การศึกษาโครงสร้างค่าไฟฟ้าสำหรับระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบกักเก็บพลังงาน

นายปีติภัทร ถิระเกียรติ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2559
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A STUDY OF ELECTRICITY TARIFF STRUCTURE FOR SOLAR PV SYSTEMS WITH ENERGY STORAGE

Mr. Peetiphat Tirakiat

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Science Program in Energy Technology and Management
(Interdisciplinary Program)
Graduate School
Chulalongkorn University
Academic Year 2016
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาโครงสร้างค่าไฟฟ้าสำหรับระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบกักเก็บพลังงาน
โดย	นายปีติภัทร ถิระเกียรติ
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ดร.โสภิตสุดา ทองโสภิต

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุเนตร ชุตินธรานนท์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.วิทยา ยงเจริญ)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ดร.โสภิตสุดา ทองโสภิต)

.....กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ธนิต จินดาวณิค)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.ภูวนาถ ปรมาพจน์)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปีติภัทร ถิระเกียรติ : การศึกษาโครงสร้างค่าไฟฟ้าสำหรับระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (A STUDY OF ELECTRICITY TARIFF STRUCTURE FOR SOLAR PV SYSTEMS WITH ENERGY STORAGE) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ดร.โสภิตสุดา ทองโสภิต, 91 หน้า.

ปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้เข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมากขึ้น ด้วยแรงขับเคลื่อนจากมาตรการสนับสนุนของภาครัฐ ประกอบกับแนวโน้มราคาแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ลดลงอย่างต่อเนื่องในช่วงเกือบทศวรรษที่ผ่านมา นอกจากนี้ ด้วยราคาที่ลดลงอย่างต่อเนื่องของระบบกักเก็บพลังงาน (energy storage) ทำให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้เองในบ้านร่วมกับการกักเก็บพลังงาน (PV-storage hybrid) เป็นทางเลือกที่น่าสนใจมากขึ้นสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า แต่เนื่องจากต้นทุนโดยรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานยังมีค่อนข้างสูง ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากระบบ PV-storage hybrid นี้ยังไม่สามารถแข่งขันได้กับค่าไฟฟ้าขายปลีก ในขณะเดียวกัน ระบบ PV-storage hybrid สามารถช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ (reliability) ของไฟฟ้าสำหรับการใช้งานของผู้ใช้ไฟฟ้าและยังช่วยลดความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าและระบบไฟฟ้าโดยรวมอีกด้วย งานวิจัยนี้จึงศึกษาวิเคราะห์ทางเลือกหนึ่งของภาครัฐในการส่งเสริมระบบ PV-storage hybrid คือการจัดทำโครงสร้างค่าไฟตามช่วงเวลาแบบพิเศษ ที่จะช่วยจูงใจในการลงทุนระบบ PV-storage hybrid โดยการเปรียบเทียบความคุ้มทุน และผลตอบแทนทางการเงินของโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติในปัจจุบัน (Current TOU rate) โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Special TOU rate) และ โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษแบบเพิ่มราคาค่าไฟช่วง on-peak (Extra Special TOU rate) ซึ่งผู้วิจัยออกแบบเพื่อวัตถุประสงค์เฉพาะกับการส่งเสริม PV-storage hybrid ซึ่งโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบพิเศษนี้มีฐานการออกแบบจากโครงสร้างค่าไฟฟ้าในต่างประเทศ โดยแบ่งเป็น 3 ช่วงเวลา ได้แก่ On-peak 11.00 - 14.00 Regular 7.00 - 11.00, 14.00 - 22.00 และ Off-peak 22.00 - 7.00 โดยนำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของระบบ PV-storage hybrid ที่ใช้ในกิจการขนาดเล็ก ที่กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ และ 5 กิโลวัตต์ เปรียบเทียบกรณีไม่มีระบบ PV และ ระบบที่มี PV เพียงอย่างเดียว ผลการศึกษาพบว่า การติดตั้งระบบ PV-storage hybrid ของโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษแบบเพิ่มราคาค่าไฟช่วง on-peak (Extra Special TOU rate) ขนาดกำลังผลิต 5 กิโลวัตต์ มีความคุ้มค่ามากที่สุด ทำให้ค่าใช้จ่ายไฟฟ้าช่วงเวลา 25 ปี ประหยัด 4,091,416.00 บาท โดยเปรียบเทียบจากกรณีไม่มีระบบ PV และเมื่อเปรียบเทียบกับโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติในปัจจุบัน (Current TOU rate) จะมีผลประหยัดเพิ่มขึ้น 945,812.40 บาท หรือคิดเป็น 59.88 เปอร์เซ็นต์ ระยะเวลาคืนทุนลดลงจากเดิม 10.4 ปี และมีอัตราผลตอบแทนภายในเพิ่มขึ้น 12 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้น การออกแบบโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมจะช่วยให้การใช้ระบบ PV-storage hybrid เกิดประโยชน์สูงสุดได้

สาขาวิชา เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2559 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

5887172820 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT
KEYWORDS: SOLAR PHOTOVOLTAIC (PV) SYSTEM / ENERGY STORAGE SYSTEM / TARIFF STRUCTURE / TOU RATE

PEETIPHAT TIRAKIAT: A STUDY OF ELECTRICITY TARIFF STRUCTURE FOR SOLAR PV SYSTEMS WITH ENERGY STORAGE. ADVISOR: SOPITSUDA TONGSOPIT, Ph.D., 91 pp.

Currently, electricity from solar PV systems is playing a greater role in Thailand's electricity generation, a trend driven by the government’s support measures and the continuous decline in the price of solar panels during the past decade. In addition, with the declining price of energy storage systems, electricity generation from solar energy for self-consumption at home combined with energy storage (PV-storage hybrid) is becoming an attractive alternative for electricity users. However, the combined investment cost of solar photovoltaic (PV) and storage is still high, rendering a high levelized cost electricity that cannot compete with retail grid electricity prices. At the same time, PV-storage hybrid systems can increase the reliability for electricity users, and it can also reduce the peak demand of individual users and the peak demand of the entire electrical system. This research analyzed one of the policy options for the government to promote PV-storage hybrid systems through the comparison of on the feasibility based on the current TOU rate, the Special TOU rate, and the Extra Special TOU rate, which the researchers designed to support PV-storage hybrid. These special electricity structures were designed based on a review of international electricity tariff structures. The study divided the time of day into three periods, on-peak from 11.00 – 14.00, regular from 7.00 – 11.00, 14.00 – 22.00, and off-peak from 22.00 – 7.00. The structures were used to analyze the financial return of PV-storage hybrid systems in small businesses with production capacity of 3 kW and 5 kW. The analysis was conducted by comparing the base case to the case of the PV system. The results from the study indicated that the installation of PV-storage hybrid system of the Extra Special TOU rate with production capacity of 5 kW is the most feasible, saving 4,091,416.00 baht in 25 years for the annual electricity bill, comparing to the absence of PV-storage hybrid system. Furthermore, when comparing to the Current TOU rate, it saved 945,812.40 baht or 59.88 percent reducing the payback period by 10.4 years from the original, and the internal rate of return increased by 12 percent.Therefore, proper design of electricity structures can help maximize the use of the PV-storage hybrid system.

Field of Study:	Energy Technology and Management	Student's Signature	.....
		Advisor's Signature	.....
Academic Year:	2016		

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี เนื่องจากความช่วยเหลือจากอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ดร. โสภิตสุดา ทองโสภิต ที่คอยแนะนำ และให้คำปรึกษาที่มีประโยชน์แก่วิทยานิพนธ์ ขอบคุณคำแนะนำ และคำติชม จากประธานสอบ รองศาสตราจารย์ ดร. วิทยา ยงเจริญ และกรรมการสอบ ที่ชี้แนะแนวทางให้วิทยานิพนธ์ให้มีความชัดเจน และถูกต้อง ผู้วิจัยขอขอบคุณคณาจารย์ทุกท่านเป็นอย่างสูงไว้ ณ ที่นี้

ขอขอบคุณทีมคณะวิจัยโครงการนำร่องการส่งเสริมการติดตั้งโซล่าร์รูฟเสรี ที่สนับสนุนในด้านข้อมูลงานวิจัยที่ให้ข้อมูล ความรู้เฉพาะด้าน และช่วยตรวจสอบข้อมูลเพื่อความถูกต้องยิ่งขึ้น และขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ประจำหลักสูตรการจัดการพลังงาน บัณฑิตวิทยาลัยทุกท่าน ที่ได้ให้ความช่วยเหลือที่ดีเสมอมา

ส่วนหนึ่งของความสำเร็จครั้งนี้ ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ที่เป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนด้วยดีเสมอมา

ผู้วิจัย หวังว่า วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นประโยชน์สำหรับผู้ที่สนใจ เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาในอนาคต และพัฒนาต่อให้ดียิ่งขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง 1

สารบัญรูป 2

บทที่ 1 บทนำ 4

1.1 ที่มาและความสำคัญ 4

1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย 5

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย 5

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 6

1.5 วิธีดำเนินการวิจัย 6

1.6 ตารางการดำเนินงาน 7

บทที่ 2 ทฤษฎีที่สำคัญ 8

2.1 เทคโนโลยีการกักเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy Storage) 8

2.2 เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง 10

2.2.1 เทคโนโลยีตัวเก็บประจุและตัวเก็บประจุยิ่งยวด (Capacitor/ Supercapacitor) 10

2.2.2 เทคโนโลยีแบตเตอรี่ ลิเทียมไอออน (Li-ion Batteries) 12

2.2.3 เทคโนโลยี Flow Batteries 13

2.2.4 เทคโนโลยี Flywheels 14

2.2.5 เทคโนโลยี Compressed Air Energy Storage 15

2.2.6 เทคโนโลยี Pumped Hydroelectric Storage, PHS 16

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

2.3 โครงสร้างค่าไฟฟ้า....20
2.3.1 โครงสร้างค่าไฟฟ้าในประเทศไทย....20
2.3.2 โครงสร้างค่าไฟฟ้าในต่างประเทศ....22
2.4 การวิเคราะห์ทางการเงิน....26
2.5 การประยุกต์โครงสร้างค่าไฟฟ้ากับระบบการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage)....27
2.6 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง....29
บทที่ 3 วิธีการดำเนินงาน....35
3.1 ระเบียบแผนการวิจัย....35
3.2 วิธีการวิจัย....36
3.2.1 วิเคราะห์เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในกิจการขนาดเล็กของประเทศไทย....36
3.2.1.1 การเลือกใช้เทคโนโลยีแบตเตอรี่....36
3.2.1.2 ข้อจำกัดของแบตเตอรี่....37
3.2.1.3 การเปลี่ยนแบตเตอรี่ในช่วงอายุการใช้งานระบบ PV- storage hybrid..37
3.2.2 วิเคราะห์โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติ (TOU rate) ในประเทศไทย และต่างประเทศ....39
3.2.3 จำลองการคิดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบใหม่....39
3.2.4 กำหนดรูปแบบการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน....43
3.2.5 วิเคราะห์ค่าตัวแปร....45
3.2.5.1 ข้อมูลปริมาณและลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Electricity Load Profiles)....45
3.2.5.2 ข้อมูลตัวแปรด้านลักษณะของระบบ....47
3.2.5.3 ข้อมูลค่าไฟตามช่วงเวลาปกติและค่าไฟตามช่วงเวลาที่ออกแบบขึ้น....48
3.2.5.4 ข้อมูลตัวแปรทางการเงิน....49
3.2.6 เปรียบเทียบและวิเคราะห์ข้อมูลโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า....49

หน้า

3.2.7 วิเคราะห์ความคุ้มทุนทางการเงิน 50

3.2.8 แนวทางการสรุปผล ข้อจำกัดของงานวิจัย และข้อเสนอแนะอื่นๆ 50

บทที่ 4 ผลการศึกษา 51

4.1 ผลเปรียบเทียบการใช้พลังงานที่กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW 51

4.3 ข้อมูลผลตอบแทนทางการเงิน 52

4.3.1 กรณี เปรียบเทียบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบปัจจุบัน (Current TOU rate) และโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ (Special TOU rate) และ โครงสร้างอัตราค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra special TOU rate) กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW 52

4.3.1.1 เปรียบค่า Net-saving ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแต่ละรูปแบบ 52

4.3.1.2 เปรียบเทียบค่าต้นทุนการผลิตพลังงาน (Levelized cost of energy :LCOE) 55

4.3.1.3 เปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV, อัตราผลตอบแทนภายใน IRR และระยะเวลาคืนทุน PB 55

4.4 ข้อมูลผลค่าไฟสุทธิ และผลประหยัดทางการเงิน 58

4.4.1 ข้อมูลผลค่าไฟสุทธิ 58

4.4.1.1 ค่าไฟฟ้ารายเดือนในปีแรก ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ (Special TOU rate) กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW 58

4.2.1.2 ค่าไฟฟ้าสุทธิรายปี ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ (Special TOU rate) กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW 59

4.2.1.3 ค่าไฟฟ้าสุทธิรายปี ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW 60

4.2.2 เปรียบเทียบผลประหยัดทางการเงินช่วงเวลา 25 ปี (Value of electricity saving in 25 years) 61

บทที่ 5 สรุปผลการศึกษา 64

หน้า

5.1 สรุปผลการวิจัย 64
5.1.1 สรุปการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน 64
5.1.2 สรุปการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน 66
5.1.2.1 สรุปผลเปรียบเทียบค่าไฟฟ้าสุทธิ.....66
5.1.2.2 สรุปเปรียบเทียบผลประหยัดทางการเงิน.....66
5.2 อภิปรายผลการวิจัย 67
5.3 ข้อจำกัดงานวิจัย 69
5.4 ข้อเสนอแนะ 71
รายการอ้างอิง 72
ภาคผนวก.....75
ภาคผนวก ก 76
ภาคผนวก ข 89
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 91

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

ตารางที่ 1 แสดงประเภทของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน 10

ตารางที่ 2 แสดงการเปรียบเทียบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน 18

ตารางที่ 3 อัตราค่าไฟฟ้าปกติ 22

ตารางที่ 4 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา TOU 22

ตารางที่ 5 เปรียบเทียบความคุ้มทุนของการใช้ Lead-acid battery และ Li-ion battery 36

ตารางที่ 6 ข้อมูลของระบบการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงาน (PV-storage hybrid system) กำลังการผลิตติดตั้ง 3 kW 45

ตารางที่ 7 ข้อมูลของระบบการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงาน (PV-storage hybrid) กำลังการผลิตติดตั้ง 5 kW 46

ตารางที่ 8 ข้อมูลตัวแปรด้านลักษณะของระบบ 47

ตารางที่ 9 แสดงอัตราตามช่วงเวลาปกติ (Current TOU rate) และ อัตราตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Special TOU rate) 48

ตารางที่ 10 แสดงอัตราตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Extra Special TOU rate) ในกรณีเพิ่มราคาค่าไฟในช่วง on-peak 48

ตารางที่ 11 อัตราการเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้า และ อัตราการเพิ่มขึ้นของปริมาณการใช้ไฟฟ้า 48

ตารางที่ 12 ข้อมูลตัวแปรทางการเงิน 49

ตารางที่ 13 แสดง Net-saving ของระบบ กรณีกำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW 52

ตารางที่ 14 ข้อมูลผลตอบแทนทางการเงิน กรณีกำลังการผลิต 3 และ 5 กิโลวัตต์ 54

ตารางที่ 15 เปรียบเทียบผลประหยัดทางการเงินช่วงเวลา 25 ปี (Value of electricity saving in 25 years) 62

ตารางที่ 16 เปรียบเทียบความคุ้มทุนทางการเงินกรณีราคาแบตเตอรี่ลดลง 70

สารบัญรูป

รูปที่ 1 แสดงประโยชน์ของระบบกักเก็บพลังงาน 9
รูปที่ 2 แสดงการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานในส่วนต่างๆของการผลิตไฟฟ้า 9
รูปที่ 3 หลักการทำงานของการเก็บพลังงานในรูปแบบตัวเก็บประจุ 11
รูปที่ 4 การทำงานของลิเทียมไอออนแบตเตอรี่ (Li-ion Battery) 12
รูปที่ 5 แสดงโครงสร้างการทำงานของ Flow Batteries.....14
รูปที่ 6 ส่วนประกอบของล้อช่วยแรง (flywheels).....15
รูปที่ 7 ส่วนประกอบของระบบกักเก็บพลังงานอากาศอัด.....16
รูปที่ 8 ส่วนประกอบของเทคโนโลยี Pumped Hydroelectric Storage.....17
รูปที่ 9 เปรียบเทียบการเก็บพลังงานและจ่ายพลังงานแต่ละเทคโนโลยี 18
รูปที่ 10 เปรียบเทียบเทคโนโลยีการขับพลังงาน (Power Rating) กับ 18
รูปที่ 11 เปรียบเทียบประสิทธิภาพกับอายุการใช้งานเทคโนโลยี 19
รูปที่ 12 เปรียบเทียบเทคโนโลยีในค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่อหน่วยพลังงาน.....19
รูปที่ 13 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่อหน่วยพลังงาน และอายุการใช้งาน 19
รูปที่ 14 อัตรา TOU ในประเทศญี่ปุ่น.....23
รูปที่ 15 อัตรา TOU ในประเทศออสเตรเลีย.....24
รูปที่ 16 อัตรา TOU ในประเทศอเมริกา.....25
รูปที่ 17 อัตรา TOU ในประเทศแคนาดา.....26
รูปที่ 18 ประโยชน์ของการประยุกต์ใช้ PV + Storage 28
รูปที่ 19 การประยุกต์ใช้ Storage.....28
รูปที่ 20 การประยุกต์ใช้ PV + Storage 28
รูปที่ 21 ตัวอย่างแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน และ แบตเตอรี่ lead-acid 37
รูปที่ 22 แนวโน้มราคาต้นทุนแบตเตอรี่ในอนาคต 38

รูปที่ 23 การพยากรณ์แนวโน้มราคาแบตเตอรี่ในอนาคต....38
รูปที่ 24 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติในปัจจุบัน (Current TOU rate)....39
รูปที่ 25 แบบจำลองอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา....40
รูปที่ 26 แบบจำลองรูปแบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์....40
รูปที่ 27 แบบจำลองความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในหน่วยกิจการขนาดเล็ก....41
รูปที่ 28 ต้นแบบจำลองโครงสร้างอัตราไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษ....41
รูปที่ 29 อัตราค่าไฟตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Special TOU rate)....42
รูปที่ 30 อัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate)....43
รูปที่ 31 การกำหนดรูปแบบการชาร์จแบตเตอรี่....44
รูปที่ 32 รูปแบบการดิสชาร์จแบตเตอรี่....44
รูปที่ 33 เปอร์เซ็นต์การใช้พลังงานที่กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์....51
รูปที่ 34 เปอร์เซ็นต์การใช้พลังงานที่กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์....51
รูปที่ 35 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายเดือนในปีแรก ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า Special TOU rate....58
รูปที่ 36 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายปี กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ Special TOU rate....59
รูปที่ 37 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายปี กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์ Special TOU rate....60
รูปที่ 38 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายปี กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ Extra Special TOU rate....60
รูปที่ 39 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายปี กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์ Extra Special TOU rate....61
รูปที่ 40 กำลังไฟฟ้าเข้าสู่โหลด 3 kW และ 5 kW....65
รูปที่ 41 เปรียบเทียบผลประหยัดทางการเงินในช่วงเวลา 25 ปี ของทั้ง 3 โครงสร้าง....67
รูปที่ 42 ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าประเทศไทย....68
รูปที่ 43 ระยะเวลาคืนทุนกรณีราคาแบตเตอรี่ลดลง....71

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญ

ในปัจจุบันนี้ พลังงานทางเลือกได้เข้ามามีบทบาทสำคัญในการใช้พลังงานของประเทศไทย โดยเฉพาะพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์หรือโซล่าร์เซลล์ กำลังได้รับความนิยมเพิ่มขึ้นอย่างแพร่หลาย ในการลงทุนเพื่อผลิตไฟฟ้าเองใช้เองในบ้าน อาคาร และโรงงาน โดยรัฐบาลได้เข้ามามีบทบาทวางแผนกำหนดนโยบายและมาตรการสนับสนุนการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (โซลาร์รูฟ) แต่แนวนโยบายล่าสุดยังไม่มีมาตรการสนับสนุนให้โซลาร์รูฟมีการขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ หรือสนับสนุนให้มีการชดเชยไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการใช้และไหลเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า ดังนั้นเทคโนโลยี energy storage จะเข้ามามีบทบาทในการกักเก็บพลังงานในเวลาที่ไม่มีการใช้ไฟฟ้า เพื่อไม่ให้เกิดการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยสูญเปล่า ด้วยเหตุผลข้างต้นประกอบกับราคาที่ลดลงต่อเนื่องของทั้งโซลาร์เซลล์ และ energy storage ทำให้มีผู้สนใจนำเทคโนโลยี energy storage มาใช้ร่วมกับระบบโซลาร์รูฟ (PV-storage hybrid) มากขึ้น

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ของกระทรวงพลังงาน ได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานพลังงานแสงอาทิตย์ที่ 6,000 เมกะวัตต์ภายในปี 2579 เทคโนโลยี energy storage จะเข้ามามีบทบาทในการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าไว้ใช้ในระบบ ด้วยการนำเอาพลังงานที่เก็บสะสมไว้ในช่วงที่ผลิตไฟฟ้าเกินจำนวนที่ต้องการ ออกมาใช้ได้ทันที จะช่วยทำให้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างคุ้มค่ามากที่สุด นอกจากนี้ระบบ PV-storage hybrid ยังช่วยให้ลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล และ ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อีกด้วย

นอกจากประโยชน์ข้างต้นแล้ว ระบบ PV-storage hybrid ยังเป็นประโยชน์กับระบบไฟฟ้าในแง่ของการวางแผนและบริหารจัดการ เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะมีความไม่สม่ำเสมอ แปรผันไปตามสภาพภูมิอากาศ ถ้าความเข้มแสงลดลงจากค่าปกติ ทำให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงเวลานั้นจะหายไปจากระบบเป็นจำนวนมาก และอาจทำให้เกิดไฟดับเป็นวงกว้าง ดังนั้นเทคโนโลยี energy storage จึงมีบทบาทสำคัญในการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งในสถานการณ์ที่เกิดเหตุการณ์ไฟดับและไฟตกอยู่บ่อยครั้ง ประชาชนหรือสถานประกอบการที่ต้องการใช้ไฟฟ้าตลอดเวลา อย่างเช่นโรงพยาบาล หรือ ร้านค้า ต้องติดตั้งเครื่องปั่นไฟขนาดเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงดีเซล เพื่อให้สามารถมีไฟฟ้าใช้งานได้ตลอดเวลา รวมถึงในเวลาฉุกเฉิน ดังนั้น การส่งเสริมระบบ PV-storage hybrid ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีแหล่งพลังงานที่มีความเสถียรและยืดหยุ่นมากขึ้น ทำให้

ไฟไม่ไหลย้อนเข้าระบบมากเกินไป และทำให้การไฟฟ้าไม่ขาดเสถียรภาพในการจ่ายไฟฟ้า และหนึ่งปัจจัยที่ส่งผลกับความคุ้มทุนของระบบ PV-storage hybrid คือ โครงสร้างค่าไฟฟ้า การกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่เหมาะสม จะช่วยให้มีความคุ้มทุนมากขึ้น เช่นในต่างประเทศที่วางแผนและกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้า ตามนโยบายของรัฐ ลักษณะภูมิประเทศ ภูมิอากาศ จึงเป็นแนวคิดที่นำมาประยุกต์ใช้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าของประเทศไทยในงานวิจัยนี้

งานวิจัยนี้ จึงได้ทำการศึกษาวิเคราะห์ระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงานสำหรับกิจการขนาดเล็ก วิเคราะห์เปรียบเทียบโครงสร้างค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน (Current TOU rate) และโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบพิเศษที่จำลองขึ้นมาเพื่อสนับสนุนระบบ PV- storage hybrid (Special TOU rate) โดยมีอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาการใช้งาน เป็นอัตราที่เหมาะสมกับการใช้งานของ PV-storage hybrid

1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย

1. เพื่อศึกษาเทคโนโลยีและความคุ้มทุนในการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (energy storage) สำหรับกิจการขนาดเล็ก
2. เพื่อวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มทุนของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงานร่วม (PV-storage hybrid) โดยใช้โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาราคาปกติ และโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษ ในมุมมองของการสนับสนุน PV-storage hybrid

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย

1. ศึกษาวิเคราะห์เทคโนโลยีที่เหมาะสมกับการกักเก็บพลังงานในประเภทกิจการขนาดเล็กและแนวโน้มต้นทุน
2. ศึกษาวิเคราะห์โครงสร้างค่าไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ และศึกษาโปรแกรมที่ใช้ในการวิเคราะห์
3. ศึกษาวิเคราะห์ความคุ้มทุนทางการเงินสำหรับระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงานในกิจการขนาดเล็ก โดยเปรียบเทียบการคิดโครงสร้างค่าไฟแบบตามช่วงเวลาการใช้งานปกติ (TOU rate) และแบบที่จำลองขึ้น รวมถึงข้อดีและข้อจำกัดของการเปรียบเทียบข้างต้น
4. นำเสนอเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน และ ข้อดี ข้อเสียของการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่มีอยู่และโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบจำลอง ในมุมมองของการสนับสนุน PV-storage hybrid

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. เพื่อนำเสนอประโยชน์ของการใช้ระบบกักเก็บพลังงานให้เกิดความคุ้มค่ามากที่สุด
2. เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความน่าเชื่อถือของระบบในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
3. เพื่อไปสู่นโยบายของการประยุกต์ใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในอนาคต ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่ามากที่สุด

1.5 วิธีดำเนินการวิจัย

1. เก็บข้อมูลรวบรวมและทบทวนวรรณกรรม
2. ทำการศึกษาเทคโนโลยี (Energy Storage) โดยศึกษาในของแต่ละเทคโนโลยี
   2.1.1 ทฤษฎีและหลักการทำงานเบื้องต้นของเทคโนโลยีการเก็บสะสมพลังงาน
   2.1.2 ประเภท/ชนิดของอุปกรณ์
   2.1.3 โครงสร้างและส่วนประกอบ
   2.1.4 แนวโน้มต้นทุน
   2.1.5 การประยุกต์ใช้
3. ทำการเลือกเทคโนโลยีที่มีความเหมาะสมที่สุด ในการผลิตไฟฟ้าจากโซล่าเซลล์ในประเภทกิจการขนาดเล็กของประเทศไทย
4. ศึกษาอัตราค่าไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆที่มีใช้ในปัจจุบัน โดยเลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้กับประเภทกิจการขนาดเล็กของประเทศไทยในปัจจุบัน
5. ศึกษาและกำหนดค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย เพื่อใช้โปรแกรมในการวิเคราะห์
6. วิเคราะห์ในมุมมองเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยใช้โปรแกรม System Advisor Model (SAM) เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าภายใต้อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาและอัตราค่าไฟฟ้าจากแบบจำลองสำหรับประเภทกิจการขนาดเล็กของประเทศไทย
7. ทำการนำเสนอเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน และมุมมองการเปรียบเทียบอัตราค่าไฟฟ้า ที่เหมาะสมของในประเภทกิจการขนาดเล็กในประเทศไทย
8. สรุปผลการวิจัย

1.6 ตารางการดำเนินงาน

ขั้นตอนการดำเนินงาน	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย
1. ตั้งหัวข้อ วัตถุประสงค์ ขอบเขต และ สมมติฐานงานวิจัย	■								
2. ทบทวนเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง และทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง	■	■							
3. เลือกเทคโนโลยีที่วิเคราะห์ได้ และศึกษาโปรแกรมที่ใช้ในการเปรียบเทียบอัตราค่าไฟ	■	■	■						
4. หาข้อมูลพารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์			■	■					
5. นำข้อมูลที่ได้วิเคราะห์เปรียบเทียบภายใต้เงื่อนไขกำหนดข้างต้น				■	■				
6. สรุปและนำเสนอผล					■	■			
7. ตีพิมพ์หรือสัมมนาหรือเผยแพร่ทางวิชาการ						■	■	■	■

บทที่ 2
ทฤษฎีที่สำคัญ

2.1 เทคโนโลยีการกักเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy Storage)

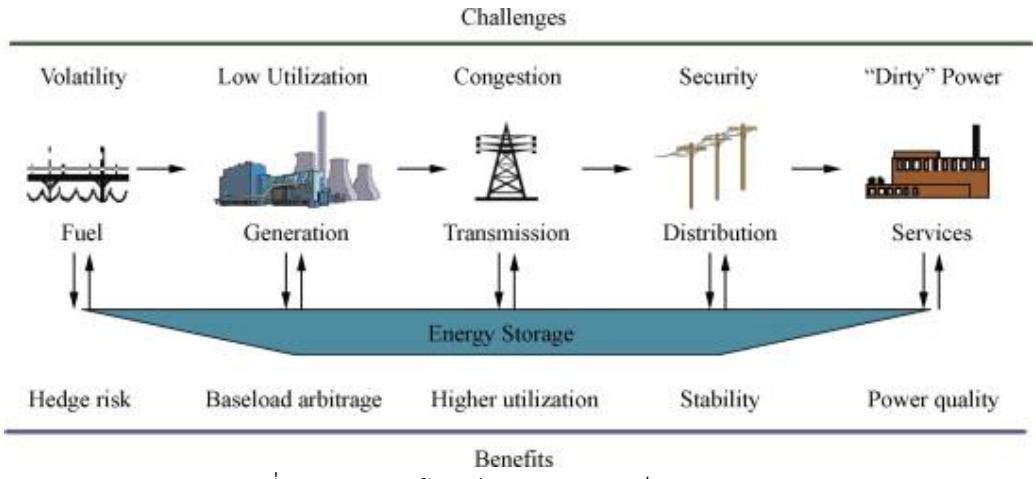
ประวัติความเป็นมาของการกักเก็บพลังงานไฟฟ้า เริ่มจากในศตวรรษที่ 20 สถานีไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกาถูกปิดตัวลงในช่วงข้ามคืน เนื่องจากมีกรดตะกั่วตกค้างในระบบ ทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าหันมาให้ความสำคัญในการจัดเก็บพลังงานในระบบ

เทคโนโลยีการกักเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้า เป็นกระบวนการแปลงไฟฟ้าจากแหล่งอื่นๆให้อยู่ในรูปแบบที่สามารถเก็บพลังงานไว้ และสามารถแปลงกลับเป็นพลังงานไฟฟ้าเมื่อเกิดความจำเป็น กระบวนการนี้ช่วยให้การผลิตไฟฟ้าที่ผลิตในช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำหรือไม่ต่อเนื่องสูญพลังงานเปล่า และสามารถนำมาใช้ในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงได้ เทคโนโลยีนี้มีความจำเป็นกับอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า แต่ในปกติความต้องการการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวัน หรือในแต่ละฤดูกาล มีความแตกต่างกันอย่างมาก นักวางแผนระบบไฟฟ้าจึงต้องวางแผนสร้างกำลังการผลิตให้เพียงพอกับความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ย ปัจจุบันเทคโนโลยีการกักเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy Storage) ได้รับความสนใจเป็นอย่างมากจากรัฐบาลทั่วโลก เนื่องจากสามารถช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองต่อระดับความต้องการและ การผลิตที่สามารถผันแปรได้อย่างทันท่วงที

ประโยชน์ของ เทคโนโลยีการกักเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy Storage) คือสามารถใช้ได้กับทุกส่วนของระบบในการผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่เชื้อเพลิง การผลิตไฟฟ้า ระบบการส่งไฟฟ้า การจำหน่ายไฟฟ้า และการบริการทางด้านไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 1,2 และ ยังสามารถวิเคราะห์ได้ดังนี้

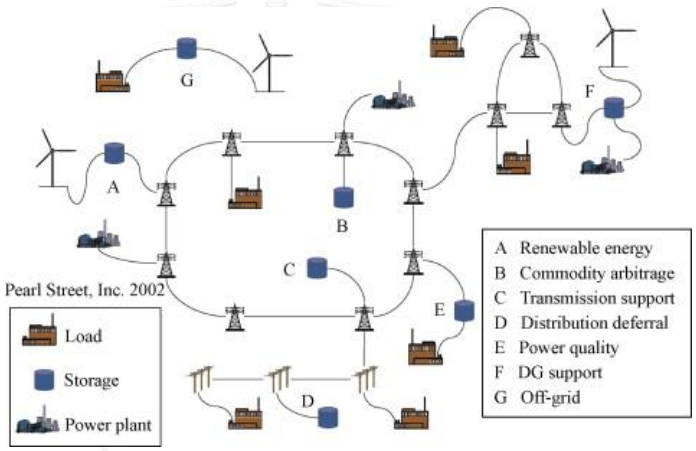
1. เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าสำรองในภาวะไฟฟ้าขัดข้อง หรือเป็น Standby Reserve
2. การจัดเก็บพลังงานในเวลากลางคืน เพื่อไว้ใช้ในช่วงเวลากลางวัน ด้วยการซื้อและสะสมพลังงานไฟฟ้าราคาถูกในช่วง off-peak และนำไปขายคืนในช่วง on-peak
3. ลดหรือเลื่อนความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (peak-demand) และรักษาคุณภาพไฟฟ้าที่ให้บริการผู้ใช้โดยการรักษารูปคลื่น (peak shaving)
4. เพิ่มเสถียรภาพของระบบผลิตไฟฟ้า ด้วยการควบคุมแรงดันทางไฟฟ้า และชะลอการลงทุนสำหรับการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่ม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 1 แสดงประโยชน์ของระบบกักเก็บพลังงาน

(Chen, Cong et al. 2008)



รูปที่ 2 แสดงการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานในส่วนต่างๆของการผลิตไฟฟ้า

(Chen, Cong et al. 2008)

หมวดหมู่เทคโนโลยีการกักเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy Storage)

งานวิจัยจะพิจารณาเทคโนโลยีการเก็บสะสมพลังงานโดยใช้ไฟฟ้าเป็นพลังงานในขั้นต้น พิจารณา จำแนก ดังตารางที่ 1 (ยงประยูร 2006)

ตารางที่ 1 แสดงประเภทของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน

เทคโนโลยีการกักเก็บสะสมพลังงาน			
พลังงานตั้งต้น / **พลังงานสุดท้าย**	**พลังงานไฟฟ้า (Electric Power)**	**พลังงานกล (Mechanical Power)**	**พลังงานเคมี (Chemical Power)**
พลังงานไฟฟ้า	ตัวเก็บประจุ Capacitor/ Supercapacitor	ล้อช่วยแรง (Flywheel) การอัดอากาศ (Compressed air energy storage CAES) ระบบสูบน้ำกลับ (Pumped Hydroelectric Storage PHS)	แบตเตอรี่ (Battery) เช่น กรดตะกั่ว (Lead acid) ลิเทียมไอออน (Li-ion) โซเดียมซัลเฟอร์ (NaS) Metal air Flow Batteries Fuel cell

2.2 เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง

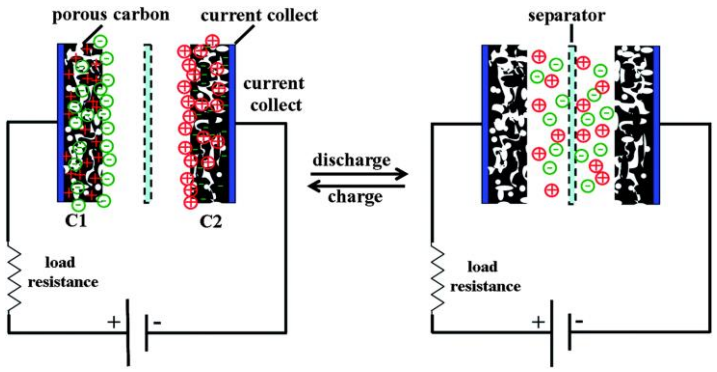
หลักการทำงานเบื้องต้นของเทคโนโลยีการเก็บสะสมพลังงาน พิจารณาเทคโนโลยี ดังนี้

1. Capacitor/ Supercapacitor
2. Li-ion Batteries
3. Flow Batteries
4. Flywheels
5. Pumped-Hydro
6. Compressed air

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2.1 เทคโนโลยีตัวเก็บประจุและตัวเก็บประจุยิ่งยวด (Capacitor/ Supercapacitor)

เป็นเทคโนโลยีที่มีรูปแบบการเก็บพลังงานที่ง่ายที่สุด โดยเป็นการเก็บพลังงานในรูปแบบของสนามไฟฟ้าระหว่างขั้วไฟฟ้า 2 ขั้ว ประกอบด้วย โลหะ 2 แผ่น แยกจากกัน โดยมีอิเล็กโทรไลท์ที่เป็นน้ำหรือไม่ได้เป็นน้ำ เป็นตัวนำไฟฟ้า



รูปที่ 3 หลักการทำงานของการเก็บพลังงานในรูปแบบตัวเก็บประจุ
(Wu and Xu 2013)

ในปัจจุบัน เทคโนโลยีตัวเก็บประจุยิ่งยวด (Supercapacitor) เข้ามามีบทบาทอย่างมาก โดยแตกต่างจากเทคโนโลยีตัวเก็บประจุ (Capacitor) คือ มีการเพิ่มความจุมากขึ้น และปรับปรุงขั้วไฟฟ้าที่ให้ดีกว่าเดิม ซึ่งเป็นข้อดีของเทคโนโลยีตัวเก็บประจุยิ่งยวดนี้ หากแต่ข้อเสียคือ ยังมีน้ำหนักมาก และยังมีการจัดเก็บพลังงานได้ในรูปแบบที่ต่ำ ถ้าต้องการเก็บพลังงานเยอะ จะต้องต่อหลายตัวเข้าด้วยกัน ซึ่งจะทำให้มีขนาดใหญ่มาก ดังนั้นจึงอยู่ที่การประยุกต์ใช้ว่าต้องการใช้งานในรูปแบบใด

ประโยชน์และการประยุกต์ใช้

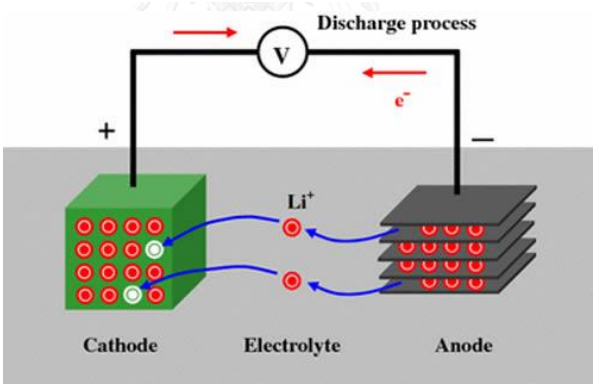
- รถไฟฟ้า
- ทำงานร่วมกับโซล่าเซลล์ ในงานไฟจราจร
- ใช้ร่วมเครื่องกระตุ้นหัวใจ ในทางการแพทย์
- เป็นไฟสำรองในกรณีฉุกเฉิน โดยใช้ร่วมกับอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงต่ำ
- ฯลฯ

จากการวิเคราะห์ เทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงานในรูปของตัวเก็บประจุยิ่งยวด ข้อดีคือ คายและชาร์จพลังงานซ้ำได้ไว และอายุการใช้งานนานและทนทานกว่าแบตเตอรี่ แต่เนื่องจากยังมีข้อเสียนอกจากราคาแพงและมีขนาดใหญ่แล้ว การที่ตัวเก็บประจุคายพลังงานที่ได้เร็ว จึงไม่เหมาะกับการใช้งานที่ต้องการใช้เป็นเวลานาน และการเป็นแหล่งจ่ายไฟอย่างต่อเนื่อง ต่างจากแบตเตอรี่ที่ใช้ปฏิกิริยาเคมี ซึ่งจะจ่ายพลังงานได้นานกว่า แต่ในปัจจุบันเทคโนโลยีก็ยังมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง ในอนาคตเทคโนโลยีตัวเก็บประจุอาจจะเข้ามามีบทบาทในการเก็บพลังงานขนาดใหญ่ก็สามารถเป็นไปได้

2.2.2 เทคโนโลยีแบตเตอรี่ ลิเทียมไอออน (Li-ion Batteries)

เป็นเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่ได้รับความนิยมมากที่สุดในปัจจุบัน หรือเรียกได้ว่าเป็นเทคโนโลยีมาตรฐานสำหรับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ นิยมผลิตในรูปทรงกระบอกหรือสี่เหลี่ยม ส่วนประกอบหลักในแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนนี้ คือ

1. ขั้วไฟฟ้า ได้แก่ ขั้วลบ คือ แท่งกราไฟต์ (graphite) หรือ แมงกานีสไดออกไซต์ ขั้วบวก คือ แผ่นชั้นเคลือบของสารประกอบลิเทียม
2. แผ่นกั้นในแบตเตอรี่ (Seperator) ช่วยป้องกันกระแสลัดวงจรโดยทำให้ขั้วแคโทดไม่สัมผัสกับขั้วแอโนด
3. อิเล็กโทรไลต์ ของเหลวที่อยู่ในรูปเกลือของสารประกอบลิเทียม และตัวทำละลายอินทรีย์ โดยเป็นตัวนำที่ยอมให้ไอออนผ่านแต่ไม่ยอมให้อิเล็กตรอนไหลผ่าน เพื่อเป็นตัวกลางในการเคลื่อนที่ของลิเทียมไอออน ไปมาระหว่างขั้วบวก-ขั้วลบ
4. ตัวรับกระแส (current collector) เป็นโลหะตัวนำทำหน้าที่ให้อิเล็กตรอนไหลผ่านออกสู่วงจรภายนอก และเกิดการนำพลังงานไฟฟ้าไปใช้ประโยชน์ต่างๆ



รูปที่ 4 การทำงานของลิเทียมไอออนแบตเตอรี่ (Li-ion Battery)
(wikimedia. 2016)

หลักการทำงานของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน หลักการเหมือนแบตเตอรี่ทั่วไป คือ การปล่อยลิเทียมไอออนจากขั้วลบ (anode) ไปขั้วบวก (cathode) ในขั้นตอนการคายประจุ (discharge) และจะทำกระบวนการย้อนกลับ เมื่อทำการประจุไฟ (charge)

ข้อดีของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน

- มีความหนาแน่นพลังงานสูง
- ไม่จำเป็นต้องกระตุ้นก่อนใช้งาน

- ไม่ต้องดูแลรักษามาก
- มีการคลายประจุเมื่อไม่ได้ใช้ (self-discharge) ในอัตราที่ต่ำกว่าเทคโนโลยีแบตเตอรี่ชนิดอื่น

ข้อเสียของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน

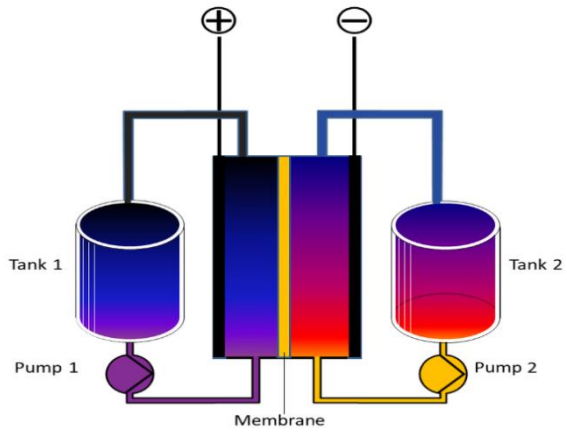
- อัตราการจ่ายกระแสไม่สูงมาก ไม่เหมาะกับการใช้งานในโหลดหนัก
- ความต้านทานภายในจะเพิ่มขึ้นตามรอบการประจุไฟ (charge) และอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ (cycles) ทำให้ประสิทธิภาพในการจ่ายไฟลดลงเรื่อยๆ โดยปกติแล้วแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน จะสูญเสียประจุไปบางส่วน แม้ว่าใช้งานหรือไม่ได้ใช้งานก็ตาม

ประโยชน์และการประยุกต์ใช้

- อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ทั่วไป เช่น โทรศัพท์ นาฬิกา กล้อง เครื่องเล่นเพลงแบบพกพา เป็นต้น
- ยานพาหนะขนาดเล็ก เช่น รถยนต์ไฮบริดจ์ รถยนต์ไฟฟ้า หรืออุปกรณ์เคลื่อนที่ เช่น สกูตเตอร์
- ใช้เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานสำรองในแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในประเภทโหลดน้อยๆ เช่นบ้านอยู่อาศัย หรือสถานที่ที่ผลิตไฟใช้เอง เป็นต้น

2.2.3 เทคโนโลยี Flow Batteries

หรือเรียกอีกชื่อว่า รีดอกซ์แบตเตอรี่ เป็นเทคโนโลยีการเก็บสำรองพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์ไฟฟ้าเคมีที่มีประสิทธิภาพสูง มีข้อดีคือ สามารถอัดประจุไฟฟ้าเข้าแบตเตอรี่ได้อย่างรวดเร็ว ในปริมาณความจุที่ไม่จำกัด จ่ายกระแสไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว สามารถแปลงไฟกระแสตรงเป็นกระแสสลับ และไฟกระแสสลับเป็นกระแสตรงได้ โดยองค์ประกอบคือ การแบ่งเซลล์ไฟฟ้าเคมีออกเป็น 2 ส่วน คือส่วนของเมมเบรน และส่วนของสารละลายอิเล็กโทรไลท์ โดยหลักการทำงานคือการนำประจุไฟฟ้าอัดเข้าไปในสารละลายอิเล็กโทรไลท์ แล้วสูบผ่านช่องทั้ง 2 ที่แยกจากกันเป็นขั้วบวกและขั้วลบ ความสามารถของแบตเตอรี่ชนิดนี้คือสามารถนำสารละลาย อิเล็กโทรไลท์ ที่ใช้แล้วออกมาจากแบตเตอรี่ แล้วนำสารละลายอัดใหม่ที่อัดประจุไฟฟ้าแล้วเข้าไปแทนที่ ในกรณีที่ไม่มีแหล่งพลังงานป้อนเข้าระบบ



รูปที่ 5 แสดงโครงสร้างการทำงานของ Flow Batteries

(Wikipedia 2016)

เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน Flow Batteries นั้นมีหลากหลายประเภท ที่สำคัญๆได้แก่

1. Vanadium redox flow battery (VRB)
2. Zinc bromine battery (ZnBr)
3. Polysulphide bromine battery (PSB)

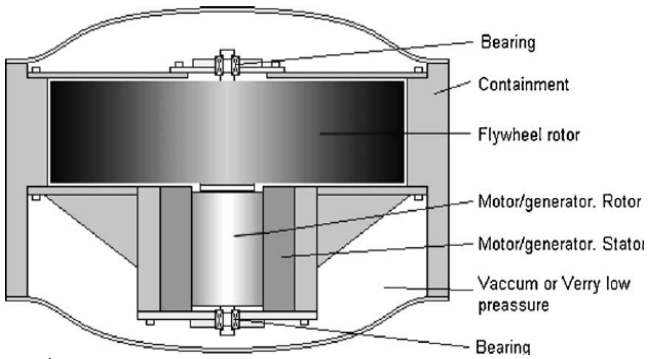
ประโยชน์และการประยุกต์ใช้

- ใช้กับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ ในวานาเดียมรีดอกซ์ แบตเตอรี่ขนาดเล็ก
- ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก และอาคารโรงงานขนาดเล็ก ในวานาเดียมรีดอกซ์ แบตเตอรี่ขนาดกลาง
- ใช้ในโรงไฟฟ้าขนาดกลางพลังงานหมุนเวียนเช่นแสงอาทิตย์ และลม โดยใช้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด การจ่ายไฟฟ้าแบบเคลื่อนที่ในรถบัส หรือเรือ เป็นต้น วานาเดียมรีดอกซ์ แบตเตอรี่ขนาดใหญ่ แต่เทคโนโลยี Flow Batteries ยังมีข้อบกพร่องคือค่า energy density เมื่อเทียบกับกับ แบตเตอรี่ Li-ion ยังไม่คุ้มค่า

2.2.4 เทคโนโลยี **F**lywheels

หรือ ล้อช่วยแรงสะสมพลังงาน แบ่งออกเป็น 2 ประเภทตามแนวแกนหมุน คือ แนวแกนตั้ง (Vertical-axis) และแนวแกนนอน (Horizontal-axis) โดยแนวแกนนอน หมุนได้พลังงานจลน์มากกว่า จึงนิยมใช้มากกว่า และสามารถแบ่งได้อีก 2 ประเภท ตามวัสดุที่ทำใบพัด ได้แก่ ใบพัดเหล็กธรรมดา ซึ่งเป็นแบบดั้งเดิม มีเส้นผ่าศูนย์กลางขนาดใหญ่ ความเร็วต่ำ และใบพัดแบบคอมโพสิตที่ทำจากกราไฟต์ หรือไฟเบอร์คาร์บอน เป็นเทคโนโลยีแบบใหม่ ซึ่งจะทำให้ได้พลังงานสูง

ส่วนประกอบหลักของอุปกรณ์ล้อช่วยแรงสะสมพลังงาน จะมีส่วนสำคัญอยู่ 2 ส่วน คือ โรเตอร์ (Rotor) และ แบริ่ง (Bearing)



รูปที่ 6 ส่วนประกอบของล้อช่วยแรง (flywheels)
(Bolund, Bernhoff et al. 2007)

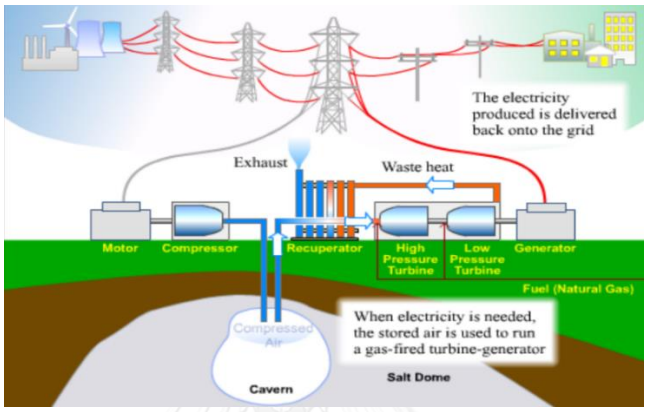
ประโยชน์และการประยุกต์ใช้

- ควบคุมความถี่ และสามารถปล่อยพลังงานได้ออกมาเป็นช่วงสั้นๆ
- มีอายุการใช้งานที่นานกว่า battery
- ใช้เป็น Standby – Generator ใช้เป็นหน่วยสำรองไฟฟ้า เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล
- ใช้งานในด้านอวกาศ และด้านยานพาหนะ
- ใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้า สามารถทำได้โดยนำพลังงานส่วนเกินที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ไปขับ flywheels เพื่อสะสมพลังงาน โดยในช่วง ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (peak-time) สามารถนำพลังงานกลับมาใช้ใหม่

2.2.5 เทคโนโลยี Compressed Air Energy Storage

หรือ เทคโนโลยี การกักเก็บพลังงานในรูปแบบอากาศอัด เป็นเทคโนโลยีที่ใช้กักเก็บไฟฟ้าส่วนเกิน โดยทำการบีบอัดอากาศในช่วงที่ใช้พลังงานน้อย (off-peak) เพื่อนำอากาศอัดที่นำไปใช้ในช่วงที่มีความต้องการพลังงานสูง (peak-load) เหมาะกับการใช้กักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ มากกว่า 100 เมกกะวัตต์ เหมาะกับแหล่งพลังงานที่มีอย่างต่อเนื่อง เช่น พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ มีส่วนประกอบ ดังต่อไปนี้

1. มอเตอร์เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Motor-Generator)
2. ชุดเครื่องอัดอากาศ (Compressed Train)
3. ชุดกังหัน (Turbine Expander Train)
4. เครื่องกู้สภาพ (Recuperator)
5. ถ้ำขนาดใหญ่ (Underground Cavern)



รูปที่ 7 ส่วนประกอบของระบบกักเก็บพลังงานอากาศอัด

(Trabish 2009)

วิธีการทำงาน

ระบบจะทำการอัดอากาศ โดยมีกระแสไฟฟ้าส่วนเกินในช่วง off-peak อากาศจะถูกอัดลงไว้ในถ้ำใต้ดิน โดยใช้เครื่องสูบอากาศนำอากาศลงไปกักเก็บ ก่อนจะปล่อยพลังงานออกมาในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง เพื่อนนำไปปั่นกังหันไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า

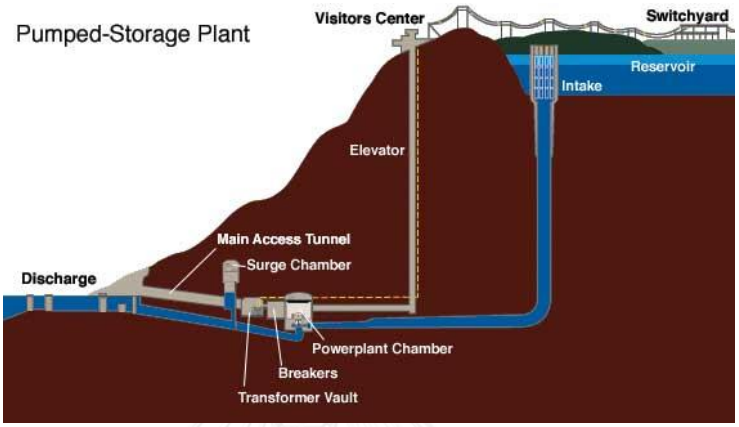
ประโยชน์และการประยุกต์ใช้

- ในระบบขนาดเล็ก ใช้กับหัวจักรรถขุดเหมือง
- ในระบบขนาดใหญ่ นิยมใช้กับโรงผลิตไฟฟ้าที่ใช้เพื่อสนับสนุนตอนมีความต้องการไฟฟ้าสูง

2.2.6 เทคโนโลยี Pumped Hydroelectric Storage, PHS

หรือเทคโนโลยี ระบบน้ำสูบกลับ เป็นเทคโนโลยีที่เหมาะกับระบบขนาดใหญ่ มีส่วนประกอบที่สำคัญ คือ

1. อ่างเก็บน้ำ 2 ส่วนที่ระดับความสูงแตกต่างกัน ได้แก่ อ่างเก็บน้ำส่วนบน (Upper Resovoir) และ อ่างเก็บน้ำส่วนล่าง (Lower Resovoir)
2. ระบบของการสูบน้ำกลับ (A unit to pump water)
3. กังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Turbine and Generator)



รูปที่ 8 ส่วนประกอบของเทคโนโลยี Pumped Hydroelectric Storage (Wikimedia 2016)

วิธีการทำงาน

เมื่อต้องการผลิตไฟฟ้า น้ำจะถูกปล่อยจากอ่างด้านบนลงมา ผ่านกังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และเมื่อช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำ จะใช้ไฟที่เหลือจ่ายให้ปั๊มน้ำขนาดใหญ่ที่ติดอยู่กับอ่างเก็บน้ำด้านล่าง เพื่อทำการสูบน้ำกลับขึ้นไปอ่างเก็บน้ำด้านบน เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

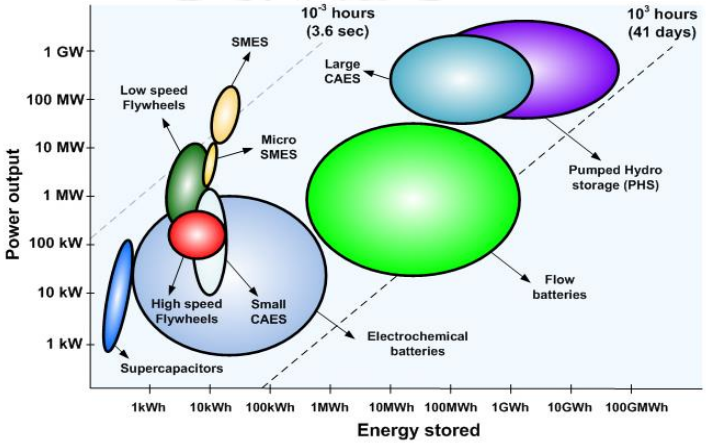
ประโยชน์และการประยุกต์ใช้

- ในสมัยก่อน น้ำที่ถูกปล่อยจากอ่างเก็บน้ำด้านบนลงมา จะมีการสูญเสียน้ำไปเลย โดยไม่สามารถนำน้ำกลับมาใช้ใหม่ได้ แต่การมีระบบสูบน้ำกลับ จึงกลายเป็นประโยชน์อย่างมาก เนื่องจากทำให้ประหยัดน้ำได้มหาศาล
- เป็นเทคโนโลยีที่เหมาะกับระบบขนาดใหญ่ มีอายุการใช้งานนาน ประสิทธิภาพสูง และมีค่าใช้จ่ายต่อหน่วยพลังงานค่อนข้างต่ำ
- สามารถประยุกต์ใช้กับการบริหารการจัดการพลังงาน การควบคุมความถี่ และเป็นกำลังไฟฟ้าสำรอง

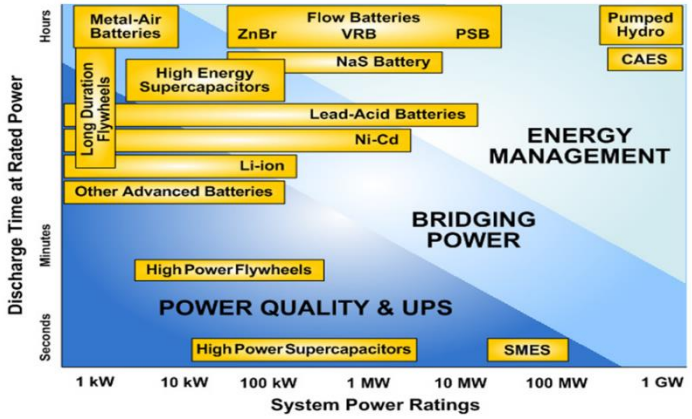
ตารางที่ 2 แสดงการเปรียบเทียบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

เทคโนโลยี	อายุการใช้งาน (ปี)	Scale ในการใช้ (MW)	ระยะเวลาปล่อยพลังงาน (Discharge time)
Capacitor/Supercapacitor	50000 cycles	0.01-10	<30s
Li-ion Batteries	8-15	0.01-5	15m - 4h
Flow Batteries	5-15	0.05-10	2-8hr
Flywheels	20	0.1-10	15s-15m
Compressed Air	30	100-1000	3-10hr
Pumped Hydro-Power	>30	250-1000	10hr

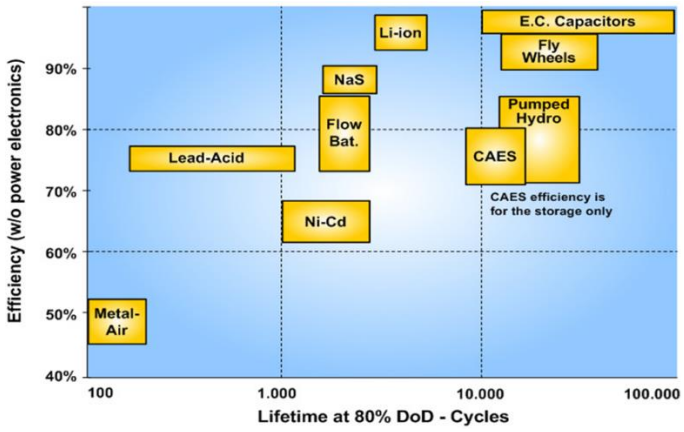
ที่มา : (สนพ. 2017)



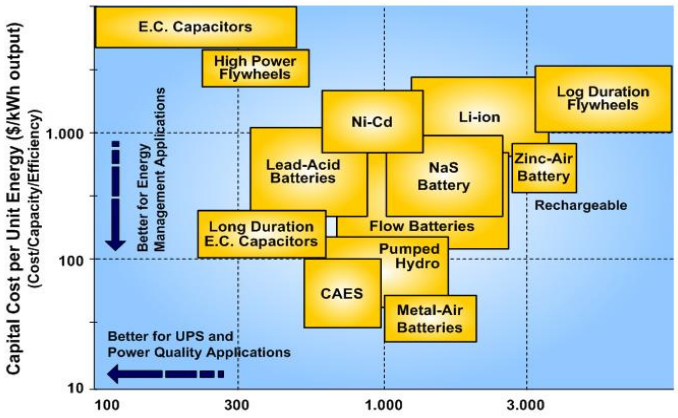
รูปที่ 9 เปรียบเทียบการเก็บพลังงานและจ่ายพลังงานแต่ละเทคโนโลยี



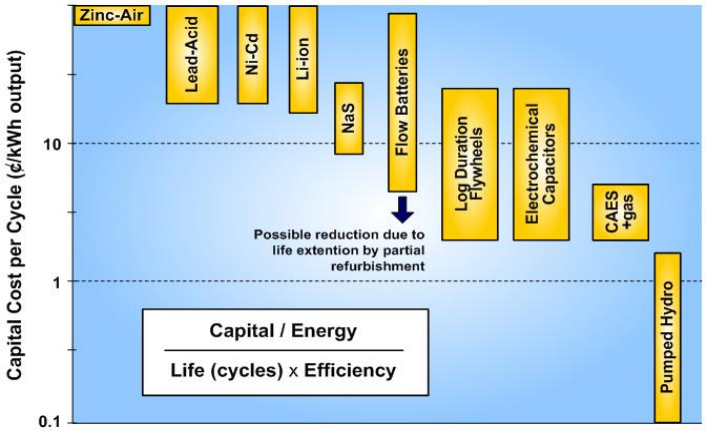
รูปที่ 10 เปรียบเทียบเทคโนโลยีการขับพลังงาน (Power Rating) กับระยะเวลาความสามารถในการปล่อยพลังงาน (Discharge time)



รูปที่ 11 เปรียบเทียบประสิทธิภาพกับอายุการใช้งานเทคโนโลยี



รูปที่ 12 เปรียบเทียบเทคโนโลยีในค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่อหน่วยพลังงาน



รูปที่ 13 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่อหน่วยพลังงาน และอายุการใช้งาน

รูปที่ 10-13 ที่มา (Martín, Zamora et al. 2011)

2.3 โครงสร้างค่าไฟฟ้า

2.3.1 โครงสร้างค่าไฟฟ้าในประเทศไทย

โดยทั่วไปอัตราค่าไฟฟ้าที่มีทั่วโลก มีการจัดสรรในรูปแบบที่แตกต่างกันตามความเหมาะสม โดยมีการคิดอัตราค่าไฟฟ้าในรูปแบบแตกต่างกันอธิบายดังนี้

Inclining Block Rate (อัตราแบบก้าวหน้า) เป็นการกำหนดอัตราค่าไฟให้มีค่าสูง เมื่อใช้ปริมาณไฟฟ้าเกินกว่าที่กำหนด

Seasonal Rate เป็นการกำหนดราคาค่าไฟตามฤดูกาล นิยมใช้ในต่างประเทศ เนื่องจากมีฤดูกาลที่แตกต่างกันมาก

Times of Use (TOU) เป็นการกำหนดอัตราตามช่วงเวลาการใช้งาน เป็นอัตราที่นิยมใช้กันมากที่สุด โดยกำหนดค่าการใช้ในประเทศไทย ดังนี้

- Peak time จันทร์-ศุกร์ 9.00-22.00
- Off-Peak จันทร์-ศุกร์ 22.00-9.00 เสาร์-อาทิตย์ และวันหยุดนักขัตฤกษ์

Super Peak TOU เป็นการกำหนดอัตราตามช่วงเวลา เหมือน TOU ปกติ แต่กำหนดหลายช่วง คือ Super-Peak, Shoulder-Peak และ Off-Peak

Critical Peak Pricing (CPP) เป็นรูปแบบที่มีการกำหนดมาจากพื้นฐานของ TOU แต่จะคิดอัตราค่าไฟสูงเป็นพิเศษ ใช้ในช่วงเวลาที่จำเป็นต้องการให้มีการลดการใช้พลังงานเป็นพิเศษ โดยปกติจะไม่ใช้บ่อย โดยจะประกาศก่อนวันต่อวัน

Variable Peak Pricing (VPP) เป็นวิธีคล้ายกับ TOU แต่ค่าไฟช่วง Peak จะไม่เท่ากัน ขึ้นอยู่ตามฤดูกาล เช่น ฤดูหนาวก็จะสูงกว่าฤดูอื่นๆ

Real Time Pricing (RTP) เป็นการกำหนดอัตราค่าไฟตามช่วงเวลาของการใช้งานจริง โดยการไฟฟ้าจะกำหนดตามราคาขายส่งรายชั่วโมง

โดยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทยปกติแล้ว มีการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าบริการในปัจจุบันได้มีการกำหนดแนวทางหลักของอัตราค่าบริการไว้ ที่สำคัญๆดังนี้

1. องค์ประกอบของราคาค่าไฟขายปลีกเกิดจากการรวบรวมอัตราของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.)
2. ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเดียวกันจะจ่ายค่าไฟฟ้าเท่ากันตามนโยบายอัตราค่าไฟฟ้าเดียวกันทั่วประเทศ

3. ผู้ใช้ไฟฟ้าจะถูกจำแนกลักษณะการใช้ไฟฟ้าหรือโหลดโปรไฟล์ (Load Profile) โดยผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละกลุ่มจะมีโครงสร้างและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกที่แตกต่างต่างกันเนื่องจากต้นทุนที่แตกต่างกันในหารให้บริการ และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า peak และ off-peak จะถูกกำหนดไว้ให้ผู้ใช้ทุกประเภทโดยไม่เลือกปฏิบัติ

โครงสร้างอัตราค่าบริการขายปลีกของค่าไฟฟ้าในปัจจุบันของประเทศไทย สามารถแบ่งได้ออกเป็น อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (Base-Tariff) และ อัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) โดยค่าไฟฟ้าฐาน เป็นค่าไฟฟ้าที่สะท้อนรายจ่ายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย(กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งเป็นการลงทุนเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต แบ่งเป็นต้นทุนทางการเงินที่การไฟฟ้าใช้ในการก่อสร้างขยายระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่ายในอนาคต ต้นทุนในการดำเนินงาน และ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ส่วนอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร เป็นค่าไฟฟ้าที่สะท้อนค่าใช้จ่ายในส่วนของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มหรือลดจากค่าใช้จ่ายฐาน และจะมีการปรับทุกๆสี่เดือน

การแบ่งอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลานั้น เนื่องจากการใช้งานระบบส่งไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ทำให้เกิดต้นทุนในการดำเนินงานสูงกว่าการใช้งานในช่วงเวลาอื่น

<u>การกำหนดรูปแบบอัตราค่าไฟฟ้า</u>

1) อัตรา TOU ประกอบด้วย ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge) ในช่วง Peak และ Off-peak และค่าบริการรายเดือน

2) อัตราปกติ (Normal tariff หรือ Usage tariff) ประกอบด้วยค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าบริการ รายเดือน

3) อัตราปกติในอัตราเดียว (Flat rate) ประกอบด้วยค่าพลังงานไฟฟ้า และไม่มีค่าบริการรายเดือน

4) อัตราปกติ ที่เก็บค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Normal tariff or Usage tariff with demand charge) ประกอบด้วยค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า และค่าบริการรายเดือน

ในปัจจุบัน อัตราค่าไฟฟ้า สามารถแบ่งได้ออกเป็นทั้งหมด 8 ประเภท ดังนี้

1. บ้านอยู่อาศัย
2. กิจการขนาดเล็ก
3. กิจการขนาดกลาง
4. กิจการขนาดใหญ่
5. กิจการเฉพาอย่าง
6. องค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร

7. สูบน้ำเพื่อการเกษตร
8. ไฟฟ้าชั่วคราว

งานวิจัยนี้จะพิจารณา อัตราค่าไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กในประเทศไทย อธิบายได้ดังนี้

<u>อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดเล็ก</u>

กิจการขนาดเล็ก คือ การใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ ธุรกิจรวมกับที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรม หน่วยงานราชการ สำนักงาน ฯลฯ ที่มีความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด ต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์

ตารางที่ 3 อัตราค่าไฟฟ้าปกติ

ระดับแรงดัน	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
แรงดัน 12-24 กิโลวัตต์		3.9086	312.24
แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลวัตต์			46.16
150 หน่วยแรก	(หน่วยที่ 0 - 150)	3.2484	
250 หน่วยต่อไป	(หน่วยที่ 151 - 400)	4.2218	
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป	(หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217	

ที่มา : (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2015)

<u>อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU)</u>

ตารางที่ 4 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา TOU

ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	On Peak	Off Peak	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	5.1135	2.6037	312.24
แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	5.7982	2.6369	46.16

ที่มา: (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2015)

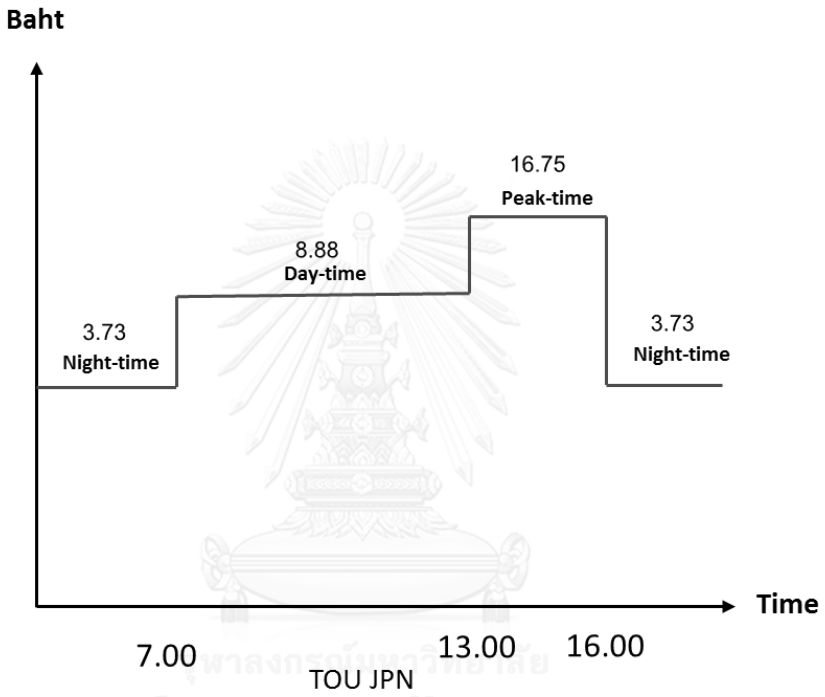
2.3.2 โครงสร้างค่าไฟฟ้าในต่างประเทศ

ศึกษาโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบตามช่วงเวลา (TOU) ในต่างประเทศ พบว่าในบางประเทศ เช่น ออสเตรเลีย ญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา และ เยอรมัน มีการใช้รูปแบบโครงสร้างแตกต่างกัน ดังนี้

ญี่ปุ่น

จากการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา (TOU) ของประเทศญี่ปุ่น พบว่า ในประเทศญี่ปุ่นนั้น จะมีการแบ่งโครงสร้างค่าไฟฟ้า โดยแบ่งเป็น 3 ช่วง ((TEPCO) 2016)ได้แก่

- Off - peak 16.00 – 7.00
- Partial – peak 7.00 – 13.00
- Peak time 13.00 – 16.00



รูปที่ 14 อัตรา TOU ในประเทศญี่ปุ่น

* อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ 22 ธันวาคม 2559 1 JPN = 0.306 THB

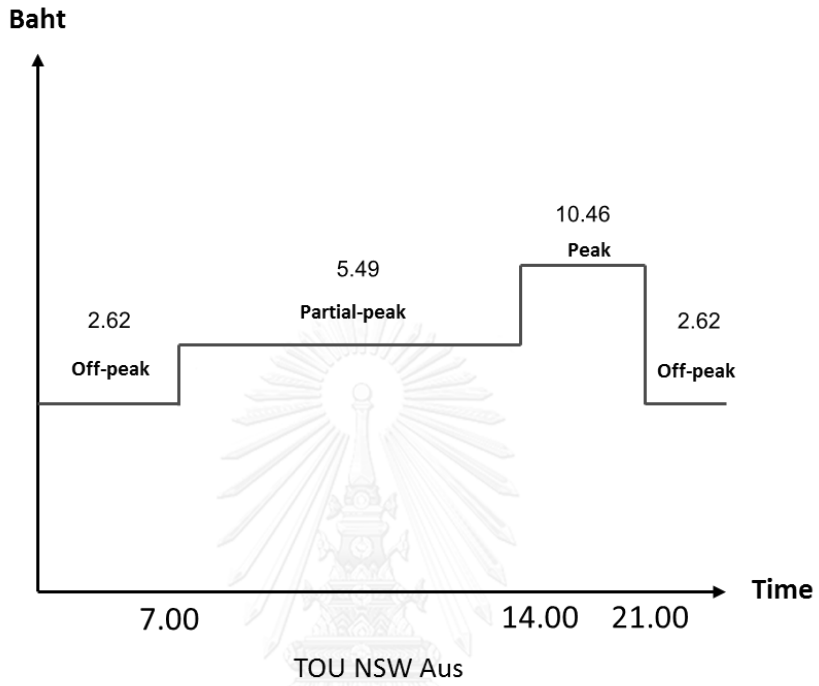
* อัตราค่าไฟฟ้าประเทศญี่ปุ่น ปี 2016

เหตุผลที่ประเทศญี่ปุ่น มีการแบ่งช่วงเวลาโครงสร้างค่าไฟฟ้า TOU ดังนี้ เพราะเป็นแผนต้องการเลื่อนค่าการใช้ไฟฟ้าสูงสุด หรือ peak shift plan เพื่อให้ประชาชนลดใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลา peak โดยกำหนดค่าไฟฟ้าไว้สูงมากๆ และกำหนดค่าไฟฟ้าช่วงกลางคืนไว้ต่ำมากๆ เพื่อต้องการโน้มน้าวประชาชนให้หันมาใช้ในช่วงเวลานี้

ออสเตรเลีย

จากการศึกษา โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา (TOU) ของประเทศออสเตรเลีย ในรัฐนิวเซาท์เวลล์ พบว่า มีการแบ่งโครงสร้างค่าไฟฟ้าเป็น 3 ช่วงเวลา (ActewAGL 2016)ได้แก่

- Off - peak 21.00 – 7.00
- Partial – peak 7.00 – 14.00
- Peak – time 14.00 – 21.00



รูปที่ 15 อัตรา TOU ในประเทศออสเตรเลีย

* อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ 22 ธันวาคม 2559 1 AUD = 25.16 THB

* อัตราค่าไฟฟ้าประเทศออสเตรเลีย ปี 2016

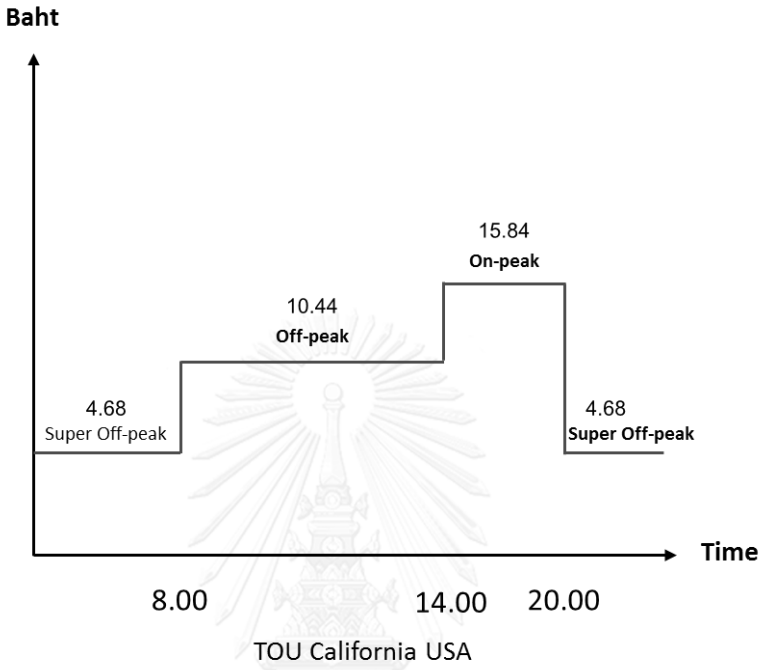
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เหตุผลที่ประเทศออสเตรเลีย ในรัฐนิวเซาท์เวลล์ กำหนดช่วงเวลาค่าไฟฟ้าข้างต้น เนื่องจาก ในประเทศออสเตรเลีย สภาพภูมิอากาศ ฤดูร้อน และ ฤดูหนาว อุณหภูมิค่อนข้างแตกต่างกันเป็นอย่างมาก จึงต้องมีการกำหนดโครงสร้างแบ่งเป็น 2 แบบ คือ ในฤดูหนาว และ ฤดูร้อน กราฟข้างต้นแสดงโครงสร้างค่าไฟฟ้าในฤดูร้อน โดยเหตุผลที่แบ่ง เพื่อต้องการลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ประชาชนในปัจจุบันใช้กันมาก ซึ่งส่งผลต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

สหรัฐอเมริกา

จากการศึกษา โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา (TOU) ของประเทศสหรัฐอเมริกา ในรัฐแคลิฟอร์เนีย พบว่ามีการแบ่งโครงสร้างค่าไฟฟ้าเป็น 3 ช่วงเวลา (EDISON 2017) ได้แก่

- Super off - peak 20.00 - 8.00
- Off – peak 8.00 – 14.00
- On - peak 14.00 – 20.00



รูปที่ 16 อัตรา TOU ในประเทศอเมริกา

* อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ 22 ธันวาคม 2559 1 Dollar = 35.99 THB

* อัตราค่าไฟฟ้าประเทศสหรัฐอเมริกา ปี 2017

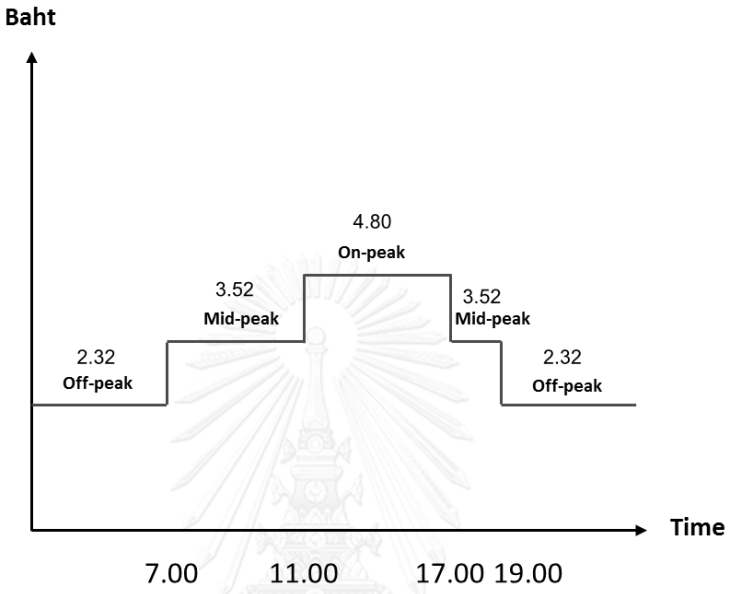
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เหตุผลของการกำหนดช่วงเวลาโครงสร้างค่าไฟฟ้า ในรัฐแคลิฟอร์เนียร์ ประเทศสหรัฐอเมริกา คือ เพื่อต้องการควบคุมโหลดการใช้ให้มีเสถียรภาพมากที่สุด เพราะแต่ละรัฐในประเทศอเมริกามีขนาดใหญ่ จึงมีการใช้ไฟฟ้าในปริมาณที่สูงมาก การควบคุมระบบไฟฟ้าจึงมีความสำคัญเป็นอย่างมาก เพราะหากเกิดกรณีไฟฟ้าขัดข้องหรือดับ จะก่อให้เกิดความเสียหายแบบไม่สามารถประมาณค่าได้ ดังนั้นการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่เหมาะสม ส่งผลให้รักษาความน่าเชื่อถือในระบบไฟฟ้าได้

แคนาดา

จากการศึกษา โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา (TOU) ของประเทศแคนาดา ในรัฐออนแทริโอ พบว่า มีการแบ่งโครงสร้างค่าไฟฟ้าเป็น 3 ช่วงเวลา (Board 2017) ได้แก่

- Off – peak 19.00 - 7.00
- Mid – peak 19.00 – 23.00 , 5.00 – 7.00
- On – peak 23.00 – 5.00



รูปที่ 17 อัตรา TOU ในประเทศแคนาดา

*อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ 2 มกราคม 2560 1 CAD = 26.68 THB

* อัตราค่าไฟฟ้าประเทศแคนาดา ปี 2017

เหตุผลที่แคนาดามีการใช้โครงสร้างค่าไฟฟ้าดังภาพ เพราะรัฐออนแทริโอเป็นรัฐที่ใหญ่ที่สุดเมื่อเทียบกับประชากรในประเทศแคนาดา ทำให้มีการใช้ไฟฟ้าในปริมาณที่สูง และภาครัฐมีความต้องการลดปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า จึงกำหนดออกเป็น 3 ช่วง โดยช่วง 11.00-17.00 มีการกำหนดค่าไฟฟ้าที่ราคาที่สูง เพื่อให้ประชาชนลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงนี้

2.4 การวิเคราะห์ทางการเงิน

หลังจากที่งานวิจัยนี้ได้พิจารณาเทคโนโลยีที่เหมาะสมและการเปรียบเทียบรูปแบบการใช้ไฟทั้งสองแบบแล้ว จะต้องทำการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์เพื่อดูข้อแตกต่างและประโยชน์ โดยการวิเคราะห์ค่า ระยะเวลาการคืนทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนภายใน

- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB) หมายถึง ระยะเวลาที่จะได้รับผลตอบแทนเท่าที่เงินลงทุน

คำนวณหาค่า ระยะเวลาคืนทุน ได้จาก: ระยะเวลาคืนทุน = เงินลงทุนเริ่มแรก / ผลตอบแทนจากการลงทุนต่อปี

- มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) คือ ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด สุทธิตลอดอายุของโครงการกับเงินลงทุนเริ่มแรก ณ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนของเงินลงทุนของ โครงการ

คำนวณหา มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ได้จาก: มูลค่าปัจจุบันสุทธิ = มูลค่าปัจจุบันเงินสดรับ – มูลค่าปัจจุบันเงินสดจ่าย

NPV = PVB – PVC

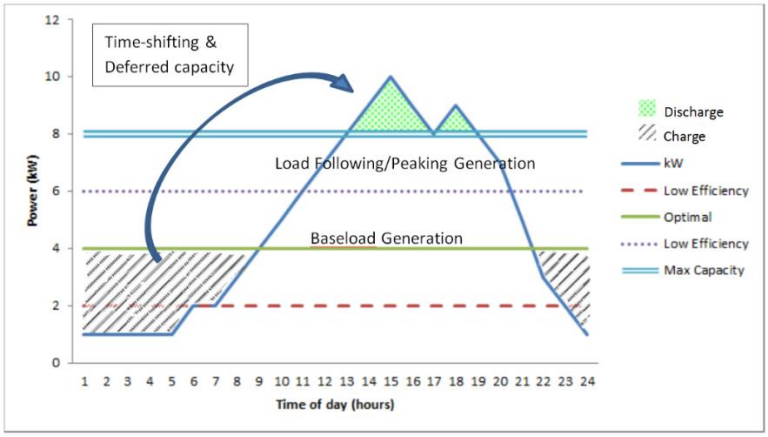
NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ PVB คือ มูลค่าปัจจุบันเงินสดรับ, PVC คือ มูลค่าปัจจุบันเงินสดจ่าย

- อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) คือ อัตราผลตอบแทนภายในที่ทำให้มูลค่าปัจจุบัน ของเงินสดรับสุทธิตลอดของอายุโครงการมีค่าเท่ากับเงินสดจ่ายสุทธิลงทุนเริ่มแรก

2.5 การประยุกต์โครงสร้างค่าไฟฟ้ากับระบบการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage)

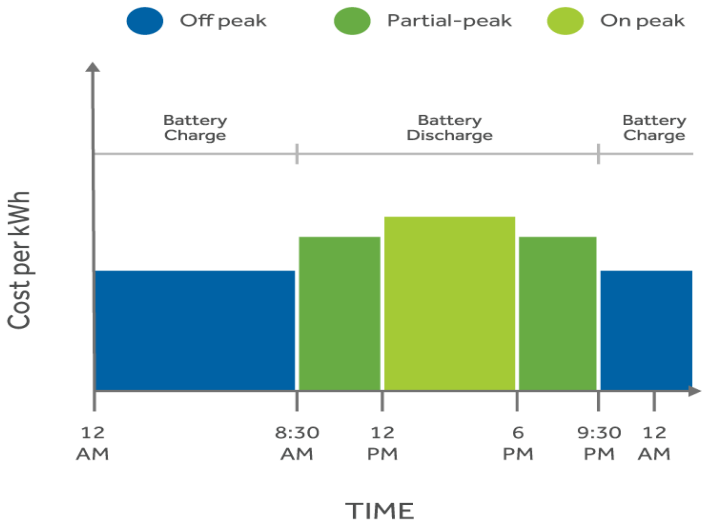
ปัจจุบัน การใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานเป็นที่ได้รับความนิยมมากขึ้น โดยการมีระบบ solar + storage จะทำให้มีประโยชน์ ดังนี้

1. ใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์ได้โดยตรง (self-consumption) เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าแล้วใช้เองในกิจการ โดยเฉพาะในช่วงเวลากลางวันซึ่งเป็นช่วงเวลาที่มีแสง การที่มีแบตเตอรี่จะช่วยให้เก็บพลังงานในช่วยที่ผลิตในช่วงเวลากลางวัน ทำให้พลังงานที่ได้จากแสงอาทิตย์ไม่เสียเปล่า
2. ในวันที่ไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ได้เต็มรูปแบบ เนื่องจากสภาพอากาศหรือเหตุสุดวิสัย การมีแบตเตอรี่ สามารถนำพลังงานที่เก็บไว้มาใช้ในช่วงเวลาที่ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าไม่มากพอ
3. ช่วงเวลากลางคืน สามารถเติมประจุในแบตเตอรี่ ครึ่งหรือเต็มประจุ เนื่องจากเวลากลางคืนราคาอัตราค่าไฟฟ้ามีราคาถูกกว่าช่วงเวลากลางวัน
4. การมีแบตเตอรี่ไว้เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าในช่วงที่มีการกำหนดราคาขายสูงสุด ในกรณีที่ต้องการจำหน่ายไฟฟ้าด้วย



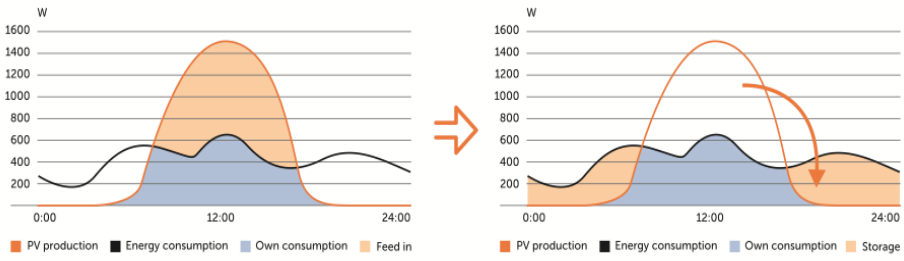
รูปที่ 18 ประโยชน์ของการประยุกต์ใช้ PV + Storage

(Denholm, Ela et al. 2010)



รูปที่ 19 การประยุกต์ใช้ Storage

ที่มา: http://aquionenergy.com/homeowners/solar-battery/



รูปที่ 20 การประยุกต์ใช้ PV + Storage

(STAFF 2014)

ความคุ้มค่าในการใช้พลังงานจาก ระบบ PV-storage hybrid ในกรณีที่มีอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา (TOU) ตามรูปที่ 18 สามารถเพิ่มประโยชน์ให้กับผู้ใช้ด้วย หลักของการใช้ไฟฟ้าแบบเก็งกำไร (arbitrage) คือ ซื้อไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีราคาถูก ในช่วงเวลากลางคืน เพื่อเก็บไว้ใช้ในช่วงเวลาที่ค่าไฟฟ้ามีราคาสูงในช่วงเวลากลางวัน ดังรูปที่ 19 ซึ่งในทางปฏิบัติสามารถกำหนดการกำหนดช่วงเวลาชาร์จและดิสชาร์จแบตเตอรี่ให้เกิดความคุ้มค่าที่สุด ตามรูปที่ 19

ทั้งนี้ ในปัจจุบันการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบการกักเก็บพลังงานมีระยะเวลาคืนทุนที่นานกว่า การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียว แต่เนื่องจากมีการประหยัดไฟฟ้าประจำปีสูงกว่า และเทคโนโลยีที่พัฒนาขึ้น การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบการกักเก็บพลังงาน จึงมีแนวโน้มระยะเวลาคืนทุนที่ลดลง

2.6 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

”Emerging economic viability of grid defection in a northern climate using solar hybrid systems” (Kantamneni, Winkler et al. 2016)

งานวิจัยนี้ทำการศึกษาศักยภาพการใช้ระบบโซล่าร์ไฮบริดจ์ ในสภาพภูมิประเทศของทางเหนือประเทศสหรัฐอเมริกา โดยทำการประเมินกลยุทธ์ในการจัดหาพลังงาน เพราะแนวโน้มพลังงานแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงานจะมีต้นทุนต่ำลง ซึ่งจะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลิกใช้ไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า (grid) มากขึ้น งานวิจัยนี้จึงทำการวิเคราะห์โดยมองหลายๆมุม ทั้ง ความสามารถในการกักเก็บพลังงานในระบบไฮบริดจ์ ต้นทุนของการติดตั้ง การใช้จ่ายพลังงาน ค่าใช้จ่ายประจำปี ค่าบำรุงรักษา งานวิจัยนี้จะมุ่งไปที่การวิเคราะห์ในระบบบ้านอยู่อาศัยแบบครอบครัวเดี่ยวเป็นหลัก เพราะมีแรงจูงใจในการลงทุนในบ้านของตัวเองมากกว่าผู้เช่าทำ ในระบบโซล่าร์ไฮบริดจ์ และมีเป้าหมายคือการประเมินจำนวนและสัดส่วนของผู้ต้องการติดตั้งไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV rooftop) โดยมีขั้นตอนการวิเคราะห์คือ 1.การประมาณปริมาณการใช้ไฟฟ้าสำหรับครัวเรือนที่เพิ่มขึ้นด้วยขนาดและชนิดของครัวเรือน 2.ออกแบบระบบโซล่าร์ไฮบริดจ์ที่ตอบสนองความต้องการของผู้บริโภค 3.วิเคราะห์ราคา อัตราค่าต้นทุนทางการเงินต่างๆ ของระบบโซล่าร์ไฮบริดจ์ในอนาคต เพื่อดูระดับการใช้ของเจ้าของครัวเรือน 4.วิเคราะห์ข้อมูลด้านประชากรศาสตร์เพื่อประมาณจำนวนและสัดส่วนของครัวเรือนที่มี และวิเคราะห์สถานะทางเศรษฐกิจที่ได้รับผลกระทบจากการใช้ไฟฟ้า

ผลงานวิจัยนี้พบว่า จากการรวบรวมข้อมูลประชากรครอบครัวเดี่ยว และสัดส่วนที่มีความสามารถในการลงทุนระบบโซล่าร์ไฮบริดจ์ โดยแบ่งเป็น 2 ประเภท คือ จำนวนครัวเรือนตาม seasonal และ จำนวนครัวเรือนตามขนาดครัวเรือน พบว่า ชาวชนบทมีแนวโน้มใช้โซล่าร์ไฮบริดจ์

เพิ่มขึ้น จากผลการศึกษาพบว่า ในบริเวณที่มีการจ่ายค่าสาธารณูปโภคสูง จะทำให้ครัวเรือนในพื้นที่มีความต้องการผลิตและกักเก็บพลังงานด้วยตัวเองมากขึ้น หน่วยงานที่กำหนดด้านนโยบายจะต้องมีการวิเคราะห์กลยุทธ์และกำหนดโครงสร้างด้านการจัดการพลังงาน อย่างจริงจัง งานวิจัยยังระบุอีกว่า ในอนาคต ต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม ต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงาน และต้นทุนระบบไฮบริดจ์ จะมีแนวโน้มลดลงเรื่อยๆ แต่ยังมีความกังวลของผู้ติดตั้งในด้าน สภาพภูมิอากาศและ การควบคุมผลิตภัณฑ์ไฟฟ้าให้เพียงพอ ด้านนโยบาย ผลการวิจัยพบว่า นโยบายเพิ่มค่าใช้จ่ายเข้าระบบของรัฐสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับกริด จะทำให้เกิดความเสี่ยงที่ทำให้ลูกค้าต้องการออกจากระบบ และต้องการสร้างพลังงานด้วยตนเอง และยังมีข้อดีคือ ยังมีความน่าเชื่อถือ และความสามารถในการเข้าถึงของระบบ และราคายังไม่แพง ดังนั้นการที่รัฐต้องการจะทำนโยบาย จะต้องคำนึงด้านเศรษฐกิจ ต้นทุนระบบ เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบ ในกรณีลูกค้าต้องการผลิตพลังงานด้วยตนเองมากขึ้น

“Progress in electrical energy storage system: A critical review” (Chen, Cong et al. 2008)

งานวิจัยนี้อธิบายประโยชน์ของการกักเก็บพลังงานและเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในปัจจุบัน งานวิจัยบ่งชี้ว่าการกักเก็บพลังงานในตอนกลางคืน สามารถนำพลังงานที่กักเก็บไว้ไปใช้ในช่วงกลางวันที่มีความต้องการพลังงานสูงได้ โดยเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานได้แบ่งออกเป็นหลายชนิด ทั้ง การกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฟฟ้าขั้นต้น การกักเก็บพลังงานในรูปแบบพลังงานศักย์ และพลังงานจลน์ การเก็บพลังงานในรูปแบบพลังงานเคมี การกักเก็บพลังงานในรูปแบบความร้อน โดยงานวิจัยระบุว่า เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในแต่ละชนิดนั้น มีการนำไปใช้งานในรูปแบบงานต่างๆกัน ตั้งขนาดเล็กเช่นแบตเตอรี่ ไปจนถึงขนาดใหญ่ เช่นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน อยู่ที่การเลือกใช้ว่างานที่ทำ เหมาะกับการใช้งานการกักเก็บพลังงานในรูปแบบใด

งานวิจัยยังระบุอีกว่า เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน จำเป็นอย่างมากในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้า และระบบการผลิตจากพลังงานหมุนเวียน โดยการใช้งานเทคโนโลยีครอบคลุมตั้งแต่ขนาดเล็กถึงขนาดใหญ่ และจะทำให้อุตสาหกรรมมีความน่าเชื่อถือในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นอีกด้วย และแม้ว่าในสมัยก่อนบางเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจะมีขนาดใหญ่และเป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม แต่ในปัจจุบันเทคโนโลยีมีความก้าวหน้าขึ้นมาก จึงลดปัญหาการเป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม ทำให้มีคุณภาพมากขึ้น อย่างไรก็ตามการพัฒนาทางเทคโนโลยีในปัจจุบันเป็นไปอย่างต่อเนื่อง เทคโนโลยีแต่ละเทคโนโลยียังมีข้อบกพร่องบางอย่างที่แตกต่างกันไป แต่ในอนาคตจะมีการแก้ไขข้อบกพร่องให้ดีขึ้น เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจะเข้ามามีบทบาทสำคัญในระดับอุตสาหกรรม และในระดับครัวเรือน

“Battery energy storage technology for power systems-An overview” (Divya and Ostergaard 2008)

งานวิจัยนี้ศึกษาเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในรูปแบบแบตเตอรี่ ซึ่งเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในรูปแบบของแบตเตอรี่สามารถแบ่งได้หลากหลาย ทั้ง Lead acid, Sodium sulphur, Lithium ion, Metal air, Flow batteries ซึ่งงานวิจัยนำแบตเตอรี่แต่ละชนิดมาเปรียบเทียบและอธิบาย ความสามารถในการเก็บประจุ อายุการใช้งาน ค่าเฉพาะของแบตเตอรี่ในแต่ละประเภท อุณหภูมิที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ และสถานที่ที่ทำการพัฒนาเทคโนโลยีแบตเตอรี่แต่ละประเภท

งานวิจัยระบุว่าเทคโนโลยีแบตเตอรี่จะเข้ามามีบทบาทสำคัญในอนาคต แต่ประเทศเดนมาร์ควางเป้าหมายไว้ที่ การใช้แบตเตอรี่ถึง 50% ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในปี ค.ศ. 2025 ส่วนในการผลิตพลังงานอื่น จะนำเทคโนโลยีแบตเตอรี่ บูรณาการให้เกิดความเหมาะสม เพราะแบตเตอรี่มีตั้งแต่ขนาดความจุขนาดเล็ก ไปจนถึงขนาดความจุที่ใหญ่ งานวิจัยระบุว่าในอนาคต ราคาต้นทุนการผลิตแบตเตอรี่จะมีราคาที่ถูกลง อย่างเหมาะสมตามเทคโนโลยีที่พัฒนาขึ้น แต่การจะนำพลังงานแบตเตอรี่มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด รัฐมีส่วนสำคัญในการวางแผนและนโยบาย ด้วยการประเมินความคุ้มค่าและการคาดการณ์ การใช้พลังงานในอนาคต

“Comparison of different discharge strategies of grid-connected residential PV systems with energy storage in perspective of optimal battery energy storage system sizing” (Olaszi and Ladanyi 2016)

งานวิจัยนี้ศึกษาการเปรียบเทียบกลยุทธ์ความแตกต่างในการปล่อยพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากโซล่าร์เซลล์ที่เชื่อมต่อกับกริด ในหน่วยที่อยู่อาศัยแบบมีระบบกักเก็บพลังงาน ในมุมมองของขนาดของระบบกักเก็บพลังงาน โดยงานวิจัยนี้แบ่งวิธีคิดเป็น 3 กลยุทธ์ โดยมีกรณีหลัก เป็นฐานในการเปรียบเทียบ โดยมีเป้าหมายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากโซล่าร์เซลล์ผลิตไฟใช้ด้วยตัวเองให้มากที่สุด และลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากโหลด เนื่องจากค่าไฟฟ้ามีราคาสูง และระบบกักเก็บพลังงานจะเข้ามาช่วยลดค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ได้ โดยการเปรียบเทียบในงานวิจัยนี้ จะใช้โปรแกรมที่ถูกพัฒนามาช่วยในการวิเคราะห์ทั้งเชิงเทคนิค และเชิงเศรษฐศาสตร์ งานวิจัยนี้ได้ทำการเลือกเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่ ในเลือกชนิดแบตเตอรี่ที่แตกต่างกัน โดยมีค่าเฉพาะที่แตกต่างกันในแต่ละยี่ห้อ และหาค่าพารามิเตอร์ตัวอื่นๆในการคำนวณ และกำหนดช่วงการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในการวิเคราะห์ ในแต่ละเวลาตามฤดูกาล โดยแบ่งเป็นอีกหลายกรณี โดยใช้ช่วงเวลาที่แตกต่างกัน

เมื่อโปรแกรมแสดงผล งานวิจัยผลลัพธ์พบว่า การที่พิจารณาการทำงานในแต่ละเทคโนโลยี ก็เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจ จึงต้องนำมาเปรียบเทียบค่าระยะเวลาคืนทุน อัตราผลตอบแทนเบื้องต้น และผลตอบแทนของการลงทุน ซึ่งตัวแปรเหล่านี้ส่งผลต่อการเลือกติดตั้งโซล่าร์เซลล์ของผู้ที่

สนใจจะติดตั้ง และจากงานวิจัยนี้ พบว่าค่าอัตราผลตอบแทนเบื้องต้นเพิ่มขึ้นถึง 31.3% จากการเลือกกรณีที่คุ้มค่าที่สุดในการควบคุมการปล่อยพลังงาน เพราะจำนวนรอบในการปล่อยพลังงาน ส่งผลโดยตรงต่อความคุ้มค่าในการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ

“Optimization of a reliable grid-connected PV-based power plant with/without energy storage system by a heuristic approach” (Masoud Zebarjadi and Askarzadeh 2015)

งานวิจัยนี้วิเคราะห์ความน่าเชื่อถือของการผลิตไฟฟ้าจากกริดที่เชื่อมต่อกับโซล่าร์เซลล์ โดยการเปรียบเทียบในกรณีเชื่อมกริดกับโซล่าร์เซลล์ปกติ และกริดที่เชื่อมต่อโซล่าร์เซลล์ที่มีระบบกักเก็บพลังงาน มีจุดประสงค์เพื่อวิเคราะห์ว่าระบบกักเก็บพลังงานจะทำให้ระบบพลังงานมีความน่าเชื่อถือและประสิทธิภาพมากขึ้น งานวิจัยเชื่อว่าในอนาคตราคาค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มที่สูงขึ้นอย่างแน่นอน โดยเป้าหมายของการจำลองคือ ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) มีค่าน้อยที่สุด โดยใช้กรณีศึกษาที่เมือง Kerman ประเทศอิหร่าน ในการศึกษางานวิจัยนี้

งานวิจัยนี้ทำการแบ่งเป็น 2 สถานการณ์ คือ สถานการณ์ที่ 1 ไม่มีระบบกักเก็บพลังงานในการออกแบบระบบ สถานการณ์ที่ 2 มีระบบกักเก็บพลังงานเข้าร่วมในระบบ แล้วทำการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมทางการเงิน พบว่าเมื่อได้นำมาเปรียบเทียบระหว่างสถานการณ์ทั้ง 2 สถานการณ์ พบว่าเมื่อราคาไฟฟ้าที่สูงขึ้นถึงจุดหนึ่ง สถานการณ์ที่ 2 หรือ สถานการณ์ที่มีระบบกักเก็บพลังงาน ต้องจัดหาตัวกักเก็บพลังงานที่มีความจุสูงขึ้น ซึ่งเสียค่าใช้จ่ายในการจัดหาและติดตั้งเพิ่ม ทำให้ต้องพิจารณาในส่วนนี้เพิ่มเติมด้วย ส่วนการพิจารณาค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ พบว่ามีค่าใกล้เคียงกัน

ผลการวิจัยพบว่า จากการอ้างอิงราคาค่าไฟประเทศอิหร่าน การจำลองต้นแบบที่เหมาะสม พบว่าการใช้ระบบจาก กริด เชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ อิงราคาค่าไฟปัจจุบันของประเทศอิหร่าน นั้นยังไม่เหมาะสมในการนำระบบพลังงานแสงอาทิตย์เข้ามาใช้ แต่หากราคาค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปัจจุบัน 3.8 เท่า การนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ในระบบจะทำให้ระบบมีความน่าเชื่อถือเพิ่มขึ้น สำหรับในสถานการณ์ที่ 2 แบบกริดเชื่อมกับระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์และมีระบบกักเก็บพลังงานร่วมด้วย งานวิจัยระบุว่า ในกรณีราคาค่าไฟราคาต่ำ การมีระบบกักเก็บพลังงานยังไม่ทำให้ประสิทธิภาพของระบบดีขึ้น แต่หากราคาค่าไฟเพิ่มขึ้นจากเดิม 10 เท่า จะมีทางเลือก 2 วิธี คือ 1. การซื้อพลังงานจาก กริดทั้งหมด และ 2.การจัดหาโหลดจากกริดเพิ่มและจัดหาระบบกักเก็บพลังงานที่มีความจุเพิ่มขึ้น เพราะเมื่อสร้างพลังงานจากพลังงานหมุนเวียนมากกว่าความต้องการโหลด พลังงานส่วนเกินจะถูกเก็บไว้ในแบตเตอรี่ พลังงานที่เก็บไว้นี้จะนำไปใช้ในสภาพขาดดุล ในกรณีนี้ถ้าความต้องการโหลดทั้งหมดไม่พอ แบตเตอรี่จะทำการจัดหาความต้องการของโหลดที่เหลือ

“Analysis of the Self-Consumption Regulation for Photovoltaic Systems with Battery Banks in the Portuguese Residential Sector” (Sandy Rodrigues, Fabio Faria et al. 2017)

งานวิจัยนี้วิเคราะห์ความเป็นไปได้ในเชิงเศรษฐกิจของระบบ PV ที่ขนาดต่างๆกัน ได้แก่ 1 กิโลวัตต์ 3 กิโลวัตต์ และ 5 กิโลวัตต์ แบบมีแบตเตอรี่และไม่มีแบตเตอรี่ โดยเปรียบเทียบกันในแต่ละเมืองของประเทศโปรตุเกส ผลการวิจัยระบุว่า ระบบ PV ควรมีขนาดเท่ากับการบริโภคไฟฟ้า ให้กำไรมากที่สุด โดยการผลิตแล้วใช้เอง 100 เปอร์เซ็นต์ มีกำไรมากกว่า การผลิตแล้วใช้เองแค่ 70 เปอร์เซ็นต์ โดยไม่ต้องมีแบตเตอรี่ เพราะแบตเตอรี่ยังมีราคาสูง ผลการวิจัยยังระบุอีกว่าการผลิต PV 1 กิโลวัตต์ไม่ก่อให้เกิดประโยชน์ใดๆทั้งสิ้น เพราะไม่สามารถผลิตไฟฟ้าให้พอต่อการบริโภค งานวิจัยนี้เป็นการระบุว่าการผลิตไฟฟ้าแล้วใช้เอง (Self-Consumption) ให้ผลตอบแทนดีกว่าการขายเข้ากริด

งานวิจัยนี้ต้องการสนับสนุนการใช้ PV-storage hybrid ให้คุ้มค่ามากที่สุด โดยจากงานวิจัยทั้งหมดข้างต้นนั้น มีแนวคิดว่าการมี PV-storage hybrid ก่อให้เกิดประโยชน์ต่างๆ ในหลายด้าน แต่ยังมีข้อจำกัดบางอย่างที่ทำให้ PV-storage hybrid ยังไม่คุ้มค่า งานวิจัยข้างต้นวิเคราะห์กรณีที่ทำให้ PV-storage hybrid คุ้มค่า ได้แก่ การกำหนดเวลาการชาร์จและดิสชาร์จของแบตเตอรี่ การเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า และ การติดตั้ง PV-storage hybrid ในพิกัดที่สูง กลายเป็นแนวคิดของงานวิจัยนี้ ที่ต้องการต่อยอดกรณีที่ทำให้ PV-storage hybrid มีความคุ้มค่ามากขึ้น คือ การนำกรณีของงานวิจัยข้างต้นมาผสมผสาน ทั้งการกำหนดเวลาชาร์จดิสชาร์จแบตเตอรี่ การติดตั้ง PV-storage hybrid ในพิกัดที่เหมาะสม และได้เพิ่มวิธีใหม่ คือการปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้า ที่จะทำให้การใช้ PV-storage hybrid มีความคุ้มค่ามากขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

“ระบบกักเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับผู้ใช้ไฟที่มีการคิดอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้งาน” (ธีระภัทร์ แมนมิตร 2015)

งานวิจัยนี้เน้นศึกษาการวิเคราะห์และเปรียบเทียบประโยชน์ของการมีระบบการเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอรี่ สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้งาน โดยกรณีศึกษาเป็นหน่วยกิจการขนาดใหญ่ คือ โรงงานคอนกรีตเป็นกรณีศึกษา

งานวิจัยนี้ใช้โปรแกรมมาช่วยในการคำนวณขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสม โดยสมมติฐานคือ ให้ผู้ใช้ไฟมีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในปริมาณที่สม่ำเสมอตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา โดยมีเป้าหมายลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด โดยการชาร์จแบตเตอรี่ในช่วงต้องการพลังงานต่ำ และดิสชาร์จในช่วงเวลาความต้องการสูง เพื่อการบริหารจัดการพลังงานที่เหมาะสม

ผลการศึกษาของงานวิจัยระบุว่า เมื่อมีผู้ใช้ไฟที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีการนำแบตเตอรี่ที่เหมาะสม มาควบคุมความต้องการไฟฟ้าสูงสุดให้ลดลง ผู้ใช้ไฟที่ติดตั้ง จะได้รับ

ผลตอบแทนทางการเงินที่มากขึ้น เมื่อเทียบกับกรณีที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์อย่างเดียว เนื่องจากค่าไฟฟ้าที่ลดลง

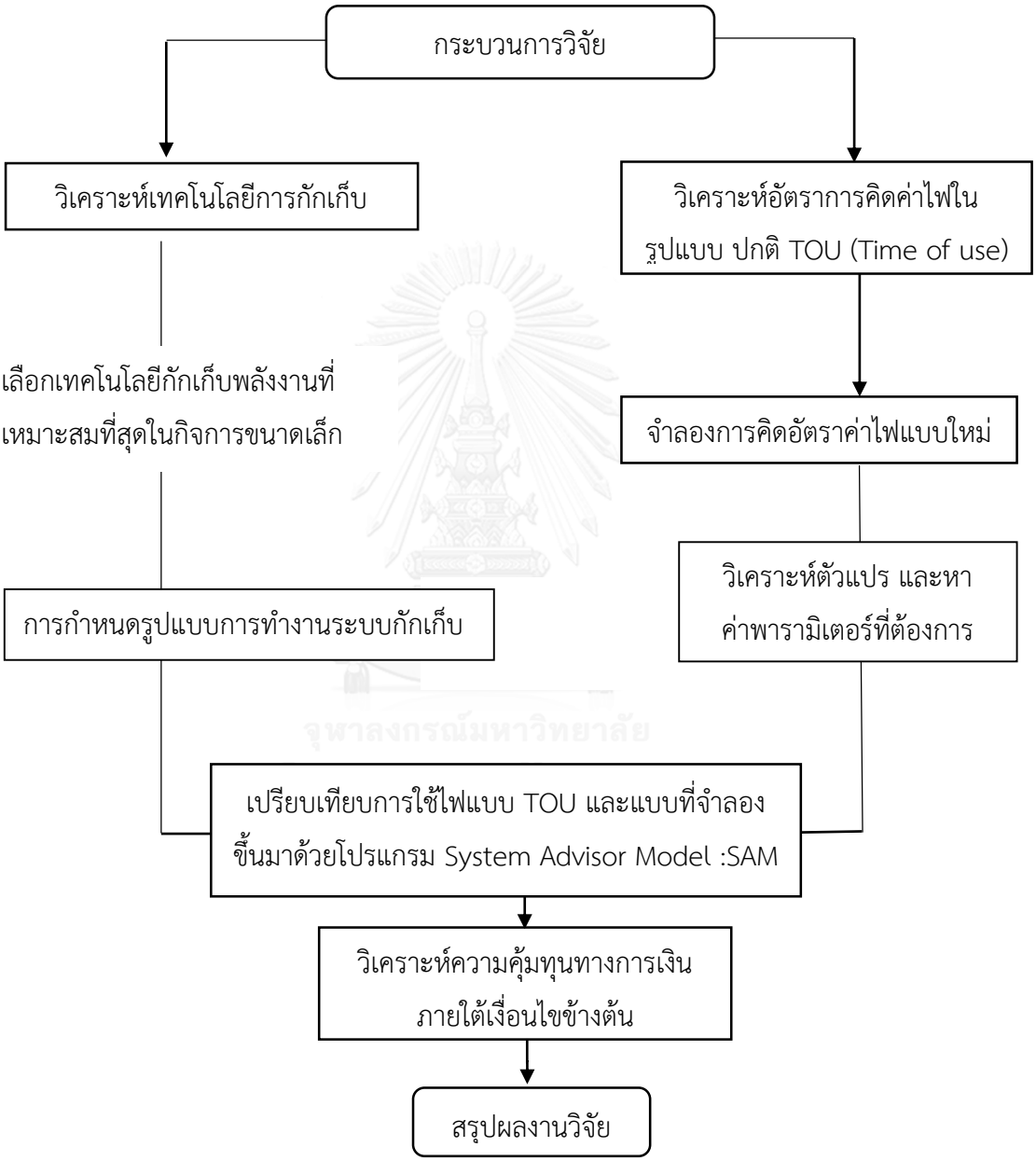
ธนาพล ตันติสัตยกุล, 2015, “การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย”, คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ (ธนาพล ตันติสัตยกุล 2015)

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาศักยภาพของนโยบายสนับสนุนทางการเงินในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในระดับที่อยู่อาศัยของประเทศไทย โดยได้ทำการศึกษาภาคครัวเรือนที่ผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์ เป็นกรณีศึกษา โดยการวิเคราะห์ทางการเงินเป็นหลัก ผลการวิจัยพบว่าการติดตั้งในขณะที่ทำการวิจัย ยังไม่ได้รับความคุ้มค่า โดยพิจารณาจากค่า IRR โดยอุปกรณ์ที่ส่งผลต่อความคุ้มค่า คือ อินเวอร์เตอร์ และ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ และผลการวิเคราะห์มาตรการ งานวิจัยนี้ได้เสนอมาตรการ 2 มาตรการ คือ 1. การยกเว้นภาษีเงินได้ของบุคคลธรรมดาใน 8 ปีแรกของการขายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า 2. ให้ราคาดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำ ในสัดส่วน 50% ระยะเวลาการผ่อนชำระ 7 ปี ผลงานวิจัยระบุว่ามาตรการสนับสนุนทั้ง 2 นี้จะช่วยเพิ่มความคุ้มค่าในการติดตั้งการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาในภาคครัวเรือนได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3
วิธีการดำเนินงาน

3.1 ระเบียบแผนการวิจัย



3.2 วิธีการวิจัย

งานวิจัยนี้ จะทำการวิเคราะห์เลือกเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน เพื่อนำมาวิเคราะห์ความคุ้มทุนของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับการมีระบบกักเก็บพลังงาน โดยทำการเปรียบเทียบความคุ้มทุนภายใต้ โครงสร้างค่าไฟฟ้า แบบคิดตามช่วงเวลา TOU ปกติ เทียบกับ TOU แบบพิเศษ ที่สร้างขึ้นโดยการอ้างอิงกับแนวทางการคิดโครงสร้างค่าไฟฟ้าในต่างประเทศ โดยงานวิจัยนี้จะเสนอกรอบแนวคิดเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบโครงสร้างค่าไฟฟ้า โดยใช้ตัวอย่างของ load profile ของกิจการขนาดเล็กมาพิจารณา ได้เป็นแต่ละกรณี โดยมีองค์ประกอบที่นำมาพิจารณาดังนี้

3.2.1 วิเคราะห์เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในกิจการขนาดเล็กของประเทศไทย

3.2.1.1 การเลือกใช้เทคโนโลยีแบตเตอรี่

เนื่องจากเทคโนโลยีในปัจจุบันที่เป็นที่นิยมในการเก็บพลังงาน scale ที่เล็กนั้น ได้แก่ เทคโนโลยีลิเทียมไอออน และเทคโนโลยี Lead-acid งานวิจัยนี้จึงได้ทำการวิจัยเปรียบเทียบความคุ้มทุนด้านราคาของทั้ง 2 เทคโนโลยี แสดงได้ดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 เปรียบเทียบความคุ้มทุนของการใช้ Lead-acid battery และ Li-ion battery

Battery	Li-ion	Lead-acid
ระยะเวลาโครงการ (ปี)	25 ปี	
ความจุต่อก้อน	14 kWh	12V 40Ah : 480 Wh
จำนวน (ก้อน)	1	30
อายุการใช้งาน (ปี)	>10	2
ราคา (บาท/kWh)	16,978.35	8,014.28
การเปลี่ยนแบตเตอรี่ (ครั้ง)	1	12
ต้นทุนรวม :14 kWh (บาท)	475,394	1,384,867

จากตาราง พบว่าถ้าใช้แบตเตอรี่ที่ความจุเดียวกัน คือประมาณ 14 kWh แบตเตอรี่ Li-ion 1 ก้อน ราคา 237,541.48 บาท (Tesla 2017) แต่แบตเตอรี่ lead-acid ขนาด 12V40AH จะต้องใช้ถึง 30 ก้อนโดยการต่ออนุกรม ราคาก้อนละ 3,740 บาท (บริษัทเทเลพาร์ทคอร์ปอเรชั่นซัพพลายจำกัด 2017) พบว่าแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนมีอายุการใช้งานที่อย่างน้อย 10 ปี แต่แบตเตอรี่ lead-acid มี

อายุการใช้งานเพียง 2 ปี ระยะเวลาของโครงการที่ 25 ปี แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนจะต้องเปลี่ยนเพียง 1 ครั้ง แต่แบตเตอรี่ lead-acid จะต้องเปลี่ยนทุกๆ 2 ปี หรือ 12 ครั้ง ดังนั้นสรุปราคาต้นทุนรวม พบว่า การใช้แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนมีราคาเท่ากับ 475,394 บาท ซึ่งมีราคาถูกกว่า แบตเตอรี่ lead-acid ถึง 909,473 บาท โดยยังไม่รวมค่าติดตั้งในแต่ละครั้ง และยังมีประสิทธิภาพที่สูงกว่าอีกด้วย

ดังนั้นปัจจุบันเทคโนโลยีที่เหมาะสมที่สุด ได้แก่ เทคโนโลยีลิเทียมไอออนแบตเตอรี่ ในงานวิจัยการผลิตไฟฟ้าเป็น scale ขนาดเล็ก ซึ่งไม่จำเป็นต้องใช้ระบบกักเก็บพลังงานในปริมาณมาก ซึ่งลิเทียมไอออนแบตเตอรี่เป็นที่นิยมและแพร่หลายสูงในตลาดด้านพลังงาน จึงนำมาใช้วิจัยในงานวิจัยนี้

รูปที่ 21 ตัวอย่างแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน และ แบตเตอรี่ lead-acid

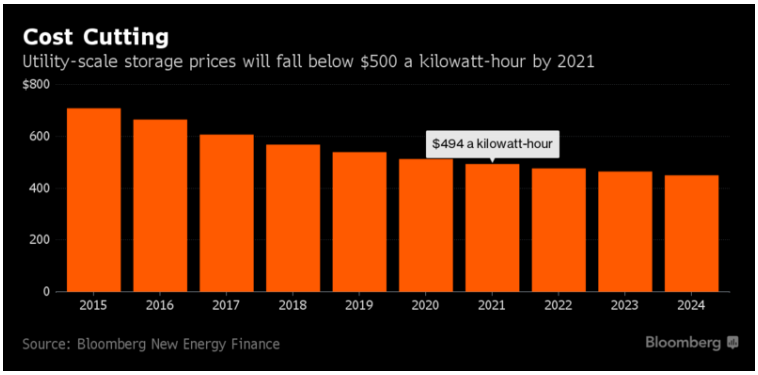
(Tesla 2017) , (NPower 2016)

3.2.1.2 ข้อจำกัดของแบตเตอรี่

ในงานวิจัยเลือกใช้แบตเตอรี่ Li-ion ความจุ 14 kWh เนื่องจากในท้องตลาดขนาดแบตเตอรี่ Li-ion ที่เหมาะสมกับกำลังการผลิตจากระบบ PV ในงานวิจัยนี้ เท่ากับ 14 kWh

3.2.1.3 การเปลี่ยนแบตเตอรี่ในช่วงอายุการใช้งานระบบ PV- storage hybrid

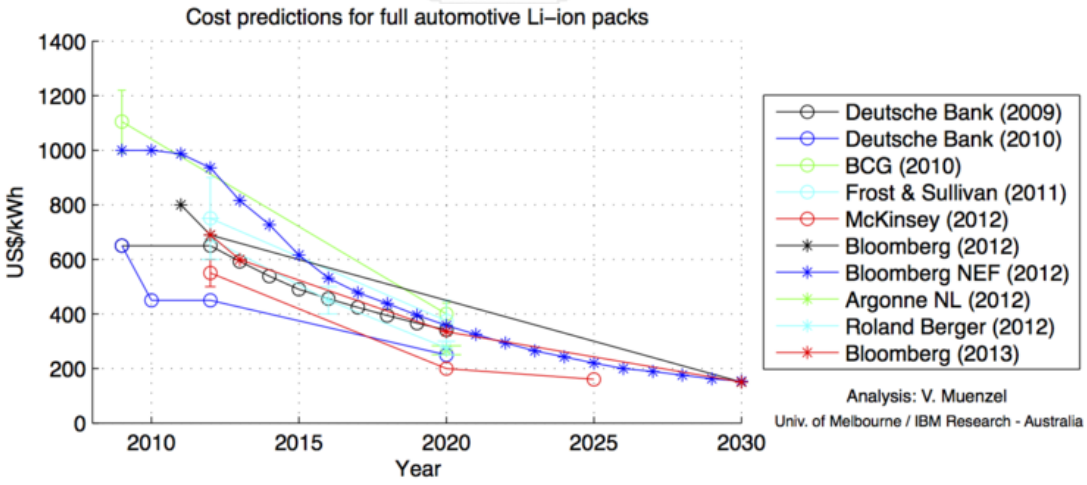
เนื่องจากแบตเตอรี่ Li-ion มีอายุการใช้งานอย่างน้อย 10 ปี (ระยะเวลารับประกัน) และในอนาคตอายุการใช้งานและราคาของแบตเตอรี่ Li-ion มีแนวโน้มที่ลดลง ดังรูปที่ 22



รูปที่ 22 แนวโน้มราคาต้นทุนแบตเตอรี่ในอนาคต

(Bloomberg 2017)

ดังนั้น การเปลี่ยนแบตเตอรี่ในช่วงอายุการใช้งานระบบ PV- storage hybrid ในงานวิจัยช่วงเวลา 25 ปี จึงได้กำหนดการเปลี่ยนแบตเตอรี่ 1 ครั้ง ซึ่งการเปลี่ยนแบตเตอรี่ในงานวิจัยนี้กำหนดเปลี่ยนในปีที่ 11 และแนวโน้มราคาแบตเตอรี่ในอนาคตมีแนวโน้มลดลง ซึ่งหน่วยงานวิจัย Bloomberg ได้ทำการพยากรณ์ล่วงหน้าไว้ ดังรูปที่ 22 ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงกำหนดราคาแบตเตอรี่ที่มาเปลี่ยนในปีที่ 11 คือปี 2027 ที่ราคา 220 เหรียญสหรัฐต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง หรือประมาณ 7,500 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง



รูปที่ 23 การพยากรณ์แนวโน้มราคาแบตเตอรี่ในอนาคต

(Arun and Shivkumar 2014)

3.2.2 วิเคราะห์โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติ (TOU rate) ในประเทศไทยและต่างประเทศ

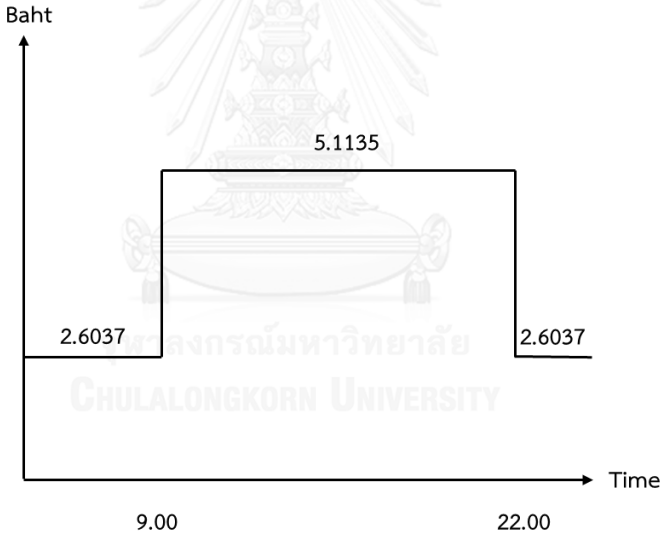
จากการศึกษา อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติ (TOU rate) ในต่างประเทศ พบว่าการออกแบบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในต่างประเทศขึ้นอยู่กับการวางแผนกำหนดนโยบายของรัฐบาลในแต่ละประเทศ และสภาพภูมิประเทศ ภูมิอากาศของในแต่ละประเทศ และนโยบายการใช้โครงสร้างค่าไฟฟ้าในการส่งเสริมการประหยัดไฟฟ้า

ดังนั้น จากการวิเคราะห์ข้างต้น งานวิจัยนี้จึงมีการออกแบบโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ โดยมีโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบขั้นบันไดหลายขั้น โดยมีต้นแบบจากต่างประเทศ

ต้นแบบอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติในปัจจุบัน (Current TOU rate)

On-peak จันทร์-ศุกร์ 9.00-22.00

Off-Peak จันทร์-ศุกร์ 22.00-9.00, เสาร์-อาทิตย์ และ วันหยุดนักขัตฤกษ์

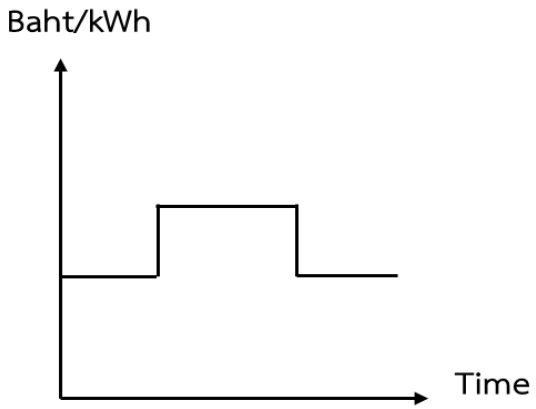


รูปที่ 24 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติในปัจจุบัน (Current TOU rate)

3.2.3 จำลองการคิดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบใหม่

งานวิจัยนี้จะทำการจำลองโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบใหม่ ด้วยวิธีการดังนี้

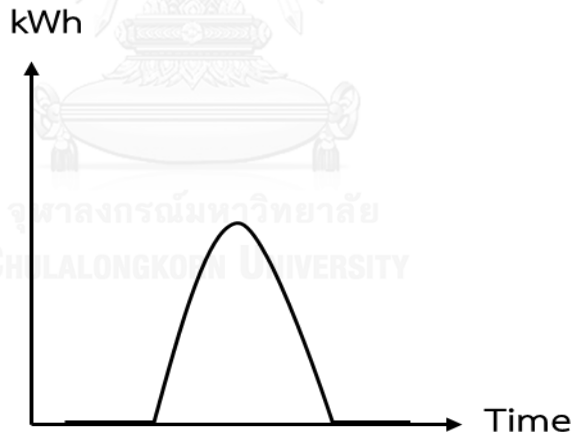
- วิเคราะห์อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา แสดงดังรูปที่ 25



TOU rate

รูปที่ 25 แบบจำลองอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา

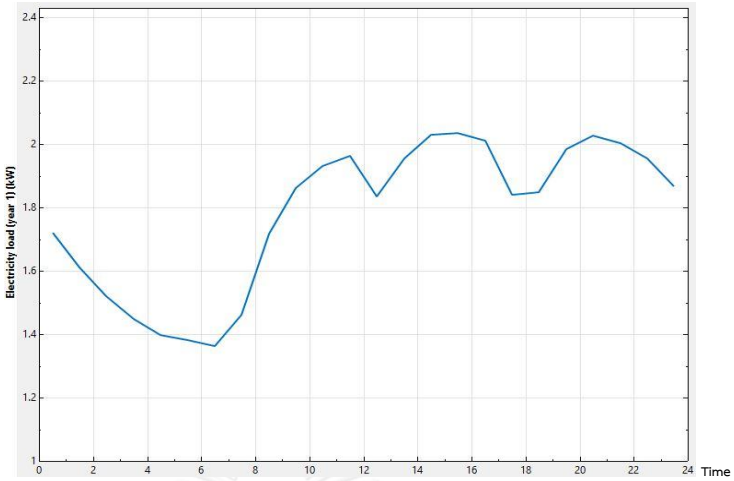
- วิเคราะห์เปรียบเทียบกับรูปแบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ (PV Production Profile) แสดงดังรูปที่ 26



PV production

รูปที่ 26 แบบจำลองรูปแบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

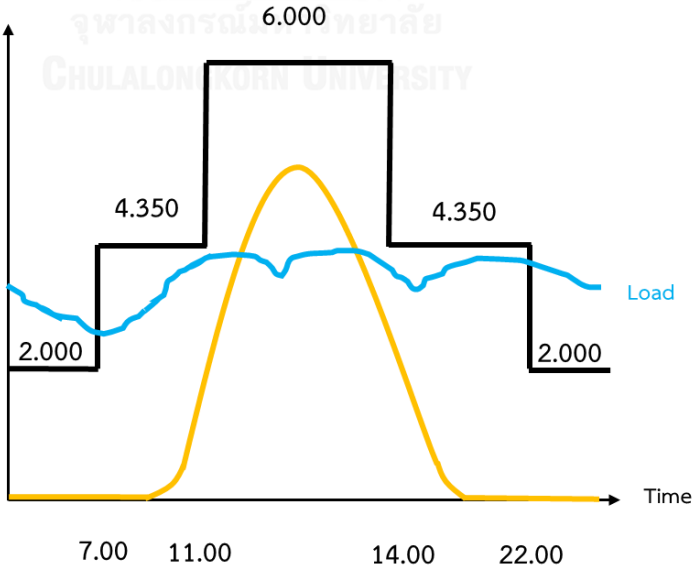
- วิเคราะห์ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ในกิจการขนาดเล็กของประเทศไทยดังรูปที่ 27



รูปที่ 27 แบบจำลองความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในหน่วยกิจการขนาดเล็ก

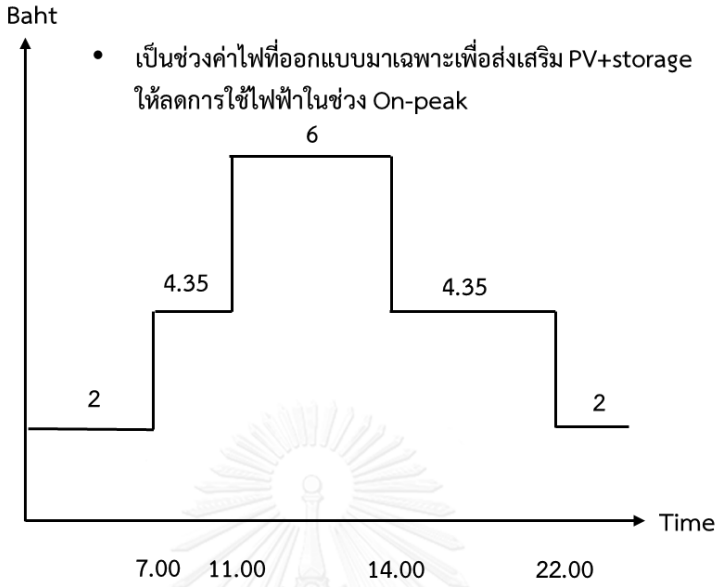
ที่มา: งานวิจัยใช้ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจากการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในหน่วยกิจการขนาดเล็ก ปี พ.ศ. 2558 (การไฟฟ้านครหลวง 2015)

- เมื่อนำโครงสร้างค่าไฟฟ้าปัจจุบัน (Current TOU Rate) มาวิเคราะห์ร่วมกับ PV Production Profile และ Load Profile ของกิจการขนาดเล็ก สามารถสร้างต้นแบบการจำลอง (Special TOU rate) แสดงดังรูปที่ 28



รูปที่ 28 ต้นแบบจำลองโครงสร้างอัตราไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษ

ต้นแบบอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติแบบจำลอง (Special TOU rate) แสดงโครงสร้างอัตราค่าไฟตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Special TOU rate) ซึ่งมีเหตุผลในการกำหนด ดังนี้



รูปที่ 29 อัตราค่าไฟตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Special TOU rate)

หมายเหตุ : Special TOU rate ใช้กับผู้ติดตั้ง PV เท่านั้น เพื่อสร้างแรงจูงใจในการติดตั้ง PV

จากการวิเคราะห์โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในต่างประเทศ บางประเทศ เช่น ประเทศญี่ปุ่น ได้มีการปรับอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อดึงดูดใจให้ผู้ที่สนใจลงทุนระบบ PV-storage hybrid และ เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวัน ผู้วิจัยจึงออกแบบโครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษที่เพิ่มราคาค่าไฟฟ้าในช่วง Regular และ ช่วง On-peak ซึ่งเป็นช่วงที่ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV system) สามารถผลิตไฟฟ้าได้

ดังนั้นในการออกแบบ Special TOU rate จึงพิจารณาจากลักษณะการผลิตไฟฟ้าจากระบบ PV โดยแบ่งเป็นขั้นบันได 3 ขั้น แบ่งเป็น

- On-peak จันทร์-ศุกร์ 11.00-14.00
  กำหนดให้ค่าไฟสูงสุด (6 บาท) เนื่องจากต้องการให้ผู้ใช้หันมาใช้ PV และ storage เป็นหลัก เพราะเป็นช่วงที่ PV มีความสามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด
- Regular จันทร์-ศุกร์ 7.00-11.00, 14.00-22.00
  เพราะเป็นช่วงที่ PV ผลิตได้บ้างแต่ไม่มากนัก และต้องมีการใช้ไฟฟ้าจาก storage มาใช้ร่วมด้วยค่อนข้างมาก
- Off-Peak จันทร์-ศุกร์ 22.00-7.00, เสาร์-อาทิตย์ และ วันหยุดนักขัตฤกษ์

กำหนดให้ค่าไฟมีราคาต่ำสุด เนื่องจากเป็นช่วงที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ และต้องมีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ storage

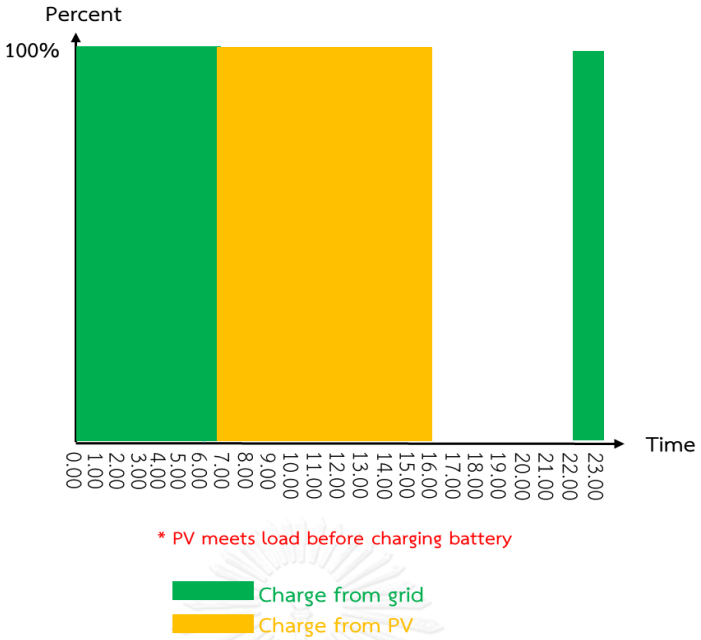
นอกจากนี้ หลังจากที่ได้วิเคราะห์ผลความคุ้มทุนของโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบ Special TOU Rate พบว่าระยะเวลาคืนทุนยังค่อนข้างนาน ผู้วิจัยจึงได้ออกแบบโครงสร้างค่าไฟเพิ่มเติมอีกหนึ่งประเภทคือ Extra Special TOU rate โดยมีเป้าหมายให้ระยะเวลาคืนทุนลดลงเหลือ 7 ปี ซึ่งโครงสร้างแบบ Extra Special TOU Rate นี้มีลักษณะโครงสร้างค่าไฟประเภท Special TOU rate เพียงแต่ไปเพิ่มราคาค่าไฟช่วง on-peak และ regular

รูปที่ 30 แสดงอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) ที่ระยะเวลาคืนทุน 7 ปี กรณี 3 กิโลวัตต์ และ 5 กิโลวัตต์

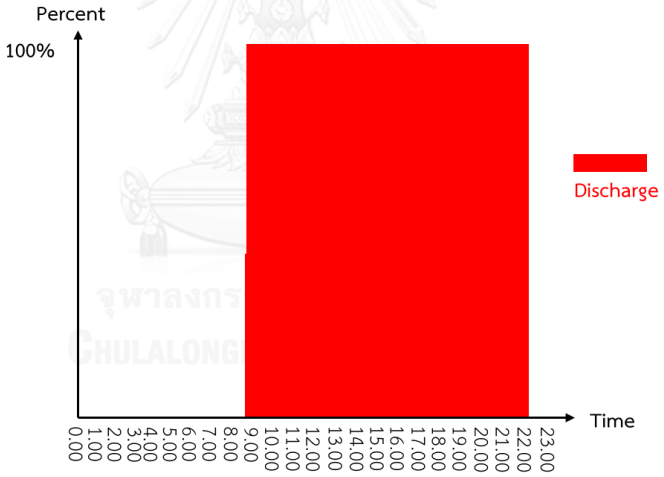
รูปที่ 30 อัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate)

3.2.4 กำหนดรูปแบบการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน

เนื่องจากการศึกษางานวิจัยในต่างประเทศ พบว่าตัวแปรหนึ่งที่ส่งผลต่อความคุ้มทุนของระบบกักเก็บพลังงาน ได้แก่ การกำหนดเวลาและปริมาณการชาร์จหรือดิสชาร์จพลังงานของแบตเตอรี่ งานวิจัยนี้จึงทำการวิเคราะห์รูปแบบการทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงานร่วม แสดงดังรูปที่ 31 และ 32



รูปที่ 31 การกำหนดรูปแบบการชาร์จแบตเตอรี่



รูปที่ 32 รูปแบบการดิสชาร์จแบตเตอรี่

รูปที่ 31 แสดงรูปแบบการชาร์จแบตเตอรี่ ในงานวิจัยได้กำหนดเวลาทำการชาร์จแบตเตอรี่จาก PV โดยตั้งเงื่อนไขว่า ช่วงเวลา 7.00 – 16.00 น. ให้ใช้ไฟฟ้าจากระบบ PV (กรณีที่ผลิตได้) ในโหลดให้หมดก่อน หากเหลือจากการใช้ในโหลดจึงนำมาชาร์จแบตเตอรี่ สำหรับช่วงเวลา 22.00 - 7.00 น. ซึ่งเป็นช่วงเวลากลางคืนที่ไฟฟ้าจากกริดราคาต่ำ จะกำหนดให้ชาร์จเข้าแบตเตอรี่ เพื่อนำมาใช้ในช่วงเวลาที่ระบบ PV ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้า และจากรูปที่ 32 ในช่วง

9.00 – 22.00 น. ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ราคาค่าไฟฟ้าสูง แสดงการปล่อยหรือดิสชาร์จพลังงานของแบตเตอรี่

3.2.5 วิเคราะห์ค่าตัวแปร

3.2.5.1 ข้อมูลปริมาณและลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Electricity Load Profiles)

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าในรูปแบบกิจการขนาดเล็ก โดยข้อมูลปริมาณ และลักษณะการใช้ไฟฟ้ามาจาก ข้อมูลการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง หน่วยกิจการขนาดเล็ก ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ปี 2558 เฉลี่ยจากจำนวน 258 แห่ง (การไฟฟ้านครหลวง 2015)

ตารางที่ 6 ข้อมูลของระบบการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงาน (PV-storage hybrid system) กำลังการผลิตติดตั้ง 3 kW

PV System Cost 3 kW				
ต้นทุนอุปกรณ์	**Size**	**Price**	**Total Price (Baht)**	**Ref.**
Module	260 W	20 Baht/W	67,572.70	การสำรวจของผู้วิจัยในเดือน พค. 2560
Inverter	3000 W	14 Baht/W	47,300.89	การสำรวจของผู้วิจัยในเดือน พค. 2560
Battery bank	14 kWh	16,978.25 Baht/kWh	238,191.27	Tesla 2017 : 4 july 2017
ต้นทุนอื่นๆ				
Installation cost		16 Baht/W	54,058.17	การสำรวจของผู้วิจัยในเดือน พค. 2560
Operation and Maintainance cost		2000 Baht/Year	2,000.00	Ecoenergythailand 2017
Other cost (permitting + engineer)		9.75 Baht/W	35,306.74	การสำรวจของผู้วิจัยในเดือน พค. 2560
ต้นทุนรวม (Total cost)				
Total PV system	3.379 kW	60.45 Baht/W	204,238.50	
Total PV system + Battery	3.379 kW	130.95 Baht/W	442,429.78	

ตารางที่ 7 ข้อมูลของระบบการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงาน (PV-storage hybrid) กำลังการผลิตติดตั้ง 5 kW

PV System Cost 5 kW				
ต้นทุนอุปกรณ์	**Size**	**Price**	**Total Price (Baht)**	**Ref.**
Module	260 W	20 Baht/W	103,958.01	การสำรวจของผู้วิจัยในเดือน พค. 2560
Inverter	4576 W	11 Baht/W	57,176.91	การสำรวจของผู้วิจัยในเดือน พค. 2560
Battery bank	14 kWh	16,978.25 Baht/kWh	238,191.27	Tesla 2017 : 4 july 2017
ต้นทุนอื่นๆ				
Installation cost		14 Baht/W	72,770.61	การสำรวจของผู้วิจัยในเดือน พค. 2560
Operation and Maintainance cost		2000 Baht/Year	2,000.00	Ecoenergythailand 2017
Other cost (permitting + engineer)		9.75 Baht/W	54,318.07	การสำรวจของผู้วิจัยในเดือน พค. 2560
ต้นทุนรวม (Total cost)				
Total PV system	5.198 kW	55.45 Baht/W	288,223.59	
Total PV system + Battery	5.198 kW	101.27 Baht/W	526,414.87	

* ต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (PV-storage hybrid)

จากตารางที่ 6-7 ซึ่งแสดงต้นทุนของระบบ PV-storage hybrid สามารถจำแนกองค์ประกอบของต้นทุนได้ดังนี้

- ต้นทุนอุปกรณ์ คือต้นทุนที่จ่ายเงินเป็นก้อน หรือครั้งเดียวทั้งหมด ได้แก่ ต้นทุนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ แบตเตอรี่
- ต้นทุนอื่นๆ คือต้นทุนที่จ่ายเป็นรายครั้งหรือรายปี ได้แก่
  - Installation cost คือต้นทุนของค่าติดตั้ง ค่าแรง
  - ค่าอุปกรณ์ที่ใช้ในการติดตั้ง เช่น สายไฟ หรือ mounting เป็นต้น
  - Operation and Maintenance Costs หรือ O&M คือ ค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์รายปี (ecoenergythailand 2017)
  - Other costs หรือต้นทุนอื่นๆ ได้แก่ Permitting and environmental studies คือ ค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวกับขอใบอนุญาต และ Engineering and developer overhead
- ต้นทุนรวม คือ ต้นทุนรวมของระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยแบ่งเป็นราคาต้นทุนของระบบ PV อย่างเดียว และ ต้นทุนของ PV system + Battery (PV hybrid system)

โดยผู้วิจัยอ้างอิงข้อมูลต้นทุน จากการสำรวจราคาจากผู้ติดตั้งระบบ PV ในอาคารและที่อยู่อาศัย ที่เป็นหน่วยกิจการขนาดเล็ก (ณ เดือนพฤษภาคม 2560)

3.2.5.2 ข้อมูลตัวแปรด้านลักษณะของระบบ

ตารางที่ 8 ข้อมูลตัวแปรด้านลักษณะของระบบ

System parameter		
ตัวแปร	**ข้อมูล**	**ที่มา**
ขนาดกำลังการผลิต	3 และ 5 กิโลวัตต์	จากการออกแบบของผู้วิจัย
ประเภทแผงโซล่าร์	Poly crystalline	Survey ผู้ติดตั้งจำนวน 10 แห่ง
ประสิทธิภาพแผงโซล่าร์	15.87%	จากการเลือก Specification ของผู้วิจัย
ประเภทแบตเตอรี่	Lithium ion	จากการวิจัยข้างต้น
ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์	96.23%	จากการเลือก Specification ของผู้วิจัย
อัตราส่วน DC to AC	1.14	จากการเลือก Specification ของผู้วิจัย
Tilt (Latitude)	13.7 องศา	(SolarsmileKnowledge 2016)
Azimuth (หันหน้าไปทางทิศใต้)	180 องศา	(SolarsmileKnowledge 2016)
อัตราการสูญเสีย	10.44%	จากการเลือก Specification ของผู้วิจัย
อัตราการเสื่อมสภาพ*	0.5% ต่อปี	(Dobos 2014)
ช่วงเวลาที่ศึกษา	25 ปี	

Chulalongkorn University

* ข้อมูลที่อ้างอิงจากสมมติฐานหลักที่ถูกกำหนดไว้ใน National Renewable Energy Laboratory's System Advisor Model :SAM (Dobos 2014)

3.2.5.3 ข้อมูลค่าไฟตามช่วงเวลาปกติและค่าไฟตามช่วงเวลาที่ออกแบบขึ้น

ตารางที่ 9 แสดงอัตราตามช่วงเวลาปกติ (Current TOU rate) และ อัตราตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Special TOU rate)

Electricity tariff price : Small Business		
Current TOU rate	On-peak	5.1135 Baht
	Off-peak	2.6037 Baht
Special TOU rate	On-peak	6 Baht
	Regular	4.35 Baht
	Off-peak	2 Baht
Fixed monthly charge rate	312.24 Baht	

ตารางที่ 10 แสดงอัตราตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Extra Special TOU rate) ในกรณีเพิ่มราคาค่าไฟในช่วง on-peak

Electricity tariff price : Small Business		
Extra Special TOU rate 3 and 5 kW	On-peak	20 Baht
	Regular	7 Baht
	Off-peak	2 Baht

งานวิจัยได้ทำการพยากรณ์อัตราค่าไฟฟ้าในอนาคต สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงานร่วม โดยต้องการให้ระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 7 ปี ผลการพยากรณ์ระบุว่า ในกรณีกำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ ราคาค่าไฟช่วง on-peak จะต้องเพิ่มสูงขึ้นถึง 20 บาท และที่กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์ จะสูงขึ้นถึง 17 บาท โดยที่อัตราค่าไฟช่วง off-peak ไม่สามารถกำหนดให้ต่ำกว่า 2 บาทได้ เนื่องจาก ต้นทุนเฉลี่ยการผลิตไฟฟ้า (LCOE) จาก กฟผ. มีค่าประมาณ 2.45 บาท (กฟผ. 2017) ดังนั้นการกำหนดราคาที่ต่ำเกินไป จะทำให้การไฟฟ้าเสียผลประโยชน์ได้

ตารางที่ 11 อัตราการเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้า และ อัตราการเพิ่มขึ้นของปริมาณการใช้ไฟฟ้า

Electricity cost escalation rate	3.50%

- ผู้วิจัยได้คำนวณสมมติฐานอัตราการเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้า จากระบบ อยู่ที่ร้อยละ 3.5 ต่อปี โดยคำนวณจากการคาดการณ์ค่าไฟในอนาคตอีก 10 ปี

Load growth rate	3.50%

- ผู้วิจัยได้กำหนดสมมติฐานอัตราการเพิ่มขึ้นของปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากระบบ อยู่ที่ร้อยละ 3.5 ต่อปี อ้างอิงจาก (ThailandBusinessNews 2017)

3.2.5.4 ข้อมูลตัวแปรทางการเงิน

ตารางที่ 12 ข้อมูลตัวแปรทางการเงิน

Financial Parameter			
ตัวแปร	**เปอร์เซ็นต์**	**สัดส่วน**	**ที่มา**
Debt ratio	0%	ชำระด้วยเงินทุนของผู้ลงทุนทั้งหมด	-
Inflation rate	1.20%	ต่อปี	(ธนาคารแห่งประเทศไทย 2017)
Discount rate	3.28%	ต่อปี	(ธนาคารแห่งประเทศไทย 2017)
insurance rate	0.25%	ของราคาติดตั้ง	(Speer, M. Mendelsohn et al. 2010)

ตารางที่ 12 แสดงสมมติฐานด้านการเงินซึ่งสามารถอธิบายดังนี้

- อัตราส่วนหนี้ (Debt ratio) กำหนดเท่ากับ 0 เปอร์เซ็นต์ สมมติฐานโครงการ ด้วยการชำระด้วยตนเองทั้งหมด ไม่มีการกู้เงินธนาคารมาเพื่อลงทุนในระบบ
- อัตราเงินเฟ้อ (Inflation rate) กำหนดเท่ากับ 1.2 เปอร์เซ็นต์ ที่มา จากค่ากลางจากเป้าหมายปี 2560 (ธนาคารแห่งประเทศไทย 2017)
- อัตราคิดลด (Discount rate) กำหนดเท่ากับ 3.28 เปอร์เซ็นต์ สำหรับบ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็ก (ธนาคารแห่งประเทศไทย 2017)
- ค่าประกันภัย (Insurance rate) กำหนดเท่ากับ 0.25 เปอร์เซ็นต์ของราคาติดตั้ง (Speer, M. Mendelsohn et al. 2010)

3.2.6 เปรียบเทียบและวิเคราะห์ข้อมูลโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

โปรแกรมที่ใช้ในงานวิจัย

โปรแกรมที่ใช้ในการเปรียบเทียบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติ (Current TOU rate) และ โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Special TOU rate) และ และ โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) คือ โปรแกรม System

Advisor Model หรือที่เรียกกันโดยทั่วไปว่า SAM เป็นโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจาก NREL, Sandia National Laboratories, University of Wisconsin และองค์กรอื่นๆ SAM เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการประมาณการและประสิทธิภาพค่าใช้จ่ายสำหรับโครงการที่ติดตั้งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานแสงอาทิตย์ ที่สามารถระบุสภาพอากาศของสถานที่ที่ต้องการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ทั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ ค่าติดตั้ง ค่าแรง เป็นต้น โดยสามารถวิเคราะห์ แก้ไข และปรับปรุงข้อมูล ให้มีความเหมาะสม โดย SAM เป็นโปรแกรมที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน สำหรับการวิเคราะห์ความคุ้มทุนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

3.2.7 วิเคราะห์ความคุ้มทุนทางการเงิน

วิเคราะห์ค่าที่ใช้ความคุ้มค่าในการลงทุน คือ

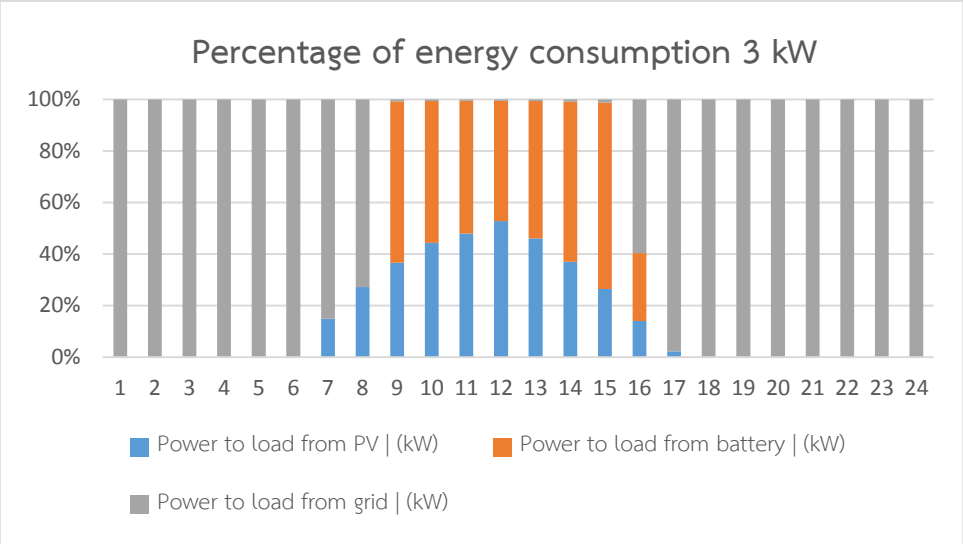
- มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value : NPV)
- อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)
- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)

3.2.8 แนวทางการสรุปผล ข้อจำกัดของงานวิจัย และข้อเสนอแนะอื่นๆ

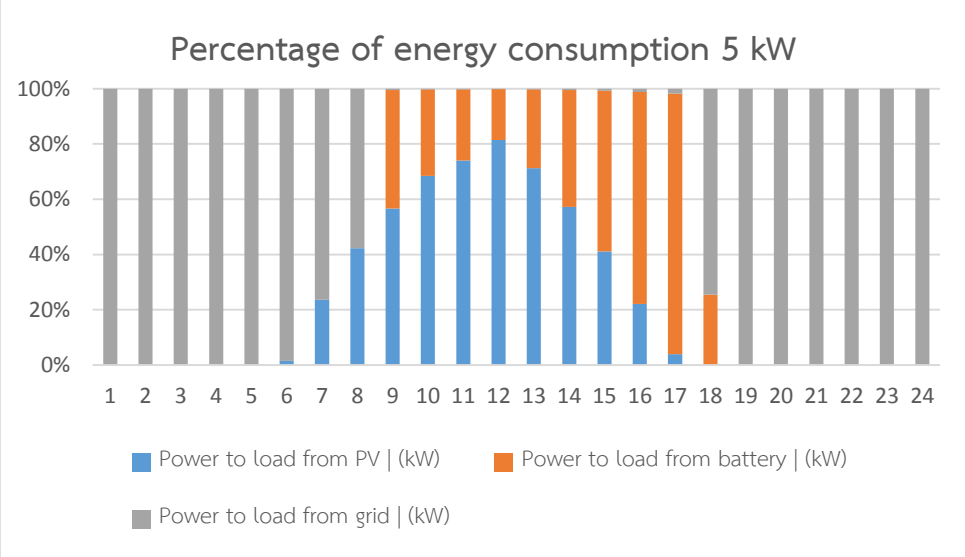
พิจารณาผลของการใช้ระบบ PV-storage hybrid ต่อฝ่ายต่างๆ คือ รัฐบาล, ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.), การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)) และ ผู้ที่ลงทุนในระบบ รวมถึงพิจารณา ข้อจำกัดงานวิจัย และ เสนอข้อเสนอแนะในงานวิจัย

บทที่ 4
ผลการศึกษา

4.1 ผลเปรียบเทียบการใช้พลังงานที่กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW



รูปที่ 33 เปอร์เซ็นต์การใช้พลังงานที่กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์



รูปที่ 34 เปอร์เซ็นต์การใช้พลังงานที่กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์

จากรูปที่ 33 และ 34 พบว่า ที่กำลังการผลิตน้อยกว่า จะมีการผลิตไฟฟ้าจาก PV ได้ปริมาณน้อย จึงควรมีแบตเตอรี่เข้ามาช่วยในช่วงเวลาที่ PV ผลิตได้ไม่พอ ดังรูปพบว่าที่กำลังการผลิต 3 kW

แบตเตอรี่เข้ามาสนับสนุนได้เพียงเวลา 9.00-16.00 น. เท่านั้น จึงยังต้องเสียค่าไฟในอัตราที่สูงในช่วงเวลา 17.00-22.00 น. แต่ที่กำลังการผลิตสูงขึ้น จะทำให้แบตเตอรี่เข้ามาสนับสนุนได้มากขึ้น ดังนั้นที่กำลังการผลิตสูงกว่า การใช้แบตเตอรี่จะเกิดประโยชน์มากกว่า

4.2 การวิเคราะห์ขนาดแบตเตอรี่

จากรูปที่ 33 และ 34 พบว่าการใช้แบตเตอรี่ได้ตอบสนองโหลดได้อย่างเหมาะสม แต่ยังไม่สามารถตอบสนองได้ทั้งหมดในช่วงอัตราค่าไฟสูง (On-peak) เนื่องจากกำลังการผลิต PV ไม่มากพอหรือความจุแบตเตอรี่ยังไม่มากพอต่อความต้องการไฟฟ้าสูงสุด จึงสรุปได้ว่าแบตเตอรี่อาจจะ undersized เล็กน้อย แต่เนื่องจากขนาดของแบตเตอรี่ในปัจจุบันยังมีไม่หลากหลาย จึงไม่สามารถกำหนดขนาดให้เพียงพอต่อความต้องการโหลดได้ งานวิจัยนี้จึงเลือกใช้แบตเตอรี่ที่มีความเหมาะสมและมีการผลิตใช้จริงในปัจจุบัน

4.3 ข้อมูลผลตอบแทนทางการเงิน

4.3.1 กรณี เปรียบเทียบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบปัจจุบัน (Current TOU rate) และ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ (Special TOU rate) และ โครงสร้างอัตราค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra special TOU rate) กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW

4.3.1.1 เปรียบค่า Net-saving ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแต่ละรูปแบบ

ตารางที่ 13 แสดง Net-saving ของระบบ กรณีกำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW

Net saving with system Year 1				
PV System		Current TOU rate	Special TOU rate	Extra special TOU rate
3 kW	PV	18,677	21,994	52,117
	PV + battery	24,670	30,479	73,542
5 kW	PV	23,693	27,921	64,502
	PV + battery	29,602	34,084	78,400

จากตาราง แสดงผลต่างระหว่างค่าไฟหลังการติดตั้งระบบกับค่าไฟก่อนติดตั้งระบบ (Net-saving) ในปีแรกของโครงการ ของการใช้โครงสร้างแต่ละรูปแบบของการติดตั้งระบบ PV เพียงอย่างเดียว และระบบ PV-storage hybridวิเคราะห์ได้ดังนี้

<u>ระบบ PV เพียงอย่างเดียว</u>

1. ที่กำลังการติดตั้ง 3 kW เปรียบเทียบจากโครงสร้างอัตราค่าไฟปกติ (Current TOU rate)
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) เพิ่ม Net-saving 3,317 บาท
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) เพิ่ม Net-saving 33,440 บาท
2. ที่กำลังการติดตั้ง 5 kW เปรียบเทียบจากโครงสร้างอัตราค่าไฟปกติ (Current TOU rate)
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) เพิ่ม Net-saving 4,228 บาท
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) เพิ่ม Net-saving 40,809 บาท

<u>ระบบ PV-storage hybrid</u>

3. ที่กำลังการติดตั้ง 3 kW เปรียบเทียบจากโครงสร้างอัตราค่าไฟปกติ (Current TOU rate)
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) เพิ่ม Net-saving 5,809 บาท
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) เพิ่ม Net-saving 48,872 บาท
4. ที่กำลังการติดตั้ง 5 kW เปรียบเทียบจากโครงสร้างอัตราค่าไฟปกติ (Current TOU rate)
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) เพิ่ม Net-saving 4,482 บาท
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) เพิ่ม Net-saving 48,798 บาท

สรุปผลดังนี้

- การปรับใช้โครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบพิเศษที่ออกแบบขึ้น จะช่วยประหยัดค่าไฟฟ้าได้มากขึ้น
- ที่กำลังการผลิต 5 kW จะมีผลประหยัดที่มากกว่าที่กำลังการผลิต 3 kW เนื่องจากมีการผลิตไฟฟ้าจาก PV ได้มากกว่า
- การใช้ PV-storage hybrid มีผลประหยัดค่าไฟที่สูงกว่าการใช้ระบบ PV เพียงอย่างเดียว เนื่องจากการประยุกต์ใช้แบตเตอรี่ได้มีประสิทธิภาพดีกว่า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 14 ข้อมลผลตอบแทนทางการเงิน กรณีกำลังการผลิต 3 และ 5 กิโลวัตต์

Financial parameter							
PV System (periods of 25 years)		3 kW			5 kW		
		Current TOU rate	Special TOU rate	Extra special TOU rate	Current TOU rate	Special TOU rate	Extra special TOU rate
LCOE (Baht/kWh)	PV	3.70	3.70	3.70	3.25	3.25	3.25
	PV + battery	8.45	8.45	8.45	6.37	6.37	6.37
NPV (Baht)	PV	205,708	285,719	1,026,456	317,684	433,206	1,480,124
	PV + battery	-134,366	-33,618	754,356	27,068	139,979	1,230,689
IRR (%)	PV	11%	13%	29%	11%	13%	28%
	PV + battery	2%	4%	15%	5%	6%	17%
PB (Years)	PV	9.90	8.50	3.80	10.00	8.70	4.20
	PV + battery	21.60	18.30	7.00	16.90	15.10	6.50
Net saving with system Year 1 (Baht)	PV	18,677	21,994	52,117	23,693	27,921	64,502
	PV + battery	24,670	30,479	73,542	29,602	34,084	78,400

จากตารางที่ 14 เปรียบเทียบความคุ้มทุนทางการเงิน ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียว และระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงานร่วม กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ และ 5 กิโลวัตต์

4.3.1.2 เปรียบเทียบค่าต้นทุนการผลิตพลังงาน (Levelized cost of energy :LCOE)

เปรียบเทียบระหว่างการใช้ระบบ PV เพียงอย่างเดียว และระบบ PV-storage hybrid

<u>กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์</u>

- ค่าต้นทุนการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์หรือ LCOE พบว่า การติดตั้งระบบ PV+ battery มีค่า LCOE มากกว่าการติดตั้งระบบ PV เพียงอย่างเดียวอยู่ 4.75 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

<u>กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์</u>

- ค่าต้นทุนการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์หรือ LCOE พบว่า การติดตั้งระบบ PV+ battery มีค่า LCOE มากกว่าการติดตั้งระบบ PV เพียงอย่างเดียวอยู่ 3.12 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

สรุปผลดังนี้

- ระบบ PV-storage hybrid มีการนำแบตเตอรี่เข้ามาในระบบ จึงมีต้นทุนการผลิตพลังงานที่สูงขึ้น แต่แนวโน้มราคาแบตเตอรี่มีแนวโน้มลดลง ค่าต้นทุนการผลิตพลังงานจะลดลงอีกในอนาคต
- ที่กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์ ระบบ PV-storage hybrid จะมีค่า LCOE เพิ่มขึ้นในอัตราที่ต่ำกว่าที่กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ เนื่องจาก ที่กำลังการผลิตสูงกว่า ค่าอุปกรณ์บางชนิด เช่น อินเวอร์เตอร์ และค่าการติดตั้งระบบ จะมีราคาต่ำกว่า

4.3.1.3 เปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV, อัตราผลตอบแทนภายใน IRR และ ระยะเวลาคืนทุน PB

<u>ระบบ PV เพียงอย่างเดียว</u>

1. กำลังการติดตั้ง 3 kW เปรียบเทียบจากโครงสร้างอัตราค่าไฟปกติ (Current TOU rate)
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) เพิ่ม NPV 80,011 บาท เพิ่ม IRR 2% และ PB ลดลง 1.4 ปี

- การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) เพิ่ม NPV 820,748 บาท เพิ่ม IRR 18% และ PB ลดลง 6.1 ปี

2. กำลังการติดตั้ง 5 kW เปรียบเทียบจากโครงสร้างอัตราค่าไฟปกติ (Current TOU rate)
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) เพิ่ม NPV 115,522 บาท เพิ่ม IRR 2% และ PB ลดลง 1.3 ปี
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) เพิ่ม NPV 1,162,440 บาท IRR 17% และ PB ลดลง 5.8 ปี

<u>ระบบ PV-storage hybrid</u>

3. กำลังการติดตั้ง 3 kW เปรียบเทียบจากโครงสร้างอัตราค่าไฟปกติ (Current TOU rate)
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) เพิ่ม NPV 100,748 บาท เพิ่ม IRR 2% และ PB ลดลง 3.3 ปี
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) เพิ่ม NPV 888,722 บาท IRR 13% และ PB ลดลง 14.6 ปี
4. กำลังการติดตั้ง 5 kW เปรียบเทียบจากโครงสร้างอัตราค่าไฟปกติ (Current TOU rate)
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) เพิ่ม NPV 112,911 บาท เพิ่ม IRR 1% และ PB ลดลง 1.8 ปี
   - การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) เพิ่ม NPV 1,203,621 บาท IRR 12% และ PB ลดลง 10.4 ปี

สรุปผลได้ดังนี้

- มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV โครงสร้างอัตราค่าไฟปกติ (Current TOU rate) และโครงสร้างอัตราค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) ของระบบ PV-storage hybrid กำลังการผลิต 3 kW มีค่าติดลบ หมายถึง ผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับน้อยกว่าเงินที่ลงทุน จึงยังไม่คุ้มค่าที่จะลงทุน
- การใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟแบบพิเศษ ทำให้ทั้งมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ผลตอบแทนอัตราภายใน IRR เพิ่มขึ้น ทั้งการติดตั้งระบบ PV อย่างเดียว และระบบ PV-storage hybrid

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

- การใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟแบบพิเศษ ทำให้ระยะเวลาคืนทุนสั้นลง ทั้งการติดตั้งระบบ PV อย่างเดียว และระบบ PV-storage hybrid

จากผลการวิจัย หากการพิจารณาจาก NPV เรียงลำดับความคุ้มทุนทางการเงิน ได้ดังนี้

1. Extra Special TOU rate 5 kW PV system (คุ้มทุนมากที่สุด)
2. Extra Special TOU rate 5 kW PV-storage hybrid system
3. Extra Special TOU rate 3 kW PV system
4. Extra Special TOU rate 3 kW PV-storage hybrid system
5. Special TOU rate 5 kW PV system
6. Current TOU rate 5 kW PV system
7. Special TOU rate 3 kW PV system
8. Current TOU rate 3 kW PV system
9. Special TOU rate 5 kW PV-storage hybrid system
10. Current TOU rate 5 kW PV-storage hybrid system
11. Special TOU rate 3 kW PV-storage hybrid system
12. Current TOU rate 3 kW PV-storage hybrid system (คุ้มทุนน้อยที่สุด)

ผลการวิจัยพบว่า

I. การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) ที่ติดตั้ง PV เพียงอย่างเดียว 5 กิโลวัตต์ (พิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ: NPV) มีความคุ้มทุนทางการเงินมากที่สุด
II. ปัจจุบัน การใช้ระบบ PV เพียงอย่างเดียวยังมีความคุ้มค่าทางการเงินที่ดีกว่าการใช้ PV-storage hybrid ทั้งการใช้โครงสร้างค่าไฟแบบปกติปัจจุบัน (Current TOU rate) และโครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate)
III. หากต้องการสนับสนุนการใช้ระบบ PV-storage hybrid การใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) จะช่วยจูงใจให้ประชาชนหันมาใช้ระบบกักเก็บพลังงานมากขึ้น เพราะมีความคุ้มทุนทางการเงินสูง
IV. แนวโน้มราคาแบตเตอรี่มีแนวโน้มลดลงอย่างรวดเร็ว ดังนั้นในอนาคต การใช้ PV-storage hybrid อาจมีความคุ้มค่าทางการเงินที่สูงกว่าการใช้ระบบ PV เพียงอย่างเดียวได้

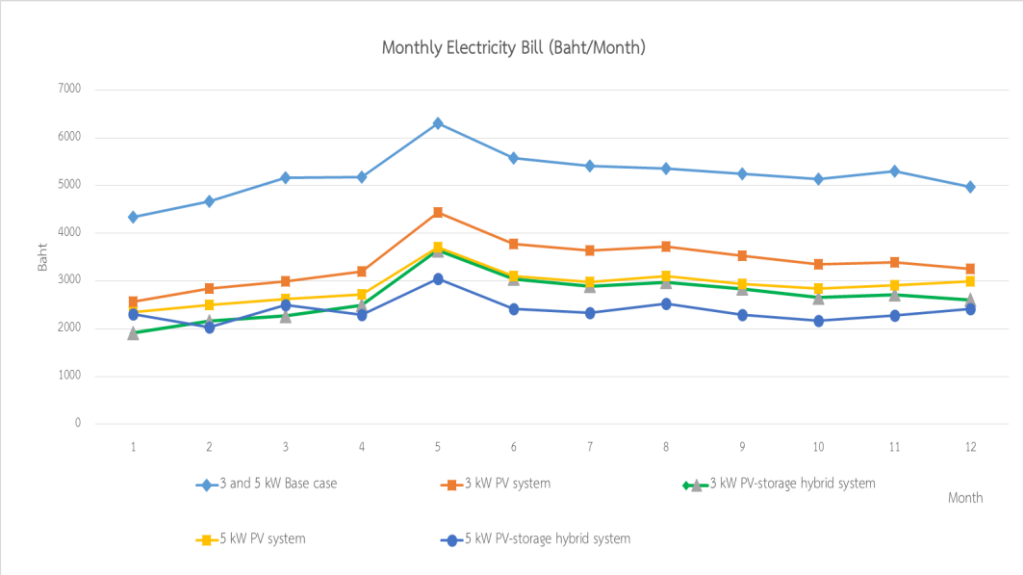
4.4 ข้อมูลผลค่าไฟสุทธิ และผลประหยัดทางการเงิน

ในการวิเคราะห์ผลค่าไฟสุทธิในช่วงเวลา 25 ปี เพื่อที่จะให้มองเห็นภาพผลประหยัดของการใช้ PV ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานมากขึ้น ผู้วิจัยจึงทำเปรียบเทียบกับกรณีฐาน หรือ Base Case คือ กรณีการใช้ไฟฟ้าจากกริดในรูปแบบอัตราตามช่วงเวลา (TOU) โดยไม่ได้ใช้ร่วมกับ PV หรือ Battery นำมาเปรียบเทียบกรณีที่ใช้ PV เพียงอย่างเดียว และกรณีใช้ PV-storage hybridผลการวิจัยแสดงดังต่อไปนี้

4.4.1 ข้อมูลผลค่าไฟสุทธิ

ผลการวิจัยวิเคราะห์ผลค่าไฟสุทธิรายเดือนในปีแรก และรายปีช่วงเวลา 25 ปี

4.4.1.1 ค่าไฟฟ้ารายเดือนในปีแรก ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ (Special TOU rate) กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW



รูปที่ 35 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายเดือนในปีแรก ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า Special TOU rate

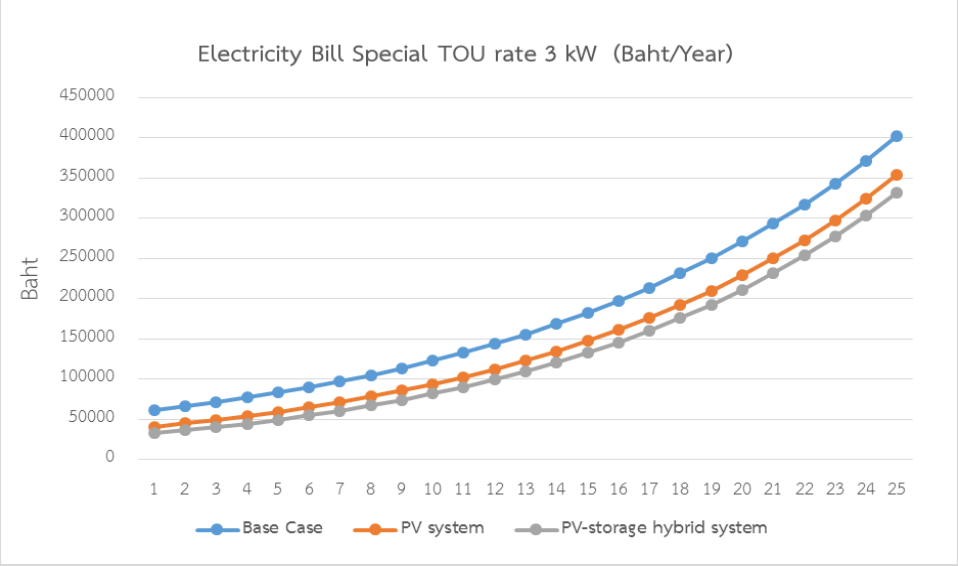
จากรูปที่ 35 แสดงการเปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายเดือนในปีแรกของ Base Case, PV system และ PV-storage hybrid system ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ (Special TOU rate) ที่กำลังการผลิต 3 และ 5 กิโลวัตต์

- วิเคราะห์รูปแบบโหลด พบว่าโหลดมีการใช้ไฟฟ้าต่ำ ในช่วงฤดูหนาว ประมาณเดือน ธันวาคม – กุมภาพันธ์ และ PV ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าในเต็มกำลัง ทำให้ค่าไฟฟ้ามีราคาค่อนข้างต่ำ แต่ในช่วงฤดูร้อน ช่วงเดือน เมษายน – มิถุนายน มีอัตราการใช้ไฟฟ้าค่อนข้าง

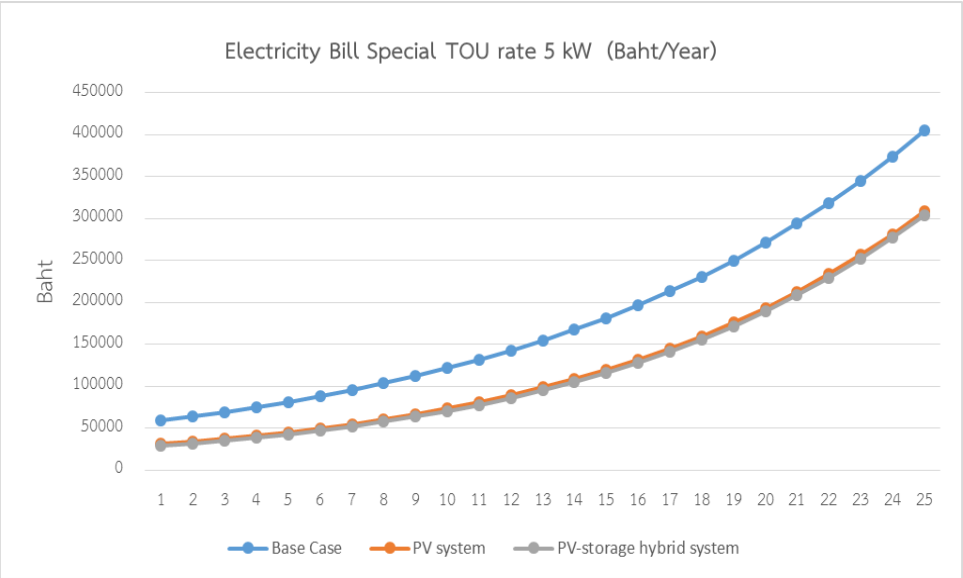
สูง อาจเนื่องจากมีการใช้เครื่องปรับอากาศ และเครื่องใช้ไฟฟ้าอื่นๆในปริมาณมาก ส่งผลให้ค่าไฟฟ้ามีปริมาณที่สูง การมี PV-storage hybrid จะช่วยลดค่าไฟฟ้าในส่วนนี้ได้

- วิเคราะห์รูปแบบการผลิตไฟฟ้า การใช้ PV เมื่อเปรียบเทียบ กับ Base Case การใช้ PV system จะทำให้ประหยัดค่าไฟฟ้าได้ และเมื่อนำแบตเตอรี่เข้ามาร่วมในระบบ จะยิ่งเป็นการช่วยลดค่าไฟฟ้า แสดงดังรูป เนื่องจากในกรณี PV ผลิตได้เกินความต้องการไฟฟ้า แบตเตอรี่จะสามรถเก็บพลังงานที่เกินไว้ เพื่อมาช่วยในช่วงที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ อีกทั้งแบตเตอรี่จะช่วยสำรองไฟในช่วงราคาค่าไฟต่ำ เพื่อมาสนับสนุนโหลดในช่วงราคาค่าไฟสูง จึงเป็นการช่วยประหยัดไฟฟ้าอีกทางหนึ่งด้วย
- วิเคราะห์รูปแบบกำลังการผลิตไฟฟ้า จากรูปแสดงได้ว่าการใช้ที่กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์ จะมีการประหยัดค่าไฟได้มากกว่าที่กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ เนื่องจากที่มีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าทำให้ช่วยสนับสนุนโหลดได้ดีกว่า ทำให้การใช้แบตเตอรี่มาสนับสนุนในช่วงที่ PV ผลิตไม่ได้ มีประสิทธิภาพมากกว่าที่กำลังการผลิตต่ำ ที่ แบตเตอรี่ต้องไปสนับสนุนโหลดช่วงที่ PV ผลิตไม่พออีกด้วย ทำให้ไม่มีกำลังไฟฟ้าเหลือมาสนับสนุนโหลดในช่วงเย็น ซึ่งยังเป็นช่วงที่ราคาค่าไฟสูง

4.2.1.2 ค่าไฟฟ้าสุทธิรายปี ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ (Special TOU rate) กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW



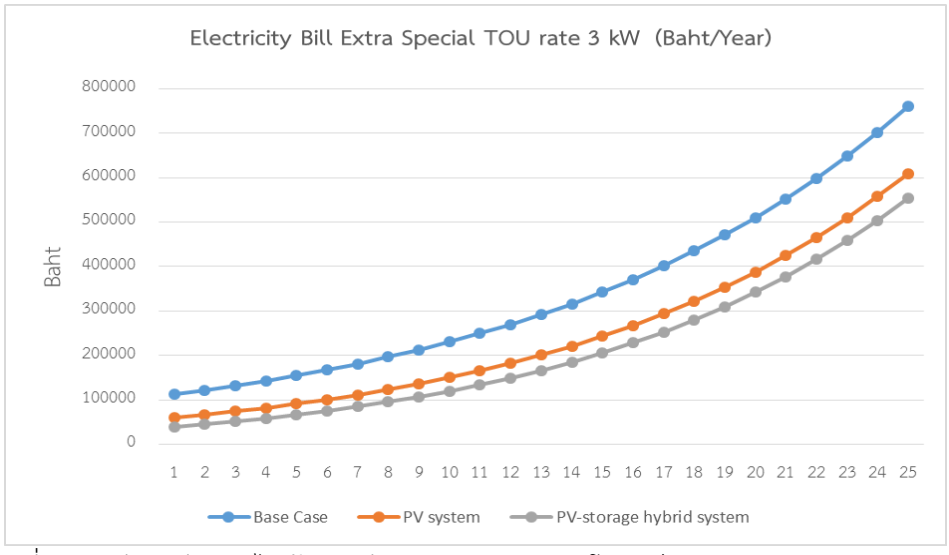
รูปที่ 36 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายปี กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ Special TOU rate



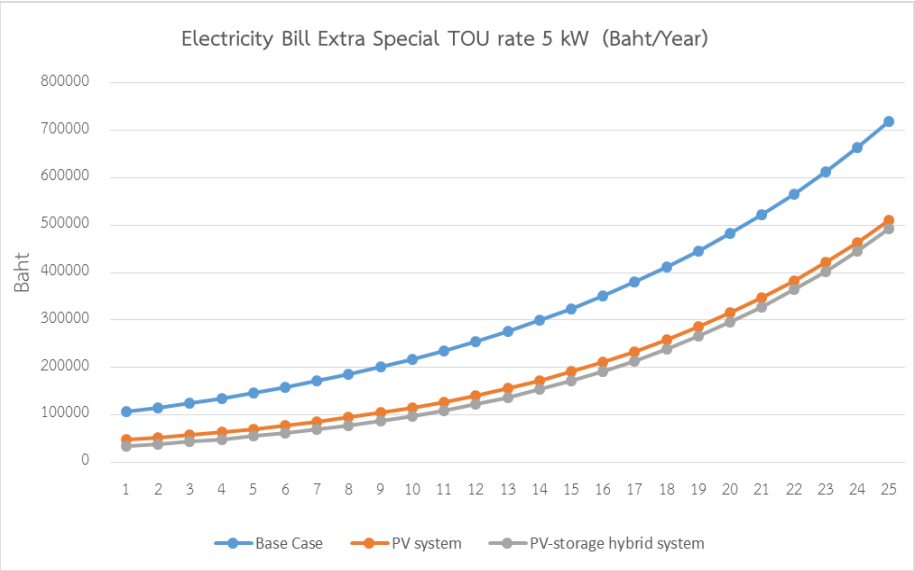
รูปที่ 37 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายปี กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์ Special TOU rate

ผลการวิจัยพบว่า การมี PV เพียงอย่างเดียว หรือ PV-storage hybrid ทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายไฟฟ้ารายปีได้ แสดงดังรูป แต่เมื่อเปรียบเทียบระหว่างการติดตั้ง PV เพียงอย่างเดียว และ PV-storage hybrid พบว่าประหยัดค่าใช้จ่ายไฟฟ้ารายปีได้เพียงเล็กน้อย แต่แนวโน้มจะสามารถประหยัดค่าไฟฟ้ารายปีได้เพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาแบตเตอรี่มีแนวโน้มลดลงอย่างรวดเร็ว เมื่อต้นทุนแบตเตอรี่มีราคาต่ำ การใช้ PV-storage hybridจะทำให้ประหยัดค่าไฟฟ้าได้มากขึ้นด้วย

4.2.1.3 ค่าไฟฟ้าสุทธิรายปี ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) กำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW



รูปที่ 38 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายปี กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ Extra Special TOU rate



รูปที่ 39 เปรียบเทียบค่าไฟฟ้ารายปี กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์ Extra Special TOU rate

นอกจากปัจจัยของแนวโน้มราคาแบตเตอรี่ลดลง ที่ทำให้ประหยัดค่าไฟฟ้ารายปีมากขึ้น ปัจจัยการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟ เป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่ทำให้ประหยัดค่าไฟฟ้ารายปีเพิ่มขึ้น จากรูปที่ 39 พบว่าเมื่อปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ทำให้ค่าไฟฟ้ารายปีเมื่อใช้ PV และ PV-storage hybridลดลงจาก base case เพิ่มมากขึ้น

4.2.2 เปรียบเทียบผลประหยัดทางการเงินช่วงเวลา 25 ปี (Value of electricity saving in 25 years)

แสดงผลเปรียบเทียบงานวิจัยของแต่ละโครงสร้าง ระหว่าง Base Case, PV system, PV-storage hybrid system ของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบปัจจุบัน (Current TOU rate) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ (Special TOU rate) และ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟช่วงเวลา on-peak (Extra Special TOU rate) ที่กำลังการผลิต 3 และ 5 กิโลวัตต์ แสดงดังตาราง

ตารางที่ 15 เปรียบเทียบผลประหยัดทางการเงินช่วงเวลา 25 ปี (Value of electricity saving in 25 years)

Value of energy saving in 25 years						
Electricity bill (periods of 25 years) (Baht)	3 kW			5 kW		
	Current TOU rate	Special TOU rate	Extra special TOU rate	Current TOU rate	Special TOU rate	Extra special TOU rate
Base Case	4,555,535.30	4,715,700.50	8,568,687.00	4,555,535.30	4,715,700.50	8,112,181.00
PV system	3,713,738.80	3,724,931.90	6,194,206.90	3,321,216.80	3,262,710.40	4,986,708.80
Saving with PV	841,781.50	990,780.50	2,374,471.20	1,234,319.00	1,452,990.10	3,125,472.20
PV-storage hybrid system	3,463,187.60	3,369,420.30	5,300,593.50	3,074,952.60	3,006,701.20	4,020,765.00
Saving with PV-storage hybrid	1,092,349.00	1,346,280.80	3,268,111.80	1,480,582.20	1,708,999.30	4,091,416.00

งานวิจัยวิเคราะห์ผลประหยัดทางการเงิน เปรียบเทียบระหว่าง Base Case หรือกรณีที่ไม่ได้ติดตั้งทั้ง PV และ battery กับกรณีที่ติดตั้ง PV เพียงอย่างเดียว และ กรณีที่ใช้ PV-storage hybrid จากตารางที่ 15 สามารถอธิบายผลการวิจัยได้ดังนี้

วิเคราะห์ผลประหยัดกรณีใช้ระบบ PV และระบบ PV-storage hybrid เทียบกรณี base case

1. กรณีใช้ระบบ PV เพียงอย่างเดียว
   - เมื่อใช้ระบบ PV 3 kW การใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra special TOU rate) มีผลประหยัดทางการเงินในช่วงเวลา 25 ปี มากถึง 2,347,471.20 บาท ซึ่งเพิ่มขึ้นจากผลประหยัดโครงสร้างอัตราค่าไฟแบบปกติ (Current TOU rate) ถึง 1,532,689.70 บาท
   - เมื่อใช้ระบบ PV 5 kW การใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra special TOU rate) มีผลประหยัดทางการเงินในช่วงเวลา 25 ปี มากถึง 3,125,472.20 บาท ซึ่งเพิ่มขึ้นจากผลประหยัดโครงสร้างอัตราค่าไฟแบบปกติ (Current TOU rate) ถึง 1,891,153.20 บาท
2. กรณีใช้ระบบ PV-storage hybrid
   - เมื่อใช้ระบบ PV-storage hybrid 3 kW การใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra special TOU rate) มีผลประหยัดทางการเงินในช่วงเวลา 25 ปี มากถึง 3,268,111.80 บาท ซึ่งเพิ่มขึ้นจากผลประหยัดโครงสร้างอัตราค่าไฟแบบปกติ (Current TOU rate) ถึง 2,175,762.80 บาท

- เมื่อใช้ระบบ PV-storage hybrid 5 kW การใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra special TOU rate) มีผลประหยัดทางการเงินในช่วงเวลา 25 ปี มากถึง 4,091,416.00บาท ซึ่งเพิ่มขึ้นจากผลประหยัดโครงสร้างอัตราค่าไฟแบบปกติ (Current TOU rate) ถึง 2,610,833.80 บาท

อธิบายผลการวิจัย ดังนี้

- วิเคราะห์ผลประหยัดกรณีปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า พบว่าโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษที่ออกแบบขึ้นช่วยให้มีผลประหยัดทางการเงินเพิ่มขึ้น เนื่องจากโครงสร้างค่าไฟที่ออกแบบขึ้นจะช่วยจูงใจให้ประชาชนหันมาใช้ PV และยังช่วยดึงดูดใจผู้ที่สนใจลงทุนติดตั้งระบบ PV Hybrid Storage มากขึ้น
- วิเคราะห์ผลประหยัดทางการเงินหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงานร่วม ขนาดกำลังการผลิต 3 และ 5 kW พบว่า การใช้ ระบบ PV-storage hybridของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Extra Special TOU rate กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์มีผลประหยัดทางการเงินที่ดีที่สุดเมื่อเทียบกับกรณีไม่ติดตั้งระบบ
- วิเคราะห์เปรียบผลประหยัดทางการเงินเทียบกันของทั้งสองกำลังการผลิต พบว่าที่กำลังการผลิตสูงกว่า 5 กิโลวัตต์ ให้ผลประหยัดทางการเงินที่สูงกว่า ทั้งการติดตั้ง PV เพียงอย่างเดียว หรือการติดตั้ง PV-storage hybrid เนื่องจากที่ PV กำลังการผลิตสูงกว่า มีความสามารถในการสนับสนุนโหลดได้มากกว่า แบตเตอรี่จึงสามารถเก็บพลังงานไว้เพื่อปล่อยในช่วงเวลาที่ PV ไม่สามารถผลิตได้ ได้ประสิทธิภาพที่ดีกว่า ทำให้ไม่ต้องเสียค่าไฟในช่วงที่แพงในส่วนนี้

บทที่ 5
สรุปผลการศึกษา

5.1 สรุปผลการวิจัย

5.1.1 สรุปการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

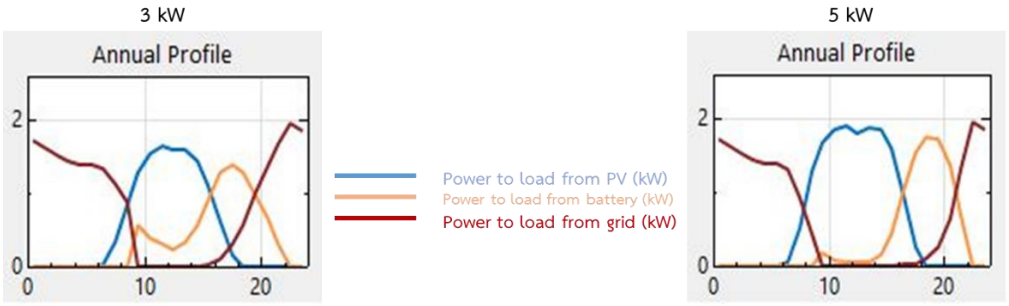
จากการวิจัยในข้างต้น ผลการวิจัยพบว่า เมื่อปรับเปลี่ยนโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติในปัจจุบัน ให้เป็นโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษ ทำให้เกิดความคุ้มทุนมากขึ้น ทั้งในแง่เชิงเศรษฐศาสตร์ การลงทุน และการก่อให้เกิดประโยชน์ในอนาคต สรุปผลได้ดังนี้

สรุปผลตอบแทนทางการเงิน

จากผลการวิจัยข้างต้น สรุปการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน ของ 6 โครงสร้างเรียงลำดับความคุ้มทุนจากมากไปน้อย เฉพาะการติดตั้ง PV-storage hybrid system ดังนี้ เรียงลำดับความคุ้มทุนทางการเงิน วิเคราะห์จากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ได้ดังนี้

1. **Extra Special TOU rate 5 kW PV-storage hybrid system (คุ้มทุนมากที่สุด)**
2. **Extra Special TOU rate 3 kW PV-storage hybrid system**
3. **Special TOU rate 5 kW PV-storage hybrid system**
4. **Current TOU rate 5 kW PV-storage hybrid system**
5. **Special TOU rate 3 kW PV-storage hybrid system**
6. **Current TOU rate 3 kW PV-storage hybrid system (คุ้มทุนน้อยที่สุด)**

แสดงให้เห็นว่า การปรับโครงสร้างค่าไฟทำให้ระบบ PV+ storage มีความคุ้มทุนทางการเงินที่ดีขึ้น และจากสมมติฐานที่อ้างอิงในต่างประเทศที่ว่า ขนาดของกำลังการผลิตที่เหมาะสมส่งผลต่อความคุ้มทุน จากการวิจัย พบว่า ที่กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์ มีความคุ้มทุนมากกว่าที่กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์ อาจเกิดจากหลายปัจจัย ทั้งการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ได้อย่างมีประสิทธิภาพ หรือ ราคาต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV system) ที่ 5 กิโลวัตต์ น้อยกว่า 3 กิโลวัตต์ ฯลฯ และด้วยปัจจัยเหล่านี้ ทำให้ผู้ที่สนใจลงทุนติดตั้งระบบ PV-storage hybrid มีแรงจูงใจในการหันมาใช้เพิ่มขึ้น ทั้งนี้การตัดสินใจติดตั้งระบบ PV-storage hybrid ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยของผู้ที่ลงทุนว่ายอมรับความเสี่ยงได้มากน้อยเพียงใด อาจจะพิจารณาระยะเวลาคืนทุนว่ายอมรับได้หรือไม่ เพราะการมี battery เข้ามาในระบบจะทำให้ มีระยะเวลาคืนทุนที่นานกว่าการใช้ PV เพียงอย่างเดียว



40 (a) 40 (b)

รูปที่ 40 กำลังไฟฟ้าเข้าสู่โหลด 3 kW และ 5 kW

จากรูปที่ 40 (a) สามารถสรุปได้ดังนี้

- ในช่วง peak (On-peak) ซึ่งเป็นช่วงที่มีอัตราค่าไฟฟ้าจากกริดสูงที่สุด มีการใช้ไฟฟ้าจาก PV ที่มีต้นทุนถูกกว่า ซึ่งส่วนหนึ่งนำมาสนองโหลด และอีกส่วนหนึ่งนำมาชาร์จแบตเตอรี่ แต่เนื่องจากขนาดกำลังผลิตที่ 3 kW มีขนาดใหญ่ไม่พอรองรับความต้องการไฟฟ้า จึงอาจชาร์จแบตเตอรี่ได้ไม่เต็มความจุ จึงทำให้ต้องดึงไฟฟ้าจากกริดซึ่งมีราคาสูงมาใช้ส่วนหนึ่ง
- ในช่วงเย็น (Regular) เป็นช่วงที่ PV ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ พลังงานจากแบตเตอรี่จะเข้ามาสนองโหลด ทำให้ประหยัดค่าไฟจากการไฟฟ้า
- ในช่วงเวลากลางคืน (Off-peak) เป็นช่วงที่ราคาค่าไฟต่ำที่สุด จึงนำไฟฟ้าราคาถูกจากกริดมาใช้พร้อมทั้งได้มีการชาร์จไฟฟ้าเข้าแบตเตอรี่ เพื่อมาตอบสนองในช่วงเวลากลางวันและเย็นด้วย

จากรูปที่ 40 (b) สามารถสรุปได้ดังนี้

- ในช่วง peak (On-peak) ซึ่งเป็นช่วงที่มีอัตราค่าไฟฟ้าจากกริดสูงที่สุด โดยที่กำลังการผลิต 5 kW มีการใช้ไฟฟ้าจาก PV ได้ตอบสนองความต้องการโหลดเกือบทั้งหมด และมีการชาร์จพลังงานเข้าแบตเตอรี่ในกรณีพลังงานไฟฟ้าเหลือจากการใช้ในโหลด
- ในช่วงเย็น (Regular) เป็นช่วงที่ PV ไม่สามารถผลิตได้ พลังงานจากแบตเตอรี่จะมาสนองความต้องการโหลด ทำให้ประหยัดค่าไฟ
- ในช่วงเวลากลางคืน (Off-peak) เป็นช่วงที่ราคาค่าไฟต่ำที่สุด จึงทำให้ใช้ไฟจากกริด และชาร์จไฟฟ้าเข้าแบตเตอรี่ เพื่อมาสนองในช่วงเวลาที่ PV ไม่สามารถผลิตได้ ซึ่งปัจจัยนี้ส่งให้ที่กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์มีความคุ้มทุนมากกว่าที่กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์

5.1.2 สรุปการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

5.1.2.1 สรุปผลเปรียบเทียบค่าไฟฟ้าสุทธิ

จากการวิเคราะห์ ค่าไฟฟ้าสุทธิหลังการติดตั้ง ระบบ PV-storage hybrid จะมีค่าไฟสุทธิที่น้อยกว่าระบบที่ไม่ได้ติดตั้งทั้ง PV และ battery และน้อยกว่าที่ติดตั้งระบบ PV เพียงอย่างเดียว รวมถึงการมีโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Special TOU rate) และ โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) ทำให้ค่าไฟฟ้าสุทธิลดลงจากโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปัจจุบัน (Current TOU rate) มากขึ้น ดังนั้นจึงสรุปผลได้ว่า

- การใช้ระบบ PV-storage hybrid จะทำให้ค่าไฟสุทธิลดลงมากที่สุด ในทุกกำลังการผลิต ทั้ง 3 กิโลวัตต์ และ 5 กิโลวัตต์
- การใช้โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) จะทำให้ค่าไฟลดลงจากค่าไฟปกติมากที่สุด
- ดังนั้น การออกแบบโครงสร้างค่าไฟฟ้าให้เหมาะสมจะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่เกิดประโยชน์สูงสุด และช่วยประหยัดค่าไฟฟ้าในที่อยู่อาศัย หรือ อาคารที่พักอาศัยได้

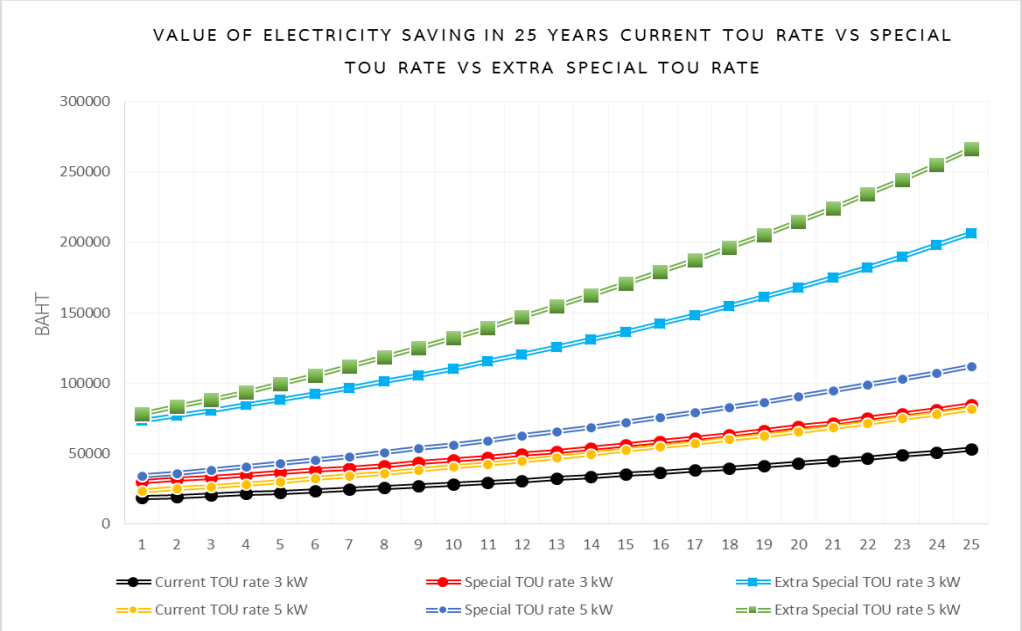
5.1.2.2 สรุปเปรียบเทียบผลประหยัดทางการเงิน

วิเคราะห์ผลประหยัดทางการเงิน ในระยะเวลา 25 ปี (Value of electricity saving in 25 years) ของระบบ PV-storage hybrid ผลประหยัดของกำลังการผลิต 3 kW และ 5 kW สรุปผลการวิจัย ดังนี้

- การใช้ระบบ PV-storage hybrid จะทำให้มีผลประหยัดทางการเงินมากที่สุด เมื่อเทียบกับกรณีไม่ติดตั้งทั้ง PV และ battery และกรณีติดตั้งระบบ PV เพียงอย่างเดียว
- การใช้โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) จะช่วยให้เกิดผลประหยัดที่มากขึ้นเป็นอย่างมากในระยะยาว จูงใจให้ประชาชนมาใช้ระบบ PV-storage hybrid

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สรุปผลโดยการแสดงเปรียบเทียบโครงสร้างค่าไฟฟ้าทั้ง 3 โครงสร้าง แสดงดังรูป



รูปที่ 41 เปรียบเทียบผลประหยัดทางการเงินในช่วงเวลา 25 ปี ของทั้ง 3 โครงสร้าง

จากรูป โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษเพิ่มราคาค่าไฟ (Extra Special TOU rate) กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์ มีผลประหยัดทางการเงินในช่วงเวลา 25 ปีสูงที่สุด มีค่าเท่ากับ 4,020,764.9 บาท เพิ่มขึ้นจากผลประหยัดโครงสร้างโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปัจจุบัน (Current TOU rate) ถึง 945,812.4 บาท จึงสรุปได้ว่าการปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบพิเศษให้เหมาะสม จะช่วยจูงใจให้ประชาชนลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน แต่หากเป็นธุรกิจหรือกิจการที่ไม่สามารถลดใช้ไฟฟ้าได้ จะทำให้ผู้ลงทุนเหล่านั้นหันมาใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงานร่วม (PV-storage hybrid) มากขึ้น เพราะมีความคุ้มทุนมากกว่า และได้ใช้พลังงานสะอาดอีกด้วย แต่ในกรณีเพิ่มราคาค่าไฟนี้เป็นกรณีที่เกิดขึ้นได้ยาก เนื่องจากปัจจุบันภาครัฐยังไม่มีการสนับสนุนการใช้ PV-storage hybrid อย่างเต็มที่ แต่หากในอนาคตรัฐบาลและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมีการหันมาสนับสนุนการใช้ PV-storage hybrid อย่างจริงจัง กรณีจะเป็นแนวคิดที่สามารถนำไปใช้ได้ในอนาคตได้

5.2 อภิปรายผลการวิจัย

การมีโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบตามช่วงเวลาในปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบกักเก็บพลังงาน (PV-storage hybrid) มีระยะเวลาคุ้มทุนที่ค่อนข้างสูง แต่หากทำการ

ปรับเปลี่ยนโครงสร้างค่าไฟฟ้าให้มีความเหมาะสมมากขึ้น รวมถึงปัจจัยของขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม แสดงจากการเปรียบเทียบที่กำลังการผลิตที่ต่างกันในผลการทดลอง จะช่วยทำให้เกิดประโยชน์ทุกฝ่าย ทั้งต่อรัฐบาล ผู้บริหารจัดการระบบไฟฟ้า ประชาชนทั่วไป และผู้ที่สนใจลงทุนระบบ PV การที่มีโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ

ผลกระทบต่อรัฐบาล

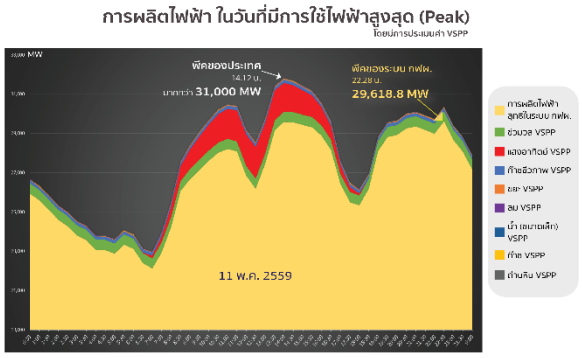
การมีโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบใหม่นี้ จะช่วยกระตุ้นให้ผู้บริโภคหันมาใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานมากขึ้น ส่งผลให้มีการลดใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน ซึ่งสอดคล้องกับนโยบายที่ภาครัฐทำในปัจจุบันที่ต้องการให้ประชาชนลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง

ผลกระทบต่อผู้บริหารจัดการระบบไฟฟ้า (การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง)

เมื่อมีระบบ PV-storage hybrid มากขึ้น จะดีกว่าการเพิ่มขึ้นของระบบ PV เพียงอย่างเดียว เนื่องจากการผลิตพลังงานจาก Solar PV หรือพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่นมากเกินความต้องการ ไฟฟ้าจะไหลย้อนกลับ (Back Flow) เข้ากริด ทำให้ได้รับผลกระทบที่อาจจะลดเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้นผู้ลงทุนระบบ PV ที่มี storage นั้นจะไม่ส่งไฟฟ้าจาก PV เข้ากริด ดังนั้นจึงไม่เกิดปัญหาที่การไฟฟ้าคาดว่าจะได้รับผลกระทบ

ผลประโยชน์ต่อประชาชนทั่วไป

การมีระบบกักเก็บพลังงานมาช่วยในเวลากลางวันจะทำให้ ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในระบบลดลง ซึ่งก็หมายถึง การลดการสร้างโรงไฟฟ้าสำรองเพิ่มเติม (Reserve Load) ซึ่งทำให้ในระยะยาวจะช่วยชะลอการขึ้นของค่าไฟฟ้าเนื่องจากมีการลดการลงทุนในโรงไฟฟ้าใหม่ รวมถึงประชาชนยังได้ใช้พลังงานสะอาด และลดปัญหาโลกร้อนอีกด้วย



รูปที่ 42 ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าประเทศไทย
(การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2016)

จากรูป แสดงให้เห็นว่า ประเทศไทยมีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ทำให้การไฟฟ้าจะต้องเตรียมรับมือในการสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อเป็นกำลังสำรองเพิ่มเติม แต่หากสามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดลงได้ ก็จะเป็นผลดีแก่ประชาชนที่ไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ผ่านค่าไฟฟ้า

ผลประโยชน์ต่อผู้ที่สนใจลงทุนระบบ PV-storage hybrid

คือ การที่มีระบบกักเก็บพลังงาน จะช่วยให้มีไฟฟ้าสำรองยามเกิดเหตุขัดข้อง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อธุรกิจได้ และ การที่มีโครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ เป็นการกระตุ้นให้หันมาใช้ระบบกักเก็บพลังงาน ช่วยลดรายจ่ายในการใช้ไฟฟ้าได้ และมีผลตอบแทนทางการเงินที่ดีขึ้น

จากการวิเคราะห์การวิจัยนี้ พบว่า การที่มีการปรับเปลี่ยนโครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาในปัจจุบัน ให้เป็นโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบพิเศษ จะส่งผลดีต่อทุกฝ่าย ทั้งรัฐบาล ผู้บริหารจัดการระบบไฟฟ้า ประชาชนทั่วไป และผู้ที่สนใจลงทุนระบบ PV-storage hybrid ในส่วนของรัฐบาล สามารถนำไปกำหนดนโยบายได้ในอนาคต ในส่วนของผู้ผลิต มีเสถียรภาพของระบบเพิ่มขึ้น และในส่วนของผู้บริโภค จ่ายค่าไฟฟ้าที่ถูกลง และยังได้ใช้พลังงานสะอาดอีกด้วย

5.3 ข้อจำกัดงานวิจัย

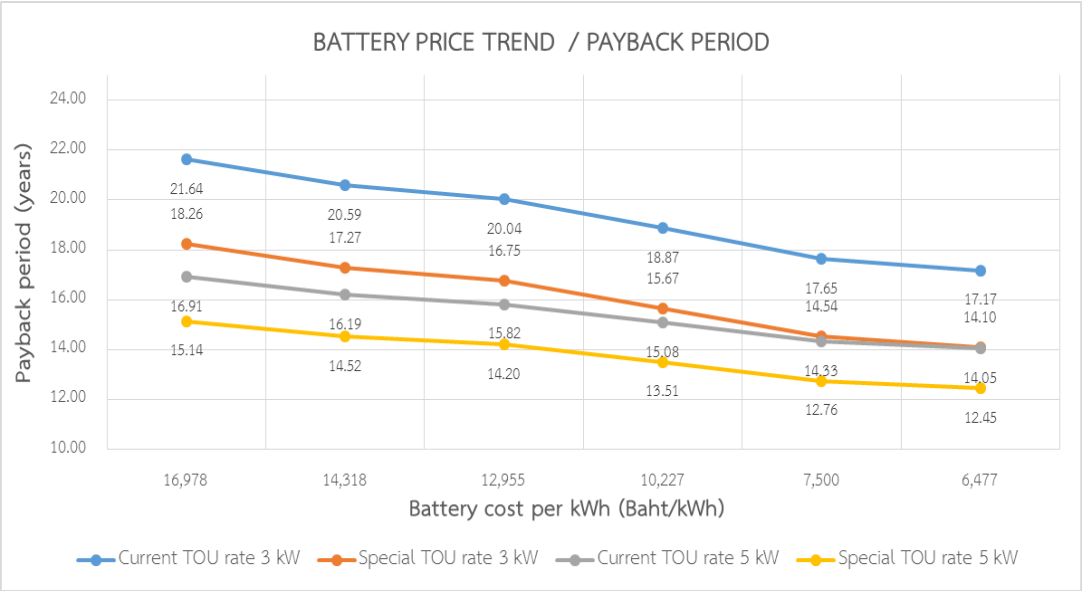
ข้อจำกัดในงานวิจัยนี้ มีหลายด้าน ทั้งขนาดแบตเตอรี่ที่ยังไม่มีขนาดความจุหลากหลาย และมีราคาสูง ทั้งการที่ต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าระบบพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง ทำให้ระยะเวลาคืนทุนค่อนข้างนาน ผู้วิจัยได้พยากรณ์เปรียบผลตอบแทนทางการเงิน กรณีแบตเตอรี่ราคาลดลงในอนาคต โดยสมมติฐานที่กำลังการผลิต 3 และ 5 kW กับ โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาปกติ (Current TOU rate) และ โครงสร้างค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบพิเศษ (Special TOU rate) แสดงดังตาราง

ตารางที่ 16 เปรียบเทียบความคุ้มทุนทางการเงินกรณีราคาแบตเตอรี่ลดลง

Financial parameter : Case Future battery price					
Battery cost per kWh (Baht/kWh)	PV + battery (periods of 25 years)	3 kW		5 kW	
		Current TOU rate	Special TOU rate	Current TOU rate	Special TOU rate
16,978.25 (ราคาปัจจุบัน 2017)	LCOE (Baht/kWh)	7.43		5.60	
	NPV (Baht)	- 134,366.00	- 33,618.30	27,067.60	139,978
	IRR (%)	2%	4%	5%	6%
	PB (Years)	21.6373	18.2563	16.9123	15.1372
14,318.29 (แนวโน้มปี 2018)	LCOE(Baht/kWh)	6.92		5.27	
	NPV (Baht)	- 95,492.80	5,255.67	65,941.60	178,852
	IRR (%)	2%	5%	6%	7%
	PB (Years)	20.5882	17.2696	16.1905	14.5186
12,954.50 (แนวโน้มปี 2020)	LCOE (Baht/kWh)	6.66		5.09	
	NPV (Baht)	- 75,561.80	25,186.60	85,872.60	198,783
	IRR (%)	3%	5%	6%	7%
	PB (Years)	20.0357	16.7477	15.8198	14.2006
10,227.28 (แนวโน้มปี 2023)	LCOE (Baht/kWh)	6.13		4.75	
	NPV (Baht)	- 35,705.70	65,042.70	125,729	238,639
	IRR (%)	4%	6%	7%	8%
	PB (Years)	18.8741	15.667	15.0767	13.507
7,500 (แนวโน้มปี 2026)	LCOE (Baht/kWh)	5.61		4.41	
	NPV (Baht)	4,151.85	104,900	165,586	278,497
	IRR (%)	5%	7%	7%	9%
	PB (Years)	17.6473	14.5351	14.3295	12.756
6,477.28 (แนวโน้มปี 2029)	LCOE (Baht/kWh)	5.42		4.29	
	NPV (Baht)	19,098.20	119,847	180,533	293,443
	IRR (%)	5%	8%	8%	10%
	PB (Years)	17.1726	14.1004	14.0498	12.4459

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

งานวิจัยได้ทำการเปรียบเทียบ LCOE และ ความคุ้มทุนทางการเงิน NPV IRR และ PB กรณีแนวโน้มราคาแบตเตอรี่ในอนาคต โดยได้อ้างอิงจากการพยากรณ์แนวโน้มราคาแบตเตอรี่ จาก (Arun and Shivkumar 2014) โดยแบ่งพิจารณาทุกๆ 3 ปี ในช่วงเวลาปี 2017-2029 ได้ผลดังตาราง จึงสรุปได้ว่า เมื่อแนวโน้มราคาแบตเตอรี่ลดลง จะทำให้ค่า LCOE ลดลง และมีความคุ้มทุนทางการเงินที่ดีขึ้น รวมถึงการใช้โครงสร้างค่าไฟแบบพิเศษ (Special TOU rate) ร่วมด้วย จะทำให้มีผลตอบแทนทางการเงินที่ดีขึ้น รวมถึงระยะเวลาคืนทุนที่สั้นลง แสดงตารางที่ 16



รูปที่ 43 ระยะเวลาคืนทุนกรณีราคาแบตเตอรี่ลดลง

จากตารางที่ 16 และ รูปที่ 43 แนวโน้มราคาของแบตเตอรี่ลดลงอย่างต่อเนื่อง ทำให้ระยะเวลาคืนทุนสั้นลง อัตราผลตอบแทนภายใน และมูลค่าปัจจุบันสุทธิเพิ่มขึ้น แสดงให้เห็นว่าในอนาคตการใช้ระบบ PV-storage hybrid มีแนวโน้มที่จะมีความคุ้มค่ามากขึ้น ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงเป็นแนวทางสำหรับงานวิจัยเพิ่มเติมในอนาคต ในเรื่องการกำหนดนโยบาย และการประยุกต์ใช้ การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบกักเก็บพลังงานร่วม และการใช้แบตเตอรี่ให้เหมาะสมกับช่วงเวลาการใช้งาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.4 ข้อเสนอแนะ

แม้ว่าในปัจจุบัน การมีระบบกักเก็บพลังงานในระบบ เป็นการเพิ่มค่าใช้จ่าย เนื่องจากราคายังค่อนข้างสูง ทำให้ระยะเวลาคืนทุนค่อนข้างนาน ไม่น่าเป็นที่ดึงดูดใจให้ผู้บริโภคหันมาใช้ระบบกักเก็บพลังงาน แต่หากมองอีกมุมว่า ในปัจจุบันเทคโนโลยีได้มีการพัฒนาอย่างรวดเร็ว ทำให้ราคาอุปกรณ์ต่างๆมีแนวโน้มลดลง ส่งผลให้ระยะเวลาคืนทุนสั้นลง การที่มีระบบกักเก็บพลังงานในระบบจึงเป็นทางเลือกที่น่าสนใจ และไฟฟ้านั้นเป็นปัจจัยพื้นฐานในการดำรงชีวิต การที่มีระบบกักเก็บพลังงาน ยังช่วยให้มีไฟฟ้าสำรองยามขาดแคลน ถ้าประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานได้อย่างเหมาะสม จะทำให้เกิดประโยชน์อย่างสูงสุด

รายการอ้างอิง

(TEPCO), T. E. P. C. (2016). Rate Calculation.

(สนพ.), ส. (2017). ระบบกักเก็บพลังงาน. กรมพลังงาน, กรมพลังงาน.

ActewAGL (2016). Our NSW business prices.

Arun, V. and K. Shivkumar (2014). Affordable batteries for green energy are closer than we think.

Bloomberg (2017). The Age of the Giant Battery Is Almost Upon Us.

Board, O. E. (2017). Electricity rates.

Bolund, B., et al. (2007). "Flywheel energy and power storage systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews 11." 235-258.

Chen, H., et al. (2008). Progress in electrical energy storage system: A critical review. Institute of Particle Science and Engineering, University of Leeds, UK.

Denholm, P., et al. (2010). The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation", Las Vegas, National Renewable Energy Laboratory Aquion, "How batteries can make a difference in your home".

Divya, K. C. and J. Ostergaard (2008). Battery energy storage technology for power systems-An overview. Technical, Technical University of Denmark.

Dobos (2014). " System Advisor Model, SAM 2011.12.2: General Description."

ecoenergythailand (2017). อัตราค่าบริการ.

EDISON, S. C. (2017). Time-Of-Use Residential Rate Plans.

Kantamneni, A., et al. (2016). Emerging economic viability of grid defection in a northern climate using solar hybrid systems. Electrical and computer Engineering, Michigan Technological University ,USA.

Martín, J. I. S., et al. (2011). Energy Storage Technologies for ElectricApplications.

Masoud Zebarjadi and A. Askarzadeh (2015). Optimization of a reliable grid-connected PV-based power plant with/without energy storage system by a heuristic approach. Institute of Science and High Technology and Environmental Sciences,, Graduate University of Advanced Technology, Iran

NPower (2016). NPower Sealed Lead-Acid Battery.

Olaszi, B. D. and J. Ladanyi (2016). Comparison of different discharge strategies of grid-connected residential PV systems with energy storage in perspective of optimal battery energy storage system sizing. Faculty of Electrical Engineering, Budapest University of Technology and Economics, Hungary

Sandy Rodrigues, et al. (2017). Analysis of the Self-Consumption Regulation for Photovoltaic Systems with Battery Banks in the Portuguese Residential Sector. Madeira Interative Technologies Institute Funchal, University of Madeira, Portugal

SolarsmileKnowledge (2016). แผงโซล่าเซลล์หันไปทางไหน.

Speer, B., et al. (2010). Insuring Solar Photovoltaics: Challenges and Possible Solutions, National Renewable Energy Laboratory.

STAFF, S. C. (2014). SolaX Power hybrid energy storage systems and batteries.

Tesla (2017). Tesla Powerwall 2 14kWh Home Battery.

ThailandBusinessNews (2017). ADB forecasts 3.5% growth for Thailand in 2017, 3.6% in 2018.

Trabish, H. K. (2009). ENERGY STORAGE GETS HOT. TODAY AT NewEnergyNews.

Wu, X.-L. and A.-W. Xu (2013). Carbonaceous hydrogels and aerogels for supercapacitors. Science, University of Science and Technology of China, China.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2016). "พีค 4 ทุ่มจุดเปลี่ยนพลังงานไทย." พีค 4 ทุ่มจุดเปลี่ยนพลังงานไทย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2015). Electricity tariff โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ธนาคารแห่งประเทศไทย (2017). รายงานนโยบายการเงิน ฉบับเดือนมีนาคม 2560.

ธนาคารแห่งประเทศไทย (2017). อัตราดอกเบี้ยในตลาดเงิน (2548-ปัจจุบัน).

ธนาพล ตันติสัตยกุล (2015). การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย. วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต.

ธีระภัทร์ แมนมิตร, ป. ด. (2015). ระบบกักเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับผู้ใช้ไฟที่มีการคิดอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้งาน. คณะวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

บริษัทเทเลพาร์ทคอร์ปอเรชั่นซัพพลายจำกัด (2017). New Update แบตเตอรี่แห้งมาใหม่ล่าสุด 2017.

ยงประยูร, ส. (2006). ระบบสะสมพลังงาน (Energy Storage), คณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรมฯ, มหาวิทยาลัยราชภัฏลำปาง.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก

ตาราง Cash flow

PRODUCTION																										
Energy (kWh)	0	4719	4695	4671	4648	4624	4601	4578	4555	4531	4509	4486	4463	4440	4418	4396	4373	4351	4329	4307	4285	4264	4242	4221	4199	4178
SAVINGS																										
Value of electricity savings ($)	0	18676	19651	20656	21684	22736	23815	24928	26078	27263	28486	29753	31064	32417	33821	35271	36773	38329	39940	41611	43351	45162	47050	49013	51060	53192
OPERATING EXPENSES																										
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	511	517	523	529	536	542	548	555	562	568	575	582	589	596	603	611	618	625	633	640	648	656	664	672	680
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	2511	2541	2571	2602	2633	2665	2697	2729	2762	2795	2829	2863	2897	2932	2967	3003	3039	3075	3112	3149	3187	3225	3264	3303	3343
Deductible expenses ($)	0	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343
PROJECT DEBT																										
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																										
Federal IBI income ($)	0																									
State IBI income ($)	0																									
Utility IBI income ($)	0																									
Other IBI income ($)	0																									
Total IBI income ($)	0																									
Federal CBI income ($)	0																									
State CBI income ($)	0																									
Utility CBI income ($)	0																									
Other CBI income ($)	0																									
Total CBI income ($)	0																									
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																										
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)		0																								
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																										
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																								
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-204239	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343
After-tax cash flow ($)	-204239	16166	17111	18085	19082	20103	21150	22231	23349	24501	25691	26925	28202	29520	30889	32304	33771	35290	36865	38499	40201	41975	43825	45749	47757	49849

3 kW Current TOU rate PV-storage hybrid system

PRODUCTION																												
Energy (kWh)	0	4684	4674	4748	4716	4677	4653	4630	4606	4583	4561	4451	4442	4518	4484	4447	4425	4403	4381	4359	4337	4316	4294	4273	4251	4230
SAVINGS																												
Value of electricity savings ($)	0	24669	24989	21525	19142	19407	20304	21245	22201	23220	24305	39043	39398	33750	29971	30477	31923	33446	35050	36741	38523	40403	42377	44458	46654	48974
OPERATING EXPENSES																												
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	1106	1119	1133	1146	1160	1174	1188	1202	1217	1231	1246	1261	1276	1292	1307	1323	1339	1355	1371	1387	1404	1421	1438	1455	1473
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	3106	3143	3181	3219	3258	3297	3337	3377	3417	3458	121582	3542	3584	3627	3671	3715	3759	3804	3850	3896	3943	3990	4038	4087	4136
Deductible expenses ($)	0	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
PROJECT DEBT																												
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																												
Federal IBI income ($)	0																											
State IBI income ($)	0																											
Utility IBI income ($)	0																											
Other IBI income ($)	0																											
Total IBI income ($)	0																											
Federal CBI income ($)	0																											
State CBI income ($)	0																											
Utility CBI income ($)	0																											
Other CBI income ($)	0																											
Total CBI income ($)	0																											
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																												
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)	0																											
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																												
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																										
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-442430	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
After-tax cash flow ($)	-442430	21563	21845	18344	15923	16149	17007	17908	18824	19803	20847	-82539	35856	30165	26343	26807	28209	29686	31245	32891	34627	36460	38387	40420	42568	44838

3 kW Special TOU rate PV system

PRODUCTION																												
Energy (kWh)	0	4719	4695	4671	4648	4624	4601	4578	4555	4531	4509	4486	4463	4440	4418	4396	4373	4351	4329	4307	4285	4264	4242	4221	4199	4178
SAVINGS																												
Value of electricity savings ($)	0	21995	23142	24324	25534	26771	28039	29349	30702	32095	33529	35016	36558	38149	39800	41509	43278	45107	47004	48971	51018	53148	55370	57684	60094	62596
OPERATING EXPENSES																												
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	511	517	523	529	536	542	548	555	562	568	575	582	589	596	603	611	618	625	633	640	648	656	664	672	680
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	2511	2541	2571	2602	2633	2665	2697	2729	2762	2795	2829	2863	2897	2932	2967	3003	3039	3075	3112	3149	3187	3225	3264	3303	3343
Deductible expenses ($)	0	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343
PROJECT DEBT																												
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																												
Federal IBI income ($)	0																											
State IBI income ($)	0																											
Utility IBI income ($)	0																											
Other IBI income ($)	0																											
Total IBI income ($)	0																											
Federal CBI income ($)	0																											
State CBI income ($)	0																											
Utility CBI income ($)	0																											
Other CBI income ($)	0																											
Total CBI income ($)	0																											
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																												
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)	0																											
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																												
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																										
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-204239	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343
After-tax cash flow ($)	-204239	19484	20601	21753	22932	24138	25374	26652	27972	29333	30734	32188	33695	35252	36868	38542	40275	42069	43929	45859	47869	49961	52145	54420	56791	59253

3 kW Special TOU rate PV-storage hybrid system

PRODUCTION																											
Energy (kWh)	0	4684	4674	4748	4716	4677	4653	4630	4606	4583	4561	4451	4442	4518	4484	4447	4425	4403	4381	4359	4337	4316	4294	4273	4251	4230
SAVINGS																											
Value of electricity savings ($)	0	30479	30756	26933	24060	24264	25343	26482	27631	28863	30167	48335	48576	42066	37258	37545	39253	41046	42927	44901	46975	49154	51434	53830	56346	58994
OPERATING EXPENSES																											
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	1106	1119	1133	1146	1160	1174	1188	1202	1217	1231	1246	1261	1276	1292	1307	1323	1339	1355	1371	1387	1404	1421	1438	1455	1473
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	3106	3143	3181	3219	3258	3297	3337	3377	3417	3458	121582	3542	3584	3627	3671	3715	3759	3804	3850	3896	3943	3990	4038	4087	4136
Deductible expenses ($)	0	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
PROJECT DEBT																											
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																											
Federal IBI income ($)	0																										
State IBI income ($)	0																										
Utility IBI income ($)	0																										
Other IBI income ($)	0																										
Total IBI income ($)	0																										
Federal CBI income ($)	0																										
State CBI income ($)	0																										
Utility CBI income ($)	0																										
Other CBI income ($)	0																										
Total CBI income ($)	0																										
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																											
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)		0																									
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																											
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																									
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-442430	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
After-tax cash flow ($)	-442430	27373	27612	23752	20841	21006	22046	23146	24255	25446	26709	-73247	45035	38482	33631	33875	35539	37286	39122	41051	43079	45211	47444	49791	52260	54858

3 kW Extra Special TOU rate PV system

PRODUCTION																											
Energy (kWh)	0	4719	4695	4671	4648	4624	4601	4578	4555	4531	4509	4486	4463	4440	4418	4396	4373	4351	4329	4307	4285	4264	4242	4221	4199	4178	
SAVINGS																											
Value of electricity savings ($)	0	52114	54923	57821	60785	63802	66894	70088	73378	76761	80251	83864	87599	91447	95439	99571	103832	108246	112811	117543	122460	127581	132917	138477	144261	150282	
OPERATING EXPENSES																											
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663	
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	511	517	523	529	536	542	548	555	562	568	575	582	589	596	603	611	618	625	633	640	648	656	664	672	680	
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	2511	2541	2571	2602	2633	2665	2697	2729	2762	2795	2829	2863	2897	2932	2967	3003	3039	3075	3112	3149	3187	3225	3264	3303	3343	
Deductible expenses ($)	0	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343	
PROJECT DEBT																											
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																											
Federal IBI income ($)	0																										
State IBI income ($)	0																										
Utility IBI income ($)	0																										
Other IBI income ($)	0																										
Total IBI income ($)	0																										
Federal CBI income ($)	0																										
State CBI income ($)	0																										
Utility CBI income ($)	0																										
Other CBI income ($)	0																										
Total CBI income ($)	0																										
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
STATE INCOME TAX																											
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State taxable income less deductions ($)	0	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343	
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State ITC ($)		0																									
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FEDERAL INCOME TAX																											
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal taxable income less deductions ($)	0	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343	
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal ITC ($)		0																									
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
After-tax annual costs ($)		-204239	-2511	-2541	-2571	-2602	-2633	-2665	-2697	-2729	-2762	-2795	-2829	-2863	-2897	-2932	-2967	-3003	-3039	-3075	-3112	-3149	-3187	-3225	-3264	-3303	-3343	
After-tax cash flow ($)		-204239	49603	52382	55250	58183	61169	64229	67391	70649	73999	77456	81036	84736	88550	92507	96604	100830	105207	109736	114432	119310	124394	129692	135213	140957	146939	

3 kW Extra Special TOU rate PV-storage hybrid system

PRODUCTION																										
Energy (kWh)	0	4684	4674	4748	4716	4677	4653	4630	4606	4583	4561	4451	4442	4518	4484	4447	4425	4403	4381	4359	4337	4316	4294	4273	4251	4230
SAVINGS																										
Value of electricity savings ($)	0	73540	74619	66976	60955	61162	63878	66698	69461	72488	75685	118102	119288	105032	93621	93573	97675	101961	106442	111125	116022	121145	126492	132081	137924	144041
OPERATING EXPENSES																										
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	1106	1119	1133	1146	1160	1174	1188	1202	1217	1231	1246	1261	1276	1292	1307	1323	1339	1355	1371	1387	1404	1421	1438	1455	1473
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	3106	3143	3181	3219	3258	3297	3337	3377	3417	3458	121582	3542	3584	3627	3671	3715	3759	3804	3850	3896	3943	3990	4038	4087	4136
Deductible expenses ($)	0	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
PROJECT DEBT																										
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																										
Federal IBI income ($)	0																									
State IBI income ($)	0																									
Utility IBI income ($)	0																									
Other IBI income ($)	0																									
Total IBI income ($)	0																									
Federal CBI income ($)	0																									
State CBI income ($)	0																									
Utility CBI income ($)	0																									
Other CBI income ($)	0																									
Total CBI income ($)	0																									
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																										
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)		0																								
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																										
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																								
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-442430	-3106	-3143	-3181	-3219	-3258	-3297	-3337	-3377	-3417	-3458	-121582	-3542	-3584	-3627	-3671	-3715	-3759	-3804	-3850	-3896	-3943	-3990	-4038	-4087	-4136
After-tax cash flow ($)	-442430	70434	71475	63795	57735	57904	60581	63361	66085	69071	72227	-3480	115746	101448	89994	89902	93960	98201	102637	107275	112126	117202	122501	128043	133838	139905

5 kW Current TOU rate PV system

PRODUCTION																													
Energy (kWh)	0	7280	7244	7207	7171	7136	7100	7064	7029	6994	6959	6924	6890	6855	6821	6787	6753	6719	6685	6652	6618	6585	6552	6520	6487	6454
SAVINGS																													
Value of electricity savings ($)	0	23693	25273	26929	28667	30485	32381	34351	36394	38506	40694	42941	45234	47590	50015	52502	55040	57649	60340	63120	65986	68944	72011	75182	78454	81851
OPERATING EXPENSES																													
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	721	729	738	747	756	765	774	783	793	802	812	822	831	841	852	862	872	883	893	904	915	926	937	948	959
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	2721	2753	2786	2820	2854	2888	2922	2957	2993	3029	3065	3102	3139	3177	3215	3254	3293	3332	3372	3413	3454	3495	3537	3579	3622
Deductible expenses ($)	0	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
PROJECT DEBT																													
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																													
Federal IBI income ($)	0																												
State IBI income ($)	0																												
Utility IBI income ($)	0																												
Other IBI income ($)	0																												
Total IBI income ($)	0																												
Federal CBI income ($)	0																												
State CBI income ($)	0																												
Utility CBI income ($)	0																												
Other CBI income ($)	0																												
Total CBI income ($)	0																												
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																													
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)		0																											
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																													
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																											
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-288224	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
After-tax cash flow ($)	-288224	20972	22519	24143	25847	27632	29493	31428	33436	35513	37665	39876	42132	44451	46838	49287	51787	54356	57008	59748	62574	65490	68516	71645	74875	78228

5 kW Current TOU rate PV-storage hybrid system

PRODUCTION																											
Energy (kWh)	0	7239	7218	7322	7185	7138	7104	7068	7031	6996	6961	6884	6864	6969	6836	6789	6757	6723	6688	6654	6621	6588	6555	6522	6489	6457
SAVINGS																											
Value of electricity savings ($)	0	29601	30609	26635	30567	33185	33850	34553	36403	38517	40706	52103	53484	46510	52447	56775	57400	58010	60359	63140	66006	68964	72030	75201	78478	81875
OPERATING EXPENSES																											
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	1316	1332	1348	1364	1380	1397	1414	1431	1448	1465	1483	1501	1519	1537	1555	1574	1593	1612	1631	1651	1671	1691	1711	1731	1752
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	3316	3356	3396	3437	3478	3520	3562	3605	3648	3692	121818	3781	3826	3872	3919	3966	4013	4062	4110	4160	4209	4260	4311	4363	4415
Deductible expenses ($)	0	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
PROJECT DEBT																											
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																											
Federal IBI income ($)	0																										
State IBI income ($)	0																										
Utility IBI income ($)	0																										
Other IBI income ($)	0																										
Total IBI income ($)	0																										
Federal CBI income ($)	0																										
State CBI income ($)	0																										
Utility CBI income ($)	0																										
Other CBI income ($)	0																										
Total CBI income ($)	0																										
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																											
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)		0																									
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																											
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																									
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-526415	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
After-tax cash flow ($)	-526415	26285	27253	23238	27131	29707	30330	30991	32799	34869	37014	-69715	49703	42683	48574	52856	53434	53997	56298	59029	61846	64754	67770	70890	74115	77460

PRODUCTION																										
Energy (kWh)	0	7280	7244	7207	7171	7136	7100	7064	7029	6994	6959	6924	6890	6855	6821	6787	6753	6719	6685	6652	6618	6585	6552	6520	6487	6454
SAVINGS																										
Value of electricity savings ($)	0	27921	29781	31732	33777	35916	38144	40458	42860	45345	47918	50562	53260	56031	58885	61804	64788	67854	71022	74288	77656	81131	84732	88459	92310	96303
OPERATING EXPENSES																										
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	721	729	738	747	756	765	774	783	793	802	812	822	831	841	852	862	872	883	893	904	915	926	937	948	959
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	2721	2753	2786	2820	2854	2888	2922	2957	2993	3029	3065	3102	3139	3177	3215	3254	3293	3332	3372	3413	3454	3495	3537	3579	3622
Deductible expenses ($)	0	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
PROJECT DEBT																										
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																										
Federal IBI income ($)	0																									
State IBI income ($)	0																									
Utility IBI income ($)	0																									
Other IBI income ($)	0																									
Total IBI income ($)	0																									
Federal CBI income ($)	0																									
State CBI income ($)	0																									
Utility CBI income ($)	0																									
Other CBI income ($)	0																									
Total CBI income ($)	0																									
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																										
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)		0																								
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																										
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																								
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-288224	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
After-tax cash flow ($)	-288224	25200	27027	28946	30957	33062	35256	37536	39902	42352	44889	47497	50158	52892	55708	58589	61534	64561	67690	70916	74243	77677	81237	84922	88730	92681

5 kW Special TOU rate PV-storage hybrid system

PRODUCTION																													
Energy (kWh)	0	7239	7218	7322	7185	7138	7104	7068	7031	6996	6961	6884	6864	6969	6836	6789	6757	6723	6688	6654	6621	6588	6555	6522	6489	6457
SAVINGS																													
Value of electricity savings ($)	0	34084	36504	29115	34168	38774	40031	40710	42869	45354	47927	60328	63781	51250	58700	66283	67840	68310	71037	74304	77671	81146	84750	88477	92328	96321
OPERATING EXPENSES																													
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	1316	1332	1348	1364	1380	1397	1414	1431	1448	1465	1483	1501	1519	1537	1555	1574	1593	1612	1631	1651	1671	1691	1711	1731	1752
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	3316	3356	3396	3437	3478	3520	3562	3605	3648	3692	121818	3781	3826	3872	3919	3966	4013	4062	4110	4160	4209	4260	4311	4363	4415
Deductible expenses ($)	0	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
PROJECT DEBT																													
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																													
Federal IBI income ($)	0																												
State IBI income ($)	0																												
Utility IBI income ($)	0																												
Other IBI income ($)	0																												
Total IBI income ($)	0																												
Federal CBI income ($)	0																												
State CBI income ($)	0																												
Utility CBI income ($)	0																												
Other CBI income ($)	0																												
Total CBI income ($)	0																												
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																													
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)		0																								
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																													
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																								
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-526415	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
After-tax cash flow ($)	-526415	30768	33148	25719	30731	35296	36511	37148	39264	41706	44235	-61490	60000	47423	54827	62364	63874	64296	66975	70194	73511	76937	80490	84166	87965	91906

5 kW Extra Special TOU rate PV system

PRODUCTION																										
Energy (kWh)	0	7280	7244	7207	7171	7136	7100	7064	7029	6994	6959	6924	6890	6855	6821	6787	6753	6719	6685	6652	6618	6585	6552	6520	6487	6454
SAVINGS																										
Value of electricity savings ($)	0	58822	62853	67093	71543	76209	81085	86163	91444	96918	102592	108426	114375	120483	126777	133213	139767	146498	153448	160609	167980	175587	183467	191607	200009	208722
OPERATING EXPENSES																										
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	721	729	738	747	756	765	774	783	793	802	812	822	831	841	852	862	872	883	893	904	915	926	937	948	959
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	2721	2753	2786	2820	2854	2888	2922	2957	2993	3029	3065	3102	3139	3177	3215	3254	3293	3332	3372	3413	3454	3495	3537	3579	3622
Deductible expenses ($)	0	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
PROJECT DEBT																										
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																										
Federal IBI income ($)	0																									
State IBI income ($)	0																									
Utility IBI income ($)	0																									
Other IBI income ($)	0																									
Total IBI income ($)	0																									
Federal CBI income ($)	0																									
State CBI income ($)	0																									
Utility CBI income ($)	0																									
Other CBI income ($)	0																									
Total CBI income ($)	0																									
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																										
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)		0																								
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																										
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																								
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-288224	-2721	-2753	-2786	-2820	-2854	-2888	-2922	-2957	-2993	-3029	-3065	-3102	-3139	-3177	-3215	-3254	-3293	-3332	-3372	-3413	-3454	-3495	-3537	-3579	-3622
After-tax cash flow ($)	-288224	56102	60100	64307	68723	73356	78197	83241	88486	93925	99564	105360	111273	117344	123600	129998	136513	143205	150116	157236	164568	172133	179972	188070	196429	205100

5 kW Extra Special TOU rate PV-storage hybrid system

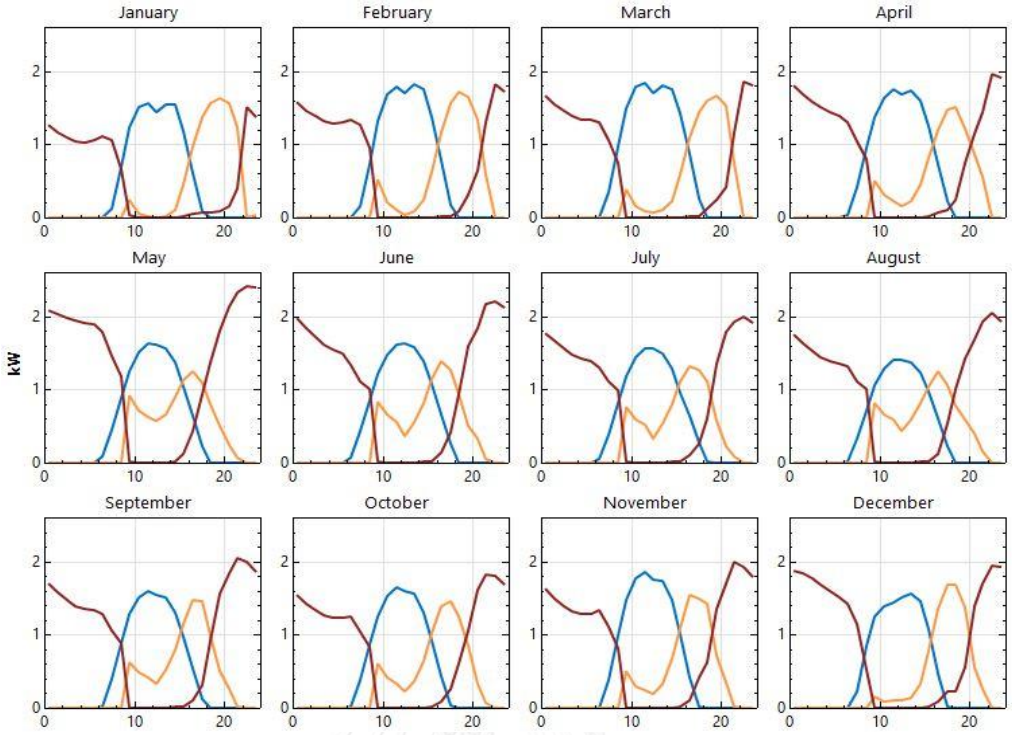
PRODUCTION																										
Energy (kWh)	0	7239	7203	7167	7131	7096	7060	7025	6990	6955	6920	6885	6851	6817	6783	6749	6715	6681	6648	6615	6582	6549	6516	6483	6451	6419
SAVINGS																										
Value of electricity savings ($)	0	72483	77011	81748	86736	91975	97465	103188	109144	115331	121752	128368	135135	142101	149287	156655	164172	171913	179920	188179	196697	205497	214625	224067	233823	243949
OPERATING EXPENSES																										
O&M fixed expense ($)	0	2000	2024	2048	2073	2098	2123	2148	2174	2200	2227	2253	2280	2308	2335	2364	2392	2421	2450	2479	2509	2539	2569	2600	2631	2663
O&M production-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Battery replacement cost ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense ($)	0	1316	1332	1348	1364	1380	1397	1414	1431	1448	1465	1483	1501	1519	1537	1555	1574	1593	1612	1631	1651	1671	1691	1711	1731	1752
Net salvage value ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense ($)	0	3316	3356	3396	3437	3478	3520	3562	3605	3648	3692	121818	3781	3826	3872	3919	3966	4013	4062	4110	4160	4209	4260	4311	4363	4415
Deductible expenses ($)	0	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
PROJECT DEBT																										
Debt balance ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES																										
Federal IBI income ($)	0																									
State IBI income ($)	0																									
Utility IBI income ($)	0																									
Other IBI income ($)	0																									
Total IBI income ($)	0																									
Federal CBI income ($)	0																									
State CBI income ($)	0																									
Utility CBI income ($)	0																									
Other CBI income ($)	0																									
Total CBI income ($)	0																									
Federal PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utility PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total PBI income ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATE INCOME TAX																										
State depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions ($)	0	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
State PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC ($)		0																								
State tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																										
Federal depreciation schedule (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal depreciation ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions ($)	0	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
Federal PTC ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC ($)		0																								
Federal tax savings ($)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs ($)	-526415	-3316	-3356	-3396	-3437	-3478	-3520	-3562	-3605	-3648	-3692	-121818	-3781	-3826	-3872	-3919	-3966	-4013	-4062	-4110	-4160	-4209	-4260	-4311	-4363	-4415
After-tax cash flow ($)	-526415	69167	73655	78352	83299	88497	93946	99626	105540	111683	118060	6550	131354	138275	145415	152736	160206	167900	175858	184069	192537	201288	210365	219755	229460	239533

ภาคผนวก ข

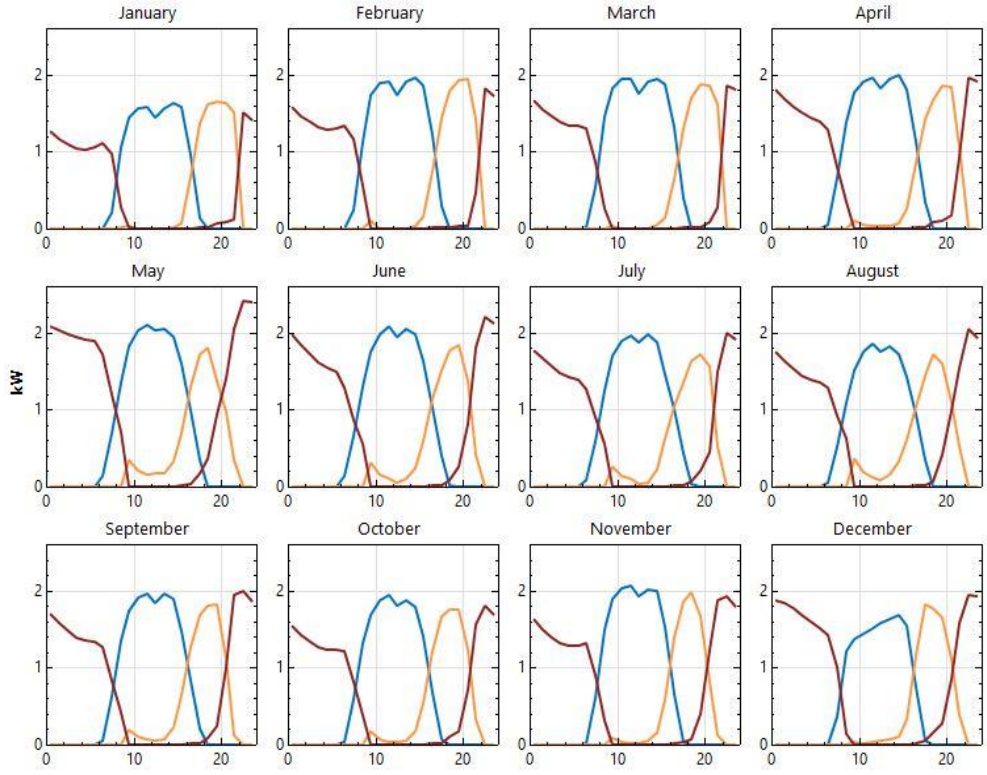
กำลังไฟฟ้าเข้าสู่โหลด 12 เดือน (ม.ค – ธ.ค)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

กำลังการผลิต 3 กิโลวัตต์



กำลังการผลิต 5 กิโลวัตต์



ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายปีติภัทร ถิระเกียรติ

เกิดเมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2535

ที่อยู่ปัจจุบัน 30/1/9 หมู่ 5 ตำบลบางพระ อำเภอเมือง จังหวัดฉะเชิงเทรา 24000

ประวัติการศึกษา

ประถมศึกษา โรงเรียนอำนวยวิทย์ จ.จันทบุรี

มัธยมศึกษาตอนต้น โรงเรียนเบญจมราชรังสฤษฎ์ 2 จ.ฉะเชิงเทรา

มัธยมศึกษาตอนปลาย โรงเรียนเบญจมราชรังสฤษฎ์ จ.ฉะเชิงเทรา

ปริญญาตรี ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า เอกไฟฟ้ากำลัง

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

และเข้าศึกษาระดับปริญญาโท หลักสูตรมหาบัณฑิต เทคโนโลยีพลังงานและการจัดการ ณ สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2558

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University