงสว่างอาจมีพิกัดเกิน 50 แอมแปร์ได้

2.7.3.2 ขนาดตัวนำของวงจรย่อย

ตัวนำของวงจรย่อยต้องมีขนาดรองรับกระแสได้ไม่น้อยกว่าโหลดสูงสุดที่คำนวณได้ (ตามข้อ 3.1.6) และต้องไม่ต่ำกว่าพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินของวงจรนั้น ทั้งนี้ ขนาดตัวนำต้องไม่น้อยกว่า 2.5 ตร.มม. สำหรับวงจรแสงสว่างแบบ 3 เฟส 4 สาย ที่ใช้โหลดแบบเฟสเดียวและเดินสายในท่อเดียวกัน อนุญาตให้ใช้นิวทรัลร่วมได้ หากโหลดในแต่ละเฟสมีค่าคล้ายกัน และตัวนำนิวทรัลมีขนาดไม่เล็กกว่าตัวนำเฟส เว้นแต่ในกรณีที่โหลดมีฮาร์โมนิกส์สูง

ข้อควรระวัง หากสายนิวทรัลหลุดอาจทำให้เกิดแรงดันเกินได้

2.7.3.3 การป้องกันกระแสเกิน

1. สำหรับอาคารที่มีมากกว่าหนึ่งชั้น ต้องจัดให้มีวงจรย่อยแยกอย่างน้อยหนึ่งวงจรต่อแต่ละชั้น

ข้อแนะนำ สำหรับวงจรย่อยชั้นล่างควรแบ่งวงจรอย่างน้อยดังต่อไปนี้

- 1) ไฟฟ้าแสงสว่างภายในอาคาร
- 2) เต้ารับภายในอาคาร
- 3) ภายนอกอาคาร
2. วงจรย่อยแต่ละวงจรต้องมีอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน โดยกำหนดค่าพิกัดให้เหมาะสมและไม่ต่ำกว่าค่ากระแสโหลดสูงสุดที่คำนวณได้

2.7.3.4 โหลดสำหรับวงจรย่อย

วงจรย่อยซึ่งมีจุดต่อไฟฟ้าตั้งแต่ 2 จุดขึ้นไป ลักษณะของโหลดต้องเป็นไปตามข้อกำหนดต่อไปนี้

1. สำหรับวงจรย่อยที่มีขนาดไม่เกิน 20 แอมแปร์ เครื่องใช้ไฟฟ้าแต่ละเครื่องต้องไม่ใช่กระแสเกิน พิกัดวงจร และในกรณีที่มีอุปกรณ์แบบเสียบปลั๊กอยู่ร่วมด้วย โหลดถาวรทั้งหมดต้องไม่เกิน 50% ของขนาดพิกัดวงจรย่อย
2. วงจรย่อยที่มีพิกัดระหว่าง 25 ถึง 32 แอมแปร์ ควรใช้กับดวงโคมไฟฟ้าติดตั้งถาวรซึ่งมีขนาดไม่ต่ำกว่า 250 วัตต์ต่อดวง หรือใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดอื่นที่ไม่ใช่โคมไฟ โดยอุปกรณ์ที่เสียบปลั๊กแต่ละชิ้นต้องไม่เกินขนาดพิกัดของวงจรนั้น
3. วงจรย่อยที่มีขนาดเกิน 32 ถึง 50 แอมแปร์ เหมาะสำหรับใช้งานร่วมกับโคมไฟถาวรที่มีขนาดตั้งแต่ 250 วัตต์ขึ้นไปต่อดวง หรือกับเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งแบบถาวร
4. วงจรย่อยขนาดเกินกว่า 50 แอมแปร์ ให้ใช้กับโหลดที่ไม่ใช่แสงสว่างเท่านั้น

2.7.3.5 การคำนวณโหลดสำหรับวงจรย่อย

โหลดสำหรับวงจรย่อยต้องคำนวณตามที่กำหนดดังต่อไปนี้

1. วงจรย่อยต้องมีขนาดพิกัดไม่น้อยกว่าค่าโหลดรวมทั้งหมดที่เชื่อมต่ออยู่ในวงจรนั้น
2. ให้ใช้ค่ากำลังไฟฟ้าตามการติดตั้งจริงในการคำนวณโหลดสำหรับแสงสว่างและเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ระบุได้แน่นอน
3. เตารับทั่วไปให้กำหนดโหลดจุดละ 180 โวลต์แอมแปร์ สำหรับชนิดเดี่ยว คู่ และสามเต้า หากติดตั้งตั้งแต่ 4 เตาขึ้นไป ให้คำนวณที่ 360 โวลต์แอมแปร์ต่อจุด
4. สำหรับเตารับที่ไม่ใช้งานทั่วไปให้โหลดตามพิกัดของเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ต่อใช้งานจริง

2.7.3.6 เตารับ

1. เตารับในวงจรย่อยต้องเป็นชนิดมีสายดิน และเชื่อมต่อระบบสายดินตามข้อกำหนดในบทที่ 4
2. เตารับที่ติดตั้งในพื้นที่เดียวกันซึ่งใช้แรงดันไฟฟ้าต่างกัน หรือมีจุดประสงค์การใช้งานต่างกัน ต้องออกแบบให้เตาเสียไม่สามารถเสียบสลับกันได้

2.7.3.7 การป้องกันไฟฟ้าดูดโดยใช้เครื่องตัดไฟรั่วในที่อยู่อาศัยและที่คล้ายคลึงกัน

วงจรย่อยประเภทต่อไปนี้ นอกจากต้องมีสายดินและติดตั้งตามข้อกำหนดในบทที่ 4 แล้ว ยังต้องติดตั้งอุปกรณ์ตัดไฟรั่วที่มีค่ากระแสรั่ว (IΔn) ไม่เกิน 30 มิลลิแอมแปร์เพื่อเสริมความปลอดภัยเพิ่มเติม คือ

1. วงจรเตารับในบริเวณห้องน้ำ ห้องอาบน้ำ โรงจอดรถยนต์ ห้องครัว ห้องใต้ดิน
2. วงจรเตารับที่ติดตั้งภายในระยะ 1.5 เมตรจากขอบอ่างล้างชามหรืออ่างล้างมือบนพื้นที่เคาน์เตอร์ ต้องมีการป้องกันด้วยอุปกรณ์ตัดไฟรั่ว เพื่อความปลอดภัยในการใช้งานใกล้แหล่งน้ำ
3. วงจรไฟฟ้าเพื่อใช้จ่ายภายนอกอาคาร และบริเวณที่ไฟฟ้าที่อยู่ในตำแหน่งที่บุคคลสัมผัสได้ทุกวงจร
4. วงจรเตารับที่ติดตั้งบริเวณชั้นล่าง หรือพื้นที่ที่อยู่ต่ำกว่าระดับผิวดิน ซึ่งมีประวัติถูกน้ำท่วมหรืออยู่ในพื้นที่ต่ำกว่าระดับทะเลโดยเฉลี่ย ต้องได้รับการออกแบบให้ปลอดภัยและมีระบบป้องกันไฟฟ้ารั่วที่เหมาะสม
5. วงจรย่อยสำหรับ เครื่องทำน้ำอุ่น เครื่องทำน้ำร้อน อ่างอาบน้ำ

หมายเหตุ ตำแหน่งที่สัมผัสได้ หมายถึงอยู่ห่างจากพื้นหรือโลหะที่ต้องลงดินไม่เกิน 2.4 เมตร ในแนวดิ่ง หรือ 1.5 เมตร ในแนวระดับและบุคคลสามารถเข้าถึงได้โดยไม่ตั้งใจ

2.7.3.8 การป้องกันไฟฟ้าดูดโดยใช้เครื่องตัดไฟรั่วในสถานประกอบการที่ไม่ใช่ที่อยู่อาศัย
วงจรย่อยต่อไปนี้นอกจากมีสายดินของบริภัณฑ์ไฟฟ้าและติดตั้งตามบทที่ 4 แล้ว ต้องมีการป้องกันโดยใช้เครื่องตัดไฟรั่ว ขนาด Δn ไม่เกิน 30 มิลลิแอมแปร์ เพิ่มเติมด้วย คือ

1. วงจรสำหรับสระหรืออ่างกายภาพบำบัด ธาราบำบัด อ่างน้ำแร่ (spa) อ่างน้ำร้อน (hot tub) อ่างนวดตัว
2. เครื่องทำน้ำอุ่น เครื่องทำน้ำร้อน และเครื่องทำน้ำเย็น
3. วงจรย่อยเต้ารับ ในบริเวณต่อไปนี้
 - 1) ห้องน้ำ ห้องอาบน้ำ ห้องครัว
 - 2) สถานที่ทำงานก่อสร้าง ซ่อมบำรุง บนดาดฟ้า อยู่ซ่อมรถ
 - 3) ท่าจอดเรือ โป๊ะจอดเรือ ที่ทำการเกษตร พืชสวนและปศุสัตว์
 - 4) การแสดงเพื่อการพักผ่อนในที่สาธารณะกลางแจ้ง
 - 5) งานแสดงหรือขายสินค้าและที่คล้ายคลึงกัน
 - 6) วงจรเต้ารับที่ติดตั้งในชั้นล่าง ชั้นใต้ดิน หรือบริเวณที่อยู่ต่ำกว่าระดับพื้นดิน และพื้นที่ที่มีประวัติน้ำท่วมหรืออยู่ใต้ระดับน้ำทะเล ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสไฟฟ้ารั่ว เว้นแต่มีระบบป้องกันน้ำท่วมที่เชื่อถือได้

หมายเหตุ การติดตั้งเครื่องตัดไฟรั่วตามข้อ 3.1.8 และข้อ 3.19 เป็นการติดตั้งเพิ่มเติม นอกเหนือจากสายดินของบริภัณฑ์ไฟฟ้าตามบทที่ 4

2.7.3.9 ขนาดตัวนำของสายป้อน

สายป้อนต้องมีขนาดรองรับกระแสได้ไม่น้อยกว่าค่าโหลดสูงสุดที่คำนวณได้ และต้องไม่ต่ำกว่าพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน โดยกำหนดให้ขนาดตัวนำต้องไม่น้อยกว่า 4 ตารางมิลลิเมตร

2.7.3.10 การป้องกันกระแสเกิน

สายป้อนต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินที่มีพิกัดเหมาะสม และไม่ต่ำกว่าค่าโหลดสูงสุดที่ได้จากการคำนวณ

2.7.3.11 การคำนวณโหลดสำหรับสายป้อน

โหลดของสายป้อนต้องคำนวณตามที่กำหนดดังต่อไปนี้

1. ขนาดสายป้อนต้องรองรับกระแสตามผลรวมโหลดในวงจรย่อย โดยคำนึงถึงดีมานด์แฟกเตอร์ และต้องเพียงพอสำหรับจ่ายโหลดทั้งหมด
2. โหลดแสงสว่าง อนุญาตให้ใช้ดีมานด์แฟกเตอร์ตามตารางที่ 3-1
3. การใช้ดีมานด์แฟกเตอร์จากตาราง 2.8 อนุญาตเฉพาะกรณีที่โหลดของแต่ละเต้ารับไม่เกิน 180 โวลต์แอมแปร์เท่านั้น โหลดเครื่องใช้ไฟฟ้าทั่วไป อนุญาตให้ใช้ดีมานด์แฟกเตอร์ตามตาราง 2.9 ได้

4. สำหรับอาคารที่อยู่อาศัย หากได้รับต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ทราบโหลดแน่นอน ให้คำนวณโดยใช้ค่าของโหลดสูงสุด 1 ตัวรับเต็มจำนวน และร้อยละ 40 ของโหลดที่เหลือ
5. ตีมาตรฐานแฟกเตอร์นี้ให้ใช้กับการคำนวณสายป้อนเท่านั้นห้ามใช้กับการคำนวณวงจรย่อย

ตาราง 2.7 ตีมาตรฐานแฟกเตอร์สำหรับโหลดแสงสว่าง

ชนิดของอาคาร	ขนาดของไฟแสงสว่าง (โวลต์-แอมแปร์)	ตีมาตรฐานแฟกเตอร์ (ร้อยละ)
ที่พักอาศัย	ไม่เกิน 2,000 ส่วนเกิน 2,000	100 35
โรงพยาบาล*	ไม่เกิน 50,000 ส่วนเกิน 50,000	40 20
โรงแรม รวมถึง ห้องชุดที่ไม่มีส่วน ให้ผู้อยู่อาศัยประกอบอาหารได้*	ไม่เกิน 20,000 20,001-100,000 ส่วนเกิน 100,000	50 40 30
โรงเก็บพัสดุ	ไม่เกิน 12,500 ส่วนเกิน 12,500	100 50
อาคารประเภทอื่น	ทุกขนาด	100

หมายเหตุ * ตีมาตรฐานแฟกเตอร์ตามตารางนี้ ห้ามใช้สำหรับโหลดแสงสว่างในสถานที่บางแห่งของโรงพยาบาลหรือโรงแรม ซึ่งบางขณะจำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าแสงสว่างพร้อมกัน เช่น ในห้องผ่าตัด ห้องอาหารหรือห้องโถง ฯลฯ

ตาราง 2.8 ตีมาตรฐานแฟกเตอร์สำหรับโหลดของตัวรับในสถานที่ไม่ใช่ที่อยู่อาศัย

โหลดของตัวรับรวม (คำนวณโหลดตัวรับละ 180 VA)	ตีมาตรฐานแฟกเตอร์ (ร้อยละ)
10 kVA แรก	100
ส่วนที่เกิน 10 kVA	50

ตาราง 2.9 ตีمانด์แฟกเตอร์สำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าทั่วไป

ชนิดของอาคาร	ประเภทของโหลด	ตีมานด์แฟกเตอร์
1. อาคารที่อยู่อาศัย	เครื่องหุงต้มอาหาร	10 แอมแปร์ + ร้อยละ 30 ของส่วนที่เกิน 10 แอมแปร์
	เครื่องทำน้ำร้อน	กระแสใช้งานจริงของสองตัวแรกที่ใช้งาน + ร้อยละ 25 ของตัวที่เหลือทั้งหมด
	เครื่องปรับอากาศ	ร้อยละ 100
2. อาคารสำนักงานและร้านค้ารวมถึงห้างสรรพสินค้า	เครื่องหุงต้มอาหาร	กระแสใช้งานจริงของตัวที่ใหญ่ที่สุด + ร้อยละ 80 ของตัวใหญ่รองลงมา + ร้อยละ 60 ของตัวที่เหลือทั้งหมด
	เครื่องทำน้ำร้อน	ร้อยละ 100 ของสองตัวแรกที่ใหญ่ที่สุด + ร้อยละ 25 ของตัวที่เหลือทั้งหมด
	เครื่องปรับอากาศ	ร้อยละ 100
3. โรงแรมและอาคารประเภทอื่น	เครื่องหุงต้มอาหาร	เหมือนข้อ 2
	เครื่องทำน้ำร้อน	เหมือนข้อ 2
	เครื่องปรับอากาศประเภทแยกแต่ละห้อง	ร้อยละ 75

2.7.3.12 เครื่องป้องกันกระแสเกินของบริภัณฑ์ประธาน

แต่ละสายเส้นไฟที่ต่อออกจากเครื่องปลดวงจรของบริภัณฑ์ประธานต้องมีเครื่องป้องกันกระแสเกิน

1. การไฟฟ้านครหลวง กำหนดพิกัดสูงสุดของเครื่องป้องกันกระแสเกินไว้ตามตาราง 2.10
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดพิกัดสูงสุดของเครื่องป้องกันกระแสเกินไว้ตามตาราง 2.11
3. ไม่อนุญาตให้ติดตั้งเครื่องป้องกันกระแสเกินในสายที่มีการต่อลงดิน ยกเว้น เครื่องป้องกันกระแสเกินที่เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ซึ่งติดตั้งวงจรทุกสายของวงจรออกพร้อมกันเมื่อกระแสไหลเกิน

ตาราง 2.10 พิกัดสูงสุดของเครื่องป้องกันกระแสเกินและโหลดสูงสุดตามขนาดเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า (สำหรับการไฟฟ้านครหลวง)

ขนาดเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า (แอมแปร์)	พิกัดสูงสุดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน (แอมแปร์)	โหลดสูงสุด (แอมแปร์)
5 (15)	16	10
15 (45)	50	30
30 (100)	100	75
50 (150)	125	100
200	200	150
	250	200
400	300	250
	400	300
	500	400

ตาราง 2.11 ขนาดสายไฟฟ้า เซฟตีสวิทช์ คัตเอาต์ และคาร์ทริดจ์ฟิวส์สำหรับตัวนำประธาน (สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)

ขนาดเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า (แอมแปร์)	โหลดสูงสุด (แอมแปร์)	ขนาดตัวนำประธานเล็กที่สุดที่ยอมให้ใช้ได้ (ตร.ม.)		บริษัทประธาน				
		สายอะลูมิเนียม	สายทองแดง	เซฟตีสวิทช์หรือโหลดเบรกสวิทช์		คัตเอาต์ใช้ร่วมกับคาร์ทริดจ์ฟิวส์		เซอร์กิตเบรกเกอร์
				ขนาดสวิทช์ต่ำสุด (แอมแปร์)	ขนาดฟิวส์สูงสุด (แอมแปร์)	ขนาดคัทเอาต์ต่ำสุด (แอมแปร์)	ขนาดฟิวส์สูงสุด (แอมแปร์)	ขนาดปรับตั้งสูงสุด (แอมแปร์)
5 (15)	12	10	4	30	15	20	16	15-16
15 (45)	36	25	10	60	40-50	-	-	40-50
30 (100)	80	50	35	100	100	-	-	100

- อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินต้องครอบคลุมการป้องกันทั้งวงจรและอุปกรณ์ที่ต่อใช้งาน ยกเว้นสามารถติดตั้งอยู่ด้านไฟเข้าของอุปกรณ์ป้องกันได้เฉพาะในวงจรระบบฉุกเฉิน เช่น ระบบแจ้งเหตุเพลิงไหม้ ระบบเตือนภัย ปิมน้ำดับเพลิง ระบบนาฬิกา ระบบป้องกันฟ้าผ่า คาปาซิเตอร์ เครื่องวัด และวงจรควบคุม
- เครื่องป้องกันกระแสเกินต้องสามารถตัดกระแสลัดวงจรสูงสุดที่อาจเกิดขึ้น ณ จุดต่อไฟฟ้า ด้านโหลด โดยต้องคงคุณสมบัติการทำงานตามมาตรฐาน และต้องมีพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรไม่น้อยกว่า 10 กิโลแอมแปร์ เว้นแต่การไฟฟ้าฯ ระบุข้อยกเว้นในบางกรณีเฉพาะ
- การป้องกันกระแสเกิน ต้องเป็นไปตามที่กำหนดในข้อ 3.3 สำหรับข้อที่นำมาใช้ได้ด้วย
- อนุญาตให้ใช้เครื่องป้องกันกระแสเกินที่มีคุณสมบัติตามข้อ 3.5.1 ทำหน้าที่เป็นเครื่องปลดวงจรได้

8. สำหรับระบบสายที่ต่อนิวทรัลลงดินโดยตรงหากบริษัทแรงต่ำมีขนาดตั้งแต่ 1,000 แอมแปร์ขึ้นไปต้องติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับและตัดกระแสรั่วลงดินให้กับบริษัทนั้น

เมื่อทำการติดตั้งระบบป้องกันกระแสรั่วลงดิน ต้องดำเนินการทดสอบการทำงาน ณ สถานที่ติดตั้งตามคู่มือของผู้ผลิต และจัดทำรายงานผลการทดสอบเป็นลายลักษณ์อักษรเพื่อยืนยันตรวจสอบโดยเจ้าหน้าที่ผู้มีอำนาจ

ข้อยกเว้นที่ 1 ข้อกำหนดนี้ไม่ครอบคลุมถึงเครื่องปลดวงจรหลักในกระบวนการอุตสาหกรรมต่อเนื่อง ซึ่งการหยุดทำงานฉับพลันอาจก่อให้เกิดความเสียหายร้ายแรงได้

ข้อยกเว้นที่ 2 ข้อบังคับตามข้อนี้ไม่ใช้กับเครื่องสูบน้ำดับเพลิง

2.7.4 การต่อลงดิน

หากใช้เครื่องป้องกันกระแสเกินแบบตัดวงจรอัตโนมัติ หรืออุปกรณ์ป้องกันกระแสลัดวงจรสำหรับมอเตอร์ให้เลือกขนาดสายดินของอุปกรณ์ตามพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันการใช้งานเกินกำลังของมอเตอร์นั้น

ข้อยกเว้นที่ 1 ในกรณีสายพร้อมเต้าเสียบของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ต่อเข้ากับวงจรซึ่งมีเครื่องป้องกันกระแสเกินไม่เกิน 20 แอมแปร์ ตัวนำสายดินที่เป็นทองแดงภายในสายอ่อน อนุโลมให้มีขนาดเล็กกว่าตามตาราง 2.13 ได้ แต่ต้องไม่เล็กกว่าสายตัวนำหลักของวงจร และต้องไม่น้อยกว่า 1.0 ตารางมิลลิเมตร

ข้อยกเว้นที่ 2 ขนาดสายดินของอุปกรณ์ไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องมากกว่าสายตัวนำของวงจรที่ต่อใช้งานร่วมกัน

ข้อยกเว้นที่ 3 หากใช้เกราะหรือเปลือกหุ้มสายเคเบิลเป็นตัวนำสายดินของอุปกรณ์ไฟฟ้า ต้องเป็นไปตามที่ระบุไว้ในข้อ 4.17 (ข)

2.7.4.1 จุดต่อของสายต่อหลักดิน (เข้ากับหลักดิน)

จุดเชื่อมต่อสายดินกับหลักดินต้องติดตั้งในตำแหน่งที่สามารถเข้าถึงได้ เพื่อความมั่นคงและประสิทธิภาพในการใช้งาน ยกเว้นในกรณีที่จุดต่อนั้นฝังอยู่ในคอนกรีตหรือใต้ดิน ซึ่งไม่จำเป็นต้องสามารถเข้าถึงได้

ตาราง 2.12 ขนาดต่ำสุดของสายต่อหลักดินของระบบไฟฟ้ากระแสสลับ

ขนาดตัวนำประธาน (ตัวนำทองแดง) (ตร.มม.)	ขนาดต่ำสุดของสายต่อหลักดิน
ไม่เกิน 35	(ตัวนำทองแดง)
เกิน 35 แต่ไม่เกิน 50	(ตร.มม.)
เกิน 50 แต่ไม่เกิน 95	10*
เกิน 95 แต่ไม่เกิน 185	16
เกิน 185 แต่ไม่เกิน 300	25
เกิน 300 แต่ไม่เกิน 500	35
เกิน 500	50

หมายเหตุ : แนะนำให้ติดตั้งในท่อโลหะหนา ท่อโลหะหนาปานกลาง ท่อโลหะบาง

2.7.4.2 การต่อสายดินเข้ากับสายหรือบริเวณไฟฟ้า

การเชื่อมต่อสายดินและสายต่อฝากต้องใช่วิธีที่ได้รับการยอมรับ เช่น การเชื่อมด้วยความร้อน (exothermic welding) การบัดด้วยหัวต่อ หรือการจับยึดด้วยประกับที่ออกแบบเฉพาะ ห้ามใช้การบัดกรีเป็นวิธีหลักในการต่อ

ตาราง 2.13 ขนาดต่ำสุดของสายดินของบริเวณไฟฟ้า

พิกัดหรือขนาดปรับตั้งของ เครื่องป้องกันกระแสเกินไม่เกิน (แอมแปร์)	ขนาดต่ำสุดของสายดินของบริเวณไฟฟ้า (ตัวนำทองแดง) (ตร.มม.)
20	2.5*
40	4*
70	6
100	10
200	16
400	25
500	35
800	50
1000	70
1250	95
2000	120
2500	185
4000	240
6000	400

หมายเหตุ : หากความยาวของวงจรน้อยกว่า 30 เมตร ให้พิจารณาขนาดสายดินของบริเวณไฟฟ้า โดยคำนึงถึงค่า earth fault loop impedance ของวงจรที่แสดงนาคณวนก ญ

2.7.4.3 การต่อสายดินเข้ากับกล่อง

สายดินของบริเวณไฟฟ้าหากมีหลายเส้นภายในกล่องเดียวกัน ต้องเชื่อมต่อถึงกันทางไฟฟ้าอย่างมั่นคง และต้องจัดให้ระบบสายดินคงความต่อเนื่อง แม้จะมีการถอดหรือแยกอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับกล่องนั้นออก

1. กล่องโลหะ

สายดินของบริเวณไฟฟ้าที่อยู่ในกล่องโลหะ ไม่ว่าจะมึเส้นเดียวหรือหลายเส้น ต้องต่อเข้ากับกล่องโดยตรงผ่านสลักเกลียวสายดิน ซึ่งใช้เฉพาะสำหรับการต่อลงดินเท่านั้น หรือใช้อุปกรณ์ที่ได้รับการกำหนดไว้โดยเฉพาะสำหรับจุดประสงค์นี้

2. กล่องอโลหะ

สายดินของบริเวณไฟฟ้าที่อยู่ในกล่องอโลหะต้องต่อเข้ากับขั้วต่อสายดินของเต้าเสียบหรืออุปกรณ์ประกอบที่ติดตั้งไว้ในกล่องนี้

2.7.4.4 วิธีการต่อสายต่อหลักดิน (เข้ากับหลักดิน)

การเชื่อมต่อสายต่อหลักดินกับหลักดินต้องใช้วิธีที่ได้มาตรฐาน เช่น การเชื่อมด้วยความร้อน (exothermic welding) หุสาย หัวต่อแบบบีบอัด หรือประกบต่อสาย โดยต้องเลือกอุปกรณ์ให้เหมาะกับวัสดุของสายและหลักดิน ห้ามใช้การบัดกรีเป็นวิธีหลัก และห้ามต่อสายมากกว่าหนึ่งเส้นเข้าหลักดิน เว้นแต่ใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบมาให้รองรับได้หลายเส้น

2.7.4.5 การป้องกันการยึดติด (สายต่อหลักดินและสายดิน)

ประกบสายต่อหลักดินและสายดินหรือสิ่งต่ออื่นๆ ต้องเป็นชนิดใช้งานได้ทั่วไปโดยไม่ต้องมีการป้องกัน หรือมีการป้องกันความเสียหายทางกายภาพด้วยวิธีหนึ่งวิธีใดดังต่อไปนี้

1. ติดตั้งในที่ซึ่งจะไม่เกิดความเสียหายทางกายภาพ
2. ใช้โลหะ ไม้ หรือสังกะสีอย่างอื่น เป็นเครื่องห่อหุ้ม

2.7.4.6 ความสะอาดของผิวของสิ่งที่จะต่อลงดิน

ก่อนต่อสายดินเข้ากับบริเวณที่ไฟฟ้า ต้องขัดเกลียวและหน้าสัมผัสให้สะอาด โดยลอกสารเคลือบที่ไม่เป็นตัวนำ เช่น สีหรือแล็กเกอร์ออก เพื่อให้แน่ใจว่ามีการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าอย่างสมบูรณ์

2.7.4.7 ความต้านทานการต่อลงดิน (Resistance to Ground)

ค่าความต้านทานการต่อลงดินต้องไม่เกิน 5 โอห์ม

ยกเว้น ในพื้นที่ที่ไม่เอื้อต่อการติดตั้ง และได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าฯ อาจยอมให้ค่าความต้านทานของหลักดินไม่เกิน 25 โอห์ม หากยังเกินจากค่านี้หลังการวัด ต้องติดตั้งหลักดินเพิ่มเติมอย่างน้อย 1 แห่ง

2.7.5 ข้อกำหนดการเดินสายและวัสดุ

2.7.5.1 การติดตั้งใต้ดิน

การติดตั้งใต้ดินต้องเป็นไปตามข้อกำหนดดังต่อไปนี้

1. การเดินสายเคเบิลใต้ดิน ไม่ว่าจะฝังโดยตรง หรือติดตั้งในท่อร้อยสายหรือวัสดุป้องกันอื่นที่ได้รับการรับรอง ต้องติดตั้งในระดับความลึกตามที่ระบุไว้ในตารางที่ 5-1
2. สายเคเบิลใต้ดินที่ติดตั้งภายใต้อาคาร ต้องเดินในท่อร้อยสาย และท่อดังกล่าวต้องยื่นออกพ้นผนังด้านนอกของอาคาร
3. สายเคเบิลที่ฝังดินโดยตรง ต้องมีการป้องกันส่วนที่พ้นจากพื้นดินด้วยท่อร้อยสายหรือวัสดุหุ้มสูงไม่น้อยกว่า 2.40 เมตร และฝังใต้ดินตามความลึกที่กำหนดในตาราง 2.14
4. การต่อหรือแยกสายต้องเป็นไปตามมาตรฐานของวิธีเดินสายแต่ละประเภท โดยสายเคเบิลใต้ดินที่วางในรางสามารถต่อหรือแยกสายภายในรางได้ ทั้งนี้ ต้องใช้วิธีและวัสดุที่ผ่านการรับรองเท่านั้น
5. ห้ามใช้วัสดุที่มีคม หรือเป็นสิ่งที่ทำให้ผู้กร่อน หรือมีขนาดใหญ่ กลบสายหรือท่อร้อยสาย
6. ท่อร้อยสายที่มีโอกาสให้ความชื้นเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ต้องอุดปลายท่อด้านหนึ่งหรือทั้งสองด้านตามความเหมาะสม เพื่อป้องกันความชื้นเข้าสู่บริเวณที่มีไฟฟ้า

7. ปลายท่อในดินที่เป็นจุดสิ้นสุดของสายเคเบิลต้องติดตั้งบุชชิงชนิดอุด หรือวัสดุอื่นที่ให้การป้องกันได้ในระดับเทียบเท่า
8. เมื่อเดินสายเคเบิลใต้ดินเข้าสู่อาคาร ต้องมีมาตรการป้องกันอันตรายจากการหลุดตัวของดิน
9. ในการติดตั้งบ่อพักสายหรือท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ให้พิจารณาระยะห่างระหว่างบ่อพักสายหรือท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินกับสาธารณูปโภคต่าง ๆ ด้วย (ดูภาคผนวก ค.)

ตาราง 2.14 ความลึกในการติดตั้งใต้ดิน สำหรับระบบแรงต่ำ

วิธีที่	วิธีการเดินสาย	ความลึกน้อยสุด (เมตร)
1	สายเคเบิลฝังดินโดยตรง	0.60
2	สายเคเบิลฝังดินโดยตรงและมีแผ่นคอนกรีตหนาไม่น้อยกว่า 50 มม.วางอยู่เหนือสาย	0.45
3	ท่อโลหะหนาและหนาปานกลาง	0.15
4	ท่อโลหะซึ่งได้รับการรับรองให้ฝังดินโดยตรงได้โดยไม่ต้องมีคอนกรีตหุ้ม (เช่น ท่อเอชดีพีอี และ ท่อพีวีซี)	0.45
5	ท่อใยหิน หุ้มคอนกรีตเสริมเหล็ก	0.45
6	ท่อร้อยสายอื่นๆ ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้า	0.45

- หมายเหตุ**
- 1) ท่อร้อยสายที่ได้รับการรับรองให้ฝังดินได้โดยมีคอนกรีตหุ้มต้องหุ้มด้วยคอนกรีตหนาไม่น้อยกว่า 50 มม.
 - 2) สำหรับวิธีที่ 4, 5 และ 6 หากมีแผ่นคอนกรีตหนาไม่น้อยกว่า 50 มม. วางอยู่เหนือสายยอมให้ความลึกลดลงเหลือ 0.30 เมตร ได้
 - 3) ข้อกำหนดสำหรับความลึกนี้ไม่ใช่บังคับสำหรับการติดตั้งใต้อาคารหรือใต้พื้นคอนกรีตซึ่งหนาไม่น้อยกว่า 100 มม. และยื่นเลยออกไปจากแนวติดตั้งไม่น้อยกว่า 150 มม.
 - 4) บริเวณที่มีรถยนต์วิ่งผ่าน ความลึกต้องไม่น้อยกว่า 0.60 เมตร

2.7.5.2 การป้องกันการผุกร่อน

ท่อร้อยสาย เกราะสาย กล่อง ข้อต่อ และอุปกรณ์อื่นๆ ที่ใช้ในการเดินสายต้องเลือกวัสดุหรือมีการป้องกันให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อมของพื้นที่ติดตั้ง การป้องกันสนิมต้องครอบคลุมทั้งด้านในและด้านนอก เช่น เคลือบด้วยสังกะสี แคดเมียม หรืออานาเมล ทั้งนี้ห้ามใช้อานาเมลในพื้นที่เปียกหรือภายนอกอาคาร ส่วนวัสดุที่เคลือบด้วยสารอินทรีย์สามารถใช้ภายนอกได้ แต่ต้องได้รับอนุมัติจากการไฟฟ้า ล่วงหน้า

2.7.5.3 การติดตั้งวัสดุและการจับยึด

1. ท่อร้อยสาย รางสาย กล่อง และอุปกรณ์ที่ใช้ในการเดินสาย ต้องติดตั้งยึดแน่นมั่นคงกับโครงสร้างเพื่อป้องกันการเคลื่อนตัวหรือหลุดหลวมระหว่างการใช้งาน
2. ช่องเดินสาย เกราะ และเปลือกนอกของสายเคเบิลทั้งชนิดโลหะและไม่ใช้โลหะ ต้องเชื่อมต่อกันอย่างต่อเนื่องทั้งทางกลและทางไฟฟ้า ตั้งแต่ตู้ กล่อง จนถึงอุปกรณ์ต่อพ่วง เพื่อให้มั่นใจใน

ความต่อเนื่องของระบบกราวด์ ยกเว้นกรณีที่มาตราฐานกำหนดไว้เป็นพิเศษ ทั้งนี้อุปกรณ์ต้องยึดแน่นกับโครงสร้างหรือกล่องที่เกี่ยวข้อง

3. "การเดินสายภายในท่อ ต้องติดตั้งกล่องหรืออุปกรณ์ประกอบท่อในทุกตำแหน่งที่มีการต่อสาย เช่น ปลายท่อ จุดต่อไฟ จุดดึงสาย หรือจุดติดตั้งสวิตช์ ยกเว้นกรณีที่ต่อสายภายในเครื่องห่อหุ้มที่สามารถเปิดฝาและเข้าถึงได้หลังติดตั้ง"
4. สายไฟฟ้าที่เดินในช่องแนวดิ่งต้องยึดแน่นที่ปลายบน และจัดการยึดเป็นระยะตามที่ระบุในตาราง 2.15 เว้นแต่ระยะแนวดิ่งทั้งหมดไม่เกิน 25% ของค่าที่กำหนดไว้ในตาราง จึงไม่จำเป็นต้องยึดสายเพิ่มเติม

ตาราง 2.15 ระยะห่างสำหรับการจับยึดสายไฟในแนวดิ่ง

ขนาดของสายไฟฟ้า (ตร.มม.)	ระยะจับยึดสูงสุด (เมตร)
ไม่เกิน 50	30
70-120	24
150-185	18
240	15
300	12
เกินกว่า 300	10

2.7.5.4 เมื่อเปลี่ยนวิธีเดินสายจากท่อร้อยสายเป็นการเดินในที่เปิดโล่งหรือซ่อนสาย ต้องติดตั้งกล่องหรืออุปกรณ์เดินท่อ เช่น ตัวต่อตัวนำประธาน โดยที่ปลายท่อต้องมีบุชชิงรองรับสายคนละรู อนุญาตให้ใช้เฉพาะบุชชิงแทนกล่องได้ หากปลายท่อร้อยสายยื่นเข้าสู่แผงควบคุมหรือแผงสวิตช์แบบเปิด

2.7.5.5 ต้องมีมาตรการป้องกันไม่ให้เกิดกระแสเหนี่ยวนำในท่อหุ้มหรือช่องเดินสายโลหะ เพื่อหลีกเลี่ยงความร้อนสะสมหรือผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า

1. ในการติดตั้งสายไฟฟ้ากระแสสลับในท่อหรือช่องเดินสายโลหะ ต้องวางสายไฟ ตัวนำนิวทรัล (ถ้ามี) และสายดินไว้ในท่อหรือช่องเดียวกัน เพื่อป้องกันการเกิดกระแสเหนี่ยวนำที่อาจทำให้โลหะร้อนเกินไป การใช้หลายท่อ ต้องมั่นใจว่าแต่ละท่อมียุบทั้งสายไฟ ตัวนำนิวทรัล และสายดินของอุปกรณ์
2. ในกรณีที่สายไฟฟ้าเส้นเดียวเดินผ่านโครงสร้างโลหะที่มีคุณสมบัติแม่เหล็ก ต้องออกแบบเพื่อลดผลกระทบจากการเหนี่ยวนำ เช่น การรวมสายทั้งหมดของวงจรให้ผ่านช่องเดียวกัน หรือทำร่องเชื่อมระหว่างรูเดินสายแต่ละเส้น เพื่อป้องกันการสะสมของกระแสเหนี่ยวนำ
3. เมื่อต้องเดินสายไฟฟ้าเส้นเดียวผ่านวัสดุโลหะที่เป็นแม่เหล็ก ควรออกแบบให้ลดการเกิดกระแสเหนี่ยวนำ เช่น รวมสายของวงจรไว้ในช่องเดียวหรือเจาะร่องเชื่อมระหว่างรูเดินสาย เพื่อหลีกเลี่ยงการสะสมของกระแสไฟในโครงโลหะ

2.7.5.6 การต่อลงดิน

ช่องเดินสาย กล่อง เครื่องประกอบ และเครื่องห่อหุ้มที่เป็นโลหะ ต้องต่อลงดินตามบทที่ 4

2.7.5.7 จำนวนสายไฟฟ้าสูงสุดในท่อร้อยสาย

ให้คำนวณจากพื้นที่หน้าตัดรวมทั้งหมดของสายทุกเส้นในท่อร้อยสายรวมกันคิดเป็นร้อยละเทียบกับพื้นที่หน้าตัดภายในของท่อต้องไม่เกินที่กำหนดในตาราง 2.16

หมายเหตุ สำหรับสายไฟฟ้าตามมอก.11-2553 รหัสชนิด 60227 IEC 01 และ NYY ชนิดแกนเดี่ยว จำนวนสูงสุดของสายไฟฟ้าขนาดเดียวกันที่ใช้ในท่อโลหะตาม มอก.770-2533 ให้ดูในภาคผนวก ฏ

ตาราง 2.16 พื้นที่หน้าตัดสูงสุดรวมของสายไฟทุกเส้นคิดเป็นร้อยละเทียบกับพื้นที่หน้าตัดของท่อ

จำนวนสายในท่อร้อยสาย	1	2	3	4	มากกว่า 4
สายไฟทุกชนิด	53	31	40	40	40
ยกเว้น สายชนิดมีปลอกตะกั่วหุ้ม					
สายไฟชนิดมีปลอกตะกั่วหุ้ม	55	30	40	38	35

2.7.5.8 การกำหนดสีของสายไฟหุ้มฉนวน ระบบแรงต่ำ

1. ตัวนำนิวทรัล ใช้สีฟ้า
2. สายเฟสต้องแยกสีให้ชัดจากสายนิวทรัลและสายดิน โดยในระบบไฟฟ้า 3 เฟส กำหนดให้ใช้สีน้ำตาลสำหรับเฟส 1, สีดำสำหรับเฟส 2 และสีเทาสำหรับเฟส 3
3. สายดินของบริภัณฑ์ไฟฟ้าใช้สีเขียว หรือสีเขียวแถบเหลือง หรือเป็นสายเปลือย

ข้อยกเว้นที่ 1 สายไฟฟ้าแกนเดี่ยวที่มีขนาดตั้งแต่ 16 ตร.มม. อาจทำเครื่องหมายที่ปลายสายแทนการกำหนดสีได้

ข้อยกเว้นที่ 2 สายออกจากเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าถึงบริภัณฑ์ประธาน (ตัวนำประธานเข้าอาคาร)

2.7.5.9 ห้ามติดตั้งท่อที่ไม่เกี่ยวข้องกับงานไฟฟ้า เช่น ท่อประปา ท่อก๊าซ หรือท่อไอน้ำ ร่วมในท่อร้อยสาย รางเคเบิล หรือช่องเดินสายไฟ (electrical shaft)

2.7.5.10 การเดินระบบไฟฟ้าผ่านผนัง ฉากกั้น พื้น เพดาน หรือช่องท่อ (shaft) ต้องมีมาตรการป้องกันการลุกลามของไฟ ตามข้อกำหนดของ วสท. เพื่อความปลอดภัยด้านอัคคีภัย

2.7.5.11 กรณีเดินท่อร้อยสายผ่านพื้นที่ที่มีอุณหภูมิแตกต่างกันอย่างมาก เช่น ห้องเย็น ต้องมีระบบป้องกันการถ่ายเทอากาศภายในท่อ เพื่อป้องกันการเกิดหยดน้ำจากการควบแน่นภายในท่อ

2.7.5.12 การเดินสายควบคุมอนุญาตเฉพาะวงจรที่ใช้สายไฟขนาดตั้งแต่ 50 ตร.มม.ขึ้นไป โดยสายไฟและนิวทรัลต้องเป็นชนิดเดียวกัน ขนาดเท่ากัน ความยาวเท่ากัน และต่อดัวยวิธีเดียวกันตลอดแนวเดินสาย

หมายเหตุ การเดินสายควบ หมายถึง การใช้สายไฟฟ้าตั้งแต่สองเส้นขึ้นไป ซึ่งปลายสายทั้งสองด้านต้องเชื่อมต่อเข้าด้วยกันครบทุกเส้น เพื่อให้ทำงานร่วมกันเป็นวงจรเดียว

2.7.5.13 ข้อกำหนดการเดินสายสำหรับระบบแรงสูง

การติดตั้งในส่วนที่เกี่ยวข้องต้องเป็นไปตามที่กำหนดในข้อ 5.1 และข้อเพิ่มเติมดังนี้

1. กล่อง อุปกรณ์ ประกอบท่อ และเครื่องห่อหุ้มที่คล้ายกัน ต้องมีฝาปิดที่เหมาะสม เพื่อป้องกันการสัมผัสกับส่วนที่มีกระแสไฟโดยไม่ตั้งใจและป้องกันความเสียหายทางกายภาพต่อชิ้นส่วนหรือฉนวนของระบบไฟฟ้า

2.7.5.14 รัศมีการตัดโค้งของสายไฟฟ้า

1. สายไฟฟ้าที่ไม่มีปลอกแยกชั้นหรือเปลือกตะกั่ว ต้องตัดโค้งโดยมีรัศมีไม่ต่ำกว่า 8 เท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสาย"
2. สายไฟฟ้าที่มีปลอกแยกชั้นหรือเปลือกตะกั่ว ต้องตัดโค้งโดยมีรัศมีไม่น้อยกว่า 12 เท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสาย

2.7.5.15 การติดตั้งใต้ดิน

สายไฟใต้ดินต้องฝังลึกไม่น้อยกว่า 0.90 เมตร และหากเป็นสายที่ฝังโดยตรง ต้องมีแผ่นคอนกรีตหนาอย่างน้อย 100 มม. ปิดทับเหนือสายในระดับความลึก 0.30–0.45 เมตร โดยแผ่นคอนกรีตต้องกว้างคลุมเลยแนวสายทั้งสองด้าน อย่างน้อยด้านละ 0.15 เมตร

2.7.5.16 อนุญาตให้ใช้ตัวนำอะลูมิเนียมในระบบสายอากาศที่ติดตั้งภายนอกอาคาร

2.7.5.17 การเดินสายเปิดหรือเดินลอย (Open Wiring) บนวัสดุฉนวน

การเดินสายเปิดบนวัสดุฉนวน คือ การเดินสายแบบเปิดโล่ง โดยใช้ตุ้มหรือลูกถ้วยสำหรับยึดสาย ซึ่งต้องเป็นสายแกนเดี่ยว และต้องไม่ถูกปิดบังโดยโครงสร้างของอาคาร

2.7.5.18 สำหรับระบบแรงต่ำ

1. การเดินสายแบบเปิดบนวัสดุฉนวนภายในอาคาร อนุญาตให้ใช้ได้เฉพาะในโรงงานอุตสาหกรรม งานเกษตรกรรม และงานแสดงสินค้าเท่านั้น
2. ต้องติดตั้งระบบป้องกันสายไฟไม่ให้เกิดความเสียหายทางกายภาพ และในกรณีเดินสายบนผนังหรือกำแพง สายจะต้องอยู่สูงจากพื้นอย่างน้อย 2.50 เมตร
3. การติดตั้งสายในพื้นที่ที่มีความชื้น เปียก หรือมีสารที่ก่อให้เกิดการกัดกร่อน ต้องมีการป้องกันที่เหมาะสมเพื่อรักษาความปลอดภัยของสาย
4. ต้องใช้สายชนิดหุ้มฉนวน ยกเว้นในกรณีที่ใช้กับปั้นจั่นที่เคลื่อนที่ได้บนราง
5. การเดินสายเปิดบนวัสดุฉนวนภายในอาคาร ต้องเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในตารางที่ 54
6. วัสดุฉนวนที่ใช้ต้องเลือกให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อมและลักษณะการใช้งาน
7. สำหรับการติดตั้งภายนอกอาคารดังต่อไปนี้
 - 1) การเดินสายบนตุ้มต้องเป็นไปตามตาราง 2.17 โดยสายที่อยู่ในพื้นที่โล่งต้องมีขนาดไม่ต่ำกว่า 2.5 ตร.มม. และจุดยึดสายต้องมีระยะไม่เกิน 5 เมตร
 - 2) การเดินสายบนลูกถ้วยต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในตาราง 2.18

ตาราง 2.17 การเดินสายเปิดบนวัสดุฉนวนภายในอาคาร

การติดตั้ง	ระยะสูงสุดระหว่าง จุดจับยึดสาย (เมตร)	ระยะห่างต่ำสุดระหว่าง (เมตร)		ขนาดสายทองแดง ใหญ่สุด (ตร.มม)
		สายไฟฟ้า	สายไฟฟ้ากับ สิ่ง ปลูกสร้าง	
บนดุม	2.5	0.10	0.025	50
บนลูกถ้วย	5.0	0.15	0.05	ไม่กำหนด

ตาราง 2.18 การเดินสายเปิดบนลูกถ้วยภา นอกอาคาร

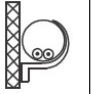
ระยะสูงสุดระหว่าง จุดจับยึดสาย (เมตร)	ระยะห่างต่ำสุดระหว่าง (เมตร)		ขนาดสายทองแดง เล็กสุด (ตร.มม.)
	สายไฟฟ้า	สายไฟฟ้ากับ สิ่งปลูกสร้าง	
ไม่เกิน 10	0.15	0.05	2.5
11-25	0.20	0.05	4
26-40	0.20	0.05	6

8. สายไฟที่ติดตั้งบนดุมหรือลูกถ้วย ต้องยึดแน่นกับฉนวนรองรับอย่างมั่นคง หากมีการใช้ลวดรัดสาย (tie wire) ต้องเลือกใช้แบบหุ้มฉนวน ซึ่งสามารถทนแรงดันไฟฟ้าได้ในระดับเดียวกับฉนวนของสาย เพื่อความปลอดภัยในกรณีที่มีการสัมผัสโดยไม่ตั้งใจ
9. ขนาดกระแสของสายไฟฟ้า ให้ใช้ค่ากระแสตามตาราง 2.152, 5-28 และ 5-42

2.7.5.19 สำหรับระบบแรงสูง

1. การติดตั้งต้องเข้าถึงได้เฉพาะผู้มีหน้าที่เกี่ยวข้องเท่านั้น
2. กรณีที่มีการติดตั้งสายยึดโยง (guy wire) ต้องติดตั้งลูกถ้วยสายยึดโยง (guy strain insulator) บนสายดิ่งกล่าว โดยต้องวางตำแหน่งให้อยู่สูงจากระดับพื้นดินอย่างน้อย 2.40 เมตร ทั้งนี้ ลูกถ้วยต้องมีคุณสมบัติด้านกลศาสตร์และไฟฟ้าที่เหมาะสมกับการใช้งานตาม มอก. 280-2529 สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดัน 33 kV ให้เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
3. การเดินสายต้องเป็นไปตามที่กำหนดในข้อ 5.3.2.3 และข้อ 5.3.2.6 ด้วย
4. ลวดที่ใช้ผูกสายต้องมีขนาดเหมาะสมต่อการใช้งาน โดยมีขนาดไม่น้อยกว่า 10 ตารางมิลลิเมตร และต้องเป็นวัสดุที่ไม่ก่อให้เกิดการกัดกร่อนจากการสัมผัสกับโลหะชนิดอื่น
5. ระยะห่างของการติดตั้งต้องเป็นไปตามที่กำหนดในตารางที่ 1-4 และ 1-5 ด้วย แล้วแต่กรณี

ตาราง 2.19 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี มี/ไม่มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินในช่องเดินสายในอากาศ

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 1				กลุ่มที่ 2			
จำนวนตัวนำกระแส	2		3		2		3	
ลักษณะตัวนำกระแส	แกนเดียว	หลายแกน	แกนเดียว	หลายแกน	แกนเดียว	หลายแกน	แกนเดียว	หลายแกน
รูปแบบการติดตั้ง								
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	60227 IEC 01, 60227 IEC 02, 60227 IEC 05, 60227 IEC 06, 60227 IEC 10, NYY, NYY-G, VCT, VCT-G, IEC 60502-1 และสายที่มีคุณสมบัติพิเศษต่าง ๆ เช่น สายทนไฟ, สายไร้ไฮโดรเจน, สายคว้านน้อย เป็นต้น							
ขนาดสาย(ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)							
1	10	10	9	9	12	11	10	10
1.5	13	12	12	11	15	14	13	13
2.5	17	16	16	15	21	20	18	17
4	23	22	21	20	28	26	24	23
6	30	28	27	25	36	33	31	30
10	40	37	37	34	50	45	44	40
16	53	50	49	45	66	60	59	54
25	70	65	64	59	88	78	77	70
35	86	80	77	72	109	97	96	86
50	104	96	94	86	131	116	117	103
70	131	121	118	109	167	146	149	130
95	158	145	143	131	202	175	180	156
120	183	167	164	150	234	202	208	179
150	209	191	188	171	261	224	228	196
185	238	216	213	194	297	256	258	222
240	279	253	249	227	348	299	301	258
300	319	291	285	259	398	343	343	295
400	-	-	-	-	475	-	406	-
500	-	-	-	-	545	-	464	-

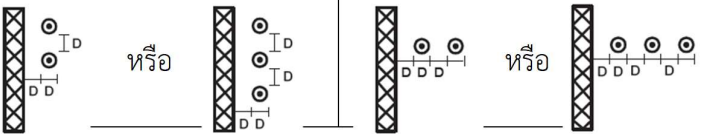
ตาราง 2.20 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดง หุ้มฉนวน มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C หรือ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินเกาะผนังในอากาศ

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 3				
จำนวนตัวนำกระแส	2	ไม่เกิน 3		ไม่เกิน 3	
ลักษณะสาย	แบน	กลม		กลม	
ลักษณะตัวนำกระแส	หลายแกน	แกนเดียว		หลายแกน	
ประเภทฉนวน	พีวีซี	พีวีซี	ครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน	พีวีซี	ครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน
อุณหภูมิตัวนำ	70 °C	70 °C	90 °C	70 °C	90 °C
รูปแบบการติดตั้ง		 หรือ 		 หรือ 	
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	VAF, VAF-G	NYG, NYG-G 60502-1	IEC 60502-1	NYG, NYG-G 60227 IEC 10, IEC 60502-1	IEC 60502-1
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)				
1	14	12	16	12	15
1.5	17	16	21	15	20
2.5	23	22	28	21	27
4	32	29	37	28	36
6	41	37	49	36	47
10	56	51	67	50	65
16	74	69	90	66	87
25	-	90	118	84	108
35	-	112	147	104	134
50	-	145	190	125	163
70	-	186	244	160	208

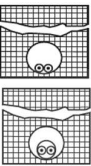
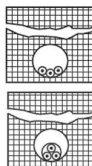
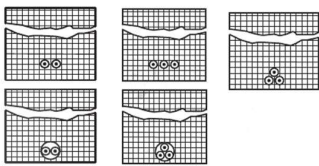
ตาราง 2.20 (ต่อ) ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดง หุ้มฉนวน มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C หรือ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินเกาะผนังในอากาศ

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 3				
จำนวนตัวนำกระแส	2	ไม่เกิน 3		ไม่เกิน 3	
ลักษณะสาย	แบน	กลม		กลม	
ลักษณะตัวนำกระแส	หลายแกน	แกนเดียว		หลายแกน	
ประเภทฉนวน	พีวีซี	พีวีซี	ครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน	พีวีซี	ครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน
อุณหภูมิตัวนำ	70 °C	70 °C	90 °C	70 °C	90 °C
รูปแบบการติดตั้ง					
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	VAF, VAF-G	NYG, NYG-G 60502-1	IEC 60502-1	NYG, NYG-G 60227 IEC 10, IEC 60502-1	IEC 60502-1
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)				
95	-	227	297	194	253
120	-	264	345	225	293
150	-	304	397	260	338
185	-	348	455	297	386
240	-	411	537	351	455
300	-	474	620	404	524
400	-	552	722	-	-
500	-	629	823	-	-

ตาราง 2.21 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงแกนเดียวหุ้มฉนวนพีวีซี มอก.11-2553 สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 450/750 โวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินบนฉนวนลูกถ้วยในอากาศ

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 4	
รูปแบบการติดตั้ง		
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	60227 IEC 01, 60227 IEC 10, NYY	
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)	
4	30	37
6	39	48
10	56	67
16	78	92
25	113	127
35	141	157
50	171	191
70	221	244
95	271	297
120	315	345
150	365	397
185	418	453
240	495	535
300	573	617
400	692	741

ตาราง 2.22 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 30 °C ร้อยต่อผิวดินหรือฝังดินโดยตรง

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 5		กลุ่มที่ 6
จำนวนตัวนำกระแส	2	3	ไม่เกิน 3
ลักษณะตัวนำ	แกนเดี่ยว / หลายแกน	แกนเดี่ยว / หลายแกน	แกนเดี่ยว / หลายแกน
รูปแบบการติดตั้ง			
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	NYY, NYY-G, ตามมาตรฐาน IEC 60502-1		
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)		
1	17	15	21
1.5	21	19	26
2.5	28	25	35
4	36	33	45
6	46	41	57
10	62	55	76
16	81	72	99
25	106	94	128
35	129	114	154
50	153	136	181
70	190	168	223
95	232	204	267
120	265	234	304
150	303	266	342
185	344	303	386
240	404	361	448
300	462	404	5077
400	529	462	577
500	605	527	654

ตาราง 2.23 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าทองแดงแกนเดียวหุ้มฉนวนพีวีซี ตาม มอก.11-2553 สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 300/500 โวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C หรือ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินในอากาศ

อุณหภูมิตัวนำ	70°C	90°C
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	60227 IEC 05, 60227 IEC 06	60227 IEC 07, 60227 IEC 08
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)	
0.5	3	3
0.75	6	6
1	10 ²⁾	10
1.5	-	16
2.5	-	25

หมายเหตุ (ตาราง 2.23)

1) อุณหภูมิโดยรอบที่แตกต่างจาก 40 °C ให้ใช้ตัวคูณปรับค่าดังต่อไปนี้

- สำหรับสายหุ้มฉนวนพีวีซี 70 °C

อุณหภูมิโดยรอบ (องศาเซลเซียส)	31-35	36-40	41-45	46-50	51-55
ตัวคูณปรับค่า	1.11	1.00	0.8	0.71	0.50

- สำหรับสายหุ้มฉนวนพีวีซี 90°C

อุณหภูมิโดยรอบ (องศาเซลเซียส)	31-35	36-40	41-45	46-50	51-55
ตัวคูณปรับค่า	1.00	0.96	0.83	0.67	0.47

