

กลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่
ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา : กรณีศึกษา บริษัท พี.ซี.เอส.
แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) จังหวัดนครราชสีมา



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมการจัดการพลังงาน
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2561

**OPTIMAL ENERGY MANAGEMENT STRATEGIES
FOR LARGE INDUSTRIAL PLANT WITH SOLAR
ROOFTOP : A CASE STUDY OF PCS MACHINE
GROUP HOLDING, NAKHONRATCHASIMA
PROVINCE**

Mongkol Treekijjanon



**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Degree of Doctor of Philosophy in Energy Management Engineering**

Suranaree University of Technology

Academic Year 2018

กลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ด้วย

พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา : กรณีศึกษา บริษัท พี.ซี.เอส.

แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) จังหวัดนครราชสีมา

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้หน่วยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาคุุณบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(รศ. ดร.กานท์ เกิดชื่น)

ประธานกรรมการ

(รศ. ดร.ชนัดชัย กุลรวานิชพงษ์)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(อ. ดร.สมศักดิ์ ศิวดำรงพงศ์)

กรรมการ

(ผศ. ดร.บุญเรือง มะรังศรี)

กรรมการ

(อ. ดร.อุเทน ลีตัน)

กรรมการ

(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชานีประศาสน์)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

(ศ. ดร.สันติ แม่นศิริ)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและพัฒนาความเป็นสากล

มงคล ตรีกิจจานนท์ : กลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมสำหรับโรงงาน
อุตสาหกรรมขนาดใหญ่ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา : กรณีศึกษา
บริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) จังหวัดนครราชสีมา (OPTIMAL
ENERGY MANAGEMENT STRATEGIES FOR LARGE INDUSTRIAL PLANT
WITH SOLAR ROOFTOP : A CASE STUDY OF PCS MACHINE GROUP
HOLDING, NAKHONRATCHASIMA PROVINCE) อาจารย์ที่ปรึกษา :
รองศาสตราจารย์ ดร.ชนัดชัช กุลรวรานิชพงษ์, 156 หน้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอกลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมสำหรับโรงงาน
อุตสาหกรรมขนาดใหญ่ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา โดยใช้ข้อมูลการศึกษาจาก
บริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นสถานประกอบการที่มีโหลดทาง
ไฟฟ้าขนาดใหญ่ มีการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย อยู่ที่ 156,488 kWh/วัน โหลดสูงสุด คือ 11,988 kW และมี
นโยบายที่จะใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้า ซึ่งสอดคล้องกับ
วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือ การหากลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุดที่ทำให้โรงงานขนาดใหญ่มี
ต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำสุด โดยมีระยะเวลาคืนทุนที่เหมาะสม กลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสม
สำหรับลดต้นทุนด้านพลังงาน ได้นำเสนอทั้งหมดเป็น 4 กรณี ประกอบด้วย (1) โรงงานติดตั้ง
โซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม (2) โรงงานติดตั้ง โซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่
เหมาะสม (3) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่จนสามารถดำเนินการแบบแยกตัวอิสระได้
(4) กรณีที่แบตเตอรี่มีราคาต่ำลงครึ่งหนึ่ง จากการจำลองทั้งหมดพบว่ากลยุทธ์ที่เหมาะสมกับ
ปัจจุบันมากที่สุดคือการติดตั้ง โซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม ซึ่งโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่
เหมาะสมคือ 14.182 MW เมื่อติดตั้งแล้วมีค่าใช้จ่ายตลอดโครงการ 1,918 ล้านบาท และทำให้ราคา
พลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงเหลือ 2.77 บาท ซึ่งลดจากกรณีที่ยังไม่ติดตั้ง โซลาร์รูฟท็อปถึง 0.55
บาทต่อหน่วย มีระยะเวลาคืนทุน 5.54 ปี กล่าวคือ เมื่อทำการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่
เหมาะสม เข้าไปที่โรงงานแล้วทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการและค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานลดลง
อย่างมากอีกทั้งยังมีระยะเวลาการคืนทุนที่เหมาะสม แต่ถ้าหากว่าแบตเตอรี่มีราคาตกลงครึ่งหนึ่ง
จากปัจจุบันจึงจะมีความคุ้มค่าในการลงทุน ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่
เหมาะสมเพียงอย่างเดียวเป็น กลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโรงงานขนาดใหญ่ในปัจจุบัน

สาขาวิชา วิศวกรรมการจัดการพลังงาน
ปีการศึกษา 2561

ลายมือชื่อนักศึกษา

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา

MONGKOL TREEKIJJANON : OPTIMAL ENERGY MANAGEMENT
STRATEGIES FOR LARGE INDUSTRIAL PLANT WITH SOLAR
ROOFTOP : A CASE STUDY OF PCS MACHINE GROUP HOLDING,
NAKHONRATCHASIMA PROVINCE. THESIS ADVISOR : ASST. PROF.
THANATCHAI KULWORAWANICHPONG, D. Eng., 156 PP.

ENERGY MANAGEMENT STRATEGIES/ PHOTOVOLTAIC GENERATION
SYSTEM/ RENEWABLE ENERGY

This thesis illustrates optimal energy management strategies for the large industrial plant by installing solar rooftop. In a case study of PCS Machine Group Holding., Nakhon Ratchasima province that has a policy to the using renewable energy to reduce electricity price for the objective of this thesis. The average electricity consumption of this industry is 156,488 kWh per day, and the maximum load demand is 11,988 kW. In this thesis, the energy management strategies are in 4 cases that included First, the industry is had installed optimal size solar rooftop, Next second, the industry is had installed optimal size solar rooftop and battery, after that Third, the factory is had designed to off-grid system and the last fourth, the factory is had installed battery energy storage system that reduces price to 50 percent from the present. The simulation results show that the best optimal energy management strategy is installing optimal size solar rooftop 14.182 MW on the industry. The net present cost of this project is 1,918 MTHB, and the cost of energy is 2.77 THB less than the strategy that has not installed solar rooftop 0.55 THB/kWh. The payback period is 5.54 years. The case that optimal size solar rooftop is had installed on the industry shows the net present cost of the project and the cost of energy is decreased

for that too low payback period. For criteria, the battery price is reduced down to 50% the result show that will be worth for installed battery on this industry. Therefore, it can be concluded that the installation of optimal size solar rooftop is the most suitable energy management strategy for large factories at present.



School of Energy Management Engineering

Academic Year 2018

Student's Signature

Advisor's Signature

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างยิ่ง ทั้งด้านวิชาการ และด้านดำเนินงานวิจัย จากบุคคลและกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ได้แก่

รองศาสตราจารย์ ดร.ชนัดชัย กุศลรวานิชพงษ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้คำปรึกษาแนะนำและให้ความรู้ด้านวิชาการอันเป็นประโยชน์ต่องานวิจัย อีกทั้งยังได้ช่วยตรวจทานและแก้ไขรายงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้จนมีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

รองศาสตราจารย์ ดร.กานต์ เกิดชื่น ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.บุญเรือง มะรังศรี อาจารย์ ดร.สมศักดิ์ ศิวดำรงพงศ์ และ อาจารย์ ดร.อุเทน ลีตัน ที่ให้คำปรึกษาแนะนำและให้ความรู้ทางด้านวิชาการอย่างดียิ่ง

คุณศิริพงษ์ รุ่งโรจน์กิตติศ ประธานกรรมการบริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ที่ได้ข้อมูลรายละเอียดประกอบการวิจัยและเอื้อเฟื้อสถานที่ในการทำวิจัย

อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมการจัดการพลังงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีทุกท่านที่ให้คำปรึกษาแนะนำและประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ทางด้านวิศวกรรม การจัดการพลังงานอย่างดียิ่งตลอดมา

ขอบคุณเพื่อน ๆ บัณฑิตศึกษาทุกท่านตลอดทั้งครอบครัวที่สนับสนุนส่งเสริมและให้กำลังใจในการทำวิจัยตลอดมา

ท้ายนี้ผู้วิจัยขอขอบพระคุณอาจารย์ผู้สอนทุกท่านที่ได้ให้ความรู้ทางด้านวิชาการ และขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดาที่ให้การเลี้ยงดูอบรม และให้ความรักอย่างเปี่ยมล้นให้กำลังใจ และส่งเสริมทางการศึกษาจนทำให้ผู้วิจัยไม่ย่อท้อต่ออุปสรรคที่เกิดขึ้นตลอดมา

มงคล ตริกิจจานนท์

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย)	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ)	ข
กิตติกรรมประกาศ	ง
สารบัญ	จ
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญรูป	ญ
บทที่	
1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	8
1.3 ข้อยกเว้นเบื้องต้น	8
1.4 ขอบเขตของการวิจัย	9
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	9
1.6 รายละเอียดในวิทยานิพนธ์	9
2 ปฏิสัมพันธ์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	11
2.1 กล่าวนำ	11
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	11
2.3 สมการการคำนวณพารามิเตอร์ที่จำเป็น	24
2.3.1 การคำนวณโซลาร์เซลล์	24
2.3.2 การคำนวณแบตเตอรี่	25
2.3.3 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	26
2.4 ขั้นตอนการออกแบบโดยโปรแกรม HOMER	29
2.4.1 กำหนดขอบเขตของระบบ	29
2.4.2 เพิ่มโครงข่ายไฟฟ้าหลักที่บัส AC	30

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.4.3 เพิ่มโหลดไฟฟ้า.....	32
2.4.4 เพิ่มโซลาร์เซลล์.....	33
2.4.5 เพิ่มอินเวอร์เตอร์.....	34
2.4.6 เพิ่มแบตเตอรี่.....	35
2.4.7 ประมวลผลและศึกษาผลที่ได้จากการจำลอง.....	35
2.5 สรุป.....	40
3 ทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้อง.....	41
3.1 กล่าวนำ.....	41
3.2 การสำรวจและวิเคราะห์ศักยภาพด้านพลังงานของโรงงานในประเทศไทย.....	41
3.2.1 ข้อมูลการสำรวจโรงงานในประเทศไทย.....	41
3.2.2 การดำเนินการสำรวจบริษัท พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด.....	44
3.2.3 ศักยภาพพลังงานของโรงงาน.....	46
3.2.4 แนวโน้มการใช้พลังงาน.....	47
3.2.5 อัตราค่าไฟฟ้าของโรงงาน.....	50
3.3 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP).....	51
3.3.1 สัดส่วนในการใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า.....	51
3.4 รายงานสถิติพลังงานไฟฟ้า.....	54
3.4.1 กำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.....	55
3.4.2 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด.....	56
3.4.3 การผลิตและการซื้อพลังงานไฟฟ้า.....	56
3.4.4 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตพลังงานไฟฟ้า.....	56
3.4.5 การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า.....	57
3.5 พลังงานแสงอาทิตย์.....	58
3.5.1 พลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย.....	58
3.5.2 โซลาร์เซลล์.....	61
3.5.3 ประเภทของโซลาร์เซลล์.....	62

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.5.4 ตัวแปรที่สำคัญของ โซลาร์เซลล์.....	65
3.5.5 การต่อโซลาร์เซลล์ไปใช้งาน.....	66
3.5.6 การต่อโซลาร์เซลล์เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid).....	69
3.5.7 อุปกรณ์ในระบบโซลาร์เซลล์.....	69
3.6 ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) และแบตเตอรี่.....	72
3.6.1 หลักการและเหตุผล.....	72
3.6.2 นิยามของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน และแบตเตอรี่.....	73
3.6.3 บทบาทของระบบกักเก็บพลังงาน ในโครงข่ายไฟฟ้า.....	75
3.6.4 เทคโนโลยี Grid Energy Storage ที่มีอยู่ในปัจจุบัน.....	76
3.6.5 คุณลักษณะที่สำคัญของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน.....	77
3.6.6 เทคโนโลยีอื่นที่จำเป็นต้องใช้ควบคู่กับ Energy storage.....	83
3.6.7 เทคโนโลยีแบตเตอรี่ Lithium-Ion.....	84
3.6.8 อุตสาหกรรม Grid Energy Storage ในต่างประเทศที่สำคัญ.....	87
3.7 สรุป.....	93
4 วิธีดำเนินการวิจัยและการจำลอง.....	95
4.1 กล่าวนำ.....	95
4.2 การจำลองระบบไฟฟ้าของโรงงาน พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง.....	95
4.2.1 พื้นที่การศึกษาโรงงาน พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง.....	95
4.2.2 ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิที่แผงโซลาร์เซลล์.....	96
4.2.3 โหลดทางไฟฟ้าของโรงงาน พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง.....	97
4.2.4 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า.....	99
4.2.5 กรณีโรงงานยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป.....	99
4.2.6 กรณีโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5 MW.....	100
4.2.7 กรณีโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW.....	101
4.2.8 กรณีโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม.....	102
4.2.9 กรณีโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม.....	107

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.2.10 กรณีโรงงานติดตั้ง โซลาร์รูฟท็อปและสำหรับระบบแยกตัวอิสระ.....	112
4.2.11 ราคาแบตเตอรี่ที่คุ้มค่าที่จะติดตั้ง.....	113
4.3 เปรียบเทียบผลการจำลอง.....	114
4.4 การวิเคราะห์ความไวของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง.....	117
4.5 สรุป.....	119
5 สรุปและข้อเสนอแนะ.....	120
5.1 สรุป.....	120
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	123
รายการอ้างอิง.....	124
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก. ผลการจำลอง.....	128
ภาคผนวก ข. บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	141
ภาคผนวก ค. การคำนวณเปรียบเทียบ HOMER.....	152
ประวัติผู้เขียน.....	156

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1	ปรีทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโซลาร์เซลล์.....12
2.2	ปรีทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับแบตเตอรี่.....15
2.3	ปรีทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ.....18
2.4	ปรีทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้โปรแกรม HOMER.....20
3.1	จำนวนโรงงานแต่ละจำพวกจำแนกตามภูมิภาค.....43
3.2	การคิดค่าไฟฟ้าของโรงงานตามช่วงเวลา.....51
3.3	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตพลังงานไฟฟ้า.....57
3.4	ชนิดของแบตเตอรี่ที่พบบ่อย.....74
3.5	สรุปการใช้งานของ Energy Storage ในอุตสาหกรรมไฟฟ้า.....75
3.6	สรุปเทคโนโลยีสำคัญในแต่ละประเภท.....77
4.1	แสดงราคาอุปกรณ์และค่าบำรุงรักษารายปี.....99
4.2	แสดงผลการเปรียบเทียบของการจำลองของกรณีศึกษาทั้งหมด.....116
4.3	การวิเคราะห์ความไวของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง.....118

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
1.1	กำลังการผลิตในระบบไฟฟ้า (ไม่รวม VSPP)..... 1
1.2	สัดส่วนกำลังผลิตในระบบไฟฟ้า (ณ ธันวาคม 2560, ไม่รวม VSPP)..... 2
1.3	การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ (ณ ธันวาคม 2560, ไม่รวม VSPP)..... 2
1.4	การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ปี 2560 (ไม่รวม VSPP)..... 3
1.5	ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิในระบบ กฟผ..... 3
1.6	การใช้ไฟฟ้าย่อยสาขา..... 4
2.1	หน้าต่างการกำหนดขอบเขตของระบบ..... 30
2.2	การกำหนดขอบเขตของปริมาณไฟฟ้าจากกริด..... 31
2.3	กำหนดราคาค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา..... 31
2.4	กำหนดราคาค่าไฟฟ้าเนื่องจากการใช้งานพลังไฟฟ้าสูงสุด..... 32
2.5	โหลทรายชั่วโมงใน 1 ปี..... 32
2.6	โหลทรายชั่วโมงแต่ละเดือน..... 33
2.7	เลือกรุ่นของโซลาร์เซลล์ในแคตตาต็อก..... 33
2.8	รายละเอียดของโซลาร์เซลล์..... 34
2.9	รายละเอียดอินเวอร์เตอร์..... 34
2.10	รายละเอียดแบตเตอรี่..... 35
2.11	สรุปค่าใช้จ่าย..... 36
2.12	กระแสเงินสด..... 36
2.13	การเปรียบเทียบเชิงเศรษฐศาสตร์..... 37
2.14	ผลทางไฟฟ้า..... 37
2.15	การแทรกซึมของพลังงานหมุนเวียน..... 38
2.16	กำลังไฟฟ้าเอาต์พุตจากโซลาร์เซลล์..... 38
2.17	รายละเอียดการซื้อไฟฟ้าจากกริด..... 39
2.18	กำลังไฟฟ้าเอาต์พุตจากอินเวอร์เตอร์..... 39
2.19	ด้านมลภาวะ..... 40

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.1 แผนที่ประเทศไทยแบ่งเป็นภูมิภาคตามกรมการปกครอง	42
3.2 ร้อยละของโรงงานที่ใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา 0.00-24.00 น.	44
3.3 ภาพถ่ายทางอากาศของบริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)	45
3.4 ภาพถ่ายอินเวอร์เตอร์สำหรับแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับ	45
3.5 ภาพถ่ายโรงจอดรถที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป	46
3.6 ผลการวัดการแผ่รังสีของแสงอาทิตย์ของโรงงาน	46
3.7 ผลการวัดอุณหภูมิของโรงงาน	47
3.8 โหลดรายชั่วโมงในปี พ.ศ.2558	47
3.9 โหลดรายชั่วโมงในปี พ.ศ.2559	48
3.10 โหลดรายชั่วโมงในปี พ.ศ.2560	48
3.11 โหลดรายชั่วโมงใน 1 วันในปี พ.ศ.2558	49
3.12 โหลดรายชั่วโมงใน 1 วันในปี พ.ศ.2559	49
3.13 โหลดรายชั่วโมงใน 1 วันในปี พ.ศ.2560	50
3.14 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า	52
3.15 ดัชนีประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศ	53
3.16 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อย	53
3.17 กำลังผลิตไฟฟ้าแบ่งตามประเภทของประเทศไทย	54
3.18 กำลังผลิตไฟฟ้าแบ่งตามประเภทของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	55
3.19 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย	55
3.20 การผลิตและซื้อพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในเดือนมกราคม ปี พ.ศ. 2562	56
3.21 การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย	57
3.22 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของเดือนต่าง ๆ	60
3.23 แสดงการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์	61
3.24 ส่วนประกอบของแผงโซลาร์เซลล์	62
3.25 แผงโซลาร์เซลล์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน/โมโนคริสตัลไลน์ (mono-Si)	62
3.26 แผงโซลาร์เซลล์แบบผลึกรวม/โพลีคริสตัลไลน์ (p-Si)	63

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.27 แผงโซลาร์เซลล์ชนิดอะมอร์ฟัส/ฟิล์มบาง.....	65
3.28 โซลาร์เซลล์ต่อตรงกับปั๊มสูบน้ำกระแสตรง.....	67
3.29 โซลาร์เซลล์ต่อกับเครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่.....	68
3.30 โซลาร์เซลล์ต่อกับเครื่องอินเวอร์เตอร์.....	68
3.31 ส่วนประกอบภายในของแบตเตอรี่แบบ Deep Cycle.....	70
3.32 ชาร์จคอนโทรลเลอร์.....	71
3.33 ลักษณะการนำมาใช้งานของแต่ละเทคโนโลยี.....	78
3.34 ระดับความพร้อม (maturity) ของแต่ละเทคโนโลยี.....	80
3.35 เปรียบเทียบพลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อปริมาตรของเทคโนโลยีสำรองไฟฟ้า.....	80
3.36 เปรียบเทียบพลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อน้ำหนักของเทคโนโลยีสำรองไฟฟ้า.....	81
3.37 เปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบกักเก็บพลังงานต่อรอบชาร์จ.....	82
3.38 เปรียบเทียบประสิทธิภาพและอายุการใช้งานที่ร้อยละ 80 Depth of Discharge.....	83
3.39 เปรียบเทียบราคาต่อ kWh-cycle ของแบตเตอรี่ Lithium-Ion และเทคโนโลยีอื่น.....	85
3.40 สัดส่วนการปล่อยก๊าซอันตรายเป็นช่วงขั้นตอนต่าง ๆ.....	86
3.41 เปรียบเทียบผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ 3 ชนิด.....	86
3.42 โครงสร้างการผลิตไฟฟ้าในไต้หวัน.....	91
3.43 โครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของไต้หวัน (2016).....	92
3.44 แผนการผลิตไฟฟ้าของไต้หวัน.....	93
4.1 ตำแหน่งที่ตั้งบริษัท พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน).....	95
4.2 ข้อมูลความเข้มของการแผ่รังสีดวงอาทิตย์ของพื้นที่ศึกษา จังหวัดนครราชสีมา.....	96
4.3 ข้อมูลอุณหภูมิของพื้นที่ศึกษา จังหวัดนครราชสีมา.....	97
4.4 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของโหลดไฟฟ้ารายเดือน.....	98
4.5 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของโหลดไฟฟ้ารายวันของแต่ละเดือน.....	98
4.6 แผนผังของระบบโรงงานยังไม่ได้ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป.....	100
4.7 ผลการจำลองทางด้านไฟฟ้าของโรงงานที่ยังไม่ได้ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป.....	100
4.8 แผนผังของระบบโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5 MW.....	101

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.9 ผลการจำลองทางด้านไฟฟ้าของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5 MW	101
4.10 แผนผังของระบบโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW	102
4.11 ผลการจำลองทางด้านไฟฟ้าของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW	102
4.12 แผนผังของระบบโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม	103
4.13 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2015	103
4.14 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2016	105
4.15 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2017	105
4.16 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2018	106
4.17 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2019	106
4.18 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2020	107
4.19 แผนผังของระบบที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม	107
4.20 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2015	109
4.21 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2016	110
4.22 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2017	110
4.23 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2018	111
4.24 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2019	111
4.25 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2020	112
4.26 แผนผังของระบบออฟกริดของโรงงาน โหลดปี 2020	112
4.27 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2020	113
4.28 แผนผังของระบบออฟกริดของโรงงาน โหลดปี 2020	113
4.29 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2020	114
4.30 กำลังไฟฟ้าในหนึ่งวันในกรณีที่สามารขายไฟกลับสู่โครงข่ายไฟฟ้าหลัก	116

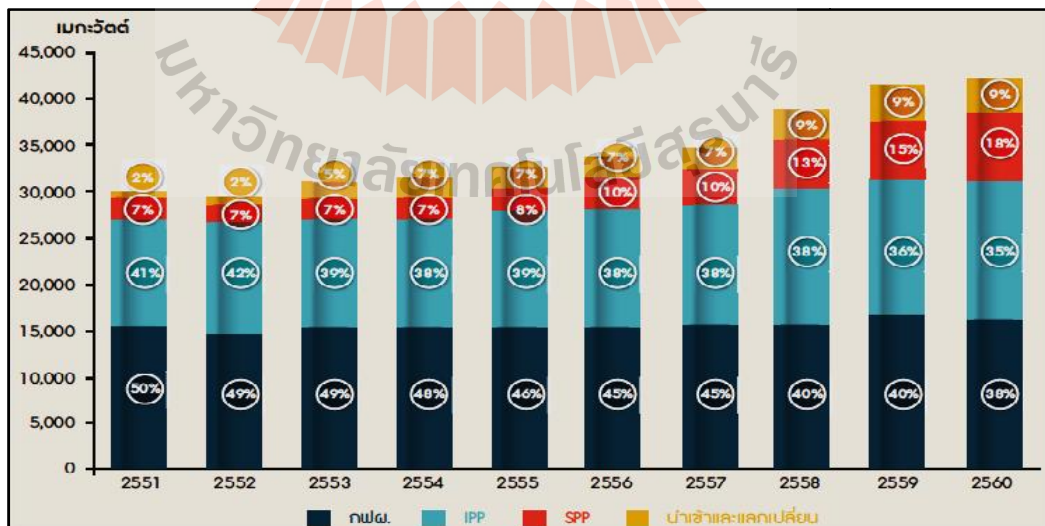
บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

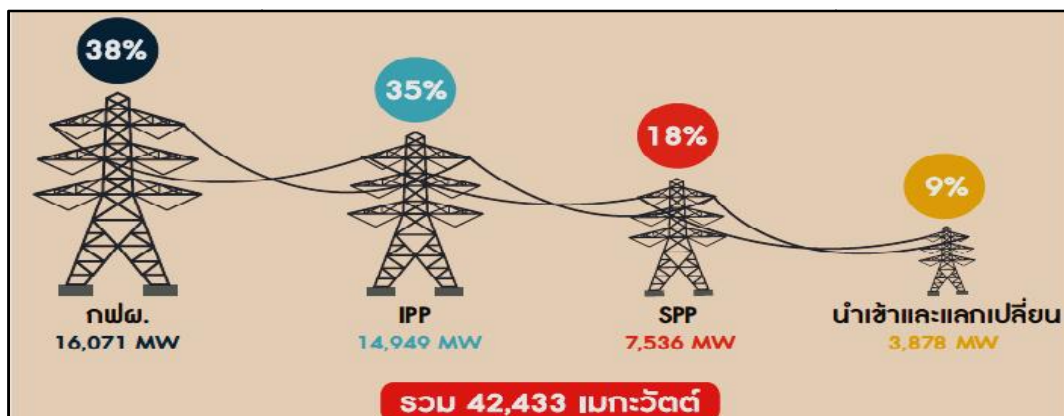
ในอดีตการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเพียงรายเดียวต่อมารัฐบาลมีนโยบายให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าเพื่อให้เกิดการแข่งขันด้านการผลิตในปี 2537 จึงมีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) เข้ามามีบทบาทในภาคการผลิตไฟฟ้าทำให้เกิดการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตและบริการในปัจจุบันได้ส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าจึงมีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นหลักเข้ามาในระบบ

ในช่วง 10 ปีที่ผ่านมากำลังผลิตในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. (ไม่รวม VSPP) มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นโดยส่วนใหญ่เป็นของ กฟผ. ทั้งนี้สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. มีแนวโน้มลดลงในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจาก SPP และการนำเข้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในปี 2560 มีกำลังผลิตในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. รวมทั้งสิ้น 42,433 เมกะวัตต์ เป็นการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ร้อยละ 38 IPP ร้อยละ 35 SPP ร้อยละ 18 และนำเข้าจาก สปป.ลาว และแลกเปลี่ยนกับมาเลเซียร้อยละ 9



รูปที่ 1.1 กำลังการผลิตในระบบไฟฟ้า (ไม่รวม VSPP)

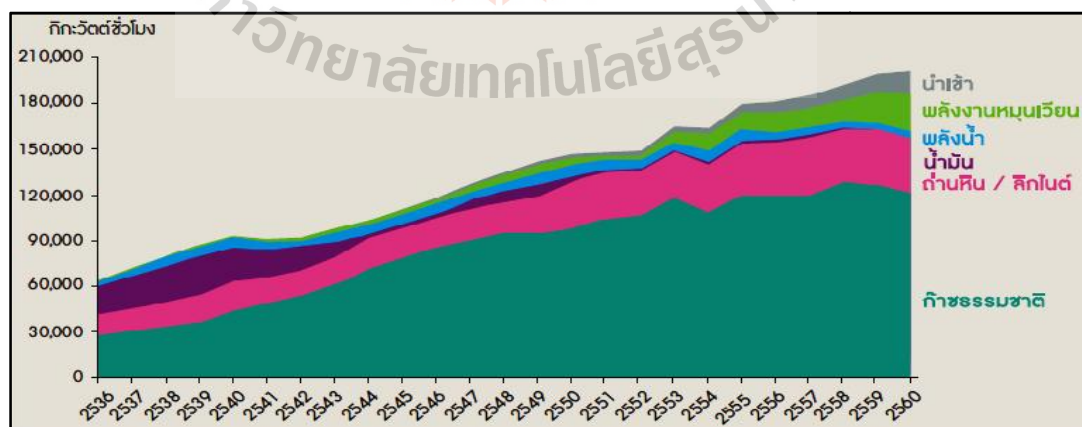
แหล่งที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)



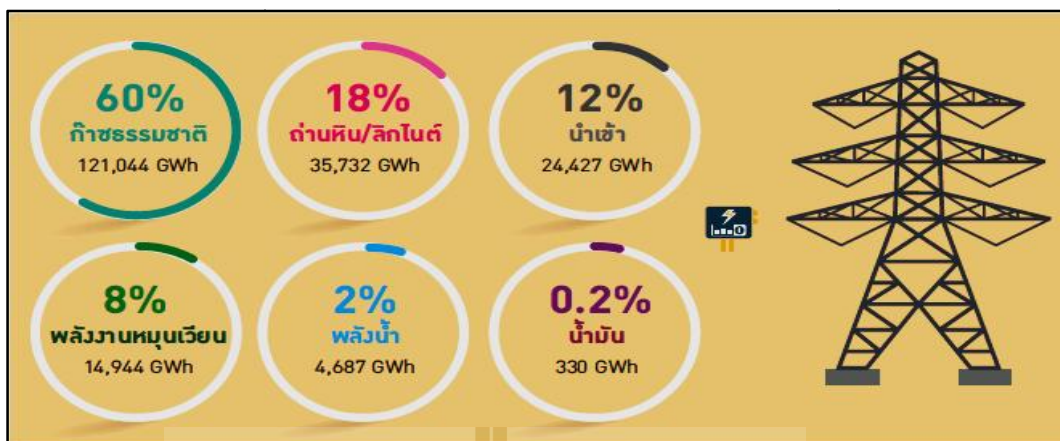
รูปที่ 1.2 สัดส่วนกำลังผลิตในระบบไฟฟ้า (ณ ธันวาคม 2560, ไม่รวม VSPP)
แหล่งที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

1.1.1 การผลิตพลังงานไฟฟ้า

ในระบบ 3 การไฟฟ้า (รวม VSPP) มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นยกเว้นปี 2541 ซึ่งเกิดวิกฤตเศรษฐกิจในไทยส่วนปี 2552 เกิดวิกฤตเศรษฐกิจในสหรัฐอเมริกาซึ่งได้ส่งผลกระทบต่อเนื่องไปทั่วโลกและปี 2554 เกิดอุทกภัยในหลายพื้นที่ของประเทศทำให้ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของไทยในช่วงเวลาดังกล่าวลดลงทั้งนี้ในปี 2560 การผลิตพลังงานไฟฟ้าอยู่ที่ระดับ 201,166 กิกะวัตต์ ชั่วโมงเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 เมื่อเทียบกับปีก่อนเป็นการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติร้อยละ 60 ถ่านหิน/ลิกไนต์ร้อยละ 18 นำเข้าร้อยละ 12 พลังงานหมุนเวียนร้อยละ 8 ไฟฟ้าพลังน้ำร้อยละ 2 และน้ำมันร้อยละ 0.2



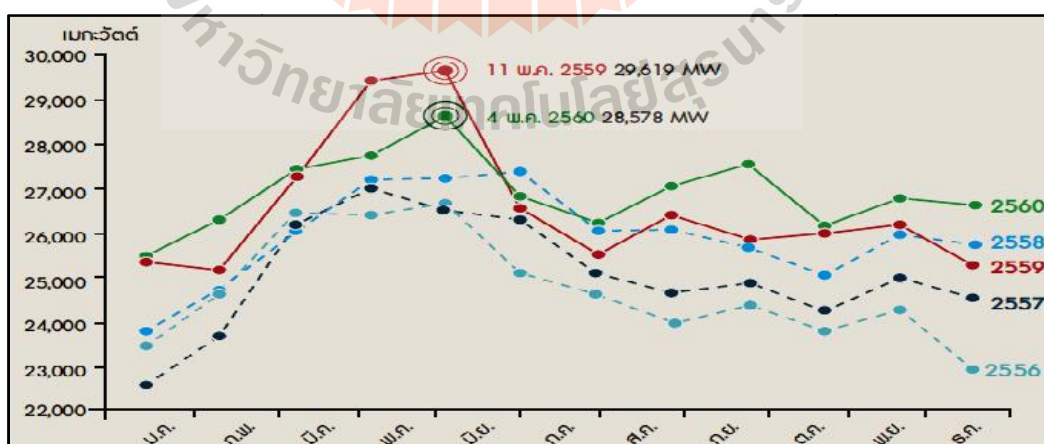
รูปที่ 1.3 การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ (ณ ธันวาคม 2560, ไม่รวม VSPP)
แหล่งที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)



รูปที่ 1.4 การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ปี 2560 (ไม่รวม VSPP)
แหล่งที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

1.1.2 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด

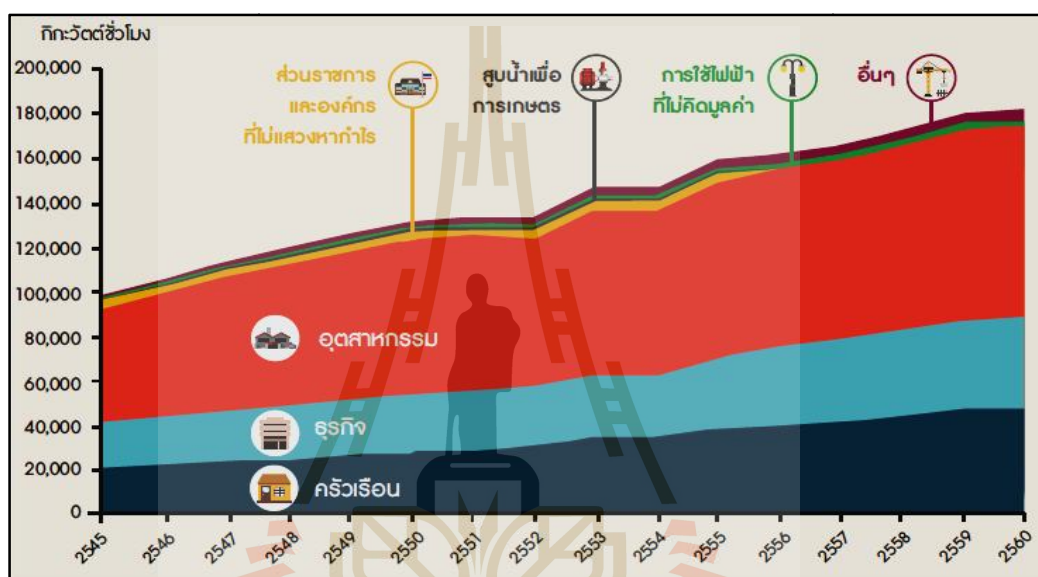
ในปี 2560 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้า (รวม VSPP) เกิดขึ้นเมื่อวันพฤหัสบดีที่ 4 พฤษภาคม เวลา 14.20 น. อยู่ที่ระดับ 30,303 เมกะวัตต์ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 2.2 จากสภาพอากาศที่มีฝนตกเร็วกว่าฤดูกาลปกติ ส่วนความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิในระบบของ กฟผ. (ไม่รวม VSPP) เกิดขึ้นในวันและเวลาเดียวกันอยู่ที่ระดับ 28,578 เมกะวัตต์ต่ำกว่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิของปี 2559 อยู่ 1,040 เมกะวัตต์หรือคิดเป็นลดลงร้อยละ 3.5 ส่วนค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) ของปี 2560 อยู่ที่ร้อยละ 75.4



รูปที่ 1.5 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิในระบบ กฟผ.
แหล่งที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

1.1.3 การใช้ไฟฟ้า

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นโดยในปี 2560 การใช้ไฟฟ้ารวมทั้งประเทศอยู่ที่ระดับ 185,124 กิกะวัตต์ชั่วโมงเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.2 เมื่อเทียบกับปีก่อนจากการขยายตัวทางเศรษฐกิจ โดยเฉพาะการท่องเที่ยวและการส่งออกที่ขยายตัวดีขึ้น ทั้งนี้ สาขาที่มีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุดคือสาขาอุตสาหกรรมคิดเป็นร้อยละ 47 ของการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศรองลงมาคือการใช้ไฟฟ้าในธุรกิจและครัวเรือนในสัดส่วนเท่ากันที่ร้อยละ 24



รูปที่ 1.6 การใช้ไฟฟ้ารายสาขา

แหล่งที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

1.1.4 การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานโดยผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อจัดการการใช้ไฟฟ้าตามช่วงเวลา

การบริหารค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time-of-use management) เทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงานของกริดจะช่วยลดต้นทุนค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าภายใต้โครงสร้างราคาแบบ Time-of-use (“TOU”) ลงได้เพราะผู้บริโภคไฟฟ้าสามารถที่จะกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ไฟฟ้ามีราคาถูก (ช่วง Off-peak) และนำไฟฟ้าที่กักเก็บไว้ในระบบกักเก็บพลังงานมาใช้ในช่วงที่ไฟฟ้ามีราคาแพง (ช่วง Peak) ซึ่งลักษณะของการใช้งานนี้จะเหมือนกับในกรณีการเก็งกำไรด้านพลังงาน (Energy arbitrage) ของผู้ดูแลระบบอย่างไรก็ตามเนื่องจากการใช้ระบบกักเก็บพลังงานโดยผู้ใช้ไฟฟ้ามักจะเป็นระบบขนาดเล็กดังนั้นประโยชน์และความคุ้มค่าที่

ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับจากการติดตั้งเทคโนโลยีดังกล่าวอาจยังไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับต้นทุนระบบระบบกักเก็บพลังงาน ในปัจจุบันกรณีที่มีความเป็นไปได้คือการใช้ระบบดังกล่าวสำหรับผู้ประกอบการขนาดใหญ่เช่นตามนิคมอุตสาหกรรมต่างๆหรือหมู่บ้านจัดสรรขนาดใหญ่เป็นต้น

การบริหารค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Demand charge management) ประโยชน์ประการต่อมาของการมีเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานต่อผู้ใช้ไฟฟ้าคือการลดค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Demand charge) โดยแนวทางโดยทั่วไปของการลดค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าให้ได้ประโยชน์สูงสุดได้แก่การลดการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายในช่วงที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (load) สูงสุด และเพิ่มการใช้ไฟฟ้าจากโครงข่ายในช่วงเวลาที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่ำโดยเฉลี่ยการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายในแต่ละเวลาให้ใกล้เคียงกันมีการจัดการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าโดยการดูแลบำรุงรักษาอุปกรณ์ต่างๆให้มีประสิทธิภาพอยู่เสมอในอดีตความพยายามที่จะลดค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้านั้นเป็นเรื่องที่ค่อนข้างยุ่งยากเพราะต้องจัดทำลักษณะการใช้ไฟฟ้าของตนเองทุก 15 นาที (load profile) และต้องคอยจดหน่วยการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์หน้าโรงงานทุก 15 นาทีเพื่อดูว่าเวลาใดคือเวลาที่มีค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดแต่ในปัจจุบันนี้มีอุปกรณ์ที่ช่วยในการบริหารจัดการค่าความต้องการไฟฟ้าได้สะดวกและรวดเร็วขึ้นได้แก่โปรแกรมการอ่านข้อมูลจาก Digital Power Meter ผ่านทางช่องทางสื่อสารต่างๆเช่นระบบ LAN หรือ USB ซึ่งช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถรู้และตรวจสอบพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าได้ในทันที (real-time) และย้อนหลัง (retrospective) ทั้งยังสามารถคำนวณการใช้ออกมาในรูปแบบของบิลค่าไฟฟ้าได้ในทันทีทำให้ง่ายในการบริหารจัดการลดค่าไฟฟ้าส่วนนี้มากขึ้น

เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานสามารถนำมาใช้เป็นทางเลือกเพิ่มเติมในการบริหารจัดการความต้องการพลังงานไฟฟ้าโดยการดึงพลังงานไฟฟ้าที่สำรองไว้มาใช้ในบางช่วงเวลา โดยเฉพาะช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (peak) เพื่อลดค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวและเฉลี่ยการซื้อใช้ไฟฟ้าจากโครงข่ายในแต่ละช่วงเวลาให้ใกล้เคียงกันมากขึ้นซึ่งโดยทั่วไประบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่สามารถให้พลังงานใช้ไฟฟ้าได้ประมาณห้าถึงหกชั่วโมงสำหรับการนำมาใช้แทนการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายในช่วงความต้องการบริโภคไฟฟ้าสูงสุด ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Demand charge) คือความต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นกิโลวัตต์เฉลี่ยใน 15 นาที ที่สูงสุดในรอบเดือนเศษของกิโลวัตต์ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวัตต์ให้ตัดทิ้งตั้งแต่ 0.5 กิโลวัตต์ขึ้นไป คิดเป็น 1 กิโลวัตต์โดยค่าความต้องการไฟฟ้าจะเก็บจากกิจการขนาดกลางขึ้นไป

1.1.5 การใช้ระบบกักเก็บพลังงานควบคู่กับพลังงานทดแทน (Renewable energy)

การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานสามารถช่วยเพิ่มมูลค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง (PV self-consumption) โดยการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์

แบบ Self-consumption นั้นไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกนำไปใช้สนองความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในอาคารก่อน (Self-consumption) ไฟฟ้าที่ผลิตได้ส่วนที่เหลือ (excess electricity) จะถูกส่งกลับเข้าโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งในบางกรณีอาจไม่ได้รับการชดเชยใดๆเลย ดังนั้นมูลค่าหรือประโยชน์หลักของการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Self-consumption จะมาจากการลดค่าไฟฟ้าเป็นหลัก หากต้นทุนของระบบระบบกักเก็บพลังงานต่ำเพียงพอหรือราคาขายปลีกไฟฟ้าสูงพอการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานสามารถถูกนำมาใช้เพื่อกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ส่วนเกิน (excess electricity) เพื่อเก็บไว้ใช้ยามที่เซลล์แสงอาทิตย์หยุดทำงานหรือเก็บไว้ใช้ยามที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตได้ ณ ขณะนั้นซึ่งจะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลตอบแทนจากการลงทุนในระบบเซลล์แสงอาทิตย์มากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียว

1.1.6 มูลค่าโดยรวมของระบบระบบกักเก็บพลังงาน (Benefits Stacking)

จะเห็นได้ว่าระบบกักเก็บพลังงานมีลักษณะการใช้งานและประโยชน์ที่หลากหลายในระบบไฟฟ้ายิ่งไปกว่านั้นระบบกักเก็บพลังงานระบบเดียวกันสามารถนำมาใช้งานได้หลายลักษณะพร้อมๆกันตัวอย่างเช่นการใช้ระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเก็บไฟฟ้าส่วนเกิน ณ ช่วงเวลาหนึ่งไว้ใช้ในอีกช่วงเวลาหนึ่ง (Electricity time-shift) หากเกิดขึ้นในตำแหน่งและเวลาที่เหมาะสมก็จะสามารถสร้างประโยชน์เพิ่มเติมในลักษณะของการช่วยลดพีค (electric supply capacity) ชะลอการลงทุนในระบบสายส่งสายจำหน่าย (T&D upgrade deferral) และช่วยลดข้อจำกัดของระบบ สายส่ง (transmission congestion relief) ได้เป็นอย่างดีโดยลักษณะการใช้งานที่ส่งเสริมกัน (complementary applications)

เทคโนโลยีสำรองไฟฟ้ากำลังมีบทบาทเพิ่มขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้าสมัยใหม่สืบเนื่องมาจากความจำเป็นที่จะต้องปรับตัวของโครงข่ายจากแรงหักเห (disruptive forces) ต่างๆดังนี้

1) แนวโน้มการขยายตัวของพลังงานทดแทนในประเทศ

เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วและกระแสนการเปลี่ยนแปลงทางสภาพภูมิอากาศ (climate change) ที่ทำให้ผู้บริโภคเกิดการตื่นตัวต่อความสำคัญของพลังงานสะอาดปัญหาคือพลังงานทดแทนมีความผันผวน (intermittency) โดยธรรมชาติซึ่งจะส่งผลโดยตรงต่อเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า นอกจากนี้พลังงานทดแทนโดยเฉพาะเซลล์แสงอาทิตย์ยังเปิดโอกาสให้ผู้บริโภคสามารถผลิตไฟฟ้าด้วยตนเองได้ (distributed generation) ซึ่งจะเพิ่มทางเลือกและอำนาจการตัดสินใจของผู้บริโภคยุคใหม่ (prosumers) ที่จะเป็แรงผลักดันสำคัญให้เกิดการเปลี่ยนถ่ายเชิงโครงสร้างจากการผลิตไฟฟ้าจากส่วนกลาง (centralized generation) ไปสู่การกระจายตัวของแหล่งผลิตไฟฟ้า (distributed generation)

2) แนวโน้มการเติบโตของยานยนต์ไฟฟ้า

ที่จะทำให้การบริหารโครงข่ายไฟฟ้าซับซ้อนยิ่งขึ้น โดยเฉพาะในกรณีที่มีการชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าเป็นจำนวนมากพร้อมๆกัน (unplanned charging) ซึ่งอาจจะสร้างอุปสงค์อย่างรวดเร็วจนโครงข่ายไม่สามารถปรับตัวได้ทัน

3) ความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกลที่เข้าถึงได้ยาก

รวมทั้งการจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการในอนาคตยังคงเป็นปัญหาสำคัญต่ออนาคตความมั่นคงทางพลังงานของชาติเทคโนโลยีสำรองพลังงานจะทำหน้าที่เป็นคั่นกันชน (buffer) ที่คอยรักษาสมดุลระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะผันผวนยิ่งขึ้นและความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่จะผันผวนยิ่งขึ้นเช่นกันปัญหานี้จะมีแนวโน้มที่จะรุนแรงยิ่งขึ้นในอนาคตส่งผลให้การบริหารโครงข่ายไฟฟ้ามีความซับซ้อนยิ่งขึ้นอย่างไรก็ตามการพัฒนาของเทคโนโลยีจะเป็นทางออกของการปรับตัวปัจจุบันต้นทุนของเทคโนโลยีสำรองพลังงานประเภทต่างๆ โดยเฉพาะเทคโนโลยีแบตเตอรี่ Lithium-ion กำลังลดลงเรื่อยๆสืบเนื่องจากการแข่งขันอย่างเข้มข้นในอุตสาหกรรมยานยนต์ไฟฟ้าและการขยายการผลิตขนาดใหญ่ที่ทำให้เกิดการประหยัดจากขนาดต้นทุนที่ลดลงหมายถึงความเหมาะสมในการนำมาแก้ปัญหาที่เพิ่มขึ้นนอกเหนือจากเทคโนโลยีสำรองไฟฟ้าการพัฒนาเทคโนโลยี Internet of Things จะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถบริหารจัดการการใช้ไฟของตนเองได้ซึ่งจะช่วยลดความผันผวนของอุปสงค์และแบ่งเบาภาระของโครงข่ายได้และสามารถนำมาใช้ร่วมกับเทคโนโลยีสำรองไฟฟ้าเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้ไฟฟ้าขณะนี้ยังไม่มีเทคโนโลยีสำรองไฟฟ้าประเภทไหนที่เป็นทางออกที่แก้ได้ทุกปัญหาและยังไม่เป็นที่แน่ชัดว่าเทคโนโลยีใดจะเป็นผู้ชนะในระยะยาวการเลือกเทคโนโลยีสำรองไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องวิเคราะห์ตามประเภทการใช้งาน โดยต้องเปรียบเทียบความสามารถในการกักเก็บและปลดปล่อยพลังงานไฟฟ้าอัตราการกักเก็บและการปลดปล่อยประสิทธิภาพในการกักเก็บอายุการใช้งานต้นทุนและปัจจัยอื่นๆ ไปจนถึงเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องที่ต้องใช้ควบคู่กันนอกจากนี้ยังต้องนำมาประเมินร่วมกับเทคโนโลยีการผลิตพลังงานทดแทนประเภทต่าง ๆ เพื่อให้สามารถตอบโจทย์การนำมาใช้ได้อย่างรอบด้าน

ดังนั้น พลังงานหมุนเวียนที่ประกอบด้วยแหล่งผลิตพลังงานหลายชนิดที่สามารถทำงานร่วมกัน เช่น การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าพลังลม หรือพลังงานทดแทนอื่นๆ หรือที่เรียกว่า พลังงานทดแทนแบบผสมผสาน ที่ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (Hybrid System) เพื่อทำหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของประเทศจึงเป็นสิ่งจำเป็นโดยวัตถุประสงค์หลักของระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน เป็นการนำเอาประโยชน์สูงสุดของศักยภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทดแทนต่าง ๆ มาใช้ จากสถานการณ์พลังงาน

ความต้องการใช้ในการใช้ไฟฟ้า และนโยบายในด้านพลังงานของกระทรวงพลังงานข้างต้น แสดงให้เห็นว่าการพัฒนาพลังงานทดแทนแบบผสมผสานเป็นสิ่งที่มีความต้องการจำเป็นสำหรับประเทศไทยในปัจจุบัน

โครงการวิจัยนี้เป็นการศึกษากลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาและระบบกักเก็บพลังงานของ บริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) จังหวัดนครราชสีมาเพื่อออกแบบระบบพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานที่เหมาะสมกับกรณีศึกษานี้โดยใช้โปรแกรม Homer ในการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสาน

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อให้ได้กลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ด้วยระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

1.2.2 เพื่อจัดการโหลดที่เหมาะสมโดยคำนึงถึงประโยชน์สูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาและระบบกักเก็บพลังงาน

1.2.3 เพื่อหาจุดคุ้มทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ในระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาและระบบกักเก็บพลังงาน

1.3 ข้อตกลงเบื้องต้น

1.3.1 พลังงานหมุนเวียนพิจารณาแหล่งกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาหรือโซลาร์รูฟท็อป

1.3.2 การลดการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยลดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดจากระบบกักเก็บพลังงานและโซลาร์รูฟท็อป

1.3.3 จุดคุ้มทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์พิจารณาราคาการติดตั้งและค่าบำรุงรักษารายปีของโซลาร์รูฟท็อป และแบตเตอรี่อินเวอร์เตอร์

1.3.4 การศึกษาโหลดที่ใช้พิจารณาเป็นรายชั่วโมง ทั้งวันธรรมดาและวันหยุดเป็นเวลา 1 ปี

1.3.5 ระบบกักเก็บพลังงานยังไม่คิดการสูญเสียในกรณีการอัดประจุและคายประจุ

1.3.6 กรณีศึกษา บริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) จังหวัดนครราชสีมา

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1.4.1 ทำการศึกษาเปรียบเทียบนวัตกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบ โซลาร์รูฟท็อปและระบบกักเก็บพลังงาน

1.4.2 ออกแบบแบบจำลอง (Simulation) ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาและ ระบบกักเก็บพลังงาน โดยพิจารณาค่าติดตั้งและบำรุงรักษา

1.4.3 เลือกกลยุทธ์ที่เหมาะสมสำหรับการจัดการพลังงาน โดยพิจารณาจากค่าใช้จ่ายทั้งโครงการ ราคาไฟฟ้าต่อหน่วย ระยะเวลาคืนทุน

1.4.4 การหาขนาดระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมที่สุดของโรงงาน

1.4.5 การนำเสนอรูปแบบระบบการจัดการพลังงานที่เหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ในสถานะโหลปัจจุบัน และ โหลอีก 5 ปีข้างหน้า

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 ได้กลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ด้วยระบบผลิตไฟฟ้าด้วยระบบโซลาร์รูฟท็อปและระบบกักเก็บพลังงาน

1.5.2 ลดการใช้พลังงานสูงสุดโดยการชดเชยกำลังไฟฟ้าจากระบบกักเก็บสะสมพลังงาน

1.5.3 พิจารณาหาจุดคุ้มทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่เหมาะสมที่สุดจากกลยุทธ์ที่ได้นำเสนอ

1.5.4 ได้เผยแพร่ความรู้จากงานวิจัยเรื่องกลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา: กรณีศึกษา บริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) จังหวัดนครราชสีมาในที่ประชุมวิชาการหรือวารสารวิชาการทั้งในและต่างประเทศ

1.6 รายละเอียดในวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วย 5 บท

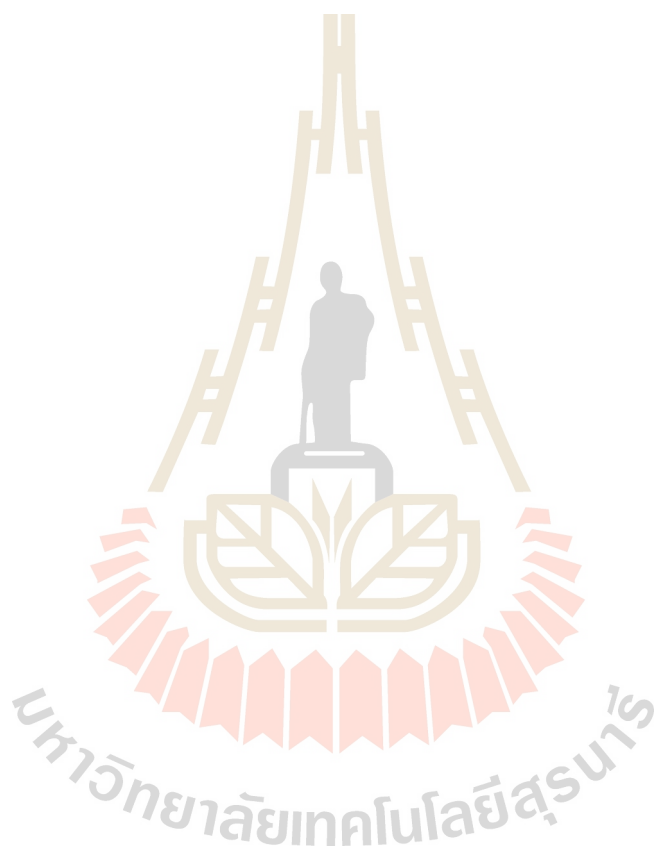
บทที่ 1 เป็นบทนำกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ของการวิจัย ข้อตกลงเบื้องต้น ขอบเขตของการวิจัย ขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัย รวมทั้งแนะนำเนื้อหาพอสังเขปที่เป็นองค์ประกอบของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงเปรียบเทียบนวัตกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

บทที่ 3 กล่าวถึงทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ และระบบกักเก็บพลังงาน

บทที่ 4 กล่าวถึงวิธีการดำเนินการวิจัยและการจำลองระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และระบบกักเก็บพลังงาน พื้นที่กรณีศึกษาบริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) จังหวัดนครราชสีมา

บทที่ 5 กล่าวถึงบทสรุปและข้อเสนอแนะ



บทที่ 2

ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 กล่าวนำ

ในงานวิจัยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มุ่งเน้นไปที่ศึกษาศักยภาพและการใช้งานของระบบพลังงานหมุนเวียน เพื่อหากลยุทธ์ที่เหมาะสมสำหรับลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน โรงงานขนาดใหญ่ ซึ่งได้มีการพิจารณาแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เป็นหลัก เนื่องจากโรงงานส่วนมากมีพื้นที่ว่างบนหลังคาค่อนข้างมากทำให้เหมาะที่จะติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาหรือโซลาร์รูฟท็อป และทำการศึกษาระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่มาประยุกต์ใช้สำหรับกรณีที่มีการผลิตกำลังไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปได้มากกว่าที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าในโรงงาน นอกจากนี้ยังศึกษาความเป็นไปได้เกี่ยวกับระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระสำหรับกรณีที่โครงข่ายไฟฟ้าหลักไม่สามารถจ่ายพลังงานให้กับโรงงานได้ โดยการวิเคราะห์ด้านค่าใช้จ่ายและความเหมาะสมของขนาดองค์ประกอบส่วนต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้าของโรงงานที่ถูกนำแหล่งกำเนิดพลังงานหมุนเวียนมาประยุกต์ใช้จะถูกวิเคราะห์และออกแบบด้วยโปรแกรม HOMER ดังนั้นจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องดำเนินการสำรวจการปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้ทราบถึงแนวทางการวิจัยระเบียบวิธีที่เคยมีการใช้งานมาก่อน ผลการดำเนินงานข้อเสนอแนะต่าง ๆ จากคณบดีวิจัยตั้งแต่อดีตเป็นต้นมา โดยใช้ฐานข้อมูลที่เป็นแหล่งสะสมรายงานวิจัยและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องทางด้านวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี อันได้แก่ฐานข้อมูลจาก IEEE IEE และ Science Direct เป็นต้น ผลการสำรวจสืบค้นงานวิจัยดังกล่าว จะใช้เป็นแนวทางสำหรับการประยุกต์และพัฒนาเข้ากับงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การนำเสนอปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโซลาร์เซลล์ ระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่ ระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ และการใช้โปรแกรม HOMER สำหรับออกแบบระบบไฟฟ้าตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน สามารถสรุปโดยย่อเป็นตารางปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานโซลาร์เซลล์การใช้งานแบตเตอรี่ระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระการใช้งานโปรแกรม HOMER จะแสดงในตารางที่ 2.1 ถึง 2.4 ดังนี้

ตารางที่ 2.1 ทัศนวิสัยวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานโซลาร์เซลล์

