



การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้า

พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา

The Economic Analysis Combined with Carbon Credit
from Hybrid Solar Rooftop Systems

ณัชพล เรืองทรัพย์

Natchapol Ruangsap

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

2566



การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้า
พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา
The Economic Analysis Combined with Carbon Credit
from Hybrid Solar Rooftop Systems

ณัชพล เรืองทรัพย์
Natchapol Ruangsap

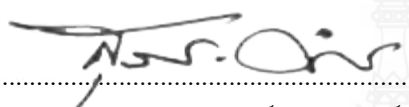
วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

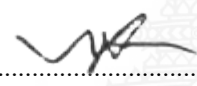
2566

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

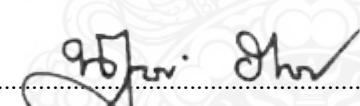
ชื่อวิทยานิพนธ์ การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้า
พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา
ชื่อ นามสกุล นายณัฏพล เรืองทรัพย์
ชื่อปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
คณะ วิศวกรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ
อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ได้ให้ความเห็นชอบวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แล้ว

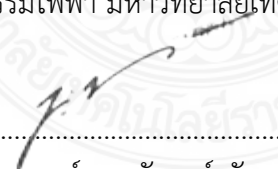
 ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.สุรินทร์ คำฝอย)

 กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พูนศรี วรรณการ)

 กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์)

 กรรมการและเลขานุการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

 คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐพงศ์ พันธุ์นะ)
วันที่ 16 เดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567

ชื่อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา
ชื่อ นามสกุล	ณัชพล เรืองทรัพย์
ชื่อปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิชา และคณะ	วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
ปีการศึกษา	2566

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา วัตถุประสงค์วิทยานิพนธ์นี้เพื่อวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้า การประเมินปริมาณและผลตอบแทนของคาร์บอนเครดิต การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา เทคนิคที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ คือ การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิต โดยการวิเคราะห์แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ การวิเคราะห์ทางการเงิน และการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ระบบทดสอบแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 กิโลวัตต์ และ 25.68 กิโลวัตต์ กรณีสึกษาแบ่งออกเป็น 4 กรณี กรณีที่ 1 การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้า กรณีที่ 2 การประเมินคาร์บอนเครดิต กรณีที่ 3 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ และกรณีที่ 4 การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน กรณีสึกษาย่อยการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์แบ่งออกเป็น 4 กรณีสึกษาย่อย กรณีสึกษาย่อยที่ 1 กรณีสึกษาไม่พิจารณาคาร์บอนเครดิต กรณีสึกษาย่อยที่ 2 กรณีสึกษาย่อยที่ 3 และกรณีสึกษาย่อยที่ 4 การพิจารณาคาร์บอนเครดิตเป็นเวลา 7 ปี 14 ปี และ 25 ปี ตามลำดับ ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์นำมาวิเคราะห์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน วิทยานิพนธ์นี้แสดงให้เห็นถึงแนวทางการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์แนวทางใหม่พิจารณาร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา และเป็นการประยุกต์ใช้คาร์บอนเครดิตร่วมกับพลังงานหมุนเวียน

คำสำคัญ : เศรษฐศาสตร์, คาร์บอนเครดิต, ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา

Thesis Title	The Economic Analysis Combined with Carbon Credit from Hybrid Solar Rooftop Systems
Author	Natchapol Ruangsap
Degree	Master of Engineering (Electrical Engineering)
Major Program	Electrical Engineering Faculty of Engineering
Academic Year	2023

ABSTRACT

This thesis has shown an economic analysis combined with carbon credit from hybrid solar rooftop systems. The objective of the thesis is to analyze energy production, quantity assessment, the returns of carbon credit, and the economic analysis of hybrid solar rooftop systems. This thesis has adopted the techniques of economic analysis combined with the amount of carbon credit from hybrid solar rooftop systems with 2 sections by using financial analysis and economic analysis. The testing system was conducted through the 149.80 kilowatts and 25.68 kilowatts of hybrid solar rooftop systems. There are 4 case studies which are 1) electricity generation analysis 2) carbon credit assessment 3) economic analysis, and 4) benefit analysis of hybrid solar rooftop systems in the same area. In the economic analysis, there are 4 sub-case studies, the carbon credit was not used in the 1st sub-case study, however, the 2nd, the 3rd, and the 4th sub-case studies were considered about carbon credit for 7 years, 14 years, and 25 years, respectively. This thesis is also analyzed by using economic indexes which are Net Present Value, Internal Rate of Return, Benefit Cost Ratio, and Payback Period. This thesis demonstrates a new guideline for economic calculation combined with the carbon credit which was produced from hybrid solar rooftop systems, and also be alternative ways to apply carbon credit with renewable energy.

Keywords : Economic, Carbon Credit, Hybrid Solar Rooftop Systems

กิตติกรรมประกาศ

การจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสร็จสมบูรณ์ล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดี ความกรุณาจากบุคคลหลายท่าน ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณในความกรุณาของอาจารย์และเจ้าหน้าที่ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนครทุกท่านในการให้ความรู้และความช่วยเหลือระหว่างการศึกษาทำวิทยานิพนธ์โดยเฉพาะอย่างยิ่ง อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ ผู้มีความปรารถนาดีในการให้ความรู้และคำปรึกษาทางวิชาการ และยังส่งเสริมสนับสนุนทางด้านวิชาชีพ ใบประกอบวิชาชีพต่างๆ ระหว่างทำวิทยานิพนธ์ และอาจารย์ที่ปรึกษาร่วมวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิทยานิพนธ์ และตรวจสอบแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ รวมถึงคณาจารย์ผู้ร่วมเป็นประธานและคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งประกอบด้วย ศาสตราจารย์ ดร.สุรินทร์ คำฝอย และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พูนศรี วรรณการ ผู้ให้ความรู้และคำแนะนำ รวมทั้งความช่วยเหลือและเทคนิคต่างๆ ในด้านการศึกษาที่เป็นประโยชน์สำหรับการทำวิทยานิพนธ์จนเสร็จสมบูรณ์และสำเร็จการศึกษาระดับปริญญาโท

ขอขอบคุณเพื่อน รุ่นพี่ และรุ่นน้อง สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนครทุกท่านที่ร่วมงาน และให้ความช่วยเหลือในด้านต่าง ๆ ด้วยดีเสมอมาตลอดเวลาการศึกษา

สุดท้ายนี้ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดา และสมาชิกในครอบครัวเรื่องทรัพย์สินรวมทั้งญาติพี่น้องทุกท่านที่สนับสนุนและส่งเสริมในด้านกำลังใจ ความรัก ความหวังที่ดีจนสำเร็จการศึกษาระดับปริญญาโท

ณัฏพล เรืองทรัพย์

สารบัญ

เรื่อง	หน้า
บทคัดย่อ	ก
ABSTRACT	ข
กิตติกรรมประกาศ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญภาพ	ฎ
1. บทนำ	1
1.1 ความสำคัญ และความเป็นมาของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์	3
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	3
1.4 ขั้นตอนวิธีการวิจัย	3
1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์	4
2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	5
2.1 บทนำ	5
2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	5
2.2.1 เซลล์แสงอาทิตย์	5
2.2.2 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์	6
2.2.3 ลักษณะกระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์	8
2.2.4 ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์	10
2.2.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	15
2.2.6 ทฤษฎีการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	18
2.3 ระบบกักเก็บพลังงาน	22
2.3.1 แบตเตอรี่	22
2.3.2 การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในระบบโครงข่ายไฟฟ้า	23

สารบัญ (ต่อ)

เรื่อง	หน้า
2.3.3 ตัวแปรในการเลือกใช้ระบบสะสมพลังงาน	24
2.4 ปรากฏการณ์ก๊าซเรือนกระจก	25
2.4.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณหาปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	26
2.4.2 แนวทางการขับเคลื่อนการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย	28
2.4.3 แผนอนุรักษ์พลังงาน	30
2.4.4 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก	32
2.4.5 แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13	35
2.4.6 ทฤษฎีการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์	36
2.5 คาร์บอนเครดิต	37
2.5.1 ตลาดซื้อขายคาร์บอนเครดิต	38
2.5.2 ชนิดของตลาดซื้อขายคาร์บอนเครดิต	38
2.5.3 รูปแบบการซื้อขายคาร์บอนเครดิต	40
2.6 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	42
2.6.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ	43
2.6.2 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ	44
2.6.3 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน	45
2.6.4 ระยะเวลาคืนทุน	46
2.7 การทบทวนวรรณกรรมงานวิจัย	47
2.7.1 งานวิจัยด้านการลดก๊าซเรือนกระจกและคาร์บอนเครดิต	47
2.7.2 งานวิจัยด้านการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	51
3. วิธีการวิจัย	57
3.1 บทนำ	57

สารบัญ (ต่อ)

เรื่อง	หน้า
3.2 ความเป็นมาของระบบทดสอบ	57
3.3 กรณีศึกษาการวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้า	63
3.4 กรณีศึกษาการประเมินคาร์บอนเครดิต	63
3.5 กรณีศึกษาการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	64
3.6 กรณีศึกษาการวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน	64
4. ผลการวิจัย	65
4.1 บทนำ	65
4.2 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้า	66
4.2.1 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ด้วยโปรแกรม PVsyst	66
4.2.2 ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	68
4.2.3 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ด้วยโปรแกรม PVsyst	69
4.2.4 ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp	71
4.3 ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิต	72
4.3.1 ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	72

สารบัญ (ต่อ)

เรื่อง	หน้า
4.3.2 ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp	74
4.4 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	77
4.4.1 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	77
4.4.2 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp	80
4.5 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน	84
5. สรุปวิทยานิพนธ์และข้อเสนอแนะ	89
5.1 สรุปผลการวิจัย	89
5.2 ข้อเสนอแนะ	90
เอกสารอ้างอิง	91
ภาคผนวก ก	101
บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่	
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	173

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1	แบตเตอรี่ชนิดปฐมภูมิ 22
2.2	แบตเตอรี่ชนิดทุติยภูมิ 23
2.3	เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทนภายใต้แผน AEDP ในปี 2579 33
2.4	สภาพภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทของเชื้อเพลิง 34
3.1	ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน 59 บนหลังคาขนาด 149.80 kWp
3.2	ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา 60 ขนาด 149.80 kWp
3.3	ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน 60 บนหลังคาขนาด 149.80 kWp
3.4	ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน 62 บนหลังคาขนาด 25.68 kWp
3.5	ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา 62 ขนาด 25.68 kWp
3.6	ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน 63 บนหลังคาขนาด 25.68 kWp
4.1	ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst ของระบบผลิตไฟฟ้า 66 พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp
4.2	ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 68 แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp
4.3	ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน 69 แสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp
4.4	ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 71 แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
4.5	ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	73
4.6	ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp	75
4.7	ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	77
4.8	ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	79
4.9	ผลลัพธ์ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	80
4.10	ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp	81
4.11	ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp	82
4.12	ผลลัพธ์ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp	83
4.13	ผลลัพธ์การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ร่วมกับ 25.68 kWp	85
4.14	ผลลัพธ์ระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เปรียบเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	86

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1.1	ขอบเขตวิทยานิพนธ์	2
2.1	เซลล์แสงอาทิตย์	6
2.2	เซลล์แสงอาทิตย์ในสภาวะที่ยังไม่มีแสงแดด	7
2.3	เซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบ	7
2.4	เซลล์แสงอาทิตย์สร้างกระแสไฟฟ้า	8
2.5	วงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์	8
2.6	ลักษณะกระแส และแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์	9
2.7	ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มของแสงอาทิตย์ และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก เซลล์แสงอาทิตย์	12
2.8	ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่อุณหภูมิต่าง ๆ	13
2.9	การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม และขนาน	14
2.10	ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด	15
2.11	ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออนกริด	16
2.12	ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน	17
2.13	ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	18
2.14	ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวระหว่าง บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับบัสโหลด	18
2.15	IEEE radian distribution system 12 bus	19
2.16	ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 6	20
2.17	กำลังไฟฟ้าสูญเสียตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	20
2.18	ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาด 300 kW ในตำแหน่งที่ต่างกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	21

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
2.19	กำลังไฟฟ้าสูญเสียตามตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	21
2.20	ผลกระทบจากปรากฏการณ์เรือนกระจก และโลกร้อน	26
2.21	ความสัมพันธ์ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน และโครงการ	27
2.22	แผนบูรณาการพลังงานระยะยาว	29
2.23	เป้าหมายการลดความเข้มการใช้พลังงานลงร้อยละ 30 ในปี พ.ศ. 2579 เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2553	32
2.24	การจ่ายไฟของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีไม่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	36
2.25	การจ่ายไฟของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่บัส 3	37
2.26	ตลาดคาร์บอนภาคบังคับ	39
2.27	ตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจ	40
2.28	การซื้อขายในตลาดแรก และตลาดรอง	41
2.29	งบกระแสเงินสด	42
2.30	ภาพประกอบของผลประโยชน์ขั้นพื้นฐาน	43
3.1	ภาพรวมของระบบทดสอบ	57
3.2	ตำแหน่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา	58
3.3	แผนภาพระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kW	59
3.4	แผนภาพระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kW	61
4.1	ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าปกติ (ต่อกิโวลต์ที่ติดตั้ง) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	67
4.2	ผลลัพธ์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	68
4.3	ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าปกติ (ต่อกิโวลต์ที่ติดตั้ง) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp	70

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
4.4	ผลลัพธ์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน บนหลังคาขนาด 25.68 kWp	71
4.5	ราคาของคาร์บอนเครดิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ อ้างอิงจากองค์การบริหารจัดการ ก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน: อบก.)	72
4.6	การเปรียบเทียบปริมาณ และมูลค่าคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	74
4.7	การเปรียบเทียบปริมาณ และมูลค่าคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp	76
4.8	การเปรียบเทียบระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ ผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรกับระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp	87

บทที่ 1

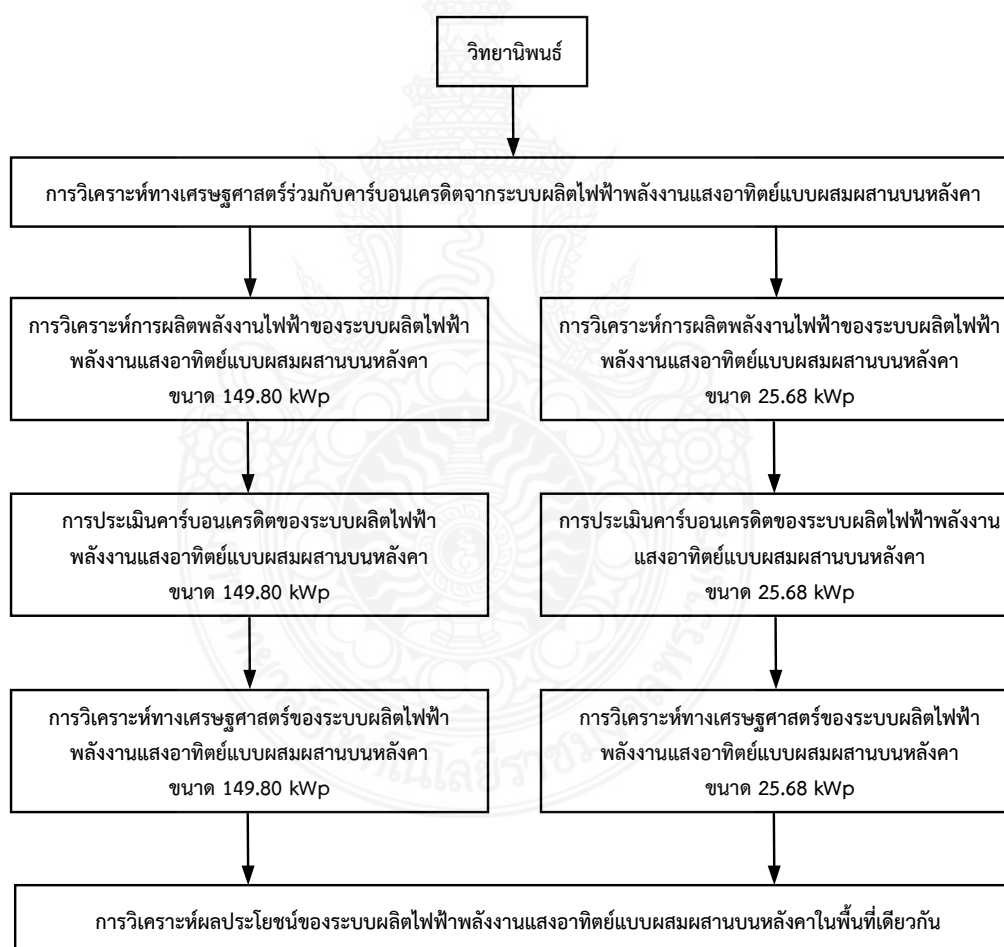
บทนำ

1.1 ความสำคัญ และความเป็นมาของปัญหา

การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเป็นปัญหาระดับโลกที่ต้องอาศัยความร่วมมือระหว่างประเทศ ในปี พ.ศ. 2537 ประเทศไทยได้เข้าเป็นภาคีของกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC) และให้สัตยาบันพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) ในปี พ.ศ. 2545 โดยกลุ่มประเทศกำลังพัฒนาไม่ถูกบังคับให้มีพันธกรณีในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่สามารถร่วมดำเนินโครงการได้ในฐานะผู้ผลิตคาร์บอนเครดิตจากการดำเนินโครงการ ดังนั้นในปี พ.ศ. 2550 คณะรัฐมนตรีได้จัดตั้งองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization: TGO)) วัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ กลั่นกรองการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามกลไกการพัฒนาที่สะอาดส่งเสริมการพัฒนาโครงการ และการตลาดซื้อขายปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ได้รับการรับรอง (คาร์บอนเครดิต) ประเทศไทยมีเป้าหมายระยะยาวลดก๊าซเรือนกระจก ได้แก่ ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี พ.ศ. 2595 (ค.ศ. 2050) และก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ภายในปี พ.ศ. 2608 (ค.ศ. 2065) ดังนั้นรัฐบาลจึงมีนโยบายย่อยเพื่อบรรลุเป้าหมาย เช่น แผนพัฒนาเศรษฐกิจ และสังคมแห่งชาติฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2566 - 2570) แผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEP) พ.ศ. 2558-2579 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) เป็นต้น การลดก๊าซเรือนกระจกด้วยเทคโนโลยีสีเขียว (Green Technology) เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic System) และกังหันลม (Wind Turbine) เป็นต้น การพัฒนาเทคโนโลยีการลดคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide: CO₂) ด้วยพลังงานสีเขียวมีความสำคัญในการแก้ปัญหาสิ่งแวดล้อม และบรรเทาวิกฤตพลังงาน

องค์ความรู้ (Contribution) ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ คือ การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับการพิจารณาผลตอบแทนจากคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการวิเคราะห์แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ การวิเคราะห์ทางการเงิน (Financial Analysis) และการวิเคราะห์ทาง

เศรษฐกิจ (Economic Analysis) ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์นำมาวิเคราะห์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: B/C Ratio) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ขอบเขตวิทยานิพนธ์แบ่งออกเป็น 4 ส่วน ได้แก่ การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา และการวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน ขอบเขตวิทยานิพนธ์ ดังแสดงในภาพที่ 1.1



ภาพที่ 1.1 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์

1.2.1 เพื่อวิเคราะห์ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา

1.2.2 เพื่อประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา

1.2.3 เพื่อวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา

1.2.4 เพื่อเปรียบเทียบการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา

1.2.5 เพื่อวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1.3.1 วิเคราะห์ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp

1.3.2 ประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp

1.3.3 วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp

1.3.4 เปรียบเทียบการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp

1.3.5 วิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน

1.4 ขั้นตอนวิธีการวิจัย

1.4.1 วิเคราะห์ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp จากโปรแกรม PVsyst

1.4.2 ประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp ระยะเวลา 25 ปี

1.4.3 วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp (ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน)

1.4.4 เปรียบเทียบการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp (ระยะเวลาคืนทุนพิจารณา และไม่พิจารณาคาร์บอนเครดิต)

1.4.5 วิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

1.5.1 เข้าใจการคำนวณคาร์บอนเครดิต

1.5.2 การประเมินปริมาณ และผลตอบแทนของคาร์บอนเครดิต

1.5.3 การคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา

1.5.4 การคืนทุนแบบรวมการพิจารณาคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา

1.5.5 การประยุกต์การใช้คาร์บอนเครดิตเพื่อการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์

บทที่ 2

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

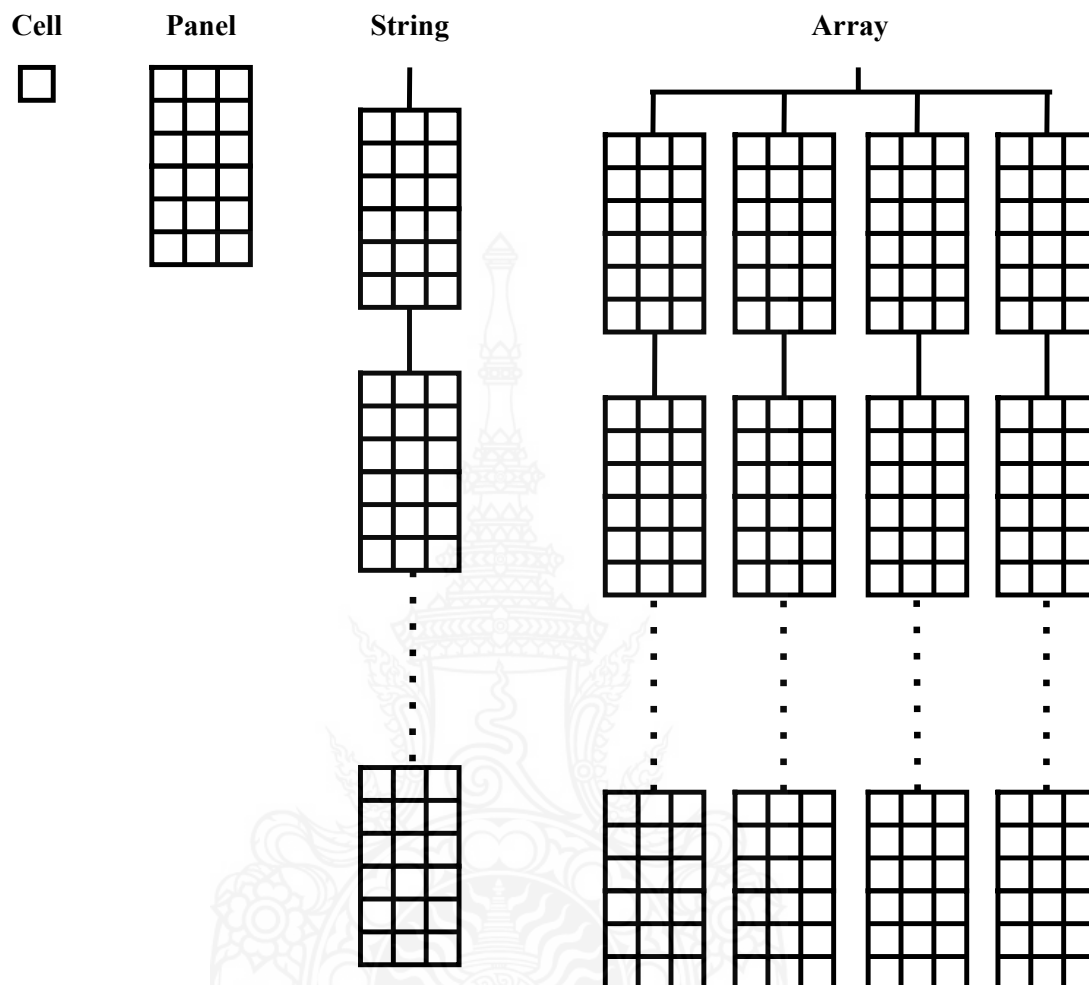
วิทยานิพนธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์ได้ทำการศึกษาทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง โดยมีรายละเอียดและลำดับหัวข้อดังนี้

- บทนำ
- ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- ระบบกักเก็บพลังงาน
- ปรากฏการณ์ก๊าซเรือนกระจก
- คาร์บอนเครดิต
- การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์
- การทบทวนวรรณกรรมงานวิจัย

2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2.2.1 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นสิ่งประดิษฐ์ที่สามารถเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า [1-2] เซลล์แสงอาทิตย์ถูกใช้เป็นแหล่งพลังงานทางเลือกมากขึ้นเนื่องจากเป็นพลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนพลังงานฟอสซิล พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่สะอาด ปลอดภัย ยั่งยืนกว่าแหล่งพลังงานอื่น ๆ และไม่สร้างมลภาวะ [3-4] ข้อจำกัดของเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ต้นทุนการติดตั้งสูง ประสิทธิภาพการเปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ค่อนข้างต่ำขึ้นอยู่กับชนิดของสารที่นำมาผลิตโดยทั่วไปประมาณร้อยละ 10-20 เซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 2.1



ภาพที่ 2.1 เซลล์แสงอาทิตย์

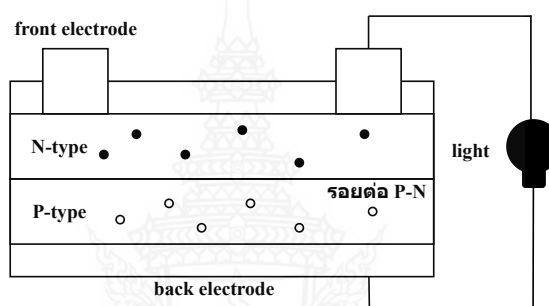
จากภาพที่ 2.1 เซลล์แสงอาทิตย์เรียกว่า “เซลล์” (Cell) หลายเซลล์ต่อกันเรียกว่า “แผง” (Panel) หลายแผงต่อกันเรียกว่า “สตริง” (String) หลายสตริงรวมกันเรียกว่า “อาร์เรย์” (Array) [5]

2.2.2 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

พลังงานจากแสงอาทิตย์จะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้า (อิเล็กตรอน) ขึ้นในสารกึ่งตัวนำ หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ มีขั้นตอนดังนี้ [5]

2.2.2.1 ในสถานะที่ยังไม่มีแสงแดด

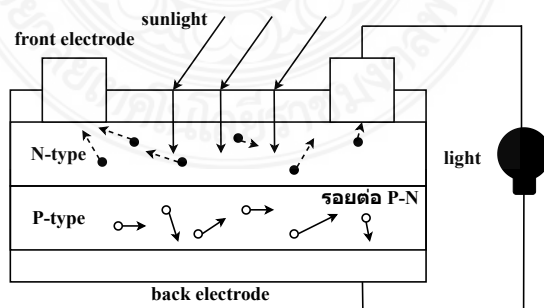
เอ็นไทป์ซิลิคอน (N-Type) ซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์จะมีแถบโลหะเรียกว่า “Front Electrode” ทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน ส่วนพีไทป์ซิลิคอน (P-Type) ซึ่งอยู่ด้านหลังของเซลล์ โครงสร้างส่วนใหญ่เป็นโอสแต่ยังคงมีอิเล็กตรอนปะปนบ้างเล็กน้อย ด้านหลังของพีไทป์ซิลิคอนจะมีแถบโลหะเรียกว่า “Back Electrode” ทำหน้าที่เป็นตัวรวบรวมโอส เซลล์แสงอาทิตย์ในสถานะที่ยังไม่มีแสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 2.2



ภาพที่ 2.2 เซลล์แสงอาทิตย์ในสถานะที่ยังไม่มีแสงอาทิตย์

2.2.2.2 สภาวะมีแสงอาทิตย์ตกกระทบ

แสงอาทิตย์จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน และโอสส่งผลให้เกิดการเคลื่อนไหวเมื่อพลังสูงพอทั้งอิเล็กตรอน และโอสจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กัน อิเล็กตรอนจะวิ่งไปยังชั้นเอ็นไทป์ และโอสจะวิ่งไปยังชั้นพีไทป์เซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบ ดังแสดงในภาพที่ 2.3

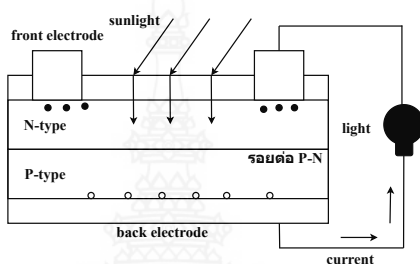


ภาพที่ 2.3 เซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบ

2.2.2.3 สภาวะอิเล็กตรอนวิ่งไปรวมกันที่ front electrode และโฮลวิ่งไปรวมกันที่

back electrode

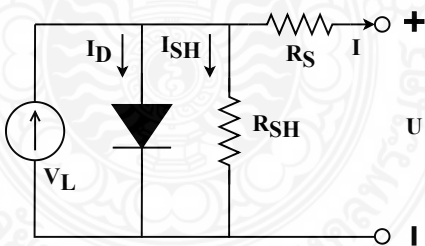
เมื่อมีการต่อวงจรไฟฟ้าจาก front electrode และ back electrode ให้ครบวงจร ก็จะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้นเนื่องจากทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเพื่อจับคู่กัน เซลล์แสงอาทิตย์สร้างกระแสไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 เซลล์แสงอาทิตย์สร้างกระแสไฟฟ้า

2.2.3 ลักษณะกระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

สมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แสดงในรูปของความสัมพันธ์ระหว่างค่ากระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้า วงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ดังแสดงในภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 วงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ [6]

จากภาพที่ 2.5 เป็นการต่อขนานระหว่างแหล่งกำเนิดแสงอาทิตย์ ไดโอด (รอยต่อพี-เอ็น) และความต้านทานแบบขนาน (R_1) และต่ออนุกรมกับความต้านทานอนุกรม (R_2) ตามลำดับ ผลลัพธ์ของกระแสไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เกิดจากแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์หักลบด้วยกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่าน

ไดโอด และผ่านความต้านทานแบบขนานขณะกระแสไฟฟ้าไหลผ่านทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าในแต่ละจุด ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันเอาต์พุต (U) และกระแสโหลดสามารถกำหนดได้ดังนี้ [7]

$$I = I_L - I_D = I_L - I_o \left[\exp \left(\frac{U + RI_s}{\alpha} \right) - 1 \right] \quad (2.1)$$

จากสมการที่ 2.1

I_L คือ กระแสจากเซลล์แสงอาทิตย์

I_o คือ กระแสความอึมตัว

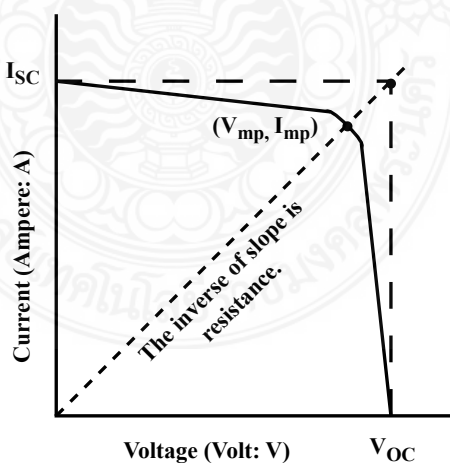
I คือ กระแสของโหลด

U คือ แรงดันไฟฟ้าขาออก

R_s คือ ตัวต้านทานแบบอนุกรม

α คือ ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิแรงดันไฟฟ้า

ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์มีองค์ประกอบพารามิเตอร์ดังนี้ กระแสลัดวงจร (I_{SC}) แรงดันวงจรเปิด (V_{OC}) และฟิลด์แฟกเตอร์ (Fill Factor: FF) ลักษณะกระแส และแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 2.6



ภาพที่ 2.6 ลักษณะกระแส และแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

จากภาพที่ 2.6 แสดงกระแสลัดวงจร และแรงดันวงจรเปิด คือ กระแสไฟฟ้าขณะที่แรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเป็นศูนย์ เป็นค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุด และแรงดันไฟฟ้าขณะไม่มีกระแสเป็นค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุด และฟิลต์แพกเตอร์เป็นสัดส่วนระหว่างผลคูณแรงดันไฟฟ้ากับกระแสไฟฟ้าที่จุดทำงานสูงสุด และผลคูณของกระแสลัดวงจรกับแรงดันวงจรเปิดซึ่งมีค่าน้อยกว่าหนึ่ง ดังแสดงในสมการที่ 2.2

$$FF = \frac{(V_{mp})(I_{mp})}{(V_{oc})(I_{sc})} \quad (2.2)$$

จากสมการที่ 2.2 I_{mp} คือ กระแสไฟฟ้าที่กำลังการผลิตสูงสุดของแผง V_{mp} คือ แรงดันไฟฟ้าที่กำลังการผลิตสูงสุดของแผง I_{sc} คือ กระแสลัดวงจร V_{oc} คือ แรงดันวงจรเปิด ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ (η) คือ อัตราส่วนของกำลังไฟฟ้านอกต่อกำลังแสงอาทิตย์ด้านเข้า [8-9] สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.3

$$\eta = \frac{V_{oc}I_{sc}FF}{P_{in}} \quad (2.3)$$

เมื่อ P_{in} คือ พลังงานแสงอาทิตย์ที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่ (W/m^2)

2.2.4 ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์

ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์มีปัจจัยภายนอกที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ประสิทธิภาพของแสงอาทิตย์ การยึดและติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ความเข้มของแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ วัสดุประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เงาบังแสงอาทิตย์ และอายุการใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น โดยที่ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ทั้งนี้กระแสลัดวงจรหรือกระแสสูงสุดจะลดลงเมื่อความเข้มรังสีจากดวงอาทิตย์มีค่าน้อย [9-10]

2.2.4.1 ประเภทของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

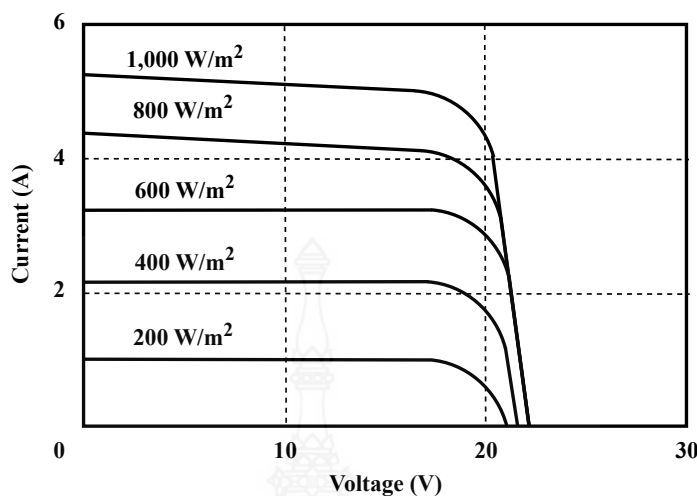
แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์ (Monocrystalline) ทำจากซิลิคอนที่มีความบริสุทธิ์สูงสุดส่งผลให้มีประสิทธิภาพสูงที่สุด แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตัลไลน์ (Polycrystalline) โพลีคริสตัลไลน์เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแรกที่ทำจากซิลิคอนประสิทธิภาพต่ำกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนคริสตัลไลน์แต่มีความแตกต่างไม่มาก และแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง (Thin Film) ค่อนข้างมีประสิทธิภาพต่ำ [10]

2.2.4.2 การยืต และติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ความชัน และความลาดเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ ถ้าติดตั้งทิศหรือความชันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่เหมาะสมจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง ดังนั้นการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมที่สุดของประเทศไทยควรหันไปทางทิศใต้ และความชันประมาณ 15 องศาจากพื้นดิน [10]

2.2.4.3 ความเข้มของแสงอาทิตย์

ความเข้มของแสงอาทิตย์เป็นส่วนโดยตรงกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ กล่าวคือเมื่อความเข้มของแสงอาทิตย์สูงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้น อีกนัยหนึ่งกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะสูงขึ้นแต่แรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้จะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนัก ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มของแสงอาทิตย์ และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 2.7



ภาพที่ 2.7 ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มของแสงอาทิตย์ และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์

จากภาพที่ 2.7 อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ คือ 25 องศาเซลเซียส ความเข้มของแสงอาทิตย์ที่ใช้วัดเป็นมาตรฐาน คือ ความเข้มของแสงอาทิตย์ที่วัดบนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่งปราศจาก เมฆหมอก และวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลก ในขณะที่รับแสงจากดวงอาทิตย์ 1.5 AM และความเข้มแสงจะมีค่า $1,000 \text{ W/m}^2$ [8], [10] ความสัมพันธ์ของกระแสกับความเข้มแสงอาทิตย์สามารถคำนวณดังสมการที่ (2.4)

$$I_{ph} = [I_{SC} + K_J(T - T_{ref})] \cdot \frac{\lambda}{1000} \quad (2.4)$$

จากสมการที่ 2.4

I_{SC} คือ กระแสไฟฟ้าลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ 25 องศาเซลเซียส (A)

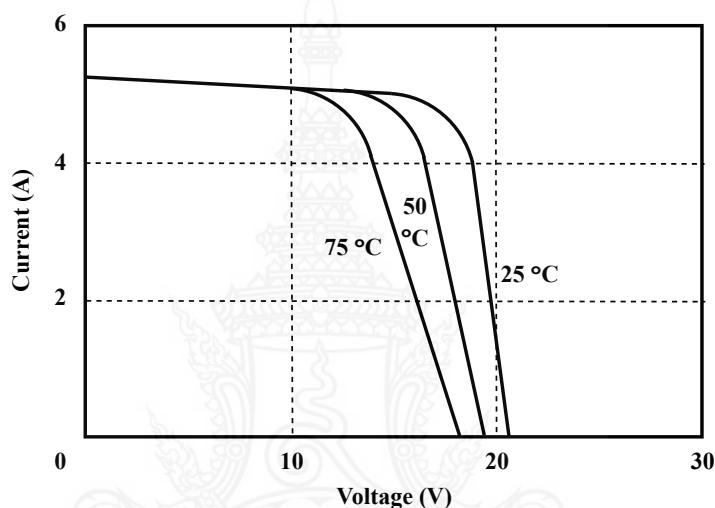
K_J คือ สัมประสิทธิ์อุณหภูมิของกระแสไฟฟ้าลัดวงจร ($A/^{\circ}C$)

T_{ref} คือ อุณหภูมิอ้างอิงของเซลล์แสงอาทิตย์ ($^{\circ}K$)

λ คือ ความเข้มแสงอาทิตย์ (kW/m^2)

2.2.4.4 อุณหภูมิ

อุณหภูมิเปลี่ยนแปลงจะไม่ส่งผลต่อกระแสไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ กลับกันแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น (โดยเฉลี่ยถ้าอุณหภูมิเพิ่มขึ้น 1 องศาเซลเซียสที่จะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงร้อยละ 0.5 ดังแสดงใน ภาพที่ 2.8



ภาพที่ 2.8 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิต่าง ๆ

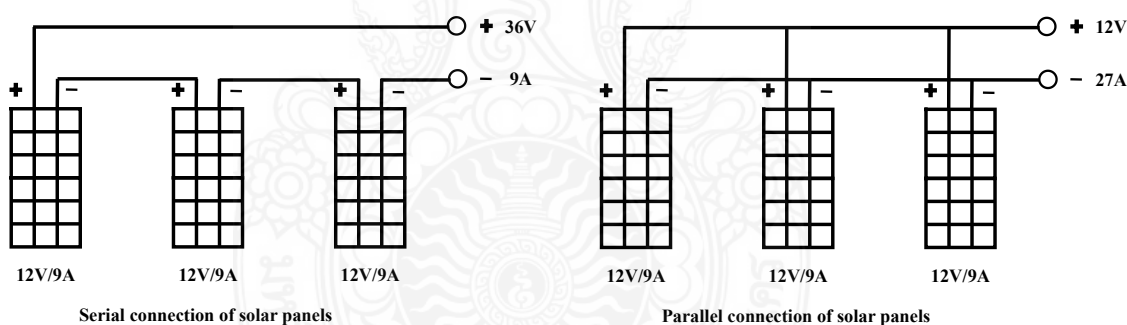
มาตรฐานอุณหภูมิที่กำหนดประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือ 25 องศาเซลเซียส ตัวอย่างเช่น กำหนดให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจรเปิดที่ 21 โวลต์ ที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส หมายความว่าแรงดันไฟฟ้าเมื่อยังไม่ได้ต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส มีค่า 21 โวลต์ ถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 25 องศาเซลเซียส จะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงร้อยละ 2.5 (21 โวลต์ x ร้อยละ 2.5) ดังนั้นเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นแรงดันไฟฟ้าจะลดลงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง [10]

2.2.4.5 วัสดุประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

วัสดุของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น กระจกที่ใช้จะต้องลดการสะท้อนของแสงอาทิตย์ให้น้อยที่สุดก่อนที่แสงอาทิตย์จะผ่านไปถึงเซลล์ด้านในตัวแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2.2.4.6 การบังเงา

เงาที่บังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในบางส่วนส่งผลต่อประสิทธิภาพโดยรวมของทั้งระบบด้วยเพราะโดยส่วนมากแล้วระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องวางจเป็นแบบอนุกรมแผงเซลล์แสงอาทิตย์เข้าด้วยกันเพื่อให้ได้แรงดันที่ออกแบบไว้ เมื่อมีเงาบางส่วนบังเงาของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพียงแค่หนึ่งแผงจะส่งผลให้กระแสไฟฟ้าในระบบหยุดไหล ดังนั้นการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องทำการวิเคราะห์ร่มเงาในสถานที่ที่จะทำการติดตั้ง [10] การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม และขนาน ดังแสดงในภาพที่ 2.9



ภาพที่ 2.9 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม และขนาน

จากภาพที่ 2.9 การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรมจะส่งผลให้เพิ่มแรงดันไฟฟ้า ในทางกลับกันการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนานจะส่งผลให้เพิ่มกระแสไฟฟ้าให้กับระบบเซลล์แสงอาทิตย์

2.2.4.7 อายุการใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

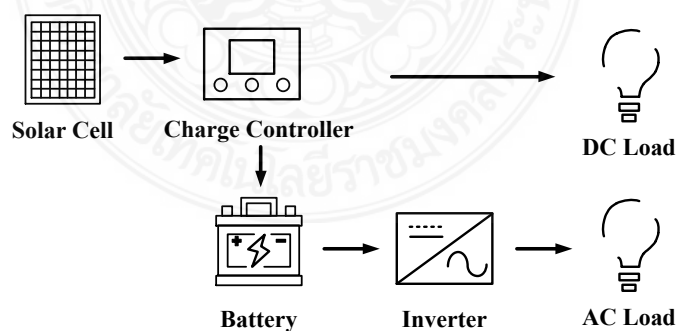
ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะลดลงตามอายุการใช้งาน โดยทั่วไปแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 0.5 ในทุก ๆ ปี [10]

2.2.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบ่งออกเป็น 3 รูปแบบได้แก่ ระบบออฟกริด (Off-Grid System) ระบบออนกริด (On-Grid System) และระบบผสมผสาน (Hybrid System)

2.2.5.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริดหรือระบบอิสระ (Stand Alone System) เป็นระบบที่เหมาะสมสำหรับใช้งานในพื้นที่ห่างไกลที่ไม่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้า หลักการทำงานของระบบแบ่งเป็น 2 ช่วงเวลา ได้แก่ ช่วงเวลากลางวันระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายให้แก่โหลด พลังงานส่วนเกินจะถูกเก็บไว้ในแบตเตอรี่ ในช่วงเวลากลางคืนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ดังนั้นระบบจะดึงพลังงานจากแบตเตอรี่ที่กักเก็บในช่วงเวลากลางวันมาจ่ายให้แก่โหลด [10] ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด ดังแสดงในภาพที่ 2.10

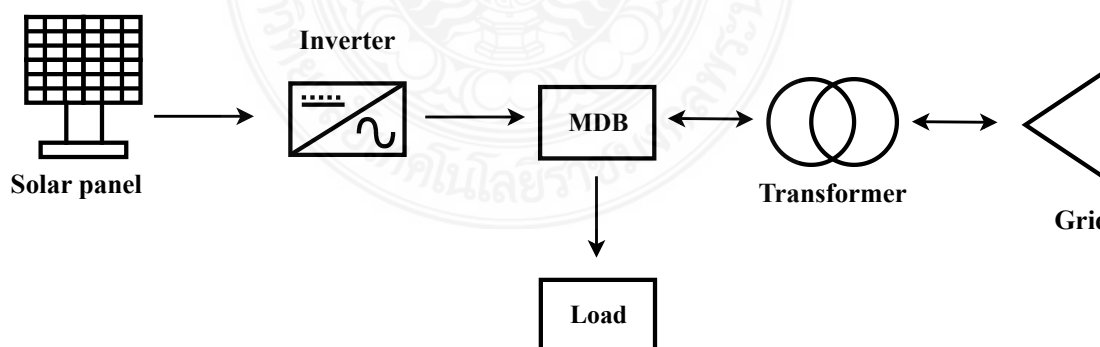


ภาพที่ 2.10 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด

จากภาพที่ 2.10 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริดแบ่งออกเป็น 2 แบบ ได้แก่ ระบบที่ไม่มีแบตเตอรี่ คือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current: DC) จากนั้นจ่ายให้แก่โหลดกระแสตรง และระบบที่มีแบตเตอรี่ คือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้ากระแสตรงพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจะถูกกักเก็บไว้ในแบตเตอรี่เพื่อสำรองไว้ใช้กรณีฉุกเฉิน จากนั้นพลังงานที่ผลิตจะถูกแปลงด้วยอินเวอร์เตอร์เพื่อแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative Current: AC) จากนั้นจ่ายให้แก่โหลดกระแสสลับ

2.2.5.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออนกริด

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออนกริดเป็นระบบการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับกริด (Grid Connect) ข้อดีของระบบออนกริด คือ สามารถนำกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ขายให้กับกริด (ทั้งนี้ต้องได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการก่อน) หรือนำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มาใช้งานเพื่อลดค่าไฟฟ้า หากปริมาณของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีไม่มากพอจะดึงพลังงานไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้ามาใช้งาน ระบบออนกริดเป็นส่วนที่รัฐบาลกำลังส่งเสริม เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดิน (Solar Farm) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในน้ำ (Solar Floating) เป็นต้น [10-11] ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออนกริด ดังแสดงในภาพที่ 2.11

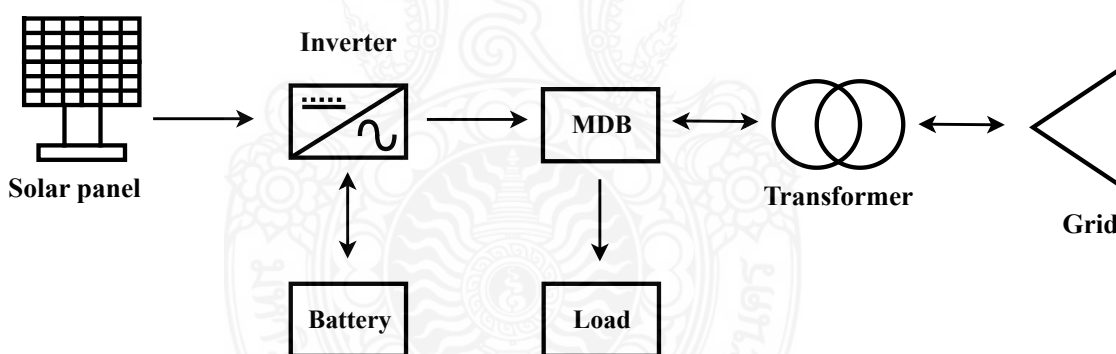


ภาพที่ 2.11 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออนกริด

จากภาพที่ 2.11 ข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออนกริด คือ ช่วงที่ไม่มีแสงอาทิตย์หรือเวลากลางคืนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ดังนั้นในช่วงนี้ระบบจะดึงพลังงานไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้ามาใช้งาน

2.2.5.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานเป็นการรวมข้อดีของระบบออนกริด และออฟกริดเข้าด้วยกัน กล่าวคือจะมีระบบแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานไฟฟ้าเพื่อนำมาชดเชยในสถานะที่ไม่มีแสงอาทิตย์ และกรณีการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากกว่าที่นำมาใช้งาน ระบบจะนำพลังงานไฟฟ้ากักเก็บในแบตเตอรี่ ในช่วงเวลากลางคืนที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตพลังงานไฟฟ้าไม่ได้ระบบจะนำพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่มาชดเชยหากยังไม่เพียงพอระบบจะดึงพลังงานไฟฟ้าจากกริดมาชดเชยเพิ่มเติม [10], [12] ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน ดังแสดงในภาพที่ 2.12



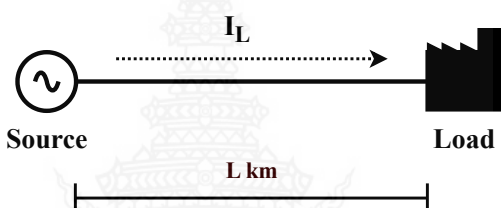
ภาพที่ 2.12 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

จากภาพที่ 2.12 ข้อดีของระบบนี้ คือ เมื่อกริดเกิดอุบัติเหตุจนจ่ายไฟฟ้าให้แก่โหลดไม่ได้แบตเตอรี่จะชดเชยพลังงานไฟฟ้าให้แก่โหลดส่งผลให้โหลดสามารถใช้งานต่อไป

2.2.6 ทฤษฎีการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

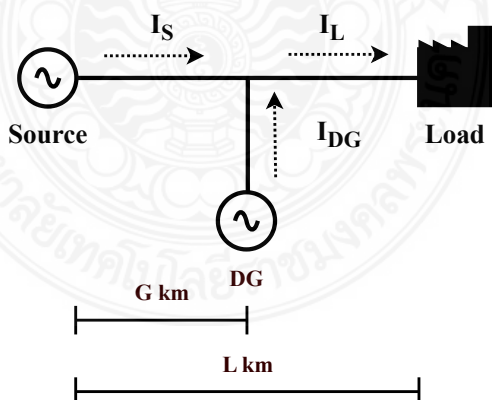
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นหนึ่งในประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG) การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System) สามารถส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อการไหลของกำลังไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้า ผลกระทบเชิงบวก เช่น ปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้า รองรับแรงดันไฟฟ้า และปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า เป็นต้น [13-14]

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ดังแสดงในภาพที่ 2.13



ภาพที่ 2.13 ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวระหว่างบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับบัสโหลด ดังแสดงในภาพที่ 2.14



ภาพที่ 2.14 ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ระหว่างบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับบัสโหลด

จากภาพที่ 2.14 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะช่วยปล่อยกระแสไฟฟ้ามาชดเชยให้กับโหลดส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าน้อยลง

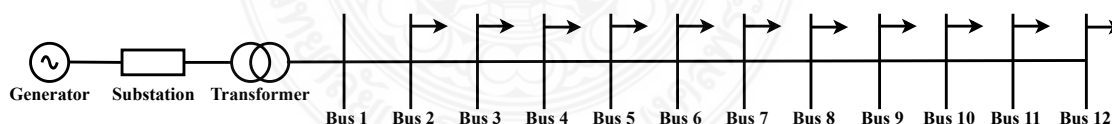
กำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน (Complex Power: S) [15] ของโหลด คือ $S_L = P_L + jQ_L$ ดังนั้นกระแสที่ถูกดูดซับโดยโหลดสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.5)

$$I_L = \frac{(P_L - jQ_L)}{3V_P} \quad (2.5)$$

กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (P_{Loss}) สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบสมดุลสามเฟสสามารถคำนวณดังสมการที่ (2.6)

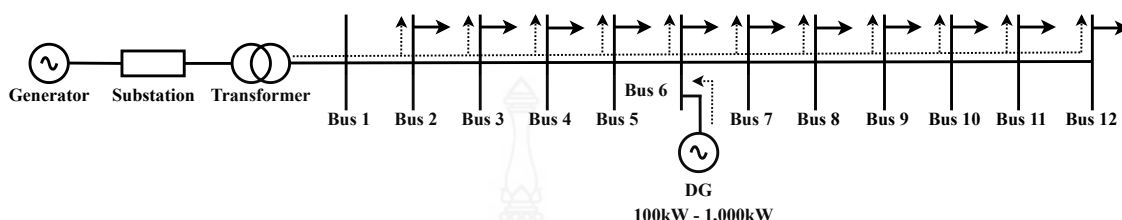
$$P_{Loss} = \sum_{b=1}^{Nb} 3|I_b|^2 R_b \quad (2.6)$$

โดยที่ Nb คือ จำนวนบัส I_b คือ กระแสไหลในบัส b และ R_b คือ ความต้านทานของบัส b จากสมการที่ (2.6) หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถลดการไหลของกระแสในสายบ่อนกำลังไฟฟ้าสูญเสีย จะลดลง อย่างไรก็ตามกำลังไฟฟ้าสูญเสียจะแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับขนาดและสถานที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว IEEE radian distribution system 12 bus ดังแสดงในภาพที่ 2.15

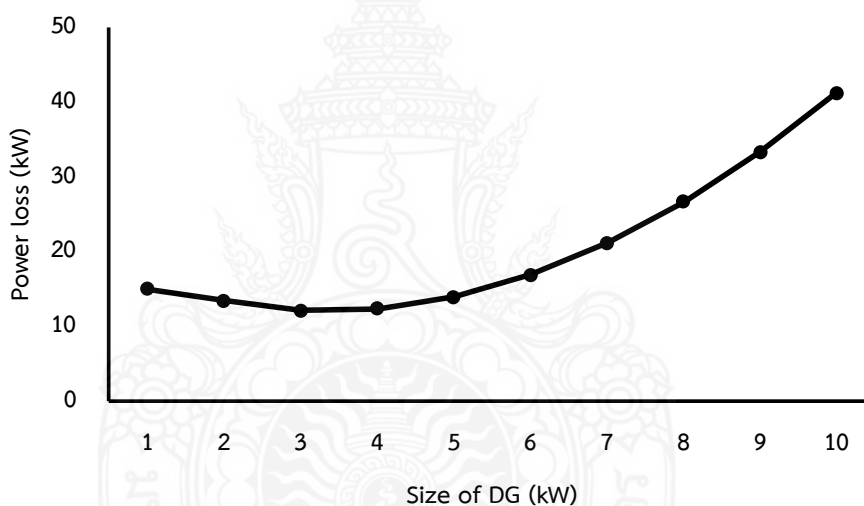


ภาพที่ 2.15 IEEE radian distribution system 12 bus

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 6 ดังแสดง
ในภาพที่ 2.16 กำลังไฟฟ้าสูญเสียตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ดังแสดงในภาพที่ 2.17



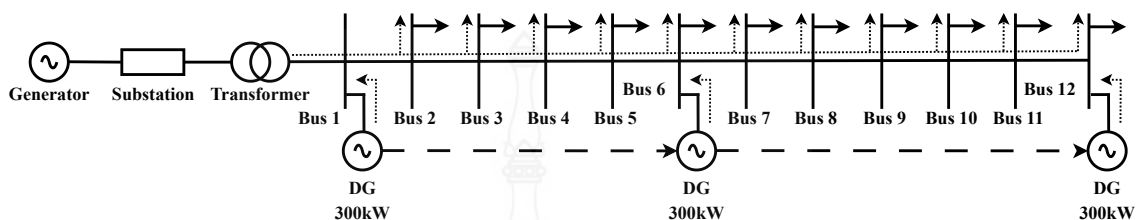
ภาพที่ 2.16 ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 6



