การวิเคราะห์ผลกระทบจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

ANALYSIS OF THE IMPACTS ON THE SOLAR ROOFTOP POWER PRODUCTION PROJECT FOR THE RESIDENTIAL SECTOR

เจษฎา ศรีเมือง

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ปีการศึกษา 2567

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์ผลกระทบจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย ANALYSIS OF THE IMPACTS ON THE SOLAR ROOFTOP POWER PRODUCTION PROJECT FOR THE RESIDENTIAL SECTOR
ชื่อ - นามสกุล	นายเจษฎา ศรีเมือง
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์ บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.Ing.
ปีการศึกษา	2567

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, Ph.D.)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ณฐภัทร พันธ์คง, Ph.D.)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ มนฑล นาวงษ์, D.Eng.)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.Ing.)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ สรพงษ์ ภาสุปรีย์, Ph.D.)

...../...../.....

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การวิเคราะห์ผลกระทบจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย
ชื่อ - นามสกุล นายเจษฎา ศรีเมือง
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.Ing.
ปีการศึกษา 2567

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์หาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และวิเคราะห์หาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือสำหรับเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัยในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี

แนวทางการดำเนินการวิจัยแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ 1) การหาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือสำหรับการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยการใช้ข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่จ่ายไฟเชิงพาณิชย์กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเปรียบเทียบกับข้อมูลพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 2) วิเคราะห์หาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำโดยการกำหนดภาระทางไฟฟ้าร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าและทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ปริมาณกำลังผลิตร้อยละ 15 20 25 และ 30 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งมีรูปแบบการเชื่อมต่อ 4 รูปแบบ ดังนี้ เชื่อมต่อที่ต้นระบบ กลางระบบ ปลายระบบและกระจายตัว และ 3) การหาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จะวิเคราะห์จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาด 5 กิโลวัตต์และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 3 เฟส ขนาด 10 กิโลวัตต์ ซึ่งกำหนดให้ขายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นระยะเวลา 10 ปี

ผลการศึกษาพบว่าในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี มีปริมาณกำลังผลิตคงเหลือรวม 309.067720 เมกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 98.34 ของร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและสามารถเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำได้สูงสุดร้อยละ

25 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า ถ้ามากกว่าจะเกิดผลกระทบคือ เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมปริมาณร้อยละ 3 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า ทางด้านเศรษฐศาสตร์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์จะมีจุดคุ้มทุนมากกว่า 10 ปีและระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์จะมีจุดคุ้มทุนอยู่ที่ 9 ปี

คำสำคัญ : ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, ผลกระทบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า, ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

Thesis Title ANALYSIS OF THE IMPACTS ON THE SOLAR ROOFTOP POWER PRODUCTION PROJECT FOR THE RESIDENTIAL SECTOR
Name - Surname Mr. CHETSADA SRIMUEANG
Major Subject Electrical Engineering
Thesis Advisor Associate Professor Boonyang Plangklang, Dr.Ing.
Academic Year 2024

ABSTRACT

This research aimed to analyze the impacts on the low voltage electricity distribution system, assess economic feasibility and analyze the remaining installed capacity available for connecting solar rooftop power production systems for participation in the solar rooftop power production project for the residential sector in the Provincial Electricity Authority Area 1 (South) Phetchaburi province.

The research was divided into three parts: 1) determining the remaining installed capacity for connecting solar rooftop power production systems by using the installed capacity data of solar rooftop power production systems that are commercially supplying electricity to the Provincial Electricity Authority (PEA) and comparing it with the rated capacity of transformers installed in the electricity distribution system, 2) analyzing the impacts on the low voltage electricity distribution system by setting the electrical load at 15% of the rated capacity of transformers and then testing to the connection of solar rooftop power production systems at 15, 20, 25 and 30% of the rated capacity of transformers. The connections were tested in 4 configurations: at the beginning, middle, end and distributed system, and 3) assessing the economic feasibility by analyzing the single phase 5 kW and three phase 10 kW solar rooftop power production system, assuming all the energy produced was sold to PEA for a period of 10 years.

The research results revealed that, in the Provincial Electricity Authority Area 1 (South) Phetchaburi province was remaining installed capacity 309.067720

MW, which was 98.34% of 15% of the rated capacity of transformers as according to the PEA's grid code. It was also found that the maximum allowable capacity for connecting solar rooftop power production systems to the low voltage distribution system was 25% of the rated capacity of transformers. If the capacity exceeds this limit, there will be an impact of overvoltage beyond PEA’s standards and total power losses of 3% of the rated capacity of transformers. In terms of economic feasibility, the 5 kW solar rooftop power production system has a payback period of over 10 years, while the 10 kW solar rooftop power production system has a payback period of 9 years.

keywords : solar power production system, impacts on electrical distribution systems, economic feasibility

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ไปได้ด้วยดี เพราะได้รับความอนุเคราะห์ความช่วยเหลือและคำแนะนำจากท่านอาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ คือ รองศาสตราจารย์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง ที่กรุณาให้ความรู้ที่คอยเป็นห่วงเอาใจใส่ ให้คำแนะนำและให้ความรู้ทั้งทางด้านทฤษฎีทางด้านปฏิบัติ ในการทำวิทยานิพนธ์นี้สำเร็จไปได้ด้วยดี ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณท่านอาจารย์เป็นอย่างสูง และกราบขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.ณฐภัทร พันธ์คง และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนฑล นาวงษ์ กรรมการควบคุมการสอบ ที่กรุณาให้คำแนะนำ และแก้ไขวิทยานิพนธ์ให้สมบูรณ์ ขอกราบขอบพระคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ให้การสนับสนุนเงินทุนการศึกษาแก่ผู้ทำวิจัยตลอดระยะเวลาที่ศึกษาปริญญาโทที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดาให้การสนับสนุนแก่ผู้ทำวิจัยมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา สุดท้ายนี้ขอขอบพระคุณอาจารย์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่ให้ความรู้เพื่อนำไปใช้ในงานวิทยานิพนธ์ครั้งนี้ รวมทั้งพี่ ๆ และทีมงานวิจัย ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ที่ให้ใช้สถานที่ในการศึกษาค้นคว้าและตลอดจนการใช้ชีวิตร่วมกันของพี่ ๆ น้อง ๆ ทุกท่าน

เจษฎา ศรีเมือง

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ข

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญรูป ..... ฎ

คำอธิบายสัญลักษณ์และตัวย่อ ..... ฑ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย 3

1.3 สมติฐานการวิจัย 3

1.4 ขอบเขตของการวิจัย 4

1.5 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย 4

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 4

บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 6

2.1 บทนำ 6

2.2 โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย 6

2.3 ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 9

2.4 เซลล์แสงอาทิตย์ 13

2.5 ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 19

2.6 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ 19

2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 21
บทที่ 3 วิธีดำเนินงานวิจัย 26
3.1 บทนำ 26
3.2 ขั้นตอนดำเนินการวิจัย 26
3.3 การรวบรวมข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี 28
3.4 รวบรวมข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าที่ตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี 30
3.5 ศึกษาและรวบรวมข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี 32
3.6 การวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ 45
3.7 การวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ 48
บทที่ 4 การวิเคราะห์ผลการศึกษา 65
4.1 บทนำ 65
4.2 วิเคราะห์หาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 65
4.3 วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 68
บทที่ 5 สรุปผลการดำเนินการวิจัย 83
5.1 บทนำ 83
5.2 สรุปผลการดำเนินการวิจัย 83
5.3 ข้อเสนอแนะ 84
บรรณานุกรม 85
ภาคผนวก ก 88
ประวัติผู้เขียน 93

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 การใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 – 2565 (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) [4] 2

ตารางที่ 1.2 การใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 – 2565 (การไฟฟ้านครหลวง) [5] . 2

ตารางที่ 1.3 รายงานค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) (บาทต่อหน่วย) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 – 2565 [6]..... 2

ตารางที่ 2.1 ตารางมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 11

ตารางที่ 2.2 ตารางแสดงระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันพิกัด..... 13

ตารางที่ 3.1 สรุปข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2556 - 2558 28

ตารางที่ 3.2 สรุปข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2562 - 2567 29

ตารางที่ 3.3 สรุปข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ติดตั้งและจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี 31

ตารางที่ 3.4 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถเชื่อมต่อกับหม้อแปลงแต่ละขนาด 48

ตารางที่ 4.1 สรุปข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2556 - 2567 65

ตารางที่ 4.2 สรุปข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าแยกรายละเอียดแต่ละจังหวัด..... 66

ตารางที่ 4.3 สรุปข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าแยกรายละเอียดแต่ละจังหวัด..... 66

ตารางที่ 4.4 สรุปปริมาณกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัยในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี แยกเป็นรายจังหวัด 67

ตารางที่ 4.5 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ .. 68

ตารางที่ 4.6 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 69

ตารางที่ 4.7 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ .. 70

ตารางที่ 4.8 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 70
ตารางที่ 4.9 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ .. 71
ตารางที่ 4.10 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 72
ตารางที่ 4.11 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ 73
ตารางที่ 4.12 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 73
ตารางที่ 4.13 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ 74
ตารางที่ 4.14 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 75
ตารางที่ 4.15 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ 76
ตารางที่ 4.16 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 76
ตารางที่ 4.17 ผลการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ (หน่วย : kWh) 78
ตารางที่ 4.18 ผลการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ (หน่วย : kWh) 79
ตารางที่ 4.19 สรุปรายรับจากการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ (หน่วย : บาท) 80
ตารางที่ 4.20 สรุปรายรับจากการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ (หน่วย : บาท) 80
ตารางที่ 4.21 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ 81
ตารางที่ 4.22 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ 82

สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 2.1 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ [11] 15

รูปที่ 2.2 ผลึกเดี่ยวของซิลิกอนบริสุทธิ์ [10] 16

รูปที่ 2.3 เซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ [10] 16

รูปที่ 2.4 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ [10] 16

รูปที่ 2.5 ก้อนโพลีคริสตัลไลน์ [10] 17

รูปที่ 2.6 การหั่นเป็นเวเฟอร์สี่เหลี่ยมจัตุรัส [10] 17

รูปที่ 2.7 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ [10] 18

รูปที่ 2.8 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง [10] 18

รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย 27

รูปที่ 3.2 กราฟแสดงปริมาณกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2556 - 2558 28

รูปที่ 3.3 กราฟแสดงปริมาณกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2562 – 2567 29

รูปที่ 3.4 การส่งออกข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบ PPIM 30

รูปที่ 3.5 การกำหนดเงื่อนไขในการส่งออกข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบ OPSA 31

รูปที่ 3.6 การค้นหามาตรฐานต่าง ๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในระบบอินทราเน็ต 32

รูปที่ 3.7 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ตารางขนาดสายไฟฟ้าที่ออกจากหม้อแปลงไฟฟ้า 1 เฟส 33

รูปที่ 3.8 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ข้อแนะนำสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้า 1 เฟส 34

รูปที่ 3.9 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ตารางขนาดสายไฟฟ้าที่ออกจากหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส 35

รูปที่ 3.10 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ตารางขนาดสายไฟฟ้าที่ออกจากหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส 36

รูปที่ 3.11 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ข้อแนะนำสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส 37

รูปที่ 3.12 โปรแกรม Arc GIS 38

รูปที่ 3.13 หน้าต่างโปรแกรม Arc GIS เมื่อลงชื่อเข้าใช้งาน 39
รูปที่ 3.14 การเลือกการส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ 40
รูปที่ 3.15 การเลือกวิธีการเลือกชั้นข้อมูลจากหมายเลขของหม้อแปลงไฟฟ้า 40
รูปที่ 3.16 การระบุหมายเลขของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ต้องการส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ 41
รูปที่ 3.17 การเพิ่มข้อมูลของหม้อแปลงไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรายการส่งออกกข้อมูล ... 41
รูปที่ 3.18 การตั้งค่าภาระทางไฟฟ้าเป็นหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้า 42
รูปที่ 3.19 การตั้งค่าการใช้หน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นแบบเฉลี่ยทั้งปี 42
รูปที่ 3.20 การกำหนดรูปแบบข้อมูลที่ส่งออกให้สามารถใช้กับโปรแกรม Digsilent Power factory 43
รูปที่ 3.21 การเลือกจุดบันทึกไฟล์และกำหนดข้อมูลของหม้อแปลงไฟฟ้า 43
รูปที่ 3.22 โปรแกรม Arc GIS กำลังดำเนินการประมวลผลและส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ 44
รูปที่ 3.23 โปรแกรม Arc GIS ส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเสร็จ 44
รูปที่ 3.24 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากับบริเวณต้นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ..... 45
รูปที่ 3.25 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากับบริเวณกลางระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ 46
รูปที่ 3.26 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากับบริเวณปลายระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ 46
รูปที่ 3.27 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำแบบกระจายตัว..... 47
รูปที่ 3.28 หน้าต่างโปรแกรม PVsyst 49
รูปที่ 3.29 หน้าต่างโปรแกรม PVsyst Project design and Simulation เป็นแบบ Grid-Connected. 49
รูปที่ 3.30 การตั้งชื่อโครงการและกำหนดพื้นที่สำหรับจำลองระบบผลิตไฟฟ้า 50
รูปที่ 3.31 กำหนด Orientation Plane tilt เป็น 15 องศาและ Azimuth เป็น 0 องศา..... 50
รูปที่ 3.32 ออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ 1 เฟส..... 51
รูปที่ 3.33 ออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ 3 เฟส.... 51
รูปที่ 3.34 ออกแบบให้มีการระบายความร้อนด้วยอากาศ 52

รูปที่ 3.35 กำหนดการสูญเสียในสายไฟฟ้าทั้งทางด้านกระแสตรงแกระแสสลับ..... 52
รูปที่ 3.36 กำหนดการสูญเสียที่เกิดจากฝุ่น 53
รูปที่ 3.37 กำหนดปีที่ต้องการจะจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้า..... 53
รูปที่ 3.38 กำหนดการสูญเสียเนื่องจากการบำรุงรักษา 54
รูปที่ 3.39 การจำลองผลการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 54
รูปที่ 3.40 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst..... 55
รูปที่ 3.41 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst..... 56
รูปที่ 3.42 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst..... 57
รูปที่ 3.43 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst..... 58
รูปที่ 3.44 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst..... 59
รูปที่ 3.45 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst..... 60
รูปที่ 3.46 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst..... 61
รูปที่ 3.47 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst..... 62
รูปที่ 3.48 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst..... 63
รูปที่ 3.49 ราคาติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดต่าง ๆ..... 64
รูปที่ 4.1 กราฟสรุปปริมาณกำลังผลิตที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและสามารถเข้าร่วมโครงการขายไฟฟ้า
..... 67
รูปที่ 4.2 กราฟเปรียบเทียบผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้านแรงดันไฟฟ้า ... 77
รูปที่ 4.3 กราฟเปรียบเทียบผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้านหน่วยสูญเสีย .. 78

คำอธิบายสัญลักษณ์และตัวย่อ

θ	มุมทางไฟฟ้า
Hz	หน่วยของความถี่ไฟฟ้า (เฮิรตซ์)
NPV	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
B_t	มูลค่าผลตอบแทนในปีที่ 1, 2 ..... n
C_t	มูลค่าต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ 1, 2 ..... n
i	อัตราดอกเบี้ย
t	ปีของโครงการ คือ 1, 2 ..... n
n	อายุของโครงการ
a	จำนวนเงินที่จะต้องชำระต่อปี (Annuity)

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมีมติ เมื่อวันที่ 24 ธันวาคม พ.ศ. 2561 และวันที่ 24 มกราคม พ.ศ. 2562 ในการประชุมครั้งที่ 27/2561 และการประชุมครั้งที่ 1/2562 ตามลำดับ เห็นชอบให้มีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 (PDP2018) ซึ่งแผนดังกล่าวเป็นแผนการจัดหาพลังงานไฟฟ้า การจัดตั้งโรงไฟฟ้าและส่วนหนึ่งในแผนดังกล่าวคือการสนับสนุนให้มีการดำเนินการโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ภาคประชาชนที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับที่อยู่อาศัย โดยกำหนดปริมาณรับซื้อไม่เกิน 100 เมกะวัตต์ โดยแบ่งปริมาณการรับซื้อเป็นพื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวงจำนวน 30 เมกะวัตต์และพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจำนวน 70 เมกะวัตต์ ซึ่งเริ่มรับซื้อตั้งแต่ปี พ.ศ. 2562 กำหนดระยะเวลาการรับซื้อ 10 ปี โดยมีแผนกำหนดอัตราไม่เกิน 1.68 บาทต่อหน่วยสำหรับรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินและมีเงื่อนไขกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับบ้านอยู่อาศัยไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ [1]

โครงการนี้มีวัตถุประสงค์ให้ภาคครัวเรือนใช้หลังคาของที่อยู่อาศัยเท่านั้น สำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อผลิตไฟฟ้าสำหรับใช้เองและเมื่อเหลือจากการใช้จึงขายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อลดค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้า แต่เนื่องจากอัตราไม่เกินหน่วยละ 1.68 บาท เป็นอัตราที่ไม่จูงใจให้ภาคครัวเรือนลงทุน คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติจึงได้นำเสนอเข้าที่ประชุมและมีมติวันศุกร์ที่ 25 ธันวาคม พ.ศ. 2563 ในการประชุมครั้งที่ 3/2563 เห็นชอบให้มีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินและปรับราคาใหม่ในอัตราไม่เกินหน่วยละ 2.20 บาท ในปี พ.ศ. 2564 พร้อมทั้งปรับปริมาณการรับซื้อเป็น 50 เมกะวัตต์ [2]

จากรายงานผลการใช้พลังงานไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 – 2565 ของประเทศไทย ซึ่งรวบรวมโดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายของประเทศไทยแยกตามประเภทการใช้ไฟฟ้าดังสรุปไว้ในตารางที่ 1.1 และตารางที่ 1.2 จะเห็นได้ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยมีการปริมาณการใช้ไฟฟ้าของเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุกปี อีกทั้งยังมีรายงานค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 – 2565 ซึ่งสรุปโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานดังสรุปไว้ในตารางที่ 1.3 จะเห็นได้ว่าค่าไฟฟ้าผันแปรมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้นเนื่องจากต้นทุนของเชื่อเพลิงที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้ามีการปรับราคาที่สูงขึ้น จึงเป็นผลทำให้ในปี พ.ศ. 2566 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้มีการปรับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าอีกครั้งเป็น 90 เมกะวัตต์ โดยมอบหมายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงร่วมกันบริหารปริมาณการรับซื้อตั้งแต่ปี พ.ศ. 2564 – 2573 [3]

ตารางที่ 1.1 การใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 – 2565 (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) [4]

ประเภทการใช้ไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)				
	2561	2562	2563	2564	2565
บ้านอยู่อาศัย	32,078.34	34,905.54	37,166.63	38,518.99	38,263.76
พาณิชย์รายย่อย	12,068.69	12,759.90	12,563.01	12,632.73	13,162.52
พาณิชย์รายใหญ่	16,203.78	17,098.62	14,587.93	13,849.98	15,915.88
อุตสาหกรรม	62,825.08	61,252.94	58,472.68	62,706.21	64,638.41
ภาครัฐ	11,498.00	12,161.13	12,076.88	11,979.31	12,598.05

ตารางที่ 1.2 การใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 – 2565 (การไฟฟ้านครหลวง) [5]

ประเภทการใช้ไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)				
	2561	2562	2563	2564	2565
บ้านอยู่อาศัย	13,133.86	14,296.35	15,693.74	15,772.08	15,487.03
กิจการขนาดเล็ก	7,956.33	8,266.84	7,203.38	6,743.34	7,096.53
กิจการขนาดกลาง	8,795.22	8,975.31	8,240.53	7,886.62	8,446.22
กิจการขนาดใหญ่	18,507.70	18,431.79	16,799.16	16,675.81	17,627.82
กิจการเฉพาะอย่าง	2,174.84	2,261.33	1,655.36	1,489.03	1,788.56
องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	130.37	134.36	132.99	129.92	138.40
ไฟฟ้าชั่วคราว	410.52	438.91	427.96	352.15	372.59

ตารางที่ 1.3 รายงานค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) (บาทต่อหน่วย) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 – 2565 [6]

เดือน	ค่าไฟฟ้าผันแปร (บาทต่อหน่วย)				
	2561	2562	2563	2564	2565
ม.ค. - เม.ย.	-0.1590	-0.1160	-0.1160	-0.1532	0.0139
พ.ค. - ส.ค.	-0.1590	-0.1160	-0.1160	-0.1532	0.2477
ก.ย. - ธ.ค.	-0.1590	-0.1160	-0.1243	-0.1532	0.9343

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้รับนโยบายจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ จึงได้จัดทำระเบียบพร้อมทั้งจัดทำเงื่อนไขรวมไปถึงร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ประกาศเมื่อวันที่ 8 พฤษภาคม พ.ศ. 2562 ในราชกิจจานุเบกษา กำหนดให้ผู้ที่สามารถเข้าร่วมโครงการต้องเป็น

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีอัตราการใช้ไฟฟ้าเป็นประเภท 1 เท่านั้น [3] และกำหนดให้ผู้ที่ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายชนิด 1 เฟส สามารถติดตั้งและเสนอขายได้ที่กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ ส่วนผู้ใช้ที่ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายชนิด 3 เฟส สามารถติดตั้งและเสนอขายได้ที่กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ โดยพิจารณาจากกำลังผลิตติดตั้งของแผง และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาให้ผู้ที่เข้าร่วมโครงการดังกล่าวติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวมกันไม่เกินร้อยละ 15 ของพิกัดขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้าบริการ [7] ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัยต่อระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อวิเคราะห์หาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย ในพื้นของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี

1.2.2 เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัยต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี

1.2.3 เพื่อวิเคราะห์จุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

1.3 สมติฐานการวิจัย

1.3.1 ศึกษาผลกระทบที่เกิดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.3.2 ศึกษาผลกระทบที่เกิดกับหม้อแปลงไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขณะที่ภาระทางไฟฟ้าร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า

จากสมมติฐานของงานวิจัย ซึ่งตั้งเป้าหมายในการหาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าด้านแรงต่ำเมื่อมีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในการเลือกตำแหน่งเชื่อมต่อหากเชื่อมต่อใกล้หม้อแปลงไฟฟ้าเกินไปจะทำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดการทำงานบ่อยเนื่องจากแรงดันต้นทางสูง หากไม่มีการจำกัดปริมาณที่เชื่อมต่อจะทำให้เกิดแรงดันเกินส่งผลให้อุปกรณ์ต่าง ๆ ชำรุด และหากหม้อแปลงไฟฟ้าไร้ภาระทางไฟฟ้าบางช่วงเวลาจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดการทำงานเพื่อป้องกันการเกิดความเสียหาย

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1.4.1 ออกแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี วิเคราะห์หาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

1.4.2 วิเคราะห์หาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้านแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

1.4.3 วิเคราะห์เปรียบเทียบจุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ ชนิด 1 เฟส และ 10 กิโลวัตต์ ชนิด 3 เฟส ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

1.5 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

1.5.1 รวบรวมข้อมูล ค้นคว้าและศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

1.5.2 รวบรวมข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.5.3 วิเคราะห์และประมาณปริมาณกำลังผลิตติดตั้งในพื้นของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี ที่สามารถเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

1.5.4 จำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในโปรแกรมวิเคราะห์ทางด้านไฟฟ้า

1.5.5 วิเคราะห์ผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยโปรแกรมวิเคราะห์ทางด้านไฟฟ้า

1.5.6 วิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์

1.5.7 สรุปผลการทดลองและอภิปราย

1.5.8 จัดทำเล่มวิทยานิพนธ์

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.6.1 ทำให้ทราบถึงปริมาณกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย ในพื้นของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี

1.6.2 ทำให้ทราบผลกระทบต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี เมื่อมีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

1.6.3 ทำให้ทราบถึงจุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

ปัจจุบันนี้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้รับความสนใจจากภาคครัวเรือนและภาคครัวเรือนติดตั้งกันอย่างแพร่หลาย เนื่องจากอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นและในการติดตั้งมีต้นทุนลดลง แต่อย่างไรก็ตามหากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แล้วก็จะต้องขออนุญาตจากหน่วยงานต่าง ๆ ดังนี้ 1) ขออนุญาตในการดัดแปลงอาคารกรณีติดตั้งบนหลังคาหรือขออนุญาตก่อสร้างโรงงานกรณีติดตั้งบนพื้นดินจากหน่วยงานปกครองส่วนท้องถิ่นหากกำลังผลิตเข้าข่ายเป็นโรงไฟฟ้าก็จะต้องขอใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (ร.ง.4) จากสำนักงานอุตสาหกรรม 2) ขออนุญาตผลิตพลังงานควบคุม (พค.2) หรือขออนุญาตประกอบกิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และ 3) ขออนุญาตเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งการขออนุญาตต่าง ๆ เหล่านี้ขึ้นอยู่กับขนาดกำลังผลิตและรูปแบบการติดตั้ง เมื่อมีการติดตั้งและเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณที่มากขึ้น ก็ย่อมจะมีผลกระทบที่เกิดต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากขึ้นเช่นกัน ซึ่งผลกระทบที่เกิดขึ้นก็มีมากน้อยต่างกันไปขึ้นอยู่กับกำลังผลิตและจุดที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายฟฟ้า

ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงเน้นศึกษาผลกระทบที่เกิดจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิตไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี ซึ่งผู้วิจัยได้ศึกษาและรวบรวมทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องไว้แล้ว

2.2 โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

เป็นโครงการที่รัฐบาลสนับสนุนประชาชนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อใช้เองเป็นหลักและส่วนที่เหลือจากการใช้ภายในครัวเรือนจึงขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งโครงการดังกล่าวนี้ได้เริ่มดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2562 จนถึงปัจจุบัน โดยมีรายละเอียดโครงการดังนี้

2.2.1 นโยบายประกาศรับซื้อไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย ตามมติของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในปริมาณการรับซื้อไม่เกิน 100 เมกะวัตต์ มีการแบ่งสัดส่วนปริมาณการรับซื้อเป็นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

70 เมกะวัตต์และการไฟฟ้านครหลวง 30 เมกะวัตต์ ซึ่งกำหนดให้ผู้ที่สารมารถเข้าร่วมโครงการได้เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 เฉพาะบ้านอยู่อาศัย ตามประกาศอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเท่านั้น โดยมีเงื่อนไขว่าบ้านอยู่อาศัยที่มีเครื่องวัดพลังงานไฟฟ้าชนิด 1 เฟส จะสามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และเสนอขายไฟฟ้าได้ไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ (kWp) และบ้านอยู่อาศัยที่มีเครื่องวัดพลังงานไฟฟ้าชนิด 3 เฟส จะสามารถติดตั้งและเสนอขายไฟฟ้าได้ไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ (kWp) โดยมีอัตราการรับซื้อไม่เกินหน่วยละ 1.68 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี กำหนดวันจ่ายไฟเชิงพานิชย์ภายในปี 2562 ซึ่งโครงการดังกล่าวนี้เปิดรับสมัคร พฤษภาคม พ.ศ. 2562 - 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 [3]

2.2.2 ในปี พ.ศ. 2563 ยังคงใช้เงื่อนไขในการติดตั้งและรับซื้อเหมือนกับโครงการในปี พ.ศ. 2562 ส่วนปริมาณการรับซื้อให้ใช้ปริมาณคงเหลือจากปี พ.ศ. 2562 และมีการแบ่งสัดส่วนปริมาณการรับซื้อเป็นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 70 เมกะวัตต์และการไฟฟ้านครหลวง 30 เมกะวัตต์ ซึ่งโครงการดังกล่าวนี้เปิดรับสมัคร 1 มกราคม พ.ศ. 2563 - 31 ธันวาคม พ.ศ. 2563 [3]

2.2.3 ในปี พ.ศ. 2564 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ มีนโยบายให้ปรับปริมาณการรับซื้อไม่เกิน 50 เมกะวัตต์ โดยกำหนดให้มีการแบ่งสัดส่วนปริมาณการรับซื้อเป็นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 35 เมกะวัตต์และการไฟฟ้านครหลวง 15 เมกะวัตต์ และมีการปรับเพิ่มราคารับซื้อต่อหน่วยเป็น 2.20 บาท เพื่อเป็นการเพิ่มการจูงใจให้มีผู้เข้าร่วมโครงการเพิ่มขึ้น โครงการดังกล่าวนี้เปิดรับสมัครตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564 - 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 [3]

2.2.4 ในปี พ.ศ. 2565 ในปีนี้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ มีนโยบายให้ปรับปริมาณการรับซื้อไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยกำหนดให้มีการแบ่งสัดส่วนปริมาณการรับซื้อเป็นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 5 เมกะวัตต์และการไฟฟ้านครหลวง 5 เมกะวัตต์ และยังคงราคารับซื้อต่อหน่วยไว้ที่ราคา 2.20 บาท ซึ่งเงื่อนไขต่าง ๆ ของโครงการยังคงใช้เงื่อนไขเดียวกับปี พ.ศ. 2562 แต่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบการกำหนดวันจ่ายไฟเชิงพานิชย์จากกำหนดให้จ่ายไฟเชิงพานิชย์ภายในปีที่ทำสัญญาเป็นกำหนดให้จ่ายไฟเชิงพานิชย์ภายในระยะเวลา 270 วัน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา โครงการดังกล่าวนี้เปิดรับสมัครตั้งแต่เดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2565 - 31 ธันวาคม พ.ศ. 2565 [3]

2.2.5 ในปี พ.ศ. 2566 เพื่อให้การดำเนินโครงการดังกล่าวเป็นไปตามแผนการเพิ่มการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดตามนโยบายของภาครัฐและมีความต่อเนื่อง จึงมีการปรับปริมาณและรูปแบบการรับซื้อ โดยการใช้ประกาศการรับซื้อไฟฟ้าของปี พ.ศ. 2565 แต่กำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายร่วมกันบริหารจัดการปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจำนวนไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573 โครงการดังกล่าวนี้เปิดรับสมัคร 1 มกราคม พ.ศ. 2566 - 31 ธันวาคม พ.ศ. 2573 หรือปริมาณการรับซื้อถึง 90 เมกะวัตต์ก่อน อย่างใดอย่างหนึ่ง [3]

2.2.6 ขั้นตอนการดำเนินการขอเข้าร่วมโครงการสำหรับประชาชนที่มีความประสงค์และสนใจ [8]

2.2.6.1 สมัครบัญชีผู้ใช้งาน โดยผู้ที่มีความประสงค์จะยื่นขอผลิตไฟฟ้าหรือผู้ที่รับมอบอำนาจ ในระบบ PPIM (https://ppim.pea.co.th)

2.2.6.2 ผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าเข้าระบบ PPIM พร้อมลงชื่อใช้งาน

2.2.6.3 ขั้นตอนในระบบ PPIM สำหรับการยื่นขอขายไฟฟ้า

1) กรณีเจ้าของเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าไม่ได้เป็นผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าเอง ผู้ที่ได้รับมอบอำนาจกรอกแบบคำขอขายไฟฟ้าและรายละเอียด พร้อมทั้งอัพโหลดเอกสารรายละเอียดตามเอกสารแนบท้ายแบบคำขอ

2) กรณีเจ้าของเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเป็นผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าเอง ให้กรอกรายละเอียดตามแบบคำขอ พร้อมทั้งเลือกหมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า (CA) ที่ประสงค์จะขอยื่นผลิตไฟฟ้าและอัพโหลดเอกสารรายละเอียดตามเอกสารแนบท้ายแบบคำขอ

2.2.6.4 รอการแจ้งผลการพิจารณาเอกสารและทางด้านเทคนิค (Capacity) โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าทราบผ่านทางจดหมายอิเล็กทรอนิกส์

2.2.6.5 ภายใน 45 วัน นับจากวันที่ยื่นคำขอขายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประกาศรายชื่อผู้ผ่านการคัดเลือกในระบบ PPIM

2.2.6.6 นับจากวันประกาศรายชื่อผู้ผ่านการคัดเลือก ผู้ผ่านการคัดเลือกต้องจัดส่งเอกสารและชำระค่าเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และติดต่อลงนามในสัญญาภายใน 30 วัน หากพ้นกำหนดถือว่าคำขอขายไฟฟ้าเป็นอันยกเลิก

2.2.6.7 กำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ นับตั้งแต่วันที่ลงนามในนสัญญาภายใน 270 วัน

2.2.6.8 แจ้งความพร้อมขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบ หลังจากติดตั้งระบบและตรวจสอบให้เป็นไปตามที่ยื่นไว้

2.2.6.9 ติดต่อกับสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เพื่อแจ้งการประกอบกิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาต (https://www.erc.or.th/th/all-exception/)

2.2.6.10 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้าตรวจสอบระบบผลิตไฟฟ้า เปลี่ยนมิเตอร์ และทดสอบเชื่อมต่อครั้งแรก (First Synchronization)

2.2.6.11 ผู้ผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (COD) ไม่เกินกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD)

2.3 ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เป็นระเบียบที่ใช้กำหนดมาตรฐานการติดตั้งและหลักเกณฑ์ขั้นต่ำด้านการออกแบบทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า สำหรับเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผู้ขอใช้บริการ ซึ่งมีรายละเอียดสามารถสรุปได้ดังนี้ [7]

2.3.1 ขอบเขตการใช้ระเบียบ มีดังนี้

2.3.1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP)

2.3.1.2 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.3.1.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP)

2.3.1.4 ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น ยกเว้นการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

2.3.2 ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า

2.3.2.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 380/220 โวลต์

1) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบเฟสเดียวได้ ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อแบบเฟสเดียวหลายชุดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องกระจายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าในแต่ละเฟสให้มีความสม่ำเสมอกัน โดยยอมให้มีความแตกต่างในแต่ละเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

2) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวม (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกรายที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่ายเครื่องเดียวกัน ต้องมีกำลังผลิตติดตั้งไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลโวลต์แอมแปร์)

2.3.2.2 ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 22/33 กิโลโวลต์

1) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อที่ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมกันไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ต่อวงจร ที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์

2) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อที่ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมกันไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ต่อวงจร ที่ระดับแรงดัน 33 กิโลโวลต์

โดยปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้ารวมที่รับซื้อที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 22/33 กิโลโวลต์รวมกันทุกวงจร จะต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 75 (หน่วยเป็นกิโลโวลต์แอมแปร์) ของพิกัดสูงสุดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

2.3.2.3 ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์

1) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อที่ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมกันไม่เกิน 120 เมกะวัตต์ต่อวงจร กรณีสายส่งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงกัน 115 กิโลโวลต์ เป็นแบบวงจรละ 1 เส้นต่อเฟส (Single Conductor)

2) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อที่ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมกันไม่เกิน 230 เมกะวัตต์ต่อวงจร กรณีสายส่งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงกัน 115 กิโลโวลต์ เป็นแบบวงจรละ 2 เส้นต่อเฟส (Double Conductor)

2.3.3 หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค

ภายหลังการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงการพิจารณาทางเทคนิคและกำหนดหลักเกณฑ์ ดังนี้

2.3.3.1 การจ่ายกระแสไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในระบบจำหน่ายหรือสายส่งเกินพิกัดกระแสต่อเนื่อง และจะต้องไม่กระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม

2.3.3.2 การควบคุมแรงดัน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.3.3.3 กระแสลัดวงจร เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้อุปกรณ์ป้องกันเกิดการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์และไม่ทำให้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกิดกระแสลัดวงจรรวมเกินค่าวิสัยร้อยละ 85

2.3.4 ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ

2.3.4.1 ระบบมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบติดตั้งต้องสามารถวัดกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ขายเข้าสู่ระบบโครงข่ายและสอดคล้องกับประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ

2.3.4.2 ผู้ขอใช้บริการหรือผู้ขอเชื่อมต่อ จะต้องไม่ดำเนินการใด ๆ เกี่ยวกับระบบมาตรวัดและอุปกรณ์ประกอบ หากผู้ขอใช้บริการหรือผู้ขอเชื่อมต่อพบว่าหรือสงสัยว่ามีปัญหาให้แจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบ

2.3.4.3 ระบบของมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบจะต้องมีมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ ซึ่งอาจจะเปลี่ยนแปลงได้ตามเทคโนโลยี ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้กำหนด

2.3.4.4 หม้อแปลงเครื่องมือวัดที่ใช้ต่อกับระบบมาตรวัดเพื่อวัดค่ากำลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องไม่นำไปต่อกับมาตรวัดหรือรีเลย์อื่น ๆ

2.3.5 รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน

2.3.5.1 อุปกรณ์ป้องกันและอุปกรณ์ประกอบ จะต้องมีมาตรฐานตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

2.3.5.2 การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการและผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องมีอุปกรณ์ไม่น้อยกว่าและต้องมีอุปกรณ์ตัดตอนการเชื่อมต่อเป็นไปตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.3.5.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่อนุญาตให้ผู้ขอใช้บริการมีรูปแบบการปิดซ้ำอัตโนมัติ สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.3.5.4 หม้อแปลงไฟฟ้าจะต้องมีการเชื่อมต่อขดลวดสอดคล้องต่อปริมาณการจ่ายเข้าระบบ และจะต้องได้รับการเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน

2.3.5.5 การซิงโครไนซ์ให้ทำที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ ขึ้นอยู่กับความเหมาะสม

2.3.5.6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันตามความเหมาะสม เพื่อความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

2.2.6 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการหรือผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องออกแบบระบบ และควบคุมการจ่ายไฟจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนี้

2.2.6.1 ผู้ขอใช้บริการหรือผู้ผลิตไฟฟ้าต้องออกแบบและควบคุมระดับแรงดันให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ตารางมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดันไฟฟ้า	สภาวะปกติ		สภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด
220 โวลต์	200	240	200	240
380 โวลต์	342	418	342	418
22 กิโลโวลต์	20.9	23.1	19.8	24.2
33 กิโลโวลต์	31.3	34.7	29.7	36.3
115 กิโลโวลต์	109.2	120.7	103.5	126.5

2.3.6.2 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบคอนเวอร์เตอร์หรืออินเวอร์เตอร์ ผู้ขอใช้บริการหรือผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องออกแบบระบบและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ ดังนี้

1) ระดับแรงดันต่ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบคอนเวอร์เตอร์หรืออินเวอร์เตอร์จะต้องมีความสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 0.95 นำหน้าถึง 0.95 ตามหลัง และจะต้องควบคุมด้วยวิธี A fixed displacement factor cos θ อย่างน้อย 1 วิธี

2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง ที่กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบคอนเวอร์เตอร์หรืออินเวอร์เตอร์จะต้องมีความสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 0.95 นำหน้าถึง 0.95 ตามหลัง และจะต้องควบคุมด้วยวิธี A fixed displacement factor cos θ อย่างน้อย 1 วิธี

2.3.6.3 การควบคุมความถี่ไฟฟ้า ในการควบคุมความถี่ไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะเป็นผู้ควบคุมความถี่ หากความถี่ไม่อยู่ในช่วง 47.00 – 52.00 Hz ต่อเนื่องเป็นระยะเวลา 0.1 วินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งแบบซิงโครนัสและคอนเวอร์เตอร์เปิดวงจรเซอร์กิตเบรกเกอร์ภาย 100 มิลลิวินาที

2.3.6.4 การควบคุมแรงดันกระเพื่อม ผู้ขอใช้บริการหรือผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องออกแบบติดตั้ง และควบคุมอุปกรณ์ ไม่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อม ที่จุดต่อร่วมเกินข้อกำหนดเกณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.3.6.5 การควบคุมฮาร์มอนิก ผู้ขอใช้บริการหรือผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมอุปกรณ์ ที่ไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมผิดเพี้ยนเกินค่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.3.6.6 การควบคุมการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการหรือผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีระบบคอนเวอร์เตอร์หรืออินเวอร์เตอร์ จะต้องออกแบบป้องกันการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่จุดเชื่อมต่อไม่เกินร้อยละ 0.5 ของกระแสพิกัดของคอนเวอร์เตอร์หรืออินเวอร์เตอร์

2.3.7 ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟผ่านคอนเวอร์เตอร์หรืออินเวอร์เตอร์

2.3.7.1 ผู้ขอใช้บริการหรือผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องออกแบบระบบควบคุมกำลังไฟฟ้าเพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

2.3.7.2 ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาที่กำหนด ขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.3.7.3 การป้องกันแรงดันไฟฟ้าต่ำและแรงดันไฟฟ้าเกิน ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากขนาดของแรงดัน Line to Neutral (220 โวลต์) ในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าออกนอกช่วงที่ระบุในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 ตารางแสดงระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันพิกัด

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ระยะเวลาตัดวงจร (วินาที)
แรงดันไฟฟ้า ≥ 120%	0.16
110% < แรงดันไฟฟ้า < 120%	1.0
90% ≤ แรงดันไฟฟ้า ≤ 110%	ทำงานต่อเนื่อง
50% ≤ แรงดันไฟฟ้า < 90%	2.0
แรงดันไฟฟ้า < 50%	0.3

2.3.7.4 การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ให้ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการหรือผู้ผลิตไฟฟ้าหยุดการทำงานหรือปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายใน 1 วินาที เพื่อไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่มีแรงดันไฟฟ้า

2.3.7.5 การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Response to utility recovery) ภายหลังจากที่ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการหยุดการทำงานหรือปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีการจ่ายไฟฟ้าเขาสู่ระบบแล้ว ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องหน่วงเวลาการเชื่อมต่อกลับเป็นเวลา 20 วินาที ถึง 5 นาที

2.3.7.6 การต่อลงดิน ให้เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60364-7-712

2.3.7.7 ผู้ขอใช้บริการจะต้องทำการทดสอบคอนเวอร์เตอร์หรืออินเวอร์เตอร์ หรือผู้ขอใช้บริการจะต้องเลือกใช้งานคอนเวอร์เตอร์หรืออินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการขึ้นทะเบียนกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.4 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) เป็นอุปกรณ์ที่ผลิตจากซิลิกอนซึ่งเป็นสารกึ่งตัวนำด้วยกระบวนการทางวิทยาศาสตร์ อุปกรณ์นี้ผลิตขึ้นมาเพื่อใช้ในการเปลี่ยนพลังงานแสงของดวงอาทิตย์ให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้า หลักการทำงานสามารถอธิบายได้ง่าย ๆ คือ เมื่อมีแสงตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะมีการถ่ายเทพลังงานจากโฟตอนไปให้อิเล็กตรอน เมื่อแสงมีความเข้มมากก็ยิ่งมีพลังงาน

มาก จนมีพลังงานระดับนึงที่จะผลักอิเล็กตรอนออกจากแรงดึงดูดของอะตอมได้จนกลายเป็นอิเล็กตรอนอิสระซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกระบวนการดังกล่าวนี้จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรง [9]

2.4.1 ประวัติความเป็นมาของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ที่ถูกค้นพบและถูกสร้างขึ้นภายในห้องปฏิบัติการของเบลล์เทลเลโฟน ในปี ค.ศ. 1950 โดยนักวิทยาศาสตร์จำนวน 3 ท่าน คือ ฟูลเลอร์ เพียสัน และแชปปีน ซึ่งทั้ง 3 ท่านที่กล่าวถึงนี้ได้ค้นพบวิธีการแพร่สารเข้าไปในผลึกซิลิกอน เพื่อสร้างรอยต่อระหว่างสารกึ่งตัวนำแบบใหม่จนสามารถผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ชิ้นแรกของโลกได้ จากการทำลองใช้งานปรากฏว่ามีประสิทธิภาพร้อยละ 6 เท่านั้นเอง แต่ก็เป็นก้าวแรกของแหล่งพลังงานทดแทนใหม่ในยุคแรกด้วยราคาที่สูงมากการนำไปใช้งานจึงนำไปใช้ในระบบของยานอวกาศหรือดาวเทียมสำรวจ ปัจจุบันนี้ได้มีการพัฒนาให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพสูงขึ้นมากกว่าร้อยละ 22 แล้ว และมีการพัฒนาให้เซลล์สงอาทิตย์มีสีต่าง ๆ กันไป เช่น แดง น้ำเงิน เขียว ทอง เป็นต้น เพื่อความสวยงาม ซึ่งแตกต่างจากยุคแรก ๆ มากที่มีแค่เพียงสีดำ [10]

ต่อมารัฐบาลของประเทศสหรัฐอเมริกา ญี่ปุ่น และเยอรมัน ได้มีส่งเสริมให้มีการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตพลังงานไฟฟ้าอย่างจริงจังและต่อเนื่องในปี ค.ศ. 1970 ส่งผลให้ราคาค่อย ๆ ปรับตัวลดลงเรื่อย ๆ ตามลำดับ แต่อย่างไรก็ตามการใช้ผลึกซิลิกอนความบริสุทธิ์สูงก็ยังส่งผลให้ราคาสูงอยู่ดี เนื่องจากซิลิกอนความบริสุทธิ์สูงเป็นแร่ที่มีความจำเป็นและมีความต้องการอย่างสูงในกระบวนการผลิตของอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ และประสิทธิภาพที่ได้เพียงแค่ร้อยละ 2 – 17 เท่านั้นเอง

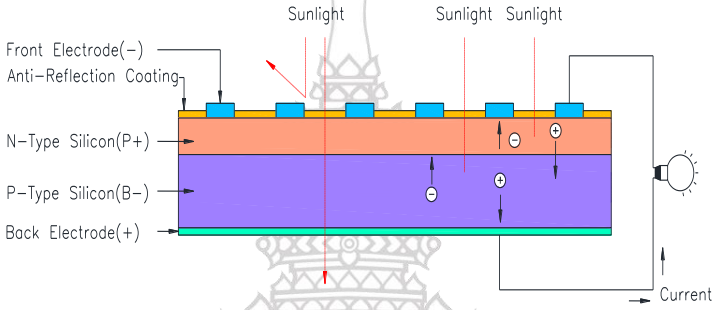
แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากการสนับสนุนและก็ผลักดันของหลายฝ่ายในหลายประเทศจึงทำให้บริษัทผู้ผลิตหลาย ๆ บริษัท ได้ลงทุนและมีความพยายามที่จะพัฒนาและลดราคาของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยการทดลองพัฒนาสารประกอบตัวอื่น ๆ เช่น Cadmium Telluride (CdTe) และ Indium Diselenide (CIS) ซึ่งสารทั้งสองชนิดนี้สามารถนำไปผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางคาคว่าไม่กี่ปีข้างหน้าจะนำออกสู่ตลาดได้ และมีอายุการใช้งานนานกว่าและประสิทธิภาพสูงกว่า Amorphous Silicon

2.4.2 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์มีหลักการทำงานด้วยขบวนการรับพลังงานแสงที่มีความเข้มที่ระดับค่าหนึ่งแล้วทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงที่ได้รับมาให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าโดยตรง แสงของดวงอาทิตย์ที่กระทบกับแผ่นเซลล์จะมีคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าและแสงของดวงอาทิตย์จะถ่ายทอกพลังงานที่มากพอจะผลักอิเล็กตรอนวงนอกสุดของอะตอมสารกึ่งตัวนำซิลิกอนจนอิเล็กตรอนวงนอกสุดกลายเป็นอิเล็กตรอนอิสระ เราจึงนำอิเล็กตรอนนี้ไปใช้ประโยชน์ [11]

สารกึ่งตัวนำซิลิกอนที่นำมาผลิตเป็นเซลล์แสงอาทิตย์จะมีรอยต่อ 1 รอยต่อแบ่งสารออกเป็น 2 ชนิด คือ N-type เป็นสารกึ่งตัวนำที่ได้จากการนำซิลิกอนบริสุทธิ์โดปกับสารฟอสฟอรัส

ทำให้สารที่ได้มีคุณสมบัติมีอิเล็กตรอนอิสระได้ง่ายเมื่อโดนแสง จึงนำสารนี้ไว้ด้านหน้าเพื่อรับแสงโดยตรง ส่วน P-type เป็นสารกึ่งตัวนำที่ได้จากการนำซิลิกอนโดปกับสารโบรอนทำให้สารที่ได้มีคุณสมบัติเมื่อโดนแสงจะมีช่องว่างของอิเล็กตรอนที่เรียกว่าโฮลได้ง่าย จากประโยชน์ดังกล่าวข้างต้นจึงทำให้เรานำสารทั้งสองมาวางประกบกันจนเกิดเป็นรอยต่อ P-N junction และกลายเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสงในรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ [11]

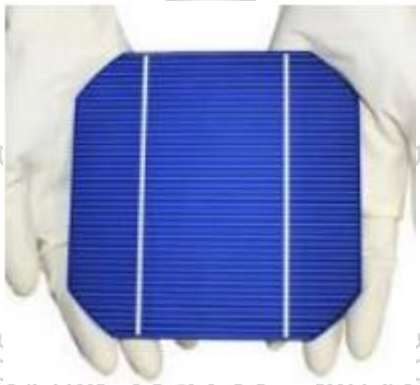
2.4.3 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับความนิยมจากผู้ใช้งานในปัจจุบันนี้สามารถแบ่งออกเป็น 2 แบบใหญ่ ๆ คือ แบบที่ใช้สารกึ่งตัวนำแบบผสม (Compound Semiconductor) และแบบสารกึ่งตัวนำซิลิกอน (Silicon Semiconductor) และเซลล์แสงอาทิตย์แบบที่ใช้สารกึ่งตัวนำซิลิกอนยังสามารถแบ่งออกได้อีกเป็น 2 แบบ คือ สารกึ่งตัวนำไม่เป็นผลึก (Amorphous) และสารกึ่งตัวนำเป็นผลึก (Crystal) อย่างได้ก็ตามในท้องตลาดปัจจุบันยังคงใช้เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำมาจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอนกันอย่างแพร่หลาย ด้วยเหตุผลอัตราการแปลงสูงและความน่าเชื่อถือ เซลล์แสงอาทิตย์มีเทคโนโลยีในท้องตลาดปัจจุบันนี้มีอยู่ 3 แบบ คือ โพลีคริสตัลไลน์ (Polycrystalline) โมโนคริสตัลไลน์ (Monocrystaline) และฟิล์มบาง (Thin film) [10]

2.4.3.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ เป็นชนิดของแผงที่ได้รับความนิยมจากผู้ใช้งานท้องตลาดจำนวนมาก เพราะหลายคนคิดว่าเป็นเทคโนโลยีที่ดีที่สุดที่ใช้ในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้า แต่เทคโนโลยีนี้กลับกลายเป็นเทคโนโลยีที่ค่อนข้างเก่าและมีมานานมากแล้ว อีกเหตุผลหนึ่งที่ทำให้หลายคนคิดว่าเทคโนโลยีนี้เป็นเทคโนโลยีที่ดีที่สุดอันเนื่องมากจากประสิทธิภาพในการแปลงคิดเป็นร้อยละ 15 – 20 เซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ ทำจากผลึกเดี่ยวของซิลิกอนบริสุทธิ์พิเศษขนาดประมาณขวดไวน์ดังแสดงในรูปที่ 2.2

และซิลิกอนบริสุทธิ์พิเศษวงกลมเหล่านี้ถูกตัดด้านข้างออกเป็นสี่เหลี่ยมจัตุรัสแล้วจะถูกเปลี่ยนเป็น “เซลล์แสงอาทิตย์” แบบโมโนคริสตัลไลน์ที่มีลักษณะดังแสดงในรูปที่ 2.3 [10]

รูปที่ 2.2 ผลึกเดี่ยวของซิลิกอนบริสุทธิ์ [10]



รูปที่ 2.3 เซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ [10]

รูปที่ 2.4 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ [10]

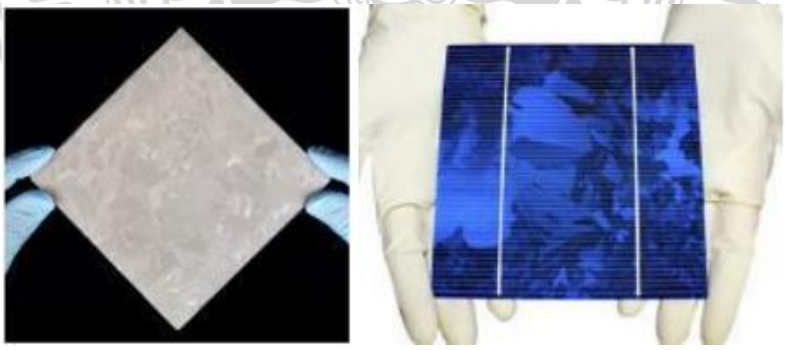
กระแสไฟฟ้าที่ถูกผลิตขึ้นหลังจากแสงอาทิตย์ตกกระทบแผงจะถูกรวบรวมและลำเรียงผ่านเส้นลวดตัวนำสีเงิน แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต่อรวมกันซึ่งการต่อจะมีลักษณะคล้ายคลึงกับการปูกระเบื้อง ดังแสดงในรูปที่ 2.4 ปกติแล้วแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์

จะมีประสิทธิภาพสูง แต่ต้องเสียพื้นที่บางส่วนไปกับกระบวนการผลิต ทำให้มีประสิทธิภาพการผลิตพลังงานใกล้เคียงกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ [10]

ผู้ผลิตจะใช้เทคนิคพิเศษ เพื่อสร้างเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ประสิทธิภาพสูงพิเศษ เทคนิคพิเศษเหล่านี้ เช่น ใช้เลเซอร์เซาะร่อง สร้างสนามที่พื้นผิวด้านหลัง แต่จะทำให้ราคาจะสูงขึ้นประมาณร้อยละ 30 แต่ผลลัพธ์ทที่ได้คือประสิทธิภาพมากกว่าร้อยละ 20 เมื่อเทียบกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ทั่วไปหากใช้เทคโนโลยีไฮบริดแผงโมโนคริสตัลไลน์ประสิทธิภาพสูงพิเศษเหล่านี้ [10]

2.4.3.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์หรือเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Multicrystalline แผงชนิดนี้ก็ผลิตจากซิลิกอนเช่นกัน โดยผลึกซิลิกอนจะมีความบริสุทธิ์น้อยกว่าแบบโมโนคริสตัลไลน์เล็กน้อย กระบวนการผลิตจะหล่อซิลิกอนเป็นผลึกเดี่ยวแต่จะหล่อเป็นแท่งแทน ดังแสดงในรูปที่ 2.5 เรียกว่าก้อนโพลีคริสตัสไลน์ เมื่อหล่อเสร็จก็จะตัดแบ่งเป็นบล็อกสี่เหลี่ยม จากนั้นจะเปลี่ยนให้เป็นเซลล์แสงอาทิตย์โดยการหั่นเป็นแผ่นบาง ๆ สี่เหลี่ยมจัตุรัสอีกครั้งเรียกว่าเวเฟอร์ ดังแสดงในรูปที่ 2.6 [10]

รูปที่ 2.5 ก้อนโพลีคริสตัลไลน์ [10]



รูปที่ 2.6 การหั่นเป็นเวเฟอร์สี่เหลี่ยมจัตุรัส [10]

โพลีคริสตัลไลน์เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ มีการเสื่อมสภาพและประสิทธิภาพใกล้เคียงกับโมโนคริสตัลไลน์ แต่จะมีสิ่งที่แตกต่างกันก็คือมีประสิทธิภาพต่ำกว่าเล็กน้อย แต่จะมีส่วนที่ได้เปรียบคือตัดเซลล์ได้เป็นสี่เหลี่ยมจัตุรัสและไม่มีการเสียพื้นที่ระหว่างมุม ด้วยเหตุนี้ทำให้การดูดซับแสงดีขึ้นเพราะมีพื้นที่เพิ่มขึ้นเล็กน้อยในแต่ละเซลล์ ดังแสดงในรูปที่ 2.7 [10]

รูปที่ 2.7 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ [10]

2.4.3.3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง (Thin film) กระบวนการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์และแบบโมโนคริสตัลไลน์มีลักษณะที่คล้ายกันมาก แต่แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางใช้วิธีการผลิตที่แตกต่างอย่างสิ้นเชิง แทนที่จะใช้การเลื่อยหรือหั่นแท่งซิลิกอนเป็นชิ้น ๆ เพื่อสร้างเซลล์แสงอาทิตย์ แต่กลับใช้วิธีการพ่นซิลิกอนไปยังพื้นผิวฟิล์มจนกลายกลายเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 2.8 คำว่าฟิล์มบางเป็นคำที่ใช้เรียกซิลิกอนที่ไม่เป็นรูปผลึก (2- S) คอปเปอร์อินเดียมไดเซเลไนด์ (CIGS) และแคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) ที่ผลิตเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง แผงชนิดนี้มีอายุการใช้งานไม่เกิน 20 ปี และมีใช้อยู่ประมาณร้อยละ 5 โดยส่วนใหญ่จะติดตั้งเป็นฟาร์มเพราะในการติดตั้งต้องใช้พื้นที่ค่อนข้างเยอะ [10]

รูปที่ 2.8 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง [10]

2.5 ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทั่วไปแบ่งเป็น 3 ระบบ ดังนี้ [11]

2.5.1 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (Stand Alone System) หรือระบบออฟกริด (Off-GRID System) คือระบบที่ไม่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า เหมาะสำหรับพื้นที่ที่ไม่มีไฟฟ้าจากภาครัฐเข้าถึง เช่น บนป่าเขาหรือไร่นา ระบบนี้จะมีอุปกรณ์ประกอบมากกว่าระบบออนกริด (On-GRID SYSTEM) และมีราคาสูงกว่า อีกทั้งมีเสถียรภาพต่ำกว่า ระบบนี้ไม่ต้องขออนุญาตจากการไฟฟ้าเพราะไม่ได้ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า โดยมีส่วนประกอบหลักดังนี้

2.5.1.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือแผง PV

2.5.1.2 อุปกรณ์ควบคุมการประจุ (Charge Controller)

2.5.1.3 แบตเตอรี่ (Battery)

2.5.1.4 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ถ้าใช้กระแสตรงก็ไม่ต้องมีอินเวอร์เตอร์

2.5.2 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid Connected System) หรือระบบออนกริด (On-GRID System) คือระบบที่เชื่อมขนานกับระบบไฟฟ้าภาครัฐ ซึ่งต่างจากระบบ (Off-GRID) ที่ไม่มีแบตเตอรี่เพื่อเก็บไฟฟ้าส่วนเกิน ทำให้ราคาถูกกว่าระบบออฟกริด (Off-GRID System) มีการใช้และบำรุงรักษาง่ายกว่า และมีเถียรภาพดีเนื่องจากมีการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าร่วมด้วย แต่เมื่อไฟฟ้าของการไฟฟ้าดับผู้ใช้ก็จะดับด้วยเพราะไม่มีแบตเตอรี่สำรองไฟฟ้า เหมาะกับการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวัน โดยมีส่วนประกอบหลักดังนี้

2.5.2.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือแผง PV

2.5.2.2 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ต้องได้รับการรับรอง

2.5.3 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน หรือระบบไฮบริด (Hybrid System) คือการผสมกันระหว่าง On-GRID และ Off-GRID โดยระบบนี้จะมีการเชื่อมต่อกับการไฟฟ้าสำหรับช่วงที่ไม่มีแดดและมีการใช้แบตเตอรี่เพื่อเก็บพลังงานส่วนที่ผลิตเหลือในตอนกลางวันไปใช้งานในตอนกลางคืน ทำให้มีส่วนประกอบมาก ราคาสูง ระยะเวลาคืนทุนนาน เหมาะกับการใช้ไฟฟ้าทั้งกลางคืนและกลางวัน โดยจะต้องออกแบบขนาดให้มีไฟฟ้าเหลือเก็บไว้ในแบตเตอรี่ให้เพียงพอกับการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางคืน ถ้าไม่มีไฟฟ้าเหลือในแบตเตอรี่ก็ไม่จำเป็นต้องใช้ระบบนี้ นอกจากนั้นถ้าไม่ใช้แบตเตอรี่ก็สามารถต่อร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากลมหรือน้ำหรือ Generator ก็ได้

2.6 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ดังนี้ [12]

2.6.1 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

2.6.1.1 การทำนายปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ที่ระบบผลิตไฟฟ้าได้ต่อปี (E_{tot})

2.6.1.2 การหาค่าสมมูลรายปีตลอดช่วงอายุของการใช้งาน

2.6.1.3 การประมาณราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย

2.6.2 การประมาณราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย ซึ่งพิจารณาจากการลงทุนของระบบต่าง ๆ แต่ละช่วงเวลา

2.6.2.1 การลงทุนเริ่มแรก โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าติดตั้งหรือค่าก่อสร้าง สายไฟฟ้า ท่อร้อยสายไฟฟ้า กล่องรวมสายไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ระบบป้องกันฟ้าผ่า เป็นต้น

2.6.2.2 การลงทุนประจำปี ประกอบด้วย ค่าแรงงานพนักงานปฏิบัติงานในโรงไฟฟ้าเพื่อดูแลรักษา ซ่อมบำรุงและค่าอะไหล่

2.6.3 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของ จากสมการการคำนวณ ดังนี้

2.6.3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value , NPV) หาได้จากสมการ [12]

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (2.1)$$

n คือ อายุของโครงการ

t คือ ปีของโครงการ คือ 1, 2 ..... n

i คือ อัตราดอกเบี้ย

C_t คือ มูลค่าต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ 1, 2 ..... n

B_t คือ มูลค่าผลตอบแทนในปีที่ 1, 2 ..... n

NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

2.6.3.2 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

ระยะเวลาคืนทุน = เงินลงทุนเบื้องต้น / ผลตอบแทนรายปี (2.2)

เงินลงทุนเบื้องต้น คือ เงินลงทุนรายปี

ผลตอบแทนรายปี คือ จำนวนหน่วยต่อวัน x ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วย x 365

2.6.3.3 อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return , IRR) คำนวณได้จากสมการ [12]

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (2.3)$$

n คือ อายุของโครงการ

t คือ ปีของโครงการ คือ 1, 2 ..... n

r คือ อัตราคิดลด

C_t คือ มูลค่าต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ 1, 2 ..... n

B_t คือ มูลค่าผลตอบแทนในปีที่ 1, 2 ..... n

2.7.3.4 Annuity Method คำนวณได้จากสมการ [12]

$$a = NPV \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.4)$$

n คือ อายุของโครงการ

i คือ อัตราดอกเบี้ย

NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิของเงินลงทุน (Net Present Value)

a คือ จำนวนเงินที่จะต้องชำระต่อปี (Annuity)

2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีงานวิจัยที่เกี่ยวข้องประกอบด้วยดังต่อไปนี้

พัชรินทร์ อินทมาส และคณะ ได้ศึกษาและวิเคราะห์เชิงเทคนิคและความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาระดับครัวเรือน กรณีศึกษา : ครัวเรือนในเขตพื้นที่ อำเภอสามพราน จังหวัดนครปฐม การศึกษาครั้งนี้กำหนดขอบเขตการวิจัยเป็น 3 ด้าน คือ ด้านศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ ศักยภาพเชิงกายภาพ และศักยภาพเชิงเทคนิค ทั้งนี้ก็จะเลือกบ้านอยู่อาศัยที่มีขอบเขตทางด้านภูมิศาสตร์เดียวกันจำนวน 3 หลัง เพื่อกำหนดขอบเขตการลงทุนติดตั้งระบบ ตั้งสมมุติฐานการวิจัยในด้านอายุของโครงการ 25 ปี ทางด้านการเงินตลอดอายุการใช้งานในอัตราคิดลดร้อยละ 6.5 กำหนดให้เปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ทุก ๆ 10 ปี จากการวิเคราะห์พบว่าบ้านทั้ง 3 หลังที่ใช้วิจัยมีปริมาณค่าไฟฟ้าที่ลดลงรวมเดือนละ 302 หน่วย คิดเป็นร้อยละ 20.60 และมีระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 4.85 ปี [13]

บุญเลิศ สื่อเฉย และคณะ ได้ศึกษาการวิเคราะห์ผลกระทบของระบบจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าต่ำในการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา การศึกษาครั้งนี้มีขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า 2500 กิโลโวลต์แอมแปร์ มีภาระทางไฟฟ้ากระจ่ายอยู่ 3 ส่วนหลัก ๆ เท่ากับร้อยละ 3 ร้อยละ 12 และร้อยละ 85 ซึ่งเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงที่ระดับแรงดัน

แรงกลาง 24 กิโลโวลต์ และที่ระดับแรงดันต่ำ 416/240 โวลต์ โดยความต้องการพลังงานไฟฟ้าของโรงงานและสำนักงานแต่ละวันแตกต่างกันและออกแบบระบบ โดยใช้โปรแกรม PVWatts Calculator ในการพยากรณ์กำลังผลิตติดตั้งของระบบและใช้โปรแกรมDIgSILENT PowerFactory เพื่อจำลองและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ค่าตัวประกอบกำลัง และเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า [14]

ธนาพล ตันติสัตยกุล ได้ศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) สำหรับภาคครัวเรือนภายใต้การส่งเสริมของภาครัฐในโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน ซึ่งในการศึกษาครั้งนี้ระบบที่ใช้มีขนาด 10 kW_p 5 kW_p และ 3 kW_p ส่วนของเกณฑ์ชี้วัดใช้อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR) กำหนดเกณฑ์ความคุ้มค่าทางการเงินไว้ 2 ระดับ คือ 1) MLR (6.3%) สำหรับเจ้าของบ้านที่มีภาระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัย และ 2) อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล (2.5%) สำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัย จากการศึกษาพบว่าระบบขนาด 10 กิโลวัตต์ ให้ความคุ้มค่าทางการเงินโดยผ่านเกณฑ์สำหรับเจ้าของบ้านที่ไม่มีภาระสินเชื่อสำหรับที่อยู่อาศัย ส่วนระบบ 5 กิโลวัตต์ และ 3 กิโลวัตต์ ไม่ผ่านเกณฑ์ความคุ้มค่าทางการเงินทั้ง 2 เกณฑ์ นอกจากนี้ยังใช้การวิเคราะห์สถานการณ์ (Scenario Analysis) และการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) สำหรับประเมินความเสี่ยงของโครงการ พบว่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้เองภายในครัวเรือนให้ความคุ้มทุนมากกว่าการมุ่งหวังขายไฟฟ้าคืนให้กับระบบโครงข่าย [12]

ธนาพล ตันติสัตยกุล ได้ศึกษาวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (solar rooftop) ระหว่างการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบริษัทเอกชน (private power purchase agreement, private PPA) และการเป็นเจ้าของระบบ (system owner) การศึกษาครั้งนี้ใช้พื้นที่มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต เป็นกรณีศึกษา เกณฑ์การศึกษาครั้งนี้เน้นศึกษามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value, NPV) และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) อีกทั้งยังใช้การวิเคราะห์สถานการณ์ (scenario analysis) และการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) ในการประเมินความเสี่ยงของโครงการ กำหนดตัวแปร คือ 1) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก solar rooftop 2) ต้นทุนระบบ และ 3) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า สรุปผลจากการศึกษาในครั้งนี้ได้ว่าความคุ้มทุนของทั้งสองรูปแบบจะขึ้นอยู่กับราคาต้นทุนและราคาค่าไฟฟ้า กล่าวคือหากต้นทุนในการติดตั้งต่ำและราคาค่าไฟฟ้าสูงการลงทุนติดตั้งเองโดยเจ้าของกิจการจะให้ความคุ้มทุนเร็วกว่า แต่ในทางกลับกันหากราคาต้นทุนการติดตั้งสูงและราคาค่าไฟฟ้าไม่สูงมากการทำสัญญาซื้อขายกับบริษัทเอกชนให้ความคุ้มทุนเร็วกว่า ผลการศึกษาในงานวิจัยนี้สามารถใช้เป็นแนวทางช่วยในการตัดสินใจของผู้ที่สนใจติดตั้งระบบ solar rooftop บนอาคารในการเลือกรูปแบบการติดตั้งที่เหมาะสมกับตนเอง [15]

มัณฑนา รังสิโยภาส และคณะ ได้ศึกษาสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาแบบเชื่อมต่อโครงข่ายขึ้นอยู่กับพารามิเตอร์ในการติดตั้ง ได้แก่ ทิศทางมุมเอียง ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ และรูปแบบระบบแปลงผันกำลัง อย่างไรก็ตามด้วยข้อจำกัดทางเทคนิคหลายประการจะเป็นการยากที่จะกำหนดทุกปัจจัยไว้ที่สภาวะเหมาะสมที่สุดเพื่อให้ได้ผลผลิตระบบที่ดีที่สุด บทความนี้นำเสนอการวินิจฉัยอิทธิพลของพารามิเตอร์ที่มีต่อผลผลิตระบบ โดยอาศัยการออกแบบการทดลองด้วยวิธีการทากุชิ ผลผลิตของแต่ละการทดลองถูกประเมินด้วยโปรแกรม PVsyst 7.2 และนำมาวิเคราะห์ด้วยอัตราส่วน S/N ประกอบกับการวิเคราะห์ความแปรปรวน ผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นว่า พารามิเตอร์ที่มีอิทธิพลมากที่สุดต่อผลผลิตไฟฟ้า คือ ทิศทางและมุมเอียงของแผง ในขณะที่การติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพและชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลกระทบน้อยต่อผลผลิตที่ได้ ผลการวิเคราะห์มีความสอดคล้องกับข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากสถานที่ติดตั้งจริง [16]

ธนาพล ตันติสัตยกุล และคณะ ได้ศึกษาและวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลดก๊าซเรือนกระจกของการติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ใช้พื้นที่อาคารหอพักของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต เป็นกรณีศึกษา ในการศึกษาครั้งนี้เน้นวิเคราะห์ความคุ้มค่าและการคืนทุนของระบบ อีกทั้งยังศึกษาการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอันเป็นสาเหตุของการเกิดภาวะโลกร้อน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ศึกษาครั้งนี้มีกำลังผลิตติดตั้ง 1.4 เมกะวัตต์ ซึ่งระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ ประมาณ 1,881,337 หน่วยปี และสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 914 tCO_2eต่อปี ในการศึกษาความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์โดยการใช้ปัจจัย 1) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา 2) อัตราการเสื่อมของเซลล์แสงอาทิตย์ และ 3) สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้เอง ผลปรากฏว่าระบบมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 5-6 ปี ทั้งนี้ระยะเวลาการคืนทุนยังขึ้นอยู่กับสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ [17]

