

ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมที่สุด  
เมื่อพิจารณาเงื่อนไขศักยภาพพลังงานหมุนเวียน



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.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2560  
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Optimal Hybrid Renewable Energy System  
with Consideration of Renewable Energy Potential Constraint



A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements  
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่  
เหมาะสมที่สุดเมื่อพิจารณาเงื่อนไขศักยภาพพลังงาน  
หมุนเวียน

โดย

นางสาววีรยา อัมเจริญกุล

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศน์ีย์

---

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน  
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศน์ีย์)

..... กรรมการ

(อาจารย์ ดร.พิสิษฐ์พล จิรพวงานันท์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร.ภูวนารถ ชุณหปราณ)

วีรยา อิ่มเจริญกุล : ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมที่สุดเมื่อพิจารณาเงื่อนไขศักยภาพพลังงานหมุนเวียน (Optimal Hybrid Renewable Energy System with Consideration of Renewable Energy Potential Constraint) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์, 127 หน้า.

เนื่องจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งเป็นแหล่งเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นแหล่งพลังงานที่มีแนวโน้มจะขาดแคลนในอนาคต ประเทศไทยจึงมีการส่งเสริมให้ใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น อย่างไรก็ตาม การใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าสามารถก่อให้เกิดปัญหาเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าได้ เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนมีความผันผวนอยู่ตลอดเวลา นโยบายระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด (Hybrid) เป็นวิธีการหนึ่งที่จะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีกำลังผลิตไฟฟ้าสม่ำเสมอมากขึ้น อย่างไรก็ตามการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จะขึ้นอยู่กับศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ จึงต้องมีการศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่ให้ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าสูงที่สุดในขณะที่ยังคงทำให้กำลังผลิตไฟฟ้ามีความสม่ำเสมอ และ อยู่ภายใต้ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่มีในพื้นที่

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมที่สุดภายใต้เงื่อนไขศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ ด้วยการวิเคราะห์ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าที่มากที่สุด โดยต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจะทำการพิจารณาจาก ค่าติดตั้งอุปกรณ์ ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา และ ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า สำหรับเงื่อนไขบังคับในส่วนรูปแบบการเดินเครื่องคือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างสม่ำเสมอตามนโยบาย SPP Hybrid firm ของภาครัฐ เงื่อนไขบังคับในส่วนของเชื้อเพลิงคือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดต้องผลิตไฟฟ้าได้ภายใต้ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนและแผนการจัดการแหล่งพลังงานในพื้นที่ ซึ่งแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ถูกนำมาวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และ พลังงานขยะ

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

ปีการศึกษา 2560

# # 5970317721 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: RENEWABLE ENERGY / HYBRID GENERATION / BIOMASS / SOLAR / PV / WIND  
/ BIOGAS / WASTE / RDF

VEERAYA IMCHAROENKUL: Optimal Hybrid Renewable Energy System with  
Consideration of Renewable Energy Potential Constraint. ADVISOR: ASST.  
PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 127 pp.

Since fossil fuel, which is the primary fuel source in Thailand's electrical generation system, will be insufficient in the future, the use of renewable energy in electrical generation system is encouraged. However, electrical generation from renewable energy can cause problems to electrical power system due to its intermittence and fluctuation. Hybrid renewable energy system is one of the solutions to make electricity from renewable energy system to be firmer. Nevertheless, renewable energy generation in an area is dependent on renewable energy potential. Thus, it is important to research how optimal hybrid renewable energy system provides maximum profit and generates electricity firmly under the renewable potential constraint.

This research proposes a method to determine the size and operation schedule of hybrid renewable energy system. The optimal size and operation schedule are obtained by using optimization technique to maximize profits from the electrical energy sale. The analysis is based on given renewable energy potential in the area, Thailand's policy on SPP Hybrid Firm, as well as investment cost, fuel cost, operation and management cost of each renewable energy system. The renewable energy sources that are considered in this research consist of solar energy, wind energy, biomass energy, biogas energy and waste energy.

Department: Electrical Engineering      Student's Signature .....

Field of Study: Electrical Engineering      Advisor's Signature .....

Academic Year: 2017

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากความอนุเคราะห์ของผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้ความช่วยเหลือ เอาใจใส่ และ ให้คำปรึกษาอันเป็นประโยชน์แก่ข้าพเจ้าเป็นอย่างดีตลอดการทำวิทยานิพนธ์ ขอขอบพระคุณ คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ ดร. พิสิษฐ์พล จิรพจนานุกรักษ์ และ ดร. ภูวนารถ ชุมหปราน ที่ได้สละเวลาให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนเสร็จสมบูรณ์ ขอขอบพระคุณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย บริษัท ซุปเปอร์ โซล่า เอนเนอร์ยี จำกัด บริษัท ไทยโก้ เทคโนโลยี จำกัด และ สมาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ที่กรุณาให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์

ขอขอบคุณทุนอุดหนุนการศึกษาระดับบัณฑิตศึกษาจากบัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เพื่อเฉลิมฉลองวโรกาสที่พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวภูมิพลอดุลยเดชทรงเจริญพระชนมายุครบ ๗๒ พรรษา และ ทุน ๘๐ ปี จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย กองทุนรัชดาภิเษกสมโภช

และขอขอบพระคุณบิดา มารดา พี่ชาย และ ครอบครัวของข้าพเจ้าที่ให้กำลังใจ และสนับสนุนข้าพเจ้าตลอดมา วิทยานิพนธ์ฉบับนี้คงสำเร็จลุล่วงไม่ได้เลยหากขาดกำลังใจที่ยิ่งใหญ่เหล่านั้น ขอขอบคุณรุ่นพี่ และ เพื่อนๆ ที่คอยให้คำแนะนำแก่ข้าพเจ้าเป็นอย่างดี สุดท้ายนี้ ขอขอบคุณความพยายามและความมุ่งมั่นของตัวข้าพเจ้าเอง ที่ฝ่าฟันปัญหาและความเหน็ดเหนื่อยอย่างไม่ย่อท้อ จนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

## สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญรูปภาพ.....	ฐ
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน .....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ .....	3
1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ .....	3
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	5
บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน.....	6
2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ .....	6
2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม .....	9
2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล .....	14
2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ .....	19
2.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ .....	23
บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดใน ต่างประเทศ.....	28
3.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหนึ่งระบบทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน .....	28

3.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน .....	30
3.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด (ไม่มีระบบกักเก็บพลังงาน).....	31
บทที่ 4 ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย และ หลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm .....	41
บทที่ 5 การสร้างโปรแกรมคำนวณกำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด.....	60
5.1 การแปรผันพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานไฟฟ้า .....	60
5.1.1 แหล่งพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม .....	60
5.1.2 แหล่งพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และพลังงานขยะ.....	60
5.2 การคิดสมการสำหรับคำนวณระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด .....	63
5.2.1 การคำนวณผลประโยชน์และเงินลงทุนเมื่อพิจารณามูลค่าของเงินตามกาลเวลา ..	64
5.2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1.....	67
5.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 2.....	71
5.2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 3.....	74
5.2.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 4.....	76
5.2.6 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 5.....	79
5.3 โปรแกรมแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น .....	81
5.4 การคิดต้นทุนต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด.....	83
บทที่ 6 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ ผลการทดสอบ และ การวิเคราะห์ผลการทดสอบ.....	84
6.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ .....	84
6.1.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ .....	84
6.1.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม.....	85



6.1.3 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากกลุ่มพลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซ ชีวภาพ และพลังงานขยะ .....	85
6.1.4 ศักยภาพพลังงาน.....	87
6.1.5 ข้อมูลต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน .....	87
6.2 ผลการทดสอบ และ การวิเคราะห์ผลการทดสอบ .....	88
6.2.1 กำลังการผลิตติดตั้งและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการของระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด.....	88
6.2.2 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 .....	89
6.2.3 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 2 .....	94
6.2.4 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 3 .....	97
6.2.5 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 4 .....	98
6.2.6 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 5 .....	100
6.2.7 การคิดอัตราส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดต่อกำลังการ ผลิตติดตั้ง.....	101
6.2.8 ผลการคำนวณเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงอัตรารับซื้อไฟฟ้า.....	103
6.2.9 การคิดต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละประเภท	110
บทที่ 7 สรุปผล และ ข้อเสนอแนะ .....	116
รายการอ้างอิง .....	118
ภาคผนวก.....	120
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ .....	127

## สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1 สัดส่วนของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีได้ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	7
ตารางที่ 2.2 ความเร็วลมเทียบกับความสูงของพื้นที่ทดสอบ .....	13
ตารางที่ 2.3 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานชีวมวลแต่ละชนิด.....	18
ตารางที่ 2.4 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียจากอุตสาหกรรมและสถานภาพการผลิต	21
ตารางที่ 2.5 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียจากฟาร์มปศุสัตว์และสถานภาพการผลิต.....	22
ตารางที่ 2.6 ข้อมูลปริมาณขยะมูลฝอยที่ได้รับการจัดการอย่างถูกต้องตามหลักวิชาการในปี พ.ศ. 2551.....	23
ตารางที่ 2.7 องค์ประกอบเฉลี่ยในเทศบาลที่มีปริมาณมากกว่า 100 ตัน/วัน และ 50-100 ตัน/วัน.....	24
ตารางที่ 2.8 การจัดประเภทของเชื้อเพลิงขยะ (RDF) ประเภทต่างๆ.....	27
ตารางที่ 3.1 การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายระหว่างก่อนกับหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด.....	32
ตารางที่ 3.2 ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของหมู่บ้าน Mseleni.....	33
ตารางที่ 3.3 ข้อมูลอุปกรณ์.....	34
ตารางที่ 3.4 ผลการคำนวณของกรณีศึกษาที่ 1.....	35
ตารางที่ 3.5 ผลการคำนวณของกรณีศึกษาที่ 2.....	36
ตารางที่ 3.6 ผลการคำนวณของกรณีศึกษาที่ 3.....	37
ตารางที่ 3.7 ผลการคำนวณของกรณีศึกษาที่ 4.....	38
ตารางที่ 4.1 สถานะภาพและเป้าหมายการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผน AEDP2015.	41
ตารางที่ 4.2 ศักยภาพพลังงานจากพลังงานทดแทนกลุ่ม Existing Supply แยกรายภูมิภาค ....	44
ตารางที่ 4.3 ศักยภาพพลังงานจากพลังงานทดแทนกลุ่ม Alternative Supply แยกรายภูมิภาค.....	46

ตารางที่ 4.4 สมมติฐานการแบ่งกลุ่มชีวมวลและคุณสมบัติของชีวมวลประเภทต่างๆ.....	48
ตารางที่ 4.5 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ศักยภาพทางไฟฟ้า.....	50
ตารางที่ 4.6 ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแยกตามรายภูมิภาค .....	51
ตารางที่ 4.7 ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ (RE Remaining : ktoe) รายภูมิภาค.....	53
ตารางที่ 4.8 ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ (RE Remaining : Non-Firm MWe) รายภูมิภาค.....	53
ตารางที่ 4.9 ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ (RE Remaining : Firm MWe) รายภูมิภาค ...	54
ตารางที่ 4.10 เป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าตามพื้นที่ .....	55
ตารางที่ 4.11 อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm .....	56
ตารางที่ 5.1 ความสามารถในการเพิ่มขึ้นและลดลงต่อหน่วยเวลา และ กำลังการผลิตต่ำสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยประมาณ .....	62
ตารางที่ 5.2 รูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด .....	63
ตารางที่ 6.1 ข้อมูลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย .....	88
ตารางที่ 6.2 กำลังการผลิตติดตั้งและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการที่ได้จากการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด.....	88
ตารางที่ 6.3 อัตราส่วนกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละระบบต่อกำลังการผลิตติดตั้งตามสัญญาของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด .....	102
ตารางที่ 6.4 กำลังการผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล.....	103
ตารางที่ 6.5 กำลังการผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ .....	104
ตารางที่ 6.6 กำลังการผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล.....	104
ตารางที่ 6.7 กำลังการผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ .....	105

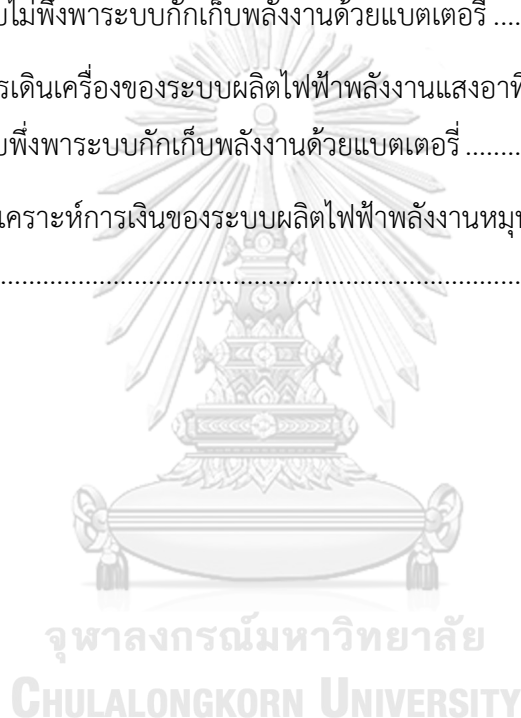


## สารบัญรูปภาพ

รูปที่ 2.1	แผนที่ความเข้มรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อเดือนของเดือนต่างๆ .....	8
รูปที่ 2.2	ส่วนประกอบของกังหันลมแบบแกนหมุนแนวนอน และ แกนหมุนแนวตั้ง.....	10
รูปที่ 2.3	แผนที่ความเร็วลมของประเทศไทยที่ระดับความสูง 90 m .....	12
รูปที่ 2.4	Power Curve ของกังหันลมขนาด 850 kW.....	13
รูปที่ 2.5	Power Curve ของกังหันลมขนาด 1,250 kW .....	13
รูปที่ 2.6	การจำลองระบบการเผาไหม้โดยตรงของชีวมวล.....	15
รูปที่ 2.7	การใช้ประโยชน์จากก๊าซชีวภาพ 1 ลูกบาศก์เมตรในรูปแบบที่แตกต่างกัน .....	20
รูปที่ 2.8	ขั้นตอนในการแปรรูปขยะเป็นเชื้อเพลิงขยะ .....	26
รูปที่ 3.1	สัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในประเทศเยอรมนี ณ ปี 2016.....	29
รูปที่ 3.2	รายละเอียดของผลการศึกษาที่คำนวณและวิเคราะห์ได้จากซอฟต์แวร์ HOMER.....	31
รูปที่ 3.3	ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดผลิตได้ภายใน ระยะเวลา 1 วัน .....	32
รูปที่ 3.4	ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของหมู่บ้าน Mseleni.....	34
รูปที่ 3.5	กระแสเงินสดของ NPC ในกรณีศึกษาที่ 1.....	35
รูปที่ 3.6	กระแสเงินสดของ NPC ในกรณีศึกษาที่ 2.....	36
รูปที่ 3.7	กระแสเงินสดของ NPC ในกรณีศึกษาที่ 3.....	37
รูปที่ 3.8	กระแสเงินสดของ NPC ในกรณีศึกษาที่ 4.....	37
รูปที่ 3.9	กราฟแสดงการเปรียบเทียบ COE ของกรณีศึกษาทั้ง 4 กรณี .....	38
รูปที่ 3.10	กราฟแสดงการเปรียบเทียบ NPC ของกรณีศึกษาทั้ง 4 กรณี.....	39
รูปที่ 4.1	แผนผังขั้นตอนการวิเคราะห์ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน .....	52
รูปที่ 5.1	สัดส่วนเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ผลิตไฟฟ้า.....	61
รูปที่ 6.1	รูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ย .....	84

รูปที่ 6.2 รูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ย .....	85
รูปที่ 6.3 รูปแบบการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิต ของ Gas Engine .....	86
รูปที่ 6.4 ช่วงเวลาในการเริ่มเดินเครื่องจนถึงกำลังผลิตสูงสุดของ Gas Engine .....	86
รูปที่ 6.5 กราฟแสดงร้อยละของประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า ณ กำลังการผลิตที่แตกต่างกัน ....	87
รูปที่ 6.6 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับพลังงาน ชีวมวลแบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่.....	90
รูปที่ 6.7 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับพลังงาน ขยะแบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่ .....	90
รูปที่ 6.8 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับพลังงานชีวมวล แบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่.....	91
รูปที่ 6.9 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับพลังงานขยะแบบ ไม่พึ่งพาแบตเตอรี่ .....	91
รูปที่ 6.10 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับระบบกักเก็บ พลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	93
รูปที่ 6.11 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะทำงานร่วมกับระบบกักเก็บ พลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	93
รูปที่ 6.12 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับผลิต ไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	94
รูปที่ 6.13 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้า พลังงานก๊าซชีวภาพ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	95
รูปที่ 6.14 รูปแบบการเดินเครื่องเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานก๊าซชีวภาพ และ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานร่วมกัน.....	96
รูปที่ 6.15 รูปแบบการเดินเครื่องเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม พลังงานก๊าซชีวภาพ และ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานร่วมกัน.....	96
รูปที่ 6.16 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้า พลังงานก๊าซชีวภาพ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	97

รูปที่ 6.17 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	98
รูปที่ 6.18 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ .....	99
รูปที่ 6.19 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ แบบพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ .....	100
รูปที่ 6.20 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานลม แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ .....	100
รูปที่ 6.21 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานลม แบบพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ .....	101
รูปที่ 6.22 แผนภาพวิเคราะห์การเงินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดตลอดอายุโครงการ .....	114



# บทที่ 1

## บทนำ

เนื้อหาของบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

### 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบัน การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย โดยส่วนมาก จะผลิตจากแหล่งพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล อย่างไรก็ตาม แหล่งพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัด และ ส่งผลเสียต่อสิ่งแวดล้อม ภาครัฐจึงจำเป็นต้องมีการส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากยิ่งขึ้น แต่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดมีข้อดีข้อเสียแตกต่างกัน เช่น ข้อดีของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ พลังงานลม คือ การไม่มีต้นทุนด้านเชื้อเพลิง และ เป็นแหล่งพลังงานที่ไม่มีวันหมด และ ข้อเสีย คือ การเกิดความผันผวนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ สำหรับข้อดีของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และ ชยะ คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีค่าค่อนข้างสม่ำเสมอ และ ข้อเสีย คือ ปริมาณเชื้อเพลิงที่มีอยู่อย่างจำกัดในแต่ละพื้นที่ คุณภาพของเชื้อเพลิง พื้นที่ในการจัดเก็บเชื้อเพลิงและการฝังกลบเถ้าเสีย และ ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ดังนั้น “นโยบายระบบผลิตไฟฟ้าแบบไฮบริด” จึงถูกคิดค้นขึ้น โดยนโยบายดังกล่าวจะเป็นการนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมาทำงานร่วมกัน เพื่อให้ระบบผลิตพลังงานหมุนเวียนมีความสม่ำเสมอมากขึ้น และ ทำให้สามารถคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าได้อย่างแม่นยำ อีกทั้ง ยังเป็นการสนับสนุนให้มีการใช้แหล่งพลังงานที่หลากหลาย ไม่พึ่งพาแหล่งพลังงานรูปแบบใดรูปแบบหนึ่งมากเกินไป และ ใช้ศักยภาพจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่อย่างคุ้มค่า ตามนโยบายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (AEDP2015) และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015) [1]

การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด นอกจากจะต้องคำนึงถึงศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่แล้ว ยังต้องคำนึงถึงกฎการเชื่อมต่อสำหรับการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้างกล่าวเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า และ ต้องคำนึงถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์อีกด้วย ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมที่สุดภายใต้เงื่อนไขศักยภาพพลังงานหมุนเวียน โดยอาศัยการวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าที่สูงที่สุด (Maximize Profit) โดยต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าติดตั้งอุปกรณ์ ค่า



ดำเนินการและบำรุงรักษา และ ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกำลังไฟฟ้า โดยมีเงื่อนไขบังคับตาม [2] คือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดนี้ต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างสม่ำเสมอตามนโยบายของภาครัฐ กล่าวคือ ต้องสามารถเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้ 100% ในช่วง Peak และ 65% ในช่วง Off-Peak (อาจจะต่ำกว่า 65% ได้ ขึ้นอยู่กับการกำหนดของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน) และ มีกำลังการผลิตที่สอดคล้องกับขีดจำกัดด้านศักยภาพพลังงานในแต่ละพื้นที่ ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม กลุ่มพลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และพลังงานขยะ โดยใช้โปรแกรมแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้นซึ่งเป็นหนึ่งในชุดคำสั่งที่อยู่ภายใน Optimization Toolbox ของโปรแกรม MATLAB

## 1.2 วัตถุประสงค์

คำนวณกำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมที่สุดภายใต้เงื่อนไขศักยภาพพลังงานหมุนเวียน และ ศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าในทางปฏิบัติ

## 1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด 5 ประเภท ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และ พลังงานขยะ (RDF)
- 2) พิจารณาให้เชื้อเพลิงสำหรับพลังงานชีวมวล มาจากเชื้อเพลิงเปลือกไม้ยูคาลิปตัส
- 3) การพิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดประเภทต่างๆ จะพิจารณาเฉพาะต้นทุนการก่อสร้าง และ ต้นทุนการดำเนินงาน
- 4) พิจารณาการใช้ระบบกักเก็บพลังงานประเภท Lithium-ion ในการทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ในบางกรณี

## 1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้
  - 1.1) ศึกษาการทำงานและความหมายของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในรูปแบบต่างๆ
  - 1.2) ศึกษาศักยภาพพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย

- 1.3) ศึกษาวิธีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรูปแบบต่างๆ
  - 1.4) ศึกษากฎการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดเข้ากับระบบไฟฟ้าของประเทศ
  - 1.5) ศึกษาต้นทุนการก่อสร้าง และ ต้นทุนค่าดำเนินงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละรูปแบบ
- 2) พัฒนาโปรแกรมคำนวณกำลังผลิตติดตั้ง และ รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมที่สุดภายใต้เงื่อนไขศักยภาพพลังงานหมุนเวียน และ สร้างผลตอบแทนมากที่สุด
  - 3) สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ
  - 4) เขียนบทความตีพิมพ์ในวารสารวิชาการ

#### 1.5. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) ความรู้เรื่องศักยภาพพลังงานในพื้นที่ของประเทศไทยและระบบผลิตพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสม
- 2) โปรแกรมสำหรับคำนวณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมที่สุดกับศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ และ ให้ผลตอบแทนมากที่สุด

#### 1.6. งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

จากงานวิจัย [3] ได้เสนอการประเมินผลการทำงานกำลังผลิตติดตั้งและต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อวัน โดยใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมร่วมกับแบตเตอรี่ งานวิจัย [4] ได้นำเสนอการหาลำดับผลิตติดตั้งที่เหมาะสมที่สุดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบไฮบริดระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พลังงานลม ร่วมกับพลังงาน ชีวมวล โดยพิจารณาต้นทุนตลอดอายุการใช้งานที่ต่ำที่สุด งานวิจัย [5] ได้ทำให้ทราบถึงเทคโนโลยีของการทำงานร่วมกันระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ พลังงานลม และ พลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อทำให้เกิดประสิทธิภาพของการผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยการทำงานร่วมกันของทั้งสามเทคโนโลยีนี้จะสามารถทำให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้อยู่ภายใต้เงื่อนไข “Firm” ได้ ด้วยหลักการของการพยากรณ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม และ พลังงานแสงอาทิตย์ และ การพยากรณ์อัตราการไหลเข้าของปริมาณน้ำในปีหนึ่งๆ ในอนาคต ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจะถูกกำหนดตารางเวลาในการกักเก็บหรือปล่อยน้ำในแต่ละปีเพื่อปรับระดับความ

สูงของน้ำที่จะช่วยลดการผันผวนของปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดตลอดทั้งปี งานวิจัย [6] ได้นำเสนอการคำนวณปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่เหมาะสมของทั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ด้วยวิธีการหรือเทคนิคการหาค่าเหมาะสม (Optimization Techniques) รวมถึงการประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวในด้านการวางแผนระบบไฟฟ้าของประเทศ เช่น ปริมาณสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าจะสามารถผลิตและจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้ และ ปริมาณสูงสุดของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าของประเทศ ออสเตรเลียและเยอรมนี งานวิจัย [7] ได้นำเสนอการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสม ที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โดยใช้ซอฟต์แวร์ เรียกว่า “HOMER” เป็นเครื่องมือในการออกแบบเพื่อให้ได้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่มีการทำงานอย่างเหมาะสม และ ดีที่สุด โดยข้อมูลที่นำมาพิจารณา ได้แก่ ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ และ ข้อมูลแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวลในแต่ละเดือนเป็นระยะเวลา 1 ปี รวมไปถึงข้อมูลค่าใช้จ่ายต่างๆตลอดปี งานวิจัย [8] ได้นำเสนอระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับฟาร์มแห่งหนึ่งในรัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา จากการศึกษา พบว่า การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดดังกล่าว จะสามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าของฟาร์มไปได้มากกว่า 600,000 ดอลลาร์สหรัฐในช่วงระยะเวลา 20 ปี งานวิจัย [9] ได้นำเสนอระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่มีแหล่งพลังงานหลัก คือ พลังงานลม และ พลังงานชีวมวล เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าให้กับพื้นที่ชนบทที่ไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าหลักจ่ายไปไม่ถึง โดยงานวิจัยนี้ได้ทำการเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิ (NPC) ค่าไฟฟ้า (COE) พลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน และ อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในรูปแบบที่ต่างกัน เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดระหว่างพลังงานลม และ/หรือ พลังงานชีวมวล ที่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน กับระบบดังกล่าวที่ไม่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน เป็นต้น

สรุป: จากบทความวิจัยที่ได้ศึกษามาพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่มีในต่างประเทศถูกพัฒนาขึ้นเพื่อใช้ในจุดประสงค์ที่ต่างกันและในพื้นที่ทดสอบที่แตกต่างกัน และ ยังพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวเพียงแค่มาก็กรณีเท่านั้น ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดจากพลังงานหมุนเวียน 5 ชนิด ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และ พลังงานขยะ และ คิดค้นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมกับพื้นที่ในประเทศไทย ทั้งในแง่ของศักยภาพพลังงาน และ กฎระเบียบการเชื่อมต่อไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของประเทศ

นอกจากนั้นยังพบว่าบทความวิจัยที่ได้ศึกษานั้นมีวิธีประเมินหรือคำนวณผลการทดสอบที่แตกต่างกันเช่น [6] ใช้การหาค่าที่ดีที่สุดโดยวิธี “Mixed Integer Linear Program” ในขณะที่ [7] ใช้ ซอฟต์แวร์ “HOMER” ในการหาคำตอบ ซึ่งจะแตกต่างจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการคำนวณกำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าใน 1 วันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดโดยใช้โปรแกรมแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น ซึ่งเป็นหนึ่งในชุดคำสั่งที่อยู่ใน Optimization Toolbox ของโปรแกรม MATLAB

### 1.7. เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แบ่งออกเป็น 6 บท โดยแบ่งเป็นเนื้อหา ดังนี้

บทที่ 1 บทนำ จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีต และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้สำหรับวิเคราะห์ในงานวิจัย และ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ใช้สำหรับวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์ ข้อมูลต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ

บทที่ 3 จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในต่างประเทศ

บทที่ 4 จะกล่าวถึง ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย และ หลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm

บทที่ 5 จะกล่าวถึงการสร้างโปรแกรมคำนวณกำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด การจับกลุ่มการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสม และ การสร้างสมการการคำนวณ

บทที่ 6 จะกล่าวถึงการทดสอบและผลการทดสอบ การวิเคราะห์ผลการทดสอบ

บทที่ 7 จะกล่าวถึงข้อสรุปและข้อเสนอแนะ

## บทที่ 2

### ทฤษฎีพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ในบทนี้จะอธิบายถึงทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น ศักยภาพพลังงานหมุนเวียน การแปรผันพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานไฟฟ้า ต้นทุนการก่อสร้างระบบผลิตไฟฟ้า และ ต้นทุนดำเนินงาน เป็นต้น โดยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่จะพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะแบ่งออกเป็น 5 หัวข้อ ดังนี้

- 2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม
- 2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล
- 2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ
- 2.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

เนื่องจากทั้ง 5 ระบบนี้เป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เป็นที่ถูกระบุไว้ในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) และสาเหตุที่ไม่เลือกพิจารณาพลังงานน้ำร่วมด้วย เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมุ่งเน้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดขนาดเล็กของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กที่เป็นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนนั้นถือว่ามีกำลังการผลิตติดตั้งน้อยมาก

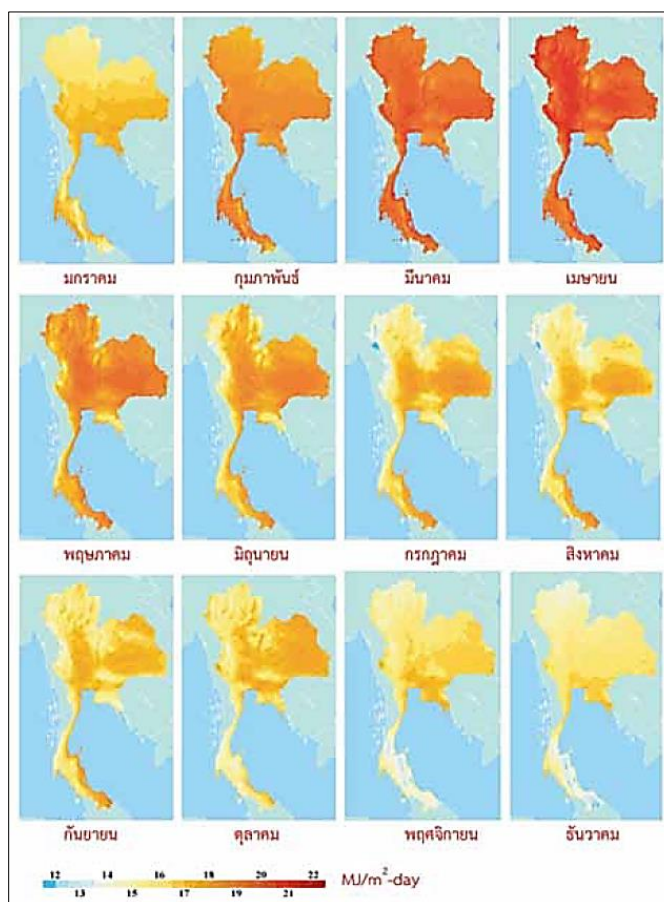
#### 2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

[10] ดวงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพมากมายมหาศาลไม่มีวันหมดสามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้แทบทุกพื้นที่ของโลก นอกจากนั้นยังเป็นแหล่งพลังงานสะอาด ไม่ก่อให้เกิดมลพิษอีกด้วย ประโยชน์ของการใช้พลังงานแสงอาทิตย์สามารถประมาณได้ว่า ถ้ามนุษย์สามารถนำพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบผิวโลก 1 เดือน มาใช้ประโยชน์ได้ทั้งหมดจะพบว่าพลังงานเหล่านั้นสามารถนำมาทดแทนเชื้อเพลิงถ่านหินได้ 8 ล้านล้านตัน ซึ่งเป็นปริมาณถ่านหินที่คาดการณ์ว่ามีเหลืออยู่ในโลกทั้งหมด ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เป็นปัจจัยสำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ “คู่มือการพัฒนาและการลงทุนการผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน” ได้กล่าวถึงการศึกษาของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ว่า พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายนและพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 23 MJ/m<sup>2</sup>/Day บริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและบางส่วนของภาคกลาง ความเข้มรังสี

รวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศเท่ากับ  $18.0 \text{ MJ/m}^2/\text{day}$  หรือ  $5.0 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$  ซึ่งแสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูงและเพียงพอสำหรับการนำมาใช้ประโยชน์ ทั้งนี้สามารถแสดงสัดส่วนของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีได้ดัง ตารางที่ 2.1 และ แสดงแผนที่ความเข้มรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อเดือนของเดือนต่างๆได้ดังรูปที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 สัดส่วนของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีได้ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ช่วงความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี ( $\text{MJ/m}^2\text{-day}$ )	สัดส่วนของพื้นที่เมื่อเทียบกับพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ (%)
15 - 16	0.4
16 - 17	13.2
17 - 18	39.8
18 - 19	35.6
19 - 20	11.0



รูปที่ 2.1 แผนที่ความเข้มรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อเดือนของเดือนต่างๆ

ที่มา : รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2554

การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถจำแนกออกได้เป็น 2 ระบบคือ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยความร้อนของแสงอาทิตย์ ซึ่งในรายงานฉบับนี้จะพิจารณาเพียงระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น โดยการออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ต้องมีความรู้ความเข้าใจในอุปกรณ์ต่างๆ เพื่อสามารถใช้งานได้อย่างถูกต้องและมีประสิทธิภาพที่สุด ในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องใช้ส่วนประกอบที่สำคัญดังนี้

#### 1) เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell)

เซลล์แสงอาทิตย์ทำจากซิลิคอนซึ่งเป็นวัสดุเช่นเดียวกับ Transistors และ วงจรรวม (Integrated Circuit : IC) โดยผลึกซิลิคอนจะถูกทำให้ไม่บริสุทธิ์ (Dope) โดยการเติมธาตุในกลุ่ม 3 และ 5 ของตารางธาตุซึ่งจะได้ผลึกซิลิคอน (P- Type และ N-type) ตามลำดับที่มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าต่างกันเมื่อนำมาต่อเชื่อมกันด้วยกรรมวิธีการแพร่สารระหว่างผลึกทำให้ระหว่างรอยต่อมีสถานะที่เป็น

กลาง (Depletion Region) ผลึกซิลิคอนจะวางซ้อนกันเป็นชั้นบาง (Layer) เมื่อมีแสงซึ่งมีอนุภาคโฟตอน (Photon) มาตกกระทบแผ่นชั้นซิลิคอน อิเล็กตรอนที่ได้รับพลังงานจะเกิดความไม่สมดุลของประจุระหว่างชั้นเซลล์ เมื่อมีการต่อเชื่อมขั้วไฟฟ้าออกไปจะเกิดการความต่างศักย์ไฟฟ้าขึ้นที่ขั้วไฟฟ้านั้นเมื่อนำมาต่อเชื่อมกันเป็นวงจรไฟฟ้าจะเกิดการถ่ายเทอิเล็กตรอนระหว่างขั้วเกิดมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านวงจรทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้าขึ้นมาได้

## 2) อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

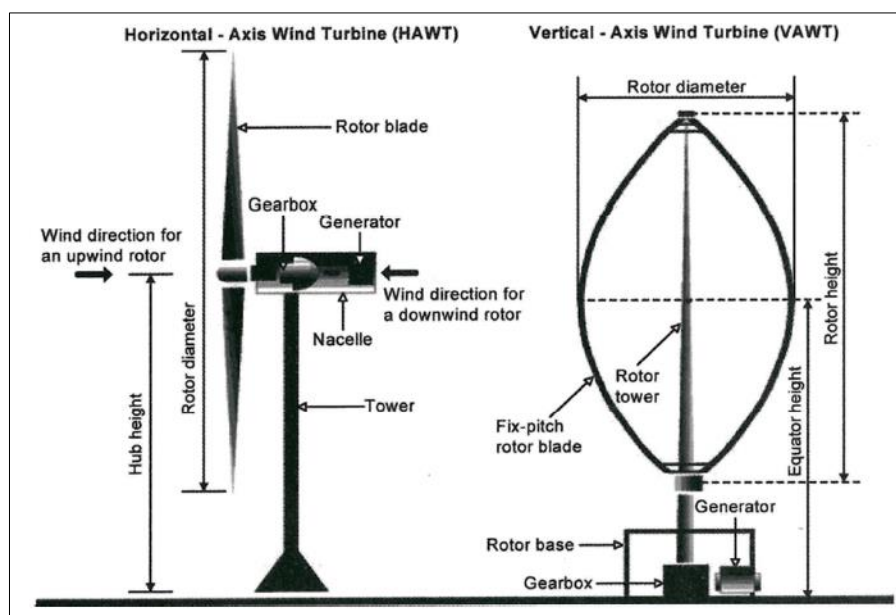
เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ปรับเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ 220 V สำหรับใช้งานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ในบ้านโดยทั่วไปอินเวอร์เตอร์จะออกแบบวงจรภายในโดยใช้วงจร Switching แปลงระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับโดยมีสัญญาณความถี่ไฟฟ้า 50 Hz ในระบบที่มีขนาดเล็กๆ ผู้ผลิตอาจจะรวมวงจรอินเวอร์เตอร์เข้าเป็นชุดเดียวกับวงจรควบคุมการประจุไฟฟ้า แบตเตอรี่ (Charger and Inverter) ในการใช้งานต้องมีค่ากำลังงานที่สูงกว่ากำลังวัตต์ที่ใช้งาน 15-20 % ทั้งนี้เนื่องจากอินเวอร์เตอร์จะมีประสิทธิภาพประมาณ 80-85 % เช่น กำลังวัตต์ที่ต้องการใช้งาน 0.8 kW ต้องใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 1 kW เป็นต้น

## 2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

[11] ลมเป็นแหล่งพลังงานสะอาดชนิดหนึ่งที่มีอยู่เองตามธรรมชาติสามารถใช้ได้อย่างไม่มีวันหมดสิ้น ในปัจจุบันได้มีการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้ามากขึ้นโดยเฉพาะอย่างยิ่งในแถบประเทศยุโรปได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นและมีประสิทธิภาพสูงขึ้น สำหรับประเทศไทยการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้ายังมีค่อนข้างน้อย อาจเป็นเพราะศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทยไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับประเทศอื่นๆ และ ความรู้ทางด้านเทคโนโลยีกังหันลมสมัยใหม่ยังเป็นที่ต้องศึกษาอีกมาก อย่างไรก็ตาม จากการศึกษา “คู่มือการพัฒนาและการลงทุนกังหันลมผลิตไฟฟ้า, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน” พบว่าประเทศไทยสามารถประยุกต์ใช้เทคโนโลยีกังหันลมและพลังงานลมเป็นพลังงานทางเลือก หรือ ใช้ร่วมกับแหล่งพลังงานอื่นๆ เพื่อความมั่นคงในการผลิตไฟฟ้าได้ เช่น ที่สถานีไฟฟ้าแหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต ได้ทดลองใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์และต่อเข้ากับระบบสายส่ง ดังนั้น การศึกษา เรียนรู้วิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมและแหล่งศักยภาพพลังงานลม จะเป็นส่วนหนึ่งที่จะช่วยลดการใช้พลังงานจากฟอสซิล ซึ่งจะเป็นการช่วยประเทศไทยลดการนำเข้าแหล่งพลังงานจากต่างประเทศ อีกทางหนึ่ง ทั้งยังช่วยลดสภาวะโลกร้อนได้อีกด้วย



การใช้กังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า โดยทั่วไปจะแบ่งกันหันลมออกมาได้เป็น 2 ชนิด ตามแกนหมุนของกังหันลม ได้แก่ กังหันลมแบบแกนหมุนแนวตั้ง และ กังหันลมแบบแกนหมุนแนวนอน ซึ่งทั้งสองชนิดจะประกอบด้วยอุปกรณ์ในการแปรผันพลังงานจากพลังงานลมมาเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกัน ส่วนประกอบของกังหันลมทั้งสองแบบแสดงดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ส่วนประกอบของกังหันลมแบบแกนหมุนแนวนอน และ แกนหมุนแนวตั้ง  
ที่มา: คู่มือการพัฒนาและการลงทุนกังหันลมผลิตไฟฟ้า, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน [11]

รูปแบบของระบบการติดตั้งใช้งานกังหันลมผลิตไฟฟ้า แบ่งออกได้เป็น 2 ชนิด ได้แก่ ระบบการติดตั้งแบบเดี่ยว (Stand Alone) และ ระบบการติดตั้งแบบเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบสายส่ง (Grid-Connected System) โดยระบบการเชื่อมต่อทั้งสองแบบ จะมีทั้งข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน รวมทั้งยังมีข้อจำกัดและปัจจัยอื่นๆ อีกหลายประการในการพิจารณา ดังนั้นก่อนการตัดสินใจจึงจำเป็นจะต้องมีการศึกษาอย่างรอบคอบในการเลือกระบบของการติดตั้งให้เหมาะสม

#### 1) ระบบการติดตั้งใช้งานแบบเดี่ยว

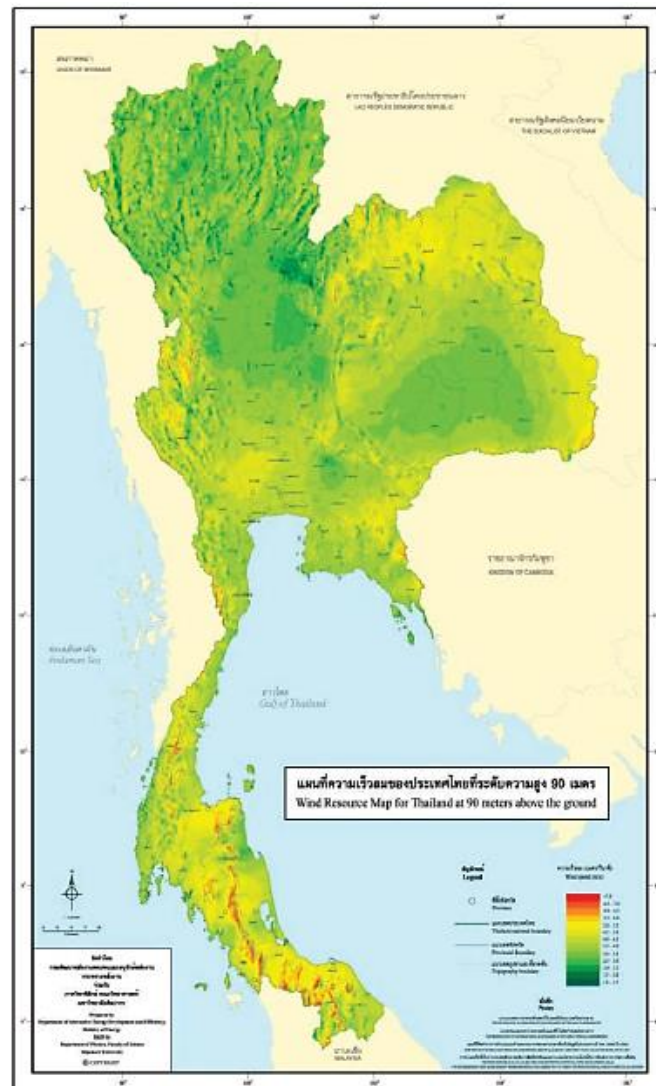
ระบบนี้เหมาะสำหรับการติดตั้งใช้งานในที่พักอาศัย ชุมชน หรือ พื้นที่ที่ห่างไกลจากสายส่งหลัก อาทิ บนเกาะหรือชนบทห่างไกลที่ระบบสายส่งเข้าไปไม่ถึงและไม่คุ้มค่ากับการติดตั้งระบบสายส่งเข้าไปสู่พื้นที่ที่ต้องการใช้งาน โดยในระบบการติดตั้งแบบเดี่ยวนั้นจะต้องใช้ชุดเก็บประจุไฟฟ้าสำหรับเป็นที่เก็บพลังงาน (Battery Bank) ซึ่งอาจเป็นระบบการผลิตไฟฟ้าแรงดันตั้งแต่ 12-48 V แล้วเก็บพลังงานที่ได้เข้าสู่ชุดแบตเตอรี่โดยจะต้องทำงานที่สัมพันธ์กันกับระบบควบคุมการทำงานของกังหันลม (Wind Turbine Controller) อย่างเหมาะสมเพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้า และ กระแสไฟฟ้า