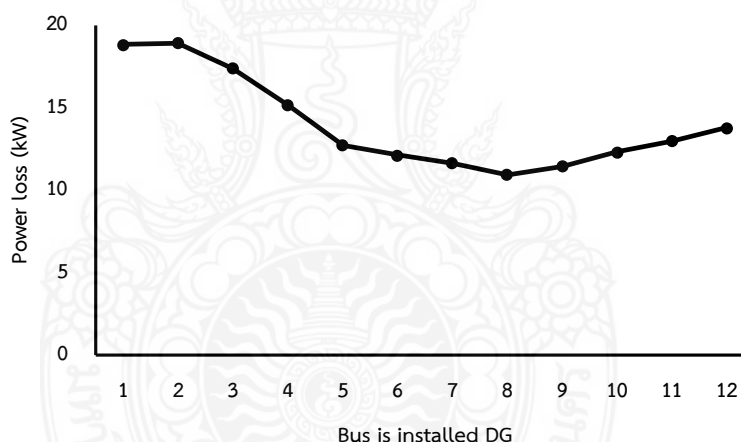
ภาพที่ 2.17 กำลังไฟฟ้าสูญเสียตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

จากภาพที่ 2.17 เป็นการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 6 (บัสกึ่งกลางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า) ขนาดตั้งแต่ 100 kW-1,000 kW ค่าที่ทำให้ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุด คือ ขนาด 300 kW ดังนั้นถ้าติดตั้งขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่ำเกินไปส่งผลให้ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้น้อย ในทางกลับกันถ้าติดตั้งในขนาดที่สูงเกินไปจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าสูง ดังนั้นจึงต้องทำการติดตั้งให้มีค่าเหมาะสม

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาด 300 kW ในตำแหน่งที่ต่างกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 2.18 กำลังไฟฟ้าสูญเสียตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ดังแสดงในภาพที่ 2.19



ภาพที่ 2.18 ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาด 300 kW ในตำแหน่งที่ต่างกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



ภาพที่ 2.19 กำลังไฟฟ้าสูญเสียตามตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

จากภาพที่ 2.19 เป็นการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาด 300 kW ในตำแหน่งที่ต่างกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในกรณีนี้ติดตั้งที่บัส 8 จะส่งผลให้ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้สูงที่สุด ถ้าติดตั้งในตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าสูง ดังนั้นจึงต้องทำการติดตั้งให้ตำแหน่งมีค่าเหมาะสม

2.3 ระบบกักเก็บพลังงาน

2.3.1 แบตเตอรี่

การค้นพบแบตเตอรี่ที่ได้มีการบันทึกเป็นลายลักษณ์อักษรเกิดขึ้นเมื่อปี ค.ศ. 1800 โดยศาสตราจารย์ชาวอิตาลี อาเลสซันโดร วอลตา (Alessandro Volta) ซึ่งชื่อของเขาเป็นหน่วยของแรงดันไฟฟ้า (Voltage) แบตเตอรี่แบ่งเป็น 2 ประเภทหลัก คือ แบตเตอรี่แบบใช้ครั้งเดียวทิ้งหรือแบตเตอรี่ชนิดปฐมภูมิ (Primary Batteries) และ แบตเตอรี่แบบชาร์จไฟใหม่ได้หรือแบตเตอรี่ชนิดทุติยภูมิ (Rechargeable Batteries) [16] แบตเตอรี่ชนิดปฐมภูมิ ดังแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 แบตเตอรี่ชนิดปฐมภูมิ

ชื่อทั่วไป	การใช้งาน
ถ่านไฟฉาย	ไฟฉาย วิทยุ ของเล่นและเครื่องใช้ไฟฟ้าทั่วไป
ถ่านเฮฟวี่ดีวตี้/ ซูเปอร์เฮฟวี่ดีวตี้	เครื่องเล่นเทป เครื่องอัดเสียง เครื่องคิดเลข
ถ่านอัลคาไลน์	ไฟฉาย กล้องถ่ายรูปดิจิทัล (สมัยเก่า)
แบตเตอรี่ลิเทียม	นาฬิกาข้อมือ กล้องถ่ายรูป
เซลล์ปรอท	เครื่องคิดเลข นาฬิกาข้อมือ
เซลล์กระดุม	เครื่องคิดเลข เพจเจอร์ นาฬิกาข้อมือ
แบตเตอรี่ซิงค์แอร์	เพจเจอร์ เครื่องช่วงฟัง

แบตเตอรี่ชนิดทุติยภูมิ ดังแสดงในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 แบตเตอรี่ชนิดทุติยภูมิ

ชื่อทั่วไป	การใช้งาน
แบตเตอรี่กรดตะกั่ว	สตาร์ทเครื่องยนต์ในรถยนต์ เครื่องสำรองไฟฟ้า
ถ่านชาร์จอัลคาไลน์	เครื่องใช้ไฟฟ้ากำลังต่ำ วิทยุสื่อสาร
แบตเตอรี่หลักนิกเกิล	เครื่องสำรองไฟฟ้าขนาดกลางและขนาดใหญ่
แบตเตอรี่นิกเกิลแคดเมียม	อุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดพกพา ไฟฉุกเฉิน
แบตเตอรี่นิกเกิลเมทัลไฮไดรด์	รถไฟฟ้า รถไฮบริด
แบตเตอรี่ลิเทียม/แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน	รถไฟฟ้า รถไฮบริด
แบตเตอรี่ลิเทียมโพลิเมอร์	อุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดพกพา

จากตารางที่ 2.2 แบตเตอรี่ชนิดทุติยภูมิที่ใช้อย่างแพร่หลายมีอยู่ไม่เพียงไม่กี่ชนิด เช่น แบตเตอรี่กรดตะกั่ว และแบตเตอรี่ที่มีความจุมากขึ้นอย่างตระกูลนิกเกิล เช่น นิกเกิล-แคดเมียม นิกเกิลเมทัลไฮไดรด์ ลิเทียมไอออน และลิเทียมโพลิเมอร์ เป็นต้น

2.3.2 การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การประยุกต์การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานจะขึ้นอยู่กับลักษณะเฉพาะรวมถึงระบบควบคุมและป้องกันของระบบไมโครกริดนั้น ๆ ดังนั้นจึงขอสรุปความเป็นไปได้ของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในระบบแบบกว้าง ๆ ดังนี้ [17]

2.3.2.1 พลังงานสำรองหรือความน่าเชื่อถือของพลังงาน

ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าหลักมีปัญหาไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ระบบกักเก็บพลังงานจะทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าชดเชย (ซึ่งหมายถึงการจ่ายพลังงานในช่วงเวลาหนึ่งโดยที่ก่อนหน้านี้ไม่มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายให้โหลด) ทั้งนี้ระยะเวลาการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นระบบไฟฟ้าสำรองขึ้นอยู่กับลักษณะการออกแบบของระบบนั้น ๆ [17-18]

2.3.2.2 การกักเก็บพลังงานหรือการเลื่อนเวลา

ระบบกักเก็บพลังงานใช้เพื่อเก็บพลังงานในช่วงการใช้ไฟฟ้าน้อย (Off-Peak Period) เนื่องจากราคาค่าไฟฟ้าถูก และจ่ายไฟหรือขายไฟให้ระบบในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าสูง (On-Peak Period) เนื่องจากราคาค่าไฟฟ้าแพง ซึ่งสามารถลดต้นทุนการผลิต (Production Cost) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าจากกล่าววาระบบกักเก็บพลังงานทำหน้าที่จัดการพลังงาน (Energy Management)

2.3.2.3 การปรับปรุงคุณภาพกำลังไฟฟ้า

เนื่องจากโหลดต้องได้รับการป้องกันจากความผันแปรของแรงดัน กระแส ความถี่ ฮาร์มอนิก เป็นต้น ระบบกักเก็บพลังงานสามารถทำหน้าที่ช่วยในการควบคุมความถี่ของระบบ สะสมหรือจ่ายพลังงานเพื่อรักษาระดับความถี่ให้อยู่ในช่วงที่กำหนด การใช้ระบบกักเก็บพลังงานในการควบคุมความถี่นั้นอาจเพื่อรองรับการผันแปรของกำลังไฟฟ้าของพลังงานทางเลือกก็ได้หรือรองรับความผันแปรของกำลังไฟฟ้าของโหลด

2.3.3 ตัวแปรในการเลือกใช้ระบบสะสมพลังงาน

2.3.3.1 ปริมาณในการจัดเก็บ

ปริมาณในการจัดเก็บ (Storage Capacity) กำหนดโดยจำนวนพลังงานที่พร้อมใช้งานหลังจากทำการกักเก็บพลังงานจนเต็มความจุของอุปกรณ์ [19]

2.3.3.2 กำลังงานที่ใช้งานได้

กำลังงานที่ใช้งานได้ (Energy Available) กำหนดโดยขนาดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการแปลงพลังงานที่เก็บไว้ พลังงานที่มีอยู่มากแสดงเป็นค่าเฉลี่ย ดังนี้

- ค่าสูงสุดมักใช้เพื่อแสดงถึงกำลังไฟสูงสุดในรอบของการกักเก็บ และคายประจุ

- การคายประจุ (Dept of Discharge: DoD) คือ อัตราส่วนของพลังงานที่คายออกมาเมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่สามารถกักเก็บได้ (หน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์)

2.3.3.3 ระยะเวลาในการคายประจุ

ระยะเวลาในการคายประจุ (Discharge Time) คือ อัตราส่วนของพลังงานที่เก็บได้ทั้งหมด และกำลังสูงสุด (Second: S)

2.3.3.4 ประสิทธิภาพ

ประสิทธิภาพประเมินจากอัตราส่วนระหว่างพลังงานที่คาย และพลังงานที่กักเก็บ

2.3.3.5 ความทนทาน

ความทนทาน (Durability) กำหนดโดยจำนวนครั้งที่อุปกรณ์จัดเก็บพลังงานสามารถชดเชยพลังงานได้จากระดับที่ออกแบบไว้มันจะแสดงเป็นจำนวนสูงสุดของรอบ แต่ละครั้งที่สอดคล้องกับกระบวนการกักเก็บ และคายประจุ

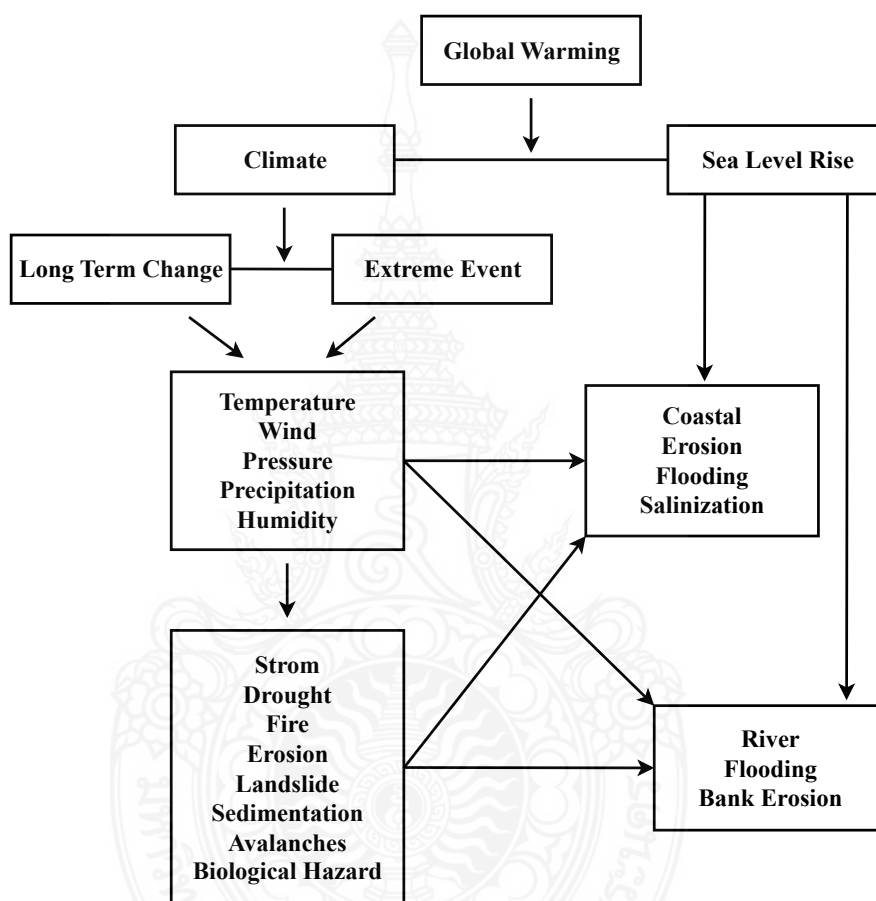
2.3.3.6 การปลดปล่อย

การปลดปล่อย หมายถึง เวลาสูงสุดที่ระบบสามารถปล่อยพลังงานได้อย่างต่อเนื่อง

2.4 ปรากฏการณ์ก๊าซเรือนกระจก

ก๊าซเรือนกระจกเป็นก๊าซที่ทำหน้าที่สกัดกั้นไม่ให้รังสีอินฟราเรดจากพื้นโลกออกไปสู่อวกาศโดยตรง ก๊าซเรือนกระจกมีปริมาณน้อยมากในธรรมชาติในบรรยากาศมีไม่เกินร้อยละ 1 แต่เมื่อก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้นด้วยสาเหตุใดก็ตามจะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงในระบบต่าง ๆ ของโลก ถ้าก๊าซเรือนกระจกมีปริมาณมากโลกจะยิ่งร้อน ก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญ ได้แก่ ไอน้ำ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ก๊าซมีเทน (CH_4)

และก๊าซไนตรัสออกไซด์ (NO_2) [20] ครึ่งหนึ่งของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ถูกปล่อยจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลของกระบวนการผลิตไฟฟ้า การเผาไหม้เชื้อเพลิงมีก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นสาเหตุหลักของภาวะโลกร้อน [21-22] ผลกระทบจากปรากฏการณ์เรือนกระจกและโลกร้อน ดังแสดงในภาพที่ 2.20



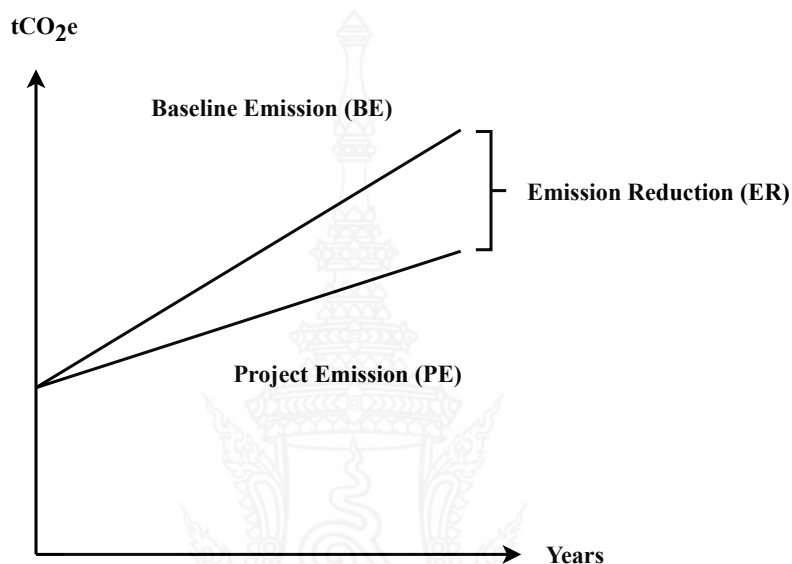
ภาพที่ 2.20 ผลกระทบจากปรากฏการณ์เรือนกระจก และโลกร้อน

2.4.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณหาปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การหาปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของแต่ละโครงการสามารถแบ่งหลักการคำนวณออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ Brown field และ Green field [23]

2.4.1.1 การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ความสัมพันธ์ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน และโครงการ
ดังแสดงในภาพที่ 2.21



ภาพที่ 2.21 ความสัมพันธ์ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน และโครงการ

จากภาพที่ 2.21 ส่วนของปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ ซึ่งเรียกว่า ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction: ER) สามารถคำนวณดังสมการที่ 2.7

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (2.7)$$

จากสมการที่ 2.7

ER_y คือ ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO₂e/ปี)

BE_y คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐานในปี y (tCO₂e/ปี)

PE_y คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการในปี y (tCO₂e/ปี)

จากสมการที่ 2.1 ใช้วิธีการคำนวณตามโครงการลดการปล่อยมลพิษโดยสมัครใจของประเทศไทย (T-VER) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในวิทยานิพนธ์นี้อยู่ในขอบเขตการคำนวณตามวิธีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากระบบส่งหรือระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (on-grid renewable electricity generation) [24] ซึ่งพัฒนามาจากกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) [25]-[26] สามารถคำนวณดังสมการที่ 2.8

$$BE_y = BE_{EG, y} = (EG_{PJ, y} \times 10^{-3}) \times EF_{grid} \quad (2.8)$$

จากสมการที่ 2.8

$BE_{EG, y}$ คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของกริด
ในปี y (tCO₂eq/year)

$EG_{PJ, y}$ คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปี y
(kWh/year)

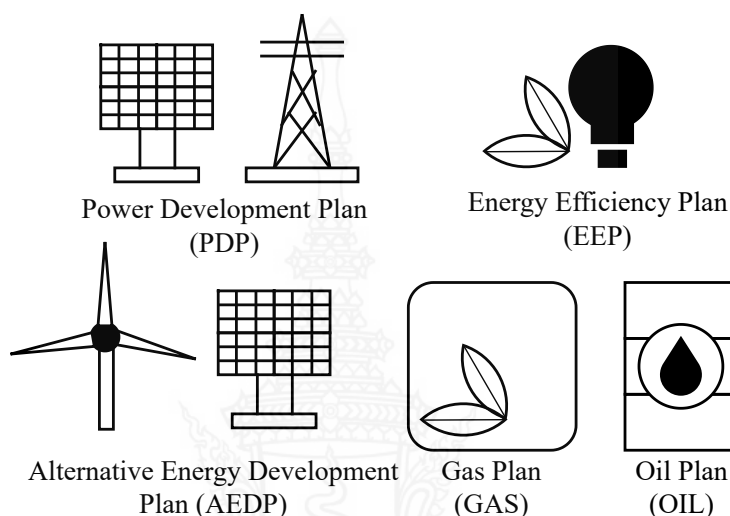
EF_{grid} คือ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของกริด
(tCO₂eq/MWh)

EF_{grid} ในสมการที่ 2.8 สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คือ 0.4401 tCO₂/MWh (อ้างอิงจากมูลค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/การใช้ไฟฟ้าสำหรับโครงการ และกิจกรรมเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก พ.ศ. 2565) [27]

2.4.2 แนวทางการขับเคลื่อนการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย

แนวทางการขับเคลื่อนการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยเพื่อให้บรรลุเป้าหมายเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี ค.ศ. 2050 (พ.ศ. 2593) และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2065 (พ.ศ. 2608) [28] การสนับสนุนประเทศไทยสู่พลังงานสะอาด ลดการปล่อย

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านพลังงาน (Energy Transition) ให้ยืดหยุ่นเพื่อรองรับการเพิ่มพลังงานหมุนเวียนตามเป้าหมายของแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (Thailand Integrated Energy Blueprint: TIEB) ดังแสดงในภาพที่ 2.22



ภาพที่ 2.22 แผนบูรณาการพลังงานระยะยาว

จากภาพที่ 2.22

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

- เพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy)
- ลดสัดส่วนการผลิตจากเชื้อเพลิงที่ปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์
- พัฒนาเทคโนโลยีการกักเก็บคาร์บอน
- พัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid System)
- ผลิตพลังงาน และโครงสร้างพื้นฐานแบบกระจายศูนย์

แผนอนุรักษ์พลังงาน

- กำหนดเป้าหมายการเพิ่มประสิทธิภาพใหม่

- ส่งเสริมการลงทุนในตลาดเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน
- พัฒนาเทคโนโลยีเพื่อการบริหารจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก

- ประเมินศักยภาพพลังงานหมุนเวียน
- ส่งเสริมและพัฒนากลไกการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์
- จัดทำแพลตฟอร์ม และพัฒนาศูนย์ข้อมูลในการควบคุมพลังงานหมุนเวียนด้วยระบบดิจิทัล
- กำหนดมาตรการส่งเสริมให้เกิดการลงทุนในพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น
- ส่งเสริมการลงทุนในตลาดเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน
- ศึกษา และพัฒนาการใช้ไฮโดรเจน

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ

- ปรับปรุงมาตรฐานโรงกลั่นน้ำมัน
- ส่งเสริมการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำ และเชื้อเพลิงชีวภาพ
- ปรับโครงสร้างราคาน้ำมันให้สะท้อนต้นทุน
- พัฒนาระบบควบคุมกำกับดูแล และเก็บข้อมูล

แผนบริหารจัดการเชื้อเพลิง

- ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ถูกระบาย (LNG)
- พัฒนาระบบการประเมินศักยภาพ และกำกับดูแลให้ทันสมัย
- พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับการใช้แบบกระจายศูนย์

2.4.3 แผนอนุรักษ์พลังงาน

แผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558-2579 [29]

การประชุมผู้นำกลุ่มความร่วมมือทางเศรษฐกิจเอเชียแปซิฟิก (Asia-Pacific Economic Cooperation: APEC) มีเป้าหมายร่วมที่จะลดอัตราส่วนของปริมาณพลังงานที่ใช้ต่อผลของกิจกรรมหรือ

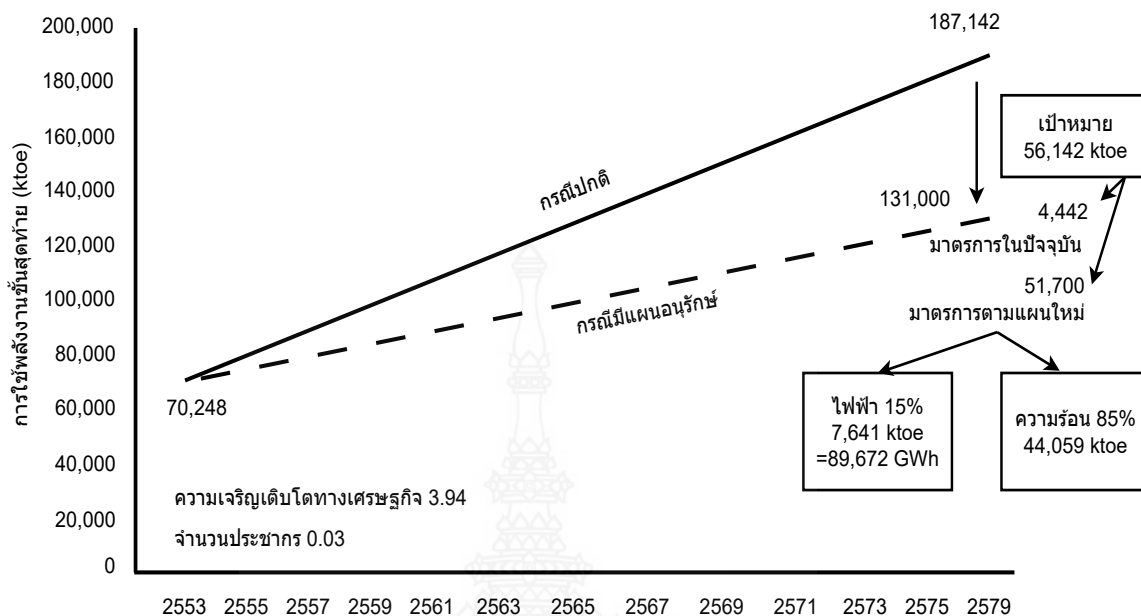
ลดความเข้มการใช้พลังงาน (Energy Intensity: EI) ลงอย่างน้อยร้อยละ 45 ภายในปี พ.ศ. 2578 (ค.ศ. 2035) ประเทศไทยในการประชุมการประชุมรัฐภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ สมัยที่ 20 (The 20th United Nations Climate Change Conference: COP 20) ได้เสนอเป้าหมายในปี พ.ศ. 2563 ที่จะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคขนส่ง และภาคพลังงานให้ได้ร้อยละ 7-20 จากปริมาณที่ปล่อยในปี พ.ศ. 2548

เป้าหมาย

1. ลดความเข้มการใช้พลังงานลงร้อยละ 30 ในปี พ.ศ. 2579 (ค.ศ. 2036) เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2553
2. ตระหนักถึงเจตจำนงของ APEC มีเป้าหมายร่วมในการลดความเข้มการใช้พลังงานลงร้อยละ 45 ในปี พ.ศ. 2578 เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2548
3. ตระหนักถึงเจตจำนงของกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศในการประชุม COP 20 ที่ประเทศไทยได้เสนอเป้าหมายแนวทางดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสม (Nationally Appropriate Mitigation Action: NAMAs) ในปี พ.ศ. 2563 จะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคขนส่งและภาคพลังงานให้ได้ร้อยละ 7-20 จากปริมาณที่ปล่อยในปี พ.ศ. 2548 ในภาวะปกติ (สำหรับกรณีที่ไม่ได้รับความช่วยเหลือจากชาติอื่น)

ผลที่คาดว่าจะได้รับ

1. การบรรลุเป้าหมายตามนโยบายที่จะลดความเข้มการใช้พลังงานลงร้อยละ 30 ในปี พ.ศ. 2579 เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2553 หรือเทียบเท่าการลดการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายประมาณ 56,142 ktoe
 2. ตามกรอบแผนการดำเนินการฯ จะลดความต้องการใช้พลังงานลงได้ทั้งสิ้น 15,623 ktoe, 52,849 ktoe และ 51,700 ktoe ของปริมาณการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายทั้งหมดของประเทศในปี พ.ศ. 2563, พ.ศ. 2578 และ พ.ศ. 2579 ตามลำดับ เทียบเท่าดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพของแผนฯ ได้ดังนี้
 - 2.1 ลด EI ลงร้อยละ 30 ในปี พ.ศ. 2579 เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2553 (เป้าหมายร้อยละ 30)
 - 2.2 ลด EI ลงร้อยละ 33 ในปี พ.ศ. 2578 เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2548 (เป้าหมายร้อยละ 26-30)
 - 2.3 ลด CO₂ ลงร้อยละ 13 ในปี พ.ศ. 2563 เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2548 (เป้าหมายร้อยละ 7-20)
- เป้าหมายการลดความเข้มการใช้พลังงานลงร้อยละ 30 ในปี พ.ศ. 2579 เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2553 ดังแสดงในภาพที่ 2.23



ภาพที่ 2.23 เป้าหมายการลดความเข้มการใช้พลังงานลงร้อยละ 30 ในปี พ.ศ. 2579 เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2553

2.4.4 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก

แผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือกให้ความสำคัญในการส่งเสริมการผลิตพลังงานจากวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่มีอยู่ภายในประเทศให้ได้เต็มตามศักยภาพ การพัฒนาศักยภาพการผลิตพลังงานทดแทนด้วยเทคโนโลยีที่มีความเหมาะสม และการพัฒนาพลังงานทดแทนเพื่อผลประโยชน์ร่วมในมิติด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมแก่ชุมชน [30]

เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทน

กรณีที่สามารถบรรลุเป้าหมายลดความเข้มการใช้พลังงาน (Energy Intensity) ลงร้อยละ 30 ในปี 2579 เมื่อเทียบกับปี 2553 แล้ว คาดการณ์ความต้องการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ณ ปี พ.ศ. 2579 จะอยู่ที่ระดับ 131,000 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe)

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสุทธิของประเทศจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP2015) ในปี 2579 มีค่า 326,119 ล้านหน่วยหรือเทียบเท่า 27,789 ktoe ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานความร้อน ในปี พ.ศ. 2579 เท่ากับ 68,413 ktoe และค่าพยากรณ์ความต้องการใช้เชื้อเพลิงในภาคขนส่งจากแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง ในปี พ.ศ. 2579 มีค่า 34,798 ktoe มาเป็นกรอบในการกำหนดเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน รวมทั้งพิจารณาถึงศักยภาพแหล่งพลังงานทดแทนที่สามารถนำมาพัฒนาได้ ทั้งในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพภายใต้แผน AEDP2015 เป็นร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในปี พ.ศ. 2579 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทนภายใต้แผน AEDP ในปี พ.ศ. 2579 ดังแสดงในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทนภายใต้แผน AEDP ในปี 2579

พลังงาน	สัดส่วนพลังงานทดแทน (ร้อยละ)		การใช้พลังงาน ขั้นสุดท้าย ณ ปี พ.ศ. 2579
	สถานภาพ	สถานภาพ	
	ณ ปี พ.ศ. 2557	ณ ปี พ.ศ. 2579	
ไฟฟ้า : ไฟฟ้า	9	15 - 20	27,789
ความร้อน : ความร้อน	17	30 - 35	68,413
เชื้อเพลิงชีวภาพ : เชื้อเพลิง	7	20 - 25	34,798
พลังงานทดแทน : การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย	12	30	131,000

เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิงตามแผน AEDP2015 มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนในภาพรวมของทั้งประเทศ ที่ร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิ ซึ่งสอดคล้องตามกรอบการกำหนดสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) ที่ระบุว่า จะให้มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอยู่ในช่วงร้อยละ 15 - 20 ภายในปี พ.ศ. 2579 สถานภาพ และเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทของเชื้อเพลิง ดังแสดงในตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 สถานภาพ และเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทของเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพสิ้นปี พ.ศ. 2557 (เมกกะวัตต์)	เป้าหมายปี พ.ศ. 2579 (เมกกะวัตต์)
1. ชยะชุมชน	65.72	500.00
2. ชยะอุตสาหกรรม	-	50.00
3. ชีวมวล	2,451.82	5,570.00
4. ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	311.50	600.00
5. พลังงานน้ำขนาดเล็ก	142.01	376.00
6. ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	-	680.00
7. พลังงานลม	224.47	3,002.00
8. พลังงานแสงอาทิตย์	1,298.51	6,000.00
9. พลังงานน้ำขนาดใหญ่	-	2,906.40**
รวมเมกกะวัตต์ติดตั้ง (เมกะวัตต์)	4,494.03	19,684.40
รวมพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	17,217	65,588.07
ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ (ล้านหน่วย)	174,467	326,119.00
สัดส่วนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (%)	9.87	20.11

* รวมการผลิตไฟฟ้านอกกริด (Including off grid power generation) และไม่รวมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดใหญ่

** เป็นกำลังการผลิตติดตั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน โดยพลังงานน้ำขนาดใหญ่ถูกรวมเป็นเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในแผน AEDP2015

ผลที่คาดว่าจะได้รับ

การบรรลุเป้าหมายตามนโยบายที่จะเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนทั้งในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพภายใต้แผน AEDP2015 เป็นร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในปี พ.ศ. 2579 จะเทียบเท่ากับการลดใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลได้ราว 39,388 ktoe ซึ่งประเมินเป็นมูลค่าการลดใช้

เชื้อเพลิงฟอสซิล 590,820 ล้านบาท (ราคาน้ำมันดิบ 1 ktoe = 15 ล้านบาท) หรือประเมินเป็นก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตพลังงานได้ราว 140 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (tCO₂e)

2.4.5 แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13

แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2566 - 2570) มีสถานะเป็นแผนระดับที่ 2 ซึ่งเป็นกลไกที่สำคัญในการแปลงยุทธศาสตร์ชาติไปสู่การปฏิบัติ และใช้เป็นกรอบสำหรับการจัดทำแผนระดับที่ 3 เพื่อให้การดำเนินงานของภาคีการพัฒนาที่เกี่ยวข้องสามารถสนับสนุนการบรรลุเป้าหมายตามยุทธศาสตร์ชาติตามกรอบระยะเวลาที่คาดหวังไว้ได้ [31]

- มิติของหมุดหมายการพัฒนา

หมุดหมายทั้ง 13 ประการ แบ่งออกได้เป็น 4 มิติ ที่เกี่ยวกับคาร์บอนอยู่ในมิติความยั่งยืนของทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

- หมุดหมายที่ 10 ไทยมีเศรษฐกิจหมุนเวียนและสังคมคาร์บอนต่ำ

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกยังมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง ท่ามกลางการแสดงเจตจำนงการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ภายในปี พ.ศ. 2608 (ค.ศ. 2065) ของ 173 ประเทศทั่วโลก โดยข้อมูลรายงานความก้าวหน้ารายสองปี ฉบับที่ 3 ปี พ.ศ. 2559 แสดงประเทศไทยมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมต่าง ๆ ทั้งหมด 354.36 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2556 ที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจก จำนวน 342.11 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า โดยภาคพลังงาน และขนส่งปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุด 253.89 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (ร้อยละ 71.65) ภาคเกษตร 52.16 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ภาคอุตสาหกรรมการผลิต 31.53 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า และภาคของเสีย 16.77 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า เมื่อรวมภาคป่าไม้ และการใช้ประโยชน์ที่ดินซึ่งมีปริมาณการดูดกลับก๊าซเรือนกระจก 91.13 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า พบว่ามีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิทั้งหมด 263.22 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

ความท้าทายในการขับเคลื่อนหมุดหมาย

เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในการมีส่วนร่วมลดก๊าซเรือนกระจกที่ประเทศกำหนดตามความตกลงปารีส ขั้นต่ำที่ร้อยละ 20 - 25 จากปริมาณก๊าซเรือนกระจกปกติที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) ประเทศไทยกำลังอยู่ในระหว่างการจัดทำยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศไทยในการมุ่งสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ โดยคาดการณ์ประเทศไทยจะปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงสุด ในช่วงปี พ.ศ. 2573 – 2583 (ค.ศ. 2030 – 2040)

เป้าหมายที่ 3 การสร้างสังคมคาร์บอนต่ำและยั่งยืน

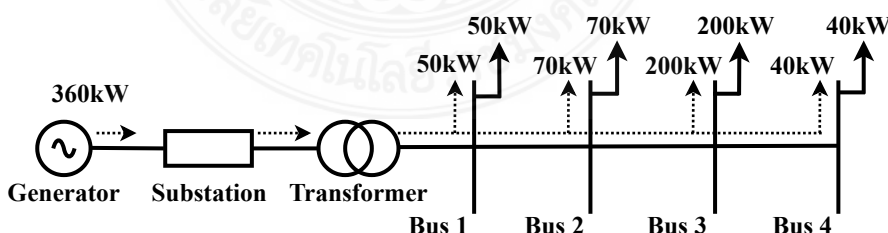
ตัวชี้วัดที่ 3.1 สัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนต่อปริมาณการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายเพิ่มขึ้นมีสัดส่วนไม่น้อยกว่าร้อยละ 24 ภายในปี พ.ศ. 2570

ตัวชี้วัดที่ 3.2 การนำขยะกลับมาใช้ประโยชน์ใหม่เพิ่มขึ้น โดยมีอัตราการนำขยะกลับมาใช้ใหม่ของประเทศไม่ต่ำกว่าร้อยละ 40 ของปริมาณขยะที่นำกลับมาใช้ใหม่ได้ ภายในปี พ.ศ. 2570

ตัวชี้วัดที่ 3.3 ปริมาณขยะต่อหัวในปี พ.ศ. 2570 ลดลงจากปี พ.ศ. 2560 ร้อยละ 10

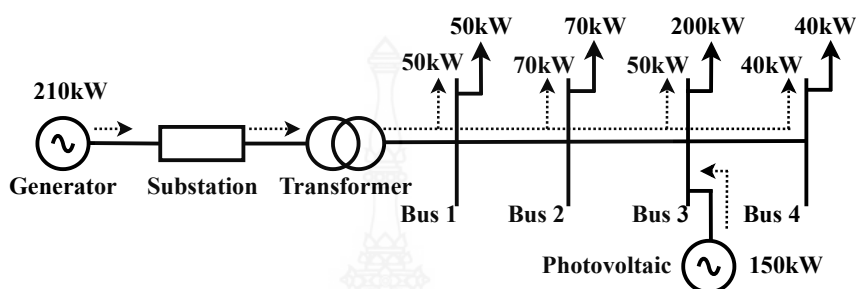
2.4.6 ทฤษฎีการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์สามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้โดยการแทนที่แหล่งความร้อนและพลังงานที่มีคาร์บอนเข้มข้นมากขึ้น ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงขึ้นอยู่กับปริมาณความร้อนหรือพลังงานทั่วไปที่ถูกแทนที่ ความเข้มข้นของคาร์บอนของแหล่งพลังงานที่ถูกแทนที่ ปริมาณ และประเภทของพลังงานที่ใช้ในการผลิต ติดตั้ง และใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์ [32] การจ่ายไฟของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีไม่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 2.24



ภาพที่ 2.24 การจ่ายไฟของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีไม่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากภาพที่ 2.24 เมื่อไม่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในระบบ พลังงานทั้งหมดที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ 360 กิโลวัตต์ การจ่ายไฟของระบบจำหน่ายกรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่บัส 3 ดังแสดงในภาพที่ 2.25



ภาพที่ 2.25 การจ่ายไฟของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่บัส 3

จากภาพที่ 2.25 เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่บัส 3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะผลิตพลังงานได้ 150 kW ดังนั้นพลังงานทั้งหมดที่ผลิตได้ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ 210 กิโลวัตต์ เนื่องจากระบบจำหน่ายถูกชดเชยพลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จึงสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้นทาง

2.5 คาร์บอนเครดิต

คาร์บอนเครดิตเปรียบเสมือนใบรับรองที่แสดงถึงการลดก๊าซเรือนกระจกในบรรยากาศจากโครงการป้องกันหรือลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก เช่น โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน การปลูกป่า เป็นต้น จุดเริ่มต้นของคาร์บอนเครดิตเริ่มจากพิธีสารเกียวโตตามข้อกำหนด ภายใต้อนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศซึ่งกำหนดให้กลุ่มประเทศพัฒนาแล้วที่เป็นสมาชิกของพิธีสารเกียวโตจำนวน 41 ประเทศ มีพันธกรณีในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ ภายในปี ค.ศ. 2012 [33-34] หากประเทศที่ลงนาม เช่น สหภาพยุโรป แคนาดา ญี่ปุ่น ไม่สามารถลดก๊าซเรือนกระจกประมาณ 5.2 % ในปี พ.ศ. 2551-2555 จะมีค่าปรับตันละ 2,000 – 5,000 บาท ดังนั้น

“การซื้อขายคาร์บอนเครดิต” จึงเป็นหนึ่งในแนวทางที่กำหนดออกมาพิเศษเพื่อช่วยให้ประเทศตัวการปล่อยแก๊สพิษไม่ต้องถูกลงโทษ

คาร์บอนเครดิตที่สำคัญ คือ แหล่งดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์ที่เรียกว่า “คาร์บอนซิงค์” (Carbon Sink) หรืออ่างกักเก็บคาร์บอน ได้แก่ ป่าไม้ธรรมชาติ โดยพื้นที่ป่าสมบูรณ์ 1 เอเคอร์ (ประมาณ 2.5 ไร่) สามารถกักเก็บแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ได้ประมาณ 2 ตัน นอกจากนี้การใช้พลังงานทดแทน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์สามารถคำนวณเป็นเครดิตได้โดยการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แทนน้ำมัน 1 หน่วย (กิโลวัตต์-ชั่วโมง) จะได้เครดิตประมาณ 0.6 กิโลกรัม [35]

2.5.1 ตลาดซื้อขายคาร์บอนเครดิต

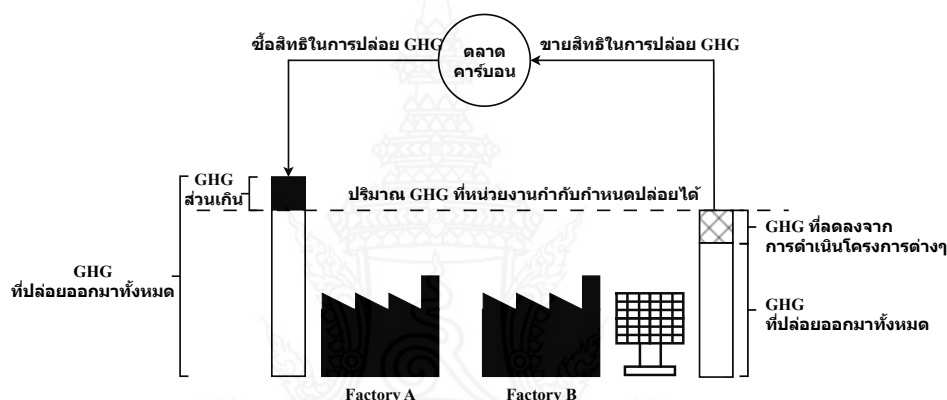
ตลาดซื้อขายคาร์บอน (Carbon Markets) คือ การนำกลไกตลาดมาช่วยลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก โดยอาศัยหลักการที่ทำให้การปล่อยแก๊สเรือนกระจกมีต้นทุนที่ต้องจ่าย (Carbon Pricing) ขณะที่คนที่สามารถลดแก๊สเรือนกระจกสามารถนำคาร์บอนเครดิตหรือสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่เหลือไปขายให้กับองค์กรหรือบุคคลอื่นที่ต้องการซื้อเพื่อนำไปชดเชยสถานะการปล่อยแก๊สเรือนกระจกของตนเองให้ลดลง (กล่าวคือหากองค์กรใดมีการดำเนินงานที่สามารถลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกต่ำกว่ากรณีการปล่อยตามปกติหรือดูดซับแก๊สเรือนกระจกได้สูงกว่าปริมาณการดูดซับปกติหรือปล่อยแก๊สเรือนกระจกต่ำกว่าเพดานที่ทางการกำหนดจะได้รับคาร์บอนเครดิต) ผลลัพธ์ท้ายสุดระบบตลาดซื้อขายคาร์บอนจะส่งผลให้ปริมาณแก๊สเรือนกระจกสุทธิ (ปริมาณที่ปล่อยออกมาหักกับปริมาณที่สามารถลดหรือดูดซับได้) ทั้งประเทศลดลง [36]

2.5.2 ชนิดของตลาดซื้อขายคาร์บอนเครดิต

ตลาดซื้อขายคาร์บอนสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ตลาดคาร์บอนภาคบังคับ (Mandatory Carbon Market) และตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจ (Voluntary Carbon Market)

2.5.2.1 ตลาดคาร์บอนภาคบังคับ (Mandatory Carbon Market)

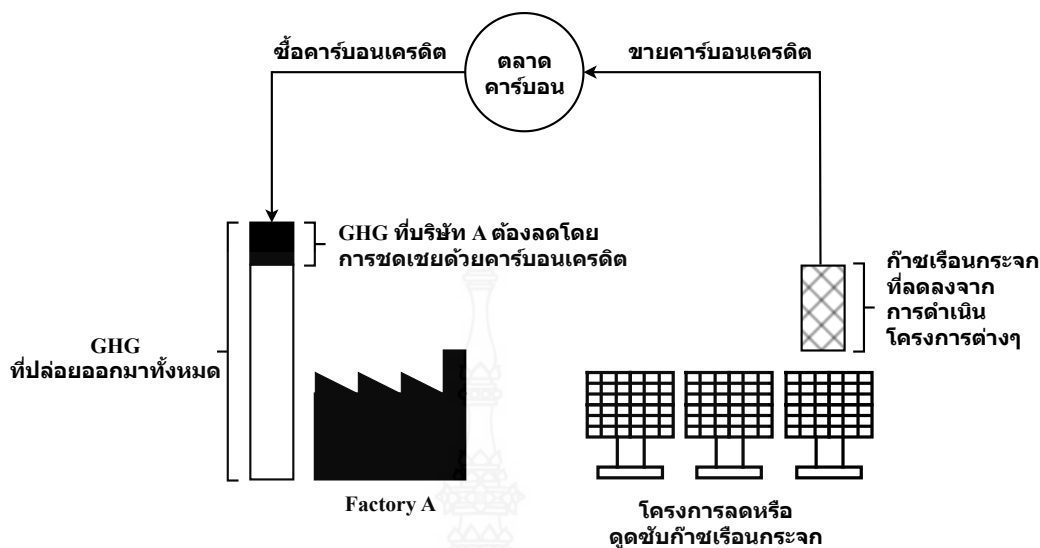
ภาครัฐหรือหน่วยงานกำกับจะบังคับด้วยกฎหมายให้ภาคธุรกิจต้องลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพื่อไม่ให้สูงเกินกว่าเกณฑ์ที่กำหนด (Legally Binding Target) หากรายใดสามารถปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด ก็สามารถนำส่วนต่างหรือปริมาณก๊าซเรือนกระจกในส่วนที่ปล่อยต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไปขายให้กับองค์กรอื่นได้ ซึ่งมักรู้จักระบบนี้ในชื่อ “Emission Trading Scheme: ETS” [36-37] ตลาดคาร์บอนภาคบังคับ ดังแสดงในภาพที่ 2.26



ภาพที่ 2.26 ตลาดคาร์บอนภาคบังคับ

2.5.2.2 ตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจ (Voluntary Carbon Market)

ตลาดประเภทนี้เป็นกลไกที่ประเทศไทยใช้ในปัจจุบัน โดยตลาดคาร์บอนประเภทนี้ไม่ได้มีกฎหมายที่เกี่ยวกับการควบคุมก๊าซเรือนกระจกมาบังคับ แต่เกิดจากความร่วมมือกันของผู้ประกอบการหรือองค์กรเพื่อเข้าร่วมซื้อขายคาร์บอนเครดิตด้วยความสมัครใจ โดยผู้ประกอบการอาจมีการตั้งเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของตนเองและดำเนินโครงการต่าง ๆ เพื่อลดหรือดูดซับก๊าซเรือนกระจก ซึ่งโครงการที่ผ่านการรับรองมาตรฐานจะได้รับ “คาร์บอนเครดิต” และสามารถนำไปขายให้กับผู้อื่นได้ [36-37] ตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจ ดังแสดงในภาพที่ 2.27

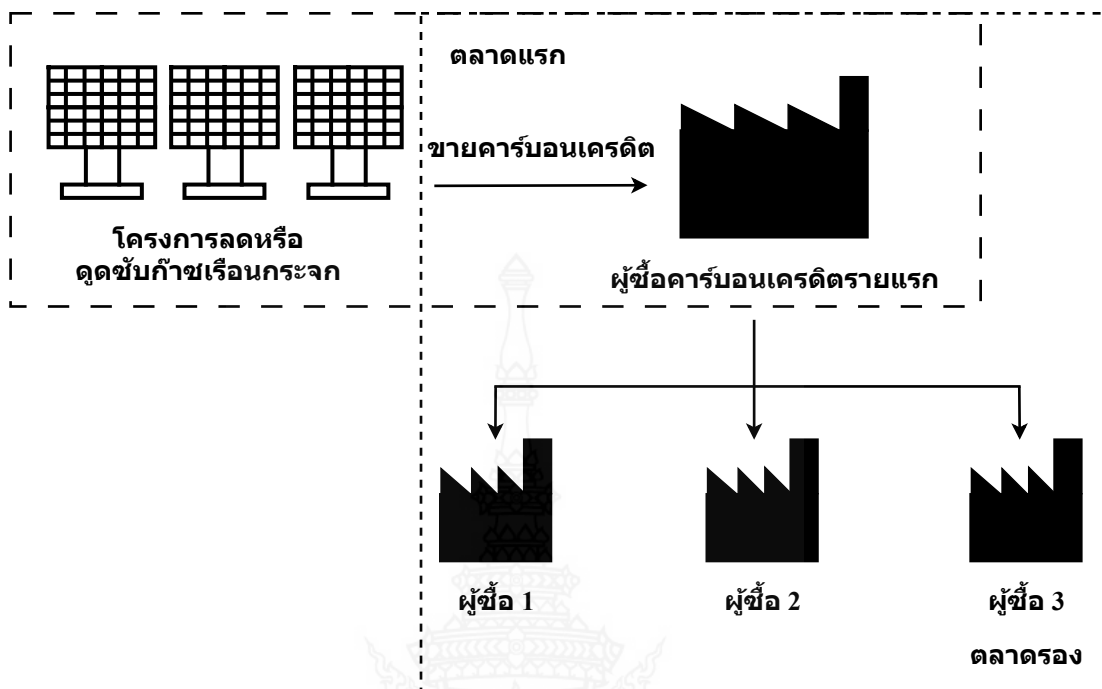


ภาพที่ 2.27 ตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจ

2.5.3 รูปแบบการซื้อขายคาร์บอนเครดิต

การซื้อขายคาร์บอนเครดิต สามารถดำเนินการได้ 2 รูปแบบ ได้แก่ การซื้อขายผ่านแพลตฟอร์มหรือศูนย์ซื้อขายคาร์บอนเครดิตที่ตั้งขึ้นอย่างเป็นทางการและการซื้อขายในระบบทวิภาค (Over-The-Counter: OTC) ซึ่งเป็นการตกลงกันระหว่างผู้ต้องการซื้อ และผู้ขายโดยตรงโดยไม่ผ่านตลาด

ทั้งนี้การซื้อขายทั้ง 2 รูปแบบ สามารถเกิดขึ้นได้ทั้งเป็นการซื้อขายในตลาดแรก (Primary Market) ซึ่งเป็นการซื้อขายระหว่างเจ้าของโครงการลดหรือดูดซับก๊าซเรือนกระจกกับผู้ซื้อรายแรก หรืออาจเป็นการซื้อขายในตลาดรอง (Secondary Market) ซึ่งเป็นการซื้อขายต่อมาจากผู้ซื้อรายแรกอีกที โดยผู้ซื้อและผู้ขายนั้นอาจเป็นองค์กรหรือบุคคลก็ได้ การซื้อขายในตลาดแรก และตลาดรอง ดังแสดงในภาพที่ 2.28



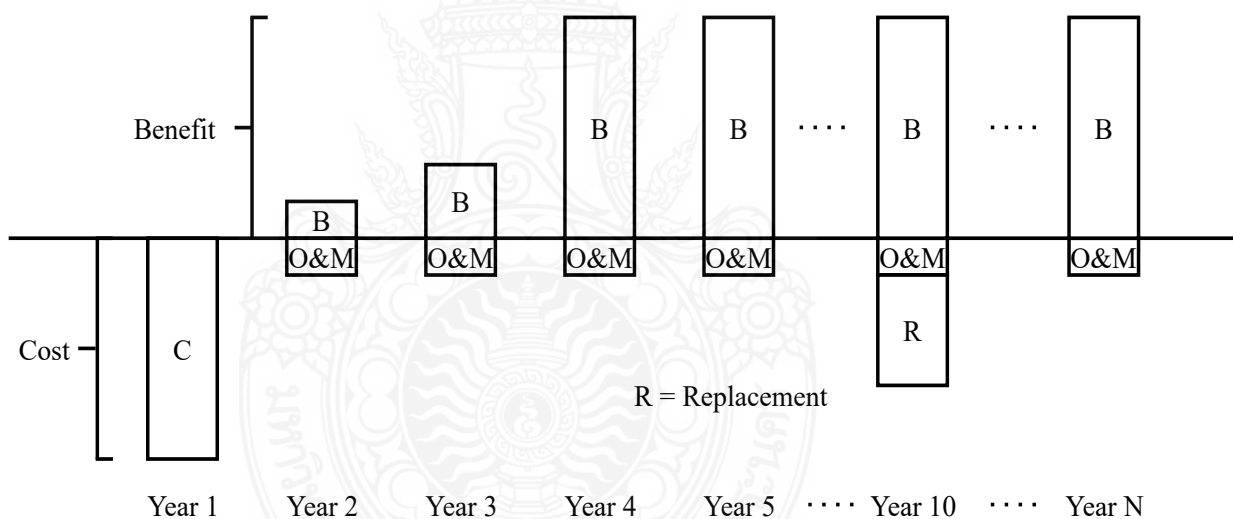
ภาพที่ 2.28 การซื้อขายในตลาดแรก และตลาดรอง

คาร์บอนเครดิตที่สามารถซื้อขายได้ในประเทศไทยต้องผ่านการรับรองมาตรฐานจาก “องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์กรมหาชน)” เป็นผู้ให้การรับรองและทำหน้าที่เป็นผู้คุมระบบทะเบียนคาร์บอนเครดิต (Registry System) ภายใต้ “โครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction: T-VER)” โดยผู้ประกอบการที่สนใจสามารถยื่นข้อเสนอโครงการลดก๊าซเรือนกระจกเพื่อขอขึ้นทะเบียนเป็นโครงการ T-VER ต่อองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก และต้องผ่านการตรวจสอบความใช้ได้ และการทวนสอบจากผู้ประเมินภายนอก (Validation and Verification Body: VVB) ก่อนที่องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกจะรับรองปริมาณก๊าซเรือนกระจกหรือคาร์บอนเครดิต ซึ่งจะเรียกว่า “เครดิต TVERs” ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากการดำเนินโครงการลดก๊าซเรือนกระจก และได้รับการรับรองจาก อบก. ซึ่งเป็นหน่วยงานกำกับดูแลกลไก T-VER (Thailand Voluntary Emission Reduction Program)

2.6 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

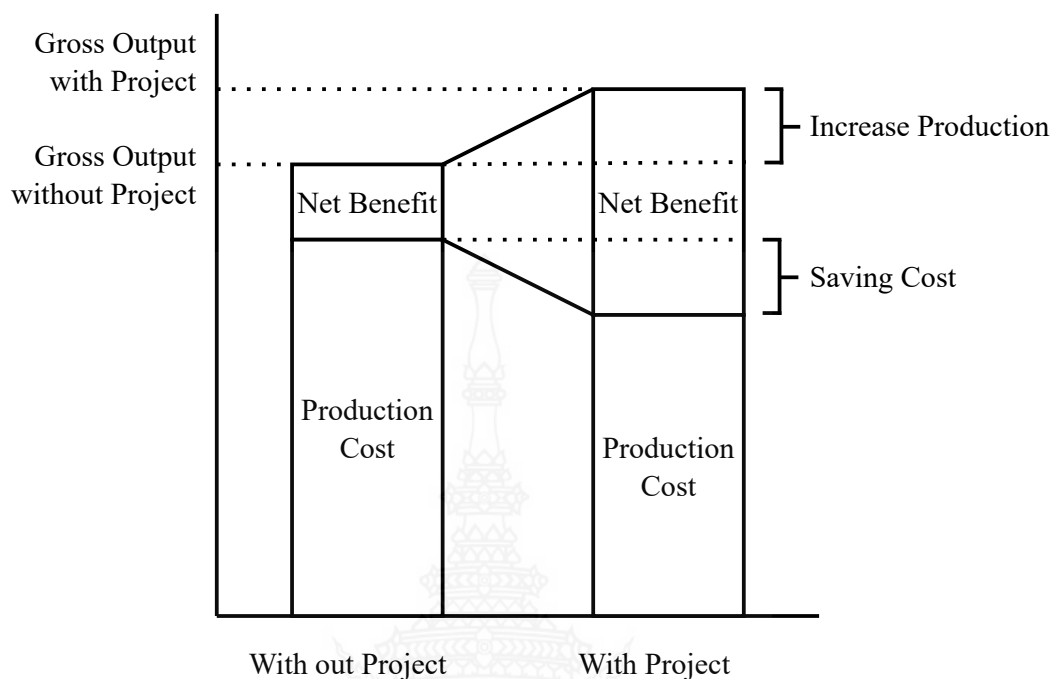
นอกจากการพิจารณาแหล่งเงินทุน และต้นทุนของเงินทุนที่นำมาลงทุนแล้วการตัดสินใจทำหรือไม่ทำโครงการลงทุนต้องอาศัยเทคนิคทางการเงินช่วยตัดสินใจ เทคนิคที่นิยมมี 4 วิธีดังนี้ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน [38]