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2017	Khadem, Billah, Barua and Hossain	นำเสนอเทคนิคการและประโยชน์ จากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานไฮโดรเจน สำหรับใช้กับการเพาะปลูก โดยใช้กับปั้มน้ำกระแสดรงเนื่องจากเป็นพลังงานที่ยั่งยืนและยังเป็นพลังงานสะอาดอีกด้วย โดยใช้โปรแกรม HOMER เพื่อออกแบบขนาดที่เหมาะสมโดยวิเคราะห์จากข้อมูลโหลดและสภาพอากาศ ตามฤดูกาลต่าง ๆ พร้อมทั้งต้นทุนในการลงทุน ซึ่งผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าระบบที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานไฮโดรเจนมีประสิทธิภาพเพียงพอที่จะใช้และยังคุ้มค่าในการลงทุน อีกทั้งยังบำรุงรักษาง่ายกว่าแบตเตอรี่ และไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อมเท่าแบตเตอรี่
2017	Cristian, Bizon andAlexa ndru	นำเสนอการหาขนาดที่เหมาะสมของระบบพลังงานแบบผสมผสาน โดยใช้โปรแกรม HOMER ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้นำเสนอ 3 กรณีเพื่อเปรียบเทียบ (1) ประกอบด้วยโซลาร์เซลล์ แบตเตอรี่ และคอนเวอร์เตอร์ (2) ประกอบด้วย กังหันลม แบตเตอรี่ และคอนเวอร์เตอร์ (3) ประกอบด้วยโซลาร์เซลล์ กังหันลม แบตเตอรี่ และคอนเวอร์เตอร์ โดยโหลดมีขนาด 5.61 กิโลวัตต์ต่อวันซึ่งผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าระบบไฟฟ้าที่ประกอบด้วยกังหันลม เซลล์แสงอาทิตย์ และแบตเตอรี่มีต้นทุนพลังงานต่ำที่สุด
2017	Jamalaiah Raju and Srinivasar ao	นำเสนอการออกแบบระบบที่เหมาะสมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์และเซลล์เชื้อเพลิงร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานชนิดต่าง ๆ โดยเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้ากระแสดรง ซึ่งใช้โปรแกรม HOMER สำหรับหาขนาดที่เหมาะสม ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าระบบที่ใช้แบตเตอรี่กักเก็บพลังงานนั้นมีประสิทธิภาพดีที่สุดในด้านเศรษฐศาสตร์ แต่ระบบกักเก็บพลังงานแบบไฮโดรเจนนั้นมีข้อดีในด้านอื่น ๆ เช่น เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และขนาดไม่ใหญ่เท่าแบตเตอรี่ในความจริงที่เท่ากัน
2017	Ghose, Shahat and Haddad	นำเสนอการวิเคราะห์การออกแบบระบบพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานระหว่างกังหันลมและเซลล์แสงอาทิตย์ของเมืองสเตทส์โบโรประเทศจอร์เจีย โดยเริ่มจากดำเนินการตรวจสอบแหล่งพลังงานลมและแสงอาทิตย์ จากนั้นนำข้อมูลวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบในทั้งระบบออฟกริดและออนกริด โดยใช้โปรแกรม HOMER ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าพื้นที่ดังกล่าวเหมาะสมที่จะติดตั้งระบบพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานทั้งแบบออฟกริด และออนกริด

ตารางที่ 2.1 ทัศนวิสัยวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานโซลาร์เซลล์ (ต่อ)

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2017	Alhamad	นำเสนอการศึกษาความเป็นไปได้ของการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาใน พร้อมทั้งเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลักของ อาบูดาบี เอมิเรต ภายใต้เงื่อนไข การวัดแสงสุทธิโดยเริ่มจากศึกษาการใช้พลังงานไฟฟ้าในตัวอาคารโดยใช้ โปรแกรม Carrier HAP จากนั้นใช้โปรแกรม HOMER สำหรับออกแบบและ จำลองเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า ผลการจำลองแสดงให้เห็น ว่า ค่าใช้จ่ายพลังงานต่อหนึ่งหน่วย เหลือเพียง 0.107 USD/kWh ซึ่งเหมาะสมที่ จะทำการติดตั้ง
2018	Rajani, Darussalam Pramana and Santosa	นำเสนอการใช้พลังงานหมุนเวียน ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์และแก๊สชีวภาพเป็นพลังงานทดแทนให้กับศูนย์การปรับปรุงพันธุ์สัตว์และศูนย์อาหาร สัตว์ Baturraden พลังงานไฟฟ้าที่ได้ผลิตได้นี้จะนำไปใช้ ในโหลดประเภทให้ แสงสว่าง เครื่องพ่นน้ำ และ เครื่องตัดหญ้าเป็นต้นซึ่ง ระบบนี้มีโหลดค่าสูงสุดอยู่ที่ 0.8 kW และโหลดสูงสุดอยู่ที่ 12 kW ซึ่งศักยภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของ แก๊สชีวภาพอยู่ที่ 126.74 kWh ถึง 220.42 kWh และมีความเข้มแสง 4.75 kW/m ² /day ผลที่ได้แสดงให้เห็นว่าระบบที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับแก๊สชีวภาพนี้ยังไม่เหมาะสม เนื่องจากค่าใช้จ่ายของพลังงานอยู่ที่ 0.254 USD/kWh แต่ค่าไฟปกติมีมูลค่าเพียง 0.1 USD/kWh
2018	Autam, Ahmed and Kumar	นำเสนอการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนแบบผสมเพื่อลดค่าใช้จ่าย ด้านพลังงานให้ได้มากที่สุด โดยใช้ HOMER ซึ่งนำเสนอมา 4 กรณีศึกษา (1) ประกอบด้วย เซลล์แสงอาทิตย์ เชื้อเพลิงจากชีวมวล และแบตเตอรี่ (2) เชื้อเพลิง ชีวมวล และแบตเตอรี่ (3) เชื้อเพลิงชีวมวล (4) เซลล์แสงอาทิตย์ และเชื้อเพลิงชีวมวล ผลที่ได้คือระบบที่ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ เชื้อเพลิงชีวมวล และ แบตเตอรี่เป็นระบบที่มีต้นทุนด้านพลังงานต่ำที่สุด
2018	Khan and Khan	นำเสนอโมเดลกริดแบบผสมผสาน สำหรับใช้กับระบบชลประทานในชนบท เมือง Gujranwala ประเทศปากีสถาน โดยใช้โปรแกรม HOMER หรับออกแบบ องค์ประกอบต่าง ๆ ให้เหมาะสม ซึ่งข้อมูลความเข้มแสงจะใช้ข้อมูลจาก ฐานข้อมูลการแผ่รังสีแสงอาทิตย์แห่งชาติ โดยพิจารณาแหล่งกำเนิดพลังงาน หลายชนิด ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ แบบใช้เชื้อเพลิงแก๊สไฮโดรเจน และเครื่อง กำเนิดไฟฟ้าดีเซล ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าระบบที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ ร่วมกับแบตเตอรี่เป็นการออกแบบที่เหมาะสมที่สุด เนื่องจากต้นทุนด้าน พลังงานต่ำที่สุด

ตารางที่ 2.1 ทัศนัวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานโซลาร์เซลล์ (ต่อ)

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2018	Adetunji, Akinlabi and Joseph	นำเสนอการใช้พลังงานหมุนเวียนในสองพื้นที่ เพื่อลดปัญหาการปลดโหลดออกจากโครงข่ายไฟฟ้าหลักเนื่องจากสาเหตุต่าง ๆ ซึ่งจะช่วยลดต้นทุนพลังงานจากโครงข่ายไฟฟ้าหลักและยังเป็นพลังงานแบบยั่งยืน โดยมุ่งเน้นไปที่การสร้างแบบจำลองเพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าให้ต่ำที่สุดและเสริมสร้างความมั่นคงให้ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม HOMER เป็นโปรแกรมสำหรับทดสอบ และใช้ชุมชน Tafelkop เป็นระบบทดสอบ ซึ่งผลการทดลองที่ได้แสดงให้เห็นว่าเมื่อติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่เข้าไปในระบบแล้วทำให้ต้นทุนด้านพลังงานลดลง
2018	Ganguly, Kalam and Zayegh	นำเสนอการออกแบบระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระที่ประกอบด้วยพลังงานหมุนเวียนและแบตเตอรี่โดยให้มีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด และมีประสิทธิภาพที่จะจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างพอเพียง โดยใช้โปรแกรม HOMER ซึ่งระบบทดสอบเป็นชุมชนขนาดเล็กใน พอร์ตแลนด์ เมืองวิกตอเรีย ซึ่งผลการศึกษาระบุให้เห็นว่าระบบที่เหมาะสมที่สุดคือระบบที่ประกอบได้ด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลม และ แบตเตอรี่เนื่องจากในระบบนี้ไม่มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก และพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคตลอดเวลา ดังนั้นแบตเตอรี่จึงเป็นองค์ประกอบที่จำเป็นเป็นอย่างมาก

ตารางที่ 2.2 ทัศนัวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานแบตเตอรี่

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2017	Narimani, Asghari and Sharma	นำเสนอกลยุทธ์การควบคุมระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมสำหรับลดค่าใช้จ่ายตามกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ใช้และเพิ่มประโยชน์ที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้มากที่สุด เพราะว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นมีผลโดยตรงต่อค่าไฟฟ้า โดยใช้การหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบหลายวัตถุประสงค์เปรียบเทียบกับแบบวัตถุประสงค์เดียว ซึ่งผลที่ได้คือแบบหลายวัตถุประสงค์นั้นให้ผลลัพธ์ทั้งสองได้ใกล้เคียงกับค่าที่ดีที่สุดในการนี้วัตถุประสงค์เดียว
2017	Wang, Luo, Liu, Tian, Li, Su and He	นำเสนอการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของกังหันลม เซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ ให้สอดคล้องกับความต้องการโหลดเพื่อรักษาเสถียรภาพของควมถี่ ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงของอุปกรณ์เหล่านี้ให้จ่ายกำลังไฟฟ้าให้สอดคล้องกับโหลดที่เปลี่ยนไปช่วยให้เสถียรภาพทางความถี่ดีขึ้น
2017	Jia, Mi, Zhang and Liu	นำเสนอการดำเนินการที่เหมาะสมสำหรับระบบที่มีการใช้พลังงานหลายชนิดโดยใช้การคาดการณ์เพื่อกำหนดความสัมพันธ์ระหว่างแหล่งกำเนิดพลังงานและโหลด และพิจารณาคุณลักษณะที่แตกต่างกันของโหลด ตัวกักเก็บพลังงานแบบร้อนและเย็น ซึ่งงานวิจัยนี้จะพิจารณาทั้งในด้านประสิทธิภาพทางไฟฟ้าและด้านเศรษฐศาสตร์ ผลการจำลองที่ได้แสดงให้เห็นว่าวิธีการจัดการที่ได้นำเสนอไปสามารถจัดการกับระบบทดสอบได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 2.2 ทัศนัวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานแบตเตอรี่ (ต่อ)

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2017	Byrne, Nguyen, Copp, Chalamalai and Gyuk	นำเสนอการใช้งานของแบตเตอรี่ในอดีตการนำแบตเตอรี่มาประยุกต์ใช้ในงานต่าง ๆ วิธีการออกแบบและเพิ่มประสิทธิภาพ ซึ่งสามารถนำมาสรุปผลได้ว่าแบบจำลองที่ได้นำเสนอสามารถแสดงถึงประสิทธิภาพและอายุของการใช้งานแบตเตอรี่ได้อย่างเต็มประสิทธิภาพแสดงวิธีการปรับปรุงการให้เหมาะสมกับการใช้งาน แสดงถึงการปรับปรุงวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานแบบกระจายตัวสำหรับการจัดเก็บพลังงานระดับกริด และแสดงถึงระบบการจัดการพลังงานที่เปิดใช้งานสำหรับระบบพลังงานขนาดใหญ่
2017	Lin, Yang, Wenji and Feng	นำเสนอการประยุกต์ระบบเซลล์แสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงานแบบผสมผสานกับระบบพลังงานแบบกระจายตัว โดยจำลองในโปรแกรม MATLAB ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถปรับปรุงประสิทธิภาพดำเนินการของระบบได้เป็นอย่างมาก และทำให้ประสิทธิภาพในการใช้พลังงานสูงขึ้น
2017	Shujun, You, Ye, Ding, Jin and Kai	นำเสนอการใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบบไฮโดรเจนและความร้อนเพื่อแก้ปัญหาลดลงของพลังงานลม โดยมีการติดตั้งแบบกระจายตัว และติดตั้งบริเวณที่มีการใช้พลังงานหนาแน่นเป็นหลักเปรียบเทียบกัน ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าการติดตั้งแบบกระจายตัวนั้นให้ความยืดหยุ่นในการควบคุมและมีประสิทธิภาพดีกว่าแบบรวมกันเป็นกระจุก

ตารางที่ 2.2 ปรีทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานแบตเตอรี่ (ต่อ)

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2017	Wang, Vo, and Prokhorov	นำเสนอการเพิ่มเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องจักรหลายชนิดที่ใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ และกักเก็บลมโดยใช้ระบบกักเก็บพลังงาน โดยการควบคุมระบบนี้จะใช้ตัวควบคุมพีไอดีที่ถูกออกแบบสำหรับระบบที่มีพลังงานมีความผันผวนเป็นตัวควบคุมผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าหลังจากที่ได้ใช้วิธีการที่ได้นำเสนอไปนั้น ระบบมีประสิทธิภาพในการทำงานสูงขึ้นอย่างเห็นได้ชัด แม้จะถูกรบกวนด้วยปัจจัยต่าง ๆ ที่แตกต่างกัน
2018	Sharma and Sukumar	นำเสนอการจัดการกำลังไฟฟ้าแบบพลวัตสำหรับระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์เป็นแหล่งกำเนิดพลังงาน และใช้เซลล์เชื้อเพลิงสำหรับเป็นพลังงานเสริมในส่วนที่ขาดร่วมกับแบตเตอรี่และตัวเก็บประจุยิ่งยวดสำหรับจัดการกับความผันผวนของพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ ผลการทดลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่ได้นำเสนอสามารถยืนยันได้ว่าวิธีการที่ได้นำเสนอไปนั้นมีประสิทธิภาพเหมาะสมสำหรับนำไปใช้งานจริง
2018	Barchi, Miori, Moser andPapantoniou	นำเสนอต้นแบบระบบไฟฟ้าที่ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่อย่างเหมาะสมในตัวอาคาร โดยใช้แบตเตอรี่สำหรับเก็บพลังงานตอบสนองในช่วงที่มีความต้องการใช้พลังงานสูง ซึ่งผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอมีความถูกต้องและมีประสิทธิภาพดี

ตารางที่ 2.2 ปรีทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานแบตเตอรี่ (ต่อ)

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2018	Brenna, Foiadelli, Longo and Zaninelli	นำเสนอการหาขนาดและกลยุทธ์การควบคุมแบตเตอรี่ตอบสนองกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโซลาร์ฟาร์มรายชั่วโมงและรายวันโดยใช้การคาดการณ์เข้ามาช่วยซึ่งการคาดการณ์จะใช้โครงข่ายประสาทเทียมเป็นเครื่องมือสำหรับการคาดการณ์ผลการจำลองที่ได้พบว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์ได้เป็นอย่างดี ทั้งนี้ประสิทธิภาพของการควบคุมจะขึ้นอยู่กับความแม่นยำของการคาดการณ์

ตารางที่ 2.3 ปรีทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2008	Huang and Xu	นำเสนอการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของระบบแยกตัวอิสระที่ใช้พลังงาน โดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำและระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งระบบกักเก็บพลังงานจากใช้เพื่อชดเชยการเปลี่ยนแปลงพลังงานจากกังหันลมและโหลด เพื่อรักษาสมดุลการไหลของพลังงาน โดยรูปแบบการควบคุมแรงดันได้รับการปรับปรุงโดยใช้ระบบกักเก็บพลังงานเพื่อควบคุมแรงดันที่บัสและความถี่โดยใช้ตัวควบคุมพีไอดีเป็นตัวควบคุม ผลที่ได้แสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถรักษาเสถียรภาพของระบบได้เกิดการรบกวน

ตารางที่ 2.3 ทัศนัวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ (ต่อ)

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2011	Tuladhar	นำเสนอระบบพลังงานผสมผสานแบบแยกตัวอิสระ ประกอบด้วยโซลาร์เซลล์สองชุด เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสองชุด อินเวอร์เตอร์และตัวควบคุมสองชุด และแบตเตอรี่สองชุด โดยบทความนี้จะแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพในการทำงานที่แตกต่างกันของระบบไฟฟ้าที่มีโครงสร้างแตกต่างกัน 3 ประเภท คือ (1) โทโพโลยีแบบซ้ำซ้อน (2) โทโพโลยีประสิทธิภาพสูง (3) เซลล์แสงอาทิตย์แบบทั่วไป และ โทโพโลยีบัสไฟฟ้ากระแสตรง โดยระบบที่กล่าวไปเบื้องต้นนั้นสามารถทำงานได้ดี แต่ถ้าหากเพิ่มระบบ SCADA เข้าไป จะทำให้ประสิทธิภาพของระบบสูงขึ้น
2018	Ivanova, Tuguzova and Khalgaeva	เสนอการวิเคราะห์เปรียบเทียบวิธีการพิจารณาเหตุการณ์ใช้แผงโซลาร์เซลล์สำหรับแหล่งจ่ายไฟของผู้ใช้แบบไม่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลักซึ่งประสิทธิภาพการทำงานของโซลาร์เซลล์นั้นขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของแต่ละพื้นที่ ซึ่งจะทำการวิเคราะห์หาเวลาในการคืนทุนของแต่ละพื้นที่ และเปรียบเทียบการวิเคราะห์แบบหลายปัจจัย ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่าเมื่อใช้การวิเคราะห์โดยพิจารณาถึงในรายละเอียดแล้วระยะเวลาการคืนทุนไม่เท่ากับการพิจารณาอย่างง่ายแต่มีความใกล้เคียงกันสมควรในกรณีที่กำลังไฟฟ้าที่ได้ตลาดเคลื่อนไหวไม่เกิน 8 %
2018	LIU, SHI and LIN	ศึกษาเกี่ยวกับข้อกำหนดทางเทคนิคและข้อกำหนดของไมโครกริดขนาด 400 V และทดสอบให้เกิดตัดขาดจากโครงข่ายไฟฟ้าหลัก พร้อมทั้งทำแบบจำลองเพื่อทดสอบความถูกต้องของระบบดังกล่าว พร้อมทั้งยังป้อนค่ารบกวนต่าง ๆ เข้าไป เป็น 4 กรณี ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าแม้ระบบจะอยู่ในสภาวะออฟกริดใด ๆ โมเดลที่ใช้นั้นก็ยังสามารถทำงานได้อย่างถูกต้อง

ตารางที่ 2.4 ทัศนัวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องการใช้งาน โปรแกรม HOMER

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2017	Ghose, Shahat and Haddad	นำเสนอการวิเคราะห์การออกแบบระบบพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานระหว่างกังหันลมและเซลล์แสงอาทิตย์ของเมืองสเตทส์โบโรประเทศจอร์เจีย โดยเริ่มจากการดำเนินการตรวจสอบแหล่งพลังงานลมและแสงอาทิตย์ จากนั้นนำข้อมูลวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบในทั้งระบบออฟกริดและออนกริด โดยใช้โปรแกรม HOMER ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าพื้นที่ดังกล่าวเหมาะสมที่จะติดตั้งระบบพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานทั้งแบบออฟกริด และออนกริด
2017	Alhamad	นำเสนอการศึกษาความเป็นไปได้ของการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาในพร้อมทั้งเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลักของ อาบูดาบี เอมิเรต ภายใต้เงื่อนไขการวัดแสงสุทธิ โดยเริ่มจากการศึกษาการใช้พลังงานไฟฟ้าในตัวอาคาร โดยใช้โปรแกรม Carrier HAP จากนั้นใช้โปรแกรม HOMER สำหรับออกแบบและจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่า ค่าใช้จ่ายพลังงานต่อหนึ่งหน่วย เหลือเพียง 0.107 USD/kWh ซึ่งเหมาะสมที่จะทำการติดตั้ง
2017	Jamalaiah, Raju and Srinivasarao	นำเสนอการออกแบบระบบที่เหมาะสมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์และเซลล์เชื้อเพลิงร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานชนิดต่าง ๆ โดยเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งใช้โปรแกรม HOMER สำหรับหาขนาดที่เหมาะสม ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าระบบที่ใช้แบตเตอรี่กักเก็บพลังงานนั้นมีประสิทธิภาพดีที่สุดในด้านเศรษฐศาสตร์ แต่ระบบกักเก็บพลังงานแบบไฮโดรเจนนั้นมีข้อดีในด้านอื่น ๆ เช่น เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และขนาดไม่ใหญ่เท่าแบตเตอรี่ในความจุที่เท่ากัน

ตารางที่ 2.4 ทัศนวิจารณ์กรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องการใช้งานโปรแกรม HOMER (ต่อ)

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2018	Rajani, Darussalam, Pramana and Santosa	นำเสนอการใช้พลังงานหมุนเวียน ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์และแก๊สชีวภาพเป็นพลังงานทดแทนให้กับศูนย์การปรับปรุงพันธุ์สัตว์และศูนย์อาหารสัตว์ Baturraden พลังงานไฟฟ้าที่ได้ผลิตได้นี้จะนำไปใช้ในโหนดประเภทให้แสงสว่าง เครื่องพ่นน้ำ และ เครื่องตัดหญ้าเป็นต้นซึ่ง ระบบนี้มีโหนดต่ำสุดอยู่ที่ 0.8 kW และโหนดสูงสุดอยู่ที่ 12 kW ซึ่งศักยภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแก๊สชีวภาพอยู่ที่ 126.74 kWh ถึง 220.42 kWh และมีความเข้มแสง 4.75 kW/m ² /day ผลที่ได้แสดงให้เห็นว่าระบบที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับแก๊สชีวภาพนี้ยังไม่เหมาะสม เนื่องจากค่าใช้จ่ายของพลังงานอยู่ที่ 0.254 USD/kWh แต่ค่าไฟปกตินี้มีมูลค่าเพียง 0.1 USD/kWh
2018	Gautam, Ahmed and Kumar	นำเสนอการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนแบบผสมเพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้ได้มากที่สุด โดยใช้ HOMER ซึ่งนำเสนอมา 4 กรณีศึกษา (1) ประกอบด้วย เซลล์แสงอาทิตย์ เชื้อเพลิงจากชีวมวล และแบตเตอรี่ (2) เชื้อเพลิงชีวมวล และแบตเตอรี่ (3) เชื้อเพลิงชีวมวล (4) เซลล์แสงอาทิตย์ และเชื้อเพลิงชีวมวล ผลที่ได้คือระบบที่ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ เชื้อเพลิงชีวมวล และแบตเตอรี่เป็นระบบที่มีต้นทุนด้านพลังงานต่ำที่สุด
2018	Ayesha Khan and Khan	นำเสนอโมเดลกริดแบบผสมผสาน สำหรับใช้กับระบบชลประทานในชนบท เมือง Gujranwala ประเทศปากีสถาน โดยใช้โปรแกรม HOMER สำหรับออกแบบองค์ประกอบต่าง ๆ ให้เหมาะสม ซึ่งข้อมูลความเข้มแสงจะใช้ข้อมูลจากฐานข้อมูลการแผ่รังสีแสงอาทิตย์แห่งชาติ โดยพิจารณาแหล่งกำเนิดพลังงานหลายชนิด ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ แบบใช้เชื้อเพลิงแก๊สไฮโดรเจน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าระบบที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่เป็นการออกแบบที่เหมาะสมที่สุด เนื่องจากต้นทุนด้านพลังงานต่ำที่สุด

ตารางที่ 2.4 ทัศนัวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องการใช้งานโปรแกรม HOMER (ต่อ)

ปี	ผู้ทำวิจัย	เรื่องที่ทำกรวิจัย
2018	Adetunji, Akinlabi and Joseph	นำเสนอการใ้พลังงานหมุนเวียนในสองพื้นที่ เพื่อลดปัญหาการปลดโหลคออกจากโครงข่ายไฟฟ้าหลักเนื่องจากสาเหตุต่าง ๆ ซึ่งจะช่วยลดต้นทุนพลังงานจากโครงข่ายไฟฟ้าหลักและยังเป็นพลังงานแบบยั่งยืน โดยมุ่งเน้นไปที่การสร้างแบบจำลองเพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าให้ต่ำที่สุดและเสริมสร้างความมั่นคงให้ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม HOMER เป็นโปรแกรมสำหรับทดสอบ และใช้ชุมชน Tafelkop เป็นระบบทดสอบ ซึ่งผลการทดลองที่ได้แสดงให้เห็นว่าเมื่อติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่เข้าไปในระบบแล้วทำให้ต้นทุนด้านพลังงานลดลง
2018	Ganguly, Kalam and Zayegh	นำเสนอการออกแบบระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระที่ประกอบด้วยพลังงานหมุนเวียนและแบตเตอรี่โดยให้มียค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด และมีประสิทธิภาพที่จะจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างพอเพียง โดยใช้โปรแกรม HOMER ซึ่งระบบทดสอบเป็นชุมชนขนาดเล็กใน พอร์ตแลนด์ เมืองวิกตอเรีย ซึ่งผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าระบบที่เหมาะสมที่สุดคือระบบที่ประกอบได้ด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลม และแบตเตอรี่เนื่องจากในระบบนี้ไม่มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก และพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคตลอดเวลา ดังนั้นแบตเตอรี่จึงเป็นองค์ประกอบที่จำเป็นเป็นอย่างมาก

จากตารางที่ 2.1 เป็นการศึกษาทัศนัเกี่ยวกับ การนำพลังงานหมุนเวียนเข้ามาพัฒนาความเป็นอยู่ของมนุษย์มากขึ้น โดยจะเน้นไปที่การใช้โซลาร์เซลล์มาผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ เพื่อลดค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานไฟฟ้า โดย Khademet al.(2017) นำเสนอการใ้โซลาร์เซลล์กับปั้มน้ำกระแสดรงสำหรับใช้ในการเพาะปลูก ซึ่งให้ผลลัพธ์ที่ดีขึ้นทั้งในทางไฟฟ้าและทางเศรษฐศาสตร์ นอกจากนี้ Cristianet al. (2017) นำเสนอการหาระบบพลังงานแบบผสมผสานที่

เหมาะสมกับระบบทดสอบที่สุด ซึ่งองค์ประกอบระบบที่เหมาะสมกับระบบทดสอบคือระบบที่ประกอบด้วย กังหันลม เซลล์แสงอาทิตย์ และแบตเตอรี่ต่อมา Jamalaihet al.(2017), Ghose et al. (2017), Rajani et al. (2018), Autam et al. (2018), Khan et al. (2018) and Adetunji et al. (2018) ได้นำเสนอการใช้ระบบพลังงานแบบผสมผสานที่ประกอบด้วยโซลาร์เซลล์กับแหล่งพลังงานชนิดอื่น ๆ พบว่ามีประสิทธิภาพดีขึ้นกว่าการติดตั้งโซลาร์เซลล์เพียงอย่างเดียว แต่ในระบบพลังงานแบบผสมผสานจะมุ่งเน้นไปที่การใช้โซลาร์เซลล์เป็นหลักเนื่องจากสามารถติดตั้งในหลากหลายพื้นที่ และมีขนาดให้เลือกมากมาย

เมื่อพิจารณาการติดตั้งโซลาร์เซลล์ในตารางที่ 2.1 แล้วพบว่าพลังงานที่ผลิตได้ของระบบนั้นมากกว่าโหลดในบางช่วงเวลา ทำให้มีการพิจารณาถึงการใส่แบตเตอรี่สำหรับนำมาเก็บพลังงานส่วนต่างนี้ ซึ่งงานวิจัยเกี่ยวกับการใช้งานแบตเตอรี่จะถูกแสดงในตารางที่ 2.2 การนำแบตเตอรี่มาใช้งานกับระบบไฟฟ้ามีหลายวัตถุประสงค์ เช่น Narimaniet al. (2017) and Jiaet al. (2017) นำเสนอการนำแบตเตอรี่เข้ามาช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้า โดยใช้การบริหารจัดการที่เหมาะสม Wang et al. (2017), Shujun et al. (2017), Wang et al. (2017), and Sharma et al. (2018) ใช้แบตเตอรี่สำหรับรักษาเสถียรภาพของระบบ โดยการใช้เป็นตัวลดส่วนต่างของกำลังไฟฟ้าในระบบซึ่งจะส่งผลโดยตรงกับความถี่ เป็นต้น จากที่ศึกษาเกี่ยวกับการใช้งานแบตเตอรี่ พบว่าการใช้แบตเตอรี่ร่วมกับไมโครกริดนั้นทำให้ไมโครกริดมีประสิทธิภาพมากขึ้นและนอกจากนี้ยังสามารถทำให้ระบบดำเนินการต่อเมื่อเกิดการแยกตัวออกจากโครงข่ายไฟฟ้าหลักได้โดยการใช้พลังงานที่เก็บไว้ในแบตเตอรี่

การศึกษาเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระจะแสดงในตารางที่ 2.3 ระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ คือระบบไฟฟ้าที่ทำงานได้ปกติ เมื่อไม่ได้เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก ทำให้ระบบไฟฟ้าที่แยกตัวอิสระนั้นจำเป็นต้องมีการควบคุมแรงดันและความถี่อย่างมีประสิทธิภาพในงานวิจัยนี้จึงได้ศึกษาความเป็นไปได้และประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ โดยเริ่มจากการควบคุมแรงดัน Huang and Xu (2008) นำเสนอการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของระบบแยกตัวอิสระที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมซึ่งระบบกักเก็บพลังงานจากใช้เพื่อชดเชยการเปลี่ยนแปลงพลังงานจากกังหันลม และโหลดผลที่ได้แสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถรักษาเสถียรภาพของระบบได้เกิดการรบกวนได้เป็นอย่างดี Tuladhar (2011) นำเสนอระบบพลังงานผสมผสานแบบแยกตัวอิสระและให้ข้อสรุปว่าระบบแยกตัวอิสระแบบผสมผสานที่ได้นำเสนอไปนั้นสามารถทำงานได้ดีเนื่องจากมีพลังงานที่ผลิตสำหรับใช้ในเวลาที่แตกต่างกัน และหากเพิ่มระบบ SCADA เข้าไป จะทำให้ประสิทธิภาพของระบบสูงขึ้น

จากงานปริทัศน์วรรณกรรมที่ได้กล่าวไปเบื้องต้นพบว่าการออกแบบโดยส่วนมากจะใช้โปรแกรม HOMER สำหรับออกแบบเนื่องจากเป็นโปรแกรมที่เหมาะสมสำหรับวิเคราะห์พารามิเตอร์เชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์หลายประเภท โดยจะสรุปไว้ในตารางที่ 2.4 โดย Ghose et al. (2015), Alhamad (2017), Jamalaihet et al. (2017), Ganguly et al. (2018) and Rajani et al. (2018) ได้ใช้โปรแกรม HOMER สำหรับออกแบบและวิเคราะห์เพื่อหาขนาดระบบพลังงานหมุนเวียนและแบตเตอรี่พร้อมทั้งองค์ประกอบต่าง ๆ ว่ามีความเหมาะสมหรือไม่ ควรคิดขนาดใดจึงจะมีความเหมาะสม และหาระยะเวลาหรือจุดคืนทุน ซึ่งหลังจากได้ศึกษางานวิจัยในตารางที่ 2.4 ทำให้ทราบว่าโปรแกรม HOMER นั้นเป็นที่ยอมรับในระดับสากลสำหรับนำมาออกแบบระบบไฟฟ้า วิเคราะห์ความเหมาะสมเชิงไฟฟ้าและเชิงเศรษฐศาสตร์ อีกทั้งยังสามารถใช้งานได้หลากหลาย ทำให้ผู้แต่งวิทยานิพนธ์นำมาใช้วิเคราะห์ออกแบบระบบเพื่อหากลยุทธ์การจัดการพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสม

2.3 สมการการคำนวณพารามิเตอร์ที่จำเป็น

เนื่องจากวัตถุประสงค์ของงานวิจัยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือ การหากลยุทธ์ที่เหมาะสมสำหรับจัดการพลังงานทำให้การคำนวณกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบต่าง ๆ เป็นข้อมูลที่จำเป็นที่จะนำไปวิเคราะห์หาความเหมาะสมเชิงเศรษฐศาสตร์ต่อไป ดังนั้นในส่วนของสมการการคำนวณที่จำเป็นจึงขอนำเสนอ การคำนวณกำลังไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ การคำนวณการสะสมประจุและคายประจุของแบตเตอรี่ พร้อมทั้งการคำนวณในทางเศรษฐศาสตร์

2.3.1 การคำนวณโซลาร์เซลล์

การคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ไม่ได้พิจารณาผลกระทบเนื่องจากอุณหภูมิ โดยพิจารณาเพียงผลกระทบจากความเข้มแสงเพียงเท่านั้น โดยสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \quad (2.1)$$

เมื่อ	Y_{PV}	คือ ขนาดสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ (kW)
	f_{PV}	คือ ค่าตัวคูณลดกระแสพิคค์ของเซลล์แสงอาทิตย์ (%)
	G_T	คือ รังสีแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ขณะนั้น (kW/m ²)
	$G_{T,STC}$	คือ รังสีแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาวะทดสอบตามมาตรฐาน (1 kW/m ²)

2.3.2 การคำนวณแบตเตอรี่

การคำนวณกำลังไฟฟ้าจากแบตเตอรี่จะแบ่งเป็นการคำนวณสองช่วงคือการคำนวณช่วงสะสมประจุกับคายประจุการคำนวณในช่วงสะสมประจุ ข้อจำกัดในการพิจารณาเรื่องการสะสมประจุของระบบกักเก็บพลังงานจะพิจารณา 3 ปัจจัยด้วยกัน ปัจจัยแรกอัตราสะสมประจุสูงสุด (Maximum Charge Rate) เขียนได้ดังสมการที่ (2.2)

$$P_{batt, cmax, mcr} = \frac{(1 - e^{-r_c \Delta t})(Q_{max} - Q)}{\Delta t} \quad (2.2)$$

- เมื่อ Q คือ พลังงานทั้งหมด (kWh) ในระบบกักเก็บพลังงานขณะนั้น
 Q_{max} คือ ความจุของระบบกักเก็บพลังงาน (kWh)
 Δt คือ เวลาที่ใช้ (h)
 r_c คือ อัตราการสะสมประจุสูงสุด (A/Ah)

ปัจจัยที่ 2 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สามารถสะสมได้สูงสุดหรือแบบจำลองจลนศาสตร์ของแบตเตอรี่ (Kinetic Battery Model) เขียนได้ดังสมการที่ (2.3)

$$P_{batt, cmax, kbm} = \frac{kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (2.3)$$

- เมื่อ Q_1 คือ พลังงานที่มีอยู่ (kWh) ในระบบกักเก็บพลังงานขณะนั้น
 c คือ อัตราส่วนความจุ
 k คือ ค่าคงที่อัตราสะสมของแบตเตอรี่

ปัจจัยที่ 3 พิจารณากระแสสะสมสูงสุด(maximum charge current) เขียนได้ดังสมการที่ (2.4)

$$P_{batt, cmax, mcc} = \frac{N_{batt} I_{max} V_{nom}}{1000} \quad (2.4)$$

- เมื่อ N_{batt} คือ จำนวนแบตเตอรี่ในระบบกักเก็บพลังงาน
 I_{max} คือ กระแสชาร์จสูงสุด (A)
 V_{nom} คือ แรงดันไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงาน (V)

โดยหลังจากพิจารณาสามปัจจัยแล้ว จะเลือกปัจจัยที่มีกำลังไฟฟ้าต่ำที่สุดดังสมการที่ (2.5)

$$P_{batt,c\max} = \frac{\text{MIN}(P_{batt,c\max,km}, P_{batt,c\max,mcr}, P_{batt,c\max,mcc})}{Y_{batt,c}} \quad (2.5)$$

เมื่อ $Y_{batt,c}$ คือ ประสิทธิภาพของระบบกักเก็บพลังงาน

1) การคำนวณในช่วงคายประจุ

การคายประจุจะพิจารณาปัจจัยเดียว คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สามารถปล่อยสูงสุดได้หรือแบบจำลองจลนศาสตร์ของแบตเตอรี่ (Kinetic Battery Model) สามารถเขียนได้ดังสมการ (2.6)

$$P_{batt,c\max,km} = \frac{-kQ_{\max} + kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (2.6)$$

จากนั้นนำค่ากำลังไฟฟ้าที่ได้มาคูณกับค่าประสิทธิภาพของแบตเตอรี่เพื่อหาปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สามารถปล่อยออกมาได้ดังสมการที่ (2.7)

$$P_{batt,c\max} = P_{batt,c\max,km} Y_{batt,c} \quad (2.7)$$

2.3.3 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

ในงานวิจัยนี้จะทำการเปรียบเทียบปัจจัยเชิงเศรษฐศาสตร์ทั้งหมด 4 ปัจจัยด้วยกันประกอบด้วย ต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (COE) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และ ระยะเวลาคืนทุน (PBP) ซึ่งแต่ละปัจจัยมีรายละเอียดและขั้นตอนการคำนวณได้ดังนี้

1) ต้นทุนปัจจุบันสุทธิ

ต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) คือมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ระบบเกิดขึ้นตลอดอายุการใช้งานลบด้วยมูลค่าปัจจุบันของรายได้ทั้งหมดที่ได้รับตลอดอายุการใช้งาน ค่าใช้จ่ายรวมถึงต้นทุนเงินทุน, ค่าทดแทน, ค่าใช้จ่าย O&M, ค่าเชื้อเพลิง, ค่าปรับการปล่อยมลพิษ และค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานจากกริด รายได้รวมถึงมูลค่าซากและรายได้จากการขายกริดและ

ค่าใช้จ่ายรวมต่อปี (TAC) คือ มูลค่าต่อปีของต้นทุนปัจจุบันสุทธิทั้งหมดสามารถหาได้จากสมการที่ 2.8

$$TAC_n = NPC_n \bullet CRF(i, R_{prj}) \quad (2.8)$$

เมื่อ TAC คือ ค่าใช้จ่ายรวมต่อปี(THB)
 CRF คือ ปัจจัยการคืนทุน
 i คือ อัตราดอกเบี้ย (%)
 R_{prj} คือ อายุโครงการ (ปี)

ปัจจัยการคืนทุน(CRF) คือ อัตราส่วนที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของชุดของกระแสเงินสดรายปีที่เท่ากัน หาได้จากสมการต่อไปนี้

$$CRF = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^{n-1} - 1} \quad (2.9)$$

เมื่อ n คือจำนวนปี
 i คืออัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงประจำปี (%)

โดยอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงประจำปี(i) สามารถหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$i = \frac{i' - F}{1 + F} \quad (2.10)$$

เมื่อ i' คืออัตราดอกเบี้ยที่กำหนด(%)
 F คืออัตราเงินเฟ้อประจำปี(%)

2) ราคาพลังงานต่อหน่วย

ราคาพลังงานต่อหน่วย (COE) เป็นค่าเฉลี่ยราคาในหน่วย THB/kWh ของพลังงานไฟฟ้าที่เป็นประโยชน์ที่ผลิตโดยระบบ ซึ่งราคาพลังงานต่อหน่วยสามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$COE = \frac{TAC}{L_{prim,AC} + L_{prim,DC}} \quad (2.11)$$

เมื่อ $L_{prim,AC}$ คือ โหลดไฟฟ้ากระแสสลับ

$L_{prim,DC}$ คือ โหลดไฟฟ้ากระแสตรง

3) อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) คืออัตราคิดลดที่กรณีฐานและระบบปัจจุบันมีต้นทุนปัจจุบันสุทธิเท่ากัน คำนวณอัตราผลตอบแทนภายในโดยการกำหนดอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของความแตกต่างของลำดับกระแสเงินสดสองลำดับเท่ากับศูนย์ โดยหาจากสมการต่อไปนี้

$$IRR = \frac{AR}{TAC_c} \quad (2.12)$$

เมื่อ AR คือ ผลตอบแทนรายปี (THB)

TAC_c คือ เงินลงทุนตั้งโครงการ (THB)

4) ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุน (PBP) คือจำนวนปีที่กระแสเงินสดสะสมของความแตกต่างระหว่างระบบปัจจุบันและเงินลงทุนเริ่มต้นเปลี่ยนจากลบเป็นบวก การคืนทุนเป็นตัวบ่งชี้ว่าจะใช้เวลานานเท่าใดในการกู้คืนความแตกต่างของต้นทุนการลงทุนระหว่างระบบปัจจุบันและเงินลงทุนเริ่มต้นโดยหาได้จากสมการ 2.13

$$PBP = \frac{TAC_0}{AR} \quad (2.13)$$

เมื่อ TAC_0 คือ เงินลงทุนเริ่มต้น (THB)

2.4 ขั้นตอนการออกแบบโดยโปรแกรม HOMER

โปรแกรม HOMER เป็นโปรแกรมสำหรับใช้ออกแบบขนาดองค์ประกอบของระบบไฟฟ้าที่เหมาะสมและศึกษาระบบผลิตพลังงานแบบผสมผสาน ที่สามารถออกแบบระบบได้ทั้งออนกริดและออฟกริด ใช้ค่าข้อมูลจริงจากการตรวจวัดข้อมูลป้อนเข้าไปในระบบ และยังให้ผลลัพธ์ออกมาที่มีค่าที่ใกล้เคียงค่าจริงและเป็นการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายของระบบที่จะเกิดขึ้นในอนาคตขั้นตอนการทำงาน HOMER ประกอบไปด้วยขั้นตอนซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้


2.4.1 กำหนดขอบเขตของระบบ

การกำหนดขอบเขตของระบบจะประกอบไปด้วย การระบุตำแหน่งอัตราคิดลด (Discount rate) อัตราเงินเฟ้อ (Inflation rate) เปอร์เซ็นต์กำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อปี (annual capacity shortage) และอายุโครงการ (Project lifetime) ที่หน้าต่าง HOME ซึ่งค่าอัตราคิดลดที่ใช้ในปัจจุบันใช้ 8 เปอร์เซ็นต์ อัตราเงินเฟ้อ 1.33 เปอร์เซ็นต์ อายุโครงการ 25 ปี นอกจากนี้ยังต้องระบุตำแหน่งของโครงการด้วยรูปที่ 2.1 เนื่องจากจำเป็นต้องรู้พิกัดของระบบทดสอบเพื่อดึงข้อมูลทางทรัพยากรที่จำเป็นมาคำนวณหาประสิทธิภาพของการผลิตกำลังไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ ในงานวิจัยนี้สนใจเพียงปัจจัยที่ส่งผลต่อโซลาร์เซลล์ ทำให้ปัจจัยที่ถูกสนใจจะมีเพียงแค่ความเข้มแสงที่ส่งผลต่อกระแสไฟฟ้าที่ได้จากโซลาร์เซลล์โดยตรง และอุณหภูมิที่ส่งผลต่อแรงดันของแผงซึ่งจะถูกกล่าวถึงในบทที่ 4

Name: PCS, Amphoe Mueang Nakhon Ratchasima, Chang Wat Nakhon Rat **Resources**

Autho: Mongkol

Description:



Location Search

(UTC+07:00) Bangkok, Hanoi, Ja

DOES YOUR TEAM NEED HELP LEARNING HOMER? ON-SITE TRAINING IS AVAILABLE

Discount rate (%):	8.00	(-)
Inflation rate (%):	1.33	(-)
Annual capacity shortag	0.00	(-)
Project lifetime (years):	25.00	(-)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

SCHEMATIC

Grid → AC → Electric Load #1 → DC → Jirko32
 SMA25 → MWh-U

158740.64 kWh/d
15852.35 kW peak

DESIGN

ADVANCED GRID

Name: Abbreviation:

Simple Rates
 Real Time Rates
 Scheduled Rates
 Grid Extension

Grid

Scheduled Rates

Parameters | Rate Definition | Demand Rates | Reliability | Emissions

Sale capacity (kW):

Purchase Capacity

Annual Purchase Capacity

Capacity Optimization

Monthly Purchase Capacity

Systems to consider

Simulate systems with and without the grid

Include the grid in all simulations

Net Metering

Net purchases calculated monthly.

Net purchases calculated annually.

Maximum net grid purchases:

Limit (kWh/yr)

Grid Extension Costs

Grid capital cost (€/km)

Distance (km)

Free update available

Parameters | Rate Definition | Demand Rates | Reliability | Emissions

Step 1: Define and select a rate:

		Price €/kWh	Sellback €/kWh	
⚠	PEAK	4.1025	0.0000	Edit ✕
⚠	OFFPEAK	2.5849	0.0000	Edit ✕

Step 2: Select period:

All Week
 Weekdays
 Weekends

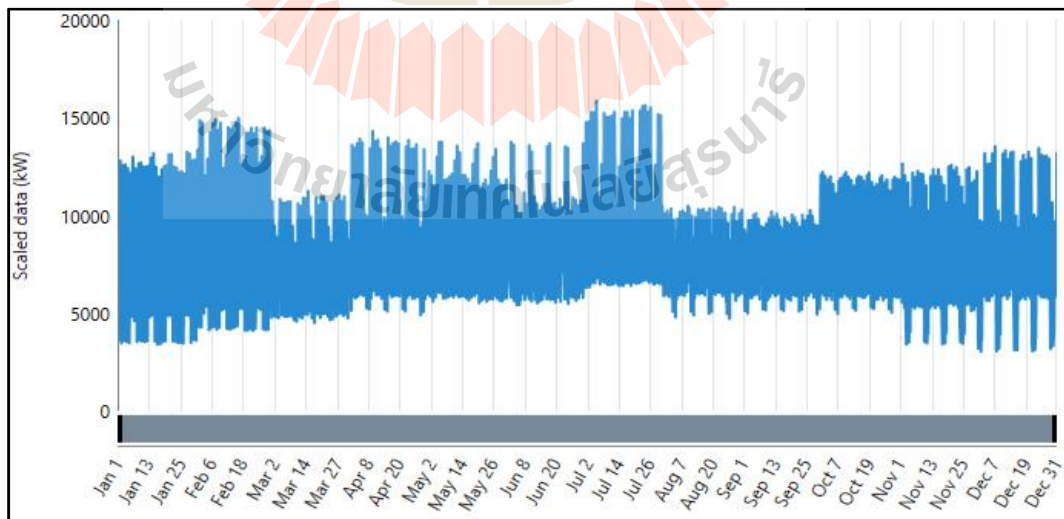
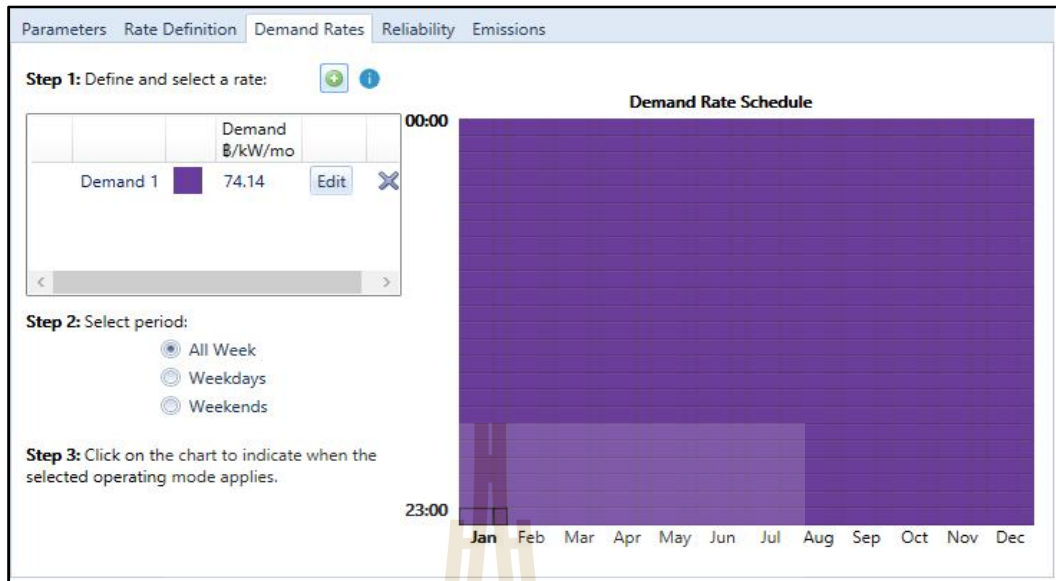
Step 3: Click on the chart to indicate when the selected operating mode applies.

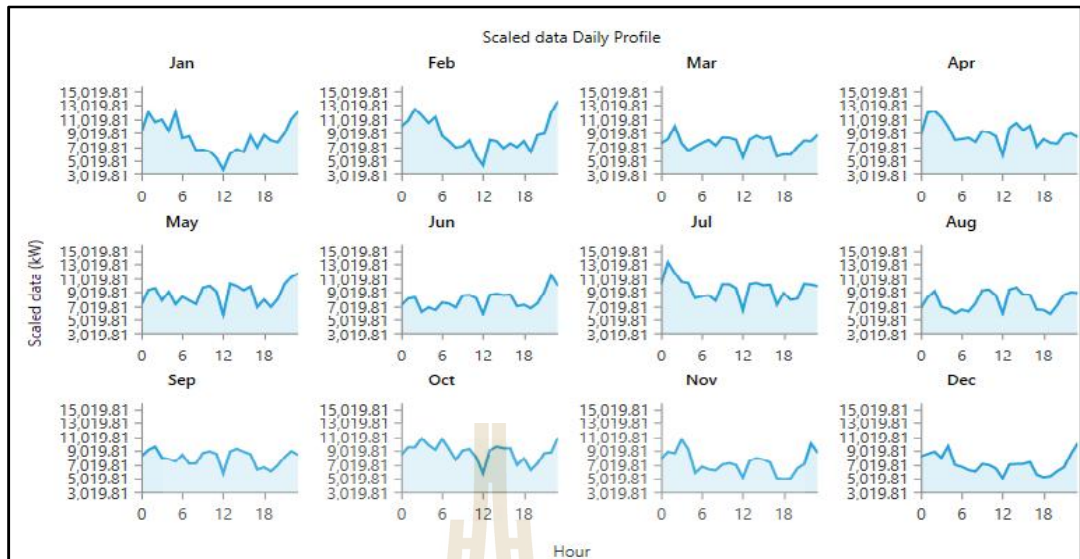
Grid Rate Schedule

00:00

23:00

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec





Add/Remove Jinko JKM320

PV SFT UP

Generic flat plate PV

Complete Catalog

Jinko JKM320 (Jinko320)

Find PV Component

Name	Library	Manufacturer	Capacity (kW)	CPV	Derating factor (%)	Lifetime (years)	Consider temperature effect
Fronius Symo 4.5-3-S with Generic P	Pro Default	Fronius	4.1	no	96	25	yes
Fronius Symo 0.2-1-M with Generic I	Pro Default	Fronius	0.2	no	96	25	yes
Hanwha Q.plus BFR-G4.1	Pro Default	Hanwha Q CELLS	0.28	no	88	25	yes
Huawei SUN 2000 25kW with Generi	Pro Default	Huawei	25	no	96	25	yes
Huawei SUN2000 30kW with Generi	Pro Default	Huawei	30	no	96	25	yes
Ingeteam (1164kVA) with Generic IPV	Pro Default	Ingeteam	1.164 kVA	no	96	25	yes
JA Jarrig 60-270	Pro Default	JA Solar	0.27	no	88	25	yes

Include CEC Library

OK Cancel

Add/Remove Jinko JKM320

PV Name: Jinko JKM320 Abbreviation: Jinko32

Remove
Copy To Library

Capacity Optimization
 HOMER Optimize
 Search Space
 Advanced

Properties
 Name: **Jinko JKM320**
 Abbreviation: **Jinko320**
 Panel Type: **Flat plate**
 Rated Capacity (kW): **8000**
 Temperature Coefficient: **-0.4**
 Operating Temperature (°C): **45.00**
 Efficiency (%): **16.49**
 Manufacturer: **Jinko Solar**
[Data Sheet for JKM275-60](#)
 Notes:
60 Poly-crystalline cells.

PV Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1000	21,500,000.00	0.00	300,000.00

Lifetime time (years): 25.00

Site Specific Input
 Derating Factor (%): 85.00

Electrical Bus
 AC DC

MPPT | Advanced Input | Temperature

Consider temperature effects?
 Using ambient temperature defined in the temperature resource.

Temperature effects on power (%/°C): -0.100

Nominal operating cell temperature (°C): 45.00

Efficiency at standard test conditions (%): 16.49

CONVERTER SMA America STP25000TL Copy Name: SMA America STP25000TL

Remove
Copy To Library

Complete Catalog Abbreviation: SMA25

Properties
 Name: **SMA America STP25000TL Copy**
 Abbreviation: **SMA25**
[CEC Inverters](#)
 Notes:
 This component comes from the CEC inverter database, which was most recently updated in August 2017. The nominal voltage is: 480V. CEC identifier: this inverter is a microinverter.

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$1,500.00	\$1,500.00	\$0.00

Click here to add new item

Multiplier:

Inverter Input
 Lifetime (years): 15.00
 Efficiency (%): 98.30
 Parallel with AC generator?

Rectifier Input
 Relative Capacity (%): 0.00
 Efficiency (%): 100.00


Capacity Optimization
 HOMER Optimize™
 Search Space
 Advanced

Generic
homerenergy.com

HOMER Energy

Up to 2,000 kW Bidirectional Inverter for **Microgrid applications**
 Our commitment is to provide PCUs and controller as parts of client's solution to achieve targeted LCOE.

Contact us at homerclient@leonics.com **LEONICS**

STORAGE 

Name: Abbreviation:

Properties
Idealized Battery Model
 Nominal Voltage (V): 600
 Nominal Capacity (kWh): 1E+03
 Nominal Capacity (Ah): 1.67E+03
 Roundtrip efficiency (%): 90
 Maximum Charge Current (A): 1.67E+03
 Maximum Discharge Current (A): 5E+03

www.homerenergy.com

This is a generic lithium ion battery package with 1 MWh of energy storage.