2) ค่าขนาดกระแสเฉพาะรหัสเคเบิล 60227 IEC 06 เท่านั้น

3) ดูคำอธิบายรหัสชนิดเคเบิลที่ใช้ในตาราง 2.178

ตาราง 2.24 ขนาดกระแสของสายอ่อน (flexible cord) ตัวนำทองแดงหลายแกนหุ้มฉนวนพีวีซี ตาม มอก. 11-2553 สำหรับขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 300/500 โวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C หรือ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินในอากาศ

จำนวนตัวนำกระแส	2	3
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	60227 IEC 52, 60227 IEC 53, 60227 IEC 56, 60227 IEC 57	
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)	
0.5	3	3
0.75	6	6
1	10	10
1.5	16	16
2.5	25	20

หมายเหตุ (ตาราง 2.24)

1) อุณหภูมิโดยรอบที่แตกต่างจาก 40 °C ให้ใช้ตัวคูณปรับค่าดังต่อไปนี้

- สำหรับสายหุ้มฉนวนพีวีซี 70°C

อุณหภูมิโดยรอบ (องศาเซลเซียส)	31-35	36-40	41-45	46-50	51-55
ตัวคูณปรับค่า	1.11	1.00	0.87	0.71	0.50

- สำหรับสายหุ้มฉนวนพีวีซี 90°C

อุณหภูมิโดยรอบ (องศาเซลเซียส)	31-50	51-55	56-60	61-65	66-70
ตัวคูณปรับค่า	1.00	0.96	0.83	0.67	0.47

2) สายอ่อนตัวนำทินเซล ที่มีรหัสเคเบิล 60227 IEC 41 มีค่าขนาดกระแส = 0.7 แอมแปร์ ที่อุณหภูมิตัวนำ 70 °C และอุณหภูมิโดยรอบ 40 °C

3) คู่มืออธิบายรหัสชนิดเคเบิลที่ใช้ในงาน ในตาราง 2.178

ตาราง 2.25 ขนาดกระแสของสายเคเบิลอ่อน (flexible cable) ตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี ตาม มอก.11-2553 สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 450/750 โวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินในอากาศ

จำนวน/ลักษณะ ตัวนำกระแส	เคเบิล 1 แกน 2 เส้น หรือ เคเบิล 2 แกน 1 เส้น มี/ไม่มี สายดิน	เคเบิล 3 แกน, 4 แกน หรือ 5 แกน
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	60227 IEC 02, VCT, VCT-G	VCT, VCT-G
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)	
1.5	16	-
2.5	25	-
4	30	26
6	39	34
10	51	47
16	73	63
25	97	83
35	140	102
50	175	-
70	216	-
95	258	-
120	302	-
150	347	-
185	394	-
240	471	-

1) อุณหภูมิโดยรอบที่แตกต่างจาก 40 °C ให้ใช้ตัวคูณปรับค่าดังต่อไปนี้

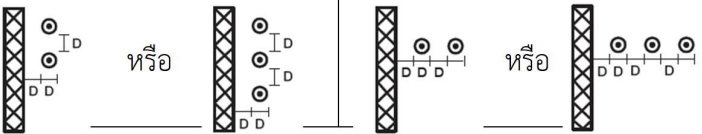
อุณหภูมิโดยรอบ (องศาเซลเซียส)	31-35	36-40	41-45	46-50	51-55
ตัวคูณปรับค่า	1.11	1.00	0.87	0.71	0.50

2) ดูคำอธิบายรหัสชนิดเคเบิลที่ใช้งาน ในตาราง 2.178

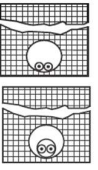
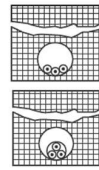
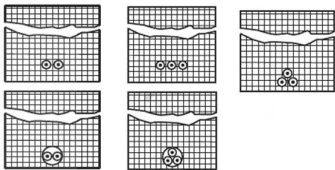
ตาราง 2.26 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงก์พอลิเอทิลีน มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินร้อยในท่อในอากาศ

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 1				กลุ่มที่ 2			
จำนวนตัวนำ กระแส	2		3		2		3	
ลักษณะตัวนำ กระแส	แกน เดียว	หลายแกน	แกนเดียว	หลายแกน	แกน เดียว	หลาย แกน	แกน เดียว	หลาย แกน
รูปแบบการติดตั้ง								
รหัสชนิดเคเบิลที่ ใช้งาน	IEC 60502-1 และสายที่มีคุณสมบัติพิเศษต่าง ๆ เช่น สายทนไฟ, สายไร้ไฮโดรเจน, สาย คว้าน้อย เป็นต้น							
ขนาดสาย(ตร.ม ม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)							
1	13	13	12	12	15	15	14	14
1.5	17	17	15	15	21	20	18	18
2.5	24	23	21	20	28	27	25	24
4	32	30	28	27	38	36	34	32
6	41	38	36	35	49	46	44	40
10	56	52	49	46	68	63	60	55
16	74	69	66	62	91	83	80	73
25	96	90	86	81	121	108	106	96
35	119	110	106	99	149	133	131	116
50	144	132	128	118	180	159	159	140
70	182	167	163	149	230	201	202	177
95	219	200	197	179	278	241	245	212
120	253	230	227	207	322	278	284	244
150	289	264	259	236	358	304	311	273
185	329	299	295	268	409	349	349	309
240	386	351	346	315	480	418	410	362
300	442	402	396	360	549	484	468	414
400	-	-	-	-	622	-	531	-
500	-	-	-	-	713	-	606	-

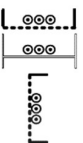
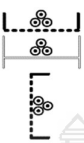
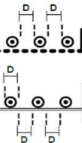
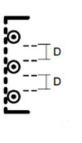
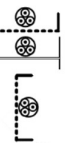
ตาราง 2.27 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าแกนเดี่ยวตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน สำหรับ
ขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C เดินบนฉนวนลูก
ถ้วยในอากาศ

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 4	
รูปแบบการติดตั้ง		
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้งาน	ตามมาตรฐาน IEC 60502-1	
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)	
4	47	54
6	60	68
10	82	90
16	110	124
25	147	166
35	183	206
50	224	250
70	289	321
95	354	391
120	413	455
150	480	525
185	551	602
240	654	711
300	758	821
400	917	987
500	1,064	1,140

ตาราง 2.28 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน มีเปลือกนอก ขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 30 °C ร้อยต่อผิวดินหรือฝังดินโดยตรง

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 5		กลุ่มที่ 6
จำนวนตัวนำกระแส	2	3	ไม่เกิน 3
ลักษณะตัวนำ	แกนเดี่ยว / หลายแกน	แกนเดี่ยว / หลายแกน	แกนเดี่ยว / หลายแกน
รูปแบบการติดตั้ง			
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้งาน	IEC 60502-1		
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)		
1.5	25	22	33
2.5	33	29	43
4	43	38	55
6	54	47	70
10	71	63	92
16	94	83	119
25	124	109	152
35	150	132	184
50	180	159	217
70	223	196	266
95	271	238	318
120	313	275	362
150	355	312	406
185	406	356	459
240	477	418	533
300	543	475	601
400	625	545	684
500	717	623	777

ตาราง 2.29 ขนาดกระแสน้ำของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C วางบนรางเคเบิลแบบระบายอากาศไม่มีฝาปิด หรือรางเคเบิลแบบแบนได้

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 7				
ลักษณะตัวนำกระแส	แกนเดี่ยว				หลายแกน
รูปแบบการติดตั้ง					
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	60227 IEC 10, NYY, NYY-G และสายที่มีคุณสมบัติพิเศษต่าง ๆ เช่น สายทนไฟ, สายไร้ไฮโดรเจน, สายคั่นน้อย เป็นต้น				
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)				
1	-	-	-	-	13
1.5	-	-	-	-	16
2.5	-	-	-	-	22
4	-	-	-	-	30
6	-	-	-	-	37
10	-	-	-	-	52
16	-	-	-	-	70
25	99	96	127	113	88
35	124	119	157	141	110
50	151	145	191	171	133
70	196	188	244	221	171
95	239	230	297	271	207
120	279	268	345	315	240
150	324	310	397	365	278
185	371	356	453	418	317
240	441	422	535	495	374
300	511	488	617	573	432
400	599	571	741	692	-
500	686	652	854	800	-

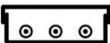
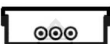
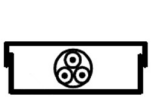
ตาราง 2.30 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนพีวีซี มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C วางบนรางเคเบิลชนิดด้านล่าง ทึบ มี/ไม่มี ฝาปิด

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 7			
ลักษณะตัวนำกระแส	แกนเดี่ยว		หลายแกน	
รูปแบบการติดตั้ง				
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	60227 IEC 10, NYY, NYY-G, ตามมาตรฐาน IEC 60502-1 และสายที่มีคุณสมบัติพิเศษต่าง ๆ เช่น สายทนไฟ, สายไร้ไฮโดรเจน, สายควั่นต่ำ เป็นต้น			
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)			
1	-	-	12	10
1.5	-	-	15	13
2.5	-	-	21	17
4	-	-	28	23
6	-	-	36	30
10	-	-	50	40
16	-	-	66	54
25	90	77	84	70
35	112	96	104	86
50	145	117	125	103
70	186	149	160	130
95	227	180	194	156
120	264	208	225	179
150	304	228	260	196
185	348	258	297	222
240	411	301	351	258
300	474	343	404	295
400	552	406	-	-
500	629	464	-	-

ตาราง 2.31 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงกด์พอลิเอทิลีน มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C วางบนรางเคเบิลแบบระบายอากาศ ไม่มีฝาปิด หรือรางเคเบิลแบบบับนไค

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 7				
ลักษณะตัวนำกระแส	แกนเดี่ยว				หลายแกน
รูปแบบการติดตั้ง					
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	IEC 60502-1 และสายที่มีคุณสมบัติพิเศษต่าง ๆ เช่น สายทนไฟ, สายไร้ไฮโดรเจน, สายควั่นน้อย เป็นต้น				
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)				
1	-	-	-	-	1
1.5	-	-	-	-	621
2.5	-	-	-	-	29
4	-	-	-	-	38
6	-	-	-	-	49
10	-	-	-	-	68
16	-	-	-	-	91
25	128	123	166	147	116
35	160	154	206	183	144
50	197	188	250	224	175
70	254	244	321	289	224
95	311	298	391	354	271
120	364	349	455	413	315
150	422	404	525	480	363
185	485	464	602	551	415
240	577	552	711	654	490
300	670	640	821	758	565
400	790	749	987	917	-
500	908	861	1,140	1,064	-

ตาราง 2.32 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงกต์พอลิเอทิลีน มีเปลือกนอก สำหรับขนาดแรงดัน (U₀/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C วางบนรางเคเบิลชนิดด้านล่างที่บ มี/ไม่มี ฝาปิด

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 7			
ลักษณะตัวนำกระแส	แกนเดี่ยว		หลายแกน	
รูปแบบการติดตั้ง	  	  		
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	IEC 60502-1 และสายที่มีคุณสมบัติพิเศษต่าง ๆ เช่น สายทนไฟ, สายไร้ไฮโดรเจน, สายควั่นต่ำ เป็นต้น			
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)			
1	-	-	15	14
1.5	-	-	20	18
2.5	-	-	27	24
4	-	-	36	32
6	-	-	47	40
10	-	-	65	55
16	-	-	87	73
25	118	106	108	96
35	147	131	134	116
50	190	159	163	140
70	244	202	208	177
95	297	245	253	212
120	345	284	293	244
150	397	311	338	273
185	455	349	386	309
240	537	410	455	362
300	620	468	524	414
400	722	531	-	-
500	823	606	-	-

ตาราง 2.33 ขนาดกระแสของสายเคเบิลชนิดเอ็มไอ ตัวนำและเปลือก (Sheath) ทองแดง หุ้ม/ไม่หุ้มพีวีซี โดยเปลือกทองแดง สามารถสัมผัสได้ อุณหภูมิเปลือก 70 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C

ลักษณะการติดตั้ง		กลุ่มที่ 7					
ลักษณะการจัดวางสาย		เดินเกาะผนังในอากาศ, วางบนรางเคเบิลชนิดด้านล่างทึบ ไม่มีฝาปิด			วางบนรางเคเบิลแบบระบายอากาศ ไม่มีฝาปิด หรือรางเคเบิลแบบบันได		
จำนวนตัวนำกระแส		เคเบิลแกนเดียว 2 เส้น หรือเคเบิล 2 แกน 1 เส้น วางชิดกัน	เคเบิลแกนเดียว 3 เส้น วางสามเหลี่ยมชิดกัน หรือเคเบิล 3 แกน 1 เส้น	เคเบิลแกนเดียว 3 เส้น วางเรียงชิดกัน	เคเบิลแกนเดียว 2 เส้น หรือเคเบิล 1 แกน 1 เส้น วางชิดกัน	เคเบิลแกนเดียว 3 เส้น วางสามเหลี่ยมชิดกัน หรือเคเบิล 3 แกน 1 เส้น	เคเบิลแกนเดียว 3 เส้น วางเรียงชิดกัน
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้		IEC 60702 หรือ AS 3187					
ขนาดแรงดัน	ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)					
500 V (รุ่นใช้งานเบา)	1	16	13	14	17	14	15
	1.5	20	16	18	21	18	20
	2.5	26	22	25	28	24	26
	4	34	30	32	37	31	35
750 V (รุ่นใช้งานหนัก)	1	17	14	15	18	15	17
	1.5	21	18	20	22	19	22
	2.5	29	24	26	31	26	29
	4	38	31	35	40	34	38
	6	48	41	44	51	43	48
	10	65	55	60	70	59	65
	16	87	73	78	93	78	87
	25	113	95	102	121	102	112
	35	139	116	125	148	125	137
	50	172	144	154	183	155	168
	70	210	176	188	224	190	205
	95	252	212	224	269	227	246
	120	289	243	258	309	262	281
	150	330	278	294	354	299	320
	185	374	315	333	401	339	362
	240	437	369	388	469	396	422

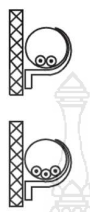
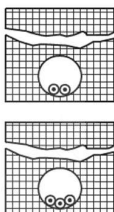
ตาราง 2.34 ขนาดกระแสของสายเคเบิลชนิดเอ็มโอ ตัวนำและเปลือก (Sheath) ทองแดง โดยเปลือกทองแดงไม่สามารถให้บุคคลสัมผัสหรือไม่สามารถสัมผัสกับวัสดุติดไฟได้ อุณหภูมิเปลือก 105 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C

ลักษณะการติดตั้ง		กลุ่มที่ 7					
ลักษณะการจัดวางสาย		เดินเกาะผนังในอากาศ, วางบนรางเคเบิลชนิดด้านล่างทึบ ไม่มีฝาปิด			วางบนรางเคเบิลแบบระบายอากาศ ไม่มีฝาปิด หรือรางเคเบิลแบบบันได		
จำนวนตัวนำกระแส		เคเบิลแกนเดียว 2 เส้น หรือเคเบิล 2 แกน 1 เส้น วางชิดกัน	เคเบิลแกนเดียว 3 เส้น วางสามเหลี่ยมชิดกัน หรือเคเบิล 3 แกน 1 เส้น	เคเบิลแกนเดียว 3 เส้น วางเรียงชิดกัน	เคเบิลแกนเดียว 2 เส้น หรือเคเบิล 2 แกน 1 เส้น วางชิดกัน	เคเบิลแกนเดียว 3 เส้น วางสามเหลี่ยมชิดกัน หรือเคเบิล 3 แกน 1 เส้น	เคเบิลแกนเดียว 3 เส้น วางเรียงชิดกัน
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้		IEC 60702 หรือ AS 3187					
ขนาดแรงดัน	ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)					
500 V (รุ่นใช้งานเบา)	1	20	17	19	22	19	21
	1.5	26	22	25	29	24	27
	2.5	35	30	33	38	32	36
	4	47	40	43	50	42	47
750 V (รุ่นใช้งานหนัก)	1	22	18	22	24	20	23
	1.5	29	24	28	30	26	29
	2.5	39	32	38	41	35	40
	4	51	43	49	55	46	52
	6	64	54	62	70	59	65
	10	88	75	84	96	80	88
	16	117	98	109	126	106	117
	25	153	129	142	165	138	151
	35	187	157	172	202	169	184
	50	231	195	212	250	210	227
	70	282	239	258	306	257	276
	95	339	287	307	368	308	330
	120	390	330	352	423	354	378
	150	446	377	400	484	406	431
	185	506	428	453	548	460	488
	240	592	500	526	641	537	568

ตาราง 2.35 ขนาดกระแสของสายเคเบิล ตัวนำทองแดงแกนเดียวหุ้มฉนวนครอสลิงก์พอลิเอทิลีน เปลือกนอกพีวีซี มีซิลต์ ขนาดแรงดัน (U₀/ U) ตั้งแต่ 3.6 /6 กิโลโวลต์ ถึง 18/30 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C วางบนราง

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 7								
จำนวนตัวนำกระแส	3								
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	ตามมาตรฐาน IEC 60502-2								
ชนิดรางเคเบิล	แบบระบายอากาศ					แบบบ้นไโด			
รูปแบบการติดตั้ง									
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)								
50	217	217	255	อยู่ระหว่างการพิจารณา	217	อยู่ระหว่างการพิจารณา	217	217	260
70	270	269	317		269		276	269	324
95	329	329	387		329		336	329	395
120	380	379	446		379		388	379	455
150	429	430	499		430		438	430	509
185	490	494	568		494		501	494	580
240	577	583	664		583		589	583	678
300	659	669	754		669		672	669	770
400	746	769	837		769		762	769	854

ตาราง 2.36 ขนาดกระแสน้ำของสายเคเบิล ตัวนำทองแดงแกนเดี่ยวหุ้มฉนวนครอสลิงก์พอลิเอทิลีน เปลือกนอกพีวีซี มีซิลต์ ขนาดแรงดัน (U_0/U) ตั้งแต่ 3.6/6 กิโลโวลต์ ถึง 18/30 กิโลโวลต์ อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 40 °C (เดินร้อยในท่อในอากาศ) และ 30 °C (ร้อยท่อฝังดิน)

ลักษณะการติดตั้ง	กลุ่มที่ 2	กลุ่มที่ 3
จำนวนตัวนำกระแส	ไม่เกิน 3	
ลักษณะตัวนำ	แกนเดี่ยว	
รูปแบบการติดตั้ง		
รหัสชนิดเคเบิลที่ใช้	ตามมาตรฐาน IEC 60502-2	
ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)	
35	148	149
50	175	178
70	215	218
95	265	265
120	303	303
150	38	341
185	396	386
240	478	454
300	551	521
400	636	607
500	730	706

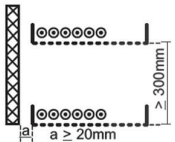
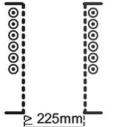
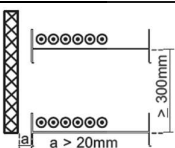
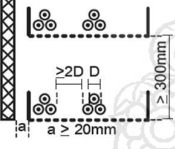
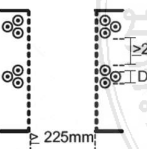
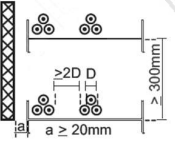
ตาราง 2.37 ขนาดกระแสนายเคเบิลตัวนำทองแดงแกนเดียวหุ้มฉนวนครอสลิงก์พอลิเอทิลีน มีเปลือกนอก อุณหภูมิตัวนำ 90 °C อุณหภูมิโดยรอบ 30 °C ขนาดแรงดัน (U₀/U) 3.6/6 ถึง 18/30 กิโลโวลต์ เดินใน duct bank ไม่เกิน 8 ท่อ

ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแสต่อ 1 วงจร (แอมแปร์)							
	จำนวนวงจรทั้งหมด							
	1	2	3	4	5	6	7	8
35	175	160	147	137	130	122	116	110
50	210	191	175	162	153	144	136	130
70	251	228	208	193	182	171	161	154
95	313	282	256	236	222	208	196	187
120	357	322	292	270	254	238	224	213
150	405	362	327	300	282	263	248	235
185	461	410	369	339	318	296	278	264
240	535	475	427	392	367	342	321	305
300	611	539	481	440	411	382	358	339
400	694	619	553	507	473	440	412	391
500	797	695	616	560	522	483	451	427

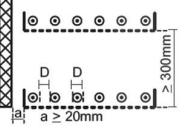
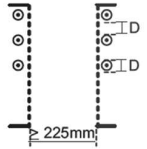
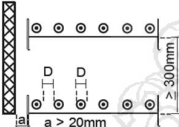
ตาราง 2.38 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าเครื่องเชื่อม (ตัวนำทองแดง) ตาม มอก.448-2525

ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)				
	วัฏจักรทำงานสูงสุด * ร้อยละ				
	100	60	30	25	20
10	87	110	160	175	195
16	115	150	215	235	260
25	155	200	285	315	350
35	195	250	355	390	440
50	250	320	450	495	560
70	310	400	560	620	690
95	375	485	685	750	840
120	435	570	790	870	970
150	510	660	930	1,020	1,140
185	570	740	1,040	1,150	1,280
240	680	880	1,240	1,350	1,520

ตาราง 2.39 ตัวคูณปรับค่าขนาดกระแสสำหรับสายเคเบิลแกนเดี่ยว วางบนรางเคเบิล เป็นกลุ่มมากกว่า 1 วงจร

วิธีการติดตั้ง		จำนวน ราง เคเบิล	จำนวนกลุ่มวงจรต่อรางเคเบิล						ลักษณะ การจัดเรียง เคเบิล
			1	2	3	4	5-6	7-9	
รางเคเบิล แบบระบาย อากาศ (หมายเหตุ 2))		1	1.00	0.91	0.87	0.82	0.78	0.77	รูปแบบวาง ชิดกันใน แนวนอน
		2	0.96	0.87	0.81	0.78	0.74	0.69	
		3	0.95	0.85	0.78	0.75	0.70	0.65	
รางเคเบิล แบบ ระบายอากาศ วางแนวตั้ง (หมายเหตุ 3)		1	1.00	0.86	0.80	0.75	0.71	0.70	รูปแบบวาง ชิดกันใน แนวตั้ง
		2	0.95	0.84	0.77	0.72	0.67	0.66	
รางเคเบิล แบบแบนได (หมายเหตุ 2))		1	1.00	0.97	0.96	0.94	0.93	0.92	รูปแบบวาง ชิดกันใน แนวนอน
		2	0.98	0.93	0.89	0.88	0.86	0.83	
		3	0.97	0.90	0.86	0.83	0.80	0.77	
รางเคเบิล แบบระบาย อากาศ (หมายเหตุ 2))		1	1.00	0.98	0.96	0.93	0.89	-	รูปแบบวาง ชิดกันแบบ สามเหลี่ยม ห่างกันไม่ น้อยกว่า 2
		2	0.97	0.93	0.89	0.85	0.80	-	
		3	0.96	0.92	0.86	0.82	0.76	-	
รางเคเบิล แบบระบาย อากาศวาง แนวตั้ง (หมายเหตุ 3))		1	1.00	0.91	0.89	0.88	0.87	-	เท่า ของ เส้นผ่าน ศูนย์กลาง เคเบิล
		2	1.00	0.90	0.86	0.85	0.83	-	
รางเคเบิล แบบแบนได (หมายเหตุ 2))		1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	-	
		2	0.95	0.95	0.93	0.92	0.91	-	
		3	0.94	0.94	0.90	0.89	0.86	-	

ตาราง 2.39 (ต่อ) ตัวคูณปรับค่าขนาดกระแสสำหรับสายเคเบิลแกนเดี่ยว วางบนรางเคเบิล เป็นกลุ่มมากกว่า 1 วงจร

วิธีการติดตั้ง		จำนวน ราง เคเบิล	จำนวนกลุ่มวงจรต่อรางเคเบิล						ลักษณะ การ จัดเรียง เคเบิล
			1	2	3	4	5-6	7-9	
รางเคเบิล แบบระบาย อากาศ (หมายเหตุ 2))		1	1.00	0.93	0.90	0.87	0.83	-	
		2	0.97	0.89	0.85	0.81	0.76	-	
		3	0.96	0.88	0.82	0.78	0.72	-	
รางเคเบิล แบบ ระบาย อากาศวาง แนวตั้ง (หมายเหตุ 3))		1	1.00	0.91	0.89	0.88	0.87	-	รูปแบบ วางห่าง กันไม่น้อย กว่าเส้น ผ่าน ศูนย์กลาง เคเบิล
		2	0.94	0.90	0.86	0.85	0.83	-	
รางเคเบิล แบบแบนได (หมายเหตุ 2))		1	1.00	0.97	0.96	0.96	0.96	-	
		2	0.97	0.94	0.93	0.92	0.91	-	
		3	0.96	0.93	0.92	0.91	0.88	-	

ตาราง 2.40 ตัวคูณปรับค่าอุณหภูมิโดยรอบที่แตกต่างจาก 40°C ใช้กับค่าขนาดกระแสของเคเบิล เมื่อเดินในอากาศ

อุณหภูมิโดยรอบ (องศาเซลเซียส)	ฉนวน			
	PVC	XLPE หรือ EPR	เอ็มไอ	
			70°C	105°C
11-15	1.34	1.23	1.41	1.21
16-20	1.29	1.19	1.34	1.16
21-25	1.22	1.14	1.26	1.13
26-30	1.15	1.10	1.18	1.09
31-35	1.05	1.05	1.09	1.04
36-40	1.00	1.00	1.00	1.00
41-45	0.91	0.96	0.91	0.96
46-50	0.82	0.90	0.79	0.91
51-55	0.70	0.84	0.67	0.87
56-60	0.57	0.78	0.53	0.82
61-65	-	0.71	-	0.76
66-70	-	0.64	-	0.70
71-75	-	0.55	-	0.65
76-80	-	0.45	-	0.59
81-85	-	-	-	0.51
86-90	-	-	-	0.43
91-95	-	-	-	0.35

ตาราง 2.41 ตัวคูณปรับค่าอุณหภูมิโดยรอบที่แตกต่างจาก 40°C ใช้กับค่าขนาดกระแสของเคเบิล เมื่อเดินในอากาศ

อุณหภูมิโดยรอบ (องศาเซลเซียส)	ฉนวน	
	PVC	XLPE หรือ EPR
11-15	1.18	1.12
16-20	1.12	1.08
21-25	1.07	1.03
26-30	1.0	1.0
31-35	0.94	0.96
36-40	0.87	0.91
41-45	0.80	0.86
46-50	0.71	0.82
51-55	0.62	0.76
56-60	0.51	0.70
61-65	-	0.65
66-70	-	0.57
71-75	-	0.49
76-80	-	0.41

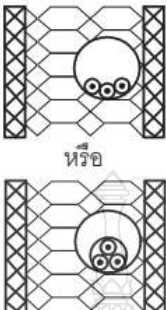
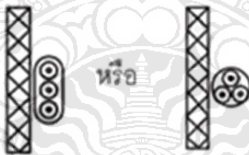
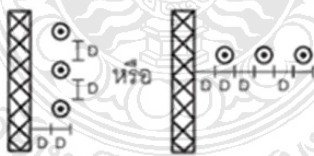
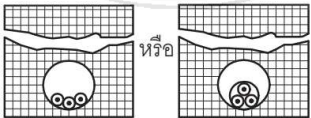
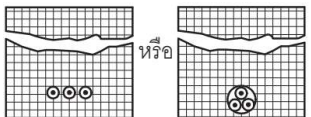
ตาราง 2.42 ตัวคูณปรับค่าสำหรับสายเคเบิลแกนเดี่ยว หรือหลายแกน ขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ ฝังดินโดยตรง เมื่อ วางเป็นกลุ่มมากกว่า 1 วงจร วางเรียงกันแนวนอนระดับ

จำนวนวงจร	ระยะห่างระหว่างผิวด้านนอกเคเบิล แต่ละวงจร (มม.)				
	วางชิดกัน	เส้นผ่านศูนย์กลางเคเบิล 1 เส้น	125	250	500
2	0.75	0.80	0.85	0.90	0.90
3	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85
4	0.60	0.60	0.70	0.75	0.80
5	0.55	0.55	0.65	0.70	0.80
6	0.50	0.55	0.60	0.70	0.80

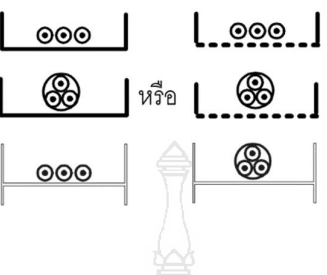
ตาราง 2.43 ตัวคูณปรับค่าสำหรับสายเคเบิลแกนเดี่ยว หรือหลายแกน ขนาดแรงดัน (U_0/U) ไม่เกิน 0.6/1 กิโลโวลต์ ร้อยท่อฝังดินโดยตรง เมื่อ วางเป็นกลุ่มมากกว่า 1 วงจร วางเรียงกันแนวนอนระดับ

จำนวนวงจร	ระยะห่างระหว่างผิวด้านนอกเคเบิล แต่ละวงจร (มม.)			
	วางชิดกัน	250	500	1,000
2	0.85	0.90	0.95	0.95
3	0.75	0.85	0.90	0.95
4	0.70	0.80	0.85	0.90
5	0.65	0.80	0.85	0.90
6	0.60	0.80	0.80	0.90

ตาราง 2.44 รูปแบบการติดตั้งอ้างอิง

วิธีการเดินสาย	รูปแบบการติดตั้ง	ลักษณะการติดตั้ง	หมายเหตุ
สายแกนเดียวหรือหลายแกนหุ้มฉนวน มี/ไม่มีเปลือกนอก เดินช่องเดินสายโลหะหรือโลหะภายในฝ้าเพดานที่เป็นฉนวนความร้อน หรือผนังกันไฟ		กลุ่มที่ 1	ฝ้าเพดาน หรือผนังกันไฟที่เป็นฉนวนความร้อน คือวัสดุที่มีค่าการนำทางความร้อน (thermal conductance) อย่างน้อย $10 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^*$
สายแกนเดียวหรือหลายแกนหุ้มฉนวน มี/ไม่มีเปลือกนอก เดินในช่องเดินสายโลหะหรือโลหะเดินเกาะผนังหรือเพดานหรือฝังในผนังคอนกรีตหรือที่คล้ายกัน		กลุ่มที่ 2	กรณีฝังในผนังคอนกรีตหรือที่คล้ายกันผนังนั้นจะต้องมีค่าความต้านทานความร้อน (thermal resistivity) ไม่เกิน $2 \text{ K} \cdot \text{m/W}$
สายแกนเดียวหรือหลายแกนหุ้มฉนวนมีเปลือกนอก เดินเกาะผนังหรือเพดาน ที่ไม่มีสิ่งปิดหุ้มที่คล้ายกัน		กลุ่มที่ 3	-
สายเคเบิลแกนเดียวหุ้มฉนวน มี/ไม่มีเปลือกนอก วางเรียงกันแบบมีระยะห่าง เดินบนฉนวนลูกถ้วยในอากาศ		กลุ่มที่ 4	ระยะห่างถึงผนังและระหว่างเคเบิลไม่น้อยกว่าเส้นผ่านศูนย์กลางเคเบิล
สายแกนเดียวหรือหลายแกนหุ้มฉนวนมีเปลือกนอก เดินในท่อโลหะหรือโลหะฝังดิน		กลุ่มที่ 5	-
สายแกนเดียว หรือหลายแกน หุ้มฉนวน มีเปลือกนอก ฝังดินโดยตรง		กลุ่มที่ 6	-

ตาราง 2.45 รูปแบบการติดตั้งอ้างอิง

วิธีการเดินสาย	รูปแบบการติดตั้ง	ลักษณะการติดตั้ง	หมายเหตุ
สายเคเบิลแกนเดี่ยวหรือหลายแกนหุ้มฉนวน มีเปลือกนอก วางบนรางเคเบิลแบบด้านล่างที่บ, รางเคเบิลแบบระบายอากาศหรือรางเคเบิลแบบแบนได้		กลุ่มที่ 7	รางเคเบิลแบบระบายอากาศจะต้องมีพื้นที่ระบายอากาศไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของพื้นผิวรางเคเบิลทั้งหมด



ตาราง 2.46 ข้อกำหนดการใช้งานของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดง หุ้มฉนวนพีวีซี ตาม มอก. 11-2553

รหัสชนิด เคเบิล/ ชื่อ เรียก	ขนาด สาย (ตร.มม.)	ลักษณะ ตัวนำ	จำนวน แกน	อุณหภูมิ ตัวนำ	เปลือก นอก	แรงดัน ไฟฟ้า Uo/U (โวลต์)	การใช้งาน
60227 IEC 01	1.5-400	เดี่ยวแข็ง (Solid) หรือตี เกลียว (Stranded)	แกน เดี่ยว	70°C	ไม่มี	450/75 0	- ใช้งานทั่วไป - เดินในช่องเดินสายและต้องป้องกันน้ำเข้าช่องเดินสาย - ห้ามร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง
60227 IEC 02	1.5-240	ฝอย (Flexible)	แกน เดี่ยว	70°C	ไม่มี	450/75 0	- ใช้งานทั่วไป - เดินในช่องเดินสายและต้องป้องกันน้ำเข้าช่องเดินสาย - ห้ามร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง
60227 IEC 05	0.5-1.0	เดี่ยวแข็ง (Solid)	แกน เดี่ยว	70°C	ไม่มี	300/50 0	- ใช้งานทั่วไป - เดินในช่องเดินสายและต้องป้องกันน้ำเข้าช่องเดินสาย - ห้ามร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง
60227 IEC 06	0.5-1.0	ฝอย (Flexible)	แกน เดี่ยว	70°C	ไม่มี	300/50 0	- ใช้งานทั่วไป - เดินในช่องเดินสายและต้องป้องกันน้ำเข้าช่องเดินสาย - ห้ามร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง
60227 IEC 07	0.5-2.5	เดี่ยวแข็ง (Solid)	แกน เดี่ยว	90°C	ไม่มี	300/50 0	- ใช้งานทั่วไป - เดินในช่องเดินสายและต้องป้องกันน้ำเข้าช่องเดินสาย - ห้ามร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง

ตาราง 2.46 (ต่อ) ข้อกำหนดการใช้งานของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดง หุ้มฉนวนพีวีซี ตาม มอก. 11-2553

รหัสชนิด เคเบิล/ ชื่อ เรียก	ขนาด สาย (ตร.มม.)	ลักษณะ ตัวนำ	จำนวน แกน	อุณหภูมิ มี ตัวนำ	เปลือก นอก	แรงดัน ไฟฟ้า Uo/U (โวลต์)	การใช้งาน
60227 IEC 08	0.5-2.5	ฝอย (Flexible)	แกน เดียว	90°C	ไม่มี	300/50 0	- ใช้งานทั่วไป - เดินในช่องเดินสายและต้องป้องกันน้ำเข้าช่องเดินสาย - ห้ามร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง
60227 IEC 10	1.5-3.5	ตีเกลียว (Stranded)	หลาย แกน (มี/ไม่มี สายดิน)	70°C	มี	300/50 0	- ใช้งานทั่วไป - เดินในช่องเดินสายและต้องป้องกันน้ำเข้าช่องเดินสาย - วางบนรางเคเบิล - ห้ามร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง
60227 IEC 41	0.8	ตีเกลียว (Stranded)	2 แกน	70°C	ไม่มี	300/50 0	ใช้งานภายในอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์
60227 IEC 43	0.5-0.75	ฝอย (Flexible)	1 แกน	70°C	มี	300/50 0	ใช้ต่อไฟประดับตกแต่งภายในอาคาร
60227 IEC 52	0.5-0.75	ฝอย (Flexible)	หลาย แกน (มี/ไม่มี สายดิน)	70°C	มี	300/50 0	- ใช้ต่อเข้าเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดหีบยกได้ - ใช้งานภายในเครื่องใช้ไฟฟ้า
60227 IEC 53	0.75-2.5	ฝอย (Flexible)	หลาย แกน (มี/ไม่มี สายดิน)	70°C	มี	300/50 0	- ใช้ต่อเข้าเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดหีบยกได้ (ใช้งานหนัก) - ใช้ต่อเข้าดวงโคม
60227 IEC 56	0.5-0.75	ฝอย (Flexible)	หลาย แกน (มี/ไม่มี สายดิน)	90°C	มี	300/50 0	ใช้ต่อเข้าเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดหีบยกได้ (ใช้งานหนัก)

ตาราง 2.46 (ต่อ) ข้อกำหนดการใช้งานของสายไฟฟ้าตัวนำทองแดง หุ้มฉนวนพีวีซี ตาม มอก. 11-2553

รหัสชนิด เคเบิล/ ชื่อ เรียก	ขนาด สาย (ตร.มม.)	ลักษณะ ตัวนำ	จำนวน แกน	อุณหภูมิ มี ตัวนำ	เปลือก นอก	แรงดัน ไฟฟ้า Uo/U (โวลต์)	การใช้งาน
60227 IEC 57	0.5-2.5	ฝอย (Flexible)	หลาย แกน (มี/ไม่มี สายดิน)	90°C	มี	300/50 0	- ใช้ต่อเข้าเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดหีบยกได้ (ใช้งานหนัก) - ใช้ในดวงโคมไฟฟ้าที่มี/ไม่มีบัลลาสต์ - ใช้ในป้ายโฆษณา/ป้ายไฟฟ้า
NYY	1-500	ตีเกลียว (Stranded)	แกน เดี่ยว	70°C	มี	450/75 0	- ใช้งานทั่วไป - วางบนรางเคเบิล - ร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง
	50-300		หลาย แกน				
NYY-G	25-300		หลาย แกน มีสายดิน				
VAF VAF-G	1-16	เดี่ยวแข็ง (Solid) หรือตี เกลียว (Stranded)	2 แกน 2 แกนมี สายดิน	70°C	มี	300/50 0	- เดินเกาะผนัง - เดินในช่องเดินสาย ห้ามร้อยท่อ - ห้ามฝังดิน
VCT VCT-G	4-35	ฝอย (Flexible)	แกน เดี่ยว หลาย แกน และ หลาย แกนมี สาย ดิน	70°C	มี	450/75 0	- ใช้งานทั่วไป - ใช้ต่อเข้าเครื่องใช้ไฟฟ้า - วางบนรางเคเบิล - ร้อยท่อฝังดินหรือฝังดินโดยตรง

ตาราง 2.47 ความหนาต่ำสุดของช่องเดินสายโลหะบนพื้นผิว (Surface Metal Raceway)

ขนาดความสูง × กว้าง (มม.)	ความหนา (มม.)
ไม่เกิน 50×100	0.8
ไม่เกิน 100×150	1.2
ไม่เกิน 100×200	1.2
ไม่เกิน 150×200	1.4
ไม่เกิน 150×300	1.4
เกิน 150×300	1.6

ตาราง 2.48 ระยะห่างต่ำสุดระหว่างส่วนที่มีไฟฟ้าเปลือยกับส่วนที่มีไฟฟ้าเปลือยและระหว่างส่วนที่มีไฟฟ้าเปลือยกับดิน (มม.)

แรงดันระหว่าง สายเส้นไฟ (โวลต์)	ขั้วต่างกันเมื่อติดตั้ง บนพื้นผิวเดียวกัน	ขั้วต่างกันเมื่อขึงใน อากาศ	ส่วนที่มีไฟฟ้าเปลือย กับดิน
ไม่เกิน 125	19	12.5	12.5
ไม่เกิน 250	31.5	19	12.5
ไม่เกิน 1,000	50	25	12

2.8 การคำนวณสินเชื่อ

2.8.1 ความหมายของสินเชื่อ

สินเชื่อ มีรากศัพท์มาจากภาษาละตินคำว่า Credere ซึ่งหมายถึง “ความไว้วางใจ” หรือ “ความน่าเชื่อถือ” แนวคิดของสินเชื่อจึงยึดหลักพื้นฐานของความเชื่อมั่นระหว่างบุคคลหรือองค์กรสองฝ่าย ที่ฝ่ายหนึ่งยินยอมให้ใช้งานสินค้าหรือบริการก่อน โดยมีข้อตกลงเกี่ยวกับการชำระคืนในอนาคตตามระยะเวลาที่ตกลงไว้ (ฐิติพร ลวดทอง, 2554)

สินเชื่อ" หมายถึง การให้เงินยืมในรูปแบบต่าง ๆ ที่ธนาคารพาณิชย์หรือสถาบันการเงินมอบให้แก่บุคคลหรือนิติบุคคล ภายใต้เงื่อนไขที่ผู้กู้ต้องชำระคืนทั้งเงินต้นและดอกเบี้ยตามที่ตกลง ซึ่งอาจรวมถึงบริการทางการเงิน เช่น วงเงินเบิกเกินบัญชี การซื้อลดตั๋วเงิน หรือการรับภาระชำระหนี้แทนในบางกรณี (เอกการ กุลรวิสร, 2558)

2.8.1.1 การพิจารณาให้เครดิต

ธนาคารพาณิชย์จะมีการพิจารณาโดยใช้หลักที่เรียกว่า 3 P ดังนี้

1. วัตถุประสงค์ในการกู้เงิน (Purpose) ธนาคารให้ความสำคัญกับเหตุผลในการกู้เงินของผู้ขอู้ เนื่องจากบางประเภทของกิจกรรมอาจไม่อยู่ในนโยบายสนับสนุนของธนาคาร โดยเฉพาะกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการเก็งกำไร ธนาคารมุ่งสนับสนุนสินเชื่อที่ก่อให้เกิดการผลิตหรือสร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจ นอกจากนี้ วัตถุประสงค์ที่ชัดเจนยังช่วยให้ธนาคารประเมินความสามารถในการชำระหนี้ของลูกค้าได้อย่างเหมาะสม

2. การชำระหนี้ (Payment) เมื่อธนาคารทราบวัตถุประสงค์ในการกู้เงิน ก็สามารถประเมินประเภทสินเชื่อที่เหมาะสม ไม่ว่าจะเป็นระยะสั้นหรือระยะยาว พร้อมทั้งวางแผนการชำระหนี้ได้ชัดเจน เช่น หากเป็นเงินกู้ระยะสั้นเพื่อใช้หมุนเวียน ธุรกิจก็สามารถชำระหนี้คืนได้รวดเร็วตามรอบรายรับของตน (Self-Liquidating Schedule) ส่วนเงินกู้ระยะยาวจะมีการผ่อนชำระเป็นงวดตามระยะเวลาที่ตกลงไว้ (Payment Schedule) ความชัดเจนในแผนชำระหนี้เช่นนี้ ช่วยเพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับผู้กู้ และสะท้อนถึงความตั้งใจจริงในการชำระหนี้ตามข้อตกลง
3. การป้องกันความเสี่ยง (Protection) หลังจากพิจารณาวัตถุประสงค์และแผนการชำระหนี้แล้ว ธนาคารจะประเมินระดับความเสี่ยงที่อาจส่งผลกระทบต่อการใช้เงินกู้ ทั้งในแง่ของจำนวนเงินและระยะเวลา ความเสี่ยงเหล่านี้ไม่ได้ครอบคลุมแค่การผิดนัดชำระ แต่รวมถึงโอกาสที่ธนาคารจะได้รับเงินคืนไม่ครบตามสัญญา การป้องกันความเสี่ยงจึงไม่ได้พิจารณาเพียงหลักประกันเท่านั้น แต่ยังรวมถึงความสามารถของผู้กู้ในการบริหารจัดการธุรกิจ ความมั่นคงทางการเงิน และปัจจัยอื่น ๆ ที่สะท้อนถึงความสามารถในการรักษาผลประโยชน์ของธนาคาร

2.8.1.2 เงินกู้ที่มีวัตถุประสงค์อย่างไรที่ธนาคารไม่สนับสนุน

เครดิตบางประเภทที่ธนาคารไม่สนับสนุน มีดังนี้

1. การใช้เงินกู้เพื่อการลงทุนโดยหลักแล้ว ธนาคารไม่สนับสนุนการให้กู้เพื่อใช้ลงทุนทั้งหมด เนื่องจากมองว่าผู้กู้ควรมีเงินทุนของตนเองบางส่วนเป็นฐานรองรับการลงทุน หากขาดแคลนทุนเพิ่มเติมจึงค่อยพึ่งพาสินเชื่อจากธนาคาร การให้กู้แบบเต็มจำนวนอาจสะท้อนถึงความเสี่ยงที่ผู้กู้ไม่มีความพร้อมทางการเงิน ธนาคารจึงหลีกเลี่ยงการสนับสนุนลักษณะนี้ ยกเว้นในบางกรณีที่พิจารณาแล้วว่าเหมาะสมและมีศักยภาพเพียงพอ
2. การกู้เพื่อนำไปชำระหนี้เดิมธนาคารโดยหลักแล้วไม่ส่งเสริมการกู้เงินเพื่อนำไปใช้หนี้เดิม เพราะถือเป็นการสร้างหนี้ก้อนใหม่เพื่อปิดหนี้เก่า ซึ่งไม่ช่วยแก้ปัญหาทางการเงินในระยะยาว ผู้กู้ควรชำระหนี้จากกำไรที่สร้างได้หรือจากการเพิ่มทุนของตนเอง อย่างไรก็ตาม หากธนาคารประเมินแล้วว่าผู้กู้มีแนวโน้มจะเป็นลูกค้าที่มีคุณภาพและมีศักยภาพในการชำระหนี้ในอนาคต อาจพิจารณาให้การสนับสนุนเป็นกรณีพิเศษได้
3. การกู้เงินเพื่อจ่ายเงินปันผลโดยหลักแล้ว ธนาคารไม่สนับสนุนการกู้เงินเพื่อใช้จ่ายเป็นเงินปันผล เนื่องจากการจ่ายเงินปันผลควรเกิดขึ้นจากกำไรที่เป็นเงินสด ไม่ใช่จากหนี้สินใหม่ อย่างไรก็ตาม อาจมีข้อยกเว้นกรณีที่บริษัทมีกำไรจริง แต่กำไรนั้นอยู่ในรูปของสินทรัพย์อื่นซึ่งยังไม่แปลงเป็นเงินสด หากสามารถเปลี่ยนเป็นกระแสเงินสดได้ในอนาคต ธนาคารอาจพิจารณาเป็นกรณีพิเศษ
4. ลูกค้านำเงินกู้จากธนาคารไปปล่อยกู้ต่อ เพื่อหากำไรจากส่วนต่างระหว่างดอกเบี้ยในระบบและนอกระบบ ซึ่งธนาคารไม่สนับสนุนพฤติกรรมนี้ เนื่องจากมีความเสี่ยงสูงและอาจกระทบต่อความมั่นคงทางการเงิน

2.8.2 หลักการวิเคราะห์สินเชื่อ

2.8.2.1 การวิเคราะห์สินเชื่อเชิงคุณภาพ จะใช้หลักการวิเคราะห์ 5 C's Credit

1. คุณสมบัติของผู้กู้ (Character) เป็นการประเมินความน่าเชื่อถือของผู้ขอสินเชื่อ ทั้งในด้านประวัติส่วนตัว สถานะทางการเงิน ความรู้ และประสบการณ์ในการดำเนินธุรกิจ เพราะผู้กู้คือหัวใจของกระบวนการสินเชื่อ แม้การวิเคราะห์บุคลิกภาพหรือข้อมูลเชิงลึกของผู้กู้ อาจทำได้ยาก แต่ก็เป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่ง ผู้พิจารณาสินเชื่อจะไม่อนุมัติสินเชื่อให้แก่ผู้ที่ไม่มีความรู้หรือความเข้าใจเพียงพอเด็ดขาด
2. ความสามารถในการชำระหนี้ (Capacity) คือการประเมินความสามารถในการชำระเงินต้นและดอกเบี้ยตามเงื่อนไขที่ตกลง โดยพิจารณาจากรายได้ กำไร และกระแสเงินสด รายได้ถือเป็นปัจจัยหลักในการประเมินความสามารถในการชำระหนี้ ดังนั้นจึงต้องพิจารณาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อรายได้ เช่น ยอดขาย ราคา การทำกำไร วัตถุดิบ การแข่งขัน ส่วนแบ่งตลาด ต้นทุนการผลิต ความผันผวนตามฤดูกาล และนโยบายการบริหาร ทั้งจากภายในและภายนอกองค์กร
3. เงินทุน (Capital) ผู้ขอสินเชื่อควรมีเงินทุนส่วนตัวลงทุนในโครงการด้วย ธนาคารมักไม่สนับสนุนการขอสินเชื่อ 100% เพราะจะเพิ่มภาระหนี้สินและเสี่ยงทางการเงินสูงขึ้น การนำเงินทุนของตนเองมาลงทุนในสัดส่วนที่สูงจะช่วยให้แสดงถึงความมุ่งมั่นและลดความเสี่ยงทางการเงินของโครงการ เจ้าหน้าที่วิเคราะห์สินเชื่อจะพิจารณาสัดส่วนหนี้สินต่อทุน (Debt-to-Equity Ratio) เพื่อควบคุมความเสี่ยงของโครงการ ก่อนอนุมัติสินเชื่อ
4. หลักประกันการให้กู้ยืม (Collateral) คือการประเมินคุณภาพและสภาพคล่องของหลักประกันที่ใช้เพื่อลดความเสี่ยง หลักประกันอาจเป็นเงินฝาก อสังหาริมทรัพย์ พันธบัตร ใบหุ้น หรือการค้ำประกันจากบุคคล
5. สภาพเศรษฐกิจและแนวโน้ม (Condition) การอนุมัติสินเชื่อแม้จะพิจารณาคุณสมบัติของลูกค้าตามเกณฑ์ทั้ง 4 ข้อแล้ว ก็ยังไม่สามารถรับประกันได้ว่าสินเชื่อจะมีคุณภาพ หากปัจจัยภายนอกไม่สนับสนุน เงื่อนไขที่ต้องพิจารณาคือ สถานการณ์เศรษฐกิจ สังคม วัฒนธรรม ปัญหาสงคราม การกีดกันทางการค้าและสิ่งแวดล้อม ซึ่งมีผลต่อความเป็นไปได้ของโครงการ เจ้าหน้าที่สินเชื่อจึงต้องมีข้อมูลเหล่านี้เพื่อประเมินโอกาสและอุปสรรคในการตัดสินใจอนุมัติสินเชื่อ

2.8.2.2 การวิเคราะห์สินเชื่อเชิงปริมาณ

1. การปรับแก้รายการโดยตัดหรือเพิ่มข้อมูลที่คลาดเคลื่อน เพื่อให้ข้อมูลเหมาะสมต่อการวิเคราะห์อย่างมีเหตุผล
2. การจัดกลุ่มรายการให้เป็นมาตรฐานเดียวกัน เพื่อง่ายต่อการวิเคราะห์
3. การปรับปรุงตัวเลขเพื่อง่ายต่อการวิเคราะห์
4. การวิเคราะห์งบการเงิน ประกอบด้วย
 - 1) งบดุล เป็นรายงานที่แสดงถึงฐานะของธุรกิจ ณ ขณะเวลาใดเวลาหนึ่งว่ากิจการมีสินทรัพย์ หนี้สิน และส่วนของผู้ถือหุ้น เป็นเท่าใด
 - 2) งบกำไร-ขาดทุน เป็นการแสดงถึงผลกำไรและความสามารถในการทำกำไรในช่วงระยะเวลา หนึ่งนั้นกิจการสามารถทำกำไรได้อย่างไร

- 3) อัตราส่วนทางการเงิน (Ratio Analysis) ได้แก่ อัตราส่วนวิเคราะห์ความคล่องตัว (Liquidity Ratios) อัตราส่วนวิเคราะห์ความสามารถในการใช้สินทรัพย์ (Activity Ratios) อัตราส่วนวิเคราะห์ความสามารถในการก่อหนี้ (Leverage Ratios) อัตราส่วนวิเคราะห์ความสามารถในการหากำไร (Profitability Ratios)

2.8.2.3 ทฤษฎีกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น

กระบวนการวิเคราะห์เชิงลำดับชั้น (Analytic Hierarchy Process: AHP)

AHP เป็นเครื่องมือช่วยตัดสินใจที่ได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวางทั่วโลก ด้วยคุณสมบัติที่เข้าใจง่ายและมีโครงสร้างใกล้เคียงกับกระบวนการคิดของมนุษย์ ผู้ใช้ไม่จำเป็นต้องมีประสบการณ์เฉพาะทางหรือได้รับการฝึกอบรมก็สามารถนำไปใช้ได้กระบวนการนี้เริ่มจากการแยกองค์ประกอบของปัญหาออกเป็นลำดับชั้น เช่น เป้าหมาย ปัจจัยหลัก และปัจจัยย่อย แล้วทำการเปรียบเทียบแต่ละปัจจัยแบบคู่ (pairwise comparison) เพื่อประเมินระดับความสำคัญ จากนั้นจึงนำค่าที่ได้ไปคำนวณหาค่าน้ำหนักของแต่ละทางเลือก โดยพิจารณาว่าปัจจัยใดมีอิทธิพลมากที่สุดต่อการตัดสินใจ AHP เหมาะอย่างยิ่งสำหรับปัญหาที่มีความซับซ้อน โดยสามารถใช้ข้อมูลจากงานวิจัย หนังสือ หรือแหล่งข้อมูลทั้งในและต่างประเทศ เพื่อระบุปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ก่อนจัดโครงสร้างและวิเคราะห์อย่างเป็นระบบของ AHP มีดังนี้

1. ให้ผลสำรวจน่าเชื่อถือกว่าวิธีอื่นๆ เนื่องจากใช้วิธีการเปรียบเทียบเชิงคู่ ในการตัดสินใจ ก่อนที่จะลงมือตอบคำถาม
2. มีโครงสร้างเป็นแผนภูมิลำดับชั้น เลียนแบบกระบวนการคิดของมนุษย์ ทำให้ง่ายต่อการเข้าใจ และการทำความเข้าใจ
3. ผลลัพธ์ที่ได้เป็นปริมาณตัวเลข ทำให้ง่ายต่อการจัดลำดับความสำคัญ และยังสามารถนำผลลัพธ์ดังกล่าวไปเปรียบเทียบกับหน่วยงานอื่นๆได้
4. สามารถจัดการตัดสินใจแบบมีอคติหรือลำเอียงออกไปได้
5. ใช้ได้ทั้งกับการตัดสินใจแบบคนเดียวและแบบที่เป็นกลุ่มหรือหมู่คณะ
6. ก่อให้เกิดการประนีประนอมและการสร้างประชาติ
7. ไม่จำเป็นต้องใช้ผู้เชี่ยวชาญมาคอยควบคุม

2.8.2.4 หลักการสำคัญของกระบวนการวิเคราะห์ตามลำดับชั้น (AHP)

เป็นกระบวนการตัดสินใจที่มีประสิทธิภาพมาก มีหลัก 3 ประการ ได้แก่

1. หลักการจัดทำแผนภูมิในรูปแบบลำดับชั้นเป็นการออกแบบปัญหาให้มีโครงสร้างที่แบ่งเป็นชั้นอย่างเป็นระบบ โดยแต่ละชั้นมีความสัมพันธ์กัน ส่วนปัจจัยภายในชั้นเดียวกันจะทำงานอย่างอิสระต่อกัน โครงสร้างนี้ประกอบด้วยองค์ประกอบหลัก เช่น เป้าหมาย ปัจจัยหลัก และตัวเลือก
 - 1) ระดับชั้นของวัตถุประสงค์
 - 2) ระดับชั้นของปัจจัยที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจ
 - 3) ระดับชั้นทางเลือกต่างๆของปัญหา
2. หลักการจัดลำดับความสำคัญเป็นกระบวนการเปรียบเทียบปัจจัยต่างๆ ในระดับชั้นเดียวกันแบบเป็นคู่ (pairwise comparison) โดยพิจารณาว่าปัจจัยใดมีอิทธิพลต่อระดับชั้นที่สูงกว่ามากกว่ากัน ผู้ตัดสินใจจะต้องดำเนินการเปรียบเทียบให้ครบทุกคู่ เพื่อหาค่าน้ำหนักของแต่ละปัจจัยอย่างเป็นระบบ
3. หลักการสอดคล้องกันของเหตุผล มีความหมาย 2 ประการ คือ
 - 1) หลักตัดสินใจภายใต้วัตถุประสงค์เดียวกัน
 - 2) การวิเคราะห์ความสอดคล้อง