งบกระแสเงินสดเป็นเกณฑ์ในการคำนวณ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน โดยปกติต้นทุนโครงการจะลงทุนในช่วงสองสามปีแรก และผลประโยชน์จะเกิดขึ้นตามนั้น และคาดว่าผลประโยชน์จะคงอยู่ไปจนสิ้นสุดอายุโครงการ นอกจากนี้ยังมีกรณีที่ค่าใช้จ่ายทดแทนจะถูกลงทุนหลังจากเริ่มโครงการไปหลายปี และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operate & Maintenance: O&M) จะถูกใช้ทุกปี [39] ดังแสดงในภาพที่ 2.29



ภาพที่ 2.29 งบกระแสเงินสด

ภาพประกอบของผลประโยชน์ขั้นพื้นฐาน ดังแสดงในภาพที่ 2.30



ภาพที่ 2.30 ภาพประกอบของผลประโยชน์ขั้นพื้นฐาน

2.6.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ คือ ผลรวมของค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ (ทั้งกระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่าย) ในแต่ละปีตลอดอายุโครงการ

ถ้าหากว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเป็นบวก หมายถึง ลงทุนแล้วมูลค่าปัจจุบันของเงินสดรับเข้ามากกว่ามูลค่าปัจจุบันของเงินสดจ่ายออก ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการออกมามีค่าเป็นลบ หมายความว่า โครงการลงทุนนั้นเมื่อคิดมูลค่าปัจจุบันของเงินสดรับเข้าแล้วมีมูลค่าน้อยกว่ามูลค่าปัจจุบันของเงินสดจ่ายออกซึ่งไม่คุ้มกับการลงทุน และถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเป็นศูนย์หมายถึง โครงการนั้นให้ผลตอบแทนเท่ากับค่าใช้จ่ายที่จ่ายออก [38], [40] มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.9

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (2.9)$$

จากสมการที่ 2.9

NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

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

C_t คือ ต้นทุนในปีที่ 1,2,...,n

i คือ อัตราคิดลด

t คือ ปีของโครงการ ปีที่ 1,2,...,n

n คือ อายุของโครงการ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางเศรษฐกิจของโครงการ (Economic Net Present Value: ENPV) คือ ผลรวมของความแตกต่างระหว่างผลประโยชน์ที่ลดราคา และกระแสต้นทุน [41]

2.6.2 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ

อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเป็นตัวชี้วัดการประเมินความคุ้มค่าของโครงการที่นิยมมากที่สุด เนื่องจากมีความสอดคล้องกับอัตราผลกำไรของโครงการ อัตราผลตอบแทนของโครงการที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุน โดยการหาค่าอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ส่งผลให้ค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทน และต้นทุนเท่ากันหรือหักล้างกัน มีค่าเท่ากับศูนย์ (อัตราผลตอบแทนภายในทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับศูนย์) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการสามารถคำนวณดังสมการ 2.10

$$IRR \text{ คือ อัตราคิดลดที่ทำให้ } = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - \left(\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} + C_0 \right) = 0 \quad (2.10)$$

2.6.2.1 อัตราผลตอบแทนทางการเงิน

อัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) คือ อัตราคิดลดที่มูลค่าปัจจุบันสุทธิการเงินของโครงการ (Financial Net Present Value: FNPV) ของกระแสเงินสดสุทธิของโครงการกลายเป็นศูนย์ ควรคำนวณอัตราผลตอบแทนทางการเงิน และมูลค่าปัจจุบันสุทธิการเงินสำหรับโครงการสร้างรายได้ทั้งหมด มูลค่าปัจจุบันสุทธิการเงินคำนวณครั้งแรกโดยการคิดลดกระแสเงินสดสุทธิของโครงการ โดยต้นทุนเฉลี่ยของกิจการ (Weighted-Average Cost of Capital: WACC) จากนั้นอัตราผลตอบแทนทางการเงินจะถูกคำนวณเป็นอัตราคิดลดที่มูลค่าปัจจุบันสุทธิการเงินกลายเป็นศูนย์ [42]

2.6.2.2 อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ

อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) โครงการผลิตไฟฟ้ามักจะเพิ่มผลผลิตโดยการขยายกำลังการผลิตหรือปรับปรุงประสิทธิภาพโดยการแทนที่หรือฟื้นฟูโรงงานเก่าที่มีประสิทธิภาพต่ำกว่า และต้นทุนการดำเนินงาน และการบำรุงรักษาที่สูงขึ้น ผลประโยชน์สามารถวัดโดยการประหยัดต้นทุนด้านเชื้อเพลิง อุปกรณ์ และแรงงานจากการเคลื่อนย้ายหรือการฟื้นฟูสมรรถภาพ สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เข้ามาแทนที่โรงงานผลิตเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่ ผลประโยชน์ที่ไม่เพิ่มขึ้นไม่เพียงแต่รวมถึงการประหยัดต้นทุนเท่านั้น แต่รวมถึงผลประโยชน์ที่เกี่ยวข้องกับการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และผลประโยชน์สุทธิต่อสิ่งแวดล้อมอื่น ๆ ด้วย [41]

อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ และการเงินเป็นตัวบ่งชี้ที่สำคัญที่สุดของความมีชีวิตทางเศรษฐกิจ และความมั่นคงทางการเงินของโครงการ ในขณะที่อัตราผลตอบแทนทางการเงินเป็นตัววัด “ผลตอบแทนส่วนตัว” แต่อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจเป็นตัววัด “ผลตอบแทนสู่สังคม” เมื่อพิจารณาถึงทางเลือกอื่นในขอบเขตของโครงการ โดยปกติแล้วควรเลือกสิ่งที่ให้ผลตอบแทนทางเศรษฐกิจสูงสุด

2.6.3 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน

อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน หมายถึง อัตราส่วนเปรียบเทียบระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนกับมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนตลอดอายุของโครงการภายใต้อัตราคิดลดที่

พิจารณาถ้าเมื่อใดก็ตามอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนของโครงการมากกว่า 1 (หรืออย่างต่ำเท่ากับ 1) ก็จะยอมรับในการดำเนินโครงการ เพราะโครงการนั้นจะคุ้มกับเงินที่ลงทุนไป ถ้า อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่าน้อยกว่า 1 จะไม่ยอมรับในการดำเนินโครงการเพราะลงทุนแล้วไม่คุ้มค่า [38], [40] อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนสามารถคำนวณดังสมการที่ 2.11

$$B/C \text{ ratio} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad (2.11)$$

จากสมการที่ 2.11

$B/C \text{ ratio}$ คือ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน

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

C_t คือ ต้นทุนในปีที่ 1,2,...,n

i คือ อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสของทุน

t คือ ปีของโครงการ ปีที่ 1,2,...,n

n คือ อายุของโครงการ

2.6.4 ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุน คือ จำนวนปีที่ดำเนินงานซึ่งจะทำให้มูลค่าการลงทุนสะสมเท่ากับมูลค่าตอบแทนสุทธิสะสมหรืออาจกล่าวได้ว่าระยะเวลาคืนทุน คือ จำนวนปีในการดำเนินการซึ่งทำให้ผลกำไรที่ได้รับในแต่ละปีรวมกันแล้วมีค่าเท่ากับจำนวนเงินลงทุนเริ่มแรก โดยทฤษฎีระยะเวลาคืนทุนต้องไม่นานกว่าอายุของโครงการ ในทางปฏิบัติระยะเวลาคืนทุนของโครงการขนาดใหญ่จะยอมรับที่ 7-10 ปี [38], [40] ระยะเวลาคืนทุนสามารถคำนวณดังสมการที่ 2.12

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายลงทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิตายปี}} \quad (2.12)$$

2.7 การทบทวนวรรณกรรมงานวิจัย

2.7.1 งานวิจัยด้านการลดก๊าซเรือนกระจก และคาร์บอนเครดิต

Aamir Mehmood, Furqan Ali Shaikh และ Adeel Waqas (2014) วิเคราะห์การใช้งานแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับภาคส่วนในประเทศของปากีสถาน ทำการศึกษาในหกเมืองใหญ่ของปากีสถาน ได้แก่ การาจี อิสลามาบัด ลาฮอร์ มุลتان เควตตา และเปชวาร์ ในแต่ละเมืองมีภูมิอากาศ และตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ที่แตกต่างกันโดยใช้ซอฟต์แวร์ RETSCREEN ประเมิน NPV IRR ระยะเวลาคืนทุน และการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ผลลัพธ์พบว่าการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบสแตนด์อโลน ขนาด 5 kW ส่งผลให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลง 0.6-0.7 tCO₂ ในภูมิภาคต่าง ๆ ของปากีสถาน ภายใต้สภาพอากาศที่แปรปรวน ดังนั้นการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีส่วนช่วยในการแบ่งโหลด ซึ่งจะนำไปสู่สถานการณ์ด้านพลังงานที่ดีขึ้น และลดความกังวลด้านสิ่งแวดล้อมในประเทศ [43]

Karnoto Hermawan (2017) ออกแบบวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 250 kWp เป็นแหล่งพลังงานทดแทนในสนามบิน Kalimarau ซึ่งตั้งอยู่ที่ Berau ทางตะวันออกของเกาะบอร์เนียว สามารถลดคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 219,949 kgCO₂ [44]

ธนาพล ตันติสัตยกุล พีรพล รัศมีธรรมโชติ และ เมทาพร อ๋อยสกุล (2017) ศึกษาประเมินผลประโยชน์ทางพลังงาน ผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมในรูปของการลดก๊าซเรือนกระจก และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคารเรียน จำนวน 17 อาคาร ภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ผลลัพธ์พบว่าดาดฟ้าอาคารเรียนมีพื้นที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ 2.14 MWp สามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมดประมาณ 2.77 GWh/ปี และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 1,570 tCO₂e/ปี เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์พบว่ามียออัตราผลตอบแทนภายในของโครงการมีค่าระหว่าง 8.50 ถึง 8.69 % และมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 10 ปี [45]

การุณย์ ชัยวนิชย์ และ สุรัตน์ เศษโพธิ (2018) ศึกษาวิธีการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 500 กิโลวัตต์ กรณีศึกษาโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid System) ในมหาวิทยาลัยพะเยา งานวิจัยนี้จะประเมินอายุเซลล์แสงอาทิตย์ 20 ปี (พ.ศ. 2559-2578) รวมถึงแผนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ผลลัพธ์พบว่ากระแสไฟฟ้าที่เกิดจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโครงข่ายสมาร์ทกริดอยู่ที่ 912.5 MWh/ปี สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 9,908.97 tCO₂e/ปี ตลอดอายุการใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [46]

Junrey Dumaya Garcia (2018) ศึกษาการออกแบบระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์แบบผูกกริด ขนาด 3 เมกะวัตต์ วัตถุประสงค์ คือ การเพิ่มความต้องการพลังงานของเกาะ Tablas ใน Romblon โดยใช้ซอฟต์แวร์ PVsyst ระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์แบบผูกกริดที่ออกแบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 4,401 เมกะวัตต์ชั่วโมง สามารถกำจัดกาปล่อย CO₂ ได้ 3,362.364 ตัน และประหยัดการใช้น้ำมันดีเซลได้ 330,527.292 แกลลอนต่อปี [47]

Mohamadreza Shirinabadi และ Ahadollah Azami (2018) ศึกษาสถานีสูบน้ำขนาด 16,290 m² ในเมืองทาบรีซ ประเทศอิหร่าน กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คือ 800 กิโลวัตต์ การจำลองดำเนินการโดยใช้ซอฟต์แวร์ PVsyst และ HOMER ผลการจำลองพบว่าอัตราส่วนประสิทธิภาพ (Performance Ratio: PR) อยู่ที่ร้อยละ 81.3 และการปล่อย CO₂ ลดลงประมาณ 508,713 กิโลกรัมต่อปี (kgCO₂eq/year) [48]

การุณย์ ชัยวนิชย์ พุทธิ อุลสุข และ มนตรี สังข์ทอง (2018) ประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินและประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1,500 กิโลวัตต์ ภายในโรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า ผลลัพธ์พบว่าสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 2.73 GWh/ปี และสามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 1,549 tCO₂e /ปี เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์พบว่า มีอัตรามูลค่าปัจจุบันสุทธิ 6,646,610.37 บาท และมีอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.05 และมีระยะเวลาคืนทุนของโครงการประมาณ 12.3 ปี [49]

พงษ์ศักดิ์ มะขามป้อม จอมภพ แววงศ์ดี ชนะ จันทรณ์ สมล ชีวมงคลกานต์ และ ปราณี หนูทองแก้ว (2018) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย และ เก็บสะสมพลังงาน: กรณี ศึกษาติดตั้งบนหลังคามีสยิตตลาดใต้ขนาด 3.0 kWp ผลลัพธ์พบว่าสามารถ ผลิตพลังงานไฟฟ้า 5,215 kWh และลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 0.43 tCO₂/ปี [50]

วิรัตน์ พิธิตฤณชร และ กิรติ ชยะกุลศิริ (2018) ออกแบบและวิเคราะห์ความคุ้มค่าใน การติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของอาคารกองบัญชาการกรมยุทธโยธาทหารบก รวมทั้งศึกษาระยะเวลาคืนทุนและอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยผลจากการจำลองการติดตั้งพบว่า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการวิเคราะห์เท่ากับ 34,809 หน่วยต่อเดือน ซึ่งถ้าคิดเป็นมูลค่าของเงินที่ ประหยัดได้ในแต่ละปีจะลดลงได้ประมาณ 1,670,832 บาทต่อปี ส่งผลให้ ระบบดังกล่าวจะมีระยะเวลา คืนทุนประมาณ 7 ปี สามารถลดพลังงานไฟฟ้าจากเดิมได้ถึง 18% ทั้งยังสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในชั้นบรรยากาศได้ 225.56 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี [51]

Amale Laaroussi และ Abdelrhani Bouayad, (2021) ศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม จากการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ในศูนย์การค้าในเมือง Sale ประเทศโมร็อกโก วัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้ เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนการลงทุนและศึกษาความสามารถในการทำกำไรเมื่อเวลาผ่านไป ผลการวิจัยพบว่า ระยะเวลาคืนทุน (เวลาที่ใช้ในการกู้คืนต้นทุนของการลงทุน) คือ 5 ปี และลดการปล่อย คาร์บอนไดออกไซด์ 1,515 ตันต่อปี [52]

Jeffrey T. Dellosa, Marcellin Jay C. Panes และ Randell U. Espina (2021) ศึกษาความ เป็นไปได้ทั้งด้านเทคนิคและเศรษฐกิจของโซลาร์ฟาร์มขนาด 5 MWp ในเมือง Butuan ประเทศฟิลิปปินส์ งานวิจัยนี้ใช้ซอฟต์แวร์ PVsyst การประมาณการลงทุน 300 ล้านบาท (หรือ 6.25 ล้านเหรียญสหรัฐ) ผลการจำลองพบว่าระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 4.23 ปี ผลตอบแทนจากการลงทุนอยู่ที่ 506.2% ตลอดอายุ ของโซลาร์ฟาร์มจะลดการปล่อยคาร์บอน 109,828.4 ตัน [53]

สหภาพ แป้นแก้ว และ อำนาจ ผดุงศิลป์ (2022) ศึกษาการใช้พลังงานของโรงพยาบาล นครชน จากการจำลองโดยใช้โปรแกรมทางคอมพิวเตอร์ สรุปผลพลังงานไฟฟ้ารวมของปี 2564 ได้จำนวน 6,553,000 kWh และติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 330 W พื้นที่ของอาคารลานจอดรถของโรงพยาบาล สามารถ ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 330 W โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด 420 แผ่น ผลลัพธ์พบว่าใน 1 ปี แรกสามารถลดพลังงานไฟฟ้า 184,430.2 kWh คิดเป็นเงิน 770,917 บาท และกำลังการผลิตตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25 ได้กำลังการผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 4,344,437 kWh คิดเป็นเงิน 18,159,733 บาท และ ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปีแรก 103,465 kgCO₂ และ 2,437,215 kgCO₂ (25ปี) [54]

J. Chen, X. Yu, Z. Shi, Y. Luo, R. Yang, S. Yan และ Y. Lou (2022) ออกแบบระบบ ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่อยู่อาศัยในชนบทขนาด 10 kW ในเมืองลั่วเหอ มณฑลเหอหนาน ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 15,421.72 kWh สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ตลอด 25 ปี ประมาณ 352.64 tCO₂ [55]

ชาریف พงษ์วิจารณ์ และ สกนธ์ คล่องบุญจิต (2022) ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้งาน ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริดสำหรับอพาร์ทเมนต์แห่งหนึ่ง ระบบที่นำมาใช้งานนั้นสามารถทดแทน ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ได้ 2,207.40 MWh ตลอดอายุโครงการสามารถลดก๊าซเรือนกระจก จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1,256.45 tCO₂eq และจากการวิเคราะห์ผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ โดยใช้วิธีความอ่อนไหวทางการเงิน ที่ค่า MARR อยู่ที่ 5.50–7.50% ผลต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ระหว่างทั้งสองโครงการอยู่ที่ 104,408.09–799,620.76 บาท โดยกรณีที่ให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุด คือ กรณีที่ อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ยอมรับได้ 5.50% ต่อปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 12,621,236.64 บาท และระยะเวลาคืนทุน 21 ปี 4 เดือน [56]

2.7.2 งานวิจัยด้านการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

พินิจนันท์ สามาอาพัฒน์ และ ธนิต เรืองรุ่งชัยกุล (2015) ประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบสูบน้ำพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อการเกษตร โดยเก็บรวบรวมข้อมูลจากการสัมภาษณ์เกษตรกรผู้ที่กำลังใช้งานระบบสูบน้ำพลังงานแสงอาทิตย์ ในพื้นที่ทำการเกษตรของตน โดยนำมาทดแทนระบบสูบน้ำเดิมซึ่งใช้น้ำมันเชื้อเพลิงจำนวน 3 ราย (ระบบขนาดใหญ่มากกว่า 2,400 W) ผลการศึกษาพบว่าการใช้งานระบบสูบน้ำพลังงานแสงอาทิตย์มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนช่วยให้เกษตรกรสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายน้ำมันเชื้อเพลิง น้ำมันเครื่องและค่าซ่อมบำรุงรักษาของระบบสูบน้ำเดิม (ระยะเวลาคืนทุน 2.86-6.22 ปี) และในกรณีที่ลงทุนติดตั้งระบบสูบน้ำพลังงานแสงอาทิตย์ใหม่โดยไม่มีระบบสูบน้ำเดิมอยู่จะมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากยิ่งขึ้น (ระยะเวลาคืนทุน 2.68-5.15 ปี) [57]

Alvaro Calazans, Michael Kelly, Ghulam Chaudhry และ Mahbube. K. Siddiki (2015) ออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับกริดพร้อมแบตเตอรี่สำรอง โดยการวิเคราะห์ใน Recife โดยนำเสนอ 2 สถานการณ์ การใช้สิ่งจูงใจสำหรับการจัดหาเงินทุน และการลดหย่อนเงินทุนผ่านสิ่งจูงใจทางภาษี และระบบชดเชยพลังงาน ทดสอบด้วยซอฟต์แวร์คำนวณ SAM (System Advisor Model) การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ และการเงินด้วยวิธีการต่าง ๆ เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ระยะเวลาคืนทุน และค่าไฟฟ้าที่ปรับระดับ ผลลัพธ์พบว่าการผลิตไฟฟ้าต่อปีโดยระบบ 25 ปี 91,484.53 kWh ประสิทธิภาพของระบบสูงสุดในปีแรกมีกำลังการผลิต 4,200.74 kWh ระยะเวลาคืนทุน 10.7114 ปี [58]

Jonatas M. Rodrigues, Aylton J. Alves, Elder G. Domingues, José L. Domingos, Pedro J. Abrão และ Wesley P. Calixto (2015) วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับกริดที่จะติดตั้งบนหลังคาของอุตสาหกรรมในรัฐโกยาส ประเทศบราซิล ผลลัพธ์พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ 8,746,423.92 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการที่มีการปรับแล้ว 10.10% และระยะเวลาคืนทุน 13.86 ปี [59]

R. Naskar, S. Ghosh และ R. Mandal (2017) ประเมินและวิเคราะห์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 kWp ที่วิทยาลัยวิศวกรรมศาสตร์ JIS เมืองกัลยาณี วัดฤประสงค์เพื่อประเมินการวิเคราะห์ต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 kWp การประเมินคาร์บอนเครดิต 25 ปี การเปรียบเทียบการคืนทุนที่มี และไม่มีคาร์บอนเครดิต ผลลัพธ์พบว่าเมื่อไม่พิจารณาคาร์บอนเครดิตคืนทุน 9 ปี 10.5 เดือน และพิจารณาคาร์บอนเครดิตคืนทุน 6 ปี 10 เดือน ระยะเวลาคืนทุนลดลง 4 ปี เมื่อมีการซื้อขายคาร์บอนเครดิต [60]

ปิยรัฐ กล้าทอง (2017) ศึกษาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และสังคม ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาสระเก็บน้ำห้วยเกษียร จังหวัดปราจีนบุรี โดยทำการเก็บตัวอย่างในเดือนธันวาคม พ.ศ. 2559 และมีนาคม พ.ศ. 2560 และการวิเคราะห์ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ โดยใช้เครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์คือ มูลค่าปัจจุบันเงินกำไรสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน ระยะเวลาคืนทุน และทางสังคม คือ ผลตอบแทนทางสังคมจากการลงทุน และการวิเคราะห์ SWOT ผลลัพธ์พบว่ามูลค่าปัจจุบันเงินกำไรสุทธิ 149,617.47 บาท 109,290.89 บาท และ 109,290.89 บาท อัตราผลตอบแทนภายในร้อยละ 21 ระยะเวลาคืนทุน 8.51 ปี 8.99 ปี และ 10.83 ปี และผลตอบแทนทางสังคมจากการลงทุน 1:1.82 1:1.62 และ 1:1.45 ที่อัตราคิดลดร้อยละ 8 10 และ 12 ตามลำดับ [61]

สุรกิจ ทองสุก และ อรรถพล เก้าพิทักษ์กุล (2018) ศึกษาประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยเปรียบเทียบข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดจริง และข้อมูลจากการคำนวณ โดยโปรแกรม PVsyst เพื่อศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบรวม การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์พิจารณาสองปัจจัย คือ ต้นทุนในการติดตั้ง และปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ สำหรับการคำนวณระยะเวลาคืนทุน และอัตราผลตอบแทน ผลลัพธ์พบว่าระบบที่มีการติดตั้งจริงนั้นสามารถผลิตไฟฟ้าได้ใกล้เคียงกับผลที่ได้จากการคำนวณ และปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สามารถปรับปรุงค่าการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมของอาคาร (ระยะเวลาคืนทุน 6 ปี) [62]

นรภัทร น้อยหลบลูและ และ ชาญวิทย์ แก้วอาษา (2018) ศึกษาความเป็นไปได้ในการบริหารจัดการพลังงานทดแทนเพื่อใช้ในสถาบันอุดมศึกษา กรณีศึกษามหาวิทยาลัยราชภัฏมหาสารคาม โดยเก็บข้อมูลจาก 3 อาคารพบว่า อาคารที่ 34 อาคาร 15 ชั้น และ อาคาร 80 พรรษา ใช้พลังงานไฟฟ้าเดือนละ 68,860.08 บาท 179,524.67 บาท และ 78,852.33 บาท ตามลำดับ รวมค่าใช้จ่ายทั้งหมดเป็นเงิน 326,637.08 บาทต่อเดือน ดังนั้นมหาวิทยาลัยจึงเสนอการบริหารจัดการพลังงานทดแทนในหน่วยงาน โซลาร์เซลล์ผลิตพลังงานไฟฟ้าคิดเป็น 219,000 บาท ส่งผลให้ประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้า 67.04% ทางด้านการลงทุนคิดเป็นเงินเฉลี่ย 14,976,080 บาท ระยะเวลาคืนทุน 5.96 ปี [63]

Nawal Nader Al Awadhi, Yacouba Moumouni และ Ahmed Khodary (2019) กรณีศึกษาของการบังแสงจากแสงอาทิตย์ในวิทยาเขตที่ตั้งอยู่ในเมืองราสอัลไคมาห์ สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ การศึกษามุ่งเน้นที่จอตระหัดคันที่ตั้งอยู่ทางด้านใต้ของอาคารวิศวกรรม ผลลัพธ์การประเมินวิเคราะห์ต้นทุนพบว่าต้นทุนของระบบทั้งหมดคือ 25,000 ดอลลาร์สหรัฐ ระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 13 ปี พลังงานสูงสุดต่อปี คือ 26.5 MWh [64]

Mohammed Ali Sami (2019) วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 2 kW ในที่พักอาศัยในประเทศอิรัก ผลลัพธ์พบว่าต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คือ 6,156 ดอลลาร์ (7,357,922 IQD) ระยะเวลาการคืนทุน 12 ปี ผลประโยชน์ตลอดอายุการใช้งานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 3,780 ดอลลาร์ (4,518,000 IQD) [65]

อิทธิเดช ภู่นันทพงษ์ และ ฐิติศักดิ์ บุญปรางโมทย์ (2020) วิเคราะห์ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุนและความเป็นไปได้ของการลงทุนติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โครงการจะมีความคุ้มค่าในการลงทุนสำหรับบ้านอยู่อาศัยที่มีการผลิตเพื่อใช้ภายในบ้านหรืออาคารเป็นหลักก่อน เช่น การติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์กำลังการผลิต 3.72 kWp มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 31,095 บาท อัตราผลตอบแทน 5.20% และระยะเวลาคืนทุน 13 ปี 3 เดือน ดังนั้นต้นทุนการลงทุน อัตราค่าไฟฟ้า อัตรารับซื้อไฟฟ้าประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้า สัดส่วนการผลิต และการใช้ไฟฟ้า และรวมถึงปัจจัยสภาพแวดล้อม เช่น ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ สภาพแวดล้อมพื้นที่ติดตั้ง สภาพอากาศ มีผลต่ออัตราผลตอบแทนของโครงการ [66]

R. Ahshan, R. Al-Abri, H. Al-Zakwan, N. Ambu-saidi และ E. Hossain (2020) ออกแบบ และวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับศูนย์กีฬาของมหาวิทยาลัย Sultan Qaboos (SQU) ในประเทศโอมาน ผลลัพธ์พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตอบสนองความต้องการด้านพลังงาน 78.568 MWh/ปี ระบบสามารถขายพลังงาน 56.065 MWh/ปี กลับไปยังกริด ระยะเวลาคืนทุน 10 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 120,755 เหรียญสหรัฐ อัตราผลตอบแทนภายใน 10% และดัชนีความสามารถในการทำกำไร 3.09 โดยไม่พิจารณาอัตราคิดลด [67]

นิพิฐพนธ์ ฤชา ชีรศิลป์ กันธา และ แชน ต๊ะปุก (2022) ศึกษาความเป็นไปได้ในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์ และวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่มหาวิทยาลัยราชภัฏกำแพงเพชร แม่สอด ประเทศไทย ผลลัพธ์ประมาณการลงทุนระบบออนกริด 7,159,035 บาท ลดค่าไฟฟ้า 150,000 บาท/เดือน ระยะเวลาคืนทุน 2.77 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ 12,893,652.29 และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน 1.90 ผลลัพธ์ประมาณการลงทุนระบบออฟกริด 22,729,850 บาท ผลิตค่าไฟฟ้า 14,400 หน่วย ลดค่าไฟฟ้า 81,320.82 บาท/เดือน ระยะเวลาคืนทุน 4.58 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ 2,171,287.24 บาท และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน 1.05 ดังนั้นการนำเอาพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้เพื่อผลิตเป็นกระแสไฟฟ้าภายในมหาวิทยาลัยราชภัฏกำแพงเพชร แม่สอด มีความคุ้มค่า [68]

Lilian Kamanja, Vamsi Komarala, Viresh Dutta, Sebastian Waita และ Kahoro Wachira (2022) วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับกริดบนหลังคา: กรณีศึกษา Jomo Kenyatta University of Agriculture and Technology (SAJOREC) ขนาด 31.7 kWp ออกแบบและจำลองโดยซอฟต์แวร์ PVsyst ผลการวิจัยพบว่าพลังงานที่ผลิตโดยระบบ RTSPV อยู่ที่ 48.828 MWh/ปี ต้นทุนทั้งหมดของระบบ RTSPV คือ 3,0066.85 เหรียญสหรัฐ ผลลัพธ์อัตราผลตอบแทนภายใน 31% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ USD 32,918 และ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน 2 [69]

H. M. Bhadke, A. B. Prajapati, และ Dr. M.L. Gulhane (2022) ออกแบบและประเมิน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และคาร์บอนเครดิตที่ได้รับจาก Government College of Engineering, Amravati ออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 650 กิโลวัตต์ แผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 1,477 แผง ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือ 440 Wp แต่ละอาร์เรย์มี 17 โมดูล ระยะเวลาคืนทุน 8.24 ปี คาร์บอนเครดิตที่ได้รับจากโรงงาน คือ 20,574.07 tCO₂e [70]

Kwame Asante, Samuel Gyamfi, Mark Amo-Boateng และ Forson Peprah (2023) วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เทคโนโลยีที่ครอบคลุมของการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ที่มหาวิทยาลัยสิ่งแวดล้อมและการพัฒนาที่ยั่งยืน (UESD) ในประเทศกานา วัตถุประสงค์เพื่อ ประเมินความเป็นไปได้ ศักยภาพทางเศรษฐกิจ และผลประโยชน์ที่อาจเกิดขึ้นจากการติดตั้ง ระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาภายในมหาวิทยาลัยผลลัพธ์พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ 15,148,100.88 อัตราผลตอบแทนภายใน 21% [71]

จากงานวิจัยที่ผ่านมาได้มีผู้ศึกษา และวิเคราะห์การลดก๊าซเรือนกระจก และคาร์บอนเครดิต ได้แก่ ปี ค.ศ. 2017 ธนาพล ตันติสัตยกุล พีรพล รัศมีธรรมโชติ และ เมฆาพร อยู่สกุล ศึกษาประเมินผล ประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมในรูปของการลดก๊าซเรือนกระจก และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จาก การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคารเรียนจำนวน 17 อาคาร ภายใน มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ผลลัพธ์พบว่าดาดฟ้าอาคารเรียนมีพื้นที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ได้ 2.14 MWp สามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมดประมาณ 2.77 GWh/ปี สามารถลดการ ปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 1,570 tCO₂e/ปี และมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 10 ปี ต่อมาในปี ค.ศ. 2018 การุณย์ ชัยวนิชย์ และ สุรัตน์ เศษโพธิ์ ศึกษาวิธีการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการติดตั้ง ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 500 กิโลวัตต์ กรณีศึกษาโครงการขยายสมาร์ทกริดในมหาวิทยาลัยพะเยา ประเมิน อายุเซลล์แสงอาทิตย์ 20 ปี ผลลัพธ์พบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ในเครือข่ายสมาร์ทกริดผลิตไฟฟ้า 912.5 MWh/ปี และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 9,908.97 tCO₂e/ปี ตลอดอายุการใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ต่อมาในปี ค.ศ. 2022 ชาร์ฟ พงษ์วิจารณ์ และ สกนธ์ คล่องบุญจิต ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้งานระบบไฟฟ้า

พลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริดสำหรับอพาร์ทเมนต์แห่งหนึ่ง ระบบที่นำมาใช้งานสามารถทดแทนความต้องการพลังงานไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์ 2,207.40 MWh ตลอดอายุโครงการสามารถลดก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1,256.45 tCO₂eq และระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 21 ปี 4 เดือน

จากงานวิจัยที่ผ่านมาได้มีผู้ศึกษาและวิเคราะห์การคืนทุน และการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ ในปี ค.ศ. 2015 Jonatas M. Rodrigues, Aylton J. Alves, Elder G. Domingues, José L. Domingos, Pedro J. Abrão และ Wesley P. Calixto วิเคราะห์ทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับกริดที่จะติดตั้งบนหลังคาของอุตสาหกรรมในรัฐโกยาส ประเทศบราซิล ผลลัพธ์พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 8,746,423.92 และระยะเวลาคืนทุน 13.86 ปี ในปี ค.ศ. 2017 R. Naskar, S. Ghosh และ R. Mandal ประเมิน และวิเคราะห์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 kWp ที่วิทยาลัยวิศวกรรมศาสตร์ JIS เมืองกัลยาณี วัดอุปประสงค์เพื่อประเมินการวิเคราะห์ต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 kWp การประเมินคาร์บอนเครดิต 25 ปี การเปรียบเทียบการคืนทุนที่มี และไม่มีคาร์บอนเครดิต ผลลัพธ์พบว่า ระยะเวลาคืนทุนลดลง 4 ปีเมื่อมีการซื้อขายคาร์บอนเครดิต ต่อมาในปี ค.ศ. 2023 Kwame Asante, Samuel Gyamfi, Mark Amo-Boateng และ Forson Peprah วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เทคโนโลยีที่ครอบคลุมของการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มหาวิทยาลัยสิ่งแวดล้อมและการพัฒนาที่ยั่งยืน ในประเทศกานา ระยะเวลาคืนทุนที่มีส่วนลด 8 ปี

จากงานวิจัยที่กล่าวมาส่วนใหญ่เป็นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อลดก๊าซเรือนกระจก และการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ที่พิจารณาการคืนทุนที่ยังคงมีน้อย

ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จึงเสนอการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสาน วิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการวิเคราะห์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงงานที่ทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน 2 ขนาด ได้แก่ 149.80 kWp และ 25.65 kWp การวิเคราะห์แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ การวิเคราะห์ทางการเงิน และการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์นำมาวิเคราะห์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน

บทที่ 3

วิธีการวิจัย

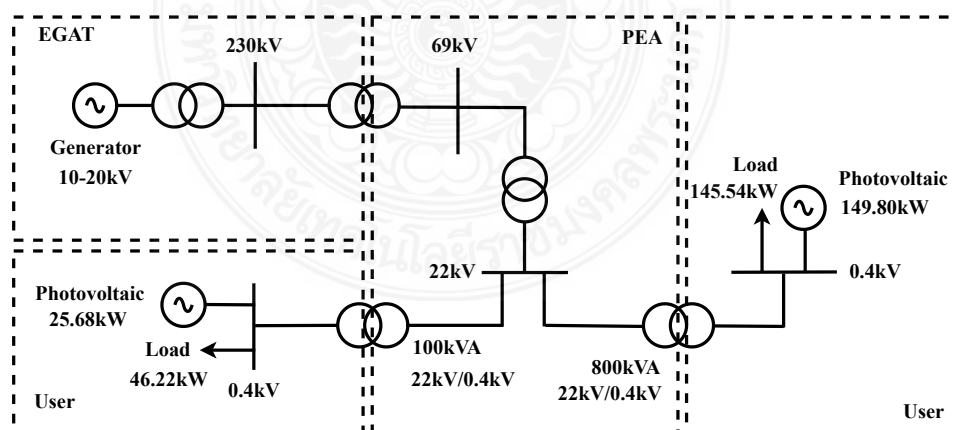
3.1 บทนำ

วิทยานิพนธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา วิธีการวิจัยมีรายละเอียด และลำดับหัวข้อดังนี้

- บทนำ
- ความเป็นมาของระบบทดสอบ
- กรณีศึกษาการวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้า
- กรณีศึกษาการประเมินคาร์บอนเครดิต
- กรณีศึกษาการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์
- กรณีศึกษาการวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน

3.2 ความเป็นมาของระบบทดสอบ

ภาพรวมของระบบทดสอบ ดังแสดงในตารางที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 ภาพรวมของระบบทดสอบ

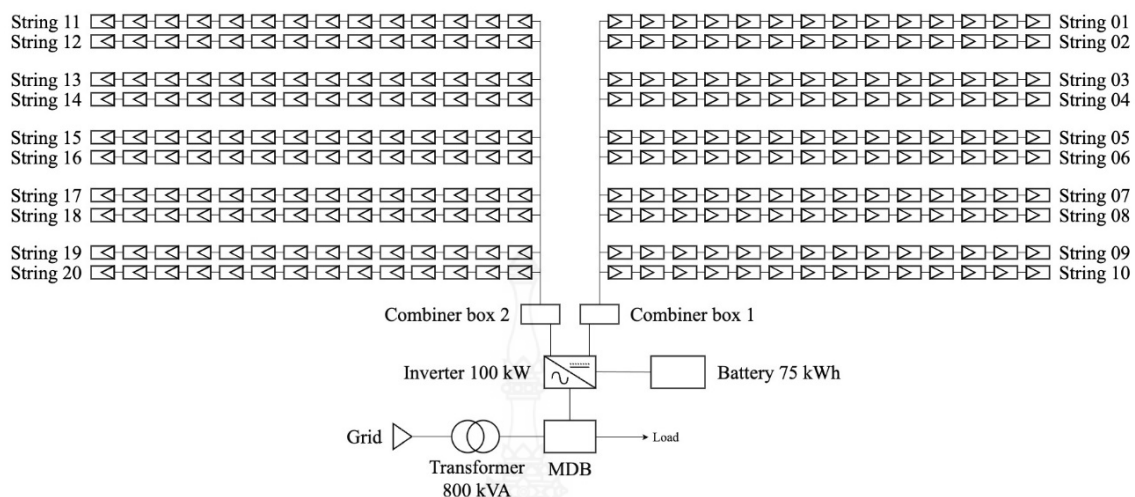
จากภาพที่ 3.1 โหลดเฉลี่ยของอาคารที่รับไฟจากหม้อแปลง 100 kVA คือ 46.22 kW (อาคารสำนักงาน) และโหลดเฉลี่ยของอาคารที่รับไฟจากหม้อแปลง 800 kVA คือ 145.54 kW (อาคารโรงงาน) การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานได้ติดตั้งบนหลังคาอาคารสำนักงานขนาด 25.68 kWp และหลังคาอาคารโรงงานขนาด 149.80 kWp

ตำแหน่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา ดังแสดงในภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3.2 ตำแหน่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา

แผนภาพระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kW ดังแสดงในภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3.3 แผนภาพระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kW

จากภาพที่ 3.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kW ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 20 สตริง แต่ละสตริงมี 14 แผง ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์คือ 535 วัตต์ อินเวอร์เตอร์ขนาด 100 kW และแบตเตอรี่ขนาด 75 kWh

ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

ข้อมูล	ขนาด
Maximum power (Pmax)	535Wp
Maximum power voltage (Vmp)	40.63V
Maximum power current (Imp)	13.17A
Open-circuit voltage (Voc)	49.34V
Short-circuit current (Isc)	13.79A
Module efficiency STC (%)	20.75%

ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

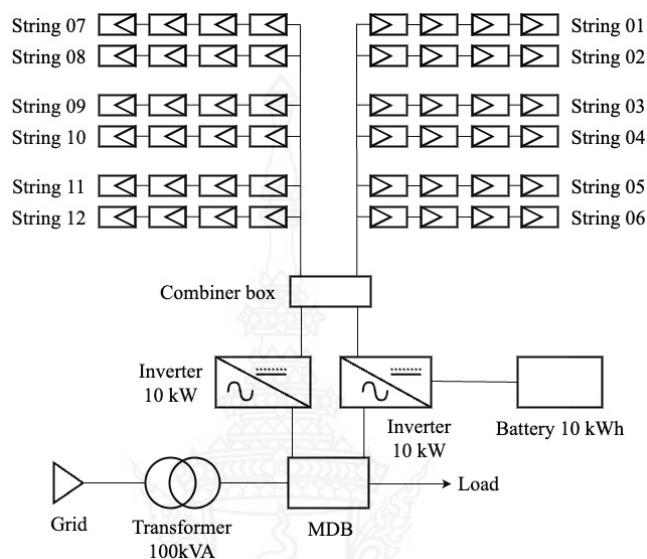
ข้อมูล	ขนาด
Apparent power	110kVA
Rate power	100kW
Rate voltage	400V
Rate current	144A
Voltage range	360-440V
THDi	<3%
PF	0.8lagging-0.8leading

ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

ข้อมูล	ขนาด
Rate capacity	200Ah
Rate energy	76.8kWh
Rate voltage	384V
Voltage range	336-438V
Normal charge/discharge	0.5C
Max charge/discharge	1C
Weight	<= 1060kg
Protection degree	IP 54

แผนภาพระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kW
 ดังแสดงในภาพที่ 3.4



ภาพที่ 3.4 แผนภาพระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kW

จากภาพที่ 3.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kW ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 12 สตริง แต่ละสตริงมี 4 แผง ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์คือ 535 วัตต์ อินเวอร์เตอร์ขนาด 10 kW จำนวน 2 เครื่อง และแบตเตอรี่ขนาด 10 kWh

ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

ข้อมูล	ขนาด
Maximum power (Pmax)	535Wp
Maximum power voltage (Vmp)	40.63V
Maximum power current (Imp)	13.17A
Open-circuit voltage (Voc)	49.34V
Short-circuit current (Isc)	13.79A
Module efficiency STC (%)	20.75%

ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

ข้อมูล	ขนาด
AC nominal power	10,000VA
Max. AC apparent power	10,000W
Nominal AC voltage	230/400V
Frequency	50/60Hz
Max. output current	15.2A
THDi	<3%
PF	0.8lagging-0.8leading

ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา ขนาด 25.68 kWp

ข้อมูล	ขนาด
Energy capacity	10.24kWh
Nominal voltage	204.8V
Operating voltage range	188.8~227.2V
Standard charge/discharge current	25A/0.5C
Max charge/discharge current	50A/1C
DoD	90%
Weight	130kg
Protection degree	IP 65

3.3 กรณีศึกษาการวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้า

การศึกษากการวิเคราะห์ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาแบ่งออกเป็น 2 ขนาดในพื้นที่เดียวกันได้แก่ 149.80 kWp และ 25.68 kWp โดยแบ่งออกเป็น 2 วิธีการ ได้แก่ การวัดค่าการผลิตจริง และโปรแกรม PVsyst

3.4 กรณีศึกษาการประเมินคาร์บอนเครดิต

การศึกษาประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาแบ่งออกเป็น 2 ขนาดในพื้นที่เดียวกันได้แก่ 149.80 kWp และ 25.68 kWp วิธีการคำนวณปริมาณ และมูลค่าของคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาอยู่ภายใต้ขอบเขตการคำนวณตามระเบียบ Grid connected renewable electricity generation (AMS-I.D), Grid-connected electricity generation from renewable sources (ACM0002) และระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (T-VER-S-METH-01-01) และมูลค่าของคาร์บอนเครดิตพิจารณาจากราคาซื้อขาย TVERs แยกตามประเภทโครงการ (พลังงานแสงอาทิตย์) วันที่ 17 พฤศจิกายน 2566

3.5 กรณีศึกษาการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

การศึกษาการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาแบ่งออกเป็น 2 ขนาดในพื้นที่เดียวกันได้แก่ 149.80 kWp และ 25.68 kWp ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษาย่อย ได้แก่ กรณีศึกษาย่อยที่ 1 กรณีพื้นฐานไม่พิจารณาการบอณเครดิต กรณีศึกษาย่อยที่ 2 การพิจารณาการบอณเครดิต 7 ปี (ช่วงที่ 1) กรณีศึกษาย่อยที่ 3 การพิจารณาการบอณเครดิต 14 ปี (ช่วงที่ 2: ต่ออายุโครงการขายการบอณเครดิต) และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 การพิจารณาการบอณเครดิต 25 ปี (ตลอดอายุโครงการ) ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ในกรณีศึกษาย่อยที่ 1 ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางการเงิน อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ในกรณีที่ 2 กรณีที่ 3 และกรณีที่ 4 ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางเศรษฐกิจ อัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐกิจ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน ตามลำดับ

3.6 กรณีศึกษาการวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน

เป็นการนำกำไรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp หลังจากการคืนทุนมาสมทบกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เพื่อให้การคืนทุนเร็วขึ้น เปรียบเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp วิเคราะห์เปรียบเทียบ 4 กรณีศึกษา

บทที่ 4

ผลการวิจัย

4.1 บทนำ

วิทยานิพนธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาแบ่งผลลัพธ์ออกเป็น 4 กรณีศึกษา กรณีที่ 1 การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้า กรณีที่ 2 การประเมินคาร์บอนเครดิต กรณีที่ 3 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ และกรณีที่ 4 การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์แบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษาย่อย ได้แก่ กรณีศึกษาย่อยที่ 1 กรณีพื้นฐานไม่พิจารณาคาร์บอนเครดิต กรณีศึกษาย่อยที่ 2 การพิจารณาคาร์บอนเครดิต 7 ปี (ช่วงที่ 1) กรณีศึกษาย่อยที่ 3 การพิจารณาคาร์บอนเครดิต 14 ปี (ช่วงที่ 2: ต่ออายุโครงการขายคาร์บอนเครดิต) และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 การพิจารณาคาร์บอนเครดิต 25 ปี (ตลอดอายุโครงการ) ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ในกรณีศึกษาย่อยที่ 1 ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางการเงิน อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน (การวิเคราะห์ทางการเงิน) ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ในกรณีศึกษาย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางเศรษฐกิจ อัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐกิจ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน (การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ) ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์มีรายละเอียด และลำดับหัวข้อดังนี้

- บทนำ
- ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้า
- ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิต
- ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

- ผลลัพธ์การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน

4.2 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้า

4.2.1 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ด้วยโปรแกรม PVsyst

ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	EArray (kWh)	E_Grid (kWh)	PR ratio
January	135.50	68.78	27.07	135.50	130.70	17,409.00	16,766.00	0.82
February	133.80	72.13	28.59	133.70	129.10	16,980.00	15,636.00	0.78
March	159.00	84.36	29.83	158.70	153.41	19,807.00	19,033.00	0.80
April	166.10	84.24	30.27	165.90	160.40	20,517.00	18,852.00	0.75
May	156.90	83.42	30.16	156.60	151.20	19,477.00	18,682.00	0.79
June	140.90	81.98	29.26	140.70	135.80	17,806.00	17,064.00	0.81
July	139.50	78.66	29.35	139.20	134.40	17,538.00	16,770.00	0.80
August	135.20	78.34	29.19	134.90	130.30	16,925.00	16,166.00	0.80
September	123.70	71.73	28.25	123.40	119.20	15,564.00	14,863.00	0.80
October	126.60	71.87	28.57	126.30	121.90	16,001.00	15,144.00	0.80
November	124.80	66.31	27.93	124.60	120.30	16,002.00	14,960.00	0.80
December	132.80	62.99	27.24	132.60	128.00	17,101.00	16,443.00	0.82
Year	1,674.80	904.80	28.81	1,672.20	1,614.60	211,127.00	200,378.00	0.80

โดยที่ GlobHor คือ ค่าพลังงานแสงของดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวโลกบนพื้นราบ

DiffHor คือ ค่ารังสีกระจายที่ตกกระทบพื้นผิวโลกบนพื้นราบ

T_Amp คือ อุณหภูมิแวดล้อม

GlobInc คือ ค่าพลังงานแสงของดวงอาทิตย์ที่ตัวเก็บรังสีอาทิตย์ได้รับ

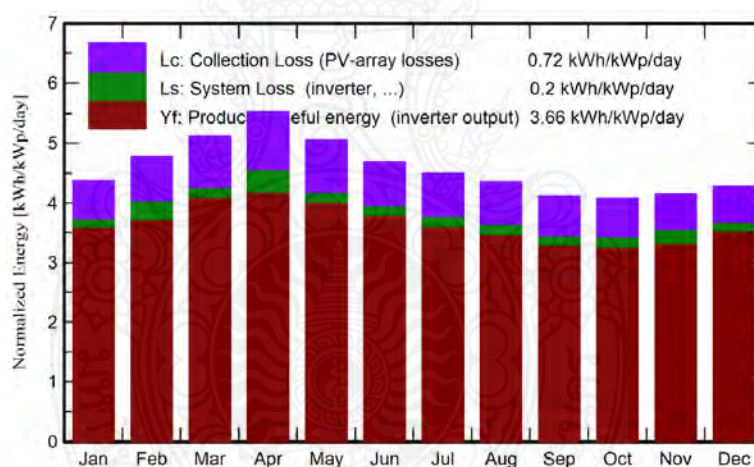
GlobEff คือ ค่าพลังงานแสงของดวงอาทิตย์สุทธิที่ตัวเก็บรังสีอาทิตย์ได้รับหลังจากคิดรังสีสะท้อนและเงาบัง

EArray คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

E_Grid คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้า

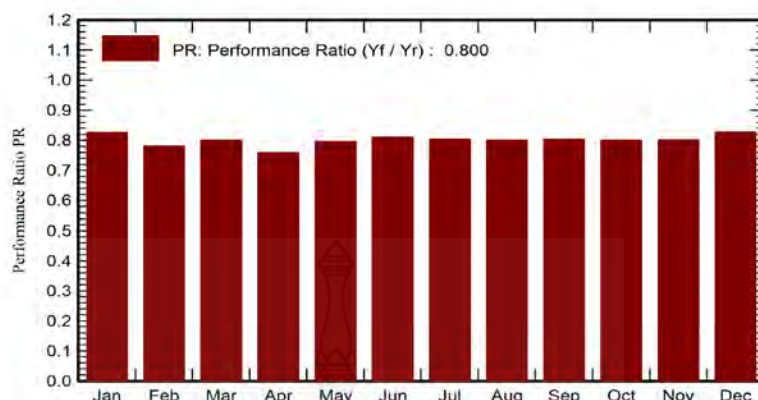
PR คือ ค่าสมรรถนะของระบบ [72]

ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าปกติ (ต่อกิโวลต์ดัดที่ติดตั้ง) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในภาพที่ 4.1



ภาพที่ 4.1 ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าปกติ (ต่อกิโวลต์ดัดที่ติดตั้ง) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

ผลลัพธ์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 ผลลัพธ์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

4.2.2 ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

Month	Solar (kWh)	Load backup (kWh)	Charge (kWh)	Discharge (kWh)	Import from Grid (kWh)	Export to Grid (kWh)
March	12,784.90	4,153.10	917.00	1,123.80	3,415.70	10,762.60
April	12,639.40	3,351.00	672.60	919.80	2,465.20	10,424.70
May	16,490.10	4,270.00	789.00	1,075.90	3,310.80	14,045.50
June	12,462.90	4,154.90	1,329.50	1,638.60	3,035.30	10,142.10
July	11,427.30	4,631.20	1,664.50	1,982.50	3,495.40	9,102.60
August	12,288.90	5,519.20	1,719.70	2,033.30	4,379.80	9,960.50
September	11,879.00	5,025.20	1,671.90	1,973.70	3,925.60	9,590.40
October	10,588.20	5,160.00	1,657.20	1,986.50	4,209.10	8,426.50

4.2.3 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ด้วยโปรแกรม PVsyst

ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรม PVsyst ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	EArray (MWh)	E_Solar (MWh)	E_Grid (MWh)	EFrGrid (MWh)
January	135.50	68.78	27.07	135.50	134.70	3.058	2.162	0.777	2.302
February	133.80	72.13	28.59	133.70	133.10	3.952	1.994	0.843	2.038
March	159.00	84.36	29.83	158.70	158.10	3.396	2.220	1.049	2.244
April	166.10	84.24	30.27	165.90	165.30	3.494	2.228	1.136	2.092
May	156.90	83.42	30.16	156.60	155.90	3.341	2.276	0.934	2.188
June	140.90	81.98	29.26	140.70	139.90	3.082	2.192	0.763	2.128
July	139.50	78.66	29.35	139.20	138.60	3.024	2.115	0.791	2.349
August	135.20	78.34	29.19	134.90	134.30	2.910	2.023	0.772	2.441
September	123.70	71.73	28.25	123.40	122.80	2.691	1.892	0.695	2.428
October	126.60	71.87	28.57	126.30	125.70	2.760	1.952	0.696	2.512
November	124.80	66.31	27.93	124.60	124.00	2.786	2.001	0.667	2.319
December	132.80	62.99	27.24	132.60	132.00	2.995	2.103	0.767	2.361
Year	1,674.80	904.80	28.81	1,672.20	1,664.50	36.486	25.158	9.889	27.402

โดยที่ GlobHor คือ ค่าพลังงานแสงของดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวโลกบนพื้นราบ

DiffHor คือ ค่ารังสีกระจายที่ตกกระทบพื้นผิวโลกบนพื้นราบ

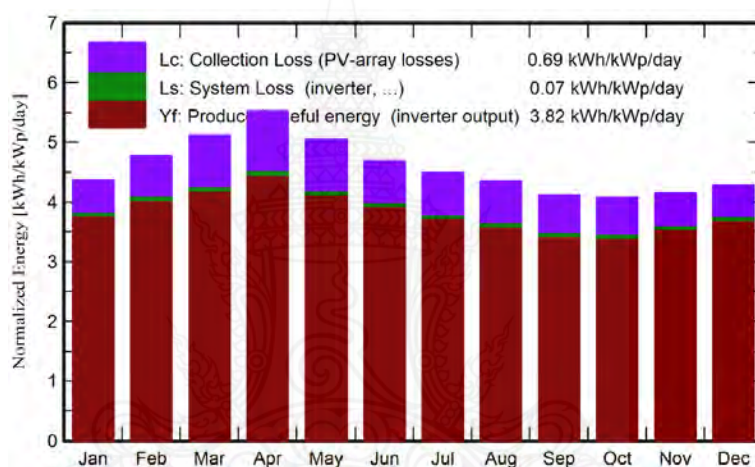
T_Amp คือ อุณหภูมิแวดล้อม

GlobInc คือ ค่าพลังงานแสงของดวงอาทิตย์ที่ตัวเก็บรังสีอาทิตย์ได้รับ

GlobEff คือ ค่าพลังงานแสงของดวงอาทิตย์สุทธิที่ตัวเก็บรังสีอาทิตย์ได้รับหลังจากคิดรังสีสะท้อนและเงาบัง

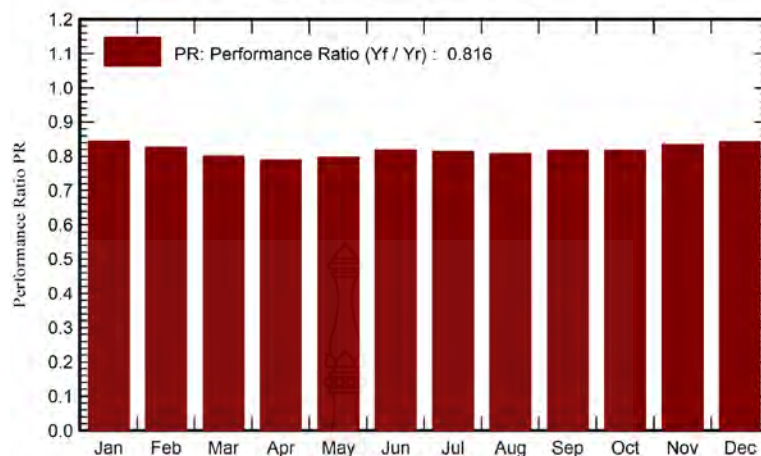
EArray คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้
 E_Solar คือ ค่าพลังงานจากดวงอาทิตย์
 E_Grid คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้า
 EFrGrid คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าจากกริด

ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าปกติ (ต่อกิโลวัตต์ที่ติดตั้ง) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในภาพที่ 4.3



ภาพที่ 4.3 ผลลัพธ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าปกติ (ต่อกิโลวัตต์ที่ติดตั้ง) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

ผลลัพธ์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 ผลลัพธ์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

4.2.4 ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน บนหลังคาขนาด 25.68 kWp

ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน
บนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 ผลลัพธ์การวัดค่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบน
หลังคาขนาด 25.68 kWp

Month	Solar (kWh)	Load backup (kWh)	From battery (kWh)	Import from Grid (kWh)	Export to Grid (kWh)
March	3,405.30	8,823.10	212.90	5,718.00	276.00
April	3,311.20	7,967.80	203.90	5,110.00	430.00
May	3,912.10	9,521.30	212.90	6,007.00	381.00
June	3,389.50	8,646.60	206.80	5,563.00	291.00
July	3,360.30	8,051.90	215.60	5,032.00	326.00
August	3,391.70	8,905.30	215.50	5,835.00	308.00
September	3,041.50	7,887.00	209.90	5,043.00	183.00
October	2,597.00	7,959.60	215.10	5,599.00	323.00

4.3 ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิต

ราคาของคาร์บอนเครดิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ อ้างอิงจากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน: อบก.) ข้อมูล ณ วันที่ 17 พฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ดังแสดงในภาพที่ 4.5



ภาพที่ 4.5 ราคาของคาร์บอนเครดิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ อ้างอิงจาก
องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน: อบก.)