ให้เป็นไปตามความต้องการที่ความเร็วลมต่างกันออกไป นอกจากนี้ระบบควบคุมการทำงานของกังหันลมยังมีระบบป้องกันตัวเอง (Self-Protection) ซึ่งอาจจะมีการทำงานคู่กันระหว่างระบบทางกลและระบบทางไฟฟ้าเพื่อไม่ให้ความเร็วลมของกังหันลมมากเกินไปกว่าที่ออกแบบไว้ การใช้ไฟฟ้าในระบบงานแบบเดี่ยวนี้อาจใช้ได้ทั้งระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC) และระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) โดยในกรณีที่ต้องการใช้ไฟฟ้ากระแสสลับ จำเป็นจะต้องมี Inverter เพื่อเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (DC/AC) โดยที่ Inverter และแบตเตอรี่ในแต่ละรุ่นจะมีคุณลักษณะและการทำงานที่แตกต่างกัน ดังนั้นจำเป็นต้องมีการคำนวณภาระทางไฟฟ้าที่จะใช้งานเพื่อการคัดเลือก Inverter ให้เหมาะสมเช่นกัน

## 2) ระบบการติดตั้งใช้งานแบบเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบสายส่ง

การติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในระบบนี้ส่วนใหญ่เป็นการติดตั้งงานในกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ ซึ่งจะทำให้การเชื่อมต่อกับระบบสายส่งไฟฟ้าโดยตรง โดยไม่จำเป็นต้องมีชุดกักเก็บพลังงานหรือแบตเตอรี่ (Battery Bank) โดยชุดแปลงไฟฟ้า (Inverter) ของระบบนี้จะมีราคาสูงกว่าชุดแปลงไฟฟ้าทั่วไป เนื่องจากมีระบบควบคุมที่ซับซ้อนและต้องสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบสายส่งได้ (Grid Tie Transfer) นอกจากนั้นชุดแปลงไฟฟ้าของระบบนี้ยังมีหน้าที่สำคัญที่จะต้องควบคุมแรงดันหรือความถี่ทางไฟฟ้าให้เหมาะสม และสามารถป้องกันกระแสไฟฟ้าขนานไปกับไฟฟ้าจากสายส่งหลักได้

การผลิตไฟฟ้าพลังงานลมต้องพิจารณาถึงศักยภาพพลังงานลม ณ จุดที่จะดำเนินการติดตั้งทำได้โดยพิจารณาความเร็วลมในแต่ละพื้นที่ด้วยข้อมูลลมจากการตรวจวัดของหน่วยงานภายในประเทศที่มีอยู่แล้ว ได้แก่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กรมอุตุนิยมวิทยา กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ กรมควบคุมการปฏิบัติทางอากาศ กองทัพอากาศ แสดงแผนที่ความเร็วลมของประเทศไทยที่ระดับความสูง 90 m ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 แผนที่ความเร็วมของประเทศไทยที่ระดับความสูง 90 m

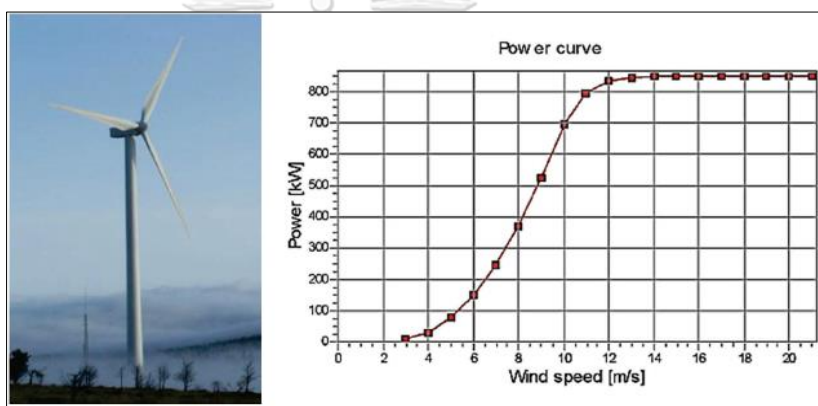
ที่มา: คู่มือการพัฒนาและการลงทุนกังหันลมผลิตไฟฟ้า, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน

ตัวอย่างการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าบริเวณสถานีวัดลมบ้านยางคำ ตำบลท่ามะพะไฟหวาน อำเภอกำแพงแก้ว จังหวัดชัยภูมิ จากข้อมูลศักยภาพลม พบว่าบริเวณพื้นที่ที่คัดเลือก มีศักยภาพลมในระดับปานกลางถึงดีและพื้นที่โดยรอบเสาวัดลมในรัศมีประมาณ 10 km มีบริเวณที่มีศักยภาพลมดีอยู่หลายพื้นที่ จากข้อมูลความเร็วม ณ ที่เสาวัดลมความเร็วมเฉลี่ยสูงประมาณ 5.0 ถึง 6.8 m/s ที่ระดับ 90 m โดยเดือนกรกฎาคมมีความเร็วมเฉลี่ยสูงสุด ส่วนเดือนกันยายนมีความเร็วมเฉลี่ยต่ำสุด โดยในช่วงกลางคืนหลังเที่ยงคืนลมแรงกว่าช่วงเวลาอื่นส่วนการวิเคราะห์การกระจายลมส่วนใหญ่เป็นลมทิศตะวันตก ความเร็วมเทียบกับความสูงของพื้นที่ดังกล่าวแสดงดังตารางที่ 2.2

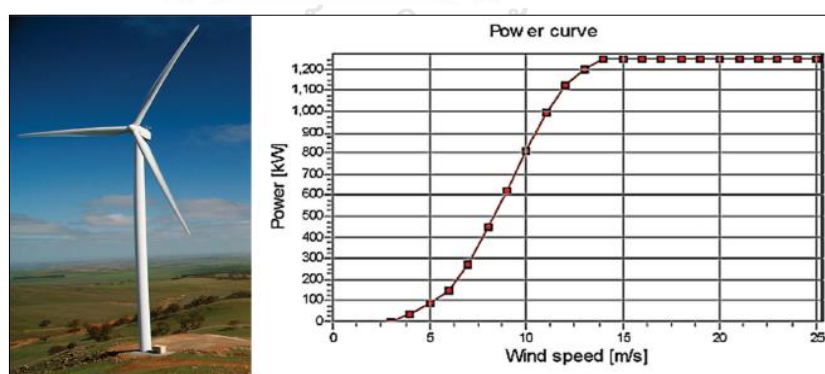
ตารางที่ 2.2 ความเร็วลมเทียบกับความสูงของพื้นที่ทดสอบ

ระดับความสูง (m)	30	40	50	60
ความเร็วลม (m/s)	5.1	5.3	5.7	5.9

จากการประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมในพื้นที่ที่คัดเลือกไว้ พบว่า ค่าพลังงาน (Annual Energy Product, AEP) ปานกลางแต่สูงกว่าพื้นที่อื่นๆ ระหว่าง 1,396.9 -1,810.4 MWh/yr และค่า Capacity Factor (CF) ของกังหันลมรุ่นขนาด 850 kW ที่ความสูงโรเตอร์ 71 m มีค่าสูงสุดที่ 20.0 % และค่า Capacity Factor ของกังหันลมขนาด 1,250 kW ที่ความสูงโรเตอร์ 75 m มีค่าสูงสุดที่ 16.5 % โดยรูปภาพและกราฟแสดงสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าตามความเร็วลม (Power Curve) ของกังหันลมทั้งสองขนาด แสดงดังรูปที่ 2.4 และ รูปที่ 2.5



รูปที่ 2.4 Power Curve ของกังหันลมขนาด 850 kW



รูปที่ 2.5 Power Curve ของกังหันลมขนาด 1,250 kW

ที่มา: คู่มือการพัฒนาและการลงทุนกังหันลมผลิตไฟฟ้า, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน [11]

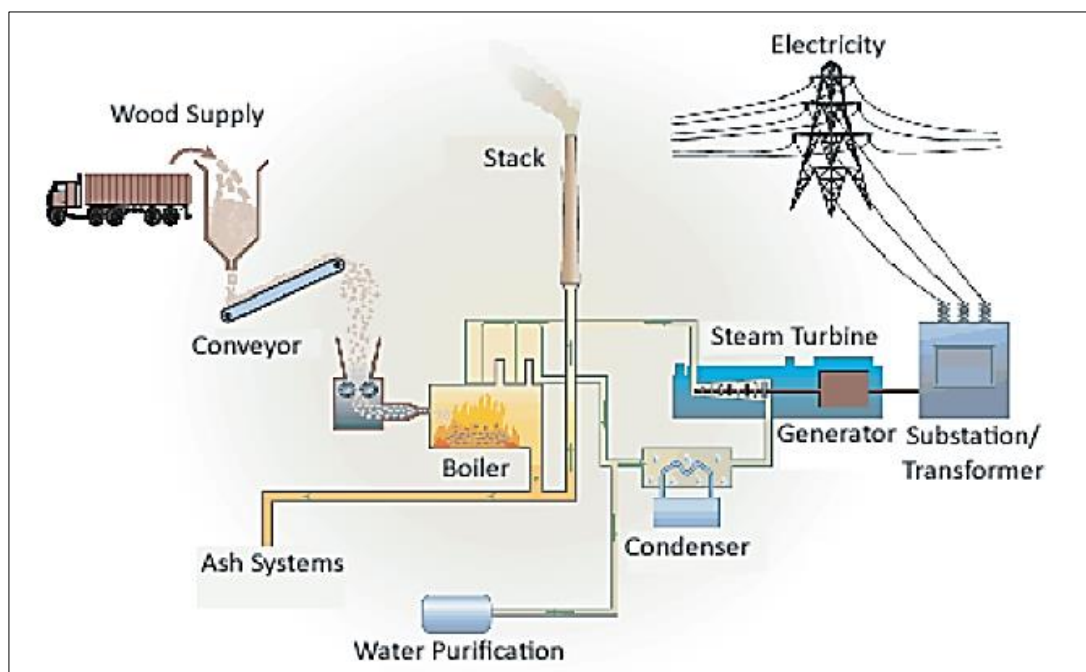
## 2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

[12] ชีวมวล (Biomass) หมายถึงวัสดุหรือสารที่ได้จากธรรมชาติหรือสิ่งมีชีวิตโดยไม่ผ่านการกลายเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิล ประเทศไทยที่เป็นประเทศเกษตรกรรม มีผลผลิตทางการเกษตรหลายชนิดที่สามารถนำมาเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลได้ เช่น ข้าว น้ำตาล มันสำปะหลัง ยางพารา และ ปาล์ม เป็นต้น ในอดีต ชีวมวลส่วนใหญ่จะถูกทิ้งซากให้เป็นปุ๋ยอินทรีย์ภายในพื้นที่เพราะปลูกหรือบางครั้งเกษตรกรกำจัดโดยการเผาทำลาย อันเป็นการสร้างมลพิษให้กับสิ่งแวดล้อม แต่ความจริงแล้วชีวมวลเหล่านี้มีคุณสมบัติในการเป็นเชื้อเพลิงอย่างดี และ ให้ค่าพลังงานความร้อนในระดับที่น่าไปใช้ประโยชน์ได้ เนื่องจากภาวะถดถอยของแหล่งพลังงาน ปัจจุบันประเทศไทยจึงได้มีการแสวงหาแหล่งพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพและมีปริมาณมากพอ ชีวมวลจึงเป็นเป้าหมายสำคัญที่ถูกพิจารณา เพื่อเป็นทางเลือกของแหล่งพลังงานใหม่ อีกทั้งการนำชีวมวลที่มีอยู่มากในประเทศมาใช้ประโยชน์ จะช่วยลดการสูญเสียเงินตราต่างประเทศในการนำเข้าเชื้อเพลิงและสร้างรายได้ให้กับคนท้องถิ่นอีกด้วย

จากการศึกษา “คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากชีวมวล, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน” พบว่าการใช้ประโยชน์จากพลังงานชีวมวลสามารถทำได้โดยการนำไปเป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานความร้อน ไอน้ำ หรือ ผลิตเป็นกระแสไฟฟ้า ปัจจุบันประเทศไทยมีการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้า โดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงกันอย่างแพร่หลาย ซึ่งระบบจะมีตั้งแต่ขนาดเล็กจนถึงระดับโรงไฟฟ้า โดยการเปลี่ยนชีวมวลเป็นพลังงานด้วยกระบวนการทางเคมี-ความร้อน มีระบบหลักๆ อยู่ 4 ระบบ คือ

- 1) การเผาไหม้โดยตรง (Direct-Fired)
- 2) การเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงสองชนิดขึ้นไป (Co-Firing)
- 3) การผลิตก๊าซเชื้อเพลิง (Gasification)
- 4) ไพโรไลซิส (Pyrolysis)

การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลส่วนใหญ่เลือกใช้ระบบการเผาไหม้โดยตรง โดยนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาเผาไหม้โดยตรงให้หม้อไอน้ำ (Boiler) ไอน้ำที่ผลิตได้นี้จะถูกนำไปปั่นกังหันที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้ได้กระแสไฟฟ้าออกมา และ ยังสามารถออกแบบให้น้ำไอน้ำที่ผ่านกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้า(Condensing Turbine) มาใช้ประโยชน์ในรูปแบบความร้อน ซึ่งการผลิตไอน้ำและไฟฟ้าวรรวมกันนี้เรียกว่าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ซึ่งเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงสูงโรงไฟฟ้าถ่านหินหลายแห่งสามารถนำระบบการเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเผาพร้อมกับถ่านหิน (Co-Firing) เพื่อเป็นการลดการปล่อยมลภาวะโดยเฉพาะก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ การจำลองระบบการเผาไหม้โดยตรงของชีวมวลแสดงดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 การจำลองระบบการเผาไหม้โดยตรงของชีวมวล

ที่มา : คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากชีวมวล, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

ศักยภาพพลังงานชีวมวลเมื่อนำมาแปรผันเป็นพลังงานไฟฟ้า จากผลการประเมินผลผลิตทางการเกษตร 6 ชนิดได้แก่ ข้าว อ้อยโรงงาน ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ปาล์มน้ำมัน มันสำปะหลังและยางพารา ปี พ.ศ. 2551 มีข้อมูลดังนี้

1) ข้าว

เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรหรือชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการเพาะปลูกข้าว ได้แก่ แกลบ และฟางข้าว หากพิจารณาเฉพาะชีวมวลจากข้าว จากข้อมูลผลผลิตทางการเกษตรในปีเพาะปลูก พ.ศ. 2551 มีแกลบเกิดขึ้นประมาณ 6.73 ล้านตัน คิดเป็น 21% ของผลผลิตข้าวทั้งหมด และมีฟางเกิดขึ้น 15.69 ล้านตัน คิดเป็น 49% ของผลผลิตข้าวทั้งหมด นอกจากนั้นยังมีปริมาณฟางข้าวทิ้งโดยประมาณ 4.63 ล้านตันต่อปี คิดเป็นศักยภาพพลังงานเท่ากับ 57,080 TJ หรือ 1,363.27 ktoe ส่วนศักยภาพแกลบที่เกิดขึ้น ณ ปัจจุบัน ส่วนใหญ่นั้นมักจะถูกนำไปทำเป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมต่างๆ เช่น อุตสาหกรรมทำกระดาษ เป็นต้น เนื่องจากมีราคาถูกเมื่อเทียบกับน้ำมันเชื้อเพลิง เช่น น้ำมันเตา ที่มีแนวโน้มด้านราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้แกลบเป็นที่สนใจของโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ อีกทั้งเมื่อเผาไหม้แล้ว เถ้าที่เกิดขึ้นยังสามารถนำไปเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมการผลิตสารกึ่งตัวนำอีกด้วย ฉะนั้นปริมาณแกลบที่จะเป็นวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรหรือชีวมวลจึงมีเพียง 38,423 ตันต่อปีหรือคิดเป็นศักยภาพพลังงานเท่ากับ 519.47 TJ หรือ 12.41 ktoe

## 2) อ้อย

การเพาะปลูกอ้อยโรงงานสามารถทำการประเมินวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรหรือชีวมวลที่เกิดขึ้น จากข้อมูลสถิติของสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรช่วงปี พ.ศ.2551 ซึ่งผลผลิตในรูปของลำต้น มีประมาณ 73.5 ล้านตัน/ปี เศษวัสดุที่นำมาใช้ผลิตพลังงาน ได้แก่ ชานอ้อย ยอด และ ใบอ้อย โดยชานอ้อยเกิดจากกระบวนการหีบ 58% ของผลผลิตอ้อย ส่วนยอดและใบอ้อยนั้นเป็นเศษวัสดุที่เกิดขึ้นบนพื้นที่เพาะปลูกเมื่อมีการเก็บเกี่ยว 17% ของผลผลิตอ้อยปัจจุบันชานอ้อยถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานที่จำเป็นสำหรับกระบวนการผลิตน้ำตาลเกือบ 100% ของปริมาณที่เกิดขึ้นทั้งหมด ทำให้ปริมาณที่เหลือนำมาใช้ประโยชน์ได้นั้นมีน้อยมาก ในส่วนของใบและยอดอ้อย ส่วนใหญ่จะถูกเผาทิ้งก่อนตัดหรือหลังตัดเพื่อสะดวกต่อการตัด และการเตรียมพื้นที่เพาะปลูกในรอบต่อไป ในปัจจุบันในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีการเก็บใบและยอดอ้อยเข้าโรงงานน้ำตาลพร้อมกับลำต้นเพื่อเพิ่มปริมาณชีวมวล แต่ยังคงอยู่ในปริมาณที่จำกัด ดังนั้นถ้ามีการจัดเก็บที่เป็นระบบและเหมาะสมกับพื้นที่เพาะปลูกของประเทศ ยอดและใบอ้อยที่เก็บได้จะนำมาเพิ่มศักยภาพในการผลิต พลังงานได้ประมาณ 2,544.31 ktoe

## 3) มันสำปะหลัง

ชีวมวลที่ได้จากมันสำปะหลังสามารถจำแนกออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนแรก เหน้้ำมันสำปะหลัง และส่วนที่สองคือ ลำต้น ยอดและใบ ซึ่งจากข้อมูลในปี พ.ศ.2551 มีปริมาณผลผลิตมันสำปะหลังทั้งประเทศอยู่ที่ 25.15 ล้านตัน จะมีปริมาณวัสดุเหลือใช้ที่เกิดขึ้นจากมันสำปะหลัง (เหน้้ำมันสำปะหลัง) เกิดขึ้นประมาณ 5.03 ตัน คิดเป็น 20% ของผลผลิตมันสำปะหลังทั้งหมด และ คาดว่าจะมีปริมาณเหน้เหลือทิ้งประมาณ 3.32 ล้านตันต่อปี มีศักยภาพพลังงานประมาณ 18,230.05 TJ หรือ 435.40 ktoe ในส่วนของลำต้นของมันสำปะหลังมีปริมาณเฉลี่ยอยู่ที่ 2.26 ล้านตัน/ปี มีศักยภาพพลังงานประมาณ 14,356.63 TJ หรือ 343.10 ktoe เนื่องจากส่วนใหญ่ลำต้นจะนำไปใช้เป็นตอพันธุ์

## 4) ปาล์มน้ำมัน

ผลผลิตในรูปของผลปาล์มสด (Fresh Fruit Bunch: FFB) ประมาณ 9.27 ล้านตัน/ปี เศษวัสดุจากปาล์มที่นำมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงานได้ ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า (Empty Fruit Bunch : EFB) กะลาปาล์มและเส้นใย ซึ่งเป็นเศษวัสดุที่เกิดขึ้นจากกระบวนการหีบน้ำมันปาล์ม สำหรับทะลายปาล์มเปล่าเกิดขึ้น 32% ของผลผลิตทั้งหมด กะลาปาล์ม 4% ของผลผลิตทั้งหมด และ เส้นใยประมาณ 19% ของผลผลิตทั้งหมด ปัจจุบันเส้นใยถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าในโรงงานหีบน้ำมันปาล์มเกือบทั้งหมดสำหรับกะลาปาล์มจะจำหน่ายเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมอื่นๆ เช่น ปูนซีเมนต์ เป็นต้นหรือใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตถ่านกัมมันต์ เมื่อหักลบการใช้ประโยชน์ดังกล่าวออกไป เศษวัสดุจากปาล์มที่มีศักยภาพเหลือพอนำมาใช้ในการผลิต

พลังงานสูงสุด ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า เพราะในปัจจุบันยังมีสัดส่วนที่เหลือทิ้งที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้กว่า 50% ซึ่งคิดเป็นพลังงานเทียบเท่า 194.94 ktoe

#### 5) ข้าวโพด

ชีวมวลที่ได้จากข้าวโพดสามารถจำแนกออกเป็น 2 ส่วน คือ 1. ชังข้าวโพด และ 2. ลำต้น ยอดและใบ ซึ่งจากข้อมูลในปีเพาะปลูก พ.ศ.2551 มีปริมาณผลผลิตข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ทั้งประเทศ 4.249 ล้านตัน จะมีปริมาณวัสดุเหลือใช้ที่เกิดขึ้นจากข้าวโพด (ชังข้าวโพด) มีชังข้าวโพดเกิดขึ้นประมาณ 1.02 ล้านตันคิดเป็น 24% ของผลผลิตข้าวโพดทั้งหมดและคาดว่าจะเหลือใช้ประมาณ 0.683 ล้านตัน คิดเป็นศักยภาพพลังงานเท่ากับ 6,572.76TJ หรือ 156.98 ktoe ในส่วนของลำต้นของข้าวโพดที่เกิดขึ้นมีปริมาณ 3.48 ล้านตันคิดเป็นประมาณ 82% ของปริมาณผลผลิตเมล็ดข้าวโพดทั้งหมดส่วนลำต้นจะนำไปใช้เลี้ยงสัตว์และทำปุ๋ยเช่นกัน หากมีการรวบรวมปริมาณลำต้นข้าวโพดคงเหลือมาใช้เป็นพลังงาน พบว่ามีศักยภาพพลังงานประมาณ 498.98 ktoe

#### 6) ยางพารา

วัสดุที่เหลือทิ้งจากการโค่นไม้ยางพาราได้แก่ รากไม้ยางพาราและกิ่งไม้เล็กๆ ซึ่งเหลือในพื้นที่ปลูกยางพาราประมาณ 40% ของปริมาณต้นยางพาราทั้งหมด แต่ยากในการเก็บรวบรวมเพื่อนำมาใช้ประโยชน์ ดังนั้นเกษตรกรจึงนิยมเผาทิ้งหรือบางส่วนเอานำกิ่งไม้ขนาดเล็กๆ ที่พอรวบรวมได้ไปเป็นวัตถุดิบในการเผาถ่านสำหรับวัสดุที่เหลือจากการแปรรูปไม้ยางพารา อาทิ ปีกไม้ ขี้เลื่อยหรือซีกบ จะถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานแปรรูปเองและบางส่วนถูกนำไปจำหน่ายเพื่อใช้ เป็นเชื้อเพลิงหรือนำไปทำเป็นไม้อัด และเผาถ่าน ดังนั้น ศักยภาพที่จะนำวัสดุเหลือทิ้งจากการแปรรูปเพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นไปได้น้อยมาก ส่วนที่เหลือทิ้งในสวนยางพารา เนื้อไม้ยางพารา จำพวกกิ่งไม้ รากไม้สามารถประเมินคงเหลือที่นำมาใช้ได้ประมาณ 0.986 ล้านตัน แต่ค่อนข้างยากต่อการเก็บรวบรวม ดังนั้น สามารถประเมินศักยภาพพลังงานได้ประมาณ 6,478.90 TJ หรือ 154.75 ktoe

นอกจากข้อมูลของพลังงานชีวมวลที่ได้กล่าวไปข้างต้นแล้ว วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษา “ผลการประเมินศักยภาพพลังงานชีวมวลแต่ละชนิด, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน” ซึ่งอ้างอิงจากข้อมูลของปีการเพาะปลูก พ.ศ. 2556 เพิ่มเติมสามารถแสดงผลการประเมินศักยภาพพลังงานชีวมวลแต่ละชนิดได้ดังตารางที่ 2.3



ตารางที่ 2.3 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานชีวมวลแต่ละชนิด

ชนิดชีวมวล	ปริมาณที่เกิด (ตัน)	ปริมาณที่ นำไปใช้ ประโยชน์แล้ว (ตัน)	ปริมาณคงเหลือ (ตัน)	ค่าความร้อน (TJ)	ค่าความ ร้อน (MJ/kg)	เทียบเท่า น้ำมันดิบ (ktoe)
1. ฟางข้าว	19,005,628.14	8,112,801.26	10,892,826.89	134,308.56	12.33	3,188.71
2. แกลบ	8,145,269.20	8,006,283.36	138,985.84	1,879.09	13.52	44.61
3. ใบและยอดอ้อย	17,016,248.08	1,845,487.74	15,170,760.34	234,843.37	15.48	5,575.58
4. ชานอ้อย	28,026,761.54	28,026,761.54	0	0	0	0
5. ยอด ใบและลำต้น ข้าวโพด	9,315,603.52	465,780.18	8,849,823.34	86,993.76	7.37	2,065.38
6. ชังข้าวโพด	1,215,078.72	1,094,081.58	120,997.14	1,163.99	9.83	27.64
7. เหม้งมันสำปะหลัง	6,045,508.40	164,196.52	5,881,311.88	32,288.40	9.62	766.58
8. กากมันสำปะหลัง	1,813,652.52	1,813,652.52	0	0	5.49	0
9. เปลือกมัน สำปะหลัง	8,463,711.76	8,463,711.76	0	0	1.47	0
10. ลำต้นปาล์มน้ำมัน	1,957,280.00	-	1,957,280.00	14,757.89	1.49	350.38
11. ใบและทางปาล์ม	18,065,006.01	1,707,454.87	16,357,551.14	28,789.29	7.54	683.51
12. ทะลายปาล์ม เปล่า	4,099,859.52	1,891,985.90	2,207,873.62	15,985.00	1.76	379.51
13. เส้นใยปาล์ม	2,434,291.59	2,434,291.59	0	0	7.24	0
14. กะลาปาล์ม	512,482.44	512,482.44	0	0	11.40	0
15. ใบและลำต้นถั่ว เหลือง เขียว ลีสง	65,017.48	3,250.87	61,766.61	1,002.47	16.90	23.80
16. ตอ รากและกิ่ง ก้านไม้ยางพารา	1,094,365.00	218,873.00	875,492.00	5,751.98	16.23	136.56
17. ปลายไม้ยางพารา	2,626,476.00	2,626,476.00	0	0	6.57	0
18. ปีกไม้ยางพารา	2,626,476.00	2,626,476.00	0	0	6.57	0
19. ชี้เลื่อยและเศษไม้ ยางพารา	656,619.00	656,619.00	0	0	6.57	0
20. จั่นและทะลาย มะพร้าว	292,909.57	56,824.46	236,085.11	3,635.71	6.57	86.32

ชนิดชีวมวล	ปริมาณที่เกิด (ตัน)	ปริมาณที่ นำไปใช้ ประโยชน์แล้ว (ตัน)	ปริมาณคงเหลือ (ตัน)	ค่าความร้อน (TJ)	ค่าความ ร้อน (MJ/kg)	เทียบเท่า น้ำมันดิบ (ktoe)
21. เปลือกและกาบ มะพร้าว	333,310.89	329,976.78	3,334.11	54.11	15.4	1.28
22. กะลามะพร้าว	252,508.25	230,540.03	21,968.22	393.89	16.23	9.35
23. เปลือกมะม่วงหิม พานต์	70,038.56	1,674.28	68,364.29	375.32	17.93	8.91
<b>รวม</b>	<b>134,134,102.21</b>	<b>71,289,681.68</b>	<b>62,844,420.53</b>	<b>562,222.85</b>	<b>5.49</b>	<b>13,348.12</b>

## 2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

[13] ประเทศไทยมีน้ำเสียหรือของเหลือใช้จากกระบวนการผลิตในภาคส่วนต่างๆ เช่น ของเสีย และ น้ำเสียที่เกิดจากโรงงานอุตสาหกรรม ฟาร์มปศุสัตว์ แหล่งน้ำเสียจากชุมชนในปริมาณมากพอสมควร ที่ต้องมีการบำบัดให้เป็นไปตามมาตรฐานการควบคุมการปล่อยของเสีย/น้ำเสียสู่พื้นที่สาธารณะตามประกาศกรมควบคุมมลพิษกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จากการที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษา “คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากก๊าซชีวภาพ, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน” พบว่า ปัจจุบันวิธีการจัดการของเสียและน้ำเสียมีอยู่หลายรูปแบบ โดยกระทรวงพลังงานได้ให้ความสนใจในระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ (Anaerobic digestion) เนื่องจากเป็นวิธีการบำบัดที่ก่อให้เกิดก๊าซชีวภาพ ที่ประกอบด้วย ก๊าซมีเทน (CH<sub>4</sub>) 50-70% ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO<sub>2</sub>) 30 ถึง 50% ก๊าซอื่นๆ เช่น แอมโมเนีย (NH<sub>3</sub>) ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H<sub>2</sub>S) และไอน้ำ ซึ่งมีคุณสมบัติสามารถนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทนการนำเข้าเชื้อเพลิงและช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในเรื่องน้ำเสีย กลิ่น และปัญหาโลกร้อนจากภาวะเรือนกระจก รวมถึงผลพลอยได้จากตะกอนปุ๋ยหลังจากการผลิตก๊าซชีวภาพ

ก๊าซชีวภาพเป็นก๊าซที่เกิดขึ้นจากปฏิกิริยาการย่อยสลายสารอินทรีย์ในสภาวะที่ไม่มีออกซิเจนตามธรรมชาติ โดยแบคทีเรียที่ไม่ต้องการออกซิเจน (Anaerobic Bacteria) ทำให้เกิดผลผลิตของก๊าซชีวภาพ ก๊าซชีวภาพจะอยู่ในรูปของก๊าซผสม ประกอบไปด้วยก๊าซหลายชนิด ส่วนใหญ่จะประกอบด้วย 3 ส่วนดังนี้ ก๊าซมีเทน (CH<sub>4</sub>) ประมาณ 50-70% ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO<sub>2</sub>) ประมาณ 30-50% ส่วนที่เหลือเป็นก๊าซอื่นๆ เช่น แอมโมเนีย (NH<sub>3</sub>) ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H<sub>2</sub>S) และไอน้ำ (H<sub>2</sub>O) ปัจจุบันแหล่งวัตถุดิบสำหรับผลิตก๊าซชีวภาพที่มีศักยภาพของประเทศไทยนั้นมาจากน้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรและการแปรรูปจำนวน 7 ประเภท

ได้แก่

- 1) อุตสาหกรรมแป้ง
- 2) อุตสาหกรรมสุราและเบียร์
- 3) อุตสาหกรรมอาหาร
- 4) อุตสาหกรรมปาล์ม
- 5) อุตสาหกรรมกระดาษ
- 6) อุตสาหกรรมยาง
- 7) อุตสาหกรรมเอทานอล

น้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรและการแปรรูปทั้งหมดมีศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพประมาณ 943.7 ล้านลูกบาศก์เมตร/ปี สามารถนำมาทดแทนน้ำมันเตาได้ 486 ล้านลิตร มีมูลค่าการประหยัดพลังงานเทียบเท่าน้ำมันเตาได้กว่า 3,900 ล้านบาทต่อปี นอกจากนี้ฟาร์มปศุสัตว์ทั้งฟาร์มสุกร ฟาร์มโค และ ฟาร์มสัตว์อื่นๆ ยังมีศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพประมาณ 1,260.4 ล้านลูกบาศก์เมตร/ปี รวมสามารถผลิตก๊าซชีวภาพมากกว่า 2,000 ล้านลูกบาศก์เมตร/ปี การใช้ประโยชน์จากก๊าซชีวภาพ 1 ลูกบาศก์เมตร สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 การใช้ประโยชน์จากก๊าซชีวภาพ 1 ลูกบาศก์เมตรในรูปแบบที่แตกต่างกัน  
ที่มา: คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากก๊าซชีวภาพ, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

เทคโนโลยีที่ใช้ในการย่อยสลายสารอินทรีย์แบบไม่ใช้ออกซิเจน (Anaerobic digestion of theorganic) เพื่อผลิตก๊าซชีวภาพมีความหลากหลาย ขึ้นอยู่กับแหล่งที่มาของสารอินทรีย์ที่นำมาใช้ในการผลิตระบบผลิตก๊าซชีวภาพ โดยทั่วไปจะใช้มูลสุกร น้ำเสียจากโรงงานแป้งมัน โรงงานปาล์ม โรง

หมักเปียร์ โรงกลั่นสุรา และโรงงานแปรรูปอาหาร เทคโนโลยี Modified Covered Lagoon จะนิยมใช้มากกับฟาร์มสุกรและโรงงานบำบัดน้ำเสียจากอุตสาหกรรม ระบบนี้จะใช้แผ่นพลาสติกคลุมบ่อบำบัดน้ำเสียแบบไม่ใช้อากาศ แล้วนำก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นภายใต้กระบวนการย่อยสลายแบบไม่ใช้อากาศมาใช้ นอกจากนี้ระบบยังมีอุปกรณ์สำหรับกวนน้ำอย่างต่อเนื่องเพื่อให้แน่ใจว่ามีผลสารหรือสารอินทรีย์แขวนลอยในน้ำเสียได้สัมผัสกับแบคทีเรียเติมที่ ส่งผลให้เกิดการย่อยสลายอย่างรวดเร็วและทั่วถึงมากขึ้นสามารถลดค่าซีโอดี (COD; Chemical Oxygen Demand) ได้เร็วยิ่งขึ้น (หมายถึงปริมาณก๊าซชีวภาพที่ได้มากขึ้น) ระบบที่มีประสิทธิภาพสูงสุดจะต้องมีกระบวนการปั่นหรือกวนเพื่อให้เกิดการย่อยสลายอย่างต่อเนื่อง

สำหรับเทคโนโลยีระบบก๊าซชีวภาพที่ใช้อย่างแพร่หลายในประเทศไทยมีหลายแบบด้วยกัน ขึ้นอยู่กับชนิดและปริมาณของน้ำเสีย/ของเสีย โดยสรุปเทคโนโลยีที่ใช้จะขึ้นกับแหล่งที่มาของของเสีย/น้ำเสียได้ ดังต่อไปนี้

- 1) ระบบก๊าซชีวภาพจากอุตสาหกรรมทางการเกษตรและแปรรูปอาหาร
- 2) ระบบก๊าซชีวภาพจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์
- 3) ระบบก๊าซชีวภาพจากขยะมูลฝอย

ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียจากอุตสาหกรรมแสดงดังตารางที่ 2.4 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียจากอุตสาหกรรมและสถานภาพการผลิต และศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียฟาร์มปศุสัตว์แสดงดังตารางที่ 2.5 ส่วนเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพจากขยะมูลฝอยในประเทศไทยปัจจุบันยังประสบปัญหาด้านคุณภาพและปริมาณซึ่งไม่คงที่ของก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้น ดังนั้นในรายงานฉบับนี้จะนำเสนอเพียงก๊าซชีวภาพจากโรงงานอุตสาหกรรม และ ฟาร์มปศุสัตว์ เท่านั้น

ตารางที่ 2.4 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียจากอุตสาหกรรมและสถานภาพการผลิต

ลำดับ	ประเภทโรงงาน	ศักยภาพก๊าซชีวภาพ		สถานภาพ			
				มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพ		ยังไม่มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพ	
		จำนวนโรงงาน	ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ปี)	จำนวนโรงงาน	ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ปี)	จำนวนโรงงาน	ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ปี)
1	แป้ง	77	377	36	162.74	41	214.26
2	สุราและเปียร์	13	110	13	110	0	0
3	อาหาร	108	100	44	40.74	64	59.26

ลำดับ	ประเภท โรงงาน	ศักยภาพก๊าซชีวภาพ		สถานภาพ			
				มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพ		ยังไม่มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพ	
		จำนวน โรงงาน	ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ ปี)	จำนวน โรงงาน	ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ ปี)	จำนวน โรงงาน	ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ปี)
4	ปาล์ม	44	25.3	5	2.9	39	22.4
5	กระต๊าก	23	29	2	2.52	21	26.48
6	ยาง	87	84	2	1.62	85	82.38
7	เอทานอล	24	218.4	4	36.4	20	182
ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ปี)		รวม	943.7	รวม	356.92	รวม	586.78

ตารางที่ 2.5 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียจากฟาร์มปศุสัตว์และสถานภาพการผลิต

ลำดับ	ประเภท โรงงาน	ศักยภาพก๊าซชีวภาพ		สถานภาพ			
				มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพ		ยังไม่มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพ	
		ล้านตัว	ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ปี)	ล้านตัว	ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ปี)	ล้านตัว	ก๊าซชีวภาพ (ล้านลบ.ม/ปี)
1	ฟาร์มสุกรเล็ก	3	131.69	1.77	77.7	1.23	53.99
2	ฟาร์มสุกร กลางและใหญ่	4.14	181.67	2.19	96.1	1.95	85.57
3	ฟาร์มโค (โคเนื้อและโคนม)	8	822	N/A	N/A	N/A	N/A
4	ฟาร์มสัตว์อื่นๆ (ไก่ เป็น ช้าง)	N/A	125	N/A	N/A	N/A	N/A
ก๊าซชีวภาพ(ล้าน ลบ.ม/ปี)		รวม	1260.36	รวม	173.80	รวม	139.56

## 2.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

[14] ปัญหาขยะมูลฝอยของประเทศไทยได้ทวีความรุนแรงขึ้นอย่างรวดเร็วตามการขยายตัวของเมืองและการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมกรรมการบริโภคของประชาชน ในขณะที่หน่วยงานรับผิดชอบในการกำจัดขยะส่วนใหญ่ยังขาดความพร้อมทั้งทางด้านงบประมาณ เครื่องมืออุปกรณ์ บุคลากร และสถานที่ที่ใช้ในการกำจัดขยะ จึงทำให้การกำจัดขยะส่วนใหญ่ไม่ถูกต้องตามหลักวิชาการ ก่อให้เกิดปัญหาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพอนามัยของประชาชน ขยะชุมชนเป็นปัญหาที่หน่วยงานและภาคส่วนที่เกี่ยวข้องจำเป็นต้องเข้ามามีส่วนร่วมในการแก้ไขหากไม่มีการจัดการที่ดีและเป็นระบบจะส่งผลกระทบต่อทั้งในด้านเศรษฐกิจ สิ่งแวดล้อม และ สุขอนามัยของประชาชน ดังนั้น การนำขยะชุมชนมาผลิตเป็นพลังงานทดแทนในรูปไฟฟ้าหรือความร้อนเป็นทางเลือกหนึ่งที่จะช่วยลดปัญหาในการจัดการสิ่งแวดล้อม และ ในสถานะที่ประเทศไทยมีความจำเป็นจะต้องแสวงหาแหล่งพลังงานหมุนเวียนทดแทนพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งนับวันจะมีปริมาณลดน้อยลง และมีราคาสูงขึ้น ขยะชุมชนเป็นชีวมวลชนิดหนึ่งซึ่งมีศักยภาพในการนำมาใช้เพื่อผลิตพลังงาน ทั้งนี้เนื่องจากมีปริมาณมาก และ ไม่ต้องซื้อหา อย่างไรก็ตามจากที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้คำการศึกษา “คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากขยะ, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน” พบว่าปัจจุบันมีการนำมาขยะมาใช้เพื่อผลิตเป็นพลังงานน้อยมาก แสดงข้อมูลปริมาณขยะมูลฝอยที่ได้รับการกำจัดอย่างถูกต้องดังตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 ข้อมูลปริมาณขยะมูลฝอยที่ได้รับการจัดการอย่างถูกต้องตามหลักวิชาการในปี พ.ศ. 2551

พื้นที่	ปริมาณขยะมูลฝอย (วัน/ตัน)	
	เกิดขึ้น	กำจัด
กรุงเทพมหานคร	8,780	8,780
เขตเทศบาลและเมืองพัทยา (1,277 แห่ง)	14,915	5,240
นอกเขตเทศบาล (6,500 แห่ง)	17,369	1,234
<b>รวม</b>	<b>41,064</b>	<b>15,254</b>

ที่มา : รายงานสถานการณ์มลพิษของประเทศไทย พ.ศ. 2551 กรมควบคุมมลพิษ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

องค์ประกอบขยะชุมชนจะเปลี่ยนไปตามสภาพของภูมิอากาศ ฤดูกาล และพฤติกรรมทางเศรษฐกิจสังคม วิถีชีวิต ตลอดจนอุปนิสัยและแบบแผนในการบริโภคของแต่ละชุมชนโดยทั่วไปจะมีค่าเฉลี่ยองค์ประกอบขยะแสดงดังตารางที่ 2.7

ตารางที่ 2.7 องค์ประกอบเฉลี่ยในเทศบาลที่มีปริมาณมากกว่า 100 ตัน/วัน และ 50-100 ตัน/วัน

องค์ประกอบ	ปริมาณขยะมากกว่า 100 ตัน/วัน	ปริมาณขยะที่ 50-100 ตัน/วัน
เศษอาหาร/ผัก/ผลไม้	53.49%	57.18%
พลาสติก	20.12%	19.40%
กระดาษ	8.95%	8.38%
แก้ว	5.02%	3.47%
โลหะ	1.80%	1.52%
อื่นๆ เช่น กระดุก/เปลือกหอย/สารพิษ/ผ้าอ้อม/ ผ้าอนามัย/ถ่านไฟฉาย เป็นต้น	10.62%	10.05%

เทคโนโลยีผลิตพลังงานจากขยะมูลฝอยสำหรับแหล่งชุมชนที่มีสถานภาพเป็นเชิงพาณิชย์ ซึ่งถูกใช้งานและเป็นที่ยอมรับกันอย่างแพร่หลายแล้วในปัจจุบัน (Commercial Technology) แบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท คือ

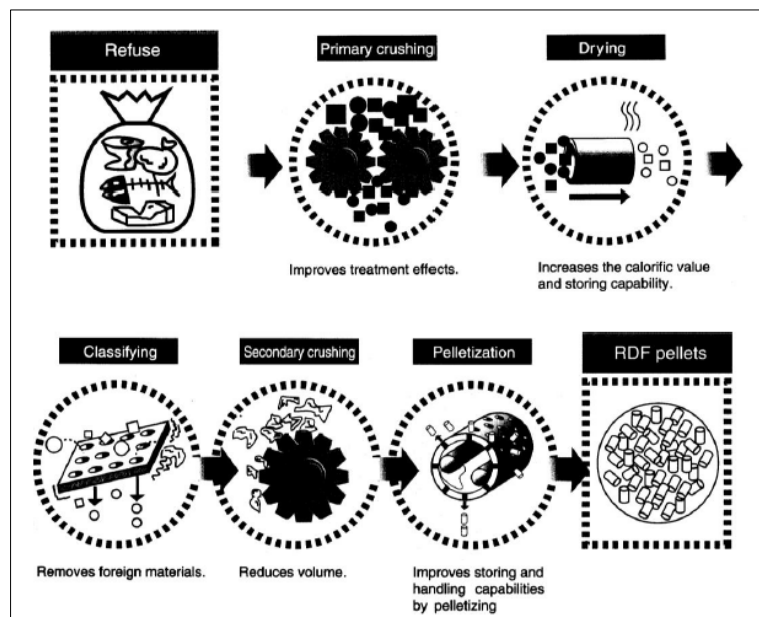
- 1) การผลิตพลังงานโดยใช้กระบวนการทางความร้อน (Thermal Conversion Process) ได้แก่
  - เทคโนโลยีผลิตพลังงานโดยใช้เตาเผาขยะมูลฝอย (Incinerator)
  - เทคโนโลยีผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากขยะชุมชน (MSW Gasification)
- 2) การผลิตพลังงานโดยใช้กระบวนการทางชีวเคมี (Biochemical Conversion Process) ได้แก่
  - เทคโนโลยีการย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion)
  - เทคโนโลยีการผลิตพลังงานโดยใช้ก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอย แบ่งได้เป็น แบบ Landfill Gas to Energy และแบบ Bioreator
- 3) เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงขยะ
 

เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงขยะ (Refuse Derived Fuel : RDF) ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการแปรรูปเป็นพลังงานโดยใช้ Thermal Conversion Process

โดยรายงานฉบับนี้จะมุ่งเน้นที่เทคโนโลยีผลิตเชื้อเพลิงขยะ เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่กำลังได้รับความสนใจจากภาคเอกชน จากการศึกษาที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษา “การศึกษาแนวทางการบริหารจัดการขยะชุมชนเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทนแบบครบวงจร (ระดับชุมชน), ศูนย์ความเป็นเลิศทางด้านชีวมวล, มหาวิทยาลัยสุรนารี” [15] พบว่า เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงขยะ (Refuse-

derived Fuel) คือ เทคโนโลยีเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอยที่ไม่ได้มีวัตถุประสงค์หลักในการกำจัดหรือทำลายขยะมูลฝอย เพียงแต่เป็นการเปลี่ยนรูปขยะมูลฝอยโดยคัดเลือกองค์ประกอบของขยะมูลฝอยที่มีพลังงานสูงมาสู่กระบวนการในการคัดแยกและแปรรูปเป็นเชื้อเพลิงที่สามารถนำไปใช้ในการผลิตพลังงานต่อไป เทคโนโลยีดังกล่าวมีข้อได้เปรียบเนื่องจากสามารถกระจายไปดำเนินการตามจุดต่างๆ ที่เป็นแหล่งกำเนิดขยะมูลฝอยได้โดยไม่ต้องมีการขนย้ายขยะไปสู่แหล่งกำจัด เชื้อเพลิงที่ได้สามารถเก็บรักษาและนำไปผลิตพลังงานได้เมื่อเวลาที่ต้องการ นอกจากนี้การผลิตเชื้อเพลิงขยะมีประโยชน์กับกระบวนการผลิตไฟฟ้ามากกว่าขยะสด เนื่องจากขยะสดมีความหลากหลายในองค์ประกอบต่างๆ ที่ประกอบกันขึ้นเป็นขยะมูลฝอย ซึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามลักษณะชุมชนและตามฤดูกาล อีกทั้งขยะมูลฝอยเหล่านี้มีค่าความร้อนต่ำ มีปริมาณเถ้าและความชื้นสูง ก่อให้เกิดความยุ่งยากให้กับผู้ออกแบบโรงเผาและผู้ปฏิบัติงาน และ ส่งผลให้การควบคุมการเกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมทำได้ยาก ดังนั้นการแปรรูปขยะมูลฝอยโดยผ่านกระบวนการจัดการต่างๆ เพื่อปรับปรุงคุณสมบัติทางกายภาพและคุณสมบัติทางเคมีของขยะมูลฝอยเพื่อทำให้กลายเป็นเชื้อเพลิงที่ได้จากขยะมูลฝอย (Refuse Derived Fuel: RDF) จะสามารถแก้ไขปัญหาดังกล่าวข้างต้นได้ ซึ่งเชื้อเพลิงขยะที่ได้นั้นสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานได้เชื้อเพลิงขยะ (RDF) หมายถึง ขยะมูลฝอยที่ผ่านกระบวนการจัดการต่างๆ เช่น การคัดแยกวัสดุที่เผาไหม้ไม่ได้ ออก การฉีกหรือตัดขยะมูลฝอยออกเป็นชิ้นเล็ก ๆ เชื้อเพลิงขยะที่ได้นี้จะมีค่าความร้อนสูงกว่า หรือมีคุณสมบัติเป็นเชื้อเพลิงที่ดีกว่าการนำ ขยะมูลฝอยที่เก็บรวบรวมมาใช้โดยตรง เนื่องจากมีองค์ประกอบทั้งทางกายภาพและทางเคมีที่สม่ำเสมอกว่า การแปรรูปขยะมูลฝอยให้กลายเป็นเชื้อเพลิงนั้น จำเป็นต้องมีกระบวนการจัดการไม่ว่าจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของเชื้อเพลิงขยะที่ต้องการ การออกแบบขั้นตอนต่างๆ ในการแปรรูปขยะมูลฝอยให้เป็นเชื้อเพลิงนั้นขึ้นอยู่กับว่ามีการจัดการกับขยะอย่างไรบ้าง ตัวอย่างเช่น ถ้าขยะได้มีการคัดแยกส่วนที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ใหม่ได้จากแหล่งกำเนิดก่อนอยู่แล้ว ดังนั้นในกระบวนการแปรรูปขยะเป็นเชื้อเพลิงอาจจะไม่จำเป็นต้องมีขั้นตอนการคัดแยกโลหะหรือแก้วได้ ดังแสดงใน รูปที่ 2.8





รูปที่ 2.8 ขั้นตอนในการแปรรูปขยะเป็นเชื้อเพลิงขยะ

ที่มา: การศึกษาแนวทางบริหารจัดการขยะชุมชนเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทนแบบครบวงจร (ระดับชุมชน), ศูนย์ความเป็นเลิศทางด้านชีวมวล, มหาวิทยาลัยสุรนารี

การใช้ประโยชน์จาก RDF สามารถใช้ได้ทั้งเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อน โดยที่อาจมีการใช้ RDF เป็นเชื้อเพลิงภายในสถานที่ผลิต RDF หรือมีการขนส่งในกรณีที่ตั้งของโรงงานไม่ได้อยู่ในที่ที่ต้องการใช้ประโยชน์ ทางเลือกอีกทางหนึ่งคือ นำไปใช้เผาพร้อมกับถ่านหิน เพื่อลดปริมาณการใช้ถ่านหินลง วิธีการใช้ประโยชน์จากเชื้อเพลิงขยะในรูปของพลังงานมีดังต่อไปนี้

- ใช้ในสถานที่แปรรูปขยะเป็นเชื้อเพลิงขยะ (on-site) โดยร่วมกับอุปกรณ์ที่ใช้เปลี่ยนเป็นพลังงาน เช่น เตาเผาแบบตะกรับ หรือ เตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบด หรือ gasification หรือ pyrolysis
- ใช้ในสถานที่อื่นที่ต้องมีการขนส่ง (off-site) โดยมีอุปกรณ์ที่ใช้เปลี่ยนเป็นพลังงาน เช่น เตาเผาแบบตะกรับหรือ เตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบด หรือ gasification หรือ pyrolysis
- เผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงอื่น เช่น ถ่านหินหรือชีวมวล
- เผาไหม้ในเตาผลิตปูนซีเมนต์
- ใช้ร่วมกับถ่านหินหรือชีวมวลในกระบวนการ gasification

มาตรฐานการแบ่งประเภทของเชื้อเพลิงขยะ (RDF) สามารถแบ่งออกเป็น 2 ระบบ คือ ระบบประเทศสหรัฐอเมริกา และ ระบบทางกลุ่มประเทศยุโรป ระบบทางประเทศสหรัฐอเมริกาแบ่งออกเป็น 7 ประเภท (ASTM standrad) โดยแบ่งตามขนาดและลักษณะของวัสดุของเสียนั้น ความแตกต่างของ RDF ทั้ง 7 ประเภท แสดงดัง ตารางที่ 2.8

ตารางที่ 2.8 การจัดประเภทของเชื้อเพลิงขยะ (RDF) ประเภทต่างๆ

ประเภท RDF	รูปแบบ	คุณลักษณะ	ระบบการเผาไหม้
RDF-1	Raw (MSW)	เป็นขยะที่อยู่ในรูปแบบของขยะที่ได้ รับมาโดยตรงจากผู้ทิ้ง โดยไม่ผ่าน กระบวนการใดๆ	Stoker
RDF-2	Coarse (c-RDF)	เป็นขยะที่ผ่านการคัดแยกเอาโลหะ เหล็กออกไป และทำให้มีขนาดลดลง แบบหยาบๆ	FBC, MFC
RDF-3	Fluff (f- RDF)	เป็นขยะที่ผ่านกระบวนการบดจน เหลือเพียงวัสดุที่เผาไหม้ได้เท่านั้น จนได้ขยะที่ 95% โดยน้ำหนักของ ขยะสามารถผ่านตะแกรงร้อนขนาด 50 ตารางมิลลิเมตรได้	Stoker
RDF-4	Powder	เป็นขยะจำพวกวัสดุที่เผาไหม้ได้ เท่านั้น โดยที่ 95% โดยน้ำหนักของ ขยะสามารถผ่านตะแกรงร้อนขนาด 2.5 ตารางมิลลิเมตร	FBC,PF
RDF-5	Dandified (d-RDF)	เป็นขยะที่ผ่านกระบวนการบดจน เหลือเพียงวัสดุที่เผาไหม้ได้ ที่นำมา อัดให้อยู่ในรูปแบบของอัดเม็ด อัด แท่ง หรือ ก้อนเท่านั้น	FBC,MFC
RDF-6	Liquid	เป็นขยะจำพวกวัสดุที่เผาไหม้ได้ใน ลักษณะของเชื้อเพลิงเหลวเท่านั้น	Swirl burnner
RDF-7	Gas	เป็นขยะจำพวกวัสดุที่เผาไหม้ได้ ลักษณะของเชื้อเพลิงประเภทแก๊ส เท่านั้น	Burner,IGCC

ที่มา: ASTM standards E856-83 (2006)

### บทที่ 3

## ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในต่างประเทศ

ในบทนี้จะกล่าวถึงเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่มีการติดตั้งในต่างประเทศ เนื่องจากเทคโนโลยีดังกล่าวเป็นเทคโนโลยีใหม่สำหรับประเทศไทย และ ยังไม่มีงานวิจัยทางด้านนี้มากนัก ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ศึกษาเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดจากบทความวิจัยในต่างประเทศ ซึ่งรูปแบบของการติดตั้งจะถูกแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบ ได้แก่

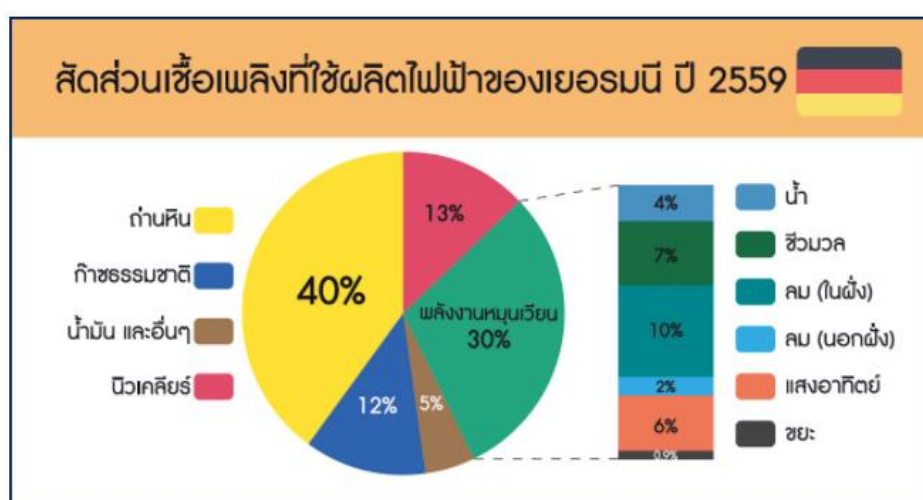
- 1) รูปแบบเทคโนโลยี RE-Firm ที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำนวนหนึ่งระบบ ที่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน
- 2) รูปแบบเทคโนโลยี RE-Firm ที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ที่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน
- 3) รูปแบบเทคโนโลยี RE-Firm ที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ที่ไม่มีระบบกักเก็บพลังงาน

#### 3.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหนึ่งระบบทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน

เทคโนโลยี ในรูปแบบนี้ โดยส่วนใหญ่ จะมีความนิยมใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนของการผลิตไฟฟ้า เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม เป็นต้น โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ จะช่วยกักเก็บพลังงานส่วนที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้เกินกว่าค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อนำไปจ่ายในช่วงระยะเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าไม่สามารถผลิตไฟได้ นอกจากนี้ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ จะช่วยลดผลกระทบด้านความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ขึ้นกับแหล่งของพลังงานทางธรรมชาติได้อีกด้วย

บทความวิจัย [6] ได้นำเสนอ การคำนวณปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่เหมาะสมของทั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ด้วยวิธีการหรือเทคนิคการหาค่าเหมาะสม (Optimization Techniques) เรียกว่า “Mixed Integer Linear Program” รวมถึงการประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวในด้านการวางแผนระบบไฟฟ้าของประเทศ เช่น ปริมาณสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าจะสามารถผลิตและจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้ และ ปริมาณสูงสุดของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าของประเทศออสเตรเลียและเยอรมนี เป็นต้น

สาเหตุของการเปรียบเทียบผลกรณีศึกษาในประเทศออสเตรเลียและเยอรมนี เนื่องมาจากทั้งสองประเทศนี้มีตลาดการซื้อขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ขนาดใหญ่ โดยเฉพาะประเทศเยอรมนีที่ถือได้ว่าเป็นกลุ่มประเทศชั้นนำในเรื่องของการสนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมาผลิตไฟฟ้าแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยค่าสถิติ ณ ปี 2016 ประเทศเยอรมนีใช้ถ่านหินผลิตไฟฟ้าคิดเป็น 40% ในขณะที่ อัตราการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีค่ามากถึง 30% ของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ดังแสดงในผิดพลาด! ไม่พบแหล่งอ้างอิง



รูปที่ 3.1 สัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในประเทศเยอรมนี ณ ปี 2016

(แหล่งอ้างอิง : บทความ “ประเทศพัฒนาแล้วใช้อะไรผลิตไฟฟ้า” โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย)

### จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากผลการศึกษาของบทความวิจัยข้างต้น พบว่า ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศเยอรมนีสูงกว่าออสเตรเลีย เนื่องจากชุดข้อมูลที่น่าวิเคราะห์ในบทความวิจัย พบว่า ประเทศเยอรมนีมีอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed in Tariff (FIT) สูงกว่าประเทศออสเตรเลีย ดังนั้น จึงทำให้เกิดแรงจูงใจในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า และปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศเยอรมนีมากกว่าประเทศออสเตรเลีย นอกจากนี้ ยังพบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดเล็ก ซึ่งประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ จะทำให้ประเทศออสเตรเลียสามารถลดการใช้ไฟฟ้าสูงสุดประจำปี (Annual Peak Load) ในปีที่ทำกรวิจัยได้ (ปี 2015) และ ยังทำให้ได้ผลประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์เพิ่มขึ้นในอนาคต อย่างไรก็ตาม การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพียงระบบเดียว จะทำให้เกิดผลประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์กับประเทศเยอรมนีมากกว่าระบบผลิตไฟฟ้าที่มีระบบกักเก็บด้วยแบตเตอรี่ เนื่องจากราคาของแบตเตอรี่ใน

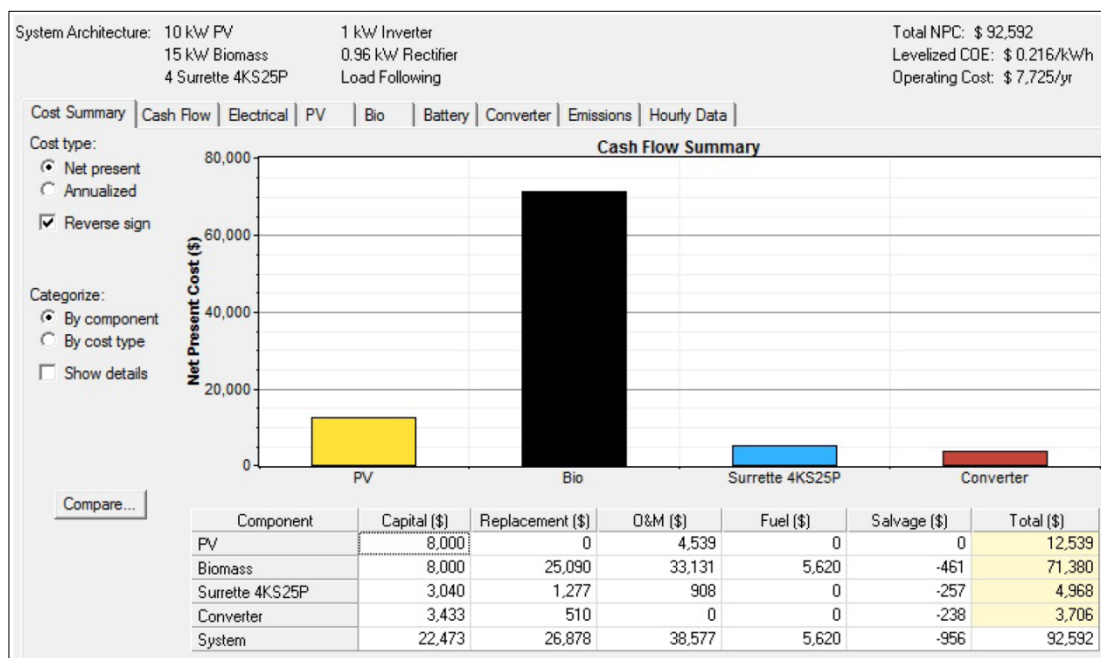
ประเทศเยอรมนียังคงมีราคาสูง และ จะสามารถติดตั้งหรือทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วย แบตเตอรี่ได้มากขึ้น ถ้าราคาของแบตเตอรี่ถูกลงกว่าราคาที่นำมาพิจารณาในงานวิจัยนี้ (600 EUR/kWh) ทั้งนี้ระบบควบคุมของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสม จะสามารถลดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ (PV Peak) ในประเทศเยอรมนีได้

### 3.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด หมายถึง การนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมากกว่าหนึ่งประเภทมาทำงานร่วมกัน เพื่อนำข้อดีของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ระบบใดระบบหนึ่ง มาชดเชยข้อเสียของอีกระบบหนึ่ง และ ยังเป็นการใช้ศักยภาพของพลังงานทดแทนในพื้นที่นั้นๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพและเกิดความคุ้มค่ามากที่สุด การพิจารณาความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ควรพิจารณาจากหลายปัจจัย เช่น ศักยภาพของพลังงานทดแทนในพื้นที่ที่จะทำการติดตั้ง ลักษณะการผลิตไฟฟ้าที่ต้องการ ต้นทุนในการก่อสร้างและต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง ข้อดีของการนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดมาทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน คือ ระบบกักเก็บพลังงานจะสามารถช่วยกักเก็บพลังงาน ณ ขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่า ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า และ จะช่วยจ่ายพลังงานไฟฟ้า ณ ขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดผลิตไฟไม่ได้ไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า หรือ ไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

บทความวิจัย [7] ได้นำเสนอการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสม ที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โดยใช้ซอฟต์แวร์ เรียกว่า “HOMER” เป็นเครื่องมือในการออกแบบเพื่อให้ได้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่มีการทำงานอย่างเหมาะสม และ ดีที่สุด โดยข้อมูลที่น่ามาพิจารณา ได้แก่ ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ และ ข้อมูลแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวลในแต่ละเดือนเป็นระยะเวลา 1 ปี รวมไปถึงข้อมูลค่าใช้จ่ายต่างๆ ตลอดปี จากผลการศึกษาของบทความวิจัย พบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง เท่ากับ 10 kW) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง เท่ากับ 15 kW) ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ และ คอนเวอร์เตอร์จำนวน 4 ชุด จะทำให้ 1) ค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิ หรือ Net Present Cost (NPC) ของระบบไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด มีค่าต่ำสุด เท่ากับ 91,684 ดอลลาร์ต่อปี 2) ค่าดำเนินงาน เท่ากับ 7,625 ดอลลาร์ต่อปี 3) ค่าพลังงาน

ไฟฟ้า หรือ Cost of Energy (COE) เท่ากับ 0.214 ดอลลาร์ต่อปี และ 4) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน เท่ากับ 46.4 หน่วยต่อปี รายละเอียดของผลการศึกษาศึกษาสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.2



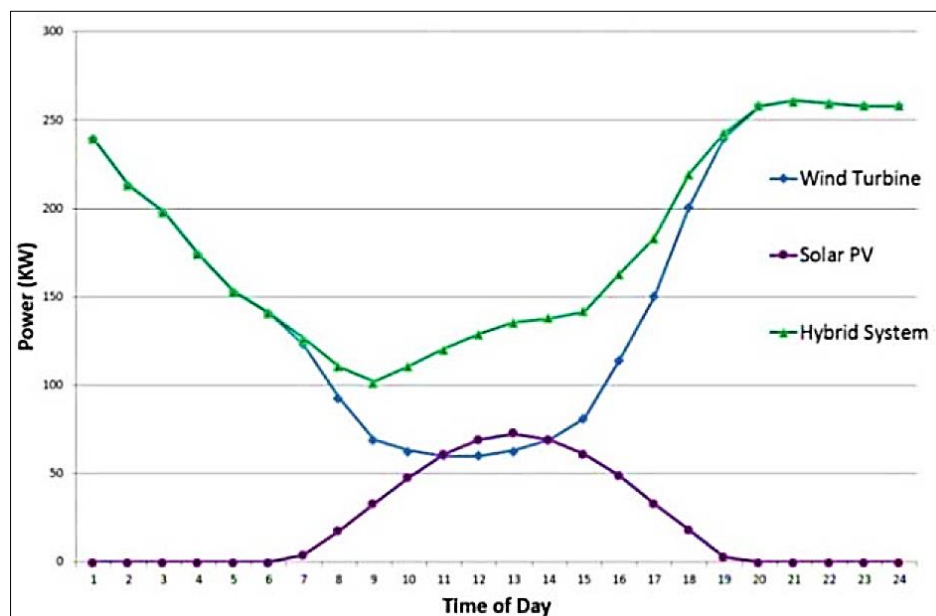
รูปที่ 3.2 รายละเอียดของผลการศึกษาคำนวณและวิเคราะห์ที่ได้จากซอฟต์แวร์ HOMER

### 3.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด (ไม่มีระบบกักเก็บพลังงาน)

รูปแบบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดนี้ จะเป็นการทำงานร่วมกันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตั้งแต่ 2 ประเภทขึ้นไป ซึ่งข้อดีของการทำงานร่วมกันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถลดค่าใช้จ่ายในการใช้ไฟฟ้าได้ โดยหันมาใช้ไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแทนในช่วงระยะเวลาที่อัตราค่าไฟฟ้ามีราคาสูง อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนของการผลิตกำลังไฟฟ้ามัก เนื่องจาก ต้องอาศัยหรือพึ่งพาแหล่งพลังงานทางธรรมชาติ เช่น พลังงานลม หรือ พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดประเภทนี้ จะไม่สามารถควบคุมการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้เป็นไปตามที่ต้องการได้ตลอดเวลา

บทความวิจัย [8] ได้นำเสนอระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับฟาร์มแห่งหนึ่งในรัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา จากการศึกษา พบว่า การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดดังกล่าว จะสามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าของฟาร์มไปได้มากกว่า

600,000 ดอลลาร์สหรัฐในช่วงระยะเวลา 20 ปี ปริมาณกำลังไฟฟ้าและรูปแบบการผลิตไฟฟ้าใน 1 วันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด แสดงดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดผลิตได้ภายในระยะเวลา 1 วัน

จากรูปที่ 3.3 จะสังเกตเห็นว่า ปริมาณกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดจะมีค่ามากในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ 1:00 น. ถึง 4:00 น. และ 19:00 น. ถึง 24:00 น. ดังนั้น เครื่องสูบน้ำในระบบชลประทานที่ใช้จ่ายน้ำให้พืชผลทางการเกษตรของฟาร์มจะสามารถทำงานได้ในเวลานี้ สำหรับในช่วงระยะเวลากลางวัน ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดจะมีกำลังไฟฟ้ามากพอที่จะจ่าย Critical Load ได้ เช่น ระบบปรับอากาศ เป็นต้น ทั้งนี้ เพื่อหลีกเลี่ยงการซื้อไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าที่สูงในช่วงระยะเวลานั้นเอง ข้อมูลค่าใช้จ่ายเปรียบเทียบระหว่างการซื้อไฟก่อนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด กับหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.1 ซึ่งจะเห็นได้ว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด จะช่วยลดค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าภายในฟาร์มได้

ตารางที่ 3.1 การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายระหว่างก่อนกับหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด

กรณีศึกษา	Monthly Payment	Yearly Payment	Span of 20 Years
ก่อนติดตั้ง	\$7,970	\$95,639	\$1,912,788

กรณีศึกษา	Monthly Payment	Yearly Payment	Span of 20 Years
หลังติดตั้ง	\$5,452	\$65,418	\$1,308,360
Saving	\$2,518	\$30,221	\$604,428

นอกจากบทความวิจัยเกี่ยวกับรูปแบบของการติดตั้งเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดทั้ง 3 แบบแล้ว วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาบทความวิจัยที่มีการเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดรูปแบบต่างๆ อีกด้วย

บทความวิจัย [9] ได้นำเสนอระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่มีแหล่งพลังงานหลัก คือ พลังงานลม และ พลังงานชีวมวล เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าให้กับพื้นที่ชนบทที่ไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าหลักจ่ายไม่ถึง โดยงานวิจัยนี้ได้ทำการเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิ (NPC) ค่าไฟฟ้า (COE) พลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน และ อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในรูปแบบที่ต่างกัน เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดระหว่างพลังงานลม และ/หรือ พลังงานชีวมวล ที่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน กับระบบดังกล่าวที่ไม่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน เป็นต้น

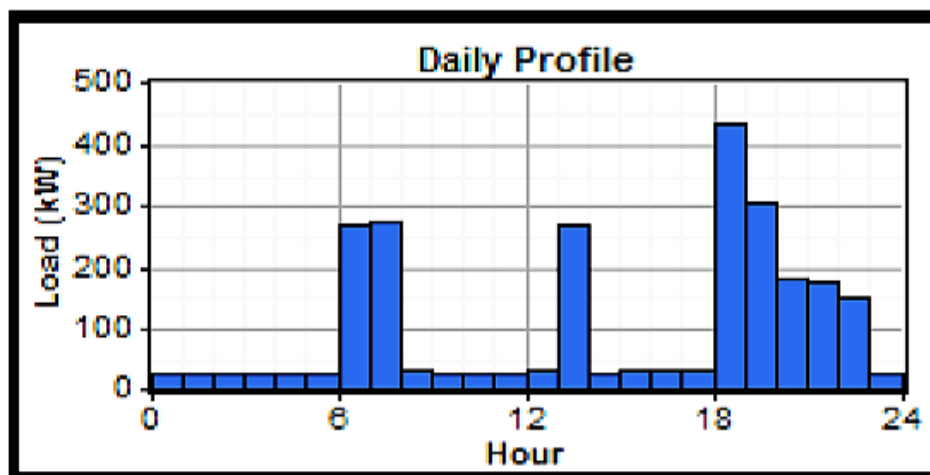
งานวิจัยนี้จะเลือกหมู่บ้าน Mseleni ในประเทศแอฟริกาใต้ เป็นกรณีศึกษา หมู่บ้านดังกล่าวมีประชากรโดยประมาณ 985 คน คิดเป็น 240 ครัวเรือน และตั้งอยู่ในเขตภูเขาที่ไม่สามารถเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักของประเทศได้ ความเร็วลมโดยเฉลี่ยของหมู่บ้านดังกล่าวอยู่ที่ 5 m/s ซึ่งความเร็วเฉลี่ยต่อเดือนแสดงดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของหมู่บ้าน Mseleni

กรณีศึกษา	Monthly Payment	Yearly Payment	Span of 20 Years
ก่อนติดตั้งHybrid System	\$7,970	\$95,639	\$1,912,788
หลังติดตั้งHybrid System	\$5,452	\$65,418	\$1,308,360
Savings	\$2,518	\$30,221	\$604,428

ความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยรายชั่วโมงของหมู่บ้านสามารถแสดงดังรูปที่ 3.4 โดยคำนวณจากผลรวมความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงในฤดูร้อน, ฤดูใบไม้ร่วง, ฤดูใบไม้ผลิ และฤดูหนาวหารด้วย 4





รูปที่ 3.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของหมู่บ้าน Mseleni

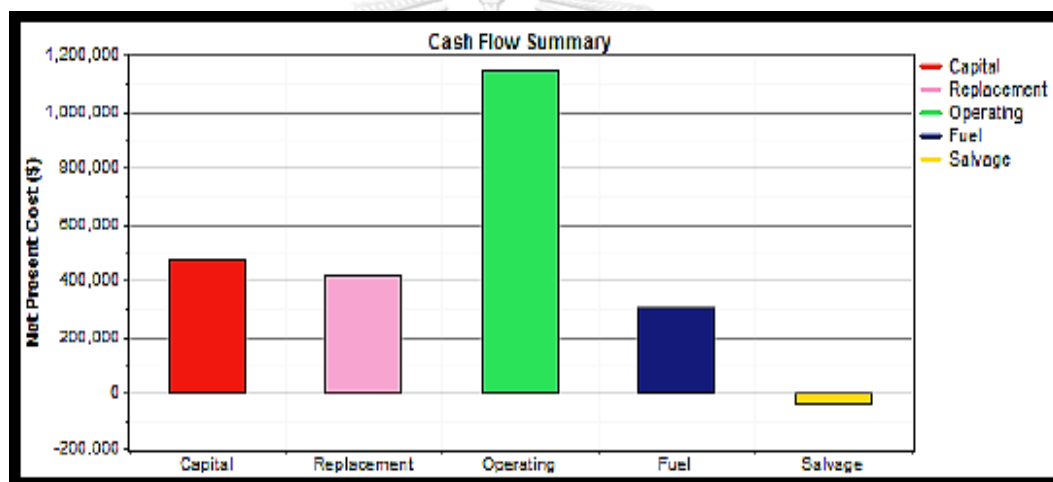
งานวิจัยนี้จะศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดทั้งหมด 4 กรณี โดยการคำนวณค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิ (NPC), ค่าไฟฟ้า (COE), พลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน และอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของแต่ละกรณีจะถูกคำนวณโดยโปรแกรม 'HOMER' ซึ่งตัวแปรที่โปรแกรมใช้ในการคำนวณเช่น ขนาดกังหันลม, ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล, ขนาดของแบตเตอรี่, ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ, ค่าบำรุงรักษา, อายุการใช้งานของอุปกรณ์ต่างๆ แสดงดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลอุปกรณ์

Technology	Wind turbine	Generator	Batteries	Converter
Model	Enercon E33	Honny Power	Surrette	-
size	330 kW	5000 kW	6 V	1 kW
Capital cost (\$)	429,000	43,000	1,000	700
O&M (\$)	128,700	0.6 \$/hr	50	100
Replacement cost (\$)	429,000	43,000	800	550
Lifetime	15	15,000 Operating hrs.	9,645 kWh throughput	15

**กรณีที่ 1** ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดระหว่าง พลังงานลมและพลังงานชีวมวล ที่ไม่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกรณีนี้ประกอบด้วย กังหันลมรุ่น Enercon E33 มูลค่า 429,000 ดอลลาร์ และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลขนาด 500 kW มูลค่า 43,000 ดอลลาร์ จากผลการคำนวณพบว่า NPC ของกรณีศึกษานี้อยู่ที่ 2,300,026 ดอลลาร์ และ COE เท่ากับ 0.198 ดอลลาร์ โดยกระแสเงินสดของ NPC แสดงดังรูปที่ 3.5 จากผลการคำนวณพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกรณีศึกษาที่ 1 นี้สามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ทั้งหมด 100% มีพลังงานไฟฟ้าเหลือ 48.8% ปล่อยก้าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่บรรยากาศ 0.23 g/kWh ระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ทั้งหมด 1,774,818 kWh สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าคือ พลังงานลม 32% และพลังงานชีวมวล 68% แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 3.4



รูปที่ 3.5 กระแสเงินสดของ NPC ในกรณีศึกษาที่ 1

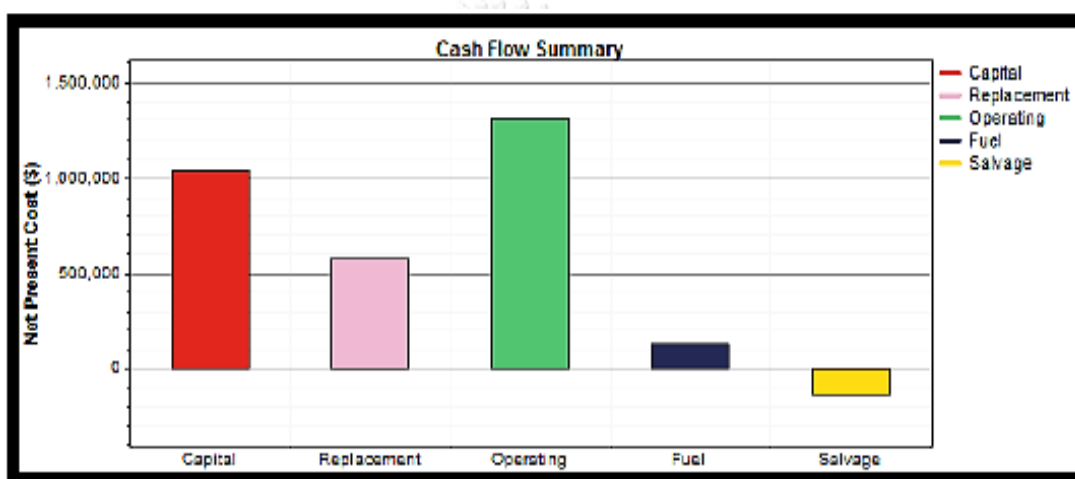
ตารางที่ 3.4 ผลการคำนวณของกรณีศึกษาที่ 1

Source	Quantity (kWh)	Excess (kWh)	Unmet (kWh)	Contribution (%)	CO <sub>2</sub> (kg)
Wind	561,260	865,593	0.0021	32	410
Gen	1,213,557			68	
Total	1,774,818			100	

**กรณีศึกษาที่ 2** ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดระหว่าง พลังงานลมและพลังงานชีวมวล ที่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

กรณีศึกษาประกอบด้ว้กังหันลมรุ่น BWC Excel-s 10 ตัว ตัวละ 10kW, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวล500 kW, แบตเตอรี่รุ่น Surrrette 6CS25P 600 ลูก และอินเวอร์เตอร์ 200kW 1 ตัว จากผลการคำนวณ ค่า NPC ของระบบดังกล่าวอยู่ที่ 2,912,532 ดอลลาร์ และ COE เท่ากับ 0.251 ดอลลาร์/kWh โดยกระแสเงินสดของ NPC แสดงดังรูปที่ 3.6 และ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้แสดงดัง

ตารางที่ 3.5



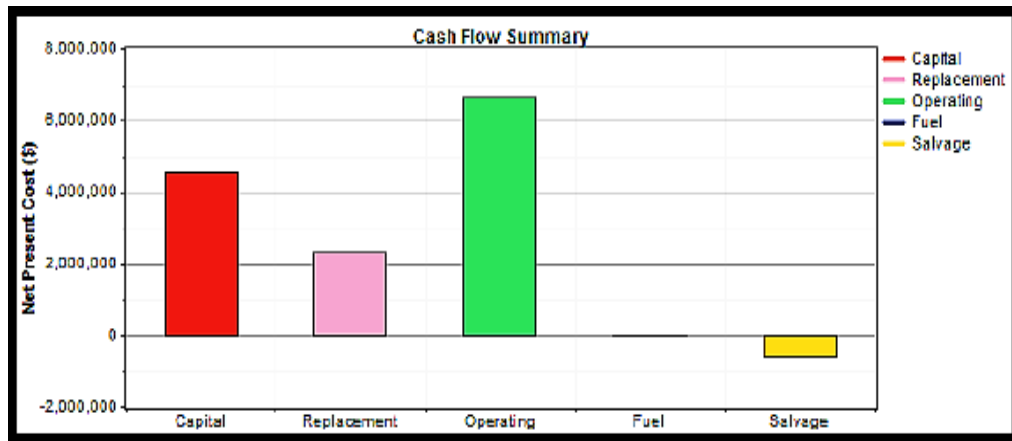
รูปที่ 3.6 กระแสเงินสดของ NPC ในกรณีศึกษาที่ 2

ตารางที่ 3.5 ผลการคำนวณของกรณีศึกษาที่ 2

Source	Quantity (kWh)	Excess (kWh)	Unmet (kWh)	Contribution (%)	CO <sub>2</sub> (kg)
Wind	110,975	865,593	0.0021	32	410
Gen	936,071			68	
Total	1,047,047			100	

**กรณีศึกษาที่ 3** ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

กรณีศึกษาประกอบด้ว้กังหันลมรุ่น Enercon E33 4 ตัว, แบตเตอรี่รุ่น Surrrette 6CS25P 2500 ลูก และคอนเวอร์เตอร์ จากผลการคำนวณ ค่า NPC ของระบบดังกล่าวอยู่ที่ 12,927,208 ดอลลาร์ และ COE 1.112 ดอลลาร์/kWh โดยกระแสเงินสดของ NPC แสดงดังรูปที่ 3.7 และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้แสดงดังตารางที่ 3.6

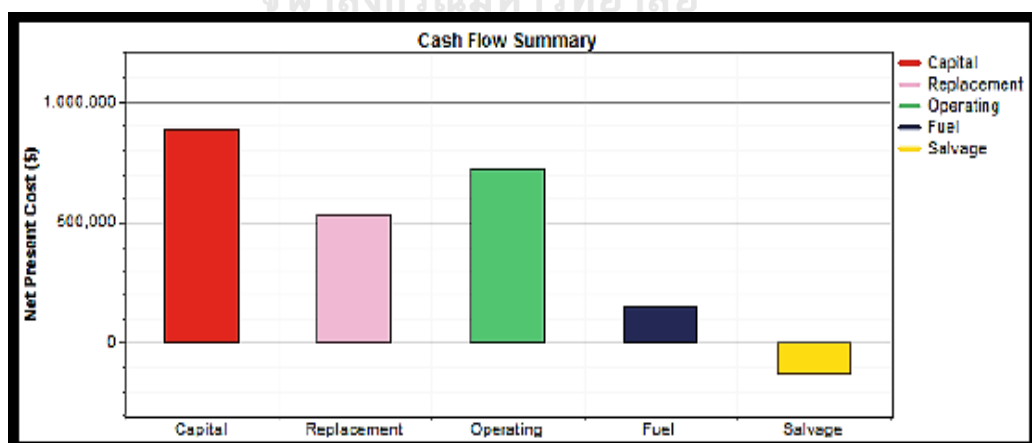


รูปที่ 3.7 กระแสเงินสดของ NPC ในกรณีศึกษาที่ 3

ตารางที่ 3.6 ผลการคำนวณของกรณีศึกษาที่ 3

Source	Quantity (kWh)	Excess (kWh)	Unmet (kWh)	Contribution (%)	CO <sub>2</sub> (kg)
Wind	110,975	1,092,420	-0.0003	100	0

**กรณีที่ 4** ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ กรณีศึกษานี้ประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวล 550 kW, แบตเตอรี่รุ่น Surrette 6CS25P 700 ลูก และคอนเวอร์เตอร์ 200 kW จากผลการคำนวณ ค่า NPC ของระบบดังกล่าวอยู่ที่ 2,153,339 ดอลลาร์ และ COE เท่ากับ 0.185 ดอลลาร์ โดยกระแสเงินสดของ NPC แสดงดังรูปที่ 3.8 และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้แสดงดัง ตารางที่ 3.7

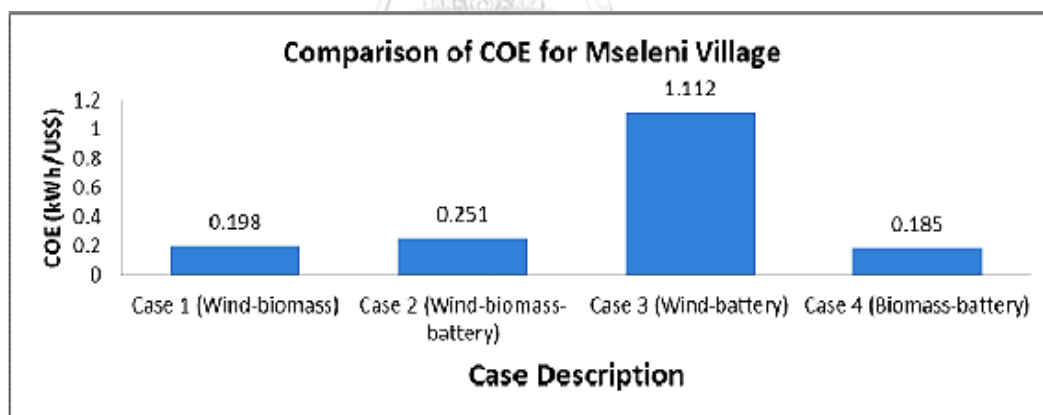


รูปที่ 3.8 กระแสเงินสดของ NPC ในกรณีศึกษาที่ 4

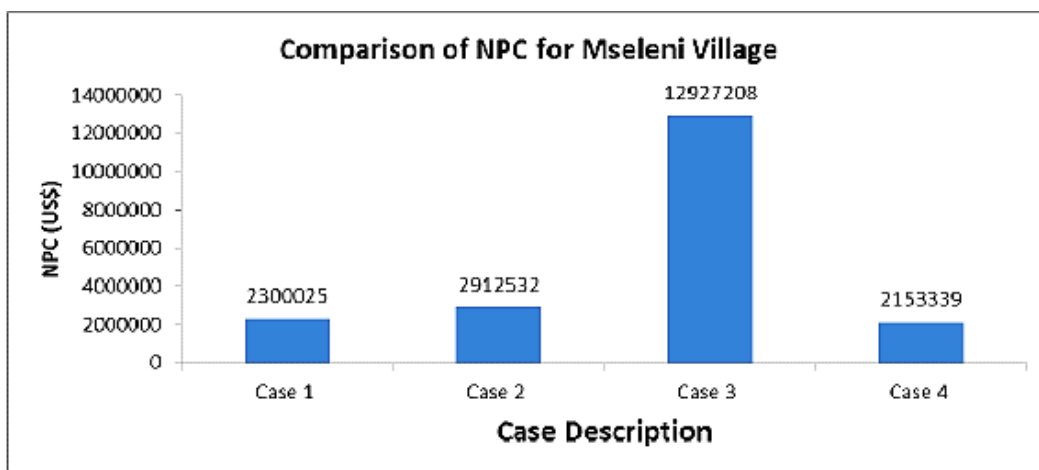
ตารางที่ 3.7 ผลการคำนวณของกรณีศึกษาที่ 4

Source	Quantity (kWh)	Excess (kWh)	Unmet (kWh)	Contribution (%)	CO <sub>2</sub> (kg)
Gen	1,083,126	0.00595	100	68	198

จากผลการศึกษาทุกกรณีพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดสำหรับหมู่บ้านนี้คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาที่ 4) เนื่องจากมีค่า NPC และ COE น้อยที่สุดในบรรดา 4 กรณี กรณีอื่นๆเช่น ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดระหว่าง พลังงานลมและพลังงานชีวมวล ที่ไม่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่(กรณีศึกษาที่1) ไม่ได้มีค่า NPC และ COE ที่แตกต่างจากกรณีที่ 4 มากนัก จึงก็เป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมกับหมู่บ้านนี้เช่นกันในกรณีที่ต้องการสร้างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่ใช้แหล่งพลังงานมากกว่า 1 แหล่ง ส่วนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาที่ 3) มีค่า NPC และ COE มากที่สุดเนื่องจากการใช้แบตเตอรี่ปริมาณมากถึง 2,500 ลูก กราฟแสดงการเปรียบเทียบ NPC และ COE ของทั้ง 4 กรณี แสดงดังรูปที่ 3.9 และ รูปที่ 3.10



รูปที่ 3.9 กราฟแสดงการเปรียบเทียบ COE ของกรณีศึกษาทั้ง 4 กรณี



รูปที่ 3.10 กราฟแสดงการเปรียบเทียบ NPC ของกรณีศึกษาทั้ง 4 กรณี

เมื่อวิเคราะห์องค์ประกอบอื่นๆนอกเหนือจากค่า NPC และ COE จากผลการศึกษาจะพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดระหว่าง พลังงานลมและพลังงานชีวมวล ที่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาที่ 2) และ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาที่ 4) มีค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินน้อยที่สุด คือ 0.08% และ 0% ตามลำดับ ส่วนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดระหว่าง พลังงานลมและพลังงานชีวมวล ที่ไม่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาที่ 1) และ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาที่ 3) มีค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมากกว่ากรณีศึกษา 2 และ 4 มาก หากพิจารณากรณีที่ 1 และ 2 จะพบว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าเกินลดลงจาก 48.8% เหลือ 0% เนื่องจากการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

เมื่อพิจารณาเรื่องการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาที่ 3) ไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เลย เนื่องจากเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง ส่วนถ้าจะพิจารณาการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉพาะกรณีศึกษาที่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิงจะพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดระหว่าง พลังงานลมและพลังงานชีวมวล ที่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาที่ 2) มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์น้อยที่สุด เนื่องจากมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมซึ่งเป็นพลังงานสะอาดร่วมด้วยนั่นเอง

จากบทความวิจัยทั้งหมดที่ได้ศึกษา พบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่มีผลประโยชน์ในด้านต่างๆ เช่น ด้านประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน กล่าวคือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน จะสามารถกักเก็บพลังงานไฟฟ้าไว้ใช้ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้ามี

ประสิทธิภาพในการใช้พลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าผลิตได้มากขึ้น อย่างไรก็ตาม ในสถานะที่ราคาของระบบกักเก็บพลังงานยังคงมีราคาสูง การทำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดโดยไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงาน จะสามารถให้ผลประโยชน์กับผู้ผลิตไฟฟ้าได้ในเรื่องของการลดค่าใช้จ่ายการใช้ไฟฟ้า นอกจากนี้ ระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวยังเป็นการใช้ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ได้อย่างคุ้มค่า และ เป็นระบบที่ไม่พึ่งพาแหล่งพลังงานใดพลังงานหนึ่งมากเกินไป อย่างไรก็ตาม บทความความวิจยที่ศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่ไม่ได้ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน เช่น บทความความวิจย [8] มีจุดประสงค์เพื่อใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทในช่วงระยะเวลาที่ต่างกันเท่านั้น ไม่ได้นำผลของการผลิตไฟฟ้าได้ในแต่ละประเภท มาพิจารณาร่วมกันเพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างสม่ำเสมอตามกฎการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้าของประเทศ นอกจากนี้ จากบทความความวิจยที่ได้ศึกษามาทั้งหมดพบว่า แต่ละบทความได้ศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดเพียงบางรูปแบบเท่านั้น ไม่ได้มีการเปรียบเทียบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดรูปแบบใดที่ให้ผลตอบแทนมากที่สุด แม้บทความความวิจย [9] จะทำการเปรียบเทียบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรูปแบบต่างๆ ก็เป็นเพียงการศึกษาเฉพาะในกรณีศึกษาที่ยกตัวอย่างมาเท่านั้น แม้จะสามารถนำมาเป็นแนวทางในการศึกษาวิจยได้แต่ก็ไม่สามารถนำมาเป็นข้อสรุปได้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบใดที่เหมาะสมกับประเทศไทย

## บทที่ 4

### ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย และ หลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าใน โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm

ในบทนี้จะกล่าวถึงศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย นอกจากนั้นจะกล่าวถึงหลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm เพื่อให้ทราบถึงข้อกำหนดที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดจะสามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าของประเทศไทยได้ อันเป็นข้อมูลที่จำเป็นต่อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

การวิจัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมกับศักยภาพพลังงานในพื้นที่ จำเป็นต้องศึกษาข้อมูลศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่มีในแต่ละพื้นที่ เนื่องจากจะทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถประเมินกำลังการผลิตและศักยภาพทางด้านเชื้อเพลิงของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ โดย [16] ได้กล่าวถึง มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) วันที่ พ.ศ. 2558 ที่ได้เห็นชอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (AEDP2015) โดยแผนดังกล่าวได้กำหนดค่าเป้าหมายในการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนทั้งในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพ เป็น 30% ของการใช้พลังงานไฟฟ้าขั้นสุดท้ายในปี พ.ศ. 2579 ทั้งนี้เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มุ่งเน้นทางด้านพลังงานไฟฟ้า จึงขอกล่าวถึงเฉพาะส่วนของสถานะภาพพลังงานไฟฟ้าเท่านั้น

วิทยานิพนธ์ดังกล่าวได้อ้างอิงข้อมูลจากแผน AEDP ว่า ใน พ.ศ. 2557 ประเทศไทยมีการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนรวม 4,494.03 MW คิดเป็นสัดส่วน 9.87% ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ โดยพบว่าการใช้ไฟฟ้าจากชีวมวลมีปริมาณมากที่สุด คือเท่ากับ 2,451.82 MW รองลงมาได้แก่พลังงานแสงอาทิตย์ ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) และพลังงานลม โดยมีปริมาณ 1,298.51, 311.50 และ 224.47 MW ตามลำดับ ขณะที่เป้าหมายในการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนใน ปี พ.ศ. 2579 มีปริมาณเท่ากับ 19,635 MW หรือคิดเป็นสัดส่วน 20.11% ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ ดังแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 สถานะภาพและเป้าหมายการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผน AEDP2015

ประเภทเชื้อเพลิง	สถานะภาพ สิ้นปี 2557* (MW)	เป้าหมายปี 2579 (MW)
1. ชยะชุมชน	65.72	500.00
2. ชยะอุตสาหกรรม	-	50.00
3. ชีวมวล	2,451.82	5,570.00



ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพ สิ้นปี 2557* (MW)	เป้าหมายปี 2579 (MW)
4. ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ ของเสีย)	311.50	600.00
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	142.01	376.00
6. ก๊าซชีวภาพ (พืช พลังงาน)	-	680.00
7. พลังงานลม	224.47	3,002.00
8. พลังงานแสงอาทิตย์	1,298.51	6,000.00
9. พลังน้ำขนาดใหญ่	-	2,906.40**
รวมเมกะวัตต์ติดตั้ง (เมกะ วัตต์)	4,494.03	19,684.40
รวมพลังงานไฟฟ้า (ล้าน หน่วย)	17,217	65,588.07
ความต้องการพลังงาน ไฟฟ้าทั้งประเทศ (ล้าน หน่วย)	174,467	65,588.07
สัดส่วนผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานทดแทน (%)	9.87	326,119.00

\*รวมการผลิตไฟฟ้านอกกริด (Including off Grid Power Generation) และไม่รวมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดใหญ่

\*\*เป็นกำลังการผลิตติดตั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน โดยพลังน้ำขนาดใหญ่ถูกรวมเป็นเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในแผน AEDP2015

ที่มา : แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (AEDP2015), มติ กพช. วันที่ 17 กันยายน พ.ศ. 2558

ปัจจุบันประเทศไทยมีการใช้ประโยชน์จากพลังงานทดแทนหลากหลายประเภทในการผลิตพลังงานทั้งรูปแบบไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิง ซึ่งพลังงานทดแทนโดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังงานที่ได้จากธรรมชาติเป็นหลัก ทั้งส่วนที่จัดเป็นวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่มีอยู่ทั่วไปในปัจจุบัน สามารถนำเข้าสู่กระบวนการผลิตพลังงานได้โดยตรง ได้แก่ มูลสัตว์ น้ำเสีย กากน้ำตาล ผลผลิตทางการเกษตร เศษวัสดุทางการเกษตร (ชีวมวล) และขยะมูลฝอยชุมชน ส่วนที่จัดเป็นศักยภาพทางธรรมชาติที่ต้องดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับผลิตพลังงานได้แก่ ความเข้มรังสีแสงอาทิตย์และพลังงานลม และ

ส่วนวัตถุดิบพลังงานทดแทนทางการเกษตรที่ต้องทำการเพาะปลูกเพิ่มโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตพลังงานโดยเฉพาะ ได้แก่ พืชพลังงาน (หญ้าเนเปียร์) และไม้โตเร็ว (ยูคาลิปตัส) ดังนั้น การประเมินศักยภาพพลังงานทดแทนจึงทำการแบ่งประเภทพลังงานทดแทนออกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ คือ

(1) ศักยภาพพลังงานทดแทนกลุ่ม Existing Supply คือ ส่วนที่จัดเป็นวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่มีอยู่ทั่วไปในปัจจุบัน และศักยภาพทางธรรมชาติที่เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ผลิตพลังงานแล้วไม่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงการใช้ประโยชน์ที่ดินในปัจจุบัน ได้แก่

- ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop)
- ศักยภาพพลังงานก๊าซชีวภาพ (Biogas)
- ศักยภาพพลังงานขยะชุมชน (Municipal Solid Waste)
- ศักยภาพพลังงานชีวมวล (Biomass)
- ศักยภาพเอทานอล (Ethanol)
- ศักยภาพไบโอดีเซล (Biodiesel)

(2) ศักยภาพพลังงานทดแทนกลุ่ม Alternative Supply คือ ศักยภาพทางเลือกของพลังงานทดแทนจากศักยภาพทางธรรมชาติที่เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ผลิตพลังงานแล้วก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงการใช้ประโยชน์ที่ดินในปัจจุบัน และส่วนวัตถุดิบพลังงานทดแทนทางการเกษตรที่ดัดแปลงเพิ่มโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตพลังงานโดยเฉพาะ (เกิดการปรับเปลี่ยนการใช้ประโยชน์พื้นที่การเกษตร โดยการติดตั้งแผงรับรังสีแสงอาทิตย์บนพื้นดิน หรือติดตั้งกังหันลมผลิตพลังงาน หรือปลูกพืชเพื่อผลิตพลังงานโดยเฉพาะแทน) ได้แก่

- ศักยภาพทางเลือกพลังงานลม (Wind)
- ศักยภาพทางเลือกพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้น (Solar Ground Mount)
- ศักยภาพทางเลือกพืชพลังงาน (Energy Crop)
- ศักยภาพทางเลือกไม้โตเร็ว (Fast Growth)
- จากการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานจากพลังงานทดแทนกลุ่ม Existing Supply และกลุ่ม Alternative Supply โดยแยกรายภูมิภาค สามารถสรุปได้ดัง

ตารางที่ 4.2 และ

## ตารางที่ 4.3ตามลำดับ

ตารางที่ 4.2 ศักยภาพพลังงานจากพลังงานทดแทนกลุ่ม Existing Supply แยกรายภูมิภาค

ศักยภาพพลังงานทดแทน	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคกลาง	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคตะวันออกและอีสานล่าง	ภาคอีสานบน	รวมประเทศ
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทน Primary Energy (ktoe)</b>								
แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา	996.49	9,203.04	3,902.71	5,603.16	6,794.97	12,597.94	7,447.55	46,545.85
ก๊าซชีวภาพ	2.97	536.13	250.94	118.97	403.70	623.85	516.30	2,452.86
ขยะชุมชน	-	553.00	421.60	474.42	393.38	845.60	450.84	3,129.85
ขยะชุมชนสำรอง	244.76	344.10	265.93	158.83	165.42	309.28	456.02	1,944.36
ชีวมวลเชิงพาณิชย์	6.73	3,242.20	4,157.65	1,381.14	1,924.32	3,145.94	4,454.49	18,312.48
ชีวมวลเชิงเทคนิค	0.002	3,297.74	1,089.19	1,310.89	2,056.05	3,277.96	3,935.15	14,966.97
ชีวมวลสำรอง	7.71	2,932.20	4,474.35	387.41	732.51	2,529.86	2,725.27	13,789.32
เอทานอล	-	959.14	0.01	111.34	362.71	1,779.87	1,017.23	4,230.29
ไบโอดีเซล	0.01	5.08	2,219.93	4.79	56.67	120.57	7.82	2,414.86
<b>รวม</b>	<b>1,258.68</b>	<b>21,072.64</b>	<b>16,7773.30</b>	<b>9,550.95</b>	<b>12,889.73</b>	<b>25,230.88</b>	<b>21,010.66</b>	<b>107,786.84</b>
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทน Final Energy (Non-Firm MWe)</b>								

ศักยภาพ พลังงาน ทดแทน	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาค กลาง	ภาค ตะวันตก	ภาค ตะวันออก และอีสาน ล่าง	ภาคอีสาน บน	รวม ประเทศ
แสงอาทิตย์ ติดตั้งบน หลังคา	1,334.85	12,327.92	5,227.87	7,505.70	9,102.19	16,875.55	9,976.35	62,350.43
ก๊าซชีวภาพ	1.66	299.24	140.06	66.40	225.32	348.20	288.17	1,369.05
ขยะชุมชน	-	185.19	138.18	158.88	131.74	283.18	150.98	1,048.15
ขยะชุมชน สำรอง	81.97	115.24	89.06	53.19	55.40	103.58	152.72	651.14
ชีวมวลเชิง พาณิชย์	3.22	1,551.10	1,989.06	660.75	920.61	1,505.05	2,131.07	8,760.88
ชีวมวลเชิง เทคนิค	0.001	1,577.67	521.08	627.14	983.63	1,568.21	1,882.62	7,160.35
ชีวมวลสำรอง	3.69	1,402.79	2,140.57	185.34	350.44	1,210.31	1,303.80	6,596.95
รวม (Non- Firm MWe)	1,425.38	17,459.15	10,245.88	9,257.41	11,769.34	21,894.08	15,885.70	87,936.94
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทน Final Energy (Firm MWe)</b>								
แสงอาทิตย์ ติดตั้งบน หลังคา	221.46	2,045.31	867.35	1,245.26	1,510.14	2,799.81	1,655.17	10,344.50
ก๊าซชีวภาพ	1.10	198.59	92.95	44.07	149.53	231.08	191.24	908.55
ขยะชุมชน	-	163.87	122.26	140.58	116.57	250.57	133.59	927.45
ขยะชุมชน สำรอง	72.53	101.97	78.80	47.07	49.02	91.65	135.13	576.16
ชีวมวลเชิง พาณิชย์	2.49	1,200.93	1,540.02	511.58	712.78	1,165.27	1,649.97	6,783.04
ชีวมวลเชิง เทคนิค	0.00	1,221.50	403.44	485.56	761.57	1,214.17	1,457.60	5,543.85
ชีวมวลสำรอง	2.86	1,086.10	1,657.32	143.50	271.33	937.08	1,009.45	5,107.64

ศักยภาพ พลังงาน ทดแทน	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาค กลาง	ภาค ตะวันตก	ภาค ตะวันออก และอีสาน ล่าง	ภาคอีสาน บน	รวม ประเทศ
รวม (Firm MWe)	300.44	6,018.27	4,762.15	2,617.62	3,570.93	6,689.63	6,232.15	30,191.20



ตารางที่ 4.3 ศักยภาพพลังงานจากพลังงานทดแทนกลุ่ม Alternative Supply แยกภูมิภาค

ศักยภาพพลังงานทดแทน	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคกลาง	ภาคตะวันตก	ภาคตะวันออกเฉียงและอีสานล่าง	ภาคอีสานบน	รวมประเทศ
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทน Primary Energy (Firm MWe)</b>								
ลม	20.16	3,519.25	15,022	7,256.30	68,521	68,521.15	15,974.34	117,973.34
แสงอาทิตย์ติดตั้งบนดิน	172	2,652,650.9	5,420.95	306,853.63	376,190	2,793,594	4,200,054	10,334,937
พืชพลังงาน	3.37	50,801.96	103.39	5,756.58	6,978.84	51,997.66	79,229.82	194,871.61
ไม้โตเร็ว	6.83	798.64	90.76	266.76	177.04	831.31	1,585.92	3,757.27
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทน Final Energy (Non-Firm MWe)</b>								
ลม	30.00	5,238.00	22,360.00	10,800.00	11,400.00	101,986.00	23,776.00	175,590.00
แสงอาทิตย์ติดตั้งบนดิน	230.5	3,553,354.4	7,261.62	411,045.31	503.925	3,742,155	5,626,175	13,844,148
พืชพลังงาน	1.45	21,811.44	44.39	2,471.54	2,996.31	22,324.80	34,016.72	83,666.66
ไม้โตเร็ว	3.27	382.08	43.42	127.62	84.70	397.71	758.72	1,797.51
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทน Final Energy (Firm MWe)</b>								
ลม	5.97	1,042.84	4,451.67	2,150.18	2,269.64	20,304	4,733.59	34,958.37
แสงอาทิตย์ติดตั้งบนดิน	38.25	589,533.8	1,204.77	68,196.15	83,605.8	620,857	933,433	2,296,870
พืชพลังงาน	1.25	18,817.32	38.30	2,132.27	2,585.0	19,260	29,347	72,181.51
ไม้โตเร็ว	2.53	295.82	33.62	98.81	65.58	307.97	587.43	1,391.71

โดยที่ศักยภาพพลังงานขั้นต้น ( Primary Energy : ktoe/yr) หมายถึงค่าศักยภาพทางวัตถุดิบที่เหมาะสมสำหรับนำมาผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งแหล่งพลังงานแต่ละแหล่งก็จะมีวิธีคำนวณศักยภาพพลังงานขั้นต้นที่แตกต่างกัน ในที่นี้จะขอยกตัวอย่างการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานขั้นต้นของพลังงานชีวมวล และพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากเป็นแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพมากที่สุดเป็นสองอันดับแรก

การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานขั้นต้น (Primary Energy : ktoe/yr) ของพลังงานชีวมวล  
มีขั้นตอนดังนี้

1) เริ่มต้นจากการรวบรวมข้อมูลพื้นที่เกษตรกรรมที่เพาะปลูกพืชประเภทต่างๆ (Rail) ที่เมื่อ  
เก็บเกี่ยวผลผลิตแล้วก่อให้เกิดเศษวัสดุทางการเกษตรหรือที่เรียกว่าชีวมวลขึ้น ได้แก่

- พื้นที่เพาะปลูกข้าว
- พื้นที่เพาะปลูกอ้อย
- พื้นที่เพาะปลูกข้าวโพด
- พื้นที่เพาะปลูกมันสำปะหลัง
- พื้นที่เพาะปลูกยางพารา
- พื้นที่เพาะปลูกปาล์มน้ำมัน
- พื้นที่เพาะปลูกยูคาลิปตัส

2) ประเมินปริมาณชีวมวลจากผลผลิตทางการเกษตรของพืชที่ก่อให้เกิดชีวมวลประเภทต่างๆ  
(ton/yr) โดยใช้ข้อมูลปริมาณผลผลิตพืชต่อพื้นที่จากสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร และค่าสัดส่วน  
ของการเปลี่ยนแปลงปริมาณผลผลิตทางการเกษตรเป็นชีวมวล (Crop Residue Ratio : CRR ) มาใช้  
ในการประเมิน ดังแสดงในสมการที่ 4-1

$$\text{ปริมาณชีวมวล (ton/yr)} = \text{พื้นที่เพาะปลูก(Rail)} \times \text{ผลผลิตทางการเกษตรประเภทต่าง (4-1)}$$

$$\text{(ton/yr)} \times \text{CRR ของชีวมวลแต่ละประเภท}$$

3) ทำการแบ่งชีวมวลออกเป็นกลุ่มต่างๆ เนื่องจากชีวมวลแต่ละประเภทมีคุณสมบัติที่  
เหมาะสมต่อการนำมาผลิตเป็นพลังงานที่แตกต่างกัน ไม่ว่าจะเป็นความยากง่ายในการเก็บรวบรวม  
ราคาต้นทุนที่นำมาใช้ในการผลิตพลังงาน จนถึงการแข่งขันด้านความต้องการของการนำชีวมวลไปใช้  
ประโยชน์ประเภทอื่น เช่น โรงงานผลิตไม้อัดจากเศษไม้ เป็นต้น โดยสามารถแบ่งประเภทชีวมวล  
ออกเป็น 3 กลุ่มได้ดังต่อไปนี้

ชีวมวลเชิงพาณิชย์ (Biomass Commercial) คือชีวมวลที่มีต้นทุนต่ำกว่า 121 บาท/GJ มี  
การนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าและใช้เป็นเชื้อเพลิงความร้อนในระดับเชิงพาณิชย์ในปัจจุบัน

ชีวมวลเชิงเทคนิค (Biomass Technical Proven) คือ ชีวมวลที่มีต้นทุนระหว่าง 121-176  
บาท/GJ มีการนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าและใช้เป็นเชื้อเพลิงความร้อนในระดับเชิงพาณิชย์บางส่วน  
จำเป็นต้องสร้างระบบบริหารจัดการเพื่อรวบรวมจากพื้นที่การเกษตร หรือจากโรงงานอุตสาหกรรม  
การเกษตร

ชีวมวลสำรอง (Biomass Reserve Potential) คือชีวมวลที่มีต้นทุนสูงกว่า 176 บาท/GJ และยังไม่มีการนำมาใช้ประโยชน์ในระดับเชิงพาณิชย์

4) วิเคราะห์ศักยภาพพลังงานขั้นต้น (Primary Energy : ktoe/yr) ของชีวมวลแต่ละกลุ่ม โดยแยกคำนวณเป็นแต่ละประเภทชีวมวล ด้วยการใช้ค่าความร้อนต่ำ (Low Heating Value, LHV.) ดังตารางที่ 4.4 และปรับหน่วยให้เป็น ktoe/yr และ GWh/yr ดังแสดงในสมการที่ 4-2 และ 4-3

ตารางที่ 4.4 สมมติฐานการแบ่งกลุ่มชีวมวลและคุณสมบัติของชีวมวลประเภทต่างๆ

ประเภทพืช	ประเภทชีวมวล	CRR. (ton/Unit)	Unit	LHV. (MJ/kg)	%MC-AR (%wt)
<b>กลุ่มชีวมวลเชิงพาณิชย์ (Biomass Commercial)</b>					
อ้อย	ชานอ้อย	0.30	ผลผลิตอ้อย (ตัน)	8.48	55%
ยางพารา	ปีกไม้ยางพารา	0.60	พื้นที่ปลูก (ไร่)	9.72	48%
ข้าว	แกลบ	0.22	ผลผลิตข้าวเปลือก (ตัน)	14.35	24%
ยางพารา	ขี้เลื่อยยางพารา	0.15	พื้นที่ปลูก (ไร่)	10.36	45%
ปาล์มน้ำมัน	ใยปาล์ม	0.15	ทะลายปาล์ม FFB (ตัน)	10.64	44%
ปาล์มน้ำมัน	ทะลายปาล์ม เปล่า (EFB)	0.22	ทะลายปาล์ม FFB (ตัน)	5.18	73%
ปาล์มน้ำมัน	กะลาปาล์ม	0.06	ทะลายปาล์ม FFB (ตัน)	15.63	17%
<b>กลุ่มชีวมวลเชิงเทคนิค (Biomass Technical Proven)</b>					
อ้อย	ใบ ยอดอ้อย	0.23	ผลผลิตอ้อย (ตัน)	12.56	20%
ยางพารา	กิ่งยางพารา	0.20	พื้นที่ปลูก (ไร่)	11.70	38%
มันสำปะหลัง	เหง้ามัน สำปะหลัง	0.12	ผลผลิตหัวมันสำปะหลัง (ตัน)	7.82	59%
ข้าวโพด	เปลือกข้าวโพด	0.24	ผลผลิตข้าวโพด (ตัน)	10.36	45%
ยูคาลิปตัส	เปลือกไม้ยูคา ลิปตัส	0.17	ต้นยูคาลิปตัส (ตัน)	6.68	65%
ยางพารา	รากไม้ยางพารา	0.05	พื้นที่ปลูก (ไร่)	8.48	55%
ยูคาลิปตัส	ปลายไม้ยูคา ลิปตัส	0.14	ต้นยูคาลิปตัส (ตัน)	6.72	64%
ข้าวโพด	ซังข้าวโพด	0.13	ผลผลิตข้าวโพด (ตัน)	10.36	45%
<b>กลุ่มชีวมวลสำรอง (Biomass Reserve Potential)</b>					



ประเภทพืช	ประเภทชีวมวล	CRR. (ton/Unit)	Unit	LHV. (MJ/kg)	%MC-AR (%wt)
ยางพารา	ปลายไม้ ยางพารา	0.60	พื้นที่ปลูก (ไร่)	9.42	50%
ข้าว	ฟางข้าว	0.38	ผลผลิตข้าวเปลือก (ตัน)	9.51	50%
ข้าวโพด	ต้นข้าวโพด	1.10	ผลผลิตข้าวโพด (ตัน)	15.89	16%
ยูคาลิปตัส	เนื้อไม้ยูคา	0.69	ต้นยูคาลิปตัส (ตัน)	9.42	50%
ปาล์มน้ำมัน	ลำต้นปาล์ม น้ำมัน	0.72	ทะลายปาล์ม FFB (ตัน)	5.56	71%
มันสำปะหลัง	ลำต้นมัน สำปะหลัง	0.12	ผลผลิตหัวมันสำปะหลัง (ตัน)	7.82	59%
ปาล์มน้ำมัน	ทางปาล์ม	0.38	ทะลายปาล์ม FFB (ตัน)	7.23	62%

ศักยภาพ Primary (ktoe/yr) =

$$\text{ปริมาณชีวมวลประเภทต่างๆ (ton/yr)} \times \text{LHV.} \left( \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} \right) \times \frac{10^3(\text{kg})}{1(\text{ton})} \times \frac{1(\text{GJ})}{10^3(\text{MJ})} \times \frac{1(\text{ktoe})}{42244(\text{GJ})} \quad (4-2)$$

ศักยภาพ Primary (GWh/yr) =

$$\text{ปริมาณชีวมวลประเภทต่างๆ (ton/yr)} \times \text{LHV.} \left( \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} \right) \times \frac{10^3(\text{kg})}{1(\text{ton})} \times \frac{1(\text{GJ})}{10^3(\text{MJ})} \times \frac{1(\text{hr})}{3600(\text{s})} \quad (4-3)$$

**การคำนวณศักยภาพพลังงานขั้นต้น (Primary Energy : ktoe/yr) ของพลังงานแสงอาทิตย์**

วิเคราะห์โดยใช้ปริมาณพื้นที่หลังคาของสิ่งปลูกสร้างที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Rooftop) กับค่ารังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายจังหวัดของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และปรับหน่วยให้เป็น ktoe/yr และ GW/yr ดังแสดงในสมการที่ 4-4 และ 4-5

ศักยภาพ Primary (ktoe/yr) = พื้นที่ศักยภาพหลังคา (Rail)  $\times$  1,600 (m<sup>2</sup>/Rail)  $\times$  รังสี

$$\text{แสงอาทิตย์เฉลี่ย (MJ/m}^2\text{/day)} \times \frac{365(\text{day})}{1(\text{yr})} \times \frac{1(\text{GJ})}{10^3(\text{MJ})} \times \frac{1(\text{ktoe})}{42244(\text{GJ})} \quad (4-4)$$

$$\begin{aligned} \text{ศักยภาพ Primary (GWh/yr)} &= \text{พื้นที่ศักยภาพหลังคา (Rail)} \times 1,600 \text{ (m}^2\text{/Rail)} \times \text{รังสี} \\ \text{แสงอาทิตย์เฉลี่ย (MJ/m}^2\text{/day)} &\times \frac{365 \text{ (day)}}{1 \text{ (yr)}} \times \frac{1 \text{ (GJ)}}{10^3 \text{ (MJ)}} \times \frac{1 \text{ (hr)}}{3600 \text{ (s)}} \end{aligned} \quad (4-5)$$

ในส่วนของการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานขั้นสุดท้าย (Final Energy : GWh/yr) จะคำนวณโดยใช้ศักยภาพพลังงานขั้นต้นกับค่าเปอร์เซ็นต์ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ ดังแสดงในสมการที่ 4-6

$$\text{ศักยภาพทางไฟฟ้า Final (GWh/yr)} = \text{ศักยภาพ Primary (GWh/yr)} \times \text{Tech. Eff.} \quad (4-6)$$

จากนั้นจะประเมินศักยภาพทางไฟฟ้าขั้นสุดท้ายเปรียบเทียบกับขนาดกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้า (MW) โดยใช้ค่าเปอร์เซ็นต์ตัวประกอบโรงไฟฟ้า (Plant Factor) ตามประเภทพลังงานต่างๆ ดังแสดงในสมการ 4-7

$$\begin{aligned} \text{ประเมินขนาดกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้า (MW)} &= \\ \text{ศักยภาพทางไฟฟ้า Final (Gwh/yr)} &\times \frac{10^3 \text{ (MWh)}}{1 \text{ (GWh)}} \times \frac{1}{8760 \text{ (hr/yr)} \times \text{Plant Factor}} \end{aligned} \quad (4-7)$$

ข้อมูลสมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ศักยภาพทางไฟฟ้าของพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ศักยภาพทางไฟฟ้า

สมมติฐาน	ค่าที่ใช้
ประสิทธิภาพเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า (Technology Efficiency) ประเภทพลังงานชีวมวล	25%
ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Plant Factor) ประเภทพลังงานชีวมวล	70%
ประสิทธิภาพเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า (Technology Efficiency) ของแผงรับรังสีแสงอาทิตย์ประเภท Polycrystalline Silicon	15%
ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Plant Factor) ประเภทพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา	15%

หลังจากศึกษาศักยภาพพลังงานทดแทนในพื้นที่แล้ว วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากเอกสารข้างต้น เพื่อที่จะสามารถประเมินสถานการณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันได้ รวมถึงยังเป็นข้อมูลสำคัญใน

การประเมินศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลืออีกด้วย โดยข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของประเทศไทยจะแสดงดังตารางที่ 4.6

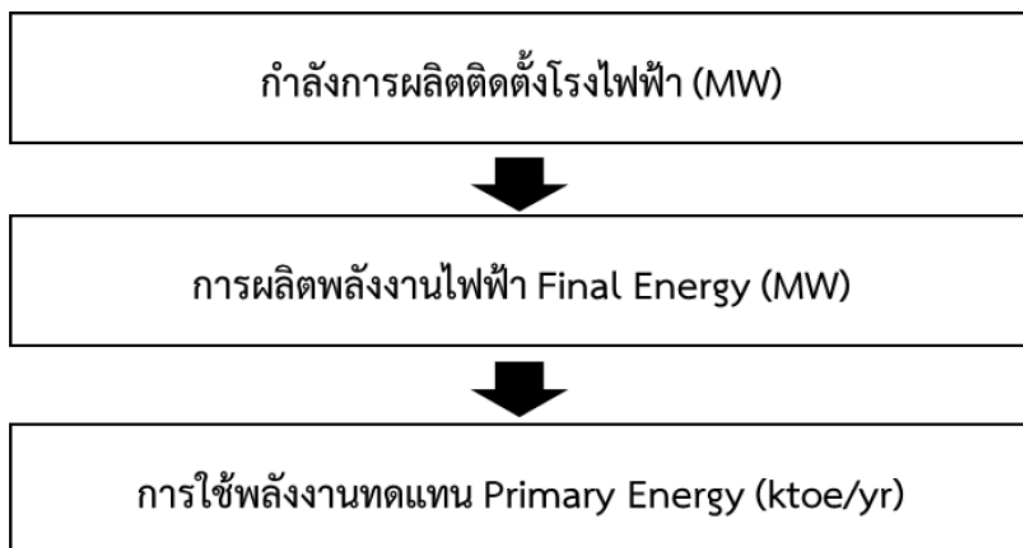
ตารางที่ 4.6 ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแยกตามรายภูมิภาค

การผลิตพลังงานจากพลังงานทดแทน (MW)	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคกลาง	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคตะวันออกและอีสานล่าง	ภาคอีสานบน	รวมประเทศ
พลังงานลม	-	60.00	13.69	-	0.97	228.90	-	303.56
พลังงานน้ำ	0.80	1,363.61	316.30	28.70	1,090.10	558.63	214.90	3,573.04
พลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งพื้นดิน	-	502.92	0.03	484.18	458.75	537.11	199.89	2,182.89
การผลิตพลังงานจากพลังงานทดแทน (MW)	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคกลาง	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคตะวันออกและอีสานล่าง	ภาคอีสานบน	รวมประเทศ
พลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งหลังคา	23.43	8.72	7.33	22.15	31.27	13.73	4.53	111.15
ก๊าซชีวภาพ	-	6.53	139.81	11.34	45.14	90.09	30.41	323.32
ขยะชุมชน	9.80	2.98	23.82	19.98	84.00	5.70	0.77	147.05
ชีวมวล	-	519.36	138.18	117.80	454.60	665.76	515.59	2,411.28

ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่แสดงดังตารางที่ 4.6 สามารถประเมินได้โดยพิจารณาและเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าให้เป็นค่าปริมาณการผลิตพลังงานรายปีตามสมการที่ 4-8 และนำไปวิเคราะห์หาปริมาณความต้องการใช้พลังงานทดแทนในรูปแบบพลังงานขั้นต้น ตามสมการที่ 4-9 และสามารถแสดงแผนผังขั้นตอนการวิเคราะห์ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนได้ดังรูปที่ 4.1

$$\text{การผลิต\_Final (GWh/yr)} = \text{กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)} \times 8760 \text{ (hr/yr)} \times \text{Plant Factor} \times \frac{1(\text{GWh})}{10^3(\text{MWh})} \quad (4-8)$$

$$\text{การใช้\_Primary (ktoe/yr)} = \text{การผลิต\_Final (GWh/yr)} \times \frac{3600(\text{s})}{1(\text{hr})} \times \frac{1(\text{ktoe})}{42244(\text{GJ})} \times \frac{1}{\text{Tech. Eff.}} \quad (4-9)$$



รูปที่ 4.1 แผนผังขั้นตอนการวิเคราะห์ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

#### การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ (RE Remaining)

การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ (RE Remaining) จะวิเคราะห์จากศักยภาพพลังงานทดแทนขั้นต้น หักออกด้วยปริมาณการผลิตพลังงานทดแทน ดังแสดงในสมการ 4-10 โดยผลการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ (RE Remaining) รายภูมิภาค แสดงดัง

ตารางที่ 4.7 –หมายเหตุ : (XX.XX) หมายถึงมีการใช้พลังงานทดแทนในพื้นที่มากกว่าศักยภาพ (มีการนำเข้าศักยภาพพลังงานจากพื้นที่อื่น)

ตารางที่ 4.9 ทั้งนี้ระบบการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือสามารถกำหนดของเขตการวิเคราะห์ได้ เช่น พิกัด รัศมี จังหวัด เป็นต้น

ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ = ศักยภาพพลังงานทดแทนขั้นต้น – ปริมาณการผลิตพลังงานทดแทน

(4-10)



ตารางที่ 4.7 ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ (RE Remaining : ktoe) รายภูมิภาค

ศักยภาพพลังงานทดแทน	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคกลาง	ภาคตะวันตก	ภาคตะวันออกเฉียงและอีสานล่าง	ภาคอีสานบน	รวมประเทศ
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ Primary Energy (ktoe)</b>								
แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา	993.87	9,202.06	3,901.90	5,600.78	6,791.47	12,596.40	7,447.04	46,533.52
ก๊าซชีวภาพ	2.97	524.44	0.46	98.64	322.83	462.43	461.83	1,873.59
ขยะชุมชน	(29.26)	544.10	341.47	414.78	142.55	828.58	448.55	2,690.76
ขยะชุมชนสำรอง	244.76	344.10	265.93	158.83	165.42	309.28	456.02	1,944.36
ชีวมวลเชิงพาณิชย์	(53.46)	884.69	2,983.42	452.53	(192.31)	570.65	2,572.38	7,217.90
ชีวมวลเชิงเทคนิค	0.002	3,297.74	1,089.19	1,310.89	2,056.05	3,277.96	3,935.15	14,966.97
ชีวมวลสำรอง	7.71	2,932.20	4,474.35	387.41	732.51	2,529.86	2,725.27	13,789.32
เอทานอล	-	881.33	0.01	62.19	227.56	1,475.08	918.12	3,564.30
ไบโอดีเซล	(8.64)	2.77	2,012.10	(412.70)	(68.10)	(194.42)	7.47	1,338.48
<b>รวม (ktoe)</b>	<b>1,157.95</b>	<b>18,613.43</b>	<b>15,068.81</b>	<b>8,073.37</b>	<b>10,177.99</b>	<b>21,855.83</b>	<b>18,971.82</b>	<b>93,919.20</b>

หมายเหตุ : (XX.XX) หมายถึงมีการใช้พลังงานทดแทนในพื้นที่มากกว่าศักยภาพ (มีการนำเข้าศักยภาพพลังงานจากพื้นที่อื่น)

ตารางที่ 4.8 ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ (RE Remaining : Non-Firm MWe) รายภูมิภาค

ศักยภาพพลังงานทดแทน	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคกลาง	ภาคตะวันตก	ภาคตะวันออกเฉียงและอีสานล่าง	ภาคอีสานบน	รวมประเทศ
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ Final Energy (Non-Firm MWe)</b>								
แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา	1,311.43	12,319.20	5,220.60	7,484.51	9,070.92	16,861.81	9,971.82	62,240.28
ก๊าซชีวภาพ	1.66	292.71	0.25	55.06	180.19	258.10	257.77	1,045.74
ขยะชุมชน	(9.80)	182.21	114.36	138.90	47.74	277.48	150.21	901.10
ขยะชุมชนสำรอง	81.97	115.24	89.06	53.19	55.40	103.58	152.71	651.14

ศักยภาพพลังงานทดแทน	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคกลาง	ภาคตะวันตก	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและอีสานล่าง	ภาคอีสานบน	รวมประเทศ
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ Final Energy (Non-Firm MWe)</b>								
ชีวมวลเชิงพาณิชย์	(25.58)	423.24	1,427.30	216.50	(92.00)	273.00	1,230.65	3,453.12
ชีวมวลเชิงเทคนิค	0.001	1,577.67	521.08	627.14	983.63	1,568.21	1,882.62	7,160.35
ชีวมวลสำรอง	3.69	1,402.79	2,140.57	185.34	350.44	1,210.31	1,303.80	6,596.95
รวม (ktoe)	1,363.37	16,313.07	9,513.21	8,760.64	10,596.31	20,552.50	14,949.57	82,048.67

หมายเหตุ : (XX.XX) หมายถึงมีการใช้พลังงานทดแทนในพื้นที่มากกว่าศักยภาพ (มีการนำเข้าศักยภาพพลังงานจากพื้นที่อื่น)

ตารางที่ 4.9 ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ (RE Remaining : Firm MWe) รายภูมิภาค

ศักยภาพพลังงานทดแทน	กทม.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคกลาง	ภาคตะวันตก	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและอีสานล่าง	ภาคอีสานบน	รวมประเทศ
<b>ศักยภาพพลังงานทดแทนคงเหลือ Primary Energy (ktoe)</b>								
แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา	217.58	2,043.87	866.14	1,241.75	1,504.95	2,797.53	1,654.41	10,326.23
ก๊าซชีวภาพ	1.10	194.25	0.17	36.54	119.58	171.29	171.06	693.99
ขยะชุมชน	(8.67)	161.23	101.19	122.91	42.24	245.53	132.92	797.34
ขยะชุมชนสำรอง	72.53	101.97	78.80	47.07	49.02	91.65	135.11	576.16
ชีวมวลเชิงพาณิชย์	(19.80)	327.69	1,105.07	167.62	(71.23)	211.37	952.83	2,673.55
ชีวมวลเชิงเทคนิค	0.001	1,221.50	403.44	485.56	761.57	1,214.17	1,457.60	5,543.85
ชีวมวลสำรอง	2.86	1,086.10	1,657.32	143.50	271.33	937.08	1,009.45	5,107.64
รวม (ktoe)	265.59	5,136.61	4,212.14	2,244.94	2,677.45	5,668.61	5,513.40	25,718.75

หมายเหตุ : (XX.XX) หมายถึงมีการใช้พลังงานทดแทนในพื้นที่มากกว่าศักยภาพ (มีการนำเข้าศักยภาพพลังงานจากพื้นที่อื่น)

นอกจากเรื่องศักยภาพพลังงานทดแทนในพื้นที่ดังที่กล่าวมาแล้ว การศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยนั้น ยังต้องพิจารณาถึงกฎการเชื่อมต่อสำหรับการขายไฟฟ้าจากเทคโนโลยีดังกล่าวเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าด้วย โดย [18] มีเนื้อความในเอกสารที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดังนี้

หมวดที่ 1 หลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้า

#### ข้อที่ 5 การรับซื้อไฟฟ้า

การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแบบ SPP Hybrid Firm ตามมติ กพช. ครั้งที่ 1/2560 (ครั้งที่ 11) เมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2560 ให้ใช้วิธีการคัดเลือกโดยการแข่งขันทางด้านราคา (Competitive Bidding)

#### ข้อที่ 6 เป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้า

กพช. จะพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่เสนอกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD) ระหว่างวันที่ 1 มกราคม 2563 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2564 โดยมีเป้าหมายการรับซื้อรวมในปริมาณไม่เกิน 300 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าตามพื้นที่ดังตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 เป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าตามพื้นที่

พื้นที่	เป้าหมายการรับซื้อ (เมกะวัตต์)
กรุงเทพ และปริมณฑล (ในส่วนของกริดไฟฟ้านครหลวง)	15
ภาคกลาง (ไม่รวมกรุงเทพฯ และปริมณฑล)	20
ภาคตะวันตก	20
ภาคตะวันออก	20
ภาคเหนือ	65
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	60
ภาคใต้ (ไม่รวมจังหวัดภูเก็ต และอำเภอเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี)	65
จังหวัดภูเก็ต	20
อำเภอเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี	15
รวม	300

ที่มา : คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) วันที่ 2 สิงหาคม 2560

#### ข้อ 7 อัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm(1)

ให้ผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้ารายเล็กยื่นข้อเสนอด้านราคาโดยระบุอัตราส่วนลดเป็นร้อยละ (ทศนิยม 2 ตำแหน่ง) ของราคารับซื้อไฟฟ้าในส่วนของ FiTF (1.81 บาท/หน่วย) เท่านั้น โดยอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm สำหรับเชื้อเพลิงทุกประเภท มีรายละเอียดดังตารางที่ 4.11



ตารางที่ 4.11 อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm

กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	FIT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)
	FiT <sub>F</sub>	FiT <sub>V,2560</sub>	FiT <sup>(2)</sup>	
กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 50 เมกะวัตต์	1.81	1.85	3.66	20 ปี

หมายเหตุ (1) อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm คือ FiTF (ที่ประมวลได้) บวก FiTV ในปีนั้นๆ

(2) อัตรา FIT จะใช้สำหรับโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2560 โดยภายหลังจากปี 2560 นั้น อัตรา FiTV จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขั้นพื้นฐาน (Core Inflation)

หมวดที่ 4 ข้อกำหนดการผลิตไฟฟ้าแบบ Hybrid และข้อกำหนดอื่นที่เกี่ยวข้อง

ข้อ 29 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าแบบ Hybrid ดังต่อไปนี้