2.8.2.5 ขั้นตอนของกระบวนการตัดสินใจที่มีเหตุผล

1. การกำหนดปัญหาอย่างชัดเจนเป็นขั้นตอนสำคัญที่ต้องเข้าใจสาระหลักของปัญหาอย่างลึกซึ้ง หลีกเลี่ยงการตั้งสมมติฐานที่คลาดเคลื่อน และระมัดระวังไม่ให้ความลำเอียงมีอิทธิพลต่อการพิจารณาทางเลือก
2. การกำหนดเกณฑ์ในการตัดสินใจเป็นการเลือกปัจจัยทั้งในรูปธรรมและนามธรรมเพื่อใช้ในการตัดสินใจ เนื่องจากมีหลายทางเลือกที่แต่ละทางมีทั้งข้อดีและข้อเสีย ดังนั้น ควรกำหนดเกณฑ์ที่ชัดเจนจากทั้งด้านที่จับต้องได้และเชิงนามธรรม เพื่อช่วยในการเปรียบเทียบแต่ละทางเลือก
3. การวินิจฉัยเปรียบเทียบเกณฑ์ในการตัดสินใจเนื่องจากความพึงพอใจของแต่ละบุคคลแตกต่างกัน การเปรียบเทียบและจัดลำดับความสำคัญของเกณฑ์หรือปัจจัยจึงจำเป็นเพื่อให้เข้าใจถึงความแตกต่างในมุมมองของแต่ละบุคคล การใช้เหตุผลในการเปรียบเทียบช่วยลดความลำเอียงและทำให้การตัดสินใจมีเหตุผลมากขึ้น
4. การกำหนดทางเลือกในขั้นตอนนี้จะเป็นการระบุแนวทางที่ชัดเจนเพื่อบรรลุเป้าหมายการตัดสินใจ โดยต้องระบุทางเลือกทั้งหมดที่สามารถปฏิบัติได้ และหลีกเลี่ยงการใช้เวลามากเกินไปในการค้นหาทางเลือก
5. การวินิจฉัยและจัดอันดับทางเลือกขั้นตอนนี้มีความสำคัญสูงสุดในกระบวนการตัดสินใจ เนื่องจากต้องประเมินผลกระทบที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากแต่ละทางเลือก โดยปราศจากอคติ เพื่อให้การตัดสินใจในอนาคตถูกต้องและแม่นยำ
6. การคำนวณหาทางเลือกที่ดีที่สุดขั้นตอนนี้จะนำลำดับความสำคัญของแต่ละทางเลือกมาคูณกับลำดับความสำคัญของเกณฑ์หรือปัจจัยต่างๆ แล้วนำผลคูณทั้งหมดมารวมกัน

ทางเลือกที่มีลำดับความสำคัญรวมสูงสุดจะได้รับการเลือกเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดจากกระบวนการตัดสินใจทั้ง 6 ขั้นตอนที่ผ่านมา

2.8.2.6 การพิจารณาองค์ประกอบในการตัดสินใจ

1. ปัญหาเป้าหมายหากการตัดสินใจเริ่มต้นจากจุดที่ผิดพลาด หรือปัญหามีข้อบกพร่อง ผลลัพธ์จากการตัดสินใจจะไม่ถูกต้อง ดังนั้น การกำหนดประเด็นปัญหาจึงสำคัญ เพื่อให้การวิเคราะห์และประเมินทางเลือกมีความแม่นยำ การกำหนดปัญหาที่ถูกต้องจะช่วยให้ควบคุมองค์ประกอบต่างๆ ได้อย่างเหมาะสม
2. เกณฑ์หลักและเกณฑ์รองในการตัดสินใจเกี่ยวกับปัญหาที่ซับซ้อน การกำหนดเกณฑ์หลักและเกณฑ์รองจะช่วยให้กระบวนการตัดสินใจมีประสิทธิภาพมากขึ้น เนื่องจากเกณฑ์เหล่านี้จะช่วยให้การพิจารณาและรวบรวมข้อมูลที่เป็น
3. ทางเลือกการแก้ไขปัญหามิได้ประสบความสำเร็จได้ขึ้นอยู่กับทางเลือกที่ถูกต้องและเหมาะสม หากทางเลือกนั้นถูกต้อง ปัญหาจะได้รับการแก้ไขอย่างมีประสิทธิภาพ
4. ตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการพิจารณาองค์ประกอบกระบวนการตัดสินใจใน AHP มีความยืดหยุ่นสูงผู้ตัดสินใจสามารถนำสถานการณ์ที่มีความไม่แน่นอนมาใช้ในการวิเคราะห์และคาดการณ์โอกาสที่จะเกิดขึ้น รวมถึงการใส่ค่าความเสี่ยงจากสถิติลงในแผนภูมิได้โดยตรง

2.8.2.7 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ลำดับชั้น (AHP)

1. การกำหนดปัญหาและแยกองค์ประกอบ เป็นการแยกองค์ประกอบของปัญหาออกเป็นส่วนย่อยๆ ทั้งในด้านรูปธรรมและนามธรรม เพื่อให้สามารถวิเคราะห์และจัดการได้อย่างชัดเจน
2. การจัดโครงสร้างแผนภูมิลำดับชั้นในการตัดสินใจ (AHP) เริ่มจากการแยกองค์ประกอบของปัญหาออกเป็นลำดับย่อยๆ แล้วจัดกลุ่มองค์ประกอบเหล่านั้นในรูปแผนภูมิลำดับชั้น ซึ่งจะแบ่งเป็นหลายระดับตามความซับซ้อนของปัญหา โดยแต่ละระดับจะประกอบด้วยกลุ่มของปัจจัยต่างๆ โครงสร้างนี้ช่วยให้ผู้ตัดสินใจเห็นภาพรวมของปัญหาอย่างชัดเจนและทั่วถึง
3. การวินิจฉัยเปรียบเทียบลำดับ ความสำคัญเป็นขั้นตอนทางคณิตศาสตร์ในการจัดลำดับความสำคัญของปัจจัยต่างๆ โดยการเปรียบเทียบปัจจัยเป็นคู่ๆ ภายใต้เกณฑ์การตัดสินใจแต่ละเกณฑ์ เครื่องมือที่ใช้ในการเปรียบเทียบคือ ตารางเมทริกซ์ ซึ่งสามารถทดสอบความสอดคล้องและวิเคราะห์ความอ่อนไหวของลำดับความสำคัญเมื่อการวินิจฉัยเปลี่ยนแปลงได้ การวินิจฉัยจะเริ่มจากลำดับชั้นบนสุดของแผนภูมิและไล่ลงไปตามลำดับ

2.8.3 อัตราดอกเบี้ยสินเชื่อ

ดอกเบี้ยเงินกู้มีหลายประเภท และอัตราดอกเบี้ยจะคำนวณในรูปแบบต่างๆ ขึ้นอยู่กับประเภทของสินเชื่อ โดยดอกเบี้ยที่พบบ่อยที่สุด ได้แก่ ดอกเบี้ยคงที่และดอกเบี้ยทบต้น การคำนวณดอกเบี้ยจะขึ้นอยู่กับวิธีการคำนวณของสินเชื่อแต่ละประเภท

2.8.3.1 MLR MRR MOR คืออะไร

MLR, MRR และ MOR เป็นอัตราดอกเบี้ยที่ธนาคารใช้เป็นเกณฑ์ในการเรียกเก็บดอกเบี้ยจากผู้กู้ โดยเป็นดอกเบี้ยลอยตัว (Floating Rate) ที่จะเปลี่ยนแปลงตามต้นทุนของสถาบันการเงิน ซึ่งจะมีการประกาศอัตราดอกเบี้ยเหล่านี้เป็นระยะ

1. MLR (Minimum Loan Rate) คือ อัตราดอกเบี้ยขั้นต่ำที่ธนาคารเรียกเก็บจากลูกค้ารายใหญ่ที่มีประวัติการเงินดีและมีหลักทรัพย์ค้ำประกันเพียงพอ มักใช้กับเงินกู้ระยะยาวที่มีระยะเวลาที่แน่นอน เช่น สินเชื่อเพื่อการประกอบธุรกิจ
2. MRR (Minimum Retail Rate) คือ อัตราดอกเบี้ยขั้นต่ำที่ธนาคารเรียกเก็บจากลูกค้ารายย่อยที่มีประวัติการเงินดี เช่น สินเชื่อส่วนบุคคลและสินเชื่อที่อยู่อาศัย
3. MOR (Minimum Overdraft Rate) คือ อัตราดอกเบี้ยขั้นต่ำที่ธนาคารเรียกเก็บจากลูกค้ารายใหญ่ที่ใช้งานเงินเบิกเกินบัญชี (Overdraft - OD) โดยธนาคารจะพิจารณาอย่างเข้มงวดในเรื่องคุณสมบัติของผู้กู้ ประวัติทางการเงิน และหลักทรัพย์ค้ำประกัน

2.8.3.2 ดอกเบี้ยคงที่

คือ ดอกเบี้ยที่มีอัตราคงที่ตลอดระยะเวลาการผ่อนชำระ ซึ่งทำให้คำนวณได้ง่าย ไม่ว่าผู้กู้จะผ่อนมานานแค่ไหน ดอกเบี้ยจะยังคงเป็นจำนวนเท่าเดิม ไม่เพิ่มหรือไม่ลดลง

1. วิธีคำนวณดอกเบี้ยคงที่

ดอกเบี้ยคงที่นั้นเป็นดอกเบี้ยที่จะนำเอาเงินต้นทั้งจำนวนมาคำนวณนับตั้งแต่วันที่เราทำสัญญา วิธีคิดดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคารแบบคงที่จึงมีสูตรแบบละเอียด ดังนี้

- 1) $\text{เงินต้น} \times \text{อัตราดอกเบี้ย} \times \text{จำนวนปี} = \text{ดอกเบี้ยทั้งหมด}$
- 2) $\text{ดอกเบี้ยทั้งหมด} / \text{จำนวนงวด} = \text{ดอกเบี้ยต่อเดือน}$
- 3) $\text{เงินต้นทั้งหมด} / \text{จำนวนงวด} = \text{เงินงวดต่อเดือน}$
- 4) $\text{ดอกเบี้ยต่อเดือน} + \text{เงินต้นต่อเดือน} = \text{เงินผ่อนชำระต่อเดือน}$

หรือสำหรับใครที่อยากจะใช้สูตรแบบเร่ร่อนก็สามารถทำได้ใน 2 ขั้นตอนเช่นเดียวกัน ประกอบไปด้วย

- 5) $\text{เงินต้น} \times \text{อัตราดอกเบี้ย} \times \text{จำนวนปี} = \text{ดอกเบี้ยทั้งหมด}$
- 6) $(\text{เงินต้น} + \text{ดอกเบี้ยทั้งหมด}) / \text{จำนวนงวด} = \text{เงินผ่อนชำระต่อเดือน}$

2. ตัวอย่างการคำนวณดอกเบี้ยคงที่

วิธีการคำนวณดอกเบี้ยเงินกู้สูตรแบบละเอียด ยกตัวอย่างเช่น ขอสินเชื่อธนาคารจำนวนเงิน 200,000 บาท อัตราดอกเบี้ย 15% ต่อปี ผ่อนชำระทั้งหมด 4 ปี ทั้งหมด 48 งวด สามารถคำนวณได้ ดังนี้

- 1) $200,000 \times 15\% \times 4 =$ ดอกเบี้ยทั้งหมด 120,000 บาท
- 2) $120,000/48 =$ ดอกเบี้ยต่อเดือน 2,500 บาท
- 3) $200,000/48 =$ เงินงวดต่อเดือน 4,166.67 บาท
- 4) $2,500 + 4,166.67 =$ เงินผ่อนชำระต่อเดือน 6,666.67 บาท

สำหรับตัวอย่างการคำนวณสูตรเร่งรัด สามารถคำนวณได้ ดังนี้

- 5) $200,000 \times 15\% \times 4 =$ ดอกเบี้ยทั้งหมด 120,000 บาท
- 6) $(200,000 + 120,000)/48 =$ เงินผ่อนชำระต่อเดือน 6,666.67 บาท

2.8.3.3 ดอกเบี้ยทบต้นทบดอก

หากคุณต้องการปิดหนี้ให้เร็วขึ้นและไม่ต้องการมีหนี้สินยาวนาน ดอกเบี้ยทบต้นทบดอกอาจเป็นทางเลือกที่เหมาะสม แม้ว่าจะมีการคำนวณที่ซับซ้อนกว่าดอกเบี้ยคงที่ แต่ก็ยังเป็นวิธีที่คุ้มค่าในการลดภาระดอกเบี้ยเร็วขึ้น ดอกเบี้ยทบต้นทบดอกคือการคำนวณดอกเบี้ยจากเงินต้นคงเหลือในแต่ละงวด ซึ่งหมายความว่าเมื่อคุณชำระเงินไปบ้างแล้ว ดอกเบี้ยที่ต้องจ่ายในงวดถัดไปจะลดลง และยังคุณโปะเงินต้นมากเท่าไร ดอกเบี้ยที่ต้องชำระก็จะยิ่งลดน้อยลง

1. วิธีคำนวณดอกเบี้ยทบต้นทบดอก

วิธีคำนวณเงินกู้ลดต้นลดดอก ค่อนข้างซับซ้อน เนื่องจากต้องคำนวณดอกเบี้ยในแต่ละงวด โดยดอกเบี้ยจะเปลี่ยนแปลงไปตามเงินต้นที่ชำระในงวดก่อนหน้า ซึ่งทำให้ยอดดอกเบี้ยที่ต้องจ่ายในแต่ละงวดไม่คงที่ โดยสูตรก็คือ

$(\text{เงินต้นคงเหลือ} \times \text{อัตราดอกเบี้ยต่อปี} \times \text{จำนวนวันในงวด}) / \text{จำนวนวันต่อปี} = \text{ดอกเบี้ยในงวดนั้น}$

2. ตัวอย่างการคำนวณดอกเบี้ยทบต้นทบดอก

วิธีคำนวณดอกเบี้ยเงินกู้แบบทบต้นทบดอกด้วยตัวเอง ยกตัวอย่างเช่น ขอสินเชื่อธนาคารจำนวนเงิน 200,000 บาท ผ่อนชำระเงินต้นไปแล้ว 50,000 บาท เงินต้นเหลือ 150,000 บาท อัตราดอกเบี้ย 15% ต่อปี ผ่อนชำระทั้งหมด 4 ปี ทั้งหมด 48 งวด คำนวณดอกเบี้ยในงวดเดือนกรกฎาคม

$(150,000 \times 15\% \times 31) / 365 =$ ดอกเบี้ยในงวดนั้น 1,910.96 บาท

สมมติว่า ถ้าเราจะคำนวณดอกเบี้ยในเดือนสิงหาคม ในเดือนกรกฎาคมเราได้จ่ายค่างวดไปทั้งหมด 6,910.96 บาท ให้คำนวณตามขั้นตอน ดังนี้

เงินต้น + 1,910.96 = 6,910.96 เมื่อแทนค่าในสมการแล้ว เงินต้นจะอยู่ที่ 5,000 บาท

ยอดเงินต้นคงเหลือในเดือนมิถุนายน - เงินต้นที่เราชำระในเดือนกรกฎาคม = เงินต้นคงเหลือ เมื่อแทนค่าในสมการแล้วจะได้เท่ากับ $150,000 - 5,000 = 145,000$ บาท

จากนั้นให้เอาไปแทนค่าในสมการคำนวณดอกเบี้ยในงวดเดือนสิงหาคม $(145,000 \times 15\% \times 31) / 365 =$ ดอกเบี้ยในงวดนั้น 1,847.26 บาท

2.9 Google Sheets

Google Sheets หรือ Sheets คือ ซอฟต์แวร์สเปรดชีตออนไลน์จาก Google Workspace ที่ทำงานบน Cloud สามารถใช้งานผ่านเว็บโดยไม่ต้องติดตั้งโปรแกรม ใช้ได้ทั้งในเว็บเบราว์เซอร์หรือแอป Google Sheets บนสมาร์ตโฟน โดยข้อมูลจะถูกบันทึกไว้ในเซิร์ฟเวอร์ของ Google ทำให้สามารถเข้าถึงและใช้งานได้จากทุกที่ที่มีการเชื่อมต่ออินเทอร์เน็ต Google Sheets มีคุณสมบัติคล้ายกับ Excel เช่น การสร้างคอลัมน์และแถว (Columns and Rows) ใส่ข้อมูลในเซลล์และคำนวณสูตรต่างๆ โดยสูตรการคำนวณอาจแตกต่างจาก Excel เล็กน้อย นอกจากนี้ยังสามารถแชร์ไฟล์ให้ผู้อื่นเข้ามาใช้งานร่วมกันแบบ Real-time และมีการบันทึกอัตโนมัติยังสามารถบันทึกหรือส่งออกไฟล์เป็น Excel ได้อีกด้วย เพื่อให้สามารถใช้งานได้สะดวกขึ้นในเครื่องของเรา โดยการล็อกอินผ่าน Google Account หรือ Gmail ก็สามารถเริ่มใช้งานได้ที่ Google Sheets เหมาะสำหรับการเก็บข้อมูล เช่น ผลการเรียนของนักเรียน บัญชีรายจ่าย สร้างแผนภูมิ หรือใช้ในการสร้างฟอร์มและแบบสอบถามออนไลน์ที่สามารถรับข้อมูลจากผู้กรอกและเก็บข้อมูลเหล่านั้นไว้ในเอกสารของเราได้

สเปรดชีต (Spreadsheet) หรือ แผ่นตารางทำการ คือ แผ่นงานที่มีลักษณะเป็นช่องสี่เหลี่ยมที่ใช้ในการจัดเรียงข้อมูลและคำนวณ โดยทั่วไปแล้วจะพบโปรแกรมสเปรดชีตที่นิยมใช้งานมากมาย แต่ Google Sheets เป็นแอปพลิเคชันสเปรดชีตออนไลน์ที่สามารถใช้งานได้ฟรีและง่ายดาย ผู้ใช้สามารถสร้างสเปรดชีตเพื่อจัดการข้อมูลต่างๆ เช่น ผลการเรียนของนักเรียน บัญชีรายจ่าย เป็นต้น นอกจากนี้ยังสามารถสร้างแผนภูมิสำหรับนำเสนอข้อมูล หรือใช้ฟอร์มและแบบสอบถามออนไลน์สำหรับเก็บข้อมูลได้ Google Sheets รองรับการแบ่งปันไฟล์ให้ผู้อื่นทำงานร่วมกันในสเปรดชีตเดียวกันได้แบบเรียลไทม์เหมาะสำหรับการทำงานร่วมกับเพื่อนๆ หรือทีมงานต่างๆ โดยไม่จำเป็นต้องติดตั้งโปรแกรมใดๆ บนเครื่อง คำนวณและจัดการข้อมูลได้ทันที

เหมือนกับโปรแกรม Microsoft Excel Google Sheets สามารถเปิดและแก้ไขไฟล์สเปรดชีตล่าสุดได้ทันที และยังสามารถแชร์ไฟล์ให้กับผู้อื่นได้เพื่อทำงานร่วมกันได้อย่างสะดวกสบาย โดยไม่ต้องมีค่าใช้จ่ายใดๆ เพิ่มเติมตาราง ไม่ว่าจะเป็นการเรียงลำดับ บวก ลบ คูณ หาร หรือฟังก์ชันอื่นๆ ที่ควรมีในสเปรดชีต (Spreadsheet) โปรแกรม Excel Google Sheets สามารถทำงานได้โดยที่เราไม่ได้เชื่อมต่อกับอินเทอร์เน็ต รองรับการเปิดไฟล์สเปรดชีต (Spreadsheet) แบบต่างๆ

ความสามารถของ Google Sheets

1. สร้างตาราง
2. สร้างการคำนวณมีสูตรคำนวณมากมาย
3. สามารถจัดรูปแบบอัตโนมัติได้ คล้าย ๆ Conditional Formatting ใน Excel
4. มีกราฟให้เลือกมากมาย เช่น Column, Bar, Pie, Treemap, Map เป็นต้น
5. ทำการสรุปข้อมูลได้ด้วย Pivot Table
6. ทำงานได้โดยใช้ Browser เท่านั้น
7. มีการบันทึกข้อมูลให้อัตโนมัติ (Autosave)
8. แชร์ (Share) และแจ้งเตือน (Notification) ได้
9. สามารถนำเอา Excel แปลงเป็น Sheets ได้
10. สามารถ Download เอกสาร Sheets เป็นไฟล์ Excel, CSV, PDF ได้

อุปกรณ์สำหรับรองรับการใช้งานสเปรดชีต (Spreadsheet) มีดังนี้

1. อินเทอร์เน็ตความเร็วพอๆ กับเปิดใช้งานเว็บได้
2. เครื่องคอมพิวเตอร์แบบตั้งโต๊ะ (PC) หรือ Notebook หรือ Smartphone
3. เว็บไซต์ Google ใช้เว็บเบราว์เซอร์ยี่ห้อไหนก็ได้ มี Google Chrome , Firefox , Safari เป็นต้น
4. โปรแกรม Google Sheets หรือที่เรียกว่าสเปรดชีต (Spreadsheet)

2.10 Microsoft Excel

โปรแกรม MS Excel เป็นส่วนหนึ่งของชุดโปรแกรม Microsoft Office ที่พัฒนาโดยบริษัท Microsoft ซึ่งเป็นผู้ผลิตซอฟต์แวร์ชั้นนำของโลก มีสำนักงานใหญ่ตั้งอยู่ที่เมืองเรดมอนต์ รัฐวอชิงตัน ประเทศสหรัฐอเมริกา โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้รับความนิยมและส่วนแบ่งทางการตลาดมากที่สุดของไมโครซอฟท์ ได้แก่ ระบบปฏิบัติการ Windows และ Microsoft Office.

2.10.1 ประโยชน์ของโปรแกรม Microsoft Excel

ในยุคเศรษฐกิจดิจิทัลที่การแข่งขันทางการตลาดสูง การใช้ข้อมูลทั้งภายในและภายนอกองค์กรให้เกิดประโยชน์ในการตัดสินใจถือเป็นสิ่งสำคัญสำหรับผู้ประกอบการธุรกิจรายใหม่ โปรแกรม Excel เป็นเครื่องมือที่เหมาะสมที่สุดในการบริหารจัดการองค์กรอย่างมืออาชีพ เนื่องจากมีคุณสมบัติหลากหลายที่สามารถช่วยในการวิเคราะห์และการตัดสินใจทางธุรกิจ โดยในที่นี้จะขออธิบายถึงความสามารถหลัก ของโปรแกรม Excel ที่เหมาะสมกับการใช้งานในบริบทดังกล่าว 5 ประการ ได้แก่

- ความสามารถในการคำนวณ: โปรแกรม Excel ออกแบบมาเพื่อรองรับการคำนวณที่ซับซ้อนได้หลากหลาย ด้วยสูตรและฟังก์ชันทางคณิตศาสตร์ที่ครอบคลุม

- ความสามารถในการสร้างรายงาน: Excel ช่วยให้ผู้ใช้สามารถสร้างรายงานสรุปข้อมูลในหลากหลายรูปแบบ เช่น การสรุปยอดขาย ข้อมูลสินค้า งบดุล แผนการผลิต หรือการติดตามข้อมูลการขาดลา มาสายของพนักงาน ซึ่งเหมาะสำหรับการใช้งานในธุรกิจทุกประเภท

- ความสามารถในการจัดการข้อมูลและฐานข้อมูล: โปรแกรม Excel ถูกออกแบบมาให้สามารถจัดการข้อมูลจำนวนมากในรูปแบบตาราง โดยที่แต่ละแถวจะเป็นระเบียน (Record) และแต่ละคอลัมน์จะเป็นฟิลด์ (Field) ซึ่งช่วยให้สามารถจัดระเบียบข้อมูลได้อย่างมีประสิทธิภาพ คล้ายกับการจัดการข้อมูลในฐานข้อมูล

- ความสามารถในการจัดรูปแบบตามเงื่อนไขที่ผู้ใช้งานต้องการ: โปรแกรม Excel ออกแบบมาเพื่อให้ผู้ใช้สามารถตั้งค่ารูปแบบตามเงื่อนไขที่ต้องการ เช่น การใช้การจัดรูปแบบตามเงื่อนไข (Conditional Formatting) เพื่อเน้นข้อมูลสำคัญหรือแนวโน้มที่ต้องการ ซึ่งช่วยเพิ่มความสะดวกในการค้นหาข้อมูลและการวิเคราะห์อย่างมีประสิทธิภาพ

- ความสามารถในการนำเสนอข้อมูล: โปรแกรม Excel รองรับการสร้างกราฟหลากหลายประเภท เช่น กราฟแท่ง กราฟเส้น กราฟวงกลม และกราฟจุด ทั้งในรูปแบบ 2D และ 3D ช่วยให้นำเสนอข้อมูลเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและเข้าใจง่าย โดยเหมาะสมกับงานหลายประเภท เช่น งานบัญชี การเงิน การวางแผน งบประมาณ สถิติ และวิศวกรรมศาสตร์

2.10.2 โครงสร้างและหลักการทำงานของ Excel

เราสามารถแบ่งโครงสร้างของ Excel ออกเป็น 3 ส่วนสำคัญ ได้แก่ ส่วนของ Workbook ส่วนของ Worksheet และ ส่วนของ Cell โครงสร้างในแต่ละส่วน โดยแต่ละส่วนมีหลักการทำงานดังนี้

- Workbook คือ ไฟล์งาน Excel ที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งจัดเก็บข้อมูลทั้งหมด ซึ่งเปรียบเสมือนหนังสือหรือสมุดงานที่บรรจุข้อมูลต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องไว้ภายใน โดยใน Workbook หนึ่งไฟล์จะประกอบไปด้วยหลาย ๆ Worksheet ที่ใช้เก็บข้อมูลและข้อมูลต่าง ๆ ที่จัดระเบียบไว้ในแผ่นงานแยกต่างหาก

- Worksheet หรือที่เรามักเรียกกันว่า Sheet คือ แผ่นงานหนึ่งภายใน Workbook ที่ใช้เก็บข้อมูลต่าง ๆ ซึ่งในหนึ่ง Workbook สามารถมี Worksheet หลายแผ่นได้ เปรียบเสมือนหนังสือที่ประกอบด้วยหลายหน้ากระดาษหรือ Sheet ต่าง ๆ โดยภายในแต่ละ Worksheet จะประกอบไปด้วย Cell ซึ่งเป็นหน่วยเล็กที่สุดในการจัดเก็บข้อมูล โดยแต่ละ Cell จะสามารถบรรจุข้อมูลตัวเลข ข้อความ หรือสูตรต่าง ๆ ได้

- Cell คือ หน่วยพื้นฐานที่เล็กที่สุดใน Excel ซึ่งแสดงเป็นช่องสี่เหลี่ยมใน Sheet โดยแต่ละ Cell สามารถเก็บข้อมูลต่าง ๆ เช่น ตัวเลข ข้อความ หรือสูตรคำนวณได้ และเมื่อ Cell หลาย ๆ ช่องถูกเลือกหรือใช้ร่วมกัน เราจะเรียกว่า Range ซึ่งหมายถึงการเลือกกลุ่มของ Cell ที่อยู่ติดกันหรือในบริเวณเดียวกันในการทำงานต่าง ๆ ใน Excel

เนื่องจากในแต่ละ Sheet ของ Excel มี Cell จำนวนมาก การอ้างอิงตำแหน่งของ Cell จึงเป็นสิ่งสำคัญในการทำงานกับ Excel โดยเฉพาะเมื่อใช้งานสูตรคำนวณหรือฟังก์ชันต่าง ๆ การอ้างอิงตำแหน่ง Cell ที่ถูกต้องช่วยให้การคำนวณและการใช้ฟังก์ชันต่าง ๆ เป็นไปอย่างแม่นยำ หากระบุตำแหน่ง Cell ผิด ผลลัพธ์ที่ได้อาจจะไม่ถูกต้องและส่งผลกระทบต่อการทำงานทั้งหมด ดังนั้น การอ้างอิงตำแหน่ง Cell อย่างถูกต้องจึงมีความสำคัญอย่างยิ่งในการใช้งาน Excel ให้มีประสิทธิภาพ

การอ้างอิงตำแหน่ง เซลล์ (Cell) ใน Excel มีหลักการที่อิงจากสองส่วนหลัก: คอลัมน์ (Column) ซึ่งระบุด้วยตัวอักษรภาษาอังกฤษ เริ่มจาก A, B, C ไปจนถึง XFD โดยมีคอลัมน์สูงสุดถึง 16,384 คอลัมน์แถว (Row) ซึ่งระบุด้วยตัวเลข เริ่มจาก 1, 2, 3 ไปจนถึง 1,048,576 แถวการระบุตำแหน่งของ เซลล์จะใช้ทั้งคอลัมน์และแถว เช่น A1, B2, C5 เพื่อค้นหาหรือใช้งานข้อมูลในแต่ละ แผ่นงาน (Worksheet) ของ Excel.

หากนำจำนวน คอลัมน์ (16,384 คอลัมน์) คูณกับจำนวน แถว (1,048,576 แถว) จะได้ผลลัพธ์เป็น 17,179,869,184 เซลล์ (มากกว่า 17 พันล้านเซลล์) ในแต่ละ แผ่นงาน (Worksheet) ของ Excel ซึ่งเป็นปริมาณข้อมูลที่เพียงพอสำหรับการใช้งานในองค์กรธุรกิจที่ต้องการเก็บข้อมูลจำนวนมาก ทั้งในด้านการวิเคราะห์และการจัดเก็บข้อมูลต่าง ๆ อย่างมีประสิทธิภาพ.

โครงสร้างของ Excel ประกอบด้วย Cell ซึ่งเป็นหน่วยที่เล็กที่สุด โดยแต่ละ Cell สามารถเก็บข้อมูลได้ 2 ส่วนหลัก คือ เนื้อหา (Content) และ รูปแบบ (Format): เนื้อหา (Content): คือข้อมูลที่เก็บไว้ใน Cell ซึ่งอาจเป็นค่าคงที่ เช่น ตัวเลข ข้อความ หรือสูตรที่คำนวณผลลัพธ์ และเมื่อใส่ข้อมูลเหล่านี้เข้าไปใน Cell จะได้ ค่าผลลัพธ์ (Value) ตามที่คำนวณหรือระบุไว้รูปแบบ (Format): คือการกำหนดลักษณะการแสดงผลของข้อมูลใน Cell เพื่อให้การมองเห็นข้อมูลมีความชัดเจน เช่น การตั้งค่าฟอร์แมตตัวเลข (Number format) ให้แสดงผลเป็นสกุลเงินหรือมีทศนิยม หรือการใช้สี กรอบ หรือการจัดแนว

ของข้อมูล เพื่อให้่ายต่อการเข้าใจและอ่านข้อมูลดังนั้น Cell ใน Excel จึงไม่เพียงแต่เป็นที่เก็บข้อมูลเท่านั้น แต่ยังช่วยให้เราสามารถควบคุมการนำเสนอข้อมูลให้เหมาะสมและมีประสิทธิภาพในการทำงาน.

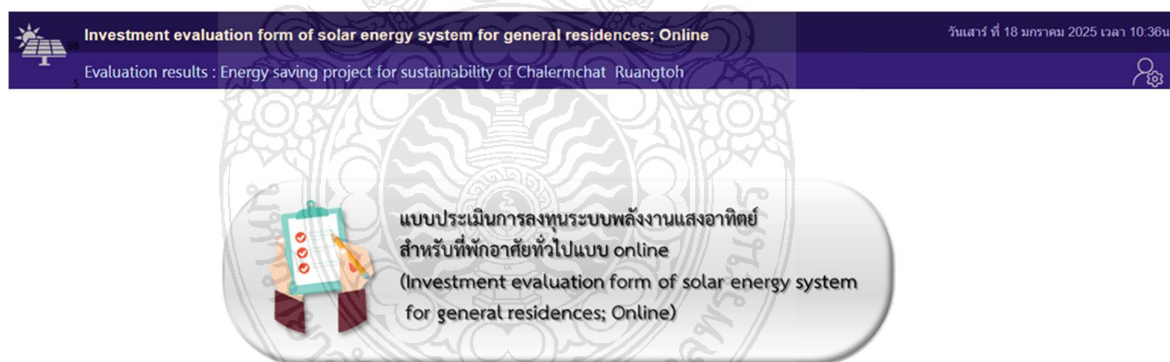


บทที่ 3 รายละเอียดของการออกแบบ และการพัฒนา

จะประกอบด้วยหน้าต่างโปรแกรมประเมินการลงทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับที่พักอาศัยทั่วไปแบบ online นำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า และรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ในแต่ละกรณี รวมทั้งการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ MEA และ PEA กับโปรแกรมที่สร้างขึ้น

สำหรับการออกแบบและพัฒนา จะใช้ Google Sheets ซึ่งเป็นเครื่องมือออนไลน์สำหรับการสร้างและจัดการสเปรดชีต (Spreadsheet) โดย Google Sheets ช่วยให้สามารถสร้าง แก้ไข และแชร์ไฟล์สเปรดชีตได้ในระบบคลาวด์ผ่านอินเทอร์เน็ต ใช้งานผ่านเว็บเบราว์เซอร์โดยไม่ต้องติดตั้งซอฟต์แวร์รองรับการใช้งานบนอุปกรณ์พกพาผ่านแอปพลิเคชัน Google Sheets (iOS และ Android) ไฟล์จะถูกบันทึกอัตโนมัติใน Google Drive เพื่อป้องกันข้อมูลสูญหาย สามารถนำเข้าและส่งออกไฟล์เพื่อใช้งานในโปรแกรมอื่นได้ มีเครื่องมือเสริม(Add-ons) เพิ่มความสามารถ เช่น การสร้างกราฟขั้นสูง การเชื่อมต่อกับฐานข้อมูล และสามารถกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้ในการเข้าถึงไฟล์ได้ เช่น ดูอย่างเดียว, แก้ไข, หรือแสดงความคิดเห็น ได้ตามต้องการ

หน้าต่างแรกของโปรแกรมประเมินการลงทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับที่พักอาศัยทั่วไปแบบ online แสดงในภาพ 3.1 เมื่อคลิกเข้าไปที่หน้าต่างแรก จะแสดงหน้าต่างโปรแกรมสำหรับกรอกข้อมูลส่วนบุคคลดังแสดงในภาพ 3.2 ซึ่งประกอบด้วย ชื่อ นามสกุล, ชื่อบริษัท (ถ้ามี), ชื่อโครงการ (ถ้ามี), จังหวัดที่ตั้ง, หมายเลขบัตรประชาชน, เบอร์ติดต่อ, ช่วงเวลาติดต่อได้สะดวก และอีเมล โดยข้อมูลที่มีเครื่องหมายดอกจันจะต้องทำการกรอกให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมได้



ภาพ 3.1 แสดงหน้าต่างแรกของโปรแกรมประเมินการลงทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับที่พักอาศัยทั่วไปแบบ online

Investment evaluation form of solar energy system for general residences; Online
 Evaluation results : Energy saving project for sustainability of Chalerchat Ruangtoh

First name : Last name :
 Company name (if any) :
 Project name (if any) :
 Province : Central region
 ID card number :
 Contact number : Email :
 Convenient contact time from : to

ภาพ 3.2 แสดงหน้าต่างโปรแกรมสำหรับกรอกข้อมูลส่วนบุคคลต่างๆ

โปรแกรมที่นำเสนอจะอิงตามปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า ผู้ใช้งานจะต้องเลือกหน่วยงานให้บริการของ MEA หรือ PEA และเลือกประเภทของลูกค้ายกตามแต่ละกรณี โดยการคำนวณค่าไฟฟ้ามีรายละเอียดตามแต่ละกรณีดังนี้

3.1 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA):

กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบกึ่งวัน (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)

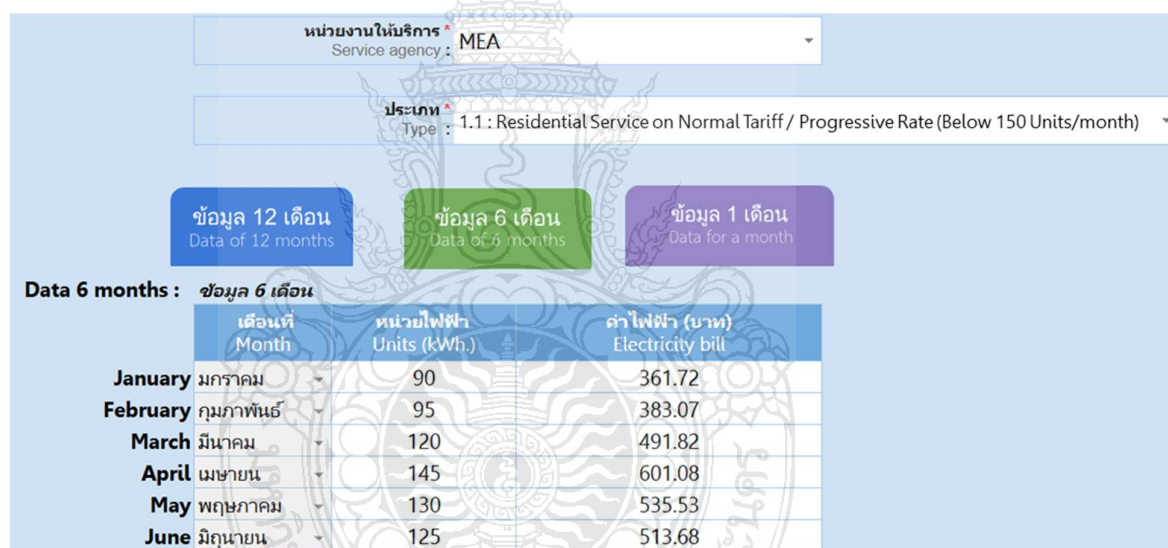
เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ MEA, ประเภทลูกค้า 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบกึ่งวัน (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.3

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.1 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบกึ่งวัน (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) แสดงในภาพ 3.4

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ MEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.5

ตาราง 3.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)

ค่าพลังงานไฟฟ้า		
15 หน่วย (กิโลวัตต์ชั่วโมง) แรก (หน่วยที่ 1 – 15)	หน่วยละ	2.3488 บาท
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 16 – 25)	หน่วยละ	2.9882 บาท
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 26 – 35)	หน่วยละ	3.2405 บาท
65 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 36 – 100)	หน่วยละ	3.6237 บาท
50 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 101 – 150)	หน่วยละ	3.7171 บาท
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	หน่วยละ	4.2218 บาท
เกินกว่า 400 หน่วย (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	หน่วยละ	4.4217 บาท
ค่าบริการ (บาท/เดือน) :		8.19



ภาพ 3.3 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)

1.1 : Residential Service on Normal Tariff / Progressive Rate (Below 150 Units/month)

title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy (kWh/Month)	90	95	120	145	130	125						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
First 15 kWh (1st - 15th) (Baht)	35.22	35.22	35.22	35.22	35.22	35.22						
Next 10 kWh (16th - 25th) (Baht)	29.88	29.88	29.88	29.88	29.88	29.88						
Next 10 kWh (26th - 35th) (Baht)	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41						
Next 65 kWh (36th - 100th) (Baht)	199.30	217.42	235.54	235.54	235.54	235.54						
Next 50 kWh (101st - 150th) (Baht)			74.34	167.27	111.51	92.93						
Total (Baht)	296.82	314.94	407.40	500.32	444.57	425.98						
1.2 Service Charge	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19						
Total Base Tariff (Baht)	305.01	323.13	415.59	508.51	452.76	434.17						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	33.05	34.88	44.06	53.24	47.74	45.90						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	23.66	25.06	32.18	39.32	35.03	33.60						
Total Electricity Charge (Baht)	361.72	383.07	491.82	601.08	535.53	513.68						

ภาพ 3.4 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)



ประเภทที่ 1

☒ บ้านอยู่อาศัยอัตรา 1.1 (อัตราปกติ แบบก้าวหน้า)
☐ บ้านอยู่อาศัยอัตรา 1.2 (อัตราปกติ แบบก้าวหน้า)
☐ บ้านอยู่อาศัยอัตรา 1.3 (อัตรา TOU)

ผู้ไฟฟ้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าปริมาณ หน่วยต่อเดือน

เลือกเดือนของการบริการอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft.)

การบริการอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft.) บาท / หน่วย

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

1.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า

15 หน่วย (ใช้สิทธิส่วนลด (หน่วยที่ 1 - 15)) บาท

10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 16 - 25) บาท

10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 26 - 35) บาท

65 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 36 - 100) บาท

50 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 101 - 150) บาท

250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 - 400) บาท

เกินกว่า 400 หน่วย (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป) บาท

รวมเงิน บาท

1.2 ค่าบริการ บาท

รวมค่าไฟฟ้าฐาน บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

จำนวนหน่วยไฟฟ้า x ค่า Ft บาท

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า Ft) x 7/100 บาท

รวมเงินค่าไฟฟ้า บาท

1.1 : Residential Service on Normal Tariff ,

title	January
Customer used Energy (kWh/Month)	90
Section 1 Base Tariff	
1.1 Energy Charge	
First 15 kWh (1st - 15th) (Baht)	35.22
Next 10 kWh (16th - 25th) (Baht)	29.88
Next 10 kWh (26th - 35th) (Baht)	32.41
Next 65 kWh (36th - 100th) (Baht)	199.30
Next 50 kWh (101st - 150th) (Baht)	
Total (Baht)	296.82
1.2 Service Charge	8.19
Total Base Tariff (Baht)	305.01
Section 2 (Ft.) Charge	
Used Energy x Ft.rate (Baht)	33.05
Section 3 Tax 7%	
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	23.66
Total Electricity Charge (Baht)	361.72

(a)

(b)

ภาพ 3.5 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.2 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA):

กรณี 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ MEA, ประเภทลูกค้า 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.6

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.2 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน) แสดงในภาพ 3.7

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงิน

ค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ MEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.8

ตาราง 3.2 ค่าพลังงานไฟฟ้า: อัตราปกติปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน

ค่าพลังงานไฟฟ้า		
150 หน่วย (กิโลวัตต์ชั่วโมง) แรก (หน่วยที่ 1 – 150)	หน่วยละ	3.2484 บาท
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	หน่วยละ	4.2218 บาท
เกินกว่า 400 หน่วย (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	หน่วยละ	4.4217 บาท
ค่าบริการ (บาท/เดือน) :		24.62

หน่วยงานให้บริการ * Service agency : MEA		
ประเภท * Type : 1.2 : Residential Service on Normal Tariff / Progressive Rate (Over 150 Units/month)		
ข้อมูล 12 เดือน Data of 12 months	ข้อมูล 6 เดือน Data of 6 months	ข้อมูล 1 เดือน Data for a month
Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน		
เดือนที่ Month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh)	ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
January มกราคม	1,172	5,790.03
February กุมภาพันธ์	1,025	5,036.78
March มีนาคม	1,280	6,343.43
April เมษายน	1,360	6,753.36
May พฤษภาคม	1,524	7,593.72
June มิถุนายน	1,710	8,546.81

ภาพ 3.6 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)

1.2 : Residential Service on Normal Tariff / Progressive Rate (More than 150 Units/month)

title	Monthly electrical data									
	January	February	March	April	May	June				
Customer used Energy (kWh/Month)	1,172	1,025	1,280	1,360	1,524	1,710				
Section 1 Base Tariff										
1.1 Energy Charge										
First 150 kWh (1st - 150th) (Baht)	487.26	487.26	487.26	487.26	487.26	487.26				
Next 250 kWh (151th - 400th) (Baht)	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45				
Over 400 kWh (up from 401st) (Baht)	3,413.55	2,763.56	3,891.10	4,244.83	4,969.99	5,792.43				
Total (Baht)	4,956.26	4,306.27	5,433.81	5,787.54	6,512.70	7,335.14				
1.2 Service Charge (Baht/Month)	24.62	24.62	24.62	24.62	24.62	24.62				
Total Base Tariff (Baht)	4,980.88	4,330.89	5,458.43	5,812.16	6,537.32	7,359.76				
Section 2 (Ft.) Charge										
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36	376.38	470.02	499.39	559.61	627.91				
Section 3 Tax 7%										
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	378.79	329.51	414.99	441.81	496.79	559.14				
Total Electricity Charge (Baht)	5,790.03	5,036.78	6,343.43	6,753.36	7,593.72	8,546.81				

ภาพ 3.7 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)

ประเภทที่ 1

ผู้ใช้ไฟฟ้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย

เดือนของการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft.)

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft.)

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

1.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า

150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 1 - 150)

250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 - 400)

เกินกว่า 400 หน่วย (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)

รวมทั้งหมด

1.2 ค่าบริการ

รวมค่าไฟฟ้าฐาน

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft.)

จำนวนหน่วยไฟฟ้า x ค่า Ft

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า Ft) x 7/100

รวมเงินค่าไฟฟ้า

1172 หน่วยต่อเดือน

01/2025

36.72 บาท / หน่วย

487.26 บาท

1,055.45 บาท

3,413.55 บาท

4,956.26 บาท

24.62 บาท

4,980.88 บาท

430.36 บาท

378.79 บาท

5,790.03 บาท

1.2 : Residential Service on Normal Tariff

title	January	February
Customer used Energy (kWh/Month)	1,172	1,025
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
First 150 kWh (1st - 150th) (Baht)	487.26	487.26
Next 250 kWh (151th - 400th) (Baht)	1,055.45	1,055.45
Over 400 kWh (up from 401st) (Baht)	3,413.55	2,763.56
Total (Baht)	4,956.26	4,306.27
1.2 Service Charge (Baht/Month)	24.62	24.62
Total Base Tariff (Baht)	4,980.88	4,330.89
Section 2 (Ft.) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36	376.38
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	378.79	329.51
Total Electricity Charge (Baht)	5,790.03	5,036.78

(a)

(b)

ภาพ 3.8 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.3 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA):

กรณี 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ MEA, ประเภทลูกค้า 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูล เดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.9

โปรแกรมจะรับการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.3 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณิ 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.10

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ MEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.11

ตาราง 3.3 ค่าพลังงานไฟฟ้า: อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)
 แร่ดัน 12-24 กิโลโวลต์

ค่าพลังงานไฟฟ้า			
	On Peak	Off Peak	ค่าบริการ (บาท/ เดือน)
1.3.1 แรงดัน 12 – 24 กิโลโวลต์	5.1135	2.6037	312.24

หน่วยงานให้บริการ
Service agency : MEA

ประเภท
Type : 1.3.1 : Residential Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (12 - 24 kv)

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

เดือนที่ month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)		ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
	ช่วง On Peak	ช่วง Off Peak	
January มกราคม	2,360	2,912	23,430.81
February กุมภาพันธ์	2,760	3,100	26,374.18
March มีนาคม	2,950	3,450	28,601.00
April เมษายน	3,500	4,200	34,210.54
May พฤษภาคม	3,750	4,500	36,630.29
June มิถุนายน	3,300	3,900	32,084.01

ภาพ 3.9 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

1.3.1 : Residential Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (12 - 24 kV)

Title	Monthly electrical data									
	January	February	March	April	May	June				
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,360.00	2,760.00	2,950.00	3,500.00	3,750.00	3,300.00				
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	2,912.00	3,100.00	3,450.00	4,200.00	4,500.00	3,900.00				
Section 1 Base Tariff										
1.1 Energy Charge										
Total (Baht)	19,649.83	22,184.73	24,067.59	28,832.79	30,892.28	27,028.98				
1.2 Service Charge (Baht/Month)										
Total Base Tariff (Baht)	19,962.07	22,496.97	24,379.83	29,145.03	31,204.52	27,341.22				
Section 2 (Ft.) Charge										
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,151.79	2,350.08	2,827.44	3,029.40	2,643.84				
Section 3 Tax 7%										
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,532.86	1,725.41	1,871.09	2,238.07	2,396.37	2,098.95				
Total Electricity Charge (Baht)	23,430.81	26,374.18	28,601.00	34,210.54	36,630.29	32,084.01				

ภาพ 3.10 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

ประเภทที่ 1

รหัสแรงดันไฟฟ้า

มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา On Peak

มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา Off Peak

เลือกเดือนของการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (F)

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (F)

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

1.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า

รวมทั้งหมด

1.2 ค่าบริการ

รวมค่าไฟฟ้าฐาน

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า Ft

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า Ft) x 7/100

รวมเงินค่าไฟฟ้า

☐ บ้านอยู่อาศัยอัตรา 1.1 (อัตราปกติ แบบก้าวหน้า)

☐ บ้านอยู่อาศัยอัตรา 1.2 (อัตราปกติ แบบก้าวหน้า)

☒ บ้านอยู่อาศัยอัตรา 1.3 (อัตรา TOU)

☒ แรงดัน 12 - 24 กิโลโวลต์

☐ แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

2360 หน่วยต่อเดือน

2912 หน่วยต่อเดือน

01/2025

36.72 สตางค์ / หน่วย

19,649.83 บาท

312.24 บาท

19,962.07 บาท

1,935.88 บาท

1,532.86 บาท

23,430.81 บาท

1.3.1 : Residential Service on Time of Use

Title	January	
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,360.00	2,7
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	2,912.00	3,1
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
Total (Baht)	19,649.83	22,
1.2 Service Charge (Baht/Month)		
	312.24	3
Total Base Tariff (Baht)	19,962.07	22,
Section 2 (Ft.) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,1
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,532.86	1,7
Total Electricity Charge (Baht)	23,430.81	26,

(a)

(b)

ภาพ 3.11 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.4 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA):

กรณี 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ MEA, ประเภทลูกค้า 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูล เดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.12

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้า จากตาราง 3.4 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.13

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ MEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.14

ตาราง 3.4 ค่าพลังงานไฟฟ้า: อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

	ค่าพลังงานไฟฟ้า		ค่าบริการ (บาท/ เดือน)
	On Peak	Off Peak	
1.3.2 แรงดันต่ำกว่า 12 กิโล โวลต์	5.7982	2.6369	24.62

หน่วยงานให้บริการ *
Service agency : MEA

ประเภท *
Type : 1.3.2 : Residential Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (Below 12 kV)

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

	เดือนที่ month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)		ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
		ช่วง On Peak	ช่วง Off Peak	
January	มกราคม	516	656	5,539.02
February	กุมภาพันธ์	451	574	4,846.64
March	มีนาคม	563	717	6,045.16
April	เมษายน	598	763	6,423.91
May	พฤษภาคม	670	853	7,188.19
June	มิถุนายน	752	958	8,066.65

ภาพ 3.12 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

1.3.2 : Residential Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (Below 12 kV)

title	Monthly electrical data									
	January	February	March	April	May	June				
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	516.00	451.00	563.00	598.00	670.00	752.00				
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	656.00	574.00	717.00	763.00	853.00	958.00				
Section 1 Base Tariff										
1.1 Energy Charge										
Total (Baht)	4,721.68	4,128.57	5,155.04	5,479.28	6,134.07	6,886.40				
1.2 Service Charge (Baht/Month)										
Total Base Tariff (Baht)	4,746.30	4,153.19	5,179.66	5,503.90	6,158.69	6,911.02				
Section 2 (Ft.) Charge										
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36	376.38	470.02	499.76	559.25	627.91				
Section 3 Tax 7%										
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	362.37	317.07	395.48	420.26	470.26	527.73				
Total Electricity Charge (Baht)	5,539.02	4,846.64	6,045.16	6,423.91	7,188.19	8,066.65				

ภาพ 3.13 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

ประเภทที่ 1

☐ บ้านอยู่อาศัยอัตรา 1.1 (อัตราปกติ แบบก้าวหน้า)
☐ บ้านอยู่อาศัยอัตรา 1.2 (อัตราปกติ แบบก้าวหน้า)
☒ บ้านอยู่อาศัยอัตรา 1.3 (อัตรา TOU)

รหัสแรงดันไฟฟ้า

☐ แรงดัน 12 - 24 กิโลโวลต์
☒ แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา On Peak

516 หน่วยต่อเดือน

มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา Off Peak

656 หน่วยต่อเดือน

เลือกเดือนของการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft)

01/2025

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft)

36.72 สตางค์ / หน่วย

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

1.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า

รวมทั้งหมด

4,721.68 บาท

1.2 ค่าบริการ

24.62 บาท

รวมค่าไฟฟ้าฐาน

4,746.30 บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า Ft

430.36 บาท

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า Ft) x 7/100

362.37 บาท

รวมเงินค่าไฟฟ้า

5,539.02 บาท

1.3.2 : Residential Service on Time of Use

title	January	
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	516.00	45
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	656.00	57
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
Total (Baht)	4,721.68	4,12
1.2 Service Charge (Baht/Month)	24.62	24
Total Base Tariff (Baht)	4,746.30	4,15
Section 2 (Ft.) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36	37
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	362.37	31
Total Electricity Charge (Baht)	5,539.02	4,84

(a)

(b)

ภาพ 3.14 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.5 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA):

กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ MEA, ประเภทลูกค้า 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.15

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.5 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.16

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ MEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.17

ตาราง 3.5 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

	ค่าพลังงานไฟฟ้า(บาท/ หน่วย)	ค่าบริการ(บาท/เดือน)
2.1.1 แรงดัน 12 - 24 กิโลโวลต์	3.9086	312.24

หน่วยงานให้บริการ * Service agency : MEA		
ประเภท * Type : 2.1.1 : Small General Service on Normal Tariff / Progressive Rate (12 - 24 kV)		
ข้อมูล 12 เดือน Data of 12 months	ข้อมูล 6 เดือน Data of 6 months	ข้อมูล 1 เดือน Data for a month
Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน		
เดือนที่ Month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)	ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
January มกราคม	5,272	24,454.06
February กุมภาพันธ์	5,860	27,144.22
March มีนาคม	6,400	29,614.78
April เมษายน	7,700	35,562.41
May พฤษภาคม	8,250	38,078.72
June มิถุนายน	7,200	33,274.86

ภาพ 3.15 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

2.1.1 : Small General Service on Normal Tariff / Progressive Rate (22 - 33 kV)

Title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy (kWh/Month)	5,272.00	5,860.00	6,400.00	7,700.00	8,250.00	7,200.00						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
Total (Baht)	20,606.14	22,904.40	25,015.04	30,096.22	32,245.95	28,141.92						
1.2 Service Charge	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24						
Total Base Tariff (Baht)	20,918.38	23,216.64	25,327.28	30,408.46	32,558.19	28,454.16						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,151.79	2,350.08	2,827.44	3,029.40	2,643.84						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,599.80	1,775.79	1,937.42	2,326.51	2,491.13	2,176.86						
Total Electricity Charge (Baht)	24,454.06	27,144.22	29,614.78	35,562.41	38,078.72	33,274.86						

ภาพ 3.16 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

ประเภทที่ 2

☒ กิจการขนาดเล็ก อัตรา 2.1 (อัตราปกติแบบอัตรา)

☐ กิจการขนาดเล็ก อัตรา 2.2 (อัตรา TOU)

ระดับแรงดันไฟฟ้า

☒ แร่ดิน 12 - 24 กิโลโวลต์

☐ แร่ดินต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า

5272 หน่วยต่อเดือน

เลือกเดือนของการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft)

01/2025

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft)

36.72 สตางค์ / หน่วย

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

1.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า

รวม

20,606.14 บาท

1.2 ค่าบริการ

312.24 บาท

รวมค่าไฟฟ้าฐาน

20,918.38 บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า Ft

1,935.88 บาท

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า Ft) x 7/100

1,599.80 บาท

รวมเงินค่าไฟฟ้า

24,454.06 บาท

2.1.1 : Small General Service on Normal

Title	January	
Customer used Energy (kWh/Month)	5,272.00	5,861
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
Total (Baht)	20,606.14	22,906
1.2 Service Charge	312.24	312
Total Base Tariff (Baht)	20,918.38	23,218
Section 2 (Ft.) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,150
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,599.80	1,770
Total Electricity Charge (Baht)	24,454.06	27,148

(a)

(b)

ภาพ 3.17 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.6 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA):

กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

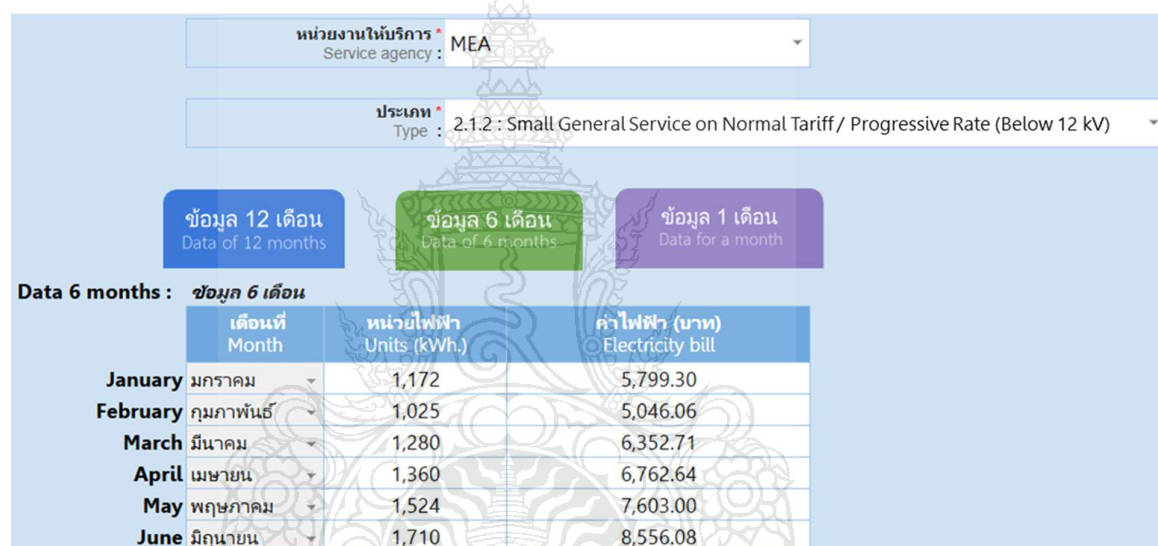
เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ MEA, ประเภทลูกค้า 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.18

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.6 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.19

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ MEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.20

ตาราง 3.6 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

	ค่าพลังงานไฟฟ้า(บาท/ หน่วย)	ค่าบริการ(บาท/เดือน)
2.1.2 แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์		33.29
150 หน่วย (กิโลวัตต์ชั่วโมง) แรก (หน่วยที่ 1 – 150)	3.2484	
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218	
เกินกว่า 400 หน่วย (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217	



ภาพ 3.18 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

2.1.2 : Small General Service on Normal Tariff/Progressive Rate (Below 22 kV)

Title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy (kWh/Month)	1,172.00	1,025.00	1,280.00	1,360.00	1,524.00	1,710.00						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
First 150 kWh (1st - 150th) (Baht)	487.26	487.26	487.26	487.26	487.26	487.26						
Next 250 kWh (151th - 400th) (Baht)	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45						
Over 400 kWh (up from 401st) (Baht)	3,413.55	2,763.56	3,891.10	4,244.83	4,969.99	5,792.43						
Total (Baht)	4,956.26	4,306.27	5,433.81	5,787.54	6,512.70	7,335.14						
1.2 Service Charge (Baht/Month)												
Total Base Tariff (Baht)	4,989.55	4,339.56	5,467.10	5,820.83	6,545.99	7,368.43						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36	376.38	470.02	499.39	559.61	627.91						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	379.39	330.12	415.60	442.42	497.39	559.74						
Total Electricity Charge (Baht)	5,799.30	5,046.06	6,352.71	6,762.64	7,603.00	8,556.08						

ภาพ 3.19 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

ประเภทที่ 2

รหัสแรงดันไฟฟ้า

มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า

เลือกเดือนของการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (F_i)

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (F_i)

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

1.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า

150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 1 - 150)

250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 - 400)

เกินกว่า 400 หน่วย (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)

รวม

1.2 ค่าบริการ

รวมค่าไฟฟ้าฐาน

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า Ft

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า Ft) x 7/100

รวมเงินค่าไฟฟ้า

☒ กิจการขนาดเล็ก อัตรา 2.1 (อัตราปกติแบบอัตรา)

☐ กิจการขนาดเล็ก อัตรา 2.2 (อัตรา TOL)

☐ แรงดัน 12 - 24 กิโลโวลต์

☒ แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

1172 หน่วยต่อเดือน

01/2025

36.72 สตางค์ / หน่วย

487.26 บาท

1,055.45 บาท

3,413.55 บาท

4,956.26 บาท

33.29 บาท

4,989.55 บาท

430.36 บาท

379.39 บาท

5,799.30 บาท

2.1.2 : Small General Service on Normal 1

Title	January	February
Customer used Energy (kWh/Month)	1,172.00	1,025.00
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
First 150 kWh (1st - 150th) (Baht)	487.26	487.26
Next 250 kWh (151th - 400th) (Baht)	1,055.45	1,055.45
Over 400 kWh (up from 401st) (Baht)	3,413.55	2,763.56
Total (Baht)	4,956.26	4,306.27
1.2 Service Charge (Baht/Month)		
Total Base Tariff (Baht)	4,989.55	4,339.56
Section 2 (Ft.) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36	376.38
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	379.39	330.12
Total Electricity Charge (Baht)	5,799.30	5,046.06

(a)

(b)

ภาพ 3.20 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.7 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (MEA):

กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ MEA, ประเภทลูกค้า 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.21

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้า จากตาราง 3.7 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.22

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ MEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.23

ตาราง 3.7 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		
	On Peak	Off Peak	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
2.2.1 แรงดัน 12 – 24 กิโลโวลต์	5.1135	2.6037	312.24

หน่วยงานให้บริการ : MEA

ประเภท : 2.2.1 : Small General Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (12 - 24 kV)

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

เดือนที่ month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)		ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
	ช่วง On Peak	ช่วง Off Peak	
January มกราคม	2,360	2,912	23,430.81
February กุมภาพันธ์	2,760	3,100	26,374.18
March มีนาคม	2,950	3,450	28,601.00
April เมษายน	3,500	4,200	34,210.54
May พฤษภาคม	3,750	4,500	36,630.29
June มิถุนายน	3,300	3,900	32,084.01

ภาพ 3.21 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

2.2.1 : Small General Service on Time of Use Rate (TOU) (22 - 33 kV)

Title	Monthly electrical data									
	January	February	March	April	May	June				
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,360.00	2,760.00	2,950.00	3,500.00	3,750.00	3,300.00				
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	2,912.00	3,100.00	3,450.00	4,200.00	4,500.00	3,900.00				
Section 1 Base Tariff										
1.1 Energy Charge										
Total (Baht)	19,649.83	22,184.73	24,067.59	28,832.79	30,892.28	27,028.98				
1.2 Service Charge (Baht/Month)	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24				
Total Base Tariff (Baht)	19,962.07	22,496.97	24,379.83	29,145.03	31,204.52	27,341.22				
Section 2 (Ft.) Charge										
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,151.79	2,350.08	2,827.44	3,029.40	2,643.84				
Section 3 Tax 7%										
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,532.86	1,725.41	1,871.09	2,238.07	2,396.37	2,098.95				
Total Electricity Charge (Baht)	23,430.81	26,374.18	28,601.00	34,210.54	36,630.29	32,084.01				

ภาพ 3.22 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา On Peak

2360 หน่วยต่อเดือน

มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา Off Peak

2912 หน่วยต่อเดือน

เลือกเดือนของการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft.)