จากภาพที่ 4.5 ราคาขั้นต่ำของพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 21.50 บาท ราคาสูงสุดของพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 500 บาท และราคาเฉลี่ยของพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 45.92 บาท

4.3.1 ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน บนหลังคาขนาด 149.80 kWp

ปริมาณของคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$BE_y = (200,378 \times 10^{-3}) \times 0.4401 = 88.1864 \text{ tCO}_2\text{eq ต่อปี}$$

$$ER_y = 88.1864 - 0 = 88.1864 \text{ tCO}_2\text{eq}$$

ผลตอบแทนของคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\text{ผลตอบแทนของคาร์บอนเครดิต} = 88.1864 \times 45.9200 = 4,049.5176 \text{ บาท}$$

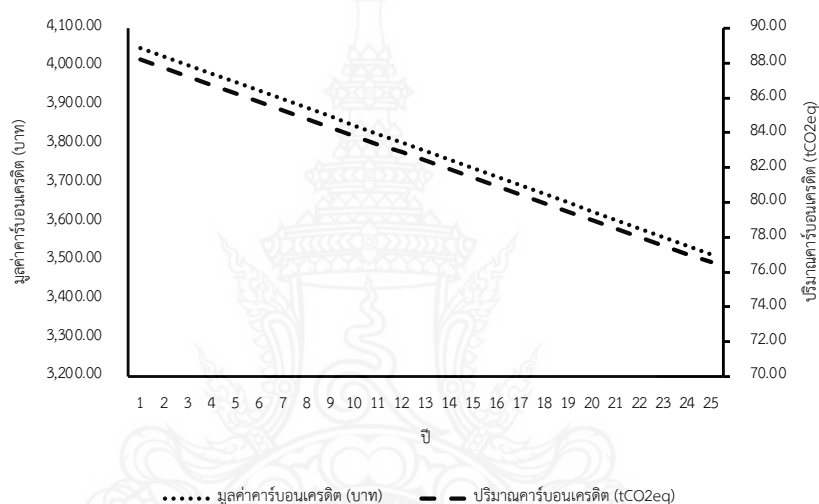
ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน
บนหลังคาขนาด 149.80 kWp

ปี	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kW)	คาร์บอนเครดิต (tCO ₂ eq)	มูลค่าคาร์บอนเครดิต (บาท)
1	200,378.0000	88.1864	4,049.5176
2	199,275.9210	87.7013	4,027.2452
3	198,173.8420	87.2163	4,004.9729
4	197,071.7630	86.7313	3,982.7005
5	195,969.6840	86.2463	3,960.4282
6	194,867.6050	85.7612	3,938.1558
7	193,765.5260	85.2762	3,915.8835
8	192,663.4470	84.7912	3,893.6111
9	191,561.3680	84.3062	3,871.3388
10	190,459.2890	83.8211	3,849.0664
11	189,357.2100	83.3361	3,826.7941
12	188,255.1310	82.8511	3,804.5217
13	187,153.0520	82.3661	3,782.2494
14	186,050.9730	81.8810	3,759.9770
15	184,948.8940	81.3960	3,737.7047
16	183,846.8150	80.9110	3,715.4324
17	182,744.7360	80.4260	3,693.1600
18	181,642.6570	79.9409	3,670.8877
19	180,540.5780	79.4559	3,648.6153
20	179,438.4990	78.9709	3,626.3430
21	178,336.4200	78.4859	3,604.0706
22	177,234.3410	78.0008	3,581.7983
23	176,132.2620	77.5158	3,559.5259
24	175,030.1830	77.0308	3,537.2536
25	173,928.1040	76.5458	3,514.9812
รวม	4,678,826.3000	2,059.1515	94,556.2348

จากตารางที่ 4.5 ผลลัพธ์การผลิตไฟฟ้าที่ประเมินจากโปรแกรม PVsyst ในปีที่ 1 ปีที่ 7 ปีที่ 14 และปีที่ 25 ผลิตได้ 200,378.0000 kW 193,765.5260 kW 186,050.9730 kW และ 173,928.1040 kW คิดเป็นคาร์บอนเครดิต 88.1864 tCO₂eq 85.2762 tCO₂eq 81.8810 tCO₂eq และ 76.5458 tCO₂eq คิดเป็นมูลค่า 4,049.5176 บาท 3,915.8835 บาท 3,759.9770 บาท และ 3,514.9812 บาท

การเปรียบเทียบปริมาณ และมูลค่าคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.6 การเปรียบเทียบปริมาณ และมูลค่าคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

4.3.2 ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

ปริมาณของคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$BE_y = (35,047 \times 10^{-3}) \times 0.4401 = 15.4241 \text{ tCO}_2\text{eq ต่อปี}$$

$$ER_y = 15.4241 - 0 = 15.4241 \text{ tCO}_2\text{eq}$$

ผลตอบแทนของคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน
บนหลังคาขนาด 149.80 kWp สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\text{ผลตอบแทนของคาร์บอนเครดิต} = 15.4241 \times 45.9200 = 708.2786 \text{ บาท}$$

ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ
ผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบน
หลังคาขนาด 25.68 kWp

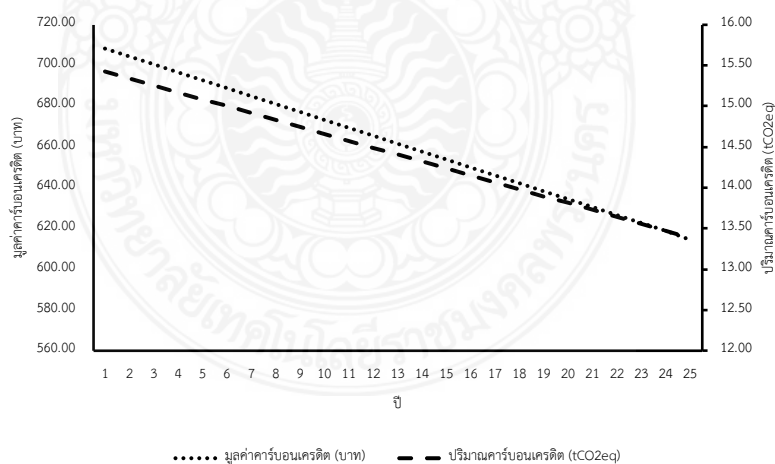
ปี	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kW)	คาร์บอนเครดิต (tCO ₂ eq)	มูลค่าคาร์บอนเครดิต (บาท)
1	35,047.0000	15.4242	708.2786
2	34,854.2415	15.3394	704.3830
3	34,661.4830	15.2545	700.4875
4	34,468.7245	15.1697	696.5920
5	34,275.9660	15.0849	692.6964
6	34,083.2075	15.0000	688.8009
7	33,890.4490	14.9152	684.9054
8	33,697.6905	14.8304	681.0098
9	33,504.9320	14.7455	677.1143
10	33,312.1735	14.6607	673.2188
11	33,119.4150	14.5759	669.3232
12	32,926.6565	14.4910	665.4277
13	32,733.8980	14.4062	661.5322
14	32,541.1395	14.3214	657.6366
15	32,348.3810	14.2365	653.7411
16	32,155.6225	14.1517	649.8456
17	31,962.8640	14.0669	645.9500
18	31,770.1055	13.9820	642.0545
19	31,577.3470	13.8972	638.1590
20	31,384.5885	13.8124	634.2635

ตารางที่ 4.6 ผลลัพธ์การประเมินคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน
บนหลังคาขนาด 25.68 kWp (ต่อ)

ปี	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kW)	คาร์บอนเครดิต (tCO ₂ eq)	มูลค่าคาร์บอนเครดิต (บาท)
21	31,191.8300	13.7275	630.3679
22	30,999.0715	13.6427	626.4724
23	30,806.3130	13.5579	622.5769
24	30,613.5545	13.4730	618.6813
25	30,420.7960	13.3882	614.7858
รวม	818,347.4500	360.1547	16,538.3044

จากตารางที่ 4.6 ผลลัพธ์การผลิตไฟฟ้าที่ประเมินจากโปรแกรม PVsyst ในปีที่ 1 ปีที่ 7 ปีที่ 14 และปีที่ 25 ผลิตได้ 35,047.0000 kW 33,890.4490 kW 32,541.1395 kW และ 30,420.7960 kW คิดเป็นคาร์บอนเครดิตได้ 15.4242 tCO₂eq 14.9152 tCO₂eq 14.3214 tCO₂eq และ 13.3882 tCO₂eq คิดเป็นมูลค่า 708.2786 บาท 684.9054 บาท 657.6366 บาท และ 614.7858 บาท

การเปรียบเทียบปริมาณ และมูลค่าคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในภาพที่ 4.7



ภาพที่ 4.7 การเปรียบเทียบปริมาณ และมูลค่าคาร์บอนเครดิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

4.4 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

4.4.1 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

ปี	การลงทุน		ผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)
	การลงทุน (บาท)	O&M (บาท)		
0	5,827,220.00	0.00	0.00	-5,827,220.00
1	0.00	0.00	735,693.31	735,693.31
2	0.00	0.00	731,646.99	731,646.99
3	0.00	44,940.00	727,600.68	682,660.68
4	0.00	44,940.00	723,554.37	678,614.37
5	0.00	44,940.00	719,508.05	674,568.05
6	0.00	44,940.00	715,461.74	670,521.74
7	0.00	44,940.00	711,415.43	666,475.43
8	0.00	44,940.00	707,369.11	662,429.11
9	0.00	44,940.00	703,322.80	658,382.80
10	0.00	44,940.00	699,276.49	654,336.49
11	0.00	44,940.00	695,230.17	650,290.17
12	0.00	44,940.00	691,183.86	646,243.86
13	0.00	44,940.00	687,137.55	642,197.55
14	0.00	44,940.00	683,091.24	638,151.24
15	0.00	44,940.00	679,044.92	634,104.92
16	0.00	44,940.00	674,998.61	630,058.61
17	0.00	44,940.00	670,952.30	626,012.30
18	0.00	44,940.00	666,905.98	621,965.98
19	0.00	44,940.00	662,859.67	617,919.67
20	0.00	44,940.00	658,813.36	613,873.36

ตารางที่ 4.7 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน
บนหลังคาขนาด 149.80 kWp (ต่อ)

ปี	การลงทุน		ผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)
	การลงทุน (บาท)	O&M (บาท)		
21	0.00	44,940.00	654,767.04	609,827.04
22	0.00	44,940.00	650,720.73	605,780.73
23	0.00	44,940.00	646,674.42	601,734.42
24	0.00	44,940.00	642,628.10	597,688.10
25	0.00	44,940.00	638,581.79	593,641.79
Total	5,827,220.00	1,033,620.00	17,178,438.71	10,317,598.71

จากตารางที่ 4.7 ผลประโยชน์ตลอด 25 ปี สุทธิ 17,178,438.71 บาท มูลค่าปัจจุบัน
สุทธิทางการเงิน 247,143.27 บาท อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน 10.57% อัตราส่วนผลตอบแทน
ต่อต้นทุน คือ 2.771 และระยะเวลาคืนทุน 8.493 ปี

ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ
ผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน
บนหลังคาขนาด 149.80 kWp

ปี	Cost		Benefit		Balance		
	การลงทุน (บาท)	O&M (บาท)	ผลประโยชน์ (บาท)	คาร์บอน เครดิต (บาท)	ผลตอบแทน กรณีศึกษาย่อย ที่ 2 (บาท)	ผลตอบแทน กรณีศึกษาย่อย ที่ 3 (บาท)	ผลตอบแทน กรณีศึกษาย่อย ที่ 4 (บาท)
0	5,827,220.00	0.00	0.00	0.00	-5,827,220.00	-5,827,220.00	-5,827,220.00
1	0.00	0.00	735,693.31	4,049.52	739,742.82	739,742.82	739,742.82
2	0.00	0.00	731,646.99	4,027.25	735,674.24	735,674.24	735,674.24
3	0.00	44,940.00	727,600.68	4,004.97	686,665.65	686,665.65	686,665.65
4	0.00	44,940.00	723,554.37	3,982.70	682,597.07	682,597.07	682,597.07
5	0.00	44,940.00	719,508.05	3,960.43	678,528.48	678,528.48	678,528.48
6	0.00	44,940.00	715,461.74	3,938.16	674,459.90	674,459.90	674,459.90
7	0.00	44,940.00	711,415.43	3,915.88	670,391.31	670,391.31	670,391.31
8	0.00	44,940.00	707,369.11	3,893.61	662,429.11	666,322.73	666,322.73
9	0.00	44,940.00	703,322.80	3,871.34	658,382.80	662,254.14	662,254.14
10	0.00	44,940.00	699,276.49	3,849.07	654,336.49	658,185.55	658,185.55
11	0.00	44,940.00	695,230.17	3,826.79	650,290.17	654,116.97	654,116.97
12	0.00	44,940.00	691,183.86	3,804.52	646,243.86	650,048.38	650,048.38
13	0.00	44,900.00	687,137.55	3,782.25	642,197.55	645,979.80	645,979.80
14	0.00	44,900.00	683,091.24	3,759.98	638,151.24	641,911.21	641,911.21
15	0.00	44,900.00	679,044.92	3,737.70	634,104.92	634,104.92	637,842.63
16	0.00	44,900.00	674,998.61	3,715.43	630,058.61	630,058.61	633,774.04
17	0.00	44,900.00	670,952.30	3,693.16	626,012.30	626,012.30	629,705.46
18	0.00	44,900.00	666,905.98	3,670.89	621,965.98	621,965.98	625,636.87
19	0.00	44,900.00	662,859.67	3,648.62	617,919.67	617,919.67	621,568.28
20	0.00	44,900.00	658,813.36	3,626.34	613,873.36	613,873.36	617,499.70
21	0.00	44,900.00	654,767.04	3,604.07	609,827.04	609,827.04	613,431.11
22	0.00	44,900.00	650,720.73	3,581.80	605,780.73	605,780.73	609,362.53
23	0.00	44,900.00	646,674.42	3,559.53	601,734.42	601,734.42	605,293.94
24	0.00	44,900.00	642,628.10	3,537.25	597,688.10	597,688.10	601,225.36
25	0.00	44,900.00	638,581.79	3,514.98	593,641.79	593,641.79	597,156.77
Total	5,827,220.00	1,033,620.00	17,178,438.71	94,556.23	10,345,477.62	10,372,265.18	10,412,154.95

จากตารางที่ 4.8 ผลประโยชน์ตลอด 25 ปี สุทธิ 17,178,438.71 บาท รายรับจากคาร์บอนเครดิตรวม 94,556.23 บาท ผลลัพธ์รายได้เมื่อหักต้นทุนกรณีศึกษาย่อยที่ 1 กรณีศึกษาย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 มีค่า 10,317,598.71 บาท 10,345,477.62 บาท 10,372,265.18 บาท และ 10,412,154.95 บาท ตามลำดับ

ผลลัพธ์ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ผลลัพธ์ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

กรณี	NPV	IRR	B/C ratio	ระยะเวลาคืนทุน
กรณีที่ศึกษาย่อย 1	246,849.61 บาท	10.57%	2.771	8.493 ปี
(กรณีพื้นฐานไม่พิจารณาคาร์บอนเครดิต)	(FNPV)	(EIRR)		
กรณีที่ศึกษาย่อยที่ 2	259,674.92 บาท	10.62%	2.775	8.451 ปี
(พิจารณาคาร์บอนเครดิต 7 ปี)	(ENPV)	(EIRR)		
กรณีที่ศึกษาย่อยที่ 3	265,999.23 บาท	10.64%	2.780	8.442 ปี
(พิจารณาคาร์บอนเครดิต 14 ปี)	(ENPV)	(EIRR)		
กรณีที่ศึกษาย่อยที่ 4	270,116.68 บาท	10.65%	2.787	8.442 ปี
(พิจารณาคาร์บอนเครดิต 25 ปี)	(ENPV)	(EIRR)		

จากตารางที่ 4.9 มูลค่าปัจจุบันสุทธิคิดที่อัตราคิดลด 10% กรณีศึกษาย่อยที่ 1 กรณีพื้นฐานไม่พิจารณาคาร์บอนเครดิต (การวิเคราะห์ทางการเงิน) กรณีศึกษาย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 พิจารณาคาร์บอนเครดิต 7 ปี 14 ปี และ 25 ปี ตามลำดับ (การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ)

4.4.2 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน
บนหลังคาขนาด 25.68 kWp

ปี	การลงทุน		ผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)
	การลงทุน (บาท)	O&M (บาท)		
0	1,766,336.00	0.00	0.00	-1,766,336.00
1	0.00	0.00	128,676.02	128,676.02
2	0.00	0.00	127,968.30	127,968.30
3	0.00	11,280.00	127,260.58	115,980.58
4	0.00	11,280.00	126,552.86	115,272.86
5	0.00	11,280.00	125,845.15	114,565.15
6	0.00	11,280.00	125,137.43	113,857.43
7	0.00	11,280.00	124,429.71	113,149.71
8	0.00	11,280.00	123,721.99	112,441.99
9	0.00	11,280.00	123,014.27	111,734.27
10	0.00	11,280.00	122,306.56	111,026.56
11	0.00	11,280.00	121,598.84	110,318.84
12	0.00	11,280.00	120,891.12	109,611.12
13	0.00	11,280.00	120,183.40	108,903.40
14	0.00	11,280.00	119,475.68	108,195.68
15	0.00	11,280.00	118,767.97	107,487.97
16	0.00	11,280.00	118,060.25	106,780.25
17	0.00	11,280.00	117,352.53	106,072.53
18	0.00	11,280.00	116,644.81	105,364.81
19	0.00	11,280.00	115,937.09	104,657.09
20	0.00	11,280.00	115,229.37	103,949.37
21	0.00	11,280.00	114,521.66	103,241.66
22	0.00	11,280.00	113,813.94	102,533.94
23	0.00	11,280.00	113,106.22	101,826.22
24	0.00	11,280.00	112,398.50	101,118.50
25	0.00	11,280.00	111,690.78	100,410.78
Total	1,766,336.00	259,440.00	3,004,585.04	978,809.04

จากตารางที่ 4.10 รายรับตลอด 25 ปี สุทธิ 3,004,585.04 บาท อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน 3.88% มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางการเงิน -729,060.75 บาท อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน 1.554 ระยะเวลาคืนทุน 15.532 ปี ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

ปี	Cost		Benefit		Balance		
	การลงทุน (บาท)	O&M (บาท)	ผลประโยชน์ (บาท)	คาร์บอนเครดิต (บาท)	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา
					ย่อยที่ 2 (บาท)	ย่อยที่ 3 (บาท)	ย่อยที่ 4 (บาท)
0	1,766,336.00	0.00	0.00	0.00	-1,766,336.00	-1,766,336.00	-1,766,336.00
1	0.00	0.00	128,676.02	708.28	129,384.30	129,384.30	129,384.30
2	0.00	0.00	127,968.30	704.38	128,672.68	128,672.68	128,672.68
3	0.00	11,280.00	127,260.58	700.49	116,681.07	116,681.07	116,681.07
4	0.00	11,280.00	126,552.86	696.59	115,969.46	115,969.46	115,969.46
5	0.00	11,280.00	125,845.15	692.70	115,257.84	115,257.84	115,257.84
6	0.00	11,280.00	125,137.43	688.80	114,546.23	114,546.23	114,546.23
7	0.00	11,280.00	124,429.71	684.91	113,834.62	113,834.62	113,834.62
8	0.00	11,280.00	123,721.99	681.01	112,441.99	113,123.00	113,123.00
9	0.00	11,280.00	123,014.27	677.11	111,734.27	112,411.39	112,411.39
10	0.00	11,280.00	122,306.56	673.22	111,026.56	111,699.77	111,699.77
11	0.00	11,280.00	121,598.84	669.32	110,318.84	110,988.16	110,988.16
12	0.00	11,280.00	120,891.12	665.43	109,611.12	110,276.55	110,276.55
13	0.00	11,280.00	120,183.40	661.53	108,903.40	109,564.93	109,564.93
14	0.00	11,280.00	119,475.68	657.64	108,195.68	108,853.32	108,853.32
15	0.00	11,280.00	118,767.97	653.74	107,487.97	107,487.97	108,141.71
16	0.00	11,280.00	118,060.25	649.85	106,780.25	106,780.25	107,430.09
17	0.00	11,280.00	117,352.53	645.95	106,072.53	106,072.53	106,718.48
18	0.00	11,280.00	116,644.81	642.05	105,364.81	105,364.81	106,006.87
19	0.00	11,280.00	115,937.09	638.16	104,657.09	104,657.09	105,295.25
20	0.00	11,280.00	115,229.37	634.26	103,949.37	103,949.37	104,583.64

ตารางที่ 4.11 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp (ต่อ)

ปี	Cost		Benefit		Balance		
	การลงทุน (บาท)	O&M (บาท)	ผลประโยชน์ (บาท)	คาร์บอนเครดิต (บาท)	ผลประโยชน์	ผลประโยชน์	ผลประโยชน์
					กรณีศึกษา ย่อยที่ 2 (บาท)	กรณีศึกษา ย่อยที่ 3 (บาท)	กรณีศึกษา ย่อยที่ 4 (บาท)
0	1,766,336.00	0.00	0.00	0.00	-1,766,336.00	-1,766,336.00	-1,766,336.00
21	0.00	11,280.00	114,521.66	630.37	103,241.66	103,241.66	103,872.02
22	0.00	11,280.00	113,813.94	626.47	102,533.94	102,533.94	103,160.41
23	0.00	11,280.00	113,106.22	622.58	101,826.22	101,826.22	102,448.80
24	0.00	11,280.00	112,398.50	618.68	101,118.50	101,118.50	101,737.18
25	0.00	11,280.00	111,690.78	614.79	100,410.78	100,410.78	101,025.57

จากตารางที่ 4.11 รายรับตลอด 25 ปี สุทธิ 3,004,585.04 บาท รายรับจากคาร์บอนเครดิตรวม 10,916.29 บาท ผลลัพธ์รายได้เมื่อหักต้นทุนกรณีศึกษาย่อยที่ 1 กรณีศึกษาย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 มีค่า 978,809.04 บาท 983,685.19 บาท 988,370.45 บาท และ 995,347.35 บาท ตามลำดับ

ผลลัพธ์ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.12 (มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางการเงินคิดที่อัตราคิดลด 10%)

ตารางที่ 4.12 ผลลัพธ์ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp

กรณี	NPV	IRR	B/C ratio	ระยะเวลาคืนทุน
กรณีศึกษาย่อยที่ 1 (กรณีพื้นฐานไม่พิจารณาคาร์บอนเครดิต)	-729,060.75 บาท (FNPV)	3.88% (FIRR)	1.554	15.535 ปี
กรณีศึกษาย่อยที่ 2 (พิจารณาคาร์บอนเครดิต 7 ปี)	-726,817.54 บาท (ENPV)	3.90% (EIRR)	1.557	15.490 ปี
กรณีศึกษาย่อยที่ 3 (พิจารณาคาร์บอนเครดิต 14 ปี)	-725,711.39 บาท (ENPV)	3.92% (EIRR)	1.560	15.446 ปี
กรณีศึกษาย่อยที่ 4 (พิจารณาคาร์บอนเครดิต 25 ปี)	-724,991.23 บาท (ENPV)	3.94% (EIRR)	1.564	15.437 ปี

จากตารางที่ 4.12 มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางการเงินคิดที่อัตราคิดลด 10% ในกรณีศึกษาย่อยที่ 1 เป็นกรณีพื้นฐานไม่มีการคำนวณคาร์บอนเครดิต (การวิเคราะห์ทางการเงิน) ในส่วนของกรณีศึกษาย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 พิจารณาคาร์บอนเครดิต (การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ)

4.5 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาในพื้นที่เดียวกัน

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp อัตราคิดลด 10% มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางการเงิน -729,060.75 บาท อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน 3.88% ระยะเวลาคืนทุน 15.535 ปี จากตัวเลขข้างต้นไม่เหมาะสมแก่การลงทุน แต่เนื่องด้วยทางโรงงานมีความต้องการแก้ไขปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ และไฟฟ้าดับในฤดูฝน โหลดที่ทำการสำรอง ได้แก่ ระบบเซิร์ฟเวอร์ และระบบแสงสว่างของอาคารสำนักงาน

เนื่องจากพื้นที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp อยู่ในพื้นที่เดียวกัน และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp มีการคืนทุนอยู่ที่ 8.493 ปี

ดังนั้นจึงนำกำไรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp หลังจากการคืนทุนมาสมทบกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เพื่อให้การคืนทุนเร็วขึ้น ผลลัพธ์การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ร่วมกับ 25.68 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 ผลลัพธ์การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน
บนหลังคาขนาด 149.80 kWp ร่วมกับ 25.68 kWp

ปี	ผลประโยชน์ของระบบ 25.68 kWp				ผลประโยชน์ของระบบ 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรของระบบ 149.80 kWp			
	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา ย่อยที่ 1	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา ย่อยที่ 2	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา ย่อยที่ 3	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา ย่อยที่ 4	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา ย่อยที่ 1	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา ย่อยที่ 2	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา ย่อยที่ 3	ผลประโยชน์ กรณีศึกษา ย่อยที่ 4
	(บาท)	(บาท)	(บาท)	(บาท)	(บาท)	(บาท)	(บาท)	(บาท)
0	-1,766,336	-1,766,336	-1,766,336	-1,766,336	-1,766,336	-1,766,336	-1,766,336	-1,766,336
1	128,676.02	129,384.30	129,384.30	129,384.30	128,676.02	129,384.30	129,384.30	129,384.30
2	127,968.30	128,672.68	128,672.68	128,672.68	127,968.30	128,672.68	128,672.68	128,672.68
3	115,980.58	116,681.07	116,681.07	116,681.07	115,980.58	116,681.07	116,681.07	116,681.07
4	115,272.86	115,969.46	115,969.46	115,969.46	115,272.86	115,969.46	115,969.46	115,969.46
5	114,565.15	115,257.84	115,257.84	115,257.84	114,565.15	115,257.84	115,257.84	115,257.84
6	113,857.43	114,546.23	114,546.23	114,546.23	113,857.43	114,546.23	114,546.23	114,546.23
7	113,149.71	113,834.62	113,834.62	113,834.62	113,149.71	113,834.62	113,834.62	113,834.62
8	112,441.99	112,441.99	113,123.00	113,123.00	112,441.99	112,441.99	113,123.00	113,123.00
9	111,734.27	111,734.27	112,411.39	112,411.39	445,506.76	473,385.66	481,827.73	481,827.73
10	111,026.56	111,026.56	111,699.77	111,699.77	765,363.04	765,363.04	769,885.33	769,885.33
11	110,318.84	110,318.84	110,988.16	110,988.16	760,609.01	760,609.01	765,105.13	765,105.13
12	109,611.12	109,611.12	110,276.55	110,276.55	755,854.98	755,854.98	760,324.93	760,324.93
13	108,903.40	108,903.40	109,564.93	109,564.93	751,100.95	751,100.95	755,544.73	755,544.73
14	108,195.68	108,195.68	108,853.32	108,853.32	746,346.92	746,346.92	750,764.53	750,764.53
15	107,487.97	107,487.97	107,487.97	108,141.71	741,592.89	741,592.89	741,592.89	745,984.33
16	106,780.25	106,780.25	106,780.25	107,430.09	736,838.86	736,838.86	736,838.86	741,204.13
17	106,072.53	106,072.53	106,072.53	106,718.48	732,084.83	732,084.83	732,084.83	736,423.94
18	105,364.81	105,364.81	105,364.81	106,006.87	727,330.79	727,330.79	727,330.79	731,643.74
19	104,657.09	104,657.09	104,657.09	105,295.25	722,576.76	722,576.76	722,576.76	726,863.54
20	103,949.37	103,949.37	103,949.37	104,583.64	717,822.73	717,822.73	717,822.73	722,083.34
21	103,241.66	103,241.66	103,241.66	103,872.02	713,068.70	713,068.70	713,068.70	717,303.14
22	102,533.94	102,533.94	102,533.94	103,160.41	708,314.67	708,314.67	708,314.67	712,522.94
23	101,826.22	101,826.22	101,826.22	102,448.80	703,560.64	703,560.64	703,560.64	707,742.74
24	101,118.50	101,118.50	101,118.50	101,737.18	698,806.61	698,806.61	698,806.61	702,962.54
25	100,410.78	100,410.78	100,410.78	101,025.57	694,052.57	694,052.57	694,052.57	698,182.34
Total	978,809.04	983,685.19	988,370.45	995,347.35	11,296,407.76	11,329,162.80	11,360,635.63	11,407,502.30

จากตารางที่ 4.13 ผลประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ตลอด 25 ปี กรณีศึกษาย่อยที่ 1 กรณีศึกษาย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 คือ 11,296,407.76 บาท 11,329,162.80 บาท 11,360,635.63 บาท และ 11,407,502.30 บาท ตามลำดับ

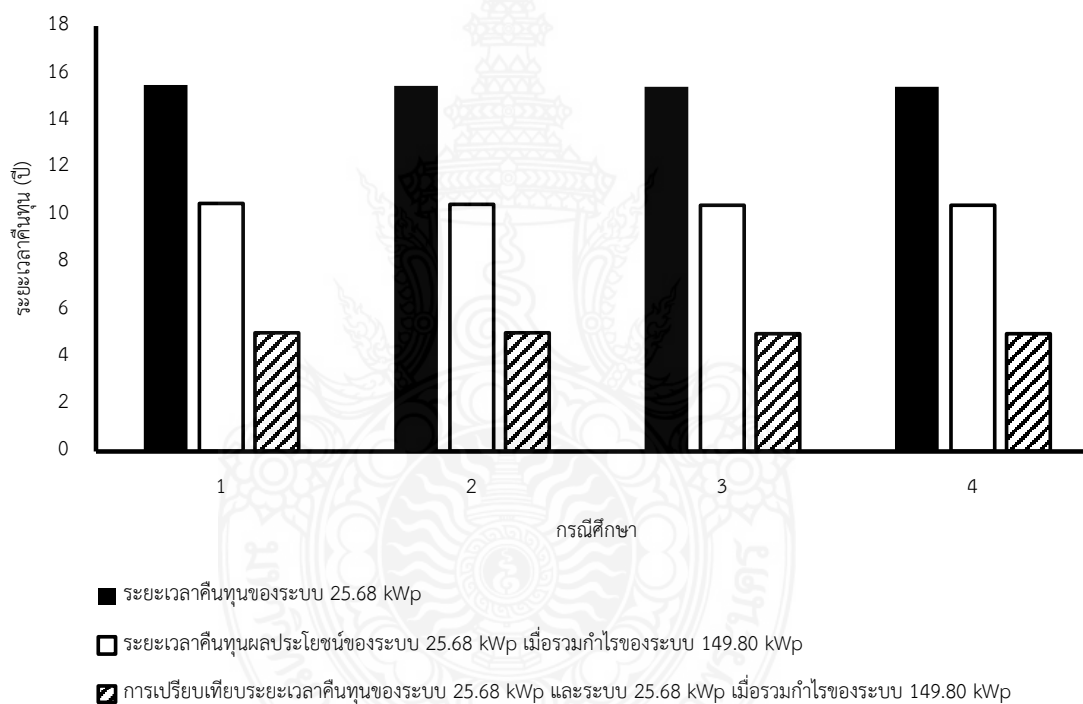
ผลลัพธ์ระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เปรียบเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 ผลลัพธ์ระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เปรียบเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

กรณี	ระยะเวลาคืนทุน		การเปรียบเทียบระยะเวลาคืนทุนของระบบ 25.68 kWp และระบบ 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรของระบบ 149.80 kWp
	ระยะเวลาคืนทุนของระบบ 25.68 kWp	ผลประโยชน์ของระบบ 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรของระบบ 149.80 kWp	
	25.68 kWp	25.68 kWp	
กรณีศึกษาย่อยที่ 1 (กรณีพื้นฐาน)	15.535 ปี	10.495 ปี	5.040 ปี
กรณีศึกษาย่อยที่ 2 (พิจารณาคาร์บอนเครดิต 7 ปี)	15.490 ปี	10.452 ปี	5.038 ปี
กรณีศึกษาย่อยที่ 3 (พิจารณาคาร์บอนเครดิต 14 ปี)	15.446 ปี	10.438 ปี	5.008 ปี
กรณีศึกษาย่อยที่ 4 (พิจารณาคาร์บอนเครดิต 25 ปี)	15.437 ปี	10.438 ปี	4.999 ปี

จากตารางที่ 4.14 ระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ในกรณีศึกษาย่อยที่ 1 กรณีศึกษาย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 คือ 10.495 ปี 10.452 ปี 10.438 ปี และ 10.438 ปี ตามลำดับ

การเปรียบเทียบระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp ดังแสดงในภาพที่ 4.8



ภาพที่ 4.8 การเปรียบเทียบระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp

จากภาพที่ 4.8 ระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน บนหลังคาขนาด 25.68 kWp เมื่อรวมกำไรกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน บนหลังคาขนาด 149.80 kWp คืนทุนเร็วกว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน บนหลังคาขนาด 25.68 kWp ในกรณีศึกษาย่อยที่ 1 กรณีศึกษาย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และ กรณีศึกษาย่อยที่ 4 คือ 5.040 ปี 5.038 ปี 5.008 ปี และ 4.999 ปี ตามลำดับ



บทที่ 5

สรุปวิทยานิพนธ์และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

วัตถุประสงค์วิทยานิพนธ์นี้เพื่อประเมินปริมาณ และผลตอบแทนของคาร์บอนเครดิต การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ และเปรียบเทียบการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์แบบพิจารณา และไม่พิจารณาคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาขนาด 149.80 kWp และ 25.68 kWp วิทยานิพนธ์นี้ประเมินปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคาประเมินจากโปรแกรม PVsyst

วิธีการคำนวณปริมาณ และมูลค่าของคาร์บอนเครดิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสานบนหลังคาในวิทยานิพนธ์นี้อยู่ภายใต้ขอบเขตการคำนวณตามระเบียบ Grid connected renewable electricity generation (AMS-I.D), Grid-connected electricity generation from renewable sources (ACM0002) และระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตไฟฟ้า จากพลังงานหมุนเวียน (T-VER-S-METH-01-01) มูลค่าคาร์บอนเครดิตพิจารณาราคาซื้อขาย TVERs แยก ตามประเภทโครงการ (พลังงานแสงอาทิตย์) วันที่ 17 พฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ นำมาวิเคราะห์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และ ระยะเวลาคืนทุน โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษาย่อย กรณีที่ย่อยที่ 1 กรณีพื้นฐานไม่พิจารณา คาร์บอนเครดิต กรณีศึกษาย่อยที่ 2 การพิจารณาคาร์บอนเครดิต 7 ปี (ช่วงที่ 1) กรณีศึกษาย่อยที่ 3 การพิจารณาคาร์บอนเครดิต 14 ปี (ช่วงที่ 2: ต่ออายุโครงการขายคาร์บอนเครดิต) และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 การพิจารณาคาร์บอนเครดิต 25 ปี (ตลอดอายุโครงการ) ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ในกรณีศึกษา ย่อยที่ 1 ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางการเงิน อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน อัตราส่วน ผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน ตามลำดับ (การวิเคราะห์ทางการเงิน) ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ วิเคราะห์ในกรณีศึกษาย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และกรณีศึกษาย่อยที่ 4 ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ทางเศรษฐกิจ อัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐกิจ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน ตามลำดับ (การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ)

ผลลัพธ์วิทยานิพนธ์พบว่า การคำนวณการคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา ร่วมกับการพิจารณาคาร์บอนเครดิตสามารถคืนทุนได้เร็วกว่าการคำนวณแบบไม่พิจารณาคาร์บอนเครดิต สามารถเป็นอีกหนึ่งทางเลือกให้แก่ผู้ลงทุนได้ตัดสินใจ เนื่องจากเป็นการเพิ่มช่องทางการลดก๊าซเรือนกระจก และเป็นการสร้างรายได้อีกหนึ่งช่องทางหนึ่งซึ่งถ้านำไปลงทุนกับระบบผลิตที่มีขนาดใหญ่จะส่งผลให้ได้ผลตอบแทนที่คุ้มค่า

วิทยานิพนธ์นี้แสดงแนวทางการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์แนวใหม่ พิจารณาร่วมกับคาร์บอนเครดิตที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสานบนหลังคา เพื่อให้ถึงจุดคุ้มทุนที่เร็วขึ้น และเป็นการประยุกต์ใช้คาร์บอนเครดิตร่วมกับพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นสารตั้งต้นในการต่อยอดในการซื้อขายพลังงานไฟฟ้า (Energy Trading) และการซื้อขายคาร์บอนเครดิตต่อไป

5.2 ข้อเสนอแนะ

เนื่องจากงานวิทยานิพนธ์นี้มีข้อจำกัดหลายอย่าง ซึ่งสามารถพัฒนาและปรับปรุงแก้ไขในอนาคตได้แก่

5.2.1 การพิจารณาราคาเข้าร่วมโครงการและประเมินคาร์บอนเครดิต

5.2.2 การพิจารณาราคาการถอนการติดตั้งและทำลายแผงเซลล์แสงอาทิตย์

5.2.3 การพิจารณาฟังก์ชันของระบบกักเก็บพลังงาน (BESS function) เช่น voltage stabilizer, การสูญเสียโอกาสจากไฟฟ้าดับ, peak shift, green energy ใน feed stability steady

เอกสารอ้างอิง

- [1] Ravindranath, Adda and others, “Solar voltaic generation power plants: 1000 MW to 10 kW photovoltaic plant design and application guide for the Pacific Northwest,” IEEE Conference, 2013.
- [2] Canada, A. H. “Solar voltaic generation power plants: 1000 MW to 10 kW photovoltaic plant design and application guide for the Pacific Northwest,” IEEE Conference, 1995.
- [3] R. Natchapol, N. Supawud, and R. Nattachote, “Planning and Operation Enhanced Voltage Profile by Using Distributed Generators Installation in Distribution System with Feeder Reconfiguration,” 2022 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), October 2022.
- [4] N. Papon, R. Nattachote, and W. Sakhon, “Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System,” 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), October 2019.
- [5] เอกกมล บุญยะผลานันท์, คู่มือองค์ความรู้ การพัฒนานวัตกรรม พลังงานทดแทนเพื่อสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืน
- [6] R. Nattachote, N. Papon, R. Natchapol, and R. Nawin, “Minimize the Customer Outage for Improved Reliability in Distribution System with Photovoltaic Distributed Generation,” 2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), August 2022 - September 2022.
- [7] O. Zeidabadi Nezhad, S.A. Hashemi Zadeh, M. Mohammadian, and A.A. Gharaveisi, “The analysis of hybrid system as DG in smart grids by the use of loss sensitivity coefficient method,” 2013 Smart Grid Conference (SGC), December 2013, pp. 246-251.

- [8] ไพโรจน์ ทองประศรี, “การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ และพิคัดของโหลด สำหรับติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ,” วารสาร วิศวกรรมศาสตร์ราชชมงคลธัญบุรี, vol. 16, issue 2, pp. 95-105.
- [9] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. หลักสูตรเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานแสงอาทิตย์ โครงการพัฒนาบุคลากรด้านเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์. พิมพ์ครั้งที่ 1. ตุลาคม 2554.
- [10] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ การถ่ายทอด และเผยแพร่การใช้พลังงานแสงอาทิตย์.
- [11] กาณท์ เกิดขึ้น. โซล่าเซลล์ผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย. ออนไลน์ครั้งที่3: กันยายน 2560.
- [12] Solar hub. ข้อมูลเบื้องต้นการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ : โซล่าเซลล์.
- [13] N. Rugthaicharoencheep, and M. Boonthienthong, “Smart grid for energy management on distribution system with distributed generation,” 2012 IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems (CYBER), Bangkok, Thailand, 2012.
- [14] P. Kritavorn, T. Lantharthong, and N. Rugthaicharoencheep, “The combined loss reduction approach to apply in distribution system with distribution generation,” TENCON 2014 - 2014 IEEE Region 10 Conference, Bangkok, Thailand, 2014.
- [15] P. Chiradeja, “Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis,” 2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Dalian, China, 2005.
- [16] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. จุลสารพลังงานทดแทน. ฉบับที่ 4. สิงหาคม 2564.
- [17] ชัยมนต์ จันทรพงศ์พันธุ์. การประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานร่วมกับโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ คณะ วิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร, 2564), หน้า 10-11.

- [18] ภาวศุทธิ์ ชูติชัย และ อมรชัย อาภาณวิธานพ, Energy Storage เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน, Energy & Environment, vol. 40, no. 228, April - May 2013, pp. 65 - 67.
- [19] TIRA THAI, Energy Storage System, TIRA THAI Journal, ปีที่ 8, ฉบับที่ 22 - 23, สิงหาคม 2561 - มีนาคม 2562.
- [20] B. Patnaik, S. C. Swain, U. K. Rout, and R. Dash, "Performance of Solar PV under higher Concentration of Carbon dioxide and Methane," 2022 Trends in Electrical, Electronics, Computer Engineering Conference (TEECCON), May 2022.
- [21] S. Krauter, "Greenhouse gas reduction by PV," 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 2003.
- [22] ภิรมย์ อ่อนแสง. บทที่ 3 ปัญหาสิ่งแวดล้อมของโลก.
- [23] ชัยพนธ์ จันทพงษ์พันธุ์. การประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานร่วมกับโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร, 2564), หน้า 10-11.
- [24] องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก. ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (T-VER-S-METH-01-01). 2566.
- [25] United Nations Framework Convention on Climate Change, "AMS-I.D.: Grid connected renewable electricity generation Version 18.0," 2014, Available from : <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/W3TINZ7KKWCK7L8WTFQOQFQQH4SBK> [Accessed 20th February 2024].
- [26] United Nations Framework Convention on Climate Change, "ACM0002: Grid-connected electricity generation from renewable sources Version 21.0," 2022, Available from : <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/HF3LP6O41YY0JIP1DK6ZRJO9RSCX3S> [Accessed 20th February 2024].

- [27] สำนักประเมินและรับรองโครงการ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน). ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/ใช้พลังงานไฟฟ้า (Emission Factor) สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก. 2565, Available from : <https://ghgreduction.tgo.or.th/en/download/120-tver-gwp-emission-factor.html> [Accessed 20th February 2024].
- [28] Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning, Ministry of Natural Resources and Environment, THAILAND’S LONG-TERM LOW GREENHOUSE GAS EMISSION DEVELOPMENT STRATEGY (REVISED VERSION), November 2022.
- [29] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ.2558–2579 (Energy Efficiency Plan: EEP 2015).
- [30] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015).
- [31] สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ. สำนักนายกรัฐมนตรีแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่สิบสาม พ.ศ. ๒๕๖๖-๒๕๗๐.
- [32] Jenny Nelson, Ajay Gambhir, and Ned Ekins-Daukes, “Solar power for CO₂ mitigation,” Grantham Institute for Climate Change Imperial College London Briefing paper No 11, 2014.
- [33] กาญจนา แสงลิ้มสุวรรณ. ความรู้เรื่องตลาดการค้าคาร์บอนเครดิต. วารสารปัญญาวิวัฒน์. หน้า 123 - 133.
- [34] อีรวงศ์ เหล่าสุวรรณ, พรชัย อุทธิรักษ์ และ หนึ่งฤทัย พลท่า, “คาร์บอนเครดิต: ธุรกิจลดโลกร้อน,” วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยมหาสารคาม, vol 31, no 2, Mar-Apr 2012, หน้า 178 – 185.
- [35] คณิตตา ธรรมจริยวงศา. คาร์บอนเครดิต ธุรกิจทำเงิน. [ออนไลน์]. เข้าถึงได้จาก <http://blog.bru.ac.th>. (วันที่ค้นข้อมูล: 21 มิถุนายน 2566).
- [36] Krungthai compass. ตลาดซื้อขายคาร์บอนเครดิตและใบรับรองพลังงานหมุนเวียน: 2 กลไกสำคัญ นำธุรกิจไทยเข้าสู่ Net zero emission. Aug 2022.

- [37] มณฑิชนก มณีโชติ. คาร์บอนเครดิต คืออะไร. [ออนไลน์]. เข้าถึงได้จาก <https://www.tris.co.th/carbon-credit/>. (วันที่ค้นข้อมูล: 21 มิถุนายน 2566).
- [38] พินิจนันท์ สามาอาพัฒน์, การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบสูบน้ำพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อการเกษตร, วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2557.
- [39] RSS, MEDIWR, Water Sector, Irrigation Development Master Plan (IDMP). Annex 5 - Guideline 6: Economic and Financial Analysis. เข้าถึงได้จาก: https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/12249207_02.pdf
- [40] คณะทำงาน km สำนักพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ปีงบประมาณ 2554. การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการพลังงานทดแทน (กรณีศึกษาพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า). 2554.
- [41] ASIAN DEVELOPMENT BANK. GUIDELINES For the ECONOMIC ANALYSIS OF PROJECTS. 2017.
- [42] Financial Management and Analysis of Projects, 2005, เข้าถึงได้จาก: <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/31339/financial-governance-management.pdf>.
- [43] Aamir Mehmood, Furqan Ali Shaikh, and Adeel Waqas, “Modeling of the solar photovoltaic systems to fulfill the energy demand of the domestic sector of Pakistan using RETSCREEN software,” 2014 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE), Pattaya, Thailand, March 2014.
- [44] Karnoto Hermawan, “Design analysis of photovoltaic systems as renewable energy resource in airport,” 2017 4th International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering (ICITACEE), pp. 113-116, 2017.

- [45] ธนาพล ตันติสัตยกุล, พีรพล รัศมีธรรมโชติ และ เมฆาพร อุ่ยสกุล, “การประเมินผล ประโยชน์ทางพลังงาน สิ่งแวดล้อม และเศรษฐศาสตร์สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต” วารสาร วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, vol.25, no.6, November - December 2017, หน้า 1,083-1,099.
- [46] Karun Chaivanich and Surat Sedpho, “An evaluation method of greenhouse gas reduction by the installation of a photovoltaic cells system: Case study of smart grid network in the University of Phayao,” RMUTSB ACADEMIC JOURNAL, vol. 6, no. 2, July - December 2018, pp. 194-206.
- [47] Junrey Dumaya Garcia, “Design, Analysis, and Simulation of 3MWp Grid-Tied Solar Photovoltaic System for Tablas Island, Romblon.” 6th DLSU Innovation and Technology (DITECH) Fair 2018, De La Salle University, Manila, Philippines, November 2018.
- [48] Mohamadreza Shirinabadi, and Ahadollah Azami, “The Feasibility of Photovoltaic and Grid-Hybrid Power Plant for Water Pumping Station in Tabriz-Iran.” 2018 International Conference on Photovoltaic Science and Technologies (PVCon), Ankara, Turkey, July 2018.
- [49] การุณย์ ชัยวณิชย์, พุทธิ อุลลสุข และ มนตรี สังข์ทอง, “การประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินภายในโรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า,” วารสารวิชาการ วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยราชภัฏนครสวรรค์, ปีที่ 10, ฉบับที่ 12, กรกฎาคม - ธันวาคม 2561, หน้า 35-46.
- [50] P. Makhampom, J. Waewsak, C. C. Cham, S. Chewamongkolkarn, and P. Nutongkaew, “The 3 kWp Hybrid Solar Grid Connected and Energy Storage Power System: Study Case Installed on the Taladtai Mosque Roof,” JOURNAL OF RENEWABLE ENERGY FOR COMMUNITY, vol. 1, no. 3, pp. 9-15, 2018.

- [51] วิรัตน์ พิชิตบุญชู และ กิรติ ชยะกุลศิริ, “การออกแบบและการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของอาคารกองบัญชาการกรมยุทธโยธาทหารบก,” วิศวกรรมสารฉบับวิจัยและพัฒนา, ปีที่ 29, ฉบับที่ 1, มกราคม-มีนาคม 2561, หน้า 25-36.
- [52] Amale Laaroussi, and Abdelrhani Bouayad, “Study of Economic and Environmental Impact of Photovoltaic Installation Located in Morocco.” 2021 9th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Morocco, November 2021.
- [53] Jeffrey T. Dellosa, Marcellin Jay C. Panes, and Randell U. Espina, “Techno-Economic Analysis of a 5 MWp Solar Photovoltaic System in the Philippines,” 2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Bari, Italy, 07-10 September 2021.
- [54] สหภาพ แป้นแก้ว และ อำนาจ ผดุงศิลป์, “การศึกษาการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารจอดรถในโรงพยาบาล,” วารสารบัณฑิตวิทยาลัย, ฉบับที่ 1, สิงหาคม - พฤศจิกายน 2565, หน้า 156-165.
- [55] J. Chen, X. Yu, Z. Shi, Y. Luo, R. Yang, S. Yan, and Y. Lou, “Design of a 10kW Rural Residential Roof Photovoltaic Power Generation System,” 2022 4th International Conference on Intelligent Control, Measurement and Signal Processing (ICMSP), pp. 289-292, 2022.
- [56] ชาร์ฟ พงษ์วิจารณ์ และ สกนธ์ คล่องบุญจิต, “การศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริดสำหรับอาคารที่พักอาศัย กรณีศึกษาอพาร์ทเมนต์ขนาด 26 ห้อง,” วิศวกรรมลาดกระบัง, ปีที่ 39, ฉบับที่ 3, กันยายน 2565, หน้า 167-180.

- [57] Pinidnan Samaarpap and Tanit Ruangrunghaikul, "An Economic Assessment of Solar Water Pumping Systems for Agriculture," *Thai Journal of Science and Technology*, vol. 4(3), 2015, pp. 217-226.
- [58] Alvaro Calazans, Michael Kelly, Ghulam Chaudhry, and Mahbube. K. Siddiki, "Economic analysis of a photovoltaic system connected to the grid in Recife, Brazil," 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), New Orleans, LA, USA, 14-19 June 2015.
- [59] Jonatas M. Rodrigues, Aylton J. Alves, Elder G. Domingues, José L. Domingos, Pedro J. Abrão, and Wesley P. Calixto, "A photovoltaic system installed on the rooftop of a industry: A technical and economical study," 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, Italy, 10-13 June 2015.
- [60] R. Naskar, S. Ghosh, and R. Mandal, "Estimation & Analysis of a 5KWP Solar Photovoltaic Power Plant at JIS College of Engineering, Kalyani," *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, vol. 4, issue 2, pp. 223-230, 2017.
- [61] ปิยรัฐ กล้าทอง. ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และสังคม ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ กรณีศึกษา สระเก็บน้ำห้วยเกษียร จังหวัดปราจีนบุรี. วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต (การจัดการสิ่งแวดล้อม) สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์. 2017.
- [62] Surakit Thongsuk and Atthapol Ngaopitakkul, "PERFORMANCE AND ECONOMIC ANALYSIS ON ROOFTOP PV SYSTEM," *Srinakharinwirot University (Journal of Science and Technology)*, vol. 10(19), 2018, pp. 157-169.
- [63] อธิเดช ภู่นันทพงษ์ และ ฐิติศักดิ์ บุญปรมโทย์, "การศึกษาความเป็นไปได้ในการบริหารจัดการพลังงานทดแทนเพื่อใช้ในสถาบันอุดมศึกษา กรณีศึกษามหาวิทยาลัยราชภัฏมหาสารคาม," *คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยราชภัฏมหาสารคาม*, 2018.

- [64] Nawal Nader Al Awadhi, Yacouba Moumouni, and Ahmed Khodary, "Sizing of a Car Parking Photovoltaic System: An Economic Analysis," 2019 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences (ASET), Dubai, United Arab Emirates, 26 March - 10 April 2019.
- [65] Mohammed Ali Sami, "ECONOMIC ANALYSIS OF A SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEM TO GENERATE ELECTRICITY COMPARING WITH GASOLINE GENERATOR IN THE REPUBLIC OF IRAQ," Global Scientific Journals, vol. 7(8), 2019, pp. 640-647.
- [66] อธิเดช ภู่นันทพงษ์ และ รุติศักดิ์ บุญปราโมทย์, "การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้า สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย," วารสารพลังงานทดแทนสู่ชุมชน, vol.1, 2020, pp. 58-64.
- [67] R. Ahshan, R. Al-Abri, H. Al-Zakwan, N. Ambu-saidi, and E. Hossain, "Design and economic analysis of a solar photovoltaic system for a campus sports complex," International Journal of Renewable Energy Research, vol. 10(1), 2020, pp. 67-78.
- [68] นิธิพนธ์ ฤชา, อีริสลิป กันธา และ แชน ต๊ะปุก, "แนวทางการใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อสนับสนุนนโยบาย (Green Office) ในพื้นที่มหาวิทยาลัยราชภัฏกำแพงเพชร แม่สอด," วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี (สทวท.), ปีที่ 9, ฉบับที่ 1, 2022, หน้า 65-83.
- [69] Lilian Kamanja, Vamsi Komarala, Viresh Dutta, Sebastian Waita, and Kahoro Wachira, "Techno-Economic Analysis of a Rooftop Grid-connected Photovoltaic Solar System: A case study of Jomo Kenyatta University of Agriculture and Technology (SAJOREC)," 2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica, Kigali, Rwanda, 22-26 August 2022.