(1) ผลิตไฟฟ้าแบบไฮบริดผสมจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ต่างๆโดยมีประเภทพลังงานหมุนเวียนที่นำมาผลิตไฟฟ้าหนึ่งประเภทหรือมากกว่า

(2) กรณีใช้พลังงานหมุนเวียนมากกว่า 1 ประเภท ไม่มีข้อบังคับกำหนดสัดส่วน แต่ผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องระบุสัดส่วนไว้ในคำเสนอขายไฟฟ้า

หากประสงค์จะปรับเปลี่ยนสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนหรือเทคโนโลยีจะต้องเสนอให้การไฟฟ้าพิจารณาให้ความเห็นชอบ

(3) ในการผลิตไฟฟ้าของโครงการสามารถใช้ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS) ร่วมด้วยได้

(4) ห้ามใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลมาผลิตไฟฟ้า ยกเว้นในช่วงการเริ่มต้นเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Startup) ให้สามารถใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลทุกชนิดได้ ยกเว้นถ่านหิน

ข้อ 30 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องควบคุมการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าให้ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบของ กฟผ. ดังต่อไปนี้

(1) ในช่วง Peak ไม่เกิน 1.02 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา และไม่ต่ำกว่า 0.98 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

(2) ในช่วง Off-Peak ต้องไม่เกิน 1.02 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak หมายเหตุ ปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak หมายความว่า ปริมาณพลังไฟฟ้าร้อยละหกสิบห้า (65%) ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ข้อ 31 กำหนดเวลาในช่วง Peak และ Off-Peak ดังนี้

- |                   |  |
|-------------------|--|
| (1) ช่วง Peak     | เวลา 09.00 – 22.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์                           |
| (2) ช่วง Off-Peak | เวลา 22.00 – 09.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์                           |
|                   | เวลา 00.00 – 24.00 น. วันเสาร์ – วันอาทิตย์ และ<br>วันหยุดราชการปกติ |

ตารางเวลากำหนด Peak และ Off-Peak รายปีของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กอาจมีการปรับเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสม โดย กฟผ. จะแจ้งล่วงหน้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทราบไม่น้อยกว่า 3 เดือนก่อนวันเริ่มต้นปีปฏิทินใดๆ

ข้อ 32 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะได้รับเงินค่าไฟฟ้าในแบบ Feed-in Tariff ประกอบด้วยค่าไฟฟ้าคงที่และค่าไฟฟ้าผันแปร โดยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านได้จากมาตรวัดไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาทีใดๆ จะถูกนำมาคำนวณค่าไฟฟ้าคงที่ และค่าไฟฟ้าผันแปรตามหลักเกณฑ์ ดังต่อไปนี้

(1) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านค่าได้จากมาตรวัดไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาทีใดๆ จะถูกนำมาคำนวณในการชำระเงินค่าไฟฟ้าคงที่ ดังนี้

(ก) ค่าไฟฟ้าคงที่ในช่วง Peak

1) กรณีที่จ่ายพลังไฟฟ้าเข้าระบบไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะได้รับเงินค่าไฟฟ้าคงที่ในอัตรา FITF (ที่ประมูลได้)

2) กรณีที่จ่ายพลังไฟฟ้าเข้าระบบเกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะไม่ได้เงินค่าไฟฟ้าคงที่สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่เกิน

3) กรณีจ่ายพลังไฟฟ้าเข้าระบบต่ำกว่า 0.98 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ใน 15 นาทีใดๆ ค่าไฟฟ้าคงที่ที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กได้รับจะถูกปรับลด โดยส่วนปรับลดจะคิดในอัตราร้อยละยี่สิบ (20%) ของ FITF (ที่ประมูลได้) สำหรับส่วนต่างระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ได้รับจริง

หมายเหตุ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา ในช่วงเวลา 15 นาทีใดๆ หมายความว่า ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า คุณด้วย 15 ทารด้วย 60

(ข) ค่าไฟฟ้าคงที่ในช่วง Off-Peak

1) กรณีที่จ่ายพลังไฟฟ้าเข้าระบบไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะได้รับเงินค่าไฟฟ้าคงที่ในอัตรา FITF (ที่ประมูลได้)

2) กรณีที่จ่ายพลังไฟฟ้าเข้าระบบเกินปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะไม่ได้เงินค่าไฟฟ้าคงที่สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในส่วนเกิน

(2) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านค่าได้จากมาตรวัดไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาทีใดๆ จะถูกนำมาคำนวณในการชำระค่าไฟฟ้าผันแปร ดังนี้

## (ก) ค่าไฟฟ้าผันแปรในช่วง Peak

1) กรณีจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบไม่เกิน 1.02 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะได้รับเงินค่าไฟฟ้าผันแปรในอัตรา FITV

2) กรณีที่จ่ายพลังไฟฟ้าเกิน 1.02 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา แต่ไม่เกิน 1.05 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะได้รับเงินค่าไฟฟ้าผันแปรสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินในกรณีดังกล่าว ในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร แต่จะไม่ได้เงินค่าไฟฟ้าผันแปรสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่จ่ายพลังไฟฟ้าเกิน 1.05 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

## (ข) ค่าไฟฟ้าผันแปรในช่วง Off-Peak

1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะได้รับเงินค่าไฟฟ้าผันแปร สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak ในอัตรา FITV

2) กรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจ่ายพลังงานไฟฟ้าเกิน 1.02 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak แต่ไม่เกิน 1.05 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะได้รับเงินค่าไฟฟ้าผันแปรสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าที่เกินในกรณีดังกล่าว ในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร แต่จะไม่ได้เงินค่าไฟฟ้าผันแปรสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจ่ายพลังไฟฟ้าเกิน 1.05 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak

นอกจากข้อกำหนดข้างต้นนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาแนวโน้มของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในประเทศไทยจาก [19] พบว่าผู้ผลิตที่ผ่านการคัดเลือกทั้งหมด 17 ราย รวมปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขาย 300 เมกะวัตต์ ส่วนใหญ่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์

หลังจากที่ได้ทำการศึกษาศักยภาพพลังงานทดแทนในประเทศไทยและข้อกำหนดการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด รวมถึงประกาศรายชื่อผู้ที่ได้รับเลือกเข้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในระบบ SPP Hybrid Firm แล้วพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยใช้แหล่งพลังงานคือพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานที่น่าสนใจในการศึกษา เนื่องจากเป็นแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพพลังงานทดแทนมากเป็นสองอันดับแรก และพลังงานแสงอาทิตย์ยังเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่มีต้นทุนวัตถุดิบ อีกทั้งพลังงานแสงอาทิตย์ยังเป็นแหล่งพลังงานที่มีเป้าหมายการใช้สูงสุดถึง 6,000 เมกะวัตต์ อ้างอิงจากสถานะภาพและเป้าหมายการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผน AEDP2015 อีกด้วย การใช้แหล่งพลังงานที่มีศักยภาพพลังงานมากทั้งสองอย่างนี้มาพัฒนาเป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ทำงานร่วมกัน อาจช่วยให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถเชื่อถือได้ และมี

เสถียรภาพมากยิ่งขึ้น ทำให้การจ่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อ นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าร่วมกันที่เหมาะสมระหว่างแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน อาจจะทำให้กำลังผลิตตามสัญญาเพิ่มขึ้น นำมาสู่ค่าตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าที่มากขึ้นได้ และหากทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานก็อาจเพิ่มเสถียรภาพของระบบได้มากขึ้น แต่ก็จะนำมาซึ่งค่าใช้จ่ายที่มากขึ้นด้วย ซึ่งเป็นเรื่องที่ต้องศึกษาและวิจัยต่อไป นอกจากนี้การประเมินรูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดโดยดูจากข้อมูลศักยภาพพลังงานทั้งประเทศนั้นอาจไม่เพียงพอที่จะสรุปได้ว่าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดแบบใดจะเหมาะสมกับแต่ละพื้นที่ของประเทศมากที่สุด เนื่องจากในแต่ละพื้นที่ของประเทศจะมีปัจจัยหลายประการที่แตกต่างกัน เช่น สภาพอากาศที่ส่งผลต่อกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ศักยภาพพลังงานราคาต้นทุนเชื้อเพลิง และ ค่าขนส่งเชื้อเพลิง เป็นต้น ทำให้ยังมีความจำเป็นที่ต้องวิเคราะห์เปรียบเทียบระบบผลิตไฟฟ้าแบบไฮบริดที่เหมาะสมกับแต่ละพื้นที่ของประเทศ และให้ผลประโยชน์สูงสุดกับผู้ประกอบการต่อไป



## บทที่ 5

### การสร้างโปรแกรมคำนวณกำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด

ในบทนี้จะอธิบายถึงวิธีการที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ในการคำนวณการแปรผันพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานไฟฟ้า ทฤษฎีที่นำเสนอเพื่อคำนวณหาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมตามวัตถุประสงค์ และ โปรแกรมแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้นที่เป็นเครื่องมือในการช่วยคำนวณคำตอบ

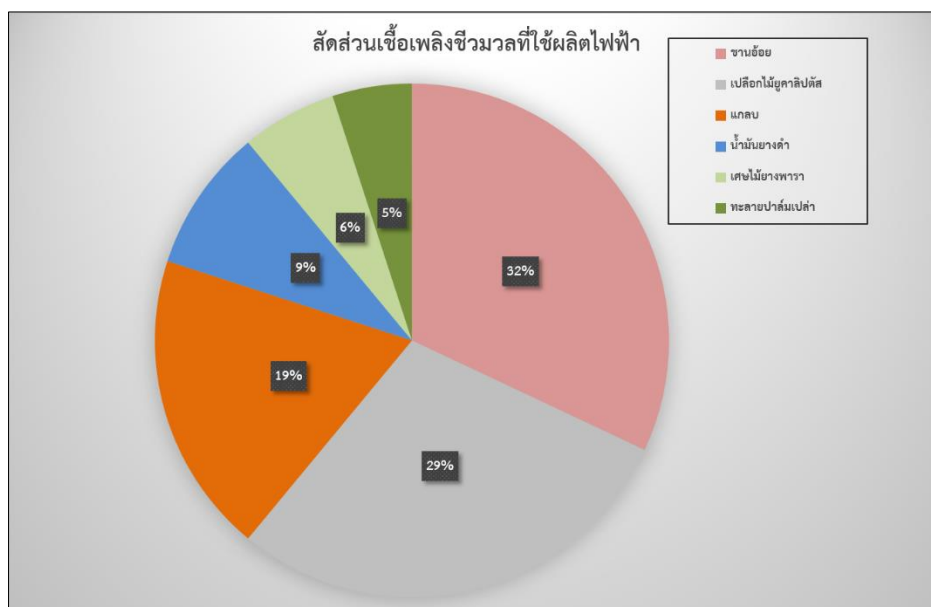
#### 5.1 การแปรผันพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานไฟฟ้า

##### 5.1.1 แหล่งพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

สำหรับแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เป็นแหล่งพลังงานตามธรรมชาติ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณากำลังผลิตจากข้อมูลรูปแบบการผลิตจริงต่อกำลังผลิตติดตั้ง จึงจะไม่มีมีการพิจารณาการแปรผันพลังงานจากแหล่งพลังงานดังกล่าว

##### 5.1.2 แหล่งพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และพลังงานขยะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลโดยใช้วัตถุดิบคือเปลือกไม้ยูคาลิปตัส เนื่องจากประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลด้วยวัตถุดิบนี้เป็นจำนวนมาก แสดงดังรูปที่ 5.1 สาเหตุที่ไม่เลือกพิจารณาเชื้อเพลิงชานอ้อยซึ่งมีการผลิตไฟฟ้ามากเป็นลำดับแรก เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชานอ้อยส่วนใหญ่จะเกิดขึ้นในโรงงานน้ำตาล กล่าวคือผู้ผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นเจ้าของโรงงานน้ำตาลนั้นจะใช้ชานอ้อยเหลือทิ้งหลังจากการผลิตน้ำตาลมาผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในโรงงานและขายเข้าระบบ ทำให้ศักยภาพชานอ้อยที่เกิดขึ้นมากนั้น ถูกใช้ไปหมดจากกระบวนการดังกล่าวแล้ว ดังแสดงในตารางที่ 2.3 [12] นอกจากนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มุ่งเน้นไปที่การวิเคราะห์การสร้างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดสำหรับขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนทั่วไป ผู้เขียนจึงเลือกวิเคราะห์เชื้อเพลิงเปลือกไม้ยูคาลิปตัสแทน



รูปที่ 5.1 สัดส่วนเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ผลิตไฟฟ้า

จากข้อมูลและการคำนวณปริมาณคงเหลือเทียบเท่าน้ำมันดิบ พบว่าเชื้อเพลิงเปลือกไม้คอกลิบตัสจำนวน 1 ตัน จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 3,014 kWh [12] การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลโดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลสามารถคำนวณได้จากสมการ 5-1 การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพจะใช้วัตถุดิบหลักคือก๊าซชีวภาพที่ถูกอัดความดันจนอยู่ในสภาวะของเหลว ซึ่งก๊าซชีวภาพในสภาวะก๊าซจำนวน 1 ลูกบาศก์เมตร จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1.4 kWh [13] การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพสามารถคำนวณได้จากสมการ 5-2 ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาการผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะจากเชื้อเพลิงขยะ RDF-3 ด้วยการเผาไหม้โดยตรง เนื่องจากการสอบถามข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนพบว่าเชื้อเพลิง RDF-3 เป็นเชื้อเพลิงที่มีผู้จัดหาเชื้อเพลิงโดยทั่วไปมาก มีประสิทธิภาพที่ดี และสามารถผลิตไฟฟ้าได้ด้วยวิธีการเผาไหม้โดยตรง ซึ่งสามารถใช้ระบบผลิตไฟฟ้าเดียวกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลได้ โดยที่เชื้อเพลิง RDF-3 1 ตันสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 4,400 kWh การผลิตไฟฟ้าจากขยะสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5-3 ส่วนข้อจำกัดของรูปแบบการเดินเครื่อง เช่น ความสามารถในการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ กำลังการผลิตไฟฟ้าต่ำสุด ขึ้นอยู่กับแหล่งพลังงานและเทคโนโลยีที่ใช้ในการแปรผันพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานไฟฟ้า รวมถึงขนาดของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 5.1

$$\text{Energy}_{\text{Biomass}} = \text{fuel}_{\text{Biomass}} \times R_{\text{elec}_{\text{Biomass}}} \times \text{eff}_{\text{Biomass}} \quad (5-1)$$

$$\text{Energy}_{\text{Biogas}} = \text{fuel}_{\text{Biogas}} \times R_{\text{elec}_{\text{Biogas}}} \times \text{eff}_{\text{Biogas}} \quad (5-2)$$

$$\text{Energy}_{\text{Waste}} = \text{fuel}_{\text{Waste}} \times R_{\text{elec}_{\text{Waste}}} \times \text{eff}_{\text{Waste}} \quad (5-3)$$

โดยที่

$\text{Energy}_{\text{Biomass}}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิต ไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล (kWh)
$\text{Energy}_{\text{Biogas}}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ (kWh)
$\text{Energy}_{\text{Waste}}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขยะ (kWh)
$\text{fuel}_{\text{Biomass}}$	คือ ศักยภาพเชื้อเพลิงเปลือกไม้ยูคาลิปตัสที่มีในพื้นที่ (kg)
$\text{fuel}_{\text{Biogas}}$	คือ ศักยภาพก๊าซชีวภาพที่มีในพื้นที่ ( $\text{m}^3$ )
$\text{fuel}_{\text{Waste}}$	คือ ศักยภาพเชื้อเพลิงขยะที่มีในพื้นที่ (kg)
$R_{\text{elec}_{\text{Biomass}}}$	คือ อัตราการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเชื้อเปลือกไม้ยูคาลิปตัสมีค่าเท่ากับ 3,014 kWh/ตัน [17]
$R_{\text{elec}_{\text{Biogas}}}$	คือ อัตราผลิตพลังงานไฟฟ้าเทียบกับก๊าซชีวภาพ มีค่าเท่ากับ 1.4 kWh/ $\text{m}^3$ [13]
$R_{\text{elec}_{\text{waste}}}$	คือ อัตราผลิตพลังงานไฟฟ้าของเชื้อเพลิงขยะ มีค่าเท่ากับ 4,400 kWh/ตัน [15]
$\text{eff}_{\text{Biomass}}$	คือ ประสิทธิภาพในการแปรผันพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล
$\text{eff}_{\text{Biogas}}$	คือ ประสิทธิภาพในการแปรผันพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ
$\text{eff}_{\text{Waste}}$	คือ ประสิทธิภาพในการแปรผันพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

ตารางที่ 5.1 ความสามารถในการเพิ่มขึ้นและลดลงต่อหน่วยเวลา และ กำลังการผลิตต่ำสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยประมาณ

แหล่งพลังงาน	เทคโนโลยีที่ใช้แปรผันพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานไฟฟ้า	Ramp Rate (% ของกำลังผลิตติดตั้ง/นาทีก)	กำลังการผลิตต่ำสุด (% ของกำลังผลิตติดตั้ง)
แสงอาทิตย์	ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์	ขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ	-
ลม	ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม	ขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ	-
ชีวมวล	ระบบการเผาไหม้โดยตรง	0.3%*	ไม่ควรต่ำกว่า 65%*
ก๊าซชีวภาพ	ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine)	50%**	-

แหล่งพลังงาน	เทคโนโลยีที่ใช้แปรผันพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานไฟฟ้า	Ramp Rate (% ของกำลังผลิตติดตั้ง/นาที)	กำลังการผลิตต่ำสุด (% ของกำลังผลิตติดตั้ง)
ขยะ	ระบบการเผาไหม้โดยตรง	0.3%*	ไม่ควรต่ำกว่า 65%*

หมายเหตุ : \*ข้อมูลที่ได้รับจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน \*\*Catalogue, J920 FLEXTRA GAS ENGINE

[online] <https://www.ge.com>

## 5.2 การคิดสมการสำหรับคำนวณระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมุ่งศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด จากแหล่งพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด 5 ประเภท ได้แก่พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และ พลังงานขยะ โดยสามารถแสดงการจับคู่กรณีศึกษาได้ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 รูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด

กลุ่ม	รูปแบบ	ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน				
		แสงอาทิตย์	ลม	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	ขยะ (RDF)
1	1					
	2					
	3					
	4					
2	5					
	6					
3	7					
	8					
4	9					
5	10					

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจับกลุ่มวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรวมทั้งหมด 10 กรณี เป็น 5 กลุ่ม หลักการในการแบ่งกลุ่มมาจากรูปแบบการคำนวณประโยชน์จากการขายไฟฟ้าที่คล้ายคลึงกัน กลุ่มที่ 1 คือ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานธรรมชาติ (ลม และ แสงอาทิตย์) ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ช้า (ชีวมวล และ



ขยะ) ซึ่งเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่มีข้อจำกัดด้านการผลิตมาก เนื่องจากมีการแปรผันพลังงานจากเชื้อเพลิงไปเป็นพลังงานไฟฟ้าด้วยกระบวนการทางความร้อน จึงไม่สามารถเดินเครื่องชดเชยความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ทันทีและตลอดเวลา กลุ่มที่ 2 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานธรรมชาติ ทำงานร่วมกับ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้เร็ว (ก๊าซชีวภาพ) กลุ่มที่ 3 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ช้า ทำงานร่วมกับ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้เร็ว กลุ่มที่ 4 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ช้า ทำงานร่วมกัน และ กลุ่มที่ 5 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานธรรมชาติ ทำงานร่วมกัน

พื้นฐานการคำนวณผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดได้ตามสมการที่ 5-4

$$\text{Profit} = \text{Income}_{\text{elec}} - C_{\text{investment}} - C_{\text{Operation\&Fuel}} \quad (5-4)$$

โดยที่

**Profit** คือ ผลประโยชน์ที่จะได้รับจากการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด (บาท/วัน)

**Income<sub>elec</sub>** คือ รายได้จากการขายไฟฟ้า (บาท/วัน)

**C<sub>investment</sub>** คือ ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า (บาท/kW)

**C<sub>Operation\&Fuel</sub>** คือ ต้นทุนการดำเนินการและค่าเชื้อเพลิงต่อหน่วย (บาท/kwh)

### 5.2.1 การคำนวณผลประโยชน์และเงินลงทุนเมื่อพิจารณามูลค่าของเงินตามกาลเวลา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอการคำนวณผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด แต่เนื่องจากมูลค่าของทั้งผลประโยชน์ที่ได้รับและเงินลงทุนนั้นจะมีการแปรผันไปตามเวลา (Time value of money) กล่าวคือเงินที่จะได้รับ หรือ ต้องจ่ายในอนาคตจะมีค่าไม่เท่ากับเงินในปัจจุบัน ดังนั้นในการคำนวณกำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าเงินตลอดอายุโครงการ จะต้องมีการปรับอัตรารับซื้อของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดให้เพิ่มขึ้นทุกปีตามอัตราเงินเฟ้อขึ้นพื้นฐาน (Core Inflation) อ้างอิงตามประกาศของสำนักงาน กกพ. ซึ่งรายรับตลอดอายุโครงการข้างต้นนั้น รวมทั้งต้นทุนจากการผลิตไฟฟ้าได้แก่ ต้นทุนค่าดำเนินงานใน

โรงไฟฟ้าคือค่าบำรุงรักษาและค่าเชื้อเพลิงที่ต้องจ่ายทุกปี จะต้องมีการคำนวณมูลค่าที่ลดลงของเงินในอนาคตในแต่ละปีกลับมาที่มูลค่าของเงินในปัจจุบันตามค่าอัตราคิดลด (Discount rate) ด้วย โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเรียกตัวคูณที่มาจากการพิจารณาปัจจัยทางการเงินต่างๆว่า  $F_1$  และ  $F_2$  สามารถแสดงดังสมการที่ 5-5 และ สมการที่ 5-6

$$F_1 = \frac{1}{(1+r)} + \frac{1(1+inf)}{(1+r)^2} + \frac{1(1+inf)^2}{(1+r)^3} + \dots + \frac{1(1+inf)^{19}}{(1+r)^{20}} \quad (5-5)$$

$$F_2 = \frac{1}{(1+r)} + \frac{1}{(1+r)^2} + \frac{1}{(1+r)^3} + \dots + \frac{1}{(1+r)^{20}} \quad (5-6)$$

โดยที่

$F_1$	คือ ตัวคูณที่เกิดจากการพิจารณาผลของอัตราเงินเฟ้อและอัตราส่วนลด ใช้สำหรับคำนวณเงินที่ได้รับจากการขายไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ
$F_2$	คือ ตัวคูณที่เกิดจากการพิจารณาผลของอัตราส่วนลด ใช้สำหรับคำนวณเงินต้นทุนจากการดำเนินงานตลอดอายุโครงการ
$inf$	คือ อัตราเงินเฟ้อ (Inflation rate) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้เท่ากับ 3%
$r$	คือ อัตราคิดลด (Discount rate) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้เท่ากับ 10%

ในส่วนของเงินลงทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้านั้น จากการเข้าพบและขอข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนพบว่าเงินที่ใช้ในการลงทุนในโครงการต่างๆจะแบ่งเป็นสองส่วน ส่วนแรกคือเงินลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้าที่จะลงทุนในปีที่เริ่มก่อสร้างโรงไฟฟ้า และ ส่วนที่สองคือเงินที่นำมาลงทุนที่จะต้องผ่อนชำระพร้อมดอกเบี้ยทุกๆปี แสดงการคำนวณเงินที่ต้องผ่อนจ่ายในแต่ละปีดังสมการที่ 5-7 ในส่วน of เงินลงทุนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตลอดโครงการ จะต้องมีการลงทุนทั้งหมด 2 ครั้ง เนื่องจากอายุการใช้งานของแบตเตอรี่จะอยู่ที่ประมาณ 10 ปี ซึ่งเท่ากับครึ่งหนึ่งของอายุโครงการเท่านั้น ดังนั้นการลงทุนระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะต้องลงทุนในปีที่ทำการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และ ปีที่ 11 ซึ่งเงินที่ต้องผ่อนชำระในแต่ละปีทั้งค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า และ ค่าระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะต้องมีการคำนวณมูลค่าที่ลดลงของเงินในอนาคตในแต่ละปีกลับมาที่มูลค่าของเงินในปัจจุบันตามค่าอัตราคิดลดด้วยเช่นกัน โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเรียกตัวคูณที่มาจากการพิจารณาปัจจัยทางการเงินต่างๆว่า  $F_3$ ,  $F_4$ ,  $F_5$  และ  $F_6$  สามารถแสดงดังสมการที่ 5-8 ถึง สมการที่ 5-11

$$\text{installment} = \text{lone} \times \left( \frac{\text{interest} \times (1 + \text{interest})^{\text{installment years}}}{(1 + \text{interest})^{\text{installment years}} - 1} \right) \quad (5-7)$$

$$F_3 = \frac{1}{(1+r)} + \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + \frac{1}{(1+r)^8} \quad (5-8)$$

$$F_4 = \frac{1}{(1+r)^{12}} + \frac{1}{(1+r)^{13}} + \dots + \frac{1}{(1+r)^{19}} \quad (5-9)$$

$$F_5 = (1 - \text{lone}) + [(\text{installment}) \times F_3] + \left[ \frac{(1 - \text{lone}) \times (1 - \text{escalation})^{11}}{(1+r)^{11}} \right] + \left[ \frac{(\text{installment}) \times (1 - \text{escalation})^{11}}{(1+r)^{11}} \times F_4 \right] \quad (5-10)$$

$$F_6 = (1 - \text{lone}) + (\text{installment}) \times F_3 \quad (5-11)$$

โดยที่

installment	คือ เงินที่ต้องผ่อนชำระรายต่อปี (บาท/ปี)
interest	คือ ดอกเบี้ยเงินกู้ (%) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้เท่ากับ 6%
installment years	คือ จำนวนปีที่ผ่อนชำระรายเงินกู้ (ปี) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้เท่ากับ 8 ปี
lone	คือ สัดส่วนจำนวนเงินที่ทำการกู้ (%) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้เท่ากับ 75% ของเงินลงทุนทั้งหมด
escalation	คือ อัตราการขยายตัวของต้นทุน (Escalation rate) (%) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้เท่ากับ 3%
$F_3$	คือ ตัวคูณที่เกิดจากการพิจารณาผลอัตราคิดลด ในปีที่ 1 ถึง ปีที่ 8
$F_4$	คือ ตัวคูณที่เกิดจากการพิจารณาผลอัตราคิดลด ในปีที่ 12 ถึง ปีที่ 19
$F_5$	คือ ตัวคูณที่เกิดจากการพิจารณาผลของการกู้เงินมาลงทุน และ ผลของอัตราคิดลด ใช้สำหรับคำนวณเงินต้นทุนจากการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตลอดอายุโครงการ
$F_6$	คือ ตัวคูณที่เกิดจากการพิจารณาผลของการกู้เงินมาลงทุน และ ผลของอัตราคิดลด ใช้สำหรับคำนวณเงินต้นทุนจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละกลุ่มจะมีการคำนวณผลประโยชน์ในรายละเอียดที่แตกต่างกัน เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละประเภทจะมีข้อจำกัดในการคำนวณที่แตกต่างกัน เช่น ข้อจำกัดทางด้านเชื้อเพลิง หรือ ข้อจำกัดทางด้านรูปแบบการเดินเครื่อง เป็นต้น ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอวิธีการคำนวณผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้างกล่าวตามกลุ่มดังแสดงในตารางที่ 5.2 และ จะนำเสนอการพิจารณาและวิธีการคำนวณการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในแต่ละกลุ่มเมื่อทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ รวมถึงจะนำไปจจัยเรื่องมูลค่าของเงินตามกาลเวลาที่นำเสนอในหัวข้อ 5.2.1 มาพิจารณาร่วมด้วย

### 5.2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1

การคำนวณผลประโยชน์ของการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด กลุ่มที่ 1 คือ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานธรรมชาติ (ลม และ แสงอาทิตย์) ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ช้า (ชีวมวล และ ชยะ) แบบไม่พิจารณาการทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 5-12 โดยการคำนวณด้วยสมการดังกล่าว มีเงื่อนไขว่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตนั้น ต้องไม่เกินศักยภาพพลังงานหมุนเวียนภายในพื้นที่ การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือชยะ ต้องเป็นไปตามข้อจำกัดรูปแบบการเดินเครื่องตามที่ได้ระบุไว้ในตารางที่ 5.1 และ การทำงานร่วมกันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองประเภท จะต้องสามารถมีรูปแบบการเดินเครื่องได้ใกล้เคียงกับรูปแบบการเดินเครื่องตามสัญญาที่สำนักงาน กพพ. [2] ได้ระบุมากที่สุดเท่าที่จะทำได้ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ 5-13 ถึง สมการที่ 5-16

$$\text{Profit} = \left( \text{Price}_{\text{Hybrid}} \times 365 \times F_1 \times \left( \frac{\sum_{t=1}^{t=97} \bar{C} \times X_3}{4} \right) \right) - \left( (C_{\text{VRE}} \times X_1) + (C_{\text{CRE}} \times X_2) \right) \times F_6 \quad (5-12)$$

$$- (C_{\text{Operation VRE}} \times 365 \times F_2 \times X_4) - \left( C_{\text{Operation \& Fuel CRE}} \times 365 \times F_2 \times \left( \left( \frac{\sum_{t=1}^{t=97} \bar{C} \times X_3}{4} \right) - X_4 \right) \right) \quad (5-13)$$

$$X_3 \leq \max(\overline{\text{RE}}_{\text{gen}}) \quad (5-13)$$

$$\frac{\sum_{N=1}^{97} \text{CRE}_{\text{gen}}(N,1)}{4} \leq \text{CRE}_{\text{limit}} \quad (5-14)$$

$$X_2 = \max(\overline{\text{CRE}}_{\text{gen}}) \quad (5-15)$$

$$X_4 = \frac{\sum_{N=1}^{97} \text{VRE}_{\text{gen}}(N,1)}{4} \quad (5-16)$$

โดยที่

$\text{Price}_{\text{Hybrid}}$  คือ อัตราารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm สำหรับซื้อเพลิงทุกประเภท (บาท/kWh)

$\bar{C}$  คือ เวกเตอร์แสดงร้อยละกำลังผลิตตามสัญญาในแต่ละช่วงเวลาของวัน ที่สอดคล้องกับข้อจำกัดการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm (kW)

$C_{\text{VRE}}$  คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์หรือลม (บาท/kW)

$C_{\text{CRE}}$  คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลหรือขยะ (บาท/kW)

$C_{\text{Operation}_{\text{VRE}}}$  คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทลมหรือแสงอาทิตย์ (บาท/kWh)

$C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{CRE}}}$  คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานและเชื้อเพลิงของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานชีวมวลหรือพลังงานขยะ (บาท/kWh)

$\overline{\text{RE}}_{\text{gen}}$  คือ เวกเตอร์แสดงกำลังผลิตรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละช่วงเวลาของวัน (kW)

$\overline{\text{CRE}}_{\text{gen}}$  คือ เวกเตอร์แสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะ ในแต่ละช่วงเวลาของวัน (kW)

$\overline{VRE}_{gen}$	คือ เวคเตอร์แสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือลม ในแต่ละช่วงเวลาของวัน (kW)
$CRE_{limit}$	คือ ศักยภาพพลังงานชีวมวลหรือขยะที่สามารถจัดหาได้ต่อวัน (kWh/วัน)
$X_1$	คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือลม (kW)
$X_2$	คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือพลังงานขยะ (kW)
$X_3$	คือ สัญญากำลังการผลิต (kW)
$X_4$	คือ พลังงานที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อพิจารณาเฉพาะช่วงที่กำลังการผลิตน้อยกว่าหรือเท่ากับสัญญาขายในทุกช่วงเวลา (kWh)

จากการศึกษาและรับฟังข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกลุ่มที่ 1 นี้ จะสามารถมีรูปแบบการเดินเครื่องตามข้อกำหนดของสำนักงาน กกพ. ได้ยาก เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าที่ตอบสนองได้ช้าจะไม่สามารถชดเชยความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมได้ทัน และ ตัวระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวเองก็ยังคงเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ช้ากว่าการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตตามสัญญาในช่วง Off-Peak เป็น Peak และ ช่วง Peak เป็น Off-Peak อีกด้วย อีกทั้งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเพื่อชดเชยความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาตินั้นจะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนจะต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอ ซึ่งไม่เป็นผลดีต่อระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงจะวิเคราะห์การทำงานร่วมกันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ช้ากับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังสมการที่ 5-17

เงื่อนไขของสมการการคำนวณนี้คือ รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดนี้จะต้องสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตรงตามข้อกำหนดของสำนักงาน กกพ. [2] ทุกประการ เนื่องจากมีระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่สามารถตอบสนองได้เร็ว และ พลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตนั้น ต้องไม่เกินศักยภาพพลังงานหมุนเวียนภายในพื้นที่ การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะ ต้องเป็นไปตามข้อจำกัดรูปแบบการเดินเครื่องตามตารางที่ 5.2 และ พลังงานที่ถูกจ่ายโดยแบตเตอรี่จะต้องน้อยกว่าหรือเท่ากับร้อยละ 80 ของพลังงานที่ถูกเก็บเข้าไป เนื่องจากการพิจารณาประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ 5-18 ถึง สมการที่ 5-21

$$\text{Profit} = \left( \text{Price}_{\text{Hybrid}} \times 365 \times F_1 \times \left( \frac{\sum_{t=1}^{97} \bar{C} \times X_1}{4} \right) \right) - ((C_{\text{CRE}} \times X_1) \times F_6) - (C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{CRE}}} \times 365 \times F_2 \times X_2) - (((C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{CRE}}} \times 365 \times F_2) + ((C_{\text{Battery}} \times F_5)) \times X_6) \quad (5-17)$$

$$\frac{\sum_{N=1}^{97} \text{CRE}_{\text{gen}}(N,1)}{4} \leq \text{CRE}_{\text{limit}} \quad (5-18)$$

$$X_2 = \frac{\sum_{N=1}^{97} \text{CRE}_{\text{gen}}}{4} \quad (5-19)$$

$$X_3 = \frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{Charge}}|}{4} \quad (5-20)$$

$$\frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{discharge}}|}{4} \leq \frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{Charge}}|}{4} \times 0.8 \quad (5-21)$$

โดยที่

- $\text{Price}_{\text{Hybrid}}$  คือ อัตราารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm สำหรับเชื้อเพลิงทุกประเภท (บาท/kWh)
- $\bar{C}$  คือ เวกเตอร์แสดงร้อยละกำลังผลิตตามสัญญาในแต่ละช่วงเวลาของวัน ที่สอดคล้องกับข้อจำกัดการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm (kW)
- $C_{\text{CRE}}$  คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลหรือขยะ (บาท/kW)
- $C_{\text{Battery}}$  คือ ต้นทุนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (บาท/kWh)
- $C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{CRE}}}$  คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานชีวมวลหรือพลังงานขยะ (บาท/kWh)

$\overline{CRE}_{gen}$	คือ เวคเตอร์แสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะ ในแต่ละช่วงเวลาของวัน (kW)
$CRE_{limit}$	คือ ศักยภาพพลังงานชีวมวลหรือขยะที่สามารถจัดหาได้ต่อวัน (kWh/วัน)
$Battery_{Discharge}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ถูกปล่อยออกจากระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$Battery_{Charge}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ถูกเก็บเข้าไปในระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$X_1$	คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือพลังงานขยะ (kW)
$X_2$	คือ พลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือพลังงานขยะผลิตได้ เฉพาะช่วงที่กำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ภายใต้เงื่อนไขสัญญาขาย (kWh)
$X_3$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่เก็บเข้าระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)

### 5.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 2

การคำนวณผลประโยชน์ของการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด กลุ่มที่ 2 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานธรรมชาติ ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้เร็ว (ก๊าซชีวภาพ) แบบไม่พิจารณาการทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะเหมือนกับสมการการคำนวณในกลุ่มที่ 1 ดังสมการที่ 5-12 ส่วนแบบพิจารณาการทำงานร่วมกับแบตเตอรี่นั้น เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพมีการแปรผันพลังงานจากก๊าซชีวภาพเป็นพลังงานไฟฟ้าด้วยเครื่องยนต์ก๊าซ ซึ่งเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ตอบสนองเร็วมาก สามารถเพิ่มและลดกำลังการผลิตได้รวดเร็ว และไม่มีข้อจำกัดด้านกำลังการผลิตต่ำสุด ดังนั้นระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดประเภทนี้ จะมุ่งเน้นที่การกักเก็บพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เป็นพลังงานธรรมชาติ เพื่อนำมาขาย แสดงการคำนวณดังสมการที่ 5-22 โดยการคำนวณด้วยสมการดังกล่าว มีเงื่อนไขว่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตนั้น ต้องไม่เกินศักยภาพพลังงานหมุนเวียนภายในพื้นที่ และ การทำงานร่วมกันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองประเภท จะต้องสามารถมีรูปแบบการเดินเครื่องได้ใกล้เคียงกับรูปแบบการเดินเครื่องตามสัญญาที่สำนักงาน กกพ. พลังงานที่ถูกจ่ายโดยแบตเตอรี่จะต้องน้อยกว่าหรือเท่ากับร้อยละ 80 ของพลังงานที่ถูกเก็บเข้าไป เนื่องจากการพิจารณาประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ แสดงการคำนวณดังสมการที่ 5-23 ถึง สมการที่ 5-29



$$\begin{aligned}
\text{Profit} = & \left( \text{Price}_{\text{Hybrid}} \times 365 \times F_1 \times \left( \frac{\sum_{t=1}^{t=97} \bar{C} \times X_3}{4} + X_5 \right) \right) - (((C_{\text{VRE}} \times X_1) + (C_{\text{CRE}} \times X_2)) \times F_6) \\
& - (C_{\text{OperationVRE}} \times 365 \times F_2 \times X_4) - \left( C_{\text{Operation\&FuelCRE}} \times 365 \times F_2 \times \left( \frac{\sum_{t=1}^{t=97} \bar{C} \times X_3}{4} - X_4 \right) \right) \\
& - (((C_{\text{OperationVRE}} \times 365 \times F_2) + (C_{\text{Battery}} \times F_5)) \times X_5)
\end{aligned} \tag{5-22}$$

$$\frac{\sum_{N=1}^{97} \text{CRE}_{\text{gen}}(N,1)}{4} \leq \text{CRE}_{\text{limit}} \tag{5-23}$$

$$\min(\text{exceed}_{\text{energy}}) \leq X_5 \leq \max(\text{exceed}_{\text{energy}}) \tag{5-24}$$

$$\text{Contract}_{\text{total}} \leq 50,000 \tag{5-25}$$

$$\frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{discharge}}|}{4} \leq \frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{Charge}}|}{4} \times 0.8 \tag{5-26}$$

$$X_5 = \frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{Charge}}|}{4} \tag{5-27}$$

$$X_2 = \max(\text{CRE}_{\text{gen}}) \tag{5-28}$$

$$X_4 = \frac{\sum_{N=1}^{97} \text{VRE}_{\text{gen}}}{4} \tag{5-29}$$

โดยที่

$\text{Price}_{\text{Hybrid}}$  คือ อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm สำหรับเชื้อเพลิงทุกประเภท (บาท/kWh)

$\bar{C}$	คือ เวกเตอร์แสดงร้อยละกำลังผลิตตามสัญญาในแต่ละช่วงเวลาของวัน ที่สอดคล้องกับข้อจำกัดการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm (kW)
$C_{VRE}$	คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์หรือลม (บาท/kW)
$C_{CRE}$	คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานก๊าซชีวภาพ (บาท/kW)
$C_{Operation_{VRE}}$	คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทลมหรือแสงอาทิตย์ (บาท/kWh)
$C_{Operation\&Fuel_{CRE}}$	คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานและเชื้อเพลิงของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานก๊าซชีวภาพ (บาท/kWh)
$\overline{CRE}_{gen}$	คือ เวกเตอร์แสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ ในแต่ละช่วงเวลาของวัน (kW)
$\overline{VRE}_{gen}$	คือ เวกเตอร์แสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือลม ในแต่ละช่วงเวลาของวัน (kW)
$CRE_{limit}$	คือ ศักยภาพพลังงานก๊าซชีวภาพที่สามารถจัดหาได้ต่อวัน (kWh/วัน)
$exceed_{energy}$	คือ พลังงานส่วนที่เกินสัญญาก่อนที่จะติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$Contract_{total}$	คือ กำลังผลิตติดตั้งรวมหลังติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kW)
$Battery_{Discharge}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ถูกปล่อยออกจากระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$Battery_{Charge}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ถูกเก็บเข้าไปในระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$C_{Battery}$	คือ ต้นทุนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (บาท/kWh)
$X_1$	คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือลม (kW)
$X_2$	คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ (kW)
$X_3$	คือ สัญญากำลังการผลิตก่อนติดตั้งแบตเตอรี่ (kW)

- $X_4$  คือ พลังงานที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อพิจารณาเฉพาะช่วงที่กำลังการผลิตน้อยกว่าหรือเท่ากับสัญญาขายในทุกช่วงเวลา (kWh)
- $X_5$  คือ พลังงานที่เก็บเข้าแบตเตอรี่ (kWh)

#### 5.2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 3

การคำนวณผลประโยชน์ของการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด กลุ่มที่ 3 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ช้า ทำงานร่วมกับ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้เร็ว เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นและสามารถตอบสนองได้อย่างรวดเร็ว วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพในแต่ละช่วงเวลาด้วย สามารถแสดงดังสมการ 5-30 โดยการคำนวณด้วยสมการดังกล่าว มีเงื่อนไขว่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองชนิดนั้น ต้องไม่เกินศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ และ การทำงานร่วมกันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองประเภท จะต้องสามารถมีรูปแบบการเดินเครื่องได้ใกล้เคียงกับรูปแบบการเดินเครื่องตามสัญญาที่สำนักงาน กกพ. แสดงการคำนวณดังสมการที่ 5-31 ถึง สมการที่ 5-38

สำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกลุ่มนี้นั้นไม่จำเป็นต้องใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพราะ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพมีการตอบสนองที่เร็วพอที่จะชดเชยความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะได้ และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดประเภทนี้ไม่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานธรรมชาติ จึงไม่จำเป็นต้องมีระบบกักเก็บพลังงาน

$$\text{Profit} = \left( \text{Price}_{\text{Hybrid}} \times 365 \times F_1 \times \left( \frac{\sum_{t=1}^{t=97} \bar{C} \times X_3}{4} \right) \right) - \left( (C_{\text{CRE1}} \times X_1) + (C_{\text{CRE2}} \times X_2) \right) \times F_0 - \left( C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{CRE2}}} \times 365 \times F_2 \times X_4 \right) - \left( C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{CRE1}}} \times 365 \times F_2 \times \left( \frac{\sum_{n=5}^{n=101} X_n}{4} \right) \right) \quad (5-30)$$

$$\frac{\sum_{N=1}^{97} CRE_{1gen}(N,1)}{4} \leq CRE_{1limit} \quad (5-31)$$

$$\frac{\sum_{N=1}^{97} CRE_{2gen}(N,1)}{4} \leq CRE_{2limit} \quad (5-32)$$

$$X_3 \leq 50,000 \quad (5-33)$$

$$N=1 \text{ to } 97; RE_{gen}(N,1) = \text{Contract}_{profile}(N,1) \times X_3 \quad (5-34)$$

$$X_1 = \max(\overline{CRE}_{1gen}) \quad (5-35)$$

$$X_2 = \max(\overline{CRE}_{2gen}) \quad (5-36)$$

$$X_4 = \frac{\sum_{N=1}^{97} CRE_{2gen}}{4} \quad (5-37)$$

โดยที่

$Price_{Hybrid}$  คือ อัตราารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm สำหรับเชื้อเพลิงทุกประเภท (บาท/kWh)