01/2025

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft.)

36.72 สตางค์ / หน่วย

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

1.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า

รวม

19,649.83 บาท

1.2 ค่าบริการ

รวมค่าไฟฟ้าฐาน

312.24 บาท

19,962.07 บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า Ft

1,935.88 บาท

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า Ft) x 7/100

1,532.86 บาท

รวมเงินค่าไฟฟ้า

23,430.81 บาท

2.2.1 : Small General Service on Time of

Title	January	
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,360.00	2,760.00
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	2,912.00	3,100.00
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
Total (Baht)	19,649.83	22,184.73
1.2 Service Charge (Baht/Month)	312.24	312.24
Total Base Tariff (Baht)	19,962.07	22,496.97
Section 2 (Ft.) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,151.79
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,532.86	1,725.41
Total Electricity Charge (Baht)	23,430.81	26,374.18

(a)

(b)

ภาพ 3.23 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

2.2.2 : Small General Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (Below 22 kV)

Title	Monthly electrical data									
	January	February	March	April	May	June				
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	516.00	451.00	563.00	598.00	670.00	752.00				
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	656.00	574.00	717.00	763.00	853.00	958.00				
Section 1 Base Tariff										
1.1 Energy Charge										
Total (Baht)	4,721.68	4,128.57	5,155.04	5,479.28	6,134.07	6,886.40				
1.2 Service Charge (Baht/Month)	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29				
Total Base Tariff (Baht)	4,754.97	4,161.86	5,188.33	5,512.57	6,167.36	6,919.69				
Section 2 (Ft.) Charge										
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36	376.38	470.02	499.76	559.25	627.91				
Section 3 Tax 7%										
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	362.97	317.68	396.08	420.86	470.86	528.33				
Total Electricity Charge (Baht)	5,548.30	4,855.92	6,054.43	6,433.19	7,197.47	8,075.93				

ภาพ 3.25 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์)

ประเภทที่ 2

การคำนวณค่าไฟฟ้า

มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา On Peak

มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา Off Peak

เลือกเดือนของการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft.)

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดย อัตโนมัติ (Ft.)

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

1.1 ค่าพลังงานไฟฟ้า

รวม

1.2 ค่าบริการ

รวมค่าไฟฟ้าฐาน

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า Ft

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า Ft) x 7/100

รวมเงินค่าไฟฟ้า

2.2.2 : Small General Service on Time o

Title	January
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	516.00 45
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	656.00 57
Section 1 Base Tariff	
1.1 Energy Charge	
Total (Baht)	4,721.68 4,1
1.2 Service Charge (Baht/Month)	33.29 3
Total Base Tariff (Baht)	4,754.97 4,1
Section 2 (Ft.) Charge	
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36 37
Section 3 Tax 7%	
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	362.97 31
Total Electricity Charge (Baht)	5,548.30 4,8

(a)

(b)

ภาพ 3.26 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.9 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA):

กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ PEA, ประเภทลูกค้า 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูล เดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.27

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.9 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) แสดงในภาพ 3.28

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ PEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.29

ตาราง 3.9 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)

1.1.1 ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน	
อัตรารายเดือน	
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ราคาต่อหน่วย
15 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 15)	2.3488 บาท
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 16 – 25)	2.9882 บาท
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 26 – 35)	3.2405 บาท
65 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 36 – 100)	3.6237 บาท
50 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 101 – 150)	3.7171 บาท
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218 บาท
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217 บาท
ค่าบริการ (บาท/เดือน) :	8.19

หน่วยงานให้บริการ : PEA

ประเภท : 1.1.1 : Residential Service on Normal Tariff (Below 150 kWh/month)

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

	เดือนที่ Month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)	ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
January	มกราคม	90	361.72
February	กุมภาพันธ์	95	383.07
March	มีนาคม	120	491.82
April	เมษายน	145	601.08
May	พฤษภาคม	130	535.53
June	มิถุนายน	125	513.68

ภาพ 3.27 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)

1.1.1 : Residential Service on Normal Tariff (Below 150 kWh/month)												
Title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy (kWh/Month)	90	95	120	145	130	125						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
First 15 kWh (1st - 15th) (Baht)	35.22	35.22	35.22	35.22	35.22	35.22						
Next 10 kWh (16th - 25th) (Baht)	29.88	29.88	29.88	29.88	29.88	29.88						
Next 10 kWh (26th - 35th) (Baht)	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41						
Next 65 kWh (36th - 100th) (Baht)	199.30	217.42	235.54	235.54	235.54	235.54						
Next 50 kWh (101st - 150th) (Baht)			74.34	167.27	111.51	92.93						
Total (Baht)	296.82	314.94	407.40	500.32	444.57	425.98						
1.2 Service Charge	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19						
Total Base Tariff (Baht)	305.01	323.13	415.59	508.51	452.76	434.17						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	33.05	34.88	44.06	53.24	47.74	45.90						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	23.66	25.06	32.18	39.32	35.03	33.60						
Total Electricity Charge (Baht)	361.72	383.07	491.82	601.08	535.53	513.68						

ภาพ 3.28 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน)

กรอกข้อมูลเพื่อประมาณการ

ประเภทไฟฟ้า

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ประจำเดือน พ.ศ.

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สตางค์/หน่วย

ผู้ใช้ไฟฟ้ามีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า หน่วย

ผลลัพธ์การประมาณการ

1.1.1 อัตราปกติ ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

ค่าพลังงานไฟฟ้า	296.82 บาท
ค่าบริการ	8.19 บาท
รวมค่าไฟฟ้าฐาน	305.01 บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า F _t	33.05 บาท
--	-----------

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า F _t) x 7/100	23.66 บาท
---	-----------

รวมเงินค่าไฟฟ้า	361.72 บาท
-----------------	------------

1.1.1 : Residential Service on Normal T

Title	January	
Customer used Energy (kWh/Month)	90	
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
First 15 kWh (1st - 15th) (Baht)	35.22	3
Next 10 kWh (16th - 25th) (Baht)	29.88	2
Next 10 kWh (26th - 35th) (Baht)	32.41	3
Next 65 kWh (36th - 100th) (Baht)	199.30	2
Next 50 kWh (101st - 150th) (Baht)		
Total (Baht)	296.82	3
1.2 Service Charge	8.19	1
Total Base Tariff (Baht)	305.01	3
Section 2 (Ft.) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	33.05	3
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	23.66	2
Total Electricity Charge (Baht)	361.72	3

(a)

(b)

ภาพ 3.29 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.10 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA):

กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ PEA, ประเภทลูกค้า กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.30

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.10 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน) แสดงในภาพ 3.31

1.1.2 : Residential Service on Normal Tariff (Over 150 kWh/month)

Title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy (kWh/Month)	1,172	1,025	1,280	1,360	1,524	1,710						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
First 150 kWh (1st - 150th) (Baht)	487.26	487.26	487.26	487.26	487.26	487.26						
Next 250 kWh (151th - 400th) (Baht)	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45						
Over 400 kWh (up from 401st) (Baht)	3,413.55	2,763.56	3,891.10	4,244.83	4,969.99	5,792.43						
Total (Baht)	4,956.26	4,306.27	5,433.81	5,787.54	6,512.70	7,335.14						
1.2 Service Charge												
Total Base Tariff (Baht)	4,980.88	4,330.89	5,458.43	5,812.16	6,537.32	7,359.76						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36	376.38	470.02	499.39	559.61	627.91						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	378.79	329.51	414.99	441.81	496.79	559.14						
Total Electricity Charge (Baht)	5,790.03	5,036.78	6,343.43	6,753.36	7,593.72	8,546.81						

ภาพ 3.31 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ (เกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน)

กรอกข้อมูลเพื่อประมาณการ

ประเภทไฟฟ้า ประเภทที่ 1.1 บ้านอยู่อาศัย (อัตราปกติ)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทที่ 1.1.2 ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน

ประจำเดือน มกราคม

พ.ศ. 2568

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) 36.72 สตางค์/หน่วย

ผู้ใช้ไฟฟ้ามีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า 1,172 หน่วย

ทำการคำนวณ

เริ่มต้นใหม่

ผลลัพธ์การประมาณการ

1.1.2 อัตราปกติ ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

ค่าพลังงานไฟฟ้า 4,956.26 บาท

ค่าบริการ 24.62 บาท

รวมค่าไฟฟ้าฐาน 4,980.88 บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)

430.36 บาท

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า F_t) x 7/100 378.79 บาท

รวมเงินค่าไฟฟ้า 5,790.03 บาท

1.1.2 : Residential Service on Normal Tariff

Title	January	
Customer used Energy (kWh/Month)	1,172	1,025
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
First 150 kWh (1st - 150th) (Baht)	487.26	487.26
Next 250 kWh (151th - 400th) (Baht)	1,055.45	1,055.45
Over 400 kWh (up from 401st) (Baht)	3,413.55	2,763.56
Total (Baht)	4,956.26	4,306.27
1.2 Service Charge	24.62	24.62
Total Base Tariff (Baht)	4,980.88	4,330.89
Section 2 (Ft.) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	430.36	376.38
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	378.79	329.51
Total Electricity Charge (Baht)	5,790.03	5,036.78

(a)

(b)

ภาพ 3.32 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.11 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA):

กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ PEA, ประเภทลูกค้า กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.33

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.11 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.34

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ PEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.35

ตาราง 3.11 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

1.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU)			
อัตรารายเดือน			
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	
1.2.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลต์	5.1135	2.6037	312.24

หน่วยงานให้บริการ * Service agency : PEA

ประเภท * Type : 1.2.1 : Residential Service on Time of Use Rate (TOU) (22 - 33 kV)

ข้อมูล 12 เดือน Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

	เดือนที่ month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)		ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
		ช่วง On Peak	ช่วง Off Peak	
January	มกราคม	4,360	4,912	41,517.23
February	กุมภาพันธ์	4,760	5,100	44,460.60
March	มีนาคม	4,950	5,450	46,687.43
April	เมษายน	5,500	6,200	52,296.97
May	พฤษภาคม	5,750	6,500	54,716.71
June	มิถุนายน	5,300	5,900	50,170.44

ภาพ 3.33 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

1.2.1 : Residential Service on Time of Use Rate (TOU) (22 - 33 kV)

Title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	4,360.00	4,760.00	4,950.00	5,500.00	5,750.00	5,300.00						
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	4,912.00	5,100.00	5,450.00	6,200.00	6,500.00	5,900.00						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
Total (Baht)	35,084.23	37,619.13	39,501.99	44,267.19	46,326.68	42,463.38						
1.2 Service Charge (Baht/Month)												
Total Base Tariff (Baht)	35,396.47	37,931.37	39,814.23	44,579.43	46,638.92	42,775.62						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	3,404.68	3,620.59	3,818.88	4,296.24	4,498.20	4,112.64						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	2,716.08	2,908.64	3,054.32	3,421.30	3,579.60	3,282.18						
Total Electricity Charge (Baht)	41,517.23	44,460.60	46,687.43	52,296.97	54,716.71	50,170.44						

ภาพ 3.34 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

กรอกข้อมูลเพื่อประมาณการ

ประเภทไฟฟ้า: ประเภทที่ 1.2 บ้านอยู่อาศัย (อัตรา TOU)

ประจำเดือน: มกราคม พ.ศ. 2568

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t): 36.72 สตางค์/หน่วย

แรงดันไฟฟ้า: แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง On Peak: 4,360.00 หน่วย

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง Off Peak: 4,912.00 หน่วย

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง Holiday: 0.00 หน่วย

ทำการคำนวณ

ผลลัพธ์การประมาณการ

1.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

ค่าพลังงานไฟฟ้า	35,084.23 บาท
ค่าบริการ	312.24 บาท
รวมค่าไฟฟ้าฐาน	35,396.47 บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า F _t	3,404.68 บาท
--	--------------

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า F _t) x 7/100	2,716.08 บาท
---	--------------

รวมเงินค่าไฟฟ้า	41,517.23 บาท
-----------------	---------------

(a)

1.2.1 : Residential Service on Time of Use

Title	January	
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	4,360.00	4,760.00
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	4,912.00	5,100.00
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
Total (Baht)	35,084.23	37,600.00
1.2 Service Charge (Baht/Month)	312.24	312.24
Total Base Tariff (Baht)	35,396.47	37,912.24
Section 2 (F _t) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	3,404.68	3,600.00
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	2,716.08	2,900.00
Total Electricity Charge (Baht)	41,517.23	44,412.24

(b)

ภาพ 3.35 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.12 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA):

กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ PEA, ประเภทลูกค้า กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.36

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.12 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.37

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ PEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.38

ตาราง 3.12 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

1.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU)			
อัตรารายเดือน			
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	
1.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	5.7982	2.6369	38.22

หน่วยงานให้บริการ *
Service agency : PEA

ประเภท *
Type : 1.2.2 : Residential Service on Time of Use Rate (TOU) (Below 22 kV)

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

	เดือนที่ month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)		ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
		ช่วง On Peak	ช่วง Off Peak	
January	มกราคม	2,360	2,912	24,955.50
February	กุมภาพันธ์	2,760	3,100	28,198.60
March	มีนาคม	2,950	3,450	30,577.06
April	เมษายน	3,500	4,200	36,616.19
May	พฤษภาคม	3,750	4,500	39,229.75
June	มิถุนายน	3,300	3,900	34,332.48

ภาพ 3.36 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

1.2.2 : Residential Service on Time of Use Rate (TOU) (Below 22 kV)

Title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,360.00	2,760.00	2,950.00	3,500.00	3,750.00	3,300.00						
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	2,912.00	3,100.00	3,450.00	4,200.00	4,500.00	3,900.00						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
Total (Baht)	21,362.40	24,177.42	26,202.00	31,368.68	33,609.30	29,417.97						
1.2 Service Charge (Baht/Month)	24.62	24.62	24.62	24.62	24.62	24.62						
Total Base Tariff (Baht)	21,387.02	24,202.04	26,226.62	31,393.30	33,633.92	29,442.59						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,151.79	2,350.08	2,827.44	3,029.40	2,643.84						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,632.60	1,844.77	2,000.37	2,395.45	2,566.43	2,246.05						
Total Electricity Charge (Baht)	24,955.51	28,198.60	30,577.06	36,616.19	39,229.75	34,332.48						

ภาพ 3.37 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

ประเภทไฟฟ้า ประเภทที่ 1.2 บ้านอยู่อาศัย (อัตรา TOU)

ประจำเดือน มกราคม พ.ศ. 2568

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) 36.72 สตางค์/หน่วย

แรงดันไฟฟ้า แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง On Peak 2,360.00 หน่วย

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง Off Peak 2,912.00 หน่วย

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง Holiday 0.00 หน่วย

ทำการคำนวณ
เริ่มต้นใหม่

1.2.2 : Residential Service on Time of Use

Title	January	
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,360.00	2,71
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	2,912.00	3,11
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
Total (Baht)	21,362.40	24,1
1.2 Service Charge (Baht/Month)	24.62	24
Total Base Tariff (Baht)	21,387.02	24,2
Section 2 (F _t) Charge		
Used Energy x F _t .rate (Baht)	1,935.88	2,1
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + F _t) x 7/100 (Baht)	1,632.60	1,8
Total Electricity Charge (Baht)	24,955.51	28,1

1.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

ค่าพลังงานไฟฟ้า	21,362.40 บาท
ค่าบริการ	24.62 บาท
รวมค่าไฟฟ้าฐาน	21,387.02 บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า F _t	1,935.88 บาท
--	--------------

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า F _t) x 7/100	1,632.60 บาท
รวมเงินค่าไฟฟ้า	24,955.50 บาท

(a)

(b)

ภาพ 3.38 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.13 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA):

กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ PEA, ประเภทลูกค้า กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.39

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.13 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.40

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ PEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.41

ตาราง 3.13 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

2.1 อัตราปกติ		
อัตรารายเดือน		
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
2.1.1 แรงดัน 22 - 33 กิโลโวลต์	3.9086	312.24

หน่วยงานให้บริการ*
Service agency : PEA

ประเภท*
Type : 2.1.1 : Small General Service on Normal Tariff/Progressive Rate (22 - 33 kV)

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

	เดือนที่ Month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)	ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
January	มกราคม	9,272	42,754.48
February	กุมภาพันธ์	9,860	45,444.64
March	มีนาคม	10,400	47,915.20
April	เมษายน	11,700	53,862.84
May	พฤษภาคม	12,250	56,379.15
June	มิถุนายน	11,200	51,575.28

ภาพ 3.39 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

2.1.1 : Small General Service on Normal Tariff / Progressive Rate (22 - 33 kV)

Title	Monthly electrical data									
	January	February	March	April	May	June				
Customer used Energy (kWh/Month)	9,272.00	9,860.00	10,400.00	11,700.00	12,250.00	11,200.00				
Section 1 Base Tariff										
1.1 Energy Charge										
Total (Baht)	36,240.54	38,538.80	40,649.44	45,730.62	47,880.35	43,776.32				
1.2 Service Charge	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24				
Total Base Tariff (Baht)	36,552.78	38,851.04	40,961.68	46,042.86	48,192.59	44,088.56				
Section 2 (Ft.) Charge										
Used Energy x Ft.rate (Baht)	3,404.68	3,620.59	3,818.88	4,296.24	4,498.20	4,112.64				
Section 3 Tax 7%										
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	2,797.02	2,973.01	3,134.64	3,523.74	3,688.36	3,374.08				
Total Electricity Charge (Baht)	42,754.48	45,444.64	47,915.20	53,862.84	56,379.15	51,575.28				

ภาพ 3.40 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

ประเภทไฟฟ้า

ประจำเดือน พ.ศ.

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สตางค์/หน่วย

แรงดันไฟฟ้า

ผู้ใช้ไฟฟ้ามีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า หน่วย

ผลลัพธ์การประมาณการ

1.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

ค่าบริการ	312.24 บาท
รวมค่าไฟฟ้าฐาน	36,552.78 บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า F_t	3,404.68 บาท
----------------------------------	--------------

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า F_t) x 7/100	2,797.02 บาท
---------------------------------------	--------------

รวมเงินค่าไฟฟ้า	42,754.48 บาท
-----------------	---------------

2.1.1 : Small General Service on Normal

Title	January	
Customer used Energy (kWh/Month)	9,272.00	9,86
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
Total (Baht)	36,240.54	38,5
1.2 Service Charge	312.24	312
Total Base Tariff (Baht)	36,552.78	38,8
Section 2 (F_t) Charge		
Used Energy x F_t .rate (Baht)	3,404.68	3,62
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + F_t .) x 7/100 (Baht)	2,797.02	2,97
Total Electricity Charge (Baht)	42,754.48	45,4

(a)

(b)

ภาพ 3.41 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น



3.14 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA):

กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ PEA, ประเภทลูกค้า กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.42

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.14 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.43

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ PEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.44

ตาราง 3.14 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

2.1 อัตราปกติ		
อัตรารายเดือน		
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
2.1.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์		46.16
150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 150)	3.2484	
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218	
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217	

หน่วยงานให้บริการ*
Service agency : PEA

ประเภท*
Type : 2.1.2 : Small General Service on Normal Tariff/Progressive Rate (Below 22 kV)

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

เดือนที่ Month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)	ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
January มกราคม	5,272	26,821.98
February กุมภาพันธ์	5,860	29,834.96
March มีนาคม	6,400	32,601.99
April เมษายน	7,700	39,263.35
May พฤษภาคม	8,250	42,081.62
June มิถุนายน	7,200	36,701.29

ภาพ 3.42 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

2.1.2 : Small General Service on Normal Tariff/Progressive Rate (Below 22 kV)

Title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy (kWh/Month)	5,272.00	5,860.00	6,400.00	7,700.00	8,250.00	7,200.00						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
First 150 kWh (1st - 150th) (Baht)	487.26	487.26	487.26	487.26	487.26	487.26						
Next 250 kWh (151th - 400th) (Baht)	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45	1,055.45						
Over 400 kWh (up from 401st) (Baht)	21,542.52	24,142.48	26,530.20	32,278.41	34,710.35	30,067.56						
Total (Baht)	23,085.23	25,685.19	28,072.91	33,821.12	36,253.06	31,610.27						
1.2 Service Charge (Baht/Month)	46.16	46.16	46.16	46.16	46.16	46.16						
Total Base Tariff (Baht)	23,131.39	25,731.35	28,119.07	33,867.28	36,299.22	31,656.43						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,151.79	2,350.08	2,827.44	3,029.40	2,643.84						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,754.71	1,951.82	2,132.84	2,568.63	2,753.00	2,401.02						
Total Electricity Charge (Baht)	26,821.98	29,834.96	32,601.99	39,263.35	42,081.62	36,701.29						

ภาพ 3.43 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.1.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

ประเภทไฟฟ้า

ประจำเดือน พ.ศ.

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สตางค์/หน่วย

แรงดันไฟฟ้า

ผู้ใช้ไฟฟ้ามีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า หน่วย

ผลลัพธ์การประมาณการ

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน

ค่าบริการ 46.16 บาท
รวมค่าไฟฟ้าฐาน 23,131.39 บาท

ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)

จำนวนพลังงานไฟฟ้า x
ค่า F_t 1,935.88 บาท

ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%

(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า F_t) x
7/100 1,754.71 บาท

รวมเงินค่าไฟฟ้า 26,821.98 บาท

(a)

2.1.2 : Small General Service on Normal

Title	January	
Customer used Energy (kWh/Month)	5,272.00	5,86
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
First 150 kWh (1st - 150th) (Baht)	487.26	48
Next 250 kWh (151th - 400th) (Baht)	1,055.45	1,05
Over 400 kWh (up from 401st) (Baht)	21,542.52	24,1
Total (Baht)	23,085.23	25,6
1.2 Service Charge (Baht/Month)	46.16	46
Total Base Tariff (Baht)	23,131.39	25,7
Section 2 (Ft.) Charge		
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,15
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,754.71	1,95
Total Electricity Charge (Baht)	26,821.98	29,8

(b)

ภาพ 3.44 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.15 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA):

กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ PEA, ประเภทลูกค้า กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.45

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.15 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.46

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงิน

ค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ PEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.47

ตาราง 3.15 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

2.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)			
อัตรารายเดือน			
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	
2.2.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลต์	5.1135	2.6037	312.24

ประเภท *
Type : 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราตามช่วงเวลาของการใช้งาน (22 - 33 กิโลโวลต์)

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

เดือนที่ month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)		ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
	ช่วง On Peak	ช่วง Off Peak	
January มกราคม	4,360	4,912	41,517.23
February กุมภาพันธ์	4,760	5,100	44,460.60
March มีนาคม	4,950	5,450	46,687.43
April เมษายน	5,500	6,200	52,296.97
May พฤษภาคม	5,750	6,500	54,716.71
June มิถุนายน	5,300	5,900	50,170.44

ภาพ 3.45 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

2.2.1 : Small General Service on Time of Use Rate (TOU) (22 - 33 kV)

Title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	4,360.00	4,760.00	4,950.00	5,500.00	5,750.00	5,300.00						
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	4,912.00	5,100.00	5,450.00	6,200.00	6,500.00	5,900.00						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
Total (Baht)	35,084.23	37,619.13	39,501.99	44,267.19	46,326.68	42,463.38						
1.2 Service Charge (Baht/Month)	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24						
Total Base Tariff (Baht)	35,396.47	37,931.37	39,814.23	44,579.43	46,638.92	42,775.62						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	3,404.68	3,620.59	3,818.88	4,296.24	4,498.20	4,112.64						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	2,716.08	2,908.64	3,054.32	3,421.30	3,579.60	3,282.18						
Total Electricity Charge (Baht)	41,517.23	44,460.60	46,687.43	52,296.97	54,716.71	50,170.44						

ภาพ 3.46 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.1 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์)

ประเภทไฟฟ้า

ประจำเดือน พ.ศ.

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สตารางค์/หน่วย

แรงดันไฟฟ้า

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง On Peak หน่วย

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง Off Peak หน่วย

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง Holiday หน่วย

ผลลัพธ์การประมาณการ

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน	
ค่าบริการ	312.24 บาท
รวมค่าไฟฟ้าฐาน	35,396.47 บาท
ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (F _t)	
จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า F _t	3,404.68 บาท
ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%	
(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า F _t) x 7/100	2,716.08 บาท
รวมเงินค่าไฟฟ้า	41,517.23 บาท

2.2.1 : Small General Service on Time of

Title	January
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	4,360.00
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	4,912.00
Section 1 Base Tariff	
1.1 Energy Charge	
Total (Baht)	35,084.23
1.2 Service Charge (Baht/Month)	312.24
Total Base Tariff (Baht)	35,396.47
Section 2 (Ft.) Charge	
Used Energy x Ft.rate (Baht)	3,404.68
Section 3 Tax 7%	
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	2,716.08
Total Electricity Charge (Baht)	41,517.23

(a)

(b)

ภาพ 3.47 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

3.16 การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA):

กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

เมื่อผู้ใช้งานเลือกหน่วยงานให้บริการ PEA, ประเภทลูกค้า กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์) และเลือกแสดงผลข้อมูล 6 เดือน โปรแกรมจะแสดงตารางการกรอกข้อมูลเดือน หน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากนั้นให้ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลต่างๆจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA ให้ครบถ้วน มิฉะนั้นจะไม่สามารถรันโปรแกรมต่อไปได้ โดยหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 3.48

โปรแกรมจะรันการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน อ้างอิงค่าพลังงานไฟฟ้าจากตาราง 3.15 โดย โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์) แสดงในภาพ 3.49

ผู้ใช้งานจะพบลักษณะการคำนวณแบบขั้นบันไดที่ประกอบด้วยส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% เป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด และผลรวมเงินค่าไฟฟ้าจะแสดงจำนวนด้วยทศนิยม 2 ตำแหน่ง โดยการเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจากโปรแกรมของ PEA และโปรแกรมที่สร้างขึ้น แสดงดังภาพ 3.50

ตาราง 3.16 ค่าพลังงานไฟฟ้า: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

2.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)			
อัตรารายเดือน			
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	
2.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	5.7982	2.6369	46.16

หน่วยงานให้บริการ *
Service agency : PEA

ประเภท *
Type : 2.2.2 : Small General Service on Time of Use Rate (TOU) (Below 22 kV)

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

	เดือนที่ month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)		ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
		ช่วง On Peak	ช่วง Off Peak	
January	มกราคม	2,360	2,912	24,978.55
February	กุมภาพันธ์	2,760	3,100	28,221.65
March	มีนาคม	2,950	3,450	30,600.11
April	พฤษภาคม	3,500	4,200	36,639.24
May	พฤษภาคม	3,750	4,500	39,252.80
June	มิถุนายน	3,300	3,900	34,355.53

ภาพ 3.48 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

2.2.2 : Small General Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (Below 22 kV)

Title	Monthly electrical data									
	January	February	March	April	May	June				
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,360.00	2,760.00	2,950.00	3,500.00	3,750.00	3,300.00				
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	2,912.00	3,100.00	3,450.00	4,200.00	4,500.00	3,900.00				
Section 1 Base Tariff										
1.1 Energy Charge										
Total (Baht)	21,362.40	24,177.42	26,202.00	31,368.68	33,609.30	29,417.97				
1.2 Service Charge (Baht/Month)										
Total Base Tariff (Baht)	21,408.56	24,223.58	26,248.16	31,414.84	33,655.46	29,464.13				
Section 2 (Ft.) Charge										
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,935.88	2,151.79	2,350.08	2,827.44	3,029.40	2,643.84				
Section 3 Tax 7%										
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,634.11	1,846.28	2,001.88	2,396.96	2,567.94	2,247.56				
Total Electricity Charge (Baht)	24,978.55	28,221.65	30,600.11	36,639.24	39,252.80	34,355.53				

ภาพ 3.49 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ PEA: กรณี 2.2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตรา TOU (แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์)

ประเภทไฟฟ้า

ประจำเดือน พ.ศ.

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สตางค์/หน่วย

แรงดันไฟฟ้า

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง On Peak หน่วย

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง Off Peak หน่วย

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วง Holiday หน่วย

ผลลัพธ์การประมาณการ

ส่วนที่ 1 ค่าไฟฟ้าฐาน	
ค่าบริการ	46.16 บาท
รวมค่าไฟฟ้าฐาน	21,408.56 บาท
ส่วนที่ 2 ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)	
จำนวนพลังงานไฟฟ้า x ค่า F_t	1,935.88 บาท
ส่วนที่ 3 ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%	
(ค่าไฟฟ้าฐาน + ค่า F_t) x 7/100	1,634.11 บาท
รวมเงินค่าไฟฟ้า	24,978.55 บาท

(a)

2.2.2 : Small General Service on Time of

Title	January	
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,360.00	2,71
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	2,912.00	3,10
Section 1 Base Tariff		
1.1 Energy Charge		
Total (Baht)	21,362.40	24,1
1.2 Service Charge (Baht/Month)	46.16	46
Total Base Tariff (Baht)	21,408.56	24,2
Section 2 (F_t) Charge		
Used Energy x F_t .rate (Baht)	1,935.88	2,1
Section 3 Tax 7%		
(Base Tariff + F_t) x 7/100 (Baht)	1,634.11	1,8
Total Electricity Charge (Baht)	24,978.55	28,2

(b)

ภาพ 3.50 การเปรียบเทียบการคำนวณการคิดค่าไฟฟ้าจาก (a) โปรแกรมการไฟฟ้านครหลวง (b) โปรแกรมที่สร้างขึ้น

บทที่ 4 ผลการทดสอบผลงาน และผลของการนำไปใช้งานจริง

4.1 สอนการใช้งานโปรแกรม

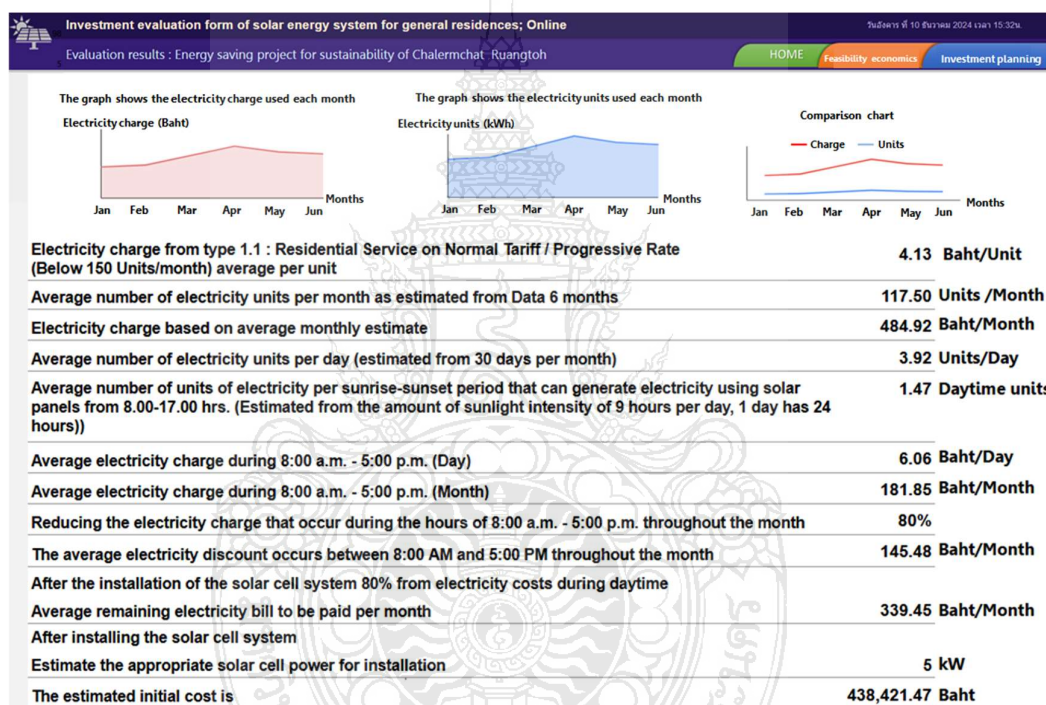
โปรแกรมประเมินการลงทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับที่พักอาศัยทั่วไปแบบ online เป็นโปรแกรมที่ใช้เพียงข้อมูลในส่วนของระบบไฟฟ้า ประเภทของลูกค้า และหน่วยไฟฟ้า จากใบแจ้งหนี้ ค่าไฟฟ้า แล้วนำมาคำนวณย้อนกลับเพื่อให้สามารถวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้ ทั้งประมาณการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง ค่าใช้จ่ายเริ่มต้น ค่าไฟฟ้าคงเหลือภายหลังการติดตั้ง เพื่อผู้ใช้งานสามารถประเมินความคุ้มค่าได้ด้วยตัวเอง นอกจากนี้ โปรแกรมยังคำนวณน้ำหนักที่ต้องรองรับและขนาดพื้นที่ที่ต้องใช้ ก็จะเป็นการช่วยให้ผู้สนใจติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถพิจารณาความเหมาะสมของพื้นที่ที่พักอาศัยของตนเองและมีการวางแผนที่เหมาะสมต่อไป อีกทั้งโปรแกรมนี้อย่างมีหน้าตาต่างในการคำนวณสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินอีกด้วย

4.2 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 1.1

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.1 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก MEA กรณี 1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24 \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$
- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%

- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวนจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวนจาก $[(7)-(9))+(((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประมาณการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวนจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประมาณการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.1 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.1

Electricity charge from type 1.1 : Residential Service on Normal Tariff / Progressive Rate (Below 150 Units/month)	=2886.9/705	4.09 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=705/6	117.50 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.09*117.50	481.15 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=117.50/30	3.92 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	= $(3.92/24)*9$	1.47 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.09*1.47	6.01 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=6.01*30	180.43 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=180.43*80%	144.35 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	= $(2385.33-1908.26)+(((44.84-16.81)*30)*4.73)$	336.81 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	= $IF(1.47/4=0,"",IF(1.47/4<=7,5,IF(1.47/4<=12,10,15)))$	5 kW
The estimated initial cost is		438,421.47 Baht

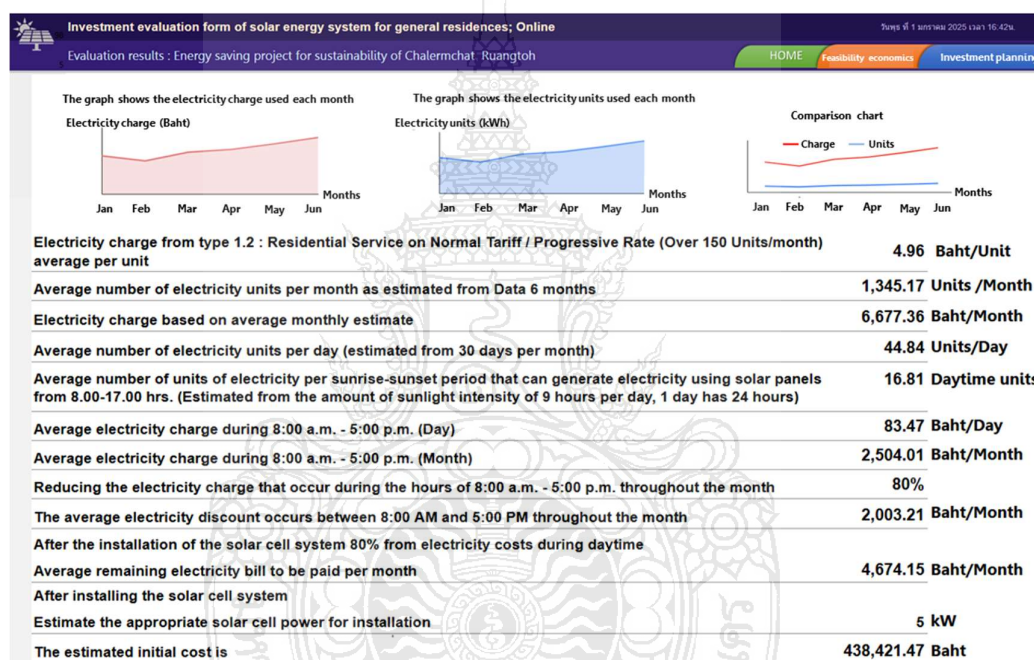
ภาพ 4.2 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.1

4.3 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 1.2

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.2 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก MEA กรณี 1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24]*9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$
- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%

- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ 80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9))+(((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.3 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.2

Electricity charge from type 1.2 : Residential Service on Normal Tariff / Progressive Rate (Over 150 Units/month) average per unit	=40064.13/8071	4.96 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=8071/6	1,345.17 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.96*1345.17	6,677.36 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=1345.17/30	44.84 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours) =(44.84/24)*9		16.81 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.96*16.81	83.47 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=83.47*30	2,504.01 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=2504.01*80%	2,003.21 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(2504.01-2003.21)+(((44.84-16.81)*30)*4.96)	4,674.15 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(16.81/4=0,"",IF(16.81/4<=7.5,IF(16.81/4<=12,10,15)))	5 kW
The estimated initial cost is		438,421.47 Baht

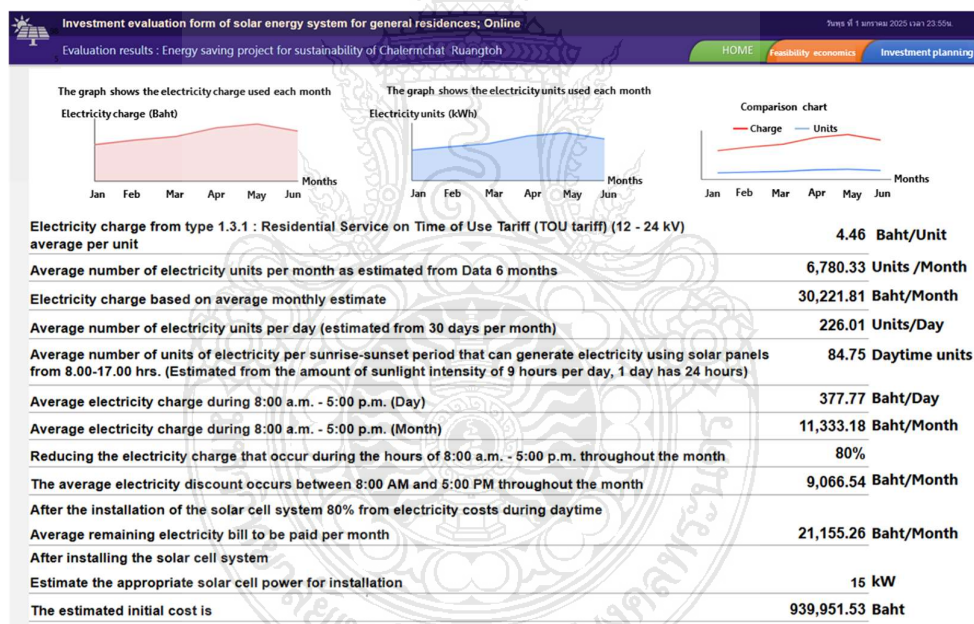
ภาพ 4.4 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.2

4.4 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 1.3.1

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.3.1 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก MEA กรณี 1.3.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24] \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวนจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวนจาก $[(7)-(9)) + (((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประมาณการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวนจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประมาณการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.5 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.3.1

Electricity charge from type 1.3.1 : Residential Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (12 - 24 kV) average per unit	=181330.83/40682	4.46 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=40682/6	6,780.33 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.46*6780.33	30,221.81 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=6780.33/30	226.01 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=((226.01/24)*9	84.75 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.46*84.75	377.77 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=377.77*30	11,333.18 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=11333.18*80%	9,066.54 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(11333.18-9066.54)+(((226.01-84.75)*30)*4.46)	21,155.26 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(84.75/4=0,"",IF(84.75/4<=7,5,IF(84.75/4<=12,10,15)))	15 kW
The estimated initial cost is		939,951.53 Baht

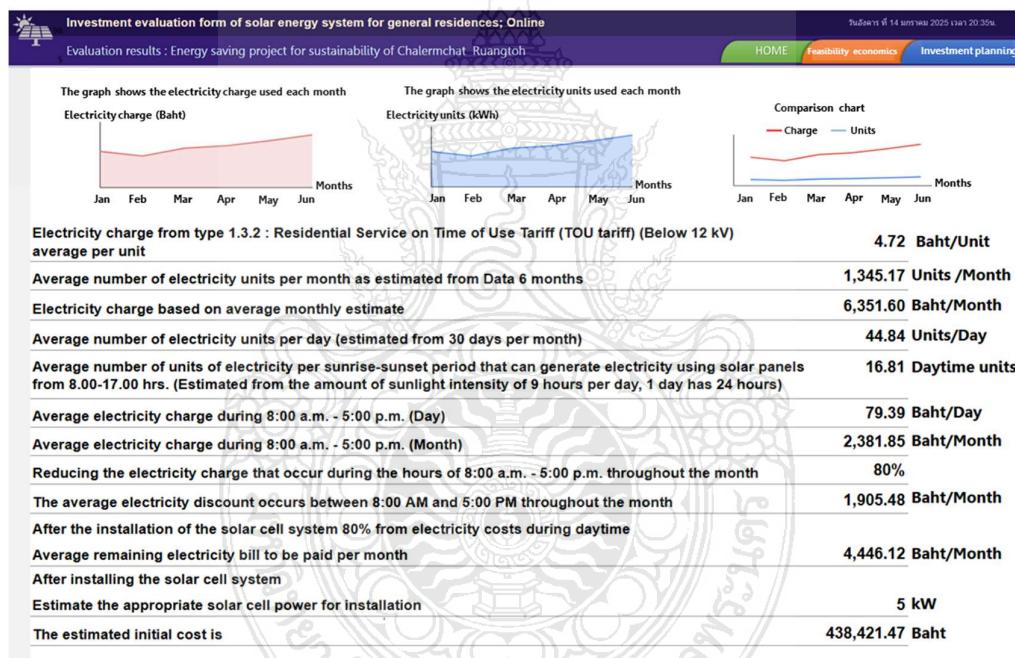
ภาพ 4.6 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.3.1

4.5 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 1.3.2

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.3.2 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก MEA กรณี 1.3.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24] \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ 80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9))+(((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.7 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.3.2

Electricity charge from type 1.3.2 : Residential Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (Below 12 kV) average per unit	=38109.57/8071	4.72 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=8071/6	1,345.17 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.72*1345.17	6,351.60 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=1345.17/30	44.84 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=((44.84/24)*9)	16.81 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.72*16.81	79.39 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=79.39*30	2,381.85 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=2381.85*80%	1,905.48 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(2381.85-1905.48)+(((44.84-16.81)*30)*4.72)	4,446.12 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(16.81/4=0,"",IF(16.81/4<=7,5,IF(16.81/4<=12,10,15)))	5 kW
The estimated initial cost is		438,421.47 Baht

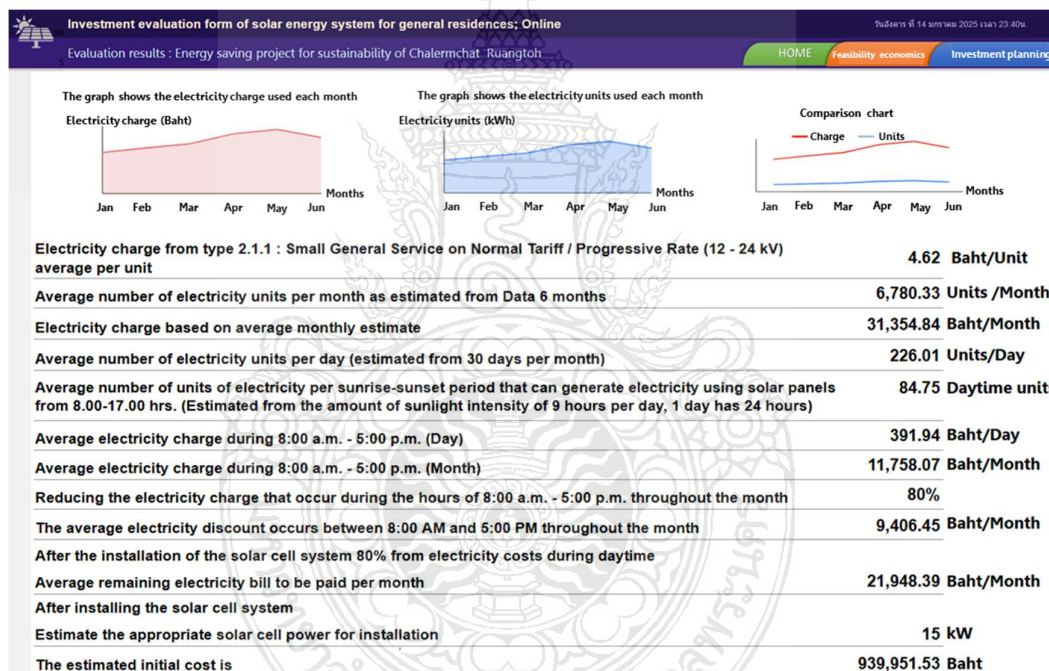
ภาพ 4.8 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 1.3.2

4.6 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 2.1.1

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.1.1 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก MEA กรณี 2.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24] \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9))+(((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประมาณการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประมาณการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.9 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.1.1

Electricity charge from type 2.1.1 : Small General Service on Normal Tariff / Progressive Rate (12 - 24 kV) average per unit	=188129.05/40682	4.62 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=40682/6	6,780.33 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.62*6780.33	31,354.84 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=31354.84/30	226.01 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=226.01/24)*9	84.75 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.62*84.75	391.94 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=391.94*30	11,758.07 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=11758.07*80%	9,406.45 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(11758.07-9406.45)+(((226.01-84.75)*30)*4.62)	21,948.39 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(84.75/4=0,"",IF(84.75/4<=7.5,IF(84.75/4<=12,10,15)))	15 kW
The estimated initial cost is		939,951.53 Baht

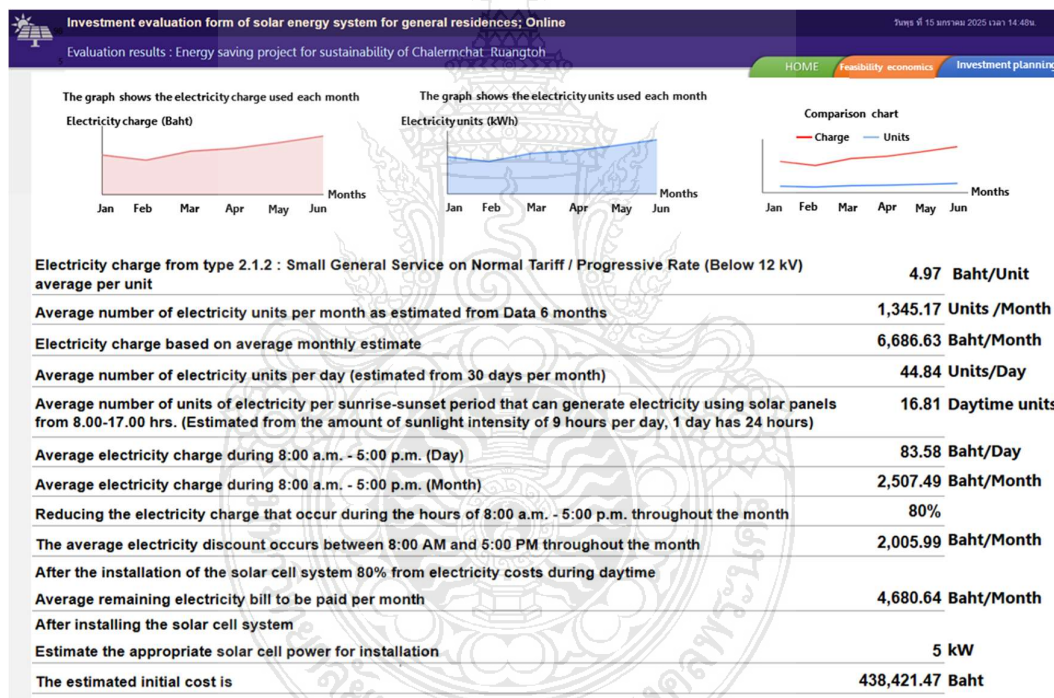
ภาพ 4.10 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้
เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.1.1

4.7 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 2.1.2

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.1.2 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก MEA กรณี 2.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24 \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวนจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7)-(9)] \times ((4)-(5)) \times 30 \times (1)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวนจาก $[(7)-(9)] + (((4)-(5)) \times 30 \times (1))$
- 11) ประมาณการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวนจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประมาณการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.11 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.1.2

Electricity charge from type 2.1.2 : Small General Service on Normal Tariff / Progressive Rate (Below 12 kV) average per unit	=40119.79/8071	4.97 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=8071/6	1,345.17 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.97*1345.17	6,686.63 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=1345.17/30	44.84 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=((44.84/24)*9)	16.81 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.97*16.81	83.58 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=83.58*30	2,507.49 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=2507.49*80%	2,005.99 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(2507.49-2005.99)+(((44.84-16.81)*30)*4.97)	4,680.64 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(16.81/4=0,"",IF(16.81/4<=7,5,IF(16.81/4<=12,10,15)))	5 kW
The estimated initial cost is		438,421.47 Baht