ปพน งามประเสริฐ และคณะ ได้ศึกษาการระบุตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการปรับปรุงความน่าเชื่อถือในระบบจำหน่ายไฟฟ้า การศึกษาในครั้งนี้เพื่อเน้นปรับปรุงความน่าเชื่อถือในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งแบบกระจายตัวและยังพิจารณาใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 3 ชนิด คือ พลังงานน้ำ กังหันลม และเซลล์แสงอาทิตย์ ในการระบุขนาดและกำหนดพิกัดการติดตั้งจะใช้ระบบจำหน่ายบัส 2 ของ Roy Billinton Test System (RBTS) ซึ่งประกอบด้วยจุดโหลด 22 จุดและระบบจำหน่ายประกอบด้วยสายป้อน 4 สาย ใช้ดัชนีความน่าเชื่อถือที่ใช้พิจารณามี 8 ตัวแปร คือ SAIFISAIDI CAIDI ASAI ASUI ENS AENS และ ECOSTพร้อมกำหนดระดับโหลดสูงสุดของบัส 2 คือ 20MW จากการศึกษาพบว่าเราสามารถเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีการหาขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว [18]

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์ และคณะ ได้ศึกษาการวิเคราะห์ระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงาน ด้วยซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์ การศึกษานี้ศึกษาเพื่อแก้ปัญหาการกำหนดตำแหน่งและขนาดของระบบกักเก็บพลังงานและการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ให้มีการเกิดหน่วยสูญเสียที่ต่ำ การรักษาแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน โดยการใช้ซอฟต์แวร์ DIgSILENT PowerFactory วิเคราะห์หาค่าหน่วยสูญเสียและหาค่าแรงดันไฟฟ้าที่สภาวะ Steady state แบบ Balance power flow และใช้ซอฟต์แวร์ Microsoft Excel วิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จากผลการศึกษาพบว่าโปรแกรมสามารถช่วยออกแบบและหาตำแหน่งที่เหมาะสม ช่วยให้ลดหน่วยสูญเสียที่อาจจะเกิดขึ้นได้สูงถึงร้อยละ 8.1 อีกทั้งยังสามารถช่วยรักษาพิกัดแรงดันหลังการเชื่อมต่อให้คงที่ได้ที่ 0.960 P.U. สุดท้ายหลังจากการศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ปรากฏว่าระบบที่ออกแบบด้วยซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์มีจุดคุ้มทุนอยู่ที่ไม่เกิน 18 ปี [19]

ปพน งามประเสริฐ และคณะ ได้ศึกษาเทคนิคการวิเคราะห์การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย โดยมีผลกระทบทางเทคนิคภายใต้ข้อจำกัด เช่น ระยะทางจากจุดต้นทางไปยังกลุ่มโหลด ช่วงเวลาระยะของโหลด กำหนดการศึกษาโดยการใช้อัลกอริทึมการไหลของพลังงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของระบบจำหน่าย 33 บัส ผลการวิจัยพบว่าการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายได้ [20]

นเรนทร์ฤทธิ์ กันทะ และคณะ ได้ศึกษาการประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้านบนหลังคาอาคารศูนย์กีฬากาญจนาภิเษกรัชกาลที่ 9 มหาวิทยาลัยแม่โจ้ เพื่อศึกษาสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) และประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์กรณีเมื่อนำไปติดตั้งบนหลังคาของอาคารตัวอย่าง โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ที่ใช้ในการศึกษาเป็นแบบผลึกเดี่ยว ชนิด Half Cut Cell มีขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้า 430 W ต่อแผง ในการทดสอบทำการติดตั้งบนพื้นผิวคอนกรีตทาสีขาว และทำการปรับความสูงของแผงจากพื้นราบที่ระดับ 0.50 1.00 และ 1.50 เมตร และปรับมุมในการติดตั้ง 15 18 และ 21 องศา ตามลำดับ จากการศึกษาพบว่า ที่ความสูงของแผง 1.50 m และมุมเอียง 15 องศา แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุด 424.88 W มีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า 21.82 % และสามารถหาสมการสหสัมพันธ์ทำนายกำลังไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จากการทดลอง เมื่อใช้สมการสหสัมพันธ์เพื่อทำนายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดทั้งปี กรณีนำระบบไปติดตั้งบนหลังคาโซนเอของอาคารศูนย์กีฬากาญจนาภิเษกรัชกาลที่ 9 มหาวิทยาลัยแม่โจ้พบว่า สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ได้จำนวน 124 แผง และสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้

130,479.36 หน่วยต่อปี มีเฉลี่ยของสมรรถนะของระบบ (Performance Ratio) เท่ากับ 1.15 โดยใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 1,890,699.50 บาท มีระยะคืนทุน 3.95 ปี คิดเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) เท่ากับ 1,601,144.48 บาท และมีค่าอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return) เท่ากับร้อยละ 16.26 [21]

พรหมพักตร์ บุญรักษา และคณะ ได้ศึกษาการประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา โดยใช้อาคารคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยกรุงเทพธนบุรี เป็นกรณีศึกษา กำหนดขอบเขตการวิจัยออกเป็น 3 ด้าน คือ ศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ ศักยภาพเชิงเทคนิค และศักยภาพเชิงกายภาพ โดยกำหนดรายละเอียดของการศึกษาเพิ่มเติมให้มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ทุก 10 ปี อายุโครงการทั้งหมด 25 ปี กำหนดอัตราส่วนลดทางการเงินตลอดอายุการใช้งานเป็นร้อยละ 6.5 จาการศึกษาพบว่าระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 199.06 หน่วยต่อปี อัตราผลตอบแทนภายในร้อยละ 20 ระยะเวลาคืนทุน 5.85 ปี ดังนั้นจากการศึกษาในครั้งนี้มีความเป็นไปได้ที่อาคารคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยกรุงเทพธนบุรี จะดำเนินการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [22]

Youpeng Yin และคณะ ได้ศึกษาเกี่ยวกับการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าและการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันของระบบผลิตไฟฟ้าแบบ 1 เฟส ที่เชื่อมต่อกับระจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ โดยการศึกษาจะเน้นการศึกษาการสร้างฮาร์มอนิกส์จากระบบผลิตไฟฟ้าโดยการจำลองการจ่ายกระแสฮาร์มอนิกส์เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ ในการจำลองจะจำลองว่าระบบผลิตไฟฟ้าอยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้า จากการดำเนินการศึกษาพบว่าหากในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำมีการติดตั้งตัวเก็บประจุอยู่ตัวกระแสฮาร์มอนิกส์จะแปรผันตามขนาดและจำนวนของตัวเก็บประจุ และหากมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ 1 เฟส เพิ่มขึ้นค่ากระแสฮาร์มอนิกส์จะมีการเพิ่มขึ้นตาม และสุดท้ายหากมีการเกิดเหตุไฟฟ้าตกจะทำให้ค่ากระแสฮาร์มอนิกส์ลำดับที่ 2 เพิ่มขึ้นอย่างฉับพลันส่งผลให้ระบบป้องกันและหม้อแปลงไฟฟ้าชำรุดเสียหายได้ [23]

บทที่ 3
วิธีดำเนินงานวิจัย

3.1 บทนำ

งานวิจัยนี้นำเสนอการวิเคราะห์ผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัยต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

3.2 ขั้นตอนดำเนินการวิจัย

3.2.1 ศึกษา ค้นคว้าและรวบรวมข้อมูลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในลำดับการดำเนินการนี้จะศึกษา ค้นคว้าทฤษฎีต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การวิเคราะห์ความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์และผลกระทบต่าง ๆ ที่เกิดกับระบบไฟฟ้าแรงต่ำ

3.2.2 รวบรวมข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า

ในลำดับนี้จะดำเนินการรวบรวมข้อมูลของกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งจะรวบรวมเฉพาะข้อมูลของระบบที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำและนำมาหาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่ยังคงเหลือ

3.2.3 ศึกษาและรวบรวมข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าแรงต่ำจากการเชื่อมต่อระบบ โดยนำข้อมูลจากระบบฐานข้อมูลแผนที่ระบบไฟฟ้า ที่มีข้อมูลของสายไฟฟ้า ขนาดของสาย มิเตอร์ไฟฟ้า ปริมาณภาระทางไฟฟ้าจากการจดหน่วยโดยกำหนดให้ใช้หน่วยการใช้ไฟฟ้าของทั้งปีแบบเฉลี่ย หม้อแปลงไฟฟ้า ค่าทางไฟฟ้าของสายไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้า ออกมาวิเคราะห์ด้วยซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์ที่ใช้สำหรับจำลองระบบไฟฟ้า

3.2.4 วิเคราะห์หาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ในขั้นตอนนี้วิเคราะห์เฉพาะระบบขนาด 5 กิโลวัตต์ ชนิด 1 เฟสและขนาด 10 กิโลวัตต์ ชนิด 3 เฟส โดยจะใช้ซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์วิเคราะห์กำลังผลิตทั้งปี ทั้งนี้จะจำลองทั้งหมด 6 จังหวัดดังนี้ จังหวัดระนอง จังหวัดชุมพร จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ จังหวัดราชบุรี จังหวัดเพชรบุรีและจังหวัดสมุทรสงคราม ซึ่งจะใช้พิกัดของอำเภอเมืองของแต่ละจังหวัดกับซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์เป็นตัวแทนของพื้นที่ทั้งหมดของแต่ละจังหวัด

3.2.5 เก็บข้อมูล

ในขั้นตอนนี้จะเก็บข้อมูลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และผลการวิเคราะห์ผลกระทบ โดยคาดหวังผลจากซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์

3.2.6 วิเคราะห์ สรุปและอภิปรายผล

นำข้อมูลที่เก็บรวบรวมมาวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์และผลกระทบที่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

ซึ่งขั้นตอนการดำเนินการวิจัยสามารถเขียนแผนภูมิแสดงขั้นตอน (Flow Chart) ซึ่งแสดงรายละเอียดได้ดังรูปที่ 3.1

รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

3.3 การรวบรวมข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี

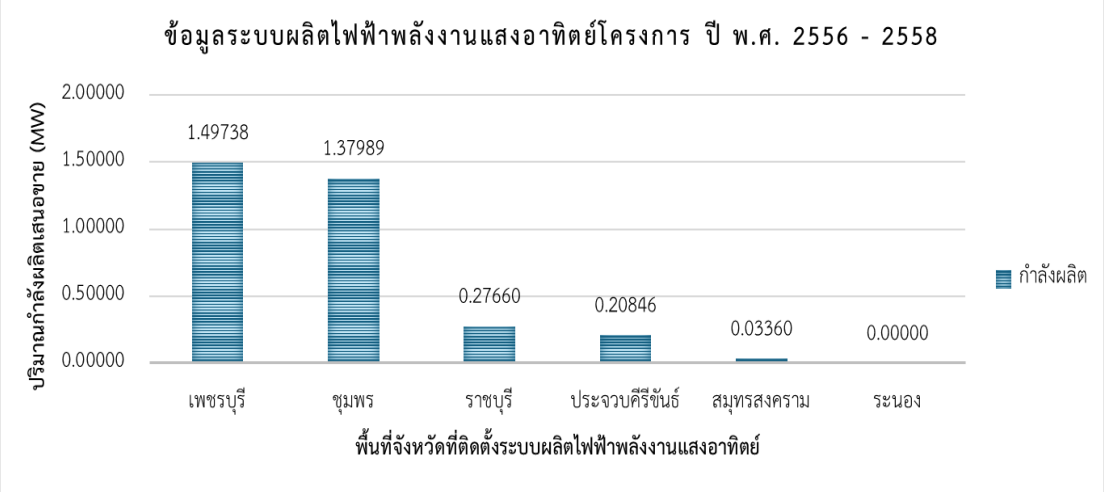
การรวบรวมข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ จะดำเนินการรวบรวมข้อมูลของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและผู้ผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์แล้ว มีขั้นตอนดังนี้

3.3.1 รวบรวมข้อมูลระบบที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ปี พ.ศ. 2556 - 2558

โดยการนำแฟ้มสัญญาทั้งหมดที่มีรูปแบบระบบที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแรงต่ำ ซึ่งเก็บไว้สำหรับบริหารสัญญาจำนวน 374 สัญญาออกมาบันทึกข้อมูลที่สำคัญในโปรแกรม Microsoft Excel ซึ่งข้อมูลที่รวบรวมจะเป็นข้อมูลสำคัญที่สำหรับงานวิจัยครั้งนี้ ดังนี้ ข้อมูลของเจ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ปริมาณกำลังผลิตที่เสนอขายและข้อมูลพื้นที่การไฟฟ้าที่ ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 3.1 และรูปที่ 3.2

ตารางที่ 3.1 สรุปข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2556 - 2558

รายละเอียด	จังหวัดในพื้นที่บริการของ กฟต.1					
	เพชรบุรี	ราชบุรี	สมุทรสงคราม	ประจวบคีรีขันธ์	ชุมพร	ระนอง
จำนวน (สัญญา)	169	29	4	22	150	0
กำลังผลิต (MW)	1.49738	0.27660	0.03360	0.20846	1.37989	0



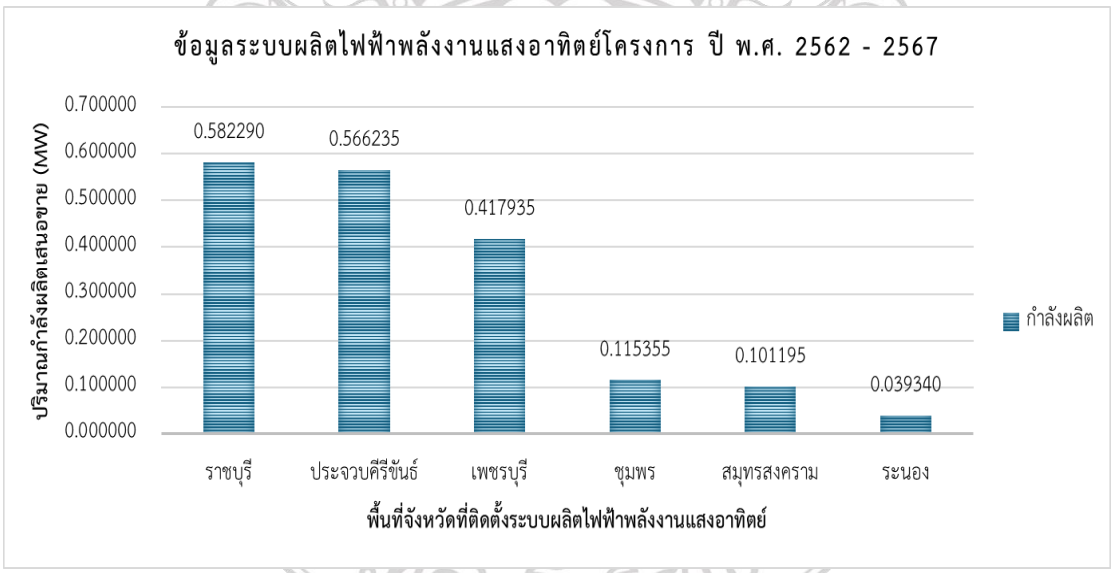
รูปที่ 3.2 กราฟแสดงปริมาณกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2556 - 2558

3.3.2 รวบรวมข้อมูลระบบที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย ปี พ.ศ. 2562 - 2567

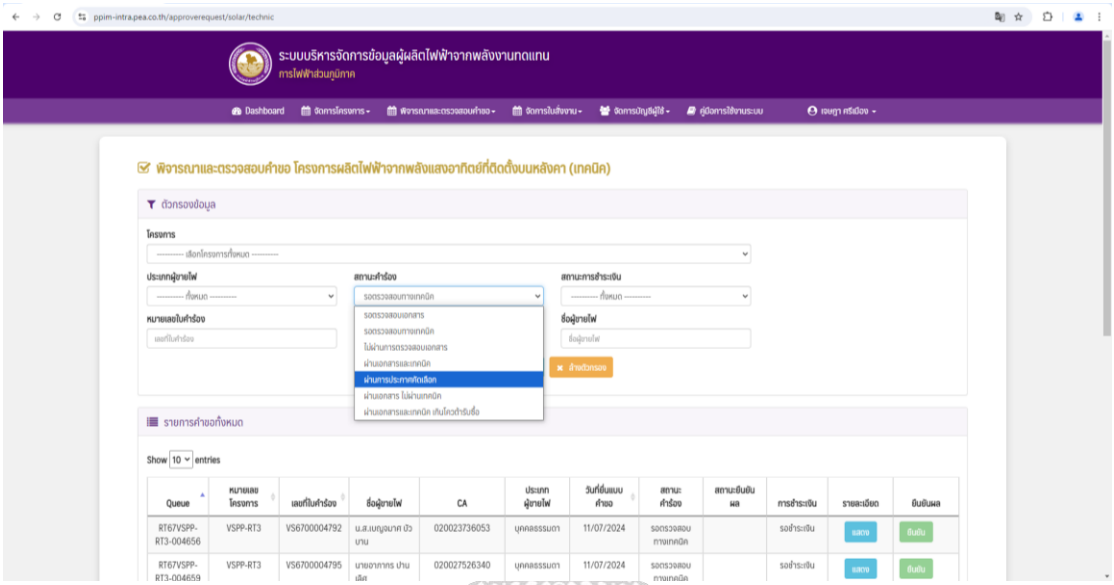
โดยการนำแฟ้มสัญญาทั้งหมดที่เก็บไว้สำหรับบริหารสัญญาออกมาบันทึกข้อมูลที่สำคัญในโปรแกรม Microsoft Excel และดึงข้อมูลขอผู้ผลิตไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างดำเนินการ เช่น ทำสัญญาแล้วรอแจ้งความพร้อมเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเชิงพาณิชย์ แจ้งความพร้อมแล้วอยู่ระหว่างรอการอนุมัติให้เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เป็นต้น จากระบบ Power Producer Information Management System (PPIM) ซึ่งเป็นข้อมูลที่ผู้ผลิตไฟฟ้ายื่นเข้าร่วมโครงการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2562 จำนวน 313 สัญญา โดยข้อมูลที่ดำเนินการรวบรวมจะเป็นข้อมูลสำคัญที่สำหรับงานวิจัยครั้งนี้ ดังนี้ ข้อมูลของเจ้าของหลังคาบ้าน ข้อมูลของเจ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ปริมาณกำลังผลิตที่เสนอขายและข้อมูลพื้นที่ ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 3.2 และรูปที่ 3.3

ตารางที่ 3.2 สรุปข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2562 - 2567

รายละเอียด	จังหวัดในพื้นที่บริการของ กฟต.1					
	เพชรบุรี	ราชบุรี	สมุทรสงคราม	ประจวบคีรีขันธ์	ชุมพร	ระนอง
จำนวน (สัญญา)	70	108	18	91	20	6
กำลังผลิต (MW)	0.417935	0.58229	0.101195	0.566235	0.115355	0.03934



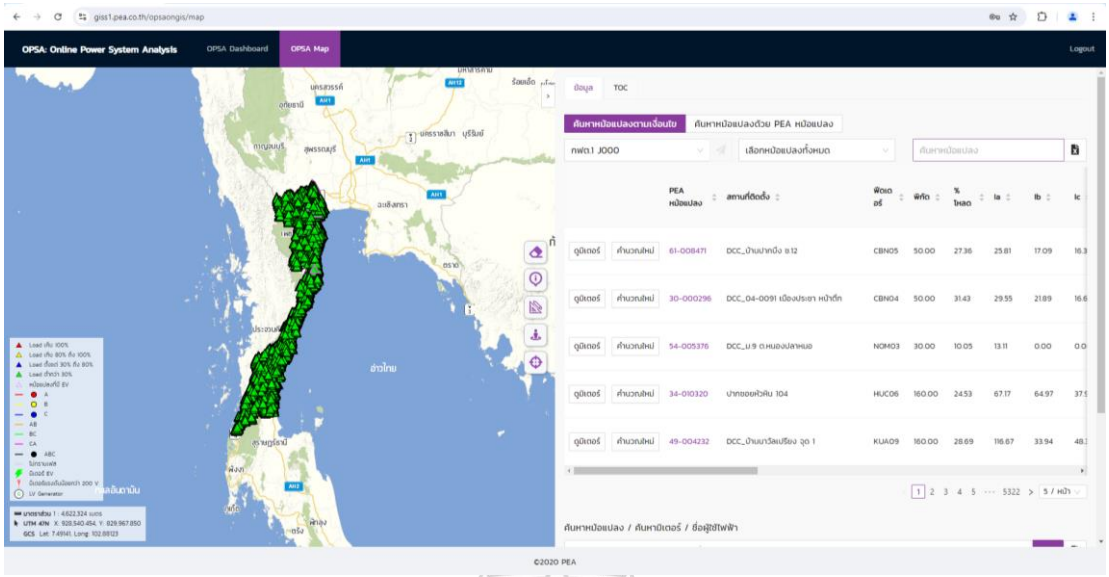
รูปที่ 3.3 กราฟแสดงปริมาณกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2562 – 2567



รูปที่ 3.4 การส่งออกข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบ PPIM

3.4 รวบรวมข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าที่ตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี

การรวบรวมข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าทั้งหมดเพื่อนำมาใช้ในการหาพิกัดกำลังผลิตทั้งหมดที่ยังคงเหลือ โดยจะใช้ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าจากระบบ Online Power System Analysis (OPSA) ซึ่งเป็นระบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพัฒนาขึ้นมาเพื่อใช้ในการจำลองการปรับปรุงและตรวจสอบความผิดปกติของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ ซึ่งจากการส่งออกข้อมูลจากโปรแกรมออกมาจากระบบดังกล่าวปรากฏว่ามีข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 26,608 เครื่อง ดังแสดงในตารางที่ 3.3 ประกอบด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 1 เฟส ขนาด 10 กิโลโวลต์แอมแปร์ 20 กิโลโวลต์แอมแปร์ และ 30 กิโลโวลต์แอมแปร์ หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 50 กิโลโวลต์แอมแปร์ 100 กิโลโวลต์แอมแปร์ 160 กิโลโวลต์แอมแปร์ 200 กิโลโวลต์แอมแปร์ 250 กิโลโวลต์แอมแปร์ 315 กิโลโวลต์แอมแปร์ 400 กิโลโวลต์แอมแปร์ และ 500 กิโลโวลต์แอมแปร์ โดยหม้อแปลงขนาด 400 กิโลโวลต์แอมแปร์ และ 500 กิโลโวลต์แอมแปร์ เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งและจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้าใต้ดินในเมืองใหญ่ของแต่ละจังหวัด และหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 10 กิโลโวลต์แอมแปร์ 20 กิโลโวลต์แอมแปร์ เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งเพื่อให้บริการกับหน่วยงานท้องถิ่นบางหน่วยงานหรือหน่วยงานของรัฐที่อยู่ห่างไกลจากหม้อแปลงที่ให้บริการประชาชน ในครั้งนี้จึงไม่นำข้อมูลส่วนนี้มาใช้ในการวิจัย



รูปที่ 3.5 การกำหนดเงื่อนไขในการส่งออกข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบ OPSA

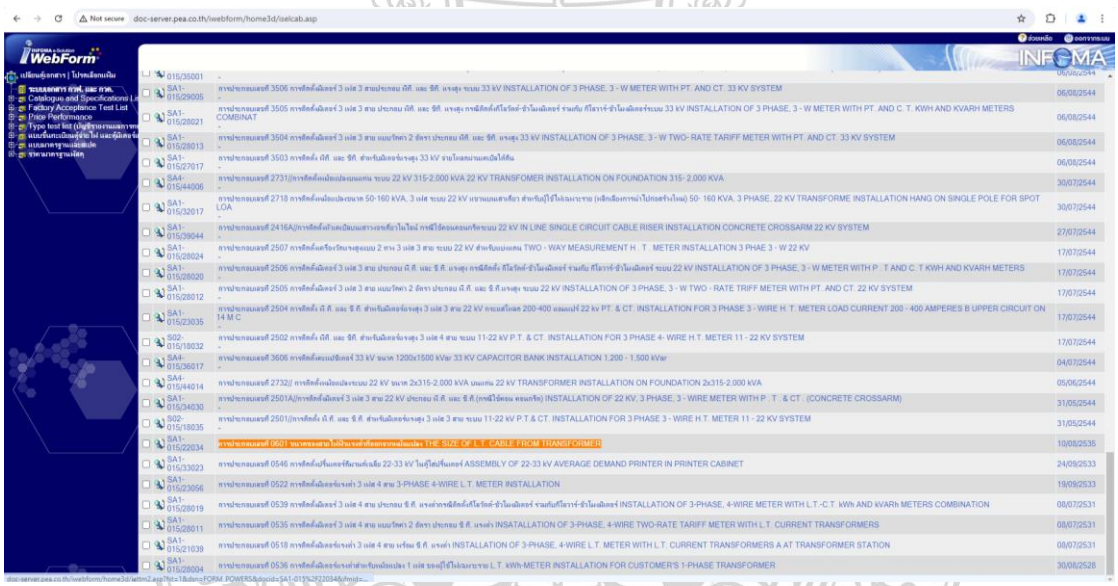
ตารางที่ 3.3 สรุปข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ติดตั้งและจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี

ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า	จำนวนหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งตามพื้นที่จังหวัด (เครื่อง)					
	เพชรบุรี	ราชบุรี	สมุทรสงคราม	ประจวบคีรีขันธ์	ชุมพร	ระนอง
10 kVA	16	34	2	26	30	8
20 kVA	70	182	20	205	278	38
30 kVA	1,427	2,393	253	2,746	3,682	932
50 kVA	629	1,228	208	840	992	146
100 kVA	985	1,489	491	1,091	588	118
160 kVA	729	1,179	256	907	370	112
200 kVA	0	0	0	0	1	0
250 kVA	410	518	99	505	148	141
315 kVA	7	25	0	9	9	0
400 kVA	4	0	1	3	0	0
500 kVA	7	3	4	10	2	2

3.5 ศึกษาและรวบรวมข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี

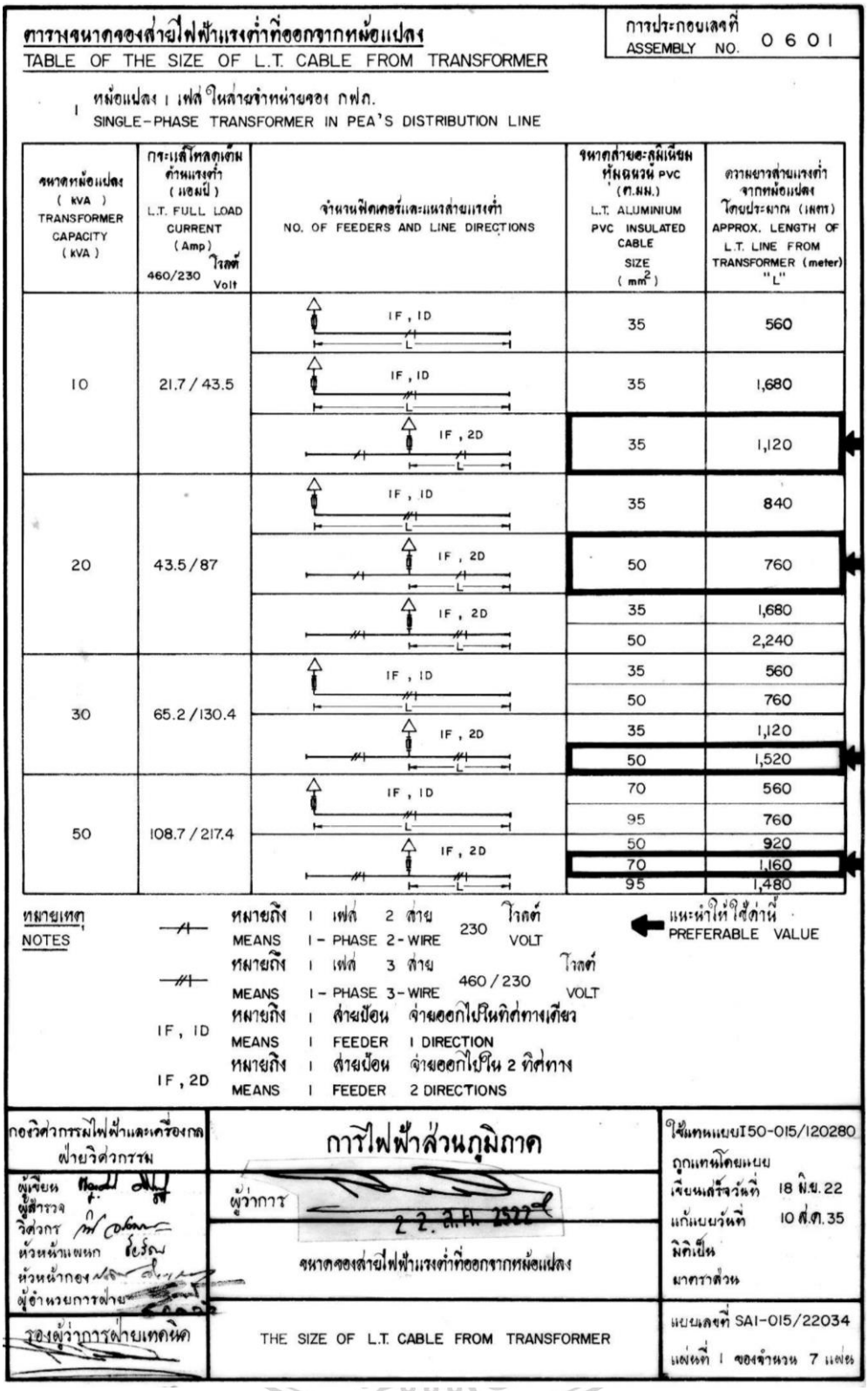
3.5.1 ศึกษาและรวบรวมข้อมูลของมาตรฐานการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

การศึกษาและรวบรวมข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจะเริ่มจากการศึกษาแบบมาตรฐานการออกแบบและติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผ่านระบบฐานข้อมูลแบบมาตรฐานและสเปค ซึ่งแบบที่ในการศึกษาประกอบการวิจัยครั้งนี้เป็นแบบมาตรฐานเลขที่ 0601 แบบมาตรฐานฉบับนี้จะอธิบายถึงมาตรฐานขนาดของสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลงไฟฟ้าทั้งชนิด 1 เฟส ขนาด 10 กิโลโวลต์แอมแปร์ 20 กิโลโวลต์แอมแปร์ 30 กิโลโวลต์แอมแปร์ และ 50 กิโลโวลต์แอมแปร์ และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 50 กิโลโวลต์แอมแปร์ 100 กิโลโวลต์แอมแปร์ 160 กิโลโวลต์แอมแปร์ และ 250 กิโลโวลต์แอมแปร์ ซึ่งการศึกษามาตรฐานต่าง ๆ สามารถเข้าไปดาวน์โหลดแบบมาตรฐานจากระบบอินทราเน็ตของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังแสดงในรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 การค้นหามาตรฐานต่าง ๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในระบบอินทราเน็ต

โดยจะใช้แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 มาช่วยในการตรวจสอบการออกแบบและติดตั้งระบบจำหน่ายแรงต่ำ ในกรณีที่ออกแบบและติดตั้งระบบจำหน่ายแรงต่ำผิดเพี้ยนจากมาตรฐานอาจจะส่งผลให้เกิดผลกระทบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำมากน้อยเพียงใดหากมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ



ตารางขนาดของสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลง
TABLE OF THE SIZE OF L.T. CABLE FROM TRANSFORMER

การประกอบเลขที่ ASSEMBLY NO. 0601

1 หม้อแปลง 1 เฟส ในสายจำหน่ายของ กฟภ.
SINGLE-PHASE TRANSFORMER IN PEA'S DISTRIBUTION LINE

ขนาดหม้อแปลง (kVA) TRANSFORMER CAPACITY (kVA)	กระแสโหลดเต็มที่ด้านแรงต่ำ (แอมป์) L.T. FULL LOAD CURRENT (Amp) 460/230 โวลต์ Volt	จำนวนฟีดเดอร์และแนวสายแรงต่ำ NO. OF FEEDERS AND LINE DIRECTIONS	ขนาดสายอะลูมิเนียมหุ้มฉนวน PVC (ต.มม.) L.T. ALUMINIUM PVC INSULATED CABLE SIZE (mm^2)	ความยาวสายแรงต่ำจากหม้อแปลง โดยประมาณ (เมตร) APPROX. LENGTH OF L.T. LINE FROM TRANSFORMER (meter) "L"
10	21.7 / 43.5	1F, 1D	35	560
		1F, 1D	35	1,680
		1F, 2D	35	1,120 ←
20	43.5 / 87	1F, 1D	35	840
		1F, 2D	50	760 ←
		1F, 2D	35	1,680
			50	2,240
30	65.2 / 130.4	1F, 1D	35	560
			50	760
		1F, 2D	35	1,120
			50	1,520 ←
50	108.7 / 217.4	1F, 1D	70	560
			95	760
		1F, 2D	50	920
			70	1,160 ←
			95	1,480

หมายเหตุ NOTES

—/— หมายถึง 1 เฟส 2 สาย 230 โวลต์ MEANS 1-PHASE 2-WIRE 230 VOLT

—//— หมายถึง 1 เฟส 3 สาย 460/230 โวลต์ MEANS 1-PHASE 3-WIRE 460/230 VOLT

1F, 1D หมายถึง 1 สายป้อน จ่ายออกไปในทิศทางเดียว MEANS 1 FEEDER 1 DIRECTION

1F, 2D หมายถึง 1 สายป้อน จ่ายออกไปใน 2 ทิศทาง MEANS 1 FEEDER 2 DIRECTIONS

← แนะนำให้ใช้ค่านี้ PREFERABLE VALUE

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม

ผู้เขียน ผู้สำรวจ วิศวกร หัวหน้าแผนก หัวหน้ากอง ผู้อำนวยการฝ่าย รองผู้ว่าการฝ่ายเทคนิค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผู้ว่าการ 22 ส.ค. 2522

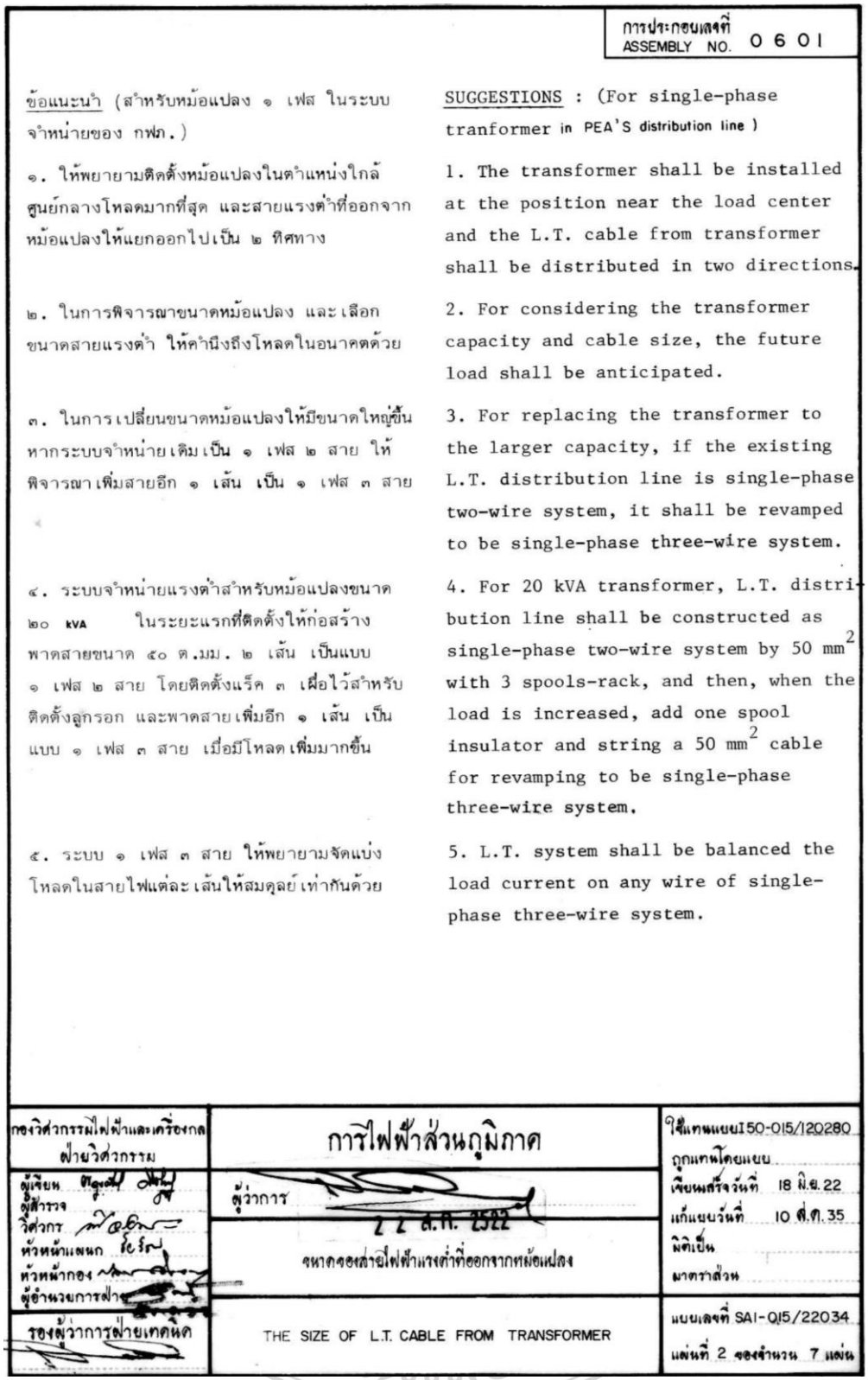
ขนาดของสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลง

THE SIZE OF L.T. CABLE FROM TRANSFORMER

ใช้แทนแบบ I50-015/120280
ถูกแทนโดยแบบ
เขียนเสร็จวันที่ 18 มิ.ย. 22
แก้แบบวันที่ 10 ส.ค. 35
มิลิเป็น
มาตราส่วน

แบบเลขที่ SAI-015/22034
แผ่นที่ 1 ของจำนวน 7 แผ่น

รูปที่ 3.7 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ตารางขนาดสายไฟฟ้าที่ออกจากหม้อแปลงไฟฟ้า 1 เฟส



การประกอบเลขที่ ASSEMBLY NO. 0601

ข้อแนะนำ (สำหรับหม้อแปลง ๑ เฟส ในระบบจำหน่ายของ กฟภ.)