$\bar{C}$  คือ เวกเตอร์แสดงร้อยละกำลังผลิตตามสัญญาในแต่ละช่วงเวลาของวัน ที่สอดคล้องกับข้อจำกัดการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm (kW)

$C_{CRE1}$  คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานก๊าซชีวภาพ (บาท/kW)

$C_{CRE2}$  คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลหรือขยะ (บาท/kW)

$C_{Operation\&Fuel_{CRE1}}$  คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานและเชื้อเพลิงของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานก๊าซชีวภาพ (บาท/kWh)

$C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{CRE2}}}$	คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานและเชื้อเพลิงของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานชีวมวลหรือพลังงานขยะ (บาท/kWh)
$\overline{\text{CRE}}_{1\text{gen}}$	คือ เวกเตอร์แสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ ในแต่ละช่วงเวลาของวัน (kW)
$\overline{\text{CRE}}_{2\text{gen}}$	คือ เวกเตอร์แสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะ ในแต่ละช่วงเวลาของวัน (kW)
$\text{CRE}_{1\text{limit}}$	คือ ศักยภาพพลังงานก๊าซชีวภาพที่สามารถจัดหาได้ต่อวัน (kWh/วัน)
$\text{CRE}_{2\text{limit}}$	คือ ศักยภาพพลังงานชีวมวลหรือขยะที่สามารถจัดหาได้ต่อวัน (kWh/วัน)
$X_1$	คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ (kW)
$X_2$	คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือพลังงานขยะ (kW)
$X_3$	คือ สัญญากำลังการผลิต (kW)
$X_4$	คือ พลังงานที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือพลังงานขยะ (kWh)
$X_5 - X_{101}$	คือ กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพในแต่ละช่วงเวลา 15 นาที (kW)

#### 5.2.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 4

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกลุ่มที่ 4 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ซ้ำ ทำงานร่วมกัน จากการศึกษาและรับข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล และ พลังงานขยะ (RDF) มีการแปรผันพลังงานจากเชื้อเพลิงไปเป็นพลังงานไฟฟ้าแบบเดียวกัน คือการใช้กระบวนการทางความร้อนจากการเผาไหม้โดยตรง และสามารถใช้ระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกันได้ หากต้องการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลและขยะ (RDF) ร่วมกันจะต้องเพิ่มเงินลงทุนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเพียงอย่างเดียว ประมาณร้อยละ 20 เนื่องจากจากขยะ RDF จะเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูงกว่าเชื้อเพลิงชีวมวลทั่วไป และ การเผาไหม้เชื้อเพลิงขยะ RDF จะต้องมีการบำบัดสารพิษอย่างเหมาะสม ส่วนรูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดประเภทนี้จะมีการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิตที่ซ้ำ ทำให้จำเป็นต้องพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ซึ่งรูปแบบการคำนวณจะการคล้ายคลึงกับกลุ่ม

ที่ 1 แบบที่พิจารณาการทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แต่จะแตกต่างกันตรงที่วิธีการคำนวณค่าใช้จ่ายด้านการดำเนินงาน แสดงดังสมการที่ 5-38 เงื่อนไขของสมการการคำนวณข้างต้นคือ รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดนี้จะต้องสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตรงตามข้อกำหนดของสำนักงาน กพพ. [2] ทุกประการ เนื่องจากมีระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่สามารถตอบสนองได้เร็ว และ พลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตนั้น ต้องไม่เกินศักยภาพพลังงานหมุนเวียนภายในพื้นที่ การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะ ต้องเป็นไปตามข้อจำกัดรูปแบบการเดินเครื่องตามตารางที่ 5.2 พลังงานที่ถูกจ่ายโดยแบตเตอรี่จะต้องน้อยกว่าหรือเท่ากับร้อยละ 80 ของพลังงานที่ถูกเก็บเข้าไป เนื่องจากการพิจารณาประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ แสดงการคำนวณดังสมการที่ 5-39 ถึง 5-42

$$\begin{aligned} \text{Profit} = & \left( \text{Price}_{\text{Hybrid}} \times 365 \times F_1 \times \left( \frac{\sum_{t=1}^{t=97} \bar{C} \times X_3}{4} \right) \right) - (((C_{\text{CRE}} \times X_1)) \times F_6) \\ & - (C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{Waste}}} \times 365 \times F_2 \times X_2) - (C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{Biomass}}} \times 365 \times F_2 \times X_3) \\ & - \left( \left( (C_{\text{Battery}} \times F_5) + \left( \frac{(X_2 \times C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{Waste}}}) \times (X_3 \times C_{\text{Operation\&Fuel}_{\text{Biogas}}})}{X_2 + X_3} \right) \right) \times X_4 \right) \end{aligned} \quad (5-38)$$

$$X_2 \leq \text{Waste}_{\text{limit}} \quad (5-39)$$

$$X_3 \leq \text{Biomass}_{\text{limit}} \quad (5-40)$$

$$X_4 = \frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{Charge}}|}{4} \quad (5-41)$$

$$\frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{discharge}}|}{4} \leq \frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{Charge}}|}{4} \times 0.8 \quad (5-42)$$

โดยที่

$\text{Price}_{\text{Hybrid}}$  คือ อัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm สำหรับเชื้อเพลิงทุกประเภท (บาท/kWh)

$\bar{C}$	คือ เวกเตอร์แสดงร้อยละกำลังผลิตตามสัญญาในแต่ละช่วงเวลาของวัน ที่สอดคล้องกับข้อจำกัดการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm (kW)
$C_{CRE}$	คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลร่วมกับขยะ (บาท/kW)
$C_{Battery}$	คือ ต้นทุนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (บาท/kWh)
$C_{Operation\&Fuel_{Waste}}$	คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานและเชื้อเพลิงของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานขยะ (บาท/kWh)
$C_{Operation\&Fuel_{Biomass}}$	คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานและเชื้อเพลิงของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานชีวมวล ((บาท/kWh)
$Waste_{limit}$	คือ ศักยภาพพลังงานขยะที่สามารถจัดหาได้ต่อวัน (kWh/day)
$Biomass_{limit}$	คือ ศักยภาพพลังงานชีวมวลที่สามารถจัดหาได้ต่อวัน (kWh/day)
$Battery_{Discharge}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ถูกปล่อยออกจากระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$Battery_{Charge}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ถูกเก็บเข้าไปในระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$X_1$	คือ กำลังผลิตติดตั้ง (kW)
$X_2$	คือ พลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะผลิตได้ เฉพาะช่วงที่กำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ภายใต้เงื่อนไขสัญญาขาย (kWh)
$X_3$	คือ พลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลผลิตได้ เฉพาะช่วงที่กำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ภายใต้เงื่อนไขสัญญาขาย (kWh)
$X_4$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่เก็บเข้าระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)

### 5.2.6 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 5

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกลุ่มที่ 5 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานธรรมชาติ ทำงานร่วมกัน เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าทั้งสองมาจากแหล่งพลังงานธรรมชาติ ซึ่งมีความผันผวนของกำลังการผลิต ดังนั้นการจะเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ตามตามข้อกำหนดของสำนักงาน กกพ. จะสามารถทำได้ก็ต่อเมื่อพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เท่านั้น สามารถแสดงสมการคำนวณผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกลุ่มนี้ได้ดังสมการ 5-43 และสมการที่ 5-44 และเงื่อนไขการคำนวณดังสมการที่ 5-45 ถึง สมการที่ 5-48

$$\begin{aligned} \text{Profit} = & \left( \text{Price}_{\text{Hybrid}} \times 365 \times F_1 \times \left( \frac{\sum_{t=1}^{t=97} C \times X_3}{4} \right) + X_6 \right) - (((C_{\text{PV}} \times X_1) + (C_{\text{Wind}} \times X_2)) \times F_6) \\ & - (C_{\text{Operation}_{\text{pv}}} \times 365 \times F_2 \times X_4) - (C_{\text{Operation}_{\text{wind}}} \times 365 \times F_2 \times X_5) \\ & - (((C_{\text{Battery}} \times F_5) + (C_{\text{RE}} \times 365 \times F_2)) \times X_6) \end{aligned} \quad (5-43)$$

$$\begin{aligned} C_{\text{RE}} = & \frac{(C_{\text{Operation}_{\text{pv}}} \times ((\sum_{t=1}^{t=97} \text{PV}_{\text{profile}} \times X_1) - X_4)) - (C_{\text{Operation}_{\text{wind}}} \times ((\sum_{t=1}^{t=97} \text{Wind}_{\text{profile}} \times X_2) - X_5))}{((\sum_{t=1}^{t=97} \text{PV}_{\text{profile}} \times X_1) - X_4) + ((\sum_{t=1}^{t=97} \text{Wind}_{\text{profile}} \times X_2) - X_5)} \end{aligned} \quad (5-44)$$

$$\min(\text{exceed}_{\text{energy}}) \leq X_6 \leq \max(\text{exceed}_{\text{energy}}) \quad (5-45)$$

$$\text{Contract}_{\text{total}} \leq 50,000 \quad (5-46)$$

$$\frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{discharge}}|}{4} \leq \frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{Charge}}|}{4} \times 0.8 \quad (5-47)$$

$$X_6 = \frac{\sum_{N=1}^{97} |\text{Battery}_{\text{Charge}}|}{4} \quad (5-48)$$

โดยที่



$Price_{Hybrid}$	คือ อัตราารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm สำหรับเชื้อเพลิงทุกประเภท
$\bar{C}$	คือ เวกเตอร์แสดงร้อยละกำลังผลิตตามสัญญาในแต่ละช่วงเวลาของวัน ที่สอดคล้องกับข้อจำกัดการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm
$C_{PV}$	คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (บาท/kW)
$C_{Wind}$	คือ ต้นทุนการก่อสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม (บาท/kW)
$C_{Battery}$	คือ ต้นทุนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (บาท/kWh)
$C_{RE}$	คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (บาท/kWh)
$C_{Operation_{PV}}$	คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์ (บาท/kWh)
$C_{Operation_{Wind}}$	คือ ต้นทุนค่าดำเนินงานของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลม (บาท/kWh)
$\overline{PV}_{profile}$	คือ เวกเตอร์แสดงรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Per unit)
$\overline{Wind}_{profile}$	คือ เวกเตอร์แสดงรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (Per unit)
$exceed_{energy}$	คือ พลังงานส่วนที่เกินสัญญาก่อนที่จะติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$Contract_{total}$	คือ กำลังผลิตติดตั้งรวมหลังติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kW)
$Battery_{Discharge}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ถูกปล่อยออกจากระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$Battery_{Charge}$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ถูกเก็บเข้าไปในระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)
$C_{Battery}$	คือ ต้นทุนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (บาท/kWh)
$X_1$	คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (kW)

- $X_2$  คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (kW)
- $X_3$  คือ กำลังผลิตติดตั้ง (kW)
- $X_4$  คือ พลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ เฉพาะช่วงที่กำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ภายใต้เงื่อนไขสัญญาขาย (kWh)
- $X_5$  คือ พลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมผลิตได้ เฉพาะช่วงที่กำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ภายใต้เงื่อนไขสัญญาขาย (kWh)
- $X_6$  คือ พลังงานไฟฟ้าที่เก็บเข้าระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (kWh)

การคำนวณกำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่ให้ผลตอบแทนสูงสุด สอดคล้องกับศักยภาพพลังงานและเป็นไปตามกฎการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของประเทศนั้นเป็นปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น ดังนั้นจึงต้องใช้โปรแกรมการแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้นในการคำนวณ

### 5.3 โปรแกรมแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น

เนื่องจากทฤษฎีที่นำเสนอเป็นการคำนวณระบบสมการที่ไม่เป็นเชิงเส้น ดังนั้นจึงต้องใช้โปรแกรมการแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear programming solver) ในการแก้ปัญหา โปรแกรมการแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้นเป็นวิธีการหาค่าตอบที่ค่ามากที่สุดหรือค่าน้อยที่สุดของฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) ที่มีเงื่อนไขที่เป็นได้ทั้งสมการเชิงเส้น, อสมการเชิงเส้น, สมการไม่เป็นเชิงเส้น และ อสมการไม่เป็นเชิงเส้น ดังสมการที่ 5-49

$$\min_x f(x) \text{ such that } \begin{cases} c(x) \leq 0 \\ c_{eq}(x) = 0 \\ A \cdot x \leq b \\ A_{eq} \cdot x = b_{eq} \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad (5-49)$$

โดยที่

- $f$  คือ ฟังก์ชันเป้าหมาย
- $c$  คือ เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ของระบบสมการไม่เป็นเชิงเส้น
- $c_{eq}$  คือ เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ของระบบสมการไม่เป็นเชิงเส้น

- A** คือ เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ของระบบสมการเชิงเส้น
- b** คือ เวกเตอร์หลักซึ่งแสดงค่าคงที่ซึ่งอยู่ด้านขวาของระบบสมการเชิงเส้น
- A<sub>eq</sub>** คือ เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ของระบบสมการเชิงเส้น
- b<sub>eq</sub>** คือ เวกเตอร์แสดงค่าคงที่ซึ่งอยู่ด้านขวาของระบบสมการเชิงเส้น
- lb** คือ ค่าขอบเขตล่างของเวกเตอร์ตัวแปรอิสระ  $x$
- ub** คือ ค่าขอบเขตบนของเวกเตอร์ตัวแปรอิสระ  $x$

โปรแกรมแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear programming solver) สามารถทำได้ โดยการใช้คำสั่ง “fmincon” ในโปรแกรม MATLAB ซึ่งเป็นหนึ่งในชุดคำสั่งที่อยู่ภายใน Optimization Toolbox



#### 5.4 การคิดต้นทุนต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการคำนวณต้นทุนต่อหน่วย (Levelized Cost of Energy, LCOE) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละประเภทจากกำลังผลิตติดตั้ง พลังงานไฟฟ้าที่แต่ละระบบผลิต และ พลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดขายจริงตามสัญญา วิธีการคำนวณ แสดงดังสมการ 5-50

$$\sum_{t=1}^{20} \frac{\text{LCOE} \times E_t}{(1+r)^t} = \frac{\text{Installation Cost (ส่วนของผู้ประกอบการ)}}{(1+r)^0} + \sum_{t=1}^{\text{term}} \frac{\text{Installation Cost (ส่วนที่ผู้จากรถนาคร)}_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{20} \frac{\text{O\&M Cost}_t}{(1+r)^t} \quad (5-50)$$

โดยที่พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในจะต้องมีค่าเท่ากันทุกปีเนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดนี้จะต้องสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ตามสัญญา แต่เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าควรพิจารณาการเสื่อมสภาพของระบบผลิตไฟฟ้า (Degradation) ร่วมด้วย ซึ่งจากที่ได้รับข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนพบว่าการเสื่อมสภาพของระบบผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ประมาณร้อยละ 0.5 ของกำลังผลิตติดตั้งต่อปี ซึ่งเท่ากับร้อยละ 10 ของกำลังผลิตติดตั้งตลอดอายุสัญญา 20 ปี ดังนั้นการคำนวณต้นทุนต่อหน่วยจึงควรพิจารณาให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม มีกำลังผลิตติดตั้งมากกว่ากำลังผลิตติดตั้งที่คำนวณได้จากสมการในหัวข้อ 5.2.1 ถึง 5.2.2 เท่ากับร้อยละ 10 และ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงคือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ พลังงานชีวมวล และ พลังงานขยะ ควรพิจารณาให้แต่ละปีจะต้องใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นโดยเชื้อเพลิงในปีสุดท้ายจะต้องเท่ากับศักยภาพเชื้อเพลิงที่มีอย่างจำกัด แสดงการคำนวณได้ดังสมการ 5-51 และ 5-52 แต่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะละเลยการพิจารณาการเสื่อมสภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อลดความซับซ้อนในการคำนวณ

$$\text{Fuel}_t = (\text{Fuel}_{t+1}) \times \left( \frac{100}{100 + \text{Degradation}} \right) \quad (5-51)$$

$$E_t = R_{\text{CRE}} \times \text{Fuel}_t \times \left( \frac{100 + \text{Degradation}}{100} \right)^{20-t} \quad (5-52)$$

## บทที่ 6

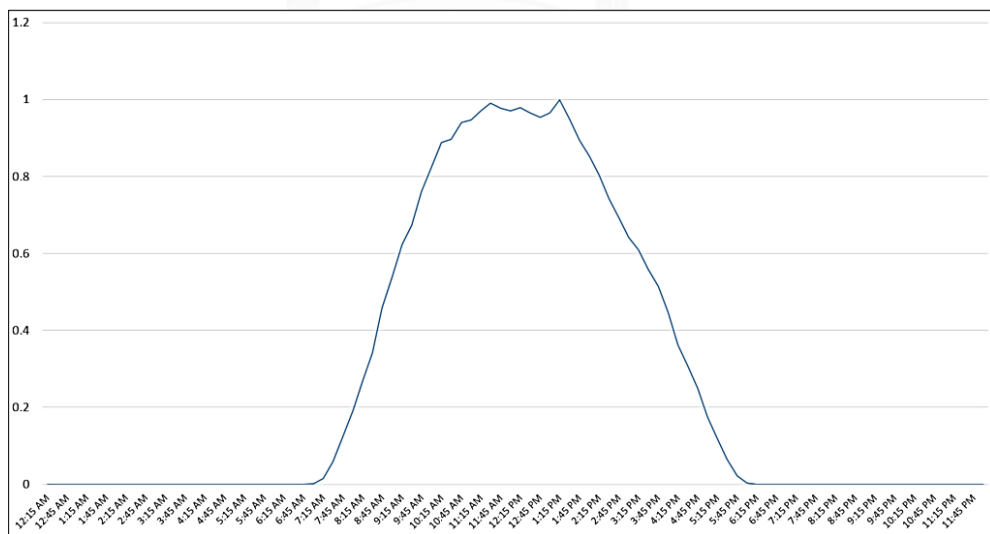
### ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ ผลการทดสอบ และ การวิเคราะห์ผลการทดสอบ

บทนี้จะกล่าวถึงข้อมูลการผลิตไฟฟ้า ข้อมูลศักยภาพพลังงาน และ ข้อมูลต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆที่นำมาใช้ในการทดสอบ รวมถึงผลการทดสอบทฤษฎีที่นำเสนอทั้งหมด ทั้งกำลังผลิตติดตั้ง รูปแบบการเดินเครื่องระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด อัตราส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทต่อกำลังผลิตติดตั้งตามสัญญา ต้นทุนต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละประเภท พร้อมทั้งการวิเคราะห์ผลการทดสอบ

#### 6.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ

##### 6.1.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

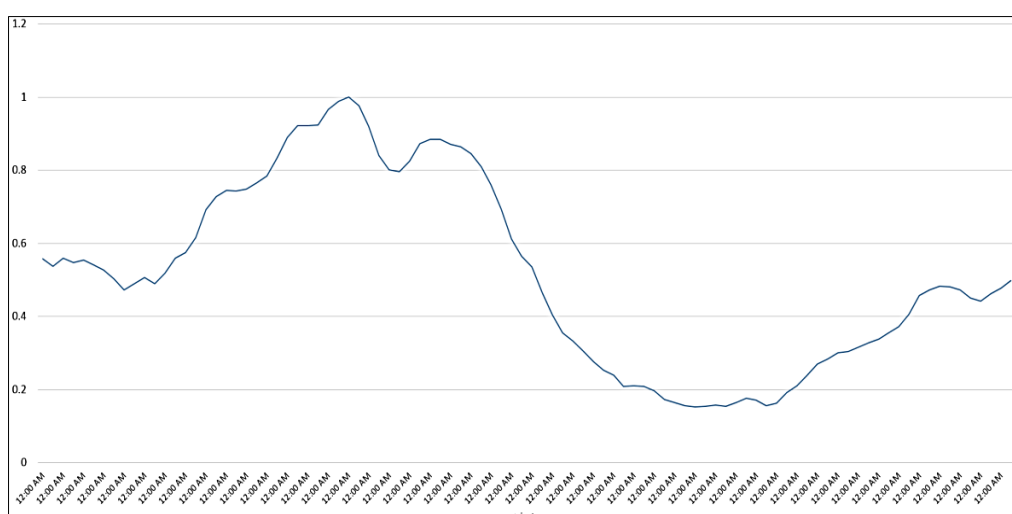
ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการคำนวณกำลังผลิตติดตั้งแต่รูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด จะใช้ข้อมูลบันทึกการเดินเครื่องราย 15 นาทีของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Non-Firm จำนวน 12 โรงที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยเก็บข้อมูล ณ วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2560 ถึง วันที่ 7 มกราคม พ.ศ. 2560 มาเฉลี่ย และคิดเป็นสัดส่วนการผลิตในแต่ละช่วงเวลาต่อกำลังการผลิตสูงสุด แสดงดังในรูปที่ 6.1



รูปที่ 6.1 รูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ย

### 6.1.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมที่ใช้ในการคำนวณกำลังผลิตติดตั้งแต่รูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด จะใช้ข้อมูลบันทึกการเดินเครื่องราย 15 นาทีของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมประเภท Non-Firm จำนวน 5 โรง ที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยเก็บข้อมูล ณ วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2560 ถึงวันที่ 7 มกราคม พ.ศ. 2560 มาเฉลี่ย และคิดเป็นสัดส่วนการผลิตในแต่ละช่วงเวลาต่อกำลังการผลิตสูงสุด แสดงดังในรูปที่ 6.2



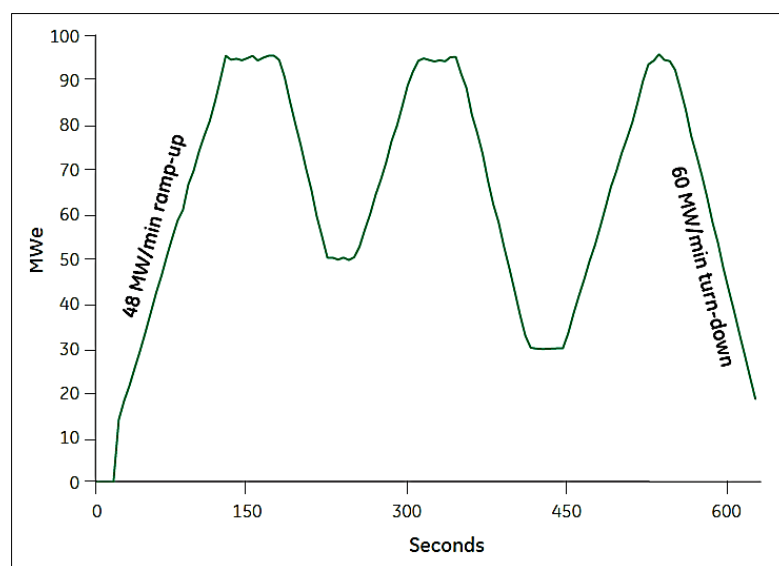
รูปที่ 6.2 รูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ย

### 6.1.3 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากกลุ่มพลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และพลังงานขยะ

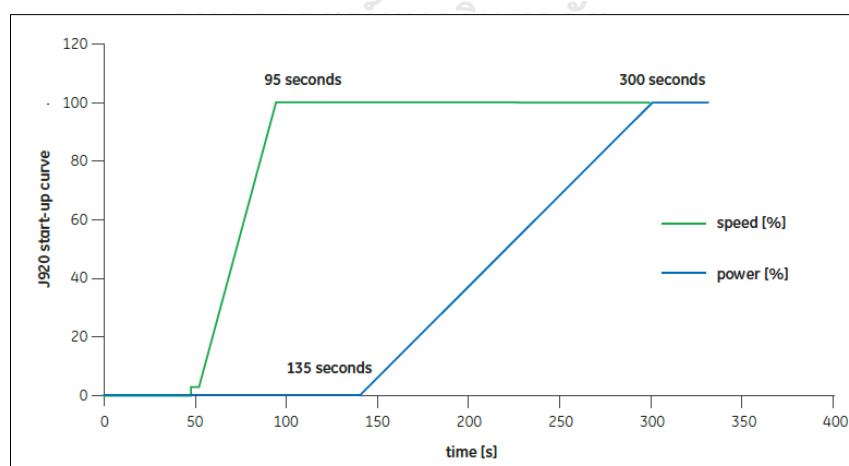
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากกลุ่มพลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และพลังงานขยะ ถือว่าเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ควบคุมกำลังการผลิตได้ เนื่องจากใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไม่ใช่พลังงานธรรมชาติที่ไม่สามารถควบคุมได้ทั้งสองหัวข้อข้างต้น อย่างไรก็ตามจากการศึกษาและรับฟังข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน พบว่าระบบผลิตไฟฟ้ากลุ่มพลังงานชีวมวล และ พลังงานขยะ ซึ่งเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่แปรผันพลังงานจากเชื้อเพลิงเป็นพลังงานไฟฟ้าด้วยการเผาไหม้ แม้จะสามารถควบคุมกำลังการผลิตได้ แต่ก็มี การตอบสนองที่ช้า และเมื่อเดินเครื่องที่กำลังการผลิตต่ำกว่ากำลังผลิตติดตั้ง จะส่งผลให้ประสิทธิภาพในการผลิตลดลง กล่าวคือ มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงมากขึ้น ดังนั้นผู้เขียนจึงตั้งสมมติฐานว่ากำลังการผลิตต่ำสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล และพลังงานขยะ คือร้อยละ 65 ของกำลังการผลิตติดตั้ง รวมถึงการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิตต่อวันที่ อยู่ที่ ร้อย

ละ 0.3 ของกำลังผลิตติดตั้ง ซึ่งเป็นตัวเลขที่ได้จากการหารือกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดังแสดงในตารางที่ 5.1

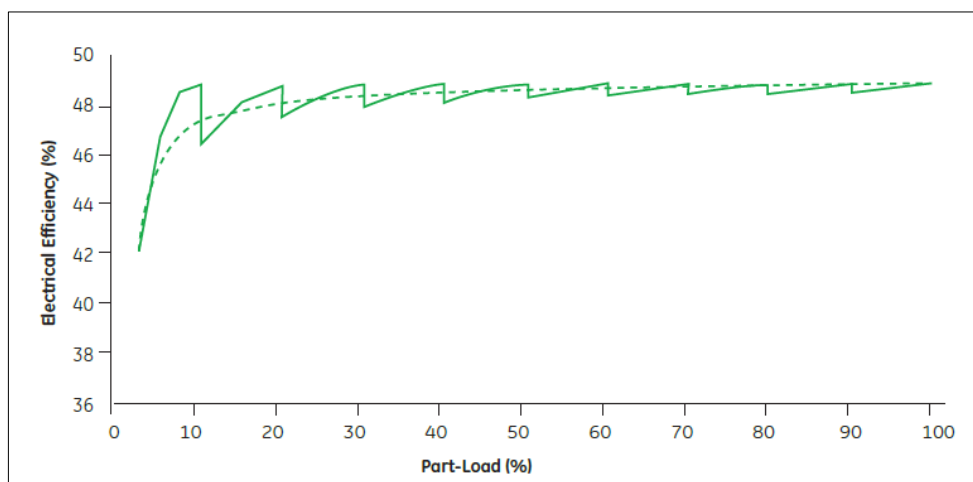
ส่วนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพซึ่งมีการแปรผันพลังงานจากก๊าซชีวภาพเป็นพลังงานไฟฟ้าด้วยเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine) ซึ่งมีการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิตได้อย่างรวดเร็ว มีช่วงเวลาในการเริ่มเดินเครื่องจนถึงกำลังผลิตสูงสุดที่สั้น และ ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าไม่ได้ลดลงมากนักเมื่อกำลังการผลิตต่ำกว่ากำลังการผลิตติดตั้ง ดังแสดงในรูปที่ 6.3 รูปที่ 6.4 และรูปที่ 6.5 ตามลำดับ [18] และ ตารางที่ 5.1



รูปที่ 6.3 รูปแบบการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิต ของ Gas Engine



รูปที่ 6.4 ช่วงเวลาในการเริ่มเดินเครื่องจนถึงกำลังผลิตสูงสุดของ Gas Engine



รูปที่ 6.5 กราฟแสดงร้อยละของประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า ณ กำลังการผลิตที่แตกต่างกัน

#### 6.1.4 ศักยภาพพลังงาน

ข้อมูลศักยภาพพลังงานจะกำหนดให้ระบบทดสอบมีรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมตามหัวข้อ 6.1.1 และ 6.1.2 ตามลำดับ มีศักยภาพเปลือกไม้ยูคาลิปตัสในพื้นที่จำนวน 400 ตันต่อวัน ปริมาณขยะ RDF จำนวน 400 ตันต่อวัน และ ปริมาณก๊าซชีวภาพในสถานะก๊าซ 175,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน เนื่องจากเป็นปริมาณที่ทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตรงตามประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid [2] ซึ่งกำหนดให้กำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 50 เมกะวัตต์ โดยมีอัตรารับซื้อสูงสุด 3.66 บาท แต่ทฤษฎีที่นำเสนอนี้สามารถใช้กับพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างจากที่กำหนดได้เช่นกัน

#### 6.1.5 ข้อมูลต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ข้อมูลต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่างๆ อ้างอิงจากข้อมูลจากสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย และ ต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่อ้างอิงข้อมูลจากบริษัท Sun glow ราคา 10,000,000 Baht/MWh การทำงานประมาณ 8,000 Cycle ประสิทธิภาพโดยประมาณ 80% แสดงดัง



ตารางที่ 6.1



ตารางที่ 6.1 ข้อมูลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

Type	Energy produced Mwh/20 years/MW	Capital Expenditures		Operating Expenditures Baht/kWh	Full Cost Baht/kWh
		Baht/kW	Baht/kWh		
PV	28,382	27,360	0.96	0.55	1.51
Wind	55,125	67,000	1.22	1.00	2.22
Biomass	160,000	70,000	0.44	2	2.44
Biogas	130,000	70,000	0.54	1.3	1.84
Waste (RDF)	144,000	130,000	0.9	1.2	2.10
Battery					1.56

## 6.2 ผลการทดสอบ และการวิเคราะห์ผลการทดสอบ

### 6.2.1 กำลังการผลิตติดตั้งและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด

ผลการทดสอบทฤษฎีที่น่าเสนอเพื่อหากำลังการผลิตติดตั้งและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการที่ได้จากการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละประเภทภายใต้เงื่อนไขศักยภาพพลังงานและต้นทุนการผลิตในหัวข้อ 6.1 ที่อัตราซื้อไฟฟ้า 3.66 บาทต่อหน่วย แสดงดังตารางที่ 6.2

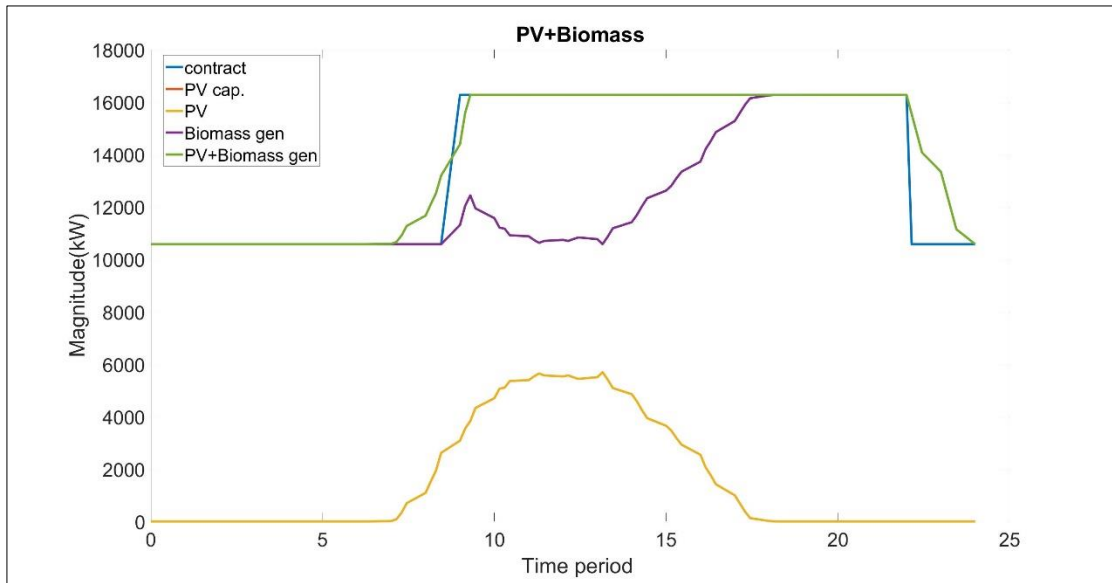
ตารางที่ 6.2 กำลังการผลิตติดตั้งและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการที่ได้จากการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด

กลุ่ม	รูปแบบ		กำลังผลิตติดตั้งตามสัญญา (MW)			ระบบกักเก็บ พลังงาน (kWh)	ผลประโยชน์ (ล้านบาท/20ปี)
	ระบบที่ 1	ระบบที่ 2	ระบบที่ 1	ระบบที่ 2	รวม		
<b>กรณีผลิตไฟฟ้าแบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่</b>							
1	แสงอาทิตย์	ชีวมวล	5.69	16.27	16.27		1,965
	แสงอาทิตย์	ขยะ	8.33	23.81	23.81		3,092
	ลม	ชีวมวล	5.66	15.32	16.18		1,908
	ลม	ขยะ	8.27	22.36	23.6		2,923

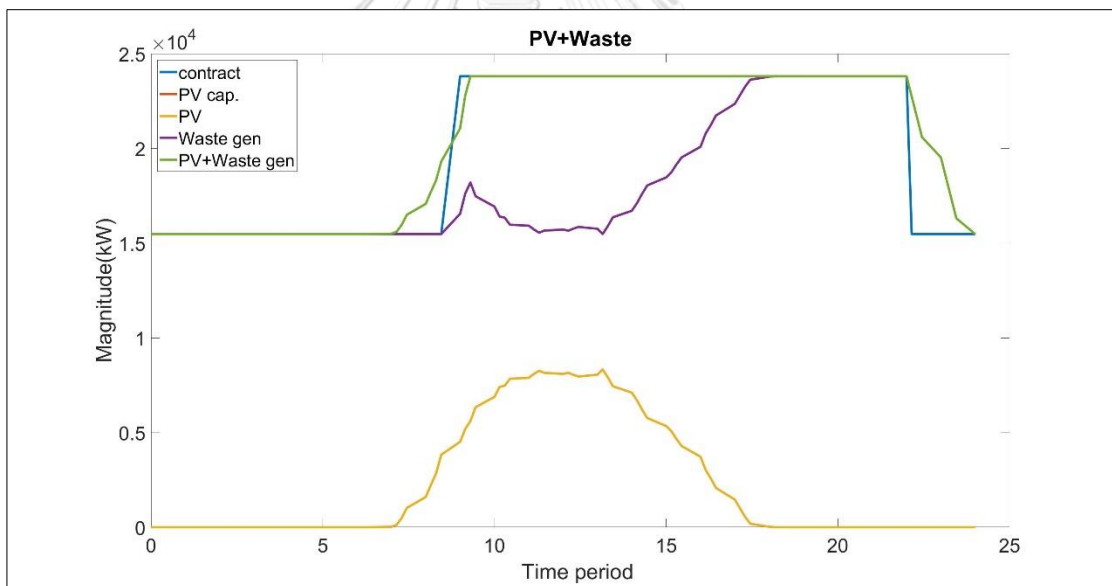
กลุ่ม	รูปแบบ		กำลังผลิตติดตั้งตามสัญญา (MW)			ระบบกักเก็บพลังงาน (kWh)	ผลประโยชน์ (ล้านบาท/20ปี)
	ระบบที่ 1	ระบบที่ 2	ระบบที่ 1	ระบบที่ 2	รวม		
2	แสงอาทิตย์	ก๊าซชีวภาพ	17.85	9.98	9.98		1,507
	ลม	ก๊าซชีวภาพ	153.98	26.45	50		3,671
3	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	13.54	9.86	20.66		2,541
	ขยะ	ก๊าซชีวภาพ	21.01	9.43	27.44		3,307
4	ชีวมวล	ขยะ			36.34		6,650
5	แสงอาทิตย์	ลม	0	0	0		0
<b>กรณีผลิตไฟฟ้าแบบพึ่งพาแบตเตอรี่</b>							
1	ชีวมวล		14.77		14.77	4,395	1,634
	ขยะ		21.57		21.57	6,416	2,721
2	แสงอาทิตย์	ก๊าซชีวภาพ	140.28	11.35	50	477,661	3,655
	ลม	ก๊าซชีวภาพ	82.51	0	50	292,733	4,195
4	ชีวมวล	ขยะ			36.34	10,812	6,084
5	แสงอาทิตย์	ลม	43.45	62.82	50	269,482	6,560

#### 6.2.2 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1

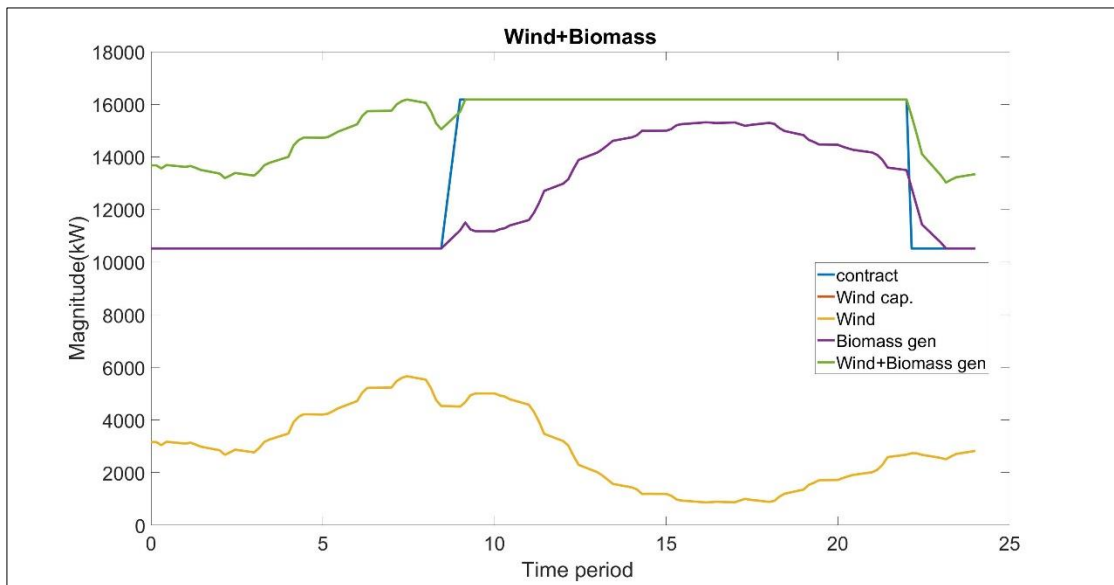
ผลการทดสอบทฤษฎีที่นำเสนอเกี่ยวกับกรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกลุ่มที่ 1 คือ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาติ ทำงานร่วมกับ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้เข้าแบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แสดงดังรูปที่ 6.6 ถึง รูปที่ 6.9



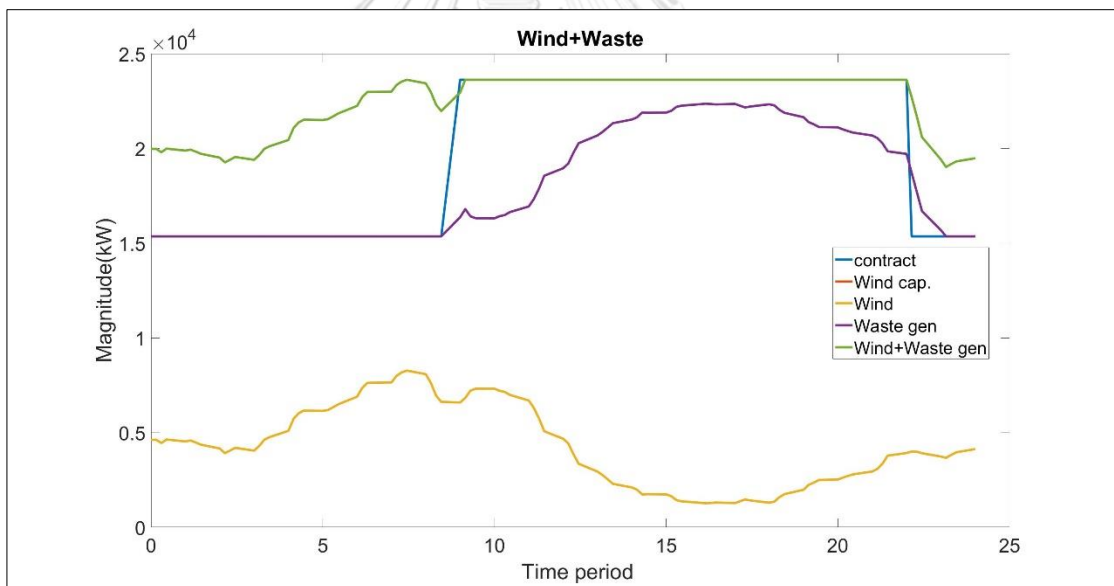
รูปที่ 6.6 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับพลังงานชีว  
มวลแบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่



รูปที่ 6.7 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับพลังงานขยะ  
แบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่



รูปที่ 6.8 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับพลังงานชีวมวลแบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่

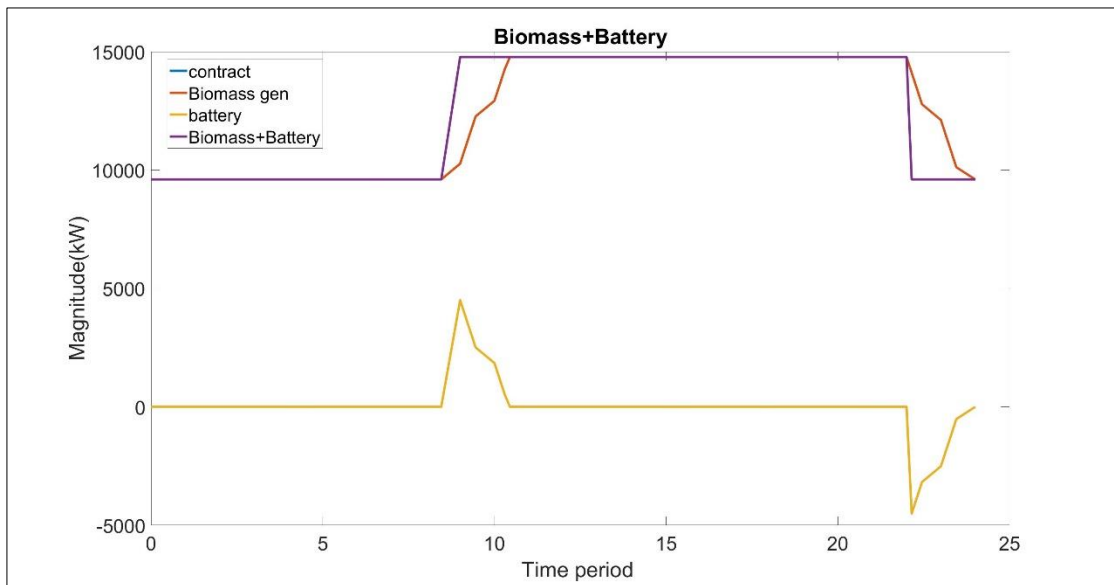


รูปที่ 6.9 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับพลังงานขยะแบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่

จากผลทดสอบพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ไม่สามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้เป็นไปตามที่สำนักงาน กกพ. เนื่องจากการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและพลังงานขยะ จากร้อยละ 65 ของกำลังการผลิต ถึงกำลังผลิตติดตั้งใช้ระยะเวลาประมาณ 2 ชั่วโมง แต่ช่วงเวลาที่สำนักงาน กกพ. กำหนดให้เพิ่มกำลังการผลิตจากร้อยละ 65 เป็นกำลังผลิตติดตั้ง (ช่วง Off-peak เป็น Peak) และ ช่วงเวลาที่สำนักงาน กกพ.

กำหนดให้ลดกำลังการผลิตจากกำลังผลิตติดตั้งเป็นร้อยละ 65 ของกำลังผลิตติดตั้ง (ช่วง Peak เป็น Off-peak) มีส่วนต่างของเวลาเพียงแค่ 15 นาทีเท่านั้น ดังนั้นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและพลังงานขยะซึ่งมีการตอบสนองได้ช้า เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อน จึงไม่สามารถเพิ่มและลดกำลังการผลิตในช่วงเวลาดังกล่าวได้ทัน

เนื่องจากการที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลไม่สามารถตอบสนองต่อความผันผวนของกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ และยังมีข้อจำกัดทางด้านกริดเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิตที่ใช้เวลามาก และ จากข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้รับความอนุเคราะห์ พบว่า โรงไฟฟ้าที่มีการแปรผันพลังงานจากเชื้อเพลิงเป็นพลังงานไฟฟ้าด้วยกระบวนการทางความร้อนอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและพลังงานขยะนั้น ควรจะเดินเครื่องโรงไฟฟ้าให้มีกำลังการผลิตที่คงที่ เพราะการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าดังกล่าวที่ไม่คงที่นั้นจะส่งผลต่อประสิทธิภาพและอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าได้ ซึ่งจากผลการทดลองในรูปที่ 6.6 ถึง รูปที่ 6.9 พบว่าสาเหตุที่ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือพลังงานขยะมีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ไม่สม่ำเสมอ เนื่องจากการทำงานร่วมกันกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ทดสอบทฤษฎีที่นำเสนอเกี่ยวกับกรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกลุ่มที่ 1 แบบพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยไม่พิจารณาโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาติ และใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ชดเชยการตอบสนองที่ช้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและพลังงานขยะในช่วงการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตให้เป็นไปตามข้อกำหนดของสำนักงาน กกพ. ในช่วงเวลา Peak และ Off-Peak แสดงดังในรูปที่ 6.10 และ รูปที่ 6.11



รูปที่ 6.10 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่



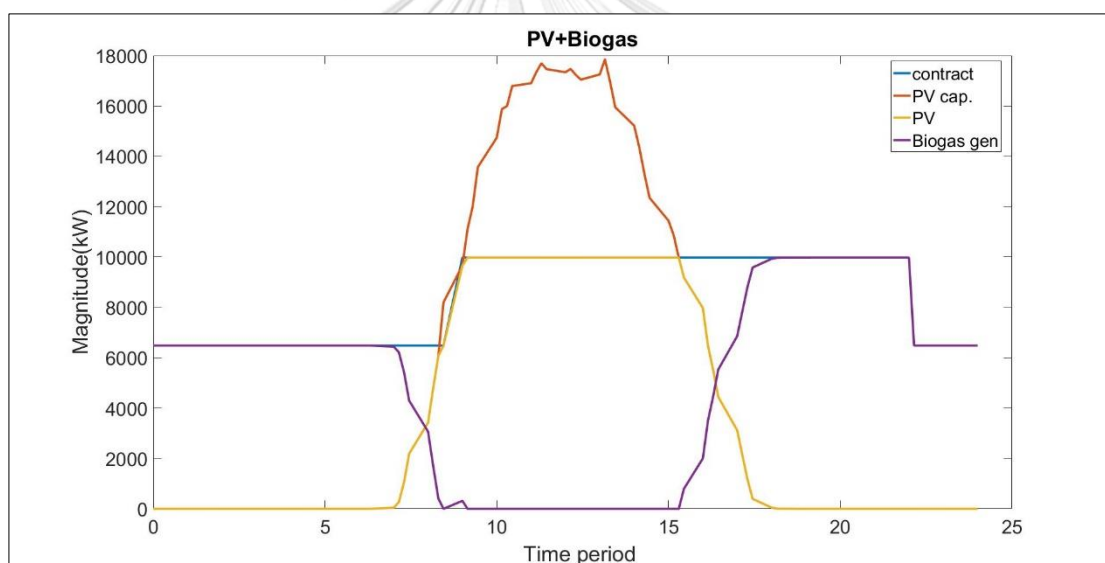
รูปที่ 6.11 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

จากผลการทำสอบพบว่าระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถช่วยชดเชยช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะไม่สามารถเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตได้ตามข้อกำหนดของสำนักงาน กกพ. โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะรับพลังงานไฟฟ้า (Charge) จากช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะกำลังลดกำลังการผลิต (Ramp down) เพื่อชดเชยช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะกำลังเพิ่มกำลังการผลิต (Ramp up) สาเหตุที่

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือขยะไม่เริ่มเพิ่มกำลังการผลิตตั้งแต่ช่วง Off-Peak เนื่องจาก การเก็บและปล่อยพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่นั้นมีค่าใช้จ่าย รวมกับค่า ดำเนินการของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลอีก 2 บาท/kWh หรือ ค่าดำเนินการของระบบผลิต ไฟฟ้าพลังงานขยะ 1.2 บาท/kWh ทำให้ต้นทุนพลังงานแพงกว่าการผลิตไฟฟ้าแบบไม่ใช้แบตเตอรี่ ดังนั้นจึงต้องพยายามลดพลังงานที่จะเก็บเข้าแบตเตอรี่ให้มากที่สุด

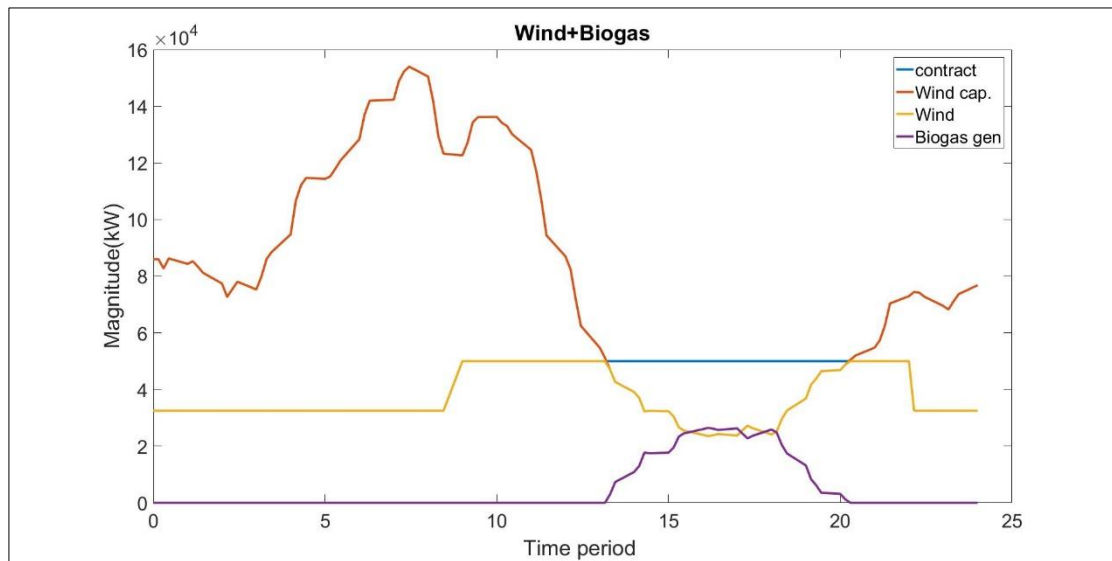
### 6.2.3 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 2

ผลการทดสอบทฤษฎีที่น่าเสนอกับกรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกลุ่มที่ 2 คือ กลุ่ม ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาติ ทำงานร่วมกับ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้เร็วแบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แสดงดังในรูป ที่ 6.12 และ รูปที่ 6.13



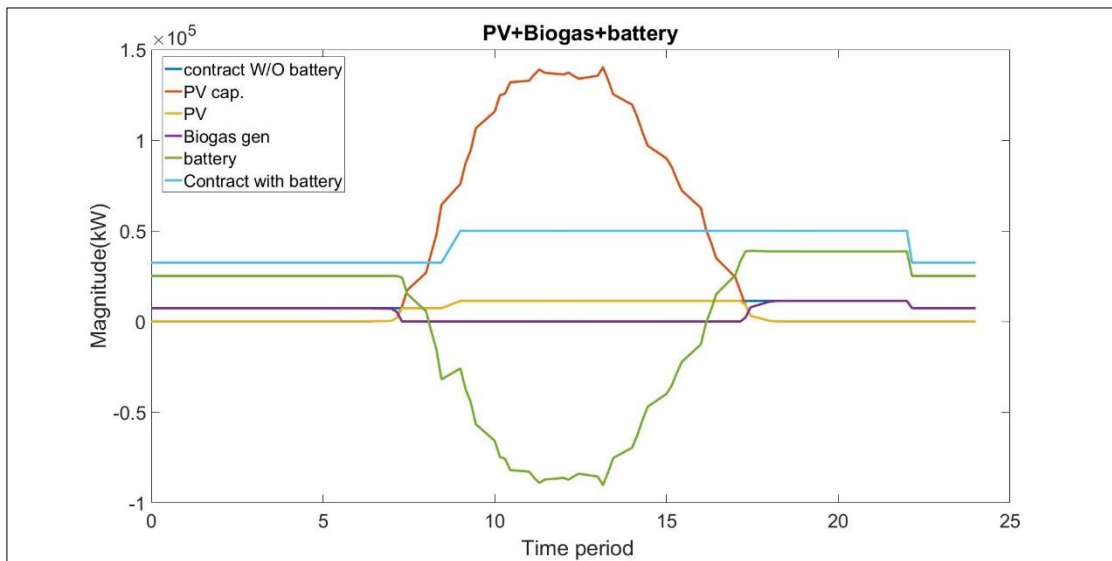
รูปที่ 6.12 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้า พลังงานก๊าซชีวภาพ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่



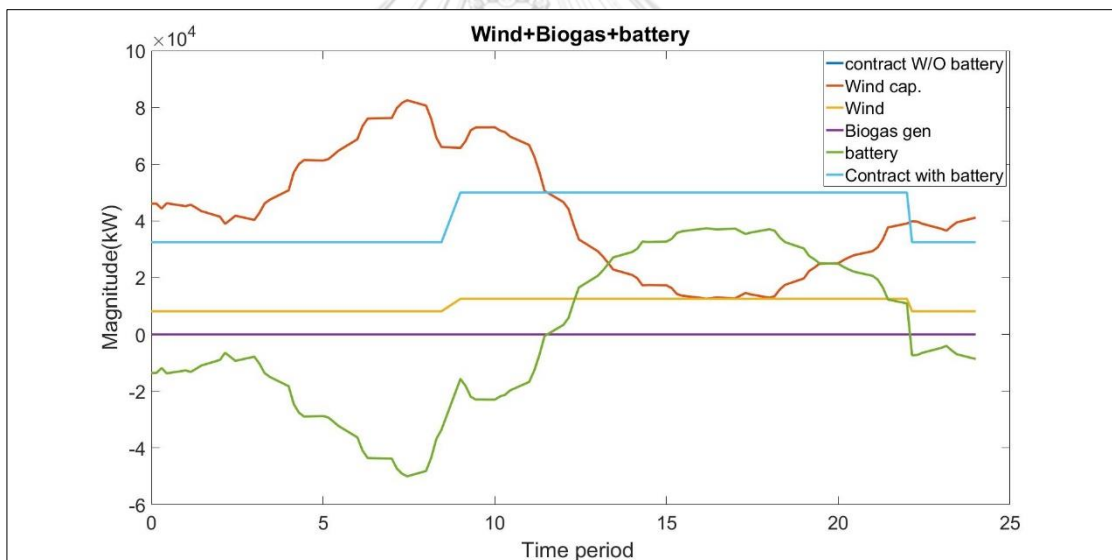


รูปที่ 6.13 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

จากผลการทดสอบพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ สามารถตอบสนองต่อความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาติได้ทัน ทำให้รูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มนี้ สามารถเป็นไปตามข้อกำหนดของสำนักงาน กกพ. เพียงแต่จะมีพลังงานส่วนเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาติที่เกินสัญญาขายไป ทำให้ต้องทิ้งพลังงานในส่วนดังกล่าว ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 2 ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แสดงดังในรูปที่ 6.14 และ รูปที่ 6.15



รูปที่ 6.14 รูปแบบการเดินเครื่องเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานก๊าซชีวภาพ และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานร่วมกัน

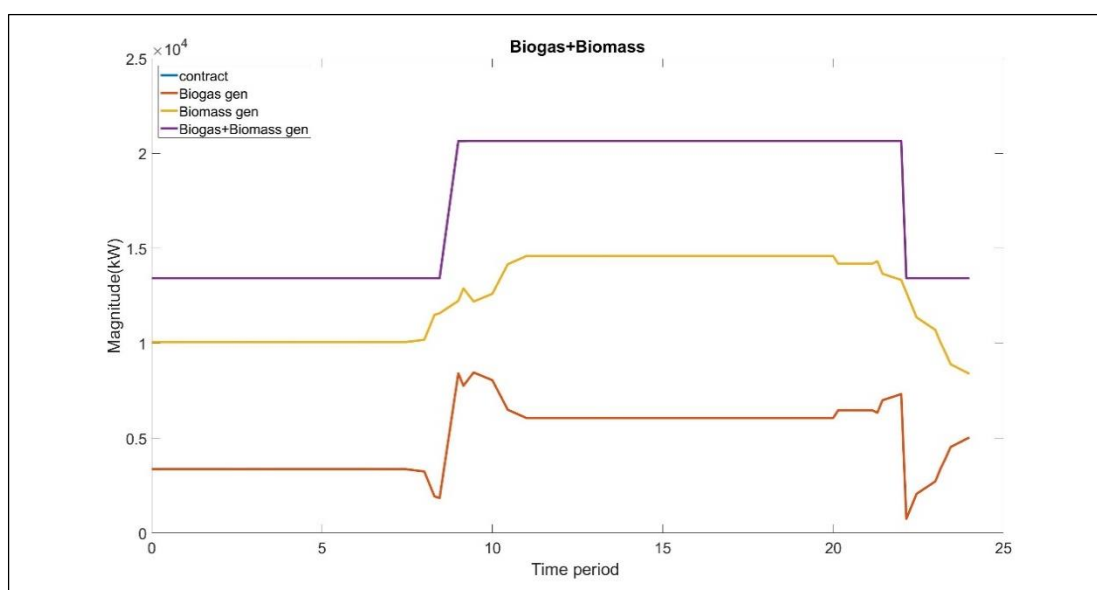


รูปที่ 6.15 รูปแบบการเดินเครื่องเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม พลังงานก๊าซชีวภาพ และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานร่วมกัน

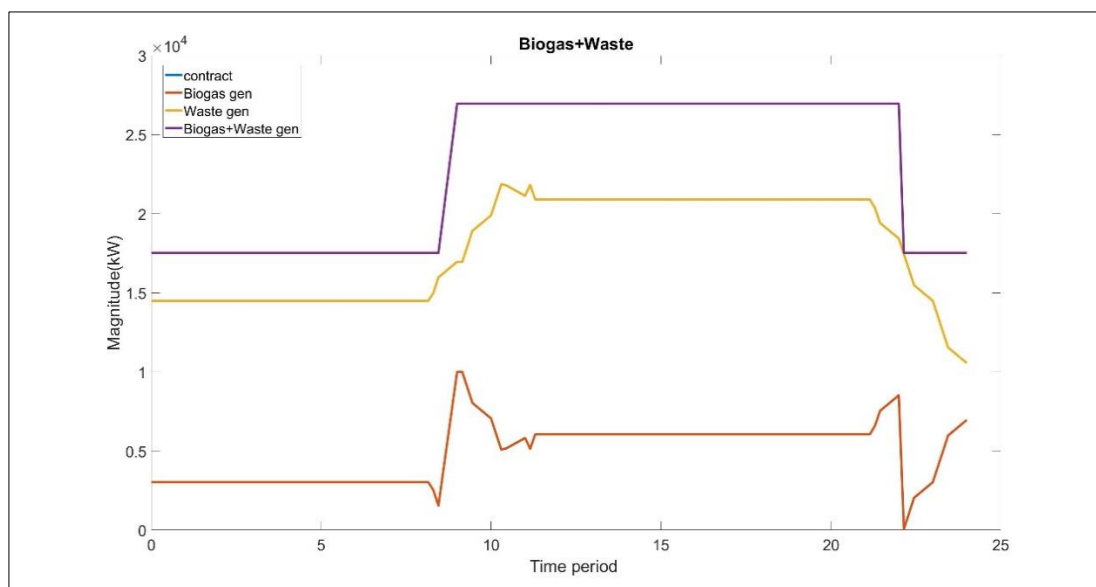
จากผลการทดสอบพบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 2 ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะทำให้ได้รับผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าอย่างมาก เนื่องจากได้นำพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่เป็นส่วนเกินจากสัญญาเดิมมาเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งขึ้น ทำให้สามารถขายพลังงานไฟฟ้าได้มากขึ้น ส่งผลถึงผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าที่มากขึ้นด้วย

#### 6.2.4 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 3

ผลการทดสอบทฤษฎีที่นำเสนอเกี่ยวกับกรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกลุ่มที่ 3 คือ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ช้า ทำงานร่วมกับ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้เร็วแบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แสดงดังในรูปที่ 6.16 และ รูปที่ 6.17



รูปที่ 6.16 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

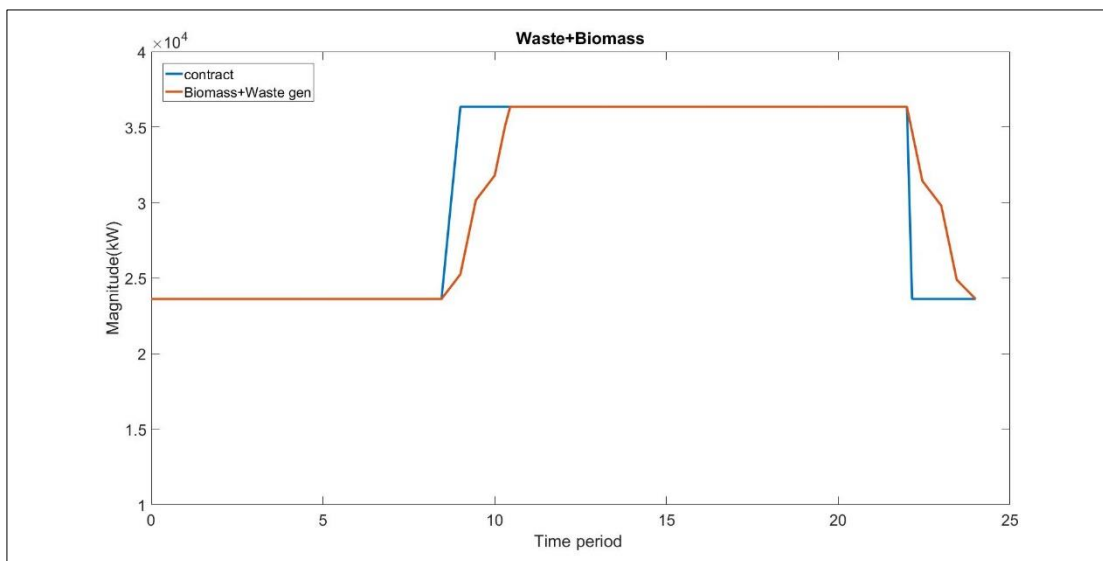


รูปที่ 6.17 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

จากผลการทดสอบพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพมีการตอบสนองที่เร็วพอที่จะชดเชยช่วงเวลากการเพิ่มและลดของกำลังการผลิตที่เข้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและพลังงานขยะได้ ทำให้รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในกลุ่มนี้จะสามารถเป็นไปตามข้อกำหนดของสำนักงาน กกพ. ได้ แต่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกลุ่มนี้ไม่ควรทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เนื่องจากมีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวมวลที่ตอบสนองเร็วอยู่แล้ว และการกักเก็บพลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตจะทำให้สูญเสียผลประโยชน์มากกว่าที่ได้ เนื่องจากการเก็บและปล่อยพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และยังมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียบางส่วนอีกด้วย อีกทั้งระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไม่เหมือนกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาติ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาติไม่สามารถควบคุมหรือกักเก็บพลังงานได้จึงต้องพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงาน แต่ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตสามารถควบคุมกำลังการผลิตได้ด้วยการจัดสรรเชื้อเพลิง

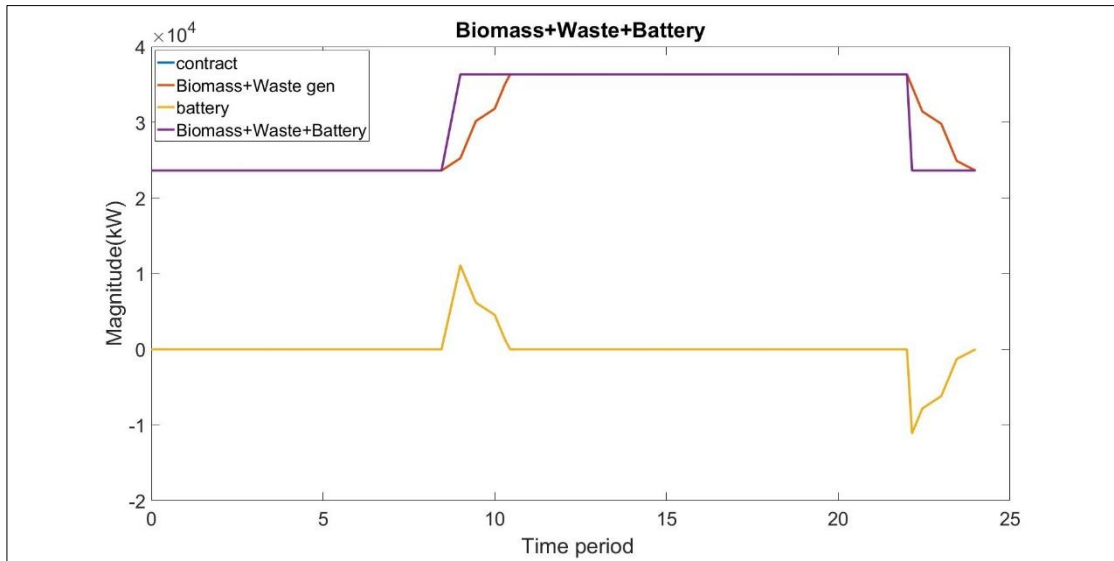
#### 6.2.5 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 4

ผลการทดสอบทฤษฎีที่นำเสนอเกี่ยวกับกรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกลุ่มที่ 4 คือ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ช้า ทำงานร่วมกับ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ช้าแบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แสดงดังในรูปที่ 6.18



รูปที่ 6.18 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

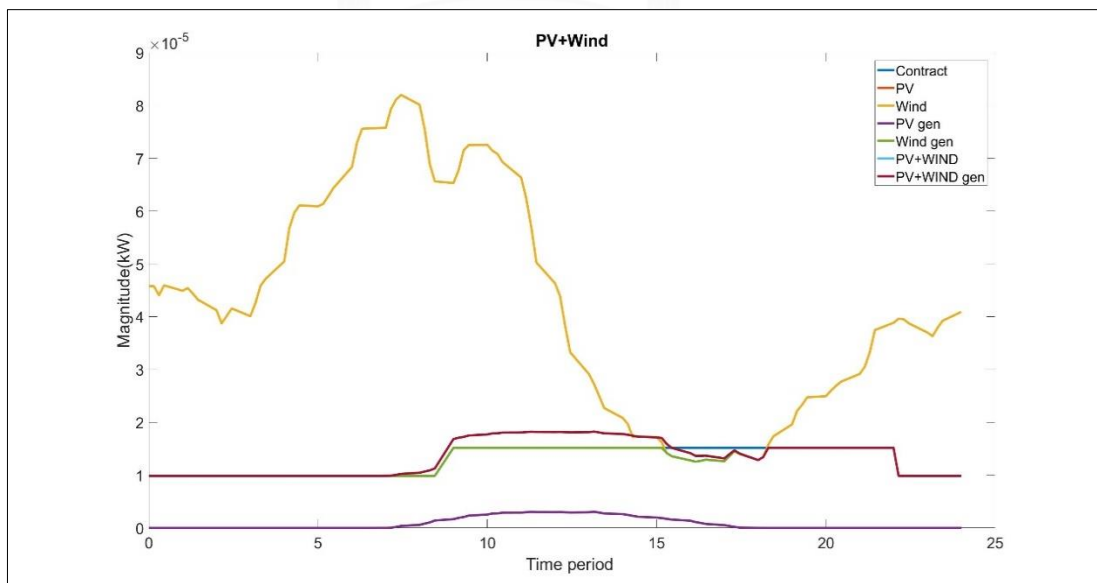
จากผลการทดสอบพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 4 แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะไม่สามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้เป็นไปตามที่สำนักงาน กกพ. กำหนดเนื่องจากการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิตที่ช้า ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 4 แบบทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เพื่อให้แบตเตอรี่ชดเชยกำลังการผลิตเพื่อให้รูปแบบการเดินเครื่องเป็นไปตามข้อกำหนดดังกล่าว แสดงรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 6.19



รูปที่ 6.19 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ แบบพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

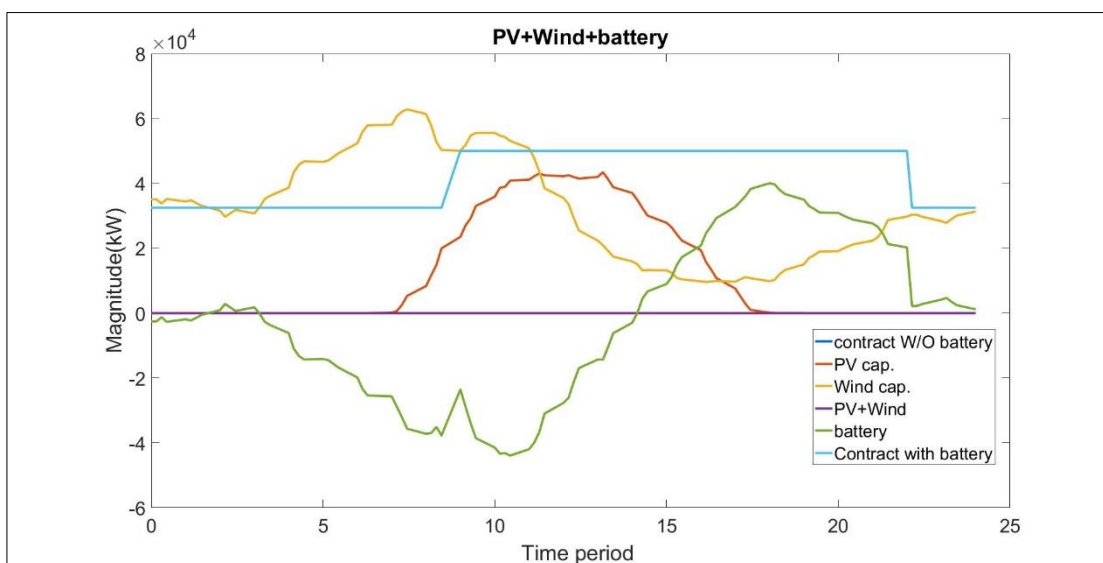
#### 6.2.6 กรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 5

ผลการทดสอบทฤษฎีที่นำเสนอเกี่ยวกับกรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกลุ่มที่ 5 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานธรรมชาติทำงานร่วมกัน แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แสดงดังในรูปที่ 6.20



รูปที่ 6.20 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานลม แบบไม่พึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

จากผลการทดสอบพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ไม่สามารถทำงานร่วมกันและมีกำลังการผลิตเป็นไปตามข้อกำหนดของสำนักงาน กกพ. ได้ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองมีแหล่งพลังงานจากพลังงานธรรมชาติทำให้มีความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าสูง ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้พิจารณาการใช้ระบบกักเก็บพลังงานมาทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มนี้ และพบว่าระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้เป็นไปตามรูปแบบที่สำนักงาน กกพ. กำหนด ดังแสดงในรูปที่ 6.21



รูปที่ 6.21 รูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับผลิตไฟฟ้าพลังงานลม แบบพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

#### 6.2.7 การคิดอัตราส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดต่อกำลังการผลิตติดตั้ง

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการวิเคราะห์อัตราส่วนกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละระบบ และ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ต่อกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในทุกกรณี แสดงดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 อัตราส่วนกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งตามสัญญาของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด

กลุ่ม	รูปแบบ		อัตราส่วน			ระบบกักเก็บพลังงาน (kWh/MW)
	ระบบที่ 1	ระบบที่ 2	ระบบที่ 1	ระบบที่ 2	รวม	
<b>กรณีผลิตไฟฟ้าแบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่</b>						
1	แสงอาทิตย์	ชีวมวล	0.35	1.00	1	
	แสงอาทิตย์	ขยะ	0.35	1.00	1	
	ลม	ชีวมวล	0.35	0.95	1	
	ลม	ขยะ	0.35	0.95	1	
2	แสงอาทิตย์	ก๊าซชีวภาพ	1.79	1.00	1	
	ลม	ก๊าซชีวภาพ	3.08	0.53	1	
3	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	0.66	0.48	1	
	ขยะ	ก๊าซชีวภาพ	0.77	0.34	1	
4	ชีวมวล	ขยะ			1	
5	แสงอาทิตย์	ลม	-	-	-	
<b>กรณีผลิตไฟฟ้าแบบพึ่งพาแบตเตอรี่</b>						
1	ชีวมวล		1		1	298
	ขยะ		1		1	297
2	แสงอาทิตย์	ก๊าซชีวภาพ	2.81	0.23	1	9,553
	ลม	ก๊าซชีวภาพ	1.65	0	1	5,855
4	ชีวมวล	ขยะ			1	298
5	แสงอาทิตย์	ลม	0.87	1.26	1	5,390

ผลการทดสอบในตารางแสดงถึงกำลังผลิตติดตั้งที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทต้องทำการติดตั้งเพื่อให้ได้ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน



หมุนเวียนแบบไฮบริดที่สูงที่สุด ยกตัวอย่างเช่น ถ้าต้องการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดระหว่าง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานก๊าซชีวภาพ และ ระบบกักเก็บพลังงาน (กลุ่มที่ 2) จำนวน 1 MW จะต้องติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอัตราส่วนพลังงานแสงอาทิตย์ 2.81 MW พลังงานก๊าซชีวภาพ 0.23 MW และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ 9,553.23 kWh และ ต้องมีรูปแบบการเดินเครื่องเป็นไปตามรูปที่ 6.14 เป็นต้น

#### 6.2.8 ผลการคำนวณเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงอัตรารับซื้อไฟฟ้า

อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามประกาศของสำนักงาน กกพ. ที่ได้แสดงในบทที่ 4 เป็นการรับซื้อที่เปิดให้มีการแข่งขันประมูลส่วนลดของ FIT<sub>F</sub> จากร้อยละ 0 ถึงร้อยละ 99.99 หมายความว่าถ้าผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถประมูลส่วนลดของ FIT<sub>F</sub> ได้มาก ก็จะมีโอกาสที่จะได้รับเลือกให้ทำสัญญาขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามระเบียบของโครงการ SPP Hybrid Firm ได้มาก วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ทำการทดลองวิธีที่นำเสนอโดยการเปลี่ยนแปลงอัตรารับซื้อไฟฟ้าจำนวน 10 ค่า และคำนวณหากำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท ในแต่ละกลุ่มที่ให้ผลตอบแทนจากการขายไฟฟ้าตลอดอายุโครงการมากที่สุด ณ อัตรารับซื้อแต่ละค่า แสดงกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละกลุ่ม เมื่อทำการเปลี่ยนแปลงอัตรารับซื้อดังตารางที่ 6.4 ถึง ตารางที่ 6.15

ตารางที่ 6.4 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

FIT			PV		Biomass		Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
0.01	1.85	1.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.00
0.21	1.85	2.06	0.00	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.00
0.41	1.85	2.26	5.71	37,590.18	16.31	295,109.18	16.31	332,699.36	193.81
0.61	1.85	2.46	5.71	37,590.18	16.31	295,109.18	16.31	332,699.36	447.62
0.81	1.85	2.66	5.71	37,590.18	16.31	295,109.18	16.31	332,699.36	701.43
1.01	1.85	2.86	5.47	36,024.98	15.63	282,822.73	15.63	318,847.71	915.47
1.21	1.85	3.06	5.71	37,590.18	16.31	295,109.18	16.31	332,699.36	1,209.05
1.41	1.85	3.26	5.71	37,590.18	16.31	295,109.18	16.31	332,699.36	1,462.86
1.61	1.85	3.46	5.71	37,590.18	16.31	295,109.18	16.31	332,699.36	1,716.67
1.81	1.85	3.66	5.69	37,498.78	16.27	294,391.56	16.27	331,890.33	1,965.69

ตารางที่ 6.5 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

FIT			PV		Waste		Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
0.01	1.85	1.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.00
0.21	1.85	2.06	0.00	0.00	21.57	440,000.00	21.57	440,000.00	137.55
0.41	1.85	2.26	8.33	54,876.18	23.81	430,816.32	23.81	485,692.50	498.47
0.61	1.85	2.46	8.33	54,876.18	23.81	430,816.32	23.81	485,692.50	869.00
0.81	1.85	2.66	8.33	54,876.18	23.81	430,816.32	23.81	485,692.50	1,239.53
1.01	1.85	2.86	8.33	54,876.18	23.81	430,816.32	23.81	485,692.50	1,610.05
1.21	1.85	3.06	8.33	54,876.18	23.81	430,816.32	23.81	485,692.50	1,980.58
1.41	1.85	3.26	8.33	54,876.18	23.81	430,816.32	23.81	485,692.50	2,351.11
1.61	1.85	3.46	8.33	54,876.18	23.81	430,816.32	23.81	485,692.50	2,721.63
1.81	1.85	3.66	8.33	54,876.18	23.81	430,816.32	23.81	485,692.50	3,092.16

ตารางที่ 6.6 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

FIT			Wind		Biomass		Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
0.01	1.85	1.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.00
0.21	1.85	2.06	0.00	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.00
0.41	1.85	2.26	5.66	71,022.11	15.32	259,087.41	16.18	330,109.52	145.59
0.61	1.85	2.46	5.66	71,022.11	15.32	259,087.41	16.18	30,109.52	397.42
.81	1.85	2.66	5.66	71,022.11	15.32	259,087.41	16.18	330,109.52	649.26
1.01	1.85	2.86	5.66	71,022.11	15.32	259,087.41	16.18	330,109.52	901.09
1.21	1.85	3.06	5.66	71,022.11	15.32	259,087.41	16.18	330,109.52	1,152.93
1.41	1.85	3.26	5.66	71,022.11	15.32	259,087.41	16.18	330,109.52	1,404.76
1.61	1.85	3.46	5.66	71,022.11	15.32	259,087.41	16.18	330,109.52	1,656.60
1.81	1.85	3.66	5.66	71,022.11	15.32	259,087.41	16.18	330,109.52	1,908.43

ตารางที่ 6.7 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

FIT			Wind		Waste		Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
0.01	1.85	1.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.21	1.85	2.06	0.00	0.00	21.57	440,000.00	21.57	440,000.00	137.55
0.41	1.85	2.26	0.00	0.00	21.57	440,000.00	21.57	440,000.00	473.22
0.61	1.85	2.46	0.00	0.00	21.57	440,000.00	21.57	440,000.00	808.89
0.81	1.85	2.66	0.00	0.00	21.57	440,000.00	21.57	440,000.00	1,144.56
1.01	1.85	2.86	0.00	0.00	21.57	440,000.00	21.57	440,000.00	1,480.23
1.21	1.85	3.06	0.00	0.00	21.57	440,000.00	21.57	440,000.00	1,815.90
1.41	1.85	3.26	8.27	103,681.91	22.36	378,229.80	23.62	481,911.70	2,187.66
1.61	1.85	3.46	6.69	83,918.24	22.18	389,495.52	23.21	473,413.77	2,539.45
1.81	1.85	3.66	8.27	103,681.91	22.36	378,229.80	23.62	481,911.70	2,922.94

ตารางที่ 6.8 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

FIT			Biomass		Battery	Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Capacity (MW)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Capacity (MW)	Energy (kWh)	
0.01	1.85	1.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.21	1.85	2.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.41	1.85	2.26	14.77	301,400.00	4,395.42	14.77	301,400.00	24.90
0.61	1.85	2.46	14.77	301,400.00	4,395.42	14.77	301,400.00	254.83
0.81	1.85	2.66	14.77	301,400.00	4,395.42	14.77	301,400.00	484.76
1.01	1.85	2.86	14.77	301,400.00	4,395.42	14.77	301,400.00	714.70
1.21	1.85	3.06	14.77	301,400.00	4,395.42	14.77	301,400.00	944.63
1.41	1.85	3.26	14.77	301,400.00	4,395.42	14.77	301,400.00	1174.56
1.61	1.85	3.46	14.77	301,400.00	4,395.42	14.77	301,400.00	1404.50
1.81	1.85	3.66	14.77	301,400.00	4,395.42	14.77	301,400.00	1634.43

ตารางที่ 6.9 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

FIT			Waste		Battery	Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Capacity (MW)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Capacity (MW)	Energy (kWh)	
0.01	1.85	1.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.21	1.85	2.06	21.57	440,000.00	6,416.67	21.57	440,000.00	35.48
0.41	1.85	2.26	21.57	440,000.00	6,416.67	21.57	440,000.00	371.14
0.61	1.85	2.46	21.57	440,000.00	6,416.67	21.57	440,000.00	706.81
0.81	1.85	2.66	21.57	440,000.00	6,416.67	21.57	440,000.00	1,042.48
1.01	1.85	2.86	21.57	440,000.00	6,416.67	21.57	440,000.00	1,378.15
1.21	1.85	3.06	21.57	440,000.00	6,416.67	21.57	440,000.00	1,713.82
1.41	1.85	3.26	21.57	440,000.00	6,416.67	21.57	440,000.00	2,049.49
1.61	1.85	3.46	21.57	440,000.00	6,416.67	21.57	440,000.00	2,385.16
1.81	1.85	3.66	21.57	440,000.00	6,416.67	21.57	440,000.00	2,720.83

ตารางที่ 6.10 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

FIT			PV		Biogas		Battery	Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
<b>แบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่</b>										
0.01	1.85	1.86	9.34	61,001.70	8.88	120,050.00		8.88	181,051.70	172.19
0.21	1.85	2.06	10.12	64,382.86	9.04	120,050.00		9.04	184,432.86	311.58
0.41	1.85	2.26	11.18	68,200.01	9.23	120,050.00		9.23	188,250.01	453.75
0.61	1.85	2.46	12.38	71,980.38	9.41	120,050.00		9.41	192,030.38	599.10
0.81	1.85	2.66	13.90	76,037.27	9.61	120,050.00		9.61	196,087.27	747.04
1.01	1.85	2.86	14.37	77,149.25	9.67	120,050.00		9.67	197,199.25	896.93
1.21	1.85	3.06	15.22	78,989.54	9.76	120,050.00		9.76	199,039.54	1048.14
1.41	1.85	3.26	15.76	80,056.46	9.81	120,050.00		9.81	200,106.46	1200.48
1.61	1.85	3.46	16.17	80,779.08	9.84	120,050.00		9.84	200,829.08	1353.40
1.81	1.85	3.66	17.85	83,459.91	9.98	120,050.00		9.98	203,509.91	1506.73
<b>แบบพึ่งพาแบตเตอรี่</b>										
0.01	1.85	1.86	8.98	59,137.72	8.78	120,050.00	79.35	8.78	179,183.75	171.05
0.21	1.85	2.06	9.14	60,216.35	8.83	120,050.00	210.61	8.84	180,255.82	308.18

FIT			PV		Biogas		Battery	Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
0.41	1.85	2.26	9.38	61,796.17	8.88	120,050.00	535.82	8.91	181,819.38	446.19
0.61	1.85	2.46	10.31	67,875.03	9.07	120,050.00	2,313.49	9.21	187,809.35	586.30
0.81	1.85	2.66	11.68	76,897.79	9.31	120,050.00	5,649.04	9.64	196,665.34	731.79
1.01	1.85	2.86	18.30	120,503.86	10.01	120,050.00	25,546.12	11.73	239,276.56	895.12
1.21	1.85	3.06	140.2	923,833.06	11.35	120,144.68	477,661.2	50.00	1,020,000.0	1321.03
1.41	1.85	3.26	140.2	923,833.06	11.35	120,144.68	477,661.2	50.00	1,020,000.0	2099.17
1.61	1.85	3.46	140.2	923,833.06	11.35	120,144.68	477,661.2	50.00	1,020,000.0	2877.31
1.81	1.85	3.66	140.2	923,833.06	11.35	120,144.68	477,661.2	50.00	1,020,000.0	3655.46

ตารางที่ 6.11 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

FIT			Wind		Biogas		Battery	Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
<b>แบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่</b>										
0.01	1.85	1.86	0.00	0.00	-0.00	0.00		0.00	0.00	-
0.21	1.85	2.06	0.00	0.00	-0.00	0.00		0.00	0.00	-
0.41	1.85	2.26	0.00	0.00	-0.00	0.00		0.00	0.00	-
0.61	1.85	2.46	0.00	0.00	-0.00	0.00		0.00	0.00	-
0.81	1.85	2.66	0.00	0.00	-0.00	0.00		0.00	0.00	-
1.01	1.85	2.86	0.00	0.00	-0.00	0.00		0.00	0.00	-
1.21	1.85	3.06	0.00	0.00	-0.00	0.00		0.00	0.00	-
1.41	1.85	3.26	0.00	0.00	-0.00	0.00		0.00	0.00	-
1.61	1.85	3.46	153.98	899,950	26.45	120,050.		50.00	1,020,000	2,893.54
1.81	1.85	3.66	153.98	899,950	26.45	120,050		50.00	1,020,000	3,671.68
<b>แบบพึ่งพาแบตเตอรี่</b>										
0.01	1.85	1.86	0.00	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.21	1.85	2.06	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.41	1.85	2.26	0.00	0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.61	1.85	2.46	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.81	1.85	2.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.01	1.85	2.86	82.51	1,034,636.69	0.00	-0.00	292,733	50.00	1,020,000	1,082.26
1.21	1.85	3.06	72.55	909,833.94	20.11	120,050.	197,678	50.00	1,020,000	2,462.37

FIT			Wind		Biogas		Battery	Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
1.41	1.85	3.26	82.51	1,034,636.69	0.00	0.00	292,733	50.00	1,020,000	2,638.55
1.61	1.85	3.46	72.55	909,833.94	20.11	120,050	197,678	50.00	1,020,000	4,018.65
1.81	1.85	3.66	82.51	1,034,636.69	0.00	0.00	292,733	50.00	1,020,000	4,194.83