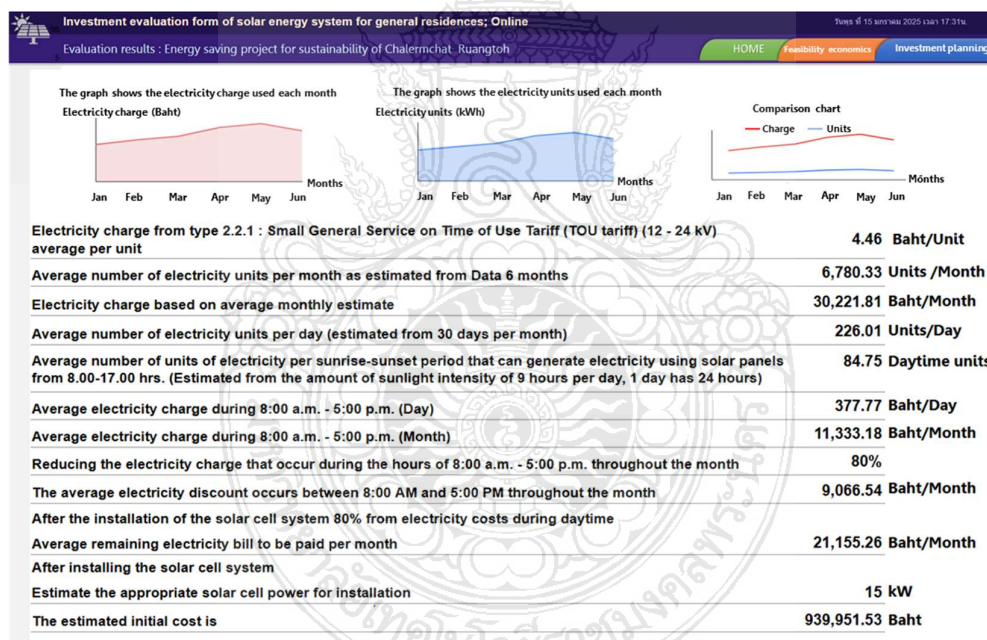
ภาพ 4.12 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้
เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.1.2

4.8 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 2.2.1

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.2.1 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก MEA กรณี 2.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24 \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$

- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(=6) \times 30]$
- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ 80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(=7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(=7)-(9))+(((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประมาณการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(=5)/4]$
- 12) ประมาณการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.13 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.2.1

Electricity charge from type 2.2.1 : Small General Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (12 - 24 kV) average per unit	=181330.83/40682	4.46 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=40682/6	6,780.33 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.46*6780.33	30,221.81 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=6780.33/30	226.01 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=((226.01/24)*9)	84.75 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.46*84.75	377.77 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=377.77*30	11,333.18 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=11333.18*80%	9,066.54 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=((11333.18-9066.54)+(((226.01-84.75)*30)*4.46)	21,155.26 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(84.75/4=0,"",IF(84.75/4<=7.5,IF(84.75/4<=12,10,15)))	15 kW
The estimated initial cost is		939,951.53 Baht

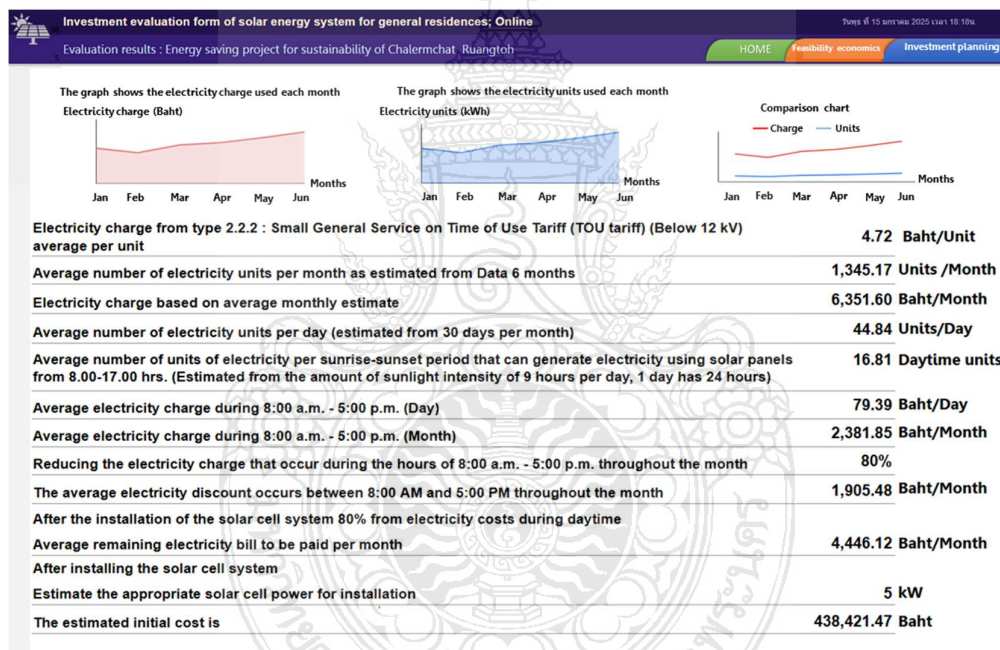
ภาพ 4.14 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.2.1

4.9 ผลของการนำไปใช้งานของ MEA กรณี 2.2.2

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.2.2 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก MEA กรณี 2.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24 \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ 80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9)) + (((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.15 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.2.2

Electricity charge from type 2.2.2 : Small General Service on Time of Use Tariff (TOU tariff) (Below 12 kV) average per unit	=38165.24/8071	4.73 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=8071/6	1,345.17 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.73*1345.17	6,360.87 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=1345.17/30	44.84 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=((44.84/24)*9)	16.81 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.73*16.81	79.51 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=79.51*30	2,385.33 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=2385.33*80%	1,908.26 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(2385.33-1908.26)+(((44.84-16.81)*30)*4.73)	4,452.61 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(16.81/4=0,"",IF(16.81/4<=7.5,IF(16.81/4<=12,10,15)))	5 kW
The estimated initial cost is		438,421.47 Baht

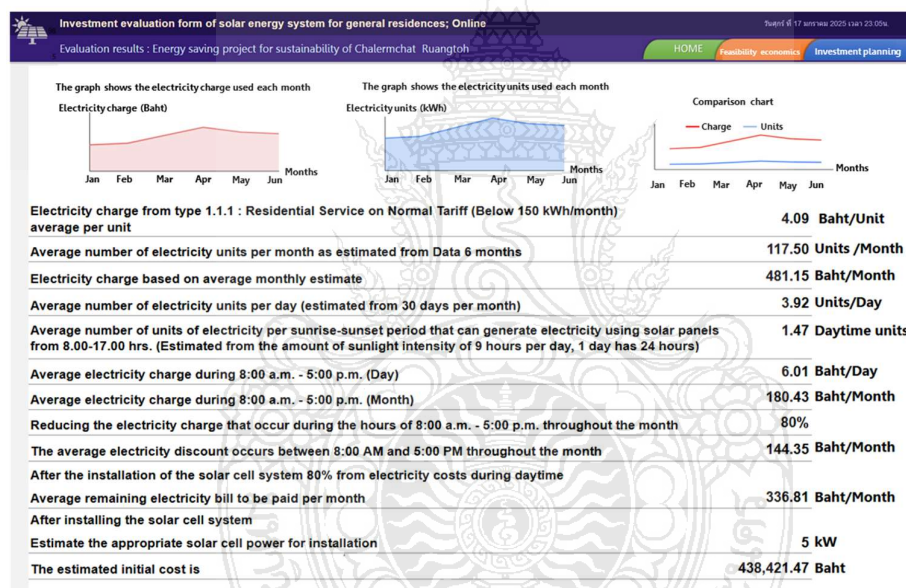
ภาพ 4.16 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.2.2

4.10 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 1.1.1

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.1.1 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก PEA กรณี 1.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24 \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ 80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9)) + (((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.17 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.1.1

Electricity charge from type 1.1.1 : Residential Service on Normal Tariff (Below 150 kWh/month) average per unit	=2886.9/705	4.09 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=705/6	117.50 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.09*117.50	481.15 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=117.50/30	3.92 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=((3.92/24)*9)	1.47 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.09*1.47	6.01 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=6.01*30	180.43 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=180.43*80%	144.35 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(180.43-144.35)+(((3.92-1.47)*30)*4.09)	336.81 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(1.47/4=0,"",IF(1.47/4<=7.5,IF(1.47/4<=12,10,15)))	5 kW
The estimated initial cost is		438,421.47 Baht

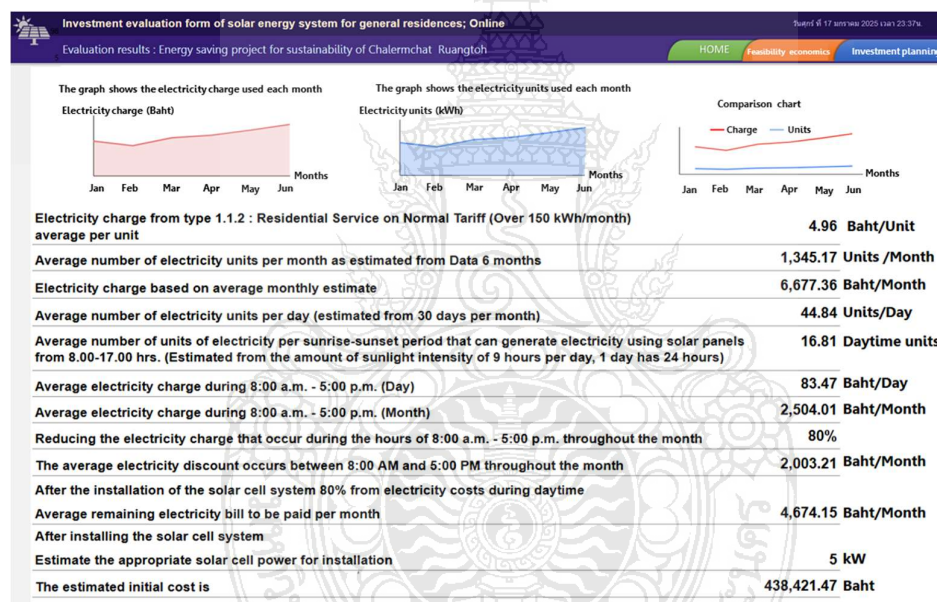
ภาพ 4.18 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.1.1

4.11 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 1.1.2

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.1.2 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 13) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก PEA กรณี 1.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 14) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 15) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 16) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 17) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24] \times 9]$
- 18) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 19) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 20) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 21) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 22) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9))+(((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 23) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 24) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.19 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.1.2

Electricity charge from type 1.1.2 : Residential Service on Normal Tariff (Over 150 kWh/month) average per unit	=40064.13/8071	4.96 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=8071/6	1,345.17 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.96*1345.17	6,677.36 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=1345.17/30	44.84 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours) =(44.84/24)*9		16.81 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.96*16.81	83.47 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=83.47*30	2,504.01 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=2504.01*80%	2,003.21 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(2504.01-2003.21)+(((44.84-16.81)*30)*4.96)	4,674.15 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(16.81/4=0,"",IF(16.81/4<=7.5,IF(16.81/4<=12,10,15)))	5 kW
The estimated initial cost is		438,421.47 Baht

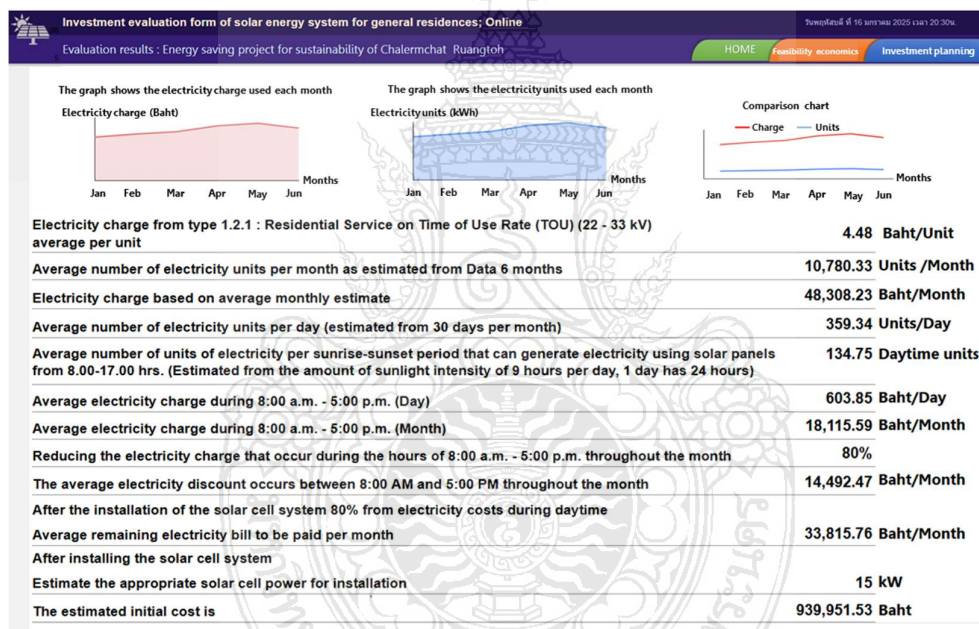
ภาพ 4.20 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.1.2

4.12 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 1.2.1

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.2.1 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก PEA กรณี 1.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24] \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9))+(((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.21 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.2.1

Electricity charge from type 1.2.1 : Residential Service on Time of Use Rate (TOU) (22 - 33 kV) average per unit	=289849.38/64682	4.48 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=64682/6	10,780.33 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.48*10780.33	48,308.23 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=10780.33/30	359.34 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=(359.34/24)*9	134.75 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.48*134.75	603.85 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=603.85*30	18,115.59 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=18115.59*80%	14,492.47 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(18115.59-14492.47)+(((359.34-134.75)*30)*4.48)	33,815.76 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(134.75/4=0,"",IF(134.75/4<=7,5,IF(134.75/4<=12,10,15)))	15 kW
The estimated initial cost is		939,951.53 Baht

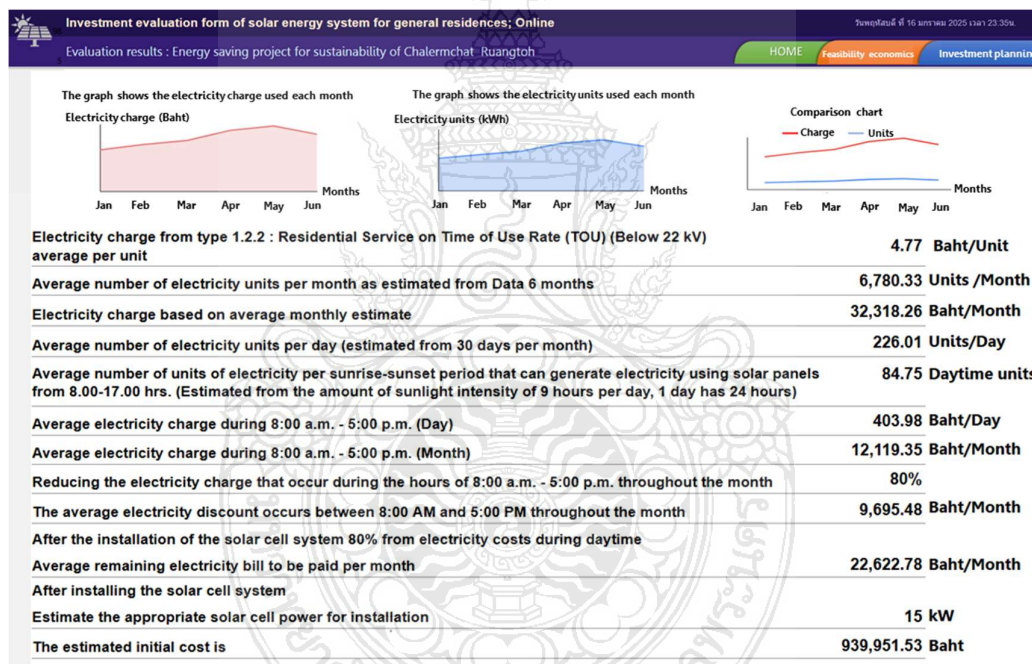
ภาพ 4.22 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.2.1

4.13 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 1.2.2

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.2.2 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก PEA กรณี 1.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $=[(4)/24] \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ 80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9)) + (((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.23 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.2.2

Electricity charge from type 1.2.2 : Residential Service on Time of Use Rate (TOU) (Below 22 kV) average per unit	=193909.58/40682	4.77 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=40682/6	6,780.33 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.77*6780.33	32,318.26 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=6780.33/30	226.01 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=(226.01/24)*9	
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.77*84.75	403.98 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=403.98*30	12,119.35 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month	80%	
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=12119.35*80%	9,695.48 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(12119.35-9695.48)+(((226.01-84.75)*30)*4.77)	
After installing the solar cell system	22,622.78 Baht/Month	
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(84.75/4=0,"",IF(84.75/4<=7.5,IF(84.75/4<=12,10,15)))	
The estimated initial cost is	939,951.53 Baht	

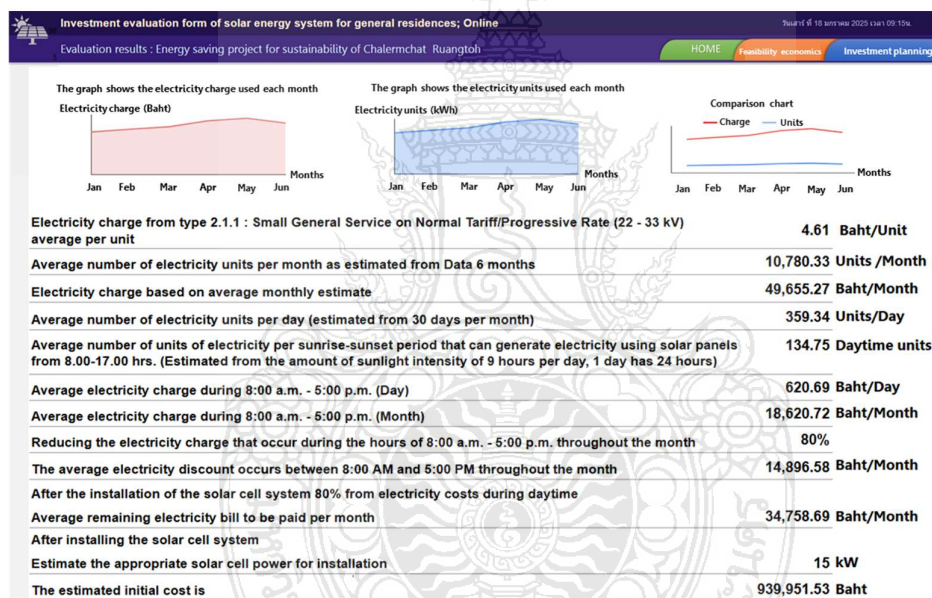
ภาพ 4.24 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 1.2.2

4.14 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 2.1.1

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.1.1 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก PEA กรณี 2.1.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24 \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7)-(9)) \times ((4)-(5)) \times 30 \times (1)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9)) + (((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประมาณการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประมาณการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.25 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.1.1

Electricity charge from type 2.1.1 : Small General Service on Normal Tariff/Progressive Rate (22 - 33 kV) average per unit	=297931.59/64682	4.61 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=64682/6	10,780.33 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.61*10780.33	49,655.27 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=10780.33/30	359.34 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours) =(134.75/24)*9		134.75 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.61*134.75	620.69 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=620.69*30	18,620.72 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=18620.72*80%	14,896.58 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(18620.72-14896.58)+(((359.34-134.75)*30)*4.61)	34,758.69 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(134.75/4=0,"",IF(134.75/4<=7,5,IF(134.75/4<=12,10,15)))	15 kW
The estimated initial cost is		939,951.53 Baht

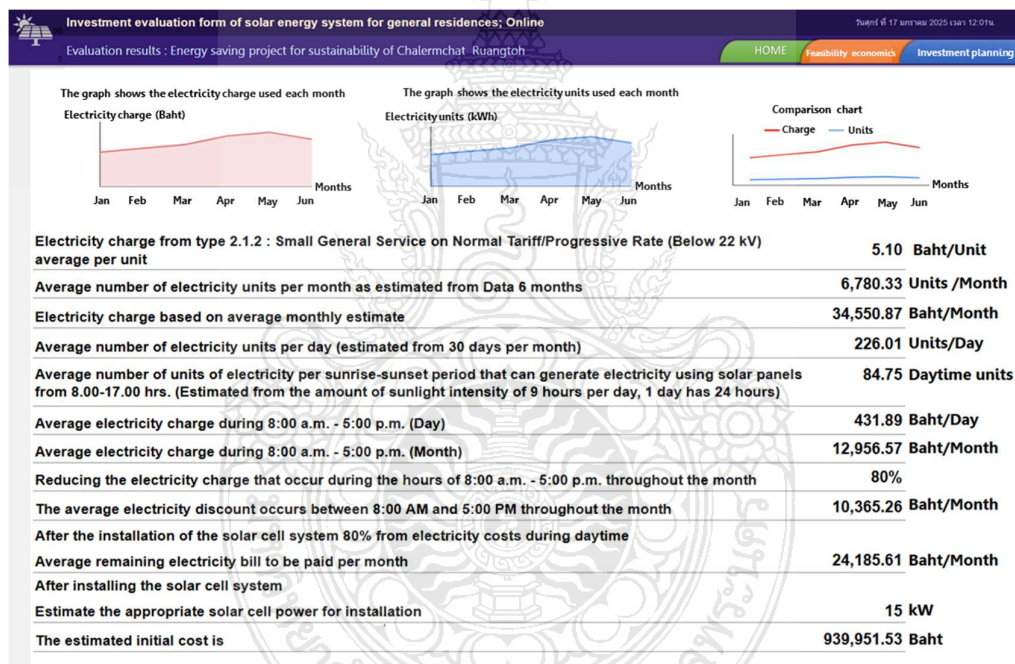
ภาพ 4.26 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.1.1

4.15 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 2.1.2

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.1.2 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก PEA กรณี 2.1.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24] \times 9]$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ 80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7)-(9)) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9)) + (((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.27 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.1.2

Electricity charge from type 2.1.2 : Small General Service on Normal Tariff/Progressive Rate (Below 22 kV) average per unit	=207305.19/40682	5.10 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=40682/6	6,780.33 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=5.10*6780.33	34,550.87 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=6780.33/30	226.01 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours) =(226.01/24)*9		84.75 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=5.10*84.75	431.89 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=431.89*30	12,956.57 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=12956.57*80%	10,365.26 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(12956.57-10365.26)+(((226.01-84.75)*30)*5.10)	24,185.61 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(84.75/4=0,"",IF(84.75/4<=7.5,IF(84.75/4<=12,10,15)))	15 kW
The estimated initial cost is		939,951.53 Baht

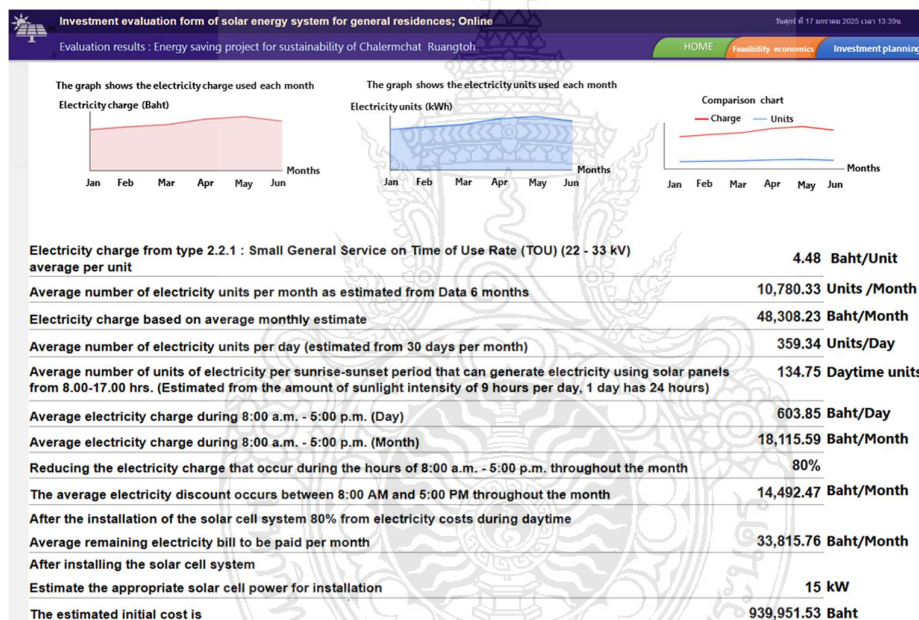
ภาพ 4.28 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.1.2

4.16 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 2.2.1

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.1 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก PEA กรณี 2.2.1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24] \times 9$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7)-(9)) \times (8)]$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9)) + (((4)-(5)) \times 30 \times (1))]$
- 11) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.29 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.1

Electricity charge from type 2.2.1 : Small General Service on Time of Use Rate (TOU) (22 - 33 kV) average per unit	=289849.38/64682	4.48 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=64682/6	10,780.33 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.48*10780.33	48,308.23 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=10780.33/30	359.34 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours) =(359.34/24)*9		134.75 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.48*134.75	603.85 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=603.85*30	18,115.59 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=18115.59*80%	14,492.47 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(18115.59-14492.47)+(((359.34-134.75)*30)*4.48)	33,815.76 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(134.75/4=0,"",IF(134.75/4<=7.5,IF(134.75/4<=12,10,15)))	15 kW
The estimated initial cost is		939,951.53 Baht

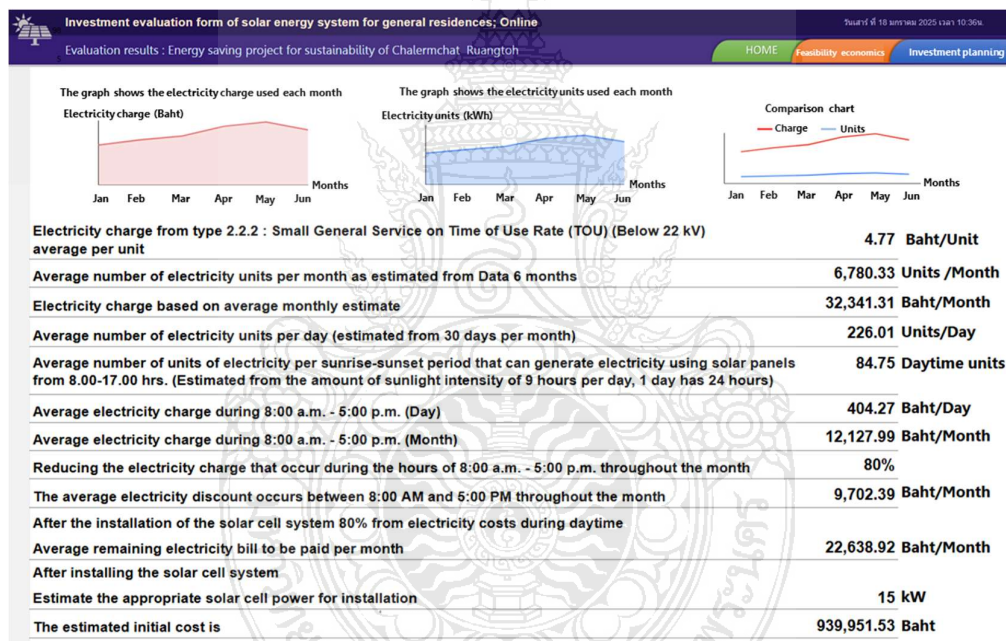
ภาพ 4.30 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.1

4.17 ผลของการนำไปใช้งานของ PEA กรณี 2.2.2

ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.2 แสดงในภาพและมีขั้นตอนการคำนวณดังภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจาก PEA กรณี 2.2.2 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (ไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน) หน่วยละ คำนวณได้จาก ผลรวมของค่าไฟฟ้าหารด้วยหน่วยไฟฟ้าจากข้อมูล 6 เดือน
- 2) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนโดยประมาณการจากข้อมูล 6 เดือน คำนวณได้จาก ผลรวมของหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดหารด้วย 6
- 3) ค่าไฟฟ้าจากการประมาณการโดยเฉลี่ยต่อเดือน คำนวณได้จาก ผลคูณของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยและจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ย $[(1) \times (2)]$
- 4) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวัน (ประมาณการจาก 30 วันต่อเดือน) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อเดือนหารด้วย 30 $[(2)/30]$
- 5) จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันที่พระอาทิตย์ขึ้น-พระอาทิตย์ตก ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 8.00น.-17.00น. (ประมาณการจากปริมาณความเข้มแสงจากพระอาทิตย์ 9 ชั่วโมงต่อวัน 1 วันมี 24 ชั่วโมง) คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อทั้งวันหารด้วย 24 แล้วคูณด้วย 9 $[(4)/24] \times 9$
- 6) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละคูณด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวัน $[(1) \times (5)]$
- 7) ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อวันที่เกิดในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณ 30 $[(6) \times 30]$

- 8) ต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือน ผู้ใช้งานสามารถเลือกเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดค่าไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10-100%
- 9) ส่วนลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. ของทั้งเดือนหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ 80% จากค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน คำนวณจาก ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อเดือนที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น. คูณเปอร์เซ็นต์ความต้องการลดปริมาณค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน $[(7)-(9)] \times (8)$
- 10) ค่าไฟฟ้าคงเหลือโดยเฉลี่ยที่ต้องจ่ายต่อเดือน ภายหลังจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณจาก $[(7)-(9)] + (((4)-(5)) \times 30 \times (1))$
- 11) ประเมินการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณจาก จำนวนหน่วยไฟฟ้าเฉลี่ยต่อช่วงเวลากลางวันหาร 4 $[(5)/4]$
- 12) ประเมินการค่าใช้จ่ายเริ่มต้น โปรแกรมจะดึงข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายที่เชื่อมโยงกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมคำนวณมาที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ หรือ 15 กิโลวัตต์



ภาพ 4.31 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.2

Electricity charge from type 2.2.2 : Small General Service on Time of Use Rate (TOU) (Below 22 kV) average per unit	=194047.88/40682	4.77 Baht/Unit
Average number of electricity units per month as estimated from Data 6 months	=40682/6	6,780.33 Units /Month
Electricity charge based on average monthly estimate	=4.77*6780.33	32,341.31 Baht/Month
Average number of electricity units per day (estimated from 30 days per month)	=6780.33/30	226.01 Units/Day
Average number of units of electricity per sunrise-sunset period that can generate electricity using solar panels from 8.00-17.00 hrs. (Estimated from the amount of sunlight intensity of 9 hours per day, 1 day has 24 hours)	=226.01/24)*9	84.75 Daytime units
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Day)	=4.77*84.75	404.27 Baht/Day
Average electricity charge during 8:00 a.m. - 5:00 p.m. (Month)	=404.27*30	12,127.99 Baht/Month
Reducing the electricity charge that occur during the hours of 8:00 a.m. - 5:00 p.m. throughout the month		80%
The average electricity discount occurs between 8:00 AM and 5:00 PM throughout the month	=12127.99*80%	9,702.39 Baht/Month
After the installation of the solar cell system 80% from electricity costs during daytime		
Average remaining electricity bill to be paid per month	=(12127.99-9702.39)+(((226.01-84.75)*30)*4.77)	22,638.92 Baht/Month
After installing the solar cell system		
Estimate the appropriate solar cell power for installation	=IF(84.75/4=0,"",IF(84.75/4<=7.5,IF(84.75/4<=12,10,15)))	15 kW
The estimated initial cost is		939,951.53 Baht

ภาพ 4.32 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ PEA กรณี 2.2.2

4.18 พื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

สำหรับงานวิจัยนี้จะกำหนดกำลังการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ 3 ขนาด คือ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ และ 15 กิโลวัตต์ เมื่อโปรแกรมการลงทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับที่พักอาศัยทั่วไปแบบ online คำนวณและประเมินกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งในแต่ละกรณีแล้วจะคำนวณขนาดพื้นที่และน้ำหนักของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดที่ต้องใช้ติดตั้ง รวมทั้งประมาณการพื้นที่เพิ่มเติมในการทำงานติดตั้ง และน้ำหนักที่ต้องรองรับเพิ่มเติมในการทำงานติดตั้ง โดยสามารถเลือก %Service ในช่วง 15-30% จากแถบโปรแกรม

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เลือกใช้จะมี 5 รูปแบบ ขนาดพื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อแผ่นจะแสดงรายละเอียดดังภาพ 4.33 และ น้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อแผ่นจะแสดงรายละเอียดดังภาพ 4.34

ขนาดพื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ตารางเมตร/แผ่น)				
แบบที่ 1	แบบที่ 2	แบบที่ 3	แบบที่ 4	แบบที่ 5
410 w	550 w	550 w	345 w	235 w
2.012016	2.603328	2.583252	1.971084	1.648052

ภาพ 4.33 ขนาดพื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 5 แบบ

น้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kg/แผ่น)				
แบบที่ 1	แบบที่ 2	แบบที่ 3	แบบที่ 4	แบบที่ 5
410 w	550 w	550 w	345 w	235 w
22.5 kg	32.4 kg	27.5 kg	22.3 kg	20 kg

ภาพ 4.34 น้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 5 แบบ

ประมวลผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ แสดงดังภาพ 4.35

Investment evaluation form of solar energy system for general residences; Online					
Evaluation results : Energy saving project for sustainability of Chalermchat Ruangtoh					
HOME Feasibility economics Investment planning					
Area %Service	30% -				
Total solar panel installation area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	24.54	23.67	23.48	28.57	35.06
Total solar panel installation area size + service area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	31.90	30.77	30.53	37.14	45.58
Weight %Service	30% -				
Total solar panel installation weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	274.39	292.73	250.00	323.19	425.53
Total solar panel installation weight + service weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	356.71	380.55	325.00	420.14	553.19

ภาพ 4.35 ประมวลผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์

ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์แสดงดังภาพ 4.36 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละรูปแบบสำหรับการติดตั้งขนาด 5 กิโลวัตต์ คำนวณจาก 5000 วัตต์ หารด้วยขนาดวัตต์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ของรูปแบบนั้น
- 2) พื้นที่ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ คำนวณจาก จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดในแต่ละรูปแบบ คูณด้วยขนาดพื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ของรูปแบบนั้น
- 3) พื้นที่เพิ่มเติมในการทำงานติดตั้งแต่ละรูปแบบ งานวิจัยครั้งนี้กำหนดประมาณการเพิ่มเติมไว้ที่ 30% โดยคำนวณจาก 30% คูณด้วยพื้นที่ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ $[(30/100) \times (2)]$
- 4) ประมาณการพื้นที่ทั้งหมดสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ โดยคำนวณจาก ผลบวกของพื้นที่ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ กับ พื้นที่เพิ่มเติมในการทำงานติดตั้ง $[(2)+(3)]$

- 5) น้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ คำนวณจากจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดในแต่ละแบบ คูณด้วยน้ำหนักของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ของรูปแบบนั้น
- 6) น้ำหนักเพิ่มเติมในการทำงานติดตั้งแต่ละรูปแบบ งานวิจัยครั้งนี้กำหนดประมาณการเพิ่มเติมไว้ที่ 30% โดยคำนวณจาก 30% คูณด้วยน้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ $[(30/100) \times (5)]$
- 7) ประมาณการน้ำหนักทั้งหมดสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ โดยคำนวณจาก ผลบวกของน้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ กับ น้ำหนักเพิ่มเติมในการทำงานติดตั้ง $[(5)+(6)]$

Area %Service

30% -

Total solar panel installation area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	24.54	23.67	23.48	28.57	35.06

Total solar panel installation area size + service area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	31.90	30.77	30.53	37.14	45.58

Type of 1 =(5000/410)*2.012016 + (0.3)(5000/410)*2.012016

Type of 2 =(5000/550)*2.603328 + (0.3)(5000/550)*2.603328

Type of 3 =(5000/550)*2.583252 + (0.3)(5000/550)*2.583252

Type of 4 =(5000/345)*1.971084 + (0.3)(5000/345)*1.971084

Type of 5 =(5000/235)*1.648052 + (0.3)(5000/235)*1.648052

Weight %Service

30% -

Total solar panel installation weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	274.39	292.73	250.00	323.19	425.53

Total solar panel installation weight + service weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	356.71	380.55	325.00	420.14	553.19

Type of 1 =(5000/410)*22.5 + (0.3)(5000/410)*22.5

Type of 2 =(5000/550)*32.4 + (0.3)(5000/550)*32.4

Type of 3 =(5000/550)*27.5 + (0.3)(5000/550)*27.5

Type of 4 =(5000/345)*22.3 + (0.3)(5000/345)*22.3

Type of 5 =(5000/235)*20 + (0.3)(5000/235)*20

ภาพ 4.36 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์

ประมวลผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ แสดงดังภาพ 4.37

Investment evaluation form of solar energy system for general residences: Online					
Evaluation results : Energy saving project for sustainability of Chalermchat Ruangtoh					
HOME Feasibility economics Investment planning					
Area %Service 30% -					
Total solar panel installation area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	49.07	47.33	46.97	57.13	70.13
Total solar panel installation area size + service area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	63.80	61.53	61.06	74.27	91.17
Weight %Service 30% -					
Total solar panel installation weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	548.78	585.45	500.00	646.38	851.06
Total solar panel installation weight + service weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	713.41	761.09	650.00	840.29	1,106.38

ภาพ 4.37 ประมวลผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์

ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์แสดงดังภาพ 4.38 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละรูปแบบสำหรับการติดตั้งขนาด 10 กิโลวัตต์ คำนวณจาก 10000 วัตต์ หารด้วยขนาดวัตต์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ของรูปแบบนั้น
- 2) พื้นที่ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ คำนวณจาก จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดในแต่ละรูปแบบ คูณด้วยขนาดพื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ของรูปแบบนั้น
- 3) พื้นที่เพิ่มเติมในการทำงานติดตั้งแต่ละรูปแบบ งานวิจัยครั้งนี้กำหนดประมาณการเพิ่มเติมไว้ที่ 30% โดยคำนวณจาก 30% คูณด้วยพื้นที่ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ $[(30/100) \times (2)]$
- 4) ประมาณการพื้นที่ทั้งหมดสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ โดยคำนวณจาก ผลบวกของพื้นที่ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ กับ พื้นที่เพิ่มเติมในการทำงานติดตั้ง $[(2)+(3)]$
- 5) น้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ คำนวณจาก จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดในแต่ละแบบ คูณด้วยน้ำหนักของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ของรูปแบบนั้น
- 6) น้ำหนักเพิ่มเติมในการทำงานติดตั้งแต่ละรูปแบบ งานวิจัยครั้งนี้กำหนดประมาณการเพิ่มเติมไว้ที่ 30% โดยคำนวณจาก 30% คูณด้วยน้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ $[(30/100) \times (5)]$

- 7) ประมาณการน้ำหนักทั้งหมดสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ โดยคำนวณจาก ผลบวกของน้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ กับ น้ำหนักเพิ่มเติมในการทำงานติดตั้ง [= (5)+(6)]

Area %Service		30% -				
Total solar panel installation area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5	
	49.07	47.33	46.97	57.13	70.13	
Total solar panel installation area size + service area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5	
	63.80	61.53	61.06	74.27	91.17	
Type of 1 =(10000/410)*2.012016 + (0.3)(5000/410)*2.012016						
Type of 2 =(10000/550)*2.603328 + (0.3)(5000/550)*2.603328						
Type of 3 =(10000/550)*2.583252 + (0.3)(5000/550)*2.583252						
Type of 4 =(10000/345)*1.971084 + (0.3)(5000/345)*1.971084						
Type of 5 =(10000/235)*1.648052 + (0.3)(5000/235)*1.648052						

Weight %Service		30% -				
Total solar panel installation weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5	
	548.78	585.45	500.00	646.38	851.06	
Total solar panel installation weight + service weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5	
	713.41	761.09	650.00	840.29	1,106.38	
Type of 1 =(10000/410)*22.5 + (0.3)(5000/410)*22.5						
Type of 2 =(10000/550)*32.4 + (0.3)(5000/550)*32.4						
Type of 3 =(10000/550)*27.5 + (0.3)(5000/550)*27.5						
Type of 4 =(10000/345)*22.3 + (0.3)(5000/345)*22.3						
Type of 5 =(10000/235)*20 + (0.3)(5000/235)*20						

ภาพ 4.38 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์

ประมวลผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ แสดงดังภาพ 4.39

Investment evaluation form of solar energy system for general residences: Online					
Evaluation results : Energy saving project for sustainability of Chalermchat Ruangtoh					
HOME Feasibility economics Investment planning					
Area %Service	30% -				
Total solar panel installation area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	73.61	71.00	70.45	85.70	105.19
Total solar panel installation area size + service area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	95.69	92.30	91.59	111.41	136.75
Weight %Service	30% -				
Total solar panel installation weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	823.17	878.18	750.00	969.57	1,276.60
Total solar panel installation weight + service weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	1,070.12	1,141.64	975.00	1,260.43	1,659.57

ภาพ 4.39 ประมวลผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์

ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์แสดงดังภาพ 4.40 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละรูปแบบสำหรับการติดตั้งขนาด 15 กิโลวัตต์ คำนวณจาก 15000 วัตต์หารด้วยขนาดวัตต์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ของรูปแบบนั้น
- 2) พื้นที่ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ คำนวณจากจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดในแต่ละรูปแบบ คูณด้วยขนาดพื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ของรูปแบบนั้น
- 3) พื้นที่เพิ่มเติมในการทำงานติดตั้งแต่ละรูปแบบ งานวิจัยครั้งนี้กำหนดประมาณการเพิ่มเติมไว้ที่ 30% โดยคำนวณจาก 30% คูณด้วยพื้นที่ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ $[(30/100) \times (2)]$
- 4) ประมาณการพื้นที่ทั้งหมดสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ โดยคำนวณจาก ผลบวกของพื้นที่ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ กับ พื้นที่เพิ่มเติมในการทำงานติดตั้ง $[(2) + (3)]$
- 5) น้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ คำนวณจากจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดในแต่ละรูปแบบ คูณด้วยน้ำหนักของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ของรูปแบบนั้น
- 6) น้ำหนักเพิ่มเติมในการทำงานติดตั้งแต่ละรูปแบบ งานวิจัยครั้งนี้กำหนดประมาณการเพิ่มเติมไว้ที่ 30% โดยคำนวณจาก 30% คูณด้วยน้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ ในแต่ละรูปแบบ $[(30/100) \times (5)]$
- 7) ประมาณการน้ำหนักทั้งหมดสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ โดยคำนวณจาก ผลบวกของน้ำหนักของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ กับ น้ำหนักเพิ่มเติมในการทำงานติดตั้ง $[(5) + (6)]$

Area %Service	30% -				
Total solar panel installation area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	73.61	71.00	70.45	85.70	105.19
Total solar panel installation area size + service area size (Square meter)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	95.69	92.30	91.59	111.41	136.75
Type of 1 = $(10000/410)*2.012016 + (0.3)(5000/410)*2.012016$ Type of 2 = $(10000/550)*2.603328 + (0.3)(5000/550)*2.603328$ Type of 3 = $(10000/550)*2.583252 + (0.3)(5000/550)*2.583252$ Type of 4 = $(10000/345)*1.971084 + (0.3)(5000/345)*1.971084$ Type of 5 = $(10000/235)*1.648052 + (0.3)(5000/235)*1.648052$					
Weight %Service	30% -				
Total solar panel installation weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	823.17	878.18	750.00	969.57	1,276.60
Total solar panel installation weight + service weight (Kg)	Type of 1	Type of 2	Type of 3	Type of 4	Type of 5
	1,070.12	1,141.64	975.00	1,260.43	1,659.57
Type of 1 = $(15000/410)*22.5 + (0.3)(5000/410)*22.5$ Type of 2 = $(15000/550)*32.4 + (0.3)(5000/550)*32.4$ Type of 3 = $(15000/550)*27.5 + (0.3)(5000/550)*27.5$ Type of 4 = $(15000/345)*22.3 + (0.3)(5000/345)*22.3$ Type of 5 = $(15000/235)*20 + (0.3)(5000/235)*20$					

ภาพ 4.40 ขั้นตอนการคำนวณผลการประเมินพื้นที่และน้ำหนักสำหรับรองรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์

4.19 การคำนวณสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อผู้ใช้งานได้ทราบประมาณการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง และค่าใช้จ่ายเริ่มต้น จากโปรแกรมประเมินการลงทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับที่พักอาศัยทั่วไปแบบ online ผู้ใช้งานมีความต้องการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินสำหรับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หน้าต่างโปรแกรมสำหรับประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินแสดงดังภาพ 4.41 โดยผู้ใช้งานต้องดำเนินการดังนี้

- 1) เลือกประเภทเงินที่ขอกู้/ธนาคาร
- 2) กรอกจำนวนเงินที่ขอกู้จากแหล่งเงินทุน
- 3) เลือกระยะเวลาที่ขอกู้จากแหล่งเงินทุน

Investment evaluation form of solar energy system for general residences; Online

Evaluation results : Energy saving project for sustainability of Chalermchat Ruangtoh

HOME Feasibility economics Investment planning

Please fill in the following information completely for correct calculation

1 Type of money requested for loan/Bank

2 Loan amount

3 Period (Years)

4 Loan interest rate (%)

Calculate

Cancel

Loan calculation results

Loan amount	Total loan amount
Total interest	
Installment (Baht/Month)	Period (Months)

MRR

MLR
MOR
MRR

5

10

15

20

25

อาคารสงเคราะห์

กรุงเทพฯ

กรุงเทพฯ

กสิกรไทย

ไทยพาณิชย์

อาคารสงเคราะห์

ภาพ 4.41 แสดงหน้าต่างโปรแกรมสำหรับประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงิน

หลังจากนั้นโปรแกรมจะประมวลผลการประเมินการลงทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์โดยแสดงผลดังต่อไปนี้

- 1) ยอดเงินต้น
- 2) ดอกเบี้ยรวม
- 3) ยอดสินเชื่อรวม
- 4) จำนวนงวด
- 5) ตารางการผ่อนชำระรายเดือน

ผู้ใช้งานประมาณการเงินกู้สำหรับการติดตั้งไว้ที่ 440,000 บาท, 660,000 บาท และ 940,000 บาท ซึ่งจะสอดคล้องกับกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่โปรแกรมประมวลผลที่ 5 กิโลวัตต์, 10 กิโลวัตต์ และ 15 กิโลวัตต์ ตามลำดับ

ตัวอย่างการประมวลผลการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ แสดงดังภาพ 4.42

Investment evaluation form of solar energy system for general residences; Online
 Evaluation results : Energy saving project for sustainability of Chalermchat Ruangtoh

HOME Feasibility economics Investment planning

Please fill in the following information completely for correct calculation

1 Type of money requested for loan/Bank **MRR** - อาคารสงเคราะห์

2 Loan amount **440,000.00**

3 Period (Years) **25** ปี

4 Loan interest rate (%) **6.9**

Calculate **Cancel**

Loan calculation results

Loan amount	440,000	Total loan amount	
Total interest	759,000		1,199,000
Installment (Baht/Month)	3,996.67	Period (Months)	300

Summary of investment evaluation of solar energy system

Period no.	Principal Payments	Interest payment	Installment	Outstanding debt balance
1	1,466.67	2,530.00	3,996.67	1,195,003.33
2	1,466.67	2,530.00	3,996.67	1,191,006.67
3	1,466.67	2,530.00	3,996.67	1,187,010.00
4	1,466.67	2,530.00	3,996.67	1,183,013.33
5	1,466.67	2,530.00	3,996.67	1,179,016.67
6	1,466.67	2,530.00	3,996.67	1,175,020.00
7	1,466.67	2,530.00	3,996.67	1,171,023.33
8	1,466.67	2,530.00	3,996.67	1,167,026.67
9	1,466.67	2,530.00	3,996.67	1,163,030.00

ภาพ 4.42 การประมวลผลการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์

ตัวอย่างการประมวลผลการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินเพื่อติดตั้งแผงเซลล์
แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ แสดงดังภาพ 4.43

Investment evaluation form of solar energy system for general residences; Online
Evaluation results : Energy saving project for sustainability of Chalermchat Ruangtoh

HOME Feasibility economics Investment planning

Please fill in the following information completely for correct calculation

1 Type of money requested for loan/Bank **MRR - อาคารสงเคราะห์**

2 Loan amount **660,000.00**

3 Period (Years) **25** ปี

4 Loan interest rate (%) **6.9**

Calculate
Cancel

Loan calculation results

Loan amount	660,000	Total loan amount	
Total interest	1,138,500		1,798,500
Installment (Baht/Month)	5,995.00	Period (Months)	300

Summary of investment evaluation of solar energy system

Period no.	Principal Payments	Interest payment	Installment	Outstanding debt balance
1	2,200.00	3,795.00	5,995.00	1,792,505.00
2	2,200.00	3,795.00	5,995.00	1,786,510.00
3	2,200.00	3,795.00	5,995.00	1,780,515.00
4	2,200.00	3,795.00	5,995.00	1,774,520.00
5	2,200.00	3,795.00	5,995.00	1,768,525.00
6	2,200.00	3,795.00	5,995.00	1,762,530.00
7	2,200.00	3,795.00	5,995.00	1,756,535.00
8	2,200.00	3,795.00	5,995.00	1,750,540.00
9	2,200.00	3,795.00	5,995.00	1,744,545.00

ภาพ 4.43 การประมวลผลการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินเพื่อติดตั้งแผงเซลล์
แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์

ตัวอย่างการประมวลผลการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์ แสดงดังภาพ 4.44

Investment evaluation form of solar energy system for general residences; Online
Evaluation results : Energy saving project for sustainability of Chalermchat Ruangtoh

HOME Feasibility economics Investment planning

Please fill in the following information completely for correct calculation

1 Type of money requested for loan/Bank MRR - อาคารสงเคราะห์

2 Loan amount 940,000.00

3 Period (Years) 25 ปี

4 Loan interest rate (%) 6.9

Calculate Cancel

Loan calculation results

Loan amount	940,000	Total loan amount
Total interest	1,621,500	2,561,500
Installment (Baht/Month)	8,538.33	Period (Months)
		300

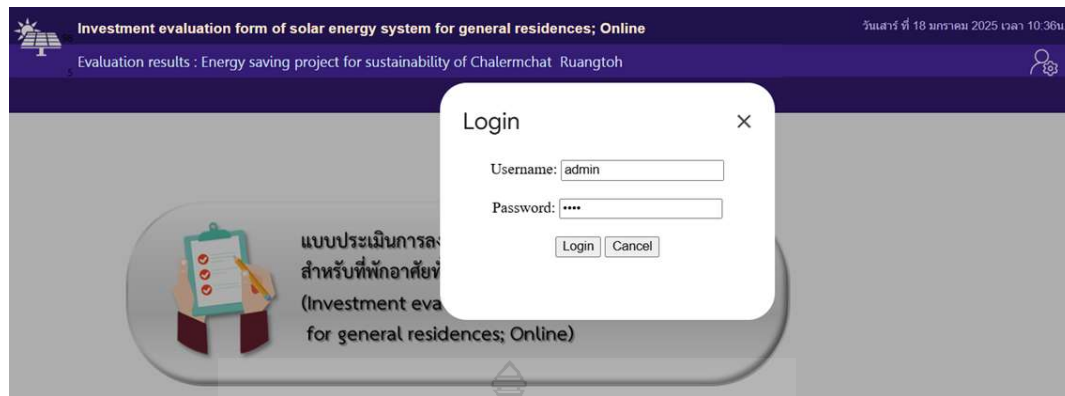
Summary of investment evaluation of solar energy system

Period no.	Principal Payments	Interest payment	Installment	Outstanding debt balance
1	3,133.33	5,405.00	8,538.33	2,552,961.67
2	3,133.33	5,405.00	8,538.33	2,544,423.33
3	3,133.33	5,405.00	8,538.33	2,535,885.00
4	3,133.33	5,405.00	8,538.33	2,527,346.67
5	3,133.33	5,405.00	8,538.33	2,518,808.33
6	3,133.33	5,405.00	8,538.33	2,510,270.00
7	3,133.33	5,405.00	8,538.33	2,501,731.67
8	3,133.33	5,405.00	8,538.33	2,493,193.33
9	3,133.33	5,405.00	8,538.33	2,484,655.00

ภาพ 4.44 การประมวลผลการประเมินสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินเพื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์

4.20 ระบบจัดเก็บข้อมูลและจัดการไฟล์สำหรับงานฝ่ายธุรการ

สำหรับข้อมูล BOQ ซึ่งประกอบด้วยรายละเอียดของวัสดุที่ใช้สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะเป็นส่วนงานฝ่ายธุรการหรือผู้ที่เกี่ยวข้องเท่านั้นที่สามารถเข้าถึงข้อมูล และอัปเดตข้อมูลต่างๆได้ เริ่มจากกดไปที่ไอคอนทางขวามือ จากนั้นโปรแกรมจะแสดงหน้าต่าง Login โดยทำการกรอก Username และ Password ของผู้รับผิดชอบดูแลระบบเพื่อเข้าสู่ฐานข้อมูลต่างๆ ดังภาพ 4.45

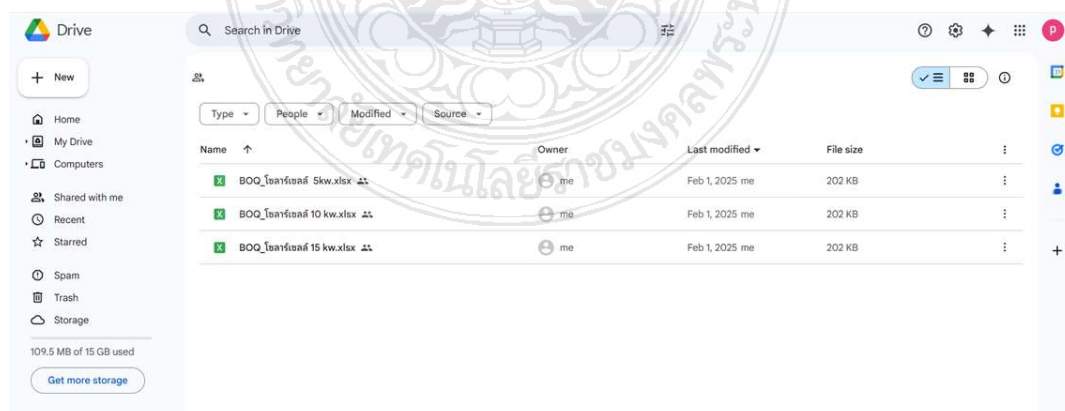


ภาพ 4.45 หน้าต่าง Login สำหรับเข้าถึงฐานข้อมูลต่างๆ

หน้าต่างแสดงรายละเอียดไฟล์ฐานข้อมูล BOQ ดังภาพ 4.46 โดยสามารถดาวน์โหลดได้เพียงกดที่แถบดาวน์โหลด และถ้าต้องการอัปเดตข้อมูลต่างๆเพิ่ม ก็กดที่แถบ จัดการไฟล์ แล้วโปรแกรมจะแสดงหน้าต่างของไฟล์ฐานข้อมูลต่างๆ ที่จัดเก็บไว้ใน Google Drive ดังภาพ 4.47



ภาพ 4.46 หน้าต่างแสดงรายละเอียดไฟล์ฐานข้อมูล BOQ



ภาพ 4.47 หน้าต่างของไฟล์ฐานข้อมูลต่างๆ ที่จัดเก็บไว้ใน Google Drive

4.21 รายละเอียดการจัดทำข้อมูล BOQ

BOQ (Bill of Quantities) เป็นเอกสารสำคัญที่แสดงประมาณการค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ โดยประกอบด้วยค่าใช้จ่ายของข้อมูล 4 ส่วน รายละเอียดดังนี้

1. งานเตรียมงานก่อสร้าง ประกอบด้วย
 - งานสำรวจออกแบบและจัดทำรายละเอียดประกอบ
 - การขออนุญาตต่าง ๆ
2. งานก่อสร้างโครงสร้างรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์
 - รางอลูมิเนียมสำหรับจับยึดแผงโซลาร์เซลล์ (Rail Mounting) ยาว 4.2 เมตร
 - ตัวต่อรางอลูมิเนียม (Rail Joiner)
 - อุปกรณ์ยึดด้านข้างแผงโซลาร์เซลล์ (END-CLAMP)
 - อุปกรณ์ยึดระหว่างแผงโซลาร์เซลล์ (MID-CLAMP)
 - อุปกรณ์ยึดระหว่างแผงโซลาร์เซลล์ (Middle clamp with earing washer)
 - อุปกรณ์ยึดสายกราวด์ (Earthing Lug 4-6 mm Core)
 - อุปกรณ์ยึดหลังคาและต่อร่วมกับรางอลูมิเนียม (CPAC Roof Hook)
 - อุปกรณ์ยึดหลังคาและต่อร่วมกับรางอลูมิเนียม (Stainless Steel Hanger Bolt)
 - ค่าแรงติดตั้งอุปกรณ์โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์
3. งานระบบไฟฟ้า
 - Fuse DC 15 A 1000W
 - Surge Protective SPD OVR T2 N1 40 ABB
 - CT 400/5A
 - เบรกเกอร์ 2P MCCB 50AT 100AF
 - Volt meter
 - Amp meter
 - เบรกเกอร์ 2P MCCB 50AT 400AF
 - HRC FUSE
 - Surge Protective AC
 - FUSE 6A AC
 - Pilot Lamp (R S T)
 - ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้า
 - แท่งกราวด์ต่อลงดิน (Ground rod)
 - สาย CV 1 x 150 Sq.mm.
 - สาย CV 1 x 10 Sq.mm.
 - สาย THW 1 x 35 Sq.mm.