Batteries

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	6,652,000.00	0.00	100,000.00

Lifetime

time (years):

throughput (kWh):

Quantity Optimization

- HOMER Optimizer™
- Search Space
- Advanced


Site Specific Input

String Size: Voltage: 600.00 V

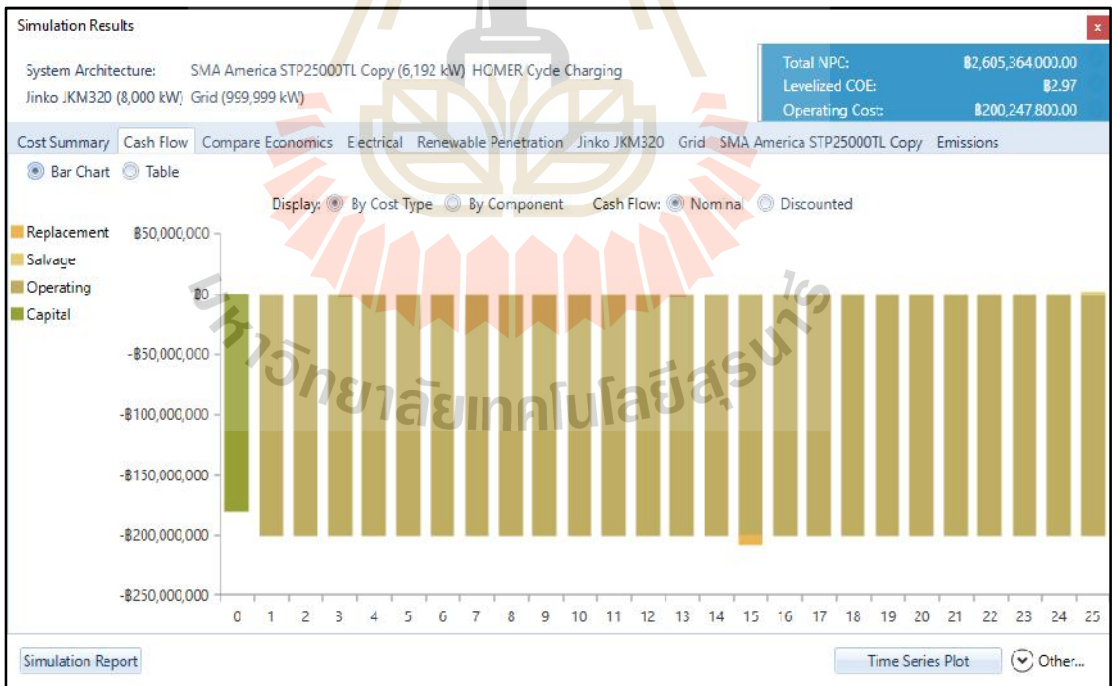
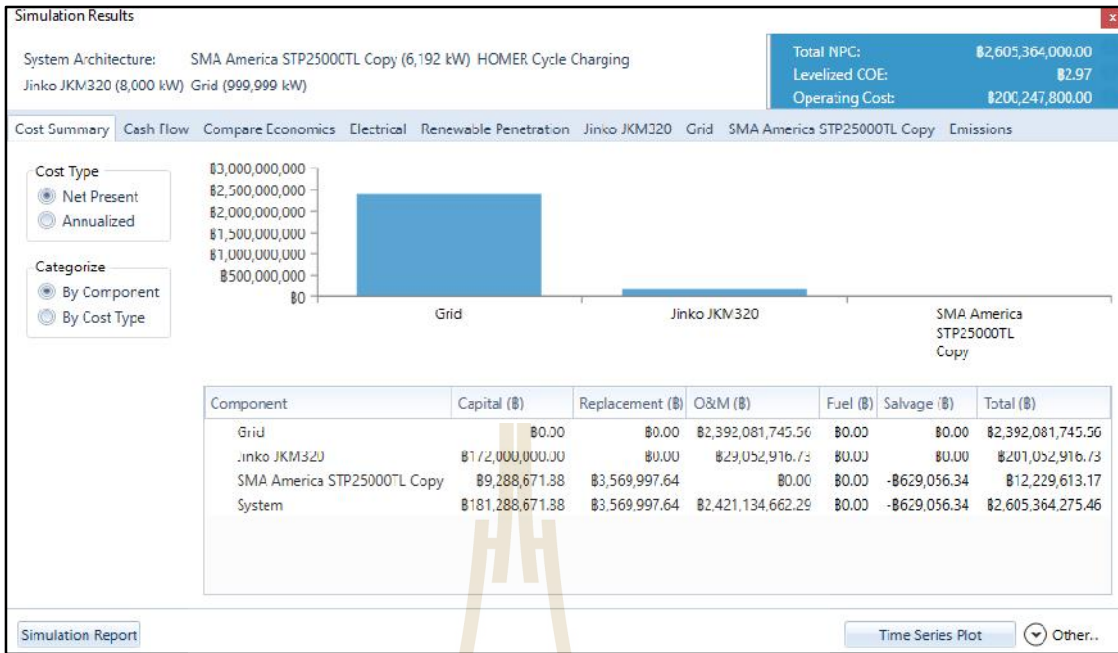
Initial State of Charge (%):

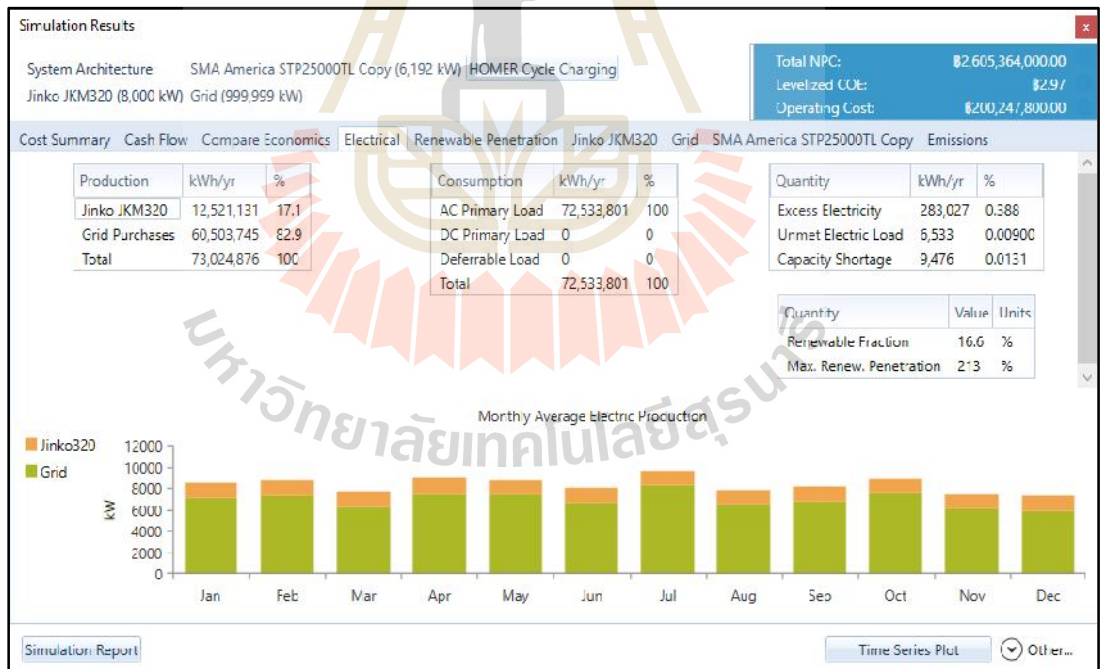
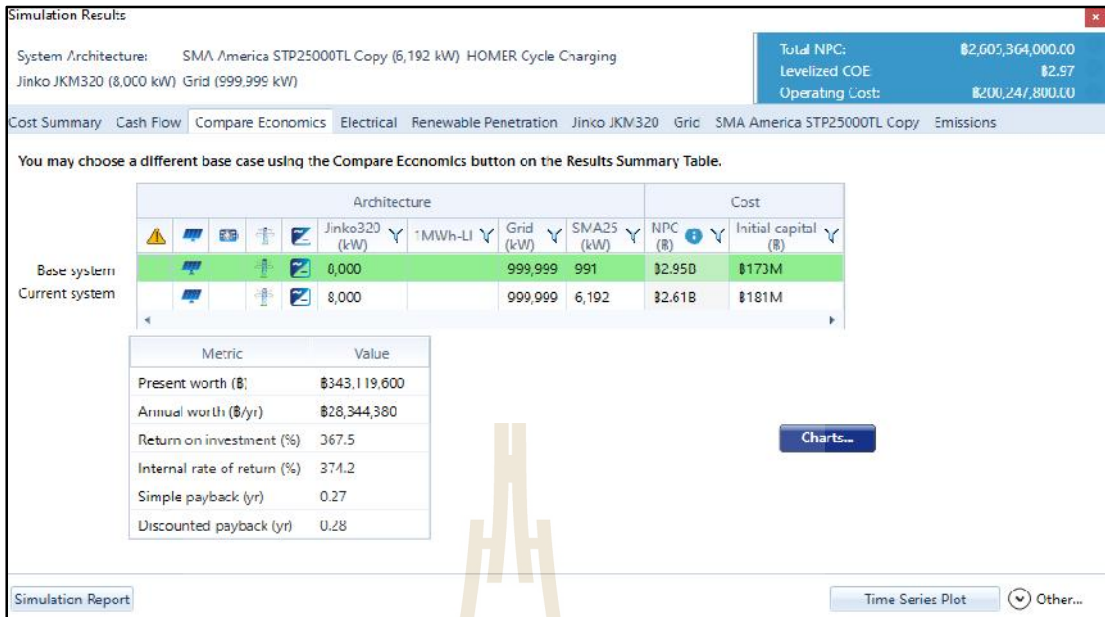
Minimum State of Charge (%):

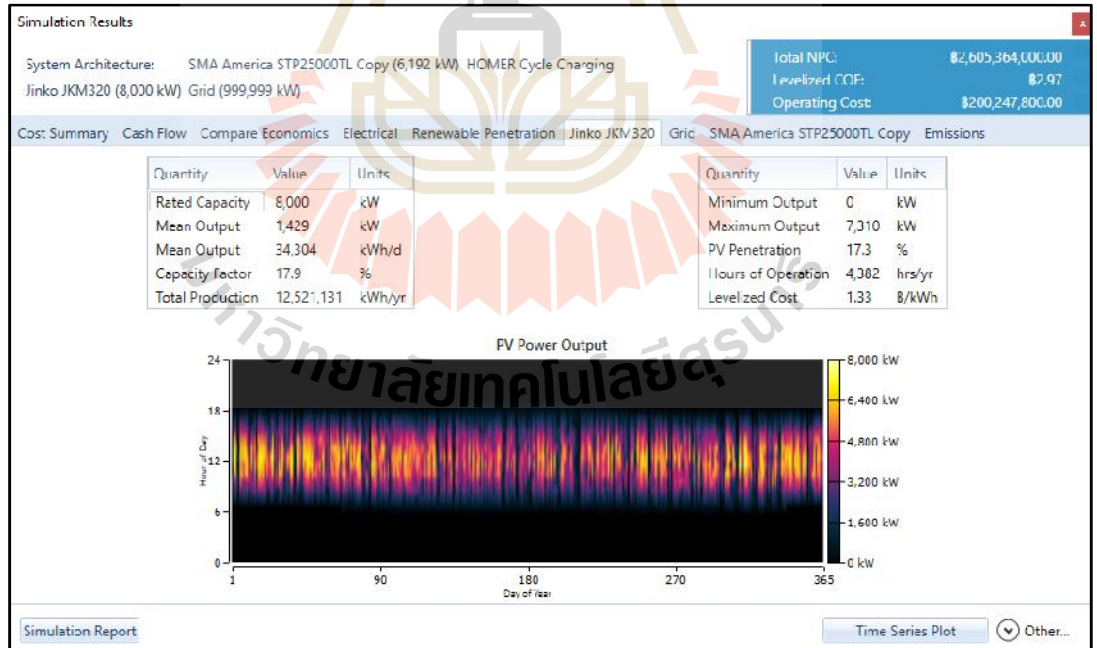
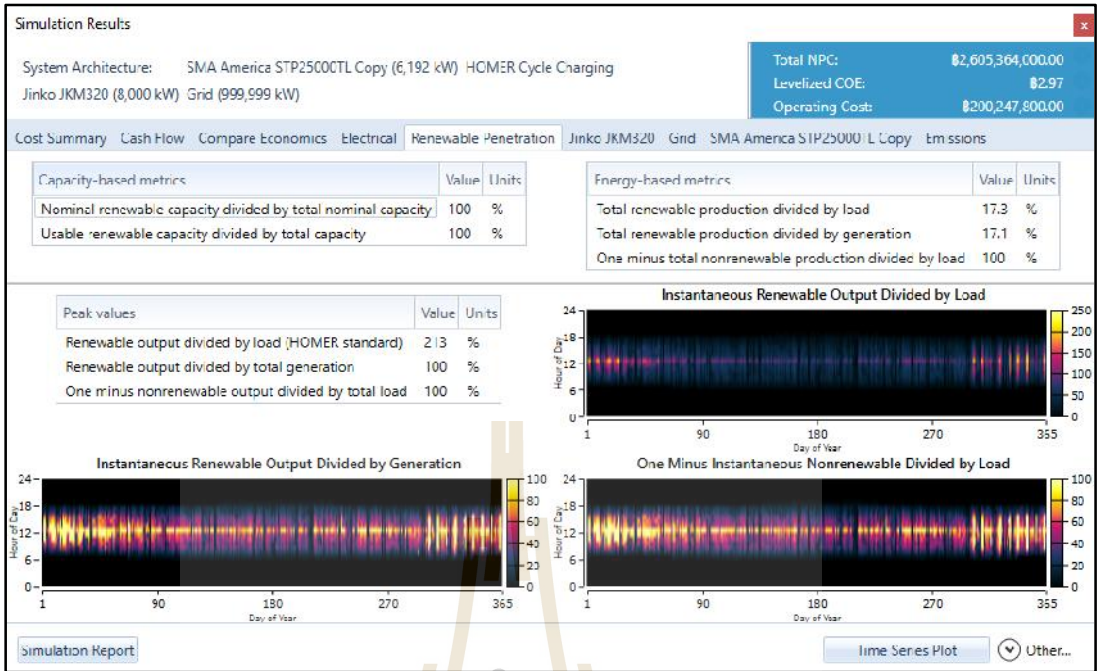
Minimum storage I:

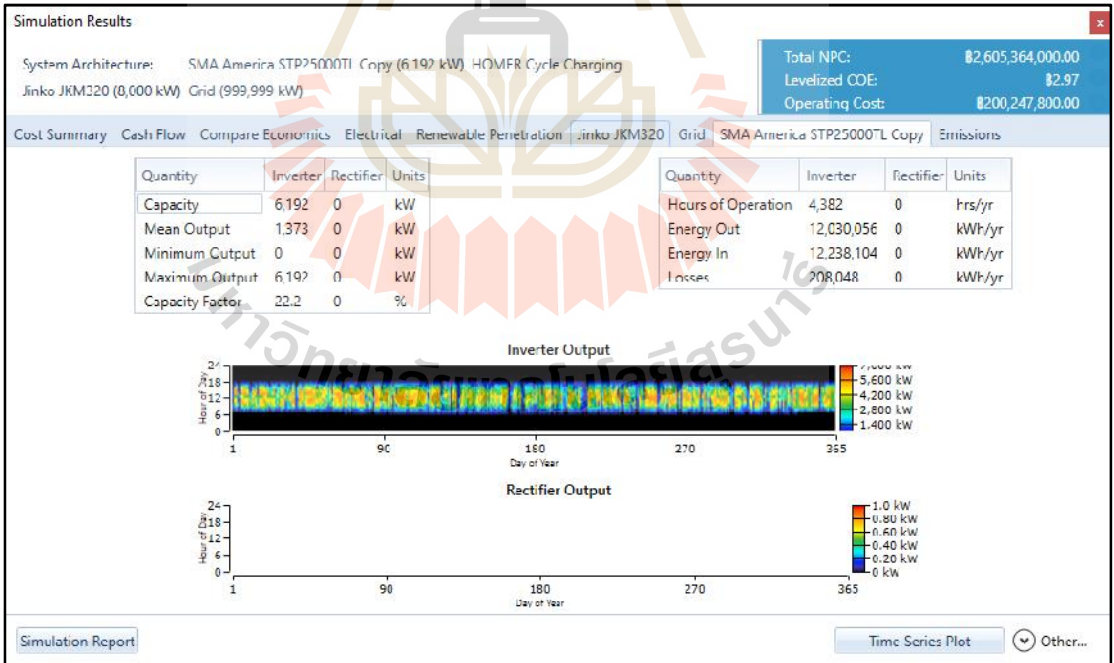
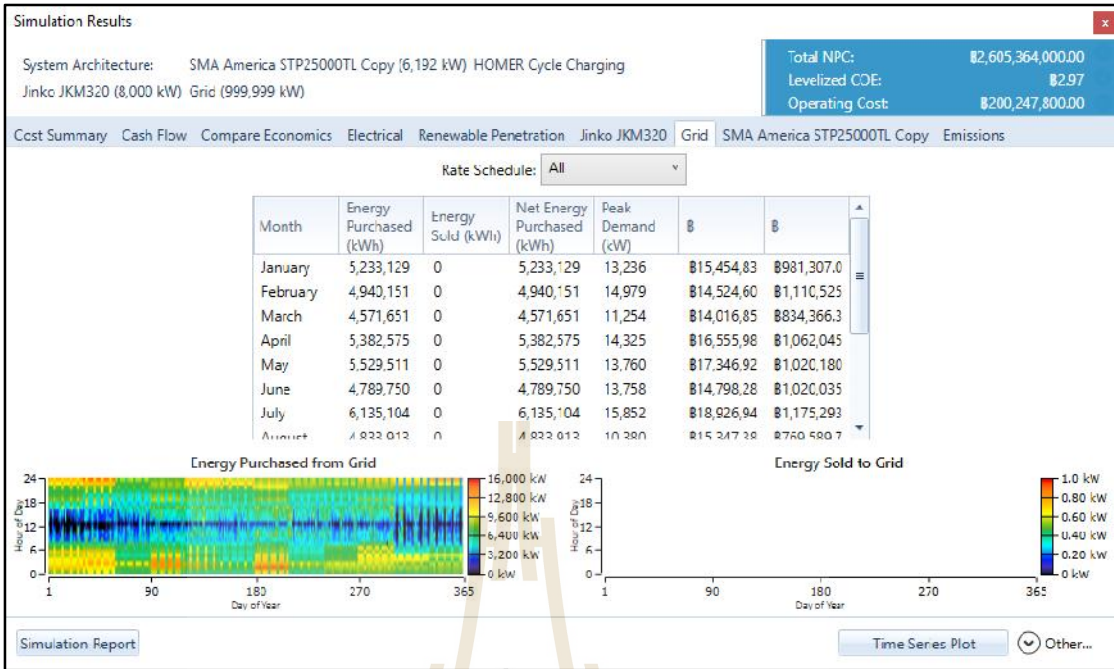
Generic
homerenergy.com 

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี









Simulation Results

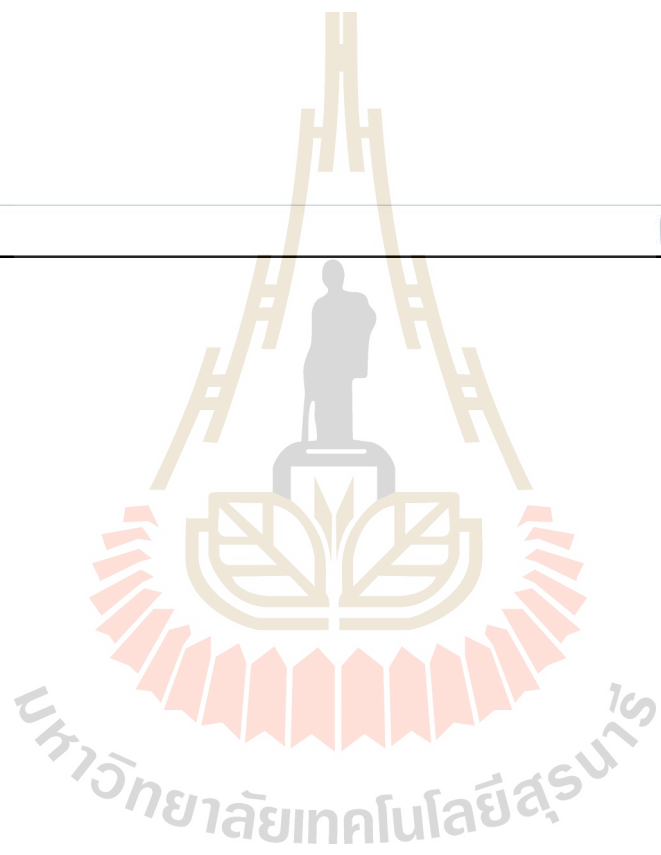
System Architecture: SMA America STP25000TL Copy (6,192 kW) IIOMCR Cycle Charging
 Jinko JKM320 (8,000 kW) Grid (999,999 kW)

Total NPC: ฿2,505,364,000.00
 Levelized COF: ฿2.97
 Operating Cost: ฿200,247,800.00

Cost Summary Cash Flow Compare Economics Electrical Renewable Penetration Jinko JKM320 Grid SMA America STP25000TL Copy Emissions

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	38,220,367	kg/yr
Carbon Monoxide	0	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate Matter	0	kg/yr
Sulfur Dioxide	165,780	kg/yr
Nitrogen Oxides	81,075	kg/yr

Simulation Report Time Series Plot Other...



บทที่ 3

ทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้อง

3.1 กล่าวนำ

ในส่วนของทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้อง จะนำเสนอ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) รายงานสถิติพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย แนวโน้มการใช้งานของโซลาร์เซลล์รายละเอียดการทำงานกับระบบไฟฟ้า ข้อดีข้อเสียของแต่ละโซลาร์เซลล์แต่ละประเภท การใช้งานแบตเตอรี่ แนวโน้มการใช้งานของแบตเตอรี่ ความเหมาะสมของการใช้งานแบตเตอรี่กับระบบไฟฟ้า การใช้งานแบตเตอรี่ในประเทศชั้นนำด้านเทคโนโลยี

3.2 การสำรวจและวิเคราะห์ศักยภาพด้านพลังงานของโรงงานในประเทศไทย

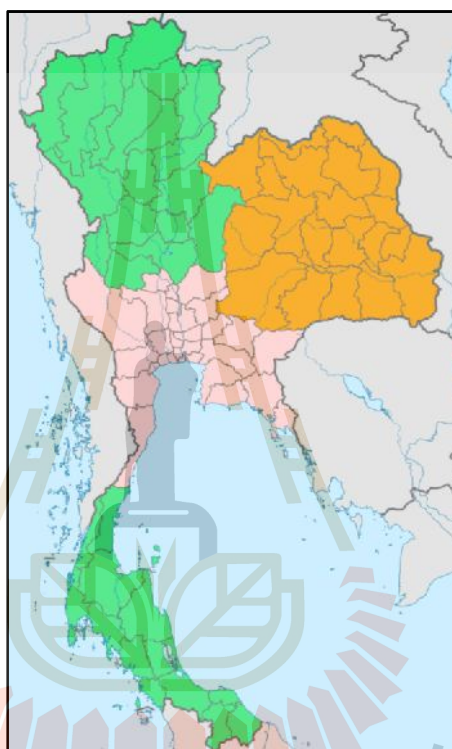
ในหัวข้อนี้ จะนำเสนอการสำรวจและวิเคราะห์ศักยภาพด้านพลังงานของโรงงานในประเทศไทย ศักยภาพของแต่ละภูมิภาคในประเทศไทยว่าเหมาะสมสำหรับการติดตั้งโซลาร์เซลล์มากน้อยเพียงใด พร้อมทั้งข้อมูลที่จำเป็นสำหรับนำมาวิเคราะห์หากกลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมของโรงงานที่นำมาเป็นระบบทดสอบ ประกอบด้วย ศักยภาพพลังงานของโรงงานด้านสิ่งแวดล้อมของโรงงาน แนวโน้มการใช้พลังงานของโรงงาน และอัตราการคิดค่าไฟฟ้าของโรงงานที่ใช้เป็นระบบทดสอบ

3.2.1 ข้อมูลการสำรวจโรงงานในประเทศไทย

ในการดำเนินงานให้บรรลุเป้าหมายและเงื่อนไขของโครงการศึกษาศักยภาพพื้นที่ที่เหมาะสมในการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยนั้น ประกอบด้วยวิธีการหลัก 2 วิธี คือ การใช้วิธีการทางสถิติ และวิธีการทางสารสนเทศทางภูมิศาสตร์ (Geographical Information System, GIS) โดยเนื้อหาในส่วนการสำรวจโรงงานนี้ ประกอบด้วยรายละเอียดการใช้วิธีการทางสถิติในการประเมินศักยภาพความเหมาะสมในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร เป็นรายละเอียดการรวบรวมข้อมูล GIS ในการประเมินศักยภาพการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร การใช้วิธีการทาง GIS ในการประเมินศักยภาพการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดิน และ การใช้โปรแกรม GIS และ โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับแสดงผลศักยภาพการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ทั่วประเทศไทย

1) โรงงานในประเทศไทย

โรงงานในประเทศไทยมีอยู่ในทุกจังหวัดของประเทศ เมื่อจัดกลุ่มจังหวัดเป็นภาคโดยใช้หลักเกณฑ์การแบ่งภาคของกรมการปกครอง กระทรวงมหาดไทยได้สามารถจัดกลุ่มได้เป็น 4 ภาค ดังรูปที่ 3.1 คือ ภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคใต้ ในแต่ละภาคประกอบด้วยจังหวัดต่างๆ



รูปที่ 3.1 แผนที่ประเทศไทยแบ่งเป็นภูมิภาคตามกรมการปกครอง

ภาคกลาง ประกอบด้วย กรุงเทพมหานคร จังหวัดกาญจนบุรี จันทบุรี ฉะเชิงเทรา ชลบุรี ชัยนาท ตราด นครนายก นครปฐม นนทบุรี ปทุมธานี ประจวบคีรีขันธ์ ปราจีนบุรี พระนครศรีอยุธยา เพชรบุรี ราชบุรี ระยอง ลพบุรี สมุทรปราการ สมุทรสงคราม สมุทรสาคร สระบุรี สระแก้ว สิงห์บุรี สุพรรณบุรี และอ่างทอง รวม 26 จังหวัด

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ประกอบด้วย จังหวัดกาฬสินธุ์ ขอนแก่น ชัยภูมิ นครพนม นครราชสีมา บึงกาฬ บุรีรัมย์ มหาสารคาม มุกดาหาร ยโสธร ร้อยเอ็ด เลย ศรีสะเกษ สกลนคร สุรินทร์ หนองคาย หนองบัวลำภู อำนาจเจริญ อุตรธานี และอุบลราชธานี รวม 20 จังหวัด

ภาคใต้ ประกอบด้วย จังหวัดกระบี่ ชุมพร ตรัง นครศรีธรรมราช นราธิวาส ปัตตานี พังงา พัทลุง ภูเก็ต ยะลา ระนอง สงขลา สตูล และสุราษฎร์ธานี รวม 14 จังหวัด

ภาคเหนือ ประกอบด้วย จังหวัดกำแพงเพชร เชียงราย เชียงใหม่ ตาก นครสวรรค์ น่าน พะเยา พิจิตร พิษณุโลก เพชรบูรณ์ แพร่ แม่ฮ่องสอน ลำปาง ลำพูน สุโขทัย อุตรดิตถ์ และอุทัยธานี รวม 17 จังหวัด ในปี พ.ศ. 2559 มีโรงงานทั้งหมดที่ขึ้นทะเบียนกับกรมโรงงานอุตสาหกรรมทั้งสิ้น จำนวน 138,044 แห่ง โดยจำนวนโรงงานในแต่ละภาคจำแนกตามจำพวกแสดงดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 จำนวนโรงงานแต่ละจำพวกจำแนกตามภูมิภาค

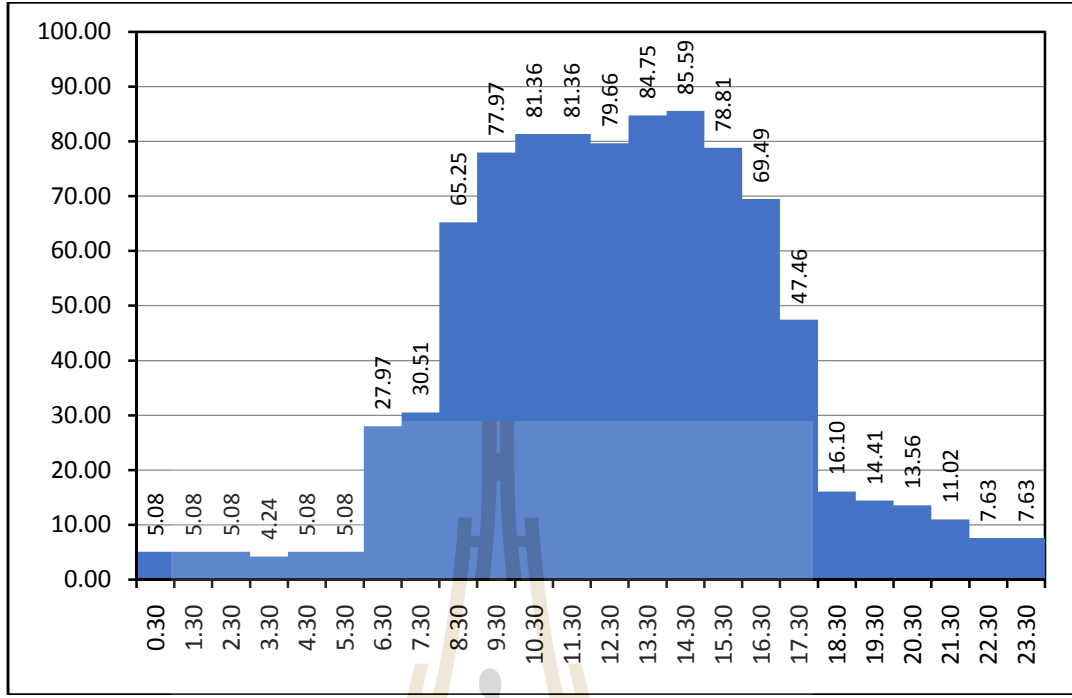
ภาค	จำพวก			
	จำพวก 1	จำพวก 2	จำพวก 3	รวม
ภาคเหนือ	4,885	2,707	10,228	17,820
กลาง	5,116	10,300	49,806	65,222
ตะวันออกเฉียงเหนือ	29,576	3,684	10,491	43,751
ใต้	2,836	1,240	7,175	11,251
รวม	42,413	17,931	77,700	138,044

หมายเหตุ 1. ข้อมูลจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม วันที่ 16 ธันวาคม 2559 ซึ่งไม่รวมโรงงานเล็กประกอบกิจการ

2) การวิเคราะห์การใช้พลังงานไฟฟ้าของโรงงาน

การวิเคราะห์ถึงศักยภาพการติดตั้งระบบโรงงานผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยวิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาโรงงานอุตสาหกรรมในเมืองสำคัญในภูมิภาคต่างๆ

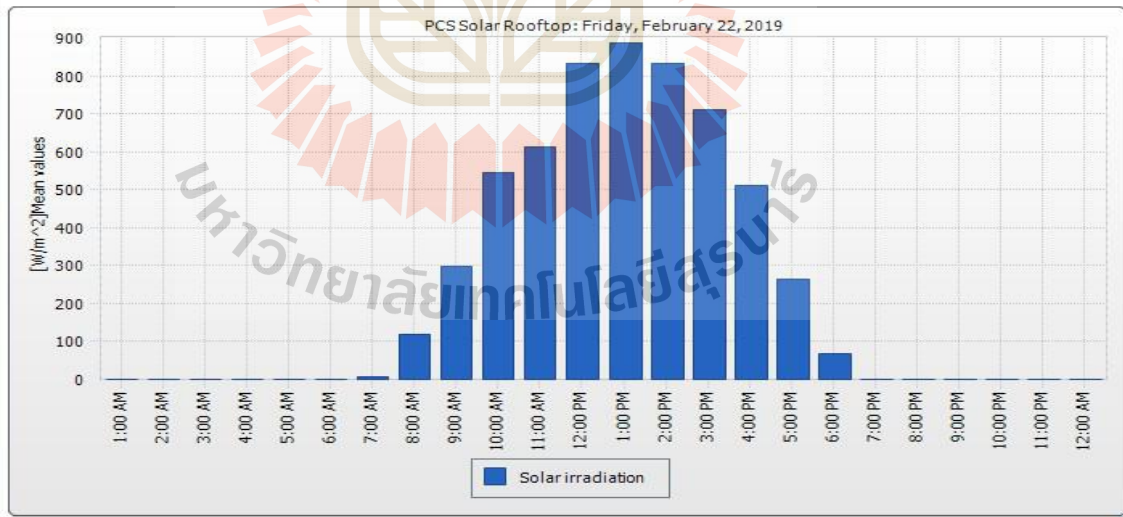
ผลการสำรวจระยะเวลาการใช้ไฟฟ้ามากที่สุดในโรงงานอุตสาหกรรม พบว่า ระยะเวลาการใช้ไฟฟ้ามากที่สุดมีค่าอยู่ระหว่าง 30 นาที ถึง 16 ชั่วโมง/วัน มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 8.0 ชั่วโมง/วัน เมื่อเปรียบเทียบรายจังหวัดพบว่า กรุงเทพฯและปริมณฑลมีระยะเวลาการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยใกล้เคียงกับจังหวัดสงขลา โดยมีระยะเวลาเฉลี่ยประมาณ 9.20 ชั่วโมง/วัน ส่วนจังหวัดนครราชสีมา มีระยะเวลาการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่ำสุดเท่ากับ 7.74 ชั่วโมง/วัน

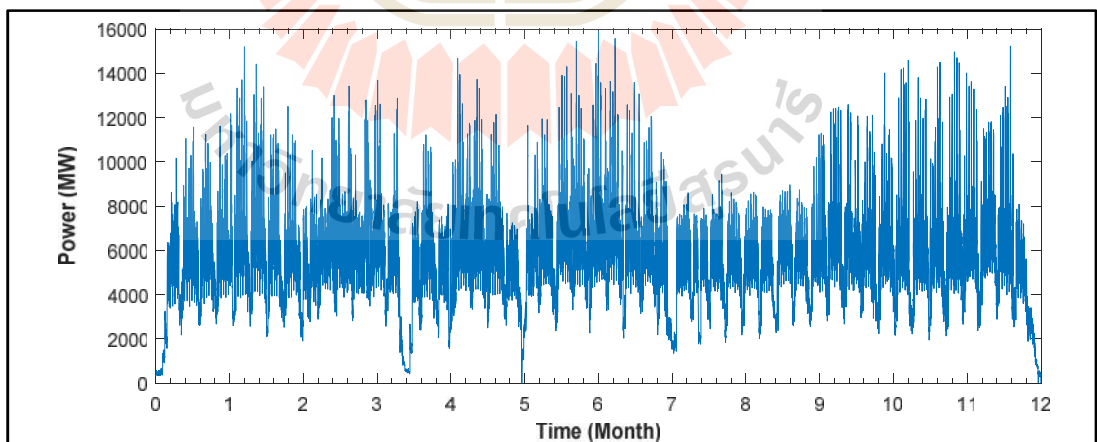
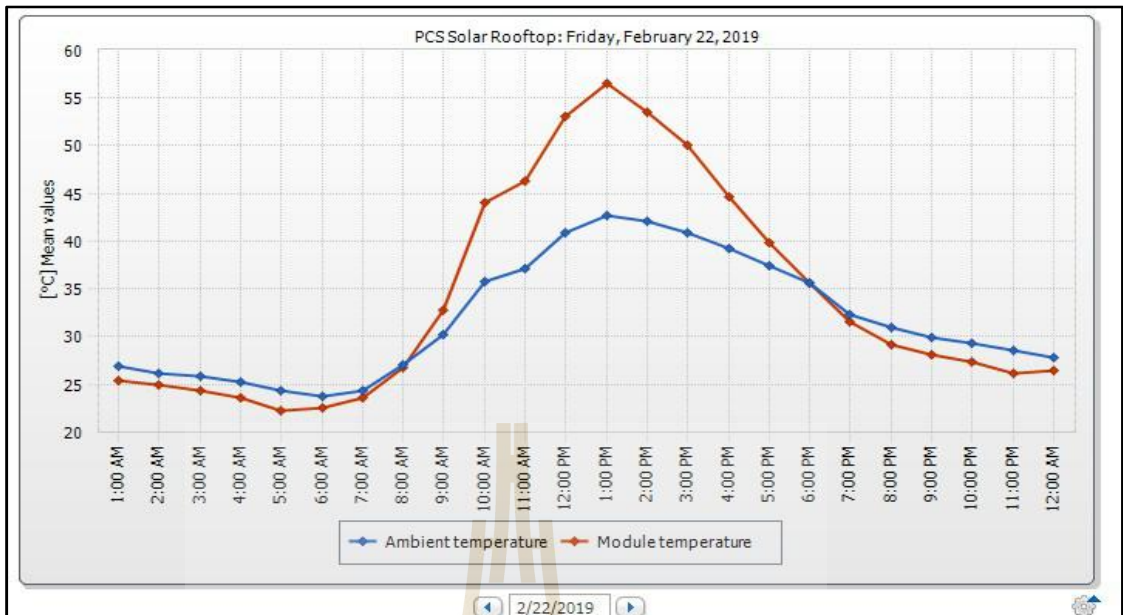


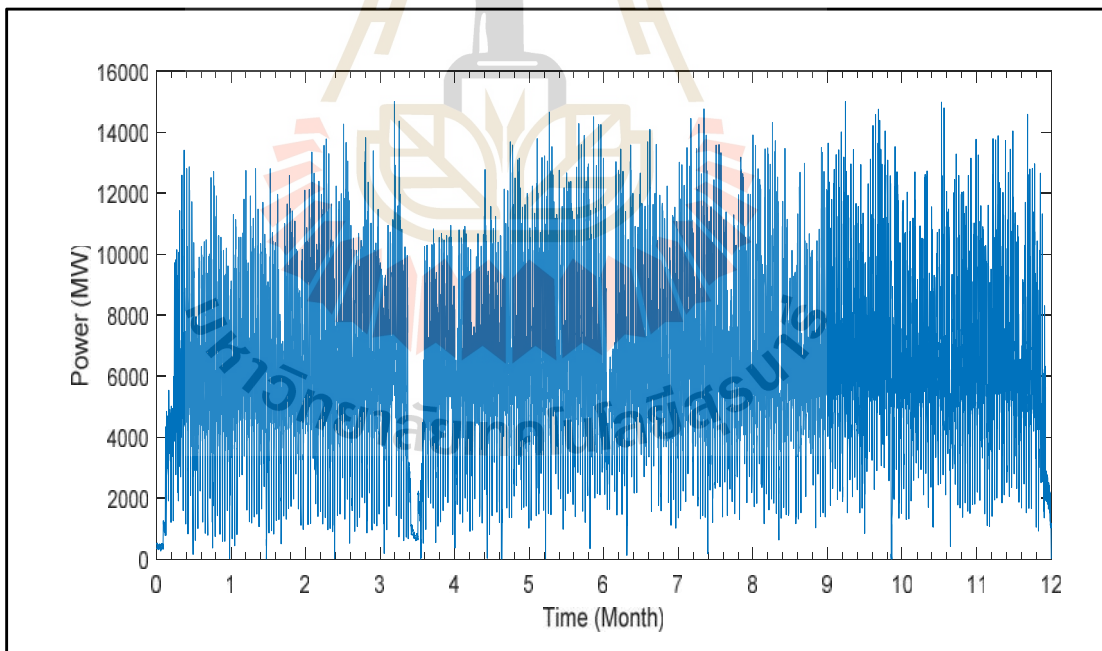
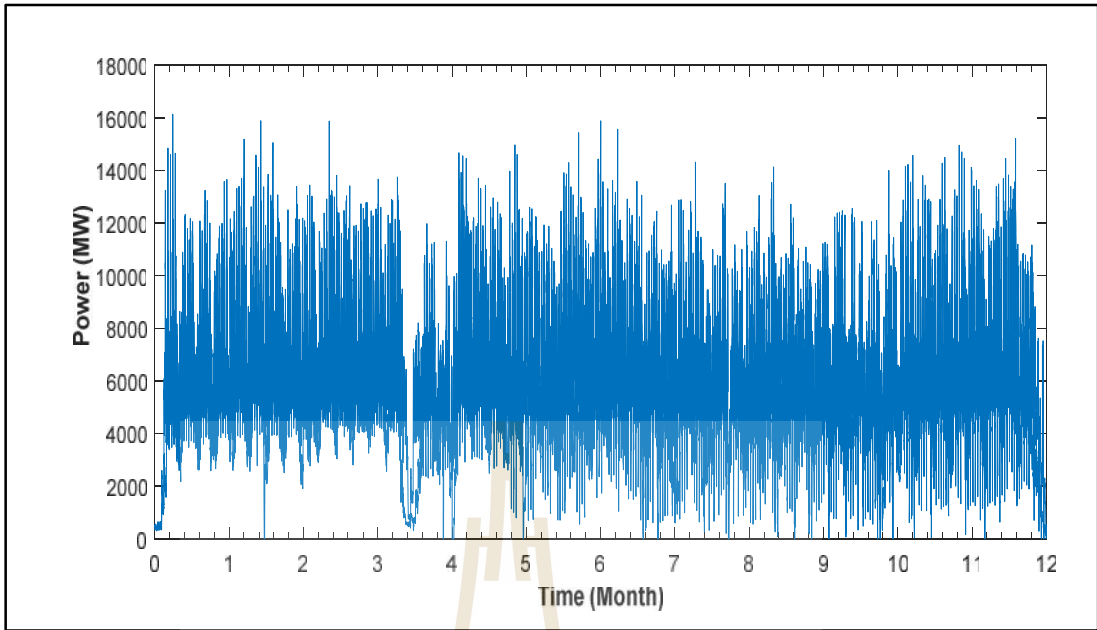


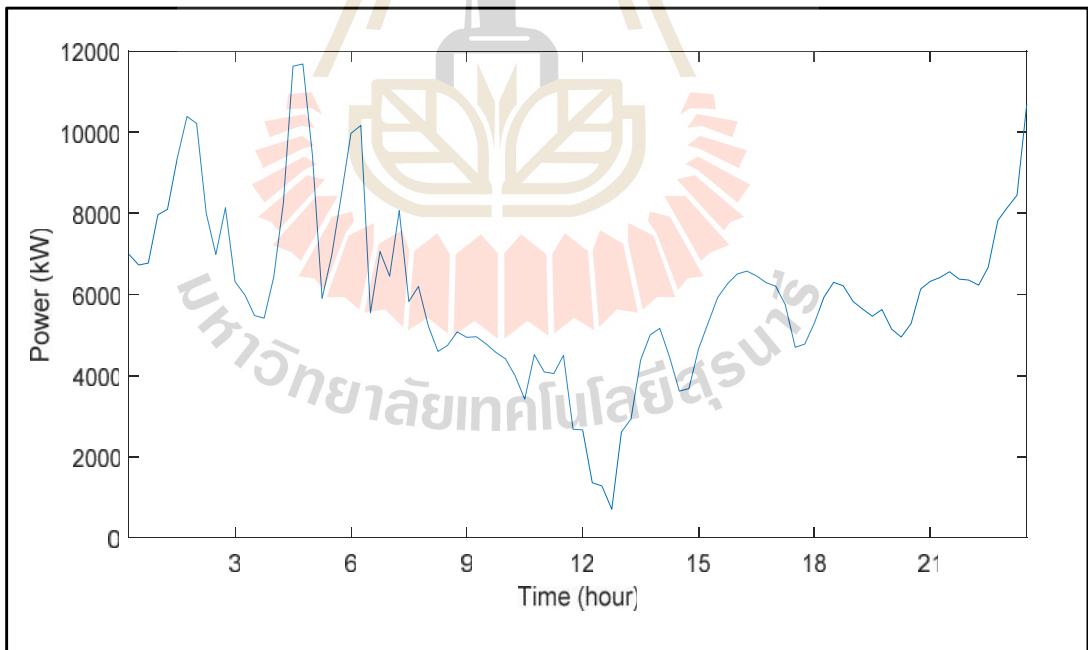
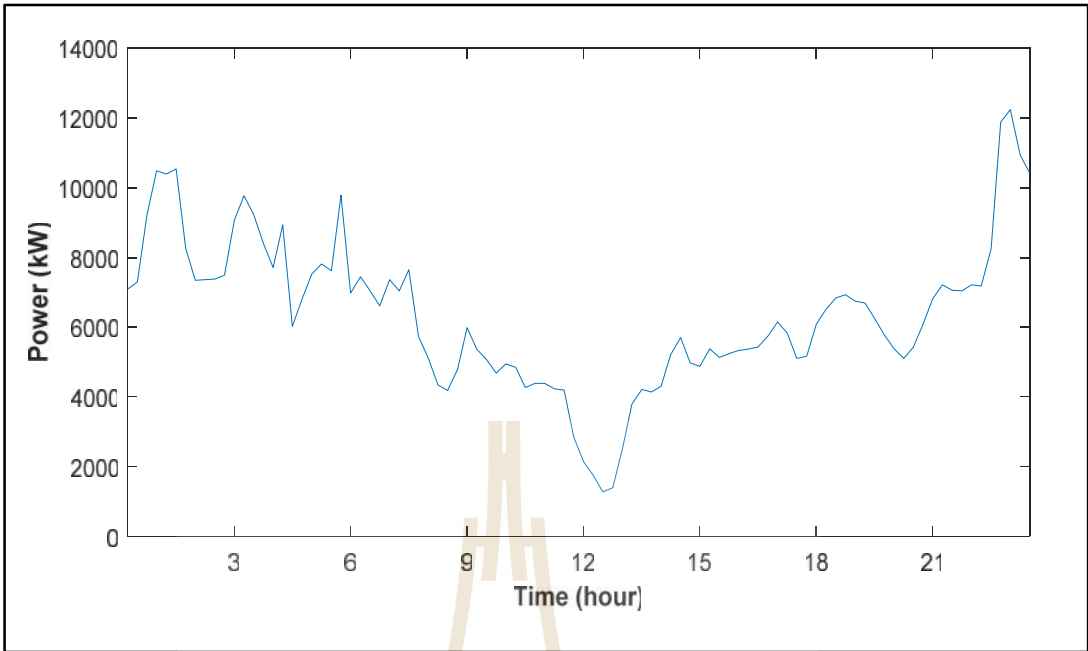


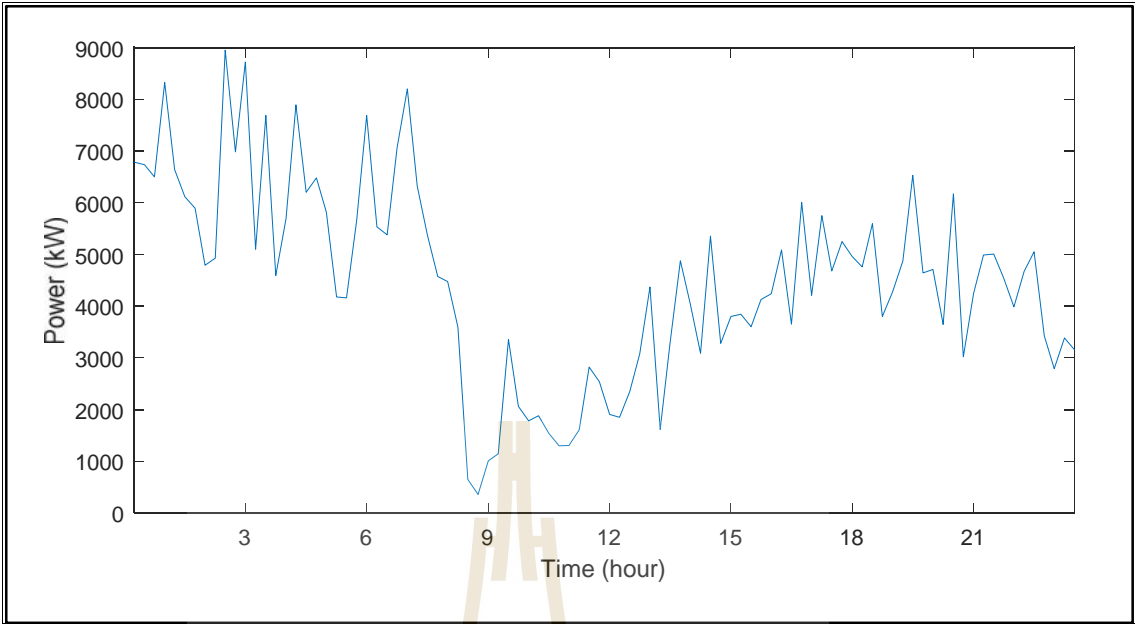
Sensors | PCS Solar Rooftop











ค่าพลังงานไฟฟ้าหน่วยละ 3.9086 บาทส่วนกรณีเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันปานกลาง (ต่ำกว่า 22 kV) ค่าพลังงานไฟฟ้า 150 หน่วยแรก หน่วยละ 3.2484 บาท 150 หน่วยต่อไป หน่วยละ 4.2248 บาท เกิน 400 หน่วยขึ้นไปหน่วยละ 4.4217 บาท

กิจการขนาดกลาง สามารถขอเลือกใช้และเชื่อมต่อระบบของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่าง ๆ ที่มีอยู่ในระยะห่างที่โรงงานมีความสามารถลงทุนได้ อัตราค่าไฟฟ้าก็จะแตกต่างกันตามระดับแรงดันที่ขอใช้

กิจการขนาดใหญ่ ธุรกิจอุตสาหกรรม สามารถขอเลือกใช้และเชื่อมต่อระบบของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันที่ต้องการได้เช่นกัน อัตราค่าไฟฟ้าจะคิดตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU) โดย On Peak ช่วงเวลา : 09.00-22.00 น. วันจันทร์ ถึง วันศุกร์ Off Peak ช่วงเวลา : 22.00-09.00 น. วันจันทร์ ถึง วันศุกร์และ 00.00-24.00 น. วันเสาร์ - วันอาทิตย์ และวันหยุดราชการ ตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย) ดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 การคิดค่าไฟฟ้าของโรงงานตามช่วงเวลา

ระดับการใช้งาน	Demand charge THB/kw	Energy charge THB/kWh		ค่าบริการ THB/month
		On peak	Off peak	
แรงดันต่ำกว่า 22 kV	210.00	4.3297	2.6369	312.24
แรงดัน 22-33 kV	132.93	4.1839	2.6037	312.24
แรงดัน 69 kV ขึ้นไป	74.14	4.1025	2.5849	312.24

ซึ่งบริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โซลคิง จำกัด (มหาชน) ได้ขอใช้ระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าในโรงงานเกินกว่า 69 kV จึงได้ใช้อัตราการคิดค่า ค่าโหลดสูงสุด 74.14 THB/kw ค่าไฟในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟมาก คือ 4.1025 THB/kWh ค่าไฟในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ คือ 2.5849 THB/kWh

3.3 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP)

3.3.1 สัดส่วนในการใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า

การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในปี 2560 พบว่ามีการใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติร้อยละ 59.4 ของการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด รองลงมาเป็นถ่านหิน/ลิกไนต์ ร้อยละ 19.5 น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลร้อยละ 0.1 ส่วนที่เหลือเป็นการใช้พลังงานหมุนเวียน (แกลบ

กากอ้อย วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรขยะ ก๊าซชีวภาพ) และพลังงานอื่น ๆ (แบล็กคลิเคอ และก๊าซเหลือใช้จากกระบวนการผลิต) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 21.0 ดังรูปที่ 3.14

สถานการณ์การใช้พลังงานทดแทน รัฐบาลมีมาตรการและนโยบายที่สนับสนุนให้มีการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะการใช้พลังงานทดแทนที่สามารถผลิตได้ภายในประเทศ ประกอบด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ และเชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอล และไบโอดีเซล) โดยในปี 2560 พบว่า มีการใช้พลังงานทดแทนทั้งสิ้น 11,731 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปีก่อน ร้อยละ 6.2 ทั้งนี้มีการใช้ในรูปแบบของไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอล และไบโอดีเซล) ในสัดส่วนร้อยละ 14.53 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายทั้งหมดการใช้ไฟฟ้า และความร้อนที่ผลิตได้จากพลังงานทดแทน ประกอบด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ ชีวมวลก๊าซชีวภาพ และขยะ มีปริมาณ 2,473 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ และ 7,322 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามลำดับ ส่วนเชื้อเพลิงชีวภาพมีปริมาณการใช้ ประกอบด้วย เอทานอล 733 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ และไบโอดีเซล 1,203 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

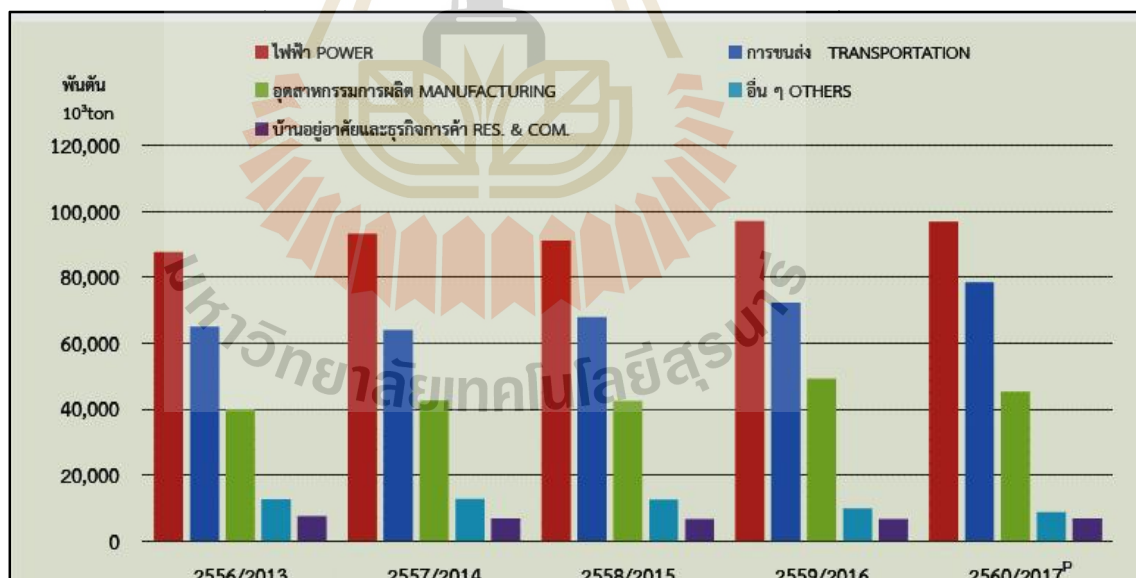


รูปที่ 3.14 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

แหล่งที่มา: <http://www.eppo.go.th> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)



รูปที่ 3.15 คำนีประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศ
แหล่งที่มา : <http://www.dede.go.th> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

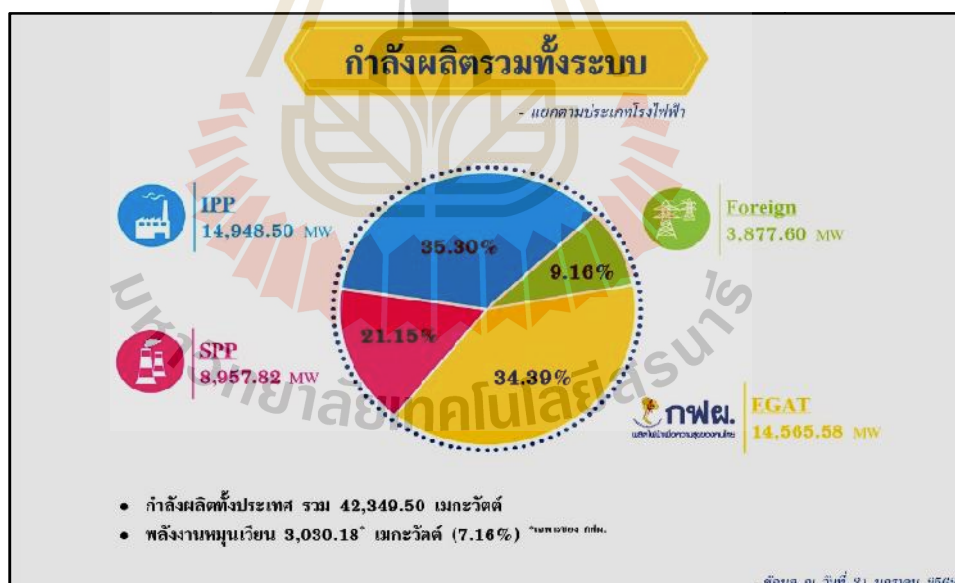


รูปที่ 3.16 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อย
แหล่งที่มา : <http://www.dede.go.th> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

สถานการณ์การอนุรักษ์พลังงาน จากการที่ภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยได้จัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558 - 2579 มีเป้าหมายที่จะลดความเข้มการใช้พลังงาน (Energy Intensity) ลงร้อยละ 30 ในปี 2579 เมื่อเทียบจากปีฐาน 2553 โดยให้การสนับสนุนด้านการเงินในการดำเนินโครงการด้านอนุรักษ์พลังงาน พลังงานทดแทน ตลอดจน การศึกษา วิจัย การสร้างความรู้ ความเข้าใจ การฝึกอบรม ที่เกี่ยวข้องกับการอนุรักษ์พลังงาน ได้ส่งผลโดยรวมต่อประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศ โดยดัชนีประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศ (Energy Intensity) ใน ปี พ.ศ. 2560 ลดลงร้อยละ 7.38 เมื่อเทียบจากปี พ.ศ. 2553 ดังรูปที่ 3.15

3.4 รายงานสถิติพลังงานไฟฟ้า

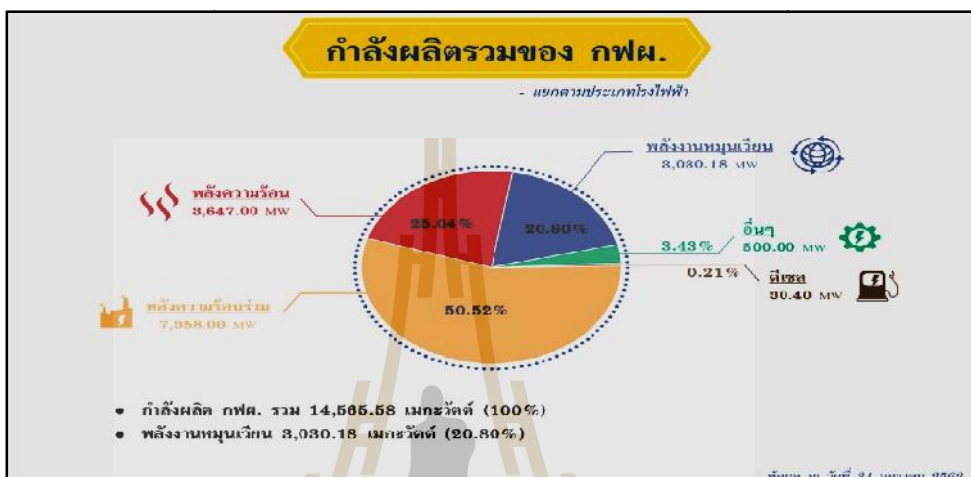
กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในประเทศไทยซึ่งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้าได้ 4 ประเภทหลักโดยแบ่งเป็น ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) 35.30%, ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) 21.15%, ผู้ผลิตภายนอกประเทศ (Foreign) 9.16% และการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 34.39% ดังรูปที่ 3.17



รูปที่ 3.17 กำลังผลิตไฟฟ้าแบ่งตามประเภทของประเทศไทย
แหล่งที่มา : <http://www.egat.co.th/> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3.4.1 กำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กำลังผลิตรวมของการผลิต คือ 14,565 MW โดยแบ่งเป็น พลังงานความร้อน 25.04%, พลังงานความร้อนร่วม 50.52%, พลังงานหมุนเวียน 20.80%, ดีเซล 0.21% และอื่น ๆ 3.43%