ตารางที่ 6.12 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

FIT			Biomass		Biogas		Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
0.01	1.85	1.86	0.00	0.01	5.88	120,050.00	5.88	120,050.01	116.35
0.21	1.85	2.06	9.82	246,519.15	6.66	120,050.00	17.97	366,573.55	168.83
0.41	1.85	2.26	12.03	253,051.54	9.78	120,050.00	18.29	373,101.66	240.51
0.61	1.85	2.46	7.63	203,923.11	7.75	120,050.00	15.89	324,136.76	640.75
0.81	1.85	2.66	12.45	283,891.66	8.04	112,093.03	19.36	394,940.63	927.57
1.01	1.85	2.86	15.98	301,400.78	8.25	120,050.03	20.66	421,448.89	1,220.25
1.21	1.85	3.06	12.95	301,455.98	10.39	120,050.96	20.66	421,437.22	1,578.40
1.41	1.85	3.26	2.74	288,107.80	7.38	120,183.17	19.85	404,915.00	2,331.37
1.61	1.85	3.46	13.54	301,400.25	10.77	120,049.99	20.66	421,450.45	2,181.13
1.81	1.85	3.66	13.54	301,401.92	9.86	120,049.91	20.66	421,451.80	2,541.31

ตารางที่ 6.13 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

FIT			waste		Biogas		Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
0.01	1.85	1.86	9.09	361,389.73	10.91	95,813.61	22.55	460,001.22	360.72
0.21	1.85	2.06	14.81	352,883.73	9.23	120,122.93	23.36	476,641.59	400.81
0.41	1.85	2.26	15.16	426,911.76	9.43	120,049.99	26.85	547,778.28	1,278.44
0.61	1.85	2.46	13.16	430,742.95	9.43	120,050.00	27.14	550,792.95	1,350.44
0.81	1.85	2.66	19.77	434,859.88	9.43	120,050.00	27.20	554,909.88	1,723.85
1.01	1.85	2.86	19.14	421,884.05	9.43	120,050.00	26.57	541,934.05	2,344.25

FIT			waste		Biogas		Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
1.21	1.85	3.06	19.73	433,917.58	9.43	120,050.00	27.16	553,967.58	3,575.26
1.41	1.85	3.26	21.05	440,460.68	9.43	120,050.00	27.48	560,510.68	3,201.03
1.61	1.85	3.46	21.01	439,691.34	9.43	120,050.00	27.44	559,741.34	3,103.91
1.81	1.85	3.66	21.01	439,691.34	9.43	120,050.00	27.44	559,741.34	3,306.90

ตารางที่ 6.14 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

FIT			Biomass	Waste	Battery	Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
<b>แบบไม่พึ่งพาแบตเตอรี่</b>								
0.01	1.85	1.86	0.00	440,000.00		21.57	440,000.00	558.77
0.21	1.85	2.06	0.00	440,000.00		21.57	440,000.00	894.44
0.41	1.85	2.26	301,399.98	440,000.00		36.34	741,399.98	1,323.47
0.61	1.85	2.46	301,400.00	440,000.00		36.34	741,400.00	1,889.07
0.81	1.85	2.66	301,400.00	440,000.00		36.34	741,400.00	2,454.67
1.01	1.85	2.86	301,400.00	440,000.00		36.34	741,400.00	3,020.28
1.21	1.85	3.06	301,400.00	440,000.00		36.34	741,400.00	3,585.88
1.41	1.85	3.26	301,400.00	440,000.00		36.34	741,400.00	4,151.48
1.61	1.85	3.46	301,400.00	440,000.00		36.34	741,400.00	4,717.08
1.81	1.85	3.66	301,400.00	440,000.00		36.34	741,400.00	5,282.69
<b>แบบพึ่งพาแบตเตอรี่</b>								
0.01	1.85	1.86	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	180.09
0.21	1.85	2.06	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	745.69
0.41	1.85	2.26	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	1,311.29
0.61	1.85	2.46	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	1,876.89
0.81	1.85	2.66	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	2,442.50
1.01	1.85	2.86	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	3,008.10
1.21	1.85	3.06	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	3,573.70
1.41	1.85	3.26	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	4,139.30
1.61	1.85	3.46	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	4,704.91
1.81	1.85	3.66	301,400.00	440,000.00	10,812.08	36.34	741,400.00	5,270.51

ตารางที่ 6.15 กำลังผลิตติดตั้งระบบของผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

FIT			PV		Wind		Battery	Contract		Profit (Million Baht/20 years)
FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V</sub>	Hybrid Price	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Cap. (MW)	Energy (kWh)	
0.01	1.85	1.86	-	-	-	-	-	-	-	-
0.21	1.85	2.06	-	-	-	-	-	-	-	-
0.41	1.85	2.26	-	-	-	-	-	-	-	-
0.61	1.85	2.46	-	-	-	-	-	-	-	-
0.81	1.85	2.66	-	-	-	-	-	-	-	-
1.01	1.85	2.86	-	-	-	-	-	-	-	-
1.21	1.85	3.06	-	-	-	-	-	-	-	-
1.41	1.85	3.26	-	-	-	-	-	-	-	-
1.61	1.85	3.46	43.45	286,137.00	62.82	787,763	269,482.6	50.00	1,020,000.	5781.50
1.81	1.85	3.66	43.45	286,137.00	62.82	787,763	269,482	50.00	1,020,000.	6559.64

6.2.9 การคิดต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละประเภท

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการคำนวณต้นทุนต่อหน่วย (Levelized Cost of Energy, LCOE) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละประเภทจากกำลังผลิตติดตั้ง พลังงานไฟฟ้าที่แต่ละระบบผลิต และ พลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดขายจริงตามสัญญา ด้วยวิธีการคำนวณในบทที่ 5 หัวข้อ 5.4 และได้มีการทดสอบเปลี่ยนแปลงค่าอัตราซื้อไฟฟ้าอีกด้วย แสดงผลการคำนวณดังตารางที่ 6.16 ถึง ตารางที่ 6.20

ตารางที่ 6.16 ต้นทุนต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1

กลุ่ม 1							
		PV+Biomass	PV+Waste	Wind+Biomass	Wind+Waste	Biomass	Waste
	Hybrid Price	LCOE	LCOE	LCOE	LCOE	LCOE	LCOE
No Battery	1.86						
	2.06		2.43		2.43		
	2.26	2.59	2.44	2.63	2.43		
	2.46	2.59	2.44	2.63	2.43		
	2.66	2.59	2.44	2.63	2.43		
	2.86	2.59	2.44	2.63	2.43		
	3.06	2.59	2.44	2.63	2.43		
	3.26	2.59	2.44	2.63	2.54		



กลุ่ม 1							
		PV+Biomass	PV+Waste	Wind+Biomass	Wind+Waste	Biomass	Waste
	Hybrid Price	LCOE	LCOE	LCOE	LCOE	LCOE	LCOE
	3.46	2.59	2.44	2.63	2.52		
	3.66	2.59	2.44	2.63	2.54		
Battery	1.86						
	2.06						2.50
	2.26					2.75	2.50
	2.46					2.75	2.50
	2.66					2.75	2.50
	2.86					2.75	2.50
	3.06					2.75	2.50
	3.26					2.75	2.50
	3.46					2.75	2.50
	3.66					2.75	2.50

ตารางที่ 6.17 ต้นทุนต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 2

กลุ่ม 2			
		PV+Biogas	Wind+Biogas
	Hybrid Price	LCOE	LCOE
No Battery	1.86	1.98	
	2.06	1.99	
	2.26	2.00	
	2.46	2.02	
	2.66	2.04	
	2.86	2.05	
	3.06	2.06	
	3.26	2.07	
	3.46	2.08	3.33
	3.66	2.11	3.33
Battery	1.86	1.98	
	2.06	1.98	
	2.26	1.98	
	2.46	2.02	
	2.66	2.07	

กลุ่ม 2			
		PV+Biogas	Wind+Biogas
	Hybrid Price	LCOE	LCOE
	2.86	2.31	3.17
	3.06	3.34	2.98
	3.26	3.34	3.17
	3.46	3.34	2.98
	3.66	3.34	3.17

ตารางที่ 6.18 ต้นทุนต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 3

กลุ่ม 3			
		Biomass+Biogas	Waste+Biogas
	Hybrid Price	LCOE	LCOE
No Battery	1.86	1.97	2.03
	2.06	2.38	2.26
	2.26	2.57	2.02
	2.46	2.38	2.23
	2.66	2.51	2.27
	2.86	2.58	2.12
	3.06	2.55	1.68
	3.26	2.15	2.16
	3.46	2.58	2.46
	3.66	2.55	2.59

ตารางที่ 6.19 ต้นทุนต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 4

กลุ่มที่ 4		
		Biomass+Waste
	Hybrid Price	LCOE
No Battery	1.86	1.87
	2.06	1.87
	2.26	2.20
	2.46	2.20
	2.66	2.20
	2.86	2.20
	3.06	2.20
	3.26	2.20

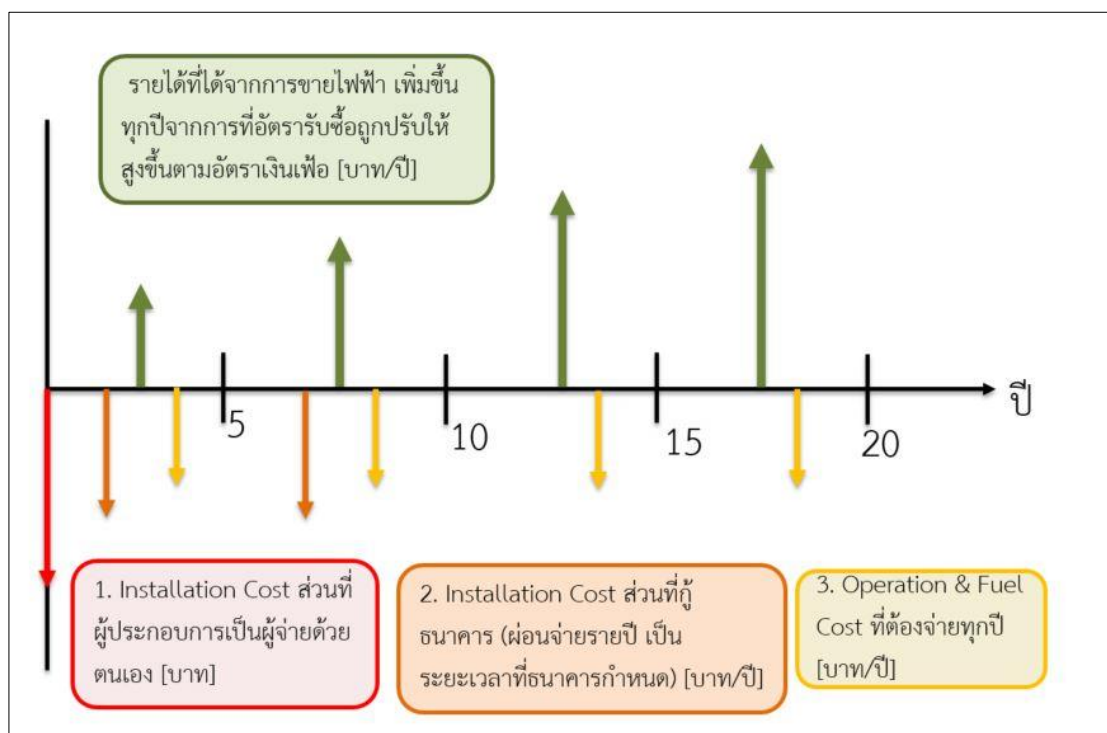
กลุ่มที่ 4		
		Biomass+Waste
	Hybrid Price	LCOE
	3.46	2.20
	3.66	2.20
Battery	1.86	2.21
	2.06	2.21
	2.26	2.21
	2.46	2.21
	2.66	2.20
	2.86	2.20
	3.06	2.20
	3.26	2.20
	3.46	2.20
	3.66	2.20

ตารางที่ 6.20 ต้นทุนต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 5

กลุ่มที่ 5		
		PV+Wind
	Hybrid Price	LCOE
Battery	1.86	
	2.06	
	2.26	
	2.46	
	2.66	
	2.86	
	3.06	
	3.26	
	3.46	2.42
	3.66	2.42

ตัวเลขของ LCOE แสดงถึงต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดประเภทต่างๆ ในอัตรารับซื้อที่ต่างกัน การที่ LCOE มีค่าสูง หมายถึงต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนั้นมีราคาสูง และ การที่ LCOE ที่คำนวณได้มีค่าสูงกว่าอัตรารับซื้อในปีปัจจุบัน แต่ระบบผลิตไฟฟ้ายังสามารถทำกำไรได้อยู่จากผลการคำนวณที่แสดงในหัวข้อ 6.2.8

หมายความว่า การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่อัตราปรับขึ้นนั้นๆ อาจจะทำให้ไม่เกิดกำไรในปีต้นๆของการผลิต แต่เมื่ออัตราปรับขึ้นดังกล่าวถูกปรับให้ค่าสูงขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อในแต่ละปีแล้วจะทำให้สามารถทำกำไรจากการขายไฟฟ้าได้ แสดงดังรูปที่ 6.22



รูปที่ 6.22 แผนภาพวิเคราะห์การเงินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดตลอดอายุโครงการ

จากรูปที่ 6.22 ลูกศรสีเขียวหมายถึงรายได้จากการขายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ซึ่งจะถูกรับให้เพิ่มขึ้นในแต่ละปี ลูกศรสีแดงหมายถึงเงินลงทุนที่ผู้ประกอบการเป็นผู้จ่ายด้วยตนเองในปีแรกของการลงทุน ลูกศรสีส้มหมายถึงเงินลงทุนส่วนที่ผู้ประกอบการต้องผ่อนชำระทุกปีตามระยะเวลาที่ธนาคารกำหนด ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาว่าเท่ากับ 8 ปี ลูกศรสีเหลืองหมายถึงเงินค่าดำเนินงานและค่าเชื้อเพลิงที่ผู้ประกอบการต้องจ่ายทุกๆปี จากภาพแสดงให้เห็นว่าถ้าอัตราปรับขึ้นไฟฟ้าต่ำ จะทำให้ส่วนรวมของลูกศรสีแดง ส้ม และเหลือง ใน 10 ปีแรกมีค่าสูงกว่าลูกศรสีเขียว ซึ่งหมายความว่า การผลิตไฟฟ้าที่อัตราปรับขึ้นนั้นจะขาดทุนในช่วง 10 ปีแรก แต่เมื่อเข้าสู่ช่วง 10 ปีหลังของโครงการพบว่าผู้ประกอบการจะมีรายจ่ายเพียงแค่ค่าดำเนินงานและค่าเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว รวมทั้งรายได้ที่ได้จากการขายไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นตามอัตราปรับขึ้นที่ถูกรับขึ้นตามอัตราเงินเฟ้ออีกด้วย แสดงให้เห็นว่าผู้ประกอบการจะได้กำไรจากการผลิตไฟฟ้าถึงแม้ว่าจะผลิตไฟฟ้าในกรณีที่ LCOE มีค่าสูงกว่าอัตราปรับขึ้นปัจจุบันได้ แต่กรณีที่ผล

การคำนวณระบุว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดไม่คุ้มที่จะผลิต ดังแสดงเป็นช่องสี่ดำทึบในตารางผลการทดสอบของหัวข้อ 6.2.8 ตารางที่ 6.16 ถึง ตารางที่ 6.20 นั้นเนื่องมาจากว่าถึงแม้ว่าอัตรารับซื้อจะถูกปรับให้สูงขึ้นตลอดอายุโครงการแล้ว ก็ยังไม่สามารถหักลบกับต้นทุนตลอดอายุโครงการแล้วทำให้เกิดกำไรได้เลย อย่างไรก็ตาม การที่ LCOE มีค่าสูงจะส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดประเภทนั้นทำกำไรตลอดอายุโครงการได้น้อยเมื่อเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดประเภทอื่นที่อัตรารับซื้อที่เท่ากัน



## บทที่ 7

### สรุปผล และ ข้อเสนอแนะ

จากผลการทดสอบการคำนวณกำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดตามทฤษฎีที่นำเสนอพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกลุ่มที่ 4 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ซ้ำ ทำงานร่วมกัน และ กลุ่มที่ 5 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานธรรมชาติ ทำงานร่วมกันแบบพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เป็นกลุ่มที่ให้ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าตลอดอายุโครงการมากกว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มอื่นๆ เนื่องจากกลุ่มที่ 4 เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่มีการลงทุนการก่อสร้างต่ำ เนื่องมาจากสามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลและพลังงานขยะจากระบบผลิตไฟฟ้าเดียวกันได้ ต่างจากกลุ่มอื่นๆที่ต้องมีการลงทุนก่อสร้างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดทั้ง 2 ระบบ ส่วนกลุ่มที่ 5 เป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาติซึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่ราคาต่ำเมื่อเทียบกับแหล่งพลังงานหมุนเวียนอื่น เนื่องจากไม่ต้องมีค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง แต่ก็ยังต้องมีการลงทุนด้านระบบกักเก็บพลังงาน ส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกลุ่มที่ 5 นั้นจะสามารถทำกำไรจากการผลิตไฟฟ้าได้ที่อัตรารับซื้อสูงเท่านั้น ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงสรุปว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดในกลุ่มที่ 4 เป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมที่เหมาะสมที่สุด เนื่องจากสามารถทำกำไรให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าได้แม้ในอัตรารับซื้อที่ค่อนข้างต่ำ อย่างไรก็ตามเนื่องจากศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่มีความแตกต่างกัน และ ผลการคำนวณนี้เป็นเพียงแค่กำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่อยู่ภายใต้เงื่อนไขของข้อมูลที่ได้กำหนดไว้ในหัวข้อ 6.1 เท่านั้น หากนำทฤษฎีที่นำเสนอไปทดสอบกับข้อมูลที่แตกต่างกัน ผลการทดสอบอาจจะเปลี่ยนแปลงไปจากที่แสดงในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้

นอกจากนั้น จากผลการทดสอบพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดบางประเภทไม่สามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้เป็นไปตามที่สำนักงาน กกพ. กำหนด เนื่องจากคุณสมบัติและข้อจำกัดของระบบผลิตไฟฟ้า เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกลุ่มที่ 1 คือกลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานธรรมชาติ ทำงานร่วมกับ กลุ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองได้ซ้ำ เป็นต้น ทำให้ต้องพึ่งพาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ในขณะที่บางกลุ่มไม่จำเป็นต้องปรับปรุงรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า แต่ต้องการระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เพื่อเก็บพลังงานส่วนเกินไปขาย หรือ บางกลุ่มก็ไม่จำเป็นต้องมีระบบกักเก็บ

พลังงานด้วยแบตเตอรี่เลย ซึ่งสามารถพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดกับ วัตถุประสงค์ในการทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ดังตารางที่ 7.1

ตารางที่ 7.1 วัตถุประสงค์ในการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน หมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละกลุ่ม

กลุ่ม	การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
1	เพื่อชดเชยความล่าช้าของการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิต (Ramp rate)
2	เพื่อเก็บพลังงานส่วนเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานธรรมชาติไปขายเพิ่ม
3	ไม่ใช่
4	เพื่อชดเชยความล่าช้าของการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิต (Ramp rate)
5	เพื่อเก็บพลังงานส่วนเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานธรรมชาติไปขายเพิ่ม

ข้อเสนอแนะสำหรับการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เหมาะสม นั้น นอกจากจะต้องพิจารณาผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการของระบบผลิตไฟฟ้า แต่ละประเภทแล้ว ยังต้องพิจารณาศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่จะทำการสร้างระบบผลิตไฟฟ้าด้วย ทั้งเรื่อง ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนที่มาจากพลังงานธรรมชาติ และ การจัดสรรเชื้อเพลิงสำหรับระบบ ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ต้องใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า มูลค่าของเงินตามกาลเวลา รวมถึง ควรพิจารณาถึงการเสื่อมสภาพของระบบผลิตไฟฟ้าด้วย

ข้อเสนอแนะสำหรับกำลังผลิตติดตั้งและรูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน หมุนเวียนแบบไฮบริด คือรูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณควรจะสามารถ ดำเนินการได้จริงในทางปฏิบัติ ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการพิจารณาปัจจัยทั้งหมดแล้ว พบว่ายังมี ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดที่เมื่อไม่ทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วย แบตเตอรี่ จะไม่สามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ตรงตามที่ตั้งสำนักงาน กกพ. กำหนดเนื่องจากการ ตอบสนองของระบบผลิตไฟฟ้าที่ช้า แต่อย่างไรก็ตามการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิตที่ช้าของ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมดังกล่าวนั้นอาจไม่ส่งผลเสียหายต่อระบบผลิตไฟฟ้ารวม ของทั้งประเทศ เนื่องจากมีกำลังผลิตติดตั้งที่ค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศ ทั้งหมด และ ในอนาคตหากประเทศไทยมีการออกกฎหมายที่เหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน หมุนเวียนแบบไฮบริดแต่ละประเภทมากยิ่งขึ้น ก็จะช่วยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนไม่ต้องเสียผลประโยชน์ จากการโดนค่าปรับเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าไม่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตอย่าง รวดเร็วในช่วงเวลาที่เปลี่ยนระหว่างช่วง Peak และ Off Peak ได้

## รายการอ้างอิง

- [1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "รายงานฉบับสมบูรณ์ แผนงานศึกษาเพื่อเตรียมความพร้อมรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผนPDP 2015."
- [2] คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, "ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm," 2017.
- [3] B. J. Saharia, Zaheeruddin, M. Manas, and A. Ganguly, "Optimal sizing and cost assesment of hybrid Renewable Energy Systems for Assam Engineering College," in *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, 2015, pp. 1-6.
- [4] J. R. R. a. A. R. A. González, "Optimal Sizing of a Hybrid Grid-Connected Photovoltaic-Wind-Biomass Power System," *Sustainability* 2015, vol. 7, pp. 12787-12806, 2015.
- [5] S. T. a. C. J. Y. Liu, "Interval optimal scheduling of hydro-PV-wind hybrid system considering total firm power coordination," *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, pp. 1-6, 2015.
- [6] J. H. B. J. von Appen, J. K. Ward and M. Braun, "Sizing and grid impact of PV battery systems - a comparative analysis for Australia and Germany," *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*, pp. 612-619, 2015.
- [7] M. I. Muhamad, M. A. M. Radzi, N. I. A. Wahab, H. Hizam, and M. F. Mahmood, "Optimal design of hybrid renewable energy system based on solar and biomass for halal products research institute, UPM," in *2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, 2014, pp. 692-696.
- [8] A. H. Le, A. Giourdjian, A. Frankyan, V. Mandany, and L. Ha Thu, "Design, sizing and operation of a hybrid renewable energy system for farming," in *2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2016, pp. 1-5.



- [9] T. Baloyi, S. K. Kibaara, and S. Chowdhury, "Economic feasibility analysis of wind and biomass-based electricity generation for rural South Africa," in 2016 *IEEE PES PowerAfrica*, 2016, pp. 306-310.
- [10] ก. กระทรวงพลังงาน, "คู่มือการพัฒนาและการลงทุนการผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์," 2009.
- [11] ก. กระทรวงพลังงาน, "คู่มือการพัฒนาและการลงทุนกังหันลมผลิตไฟฟ้า," 2009.
- [12] ก. กระทรวงพลังงาน, "คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากชีวมวล," 2009.
- [13] ก. กระทรวงพลังงาน, "คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากก๊าซชีวภาพ," 2009.
- [14] ก. กระทรวงพลังงาน, "คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากขยะ," 2009.
- [15] ม. ศูนย์ความเป็นเลิศทางด้านชีวมวล, "การศึกษาแนวทางบริหารจัดการขยะชุมชนเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทนแบบครบวงจร (ระดับชุมชน)," 2009.
- [16] ส. กระทรวงพลังงาน, "อนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่าง และพัฒนาระบบฐานข้อมูลศักยภาพพลังงานทดแทน, กรุงเทพมหานคร ", 2016.
- [17] ศ. ส. กรมวิชาการเกษตร, "ศักยภาพพลังงานจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัสในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ."
- [18] <https://www.ge.com/power/gas/reciprocating-engines/jenbacher/j920-flextra#bottom>, "J920 FLEXTRA GAS ENGINE."



ภาคผนวก

รายงานการเข้าพบและสอบถามข้อมูลเกี่ยวกับวิทยานิพนธ์จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ได้รับคัดเลือก  
โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

#### วันพุธที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2561 เวลา 13:30-15:30 น. ณ บริษัท Super Block จำกัด (มหาชน)

ผู้เขียนได้เข้าขอรับข้อมูลเกี่ยวกับวิทยานิพนธ์ ณ บริษัท Super Block จำกัด (มหาชน) ในช่วงต้นทางผู้เขียนได้นำเสนอประเด็นดังต่อไปนี้ วัตถุประสงค์ ขอบเขตการดำเนินงาน เอกสารระเบียบสัญญาเกี่ยวกับการกำหนดลักษณะ SPP Hybrid Firm รายชื่อผู้ได้รับเลือกโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน SPP Hybrid Firm ที่มาของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบผสม รูปแบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เป้าหมายของการวิจัยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบผสม ผลการวิเคราะห์เบื้องต้น การคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำ และ ตัวอย่างข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในการคำนวณ

ทางบริษัท Super Block จำกัด (มหาชน) (คุณภูมิอนันต์ สิริธนากร) ได้ให้ข้อมูลว่า ปัจจุบันนอกจากจะมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แล้ว บริษัทยังมีโรงไฟฟ้าพลังงานลม และ โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานขยะตั้งอยู่ที่จังหวัดสระแก้ว มีขนาด 9.9 MW ทำสัญญาขายกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เข้าระบบแรงดันไฟฟ้า 115 kV เชื้อเพลิงที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงขยะ Refuse Derived Fuel (RDF) ที่รับซื้อจากการทำสัญญาซื้อขายกับผู้จัดหาขยะ (เป็นขยะอุตสาหกรรม) การผลิตไฟฟ้าของบริษัท Super Block จำกัด (มหาชน) ตามสัญญา SPP Hybrid Firm มีกำลังผลิตติดตั้งตามสัญญาเท่ากับ 16 MW เกิดจากกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 16 MW พลังงานก๊าซชีวภาพ 12 MW และ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ 4 MWh โดยจะเดินเครื่องระบบผลิตไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ และ แบตเตอรี่สำหรับการสำรองเท่านั้น สาเหตุที่มีการติดตั้งแบตเตอรี่ร่วมด้วยเนื่องจากบริษัทอยากทดสอบการทำงานของแบตเตอรี่ เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพมีการรับซื้อในรูปแบบของเหลว ผลิตไฟฟ้าโดยใช้ Gas Engine (ติดตั้งใหม่) สำหรับส่วนลดราคาขายไฟฟ้า 43% ตามสัญญาประมูลนั้น เกิดขึ้นได้เพราะมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลซึ่งต้นทุนถูกกว่าระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ร่วมด้วย โดยการคำนวณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจะคำนวณจากสัดส่วนที่ประมาณการขึ้นและทำการคำนวณหาต้นทุนต่อหน่วยในกรณีที่ต่ำที่สุดและแพงที่สุด และจะพิจารณาปัจจัยอื่นร่วมด้วย เช่น พื้นที่ติดตั้ง (ทางบริษัทไม่ได้มีการลงทุนที่ดินเพิ่มเติม ที่ดินของโครงการเป็นที่ดินที่มีอยู่แล้ว) สัดส่วนโครงสร้างราคา และ ข้อจำกัดในการรองรับไฟฟ้าของสายส่ง

ความคิดเห็นของบริษัท Super Block จำกัด (มหาชน) ต่อการวิจัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมที่ผู้เขียนได้นำเสนอ ว่าการที่ทางผู้เขียนได้ตั้งสมมติฐานเรื่องเงินลงทุนโครงการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมไม่จำกัดนั้นถูกต้องแล้ว เพราะทางบริษัทไม่ได้คำนึงถึงปัจจัยนี้มากนัก เนื่องจากโดยปกติการลงทุนโครงการจะใช้หลักการเงินลงทุน 25% และเงินกู้ 75% อยู่แล้ว ดังนั้นแนวทางวิทยานิพนธ์ควรคำนึงถึงเรื่องศักยภาพพลังงานทดแทน ที่ดิน และ ข้อจำกัดในการรองรับไฟฟ้าของสายส่ง มากกว่าเรื่องเงินทุน ส่วนเรื่องเงินทุนนั้นให้คำนึงถึง IRR ว่าให้อยู่ในค่าที่

ธนาคารรับได้ก็เพียงพอแล้ว นอกจากนั้นทางบริษัท Super Block จำกัด (มหาชน) ได้เห็นด้วยกับวิธีการคำนวณรูปแบบการเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมที่ผู้เขียนได้นำเสนอ และได้มีการให้ข้อมูลที่จำเป็นต่อการคำนวณ เช่น พื้นที่โครงการ ราคาที่ดิน ตัวแปรทางเศรษฐศาสตร์ที่ควรเพิ่มในการคิดอัตราสนับสนุนโครงการ SPP Hybrid Firm รวมถึงได้ให้ความรู้เกี่ยวกับการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเป็นอย่างดี



วันศุกร์ที่ 15 มิถุนายน พ.ศ. 2561 เวลา 10.00-12.00 น. ณ บริษัท ไทยโก้ เทคโนโลยีจำกัด

เบื้องต้นผู้เขียนได้นำเสนอประเด็นดังต่อไปนี้ วัตถุประสงค์ ขอบเขตการดำเนินงาน เอกสารเปรียบเทียบสัญญาเกี่ยวกับการกำหนดลักษณะ SPP Hybrid Firm รายชื่อผู้ได้รับเลือกโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน SPP Hybrid Firm ที่มาของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด รูปแบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เป้าหมายของการวิจัย การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบผสม ผลการวิเคราะห์เบื้องต้น เน้นแบบพลังงานแสงอาทิตย์ ทำงานร่วมกับพลังงานชีวมวล การคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำ และ ตัวอย่างข้อมูลที่ใช้เป็นต้องใช้ในการคำนวณ

- ทางบริษัทได้แจ้งข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของบริษัท ไทยโก้ เทคโนโลยีจำกัด คือ ระบบผลิตไฟฟ้าของทางบริษัทที่เข้าร่วมโครงการ SPP Hybrid Firm เป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเพียงอย่างเดียว เนื่องจากทางบริษัทได้ลองศึกษาการทำงานผสมผสานการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอื่นๆแล้วพบว่าต้นทุนการผลิต ค่อนข้างสูง และยากที่จะทำให้การเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าเป็นไปตามที่สำนักงาน กกพ. กำหนด หากจะทำการผลิตไฟฟ้าแบบผสมจริง ทางบริษัทคิดว่าควรนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลมาทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อนำระบบกักเก็บพลังงานมาปรับสภาพการเดินของชีวมวลเครื่องสม่ำเสมอมากขึ้น แต่ทางบริษัทยังไม่ได้ทำ เนื่องจากปัจจุบันต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานยังสูงอยู่ ทางบริษัทให้ข้อมูลว่า ปัจจุบันแบตเตอรี่ราคา 10 ล้านบาท/MWh (ข้อมูลจาก Sun glow)

1. อัตราส่วนลดค่าไฟฟ้าที่ทางบริษัทประมูลได้ที่อัตราสูง (81.19%) ทั้งที่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่นั้นเนื่องมาจากทางบริษัทมีคู่ค้าที่สามารถจัดหาเชื้อเพลิงในราคาถูกให้ได้ เชื้อเพลิงชีวมวลที่นิยมใช้ และ ทางบริษัทใช้ในภาคใต้ ได้แก่ ไม้ยางพารา และ ทะลายปาล์ม ส่วนภาคตะวันออกเฉียงเหนือคือ ไม้ยาง และ เหง้ามัน
2. การกักตุนเชื้อเพลิงของทางบริษัท จะกักเก็บในรูปแบบไม้ท่อน และ เอามาเตรียมเองในโรงงาน มีการควบคุมความชื้น ซึ่งอาจจะมียระบบเพื่อเอาความร้อนมาอบวัสดุเพื่อไล่ความชื้น ทางบริษัทจะกักตุนเชื้อเพลิงพร้อมใช้ไว้ในโรงงานสำหรับผลิตไฟฟ้า 1 เดือน และ สำรองเชื้อเพลิงไว้ในพื้นที่สำหรับใช้ 2 เดือน
3. สาเหตุที่โรงไฟฟ้าที่จังหวัดกระบี่ของทางบริษัททำสัญญาที่ 20MW ซึ่งเป็นกำลังผลิตติดตั้งที่มากเมื่อเทียบกับโครงการอื่นๆ เนื่องจากที่กระบี่มีต้นทุนค่าขายเขตด้วย เมื่อต้นทุนเลยสูงเลยอยากผลิตไฟฟ้าขายได้มาก (ไม่ได้เกี่ยวกับชนิดเชื้อเพลิง)

4. พื้นที่โรงผลิตไฟฟ้า 20MW อยู่ที่ 120 ไร่ ประกอบด้วยพื้นที่ไว้เก็บเชื้อเพลิง บ่อน้ำ 80% ที่เหลือเป็นพื้นที่โรงงาน 20%
5. ไทยโกใช้เชื้อเพลิง 400 ตัน/วัน ผลิตได้ 16 MW ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลอยู่ที่แค่ 25-30% (ประกอบด้วย Boiler 30% (ดูกราฟ เอนทราปี) และ ประสิทธิภาพ Turbine 85% )

ความคิดเห็นของบริษัท Thaico technology ต่อการวิจัยระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบผสมที่ผู้เขียนได้นำเสนอ ต้นทุน 70,000 บาท/kW ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลค่อนข้างต่ำเกินไป ถ้าผลิตด้วยต้นทุนนี้จริงอาจจะได้คุณภาพของเครื่องจักรที่ไม่ดี และราคานี้ น่าจะเป็นราคาของระบบผลิตไฟฟ้าอย่างเดียวยังไม่รวมราคาเครื่องสับไม้ เครื่องลดความชื้น และ ค่าที่ดิน

- กำลังผลิตติดตั้งจะขึ้นอยู่กับเชื้อเพลิงที่จะใช้ผลิตด้วย และ ต้องพิจารณาผลของฤดูกาลต่อการผลิตด้วย ซึ่งถ้าชนิดของเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตเป็นยางพารา กับ ทะลายปาล์ม ฤดูกาลจะไม่มีผลกับกำลังการผลิต เนื่องจากเป็นพืชที่ขึ้นตลอดปีอยู่แล้ว แต่ถ้าสมมติโรงงานตั้งอยู่ในที่ที่ไม่สามารถหาเชื้อเพลิงดังกล่าวได้ก็อาจจะต้องไปใช้พืชชนิดอื่นแทน และอาจจะต้องพิจารณาผลของฤดูกาลด้วย เช่น อ้อย ที่มีฤดูแค่ช่วงต้นปีและเก็บรักษาไม่ได้นาน อาจจะต้องไปหาเชื้อเพลิงอื่นมาเสริมในช่วงที่ไม่มีอ้อย ซึ่งต้องวางแผนให้ดีกว่าก่อนที่จะสร้างโรงไฟฟ้า เพราะ ถ้าใช้เชื้อเพลิงที่ Heat value ของเชื้อเพลิงต่ำ ก็จะต้องใช้ห้องเผาไหม้ที่ใหญ่ตามไปด้วย

- ความสามารถในการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ผู้เขียนนำเสนอ (1% ของกำลังผลิตติดตั้ง/นาท) นั้นถือว่าเร็วเกินไป ความจริงในช่วง Ramp up โรงไฟฟ้าจากช่วง Off-Peak เป็น Peak (เปลี่ยนแปลง 35%) ใช้เวลาทั้งหมด 2 ชั่วโมง ที่กำลังผลิตติดตั้ง 20MW (สัญญา 16 แต่ติดตั้งเมื่อไว้ 20% เพื่อใช้ในโรงไฟฟ้า เช่น สับไม้ โรงเตรียมเชื้อเพลิง) เท่ากับ 7 MW ใน 2 ชั่วโมง = 0.3% ต่อ นาที่) และใช้เวลา Start up ประมาณ 8-10 ชม. จาก 1-100% อีกทั้งยังไม่ควรลดกำลังการผลิตลงมากนัก แค่จาก 100 เป็น 65% ก็ถือว่าลดกำลังผลิตลงมากแล้ว และ ถ้าเดินเครื่องไม่เต็มประสิทธิภาพเครื่อง ก็จะประสิทธิภาพลดลงด้วย (หมายถึงต้องใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยมากขึ้น แต่ตอนนี้เนื่องจากทางบริษัทยังไม่ได้ดำเนินการผลิตจริงเลยยังไม่ทราบแน่ชัดว่าประสิทธิภาพลดลงเป็นตัวเลขเท่าไร แต่จากการคาดการณ์น่าจะไม่เกิน 5%)

- เชื้อเพลิงชีวมวลที่นิยมใช้กันในภาคใต้คือไม้ยางพารา ทะลายปาล์ม ส่วนภาคตะวันออกเฉียงเหนือคือ ไม้ยาง เหง้ามัน ซึ่งแนวโน้มราคาเชื้อเพลิงที่ผู้เขียนนำเสนอ ถือว่าค่อนข้างแพง และราคาทะลายปาล์มควรอยู่ที่ 850-1,000 บาท/ตัน ช่วงราคาชีวมวลควรอยู่ที่ 500- 1,000 บาท/ตัน (ไม่รวมค่าขนส่ง) ควรจะต่ำกว่า 1,500 บาท/ตัน ค่าความร้อนเฉลี่ยประมาณ 11,000 kJ/kg

จะมีแต่แกลบที่ราคาประมาณ 1,800 บาท/ตัน เพราะ Heat value สูง (ผลิตไฟฟ้าต่อตันได้มาก) แกลบคนที่ใช้ส่วนใหญ่คือโรงสี และ ราคาชีวมวลหน้าโรงงานส่วนใหญ่จะอยู่ที่ 700-800 บาท

- การเดินเครื่องของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมที่มีส่วนประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าที่ตอบสนองได้ช้า (ชีวมวล และ ขยะ) ไม่ควรให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานธรรมชาติ (แสงอาทิตย์ และ ลม) เป็นฐานการผลิต และ ไม่ควรให้มีช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานธรรมชาติเดินเครื่องเพียงอย่างเดียว ควรจะเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ตอบสนองได้ช้าให้สม่ำเสมอมากกว่า เนื่องจากถ้าพลังงานธรรมชาติมีความผันผวน ระบบผลิตไฟฟ้าที่ตอบสนองได้ช้าจะไม่สามารถมาชดเชยความผันผวนนั้นได้ และการเดินเครื่องขึ้นๆลงๆ นั้นไม่เป็นผลดีกับระบบผลิตไฟฟ้า ควรจะเดินเครื่องระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวลหรือขยะให้นิ่งๆ และเอา PV มาเป็นตัวเสริม จากนั้นเอาระบบกักเก็บพลังงานมาเก็บพลังงานส่วนเกินของ PV มาใช้ในปรับ Smoothing และ Ramp การเดินเครื่อง เพราะในความเป็นจริงมีโอกาสน้อยมากที่ PV จะสามารถจ่ายไฟฟ้าเป็นกราฟได้อย่างที่นำเสนอ และ ถ้า PV เกิดการผันผวน เท่ากับว่าระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวลหรือขยะต้องเร่งเครื่องตาม ซึ่งเป็นไปได้ยากในทางปฏิบัติ และไม่เป็นผลดีกับระบบผลิตไฟฟ้า

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล และ ขยะ RDF สามารถใช้ระบบผลิตไฟฟ้าระบบเดียวกันได้ เพียงแต่ถ้าจะนำเชื้อเพลิง RDF มาผลิตไฟฟ้าด้วยอาจต้องปรับปรุง Boiler ประมาณ 20% เนื่องจาก RDF จะไหม้ที่อุณหภูมิสูงกว่า และต้องเพิ่มระบบบำบัดความเป็นพิษของ RDF ซึ่งทางบริษัทมองว่าการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมระหว่างชีวมวล และ RDF เป็นทางเลือกที่ดี เนื่องจากเพิ่มเงินลงทุนเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ถ้าหากพิจารณาศักยภาพพลังงานรวมทั้งประเทศจะเห็นว่าศักยภาพชีวมวลจะมีมาก ดังนั้นให้ชีวมวลเป็นหลักในการผลิตก็ได้

- ระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวลควรจะเลี่ยงการ Shut down อย่างมาก เพราะถ้าปิดเครื่อง จะต้องมีการเตรนน้ำออก และพอจะเดินเครื่องอีกก็ต้องทำน้ำให้เดือดใหม่ ซึ่งทำได้ยากในทางปฏิบัติ

- ถ้าจะทำระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างชีวมวลกับแบตเตอรี่ ทางที่เป็นไปได้คือช่วงที่ชีวมวลกำลัง Ramp up (ตั้งแต่ off peak) ให้นำพลังงานส่วนเกินไปเก็บในแบตเตอรี่ และเอาพลังงานนั้นมาปรับ Smoothing ของการเดินเครื่องป้องกันการโดนปรับ แต่ไม่ควรผลิตมาเยอะๆแล้วเก็บในแบตเตอรี่เพื่อหวังจะเอาไปขาย เนื่องจากการชาร์จเข้าแบตเตอรี่มี loss ทั้งขาเข้าและขาออก ทางที่ดีพอระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง ถ้าจะไม่ขายก็แค่ไม่ต้องผลิต เนื่องจากแบตเตอรี่ที่มีต้นทุนแพง และชีวมวลก็สามารถเก็บเชื้อเพลิงได้อยู่แล้ว พวกแบตเตอรี่นำมาใช้กับพลังงานธรรมชาติจะคุ้มกว่า

- PV เหมาะกับการผลิตไฟฟ้าแบบ Non firm มากกว่า คือสามารถผลิตได้เท่าไรก็ขายเท่านั้น ถ้าจะบังคับให้เดินเครื่องเป็น Firm แล้วมีค่าปรับหากไม่สามารถทำได้ ทางบริษัทมองว่าไม่คุ้มที่จะลงทุน

- ราคาเชื้อเพลิงขยะ RDF-3 อยู่ที่ 1,000 บาท/ตัน มีค่าความร้อนที่ 16,000 kJ/kg (มากกว่าชีวมวล) นิยมใช้ RDF ประเภทนี้มากกว่า RDF-5 เนื่องจาก RDF-5 มีผู้ผลิตน้อย ราคาของเชื้อเพลิงขยะ RDF ขึ้นอยู่กับระดับ และ วิธีการจัดหาเชื้อเพลิง มีหลายรูปแบบในการได้มาซึ่ง RDF และถ้าโรงงาน RDF ห่างจากโรงไฟฟ้ามาก ต้นทุนหลักคือค่าขนส่ง ถ้าขนส่งประมาณ 200 กิโลเมตร จะอยู่ที่ราคา 10,000-20,000 ต่อเที่ยว เที่ยวละ 5 ตัน
- ราคา RDF มีแนวโน้มถูกกว่าชีวมวล และ ไม่มีผลของฤดูกาล ขยะมีแต่จะเพิ่ม แต่ต้นทุนก่อสร้างแพงกว่า
- การผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงขยะ RDF ที่ผู้เขียนได้นำเสนอมีการแปรผันพลังงานจากพลังงานขยะไปเป็นพลังงานไฟฟ้าต่ำเกินไป (1.1 kWh/kg) ความจริงเชื้อเพลิงขยะ RDF มีค่าความร้อนประมาณ 14,000 kJ/kg อยู่ในช่วง (12,000-18,000 kJ/kg) ซึ่งเท่ากับ 3.88 kWh/kg ( 1 kJ = 3,600 kWh) และใช้เชื้อเพลิง 300-400 ตัน/วันที่กำลังผลิตติดตั้ง 20 MW





### ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาว วีรยา อิ่มเจริญกุล เกิดวันที่ 12 พฤษภาคม พ.ศ.2537 สำเร็จการศึกษาจาก คณะวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ในปีการศึกษา 2558 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อ ในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ.2559