- [70] H. M. Bhadke, A. B. Prajapati, and Dr. M.L. Gulhane, “A case study of Government College of Engineering Amravati for its design and assessment of solar PV plant and Carbon credit earned,” *Journal of Emerging Technologies and Innovative Research*, vol. 9, issue 10, 2022.
- [71] Kwame Asante, Samuel Gyamfi, Mark Amo-Boateng, and Forson Peprah, “Techno-Economic Analysis of Solar Pv Electricity Generation at the University of Environment and Sustainable Development in Ghana,” *Social Science Research Network*, 2023.
- [72] กวินชัย ต้องตรงทรัพย์, “การใช้งานโปรแกรม PVSYST เบื้องต้น,” สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า เครื่องกลการผลิตคณะวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยีอุตสาหกรรมมหาวิทยาลัยราชภัฏบ้านสมเด็จเจ้าพระยา, 2022.

ภาคผนวก ก



บทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

1. **Natchapol Ruangsap**, Supawud Nedphokaew, Nattachote Rugthaicharoencheep, “Planning and Operation Enhanced Voltage Profile by Using Distributed Generators Installation in Distribution System with Feeder Reconfiguration,” 2022 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), Pattaya Chonburi, Thailand, 19-21 October 2022.
2. Nattachote Rugthaicharoencheep, Papon Ngamprasert, **Natchapol Ruangsap**, Nawin Rodrueang, “Minimize the Customer Outage for Improved Reliability in Distribution System with Photovoltaic Distributed Generation,” 2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Istanbul, Turkey, 30 August 2022 - 02 September 2022.
3. มนัส บุญเที่ยรทอง, ศาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์, **ณัชพล เรืองทรัพย์**, ศุภวุฒิ เนตรโพธิ์แก้ว และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดในระบบไฟฟ้ากำลัง,” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 45, ณ ภูสัถธาร รีสอร์ท อำเภอเมือง จังหวัดนครนายก, 16-18 พฤศจิกายน 2565.
4. มนัส บุญเที่ยรทอง, **ณัชพล เรืองทรัพย์**, นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส ด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์,” วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ, ปีที่ 16 ฉบับที่ 2 (2022): กรกฎาคม – ธันวาคม, หน้า 88-98.
5. **ณัชพล เรืองทรัพย์**, มนัส บุญเที่ยรทอง และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การวางแผนและปฏิบัติการอย่างเหมาะสมตามแผนเหตุการณ์เพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้า,” Thailand Electrical Engineering Journal, Vol. 2 No. 2, May – August 2022, pp. 6-9.
6. Nattachote Rugthaicharoencheep and **Natchapol Ruangsap**, “Comparison Damage Cost of Outage Duration in Industrial with and without Hybrid Solar Rooftop,” The 17th GMSARN International Conference 2022, 8-9 December 2022.

บทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ (ต่อ)

7. **ณัชพล เรืองทรัพย์**, มนัส บุญเที่ยรทอง และ **นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ**, “การวางแผนและปฏิบัติการเพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าด้วยการวิเคราะห์แผนเหตุการณ์,” Rattanakosin Journal of Science and Technology (RJST 2023), Volume 5, Issue 1, pp. 28-38.
8. **นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ**, ศุภวุฒิ เนตรโพธิ์แก้ว, **ณัชพล เรืองทรัพย์**, สุเทพ สีมาลา และ ปพน งามประเสริฐ, “การประเมินและออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานในโรงงานอุตสาหกรรม,” การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15, 1 – 3 พฤษภาคม 2566, โรงแรมฟอร์จูน ริเวอร์วิว นครพนม จังหวัดนครพนม.
9. Narate Charlangsut, **Natchapol Ruangsap**, Nattachote Rugthaicharoencheep, “Adjustment Voltage Drop in Commercial with Photovoltaic and Battery Energy Storage System on Death End Distribution System,” 2023 International Electrical Engineering Congress (iEECON), Krabi, Thailand, 08-10 March 2023, pp. 97-100.
10. **นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ**, ภควัต เกอะประสิทธิ์, **ณัชพล เรืองทรัพย์** และ กุลยศ สุวันทโรจน์, “การประยุกต์ใช้พลังงานหมุนเวียนแบบไม่เชื่อมต่อบริษัทไฟฟ้าเพื่อการเกษตรกรรมในพื้นที่ห่างไกล,” วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ, ปีที่ 17, ฉบับที่ 2 (2023): กรกฎาคม – ธันวาคม 2566, หน้า 48-58.
11. สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์, **ณัชพล เรืองทรัพย์** และ **นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ**, “ผลกระทบต่อคุณภาพกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการใช้งานสถานีประจุแบตเตอรี่สำหรับยานยนต์ไฟฟ้าชนิดอัดประจุเร็ว,” วารสารวิชาการและวิจัย มทร.พระนคร, ปีที่ 18, ฉบับที่ 2, กรกฎาคม-ธันวาคม 2567.
12. Nattachote Rugthaicharoencheep and **Natchapol Ruangsap**, “Power Quality Measurement and Estimating The Cost of Electricity When Damage Power Outages in Industrial with and without Hybrid Solar Rooftop,” GMSARN International Journal, Volume 18, Issue 4, 2024.

Minimize the Customer Outage for Improved Reliability in Distribution System with Photovoltaic Distributed Generation

Nattachote Rugthaicharoencheep,
Senior Member, IEEE
Department of Electrical Engineering,
Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon,
Bangkok, THAILAND
nattachote.r@rmutp.ac.th

Natchapol Ruangsap,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering,
Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon,
Bangkok, THAILAND
natchapol@ieee.org

Papon Ngamprasert,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering,
Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon,
Bangkok, THAILAND
papon@ieee.org

Nawin Rodrueang,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering,
Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon,
Bangkok, THAILAND
nawin@ieee.org

Abstract— This paper presents minimize the customer outage for improved reliability in distribution system with photovoltaic distributed generation. The objective functions to be minimize the customer outage cost. The problem is to reliability improvement of distribution system with distributed generations. The technique employed to solve the outage cost by Tabu search algorithm. An application of the Tabu search algorithm to test system for the case study is a radial distribution system with Roy Billinton Test System (RBTs) bus 2. Numerical results from the tests demonstrate that the optimal placement of distributed generators can be used to promote the reliability of the distribution system.

Keywords— Customer Outage, Distributed Generation, Reliability, Photovoltaic

1. INTRODUCTION

An ideal alternative on electric distributions to electric users is the installation of a small sized generator or commonly known as distributed generator (DG). This type of disturbance is typically by a short circuit, or fault, on the power distribution grid. A distributed generation system with DGs installation as show in Fig. 1. The grid, in this case, includes the mains wiring inside the building. Most experts agree that more than 50% of voltage sags are caused by something inside the building.

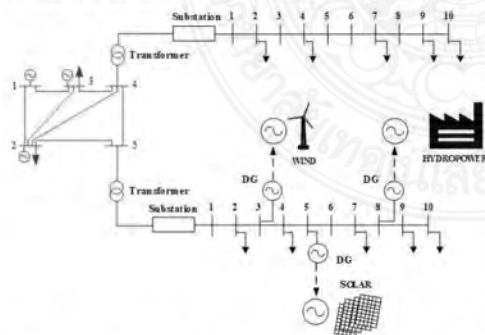


Fig. 1. Distributed generation system with DGs installation.

DG is a small-scale active generating unit located on or near the site where it is to be used (i.e., in distribution systems). The primary energy resources of DG could be wind, solar, biomass, fuel cells and hydrogen as show in Fig. 2.

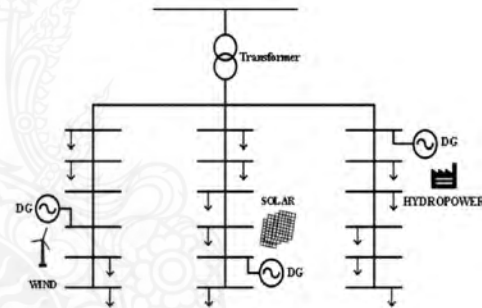


Fig. 2. Distributed system with DGs installation

Although DGs have gained many positive effects, they still have some economic and technical issues to be addressed before their applications in the distribution system can be realized. The main objective of this paper is to investigate the impact of distributed generation on distribution system reliability. It is expected that reliability on the installation of DGs can be improved because they can be served as backup generation when a utility supply interruption occurs. In other words, some of the load points can still be electrically supplied by the DGs and therefore economic loss as a result of the power outage can be reduced. However, amount of reliability improvement depends on location and size of the DGs to be installed. It is therefore proposed in this paper a method to determine the optimal placement and sizing of DGs in a distribution system to minimize the customer interruption cost subject to system operational constraints [1-2]. DG units can have a positive impact on distribution system reliability if they are correctly coordinated with the rest of the network. A common example of DG use is as generation backup, in which the unit operates in the case of main supply interruption. A DG application that is gaining popularity is the injection of power into the network

when the DG capacity is higher than its local loads. A typical example is a cogeneration plant, where the DG owner is charged only for the difference between the energy drained from the distribution utility and the amount injected into the network [3-5]. In 2009 [6] a feeder reconfiguration problem to the distribution system with dispatchable distributed generators by Tabu search. Tested in a distribution system 69 bus with MATLAB, the results of the study were able to reduce the power loss and manufacturing costs of the system. In 2009 [7], an optimal feeder reconfiguration with distributed generators in distribution system by fuzzy multiobjective and Tabu search tested in a distribution system 69 bus. The test results can reduce the power loss of the system. In 2011 [8] a method of coordination between distributed generators and voltage regulators was studied to improve system voltage using Tabu search Tested in IEEE 34-bus systems, test results can improve system voltage.

The technique employed to solve the minimization problem is based on a developed Tabu search algorithm and reliability worth analysis. The Tabu algorithm systematically searches solutions expressed in forms of the location and size of DGs. The solution obtained will then be passed to reliability worth analysis to evaluate the quality of the solution. The process is repeated until the best solution has been found. The developed methodology is tested with a distribution system of Roy Billinton Test System (RBTS) bus 2. The customer outage cost are calculated from reliability indices of the load point and customer damage function [9].

II. DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY

The basic distribution system reliability indices at a load point are average failure rate λ , average outage duration r , and annual outage duration U . With these three basic load point indices, the following system reliability indices can be calculated [10].

Average interruption frequency index (SAIFI)

$$SAIFI = \sum \frac{\lambda_i N_i}{N_i} \quad (1)$$

System average interruption duration index (SAIDI)

$$SAIDI = \sum \frac{U_i N_i}{N_i} \quad (2)$$

Customer average interruption duration index (CAIDI)

$$CAIDI = \sum \frac{U_i N_i}{\lambda_i N_i} \quad (3)$$

Average service availability index (ASAI)

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (4)$$

Average service unavailability index (ASUI)

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (5)$$

Energy not supplied index (ENS)

$$ENS = \sum L_{a(i)} U_i \quad (6)$$

Average energy not supplied index (AENS)

$$AENS = \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \quad (7)$$

Where N_i is total number of load points i

U_i is annual outage duration i

$L_{a(i)}$ is failure rate of contingency i

A basic approach to quantifying the worth of electric service reliability is to estimate customer interruption costs due to electric power supply interruptions. One convenient way is an interpretation of customer interruption costs in terms of customer damage functions. The customer outage cost (*ECOST*) is calculated from reliability indices of the load point and customer damage function [11-12].

III. PHOTOVOLTAIC

Photovoltaic [13-15] is a method of generating electricity directly. In recent years, all large-scale urban blackouts are due to transmission line overload which connected one or more distribution network with transmission network. Therefore, the energy control strategy which this article designed will satisfy the internal load demand of distribution network in maximal degree. And the thoughts of this strategy are reduced the long-distance power transmission, autarky and superfluous power feeding external. The photovoltaic diesel generator hybrid power supply system will be programmed as isolated island operation model which could access new energy maximum and will running at grid connected mode to send out extra solar energy [16] schematic diagram of the solar power system as shown in Fig.3.

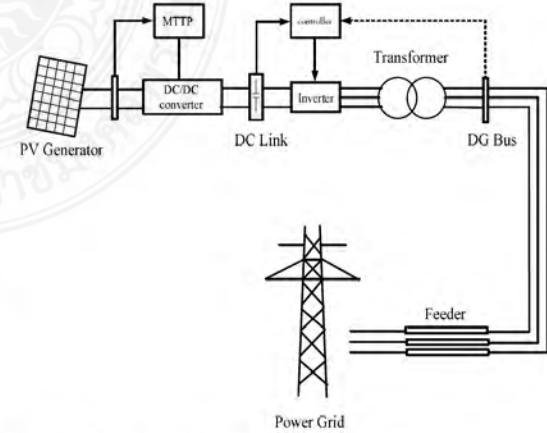


Fig. 3. Schematic diagram of the solar power system

Without photovoltaic outputting, if the battery packs output is less than the local load demands the diesel generators will fully generating. If the battery packs can satisfy load demand, the load will chose using battery backs or diesel engines to undertake the residual load and the criterion is sensitive load. When the photovoltaic fully outputting can't satisfy the load demand, the diesel generators will undertake the surplus load demand. This could avoid get or send energy to distribution network. Therefore, the access number and access positions of photovoltaic diesel generator hybrid power supply system are random. In each access position, the optimizing function can get the optimal access capacity and control model. The equivalent static model of a photovoltaic by a diode circuit as shown in Fig.4 [17].

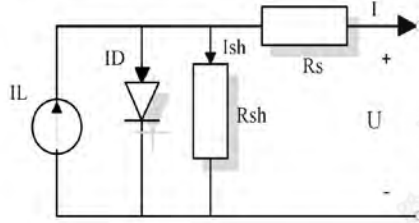


Fig. 4. Equivalent static model of a photovoltaic

The relation between the output voltage U and the load current can be formulated as follows [17].

$$I = I_L - I_D = I_L - I_O \left[\exp\left(\frac{U + RI_s}{\alpha}\right) - 1 \right] \quad (8)$$

Where I is load current
 I_L is current photo
 I_O is saturation current
 U is output voltage
 R_s is series resistor
 α is voltage temperature coefficient

IV. TABU SEARCH

Tabu search is a meta-heuristic that guides a local heuristic search strategy to explore the solution space beyond local optimality [18]. The basic idea behind the search is a move from a current solution to its neighborhood by effectively utilizing a memory to provide an efficient search for optimality. The memory is called "Tabu list", which stores attributes of solutions. In the search process, the solutions in the Tabu list cannot be a candidate of the next iteration. As a result, it helps inhibit choosing the same solution many times and avoid being trapped into cycling of the solutions.

The quality of a move in solution space is assessed by aspiration criteria that provide a mechanism for overriding the Tabu list. Aspiration criteria are analogous to a fitness function of the genetic algorithm and the Boltzman function in the simulated annealing as shown in Fig. 5.

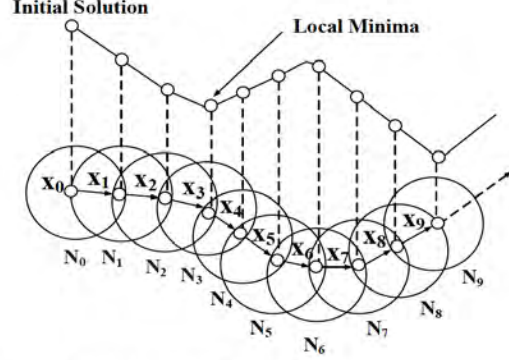


Fig. 5. Search direction of Tabu search

In the search process, a move to the best solution in the neighborhood, although its quality is worse than the current solution, is allowed. This strategy helps escape from local optimal and explore wider in the search space.

A Tabu list includes recently selected solutions that are forbidden to prevent cycling. If the move is present in the Tabu list, it is accepted only if it has a better aspiration level than the minimal level so far. The main concept of a search direction in Tabu search shows in Fig. 6 [19].

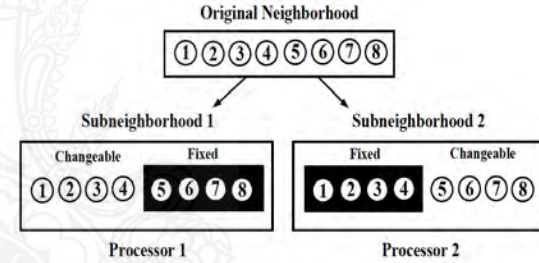


Fig. 6. Search direction of Tabu search

V. PROBLEM FORMULATION

The objective is to minimize the customer outage cost that can be written as follows:

$$\text{Minimize } ECOST = \sum_{h=1}^{n_h} \sum_{i=1}^{n_i} (L_{a(i)} C_{hi} r_h \lambda_h) \quad (9)$$

where $L_{a(i)}$ is average load connected to load point i

C_{hi} is outage cost (\$/kW) of customer due to contingency h

λ_h is failure rate of contingency h

r_h is average outage time of contingency h

n_h is number of contingencies h

n_i is total number of load points i

The optimal placement and sizing of DGs is shown in Table I.

TABLE I. OPTIMAL PLACEMENT AND SIZING OF DGs

Case	Location of DG (bus)	Capacity of DG installed (kW)	Total capacity of DG (kW)
1	-	-	-
2	5, 15	600, 1100	1700
3	5, 11, 15	600, 600, 1600	2800
4	4, 5, 11, 15	1200, 500, 1900, 1200	4800

VI. CASE STUDY

The developed Tabu search algorithm is tested with a distribution system of RBTS bus 2 [20] to minimize the customer outage cost. There are 4 feeders and 22 load points. The peak loading level of bus 2 is 20 MW. The configuration of the system is shown in Fig. 7.

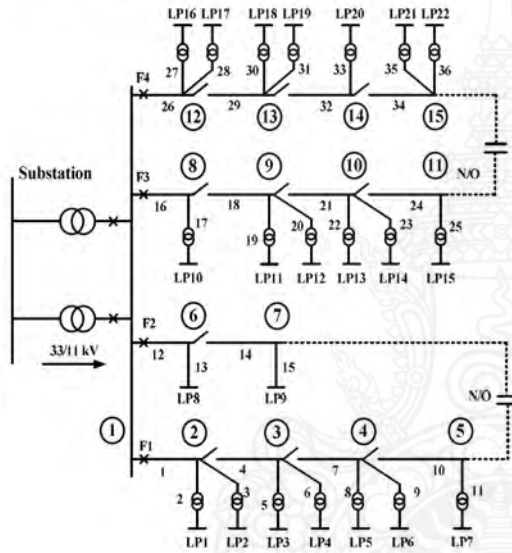


Fig. 7. Distribution system of RBTS bus 2

The maximum iteration for Tabu search is 100. The minimum and maximum voltages for each bus are 0.95 p.u. and 1.05 p.u., respectively. The sizes of DGs are 100 kW-1,500 kW. The failure of a transformer is recovered by repair. All protective devices and DGs are assumed to be fully reliable. Five cases are investigated in Table II. The DG types for testing include Photovoltaic: PV, Wind Turbine: WT and Hydro Power: HP

TABLE II. CASE STUDY FOR RELIABILITY ANALYSIS

Case	Type	Maximum number of DGs, n_{DG} (unit)	Total installed capacity, G (kW)
1	-	-	-
2	Photovoltaic	2	≤ 2000
3	Wind Turbine	3	≤ 3000
4	Hydro Power	4	≤ 4000
5	Photovoltaic Wind Turbine Hydro Power	5	≤ 5000

The results from the case study are shown in Table III. and IV. and Distribution system of RBTS bus 2 with distributed generation for case 5 as shown in Fig. 8.

TABLE III. OPTIMAL PLACEMENT AND SIZING OF DGs

Case	Location of DG (bus)	Capacity of DG installed (kW)	Total capacity of DG (kW)
1	-	-	-
2	5, 15	600, 1200	1800
3	9, 11, 15	200, 600, 1200	2000
4	5, 11, 14, 15	600, 600, 400, 1200	2800
5	5, 7, 10, 11, 15	600, 1200, 600, 1000, 1200	4600

TABLE IV. RESULT OF STUDY FOR RELIABILITY INDICES

Reliability indices	Cases				
	1	2	3	4	5
SAIFI (interruptions/customer)	0.2482	0.248211	0.248211	0.248211	0.248211
SAIDI (hours/customer)	3.7321	3.72557	3.72571	3.72243	3.72212
CAIDI (hours/customer interruption)	15.036	15.0097	15.0103	14.9971	14.9958
ASAI	0.9996	0.999575	0.999575	0.999575	0.999575
ASUI	0.0004	0.000425	0.000425	0.000425	0.000425
ENS (kWh/year)	40,775.30	39,899.8	39,911.6	39,417.9	38,965.5
AENS (kWh/customer/year)	21.37	20.9118	20.918	20.6593	20.4222
ECOST (\$/year)	49,922.30	44,290.3	44,395.6	41,459.8	40,735.8

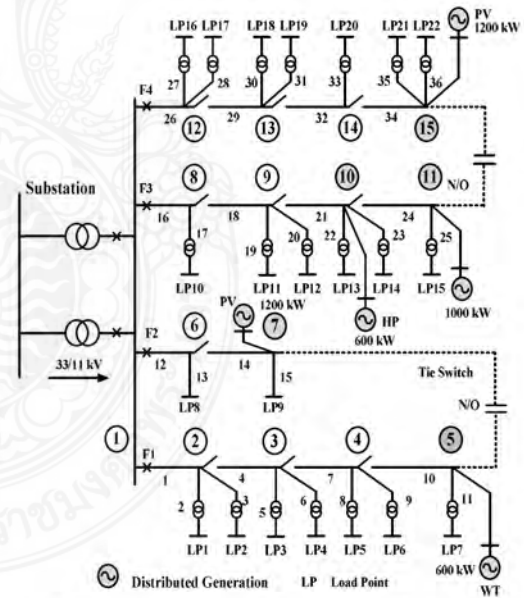


Fig. 8. Distribution system of RBTS bus 2 with distributed generation for case 5

VII. CONCLUSION

This paper has presented a Tabu search-based method for optimal placement of distributed generation in distribution systems with the main objective to maximize reliability benefits described in forms of the customer interruption cost.

From a reliability point of view, distributed generation is served as a back up generation for load points that would otherwise have been left disconnected until the repair of a faulted component had been completed. The effectiveness of the proposed method was demonstrated by a case study of a distribution network of RBTS bus 2. It can be seen from the case study that distributed generation can reduce the customer interruption cost and therefore improve the reliability of the system.

ACKNOWLEDGMENT

The author would like to express his sincere thanks to the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand for supporting.

REFERENCES

- [1] D. T. Wang, L. F. Ochoa and G. P. Harrison, "DG impact on investment deferral: network planning and security of supply," *IEEE Trans. Power System*, vol. 25, no. 2, pp. 1134-1141, May 2010.
- [2] J. Zhang, H. Cheng and C. Wang, "Technical and economic impacts of active management on distribution network," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 31, no.2-3, pp. 130-138, Feb.-Mar. 2009.
- [3] N. Mourad and B. Mohamed, "Impact of increased distributed photovoltaic generation on radial distribution networks," *International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT)*, April 2016.
- [4] Y. Qi, F. Wang and D. Wang, "Reliability analysis of distribution system with DG considering operation homogeneity," in *Proc. China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, August 2016.
- [5] P. Wang and W. Li, "Reliability evaluation of distribution systems considering optimal restoration sequence and variable restoration times," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 4, pp. 688-695, July 2007.
- [6] N. Rugthaicharoencheep and S. Sirisumrannukul, "Feeder reconfiguration with dispatchable distributed generators in distribution system by tabu search," 2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), March 2010.
- [7] N. Rugthaicharoencheep and S. Sirisumrannukul, "Optimal feeder reconfiguration with distributed generators in distribution system by fuzzy multiobjective and Tabu search," 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, December 2009.
- [8] O. Ausavanop and S. Chaitusaney, "Coordination of dispatchable distributed generation and voltage control devices for improving voltage profile by Tabu Search," *The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011*, July 2011.
- [9] D. Lindenmeyer, H. W. Dommel, and M. M. Adibi, "Power system restoration - a bibliographical survey," *Electric Power Systems Research*, vol. 23, no. 3, pp. 219-227, March 2001.
- [10] R. Billinton, and R. N. Allan, "Reliability evaluation of power systems," Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [11] L. Goel and R. Billinton, "Procedure for evaluating interrupted energy assessment rates in an overall electric power system," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 6, no. 4, pp.1398-1403, November 1991.
- [12] L. Goel, and R. Billinton, "Basic data and evaluation of distribution system reliability worth," *Computer, Power and Communication Systems in a Rural Environment*, pp. 271-277, 1991.
- [13] P. Ngamprasert, N. Rugthaicharoencheep and S. Woothipatanapan, "Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System," 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), Oct. 2019.
- [14] P. Ngamprasert, P. Wannakam and N. Rugthaicharoencheep, "Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant," 2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), Oct. 2020.
- [15] P. Ngamprasert, S. Woothipatanapan, P. Wannakam and N. Rugthaicharoencheep, "Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System," *IEET - International Electrical Engineering Transactions*, vol. 6, no.1, January - June, 2020.
- [16] GE Yang-yang, CAI Zhi-yuan, and SUN Li-yong, "Optimal placement for hybrid energy in micro-grid," *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016.
- [17] O. Z. Nezhad, S. A. Hashemi Zadeh, M. Mohammadian, and A. A. Gharaveisi, "The analysis of hybrid system as dg in smart grids by the use of loss sensitivity coefficient method," *Smart Grid Conference (SGC)*, December 2013.
- [18] F. Glover, "Tabu search-part I," *ORSA J. Computing*, vol. 1, no. 3, 1989.
- [19] M. Hiroyuki and O. Yoshihiro, "Parallel tabu search for capacitor placement in radial distribution system," in *Proc. Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 4, pp. 2334-2339, 2000.
- [20] Y. J. Jeon and J. C. Kim, "Application of simulated annealing and tabu search for loss minimization in distribution systems," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 26, no.1, pp. 9-18, 2004.

Planning and Operation Enhanced Voltage Profile by Using Distributed Generators Installation in Distribution System with Feeder Reconfiguration

Natchapol Ruangsap,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon, Bangkok,
THAILAND
natchapol@ieee.org

Supawud Nedphokaew,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon, Bangkok,
THAILAND
supawud.n@rmutp.ac.th

Nattachote Rugthaicharoencheep,
Senior Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon, Bangkok,
THAILAND
nattachote.r@rmutp.ac.th

Abstract—This paper presents the planning and operation enhanced voltage profile by using distributed generators installation in distribution system with feeder reconfiguration. The key factor that enhances the performance of the power distribution system is voltage. The objective of paper is enhanced voltage profile in distribution system, tested in 69 bus distribution system model with MATLAB program. The tested results found that distributed generation according to the conditions of this paper can enhance voltage in distribution system.

Keywords—Voltage Profile, Distributed Generator, Distribution System, Feeder Reconfiguration

I. INTRODUCTION

The distribution system reliability is an essential factor for this operation because it is the last terminal connection point between the power grid and the consumer. Feeder reconfiguration is a technique that corrects system interruptions and allows timely power transmission by minimizing downtime resulting from switch status changes. The power supply pattern remains the same but changes the structure of the power distribution system [1].

Distributed generation (DG) is small technology to generate electricity closer to user. DG has several uses and sometimes renewable energy. Examples of distributed generation for instance solar, wind turbine and hydropower. Distributed generation are another alternative to fix the distribution system. Type of distributed generation as shown in Fig. 1. [2]

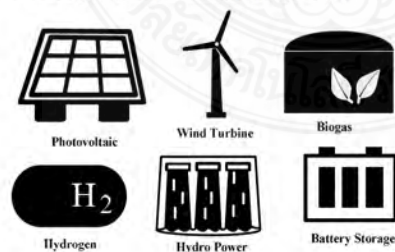


Fig. 1. Type of distributed generation.

In 2009 [3], there was a study on Tabu search for optimal feeder reconfiguration and distributed generators in a distribution system, tested in distribution system 69 bus with MATLAB program. In 2009 [4], there was a study of a fuzzy multiobjective and Tabu search to optimal feeder reconfiguration with distributed generators in a distribution system, tested in distribution system 69 bus with a MATLAB program.

This paper presents a planning and operation enhanced voltage profile by using distributed generators installation in distribution system with feeder reconfiguration. Tested in 69 bus distribution system model with a MATLAB program.

II. FEEDER RECONFIGURATION

Feeder reconfiguration [5] is a system that changes the status of sectionalizing and ties switches. This result in changing the structure of the distribution system. The heavy load feeder has transferred to the light load feeders, to reduce power loss, improve reliability and voltage profile in the distribution system. Schematic diagram of the distribution system as shown in Fig. 2.

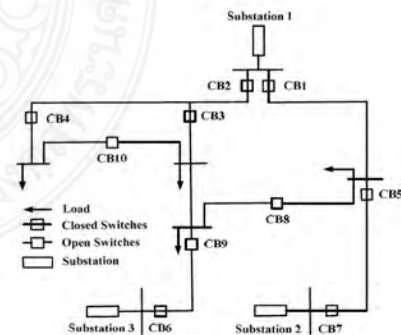


Fig. 2. Schematic diagram of distribution system.

From the Fig. 2. The CB1-CB7 are closed switch and CB8-CB10 are open switch, where CB8 is

connects three primary feeders. A loop will occur when closing CB10 [6].

III. PHOTOVOLTAIC

Photovoltaic [7] is one of the methods of generating electricity. The electrical energy produced by this method comes from natural sources such as sunlight. This device can convert sunlight into electricity based on the intensity of solar energy. Therefore this kind of energy is clean, safe, and more sustainable than the other energy source. The conversion of direct current energy (DC) into alternating current energy (AC) can be done by the photovoltaic system, which consists of solar panels and inverter. Schematic diagram of the photovoltaic system as shown in Fig. 3.

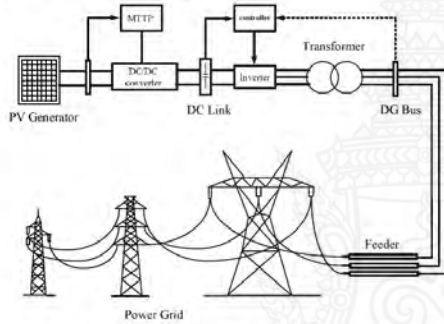


Fig. 3. Schematic diagram of photovoltaic system.

IV. POWER FLOW EQUATION

Single line diagram of feeder shown in Fig. 4. Real power and Reactive power between buses calculated in the equation (1)-(2) [8].

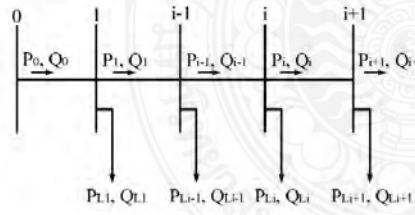


Fig. 4. Single line diagram of feeder.

$$P_{i+1} = P_i - P_{Li+1} - R_{i,j+1} \left[\frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \right] \quad (1)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - Q_{Li+1} - X_{i,j+1} \left[\frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \right] \quad (2)$$

Equation (3) shows the formula to calculate power loss of the line connection from bus i to bus $i+1$.

$$P_{Loss}(i, i+1) = R_{i,j+1} \left[\frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \right] \quad (3)$$

Where P_i, Q_i is real and reactive power at bus i
 V_i is voltage at bus i
 $R_{i,i+1}$ is line resistance between bus i and $i+1$
 $X_{i,i+1}$ is line reactance between bus i and $i+1$

V. CASE STUDY

For this study, 69 bus distribution system model with DGs installation was used to enhance the voltage profile as shown in Fig. 5. Each branch in the system has a separate switch to reconfigure. Load data in the Table AI and branch data in the Table AII [9]. Sectionalizing switch (close switch) is a switch number from 1 to 68. A tie switch (open switch) is a switch from number 69 to 73. The system total load is 3,801.89 kW and 2,694.10 kVar. The system base is 100 MVA, and the voltage base is 12.66 kV.

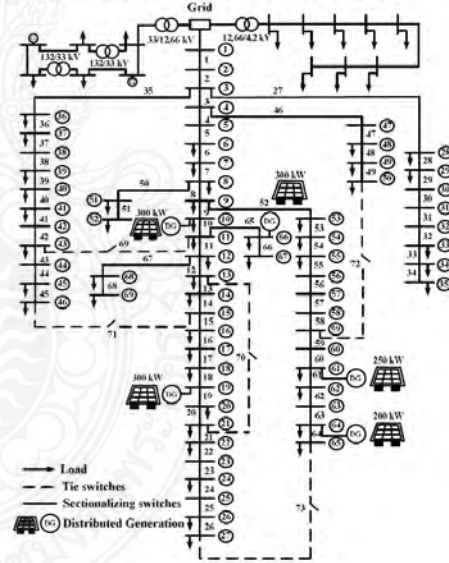


Fig. 5. Distribution system 69 bus.

Five cases were tested as follows:

- Case 1: Base case (no feeder reconfiguration and DG installation).
- Case 2: Feeder reconfiguration and installation 4 DGs, total capacity is 1,050 kW.
- Case 3: Feeder reconfiguration and installation 5 DGs, total capacity is 1,900 kW.
- Case 4: Feeder reconfiguration and installation 6 DGs, total capacity is 1,550 kW.
- Case 5: Feeder reconfiguration and installation 10 DGs, total capacity is 3,200 kW.

VI. RESULT

Capacity and location of DGs as shown in Table I. Result enhanced voltage profile by using distributed generators installation in distribution system with feeder reconfiguration as shown in Table II.

TABLE I. CAPACITY AND LOCATION OF DGs

Case	Number of DGs	Location of DGs	Capacity (kW)	Total capacity (kW)
1	-	-	-	-
2	4	11, 27, 61, 65	400, 100, 250, 300	1,050
3	5	27, 47, 49, 61, 63	150, 400, 450, 550, 350	1,900
4	6	10, 19, 27, 61, 64, 66	300, 300, 200, 250, 200, 300	1,550
5	10	4, 9, 22, 27, 47, 50, 58, 61, 63, 64	300, 300, 300, 300, 300, 300, 350, 400, 250, 400	3,200

TABLE II. RESULT ENHANCED VOLTAGE PROFILE BY USING DISTRIBUTED GENERATORS INSTALLATION IN DISTRIBUTION SYSTEM WITH FEEDER RECONFIGURATION

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
Power loss (kW)	224.56	91.78	159.31	103.10	120.40
Percent	-	59.12	29.05	54.08	46.38
Power loss Minimum voltage (0.90 p.u.)	65	62	61	61	61
Sectionalizing switch to be open	-	16, 36, 54	35, 46	9, 14, 18, 52	3
Tie switch to be closed	-	71, 72, 73	69, 71, 72, 73	70, 71, 72, 73	69, 71, 72, 73

The results voltage profile for case 2, 3, 4 and 5 as shown in Fig. 6, 7, 8 and 9.

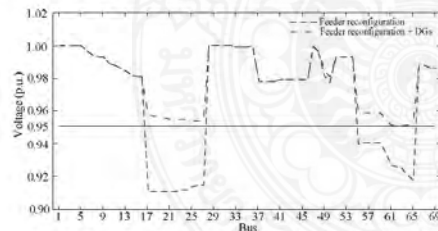


Fig. 6. Voltage profile of case 2 feeder reconfiguration and installation 3 DGs, total capacity is 1,050 kW.

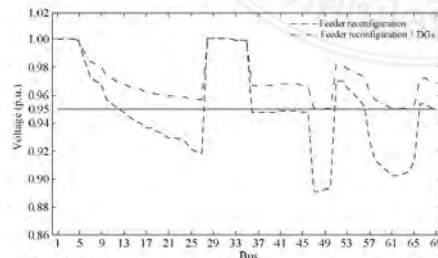


Fig. 7. Voltage profile of case 3 feeder reconfiguration and installation 5 DGs, total capacity is 1,900 kW.

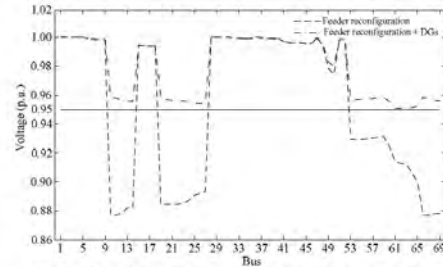


Fig. 8. Voltage profile of case 4 feeder reconfiguration and installation 6 DGs, total capacity is 1,550 kW.

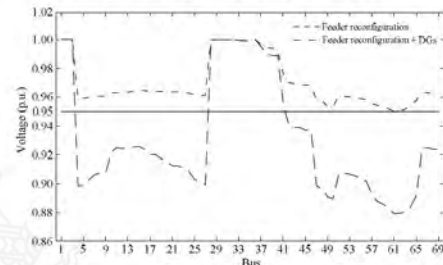


Fig. 9. Voltage profile of case 5 feeder reconfiguration and installation 10 DGs, total capacity is 3,200 kW.

From Fig. 6, 7, 8 and 9. Voltage profile of all buses in the distribution system was enhanced to the standard (0.95-1.05 p.u.). Case 2: feeder reconfiguration and installation 4 DGs, total capacity is 1,050 kW can enhance voltage to the standard and maximum power loss reduction.

VII. CONCLUSION

This paper presents planning and operation enhanced voltage profile by using distributed generators installation in distribution system with feeder reconfiguration. Which has performed five case tested follow, case 1: base case (no feeder reconfiguration and DG installation), case 2: feeder reconfiguration and installation 4 DGs, total capacity is 1,050 kW, case 3: feeder reconfiguration and installation 5 DGs, total capacity is 1,900 kW, case 4: feeder reconfiguration and installation 6 DGs, total capacity is 1,550 kW and case 5: feeder reconfiguration and installation 10 DGs, total capacity is 3,200 kW. The tested results found that distributed generation according to the conditions of this paper can enhance voltage in distribution system.

ACKNOWLEDGMENT

This paper would not be possible without the support from Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand.

REFERENCES

- [1] M. A. Kashem, V. Ganapathy, and G. B. Jasmon, "Network reconfiguration for enhancement of voltage stability in distribution networks," *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol.147, no.3, pp.171-175, May 2000.

2022 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2022)
October 19-21, 2022, Pattaya, THAILAND

- [2] P. Ngamprasert, S. Wootthipatanapan, P. Wannakarn, and N. Rugthaicharoencheep, "Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System," IEET - International Electrical Engineering Transactions, vol.6, no.1, pp.28-33, January - June 2020.
- [3] N. Rugthaicharoencheep, and S. Sirisumrannukul, "Feeder reconfiguration with dispatchable distributed generators in distribution system by tabu search," 2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009.
- [4] N. Rugthaicharoencheep, and S. Sirisumrannukul, "Optimal feeder reconfiguration with distributed generators in distribution system by fuzzy multiobjective and Tabu search," 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009.
- [5] T. Lantharhong, and N. Rugthaicharoencheep, "Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution System with Distributed Generation and Capacitor Placement," World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical and Computer Engineering," vol.6, no.4, pp. 409-414, 2012.
- [6] N. Rugthaicharoencheep, and S. Sirisumrannukul, "Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution System with Distributed Generators by Tabu Search," GMSARN International Journal, vol.3, no.2, pp. 47-54, June 2009.
- [7] P. Ngamprasert, P. Wannakarn, and N. Rugthaicharoencheep, "Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant," 2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), 2020.
- [8] M. Dixit, P. Kundu, and H. R. Jariwala, "Optimal placement of PV array in distribution system for power loss minimization considering feeder reconfiguration," 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016.
- [9] J. S. Savier, and D. Das, "Impact of Network Reconfiguration on Loss Allocation of Radial Distribution Systems," IEEE Transactions on Power Delivery, vol.22, pp.2473-2480, October 2007.

Appendix

TABLE AI

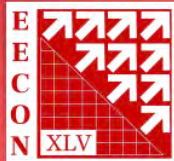
LOAD DATA OF 69 BUS DISTRIBUTION SYSTEM

Bus Number	P (kW)	Q (kVAr)	Bus Number	P (kW)	Q (kVAr)
6	2.60	2.20	37	26.00	18.55
7	40.40	30.00	39	24.00	17.00
8	75.00	54.00	40	24.00	17.00
9	30.00	22.00	41	1.20	1.00
10	28.00	19.00	43	6.00	4.30
11	145.00	104.00	45	39.22	26.30
12	145.00	104.00	46	39.22	26.30
13	8.00	5.00	48	79.00	56.40
14	8.00	5.50	49	384.70	274.50
14	8.00	5.50	49	384.70	274.50
16	45.50	30.00	50	384.70	274.50
17	60.00	35.00	51	40.50	28.30
18	60.00	35.00	52	3.60	2.70
20	1.00	0.60	53	4.35	3.50
21	114.00	81.00	54	26.40	19.00
22	5.00	3.50	55	24.00	17.20
24	28.00	20.00	59	100.00	72.00
26	14.00	10.00	61	1,244.00	888.00
27	14.00	10.00	62	32.00	23.00
28	26.00	18.60	64	227.00	162.0
29	26.00	18.60	65	59.00	42.00
33	14.00	10.00	66	18.00	13.00
34	19.50	14.00	67	18.00	13.00
35	6.00	4.00	68	28.00	20.00
36	26.00	18.55	69	28.00	20.00

TABLE AII

BRANCH DATA OF 69 BUS DISTRIBUTION SYSTEM

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
1	1	2	0.0005	0.0012
2	2	3	0.0005	0.0012
3	3	4	0.0015	0.0036
4	4	5	0.0251	0.0294
5	5	6	0.3660	0.1864
6	6	7	0.3811	0.1941
7	7	8	0.0922	0.0470
8	8	9	0.0493	0.0251
9	9	10	0.8190	0.2707
10	10	11	0.1872	0.0619
11	11	12	0.7114	0.2351
12	12	13	1.0300	0.3400
13	13	14	1.0440	0.3450
14	14	15	1.0580	0.3496
15	15	16	0.1966	0.0650
16	16	17	0.3744	0.1238
17	17	18	0.0047	0.0016
18	18	19	0.3276	0.1083
19	19	20	0.2106	0.0690
20	20	21	0.3416	0.1129
21	21	22	0.0140	0.0046
22	22	23	0.1591	0.0526
23	23	24	0.3463	0.1145
24	24	25	0.7488	0.2475
25	25	26	0.3089	0.1021
26	26	27	0.1732	0.0572
27	3	28	0.0044	0.0108
28	28	29	0.0640	0.1565
29	29	30	0.3978	0.1315
30	30	31	0.0702	0.0232
31	31	32	0.3510	0.1160
32	32	33	0.8390	0.2816
33	33	34	1.7080	0.5646
34	34	35	1.4740	0.4873
35	3	36	0.0044	0.0108
36	36	37	0.0640	0.1565
37	37	38	0.1053	0.1230
38	38	39	0.0304	0.0355
39	39	40	0.0018	0.0021
40	40	41	0.7283	0.8509
41	41	42	0.3100	0.3623
42	42	43	0.0410	0.0478
43	43	44	0.0092	0.0116
44	44	45	0.1089	0.1373
45	45	46	0.0009	0.0012
46	4	47	0.0034	0.0084
47	47	48	0.0851	0.2083
48	48	49	0.2898	0.7091
49	49	50	0.0822	0.2011
50	8	51	0.0928	0.0473
51	51	52	0.3319	0.1114
52	9	53	0.1740	0.0886
53	53	54	0.2030	0.1034
54	54	55	0.2842	0.1447
55	55	56	0.2813	0.1433
56	56	57	1.5900	0.5337
57	57	58	0.7837	0.2630
58	58	59	0.3042	0.1006
59	59	60	0.3861	0.1172
60	60	61	0.5075	0.2585
61	61	62	0.0974	0.0496
62	62	63	0.1450	0.0738
63	63	64	0.7105	0.3619
64	64	65	1.0410	0.5302
65	11	66	0.2012	0.0611
66	66	67	0.0047	0.0014
67	12	68	0.7394	0.2444
68	68	69	0.0047	0.0016
Tie Line				
69	11	43	0.5000	0.5000
70	13	21	0.5000	0.5000
71	15	46	1.0000	0.5000
72	50	59	2.0000	1.0000
73	27	65	1.0000	0.5000

การประชุมวิชาการ ทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 45

The 45th Electrical Engineering Conference (EECON-45)

มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
Srinakharinwirot University




วันที่ 16-18 พฤศจิกายน 2565
ณ กุสัถธารรีสอร์ท อำเภอเมือง
จังหวัดนครนายก











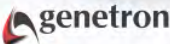
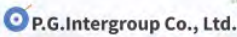


















การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 45
The 45th Electrical Engineering Conference (EECON-45)
วันที่ 16-18 พฤศจิกายน 2565 ณ ศูนย์การประชุมอิมเมจ จังหวัดนครนายก



การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดในระบบไฟฟ้ากำลัง Power Loss Reduction by Installation Photovoltaic Distributed Generators with 50 Percent of The Load Requirement in Power Systems

มนัส บุญเกียรติทอง¹ สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์¹ ณัฏฐา เรืองทรัพย์¹ ศุภวุฒิ เนตรโพธิ์แก้ว¹ และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ¹

¹สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร nattachote.r@mutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้เสนอการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลด โดยทำการวิเคราะห์กรณีในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการจำลองผ่านโปรแกรม MATLAB โดยกรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีที่ 2 กรณีที่ 3 และกรณีที่ 4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของโหลดขนาดเล็ก โหลดขนาดกลาง และโหลดขนาดใหญ่ ตามลำดับ จากผลการจำลองพบว่ากรณีที่ 4 สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้มากที่สุด ซึ่งส่งผลให้ระบบไฟฟ้ามีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นมากที่สุด

คำสำคัญ: กำลังไฟฟ้าสูญเสีย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบไฟฟ้ากำลัง

Abstract

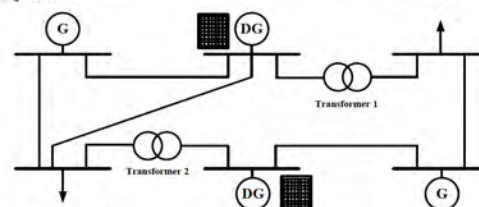
This paper presents power loss reduction by installation the photovoltaic distributed generators with 50 % of the load requirement in power systems. Four cases in power systems were analyzed by simulations with MATLAB program. Case 1: no photovoltaic distributed generator is installed. Case 2, Case 3 and Case 4: install photovoltaic distributed generators with 50 % capacity of small, medium and large loads, respectively. From the simulation results, it was found that Case 4 can reduce the most power loss in power systems, thereby increasing the most efficiency in power systems.

Keywords: Power Loss, Photovoltaic Distributed Generator, Power Systems

1. บทนำ

ในปัจจุบันนิยมนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งาน เพื่อลดการเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและลดต้นทุนค่าไฟฟ้า ในอดีตมีผู้ศึกษาและนำเสนอวิธีการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เช่น ในปี ค.ศ. 2009 [1] มีการศึกษาการจำลอง

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่สุดในระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียทดสอบในแบบจำลองระบบไฟฟ้า 6, 14 และ 30 บัส ผลลัพธ์สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ในปี ค.ศ. 2011 [2] มีการศึกษาการจัดตำแหน่ง DG ที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้เทคนิคการเพิ่มประสิทธิภาพกลุ่มอนุภาค (PSO) เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแบบจำลองระบบไฟฟ้า 30 บัส ในปี ค.ศ. 2013 [3] มีการศึกษาการสร้างแบบจำลองระบบโซลาร์เซลล์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 15 บัส ในปี ค.ศ. 2014 [4] มีการศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบในแบบจำลองระบบไฟฟ้า 13, 30 และ 69 บัส ผลลัพธ์สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ในปี ค.ศ. 2015 [5] มีการศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าด้วยแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เพื่อลดต้นทุนการผลิตและลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ค.ศ. 2018 [6] มีการศึกษาการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยเทคนิคการเพิ่มประสิทธิภาพแบบผสมจำนวนเต็มแบบไม่เชิงเส้น ทดสอบในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 และ 69 บัส ในปี ค.ศ. 2020 [7] มีการศึกษาการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส ผลลัพธ์สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ดังนั้นบทความนี้เสนอการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดในระบบไฟฟ้าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้า

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 45
The 45th Electrical Engineering Conference (EECON-45)
วันที่ 16-18 พฤศจิกายน 2565 ณ ศูนย์การวิจัย วรสาร อำเภอเมือง จังหวัดนครนายก

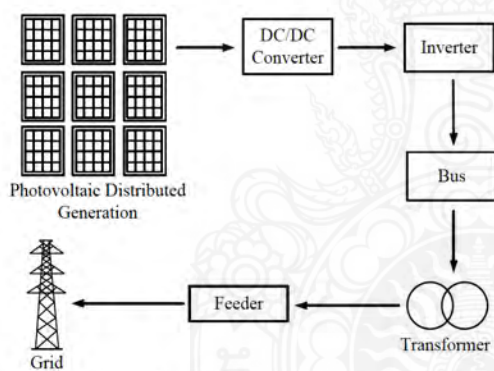


2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดเซลล์แสงอาทิตย์

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็นแนวทางที่ใช้กับเทคโนโลยีขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้าให้กับผู้ใช้พลังงานที่อยู่ใกล้แนวปลายสายส่ง เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) สามารถใช้ประโยชน์ได้หลายประการ ตัวอย่าง เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์

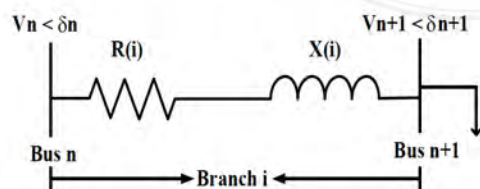
การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) [7]-[8] ใช้พลังงานหมุนเวียนพลังงานที่เป็นธรรมชาติ ปลอดภัยและยั่งยืน เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ที่แปลงแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยใช้ความเข้มของแสงอาทิตย์ ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย แผงโซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์ที่ทำหน้าที่แปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง (DC) เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) แผนผังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 แผนผังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์

2.2 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง [9] ใช้วิธีการไหลของกำลังไฟฟ้าไปข้างหน้าและย้อนหลังสูตรทางคณิตศาสตร์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้มาจากแนวคิดการส่งกำลังไฟฟ้าโคแอดมิตแตนเดียวของระบบไฟฟ้ากำลัง 2 บัส ดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 3 โคแอดมิตแตนเดียวของระบบไฟฟ้ากำลัง 2 บัส

โดยที่บัส n และ $n+1$ เชื่อมต่อผ่านพารามิเตอร์ของสาขา i สามารถหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและกำลังไฟฟ้าสูญเสียแอกทีฟของสาขา i จากสมการที่ (1)-(2)

$$P_{\text{loss}(i)} = \left(\frac{P_{n+1} - jQ_{n+1}}{V_{n+1}} \right)^2 \cdot R_i \quad (1)$$

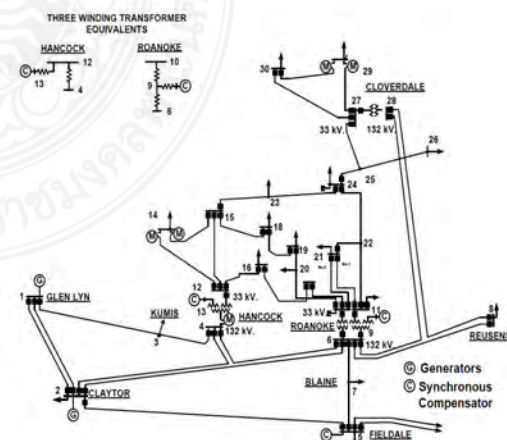
$$Q_{\text{loss}(i)} = \left(\frac{P_{n+1} - jQ_{n+1}}{V_{n+1}} \right)^2 \cdot X_i \quad (2)$$

โดยที่ $P_{\text{loss}(i)}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่สาขา i และ $Q_{\text{loss}(i)}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียแอกทีฟที่สาขา i การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าสูญเสียแอกทีฟทั้งหมดของระบบสามารถพิจารณาจากสมการที่ (3)

$$P_{\text{total_loss}} = \sum_{i=1}^{nl} P_{\text{loss}(i)} + Q_{\text{loss}(i)} \quad (3)$$

2.3 แบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทความนี้จำลองด้วยแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส ดังแสดงในรูปที่ 4 ประกอบด้วย 2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 4 อุปกรณ์ชดเชยพลังงานปฏิกิริยา (Synchronous Compensator) 2 ตัวเก็บประจุไฟฟ้า และ 21 จุดโหลด แรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า ได้แก่ 132 kV, 33 kV และ 11 kV ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA โหลดรวมของระบบ 283.4 MW และ 126.2 MVar ข้อมูลโหลด ข้อมูลสายส่งและข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก [10]



รูปที่ 4 แบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 45

The 45th Electrical Engineering Conference (EECON-45)

วันที่ 16-18 พฤศจิกายน 2565 ณ ศูนย์นิทรรศการและการประชุมไบเทค กรุงเทพมหานคร



2.4 กรณีศึกษา

ในบทความนี้ศึกษาการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดในระบบไฟฟ้ากำลังทำการวิเคราะห์เฉพาะบัสโหลด (PQ Bus) โหลดสามขนาดได้แก่ โหลดขนาดเล็ก (บัส 20 ขนาด 2.2 MW) โหลดขนาดกลาง (บัส 30 ขนาด 10.6 MW) และโหลดขนาดใหญ่ (บัส 7 ขนาด 22.8 MW) โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 1 และขนาดของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 1 กรณีศึกษา	
กรณี	การทดสอบ
1	ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์
2	การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 20 (โหลดขนาดเล็ก)
3	การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 30 (โหลดขนาดปานกลาง)
4	การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 7 (โหลดขนาดใหญ่)

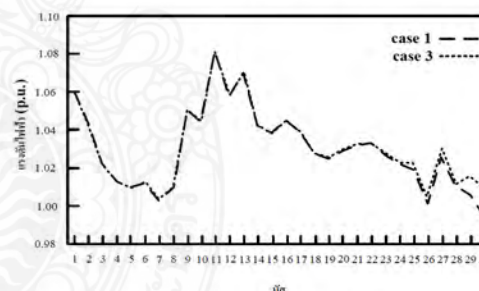
ตารางที่ 2 ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์			
บัส	ความต้องการโหลด (MW)	ร้อยละ 50 ของความต้องการโหลด (MW)	
20	2.2	1.1	
30	10.6	5.3	
7	22.8	11.4	

3. ผลการจำลอง

การจำลองการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดในระบบไฟฟ้ากำลังผลการจำลองทั้ง 4 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ผลการจำลองการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดในระบบไฟฟ้ากำลัง				
กรณี	บัสที่ทำการติดตั้ง	ขนาด (MW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (MW)	ร้อยละ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย
1	-	-	17.599	-
2	20	1.1	17.438	0.914
3	30	5.3	16.707	5.068
4	7	11.4	15.996	9.108

เมื่อทำการจำลองในกรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์เป็นกรณีพื้นฐานพบว่าเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 17.599 MW และบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุด คือ บัสที่ 30 (0.995 p.u.) เมื่อทำการจำลองในกรณีที่ 2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 20 (โหลดขนาดเล็ก) พบว่าเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 17.438 MW คิดเป็นร้อยละ 0.914 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของกรณีที่ 1 แรงดันไฟฟ้าบัสที่ 20 เพิ่มขึ้น 0.001 p.u. แรงดันไฟฟ้าของบัสข้างเคียงบัสที่ 18 และ 19 เพิ่มขึ้น 0.001 p.u. และบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุด คือ บัสที่ 30 (0.995 p.u.) เมื่อทำการจำลองในกรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 30 (โหลดขนาดกลาง) พบว่าเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 16.707 MW คิดเป็นร้อยละ 5.068 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของกรณีที่ 1 แรงดันไฟฟ้าบัสที่ 30 เพิ่มขึ้น 0.015 p.u. แรงดันไฟฟ้าของบัสข้างเคียงบัสที่ 27 เพิ่มขึ้น 0.005 p.u. และบัสที่ 29 เพิ่มขึ้น 0.01 p.u. และบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุด คือ บัสที่ 26 (1.005 p.u.) ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้ากรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 30 และกรณีพื้นฐาน ดังแสดงในรูปที่ 5



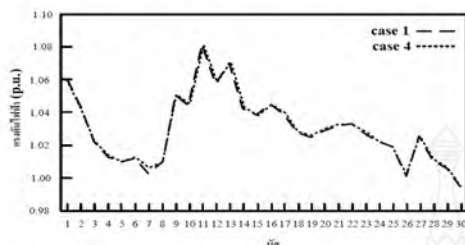
รูปที่ 5 ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้ากรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 30 และกรณีพื้นฐาน

เมื่อทำการจำลองในกรณีที่ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 7 (โหลดขนาดใหญ่) พบว่าเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 15.996 MW คิดเป็นร้อยละ 9.108 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของกรณีที่ 1 แรงดันไฟฟ้าบัสที่ 7 เพิ่มขึ้น 0.003 p.u. แรงดันไฟฟ้าของบัสข้างเคียงบัสที่ 6 เพิ่มขึ้น 0.001 p.u. และบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุด คือ บัสที่ 30 (0.995 p.u.) ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้ากรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 7 และกรณีพื้นฐาน ดังแสดงในรูปที่ 6

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 45

The 45th Electrical Engineering Conference (EECON-45)

วันที่ 16-18 พฤศจิกายน 2565 ณ ศูนย์นิทรรศการและการประชุมไบเทค บางนา กรุงเทพมหานคร



รูปที่ 6 ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 7 และกรณีพื้นฐาน

การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจะช่วยลดค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ค่า P มีหน่วยเป็น Watt) มีผลต่อค่ากระแสไฟฟ้าในระบบ จึงส่งผลให้ค่ากระแสไฟฟ้าในสายส่งลดลงตามลำดับตามสมการ $P = VI$ ซึ่งในการทดสอบนี้บัสที่ 7 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์กำลังการผลิตสูงสุด จึงส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย และปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าของระบบได้สูงที่สุด

4. สรุป

บทความนี้นำเสนอการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ที่โหลดตามขนาดในระบบไฟฟ้ากำลัง พบว่ากรณีที่ 1 กรณีพื้นฐาน ไม่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้ กรณีที่ 2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 20 (โหลดขนาดเล็ก) พบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียร้อยละ 0.914 ในกรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 30 (โหลดขนาดกลาง) พบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียร้อยละ 5.068 และในกรณีที่ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดที่บัส 7 (โหลดขนาดใหญ่) พบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียร้อยละ 9.108 ผลลัพธ์ในกรณีที่ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดร้อยละ 50 ของความต้องการโหลดขนาดใหญ่ที่สุดสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้มากที่สุด เนื่องจากเป็นกรณีที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่สุดส่งผลให้ระบบไฟฟ้ามีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นมากที่สุด

5. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลือให้บทความนี้สำเร็จลงอย่างสมบูรณ์

เอกสารอ้างอิง

- [1] S. Ghosh, S.P. Ghoshal, and S. Ghosh, "Two analytical approaches for optimal placement of distributed generation unit in power systems," *2009 International Conference on Power Systems*, 2010.
- [2] A. M. A. Haidar, "Optimal Location of Distributed Generation Using Intelligent Optimization," *2011 IEEE 23rd International Conference on Tools with Artificial Intelligence*, 2011.
- [3] K. Amaresh, and V. Sankar, "Modeling of Photovoltaic System Interconnected with Radial Distribution System using MATLAB/SIMULINK," *International Journal of Engineering and Innovative Technology (IJEIT)*, vol. 3, issue 3, pp. 251-257, 2013.
- [4] M. Junxia, G. Binqing, L. Fuchao, and D. Peidong, "Study on power loss of distribution network with distributed generation and its reactive power optimization problem," *2014 International Conference on Power System Technology*, 2014.
- [5] L. Ioan Dulău, "Optimization of a power system with distributed generation source," *2015 9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering*, 2015.
- [6] A. Alam, A. Gupta, P. Bindal, A. Siddiqui, and M. Zaid, "Power Loss Minimization in a Radial Distribution System with Distributed Generation," *2018 International Conference on Power, Energy, Control and Transmission Systems (ICPECTS)*, 2018.
- [7] P. Ngamprasert, P. Wannakarn, and N. Rugthaicharoencheep, "Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant," *2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, 2021.
- [8] P. Ngamprasert, S. Wootthipatanapan, P. Wannakarn, and N. Rugthaicharoencheep, "Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System," *International Electrical Engineering Transactions (IET)*, vol. 6, no.1, January - June, 2020.
- [9] B. Ismail, N. Izzri Abdul Wahab, M. Lutfi Othman, M. Amran Mohd Radzi, K. Naidu Vijayakumar, and M. Najwan Mat Naain, "A Comprehensive Review on Optimal Location and Sizing of Reactive Power Compensation Using Hybrid-Based Approaches for Power Loss Reduction, Voltage Stability Improvement, Voltage Profile Enhancement and Loadability Enhancement," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 222733 - 222765, 2020.
- [10] IEEE 30-Bus Test System Data, Available: http://www.ee.washington.edu/research/pstca/p30/pg_tca30bus.htm



RESEARCH JOURNAL

Vol.16 No.2 July - December 2022

วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ

ปีที่ 16 เล่มที่ 2 กรกฎาคม - ธันวาคม 2565

ISSN (Online) 2651-2130

ISSN 1906-0874

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลกรุงเทพ

Rajamangala University of Technology Krungrat

การเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส ด้วยการติดตั้ง
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์
Increasing Power Supply Performance in 85 Bus Distribution System Model
with Installation Photovoltaic Distributed Generation

มนัส บุญเที่ยงทอง¹, ณัชพล เรืองทรัพย์¹, นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ^{1*}
Manat Boonthienthong¹, Natchapol Ruangsap¹, Nattachote Rugthaicharoencheep^{1*}

¹สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

¹Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Thailand
Corresponding author. E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

การจ่ายไฟมีความสำคัญต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นอย่างมาก ถ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบที่น้อยจะส่งผลให้การจ่ายไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ และเป็นการเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบ วัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบโดยใช้แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส ทดสอบในโปรแกรม MATLAB/Simulink เพื่อจำลองการทำงานใน 4 กรณีได้แก่ กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 2, 3 และ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์กำลังการผลิตติดตั้งรวม 2,700 1,950 และ 1,800 kW ตามลำดับ ผลลัพธ์กรณีที่ 2, 3 และ 4 สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียร้อยละ 30.27 49.37 และ 51.07 ตามลำดับ ส่งผลให้ประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดีขึ้น

คำสำคัญ : ประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์

ABSTRACT

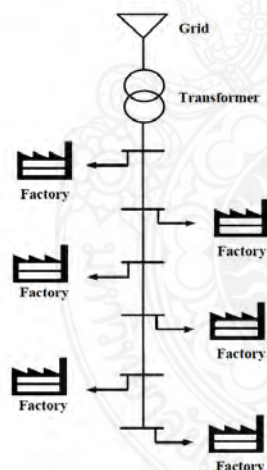
Power supply is very important to the distribution system. If distribution system has less power loss of system, result in a good power supply performance and increasing stability of system. The purpose of this research is to increase power supply performance in distribution system with reduction power loss of system, using 85-bus distribution system model, which was tested in MATLAB/Simulink program, to simulate operation in 4 cases. Case 1 no photovoltaic distributed generation was installed. Cases 2, 3 and 4 installed the photovoltaic distributed generation with total installed capacity of 2,700 1,950 and 1,800 kW, respectively. The results obtained from case 2, 3 and 4 found that the power loss can reduce for 30.27 49.37 and 51.07 percent, Consequently, the power supply performance of the distribution system was improved.