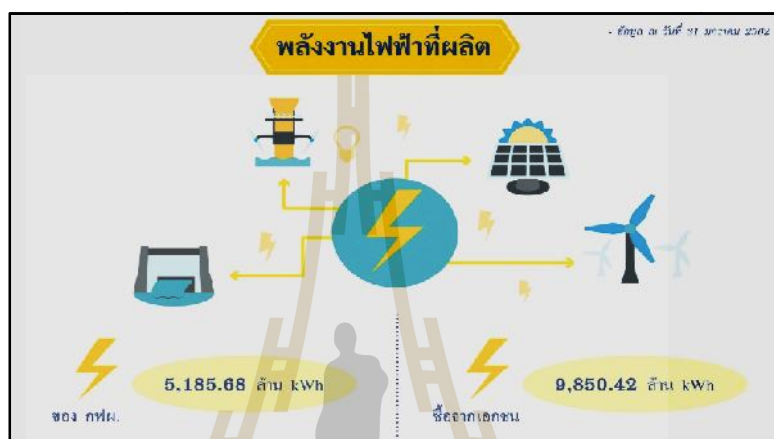
รูปที่ 3.18 กำลังผลิตไฟฟ้าแบ่งตามประเภทของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
แหล่งที่มา :<http://www.egat.co.th/> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)



รูปที่ 3.19 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย
แหล่งที่มา :<http://www.egat.co.th/> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3.4.2 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบเกิดขึ้นเมื่อวันที่ 19 มกราคม พ.ศ. 2562 เวลา 19.00 น. มีค่าเท่ากับ 25,898.30 เมกะวัตต์ ลดลงจากเดือนที่ผ่านมา 773.90 เมกะวัตต์ หรือลดลงร้อยละ 2.90 ดังรูปที่ 3.19 ส่วนความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบเกิดขึ้น เมื่อวันที่ 11 พฤษภาคม 2559 เวลา 22.28 น. มีค่าเท่ากับ 29,618.80 เมกะวัตต์



รูปที่ 3.20 การผลิตและซื้อพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในเดือนมกราคม ปี พ.ศ. 2562
แหล่งที่มา :<http://www.egat.co.th/> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3.4.3 การผลิตและการซื้อพลังงานไฟฟ้า

ในปัจจุบันประเทศไทยได้ซื้อพลังงานเกือบสองเท่าของที่ผลิตใช้เอง จากสถิติของเดือนมกราคม พ.ศ. 2562 ประเทศไทยใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งหมด 15,036.10 GWh โดยแบ่งเป็นผลิตได้จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 5,185.68 GWh หรือคิดเป็น ร้อยละ 34.48 และแบ่งเป็นซื้อจากเอกชน 9,850.42 หรือคิดเป็นร้อยละ 65.52 ดังรูปที่ 3.20

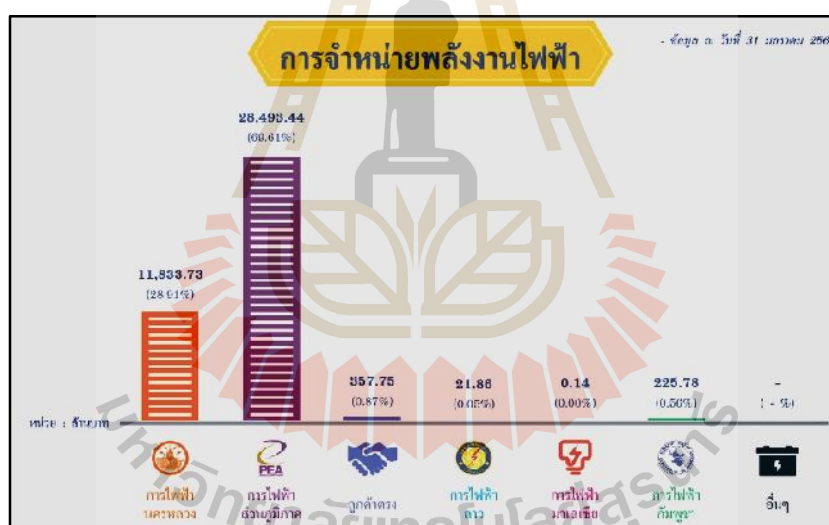
3.4.4 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตพลังงานไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตปี พ.ศ. 2561

สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตพลังงานไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ปี พ.ศ. 2561 ใช้ทั้งหมด 191,110.39 GWh โดยแบ่งเป็น ก๊าซธรรมชาติ 60.36%, ถ่านหิน 23.89%, พลังงานหมุนเวียน 14.15%, น้ำมันเตา 0.03%, น้ำมันดีเซล 0.06% และอื่น ๆ 1.51% ดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตพลังงานไฟฟ้า

ประเภทเชื้อเพลิง	สะสมเดือนมกราคม - ธันวาคม 2561	
	จำนวน (GWh)	ร้อยละ
ก๊าซธรรมชาติ	115,348.22	60.36
ถ่านหิน	46,668.19	23.89
พลังงานหมุนเวียน	27,040.61	14.15
น้ำมันเตา	58.30	0.03
น้ำมันดีเซล	116.36	0.06
อื่น ๆ	2878.71	1.51
รวม	191,110.39	100.00

แหล่งที่มา :<http://www.egat.co.th/> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)



รูปที่ 3.21 การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

แหล่งที่มา :<http://www.egat.co.th/> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3.4.5 การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า

การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยรวมคือจะแบ่งตามประเภทลูกค้าได้ 7 กลุ่มหลักดังนี้ การไฟฟ้านครหลวง 28.91%, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 69.61%, ลูกค้าตรง 0.87%, การไฟฟ้าลาว 0.05%, การไฟฟ้ากัมพูชา 0.56% และอื่น ๆ ดังรูปที่ 3.21

3.5 พลังงานแสงอาทิตย์

ประเทศไทยได้รับพลังงานจากแสงอาทิตย์ในปริมาณที่พอเพียงกับการนำไปใช้เป็นพลังงานทดแทน (Renewable Energy) ประมาณ 4 – 5 ชั่วโมงต่อวัน พื้นที่ 1 ตารางเมตร จะได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ประมาณ 1,000 วัตต์ หรือ 4 – 5 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (kWh/m²/day) ถ้าเรามีเซลล์แสงอาทิตย์พื้นที่ 1 ตารางเมตร ที่มีประสิทธิภาพเพียง 10 % จะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 100 วัตต์ หรือเฉลี่ย 400 – 500 วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน จะเห็นได้ว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ การนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้โดยใช้โซลาร์เซลล์ จะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าทดแทนกระแสไฟฟ้าจากระบบสายไฟฟ้าหรือที่เรียกว่าโครงข่ายไฟฟ้าสามารถนำไปใช้ในพื้นที่การเกษตร พื้นที่ที่ไม่สะดวกในการติดตั้งระบบสายไฟฟ้า จนถึงขั้นที่สามารถขายกระแสไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า ดังนั้นการเลือกใช้งานแผงโซลาร์เซลล์ และอุปกรณ์ต่างๆ จะต้องคำนึงถึงชนิดและขนาดของการใช้งานให้เหมาะสม และคุ้มค่าในการลงทุน

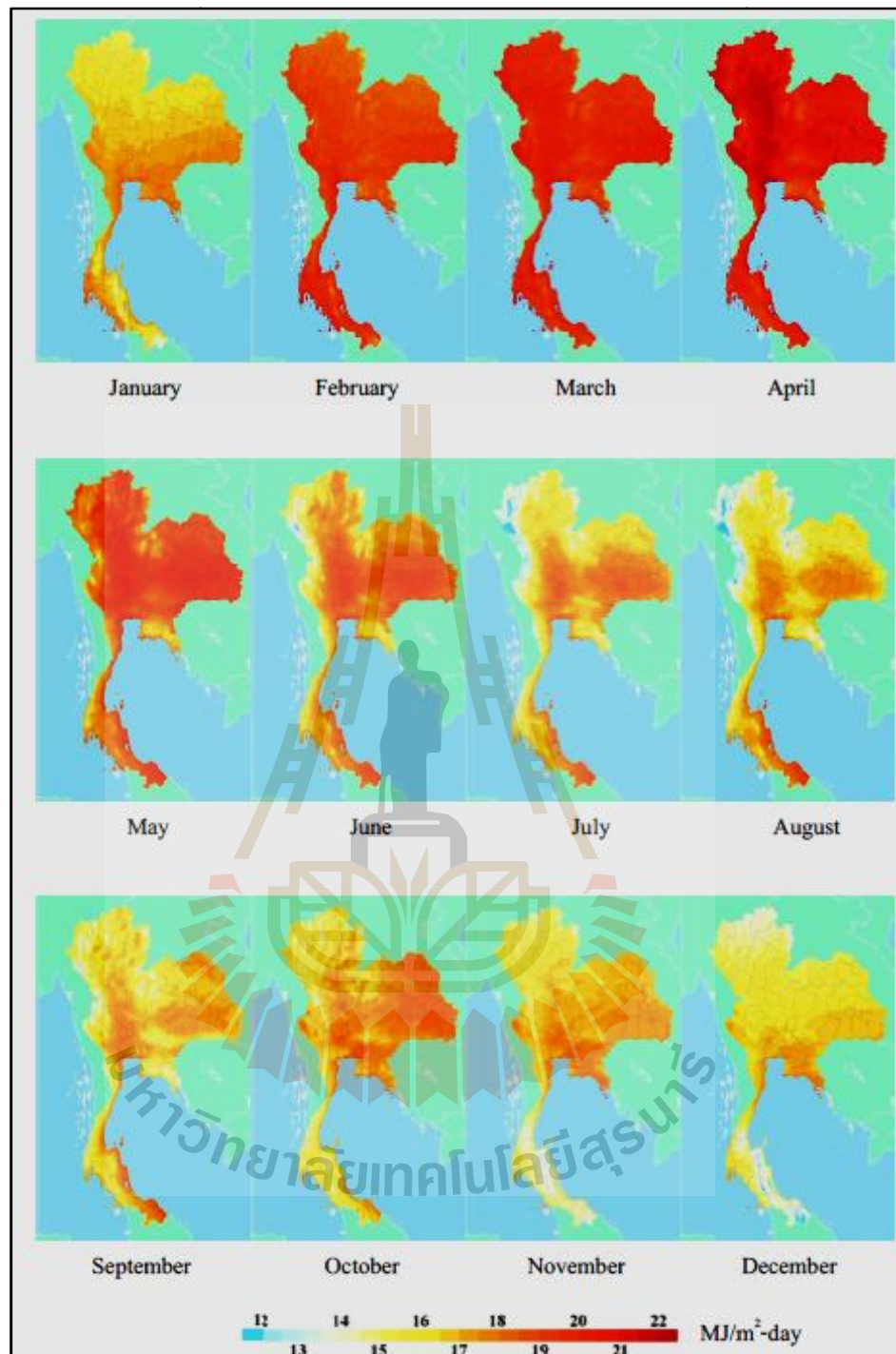
3.5.1 พลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

โดยในปี 2560 มหาวิทยาลัยศิลปากรได้ทำการพัฒนาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ฉบับใหม่สำหรับประเทศไทย ในการพัฒนาแผนที่ดังกล่าว ได้ทำการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์สำหรับคำนวณค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากข้อมูลรูปถ่ายดาวเทียม แบบจำลองดังกล่าวคำนึงถึงการดูดกลืนรังสีอาทิตย์ของโอโซน ไออน้ำ และการลดทอนของฝุ่นละออง ข้อมูลดาวเทียมที่ใช้เป็นข้อมูลจากดาวเทียม GMS5 GOES9 และ MTSATR รวมระยะเวลา 15 ปี (ค.ศ. 2001-2015) ข้อมูลรูปถ่ายดาวเทียมดังกล่าวครอบคลุมพื้นที่ทั้งหมดของประเทศไทย โดยมีความละเอียดเชิงพื้นที่ 9 ตารางกิโลเมตร ผู้ดำเนินโครงการจะแปลงรูปถ่ายดาวเทียมดังกล่าวให้อยู่ในรูปแบบ cylindrical projection และทำการหาพิกัดของตำแหน่งต่าง ๆ ในรูปถ่ายดาวเทียม โดยใช้แนวชายฝั่งเป็นเส้นอ้างอิงจากนั้นได้ทำการแปลงค่า gray level ของรูปถ่ายดาวเทียมให้เป็นค่าสัมประสิทธิ์การสะท้อนของบรรยากาศและพื้นผิวโลก โดยใช้ตารางสอบเทียบ เพื่อนำผลที่ได้ไปใช้ในแบบจำลองการดูดกลืนรังสีดวงอาทิตย์ของไออน้ำจะคำนวณจากปริมาณไออน้ำในบรรยากาศซึ่งคำนวณจากข้อมูลอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์ สำหรับการดูดกลืนของโอโซนจะคำนวณจากปริมาณโอโซนที่ได้จากดาวเทียมAURA/OMI ในด้านการลดลงของรังสีดวงอาทิตย์เนื่องจากฝุ่นละอองจะทำการคำนวณจากข้อมูลทัศนวิสัย หลังจากราคำนวณสัมประสิทธิ์สำหรับแบบจำลองแล้ว ผู้ดำเนินโครงการได้ทำการทดสอบสมรรถนะของแบบจำลอง โดยนำแบบจำลองดังกล่าวไปคำนวณค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่สถานีวัดรังสีดวงอาทิตย์ 38 แห่ง และนำค่ามาเปรียบเทียบกัน ผลที่ได้

พบว่าค่าจากการคำนวณส่วนใหญ่สอดคล้องกับค่าที่ได้จากการวัด โดยมีความแตกต่างในรูปของ root mean square difference เท่ากับ 8.4%

จากรูปที่ 3.22 ศักยภาพของแสงอาทิตย์ของเดือนต่าง ๆ จะเห็นว่าความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ในประเทศไทยมีการเปลี่ยนแปลงตามพื้นที่และเวลาสำหรับการกระจายของรังสีอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี ซึ่งแสดงในรูปแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยตลอดปี จะเห็นว่าการกระจายของความเข้มรังสีอาทิตย์ของทุกภาคทั่วประเทศไทยมีลักษณะคล้ายคลึงกัน กล่าวคือค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ส่วนใหญ่กระจายอยู่ในช่วง 17-20 MJ/m²-day โดยบริเวณภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศมีพื้นที่ซึ่งมีค่าความเข้มรังสีอาทิตย์สูงอยู่ในช่วง 20-22 MJ/m²-day ปรากฏอยู่เป็นบริเวณกว้างครอบคลุมพื้นที่จังหวัดสิงห์บุรี ลพบุรี อ่างทอง สุรินทร์ อุบลราชธานี ศรีสะเกษ บุรีรัมย์ ร้อยเอ็ด และบริเวณใกล้เคียง จากการคำนวณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยตลอดทั้งปี ของประเทศไทยพบว่ามีความเท่ากับ 17.6 MJ/m²-day

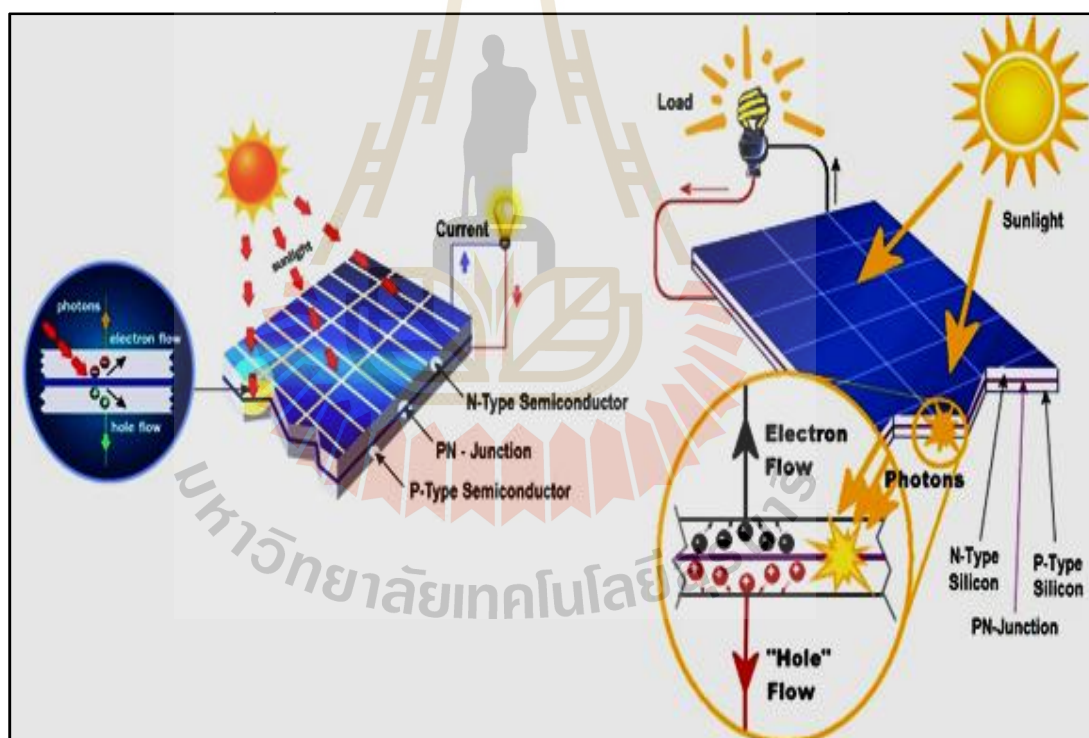
ที่ผ่านมาใน โครงการวิจัยที่ได้ดำเนินการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทยในปี พ.ศ.2553 พบว่าความเข้มรังสีอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือนของประเทศไทย มีค่า 18.0 MJ/m²-day สำหรับความเข้มรังสีอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือนของประเทศไทยในรายงานวิจัยนี้มีค่า 17.6 MJ/m²-day จะเห็นว่าค่าศักยภาพความเข้มรังสีอาทิตย์ของประเทศไทยมีค่าลดลงทั้งนี้เนื่องจากส่วนหนึ่งมาจากค่าของปริมาณฝุ่นละอองในบรรยากาศที่มีค่าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจากกิจกรรมของมนุษย์ หรือมีสาเหตุมาจากภาวะโลกร้อนที่ส่งผลให้สภาวะอากาศโลกมีแนวโน้มอุณหภูมิสูงขึ้นทำให้อากาศแห้งสามารถรับปริมาณความชื้นได้เพิ่มขึ้นส่งผลให้ปริมาณไอน้ำในบรรยากาศมีค่าเพิ่มขึ้นทำให้ลดทอนแสงอาทิตย์ที่เข้ามาถึงยังพื้นโลก อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาความเข้มรังสีอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือนสำหรับประเทศไทยจะเห็นว่ามีความสูงเหมาะสมแก่การใช้งานเป็นพลังงานทางเลือก



รูปที่ 3.22 แผนที่ศึกษาพลังงานแสงอาทิตย์ของเดือนต่าง ๆ
 แหล่งที่มา: <https://www.tcijthai.com/news/2016/10/watch/6293> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

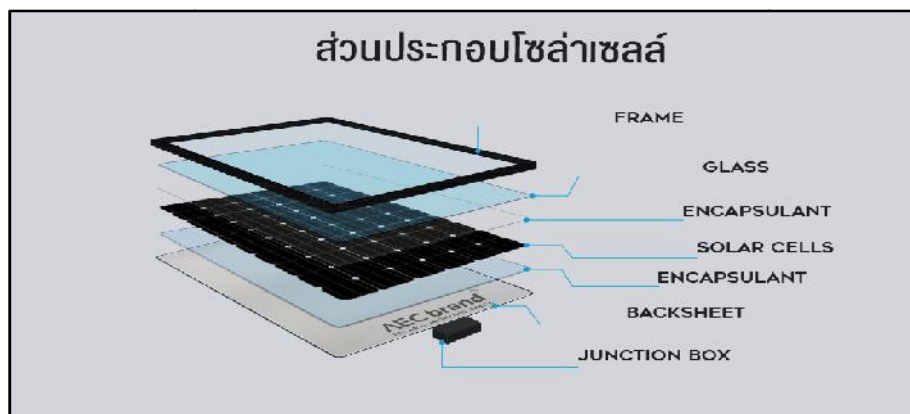
3.5.2 โซลาร์เซลล์

เป็นสิ่งประดิษฐ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ที่สามารถเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์หรือแสงจากหลอดไฟฟ้าให้เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง ไฟฟ้าที่ได้เป็นไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current) โซลาร์เซลล์ประดิษฐ์ขึ้นจากการนำสารกึ่งตัวนำ 2 ชนิด คือ P-Type และ N-Type มาต่อกันทำให้เกิดการไหลของกระแสไฟฟ้าเมื่อได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ โซลาร์เซลล์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิกอน จะใช้สารซิลิกอนมาทำให้ไม่บริสุทธิ์ โดยการเติมธาตุในกลุ่มที่ 3 และกลุ่มที่ 5 ในตารางธาตุลงไป P-Type มีคุณสมบัติของอะตอมเป็นช่องว่างซึ่งเรียกว่า โฮล ส่วน N-Type มีคุณสมบัติของอะตอมเป็นอิเล็กตรอนเกินขึ้นมา 1 ตัว เรียกว่าอิเล็กตรอนอิสระซึ่งสามารถเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระในก้อนผลึก เมื่อนำสารกึ่งตัวนำ P-Type และ N-Type ที่มาต่อกันแล้วทำให้รอยต่อได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ จะทำให้เกิดการไหลของกระแสไฟฟ้า



รูปที่ 3.23 แสดงการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

แหล่งที่มา: <https://www.daddee.co.th> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)



รูปที่ 3.24 ส่วนประกอบของแผงโซลาร์เซลล์
แหล่งที่มา :<https://www.aecexport.com/> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3.5.3 ประเภทของโซลาร์เซลล์

1) แผงโซลาร์เซลล์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน/โมโนคริสตัลไลน์

ทำมาจากซิลิกอนที่มีความบริสุทธิ์สูง เป็นผลึกซิลิกอนเชิงเดี่ยว (mono-Si) หรือ บางทีก็เรียกว่า Single Crystalline โดยเริ่มมาจากแท่งซิลิกอนทรงกระบอก จากนั้นจึงนำมาตัดให้เป็นสี่เหลี่ยม และลบมุมทั้งสี่ออก เพื่อที่จะให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด ทำให้มีลักษณะเป็นสี่เหลี่ยมตัดมุมทั้งสี่มุม



รูปที่ 3.25 แผงโซลาร์เซลล์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน/โมโนคริสตัลไลน์ (mono-Si)
แหล่งที่มา:<https://www.klcbright.com> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

1.1) ข้อดี ของแผงโซลาร์เซลล์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์

- มีประสิทธิภาพเฉลี่ยอยู่ที่ 15-20% เพราะผลิตมาจาก ซิลิคอนเกรดดีที่สุด
- ใช้เนื้อที่ในการติดตั้งน้อย และสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เกือบ 4 เท่า ของชนิดฟิล์มบาง
- มีอายุการใช้งานยาวนานโดยเฉลี่ยแล้วประมาณ 25 ปีขึ้นไป
- ผลิตกระแสไฟฟ้าได้มากกว่าชนิดโพลีคริสตัลไลน์ เมื่ออยู่ในภาวะแสงน้อย

1.2) ข้อเสีย ของแผงโซลาร์เซลล์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์

- มีราคาแพงที่สุดในบางครั้งการติดตั้งด้วย แผงโซลาร์เซลล์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ อาจมีความคุ้มค่ามากกว่า
- ถ้ามีความสกปรกหรือถูกบังแสงในบางส่วนของแผง อาจทำให้วงจรหรือ inverter ใหม้ได้ เพราะอาจจะทำให้เกิดโวลต์สูงเกินไป แต่ปัจจุบันมีการแก้ไขปัญหานี้ในการผลิตแล้ว

2) แผงโซลาร์เซลล์ชนิดผลึกรวม/โพลีคริสตัลไลน์

เป็นแผงโซลาร์เซลล์ที่ทำมาจากผลึกรวมจากซิลิคอนบริสุทธิ์รวมถึงแท่งซิลิคอนที่เหลือทิ้งจากการผลิต นำมาหลอมรวมในเบ้าสี่เหลี่ยม หลังจากนั้นนำมาตัดเป็นแผ่นๆ แต่ละเซลล์เป็นรูปสี่เหลี่ยมจัตุรัส ไม่มีการตัดมุม ทำให้มีราคาถูกลงกว่าแบบผลึกเดี่ยว โดยทั่วไปเรียกว่าผลึกรวมหรือ โพลีคริสตัลไลน์ แต่บางครั้งก็เรียกว่า มัลติ-คริสตัลไลน์ สีของแผงจะออก น้ำเงิน ไม่เข้มมาก



รูปที่ 3.26 แผงโซลาร์เซลล์แบบผลึกรวม/โพลีคริสตัลไลน์ (p-Si)

แหล่งที่มา: <https://www.klcbright.com> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

2.1) ข้อดีของแผงโซลาร์เซลล์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์

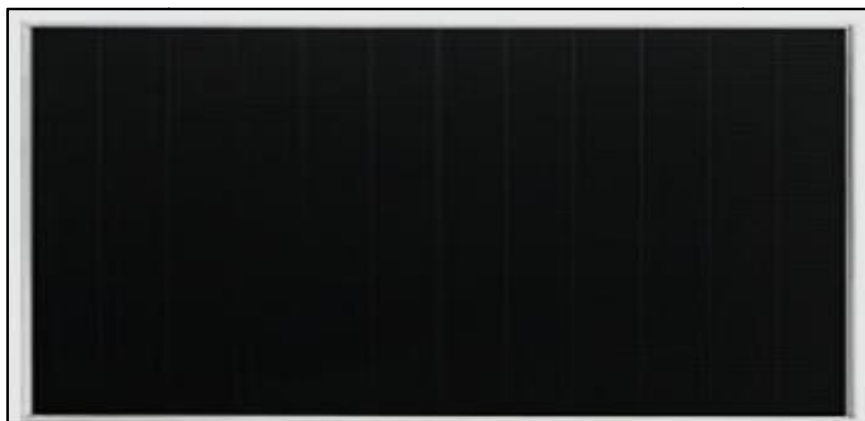
- ราคาถูกกว่าโมโนคริสตัลไลน์
- มีประสิทธิภาพในการใช้งานในที่อุณหภูมิสูงกว่า ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ เล็กน้อย

2.2) ข้อเสียของแผงโซลาร์เซลล์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์

- มีประสิทธิภาพโดยเฉลี่ยอยู่ที่ 13-16% ซึ่งต่ำกว่า เมื่อเทียบกับชนิด โมโนคริสตัลไลน์
- ใช้เนื้อที่ในการติดตั้งมากกว่าแบบโมโนคริสตัลไลน์ เมื่อต้องการประสิทธิภาพเท่ากัน มีสีน้ำตาล ทำให้บางครั้งอาจดูไม่สวยงาม ไม่เข้ากับสีของสภาพแวดล้อม

3) แผงโซลาร์เซลล์ชนิดอะมอร์ฟัส (Amorphous silicon : a-Si)

หลักการโดยทั่วไปของการผลิต โซลาร์เซลล์ชนิดชนิดอะมอร์ฟัส หรือฟิล์มบาง (Thin Film Solar Cell, TFSC) คือ การนำเอาสารที่สามารถแปลงพลังงานจากแสงเป็นกระแสไฟฟ้า มาฉาบเป็นฟิล์มหรือชั้นบางๆ ซ้อนกันหลายๆชั้น เช่น สารประกอบซิลิคอนและสารอื่นๆที่อยู่ในสถานะก๊าซ มาเคลือบเป็นฟิล์มบางบนแผ่นฐาน เช่น แก้วหรือพลาสติก จึงเรียก โซลาร์เซลล์ชนิดนี้ว่า ฟิล์มบาง หรือ thin film ซึ่งสารฉาบที่วางนี้ก็มีด้วยกันหลายชนิด ชื่อเรียกของ แผงโซลาร์เซลล์ ชนิดฟิล์มบางจึงแตกต่างกันออกไป ขึ้นอยู่กับชนิดวัสดุที่นำมาใช้ ได้แก่ อะมอร์ฟัส Amorphous silicon (a-Si) บางชนิด เช่น Hydrogenated amorphous silicon (a-Si:H) ทำให้โปร่งแสงได้ ปัจจุบันแผ่นโซลาร์เซลล์ชนิดฟิล์มบางมีพัฒนาการด้านการผลิตมากมายหลายแบบ และสามารถนำไปใช้ในอุปกรณ์ได้หลากหลาย และสามารถใส่สารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแคดเมียมเทลลูไรด์ (Cadmium Telluride, CdTe) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดคอปเปอร์อินเดียมแกเลียมเซเลไนด์ (Copper Indium Gallium Selenide, CIGS) และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแกเลียมอาเซไนด์ (Gallium Arsenide, GaAs) เป็นต้น บางชนิดสามารถทำให้บิดงอ โค้ง ได้ตามการติดตั้ง ด้านประสิทธิภาพของ แผงโซลาร์เซลล์ ชนิดฟิล์มบางนั้น มีประสิทธิภาพเฉลี่ยอยู่ที่ 7-13% มีต้นทุนการผลิตต่ำมาก แต่ประสิทธิภาพต่ำ และอายุการใช้งานสั้น ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับชนิดของวัสดุที่นำมาทำเป็นฟิล์มฉาบ



รูปที่ 3.27 แผงโซลาร์เซลล์ชนิดอะมอร์ฟัส/ฟิล์มบาง
แหล่งที่มา: <https://www.klebright.com> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3.1) ข้อดี ของ แผงโซลาร์เซลล์ ชนิดฟิล์มบาง

- มีราคาถูกกว่า เพราะสามารถผลิตจำนวนมากได้ง่ายกว่า ชนิดผลึกซิลิคอน และใช้งานหลากหลาย
- ในที่อากาศร้อนมาก ๆ แผงโซลาร์เซลล์ ชนิด ฟิล์มบาง มีผลกระทบน้อยกว่า
- ไม่มีปัญหาเรื่อง เมื่อแผงสกปรกแล้วจะทำให้อายุสั้น
- นำไปประยุกต์ใช้งานได้หลากหลาย

3.2) ข้อเสีย ของ แผงโซลาร์เซลล์ ชนิดฟิล์มบาง

- มีประสิทธิภาพต่ำ
- แผงโซลาร์เซลล์ ชนิด ฟิล์มบาง มีประสิทธิภาพต่อพื้นที่ต่ำ
- ไม่เหมาะนำมาใช้ตามหลังคาบ้าน เพราะมีพื้นที่จำกัด
- การรับประกันสั้นกว่าชนิด ผลึกซิลิคอน

3.5.4 ตัวแปรที่สำคัญของโซลาร์เซลล์

ตัวแปรที่สำคัญที่มีส่วนทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกัน และมีความสำคัญในการพิจารณานำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ ตลอดจนการนำไปคำนวณระบบหรือคำนวณจำนวนแผงแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ในแต่ละพื้นที่ มีดังนี้

1) ความเข้มแสง

กระแสไฟ (Current) จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสง หมายความว่าเมื่อความเข้มของแสงสูง กระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าหรือโวลต์แทบจะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนัก ความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐานคือความเข้มของแสงที่วัดบนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่ง ปราศจากเมฆหมอกและวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลก ซึ่งความเข้มของแสงจะมีค่าเท่ากับ $1,000\text{W/m}^2$ ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM 1.5 (Air Mass 1.5) และถ้าแสงอาทิตย์ทำมุม 60 องศา กับพื้นโลก ความเข้มของแสงจะมีค่าประมาณ 750W/m^2 ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM2 กรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้ค่า AM 1.5 เป็นมาตรฐานในการวัดประสิทธิภาพของแผง

2) อุณหภูมิ

กระแสไฟ (Current) จะไม่แปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป ในขณะที่แรงดันไฟฟ้า (โวลต์) จะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วทุก ๆ 1°C ที่เพิ่มขึ้น จะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.5% และในกรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐานที่ใช้กำหนดประสิทธิภาพของแผงแสงอาทิตย์คือ ณ อุณหภูมิ 25°C เช่น กำหนดไว้ว่าแผงแสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจรเปิด (Open Circuit Voltage หรือ V_{oc}) ที่ 21V ณ อุณหภูมิ 25°C ก็จะหมายความว่าแรงดันไฟฟ้าที่จะได้จากแผงแสงอาทิตย์ เมื่อยังไม่ได้ต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้า ณ อุณหภูมิ 25°C จะเท่ากับ 21V ถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 25°C เช่น อุณหภูมิ 30°C จะทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผงแสงอาทิตย์ลดลง 2.5% ($0.5\% \times 5^\circ\text{C}$) นั่นคือแรงดันของแผงแสงอาทิตย์ที่ V_{oc} จะลดลง 0.525V ($21\text{V} \times 2.5\%$) เหลือเพียง 20.475V แผงชนิดโมโนและโพลีจะมีแรงดันกระแส และขนาดไม่แตกต่างกัน แต่แผงชนิดโมโนจะมีค่า Temperature coefficients of P_{max} น้อยกว่าแผงแบบโพลี ทำให้มีราคาแพงกว่า 10 - 15%

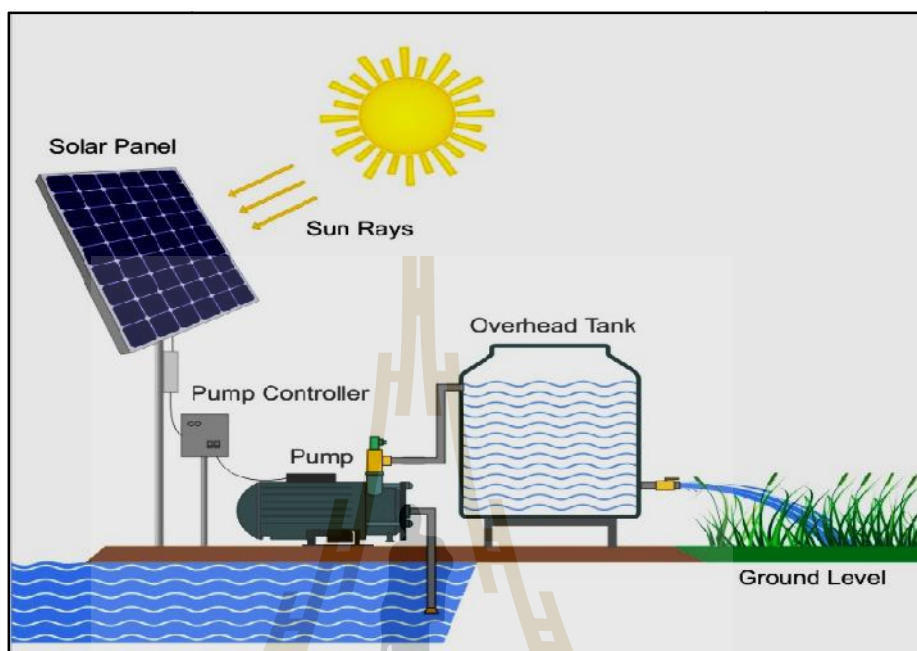
3.5.5 การต่อโซลาร์เซลล์ไปใช้งาน

เนื่องจากกระแสไฟฟ้าที่ได้จากโซลาร์เซลล์เป็นไฟฟ้ากระแสตรง และกระแสไฟฟ้าไม่คงที่มีการแปรเปลี่ยนตามตัวแปรความเข้มของแสงอาทิตย์ การนำไปใช้งานจะแบ่งตามการใช้งาน ดังนี้

1) โซลาร์เซลล์ต่อกับโหลด

เป็นการใช้โซลาร์เซลล์ผลิตกระแสไฟฟ้าเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์เป็นการต่อกระแสไฟฟ้าตรงจากแผงโซลาร์เซลล์เข้ากับภาระหรืออุปกรณ์โดยตรง ซึ่งเป็นการต่อขั้นพื้นฐานที่ใช้อุปกรณ์น้อยที่สุด มีราคาถูก แต่จะใช้งานได้เฉพาะตอนที่แสงอาทิตย์มีความเข้มแสงเพียงพอให้โซลาร์เซลล์ผลิตกระแสไฟฟ้าให้ภาระหรืออุปกรณ์สามารถทำงานได้ เหมาะกับอุปกรณ์ประเภท

มอเตอร์กระแสตรง เพราะมอเตอร์ทนทานต่อการเปลี่ยนแปลงกระแสและแรงดันได้ดี เช่นการสูบน้ำเพื่อการเกษตร ต่อกับพัดลมระบายอากาศในยานยนต์หรือในบ้าน เป็นต้น



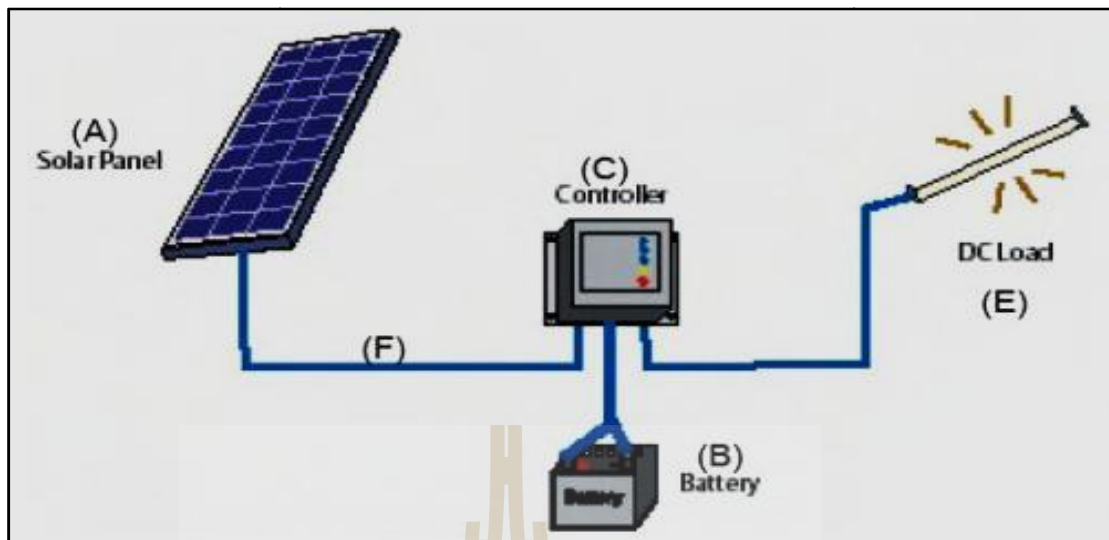
รูปที่ 3.28 โซลาร์เซลล์ต่อกับปั๊มสูบน้ำกระแสตรง

แหล่งที่มา: <https://www.greenlifesolution.in> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

2) โซลาร์เซลล์ต่อกับแบตเตอรี่สำรองไฟ

เป็นการใช้โซลาร์เซลล์ผลิตกระแสไฟฟ้าตรง และมีการเก็บสำรองกระแสไฟฟ้าโดยใช้แบตเตอรี่ เพื่อให้ไฟฟ้าที่จ่ายออกไปมีต่อเนื่องแม้ไม่มีแสงอาทิตย์ ระยะเวลาการใช้ขึ้นอยู่กับขนาดของแบตเตอรี่ การสะสมประจุ (Charge) และภาระกระแสไฟฟ้าที่ได้มีความสม่ำเสมอ เหมาะกับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์

การต่อเข้ากับแบตเตอรี่ต้องมีเครื่องควบคุมการประจุ (Charge Controller) เพราะบางครั้งแสงที่ตกกระทบแผงโซลาร์เซลล์อาจจะไม่สม่ำเสมอจนตลอดทั้งวันจึงทำให้กระแสและแรงดันที่ผลิตได้จากแผงเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาบางช่วงก็สูงบางช่วงก็ต่ำทำให้แรงดันและกระแสไฟฟ้าไม่คงที่ ดังนั้นการชาร์จประจุไฟฟ้าของแผงโดยตรงกับแบตเตอรี่จึงไม่มีประสิทธิภาพเท่าที่ควรและที่สำคัญคือจะทำให้อายุการใช้งานของแบตเตอรี่จะสั้นลง เครื่องควบคุมการชาร์จจึงถูกออกแบบมาเพื่อทำให้การชาร์จไฟฟ้าเข้าแบตเตอรี่นั้นมีประสิทธิภาพเพิ่มมากยิ่งขึ้น อีกทั้งยังป้องกันการเสียหายที่เกิดจากการชาร์จแบตเตอรี่



รูปที่ 3.29 โซลาร์เซลล์ต่อกับเครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่
แหล่งที่มา : <https://www.thaipowertech.com> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3) โซลาร์เซลล์ผลิตไฟฟ้ากระแสสลับ

เป็นการใช้โซลาร์เซลล์ผลิตกระแสไฟฟ้าสลับเพื่อใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าสลับ 220 โวลต์ (Volt AC) โดยมีเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นกระแสไฟฟ้าสลับ (Inverter) ทำหน้าที่แปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งต้องมีการประจุแบตเตอรี่เพื่อให้เครื่องอินเวอร์เตอร์ทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ



รูปที่ 3.30 โซลาร์เซลล์ต่อกับเครื่องอินเวอร์เตอร์
แหล่งที่มา : <http://inverter.champbizshop.com/pure-sine-inverter.htm> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3.5.6 การต่อโซลาร์เซลล์เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid)

การใช้โซลาร์เซลล์ต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า จะต้องมีการขออนุญาตจากการไฟฟ้า ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551 ทั้งนี้อุปกรณ์ต่าง ๆ โดยเฉพาะกริดอินเวอร์เตอร์ต้องได้รับการตรวจอนุญาตจากการไฟฟ้า แบ่งได้ ดังนี้

1) เพื่อขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าตามนโยบายกระทรวงพลังงานรับซื้อไฟฟ้าราคาพิเศษ

Feed In Tariff หรือ FiT ซึ่งเป็นมาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จะต้องมีกริดอินเวอร์เตอร์ผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยโซลาร์เซลล์ ใช้อุปกรณ์ที่เรียกว่า Grid Inverter หรือ Grid Tie Inverter เปลี่ยนกระแสตรงเป็นกระแสสลับที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายของการไฟฟ้า และผ่านเครื่องวัดปริมาณไฟฟ้า (Meter) ที่จำหน่ายให้การไฟฟ้า

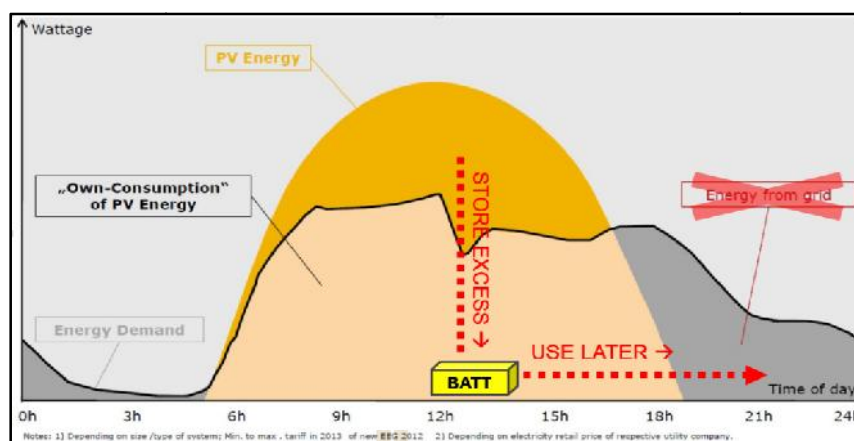
2) เพื่อลดค่ากระแสไฟฟ้า

จะต้องขออนุญาตเป็น “ผู้ขอใช้บริการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย” และจะต้องเปลี่ยนมิเตอร์วัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าให้เป็นแบบหมุนกลับไม่ได้ นั่นคือหากมีปริมาณไฟฟ้าเหลือจากการใช้งาน จะไม่สามารถขายให้การไฟฟ้าได้ การนำโซลาร์เซลล์ไปใช้งานหากคิดเรื่องความคุ้มทุนอาจไม่คุ้มเท่าไร แต่หากนำไปใช้ในที่ระบบสายส่งของการไฟฟ้าเข้าไม่ถึง พื้นที่การเกษตร ฯลฯ จะสามารถทดแทนไฟฟ้าจากระบบได้

3.5.7 อุปกรณ์ในระบบโซลาร์เซลล์

1) แบตเตอรี่ (Battery)

แบตเตอรี่ที่ใช้เก็บสำรองไฟฟ้าในระบบโซลาร์เซลล์ จะต้องเป็นแบบที่มีประสิทธิภาพสูง สามารถเก็บประจุไฟฟ้าได้มาก สามารถจ่ายไฟฟ้าออกได้เป็นเวลานาน มีความทนทาน แบตเตอรี่ที่เหมาะสมคือแบบ Deep-Cycle Battery ซึ่งแบตเตอรี่ที่ออกแบบมาให้สามารถปล่อยประจุไฟฟ้าได้มาก ประมาณ 60-80 เปอร์เซ็นต์ ของประจุไฟฟ้าทั้งหมด ก่อนจะทำการชาร์จประจุใหม่ ส่วนใหญ่จะนำมาใช้กับ ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าในบ้านพักอาศัย แบตเตอรี่ชนิดนี้ จะมีราคาที่สูงกว่าแบตเตอรี่ที่ใช้ในรถยนต์ทั่วไป มีอายุการใช้งาน 4-5 ปี



รูปที่ 3.31 การทำงานของแบตเตอรี่

แหล่งที่มา : <https://www.onecommunityglobal.org/solar-energy-setup-maintenance/>

(เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

1.1) ขนาดความจุของแบตเตอรี่

ขนาดความจุของแบตเตอรี่ มีหน่วยแอมแปร์อาว (Ah) ซึ่งผู้ผลิตแจ้งไว้เป็นค่าที่วัดการคายประจุ ที่ในอัตราการคายกระแสเป็นเวลาชั่วโมง เช่น แบตเตอรี่ 12V 100Ah หมายถึง แบตเตอรี่ลูกนี้ สามารถจ่ายไฟที่อัตรา 10A ได้นาน 10 ชั่วโมง (เป็นการคำนวณแบบง่ายๆ อัตราที่แน่นอนต้องพิจารณาที่กราฟคุณสมบัติ) ค่าแอมแปร์อาวที่บริษัทแจ้งจะเป็นค่าที่คิดจากการประจุที่ 20 ชั่วโมง

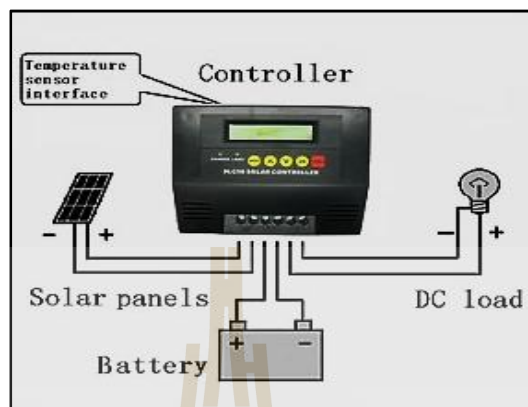
1.2) ค่าในการนำเอาความจุที่มีอยู่ออกมาใช้งาน

ค่าในการนำเอาความจุที่มีอยู่ออกมาใช้งาน (Depth Of Discharge : DOD) ค่าที่บอกถึงความสามารถของแบตเตอรี่ คือ อาจจะบอกเป็นเปอร์เซ็นต์ หรือ Ah ก็ได้ ยกตัวอย่าง เช่น แบตเตอรี่เต็มความจุคือ 100% แต่สามารถนำเอาออกมาใช้งานได้เพียง 35% ที่เหลือ 65% เก็บสำรองไว้เพื่อรักษาแบตเตอรี่เอาไว้ นั่นคือแบตเตอรี่ลูกนี้มี DOD 35% ค่านี้มีการกำหนดได้ถึง 60 % เพื่อให้ได้ขนาดของแบตเตอรี่น้อย แต่จะมีผลกับอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ (Use Cycle)

2) เครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ของโซลาร์เซลล์ (Solar Charge Controller)

เครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ของโซลาร์เซลล์ ทำหน้าที่ควบคุมการจ่ายกระแสไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์เพื่อประจุให้กับแบตเตอรี่ และทำหน้าที่ตัดต่อวงจรการจ่ายไฟฟ้า

กระแสตรงจากแบตเตอรี่ให้กับโหลด หากแบตเตอรี่มีระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำเครื่องจะตัดวงจรโหลดออก และจะต่อวงจรการประจุ



รูปที่ 3.32 ชาร์จคอนโทรลเลอร์

แหล่งที่มา :<https://www.sunnergysolar.com> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

เครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่จะต้องวงจรระหว่างแผงโซลาร์เซลล์กับแบตเตอรี่และโหลด หากแรงดันไฟฟ้าที่อยู่ในแบตเตอรี่ต่ำกว่าที่ตั้งไว้ เครื่องจะทำการปลดโหลดออกจากระบบโดยทันที เพื่อป้องกันแบตเตอรี่เสื่อมคุณภาพเร็วขึ้น ปกติจะตั้งค่าแรงดันการปลดโหลดไว้ที่ประมาณ 11.5 โวลต์ (สำหรับแรงดันระบบที่ 12 โวลต์) เครื่องควบคุมการชาร์จก็จะต่อการทำงานของโหลดใหม่ ถ้าแบตเตอรี่มีค่าแรงดันที่เพิ่มขึ้นตามที่ตั้งไว้ ปกติจะตั้งไว้ที่ 12.6 โวลต์ (สำหรับแรงดันระบบ 12 โวลต์) ส่วนแรงดันควบคุมในการประจุแบตเตอรี่ (Regulation Voltage) ปกติจะมีค่า 14.3 โวลต์ (สำหรับระบบ 12 โวลต์) เมื่อแบตเตอรี่ประจุจนเต็ม

3) เครื่องแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสไฟฟ้าใช้ในระบบ(Grid Inverter)

อินเวอร์เตอร์ในที่นี้จะกล่าวถึงเป็นชนิดที่แปลงกระแสไฟฟ้าตรงจากแผงโซลาร์เซลล์ หรือ ไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ ให้เป็นไฟกระแสสลับที่มีลักษณะเช่นเดียวกับของการไฟฟ้า คือ ไฟฟ้ากระแสสลับ 220 โวลต์ ความถี่ 50 เฮิรตซ์ (Hz) เพราะต้องการจ่ายไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าที่เราใช้งาน ถ้าสามารถต่อจากแผงโซลาร์เซลล์ได้โดยตรงโดยจะมีราคาสูงจะแบ่งได้ 2 ระบบ ดังนี้

3.1) ระบบสแตนด์ออลน (Stand-Alone System)

ระบบสแตนด์ออลนหรือระบบอิสระที่ไม่ต่อเข้ากับการไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์แบบนี้รับพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์ในตอนกลางวัน และ

รับไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ในเวลากลางคืนจากพลังงานที่ชาร์จไว้โดยแผงโซลาร์เซลล์ในเวลากลางวัน แล้วแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ จ่ายให้กับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสสลับต่อไป

3.2) ระบบออนกริด (On-grid System)

ระบบออนกริด หรือระบบที่สามารถต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า มีชื่อเรียกอินเวอร์เตอร์ชนิดนี้โดยทั่วไปว่า กริดไทน์อินเวอร์เตอร์ (Grid-Tied Inverter) ลักษณะการทำงานของอินเวอร์เตอร์ระบบนี้จะเหมือนกับอินเวอร์เตอร์โดยปกติทั่วไปแต่จะต้องมีแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับจากการไฟฟ้าป้อนให้กับอินเวอร์เตอร์อีกทางหนึ่งด้วย ตัวอินเวอร์เตอร์แบบนี้ถึงจะทำงาน ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์จะถูกใช้ไปกับเครื่องใช้ไฟฟ้าต่างๆภายในบ้าน (สำหรับระบบออนกริดแบบลดค่าไฟฟ้า) หรืออาจจะแปลงไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์ป้อนตรงให้กับสายส่งเพื่อขายไฟให้กับการไฟฟ้าตามโครงการ VSPP ได้ กริดไทน์อินเวอร์เตอร์ในปัจจุบันจะตัดการทำงานตัวมันเองทันทีที่ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าดับเพื่อป้องกันไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์ผ่านไปยังสายไฟของการไฟฟ้าซึ่งจะเป็นอันตรายต่อช่างไฟฟ้าที่จะมาซ่อมได้

3.6 ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) และแบตเตอรี่

3.6.1 หลักการและเหตุผล

เทคโนโลยีการสำรองไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายไฟฟ้า หรือการจัดเก็บพลังงานของกริดเป็นเทคโนโลยีที่กำลังได้รับความสนใจอย่างมากจากรัฐบาลและหน่วยงานกำกับดูแล (Regulator) โครงข่ายไฟฟ้าทั่วโลก เนื่องจากเทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงานของกริดสามารถช่วยเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ส่วนเกินเพื่อนำมาใช้เวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง (peak) สามารถช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองต่อระดับความต้องการและการผลิตที่มีความผันแปรได้อย่างทันท่วงทีการจัดเก็บพลังงานของกริดจึงช่วยแก้ปัญหาความผันแปรของอุปสงค์และอุปทานในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งช่วยเพิ่มความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าอันเป็นประเด็นที่มีความสำคัญมากขึ้นเรื่อย ๆ

ด้วยเหตุนี้ ความต้องการเทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงานของกริดจึงมีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นตามสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนและยานยนต์ไฟฟ้า (Electronic Vehicles) ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าทั่วโลกและน่าจะเป็นโอกาสดีของประเทศไทยที่จะส่งเสริมอุตสาหกรรมการผลิตการจัดเก็บพลังงานของกริดซึ่งคาดว่าจะมีความต้องการที่ขยายตัวอย่างรวดเร็วในตลาดโลก นอกจากนี้จะช่วยสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับประเทศแล้วการจัดการจัดเก็บพลังงานของกริดยังจะเพิ่มเสถียรภาพให้กับโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ และสามารถเป็นฐานเพื่อต่อยอดไปยังการ

ผลิตระบบสำรองไฟฟ้าสำหรับยานยนต์ไฟฟ้า และอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์สำหรับผู้บริโภค (Consumer Electronics) ซึ่งจะมีความต้องการสูงขึ้นในอนาคตเช่นเดียวกัน(มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย, 2018)

3.6.2 นิยามของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน และแบตเตอรี่

ใน ส่วนนี้ คณะผู้วิจัยจะทบทวนนิยามของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน และนิยามของแบตเตอรี่ที่กล่าวถึงในระดับสากลและในประเทศไทย

1) นิยามโดยทั่วไปของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน (Energy Storage)

ทบวงพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency, 2014) ได้กล่าวถึงเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน (Energy storage) ไว้ว่าคือ เทคโนโลยีใดก็ตามที่สามารถกักเก็บพลังงาน ที่ผลิตในช่วงเวลาหนึ่ง เพื่อนำออกมาใช้ตอบสนองความต้องการในอีกช่วงเวลาหนึ่งได้ European Commission เสนอนิยามของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานไว้ใกล้เคียงกัน คือ “Energy storage in the electricity system means the deferring of an amount of the energy that was generated to the moment of use, either as final energy or converted into another energy carrier.” (European Commission, 2017)

จะเห็นได้ว่า นิยามข้างต้นครอบคลุมเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานหลากหลายประเภทที่มีคุณสมบัติดังกล่าว ได้แก่ เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานเชิงกล (Mechanical Energy Storage เช่น Pumped-Hydro Storage) เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานความร้อน (Thermal Energy Storage เช่น Latent Thermal) เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานเคมี (Chemical Energy Storage เช่น Hydrogen Storage) เทคโนโลยีกักเก็บ พลังงานไฟฟ้าเคมี (Electrochemical Energy Storage เช่น แบตเตอรี่ตะกั่วกรด แบตเตอรี่ Lithium-ion) และเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy Storage เช่น Super-Capacitors)

ในระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิมนั้น ไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นไม่สามารถถูกกักเก็บไว้ใช้ในเวลาต่อมาได้ ผู้ดูแลระบบ (System operator) จะต้องรักษาระดับการผลิตไฟฟ้าในแต่ละตำแหน่งและช่วงเวลา ให้เท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าในตำแหน่งและช่วงเวลาเดียวกันอยู่เสมอ เพื่อเสถียรภาพและความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า ดังนั้นการนำเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานไฟฟ้า (Energy Storage) เข้ามาใช้จะมีบทบาทพลิกโฉมการทำงานของกิจการไฟฟ้าไปอย่างสิ้นเชิง เพราะทำให้ระดับการผลิตไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องเท่ากับความต้องการไฟฟ้าในทุกขณะและทุกตำแหน่งอีกต่อไป ทำให้ผู้ดูแลระบบสามารถเพิ่มความยืดหยุ่นและลดต้นทุนของระบบไฟฟ้าได้เช่น การเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงต้นทุนถูกไว้ใช้ในช่วงที่ต้นทุนแพง หรือเก็บพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจากพลังงานทดแทนที่ผลิตได้ในช่วงเวลาที่ความต้องการต่ำไว้ใช้ในช่วงเวลาที่ความต้องการสูง

2) นิยามโดยทั่วไปของแบตเตอรี่

เทคโนโลยี Energy Storage ดั้งเดิมที่ประเทศไทยและทั่วโลกคุ้นเคยคือ เทคโนโลยีแบตเตอรี่ ซึ่งจัดเป็นเทคโนโลยี Electrochemical Energy Storage และมีองค์ประกอบหลัก 3 ส่วนได้แก่