- สาย THW 1 x 10 Sq.mm.
- สาย PV1-F 2 x 4 Sq.mm.
- สาย PV1-F 1 x 4 Sq.mm.
- ท่อโลหะร้อยสายไฟฟ้า IMC ขนาด 1 นิ้ว
- ท่อโลหะร้อยสายไฟฟ้า IMC ขนาด 3 นิ้ว
- ท่อ HDPE PN 6 ขนาด 3 นิ้ว (90 mm.)
- รางไวเวย์ สีเทา 100 x 200 x 2440 mm.
- อุปกรณ์ประกอบท่อร้อยสาย
- ค่าแรงประกอบและเดินระบบ

4. งานครุภัณฑ์

- แผงเซลล์แสงอาทิตย์ PV 300Wx17
- เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ขนาดไม่น้อยกว่า 25 กิโลวัตต์ ตาม กฟผ. กำหนด
- อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าไหลย้อน พร้อมอุปกรณ์ควบคุม (Multifunction Relay) ตาม กฟผ. กำหนด
- Power Optimizer
- Energy Meter
- Current Transformer
- Communication Gateway
- Module Temperature Sensor
- Ambient Temperature Sensor
- Irradiance Sensor
- จอแสดงผลแบบ LED ขนาด 5.5 นิ้ว
- ชุดคอมพิวเตอร์ตั้งโต๊ะ

4.22 ผลของการนำไปใช้งานจริง

ผู้วิจัยได้นำโปรแกรมไปใช้งานจริงเพื่อประเมินการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ให้กับสำนักงานชั่วคราวของบริษัทก่อสร้างระบบรถไฟฟ้าของ JV บริษัท ช.การช่าง จำกัด (มหาชน) และ บริษัท ซีโน-ไทย เอ็นจีเนียริง แอนด์ คอนสตรัคชั่น จำกัด (มหาชน) โดยสำนักงานนี้จัดเป็นลูกค้า ประเภท 2.1.1 ของหน่วยงานให้บริการ MEA

เริ่มต้นลูกค้ากรอกข้อมูลหน่วยไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า 6 เดือน ดังหน้าต่างโปรแกรมแสดงในภาพ 4.48 จากนั้นโปรแกรมจะประมวลผลแล้วสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้าจากปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 ดังแสดงในภาพ 4.49 เมื่อกดแถบการคำนวณ โปรแกรมจะประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.1.1 ดังแสดงในภาพ 4.50

จากกรณีศึกษานี้จะพบว่ากำลังที่เหมาะสมในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 15 กิโลวัตต์ ซึ่งสามารถลดค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 8.00น.-17.00น.ประมาณ 8,000 บาท

หน่วยงานให้บริการ * MEA
Service agency :

ประเภท * 2.1.1 : Small General Service on Normal Tariff / Progressive Rate (12 - 24 kV)
Type :

ข้อมูล 12 เดือน
Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน
Data of 6 months

ข้อมูล 1 เดือน
Data for a month

Data 6 months : ข้อมูล 6 เดือน

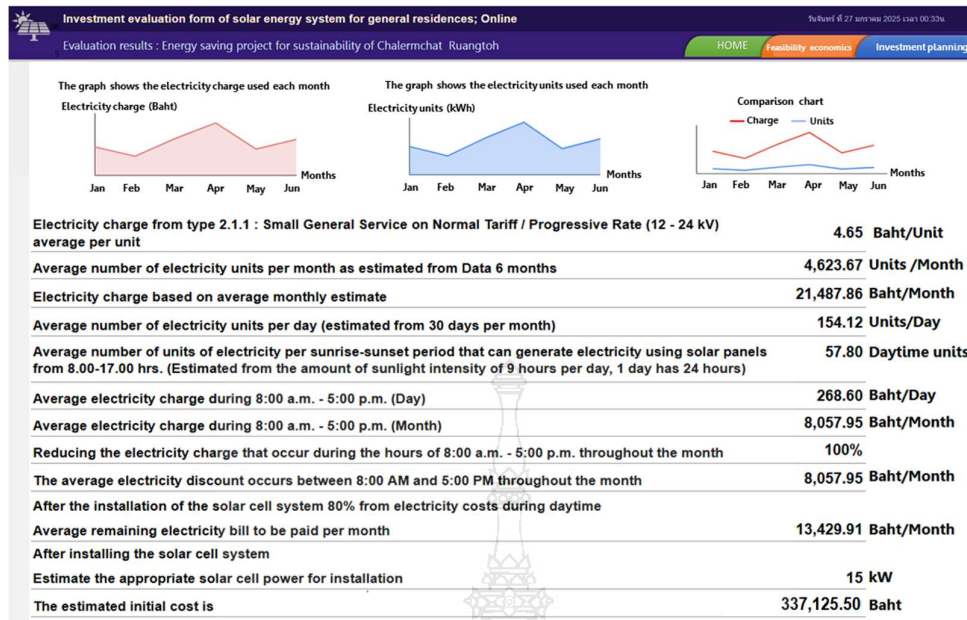
เดือนที่ Month	หน่วยไฟฟ้า Units (kWh.)	ค่าไฟฟ้า (บาท) Electricity bill
January มกราคม	3,944	18,378.31
February กุมภาพันธ์	2,650	12,458.13
March มีนาคม	5,160	23,941.64
April เมษายน	7,320	33,823.87
May พฤษภาคม	3,648	17,024.08
June มิถุนายน	5,020	23,301.13

ภาพ 4.48 แสดงหน้าต่างโปรแกรมนำเสนอพร้อมปริมาณหน่วยไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)

2.1.1 : Small General Service on Normal Tariff / Progressive Rate (12 - 24 kV)

Title	Monthly electrical data									
	January	February	March	April	May	June				
Customer used Energy (kWh/Month)	3,944.00	2,650.00	5,160.00	7,320.00	3,648.00	5,020.00				
Section 1 Base Tariff										
1.1 Energy Charge										
Total (Baht)	15,415.52	10,357.79	20,168.38	28,610.95	14,258.57	19,621.17				
1.2 Service Charge										
Total Base Tariff (Baht)	15,727.76	10,670.03	20,480.62	28,923.19	14,570.81	19,933.41				
Section 2 (Ft.) Charge										
Used Energy x Ft.rate (Baht)	1,448.24	973.08	1,894.75	2,687.90	1,339.55	1,843.34				
Section 3 Tax 7%										
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,202.32	815.02	1,566.28	2,212.78	1,113.73	1,524.37				
Total Electricity Charge (Baht)	18,378.31	12,458.13	23,941.64	33,823.87	17,024.08	23,301.13				

ภาพ 4.49 โปรแกรมนำเสนอสรุปรายละเอียดการคำนวณค่าไฟฟ้า 6 เดือน จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ MEA: กรณี 2.1.1 กิจการขนาดเล็ก อัตราปกติ แบบก้าวหน้า (แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์)



ภาพ 4.50 ประมวลผลการประเมินแนวทางการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้งานและมาตรฐานฯ สำหรับ MEA กรณี 2.1.1

การติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำนักงานชั่วคราวของบริษัทก่อสร้างระบบรถไฟฟ้า ดังภาพ 4.51



ภาพ 4.51 การติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้กับสำนักงานชั่วคราวของบริษัทก่อสร้างระบบรถไฟฟ้า

บทที่ 5 สรุป

5.1 สรุปผลการวิจัยและการนำไปประยุกต์ใช้

ผลงานวิจัยฉบับนี้มีความโดดเด่นในด้านการพัฒนาโปรแกรมต้นแบบที่สามารถบูรณาการองค์ความรู้จากหลากหลายสาขา ได้แก่ วิศวกรรมไฟฟ้า เศรษฐศาสตร์การลงทุน และเทคโนโลยีสารสนเทศ เข้าไว้ด้วยกันอย่างเป็นระบบในเครื่องมือเดียว ซึ่งถือเป็นจุดแข็งที่แตกต่างจากโปรแกรมที่มีอยู่ในท้องตลาดในปัจจุบัน โดยงานวิจัยนี้จัดทำระบบประเมินการลงทุนติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ Google Sheets ซึ่งเป็นซอฟต์แวร์ด้านสเปรดชีตของ Google Workspace ร่วมกับ Microsoft Excel ซึ่งเป็นหนึ่งในโปรแกรม ของ Microsoft Office เพื่อออกแบบและพัฒนาโปรแกรมประเมินการลงทุนระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับที่พักอาศัยทั่วไปแบบ online

โปรแกรมนี้นับว่าผู้ใช้ไฟฟ้าภายใต้หน่วยงานให้บริการทั้งการไฟฟ้านครหลวง (MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย และ ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก โดยการประมวลผลของโปรแกรมจะใช้เพียงข้อมูลในส่วนของหน่วยงานให้บริการไฟฟ้า ประเภทของลูกค้า และหน่วยไฟฟ้าจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า แล้วนำมาคำนวณย้อนกลับเพื่อให้สามารถวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้ ทั้งประมาณการกำลังเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง คำนวณการผลิตรพลังงานที่เป็นไปได้ ค่าใช้จ่ายเริ่มต้น ค่าไฟฟ้าคงเหลือภายหลังการติดตั้ง การประหยัดค่าใช้จ่ายเพื่อผู้ใช้งานสามารถประเมินความคุ้มค่าได้ด้วยตัวเอง ระยะเวลาการคืนทุน รวมทั้ง ผลตอบแทนที่อาจเกิดจากการลงทุน นอกจากนี้โปรแกรมยังคำนวณน้ำหนักที่ต้องรองรับและขนาดพื้นที่ที่ต้องใช้ ก็จะเป็นการช่วยให้ผู้สนใจติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถพิจารณาความเหมาะสมของพื้นที่ที่พักอาศัยของตนเองและมีการวางแผนที่เหมาะสมต่อไป อีกทั้งโปรแกรมนี้อย่างมีหน้าตาในการคำนวณสินเชื่อเพื่อการวางแผนในการกู้เงินและการตัดสินใจเลือกแหล่งทุนจากสถาบันการเงินต่างๆ

ในกรณีสำหรับผู้ประกอบการรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถประเมินความเป็นไปได้ของโครงการ และการสร้างภาพแบบการติดตั้งทางวิศวกรรมโดยละเอียดในขณะที่ปฏิบัติตามมาตรฐานความปลอดภัยและข้อบังคับที่เข้มงวด นอกจากนี้โปรแกรมยังรองรับการอัปเดตข้อมูล วัสดุ และราคาตามเวลาจริง ส่งเสริมการทำงานร่วมกันอย่างราบรื่นระหว่างวิศวกร ผู้ติดตั้ง และลูกค้า ซึ่งช่วยให้การออกแบบโครงการมีความแม่นยำและมีประสิทธิภาพในขณะที่ลดการสูญเสียวัสดุ

ทั้งนี้การออกแบบและพัฒนาโปรแกรมคำนึงความครบถ้วนของฟังก์ชันในเครื่องมือเดียว โดยโปรแกรมต้นแบบที่พัฒนาขึ้นสามารถดำเนินการได้ตั้งแต่การวิเคราะห์ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้งานจากใบแจ้งหนี้ การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมกับความต้องการ ไปจนถึงการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุน โดยอิงจากอัตราดอกเบี้ยของธนาคารพาณิชย์ในประเทศไทย (MLR, MRR, MOR) ซึ่งครอบคลุมทั้งมิติทางเทคนิคและการเงิน ในขณะที่โปรแกรมในท้องตลาด เช่น PVsyst หรือ HOMER มักเน้นเฉพาะด้านการออกแบบและจำลองระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในเชิงเทคนิค และโปรแกรมวิเคราะห์การเงิน เช่น Excel-based financial models หรือ RETScreen มักแยกการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ออกจากการออกแบบระบบ ทำให้ผู้ใช้งานต้องใช้หลายเครื่องมือร่วมกันซึ่งอาจก่อให้เกิดความซับซ้อนและความคลาดเคลื่อนของข้อมูล

การออกแบบโปรแกรมมีความยืดหยุ่นและการเข้าถึงของผู้ใช้งาน โดยโปรแกรมต้นแบบนี้ถูกออกแบบให้สามารถใช้งานได้ทั้งในรูปแบบ ออนไลน์ (Online) และ ออฟไลน์ (On-site) ซึ่งช่วยให้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้หลากหลายบริบท ไม่ว่าจะเป็นในพื้นที่ที่มีข้อจำกัดด้านการเชื่อมต่ออินเทอร์เน็ต หรือในสถานการณ์ที่ต้องการการวิเคราะห์หน้างานแบบเร่งด่วน นอกจากนี้ โปรแกรมยังรองรับผู้ใช้งานหลากหลาย

กลุ่ม ตั้งแต่ผู้ใช้งานทั่วไปที่ไม่มีพื้นฐานด้านวิศวกรรม ไปจนถึงวิศวกรผู้ออกแบบและผู้รับเหมาติดตั้ง โดยมีอินเทอร์เน็ตที่ใช้งานง่าย พร้อมระบบตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลและการจัดเก็บข้อมูลอย่างปลอดภัย

นอกจากนี้พิจารณาการใช้เครื่องมือที่เข้าถึงได้ง่ายและต้นทุนต่ำ ซึ่งเป็นอีกหนึ่งจุดเด่นของผลงานวิจัยนี้คือการเลือกใช้เครื่องมือที่มีต้นทุนต่ำและเข้าถึงได้ง่าย เช่น Google Sheets และ Microsoft Excel ในการพัฒนาและทดสอบฟังก์ชันการคำนวณเบื้องต้น ซึ่งช่วยให้สามารถนำโปรแกรมไปใช้งานในภาคการศึกษา ภาคธุรกิจขนาดเล็ก และภาคชุมชนได้อย่างกว้างขวาง โดยไม่ต้องพึ่งพาเครื่องมือเชิงพาณิชย์ที่มีค่าใช้จ่ายสูง การใช้เครื่องมือเหล่านี้ยังช่วยให้สามารถปรับแต่งและขยายฟังก์ชันได้อย่างยืดหยุ่นตามความต้องการของผู้ใช้งานในแต่ละบริบท ซึ่งเป็นคุณลักษณะที่สำคัญของเครื่องมือที่มุ่งเน้นการใช้งานจริงในระดับชุมชนและครัวเรือน

5.2 ข้อจำกัดของผลงานวิจัยที่สอดคล้องกับขีดความสามารถของโปรแกรมต้นแบบ

แม้ว่าโปรแกรมต้นแบบที่พัฒนาขึ้นจะมีความสามารถในการวิเคราะห์และออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างครอบคลุมในหลายมิติ ทั้งด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์ และการใช้งานจริง แต่ยังคงมีข้อจำกัดบางประการที่สะท้อนถึงขีดความสามารถของโปรแกรมในปัจจุบัน ซึ่งควรได้รับการพิจารณาเพื่อการพัฒนาในระยะต่อไป

โดยมีการพิจารณาความแม่นยำของข้อมูลนำเข้า ซึ่งโปรแกรมอาศัยข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าในช่วงเวลา 1 เดือน, 6 เดือน หรือ 12 เดือน เพื่อใช้ในการวิเคราะห์พฤติกรรมการใช้พลังงานของผู้ใช้งาน อย่างไรก็ตาม ข้อมูลดังกล่าวอาจไม่สามารถสะท้อนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเชิงลึกได้อย่างครบถ้วน โดยเฉพาะในกรณีที่มีความผันผวนตามฤดูกาล หรือมีการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาต่าง ๆ ของวัน ซึ่งอาจส่งผลต่อความแม่นยำของการออกแบบระบบและการประเมินผลตอบแทนจากการลงทุน

การออกแบบและพัฒนาโปรแกรมพบข้อจำกัดด้านการจำลองระบบในเชิงเวลา เนื่องจากโปรแกรมยังไม่สามารถจำลองพฤติกรรมของระบบผลิตไฟฟ้าในระดับเวลารายชั่วโมงหรือรายวันได้ ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญในการวิเคราะห์ระบบที่มีการใช้พลังงานผันผวน เช่น ระบบที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงกลางวันหรือตอนเย็น การขาดความสามารถในการจำลองเชิงเวลาอาจทำให้การออกแบบระบบไม่สอดคล้องกับความต้องการใช้งานจริง และอาจส่งผลต่อประสิทธิภาพของระบบในระยะยาว

ในขณะเดียวกัน พบข้อจำกัดทางด้านการประเมินความเสี่ยงทางการเงินที่ยังไม่ครอบคลุม แม้โปรแกรมจะสามารถวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการลงทุนโดยใช้อัตราดอกเบี้ยจากธนาคารพาณิชย์ (MLR, MRR, MOR) ได้ แต่ยังไม่มีการรวมปัจจัยเสี่ยงอื่น ๆ ที่มีผลต่อความคุ้มค่าของโครงการ เช่น ความผันผวนของราคาตลาดอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ การเปลี่ยนแปลงนโยบายภาครัฐเกี่ยวกับพลังงานหมุนเวียน หรืออัตราเงินเฟ้อ ซึ่งล้วนเป็นปัจจัยที่มีผลกระทบต่อการตัดสินใจลงทุนในระยะยาว

ตลอดจนข้อจำกัดด้านการแสดงผลและการสื่อสารข้อมูล ซึ่งการแสดงผลของโปรแกรมยังอยู่ในรูปแบบพื้นฐาน เช่น ตารางข้อมูลและข้อความสรุป ซึ่งอาจไม่เพียงพอสำหรับการสื่อสารข้อมูลเชิงลึกให้กับผู้ใช้งานที่ไม่มีพื้นฐานทางเทคนิค การขาดฟังก์ชันการสร้างรายงานเชิงกราฟิก แผนภาพ หรือแดชบอร์ดแบบโต้ตอบ (interactive dashboard) อาจทำให้ผู้ใช้งานไม่สามารถเข้าใจผลการวิเคราะห์ได้อย่างชัดเจน และอาจลดทอนศักยภาพของโปรแกรมในการสนับสนุนการตัดสินใจ

5.3 แนวทางการแก้ไขและการพัฒนาผลงานให้สอดคล้องกับข้อจำกัดที่พบ

เพื่อให้โปรแกรมต้นแบบสามารถตอบสนองต่อความต้องการของผู้ใช้งานได้อย่างครอบคลุม มีความแม่นยำ และสามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้หลากหลายบริบทอย่างมีประสิทธิภาพ จึงจำเป็นต้องมีการพัฒนาและปรับปรุงในหลายด้าน โดยแนวทางการพัฒนาที่เสนอสามารถจำแนกได้เป็น 4 ด้านหลัก ดังนี้:

5.3.1 การเพิ่มความละเอียดของข้อมูลนำเข้า เพื่อแก้ไขข้อจำกัดด้านความแม่นยำของข้อมูล โปรแกรมควรพัฒนาโมดูลที่สามารถเชื่อมต่อกับ สมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meter) หรือ ระบบ IoT (Internet of Things) เพื่อดึงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในระดับเวลารายชั่วโมงหรือรายวัน ซึ่งจะช่วยให้สามารถวิเคราะห์พฤติกรรมการใช้พลังงานได้อย่างละเอียดและแม่นยำมากยิ่งขึ้น โดยเฉพาะในกรณีที่มีความผันผวนของโหลดไฟฟ้าในช่วงเวลาต่าง ๆ ของวันหรือฤดูกาล โดยการใช้ข้อมูลที่มีความละเอียดสูง จะช่วยให้การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีความเหมาะสมกับพฤติกรรมการใช้จริงมากขึ้น และสามารถประเมินผลตอบแทนจากการลงทุนได้อย่างแม่นยำในระยะยาว

5.3.2 การพัฒนาโมดูลจำลองพลังงาน (Energy Simulation) เพื่อเพิ่มความสามารถในการวิเคราะห์เชิงเทคนิค โปรแกรมควรพัฒนาโมดูลจำลองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยอิงจากข้อมูลภูมิอากาศจริง เช่น ข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์จาก NASA, TMY (Typical Meteorological Year) หรือ ฐานข้อมูลภูมิอากาศระดับท้องถิ่น ซึ่งจะช่วยให้สามารถประเมินศักยภาพของระบบในแต่ละพื้นที่ได้อย่างแม่นยำ ซึ่งโมดูลนี้ควรสามารถจำลองผลผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา เปรียบเทียบกับโหลดไฟฟ้าของผู้ใช้งาน และแสดงผลในรูปแบบกราฟหรือแผนภาพ เพื่อให้ผู้ใช้งานสามารถเข้าใจความสัมพันธ์ระหว่างการผลิตและการใช้พลังงานได้อย่างชัดเจน

5.3.3 การขยายขอบเขตการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อให้การวิเคราะห์ทางการเงินมีความสมจริงและครอบคลุมมากยิ่งขึ้น โปรแกรมควรรวมปัจจัยเสี่ยงทางเศรษฐกิจที่อาจส่งผลกระทบต่อความคุ้มค่าของการลงทุน เช่น ความผันผวนของราคาตลาดอุปกรณ์ เช่น แผงโซลาร์เซลล์และอินเวอร์เตอร์ อัตราเงินเฟ้อ และผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน การเปลี่ยนแปลงนโยบายภาครัฐ เช่น การสนับสนุน Feed-in Tariff หรือ Net Metering ต้นทุนโอกาส (Opportunity Cost) ของเงินลงทุน การเพิ่มตัวแปรเหล่านี้จะช่วยให้ผู้ใช้งานสามารถประเมินความเสี่ยงและผลตอบแทนจากการลงทุนได้อย่างรอบด้าน และสามารถใช้อ้างอิงประกอบการตัดสินใจร่วมกับธนาคารหรือผู้ให้สินเชื่อได้อย่างมีประสิทธิภาพ

5.3.4 การพัฒนาอินเทอร์เฟซและการแสดงผลข้อมูล เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสื่อสารข้อมูล โปรแกรมควรพัฒนาอินเทอร์เฟซที่สามารถแสดงผลในรูปแบบ กราฟ แผนภาพ และแดชบอร์ดแบบโต้ตอบ (Interactive Dashboard) ซึ่งจะช่วยให้ผู้ใช้งานสามารถเข้าใจข้อมูลได้ง่ายขึ้น และสามารถเปรียบเทียบผลลัพธ์ในรูปแบบที่เป็นภาพได้อย่างชัดเจน นอกจากนี้ ควรมีฟังก์ชันการสร้าง รายงานอัตโนมัติ (Auto-generated Reports) ที่สามารถสรุปผลการวิเคราะห์ในรูปแบบเอกสาร PDF หรือ Excel เพื่อให้ผู้ใช้งานสามารถนำไปใช้ในการนำเสนอหรือประกอบการตัดสินใจได้ทันที

ทั้งนี้จากเนื้อหาเบื้องต้นพบว่าแนวทางการพัฒนาข้างต้นจะช่วยยกระดับโปรแกรมต้นแบบให้มีความสามารถในการวิเคราะห์ที่ลึกซึ้ง ครอบคลุม และตอบสนองต่อความต้องการของผู้ใช้งานในทุกระดับ ตั้งแต่ผู้ใช้งานทั่วไป วิศวกรผู้ออกแบบ ไปจนถึงนักวิเคราะห์การเงินและธนาคาร ซึ่งจะส่งผลให้โปรแกรมสามารถนำไปใช้ได้จริงในระดับชุมชน ภาคธุรกิจ และภาครัฐอย่างยั่งยืน

เอกสารอ้างอิง

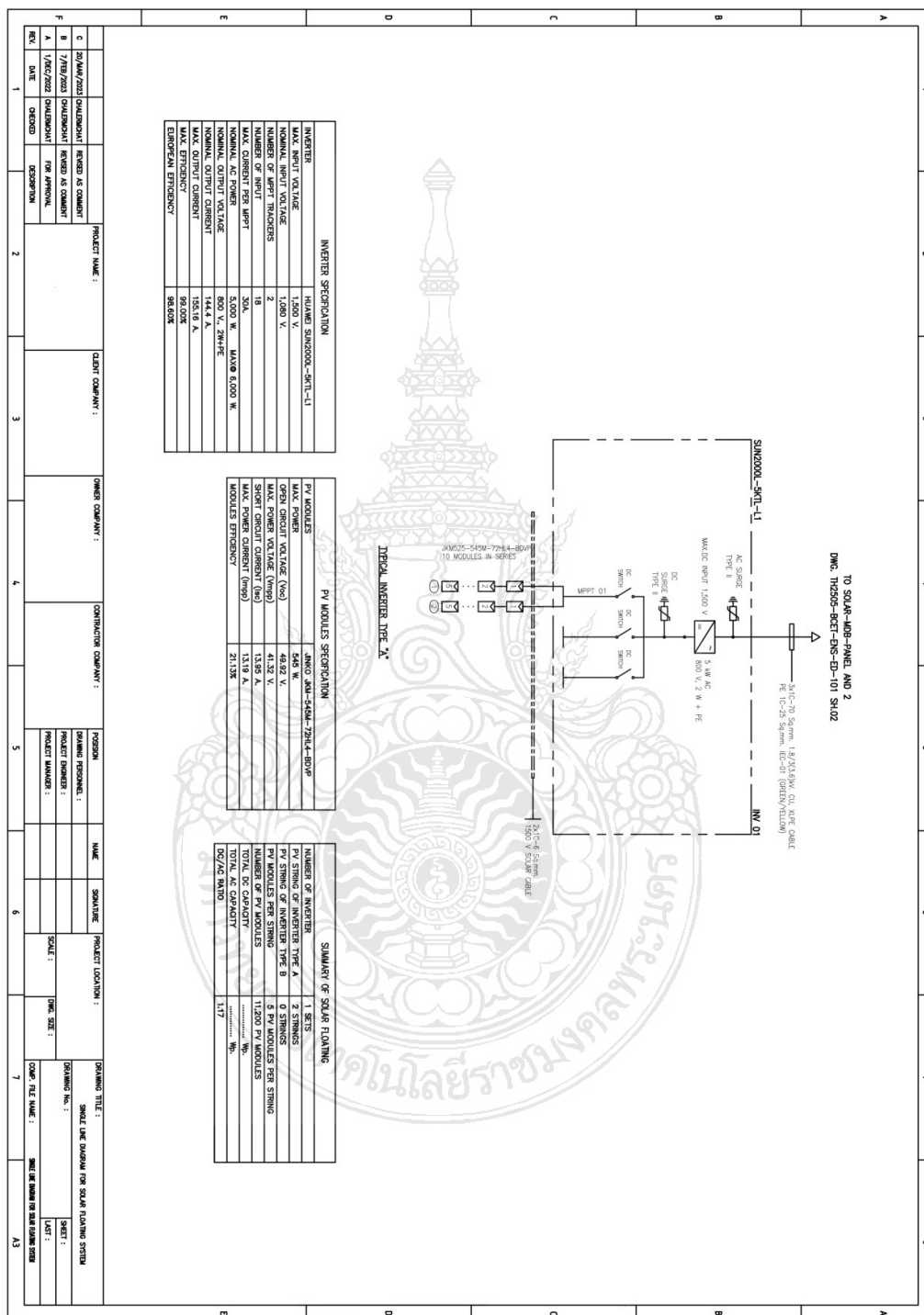
- [1] เซลล์แสงอาทิตย์ อ้างอิงจาก <https://solarcellthailand96.com/design-calculator/buy-solar-cell/>
- [2] แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อ้างอิงจาก <https://bestreview.asia/best-solar-panels/>
- [3] ผลิตภัณฑ์ซิลิกอน อ้างอิงจาก https://th.bossgoo.com/member_gpsolar/mono-solar-panels-310-380w/520w-mono-solar-panel-57155345.htm
- [4] ผลิตภัณฑ์ซิลิกอน อ้างอิงจาก <http://www.solarwind-hybridsystem.com/supplier-367897-polycrystalline-solar-panel>
- [5] รูปแบบที่ไม่เป็นรูปผลึกหรือไม่มีรูปร่างอะมอร์ฟัส อ้างอิงจาก <https://www.slideshare.net/merlinium/solar-cell-80612312>
- [6] สถานีอวกาศ อ้างอิงจาก <https://www.sanook.com/news//7797166>
- [7] แผนภูมิการผลิตเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ อ้างอิงจาก <https://108kaset.com/2020/04/25/solarcell-2/>
- [8] เครื่องปรับระบบไฟฟ้า หรืออินเวอร์เตอร์ อ้างอิงจาก <https://www.todoensolar.com/Inverter-Charger-3000W-48V-MPPT-60A-Voltronic>
- [9] แบตเตอรี่ อ้างอิงจาก <https://www.batteryups.net/category/18/battery-12v-accu-2>
- [10] แบตเตอรี่แบบ AGM อ้างอิงจาก <https://lifelinebatteries.com/2020/12/mind-blowing-facts-about-agm-batteries/>
- [11] แบตเตอรี่แบบ Gel Cell อ้างอิงจาก <https://batterysupplies.be/en/products/cyclic-batteries/agm-cyclic/>
- [12] BloombergNEF (2024). 3Q 2024 Global PV Market Outlook. Homepage, <https://about.bnef.com/blog/3q-2024-global-pv-market-outlook>, last accessed 2024/11/21
- [13] Global Market Insight (2024). Solar Photovoltaic (PV) Market Size - By Connectivity (On-Grid, Off-Grid), By Mounting (Ground Mounted, Roof-Top), By End-Use (Residential, Commercial & Industrial, Utility), Regional Outlook & Forecast, 2024 – 2032. Homepage, <https://www.gminsights.com/industry-analysis/solar-photovoltaic-pv-market>, last accessed 2024/11/21
- [14] An Ace In Marketing Research And Consulting. (2024). Photovoltaic software market size, share & trend analysis report by componenet (solutions, services), by device type (mobile software, pc software), by application, by end-user, by region, and by segment forecast, 2023-2031. Homepage, <https://www.insightaceanalytic.com/report/global-photovoltaic-software-market/1334>, last accessed 2024/11/21
- [15] โซลาร์ รูฟ (Solar Roof) อ้างอิงจาก <https://www.gump.in.th/article/535>

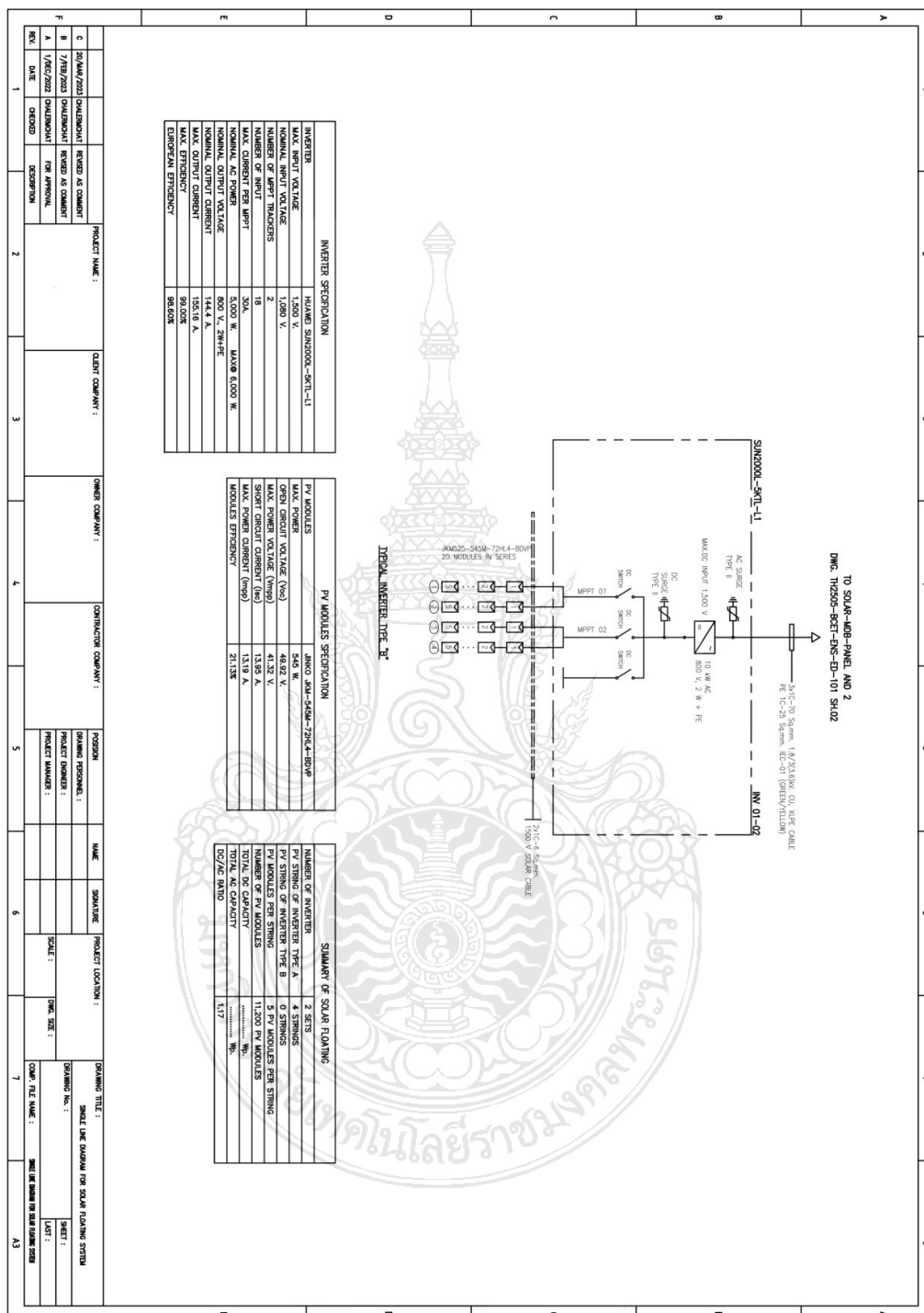
- [16] ผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร อ้างอิงจาก
webportal.bangkok.go.th/cpub/page/sub/18991
- [17] สรุปข้อกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายกระทรวง ให้ใช้บังคับผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร
พ.ศ.2556 อ้างอิงจาก<https://docs.google.com/gview?embedded=true&url=http://cmc.bangkok.go.th/bmaitev/web/uploads/1.pdf>
- [18] มาตรา 37 พระราชบัญญัติทางหลวง พ.ศ. 2535 อ้างอิงจาก
<http://trang.doh.go.th/trang/content/page/page/12003>
- [19] พระราชบัญญัติการรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2543 อ้างอิงจาก
<https://www.mrta.co.th/th/act>
- [20] ข้อ 2 กฎกระทรวง ฉบับที่ 55 (พ.ศ. 2543)ฯ อ้างอิงจาก <https://asa.or.th/wp-content/uploads/2020/03/กฎกระทรวงฉบับที่-55-ออกตามความในพระราชบัญญัติควบคุมอาคาร-พ.ศ.-2522.pdf>
- [21] แนวโน้มการใช้พลังงานของโลก อ้างอิงจาก <https://www.slideserve.com/carl-bonner/e10-e20-e85-b5>
- [22] แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อ้างอิงจาก <https://guru.sanook.com/6613/>
- [23] ประเภทของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อ้างอิงจาก<https://www.klcbright.com/solarcellpanel-mono-poly-thinfilm.php>
- [24] PVSyst photovoltaic software. Homepage,
<https://www.pvsyst.com/pdf-tutorials/>, last accessed 2024/11/21
- [25] PV*SOL photovoltaic software. Homepage,
<https://valentin-software.com/en/training/tutorials/>, last accessed 2024/11/21
- [26] V. Sharma, S. M. Aziz, M. H. Haque and T. Kauschke, "Energy Economy of Households With Photovoltaic System and Battery Storage Under Time of Use Tariff With Demand Charge," in IEEE Access, vol. 10, pp. 33069-33082, 2022.
- [27] K. D. Pippi, G. C. Kryonidis and T. A. Papadopoulos, "Methodology for the Techno-Economic Assessment of Medium-Voltage Photovoltaic Prosumers Under Net-Metering Policy," in IEEE Access, vol. 9, pp. 60433-60446, 2021.
- [28] D. Azuatalam, A. C. Chapman and G. Verbič, "Probabilistic Assessment of Impact of Flexible Loads Under Network Tariffs in Low-voltage Distribution Networks," in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 9, no. 4, pp. 951-962, July 2021.
- [29] M. Yao, I. A. Hiskens and J. L. Mathieu, "Mitigating Voltage Unbalance Using Distributed Solar Photovoltaic Inverters," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 3, pp. 2642-2651, May 2021.
- [30] P. Munankarmi, H. Wu, A. Pratt, M. Lunacek, S. P. Balamurugan and P. Spitsen, "Home Energy Management System for Price-Responsive Operation of Consumer

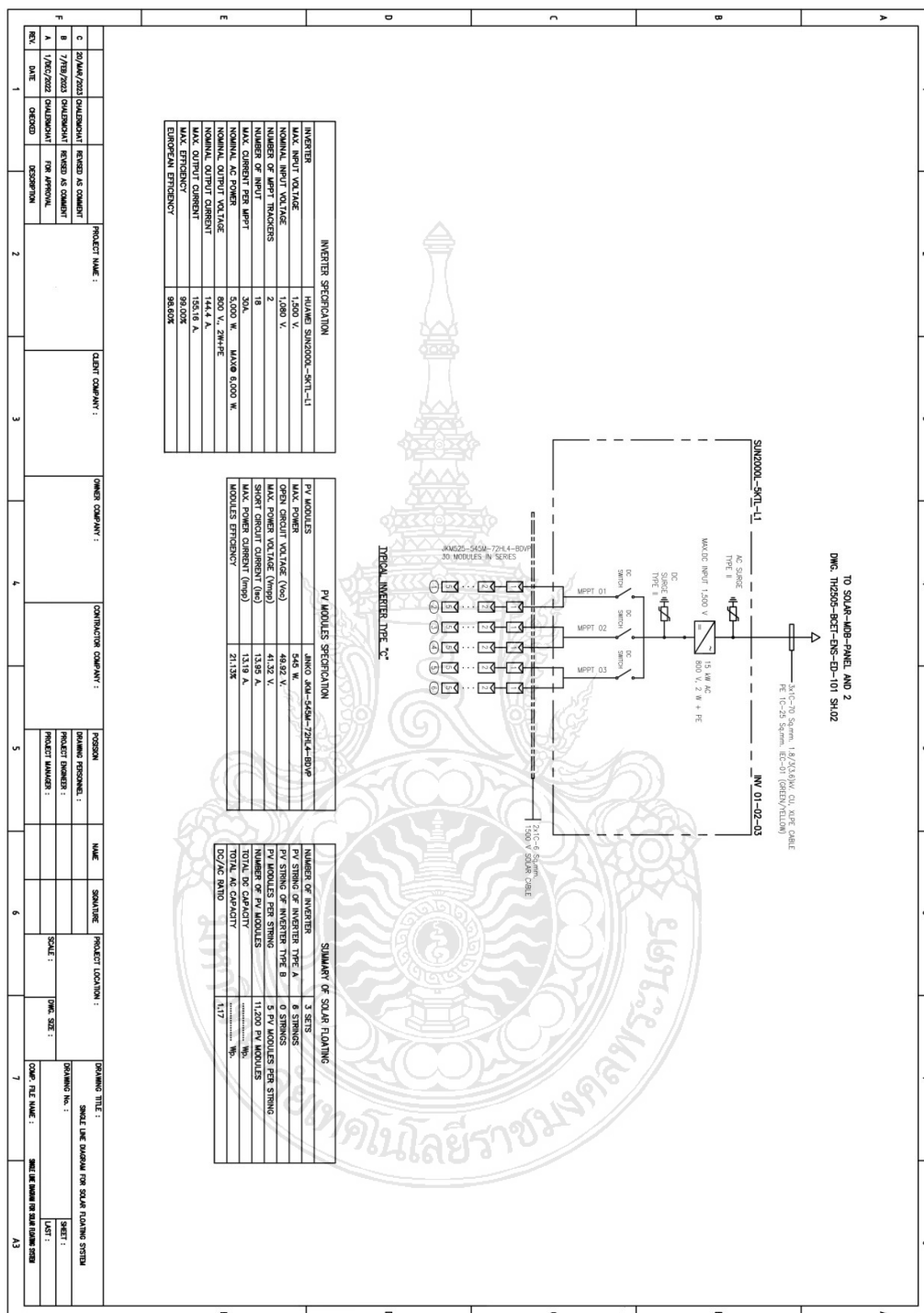
Technologies Under an Export Rate," in IEEE Access, vol. 10, pp. 50087-50099, 2022.

- [31] M. Sandelic, A. Sangwongwanich and F. Blaabjerg, "Impact of Power Converters and Battery Lifetime on Economic Profitability of Residential Photovoltaic Systems," in IEEE Open Journal of Industry Applications, vol. 3, pp. 224-236, 2022.
- [32] W. Kang, J. Liao, M. Chen, J. M. Guerrero and K. Sun, "Distributed Event-Triggered Optimal Power Management of Distribution Networks Considering Dynamic Tariff," in iEnergy, vol. 3, no. 3, pp. 142-151, September 2024.





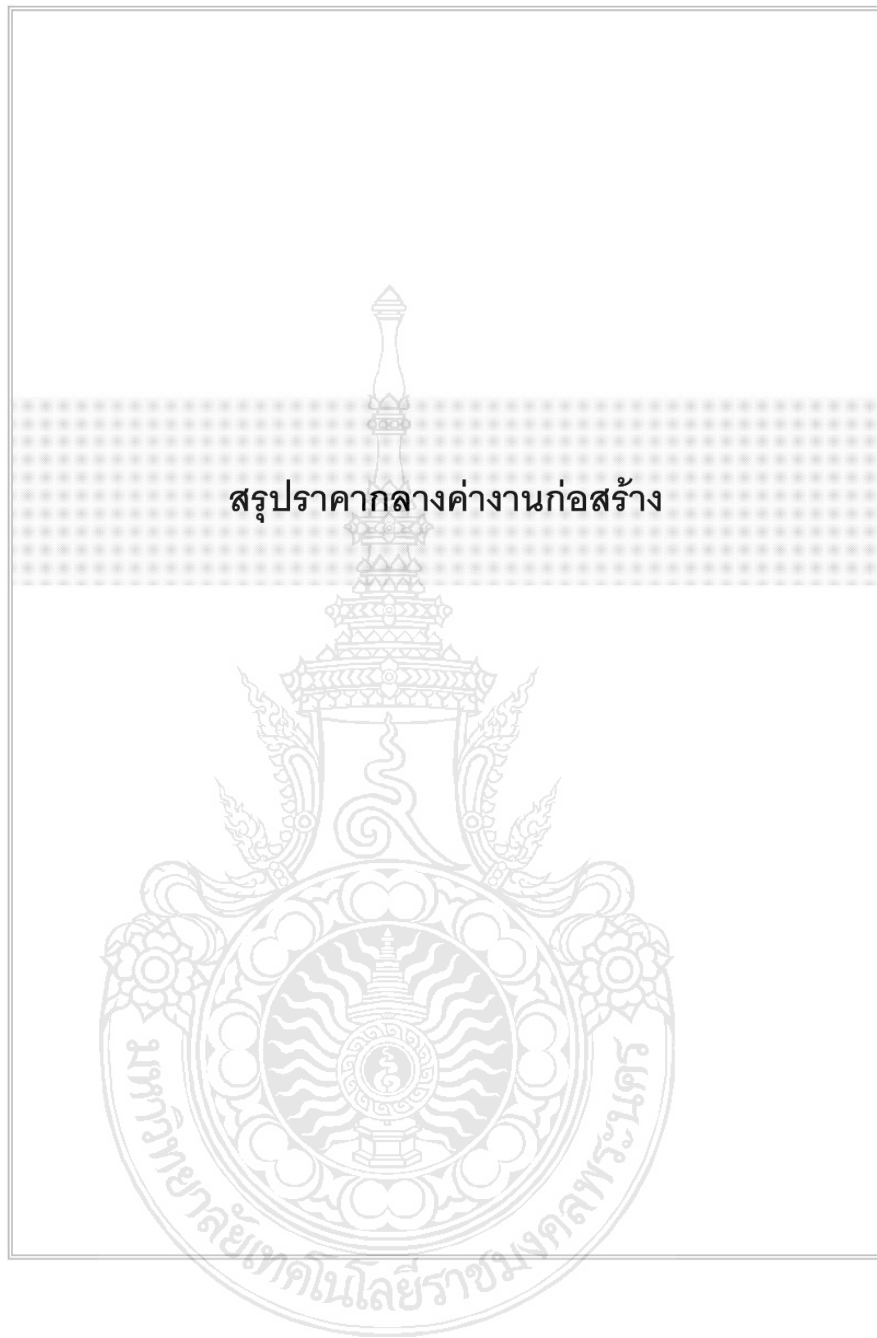




ภาคผนวก ข

1. BOQ สำหรับการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์

บัญชีแสดงปริมาณและราคาค่าก่อสร้าง BILL OF QUANTITY โครงการ จ้างติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา เจ้าของโครงการ **** ผู้จัดทำราคา 10 มกราคม 2568
--



Date : 10 มกราคม 2568

โครงการ : จัดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

No. 2568/ 001

สรุปราคาก่อสร้าง

เจ้าของ : ****

ลำดับ	รายการ	ราคาค่าวัสดุ	ราคาค่าแรง	ราคารวม
1	ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 กิโลวัตต์	137,897.98	32,596.44	170,494.42
	จำนวน 1 ระบบ			
	รวม (รายการ 1)	137,897.98	32,596.44	170,494.42
2	ค่าดำเนินการ 5 %			8,524.72
3	กำไร			17,049.44
	รวม (รายการ 2 + 3)			196,068.59
4	ภาษี 7 %			13,724.80
	รวมราคาก่อสร้างทั้งสิ้น (รายการ 4)			209,793.39
	รวมราคาก่อสร้างทั้งสิ้น เป็นตัวอักษร	สองแสนเก้าพันเจ็ดร้อยเก้าสิบสามบาทสามสิบเก้าสตางค์		

หมายเหตุ :

ลงชื่อ.....
(คุณ)ลงชื่อ.....
(คุณ)ลงชื่อ.....
(คุณ)
วันที่.....

1. หมวดงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์
ขนาด 5 กิโลวัตต์

โครงการ : จ้างติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา No. 2568 / 002
เจ้าของ : ****

1. หมวดยานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 กิโลวัตต์

ลำดับ	รายการ	ราคาค่าวัสดุ	ราคาค่าแรง	ราคารวม
1	งานก่อสร้าง			
1.1	งานเตรียมงานก่อสร้าง	-	15,000.00	15,000.00
1.2	งานโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์	8,654.80	2,596.44	11,251.24
1.3	งานระบบไฟฟ้า	22,623.18	15,000.00	37,623.18
1.4	งานคู่มือ	106,620.00	-	106,620.00
รวมราคาข้อ 1. หมวดงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์		137,897.98	32,596.44	170,494.42

No. 2566 / 003

โครงการ : จ้างติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา
เจ้าของ : ****

1. นมวตงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 กิโลวัตต์

ลำดับ	รายการ	ปริมาณ	หน่วย	ราคาต่อหน่วย				ราคารวม
				ค่าวัสดุ	รวม	ค่าแรง	รวม	
1	งานเตรียมงานก่อสร้าง							
1.1	งานสำรวจขอบเขตและจัดท้าวางละเนินประกอบ การขุดหลุมวางต่าง ๆ	1.00	L/S			15,000.00	15,000.00	15,000.00
รวมจากข้อ 1. งานเตรียมงานก่อสร้าง						-	15,000.00	15,000.00
2	งานก่อสร้างโครงสร้างรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์							
2.1	รางคู่ขึ้นโดยสลักกับยึดบนโซลาร์รูฟส์ (Rail Mounting) ยาว 4.2 เมตร	18.00	เส้น	174.00	3,132.00	-	-	3,132.00
2.2	ตัวต่อรางเชื่อมเรียบ (Rail Joiner)	12.00	ตัว	16.80	201.60	-	-	201.60
2.3	อุปกรณ์ยึดด้านข้างแบบใช้สกรูขันเกลียว (END-CLAMP)	12.00	ตัว	9.60	115.20	-	-	115.20
2.4	อุปกรณ์ยึดระหว่างแผงใช้สกรูขันเกลียว (MID-CL AMP)	30.00	ตัว	9.60	288.00	-	-	288.00
2.5	อุปกรณ์ยึดระหว่างแผงใช้สกรูขันเกลียว (Middle clamp with earling washer)	30.00	ตัว	12.80	384.00	-	-	384.00
2.6	อุปกรณ์ยึดสายพาน (Earthing Lug 4-6 ทิศทาง Cone)	5.00	ตัว	9.20	46.00	-	-	46.00
2.7	อุปกรณ์ยึดหางคานและหัวข้องับกับรางคู่ขึ้น (CPAC Roof Hook)	34.00	ตัว	90.00	3,060.00	-	-	3,060.00
2.8	อุปกรณ์ยึดหางคานและหัวข้องับกับรางคู่ขึ้นเดี่ยว (Stainless Steel Hanger Bolt)	34.00	ตัว	42.00	1,428.00	-	-	1,428.00
2.9	ค่าเผื่อติดตั้งอุปกรณ์ทั้งหมดรวมทั้งเบรคที่เคาะยึด	1.00	L/S	-	-	2,596.44	2,596.44	2,596.44
<i>Remark:</i> ค่าแรง คิด 30% จากค่าวัสดุ				-	-	-	-	-
รวมรวมข้อ 2. งานก่อสร้างโครงสร้างรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์						6,664.40	2,596.44	11,251.20

Date : 10 พฤษภาคม 2568

โครงการ : จัดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

No. 2566 / 003

1. หมวดงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 กิโลวัตต์

เจ้าของ : ----

ลำดับ	รายการ	ปริมาณ	หน่วย	ราคาต่อหน่วย				ราคารวม
				ค่าวัสดุ	รวม	ค่าแรง	รวม	
3	งานระบบไฟฟ้า							
3.1	Fuse DC 15 A 1000W	1.00	ชุด	120.00	120.00	-	-	120.00
3.2	Surge Protective SPD OVR T2 N1 40 ABB	1.00	ชิ้น	3,800.00	3,800.00	-	-	3,800.00
3.3	CT 400/5A	1.00	ชิ้น	120.00	120.00	-	-	120.00
3.4	เบรกเกอร์ 2P MCCB 50AT 100AF	1.00	ชิ้น	1,320.00	1,320.00	-	-	1,320.00
3.5	Volt meter	1.00	ชิ้น	88.00	88.00	-	-	88.00
3.6	Amp meter	1.00	ชิ้น	76.00	76.00	-	-	76.00
3.7	เบรกเกอร์ 2P MCCB 50AT 400AF	1.00	ชิ้น	600.00	600.00	-	-	600.00
3.8	HRC FUSE	1.00	ชิ้น	1,000.00	1,000.00	-	-	1,000.00
3.9	Surge Protective AC	1.00	ชิ้น	760.00	760.00	-	-	760.00
3.10	FUSE 6A AC	2.00	ชุด	192.00	384.00	-	-	384.00
3.11	Pilot Lamp (R S T)	1.00	ชุด	80.00	80.00	-	-	80.00
3.12	ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้า	1.00	ตู้	6,000.00	6,000.00	-	-	6,000.00
3.13	แท่งวางสายดิน (Ground rod)	3.00	ชุด	248.00	744.00	-	-	744.00
3.14	สาย CV 1 x 150 Sq.mm.	-	เมตร	290.91	-	-	-	-
3.15	สาย CV 1 x 10 Sq.mm.	10.00	เมตร	22.97	229.72	-	-	229.72
3.16	สาย THW 1 x 35 Sq.mm.	-	เมตร	45.56	-	-	-	-
3.17	สาย THW 1 x 10 Sq.mm.	20.00	เมตร	14.10	282.00	-	-	282.00
3.18	สาย PV1-F 2 x 4 Sq.mm.	50.00	เมตร	22.00	1,100.00	-	-	1,100.00
3.19	สาย PV1-F 1 x 4 Sq.mm.	50.00	เมตร	10.40	520.00	-	-	520.00
3.20	ท่อร้อยสายไฟ IMC ขนาด 1 นิ้ว	-	เมตร	38.79	-	-	-	-
3.21	ท่อร้อยสายไฟ IMC ขนาด 3 นิ้ว	-	เมตร	262.94	-	-	-	-
3.22	ท่อ HDPE PN 8 ขนาด 3 นิ้ว (90 mm.)	-	เมตร	67.20	-	-	-	-
3.23	รางร้อยสาย 100 x 200 x 2440 มม.	3.00	เส้น	332.00	996.00	-	-	996.00
3.24	ชุดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าบนหลังคา	1.00	งาน	4,403.46	4,403.46	-	-	4,403.46
3.25	ค่าแรงระบบและเดินระบบ	1.00	LS	-	-	15,000.00	15,000.00	15,000.00
รวมราคาข้อ 3. งานระบบไฟฟ้า					22,623.18		15,000.00	37,623.18
4	งานอุปกรณ์							
4.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์ PV 300Wx17	6,000.00	วัตต์	7.80	38,000.00	-	-	38,000.00
4.2	เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ขนาด 30 กิโลวัตต์ ตาม กบว. กำหนด	1.00	เครื่อง	6,000.00	6,000.00	-	-	6,000.00
4.3	ชุดควบคุมระบบไฟฟ้าอัตโนมัติ พร้อมอุปกรณ์ควบคุม (Multifunction Relay)	1.00	เครื่อง	5,000.00	5,000.00	-	-	5,000.00
	ตาม กบว. กำหนด			-	-	-	-	-
4.4	Power Controller	17.00	ตัว	819.00	14,260.00	-	-	14,260.00
4.5	Energy Meter	1.00	ชุด	5,200.00	5,200.00	-	-	5,200.00
4.6	Current Transformer	1.00	ชุด	1,980.00	1,980.00	-	-	1,980.00
4.7	Communication Gateway	1.00	ชุด	7,900.00	7,900.00	-	-	7,900.00
4.8	Module Temperature Sensor	1.00	ชุด	5,080.00	5,080.00	-	-	5,080.00
4.9	Ambient Temperature Sensor	1.00	ชุด	5,000.00	5,000.00	-	-	5,000.00
4.10	Irradiance Sensor	1.00	ชุด	6,600.00	6,600.00	-	-	6,600.00
4.11	หลอดแสงสว่าง LED ขนาด 6.5 นิ้ว	1.00	เครื่อง	5,800.00	5,800.00	-	-	5,800.00
4.12	ชุดอะไหล่และวัสดุ	1.00	ชุด	5,800.00	5,800.00	-	-	5,800.00
รวมราคาข้อ 4. งานอุปกรณ์					106,620.00		-	106,620.00
รวมราคา งานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 51.9 กิโลวัตต์					137,897.98		32,596.44	170,494.42

2. BOQ สำหรับการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์

บัญชีแสดงปริมาณและราคาก่อสร้าง

BILL OF QUANTITY

โครงการ

จ้างติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

เจ้าของโครงการ

ผู้จัดทำราคา

10 มกราคม 2568

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

สรุปราคากลางค่างานก่อสร้าง



1. หมวดงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์
ขนาด 10 กิโลวัตต์



โครงการ : จ้างติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา No. 2568 / 002
เจ้าของ : ****

1. หมวดยานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 10 กิโลวัตต์

[illegible]

Date : 10 มกราคม 2568

โครงการ : จ้างติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

No. 2568 / 003

1. หมวตงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 10 กิโลวัตต์

เจ้าของ : ****

[illegible]

Date : 10 มกราคม 2568

โครงการ : จำลองระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

No. 2568 / 003

1. หมวดงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 10 กิโลวัตต์

เจ้าของ : ****

ลำดับ	รายการ	ปริมาณ	หน่วย	ราคาต่อหน่วย				ราคารวม
				ค่าวัสดุ	รวม	ค่าแรง	รวม	
3	งานระบบไฟฟ้า							
3.1	Fuse DC 15 A 1000W	1.00	ชุด	120.00	120.00	-	-	120.00
3.2	Surge Protective SPD OVR T2 N1 40 ABB	1.00	ชิ้น	3,800.00	3,800.00	-	-	3,800.00
3.3	CT 400/5A	1.00	ชิ้น	120.00	120.00	-	-	120.00
3.4	เบรกเกอร์ 2P MCCB 50AT 100AF	1.00	ชิ้น	1,320.00	1,320.00	-	-	1,320.00
3.5	Volt meter	1.00	ชิ้น	88.00	88.00	-	-	88.00
3.6	Amp meter	1.00	ชิ้น	76.00	76.00	-	-	76.00
3.7	เบรกเกอร์ 2P MCCB 50AT 400AF	1.00	ชิ้น	600.00	600.00	-	-	600.00
3.8	HRC FUSE	1.00	ชิ้น	1,000.00	1,000.00	-	-	1,000.00
3.9	Surge Protective AC	1.00	ชิ้น	760.00	760.00	-	-	760.00
3.10	FUSE 6A AC	2.00	ชุด	192.00	384.00	-	-	384.00
3.11	Pilot Lamp (R S T)	1.00	ชุด	80.00	80.00	-	-	80.00
3.12	ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้า	1.00	ตู้	6,000.00	6,000.00	-	-	6,000.00
3.13	แท่งกราวด์สแตนเลส (Ground rod)	3.00	ชุด	248.00	744.00	-	-	744.00
3.14	สาย CV 1 x 150 Sq.mm.	-	เมตร	290.91	-	-	-	-
3.15	สาย CV 1 x 10 Sq.mm.	10.00	เมตร	22.97	229.72	-	-	229.72
3.16	สาย THW 1 x 35 Sq.mm.	-	เมตร	45.56	-	-	-	-
3.17	สาย THW 1 x 10 Sq.mm.	20.00	เมตร	14.10	282.00	-	-	282.00
3.18	สาย PV1-F 2 x 4 Sq.mm.	50.00	เมตร	22.00	1,100.00	-	-	1,100.00
3.19	สาย PV1-F 1 x 4 Sq.mm.	50.00	เมตร	10.40	520.00	-	-	520.00
3.20	ท่อโลหะร้อยสายไฟฟ้า IMC ขนาด 1 นิ้ว	-	เมตร	38.79	-	-	-	-
3.21	ท่อโลหะร้อยสายไฟฟ้า IMC ขนาด 3 นิ้ว	-	เมตร	282.94	-	-	-	-
3.22	ท่อ HDPE PN 6 ขนาด 3 นิ้ว (90 mm.)	-	เมตร	57.20	-	-	-	-
3.23	รางใบพัด สีเทา 100 x 200 x 2440 mm.	3.00	เส้น	332.00	996.00	-	-	996.00
3.24	อุปกรณ์ประกอบท่อร้อยสาย	1.00	งาน	4,403.46	4,403.46	-	-	4,403.46
3.25	ค่าแรงประกอบและเดินระบบ	1.00	ป.ร.	-	-	15,000.00	15,000.00	15,000.00
รวมราคาข้อ 3. งานระบบไฟฟ้า					22,623.18		15,000.00	37,623.18
4	งานชุดอุปกรณ์							
4.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์ PV 300Wp/34	10,000.00	วัตต์	7.60	76,000.00	-	-	76,000.00
4.2	เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ขนาดไม่ต่ำกว่า 10 กิโลวัตต์ สาม ทิศทาง	1.00	เครื่อง	14,000.00	14,000.00	-	-	14,000.00
4.3	อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ โซลาร์อินเวอร์เตอร์ (Multifunction Relay)	1.00	เครื่อง	5,000.00	5,000.00	-	-	5,000.00
ตาม กฟผ. กฟภ. กฟน.				-	-	-	-	-
4.4	Power Optimizer	34.00	ตัว	840.00	28,560.00	-	-	28,560.00
4.5	Energry Meter	1.00	ชุด	5,200.00	5,200.00	-	-	5,200.00
4.6	Current Transformer	1.00	ชุด	1,960.00	1,960.00	-	-	1,960.00
4.7	Communication Gateway	1.00	ชุด	7,900.00	7,900.00	-	-	7,900.00
4.8	Module Temperature Sensor	1.00	ชุด	5,000.00	5,000.00	-	-	5,000.00
4.9	Ambient Temperature Sensor	1.00	ชุด	5,000.00	5,000.00	-	-	5,000.00
4.10	Irradiance Sensor	1.00	ชุด	6,600.00	6,600.00	-	-	6,600.00
4.11	จอแสดงผลระบบ LED ขนาด 5.5 นิ้ว	1.00	เครื่อง	5,800.00	5,800.00	-	-	5,800.00
4.12	ชุดคอมพิวเตอร์ตั้งโต๊ะ	1.00	ชุด	5,800.00	5,800.00	-	-	5,800.00
รวมราคาข้อ 4. งานชุดอุปกรณ์					166,900.00		-	166,900.00
รวมราคา งานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 151.9 กิโลวัตต์					206,832.78		40,385.76	247,218.54

3. BOQ สำหรับการติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 15 กิโลวัตต์

บัญชีแสดงปริมาณและราคาค่าก่อสร้าง
BILL OF QUANTITY

โครงการ

จ้างติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

เจ้าของโครงการ

ผู้จัดทำราคา

10 มกราคม 2568



สรุปราคากลางค่างานก่อสร้าง



Date : 10 มกราคม 2568

โครงการ : จัดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

No. 2568 / 001

สรุปราคาก่อสร้าง

เจ้าของ : ****

ลำดับ	รายการ	ราคาวัสดุ	ราคาค่าแรง	ราคารวม
1	ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 15 กิโลวัตต์	291,497.18	45,628.32	337,125.50
	จำนวน 1 ระบบ			
	รวม (รายการ 1)	291,497.18	45,628.32	337,125.50
2	ค่าดำเนินการ 5 %			16,856.28
3	กำไร			33,712.55
	รวม (รายการ 2 + 3)			387,694.33
4	ภาษี 7 %			27,138.60
	รวมราคาก่อสร้างทั้งสิ้น (รายการ 4)			414,832.93
	รวมราคาก่อสร้างทั้งสิ้น เป็นตัวอักษร	สี่แสนหนึ่งหมื่นสี่พันแปดร้อยสามสิบสองบาทเก้าสิบสามสตางค์		

หมายเหตุ :

ลงชื่อ.....ลงชื่อ.....
 (คุณ) (คุณ)

ลงชื่อ.....
 (คุณ)
 วันที่.....

1. หมวดงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์
ขนาด 15 กิโลวัตต์



โครงการ : จ้างติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา No. 2568 / 002
เจ้าของ : ****

1. หมวดยานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 15 กิโลวัตต์

ลำดับ	รายการ	ราคาวัสดุ	ราคาค่าแรง	ราคารวม
1	งานก่อสร้าง			
1.1	งานเตรียมงานก่อสร้าง	-	15,000.00	15,000.00
1.2	งานโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์	26,047.20	15,628.32	41,675.52
1.3	งานระบบไฟฟ้า	23,989.98	15,000.00	38,989.98
1.4	งานคูรุกันท์	241,460.00	-	241,460.00
รวมราคาข้อ 1. หมวดงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์		291,497.18	45,628.32	337,125.50

No. 2568 / 003

โครงการ : จ้างติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา
 เลขที่ : ****

1. หมวคงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 15 กิโลวัตต์

[illegible]

Date : 10 มกราคม 2568

โครงการ : ดำเนินการระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

No. 2568 / 003

1. หมวดงานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 15 กิโลวัตต์

เจ้าของ :

ลำดับ	รายการ	ปริมาณ	หน่วย	ราคาต่อหน่วย				ราคารวม
				ค่าวัสดุ	รวม	ค่าแรง	รวม	
3	งานระบบไฟฟ้า							
3.1	Fuse DC 15 A 1000W	1.00	ชุด	120.00	120.00	-	-	120.00
3.2	Surge Protective SPD OVR T2 N1 40 ABB	1.00	ชิ้น	3,800.00	3,800.00	-	-	3,800.00
3.3	CT 400/5A	1.00	ชิ้น	120.00	120.00	-	-	120.00
3.4	เบรกเกอร์ 2P MCCB 50AT 100AF	1.00	ชิ้น	1,320.00	1,320.00	-	-	1,320.00
3.5	Volt meter	1.00	ชิ้น	88.00	88.00	-	-	88.00
3.6	Amp meter	1.00	ชิ้น	76.00	76.00	-	-	76.00
3.7	เบรกเกอร์ 2P MCCB 50AT 400AF	1.00	ชิ้น	600.00	600.00	-	-	600.00
3.8	HRC FUSE	1.00	ชิ้น	1,000.00	1,000.00	-	-	1,000.00
3.9	Surge Protective AC	1.00	ชิ้น	760.00	760.00	-	-	760.00
3.10	FUSE 6A AC	2.00	ชุด	192.00	384.00	-	-	384.00
3.11	Pilot Lamp (R 6 T)	1.00	ชุด	80.00	80.00	-	-	80.00
3.12	ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้า	1.00	ตู้	6,000.00	6,000.00	-	-	6,000.00
3.13	แท่งกรวดดินทองแดง (Ground rod)	3.00	ชุด	248.00	744.00	-	-	744.00
3.14	สาย CV 1 x 150 Sq.mm.	-	เมตร	290.91	-	-	-	-
3.15	สาย CV 1 x 10 Sq.mm.	10.00	เมตร	22.97	229.72	-	-	229.72
3.16	สาย THW 1 x 35 Sq.mm.	30.00	เมตร	45.56	1,366.80	-	-	1,366.80
3.17	สาย THW 1 x 10 Sq.mm.	20.00	เมตร	14.10	282.00	-	-	282.00
3.18	สาย PV1-F 2 x 4 Sq.mm.	50.00	เมตร	22.00	1,100.00	-	-	1,100.00
3.19	สาย PV1-F 1 x 4 Sq.mm.	50.00	เมตร	10.40	520.00	-	-	520.00
3.20	ท่อโลหะร้อยสายไฟฟ้า IMC ขนาด 1 นิ้ว	-	เมตร	38.79	-	-	-	-
3.21	ท่อโลหะร้อยสายไฟฟ้า IMC ขนาด 3 นิ้ว	-	เมตร	282.94	-	-	-	-
3.22	ท่อ HDPE PN 6 ขนาด 3 นิ้ว (80 mm.)	-	เมตร	67.20	-	-	-	-
3.23	รางโซลาร์เซลล์ 100 x 200 x 2440 mm.	3.00	เส้น	332.00	996.00	-	-	996.00
3.24	อุปกรณ์ประกอบตู้เชื่อมสาย	1.00	รวม	4,403.46	4,403.46	-	-	4,403.46
3.25	ค่าแรงประกอบและเดินระบบ	1.00	LS	-	-	15,000.00	15,000.00	15,000.00
รวมราคาข้อ 3 งานระบบไฟฟ้า					23,989.98		15,000.00	38,989.98
4	งานอุปกรณ์							
4.1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์ PV 300Wx60	15,000.00	วัตต์	7.60	114,000.00	-	-	114,000.00
4.2	เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าขนาดไม่ต่ำกว่า 15 กิโลวัตต์สาม เฟส 3 ไร่ขนาด	1.00	เครื่อง	22,000.00	22,000.00	-	-	22,000.00
4.3	อุปกรณ์เรียงกันไฟฟ้าหลายอินพุตและฟังก์ชัน (Multi-function Relay)	1.00	เครื่อง	5,000.00	5,000.00	-	-	5,000.00
	ตาม กฟน. กฟภ.			-	-	-	-	-
4.4	Power Optimizer	68.00	ตัว	840.00	57,120.00	-	-	57,120.00
4.5	Energy Meter	1.00	ชุด	5,200.00	5,200.00	-	-	5,200.00
4.6	Current Transformer	1.00	ชุด	1,980.00	1,980.00	-	-	1,980.00
4.7	Communication Gateway	1.00	ชุด	7,900.00	7,900.00	-	-	7,900.00
4.8	Module Temperature Sensor	1.00	ชุด	5,000.00	5,000.00	-	-	5,000.00
4.9	Ambient Temperature Sensor	1.00	ชุด	5,000.00	5,000.00	-	-	5,000.00
4.10	Irradiance Sensor	1.00	ชุด	6,600.00	6,600.00	-	-	6,600.00
4.11	จอแสดงผลแบบ LED ขนาด 5.5 นิ้ว	1.00	เครื่อง	5,800.00	5,800.00	-	-	5,800.00
4.12	ชุดอะไหล่และเครื่องมือ	1.00	ชุด	5,800.00	5,800.00	-	-	5,800.00
				-	-	-	-	-
รวมราคาข้อ 4 งานอุปกรณ์					241,460.00		-	241,460.00
รวมราคา งานระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 15.9 กิโลวัตต์					291,497.18		45,628.32	337,125.50

1. บทความวิชาการที่นำเสนอในการประชุมวิชาการระดับนานาชาติ

15th International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering (CPEEE 2025)

Design and develop a feasibility economics program for the optimal sizing of photovoltaic rooftop installation via using Google Worksheet

Pasist Suwanapingkarl
Department of Electrical
Engineering,
Faculty of Engineering,
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon
Bangkok, Thailand
pasist.s@rmutp.ac.th

Chalermchat Ruangtoh
Department of Electrical
Engineering,
Faculty of Engineering,
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon
Bangkok, Thailand
chalermchart-ru@rmutp.ac.th

Piyapong Pankaew
Department of Industrial
Materials Science, Faculty of
Science and Technology,
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon
Bangkok, Thailand
piyapong.p@rmutp.ac.th

Kwanchanok Srivallop
Chief Operating Officer
(COO)
and Chief Financial Officer
(CFO)
3 Green KP Co., Ltd.
Bangkok, Thailand
3greenkp@gmail.com

Abstract— In the present day, renewable energy has gained significant popularity worldwide, particularly in rooftop photovoltaic systems in Asia, such as Thailand and Japan. This surge in popularity is mainly due to the accessibility of these systems, which current technologies have dramatically enhanced. These technologies have also urged the growth of photovoltaic design programs. Because the sellers and installers of photovoltaic systems are now required to estimate the solar power available on the rooftop of a building and in a specific area, including the typical investment cost and technical engineering report such as engineering calculation sheets and installation drawings. These can be seen in the various photovoltaic design software such as PVSyst, PV*Sol, RETScreen, SolarEdge, Helioscope, etc. This research aims to design and develop a program using the Google Worksheet to maximize the effectiveness of installation and minimize the investment. The program will be involved in determining the optimal sizing of rooftop photovoltaic systems, assessing the feasibility of the project, and presenting typical installation drawings. To ensure the safety of installation and the operating system, the standards and regulations are strictly followed. The proposed program can enable the simulated scenarios, which are based on the electricity provider and electricity tariff, to determine the generated energy and forecast potential investment and savings. The program function can support updating materials, data, and pricing using Google Worksheets. The program can also develop the relationship between the engineer, installer, and client as it can present the accuracy and efficiency of the design project and reduce the losses of materials from installation. This makes it an essential program for the engineer, installer and client. To ensure performance and accuracy, the program results are validated against the electricity provider's website and commercial photovoltaic design software such as PVSyst and PV*Sol.

Keywords— economics, feasibility, google worksheet, photovoltaic, program, rooftop

I. INTRODUCTION

It is well known that the existing renewable energy, especially photovoltaic (PV) systems, is continually increasing. This trend is due to the growth of technologies and production processes. It can be seen in Fig. 1 that the PV market of the world in 2024 has experienced significant growth, up to 33% since 2023 [1-2]. The pricing of PV modules is decreasing due to the continuous development of PV modules and inverter technologies, which results in higher generated energy and lower energy consumption [3-4]. In the meantime, the streamlining of production processes has driven down production costs significantly. This results in subsequent overproduction by manufacturers. However, the forecast of the PV market from 2024 is steadily established in Other Asia, India, North America and the Caribbean.

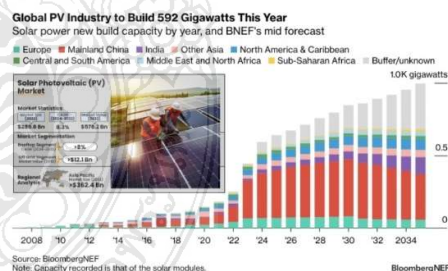


Fig. 1. Growth of photovoltaic market in 2024

Since 1980, the research and development of the public and the private sectors have continually invested in and developed technologies of PV cells and PV modules. These result in efficiency and production technology advancements, which have higher performance and lower manufacturing costs, as can be seen in Fig. 2 [3-4].

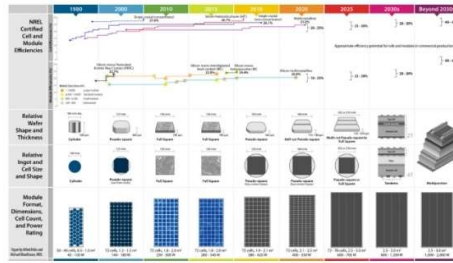


Fig. 2. Technologies of PV cell and PV module since 1980



Fig. 3. The development of c-Si module technologies

In Fig. 3 is show the advancement of c-Si production technologies, which includes wafer sizes and improves the material qualities. This is ensure the improvement of cell metallization and interconnection that can derate the efficiency and generated energy from cells to modules.

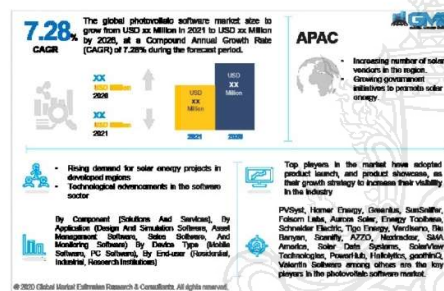


Fig. 4. Progress and trend of photovoltaic design software



Fig. 5. Growth of photovoltaic design software market

Fig. 4 and Fig. 5 are shown that the PV design program has grown significantly to 7.28% since 2021 [5-6]. Because of the increase in rooftop installations worldwide, The program can design, simulate, plan and analyze the investment for the engineering, installer, client and enhance manufacturers' sales. It must be noted that these PV design programs provide the financial feasibility model for investment, which allows the client and manufacturer to consider the profits and losses. Moreover, the market for PV design programs will continually increase, as seen in the market forecast report [6].

Therefore, the research designed and developed a PV design program for rooftop installation using the Google Worksheet. The standards, regulations, product list, electricity provider, electricity billing, and financial banking are considered to comprehensively produce simulation results that satisfy engineering, installer, manufacturer, and client.

II. COMMERCIAL PV DESIGN PROGRAM

A. PVSystem

The common PV design program, which features grid-connected feature, as the PV system is connected to the local power grid, standalone feature, as the PV system has the ability to store generated energy into the batteries, pumping system feature, as the PV system is generally mounted on the single axis trackers. Moreover, the program also presents the 'loss tree diagram', which enables the calculations of losses due to temperature, array mismatch, cables losses, and inverter losses as shown in Fig. 6 [10-22]. The most disadvantages of this program are preloaded meteorological data as some of location might out of meteorological data.

B. PV*Sol

The useful PV design program includes 3D visualization for PV systems and imports 3D layouts to analyze the performance of PV installation during shading. The significant interesting feature automatically generates the shading to any position within or outside the PV system when the shading objects are placed into the model. Then, the calculations are based on 3D objects, and hence, it can design and simulate the yield calculation of photovoltaic systems. It also illustrates a realistic image. The program can utilize and analyze the components of PV systems with more specific compliance with all relevant standards and regulations, as presented in Fig. 7. The program supports the design of rooftop PV for small residential or large commercial buildings [23-29].

C. RETScreen

The RETScreen(R) program was developed to define the potential assessment of renewable energy. The program covers grid-connected features, standalone features, and hybrid systems of renewable energy features. The program provides the initial parameter of the system. Thus, the users do not need to fill in the equipment datasheet. This is quickly allowed the simulation to display the most effective system. The program also describes various parameters, such as irradiance and PV array, that are used to forecast the generated energy. Moreover, its features are recently updated to determine the low-carbon planning [30-34].

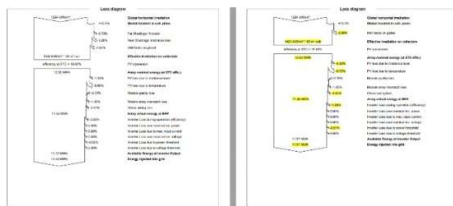


Fig. 6. Typical display results of PV simulation from PVSyst program

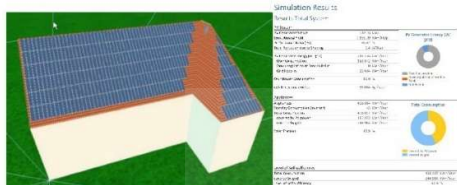


Fig. 7. Typical display results of PV simulation from PV*Sol program



Fig. 8. Typical display results of PV simulation from RETScreen program

III. CONCEPT AND DESIGN

The program is designed and developed by considering the security of personal information, the client's sizing requirement, type electricity provider, electricity billing, location, power losses, and financial feasibility, as shown in Fig. 9 and Fig. 10.

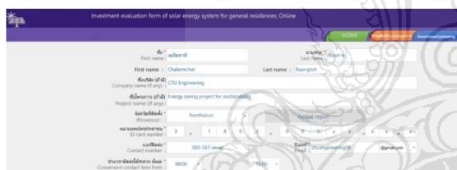


Fig. 9. Interface input data of proposed program



Fig. 10. Interface input data for type of electricity provider and electricity billing

IV. DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION

The case study is located in Bangkok, Thailand. The PV system was installed on the rooftop of a residential building, which is rated at 5 kW. The PV system was mounted and faced south. The losses were set according to the datasheet (Fig. 11).

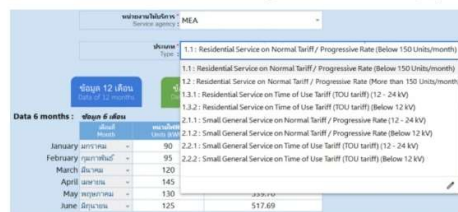


Fig. 11. Interface input data for type of electricity usage

V. RESULTS AND DISCUSSION

The results of the program were validated against the electricity providers in Thailand, which are MEA and PEA, as shown in Fig. 12 and Fig. 13. It is shown that the calculation of electricity billing was similar. The material pricing was also up-to-date; hence, the financial feasibility is similar to that of banks in Thailand. The designed PV system was compared with those of the PVSyst, PV*Sol, and RETScreen, which have the same condition, to ensure accuracy [7-9] and [35].

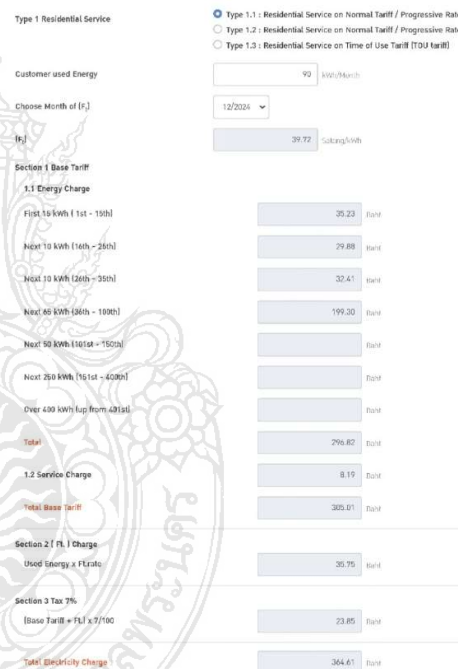


Fig. 12. Electricity billing system from electricity provider in Thailand

1.1 : Residential Service on Normal Tariff / Progressive Rate (Below 150 Units/month)

Title	Monthly electrical data					
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
Customer used Energy (kWh/month)	95	95	120	140	120	120
Section 1 Base Tariff						
1.1 Energy Charge						
First 15 kWh (1st - 15th) (Baht)	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Next 15 kWh (16th - 30th) (Baht)	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Next 15 kWh (31st - 45th) (Baht)	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41
Next 45 kWh (46th - 105th) (Baht)	190.30	217.42	235.54	235.54	235.54	235.54
Next 50 kWh (106th - 150th) (Baht)		74.34	147.27	111.51	52.93	
Total (Baht)	256.62	316.94	402.40	402.40	444.57	425.94
1.2 Service Charge	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19
Total Base Tariff (Baht)	305.01	325.13	410.59	410.59	452.76	434.17
Section 2 (F.T.) Charge						
Used Energy x F.T. Rate (Baht)	15.75	15.75	15.75	15.75	15.75	15.75
Section 3 Tax 7%						
Base Tariff + F.T. x 7/100 (Baht)	23.85	22.26	32.63	32.63	31.51	33.87
Total Electricity Charge (Baht)	348.41	360.12	443.22	443.22	484.27	467.94

Fig. 13. Calculate electricity billing from electricity usage data

In Fig. 14 is shown that the estimation after installing PV rooftop. The designed PV system was presented at 5 kW. The electricity provider was set at MEA, which residential service on normal tariff (progressive rate below 150 units/month). The PV project initial investment is approximately 440,000 Baht. The payback time is within 10 years.

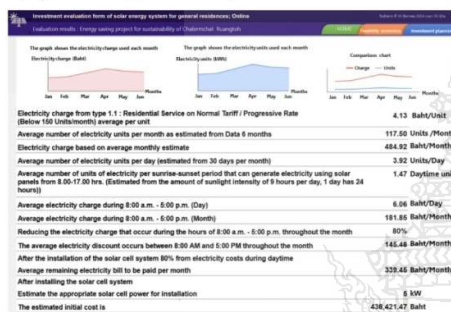


Fig. 14. Determine the optimal photovoltaic rooftop installation and feasibility economics of project

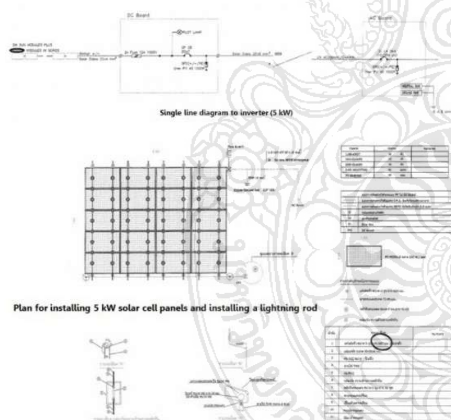


Fig. 15. Typical engineering drawing for electrical installation

Fig. 15 shows the single-line diagram of the designed PV system, which is the same as the typical engineering for installing the system. The typical installation also follows the standards and regulations to ensure safety. The program also determines the Bill of Quantity (BOQ) for installation material; hence, the installer can manage and plan with the supplier or vendor list.

VI. CONCLUSION

The Google Worksheet can design and develop the PV design program. It can be used as an online program. Some calculation results are similar to the commercial program, where some of the results are slightly different. These are due to the calculation algorithm and some parameters, as they were not supported in the Google Worksheet. Moreover, the program was validated against those of the PVsyst, PV*Sol, and RETScreen, which have the same conditions to ensure accuracy. It can be noted that the standards and installation regulations for PV rooftops are considered.

VII. FURTHER WORK

In the PV design program market, efficiency, accuracy, and program reports are considered the primary keys. Most engineers, installers, manufacturers, and clients are looking for a unified program. Hence, the further work of this research should focus on the effectiveness of the shedding system as well as the calculation of carbon footprint credit. These functions currently need to be considered as the agreement of the COP26 climate change summit. The presentation of the program should develop more graphic information and accurate images for comprehensive technical data and financial results, such as cable installation, payback time and incentives.

ACKNOWLEDGMENT

The authors express their deepest gratitude to the Rajamangal University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand and the Northumbria University, Newcastle, United Kingdom, for providing supplementary research information such as publications and standards. The authors would like to thank all lectures at the Electrical Engineering department for their guidance and comments. The authors are also extremely grateful to the 3 Green KP Co., Ltd., Bangkok, Thailand, for their financial support during this conference. Finally, the author would like to thank Mr. Nattapat Samitakasettrin for the technical comment.

REFERENCES

- [1] BloombergNEF (2024). 3Q 2024 Global PV Market Outlook. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/3q-2024-global-pv-market-outlook/>
- [2] Global Market Insight (2024). Solar Photovoltaic (PV) Market Size - By Connectivity (On-Grid, Off-Grid), By Mounting (Ground Mounted, Roof-Top), By End-Use (Residential, Commercial & Industrial, Utility), Regional Outlook & Forecast, 2024 - 2032. [Online]. Available: <https://www.gminsights.com/industry-analysis/solar-photovoltaic-pv-market>
- [3] Oni, A. M., Mohsin, A. S., Rahman, M. M., & Hossain Bhuian, M. B. (2024). A comprehensive evaluation of solar cell technologies, associated loss mechanisms, and efficiency enhancement strategies for photovoltaic cells. Energy Reports, 11, 3345-3366.

- [4] Woodhouse, M., et al. (2021). Research and Development Priorities to Advance Solar Photovoltaic Lifecycle Costs and Performance. United States.
- [5] An Ace In Marketing Research And Consulting. (2024). Photovoltaic software market size, share & trend analysis report by component (solutions, services), by device type (mobile software, pc software), by application, by end-user, by region, and by segment forecast, 2023-2031. [Online]. Available: <https://www.insightanalytics.com/report/global-photovoltaic-software-market/1334>
- [6] Global Market Estimates (2024). Global Photovoltaic Software Market Size, Trends & Analysis - Forecasts to 2026 By Component (Solutions and Services), By Application (Design and Simulation Software, Asset Management Software, Sales Software, and Monitoring Software), By Device Type (Mobile Software, PC Software) By End-User (Residential, Industrial, and Research Institutions), Competitive Landscape Company Market Share Analysis, and Competitor Analysis. [Online]. Available: <https://www.globalmarketestimates.com/market-report/photovoltaic-software-market-3324>
- [7] PVsyst photovoltaic software. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/pdf-tutorials/>
- [8] PV*SOL photovoltaic software. [Online]. Available: <https://valentin-software.com/en/training/tutorials/>
- [9] RETScreen software [Online]. Available: <https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>
- [10] R. Toujani, A. Abdelkafi and L. Krichen, "Sizing Stand-Alone Systems "Photovoltaic/Battery" using PVSYSY Software with Domestic Variable Demand," 2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), Sétif, Algeria, 2022, pp. 515-520.
- [11] N. A. Shamsul, M. A. M. Azmi and M. I. Azaman, "Modeling and Analyzing of Photovoltaic Solar Power Systems using PVsyst," 2022 IEEE 8th International Conference on Smart Instrumentation, Measurement and Applications (ICSIMA), Melaka, Malaysia, 2022, pp. 211-216.
- [12] M. Adar, H. Bazine, Y. Najih, C. Bahanni, M. Mabrouki and A. Chebak, "Simulation Study of three PV Systems," 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Rabat, Morocco, 2018, pp. 1-5.
- [13] M. Nazififard, H. Hashemi-Dezaki and K. Nazififard, "Comparing Actual Measurement and PVSyst Simulation Results for Energy Generation of Microgrid-Connected PV Systems," 2023 13th Smart Grid Conference (SGC), Tehran, Iran, Islamic Republic of, 2023, pp. 1-6.
- [14] M. S. Morshed, S. M. Ankon, M. T. H. Chowdhury and M. A. Rahman, "Designing of a 2kW stand-alone PV system in Bangladesh using PVsyst, Homer and SolarMAT," 2015 3rd International Conference on Green Energy and Technology (ICGET), Dhaka, Bangladesh, 2015, pp. 1-6.
- [15] M. Ali, D. M. Lestari and T. Rahman, "Design of Rooftop Photovoltaic System for 30/60- type House in Sukabumi, Indonesia using PVsyst Simulation," 2021 IEEE 7th International Conference on Computing, Engineering and Design (ICCED), Sukabumi, Indonesia, 2021, pp. 1-4.
- [16] C. P. Kandasamy, P. Prabu and K. Niruba, "Solar potential assessment using PVSYSY software," 2013 International Conference on Green Computing, Communication and Conservation of Energy (ICGCE), Chennai, India, 2013, pp. 667-672.
- [17] K. C. Rout and P. Kulkarni, "Design and Performance evaluation of Proposed 2 kW Solar PV Rooftop on Grid System in Odisha using PVsyst," 2020 IEEE International Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS), Bhopal, India, 2020, pp. 1-6.
- [18] S. Jianping, "An optimum layout scheme for photovoltaic cell arrays using PVSYSY," 2011 International Conference on Mechatronic Science, Electric Engineering and Computer (MEC), Jilin, China, 2011, pp. 243-245.
- [19] B. S. Chauhan, V. Nagar and A. Bhargava, "Evaluating Solar Power Generation: A 7 kW Photovoltaic System Performance Analysis with PVsyst Simulation," 2023 First International Conference on Advances in Electrical, Electronics and Computational Intelligence (ICAEECI), Tiruchengode, India, 2023, pp. 1-6.
- [20] S. Z. Ismahane, A. F. Zohra, B. Mouhoub, N. A. Mahammedi and M. Bechouat, "Sizing and Techno-Economic analysis of a Photovoltaic Solar System for a Primary School using PVSYSY," 2023 2nd International Conference on Electronics, Energy and Measurement (IC2EM), Medea, Algeria, 2023, pp. 1-6.
- [21] M. M. Hasan, M. N. Rahman, M. H. Ali, H. Mia and M. F. Khan, "Design of an Optimum Solar PV Generation System for Integrated loads using PVSYSY Software," 2021 International Conference on Science & Contemporary Technologies (ICSCT), Dhaka, Bangladesh, 2021, pp. 1-4.
- [22] Y. Siregar, Y. Hutahuruk and Suherman, "Optimization Design and Simulating Solar PV System Using PVsyst Software," 2020 4rd International Conference on Electrical, Telecommunication and Computer Engineering (ELTICOM), Medan, Indonesia, 2020, pp. 219-223.
- [23] A. da Cunha Lima, C. Schardong, F. Schaf and L. Michels, "Mathematical models used in photovoltaic system design software: a systematic review and a new proposal," 2022 14th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC), Santa Maria, Brazil, 2022, pp. 1-6.
- [24] N. Nhau, J. Li, W. Wang, W. Yu, C. Zhao and Y. Liu, "Simulation and Analysis of Economic Benefits of Different Types of PV Systems in Shanghai," 2021 Power System and Green Energy Conference (PSGEC), Shanghai, China, 2021, pp. 291-295.
- [25] M. M. Nishat and F. Faisal, "Investigation and Modeling of Solar PV: A Simulation Method," 2024 21st International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), Khon Kaen, Thailand, 2024, pp. 1-6.
- [26] R. Sharma and L. Gidwani, "Grid connected solar PV system design and calculation by using PV*SOL premium simulation tool for campus hostels of RTU Kota," 2017 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT), Kollam, India, 2017, pp. 1-5.
- [27] A. N. Deshmukh and V. K. Chandrakar, "Design and Performance analysis of Net Metering-based Grid Connected Solar Photo-Voltaic System," 2022 Second International Conference on Next Generation Intelligent Systems (ICNGIS), Kottayam, India, 2022, pp. 1-6.
- [28] M. Cristea, C. Cristea, R. -A. Timovan, I. Birou, F. M. Serban and E. Balog, "Feasibility of grid-connected residential photovoltaic systems under the new Romanian renewable energy law," 2023 10th International Conference on Modern Power Systems (MPS), Cluj-Napoca, Romania, 2023, pp. 1-5.
- [29] O. Nasirkhani and M. Tamaddon, "A New Optimal Design of a Solar Power Plant On The Rooftop of Bovisa Train Station in Milan," 2024 32nd International Conference on Electrical Engineering (ICEE), Tehran, Iran, Islamic Republic of, 2024, pp. 1-5.
- [30] W. Kang, J. Liao, M. Chen, J. M. Guerrero and K. Sun, "Distributed Event-Triggered Optimal Power Management of Distribution Networks Considering Dynamic Tariff," in *iEnergy*, vol. 3, no. 3, pp. 142-151, September 2024.
- [31] V. Sharma, S. M. Aziz, M. H. Haque and T. Kauschke, "Energy Economy of Households With Photovoltaic System and Battery Storage Under Time of Use Tariff With Demand Charge," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 33069-33082, 2022.
- [32] P. Munankarmi, H. Wu, A. Pratt, M. Lunacek, S. P. Balamurugan and P. Spitsen, "Home Energy Management System for Price-Responsive Operation of Consumer Technologies Under an Export Rate," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 50087-50099, 2022.
- [33] K. D. Pippi, G. C. Kryonidis and T. A. Papadopoulos, "Methodology for the Techno-Economic Assessment of Medium-Voltage Photovoltaic Prosumers Under Net-Metering Policy," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 60433-60446, 2021.
- [34] D. Azuatalam, A. C. Chapman and G. Verbič, "Probabilistic Assessment of Impact of Flexible Loads Under Network Tariffs in Low-voltage Distribution Networks," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 951-962, July 2021.
- [35] "IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems - Redline," in *IEEE Std 1013-2019 (Revision of IEEE Std 1013-2007) - Redline*, vol., no., pp. 1-82, 20 Sept. 2019.

Fukuoka, Japan
February 15–17, 2025

15th International Conference on Power, Energy, and Electrical Engineering

We are thrilled to announce the upcoming 15th International Conference on Power, Energy, and Electrical Engineering (CPEEE 2025) to be held in Fukuoka, Japan during February 15-17, 2025. The conference is being co-sponsored by Toyota Technological Institute, Japan, IEEE PES, IEEE, co-hosted by Nihon University, Japan and proudly patronized by the Kogakuin University, Kyushu Sangyo University, etc.

About CPEEE

Co-sponsor



IEEE



Power & Energy Society®



Publishing & Indexing



Accepted papers after proper registration and presentation will be published into CPEEE Conference Proceedings by IEEE, included into IEEE Xplore, submitted for Ei Compendex and Scopus.

Important Date



Submission Deadline: **October 10, 2024**
Acceptance Notification: **November 05, 2024**
Registration Deadline: **November 20, 2024**

Submission Guide



Submission System:
<http://www.easychair.org/conferences/?conf=cpeee2025>

By email directly: cpeee_conf@126.com

Conference Topics

- Energy Conservation
 - Power Distribution
 - Power Quality
 - Power System Operation
 - Solar Energy
 - Wind Energy
 - Power Economics
 - Energy Conversion
 - Power Flow Analysis
 - Power System Design
 - Renewable Energy Sources
 - Water Energy
 - Electricity Power Pools
 - Power System Planning
 - Computer And AI Applications In Power Industry
 - Electrical Engineering and Automation
 - Power Electronics and Key Technologies
- More: <https://www.cpeee.net/cfp.html>

CPEEE 2024

CPEEE 2023



日本大学
NIHON UNIVERSITY



工学院大学
KOGAKUIN UNIVERSITY



九州産業大学
KYUSHU SANGYO UNIVERSITY



東京工科大学
Tokyo University of Technology



Kawasaki
Powering your potential

Contact Us

<https://www.cpeee.net/>

Email: cpeee_conf@126.com

2025 15th International Conference on Power, Energy, and Electrical Engineering
(CPEEE 2025)

Notification of Acceptance

CPEEE 2025

February 15-17, 2025

Fukuoka, Japan

<https://www.cpeee.net/>

Dear Pasist Suwanapingkarl, Chalermchat Ruangtoh, Piyapong Pankaew and Kwanchanok Srivallop,

Paper ID: P118

Paper Title: Design and develop a feasibility economics program for the optimal sizing of photovoltaic rooftop installation via using Google Worksheet

Congratulations! The review processes for 2025 15th International Conference on Power, Energy, and Electrical Engineering (CPEEE 2025) has been completed. The conference received submissions from different countries and regions which were reviewed by international experts. Based on the recommendations of the reviewers and the Technical Program Committees, we are pleased to inform you that your paper identified above has been accepted for publication and oral presentation. You are cordially invited to present the paper orally at CPEEE 2025 to be held in **Fukuoka, Japan** during **February 15-17, 2025**.

Accepted papers of CPEEE 2025 after proper registration and presentation will be published into CPEEE Conference Proceedings by IEEE, included into IEEE Xplore, submitted for Ei Compendex and Scopus.

Instruction

*** (Important) So in order to register the conference and have your paper included in the journal successfully, you must finish the following steps.**

1. Revise your paper according to the Review Comments in the attachment carefully.

2025 15th International Conference on Power, Energy, and Electrical Engineering
(CPEEE 2025)

2. Format your paper according to the Template carefully.

<https://www.cpeee.net/IEEE-Formatting.docx>

<https://www.cpeee.net/IEEE-Latex.zip>

3. Download and complete the Registration Form.

<http://www.cpeee.net/reg.doc>

4. Finish the payment of Registration fee by Credit Card or PayPal. (The detailed information can be found in the Registration form)

5. Send your **registration form (.doc format)**, **final paper(s) (.doc&.pdf)**, **payment proof (.jpg format)**, and **the Scanned of Student ID card (.jpg format)** to us at cpeee_conf@126.com. **(By January 10, 2025).**

***If you pay by on-line Credit Card Payment, please fill your confirmation number in the registration form after paying.**

***If you pay by PayPal, please scan the payment slip as the payment proof for checking.**

Please strictly adhere to the format specified in the conference template while preparing your final paper. If you have any problem in preparing the final paper, please feel free to contact us via cpeee_conf@126.com. For the updated information on the conference, please check the conference website at <https://www.cpeee.net/>. The Conference Program will be available at the late of January, 2025.

Finally, we would like to further extend our congratulations to you, and we are looking forward to meeting you in Fukuoka, Japan.

CPEEE 2025 Organizing Committees

<https://www.cpeee.net/>

Fukuoka, Japan





ConfJPN_001

by Pasist Suwanapingkarl



Submission date: 10-Jan-2025 11:24PM (UTC+0700)

Submission ID: 2547753809

File name: P118.2-10.01.25.pdf (1.66M)

Word count: 3116

Character count: 18598

Design and develop a feasibility economics program for the optimal sizing of photovoltaic rooftop installation via using Google Worksheet

1
Pasist Suwanapongkarn
Department of Electrical
Engineering,
Faculty of Engineering,
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon
Bangkok, Thailand
pasist.s@rmutp.ac.th

Chalermchait Ruangtoh
Department of Electrical
Engineering,
Faculty of Engineering,
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon
Bangkok, Thailand
chalermchait-ru@rmutp.ac.th

Piyapong Pankaew
Department of Industrial
Materials Science, Faculty of
Science and Technology,
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon
Bangkok, Thailand
piyapong.p@rmutp.ac.th

2
Wanchanok Srivallop
Chief Operating Officer
(COO)
and Chief Financial Officer
(CFO)
Green KP Co., Ltd.
Bangkok, Thailand
3greenkp@gmail.com

Abstract— In the present day, renewable energy has gained significant popularity worldwide, particularly in rooftop photovoltaic systems in Asia, such as Thailand and Japan. This surge in popularity is mainly due to the accessibility of these systems, which current technologies have dramatically enhanced. These technologies have also urged the growth of photovoltaic design programs. Because the sellers and installers of photovoltaic systems are now required to estimate the solar power available on the rooftop of a building and in a specific area, including the typical investment cost and technical engineering report such as engineering calculation sheets and installation drawings. These can be seen in the various photovoltaic design software such as PVSyst, PV*Sol, RETScreen, SolarEdge, Helioscope, etc. This research aims to design and develop a program using the Google Worksheet to maximize the effectiveness of installation and minimize the investment. The program will be involved in determining the optimal sizing of rooftop photovoltaic systems, assessing the feasibility of the project, and presenting typical installation drawings. The standards and regulations are strictly followed to ensure the safety of installation and the operating system. The proposed program can enable the simulated scenarios based on the electricity provider and electricity tariff to determine the generated energy and forecast potential investment and savings. The program function can support updating materials, data, and pricing using Google Worksheets. The program can also develop the relationship between the engineer, installer, and client as it can present the accuracy and efficiency of the design project and reduce the losses of materials from installation. This makes it an essential program for the engineering, installer and client. The program results are validated against the electricity provider's website and commercial photovoltaic design software such as PVSyst and PV*Sol to ensure performance and accuracy.

Keywords— economics, feasibility, google worksheet, photovoltaic, program, rooftop

I. INTRODUCTION

3
It is well known that the existing renewable energy, especially photovoltaic (PV) systems, is continually increasing. This trend is due to the growth of technologies and production processes. It can be seen in Fig. 1 that the PV market of the world in 2024 has experienced significant growth, up to 10% since 2023 [1-2]. The pricing of PV modules is decreasing due to the continuous development of PV modules and inverter technologies, which results in higher generated energy and lower energy consumption [3-4]. In the meantime, the streamlining of production processes has driven down production costs significantly. This results in subsequent overproduction by manufacturers. However, the forecast for the PV market from 2024 is steadily established in other areas of Asia, India, North America, and the Caribbean.

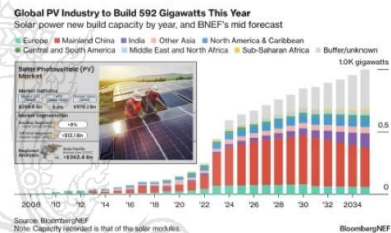


Fig. 1. Growth of photovoltaic market in 2024

Since 1980, the public and private sector's research and development have continually invested in and developed technologies of PV cells and PV modules. These result in efficiency and production technology advancements, which have higher performance and lower manufacturing costs, as shown in Fig. 2 [3-4].

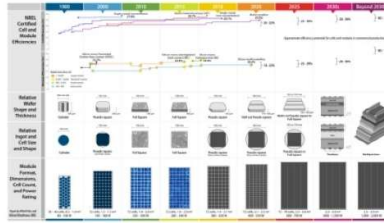


Fig. 2. Technologies of PV cell and PV module since 1980



Fig. 3. The development of c-Si module technologies

Fig. 3 shows the advancement of c-Si production technologies, which includes wafer sizes and improves the material qualities. This ensures the improvement of cell metallization and interconnection that can derate the efficiency and generated energy from cells to modules.

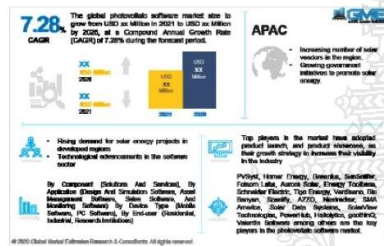


Fig. 4. Progress and trend of photovoltaic design software



Fig. 5. Growth of photovoltaic design software market

Fig. 4 and Fig. 5 show that the PV design program has grown significantly to 7.28% since 2021 [5-6]. Because of the increase in rooftop installations worldwide, The program can design, simulate, plan and analyze the investment for the engineering, installer, and client and enhance manufacturers' sales. It must be noted that these PV design programs provide the financial feasibility model for investment, which allows the client and manufacturer to consider the profits and losses. Moreover, the market for PV design programs will continually increase, as seen in the market forecast report [6].

Therefore, the research developed a PV design program for rooftop installation using the Google Worksheet. The standards, regulations, product list, electricity provider, electricity billing, and financial banking are considered to comprehensively produce simulation results that satisfy engineering, installer, manufacturer, and client.

II. COMMERCIAL PV DESIGN PROGRAM

A. PVSyst

The standard PV design program features a grid-connected feature, as the PV system is connected to the local power grid; a standalone feature, as the PV system can store generated energy in the batteries; a pumping system feature, as the PV system is generally mounted on the single axis trackers. Moreover, the program also presents the 'loss tree diagram', which enables the calculations of losses due to temperature, array mismatch, cables losses, and inverter losses, as shown in Fig. 6 [10-22]. The most significant disadvantages of this program are preloaded meteorological data, as some locations might be out of meteorological data.

B. PV*Sol

The useful PV design program includes 3D visualization for PV systems and imports 3D layouts to analyze the performance of PV installation during shading. The significant interesting feature automatically generates the shading to any position within or outside the PV system when the shading objects are placed into the model. Then, the calculations are based on 3D objects, and hence, it can design and simulate the yield calculation of photovoltaic systems. It also illustrates a realistic image. The program can utilize and analyze the components of PV systems with more specific compliance with all relevant standards and regulations, as presented in Fig. 7. The program supports the design of rooftop PV for small residential or large commercial buildings [23-29].

C. RETScreen

The RETScreen(R) program was developed to define the potential assessment of renewable energy. The program covers grid-connected features, standalone features, and hybrid systems of renewable energy features. The program provides the system's initial parameters. Thus, the users do not need to fill in the equipment datasheet. This quickly allowed the simulation to display the most effective system. The program also describes various parameters, such as irradiance and PV array, used to forecast the generated energy. Moreover, its features are recently updated to determine low-carbon planning [30-34].

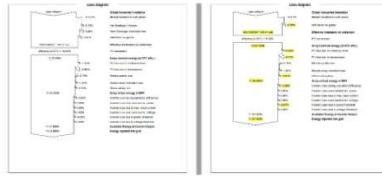


Fig. 6. Typical display results of PV simulation from the PVsyst program

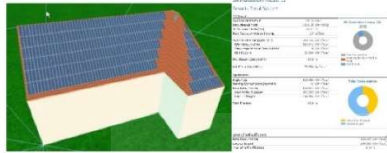


Fig. 7. Typical display results of PV simulation from the PV*Sol program



Fig. 8. Typical display results of PV simulation from the RETScreen program

III. CONCEPT AND DESIGN

The program is designed and developed by considering the security of personal information, the client's sizing requirement, type of electricity provider, electricity billing, location, power losses, and financial feasibility, as shown in Fig. 9 and Fig. 10.

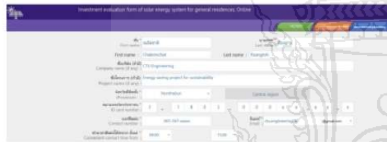


Fig. 9. Interface input data of the proposed program



Fig. 10. Interface input data for the type of electricity provider and electricity billing

IV. DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION

The case study is located in Bangkok, Thailand. The PV system was installed on the rooftop of a residential building, which is rated at 5 kW. The PV system was mounted and faced south. The losses were set according to the datasheet (Fig. 11).



Fig. 11. Interface input data for the type of electricity usage

V. RESULTS AND DISCUSSION

The results of the program were validated against the electricity providers in Thailand, which are MEA and PEA, as shown in Fig. 12 and Fig. 13. It is shown that the calculation of electricity billing was similar. The material pricing was also up-to-date; hence, the financial feasibility is identical to that of banks in Thailand. The designed PV system was compared with those of the PVsyst, PV*Sol, and RETScreen, which have the same condition, to ensure accuracy [7-9] and [35].



Fig. 12. Electricity billing system from electricity provider in Thailand

- [4] Woodhouse, M., et al. (2021). Research and Development Priorities to Advance Solar Photovoltaic Lifecycle Costs and Performance. United States.
- [5] An Ace In Marketing Research And Consulting. (2024). Photovoltaic software market size, share & trend analysis report by component (solutions, services), by device type (mobile software, pc software), by application, by end-user, by region, and by segment forecast, 2023-2031. [Online]. Available: <https://www.insightanalytics.com/report/global-photovoltaic-software-market/1334>
- [6] Global Market Estimates (2024). Global Photovoltaic Software Market Size, Trends & Analysis - Forecasts to 2026 By Component (Solutions and Services), By Application (Design and Simulation Software, Asset Management Software, Sales Software, and Monitoring Software), By Device Type (Mobile Software, PC Software) By End-User (Residential, Industrial, and Research Institutions), Competitive Landscape Company Market Share Analysis, and Competitor Analysis. [Online]. Available: <https://www.globalmarketestimates.com/market-report/photovoltaic-software-market-3324>
- [7] PVsyst photovoltaic software. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/pdf-tutorials/>
- [8] PV*SOL photovoltaic software. [Online]. Available: <https://valentin-software.com/en/training/tutorials/>
- [9] RETScreen software [Online]. Available: <https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>
- [10] R. Toujani, A. Abdelkafi and L. Krichen, "Sizing Stand-Alone Systems "Photovoltaic/Battery" using PVSYS Software with Domestic Variable Demand," 2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), Sétif, Algeria, 2022, pp. 515-520.
- [11] N. A. Shamsul, M. A. M. Azmi and M. I. Azaman, "Modeling and Analyzing of Photovoltaic Solar Power Systems using PVSyst," 2022 IEEE 8th International Conference on Smart Instrumentation, Measurement and Applications (ICSIMA), Melaka, Malaysia, 2022, pp. 211-216.
- [12] M. Adar, H. Bazine, Y. Najih, C. Bahanni, M. Mabrouki and A. Chebak, "Simulation Study of three PV Systems," 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Rabat, Morocco, 2018, pp. 1-5.
- [13] M. Nazififard, H. Hashemi-Dezaki and K. Nazififard, "Comparing Actual Measurement and PVSyst Simulation Results for Energy Generation of Microgrid-Connected PV Systems," 2023 13th Smart Grid Conference (SGC), Tehran, Iran, Islamic Republic of, 2023, pp. 1-6.
- [14] M. S. Morshed, S. M. Ankon, M. T. H. Chowdhury and M. A. Rahman, "Designing of a 2kW stand-alone PV system in Bangladesh using PVSyst, Homer and SolarMAT," 2015 3rd International Conference on Green Energy and Technology (ICGET), Dhaka, Bangladesh, 2015, pp. 1-6.
- [15] M. Ali, D. M. Lestari and T. Rahman, "Design of Rooftop Photovoltaic System for 30/60- type House in Sukabumi, Indonesia using PVSyst Simulation," 2021 IEEE 7th International Conference on Computing, Engineering and Design (ICCED), Sukabumi, Indonesia, 2021, pp. 1-4.
- [16] C. P. Kandasamy, P. Prabu and K. Niruba, "Solar potential assessment using PVSYS software," 2013 International Conference on Green Computing, Communication and Conservation of Energy (ICGCE), Chennai, India, 2013, pp. 667-672.
- [17] K. C. Rout and P. Kulkarni, "Design and Performance evaluation of Proposed 2 kW Solar PV Rooftop on Grid System in Odisha using PVSyst," 2020 IEEE International Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS), Bhopal, India, 2020, pp. 1-6.
- [18] S. Jianping, "An optimum layout scheme for photovoltaic cell arrays using PVSYS," 2011 International Conference on Mechatronic Science, Electric Engineering and Computer (MEC), Jilin, China, 2011, pp. 243-245.
- [19] B. S. Chauhan, V. Nagar and A. Bhargava, "Evaluating Solar Power Generation: A 7 kW Photovoltaic System Performance Analysis with PVSyst Simulation," 2023 First International Conference on Advances in Electrical, Electronics and Computational Intelligence (ICAEECI), Tiruchengode, India, 2023, pp. 1-6.
- [20] S. Z. Ismahane, A. F. Zohra, B. Mouhoub, N. A. Mahammed and M. Bechouat, "Sizing and Techno-Economic analysis of a Photovoltaic Solar System for a Primary School using PVSYS," 2023 2nd International Conference on Electronics, Energy and Measurement (IC2EM), Medea, Algeria, 2023, pp. 1-6.
- [21] M. M. Hasan, M. N. Rahman, M. H. Ali, H. Mia and M. F. Khan, "Design of an Optimum Solar PV Generation System for Integrated loads using PVSYS Software," 2021 International Conference on Science & Contemporary Technologies (ICSCCT), Dhaka, Bangladesh, 2021, pp. 1-4.
- [22] Y. Siregar, Y. Hutahunuk and Suherman, "Optimization Design and Simulating Solar PV System Using PVSyst Software," 2020 4rd International Conference on Electrical, Telecommunication and Computer Engineering (ELTICOM), Medan, Indonesia, 2020, pp. 219-223.
- [23] A. da Cunha Lima, C. Schardong, F. Schaf and L. Michels, "Mathematical models used in photovoltaic system design software: a systematic review and a new proposal," 2022 14th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC), Santa Maria, Brazil, 2022, pp. 1-6.
- [24] N. Nhau, J. Li, W. Wang, W. Yu, C. Zhao and Y. Liu, "Simulation and Analysis of Economic Benefits of Different Types of PV Systems in Shanghai," 2021 Power System and Green Energy Conference (PSGEC), Shanghai, China, 2021, pp. 291-295.
- [25] M. M. Nishat and F. Faisal, "Investigation and Modeling of Solar PV: A Simulation Method," 2024 21st International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), Khon Kaen, Thailand, 2024, pp. 1-6.
- [26] R. Sharma and L. Gidwani, "Grid connected solar PV system design and calculation by using PV*SOL premium simulation tool for campus hostels of RTU Kota," 2017 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT), Kollam, India, 2017, pp. 1-5.
- [27] A. N. Deshmukh and V. K. Chandrakar, "Design and Performance analysis of Net Metering-based Grid Connected Solar Photo-Voltaic System," 2022 Second International Conference on Next Generation Intelligent Systems (ICNGIS), Kottayam, India, 2022, pp. 1-6.
- [28] M. Cristea, C. Cristea, R. -A. Tirnovan, I. Birou, F. M. Șerban and E. Balog, "Feasibility of grid-connected residential photovoltaic systems under the new Romanian renewable energy law," 2023 10th International Conference on Modern Power Systems (MPS), Cluj-Napoca, Romania, 2023, pp. 1-5.
- [29] O. Nasirkhani and M. Tamaddon, "A New Optimal Design of a Solar Power Plant On The Rooftop of Bovisa Train Station in Milan," 2024 32nd International Conference on Electrical Engineering (ICEE), Tehran, Iran, Islamic Republic of, 2024, pp. 1-5.
- [30] W. Kang, J. Liao, M. Chen, J. M. Guerrero and K. Sun, "Distributed Event-Triggered Optimal Power Management of Distribution Networks Considering Dynamic Tariff," in *iEnergy*, vol. 3, no. 3, pp. 142-151, September 2024.
- [31] V. Sharma, S. M. Aziz, M. H. Haque and T. Kauschke, "Energy Economy of Households With Photovoltaic System and Battery Storage Under Time of Use Tariff With Demand Charge," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 33069-33082, 2022.
- [32] P. Munankammi, H. Wu, A. Pratt, M. Lunacek, S. P. Balamurugan and P. Spijsen, "Home Energy Management System for Price-Responsive Operation of Consumer Technologies Under an Export Rate," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 50087-50099, 2022.
- [33] K. D. Pippi, G. C. Kyrionidis and T. A. Papadopoulos, "Methodology for the Techno-Economic Assessment of Medium-Voltage Photovoltaic Prosumers Under Net-Metering Policy," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 60433-60446, 2021.
- [34] D. Aznaltam, A. C. Chapman and G. Verbié, "Probabilistic Assessment of Impact of Flexible Loads Under Network Tariffs in Low-voltage Distribution Networks," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 951-962, July 2021.
- [35] "IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems - Redline," in *IEEE Std 1013-2019 (Revision of IEEE Std 1013-2007) - Redline*, vol. no., pp. 1-82, 20 Sept. 2019.

