การลดต้นทุนพลังงานจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม: กรณีศึกษา การลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO)

นางสาวสุนิสา วาดวงพักตร์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2558
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ENERGY COST SAVING FROM COGENERATION: A CASE STUDY ON ENERGY SERVICE COMPANY (ESCO)

Miss Sunisa Wadwongpak

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Science Program in Energy Technology and Management

(Interdisciplinary Program)

Graduate School

Chulalongkorn University

Academic Year 2015

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การลดต้นทุนพลังงานจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม: กรณีศึกษา การลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO)
โดย	นางสาวสุนิสา วาดวงพักตร์
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมพงษ์ พุทธิวิสุทธิศักดิ์

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

(รองศาสตราจารย์ ดร.สุเนตร ชุตินธรานนท์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.วิทยา ยงเจริญ)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมพงษ์ พุทธิวิสุทธิศักดิ์)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร.อุริช อัชชโคสิต)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สุนิสา วาดวงพักตร์ : การลดต้นทุนพลังงานจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม: กรณีศึกษา การลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) (ENERGY COST SAVING FROM COGENERATION: A CASE STUDY ON ENERGY SERVICE COMPANY (ESCO)) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร.สมพงษ์ พุทธิวิสุทธิศักดิ์, 123 หน้า.

งานวิจัยนี้นำเสนอการลดต้นทุนพลังงานจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากการวิเคราะห์ศักยภาพการใช้พลังงานและพฤติกรรมการใช้พลังงานก่อนและหลังที่จะมี Cogeneration ในโรงงานโดยใช้เทคนิคการจัดการพลังงาน ซึ่งเป็นกรณีศึกษาของการลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) โดยมีการรับประกันผลประหยัด การแบ่งผลประหยัดและระยะเวลาในการรับประกัน เพื่อเป็นตัวอย่างการลงทุนในรูปแบบ ESCO กับ Cogeneration ในประเทศไทย ผลการศึกษาจะนำไปสู่การเพิ่มศักยภาพการประหยัดพลังงานและการจัดการพลังงานเพื่อเพิ่มผลประหยัดของโรงงานและเป็นแนวทางในการนำเทคนิคการแบ่งผลประหยัดและการรับประกันจากการประหยัดพลังงานของรูปแบบบริษัทจัดการพลังงานให้กับโรงงานอื่นๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สาขาวิชา เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2558 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

5787586920 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT
KEYWORDS: COGENERATION, ESCO, GUARANTEED SAVING, SHARED SAVING. / การผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม, บริษัทจัดการพลังงาน, การรับประกันผลประหยัด, การแบ่งผลประหยัด

SUNISA WADWONGPAK: ENERGY COST SAVING FROM COGENERATION: A CASE STUDY ON ENERGY SERVICE COMPANY (ESCO). ADVISOR: ASST. PROF. SOMPONG PUTIVISUTISAK, Ph.D., 123 pp.

This article presents energy cost reduction from combined heat and power technologies (cogeneration), according to analysis of energy potential and cogeneration behavior by an energy service company (ESCO), before and after the cogeneration was installed in a factory. This case study was intended to be sample in an investment pattern of ESCO with cogeneration in Thailand with guaranteed saving, shared saving, and warranty duration. Study results showed energy saving potential and energy management of energy losses of cogeneration. In addition, the results were guided to an ESCO pattern of shared saving to other factories.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Field of Study: Energy Technology and Management
Student's Signature .....
Advisor's Signature .....
Academic Year: 2015

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิตฉบับนี้สำเร็จไปได้ด้วยดีนั้น ผู้วิจัยต้องขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมพงษ์ พุทธิวิสุทธิศักดิ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้แนะนำแนวทางการทำวิจัยเป็นอย่างดี และขอขอบพระคุณ ท่านคณะอาจารย์ประจำหลักสูตรเทคโนโลยีและการจัดการพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้แนวคิดและองค์ความรู้ ต่างๆ ที่ผู้วิจัยได้จากการเข้าศึกษาในหลักสูตรเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน

ผู้วิจัยขอขอบคุณพี่ๆที่บริษัทจัดการพลังงานที่ผู้วิจัยทำงานอยู่เป็นอย่างยิ่ง ในการอนุเคราะห์ข้อมูล ตลอดจนให้คำปรึกษาต่างๆในการทำวิจัย และสุดท้ายนี้ขอบคุณครอบครัวที่เป็นกำลังใจในทุกๆก้าวของผู้วิจัยด้วยดีเสมอมา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ฎ

สารบัญรูปภาพ ..... ฏ

บทที่ 1 14

บทนำ 14

1.1. ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 14

1.2. วัตถุประสงค์ของการวิจัย 16

1.3. ขอบเขตของการวิจัย 16

1.4. ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย 16

1.5. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 17

บทที่ 2 18

งานวิจัยและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 18

2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) 18

2.1.1 ระบบกังหันไอน้ำ (Steam turbine) 19

2.1.2 ระบบกังหันก๊าซ (Gas turbine) 21

2.1.3 ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal combustion engine) 22

2.2 บริษัทจัดการพลังงาน (Energy Service Company, ESCO) 23

2.2.1 ผู้ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจบริษัทจัดการพลังงาน 23

2.2.2 การจัดประเภทบริษัทจัดการพลังงานในประเทศไทย 24

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

2.2.3 รูปแบบการลงทุนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน....25
2.2.4 คุณสมบัติของบริษัทจัดการพลังงาน....26
2.3 การตรวจวัดและพิสูจน์ทราบผลประหยัด (Measurement and Verification: M&V)....29
2.3.1 วัตถุประสงค์และขอบเขตของ IPMVP....29
2.3.2 ขั้นตอนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V Process)....36
2.3.3 การวางแผนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน....37
2.3.4 ประเด็นที่ควรพิจารณาในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน....38
2.4 สัญญาพลังงาน (Energy Performance Contract, EPC)....39
2.5 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง....40
บทที่ 3....43
ข้อมูลทั่วไปและการตรวจวัดพฤติกรรมการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษา....43
3.1 ข้อมูลทั่วไปของโรงงานกรณีศึกษา....43
3.1.1 ข้อมูลทั่วไป....43
3.1.2 โครงสร้างของโรงงาน....45
3.1.3 กระบวนการผลิต....46
3.2 การตรวจวัดการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษา (Baseline Measurement)....48
3.2.1 พลังงานไอน้ำ....48
3.2.2 พลังงานลมร้อน....49
3.2.3 พลังงานไฟฟ้า....50
3.3 การใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษา....50
3.3.1ไฟฟ้า....54
3.3.2 ก๊าซธรรมชาติ....55

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

3.3.3 ชั่วโมงการทำงาน 57
บทที่ 4 59
การเลือกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่เหมาะสมและการรับประกันผลประหยัด 59
4.1 ประเมินการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 59
4.1.1 กรณีที่ 1 : Gas engine 1x2MW, HRSG 1.5 Tons Steam/hr 61
4.1.2 กรณีที่ 2 : Gas engine 2x2MW, HRSG 3.0 Tons Steam/hr 62
4.1.3 กรณีที่ 3 : Gas engine 2x2MW, Direct Exhaust to dryer 63
4.2 การรับประกันของเครื่องยนต์ 67
4.3 สัญญาพลังงาน 68
4.3.1 การประเมินมูลค่าการรับประกันพลังงานต่อเดือน 69
4.3.2 การทำรายงานผลประหยัดต่อเดือน 70
4.3.3 ข้อตกลงของสัญญาพลังงาน 73
4.4 ข้อมูลการใช้พลังงานหลังจากดำเนินการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 74
4.5 การแบ่งผลประหยัดหลังจากดำเนินการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 76
บทที่ 5 78
สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ 78
5.1 สรุปผลการวิจัย 78
5.2 ข้อจำกัดงานวิจัย 80
5.3 ข้อเสนอแนะ 80
5.3.1 โครงการกรณีศึกษา 80
5.3.2 โครงการอื่นๆ 81
รายการอ้างอิง 83

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

ภาคผนวก 85
ภาคผนวก ก ตัวอย่างสัญญาพลังงานในรูปแบบแบ่งผลประหยัด 86
ภาคผนวก ข ตัวอย่างสัญญาพลังงานในรูปแบบรับประกันผลประหยัด 101
ภาคผนวก ค อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดใหญ่ 111
ภาคผนวก ง ราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก 114
ภาคผนวก จ อัตราการบริโภคก๊าซธรรมชาติของหม้อต้มไอน้ำ 117
ภาคผนวก ฉ ตารางราคาก๊าซธรรมชาติต่อหน่วย 119
ภาคผนวก ช ตัวแปรที่เกียวข้องกับการคำนวณต้นทุนอากาศร้อนสำหรับเครื่องเป่าลมร้อน .. 121
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 123

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1 สรุปรายละเอียดตัวเลือกของ IPMVP, ตัวอย่างการใช้งาน และการพิจารณาตัวเลือกที่เหมาะสมสำหรับโครงการต่างๆ 34

ตารางที่ 3.1 ปัจจัยที่นำมาคำนวณต้นทุนของไอน้ำ 48

ตารางที่ 3.2 ปัจจัยที่นำมาคำนวณต้นทุนของลมร้อน 49

ตารางที่ 3.3 กำลังการผลิตและค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานปี 2553 ของโรงกรณีศึกษา 52

ตารางที่ 3.4 ข้อมูลชั่วโมงการทำงานแต่ละระบบในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา 58

ตารางที่ 3.5 สรุปข้อมูลการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษา 58

ตารางที่ 4.1 การเปรียบเทียบผลตอบแทนในการลงทุนในแต่ละกรณี 64

ตารางที่ 4.2 การประเมินค่าใช้จ่ายพลังงานก่อนและหลังดำเนินการโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 66

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลการรับประกันความสามารถของเครื่องยนต์ 67

ตารางที่ 4.4 รายได้และค่าใช้จ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในปี 2557 77

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญรูปภาพ

รูปที่ 1.1 ประสิทธิภาพโดยรวมของการใช้พลังงานปฐมภูมิในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ระหว่างปี พ.ศ. 2542-2552 14

รูปที่ 2.1 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนแยกจากกัน 18

รูปที่ 2.2 ระบบโคเจนเนอเรชั่นแบบ topping cycle cogeneration 19

รูปที่ 2.3 ระบบโคเจนเนอเรชั่นแบบ bottoming cycle cogeneration 19

รูปที่ 2.4 กังหันไอน้ำ 20

รูปที่ 2.5 ระบบกังหันไอน้ำ 20

รูปที่ 2.6 กังหันก๊าซ 21

รูปที่ 2.7 ระบบกังหันก๊าซ 21

รูปที่ 2.8 เครื่องยนต์สันดาปภายใน 22

รูปที่ 2.9 ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน 22

รูปที่ 2.10 ผู้ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจบริษัทจัดการพลังงาน 23

รูปที่ 2.11 การตรวจวัดและพิสูจน์ทราบผลประหยัด 31

รูปที่ 3.1 แผนผังโครงสร้างการบริหารของโรงงานกรณีศึกษา 45

รูปที่ 3.2 กระบวนการผลิตปุ๋ย 46

รูปที่ 3.3 แหล่งพลังงานหลักของโรงงานกรณีศึกษา 51

รูปที่ 3.4 ค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา 51

รูปที่ 3.5 ค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานและกำลังการผลิตปี 2553 ของโรงกรณีศึกษา 53

รูปที่ 3.6 ต้นทุนพลังงานต่อผลผลิตในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา 53

รูปที่ 3.7 ภาระไฟฟ้า (kW) ในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา 54

รูปที่ 3.8 พลังงานไฟฟ้า (kWh) ในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา 54

รูปที่ 3.9 ค่าไฟฟ้าต่อเดือนในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา 55
รูปที่ 3.10 ข้อมูลการผลิตไอน้ำของหม้อไอน้ำในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา 56
รูปที่ 3.11 ข้อมูลปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไอน้ำในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา 56
รูปที่ 3.12 ข้อมูลปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ป้อนให้กับ Burner และ Gas train ในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา 57
รูปที่ 4.1 แสดงการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน 59
รูปที่ 4.2 แผนภาพแสดงการนำเข้าพลังงานของโรงงานกรณีศึกษาก่อนและหลังมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 60
รูปที่ 4.3 แผนภาพแสดงการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในกรณีที่ 1 61
รูปที่ 4.4 แผนภาพแสดงการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในกรณีที่ 2 62
รูปที่ 4.5 แผนภาพแสดงการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในกรณีที่ 3 63
รูปที่ 4.6 การใช้พลังงานหลังจากการดำเนินการโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 65
รูปที่ 4.7 การแบ่งผลประหยัดในรูปแบบการรับประกันผลประหยัด 69
รูปที่ 4.8 ตัวอย่างการแบ่งผลประหยัดต่อเดือนในรูปแบบการรับประกันผลประหยัด 69
รูปที่ 4.9 มูลค่าการรับประกันพลังงานต่อเดือน 70
รูปที่ 4.10 ข้อมูลการใช้พลังงานก่อนและหลังมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 75
รูปที่ 4.11 ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานก่อนและหลังมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 75
รูปที่ 4.12 รายได้และค่าใช้จ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในปี 2557 76

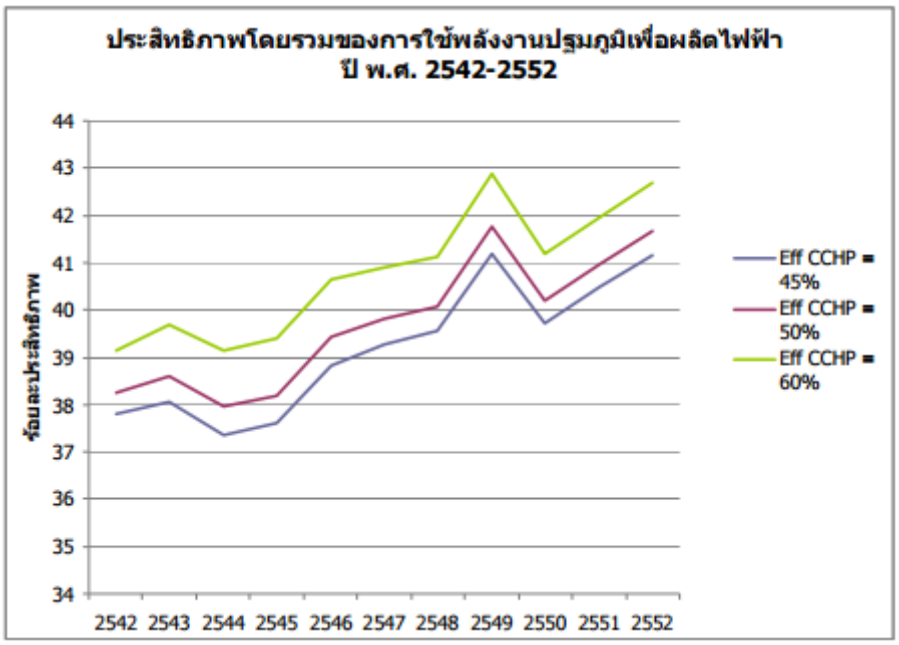
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1

บทนำ

1.1. ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) เป็นระบบที่ให้กำเนิดพลังงานไฟฟ้าหรือพลังงานกลและมีการใช้ประโยชน์จากพลังงานความร้อนในขณะเดียวกัน จึงทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมีประสิทธิภาพสูงกว่าระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนแยกจากกัน และสามารถเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิของประเทศได้ (รูปที่ 1.1) ประกอบกับรัฐมีนโยบายในการส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าเริ่มตั้งแต่ปี 2532 เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น เพื่อให้มีพลังงานใช้อย่างเพียงพอในราคาที่เหมาะสม จึงเกิดโครงการโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเพิ่มขึ้นอีกเรื่อยๆ



รูปที่ 1.1 ประสิทธิภาพโดยรวมของการใช้พลังงานปฐมภูมิในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยระหว่างปี พ.ศ. 2542-2552 [1]

ในช่วงที่ผ่านมา เนื่องจากสภาวะทางด้านเศรษฐกิจและสถานการณ์ด้านพลังงาน ประกอบกับการส่งเสริมของทางภาครัฐและประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ทำให้ผู้ประกอบการสนใจที่จะสร้างโรงไฟฟ้าประเภทนี้มากขึ้น เพื่อโอกาสในการแข่งขันทางด้านธุรกิจ

แต่ผู้ประกอบการเหล่านี้ยังขาดความมั่นใจขาดความรู้และประสบการณ์ในการลงทุน จึงจำเป็นที่จะต้องมองหาผู้เชี่ยวชาญที่มีประสบการณ์ แหล่งเงินทุน และผู้รับประกันในการลงทุน ด้วยเหตุนี้ในปัจจุบันได้มีธุรกิจหนึ่ง เรียกว่า บริษัทจัดการพลังงาน (Energy Service Company หรือ ESCO) ซึ่งได้เข้าไปดำเนินการให้บริษัทต่างๆ ประหยัดการใช้พลังงานลง และแบ่งผลประโยชน์จากการประหยัดพลังงานดังกล่าวเพื่อเพิ่มความมั่นใจให้แก่ผู้ประกอบการ ธุรกิจจัดการพลังงานเป็นระบบที่ต้องทำสัญญาตกลงกันระหว่างผู้ประกอบการกับบริษัทจัดการพลังงาน โดยในสัญญามีการกำหนดผลประหยัดพลังงานจากเครื่องจักร อุปกรณ์ที่ใช้ เงินลงทุน พลังงาน และตัวเงินที่จะประหยัดได้ ตลอดจนระยะเวลาคืนทุนที่ชัดเจน ที่สำคัญที่สุดคือ บริษัทจัดการพลังงานต้องรับประกันผลประหยัด ถ้าประหยัดไม่ได้ตามที่ตกลงไว้ บริษัทจัดการพลังงานต้องจ่ายเงินชดเชยส่วนต่าง ระบบนี้จึงเป็นที่ยอมรับกันทั่วโลก เพราะให้ความเป็นธรรมทั้ง 2 ฝ่าย ซึ่งจะส่งผลดีกับผู้ประกอบการที่ไม่ต้องแบกรับความเสี่ยงในการลงทุนแต่เพียงผู้เดียวและสามารถบรรลุผลสำเร็จของโครงการพลังงานโดยมีบริษัทจัดการพลังงานเป็นผู้รับประกันประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ดังนั้นบริษัทจัดการพลังงานจึงต้องมีความรู้ความเชี่ยวชาญจริงถึงทำธุรกิจนี้ได้ และต้องมีจรรยาบรรณจึงสามารถสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ประกอบการหันมาใช้บริการนี้

ปัจจุบัน ทั้งภาครัฐและสถาบันการเงินต่างๆ มีการส่งเสริมการศึกษาและให้การสนับสนุนธุรกิจบริษัทจัดการพลังงานให้เกิดขึ้นในประเทศไทย เช่น จัดทำโครงการ ESCO Pilot Project ขึ้น โดยการร่วมมือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ธนาคารโลก (World Bank) และกระทรวงวิทยาศาสตร์ (ดูแลด้านพลังงานในขณะนั้น) จึงเกิดเป็นโครงการที่ใช้เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมของบริษัท กรุงเทพโปรดิ๊วส์ จำกัด (มหาชน) ที่ได้รับการรับประกันผลประหยัด (Guaranteed Saving) จากบริษัทจัดการพลังงาน โครงการนี้ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ทั้งหมด 4.5 MW ไอน้ำ 12 ตันไอน้ำ/ชั่วโมง มูลค่าการลงทุน 188.4 ล้านบาท ระยะเวลาคืนทุน 4.5 ปี IRR 20.5 % และมูลค่าการประหยัดพลังงาน 47 ล้านบาทต่อปี โครงการนี้เป็นโครงการตัวอย่างที่ประสบความสำเร็จที่เป็นการลงทุนในรูปแบบของบริษัทจัดการพลังงานกับเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม นอกจากนี้ยังมีโครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (ESCO Revolving Fund) โดยมีกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทยเป็นผู้ให้การสนับสนุนโครงการ และมอบหมายมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มพส.) และมูลนิธิอนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทยเป็นผู้บริหารโครงการ ทำการเปิดรับและพิจารณาข้อเสนอจากผู้ที่สนใจยื่นขอรับการส่งเสริมลงทุนภายใต้ความสมัครใจในการเข้าร่วมโครงการของผู้ประกอบการอุตสาหกรรมต่างๆ โครงการจะ

ส่งเสริมการลงทุนในหลายลักษณะ อาทิเช่น ร่วมลงทุนในโครงการ (Equity Investment), ร่วมลงทุนในบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO Venture Capital), ร่วมลงทุนในการพัฒนาและซื้อขายคาร์บอนเครดิต (Carbon Market), การเช่าซื้ออุปกรณ์ (Equipment Leasing), การอำนวยเครดิตให้สินเชื่อ (Credit Guarantee Facility) และการให้ความช่วยเหลือทางด้านเทคนิค (Technical Assistance) ปัจจุบันโครงการ ESCO Revolving Fund ดำเนินการมาอย่างต่อเนื่องเป็นระยะที่ 4 (เมษายน 2558 – มีนาคม 2560) มีมูลค่าโครงการ 300 ล้านบาท ในปีงบประมาณ 2558 ข้อมูลล่าสุด ณ เดือนมีนาคม 2559 มีโครงการได้การรับอนุมัติการสนับสนุนการให้เช่าซื้ออุปกรณ์ประหยัดพลังงาน/พลังงานทดแทน (Equipment Leasing) 7 โครงการ รวมเป็นมูลค่าประมาณ 41 ล้านบาท โครงการสนับสนุนต่างๆของภาครัฐเหล่านี้เป็นการสนับสนุนธุรกิจบริษัทจัดการพลังงานและเป็นการสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ประกอบการหันมาใช้บริการบริษัทจัดการพลังงานมากขึ้น

1.2.วัตถุประสงค์ของการวิจัย

เพื่อวิเคราะห์พฤติกรรมการใช้พลังงาน ศักยภาพการใช้พลังงาน ก่อนและหลังที่จะมี Cogeneration ในโรงงานโดยใช้เทคนิคการจัดการพลังงาน และเพื่อศึกษาการลงทุนในรูปแบบ ESCO กับ Cogeneration ในประเทศไทย รูปแบบการแบ่งผลประหยัด การรับประกันและระยะเวลาในการรับประกัน เพื่อเป็นตัวอย่างการลงทุนในรูปแบบ ESCO กับ Cogeneration ในประเทศไทย

1.3.ขอบเขตของการวิจัย

1. วิเคราะห์ศักยภาพการใช้พลังงาน ก่อนและหลังที่จะมี Cogeneration ในโรงงาน
2. ศึกษาการลงทุนในรูปแบบ ESCO กับ Cogeneration ในประเทศไทย
3. ศึกษารูปแบบการแบ่งผลประหยัดระหว่างผู้ให้บริการ (ESCO) กับ ผู้รับบริการ (โรงงาน)

1.4.ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

1. ศึกษางานวิจัยและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง เทคนิคการจัดการพลังงาน และ ESCO
2. ดำเนินการตรวจวัดและศึกษาพฤติกรรมการใช้พลังงานของโรงงานก่อนที่จะมี Cogeneration
3. ดำเนินการวิเคราะห์ศักยภาพการประหยัดพลังงานของโรงงาน

4. หลังจากโรงงานได้ดำเนินการเดินระบบ Cogeneration ทำการตรวจวัดและศึกษาพฤติกรรมการใช้พลังงานของโรงงาน
5. เปรียบเทียบและประเมินผลการประหยัดพลังงานของโรงงานก่อนและหลังที่จะมี Cogeneration
6. นำผลการประหยัดพลังงานของโรงงานมาประเมินการแบ่งผลประหยัด
7. สรุปผลการดำเนินงานวิจัยและข้อเสนอแนะ
8. จัดทำรายงานวิทยานิพนธ์

1.5. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. สามารถเพิ่มศักยภาพในการประหยัดพลังงานและการจัดการ เพื่อนำไปสู่การเพิ่มผลประหยัดของโรงงาน
2. เป็นแนวทางในการนำเทคนิคการแบ่งผลประหยัดและการรับประกันจากการประหยัดพลังงานของรูปแบบบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ให้กับโรงงานอื่น

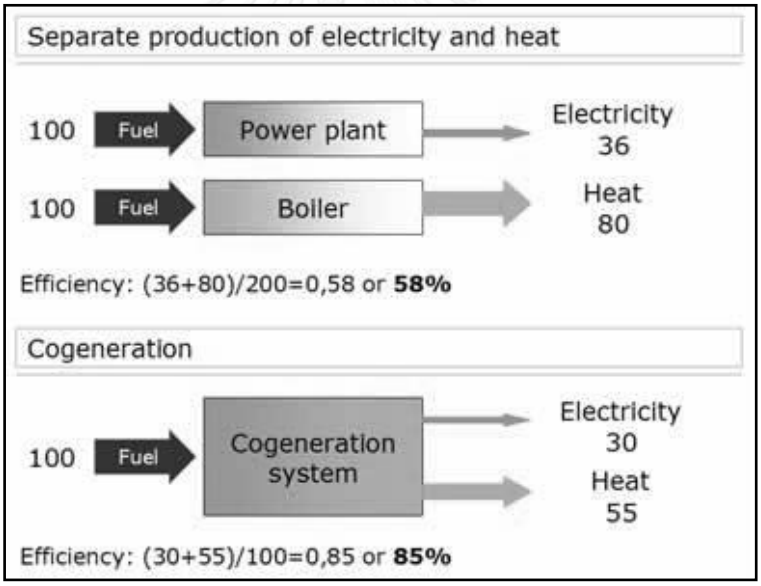
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2

งานวิจัยและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration)

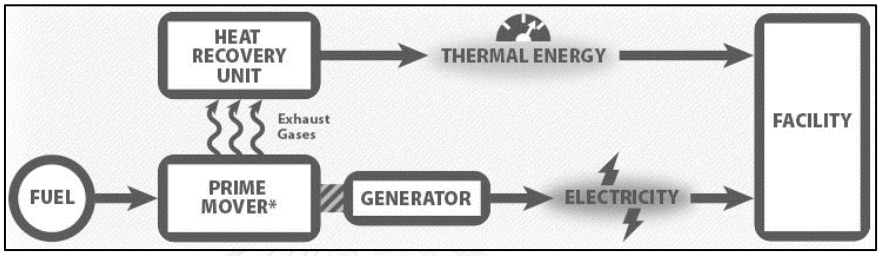
ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมหรือระบบผลิตพลังงานร่วม [1,2] คือ ระบบที่ให้กำเนิดพลังงานไฟฟ้าหรือพลังงานกล และมีการใช้ประโยชน์จากพลังงานความร้อนในขณะเดียวกัน ซึ่งพลังงานความร้อนนั้นอาจอยู่ในรูปของของไหลร้อนหรือก๊าซร้อนก็ได้ จึงทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมีประสิทธิภาพสูงกว่าระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนแยกจากกัน ดังรูปที่ 2.1 ได้แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนแยกจากกัน



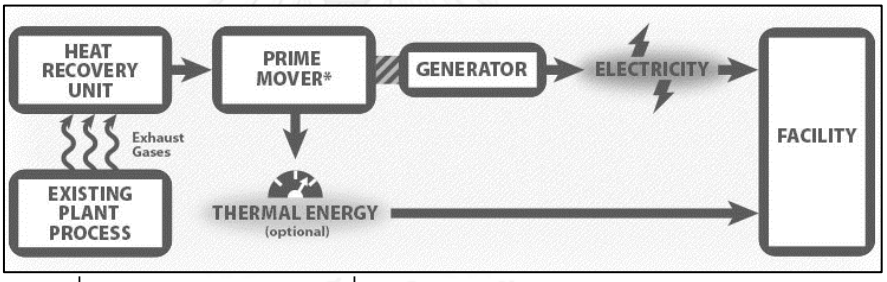
รูปที่ 2.1 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนแยกจากกัน [2]

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถแบ่งลักษณะการทำงานเป็น 2 รูปแบบ [3] โดยพิจารณาจากลำดับการนำพลังงานความร้อนไปใช้ประโยชน์ว่าก่อนหรือหลังการผลิตพลังงานกล ถ้าหากระบบผลิตพลังงานกลก่อนแล้วนำพลังงานความร้อนที่เหลือไปใช้ประโยชน์จะเรียกว่า ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมวัฏจักรบน (Topping cycle cogeneration) ดังรูปที่ 2.2 และในทางตรงกันข้าม ถ้านำพลังงานความร้อนไปใช้ประโยชน์ก่อนที่จะผลิตพลังงานไฟฟ้าหรือพลังงานกลเรียกว่า ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมวัฏจักรล่าง (Bottoming cycle

cogeneration) ดังรูปที่ 2.3 ซึ่งความเหมาะสมของแต่ละลักษณะการทำงานนั้นขึ้นอยู่กับอัตราส่วนความต้องการความร้อนต่อความต้องการไฟฟ้า (Heat to Power Ratio, H/P) ของสถานประกอบการนั้น เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจะทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่อมีปัจจัยหลายอย่างประกอบกัน เช่น H/P ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมีค่าใกล้เคียงกับค่า H/P ของสถานประกอบการ ชนิดของเชื้อเพลิงที่หาได้ คุณภาพของพลังงานความร้อนที่ต้องการ ลักษณะการใช้ความร้อนและไฟฟ้าของโรงงาน เวลาการใช้งาน ต้นทุนการก่อสร้างและเงื่อนไขด้านสิ่งแวดล้อม เป็นต้น



รูปที่ 2.2 ระบบโคเจนเนอเรชั่นแบบ topping cycle cogeneration [3]



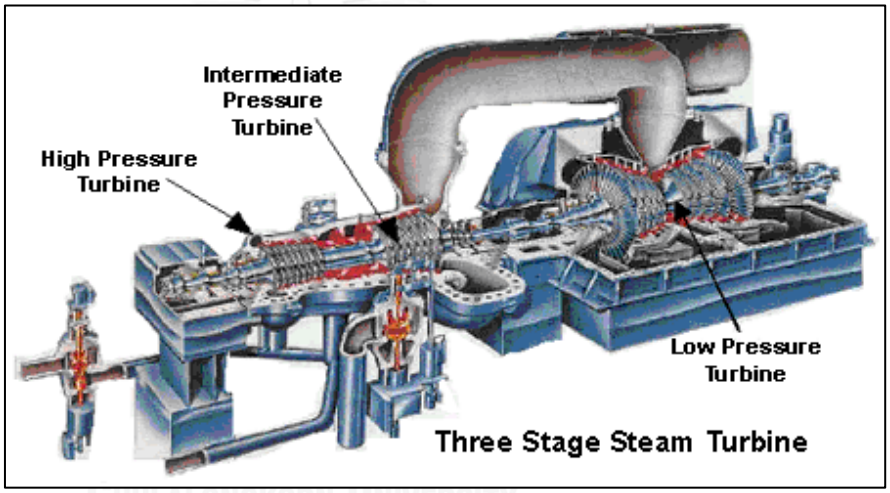
รูปที่ 2.3 ระบบโคเจนเนอเรชั่นแบบ bottoming cycle cogeneration [3]

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่ใช้งานอยู่ในปัจจุบันสามารถผลิตพลังงานกลเพื่อใช้ขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้จากเครื่องต้นกำลัง 3 ชนิด [4]คือ

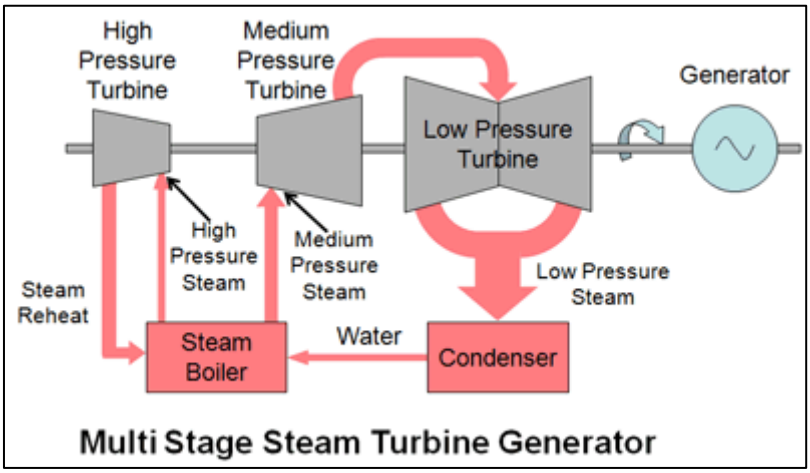
2.1.1 **ระบบกังหันไอน้ำ** (Steam turbine)

ระบบชนิดนี้ประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไอน้ำ เครื่องกังหันไอน้ำ โดยใช้เชื้อเพลิงเหลว ก๊าซหรือเชื้อเพลิงแข็ง หลักการทำงานคือ เชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้เพื่อให้ความร้อนแก่น้ำในเครื่อง กำเนิดไอน้ำ ซึ่งได้ไอน้ำยวดยิ่ง (superheat steam) ที่อุณหภูมิและความดันสูง ไอน้ำจะไปขับเครื่องกังหันไอน้ำได้กำลังเพลา ซึ่งสามารถนำไปขับเครื่องมือกลต่างๆ เช่น ปั๊ม คอมเพรสเซอร์ หรือเปลี่ยนรูปเป็นไฟฟ้าโดยขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่วนไอน้ำที่ออกจากเครื่องสามารถนำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่อไป

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมชนิดกังหันไอน้ำนี้ หากพิจารณาตามชนิดของเครื่องกังหันจะมีอยู่ 2 ชนิด คือ กังหันชนิด back pressure และกังหันชนิด extraction ซึ่งหลักการทำงานแตกต่างกัน ตรงที่กังหันชนิด back pressure ไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำจะถูกปล่อยออกจากตัวกังหันและมีความดันเหลืออยู่ประมาณ 3-20 บาร์ และสามารถนำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่อไป ส่วนกังหันชนิด extraction ไอน้ำบางส่วนถูกปล่อยออกมาในช่วงกลางของกังหันและไอน้ำที่ปล่อยออกมานี้จะมีความดันหลายขนาดให้เลือกตามความเหมาะสมกับจุดใดจุดหนึ่งของกระบวนการผลิต ไอน้ำที่เหลือจะถูกปล่อยให้ขยายตัวผ่านกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้าจนมีความดันต่ำแล้วจึงออกจากกังหัน ดังรูปที่ 2.4 และ 2.5



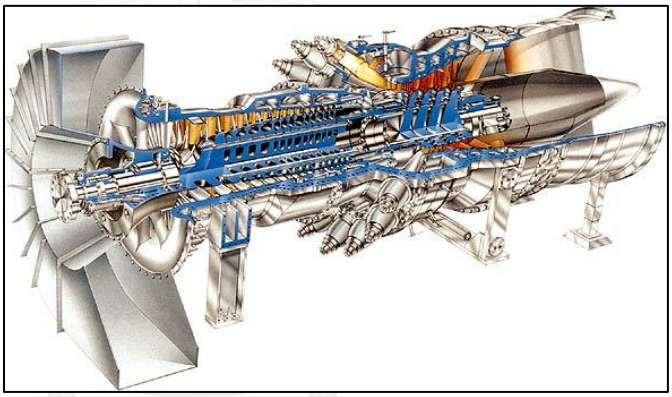
รูปที่ 2.4 กังหันไอน้ำ [5]



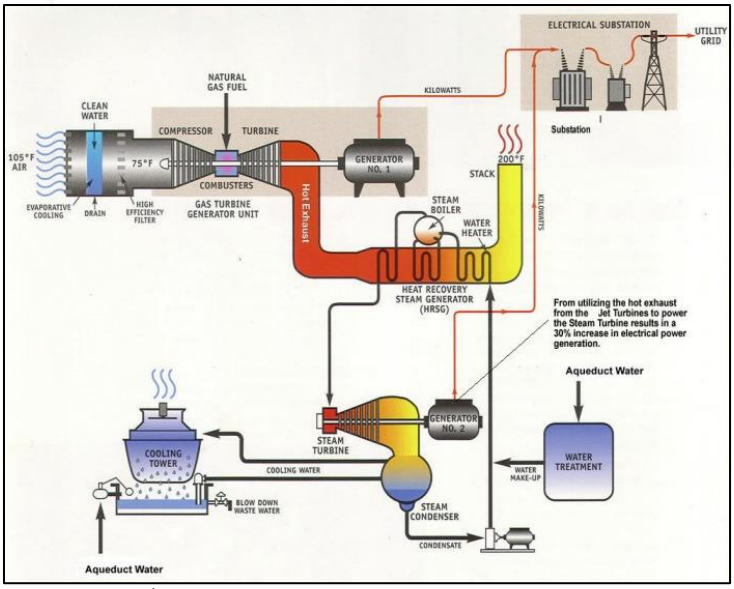
รูปที่ 2.5 ระบบกังหันไอน้ำ [5]

2.1.2 **ระบบกังหันก๊าซ** (Gas turbine)

มีหลักการทำงานคือ คอมเพรสเซอร์จะอัดอากาศจากภายนอก และนำเข้าสู่ห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงจะถูกฉีดเข้ามาผสมกับอากาศและจุดระเบิด เกิดก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ขึ้น ซึ่งจะไปขยายตัวผ่านเครื่องกังหันก๊าซ (รูปที่ 2.6) ทำให้กังหันก๊าซหมุน แกนของเครื่องกังหันก๊าซจะต่อไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนก๊าซร้อนที่ปล่อยจากกังหันก๊าซจะมีอุณหภูมิประมาณ 450-550 องศาเซลเซียส ก๊าซร้อนนี้สามารถนำไปใช้เป็นแหล่งให้ความร้อน โดยใช้อุปกรณ์เสริมคือ Waste heat boiler เพื่อผลิตไอน้ำที่ความดันต่ำๆ หรือนำไปใช้ในกระบวนการผลิตโดยตรง ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.6 กังหันก๊าซ [6]

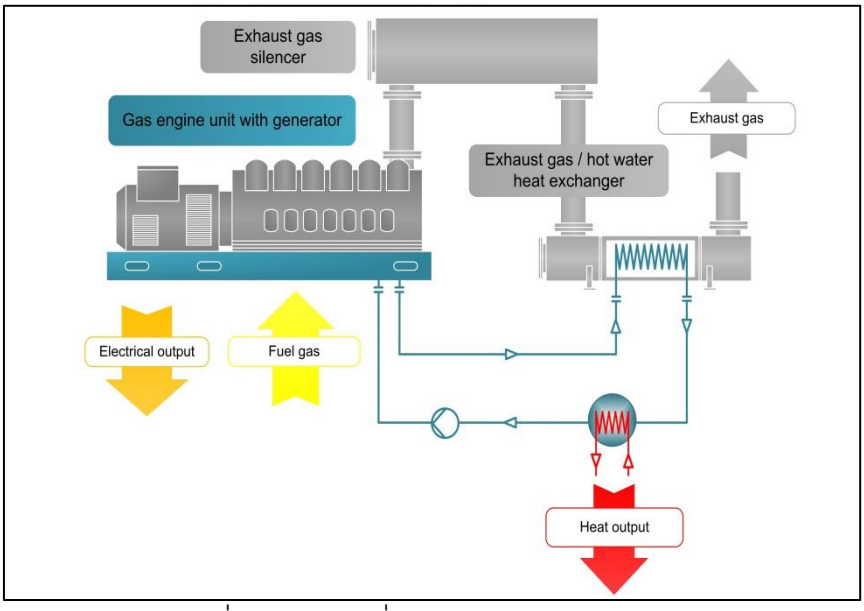


รูปที่ 2.7 ระบบกังหันก๊าซ [6]

2.1.3 ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal combustion engine)

ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายในนี้สามารถแบ่งได้ตามประเภทเครื่องยนต์เป็น 2 ชนิด คือ เครื่องยนต์ spark-ignition engine (รูปที่ 2.8) จะใช้เชื้อเพลิงเหลวหรือก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเครื่องยนต์ compression-ignition engines จะใช้น้ำมันดีเซลหรือน้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง พลังงานที่ผลิตได้อยู่ในช่วง 100 kW ถึง 10 MW พลังงานความร้อนที่ออกมาอยู่ในรูปของก๊าซไอเสีย น้ำหล่อเย็นเสื้อสูบและน้ำมันหล่อลื่น ซึ่งการนำพลังงานความร้อนไปใช้อาจใช้คู่กับ Waste heat boiler ในการผลิตไอน้ำหรือน้ำร้อน ดังรูปที่ 2.9

รูปที่ 2.8 เครื่องยนต์สันดาปภายใน [7]



รูปที่ 2.9 ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน [7]

2.2 **บริษัทจัดการพลังงาน** (Energy Service Company, ESCO)

บริษัทจัดการพลังงาน [8],[9] คือ บริษัทที่ทำธุรกิจให้บริการในด้านการอนุรักษ์พลังงานหรือพลังงานทดแทน ให้บริการครบวงจร การบริการจะครอบคลุมถึงการให้คำปรึกษา การเสนอโครงการ การบริหารโครงการ การออกแบบทางวิศวกรรม วิเคราะห์การใช้พลังงาน ติดตั้งอุปกรณ์และดำเนินงานสำหรับโครงการอนุรักษ์พลังงานหรือพลังงานทดแทน การจัดหาแหล่งเงินทุนสำหรับโครงการด้านพลังงาน

2.2.1 **ผู้ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจบริษัทจัดการพลังงาน**

1) ผู้ให้บริการ (บริษัทจัดการพลังงาน) บริษัทประกอบการ ที่ดำเนินการจัดการพลังงานโดย จะมีสัญญาระหว่างผู้รับบริการ ผู้ให้บริการและแหล่งทุน
2) ผู้รับบริการ ได้แก่ ผู้ประกอบการต่างๆ ที่ต้องการใช้บริการด้านการอนุรักษ์พลังงานหรือพลังงานทดแทนจากบริษัทจัดการพลังงาน
3) แหล่งทุน เป็นผู้ให้การสนับสนุนเงินลงทุนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานหรือพลังงานทดแทน ได้แก่ สถาบันการเงิน ธนาคาร หรือบริษัทจัดการพลังงาน เป็นต้น ดังรูปที่ 2.10

รูปที่ 2.10 ผู้ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจบริษัทจัดการพลังงาน [8]

2.2.2 การจัดประเภทบริษัทจัดการพลังงานในประเทศไทย

จากการรวบรวมข้อมูลธุรกิจบริษัทจัดการพลังงานในประเทศไทยของสมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย ซึ่งได้ดำเนินกิจการในปัจจุบัน และได้พัฒนาองค์กรมาจากหลากหลายประเภท ซึ่งแต่ละบริษัทมีความเชี่ยวชาญ หรือมีอุปกรณ์และเทคโนโลยีที่แตกต่างกัน ซึ่งสามารถแบ่งประเภทได้ดังนี้

1) บริษัทขนาดใหญ่ที่มีเทคโนโลยีและอุปกรณ์ด้านการอนุรักษ์พลังงาน (Equipment and Technology, ET) เป็นกลุ่มบริษัทนี้จะเน้นให้การบริการไปในกลุ่มโครงการหรือองค์กรที่มีขนาดใหญ่ เพราะมีพนักงานที่มีความเชี่ยวชาญทางด้านเทคนิค เทคโนโลยีและอุปกรณ์ต่างๆ อีกทั้งให้การบริการครบทุกกระบวนการตั้งแต่การตรวจสอบไปจนถึงการบำรุงรักษา และมีความเกี่ยวข้องโดยตรงกับอุปกรณ์ด้านการอนุรักษ์พลังงาน
2) บริษัทที่เป็นตัวแทนจำหน่ายอุปกรณ์ทางด้านพลังงาน (Equipment Agency, EA) เป็นบริษัทที่เป็นตัวแทนจำหน่ายอุปกรณ์ด้านพลังงานรวมถึงการติดตั้ง ดูแลและให้บริการบำรุงรักษาอุปกรณ์ แต่บริษัทเหล่านี้จะไม่มีอุปกรณ์และเทคโนโลยีเป็นของตัวเอง ซึ่งจะมีความเชี่ยวชาญเฉพาะเทคโนโลยีและอุปกรณ์ที่ตนเองจำหน่ายอยู่
3) บริษัทที่พัฒนามาจากองค์กรที่ปรึกษาด้านพลังงาน (Energy Consultant, EC) เป็นกลุ่มบริษัทที่ดำเนินธุรกิจในรูปแบบของที่ปรึกษาด้านการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งก็เป็นกลุ่มที่มีความรู้และความเชี่ยวชาญในทุกด้านและมีความชำนาญในด้านเทคโนโลยีด้วย เช่น ให้การตรวจสอบวิเคราะห์การใช้พลังงาน การออกแบบโครงการ การบริหารจัดการและการให้การบำรุงรักษาอุปกรณ์
4) บริษัทที่มาจากธุรกิจผลิตพลังงาน (Energy Generator, EG) เป็นบริษัทที่มาจากธุรกิจที่ทำงานเกี่ยวกับด้านการอนุรักษ์พลังงานอยู่แล้วซึ่งเป็นบริษัทที่มีองค์กรขนาดใหญ่ โดยมีความรู้ความเชี่ยวชาญและความพร้อม โดยจัดตั้งแยกเป็นบริษัทที่ให้บริการในด้านต่างๆ มีทั้งการให้การตรวจสอบการใช้พลังงาน การติดตั้งอุปกรณ์และการบำรุงรักษา

2.2.3 รูปแบบการลงทุนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน

1) การรับประกันผลประหยัด (Guaranteed Saving) ผู้รับบริการลงทุนทำการกู้เงินจากแหล่งทุนโดยตรง พร้อมกับมีการจัดทำสัญญาพลังงานระหว่างผู้กู้กับแหล่งทุน โดยมีบริษัทจัดการพลังงาน รับประกันผลการประหยัดพลังงานให้ผู้กู้ว่าค่าพลังงานที่สามารถประหยัดได้ของโครงการจะเท่ากับหรือมากกว่าค่าใช้จ่ายที่ผู้รับบริการจะต้องจ่ายในการลงทุน ถ้าหากค่าพลังงานที่ประหยัดได้จริงต่ำกว่าผลประหยัดที่กำหนดในสัญญารับประกันพลังงาน แล้วบริษัทจัดการพลังงานจะเป็นผู้ออกเงินส่วนที่ขาดให้กับผู้บริการ แต่ในทางตรงข้าม หากผลการประหยัดสูงกว่าที่กำหนด ผู้รับบริการต้องแบ่งวงเงินส่วนที่ประหยัดนี้ให้กับบริษัทจัดการพลังงาน
2) การแบ่งปันผลประหยัด (Shared Saving) บริษัทจัดการพลังงานจะเป็นผู้กู้เงินหรือหาแหล่งเงินให้และดำเนินการตามแผนประหยัดพลังงาน โดยผู้รับบริการมีหน้าที่จ่ายเงินตอบแทนเป็นค่าบริการ และนำเอาค่าพลังงานที่ประหยัดได้มาแบ่งผลประโยชน์ ที่เรียกว่า Shared Saving สัดส่วนของจำนวนเงินตอบแทนจากการประหยัดพลังงานที่ต้องแบ่งให้บริษัทจัดการพลังงานจะมากกว่ารูปแบบแรก เพราะบริษัทจัดการพลังงานต้องแบกรับความเสี่ยงและค่าใช้จ่ายที่ได้ลงทุนให้ก่อน
3) การประกันค่าพลังงาน (Guaranteed Rebate หรือ Chauffeur) บริษัทจัดการพลังงานจะเป็นผู้รับสัมปทานเข้าปรับปรุงอุปกรณ์จ่ายพลังงานและเป็นผู้ปฏิบัติการจ่ายพลังงาน โดยผู้รับบริการมีหน้าที่จ่ายเงินตอบแทนเป็นค่าพลังงานต่อหน่วยที่ต่ำลงกว่าเดิม เรียกว่า Guaranteed Rebate สัญญาลักษณะนี้มักจะมีระยะเวลาที่นานกว่าสัญญาการประหยัดพลังงานทั้งสองแบบก่อนหน้านี้ การประหยัดพลังงานจะมีมากว่าเพราะว่าบริษัทจัดการพลังงานต้องลงทุนและดูแลระบบ พร้อมทั้งแบกรับความเสี่ยงและค่าใช้จ่ายที่ได้ลงทุนให้ก่อน

Chulalongkorn University

2.2.4 คุณสมบัติของบริษัทจัดการพลังงาน

1) สัญญาพลังงาน (Energy Performance Contracting, EPC) มีสัญญารับประกันผลประหยัดด้านพลังงานให้แก่สถานประกอบการ ที่มีการรับประกันผลการประหยัดที่ชัดเจน ควรต้องมีอย่างน้อย 1 แห่งต่อปี สัญญารับประกันผลประหยัดจะต้องมีความชัดเจนในสัญญาครบทั้ง 8 ข้อ ดังนี้
   a. วัตถุประสงค์ของสัญญา
   b. วิธีการดำเนินการตามโครงการ
   c. การรับประกันผลประหยัด, แบ่งผลประหยัด, เงื่อนไขในการรับประกัน
   d. การจัดการพลังงานตามโครงการ
   e. ระยะเวลาการรับประกันผลตอบแทน/ผลประโยชน์
   f. การวางหลักประกันการปฏิบัติตามสัญญา
   g. เงื่อนไขการบอกเลิกสัญญา, การแก้ไขสัญญา, ค่าปรับ
   h. การรับผิดชอบค่าเสียหาย, การขยายเวลาการรับประกัน
2) การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (Measurement & Verification, M&V) บริษัทจัดการพลังงานจะต้องมีคุณสมบัติ มีความสามารถในการออกแบบและดำเนินการ ในกระบวนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดที่ได้มาตรฐานที่ชัดเจนและสามารถเป็นที่ยอมรับได้ระหว่างคู่สัญญา จัดทำข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดโดยแนบท้ายสัญญาพลังงาน เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของสัญญา แสดงข้อมูลพลังงานและรายละเอียดมาตรการของสถานประกอบการในรายงานการตรวจวัด เลือกแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดที่เหมาะสม และจัดทำแผนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัด แสดงวิธีการตรวจวัดและเครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัดที่ได้มาตรฐานสากล ตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนปรับปรุงและหลังปรับปรุง จัดทำรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด พร้อมกับรับรองรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการใช้พลังงาน
3) ความสามารถทางด้านเทคนิค

a. ต้องมีประสบการณ์ในด้านการอนุรักษ์พลังงาน และมีความเชี่ยวชาญด้านพลังงานโดยตรง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในด้านมาตรการที่สถานประกอบการต้องการอนุรักษ์พลังงาน

b. ระยะเวลาการดำเนินการของบริษัท (ปี) ในด้านที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน อย่างน้อย 1 ปี ขึ้นไป

c. จำนวนเทคโนโลยีด้านพลังงานที่บริษัทจัดการพลังงานสามารถดำเนินการอนุรักษ์พลังงานให้กับสถานประกอบการ

d. ความเชี่ยวชาญเฉพาะทางของบริษัท รางวัล, ประกาศเกียรติคุณที่เกี่ยวข้องในระยะเวลา 3 ปีที่ผ่านมา

e. ผลประหยัดพลังงานเทียบกับสัญญาพลังงาน

4) มีความรับผิดชอบต่อความเสี่ยงทางเทคนิค

การรับผิดชอบความเสี่ยงทางเทคนิค ประกอบด้วย 2 ด้าน คือ

a. ความรับผิดชอบความเสี่ยงทางเทคนิคด้านผลประหยัดของโครงการ สามารถประเมินการใช้พลังงาน การวิเคราะห์ และออกแบบด้านวิศวกรรม การคัดเลือกชนิดและขนาดของเทคโนโลยี การบริหารโครงการ (มิใช่เพียงรับประกันประสิทธิภาพของอุปกรณ์) ซึ่งหากผลประหยัดของโครงการที่สามารถดำเนินการได้จริงต่ำกว่าผลประหยัดที่กำหนดในสัญญาพลังงานแล้ว บริษัทจัดการพลังงานจะเป็นผู้ชดเชยส่วนที่ขาดให้กับสถานประกอบการ

b. ความรับผิดชอบความเสี่ยงทางเทคนิคด้านประสิทธิภาพของเครื่องจักร, อุปกรณ์ประหยัดพลังงาน โดยรับผิดชอบตลอดระยะเวลาในการรับประกัน

5) องค์กรมีบุคลากรที่มีความรู้ ความสามารถ

บริษัทจัดการพลังงานต้องมีบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถ ความเชี่ยวชาญ และมีผลงานที่เป็นที่ยอมรับและได้รับการรับรองจากองค์กรวิชาชีพทางด้านวิศวกรรม หรือทางด้านพลังงานประจำอยู่ในองค์กร นอกจากนี้ต้องมีบุคลากรในด้านบริหารโครงการและสัญญา งานบริหารการเดินระบบ และซ่อมบำรุง อีกทั้งต้องมีผู้ที่มีความรู้ ความชำนาญ ในเรื่องกฎหมาย กฎระเบียบ

ข้อบังคับต่างๆ ของหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องกับโครงการอนุรักษ์พลังงาน โดยบุคลากรในบริษัทจัดการพลังงานควรจะมีคุณสมบัติดังนี้

a. ประสบการณ์การทำงานด้านอนุรักษ์พลังงานของบุคลากรประจำรวมกันขั้นต่ำ 5 ปี
b. มีการพัฒนาและส่งเสริมบุคลากรเกี่ยวกับงานด้านการอนุรักษ์พลังงานอย่างเป็นระบบ เพื่อส่งเสริมศักยภาพของบุคลากรและเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน เช่น การฝึกอบรมภายในและภายนอก
c. คุณภาพของบุคลากร (บริษัทจะต้องมีวิศวกรที่มีใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม (ใบ กว.) ในสาขาที่เกี่ยวข้องอย่างน้อย 1 คน) หรือวิทยาศาสตร์พลังงาน

6) ความสามารถในการจัดหาแหล่งทุน

a. โดยบริษัทจัดการพลังงานสามารถให้คำแนะนำหรือการให้ข้อมูลในเรื่องของแหล่งเงินทุน สำหรับโครงการอนุรักษ์พลังงาน
b. ความสามารถในการช่วยให้สถานประกอบการเข้าถึงแหล่งเงินทุนได้ง่าย ซึ่งจะทำให้สถานประกอบการมีความมั่นใจในการเลือกตัดสินใจลงทุนโครงการอนุรักษ์พลังงานรวดเร็วขึ้น ทำให้ลดการสูญเสียโอกาสในการอนุรักษ์พลังงาน
c. บริษัทจัดการพลังงานเคยได้รับการสนับสนุนจากสถาบันการเงินอย่างน้อย 1 โครงการ หลังจากได้รับการรับรองเป็นบริษัทจัดการพลังงานจากหน่วยงานที่รับขึ้นทะเบียน หรือเคยแนะนำลูกค้าขอรับสินเชื่อด้านอนุรักษ์พลังงานอย่างน้อย 1 โครงการ
d. ความสามารถในการออกหนังสือค้ำประกันจากธนาคาร (B/G) หรือกรมธรรม์ประกันภัยสำหรับธุรกิจจัดการพลังงาน (Insurance Policy) เพื่อเป็นหลักประกันการปฏิบัติตามสัญญา หรือภาระผูกพันต่างๆที่ลูกค้ามีต่อผู้รับหนังสือค้ำประกัน ลูกค้าสามารถนำหนังสือค้ำประกันของธนาคารไปวางเป็นหลักประกันแทนหลักทรัพย์อื่นๆ

7) ความสามารถทางการเงิน (Financial Performance) แสดงถึงความสามารถรับความเสี่ยงในการดำเนินโครงการรวมถึงการรับประกันผลประหยัดของโครงการ โดยพิจารณาจาก

a. ทุนจดทะเบียนที่ชำระของบริษัทที่ชำระแล้ว (ล้านบาท) ขั้นต่ำ 1-5 ล้านบาท

b. อัตราส่วนของหนี้สินต่อทุนจดทะเบียนของหนี้สินต่อทุนที่ระดับไม่เกิน 3 เท่า เนื่องจากเหตุผลว่าหากอัตราค่าของหนี้สินต่อทุนสูงมากนั้น ย่อมจะมีความเสี่ยงสูงมากตามไปด้วย จะทำให้ความสามารถในการชำระหนี้ลดลง

2.3 การตรวจวัดและพิสูจน์ทราบผลประหยัด (Measurement and Verification: M&V) [10]

เป็นกระบวนการที่ใช้การตรวจวัดเพื่อหาผลประหยัดที่เกิดขึ้นจริง เกิดจากกระบวนการตรวจวัดที่ได้รับการยอมรับ เป็นที่เชื่อถือได้ในการทำการตรวจวัดค่าการใช้พลังงาน เช่น การกำหนดขั้นตอนที่ต้องดำเนินการตรวจวัด การติดตั้งเครื่องมือวัด การสอบเทียบและบำรุงรักษาเครื่องมือวัด การรวบรวมข้อมูลที่ได้ การพัฒนาหาวิธีการคำนวณผลประหยัดที่เป็นที่ยอมรับของทุกฝ่าย การจัดทำรายงาน และการประกันคุณภาพ ซึ่งทั้งหมดจะเกิดขึ้นภายในขอบเขตใดขอบเขตหนึ่งที่ดำเนินการอนุรักษ์พลังงานหรือจัดการพลังงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ทราบผลประหยัดในประเทศไทย ได้อ้างอิงระเบียบการของ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งพัฒนาขึ้นโดย EVO (Efficiency Valuation Organization) สำหรับการตรวจวัดและพิสูจน์ผล เพื่อช่วยกระตุ้นการลงทุนในโครงการด้านการอนุรักษ์พลังงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.3.1 วัตถุประสงค์และขอบเขตของ IPMVP

Efficiency Valuation Organization (EVO) ได้เผยแพร่ International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP) เพื่อเพิ่มการลงทุนในการใช้พลังงานและน้ำอย่างมีประสิทธิภาพ การจัดการความต้องการและการลงทุนในโครงการพลังงานทดแทนทั่วโลก

1) IPMVP ส่งเสริมการลงทุนเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานโดยการสนับสนุนข้อมูลต่อไปนี้

a. เอกสาร IPMVP ได้รวบรวมคำศัพท์ที่ใช้บ่อยและวิธีการในการประเมินผลการปฏิบัติงานโครงการที่มีประสิทธิภาพ สำหรับผู้ซื้อ ผู้ขายและนักลงทุน ซึ่งบางส่วนของข้อกำหนดและวิธีการเหล่านี้อาจจะถูกใช้ในสัญญาโครงการพลังงาน (แต่ IPMVP ไม่ได้กล่าวถึงสัญญาระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย)

b. IPMVP แสดงวิธีการพิจารณาโครงการที่มีค่าใช้จ่าย, ผลประหยัด, มาตรการการอนุรักษ์พลังงาน (Energy conservation measures, ECM) รวมทั้งสิ่งอำนวยความสะดวกที่แตกต่างกันในแต่ละโครงการ

c. IPMVP ระบุเนื้อหาของแผนการตรวจวัดและตรวจพิสูจน์ผลประหยัด หลักการพื้นฐานของการตรวจวัดและตรวจพิสูจน์ผลประหยัดและการรายงานการตรวจสอบผลประหยัด ซึ่งแผนการตรวจวัดและตรวจพิสูจน์ผลประหยัดแต่ละโครงการจะต้องได้รับการพัฒนาจากผู้เชี่ยวชาญ

d. IPMVP นำไปประยุกต์ใช้ได้อย่างหลากหลาย ครอบคลุมระบบอำนวยความสะดวกทั้งระบบที่มีอยู่เดิม, อาคารใหม่และกระบวนการทางอุตสาหกรรม

2) IPMVP แบ่งย่อยเป็น 3 ฉบับดังนี้

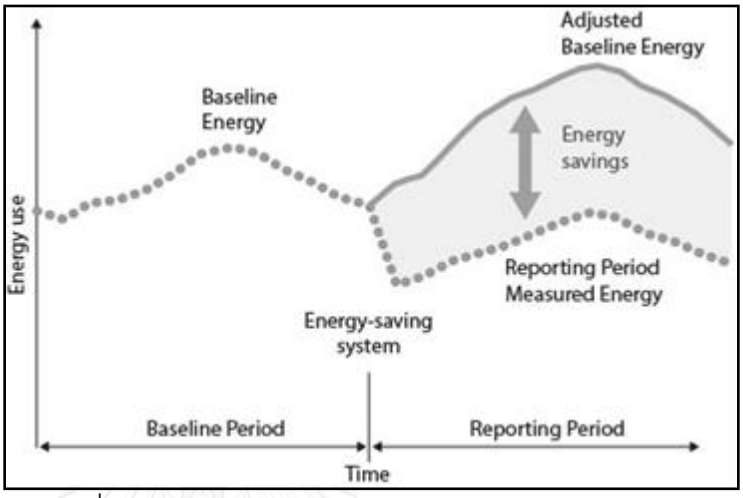
a. IPMVP Volume I นำเสนอหลักการพื้นฐานของการตรวจวัดและตรวจพิสูจน์ผลประหยัด, อธิบายรายละเอียดของแผนการตรวจวัดและตรวจพิสูจน์ผลประหยัด, การรายงานผลประหยัดและข้อกำหนดสำหรับการใช้ IPMVP ฉบับนี้ยังมีการสรุปปัญหาการออกแบบของการตรวจวัดและตรวจพิสูจน์ผลประหยัดและการวิเคราะห์ความเสี่ยง

b. IPMVP Volume II นำเสนอมีวิธีการในการประเมินอาคาร, ปัญหาคุณภาพที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบมาตรการการอนุรักษ์พลังงาน, การดำเนินงานและการบำรุงรักษา

c. IPMVP Volume III มีรายละเอียดเกี่ยวกับวิธีการตรวจวัดและตรวจพิสูจน์ผลประหยัดของการก่อสร้างอาคารใหม่และมีระบบพลังงานทดแทนเพิ่มสิ่งอำนวยความสะดวกที่มีอยู่

3) ขอบเขตและรูปแบบของ IPMPV

พลังงาน, น้ำหรือความต้องการผลประหยัดไม่สามารถวัดได้โดยตรง แต่ผลประหยัดจะถูกกำหนดโดยการตรวจวัดเพื่อเปรียบเทียบการใช้พลังงานก่อนและหลังการดำเนินงานของโครงการที่ผ่านการปรับปรุงมาตรการพลังงานที่เหมาะสมเพื่อให้เกิดผลประหยัด



รูปที่ 2.11 การตรวจวัดและพิสูจน์ทราบผลประหยัด [10]

รูปที่ 2.11 สามารถอธิบายการตรวจวัดและพิสูจน์ทราบผลประหยัด โดยการตรวจวัดจะทำตั้งแต่ก่อนดำเนินมาตรการพลังงาน ซึ่งจะเรียกข้อมูลการใช้พลังงานที่ได้จากการตรวจวัดนี้ว่า “ระดับการใช้พลังงานปกติ (Baseline Energy Use)” คือ ระดับการใช้พลังงานที่เป็นอยู่ในกระบวนการผลิต เครื่องจักร หรืออุปกรณ์ของสถานประกอบการในช่วงระยะเวลาหนึ่ง ในการดำเนินโครงการพลังงานบริษัทจัดการพลังงานจำเป็นที่จะต้องหาค่าระดับการใช้พลังงานปกติในแต่ละระบบอุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตให้ได้และหลังจากการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานแล้ว ระดับการใช้พลังงานมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างไรทั้งนี้ต้องขึ้นอยู่กับข้อตกลงระหว่างบริษัทจัดการพลังงานและสถานประกอบการว่าจะปรับแก้ระดับพลังงานปกติหรือไม่ (Adjusted Baseline Energy) โดยผลต่างระหว่างระดับการใช้พลังงานหลังการดำเนินมาตรอนุรักษ์การพลังงานกับระดับการใช้พลังงานปกติจะคิดเป็นผลการประหยัดพลังงานของโครงการ (Energy Savings) ดังสมการ

Savings = (Baseline - Period Use or Demand – Reporting - Period Use or Demand) ± Adjustments

การปรับเปลี่ยนค่าปรับแก้ (Adjustments) จะแตกต่างจากการรายงานผลประหยัดที่ได้จากการเปรียบเทียบก่อนและหลังดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงาน การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายสาธารณูปโภคโดยไม่มีการรายงานการเปลี่ยนแปลงค่าปรับแก้นั้น ส่งให้ผลการรายงานการดำเนินงานของโครงการผิดพลาด จะต้องรายงานผลประหยัดที่ได้คิดรวมค่าปรับแก้ โดยเปรียบเทียบความต้องการพลังงานพื้นฐานและความต้องการพลังงานในช่วงที่มีการทำรายงาน

การรายงานการปรับเปลี่ยนค่าปรับแก้สามารถทำได้ 3 รูปแบบ คือ

a. ไม่มีค่าปรับแก้ที่แน่นอน (Non-Routine Adjustments)

ใช้กับการเปรียบเทียบพลังงานสำหรับสถานที่ที่คาดว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลง เช่น ขนาดของสาธารณูปโภค, การออกแบบและการติดตั้งอุปกรณ์, จำนวนวันการผลิตหรือประเภทของพนักงาน ซึ่งปัจจัยเหล่านี้จะต้องเป็นปัจจัยที่ต้องตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงอย่างสม่ำเสมอตลอดการทำรายงานผลประหยัด

ตัวอย่างของปัจจัยคงที่ที่ต้องตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงอย่างสม่ำเสมอ :

- จำนวนของพื้นที่ปรับอากาศ
- ประเภทของผลิตภัณฑ์ที่มีการผลิตหรือจำนวนของการเปลี่ยนแปลงการผลิตต่อวัน
- ลักษณะภายนอกอาคาร (ฉนวนกันความร้อนใหม่, หน้าต่าง, ประตู, ความหนาแน่นของอากาศ)
- จำนวนชนิดหรือการใช้สิ่งอำนวยความสะดวกและอุปกรณ์ของผู้ใช้ (เช่น ระดับของอุณหภูมิ, อัตราการระบายอากาศ)
- ประเภทการเข้าพักหรือตารางเวลา

Savings = (Baseline Energy - Reporting -Period Energy) ± Routine Adjustments ± Non-Routine Adjustments

b. หลีกเลี่ยงการใช้การพลังงานในช่วงที่มีการทำรายงาน (Reporting-Period Basis or Avoided Energy Use)

เมื่อการรายงานผลประหยัดอยู่ภายใต้เงื่อนไขของระยะเวลาที่รายงาน ดังนั้นสามารถเรียกอีกชื่อได้ว่าการรายงานหลีกเลี่ยงการใช้พลังงาน การประเมินผลประหยัดของการหลีกเลี่ยงการใช้พลังงานจะประเมินก่อนดำเนินการมาตรการอนุรักษ์พลังงาน แต่การรายงานผลประหยัดจะอยู่ภายใต้เงื่อนไขของระยะเวลาที่ทำรายงาน จะต้องรายงานค่าการใช้พลังงานพื้นฐานที่มีค่าปรับแก้

Avoided Energy Use (or Savings) = (Baseline Energy ± Routine Adjustments to reporting - period conditions ± Non-Routine Adjustments to reporting - period conditions) - Reporting-Period Energy

c. เงื่อนไขคงที่หรือผลประหยัดแบบปกติ (Fixed Conditions Basis or Normalized Savings)

เงื่อนไขอื่นๆอาจจะใช้ระยะเวลาที่รายงาน การใช้พลังงานพื้นฐานหรือเงื่อนไขอื่นที่กำหนดขึ้นเองเป็นพื้นฐานสำหรับค่าปรับแก้ แต่การรายงานผลประหยัดแบบค่าปรับแก้ที่คงที่อาจจะเรียกว่า “ผลประหยัดแบบปกติ” วิธีการรายงานแบบนี้เป็นการเลือกรายงานจากค่าคงที่ของค่าปรับแก้ความต้องการใช้พลังงานพื้นฐานจากสภาพการใช้พลังงานจริง

Normalized Savings = (Baseline Energy ± Routine Adjustments to fixed conditions ± Non-Routine Adjustments to fixed conditions) - (Reporting Period Energy ± Routine Adjustments to fixed conditions ± Non-Routine Adjustments to fixed conditions)

4) ตัวเลือกของ IPMVP

IPMVP มี 4 ตัวเลือกสำหรับการหาผลประหยัด (Option A, B, C และ D) การพิจารณาเลือกใช้ตัวเลือกใดจะมีขอบเขตของการวัด ถ้าหากมีการตัดสินใจที่จะ

เลือกตรวจสอบผลประหยัดอยู่ในระดับของระบบสาธารณูปโภค จะเหมาะกับ Option C หรือ D ถ้าหากมีความกังวลเกี่ยวกับประสิทธิภาพของผลการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานหรือเทคนิคอื่นที่มีการติดตั้งเพิ่มเติม Option A, B หรือ D จะเหมาะสมมากกว่า ดังตารางที่ 2.1 แสดงสรุปรายละเอียดตัวเลือกของ IPMVP

ตารางที่ 2.1 สรุปรายละเอียดตัวเลือกของ IPMVP, ตัวอย่างการใช้งาน และการพิจารณาตัวเลือกที่เหมาะสมสำหรับโครงการต่างๆ

IPMVP Option	**วิธีคำนวณผลประหยัด**	**การประยุกต์ใช้งาน**
รูปแบบ A การตรวจวัดแบบแยกเพียงบางส่วน		
ผลประหยัดจะถูกกำหนดโดยพารามิเตอร์การวัดประสิทธิภาพหรือตัวแปรที่สำคัญที่กำหนดโดยมาตรการอนุรักษ์พลังงาน ความถี่ในการวัดจะมีระยะสั้นถึงวัดอย่างต่อเนื่องขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ในการวัดและระยะเวลาในการรายงานผลประหยัด พารามิเตอร์ที่ไม่ได้เลือกมาตรวจวัดจะมีการประเมินโดยใช้พื้นฐานจากข้อมูลที่ผ่านมา, ข้อมูลที่ได้จากโรงงานหรือการพิจารณาของวิศวกร แหล่งที่มาของข้อมูลจะต้องมีความน่าเชื่อถือเพียงพอที่จะใช้ในการประเมินพารามิเตอร์ เพราะความผิดพลาดของการวัดผลประหยัดมาจากการประเมินมากกว่าการตรวจวัด	การคำนวณทางวิศวกรรมของระดับการใช้พลังงานปกติและระยะเวลาการทำรายงานสามารถจำนวนได้จาก : - การวัดพารามิเตอร์ที่สำคัญในระยะสั้นและวัดต่อเนื่อง - การประเมินพฤติกรรมของการใช้พลังงานทั้งแบบที่เป็นกิจวัตรและไม่เป็นกิจวัตร	- มาตรการอนุรักษ์พลังงานมีผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของระบบที่ได้รับการปรับปรุง - สามารถแยกระบบเฉพาะที่ทำการปรับปรุงออกจากระบบที่เหลือทั้งหมด

ตารางที่ 2.1 สรุปรายละเอียดตัวเลือกของ IPMVP, ตัวอย่างการใช้งาน และการพิจารณาตัวเลือกที่เหมาะสมสำหรับโครงการต่างๆ(ต่อ)

IPMVP Option	**วิธีคำนวณผลประหยัด**	**การประยุกต์ใช้งาน**
รูปแบบ B การตรวจวัดตามมาตรการที่ปรับปรุง		
ผลประหยัดจะถูกกำหนดโดยผลของการใช้พลังงานที่ลดลงจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน ความถี่ในการวัดจะมีระยะสั้นถึงวัดอย่างต่อเนื่องขึ้นอยู่กับรูปแบบของผลประหยัดและระยะเวลาในการรายงานผลประหยัด	ระยะเวลาในการวัดและการทำรายงานจะคำนวณโดยผู้ใช้พลังงาน การประเมินพฤติกรรมของการใช้พลังงานทั้งแบบที่เป็นกิจวัตรและไม่เป็นกิจวัตร	พารามิเตอร์อิสระมีผลกระทบต่อการใช้พลังงานไม่มาก มีเครื่องวัดย่อยติดตั้งอยู่แล้วเพื่อแยกมาตรการอนุรักษ์พลังงานออกจากระบบที่ไม่ได้รับการปรับปรุง
รูปแบบ C พิจารณาการใช้พลังงานโดยรวมของโครงการ		
ผลประหยัดจะถูกกำหนดโดยผลของการใช้พลังงานของระบบสาธารณูปโภค ตรวจวัดการใช้พลังงานของระบบสาธารณูปโภคตลอดระยะเวลาที่มีการทำรายงานผลประหยัด	คำนวณจากระดับการใช้พลังงานปกติของระบบสาธารณูปโภคและรายงานของข้อมูลมาตรวัด การประเมินพฤติกรรมของการใช้พลังงานทั้งแบบที่เป็นกิจวัตรและไม่เป็นกิจวัตร	โครงการมีรูปแบบการใช้พลังงานของระบบสาธารณูปโภคที่หลากหลาย เช่น วัดการใช้แก๊สและไฟฟ้าเป็นเวลา 12 เดือนตลอด Baseline และช่วงการทำรายงานผลประหยัด
รูปแบบ D การจำลองผล		
ผลประหยัดจะถูกกำหนดโดยการจำลองการใช้พลังงานของระบบสาธารณูปโภค ขั้นตอนการจำลองจะแสดงให้เห็นการพลังงานที่เกิดขึ้นจริง ตัวเลือกนี้มักจะต้องใช้ทักษะอย่างมากในการสอบเทียบจำลอง	การจำลองการใช้พลังงาน, การสอบเทียบกับรายชั่วโมงหรือข้อมูลการเรียกเก็บเงินรายเดือน (การใช้พลังงานในตอนท้ายอาจจะใช้มาตรวัดจะช่วยปรับแต่งการป้อนข้อมูล)	โครงการมีรูปแบบการใช้พลังงานของระบบสาธารณูปโภคที่หลากหลาย แต่ไม่มีมาตรวัดในช่วงเวลาการทำ Baseline

2.3.2 ขั้นตอนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V Process)

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดนั้น มีความสำคัญอย่างยิ่งในการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานโดยบริษัทจัดการพลังงานจะใช้ในการตรวจสอบความถูกต้องในการวัดและการพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานจะส่งผลถึงระยะเวลาการคืนทุนของเจ้าของสถานประกอบการ

ขั้นตอนการดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานตามแนวทางมาตรฐานสากล IPMVP นั้น สามารถสรุปได้ดังนี้

1. เลือกรูปแบบการตรวจวัดพลังงาน (Option A, B, C, D) ให้เหมาะสมกับมาตรการอนุรักษ์พลังงานพร้อมทั้งกำหนดค่าปรับแก้ หากมีการเปลี่ยนแปลงลักษณะการใช้พลังงาน
2. รวบรวมข้อมูลการปฏิบัติและพลังงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อใช้เป็นข้อมูลอ้างอิงในปีฐาน (Base Year) และประกอบการประเมินผลการประหยัดที่จะเกิดขึ้น
3. กำหนดวิธีการ หรือมาตรการอนุรักษ์พลังงาน
4. จัดเตรียมแผนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V Plan)
5. ออกแบบ ติดตั้ง และทดสอบอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ภายใต้แผนตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดที่กำหนด
6. หลังจากดำเนินการตามมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่กำหนดแล้ว และต้องทำการตรวจสอบอุปกรณ์ที่ติดตั้ง พร้อมทั้งปรับปรุงวิธีการใช้งานอุปกรณ์ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าผลการประหยัดพลังงานที่ได้รับสอดคล้องตามที่กำหนดไว้
7. รวบรวบข้อมูลการเดินเครื่อง และการใช้พลังงานของอุปกรณ์ หลังจากปรับปรุงตามมาตรการที่กำหนด แล้วนำมาเปรียบเทียบกับข้อมูลอ้างอิงก่อนปรับปรุง การเก็บข้อมูลนี้ควรรวมถึงการตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์เป็นระยะ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าอุปกรณ์สามารถใช้งานได้ตามแผนที่วางไว้
8. คำนวณและจัดทำรายงานผลประหยัดพลังงานให้สอดคล้องกับแผนงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดที่ได้วางไว้ ทั้งนี้การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัด

พลังงานอาจจะกระทำโดยหน่วยงานกลางเพื่อให้มั่นใจต่อผลการตรวจวัดที่เกิดขึ้น

2.3.3 การวางแผนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานที่ดี ควรมีการจัดทำแผนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานซึ่งควรประกอบไปด้วยข้อมูลหลักดังต่อไปนี้

1. วัตถุประสงค์, รายละเอียดของมาตรการอนุรักษ์พลังงาน และผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ
2. ขอบเขตของการตรวจวัด เพื่อใช้ตัดสินผลการประหยัดพลังงาน ซึ่งครอบคลุมทั้งในส่วนเฉพาะเจาะจง เช่น การไหลของน้ำเย็นในระบบปรับอากาศ ปริมาณอากาศและจำนวนเชื้อเพลิงในเตาเผาและอื่นๆ หรือครอบคลุมขอบเขตที่กว้าง เช่น พลังงานทั้งหมดที่ใช้ของสถานประกอบการ โดยแยกเป็นการใช้พลังงานไฟฟ้า และพลังงานความร้อน เป็นต้น
3. รายละเอียดที่มาของเงื่อนไขพื้นฐาน และข้อกำหนดต่างๆ สำหรับใช้อ้างอิงเป็นปีฐาน (Base Year) และประมาณการใช้พลังงานในปีฐานของสถานประกอบการประกอบด้วย
    a. ปริมาณการใช้พลังงาน และลักษณะความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า
    b. ประเภทการใช้พื้นที่ และช่วงเวลาการใช้งาน
    c. สภาวะอากาศ หรือผลผลิต สำหรับแต่ละฤดูกาล
    d. ข้อมูลอุปกรณ์ที่ใช้ในสถานประกอบการ อาจจะแยกย่อยออกเป็นระบบๆ ของภายในสถานประกอบการ
    e. ปรับตั้งค่าการใช้งานของอุปกรณ์ (Set Point)
4. ระบุวิธีการหรือแผนการต่างๆ ที่จะใช้ในการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขที่ใช้อ้างอิง
5. กำหนดงบประมาณการลงทุน และช่วงระยะเวลาการคืนทุนของมาตรการอนุรักษ์พลังงาน

6. กำหนดเงื่อนไข ซึ่งจะใช้ในการปรับเปลี่ยนวิธีการตรวจวัด
7. กำหนดกระบวนการจัดเก็บข้อมูลสมมุติฐาน และวิธีการวิเคราะห์ข้อมูลอย่างชัดเจน
8. กำหนดรายละเอียด ตำแหน่ง เวลา ที่จะทำการตรวจวัด ลักษณะคุณสมบัติของเครื่องวัด การเปรียบเทียบเครื่องวัด
9. การอ่านค่า และการเป็นพยาน (Witnessing Protocol) ในการอ่านค่าจากเครื่องวัด ขั้นตอน การส่งมอบเครื่องวัด การปรับเปลี่ยนเครื่องวัด และวิธีการแก้ไขเมื่อข้อมูลสูญหายหรือไม่สามารถตรวจวัดได้
10. กำหนดวิธีการประกันคุณภาพของโครงการ
11. กำหนดรูปแบบของรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานและการนำเสนอผลการประหยัดพลังงานในแต่ละปี

2.3.4 ประเด็นที่ควรพิจารณาในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

ในการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานโดยใช้บริษัทจัดการพลังงานนั้น มีหลายๆ ประเด็นที่ผู้ประกอบการ และเจ้าของสถานประกอบการแต่ละแห่ง ควรให้ความสนใจในประเด็นหลักต่างๆ ดังนี้

1. ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อผลการประหยัดพลังงาน (Factors Affecting the Energy Savings Performance)
2. ความไม่แน่นอนในการประเมินผลการประหยัดพลังงาน (Evaluating Saving Uncertainty)
3. การทำงานขั้นต่ำของอุปกรณ์ (Minimum Operating Conditions)
4. ราคาพลังงาน (Energy Prices)
5. การพิสูจน์ผลโดยบุคคลที่สาม (Verification By A Third Party)
6. การปรับค่าฐานการใช้พลังงาน (Baseline Adjustments)
7. ค่าใช้จ่าย (Cost)

2.4 **สัญญาพลังงาน** (Energy Performance Contract, EPC)

สัญญาพลังงาน[11] คือ สัญญาที่มีการลงนามระหว่างบริษัทจัดการพลังงาน และเจ้าของสถานประกอบการ ในรูปแบบของการจัดหาเงินทุนสำหรับการปรับลดต้นทุนซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานจากการลดต้นทุน สัญญาพลังงานจะทำขึ้นภายใต้องค์กรภายนอก (บริษัทจัดการพลังงาน) ที่จะดำเนินโครงการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน, โครงการพลังงานทดแทน, การบริหารกระแสเงินสดที่ได้จากการประหยัดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานและบริหารค่าใช้จ่ายของโครงการ รวมถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ส่วนสำคัญของสัญญาพลังงาน คือ บริษัทจัดการพลังงานจะไม่ได้รับเงินหากดำเนินโครงการประหยัดพลังงานได้น้อยกว่าค่าที่รับประกันไว้ ซึ่งแนวทางการจัดทำสัญญาพลังงานขึ้นอยู่กับความเสี่ยงทางด้านเทคนิคการจัดการพลังงานของโครงการนั้นๆที่จะถ่ายโอนความเสี่ยงจากสถานประกอบการมายังบริษัทจัดการพลังงานและค่าประสิทธิภาพพลังงานที่จะรับประกันขึ้นอยู่กับบริษัทจัดการพลังงานเป็นผู้กำหนด ซึ่งในสัญญาพลังงาน บริษัทจัดการพลังงานจะต้องระบุถึงตัวชี้วัดของผลการประหยัดพลังงานหรือผลการดำเนินงาน สัญญาพลังงานเป็นวิธีการที่ช่วยอำนวยความสะดวกให้การส่งมอบโครงการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานง่ายขึ้นสำหรับคนที่ขาดทักษะวิศวกรรมพลังงาน ขาดคน,การบริหารเวลา,เงินทุน, การจัดการความเสี่ยง หรือข้อมูลทางด้านเทคโนโลยี

สัญญาพลังงานจะมีผลบังคับใช้ตั้งแต่การติดตั้งเครื่องจักรอุปกรณ์ ไปจนถึงระยะเวลาสิ้นสุดโครงการ ในสัญญาพลังงานจะมีการกำหนดปริมาณของพลังงานที่สามารถประหยัดได้เมื่อเทียบกับระดับการใช้พลังงานปกติของกระบวนการผลิต เครื่องจักร อุปกรณ์ หรือระบบนั้นๆ ที่จะดำเนินการ โดยจะระบุระดับการใช้พลังงานปกติไว้ในสัญญาพลังงานด้วย ระดับการใช้พลังงานปกติ คือ ระดับการใช้พลังงานที่เป็นอยู่ในกระบวนการผลิต เครื่องจักร หรืออุปกรณ์ของสถานประกอบการในช่วงระยะเวลาหนึ่งโดยจะต้องพิจารณาสภาพของการผลิตและการซ่อมบำรุงด้วย เช่น ภาระ (Load) ในการทำงานของกระบวนการผลิต เครื่องจักร หรืออุปกรณ์ มีลักษณะอย่างไร มีการแปรผันตามเวลาหรือไม่ ในการดำเนินโครงการอนุรักษ์พลังงานโดยบริษัทจัดการพลังงานนั้น บริษัทจัดการพลังงานจำเป็นที่จะต้องหาค่าระดับการใช้พลังงานปกติในแต่ละมาตรการอนุรักษ์พลังงานให้ได้ โดยคำนึงถึง

1) ภาระงานของกระบวนการผลิต เครื่องจักร อุปกรณ์ ว่ามีการแปรผัน หรือ มีค่าคงที่
2) ภาระงานของกระบวนการผลิต เครื่องจักร อุปกรณ์ จะเปลี่ยนแปลงหรือไม่ ถ้ามีปัจจัยอื่นๆ แปรผัน

3) ระยะเวลาที่จะต้องใช้ในการวัด

กรณีที่ระดับการใช้พลังงานปกติเกิดการเปลี่ยนแปลงในสัญญาพลังงานจะระบุว่าคู่สัญญาแต่ละฝ่ายจะต้องดำเนินการอย่างไร มีการปรับแก้ค่าระดับการใช้พลังงานปกติอย่างไร สัญญาฉบับนี้จะช่วยให้เจ้าของสถานประกอบการเกิดความมั่นใจว่าสามารถประหยัดพลังงานได้ ระดับการใช้พลังงานปกติที่ระบุในสัญญาเป็นค่าที่แน่นอนจนสิ้นสุดโครงการถ้าช่วงเวลาใดการประหยัดพลังงานไม่เป็นไปตามที่ระบุในสัญญาพลังงาน บริษัทจัดการพลังงานซึ่งเป็นคู่สัญญานั้นจะเป็นผู้รับผิดชอบ และจะต้องจ่ายเงินส่วนที่ประหยัดไม่ได้ในเดือนนั้นให้แก่เจ้าของสถานประกอบการ

ตัวอย่างของสัญญาพลังงานสามารถดูเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ก สัญญาพลังงานแบบแบ่งผลประหยัด และภาคผนวก ข สัญญาพลังงานแบบรับประกันผลประหยัด

2.5 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Ugur Çakir et al.[12] ทำการศึกษาผลประโยชน์ทางด้านสิ่งแวดล้อม การพัฒนาอย่างยั่งยืน และตัวแปรสำคัญที่มีผลกับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม โดยได้ทำการศึกษากับระบบ Gas engine cogeneration ที่ใช้ในโรงพยาบาล Aziziye ซึ่งเป็นโรงพยาบาลขนาดใหญ่ทางทิศตะวันออกของประเทศตุรกี แบ่งความต้องการพลังงานของโรงพยาบาลออกเป็น 2 ส่วนคือ พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (เครื่องทำความร้อน, น้ำร้อน, ห้องครัว และห้องซักล้าง) แบ่งการทำงานของเครื่องเป็น 2 กรณีตามความต้องการทางด้านพลังงานไฟฟ้า กรณีแรกจะทำงานเมื่อมีความต้องการ 50 -100% ของระบบ และระบบจะไม่ทำงานมีมีความต้องการน้อยกว่า 50% และจะใช้ไฟฟ้าจากระบบสายส่งแทน และกรณีที่ 2 จะทำงานเต็มระบบ 100% ตลอดเวลาไม่ว่าความต้องการไฟฟ้าจะเป็นเท่าไหร่ และจะขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือเข้าสู่ระบบสายส่ง จากการทำงานของทั้ง 2 กรณีพบว่ายิ่งมีชั่วโมงการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมากขึ้นประสิทธิภาพของระบบก็จะยิ่งมากขึ้นด้วย ในกรณีที่ 1 ประสิทธิภาพของระบบอยู่ที่ 75% และกรณีที่ 2 อยู่ที่ 81% ประสิทธิภาพที่ดีขึ้นนี้บ่งบอกได้ถึงการประหยัดต้นทุน ลดมลภาวะทางอากาศและก๊าซเรือนกระจก เพิ่มความน่าเชื่อถือและคุณภาพของไฟฟ้า ทั้งหมดนี้เป็นตัวแปรสำคัญที่แปรผันตรงกับการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม และจะแตกต่างกันไปตามสภาวะการทำงานงานหรือลักษณะการใช้งานกับระบบที่แตกต่างกัน

Wantana Somcharoenwattana et al.[13] ทำการศึกษาการปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในอาคารของประเทศไทย โดยได้ทำการศึกษา 2 กรณีคือที่ท่าอากาศยานสุวรรณภูมิและอาคารศูนย์ราชการแจ้ง

วัฒนะ ซึ่งทั้ง 2 กรณีได้ทำการศึกษาโดยใช้ software “Thermoflex Model” ในการสร้างสถานการณ์จำลอง กรณีศึกษาที่ 1 ได้ทำการจำลองเปลี่ยนอุปกรณ์ Gas turbine ใหม่ เนื่องจากของเดิมที่ใช้อยู่เป็นของมือสอง มีอายุการใช้งานมาแล้ว 20 ปีส่งผลให้ได้ประสิทธิภาพ 45-50% ซึ่งต่ำกว่าโคเจนเนอเรชั่นโดยทั่วไป พบว่าหากทำการเปลี่ยนอุปกรณ์ Gas turbine ใหม่ ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นจากเดิม 51% เป็น 61% และมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ก็ดีขึ้นด้วย กรณีศึกษาที่ 2 ได้ทำการศึกษาทางเลือกในการ operate ออกเป็น 5 แผน เนื่องจากศูนย์ราชการเปิดทำการในวันจันทร์-ศุกร์ เวลา 08.00-17.00 น. ทำให้มีความต้องการใช้พลังงานในแต่ละช่วงไม่เท่ากัน โดยมี Base case เป็นเงื่อนไขในการ operate และกำหนดให้ในช่วง Peak load ทุกแผนจะต้องมีการเดินเครื่องเต็มระบบ ทั้ง Gas turbine และ Chiller และในช่วง Off peak จะต้องมีปริมาณ cooling load มากกว่า 2,000 RT ซึ่งในช่วง Off peak นี้ทำให้การ operate ของแต่ละแผนแตกต่างกัน และพบว่า Operating time ของ Absorption chiller และ Gas turbine จะมีผลกับ NPV มากที่สุด ยิ่งเวลาในการ operate นานจะยิ่งคุ้มค่าและระยะเวลาคืนทุนก็จะสั้นลง

Zhi-Gao Sun. [14] ทำการศึกษาประสิทธิภาพและการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบ Gas engine โดยการนำความร้อนทิ้งจาก jacket และ exhaust gas มาใช้เป็นแหล่งพลังงานความร้อนของ Absorption refrigeration เพื่อใช้ในการผลิตน้ำร้อนหรือน้ำเย็น ทำการวิเคราะห์ประสิทธิภาพโดยใช้ค่า Primary energy rate of cogeneration system (PER_C) และ Primary energy rate of conventional separate system (PER_S) ทำให้ได้ค่า Comparative saving of primary energy demand (ΔQ) เพื่อนำมาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ซึ่งพบว่าการนำพลังงานความร้อนที่เหลือใช้จาก Gas engine ไปใช้ใน Absorption refrigeration เป็นปัจจัยสำคัญต่อประสิทธิภาพและตัวแปรที่สำคัญที่มีผลทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมคือ ราคาก๊าซธรรมชาติและราคาค่ารับซื้อไฟฟ้า ถ้าราคาก๊าซธรรมชาติปรับลดลงและราคาค่ารับซื้อไฟฟ้าสูงขึ้น ระบบโคเจนเนอเรชั่นจะให้ผลที่ดี

Edward Vine. [15] ทำการสำรวจกิจกรรมบริษัทจัดการพลังงานของ 38 ประเทศนอกเหนือจากประเทศสหรัฐอเมริกา พบว่า จำนวนเป้าหมายหรือโครงการจัดการพลังงานที่ประสบความสำเร็จของแต่ละประเทศแตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับความจริงจังในการสนับสนุนของประเทศนั้นๆและพบว่าสมาคมบริษัทจัดการพลังงานของแต่ละประเทศมีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนกิจกรรมจัดการพลังงานให้ประสบความสำเร็จ ส่วนปัจจัยที่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาบริษัทจัดการพลังงาน สามารถสรุปได้ว่าเกิดจากการขาดแคลนการแข่งขันของโครงการด้าน

ประสิทธิภาพพลังงาน โครงการด้านประสิทธิภาพพลังงานยังมีความเสี่ยงอยู่มาก ขาดความน่าสนใจ ทำให้ไม่เกิดการลงทุน กฎหมายและการบังคับใช้ไม่เป็นไปในทิศทางเดียวกัน เช่น การตรวจวัดและตรวจพิสูจน์สำหรับการการันตีผลประหยัดด้านพลังงานยังไม่เป็นที่เข้าใจมากนักและขาดการสนับสนุนของรัฐบาลทางด้านเงินลงทุน ในส่วนของการคาดการณ์โอกาสของบริษัทจัดการพลังงานในอนาคตพบว่าต้องมีการลดการสนับสนุนทางด้านเงินลงทุนลง เพื่อสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงทางด้านพลังงาน เอกชนจะมีการลงทุนทางด้านพลังงานด้วยตัวเองมากขึ้น เกิดการแข่งขันทางด้านพลังงานในระดับนานาชาติเพิ่มขึ้น และผลจากการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานจะส่งผลดีกับสิ่งแวดล้อมมากขึ้น ลดมลภาวะจากโรงงานอุตสาหกรรม ลดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งพิธีสารโตเกียวจะเป็นเครื่องมือที่มีบทบาทสำคัญในการพัฒนาประสิทธิภาพพลังงานและอุตสาหกรรมบริษัทจัดการพลังงาน

Paolo Bertoldi et al. [16] ทำการสำรวจในช่วงปี 2003 – 2004 เพื่อศึกษาสถานการณ์ปัจจุบันและกลยุทธ์การผลักดันหรือพัฒนาบริษัทจัดการพลังงานในกลุ่มประเทศยุโรป ธุรกิจบริษัทจัดการพลังงานได้เริ่มขึ้นในยุโรปเมื่อ 100 ปีก่อน ในปี 2000 ตลาดของการจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมีมูลค่าประมาณ 150 ยูโรต่อปีและมีศักยภาพที่จะพัฒนาได้ประมาณ 5-10 ล้านยูโรต่อปี บริษัทจัดการพลังงานจะดำเนินกิจกรรมหลักๆ 3 ข้อ คือ 1. การควบคุมความร้อนในอาคารสาธารณะ 2. การปรับโครงสร้างและราคาของการผลิตไฟฟ้า ก๊าซและระบบสาธารณูปโภคที่ใช้พลังงาน 3.การลงทุนในอาคารขนาดใหญ่และผู้ผลิตอุปกรณ์ประหยัดพลังงาน งานวิจัยนี้ได้จัดลำดับความจริงจังและความกระตือรือร้นของประเทศในกลุ่มยุโรปพบว่าเยอรมัน, ออสเตรีย, อังกฤษ ,สเปน และฮังการีอยู่ในระดับที่ดีเยี่ยม รองลงมาเป็นฝรั่งเศส, สวีเดน, เช็กและอิตาลี และงานวิจัยนี้ได้นำเสนอกลยุทธ์ที่ส่งเสริมการพัฒนาธุรกิจบริษัทจัดการพลังงานของยุโรปซึ่งจะประกอบไปด้วย 1.เพิ่มการเผยแพร่การให้บริการและโครงการของบริษัทจัดการพลังงาน 2. สร้างมาตรฐานของบริษัทจัดการพลังงาน เพื่อให้การบริการที่มีประสิทธิภาพและเชื่อถือได้ 3. พัฒนาแหล่งเงินทุน 4. มาตรฐานสัญญาและการตรวจวัดและพิสูจน์ (M&V) 5. รัฐบาลเป็นผู้นำในการเพิ่มมาตรการเกี่ยวกับบริษัทจัดการพลังงานในอาคารสาธารณะ 6. พัฒนาเครือข่าย Third party financing

บทที่ 3

ข้อมูลทั่วไปและการตรวจวัดพฤติกรรมการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษา

3.1 ข้อมูลทั่วไปของโรงงานกรณีศึกษา

3.1.1 ข้อมูลทั่วไป

1) วัตถุประสงค์การจัดตั้ง

ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม การเกษตรนับว่ามีความสำคัญต่อเศรษฐกิจของประเทศไทยเป็นอย่างมาก ผลผลิตทางการเกษตรนอกจากจะใช้เป็นอาหารเลี้ยงประชากรของประเทศที่มีปริมาณเพิ่มขึ้นแล้ว ยังใช้เป็นวัตถุดิบป้อนโรงงานอุตสาหกรรมภายในประเทศ และเป็นสินค้าส่งออกอีกด้วย ดังนั้น การเพิ่มผลผลิตพืชเศรษฐกิจหลักของประเทศให้มีคุณภาพมาตรฐานและปริมาณเพียงพอกับความต้องการดังกล่าว จึงจำเป็นต้องเร่งดำเนินการ การเพิ่มผลผลิตการเกษตรของไทยจะทำได้ด้วยการเพิ่มผลผลิตต่อไร่ให้สูงขึ้นเท่านั้น

รัฐบาลไทยได้เล็งเห็นความสำคัญของการเกษตรตามเหตุผลดังกล่าวข้างต้นโดยกระทรวงการคลัง และบริษัทจากประเทศญี่ปุ่น จึงได้พิจารณาร่วมลงทุนก่อตั้งโรงงานกรณีศึกษาขึ้นเมื่อวันที่ 6 มีนาคม 2516 ด้วยเงินทุนจดทะเบียนเริ่มแรก 120 ล้านบาท

2) ลักษณะการประกอบธุรกิจ

โรงงานกรณีศึกษาเป็นผู้ผลิตและจำหน่ายปุ๋ยเคมีที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย โดยมีโรงงานขนาดใหญ่ที่ทันสมัย และได้มาตรฐาน 2 แห่ง ตั้งอยู่ที่อำเภอพระสมุทรเจดีย์ จังหวัดสมุทรปราการ โดยมีกำลังการผลิตปุ๋ยปีละ 850,000 เมตริกตัน และที่อำเภอนครหลวง จังหวัดพระนครศรีอยุธยา มีกำลังการผลิตปีละ 350,000 เมตริกตัน รวมเป็นกำลังการผลิตปีละ 1.2 ล้านเมตริกตัน สามารถผลิตปุ๋ยเคมีที่มีคุณภาพได้มาตรฐานทัดเทียมกับปุ๋ยนำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งประกอบด้วยธาตุอาหารหลัก คือ ไนโตรเจน (N), ฟอสฟอรัส (P_2O_5), โพแทสเซียม (K_2O) และธาตุอาหารรอง เช่น แมกนีเซียม (MgO), กำมะถัน (S) เป็นต้น และธาตุอาหารเสริม เช่น โบรอน (B) เป็น

ต้น ซึ่งจะทำให้พืชเจริญงอกงามให้ผลผลิตที่มีปริมาณและคุณภาพสูง อนึ่ง ปุ๋ยเคมีที่โรงงานตัวอย่างผลิตขึ้น มีคุณภาพตามที่ได้ขึ้นทะเบียนไว้กับกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ และเป็นที่นิยมมากว่า 30 ปี แพร่หลายจากเกษตรกรทั่วประเทศ การใช้ปุ๋ยเคมีให้ถูกวิธีและเวลาที่เหมาะสม จะให้ผลผลิตสูงและมีคุณภาพเป็นที่ต้องการของตลาด และทำให้ต้นทุนการผลิตต่ำลง เพิ่มพูนรายได้ให้กับเกษตรกรไทย และยังผลให้เศรษฐกิจโดยส่วนรวมของประเทศดีขึ้น

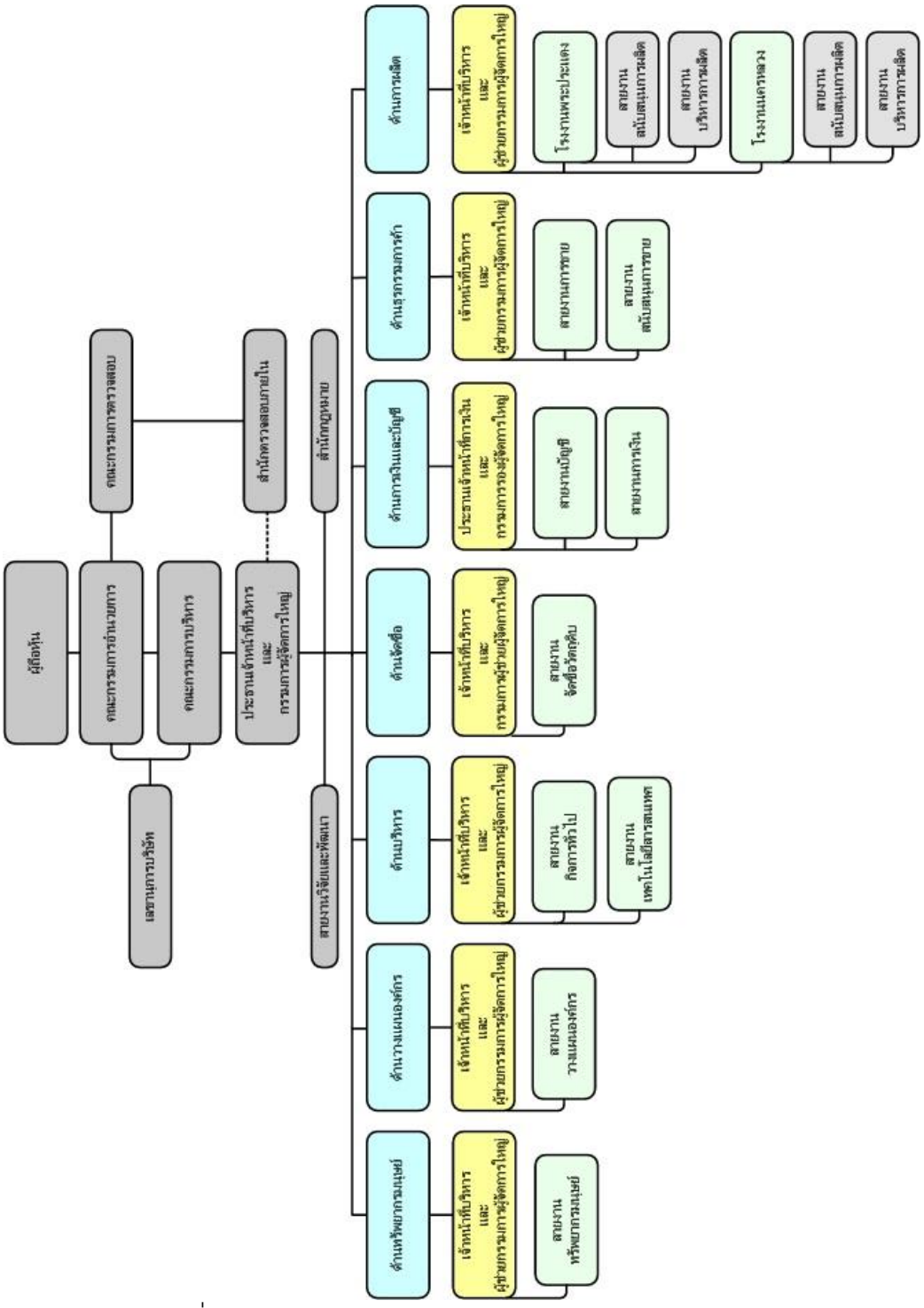
นอกจากนี้โรงงานตัวอย่างมีคลังสินค้าสามารถเก็บวัตถุดิบได้ปีละไม่น้อยกว่า 120,000 เมตริกตัน พร้อมกันนี้มีท่าเรือขนาดใหญ่ที่จังหวัดสมุทรปราการ ที่มีความยาว 310 เมตร หน้าท่าลึก 27 ฟุต สามารถเทียบเรือเดินสมุทรขนาดใหญ่ได้พร้อมกัน 2 ลำและขนถ่ายวัตถุดิบได้ถึงวันละ 6,000 ตัน

ส่วนสารเคมีในทางเกษตร (agro-chemicals) หรือสารอารักขาพืชเป็นการนำเข้าจากต่างประเทศทั้งสิ้น แล้วนำมาผสมและแบ่งบรรจุ เพื่อจำหน่ายให้กับลูกค้าและเกษตรกร

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

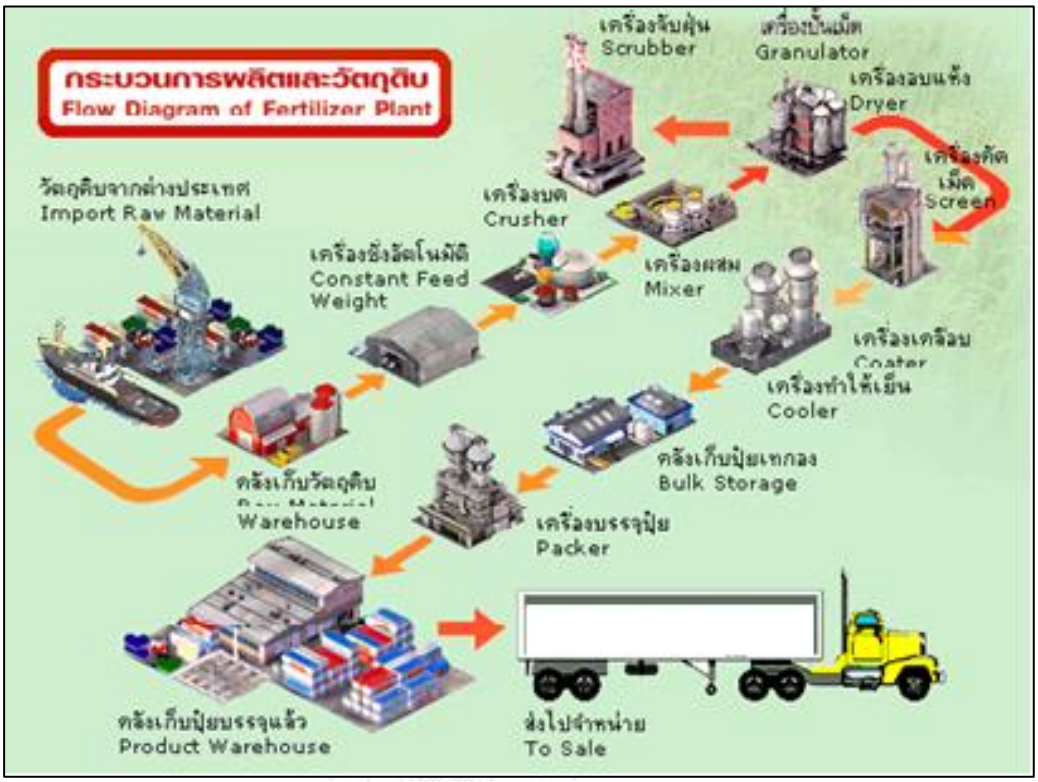
3.1.2 โครงสร้างของโรงงาน

โครงสร้างการบริหารของโรงงานกรณีศึกษาจะมีลักษณะดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 แผนผังโครงสร้างการบริหารของโรงงานกรณีศึกษา

3.1.3 กระบวนการผลิต



รูปที่ 3.2 กระบวนการผลิตปุ๋ย

กรรมวิธีการผลิตของโรงงานกรณีศึกษา (รูปที่ 3.2) เป็นกรรมวิธีการผลิตแบบการปั้นเม็ดด้วยไอน้ำ (Steam Granulation Process) ซึ่งเป็นกรรมวิธีที่ทันสมัยและไม่กระทบต่อสภาพแวดล้อม หลักการของกระบวนการนี้คือ

1) เลือกแม่ปุ๋ยที่มีความเข้ากันทางเคมี ไม่ทำปฏิกิริยากันจนเป็นเหตุให้คุณภาพปุ๋ยลดต่ำลง เช่น ความชื้นสัมพัทธ์วิกฤต (critical relative humidity) ของปุ๋ยลดลงจนดูดความชื้นได้ง่ายและจับตัวเป็นก้อน (caking) สภาพละลายน้ำของปุ๋ย (solidity) ลดลงหรือมีการสูญหายของธาตุอาหารในรูปแก๊ส
2) นำแม่ปุ๋ยชนิดผงมาผสมกันให้ได้สูตรปุ๋ยที่ต้องการเติมไอน้ำ/น้ำในถังผสม (Mixer) เพื่อให้ปุ๋ยผสมมีความชื้นเพียงพอกับการเกิดเม็ด
3) ส่งไปยังเครื่องปั้นเม็ด (Granulator) ความชื้นจากไอน้ำจะทำให้ปุ๋ยผงเชื่อมตัวและอัดกันเป็นก้อนหรือเม็ดด้วยการรวมมวล (Agglomeration) ซึ่งเป็นการเกิด

เม็ดเนื่องด้วยอนุภาคปุ๋ยอัดกันอย่างแนบชิดและมีสารเชื่อมช่วยประสานให้อนุภาคเหล่านั้นเชื่อมติดเป็นเนื้อเดียวกัน ซึ่งสารเชื่อมในเม็ดมาจากสารละลายของปุ๋ยบางส่วนซึ่งเมื่อแห้งจะทำหน้าที่เป็น สะพานเกลือ (salt bridge) ส่วนเม็ดปุ๋ยที่ชื้นก็จะหมุนและร่วงหล่นภายในอุปกรณ์ปั้นเม็ดที่หมุนรอบแกนอยู่ตลอดเวลา สำหรับการปั้นเม็ดที่ใช้ได้ผลดีคือ แบบท่อหรือถังหมุน (Rotary drum) และจานปั้นเม็ด (Pan granulator) การเติมน้ำหรือไอน้ำลงไปในผงปุ๋ยประมาณ 5% เพื่อช่วยในการขึ้นรูปเม็ดปุ๋ย อาจจะเกิดปฏิกิริยาเคมีได้บ้าง แต่ถ้าเลือกแม่ปุ๋ยที่เข้ากันได้ทางปฏิกิริยาเคมีมาผสม ผลของปฏิกิริยาเคมีจะไม่กระทบต่อคุณภาพของปุ๋ยผสมที่ได้

4) ปุ๋ยที่เป็นเม็ดและได้รูปทรงแต่ยังชื้นอยู่จะทยอยออกมาจากเครื่องปั้นเม็ด ส่งไปอบแห้ง (Dryer) และคัดขนาด (Screen) ด้วยตะแกรงชุดเพื่อให้ได้ขนาดตามต้องการ
5) เคลือบผิวเม็ดปุ๋ย (Coater) ด้วยสารเคลือบที่เหมาะสม เพื่อให้ผิวเม็ดปุ๋ยกร่อนยากและไม่เกิดฝุ่น ลดการดูดความชื้นจึงไม่จับกลุ่มเป็นก้อน (caking) มีสภาพการลื่นไหล (flow ability) ดี สารเคลือบมีใช้หลายแบบ เช่น สารประเภทฝุ่น ได้แก่ ดินเหนียว แป้ง และผงไดอะตอม โดยร่วมกับสารเคลือบชนิดเหลว นอกจากนี้ยังมีสารเคลือบประเภทน้ำมัน ไขมัน เรซิ่นและพอลิเมอร์อีกด้วย
6) ลดอุณหภูมิในท่อลมเย็นก่อนบรรจุกระสอบหรือส่งไปยังโรงเก็บ
7) ปุ๋ยที่เม็ดโตเกินไปจะถูกนำไปบด แล้วส่งไปเวียนกลับไปยังเครื่องปั้นเม็ดพร้อมกับปุ๋ยอนุภาคเล็กและวัตถุดิบจำนวนใหม่

3.2 การตรวจวัดการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษา (Baseline Measurement)

งานวิจัยนี้ได้ทำการการตรวจวัดการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษาในปี 2553 เป็นข้อมูลปีฐาน (Baseline) การใช้พลังงาน เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์การใช้พลังงานและประเมินการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ในการตรวจวัดการใช้พลังงานก่อนที่จะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจะทำการเก็บข้อมูลและการคำนวณแยกออกเป็น 3 กลุ่มตามการใช้พลังงานหลักของโรงงานดังนี้

3.2.1 พลังงานไอน้ำ

การใช้พลังงานไอน้ำของโรงงานคำนวณได้จากการนำก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas หรือ NG) มาต้มน้ำเพื่อผลิตไอน้ำ ดังนั้นต้นทุนของไอน้ำจะคิดเป็น บาทต่อตันของไอน้ำที่ผลิตได้ โดยปัจจัยที่นำมาคำนวณต้นทุนของไอน้ำจะมีตัวแปรต่างๆดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ปัจจัยที่นำมาคำนวณต้นทุนของไอน้ำ

	เชื้อเพลิง/พลังงาน	ข้อมูลที่ต้องการ	หน่วย	ความถี่ของการบันทึกข้อมูล
Input	ก๊าซธรรมชาติ	ปริมาณการใช้	SCM	รายเดือนตามใบแจ้งหนี้จาก ปตท.
		ค่าความร้อน	BTU/SCF	
		ราคาก๊าซธรรมชาติ	บาท	
	น้ำ	ปริมาณการใช้	m^3	ทุก 2 ชั่วโมง
		อุณหภูมิของน้ำ	°C	
		ความดันไอน้ำ	Bar	
Output	ไอน้ำ	ปริมาณการผลิต	Ton	ทุก 2 ชั่วโมง
		อุณหภูมิของไอน้ำ	°C	
		ความดันไอน้ำ	Bar	

<u>วิธีการหาประสิทธิภาพการผลิตไอน้ำ</u>

ค่าพลังงาน Input ของก๊าซธรรมชาติ (BTU) = [ปริมาณการใช้ (SCM) x 35.3147] x ค่าความร้อน (BTU/SCF)

Enthalpy ของน้ำ Input (kJ/kg) **คิดที่อุณหภูมิและความดันของน้ำ Input

Enthalpy ของไอน้ำ Output (kJ/kg) **คิดที่อุณหภูมิและความดันของน้ำ Output

$$\text{ประสิทธิภาพการผลิตไอน้ำ (\%)} = \frac{\text{Enthalpy ของน้ำ Input – Enthalpy ของน้ำ Output (kJ/kg)}}{\text{ค่าพลังงาน Input ของก๊าซธรรมชาติ (BTU) x 1.055056}}$$

<u>วิธีการหาต้นทุนการผลิตไอน้ำ</u>

$$\text{ต้นทุนการผลิตไอน้ำ (บาท/ตันไอน้ำ)} = \frac{\text{ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท)}}{\text{ปริมาณการผลิตไอน้ำ (Ton)}}$$

3.2.2 พลังงานลมร้อน

การใช้พลังงานลมร้อนของโรงงานคำนวณได้จากการที่ก๊าซธรรมชาติทำปฏิกิริยาสันดาปกับอากาศทำให้เกิดลมร้อน ต้นทุนจะคิดเป็น บาทต่อ MMBTU โดยปัจจัยที่นำมาคำนวณต้นทุนของลมร้อนจะมีตัวแปรต่างๆดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ปัจจัยที่นำมาคำนวณต้นทุนของลมร้อน

	เชื้อเพลิง/พลังงาน	ข้อมูลที่ต้องการ	หน่วย	ความถี่ของการบันทึกข้อมูล
Input	ก๊าซธรรมชาติ	ปริมาณการใช้	SCM	รายเดือนตามใบแจ้งหนี้จาก ปตท.
		ค่าความร้อน	BTU/SCF	
		ราคาก๊าซธรรมชาติ	บาท	
	อากาศ	ปริมาณการใช้	m^3	ทุก 2 ชั่วโมง
		อุณหภูมิของอากาศ	°C	
		ความดันอากาศ	Bar	
Output	ลมร้อน	ปริมาณการผลิต	Ton	ทุก 2 ชั่วโมง
		อุณหภูมิของลมร้อน	°C	
		ความดันลมร้อน	Bar	

<u>วิธีการหาประสิทธิภาพการผลิตลมร้อน</u>

ค่าพลังงาน Input ของก๊าซธรรมชาติ (BTU) = [ปริมาณการใช้ (SCM) x 35.3147] x ค่าความร้อน (BTU/SCF)

Enthalpy ของอากาศ Input (kJ/kg) **คิดที่อุณหภูมิและความดันของน้ำ Input

Enthalpy ของลมร้อน Output (kJ/kg) **คิดที่อุณหภูมิและความดันของน้ำ Output

$$\text{ประสิทธิภาพการผลิตลมร้อน (\%)} = \frac{\text{Enthalpy ลมร้อน Input – Enthalpy ลมร้อน Output (kJ/kg)}}{\text{ค่าพลังงาน Input ของก๊าซธรรมชาติ (BTU) x 1.055056}}$$

<u>วิธีการหาต้นทุนการผลิตลมร้อน</u>

$$\text{ต้นทุนการผลิตลมร้อน (บาท/ตันลมร้อน)} = \frac{\text{ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท)}}{\text{ปริมาณการผลิตลมร้อน (Ton)}}$$

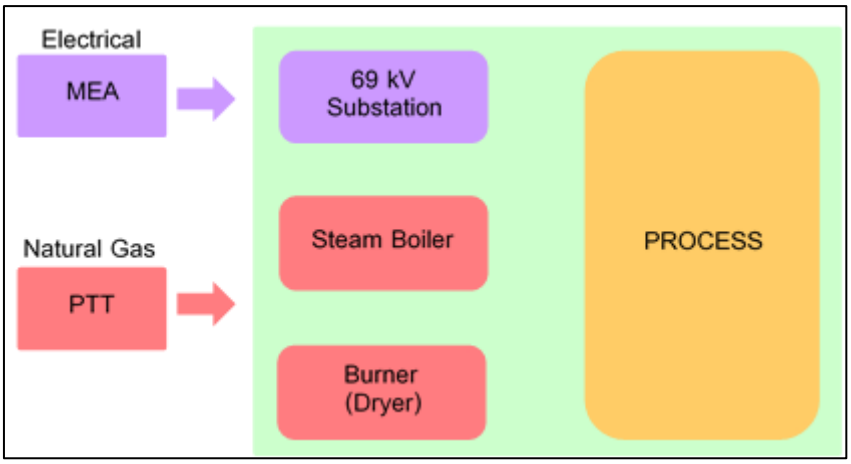
3.2.3 พลังงานไฟฟ้า

การใช้พลังงานไฟฟ้าของโรงงานจะคิดจากใบแจ้งหนี้การไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority หรือ MEA) โดยคิดจากจำนวนเงินที่จ่ายค่าไฟฟ้าต่อพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในโรงงาน หน่วยเป็น บาทต่อ kWh

3.3 การใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษา

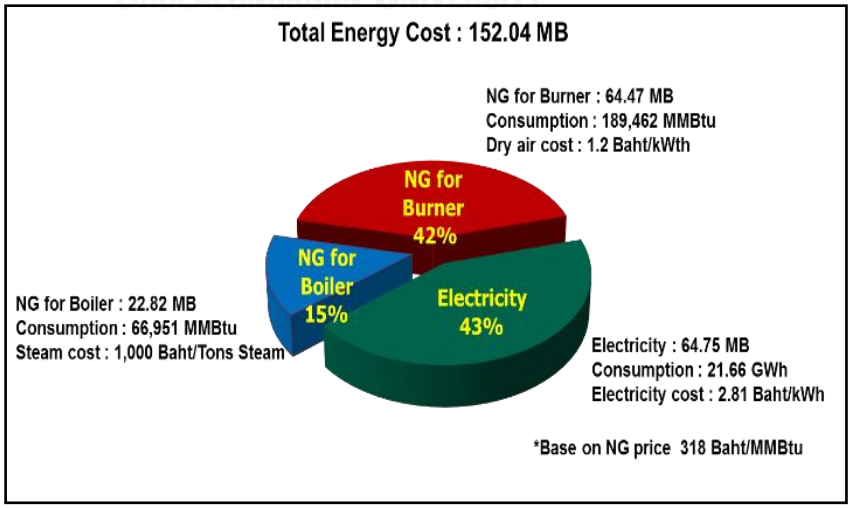
โรงงานกรณีศึกษามีไลน์กระบวนการผลิตทั้งหมด 3 ไลน์การผลิต แต่ละไลน์การผลิตมีกระบวนการผลิตที่เหมือนกัน ต่างกันที่กำลังการผลิต กำลังการผลิตทั้ง 3 ไลน์การผลิตมีรวมกันสูงสุดอยู่ที่ 87 ตัน/ชั่วโมง แต่อย่างไรก็ตามที่ผ่านมายังไม่เคยมีการผลิตจนถึงกำลังการผลิตสูงสุดของแต่ละไลน์ อันเนื่องด้วยเหตุผลจากฤดูกาลเพาะปลูกในแต่ละปี งานวิจัยนี้ได้ทำการการตรวจวัดการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษาในปี 2553 เป็นข้อมูลปีฐานการใช้พลังงาน เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์การใช้พลังงานและประเมินการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

แหล่งพลังงานหลักของโรงงานมี 2 ส่วน คือ พลังงานไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ โรงงานซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวงในช่วงกำลังไฟฟ้า 69 kV ขึ้นไป เพื่อใช้ภายในกระบวนการผลิตและอาคารสำนักงาน และโรงงานซื้อก๊าซธรรมชาติเพื่อการผลิตไอน้ำและเพื่อผลิตลมร้อนป้อนให้กับกระบวนการผลิต ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 แหล่งพลังงานหลักของโรงงานกรณีศึกษา

หลังจากการเก็บข้อมูลรายเดือนเป็นระยะเวลา 1 ปีตลอดปี 2553 สามารถแสดงปริมาณการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษาได้ดังกราฟวงกลมในรูปที่ 3.4 คิดเป็นค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานรวมทั้งหมดประมาณ 152 ล้านบาท แบ่งเป็น ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ 256,413 MMBTU คิดเป็นเงิน 87.3 ล้านบาท เป็นสัดส่วน 57% ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานสูงที่สุดของโรงงาน ก๊าซธรรมชาติจะถูกแบ่งไปใช้สำหรับเครื่องเป่าลมร้อน 189,462 MMBTU คิดเป็นเงิน 64.47 ล้านบาท เป็นสัดส่วน 42% และสำหรับหม้อต้มไอน้ำ 66,951 MMBTU คิดเป็นเงิน 22.82 ล้านบาท เป็นสัดส่วน 15% ส่วนปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็น 21.66 GWh คิดเป็นเงิน 64.75 ล้านบาท เป็นสัดส่วน 43% จากค่าใช้จ่ายด้านพลังงานทั้งหมดของโรงงาน ซึ่งใกล้เคียงกับค่าใช้จ่ายของก๊าซธรรมชาติที่ใช้สำหรับเครื่องเป่าลมร้อน

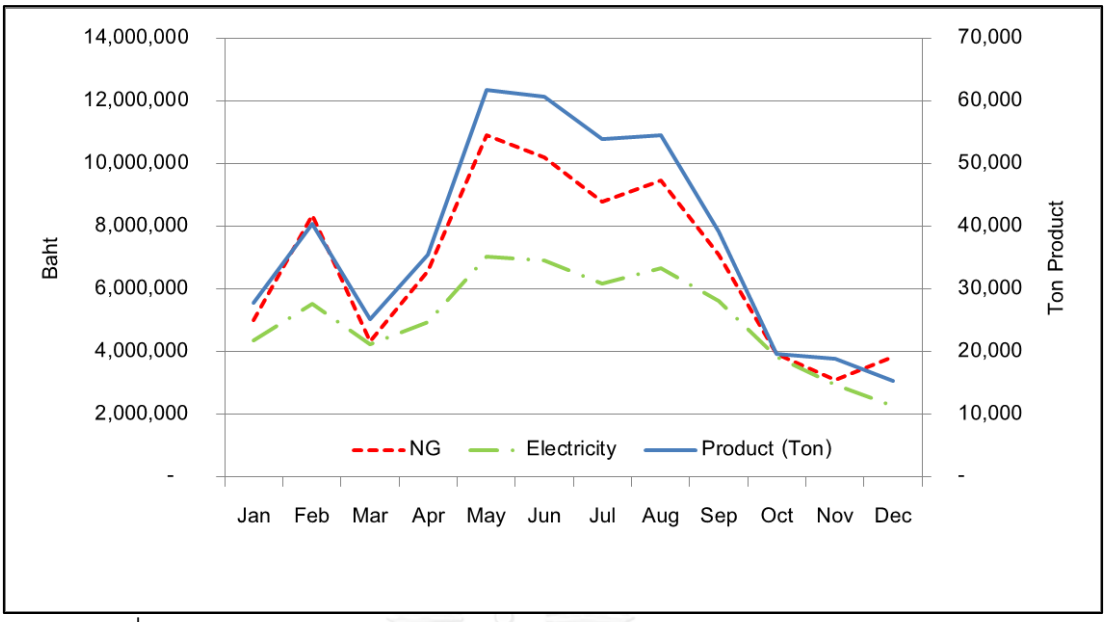


รูปที่ 3.4 ค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา

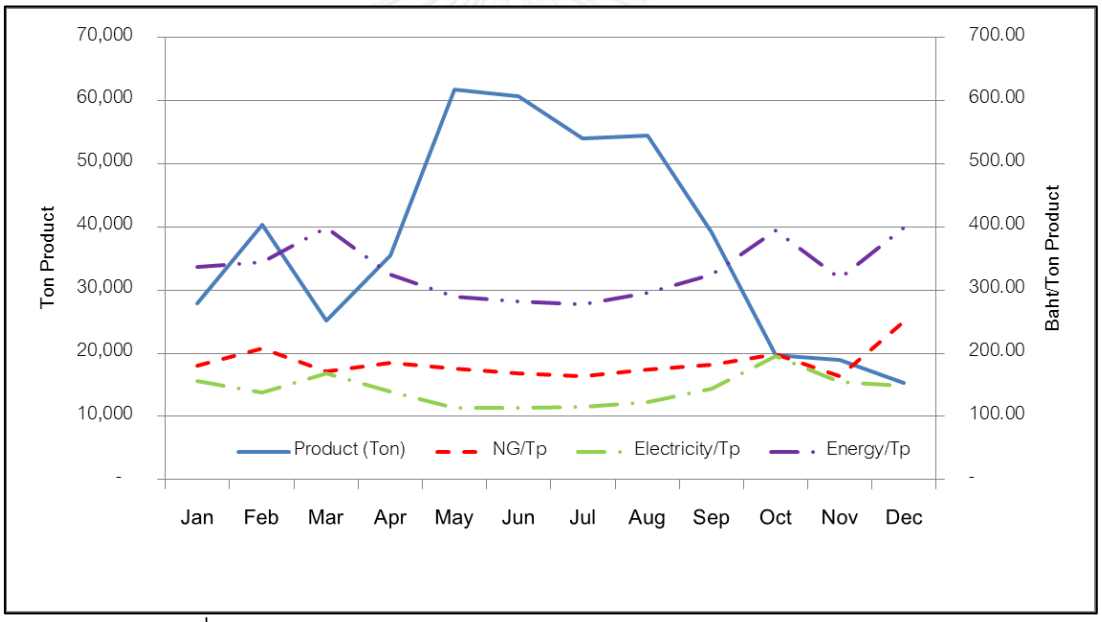
การใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษาในภาพรวมจะสามารถอธิบายการดำเนินงานและกำลังการผลิตโรงงานได้ว่ากำลังการผลิตของโรงงานไม่ได้ต่อเนื่องตลอดทั้งปี อย่างในปี 2553 มีกำลังการผลิตสูงสุดอยู่ในช่วงเดือนพฤษภาคม – มิถุนายน และลดลง 80% ในเดือนกรกฎาคม – สิงหาคม และมีกำลังการผลิตต่ำสุดประมาณ 30% ในช่วงเดือนพฤศจิกายน – ธันวาคม จากข้อมูลในตารางที่ 3.3 และรูปที่ 3.5 แสดงให้เห็นถึงแนวโน้มผลรวมของการผลิตและค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานในแต่ละเดือนในปี 2553 ซึ่งค่าใช้จ่ายพลังงานจะแปรผันโดยตรงกับกำลังการผลิต กำลังการผลิตมากค่าใช้จ่ายพลังงานก็จะสูง แต่ต้นทุนพลังงานต่อผลผลิต (ตัน) จะแปรผกผันกับกำลังการผลิต กำลังการผลิตมากต้นทุนพลังงานต่อผลผลิต (ตัน) จะลดลงดังรูปที่ 3.6 ซึ่งจากข้อมูลสรุปได้ว่า ช่วงที่มีกำลังการผลิตสูงจะใช้พลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากกว่าช่วงที่มีกำลังการผลิตต่ำ

ตารางที่ 3.3 กำลังการผลิตและค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานปี 2553 ของโรงกรณีศึกษา

Month	Product	Energy cost (Baht)			Energy Cost/Ton production (Baht/Ton)		
2010	(Ton)	NG	Electricity	Energy cost	NG/Tp	Electricity/Tp	Energy/Tp
Jan	27,838	5,002,880	4,358,131	9,361,012	179.71	156.55	336.27
Feb	40,338	8,359,693	5,530,814	13,890,508	207.24	137.11	344.35
Mar	25,219	4,334,912	4,227,108	8,562,021	171.89	167.62	399.51
Apr	35,504	6,580,011	4,929,106	11,509,117	185.33	138.83	324.16
May	61,812	10,890,447	7,022,088	17,912,535	176.19	113.60	289.79
Jun	60,665	10,190,419	6,898,924	17,089,342	167.98	113.72	281.70
Jul	53,971	8,794,408	6,184,291	14,978,698	162.95	114.59	277.53
Aug	54,500	9,463,560	6,674,825	16,138,385	173.64	122.47	296.12
Sep	39,163	7,108,979	5,626,002	12,735,001	181.52	143.66	325.18
Oct	19,697	3,923,476	3,848,842	7,772,318	199.19	195.40	394.59
Nov	18,949	3,089,805	2,932,032	6,021,836	163.03	154.73	317.79
Dec	15,316	3,836,583	2,283,203	6,119,786	250.50	149.07	399.57
Average	37,748	6,797,931	5,042,947	11,840,880	184.93	142.28	332.21



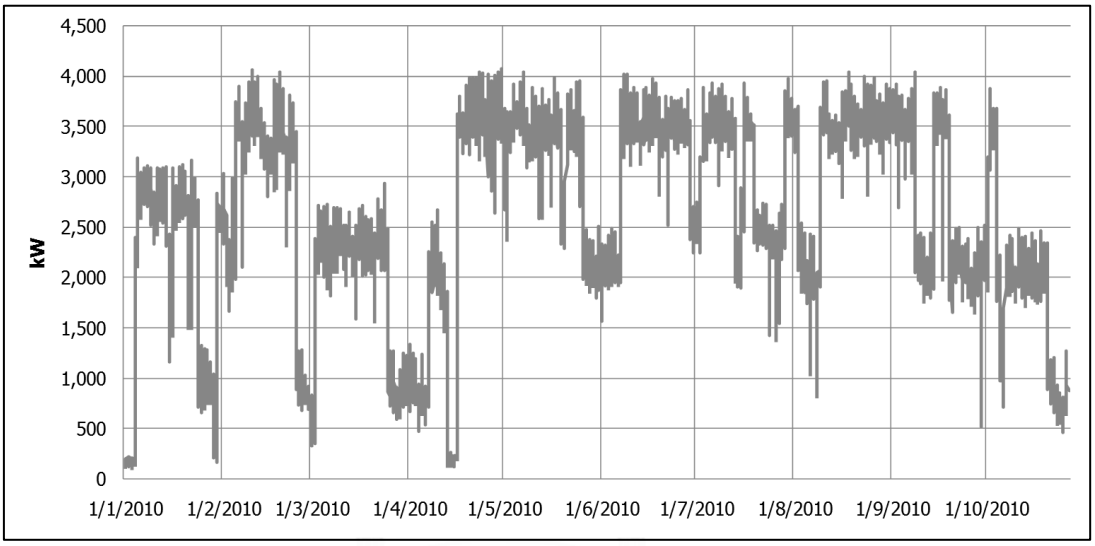
รูปที่ 3.5 ค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานและกำลังการผลิตปี 2553 ของโรงกรณีศึกษา



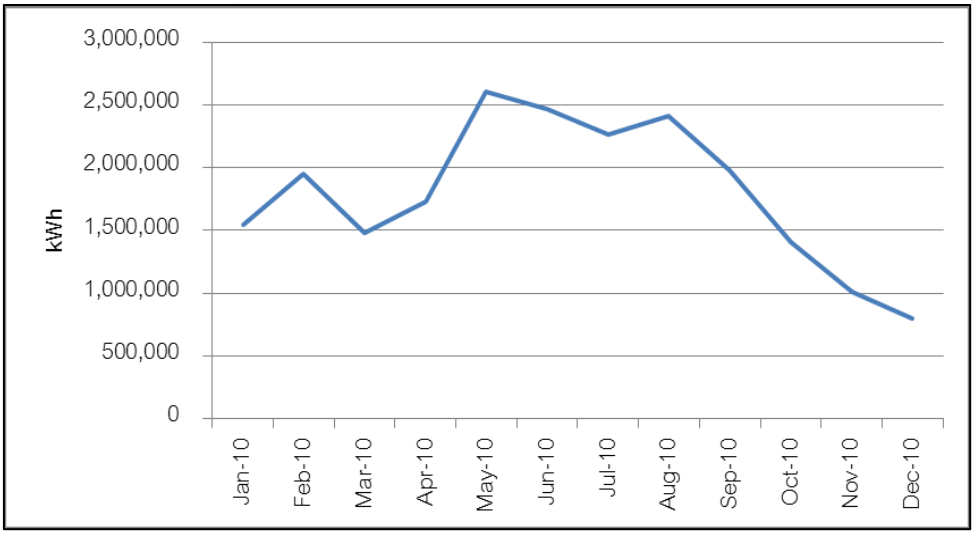
รูปที่ 3.6 ต้นทุนพลังงานต่อผลผลิตในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา

3.3.1 ไฟฟ้า

ดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้นโรงงานกรณีศึกษามี 3 ไลน์การผลิต แต่ละไลน์การผลิตก็มีกำลังการผลิตที่แตกต่างกันและยังรวมถึงความแตกต่างของการบริโภคพลังงาน ดังนั้นการใช้พลังงานไฟฟ้าของโรงงานจะไม่คงที่ มีความผันผวนอยู่ตลอดเวลา จากข้อมูลในปี 2553 (ช่วงที่มีข้อมูลตั้งแต่เดือนมกราคม - ตุลาคม) มีโหลดกำลังไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 4 MW โหลดกำลังไฟฟ้าต่ำสุดประมาณ 1 MW และเฉลี่ยแล้วโรงงานมีโหลดกำลังไฟฟ้าประมาณ 2.64 MW ดังรูปที่ 3.7 และ 3.8

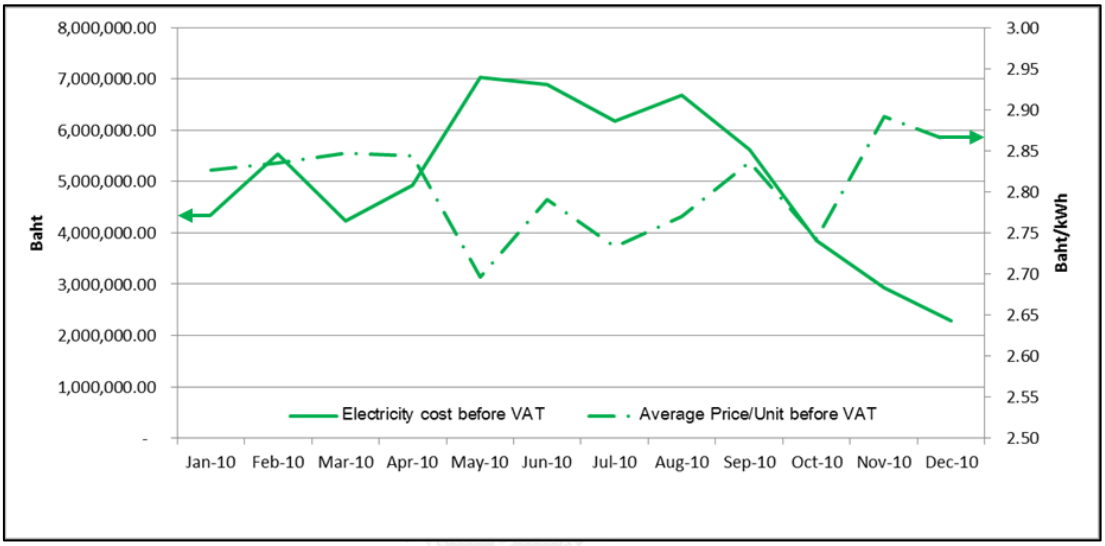


รูปที่ 3.7 ภาระไฟฟ้า (kW) ในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา



รูปที่ 3.8 พลังงานไฟฟ้า (kWh) ในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา

ค่าไฟฟ้าต่อเดือนของโรงงาน (รูปที่ 3.9) ขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตในเดือนนั้นๆ จากข้อมูลในปี 2553 เดือนที่มีกำลังการผลิตสูงสุดค่าไฟฟ้าของโรงงานสูงถึง 7 ล้านบาทต่อเดือน อัตราการบริโภคพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 2.7 บาท/kWh ในช่วงที่มีกำลังการผลิตลดลงค่าไฟฟ้าของโรงงานก็ลดลงเหลือประมาณ 3 ล้านบาทต่อเดือน แต่อัตราการบริโภคพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 2.89 บาท/kWh



รูปที่ 3.9 ค่าไฟฟ้าต่อเดือนในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา

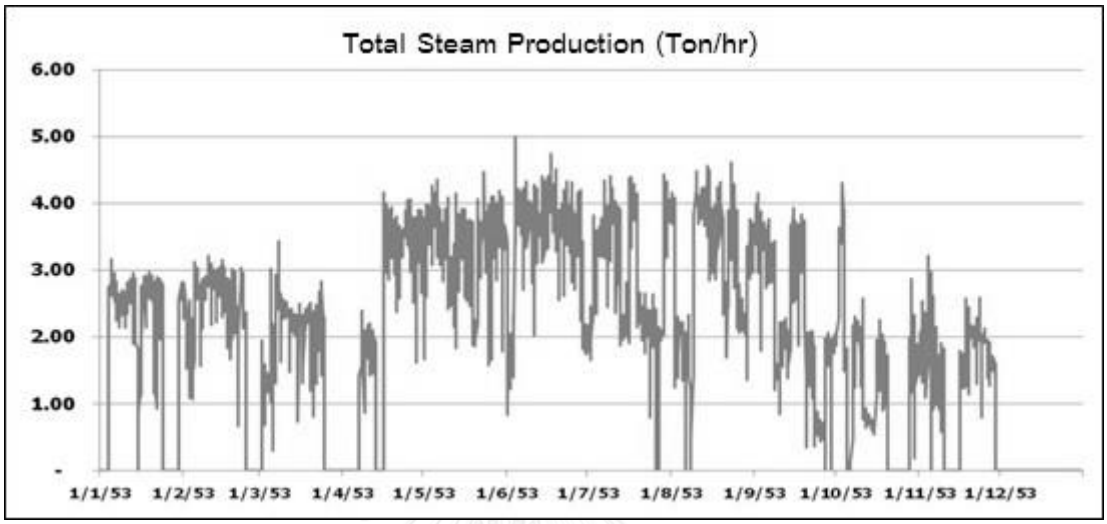
3.3.2 ก๊าซธรรมชาติ

ดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้นโรงงานซื้อก๊าซธรรมชาติเข้ามาเพื่อใช้กับ 2 ส่วนด้วยกัน คือการผลิตไอน้ำและผลิตลมร้อนเพื่อป้อนให้กับกระบวนการผลิต

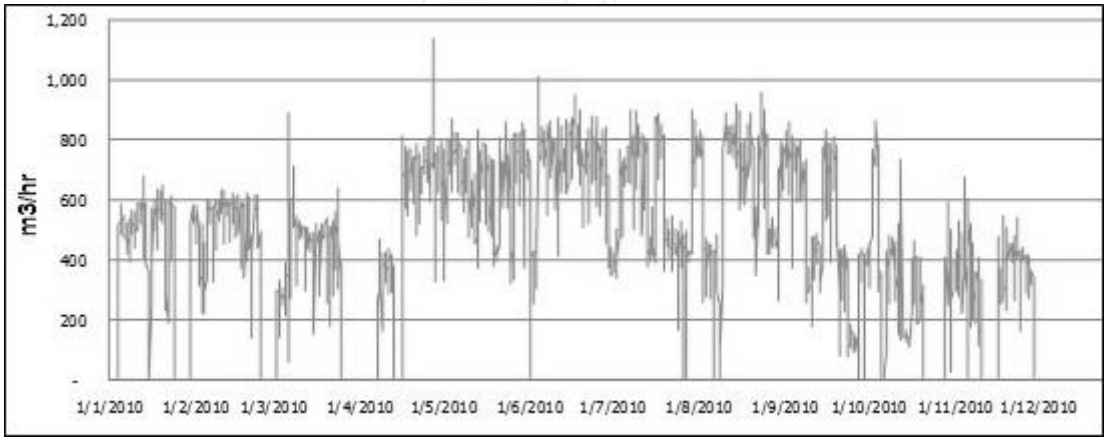
1) ไอน้ำ

โรงงานกรณีศึกษาใช้หม้อไอน้ำแบบท่อน้ำ จำนวน 3 ใบ ผลิตไอน้ำที่อุณหภูมิ 168°C ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไอน้ำและไอน้ำสำรองเพื่อป้อนให้กับกระบวนการผลิต จากการเก็บข้อมูลปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไอน้ำและปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในปี 2553 ดังแสดงในรูปที่ 3.10 และรูปที่ 3.11 สามารถประเมินประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำได้ว่า ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำใบที่ 1 เป็น 87.74% หม้อไอน้ำใบที่ 2 เป็น 86.62% และหม้อไอน้ำใบที่ 3 เป็น 88.09% ตามลำดับ โดยเฉลี่ยแล้วประสิทธิภาพของทั้งระบบผลิตไอน้ำ

อยู่ที่ 87.48% และเมื่อคำนวณต้นทุนการผลิตไอน้ำต่อตันจะอยู่ที่ 1,000 บาท/ตัน (คิดต้นทุนจากราคาก๊าซธรรมชาติเท่านั้น ไม่รวมค่าดำเนินงาน เช่น ค่าน้ำ ค่าซ่อมบำรุง ค่าการดำเนินงานอื่นๆ)



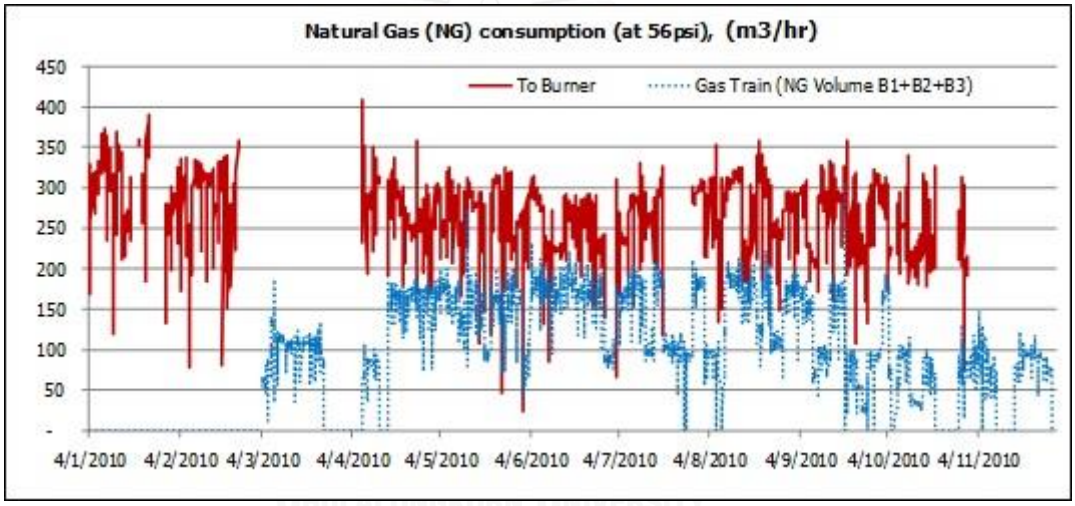
รูปที่ 3.10 ข้อมูลการผลิตไอน้ำของหม้อไอน้ำในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา



รูปที่ 3.11 ข้อมูลปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไอน้ำในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา

2) ลมร้อน

ข้อมูลการผลิตลมร้อนจะไม่มีการบันทึกเป็นอัตราการไหลของลมร้อนที่ผลิตได้โดยตรง แต่สามารถคำนวณได้จากความร้อนของ Burner และข้อมูลปริมาณการผลิตลมร้อนจะเป็นทิศทางเดียวกันกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ป้อนเข้าสู่ Burner ดังแสดงในรูปที่ 3.12 ความดันของก๊าซธรรมชาติที่ป้อนให้กับ Burner และ Gas train ของหม้อไอน้ำจะมีค่าเท่ากันที่ 56 psi ดังนั้นสามารถแบ่งสัดส่วนปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ป้อนให้กับ Burner และ Gas train ได้จากใบเสร็จของ ปตท. และจากการเก็บข้อมูลในปี 2553 พบว่าสัดส่วนปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ป้อนให้กับ Burner และ Gas train เป็น 75:25 โดยประมาณ



รูปที่ 3.12 ข้อมูลปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ป้อนให้กับ Burner และ Gas train ในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา

3.3.3 ชั่วโมงการทำงาน

ในปี 2553 โรงงานสามารถผลิตปุ๋ยได้ประมาณ 450,000 ตัน หรือประมาณ 39 ตัน/ชั่วโมง จากชั่วโมงการทำงานทั้งหมด 11,511 ชั่วโมง คิดเป็น 58% ของกำลังการผลิตทั้งหมดของโรงงาน นอกจากนี้ข้อมูลการทำงานของแต่ละระบบสามารถใช้เป็นชั่วโมงการทำงานจริงดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ข้อมูลชั่วโมงการทำงานแต่ละระบบในปี 2553 ของโรงงานกรณีศึกษา

Operating Hour	Hour
Hot water	4,400
Steam Boiler	7,140
Electricity	8,500
Production (FP1+FP2+FP3)	11,511

หลังจากดำเนินการเก็บข้อมูลการป้อนก๊าซธรรมชาติให้กับหม้อไอน้ำและเครื่องเป่าลมร้อนโดยใช้ใบแจ้งหนี้รายเดือนจาก ปตท. ผลการผลิตไอน้ำและลมร้อนที่ได้จากการจดบันทึกข้อมูลทุกๆ 2 ชั่วโมง และข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากใบแจ้งหนี้รายเดือนจากการไฟฟ้านครหลวง สามารถสรุปเป็นข้อมูลการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษาในปี 2553 ได้ดังตารางที่ 3.5 ซึ่งจากข้อมูลในตารางนี้สามารถนำไปใช้เป็นข้อมูลปีฐานในการประเมินผลประหยัด นำไปเป็นข้อตกลงในสัญญาพลังงาน ประเมินการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม มูลค่าการลงทุน ผลตอบแทนและระยะเวลาคืนทุนได้

ตารางที่ 3.5 สรุปข้อมูลการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษา

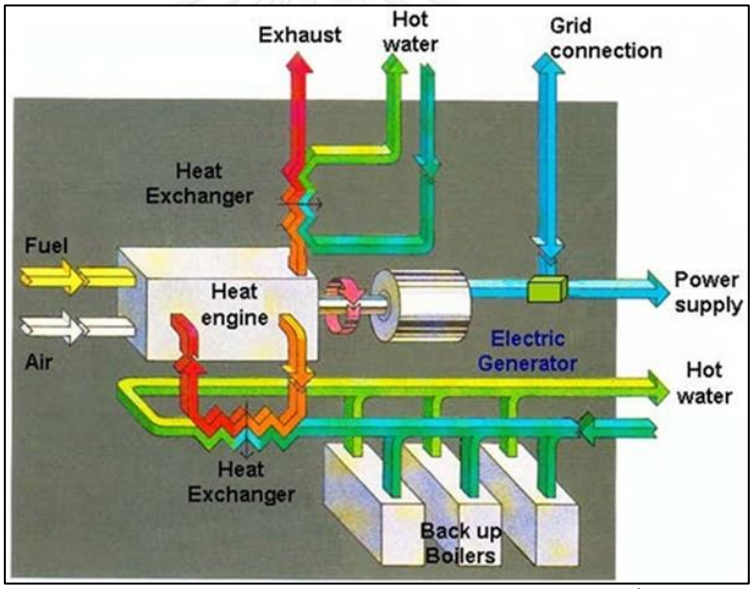
Energy type	Unit	Max	Min	Average
1.Electricity	kW	4,074	113	2,644
2.Natural Gas	MMBTU/Month	34,233	12,703	22,108
2.1 Boiler System	MMBTU/Month	-	-	5,527
Steam	Ts/hr	3.20	-	2.60
Hot Water	m3/hr	5.30	-	2.20
	°C	168	168	168
2.2 Dryer System	MMBTU/Month	-	-	16,581
Hot Air	m3/hr	-	-	-
	°C	340	280	320

บทที่ 4

การเลือกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่เหมาะสมและการรับประกันผลประหยัด

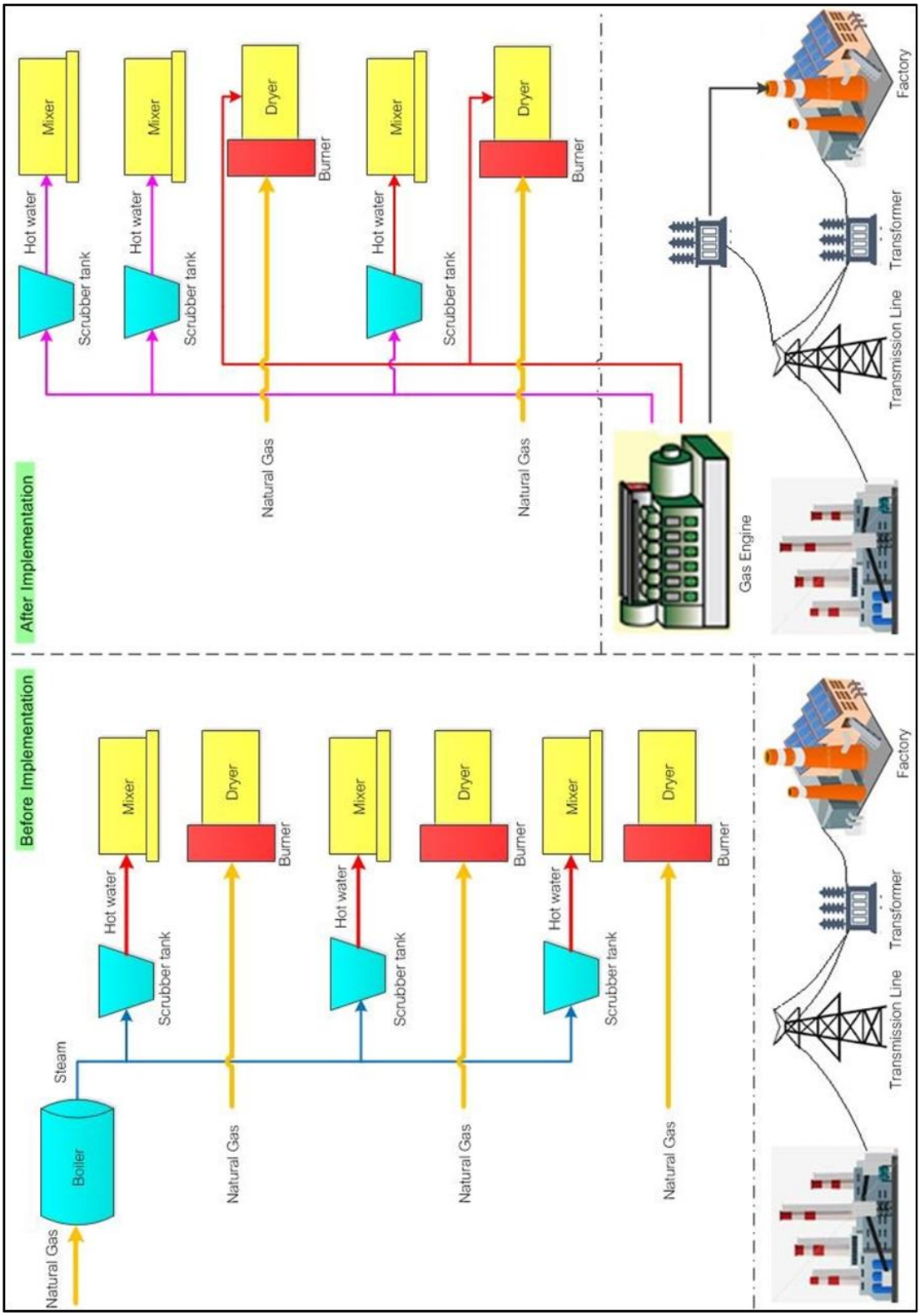
4.1 ประเมินการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

โครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเป็นโครงการที่เพิ่มการลงทุนเพื่อเพิ่มศักยภาพและเพิ่มขีดความสามารถของโรงงาน โดยส่วนใหญ่มักมีความต้องการผลิตไฟฟ้าให้มากกว่าความต้องการของโรงงานเพื่อจะขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าภายใต้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ส่วนไอน้ำและน้ำร้อนคือผลพลอยได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่จะยิ่งเพิ่มความคุ้มทุนของโครงการให้เพิ่มมากขึ้น ดังตัวอย่างในรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 แสดงการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน

จากเดิมโรงงานมีการรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวงโดยตรงเพื่อใช้ภายในสำนักงานและกระบวนการผลิต และซื้อก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้กับหม้อต้มไอน้ำเพื่อผลิตไอน้ำ และเป็นเชื้อเพลิงให้กับ Burner ของเครื่องเป่าลมร้อนเพื่อผลิตลมร้อนป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต เมื่อมีโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเข้ามาผลิตแหล่งพลังงานหลักป้อนให้กับโรงงานโดยตรงแผนภาพการนำเข้าและพลังงานของโรงงานกรณีศึกษาจะมีการเปลี่ยนแปลงไปดังแสดงในรูปที่ 4.2

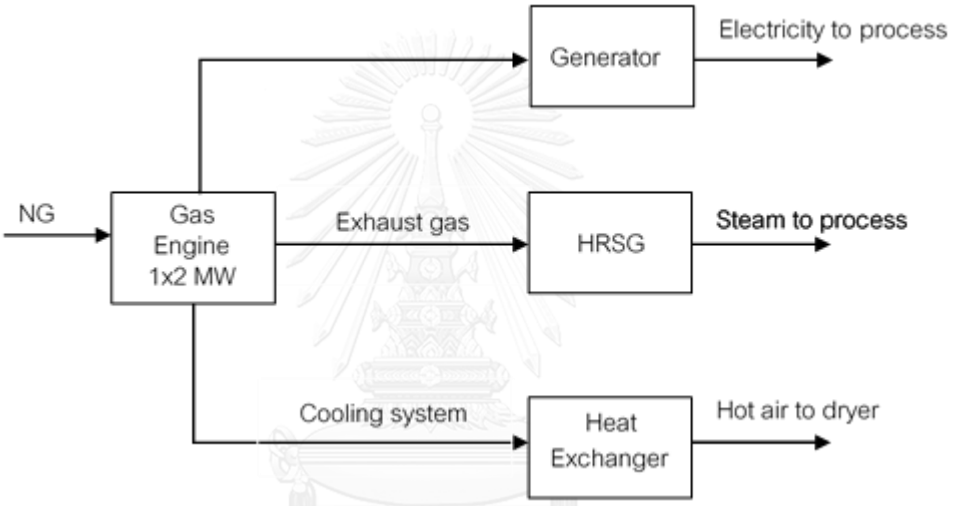


รูปที่ 4.2 แผนภาพแสดงการนำเข้าพลังงานของโรงงานกรณีศึกษาก่อนและหลังมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

หลังจากทำการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษาเป็นระยะเวลา 1 ปี ในปี 2553 ดังบทที่ 3 สามารถนำข้อมูลมาออกแบบและประเมินขนาดกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังงานของโรงงานและความคุ้มค่าในการลงทุน ซึ่งได้แบ่งการออกแบบเป็น 3 กรณี ดังนี้

4.1.1 **กรณีที่** 1 : Gas engine 1x2MW, HRSG 1.5 Tons Steam/hr, Hot water 8 m^3/hr (Air preheat)

ในกรณีนี้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 2 MW ไอน้ำ 1.5 ตันไอน้ำ/ชั่วโมง และน้ำร้อน 8 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง



รูปที่ 4.3 แผนภาพแสดงการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในกรณีที่ 1

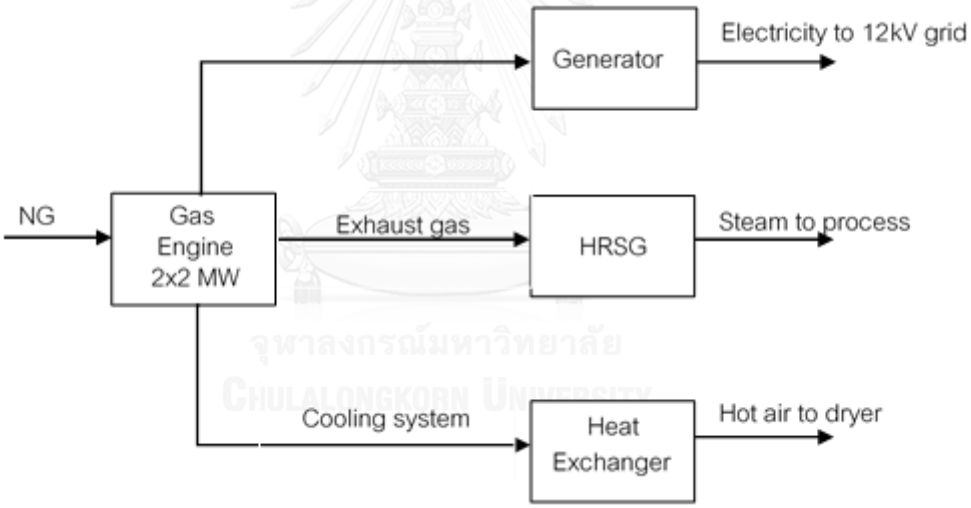
จากแผนภาพในรูปที่ 4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจะทำหน้าที่เสมือนสถานีย่อย และต้องทำการเปลี่ยนแปลงระบบการป้องกันวงจรไฟฟ้าให้ตรงกับข้อบังคับของการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งราคาในส่วนของการเปลี่ยนแปลงวงจรนี้ค่อนข้างสูงและต้องใช้พื้นที่เพื่อการติดตั้งอุปกรณ์ค่อนข้างมากและอาจส่งผลกระทบต่อระยะเวลาการคืนทุน ส่วนไอเสียของเครื่องยนต์ (Gas engine) ที่มีอุณหภูมิประมาณ 500°C จะใช้ในผลิตไอน้ำโดย HRSG (Heat Recovery Steam Generator) ความต้องการไอน้ำส่วนที่เกินกว่ากำลังการผลิตของ HRSG จะผลิตจากหม้อไอน้ำเดิมของโรงงาน เพื่อให้เพียงพอกับความต้องการของกระบวนการผลิต และความร้อนที่เหลือจากระบบหล่อเย็นของเครื่องยนต์ยังสามารถนำไปอุ่นน้ำร้อน ได้น้ำร้อนที่อุณหภูมิ

ประมาณ 90-95°C เพื่อให้ความร้อนในการระบายอากาศในเครื่องเป่าลมร้อน กรณีนี้ให้ผลตอบแทนในการลงทุนที่ IRR 9.51% และระยะเวลาการคืนทุน 8 ปี

กรณีนี้รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าออกจากโรงงานค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับมูลค่าการลงทุน มีค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนแปลงระบบการป้องกันวงจรไฟฟ้าให้ตรงกับข้อบังคับของการไฟฟ้านครหลวง กรณีนี้จึงเป็นไปได้ยากเนื่องด้วยเหตุผลของความคุ้มค่าและผลตอบแทนในการลงทุน

4.1.2 **กรณีที่** 2 : Gas engine 2x2MW, HRSG 3.0 Tons Steam/hr, Hot water 16 m^3/hr (Air preheat)

ในกรณีนี้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 4 MW ไอน้ำ 3.0 ตันไอน้ำ/ชั่วโมง และน้ำร้อน 16 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง



รูปที่ 4.4 แผนภาพแสดงการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในกรณีที่ 2

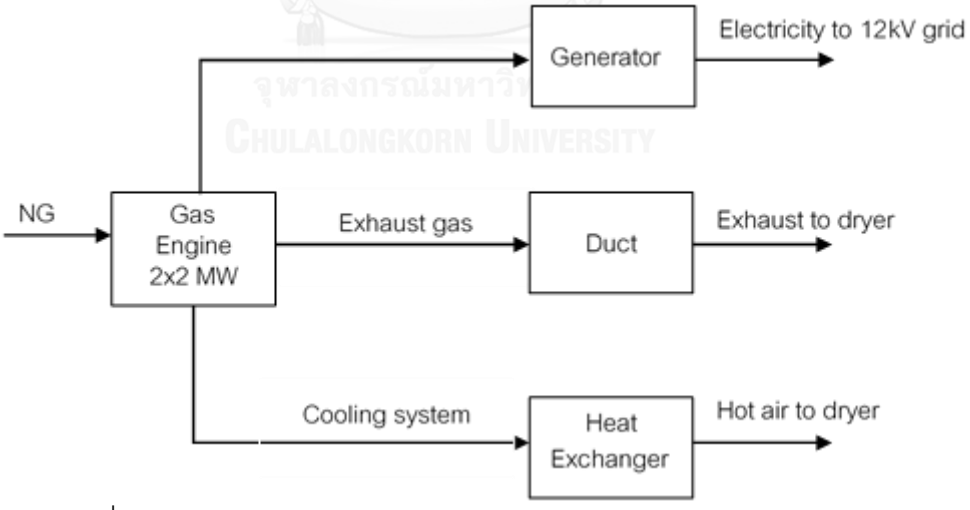
จากแผนภาพในรูปที่ 4.4 ในกรณีนี้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของโรงงาน ไฟฟ้าส่วนที่เหลือจึงสามารถขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้ามหานครได้ โดยผ่านการเชื่อมต่อและขนานไฟฟ้าขนาด 12 kV เข้ากับการไฟฟ้า ซึ่งการขนานไฟฟ้าเข้ากับการไฟฟ้าในขนาด 12 kV นี้ไม่ต้องมีการเปลี่ยนแปลงสถานีย่อยเดิมที่มีอยู่และสามารถใช้สถานีย่อยเดิมในการรับซื้อไฟจากการไฟฟ้ากรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามความต้องการของโรงงาน ไอเสียของเครื่องยนต์ (Gas engine) ที่มีอุณหภูมิ

ประมาณ 500 °C จะใช้ในผลิตไอน้ำโดย HRSG (Heat Recovery Steam Generator) ในปริมาณ 3.0 ตันไอน้ำ/ชั่วโมง ซึ่งเพียงพอกับความต้องการไอน้ำของโรงงาน และน้ำร้อนที่เหลือจากระบบหล่อเย็นของเครื่องยนต์ที่อุณหภูมิประมาณ 90-95 °C มีอัตราการไหลที่ 16 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง สามารถนำไปอุ่นอากาศก่อนเข้าเครื่องเป่าลมร้อน กรณีนี้ให้ผลตอบแทนในการลงทุนที่ IRR 15.73% และระยะเวลาการคืนทุน 6.6 ปี

ในกรณีนี้โรงงานจะมีเสถียรภาพทางด้านพลังงานสูงกว่ากรณีอื่น ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าและผลิตไอน้ำโดย HRSG ได้อย่างต่อเนื่องและมากพอ ไม่มีความผันผวนตามปริมาณความต้องการใช้พลังงานของโรงงาน

4.1.3 **กรณีที่** 3 : Gas engine 2x2MW, Direct Exhaust to dryer, Hot water 16 m^3/hr (Air preheat)

ในกรณีนี้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 4 MW น้ำร้อน 16 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง และส่งไอเสียของเครื่องยนต์เข้า เครื่องเป่าลมร้อนโดยตรง



รูปที่ 4.5 แผนภาพแสดงการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในกรณีที่ 3

จากแผนภาพในรูปที่ 4.5 ในกรณีนี้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของโรงงาน ไฟฟ้าส่วนที่เหลือจึงสามารถขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้านครหลวงได้ โดยผ่านการเชื่อมต่อและขนานไฟฟ้า

ขนาด 12 kV เข้ากับการไฟฟ้า และกรณีนี้ไม่ต้องมีการเปลี่ยนแปลงสถานีย่อยเดิมที่มีอยู่และสามารถใช้สถานีย่อยเดิมในการรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเช่นเดียวกับกรณีที่ 2 ไอเสียของเครื่องยนต์ (Gas engine) ที่มีอุณหภูมิประมาณ 500°C จะส่งตรงให้กับเครื่องเป่าลมร้อนและน้ำร้อนที่เหลือจากระบบหล่อเย็นของเครื่องยนต์ที่อุณหภูมิประมาณ 90-95°C มีอัตราการไหลที่ 16 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง สามารถนำไปอุ่นอากาศก่อนเข้าเครื่องเป่าลมร้อน กรณีนี้ให้ผลตอบแทนในการลงทุนที่ IRR 17.14% และระยะเวลาการคืนทุน 6.1 ปี

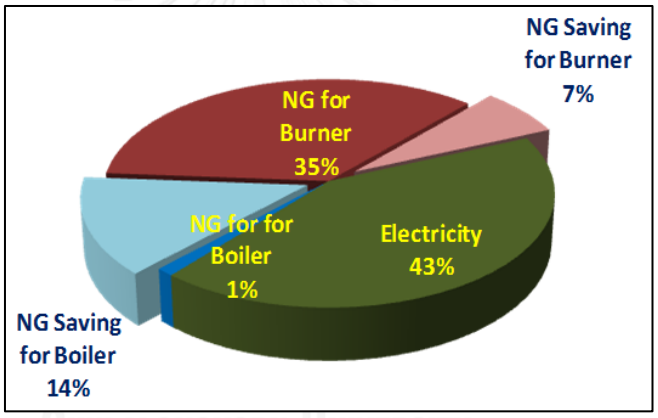
ในกรณีนี้จะเกิดปัญหาตามมามากมายจากการเอาไอเสียป้อนเข้าสู่เครื่องเป่าลมร้อนโดยตรง เช่น ข้อจำกัดของไอเสียจากเครื่องยนต์ที่มีความดันอยู่ที่ 20 – 50 mbar แต่ความดันในการสันดาปภายในห้องเผาไหม้จะอยู่ที่ -5 mH_2O (-5 mbar) และการออกแบบจุดเชื่อมต่อระหว่างท่อไอเสียจากเครื่องยนต์กับห้องเผาไหม้จะต้องมีการป้องกันการเปลี่ยนแปลงของความดันจากเครื่องยนต์สู่ห้องเผาไหม้ของเครื่องเป่าลมร้อน กรณีนี้จะต้องมีการออกแบบที่ละเอียดอย่างมากและต้องอาศัยข้อมูลเชิงเทคนิคมากมายเพื่อให้ครอบคลุมและป้องกันการผิดพลาด แต่ถ้ากรณีนี้สามารถทำงานได้อย่างสมบูรณ์แบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจะมีประสิทธิภาพสูงสุดถึง 90 – 95%

การออกแบบและประเมินขนาดกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังงานของโรงงานและความคุ้มค่าในการลงทุนทั้ง 3 กรณี สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 การเปรียบเทียบผลตอบแทนในการลงทุนในแต่ละกรณี

Case	Cogeneration Option	IRR	PB (Year)
1	Gas engine 1x2MW, Heat recovery steam generator (HRSG) 1.5 Tons Steam/hr, Hot water 8 m3/hr (air preheat)	9.51%	8
2	Gas engine 2x2MW, HRSG 3.0 Tons Steam/hr, Hot water 16 m3/hr (air preheat)	15.73%	6.6
3	Gas engine 2x2MW, Direct Exhaust to dryer, Hot water 16 m3/hr (air preheat)	17.14%	6.1

ผลสรุปจากการเก็บข้อมูลและออกแบบโรงงานได้ตัดสินใจลงทุนโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในกรณีที่ 2 เนื่องจากมีความน่าเชื่อถือและสร้างเสถียรภาพทางพลังงานให้กับโรงงานได้มากกว่ากรณีอื่นๆ สามารถผลิตไฟฟ้าป้อนให้กับกระบวนการผลิตของโรงงานได้อย่างเพียงพอและต่อเนื่อง ไฟฟ้าส่วนที่เหลือสามารถขายให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 12 kV ของการไฟฟ้านครหลวง โดยความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงงานไม่มีผลใดๆกับการผลิตและขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม นอกจากนั้นสามารถนำพลังงานส่วนที่เหลือจากเครื่องยนต์มาผลิตไอน้ำด้วย HRSG และอุ่นอากาศก่อนเข้าเครื่องเป่าลมร้อนมีความยืดหยุ่นและความน่าเชื่อถือสูง ดังรูปที่ 4.6 แสดงข้อมูลการลดใช้ก๊าซธรรมชาติของหม้อไอน้ำและเครื่องเป่าลมร้อนลง 21% ลดค่าใช้จ่ายในการซื้อก๊าซธรรมชาติลงประมาณ 29 ล้านบาท หลังจากมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม และตารางที่ 4.2 แสดงให้เห็นรายได้จากการขายไฟฟ้าประมาณ 78 ล้านบาท และกรณีที่ 2 นี้ให้ผลตอบแทนในการลงทุนที่ IRR 15.73%



รูปที่ 4.6 การใช้พลังงานหลังจากการดำเนินการโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

ตารางที่ 4.2 การประเมินค่าใช้จ่ายพลังงานก่อนและหลังดำเนินการโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

	Import		Export	
	Energy Cost	Percent	Energy Cost	Percent
Before Implementation				
NG for Boiler	21,325,834	15%	-	0%
NG for Burner	60,249,340	42%	-	0%
Electricity	60,515,385	43%	-	0%
Total	142,090,559	100%	-	0%
After Implementation				
Factory				
NG for Boiler	1,633,534	1%	-	0%
NG for Burner	50,531,951	36%	-	0%
Electricity	60,515,385	43%	-	0%
Sub Total	112,680,870	79%	-	0%
Saving	29,409,689	(pay to cogeneration project)		
Cogeneration Plant				
NG for Cogeneration	75,110,773			
NG Saving for Boiler			19,692,300	14%
NG Saving for Burner			9,717,389	7%
Electricity			77,902,426	
Sub Total	75,110,773		107,312,115	21%
Other expense				
PM, Major Overhaul, etc.	12,363,369			
Saving	19,837,973			
TOTAL Saving	19,837,973	(Factory and Cogeneration)		
Average saving 15 years	32,940,000			

4.2 การรับประกันของเครื่องยนต์

จากการเก็บข้อมูลและออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเป็นกรณีต่างๆ ให้โรงงานได้ตัดสินใจเลือกให้เหมาะกับความต้องการพลังงานของโรงงานและความคุ้มค่าในการลงทุน ทางโรงงานกรณีศึกษาได้เลือกกรณีที่ 2 ในการลงทุนโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ซึ่งกรณีนี้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 4 MW ไอน้ำ 3.0 ตันไอน้ำ/ชั่วโมง และน้ำร้อน 16 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง และหลังจากการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแล้วจะต้องทำการประเมิน จัดซื้อ จัดจ้างเพื่อหาเครื่องยนต์ที่สอดคล้องกับการออกแบบ โดยเครื่องยนต์ที่โรงงานได้ตัดสินใจจัดซื้อจัดหาให้เหมาะสมกับการออกแบบของโครงการมากที่สุดมีการรับประกันความสามารถของเครื่องยนต์ในการผลิตพลังงานต่างๆให้ตรงกับการออกแบบที่ได้ทำไว้ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลการรับประกันความสามารถของเครื่องยนต์

Description	Unit	Information
Guarantee NOx Emission (not more than 120 ppm at 7% O_2)	ppm/engine	108
Specific Heat Consumption		
at 100% of gross power (kWe)	kJ/kWe-hr	8,949
	MMBTU/Mwe-hr	8.482
	kWth	5,082
at 75% of gross power (kWe)	kJ/kWe-hr	9,144
	MMBTU/Mwe-hr	8.666
at 50% of gross power (kWe)	kJ/kWe-hr	9,576
	MMBTU/Mwe-hr	9.076
Gross Electric Power Output	kWe	3,896
Net Electric Power Output (Utilize)	kWe	3,802
Balance of Plant and Internal Power Consumption	kWe	94
Net Electricity Efficiency	%	36.86%
Total Net Efficiency	%	77.35%

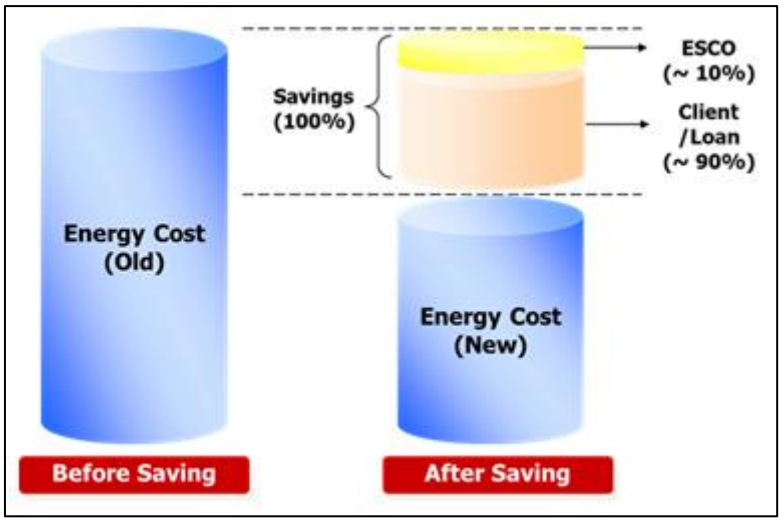
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลการรับประกันความสามารถของเครื่องยนต์ (ต่อ)

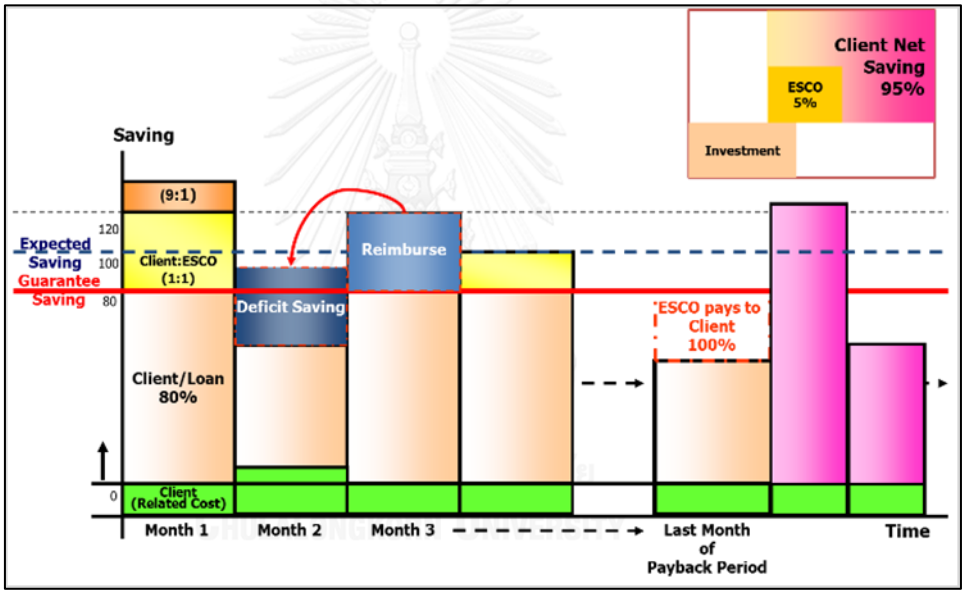
Description	Unit	Information
Hot Water		
Hot water condition	°C	90/78 °C
Hot water Flow (Utilize)	m3/hr	76
Hot water utilize heat	kWth	1,057
Hot water utilize efficiency	%	21.80%
Hot Air utility efficiency	%	19.85%
Heat Recovery Steam Generator (HRSG)		
Gas Side		
Ehaust gas flow	kg/h	21,574
Exhuast gas specific heat	kJ/kg °C	1.12
Ehaust gas temperature inlet	°C	444

4.3 สัญญาพลังงาน

สัญญาพลังงานที่มีการลงนามข้อตกลงระหว่างโรงงานและบริษัทจัดการพลังงานจะจัดทำก่อนการดำเนินการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม โดยจะประเมินจากระดับการใช้พลังงานปกติของโรงงาน ในสัญญาพลังงานจะมีการระบุระยะเวลาในการรับประกัน ซึ่งในกรณีศึกษาจะมีข้อตกลงการแบ่งผลประหยัดว่า หากการดำเนินการของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถทำกำไรได้มากกว่ามูลค่าที่มีการรับประกันไว้ในสัญญาพลังงาน กำไรส่วนนี้จะต้องมีการแบ่งผลประหยัดระหว่างโรงงานและบริษัทจัดการพลังงานในสัดส่วน 1:1 ดังรูปที่ 4.7 แต่ถ้าเดือนไหนทำกำไรได้ต่ำกว่ามูลค่าที่มีการรับประกันไว้ในสัญญาพลังงานกำไรในเดือนถัดไปจะถูกนำมาชดเชยในส่วนที่ขาดไป หรือบริษัทจัดการพลังงานจะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายส่วนที่ขาดไปแทนดังแสดงในรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.7 การแบ่งผลประหยัดในรูปแบบการรับประกันผลประหยัด



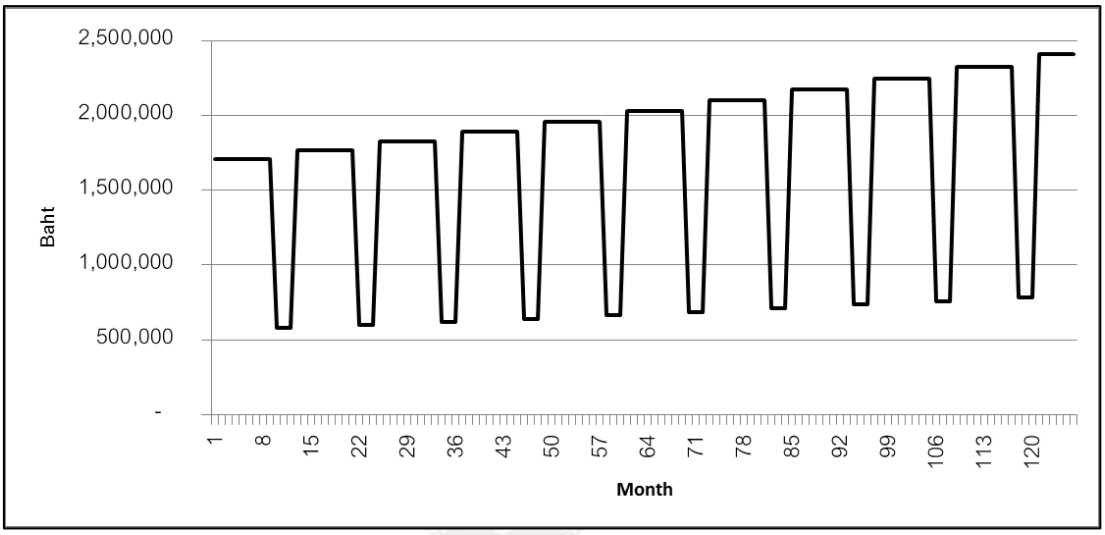
รูปที่ 4.8 ตัวอย่างการแบ่งผลประหยัดต่อเดือนในรูปแบบการรับประกันผลประหยัด

4.3.1 การประเมินมูลค่าการรับประกันพลังงานต่อเดือน

การประเมินมูลค่าการรับประกันต่อเดือนจะประเมินเหมือนกับการลงทุนทั่วไปคือประเมินจากเงินลงทุนของโครงการและดอกเบี้ยของเงินลงทุนนั้น ต้นทุนของโครงการนี้แบ่งได้เป็น

1) เงินลงทุนก่อสร้างทั้งหมดของโครงการ 155,463,271 บาท + อัตราดอกเบี้ย 6.5%
2) ประกันภัยความเสียหายของเครื่องยนต์ 1,284,000 บาท + อัตราดอกเบี้ย 6.5%

จากรูปที่ 4.9 ระยะเวลาการรับประกันของโครงการกรณีศึกษาจะรับประกันเป็นระยะเวลาทั้งหมด 126 เดือน และมีการระบุมูลค่าการรับประกันพลังงานงานต่อเดือนที่ชัดเจนในสัญญาพลังงาน มูลค่าการรับประกันพลังงานงานต่อเดือนจะประเมินจากระดับการใช้พลังงานปกติแต่ละเดือนของโรงงาน มาตรการพลังงาน ศักยภาพการประหยัดพลังงานของโรงงาน มูลค่าการลงทุนของโครงการ และอัตราดอกเบี้ยของเงินลงทุน แต่ละเดือนจึงมีมูลค่าการรับประกันที่แตกต่างกัน



รูปที่ 4.9 มูลค่าการรับประกันพลังงานต่อเดือน

4.3.2 การทำรายงานผลประหยัดต่อเดือน

การทำรายงานผลประหยัดรายเดือนเป็นเหมือนรายงานสรุปผลการดำเนินงานของโครงการในแต่ละเดือน ซึ่งในรายงานจะประกอบไปด้วยรายรับ รายจ่าย และผลกำไร (การแบ่งผลประหยัด) ต่อเดือน ดังรายละเอียดต่อไปนี้

1) รายรับของโครงการ

a. ค่าไฟที่ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมผลิตให้กับโรงงาน

ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท) = จำนวนพลังงานที่ใช้ (kWh) x ค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/kWh)

หมายเหตุ ค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยจะใช้ราคาเดียวกับข้อมูลปีฐาน (ดูข้อมูลเพิ่มเติมได้จาก ภาคผนวก ค อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดใหญ่)

ค่าพลังไฟฟ้า (บาท) = จำนวนพลังไฟฟ้า (kW) x ค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/kW)

b. ค่าไฟที่ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขายให้กับการไฟฟ้านครหลวง

ค่าไฟที่ขายให้กับการไฟฟ้านครหลวง (บาท) = จำนวนพลังงานที่ขายออก (kWh) x ค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/kWh)

หมายเหตุ ค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยดูข้อมูลเพิ่มเติมได้จาก ภาคผนวก ง ราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

c. ไอน้ำที่ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมผลิตให้กับโรงงาน

ไอน้ำที่ผลิตให้กับโรงงาน (บาท) = ไอน้ำที่ส่งให้โรงงาน (ตัน) x ค่าความร้อนเฉลี่ย (MMBtu-HHV/ตัน) ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (Bath/MMBtu-HHV)

หมายเหตุ ค่าความร้อนเฉลี่ยและต้นทุนก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยจะใช้ราคาเดียวกับข้อมูลปีฐาน (ดูข้อมูลเพิ่มเติมได้จาก ภาคผนวก จ อัตราการบริโภคก๊าซธรรมชาติของหม้อต้มไอน้ำและภาคผนวก ฉ ตารางราคาก๊าซธรรมชาติต่อหน่วย)

d. อากาศร้อนสำหรับเครื่องเป่าลมร้อน

อากาศร้อนสำหรับเครื่องเป่าลมร้อน (บาท) = การถ่ายเทความร้อนของอากาศ (kWth) x ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับอุตสาหกรรม (บาท/kWth)

หมายเหตุ การถ่ายเทความร้อนของอากาศและราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับอุตสาหกรรม สามารถดูข้อมูลเพิ่มเติมได้จาก ภาคผนวก ช ตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณต้นทุนอากาศร้อนสำหรับเครื่องเป่าลมร้อน

2) รายจ่ายของโครงการ

a. ค่าเชื้อเพลิง

ค่าเชื้อเพลิง (บาท) = ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ (MMBtu) x ค่าก๊าซธรรมชาติ (HHV)(บาท/MMBtu)

b. ค่าไฟที่ซื้อจากการไฟฟ้านครหลวง

ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท) = จำนวนพลังงานที่ใช้ (kWh) x ค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยที่ 12 kV (บาท/kWh)

ค่าพลังไฟฟ้า (บาท) = จำนวนพลังไฟฟ้า (kW) x ค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วยที่ 12 kV (บาท/kW)

c. ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา

ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา (บาท) = เงินเดือนและสวัสดิการพลังงาน (บาท) + ค่าแรงและอุปกรณ์ในการบำรุงรักษา (บาท)

d. ค่าเช่าที่ดินที่ตั้งโครงการ

ค่าเช่าที่ดินที่ตั้งโครงการ = 40,000 บาท/ปี (เพิ่มขึ้น 3.5 % ต่อปี) ซึ่งเป็นการตกลงกันระหว่างโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับโรงงานกรณีศึกษา

e. ค่าประกันภัย

f. รายจ่ายอื่นๆ

3) ส่วนชดเชยรายจ่ายของโรงงาน

a. ไฟฟ้า

เนื่องจากไฟฟ้าของโรงงานรับเข้าจากการไฟฟ้าในช่วงแรงดัน 64 kV ขึ้นไป แต่ส่งออกในขนาดแรงดัน 12 kV จึงจะมีค่าส่วนต่างในส่วนของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า โครงการต้องชดเชยส่วนต่างนี้โดยคิดจาก

ค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนชดเชย (บาท) = จำนวนพลังงานที่ใช้ (kWh) x ค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนต่างระหว่าง 69 kV และ 12 kV ต่อหน่วย (บาท/kWh)

b. ไอน้ำ

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมีการผลิตไอน้ำแทนหม้อไอน้ำเดิมของโรงงาน แต่ยังคงต้องใช้หม้อไอน้ำของโรงงานอยู่บ้างเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมไม่สามารถผลิตได้เพียงพอกับความต้องการ การใช้หม้อไอน้ำนั้นไม่ได้ใช้อย่างเต็มกำลังการผลิต ทำให้ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำลดลง มี

อัตราการบริโภคเชื้อเพลิงมากขึ้น ซึ่งในกรณีนี้โครงการจะต้องมีการชดเชยให้กับโรงงาน โดยคิดจาก

ส่วนชดเชยการผลิตไอน้ำ (บาท) = ต้นทุนการผลิตไอน้ำเฉลี่ยจาก HRSG และหม้อไอน้ำโรงงาน(บาท/ตันไอน้ำ) x ไอน้ำที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำโรงงาน (ตันไอน้ำ)

4.3.3 ข้อตกลงของสัญญาพลังงาน

บริษัทจัดการพลังงานเป็นผู้มีประสบการณ์ในการประเมินสถานการณ์และตรียมพร้อมเพื่อจะรับมือล่วงหน้าไว้แล้ว ดังนั้นในสัญญาพลังงานจะมีข้อกำหนดต่างๆเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับมูลค่าการรับประกันผลประหยัดของโครงการและป้องกันการได้เปรียบเสียเปรียบระหว่างบริษัทจัดการพลังงานและโรงงาน ซึ่งทั้งสองฝ่ายจะต้องยอมรับข้อตกลงเงื่อนไขต่างๆและลงนามในสัญญา ในสัญญาพลังงานจะมีการระบุข้อกำหนดต่างๆอย่างชัดเจน แต่ในที่นี้จะข้อยกตัวอย่างข้อกำหนดที่จะมีผลกับการรับประกันผลประหยัดของโรงงานกรณีศึกษา ดังนี้

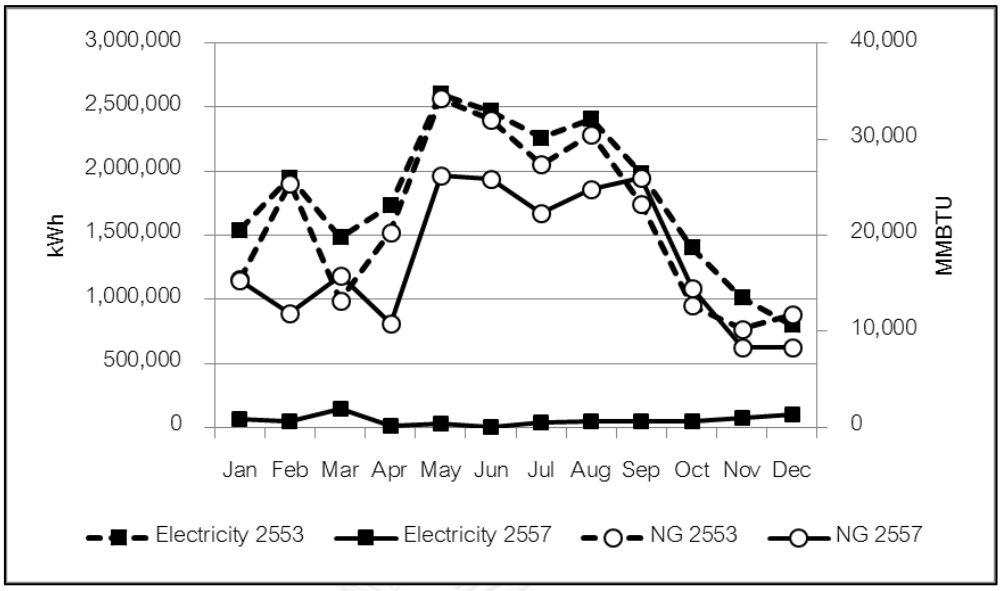
1) ในทุกเดือนบริษัทจัดการพลังงานจะต้องออกใบแจ้งผลการแบ่งผลประหยัด (1 ปีหลังจากโรงการก่อสร้างเสร็จสมบูรณ์) ซึ่งเป็นข้อมูลที่ชี้แจงรายรับ-รายจ่ายและผลประหยัด (กำไรสุทธิ) ของโครงการ และโรงงานจะต้องทำการจ่ายเงินที่ได้จากผลประหยัด 50% ให้กับบริษัทจัดการพลังงานเมื่อผลประหยัดนั้นเป็นไปตามระดับการรับประกันที่ระบุไว้ในสัญญาพลังงาน
2) หากผลประหยัดที่ได้ในเดือนนั้นน้อยกว่ามูลค่าที่รับประกันไว้ในสัญญาพลังงาน บริษัทจัดการพลังงานจะต้องใช้เงินคืนให้กับโรงงาน แต่การชดเชยเงินคืนนี้ไม่รวมถึงผลกระทบจากปริมาณการผลิตหรือความผันผวนของราคาพลังงานที่มีผลต่อการใช้พลังงานปกติและการแบ่งผลประหยัดที่ได้กำหนดไว้ในสัญญาพลังงาน
3) ถ้าไม่มีการแบ่งผลประหยัดเกิดขึ้นเป็นระยะเวลาต่อเนื่องกัน 90 วัน จะต้องมีการปรับเปลี่ยนระดับการรับประกันผลประหยัด แต่หากเกิดเป็นระยะเวลาต่อเนื่องแต่น้อยกว่า 90 วัน ไม่ต้องมีการปรับเปลี่ยนระดับการรับประกันผลประหยัด

4) ในกรณีที่ผลประหยัดเกินกว่าระดับการรับประกันที่ระบุไว้ในสัญญาพลังงานไป 120% ขึ้นไป โรงงานยินยอมที่จะแบ่งผลประหยัด 20% ที่เกินมานี้ให้กับบริษัทจัดการพลังงาน 10% (สัดส่วนทั้งหมดที่โรงงานและบริษัทจัดการพลังงานได้รับเป็น 9:1)
5) ในกรณีที่ผลประหยัดเกินกว่าหรือเท่ากับ 120% จากระดับการรับประกันที่ระบุไว้ในสัญญาพลังงานติดต่อกันเป็นระยะเวลา 9 เดือน โรงงานและบริษัทจัดการพลังงานจะต้องทำข้อตกลงเพื่อปรับตัวเลขระดับการรับประกันในสัญญาพลังงานขึ้นใหม่

4.4 ข้อมูลการใช้พลังงานหลังจากดำเนินการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

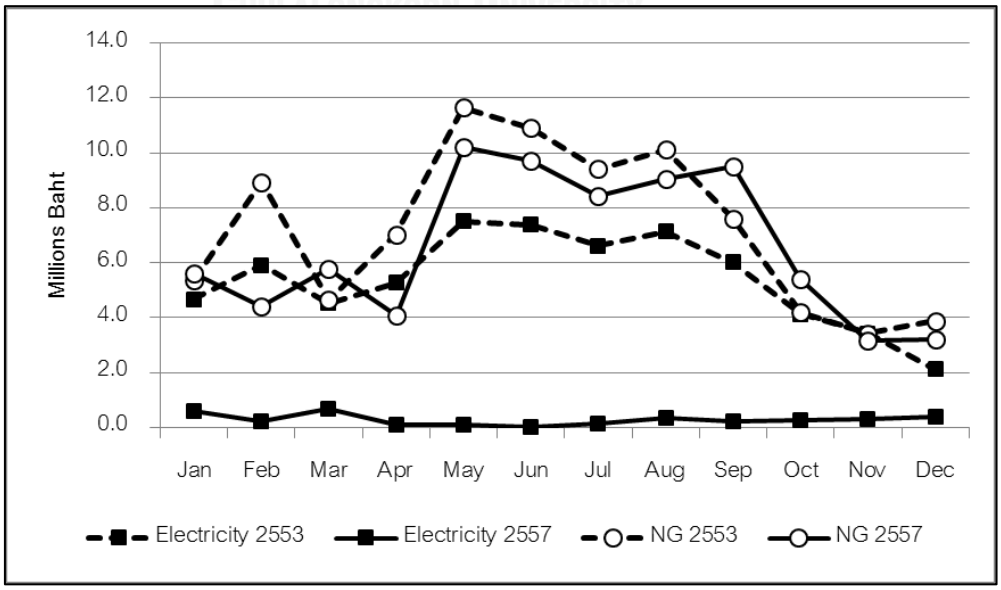
เมื่อดำเนินการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมและได้เริ่มดำเนินการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเมื่อปี 2557 ผ่านไป 1 ปี พบว่าการใช้พลังงานในส่วนของก๊าซธรรมชาติลดลงจากก่อนมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเล็กน้อยประมาณ 46,417 MMBTU (18%) เนื่องจากโรงงานเปลี่ยนจากการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อเครื่องเป่าลมร้อนและหม้อไอน้ำก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงให้กับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแทนและใช้ความร้อนส่วนที่เหลือจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมาผลิตไอน้ำและลมร้อนแทน ส่วนการปริมาณการซื้อใช้ไฟฟ้าของโรงงานมีปริมาณลดลงอย่างมากประมาณ 20 GWh (96%) เนื่องจากมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่สามารถผลิตไฟฟ้าป้อนให้กับโรงงานแทนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า ดังรูปที่ 4.10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 4.10 ข้อมูลการใช้พลังงานก่อนและหลังมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

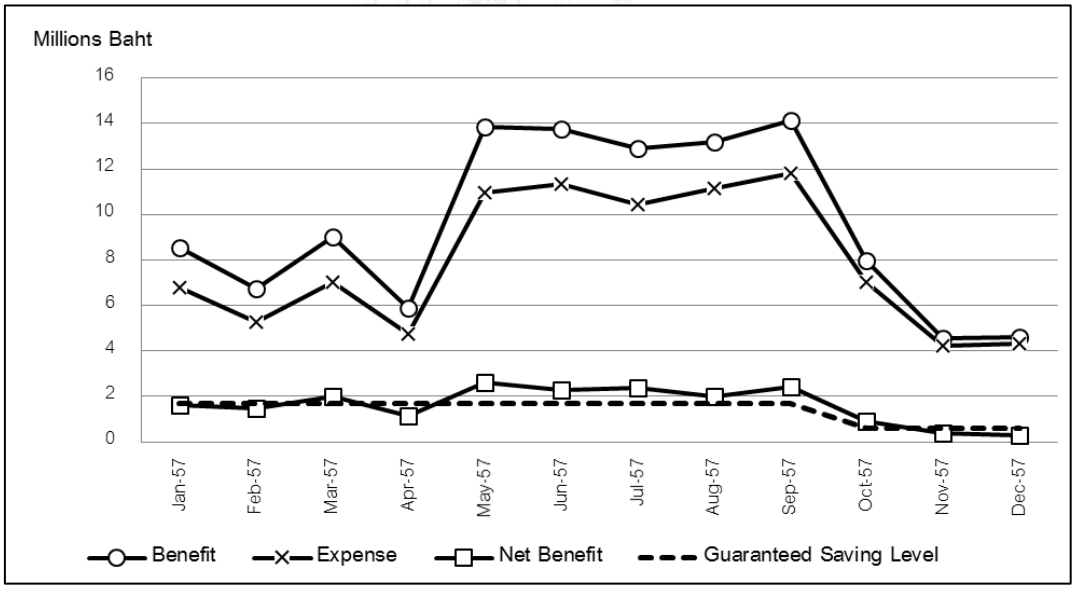
ค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานหลังดำเนินใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมไป 1 ปี พบว่าการค่าใช้จ่ายในส่วนของก๊าซธรรมชาติลดลงจากก่อนมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมประมาณ 8.6 ล้านบาท (10%) เนื่องจากก๊าซธรรมชาติจะเป็นเชื้อเพลิงให้กับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมและค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าของโรงงานมีปริมาณลดลงอย่างมากประมาณ 61 ล้านบาท (95%) เพราะใช้ไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมป้อนให้กับโรงงานแทนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง ดังรูปที่ 4.11



รูปที่ 4.11 ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานก่อนและหลังมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

4.5 การแบ่งผลประหยัดหลังจากดำเนินการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

หลังจากได้เริ่มดำเนินการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเมื่อปี 2557 ผ่านไป 1 ปี พบว่าการแบ่งปันผลประหยัดทำได้ตามเป้าที่วางไว้ แต่มีบางเดือนที่ไม่มีการแบ่งผลประหยัด เนื่องจากมีรายได้ต่ำกว่าที่รับประกันไว้ในสัญญาพลังงาน เช่น เดือนมกราคม กุมภาพันธ์ เมษายน พฤศจิกายน และเดือนธันวาคม เนื่องจากผลของเศรษกิจและปัญหาภัยแล้งในประเทศไทย ทำให้มีการเพาะปลูกน้อย ปุ๋ยซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ของโรงงานไม่สามารถทำยอดขายได้เหมือนเดิม จึงส่งผลต่อการแบ่งผลประหยัด เมื่อโรงงานมีการผลิตน้อย การใช้พลังงานก็จะน้อยตาม ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมไม่สามารถผลิตไฟฟ้าและไอน้ำได้มากตามที่มีการประเมินไว้ จึงส่งผลให้เดือนที่กล่าวมาไม่มีการแบ่งผลประหยัด แต่เดือนที่ไม่มีการแบ่งผลประหยัดกำไรที่มีการแบ่งผลประหยัดในเดือนถัดไปจะถูกนำมาชดเชยในส่วนที่ขาดไปหรือบริษัทจัดการพลังงานจะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้ค่าส่วนที่ขาดไปแทน ดังรูปที่ 4.12 และตารางที่ 4.4



รูปที่ 4.12 รายได้และค่าใช้จ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในปี 2557

ตารางที่ 4.4 รายได้และค่าใช้จ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในปี 2557

	Benefit	Expense	Net Benefit	Guaranteed Saving Level	Shared Saving
Jan-57	8,516,804.50	6,805,981.24	1,618,509.45	1,706,777.17	- 88,267.72
Feb-57	6,724,545.28	5,272,594.11	1,472,797.51	1,706,777.17	- 233,979.66
Mar-57	9,012,145.28	7,023,895.76	1,988,249.52	1,706,777.17	281,472.35
Apr-57	5,894,295.52	4,741,009.44	1,153,286.08	1,706,777.17	- 553,491.09
May-57	13,865,425.00	10,949,411.04	2,598,089.92	1,706,777.17	891,312.74
Jun-57	13,754,745.34	11,344,359.68	2,257,143.30	1,706,777.17	550,366.12
Jul-57	12,917,319.69	10,416,162.89	2,384,586.83	1,706,777.17	677,809.66
Aug-57	13,168,267.77	11,169,614.90	1,998,115.14	1,706,777.17	291,337.97
Sep-57	14,158,510.27	11,833,078.87	2,429,168.39	1,706,777.17	722,391.22
Oct-57	7,964,639.16	7,016,293.75	916,270.67	576,943.30	339,327.37
Nov-57	4,571,286.03	4,247,368.82	368,770.15	576,943.30	- 208,173.15
Dec-57	4,613,573.05	4,307,736.05	306,001.64	576,943.30	- 270,941.66
Amount	115,161,556.90	95,127,506.52	19,490,988.61	17,091,824.45	2,399,164.16

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 5

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

จากการศึกษาและเก็บข้อมูลการลดต้นทุนพลังงานจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในกรณีศึกษาการลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ของโรงงานผลิตปุ๋ยขนาดใหญ่ ทำให้ทราบว่าก่อนดำเนินโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม โรงงานมีการใช้พลังงานในปี 2553 จากแหล่งพลังงานหลัก 2 ส่วนคือ ไฟฟ้าเฉลี่ย 2,644 kW/เดือน และก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 22,108 MMBTU/เดือน คิดเป็นค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานตลอด 1 ปีทั้งหมดประมาณ 152 ล้านบาท แบ่งเป็น โดยก๊าซธรรมชาติ 57% (87 ล้านบาท) ซึ่งเป็นส่วนที่โรงงานมีค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานสูงที่สุด ก๊าซธรรมชาติจะแบ่งไปใช้สำหรับ dryer 42% (64 ล้านบาท) และสำหรับ Boiler 15% (23 ล้านบาท) ส่วนค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าเป็น 43% (65 ล้านบาท) ซึ่งใกล้เคียงกับก๊าซธรรมชาติที่ใช้สำหรับ dryer

หลังจากการวิเคราะห์พฤติกรรมการใช้พลังงานก่อนดำเนินโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมได้มีการประเมินการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเพื่อให้เหมาะกับความต้องการพลังงานของโรงงาน โรงงานได้ตัดสินใจเลือกใช้เป็นเครื่องยนต์ขนาด 2 MW จำนวน 2 เครื่อง ผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 4 MW ไอน้ำ 3.0 ตันไอน้ำ/ชั่วโมง และน้ำร้อน 16 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง โครงการสามารถผลิตไฟฟ้าป้อนให้กับกระบวนการผลิตของโรงงานได้อย่างเพียงพอและต่อเนื่อง ไฟฟ้าส่วนที่เหลือสามารถขายให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 12 kV ของการไฟฟ้านครหลวง จากการตัดสินใจเลือกเครื่องยนต์ สามารถประเมินข้อมูลการลดใช้ก๊าซธรรมชาติของหม้อไอน้ำและเครื่องเป่าลมร้อนลง 21% ลดค่าใช้จ่ายในการซื้อก๊าซธรรมชาติลงประมาณ 29 ล้านบาท มีรายได้จากการขายไฟฟ้าประมาณ 78 ล้านบาท และให้ผลตอบแทนในการลงทุนที่ IRR 15.73% หลังจากมีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

เมื่อได้เริ่มดำเนินการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในปี 2557 โดยดำเนินโครงการตามเทคนิคการจัดการพลังงานและสัญญาการรับประกันผลประหยัดที่มีการศึกษา รวบรวมข้อมูล

และทำข้อตกลงไว้ระหว่างโรงงานและบริษัทจัดการพลังงาน ผ่านไป 1 ปี พบว่าโรงงานมีศักยภาพด้านพลังงานเพิ่มขึ้น ใช้พลังงานจากก๊าซธรรมชาติลดลงจากเดิมก่อนที่จะมี ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 18% (ลดลง 8.6 ล้านบาท) การใช้ก๊าซธรรมชาติลดลงไม่มากเนื่องจากโรงงานยังมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเหมือนเดิม แต่เปลี่ยนจากการจ่ายให้โรงงานโดยตรงมาเป็นการจ่ายให้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแทน และโรงงานสามารถผลิตไฟฟ้าได้เองลดการซื้อไฟฟ้าลงถึง 96.95% (ลดลง 61 ล้านบาท) ซึ่งไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการใช้ภายในโรงงานสามารถขายออกให้กับการไฟฟ้าสร้างรายได้ให้กับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมและนอกจากนั้นความร้อนที่เหลือใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถนำมาผลิตไอน้ำและลมร้อนส่งให้กับกระบวนการผลิต ซึ่งหากเดือนไหนมีการผลิตมากและสามารถนำความร้อนส่วนที่เหลือใช้ไปผลิตเป็นไอน้ำและลมร้อนได้มากเท่าไหร่ ยิ่งทำให้ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมและศักยภาพการใช้พลังงานของโรงงานเพิ่มขึ้น ซึ่งจะส่งผลถึงการแบ่งปันผลประหยัดด้วย เพราะการใช้พลังงานส่วนที่ป้อนเข้าไปให้คุ้มค่าย่อมส่งผลต่อกำไรจากการแบ่งผลประหยัดที่จะยิ่งเพิ่มขึ้นด้วย โดยตลอดปี 2557 โรงงานมีกำไรจากการแบ่งผลประหยัด 2,399,164.16 บาท คลาดเคลื่อนไปจากเป้าที่สัญญาการรับประกันผลประหยัดวางไว้ เนื่องจากมีบางเดือนที่ไม่มีการแบ่งผลประหยัด มีรายได้ต่ำกว่าที่รับประกันไว้ในสัญญาการรับประกันผลประหยัด เช่น เดือนมกราคม กุมภาพันธ์ เมษายน พฤศจิกายน และเดือนธันวาคม เนื่องจากผลของเศรษฐกิจและปัญหาภัยแล้งในประเทศไทย ทำให้มีการเพาะปลูกน้อย ปุ๋ยซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ของโรงงานไม่สามารถทำยอดขายได้เหมือนเดิม เมื่อโรงงานมีการผลิตน้อย การใช้พลังงานก็จะน้อยตาม ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมไม่สามารถผลิตไฟฟ้าและไอน้ำได้ปริมาณตามที่มีการประเมินไว้ จึงส่งผลให้เดือนที่กล่าวมาไม่มีการแบ่งผลประหยัด แต่เดือนที่ไม่มีการแบ่งผลประหยัดกำไรที่มีการแบ่งผลประหยัดในเดือนถัดไปจะถูกนำมาชดเชยในส่วนที่ขาดไปหรือบริษัทจัดการพลังงานจะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายส่วนที่ขาดไปแทน

5.2 ข้อจำกัดงานวิจัย

ในงานวิจัยนี้มีข้อจำกัดในการเก็บข้อมูลของโครงการเพื่อนำมาวิเคราะห์ เนื่องจากต้องทำการวิเคราะห์ตั้งแต่ก่อนมีการดำเนินการโครงการระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเพื่อประเมินการใช้พลังงานของโรงงาน ด้วยเวลาที่ผ่านมาแล้วจึงทำให้มีข้อมูลบางส่วนที่ขาดหายไป ด้วยก่อนหน้านี้ทางโรงงานยังไม่ได้เล็งเห็นความสำคัญของข้อมูลและค่าใช้จ่าย จึงต้องประเมินคาดการณ์ปริมาณการใช้พลังงานของโรงงานหรือต้องทำการติดตั้งอุปกรณ์เครื่องมือวัดเพิ่ม เพื่อให้ได้ข้อมูลมาใช้เป็นตัวเลขในการออกแบบโครงการ และในส่วนของข้อมูลบริษัทจัดการพลังงานในประเทศไทยยังมีไม่มากนัก จึงขาดข้อมูลการลงทุนหรือข้อมูลการประเมินสถานการณ์ของบริษัทจัดการพลังงานจากภาครัฐออกมาเป็นที่เผยแพร่หรือน่าเชื่อถือ

5.3 ข้อเสนอแนะ

ในส่วนของผู้วิจัย ข้อเสนอแนะที่เกี่ยวข้องกับการลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงาน ทั้งในเฉพาะโครงการที่ได้ทำการศึกษาและโครงการอื่นๆที่ส่งผลให้โครงการลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงานและโครงการประสิทธิภาพพลังงานในประเทศไทยไม่ประสบผลสำเร็จเท่าที่ควรมีดังต่อไปนี้

5.3.1 โครงการกรณีศึกษา

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความสำเร็จในการลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงานของโครงการกรณีศึกษา ผู้วิจัยแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลักด้วยกันคือ ปัจจัยภายในที่มาจากโรงงานเอง ปัจจัยจากบริษัทจัดการพลังงาน และปัจจัยภายนอกที่นอกเหนือจาก 2 ปัจจัยแรก

ปัจจัยภายในจากโรงงานที่ส่งผลต่อความสำเร็จของโครงการคือ นโยบายและความจริงจังในการดำเนินมาตรการพลังงานของโรงงาน หากบริษัทจัดการพลังงานได้แนะนำมาตรการพลังงานแล้วแต่โรงงานไม่ได้ทำตาม หรือทำตามแบบไม่ต่อเนื่องหรือจริงจังก็จะส่งผลกระทบโดยตรงกับผลประหยัดโรงงาน ผู้บริหารต้องเป็นส่วนหลักในการขับเคลื่อน มีนโยบายต่อมาตรการพลังงานของโรงงานที่ชัดเจน ดำเนินนโยบายของส่วนการผลิตให้สอดคล้องกับส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ต้องแสดงให้พนักงานเห็นว่าการร่วมมือกันดำเนินมาตรการพลังงานส่งผลต่อโรงงาน

อย่างไรบ้าง และถึงแม้ว่าผู้บริหารจะดำเนินการทุกอย่างแล้ว แต่หากขาดการร่วมมือของพนักงาน มาตรการต่างๆก็จะไม่ประสบผลสำเร็จ

ปัจจัยจากบริษัทจัดการพลังงานถือเป็นอีกส่วนที่มีความสำคัญ เพราะเป็นส่วนที่ให้คำปรึกษา ช่วยตัดสินใจและดำเนินการจัดการกับข้อมูลต่างๆที่ได้รับมา หากบริษัทจัดการพลังงานทำการตรวจวัดผิดพลาด ก็จะนำไปสู่การประเมินและการตัดสินใจที่ผิดพลาด ถ้าบริษัทจัดการพลังงานไม่มีความรู้ความเชี่ยวชาญแล้วให้คำปรึกษาก็จะส่งผลกับโครงการได้ หรือถ้าบริษัทพลังงานขาดการประสานงานระหว่างสถาบันการเงิน หน่วยงานราชการที่ทำการออกใบอนุญาตต่างๆ หรือผู้ผลิตอุปกรณ์เครื่องจักรก็จะส่งผลให้โครงการหยุดชะงักได้

ปัจจัยที่นอกเหนือจาก 2 ปัจจัยข้างต้น ข้อนี้อาจจะถือเป็นปัจจัยที่นอกเหนือจากการควบคุมของโรงงานและบริษัทจัดการพลังงานแต่อาจส่งผลกระทบกับโครงการอย่างมาก เช่น ราคาก๊าซธรรมชาติของ Cogeneration, ภัยแล้ง ฤดูกาลที่เปลี่ยนแปลงไปทำให้อัตราการเพาะปลูกลดลงซึ่งจะส่งผลโดยตรงกับประมาณการผลิตของโรงงาน และการเปลี่ยนแปลงนโยบายการสนับสนุนของภาครัฐ

5.3.2 โครงการอื่น ๆ

ปัจจัยที่ส่งผลให้การลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงานของประเทศไทยไม่ประสบผลสำเร็จเท่าที่ควร ผู้วิจัยแบ่งออกเป็นปัจจัยต่างๆ ดังนี้

1) ขาดการสนับสนุนจากรัฐให้ผู้ลงทุนเข้าถึงโครงการจัดการพลังงานต่างๆ
2) อาคาร หรือโครงการจัดการพลังงานต่างๆของรัฐบาลยังไม่มีการใช้บริการจากบริษัทจัดการพลังงานต่างๆมากนัก อาจจะเนื่องด้วยจากกฎระเบียบต่างๆที่ไม่ให้หน่วยงานราชการทำการลงทุนร่วมกับบริษัทเอกชน
3) รัฐบาลควรสนับสนุนบริษัทจัดการพลังงาน โดยเริ่มจากอาคารหรือโครงการของรัฐก่อน เพื่อเป็นตัวอย่างของโครงการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานที่ประสบความสำเร็จและเพิ่มความมั่นใจให้นักลงทุนเอกชน
4) ผู้ลงทุนและธนาคาร (แหล่งเงินทุน) ขาดความมั่นใจที่จะให้บริษัทจัดการพลังงานมารับประกันผลประหยัด รัฐบาลควรเสนอเป็นตัวกลางที่จะรับประกันร่วมกับ

บริษัทจัดการพลังงานเพื่อเพิ่มความมั่นใจให้กับผู้ลงทุน และง่ายต่อการอนุมัติเงินลงทุนของธนาคาร

5) บริษัทจัดการพลังงานเข้าถึงและเรียนรู้เทคโนโลยีใหม่ๆได้ช้า หากเป็นบริษัทพลังงานของคนไทยเองจะเข้าถึงเทคโนโลยีได้ช้ากว่าบริษัทที่มีชาวต่างชาติเป็นหุ้นส่วนใหญ่

นอกจากนี้ในส่วนของผู้วิจัยที่ต้องการศึกษาขยายผลเพิ่มเติมจากงานวิจัยชิ้นนี้อาจจะศึกษาเพิ่มในส่วนของอื่นๆของการลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงาน เช่น การประเมินมูลค่าการรับประกันพลังงาน กฎหมายและระเบียบต่างๆที่เกี่ยวข้องกับสัญญาพลังงาน การกำหนดมาตรฐานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดในประเทศไทย การลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงานกับอาคารหรือการอนุรักษ์มาตรการพลังงานต่างๆในโรงงาน เพื่อผลักดันให้การลงทุนในรูปแบบบริษัทจัดการพลังงานเป็นที่รู้จักมากขึ้นและเพิ่มความรู้ ความมั่นใจให้กับผู้ลงทุน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายการอ้างอิง

1. แนบบุญ หุนเจริญ, คเณศ ว่องวิษณุพงศ์, กุลยศ อุดมวงศ์เสรี และรักษนัย นิธิฤทธิไกร, นโยบายการส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อน – ความเย็นร่วมสำหรับประเทศไทย. วารสารวิจัยพลังงาน, 2556. ปีที่10 (ฉบับที่ 1 มกราคม – เมษายน 2556): p. 34-48.
2. Salman Zafar. *Biomass Cogeneration System*. 2558 [cited 6 มิถุนายน 2558]; Available from: http://www.bioenergyconsult.com/tag/what-is-biomass-cogeneration/.
3. Center for Sustainable Energy. *Combined Heat and Power (CHP)*. 2559 [cited 15 มีนาคม 2559]; Available from: https://energycenter.org/self-generation-incentive-program/business/technologies/chp
4. สมชาติ ฉันทศิริวรรณ, วิศวกรรมโรงไฟฟ้า (*Power Plant Engineering)*. 2554: คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.
5. Electropaedia. *Steam Turbine Electricity Generation Plants*. 2558 [cited 10 มิถุนายน 2558]; Available from: http://www.mpoweruk.com/steam_turbines.htm.
6. Power-technology. *The combined gas turbines*. 2558 [cited 10 มิถุนายน 2558]; Available from: http://www.power-technology.com/projects/san_joaquin/san_joaquin4.html.
7. Foley Powersolutions (CAT). *GAS COMPRESSION*. 2558 [cited 10 มิถุนายน 2558]; Available from: http://www.foleypowersolutions.com/gas-compression.
8. สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย. *ESCO*. 2558 [cited 1 มิถุนายน 2558]; เข้าถึงได้จาก: http://www.thaiesco.org/2015/thai/index.aspx.
9. Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI). A guide to Energy Performance Contracts and Guarantees.
10. Efficiency Valuation Organization (EVO). (2558). International Performance Measurement and Verification Protocol (Volume 1).
11. The Australasian Energy Performance Contracting Association *A Best Practice Guide to Energy Performance Contracts*.

12. Ugur Çakir, Kemal Çomakli and Fikret Yüksel, *The role of cogeneration systems in sustainability of energy.* Energy Conversion and Management, 2012. Volume 63: p. 196-202.

13. Wantana Somcharoenwattana, Christoph Menke, Darunporn Kamolpus and Dusan Gvozdenac, *Study of operational parameters improvement of natural-gas cogeneration plant in public buildings in Thailand.* Energy and Buildings, 2011. Volume 43: p. 925-934.

14. Zhi-Gao Sun, *Energy efficiency and economic feasibility analysis of cogeneration system driven by gas engine.* Energy and Buildings, 2008. Volume 40: p. 126-130.

15. Edward Vine, *An international survey of the energy service company (ESCO) industry.* Energy Policy, 2005. Volume 33: p. 691-704.

16. Paolo Bertoldi, Silvia Rezessy and Edward Vine, *Energy service companies in European countries: Current status and a strategy to foster their development.* Energy Policy, 2006. Volume 34: p. 1818-1832.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก ตัวอย่างสัญญาพลังงานในรูปแบบแบ่งผลประหยัด (Shared Saving)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เลขที่สัญญา...../255X

(ร่าง)

สัญญาพลังงาน(Energy Performance Contract - EPC)

รูปแบบแบ่งผลประหยัดพลังงาน(Shared Saving)

สัญญาฉบับนี้ทำขึ้น ณ.....เมื่อวันที่.....
ระหว่าง.....สำนักงานตั้งอยู่เลขที่.....
โดย .....ตำแหน่ง.....ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า “ผู้ว่าจ้าง” ฝ่ายหนึ่งกับ..... สำนักงานตั้งอยู่เลขที่.....
โดย ..... ตำแหน่ง.....
ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า“บริษัทจัดการพลังงาน(Energy Service company)” หรือ “ESCO”อีกฝ่ายหนึ่ง

วัตถุประสงค์ของสัญญา

โดยที่ผู้ว่าจ้าง ซึ่งเป็นเจ้าสถานประกอบการมีโครงการที่จะลดต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านการใช้พลังงานในกิจการของตน เพื่อนำผลตอบแทนที่ได้จากการประหยัดพลังงานมาเป็นค่าใช้จ่ายในโครงการปรับปรุงและพัฒนาประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยให้ ESCO ซึ่งเป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจด้านการจัดดารพลังงานเป็นผู้ดำเนินการและนำเสนอโครงการอนุรักษ์พลังงาน โดยครอบคลุมตั้งแต่การสำรวจ ออกแบบ และติดตั้งหรือปรับปรุงอุปกรณ์หลักรวมถึงอุปกรณ์ส่วนควบหรือทั้งระบบ ซึ่งต่อไปนี้ในสัญญาเรียกว่า“อุปกรณ์ประหยัดพลังงาน” ให้แก่ผู้ว่าจ้าง

คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจึงตกลงกัน รวมทั้งรับประกันผลตอบแทนการประหยัดพลังงาน มีข้อความดังต่อไปนี้

ข้อ 1. คำจำกัดความในสัญญานี้

1.1 ปีฐาน

หมายถึง ปีที่อาคารมีการใช้พลังงานแต่ละประเภทตามปกติตามที่ระบุในรายงานและได้รับความเห็นชอบจากผู้ว่าจ้างว่าเป็นปีที่ใช้เปรียบเทียบเรื่องการใช้พลังงานได้ หรือที่จะทำมีการเปลี่ยนแปลงตามที่ระบุไว้ในสัญญา

1.2 เงินลงทุนทั้งหมดที่ใช้ในโครงการ

หมายถึง ค่าใช้จ่ายรวมของโครงการที่ผู้ว่าจ้างต้องจ่าย อันประกอบด้วย

(1) ค่าบริการด้านวิศวกรรม (2) ค่าแรงและค่าวัสดุต่างๆ ค่าเฟอร์นิเจอร์ ค่าสิ่งของ ค่าเครื่องไฟฟ้า ค่าอุปกรณ์ ค่าเครื่องมือ ค่าอุปกรณ์ขนาดใหญ่ และส่วนประกอบ (3) ค่าใช้จ่ายที่จำเป็นทุกอย่างสำหรับการดำเนินการให้โครงการเสร็จสิ้นลง รวมทั้งการบริหารพลังงาน ค่าใช้จ่ายประจำและค่าใช้ตามสถานการณ์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งค่าพิมพ์ ค่าหลักประกันการปฏิบัติตามสัญญาตามที่ผู้ว่าจ้างเรียกร้อง และเบี้ยประกันวินาศภัยและประกันความเสียหาย (4) กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายแล้วของผู้รับเหมาช่วงกับผู้ค้าในการดำเนินการตามโครงการนี้ (5) ค่าใช้จ่ายทางการเงินที่เกิดขึ้นตั้งแต่วันที่มีการปฏิบัติตามสัญญาจนถึงวันที่มีการส่งใบเรียกเรียกเก็บเงินครั้งแรก (6) ค่าใช้จ่ายด้านการบริหารและธุรการทั้งหมดและกำไรหลังหักค่าใช้จ่ายของ ESCO (7) ภาษีที่จำเป็นต้องจ่ายตามกฎหมาย

ข้อ 2. การดำเนินการตามโครงการ

ผู้ว่าจ้างตกลงให้ ESCO ดำเนินการตามโครงการปรับปรุงและพัฒนาประสิทธิภาพการใช้พลังงานในสถานประกอบการซึ่งตั้งอยู่เลขที่..... และ ESCO ตกลงรับดำเนินการตามโครงการดังกล่าว ตามรายละเอียดและแผนงานที่กำหนดไว้ โดยเป็นผู้ออกค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ใช้ในโครงการ

ข้อ 3. ค่าใช้จ่ายของโครงการ

ESCO จะเป็นผู้ดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์ที่ต้องใช้ในโครงการทั้งหมดให้กับผู้ว่าจ้างโดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใดๆทั้งสิ้นโดย ESCO จะเป็นผู้ลงทุนเพียงฝ่ายเดียวทั้งนี้ผลตอบแทนจากการดำเนินโครงการจะเป็นไปตามสัญญาข้อ 4.

ข้อ 4. การแบ่งผลประหยัดพลังงาน

ผลตอบแทนจากการดำเนินโครงการฯ ซึ่งเป็นเงินที่ได้จากการประหยัดพลังงานตามวิธีการวัดค่าพลังงานและประเมินผลการประหยัดพลังงาน (Measurement and Verification) ที่เป็นที่ยอมรับทั้งผู้ว่าจ้างและ ESCO โดยผู้ว่าจ้างตกลงที่จะชำระค่าตอบแทนจากผลประหยัดพลังงานในอัตราร้อยละ x หรือเป็นจำนวน เงิน x บาท/เดือน ตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในสัญญานี้ ซึ่งเป็นเพียงการ ประมาณการ ทั้งนี้ผู้ว่าจ้างจะปรับเปลี่ยนให้ตรงกับค่าใช้จ่ายจริงเมื่อโครงการติดตั้งแล้วเสร็จ

ผู้ว่าจ้างต้องชำระเงินให้แก่ ESCO ภายในวันที่ x ของทุกเดือนและหากมีการชำระเงินล่าช้าเกินกว่า x เดือน ESCO สามารถยกเลิกสัญญาและยกเครื่องจักรอุปกรณ์ทั้งหมดกลับได้ โดย ESCO จะไม่คืนเงินค้ำประกันให้ (ตามสัญญาข้อที่ 25)

ข้อ 5. การดำเนินการของESCO

5.1 กรณี ESCO จ้างผู้มีอาชีพรับจ้างดำเนินการ

5.1.1 ภายใน……วัน นับจากวันลงนามในสัญญา ESCO จะทำการออกแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมโดยละเอียดเพื่อใช้เป็นเอกสารประกวดราคาและส่งมอบสำเนาเอกสาร ดังกล่าวให้ผู้ว่าจ้างทราบ

5.1.2 จัดทำเอกสารการประกวดราคาและมอบเอกสารดังกล่าวให้ผู้มีอาชีพรับจ้างตามจำนวนที่เหมาะสม เพื่อเชิญชวนให้ยื่นข้อเสนอประกวดราคา

5.1.3 ตรวจสอบผลการประกวดราคาและทำความเห็นพร้อมทั้งข้อเสนอแนะให้ผู้ว่าจ้างเพื่อพิจารณาคัดเลือกผู้ที่มีคุณสมบัติเหมาะสมและเสนอราคาต่ำเป็นผู้ชนะการประกวดราคา

5.1.4 จัดทำรายการราคาสิ่งของต่อหน่วยโดยประมาณเท่าที่เป็นไปได้ และพิจารณาผลงานจากราคาต่อหน่วย

5.1.5 ลงนามทำสัญญาจ้างผู้ชนะการประกวดราคาดำเนินงานตามโครงการโดยได้รับความเห็นชอบจากผู้ว่าจ้าง

5.1.6 ตรวจสอบแบบก่อสร้างและแบบของผู้ผลิตเพื่อให้แน่ใจว่าแบบดังกล่าวสอดคล้องกับแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมที่ ESCO กำหนด

5.1.7 ตรวจสอบและให้ความเห็นชอบวิธีการหรือวัสดุที่จะนำมาใช้งานตามโครงการ โดยได้รับความเห็นชอบจากผู้ว่าจ้าง

5.1.8 ให้คำปรึกษาแนะนำผู้รับจ้างเพื่อให้มีความรู้ ความเข้าใจเกี่ยวกับแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรม

5.1.9 ตรวจสอบสมรรถนะของอุปกรณ์ที่ผู้รับจ้างนำมาติดตั้งเพื่อให้สามารถทำงานได้ตรงกับข้อกำหนดของผู้ผลิต

5.1.10 ควบคุมและตรวจสอบการปฏิบัติงานของผู้รับจ้างให้ถูกต้องตามแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรม

5.1.11 ส่งมอบคู่มือการใช้งานและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ติดตั้งขึ้นใหม่ให้ผู้ว่าจ้าง

5.1.12 แนะนำช่วยเหลือผู้รับจ้างในด้านการทำงานของอุปกรณ์ที่ติดตั้งใหม่

5.1.13 แต่งตั้งผู้จัดการเพื่อดูแลโครงการให้สามารถดำเนินการไปโดยราบรื่น

5.1.14 ฝึกอบรมบุคคลากรของผู้ว่าจ้างให้มีความรู้ความเข้าใจสามารถใช้อุปกรณ์ที่ติดตั้งใหม่ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

5.2 กรณี ESCO ดำเนินการเอง

5.2.1 ตรวจสอบแบบก่อสร้างและแบบของผู้ผลิตเพื่อให้แน่ใจว่าแบบดังกล่าวสอดคล้องกับแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมที่ ESCOกำหนด

5.2.2 ดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์ประหยัดพลังงานและทดสอบอุปกรณ์ให้พร้อมใช้งาน

5.2.3 ตรวจสอบสมรรถนะของอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพื่อให้สามารถทำงานได้ตรงกับข้อกำหนดของผู้ผลิตและสามารถประหยัดพลังงานได้จริง

5.2.4 ส่งมอบคู่มือการใช้งานและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ติดตั้งขึ้นใหม่ให้แก่ผู้ว่าจ้าง

5.2.5 ฝึกอบรมบุคคลากรของผู้ว่าจ้างให้มีความรู้ความเข้าใจสามารถใช้อุปกรณ์ที่ติดตั้งใหม่ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ข้อ 6. **คำรับรองและภาระหน้าที่ของ**ESCO

6.1 ในการดำเนินการตามโครงการ ESCO จะจัดให้มีผู้รับผิดชอบในงานตามโครงการอย่างน้อย 1 คน ที่ต้องได้รับความเห็นชอบจากผู้ว่าจ้างทุกครั้ง เพื่อประสานงานกับผู้ว่าจ้างและให้คำแนะนำต่างๆแก่ผู้ว่าจ้างตามความเหมาะสม เพื่อให้งานตามโครงการสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

6.2 ESCO หรือผู้ที่ได้รับมอบหมายจาก ESCO และผู้ว่าจ้างหรือผู้ที่ได้รับมอบหมายจากผู้ว่าจ้างจะต้องร่วมมือกันปฏิบัติงานด้วยความระมัดระวังและเอาใจใส่อย่างเต็มความสามารถเพื่อให้งานบรรลุเป้าหมายตามโครงการ

6.3 ESCO ตกลงทำสัญญาจ้างกับผู้ที่ได้รับการคัดเลือกให้เป็นผู้ชนะการประกวดราคาเพื่อดำเนินงานตามโครงการ โดย ESCO จะเป็นผู้ลงทุนออกค่าใช้จ่ายทั้งหมดและมอบสำเนาสัญญาจ้างและหลักฐานการจ่ายเงินให้ผู้รับจ้างให้แก่ผู้ว่าจ้าง

6.4 ในกรณีที่ ESCO มีความจำเป็นที่จะต้องแก้ไขแผนงานหรือมาตรการใดหรือหลายมาตรการ เพื่อประโยชน์ต่อผู้ว่าจ้าง ESCO จะต้องได้รับอนุญาตจากผู้ว่าจ้างก่อนจึงจะดำเนินการได้

6.5 ในการติดตั้งอุปกรณ์ตามสัญญานี้ ESCO จะดำเนินการโดยบุคคลากรผู้มีความเชี่ยวชาญตามมาตรฐานของการติดตั้งอุปกรณ์ประเภทนั้น

6.6.ตลอดระยะเวลาดำเนินงานตามโครงการจนกระทั่งการดำเนินงานตามโครงการเสร็จสิ้นลง ESCO จะต้องจัดทำประกันตลอดจนวางหลักประกันว่าผู้รับจ้างที่ปฏิบัติงานตามโครงการได้รับการคุ้มครองด้านประกันภัยเพียงพอ เบี้ยประกันภัยที่จ่ายไป ESCO สามารถนำไปรวมกับค่าใช้จ่ายตามโครงการ

ข้อ 7. คำรับรองและภาระหน้าที่ของผู้ว่าจ้าง

7. ผู้ว่าจ้างจะให้ความร่วมมือและจัดหารายละเอียด ข้อมูลและเอกสารให้ ESCO เพื่อดำเนินการตามสัญญานี้ รวมทั้งแจ้งเรื่องต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานตามโครงการให้ ESCO ทราบ

7.1 เอกสารหรือข้อมูลใดที่ผู้ว่าจ้างส่งให้ ESCO เพื่อใช้ในการทำแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมให้ถือว่าถูกต้อง ESCO ไม่ต้องรับผิดในความเสียหายใดที่เกิดขึ้น

7.2 ผู้ว่าจ้างรับรองว่าระบบไฟฟ้าและเครื่องกลที่ระบุในแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมที่จัดส่งให้ ESCO นั้น

- มีอยู่จริงในสถานประกอบการ

- อยู่ในสภาพใช้งานได้ ยกเว้นความชำรุดบกพร่องที่ผู้ว่าจ้างแจ้งให้ ESCO ทราบก่อนที่สัญญานี้จะมีผลบังคับใช้

7.3 ในระหว่างการดำเนินงานตามโครงการ หากปรากฏว่าระบบต่างๆ ที่มีอยู่ในสถานประกอบการใช้งานได้ไม่ดี หรือผู้ว่าจ้างจัดหาข้อมูลให้ไม่ถูกต้อง ผู้ว่าจ้างจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายต่างๆที่เกิดขึ้น ยกเว้นในกรณีที่ผู้ว่าจ้างได้แจ้งให้ ESCO ทราบแล้ว ซึ่งค่าใช้จ่ายได้แก่

- การแก้ไขเปลี่ยนแปลงแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมหรือเอกสารอื่นใดที่เกี่ยวข้อง

- ค่าใช้จ่ายทางการเงินที่เกิดขึ้นระหว่างวันทำงานที่ล่าช้าจนถึงวันที่มีการเลื่อนใบเรียกเก็บเงินใบแรกออกไป โดย ESCO สามารถนำไปรวมกับค่าใช้จ่ายตามโครงการได้

7.4 หากการเปลี่ยนแปลงแก้ไขตามที่กล่าวในวรรคก่อนทำให้มีการใช้พลังงานสูงขึ้น ผู้ว่าจ้างจะอนุญาตให้ ESCO เปลี่ยนแปลงข้อมูลในปีฐานได้

7.5 ผู้ว่าจ้างจะต้องตรวจสอบให้ความเห็นชอบแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรม การประมาณค่าต่างๆ ข้อเสนอและเอกสารหรือรายละเอียดอื่นใดที่ ESCO ส่งให้โดยรวดเร็วและใช้ความระมัดระวังตามสมควร หาก ESCO ร้องขอผู้ว่าจ้างจะต้องให้ความเห็นชอบและแจ้งให้ ESCO ทราบภายในเวลาอันสมควร หากผู้ว่าจ้างไม่แจ้งให้ ESCO ทราบภายใน.....วัน นับจากวันที่ได้รับเอกสาร ให้ถือว่าผู้ว่าจ้างเห็นชอบเอกสารนั้น

7.6 อนุญาตให้ ESCO เปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มเติมระบบไฟฟ้าและระบบเครื่องกลในสถานประกอบการ โดยก่อนจะดำเนินการ ESCO จะแจ้งให้ผู้ว่าจ้างทราบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

7.7 จัดหาไฟฟ้า น้ำประปา รวมทั้งสิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆที่จำเป็นต่อการดำเนินงานให้แก่ ESCO และผู้รับจ้าง โดยผู้ว่าจ้างเป็นผู้ออกค่าใช้จ่าย

7.8 จัดทำประกันภัยในความคุ้มครองทรัพย์สินส่วนที่ติดตั้งในโครงการทั้งหมดจากความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นหรือจากโจรกรรม (ALL RISKS)

7.9 จัดหาหรือซ่อมแซมอุปกรณ์ที่มีอยู่ซึ่งเกี่ยวข้องกับโครงการให้อยู่ในมาตรฐานการใช้หรือส่วนอุปกรณ์ที่อาจชำรุดเสียหายในระหว่างที่ผู้รับจ้างดำเนินงานเพื่อให้การดำเนินการโครงการประหยัดพลังงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพเว้นแต่ความชำรุดเสียหายนั้นเกิดจากการกระทำของผู้รับจ้าง

7.10 อนุญาตให้ ESCO หรือผู้ที่ได้รับมอบหมาย ผู้รับจ้าง ผู้ขายหรือผู้ผลิตสินค้าเข้าปฏิบัติงานในสถานประกอบการในชั่วโมงทำงานปกติหรือเวลาอื่นตามที่ ESCO ร้องขอเมื่อมีความจำเป็น โดย ESCO จะทำหนังสือแจ้งขออนุญาตก่อนที่จะเข้าไปดำเนินการ

7.11 ผู้ว่าจ้าจะต้องจัดเตรียมระบบสนับสนุน อาทิการเช่น เตรียมสายสัญญาณอินเตอร์เน็ตเพื่อต่อเข้ากับมิเตอร์ไฟฟ้าและบันทึกค่าการใช้ไฟฟ้าทุกช่วงเวลา

ข้อ 8. การจัดการพลังงานตามโครงการ

ESCO จะดำเนินการจัดการพลังงานในสถานประกอบการดังนี้

8.1 ทำการฝึกอบรมบุคคลากรของผู้ว่าจ้างให้มีความรู้ความเข้าใจสามารถควบคุมการทำงานของระบบและอุปกรณ์ที่มีอยู่เดิมและที่ติดตั้งใหม่อย่างมีประสิทธิภาพ

8.2 ตรวจสอบสถานประกอบการเป็นระยะๆ เพื่อจะได้ทราบว่าบุคคลากรของผู้ว่าจ้างมีความรู้ความเข้าใจสามารถปฏิบัติงานด้านระบบและอุปกรณ์ได้ถูกต้องตามที่ได้รับการฝึกอบรมหรือไม่ หากพบว่ายังปฏิบัติไม่ถูกต้อง ESCO จะแจ้งให้ผู้ว่าจ้างทราบพร้อมวิธีการแก้ไข เพื่อให้เกิดผลประหยัดพลังงานตามโครงการมีประสิทธิภาพสูงสุด

8.3 จัดทำรายชื่อเครื่องวัดและมิเตอร์ให้ผู้ว่าจ้างเพื่อจดบันทึกการใช้พลังงานและส่งให้ ESCO ภายในวันที่……ของทุกเดือน

8.4.จัดทำรายงานการใช้พลังงานแต่ละประเภทส่งให้ผู้ว่าจ้าง ภายในวันที่....ของทุกเดือน ซึ่งอย่างน้อยต้องมีข้อมูลดังต่อไปนี้

- การใช้พลังงานตามที่ระบุไว้ในปีฐาน ปรับตามสภาพการทำงาน
- การใช้พลังงานตามที่คาดหมาย ปรับตามสภาพการทำงาน
- การใช้พลังงานจริงตามที่บันทึก
- มูลค่าของพลังงานที่ประหยัดได้

- ใบเรียกเก็บเงินตามสัญญาข้อ 11 โดยแนบไปกับรายงานประจำเดือน

8.5 ในกรณีที่พลังงานตามที่บันทึกไว้มีปริมาณมากกว่าที่คาดหมาย ESCO จะต้องแจ้งเหตุผิดปกติพร้อมคำอธิบายให้ผู้ว่าจ้างทราบ หากผู้ว่าจ้างตรวจสอบแล้วพบว่าสาเหตุมาจากอุปกรณ์ชำรุดบกพร่องผู้ว่างจะต้องแจ้งให้ ESCO ซ่อมแซมหรือนำอุปกรณ์ตัวใหม่มาเปลี่ยนโดยเร็วที่สุด หากผู้ว่าจ้างไม่อาจระบุได้ว่าอุปกรณ์ตัวใดเป็นสาเหตุของความผิดปกติ ผู้ว่าจ้างจะต้องแจ้งให้ ESCO ทราบภายในเวลา 3 วัน(อย่างเร็วที่สุด) นับจากวันที่ได้รับแจ้งเหตุผิดปกติ ซึ่ง ESCO จะต้องทำการตรวจสอบและชี้แจงสาเหตุของความผิดปกติ และผู้ว่าจ้างจะต้องแก้ไขตามที่ ESCO แนะนำ สำหรับกรณีเครื่องจักรของผู้ว่าจ้างชำรุดบกพร่อง ผู้ว่าจ้างจะต้องดำเนินการแก้ไข หรือหากกรณีเครื่องจักร/อุปกรณ์ของ ESCO เกิดความเสียหาย ESCO ดำเนินการซ่อมแซมแก้ไข โดยจะต้องดำเนินการภายใน x วัน

ในกรณีที่ความผิดปกตินั้นเกิดขึ้นเนื่องจากอุปกรณ์ชำรุดบกพร่องจนใช้งานไม่ได้หรือบำรุงรักษาไม่ดีให้นำสัญญาข้อ 11.4 มาใช้บังคับ

8.6 ระหว่างที่มีการจัดการพลังงานผู้ว่าจ้างจะต้องดำเนินการดังต่อไปนี้

8.6.1 แต่งตั้งบุคคลากรให้รับผิดชอบด้านการจัดการพลังงานในสถานประกอบการ และติดต่อประสานงานกับ ESCO เพื่อรับทราบข้อมูลและคำแนะนำที่จำเป็นเพื่อให้ระบบและอุปกรณ์ที่มีอยู่เดิมและติดตั้งใหม่สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

8.6.2 บำรุงรักษาระบบและอุปกรณ์ที่มีอยู่เดิมและที่ติดตั้งใหม่ รวมทั้งอุปกรณ์ระหว่างที่มีการจัดการพลังงาน หากอุปกรณ์ใดชำรุดเสียหายผู้ว่าจ้างจะต้องแจ้งให้ ESCO ทราบโดยเร็ว

8.6.3 ผู้ว่าจ้างจะต้องทำประกันภัยครอบคลุมทุกอย่างให้กับเครื่องอุปกรณ์ที่ติดตั้งในโครงการ โดยค่าใช้จ่ายทั้งหมดเป็นของผู้ว่าจ้าง

8.6.4 ในกรณีอุปกรณ์ที่ติดตั้งใหม่ผ่านการใช้งานมาแล้วเป็นเวลาไม่น้อยกว่าหนึ่งปีเกิดการชำรุดเสียหายผู้ว่าจ้างเป็นผู้ออกค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนหรือซ่อมแซมอุปกรณ์นั้น

8.6.5 ภายในวันที่.....ของทุกเดือน ผู้ว่าจ้างจะต้องส่งข้อมูลบันทึกการใช้พลังงานพร้อมทั้งสำเนาใบเรียกเก็บเงินจากผู้จำหน่ายเชื้อเพลิงและสำเนาใบเรียกเก็บเงินจากการไฟฟ้าให้ ESCO

8.6.6 ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงการใช้ประโยชน์ในสถานประกอบการ เช่น การเปลี่ยนแปลงอัตราการใช้พื้นที่ การขยายสถานประกอบการ การเพิ่มหรือลดอุปกรณ์ การดัดแปลงอุปกรณ์ที่ติดตั้งใหม่ ผู้ว่าจ้างจะต้องแจ้งให้ ESCO ทราบโดยเร็ว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

8.6.7 ให้ความร่วมมือแก่ ESCO เพื่อให้การใช้พลังงานเกิดประสิทธิภาพสูงสุด รวมทั้งการรณรงค์ให้ผู้เช่าหรือผู้ใช้พื้นที่ในสถานประกอบการได้รับทราบโครงการนี้

8.6.8 ดำเนินการปรับปรุงตามที่ ESCO ระบุในรายงานการจัดการพลังงาน

8.6.9 ผู้ว่าจ้างจะต้องไม่ปรับแต่งเครื่องจักรอุปกรณ์ในโครงการโดยไม่แจ้งให้ ESCO ทราบล่วงหน้า และหากมีการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นในสถานประกอบการจะต้องแจ้งให้ ESCO ทราบโดยเร็ว

ข้อ 9. จำนวนเงินรับประกัน

ESCO จะให้การรับประกันผลตอบแทนที่ผู้ว่าจ้างจะได้รับจากการประหยัดต้นทุนค่าพลังงานที่เกิดจากการดำเนินมาตรการตามแผนงาน ซึ่งจะไม่น้อยกว่าจำนวนเงินที่ผู้ว่าจ้างต้องชำระค่าใช้จ่ายในแต่ละมาตรการตามโครงการ

ข้อ 10. ระยะเวลารับประกันผลตอบแทน

10.1 ESCO รับรองว่าค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ใช้ในโครงการ จะเรียกเก็บตามสัดส่วน (%) ของผลประหยัดที่เกิดขึ้นในแต่ละเดือนตามที่ตกลงกันหรือจำนวนเงินคงที่ (Fix amount) ตามที่ตกลงกันและเป็นที่ยอมรับทั้งสองฝ่ายเป็นระยะเวลา.....ปี นับตั้งแต่วันที่ ESCO ส่งใบเรียกเก็บเงินใบแรกไปให้ผู้ว่าจ้าง

10.2 เมื่อครบกำหนดเวลา....ปี ตามข้อ 10.1 หรือข้อ 14 แล้วแต่กรณี หากยังมียอดคงค้างของค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ใช้ในโครงการทั้งสองฝ่ายถือว่าหนี้ดังกล่าวเป็นอันระงับไป

10.3 หากค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ใช้ในโครงการได้ชำระกันเสร็จสิ้นแล้วก่อนครบกำหนดเวลารับประกัน ทั้งสองฝ่ายตกลงกันจะนำยอดเงินที่ได้จากการประหยัดพลังงานมาแบ่งกันจนกว่าจะครบกำหนดเวลารับประกันตามเงื่อนไขที่จะตกลงกัน

ข้อ 11. การเรียกเก็บเงินค่าใช้จ่าย

11.1 ภายในวันที่....ของทุกเดือน หลังจากที่การติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ ในแต่ละมาตรการแล้วเสร็จและผู้ว่าจ้างเห็นชอบแล้ว ESCO จะส่งใบเรียกเก็บเงินค่าใช้จ่ายที่ใช้ในโครงการไปให้ผู้ว่าจ้างและผู้ว่าจ้างจะต้องชำระให้ ESCO ภายใน .....วัน นับตั้งแต่วันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงิน หากมียอดคงค้างผู้ว่าจ้างจะต้องชำระดอกเบี้ยนับตั้งแต่วันที่ครบกำหนดในใบเรียกเก็บเงินจนถึงวันที่ชำระเงินเสร็จสิ้น ในอัตราดอกเบี้ยดังต่อไปนี้

- อัตราสูงสุดของธนาคารแห่งประเทศไทย.....บวกด้วย3% หรือ

-1.5% ต่อเดือน

11.2 ใบเรียกเก็บเงินรายเดือนจะต้องจัดทำตามสูตร ดังต่อไปนี้ ค่าใช้จ่ายในการใช้พลังงานก่อนปฏิบัติตามมาตรการอนุรักษ์พลังงาน หักด้วยยอดค่าใช้พลังงานที่เกิดขึ้นหลังจากปฏิบัติ

ตามข้อแนะนำที่ปรากฏในรายงาน โดยคำนวณจากตัวเลขที่ได้มาจากการอ่านค่าตามสัญญาข้อ 8.3

11.3 ระหว่างการจัดการพลังงาน หากเกิดเหตุการณ์อย่างหนึ่งอย่างใดดังต่อไปนี้

1. คนงานของผู้ว่าจ้างประท้วง
2. มีการทำลายทรัพย์สิน
3. สถานประกอบการส่วนหนึ่งหรือหลายส่วนหรือทั้งหมดถูกปิดชั่วคราวอย่างน้อย...เดือน
4. เกิดความผิดปกติอันเนื่องมาจากความชำรุดเสียหายของอุปกรณ์หรือการบำรุงรักษาบกพร่อง การเรียกเก็บเงินจะต้องคำนวณจากยอดการประหยัดพลังงานตามที่ประมาณการไว้ในรายงานตลอดเวลาที่เกิดเหตุการณ์ดังกล่าว

11.4 หากผู้ว่าจ้างเพิกเฉยหรือไม่สามารถจัดส่งบันทึกข้อมูลการใช้พลังงานให้ ESCOตามข้อ 8.6.5 ได้ ESCO มีสิทธิส่งใบเรียกเก็บเงินของเดือนปัจจุบันตามยอดการประหยัดพลังงานที่ประมาณการไว้ในรายงาน

ข้อ 12. การขยายเวลารับประกันผลตอบแทน

12.1 ระหว่างการติดตั้งตามโครงการ ถ้าเกิดเหตุการณ์ดังนี้

(1) อุปกรณ์เกิดชำรุดบกพร่อง

(2) เมื่อเกิดเหตุการณ์ที่ ESCO ไม่สามารถควบคุมได้ตามสัญญข้อ 14.2 ESCO จะขยายเวลารับประกันตามสัญญาข้อ 11 ออกไปอีกเป็นเวลา.... เพื่อ ESCO ได้มีโอกาสนำค่าใช้จ่ายต่างๆที่มีอยู่หรือที่เกิดขึ้นจากเหตุการณ์ดังกล่าว รวมทั้งค่าใช้จ่ายโครงการ เพื่อปรับปรุงยอดค่าใช้จ่ายรวมที่ใช้ในโครงการเสียใหม่ตามระยะเวลารับประกันที่เพิ่มขึ้น

12.2 เหตุการณ์ที่ถือว่า ESCO ไม่สามารถควบคุมได้คือ ผู้รับจ้างหรือผู้ว่าจ้างปฏิบัติงานในด้านพลังงานล่าช้า การส่งมอบอุปกรณ์ที่ติดตั้งใหม่ล่าช้า ความล่าช้าของผู้ว่าจ้างในด้านพลังงานและการปฏิบัติตามสัญญาข้อ 7 และ 8

12.3 นอกจากนี้ในระหว่างการติดตั้งหากมีเหตุการณ์ดังนี้เกิดขึ้น

(1) ระบบต่างๆ ที่อยู่ในสภาพใช้งานได้ดี เว้นแต่ผู้ว่าจ้างได้แจ้งให้ ESCOทราบแล้ว หรือ

(2) ข้อมูลที่ผู้ว่าจ้างจัดหาให้ไม่ถูกต้อง ในกรณีดังกล่าว ESCO อาจใช้ดุลพินิจนำสัญญาข้อ 7.4 มาใช้บังคับ

ข้อ 13. กรรมสิทธิ์ในทรัพย์สิน

ผู้ว่าจ้างยังคงเป็นผู้มีกรรมสิทธิ์ในเครื่องมือและอุปกรณ์ต่างๆ ทั้งหมดที่มีอยู่เดิมในสถานประกอบการก่อนวันลงนามในสัญญานี้ ส่วนเครื่องมือและอุปกรณ์ต่างๆที่ ESCO นำมาติดตั้งตาม

โครงการ จะตกเป็นกรรมสิทธิ์ของผู้ว่าจ้างต่อเมื่อผู้ว่าจ้างได้ชำระค่าใช้จ่ายในแต่ละมาตรการเสร็จสิ้นแล้ว

ข้อ 14. ผู้ว่าจ้างผิดสัญญา

14.1 เหตุการณ์หรือกรณีที่จะถือว่าผู้ว่าจ้างผิดสัญญา ได้แก่

(1) ผู้ว่าจ้างไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดในสัญญา การไม่ปฏิบัติดังกล่าวจะถือว่ายังไม่ผิดสัญญา ถ้าหากผู้ว่าจ้างได้เข้าทำการตรวจสอบและปรับปรุงแก้ไขภายใน x วัน หลังจากได้รับหนังสือแจ้งจาก ESCO หรือหากแม้ยังไม่สามารถดำเนินการให้เป็นผลภายใน x วัน แต่ผู้ว่าจ้างได้แสดงออกและปรากฏผลอย่างเป็นรูปธรรมในความพยายามนั้น

(2) ผู้ว่าจ้างต้องคำพิพากษาให้เป็นบุคคลล้มละลายและเป็นผู้มีหนี้สินล้นพ้นตัว ตกลงยินยอมให้เจ้าหนี้เป็นผู้รับสิทธิประโยชน์

(3) ผู้ว่าจ้างเลิกบริษัทและชำระบัญชีด้วยความสมัครใจเว้นแต่จะมีผู้สืบทอดสิทธิและภาระผูกพันของผู้ว่าจ้าง

(4) สถานประกอบการส่วนที่สำคัญหรือทั้งหมดถูกทำลายจนไม่อยู่ในสภาพที่จะใช้ประโยชน์ตามวัตถุประสงค์ต่อไปได้

(5) สถานประกอบการปิดถาวรติดต่อกันเป็นเวลา x เดือนขึ้นไป

(6) สถานประกอบการถูกเจ้าหนี้ตามคำพิพากษายึดทรัพย์ บังคับจำนองหรือตกอยู่ในเงื่อนไขการชำระหนี้ในกรณีดังกล่าว ยอดคงค้างค่าใช้จ่ายที่ใช้ในโครงการรวมกับส่วนแบ่งตามสัญญา ข้อ 11.3 ซึ่งยกยอดมาจากผลประหยัดพลังงานที่ประมาณการไว้ใน รายงานทั้งสองยอดให้ถือว่าเป็นหนี้ ที่ถึงกำหนดชำระโดยมิต้องบอกกล่าว และจะต้องได้รับชำระโดยเร็วพร้อมกับดอกเบี้ยเป็นรายปีเท่ากับอัตราขั้นสูงบวกอีกร้อยละ x คำนวณเป็นรายเดือนนับจากวันที่ทั้งสองยอดกลายเป็นหนี้ครบกำหนดชำระ จนกว่าชำระหนี้ครบถ้วน สัญญานี้ให้ถือว่าระงับไปในวันที่ ESCO ได้รับชำระหนี้พร้อมดอกเบี้ยครบถ้วน

14.2 เมื่อมีการชำระหนี้ตามจำนวนที่ระบุในสัญญาข้อ 13 แล้วหากยังมีหนี้หรือภาระผูกพันทั้งสองฝ่ายตกลงให้ระงับไป

ข้อ 15. แบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมและประมาณการค่าใช้จ่าย

15.1 ESCO จะต้องจัดทำแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมและประมาณการค่าใช้จ่าย หากผู้ว่าจ้างมีเอกสารดังกล่าวเป็นของตนเอง ESCO จะต้องนำมาใช้ให้มากที่สุดเท่าที่จะทำได้

15.2 แบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมและประมาณการค่าใช้จ่ายตลอดจนเอกสารอื่นที่เจ้าหน้าทีของ ESCO จัดทำขึ้นถือว่าเป็นทรัพย์สินของ ESCO ผู้ว่าจ้างไม่มีสิทธินำไปใช้ เว้นแต่

นำไปใช้ดำเนินการตามโครงการ การเดินเครื่อง และบำรุงรักษาอุปกรณ์ตามโครงการ หรือเว้นแต่จะได้รับอนุญาตจาก ESCO ซึ่งในกรณีนี้ผู้ว่าจ้างจะต้องเสียค่าใช้จ่ายให้ ESCOเพิ่มเติมตามแต่จะตกลงกัน

ข้อ 16. เหตุฉุกเฉินในสถานที่ปฏิบัติงาน

ในระหว่างการดำเนินการตามโครงการ หากมีเหตุฉุกเฉินใดๆเกิดขึ้นและ ESCO เห็นว่าจะต้องดำเนินการโดยฉับพลันเพื่อป้องกันผลประโยชน์ของผู้ว่าจ้าง เนื่องจากผู้แทนของผู้ว่าจ้างไม่อยู่ในวิสัยที่จะออกคำสั่งใดๆเพื่อปกป้องผลประโยชน์ได้ ESCO จะออกคำสั่งที่จำเป็นแทนผู้ว่าจ้างแล้วแจ้งให้ผู้ว่าจ้างทราบทันที ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นให้เป็นภาระของผู้ว่าจ้าง

ข้อ 17. เหตุสุดวิสัย

17.1 ในกรณีที่ ESCO ไม่สามารถปฏิบัติให้ถูกต้องครบถ้วนตามสัญญาได้เพราะเกิดเหตุสุดวิสัย ถือว่า ESCO มิได้ปฏิบัติผิดสัญญาแต่อย่างใด

17.2 เหตุสุดวิสัยหมายถึงเหตุใดๆที่เกิดขึ้นและไม่สามารถคาดหมายหรือเตรียมการป้องกันได้

17.3 เหตุต่อไปนี้ถือว่าเป็นเหตุสุดวิสัยตามสัญญานี้ เช่น ภัยธรรมชาติ การนัดหยุดงาน การปิดงาน เกิดอัคคีภัย การจราจล การกระทำของผู้มีอำนาจฝ่ายพลเรือนหรือทหาร และภาวะสงคราม

ข้อ 18. การยกเลิกหรือการชะลอโครงการ

ก. โดยผู้ว่าจ้าง

18.1 ในกรณีที่ผู้ว่าจ้างระงับหรือเลื่อนโครงการบางส่วนหรือทั้งหมดออกไปโดยไม่มีกำหนด ESCO จะได้รับค่าใช้จ่ายทั้งหมดคืนหรือได้รับชำระหนี้โดยเร็ว ซึ่งได้แก่

18.1.1 ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการระงับหรือเลื่อนโครงการออกไปโดยไม่มีกำหนด

18.1.2 ค่าบริการหรือการทำงานจนถึงวันที่ระงับหรือชะลอโครงการโดยไม่มีกำหนดแล้วแต่กรณีโดยถือว่าเป็นหนี้คงค้าง

18.1.3 ค่าเสียหายร้อยละ..... ของค่าบริการส่วนหนึ่งหรือทั้งหมดของโครงการแล้วแต่กรณี

18.2 เพื่อเป็นการคำนวณมูลค่าของการให้บริการและงานที่ได้กระทำไปในส่วนที่เกี่ยวข้องกับโครงการ ESCO จะต้องเปิดบัญชีแสดงรายการ การให้บริการและงานที่ทำไป โดยจะต้องบันทึกในสมุดบัญชีว่า การให้บริการและงานที่ทำคิดเป็นค่าใช้จ่ายเท่าใด รวมทั้งเงินที่ผู้ว่าจ้างชำระคืนเป็นครั้งคราวและหากไม่มีหลักฐานปรากฏชัดว่ามีข้อผิดพลาดให้ถือว่าบัญชีของ ESCO เป็นหลักฐานที่ผู้ว่าจ้างยอมรับ

18.3 หากผู้ว่าจ้างเพิกเฉยที่จะจ่ายค่าใช้จ่าย ค่าเสียหายที่เกิดขึ้น ESCO มีสิทธิ์ดำเนินการถอดเครื่องจักรและอุปกรณ์ทั้งหมดกลับและติดตั้งอุปกรณ์เดิมกลับเข้าที่ โดยค่าใช้จ่ายเป็นของผู้ว่าจ้างและยึดหลักประกัน x % ซึ่งเป็นหนังสือค้ำประกันธนาคารของผู้ว่าจ้างไว้ในกรณียกเลิกโครงการ

18.4 เมื่อ ESCO ได้รับชำระค่าใช้จ่ายตามข้อ 19.2 รวมทั้งค่าใช้จ่ายอื่นและค่าเสียหายครบถ้วนแล้ว ทั้งสองฝ่ายตกลง ให้ถือว่าหนี้หรือภาระอื่นใดระงับไปตามสัญญานี้

ข. โดย ESCO

หลังจากที่มีการเรียกประกวดราคาจนถึงก่อนเริ่มปฏิบัติงานตามโครงการ ESCO มีสิทธิที่จะถอนตัวจากโครงการนี้เมื่อปรากฏว่ายอดค่าใช้จ่ายรวมจนเสร็จสิ้นโครงการเพิ่มสูงขึ้นมาก โดย ESCO จะต้องแจ้งให้ผู้ว่าจ้างทราบภายใน 7 วันนับจากวันที่มีผู้แสดงความจำนงเข้าร่วมประกวดราคาตามสัญญาข้อ 5.1.3 การถอนตัวครั้งนี้ ESCO จะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายทั้งหมด ที่เกิดขึ้นนับแต่วันที่สัญญามีผลบังคับ

ข้อ 19. ผลบังคับใช้ของสัญญา

สัญญาฉบับนี้มีผลบังคับใช้นับแต่วันลงนามสัญญา และจะสิ้นสุดลงเมื่อพ้นกำหนดระยะเวลาการรับประกันตามสัญญาข้อ 10.1 และข้อ 14 แล้วแต่กรณี หรือสิ้นสุดลงด้วยเงื่อนไขอื่นที่กำหนดไว้ในสัญญา

ข้อ 20. ข้อโต้แย้ง

คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายตกลงที่จะใช้ความพยายามอย่างดีที่สุดร่วมกันแก้ไขปัญหาข้อโต้แย้ง การเรียกร้องตามสัญญาหรือการผิดสัญญาเพื่อให้ได้ข้อสรุปที่เห็นพ้องร่วมกัน หากคู่สัญญาไม่สามารถบรรลุข้อตกลงร่วมกันได้ ข้อโต้แย้งดังกล่าวจะนำเข้าสู่การระงับข้อพิพาทโดยวิธีอนุญาโตตุลาการ ตามพระราชบัญญัติอนุญาโตตุลาการ พ.ศ. 2530 โดยใช้กฎข้อบังคับของกระทรวงยุติธรรม คู่สัญญาตกลงยอมรับในคำวินิจฉัยชี้ขาดของอนุญาโตตุลาการ หากฝ่ายหนึ่งที่ต้องปฏิบัติตามคำชี้ขาดไม่ยอมปฏิบัติตามคำชี้ขาดนั้น อีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิยื่นคำร้องต่อศาลที่มีเขตอำนาจ เพื่อให้ดำเนินการบังคับตามคำชี้ขาดนั้น คำพิพากษาของศาลซึ่งรับรองและบังคับตามคำชี้ขาดของอนุญาโตตุลาการถือเป็นที่สุด

ในกรณีที่ข้อโต้แย้ง เกิดจากวิธีคำนวณเงินที่จะต้องเรียกเก็บ คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายตกลงกันไว้ล่วงหน้าว่าระหว่างที่รอคำวินิจฉัยของอนุญาโตตุลาการ การเรียกเก็บเงินจะคำนวณจากยอดพลังงานที่ประหยัดได้ตามประมาณการในรายงาน และผู้ว่าจ้างจะต้องชำระเงินที่เรียกเก็บตามที่กำหนดในสัญญาข้อ 11.3 เมื่ออนุญาโตตุลาการมีคำวินิจฉัยแล้ว การปรับเปลี่ยนตัวเลขที่เรียกเก็บจะมีผลย้อนหลัง และผู้ว่าจ้างจะต้องชำระเพิ่มตามคำวินิจฉัยของอนุญาโตตุลาการ

ข้อ 21. การแก้ไขสัญญา

คู่สัญญาฝ่ายที่ประสงค์จะกระทำการแก้ไข เปลี่ยนแปลง และเพิ่มเติมสัญญา จะต้องมีหนังสือบอกกล่าวยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งไม่น้อยกว่า 15 (สิบห้า)วัน หากคู่สัญญาทั้งสองฝ่าย ประสงค์จะกระทำการดังกล่าวแล้ว ให้ทำเป็นบันทึกข้อตกลงไว้แนบท้ายสัญญานี้และถือว่าข้อตกลงดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้ด้วย

ข้อ 22. สัญญาเป็นโมฆะบางส่วน

ในกรณีที่มีคำสั่งศาลว่าส่วนใดส่วนหนึ่งของสัญญาเป็นโมฆะหรือไม่สามารถบังคับใช้ได้ ให้ถือว่าเป็นโมฆะเฉพาะส่วนนั้น ไม่กระทบถึงส่วนอื่นของสัญญา

ข้อ 23. ทายาทหรือผู้รับโอน

23.1 สัญญานี้มีผลผูกพันคู่สัญญาทั้งสองฝ่ายและบรรดาทายาทผู้รับโอนหรือตัวแทนทางกฎหมายทั้งหมดของแต่ละฝ่าย และใช้บังคับกับผลประโยชน์ของบุคคลเหล่านั้นด้วย

23.2 ภายในบังคับสัญญาข้อ 23.3 ห้ามคู่สัญญาโอนหรือมอบหมายสิทธิประโยชน์ตามสัญญานี้ทั้งทางตรงและทางอ้อม ไม่ว่าจะด้วยวิธีการใดก็ตาม โดยเฉพาะอย่างยิ่งการโอนกรรมสิทธิในตัวสถานประกอบการให้แก่บุคคลอื่น ยกเว้นให้บริษัทในเครือโดยไม่ได้รับความเห็นชอบจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง

23.3 ไม่ว่าสัญญาข้อ 23.2 จะกำหนดไว้อย่างไรก็ตาม ESCO มีสิทธิโอนสิทธิการเรียกเก็บเงินตามสัญญานี้ให้แก่ธนาคารหรือสถาบันการเงินอื่นโดยไม่ต้องได้รับความเห็นชอบจากผู้ว่าจ้าง

ข้อ 24. การบอกกล่าว

การบอกกล่าว เรียกร้อง หรือการติดต่อสื่อสารอื่นใด ที่ส่งให้หรือทำขึ้นภายใต้สัญญานี้ หนังสือการติดต่อสื่อสารใดๆจะต้องจัดส่งโดยวิธีการส่งด้วยมือ ไปรษณีย์ทางอากาศ ผู้ให้บริการส่งเอกสาร หรือโทรสารถึงคู่สัญญาตามที่อยู่ที่ระบุไว้ในสัญญานี้

ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงสถานที่อยู่ที่ระบุไว้ในสัญญาฉบับนี้ คู่สัญญาจะต้องแจ้งให้ทราบภายใน ... วัน นับแต่วันที่มีการเปลี่ยนแปลง

ข้อ 25. หลักประกัน

ในวันทำสัญญานี้ผู้ว่าจ้างได้นำหลักประกันเป็นหนังสือค้ำประกันของธนาคาร ..... (20% ของเงินลงทุนทั้งหมด) เป็นจำนวนเงิน.....บาท (.....บาท) มามอบให้ ESCO เพื่อเป็นหลักประกันการปฏิบัติตามสัญญานี้

หลักประกันที่ผู้ว่าจ้างนำมามอบไว้ตามวรรคแรก ESCO จะคืนให้เมื่อผู้ว่าจ้างพ้นจากข้อผูกพันตาม สัญญานี้แล้ว

สัญญานี้ทำขึ้นเป็นสองฉบับ มีข้อความถูกต้องตรงกัน ทั้งสองฝ่ายได้อ่านและเข้าใจโดยตลอดแล้ว เห็นว่าตรงตามเจตนาจึงได้ลงลายมือชื่อและประทับตราบริษัทไว้เป็นสำคัญต่อหน้าพยานและต่างฝ่ายต่างเก็บรักษาไว้ฝ่ายละหนึ่งฉบับ

บริษัท……บริษัท……..…..

ลงชื่อ..... ผู้ว่าจ้าง ลงชื่อ.....ESCO

(.....) (……)

ลงชื่อ..... พยาน ลงชื่อ.....พยาน

(.....) (……)

ลงชื่อ..... พยาน ลงชื่อ.....พยาน

(.....) (……)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ข ตัวอย่างสัญญาพลังงานในรูปแบบรับประกันผลประหยัด

(Guaranteed Saving)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เลขที่สัญญา...../255X

(ร่าง)

สัญญาพลังงาน(Energy Performance Contract - EPC)

รูปแบบรับประกันผลประหยัดพลังงาน(Guaranteed Saving)

สัญญาฉบับนี้ทำขึ้น ณ.....เมื่อวันที่.....
ระหว่าง.....สำนักงานตั้งอยู่เลขที่.....
โดย .....ตำแหน่ง.....ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า
“ผู้ว่าจ้าง” ฝ่ายหนึ่งกับ..... สำนักงานตั้งอยู่เลขที่.....
โดย ..... ตำแหน่ง.....
ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า“บริษัทจัดการพลังงาน(Energy Service company)” หรือ “ESCO”อีกฝ่ายหนึ่ง

วัตถุประสงค์ของสัญญา

โดยที่ผู้ว่าจ้าง ซึ่งเป็นเจ้าสถานประกอบการมีโครงการที่จะลดต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านการใช้พลังงานในกิจการของตน เพื่อนำผลตอบแทนที่ได้จากการประหยัดพลังงานมาเป็นค่าใช้จ่ายในโครงการปรับปรุงและพัฒนาประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยให้ ESCO ซึ่งเป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจด้านการจัดดารพลังงานเป็นผู้ดำเนินการและนำเสนอโครงการอนุรักษ์พลังงาน โดยครอบคลุมตั้งแต่การสำรวจ ออกแบบ และติดตั้งหรือปรับปรุงอุปกรณ์หลักรวมถึงอุปกรณ์ส่วนควบ หรือทั้งระบบ ซึ่งต่อไปนี้ในสัญญาเรียกว่า“อุปกรณ์ประหยัดพลังงาน” ให้แก่ผู้ว่าจ้าง
คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจึงตกลงกัน รวมทั้งรับประกันผลตอบแทนการประหยัดพลังงาน มีข้อความดังต่อไปนี้

ข้อ 1. คำจำกัดความในสัญญานี้

1.1 ปีฐาน

หมายถึง ปีที่อาคารมีการใช้พลังงานแต่ละประเภทตามปกติตามที่ระบุในรายงานและได้รับความเห็นชอบจากผู้ว่าจ้างว่าเป็นปีที่ใช้เปรียบเทียบเรื่องการใช้พลังงานได้ หรือที่จะทำมีการเปลี่ยนแปลงตามที่ระบุไว้ในสัญญา

1.2 เงินลงทุนทั้งหมดที่ใช้ในโครงการ

หมายถึง ค่าใช้จ่ายรวมของโครงการที่ผู้ว่าจ้างต้องจ่าย อันประกอบด้วย

(1) ค่าบริการด้านวิศวกรรม (2) ค่าแรงและค่าวัสดุต่างๆ ค่าเฟอร์นิเจอร์ ค่าสิ่งของ ค่าเครื่องไฟฟ้า ค่าอุปกรณ์ ค่าเครื่องมือ ค่าอุปกรณ์ขนาดใหญ่ และส่วนประกอบ (3) ค่าใช้จ่ายที่จำเป็นทุกอย่างสำหรับการดำเนินการให้โครงการเสร็จสิ้นลง รวมทั้งการบริหารพลังงาน ค่าใช้จ่ายประจำและค่าใช้ตามสถานการณ์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งค่าพิมพ์ ค่าหลักประกันการปฏิบัติตามสัญญาตามที่ผู้ว่าจ้างเรียกร้อง และเบี้ยประกันวินาศภัยและประกันความเสียหาย (4) กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายแล้วของผู้รับเหมาช่วงกับผู้ค้าในการดำเนินการตามโครงการนี้ (5) ค่าใช้จ่ายทางการเงินที่เกิดขึ้นตั้งแต่วันที่มีการปฏิบัติตามสัญญาจนถึงวันที่มีการส่งใบเรียกเรียกเก็บเงินครั้งแรก (6) ค่าใช้จ่ายด้านการบริหารและธุรการทั้งหมดและกำไรหลังหักค่าใช้จ่ายของ ESCO (7) ภาษีที่จำเป็นต้องจ่ายตามกฎหมาย

ข้อ 2. การดำเนินการตามโครงการ

เมื่อผู้ว่าจ้างตกลงที่จะดำเนินโครงการอนุรักษ์พลังงาน โดยให้ ESCO เข้าสำรวจการใช้พลังงานในระบบ..... โดยละเอียด เพื่อนำเสนองบลงทุนประมาณการผลประหยัด รวมทั้งรายละเอียดและแผนงานต่างๆ ของโครงการให้แก่ผู้ว่าจ้างตามข้อกำหนดในสัญญานี้ เพื่อขออนุมัติจากผู้ว่าจ้างเป็นลายลักษณ์อักษร

ในกรณีที่ ประมาณการผลประหยัด และระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน..... ปี ผู้ว่าจ้างจะต้องเห็นชอบในรายงานและดำเนินโครงการอนุรักษ์พลังงานต่อไปภายใน x วัน ทั้งนี้ผู้ว่าจ้างจะจัดเตรียมสถานที่ประกอบการและระบบไฟฟ้าให้พร้อมสำหรับติดตั้งและจัดหาพนักงานเพื่อประสานงานในการดำเนินการของ ESCO ด้วยค่าใช้จ่ายของผู้ว่าจ้างเอง

ในกรณีที่ประมาณการผลประหยัด และระยะเวลาคืนทุนเกินกว่า x ปีผู้ว่าจ้างมีสิทธิที่จะยกเลิกสัญญาได้โดยไม่ต้อง เสียค่าใช้จ่ายใดๆโดยแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรภายใน xวัน

ข้อ 3. ค่าใช้จ่ายของโครงการ

ค่าใช้จ่ายเพื่อการทำงานเข้าสำรวจการใช้พลังงานในระบบ..... โดยละเอียด เพื่อนำเสนองบลงทุนประมาณการผลประหยัด รวมทั้งรายละเอียดและแผนงานต่างๆ ของโครงการ กำหนดไว้ในวงเงิน..... บาทถ้วน (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ทั้งนี้กรณีที่ระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน x ปี และผู้ว่าจ้างดำเนินโครงการอนุรักษ์พลังงานต่อ ESCO จะไม่ คิดค่าใช้จ่ายดังกล่าว

ในกรณีที่ระยะเวลาคืนทุนเกินกว่า 5 ปี ผู้ว่าจ้างสามารถยกเลิกสัญญา หรือดำเนินโครงการอนุรักษ์พลังงานต่อไปได้ โดยที่ ESCO จะไม่คิดค่าใช้จ่ายดังกล่าว

ค่าใช้จ่ายเพื่อการทำงานโครงการติดตั้งอุปกรณ์อนุรักษ์พลังงานกำหนดไว้ในวงเงินไม่เกิน .....บาท ซึ่งราคาดังกล่าว ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม โดยผู้ว่าจ้างมีสิทธิหักค่าภาษี ณ ที่

จ่ายได้ตามอัตราที่กฎหมายกำหนด ส่วน ESCO มีหน้าที่จ่ายค่าอากรแสตมป์ที่เกิดขึ้นจากสัญญาฉบับนี้

ข้อ 4. การชำระค่าใช้จ่าย

ผู้ว่าจ้างตกลงชำระค่าใช้จ่ายที่ใช้ในโครงการตามหลักเกณฑ์ ดังนี้

4.1 ชำระ x % ของค่าจ้าง เมื่อผู้ว่าจ้างลงนามสั่งซื้ออุปกรณ์ประหยัดพลังงาน

4.2 ชำระ x % ของค่าจ้าง เมื่อผู้ว่าจ้างได้ตรวจรับอุปกรณ์ประหยัดพลังงานติดตั้งตามจำนวนเรียบร้อยครบถ้วนและระบบของอุปกรณ์ดังกล่าวทำงานได้อย่างสมบูรณ์

4.3 ชำระ x % ของค่าจ้าง เมื่อผู้ว่าจ้างได้ตรวจสอบผลงานทั้งหมด รวมถึงรายงานผลประหยัดการใช้พลังงานเป็นที่เรียบร้อย จึงได้ลงนามรับลงนามตรวจรับมอบอุปกรณ์ประหยัดพลังงานและเห็นชอบผลการตรวจวัดการใช้พลังงานจาก ESCO เป็นลายลักษณ์อักษร

ข้อ 5. วิธีการชำระเงิน

5.1 ผู้ว่าจ้างชำระค่าใช้จ่ายในข้อ 4.1 ให้แก่ ESCO เมื่อลงนามในสัญญาฉบับนี้

5.2 ESCO จะออกใบแจ้งหนี้ค่าใช้จ่ายในข้อ 4.2 และ 4.3 ให้กับผู้ว่าจ้างพร้อมหลักฐานผลการตรวจวัดตามวิธีการ ในข้อ 6.2

5.3 ผู้ว่าจ้างจะชำระเงินตามใบแจ้งหนี้ ที่เรียกเก็บภายในกำหนดเวลาไม่เกิน x วันนับตั้งแต่วันที่ได้รับใบแจ้งหนี้พร้อมเอกสารที่เกี่ยวข้องซึ่งถูกต้องและครบถ้วนตามเงื่อนไขการเบิกจ่ายแต่ละงวด

5.4 ในกรณีที่ผลการประหยัดต่อปีที่ได้จากการตรวจวัดและการคำนวณทางวิศวกรรมในการใช้พลังงาน หลังจากการติดตั้งระบบเรียบร้อยแล้ว มีมูลค่าน้อยกว่า.....บาท ESCO จะรับผิดชอบจ่ายเงินชดเชยส่วนต่าง (เป็นค่าเบี้ยปรับ) ให้กับผู้ว่าจ้าง จนครบตามสัญญา

5.5 เว้นแต่ที่ได้ระบุไว้อย่างแจ้งชัดแล้วในสัญญา ESCO และผู้ว่าจ้าง ต่างฝ่ายจะรับผิดชอบในการชำระเงินค่าภาษีอากรใดที่เกิดขึ้นในส่วนของตน จากการดำเนินงานตามโครงการนี้

5.6 ในกรณีที่ผู้ว่าจ้างผิดนัดชำระเงินที่เรียกเก็บในแต่ละคราว โดยปราศจากเหตุที่ ESCO เป็นฝ่ายผิดสัญญา หรือเหตุสุดวิสัย หรือเหตุอื่นใดที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของผู้ว่าจ้าง ผู้ว่าจ้างตกลงชำระดอกเบี้ย ชำระเงินในอัตราร้อยละ.....ต่อปี ให้กับ ESCO ทั้งนี้จนกว่าจะได้ชำระเงินครบถ้วนตามจำนวนที่เรียกเก็บ สำหรับวิธีการเรียกเก็บดอกเบี้ยผิดนัดให้เป็นไปตามที่ ESCO กำหนด

ข้อ 6. การรับประกันผลประหยัดพลังงาน

ภายใน 4 สัปดาห์นับตั้งแต่ ESCO ได้ติดตั้งอุปกรณ์ประหยัดพลังงานให้ผู้ว่าจ้างเป็นที่เรียบร้อย และผู้ว่าจ้างหรือตัวแทนผู้ว่าจ้างได้ตรวจสอบผลงานทั้งหมดจนเป็นที่พอใจ และได้ลง

นามรับมอบงานตามโครงการเป็นที่เรียบร้อยแล้ว ESCO จะเข้าตรวจวัดการใช้พลังงานและคำนวณผลประหยัดทางวิศวกรรม โดยรับประกันว่าผู้ว่าจ้างจะได้รับผลประหยัดพลังงานตามเงื่อนไขและข้อกำหนดในสัญญานี้

6.1 อุปกรณ์ประหยัดพลังงาน โครงการติดตั้งอุปกรณ์ประหยัดพลังงานได้แก่.....

6.2 กระบวนการและวิธีการวัดค่าพลังงานและประเมินผลการประหยัดพลังงานผู้ว่าจ้างและ ESCO ตกลง ร่วมกันที่จะใช้ วิธีการวัดค่าพลังงานและประเมินผลการประหยัดพลังงานเป็นข้อกำหนดในการวางแผนวิธีการ วัดค่าพลังงานและประเมินผลการประหยัดพลังงานและทำรายงานผลประหยัดซึ่ง ESCO จะต้องจัดทำและเสนอแผนวิธีการ วัดค่าพลังงานและประเมินผลการประหยัดพลังงาน (Measurement and Verification Plan) ที่เป็นที่ยอมรับทั้งผู้ว่าจ้างและ ESCO

6.3 ค่าพลังงานปีฐานผู้ว่าจ้างและ ESCO ตกลงร่วมกันว่าจะใช้ค่าพลังงานปีฐานในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานอุปกรณ์ประหยัดพลังงาน เท่ากับ.....

หากการวัดค่าและประเมินผลก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ประหยัดพลังงาน เปลี่ยนไปจากค่าที่ตกลงร่วมกัน ESCO จะแจ้งเปลี่ยนแปลงกับผู้ว่าจ้างและใช้ค่าที่วัดได้ใหม่ตามข้อ 6.2 เพื่อเป็นพลังงานปีฐานในการคำนวณผลประหยัด ทั้งนี้ การใช้ค่าที่วัดใหม่ดังกล่าวจะต้องได้รับความยินยอมจากผู้ว่าจ้างเป็นลายลักษณ์อักษร

6.4 ค่าพลังงาน ผู้ว่าจ้างและ ESCO ตกลงจะใช้ค่าพลังงานในการคำนวณผลประหยัดพลังงาน เท่ากับ.....บาท/หน่วย

6.5 การรับประกันผลประหยัดพลังงาน ESCO รับประกันว่าผลของการประหยัดพลังงานจากวิธีการประเมินผลประหยัดใน ข้อที่ 6.2 จะต้องไม่น้อยกว่า.....% หรือ/และเมื่อคิดเป็นผลประหยัดทั้งปีมีมูลค่าอย่างน้อย.....หน่วย/เดือน (หน่วย/ปี) หรือผลตอบแทนการลงทุนไม่เกิน..... ปี ถ้าหากผลประหยัดของโครงการที่สามารถดำเนินการได้จริงต่ำกว่าผลประหยัดที่กำหนดในสัญญา แล้ว ESCO จะเป็นผู้ชดเชยส่วนที่ขาดให้กับผู้ว่าจ้าง แต่ในทางตรงข้ามหากผลประหยัดสูงกว่าที่กำหนดในสัญญา ผู้ว่าจ้างต้องแบ่งผลประหยัดส่วนที่สูงกว่าการรับประกันให้กับ ESCO

6.6 ระยะเวลาการรับประกันผลตอบแทน ESCO ตกลงรับประกันผลประหยัดพลังงานที่เกิดขึ้นในข้อ 6.5 เป็น ระยะเวลา x ปี นับตั้งแต่วันที่ผู้ว่าจ้างได้ชำระค่าใช้จ่ายถูกต้องครบถ้วนและ ESCO ได้ส่งมอบอุปกรณ์เป็นที่เรียบร้อยแล้ว

ข้อ 7. คำรับรองและภาระหน้าที่ของ ESCO

7.1 ในการดำเนินการตามโครงการESCO จะจัดให้มีผู้รับผิดชอบในงานตามโครงการอย่างน้อย 1 คนที่ต้องได้รับความเห็นชอบจากผู้ว่าจ้างทุกครั้ง เพื่อประสานงานกับผู้ว่าจ้างและให้คำแนะนำต่างๆแก่ผู้ว่าจ้างตามความเหมาะสม เพื่อให้งานโครงการสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

7.2 ESCO รับรองว่าอุปกรณ์ที่ขายให้ตามสัญญานี้เป็นสินค้าใหม่ที่มีคุณภาพและสามารถประหยัดพลังงานตามมาตรฐานและมีรายละเอียดตามที่ปรากฏในเอกสารแนบท้าย 1 ครบถ้วนทุกประการ

7.3 ESCO เป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์อุปกรณ์ถูกต้องตามกฎหมายและอุปกรณ์ดังกล่าวนั้นปลอดจากภาระผูกพันหรือยึดหน่วงใดๆ

7.4 อุปกรณ์ประหยัดพลังงานตามสัญญานี้จะปราศจากความชำรุดบกพร่องใดๆ ไม่ว่าจะเป็นวัสดุสัมภาระหรือฝีมือแรงงาน

7.5 ESCO จะส่งมอบอุปกรณ์ให้แก่ผู้ซื้อ ณ สถานที่ของผู้ว่าจ้างหรือสถานที่ใดๆที่ผู้ซื้อกำหนด (“สถานที่ติดตั้ง”) และจะติดตั้งอุปกรณ์ที่ซื้อขายตามสัญญานี้ให้เสร็จสิ้นภายใน X เดือนหรือติดตั้งให้แล้วเสร็จภายในเดือน..... หาก ESCO ไม่สามารถดำเนินการได้ ESCO ตกลงจ่ายค่าปรับให้แก่ผู้ว่าจ้างเป็นจำนวน x % ของมูลค่าโครงการโดยผู้ว่าจ้างจะคิดค่าปรับเป็นรายวันนับแต่วันที่ครบกำหนดเวลาติดตั้งอุปกรณ์ข้างต้น จนถึงวันที่ESCO ติดตั้งอุปกรณ์เสร็จสิ้น

7.6 ESCO สามารถที่จะโอนสิทธิและหน้าที่ต่างๆ ทั้งหมดหรือบางส่วน อันเกิดขึ้นตามสัญญานี้ไปยังบุคคลหนึ่งบุคคลใดได้ ก็ต่อเมื่อได้รับความยินยอมจากผู้ว่าจ้างเป็นลายลักษณ์อักษรล่วงหน้า ทั้งนี้ ESCO ตกลงรับผิดชอบในบรรดาการกระทำ การละเว้นการกระทำ การประมาทเลินเล่อ และการผิดสัญญานี้ ของผู้ที่ได้ โอนสิทธิหรือหน้าที่ของตนดังกล่าวทุกประการ

7.7 ESCO ตกลงว่า ในการติดตั้งอุปกรณ์ตามสัญญานี้ จะต้องดำเนินการโดยบุคคลากรผู้มีความเชี่ยวชาญตามมาตรฐานของการติดตั้งอุปกรณ์ประเภทนั้น ในการติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าว หาก ESCO ได้รับการร้องขอจากผู้ว่าจ้าง ESCO ตกลงที่จะทำการรื้อถอนอุปกรณ์เดิมที่มีอย่างระมัดระวัง และไม่ก่อให้เกิดความเสียหายใดๆกับ อุปกรณ์ดังกล่าว โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใดๆทั้งสิ้น

7.8 หากปรากฏว่า ESCO ส่งมอบอุปกรณ์ไม่ตรงตามรายละเอียดที่กำหนดไว้ ผู้ว่าจ้างมีสิทธิที่จะปฏิเสธไม่รับอุปกรณ์ดังกล่าว ในกรณีเช่นว่านี้ ให้ ESCO นำอุปกรณ์นั้นกลับไปโดยเร็วที่สุดเท่าที่จะทำได้และจะต้องนำอุปกรณ์ใหม่ที่มีรายละเอียดตามที่กำหนดไว้ตามสัญญานี้มาส่ง

มอบให้แก่ผู้ซื้อภายใน 7 วันนับแต่วันที่ผู้ว่าจ้างปฏิเสธไม่รับอุปกรณ์ หรือดำเนินการแก้ไขเพิ่มเติม ดัดแปลง หรือปรับปรุงอุปกรณ์ให้สมบูรณ์และถูกต้องตามสัญญาโดยค่าใช้จ่ายของ ESCO เอง

7.9 ESCO ตกลงและยินยอมรับประกันความชำรุดบกพร่อง ความขัดข้อง หรือความเสียหายของอุปกรณ์ทุกประการ

ทั้งนี้ ภายในระยะเวลารับประกันสินค้า ESCO จะต้องแก้ไขซ่อมแซมอุปกรณ์ให้อยู่ในสภาพที่ใช้การได้ดีดังเดิม หรือเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่แทนอุปกรณ์เดิมที่ชำรุดบกพร่อง (กรณีไม่สามารถแก้ไขซ่อมแซมอุปกรณ์เดิมได้) ภายใน x วัน นับแต่วันที่ได้รับแจ้งจากผู้ว่าจ้างไม่ว่าจะทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือไม่ก็ตาม ในการนี้ ESCO จะไม่คิดค่าใช้จ่ายใดๆ ทั้งสิ้นจากการดำเนินการแก้ไขซ่อมแซม หรือเปลี่ยนอุปกรณ์ดังกล่าวแต่อย่างใด

7.10 ในกรณี ESCO ไม่สามารถแก้ไขซ่อมแซมอุปกรณ์ หรือเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่แทนอุปกรณ์เดิมที่ชำรุดบกพร่องตามข้อ 7.9 ข้างต้น ผู้มีสิทธิจัดหาและว่าจ้างบุคคลภายนอกเพื่อทำการแก้ไขซ่อมแซม หรือเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่แทนอุปกรณ์เดิมที่ชำรุดบกพร่อง โดยที่ ESCO ตกลงรับผิดชอบค่าใช้จ่ายใดๆที่เกิดขึ้นจากการว่าจ้าง บุคคลภายนอกดังกล่าวนั้น

7.11 ESCO ตกลงรับประกันคุณภาพของอุปกรณ์ประหยัดพลังงาน โดยมีกำหนดเวลา x ปี (นับจากวันตรวจวัด การใช้พลังงานครั้งแรก) ทั้งนี้ความเสียหายที่จะรับผิดชอบ ต้องเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นเฉพาะจากความชำรุดบกพร่อง หรือประมาทเลินเล่อในอุปกรณ์ประหยัดพลังงาน

ข้อ 8. คำรับรองและภาระหน้าที่ของผู้ว่าจ้าง

8.1 ผู้ว่าจ้างมีหน้าที่ชำระราคาอุปกรณ์ให้แก่ ESCO ให้ครบถ้วนตามที่กำหนดไว้ในข้อ 4 ของสัญญานี้

8.2 ผู้ว่าจ้างมีหน้าที่จัดเตรียมสถานที่ รวมทั้งดำเนินการใดๆ อันจำเป็นเพื่อการติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าว

8.3 ผู้ว่าจ้างจะให้ความร่วมมือและจัดหารายละเอียด ข้อมูลและเอกสารให้ ESCO เพื่อดำเนินการตามสัญญา รวมทั้งแจ้งเรื่องต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานตามโครงการให้ ESCO ทราบ

8.4 เอกสารหรือข้อมูลใดที่ผู้ว่าจ้างส่งให้ ESCO เพื่อใช้ในการทำแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรม ให้ถือว่าถูกต้อง ESCO ไม่ต้องรับผิดในความเสียหายใดที่เกิดขึ้น

8.5 ผู้ว่าจ้างรับรองว่าระบบไฟฟ้าและเครื่องกลที่ระบุในแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรมที่จัดส่งให้ ESCO นั้น

- มีอยู่จริงในสถานประกอบการ

- อยู่ในสภาพใช้งานได้ ยกเว้นความชำรุดบกพร่องที่ผู้ว่าจ้างแจ้งให้ ESCO บก่อนที่สัญญานี้จะมีผล บังคับใช้

8.6 ผู้ว่าจ้างจะต้องตรวจสอบให้ความเห็นชอบแบบและข้อกำหนดทางวิศวกรรม การประมาณค่าต่างๆข้อเสนอและเอกสารหรือรายละเอียดอื่นใดที่ ESCO ส่งให้โดยรวดเร็วและใช้ความระมัดระวังตามสมควร หาก ESCO ร้องขอผู้ว่าจ้างจะต้องให้ความเห็นชอบและแจ้งให้ ESCO ทราบภายในเวลาอันสมควร หากผู้ว่าจ้างไม่แจ้งให้ ESCO ทราบภายใน.....วัน นับจากวันที่ได้รับเอกสารให้ถือว่าผู้ว่าจ้างเห็นชอบเอกสารนั้น

8.7 อนุญาตให้ ESCO เปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มเติมระบบไฟฟ้าและระบบเครื่องกลในสถานประกอบการ โดยก่อนจะ ดำเนินการ ESCO จะแจ้งให้ผู้ว่าจ้างทราบ

8.8 ผู้ว่าจ้างต้องตรวจตราสภาพอุปกรณ์ที่ ESCO ส่งมอบว่าถูกต้องตามรายละเอียดที่กำหนด หากปรากฏว่าอุปกรณ์ดังกล่าวมีความชำรุดบกพร่องที่ไม่เห็นประจักษ์ชัดผู้ว่าจ้างต้องแจ้งให้ ESCO ทราบภายในเวลา 30 (สามสิบ) วันนับแต่ได้รับอุปกรณ์ สำหรับความชำรุดบกพร่องที่เห็นได้ประจักษ์ชัด ให้ผู้ว่าจ้างแจ้งให้ ESCO ทราบภายในเวลา x วันนับแต่วันที่ผู้ซื้อพบความชำรุดบกพร่องดังกล่าว อนึ่งความรับผิดชอบของ ESCO ในความชำรุดบกพร่องของอุปกรณ์ให้เป็นไปตามคำรับประกันสินค้าของ ESCO โดยมีรายละเอียดปรากฏตามใบรับประกันสินค้า

ข้อ 9. การโอนกรรมสิทธิ์

เมื่อผู้ว่าจ้างได้ชำระค่าใช้จ่ายถูกต้องครบถ้วนตามหัวข้อที่ 4 แล้วผู้ว่าจ้างสามารถโอนกรรมสิทธิอุปกรณ์ประหยัด พลังงานที่ติดตั้งในโครงการนี้พร้อมการรับประกันคุณภาพและประสิทธิภาพของอุปกรณ์ประหยัดพลังงานและข้อกำหนดการรับประกันอุปกรณ์ประหยัดพลังงานที่มีให้กับผู้รับโอนกรรมสิทธิ์ได้ แต่ทั้งนี้ ต้องได้รับความยินยอมจาก ESCO ด้วย

ข้อ 10. การเลิกสัญญา

10.1 เมื่อครบกำหนดส่งมอบอุปกรณ์ตามหัวข้อ 7.5 แล้วหาก ESCO ไม่สามารถส่งมอบอุปกรณ์ให้แก่ผู้ว่าจ้าง หรือส่งมอบอุปกรณ์ไม่ถูกต้อง หรือส่งมอบอุปกรณ์ไม่ครบจำนวน ทั้งนี้ไม่ว่าทั้งหมดหรือบางส่วน โดยไม่แจ้งให้แก่ผู้ว่าจ้างทราบถึงสาเหตุของปัญหาที่เกิดขึ้นภายใน x วัน นับตั้งแต่วันครบกำหนดส่งมอบอุปกรณ์ ผู้ว่าจ้างมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ทันที ESCO โดยแจ้งให้ทราบเป็นลายลักษณ์อักษร

10.2 ถ้า ESCO ไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาข้อหนึ่งข้อใดด้วยเหตุใดๆ ก็ตาม จนเป็นเหตุให้เกิดความเสียหายแก่ผู้ว่าจ้างแล้ว ESCO ยอมรับผิดและยินยอมชดใช้ค่าเสียหายและ/หรือค่าใช้จ่ายอันเกิดจากการที่ ESCO ไม่ปฏิบัติตามสัญญานั้นให้แก่ผู้ว่าจ้างโดยสิ้นเชิงภายในกำหนดx วัน นับตั้งแต่วันที่ได้รับแจ้งจากผู้ว่าจ้าง

10.3 หากสัญญาที่สิ้นสุดลงเพราะเหตุตาม 10.1 หรือ10.2 ผู้ว่าจ้างมีสิทธิเรียกคืนเงินใดๆที่ได้ชำระให้แก่ ESCO ตามสัญญาฉบับนี้ทันที

10.4 ในกรณีที่มีเหตุสุดวิสัยเกิดขึ้นแก่คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งทำให้ไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญานี้ได้ให้คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายเป็นอันหลุดพ้นจากความนับผิดตามสัญญานี้เฉพาะส่วนที่เกิดจากเหตุสุดวิสัยดังกล่าว

ข้อ 11. การแก้ไขสัญญา

คู่สัญญาฝ่ายที่ประสงค์จะกระทำการแก้ไข เปลี่ยนแปลง และเพิ่มเติมสัญญา จะต้องมีหนังสือบอกกล่าวยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งไม่น้อยกว่า x วัน หากคู่สัญญาทั้งสองฝ่ายประสงค์จะกระทำการดังกล่าวแล้ว ให้ทำเป็นบันทึกข้อตกลงไว้แนบท้ายสัญญานี้และถือว่าข้อตกลงดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้ด้วย

ข้อ 12. การบอกกล่าว

การบอกกล่าว เรียกร้อง หรือการติดต่อสื่อสารอื่นใดที่ส่งให้หรือทำขึ้นภายใต้สัญญานี้ที่จะต้องทำเป็นหนังสือ การติดต่อสื่อสารใดๆ จะต้องจัดส่งโดยวิธีการส่งด้วยมือ ไปรษณีย์ทางอากาศ ผู้ให้บริการส่งเอกสาร หรือโทรสารถึงคู่สัญญาตามที่อยู่ที่ระบุไว้ในสัญญานี้

ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงสถานที่อยู่ที่ระบุไว้ในสัญญาฉบับนี้ คู่สัญญาจะต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบ ภายใน x วัน นับแต่วันที่มีการเปลี่ยนแปลง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สัญญานี้ทำขึ้นเป็นสองฉบับ มีข้อความถูกต้องตรงกัน ทั้งสองฝ่ายได้อ่านและเข้าใจโดยตลอดแล้ว เห็นว่าตรงตามเจตนาจึงได้ลงลายมือชื่อและประทับตราบริษัทไว้เป็นสำคัญต่อหน้าพยานและต่างฝ่ายต่างเก็บรักษาไว้ฝ่ายละหนึ่งฉบับ

บริษัท……บริษัท……..…..

ลงชื่อ..... ผู้ว่าจ้าง ลงชื่อ.....ESCO

(.....) (…….)

ลงชื่อ..... พยาน ลงชื่อ.....พยาน

(.....) (…….)

ลงชื่อ..... พยาน ลงชื่อ.....พยาน

(.....) (…….)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ค อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดใหญ่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

ลักษณะการใช้ สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม หน่วยงานราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ สถานที่ทำการเกี่ยวกับกิจการของต่างชาติ และสถานที่ทำการขององค์กรระหว่างประเทศ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดตั้งแต่1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนเกินกว่า 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว

4.1 อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Tariff : TOD Tariff)

อัตรารายเดือน

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)			ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Partial Peak	Off Peak	ทุกช่วงเวลา	
4.1.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	224.30	29.91	0	3.1355	312.24
4.1.2 แรงดัน 12 - 24 กิโลโวลต์	285.05	58.88	0	3.1729	312.24
4.1.3 แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	332.71	68.22	0	3.2009	312.24

4.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff)

อัตรารายเดือน

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
4.1.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	0	4.1283	2.6107	312.24
4.1.2 แรงดัน 12 - 24 กิโลโวลต์	132.93	0	4.2097	2.6295	312.24
4.1.3 แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3555	2.6627	312.24

ข้อกำหนดเกี่ยวกับอัตราค่าไฟฟ้า

1. อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้นเป็นอัตราที่เรียกเก็บรายเดือน ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม
2. ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บในแต่ละเดือน ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟและค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ซึ่งจะมีการเรียกเก็บ Ft ทุกเดือนโดยแยกเป็นรายการในใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้า Ft ทั้งนี้ ที่เรียกเก็บจะปรับเปลี่ยนทุกๆ 4 เดือน โดยกำหนดให้ Ft เป็นอัตราคงที่ต่อหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าไฟฟ้าใหม่นี้เริ่มใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน 2558 เป็นต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ง ราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU Rate)
   ค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลท์ที่ กฟผ.ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

อัตราขายส่ง (บาท/หน่วย)	
On Peak	Off Peak
4.2243	2.3567

On Peak : เวลา 09.00 - 22.00 น วันจันทร์- วันศุกร์

Off Peak : เวลา 22.00 - 09.00 น วันจันทร์- วันศุกร์

: เวลา 00.00 - 24.00 น วันเสาร์- วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันพืชมงคล และวันหยุดชดเชย)

2. สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าอัตราปกติ
   ค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันที่ กฟผ.ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

บาท/หน่วย

ปี / เดือน	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559
ม.ค.	1.6856	1.6471	1.6705	2.6114	2.6220	2.6174	2.5926	2.9026
ก.พ.	1.6736	1.6888	1.6545	2.6226	2.5934	2.5902	2.6080	2.9259
มี.ค.	1.6965	1.7099	1.7010	2.5834	2.5824	2.5851	2.5808	2.9666
เม.ย.	1.6166	1.6051	1.5860	2.5544	2.6053	2.5856	2.5366	2.8383
พ.ค.	1.5833	1.6045	1.6332	2.6106	2.5821	2.5275	2.5298	2.8849
มิ.ย.	1.7025	1.6988	1.7003	2.5754	2.5697	2.5934	2.5936	
ก.ค.	1.6583	1.6348	2.5642	2.6070	2.5835	2.6022	2.5795	
ส.ค.	1.6387	1.6620	2.6107	2.5865	2.5854	2.5534	2.5691	
ก.ย.	1.7065	1.7058	2.6257	2.5806	2.6042	2.6220	2.6261	
ต.ค.	1.6649	1.6668	2.5848	2.6119	2.6121	2.6081	2.5841	
พ.ย.	1.6815	1.7037	2.6327	2.6320	2.6043	2.5710	2.9421	
ธ.ค.	1.6674	1.6633	2.5944	2.5186	2.5437	2.5584	2.9239	

ค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย

บาท/หน่วย

ปี / เดือน	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559
ม.ค.	0.9098	0.9147	0.8668	-0.0293	0.4062	0.4830	0.4087	-0.1590
ก.พ.	0.9100	0.9148	0.8545	-0.0293	0.4066	0.4836	0.4100	-0.1590
มี.ค.	0.9101	0.9148	0.8545	-0.0292	0.4064	0.4838	0.4099	-0.1590
เม.ย.	0.9100	0.9147	0.8545	-0.0293	0.4063	0.4844	0.4102	-0.1591
พ.ค.	0.9177	0.9156	0.9373	0.0080	0.3903	0.5666	0.3128	-0.4770
มิ.ย.	0.9177	0.9157	0.9373	0.2808	0.3897	0.5663	0.3128	
ก.ค.	0.9177	0.9157	-0.0689	0.2675	0.3896	0.5659	0.3128	
ส.ค.	0.9177	0.9157	-0.0689	0.2672	0.3896	0.5654	0.3121	
ก.ย.	0.9206	0.9158	-0.0580	0.3990	0.4431	0.5057	0.2495	
ต.ค.	0.9206	0.9158	-0.0579	0.3993	0.4434	0.5052	0.2489	
พ.ย.	0.9206	0.9158	-0.0578	0.3993	0.4433	0.5058	-0.1082	
ธ.ค.	0.9206	0.9158	-0.0580	0.3994	0.4420	0.5049	-0.1082	

<u>หมายเหตุ</u>

- อัตราดังกล่าวไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%
- ค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย
  1) ค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย ไม่รวมส่วนเพิ่ม/ส่วนลดค่าไฟฟ้า เนื่องจาก กฟน. จ่ายเงินชดเชยให้ กฟภ.โดยตรง ระหว่างเดือนมิถุนายน 2545 - กันยายน 2546 ระหว่างเดือนตุลาคม 2547 - เดือนธันวาคม 2547และ ระหว่างเดือนตุลาคม 2548 - เดือนธันวาคม 2548
  2) ค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย รวมส่วนเพิ่ม/ส่วนลดค่าไฟฟ้า เนื่องจาก กฟน.จ่ายเงินชดเชยให้ กฟภ. ผ่านค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจาก บมจ.กฟผ. ระหว่างเดือนตุลาคม 2546 - เดือนกันยายน 2547
- ค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2548 เป็นไปตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่งใหม่ตามมติ กพช. ในการประชุมครั้งที่4/2548 (ครั้งที่102) เมื่อวันที่17 ตุลาคม 2548

ภาคผนวก จ อัตราการบริโภคก๊าซธรรมชาติของหม้อต้มไอน้ำ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

อัตราการบริโภคก๊าซธรรมชาติของหม้อต้มไอน้ำที่ค่าปริมาณความร้อนสูง (MMBtu-HHV/Ton)

สามารถประเมินได้จากการเก็บข้อมูลการผลิตไอน้ำ (Ton) และข้อมูลการบริโภคไอน้ำของหม้อไอน้ำ (MMBtu) ในปี 2553 และนำมาประเมิน Characteristic curve ของหม้อไอน้ำด้วยวิธีการวิเคราะห์ถึงความสัมพันธ์ของตัวแปร (Regression method) สามารถสรุปได้ดังตาราง

	Baseline: Boiler 1, 2 & 3					
			Higher heating value (HHV)		Lower heating value (LHV)	
Avg	Total TPH	% Load	MMBTU/Ton	Efficiency %	MMBTU/Ton	Efficiency %
0.00	0.0	0.0%				
0.06	0.3	5.0%	5.42	46.16%	4.89	51.15%
0.22	0.6	10.0%	3.89	64.30%	3.51	71.25%
0.91	0.9	15.0%	3.40	73.54%	3.07	81.49%
1.09	1.2	20.0%	3.17	78.85%	2.86	87.37%
1.47	1.5	25.0%	3.05	82.09%	2.75	90.96%
1.69	1.8	30.0%	2.97	84.11%	2.68	93.19%
1.97	2.1	35.0%	2.93	85.35%	2.65	94.57%
2.28	2.4	40.0%	2.91	86.08%	2.62	95.38%
2.59	2.7	45.0%	2.89	86.45%	2.61	95.79%
2.87	3.0	50.0%	2.89	86.57%	2.61	95.92%
3.14	3.3	55.0%	2.89	86.49%	2.61	95.84%
3.42	3.6	60.0%	2.90	86.28%	2.62	95.60%
3.70	3.9	65.0%	2.91	85.95%	2.63	95.24%
3.98	4.2	70.0%	2.92	85.55%	2.64	94.79%
4.26	4.5	75.0%	2.94	85.08%	2.65	94.28%
4.54	4.8	80.0%	2.96	84.57%	2.67	93.71%
4.82	5.1	85.0%	2.98	84.02%	2.69	93.10%
5.10	5.4	90.0%	3.00	83.44%	2.71	92.45%
5.38	5.7	95.0%	3.02	82.84%	2.73	91.79%
5.60	6.0	100.0%	3.04	82.22%	2.75	91.11%

ภาคผนวก ฉ ตารางราคาก๊าซธรรมชาติต่อหน่วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางราคาก๊าซธรรมชาติต่อหน่วย (Baht/MMBtu) ในปี 2553 และ 2557

	ราคาก๊าซธรรมชาติต่อหน่วย (Baht/MMBtu)	
	2553	2557
	Industrial Rate (HHV)	Cogeneration Rate (HHV)
January	316.97	366.05
February	324.70	368.16
March	319.53	366.05
April	318.19	375.22
May	314.85	389.65
June	314.65	375.43
July	314.15	378.37
August	303.62	365.75
September	297.53	366.88
October	293.18	373.57
November	293.18	381.52
December	293.18	386.32

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ช ตัวแปรที่เกียวข้องกับการคำนวณต้นทุนอากาศร้อนสำหรับเครื่องเป่าลมร้อน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตัวแปรที่เกียวข้องกับการคำนวณต้นทุนอากาศร้อนสำหรับเครื่องเป่าลมร้อน

1. การคำนวณค่าการถ่ายเทความร้อนของลมร้อน

การคำนวณจะใช้สมมุติฐานที่ประสิทธิภาพการทำงานของเครื่องเป่าลมร้อนเป็น 100 % และไม่มีการสูญเสียพลังงานระหว่างกระบวนการถ่ายเทความร้อนจาก Air pre-heater ไปยังท่อส่งลมร้อน

ค่าการถ่ายเทความร้อนของลมร้อน (Heat transfer to Air, kWth) สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$kWth = \sum_{i=1}^{n}(mi\ Cp\ (Tii - Toi)$$

m = อัตราการไหลของลมร้อน (m^3/hr)

Cp = ค่าความร้อนจำเพาะของลมร้อน (kWth/m^3-°C)
(กรณีศึกษาใช้ Cp = 0.00047 kWth/m^3 ที่อุณหภูมิ 300°C)

Ti = อุณหภูมิขาเข้าของลมร้อน (°C)

To = อุณหภูมิขาออกของลมร้อน (°C)

n = จำนวนของ Air pre-heater ทั้งหมดที่มีการเก็บข้อมูลของ m, Ti และ To

2. การคำนวณต้นทุนของก๊าซธรรมชาติต่อค่าการถ่ายเทความร้อน (Baht/kWth) สามารถคำนวณได้จาก

$$Baht/kWth = \frac{\text{ราคาของก๊าซธรรมชาติสำหรับอุตสาหกรรม (Baht/MMBtu} - \text{HHV)}}{293.0711\ (\text{kWth/MMBtu} - \text{LHV})/0.9025\ (\text{convert LHV to HHV})}$$

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวสุนิสา วาดวงพักตร์ เกิดเมื่อวันที่ 24 พฤษภาคม 2532 สำเร็จการศึกษาในระดับมัธยมจากโรงเรียนจุฬาภรณราชวิทยาลัย จังหวัดนครศรีธรรมราช และระดับปริญญาตรีจากภาควิชาวิศวกรรมระบบควบคุมและเครื่องมือวัด คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี กรุงเทพมหานคร ในปีการศึกษา 2553

จากนั้นเข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโท สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2557

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University