1. ขั้วบวก (cathode) เป็นส่วนที่ให้อิเล็กตรอนระหว่างที่เกิดปฏิกิริยาเคมี
2. ขั้วลบ (anode) เป็นส่วนที่รับอิเล็กตรอนจากขั้วบวก
3. อิเล็กโทรไลต์ (electrolyte) เป็นสารละลายที่ทำหน้าที่ส่งผ่านไอออนบวกระหว่างแคโทดและแอโนดระหว่างการเกิดปฏิกิริยาเคมี

เทคโนโลยีแบตเตอรี่ในปัจจุบันมีอยู่หลากหลาย โดยมีความแตกต่างหลักอยู่ที่อัตราส่วนและองค์ประกอบของสารเคมีที่ใช้ผลิต cathode, anode, และ electrolyte ซึ่งองค์ประกอบของสารเคมีที่ต่างกันจะส่งผลให้แบตเตอรี่ชนิดต่าง ๆ มีคุณสมบัติที่ต่างกัน เช่น อัตราการกักเก็บหรือการปลดปล่อยประจุของพลังงานที่สะสมไว้ (Power rating) พลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อปริมาตร (Power and energy density) พลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อน้ำหนัก (Specific power and energy) จำนวนรอบที่สามารถกักเก็บ และปล่อยพลังงานได้ (discharge cycle) เป็นต้น

แบตเตอรี่ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบันส่วนใหญ่เป็นแบตเตอรี่แบบทูลิยุมิ ซึ่งสามารถชาร์จและนำกลับมาใช้ใหม่ได้ (rechargeable battery) เช่น แบตเตอรี่ตะกั่วกรด (Lead-acid battery), แบตเตอรี่ Lithium-ion, แบตเตอรี่ Lithium-ion polymer, แบตเตอรี่ Nickel- Metal Hydrid (NiMH) ดังที่สรุปในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ชนิดของแบตเตอรี่

ชนิดของแบตเตอรี่	การใช้งาน
ตะกั่วกรด (lead acid)	สตาร์ทเครื่องยนต์ในรถยนต์ รถไฟ ยานยนต์อื่น ๆ เครื่องสำรองไฟฟ้า
เหล็กนิกเกิล (Nickel – Iron)	เครื่องสำรองไฟฟ้าขนาดกลางและใหญ่ เครื่องชุดเจาะ
นิกเกิลแคดเมียม (Nickel – Cadmium/NiCad)	อุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดพกพา หรือขนาดเล็ก ไฟฉุกเฉิน เครื่องบิน(สำหรับสตาร์ท) แพลช รถไฟฟ้า รถไฮบริด
นิกเกิลเมทัล ไฮไดรด์ (Nickel – Metal Hydride)	อุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดพกพาสมัยก่า รถไฟฟ้า รถไฮบริด แหล่งสำรองไฟฟ้าสำหรับ พลังงานหมุนเวียน

ตารางที่ 3.4 ชนิดของแบตเตอรี่ (ต่อ)

ชนิดของแบตเตอรี่	การใช้งาน
ลิเทียม (Lithium-ion)	อุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดพกพาสมัยเก่า รถไฟฟ้า รถไฮบริด แหล่งสำรองไฟฟ้าสำหรับ พลังงานหมุนเวียน
ลิเทียมโพลิเมอร์ (Lithium-ion polymer)	อุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดพกพา ของเล่น เครื่องบินบังคับ

3.6.3 บทบาทของระบบกักเก็บพลังงาน ในโครงข่ายไฟฟ้า

เทคโนโลยี Energy Storage มีศักยภาพในการนำมาใช้กับโครงข่ายไฟฟ้าได้หลากหลายรูปแบบ ไม่ว่าจะเป็นการรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า การเพิ่มประสิทธิภาพของระบบสายส่ง/สายจำหน่าย การเพิ่มประสิทธิภาพการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า การบริหารจัดการต้นทุนค่าไฟฟ้า และการส่งเสริมการเพิ่มขึ้นของพลังงานทดแทนในระบบไฟฟ้า

จากการทบทวนการศึกษาในต่างประเทศหลายชิ้นที่วิเคราะห์ประโยชน์ของการติดตั้งระบบเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน คณะผู้วิจัยสามารถจัดกลุ่มการใช้งานเทคโนโลยี Energy Storage ในห่วงโซ่มูลค่า(value chain) ของอุตสาหกรรมไฟฟ้าได้เป็น 5 ตำแหน่ง ได้แก่ ส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation), การควบคุมระบบไฟฟ้า (System operator), การใช้ควบคู่กับพลังงานทดแทน (Renewable energy), ส่วนระบบสายส่งและสายจำหน่าย (Transmission and Distribution), และส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า (Consumer/Endusers) โดยตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 สรุปการใช้งานของ Energy Storage ในอุตสาหกรรมไฟฟ้า

ตำแหน่งในห่วงโซ่มูลค่า	ลักษณะการใช้งาน (Application)
ส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation)	ใช้ควบคู่กับโรงไฟฟ้า หรือทดแทนโรงไฟฟ้า 1. Electric energy time-shift 2. Electric supply capacity
ส่วนการควบคุมระบบและโครงข่ายไฟฟ้า (System operator)	ใช้เสริมสร้างความมั่นคงและเสถียรภาพให้กับโครงข่ายไฟฟ้า 3. Load following and Area regulation 4. Electric supply reserve capacity 5. Voltage support

ตารางที่ 3.5 สรุปการใช้งานของ Energy Storage ในอุตสาหกรรมไฟฟ้า (ต่อ)

ตำแหน่งในห่วงโซ่มูลค่า	ลักษณะการใช้งาน (Application)
การใช้ควบคู่กับพลังงานทดแทน (Renewable energy)	ใช้เพิ่มเสถียรภาพให้กับพลังงานทดแทน โดยเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไว้ใช้เมื่อมีความต้องการเท่านั้น 6. Renewable energy time-shift 7. Renewable capacity firming 8. Wind/solar generation grid integration
ระบบสายส่งและสายจำหน่าย (Transmission & Distribution)	ใช้ชะลอการลงทุนในสายส่งและสายจำหน่าย เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าและพลังงานทดแทนที่เพิ่มขึ้นในระบบ 9. Transmission congestion relief 10. T&D upgrade deferral
ผู้ใช้ไฟฟ้า (Consumers)	ใช้สร้างความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้า และใช้ควบคู่กับระบบการจัดการพลังงานภายในอาคาร 11. Time-of-use management 12. Demand charge management 13. Electric service reliability 14. Electric service power quality

จากประโยชน์การใช้งานที่หลากหลายนี้เอง ในการพิจารณามูลค่าที่แท้จริงของระบบกักเก็บพลังงานจำเป็นต้องรวมประโยชน์ที่ได้จากการใช้งานทุกรูปแบบเข้าไว้ด้วยกัน ดังนั้นในหลายๆ กรณีจะพบว่าหากคิดมูลค่าของระบบ Energy Storage จากการใช้งานรูปแบบเดียว การลงทุนในระบบกักเก็บพลังงาน อาจจะไม่คุ้มค่า แต่หากมีการผนวกรวมประโยชน์ที่ได้จากการใช้งานในรูปแบบที่ส่งเสริมกันทั้งหมด จะทำให้การลงทุนมีความคุ้มค่าได้

3.6.4 เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานของกริดที่มีอยู่ในปัจจุบัน

เทคโนโลยีสำรองไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 5 ประเภทหลักๆ ตามหลักการการทำงานดังที่แสดงในตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 สรุปเทคโนโลยีสำคัญในแต่ละประเภท

ประเภท	ตัวอย่างเทคโนโลยี
ระบบสำรองพลังงานเชิงกล (Mechanical Energy storage)	Pumped-Storage Hydro (PSH) Compressed Air Energy Storage (CAES) Liquid Air Energy Storage (LAES) Flywheels (FW)
ระบบสำรองพลังงานความร้อน (Thermal Energy storage)	Thermo-Chemical Sensible Thermal Latent Thermal
ระบบสำรองพลังงานเคมี (Chemical Energy storage)	Hydrogen Storage (H) Substitute Natural Gas (SNG)
ระบบสำรองพลังงานไฟฟ้าเคมี (Electrochemical Energy storage)	Lead-Acid Batteries (L/A) Sodium-Sulfur Batteries (NaS) Lithium-Ion Batteries (Li-ion) Redox Flow Batteries
ระบบสำรองพลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy storage)	Super-capacitors Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)

3.6.5 คุณลักษณะที่สำคัญของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท

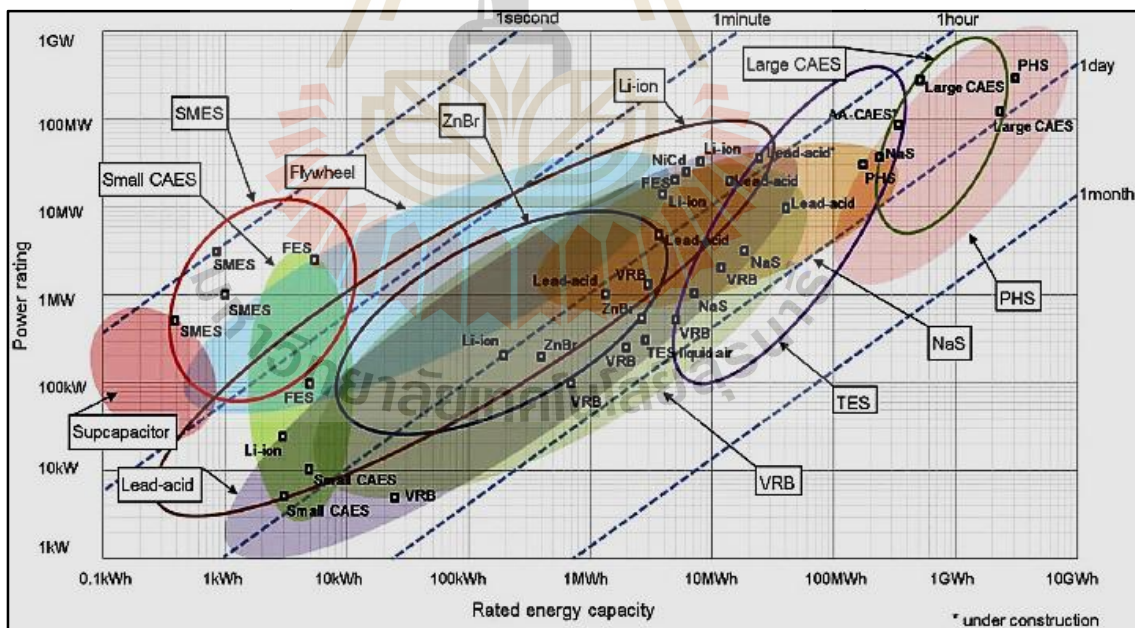
การเลือกใช้เทคโนโลยีสำรองไฟฟ้าในแต่ละประเภทนั้น ขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งาน โดยสามารถแบ่งลักษณะการทำงานแบบหยาบๆ คือระบบสำรองพลังงานที่ต้องเก็บพลังงานปริมาณมากเป็นเวลานาน ที่เหมาะแก่การนำมาใช้โยกย้ายพลังงานที่ผลิตได้ไปใช้ในช่วเวลาอื่น โดยเฉพาะการนำมาใช้เพื่อให้บริการ Load Following แทนการใช้โรงไฟฟ้าในปัจจุบัน และ ระบบสำรองพลังงานที่สามารถปลดปล่อยและสะสมพลังงานได้อย่างรวดเร็ว ที่เหมาะแก่การใช้งานเพื่อปรับปรุงคุณภาพกำลังไฟฟ้า (power quality) และการใช้งานเพื่อเป็นแหล่งจ่ายพลังงานต่อเนื่อง ซึ่งต้องการความสามารถในการตอบสนองต่อความต้องการพลังงานจำนวนมากอย่างรวดเร็วเป็นระยะเวลาดั้งๆ

ความแตกต่างสำคัญของเทคโนโลยี ระบบกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท จะขึ้นอยู่กับความสามารถในการกักเก็บและปลดปล่อยไฟฟ้า ประสิทธิภาพการทำงานของระบบ อายุการใช้งาน และต้นทุน โดยในแต่ละปีจะมีรายละเอียดดังนี้

1) ความสามารถในการกักเก็บและปลดปล่อยพลังงานไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้า

ในบริบทของการสำรองไฟฟ้าจำเป็นต้องให้ความสำคัญกับ 2 คุณลักษณะของเทคโนโลยี คือ ปริมาณพลังงานที่ระบบสำรองไฟฟ้าสามารถเก็บสะสม (Rated Energy Capacity) ที่มีหน่วยเป็น kWh หรือ MWh และอัตราการกักเก็บหรือการปลดปล่อยประจุของพลังงานที่สะสมไว้ (Power Rating) ที่มีหน่วยเป็น kW หรือ MW ซึ่งเมื่อนำปริมาณพลังงานมาหารด้วยอัตราการปลดปล่อย ก็จะได้ระยะเวลาที่เทคโนโลยีสามารถปลดปล่อยพลังงาน ณ จุดพักตัวกำลังได้ (Discharge Time Duration at Power Rating)

ตัวแปรทั้ง 3 นี้จะเป็นตัวกำหนดลักษณะการใช้งานของแต่ละเทคโนโลยี รูปที่ 3.33 แสดงให้เห็นถึงลักษณะการนำมาใช้งานของเทคโนโลยีสำรองพลังงานประเภทต่างๆ โดยแต่ละจุดสีต่างแสดงถึงโครงการติดตั้งระบบสำรองพลังงานที่มีอยู่จริง ส่วนแกนตั้งแสดงถึง อัตราการปลดปล่อยประจุของพลังงานที่สะสมไว้ ในขณะที่แกนนอนแสดงถึงปริมาณพลังงานที่ระบบสำรองไฟฟ้าสามารถเก็บสะสม และเส้นทแยงคือเส้นแบ่งของระยะเวลาที่เทคโนโลยีสามารถปลดปล่อยพลังงานได้ ณ จุดพักตัวกำลัง

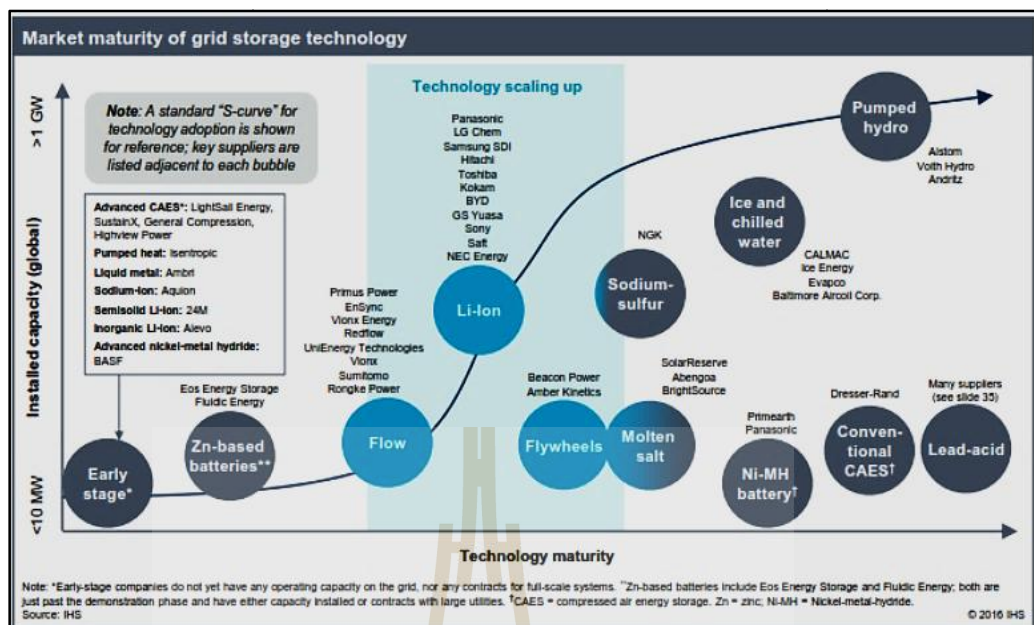


รูปที่ 3.33 ลักษณะการนำมาใช้งานของแต่ละเทคโนโลยี เปรียบเทียบจาก Power rating, Rated energy capacity และ Discharge time duration at power rating (Luo et al., 2015)

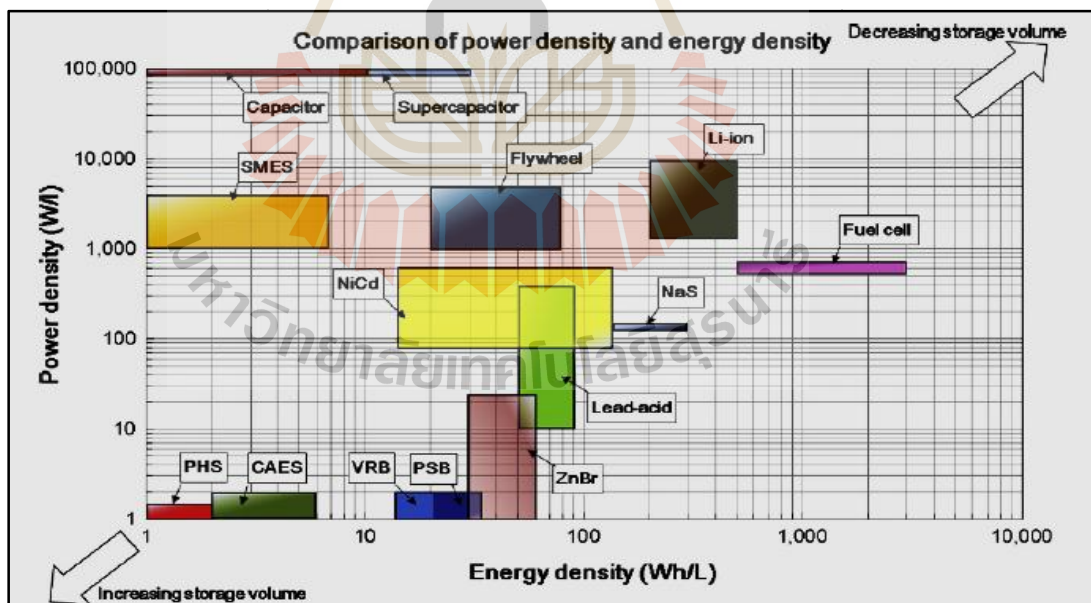
เนื่องจากเทคโนโลยีสำรองพลังงานสามารถเรียงต่อเพิ่มได้ (stack up) เทคโนโลยีใดเทคโนโลยีหนึ่งจึงสามารถให้อัตราการปลดปล่อยประจุของพลังงานที่สะสมไว้และ ปริมาณพลังงานที่ระบบสำรองไฟฟ้าสามารถเก็บสะสม เท่าใดก็ได้ถ้าเรียงต่อกันเป็นจำนวนมากพอ การเปรียบเทียบที่ระดับเทคโนโลยีแบบหน่วยต่อหน่วยจึงไม่มีประโยชน์ถ้าไม่มีจุดอ้างอิง (reference point) ที่ทำให้สามารถเปรียบเทียบเทคโนโลยีได้ จึงมีประโยชน์อย่างยิ่งแก่การศึกษา เพราะเป็นกราฟที่สร้างมาจากโครงการที่มีอยู่จริง จึงสะท้อนความเหมาะสมของการใช้เทคโนโลยีไว้แล้วในกระบวนการตัดสินใจของโครงการ

จะเห็นได้จากรูปที่ 3.33 ว่าเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับการกักเก็บพลังงานเป็นปริมาณมาก คือเทคโนโลยีที่อยู่ในมุมขวาบน เช่น Pumped-storage hydro (PSH) และ Compressed air Energy Storage (CAES) ส่วนเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับการกักเก็บและปลดปล่อยพลังงานอย่างรวดเร็วจะอยู่ในมุมซ้ายล่าง เช่น Super-capacitors, Flywheels และ Superconducting magnetic Energy Storage (SMES) เป็นต้น เทคโนโลยีแบตเตอรี่หรือระบบสำรองพลังงานไฟฟ้าเคมี ส่วนมากจะอยู่ช่วงกลางๆ คือมีความเหมาะสมกับทั้งสองลักษณะการใช้งานขึ้นอยู่กับตำแหน่งของจุดบนกราฟ และขนาดของระดับความพร้อมของเทคโนโลยี ที่จะเป็นตัวกำหนดต้นทุนของโครงการและความเชื่อถือได้ (reliability)

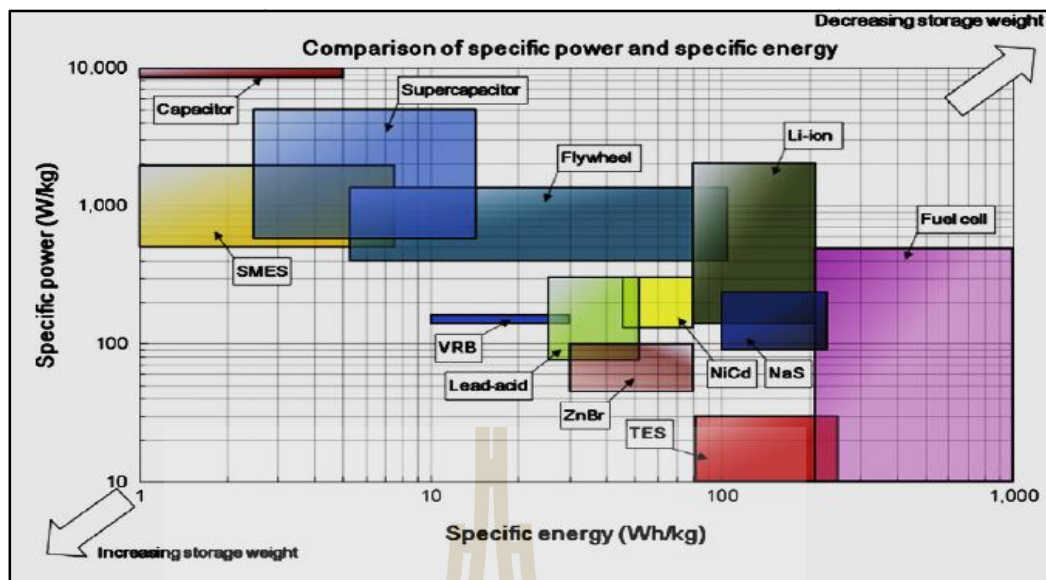
ประเด็นที่สำคัญรองลงมาเป็นเรื่องของปริมาตรและน้ำหนักที่ต้องใช้ในการติดตั้งระบบสำรองไฟฟ้าโดยจะวัดได้จากพลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อปริมาตร (power and energy density) ที่มีหน่วยเป็น W/L และ Wh/L ตามลำดับ (รูปที่ 3.35) และพลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อน้ำหนัก (specific power) ที่มีหน่วยเป็น W/kg และ Wh/kg ตามลำดับ (รูปที่ 3.36) จากกราฟในรูปทั้งสองจะเห็นได้ว่า ถ้าเทคโนโลยียิ่งเข้าใกล้มุมขวาบนมากเท่าไร ยิ่งมีปริมาตรและน้ำหนักน้อยลงเท่านั้น ขณะที่ถ้าอยู่มุมซ้ายล่างก็จะมีปริมาตรและน้ำหนักเยอะ ประเด็นทั้งสองนี้มีความสำคัญต่อการเลือกเทคโนโลยีในระดับหนึ่งสำหรับการใช้งานในโครงข่ายไฟฟ้าที่มีพื้นที่จำกัด แต่อาจจะไม่สำคัญมากเท่ากับการใช้งานในรถยนต์ไฟฟ้า (EVs) ที่น้ำหนักและปริมาตรเป็นประเด็นสำคัญในขั้นตอนการออกแบบ



รูปที่ 3.34 ระดับความพร้อม (maturity) ของแต่ละเทคโนโลยี แหล่งที่มา :<https://www.energy.gov> (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)



รูปที่ 3.35 เปรียบเทียบพลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อปริมาตรของเทคโนโลยีสำรองไฟฟ้า (Luo et al., 2015)



รูปที่ 3.36 เปรียบเทียบพลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อน้ำหนักของเทคโนโลยีสำรองไฟฟ้า
แหล่งที่มา :<http://www.polb.com/civica/filebank/blobload.asp?BlobID=13596>
(เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

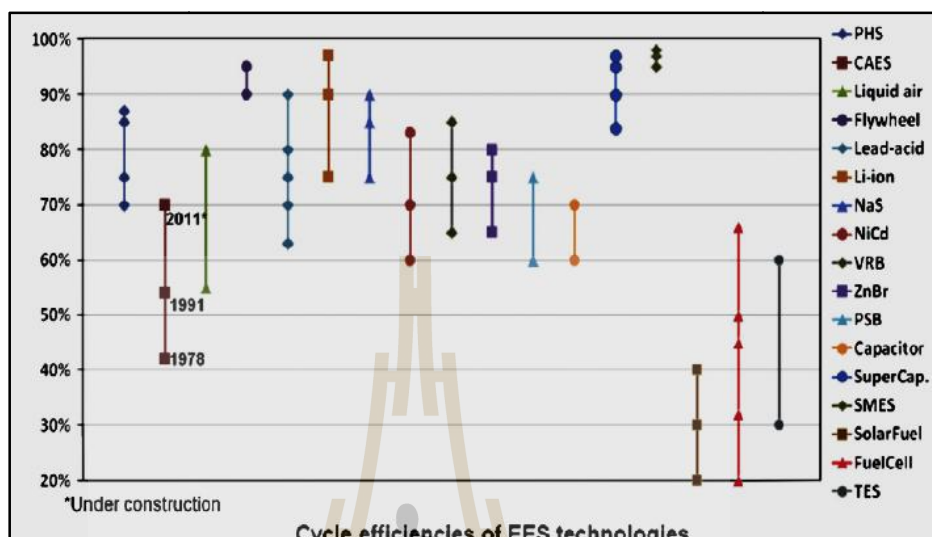
2) ประสิทธิภาพของการกักเก็บพลังงานต่อรอบชาร์จ (cycle efficiency)

ประสิทธิภาพของการกักเก็บพลังงานต่อรอบชาร์จ หรือ cycle efficiency มีอีกชื่อหนึ่งคือประสิทธิภาพไป-กลับ (round-trip efficiency) เพราะการคำนวณประสิทธิภาพต้องคำนึงถึงขั้นตอนการกักเก็บพลังงานและช่วงปลดปล่อยพลังงาน ค่าประสิทธิภาพสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างพลังงานที่ปล่อยออกมาเทียบกับพลังงานที่ใส่เข้าไป ถ้าระบบสำรองไฟฟ้ามีค่าประสิทธิภาพสูง ก็จะมีการสูญเสียพลังงานในระหว่างขั้นตอนการกักเก็บหรือปลดปล่อยน้อย ดังนั้น เทคโนโลยีที่มีค่าประสิทธิภาพต่ำจึงไม่เหมาะกับลักษณะการใช้งานที่มีรอบการชาร์จบ่อย ๆ

รูปที่ 3.37 เปรียบเทียบ cycle efficiency ระหว่างเทคโนโลยีสำรองไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ จากรูปจะเห็นว่าเทคโนโลยีแบตเตอรี่หลายๆ ประเภทมีค่าประสิทธิภาพที่เกาะกลุ่มกันระหว่างร้อยละ 60 ไปจนถึงร้อยละ 98 โดยจะสังเกตได้ว่าเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่มีการใช้งานอย่างแพร่หลายในปัจจุบันคือเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่มีค่าประสิทธิภาพสูงสุด ได้แก่ Lithium-Ion, Lead Acid และ Sodium Sulfur

นอกจากนี้ เทคโนโลยีที่เหมาะสมกับ Power Application เช่น Flywheel และ Supercapacitor ก็มีค่าประสิทธิภาพที่สูงมากเช่นกัน ขณะที่เทคโนโลยีที่ใช้สำหรับ Energy Application

เช่น Pumped-storagehydro (PSH) และ Compressed air Energy Storage (CAES) นั้นกลับมีค่าประสิทธิภาพเพียงแค่อ้อยละ 70 ถึง 88 และร้อยละ 42 ถึง 70 ตามลำดับ



รูปที่ 3.37 เปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบกักเก็บพลังงานต่อรอบชาร์จ (cycle efficiency)

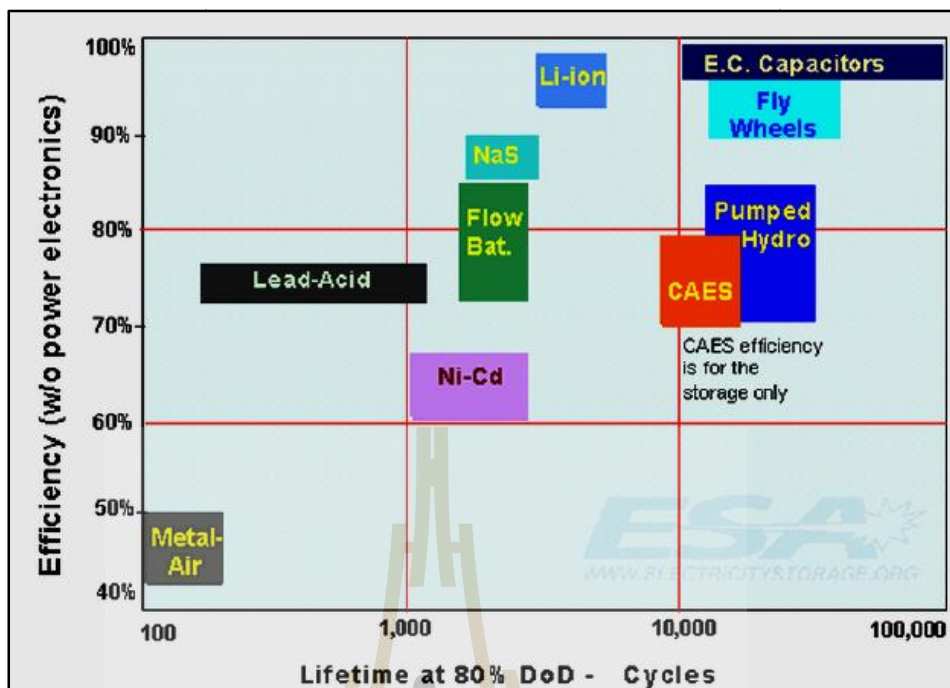
แหล่งที่มา : <https://tdri.or.th/wp-content/uploads/2018/06/Grid-Energy-storage.pdf>

(เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3) ความสามารถในการกักเก็บและปลดปล่อยพลังงานต่อรอบ และอายุการใช้งาน

เทคโนโลยีสำรองพลังงานมีข้อจำกัดอยู่ประการหนึ่งคือ อายุการใช้งานจะขึ้นอยู่กับจำนวนครั้งที่ทำการกักเก็บและปลดปล่อยพลังงาน มีหน่วยเป็นรอบ (cycles) ปัญหาคือจำนวนรอบและอายุการใช้งานจะเปลี่ยนแปลงตามความลึกของการปลดปล่อยพลังงาน (Depth of discharge) ที่มีหน่วยเป็นร้อยละ โดยแต่ละเทคโนโลยีจะมีพิกัดที่สามารถปลดปล่อยพลังงานได้ที่ต่างกัน ในกรณีที่มีการปลดปล่อยพลังงานไม่ตรงพิกัด ก็จะเกิดเหตุการณ์ที่เรียกว่า Memory effect ที่ทำให้อายุการใช้งานลดลง

สำหรับการใช้งานเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานจำเป็นที่จะต้องมีความสามารถในการปลดปล่อยที่ลึกพอควร โดยมาตรฐานทั่วไปของความลึกในการปลดปล่อย จะเท่ากับหรือมากกว่าร้อยละ 80 รูปที่ 3.38 เปรียบเทียบประสิทธิภาพของเทคโนโลยีกับอายุการใช้งานที่ความลึกในการปลดปล่อยร้อยละ 80 จะเห็นได้ว่าเทคโนโลยีแบตเตอรี่ Lead acid มีอายุการใช้งานที่ต่ำมากเมื่อใช้งานที่ความลึกในการปลดปล่อยร้อยละ 80 ต่างจากเทคโนโลยีแบตเตอรี่อื่น ๆ ที่มีอายุการใช้งานเกินพันรอบขึ้นไป



รูปที่ 3.38 เปรียบเทียบประสิทธิภาพและอายุการใช้งานที่ร้อยละ 80 Depth of Discharge
แหล่งที่มา :https://www.researchgate.net/figure/Storage-technologies-comparison-Efficiency-versus-lifetime-at-80-depth-of-discharge_fig18_321949821 (เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

3.6.6 เทคโนโลยีอื่นที่จำเป็นต้องใช้ควบคู่กับ Energy storage

การเลือกใช้เทคโนโลยีสำรองพลังงานประเภทต่าง ๆ นอกจากจะต้องคำนึงถึงคุณลักษณะของแต่ละเทคโนโลยีแล้ว ยังต้องทำความเข้าใจและคำนวณต้นทุนรวมกับเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องต่อการทำงานของระบบเช่น เทคโนโลยี Pumped-Storage Hydro (PSH) ที่ต้องคำนึงถึงกังหัน turbine เพื่อเปลี่ยนพลังงานแรงดันน้ำให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้า หรือระบบการกักเก็บพลังงานในรูปของก๊าซ Hydrogen ที่จำเป็นต้องคำนึงถึงโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็น เช่น สถานีผลิตก๊าซ ท่อส่งก๊าซ และสถานีเติมก๊าซ เป็นต้น

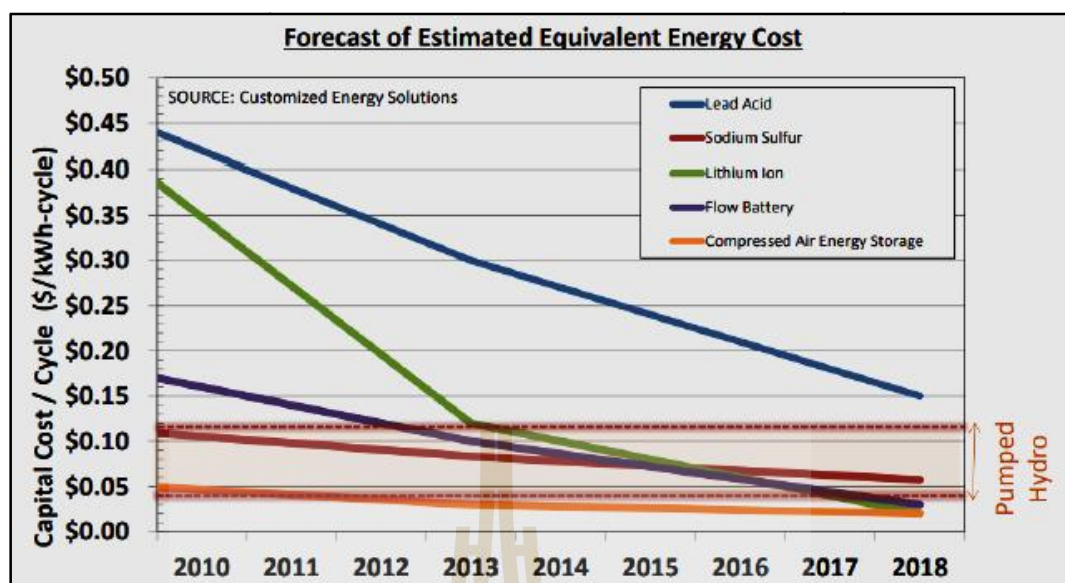
เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องโดยตรงและสำคัญที่สุดต่อเทคโนโลยีกักเก็บไฟฟ้าแบบแบตเตอรี่คือ inverter และ converter ที่ทำหน้าที่แปลงแรงดันและกระแสไฟฟ้าจากระดับหนึ่งไปสู่อีกระดับหนึ่ง โดย inverter ทำหน้าที่แปลงจากไฟฟ้ากระแสตรงไปเป็นกระแสสลับ (DC-AC) และ converter ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้าจากกระแสสลับไปเป็นกระแสตรง (AC-DC) เทคโนโลยีดังกล่าวมีการพัฒนาประสิทธิภาพการทำงานอย่างมากหลังเริ่มมีการนำ semiconductor switching devices เช่น diodes และ transistors ซึ่งเป็นอุปกรณ์แบบ active devices ที่ทำหน้าที่สับสวิตช์ควบคุมการ

ไหลของกระแสไฟฟ้ามาใช้ ควบคู่กับอุปกรณ์แบบ passive devices ดั้งเดิม เช่น resistors capacitors และ inductors

การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี inverter และ converter นั้นอยู่ภายใต้ศาสตร์ที่เรียกว่า Power Electronics ที่มีอีกชื่อเรียกคือ Solid-State Electronics ตามลักษณะของเทคโนโลยี เทคโนโลยีดังกล่าวในปัจจุบันมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องและเป็นตลาดขนาดใหญ่ที่สำคัญ และมีการนำมาใช้ทั่วไปในหลาย ๆ application ไม่ใช่แค่เพียงเพื่อการกักเก็บพลังงาน เช่น การนำมาใช้เพื่อควบคุมการผลิตพลังงานทดแทนเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า การนำมาใช้ควบคุมและขับเคลื่อนมอเตอร์ของรถยนต์ไฟฟ้า เครื่องจักร โรงงาน เครื่องและลิฟท์และการนำมาใช้แปลงไฟฟ้าให้เหมาะสมกับอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ เป็นต้น การวิจัยปรับปรุงคุณภาพของ power electronics มักจะเน้นไปที่การปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์ (Solid-State Devices) ดีไซน์ของ inverter และ converter (Topology Design) และการพัฒนาระบบควบคุมการทำงานของสวิตช์ (control system) ซึ่งส่งผลให้ประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานต่อรอบสูงมาก ประมาณ ร้อยละ 90

3.6.7 เทคโนโลยีแบตเตอรี่ Lithium-Ion

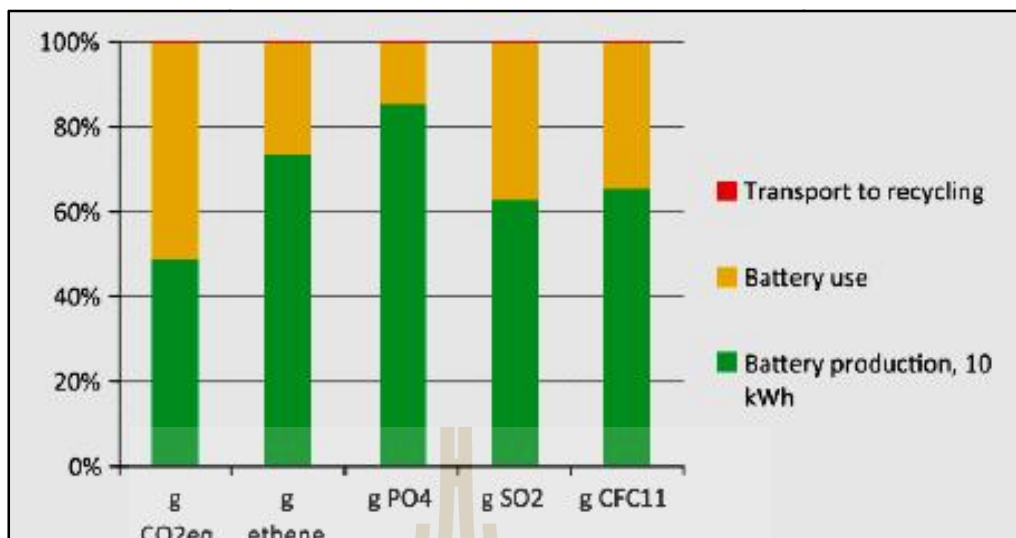
เทคโนโลยีแบตเตอรี่ Lithium-Ion เป็นเทคโนโลยีแบตเตอรี่สำคัญที่มีศักยภาพสูงในตลาดเนื่องจากในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา มีการขยายกำลังการผลิตทั่วโลกอย่างรวดเร็ว เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่มี power density และ energy density สูงเหมาะแก่การนำมาใช้ในรถยนต์ไฟฟ้า (electric vehicles) การแข่งขันที่เพิ่มขึ้นกับกำลังการผลิตขนาดใหญ่ที่ก่อให้เกิดการประหยัดจากขนาด ที่ทำให้ราคาต่อ kWh-cycle ของแบตเตอรี่ Lithium-Ion ลดลงเป็นอย่างมาก (รูปที่ 3.39) ด้วยเหตุนี้คณะผู้วิจัยจึงได้นำรายละเอียดของเทคโนโลยีแบบต่างๆ ของแบตเตอรี่ Lithium-Ion มานำเสนอในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้



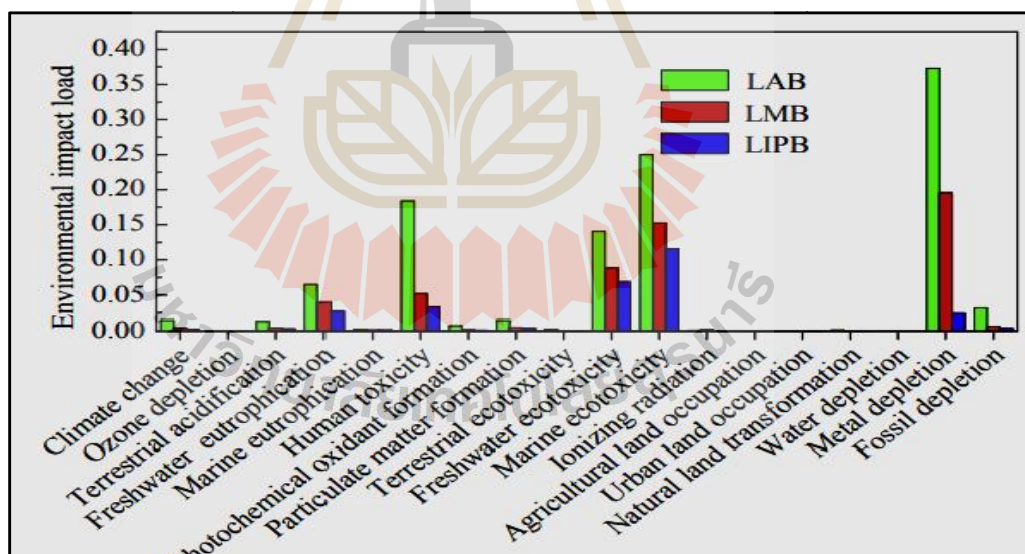
รูปที่ 3.39 เปรียบเทียบราคาต่อ kWh-cycle ของแบตเตอรี่ Lithium-Ion และเทคโนโลยีอื่น ๆ
แหล่งที่มา : <https://tdri.or.th/wp-content/uploads/2018/06/Grid-Energy-storage.pdf>
(เข้าถึงเมื่อ 25/02/2562)

แบตเตอรี่ Lithium-Ion ที่พบได้โดยส่วนใหญ่ในตลาดมีอยู่สองรูปแบบคือ (i) Cylindrical Cell ที่มีลักษณะเป็นทรงกระบอก และ (ii) แบบ Prismatic & Pouch Cell ที่มีลักษณะเป็นซองอ่อนทรงสี่เหลี่ยมแบตเตอรี่ Lithium-Ion แบบ cylindrical นั้นมีข้อดีคือ สามารถผลิตได้ง่ายกว่าและมีความเสถียรเชิงโครงสร้าง นอกจากนี้ ยังมีความปลอดภัยสูง ได้รับการออกแบบมาให้แตกตัวออกเมื่อได้รับแรงดันจากภายนอกจึงลดโอกาสเกิดเพลิงไหม้ และยังมีอายุการใช้งานยาวนานและราคาถูก ข้อเสียหลักของแบตเตอรี่ทรงกระบอกคือ เมื่อนำมาจัดเรียงต่อกันจะเกิดช่องว่างระหว่างเซลล์ทำให้แบตเตอรี่แพคมีขนาดใหญ่และกินเนื้อที่

ในทางกลับกันแบตเตอรี่ Lithium-Ion แบบ prismatic และ pouch มีความเบาและบางจึงประหยัดเนื้อที่กว่า สามารถนำมาซ้อนกันเป็นชั้นทำให้สามารถออกแบบผลิตภัณฑ์ได้หลากหลายรูปแบบ จึงมีการนำมาใช้ผลิตมือถือ ที่มีน้ำหนักเบา ข้อเสียของรูปแบบ prismatic/pouch คือต้นทุนในการออกแบบและการผลิตที่ยังมีราคาแพงอยู่ และมีอายุการใช้งานต่ำเพราะไม่สามารถจัดการกับความร้อนได้ดีนักนอกจากนี้ การผลิตแบตเตอรี่ Lithium-Ion แบบ prismatic/pouch ของหลายๆ บริษัทยังไม่มีมาตรฐานที่ใช้ร่วมกันจึงไม่สามารถเปลี่ยนดีไซน์ได้บ่อยครั้ง



รูปที่ 3.40 สัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และสารอันตรายอื่น ๆ ในระหว่างขั้นตอนการผลิต ขั้นตอนการใช้งาน และระหว่างการขนส่งเพื่อนำไปรีไซเคิล (มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย, 2018)



รูปที่ 3.41 เปรียบเทียบผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ 3 ชนิด (LAB คือ Lead acid battery LMB คือ Lithium manganese battery และ LIPB คือ Lithium iron phosphate battery) (มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย, 2018)

ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ Lithium-ion ส่วนมากมาจากกระบวนการผลิต(รูปที่ 3.40) โดยเฉพาะการปลดปล่อยของก๊าซฮีเทน ฟอสเฟต ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และ สารคลอโรฟลูโอคาร์บอนที่ถูกปลดปล่อยระหว่างขั้นตอนการผลิตมากกว่าครึ่ง ขณะที่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างคาร์บอนไดออกไซด์ระหว่างขั้นตอนการผลิตนั้นมีสัดส่วนที่ใกล้เคียงกันกับการปล่อยก๊าซระหว่างการใช้งาน ส่วนรูปที่ 3.41 เปรียบเทียบผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ 3 ชนิด คือ Lead acid battery, Lithium Manganese battery และ Lithium Iron Phosphate battery

ปัจจุบันการรีไซเคิลแบตเตอรี่ Lithium-ion ยังไม่มีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐกิจ เนื่องจากยังไม่มีแบตเตอรี่ Lithium-ion ที่ใกล้หมดอายุการใช้งาน (End-of-life batteries) เป็นจำนวนมากพอ และอาจจะต้องใช้เวลากว่าหนึ่งทศวรรษจนกว่าแบตเตอรี่ที่อยู่ในตลาดปัจจุบันจะหมดอายุลง

3.6.8 อุตสาหกรรมการจัดเก็บพลังงานของกริดในต่างประเทศที่สำคัญ

ส่วนนี้จะกล่าวถึงอุตสาหกรรมกักเก็บพลังงานเพื่อใช้ในโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศที่สำคัญ เช่น ญี่ปุ่น จีน เกาหลีใต้ เยอรมนี ออสเตรเลีย และไต้หวัน โดยมีรายละเอียดเกี่ยวกับนโยบาย และผู้เล่นหลักในอุตสาหกรรม ดังนี้

1) ญี่ปุ่น

นโยบายการส่งเสริมการกักเก็บพลังงานและนโยบายด้านพลังงานโดยทั่วไปของญี่ปุ่นเน้นความยืดหยุ่น ความหลากหลาย และการพึ่งพาตัวเองทางพลังงาน ซึ่งระบุไว้ชัดเจนในแผนพลังงานเชิงยุทธศาสตร์ฉบับที่ 4 ในปี 2557 ซึ่งเกิดขึ้นภายหลังเหตุการณ์แผ่นดินไหวที่ฟูกูชิม่าในปี 2554 และการประกาศปิดโรงงานไฟฟ้านิวเคลียร์ซึ่งมีกำลังการผลิต 60 กิกะวัตต์ในเวลาต่อม แผนดังกล่าวยังได้ระบุความสำคัญของพลังงานแสงอาทิตย์ ลม และน้ำ ในฐานะเป็นแหล่งผลิตพลังงานเชิงยุทธศาสตร์ การพัฒนานโยบายเทคโนโลยีแบตเตอรี่สำหรับระบบการกักเก็บพลังงานและความสำคัญของตลาดกักเก็บพลังงาน โดยตั้งเป้าหมายว่า ญี่ปุ่นจะมีส่วนแบ่งในตลาดแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานร้อยละ 50 ของตลาดโลก (คิดเป็นมูลค่า 20 ล้านล้านเยน) ภายในปี 2563 และมีการใช้พลังงานหมุนเวียนร้อยละ 30 ของพลังงานที่ใช้ทั้งหมดในประเทศ ภายในปี 2573 มาในปัจจุบัน ญี่ปุ่นเป็นประเทศที่มีตลาดกักเก็บพลังงานไฟฟ้าสำหรับที่อยู่อาศัยที่ใหญ่ที่สุดในโลกด้วยความจุ 277 MWh ซึ่งเป็นผลจากโครงการให้เงินอุดหนุนการสำรองไฟฟ้า behind the meter ที่ทำให้ยอดขายแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเพิ่มสูงขึ้น การปฏิรูปตลาดพลังงานไฟฟ้าของญี่ปุ่น นับเป็นโอกาสสำคัญสำหรับธุรกิจที่จะเข้าถึงตลาดค้าปลีกพลังงานไฟฟ้าที่เปิดเสรีที่มีมูลค่าถึง 67 พันล้านดอลลาร์

สหรัฐฯ ซึ่งผู้ผลิตระบบสำรองพลังงานไฟฟ้าสามารถนำเสนอขายบริการให้แก่ผู้ให้บริการไฟฟ้า และลูกค้าที่อยู่อาศัย

2) จีน

ในปัจจุบัน จีนมีโครงการเกี่ยวกับระบบสำรองพลังงานไฟฟ้ามากกว่า 50 โครงการที่อยู่ระหว่างขั้นตอนการวางแผนและดำเนินงาน โดยมุ่งใช้แบตเตอรี่เพื่อกักเก็บพลังงานไฟฟ้าจากลมและแสงอาทิตย์นอกจากนี้ จีนอยู่ในระหว่างการประเมินแนวทางในการกำกับดูแลการกักเก็บพลังงานในฐานะเป็นส่วนหนึ่งของการผลิต การจัดการ โหลด การส่งจ่าย และการจำหน่าย แม้ว่า จีนมีการลงทุนด้านพลังงานสะอาดจำนวนมาก แต่เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าของจีนยังคงอยู่ในระดับกำลังพัฒนา ดังนั้น แผนพัฒนาประเทศ 5 ปีของจีนในปี 2559 จึงระบุเป้าหมายในการพัฒนาพลังงานสะอาดและเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้า

ในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา ทั่วโลกได้มีการติดตั้งระบบการกักเก็บพลังงานสำหรับระบบไฟฟ้า (ไม่รวมการกักเก็บพลังน้ำแบบสูบกลับ ระบบอัดอากาศ และระบบความร้อน) ด้วยอัตราการเติบโตประมาณร้อยละ 20 จนทำให้มีกำลังไฟฟ้าสูงถึง 840 เมกะวัตต์ในปี 2557 โดยเทคโนโลยีที่นิยมมากที่สุด คือแบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์และแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนคิดเป็นประมาณร้อยละ 75 ของกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้งทั้งหมด

ในปี 2557 จีนได้ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานสำหรับระบบไฟฟ้า (ไม่รวมการกักเก็บพลังน้ำแบบสูบกลับ ระบบอัดอากาศ และระบบความร้อน) คิดเป็นประมาณร้อยละ 10 ของกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้งทั่วโลก ซึ่งเพิ่มขึ้นมากกว่าร้อยละ 50 จากในปี 2556 โดยจีนเน้นการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน ซึ่งมีสัดส่วนประมาณร้อยละ 71 ของกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้งทั้งหมด รองลงมาคือ แบตเตอรี่ตะกั่วกรด (ร้อยละ 14)

เพื่อสร้างพลังงานสะอาดและยั่งยืนในอนาคต รัฐบาลจีนมีนโยบายมุ่งเน้นเทคโนโลยีพลังงานสะอาดในช่วงปลายปี 2557 จีนมีกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม 114.6 กิกะวัตต์ ซึ่งนับเป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าที่ใหญ่เป็นอันดับสามในจีน รองจากพลังงานความร้อน (thermal power) และพลังงานน้ำ (hydropower) ขณะเดียวกัน จีนได้ติดตั้งกำลังไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 28.1 กิกะวัตต์ ซึ่งทำให้จีนกลายเป็นตลาด พลังงานแสงอาทิตย์ที่ใหญ่ที่สุดในโลกแทนที่สหรัฐอเมริกา นอกจากนี้ ในปี 2557 ความต้องการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าจากลมและแสงอาทิตย์คิดเป็น 5.7 กิกะวัตต์ และ 3.5 กิกะวัตต์ ตามลำดับ

ในด้านการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ส่วนใหญ่เป็นการนำไปใช้บูรณาการกับพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ กลุ่มของผู้ใช้สุดท้าย (end user) และกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้า (generation side) ในปี 2557 ทั้งนี้ การใช้แบตเตอรี่สำหรับโครงข่ายและฝั่งการผลิตไฟฟ้ายังมีไม่

มากนัก เนื่องจากเทคโนโลยีหลักของระบบกักเก็บพลังงาน โดยสรุป อุตสาหกรรม energy storage ในประเทศจีนได้เปลี่ยนแปลงจากเดิมที่อยู่ในขั้นตอนโครงการสาธิต (demonstration project stage) ไปสู่ขั้นตอนการดำเนินการเชิงพาณิชย์ (commercial operation stage) อย่างไรก็ตาม ประเทศจีนยังคงประสบกับความท้าทายที่สำคัญหลายประการในการพัฒนาอุตสาหกรรมกักเก็บพลังงานสู่เชิงพาณิชย์ เช่น ต้นทุนเฉลี่ยที่ยังคงสูงอยู่ ระบบมาตรฐานทางเทคนิคที่ยังไม่สมบูรณ์ และนโยบายการให้แรงจูงใจที่ยังไม่มีประสิทธิภาพมากพอไฟฟ้าในประเทศจีนคือ เทคโนโลยีแบบการกักเก็บพลังงานแบบสูบกลับ

3) เกาหลีใต้

นอกเหนือจากการเป็นประเทศที่เป็นแหล่งผลิตแบตเตอรี่รายใหญ่ของโลก (ผู้ผลิตรายใหญ่คือ LG และ Samsung) เกาหลีใต้ยังได้ประกาศชัดเจนว่า อุตสาหกรรมกักเก็บพลังงานจะเป็นอุตสาหกรรมหลักที่ช่วยทำให้ความต้องการไฟฟ้าที่เติบโตอย่างรวดเร็วของเกาหลีใต้มีเสถียรภาพมากขึ้น และช่วยเพิ่มความสามารถในการแข่งขันและนวัตกรรมทางเทคโนโลยีของประเทศ รัฐบาลเกาหลีใต้จึงมีนโยบายให้เงินอุดหนุนการใช้ระบบกักเก็บพลังงานและการรักษาความถี่ของไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์

สืบเนื่องจากนโยบายดังกล่าว การไฟฟ้าเกาหลีใต้ (Korea Electric Power Corporation: KEPCO) จึงมีแผนที่จะสร้างโครงการกักเก็บพลังงานไฟฟ้า 500 เมกะวัตต์เพื่อช่วยควบคุมและรักษาความถี่ของไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ (frequency regulation) ภายในปี 2560 โดยบริษัท Koham ได้ดำเนินงานผ่าน 3 โครงการ ได้แก่ โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่นิกเกิล แมงกานีส โคบอลต์ (MNC) ออกไซด์ 24 เมกะวัตต์ (ความจุ 9 MWh) และ 16 เมกะวัตต์ (ความจุ 6 MWh) และระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่ลิเทียม ไททานเท ออกไซด์ (LTO) 16 เมกะวัตต์ (ความจุ 5 MWh) ทั้งนี้ มีการคาดการณ์ว่าโครงการดังกล่าวจะช่วยให้ KEPCO สามารถประหยัดค่าใช้จ่ายจากการซื้อเชื้อเพลิงได้ถึง 13 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อปีและทำให้เกาหลีใต้กลายเป็นผู้เล่นหลักในตลาดแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน

4) เยอรมนี

ตลาดกักเก็บพลังงานไฟฟ้าของเยอรมนีเติบโตอย่างรวดเร็ว ซึ่งเป็นผลจากการดำเนินโครงการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (energy transition project) ของรัฐบาล โดยกำหนดเป้าหมายให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างน้อยร้อยละ 80 (เทียบกับปี 2533) ภายในปี 2593 และลดการพึ่งพาไฟฟ้าจากโรงงานไฟฟ้านิวเคลียร์จนค่อยๆ หดไปภายในปี 2566 ทั้งนี้ หากเทียบกับประเทศอื่น ๆ ในสหภาพยุโรป เยอรมนีนับเป็นประเทศชั้นนำในการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน

ในปัจจุบันแหล่งพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าได้ประมาณร้อยละ 32 ของการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด และน่าจะเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 80 ของการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดภายในปี 2593