๑. ให้พยายามติดตั้งหม้อแปลงในตำแหน่งใกล้ศูนย์กลางโหลดมากที่สุด และสายแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลงให้แยกออกไปเป็น ๒ ทิศทาง

๒. ในการพิจารณาขนาดหม้อแปลง และเลือกขนาดสายแรงต่ำ ให้คำนึงถึงโหลดในอนาคตด้วย

๓. ในการเปลี่ยนขนาดหม้อแปลงให้มีขนาดใหญ่ขึ้น หากระบบจำหน่ายเดิมเป็น ๑ เฟส ๒ สาย ให้พิจารณาเพิ่มสายอีก ๑ เส้น เป็น ๑ เฟส ๓ สาย

๔. ระบบจำหน่ายแรงต่ำสำหรับหม้อแปลงขนาด ๒๐ kVA ในระยะแรกที่ติดตั้งให้ก่อสร้างพาดสายขนาด ๕๐ ต.มม. ๒ เส้น เป็นแบบ ๑ เฟส ๒ สาย โดยติดตั้งแร็ค ๓ เผื่อไว้สำหรับติดตั้งลูกรอก และพาดสายเพิ่มอีก ๑ เส้น เป็นแบบ ๑ เฟส ๓ สาย เมื่อมีโหลดเพิ่มมากขึ้น

๕. ระบบ ๑ เฟส ๓ สาย ให้พยายามจัดแบ่งโหลดในสายไฟแต่ละเส้นให้สมดุลย์เท่ากันด้วย

SUGGESTIONS : (For single-phase tranformer in PEA'S distribution line)

1. The transformer shall be installed at the position near the load center and the L.T. cable from transformer shall be distributed in two directions.

2. For considering the transformer capacity and cable size, the future load shall be anticipated.

3. For replacing the transformer to the larger capacity, if the existing L.T. distribution line is single-phase two-wire system, it shall be revamped to be single-phase three-wire system.

4. For 20 kVA transformer, L.T. distribution line shall be constructed as single-phase two-wire system by 50 mm^2 with 3 spools-rack, and then, when the load is increased, add one spool insulator and string a 50 mm^2 cable for revamping to be single-phase three-wire system.

5. L.T. system shall be balanced the load current on any wire of single-phase three-wire system.

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม

ผู้เขียน ผู้ตรวจ วิศวกร หัวหน้าแผนก หัวหน้ากอง ผู้อำนวยการฝ่าย รองผู้ว่าการฝ่ายเทคนิค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผู้ว่าการ

๒๒ ส.ค. ๒๕๒๒

ขนาดของสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลง

THE SIZE OF L.T. CABLE FROM TRANSFORMER

ใช้แทนแบบ I50-015/120280 ถูกแทนโดยแบบ

เขียนเสร็จวันที่ 18 มิ.ย. 22

แก้แบบวันที่ 10 ต.ค. 35

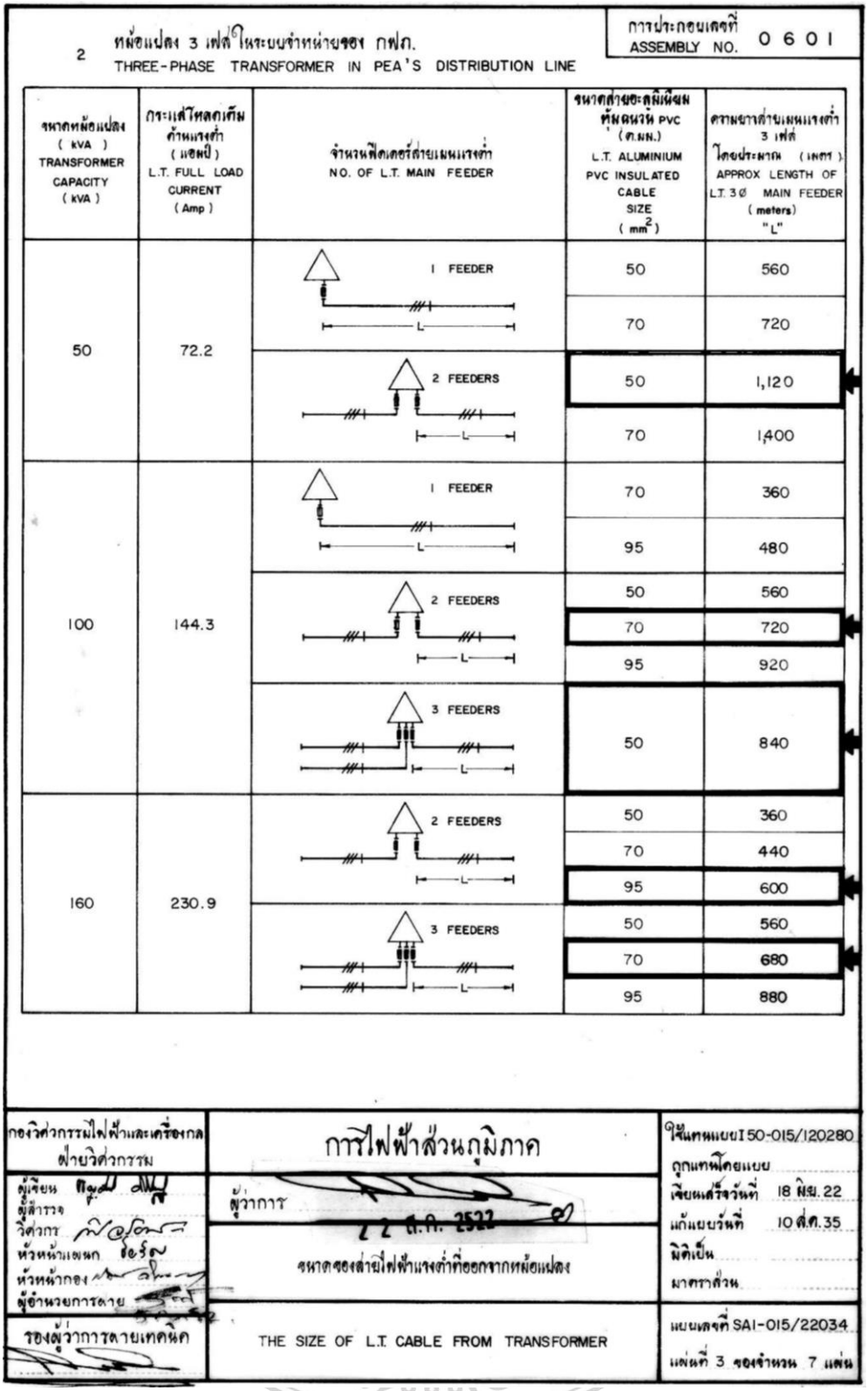
มิติเป็น

มาตราส่วน

แบบเลขที่ SAI-015/22034

แผ่นที่ 2 ของจำนวน 7 แผ่น

รูปที่ 3.8 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ข้อแนะนำสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้า 1 เฟส



2 หม้อแปลง 3 เฟส ในระบบจำหน่ายของ กฟภ.
THREE-PHASE TRANSFORMER IN PEA'S DISTRIBUTION LINE

การประกอบเลขที่ ASSEMBLY NO. 0601

ขนาดหม้อแปลง (kVA) TRANSFORMER CAPACITY (kVA)	กระแสโหลดเต็มด้านแรงต่ำ (แอมป์) L.T. FULL LOAD CURRENT (Amp)	จำนวนฟีดเดอร์สายเมนแรงต่ำ NO. OF L.T. MAIN FEEDER	ขนาดสายอะลูมิเนียมหุ้มฉนวน PVC (ตร.มม.) L.T. ALUMINIUM PVC INSULATED CABLE SIZE (mm^2)	ความยาวสายเมนแรงต่ำ 3 เฟส โดยประมาณ (เมตร) APPROX LENGTH OF L.T. 3Ø MAIN FEEDER (meters) "L"
50	72.2	1 FEEDER	50	560
			70	720
		2 FEEDERS	50	1,120
			70	1,400
100	144.3	1 FEEDER	70	360
			95	480
		2 FEEDERS	50	560
			70	720
			95	920
		3 FEEDERS	50	840
160	230.9	2 FEEDERS	50	360
			70	440
			95	600
		3 FEEDERS	50	560
			70	680
			95	880

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผู้เขียน ผู้สำรวจ วิศวกร หัวหน้าแผนก หัวหน้ากอง ผู้อำนวยการสาย รองผู้ว่าการสายเทคนิค

ผู้ว่าการ 22 ส.ค. 2522

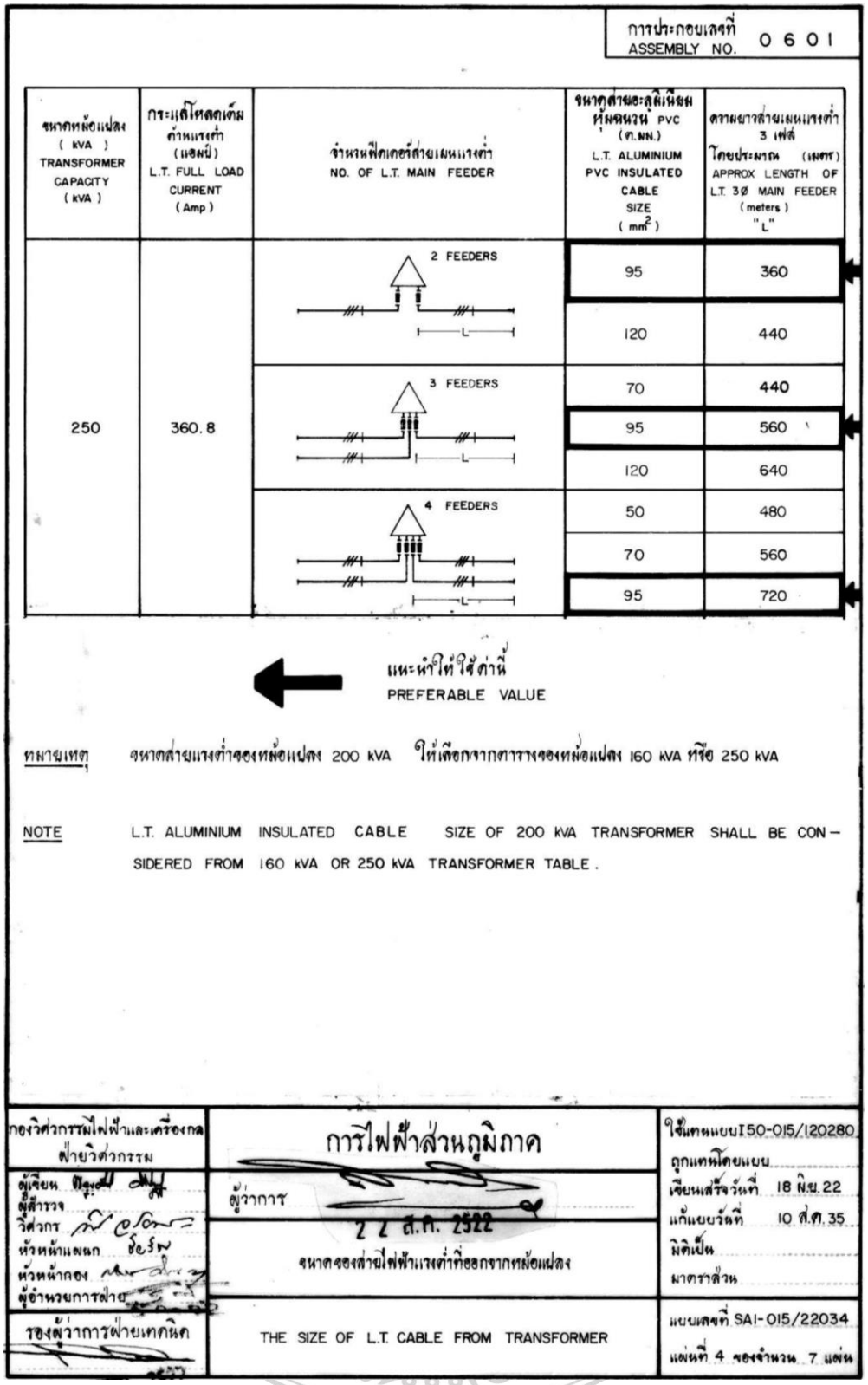
ขนาดของสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลง

THE SIZE OF L.T. CABLE FROM TRANSFORMER

ชื่อแบบแบบ I50-015/120280
ถูกแทนที่โดยแบบ
เขียนเสร็จวันที่ 18 มิ.ย. 22
แก้แบบวันที่ 10 ต.ค. 35
มิติเป็น
มาตราส่วน

แบบเลขที่ SAI-015/22034
แผ่นที่ 3 ของจำนวน 7 แผ่น

รูปที่ 3.9 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ตารางขนาดสายไฟฟ้าที่ออกจากหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส



การประกอบเลขที่ ASSEMBLY NO. 0601

ขนาดหม้อแปลง (kVA) TRANSFORMER CAPACITY (kVA)	กระแสโหลดเต็มด้านแรงต่ำ (แอมป์) L.T. FULL LOAD CURRENT (Amp)	จำนวนฟีดเดอร์สายเมนแรงต่ำ NO. OF L.T. MAIN FEEDER	ขนาดสายอะลูมิเนียมหุ้มฉนวน PVC (ต.มม.) L.T. ALUMINIUM PVC INSULATED CABLE SIZE (mm^2)	ความยาวสายเมนแรงต่ำ 3 เฟส โดยประมาณ (เมตร) APPROX LENGTH OF L.T. 3Ø MAIN FEEDER (meters) "L"
250	360.8	2 FEEDERS	95	360
			120	440
		3 FEEDERS	70	440
			95	560
			120	640
		4 FEEDERS	50	480
			70	560
			95	720

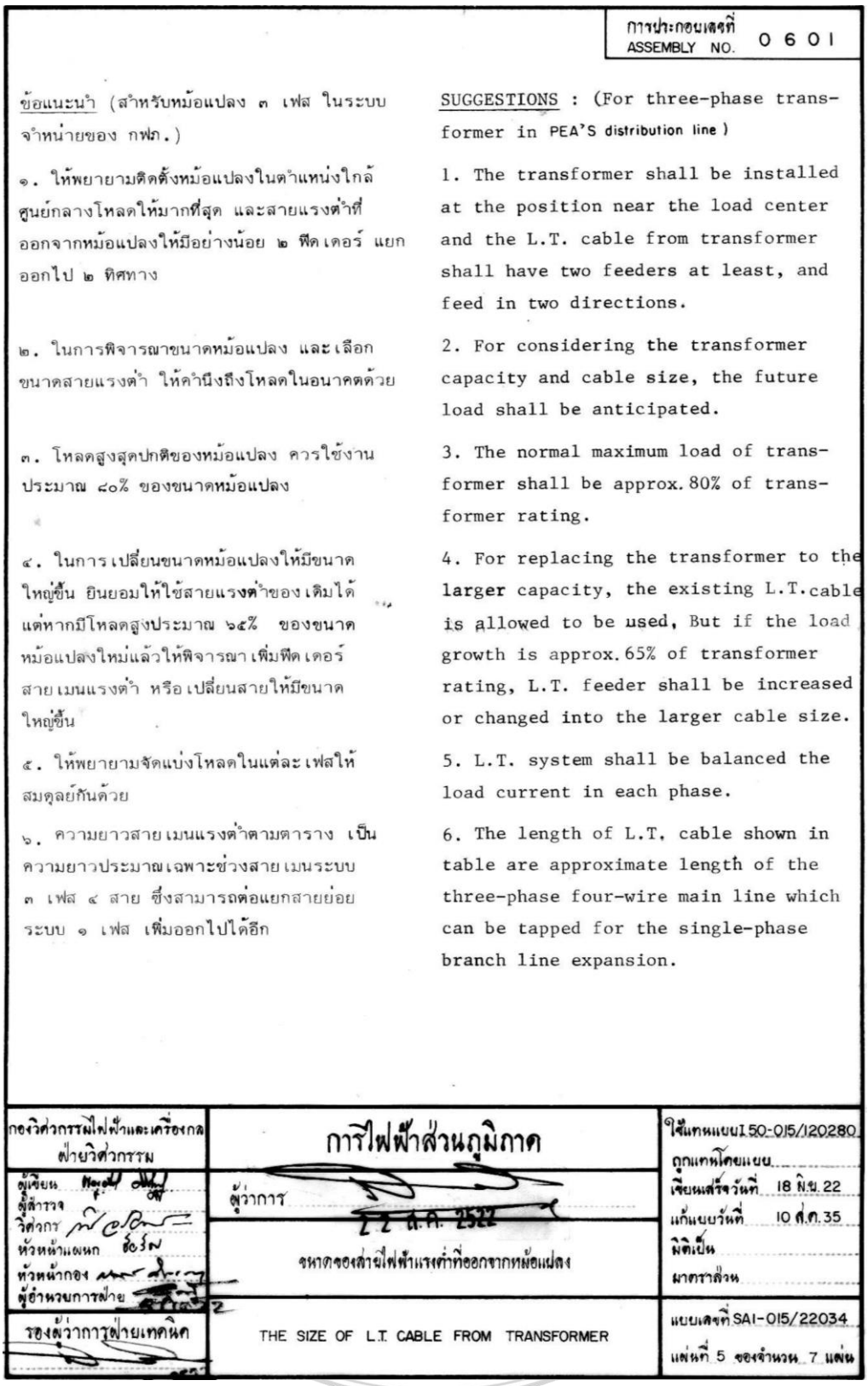
แนะนำให้ใช้ค่านี้ PREFERABLE VALUE

หมายเหตุ ขนาดสายแรงต่ำของหม้อแปลง 200 kVA ให้เลือกจากตารางของหม้อแปลง 160 kVA หรือ 250 kVA

NOTE L.T. ALUMINIUM INSULATED CABLE SIZE OF 200 kVA TRANSFORMER SHALL BE CONSIDERED FROM 160 kVA OR 250 kVA TRANSFORMER TABLE.

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ 150-015/120280
ผู้เขียน ผู้ตรวจ วิศวกร หัวหน้าแผนก หัวหน้ากอง ผู้อำนวยการฝ่าย	ผู้ว่าการ 22 ส.ค. 2522 ขนาดของสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลง	ถูกแทนโดยแบบ เขียนเสร็จวันที่ 18 พ.ย. 22 แก้แบบวันที่ 10 ส.ค. 35 มิติเป็น มาตราส่วน
รองผู้ว่าการฝ่ายเทคนิค	THE SIZE OF L.T. CABLE FROM TRANSFORMER	แบบเลขที่ SAI-015/22034 แผ่นที่ 4 ของจำนวน 7 แผ่น

รูปที่ 3.10 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ตารางขนาดสายไฟฟ้าที่ออกจากหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส



การประกอบเลขที่ ASSEMBLY NO. 0601

ข้อแนะนำ (สำหรับหม้อแปลง ๓ เฟส ในระบบจำหน่ายของ กฟภ.)

๑. ให้พยายามติดตั้งหม้อแปลงในตำแหน่งใกล้ศูนย์กลางโหลดให้มากที่สุด และสายแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลงให้มีอย่างน้อย ๒ ฟีดเดอร์ แยกออกไป ๒ ทิศทาง

๒. ในการพิจารณาขนาดหม้อแปลง และเลือกขนาดสายแรงต่ำ ให้คำนึงถึงโหลดในอนาคตด้วย

๓. โหลดสูงสุดปกติของหม้อแปลง ควรใช้งานประมาณ ๘๐% ของขนาดหม้อแปลง

๔. ในการเปลี่ยนขนาดหม้อแปลงให้มีขนาดใหญ่ขึ้น ยินยอมให้ใช้สายแรงต่ำของเดิมได้ แต่หากมีโหลดสูงประมาณ ๖๕% ของขนาดหม้อแปลงใหม่แล้วให้พิจารณาเพิ่มฟีดเดอร์สายเมนแรงต่ำ หรือเปลี่ยนสายให้มีขนาดใหญ่ขึ้น

๕. ให้พยายามจัดแบ่งโหลดในแต่ละเฟสให้สมดุลย์กันด้วย

๖. ความยาวสายเมนแรงต่ำตามตาราง เป็นความยาวประมาณเฉพาะช่วงสายเมนระบบ ๓ เฟส ๔ สาย ซึ่งสามารถต่อแยกสายย่อยระบบ ๑ เฟส เพิ่มออกไปได้อีก

SUGGESTIONS : (For three-phase transformer in PEA'S distribution line)

1. The transformer shall be installed at the position near the load center and the L.T. cable from transformer shall have two feeders at least, and feed in two directions.

2. For considering the transformer capacity and cable size, the future load shall be anticipated.

3. The normal maximum load of transformer shall be approx. 80% of transformer rating.

4. For replacing the transformer to the larger capacity, the existing L.T. cable is allowed to be used, But if the load growth is approx. 65% of transformer rating, L.T. feeder shall be increased or changed into the larger cable size.

5. L.T. system shall be balanced the load current in each phase.

6. The length of L.T. cable shown in table are approximate length of the three-phase four-wire main line which can be tapped for the single-phase branch line expansion.

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล
ฝ่ายวิศวกรรม

ผู้เขียน
ผู้สำรวจ
วิศวกร
หัวหน้าแผนก
หัวหน้ากอง
ผู้อำนวยการฝ่าย

รองผู้ว่าการฝ่ายเทคนิค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผู้ว่าการ

๒๒ ส.ค. ๒๕๒๒

ขนาดของสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลง

THE SIZE OF L.T. CABLE FROM TRANSFORMER

ใช้แทนแบบ I 50-015/120280
ถูกแทนโดยแบบ
เขียนเสร็จวันที่ 18 มิ.ย. 22
แก้แบบวันที่ 10 ส.ค. 35
มิติเป็น
มาตราส่วน

แบบเลขที่ SAI-015/22034
แผ่นที่ 5 ของจำนวน 7 แผ่น

รูปที่ 3.11 แบบมาตรฐานเลขที่ 0601 ข้อแนะนำสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส

3.5.2 การรวบรวมและการเลือกแหล่งข้อมูลจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ ได้ถูกรวบรวมไว้แล้วในโปรแกรม Arc GIS ซึ่งในโปรแกรม Arc GIS บันทึกข้อมูลต่าง ๆ ดังนี้

3.5.2.1 ข้อมูลทางภูมิศาสตร์ เช่น ถนน แม่น้ำ สะพาน สถานที่สำคัญต่าง ๆ ฯลฯ

3.5.2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

3.5.2.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์

3.5.2.4 ระบบสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์

3.5.2.5 หม้อแปลงไฟฟ้า

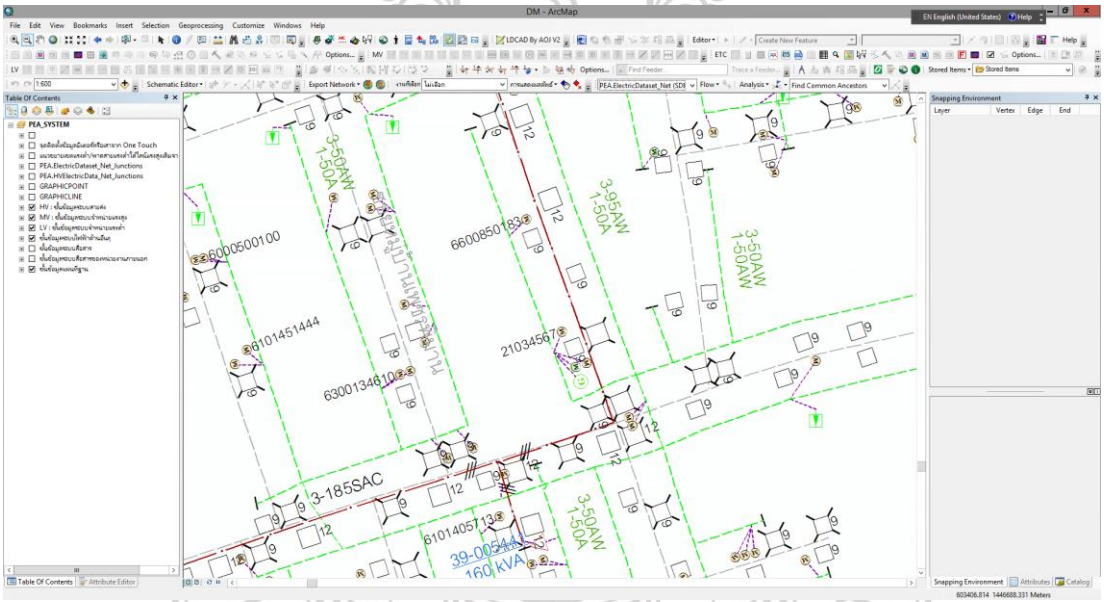
3.5.2.6 เสาไฟฟ้าขนาดต่าง ๆ

3.5.2.7 ข้อมูลสถานีไฟฟ้า

3.5.2.8 รีโคลสเซอร์และฟิวส์แรงสูง

3.5.2.9 มิเตอร์วัดการใช้พลังงานไฟฟ้า

3.5.2.10 ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



รูปที่ 3.12 โปรแกรม Arc GIS

ข้อมูลที่จะใช้ในการวิจัยในครั้งนี้เป็นข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 240 และ 400 โวลต์ มีรายละเอียดดังนี้

3.5.2.1 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้า

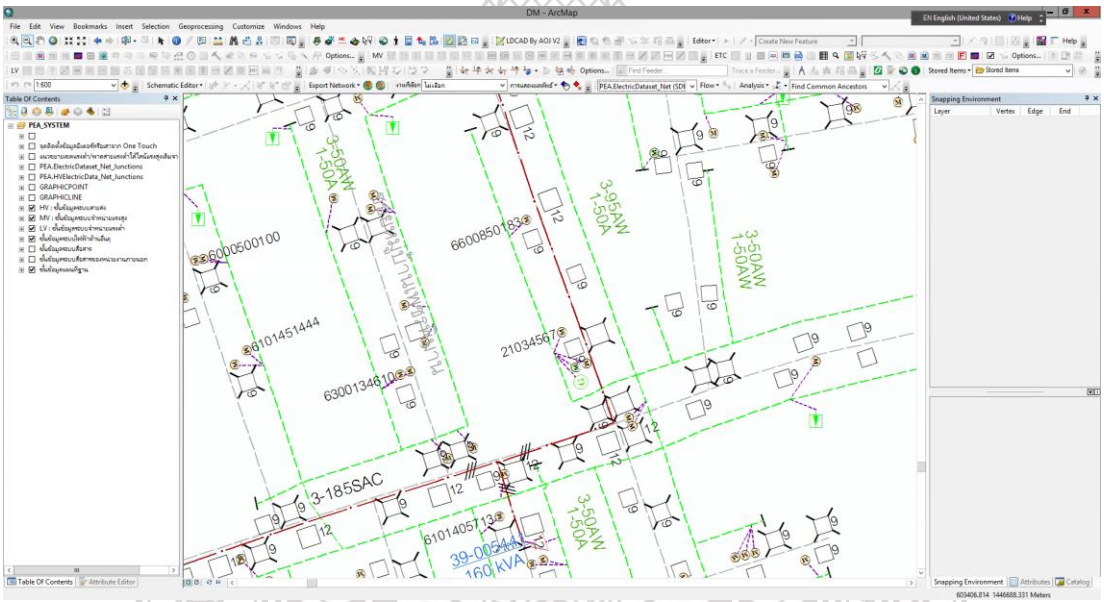
3.5.2.2 ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ เช่น ความยาว ขนาดสายไฟฟ้า ฯลฯ

3.5.2.3 ข้อมูลของภาระทางไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ เช่น ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า จุดที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ ชนิดของมิเตอร์ไฟฟ้าแบบ 1 เฟส หรือ 3 เฟส ฯลฯ

3.5.3 การส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจากฐานข้อมูลแผนที่ระบบไฟฟ้า

ขั้นตอนการส่งออกข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ จากโปรแกรม Arc GIS สามารถดำเนินการได้ตามขั้นตอนดังนี้

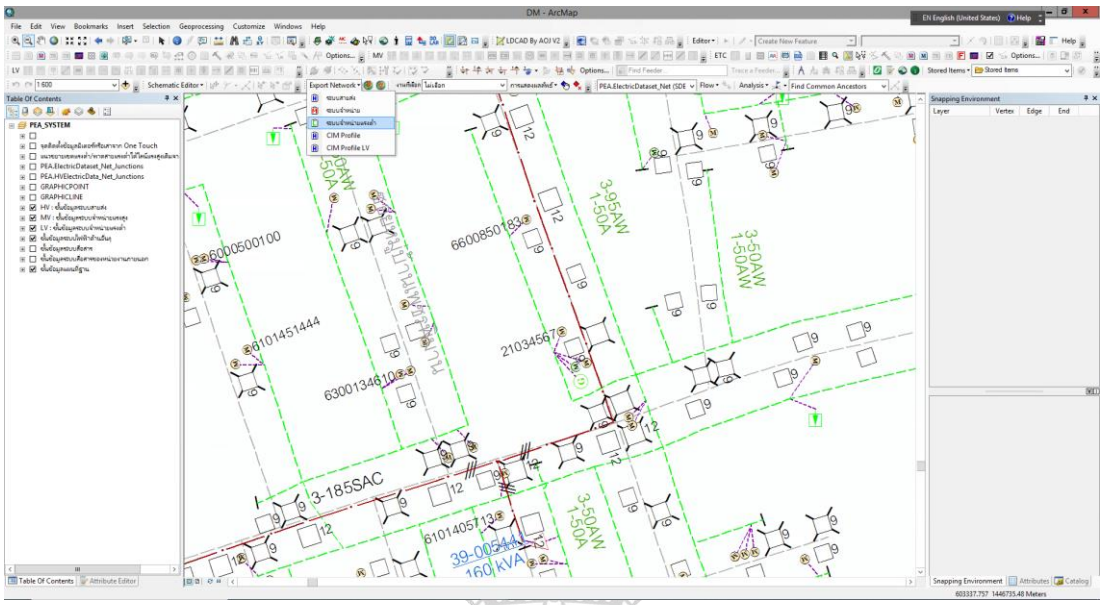
3.5.3.1 ลงชื่อเข้าใช้งานโปรแกรม Arc GIS ผ่านเครื่องข่ายอินเตอร์เน็ตของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



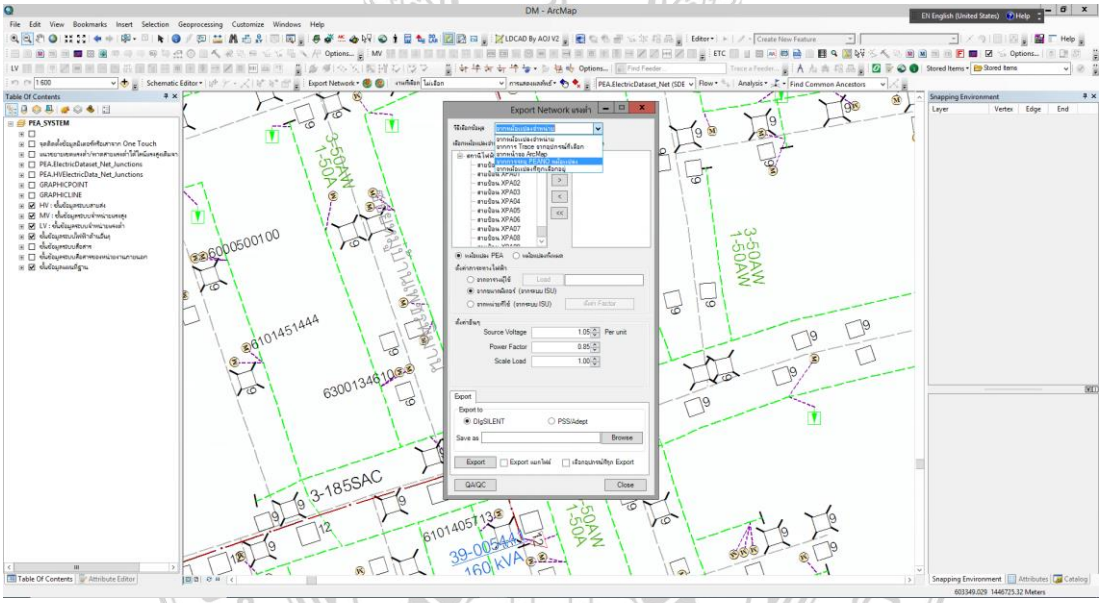
รูปที่ 3.13 หน้าต่างโปรแกรม Arc GIS เมื่อลงชื่อเข้าใช้งาน

3.5.3.2 ใช้แถบเครื่องมือวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า โดยเลือกการส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

3.5.3.3 เมื่อมีหน้าต่างเครื่องมือการส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำขึ้นมา ให้เลือกวิธีการเลือกชั้นข้อมูลจากหมายเลขของหม้อแปลงไฟฟ้า

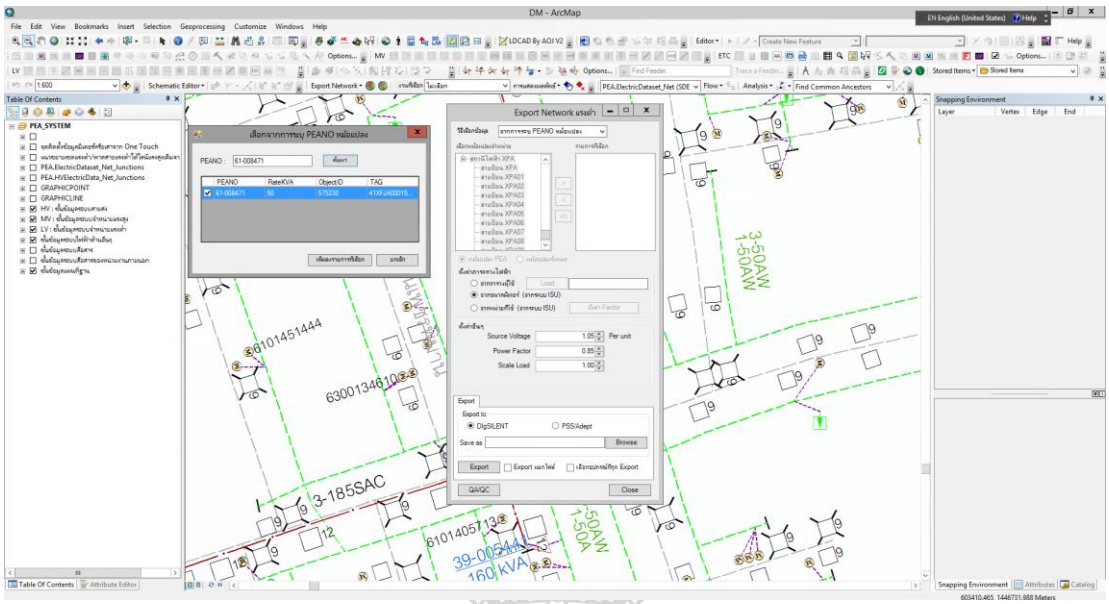


รูปที่ 3.14 การเลือกการส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

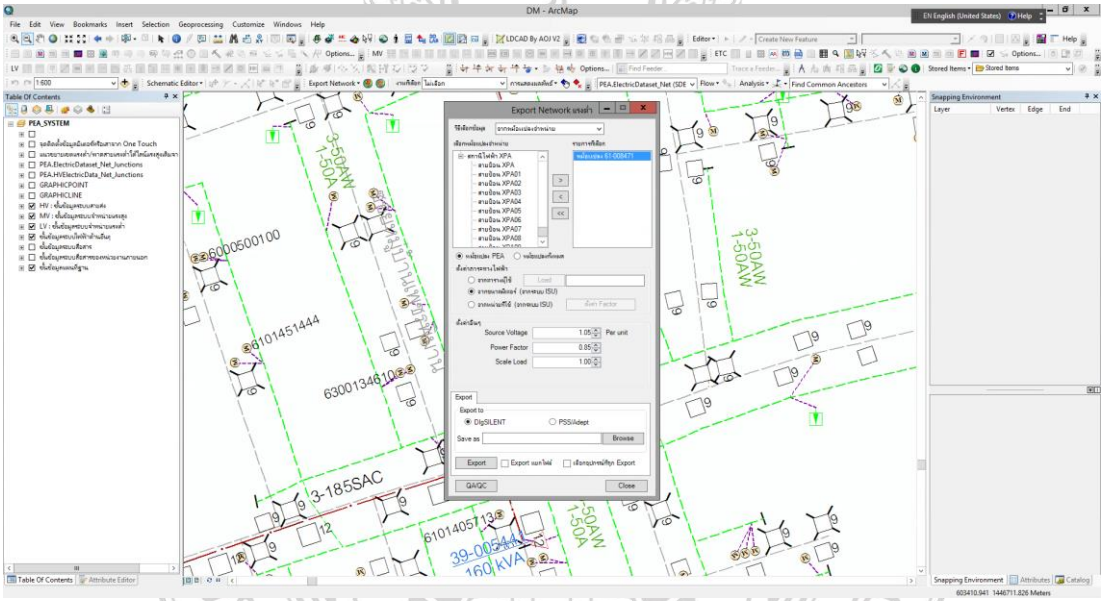


รูปที่ 3.15 การเลือกวิธีการเลือกชั้นข้อมูลจากหมายเลขของหม้อแปลงไฟฟ้า

3.5.3.4 ระบุหมายเลขของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ต้องใช้ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ และกดปุ่มค้นหา หากหมายเลขหม้อแปงไฟฟ้าที่กำหนดมีในโปรแกรม ก็จะปรากฏขึ้นในรายการ

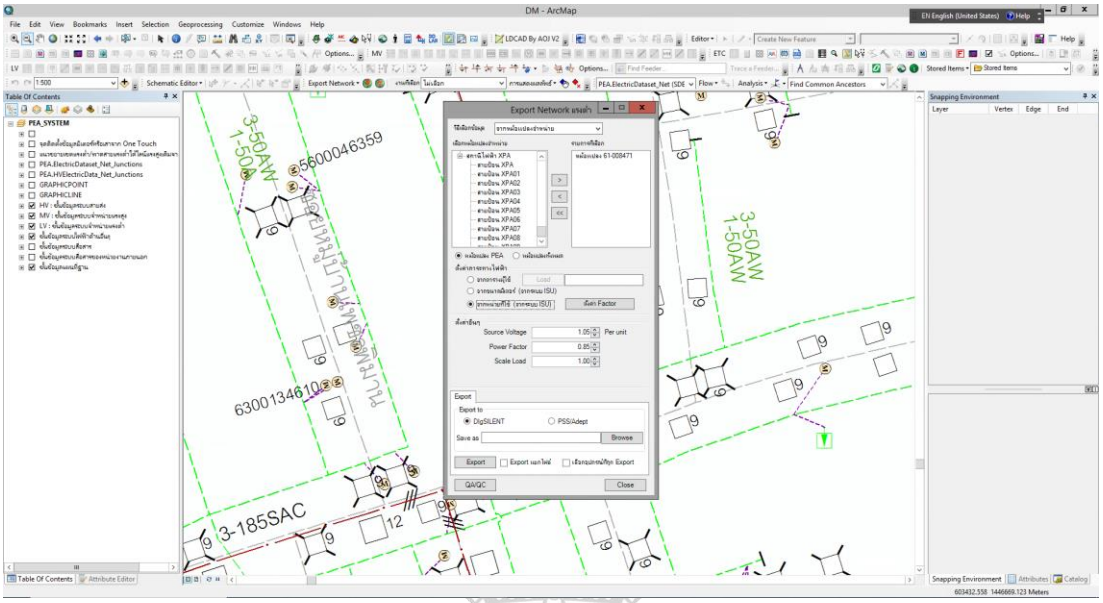


รูปที่ 3.16 การระบุหมายเลขของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ต้องการส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

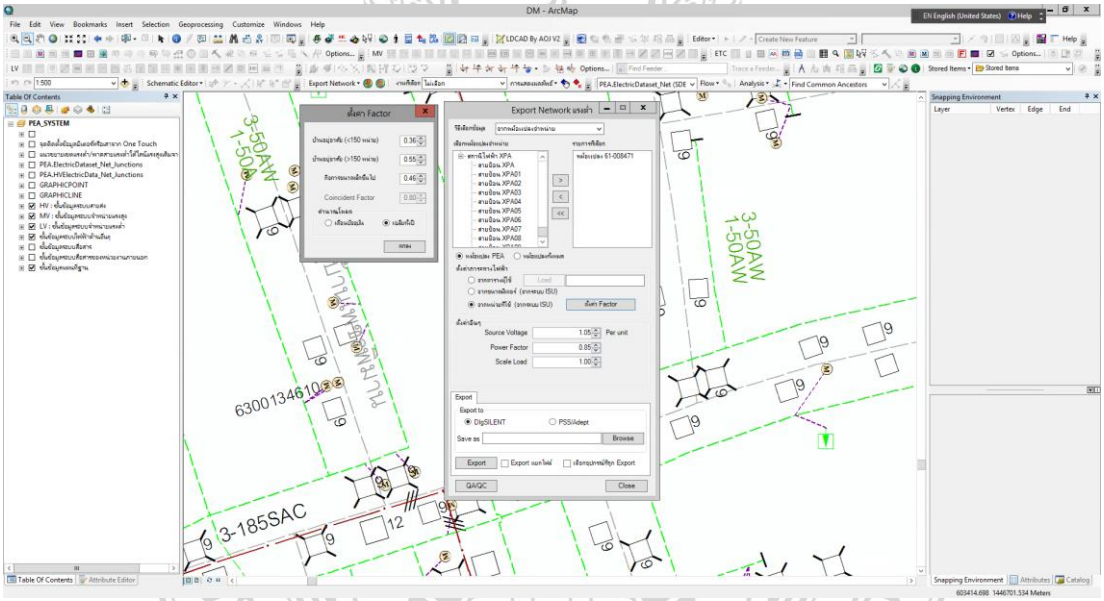


รูปที่ 3.17 การเพิ่มข้อมูลของหม้อแปลงไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรายการส่งออกข้อมูล

3.5.3.5 เมื่อระบุข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าที่ต้องการแล้ว จะต้องกำหนดการตั้งค่าภาระทางไฟฟ้า ซึ่งในการวิเคราะห์ครั้งนี้จะใช้ข้อมูลจาหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้าและเลือกใช้เป็นค่าเฉลี่ยทั้งปี

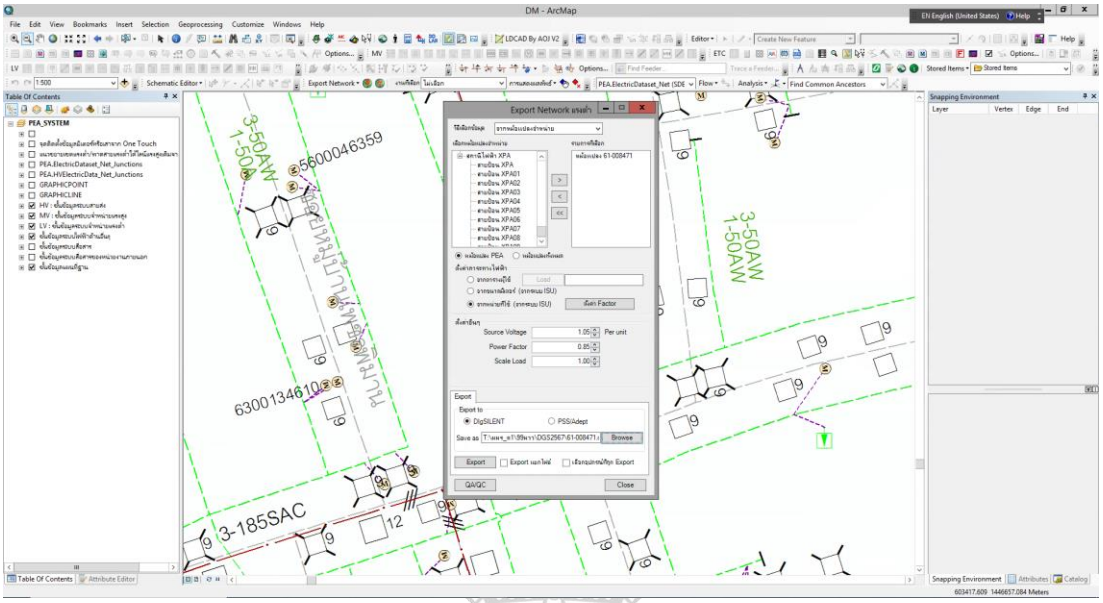


รูปที่ 3.18 การตั้งค่าภาระทางไฟฟ้าเป็นหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้า

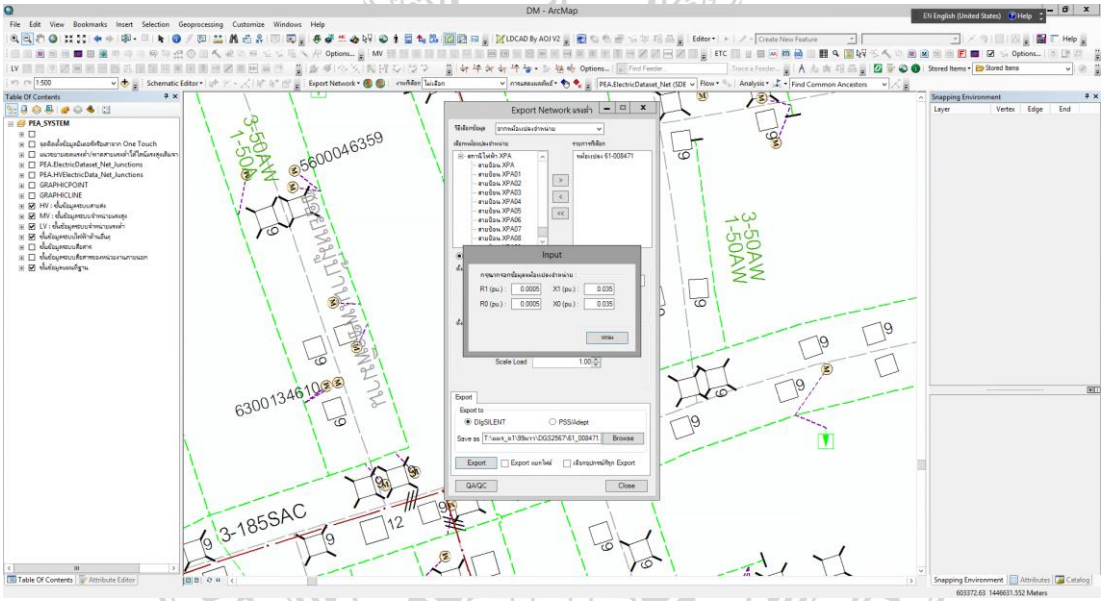


รูปที่ 3.19 การตั้งค่าการใช้หน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นแบบเฉลี่ยทั้งปี

3.5.3.6 กำหนดรูปแบบของไฟล์ที่ส่งออกเป็นไฟล์ที่ใช้งานกับโปรแกรม Digsilent Power factory และเลือกจุดบันทึกไฟล์

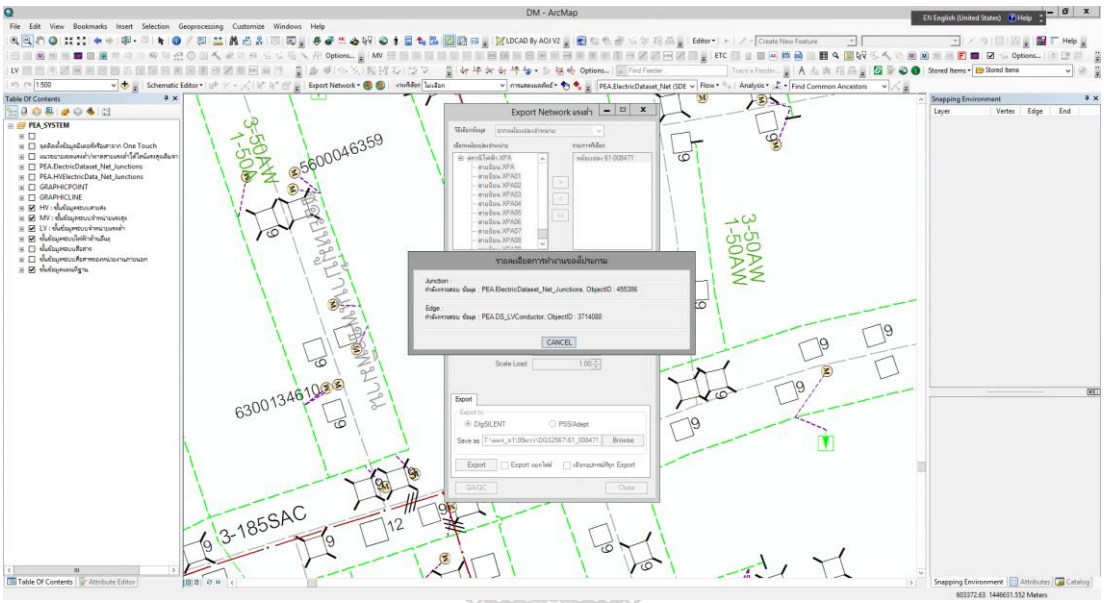


รูปที่ 3.20 การกำหนดรูปแบบข้อมูลที่ส่งออกให้สามารถใช้กับโปรแกรม Digsilent Power factory

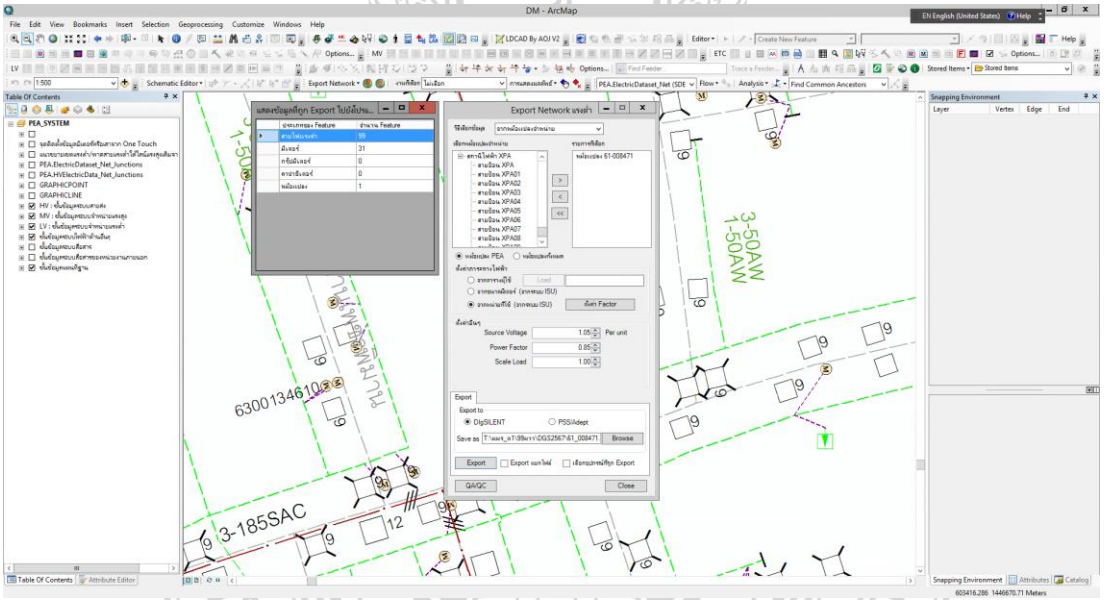


รูปที่ 3.21 การเลือกจุดบันทึกไฟล์และกำหนดข้อมูลของหม้อแปลงไฟฟ้า

3.5.3.7 เมื่อดำเนินการกำหนดค่าต่าง ๆ เสร็จก็ให้ดำเนินการกดปุ่ม Export เพื่อส่งออกข้อมูลจากโปรแกรม Arc GIS



รูปที่ 3.22 โปรแกรม Arc GIS กำลังดำเนินการประมวลผลและส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ



รูปที่ 3.23 โปรแกรม Arc GIS ส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเสร็จ

3.5.3.8 เมื่อโปรแกรม Arc GIS เสร็จ ผู้วิจัยก็ได้ไฟล์ข้อมูล *.DGS และผู้วิจัยสามารถดำเนินการนำไฟล์ที่ได้ไปใช้งานในโปรแกรม Digsilent Power factory

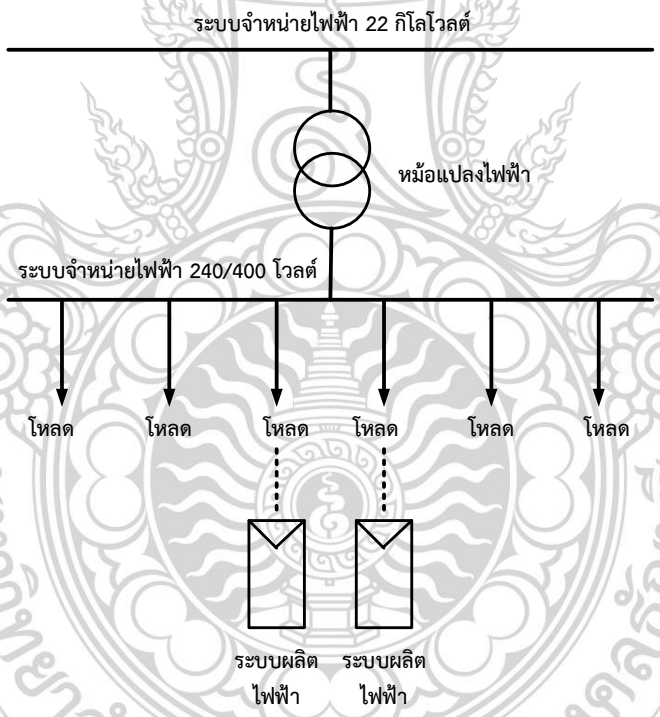
3.6 การวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

การวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย ผู้วิจัยกำหนดเงื่อนไขการดำเนินการวิจัยดังนี้

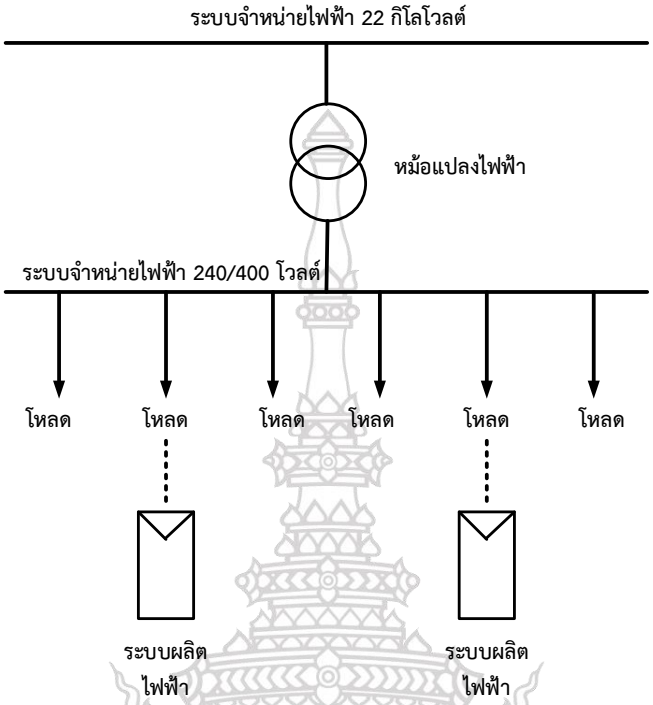
3.6.1 การเลือกข้อมูลระบบจำหน่ายที่จะนำมาใช้ในการวิจัย จะพิจารณาจากข้อมูลที่ได้จากระบบ Online Power System Analysis (OPSA) โดยจะใช้ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีปริมาณภาระทางไฟฟ้าร้อยละ 15 ของขนาดพิกัดหม้อแปลงตามระเบียบของ กฟภ.

3.6.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่ใช้ในการวิจัยครั้งที่จะต้องมีความยาวของระบบจำหน่ายและขนาดของสายตัวนำไฟฟ้าเป็นไปตามมาตรฐานหมายเลข 0601

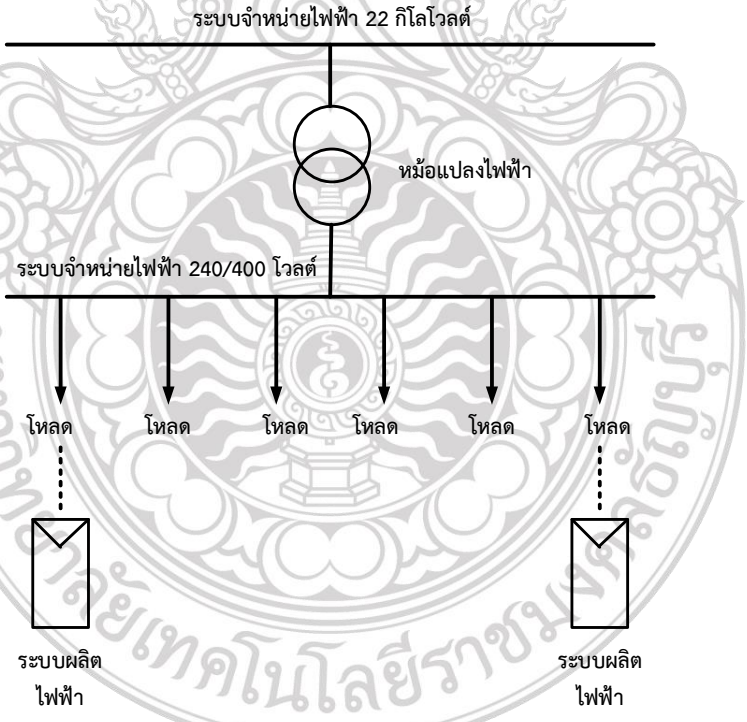
3.6.3 ในการวิจัยครั้งนี้กำหนดเงื่อนให้มีการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ 4 รูปแบบ คือ การเชื่อมต่อกับปลายระบบ กลางระบบ ต้นระบบและกระจายตัว



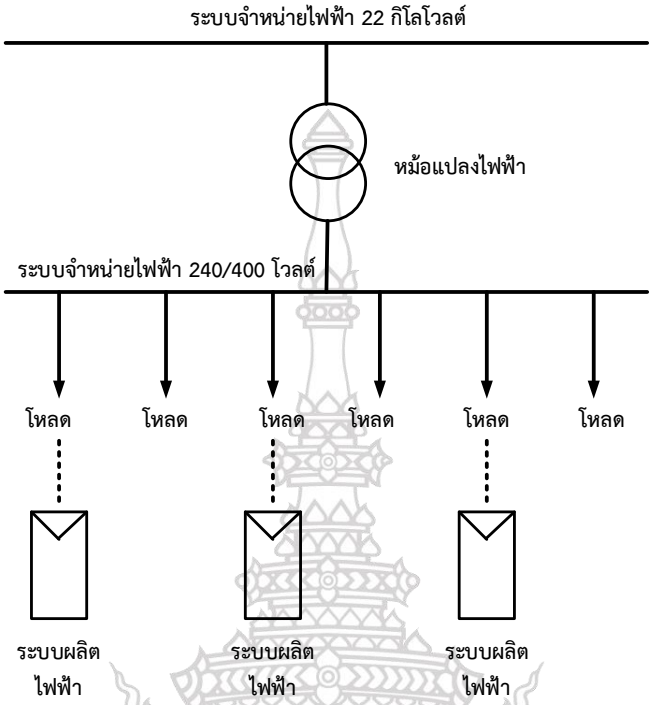
รูปที่ 3.24 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากับบริเวณต้นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ



รูปที่ 3.25 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากับบริเวณกลางระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ



รูปที่ 3.26 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากับบริเวณปลายระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ



รูปที่ 3.27 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำแบบกระจายตัว

3.6.4 ในการวิจัยครั้งนี้กำหนดขนาดพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 1 เฟส ขนาด 30 กิโลโวลต์แอมแปร์ และชนิด 3 เฟส ขนาด 50 กิโลโวลต์แอมแปร์ 100 กิโลโวลต์แอมแปร์ 160 กิโลโวลต์แอมแปร์ 250 กิโลโวลต์แอมแปร์ และ 315 กิโลโวลต์แอมแปร์ เนื่องหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 1 เฟสขนาด 10 กิโลโวลต์แอมแปร์ และ 20 กิโลโวลต์แอมแปร์ สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าตามระเบียบของ กฟภ. ได้ไม่เยอะจึงไม่นำมาวิจัย ส่วนหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 1 เฟส ขนาด 50 กิโลโวลต์แอมแปร์ ปัจจุบันนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิได้จัดซื้อมาติดตั้งในระบบจำหน่ายเป็นจำนวนน้อยมากแล้วจึงไม่นำมาใช้ในการวิจัยครั้งนี้เช่นกัน

3.6.5 ในการวิจัยครั้งนี้กำหนดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจำนวน 4 ขนาดกำลังผลิตดังนี้ ร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า ร้อยละ 20 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า ร้อยละ 25 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า และร้อยละ 30 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า อันเนื่องมาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการประชุมและปรับปรุงระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า มติที่ประชุมจึงได้มีการกำหนดขอบเขตการศึกษาไว้ 4 ขนาดกำลังผลิต

ตารางที่ 3.4 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถเชื่อมต่อกับหม้อแปลงแต่ละขนาด

ขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้า (kVA)	ชนิด (เฟส)	ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่สามารถเชื่อมต่อได้คิดเป็นร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า (kW)			
		15	20	25	30
30	1	4.50	6.00	7.50	9.00
50	3	7.50	10.00	12.50	15.00
100	3	15.00	20.00	25.00	30.00
160	3	24.00	32.00	40.00	48.00
250	3	37.50	50.00	62.50	75.00
315	3	47.25	63.00	78.75	94.50

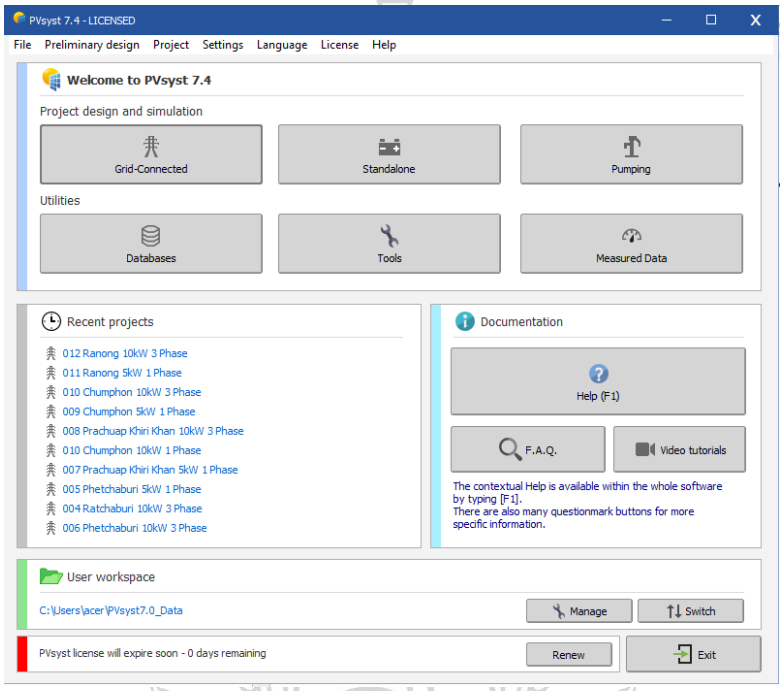
3.6.6 ในการวิจัยครั้งนี้กำหนดขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงให้เชื่อมต่อบริเวณของภาระทางไฟฟ้าแรงต่ำ ถ้ามิเตอร์ไฟฟ้าเป็นชนิด 1 เฟส จะเชื่อมต่อระบบขนาดกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ และถ้ามิเตอร์ไฟฟ้าเป็นชนิด 3 เฟส จะเชื่อมต่อระบบขนาดกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ ตามระเบียบของ กฟภ.

3.7 การวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์

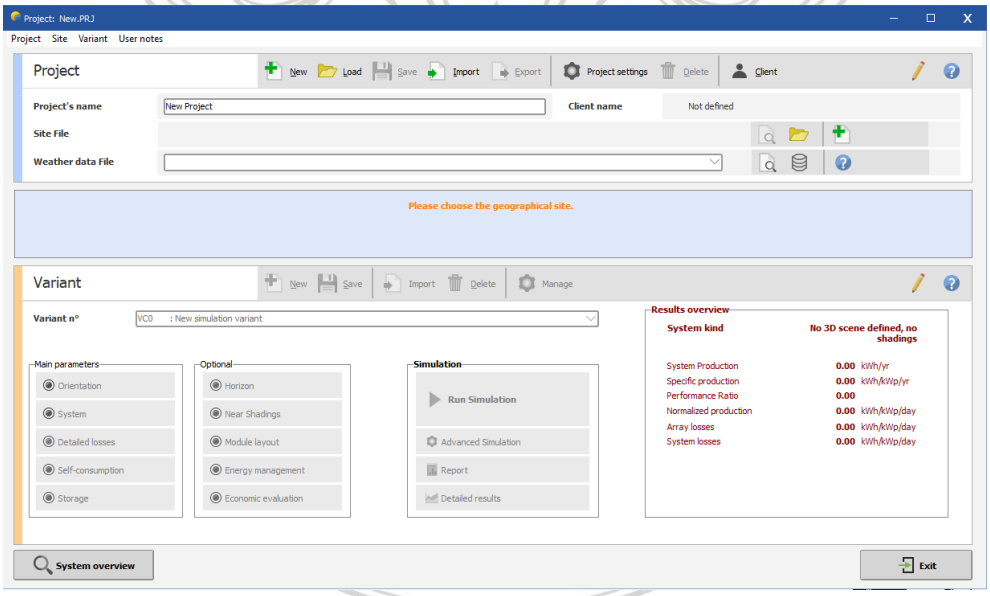
การวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย มีขั้นตอนการดำเนินการดังนี้

3.7.1 การหาปริมาณกำลังผลิต สำหรับการวิจัยครั้งนี้จะวิเคราะห์ที่กำลังผลิต 2 ขนาดกำลังผลิตคือ ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ และระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ โดยจะใช้โปรแกรม PVsyst เพื่อวิเคราะห์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งปีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งจะจำลองทั้งหมด 6 จังหวัด ดังนี้ จังหวัดระนอง จังหวัดชุมพร จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ จังหวัดราชบุรี จังหวัดเพชรบุรีและจังหวัดสมุทรสงคราม ซึ่งจะใช้พิกัดของอำเภอเมืองของแต่ละจังหวัดเป็นตัวแทนของพื้นที่ทั้งหมดของแต่ละจังหวัด กำหนดเงื่อนไขในการจำลอง เช่น มุมเอียง ทิศทาง ความสูง ระยะของสายไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับ ขนาดของสายไฟฟ้า รุ่นของแผง รุ่นของอินเวอร์เตอร์ ฯลฯ เหมือนกันทุกจังหวัด โดยมีขั้นตอนการใช้งานโปรแกรมดังนี้

3.7.1.1 เปิดหน้าต่างโปรแกรม PVsyst และเลือก Project design and Simulation เป็นแบบ Grid-Connected

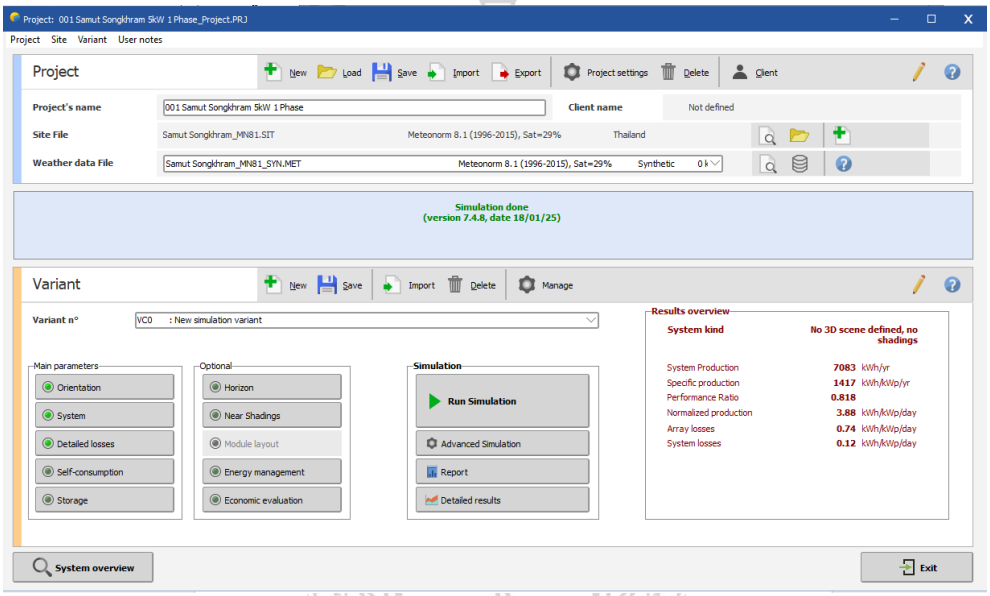


รูปที่ 3.28 หน้าต่างโปรแกรม PVsyst

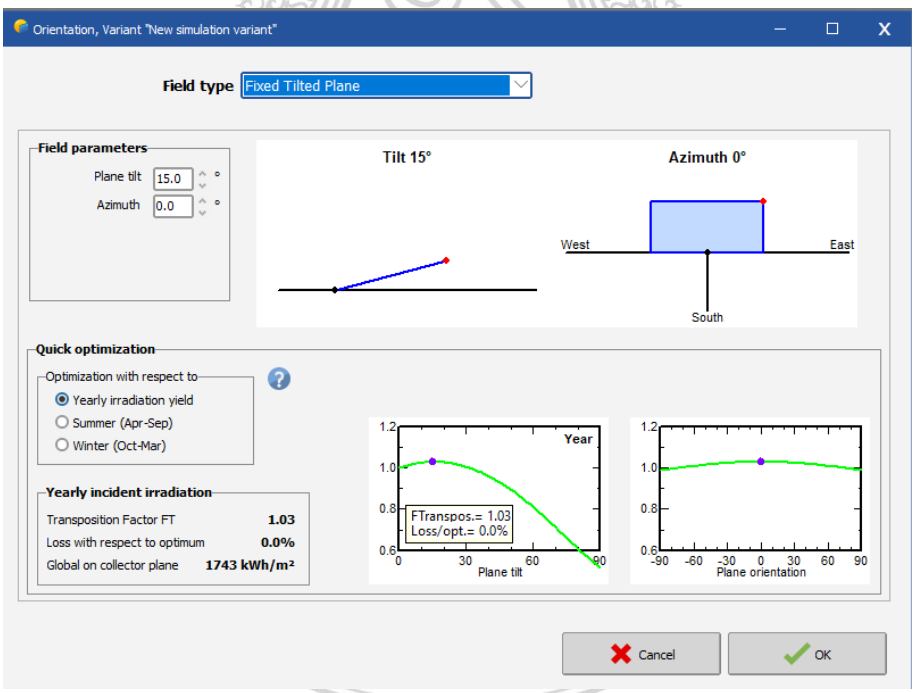


รูปที่ 3.29 หน้าต่างโปรแกรม PVsyst Project design and Simulation เป็นแบบ Grid-Connected

3.7.1.2 ตั้งชื่อโครงการและกำหนดพื้นที่ที่ต้องการจะจำลองพร้อมกำหนด Orientation Plane tilt และ Azimuth

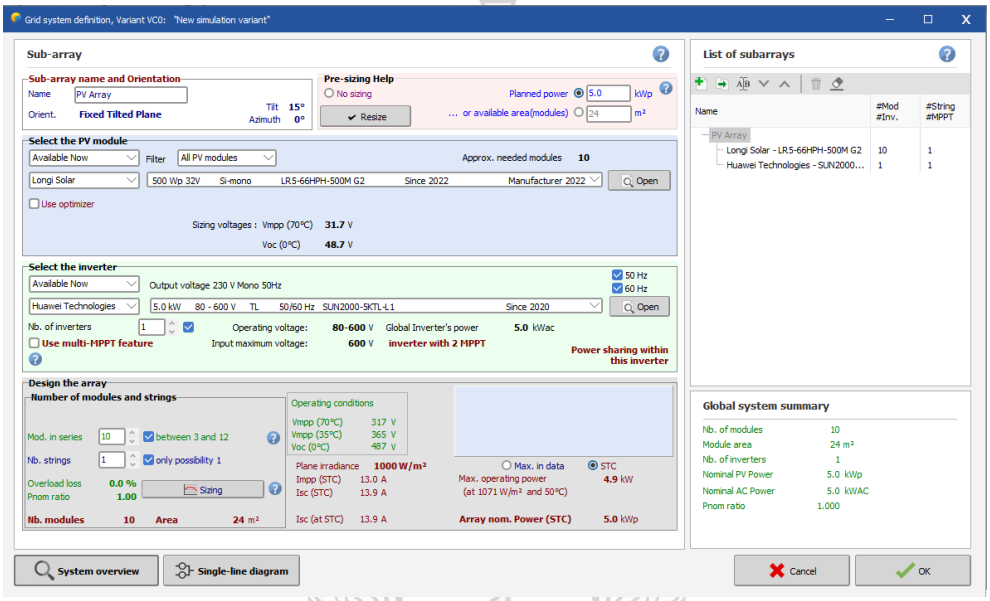


รูปที่ 3.30 การตั้งชื่อโครงการและกำหนดพื้นที่สำหรับจำลองระบบผลิตไฟฟ้า

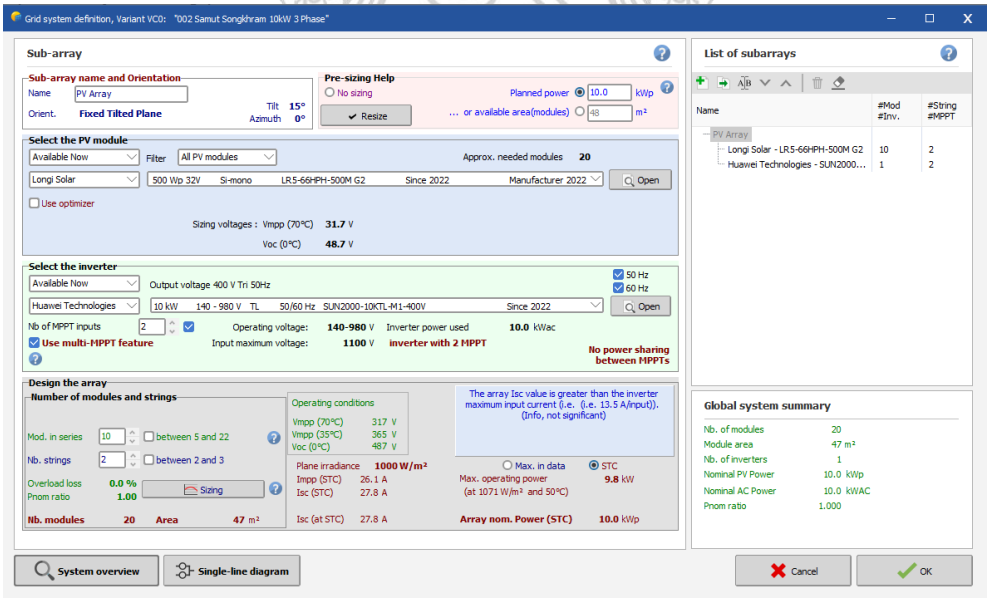


รูปที่ 3.31 กำหนด Orientation Plane tilt เป็น 15 องศาและ Azimuth เป็น 0 องศา

3.7.1.3 ออกแบบระบบให้มีการติดตั้งอินเวอร์เตอร์และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ ชนิด 1 เฟส และ 10 กิโลวัตต์ ชนิด 3 เฟส

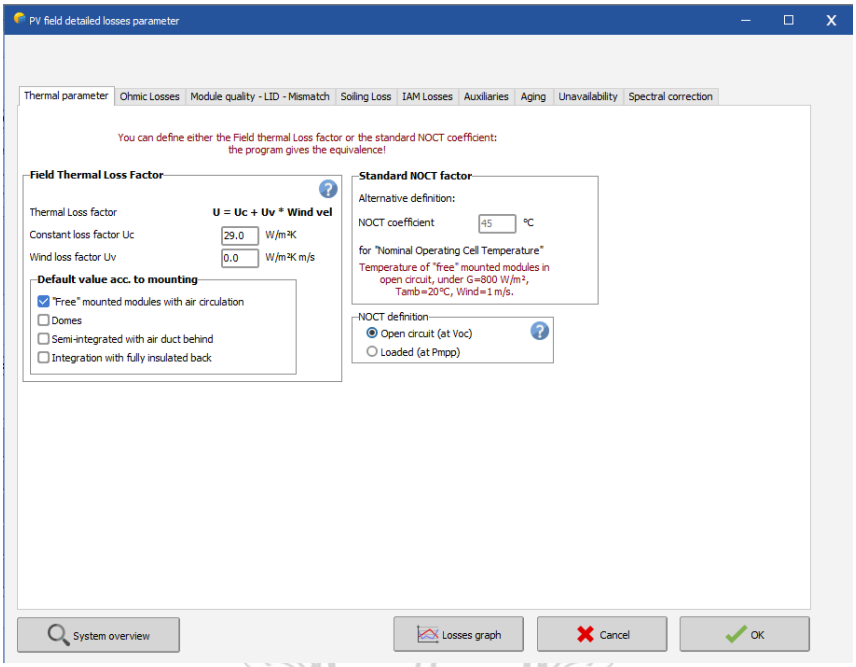


รูปที่ 3.32 ออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ 1 เฟส

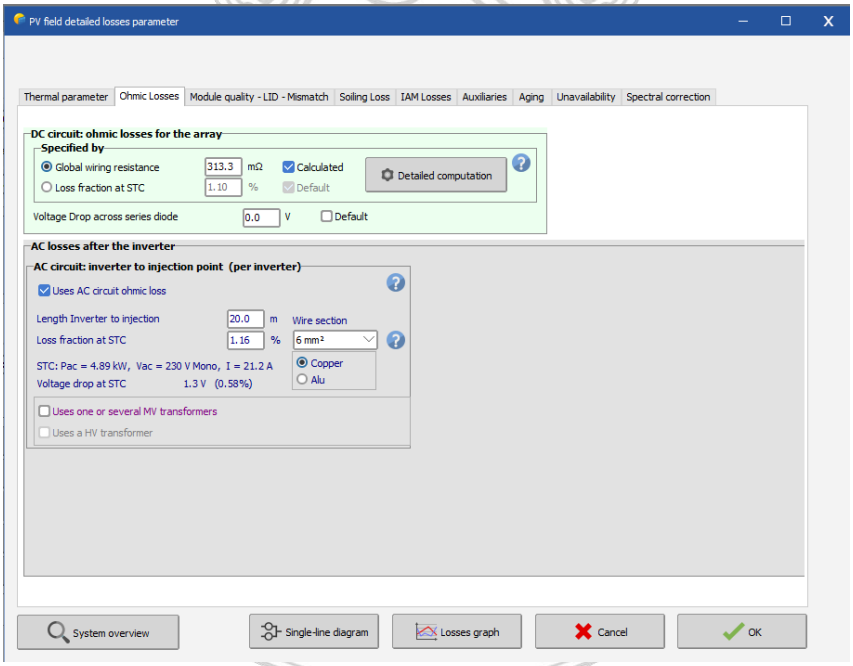


รูปที่ 3.33 ออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ 3 เฟส

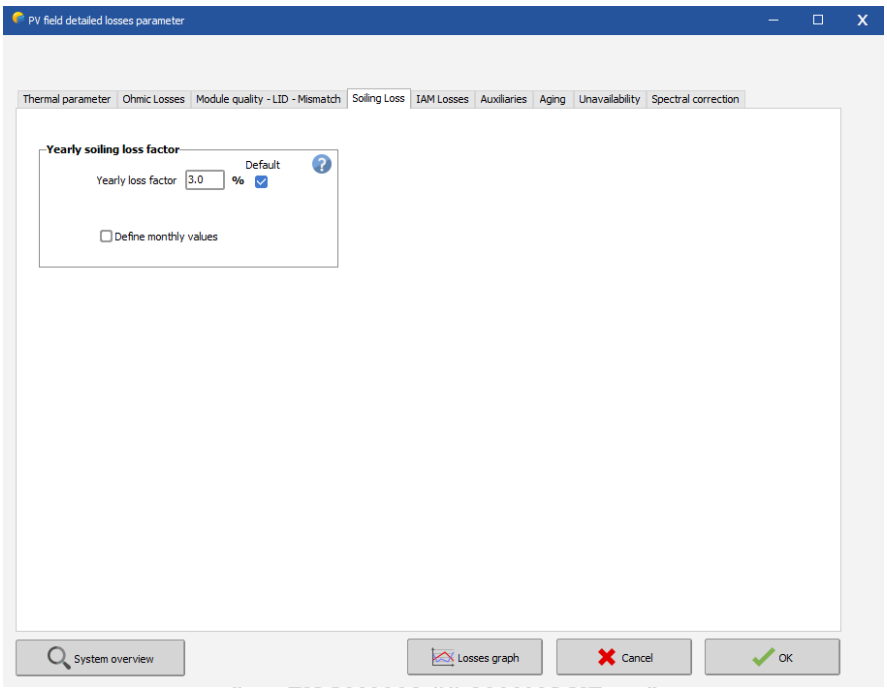
3.7.1.4 กำหนดรูปแบบของการสูญเสียที่เกิดขึ้น



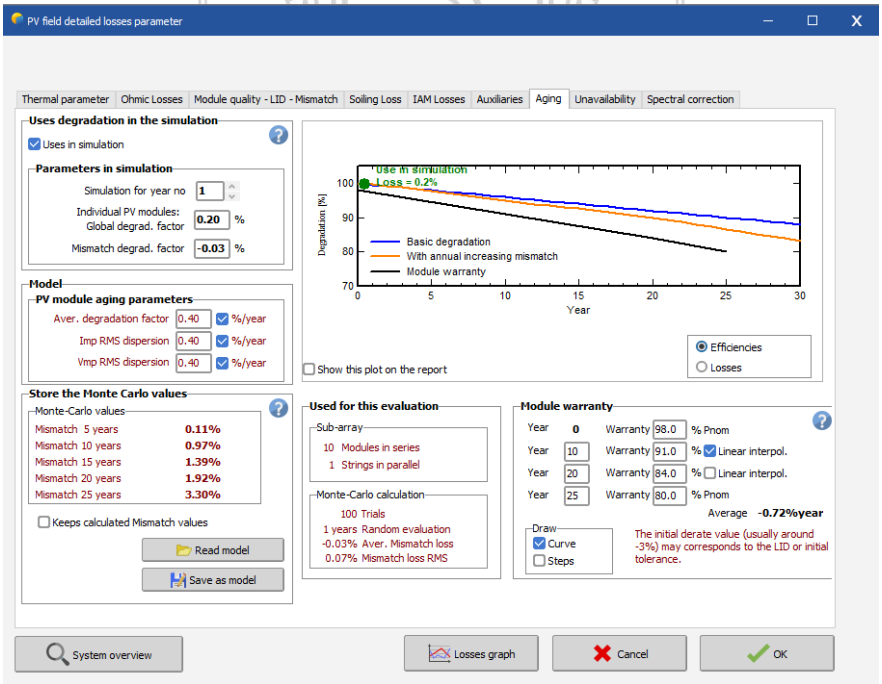
รูปที่ 3.34 ออกแบบให้มีการระบายความร้อนด้วยอากาศ



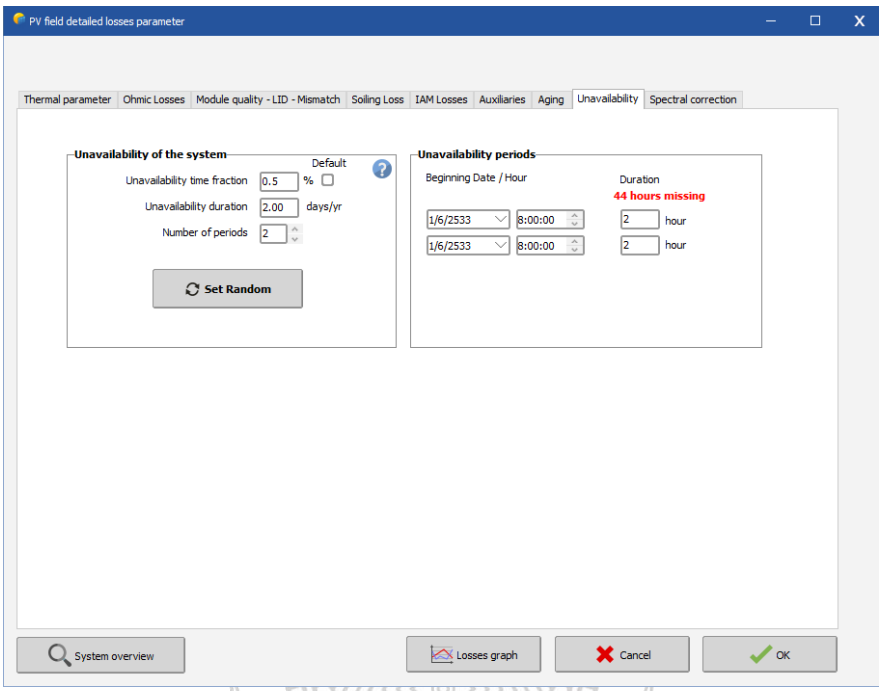
รูปที่ 3.35 กำหนดการสูญเสียในสายไฟฟ้าทั้งทางด้านกระแสตรงแกระแสสลับ



รูปที่ 3.36 กำหนดการสูญเสียที่เกิดจากฝุ่น

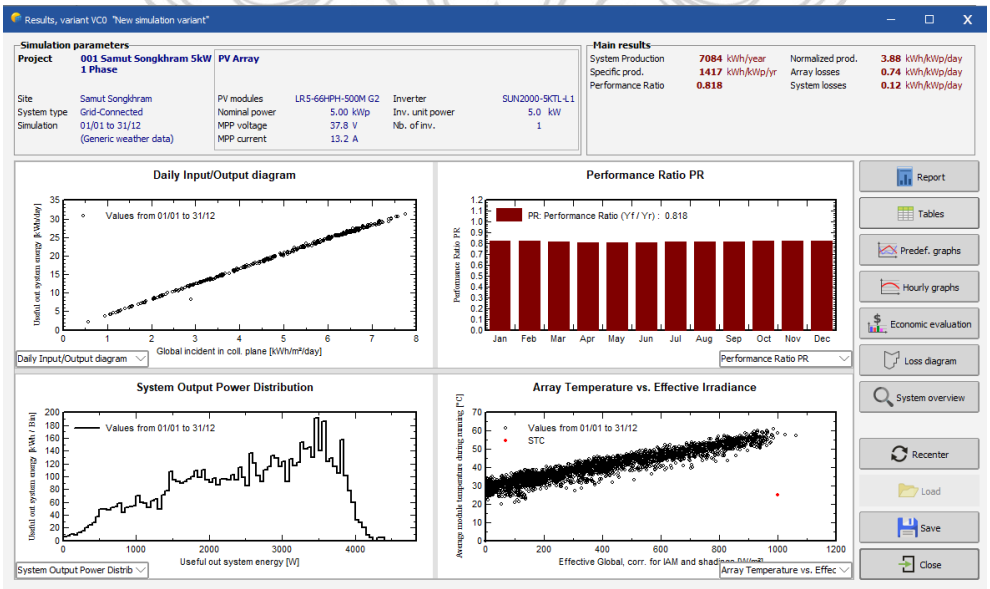


รูปที่ 3.37 กำหนดปีที่ต้องการจะจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้า



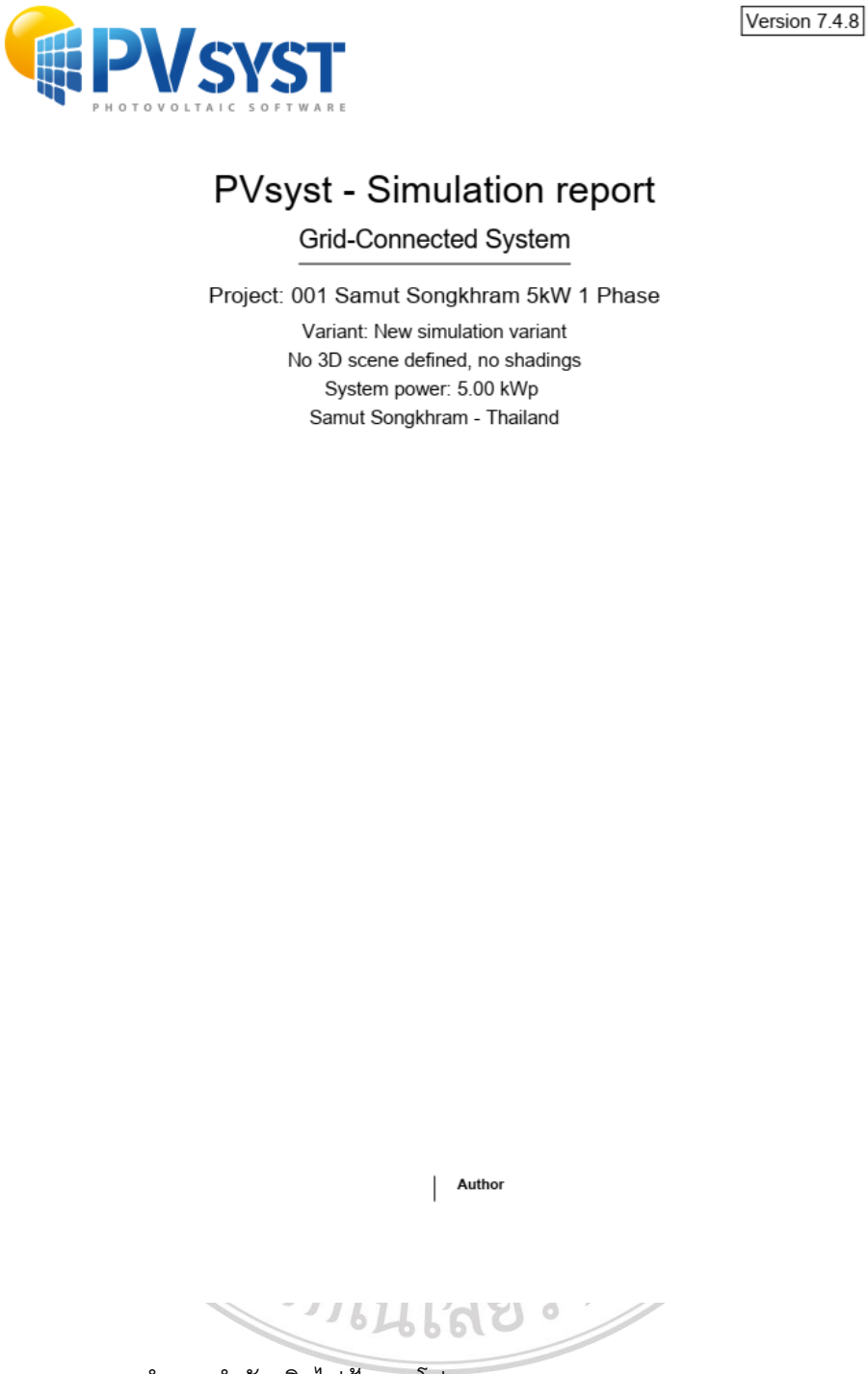
รูปที่ 3.38 กำหนดการสูญเสียเนื่องจากการบำรุงรักษา

3.7.1.5 เมื่อกำหนดค่าต่าง ๆ เสร็จ ก็ดำเนินการให้โปรแกรมจำลองผลกำลังผลิต



รูปที่ 3.39 การจำลองผลการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.7.1.6 เมื่อโปรแกรมจำลองผลกำลังผลิตของระบบเสร็จ ก็จะมีรายงานออกมาให้ เพื่อนำไปใช้วิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์



รูปที่ 3.40 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst

PVsyst V7.4.8

Project: 001 Samut Songkhram 5kW 1 Phase

Variant: New simulation variant

Project summary

Geographical Site	Situation		Project settings	
Samut Songkhram	Latitude	13.41 °N	Albedo	0.20
Thailand	Longitude	100.00 °E		
	Altitude	10 m		
	Time zone	UTC+7		

Weather data
Samut Songkhram
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=29% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 1

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation		Near Shadings	User's needs
Fixed plane		No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth	15 / 0 °		

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	10 units	Nb. of units	1 unit
Pnom total	5.00 kWp	Pnom total	5.00 kWac
		Pnom ratio	1.000

Results summary

Produced Energy	7083.79 kWh/year	Specific production	1417 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.84 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Main results 5
Loss diagram 6
Predef. graphs 7
Single-line diagram 8
CO_2 Emission Balance 9

รูปที่ 3.41 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst

PVsyst V7.4.8

Project: 001 Samut Songkhram 5kW 1 Phase

Variant: New simulation variant

General parameters

Grid-Connected System — **No 3D scene defined, no shadings**

PV Field Orientation

Orientation		Sheds configuration	Models used	
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition	Perez
Tilt/Azimuth	15 / 0 °		Diffuse	Perez, Meteonorm
			Circumsolar	separate

Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Longi Solar
Model	LR5-66HPH-500M G2
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	500 Wp
Number of PV modules	10 units
Nominal (STC)	5.00 kWp
Modules	1 strings x 10 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	4582 Wp
U mpp	345 V
I mpp	13 A

Inverter

Manufacturer	Huawei Technologies
Model	SUN2000-5KTL-L1
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	5.00 kWac
Number of inverters	1 unit
Total power	5.0 kWac
Operating voltage	80-600 V
Max. power (=>40°C)	5.50 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Power sharing within this inverter	

Total PV power

Nominal (STC)	5 kWp
Total	10 modules
Module area	23.7 m²
Cell area	21.9 m²

Total inverter power

Total power	5 kWac
Max. power	5.5 kWac
Number of inverters	1 unit
Pnom ratio	1.00

Array losses

Array Soiling Losses — Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m²K
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	313 mΩ
Loss Fraction	1.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation — Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss — Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses — Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss — Loss Fraction 0.2 %

Module average degradation

Year no	1
Loss factor	0.4 %/year
Mismatch due to degradation	
Imp RMS dispersion	0.4 %/year
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

PVsyst Licensed to

Page 3/9

รูปที่ 3.42 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst

PVsyst V7.4.8

Project: 001 Samut Songkhram 5kW 1 Phase

Variant: New simulation variant

System losses

Unavailability of the system

Time fraction	0.5 %
	2.0 days,
	2 periods

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage	230 Vac mono
Loss Fraction	1.16 % at STC
Inverter: SUN2000-5KTL-L1	
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 2 x 6 mm²
Wires length	20 m

รูปที่ 3.43 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst

PVsyst V7.4.8

Project: 001 Samut Songkhram 5kW 1 Phase

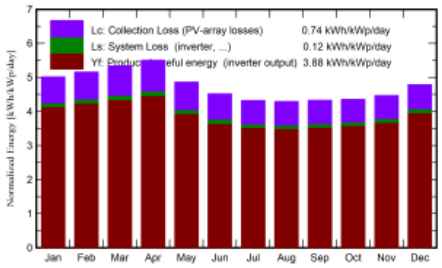
Variant: New simulation variant

Main results

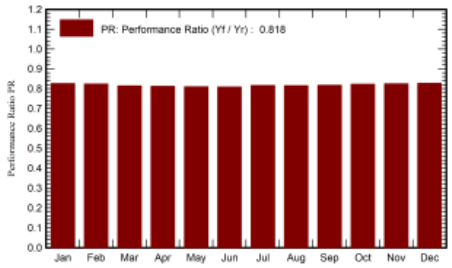
System Production

Produced Energy	7083.79 kWh/year	Specific production	1417 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	81.84 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	136.3	59.35	25.27	155.4	147.9	660.8	641.6	0.826
February	133.7	73.68	27.06	144.4	137.5	612.5	595.1	0.824
March	160.6	79.52	28.97	165.5	157.7	694.5	674.1	0.815
April	167.9	86.49	30.09	165.2	157.1	690.5	670.4	0.812
May	160.0	82.78	30.42	150.7	142.7	629.1	610.5	0.810
June	146.4	82.03	29.57	135.5	128.1	568.6	548.2	0.809
July	142.7	85.29	29.38	134.0	126.9	564.0	547.3	0.817
August	138.3	77.91	29.02	133.0	126.2	559.2	542.3	0.815
September	128.9	69.52	27.80	130.0	123.4	547.7	531.1	0.817
October	128.7	79.97	27.64	135.1	128.5	573.0	556.1	0.823
November	121.9	66.48	26.70	134.0	127.6	569.5	552.8	0.825
December	129.5	59.24	25.57	148.5	141.6	632.8	614.3	0.827
Year	1695.0	902.26	28.13	1731.2	1645.4	7302.3	7083.8	0.818

Legends

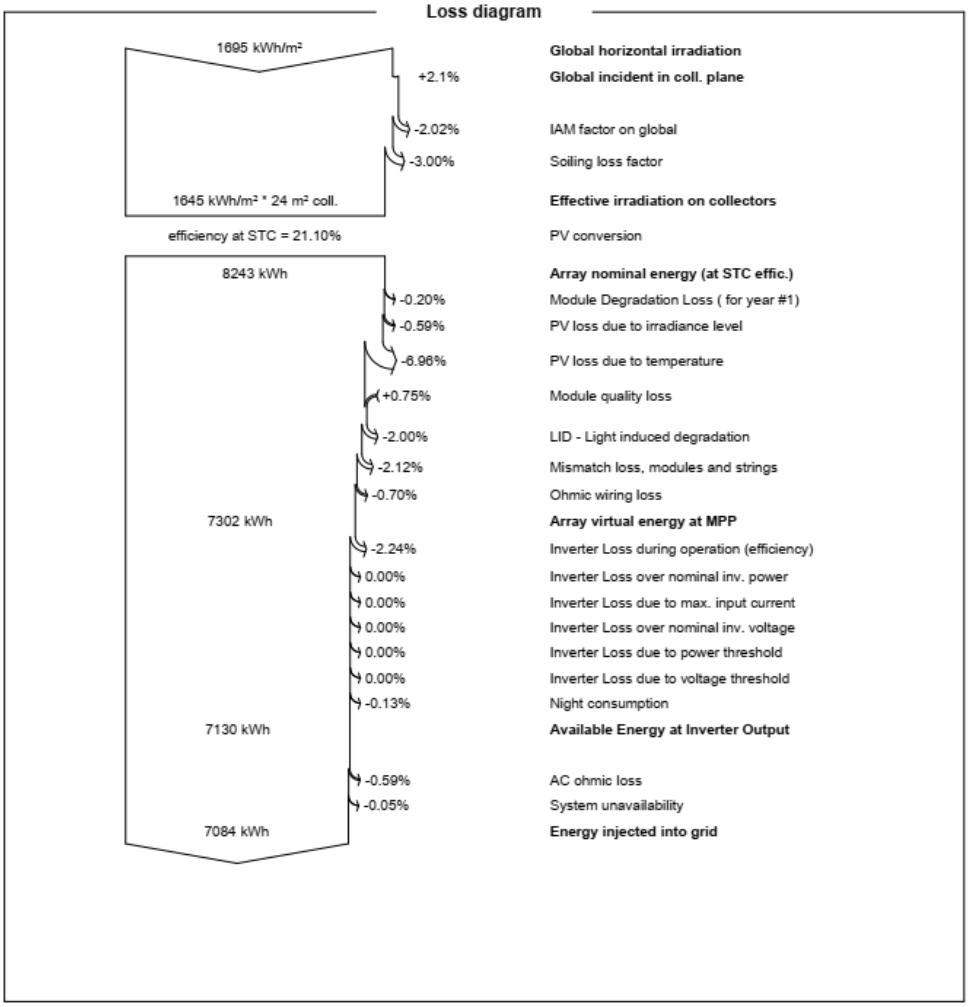
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

รูปที่ 3.44 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst

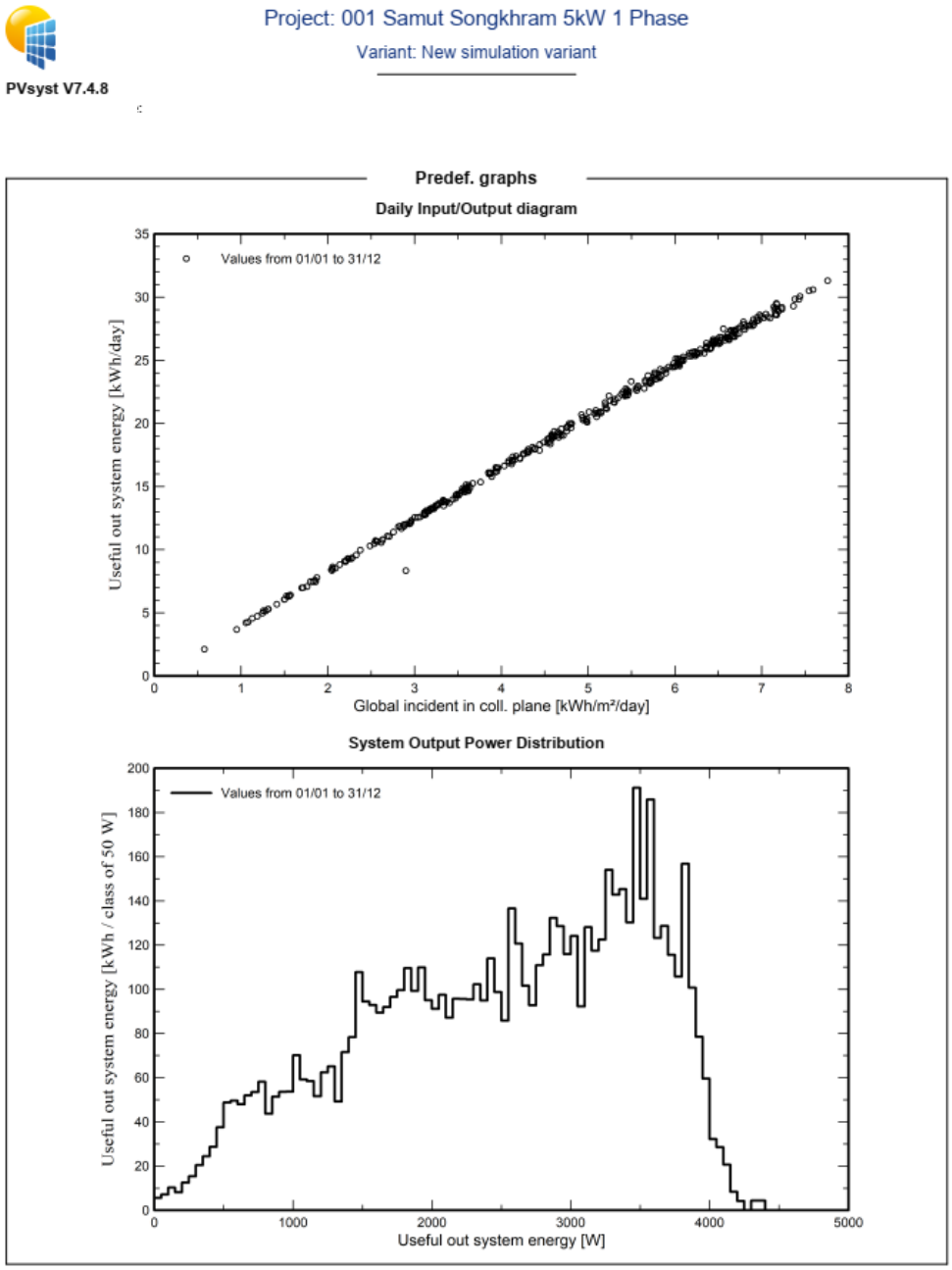
PVsyst V7.4.8

Project: 001 Samut Songkhram 5kW 1 Phase

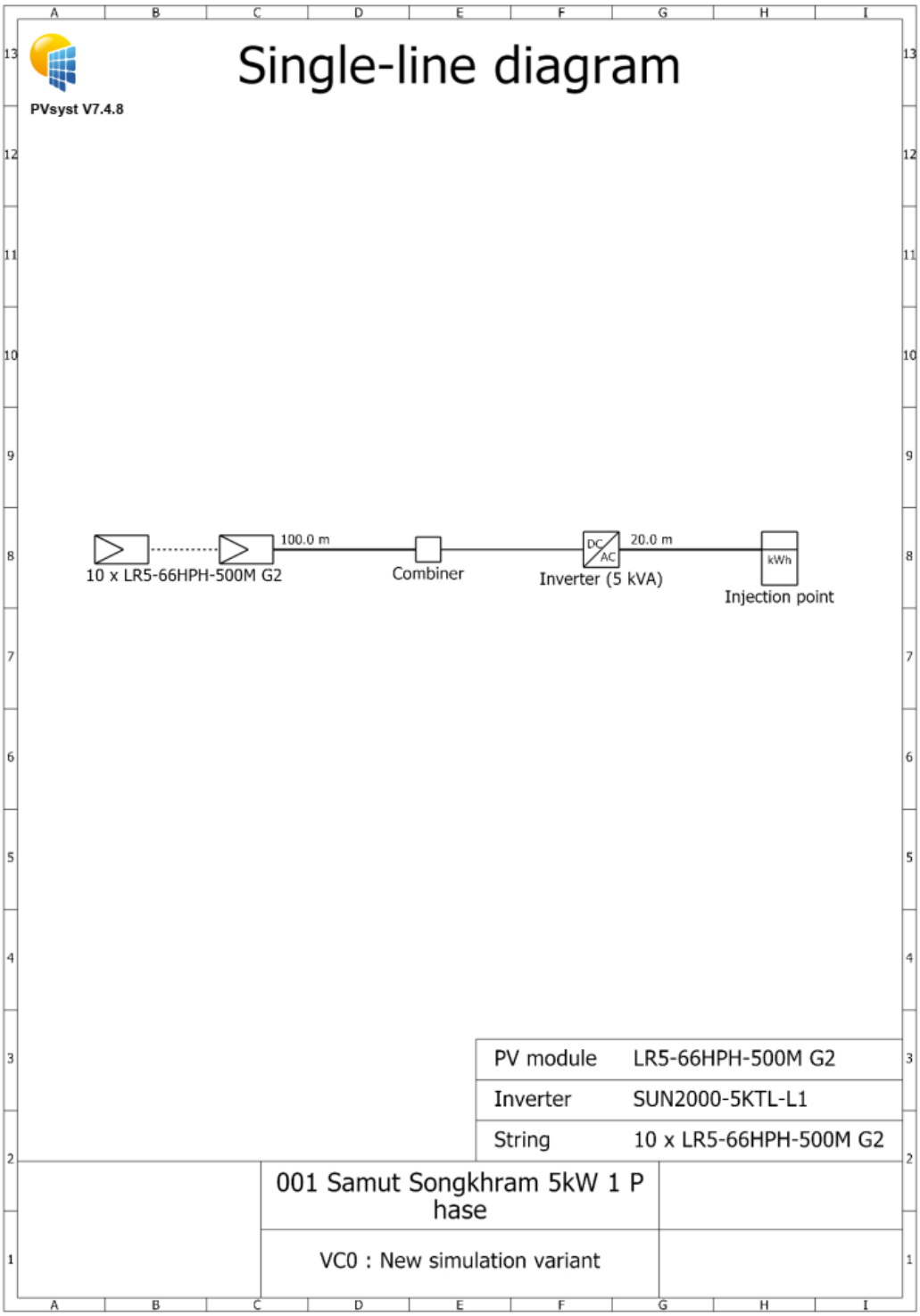
Variant: New simulation variant



รูปที่ 3.45 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst



รูปที่ 3.46 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst



รูปที่ 3.47 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst

PVsyst V7.4.8

Project: 001 Samut Songkhram 5kW 1 Phase

Variant: New simulation variant

CO_2 Emission Balance

Total: 86.3 tCO_2

Generated emissions

Total: 9.25 tCO_2

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 110.1 tCO_2

System production: 7083.79 kWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 518 gCO_2/kWh

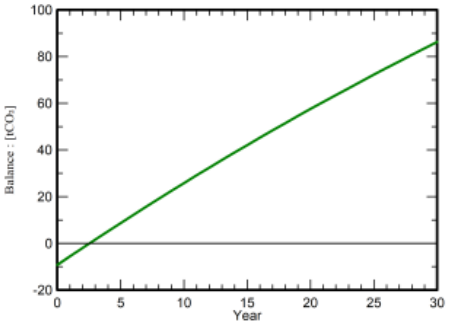
Source: IEA List

Country: Thailand

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO_2 Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[$kgCO_2$]
Modules	1713 kgCO2/kWp	5.00 kWp	8564
Supports	3.46 kgCO2/kg	100.0 kg	346
Inverters	342 kgCO2/	1.00	342

PVsyst Licensed to

Page 9/9

รูปที่ 3.48 ผลจากการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst

3.7.2 การสืบค้นราคาติดตั้งของระบบ ซึ่งในการวิจัยครั้งนี้จะอ้างอิงราคาจากเว็บไซต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (https://peasolar.pea.co.th/) โดยระบบชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ ราคา 164,400 บาท และระบบชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ ราคา 262,700 บาท

รูปที่ 3.49 ราคาติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดต่าง ๆ

ดังนั้นในการวิจัยครั้งนี้จะใช้ราคาดังกล่าวข้างต้นเป็นราคาสำหรับคำนวณความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของทั้ง 6 จังหวัด ที่ได้ออกแบบและจำลองการติดตั้งระบบไปข้างต้น

บทที่ 4
การวิเคราะห์ผลการศึกษา

4.1 บทนำ

งานวิจัยเน้นการศึกษาทั้ง 3 ส่วน คือ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ ผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัยกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี และการวิเคราะห์ความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

4.2 วิเคราะห์หาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การวิเคราะห์ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถเข้าร่วมโครงการได้ โดยการนำข้อมูลพิกัดรวมของหม้อแปลงไฟฟ้าทั้งหมดที่ติดตั้งและจ่ายไฟฟ้าแยกเป็นแต่ละจังหวัดที่ดาวน์โหลดจากระบบ Online Power System Analysis (OPSA) มาทำการหักลบกับปริมาณกำลังผลิตของระบบโครงการปี พ.ศ. 2556 - 2567 แยกรายละเอียดเป็นรายจังหวัด ทั้งหมด 6 จังหวัด ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4.1 – 4.4

ตารางที่ 4.1 สรุปข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการ ปี พ.ศ. 2556 - 2567

จังหวัด	ปี พ.ศ. 2556 - 2558		ปี พ.ศ. 2562 - 2567		ปี พ.ศ. 2556 - 2567	
	จำนวน (สัญญา)	กำลังผลิต (MW)	จำนวน (สัญญา)	กำลังผลิต (MW)	จำนวน (สัญญา)	กำลังผลิต (MW)
ชุมพร	150	1.379890	20	0.115355	170	1.495245
ประจวบคีรีขันธ์	22	0.208460	91	0.566235	113	0.774695
เพชรบุรี	169	1.497380	70	0.417935	239	1.915315
ระนอง	0	0.000000	6	0.039340	6	0.039340
ราชบุรี	29	0.276600	108	0.582290	137	0.858890
สมุทรสงคราม	4	0.033600	18	0.101195	22	0.134795

ตารางที่ 4.2 สรุปข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าแยกรายละเอียดแต่ละจังหวัด

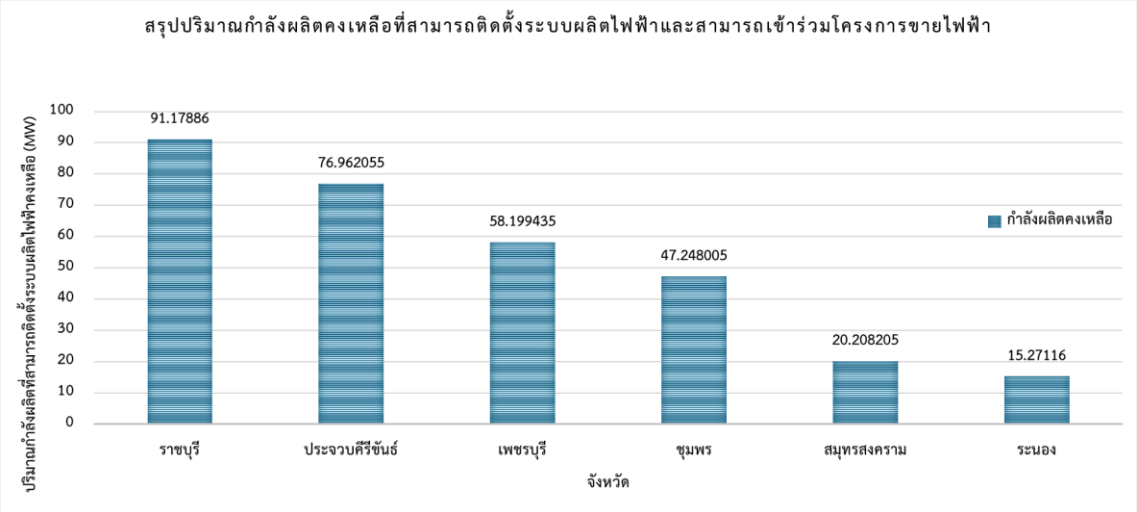
ขนาดของหม้อแปลง	สรุปจำนวนหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งในแต่ละจังหวัด (เครื่อง)					
(kVA)	ชุมพร	ประจวบคีรีขันธ์	เพชรบุรี	ระนอง	ราชบุรี	สมุทรสงคราม
10	30	26	16	8	34	2
20	278	205	70	38	182	20
30	3,682	2,746	1,427	932	2,393	253
50	992	840	629	146	1,228	208
100	588	1,091	985	118	1,489	491
160	370	907	729	112	1,179	256
200	1	0	0	0	0	0
250	148	505	410	141	518	99
315	9	9	7	0	25	0
400	0	3	4	0	0	1
500	2	10	7	2	3	4

ตารางที่ 4.3 สรุปข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าแยกรายละเอียดแต่ละจังหวัด

ขนาดของ	สรุปพิกัดกำลังของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งในแต่ละจังหวัด (kVA)					
หม้อแปลง (kVA)	ชุมพร	ประจวบคีรีขันธ์	เพชรบุรี	ระนอง	ราชบุรี	สมุทรสงคราม
10	300	260	160	80	340	20
20	5,560	4,100	1,400	760	3,640	400
30	110,460	82,380	42,810	27,960	71,790	7,590
50	49,600	42,000	31,450	7,300	61,400	10,400
100	58,800	109,100	98,500	11,800	148,900	49,100
160	59,200	145,120	116,640	17,920	188,640	40,960
200	200	0	0	0	0	0
250	37,000	126,250	102,500	35,250	129,500	24,750
315	2,835	2,835	2,205	0	7,875	0
400	0	1,200	1,600	0	0	4,00
500	1,000	5,000	3,500	1,000	1,500	2,000

ตารางที่ 4.4 สรุปปริมาณกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัยในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี แยกเป็นรายจังหวัด

จังหวัด	พิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า(MVA)		กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้า(MW)	
	รวม	ร้อยละ 15	ติดตั้ง	คงเหลือ
ชุมพร	324.955	48.74325	1.495245	47.248005
ประจวบคีรีขันธ์	518.245	77.73675	0.774695	76.962055
เพชรบุรี	400.765	60.11475	1.915315	58.199435
ระนอง	102.070	15.31050	0.039340	15.271160
ราชบุรี	613.585	92.03775	0.858890	91.178860
สมุทรสงคราม	135.620	20.34300	0.134795	20.208205



รูปที่ 4.1 กราฟสรุปปริมาณกำลังผลิตที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและสามารถเข้าร่วมโครงการขายไฟฟ้า

จากรูปที่ 4.1 เป็นการแยกปริมาณกำลังผลิตออกเป็นรายจังหวัดทั้งหมด 6 จังหวัด จากการวิเคราะห์ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือของระบบที่สามารถเข้าร่วมโครงการได้ ปรากฏว่าปริมาณกำลังผลิตคงเหลือรวม 309.067720 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 98.34 ของปริมาณกำลังผลิตทั้งหมด ซึ่งคิดจากพิกัดหม้อแปลงทั้งหมดเป็นร้อยละ 15

4.3 วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย ใช้ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจากโปรแกรมแผนที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคร่วมกับโปรแกรม Digsilent Power factory จำลองเพื่อดูผลกระทบที่เกิดขึ้น ซึ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิจัยครั้งนี้เลือกระบบจำหน่ายที่มีขนาดของภาระทางไฟฟ้าอยู่ที่ร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า โดยการวิจัยครั้งนี้จะใช้หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 1 เฟส ขนาด 30 กิโลโวลต์แอมแปร์ และชนิด 3 เฟส ขนาด 50 กิโลโวลต์แอมแปร์ 100 กิโลโวลต์แอมแปร์ 160 กิโลโวลต์แอมแปร์ 250 กิโลโวลต์แอมแปร์ และ 315 กิโลโวลต์แอมแปร์

4.3.1 วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 1 เฟส ขนาด 30 กิโลโวลต์แอมแปร์

ผู้วิจัยจำลองการเชื่อมต่อระบบเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 1 เฟส ขนาด 30 กิโลโวลต์แอมแปร์ที่ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 4.50 กิโลวัตต์ 6.00 กิโลวัตต์ 7.50 กิโลวัตต์ และ 9.00 กิโลวัตต์ โดยมีรูปแบบการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า 4 รูปแบบ คือ เชื่อมต่อบริเวณต้นระบบ กลางระบบ ปลายระบบ และ แบบกระจายตัว และกำหนดแรงดันเริ่มต้นในการวิเคราะห์เป็น 1 p.u. ซึ่งปริมาณภาระทางไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีรูปแบบการเชื่อมต่อแบบกระจายตัว จากการทดลองสามารถแสดงผลการทดลองได้ดังแสดงในตารางที่ 4.5-4.6

ตารางที่ 4.5 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ

รายละเอียด	ข้อมูล
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด (kVA)	30
หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด (เฟส)	1
ปริมาณโหลด (kW)	4.53
กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	0.26
แรงดันสูงสุด (p.u.)	1
แรงดันต่ำสุด (p.u.)	0.945

ตารางที่ 4.6 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ปริมาณกำลังผลิตร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	จุดที่เชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า	ผลกระทบที่เกิดขึ้น		
		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
15	ต้นระบบ	1.000	0.949	0.250
	กลางระบบ	1.003	0.976	0.220
	ปลายระบบ	1.028	0.976	0.330
	กระจายตัว	1.010	0.965	0.210
20	ต้นระบบ	1.000	0.951	0.250
	กลางระบบ	1.018	0.977	0.310
	ปลายระบบ	1.055	0.977	0.50
	กระจายตัว	1.006	0.971	0.220
25	ต้นระบบ	1.000	0.952	0.260
	กลางระบบ	1.032	0.978	0.430
	ปลายระบบ	1.079	0.978	0.740
	กระจายตัว	1.016	0.979	0.260
30	ต้นระบบ	1.000	0.953	0.280
	กลางระบบ	1.048	0.979	0.600
	ปลายระบบ	1.104	0.978	1.050
	กระจายตัว	1.035	0.991	0.400

จากผลการทดลองปรากฏว่าหากมีการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ปริมาณกำลังผลิตเป็นร้อยละ 30 ของขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า ทำให้แรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเกิน 1.100 p.u. ซึ่งเกินมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และมีปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมคิดเป็นร้อยละ 3.33 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า

4.3.2 วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 50 กิโลโวลต์แอมแปร์

ผู้วิจัยจำลองการเชื่อมต่อระบบเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 50 กิโลโวลต์แอมแปร์ที่ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 7.50 กิโลวัตต์ 10.00 กิโลวัตต์ 12.50 กิโลวัตต์ และ 15.00 กิโลวัตต์ โดยมีรูปแบบการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า

4 รูปแบบ คือ เชื่อมต่อบริเวณต้นระบบ กลางระบบ ปลายระบบ และ แบบกระจายตัว และกำหนดแรงดันเริ่มต้นในการวิเคราะห์เป็น 1 p.u. ซึ่งปริมาณภาระทางไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีรูปแบบการเชื่อมต่อแบบกระจายตัว จากการทดลองสามารถแสดงผลการทดลองได้ดังแสดงในตารางที่ 4.7-4.8

ตารางที่ 4.7 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ

รายละเอียด	ข้อมูล
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด (kVA)	50
หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด (เฟส)	3
ปริมาณโหลด (kW)	7.42
กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	0.31
แรงดันสูงสุด (p.u.)	1
แรงดันต่ำสุด (p.u.)	0.932

ตารางที่ 4.8 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ปริมาณกำลังผลิตร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	จุดที่เชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า	ผลกระทบที่เกิดขึ้น		
		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
15	ต้นระบบ	1.000	0.934	0.300
	กลางระบบ	1.005	0.943	0.310
	ปลายระบบ	1.029	0.944	0.340
	กระจายตัว	1.000	0.933	0.310
20	ต้นระบบ	1.000	0.971	0.380
	กลางระบบ	1.008	0.982	0.840
	ปลายระบบ	1.035	0.982	1.040
	กระจายตัว	1.000	0.981	0.380
25	ต้นระบบ	1.000	0.971	0.360
	กลางระบบ	1.012	0.982	0.900
	ปลายระบบ	1.053	0.982	1.300
	กระจายตัว	1.000	0.982	0.390

ตารางที่ 4.8 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์(ต่อ)

ปริมาณกำลังผลิตร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	จุดที่เชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า	ผลกระทบที่เกิดขึ้น		
		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
30	ต้นระบบ	1.000	0.972	0.390
	กลางระบบ	1.020	0.982	0.670
	ปลายระบบ	1.045	0.982	1.820
	กระจายตัว	1.000	0.987	0.430

จากผลการทดลองปรากฏว่าหากมีการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ปริมาณกำลังผลิตเป็นร้อยละ 30 ของขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า ไม่ทำให้แรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเกิน มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และมีปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมคิดเป็นร้อยละ 3.64 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า

4.3.3 วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 100 กิโลโวลต์แอมแปร์

ผู้วิจัยจำลองการเชื่อมต่อระบบเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 100 กิโลโวลต์แอมแปร์ที่ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 15.00 กิโลวัตต์ 20.00 กิโลวัตต์ 25.00 กิโลวัตต์ และ 30.00 กิโลวัตต์ โดยมีรูปแบบการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า 4 รูปแบบ คือ เชื่อมต่อบริเวณต้นระบบ กลางระบบ ปลายระบบ และ แบบกระจายตัว และกำหนดแรงดันเริ่มต้นในการวิเคราะห์เป็น 1 p.u. ซึ่งปริมาณภาระทางไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีรูปแบบการเชื่อมต่อแบบกระจายตัว จากการทดลองสามารถแสดงผลการทดลองได้ ดังแสดงในตารางที่ 4.9-4.10

ตารางที่ 4.9 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ

รายละเอียด	ข้อมูล
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด (kVA)	100
หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด (เฟส)	3
ปริมาณโหลด (kW)	15.02
กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	0.34
แรงดันสูงสุด (p.u.)	1
แรงดันต่ำสุด (p.u.)	0.948

ตารางที่ 4.10 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ปริมาณกำลังผลิตร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	จุดที่เชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า	ผลกระทบที่เกิดขึ้น		
		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
15	ต้นระบบ	1.000	0.948	0.340
	กลางระบบ	1.020	0.960	0.380
	ปลายระบบ	1.040	0.980	0.580
	กระจายตัว	1.000	0.949	0.350
20	ต้นระบบ	1.000	0.968	0.350
	กลางระบบ	1.023	0.976	0.660
	ปลายระบบ	1.045	0.990	1.090
	กระจายตัว	1.000	0.970	0.400
25	ต้นระบบ	1.000	0.966	0.450
	กลางระบบ	1.067	0.989	0.870
	ปลายระบบ	1.084	0.990	1.560
	กระจายตัว	1.000	0.978	0.430
30	ต้นระบบ	1.000	0.958	0.360
	กลางระบบ	1.017	0.976	0.890
	ปลายระบบ	1.057	0.982	1.340
	กระจายตัว	1.000	0.978	0.490

จากผลการทดลองปรากฏว่าหากมีการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ปริมาณกำลังผลิตเป็นร้อยละ 30 ของขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า ไม่ทำให้แรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเกิน มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และมีปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมคิดเป็นร้อยละ 1.34 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า

4.3.4 วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 160 กิโลโวลต์แอมแปร์

ผู้วิจัยจำลองการเชื่อมต่อระบบเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 160 กิโลโวลต์แอมแปร์ที่ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 24.00 กิโลวัตต์ 32.00 กิโลวัตต์ 40.00 กิโลวัตต์ และ 48.00 กิโลวัตต์ โดยมีรูปแบบการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า

4 รูปแบบ คือ เชื่อมต่อบริเวณต้นระบบ กลางระบบ ปลายระบบ และ แบบกระจายตัว และกำหนดแรงดันเริ่มต้นในการวิเคราะห์เป็น 1 p.u. ซึ่งปริมาณภาระทางไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีรูปแบบการเชื่อมต่อแบบกระจายตัว จากการทดลองสามารถแสดงผลการทดลองได้ ดังแสดงในตารางที่ 4.11-4.12

ตารางที่ 4.11 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ

รายละเอียด	ข้อมูล
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด (kVA)	160
หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด (เฟส)	3
ปริมาณโหลด (kW)	23.97
กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	0.39
แรงดันสูงสุด (p.u.)	1
แรงดันต่ำสุด (p.u.)	0.941

ตารางที่ 4.12 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ปริมาณกำลังผลิตร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	จุดที่เชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า	ผลกระทบที่เกิดขึ้น		
		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
15	ต้นระบบ	1.000	0.950	0.450
	กลางระบบ	1.050	0.982	0.580
	ปลายระบบ	1.078	0.989	2.880
	กระจายตัว	1.000	0.986	0.350
20	ต้นระบบ	1.000	0.960	0.470
	กลางระบบ	1.060	0.988	0.910
	ปลายระบบ	1.076	0.988	2.30
	กระจายตัว	1.000	0.985	0.380
25	ต้นระบบ	1.000	0.967	0.490
	กลางระบบ	1.066	0.9888	2.560
	ปลายระบบ	1.075	0.987	3.620
	กระจายตัว	1.000	0.986	0.480

ตารางที่ 4.12 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์(ต่อ)

ปริมาณกำลังผลิตร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	จุดที่เชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า	ผลกระทบที่เกิดขึ้น		
		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
30	ต้นระบบ	1.000	0.967	0.490
	กลางระบบ	1.064	0.988	2.430
	ปลายระบบ	1.069	0.987	3.140
	กระจายตัว	1.000	0.988	0.500

จากผลการทดลองปรากฏว่าหากมีการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ปริมาณกำลังผลิตเป็นร้อยละ 30 ของขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า ไม่ทำให้แรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเกิน มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และมีปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมคิดเป็นร้อยละ 1.96 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า

4.3.5 วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 250 กิโลโวลต์แอมแปร์

ผู้วิจัยจำลองการเชื่อมต่อระบบเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 250 กิโลโวลต์แอมแปร์ที่ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 37.50 กิโลวัตต์ 50.00 กิโลวัตต์ 62.50 กิโลวัตต์ และ 75.00 กิโลวัตต์ โดยมีรูปแบบการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า 4 รูปแบบ คือ เชื่อมต่อบริเวณต้นระบบ กลางระบบ ปลายระบบ และ แบบกระจายตัว และกำหนดแรงดันเริ่มต้นในการวิเคราะห์เป็น 1 p.u. ซึ่งปริมาณภาระทางไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีรูปแบบการเชื่อมต่อแบบกระจายตัว จากการทดลองสามารถแสดงผลการทดลองได้ ดังแสดงในตารางที่ 4.13 - 4.14

ตารางที่ 4.13 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ

รายละเอียด	ข้อมูล
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด (kVA)	250
หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด (เฟส)	3
ปริมาณโหลด (kW)	37.23
กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	0.44
แรงดันสูงสุด (p.u.)	1
แรงดันต่ำสุด (p.u.)	0.956

ตารางที่ 4.14 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ปริมาณกำลังผลิตร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	จุดที่เชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า	ผลกระทบที่เกิดขึ้น		
		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
15	ต้นระบบ	1.000	0.967	0.510
	กลางระบบ	1.056	0.985	0.580
	ปลายระบบ	1.078	0.988	2.890
	กระจายตัว	1.000	0.968	0.560
20	ต้นระบบ	1.000	0.967	0.520
	กลางระบบ	1.055	0.982	0.910
	ปลายระบบ	1.087	0.984	2.780
	กระจายตัว	1.000	0.969	0.650
25	ต้นระบบ	1.000	0.971	0.550
	กลางระบบ	1.054	0.984	2.350
	ปลายระบบ	1.087	0.984	3.620
	กระจายตัว	1.000	0.974	0.530
30	ต้นระบบ	1.000	0.972	0.580
	กลางระบบ	1.056	0.983	3.440
	ปลายระบบ	1.085	0.982	4.110
	กระจายตัว	1.000	0.979	0.490

จากผลการทดลองปรากฏว่าหากมีการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ปริมาณกำลังผลิตเป็นร้อยละ 30 ของขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า ไม่ทำให้แรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเกิน มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และมีปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมคิดเป็นร้อยละ 1.64 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า

4.3.6 วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 315 กิโลโวลต์แอมแปร์

ผู้วิจัยจำลองการเชื่อมต่อระบบเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ขนาด 315 กิโลโวลต์แอมแปร์ที่ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 47.25 กิโลวัตต์ 63.00 กิโลวัตต์ 78.75 กิโลวัตต์ และ 94.50 กิโลวัตต์ โดยมีรูปแบบการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า

4 รูปแบบ คือ เชื่อมต่อบริเวณต้นระบบ กลางระบบ ปลายระบบ และ แบบกระจายตัว และกำหนดแรงดันเริ่มต้นในการวิเคราะห์เป็น 1 p.u. ซึ่งปริมาณภาระทางไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีรูปแบบการเชื่อมต่อแบบกระจายตัว จากการทดลองสามารถแสดงผลการทดลองได้ ดังแสดงในตารางที่ 4.15-4.16

ตารางที่ 4.15 สรุปรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบ

รายละเอียด	ข้อมูล
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด (kVA)	315
หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด (เฟส)	3
ปริมาณโหลด (kW)	44.23
กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)	0.54
แรงดันสูงสุด (p.u.)	1
แรงดันต่ำสุด (p.u.)	0.981

ตารางที่ 4.16 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

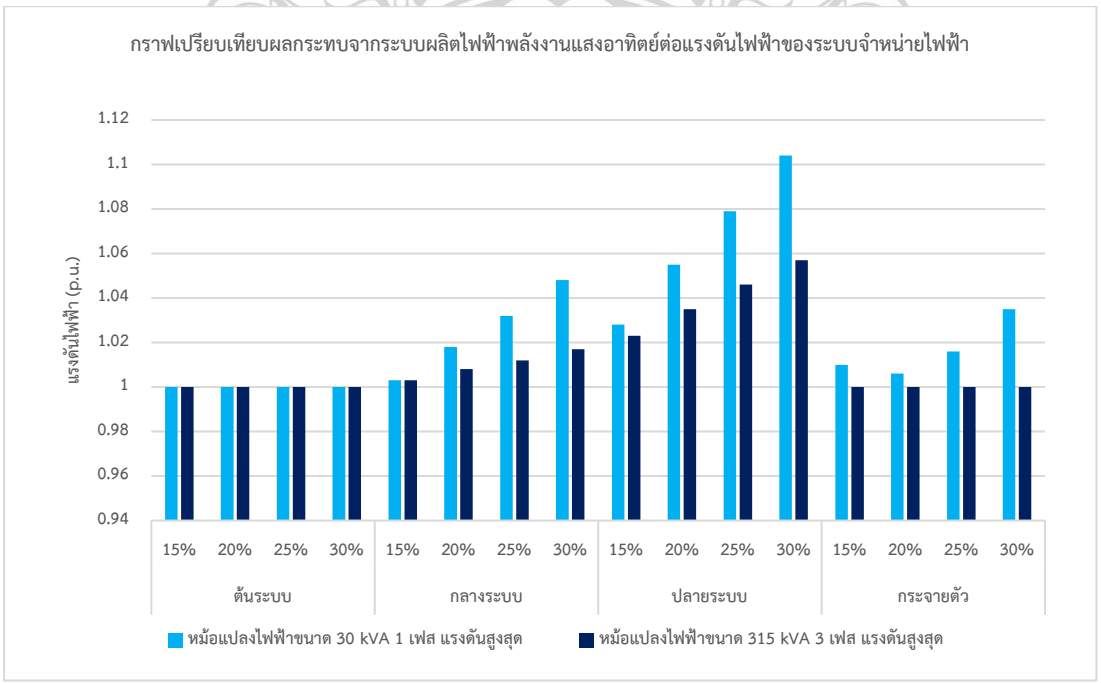
ปริมาณกำลังผลิตร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	จุดที่เชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า	ผลกระทบที่เกิดขึ้น		
		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
15	ต้นระบบ	1.000	0.970	0.510
	กลางระบบ	1.003	0.982	0.580
	ปลายระบบ	1.023	0.981	1.310
	กระจายตัว	1.000	0.981	0.350
20	ต้นระบบ	1.000	0.971	0.520
	กลางระบบ	1.008	0.982	0.910
	ปลายระบบ	1.035	0.982	2.300
	กระจายตัว	1.000	0.981	0.380
25	ต้นระบบ	1.000	0.971	0.550
	กลางระบบ	1.012	0.982	1.380
	ปลายระบบ	1.046	0.982	3.620
	กระจายตัว	1.000	0.982	0.430

ตารางที่ 4.16 ผลจากการทดลองเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์(ต่อ)

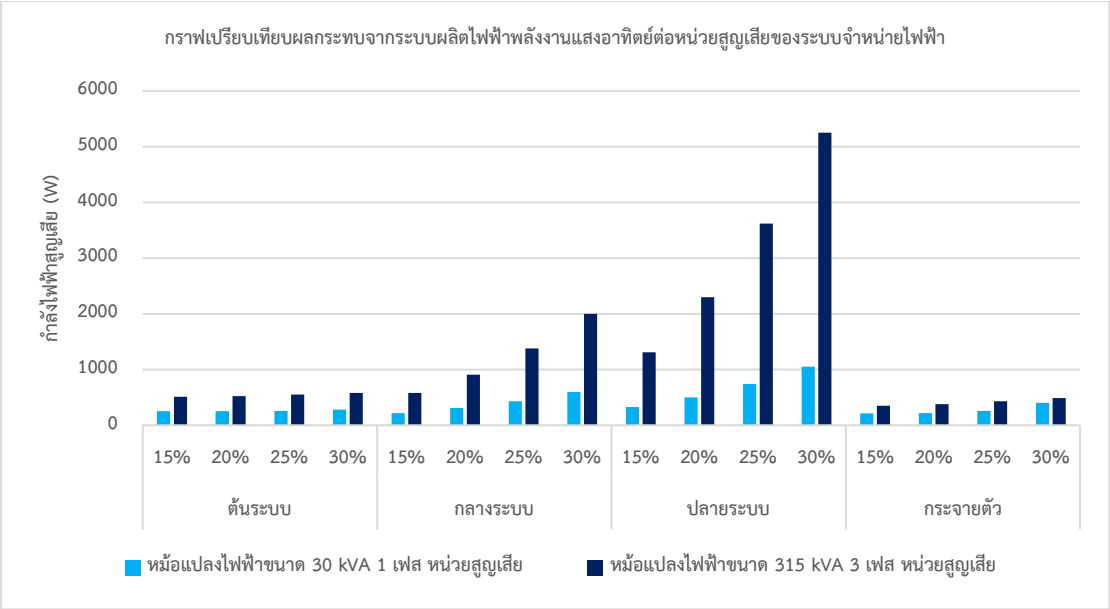
ปริมาณกำลังผลิตร้อยละของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	จุดที่เชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า	ผลกระทบที่เกิดขึ้น		
		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม (kW)
30	ต้นระบบ	1.000	0.972	0.580
	กลางระบบ	1.017	0.982	2.000
	ปลายระบบ	1.057	0.982	5.250
	กระจายตัว	1.000	0.987	0.490

จากผลการทดลองปรากฏว่าหากมีการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ปริมาณกำลังผลิตเป็นร้อยละ 30 ของขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า ไม่ทำให้แรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเกิน มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และมีปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมคิดเป็นร้อยละ 1.66 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า

จากผลการทดลองทั้งหมดผู้วิจัยจะนำผลการทดลองของหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 30 กิโลโวลต์แอมแปร์มาเขียนกราฟเปรียบเทียบกับผลการทดลองของหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 315 กิโลโวลต์แอมแปร์



รูปที่ 4.2 กราฟเปรียบเทียบผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้านแรงดันไฟฟ้า



รูปที่ 4.3 กราฟเปรียบเทียบผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้านหน่วยสูญเสีย

4.4 วิเคราะห์เปรียบเทียบจุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากผลการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์และชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ ด้วยโปรแกรม PVsyst พื้นจังหวัดสมุทรสงคราม เพชรบุรี ราชบุรี ประจวบคีรีขันธ์ ชุมพร และระนอง ผลดังแสดงในตารางที่ 4.17 และ 4.18

ตารางที่ 4.17 ผลการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ (หน่วย : kWh)

ปีที่	พื้นที่จังหวัด					
	สมุทรสงคราม	เพชรบุรี	ราชบุรี	ประจวบคีรีขันธ์	ชุมพร	ระนอง
1	7083.80	7137.30	7009.30	7060.90	7298.10	7412.10
2	7056.20	7112.40	6982.80	7029.70	7267.80	7385.90
3	7025.90	7083.30	6952.90	6997.30	7235.70	7354.90
4	6993.00	7051.50	6920.30	6962.60	7201.70	7321.10

ตารางที่ 4.17 ผลการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ (หน่วย : kWh) (ต่อ)

ปีที่	พื้นที่จังหวัด					
	สมุทรสงคราม	เพชรบุรี	ราชบุรี	ประจวบคีรีขันธ์	ชุมพร	ระนอง
5	6957.50	7017.00	6885.20	6925.60	7165.80	7284.40
6	6917.70	6978.00	6845.60	6885.10	7127.20	7243.40
7	6874.10	6935.00	6802.20	6841.40	7086.20	7198.40
8	6829.40	6890.70	6757.60	6796.50	7044.00	7151.80
9	6784.30	6846.00	6712.80	6751.00	7001.10	7104.50
10	6739.60	6801.80	6668.80	6705.40	6957.90	7057.10

ตารางที่ 4.18 ผลการจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ (หน่วย : kWh)

ปีที่	พื้นที่จังหวัด					
	สมุทรสงคราม	เพชรบุรี	ราชบุรี	ประจวบคีรีขันธ์	ชุมพร	ระนอง
1	14088	14288	14058	14135	14617	14848
2	14037	14231	13999	14080	14547	14784
3	13980	14169	13936	14019	14479	14719
4	13920	14102	13869	13954	14407	14649
5	13855	14031	13798	13884	14330	14574
6	13785	13952	13720	13807	14247	14493
7	13710	13865	13635	13723	14159	14405
8	13632	13776	13548	13636	14068	14315
9	13552	13687	13460	13549	13977	14224
10	13472	13598	13373	13463	13888	14133

ในการวิจัยครั้งนี้จะวิเคราะห์จุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยกำหนดให้ผู้เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน ประเภทบ้านอยู่อาศัยขายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งหมดในอัตราหน่วยละ 2.20 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปีตามประกาศของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

ตารางที่ 4.19 สรุปรายรับจากการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ (หน่วย : บาท)

ปีที่	พื้นที่จังหวัด					
	สมุทรสงคราม	เพชรบุรี	ราชบุรี	ประจวบคีรีขันธ์	ชุมพร	ระนอง
1	15584.36	15702.06	15420.46	15533.98	16055.82	16306.62
2	15523.64	15647.28	15362.16	15465.34	15989.16	16248.98
3	15456.98	15583.26	15296.38	15394.06	15918.54	16180.78
4	15384.60	15513.30	15224.66	15317.72	15843.74	16106.42
5	15306.50	15437.40	15147.44	15236.32	15764.76	16025.68
6	15218.94	15351.60	15060.32	15147.22	15679.84	15935.48
7	15123.02	15257.00	14964.84	15051.08	15589.64	15836.48
8	15024.68	15159.54	14866.72	14952.30	15496.80	15733.96
9	14925.46	15061.20	14768.16	14852.20	15402.42	15629.90
10	14827.12	14963.96	14671.36	14751.88	15307.38	15525.62

ตารางที่ 4.20 สรุปรายรับจากการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ (หน่วย : บาท)

ปีที่	พื้นที่จังหวัด					
	สมุทรสงคราม	เพชรบุรี	ราชบุรี	ประจวบคีรีขันธ์	ชุมพร	ระนอง
1	30993.60	31433.60	30927.60	31097.00	32157.40	32665.60
2	30881.40	31308.20	30797.80	30976.00	32003.40	32524.80
3	30756.00	31171.80	30659.20	30841.80	31853.80	32381.80
4	30624.00	31024.40	30511.80	30698.80	31695.40	32227.80
5	30481.00	30868.20	30355.60	30544.80	31526.00	32062.80
6	30327.00	30694.40	30184.00	30375.40	31343.40	31884.60
7	30162.00	30503.00	29997.00	30190.60	31149.80	31691.00
8	29990.40	30307.20	29805.60	29999.20	30949.60	31493.00
9	29814.40	30111.40	29612.00	29807.80	30749.40	31292.80
10	29638.40	29915.60	29420.60	29618.60	30553.60	31092.60

นำรายรับจากการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้ามาวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งโดยปกติระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีการรับประกันคุณภาพการติดตั้งจากผู้รับจ้างติดตั้งประมาณ 1 - 2 ปี และจะมีค่าบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าหลังจากนั้นประมาณ 3,500 บาท ซึ่งเป็นค่าจ้างล้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในส่วนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีการรับประกันคุณภาพและประสิทธิภาพจากผู้ผลิตอยู่แล้วประมาณ 10 - 25 ปี อินเวอร์เตอร์จะได้รับการรับประกันจากผู้ผลิตประมาณ 10 ปี ดังนั้นนำค่าต่าง ๆ เหล่านี้มาวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ได้ดังแสงในตารางที่ 4.21 – 4.22

ตารางที่ 4.21 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์

ปีที่	เงินลงทุน	รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	ค่าบำรุงรักษา	กระแสเงินสดรับ	กระแสเงินสดจ่าย	กระแสเงินสดสุทธิ	กระแสเงินสดสะสม
0	164400	0.00	0.00	0.00	164400.00	-164400.00	-164400.00
1	0.00	15584.36	0.00	15584.36	0.00	15584.36	-148815.64
2	0.00	15523.64	0.00	15523.64	0.00	15523.64	-133292.00
3	0.00	15456.98	3500.00	15456.98	3500.00	11956.98	-121335.02
4	0.00	15384.60	3500.00	15384.60	3500.00	11884.60	-109450.42
5	0.00	15306.50	3500.00	15306.50	3500.00	11806.50	-97643.92
6	0.00	15218.94	3500.00	15218.94	3500.00	11718.94	-85924.98
7	0.00	15123.02	3500.00	15123.02	3500.00	11623.02	-74301.96
8	0.00	15024.68	3500.00	15024.68	3500.00	11524.68	-62777.28
9	0.00	14925.46	3500.00	14925.46	3500.00	11425.46	-51351.82
10	0.00	14827.12	3500.00	14827.12	3500.00	11327.12	-40024.70

ตารางที่ 4.22 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์

ปีที่	เงินลงทุน	รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	ค่าบำรุงรักษา	กระแสเงินสดรับ	กระแสเงินสดจ่าย	กระแสเงินสดสุทธิ	กระแสเงินสดสะสม
0	262700	0.00	0.00	0.00	262700.00	-262700.00	-262700.00
1	0.00	30993.60	0.00	30993.60	0.00	30993.60	-231706.40
2	0.00	30881.40	0.00	30881.40	0.00	30881.40	-200825.00
3	0.00	30756.00	3500.00	30756.00	3500.00	27256.00	-173569.00
4	0.00	30624.00	3500.00	30624.00	3500.00	27124.00	-146445.00
5	0.00	30481.00	3500.00	30481.00	3500.00	26981.00	-119464.00
6	0.00	30327.00	3500.00	30327.00	3500.00	26827.00	-92637.00
7	0.00	30162.00	3500.00	30162.00	3500.00	26662.00	-65975.00
8	0.00	29990.40	3500.00	29990.40	3500.00	26490.40	-39484.60
9	0.00	29814.40	3500.00	29814.40	3500.00	26314.40	-13170.20
10	0.00	29638.40	3500.00	29638.40	3500.00	26138.40	12968.20

จากการทดลองพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 1 เฟส ขนาด 5 กิโลวัตต์ หากติดตั้งเพื่อขายไฟฟ้าอย่างเดียวจะมีจุดคุ้มทุนที่เกิดอายุสัญญา ส่วนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด 3 เฟส ขนาด 10 กิโลวัตต์ ที่ติดตั้งเพื่อขายไฟฟ้าอย่างเดียวจะมีจุดคุ้มทุนภายในระยะเวลา 9 ปี ดังนั้นทั้ง 2 ระบบควรติดตั้งและเน้นใช้ไฟฟ้าเองภายในครัวเรือนเป็นหลัก ก็จะมีจุดคุ้มทุนที่เร็วกว่า

บทที่ 5
สรุปผลการดำเนินการวิจัย

5.1 บทนำ

บทนี้จะเป็นการนำผลที่ได้จากการทดลองและผลจากการวิเคราะห์ผลการทดลองมาสรุปผลภาพรวม เพื่อให้ผู้ที่มาศึกษางานวิจัยฉบับนี้ต่อสามารถใช้เวลาในการทำความเข้าใจการดำเนินการวิจัยได้รวดเร็วและง่ายขึ้น โดยผู้วิจัยได้สรุปรายละเอียดไว้ดังต่อไปนี้

5.2 สรุปผลการดำเนินการวิจัย

5.2.1 สรุปการวิเคราะห์หาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์คงเหลือที่สามารถเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัยในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี ได้ ซึ่งมีพื้นที่รวมกันทั้งหมด 6 จั้งหวัด โดยผู้วิจัยได้ดำเนินการรวบรวมข้อมูลของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เก็บอยู่ในแฟ้มสัญญาและในระบบบริหารสัญญาที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำทั้งหมด อีกทั้งยังรวบรวมข้อมูลของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งและให้บริการในพื้นที่ 6 จังหวัดทั้งหมดด้วยการนำข้อมูลจากระบบ Online Power System Analysis (OPSA) มาใช้ร่วมกัน พบกว่ามีปริมาณกำลังผลิตคงเหลือรวม 309.067720 เมกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 98.34 ของร้อยยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าตามระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5.2.2 สรุปผลการวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่าถ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ปริมาณกำลังผลิตเท่ากับปริมาณภาระทางไฟฟ้าจะเกิดผลกระทบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำเพียงเล็กน้อย แต่ถ้ามีการเชื่อมต่อระบบเยอะกว่าปริมาณภาระทางไฟฟ้าจะเกิดผลกระทบคือ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 30 กิโลโวลต์แอมแปร์ เกิดแรงดันไฟฟ้าบางจุดเกินค่ามาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งสอดคล้องกับผลการวิจัยของคุณบุญเลิศ สื่อเฉย และคณะ [14] และผลกระทบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 50 – 315 กิโลโวลต์แอมแปร์ เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำปริมาณ 1 - 5 กิโลวัตต์ ซึ่งจะคิดเป็นปริมาณร้อยละ 1-2 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า สาเหตุที่เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 50 – 315 กิโลโวลต์แอมแปร์ ปริมาณ 1 - 5 กิโลวัตต์ อันเนื่องมาจากอิมพีแดนซ์ที่สูงขึ้นจากชนิดและขนาดของสายไฟฟ้าที่โตขึ้นเพื่อรองรับปริมาณการจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับภาระทางไฟฟ้าและอีกหนึ่ง

สาเหตุเกิดจากความยาวและปริมาณของจำนวนวงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ จากการศึกษาแบบมาตรฐานหมายเลข 0601 พบว่าหม้อแปลงไฟฟ้ายิ่งมีขนาดโตขึ้นยิ่งต้องแบ่งวงจรออกเป็นหลายวงจรแต่ไม่เกิน 4 วงจร ด้วยสาเหตุนี้จึงทำให้เกิดอิมพีแดนซ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำสูงขึ้นด้วย จึงส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมสูงขึ้นตามไปด้วย ทั้งนี้หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องการจะปรับปรุงระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าก็สามารถแก้ไขปริมาณการรับซื้อได้จากที่กำหนดร้อยยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าเป็นไม่เกินร้อยละ 25 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า

5.2.3 สรุปการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ และชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ โดยกำหนดเงื่อนไขให้ขายพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งหมดในราคาที่ 2.20 บาทต่อหน่วย พบว่าระบบชนิด 1 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ จะมีจุดคุ้มทุนอยู่ที่ 13 - 15 ปี ซึ่งอายุสัญญาของโครงการจะอยู่ที่ 10 ปี จึงทำให้ไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในกรณีติดตั้งเพื่อจำหน่ายพลังงานให้กับการไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว แต่สำหรับระบบชนิด 3 เฟส ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ จะมีจุดคุ้มทุนอยู่ในช่วง 9 - 10 ปี ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบและเข้าร่วมโครงการควรเน้นการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายในครัวเรือนก่อนเหลือจากการใช้จึงขายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะทำให้มีจุดคุ้มทุนเร็วขึ้น ผลการวิเคราะห์ในการวิจัยครั้งนี้สอดคล้องกับงานวิจัยของคุณธนาพล ตันติสัตยกุล เรื่องการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับภาคครัวเรือน [12]

5.3 ข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้วิเคราะห์เรื่องของปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำและประสงค์จะเข้าเข้าร่วมโครงการขายไฟฟ้าในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี ดังนั้นจึงสามารถใช้ข้อมูลปริมาณกำลังผลิตคงเหลือตัดสินใจติดตั้งและขอเข้าร่วมโครงการขายไฟฟ้าได้ และในส่วนของผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อระบบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถนำไปใช้ในการปรับปรุงระเบียบว่าด้วยการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในส่วนของกำลังผลิตที่สามารถอนุญาตให้เชื่อมต่อได้เพียงร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นเชื่อมต่อมากกว่าร้อยละ 15 แต่ไม่ควรเกินร้อยละ 25 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า เพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ยื่นขอขายไฟฟ้าแต่ไม่สามารถเข้าร่วมโครงการขายพลังงานไฟฟ้าสามารถเข้าร่วมได้

บรรณานุกรม

[1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, *มติการประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ครั้งที่ 27/2561 (ครั้งที่ 74) (online), 2562,* Available: https://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/14526-cepa-prayut74#s7 (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[2] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, *มติการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 3/2563 (ครั้งที่ 152) (online), 2564,* Available: https://www.eppo.go.th/index.php/th/graph-analysis/item/16515-nepc-prayut25-12-63#s2 (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[3] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, *โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย (online), 2562,* Available: https://www.erc.or.th/th/power-purchasing3/ (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[4] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, *กองเศรษฐกิจพลังงานไฟฟ้า (online), 2567,* Available: https://intra.pea.co.th/ped/iped/ (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[5] การไฟฟ้านครหลวง, *สถิติด้านพลังงาน หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (online), 2567,* Available: https://www.mea.or.th/statistics/energy-sales (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[6] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, *อัตราค่าบริการต่าง ๆ ค่า Ft (online), 2567,* Available: https://www.pea.co.th/our-services/tariff/ft (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[7] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, *ประกาศและข้อกำหนดต่าง ๆ เกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (online), 2559,* Available: https://www.pea.co.th/business-partner/regulation (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[8] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, *ระบบบริหารจัดการข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (online), 2562,* Available: https://ppim.pea.co.th/project/solar/list (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[9] กรมประชาสัมพันธ์, *เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) (online), 2564,* Available: https://www.prd.go.th/ (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[10] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, *เซลล์แสงอาทิตย์ (online), 2564,* Available: https://www.eppo.go.th/ (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[11] กองถ่ายทอดและเผยแพร่เทคโนโลยี กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (online), 2562, Available: https://webkc.dede.go.th/testmax (1 กุมภาพันธ์ 2567)

[12] ธนาพล ตันติสัตยกุล, “การประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับภาคครัวเรือน”, *วิศวสารลาดกระบัง*, Volume 38, Issue 4, 2021, pp.87-98

[13] พัชรินทร์ อินทมาส, มณีรัตน์ ชัยสกุลนิยม, พเนตร์ สุขสิงห์, ธีระพงษ์ บุญรักษา, พรหมพักตร์ บุญรักษา, “การวิเคราะห์เชิงเทคนิคและความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาระดับครัวเรือน”, *วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งรัตนโกสินทร์*, Volume 4, Issue 3, 2022, pp.47-56

[14] บุบุญเลิศ สื่อเฉย, สมศักดิ์ สิริโปราณานนท์, อรพิณ วรรณราช, “การวิเคราะห์ผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ติดตั้งบนหลังคาพร้อมระบบแบตเตอรี่ในโรงงานผลิตปุ๋ยอินทรีย์”, *วิศวกรรมสารเกษมบัณฑิต*, Volume 12, Issue 2, 2022, pp.51-66

[15] ธนาพล ตันติสัตยกุล, “การวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาระหว่างการเป็นเจ้าของกับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากเอกชน กรณีศึกษา มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต”, *วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี*, Volume 28, Issue 8, 2020, pp.1501-1515

[16] มัณฑนา รังสิโยภาส, โชคชัย ชื่นวัฒนาประณิธิ, “การหาความสำคัญของพารามิเตอร์ในการติดตั้งที่มีต่อผลผลิตพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาแบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า”, *วารสารวิศวกรรมศาสตร์และนวัตกรรม*, Volume 15, Issue 3, 2022, pp.57-70

[17] ธนาพล ตันติสัตยกุล, ศศิกานต์ ก๋าเร็ว, ณัฐชนา บัณฑิตพรรณ, ณัฏฐธิดา บุญสมดุลย์, “การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการลดก๊าซเรือนกระจกของการติดตั้งระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารหอพัก ภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต”, *Thai Journal of Science and Technology*, Volume 12, Issue 2, 2024, pp.170-182

[18] ปพน งามประเสริฐ, ณัชพล เรืองทรัพย์, นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การระบุตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการปรับปรุงความน่าเชื่อถือในระบบจำหน่ายไฟฟ้า”, *วารสารวิชาการเทคโนโลยีอุตสาหกรรม*, Volume 20, Issue 2, 2024, pp.184-195

[19] ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์, กัญญานัฐ ทองเทพ, กมล จิรเสรีอมรกุล, Wanchak Lenwari, Sermsuk Buochareon, Yingrak Auttawaitkul, “การวิเคราะห์ระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงาน ด้วยซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์”, *วารสารวิชาการมหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์*, Volume 16, Issue 1, 2021, pp.1-18

[20] ปพน งามประเสริฐ, นริศ ชัชธรานนท์, ทง ลานธารทอง, นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “เทคนิคการวิเคราะห์การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยการ เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์”, *วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งรัตนโกสินทร์*, Volume 4, Issue 3, 2022, pp.12-21

[21] นเรนทร์ฤทธิ์ กันทะ, สุลักษณา มงคล, สราวุธ พลวงษ์ศรี, “การประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้านบนหลังคาอาคารศูนย์กีฬากาญจนาภิเษกรัชกาลที่ 9 มหาวิทยาลัยแม่โจ้”, *วารสาร มทร.อีสาน ฉบับวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี*, Volume 16, Issue 1, 2023, pp.51-66

[22] พรหมพักตร์ บุญรักษา, อิทธิพงษ์ ย่องหยี, Jeerawan Homjan, ประจวบ พีระพงศ์, อุทัย อึ๋งเจริญ, Sommart Thongkom, พัชรินทร์ อินทมาส, “การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา กรณีศึกษา: อาคารคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยกรุงเทพธนบุรี”, *วารสารวิชาการเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยราชภัฏสวนสุนันทา*, Volume 10, Issue 2, 2022, pp.94-105

[23] Y. Yin, Y. Wang, H. Ji, C. Cao, Y. Ye and Q. Fang, "A Study on the Effects of Single-Phase Rooftop Solar Photovoltaic Systems on Relay Protection of Distribution Networks," *2023 IEEE International Conference on Energy Technologies for Future Grids (ETFG)*, Wollongong, Australia, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/ETFG55873.2023.10408122.

ภาคผนวก ก

ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16

16th Conference of Electrical Engineering Network 2024 (EENET 2024)

การวิเคราะห์ผลกระทบพิกัดกำลังหม้อแปลงไฟฟ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย

Analysis of Impact on Rated Power of Transformer in Low Voltage Distribution System from the Solar Rooftop System for Residential Households

เจษฎา ศรีเมือง ไพศาล พรมภักดี และ บุญยัง ปลั่งกลาง*

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

39 หมู่ที่ 1 ตำบลคลองหก อำเภอคลองหลวง จังหวัดปทุมธานี 12110

E-mail: chetsada_s@mail.rmutt.ac.th, paisan_p@mail.rmutt.ac.th, boonyang.p@en.rmutt.ac.th*

บทคัดย่อ

ตามนโนบายของภาครัฐที่เชิญชวนให้ประชาชนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย โดยให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการใช้ภายในครัวเรือน ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสนใจเข้าร่วมโครงการเป็นจำนวนมากจึงมีผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนหนึ่งไม่สามารถเข้าร่วมโครงการได้ด้วยสาเหตุอันเนื่องมาจากข้อจำกัดของระเบียบของการไฟฟ้าที่กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าได้ไม่เกินร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย ซึ่งการวิจัยครั้งนี้ได้จำลองการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงต่ำ ที่กำลังผลิตไม่เกินร้อยละ 30 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย จากผลการวิเคราะห์พบว่าไม่ควรให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเกินร้อยละ 25 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย

คำสำคัญ: ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ผลกระทบพิกัดกำลังหม้อแปลงไฟฟ้า ระบบตำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

Abstract

According to Thai government's policy that promotes Thai people to install and participate in the solar rooftop system scheme for residential sector. In this scheme, the utility can purchase the remaining electrical energy from the rooftop system in residential household. There were many households interested in joining the scheme. Therefore, some users were unable to participate in the scheme due to the limitations of the power transformer rated. According to the electricity authority's regulations that allow to install the solar rooftop system not more than 15 % of service power transformer rated. This research simulated the solar rooftop system connected to the low voltage power system. The research investigated on the production capacity not exceed 30 % of the service power transformer rated. The results of the analysis found that the solar rooftop system could be installed up to 25 % of service transformer rated.

Keywords: Solar Rooftop System, Power Impact, Low Voltage Power Systems

1. บทนำ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เห็นชอบสนับสนุนให้มีการดำเนินโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ภาคประชาชนที่ติดตั้งบนหลังคา สำหรับที่อยู่อาศัย โดยกำหนดปริมาณรับซื้อไม่เกิน 100 เมกะวัตต์ ซึ่งเริ่มรับซื้อตั้งแต่ปี พ.ศ. 2562 กำหนดระยะเวลาการรับซื้อ 10 ปี และมีเงื่อนไขการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับบ้านอยู่อาศัยกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ และให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้พิจารณาและรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการใช้งานภายในครัวเรือน [1-2]

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้การตอบรับนโยบายของภาครัฐ เรื่องการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย[3] ซึ่งการรับซื้อพลังงานดังกล่าวเป็นการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการใช้ภายในครัวเรือน จึงทำให้โครงการดังกล่าวได้รับความสนใจจากผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมาก ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าหลายท่านไม่สามารถเข้าร่วมโครงการได้เนื่องจากข้อจำกัดในระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ที่กำหนดให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ไม่เกินร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย [4]

ดังนั้นผู้วิจัยจึงศึกษาผลกระทบที่เกิดต่อระบบจำหน่ายแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการดังกล่าวข้างต้น ทั้งที่เชื่อมต่อไม่เกินและเกินร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย เพื่อหาปริมาณกำลังผลิตสำหรับการเสนอให้มีการปรับปรุงข้อกำหนดต่อไป

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

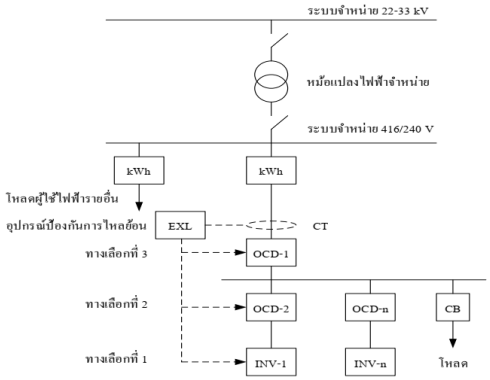
2.1 ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

2.1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบเฟสเดียวกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ แต่หากต้องการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้ากำลังผลิตติดตั้งเกิน 5 กิโลวัตต์ จะต้อง

กระจายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละเฟสให้มีความสม่ำเสมอกัน โดยยอมให้มีความแตกต่างของกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ [4]

2.1.2 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่ายเครื่องเดียวกัน ต้องมีกำลังผลิตติดตั้งไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย

2.1.3 รูปการณ์เชื่อมต่อ [4]



รูปที่ 1 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับระบบแรงดันต่ำ

2.1.4 ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องควบคุมแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้าให้มีระดับแรงดันสอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังแสดงในตารางที่ 1 [4]

ตารางที่ 1 พิกัดแรงดันสูงสุดและต่ำสุดตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

พิกัดแรงดันไฟฟ้า	สภาวะปกติ		สภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
380 โวลต์	418	342	418	342
220 โวลต์	240	200	240	200

2.1.5 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของคอนเวอร์เตอร์ระดับแรงดันต่ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องมีความสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 0.95 นำหน้าถึง 0.95 ตามหลัง และจะต้องควบคุมด้วยวิธี A fixed displacement factor cos θ อย่างน้อย 1 วิธี [4]

2.1.6 หากขนาดของแรงดัน Line to Neutral (220 โวลต์) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำมีค่าออกนอกช่วงที่ระบุในตารางที่ 2[4] ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

ตารางที่ 2 ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันพิกัด

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ระยะเวลาตัดวงจร (วินาที)
V < 50%	0.3
50% ≤ V < 90%	2.0
90% ≤ V ≤ 110%	ทำงานต่อเนื่อง
110% < V < 120%	1.0
V ≥ 120%	0.16

2.2 การหาแรงดันไฟฟ้าตก

การหาแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมของระบบไฟฟ้า 3 เฟส สามารถหาได้จากสมการ

$$VD = \sqrt{3}I(R\cos\theta + XL\sin\theta) \quad (1)$$

$$\%VD = (\frac{VD}{400}) \times 100 \quad (2)$$

การหาแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมของระบบไฟฟ้า 1 เฟส สามารถหาได้จากสมการ

$$VD = 2I(R\cos\theta + XL\sin\theta) \quad (3)$$

$$\%VD = (\frac{VD}{230}) \times 100 \quad (4)$$

โดยที่ VD คือความแตกต่างระหว่างขนาดแรงดันไฟฟ้าที่จุดแหล่งจ่ายต้นทาง และจุดรับไฟฟ้า

R คือค่าความต้านทานในสายตัวนำ

XL คือค่ารีแอคแตนซ์ในสายตัวนำ

2.3 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รูปที่ 2 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะมีรูปแบบการเชื่อมต่อใกล้เคียงกับการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้เองภายในกิจการ เพียงแต่มีความแต่ต่างกันเล็กน้อยคือเมื่อไฟฟ้าที่ผลิตได้เหลือจากการใช้ภายในครัวเรือน ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถปล่อยไฟฟ้าให้ไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการเปลี่ยนมิเตอร์เป็นแบบที่สามารถอ่านค่าทางไฟฟ้าได้ 2 ทิศทาง

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16

16th Conference of Electrical Engineering Network 2024 (EENET 2024)

3. การดำเนินการ

3.1 การหาปริมาณกำลังผลิตที่ใช้ในการวิเคราะห์

ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าช่วงต่ำสุดใช้กำลังผลิตไฟฟ้าไม่เกินร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่ายตามระเบียบของการไฟฟ้าว่าด้วยการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 และกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดจะอ้างอิงจากปริมาณต่ำสุดของโหลดที่วัดจากหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งจริงในระบบจำหน่ายแรงต่ำจากระบบ Distribution Transformer Management System (DTMS) [7] ซึ่งจากการศึกษาข้อมูลเบื้องต้นโหลดต่ำสุดจะอยู่ที่ร้อยละ 20 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย

3.2 การเลือกหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับใช้ในการวิเคราะห์

การพิจารณาเลือกข้อมูลสำหรับการวิจัยในครั้งนี้จะอ้างอิงและคัดเลือกกลุ่มข้อมูลจากระบบ Online Power System Analysis (OPSA)[8] ซึ่งเป็นระบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพัฒนาขึ้นมาเพื่อใช้ในการตรวจสอบความผิดปกติของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ โดยกลุ่มความผิดปกติจะถูกจัดกลุ่มออกเป็น 5 กลุ่มดังนี้

3.2.1 กลุ่มหม้อแปลงที่มีการจ่ายโหลดตั้งแต่ 100 % ขึ้นไป

3.2.2 กลุ่มหม้อแปลงที่มีการจ่ายโหลดตั้งแต่ 80 – 100 %

3.2.3 กลุ่มหม้อแปลงที่มีการจ่ายโหลดตั้งแต่ 30 – 80 %

3.2.4 กลุ่มหม้อแปลงที่มีการจ่ายโหลดต่ำกว่า 30 %

3.2.5 กลุ่มหม้อแปลงที่มีความไม่สมดุลเฟสตั้ง 50 % ขึ้นไป

จากข้อมูลทั้ง 5 กลุ่ม ผู้วิจัยจะเลือกใช้ข้อมูลกลุ่มที่ 4 เพื่อใช้วิเคราะห์หาผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.3 การนำออกข้อมูลจากฐานข้อมูลแผนที่ระบบไฟฟ้า

เมื่อพิจารณากลุ่มหม้อแปลงและระบบจำหน่ายไฟฟ้ากลุ่มเป้าหมายได้แล้ว ก็ดำเนินการเตรียมข้อมูลและส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจากโปรแกรม ArcGIS เพื่อนำไปใช้วิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อ[9]

3.4 การนำเข้าข้อมูลและการวิเคราะห์ผลที่เกิดกับระบบไฟฟ้า

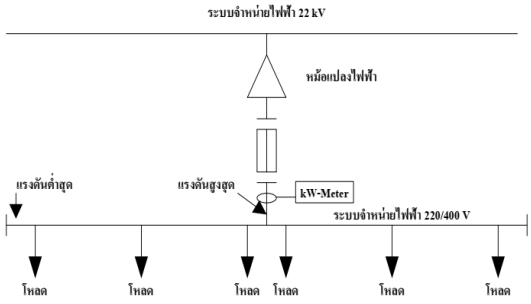
หลังจากส่งออกข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจากโปรแกรม ArcGIS แล้ว ก็ต้องนำเข้าข้อมูลที่ได้ไปยังโปรแกรมคอมพิวเตอร์ (DIgSILENT PowerFactory) เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบต่อไป ซึ่งการวิเคราะห์ในครั้งนี้จะทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวมร้อยละ 15 20 25 และ30 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าและใช้หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 30 และ 315 กิโลโวลต์แอมแปร์ เนื่องจากเป็นขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ต่ำสุดและสูงสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

4. การทดลองวิเคราะห์ผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ

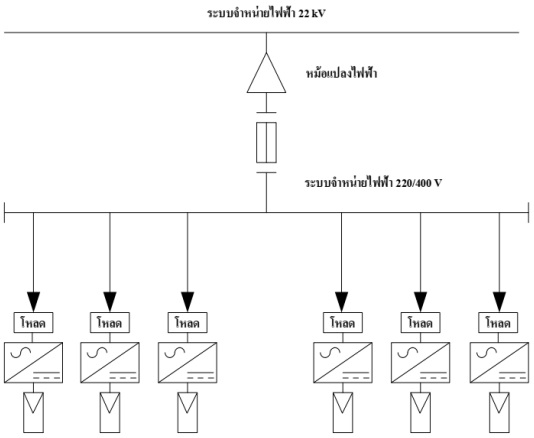
หม้อแปลงไฟฟ้าที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ครั้งนี้เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 3 ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้า

รายละเอียด	ข้อมูล	
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด	30 kVA 1 เฟส	315 kVA 3 เฟส
ปริมาณโหลด (kW)	4.53	44.23
กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (kW)	0.26	0.54
แรงดันสูงสุด (p.u.)	1.000	1.000
แรงดันต่ำสุด (p.u.)	0.945	0.981



รูปที่ 3 จุดที่ตรวจวัดค่าทางไฟฟ้าดังแสดงในตารางที่ 3

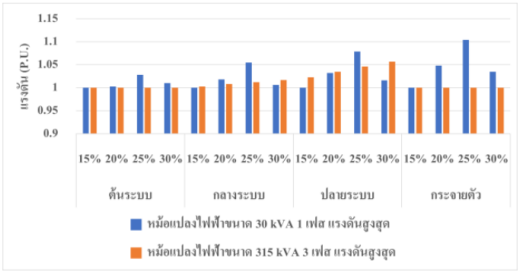


รูปที่ 4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

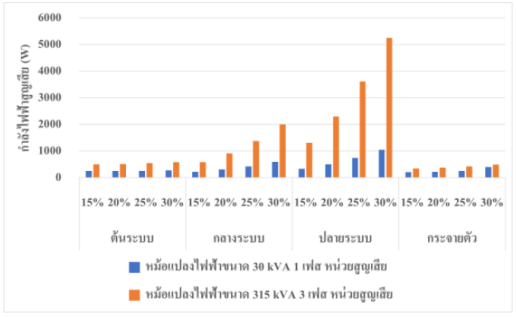
บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16

16th Conference of Electrical Engineering Network 2024 (EENET 2024)



รูปที่ 5 กราฟเปรียบเทียบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า



รูปที่ 6 กราฟเปรียบเทียบผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

จากผลการทดลองพบว่าการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจุกตัวบริเวณกลางและปลายระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจะทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินและกำลังไฟฟ้าสูญเสียค่อนข้างสูง จากผลดังกล่าวสามารถวิเคราะห์ได้ดังนี้

1. หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 30 kVA เกิดแรงดันเกินค่ามาตรฐานเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าที่กำลังผลิตร้อยละ 30 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า เนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ามีขนาดเล็ก ระบบจำหน่ายมีเพียงแค่วงจรเดียว ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบน้อยจึงเกิดแรงดันเกินได้ง่าย

2. หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 315 kVA เกิดแรงดันสูงแต่ยังไม่เกินมาตรฐาน แต่มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียค่อนข้างเยอะเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าที่กำลังผลิตร้อยละ 30 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า เนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ ระบบจำหน่ายสามารถจ่ายได้หลายวงจร ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบสูงจึงเกิดแรงดันเกินยาก แต่เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียสูง

5. สรุป

จากผลการศึกษาพบว่าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากกว่าร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย แต่ไม่ควรเกินร้อยละ 25 เนื่องจากการไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมจุดเชื่อมต่อได้และมีความเสี่ยงที่จะทำให้แรงดันไฟฟ้าเกินกว่าค่ามาตรฐาน อีกทั้งยังทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ส่งผลให้การรับซื้อไฟฟ้าในโครงการดังกล่าวข้างต้นไม่เกิดความคุ้มค่า

6. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ รศ.ดร.บุญยัง ปลั่งกลางและอาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ที่ให้การสนับสนุนการทำวิจัยในครั้งนี้ และขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ให้การสนับสนุนเงินทุนการศึกษาสำหรับการศึกษาในระดับปริญญาโท

เอกสารอ้างอิง

[1] *มติการประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ครั้งที่ 27/2561 (ครั้งที่ 74)*, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, February 2024. [Online]. Available: https://www.eppo.go.th

[2] *โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย*, คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, February 2024. [Online]. Available: https://www.erc.or.th/

[3] *ระบบบริหารจัดการข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน*, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, February 2024. [Online]. Available: https://ppim.pea.co.th/

[4] *งานส่งเสริมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน*, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, February 2024. [Online]. Available: https://www.pea.co.th/vspp

[5] บุญเลิศ สื่อเฉย, สมศักดิ์ สิริโปราณานนท์, อรพิณ วรรณราช, *"การวิเคราะห์ผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาพร้อมระบบแบตเตอรี่ในโรงงานผลิตปุ๋ยอินทรีย์,"* วิศวกรรมสารเกษมบัณฑิต, 2022, pp.51-66

[6] ชิษณุพงศ์ เทพา, พูนศรี วรรณการ, ฉัชพล เรืองทรัพย์และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, *"การวิเคราะห์แรงดันตกในระบบไฟฟ้ากลังที่ชดเชยด้วยระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน,"* การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่15, 2023, pp.113-116

[7] *Distribution Transformer Management System*, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, February 2024. [Online]. Available: https://transformer.dtmspea.website

[8] *Online Power System Analysis*, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, February 2024. [Online]. Available: https://giss1.pea.co.th/opsaongis

[9] *โปรแกรมประยุกต์บน Citrix Server*, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, February 2024. [Online]. Available: https://giss1.pea.co.th/peawebsite

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	เจษฎา ศรีเมือง
วัน เดือน ปี เกิด	9 กุมภาพันธ์ 2533
สถานที่เกิด	จังหวัดสตูล
วุฒิการศึกษา	พ.ศ. 2564 ปริญญาตรี บริหารธุรกิจบัณฑิต (บธ.บ.) สาขาการจัดการอุตสาหกรรม คณะบริหารธุรกิจ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย สงขลา พ.ศ. 2555 ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต (วศ.บ.) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย สงขลา
ที่อยู่ปัจจุบัน	84 หมู่ที่ 8 ตำบลควนโดน อำเภอควนโดน จังหวัดสตูล 91160
ผลงานตีพิมพ์	เจษฎา ศรีเมือง ไพศาล พรมภักดี และ บุญยัง ปลั่งกลาง, การวิเคราะห์ผลกระทบพิกัดกำลังหม้อแปลงไฟฟ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย, การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16 (16th Conference of Electrical Engineering Network 2024 (EENET 2024), วันที่ 29-31 พฤษภาคม พ.ศ. 2567 โรงแรมอัศวรรณ จังหวัดหนองคาย