Keyword: Power Supply Performance, Distribution System, Photovoltaic Distributed Generation

Received 14-08-2022
Revised 24-09-2022
Accepted 20-12-2022

1. บทนำ

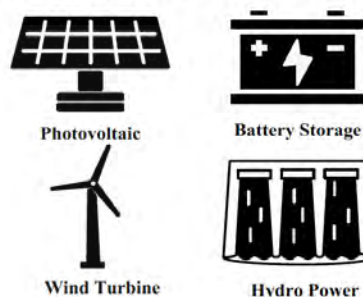
ความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ามีความสำคัญมาก เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นจุดเชื่อมต่อสุดท้ายระหว่างโครงข่ายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้า ตัวป้อนหลักของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับสถานีย่อยหลายแห่ง สถานีเหล่านี้จ่ายไฟฟ้าให้กับจุดจ่ายไฟของผู้ใช้ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล [1] จำเป็นต้องมีการจ่ายไฟฟ้าทางเดียวมีข้อดี คือ สามารถจ่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้งานได้อย่างรวดเร็ว แต่เมื่อเกิดลัดวงจรจะส่งผลให้ไม่มีการจ่ายไฟฟ้าให้กับสถานีย่อยทุกแห่งที่รับไฟฟ้าจากวงจร การเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถทำได้ด้วยวิธีการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ดังแสดงในภาพที่ 1



ภาพที่ 1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) [2] เป็นแนวทางที่ใช้กับเทคโนโลยีขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้าให้กับผู้ใช้พลังงานที่อยู่บริเวณปลายสายส่ง เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

สามารถใช้ประโยชน์ได้หลายประการ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ และระบบกักเก็บพลังงาน เป็นต้น ดังแสดงในภาพที่ 2



ภาพที่ 2 ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ในอดีตมีงานวิจัยที่ศึกษาเกี่ยวกับการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า และลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เช่น ในปี ค.ศ. 2016 [3] ได้มีการศึกษาการหาตำแหน่งที่เหมาะสมของ DSTATCOM และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 30 บัส ผลลัพธ์ของงานวิจัยนี้สามารถหาขนาดที่เหมาะสมของ DSTATCOM และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่งผลให้ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า ในปี ค.ศ. 2017 [4] ได้มีการศึกษาปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าและลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส วัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์หาตำแหน่งที่เหมาะสมด้วยวิธี IA ผลลัพธ์สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าของระบบได้โดยใช้โปรแกรม MATLAB ในปี ค.ศ. 2019 [5] มีการศึกษาปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าด้วย DSTATCOM ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีกลุ่มอนุภาคแบบไฮบริดและโครงข่ายประสาทเทียม (PSO-ANNs) ผลลัพธ์ของงานวิจัยนี้แสดงประสิทธิภาพของเทคนิค DSTATCOM สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายได้ ในปีเดียวกัน [6] ได้มีการศึกษาการเปรียบเทียบปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าโดยโซลาร์ฟาร์มในระบบจำหน่ายด้วยอัลกอริทึมการไหลของพลังงาน

ผลลัพธ์ของวิจัยนี้พบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายได้ ในปี ค.ศ. 2020 [7] ได้มีการศึกษาหาตำแหน่งที่ดีที่สุดและการปรับขนาดการชดเชยพลังงานรีแอกทีฟโดยใช้วิธีการแบบผสมผสานเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในปี ค.ศ. 2020 [8] ได้มีการศึกษาการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ดังนั้นในบทความวิจัยนี้ทำการเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าด้วยเทคนิคการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม MATLAB/Simulink ทำการทดสอบในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษา

2. วิธีดำเนินการวิจัย

2.1 การจ่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ความเชื่อถือได้มีความสำคัญซึ่งมีหลักการสำคัญ คือ การออกแบบ และวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างประหยัด จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้สม่ำเสมอต่อเนื่อง และเวลาการหยุดจ่ายน้อยที่สุด [9-10]

การจ่ายไฟของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถทำได้ด้วยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของระบบ [11] มีบทบาทสำคัญ อุปกรณ์ในระบบได้รับการออกแบบให้ทำงานในช่วงของแรงดันไฟฟ้าที่กำหนด ถ้าอุปกรณ์ถูกจ่ายโดยแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่าช่วงของตัวอุปกรณ์อายุการใช้งานของอุปกรณ์จะเกิดความเสียหายอาจส่งผลให้เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้ามาตรฐานที่กำหนดโดย IEC ช่วงแรงดันไฟฟ้ามาตรฐาน คือ $\pm 5\%$ จากค่าแรงดันไฟฟ้าที่กำหนด ($0.95 - 1.05$ p.u.) ในระบบ

จำหน่ายไฟฟ้าสามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าได้ด้วยวิธีการดังนี้

1 การตัดจ่ายวงจรใหม่ เพื่อถ่ายโหลดให้วงจรอื่นโดยลดความยาวของสายป้อน และปริมาณโหลดในสายป้อน

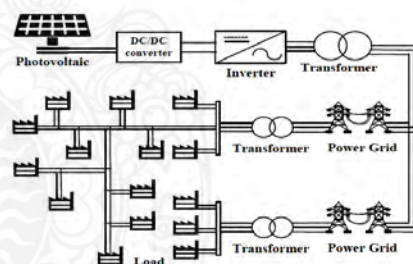
2 ติดตั้งชุดตัวเก็บประจุไฟฟ้า (Capacitor)

3 ติดตั้ง เครื่องควบคุมแรงดันไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator)

4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2.2 เซลล์แสงอาทิตย์

การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) ใช้พลังงานหมุนเวียนที่เป็นธรรมชาติ สะอาดปลอดภัย และยั่งยืน โซลาร์เซลล์เป็นอุปกรณ์ที่แปลงแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยใช้ความเข้มของแสงอาทิตย์ [12] ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย แผงโซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์ที่ทำหน้าที่แปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง (DC) เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) แผนผังของระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ ดังแสดงในภาพที่ 3



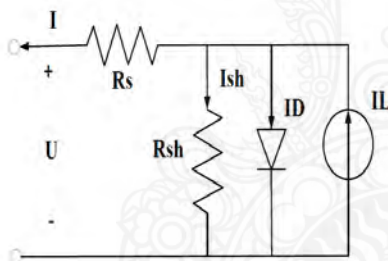
ภาพที่ 3 แผนผังของระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์

พลังงานแสงอาทิตย์ [13] เป็นพลังงานทดแทนชนิดหนึ่งซึ่งจัดอยู่ในพลังงานประเภทพลังงานหมุนเวียนที่ใช้แล้วเกิดขึ้นใหม่ได้ตลอดเวลา ซึ่งพลังงานแสงอาทิตย์สามารถเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งถูกผลิตโดยสารกึ่งตัวนำซิลิกอนผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์ทำให้ซิลิกอนบริสุทธิ์เพื่อผลิตเป็นแผ่นซิลิกอน การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าจะเริ่มเมื่อมีแสงตกกระทบบนแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์ รังสีของแสง

ที่มีอนุภาคของพลังงานโฟตอนจะถ่ายเทพลังงานให้กับพลังงานอิเล็กทรอนิกส์จนมีพลังงานมากพอที่จะกระโดดออกมาจากแรงดึงดูดของอะตอมทำให้เคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ เมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจรจึงทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้น ซึ่งมีหลายปัจจัยที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น อุณหภูมิ เมื่ออุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น 1 องศาเซลเซียส การผลิตไฟฟ้าจะลดลงร้อยละ 0.5, ทิศทางการรับแสงของเซลล์แสงอาทิตย์, ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์, ผลกระทบของสิ่งสกปรกบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์, ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ แบตเตอรี่ เป็นต้น

2.3 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

แบบจำลองคงที่ของเซลล์แสงอาทิตย์โดยวงจรไดโอด ดังแสดงในภาพที่ 4 [14]



ภาพที่ 4 แบบจำลองคงที่ของเซลล์แสงอาทิตย์โดยวงจรไดโอด

ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันเอาต์พุต U และกระแสโหลดสามารถกำหนดได้ดังนี้ [15]-[16]

$$I = I_L - I_D = I_L - I_O \left[\exp\left(\frac{U + RI_s}{\alpha}\right) - 1 \right] \quad (1)$$

โดยที่ I คือ กระแสโหลด

I_L คือ กระแสเซลล์แสงอาทิตย์

I_O คือ กระแสอิ่มตัว

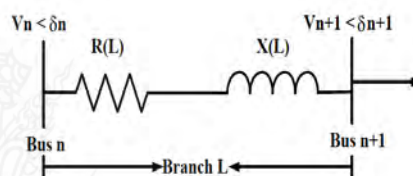
U คือ แรงดันไฟฟ้าขาออก

R_s คือ ตัวต้านทานแบบอนุกรม

α คือ ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิแรงดัน

2.4 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า [7] ใช้วิธีการไหลของกำลังไฟฟ้าไปข้างหน้าและย้อนหลังสูตรทางคณิตศาสตร์ของการกำลังไฟฟ้าสูญเสียมาจากแนวคิดการส่งกำลังไฟฟ้า โดยจะแถมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล 2 บัส ดังแสดงในภาพที่ 5



ภาพที่ 5 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล 2 บัส

โดยที่บัส n และ $n+1$ เชื่อมต่อผ่านพารามิเตอร์สาขา L สามารถหากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และกำลังไฟฟ้าสูญเสียรีแอกทีฟจากสมการที่ (2)-(3)

$$P_{loss(L)} = \left(\frac{P_{n+1} - jQ_{n+1}}{V_{n+1}} \right)^2 \cdot R_L \quad (2)$$

$$Q_{loss(L)} = \left(\frac{P_{n+1} - jQ_{n+1}}{V_{n+1}} \right)^2 \cdot X_L \quad (3)$$

โดยที่ $P_{loss(L)}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงที่

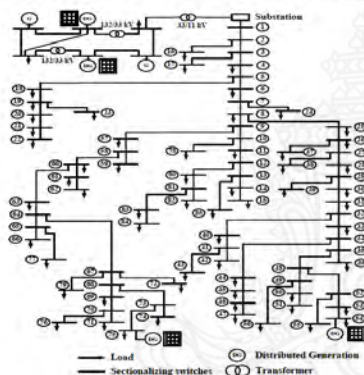
สาขา L และ $Q_{loss(L)}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรีแอกทีฟ

ที่สาขา L การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟทั้งหมดของระบบนั้นสามารถพิจารณาจากสมการที่ (4)

$$P_{total_loss} = \sum_{t=1}^{nl} P_{loss(L)} + Q_{loss(L)} \quad (4)$$

2.5 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

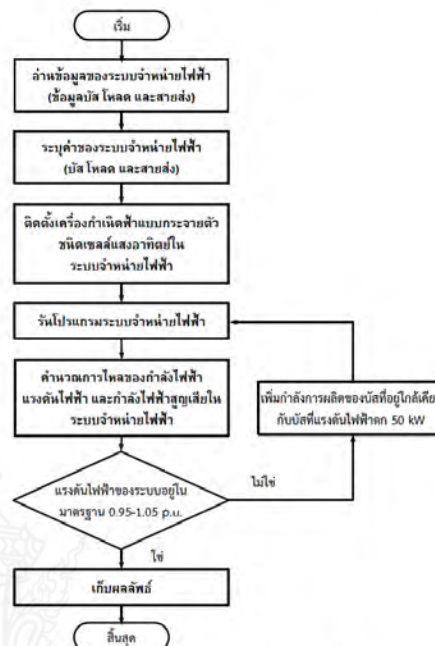
ในบทความนี้ทดสอบด้วยแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส ดังแสดงในภาพที่ 6 และแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส จำลองในโปรแกรม MATLAB/Simulink ดังแสดงในภาพที่ 7 ประกอบด้วย 59 จุดโหลด ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA และค่าฐานแรงดันคือ 11 kV โหลดรวมของระบบ 2,570.28 kW และ 2,622.08 kVar ข้อมูลโหลด ดังแสดงในตารางที่ A1 และข้อมูลสายส่ง ดังแสดงในตารางที่ A11 [17-18] แผนภาพของการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 8



ภาพที่ 6 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส



ภาพที่ 7 แบบระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส จำลองในโปรแกรม MATLAB/Simulink



ภาพที่ 8 แผนภาพของการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

3. ผลการวิจัยและอภิปรายผล

3.1 กรณีศึกษา

ในบทความนี้ศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษาดังแสดงในตารางที่ 1 กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ในกรณี 2, 3 และ 4 คือ 2,700 1,950 และ 1,800 kW ตามลำดับ

ตารางที่ 1 กรณีศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์

กรณี	จำนวนการติดตั้ง	บัสที่ทำการติดตั้ง	ขนาด (kW)
1	-	-	-
2	3	15, 36, 54	1,500, 600, 600
3	6	12, 15, 36, 51, 54, 76	300, 300, 300, 300, 450
4	9	12, 15, 36, 47, 51, 54, 62, 74, 76	200, 200, 250, 100, 200, 250, 200, 200, 200

จากตารางที่ 1 กรณีที่ 2 เหตุผลในการเลือกติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 15, 36 และ 54 เนื่องจากเป็นบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุดในระบบเมื่อทำการวิเคราะห์กรณีพื้นฐาน ส่วนในกรณีที่ 3 และ 4 เป็นการเพิ่มการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากกรณีที่ 2 เป็น 6 และ 9 เครื่องตามลำดับ โดยทำการพิจารณาจากบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำรองลงไปเพื่อวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์

3.2 ผลการวิจัย

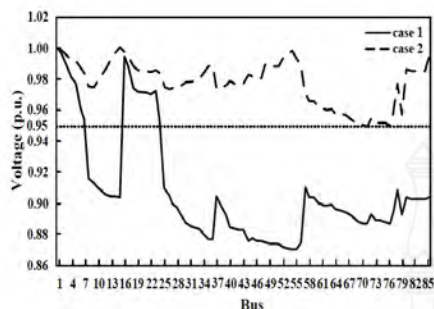
การทดสอบการเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ผลลัพธ์เชิงตัวเลขของการทดสอบทั้ง 4 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ผลลัพธ์การทดสอบการเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์

กรณี	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (kW)	ร้อยละกำลังไฟฟ้าสูญเสีย
1	54 (0.87)	313.27	-
2	76 (0.95)	218.44	30.27
3	75 (0.95)	158.59	49.37
4	42 และ 43 (0.95)	153.26	51.07

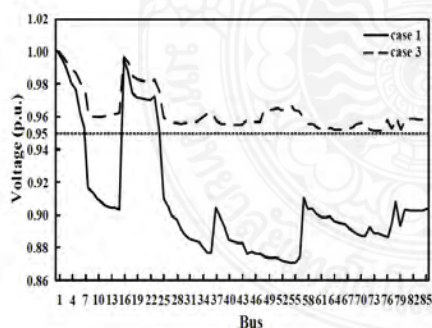
เมื่อทำการทดสอบในกรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีนี้เป็นกรณีพื้นฐาน ผลลัพธ์พบว่า เกิด กำลังไฟฟ้าสูญเสีย 313.27 kW แรงดันไฟฟ้าที่บัส 8-15 และ 25-85 ต่ำกว่ามาตรฐาน 0.95-1.05 p.u. และบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุด คือ บัสที่ 54 (0.87 p.u.)

ในกรณีที่ 2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 15, 36 และ 54 ขนาด 1,500 600 และ 600 kW ตามลำดับ ผลลัพธ์พบว่าเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 218.44 kW คิดเป็นร้อยละ 30.27 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกรณีที่ 1 และบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุด คือ บัสที่ 76 (0.95 p.u.) ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้ากรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 15, 36 และ 54 และกรณีพื้นฐานดังแสดงในภาพที่ 9



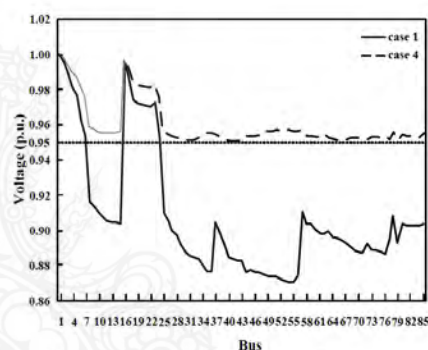
ภาพที่ 9 ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้ากรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 15, 36 และ 54 และกรณีพื้นฐาน

ในกรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 12, 15, 36, 51, 54 และ 76 ขนาด 300, 300, 300, 300, 300 และ 450 kW ตามลำดับ ผลลัพธ์พบว่าเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 158.59 kW คิดเป็นร้อยละ 49.37 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกรณีที่ 1 และบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุด คือ บัสที่ 75 (0.95 p.u.) ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้ากรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 12, 15, 36, 51, 54 และ 76 และกรณีพื้นฐาน ดังแสดงในภาพที่ 10



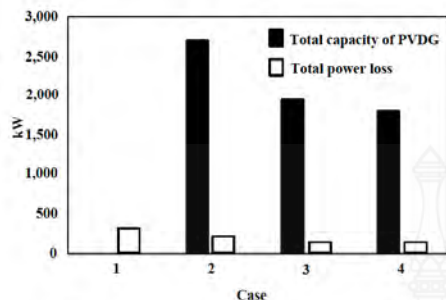
ภาพที่ 10 ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้ากรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 12, 15, 36, 51, 54 และ 76 และกรณีพื้นฐาน

ในกรณีที่ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 12, 15, 36, 47, 51, 54, 62, 74 และ 76 ขนาด 200, 200, 200, 250, 100, 200, 250, 200, 200 และ 200 kW ตามลำดับ ผลลัพธ์พบว่าเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 153.26 kW คิดเป็นร้อยละ 51.07 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกรณีที่ และบัสที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุด คือ บัสที่ 42 และ 43 (0.95 p.u.) ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้ากรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 12, 15, 36, 47, 51, 54, 62, 74 และ 76 และกรณีพื้นฐาน ดังแสดงในภาพที่ 11



ภาพที่ 11 ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้ากรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 12, 15, 36, 47, 51, 54, 62, 74 และ 76 และกรณีพื้นฐาน

จากภาพที่ 11 ผลลัพธ์กรณีที่ 4 สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าทุกบัสในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน 0.95-1.05 p.u. และลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้สูงที่สุดร้อยละ 51.07 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกรณีที่ 1 ส่งผลให้เพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้สูงที่สุด การเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และกำลังการผลิตรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 12



ภาพที่ 12 การเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และ กำลังการผลิตรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์

4. สรุปผล

บทความวิจัยนี้นำเสนอการเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส ด้วยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อจำลองการทำงานใน 4 กรณี ผลลัพธ์พบว่ากรณีที่ 1 หากไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สามารถเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ส่วนกรณีที่ 2, 3 และ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 3, 6 และ 9 เครื่องกำลังการผลิตติดตั้งรวม 2,700 1,950 และ 1,800 kW ตามลำดับ ผลลัพธ์พบว่ากรณีที่ 2, 3 และ 4 สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน แต่กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าต่างกันร้อยละ 30.27, 49.37 และ 51.07 ตามลำดับ เมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 ผลลัพธ์ในกรณีที่ 4 สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน 0.95-1.05 p.u. และลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ต่ำที่สุดส่งผลให้ประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นสูงที่สุด งานวิจัยในอนาคตต้องเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ให้การสนับสนุนและ ความช่วยเหลือในการจัดทำบทความนี้ซึ่งได้ช่วยให้บทความนี้สำเร็จลุล่วงอย่างสมบูรณ์

6. อ้างอิง

- [1] ชำนาญ ห่อเกียรติ. ระบบไฟฟ้ากำลัง. พิมพ์ครั้งที่ 4. กรุงเทพฯ: โครงการพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้า; 2552.
- [2] Ngamprasert P, Woothipatanapan S, Wannakam P, et al. Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System. IEET - International Electrical Engineering Transactions. 2020;6(1):28-33.
- [3] Sanam J, Ganguly Sanjib, Panda AK. Allocation of DSTATCOM and DG in distribution systems to reduce power loss using ESM algorithm. 2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES). 2016 July 4-6; Delhi, India. 2016. P. 1-5.
- [4] Lakith G, Kumar N, Kumar LMV, et al. Multiple Distributed Generator and Capacitor Placement in Distribution Network for Voltage Profile Improvement and Network Loss Reduction. 2017 International Conference on Current Trends in Computer, Electrical, Electronics and Communication (CTCEEC). 2017 September 8-9; Mysore, India. 2017. P. 584-588.
- [5] Saafin ZA, Zaro F, Jawadeh M. Voltage Profile Improvement Using DSTATCOM

- Based on Artificial Intelligent Techniques. 2019 IEEE Jordan International Joint Conference on Electrical Engineering and Information Technology. 2019 April 9-11; Amman, Jordan. 2019. P. 773-778
- [6] Ngamprasert P, Rugthaicharoencheep N, Woothipatanapan S. Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System. 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI). 2019 October 16- 18; Pattaya, Thailand. 2019. P. 98-101.
- [7] Ismail B, Wahab NIA, Othman ML, et al. A Comprehensive Review on Optimal Location and Sizing of Reactive Power Compensation Using Hybrid- Based Approaches for Power Loss Reduction, Voltage Stability Improvement, Voltage Profile Enhancement and Loadability Enhancement. IEEE Access. 2020;8: 222733-65.
- [8] Razavi AB, Elmi MMB. Improvement of Voltage Profiles in Mashhad Distribution System with Presence of Rooftop PV. 2020 10th Smart Grid Conference (SGC). 2020 December 16-17; Kashan, Iran. 2020.
- [9] Li F. Distributed processing of reliability index assessment and reliability-based network reconfiguration in power distribution systems. IEEE Transactions on Power Systems. 2005;20: 230-238.
- [10] Rugthaicharoencheep N. Placement of distributed generation for reliability in distribution system. RMUTP Research Journal. 2016;10(2): 148-156.
- [11] Reddy MV, Muni BP, Sarma AVR5. Enhancement of Voltage Profile for IEEE 14 Bus System with Inter line Power Flow Controller. 2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE). 2016 January 21-23; Bengaluru, India. 2016.
- [12] Ngamprasert P, Wannakarn P, Rugthaicharoencheep N. Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant. 2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI). 2020 October 14-16; Chiangmai, Thailand. 2021. P. 173-176.
- [13] Canada AH. Solar voltaic generation power plants: 1000 MW to 10 kW photovoltaic plant design and application guide for the Pacific Northwest. IEEE Technical Applications Conference and Workshops. Northcon/95. Conference Record. 1995 October 10-12; Portland, OR, USA. 2002. P. 189-94.
- [14] Nezhad OZ, Zadeh SAH, Mohammadian M. The analysis of hybrid system as DG in smart grids by the use of loss sensitivity coefficient method. 2013 Smart Grid Conference (SGC). 2013 December 17-18; Tehran, Iran. 2014. P. 246-251.
- [15] Carmona MC, Vega J, Olivares MC. Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation. 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA). 2018 September 18-21; Lima, Peru. 2018.
- [16] Rugthaicharoencheep N, Ngamprasert P, Ruangsap N, et al. Minimize the Customer Outage for Improved Reliability in Distribution System with Photovoltaic Distributed Generation. 2022 57th

International Universities Power Engineering Conference (UPEC). 2022 August 30 - September 02; Istanbul, Turkey. 2022.

[17] Das D, Kothari DP, Kalam A. Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 1995; 17: 335-46.

[18] Prakash DB, Lakshminarayana C. Optimal siting of capacitors in radial distribution network using Whale Optimization Algorithm. alexandria engineering journal. 2017; 56: 499-09.

7. ภาคผนวก

ตารางที่ A1 ข้อมูลโหลดของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส

บัส	P_L (kW)	Q_L (kVAr)	บัส	P_L (kW)	Q_L (kVAr)
4	56.00	57.13	46	35.28	35.99
6	35.28	35.99	47	14.00	14.28
8	35.28	35.99	50	36.28	37.01
11	56.00	57.13	51	56.00	57.13
14	35.28	35.99	53	35.28	35.99
15	35.28	35.99	54	56.00	57.13
16	35.28	35.99	55	56.00	57.13
17	112.00	114.26	56	14.00	14.28
18	56.00	57.13	57	56.00	57.13
19	56.00	57.13	59	56.00	57.13
20	35.28	35.99	60	56.00	57.13
21	35.28	35.99	61	56.00	57.13
22	35.28	35.99	62	56.00	57.13
23	56.00	57.13	63	14.00	14.28
24	35.28	35.99	66	56.00	57.13

ตารางที่ A1 ข้อมูลโหลดของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส (ต่อ)

บัส	P_L (kW)	Q_L (kVAr)	บัส	P_L (kW)	Q_L (kVAr)
25	35.28	35.99	69	56.00	57.13
26	56.00	57.13	71	35.28	35.99
28	56.00	57.13	72	56.00	57.13
30	35.28	35.99	74	56.00	57.13
31	35.28	35.99	75	35.28	35.99
33	14.00	14.28	76	56.00	57.13
36	35.28	35.99	77	14.00	14.28
37	56.00	57.13	78	56.00	57.13
38	56.00	57.13	79	35.28	35.99
39	56.00	57.13	80	56.00	57.13
40	35.28	35.99	82	56.00	57.13
42	35.28	35.99	83	35.28	35.99
43	35.28	35.99	84	14.00	14.28
44	35.28	35.99	85	35.28	35.99
45	35.28	35.99			

ตารางที่ A11 ข้อมูลสายส่งของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส

หมายเลข	จากบัส	สู่บัส	$R (\Omega)$	$X (\Omega)$
1	1	2	0.108	0.075
2	2	3	0.163	0.112
3	3	4	0.217	0.149
4	4	5	0.108	0.074
5	5	6	0.435	0.298
6	6	7	0.272	0.186
7	7	8	1.197	0.820
8	8	9	0.108	0.074
9	9	10	0.598	0.410
10	10	11	0.544	0.373
11	11	12	0.544	0.373
12	12	13	0.598	0.410
13	13	14	0.272	0.186
14	14	15	0.326	0.223
15	2	16	0.728	0.302
16	3	17	0.455	0.189
17	5	18	0.820	0.340

ตารางที่ All ข้อมูลสายส่งของแบบจำลอง
ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส (ต่อ)

หมายเลข	จากบัส	สู่บัส	R (Ω)	X (Ω)
18	18	19	0.637	0.264
19	19	20	0.455	0.189
20	20	21	0.819	0.340
21	21	22	1.548	0.642
22	19	23	0.182	0.075
23	7	24	0.910	0.378
24	8	25	0.455	0.189
25	25	26	0.364	0.151
26	26	27	0.546	0.226
27	27	28	0.273	0.113
28	28	29	0.546	0.226
29	29	30	0.546	0.226
30	30	31	0.273	0.113
31	31	32	0.182	0.075
32	32	33	0.182	0.075
33	33	34	0.819	0.340
34	34	35	0.637	0.264
35	35	36	0.182	0.075
36	26	37	0.364	0.151
37	27	38	1.002	0.416
38	29	39	0.546	0.226
39	32	40	0.455	0.189
40	40	41	1.002	0.416
41	41	42	0.273	0.113
42	41	43	0.455	0.189
43	34	44	1.002	0.416
44	44	45	0.911	0.378
45	45	46	0.911	0.378
46	46	47	0.546	0.226
47	35	48	0.637	0.264
48	48	49	0.182	0.075
49	49	50	0.364	0.151
50	50	51	0.455	0.189
51	48	52	1.366	0.567

ตารางที่ All ข้อมูลสายส่งของแบบจำลอง
ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 85 บัส (ต่อ)

หมายเลข	จากบัส	สู่บัส	R (Ω)	X (Ω)
52	52	53	0.455	0.189
53	53	54	0.546	0.226
54	52	55	0.546	0.226
55	49	56	0.546	0.226
56	9	57	0.273	0.113
57	57	58	0.819	0.340
58	58	59	0.182	0.075
59	58	60	0.546	0.226
60	60	61	0.728	0.302
61	61	62	1.002	0.415
62	60	63	0.182	0.075
63	63	64	0.728	0.302
64	64	65	0.182	0.075
65	65	66	0.182	0.075
66	64	67	0.455	0.189
67	67	68	0.910	0.378
68	68	69	1.092	0.453
69	69	70	0.455	0.189
70	70	71	0.546	0.226
71	67	72	0.182	0.075
72	68	73	1.184	0.491
73	73	74	0.273	0.113
74	73	75	1.002	0.416
75	70	76	0.546	0.226
76	65	77	0.091	0.037
77	10	78	0.637	0.264
78	67	79	0.546	0.226
79	12	80	0.728	0.302
80	80	81	0.364	0.151
81	81	82	0.091	0.037
82	81	83	1.092	0.453
83	83	84	1.002	0.416
84	13	85	0.819	0.340

ISSN 2773-9236 (Online)



วารสารวิศวกรรมไฟฟ้าไทย

Thailand Electrical Engineering Journal



Vol.2 No.2

May - August 2022

สมาคมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า (ประเทศไทย)

Electrical Engineering Academic Association (Thailand) - EEAAT

140 ถนนเชื่อมสัมพันธ์ แขวงกระทุ่มราย

เขตหนองจอก กรุงเทพมหานคร 10530

การวางแผนและปฏิบัติการอย่างเหมาะสมตามแผนเหตุการณ์เพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

Optimal Planning and Operation with Scenarios for Increasing Capacity of Transmission System

ณัฏฐ เรืองทรัพย์, มนัส บุญเกียรติทอง และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร e-mail : nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอการวางแผนและปฏิบัติการที่เหมาะสมตามแผนเหตุการณ์เพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาการเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าตามแผนเหตุการณ์ ปัจจุบันการใช้พลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มที่สูงขึ้นถ้าเกิดเหตุการณ์เพิ่มโหลดในระบบอย่างทันทีทันใดจะส่งผลให้ระบบส่งกำลังไฟฟ้ารับการไหลของไฟฟ้ามากเกินไป ดังนั้นจึงเสนอบทความนี้เพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษา ได้แก่ กรณีที่ 1 ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ กรณีที่ 2 เพิ่มวงจรสายส่ง กรณีที่ 3 ลดแรงดันไฟฟ้าที่บัสอ้างอิงและปลดวงจรสายส่ง กรณีที่ 4 เพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จากผลการทดสอบเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าพบว่ากรณีที่ 1 และ 3 ส่งผลให้ค่ากระแสในสายส่งไฟฟ้าบางวงจรสูงเกินไป ส่วนกรณีที่ 2 และ 4 ส่งผลให้สมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น

คำสำคัญ: การวางแผนและปฏิบัติการ, แผนเหตุการณ์, ระบบส่งกำลังไฟฟ้า

Abstract

This paper presents an optimal planning and operation with scenarios for increasing capacity of transmission system. The purpose of this study was to study the efficiency of the power transmission system according to the current events plan. At present the power consumption tends to be higher, if a sudden increase in the load in the system will result in the transmission system being overloaded with the electrical load. Therefore this paper is proposed to increase the efficiency of the power transmission system by The mathematical simulation program was divided into 4 case studies. Case 1 disconnecting the generator from the system, Case 2 adding a transmission line, Case 3 reducing the voltage at the reference bus and disconnecting the transmission line, Case 4 Adding a power generating source. From the results of the test to increase the efficiency of the power transmission system, it was found that cases 1 and 3 resulted in excessive current in some transmission lines while cases 2 and 4 resulted in increased efficiency of the power transmission system.

Keywords: Planning and Operation, Scenarios, Transmission System

The manuscript received June 18, 2021; revised September 17, 2021; accepted November 20, 2021; available online August 31, 2022.

*Corresponding author: นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร (E-mail:nattachote.r@rmutp.ac.th)

1. บทนำ

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าทั่วโลกกำลังอยู่ระหว่างการเปลี่ยนแปลงและการปรับโครงสร้างใหม่อย่างต่อเนื่องระบบส่งกำลังไฟฟ้าในปัจจุบันมีการขยายตัวเพิ่มขึ้นและดำเนินการในลักษณะที่ไม่ได้คาดคิดไว้ ในตอนแรกระบบส่งกำลังไฟฟ้าต้องมีความยืดหยุ่นเพื่อตอบสนองต่อการสร้างและรูปแบบของโหลดที่หลากหลายมากขึ้น [1] ในอดีตมีวิธีการมากมายสำหรับการแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้า ในปี ค.ศ. 1960 วิธีที่ใช้กันอย่างแพร่หลาย คือ วิธีนิวตันราฟสันและเกาส์เซidel [2] ในปี ค.ศ. 2010 ได้มีงานวิจัยที่จะหาการไหลที่ดีที่สุดสำหรับระบบ 30 บัสเพื่อแก้ปัญหาและลดต้นทุนการดำเนินงานด้วยโปรแกรมเพาเวอร์วิลด [3] ในปี ค.ศ. 2014 มีงานวิจัยการเพิ่มความเสถียรของแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังโดยใช้ตัวชดเชยชุดเชิงคอนดัคตแบบคงที่ ในงานวิจัยนี้การวิเคราะห์การไหลของพลังงานได้ดำเนินการโดยใช้โปรแกรม MATLAB [4] ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมาได้มีการนำเทคโนโลยีเข้ามาช่วยเป็นสื่อการสอนหนึ่งโปรแกรมที่ถูกนำมาใช้คือโปรแกรมเพาเวอร์วิลด [5] เป็นโปรแกรมที่ใช้สัญลักษณ์กราฟิกแทนอุปกรณ์ระบบ เช่น บัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้า โหลด สายส่ง และ หม้อแปลงไฟฟ้า ผู้ใช้งานสามารถออกแบบวงจรได้ด้วยตนเอง [6]

ในบทความนี้จะนำเสนอโปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อจำลองการไหลในแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัส โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษาเพื่อศึกษาการเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

2. สมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ในปัจจุบันด้วยการพัฒนาอย่างรวดเร็วและต่อเนื่องของเศรษฐกิจ การคมนาคม ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจึงเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วเนื่องจากความจุในการส่งถูกจำกัดด้วยความร้อนของสายส่ง [7] สายส่งไฟฟ้าจะมีความจุที่กำหนดถ้าในระบบไฟฟ้ามีการเพิ่มโหลดหรือลดโหลดจะส่งผลให้ระบบมีสายส่งบางเส้นที่รับภาระโหลดทางไฟฟ้าสูงเกินไปซึ่งในความเป็นจริงจากมุมมองของการรักษาความปลอดภัยและความน่าเชื่อถือในการทำงานของระบบสายส่งจำเป็นต้องรักษาวิสัยทัศน์ของระบบเพื่อให้สามารถรองรับปริมาณโหลดที่เพิ่มขึ้นให้เพียงพอในกรณีฉุกเฉิน เพื่อให้มั่นใจถึงสถานะด้านความปลอดภัยผู้จ่ายไฟจะปรับความจุของสายให้สามารถรับโหลดได้สูงที่สุดเท่าที่จะทำได้เพื่อรองรับกรณีฉุกเฉิน [8]

3. โปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์

ระบบไฟฟ้าในปัจจุบันมีความซับซ้อนมากขึ้นจำเป็นต้องมีเครื่องมือที่ช่วยในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า [6] โปรแกรมนี้เป็นการจำลองสถานการณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อคาดการณ์การขัดข้องของระบบไฟฟ้า โปรแกรมจะทำการจำลองการไหลของพลังงานที่เหมาะสมและนำเสนอข้อมูลของระบบไฟฟ้าเป็นภาพเคลื่อนไหวของกำลังไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้าและค่าพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้า [5] โปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์ ดังแสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 โปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์

โปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์มีการคำนวณตามหลักนิวตัน-ราฟสัน โดยค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสามารถคำนวณได้จากสมการ (1)-(2)

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j + \delta_i) \quad (1)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j + \delta_i) \quad (2)$$

โดยที่ P_i คือ กำลังไฟฟ้าที่บัส i และ Q_i คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัส i โดยรูปแบบสมการเมทริกซ์สำหรับกรณีการวิเคราะห์นิวตัน-ราฟสัน ดังสมการที่ (3)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} \quad (3)$$

โดยที่ J คือ เมทริกซ์จาโคเบียน V_i คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i และ δ_i คือ มุมของแรงดันไฟฟ้า โปรแกรมสามารถแสดงทิศทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เสมือนจริง แรงดัน ขนาดของมุม กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยสามารถเรียกดูค่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งและเปอร์เซ็นต์ประสิทธิภาพของสายส่งขณะที่โปรแกรมทำการจำลองอยู่ ตัวอย่างการเขียนโปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์ ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 ตัวอย่างการเขียนโปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์

4. แผนเหตุการณ์

แผนเหตุการณ์เป็นการคาดการณ์สิ่งที่มีโอกาสที่จะเกิดขึ้นในระบบส่งกำลังไฟฟ้า เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดความเสียหาย สายส่งไฟฟ้าขาด

หรือ เกิดฟอลต์ เพิ่มโหลดในระบบไฟฟ้าแบบทันทีทันใดเป็นต้นซึ่งเหตุการณ์ที่กล่าวมาส่งผลกระทบให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องและ สูญเสียเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง ในอดีตได้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องครั้งใหญ่หลายครั้ง เช่น เหตุไฟฟ้าขัดข้องครั้งใหญ่ของสหรัฐและไฟฟ้าขัดข้องที่อิตาลี เป็นต้น [9] โดยในบทความวิจัยนำเสนอกรณีศึกษา 4 กรณี

5. กรณีศึกษา

ในบทความนี้มีการประมวลผลเทคนิคที่นำเสนอด้วยโปรแกรมทางคำนวณระบบไฟฟ้าโดยจะเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าทดสอบในแบบจำลองระบบส่งกำลังไฟฟ้า 7 บัส โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษา ได้แก่

- กรณีที่ 1 ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ
- กรณีที่ 2 เพิ่มวงจรสายส่ง
- กรณีที่ 3 ลดแรงดันไฟฟ้าที่มีสวิตช์และปลดวงจรสายส่ง
- กรณีที่ 4 เพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

กรณีที่ 1 ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ

ในกรณีนี้ทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 และ 3 ออกจากระบบ พารามิเตอร์สายส่ง ดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 พารามิเตอร์สายส่ง

Line	From	To	R (p.u.)	X _s (p.u.)
1	1	2	0.08	0.24
2	1	3	0.02	0.06
3	2	3	0.06	0.18
4	2	4	0.01	0.03
5	3	5	0.04	0.12
6	3	6	0.04	0.06
7	4	5	0.08	0.24
8	5	7	0.02	0.45
9	6	7	0.01	0.04

การไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 และ 3 ดังแสดงในรูปที่ 3 และ ผลการทดสอบ ดังแสดงในตารางที่ 2



รูปที่ 3 การไหลกรณีปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ

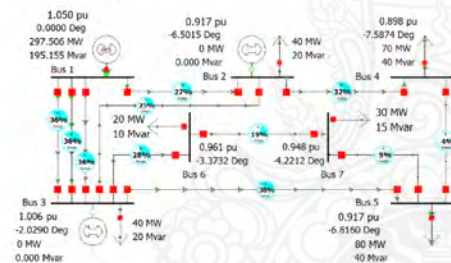
ตารางที่ 2 ผลการทดสอบการไหลกรณีเปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ

Bus	Type	V	δ	Load		Generator	
Bus		(p.u.)	(Degree)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	Slack	1.050	0	0	0	311.919	237.979
2	PV	0.844	-9.8376	40	20	0	0
3	PV	0.914	-6.0811	40	20	0	0
4	PQ	0.821	-11.2730	70	40	0	0
5	PQ	0.823	-11.5086	80	40	0	0
6	PQ	0.865	-7.6980	20	10	0	0
7	PQ	0.851	-8.7166	30	15	0	0

เมื่อเปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 และ 3 ออกจากระบบพบว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส 2-7 มีค่าต่ำกว่ามาตรฐานและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสยังทำงานหนักเกินไปส่งผลให้กระแสไฟฟ้าในสายส่งบางวงจรสูงเกินไปส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังและสมรรถนะในระบบส่งกำลังไฟฟ้าลดลง

กรณีที่ 2 เพิ่มวงจรสายส่ง

ในกรณีนี้ยังอิงจากกรณีที่ 1 โดยเพิ่มวงจรสายส่ง L1-3 จำนวน 2 เส้น ดังแสดงในรูปที่ 4 และผลการทดสอบ ดังแสดงในตารางที่ 3



รูปที่ 4 การเพิ่มวงจรสายส่ง L1-3 จำนวน 2 เส้น

ตารางที่ 3 ผลการทดสอบเพิ่มเพิ่มวงจรสายส่ง L1-3 จำนวน 2 เส้น

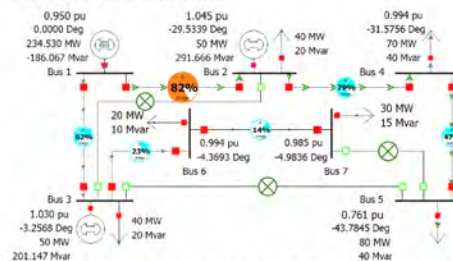
Bus	Type	V	δ	Load		Generator	
Bus		(p.u.)	(Degree)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	Slack	1.050	0	0	0	297.506	195.155
2	PV	0.917	-6.5015	40	20	0	0
3	PV	1.006	-2.0290	40	20	0	0
4	PQ	0.898	-7.5874	70	40	0	0
5	PQ	0.917	-6.8160	80	40	0	0
6	PQ	0.961	-3.3732	20	10	0	0
7	PQ	0.948	-4.2212	30	15	0	0

เมื่อเพิ่มวงจรสายส่งไฟฟ้าพบว่ากระแสไฟฟ้าในสายส่งบางวงจรมีค่าลดลงส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส 2-7 มีค่าเพิ่มขึ้นและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสยังอิงผลการผลิตได้ 14.407 MW เมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 และสามารถเพิ่มสมรรถนะในระบบส่งกำลังไฟฟ้า

กรณีที่ 3 ลดแรงดันไฟฟ้าที่บัสยังอิงและปลดวงจรสายส่ง

ในกรณีนี้กำหนดแรงดันไฟฟ้าที่บัสยังอิงมีค่า 0.95 p.u. และปลดวงจรสายส่งได้แก่ L2-3 L3-5 L5-7 การไหลของกำลังไฟฟ้าในการผลิตแรงดันไฟฟ้าที่บัสยังอิงและปลดวงจรสายส่ง ดังแสดงในรูปที่ 5 และผล

การทดสอบ ดังแสดงในตารางที่ 4



รูปที่ 5 การไหลกรณีลดแรงดันไฟฟ้าที่บัสยังอิงและปลดวงจรสายส่ง

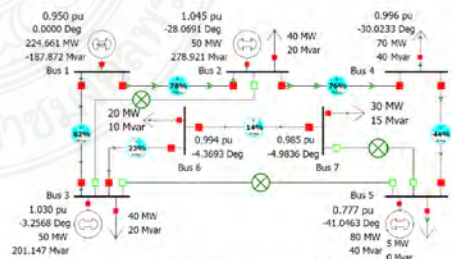
ตารางที่ 4 ผลการทดสอบกรณีลดแรงดันไฟฟ้าที่บัสยังอิงและปลดวงจรสายส่ง

Bus	Type	V	δ	Load		Generator	
Bus		(p.u.)	(Degree)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	Slack	0.950	0	0	0	234.530	-186.067
2	PV	1.045	-29.5339	40	20	50	291.666
3	PV	1.030	-3.2568	40	20	50	201.147
4	PQ	0.994	-31.5756	70	40	0	0
5	PQ	0.761	-43.7845	80	40	0	0
6	PQ	0.994	-4.3693	20	10	0	0
7	PQ	0.985	-4.9836	30	15	0	0

เมื่อลดแรงดันไฟฟ้าที่บัสยังอิงและปลดวงจรสายส่งพบว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส 5 มีค่าต่ำกว่ามาตรฐานและสายส่งบางวงจรรับภาระโหลดทางไฟฟ้าสูงเกินไปส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบและสมรรถนะในระบบส่งกำลังไฟฟ้าลดลง

กรณีที่ 4 เพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ในกรณีนี้ยังอิงจากกรณีที่ 3 โดยเพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 ขนาด 5 MW ดังแสดงในรูปที่ 6 และผลการทดสอบ ดังแสดงในตารางที่ 5

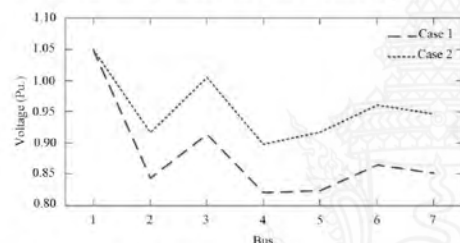


รูปที่ 6 การเพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 ขนาด 5 MW

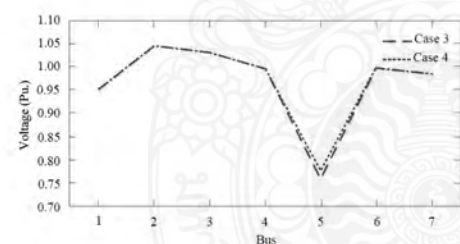
ตารางที่ 5 ผลการทดสอบเพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 ขนาด 5 MW

Bus	Type	V	δ	Load		Generator	
	Bus	(p.u.)	(Degree)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	Slack	0.950	0	0	0	224.661	-187.872
2	PV	1.045	-28.0691	40	20	50	278.921
3	PV	1.030	-3.2568	40	20	50	201.147
4	PQ	0.996	-30.0233	70	40	0	0
5	PQ	0.777	-41.0463	80	40	5	0
6	PQ	0.994	-4.3693	20	10	0	0
7	PQ	0.985	-4.9836	30	15	0	0

เมื่อเพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 ขนาด 5 MW พบว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส 5 เพิ่มขึ้นส่งผลให้สมรรถนะในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ผลลัพธ์แรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณี 1 และ 2 ดังแสดงในรูปที่ 7 และ ผลลัพธ์แรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณี 3 และ 4 ดังแสดงในรูปที่ 8



รูปที่ 7 ข้อมูลแรงดันไฟฟ้ากรณีปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบและกรณีเปิดวงจรสายส่ง



รูปที่ 8 ข้อมูลแรงดันไฟฟ้ากรณีลดแรงดันไฟฟ้าที่มีสายส่งและปิดวงจรสายส่งและเพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

6. สรุป

บทความนี้นำเสนอการวางแผนและปฏิบัติการที่เหมาะสมตามแผนเหตุการณ์เพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าทดสอบด้วยโปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์ซึ่งได้ดำเนินการ 4 กรณีดังนี้ กรณีที่ 1 ปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ กรณีที่ 2 เพิ่มวงจรสายส่ง กรณีที่ 3 ลดแรงดันไฟฟ้าที่มีสายส่งและปิดวงจรสายส่ง กรณีที่ 4 เพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว พบว่าในกรณี 1 และกรณี 3 เมื่อปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ ลดแรงดันไฟฟ้าที่มีสายส่งและปิด

วงจรสายส่งตามลำดับ ส่งผลให้ค่ากระแสในสายส่งไฟฟ้าบางวงจรสูงเกินไปมีผลทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง ส่วนกรณีที่ 2 และกรณีที่ 4 เมื่อเพิ่มวงจรสายส่งและเพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวตามลำดับ สามารถเพิ่มสมรรถนะในระบบส่งกำลังไฟฟ้า

7. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับการสนับสนุนจาก สถาบันวิจัยและพัฒนา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร โครงการส่งเสริมสิ่งประดิษฐ์และนวัตกรรมเพื่อก้าวหน้าสู่ประเทศไทย 2564

เอกสารอ้างอิง

- [1] A. L. P. de Oliveira, "The Main Aspects of Fixed Series Compensations Dimensioning at Brazilian 230 kV Transmission System", 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Aug 2008.
- [2] Enes Cengiz, Cemal Yilmaz, Ercan Nurcan Yilmaz, Hamdi Tolga Kahraman, "Importance of Power Flow and Load Analysis in Pre-Installation Power Systems", 2019 3rd ISMSIT, Oct 2019.
- [3] Harprit Kaur, Y.S Brar, Jaswinder Singh Randhawa, "Optimal power flow using power world simulator", IEEE Electrical Power & Energy Conference, Aug 2010.
- [4] C.Anitha, P.Arul, "Enhancement of voltage stability in transmission system using SSSC", International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies, March 2015.
- [5] Syafaruddin Syafaruddin, Satriani Latief, "Lesson Learned from Power System Design with PowerWorld Simulator", 2018 2018 Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE), Oct 2018.
- [6] Fouzul Azim Shaikh, Zaheeruddin, M.S.Jameel Asghar, Gajendra Singh, "Soft Computing Techniques and Role of Power World Simulator for forecasting and mitigation of power system blackout", ICCIMA 2007, Dec 2007.
- [7] Huang Xinbo, Cheng Rongui, "Theoretical Study on Dynamic Capacity-increase of Transmission Lines", 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, April 2008.
- [8] Gang Qu, Haozhong Cheng, Liangzhong Yao, Zeliang Ma, Zhonglie Zhu, Xiaohui Wang, Jianzhong Lu, "Transmission Surplus Capacity Based Power Transmission Expansion Planning Using Chaos Optimization Algorithm", 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, April 2008.
- [9] M.R. Wadi, M.F. Bara, Ola Caslon, Faraj Ali Elammari, "Voltage stability analysis and improvement for the South-West Libya electrical power system part 1: Problem identification", International Universities Power Engineering Conference, Sep 2008.

Comparison Damage Cost of Outage Duration in Industrial with and without Hybrid Solar Rooftop

Nattachote Rugthaicharoencheep* and Natchapol Ruangsap

Abstract— This paper presents the comparison damage cost of outage duration in industrial with and without hybrid solar rooftop. Outage in factory as a result cost loss and damage in line production. Therefore, this paper is applicate hybrid solar rooftop to solve this problem. The objective of paper is comparing cost damage with and without hybrid solar rooftop for outage duration. The results found that hybrid solar rooftop can reduce damage from outage according to the conditions of this paper.

Keywords— Damage Cost, Outage Duration, Hybrid Solar Rooftop

1. INTRODUCTION

The distribution system reliability is an essential factor because it is the last terminal connection point between grid and consumer. The customer outage is common problem in distribution system. Therefore, consumer in death end distribution system find a solution by installation a distributed generation (DG). The DG is a small electricity generation unit located near the user. The main source of energy for DG is solar energy, hydropower, etc. [1] Application solar energy such as integration of solar rooftop and battery storage call hybrid solar rooftop.

Hybrid solar rooftop is increase scope duration and efficiency of electricity generation. Hybrid solar rooftop consist of photovoltaic system (PV) on the roof combine with battery storage (BS). DG installed as a standby generator can enhance the reliability of the distribution system in the situation of power quality issues such as voltage sag/swell, harmonic and power outage, due to DG is compensate active power at installation bus. Power quality in industrial is important problem, direct effect of line product. As a result factory was damage and risk for outage. Outage as shown in Fig. 1.



Fig.1 Outage.

Distribution system conceptual connect with photovoltaic and battery storage as shown in Fig. 2.

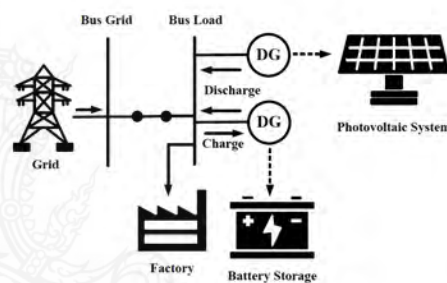


Fig. 2 Distribution system conceptual connect with photovoltaic and battery storage.

In 2003 [2], there studied estimation reduce blackout. The result found that minor interruption mitigation can increase the frequency of blackout. In 2015 [3], there studied battery energy storage system (BESS) to solved outage. The result was found BESS available. However smart grid control was better than BESS. In 2018 [4], there studied economic BESS to protect outage in Turkey. Assess the economic impact of energy storage systems on substation covering outage. In same year [5], there studied BESS to protect outage. Power quality was improved with BESS and renewable energy. In 2020 [6], there studied operation of microgrid during outage. The results show photovoltaic performs well with battery storage and minimize the use of existing backup generator services. In same year [7], there studied determining best location to install BESS in a distribution system. The objective enhanced reliability of distribution network. In 2022 [8], there studied analysis cost of BESS for industrial in Tamilnadu (India). The object reduced power fluctuations max load slider and protect the load from power outage.

Therefore, this paper presents comparison damage cost of outage duration in industrial with and with out hybrid solar rooftop. Operation of photovoltaic combine with battery storage as shown in Fig. 3.

*Nattachote Rugthaicharoencheep (corresponding author) is with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, 10800, Thailand. phone: +66-61-353-6426; E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

Natchapol Ruangsap is with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, 10800, Thailand. E-mail: natchapol_34285@ieee.org

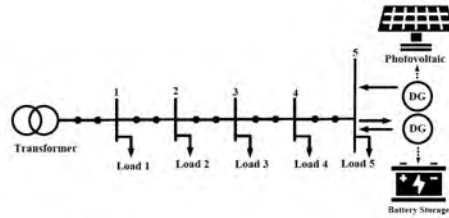


Fig. 3 Operation of photovoltaic combine with battery storage.

From Fig. 3 is operation of photovoltaic combine with battery storage. Battery storage will release the stored electrical energy when photovoltaic cannot generate from emergency.

2. POWER OUTAGE

Power outage is call failure or blackout. Power outage is short-long loss electricity of grid. It may affect to house, building and city. Types of power outage is follow:

Brownout is voltage in system was reduced. It may affect to electricity equipment.

Blackout is loss all electricity in the place was damage in Grid. Duration of outage is lasts from a few minutes to inconstant period. Power quality as shown in Fig. 4.

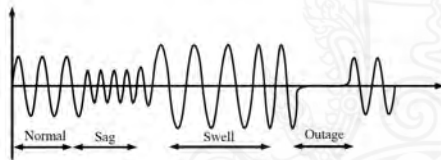


Fig. 4 Power quality.

Power outage can result from a variety of causes, including tripped breakers, blown fuses and failed circuit components. IEEE 1159-1995 standard as shown in Fig. 5.

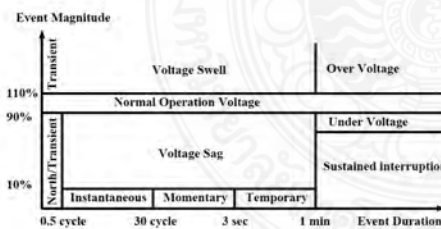


Fig. 5 IEEE 1159-1995 standard.

3. PHOTOVOLTAIC SYSTEM

Photovoltaic [9]-[10] is one method of distributed electricity at the end of the transmission line to enhance system voltage problems in remote grid points. The electrical energy produced by this method is clean, safe and sustainable. Methods for generating electricity with solar cells as shown in Fig. 6.

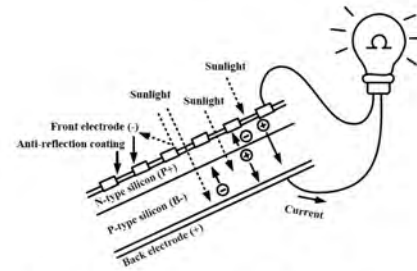


Fig. 6 Methods for generating electricity with solar cells.

Photovoltaic system consists of PV panel that convert sunlight into electricity, DC-DC converter converts voltage from one value to another and inverter converts direct current to alternative current. Schematic diagram of the photovoltaic system as shown in Fig. 7.

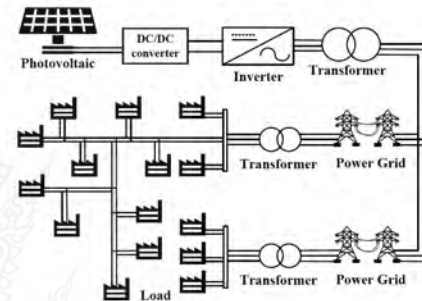


Fig. 7 Schematic diagram of the photovoltaic system.

4. EFFECT OF PV AND BS ON RELIABILITY

Increasing the efficiency of photovoltaic systems is important. Bad weather results to the photovoltaic power generation being underdeveloped. The energy storage system can help supply power in the shortage, thereby increasing the stability of the distribution system. Operation of battery storage in island when outage as shown in Fig. 8.

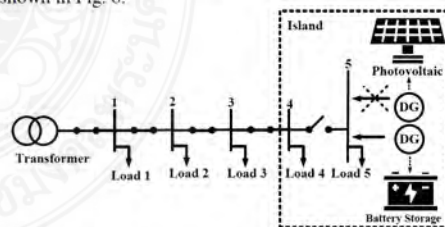


Fig. 8 Operation of battery storage in island when outage.

From Fig. 8 is operation of battery storage in distribution system can enhance reliability system through in-island load supply, which was disconnected from the substation. After an emergency in the feeder section between load 4 and load 5 but load 5 become island consisting of photovoltaic combine with battery storage. Electricity supply can still operate from the battery storage [11]-[12].

5. BATTERY STORAGE

Capacity of battery storage is 75 kWh. Battery specification is shown in Table 1. Schematic diagram of hybrid solar rooftop 149.8 kWp as shown in Fig. 9.

Table 1. Battery specification.

Specification	Size
Rate capacity	200 Ah
Rate energy	76.8 kWh
Rate voltage	384 V
Voltage range	336-438 V
Normal charge/discharge	0.5 C
Max charge/discharge	1 C
Weight	≤ 1060 kg
Protection degree	IP 54



Fig. 9 Schematic diagram of hybrid solar rooftop 149.8 kWp.

6. MATHEMATICAL MODEL

Battery have high energy density and regulated charge/discharge cycles capable of providing constant voltage power. The terminal voltage of battery was calculated in equation (1) [13].

$$V_{bat} = E - R \cdot i \quad (1)$$

Battery discharge was calculated in equation (2)

$$E = E_0 - K \frac{Q}{Q - it} \cdot it - K \frac{Q}{Q - it} \cdot i^* + Exp(t) \quad (2)$$

Battery charge was calculated in equation (3)

$$E = E_0 - K \frac{Q}{Q - it} \cdot it - K \frac{Q}{it - 0.1 \cdot Q} \cdot i^* + Exp(t) \quad (3)$$

Where R is the internal resistance of battery

E_0 is open circuit potential

i is the charging/discharging current of battery

K is polarization voltage

Q is battery capacity

7. CASE STUDY

Damage cost compare of outage duration with and without hybrid solar rooftop in industrial.

Five cases were tested as follows:

Case 1: Base case (no outage duration)

Case 2: Outage duration 0.25 hour (15 minute)

Case 3: Outage duration 0.50 hour (30 minute)

Case 4: Outage duration 1.00 hour (60 minute)

Case 5: Outage duration 8.00 hour (480 minute)

Result damage cost compare of outage duration with and without hybrid solar rooftop as shown in Table 2. Result battery storage is support load as shown in Table 3.

Table 2. Result damage cost compare of outage duration with and without hybrid solar rooftop.

Case	Outage duration (Hour)	Damage Cost (Baht)	
		Without hybrid solar rooftop	With hybrid solar rooftop
1	0.00	0.00	0.00
2	0.25	67.90	58.04
3	0.50	135.81	96.35
4	1.00	271.62	113.79
5	8.00	1,813.70	1,655.87

Table 3. Result battery storage is support load.

Outage duration (Hour)	Rate energy for support (kWh)
0.00	0.00
0.25	19.20
0.50	38.40
1.00	76.80
8.00	76.80

Damage cost compare of outage duration with and without hybrid solar rooftop as shown in Fig. 10. Rate energy for support as shown in Fig. 11.

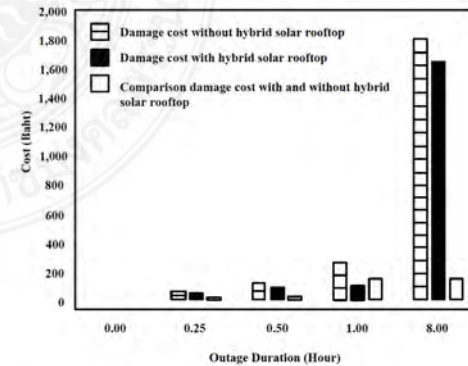


Fig. 10 Damage cost compare of outage duration with and without hybrid solar rooftop.

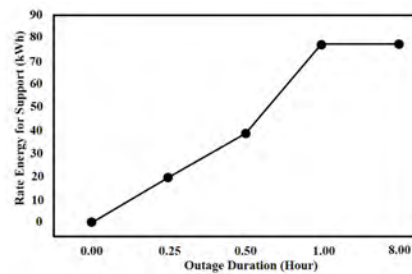


Fig. 11 Rate energy for support.

From Fig. 11 is maximum energy was supported each duration by battery storage. After over 1 hour battery storage can not support the load because it is reserve energy for 1 hour. Therefore, case 5 which case is installed and have not hybrid solar rooftop is damaged outage 6 and 7 hours respectively. The results found that battery storage is discharging when outage 76.8 kWh/hour. Therefore, hybrid solar rooftop can reduce the damage outage. If have not hybrid solar rooftop, the damage is 299.09 baht/hour. The case study is outage 0.00, 0.25, 0.50, 1.00 and 8.00 hour respectively. The comparison cost damage is 0.00, 9.86, 39.45, 157.82 and 157.82 Baht respectively.

3. CONCLUSION

This paper presents the comparison damage cost of outage duration in industrial with and without hybrid solar rooftop. The battery storage capacity is 75 kWh. The limit for battery storage can use for 1 hour. After 1 hour it cannot support the load. Five cases were tested as follows outage duration 0.00, 0.25, 0.50, 1.00 and 8.00 hours respectively. The results found that the damage without hybrid solar rooftop is 299.09 baht/hour. When outage battery can support load 76.80 kW. The comparison cost damage is 0.00, 9.86, 39.45, 157.82 and 157.82 Baht respectively. Therefore, hybrid solar rooftop can reduce the damage outage from this paper outage condition.

ACKNOWLEDGMENT

This paper would not be possible without the support from Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand and Thai Carton (Rangsit) Service Co., Ltd.

REFERENCES

- [1] Papon, N. Nattachote, R. and Sakhon, W. 2019. Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System. *2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*. Pattaya, Thailand, 16-18 October. IEEE: Publisher.
- [2] B.A. Carreras, V.E. Lynch, D.E. Newman, I. Dobson. 2003. Blackout mitigation assessment in power transmission systems. *36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*. Big Island, HI, USA, 06-09 January. IEEE: Publisher.
- [3] Tan, Z. Stephen, C. John, A. O. and Alexander, E. E. 2015. Outage Avoidance and Amelioration Using Battery Energy Storage Systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 52(1): 5-10.
- [4] Said, M. T. Erdin, G. and Bedri, K. 2018. Economic Analysis of Energy Storage Preventing Energy Outages in Distribution Grid in Turkey. *2018 6th International Conference on Control Engineering & Information Technology (CEIT)*. Istanbul, Turkey, 25-27 October. IEEE: Publisher.
- [5] Hachidai, I. V.A. Kale, Yasuhiro, Y. Keisuke, Y. Koji, S. and Shinichi, K. 2018. Study Results for Preventing Power Outages utilizing Battery Energy Storage Systems. *2018 IEEE 8th Power India International Conference (PIICON)*. Kurukshetra, India, 10-12 December. IEEE: Publisher.
- [6] Hasan, M. Tomonobu, S. Md., R. I. Abbas, Z. K. and M. A. P. Mahmud. 2020. Optimal Operation of Resilient Microgrids During Grid Outages. *2020 IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices (ASEMD)*. Tianjin, China, 16-18 October. IEEE: Publisher.
- [7] Xuan, W. Antonio, J. C. and Subin, M. 2020. Optimal Siting of Batteries in Distribution Systems to Enhance Reliability. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 36(5): 3118-3127.
- [8] Vignesh, G. and A.K. Bakthavatsalam. 2022. Cost Benefit analysis of Battery Energy Storage System for an Industry in Tamilnadu (India). *2022 IEEE Delhi Section Conference (DELCON)*. New Delhi, India, 11-13 February. IEEE: Publisher.
- [9] Nattachote, R. Papon, N. Natchapol, R. and Nawin, R. 2022. Minimize the Customer Outage for Improved Reliability in Distribution System with Photovoltaic Distributed Generation. *2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Istanbul, Turkey, 30 August-02 September. IEEE: Publisher.
- [10] Papon, N. Poonsri, W. and Nattachote, R. 2020. Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant. *2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, Chiangmai, Thailand, 14-16 October. IEEE: Publisher.
- [11] S. X. Wang, Wei, Z. and Y. Y. Chen. 2008. Distribution system reliability evaluation considering DG impacts. *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Nanjing, 06-09 April. IEEE: Publisher.
- [12] Priyabrata, S. Pradeep, K. S. Somnath, M. and Punit, K. 2016. Modeling and control of a battery connected standalone photovoltaic system. *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*. Delhi, India, 04-06 July. IEEE: Publisher.
- [13] H. Falaghi and M. R. Haghifam. 2005. Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis. *EUROCON 2005 - The International Conference on "Computer as a Tool"*, Belgrade, Serbia, 21-24 November. IEEE: Publisher.

RJST[®]

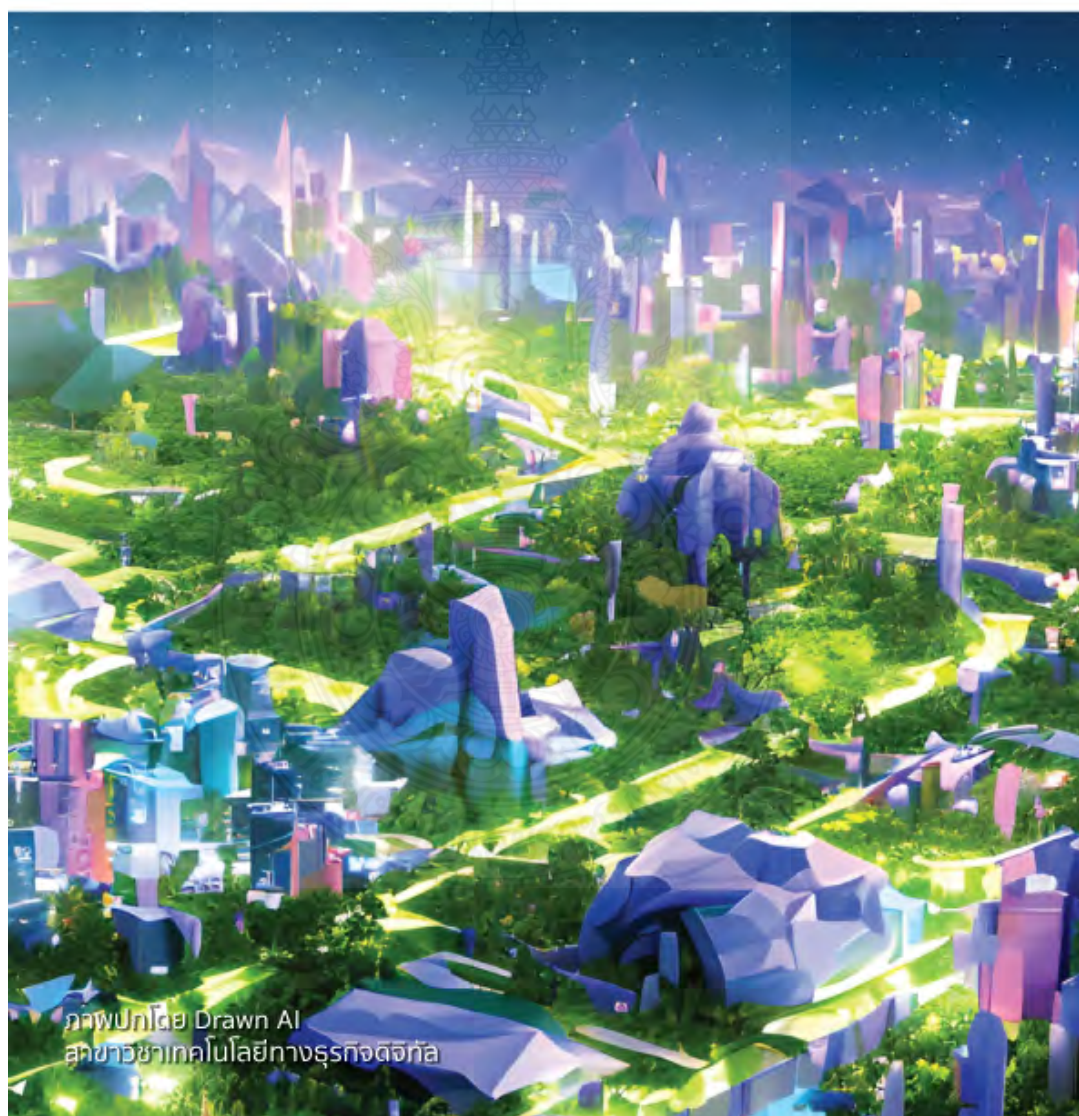
RATTANAKOSIN JOURNAL OF SCIENCE AND TECHNOLOGY

วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งรัตนโกสินทร์

Volume 5

Issue 1 Jan - Apr 2023

Online ISSN : 2673-0553



ภาพปกโดย Drawn AI
สาขาวิชาเทคโนโลยีทางธุรกิจดิจิทัล

การวางแผนและปฏิบัติการเพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ด้วยการวิเคราะห์แผนเหตุการณ์

Planning and Operation for Increasing Capacity of Transmission System with Scenarios Analysis

ณัชพล เรืองทรัพย์¹ มนัส บุญเที่ยรทอง² และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ^{3*}

^{1,2,3*} สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

^{3*}E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอการวางแผนและปฏิบัติการเพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าด้วยการวิเคราะห์แผนเหตุการณ์ วัตถุประสงค์เพื่อศึกษาการเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าตามแผนเหตุการณ์ ปัจจุบันการใช้พลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มที่สูงขึ้นถ้าเกิดเหตุการณ์เพิ่มหรือลดโหลดในระบบอย่างทันทีทันใด จะส่งผลให้ระบบส่งกำลังไฟฟ้ารับภาระโหลดทางไฟฟ้ามากเกินไป ดังนั้นจึงเสนอบทความนี้เพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษา ได้แก่ กรณีที่ 1 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะการผิดปกติ กรณีที่ 2 การเพิ่มวงจรสายส่ง กรณีที่ 3 การเพิ่มแรงดันไฟฟ้า กรณีที่ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว จากผลการจำลองพบว่าในกรณีที่ 2, 3 และ 4 สามารถเพิ่มสมรรถนะในระบบส่งกำลังไฟฟ้า

คำสำคัญ: การวางแผนและปฏิบัติการ ระบบส่งกำลังไฟฟ้า การวิเคราะห์แผนเหตุการณ์

* Corresponding author, e-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

Received date: 23/ 01/ 2022

Revised date: 01/ 03/ 2023

Accepted date: 20/ 03/ 2023

Abstract

This paper presents planning and operation for increasing capacity of transmission system with scenarios analysis. The objective is studying the capacity of transmission system follow scenario. Nowadays, electricity consumption tends to increase. If an abrupt increase or decrease in load occurs in the system, it will result in an overload of the electrical power transmission system. Therefore, this paper is proposed to increase capacity of transmission system by using a mathematical simulation program. It is divided into 4 case studies namely, Case 1: Power flow in normal conditions. Case 2: Adding a transmission line. Case 3: Increasing the voltage. Case 4 installation a distributed generation. From the simulation results, it was found that in cases 2, 3 and 4 the capacity of transmission system could be increased.

Keywords: Planning and Operation, Transmission System, Scenarios Analysis

1. บทนำ

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าทั่วโลกกำลังอยู่ระหว่างการปรับโครงสร้างใหม่อย่างต่อเนื่องระบบส่งกำลังไฟฟ้าปัจจุบันมีภาระทางไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ ดังนั้นความยืดหยุ่นของระบบส่งกำลังไฟฟ้าจึงเป็นคุณสมบัติสำคัญเพื่อตอบสนองการเปลี่ยนแปลงของโหลดในอนาคต [1] ในอดีตมีวิธีการมากมายสำหรับการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ในปี ค.ศ. 2004 [2] มีการศึกษาวิเคราะห์เพื่อกำหนดตำแหน่งที่เหมาะสมในการวาง (Distributed Generation : DG) ในระบบเครือข่าย วัตถุประสงค์เพื่อลดการสูญเสียพลังงานของระบบไฟฟ้าในทางปฏิบัติ มีข้อจำกัดอื่นๆ ที่อาจส่งผลกระทบต่อตำแหน่ง DG อย่างไรก็ตาม วิธีการที่นำเสนอมีประสิทธิภาพและประโยชน์กับนักออกแบบระบบในการเลือกขนาดที่เหมาะสมเพื่อวาง DG ในปี ค.ศ. 2005 [3] มีการพิจารณาประโยชน์ของ DG ในการลดความสูญเสียของสายส่งไฟฟ้าที่มีโหลดสูงที่ส่วนท้ายและหนึ่ง DG ผลการวิจัยพบว่า DG สามารถลดการสูญเสียของสายไฟฟ้าได้ ในปี ค.ศ. 2016 [4] มีการวิเคราะห์ประสิทธิภาพการทำงานของระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงขนาดใหญ่ที่เชื่อมต่อถึงกัน ในงานวิจัยนี้มีการพิจารณาด้านความเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้า ด้านเสถียรภาพการถ่ายโอนของกำลังไฟฟ้า ด้านการเบี่ยงเบนความต้องการกำลังไฟฟ้า ด้านการโหลดหม้อแปลง และด้านการโหลดสายส่ง ประสิทธิภาพของสายส่งแต่ละเส้นจะถูกเปรียบเทียบกับสายส่งอื่น ๆ ในระบบที่เชื่อมต่อกันและความจุของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จำเป็นสำหรับการติดตั้งที่สถานีกริดที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการปรับปรุงประสิทธิภาพจะได้รับการประเมินด้วยอัลกอริทึม Comparison Based DG Implementation ทำการจำลองในโปรแกรม MATLAB ในปี ค.ศ. 2019 [5] มีการศึกษาประยุกต์ใช้เทคนิค Multi-Verse Optimizer (MVO) เพื่อปรับปรุงการวางแผนขยายโครงข่ายสายส่ง (TNEP) มีวัตถุประสงค์เพื่อการเลือกเส้นทาง ประเภทและจำนวนของวงจรที่เพิ่ม MVO ได้รับการพัฒนาและนำไปใช้เพื่อแก้ปัญหา TNEP สำหรับเครือข่ายระบบ West Delta

System (WDS) ของอียิปต์ที่มีการส่งสัญญาณจริงสองเครือข่าย และ 500 kV ของระบบไฟฟ้าแรงสูงพิเศษ (EHVS) ผลการจำลองสำหรับทั้งสองระบบแสดงความสามารถของ MVO ที่เสนอในการแก้ปัญหา TNEP ได้อย่างมีประสิทธิภาพ สามารถวางแผนทางเศรษฐกิจและกำหนดเส้นทางการส่งข้อมูลที่ปลอดภัย ในปีเดียวกัน (ค.ศ. 2019) [6] มีการศึกษาการประยุกต์ใช้การปรับปรุงโพรไฟล์แรงดันไฟฟ้าโดยฟาร์มเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทดสอบในแบบจำลองระบบการจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส ด้วยเทคนิคการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ผลลัพธ์พบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถปรับปรุงแรงไฟฟ้าดันตกในระบบจำหน่ายได้

ดังนั้นบทความนี้เสนอวิธีการเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าด้วยการวิเคราะห์แผนเหตุการณ์ ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องนำโปรแกรมเข้ามาช่วยในการวิเคราะห์เนื่องจากความซับซ้อนของระบบซึ่งใช้เวลานานในการคำนวณโปรแกรม MATLAB/Simulink ใช้ในการจำลองแบบทางคณิตศาสตร์โดยใช้บล็อกและเครื่องมือ (Simscape Electric) ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า [7] โดยแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษา

2. ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 สมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ปัจจุบันการขยายตัวอย่างรวดเร็วของเศรษฐกิจและการคมนาคมส่งผลให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วซึ่งสวนทางกับระบบส่งกำลังไฟฟ้าเนื่องจากความจุในการส่งถูกจำกัดด้วยความร้อนของสายส่ง [8] สายส่งไฟฟ้าจะมีความจุที่กำหนดถ้าในระบบไฟฟ้ามีการเพิ่มหรือลดโหลดจะส่งผลให้สายส่งบางเส้นในระบบรับภาระโหลดทางไฟฟ้าสูงเกินไป จากมุมมองของการรักษาความปลอดภัยและความน่าเชื่อถือในการทำงานของระบบสายส่งจำเป็นต้องรักษาวลิตะสามารถของระบบเพื่อให้สามารถรองรับปริมาณโหลดที่เพิ่มขึ้นให้เพียงพอในกรณีฉุกเฉินเพื่อให้มั่นใจถึงสถานะด้านความปลอดภัยผู้จ่ายไฟจะปรับความจุของสายให้สามารถรับโหลดได้สูงที่สุดเท่าที่จะทำได้เพื่อรองรับกรณีฉุกเฉิน [9]

แอดมิตแตนซ์และอิมพีแดนซ์ของสายส่งกำลังไฟฟ้า [10] ดังแสดงในสมการที่ (1) และ (2) ตามลำดับ

$$y = \frac{j}{x_C} \quad (1)$$

$$z = r + jx_L \quad (2)$$

โดยที่	y	คือ แอดมิตแตนซ์ของสายส่ง
	z	คือ อิมพีแดนซ์ของสายส่ง
	r	คือ ปริมาณของความต้านทาน
	j	คือ ส่วนจินตภาพ
	x_C	คือ ค่ารีแอคแตนซ์คาปาซิทีฟ
	x_L	คือ ค่ารีแอคแตนซ์ความเหนี่ยวนำ

2.2 โปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์

Simulink เป็นซอฟต์แวร์ที่ทำงานอยู่บนโปรแกรม MATLAB ใช้ในการจำลองแบบทางคณิตศาสตร์โดยใช้บล็อกและเครื่องมือในหมวด Simscape Electric ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า [7] MATLAB/Simulink ในหมวดระบบไฟฟ้าใช้การคำนวณตามวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson Method) โดยค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสามารถคำนวณได้จากสมการ (3)-(4)

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j + \delta_i) \quad (3)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j + \delta_i) \quad (4)$$

โดยที่ P_i คือ กำลังไฟฟ้าที่บัส i และ Q_i คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัส i โดยรูปแบบสมการเมทริกซ์สำหรับการวิเคราะห์ด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5)

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_i}{\Delta Q_i} \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \frac{\Delta \delta_i}{\Delta |V_i|} \end{bmatrix} \quad (5)$$

โดยที่ J คือ เมทริกซ์จาโคเบียน V_i คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i และ δ_i คือ มุมของแรงเคลื่อนไฟฟ้าที่บัส i การคำนวณสายส่งไฟฟ้าในโปรแกรม MATLAB/Simulink ดังสมการที่ (6)-(8)

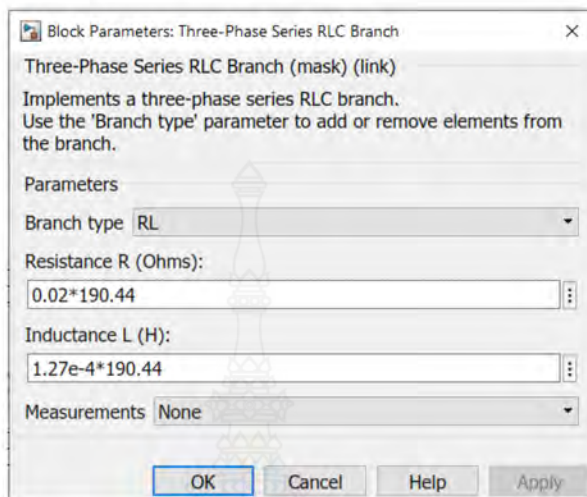
$$Z_{actual} = Z_{p.u.} \times Z_{base} \quad (6)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (7)$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad (8)$$

โดยที่ Z_{actual} คือ ค่าอิมพีแดนซ์จริง
 Z_{base} คือ ค่าอิมพีแดนซ์ฐาน
 $Z_{p.u.}$ คือ ค่าอิมพีแดนซ์เปอร์ยูนิต

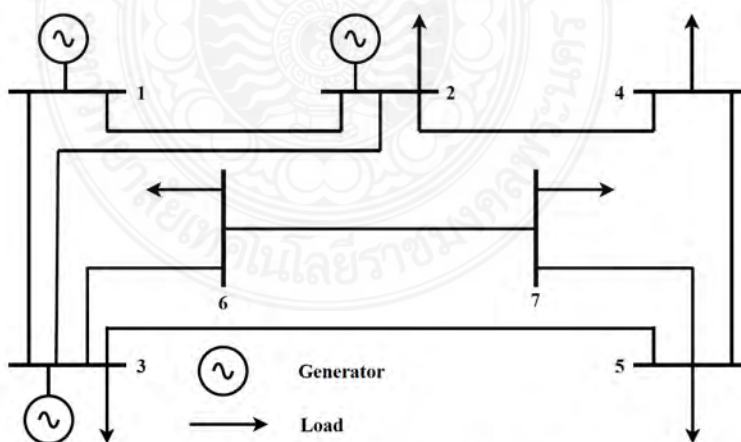
การคำนวณสายส่งไฟฟ้าในโปรแกรม MATLAB/Simulink ดังแสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 การคำนวณสายส่งไฟฟ้าในโปรแกรม MATLAB/Simulink

2.3 กรณีศึกษา

ในบทความนี้มีการประมวลผลเทคนิคที่นำเสนอด้วยโปรแกรมทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้าโดยจะเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าทดสอบในแบบจำลองระบบส่งกำลังไฟฟ้า 7 บัส ประกอบด้วย 3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ 6 โหลดทางไฟฟ้าโหลดรวมของระบบ 280 MW 145 MVar แรงดันไฟฟ้าฐาน คือ 138 kV ค่าฐานของระบบ คือ 100 MVA แบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัส ดังแสดงในรูปที่ 2 กรณีศึกษาการเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าในแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัส ดังแสดงในตารางที่ 1



รูปที่ 2 แบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัส

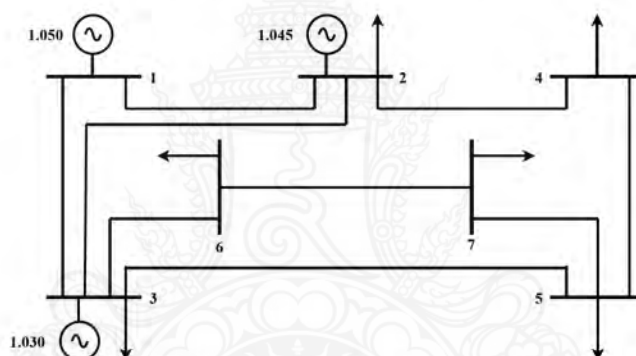
ตารางที่ 1 กรณีศึกษาการเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าในแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัส

กรณี	การทดสอบ
1	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะการณปกติ
2	การเพิ่มวงจรสายส่ง
3	การเพิ่มแรงดันไฟฟ้า
4	การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

3. ผลการทดสอบ

กรณีที่ 1

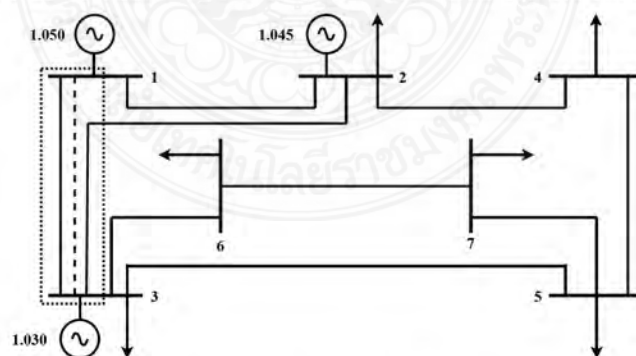
การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะการณปกติในกรณีนี้เป็นกรณีพื้นฐาน ดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 3 กรณีการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะการณปกติ

กรณีที่ 2

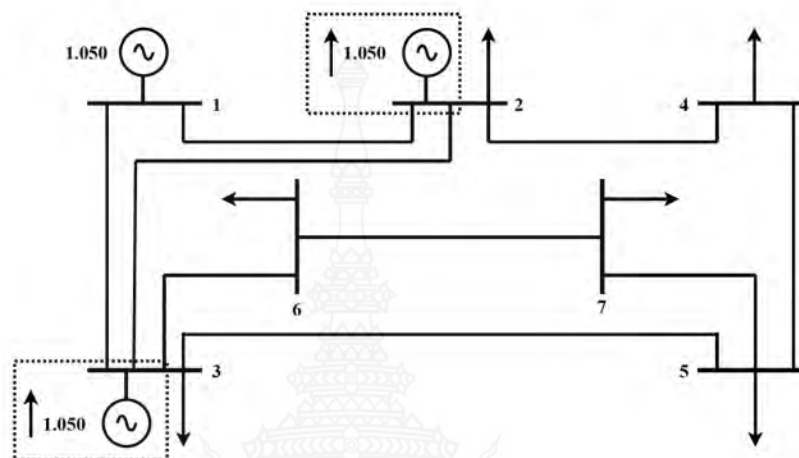
การเพิ่มวงจรสายส่งในกรณีนี้ทำการเพิ่มวงจรสายส่งระหว่างบัสที่ 1 และ 3 จำนวน 1 เส้น ดังแสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 4 กรณีการเพิ่มวงจรสายส่งระหว่างบัสที่ 1 และ 3 จำนวน 1 เส้น

กรณีที่ 3

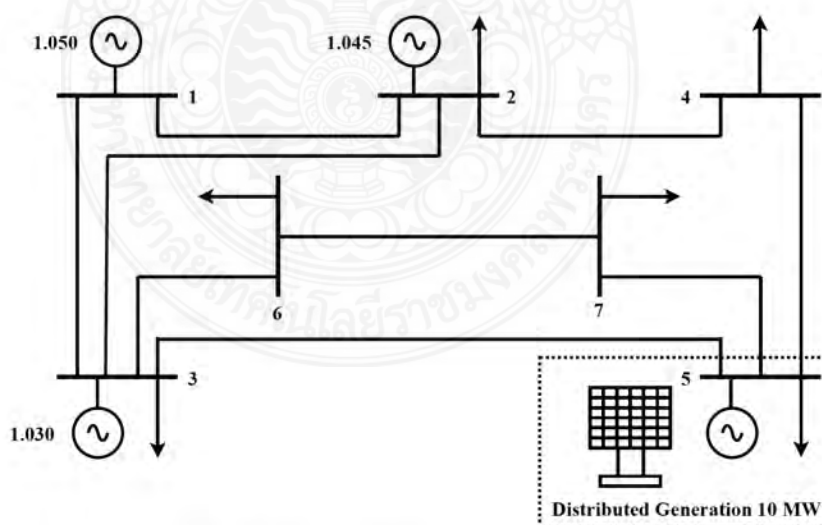
การเพิ่มแรงดันไฟฟ้า ในกรณีนี้กำหนดแรงดันไฟฟ้าที่บัสที่ 2 และ 3 มีค่า 1.05 p.u. ดังแสดงในรูปที่ 5



รูปที่ 5 กรณีการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าที่บัสที่ 2 และ 3 มีค่า 1.05 p.u.

กรณีที่ 4

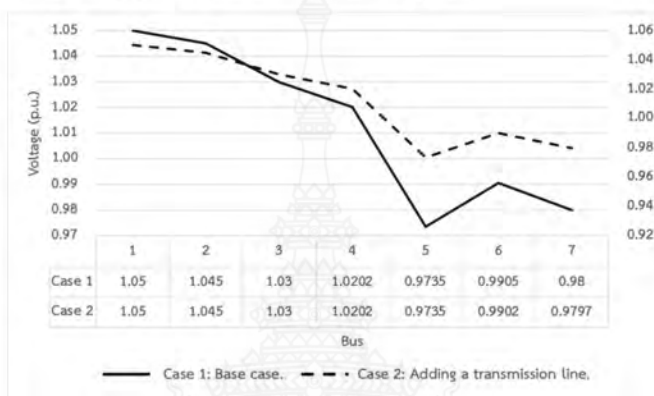
การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในกรณีนี้ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 ขนาด 10 MW ดังแสดงในรูปที่ 6



รูปที่ 6 กรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 ขนาด 10 MW

4. สรุปวิจารณ์ผล

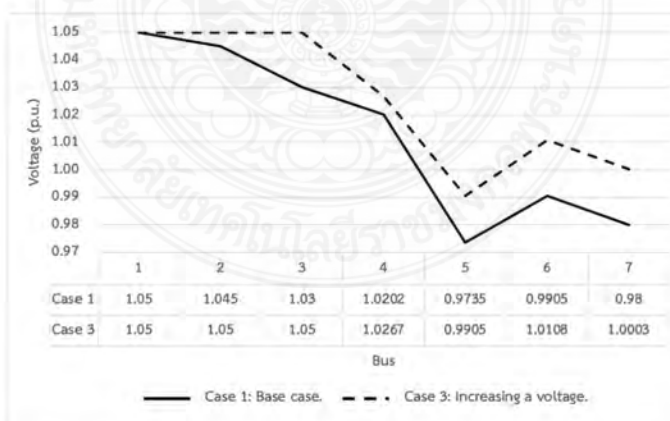
ผลลัพธ์การจำลองในกรณีที่ 1 (สภาวะการณ์ปกติ) พบว่าระบบผลิตกำลังไฟฟ้าทั้งหมด 290.90 MW 175.61 MVar และเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 10.90 MW 30.61 MVar ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณีพื้นฐานและกรณีการเพิ่มวงจรสายส่งกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 7



รูปที่ 7 ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณีพื้นฐานและกรณีการเพิ่มวงจรสายส่งกำลังไฟฟ้า

จากรูปที่ 7 เมื่อทำการทดสอบเพิ่มวงจรสายส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างบัสที่ 1 และ 3 จำนวน 1 เส้นพบว่าระบบผลิตกำลังไฟฟ้าทั้งหมด 289.01 MW และเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 9.01 MW ซึ่งมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 ซึ่งสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ 1.89 MW คิดเป็นร้อยละ 17.33 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียของกรณีพื้นฐาน

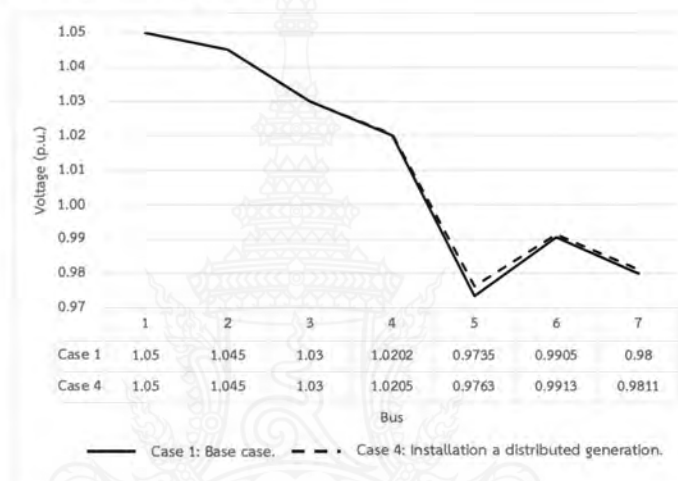
ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณีพื้นฐานและกรณีการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าที่บัส 2 และ 3 ดังแสดงในรูปที่ 8



รูปที่ 8 ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณีพื้นฐานและกรณีการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าที่บัส 2 และ 3

จากรูปที่ 8 เมื่อทำการทดสอบการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าที่บัสที่ 2 และ 3 มีค่า 1.05 p.u. พบว่าระบบผลิตกำลังไฟฟ้าทั้งหมด 290.89 MW และเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 10.89 MW ซึ่งมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 ซึ่งสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ 0.01 MW คิดเป็นร้อยละ 0.09 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียของกรณีพื้นฐานและยกระดับแรงดันไฟฟ้าบัส 4 ถึง 7

ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณีพื้นฐานและกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 ขนาด 10 MW ดังแสดงในรูปที่ 9



รูปที่ 9 ผลลัพธ์เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณีพื้นฐานและกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 ขนาด 10 MW

จากรูปที่ 9 เมื่อทำการทดสอบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 ขนาด 10 MW พบว่าระบบผลิตกำลังไฟฟ้าทั้งหมด 289.79 MW และเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 9.79 MW ซึ่งมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 ซึ่งสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ 1.11 MW คิดเป็นร้อยละ 10.18 ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียของกรณีพื้นฐานและปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าบัสที่ 5 และบัสข้างเคียง

5. สรุป

บทความนี้นำเสนอการวางแผนและปฏิบัติการเพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบส่งกำลังไฟฟ้าด้วยการวิเคราะห์แผนเหตุการณ์ทดสอบด้วยโปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์ซึ่งได้ดำเนินการ 4 กรณีดังนี้ กรณีที่ 1 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะการปกติ กรณีที่ 2 การเพิ่มวงจรสายส่ง กรณีที่ 3 การเพิ่มแรงดันไฟฟ้า กรณีที่ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว พบว่าในกรณีที่ 2, 3 และ 4 เมื่อเพิ่มวงจรสายส่ง, เพิ่มแรงดันไฟฟ้าและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวตามลำดับ สามารถลดการผลิตของ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสอ้างอิง ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและสามารถเพิ่มสมรรถนะในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีพื้นฐาน แต่กรณีที่เป็นที่นิยมในปัจจุบัน คือ การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

6. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร และสถาบันวิจัยและพัฒนา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร โครงการส่งเสริมสิ่งประดิษฐ์และนวัตกรรมเพื่อคนรุ่นใหม่งบประมาณปี 2564 ที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลือในการจัดทำบทความนี้ ซึ่งได้ช่วยให้บทความนี้สำเร็จลุล่วงอย่างสมบูรณ์

7. เอกสารอ้างอิง

- [1] André, L. P. d. O. (2008). The main aspects of fixed series compensation demensioning at Brazilian 230 kV transmission system. 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America. 10.1109/TDC-LA.2008.4641859
- [2] Caisheng, W., & M., H. Nehrir. (2004). Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. IEEE Transactions on Power Systems, 19 (4), 2068 - 2076. 10.1109/TPWRS.2004.836189
- [3] Pathomthat, C. (2005). Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis. 2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific. 10.1109/ TDC. 2005.1546964
- [4] M. I. Khan., Anis, U. R., & Atiq, U. R. (2016). Performance analysis of transmission system with Distributed Generation using analytical approach. 2016 International Conference on Computing, Electronic and Electrical Engineering (ICE Cube). 10.1109/ICECUBE.2016.7495207
- [5] Abdullah, M. S., & Ragab, A. EL-S. (2019). Application of multi-verse optimizer for transmission network expansion planning in power systems. 2019 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE). 10.1109/ITCE.2019.8646329
- [6] Papon, N., Nattachote, R., & Sakhon, W. (2019). Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System. 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations. 98-101, 10.1109/ICPEI47862.2019.8944997
- [7] Pitambar, J., Hilary, C., Victor, A., David, O., & Charles, T. G. (2020). Transformer models and meters in MATLAB and PSCAD for GIC and leakage dc studies. 2020 International SAUPEC/ RobMech/ PRASA Conference, 10.1109/SAUPEC/RobMech/PRASA48453.2020.9041060
- [8] Huang, X., & Cheng, R. (2008). Theoretical Study on Dynamic Capacity-increase of Transmission Lines. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 10.1109/CMD.2008.4580387

- [9] Gang, Q., Haozhong, C., Liangzhong, Y., Zeliang, M., Zhonglie, Z., Xiaohui, W., & Jianzhong, L., (2008). Transmission Surplus Capacity Based Power Transmission Expansion Planning Using Chaos Optimization Algorithm. 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 1446-1452. 10.1109/DRPT.2008.4523633
- [10] Christoph, B., Mahbubur, R., & Valentina, C. (2017). A transmission line model with non-uniformly distributed line impedance. 2017 North American Power Symposium (NAPS), 10.1109/NAPS.2017.8107223

8. ภาคผนวก

ตารางที่ ก 1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัส

บัส	แรงดันไฟฟ้า (p.u.)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.050	-	-
2	1.045	40	20
3	1.030	40	20
4	1.000	70	40
5	1.000	80	40
6	1.000	20	10
7	1.000	30	15

ตารางที่ ก 2 ข้อมูลสายส่งกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัส

ลำดับ	จากบัส	สู่อบัส	R (p.u.)	X _L (p.u.)
1	1	2	0.08	0.24
2	1	3	0.02	0.06
3	2	3	0.06	0.18
4	2	4	0.01	0.03
5	3	5	0.04	0.12
6	3	7	0.04	0.06
7	4	5	0.08	0.24
8	5	7	0.02	0.45
9	6	7	0.01	0.04

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15

15th Conference of Electrical Engineering Network 2023 (EENET 2023)

การประเมินและออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

แบบผสมผสานในโรงงานอุตสาหกรรม

The Assessment and Design of Hybrid Photovoltaic Rooftop System in Factory

นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ¹ ศุภวุฒิ เนตรโพธิ์แก้ว² ณัฏพร เรืองทรัพย์³ สุเทพ สิมาลา⁴ และ ปพน งามประเสริฐ⁵¹สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

1381 ถนนประชาชื่น 1 แขวงวงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร 10800 E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

²บริษัท โปรเจกต์ อินจิเนียริง จำกัด

53/6 หมู่ที่ 1 ตำบลคลองเจ็ด อำเภอกลองหลวง จ.ปทุมธานี 12120

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้เสนอการประเมินและออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานในโรงงานอุตสาหกรรม โรงงานมีความต้องการลดค่าไฟฟ้าและใช้พลังงานไฟฟ้าในเวลากลางคืน วัตถุประสงค์ในการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานเพื่อลดค่าไฟฟ้าของโรงงาน ลดปัญหาคุณภาพกำลังไฟฟ้าและเพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับโรงงานกรณีเกิดไฟฟ้าดับ ผลลัพธ์การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานถูกวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม PVsyst จากการประมวลผลทดสอบแสดงให้เห็นว่าผลของการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานขนาด 149.8 kWp สามารถลดค่าไฟฟ้าและเพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับโรงงาน

คำสำคัญ: ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน, แบตเตอรี่, โรงงานอุตสาหกรรม

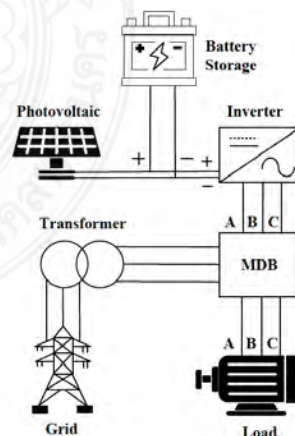
Abstract

This article research describes the assessment and design of a hybrid photovoltaic rooftop system in a factory. The factory wants to reduce the electricity bills and use electricity at night. The objective of designing a hybrid solar rooftop system is to reduce the factory's electricity cost., reduce power quality problems, and increase the reliability of the factory when power outage. The results design of a hybrid solar rooftop system was analyzed with the PVsyst program. From the test results showed that designing the hybrid solar rooftop capacity of 149.8 kWp can reduce electrical bill and increase the reliability of the factory.

Keywords: Hybrid Solar Rooftop, Battery, Factory

1. บทนำ

แหล่งพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy System: RES) มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าแหล่งพลังงานทั่วไป แหล่งพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ ลม แสงอาทิตย์ ชีวมวล พลังน้ำและความร้อนใต้พิภพมีอยู่ในธรรมชาติ [1] ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic System: PV) เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ชนิดหนึ่งซึ่งแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ของแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า [2] ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Panel) จำนวน 2 แผงขึ้นไป วงจรแปลงแรงดันไฟฟ้า (DC-DC Converter) และอินเวอร์เตอร์ (Inverter) [3]-[4] โดยที่ตัวแปรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คือ ความเข้มและอุณหภูมิของแสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 1 ดังนั้นระบบกักเก็บพลังงาน (Battery Energy Storage System: BESS) มีความสำคัญมากสำหรับปรับสมดุลของระบบหรือการจัดการพลังงานของระบบ



รูปที่ 1 แผนผังองค์ประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

บทความวิจัย

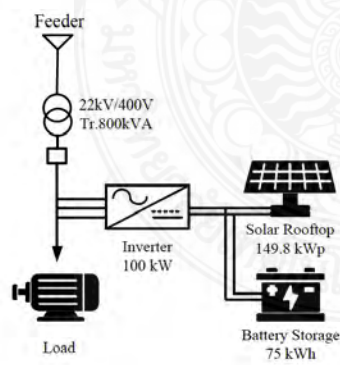
การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15

15th Conference of Electrical Engineering Network 2023 (EENET 2023)



ในปี ค.ศ. 2018 [5] มีการศึกษาการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผูกกริดกำลังการผลิต 3 MWp โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มความต้องการพลังงานของเกาะ Tablas ใน Romblon โดยใช้โปรแกรม PVsyst ผลลัพธ์ระบบสามารถผลิตพลังงานได้ 4401 MWh กำจัดคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 3,362.364 ตัน และประหยัดการใช้น้ำมันดีเซลได้ 330,527.292 แกลลอนต่อปี ในปี ค.ศ. 2021 [6] มีการศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของ G.D. Naidu Block ที่ Vellore Institute of Technology (Vellore, India) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่ โดยใช้โปรแกรม PVsyst version 6.70 เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนและระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในปี ค.ศ. 2021 [7] มีการศึกษาการออกแบบและวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 3 MW ของมหาวิทยาลัย Al-Beruni การออกแบบที่เหมาะสมที่สุดของโรงไฟฟ้าโดยคำนึงถึงพารามิเตอร์ต่าง ๆ เช่น การใช้พื้นที่อย่างเหมาะสม ต้นทุนและควมน่าเชื่อถือโดยใช้โปรแกรม PVsyst

ดังนั้นวัตถุประสงค์ของการศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานในบทความวิจัยนี้เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือ ลดค่าไฟฟ้าและปรับปรุงปัญหาคุณภาพกำลังไฟฟ้าในโรงงาน แบตเตอรี่ที่ติดตั้งสามารถเพิ่มความน่าเชื่อถือของโรงงานในสถานการณ์ที่เกิดปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า เช่น แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะและไฟฟ้าดับคุณภาพกำลังไฟฟ้าในอุตสาหกรรมเป็นปัญหาสำคัญส่งผลกระทบต่อผลิตภัณฑ์ในสายการผลิตของโรงงานเกิดความเสียหาย การเชื่อมต่องานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานเข้ากับโรงงาน ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 การเชื่อมต่องานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานเข้ากับโรงงาน

2. ระบบกักเก็บพลังงาน

แบตเตอรี่ลิเทียมเมื่อเทียบกับแบตเตอรี่ประเภทอื่น แบตเตอรี่ลิเทียมมีอายุการใช้งานที่ยาวนานกว่ามาก สามารถชาร์จและคายกระแสไฟฟ้าได้สูง ทนต่ออุณหภูมิสูง ประสิทธิภาพของวงจรสูง ความหนาแน่นของพลังงานสูง การตอบสนองของกำลังไฟฟ้าดีและประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่ดี [8]-[9] ข้อมูลแบตเตอรี่ ดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ข้อมูลแบตเตอรี่

ข้อมูล	ขนาด
ความจุ	200 Ah
พลังงาน	76.8 kWh
แรงดันไฟฟ้า	384 V
ย่านของแรงดันไฟฟ้า	336-438 V
น้ำหนัก	<= 1060 kg
ระดับการป้องกัน	IP 54

3. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสาน

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์กำลังการผลิต 149.8 kW อินเวอร์เตอร์ขนาด 100 kW และแบตเตอรี่ขนาด 75 kWh โรงงานรับไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 800 kVA แรงดัน 22/0.4 kV ดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 3 แผนผังระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานขนาด 149.8 kWp

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15

15th Conference of Electrical Engineering Network 2023 (EENET 2023)

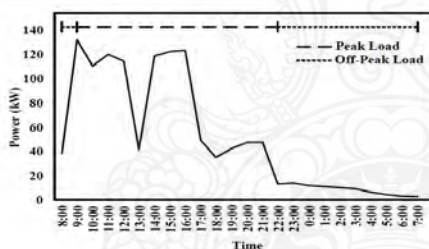


4. การออกแบบ

ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานได้รับการออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst ผลลัพธ์การออกแบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์และแบตเตอรี่ ดังแสดงในตารางที่ 2 โหลดของโรงงาน ดังแสดงในรูปที่ 4

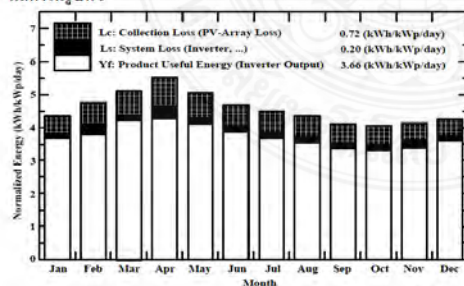
ตารางที่ 2 ผลลัพธ์การออกแบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์และแบตเตอรี่

แผงโซลาร์เซลล์	
กำลังการผลิต	535 Wp
จำนวนแผง	280 แผง (20 สตริง x 14 แผง)
กำลังการผลิตรวม	149,800 Wp
อินเวอร์เตอร์	
กำลังการผลิต	100 kWac
แรงดันไฟฟ้า	480-800 V
แบตเตอรี่	
กำลังการผลิต	208 Ah
แรงดันไฟฟ้า	512 V



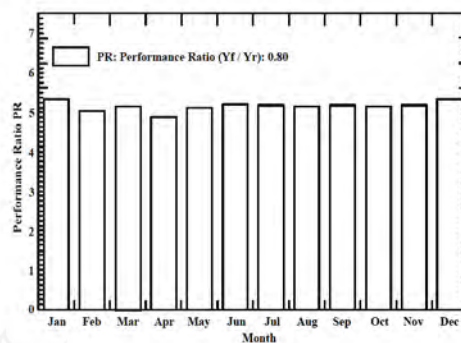
รูปที่ 4 โหลดของโรงงาน

ผลลัพธ์การผลิตพลังงานในแต่ละเดือนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานขนาด 149.8 kWp ดังแสดงในรูปที่ 5



รูปที่ 5 ผลลัพธ์การผลิตพลังงานในแต่ละเดือนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานขนาด 149.8 kWp

สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 6 ผลลัพธ์การวิเคราะห์จากโปรแกรม PVsyst ดังแสดงในตารางที่ 3 และการปล่อยพลังงานของแบตเตอรี่ช่วง 16:00-21:00 น. (kWh) ดังแสดงในตารางที่ 4



รูปที่ 6 สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

ตารางที่ 3 ผลลัพธ์การวิเคราะห์จากโปรแกรม PVsyst

	T_Amb °C	E_Array kWh	E_Grid kWh	PR ratio
มกราคม	27.07	17,409	16,766	0.826
กุมภาพันธ์	28.59	16,980	15,636	0.781
มีนาคม	29.83	19,807	19,033	0.800
เมษายน	30.27	20,517	18,852	0.758
พฤษภาคม	30.16	19,477	18,682	0.796
มิถุนายน	29.26	17,806	17,064	0.810
กรกฎาคม	29.35	17,538	16,770	0.804
สิงหาคม	29.19	16,925	16,166	0.800
กันยายน	28.25	15,564	14,863	0.804
ตุลาคม	28.57	16,001	15,144	0.801
พฤศจิกายน	27.93	16,002	14,960	0.802
ธันวาคม	27.24	17,101	16,443	0.828
	28.81	211,127	200,378	0.800

โดยที่ T_Amb คือ อุณหภูมิโดยรอบ (°C)
 E_Array คือ ประสิทธิภาพพลังงานที่ออกจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)
 E_Grid คือ พลังงานเข้าระบบ (kWh)
 PR คือ อัตราส่วนประสิทธิภาพ

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15

15th Conference of Electrical Engineering Network 2023 (EENET 2023)

ตารางที่ 4 การปล่อยพลังงานของแบตเตอรี่ช่วง 16:00-21:00 น. (kWh)

	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00
มกราคม	60	429	581	543	484	61
กุมภาพันธ์	52	270	488	470	450	126
มีนาคม	22	177	553	546	539	252
เมษายน	22	192	527	520	493	205
พฤษภาคม	38	207	562	546	527	240
มิถุนายน	32	174	546	527	508	242
กรกฎาคม	42	156	529	527	498	263
สิงหาคม	69	209	486	454	430	190
กันยายน	76	267	462	433	368	128
ตุลาคม	168	508	527	467	231	4
พฤศจิกายน	149	564	553	537	275	0
ธันวาคม	81	583	583	553	354	0
รวม	812	3,734	6,396	6,121	5,156	1,710

แบตเตอรี่จะทำงานใน 2 ช่วงเวลาได้แก่ ช่วงเวลาหลังจากแสงอาทิตย์หมด และช่วงเวลาที่ปัญหาคุณภาพกำลังไฟฟ้าในโรงงาน เช่น แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag) และ ไฟฟ้าดับ (Power Outage) แบตเตอรี่จะทำการปล่อยพลังงานให้โหลดที่ทำการสำรองไว้ จนกระทั่งพลังงานในแบตเตอรี่หมด

5. สรุป

บทความวิจัยนี้เสนอการประเมินและออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานในโรงงานอุตสาหกรรมวิเคราะห์และออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสานด้วยโปรแกรม PVsyst เพื่อเพิ่มความเชื่อถือเมื่อเกิดปัญหาคุณภาพกำลังไฟฟ้าและลดค่าไฟฟ้าให้กับโรงงาน ผลลัพธ์พบว่าสามารถออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบผสมผสาน ขนาด 149.8 kWp ขนาดอินเวอร์เตอร์ 100 kW และแบตเตอรี่ขนาด 75 kWh สามารถลดค่าไฟฟ้าและเพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับโรงงาน งานวิจัยในอนาคตจะทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst และผลที่ทำการวัดจริง และวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

6. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนครและบริษัท ไทยคาร์บอน รีซีส จำกัด ที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลือ ในการจัดทำบทความนี้ซึ่งได้ช่วยให้บทความนี้สำเร็จลงอย่างสมบูรณ์



เอกสารอ้างอิง

- [1] M. Upasani and S. Patil, "Grid connected solar photovoltaic system with battery storage for energy management," 2018 2nd International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC), 2018, pp. 438-443, doi: 10.1109/ICISC.2018.8399111.
- [2] N. Ruangsap, S. Nedphokaew and N. Rugthaicharoencheep, "Planning and Operation Enhanced Voltage Profile by Using Distributed Generators Installation in Distribution System with Feeder Reconfiguration," 2022 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), 2022, doi: 10.1109/ICPEI55293.2022.9987013.
- [3] P. Ngamprasert, N. Rugthaicharoencheep and Sakhon Woothipatanapan, "Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System," 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), 2019, pp. 98-101, doi: 10.1109/ICPEI47862.2019.8944997.
- [4] P. Ngamprasert, N. Chatranont and N. Rugthaicharoencheep, "The Analysis Harmonic for Connect Grid Photovoltaic Rooftop Synergy Distribution System," 2022 International Electrical Engineering Congress (IEEECON), 2022, doi: 10.1109/IEEECON53204.2022.9741606.
- [5] W. J. D. Garcia, "Design, Analysis, and Simulation of 3MWp Grid-Tied Solar Photovoltaic System for Tablas Island, Romblon," 6th DLSU Innovation and Technology (DITECH) Fair 2018, 2018.
- [6] A. K. Behura, A. Kumar, D. K. Rajak, C. I. Pruneud and L. Lamberti, "Towards better performances for a novel rooftop solar PV system," in Solar Energy, vol. 216, pp. 518-529, 1 March, 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.01.045.
- [7] M. Nasimi and N. Chander, "Design and Economic Analysis a 3MW Grid-tied PV System Power Plant for Al-beroni University," International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET), vol. 8, issue 9, pp. 1668-1677, Sep. 2021.
- [8] Rugang, Y. Zhongliang and K. Qibin, "Integrated energy storage system and its application," 2014 IEEE 36th International Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2014, doi: 10.1109/INTELEC.2014.6972213.
- [9] N. K. Raghavendra and K. Padmavathi, "Solar Charge Controller for Lithium-Ion Battery," 2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2018, doi: 10.1109/PEDES.2018.8707743.

Adjustment Voltage Drop in Commercial with Photovoltaic and Battery Energy Storage System on Death End Distribution System

Narate Charlansut,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon, Bangkok, THAILAND
narate.c@rmutp.ac.th

Natchapol Ruangsap,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon, Bangkok, THAILAND
natchapol_34285@ieee.org

Nattachote Rugthaicharoencheep,
Senior Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon, Bangkok, THAILAND
nattachote.r@rmutp.ac.th

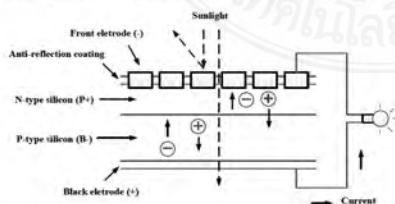
Abstract— This paper presents adjustment voltage drop in commercial with photovoltaic and battery energy storage system on death end distribution system. The objective to be adjusted the voltage drop on death end distribution system. The problem is voltage drop adjustment of distribution system with photovoltaic and battery energy storage system. Test system for the case study is a IEEE 12 bus radial distribution system. The results from the tests is install photovoltaic and battery energy storage system can adjust the voltage drop of the death end distribution system.

Keywords—Voltage Drop, Commercial, Photovoltaic, Battery Energy Storage System, Death End Distribution System

I. INTRODUCTION

In commercial [1] electricity generates and distributes electric in distribution line to consumer. The power quality problem such as voltage drop or voltage surge can make electric device damage or dysfunctional. Voltage surge especially lightning strike can be solve problem by install the lightning rod. However voltage drop are different from voltage surge. The voltage drop can fluctuate when consumer consume the electric that can effect to other consumer by voltage not as normal IEEE standard this power quality problem happen in the death end of distribution line. Therefore photovoltaic are necessary to supply electric at the death end of distribution line return back to normal voltage.

In photovoltaic [2] system solar cell play role as electric generator that can generate in the sunlight. So when at night time and overcast weather is affect photovoltaic generation because of there is no sunlight. The battery storage discharge the electric in to supply line and recharge when photovoltaic can generate more than distribution line need. Sunlight energy conversion process on photovoltaic as shown in Fig. 1



In 1970 [3], This paper use solar cell array supply to charge battery and spacecraft load and converter high-voltage DC to low-voltage electronic with switching regulator. Use charger with trickle charge, cutoff mode, battery voltage and temperature limit in this workshop this solar cell array has tracker measure operating 125 voltage and supply power from 70 to 2580 watt. In 1979 [4], This paper experiment charge rate and discharge rate. Regarding memory effect, nickel cadmium is the best battery in photovoltaic application when compare to lead acid battery. Further this photovoltaic reliability system more than 12 years. In 1986 [5], This paper solar cell supplies power in telecommunication system. In telecommunication system need an availability energy anytime which mean the energy must continuously supply the system. Due to solar cell power generate dependent with solar rays which at night it and different season can fluctuate the energy. So solar cell in this paper use OPZS type battery. Life time use is 11 years. In 2000 [6], Solar cell in order to extend the battery life this paper install electric double-layer capacitors and two converters in the system. When solar cell generate electric first condition on it support electric to load and charge in EDLC and battery. This system give priority that EDLC supply the electric first after solar cell cannot generate and battery will discharge at last. In 2006 [7], This paper photovoltaic system the highest cost lifetime is battery. Because battery storage uses as lead acid in common. When battery recharge from very electric by photovoltaic generating. The life service of storage battery would be shorter form recharging and discharging. Maximum power point tracking manages battery system to charge and first converter. In 2007 [8], This paper present solar system with battery storage to improve reliability supply electric energy. Researcher install ultra capacitor on the solar system even when in the worst condition the solar system can still supply electric. Furthermore the ultra-capacitor has more advantage than battery to compensate electric supply back. In 2020 [9], there are study evaluate the distribution control methods of PV and BESS systems installed for controlling the supply-demand balance maintenance of a large number of power systems.

This paper presents adjustment voltage drop in commercial with photovoltaic and battery energy storage system on death end distribution system. Tested in IEEE 12 bus radial distribution system with a MATLAB program.

II. PHOTOVOLTAIC

Photovoltaic [10] is one of renewable energy electric that can install on the rooftop of the building or even isolate places that has sunlight.

Thus the photovoltaic can improve the power quality problem at the end of electric distribution line. Furthermore photovoltaic power produce the clean and non-polluting power. It must be installed in sunlight conditions and connect to inverter before connecting photovoltaic in distribution system is shown in Fig. 2

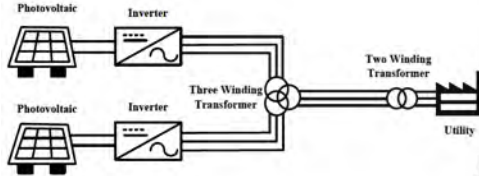


Fig. 2. Methods for generating electricity with solar cells.

From Fig. 3. The photovoltaic system consists of photovoltaic panels that generate electricity from sunlight into direct current electricity and inverter converts direct current to alternative current before feedback to distribution line. A schematic diagram of the photovoltaic system is shown in Fig. 3.

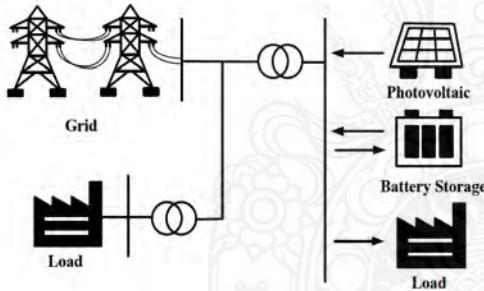


Fig. 3. Schematic diagram of the photovoltaic system.

III. INCREASING PERFORMANCE PHOTOVOLTAIC SYSTEM

PV system generate electricity depend on sunlight can be surplus the energy in distribution line. However, without sunlight PV cannot generate electricity which make grid supply the PV.

In order to increase reliability and efficiency, PV system combine with BESS together call hybrid photovoltaic system. Hybrid photovoltaic system as shown in Fig. 4.

From Fig. 4. Application hybrid photovoltaic increases the reliability and efficiency to photovoltaic system. In overcast weather day affect to photovoltaic electricity generation. BESS discharge electricity to load and increasing reliability of distribution system, when is happen emergency scenarios.

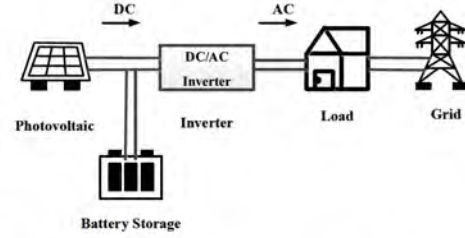


Fig. 4. Application hybrid photovoltaic increases the reliability and efficiency to photovoltaic system

IV. POWER LOSS AND REAL POWER

Power loss is an energy lost by unwanted heating and resistive component in distribution line which depend on length of the line, the size of the line, and the current through the line

Real power is represent an amount of energy consume to resistive circuit that convert from electric energy to other type of energy.

Power loss and real power is calculated in equation (1)-(3) [11].

$$\Delta P_{loss} = \sum_{t=1}^T (P_{loss_t} - (P_{loss_t}^{PV} - P_{loss_t}^{BESS})) \quad (1)$$

Where ΔP_{loss} is defined as the total active power losses (kW)
 $P_{loss_t}^{PV}$ real power produced by PV (kW)
 $P_{loss_t}^{BESS}$ real power BESS (kWh)

$$P_{loss_t}^{BESS} = P_{bdc_{i,y,t}} - P_{bc_{i,y,t}} \quad (2)$$

Where $P_{loss_t}^{BESS}$ real power BESS
 $P_{bdc_{i,y,t}}$ is the power when charged at BESS while
 $P_{bc_{i,y,t}}$ is power when charging at BESS.

$$P_{i,t} = P_{load_{i,t}} - P_{loss_{i,t}}^{PV} - P_{loss_{i,t}}^{BESS} \quad (3)$$

Where $P_{i,t}$ real power required for the network
 $P_{load_{i,t}}$ real power demand
 $P_{loss_{i,t}}^{PV}$ real power produced by PV
 $P_{loss_{i,t}}^{BESS}$ real power BESS (kWh)

V. MODEL OF TEST DISTRIBUTION SYSTEM

The adjustment voltage drop in commercial with photovoltaic and battery energy storage system is tested with a IEEE 12 bus radial distribution system [12]-[13] to adjust the voltage drop. There are 1 feeders and 11 load points. Total load is 435 kW and 405 kVAr. Voltage base is 11 kV. Load data and line data as shown in Table I. and Table II. respectively. IEEE 12 bus radial distribution system is shown in Fig. 5.

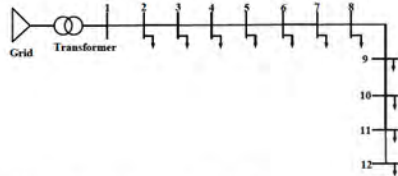


Fig. 5. IEEE 12 bus radial distribution system.

TABLE I. Load Data of IEEE 12 Bus radial Distribution System

Bus number	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	0
2	60	60
3	40	30
4	55	55
5	30	30
6	20	15
7	55	55
8	45	45
9	40	40
10	35	30
11	40	30
12	15	15

TABLE II. Line Data of IEEE 12 Bus radial Distribution System

Bus number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
1	1	2	1.093	0.455
2	2	3	1.184	0.494
3	3	4	2.095	0.873
4	4	5	3.188	1.329
5	5	6	1.093	0.455
6	6	7	1.002	0.417
7	7	8	4.403	1.215
8	8	9	5.642	1.597
9	9	10	2.890	0.818
10	10	11	1.514	0.428
11	11	12	1.238	0.351

V. CASE STUDY

In this study is installed photovoltaic capacity 20 % of load requirement at bus voltage drop and installed battery storage capacity 20% of photovoltaic capacity at bus installation. Tested in 3 conditions is lightly load and normal load.

Case 1: no installation photovoltaic and battery storage

Case 2: installation photovoltaic and battery storage in bus 12. Information from TABLE I bus 12 load P result 15 kW. In light load 70 % load demand of 15 kW is 10.5 kW and installation photovoltaic capacity 20% of 10.5 kW is 2.1 kW and installation battery storage capacity 20% of photovoltaic capacity is 0.42 kWh. Case 2: installation photovoltaic 2.1 kW and battery storage 0.42 kWh is shown in Fig. 6.

Case 3: installation photovoltaic and battery storage in bus 10 11 and 12. Information from TABLE I bus 10 load P result 35 kW. Installation photovoltaic capacity 20% of 35 kW is 7 kW and installation battery storage capacity 20% of photovoltaic capacity is 1.4 kWh. In bus 11 load P is 40 kW. Installation photovoltaic capacity 20% of 40 kW is 8 kW and installation battery storage capacity 20% of photovoltaic capacity is 1.6 kWh. In bus 12 load P is 15 kW. Installation photovoltaic capacity 20% of 15 kW is 3 kW and installation battery storage capacity 20% of photovoltaic capacity is 0.6 kWh. Case 3: installation photovoltaic are at bus 10, 11 and 12 with capacity of PV 7, 8 and 3 kW respectively total capacity of PV 18 kW and BESS at bus 10, 11 and 12 with capacity 1.4, 1.6 and 0.6 kWh total capacity of BESS 3.6 kWh as shown in Fig. 7.

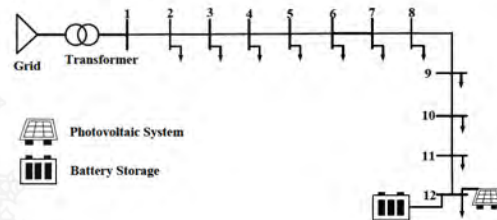


Fig. 6. Case 2: installation PV and BESS in lightly load.

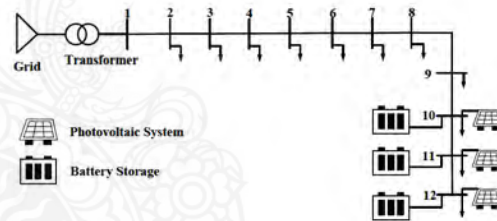


Fig. 7. Case 3: installation PV and BESS in normal load.

Location and capacity of photovoltaic and battery energy storage system as shown in Table III.

TABLE III. LOCATION AND CAPACITY OF PHOTOVOLTAIC AND BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM

Case	Bus installed PV and BESS	Capacity of PV (kW)	Total capacity of PV (kW)	Capacity of BESS (kWh)	Total capacity of BESS (kW)
1	-	-	-	-	-
2	12	2.1	2.1	0.42	0.42
3	10, 11, 12	7, 8, 3	18	1.4, 1.6, 0.6	3.6

The numerical results four case installed photovoltaic and battery energy storage system as shown in Table IV.

TABLE IV. RESULT INSTALLED PHOTOVOLTAIC AND BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM IN THREE CONDITIONS

Case	Power loss (kW)	Number of voltage drop bus	Total voltage drop bus	The lowest voltage	Voltage (p.u.)
1	18.83	10, 11, 12	3	11, 12	0.944
2	9.1	-	0	11, 12	0.963
3	17.18	-	0	12	0.950

The results adjustment voltage drop case 3 as shown in Fig. 8.

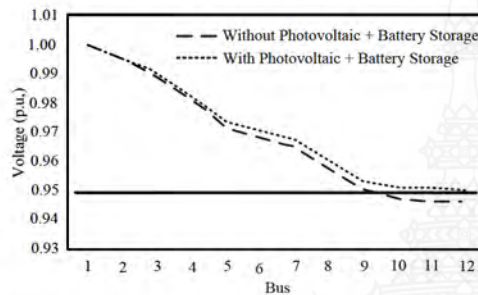


Fig. 8. Result adjustment voltage drop case 3.

From Fig. 8. When before installation photovoltaic and battery storage in normal load (100 % load demand) voltage drop at bus 10, 11 and 12. There for in case 3 need the installation PV and BESS at bus 10, 11 and 12. Total capacity is 8.4, 9.6 and 3.6 kW respectively. The result after installation PV and BESS found the voltage at bus 10, 11 and 12 was adjusted in standard (0.95-1.05 p.u.) and reduce power loss 1.65 kW.

VI. CONCLUSION

This paper presents adjustment voltage drop in commercial with photovoltaic and battery energy storage systems on death end distribution system. There were three test cases that follow, case 1: base case (no installation of photovoltaic and battery storage). Case 2: installation of photovoltaic and battery storage in light load (70 % load demand). And case 3: installation of photovoltaic and battery storage in normal load (100 % load demand). The results found that installation of photovoltaic and battery storage according to the level load demand conditions can adjust the voltage in death end distribution system.

ACKNOWLEDGMENT

The author would like to express his sincere thanks to the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand for supporting.

REFERENCES

- [1] Yu-Lung Ke, Ying-Chun Chuang, Yuan-Kang Wu and Bo-Tsung Jou, "Implementation of a Solar Power Battery Energy Storage System with Maximum Power Point Tracking," 2010 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting October 2010
- [2] Ahmad Musa, Leonardus H. Pratomo and Felix Y. Setiono, "Design and implementation of solar power as battery charger using incremental conductance current control method based on dsPIC30F4012," 2014 The 1st International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering November 2014
- [3] Robert Gruber, "High efficiency solar cell array peak power tracker and battery charger" 1970 IEEE Power Electronics Specialists Conference April 1970
- [4] Richard V. Barone, "Characteristics of Nife Nickel Cadmium Pocket Plate Batteries for Solar Applications," 1979 International Telecommunications Energy Conference November 1979
- [5] Klaus Gutzeit, "Batteries for Telecommunications Systems Powered by Solar Energy" 1986 International Telecommunications Energy Conference October 1986
- [6] Y. Nozaki, K. Akiyama, H. Kawaguchi and K. Kurokawa, "An improved method for controlling an EDLC-battery hybrid stand-alone photovoltaic power system" 2000 Fifteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition February 2000
- [7] M. Glavin and W.G. Hurley, "Battery Management System for Solar Energy Applications" 2006 Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference september 2006
- [8] M. E. Glavin and W. G. Hurley, "Ultracapacitor/ battery hybrid for solar energy storage" 2007 42 nd International Universities Power Engineering Conference september 2007
- [9] A. Saed, and A. Nough, "Modeling and Load Flow Analysis for Al-Bayda City Network Integrating Battery Energy Storage and Photovoltaic System," 2022 International Conference on Engineering & MIS (ICEMIS), July 2022.
- [10] A. H. Canada, "Solar voltaic generation power plants: 1000 MW to 10 kW photovoltaic plant design and application guide for the Pacific Northwest," 1995 Technical Applications Conference and Workshops, Northcon/95. Conference Record October 2010
- [11] Mahardira Dewantara, Lesnanto Multa Putranto, Roni Inawan and Sarjiya, "Minimization of Power Losses through Optimal Placement and Sizing from Solar Power and Battery Energy Storage System in Distribution System," 2020 3rd International Seminar on Research of Information Technology and Intelligent Systems December 2020
- [12] D. Das, H.S. Nagi, and D.P. Kothari, "Novel method for solving radial distribution networks," IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 141, 1994, pp. 291 - 298.
- [13] Sandeep Kumar K J, Lokesh M, Mohan N, and A.D.Kulkarni, "Placement of Fixed Size Diesel Generators in IEEE 12 Bus Radial Distribution System to Improve Voltage Stability," International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering (IJITEE), vol. 9, 2019, pp. 1,080-1,086.



Print ISSN 1906-0874 Online ISSN 2651-2130

วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ

UTK RESEARCH JOURNAL

ปีที่ 17 เล่มที่ 2 กรกฎาคม- ธันวาคม 2566

Vol. 17 No. 2 July- December 2023



<https://ph02.tci-thaijo.org/index.php/rmutk/index>

วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ

โทรศัพท์ 02 287 9600 ต่อ 3111

การประยุกต์ใช้พลังงานหมุนเวียนแบบไม่เชื่อมต่อบระบบไฟฟ้าเพื่อการเกษตรกรรมในพื้นที่ห่างไกล
Application of Off-Grid Renewable Energy for Agriculture in Remote Area

นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ¹, ภาวัต เกษะประสิทธิ์², ณัฏพล เรืองทรัพย์¹, กุลยศ สุวันทรจน์³
Nattachote Rugthaicharoencheep¹, Pakawat Kerpsit², Natchapol Ruangsap¹,
Kullayot Suwantaraj³

¹สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

¹Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,

Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Thailand

²ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะครุศาสตร์อุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

²Department of Mechanical Engineering, Faculty of Industrial Education,

Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Thailand

³สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

³Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering,

Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Thailand

Corresponding author. E-mail: kullayot.s@mutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอการประยุกต์ใช้พลังงานหมุนเวียนแบบไม่เชื่อมต่อบระบบไฟฟ้าเพื่อการเกษตรกรรมในพื้นที่ห่างไกล วัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้เพื่อใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับปั๊มน้ำหยดไขงเพื่อการเกษตรในพื้นที่ห่างไกลแทนการใช้น้ำมัน ในพื้นที่ชนบท สวน ไร่ ของเกษตรกรเมื่อต้องการสูบน้ำเพื่อนำมาใช้ในการเกษตรจะต้องใช้น้ำมันเพื่อไขงงานเครื่องสูบน้ำหรือปั๊มน้ำซึ่งเป็นการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ดังนั้นบทความนี้มีการประยุกต์ใช้พลังงานทางเลือกชนิดแสงอาทิตย์ที่มีความสะอาด ไม่มีมลภาวะ ในบทความนี้มีการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ และเปรียบเทียบระหว่างประสิทธิภาพ และกำลังการผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อวิเคราะห์ช่วงเวลาที่จะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถขับเคลื่อนปั๊มน้ำหยดไขง ผลลัพธ์พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่เชื่อมต่อบระบบไฟฟ้าสามารถไขงงานเพื่อการเกษตรแทนการใช้น้ำมันได้

คำสำคัญ : พลังงานหมุนเวียน เซลล์แสงอาทิตย์ การเกษตร พื้นที่ห่างไกล

ABSTRACT

This research paper present application of off-grid renewable energy for agriculture in remote area. The objective of this research uses renewable energy type solar energy to supply electricity to centrifugal pumps for agriculture in remote areas instead of using oil. In rural areas farmers gardens and farms, when they want to pump water for use in agriculture. They must use oil to run a water pump or water pump, which uses energy from fossil fuels. Therefore, this article there is an application of solar alternative energy that is clean and has no pollution. In this paper, there is assess of the electrical energy that a photovoltaic system can produce. Comparison between performance and the capacity of the photovoltaic to analyze the period during which photovoltaic system can drive the centrifugal water pump. The results show that the off-grid photovoltaic system can be used for agriculture instead of using oil.

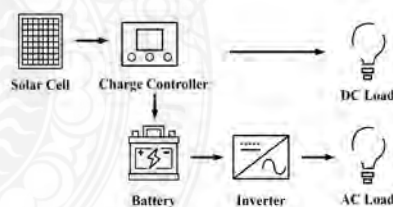
Keyword: Renewable Energy, Photovoltaic, Agriculture, Remote Area

1. บทนำ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบออฟกริด (Off-Grid System) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ประยุกต์ใช้งานในพื้นที่ห่างไกล เช่น ชนบทที่ไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้า อุปกรณ์สำคัญของระบบ ได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Panel) เชื่อมต่อโดยตรงกับโหลดทางไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current) และอีกรูปแบบหนึ่ง คือ การต่อให้ตรงกับแรงดันไฟฟ้าของของอุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ (Solar Charge Controller) ซึ่งแรงดันไฟฟ้าที่ได้สามารถใช้งานโดยการต่อกับโหลดทางไฟฟ้ากระแสตรง ในขณะที่เดียวกันถ้ากำลังไฟฟ้าเหลือสามารถนำไปเก็บในแบตเตอรี่ (Battery) และอุปกรณ์แปลงผันพลังงาน (Inverter) เพื่อเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative Current) [1] ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบจ่ายโหลดโดยตรง ดังแสดงในภาพที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระทำงานร่วมกับแบตเตอรี่ ดังแสดงในภาพที่ 2



ภาพที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบจ่ายโหลดโดยตรง



ภาพที่ 2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระทำงานร่วมกับแบตเตอรี่

ในปี ค.ศ. 2017 [2] มีการศึกษาความเป็นไปได้ของระบบเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับหมู่บ้าน (Khoti) ของ Jhalawar รัฐราชสถาน ประเทศอินเดีย

[49]

โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อคำนวณขนาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์และวิเคราะห์ประสิทธิภาพของระบบระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์คำนวณได้ 587.7 กิโลวัตต์วิเคราะห์ประสิทธิภาพของระบบด้วยระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์โฟโตโวลตาอิก (PVGIS) ในปี ค.ศ. 2019 [3] มีการศึกษาการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับหมู่บ้านในชนบทของ Mapetja Mapetja ตั้งอยู่ใน Lowveld of Mpumalanga โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อออกแบบและการจำลองระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับหมู่บ้านเพื่อบ่งชี้ความสามารถในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าผ่านพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากหมู่บ้านอยู่ห่างจากโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ ในปี ค.ศ. 2020 [4] มีการศึกษาระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ออฟกริดสำหรับบ้านในชุมชนชนบทของปากีสถาน ระบบที่ออกแบบให้พลังงานได้ 40 kWh การสร้างแบบจำลองสถานะคงที่ของระบบดำเนินการในซอฟต์แวร์ Homer ระบบที่ออกแบบนี้ใช้แผงโซลาร์เซลล์ 4 แผง แผงละ 140 วัตต์ รวมเป็นแผงโซลาร์เซลล์ 560 วัตต์ แบตเตอรี่ 125 Ah สังก่อนต่อแผง และอินเวอร์เตอร์ขนาด 1 กิโลวัตต์ ในปี ค.ศ. 2021 [5] มีการศึกษาการแนะนำขั้นตอนการออกแบบระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์แบบออฟกริดสำหรับฟาร์มในวานูอาตู กำลังการผลิตติดตั้ง 228.8 kWp ความจุของแบตเตอรี่ คือ 2100 kWh และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 30 kW ติดตั้งเป็นพลังงานสำรอง ระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ผลิตได้ประมาณ 279 MWh ต่อปี ซึ่งสามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของฟาร์ม

ดังนั้นในบทความวิจัยนี้ทำการประยุกต์ใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่เชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเพื่อการเกษตรกรรมในพื้นที่

ห่างไกล ทำการติดตั้งในจังหวัดสระแก้ว ประเทศไทย ดังแสดงในภาพที่ 3



ภาพที่ 3 จังหวัดสระแก้ว ประเทศไทย

2. วิธีดำเนินการวิจัย

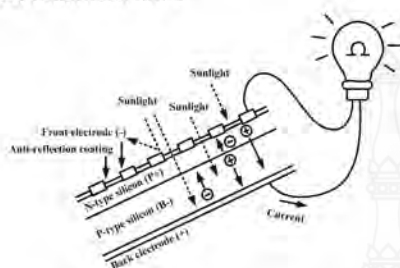
2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ (PV) เป็นพลังงานทดแทนประเภทไฟฟ้าชนิดหนึ่ง [6] มีความสะอาดและเป็นธรรมชาติ พลังงานไฟฟ้าถูกแปลงจากแสงอาทิตย์โดยความเข้มแสงอาทิตย์จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [7]-[8]

เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) [9] ผลิตจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอนผ่านกระบวนการทำให้ซิลิกอนบริสุทธิ์ผลิตเป็นแผ่นซิลิกอน เมื่อมีแสงตกกระทบบนแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Panel) กระบวนการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า รังสีของแสงอาทิตย์มีอนุภาคของโฟตอนถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนจนอิเล็กตรอนกระโดดออกจากแรงดึงดูดของอะตอมส่งผลให้เคลื่อนที่อย่างอิสระ เมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบ

[50]

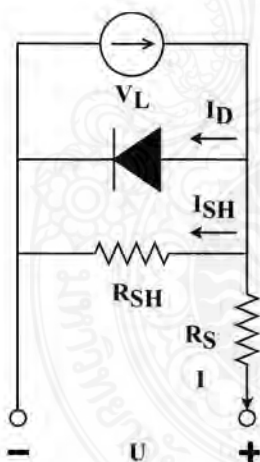
วงจรส่งผลให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current: DC) ดังแสดงในภาพที่ 4



ภาพที่ 4 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

2.2 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

แบบจำลองโซลาร์เซลล์ร่วมกับวงจรไดโอด ดังแสดงในภาพที่ 5 [10]



ภาพที่ 5 แบบจำลองโซลาร์เซลล์ร่วมกับวงจรไดโอด

แรงดันขาออกและกระแสไหลต่อมีความสัมพันธ์ดังนี้ [11]-[12]

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{U + RI_s}{a}\right) - 1 \right] \quad (1)$$

โดยที่ I คือ กระแสไหลต่อ I_L คือ กระแสจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ I_0 คือ กระแสอิ่มตัว U คือ แรงดันไฟฟ้าขาออก R คือ ตัวต้านทานแบบอนุกรม และ a คือ ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิแรงดัน

2.3 บิมน้ำหอยโข่ง

บิมน้ำหอยโข่งใช้หลักการแรงเหวี่ยงหนีศูนย์กลางเพื่อเพิ่มพลังงานให้กับน้ำ ซึ่งใบพัดจะได้รับ การถ่ายเทกำลังจากมอเตอร์ (Motor) พลังงานจากเครื่องยนต์จะถูกถ่ายเทไปยังครีบกใบพัด (Vane) เมื่อใบพัดหมุน เมื่อมีการไหลจะเกิดแรงเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (Centrifugal Force) ส่งผลให้มีการไหลออกไปสู่แนวเส้นรอบวงทุกทิศทาง (Radial Flow) [13] ส่วนประกอบของบิมน้ำหอยโข่ง ดังแสดงในภาพที่ 6



ภาพที่ 6 ส่วนประกอบของบิมน้ำหอยโข่ง

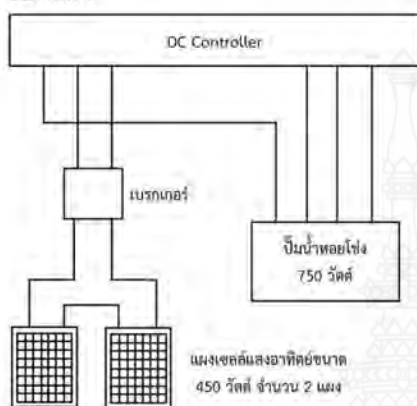
3. ผลการวิจัยและอภิปรายผล

3.1 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในบทความนี้พื้นที่ทำการวิจัยอยู่ใน จังหวัดสระแก้ว ทำการศึกษาประสิทธิภาพการผลิตพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

[51]

แผนผังระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังแสดง
ในภาพที่ 7



ภาพที่ 7 แผนผังระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.2 อุปกรณ์

อุปกรณ์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน
แสงอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 อุปกรณ์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน
แสงอาทิตย์

อุปกรณ์	ขนาด	จำนวน
แผงโซลาร์เซลล์	450 วัตต์	2 แผง
ตู้คอนโทรล	-	1 เครื่อง
ปั๊มน้ำหอยโข่ง	750 วัตต์	1 เครื่อง
สาย PV (ดำและแดง)	เบอร์ 4	-
สาย VCT	3x2.5	-

ข้อมูลทางเทคนิคของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ข้อมูลทางเทคนิคของแผงเซลล์
แสงอาทิตย์

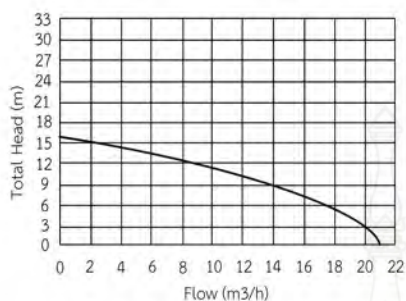
ตัวแปรทางเทคนิค	
Nominal power (Pmax)	450 W
Voltage at Pmax (Vmp)	42.78 V
Current at Pmax (Imp)	10.52 A
Open Circuit Voltage (Voc)	52.19 V
Short Circuit Current (Isc)	11.05 A
Nominal operating cell temp. (NOCT)	45 °C
Maximum system voltage	1,500 V
Weight	25 kg

ข้อมูลทางเทคนิคของปั๊มหอยโข่ง ดังแสดง
ในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ข้อมูลทางเทคนิคของปั๊มหอยโข่ง

อุปกรณ์	ขนาด
แรงดันไฟฟ้า	72 โวลต์
กำลังไฟฟ้า	0.75 กิโลวัตต์
แรงม้า	1 แรงม้า
Max. Flow	21 m ³ /h
Max. Head	16 เมตร
Outlet	2 นิ้ว

ประสิทธิภาพของปั๊มน้ำหอยโข่ง ดังแสดง
ในภาพที่ 8



ภาพที่ 8 ประสิทธิภาพของปั๊มน้ำหอยโข่ง

จากภาพที่ 8 พบว่า Max. Flow มีค่า 21 เมตร และ Max. Head มีค่า 16 เมตร

3.3 ขั้นตอนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ขั้นตอนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบ่งออกเป็น 5 ขั้นตอน ได้แก่

3.3.1 งานสำรวจพื้นที่

พื้นที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 9



ภาพที่ 9 พื้นที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



ภาพที่ 10 งานติดตั้งโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.3.3 งานติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

งานติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 11



ภาพที่ 11 งานติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากภาพที่ 11 ที่สกราดติดตั้งคือทิศใต้ทำมุม 15 องศา

3.3.4 งานติดตั้งปั้มน้ำ

งานติดตั้งปั้มน้ำหอยโข่ง ขนาด 750 วัตต์
ดังแสดงในภาพที่ 12



ภาพที่ 12 งานติดตั้งปั้มน้ำหอยโข่ง

3.3.5 งานติดตั้งตู้ควบคุม

งานติดตั้งตู้ควบคุม ดังแสดงในภาพที่ 13



ภาพที่ 13 งานติดตั้งตู้ควบคุม

3.4 ผลการวิจัย

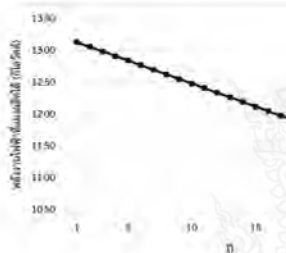
ในบทความนี้มีการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่
ระบบผลิตได้ ผลลัพธ์การประเมินพลังงานไฟฟ้าจาก
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังแสดงใน
ตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ผลลัพธ์การประเมินพลังงานไฟฟ้าจาก
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ปี	การลดลงของ ประสิทธิภาพแผง เซลล์แสงอาทิตย์ (ร้อยละ)	พลังงานไฟฟ้าที่ สามารถผลิตได้จาก แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (กิโลวัตต์)
1	0.00	1,314.00
2	0.55	1,306.77
3	1.10	1,299.54
4	1.65	1,292.31
5	2.20	1,285.09
6	2.75	1,277.86
7	3.30	1,270.63
8	3.85	1,263.41
9	4.40	1,256.18
10	4.95	1,248.95
11	5.50	1,241.73
12	6.05	1,234.50
13	6.60	1,227.27
14	7.15	1,220.04
15	7.70	1,212.82
16	8.25	1,205.59
17	8.80	1,198.36
18	9.35	1,191.14
19	9.90	1,183.91
20	10.45	1,176.68
21	11.00	1,169.46
22	11.55	1,162.23
23	12.10	1,155.00
24	12.65	1,147.77
25	13.20	1,140.55
รวม		30,681.90

[54]

จากตารางที่ 4 พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในปี 1, 5, 10, 15, 20 และ 25 คือ 1,314.00 กิโลวัตต์ 1,285.09 กิโลวัตต์ 1,248.95 กิโลวัตต์ 1,212.82 กิโลวัตต์ 1,176.68 กิโลวัตต์ และ 1,140.55 กิโลวัตต์ ตามลำดับ ผลรวมพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 25 ปี คือ 30,681.90 กิโลวัตต์ ผลลัพธ์พลังงานไฟฟ้าที่ลดลงตามประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 14



ภาพที่ 14 ผลลัพธ์พลังงานไฟฟ้าที่ลดลงตามประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากภาพที่ 14 ผลต่างของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปี 1 และ ปีที่ 5 ต่างกัน 28.10 กิโลวัตต์ ผลต่างของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปี 1 และ ปีที่ 10 ต่างกัน 65.05 กิโลวัตต์ ผลต่างของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปี 1 และ ปีที่ 15 ต่างกัน 101.18 กิโลวัตต์ ผลต่างของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปี 1 และ ปีที่ 20 ต่างกัน 137.32 กิโลวัตต์ และผลต่างของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปี 1 และ ปีที่ 25 ต่างกัน 173.45 กิโลวัตต์

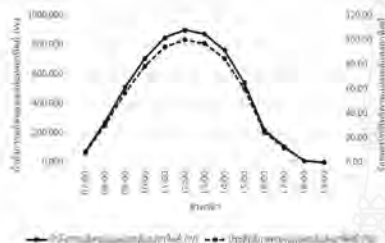
ผลลัพธ์การวิเคราะห์การขับเคลื่อนปั๊มน้ำหอยโข่งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละช่วงเวลา ดังแสดงในตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การขับเคลื่อนปั๊มน้ำหอยโข่งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละช่วงเวลา

ช่วงเวลา	ประสิทธิภาพพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (%)	อุณหภูมิ (°C)	กำลังการผลิต (วัตต์)
07:00	7.73	22.22	69.54
08:00	30.21	24.51	271.85
09:00	56.75	26.46	510.73
10:00	78.37	29.44	705.36
11:00	94.13	31.67	847.16
12:00	100.00	34.88	900.00
13:00	97.04	34.57	873.35
14:00	84.70	33.52	762.26
15:00	60.06	33.17	540.54
16:00	24.34	33.93	219.01
17:00	11.84	32.28	106.57
18:00	1.20	30.28	10.83
19:00	0.00	28.22	0.00

จากตารางที่ 5 พบว่าในช่วงเวลา 7:00 น. – 10:00 น. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ยังไม่มีกำลังการผลิตเพียงพอต่อการขับเคลื่อนปั๊มน้ำหอยโข่งได้ เนื่องจากเป็นเวลาที่ดวงอาทิตย์กำลังขึ้นความเข้มแสงยังมีไม่เพียงพอ ระหว่างช่วงเวลา 11:00 น. – 14:00 น. กำลังการผลิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ในช่วงที่สามารถขับเคลื่อนปั๊มน้ำได้รวมทั้งสิ้น 4 ชั่วโมง และในระหว่างช่วงเวลา 15:00 น. – 19:00 น. กำลังการผลิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์กลับมาต่ำกว่าขีดของปั๊มน้ำหอยโข่งส่งผลให้ไม่สามารถใช้งานได้ ผลลัพธ์การเปรียบเทียบประสิทธิภาพ และกำลัง

การผลิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 15



ภาพที่ 15 ผลลัพธ์การเปรียบเทียบประสิทธิภาพและกำลังการผลิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

การใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีข้อดี คือ เป็นการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เป็นการใชพลังงานหมุนเวียนที่มีความสะอาด ยั่งยืน และปลอดภัยต่อสิ่งแวดล้อม แต่ข้อเสียคือ ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามต้องการเนื่องจากต้องการพลังงานจากดวงอาทิตย์ และต้องรอพลังงานที่แผงผลิตได้ถึงจุดที่ใช้งานได้

การใช้น้ำมันมีข้อดี คือ สามารถใช้งานได้ตามความต้องการ สามารถเคลื่อนย้ายไปใช้งานตำแหน่งอื่นได้ แต่ข้อเสีย คือ ไม่มีความยั่งยืน และไม่ปลอดภัยต่อสิ่งแวดล้อม

4. สรุปผล

บทความวิจัยนี้นำเสนอการประยุกต์ใช้พลังงานหมุนเวียนแบบไม่เชื่อมต่อบริษัทไฟฟ้าเพื่อการเกษตรกรรมในพื้นที่ห่างไกล ผลลัพธ์พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่เชื่อมต่อบริษัทไฟฟ้าสามารถขับเคลื่อนปั๊มน้ำหอยโข่งได้ระหว่างช่วงเวลา 11:00 น. – 14:00 น. รวมทั้งสิ้น

4 ชั่วโมง และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปีแรกมีค่า 1,314.00 กิโลวัตต์ และรวม 25 ปีจะมีค่า 30,681.90 กิโลวัตต์ ซึ่งเป็นการประยุกต์ใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อการเกษตรในพื้นที่ห่างไกลเพื่อทดแทนการใช้น้ำมัน และลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

5. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะครุศาสตร์อุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร และสาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลือในการจัดทำบทความนี้ซึ่งได้ช่วยให้บทความนี้สำเร็จลุล่วงอย่างสมบูรณ์

6. อ้างอิง

- [1] กองถ่ายถอดและเผยแพร่เทคโนโลยี กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์.
- [2] Khandelwal A, Shrivastava V. Design and assessment of solar photovoltaic system for a village of Rajasthan. 2017 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT), 2017 April 20-21; Kollam, India. 2017.
- [3] Mazibane NH, Chowdhury SP, Zau ATP, Malatji MJ. Design of an off-grid PV system for Mapetja rural village. 2019

[56]

- IEEE AFRICON. 2019 September 25-27; Accra, Ghana. 2019.
- [4] Rehman Au, Iqbal MT. Design and Control of an Off-Grid Solar System for a Rural House in Pakistan. 2020 11th IEEE Annual Information Technology, Electronics and Mobile Communication Conference (IEMCON). 2020 November 04- 07; Vancouver, BC, Canada. 2020. P. 786-790.
- [5] Chen S. Designing an Off-grid PV System for a Farm in Vanuatu. 2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2021 June 20-25; Fort Lauderdale, FL, USA. 2021. P. 29-31.
- [6] Charlangsut N, Ruangsap N, Rugthai charoencheep N. Adjustment Voltage Drop in Commercial with Photovoltaic and Battery Energy Storage System on Death End Distribution System. 2023 International Electrical Engineering Congress (IEECON). 2023 March 08-10; Krabi, Thailand. 2023. P. 97-100.
- [7] Ruangsap N, Nedphokaew S, Rugthai charoencheep N. Planning and Operation Enhanced Voltage Profile by Using Distributed Generators Installation in Distribution System with Feeder Reconfiguration. 2022 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI). 2022 October 19-21; Pattaya Chonburi, Thailand. 2022.
- [8] Ngamprasert P, Wannakarn P, Rugthai charoencheep N. Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant. 2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI). 2020 October 14-16; Chiangmai, Thailand. 2021. P. 173-176.
- [9] Canada AH. Solar voltaic generation power plants: 1000 MW to 10 kW photovoltaic plant design and application guide for the Pacific North west. IEEE Technical Applications Conference and Workshops. Northcon/95. Conference Record. 1995 October 10-12; Portland, OR, USA. 2002. P. 189-94.
- [10] Nezhad OZ, Zadeh SAH, Mohammadian M. The analysis of hybrid system as DG in smart grids by the use of loss sensitivity coefficient method. 2013 Smart Grid Conference (SGC), 2013 December 17-18; Tehran, Iran, 2014. P. 246-251.
- [11] Carmona MC, Vega J, Olivares MC. Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation. 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA). 2018 September 18-21; Lima, Peru. 2018.
- [12] Rugthaicharoencheep N, Ngamprasert P, Ruangsap N, et al. Minimize the Customer Outage for Improved Reliability in Distribution System with Photovoltaic

[57]

- Distributed Generation. 2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). 2022 August 30 - September 02; Istanbul, Turkey. 2022.
- [13] Polhong W, Rukijkanpanich J. Predictive Maintenance for Centrifugal Pumps in Pulp Industry. The Journal of KMUTNB. 2017;27: 615-629





บันทึกข้อความ

ส่วนราชการ สถาบันวิจัยและพัฒนา.....งานวิศวกรรมและเผยแพร่งานวิจัย.....

โทรศัพท์ ๐ ๒๖๖๕ ๓๗๗๗ ต่อ ๘๒๐๗

ที่ อว.๑๖๕๒.๑๑/๒๕๓๓ วันที่ ๑๐ พฤษภาคม ๒๕๖๖

เรื่อง ตอบรับการตีพิมพ์บทความในวารสารวิชาการและวิจัย มทร.พระนคร.....

เรียน ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์ นายณัฏฐพล เรืองทรัพย์ และ
รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ

ตามที่ท่านได้ส่งบทความวิจัย เรื่อง ผลกระทบต่อคุณภาพกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการใช้งานสถานีประจุ
แบตเตอรี่สำหรับยานยนต์ไฟฟ้าชนิดอัดประจุเร็ว เพื่อตีพิมพ์ลงในวารสารวิชาการและวิจัย มทร.พระนคร นั้น

กองบรรณาธิการวารสารวิชาการและวิจัย มทร.พระนคร ขอแจ้งให้ทราบว่าบทความวิจัย
ดังกล่าว ได้ผ่านการประเมินจากกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ ๓ ท่าน และได้รับการตีพิมพ์ลงในวารสารวิชาการและ
วิจัย มทร.พระนคร สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ปีที่ ๑๘ ฉบับที่ ๒ เดือนกรกฎาคม-ธันวาคม ๒๕๖๗
อนึ่งบทความดังกล่าวถือเป็นลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ

(นายชลกร อุดมรักษาสกุล)
ผู้อำนวยการสถาบันวิจัยและพัฒนา



Greater Mekong Subregion Academic and Research Network (GMSARN)



Asian Institute
of Technology



Hanoi
University
of Technology



Ho Chi Minh City
University of
Technology



Institute of
Technology
Cambodia



Khon Kaen
University



Kunming
University of
Science and
Technology



Chitralada
Technology
Institute

May 25, 2023

No. GMSARNJ 2023/06

Natchapol Ruangsap
Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Bangkok, 10800, Thailand

Dear Natchapol Ruangsap,

Subject: Acceptance Letter (Paper ID. GMSARNJ-E-24-02)

Title of the Journal: GMSARN International Journal
Paper Title: Power Quality Measurement and Estimating The Cost of
Electricity When Damage Power Outages in Industrial
with and without Hybrid Solar Rooftop
Authors: Nattachote Rugthaicharoencheep and Natchapol
Ruangsap
Corresponding Author: Nattachote Rugthaicharoencheep

Thank you very much for your submission to our journal. We are pleased to inform
you that your paper has been reviewed and accepted with revision for publication in
Volume 18 Issue 4, 2024. In case you have not submitted copyright form; please send
scanned copy shortly through e-mail: gmsarn@ait.ac.th. Thank you for making the
journal a vehicle for your research interests.

Best wishes,

Prof. Weerakorn Ongsakul, PhD, CFA
Editor-in-Chief
GMSARN International Journal

GMSARN Office: Asian Institute of Technology

Postal Address:
P.O. Box 4
Klong Luang
Pathumthani 12120
Thailand

Street Address:
Km. 42 Paholyothin Highway
Klong Luang
Pathumthani 12120
Thailand

Tel: (66-2) 524-6537
(for local calls, dial 02 before the tel no.)
E-mail: gmsarn@ait.ac.th
Internet: <http://www.gmsarn.com>



National
University
of Laos



Royal University
of Phnom Penh



Thammasat
University



Yunnan
Technological
University



Yunnan
University



Naresuan
University



Suratthani
Rajabhat
University

ประวัติการศึกษาและการทำงาน

ชื่อ นามสกุล นายณัฏฐพล เรืองทรัพย์
 วัน เดือน ปีเกิด 24 มกราคม 2543
 ภูมิลำเนา แขวงบางมด เขตจอมทอง จังหวัดกรุงเทพมหานคร

ประวัติการศึกษา

วุฒิการศึกษา	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
ปริญญาตรี	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร	2564
ปริญญาโท	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร	2566

ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน

ผลงานดีเด่นและรางวัลทางวิชาการ