ในด้านระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดเล็ก (small-scale battery systems) คริวเรือนและภาคธุรกิจมีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดเล็กอย่างแพร่หลาย ในปี 2559 เยอรมนี มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มากกว่า 1.6 ล้านแห่งโดยมีกำลังการผลิตรวมมากกว่า 41 กิกะวัตต์พีค (GWp) ส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังการผลิตต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์พีค (kWp) โดยเป็นการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน และโดยเฉลี่ยสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเองเพิ่มขึ้นจากเดิมร้อยละ 35 เป็นมากกว่าร้อยละ 70 เมื่อมีการใช้แบตเตอรี่ในการกักเก็บพลังงานร่วมกับคริวเรือนและภาคธุรกิจมีการติดตั้งระบบกักเก็บไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มากกว่า 50,000 ราย ณ ปี 2559 และคาดว่าน่าจะมีจำนวนเพิ่มขึ้นในปี 2560 เนื่องจากต้นทุนของแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานและระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ลดลง นอกจากนี้ รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมให้มีการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่เพื่อกักเก็บพลังงานที่ใช้ในคริวเรือน โดยจัดให้มีโครงการคืนเงิน (rebates) ร้อยละ 30 ของต้นทุนทั้งหมด หรือเฉลี่ยประมาณ 4,000 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อคริวเรือน รวมทั้งการให้กู้ยืมดอกเบี้ยต่ำสำหรับระบบกักเก็บพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ

นอกจากนี้ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ (large-scale battery systems) มีบทบาทสูงขึ้นในการรวมแหล่งผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนเข้ามาในระบบ และการสร้างความสมดุลของพลังงานจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างทันที่ ในหลายปีที่ผ่านมามีโครงการสาธิตของระบบกักเก็บพลังงานได้เกิดขึ้นจำนวนมาก และส่วนใหญ่ได้รับการสนับสนุนด้านเงินทุนจากกระทรวงการเศรษฐกิจและพลังงาน และในเดือนกันยายน 2557 ระบบกักเก็บพลังงานเชิงพาณิชย์ได้เกิดขึ้นเป็นครั้งแรกในยุโรปที่เยอรมนี

5) ออสเตรเลีย

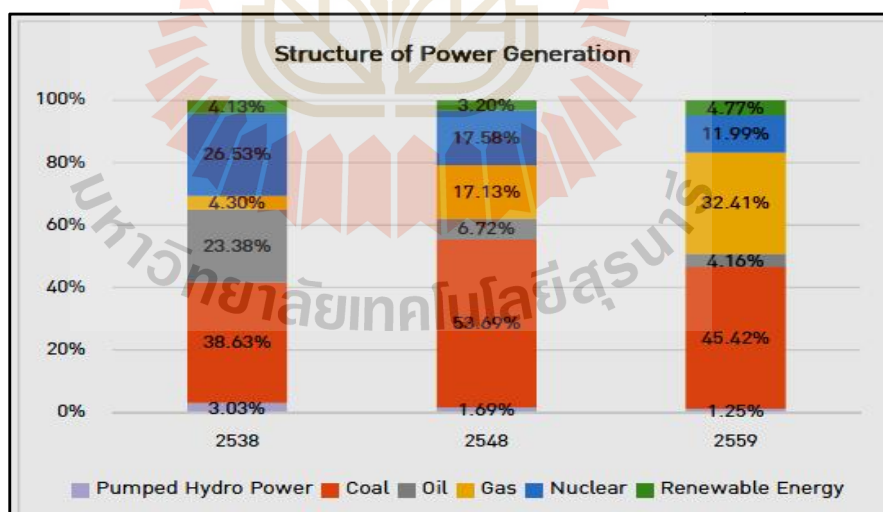
ตลาดกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในออสเตรเลียมีการเติบโตอย่างรวดเร็ว ซึ่งเป็นผลจากค่าไฟฟ้าที่สูง และมาตรการจูงใจของรัฐบาลกลางและรัฐบาลท้องถิ่น โดยในปี 2559 มีการติดตั้งแบตเตอรี่เพื่อกักเก็บพลังงานขนาด 52 MWh (เช่น โครงการขนาด 2 MWh ที่เหมือง Sandfire Resources Copper Mine และโครงการขนาด 1.1 MWh ที่ชายหาด Alkimos ในรัฐเวสต์เทิร์นออสเตรเลีย) และในปี 2560 โครงการแบตเตอรี่เพื่อกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ที่สำคัญ เช่น โครงการขนาด 100 MW/129 MWh ในรัฐเซาท์เทิร์นออสเตรเลีย ซึ่งสามารถกักเก็บพลังงานไฟฟ้าได้ 1 ชั่วโมงสำหรับ 30,000 คริวเรือน โดยบริษัท “Tesla” ทำการติดตั้งด้วยระบบแบตเตอรี่ Tesla’s

PowerPack โดยใช้เวลาน้อยกว่า 100 วัน ทั้งนี้ โครงการนี้นับว่าเป็นโครงการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่ใหญ่ที่สุดในโลก

Technologies, Applications, Regions and Competitive Landscape (2017) ได้คาดการณ์ว่าตลาดระบบกักเก็บพลังงานของออสเตรเลียจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี (CAGR) ร้อยละ 30.1 ในปี 2560-2563 เนื่องจากราคาไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ต้นทุนแบตเตอรี่ลดลง และการเปลี่ยนแปลงสู่การพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นในประเทศ ตลอดจน นโยบายของรัฐบาลที่ประกาศเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น โดยการติดตั้งโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั่วทั้งประเทศ และมาตรการของรัฐที่ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน

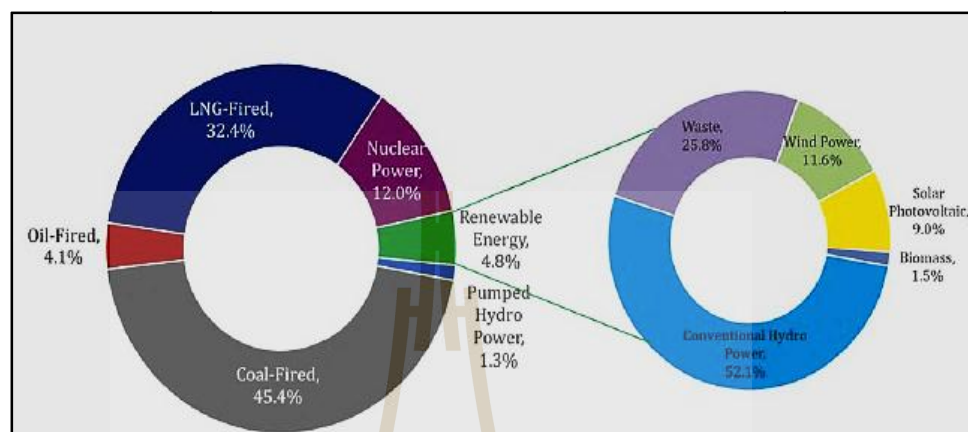
6) ไต้หวัน

ในปี 2559 กำลังการผลิตไฟฟ้าในไต้หวันสูงถึง 264,114.2 GWh ซึ่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 จากปี 2558 โดยการผลิตไฟฟ้าของไต้หวันเป็นการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศสูงมากถึงร้อยละ 98 การผลิตไฟฟ้าในไต้หวันส่วนใหญ่มาจากพลังงานความร้อน โดยคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 82 (ประกอบด้วย การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินร้อยละ 45.4 แก๊ส ร้อยละ 32.4 น้ำมัน ร้อยละ 4.2) ขณะที่ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังมีสัดส่วนที่ต่ำเพียงร้อยละ 4.8 (Energy Statistics Handbook, 2016) ดังรูปที่ 3.42



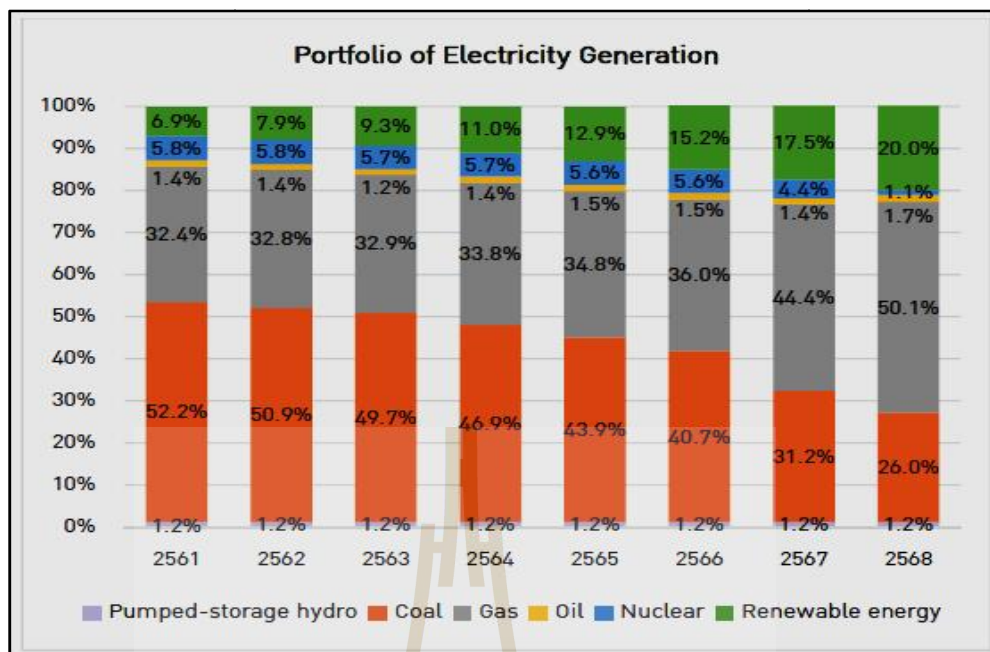
รูปที่ 3.42 โครงสร้างการผลิตไฟฟ้าในไต้หวัน
(มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย, 2018)

ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประมาณครึ่งหนึ่งเป็นการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ (ร้อยละ 52.1) รองลงมาคือ การผลิตไฟฟ้าจากของเสีย (ร้อยละ 25.8) พลังงานลม (ร้อยละ 11.6) พลังงานแสงอาทิตย์ (ร้อยละ 9) และชีวมวล (ร้อยละ 1.5)



รูปที่ 3.43 โครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของไต้หวัน (2016)
(มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย, 2018)

รัฐบาลไต้หวันได้ประกาศเป้าหมายการผลิตพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 20 ภายในปี 2568 โดยมีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นเป็น 27.36 กิกะวัตต์ (จากเดิม กำลังการผลิตเพียง 4.3 กิกะวัตต์ ในปี 2558) และปลดปล่อยพลังงานนิวเคลียร์ภายในปี 2568 (ดังแสดงรูปที่ 3.44) โดยมีมาตรการสนับสนุน เช่น ระบบ FIT สำหรับพลังงานหมุนเวียน ขณะเดียวกัน มีการแก้ไข พรบ. การไฟฟ้า ในปี 2560 โดยมีเป้าหมายเพื่อออกมาตรการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียน และเปิดเสรีตลาดพลังงาน อย่างไรก็ตาม รัฐบาลไต้หวันยังไม่มีกำหนดเป้าหมายเกี่ยวกับการกักเก็บพลังงาน



รูปที่ 3.44 แผนการผลิตไฟฟ้าของไต้หวัน
(มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย, 2018)

ที่ผ่านมาไต้หวันยังไม่มีโครงการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเทียมเกิดขึ้นในประเทศ แต่ในกลางเดือนสิงหาคม 2560 รัฐบาลไต้หวันประกาศว่า มีแผนที่จะร่วมมือกับ Tesla เพื่อสร้างโครงการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน เพื่อแก้ปัญหาไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นในช่วงต้นเดือนสิงหาคม 2560 อย่างไรก็ตาม จนกระทั่งถึงต้นปี 2561 ยังไม่มีความคืบหน้าใด ๆ เกี่ยวกับโครงการดังกล่าว

3.7 สรุป

ในส่วนของทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้อง ได้ศึกษาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) รายงานสถิติพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย สามารถสรุปได้ว่า ทั้งในปัจจุบันและอนาคตนั้น แนวโน้มด้านการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งของประเทศไทยและของโลกมีการให้ความสนใจพลังงานทดแทนเพิ่มขึ้น เนื่องจากปัจจัยด้านมลภาวะหรือการลดลงของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเผาไหม้ ทำให้ได้ออกนโยบายต่าง ๆ มาสนับสนุนให้คนสนใจพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสนใจเฉพาะพลังงานหมุนเวียนจากแสงอาทิตย์ เนื่องด้วยปัจจัยทางภูมิศาสตร์ของโรงงานโดยทั่วไปนั้นเหมาะสมที่จะติดตั้งโซลาร์รูฟที่อ้อมมากกว่าการใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดอื่น ๆ เมื่อมีการใช้แหล่งผลิตพลังงานหมุนเวียนแล้วอาจจะมีบางช่วงที่มีกำลังผลิตเกินกว่าที่ใช้ไป

จึงทำให้เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน ได้รับความสนใจที่จะนำมาใช้ร่วมกับโซลาร์รูฟท็อป ซึ่งเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมในปัจจุบันคือ แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน และในที่สุดท้ายได้นำเสนอขั้นตอนการออกแบบและคำนวณค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าและเศรษฐศาสตร์ของโปรแกรม HOMER ซึ่งจะแสดงผลการจำลองในบทที่ 5



บทที่ 4

วิธีการดำเนินการวิจัยและผลการจำลอง

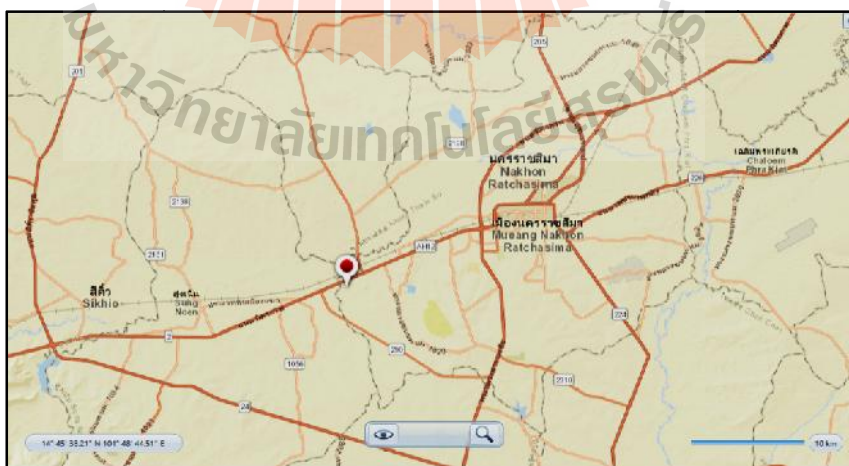
4.1 กล่าวนำ

การศึกษาวิจัยศึกษาการลดต้นทุนด้านพลังงานของบริษัท พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด(มหาชน) โดยใช้โซลาร์รูฟท็อป เนื่องจากมีพื้นที่บริเวณหลังคาที่เหมาะสมหรับติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป และแบตเตอรี่สำหรับกักเก็บพลังงานที่โซลาร์เซลล์ผลิตได้เกินโหลดเอาไว้ไปจ่ายโหลดในช่วงอื่น ๆ ซึ่งแต่เดิมโรงงานได้ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5 MW อยู่ก่อนแล้ว และได้มีโครงการกำลังจะติดตั้งโซลาร์รูฟ ท็อปอีก 3 MW รวมเป็น 8 MW ดังนั้นผู้เขียนวิทยานิพนธ์จึงมีความสนใจที่จะใช้โรงงานดังกล่าวเป็นระบบทดสอบ

4.2 การจำลองระบบไฟฟ้าของบริษัท พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)

4.2.1 พื้นที่การศึกษาบริษัท พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด(มหาชน)

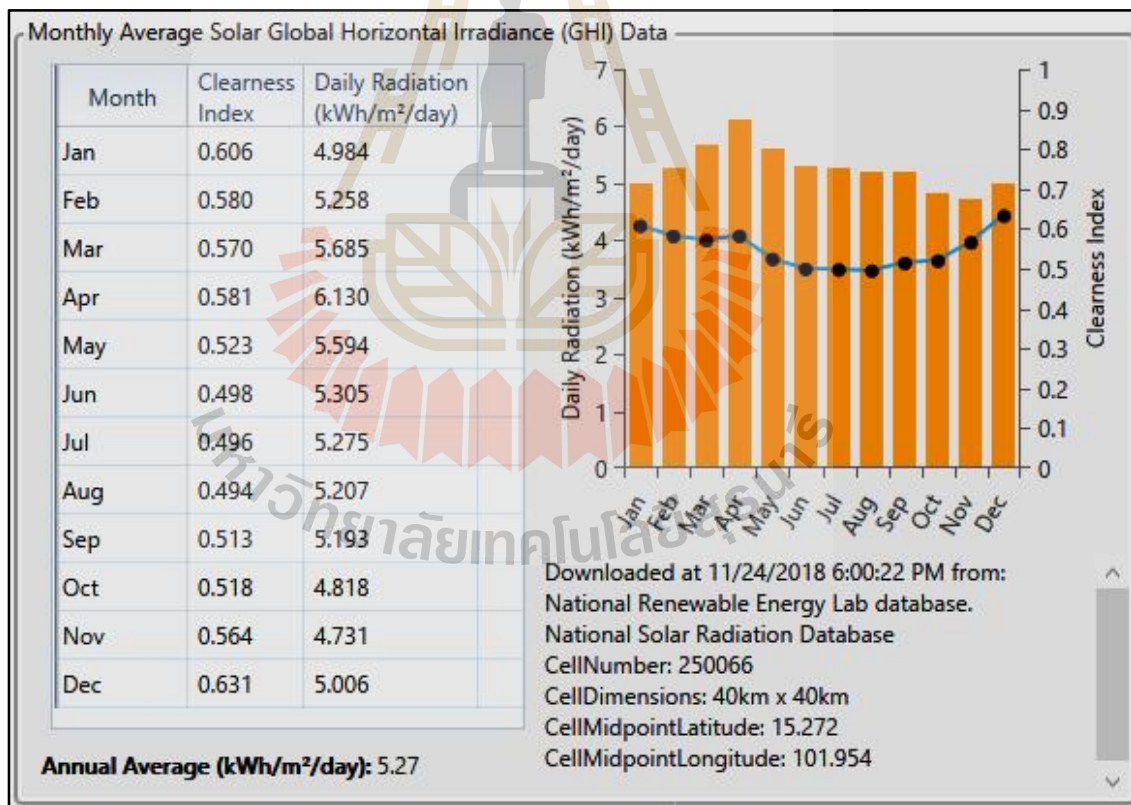
พื้นที่กรณีศึกษาสำหรับหัวข้อนี้ คือ บริษัท พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา ตั้งอยู่ทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ดังรูปที่ 4.1



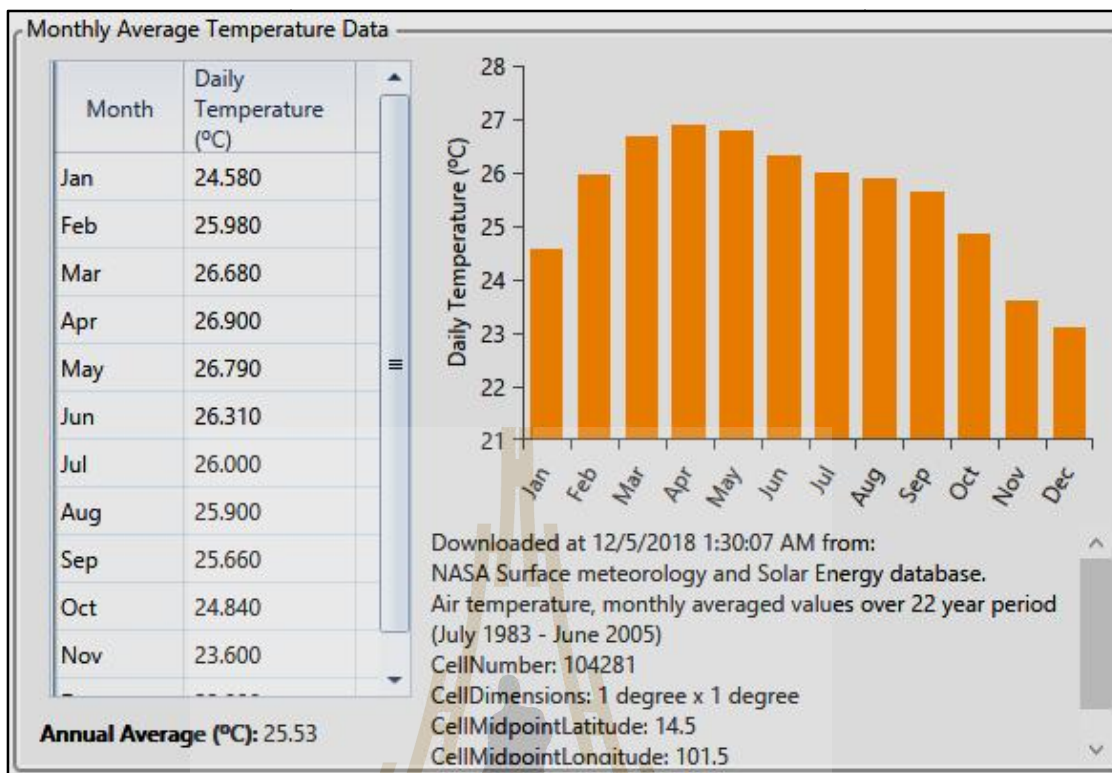
รูปที่ 4.1 ตำแหน่งที่ตั้งบริษัท พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)

4.2.2 ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิที่แผงโซลาร์เซลล์

การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าสูงที่สุดในช่วงเวลากลางวันซึ่งสอดคล้องกับการใช้งานของโหลดสูงสุดในเวลากลางวัน ของโรงงานส่วนใหญ่ที่มีกระบวนการการผลิตในช่วงกลางวันมาก ในประเทศไทยมีความเข้มของการแผ่รังสีดวงอาทิตย์อยู่ในช่วง 20-24 MJ/m²/day ในประเทศไทยพื้นที่ที่มีความเข้มของการแผ่รังสีดวงอาทิตย์คือ บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศ ในพื้นที่จังหวัดนครราชสีมามีการตรวจวัดรังสีดวงอาทิตย์เป็นประจำทุกปี ความเข้มของการแผ่รังสีดวงอาทิตย์คือเฉลี่ยสูงสุดอยู่ในเดือนเมษายนของแต่ละปีอยู่ที่ 6.13 kWh/m²/day และพลังงานเฉลี่ยต่ำสุด อยู่ในเดือนพฤศจิกายน คือ 4.731 kWh/m²/day ในพื้นที่ศึกษามีความเข้มของการแผ่รังสีดวงอาทิตย์คือ 5.27 kWh/m²/day อุณหภูมิแวดล้อมโดยเฉลี่ย 25.53° C โดยข้อมูลความเข้มแสงและอุณหภูมิจะแสดงในรูปที่ 4.2 และ 4.3 ตามลำดับ



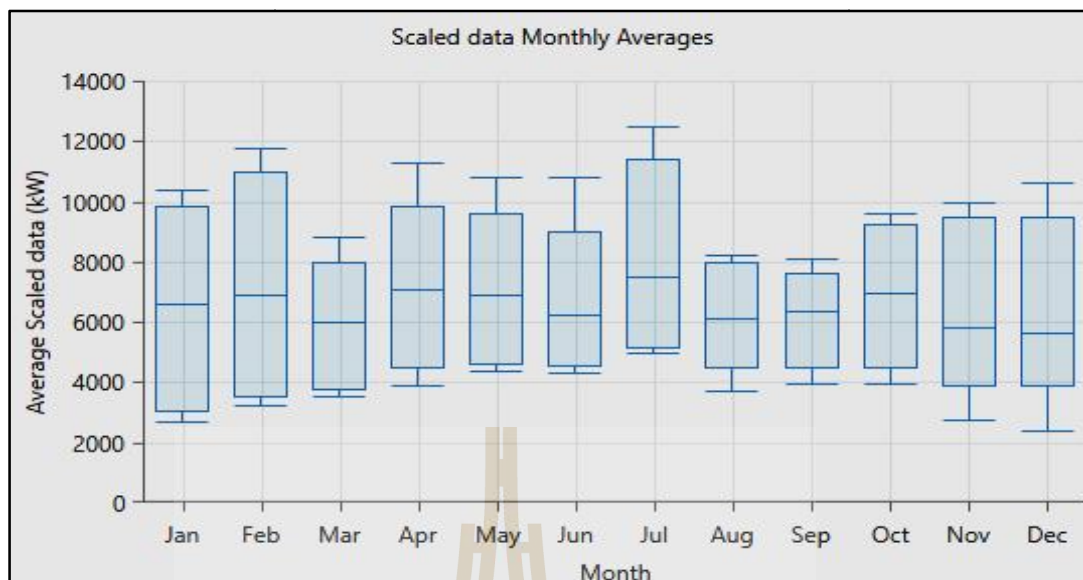
รูปที่ 4.2 ข้อมูลความเข้มของการแผ่รังสีดวงอาทิตย์ของพื้นที่ศึกษา จังหวัดนครราชสีมา



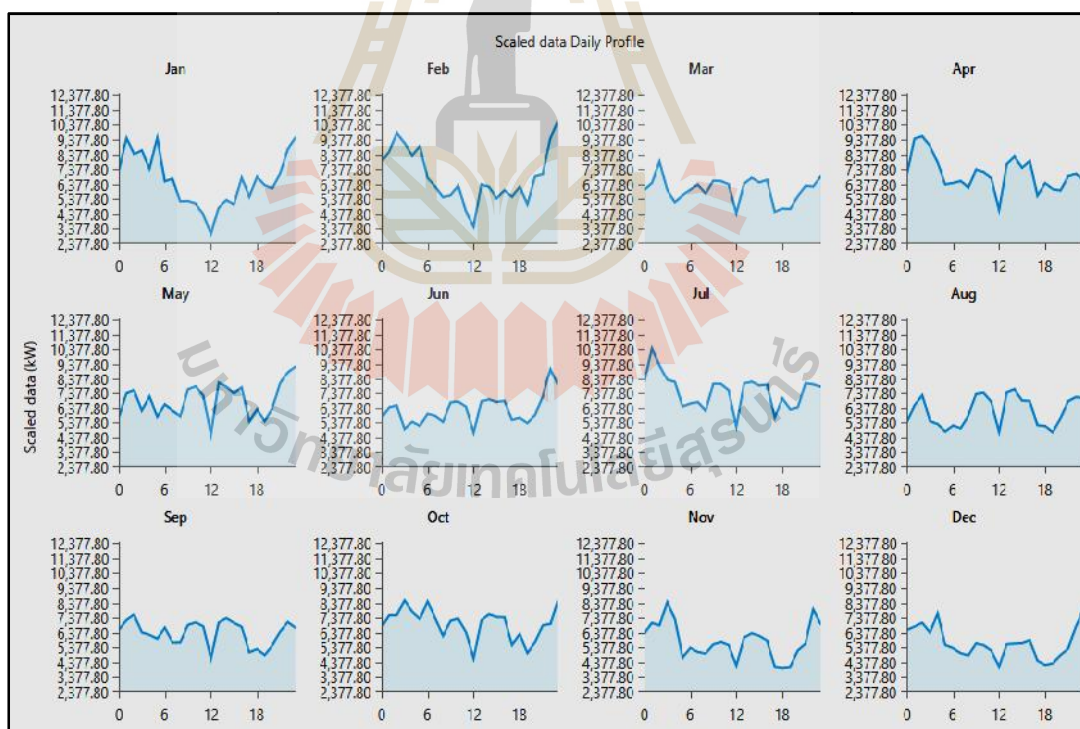
รูปที่ 4.3 ข้อมูลอุณหภูมิของพื้นที่ศึกษา จังหวัดนครราชสีมา

4.2.3 โหลดทางไฟฟ้าของบริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด(มหาชน)ในปี 2015

ก่อนที่จะเลือกขนาดของระบบพลังงานหมุนเวียนนั้น จำเป็นต้องมีการประเมินภาระทางไฟฟ้าอย่างรอบคอบก่อน ข้อมูลภาระทางไฟฟ้าอาศัยข้อมูลภาระทางไฟฟ้าเดิมของบริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ในปี 2015 ได้จากการตรวจวัดจากการติดตั้งระบบเก็บข้อมูลผ่านระบบเก็บข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภาระทางไฟฟ้าหลักที่เป็นภาระทางไฟฟ้าสูงสุด เกิดขึ้นในช่วงเดือนกรกฎาคมมีค่าโหลดเฉลี่ยอยู่ที่ 156,488.71 kWh/day และมีโหลดสูงสุดคือ 12,482.17 kW โดยจะแสดงเป็นรายเดือนและรายวันดังรูปที่ 4.4 และ 4.5 ตามลำดับ



รูปที่ 4.4 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของโหลดไฟฟ้ารายเดือน



รูปที่ 4.5 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของโหลดไฟฟ้ารายวันของแต่ละเดือน

4.2.4 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า

บริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด(มหาชน) ได้ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 5 MW อยู่ก่อนแล้ว และได้มีโครงการกำลังจะติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปอีก 3 MW รวมเป็น 8 MW ดังนั้นผู้เขียนวิทยานิพนธ์จึงได้ทำการ วิเคราะห์เปรียบเทียบ ในกรณีที่ยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป กรณีที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5 MW และกรณีที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปว่ามีความเหมาะสมทางด้านประสิทธิภาพการทำงานและด้านเศรษฐศาสตร์หรือไม่ พร้อมทั้งนำเสนอกลยุทธ์การจัดการที่เหมาะสม 5 กลยุทธ์ คือ (1) หาขนาดโซลาร์รูฟท็อป ที่เหมาะสม (2) หาขนาดโซลาร์รูฟท็อป และแบตเตอรี่ที่เหมาะสม (3) หาขนาดออฟกริดของระบบทดสอบ (4) แบตเตอรี่ควรมีราคาลดลงเหลือเท่าใดจึงคุ้มค่าที่จะติดตั้ง (5) เมื่อสามารถขายไฟฟ้ากลับสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักได้จะมีพารามิเตอร์เชิงเศรษฐศาสตร์เป็นเช่นไร โดยใช้กรณีที่เหมาะสมที่สุดคิด และราคาอุปกรณ์ที่ใช้ในการคำนวณจะแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 แสดงราคาอุปกรณ์และค่าบำรุงรักษารายปี

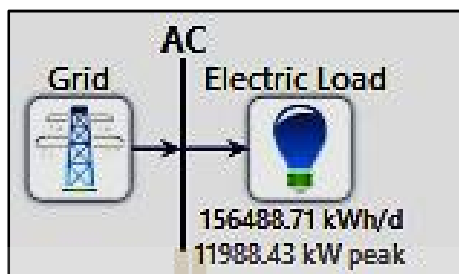
อุปกรณ์	ราคาในการติดตั้ง	ค่าบำรุงรักษารายปี (ล้านบาท/MW/ปี)
PV (Jinko JKM320)	21.5ล้านบาท/MW	0.3ล้านบาท/MW/ปี
Generic 1MWh Li-Ion	6.64ล้านบาท/MWh	0.1ล้านบาท/MWh/ปี
Inverter (SMA America STP25000TL)	1.5 ล้านบาท/MW	-

ดังนั้นในการจำลองจะทำการจำลองผลด้วยกันทั้งหมด 8 กรณี ประกอบด้วย (1) โรงงานยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป (2) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5 MW (3) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW (4) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม (5) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม (6) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่จนสามารถดำเนินการแบบแยกตัวอิสระได้ (7) แบตเตอรี่ควรมีราคาลดลงเหลือเท่าใดจึงคุ้มค่าที่จะติดตั้ง (8) เมื่อสามารถขายไฟฟ้ากลับสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักได้ซึ่งในกรณีที่ 1 ถึง 3 จะใช้ข้อมูลโหลดในปี 2015 ส่วนกรณีที่ 4 ถึง 6 จะใช้โหลดในปี 2015 ถึง 2020 โดยกำหนดให้โหลดเพิ่มขนาดปีละ 4.5% กรณีที่ 7 ใช้โหลดปี 2020 ซึ่งผลการจำลองของแต่ละกรณีสามารถนำมาอธิบายได้ดังนี้

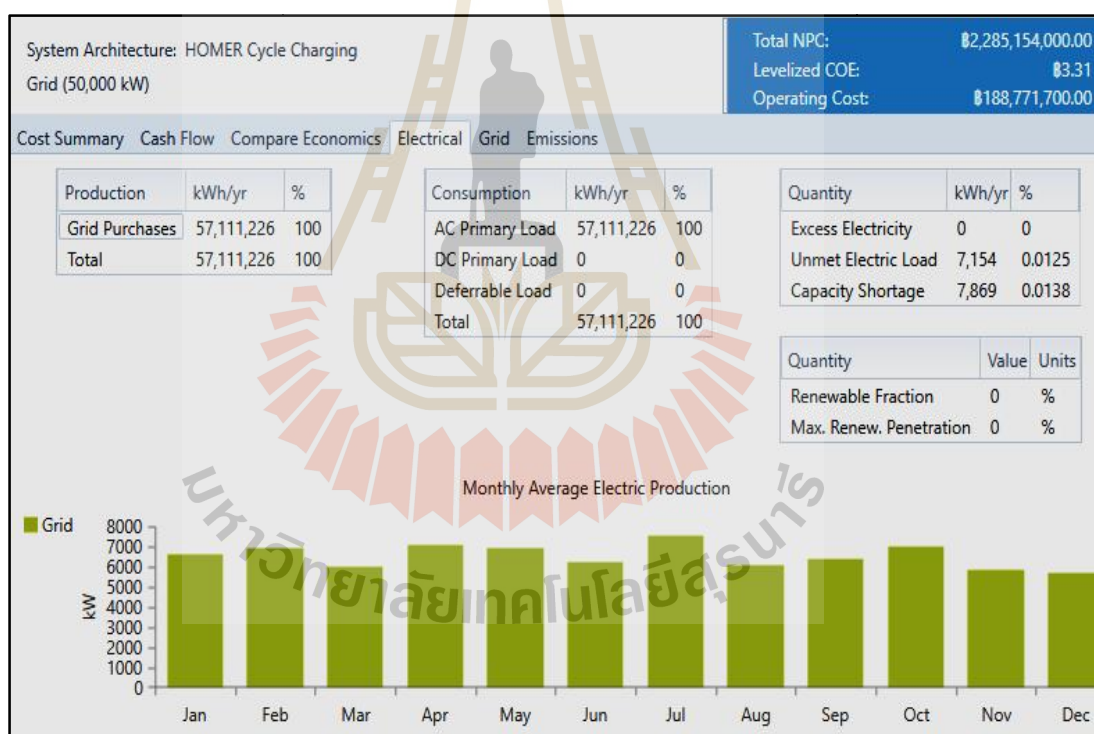
4.2.5 กรณีโรงงานยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป

กรณีที่ยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะใช้โหลดปี 2015 และมีแผนผังของระบบดังรูปที่ 4.6 จากการจำลองทำให้ทราบว่าระบบไฟฟ้าของโรงงานในตอนที่ยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป มี

ต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,285 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 3.31 บาทและซื้อกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 57,111,226 kWh ดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.6 แผนผังของระบบ โรงงานยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป

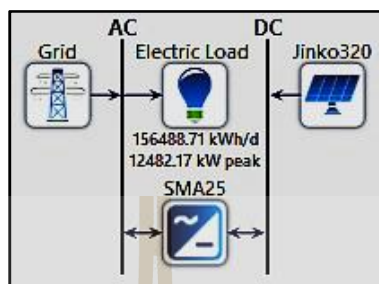


รูปที่ 4.7 ผลการจำลองทางด้านไฟฟ้าของโรงงานที่ยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป

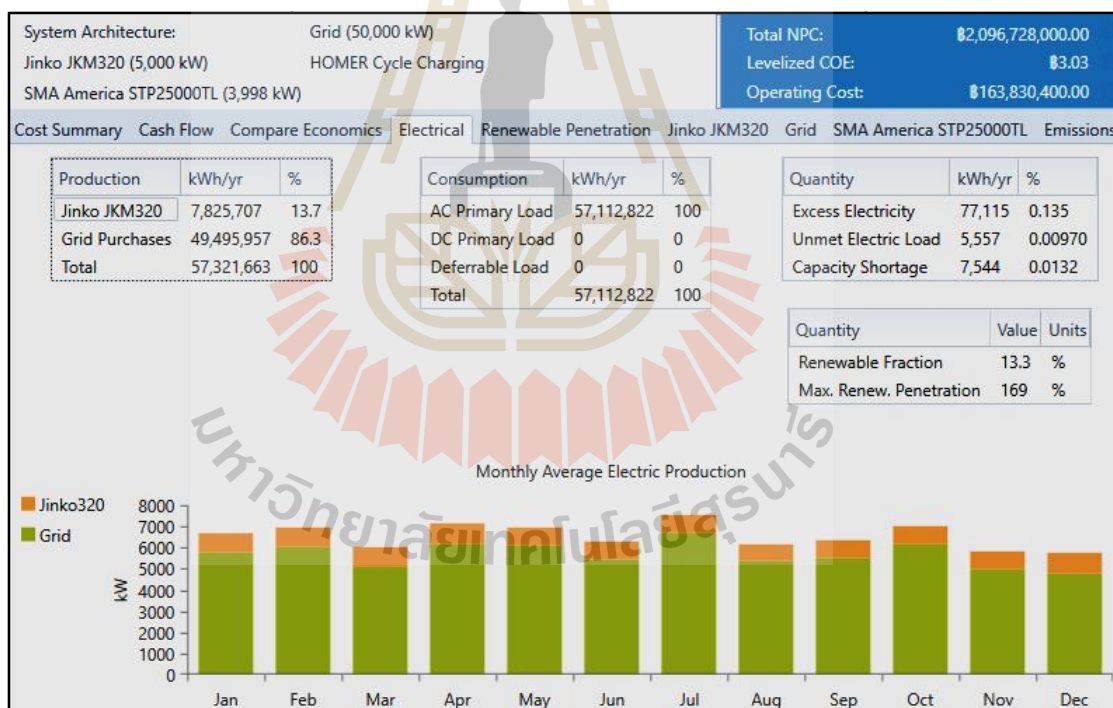
4.2.6 กรณีโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5MW

กรณีที่โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5 MW มีแผนผังของระบบดังรูปที่ 4.8 และจะใช้โหลดปี 2015 และมีแผนผังของระบบดังรูปที่ 4.8 จากการจำลองทำให้ทราบว่าระบบไฟฟ้า

ของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,096 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 3.03 บาท และซื้อกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 49,495,957 kWh ดังรูปที่ 4.9



รูปที่ 4.8 แผนผังของระบบโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5 MW

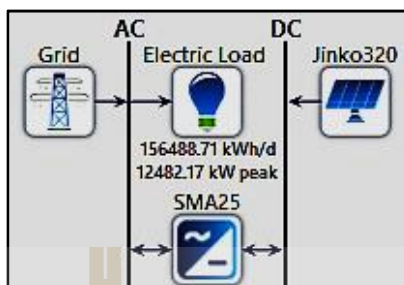


รูปที่ 4.9 ผลการจำลองทางด้านไฟฟ้าของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5MW

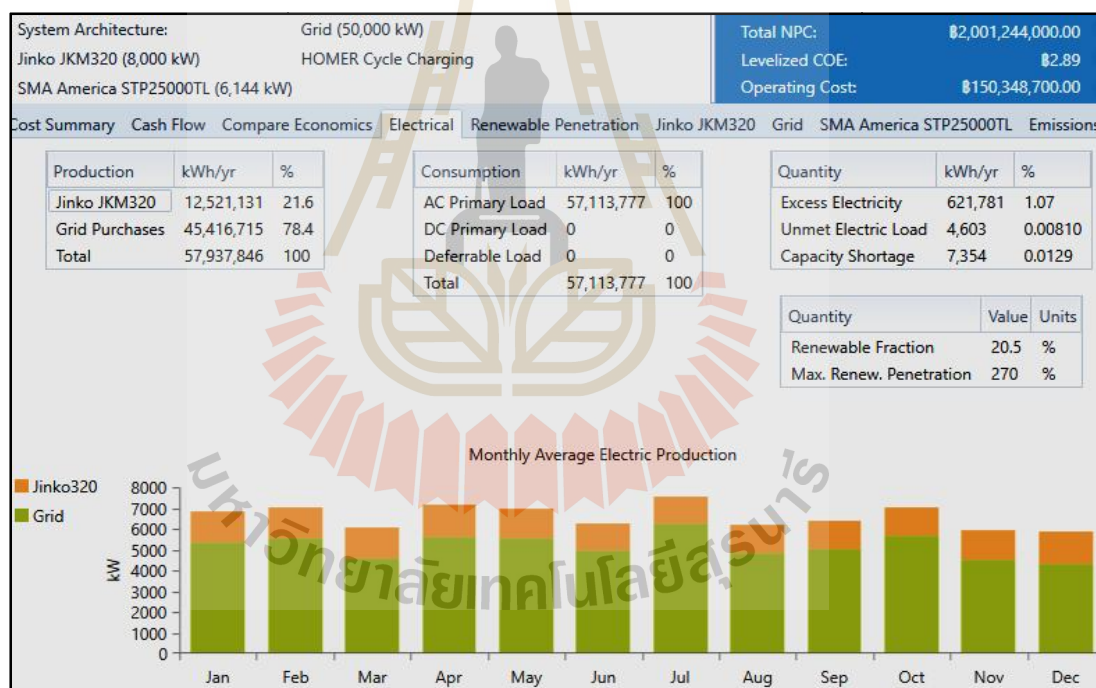
4.2.7 กรณีโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW

กรณีที่โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW จะใช้โหนดปี 2015 และมีแผนผังของระบบดังรูปที่ 4.10 จากการจำลองทำให้ทราบว่าระบบไฟฟ้าของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8

MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,001 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.89 บาท และซื้อกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 45,416,715 kWh ดังรูปที่ 4.11



รูปที่ 4.10 แผนผังของระบบโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW



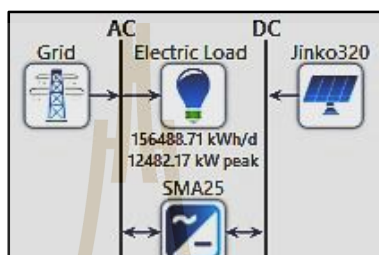
รูปที่ 4.11 ผลการจำลองทางด้านไฟฟ้าของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW

4.2.8 กรณีโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม

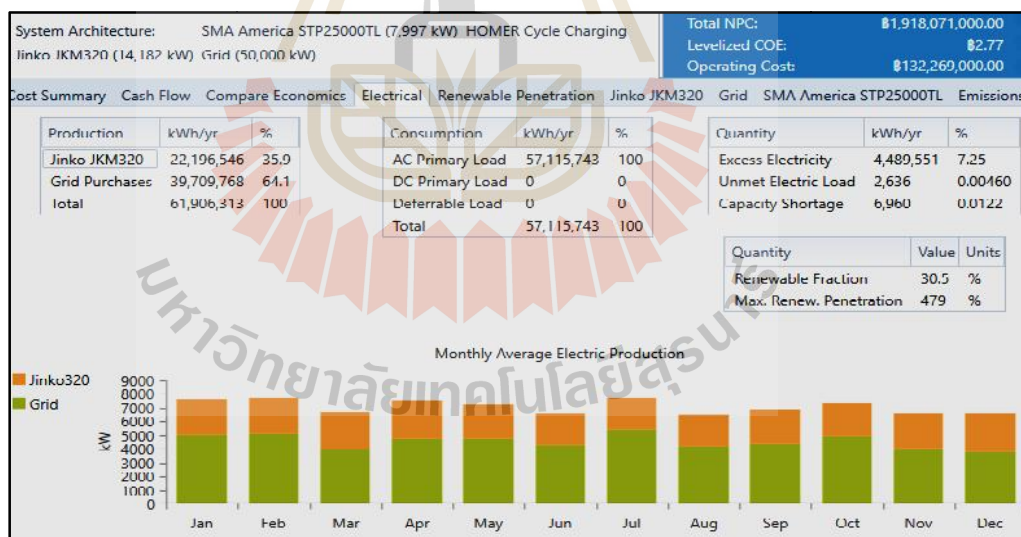
กรณีที่โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสมจะใช้โหลด ปี 2015 ถึงปี 2020 โดยกำหนดให้โหลดมีอัตราการเพิ่มขึ้นปีละ 4.5% แผนผังของระบบจะแสดง ดังรูปที่ 4.12

1) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม ใช้โหลดปี 2015

จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2015 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 14,182 MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 1,918 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.77 บาท ซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริดปีละ 39,709,768 kWh และมีระยะการคืนทุนอยู่ที่ 5.54 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 17.7% ดังรูปที่ 4.13



รูปที่ 4.12 แผนผังของระบบโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม



รูปที่ 4.13 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2015

2) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม ใช้โหลดปี 2016

จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2016 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 14,820 MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ

2,004 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.77 บาท ซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริดปีละ 41,496,718 kWh และมีระยะการคืนทุนอยู่ที่ 5.54 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 17.7% ดังรูปที่ 4.14

3) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม ใช้โหลดปี 2017

จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2017 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 15,300 MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,073 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.78 บาท ซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริดปีละ 42,852,388 kWh มีระยะคืนทุนอยู่ที่ 5.54 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 17.7% ดังรูปที่ 4.15

4) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม ใช้โหลดปี 2018

จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2018 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 16,735 MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,263 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.77 บาท และซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริดปีละ 46,857,530 kWh มีระยะคืนทุนอยู่ที่ 5.55 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 17.7% ดังรูปที่ 4.16

5) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม ใช้โหลดปี 2019

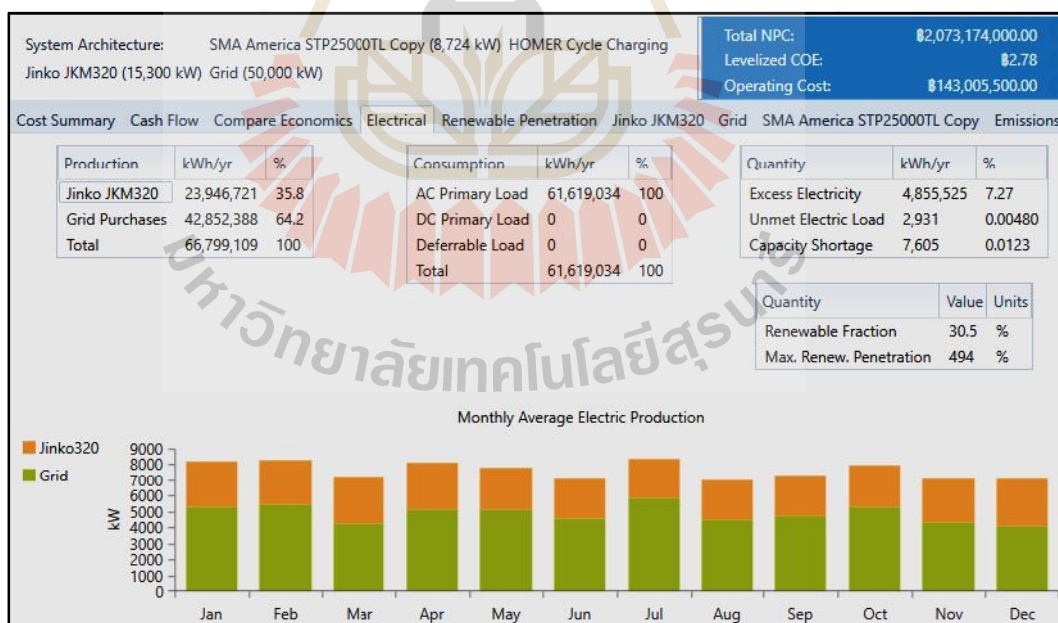
จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2019 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 17,373 MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,349 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.77 บาท และซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริดปีละ 48,644,480 kWh มีระยะคืนทุนอยู่ที่ 5.55 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 17.7% ดังรูปที่ 4.17

6) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม ใช้โหลดปี 2020

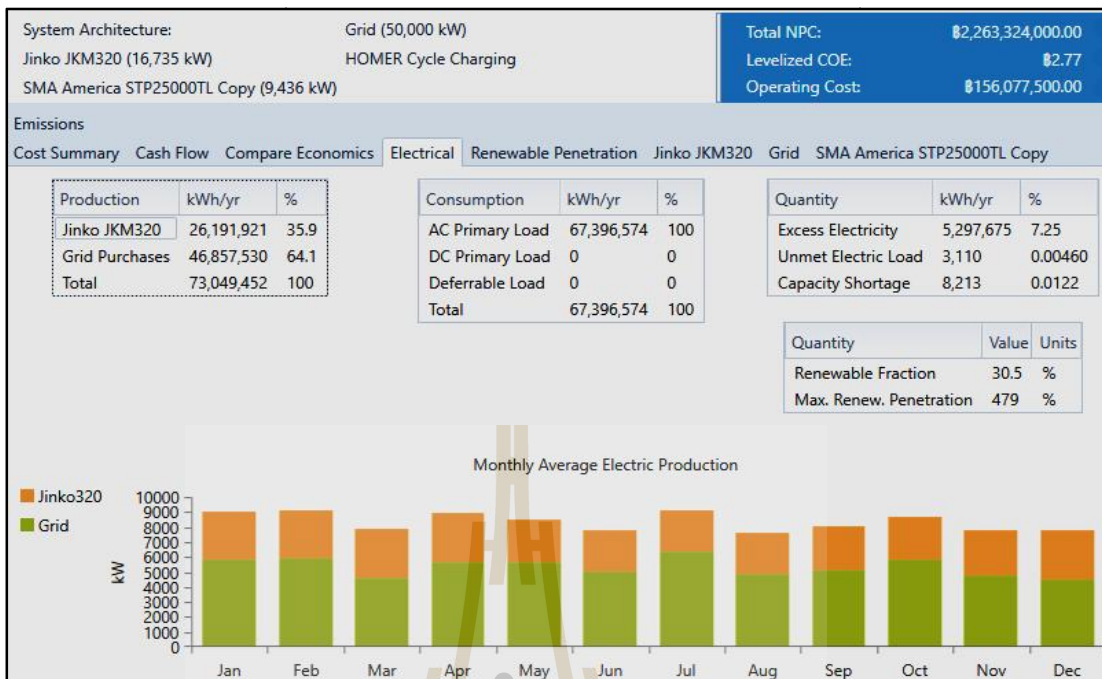
แผนผังของระบบดังแสดงในรูปที่ 5.22 จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2020 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 18,011 MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,435 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.77 บาท และซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริดปีละ 39,709,768 kWh มีระยะคืนทุนอยู่ที่ 5.55 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 17.7% ดังรูปที่ 4.18



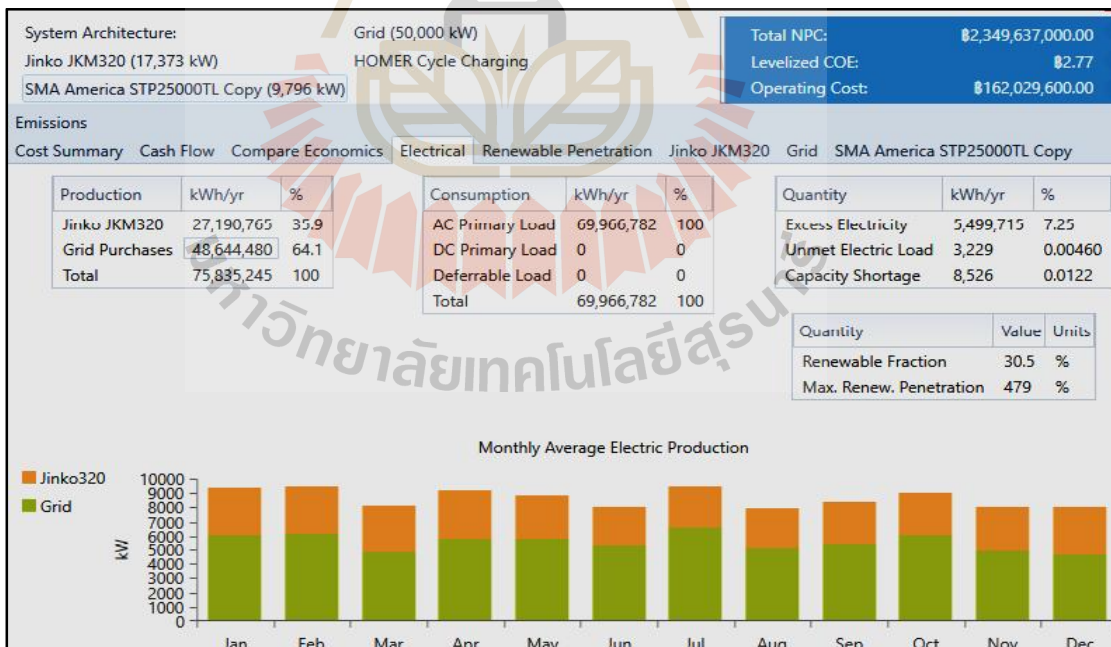
รูปที่ 4.14 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟที่อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2016



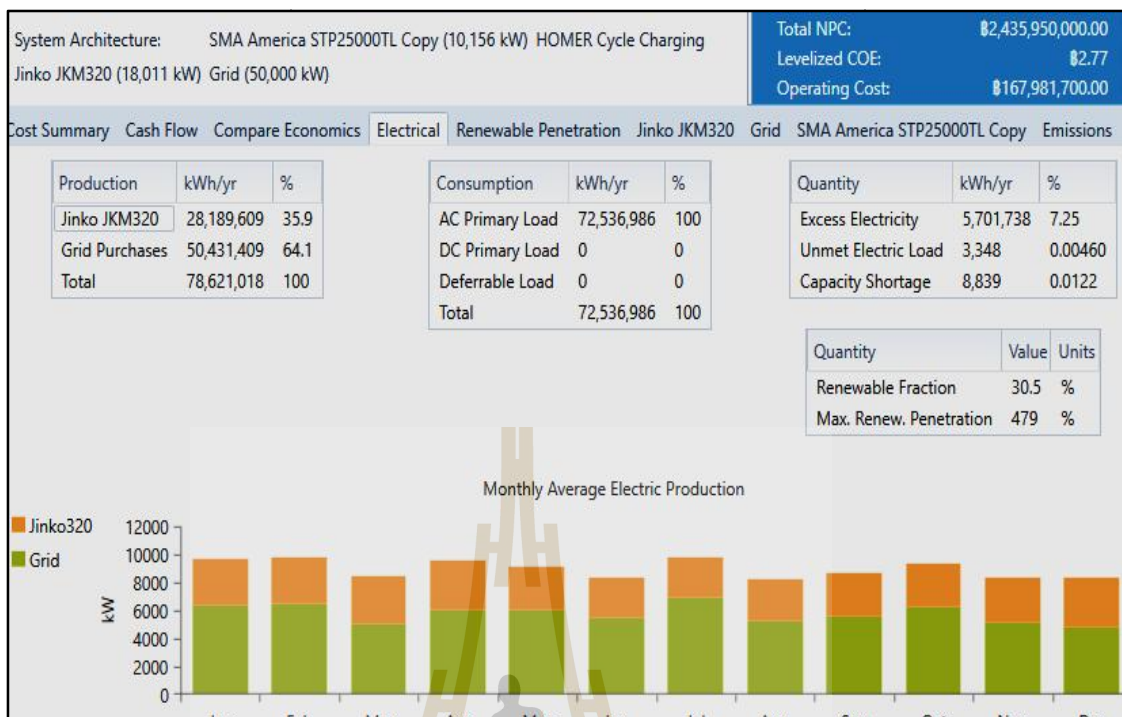
รูปที่ 4.15 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟที่อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2017



รูปที่ 4.16 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟที่อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2018



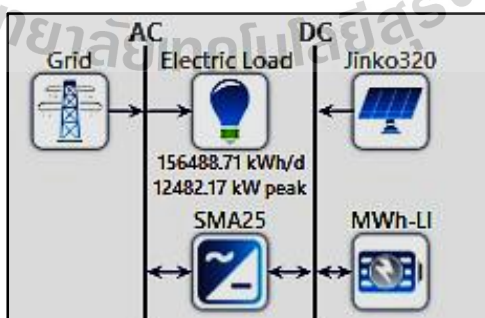
รูปที่ 4.17 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟที่อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2019



รูปที่ 4.18 ผลการจำลองของโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟที่อปด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2020

4.2.9 กรณีโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟที่อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม

กรณีที่โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟที่อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสมจะใช้โหลดปี 2015 ถึงปี 2020 โดยกำหนดให้โหลดมีอัตราการเพิ่มขึ้นปีละ 4.5 % แผนผังของระบบจะแสดงดังรูปที่ 4.19



รูปที่ 4.19 แผนผังของระบบที่ติดตั้งโซลาร์รูฟที่อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสมโหลดปี 2015

1) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสมใช้โหลดปี 2015

จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2015 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 14,182 MW และแบตเตอรี่ขนาด 6 MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 1,948 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.80 บาท ซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 38,457,215 kWh และมีระยะการคืนทุนอยู่ที่ 5.84 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 16.2% ดังรูปที่ 4.20

2) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสมใช้โหลดปี 2016

แผนผังของระบบดังแสดงในรูปที่ 5.26 จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2016 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 14,820 MW และแบตเตอรี่ขนาด 6 MW มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,024 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.80 บาท ซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 40,236,310 kWh และมีระยะการคืนทุนอยู่ที่ 5.83 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 16.3% ดังรูปที่ 4.21

3) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสมใช้โหลดปี 2017

แผนผังของระบบดังแสดงในรูปที่ 5.28 จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2017 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 15,300 MW และแบตเตอรี่ขนาด 6 MWh มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,092 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.80 บาท ซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 41,589,700 kWh และมีระยะการคืนทุนอยู่ที่ 5.81 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 16.3% ดังรูปที่ 4.22

4) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสมใช้โหลดปี 2018

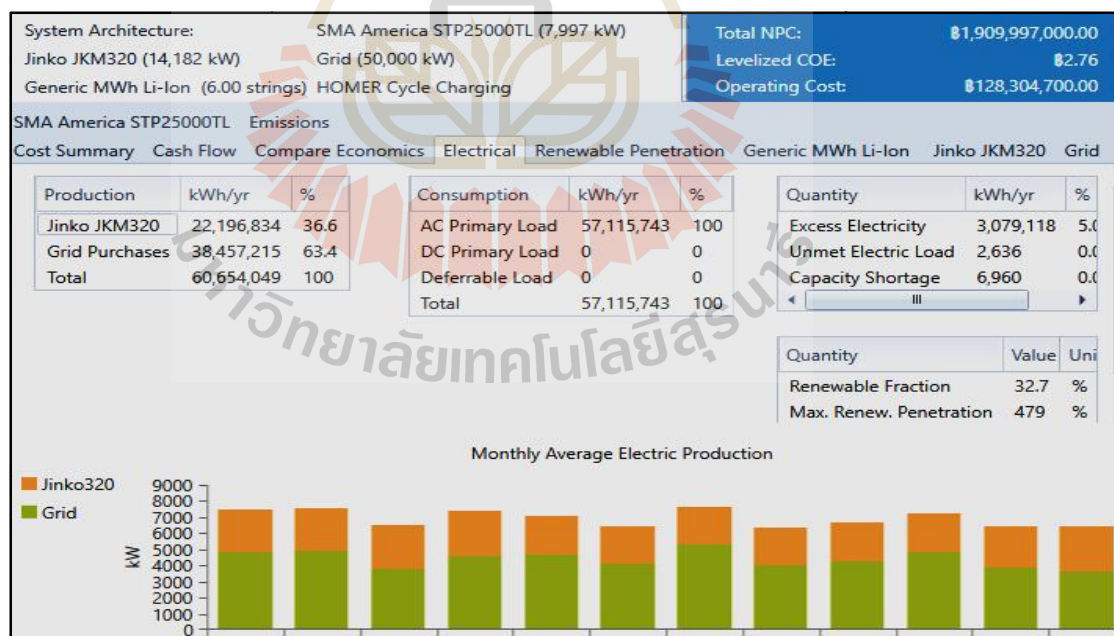
จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2018 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 16,735 MW และแบตเตอรี่ขนาด 7 MWh มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,286 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.80 บาท ซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 45,393,619 kWh และมีระยะการคืนทุนอยู่ที่ 5.84 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 16.2% ดังรูปที่ 4.23

5) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสมใช้โหลดปี 2019

จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2019 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 17.373 MW และแบตเตอรี่ขนาด 7 MWh มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,372 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.80 บาท ซื้อกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 47,172,833 kWh และมีระยะการคืนทุนอยู่ที่ 5.83 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 16.3% ดังรูปที่ 4.24

6) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสมใช้โหลดปี 2020

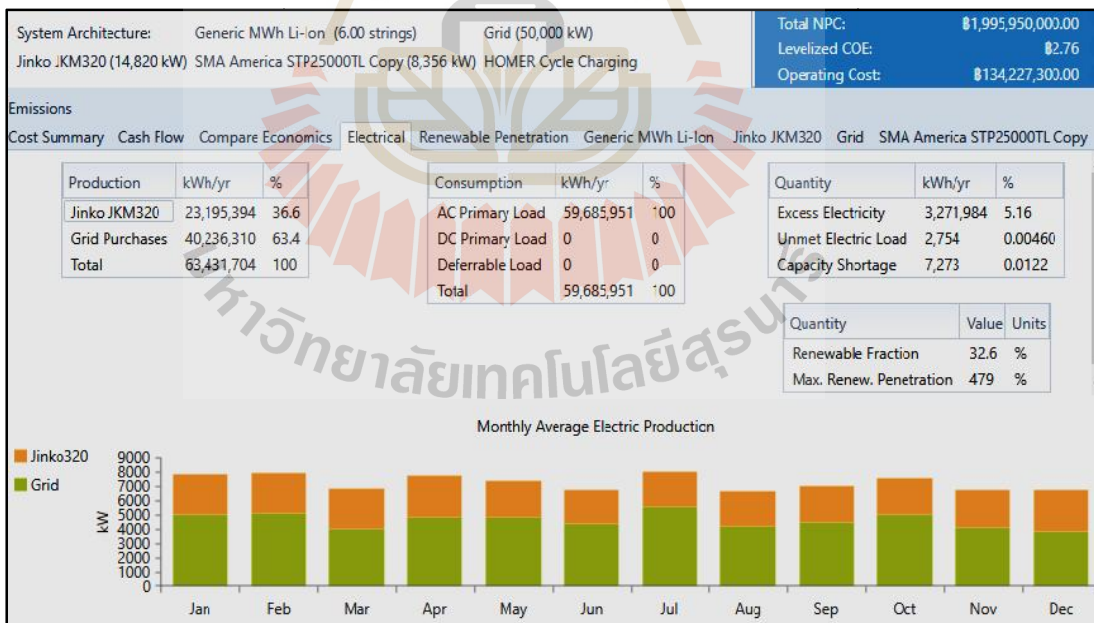
จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2020 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 18.011 MW และแบตเตอรี่ขนาด 7 MWh มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,458 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.80 บาท ซื้อกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 45,393,619 kWh และมีระยะการคืนทุนอยู่ที่ 5.81 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 16.3% ดังรูปที่ 4.25



รูปที่ 4.20 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2015



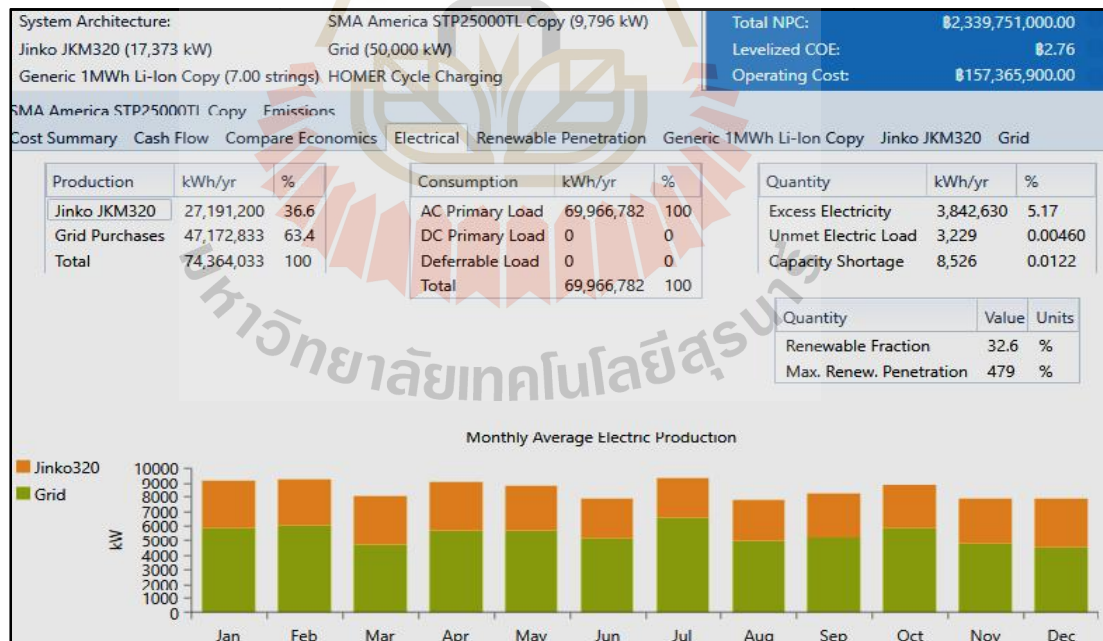
รูปที่ 4.21 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2016



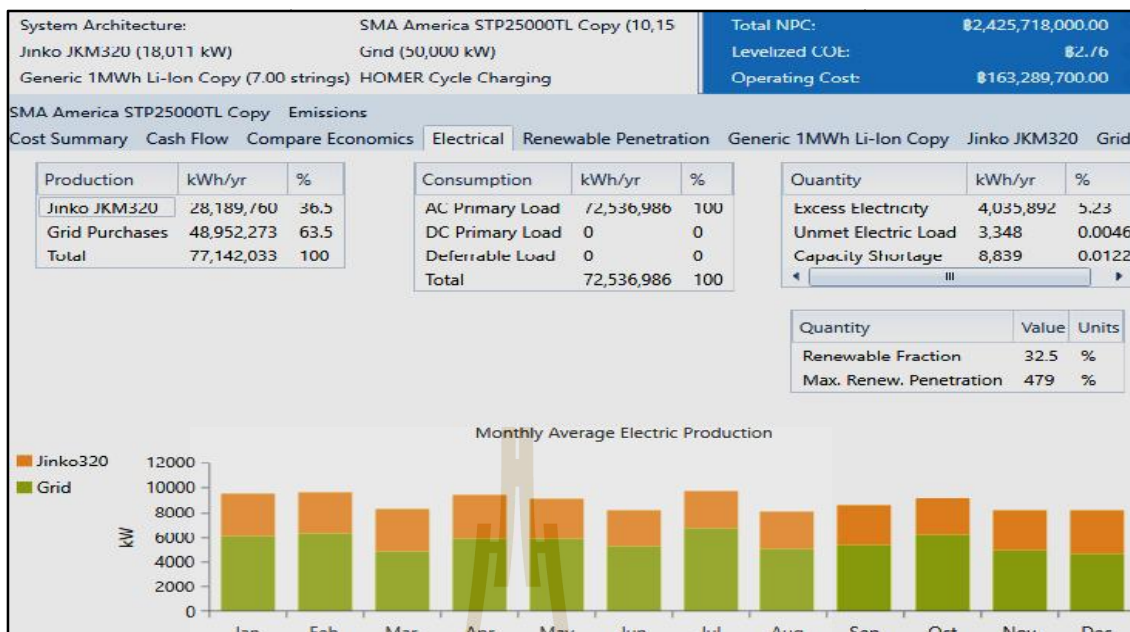
รูปที่ 4.22 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2017



รูปที่ 4.23 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2018



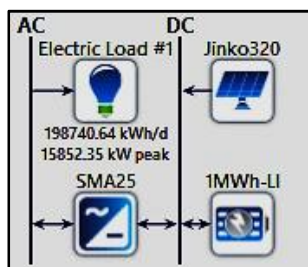
รูปที่ 4.24 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2019



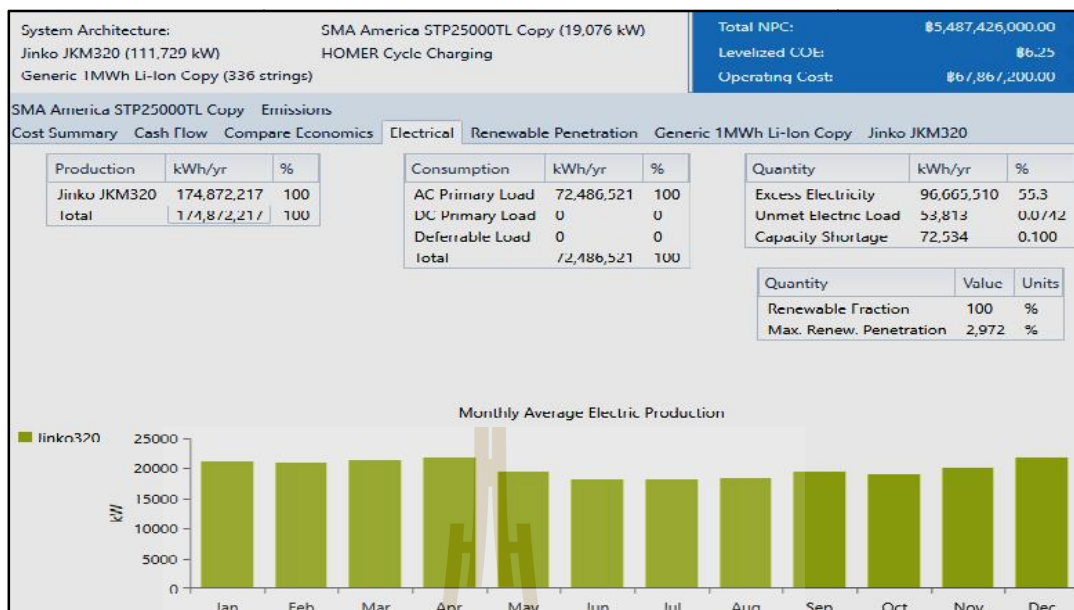
รูปที่ 4.25 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2020

4.2.10 กรณีโรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่จนสามารถดำเนินการแบบแยกตัวอิสระ

แผนผังของระบบดังแสดงในรูปที่ 4.26 จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2020 ทำให้ทราบว่าขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงานคือขนาด 111.729 MW และแบตเตอรี่ขนาด 336 MWh มีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 7.063 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 8.05 บาท ไม่มีการซื้อกำลังไฟฟ้าจากกริด โดยจะผลิตใช้เองทั้งหมด ปีละ 174,872,217 kWh และยังไม่คุ้มค่าในการลงทุนในปัจจุบัน ดังรูปที่ 4.27



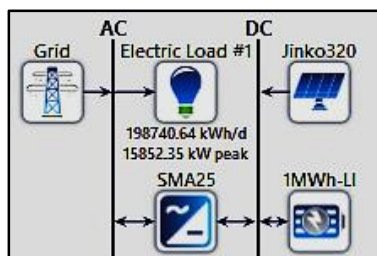
รูปที่ 4.26 แผนผังของระบบออฟกริดของโรงงานโหลดปี 2020



รูปที่ 4.27 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2020

4.2.11 แบตเตอรี่ควรมีราคาลดลงเหลือเท่าใดจึงคุ้มค่าที่จะติดตั้งใช้โหลดปี 2020

แผนผังของระบบดังแสดงในรูปที่ 4.28 จากการจำลองโดยใช้โหลดปี 2020 โดยใช้โซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสมกับโหลดปี 2020 คือขนาด 18.011 MW เพื่อหาขนาดและราคาแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับติดตั้ง ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าเมื่อแบตเตอรี่ราคาลดลงครั้งหนึ่งคือ 3,326,000.00 THB/MWh จะได้ขนาดที่เหมาะสมใหม่คือ 12 MWh ระบบดังกล่าวมีต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) เท่ากับ 2,416 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายของพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.75 บาท ซึ่งกำลังไฟฟ้าจากกริด ปีละ 48,110,632 kWh และมีระยะการคืนทุนอยู่ที่ 5.51 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 12.5% ดังรูปที่ 4.29



รูปที่ 4.28 แผนผังของระบบออนกริดของโรงงานโหลดปี 2020



รูปที่ 4.29 ผลการจำลองที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม โหลดปี 2020

4.3 เปรียบเทียบผลการจำลอง

งานวิจัยวิทยานิพนธ์ได้นำเสนอกลยุทธ์ที่เหมาะสมสำหรับการจัดการพลังงานของโรงงานขนาดใหญ่เพื่อให้มีค่าใช้จ่ายด้านพลังงานต่ำที่สุด ซึ่งพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมกับการนำมาติดตั้งกับโรงงานคือ โซลาร์เซลล์ประเภทติดตั้งบนหลังคาหรือโซลาร์รูฟท็อปดังที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 3 การจำลองทั้งหมดได้เป็น 8 กรณี ประกอบด้วย (1) โรงงานยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป (2) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5MW (3) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW (4) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม (5) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม (6) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่จนสามารถดำเนินการแบบแยกตัวอิสระได้ (7) แบตเตอรี่ควรมีราคาลดลงเหลือเท่าใดจึงคุ้มค่าที่จะติดตั้งติดตั้ง (8) เมื่อสามารถขายไฟฟ้ากลับสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักได้ โดยในหัวข้อการสรุปนี้จะยกตัวอย่างของการใช้โหลดของปี 2015 โดยโครงการมีอายุ 25 ปี เพื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแต่ละกลยุทธ์ในระบบที่มีโหลดเหมือนกัน โดยผลการจำลองจะแสดงในตารางที่ 4.2 ซึ่งผลแต่ละกรณีสามารถสรุปได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป มีค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 2.285 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 3.31 บาท

กรณีที่ 2 ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป ขนาด 5 MW มีค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 2.096 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 3.03 บาท มีระยะเวลาคืนทุน 4.47 ปีพบว่าเมื่อทำการจำลองการ

ติดตั้งเข้าไปแล้วทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการ และราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงต่ำกว่ากรณี
ที่ 1 ที่ยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป

กรณีที่ 3 ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป ขนาด 8 MW มีค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 2.001 พันล้านบาท
ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 2.89 บาทมีระยะเวลาคืนทุน 4.65 ปีพบว่าเมื่อทำการจำลองการ
ติดตั้งเข้าไปแล้วทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการ และราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงต่ำกว่ากรณี
ที่ 2 ที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 5 MW ทำให้มีแนวโน้มที่ว่าหากติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเพิ่ม อาจจะทำ
ให้ราคาพลังงานลดลงอีก

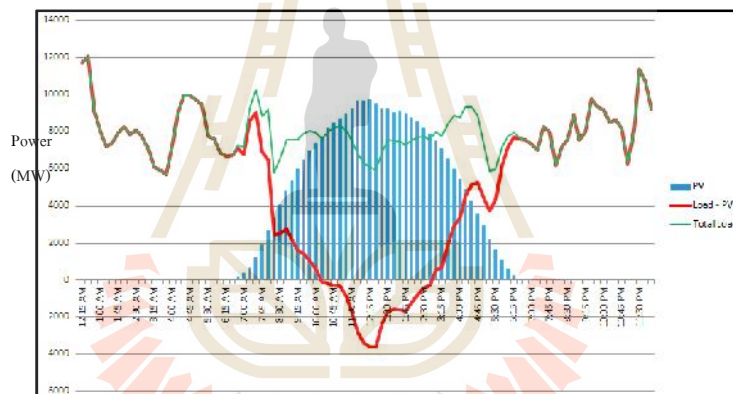
กรณีที่ 4 หาขนาดของโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมสำหรับระบบทดสอบ จากผลการจำลอง
ได้ โซลาร์รูฟท็อปขนาด 14.182 MW ค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 1.918 พันล้านบาท ราคาพลังงาน
ไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 2.77 บาทมีระยะเวลาคืนทุน 5.54 ปี พบว่าเมื่อทำการจำลองการติดตั้งเข้าไปแล้ว
ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการ และราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงต่ำกว่ากรณีที่ 3 ที่ติดตั้ง
โซลาร์รูฟท็อปขนาด 8 MWh และยังมีระยะเวลาคืนทุนใกล้เคียงกัน

กรณีที่ 5 หาขนาดของโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับระบบทดสอบ จาก
ผลการจำลองได้ โซลาร์รูฟท็อปขนาด 14.182 MW และแบตเตอรี่ขนาด 6 MWh ค่าใช้จ่ายทั้ง
โครงการคือ 1.948 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 2.80 บาทมีระยะเวลาคืนทุน 5.84
ปี พบว่าเมื่อทำการจำลองการติดตั้งเข้าไปแล้วทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการ และราคาพลังงาน
ไฟฟ้าต่อหน่วยมีค่าสูงกว่ากรณีที่ 4 ที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมและยังมีระยะเวลาคืนทุน
มากกว่าทำให้การติดตั้งแบตเตอรี่อาจจะยังไม่เหมาะสมสำหรับติดตั้งในปัจจุบัน

กรณีที่ 6 หาขนาดของโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับให้ระบบทดสอบ
ดำเนินการแบบแยกตัวอิสระได้จากผลการจำลองได้ โซลาร์รูฟท็อปขนาด 111.73 MW และ
แบตเตอรี่ขนาด 336 MW ค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 7.063 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย
คือ 8.05 บาท และยังไม่คุ้มค่าที่จะทำการลงทุน

กรณีที่ 7 หาราคาแบตเตอรี่ลดลงจนสามารถติดตั้งได้อย่างคุ้มค่า จากผลการจำลองได้
พบว่าแบตเตอรี่จะคุ้มค่าสำหรับติดตั้งเมื่อมีราคาลดลงเหลือครึ่งหนึ่งจากราคาในปัจจุบัน ซึ่งได้ทำ
การจำลองติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 18.011 MW และแบตเตอรี่ขนาด 12 MWh ค่าใช้จ่ายทั้ง
โครงการคือ 2.416 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 2.75 บาทมีระยะเวลาคืนทุน 5.51 ปี
จึงสรุปได้ว่าเมื่อแบตเตอรี่ราคาลดลงเหลือครึ่งหนึ่งจึงจะเหมาะสมที่จะนำมาติดตั้งกับระบบ
ทดสอบ

จากที่ได้วิเคราะห์ผลการจำลองไปแล้ว 7 กรณีพบว่า กลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุดในปัจจุบันคือ
การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม เนื่องจากมีราคาพลังงานต่อหน่วยต่ำ และยังมี



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

กรณีศึกษา	NPC (พันล้านบาท)	COE (บาท)	PBP (ปี)	IRR (%)
1. ยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป	2.285	3.31	-	-
2. ติดตั้งโซลาร์รูฟขนาด 5MW	2.096	3.03	4.47	22.2
3. ติดตั้งโซลาร์รูฟขนาด 8MW	2.001	2.89	4.65	21.3
4. ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม				
4.1 ใช้โหลดปี 2015 ติดตั้งขนาด 14.182MW	1.918	2.77	5.54	17.7
4.2 ใช้โหลดปี 2016 ติดตั้งขนาด 14.820MW	2.004	2.77	5.54	17.7

ตารางที่ 4.2 แสดงผลการเปรียบเทียบของการจำลองของกรณีศึกษาทั้งหมด (ต่อ)

กรณีศึกษา	NPC (พันล้านบาท)	COE (บาท)	PBP (ปี)	IRR (%)
4.3 ใช้โหลดปี 2017 ติดตั้งขนาด 15.300 MW	2.073	2.78	5.54	17.7
4.4 ใช้โหลดปี 2018 ติดตั้งขนาด 16.735 MW	2.263	2.77	5.55	17.7
4.5 ใช้โหลดปี 2019 ติดตั้งขนาด 17.373 MW	2.349	2.77	5.55	17.7
4.6 ใช้โหลดปี 2020 ติดตั้งขนาด 18.011 MW	2.435	2.77	5.55	17.7
5. ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม (ขนาดโซลาร์รูฟท็อป, ขนาดแบตเตอรี่)				
5.1 ใช้โหลดปี 2015 (14.182MW, 6 MWh)	1.948	2.80	5.84	16.2
5.2 ใช้โหลดปี 2016 (14.820MW, 6 MWh)	2.024	2.80	5.83	16.3
5.3 ใช้โหลดปี 2017 (15.300 MW, 6 MWh)	2.092	2.80	5.81	16.3
5.4 ใช้โหลดปี 2018 (16.735 MW, 7 MWh)	2.286	2.80	5.84	16.2
5.5 ใช้โหลดปี 2019 (17.373MW, 7 MWh)	2.372	2.80	5.83	16.3
5.6 ใช้โหลดปี 2020 (18.011 MW, 7 MWh)	2.458	2.80	5.81	16.3
6. ระบบออฟกริดที่เหมาะสม (โซลาร์รูฟท็อป 111.73MW, แบตเตอรี่ 336MWh)	7.063	8.05	-	-
7. ราคาแบตเตอรี่ลดลงจนสามารถติดตั้งได้อย่างคุ้มค่า จะคุ้มเมื่อมีราคาลดลง 50% จากปัจจุบัน (โซลาร์รูฟท็อป 18.001MW, แบตเตอรี่ 12MWh)	2.416	2.75	5.51	12.5

4.4 การวิเคราะห์ความไวของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง

เพื่อให้ทราบถึงผลกระทบของพารามิเตอร์ทางเศรษฐศาสตร์ที่เกี่ยวข้องผู้แต่งตั้งได้นำเสนอการวิเคราะห์ความไวของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง โดยจะพิจารณา 4 ปัจจัยด้วยกันประกอบด้วย ราคาติดตั้ง ค่าบำรุงรักษา ราคาไฟฟ้าต่อหน่วย และอัตราเงินเฟ้อ ซึ่งผลจะแสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 การวิเคราะห์ความไวของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง

ปัจจัย	เพิ่มขึ้น/ลดลง	NPC (พันล้านบาท)	COE (บาท)	PBP (ปี)	IRR (%)
กรณีเดิม(กรณีที่ 4.1)	-	1.92	2.77	5.55	17.7
ราคาติดตั้ง	เพิ่ม 20%	1.98	2.87	6.66	14.4
	ลด 20%	1.85	2.68	4.44	22.3
ค่าบำรุงรักษา	เพิ่ม 20%	1.93	2.79	5.63	17.4
	ลด 20%	1.91	2.76	5.47	17.9
ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย	เพิ่ม 5%	2.02	2.92	5.22	18.9
	ลด 5%	1.89	2.74	5.78	16.9
อัตราเงินเฟ้อ	เพิ่ม 5%	3.03	2.59	5.55	17.7
	ลด 5%	1.29	3.07	5.55	17.7

จากที่ได้วิเคราะห์ความไวจากปัจจัยที่เกี่ยวข้องทั้ง 4 ปัจจัยคือ ราคาติดตั้ง ค่าบำรุงรักษา ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย อัตราเงินเฟ้อ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

เมื่อราคาติดตั้งเพิ่มขึ้น 20% ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการเพิ่มเป็น 60 ล้านบาท คิดเป็น 3.125% ราคาพลังงานต่อหน่วยเพิ่ม 0.10 บาท หรือ 3.61% เมื่อราคาติดตั้งลดลง 20% ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการลดลงเป็น 130 ล้านบาท คิดเป็น 6.77% ราคาพลังงานต่อหน่วยลดลง 0.09 บาท หรือ 3.25%

เมื่อค่าบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น 20% ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการเพิ่มเป็น 20 ล้านบาท คิดเป็น 1.04% ราคาพลังงานต่อหน่วยเพิ่ม 0.02 บาท หรือ 0.07% เมื่อค่าบำรุงรักษาลง 20% ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการลดลงเป็น 10 ล้านบาท คิดเป็น 0.05% ราคาพลังงานต่อหน่วยลดลง 0.01 บาท หรือ 0.03%

เมื่อราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยเพิ่มขึ้น 5% ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการเพิ่มเป็น 100 ล้านบาท คิดเป็น 5.2% ราคาพลังงานต่อหน่วยเพิ่ม 0.15 บาท หรือ 5.41% เมื่อราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยลดลง 5% ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการลดลงเป็น 30 ล้านบาท คิดเป็น 1.5% ราคาพลังงานต่อหน่วยลดลง 0.03 บาท หรือ 1.08%

เมื่ออัตราเงินเฟ้อเพิ่มขึ้น 5% ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการเพิ่มเป็น 1,100 ล้านบาท คิดเป็น 57.29% ราคาพลังงานต่อหน่วยลดลง 0.18 บาท หรือ 6.49% เมื่ออัตราเงินเฟ้อลดลง 5% ทำให้

ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการลดลงเป็น 630 ล้านบาท คิดเป็น 32.81% ราคาพลังงานต่อหน่วยเพิ่มขึ้น 0.30 บาท หรือ 10.8%

4.5 สรุป

เนื้อหาในบทที่ 4 นี้จะกล่าวถึงรายละเอียดของระบบทดสอบและผลการจำลอง ตำแหน่งที่ตั้งของบริษัท พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด(มหาชน) ที่ใช้เป็นระบบทดสอบตั้งอยู่ที่ อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา มีความเข้มของการแผ่รังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ย $5.27 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ อุณหภูมิแวดล้อมโดยเฉลี่ย 25.53°C โดยโหลดของระบบทดสอบจะใช้ข้อมูลจากปี 2015 ของบริษัท พี.ซี.เอส. แมชชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด(มหาชน) ค่าโหลดเฉลี่ยอยู่ที่ $156,488.71 \text{ kWh/day}$ และมีโหลดสูงสุดคือ $12,482.17 \text{ kW}$ จากการจำลองพบว่ากลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุดในปัจจุบันคือ การติดตั้งโซลาร์รูฟที่อปด้วยขนาดที่เหมาะสม เพราะหลังจากติดตั้งแล้วมีราคาพลังงานต่อหน่วยต่ำ และยังมีระยะเวลาการคืนทุนที่รวดเร็วเหมาะสมแต่ในอนาคตถ้าหากแบตเตอรี่ราคาลดลงอย่างมาก กลยุทธ์ที่นำเสนอการติดตั้งแบตเตอรี่ร่วมกับโซลาร์รูฟที่อปจะน่าสนใจเป็นอย่างมากสำหรับนำมาออกแบบหาขนาดที่เหมาะสมเพื่อลดค่าใช้จ่ายทางไฟฟ้าของระบบต่าง ๆ และถ้าหากสามารถขายส่วนต่างของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะทำให้ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงเป็นอย่างมากอีกทั้งเมื่อวิเคราะห์ความไวของปัจจัยที่เกี่ยวข้องพบว่าปัจจัยที่ส่งผลต่อความคุ้มค่าในการลงทุนที่ได้พิจารณาทั้ง 4 ปัจจัยนั้น ปัจจัยที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงอย่างมากที่สุดคือ อัตราเงินเฟ้อ และตามด้วย ราคาไฟฟ้าต่อหน่วย ราคาติดตั้ง และค่าบำรุงรักษารายปี ตามลำดับ

บทที่ 5

สรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุป

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้มีเนื้อหาเกี่ยวข้องกับการศึกษากลยุทธ์ที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตพลังงานหมุนเวียนเพื่อโรงงานขนาดใหญ่ โดยใช้ระบบทดสอบเป็นบริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ตั้งอยู่ที่ อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา ตั้งอยู่ทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย โดยมีการติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ มีการจำลองทั้งแบบติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาดต่าง ๆ การติดตั้งแบตเตอรี่ การหาขนาดระบบที่สามารถทำงานในสถานะออฟกริดได้ เพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของพื้นที่กรณีศึกษาและศึกษากลยุทธ์ที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตพลังงานหมุนเวียนเพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของโรงงานขนาดใหญ่ การดำเนินงานวิทยานิพนธ์ดังกล่าวนี้ได้สำเร็จคล่องตามวัตถุประสงค์ โดยสามารถสรุปผลการดำเนินงานวิจัยได้ดังต่อไปนี้

บทที่ 1 ได้นำเสนอความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา โดยกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของพลังงานทดแทน วัตถุประสงค์ ข้อตกลงเบื้องต้น ขอบเขตของงานวิจัย และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัยนี้ด้วย

บทที่ 2 มุ่งเน้นไปที่ศึกษาศักยภาพและการใช้งานของระบบพลังงานหมุนเวียน เพื่อหากลยุทธ์ที่เหมาะสมสำหรับลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานโรงงานขนาดใหญ่ ซึ่งได้มีการพิจารณาแหล่งกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์เป็นหลัก เนื่องจากโรงงานส่วนมากมีพื้นที่ว่างบนหลังคาค่อนข้างมากทำให้เหมาะที่จะติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ โซลาร์รูฟท็อป และทำการศึกษากำหนดแบตเตอรี่มาประยุกต์ใช้สำหรับกรณีที่มีการผลิตกำลังไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปได้มากกว่าที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าในโรงงาน นอกจากนี้ยังศึกษาความเป็นไปได้เกี่ยวกับระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระสำหรับกรณีที่โครงข่ายไฟฟ้าหลักไม่สามารถจ่ายพลังงานให้กับโรงงานได้ โดยการวิเคราะห์ด้านค่าใช้จ่ายและความเหมาะสมของขนาดองค์ประกอบส่วนต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้าของโรงงานที่ถูกรับแหล่งกำเนิดพลังงานหมุนเวียนมาประยุกต์ใช้จะถูกวิเคราะห์และออกแบบด้วยโปรแกรม HOMER

บทที่ 3 ในส่วนของทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้อง ได้ศึกษานำเสนอการสำรวจและวิเคราะห์ศักยภาพด้านพลังงานของโรงงานในประเทศไทย ศักยภาพของแต่ละภูมิภาคในประเทศไทย ว่าเหมาะสมสำหรับการติดตั้งโซลาร์เซลล์ซึ่งจำนวนโรงงานที่ขึ้นทะเบียนมากถึง

138,044 แห่งทำให้การนำเสนอกลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมกับโรงงานขนาดใหญ่จะเป็นประโยชน์ต่อประเทศเป็นอย่างมากและนำเสนอภาพถ่ายส่วนต่าง ๆ ของโรงงาน พร้อมทั้งการคิดราคาค่าไฟฟ้าของบริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุป โฮลดิ้งจำกัด (มหาชน) ที่ใช้เป็นระบบทดสอบ ใช้ อัตราการคิดค่าโหลดสูงสุด (Demand Charge) คือ 74.14 THB/kW ค่าไฟในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟมาก (Peak) คือ 4.1025 THB/kW ค่าไฟในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟต่ำ (Off Peak) คือ 2.5849 THB/kW แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) รายงานสถิติพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย สามารถสรุปได้ว่า ทั้งในปัจจุบันและอนาคตนั้น แนวโน้มด้านการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งของประเทศไทยและของโลกมีการให้ความสนใจพลังงานทดแทนเพิ่มขึ้น เนื่องจากปัจจัยด้านมลภาวะหรือการลดลงของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเผาไหม้ ทำให้ได้ออกนโยบายต่าง ๆ มาสนับสนุนให้คนสนใจพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสนใจเฉพาะพลังงานหมุนเวียนจากแสงอาทิตย์ เนื่องด้วยปัจจัยทางภูมิศาสตร์ของโรงงานโดยทั่วไปนั้นเหมาะสมที่จะติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปมากกว่าการใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดอื่น ๆ เมื่อมีการใช้แหล่งผลิตพลังงานหมุนเวียนแล้วอาจจะมีส่วนช่วงที่มีกำลังผลิตเกินกว่าที่ใช้ไป จึงทำให้เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานได้รับความสนใจที่จะนำมาใช้ร่วมกับโซลาร์รูฟท็อป ซึ่งเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมในปัจจุบันคือ แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน และในส่วนสุดท้ายได้นำเสนอขั้นตอนการออกแบบและคำนวณค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าและเศรษฐศาสตร์ของโปรแกรม HOMER

บทที่ 4 นำเสนอการจำลองในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งเป็น 7 กรณีหลักเพื่อเปรียบเทียบผลการจำลองของกลยุทธ์ต่าง ๆ ประกอบด้วย (1) โรงงานยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป (2) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 5 MW (3) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 8 MW (4) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสม (5) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่เหมาะสม (6) โรงงานติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่จนสามารถดำเนินการแบบแยกตัวอิสระได้ (7) แบตเตอรี่ควรมีราคาลดลงเหลือเท่าใดจึงคุ้มค่าที่จะติดตั้ง โดยในหัวข้อการสรุปนี้จะยกตัวอย่างของการใช้โหลดของปี 2015 โดยโครงการมีอายุ 25 ปี เพื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแต่ละกลยุทธ์ในระบบที่มีโหลดเหมือนกัน กรณีที่ 1 ยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป มีค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 2.285 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 3.31 บาท กรณีที่ 2 ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป ขนาด 5 MW มีค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 2.096 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 3.03 บาทมีระยะเวลาคืนทุน 4.47 ปีพบว่าเมื่อทำการจำลองการติดตั้งเข้าไปแล้วทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการ และราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงต่ำกว่ากรณีที่ 1 ที่ยังไม่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป กรณีที่ 3 ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป ขนาด 8 MW มีค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 2.001 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 2.89 บาทมีระยะเวลาคืนทุน 4.65 ปีพบว่าเมื่อทำการจำลองการติดตั้งเข้าไปแล้วทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้ง

โครงการ และราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงต่ำกว่ากรณีที่ 2 ที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 5 MW ทำให้มีแนวโน้มที่ว่าหากติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเพิ่ม อาจจะทำให้ราคาพลังงานลดลงอีก กรณีที่ 4 หาขนาดของโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมสำหรับระบบทดสอบ จากผลการจำลองได้ โซลาร์รูฟท็อปขนาด 14.182 MW ค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 1.918 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 2.77 บาทมีระยะเวลาคืนทุน 5.54 ปี พบว่าเมื่อทำการจำลองการติดตั้งเข้าไปแล้วทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการ และราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงต่ำกว่ากรณีที่ 3 ที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 8MW และยังมีระยะเวลาการคืนทุนใกล้เคียงกับกรณีที่ 5 หาขนาดของโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับระบบทดสอบ จากผลการจำลองได้ โซลาร์รูฟท็อปขนาด 14.182 MW และแบตเตอรี่ขนาด 6 MWh ค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 1.948 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 2.80 บาทมีระยะเวลาคืนทุน 5.84 ปี พบว่าเมื่อทำการจำลองการติดตั้งเข้าไปแล้วทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งโครงการ และราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยมีค่าสูงกว่ากรณีที่ 4 ที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมและยังมีระยะเวลาการคืนทุนมากกว่าทำให้การติดตั้งแบตเตอรี่อาจจะยังไม่เหมาะสมสำหรับติดตั้งในปัจจุบันกรณีที่ 6 หาขนาดของโซลาร์รูฟท็อปและแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับให้ระบบทดสอบดำเนินการแบบแยกตัวอิสระได้จากผลการจำลองได้ โซลาร์รูฟท็อปขนาด 111.73MW และแบตเตอรี่ขนาด 336 MWh ค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 7.063 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 8.05 บาทและยังไม่คุ้มค่าที่จะทำการลงทุนกรณีที่ 7 หาราคาแบตเตอรี่ลดลงจนสามารถติดตั้งได้อย่างคุ้มค่า จากผลการจำลองได้ พบว่าแบตเตอรี่จะคุ้มค่าสำหรับติดตั้งเมื่อมีราคาลดลงเหลือครึ่งหนึ่งจากราคาในปัจจุบัน ซึ่งได้ทำการจำลองติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 18.011 MW และแบตเตอรี่ขนาด 12 MWh ค่าใช้จ่ายทั้งโครงการคือ 2.416 พันล้านบาท ราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยคือ 2.75 บาทระยะเวลาคืนทุน 5.51 ปี จึงสรุปได้ว่าเมื่อแบตเตอรี่ราคาลดลงเหลือครึ่งหนึ่งจึงจะเหมาะสมที่จะนำมาติดตั้งกับระบบทดสอบ

บทที่ 5 จากผลการศึกษาความเหมาะสมที่จะนำเสนอกลยุทธ์การจัดการพลังงานของโรงงานขนาดใหญ่ที่มีความจำเป็นเป็นอย่างมากเนื่องจากในประเทศไทยนั้นมีโรงงานจำนวนมาก ซึ่งโรงงานหลายแห่งยังขาดการจัดการพลังงานที่เหมาะสม ทำให้การศึกษาหากลยุทธ์การจัดการพลังงานของโรงงานขนาดใหญ่ สามารถแก้ปัญหาเหล่านี้ได้ โดยโรงงานที่ผู้เขียนวิทยานิพนธ์ได้ใช้เป็นระบบทดสอบคือ บริษัท พี.ซี.เอส. แมชีน กรุ๊ป โซลดิ้ง จำกัด (มหาชน) เนื่องจากเป็นโรงงานที่มีการสนับสนุนด้านการใช้พลังงานพลังงานทดแทนอยู่และยังมีพื้นที่กว้างและมีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์สูง โดยการจำลองทั้งหมดจะใช้ข้อมูลของโรงงานดังกล่าวสำหรับจำลองในโปรแกรม HOMERจากการจำลองทั้งหมดดังที่กล่าวไปในสรุปบทที่ 5 พบว่ากลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุดคือการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสมทำให้โรงงานลดค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงาน

ลงอย่างมากอีกทั้งยังมีระยะเวลาการคืนทุนที่เหมาะสม แต่ถ้าหากว่าแบตเตอรี่มีราคาตกลงครึ่งหนึ่งจากปัจจุบันจึงจะมีเหมาะสมที่จะนำมาติดตั้ง ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยขนาดที่เหมาะสมเพียงอย่างเดียวเป็นกลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโรงงานขนาดใหญ่ในปัจจุบัน

5.2 ข้อเสนอแนะ

จากการดำเนินงานวิจัยวิทยานิพนธ์ที่ผ่านมาและผลที่ได้ทำให้เกิดแนวคิดและข้อเสนอแนะในการดำเนินงานวิจัยต่อไปในอนาคตดังต่อไปนี้

1) ในงานวิจัยนี้ยังไม่ได้พิจารณาเรื่องการขายไฟฟ้าให้กับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก ในอนาคตอาจจะมีการวิเคราะห์เพิ่มเติมสำหรับโรงงานที่มีพื้นที่มากพอสำหรับติดตั้งโซลาร์เซลล์เพื่อขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า

2) ควรพิจารณาแหล่งกำเนิดพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่นสำหรับระบบที่มีศักยภาพเหมาะสมสำหรับใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดอื่น เช่น กังหันลม พลังงานขยะ เป็นต้น

3) รัฐบาลควรมีนโยบายส่งเสริมให้มีการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่เพื่อกักเก็บพลังงานที่ใช้ในครัวเรือน โดยจัดให้มีโครงการคืนเงิน (rebates) ร้อยละ 30 ของต้นทุนทั้งหมดต่อครัวเรือน รวมทั้งการให้กู้ยืมดอกเบี้ยต่ำสำหรับระบบกักเก็บพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ

4) รัฐบาลควรส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟเสรี เพื่อสนับสนุนพลังงานทดแทน และเพิ่มมูลค่าทางเศรษฐกิจ เพิ่มการพึ่งพาตนเอง สร้างอุตสาหกรรมต่อเนื่อง และเตรียมโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการผลิตพลังงานใช้เอง และกำหนดมาตรฐานการลดใช้พลังงานของอุตสาหกรรมใหม่ของประเทศ

5) รัฐบาลควรมีนโยบายซื้อคืนไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เหลือใช้ในบางช่วงเวลา ในราคาที่เหมาะสม

รายการอ้างอิง

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2557). **สารานุกรมพลังงานทดแทน**. กรุงเทพฯ: บริษัท มิเดีย เอกซ์เพอร์ทีส อินเตอร์เนชันแนล (ประเทศไทย) จำกัด.
- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2559). **สถานการณ์พลังงานของประเทศไทย มกราคม-ธันวาคม ๒๕๕๘**. กรุงเทพฯ
- การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระเบียบที่เกี่ยวข้อง. (2558). คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. ออนไลน์: จาก <http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Upload/Document/part3-Solar-Feb%2024%202015-regulation.pdf>.
- มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย (2018). **โครงการศึกษาความเหมาะสมและแนวทางในการส่งเสริมอุตสาหกรรมสำรองไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ**, ออนไลน์] จาก: <https://tdri.or.th/wp-content/uploads/2018/06/Grid-Energy-storage.pdf>
- Adetunji, K. E., Akinlabi, O., & Joseph, M. K. (2018). Developing a Microgrid for Tafelkop Using HOMER. **2018 International Conference on Advances in Big Data, Computing and Data Communication Systems (icABCD)**.
- Araki, K., Ota, Y., Nishioka, K., Tobita, H., Ji, L., Kelly, G., & Yamaguchi, M. (2018). Toward the Standardization of the Car-roof PV – The challenge to the 3-D Sunshine Modeling and Rating of the 3-D Continuously Curved PV Panel. **2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)**.
- Barchi, G., Miori, G., Moser, D., & Papantoniou, S. (2018). A Small-Scale Prototype for the Optimization of PV Generation and Battery Storage through the Use of a Building Energy Management System. **2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)**.

- Byrne, R. H., Nguyen, T. A., Copp, D. A., Chalamala, B. R., & Gyuk, I. (2018). **Energy Management and Optimization Methods for Grid Energy Storage Systems**. IEEE Access, 6, 13231-13260.
- Cristian, H., Bizon, N., & Alexandru, B. (2017). Design of hybrid power systems using HOMER simulator for different renewable energy sources. **2017 9th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI)**.
- Ebe, F., Idlbi, B., Morris, J., Heilscher, G., & Meier, F. (2017). Evaluation of PV hosting capacities of distribution grids with utilisation of solar roof potential analyses. **CIREN - Open Access Proceedings Journal, 2017(1), 2265-2269**.
- Ferreira, R. M., Rensburg, N. J., & Nel, A. L. (2018). A study into the efficiency of embedded solar photovoltaic cells in double roman shaped roof tiles. **2018 5th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA)**.
- Ganguly, P., Kalam, A., & Zayegh, A. (2017). Optimum standalone hybrid renewable energy system design using HOMER for a small community of Portland, Victoria. **2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**.
- Ghosh, D., Basu, R., Karmakar, S. M., Roy, A., Kumar, A., Chakraborty, J., . . . Hari, U. (2017). Grid-tie rooftop solar system using enhanced utilization of solar energy. **2017 8th Annual Industrial Automation and Electromechanical Engineering Conference (IEMECON)**.
- Ghose, S., Shahat, A. E., & Haddad, R. J. (2017). Wind-solar hybrid power system cost analysis using HOMER for Statesboro, Georgia. **SoutheastCon 2017**.
- Ivanova, I. Y., Tuguzova, T. F., & Khalgaeva, N. A. (2018). Comparative Analysis of Approaches to Consider Rationale of use of Solar Panel Plants for Power Supply of Off-Grid Consumers. **2018 International Ural Conference on Green Energy (UralCon)**.
- Jamalaiah, A., Raju, C. P., & Srinivasarao, R. (2017). Optimization and operation of a renewable energy based pv-fc-micro grid using homer. **2017 International Conference on Inventive Communication and Computational Technologies (ICICCT)**.
- Jia, Y., Mi, Z., Zhang, W., & Liu, L. (2017). Optimal operation of multi-energy systems in distributed energy network considering energy storage. **2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)**.

- Jin, S., Kim, H., Kim, T. H., Shin, H., Kwag, K., & Kim, W. (2018). A Study on Designing Off-grid System Using HOMER Pro - A Case Study. **2018 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM).**
- Joubert, C. J., Chokani, N., & Abhari, R. S. (2018). Impact of Large Scale Battery Energy Storage on the 2030 Central European Transmission Grid. **2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM).**
- Khadem, T., Billah, S. B., Barua, S., & Hossain, M. S. (2017). HOMER based hydrogen fuel cell system design for irrigation in Bangladesh. **2017 4th International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE).**
- Khan, A., & Khan, R. (2018). Cost Optimization of Hybrid Microgrid using Solar PV, Fuel Cell and Diesel Generator in HOMER. **2018 2nd International Conference on Energy Conservation and Efficiency (ICECE).**
- Lin, S., Yang, C., Song, W., & Feng, Z. (2018). Analysis of Capacity and Control Strategy for Distributed Energy System with Hybrid Energy Storage System. **2018 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE).**
- Liu, M., Shi, B., Lin, X., Yao, G., & Han, P. (2018). Research on unintentional off grid characteristics of microgrid. **2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2).**
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, 137, 511-536.
- Mun, F. K., & Jalal, T. S. (2007). Simulation of Standalone Photovoltaics Using PSPICE. **2007 5th Student Conference on Research and Development.**
- Narimani, M. R., Asghari, B., & Sharma, R. (2017). Energy storage control methods for demand charge reduction and PV utilization improvement. **2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC).**
- Pal, S. B., Kumar, R., Bhattacharya, K. D., & Mukherjee, D. (2017). A reliability estimate for a roof-top PV during early monsoon in Eastern India. **2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC).**

- Rajani, A., Darussalam, R., Pramana, R. I., & Santosa, A. (2018). Simulation of PV - Biogas Integration on Hybrid Power Plant using HOMER: Study Case of Superior Livestock Breeding Center and Forage of Animal Feed (BBPTU - HPT) Baturraden. **2018 International Conference on Sustainable Energy Engineering and Application (ICSEEA).**
- Reinders, A., Debije, M. G., & Rosemann, A. (2017). Measured Efficiency of a Luminescent Solar Concentrator PV Module Called Leaf Roof. **IEEE Journal of Photovoltaics, 7(6), 1663-1666.**
- Root, C., Presume, H., Proudfoot, D., Willis, L., & Masiello, R. (2017). Using battery energy storage to reduce renewable resource curtailment. **2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT).**
- Shujun, M., You, Z., Ye, Y., Ding, Z., Jin, L., & Kai, S. (2017). A curtailed wind power accommodation strategy based on wind-hydrogen-heat-storage integrated energy network. **2017 Chinese Automation Congress (CAC)**
- Silva, R., Serra, C., Brett, M., Kanoun-Boule, M., Simoes, N., Tadeu, A., . . . Miranda, N. (2018). Conception and design of a sustainable green roof for car parks with integrated solar tracking photovoltaic system. **2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC).**
- Tseng, S., Li, J., Lee, M., Wang, B., Ji, F., & Bai, B. (2017). A software defined energy storage: Architecture, topology, and reliability. **2017 China International Electrical and Energy Conference (CIEEC).**
- Tuladhar, A. (2011). Power management of an off-grid PV inverter system with generators and battery banks. **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting.**
- Wath, M. G., & Ballal, M. S. (2018). Reactive Power Management in Roof -Top Solar Net Metering - Case study thereof. **2018 International Conference on Smart Electric Drives and Power System (ICSEDPS).**
- Yu, Z. H., Zeng, J., & Liu, J. F. (2017). An ultra-high-voltage gain DC-DC converter for roof-mounted solar cells electric vehicle. **2017 7th International Conference on Power Electronics Systems and Applications - Smart Mobility, Power Transfer & Security (PESA).**



ภาควิชา ก

ผลการจำลอง ด้วยโปรแกรม Homer

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



System Simulation Report



File: 4.1 load2015optimalPV.homer

Author:

Location: Unnamed Road, Tambon Khok Kruat, Amphoe Mueang Nakhon Ratchasima, Chang Wat Nakhon Ratchasima 30280, Thailand (14°54.7'N, 101°56.5'E)

Total Net Present Cost: ฿1,918,071,000.00

Levelized Cost of Energy (฿/kWh): ฿2.77

Notes:

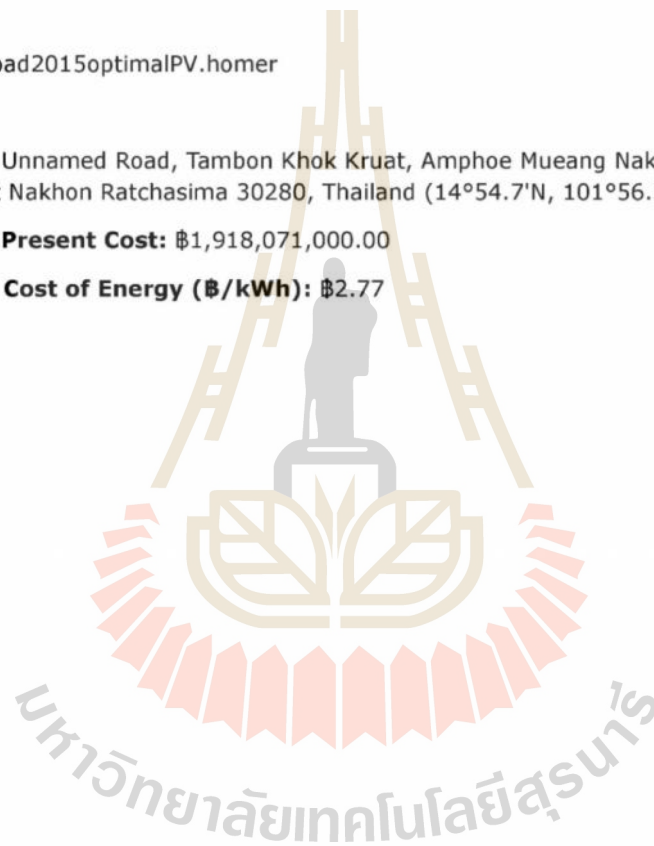
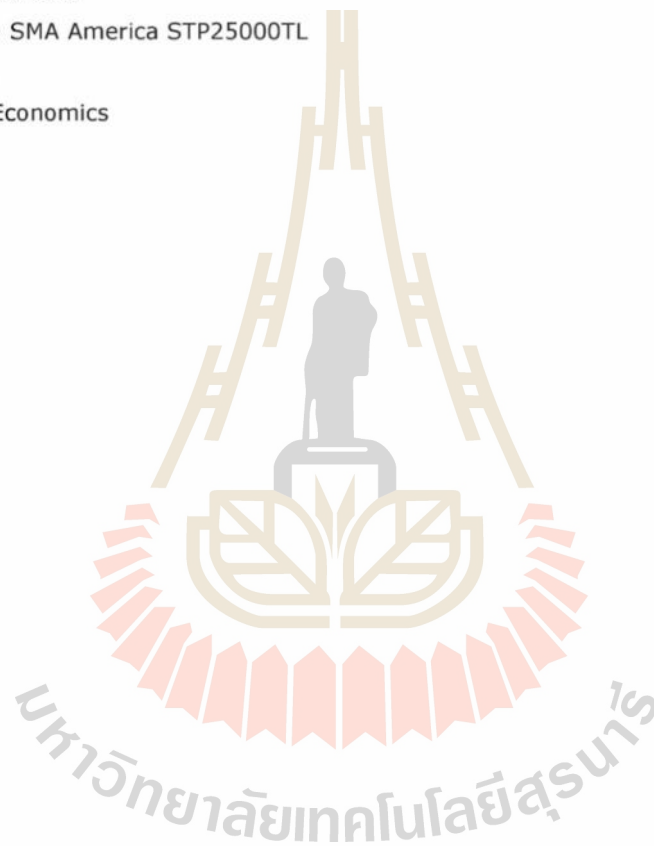




Table of Contents

System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
PV: Jinko JKM320	7
Converter: SMA America STP25000TL	8
Grid: Grid	9
Compare Economics	11

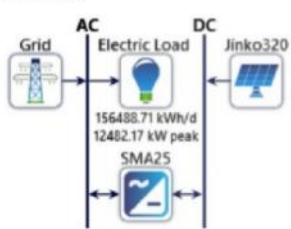




System Architecture

Component	Name	Size	Unit
PV	Jinko JKM320	14,182	kW
System converter	SMA America STP25000TL	7,997	kW
Grid	Grid	50,000	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

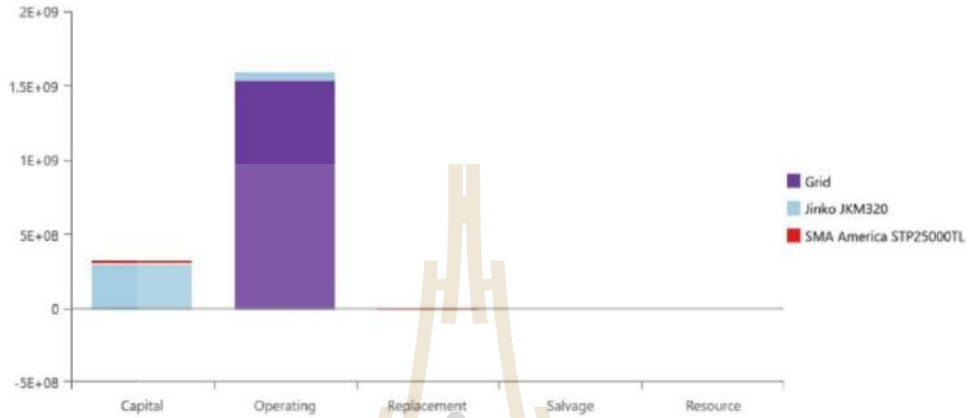
Schematic



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



Cost Summary



Net Present Costs

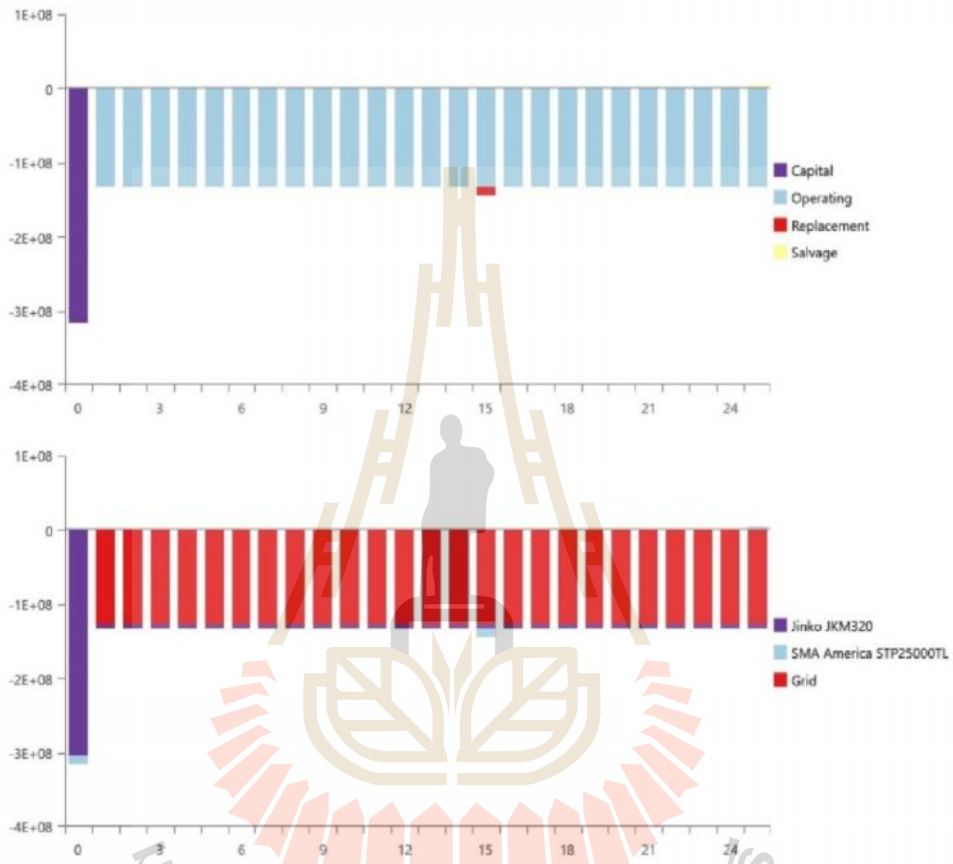
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	฿0.00	฿1.55B	฿0.00	฿0.00	฿0.00	฿1.55B
Jinko JKM320	฿305M	฿51.5M	฿0.00	฿0.00	฿0.00	฿356M
SMA America STP25000TL	฿12.0M	฿0.00	฿4.61M	-฿812,341	฿0.00	฿15.8M
System	฿317M	฿1.60B	฿4.61M	-฿812,341	฿0.00	฿1.92B