AUTHORS' BACKGROUND

Your Name	Title	Research Field	Personal website
Pasist Suwanapingkarl	Senior lecturer	Renewable energy, Power system, Power quality, Power plant, Electrical design, Programmer	-
Chalermchat Ruangtoh	Master student	Renewable energy, Power system, Electrical design, Electrical installation, Developer	-
Piyapong Pankaew	Senior lecturer	Production planning and control, Production scheduling, Production management, Programmer	-
Kwanchanok Srivallop	Specialist	Marketing, Strategic planning, Risk assessment	-

*This form helps us to understand your paper better, **the form itself will not be published.**

*Title can be chosen from: master student, PhD candidate, assistant professor, lecturer, senior lecturer, associate professor, full professor



ConfJPN_001

ORIGINALITY REPORT

7 %	6 %	6 %	2 %
SIMILARITY INDEX	INTERNET SOURCES	PUBLICATIONS	STUDENT PAPERS

PRIMARY SOURCES

1	P. Suwanapingkarl, S. Buasai, C. Paorong, A. Loongthaisong, N. Ritsuk, K. Srivallop. "The concept of 'ePVscooter' an electric scooter integrated with portable photovoltaic charger system", 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), 2019 Publication	1 %
2	iconsci.rmutp.ac.th Internet Source	1 %
3	"2022 IEEE 21st International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)", 2022 IEEE 21st international Ccnference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), 2022 Publication	1 %
4	trepo.tuni.fi Internet Source	1 %
5	eprints.sunway.edu.my Internet Source	1 %

6	www.amtrakoig.gov Internet Source	1 %
7	www.mdpi.com Internet Source	1 %
8	www.gwcet.ac.in Internet Source	<1 %
9	Abhishekh Sawner, Shailja Shukla. "Application of "PVsyst" to Simulate the 100 kWp Rooftop Solar Grid-Tied PV System at College Campus: Jabalpur Engineering College, India", 2021 5th International Conference on Electrical, Electronics, Communication, Computer Technologies and Optimization Techniques (ICEECCOT), 2021 Publication	<1 %
10	acikerisim.kirklareli.edu.tr:8080 Internet Source	<1 %
11	journal.eeaat.or.th Internet Source	<1 %
12	Rukzon, S.. "Utilization of bagasse ash in high-strength concrete", Materials and Design, 201202 Publication	<1 %

Exclude quotes On

Exclude matches Off

Exclude bibliography On



2. บทความวิชาการที่นำเสนอในการประชุมวิชาการระดับนานาชาติ
15th International Conference on Renewable and Clean Energy (ICRCE 2025)

The impacts of electricity tariffs on the optimal photovoltaic rooftop installation

Pasist Suwanapingkarl ¹ Chalermchat Ruangtoh ¹ Piyapong Pankaew ²
and Kwanchanok Srivallop ³

¹ Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand
² Department of Industrial Materials Science, Faculty of Science and Technology,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand
³ 3 Green KP Co., Ltd., Bangkok, Thailand
pasist.s@rmutp.ac.th and chalermchart-ru@rmutp.ac.th

Abstract. The growth of renewable energy, especially photovoltaic (PV) rooftops, has significantly increased in the past decades. This would lead to a rise in generated energy on the power network. The increase is due to the advanced development of PV cells, PV modules, and inverter technologies, which result in higher generated energy, lower energy consumption, and higher efficiency in streamlining production processes. However, it can allow the potential benefit of such dynamic electricity tariffs. It is well known that electricity pricing varies over time. The electricity tariff will play an important role in increasing the incentive of the consumer who uses and plans to install PV rooftops. Therefore, this research aims to design, develop and analyze the effects of electricity tariffs on the optimal PV rooftop installation. Because it can provide subsidies for electricity billing and reduce the carbon footprint, the investment in the PV rooftop will become much more incentive, and the payback period will be shortened; hence, it encourages the consumer to install the system. The electricity tariffs are typically based on the electricity provider, which depends on the area, type of business, and type of consumer. Thus, the research focuses on Thailand's electricity providers, especially the Metropolitan Electricity Authority (MEA) and Provincial Electricity Authority (PEA), as they are typically supplied in urban and rural areas, respectively. The case studies were based on the Type 1 Residential Service of MEA, Type 2 Small General Service of MEA, Schedule 1 Residential Service of PEA, and Schedule 2 Small General Service of PEA. The results showed that the electricity tariffs directly affected the incentive and the payback period for investment in the PV rooftop.

Keywords: dynamic, economics, electricity tariff, feasibility, photovoltaic, rooftop.

1 Introduction

1.1 Growth Of PV Rooftop, Electricity Tariffs And Investment

Photovoltaic (PV) rooftop systems have grown substantially in recent years, especially in residential and small building sectors. This is driven by several factors, including technological advancements, pricing, and an awareness of renewable energy's benefits. In the meantime, the 26th United Nations Climate Change Conference (COP26) was encouraged to fight against climate change. It results in many countries proposing appealing policies that have incentives to encourage PV rooftop installation. On the other hand, electricity tariffs significantly affect the economics of PV rooftops as they are related to electricity tariff structures. Therefore, the energy transition towards the PV rooftop is also becoming a financial imperative for many countries. It must be noted that the electricity providers, tariffs, PV pricing and supportive policies directly influence the growth of PV rooftop installations. As electricity tariffs evolve, and investment in the PV rooftop market is expected to experience the expansion of the PV market, especially the manufacturing and design program [1-3].

1.2 PV Design Programs

Fig. 1 shows that the photovoltaic program market is continually increasing. This is due to the demand for PV rooftop installation, as most governments in the world plan to increase the use of renewable energy. Moreover, the PV program market is usually divided into segments, which are the type of component, application, and device [3]. This research is focused on these three segments by using Google Worksheet to design and develop the PV design program. The PV design program generally optimises configurations of PV systems, estimates generated energy, considers the cost of materials and installation, generates typical installation layouts, generates financial reports and supports remote site assessments.

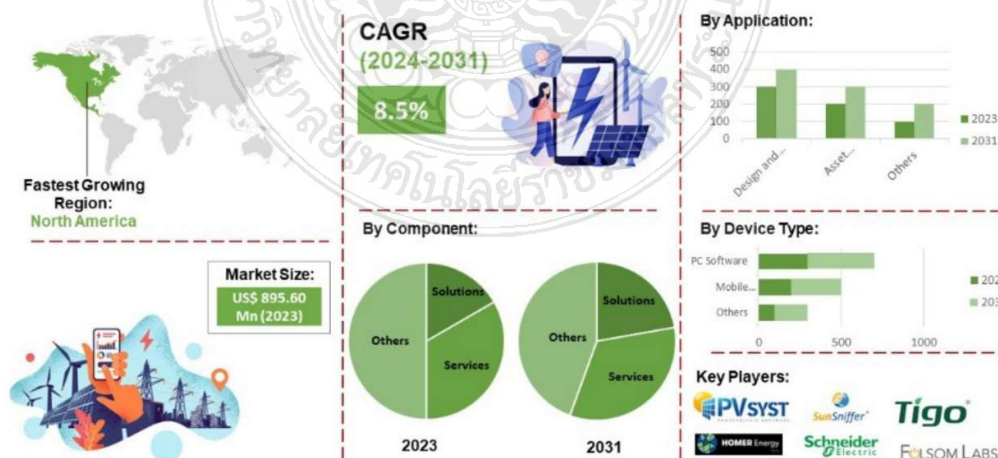


Fig. 1. Trending of photovoltaic program market in global level.

2 Literature Reviews

2.1 Electricity Tariffs

The structure of electricity pricing is processed of setting and determining to electricity usage of consumer. This pricing is a fundamental aspect of electricity provider marketing plan, which normally includes the cost of generating and operation, maintenance. The different types of consumers must have different electricity tariffs [4-12].

2.2 Commercial PV Design Programs

The program supports the engineer, installer, manufacturer, and client to design, plan and construct the PV project, which optimizes configurations of the PV system and cost of investment. The program can also estimate the generated energy of the project. Therefore, it is minimizing costs of investment and time [4-5].

2.3 Risk Assessments and Feasibility Financial

It is a systematic process that identifies potential negative outcome or loss that result from a hazard. Moreover, it needs to consider the funds, which available to cover the project's costs and analyses Return On Investment (ROI) from financial risks. [4-12].

3 Development and Implement

3.1 Google Worksheet

It is a free, web-based spreadsheet application, which allows users to collaborate with others in real-time, and also available as a mobile app. It can manipulate data and calculate numbers [4-5].

3.2 Electricity Provider And Electricity Tariffs

MEA and PEA, who provides the electricity in Thailand, are chosen. The Type 1 Residential Service of MEA, Type 2 Small General Service of MEA, Schedule 1 Residential Service of PEA, and Schedule 2 Small General Service of PEA are taken into account. The time of day or season that effects the generated energy and the electricity usage are considered. The PV system of case studies are also validated against the commercial program such as PVSyst and PV*Sol [4-12].

3.3 Financial And Investment

The interest rates of the Bank of Thailand are used to calculate the interest on loans. Hence, the minimum lending rate (MLR), minimum overdraft rate (MOR), and minimum retail rate (MRR) are considered for the development of a program that allows for the analysis of risk assessment and feasibility [4-12].

4 Results And Discussions

4.1 Case study on the urban power network area in Thailand

The residential is connected to the urban power network, which supplies power by the MEA. The 5kW PV rooftop is also mounted. The electricity billing and load demand are considered for up to 6 months (Fig. 2 and Fig. 3). To ensure the result's accuracy, the PV sizing is validated against commercial programs such as PVSyst and PV*Sol. The electricity billing and load demand have directly affected the investment in PV rooftops (Fig. 4). Hence, the consumer incentive and payback period also vary.

เดือนที่	Month	หน่วยไฟฟ้า	Units (kWh)
January	มกราคม	90	
February	กุมภาพันธ์	95	
March	มีนาคม	120	
April	เมษายน	145	
May	พฤษภาคม	130	
June	มิถุนายน	125	
			517.69

Fig. 2. Determine type of consumer from electricity billing of MEA.

1.1 : Residential Service on Normal Tariff / Progressive Rate (Below 150 Units/month)												
title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy (kWh/Month)	90	95	120	145	130	125						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
First 15 kWh (1st - 15th) (Baht)	35.22	35.22	35.22	35.22	35.22	35.22						
Next 10 kWh (16th - 25th) (Baht)	29.88	29.88	29.88	29.88	29.88	29.88						
Next 10 kWh (26th - 35th) (Baht)	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41						
Next 65 kWh (36th - 100th) (Baht)	199.30	217.42	235.54	235.54	235.54	235.54						
Next 50 kWh (101st - 150th) (Baht)			74.34	167.27	111.51	92.93						
Total (Baht)	296.82	314.94	407.40	500.32	444.57	425.98						
1.2 Service Charge												
Total Base Tariff (Baht)	305.01	323.13	415.59	508.51	452.76	434.17						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	35.75	37.73	47.66	57.59	51.64	49.65						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	23.85	25.26	32.43	39.63	35.31	33.87						
Total Electricity Charge (Baht)	364.61	386.12	495.68	605.73	539.70	517.69						

Fig. 3. Breakdown of electricity billing of residential service type 1.1 of MEA.

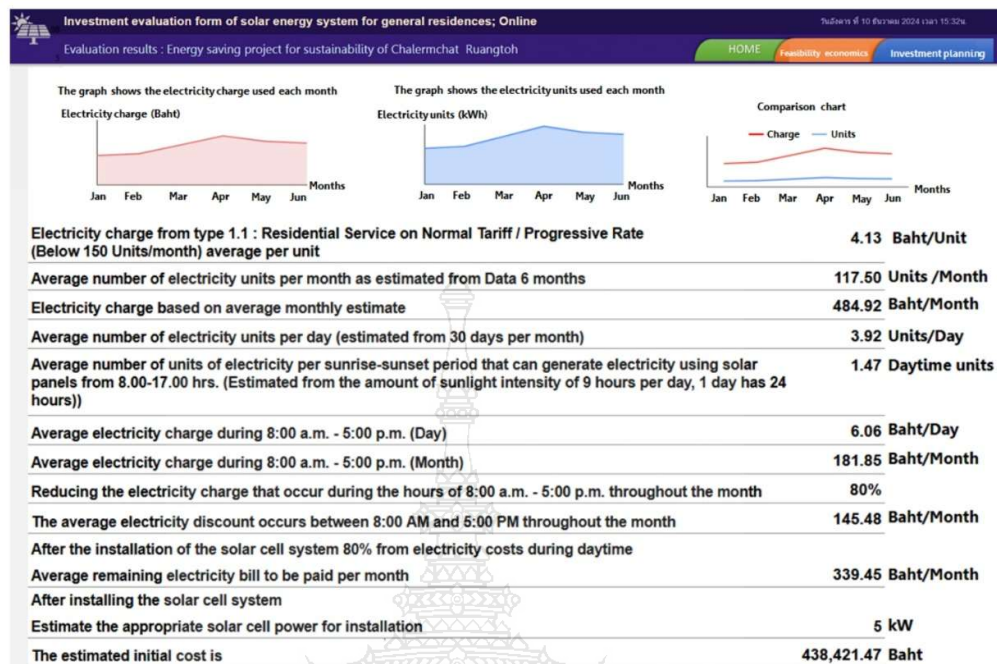


Fig. 4. Breakdown of consumer incentives of residential service type 1.1 of MEA with optimal photovoltaic rooftop installation and electricity tariff.

4.2 Case study on the rural power network area in Thailand

The residential is connected to the rural power network, which supplies power by the PEA. The 5kW PV rooftop is also mounted. The electricity billing and load demand are considered for up to 6 months (Fig. 5 and Fig. 6). To ensure the result's accuracy, the PV sizing is validated against the PVSyst and PV*Sol programs. The electricity billing and load demand have directly affected the investment in PV rooftops (Fig. 7).

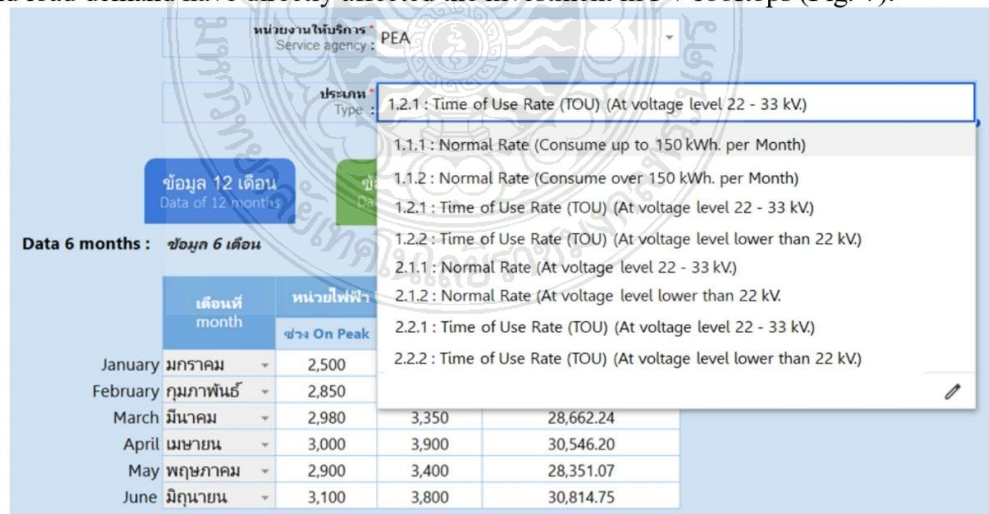


Fig. 5. Determine type of consumer from electricity billing of PEA.

1.2.1 Time of Use Rate (TOU) At voltage level 22 - 33 kV.

title	Monthly electrical data									
	January	February	March	April	May	June				
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,500.00	2,850.00	2,980.00	3,000.00	2,900.00	3,100.00				
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	3,000.00	3,200.00	3,350.00	3,900.00	3,400.00	3,800.00				
Section 1 Base Tariff										
1.1 Energy Charge										
Total (Baht)	20,594.85	22,905.32	23,960.63	25,494.93	23,681.73	25,745.91				
1.2 Service Charge (Baht/Month)										
Total Base Tariff (Baht)	20,907.09	23,217.56	24,272.87	25,807.17	23,993.97	26,058.15				
Section 2 (Ft.) Charge										
Used Energy x Ft.rate (Baht)	2,184.60	2,403.06	2,514.28	2,740.68	2,502.36	2,740.68				
Section 3 Tax 7%										
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,616.42	1,793.44	1,875.10	1,998.35	1,854.74	2,015.92				
Total Electricity Charge (Baht)	24,708.11	27,414.06	28,662.24	30,546.20	28,351.07	30,814.75				

Fig. 6. Breakdown of electricity billing of residential service type 1.2.1 of PEA.

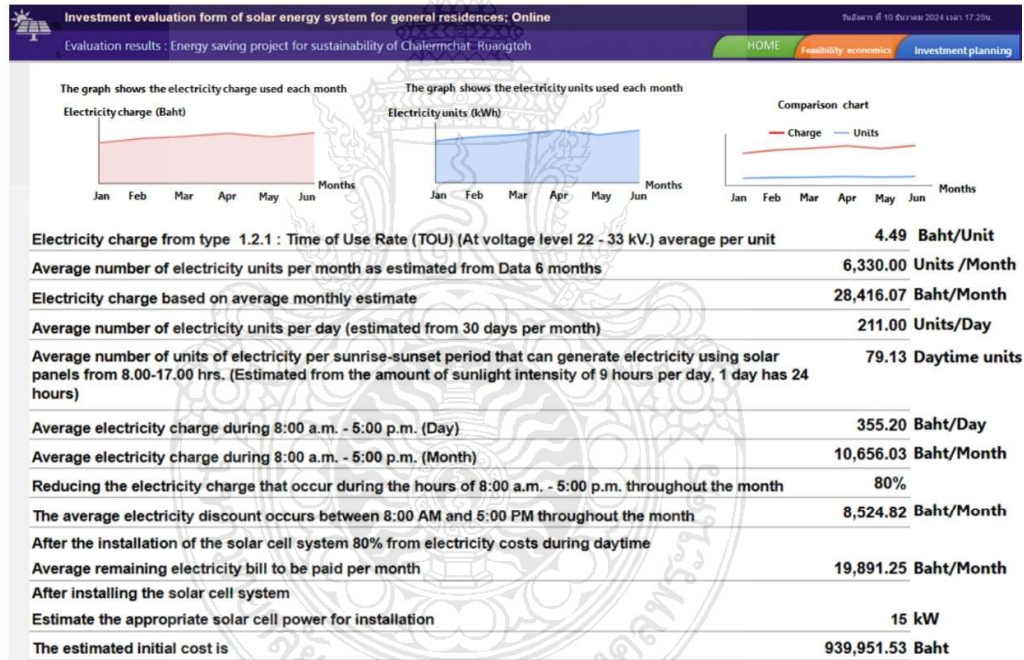


Fig. 7. Breakdown of consumer incentives of residential service type 1.2.1 of PEA with optimal photovoltaic rooftop installation and electricity tariff.

From sections 4.1 and 4.2, the proposed program is developed and based on the electricity traffic on the urban and rural power networks in Thailand. Additionally, insights gained from specific markets, like the urban and rural power networks, to deal with the electricity pricing structures and environmental and infrastructural issues related to energy supply and demand. For instance, some regions in urban areas may rely heavily on photovoltaic rooftops, while others depend on grid networks, leading to different pricing strategies. Seasonal, cultural factors and public policies can also affect consumer behavior and the acceptance of pricing models.

Thus, section 4 can be described as a significant electricity pricing structure, as many countries face similar pricing strategies and energy management challenges. Therefore, the fundamental principles of electricity tariff determination, such as balancing generation costs and operational expenses can be applied to various contexts worldwide. It must be noted that the proposed concepts and program have several there are potential limitations when applying these findings outside of Thailand as the countries have unique standards and regulatory frameworks, energy sources, consumption patterns, and economic conditions that influence electricity pricing.

5 Conclusions

The research studied, developed and analyzed the effectiveness of electricity tariffs in urban and rural areas. The most important parameters are the type of electricity provider, type of business and type of consumer. Moreover, the pricing of PV rooftop materials and installations and the typical interest rates of banking are also considered. The results presented that the increasing incentive of the consumer who uses and plans to install PV rooftops is directly affected by the demand and generated energy, the same as the electricity provider, type of business, type of consumer, and financials.

The complex optimization can be found in the research framework because of the combination of comprehensive databases of electricity providers, electric tariffs, residential demand and PV generation. Then, it is necessary to determine the risk assessment and feasibility financial before investment in the PV rooftop. The interest rates for MLR, MOR, and MRR may add or subtract a margin based on the policies of the Bank of Thailand as it depends on economic conditions. Thus, the electricity pricing from PV rooftops depicts the potential consumer benefits for different electricity provider strategies, which are the same as the consumer's demand and the generated energy.

Therefore, the foundational concepts may be universally relevant, and adaptations of further studies will be essential to effectively address the distinct circumstances in each consumer segment market in other countries.

Acknowledgement

This research has received generous support from the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand and the Northumbria University, Newcastle, United Kingdom. The author would like to thank all the lecturers in the Electrical Engineering Department for their technical comments. The author would like to express gratitude to the 3 Green KP Co., Ltd., Bangkok, Thailand, for their financial support.

References

1. BloombergNEF (2024). 3Q 2024 Global PV Market Outlook. Homepage, <https://about.bnef.com/blog/3q-2024-global-pv-market-outlook>, last accessed 2024/11/21
2. Global Market Insight (2024). Solar Photovoltaic (PV) Market Size - By Connectivity (On-Grid, Off-Grid), By Mounting (Ground Mounted, Roof-Top), By End-Use (Residential, Commercial & Industrial, Utility), Regional Outlook & Forecast, 2024 – 2032. Homepage, <https://www.gminsights.com/industry-analysis/solar-photovoltaic-pv-market>, last accessed 2024/11/21
3. An Ace In Marketing Research And Consulting. (2024). Photovoltaic software market size, share & trend analysis report by componenet (solutions, services), by device type (mobile software, pc software), by application, by end-user, by region, and by segment forecast, 2023-2031. Homepage, <https://www.insightaceanalytic.com/report/global-photovoltaic-software-market/1334>, last accessed 2024/11/21
4. PVsyst photovoltaic software. Homepage, <https://www.pvsyst.com/pdf-tutorials/>, last accessed 2024/11/21
5. PV*SOL photovoltaic software. Homepage, <https://valentin-software.com/en/training/tutorials/>, last accessed 2024/11/21
6. V. Sharma, S. M. Aziz, M. H. Haque and T. Kauschke, "Energy Economy of Households With Photovoltaic System and Battery Storage Under Time of Use Tariff With Demand Charge," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 33069-33082, 2022.
7. K. D. Pippi, G. C. Kryonidis and T. A. Papadopoulos, "Methodology for the Techno-Economic Assessment of Medium-Voltage Photovoltaic Prosumers Under Net-Metering Policy," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 60433-60446, 2021.
8. D. Azuatalam, A. C. Chapman and G. Verbič, "Probabilistic Assessment of Impact of Flexible Loads Under Network Tariffs in Low-voltage Distribution Networks," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 951-962, July 2021.
9. M. Yao, I. A. Hiskens and J. L. Mathieu, "Mitigating Voltage Unbalance Using Distributed Solar Photovoltaic Inverters," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2642-2651, May 2021.
10. P. Munankarmi, H. Wu, A. Pratt, M. Lunacek, S. P. Balamurugan and P. Spitsen, "Home Energy Management System for Price-Responsive Operation of Consumer Technologies Under an Export Rate," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 50087-50099, 2022.
11. M. Sandelic, A. Sangwongwanich and F. Blaabjerg, "Impact of Power Converters and Battery Lifetime on Economic Profitability of Residential Photovoltaic Systems," in *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 3, pp. 224-236, 2022.
12. W. Kang, J. Liao, M. Chen, J. M. Guerrero and K. Sun, "Distributed Event-Triggered Optimal Power Management of Distribution Networks Considering Dynamic Tariff," in *iEnergy*, vol. 3, no. 3, pp. 142-151, September 2024.

FUKUOKA, JAPAN

ICRCE 2025

February 15-17, 2025

2025 15th International Conference on Renewable and Clean Energy (ICRCE 2025) is going to take place in Fukuoka, Japan during February 15-17, 2025, supported by Toyota Technological Institute, Japan. It will offer an ideal platform for presentation, discussion, criticism and exchange of innovative ideas and current challenges in the field of renewable and clean energy.

1

PUBLICATION

Accepted and selected papers will be recommended to be published into **Conference Proceedings by Springer-LNEE** which will be submitted for **EI Compendex** and **Scopus** databases.

ICRCE 2022, 2023, 2024 proceedings have been published into **Springer Book Series: Lecture Notes in Electrical Engineering**, and indexed by **EI Compendex** and **Scopus**.
ICRCE 2021 proceedings have been archived in **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (EES)**, and indexed by **Scopus**.

2

CALL FOR PAPERS

Topics of interest for submission include, but are not limited to:
Renewable (Green) Energy Systems and Sources (RESSs) as Wind Power, Hydropower, Solar Energy, Biomass, Biofuel, Geothermal Energy, Wave Energy, Tidal energy, Hydrogen & Fuel Cells, Energy Storage

- New Trends and Technologies for RESSs
- Renewable Energy Research and Applications for Industries
- Computational Methods for RESSs
- Smart grids and RESSs
- Renewable Energy Systems in Smart Cities

More topics: <http://icrce.org/cfp.html>

3

SUBMISSION

- Full Paper (publication and oral presentation)
- Abstract (oral presentation only)

Electronic Submission System (.pdf)
<http://confsys.icrce.org/submission/icrce2025>
Email: icrceconf@126.com

Paper Template:
<https://icrce.org/splnproc1703.docm>

4

DATE

Submission Deadline: January 5, 2025
Notification Date: January 20, 2025
Registration Deadline: January 30, 2025

5

CONTACT

Ms. Penny P. L. Gan
Email: icrceconf@126.com
Tel: 86-132-9000-0003
Web: www.icrce.org

Welcome to
submit papers!

SUPPORTED BY



FOLLOW US
(WECHAT)



Notification of Acceptance (Full Paper)



February 15-17, 2025

Fukuoka, Japan

<http://icrce.org/>

Dear Pasist Suwanapingkarl, Chalermchat Ruangtoh, Piyapong Pankaew, Kwanchanok Srivallop,

Paper ID: P535

Paper Title: The impacts of electricity tariffs on the optimal photovoltaic rooftop installation

Congratulations! The review processes for 2025 15th International Conference on Renewable and Clean Energy (ICRCE 2025) have been completed. Based on the recommendations of the reviewers and the Technical Program Committees, we are pleased to inform you that your paper identified above has been accepted for publication and oral presentation. You are cordially invited to present the paper orally at ICRCE 2025 to be held in **Fukuoka, Japan** during **February 15-17, 2025**.

After a careful reviewing process, after proper registration and presentation, your above paper will be recommended to be published into **ICRCE 2025 conference proceedings by Springer-LNEE**, which will be submitted for **EI Compendex** and **Scopus** databases.

Instruction

*** (Important) So in order to register the conference and have your paper included in the journal successfully, you must finish the following steps.**

1. Revise your paper according to the Review Comments in the attachment carefully.
2. Format your paper according to the Template carefully.
<https://icrce.org/splnproc1703.docm>
3. Download and complete the Registration Form.
<http://www.icrce.org/reg.doc>

Finish the payment of Registration fee by Credit Card or PayPal. (The detailed information can be found in the Registration form)

4. This permission should be used by the author(s) to obtain permission for the use of source material in connection with the publication of their work by Springer Nature. (If no, you can pass the step.)

2025 15th International Conference on Renewable and Clean Energy

<http://www.icrce.org/Research-Permission-Template-EN.docx>

5. Send your **registration form (.doc format)**, **final paper(s) (.doc&.pdf)**, **payment proof (.jpg format)**, **Signed copyright** and the **Scanned of Student ID card (.jpg format)** to us at icrceconf@126.com.

***If you pay by on-line Credit Card Payment, please fill your confirmation number in the registration form after paying.**

***If you pay by PayPal, please scan the payment slip as the payment proof for checking.**

Please strictly adhere to the format specified in the conference template while preparing your final paper. If you have any problem in preparing the final paper, please feel free to contact us via icrceconf@126.com. For the updated information on the conference, please check the conference website at <http://icrce.org/>. The Conference Program will be available in late January, 2025.

Finally, we would like to further extend our congratulations to you, and we are looking forward to meeting you in Fukuoka, Japan.

ICRCE 2025 Organizing Committees





ConfJPN_002

by Pasist Suwanapingkarl

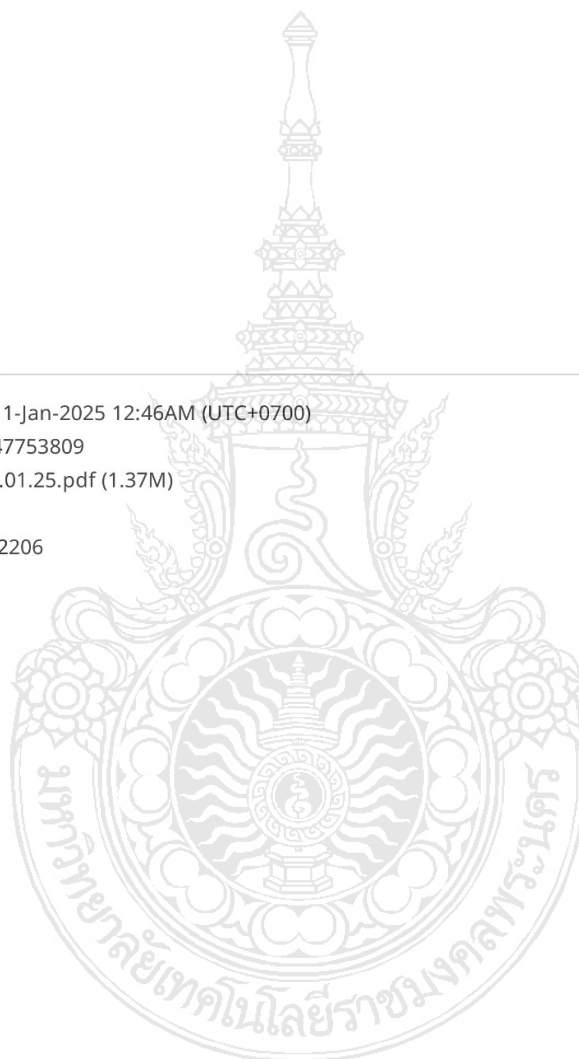
Submission date: 11-Jan-2025 12:46AM (UTC+0700)

Submission ID: 2547753809

File name: P535-10.01.25.pdf (1.37M)

Word count: 2177

Character count: 12206



The impacts of electricity tariffs on the optimal photovoltaic rooftop installation

Pasist Suwanapingkarl¹ Chalermchat Ruangtoh¹ Piyapong Pankaew²
and Kwanchanok Srivallop³

¹ Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand

² Department of Industrial Materials Science, Faculty of Science and Technology,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand

³ 3 Green KP Co., Ltd., Bangkok, Thailand
pasist.s@rmutp.ac.th and chalermchart-ru@rmutp.ac.th

Abstract. The growth of renewable energy, especially photovoltaic (PV) rooftops, has significantly increased in the past decades. This would lead to a rise in generated energy on the power network. The increase is due to the advanced development of PV cells, PV modules, and inverter technologies, which result in higher generated energy, lower energy consumption, and higher efficiency in streamlining production processes. However, it can allow the potential benefit of such dynamic electricity tariffs. It is well known that electricity pricing varies over time. The electricity tariff will play an important role in increasing the incentive of the consumer who uses and plans to install PV rooftops. Therefore, this research aims to design, develop and analyze the effects of electricity tariffs on the optimal PV rooftop installation. Because it can provide subsidies for electricity billing and reduce the carbon footprint, the investment in the PV rooftop will become much more incentive, and the payback period will be shortened; hence, it encourages the consumer to install the system. The electricity tariffs are typically based on the electricity provider, which depends on the area, type of business, and type of consumer. Thus, the research focuses on Thailand's electricity providers, especially the Metropolitan Electricity Authority (MEA) and Provincial Electricity Authority (PEA), as they are typically supplied in urban and rural areas, respectively. The case studies were based on the Type 1 Residential Service of MEA, Type 2 Small General Service of MEA, Schedule 1 Residential Service of PEA, and Schedule 2 Small General Service of PEA. The results showed that the electricity tariffs directly affected the incentive and the payback period for investment in the PV rooftop.

Keywords: dynamic, economics, electricity tariff, feasibility, photovoltaic, rooftop.

1 Introduction

1.1 Growth Of PV Rooftop, Electricity Tariffs And Investment

Photovoltaic (PV) rooftop systems have grown substantially in recent years, especially in residential and small building sectors. This is driven by several factors, including technological advancements, pricing, and an awareness of renewable energy's benefits. In the meantime, the 26th United Nations Climate Change Conference (COP26) was encouraged to fight against climate change. It results in many countries proposing appealing policies that have incentives to encourage PV rooftop installation. On the other hand, electricity tariffs significantly affect the economics of PV rooftops as they are related to electricity tariff structures. Therefore, the energy transition towards the PV rooftop is also becoming a financial imperative for many countries. It must be noted that the electricity providers, tariffs, PV pricing and supportive policies directly influence the growth of PV rooftop installations. As electricity tariffs evolve, and investment in the PV rooftop market is expected to experience the expansion of the PV market, especially the manufacturing and design program [1-3].

1.2 PV Design Programs

Fig. 1 shows that the photovoltaic program market is continually increasing. This is due to the demand for PV rooftop installation, as most governments in the world plan to increase the use of renewable energy. Moreover, the PV program market is usually divided into segments, which are the type of component, application, and device [3]. This research is focused on these three segments by using Google Worksheet to design and develop the PV design program. The PV design program generally optimises configurations of PV systems, estimates generated energy, considers the cost of materials and installation, generates typical installation layouts, generates financial reports and supports remote site assessments.

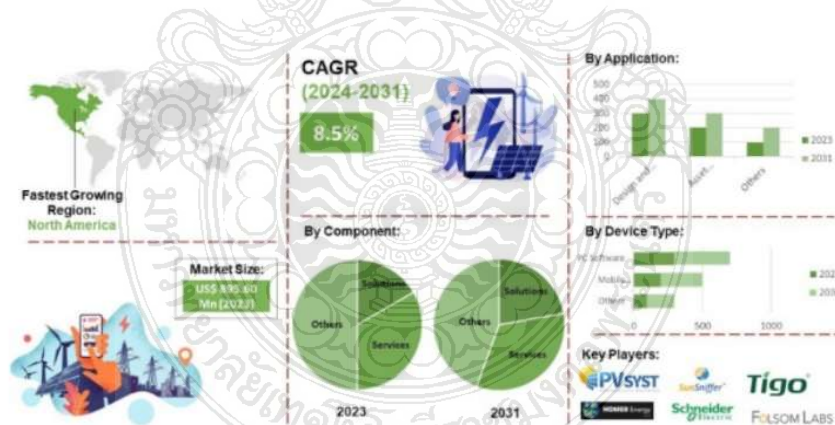


Fig. 1. Trending of photovoltaic program market in global level.

2 Literature Reviews

2.1 Electricity Tariffs

The structure of electricity pricing is processed of setting and determining to electricity usage of consumer. This pricing is a fundamental aspect of electricity provider marketing plan, which normally includes the cost of generating and operation, maintenance. The different types of consumers must have different electricity tariffs [4-12].

2.2 Commercial PV Design Programs

The program supports the engineer, installer, manufacturer, and client to design, plan and construct the PV project, which optimizes configurations of the PV system and cost of investment. The program can also estimate the generated energy of the project. Therefore, it is minimizing costs of investment and time [4-5].

2.3 Risk Assessments and Feasibility Financial

It is a systematic process that identifies potential negative outcome or loss that result from a hazard. Moreover, it needs to consider the funds, which available to cover the project's costs and analyses Return On Investment (ROI) from financial risks. [4-12].

3 Development and Implement

3.1 Google Worksheet

It is a free, web-based spreadsheet application, which allows users to collaborate with others in real-time, and also available as a mobile app. It can manipulate data and calculate numbers [4-5].

3.2 Electricity Provider And Electricity Tariffs

MEA and PEA, who provides the electricity in Thailand, are chosen. The Type 1 Residential Service of MEA, Type 2 Small General Service of MEA, Schedule 1 Residential Service of PEA, and Schedule 2 Small General Service of PEA are taken into account. The time of day or season that effects the generated energy and the electricity usage are considered. The PV system of case studies are also validated against the commercial program such as PVSyst and PV*Sol [4-12].

3.3 Financial And Investment

The interest rates of the Bank of Thailand are used to calculate the interest on loans. Hence, the minimum lending rate (MLR), minimum overdraft rate (MOR), and minimum retail rate (MRR) are considered for the development of a program that allows for the analysis of risk assessment and feasibility [4-12].

4 Results And Discussions

4.1 Case study on the urban power network area in Thailand

The residential is connected to the urban power network, which supplies power by the MEA. The 5kW PV rooftop is also mounted. The electricity billing and load demand are considered for up to 6 months (Fig. 2 and Fig. 3). To ensure the result's accuracy, the PV sizing is validated against commercial programs such as PVSyst and PV*Sol. The electricity billing and load demand have directly affected the investment in PV rooftops (Fig. 4). Hence, the consumer incentive and payback period also vary.

ประเภท : MEA

ประเภท : 1.1 : Residential Service on Normal Tariff / Progressive Rate (Below 150 Units/month)

ข้อมูล 12 เดือน : Data of 12 months

ข้อมูล 6 เดือน : Data 6 months

เดือน	หน่วย kWh
January มกราคม	90
February กุมภาพันธ์	95
March มีนาคม	120
April เมษายน	145
May พฤษภาคม	130
June มิถุนายน	125
Total	517.69

Fig. 2. Determine type of consumer from electricity billing of MEA.

1.1 : Residential Service on Normal Tariff / Progressive Rate (Below 150 Units/month)

title	Monthly electrical data										
	January	February	March	April	May	June					
Customer used Energy (kWh/Month)	90	95	120	145	130	125					
Section 1 Base Tariff											
1.1 Energy Charge											
First 15 kWh (1st - 15th) (Baht)	35.22	35.22	35.22	35.22	35.22	35.22					
Next 10 kWh (16th - 25th) (Baht)	29.88	29.88	29.88	29.88	29.88	29.88					
Next 10 kWh (26th - 35th) (Baht)	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41					
Next 65 kWh (36th - 100th) (Baht)	199.30	217.42	235.54	235.54	235.54	235.54					
Next 50 kWh (101st - 150th) (Baht)			74.34	147.27	111.51	92.93					
Total (Baht)	296.82	314.96	407.40	506.32	444.57	425.98					
1.2 Service Charge	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19					
Total Base Tariff (Baht)	305.01	323.15	415.59	508.51	452.76	434.17					
Section 2 (Ft.) Charge											
Used Energy x Ft.rate (Baht)	35.75	37.75	47.66	57.59	51.64	49.65					
Section 3 Tax 7%											
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	23.85	25.26	32.43	39.63	35.31	33.87					
Total Electricity Charge (Baht)	564.61	586.12	495.68	605.73	539.70	517.69					

Fig. 3. Breakdown of electricity billing of residential service type 1.1 of MEA.

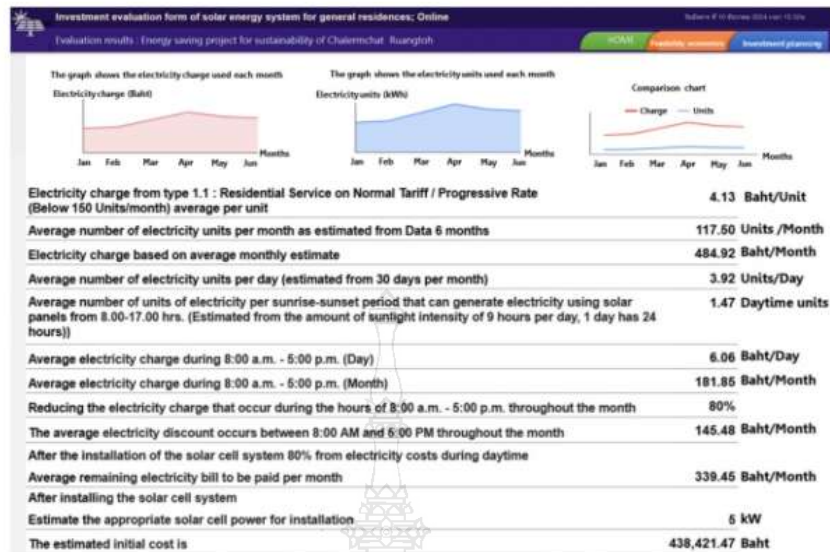


Fig. 4. Breakdown of consumer incentives of residential service type 1.1 of MEA with optimal photovoltaic rooftop installation and electricity tariff.

4.2 Case study on the rural power network area in Thailand

The residential is connected to the rural power network, which supplies power by the PEA. The 5kW PV rooftop is also mounted. The electricity billing and load demand are considered for up to 6 months (Fig. 5 and Fig. 6). To ensure the result's accuracy, the PV sizing is validated against the PVsyst and PV*Sol programs. The electricity billing and load demand have directly affected the investment in PV rooftops (Fig. 7).

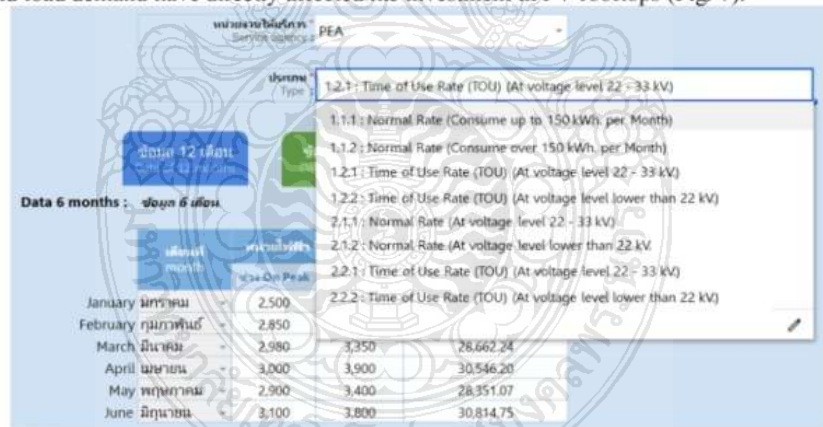


Fig. 5. Determine type of consumer from electricity billing of PEA.

1.2.1 Time of Use Rate (TOU) At voltage level 22 - 33 kV.

title	Monthly electrical data											
	January	February	March	April	May	June						
Customer used Energy On Peak (kWh/Month)	2,500.00	2,850.00	2,980.00	3,000.00	2,900.00	3,100.00						
Customer used Energy Off Peak (kWh/Month)	3,000.00	3,200.00	3,350.00	3,900.00	3,400.00	3,800.00						
Section 1 Base Tariff												
1.1 Energy Charge												
Total (Baht)	20,594.85	22,905.32	23,960.63	25,494.93	23,681.73	25,745.91						
1.2 Service Charge (Baht/Month)												
	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24	312.24						
Total Base Tariff (Baht)	20,907.09	23,217.56	24,272.87	25,807.17	23,993.97	26,058.15						
Section 2 (Ft.) Charge												
Used Energy x Ft.rate (Baht)	2,184.60	2,403.06	2,514.28	2,740.68	2,502.36	2,740.68						
Section 3 Tax 7%												
(Base Tariff + Ft.) x 7/100 (Baht)	1,616.42	1,793.44	1,875.10	1,998.35	1,854.74	2,015.92						
Total Electricity Charge (Baht)	24,708.11	27,414.06	28,662.26	30,546.20	28,351.07	30,814.75						

Fig. 6. Breakdown of electricity billing of residential service type 1.2.1 of PEA.

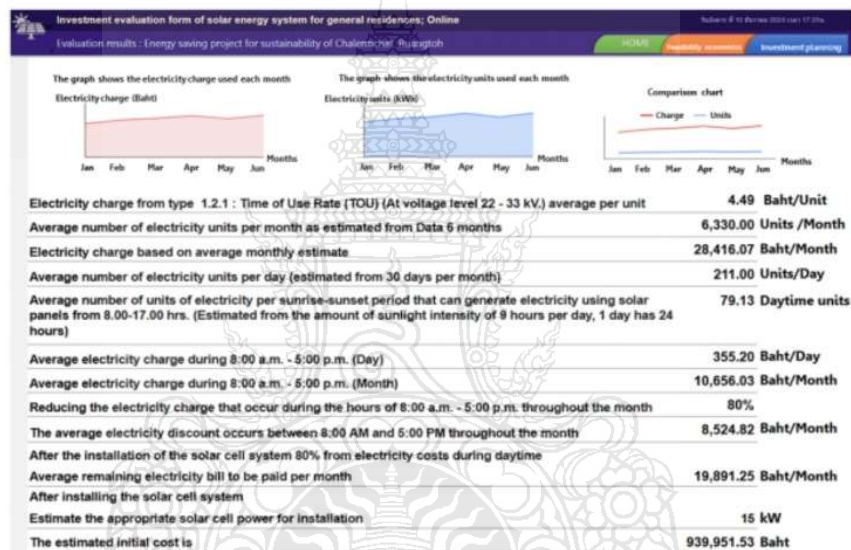


Fig. 7. Breakdown of consumer incentives of residential service type 1.2.1 of PEA with optimal photovoltaic rooftop installation and electricity tariff.

From sections 4.1 and 4.2, the proposed program is developed and based on the electricity traffic on the urban and rural power networks in Thailand. Additionally, insights gained from specific markets, like the urban and rural power networks, to deal with the electricity pricing structures and environmental and infrastructural issues related to energy supply and demand. For instance, some regions in urban areas may rely heavily on photovoltaic rooftops, while others depend on grid networks, leading to different pricing strategies. Seasonal, cultural factors and public policies can also affect consumer behavior and the acceptance of pricing models.

Thus, section 4 can be described as a significant electricity pricing structure, as many countries face similar pricing strategies and energy management challenges. Therefore, the fundamental principles of electricity tariff determination, such as balancing generation costs and operational expenses can be applied to various contexts worldwide. It must be noted that the proposed concepts and program have several there are potential limitations when applying these findings outside of Thailand as the countries have unique standards and regulatory frameworks, energy sources, consumption patterns, and economic conditions that influence electricity pricing.

5 Conclusions

The research studied, developed and analyzed the effectiveness of electricity tariffs in urban and rural areas. The most important parameters are the type of electricity provider, type of business and type of consumer. Moreover, the pricing of PV rooftop materials and installations and the typical interest rates of banking are also considered. The results presented that the increasing incentive of the consumer who uses and plans to install PV rooftops is directly affected by the demand and generated energy, the same as the electricity provider, type of business, type of consumer, and financials.

The complex optimization can be found in the research framework because of the combination of comprehensive databases of electricity providers, electric tariffs, residential demand and PV generation. Then, it is necessary to determine the risk assessment and feasibility financial before investment in the PV rooftop. The interest rates for MLR, MOR, and MRR may add or subtract a margin based on the policies of the Bank of Thailand as it depends on economic conditions. Thus, the electricity pricing from PV rooftops depicts the potential consumer benefits for different electricity provider strategies, which are the same as the consumer's demand and the generated energy.

Therefore, the foundational concepts may be universally relevant, and adaptations of further studies will be essential to effectively address the distinct circumstances in each consumer segment market in other countries.

Acknowledgement

This research has received generous support from the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand and the Northumbria University, Newcastle, United Kingdom. The author would like to thank all the lecturers in the Electrical Engineering Department for their technical comments. The author would like to express gratitude to the 3 Green KP Co., Ltd., Bangkok, Thailand, for their financial support.

References

1. BloombergNEF (2024). 3Q 2024 Global PV Market Outlook. Homepage, <https://about.bnef.com/blog/3q-2024-global-pv-market-outlook>, last accessed 2024/11/21
2. Global Market Insight (2024). Solar Photovoltaic (PV) Market Size - By Connectivity (On-Grid, Off-Grid), By Mounting (Ground Mounted, Roof-Top), By End-Use (Residential, Commercial & Industrial, Utility), Regional Outlook & Forecast, 2024 – 2032. Homepage, <https://www.gminsights.com/industry-analysis/solar-photovoltaic-pv-market>, last accessed 2024/11/21
3. An Ace In Marketing Research And Consulting. (2024). Photovoltaic software market size, share & trend analysis report by componenet (solutions, services), by device type (mobile software, pc software), by application, by end-user, by region, and by segment forecast, 2023-2031. Homepage, <https://www.insightaceanalytic.com/report/global-photovoltaic-software-market/1334>, last accessed 2024/11/21
4. PVSyst photovoltaic software. Homepage, <https://www.pvsyst.com/pdf-tutorials/>, last accessed 2024/11/21
5. PV*SOL photovoltaic software. Homepage, <https://valentin-software.com/en/training/tutorials/>, last accessed 2024/11/21
6. V. Sharma, S. M. Aziz, M. H. Haque and T. Kauschke, "Energy Economy of Households With Photovoltaic System and Battery Storage Under Time of Use Tariff With Demand Charge," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 33069-33082, 2022.
7. K. D. Pippi, G. C. Kryonidis and T. A. Papadopoulos, "Methodology for the Techno-Economic Assessment of Medium-Voltage Photovoltaic Prosumers Under Net-Metering Policy," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 60433-60446, 2021.
8. D. Azuatalam, A. C. Chapman and G. Verbič, "Probabilistic Assessment of Impact of Flexible Loads Under Network Tariffs in Low-voltage Distribution Networks," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 951-962, July 2021.
9. M. Yao, I. A. Hiskens and J. L. Mathieu, "Mitigating Voltage Unbalance Using Distributed Solar Photovoltaic Inverters," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2642-2651, May 2021.
10. P. Munankarmi, H. Wu, A. Pratt, M. Lunacek, S. P. Balamurugan and P. Spitsen, "Home Energy Management System for Price-Responsive Operation of Consumer Technologies Under an Export Rate," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 50087-50099, 2022.
11. M. Sandelic, A. Sangwongwanich and F. Blaabjerg, "Impact of Power Converters and Battery Lifetime on Economic Profitability of Residential Photovoltaic Systems," in *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 3, pp. 224-236, 2022.
12. W. Kang, J. Liao, M. Chen, J. M. Guerrero and K. Sun, "Distributed Event-Triggered Optimal Power Management of Distribution Networks Considering Dynamic Tariff," in *iEnergy*, vol. 3, no. 3, pp. 142-151, September 2024.

ConfJPN_002

ORIGINALITY REPORT

4%

SIMILARITY INDEX

3%

INTERNET SOURCES

3%

PUBLICATIONS

2%

STUDENT PAPERS

PRIMARY SOURCES

1	iconsci.rmutp.ac.th Internet Source	2%
2	www.bot.or.th Internet Source	1%
3	www.nortonrosefulbright.com Internet Source	1%
4	Sasithorn, Nongnut, and Lenka Martinová. "Needleless Electrospinning of Silk Fibroin/Gelatin Blend Nanofibres", Applied Mechanics and Materials, 2015. Publication	1%
5	opencivilengineeringjournal.com Internet Source	<1%
6	Suppachai Howimanporn, Sasithorn Chookaew, Warin Sootkaneung. "Implementation of Swarm Based Gain Scheduling for 2D Inverted Pendulum Using PLC", 2018 7th International Congress on Advanced Applied Informatics (IIAI-AAI), 2018 Publication	<1%

Exclude quotes On

Exclude matches Off

Exclude bibliography On



ประวัติการศึกษาและการทำงาน



ชื่อ-นามสกุล เณลิมาชาติ เรืองเกาะ
 วัน เดือน ปีเกิด อังคาร 5 ธันวาคม พ.ศ. 2521
 ภูมิลำเนา จังหวัด ชัยนาท
 ประวัติการศึกษา

วุฒิการศึกษา	ชื่อสถาบัน	ปีที่จบการศึกษา
วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร	2562

ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน
 ที่ปรึกษา และ วิศวกรไฟฟ้า
 บริษัท ซี ที ยู เอ็นจิเนียริง จำกัด และ บริษัท อีพี เอ็นจิเนียริง แอนด์ เทรตติ้ง จำกัด