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	฿0.00	฿128M	฿0.00	฿0.00	฿0.00	฿128M
Jinko JKM320	฿25.2M	฿4.25M	฿0.00	฿0.00	฿0.00	฿29.4M
SMA America STP25000TL	฿990,887	฿0.00	฿380,836	-฿67,106	฿0.00	฿1.30M
System	฿26.2M	฿132M	฿380,836	-฿67,106	฿0.00	฿158M



Cash Flow



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	4,489,551	kWh/yr
Unmet Electric Load	2,636	kWh/yr
Capacity Shortage	6,960	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Jinko JKM320	22,196,546	35.9
Grid Purchases	39,709,768	64.1
Total	61,906,313	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	57,115,743	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	57,115,743	100

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



PV: Jinko JKM320

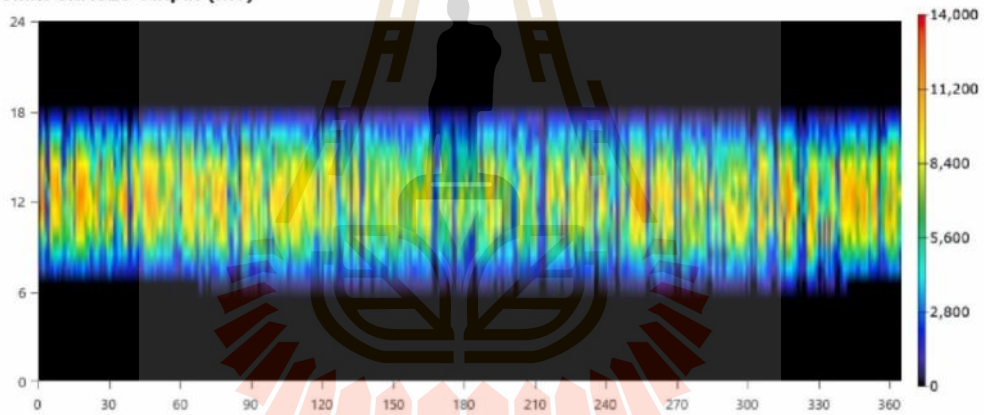
Jinko JKM320 Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	12,959	kW
PV Penetration	38.9	%
Hours of Operation	4,382	hrs/yr
Levelized Cost	1.33	฿/kWh

Jinko JKM320 Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	14,182	kW
Mean Output	2,534	kW
Mean Output	60,812	kWh/d
Capacity Factor	17.9	%
Total Production	22,196,546	kWh/yr

Jinko JKM320 Output (kW)





Converter: SMA America STP25000TL

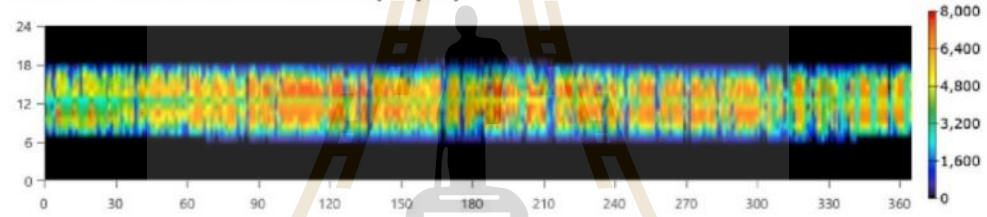
SMA America STP25000TL Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	4,382	hrs/yr
Energy Out	17,405,976	kWh/yr
Energy In	17,706,995	kWh/yr
Losses	301,019	kWh/yr

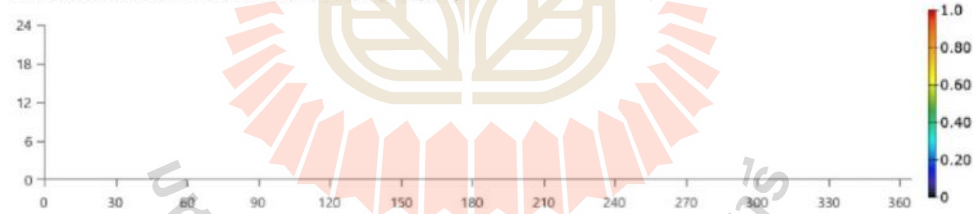
SMA America STP25000TL Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	7,997	kW
Mean Output	1,987	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	7,997	kW
Capacity Factor	24.8	%

SMA America STP25000TL Inverter Output (kW)



SMA America STP25000TL Rectifier Output (kW)





Grid: Grid

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	10,422	\$0.00	\$772,683
February	0	0	0	11,794	\$0.00	\$874,430
March	0	0	0	8,861	\$0.00	\$656,981
April	0	0	0	11,279	\$0.00	\$836,256
May	0	0	0	10,835	\$0.00	\$803,292
June	0	0	0	10,833	\$0.00	\$803,177
July	0	0	0	12,482	\$0.00	\$925,428
August	0	0	0	8,173	\$0.00	\$605,976
September	0	0	0	8,083	\$0.00	\$599,265
October	0	0	0	9,625	\$0.00	\$713,614
November	0	0	0	9,959	\$0.00	\$738,351
December	0	0	0	10,652	\$0.00	\$789,749
Annual	0	0	0	12,482	\$0.00	\$9.12M

Grid rate: PEAK

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	806,428	0	806,428	0	\$3.31M	\$0.00
February	636,670	0	636,670	0	\$2.61M	\$0.00
March	718,519	0	718,519	0	\$2.95M	\$0.00
April	885,306	0	885,306	0	\$3.63M	\$0.00
May	1,084,573	0	1,084,573	0	\$4.45M	\$0.00
June	847,343	0	847,343	0	\$3.48M	\$0.00
July	1,099,138	0	1,099,138	0	\$4.51M	\$0.00
August	1,012,517	0	1,012,517	0	\$4.15M	\$0.00
September	818,929	0	818,929	0	\$3.36M	\$0.00
October	1,048,109	0	1,048,109	0	\$4.30M	\$0.00
November	845,610	0	845,610	0	\$3.47M	\$0.00
December	697,509	0	697,509	0	\$2.86M	\$0.00
Annual	10,500,650	0	10,500,650	0	\$43.1M	\$0.00

Grid rate: OFFPEAK

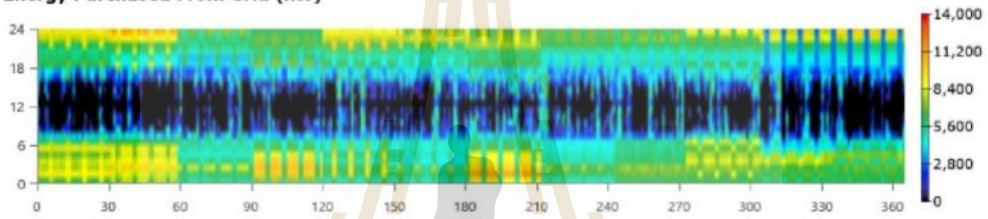
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	2,879,946	0	2,879,946	0	\$7.44M	\$0.00
February	2,757,978	0	2,757,978	0	\$7.13M	\$0.00
March	2,210,661	0	2,210,661	0	\$5.71M	\$0.00
April	2,545,604	0	2,545,604	0	\$6.58M	\$0.00
May	2,459,540	0	2,459,540	0	\$6.36M	\$0.00
June	2,225,543	0	2,225,543	0	\$5.75M	\$0.00
July	2,928,065	0	2,928,065	0	\$7.57M	\$0.00
August	2,066,578	0	2,066,578	0	\$5.34M	\$0.00
September	2,327,139	0	2,327,139	0	\$6.02M	\$0.00
October	2,623,280	0	2,623,280	0	\$6.78M	\$0.00
November	2,054,275	0	2,054,275	0	\$5.31M	\$0.00
December	2,130,508	0	2,130,508	0	\$5.51M	\$0.00
Annual	29,209,117	0	29,209,117	0	\$75.5M	\$0.00



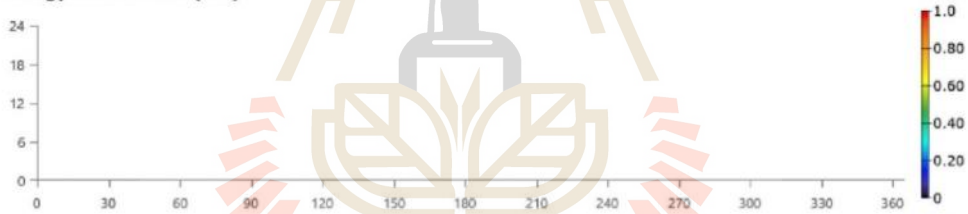
Grid rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	3,686,374	0	3,686,374	10,422	฿10.8M	฿772,683
February	3,394,647	0	3,394,647	11,794	฿9.74M	฿874,430
March	2,929,180	0	2,929,180	8,861	฿8.66M	฿656,981
April	3,430,910	0	3,430,910	11,279	฿10.2M	฿836,256
May	3,544,113	0	3,544,113	10,835	฿10.8M	฿803,292
June	3,072,886	0	3,072,886	10,833	฿9.23M	฿803,177
July	4,027,203	0	4,027,203	12,482	฿12.1M	฿925,428
August	3,079,095	0	3,079,095	8,173	฿9.50M	฿605,976
September	3,146,069	0	3,146,069	8,083	฿9.38M	฿599,265
October	3,671,389	0	3,671,389	9,625	฿11.1M	฿713,614
November	2,899,885	0	2,899,885	9,959	฿8.78M	฿738,351
December	2,828,017	0	2,828,017	10,652	฿8.37M	฿789,749
Annual	39,709,768	0	39,709,768	12,482	฿119M	฿9.12M

Energy Purchased From Grid (kW)



Energy Sold To Grid (kW)





Compare Economics

IRR (%): **17.7**

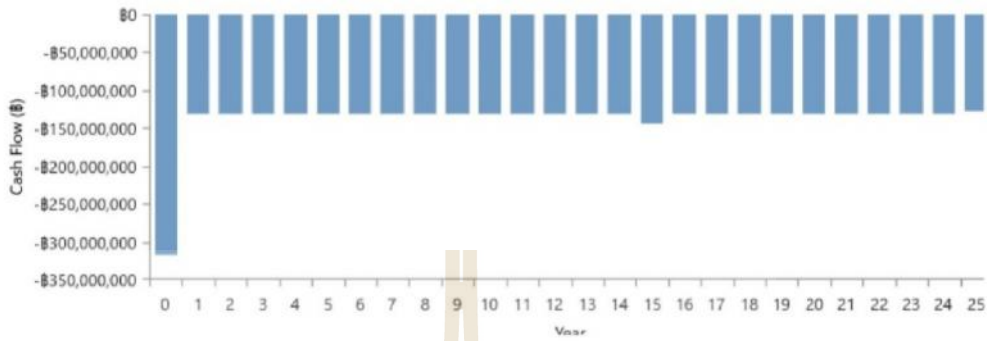
Discounted payback (yr): **7.13**

Simple payback (yr): **5.55**

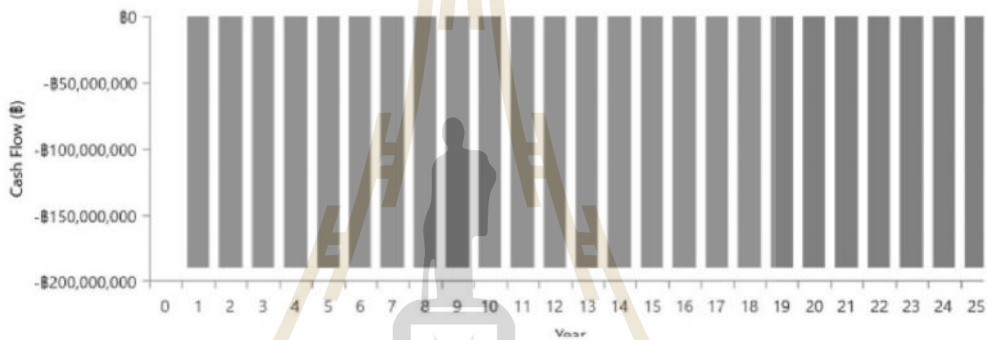
	Base Case	Current System
Net Present Cost	\$2,295	\$1,925
CAPEX	\$0.00	\$117M
OPEX	\$189M	\$132M
LCOE (per kWh)	\$3.31	\$2.77
CO2 Emitted (kg/yr)	36,094,300	25,096,570
Fuel Consumption (L/yr)	0	0



Current Annual Nominal Cash Flows



Base Case Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows





ภาคผนวก ข

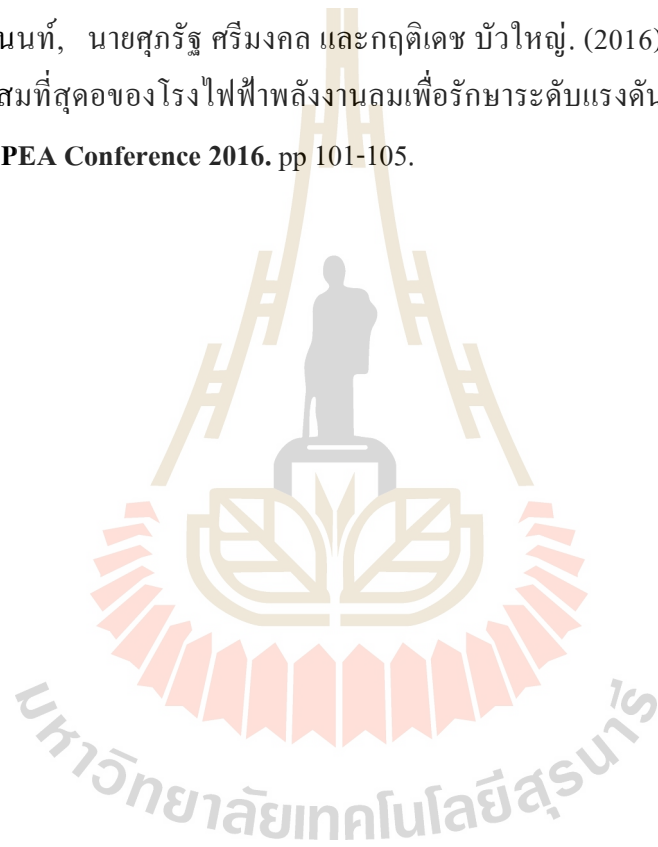
บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายชื่อวารสารวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

Treekijjanon, M., Marungsri, B., V., Leeton, U., and Kulworawanichapong , T.(2017). Reactive Power Adjustment in MV Distribution Systems Integrating with Wind-Turbine PowerPlants. **ECTI Transactions on Electrical Engineering, Electronics, and Communications**. Vol 15. No 2(2017).pp 57-65.

มงคล ตริกิจจานนท์, นายศุภรัฐ ศรีมงคล และกฤติเดช บัวใหญ่. (2016). กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดของโรงไฟฟ้าพลังงานลมเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. **PEA Conference 2016**. pp 101-105.



Reactive Power Adjustment in MV Distribution Systems Integrating with Wind-Turbine Power Plants

Mongkol Treekijjanon^{*1}, Boonruang Marungsri^{**2},
Thanatchai Kulworawanichpong^{**3}, and Uthen Leeton^{**4}, Non-members

ABSTRACT

This paper illustrates optimal reactive power setting for voltage stability in the power distribution system affected from wind turbine operation. The implementation of disturbance analyzing device to compare the result before and after setting reactive compensator is shown. In this research, to optimize the overall voltage limitation, three decision variables were used i) active/reactive power generated from wind turbine farm plants, ii) specified voltage magnitude all node limitation and iii) power factor control. A Classical optimization technique is well-known and widely accepted for solving optimization problems. "WA-YU" wind turbine farm project rated 8.0 MW, 22-kV of Provincial Electric Authority (PEA) of Thailand in Nakhon Ratchasima at feeder no. 9 was employed as a case study. The voltage limitation was controlled within 22 kV $\pm 5\%$ based on the PEA regulation. The result showed that appropriate reactive power is efficiently related to the best power factor. The controlled voltage seemed to provide no effect to consumers from the same feeder circuit.

Keywords: Optimal reactive power flow, Wind turbine farm, Overvoltage limitation.

1. INTRODUCTION

The issue of global warming and the soaring cost of fuel, energy-efficient and environment friendly heating and cooling applications varying from domestic and commercial to industrial sectors are among the promising development from renewable sources [1]. The renewable energy is cooperated and installed in distribution power systems to incorporate two or more sources of power generation to balance each other's strengths and weaknesses [2]. There are many

types of energy from renewable energy such as wind turbine power, solar power plant, and biomass power plant. These sources are environmentally friend and use predominant energy carriers that have been installed increasingly all over the world. The sources mentioned above can be divided into two groups: controlled sources and uncontrolled sources. Controlled sources mean that the output power can be easily controlled to the goal power; for example, biogas or biomass power plant. It is evident that output power from uncontrolled sources is unpredictable and independent of human action. Solar and wind power plants are environmentally uncontrolled sources [3]. The wind turbine technology is now actively presented in the electricity market, and it can be seen as a vision of the future. When the wind power plant is installed to serve loads in LV/MV power distribution grids, energy flow in the distribution network must be well managed to minimize total power losses or maximize net energy transaction in the system and voltage stability.

The overvoltage is a source of disturbance in the power systems which can damage the lines and equipment connected to the system. Typically, most of the overvoltage are originated from surges, lightning, and switching of electric loads that may result in sparks and flashes between phase and ground. In weakest point, the relay protection for overvoltage can misoperate which can affect the breakdown strength of insulation, failure of transformers and rotating machines or circuit breaker trip can operate falsely in the network [4-5]. This paper focuses on the over voltages occurred when the wind farm fully generates power to the grid. The problem of fully generated power from the wind turbine is an excessive power to the grid. The reason for this is that the power system protection can shut down the plant connected to the grid which can affect nearby factories in this situation. The protection system of wind turbine energy and voltage control limitation quality on the substation mostly trip by 59 code IEEE/ANSI for overvoltage code. The resulted effects are plant shutdown processes. The other results are inter-log between relay setting criteria in wind turbine protection, and substation in which malfunction may occur on circuit breaker 400V because overvoltage relay is not reset.

Manuscript received on March 1, 2017 ; revised on May 28, 2017.

* The authors are with Graduate Student in Energy Management Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND, E-mail : mongkol.to@gmail.com¹

** The authors are with School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND, E-mail : bmshivee@sut.ac.th², E-mail : Thanatchai@gmail.com³, E-mail : uthen.leeton@gmail.com⁴

Thailand's government has a policy that directs the electric market to generate power from renewable energy resources as alternative energy development plan (AEDP) 2015. The goal of renewable energy source is to supply up to 25% of total demand [6] within 2021. Wind turbine generation is nowadays highly implemented to serve power demand. But the power from the wind turbine is limited regarding suitable areas for the installation, the issue of power quality and the impact on electric power system to other users in the same system such as over voltage problem.

Section two describes an electric power distribution grid with wind turbine power plant, overall power distribution grid and wind power model. Section three is optimal problems structure corresponding to mathematical expressions of its objective and various practical constraints. Section four gives simulation results and discussion.

2. ELECTRIC POWER DISTRIBUTION GRID WITH WIND TURBINE FARM

Various renewable energy generations have been developed to reduce greenhouse gas emissions and increasingly attract in resolving global problems such as environmental pollution and energy shortage. The renewable energy generation, which is impressionable to vary in the environmental conditions and weather, is anticipated to be increasingly connected to distribution systems in the future [7]. However, the disadvantage is that wind power generation is intermittent, depending on weather conditions. Short-term energy storage is essential to get a smooth power output from a wind turbine [8].

Electric power distribution is the final stage to deliver electricity to end users. A distribution system's network carries electricity from high-voltage power transmission systems and therefore offers it to consumers via low-voltage residential power cables. The electric power distribution grid with renewable energy is defined as an integration of electrical loads and generation [9-10] as shown in Fig. 1.

A rotor axis of rotation in a turbine that is horizontal to the earthed is called a HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine). Nowadays, HAWTs are illustrative of the majority of all large-scale wind turbines. These turbines are utilized in an upwind manner, where the rotor plane is set to be instantly upwind of the tower through the utilization of a yaw motor that rotates the entire nacelle. Wind passing over the turbine blades provides lift, and this then induces a rotational torque. This test system of the wind farm is double fed induction generator (DFIG) on which layout and component of Gamesa type G114- 2.0 MW are shown in Fig. 2 [12].

Wind turbine control is conventionally divided into four primary regions, as shown in Fig. 3. Region 1 spans operation from the start up to the cut-

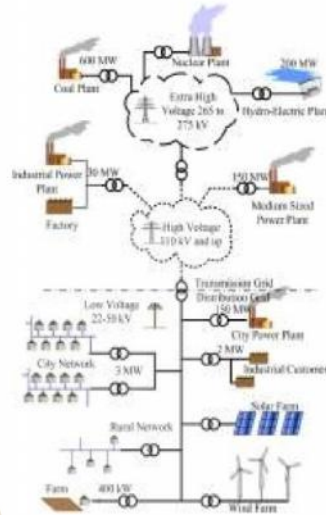


Fig.1: Renewable energy plant for power distribution grid [11].

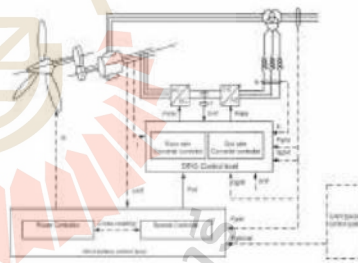


Fig.2: Wind Turbine Gamesa type G114-2.0 MW.

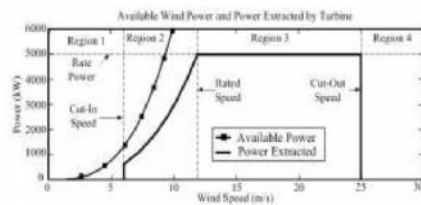


Fig.3: Wind power, turbine power, and operating regions for an example 5 MW turbine.

in' wind speed where the generator is turned on and starts generating power. When wind speeds are over cut-in, but still too low to generate maximum power, the turbine is stated to be in Region 2. The objective is to increase aerodynamic efficiency to capture as much energy as possible from the wind stream in this below rated region. In Region 3, wind speed is highly sufficient to operate the generator at its rated power output; the goal is to regulate speed and power safely at rated levels in this case. In Region 4, the turbine shuts down due to high wind speeds to prevent damage to the turbine.

3. OPTIMAL PROBLEM FORMULATION

The optimal problem consists of a nonlinear objective function defined with nonlinear constraints. The general optimal problem can be expressed as a constrained optimization problem as follows.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} && f(x) \\ & \text{Subject to} && g(x) = 0, \text{ equality constraints} \\ & && h(x) \leq 0, \text{ inequality constraints} \end{aligned}$$

$h(x) \leq 0$, inequality constraints By converting both equality and inequality constraints to penalty terms and hence added to form the penalty function as shown in (1) and (2).

$$P(x) = f(x) + \Omega(x) \quad (1)$$

$$\Omega(x) = \rho \{g^2(x) + [\max(0, h(x))]^2\} \quad (2)$$

Where: $P(x)$ is function of the penalty,
 $\Omega(x)$ is term of the penalty
 ρ is the penalty factor

The transformation of a constrained into an unconstrained optimization problem was achieved by employing a concept of the penalty method in which the penalty function as described above is minimized [13].

3.1 Objective Function and Constraints

The objective was set to control the reactive power which later has the influence to the appropriate bus voltage. Analysis of Power flow was performed to determine the appropriate value using adjustment value to analyze the reactive power compensation of wind farm. The objective function is load voltage derivation (LVD) shown in equation (3).

$$\text{Min} \quad f_1(x, u) = \sum_{k=1}^n \left(\frac{V_k^{ref} - V_k}{V_k^{ref}} \right)^2 \quad (3)$$

Where: V_{ref} is a reference voltage or nominal voltage (1 p.u./22 kV), V_k is voltage at bus k , x is the

state of the system, and u is the variable change. For the case of the wind farm, reactive power can be controlled by adjusting the real power related with power factor which shown in equation (4).

$$Q_i = F * P_{Gi} * \tan(\cos^{-1}(PF_i)) \quad (4)$$

Where: Q_i is reactive power (MVAR), P_{Gi} is the real power from a wind turbine, F is a constant operate mode; (+1) for (+Q) and (-1) for (-Q) and PF_i is the power factor.

3.2 System Constraints

Quantities of the controllable system are generator MW, controlled voltage magnitude and reactive power injection from wind turbine farm related with the power factor. Hence, no violation on other quantities (e.g. Generator MVAR, load bus voltage magnitude, MVA flow of transmission lines) occurs in normal system operating conditions. These are system constraints to be formed as equality and inequality constraints as shown below.

Equality constraint: Power flow equations are shown in (5) to (6) [14].

$$P_{G,i} - P_{D,i} - \sum_{j=1}^{N_B} |V_i||V_j||Y_{i,j}| \cos(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (5)$$

$$Q_{G,i} - Q_{D,i} + \sum_{j=1}^{N_B} |V_i||V_j||Y_{i,j}| \sin(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (6)$$

Where: $P_{G,i}$ is the real power generation at bus i ,
 $P_{D,i}$ is the real power demand at bus i ,
 $Q_{G,i}$ is the reactive power generation at bus i ,
 N_B is the total number of buses,
 $Q_{D,i}$ is the reactive power demand at bus i ,
 $\theta_{i,j}$ is the angle of bus admittance element i, j
 $Y_{i,j}$ is the magnitude of bus admittance element i, j

Inequality Constraint: Variable limitations are given in (7) to (10) [15].

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (7)$$

$$PF_{WT,i}^{\min} \leq PF_{WT,i} \leq PF_{WT,i}^{\max} \quad (8)$$

$$Q_{WT,i}^{\min} \leq Q_{WT,i} \leq Q_{WT,i}^{\max} \quad (9)$$

$$P_{WT,i}^{\min} \leq P_{WT,i} \leq P_{WT,i}^{\max} \quad (10)$$

Where: V_i^{min}, V_i^{max} are upper and lower limits of voltage magnitude at bus i
 $PF_{WT,i}^{min}, PF_{WT,i}^{max}$ are the upper and lower limits of the power factor of wind turbine farm module i
 $Q_{WT,i}^{min}, Q_{WT,i}^{max}$ are the upper and lower limits of reactive power of wind turbine farm module i ,
 $P_{WT,i}^{min}, P_{WT,i}^{max}$ are the upper and lower limits of power generated by wind turbine farm module i

The penalty function can be formulated as expressed in (11), and sub-equation of penalty term is shown in (12) to (17).

$$P(x) = f_1(x, u) + \Omega_V + \Omega_{PF} + \Omega_Q + \Omega_{WT} \quad (11)$$

$$\Omega_P = \rho \sum_{i=1}^{N_B} \left\{ P_{G,i} - P_{D,i} - \sum_{j=1}^{N_B} |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) \right\}^2 \quad (12)$$

$$\Omega_Q = \rho \sum_{i=1}^{N_B} \left\{ Q_{G,i} - Q_{D,i} + \sum_{j=1}^{N_B} |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) \right\}^2 \quad (13)$$

$$\Omega_{Q,WT} = \rho \sum_{i=1}^{N_G} \left\{ \max(0, Q_{WT,i} - Q_{WT,i}^{max}) \right\}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_G} \left\{ \max(0, Q_{WT,i}^{min} - Q_{WT,i}) \right\}^2 \quad (14)$$

$$\Omega_{PF} = \rho \sum_{i=1}^{N_T} \left\{ \max(0, PF_{WT,i} - PF_{WT,i}^{max}) \right\}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_T} \left\{ \max(0, PF_{WT,i}^{min} - PF_{WT,i}) \right\}^2 \quad (15)$$

$$\Omega_V = \rho \sum_{i=1}^{N_B} \left\{ \max(0, V_i - V_i^{max}) \right\}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_B} \left\{ \max(0, V_i^{min} - V_i) \right\}^2 \quad (16)$$

$$\Omega_{P,WT} = \rho \sum_{i=1}^{N_G} \left\{ \max(0, P_{WT,i} - P_{WT,i}^{max}) \right\}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_G} \left\{ \max(0, P_{WT,i}^{min} - P_{WT,i}) \right\}^2 \quad (17)$$

N_G is the total number of generators,
 N_C is the total number of reactive power sources
 N_T is the total number of transformers

4. A CASE STUDY OF DAN KHUN THOT SUBSTATION

A 12-node test system with is "WA-YU" wind turbine farm project was employed as a special case to

study the effectiveness and performance of the system. The wind turbine is located in Dan Khun Thot District, Nakhon Ratchasima, Thailand (see Fig. 4) and installed in feeder no. 9 at Dan Khun Thot substation in the 22 kV distribution system. The turbine is Sap Phlu Project wind farm number one rated 8.0 MW, Doubly Fed Induction Generator(DFIG) Gamesa type G114-2.0MW (2.0MWx4units, so the total rate is 8.0 MW). This wind farm contracted on VSPP-PEA-052/2555 for low voltage side and started on 10 July 2012. The relay setting for protecting wind turbine and substation are shown in Table 1. The relay setting was set to function in under voltage by relay code no. 27 (ANSI/IEEE code) which is set at 5% for voltage drop and can delay for 3.0 second with the alarm activated, 10% for voltage drop can delay for 1.0 second with the trip command to operate the circuit breaker. On the other hand, over voltage operates by relay code no. 59 which is 5% and can delay for 3.0 second with alarm, 10% can delay for 0.25 second with the trip command to operate the circuit breaker.

Table 1: Relay setting criteria of voltage limitation

Function	Setting
Under Voltage: 27 U1<	95%, 3.00 sec. =Alarm
U2<	90%, 1.00 sec.=Trip
Over Voltage: 59 U1>	105%, 3.00 sec. =Alarm
U2>	110%, 0.25 sec.=Trip



Fig.4: Location of a wind turbine for a case study in Dan Khun Thot, Nakhon Ratchasima, Thailand.

5. SIMULATION RESULTS

The case study of a wind turbine was simulated by using the same computer which is an Intel, Core(TM) i5-6200U, CPU@ 2.3 GHz, 4.0 GB RAM. The results from the disturbance analyzer hardware device were collected and compared. The Digsilent software package was also used to solve power flow problem in the distribution network.

The relay settings were done by PEA team to take into account the grid codes which do not impact to

customers. The criteria of voltage limitation for PEA to control the quality of electricity are given in Table 2. For medium voltage level, normal operation is 5%, while the emergency operation is 10%. The low voltage level is 10% for both (normal and emergency operate)

Table 2: The voltage's limitation to operate each voltage level

Voltage Level	Normal Operate		Emergency Operate	
	Max.	Min.	Max.	Min.
115 kV	120.7 (5%)	109.2 (5%)	126.5 (10%)	103.5 (10%)
69 kV	72.4 (5%)	65.5 (5%)	75.9 (10%)	62.1 (10%)
32 kV	34.7 (5%)	31.3 (5%)	36.3 (10%)	29.7 (10%)
22kV	23.1 (5%)	20.9 (5%)	24.2 (10%)	19.8 (10%)
380 V	418 (10%)	342 (10%)	418 (10%)	342 (10%)
220 V	240 (10%)	200 (10%)	240 (10%)	200 (10%)

Practically, power factor control mode was adjusted by the discrete setting value of reactive power which is stepping of reactor and capacitor by 0.9 Mvar per step device. Fig. 5 illustrate typical reactive capability curve. The variable limits given in Table 3 were used as system constraints.

The power generator of wind plant is Doubly Fed Induction Generator (DFIG). To adjust the voltage at the point connection by controlling the reactive power function to optimal the real power produced is called "PF Control". Fig. 6 shows wind turbine is rated 2 MW per module, have four modules for "WA-YU" wind turbine farm project. Each module can receive and provide reactive power (Q) ranged between + 625kVar (provide) to 625kVar (receive) at power factor = 0.95 (inductive/capacitive). The rated electric power of 2.0 MW can manage active power on the graph control features of the PQ wind turbine generation in Fig. 7. The method is accordance with the increase or decrease of the voltage at the point of connection of power systems.

Table 3: Variable Limits Used for load voltage derivation

Variable	Limit	
	Min.	Max.
V1-V12 (p.u.)	0.95	1.05
WT(Q1-Q4) (kVAR)	-625	625
PF (WT1-WT4)	0.8	1.0
WT(P1-P4) (W=MW)	0	8.0

The criteria are defined in the analysis as follows:

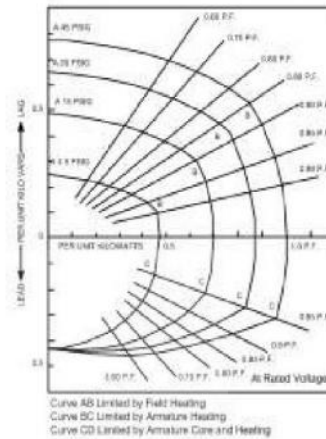


Fig.5: Curve power factor control on reactive power control of wind turbine.

- The reference bus voltage is 22.6 kV (1.027 p.u).
- The total load on the distribution system is 2.0 MW.
- The conditions are light load and wind turbine generates power to grid at full capacity with 8.0 MW generation.
- The voltage of connection point at the industry is defined not exceed 22.80 kV in full generate capacity 8.0 MW of wind farm. Because over voltage will affect to neighboring plant higher than the standards set at 23.1 kV in the factory when not operating the production line
- The power factor translates diversion on the reactive power (Q) entered by capacitors (+ Q) or inductor (-Q) of the power plant, the rest of the distribution system PEA into the power system (Absorb Reactive Power).

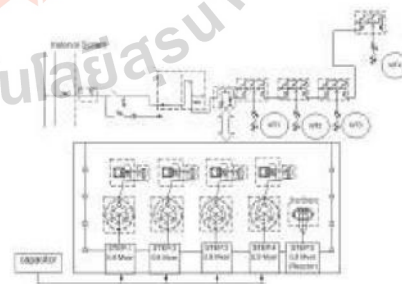


Fig.6: Wind turbine power plant 8.0 MW, 22 kV for the test system.

The data of quality measurement analysis from the electrical disturbance analyzer device are shown for the period before and after corrective action. In Fig 8

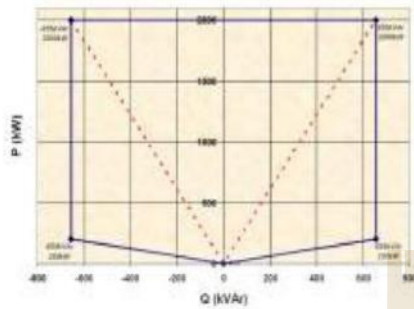


Fig. 7: P-Q characteristic of electricity power by wind turbine.

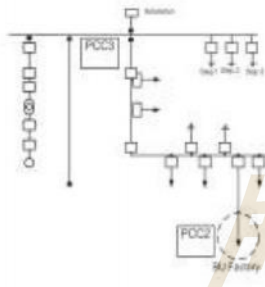


Fig. 8: The 8.0MW rated of wind power generation system connected to the distribution system of 22kV PEA.

the power plant is in PCC1 position, affected factories are in PCC.2 and power stations is in PCC.3 (PEA source).

Fig. 9 shows the voltage, real power and reactive power at PCC1. The conditions of overvoltage occurred due to the suitable feeding of real power from the wind farm to the grid level of about 5 MW and absorbed reactive power approximately 400 kVAR. On the other hand, the PCC2 point is the factory area which uses real power demand of 2 MW so the real power of wind turbine is excessive and high voltage effected. The overvoltage in factory area is shown in Fig 10.

Fig. 11 shows the low voltage side of service transformer at the substation is about 418.8 V which is higher than normal voltage in 10% (considered 380 Vrms of normal voltage) for support load demand about 2.2 MW while the wind turbine generated real power at 5 MW.

Table 4 shows that the wind turbine farm provides power to 22 kV distribution grid of the PEA. Capacity ranging from 60% of the installed capacity (8.0MW) begins to impact the excessive voltage in the distribution system. The entire electric power distribu-

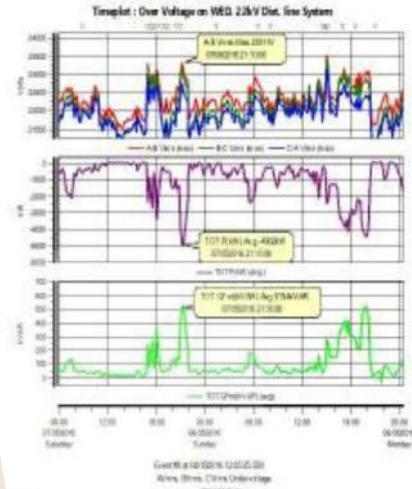


Fig.9: State voltages exceeded at the power plant (PCC1).

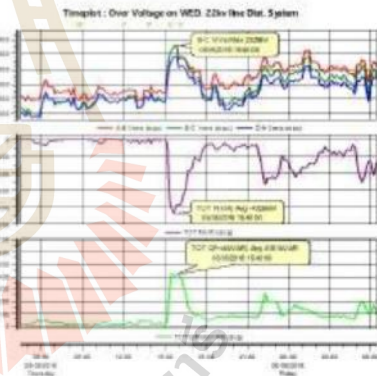


Fig.10: Overvoltage conditions at the industry area as plant side (PCC2).

tion network is experienced with overvoltage because the wind turbine is connected to the same feeder at the 22-kV circuit. The protection device at the point of connection such as over voltage relay detected an overvoltage and commanded the Circuit Breaker in the MV switchgear to be operated, and this led to the severe impact on consumers (factory area).

The proposed method in this paper can find optimal reactive power related to the power factor to minimize the load voltage derivation as its objective function. The result showed that the voltage at a wind farm is controlled by the power factor setting at 0.98 lagging, where reactive power is set to feed into

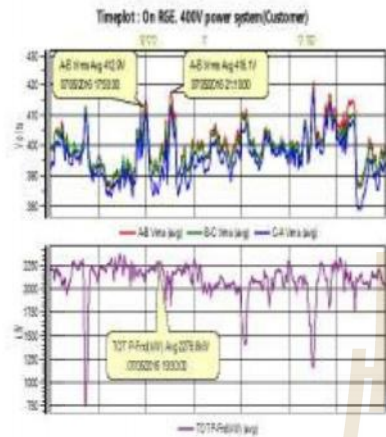


Fig.11: The overvoltage of low voltage side transformer at PEA's power substation (PCC3).

Table 4: The data record of the electric parameter at wind turbine farm.

Date	Time	P (MW)	Q (MVar)	PF.	Voltage (kV)	Over voltage (%) $22kV_{nor}$
5/5/2016	15.40	-6.45	+0.65	0.997	23.30	5.9
11/5/2016	15.00	-7.35	+0.68	0.999	23.21	5.5
20/5/2016	19.30	-7.59	+0.91	0.998	23.60	7.2
21/5/2016	12.20	-7.81	+0.94	0.999	23.72	7.8
22/5/2016	06.00	-7.76	+0.92	0.998	24.05	9.3

the grid at 1.6 Mvar (inductive) with the maximum real power generation of 8 MW. The load voltage deviation for this case reduced to 0.0002 and confirmed its efficiency. The load voltage deviation becomes 0.0002.

The result of setting power factor at wind turbine site using optimization can regulate voltage magnitude of the wind farm, and the low voltage side is referring to the local PEA standard which is 22 kV + 5% [16] as shown in Fig. 12. The result of voltage limitation is controlled related to wind turbine real /reactive power as illustrated in Fig. 13.

6. CONCLUSIONS

The severity of overvoltage in the 22kV distribution system of PEA has an impact on the factory area

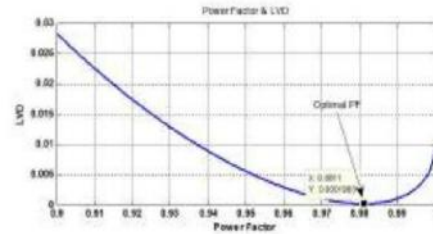


Fig.12: Optimal power factor setting related to load voltage derivation of wind turbine power plants.

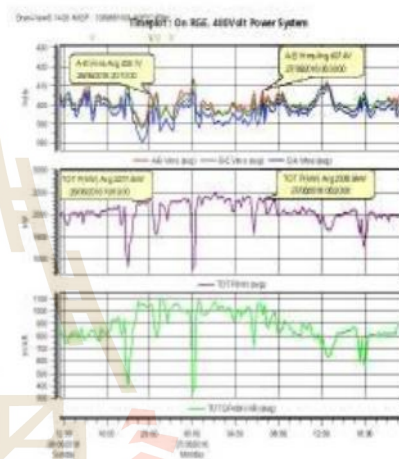


Fig.13: Result of voltage limitation controlled related to wind turbine real/reactive power.

caused by the wind turbine power plant. The over voltage is depended on the real power feed to the grid and effective control voltage. In this paper, purposes of power factor control combine power flow analysis was considered in the limitation of node voltage. The Digsilent software and disturbance analysing device were applied to find optimal power factor and reactive power from wind turbine farm with load voltage deviation as an objective function. The aim was to control the voltage at 22kV + 5% equals to 23.1kV based on PEA's standard definition which does not affect customers. Test results showed power factor setting at 0.98 (lagging) could provide an optimal active power from a wind turbine and feed to 22kV's distribution system of PEA. The best setting of reactive power was more intelligent control the voltage at the connection point not so high depend on the standard of PEA. The benefit of optimal voltage control is direct to wind turbine farm who sell electricity, to continually provide electricity to their customer. The over voltage relay as a protection device on 22kV's

switchgear showed an effective operation with the reduced effect to the nearby customers.

7. ACKNOWLEDGEMENT

Authors would like to express their appreciation to Suranaree University of Technology and Provincial Electricity Authority Area 3 (Northeast) Nakhon Ratchasima for their support.

References

- [1] A. Bracale, P. Caramia, G. Carpinelli, A.RD. Fazio and G. Ferruzzi, "A Bayesian Method for Short - Term Probabilistic Forecasting of Photovoltaic Generation in Smart Grid Operation and Control," *Journal of Energies*, vol.6(2), pp. 733-747, 2013.
- [2] B. Ozerdem and H.M. Turkeli, "Wind energy potential estimation and micrositting onIzmir Institute of Technology Campus," *Renewable Energy*, pp.1623-1633, 2005.
- [3] Y. Zhang, L. Kang, B. Cao, C.N. Huang and G. Wu, "Renewable energy distributed power system with wind power and biogas generator," *Conference on Transmission and Distribution*, pp. 1-6, 2009.
- [4] Y. L. Xin, L. Luan, W. H. Tang, G. Y. Chen and H. Wu, "Overvoltage protection on high-frequency switching transients in large offshore wind farms," *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, 2016.
- [5] K. Luewattana and A. Pruksanubal, "Effects of overvoltage on a ground grid system of high voltage substation," *International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, pp. 1-4, 2015.
- [6] Regulation PEA on the terms of network connectivity, the year 2008.
- [7] B. Ko, N.P. Utomo, G.J.J. Kim, and J. Cho, "Optimal Scheduling for the Complementary Energy Storage System Operation Based on Smart Metering Data in the DC Distribution System," *Journal on Energies*, Vol. 6, pp. 6569-6585, 2013.
- [8] J. Aho, A. Buckspan, J. Laks, P. Fleming, J. Yunho, F. Dunne, M. Churchfield, L. Pao, and K. Johnson, "A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control," *American Control Conference (ACC)*, pp. 3120-3131, 2012.
- [9] F. Katiraei and M.R. Iravani, "Micro-Grid autonomous operation during and subsequent to islanding process," *EEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 20, pp. 248-257, (2005).
- [10] F. Katiraei and M.R. Iravani, "Power management strategies for a Micro-grid with multiple distributed generation units," *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 21, pp. 1821-1831, 2006.
- [11] Power distribution, From Wikipedia, the free encyclopedia, June 2014.
- [12] J. Zhenhua and Y. Xunwei, "Modeling and control of an integrated wind power generation and energy storage system," *Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-8, 2009.
- [13] P. Dutta and A. K. Sinha, "Voltage Stability Constrained Multi-Objective Optimal Power Flow using Particle Swarm Optimization," *1st International Conference on Industrial and Information Systems*, pp. 161-166, 2006.
- [14] N. Sinsuphun, U. Leeton, and Kulworawanichpong, T. "Optimal power flow solution using improved harmony search method," *published by ELSEVIER Applied Soft Computing*, Vol. 13, Issue 5, pp. 2364- 2374, 2013.
- [15] U. Leeton, D. Uthitsunthorn, U. Kwannetr, N. Sinsuphun; and T. Kulworawanichpong, "Power loss minimization using optimal power flow based on particle swarm optimization," *The 2010 ECTI International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON2010)*, pp. 440-444, 2010.
- [16] Energy Regulatory Commission, "the purchasing power of private," sources: [http://www.eppo.go.th/power/powerN/PICP/File/\(1\).pdf](http://www.eppo.go.th/power/powerN/PICP/File/(1).pdf) on-line:11/08/2558



Mongkol Treekijjanon was born in Nakhon Ratchasima, Thailand. He received B.Eng. in Electrical Engineering from Rajamangala University of Technology, Bangkok, Thailand (1989) and M.Eng. in Environmental Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand. Also, he acquired his Ph.D. at the School of Energy Management Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand. Mr. Mongkol's research fields are interesting to the Power Quality Impact Study in Electrical Power System with Combined Renewable Energy Sources, Optimal Network Reconfiguration and Loss Minimization. Currently, he has a Manager of Provincial Electricity Authority, Nakhon Ratchasima Province.



Boonruang Marungsri was born in 1973, Nakhon Ratchasima Province, Thailand. He received his B. Eng. and M. Eng. from Chulalongkorn University, Thailand in 1996 and 1999 and D. Eng. at Chubu University, Kasugai, Aichi, Japan in 2006, all in electrical engineering, respectively. Currently, Dr. Marungsri is an assistant professor in School of Electrical Engineering, Suranaree University of Technology, Thailand. His areas of interest are high voltage insulation technologies, alternative and clean energies, and smart materials.



Thanatchai Kulworawanichpong received B.Eng. with first-class honors in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Thailand (1997), M.Eng. in Electrical Engineering at Chulalongkorn University, Thailand (1999), and Ph.D. in Electronic and Electrical Engineering from the University of Birmingham, United Kingdom (2003). Currently, he is an associate professor at the School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, NakhonRatchasima, THAILAND.

His fields of research interest comprise a broad range of power systems, railway electrification, electrical drives and control, power electronics, optimization and artificial intelligent techniques. He has joined the school since June 1998 and is currently a leader in Power System Research, Suranaree University of Technology. Also, he is supervisor and co-supervisor over 15 postgraduate students.



Uthen Leeton was born in Loei, Thailand, on October 25, in 1985. He received B.Eng. with first-class honor in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand (2007) and Ph.D. Student at the School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand. Mr.

Uthen's research fields are interesting include a power system analysis, optimization algorithm, artificial intelligent techniques and Multi-agent System. He has joined the school of Electrical Engineering since June 2009 and is currently a lecturer in School of Electrical Engineering and a member of Power System Research Unit, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand.

ภาคผนวก ค

ผลการคำนวณเปรียบเทียบความถูกต้องของโปรแกรม HOMER

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค.1 การคำนวณพารามิเตอร์ทางเศรษฐศาสตร์

เพื่อทดสอบความน่าเชื่อถือของโปรแกรม HOMER จึงได้ยกตัวอย่างการคำนวณโดยใช้สมการตามที่โปรแกรมได้อ้างอิงไว้ ซึ่งได้แสดงไว้ในบทที่ 2 โดยกรณีที่น่ามาทำการคำนวณเปรียบเทียบคือ กรณีที่ 4.1 ซึ่งค่าที่จะคำนวณคือ ค่าพารามิเตอร์ทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายตลอดโครงการ (NPC) ราคาพลังงานต่อหน่วย (COE) ระยะเวลาคืนทุน (PBP) และ อัตราการตอบแทนภายใน (IRR) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังนี้

ค.1.1 ต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC)

ต้นทุนปัจจุบันสุทธิ (NPC) คือมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ระบบเกิดขึ้นตลอดอายุการใช้งานลบด้วยมูลค่าปัจจุบันของรายได้ทั้งหมดที่ได้รับตลอดอายุการใช้งาน ค่าใช้จ่ายรวมถึงต้นทุนเงินทุน ค่าทดแทน ค่าใช้จ่าย ค่าบำรุงรักษา ค่าเชื้อเพลิง ค่าปรับการปล่อยมลพิษและ ค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานจากกริด รายได้รวมถึงมูลค่าซากและรายได้จากการขายกริด หาได้ โดยรวมค่าต่อไปนี้ โดยรวมค่าไฟตลอดโครงการ 1,545,866,573.18 บาท ค่าติดตั้ง และบำรุงรักษา โซลาร์เซลล์ 356,411,924.49 บาท ค่าติดตั้งและบำรุงรักษาอินเวอร์เตอร์ 15,792,890.13 บาท รวมเป็น 1,918,071,387.79 บาท

(TAC) คือ มูลค่าต่อปีของต้นทุนปัจจุบันสุทธิทั้งหมดสามารถหาได้จากสมการที่ 2.8

$$TAC_n = NPC_n \cdot CRF(i, R_{prj}) \quad (2.8)$$

$CRF(i, R_{prj})$ คือ ปัจจัยการคืนทุน โดยหาได้จากสมการที่ 2.9

$$CRF = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^{n-1} - 1} \quad (2.9)$$

เมื่อ n คือ จำนวนปี
 i คือ อัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง หาได้จากสมการที่ 2.10

$$i = \frac{i' - F}{1 + F} \quad (2.10)$$

เมื่อ i' คือ อัตราดอกเบี้ยที่กำหนด คือ 8 %
 F คือ อัตราเงินเฟ้อประจำปี 1.33 %

เมื่อแทนค่า i' และ F ในสมการที่ 2.10 จะได้ $i = 6.58\%$ จากนั้น นำค่า i ไปแทนในสมการที่ 2.9 จะได้ ปัจจัยการคืนทุน $CRF(0.0658, 25)$ เท่ากับ 0.0826 จากนั้นนำไปคำนวณในสมการที่ 2.8 เพื่อหามูลค่าต่อปีของต้นทุนปัจจุบันสุทธิทั้งหมด (TAC) ได้เท่ากับ 158,430,000 บาท/ปี

ค.1.2 ราคาพลังงานต่อหน่วย (COE)

ราคาพลังงานต่อหน่วย (COE) เป็นค่าเฉลี่ยราคาในหน่วย THB/kWh ของพลังงานไฟฟ้าที่เป็นประโยชน์ที่ผลิตโดยระบบ ซึ่งราคาพลังงานต่อหน่วยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.11

$$COE = \frac{TAC}{L_{prim,AC} + L_{prim,DC}} \quad (2.11)$$

เมื่อ $L_{prim,AC}$ คือ โหลดไฟฟ้ากระแสสลับ มีขนาดเท่ากับ 57,115,743 kWh/year
 $L_{prim,DC}$ คือ โหลดไฟฟ้ากระแสตรง มีขนาดเท่ากับ 0 kWh/year

เมื่อแทนค่า TAC , $L_{prim,AC}$ และ $L_{prim,DC}$ ลงในสมการที่ 2.11 จะได้ ราคาพลังงานต่อหน่วย (COE) เท่ากับ 2.7738 บาท/ปี

ค.1.3 อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) คืออัตราคิดลดที่กรณีฐานและระบบปัจจุบันมีต้นทุนปัจจุบันสุทธิเท่ากัน จำนวนอัตราผลตอบแทนภายในโดยการกำหนดอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของความแตกต่างของลำดับกระแสเงินสดสองลำดับเท่ากับศูนย์ โดยหาจากสมการที่ 2.12

$$IRR = \frac{AR}{TAC_c} \quad (2.12)$$

เมื่อ AR คือ ผลตอบแทนรายปี มีค่าเท่ากับ 57,113,799 บาท
 TAC_c คือ เงินลงทุนตั้งโครงการ มีค่าเท่ากับ 321,514,266 บาท

หลังจากแทนค่า AR และ TAC_c ลงในสมการที่ 2.12 จะได้ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) 0.177 หรือ 17.7 %

ค.1.4 ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุน (PBP) คือจำนวนปีที่กระแสเงินสดสะสมของความแตกต่างระหว่างระบบปัจจุบันและเงินลงทุนเริ่มต้นเปลี่ยนจากลบเป็นบวก การคืนทุนเป็นตัวบ่งชี้ว่าจะใช้เวลานานเท่าใดในการกู้คืนความแตกต่างของต้นทุนการลงทุนระหว่างระบบปัจจุบันและเงินลงทุนเริ่มต้นโดยหาได้จากสมการ 2.13

$$PBP = \frac{TAC_0}{AR} \quad (2.13)$$

หลังจากที่นำค่า TAC_0 และ AR แทนลงในสมการที่ 2.13 จะได้ ระยะเวลาคืนทุน (PBP) เท่ากับ 5.548 ปี ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบผลการคำนวณจากสมการที่ได้นำเสนอไปและผลที่ได้จากโปรแกรม HOMER นั้นมีความใกล้เคียงกันมากจะต่างกันแค่จำนวนคลาดเคลื่อนเนื่องจากการปัดจุดทศนิยมของโปรแกรมเพียงเท่านั้น

ประวัติผู้เขียน

นายมงคล ตรีกิจจานนท์ เกิดเมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม พ.ศ. 2510 ปัจจุบันอายุ 52 ปี ที่อยู่ปัจจุบัน บ้านเลขที่ 817 หมู่ที่ 5 ตำบลหนองจะบก อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา ด้านการศึกษา ปี พ.ศ. 2532 จบการศึกษาระดับปริญญาตรี สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า (ไฟฟ้ากำลัง) สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล วิทยาเขตเทเวศร์ ปี พ.ศ. 2544 จบการศึกษาระดับปริญญาโท สาขาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปัจจุบันกำลังศึกษาระดับปริญญาเอก สาขาวิชาวิศวกรรมการจัดการพลังงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประสบการณ์ทำงาน ปี พ.ศ. 2533 - 2558 ปฏิบัติงานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จังหวัดนครราชสีมา ปี พ.ศ. 2559 - 2560 ดำรงตำแหน่งผู้จัดการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา ปี พ.ศ. 2560 - ปัจจุบัน ดำรงตำแหน่งผู้อำนวยการฝ่ายวางแผนธุรกิจ สายงานการไฟฟ้าภาค 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่ ผ่านการศึกษายอบรมหลักสูตรนักปกครองระดับสูง (นปส.) รุ่นที่ 70 สถาบันดำรงราชานุภาพ กระทรวงมหาดไทย ประสบการณ์ดูงานต่างประเทศ ศึกษาดูงานด้านระบบไฟฟ้าและพลังงานทดแทนที่ประเทศเยอรมัน ญี่ปุ่น สวีเดน จีน สิงคโปร์ อินโดนีเซีย อินเดีย อังกฤษ มาเลเซีย อิตาลี ฝรั่งเศสและสวิตเซอร์แลนด์ด้านการศึกษาวิจัย มีผลงานทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในขณะศึกษาดังปรากฏในภาคผนวก ข ทั้งนี้ผู้วิจัยมีความสนใจทางด้านการจัดการพลังงาน ระบบไฟฟ้ากำลังและพลังงานทดแทน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี