รหัสโครงการ SUT7-703-48-12-75

รายงานการวิจัย

การพัฒนาต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก โดยใช้เตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบสองทางออก

Development of a pilot small-scale electricity and heat production station using a hybrid updraft-downdraft biomass gasifier

คณะผู้วิจัย

หัวหน้าโครงการ

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. วีรชัย อาจหาญ

สาขาวิชาวิศวกรรมเกษตร

สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ผู้ร่วมวิจัย

พรรษา ลิบลับ	พินิจ จิรัคคกุล	ทิพย์สุภินทร์ หินซุย
ณัฐพงษ์ ประภาการ	สุภัทร หนูแย้ม	สาวิตรี คำหอม
ธนธัช มุขขันธ์	ปภัส ชนะโรค	พจนาลัย ชาวห้วยหมาก
ศรัลย์ ปานศรีพงษ์	นัยวัฒน์ สุขทั่ง	สายลม ดวงสีเสน
กิตติยาภรณ์ รองเมือง	กฤษกร รับสมบติ	นิวัตน์ ดงกะพี้
กงจักร ลมวิชัย	คงเดช พะสีนาม	ธราวุธ บุญน้อม

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2548

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

สิงหาคม 2553

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีปีงบประมาณ 2548 ทางคณะผู้วิจัยขอขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

ขอขอบคุณ ศาสตราจารย์ ดร. ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์ รองศาสตราจารย์ ดร. ศุภชาติ จงไพบูลย์พัฒนา ศาสตราจารย์ ดร. สมชาติ โสภณรณฤทธิ์ และ ศาสตราจารย์ ดร. มรกต ตันติเจริญ ที่ได้ให้คำแนะนำข้อเสนอแนะทางวิชาการ ต่อคณะผู้วิจัยด้วยดีตลอดมา

Abstract

The objective of this research was to study and develop a small scale station for electricity and heat generation using hybrid updraft-downdraft biomass gasification technology. Also, the test and evaluation of the system were carried out in order to initiate an approach for systematic use of biomass energy in agro-industry production. The study was divided in to four parts, namely; 1) designing an energy production station which is capable of generating electricity and heat approximately 40 kWh and 500 kWth, respectively, 2) setting up the heat system used in drying application, 3) fabricating the electrical connecting system and 4) doing cost-profit analysis of the whole system. In this study, *giant leucaena* (*Leucaena leucocephala* (Lam.) de Wit) was used as a feedstock.

The results showed that the gasification efficiency obtained was 80% with the biomass consumption rate of 63 kg/hr. The heating value of producer gas was 5.36 MJ/Nm^3 which would be sufficient for use in drying application or electricity generation. Moreover, tar content in producer gas was low with a value of 3.1 mg/Nm^3 because the gasification system was added up the cleaning system consisting of scrubber and condenser. For electricity generation test, the producer gas used with a gas engine gave the electrical efficiency 12.52% at the electrical output of 40 kW. At this condition, the biomass consumption rate was 1.81 kg/kWh. In case of using a diesel dual engine, the electrical efficiency achieved was 15.93% at the electrical output of 53%. The specific fuel consumption (diesel oil) was found to be 0.06 l/kWh or 2.98 l/hr, and the specific biomass consumption rate was 1.01 kg/kWh which was approximately 80% replacement. For the test of producer gas in cassava chip drying using a rotary dryer, the temperature in a burner was 323.6°C at the gas flow rate 250 m^3/hr. Cassava chips were fed to the dryer with the feeding rate of 77.17 kg/min, and the time required to pass the dryer was 47.12 min. The cassava chips were circulated six rounds to achieved moisture content lower than 13% w.b. The specific energy consumption for the drying was approximately 9.73 MJ/kg$_{water}$. The stability of electricity was found to be in a standard range. Considering the cost-profit analysis of the system, the net cost of investment is 834,600 Baht and the system is able to return the money 173,789 Baht/yeas, which resulted in five years of payback period. The results found in this study can ensure the use of a small scale station for electricity and heat generation using hybrid updraft-downdraft biomass gasification technology in rural communities.

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์ เพื่อศึกษาและพัฒนาต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก โดยใช้เทคโนโลยีเตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบสองทางออก (Hybrid Updraft-Downdraft Biomass Gasification) และทดสอบและประเมินประสิทธิภาพของระบบ เพื่อพัฒนาแนวทางการใช้พลังงานชีวมวลอย่างเป็นระบบในอุตสาหกรรมการผลิตทางการเกษตร งานวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 5 ขั้นตอนคือ 1) การออกแบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน ที่กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 40 กิโลวัตต์ชั่วโม และผลิตความร้อนขนาด 500 kW_{th} ตามลำดับ 2) สร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและระบบนำความร้อนไปใช้ในการอบแห้ง 3) ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบเพื่อทำการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้ากับระบบ 4) การวิเคราะห์ต้นทุน-กำไร โดยผลการการวิจัย สรุปได้ดังต่อไปนี้

ในการทดสอบระบบได้ใช้ไม้กระถินยักษ์เป็นเชื้อเพลิง ประสิทธิภาพการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Gasification Efficiency) เฉลี่ยเท่ากับ 80% มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ 63 kg/hr ค่าความร้อนที่ผลิตได้ คือ 5.36 MJ/Nm^3 พลังงานความร้อนนี้เพียงพอที่จะนำไปใช้อบแห้งได้ นอกจากนี้ยังสามารถนำไปใช้สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าได้ เพราะปริมาณของน้ำมันดินหรือทาร์ต่ำ คือ 3.1 mg/Nm^3 เนื่องจากได้เพิ่มระบบทำความสะอาดแก๊ส คือ ระบบสครับเบอร์ (Scrubber) และ ระบบการควบแน่น (Condensation) ในการนำแก๊สเชื้อเพลิงมาผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับเครื่องยนต์แก๊ส จะให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบ เท่ากับ 12.52 % ที่กำลังการผลิตไฟฟ้า 40 kW ในกรณีดังกล่าวอัตราเชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ที่ใช้เท่ากับ 1.81 kg/kWh สำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้เครื่องยนต์ดีเซลร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบเท่ากับ 15.93 % ที่กำลังการผลิตไฟฟ้า 53 kW อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันดีเซล เท่ากับ 0.06 l/kWh หรือ 2.98 l/hr ในกรณีดังกล่าวอัตราการเชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์เท่ากับ1.01 kg/kWh หรือคิดเป็นอัตราทดแทน (%Replacement) ประมาณ 80% สำหรับการทดสอบนำแก๊สเชื้อเพลิงมาอบแห้งโดยเครื่องอบแห้งแบบโรตารี่ ความร้อนจากห้องเผาไหม้มีอุณหภูมิประมาณ 323.6 °C ที่อัตราการไหล 250 m^3/h ที่ทางเข้าห้องอบแห้ง ชิ้นมันจะถูกป้อนเข้าสู่ห้องอบแห้งด้วยอัตรา 77.17 kg/min และใช้เวลาเคลื่อนที่ภายในห้องอบนาน 47.12 นาที/รอบ โดยจะต้องทำการอบแห้งชิ้นมันเป็นเวลา 6 รอบ จึงจะสามารถลดความชื้นมันลงได้ต่ำกว่า 13% w.b. ค่าพลังงานจำเพาะที่ใช้ในการอบแห้งมีค่าประมาณ 9.79 MJ/kg_{water} การทดสอบความเสถียรภาพของการเชื่อมต่อระบบโดยการวัดค่าสัญญาณอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทา33333งเศรษฐศาสตร์ โดยเงินลงทุนสุทธิเท่ากับ 834,600 และมีรายได้สุทธิ 173,789 บาท/ปี สามารถคืนทุนในระยะเวลา 5 ปี ซึ่งเป็นข้อยืนยันของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก ที่สามารถนำไปใช้ได้จริงสำหรับชุม

สารบัญ

หน้า

กิตติกรรมประกาศ ..... ก
บทคัดย่อ ..... ข
สารบัญ ..... ง
สารบัญตาราง ..... ช
สารบัญรูป ..... ฌ
คำอธิบายสัญลักษณ์ ..... ฎ

บทที่

1 บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา 1-1
1.2 วัตถุประสงค์ 1-6
1.3 ขอบเขตของการวิจัย 1-6
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 1-7

2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 2-1
2.1 บทนำ 2-1
2.2 เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรง 2-1
2.2.1 การจำแนกระบบการเผาไหม้โดยตรง 2-1
2.2.2 ระบบผลิตพลังงาน 2-4
2.3 เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงร่วม 2-6
2.4 เทคโนโลยีไพโรไลซิส 2-6
2.5 เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น 2-7
2.5.1 ทฤษฎีแก๊สซิฟิเคชั่น 2-8
2.5.2 ชนิดของเตาผลิตแก๊สชีวมวล 2-11
2.5.3 คำจำกัดความของทาร์ 2-13
2.5.4 แก๊สเชื้อเพลิงหรือโปรดิวเซอร์แก๊ส 2-14
2.5.5 มลพิษและของเสียที่เกิดจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น 2-15
2.5.6 ระบบผลิตพลังงาน 2-17

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.6 การพัฒนาเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นในประเทศไทย 2-19
2.7 การอบแห้งวัสดุเกษตร 2-25
2.8 สรุป 2-31

3 อุปกรณ์และวิธีการ 3-1
3.1 บทนำ 3-1
3.2 อุปกรณ์และวิธีการ 3-1
3.2.1 การออกแบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน 3-1
3.2.2 การสร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและระบบนำความร้อนไปใช้ในการอบแห้ง 3-3
3.2.3 ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบเพื่อทำการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้ากับระบบและศึกษาเสถียรภาพการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 3-3
3.2.4 การประเมินประสิทธิภาพการทำการของระบบ 3-4
3.2.4.1 การประเมินประสิทธิภาพการทำการของระบบผลิตไฟฟ้า 3-4
3.2.4.2 การประเมินประสิทธิภาพของระบบอบแห้ง 3-11
3.2.5 การวิเคราะห์ต้นทุน-กำไร ของโครงการ 3-13
3.2.6 การวิเคราะห์และการเขียนงาน 3-13
3.3 แผนการบริหารโครงการวิจัย 3-13
3.4 แผนการถ่ายทอดเทคโนโลยี หรือผลการวิจัยสู่กลุ่มเป้าหมาย 3-14

4 ผลการศึกษาและวิจารณ์ 4-1
4.1 การออกแบบ และการสร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน 4-1
4.1.1 ข้อมูลสำหรับใช้ในการออกแบบ 4-1
4.1.2 สร้างเตาผลิตเชื้อเพลิง 4-3
4.1.3 การสร้างเครื่องโรตารี่ 4-5
4.1.4 การติดตั้งเครื่องยนต์สันดาปภายในเพื่อผลิตไฟฟ้า 4-7
4.1.5 วิธีการเชื่อมโยงระบบเข้าสู่ Grid 4-17

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.2 ประเมินประสิทธิภาพการทำการของระบบ 4-18
4.2.1 การเตรียมเชื้อเพลิงชีมวลไม้กระถินยักษ์ เพื่อนำไปใช้ทดสอบ 4-18
4.2.2 การทดสอบเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง 4-20
4.3 การทดสอบประสิทธิภาพการใช้งาน 4-21
4.3.1 การทดสอบประสิทธิภาพการผลิตพลังงานของระบบ 4-21
4.3.2 การทดสอบประสิทธิภาพการเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงมาผลิต กระแสไฟฟ้า 4-23
4.3.3 การทดสอบประสิทธิภาพการเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงโดยการ ทดสอบอบแห้ง 4-26
4.3.4 การทดสอบความเสถียรภาพของการเชื่อมต่อระบบ 4-27
4.4 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (ของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน-ขนาดเล็ก 1 จุด) 4-30
4.5 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (ของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน) 4-31

5 สรุป ปัญหา และข้อเสนอแนะ 5-1
5.1 สรุป 5-1
5.1.1 การออกแบบและการสร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน 5-1
5.1.2 การติดตั้งเครื่องยนต์สันดาปภายในเพื่อผลิตไฟฟ้า 5-2
5.1.3 การประเมินประสิทธิภาพการทำการของระบบ 5-2
5.1.4 การทดสอบประสิทธิภาพการของระบบโดยนำแก๊สเชื้อเพลิงมาผลิต กระแสไฟฟ้า 5-3
5.1.5 การทดสอบประสิทธิภาพการเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงโดยการ ทดสอบอบแห้ง 5-3
5.1.6 การทดสอบความเสถียรภาพของการเชื่อมต่อระบบ 5-3
5.1.7 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ 5-4
5.2 ปัญหาและข้อเสนอแนะ 5-4

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บรรณานุกรม
ภาคผนวก
ภาคผนวก ก วิธีการวิเคราะห์พารามิเตอร์ต่างๆ .....
ภาคผนวก ข อุปกรณ์และเครื่องมือวิจัย.....
ภาคผนวก ค หลักเกณฑ์ ขั้นตอน วิธี และระเบียบการขออนุญาตเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าชีวมวล
เข้าสู่ระบบ.....
ภาคผนวก ง ประมวลภาพงานสัมมนา .....
ประวัติผู้วิจัย.....

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2-1 การเปรียบเทียบ จุดเด่น–จุดด้อย ของระบบการเผาไหม้โดยตรงแต่ละแบบ 2-5
ตารางที่ 2-2 ส่วนประกอบทางเคมีของทาร์ (Tars) ที่อุณหภูมิต่าง ๆ 2-13
ตารางที่ 2-3 ชนิดของมลสารและปัญหาที่เกิดขึ้นในระบบผลิตแก๊สเชื้อเพลิง 2-15
ตารางที่ 2-4 ชนิดของมลสารและระบบทำความสะอาดแก๊สเชื้อเพลิง[1] 2-16
ตารางที่ 2-5 การเปรียบเทียบข้อดี-ข้อเสีย ของเครื่องอบแห้งแต่ละชนิด 2-31
ตารางที่ 3-1 แสดงถึงพารามิเตอร์ เครื่องมือวัด ระบบการวัดและวิเคราะห์ 3-5
ตารางที่ 4-1 รายละเอียดของอุปกรณ์ของระบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน 4-3
ตารางที่ 4-2 รายละเอียดของเครื่องยนต์ดีเซลมาใช้ร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง 4-8
ตารางที่ 4-3 พิกัดของเครื่องยนต์ (Engine Specifications) 4-9
ตารางที่ 4-4 พิกัดของชุดเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้า (Engine-Generator Set Specifications) 4-11
ตารางที่ 4-5 พิกัดของอุปกรณ์รักษาความเร็วรอบ (Electric Actuator Specifications) 4-11
ตารางที่ 4-6 สมบัติทางเคมีของเชื้อเพลิงชีวมวลไม้กระถินยักษ์ 4-19
ตารางที่ 4-7 การควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ ต่ออัตราการไหลของแก๊ส 4-20
ตารางที่ 4-8 การควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ ต่ออัตราการไหลของแก๊ส 4-21
ตารางที่ 4-9 การทดสอบประสิทธิภาพการผลิตพลังงานของระบบโดยใช้ไม้กระถินยักษ์เป็นเชื้อเพลิง 4-21
ตารางที่4-10 อุณหภูมิในเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงเฉลี่ยของทั้ง 4 สภาวะ 4-22
ตารางที่4-11 การทดสอบประสิทธิภาพของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลคือ ไม้กระถินยักษ์ สำหรับแครื่องยนต์แก๊ส 4-24
ตารางที่4-12 การทดสอบประสิทธิภาพของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลคือ ไม้กระถินยักษ์ สำหรับแครื่องยนต์ดีเซลร่วมกับเชื้อเพลิงแก๊ส 4-24
ตารางที่4-13 การทดสอบประสิทธิภาพของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลคือ ไม้กระถินยักษ์ สำหรับแครื่องยนต์ดีเซลร่วมกับเชื้อเพลิงแก๊ส 4-25
ตารางที่4-14 ผลการทดลองอบแห้งมันสำปะหลัง 4-27

สารบัญภาพ

หน้า

รูปที่2-1	ระบบการเผาไหม้โดยตรงแบบตะกรับเลื่อน	2-2
รูปที่2-2	ระบบการเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบด	2-3
รูปที่2-3	การผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม	2-4
รูปที่2-4	กระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น	2-8
รูปที่2-5	เตาผลิตแก๊สชีวมวลชนิดต่างๆ	2-12
รูปที่2-6	โรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิตฯ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	2-21
รูปที่2-7	กระบวนการและส่วนประกอบของระบบโรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิตฯกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	2-22
รูปที่2-8	แผนผังส่วนประกอบที่สำคัญของต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชนมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี	2-23
รูปที่2-9	กระบวนการและการจัดวางระบบต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี	2-24
รูปที่2-10	ต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี	2-24
รูปที่2-11	ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอบแห้ง กับความชื้น	2-27
รูปที่2-12	เครื่องอบแห้งโรตารี (Rotary Dryer) แบบช่องเดี่ยว	2-28
รูปที่2-13	เครื่องแห้งแบบพาหะลม (Flash Dryer)	2-28
รูปที่2-14	ด้านข้างของ Disk Dryers	2-29
รูปที่2-15	ด้านข้างของ Cascade Dryers	2-30
รูปที่2-16	Superheat Steam Dryer	2-30
รูปที่ 3-1	การวางระบบสำหรับ สถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน ของ Hybrid updraft-downdraft biomass gasifier	3-2
รูปที่ 3-2	เครื่องตรวจวัดค่าพลังงานไฟฟ้า CA.8334	3-4
รูปที่ 3-3	แสดงอุปกรณ์ เครื่องมือที่ใช้ในการวัด	3-6
รูปที่ 3-4	การหาความชื้นมันด้วยเครื่องหาความชื้นวัสดุแบบอินฟราเรด	3-11
รูปที่ 3-5	ตำแหน่งวัดอุณหภูมิลมร้อนและความชื้นมันบนเครื่องอบโรตารี่	3-12
รูปที่ 4-1	Conceptual design สถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน	4-3

สารบัญภาพ (ต่อ)

หน้า

รูปที่ 4-2 การสร้างเตาผลิตเชื้อเพลิง และการติดตั้งอุปกรณ์ เครื่องมือวัด 4-4
รูปที่ 4-3 Conceptual design เครื่องอบแห้งโรตารี่ต้นแบบ 4-6
รูปที่ 4-4 ลักษณะเครื่องอบโรตารี่แบบต่อเนื่อง 4-6
รูปที่ 4-5 เครื่องยนต์ดีเซลมาใช้ร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง 4-7
รูปที่ 4-6 100GF-PJ_G Producer Gas Power Generator Set 4-9
รูปที่ 4-7 Actuator ADB 225 SERIES 4-12
รูปที่ 4-8 ชุดตู้คอนโทล PLR-100 4-13
รูปที่ 4-9 Measuring Systems และMonitoring Systems 4-14
รูปที่ 4-10 Control Systems 4-15
รูปที่ 4-11 Safety Systems 4-16
รูปที่4-12 Grid Connection Modules (Semiautomatic Pseudo-Synchronous Mode) 4-17
รูปที่ 4-13 เชื้อเพลิงชีวมวล (ไม้กระถินยักษ์) 4-18
รูปที่4-14 ลักษณะเปลวไฟที่ได้จากแก๊สเชื้อเพลิงแสดง 4-22
รูปที่4-15 Temperature Profile ของอัตราการไหลของแก๊สเชื้อเพลิงทั้ง 3 สภาวะ 4-23
รูปที่4-16 ลักษณะของชิ้นมันเส้นที่ผ่านการสับด้วยเครื่องสับมัน 4-26
รูปที่4-17 ลักษณะของมันเส้นแห้งที่ได้จากการอบแห้งด้วยเครื่องอบแห้งโรตารี่ต้นแบบ 4-26
รูปที่4-18 การทดสอบความเสถียรภาพของการเชื่อมต่อระบบ 4-28
รูปที่ 5-1 แผนผังแสดงแนวความคิดในการจัดการเชื้อเพลิงชีวมวลไม่เชิงพาณิชย์ ของประเทศไทยมีศักยภาพ 4 ชนิด คือ ฟางข้าว ใบอ้อย เหง้ามันสำปะหลัง และ ทางปาล์ม 5-5

คำอธิบายสัญลักษณ์

ASTM	American Society for Testing and Materials
BOD	Biological Oxygen Demand
EDXRF	Energy Dispersive X-Ray Fluorescence Spectrometer
G_C	Gas Composition (%V)
HHV_{bio}	High Heating Value of biomass (MJ/Nm^3)
HHV_g	High Heating Value of gas (MJ/Nm^3)
m_{ash}	Ash Production (kg/hr)
m_{bio}	Biomass Consumption (kg/hr)
ND	Not Detected
P_e	Electrical Power
T_0	Producer Gas Temperature (Gas Outlet (^oC))
T_1- T_6	Reactor Temperature
TD	Impurities (Tar & Dust) After Biomass Filter Box (mg/Nm^3)
T_g	Producer Gas Temperature (Cleaned Gas (^oC))
V_g	Gas Flow Rate (Nm^3/h)
ηg	Gasification Efficiency
ηe	Engine-generator Efficiency
ηel	Electrical Efficiency

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ที่มา และความสำคัญของปัญหา

ในภาวะปัจจุบัน สถานการณ์ด้านพลังงานของประเทศไทยนั้นกำลังอยู่ในช่วงวิกฤติ เนื่องมาจากความไม่แน่นอนของสถานการณ์ทางการเมืองในต่างประเทศ หรือแม้กระทั่งการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศเราเองที่มีแนวโน้มในการใช้พลังงานเพิ่มมากขึ้น เป็นเหตุจูงใจให้นักวิจัยส่วนมากหันมาทำการค้นคว้าและวิจัยหาแหล่งพลังงานใหม่มาทดแทนที่เหมาะสมในประเทศ อันสอดคล้องกับนโยบายพลังงานของชาติ

เมื่อมาพิจารณาพื้นฐานของประเทศไทย ซึ่งเป็นประเทศเกษตรกรรม มีเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร (ชีวมวล หรือ Biomass) หลงเหลือจากกระบวนการการผลิตมากมายไม่ว่าจะเป็น เศษไม้ ฟางข้าว ชานอ้อย แกลบ เหง้ามันสำปะหลัง กากมันสำปะหลัง หรือกากปาล์ม ฯลฯ ที่ยังไม่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้หรือแม้กระทั่งบางครั้งก่อให้เกิดภาระที่ต้องทำลายหรือกำจัดทิ้ง ดังนั้นการนำวัสดุเหล่านี้มาใช้ในการผลิตพลังงานจึงเป็นการใช้วัตถุดิบหรือทรัพยากรอย่างคุ้มค่า เหมาะสม และยังช่วยขจัดปัญหาเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรให้แก่เกษตรกรอีกด้วย

โครงการ การศึกษาต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็กนี้ เป็นโครงการที่มุ่งจะทำการศึกษา วิจัย และพัฒนาพลังงานทดแทนจากชีวมวล มีเป้าหมายหลักที่จะนำเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร (Biomass) มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าร่วมและผลิตพลังงานความร้อนสำหรับการอบแห้งผลผลิตทางการเกษตรสำหรับชุมชนขนาดเล็กในระดับหมู่บ้าน เป็นการสนับสนุนให้เกษตรกรสามารถพึ่งพาตนเองในเรื่องพลังงานได้ในระดับหนึ่ง ทั้งยังเป็นการช่วยเพิ่มมูลค่าสินค้าเกษตรและยืดระยะเวลาการเก็บรักษาผลผลิตทางการเกษตรด้วยวิธีการอบแห้งได้อีกด้วย

จุดเริ่มต้นของโครงการนี้เกิดขึ้นด้วยความตระหนักถึงความสำคัญของพลังงานในการพัฒนาประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการหาพลังงานทดแทนต้นทุนต่ำมาใช้ในภาคเกษตรกรรมและอุตสาหกรรมขนาดเล็กในชนบท สามารถลดการนำเข้าน้ำมันและเชื้อเพลิงอื่นๆจากต่างประเทศ ซึ่งทำให้ประหยัดเงินตราและช่วยพื้นฟูเศรษฐกิจของชาติ จึงมีแนวคิดที่จะนำเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทนที่มีอยู่ในปัจจุบันมาปรับปรุงให้มีประสิทธิภาพและพัฒนาให้เป็นระบบเพื่อที่จะถ่ายทอดไปสู่ชุมชนหรือเกษตรกรได้อย่างดีโดยผสานความร่วมมือในการทำวิจัยกับหน่วยงานต่างๆ ของรัฐและเอกชนที่มีบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญเพื่อที่จะนำไปสู่ความสัมฤทธิ์ผลทางวิชาการที่เหมาะแก่การนำไปใช้งานได้จริงอย่างเป็นรูปธรรม

ด้วยความเหมาะสมในตำแหน่งที่ตั้งของ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยี จังหวัดนครราชสีมา ที่เป็นแหล่งชีวมวลขนาดใหญ่ ไม่ว่าจะเป็น พื้นที่ปลูกมันสำปะหลัง และพืชไร่ที่สำคัญ พื้นที่สวนป่า สวนผลไม้ ฟาร์มเลี้ยงสัตว์ ฯลฯ และมีเศษวัสดุเหลือใช้ และของเสียจากกระบวนการผลิต ที่ยังไม่ได้นำไปใช้ประโยชน์จำนวนมหาศาล ทำให้ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จัดให้มีหน่วยปฏิบัติการวิศวกรรมพลังงานและสิ่งแวดล้อม เพื่อทำหน้าที่ในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทน โดยให้เงินสนับสนุนงานวิจัยขั้นต้น ไม่ว่าจะเป็น การพัฒนาเครื่องอัดแท่งชีวมวล การพัฒนาระบบผลิตแก๊สชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ การผลิตน้ำมันไบโอดีเซล หรือแม้กระทั่ง การพัฒนาเตาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออกสำหรับการผลิตไฟฟ้าและการอบแห้ง ที่กำลังดำเนินการขยายผลการวิจัยที่เกิดขึ้นอยู่ในขณะนี้

ซึ่งมีเป้าหมายที่จะนำไปใช้ในการเกษตรและอุตสาหกรรมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยอาศัยความพร้อมของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีที่มีห้องปฏิบัติการที่จะสนับสนุนงานวิจัยที่ทันสมัย ณ ศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ความพร้อมที่มีฟาร์มมหาวิทยาลัย สามารถใช้ทำการ Demonstrate เทคโนโลยีที่คิดค้นและสร้างขึ้น รวมไปถึงโครงสร้างมหาวิทยาลัย ที่มีหน่วยงานเทคโนธานี ซึ่งทำหน้าที่เป็นศูนย์กลางแลกเปลี่ยนข้อมูลข่าวสาร ในการเผยแพร่ ถ่ายทอดเทคโนโลยีด้านต่างๆ โดยเฉพาะไปสู่ชุมชนหรือกลุ่มเป้าหมายต่อไป

จากศักยภาพด้านต่างๆของมหาวิทยาลัยฯ มาถึงเทคโนโลยีที่เลือกใช้ในโครงการวิจัยนี้ ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ใช้กันแพร่หลายทั่วโลก โดยเฉพาะอย่างยิ่งประเทศเกษตรกรรม นั่นก็คือ การผลิตแก๊สชีวมวล ด้วยกระบวนการ Gasification ซึ่งถูกออกแบบให้เหมาะสมแก่การใช้งานสำหรับระดับชุมชนของประเทศไทย โดยจะใช้เป็นเทคโนโลยีหลักในการวิจัยและพัฒนาต้นแบบในครั้งนี้ โดยจะทำการผสมผสานเทคนิคต่างๆเพื่อให้ได้มาซึ่ง ต้นแบบของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน กำลังการผลิต 500 kWh_{th} โดยใช้ระบบ Hybrid updraft-downdraft gasification system ที่สามารถผลิตแก๊สเชื้อเพลิงที่มีค่า Heating value สูง และจุดติดไฟง่าย ออกมาสองช่องทางในขณะเดียวกัน โดยแก๊สเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ทางช่องออก Updraft และ Downdraft จะนำมาใช้ในการอบแห้งและผลิตกระแสไฟฟ้าตามลำดับ

การผลิตพลังงานทดแทนจากชีวมวล โดยทั่วไปจะมีอยู่ 2 วิธีการหลักๆคือ 1) การหมัก (Fermentation) ซึ่งจะได้แก๊สมีเทน หรือ เมทานอล แต่อยู่ในปริมาณที่น้อยและใช้ระยะเวลานาน 2) การเผา (Combustion and gasification) สามารถนำมาผลิตพลังงานความร้อนได้โดยตรง หรือ ได้องค์ประกอบแก๊สเชื้อเพลิงที่มีค่า heating value สูง ซึ่งมีความเหมาะสมและเป็นไปได้อย่างยิ่งในการนำมาใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตทางการเกษตร และการผลิตกระแสไฟฟ้า

การผลิตพลังงานจากชีวมวลโดยวิธีการเผาโดยวิธี Gasification อาศัยกระบวนการทางเคมี ที่ทำให้องค์ประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีอยู่ในชีวมวล เปลี่ยนไปเป็นแก๊สคาร์บอนมอนนอกไซด์ (CO) และ

ไฮโดรเจน (H_2) จุดติดไฟง่าย สามารถนำไปใช้ในการผลิตพลังงานได้หลากหลาย ไม่ว่าจะเป็น การผลิตพลังงานความร้อนโดยการเผาไหม้โดยตรงในห้องเผาไหม้ (Burner) หรือแม้กระทั่งนำไปใช้กับเครื่องยนต์เผาไหม้ภายในการผลิตกระแสไฟฟ้า (Engine-generator set) ซึ่งสภาวะที่ทำให้เกิดแก๊สดังกล่าวก็คือ สภาวะการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ กล่าวคือ เป็นสภาวะที่มีการจำกัดปริมาณอากาศหรือแก๊สออกซิเจน เพราะหากมีแก๊สออกซิเจนเพียงพอ หรือมากเกินพอจะกลายเป็นกระบวนการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ (Combustion) และมีการปลดปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ไอน้ำ ออกมาซึ่งไม่ติดไฟ

ชนิดของเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Gasifier) แบ่งตามลักษณะการป้อนเชื้อเพลิงดิบ (ชีวมวล) แบ่งออกได้เป็น 2 แบบคือ แบบคอลัมน์ (Fixed bed gasifier) และแบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized bed gasifier) ซึ่งมีข้อดีข้อเสียแตกต่างกันไป ตามลักษณะของการนำไปใช้ประโยชน์ (Dutta, 1998) และวัตถุดิบที่ใช้ หากต้องการนำไปใช้ในการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง และวัตถุดิบที่มีขนาดใหญ่แล้วพบว่าเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงแบบคอลัมน์ มีความเหมาะสมเพราะนอกจากจะสามารถผลิตแก๊สเชื้อเพลิงจากวัตถุดิบที่มีความชื้นสูงด้วยระบบที่ไม่ซับซ้อนและยังสามารถนำพลังงานที่ได้รับไปใช้ประโยชน์ได้หลากหลายดังได้กล่าวมาแล้วข้างต้น

เตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงแบบคอลัมน์นี้สามารถจำแนกตามทิศทางการป้อนอากาศในเตาคือ ถ้าอากาศถูกป้อนจากด้านล่างขึ้นข้างบนของเตาเรียกว่า Updraft gasifier และถ้าป้อนจากส่วนบนของห้องเผาไหม้ลงด้านล่างของเตาเรียกว่า Downdraft gasifier ส่วนอากาศเข้าในแนวขวางเรียกว่า Crossdraft gasifier แต่อย่างไรก็ดีปัญหาที่เกิดขึ้นกับกระบวนการผลิตแก๊สดังกล่าวซึ่งถือว่าเป็นปัญหาที่สำคัญในการนำแก๊สเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ไปใช้ประโยชน์ก็คือปัญหาการปนเปื้อนของยางเหนียว หรือ Tar จึงมีผู้คิดค้นเทคนิคใหม่ในการป้อนอากาศเพื่อลดการปนเปื้อนของยางเหนียวโดยการป้อนอากาศหลายส่วนในเตาผลิตแก๊สซึ่งเรียกว่า Multi-stage gasifier สามารถผลิตแก๊สร้อนได้ถึง 1000°C ซึ่งเป็นอุณหภูมิที่สามารถทำลายโมเลกุลของยางเหนียวได้ (Nikolaisen, 1992) โดยหลักการดังกล่าวนี้นำมาสู่การพัฒนาเป็น Two-stage gasifier ซึ่งแนวโน้มที่จะได้รับการยอมรับที่จะนำมาใช้งานต่อไปในอนาคต

การตรวจสอบงานวิจัย และพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานในส่วนของ Biomass gasification (การนำชีวมวล หรือ Biomass มาผลิตพลังงานด้วยกระบวนการ gasification) ในประเทศไทย พบว่า ได้มีการทดลองสร้างและทดสอบประสิทธิภาพการใช้งานเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง จากถ่านไม้ ในปี 1979 (กองเกษตรวิศวกรรม, 2522) โดยนำมาใช้ในผลิตเชื้อเพลิงให้กับเครื่องยนต์เบนซิน 4 จังหวะ ขนาด 5 แรงม้า เพื่อใช้ในการสูบน้ำเพื่อการเกษตร พบว่ามีความเหมาะสมที่จะใช้ในท้องถิ่นที่มีถ่านมาก เช่น ในภาคใต้ที่มีการตัดยางพาราเพื่อปลูกยางพันธุ์ดีทดแทนในยุคนั้น

ส่วนกลุ่มวิจัยที่ได้รับเครดิตและถือได้ว่าเป็นผู้ทำการศึกษาเกี่ยวกับ Biomass gasification อย่างจริงจังก็คือ ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ที่

ทำการศึกษาและพัฒนา Gasification system ขนาดเล็กสำหรับใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าขึ้น ในช่วงปี 1981-1990 โดยเฉพาะในช่วงปี 1989-1990 Gasification system ขนาด 10 kW_e ที่พัฒนาขึ้นใช้งานไปได้ 700 ชั่วโมง .ใช้ในการสาธิตและฝึกอบรม นอกจากนี้มีการติดตั้ง 3 เครื่องในเขตที่ไฟฟ้าเข้าไม่ถึงของภาคตะวันออกเฉียงเหนืออีกด้วย (RAR-FAO, 1999)

การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี Biomass gasification ของภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ ในการนำพลังงานที่ได้จากกระบวนการ Gasification มาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ในแง่มุมต่างๆไม่ว่าจะเป็นเทคนิคและรายละเอียดการออกแบบเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงตลอดจนสภาวะต่างๆที่เหมาะสมที่จะผลิตแก๊สให้ได้คุณภาพ ที่จะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์เผาไหม้ภายใน ซึ่งเป็นต้นกำลังในการหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือแม้กระทั่งเรื่องของวัตถุดิบ (Biomass) อื่นๆที่มีศักยภาพอีกด้วย (Coovattanachai et al., 1982; 1982a; 1982b; 1983; 1986; 1990; 1997)

จากการที่โครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี Biomass gasification ได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาล และหน่วยงานระหว่างประเทศที่ผ่านมามากมายในอดีต แสดงให้เห็นถึงความก้าวหน้าและเป็นที่ยอมรับในเทคโนโลยีและศักยภาพของประเทศไทยที่สามารถผลิตพลังงานจากกระบวนการ Gasification ได้เป็นอย่างดี จากรายงานของ Biomass Gasification Component of Renewable Non-conventional Energy Project (Chulalongkorn Univ., 1985) ซึ่งเป็นโครงการที่ได้รับการสนับสนุนจาก สำนักงานพลังงานแห่งชาติ (National Energy Administration) และ U.S. Agency for International Development พบว่ามีการออกแบบ สร้าง ทดสอบ Gasifier นำใช้งานในลักษณะ Pilot Project โดยมีการพัฒนารูปแบบ Gasifier หลายชนิด ชนิดที่เป็น Fixed bed gasifier มีตั้งแต่ขนาด 0.5 kW_e จนถึง 25 kW_e หรือแม้กระทั่ง Fluidized bed gasifier ซึ่งไม่เพียงแต่มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ และจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เท่านั้นที่ได้ที่ได้รับการสนับสนุน สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย กระทรวงวิทยาศาสตร์ก็ได้รับการสนับสนุน และมีงานวิจัยเกี่ยวกับเรื่องนี้ไม่น้อย (TISTR, 1984) อย่างไรก็ตาม ปัญหาใหญ่ที่เกิดขึ้นในงานวิจัยและพัฒนาที่ผ่านมานั่นก็คือ ปัญหายางเหนียวที่เกิดขึ้นและมีผลต่อชิ้นส่วนการทำงานของเครื่องยนต์นั่นเอง

การพัฒนา Multi-stage gasifier ในประเทศไทยนั้นเริ่มต้นโดย นักวิจัยชาวเวียดนาม Bui Tuyen (Bui *et al.*, 1994; Bui, 1996) ขณะที่ศึกษาปริญญาเอกอยู่ที่ AIT (Asian Institute of Technology) และได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องจาก Siddque A.H. Md.M. Rahman (Siddque, 1997) Dutta Animesh (Dutta, 1998) และ Wickramasinghe T.A (Wickramasinghe, 2001) โดยเตาเผาชนิดนี้ได้ได้รับการพัฒนาให้มีการป้อนอากาศ 2 ส่วนและมีทางออกของแก๊สเชื้อเพลิง 2 ด้านซึ่งเรียกว่า Hybrid updraft-downdraft gasifier ซึ่งได้รับการยืนยันอย่างชัดเจนในเรื่องของ ปริมาณยางเหนียวที่ลดลงจนถือว่าน้อยมากตลอดจน

การใช้ประโยชน์ในรูปแบบต่างๆ เช่น การนำไปใช้ในเป็นเชื้อเพลิงร่วมของเครื่องยนต์เพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า (Dutta, 1998; San, 1999; Sethapanich, 2001; Bhattacharya ,*et al.*, 1998; Bhattacharya ,*et. al.*, 2001) หรือแม้กระทั่งนำมาใช้ในการอบแห้งผลผลิตทางการเกษตร (Bhatta, 1998; Aung, 2000) จึงน่าที่จะนำเทคโนโลยี Hybrid updraft-downdraft gasifier มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด และเหมาะสมกับประเทศไทย

แม้ว่าเทคโนโลยีของ Hybrid updraft-downdraft gasifier จะได้รับการยืนยันแล้วว่า มีอัตราส่วนของยางเหนียวน้อย มีประสิทธิภาพในเชิงพลังงานสูงกว่าแบบอื่นๆ แต่อย่างไรก็ตาม การนำเทคโนโลยีมาใช้ให้เป็นระบบและก่อให้เกิดประโยชน์อย่างเป็นรูปธรรมนั้นยังไม่ปรากฏกล่าวคือการใช้ประโยชน์ 2 ด้านในการอบแห้ง และผลิตกระแสไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จึงได้ทำการออกแบบ เตาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออก ที่สามารถผลิตแก๊สชีวมวลให้เพียงพอต่อการ ใช้งานทั้งสองอย่าง โดยหลักการก็คือ แก๊สเชื้อเพลิงที่ผลิตได้จากช่องออกด้านบนเป็นแก๊สที่มีการปนเปื้อนของยางเหนียวมากพอสมควรจะถูกกำจัดโดยการเผาที่ห้องเผาไหม้ต่างหาก (Burner) และนำความร้อนที่ได้ไปใช้ในการอบแห้ง ส่วนแก๊สเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ที่ช่องทางออกด้านล่างเป็นแก๊สเชื้อเพลิงที่ปราศจากยางเหนียว จะนำไปผ่านกระบวนการขจัดฝุ่นละออง และลดอุณหภูมิ เพื่อที่จะนำไปเป็นเชื้อเพลิงร่วมของเครื่องยนต์ดีเซลซึ่งเป็นต้นกำลังของเครื่องปั่นไฟต่อไป

จากข้อมูลที่กล่าวมาข้างต้น เราอาจจะกล่าวได้ว่าเทคโนโลยี Gasification ได้รับการยืนยันถึงความเป็นไปได้ที่จะมาใช้งานได้จริงจากผลการวิจัยและพัฒนาในช่วงเวลา 20 ปีที่เกิดขึ้น และสามารถนำมาพัฒนา ปรับปรุง และจัดการเทคโนโลยีให้มีประสิทธิผลต่อสถานการณ์ปัจจุบัน และรองรับเหตุการณ์ในอนาคต เพื่อนำไปกำหนดเป็นนโยบายพลังงานแห่งชาติต่อไป

ส่วนสถานการณ์การวิจัยที่เกี่ยวกับเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงและการใช้งานในรูปแบบต่างๆในต่างประเทศ มีการตื่นตัวในเรื่องการใช้ประโยชน์จากชีวมวลมากไม่ว่าจะเป็นประเทศที่พัฒนาแล้ว หรือประเทศที่กำลังพัฒนาก็ตามซึ่งมีงานวิจัยต่างๆ มากมายที่เกี่ยวข้อง ไม่ว่าจะเป็นส่วนของการพัฒนาเทคโนโลยี สิ่งแวดล้อม เศรษฐศาสตร์ ซึ่งสามารถทำให้ทราบถึงแนวโน้มถึงความเป็นไปได้ในของผลิตแก๊สเชื้อเพลิงที่จะมาเป็นพลังงานทดแทนในต้นศตวรรษที่ 21 นี้

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อศึกษาและพัฒนาต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก ขนาดการผลิต 500 kW_{th} โดยใช้เทคโนโลยีเตาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออก (Hybrid Updraft-Downdraft Biomass Gasification)

2) เพื่อทดสอบและประเมินประสิทธิภาพของระบบ ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก

3) เพื่อพัฒนาแนวทางการใช้พลังงานชีวมวลอย่างเป็นระบบในอุตสาหกรรมการผลิตทางการเกษตรโดยกระบวนการอบแห้ง

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

งานวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 5 ขั้นตอนคือ

1) การออกแบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน โดยใช้เตาเผาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออก โดยกำหนดกำลังการผลิตของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก ที่ขนาด 500 kW_{th} และสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 40 กิโลวัตต์ชั่วโมง และสามารถผลิตพลังงานความร้อนเทียบเท่า LPG 5 กิโลกรัม ต่อชั่วโมง ประกอบกับการประมาณราคาวัสดุ (BOQ) สามารถนำไปใช้ในการประมาณการก่อสร้างได้

2) สร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและระบบนำความร้อนไปใช้ในการอบแห้ง ซึ่งประกอบไปด้วย ห้องเก็บวัตถุดิบ ระบบลำเลียงวัตถุดิบ ระบบส่งแก๊สที่ผลิตได้ ระบบทำความสะอาดและระบบลดอุณหภูมิของแก๊ส รวมไปถึงระบบบำบัดน้ำเสีย และระบบหมุนวนของน้ำ เครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้าทั้ง Engine-Generator Set และ เครื่องยนต์ดีเซลที่ใช้เชื้อเพลิงควบคู่ ตลอดจนระบบสาธารณูปโภค สร้างระบบนำความร้อนไปใช้ในการอบแห้ง ซึ่งประกอบไปด้วย การวางท่อลม ห้องอบแห้งโดยการออกแบบเครื่องอบแห้งแบบโรตารี่สำหรับ อบใบกระถิน อาหารสัตว์ ผลไม้และสมุนไพร ซึ่งมีข้อกำหนดในการออกแบบคือ สามารถระเหยน้ำออกจากผลิตผลการเกษตร ได้อย่างน้อย 320 กิโลกรัมต่อ 1 วัน (Heat of evaporation ของน้ำ = 2500 kJ/kg, Eff_{th}= 15%)

3) ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบเพื่อทำการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้ากับระบบ ทำการเดินระบบ ตรวจวัดองค์ประกอบของแก๊ส ปรับสภาวะต่างๆ ให้พร้อมแก่การใช้งานจริง ติดตาม และประเมินประสิทธิภาพการทำการของระบบ เพื่อนำมาใช้เป็นต้นแบบการบำรุงรักษา และดูแลระบบ

4) การวิเคราะห์ต้นทุน-กำไร ของโครงการ โดยหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยและต้นทุนพลังงานที่ใช้ในการอบแห้ง เพื่อนำไปหาความเป็นไปได้ของโครงการโดยทำการเปรียบเทียบหาจุดคุ้มทุน และเป็นแนวทางไปสู่การพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตพลังงานชีวมวลเพื่อนำมาใช้ในเชิงธุรกิจและมาตรฐานที่แน่นอนต่อไป

5) การวิเคราะห์และการเขียนรายงาน โดยการวิเคราะห์ข้อมูลจากการศึกษาต้นแบบมีโรงไฟฟ้าชีวมวลและสถานีอบแห้งขนาดเล็ก โดยใช้พลังงานจากชีวมวล หาข้อสรุปและคำแนะนำ สำหรับการ

นำไปใช้สำหรับใช้เป็นแนวทางการวางแผนและกำหนดนโยบายในการจัดการพลังงานชีวมวล และการใช้พลังงานทดแทนในอุตสาหกรรมการผลิตทางการเกษตร

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับการวิจัยและผลกระทบโดยรวมของประเทศ

1) ด้านเศรษฐศาสตร์

เป็นที่ทราบกันดีอยู่แล้วว่า ปัญหาอย่างหนึ่งที่มีส่งผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ ต่อโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นของรัฐหรือเอกชน นั่นก็คือ ปัญหาการรวบรวมและขนย้ายวัตถุดิบ (ชีวมวล) ซึ่งนำไปสู่การขาดแคลนวัตถุดิบป้อนเข้าสู่โรงไฟฟ้าและก่อให้เกิดต้นทุนอันเนื่องมาจากการขนส่ง ดังนั้นการที่เราสามารถมีสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็กระดับชุมชน เป็นการแก้ไขปัญหาดังกล่าวได้ อันเนื่องมาจากเป็นสถานีขนาดเล็ก คือ ต้องการวัตถุดิบเพียงวันละ 1 ตัน (เศษกิ่งไม้จากการตัดแต่งกิ่งตามสวนไม้ผล และสวนป่า กะลามะพร้าว เหง้ามันสำปะหลัง เป็นต้น) ซึ่งทางทีมงานวิจัยมั่นใจว่าสถานีฯดังกล่าวสามารถ ทำงานได้อย่างต่อเนื่องทุกวัน โดยอาศัยวัตถุดิบในท้องถิ่น ในเศรษฐกิจภาครวมระหว่างประเทศ นอกจากจะเป็นการลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศแล้ว ยังส่งเสริมให้มีการนำวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรและป่าไม้มาใช้เป็นพลังงานหมุนเวียนกันอย่างแพร่หลายระดับชุมชน ซึ่งก่อให้เกิดตลาดของสินค้าและบริการที่ช่วยและสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงาน

ในภาพรวมของเศรษฐกิจภายในประเทศ ในภาคเกษตรกรรม ซึ่งการเพิ่มมูลค่าให้กับเศษวัสดุเหลือใช้ เท่ากับเป็นการเพิ่มรายได้ให้แก่เกษตรกร หากมองไปให้ไกลกว่านั้นก็คือ เป็นการสนับสนุนให้เกิด ตลาดใหม่ของสินค้าเกษตรนั่นก็คือตลาดในธุรกิจพลังงาน ซึ่งอาจทำให้เกษตรกรหันมาสนใจปลูกพืช ที่ให้เศษวัสดุเหลือใช้มากๆ ยกตัวอย่างเช่น การที่เกษตรกรเลิก ปลูกข้าวโพด และหันมา ทำสวนป่าโตเร็ว รายได้ที่เกิดขึ้นจากขายไม้เข้าสู่โรงงานเฟอร์นิเจอร์หรือเยื่อกระดาษ รวมกับเศษไม้เข้าสู่กระบวนการผลิตพลังงาน ซึ่งเป็นตลาดรับซื้อแน่นอนและมีความมั่นคงในเรื่องราคา การลดพื้นที่ปลูกข้าวโพด ส่งผลทำให้ปริมาณผลผลิตข้าวโพดในตลาดลดลง แน่นอนราคาของข้าวโพดในตลาดย่อมสูงขึ้นตามกลไกทางการตลาด ซึ่งเท่ากับว่าเป็นการพยุงราคาสินค้าเกษตร ได้อย่างมีประสิทธิภาพต้นทุนต่ำ เป็นการแก้ไขเศรษฐกิจของประเทศได้อย่างตรงจุด

2) ด้านสังคม

แม้ว่าปัญหาด้านวัตถุดิบ จะถือว่าเป็นปัญหาใหญ่ในด้านการดำเนินกิจการของโรงไฟฟ้าชีวมวลแต่ทว่ายังมีอีกปัญหาหนึ่ง ที่ถือว่าเป็นตัวชี้ขาดว่า โรงไฟฟ้าจะสร้างได้หรือไม่ นั่นก็คือปัญหาด้านสังคม ปัญหาเหล่านี้ไม่เพียงแต่เกิดขึ้นเฉพาะโรงไฟฟ้าชีวมวลเท่านั้น แต่รวมไปถือโรงไฟฟ้าพลังงานอื่นๆด้วย จากการที่ชุมชน หรือเกษตรกรสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าใช้ขึ้นเองได้จากเศษวัสดุ

เหลือใช้ที่เกิดขึ้นในชุมชนของตนเองนั้น เท่ากับว่าเกษตรกรหรือชุมชนนั้นได้ร่วมเป็นเจ้าของสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน ทัศนคติในด้านลบต่อผลกระทบในสังคมของตนเองนั้นจะหายไป ในทางตรงกันข้าม ความพึงพอใจในด้านการพึ่งตนเองในเรื่องของพลังงานได้ จะเป็นปัจจัยสำคัญต่อการพัฒนาชุมชนในด้านอื่นๆ นอกจากนี้ยังสอดคล้องกับนโยบายของรัฐบาลที่มุ่งเน้นให้แต่ละชุมชนใช้ทรัพยากรที่มีอยู่เป็นเครื่องมือการสร้างความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจและสังคมให้กับชุมชนของตนเองได้ และอาจเป็นผลผลักดันให้เกิดนโยบายด้านพลังงานแห่งชาติต่อไป

ในส่วนของการใช้พลังงานมาอบแห้งผลผลิตด้านการเกษตรนั้น สามารถลดปัญหาหลังการเก็บเกี่ยวผลผลิตของเกษตรกรได้ ในช่วงเก็บเกี่ยวเกษตรกรต้องเร่งเก็บเกี่ยวเพื่อให้พ้นจากฝน บางครั้งต้องทิ้งภาระหน้าที่ บางรายต้องให้ลูกหลานหยุดเรียนเพื่อมาเก็บเกี่ยวผลผลิตให้ทันเป็นการเสียโอกาสของเด็กที่เป็นกำลังสำคัญในการพัฒนาประเทศชาติและชุมชน การที่มีเครื่องอบแห้งใช้เอง เกษตรกรสามารถทำการเก็บเกี่ยวหลังจากฝนตก แล้วนำมาผลผลิตสามารถลดความชื้นได้เอง ซึ่งตามปรกติแล้วผลผลิตที่ความชื้นสูงจะมีมูลค่าต่ำ การที่มีเครื่องอบแห้งใช้งานเองในชุมชนหรือหมู่บ้านทำให้เกษตรกรสามารถพึ่งพาตัวเองได้และลดการเอาเปรียบพ่อค้าคนกลาง เป็นการสร้างความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจระดับหมู่บ้าน

3) ด้านทรัพยากรและสิ่งแวดล้อม

แม้ว่าโครงการนี้ จะไม่ได้มุ่งเน้นไปที่วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรชนิดใดชนิดหนึ่ง หรือสนับสนุนนโยบายทางด้านทรัพยากรและสิ่งแวดล้อม แต่ในกรณีศึกษาและสถานที่ ที่ใช้ทำการคือสวนป่า ที่มีเศษวัสดุเหลือใช้ก็คือ กิ่งไม้ ยอดไม้ ที่ไม่สามารถนำเข้าโรงงานเฟอร์นิเจอร์ หรือโรงงานเยื่อกระดาษได้ มาใช้ประโยชน์ โดยการผลิตเป็นพลังงานทดแทน ซึ่งเป็นตัวอย่างการใช้ทรัพยากรอย่างคุ้มค่า และสอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงสถานการณ์ของสิ่งแวดล้อมโลก ที่ว่า การนำถ่านหิน แก๊สธรรมชาติและน้ำมันดิบขึ้นมาใช้ในการผลิตพลังงานนั้น เป็นการปลดปล่อยมลภาวะสู่บรรยากาศโลก โดยเฉพาะอย่างยิ่งแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ที่ก่อให้เกิดปัญหาเรือนกระจก ถึงกับมีการลงนามรับรองในข้อตกลง จาก 154 ประเทศ ในการที่จะร่วมมือ ในการลดปริมาณการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งวิธีที่ช่วยลดแก๊สดังกล่าว คือ การปลูกป่าเพื่อให้ต้นไม้ช่วยดูดแก๊สแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ไปใช้ในการสังเคราะห์แสง และสร้างมวลชีวภาพออกมาให้มนุษย์ใช้ประโยชน์

เนื่องจากชีวมวล เป็นวัสดุที่งอกเงยได้ และการไปใช้สร้างพลังงานก็ถือว่าเป็นสถานะที่มีความสมดุลของคาร์บอน และสามารถช่วยปรับปรุงสภาพแวดล้อม หรือฟอกอากาศได้อีกด้วย จะเห็นได้ว่า มีการเร่งรัดเพิ่มพื้นที่ปลูกป่ากันอย่างแพร่หลาย เพราะ นอกจากนี้เป็นแหล่งดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์ที่มีประสิทธิภาพดีที่สุด ต้นทุนต่ำที่สุด แล้ว อาจจะเป็นแหล่งซื้อ-ขาย Carbon Credit ของโลกในอนาคตได้อีกด้วย ซึ่งประเทศไทยมีที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ที่เหมาะสม ทำให้ปลูกต้นไม้ได้โตเร็วกว่าประเทศในเขต

อบอุ่น หรือเขตหนาว 5 ถึง 7 เท่า ส่วนการนำเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรประเภทอื่นมาใช้ในการผลิตเป็นพลังงานทดแทน ก็มีผลดีต่อทรัพยากรและสิ่งแวดล้อมในลักษณะดีเทียบเคียงกัน

ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในส่วนของ เทคโนโลยี Hybrid updraft-downdraft gasification นั้น เป็นการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง โดยการนำพลังงานสะสมที่มีอยู่ในชีวมวล แปรรูปให้อยู่ในรูปของพลังงานเคมี หรือแก๊สเชื้อเพลิง ซึ่งสามารถเปลี่ยนแปลงไปเป็นพลังงานความร้อนโดยการจุดระเบิดและเผาไหม้ได้อย่างสมบูรณ์ จัดได้ว่าเป็นพลังงานที่สะอาดและมีผลกระทบต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อมน้อยมาก แต่ในองค์ประกอบพื้นฐานของชีวมวลจะมีเปอร์เซ็นต์ขี้เถ้าอยู่ด้วย ดังนั้นในกระบวนการผลิตแก๊สเชื้อเพลิงจะมีฝุ่นละอองผสมออกมา เมื่อผ่านขั้นตอนทำความสะอาด 2 ขั้นตอนคือ ใช้ถังลมหมุนและใช้น้ำ จะได้แก๊สเชื้อเพลิงที่สะอาดปราศจากฝุ่นละอองปนเปื้อน ส่วนน้ำที่มีตะกอนขี้เถ้าและน้ำมันยางเหนียวปนเปื้อน อยู่นั้นสามารถนำไปใช้ได้อีกโดยผ่านการชุดกรอง เป็นการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ

4) ด้านการพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี

ประโยชน์ที่จะได้รับในเชิงวิชาการ ในส่วนของการพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีจะเห็นตั้งแต่ การปรับปรุงเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดเชื้อเพลิงจาก Biomass ซึ่งพัฒนาการที่ยาวนานมาแล้วทั้งในและต่างประเทศ ซึ่งเป็นกระบวนการที่ง่ายไม่สลับซับซ้อน แต่การนำมาใช้งานจำเป็นที่จะต้องดัดแปลงให้เหมาะสมกับชนิดของ Biomass และสภาวะแวดล้อม การนำเทคโนโลยีดังกล่าวเข้ามาใช้จำเป็นต้องปรับปรุงและพัฒนาให้เหมาะสมกับสภาวะของประเทศไทย ซึ่งจำเป็นที่จะต้องใช้วิทยาการต่างๆรอบด้าน โครงการฯนี้จะใช้ผู้เชี่ยวชาญและผู้ทรงคุณวุฒิในสาขาวิชาที่เกี่ยวข้องมาเป็นที่ปรึกษาตลอดจนตัวเกษตรกรหรือผู้ประกอบการเอง มาร่วมกันพัฒนาต้นแบบ สถานผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก โดยใช้พลังงานจากเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรและป่าไม้ เพื่อที่จะนำไปสู่การทำวิจัยและปรับปรุงในมิติต่างๆ นอกเหนือไปจาก มิติด้านวิศวกรรมต่อไป เพื่อเป็นการพัฒนาทางวิชาการในรูปแบบของความร่วมมือ และเป็นทีมงาน ในการที่จะวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีให้กับประเทศชาติต่อไป

5) ด้านความร่วมมือและโอกาสเชิงพาณิชย์

- **ความร่วมมือกับภาคอุตสาหกรรม**

ต้นแบบของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก จะดำเนินการติดตั้งควบคู่กันไป ณ สวนป่าเคหะนคร กม. 203 บริษัท เคหะนคร จำกัด ถนนมิตรภาพ ตำบลลาดบัวขาว อำเภอสีคิ้ว จังหวัดนครราชสีมา ซึ่งมีเนื้อที่กว่า 2000 ไร่ โดยทางบริษัทเป็นผู้ออกค่าใช้จ่ายค่าก่อสร้างเองพร้อมทั้งให้ความอนุเคราะห์เศษวัสดุเหลือใช้ (เศษไม้) ตลอดการทำการวิจัยและพัฒนา

- **การนำโครงการวิจัยไปสู่เชิงพาณิชย์**

ขณะนี้ประเทศไทยมีแหล่งพลังงานทางเลือกรวมกันแล้วมีกำลังการผลิตกว่า 5,500 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น SPP พลังงานหมุนเวียน 300 เมกะวัตต์ โรงไฟฟ้าชีวมวล 3,000 เมกะวัตต์ และการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM) 2,200 เมกะวัตต์ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2548)

สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล ตัวเลข 3,000 เมกะวัตต์ เป็นเพียงศักยภาพทางเทคนิค ซึ่งนับรวมกากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรทั้งหมด ที่มีอยู่ในประเทศ และในทางปฏิบัติ แหล่งเชื้อเพลิงชีวมวล จะอยู่กระจัดกระจายไปในภูมิภาคต่างๆ ทั้งประเทศ และค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชีวมวล จะต่ำกว่าหากเปรียบเทียบในปริมาณ ของเชื้อเพลิงที่เท่ากัน ทำให้ต้นทุนการรวบรวม และค่าขนส่งสูง นอกจากนี้ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวล จะเปลี่ยนแปลงตามฤดูกาล และการกักเก็บทำได้ยาก ทั้งนี้นับตั้งแต่ปี 2535 จนถึงปัจจุบันมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกรูปแบบ กาก เศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP จำนวน 24 โครงการ มีปริมาณขายไฟฟ้าเข้าระบบ 261 เมกะวัตต์(กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2548)

จากการศึกษาของ สนพ. ศักยภาพเชิงพาณิชย์ของการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล มีอยู่เพียง 1,000 เมกะวัตต์ เท่านั้น ซึ่งในจำนวนนี้ ขณะนี้รัฐบาลได้มีนโยบายสนับสนุนโครงการ ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก 300 เมกะวัตต์ ส่วนศักยภาพที่เหลืออีก 700 เมกะวัตต์ คาดว่าจะสามารถทยอยเข้าระบบได้ในช่วง 10 ปี ข้างหน้า ซึ่งโอกาสเป็นไปได้ หรือไม่นั้นขึ้นอยู่กับ ปัญหาด้านวัตถุดิบและสังคม โดยอาศัยหลักการ Small-Scale ของโครงการวิจัยนี้ (สอดคล้องกันกับ VSPP) ทำให้สามารถร่วมกันดำเนินกิจการระหว่างรัฐบาลและเอกชนในการส่งเสริมให้มีการสร้างสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็กขึ้น โดย เฉพาะ อย่างยิ่งการสนับสนุนให้เกิด สถานีดังกล่าว ทุกชุมชนที่มีศักยภาพประมาณ 10,000 ชุมชน (พื้นที่สวนป่า สวน ผลไม้ และ ไร่มันสำปะหลัง) จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ถึง 400 เมกะวัตต์ ซึ่งใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 8,346 ล้านบาท โดยคาดว่าเมื่อโครงการดำเนินงานไปจนครบอายุการใช้งานของอุปกรณ์ หรือเทคโนโลยีแล้ว (10 ปี) จะสามารถทดแทนพลังงานสิ้นเปลืองได้ ดังนี้

- ด้านไฟฟ้า	ไฟฟ้า	11,680	ล้านหน่วย
	คิดเป็นเงิน	29,200	ล้านบาท
- ด้านเชื้อเพลิง	ทดแทน LPG	1,500,000	ล้านตัน
	คิดเป็นเงิน	19,500	ล้านบาท
- รวมเป็นเงินลดได้ทั้งหมด		48,700	ล้านบาท

หน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์

1) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
2) กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน
3) กรมวิชาการเกษตร
4) กรมส่งเสริมการเกษตร
5) กรมการพัฒนาชุมชน
6) องค์การบริหารส่วนตำบล
7) ผู้ประกอบการอุตสาหกรรมแปรรูปทางการเกษตร

บทที่ 2
ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

ปัจจุบันเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรหรือชีวมวลได้ถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานในรูปของความร้อนหรือกระแสไฟฟ้ากันอย่างแพร่หลาย ซึ่งเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตพลังงาน มีตั้งแต่ขนาดเล็กจนถึงขนาดใหญ่ สำหรับเทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากชีวมวลโดยกระบวนการทางเคมีความร้อน (Thermo-chemical process) มีระบบหลักๆ อยู่ 4 ระบบ คือ การเผาไหม้โดยตรง (Direct-fired) การเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงร่วม (Co-firing) เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification) และไพโรไลซิส (Pyrolysis) ซึ่งการเลือกใช้เทคโนโลยีแบบต่างๆ ก็ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของการนำไปใช้งาน

2.2 เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion Technology)

ระบบการเผาไหม้โดยตรงได้รับการพัฒนามาเป็นเวลานานกว่า 100 ปี และในปัจจุบันระบบการเผาไหม้โดยตรงเพื่อทำงานร่วมกับเทคโนโลยีกังหันไอน้ำในการผลิตพลังงานจากชีวมวลเป็นระบบที่มีการใช้มากที่สุดในโลก

2.2.1 การจำแนกระบบการเผาไหม้โดยตรง

สามารถจำแนกได้ 3 รูปแบบ คือ การเผาไหม้ในเตาเผาแบบตะกรับ (Stoker Firing) การเผาไหม้ในเตาเผาฟลูอิไดซ์เบด (Fluidized Bed Combustion) และการเผาไหม้ในแบบลอยตัว (Suspension Firing)

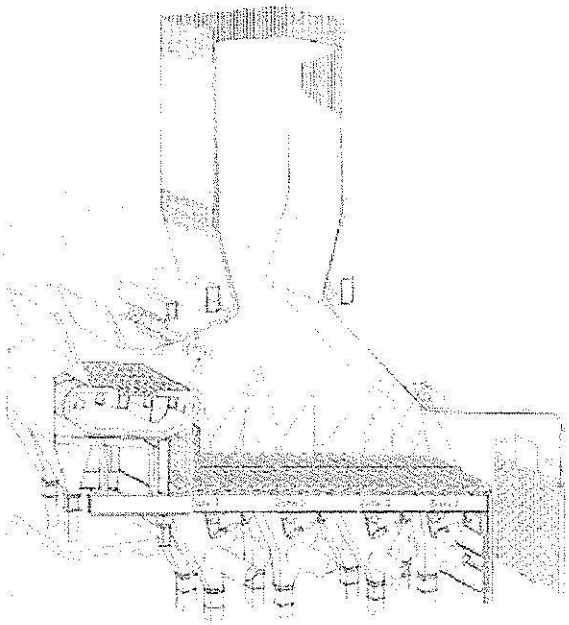
1) ระบบการเผาไหม้แบบตะกรับ

เป็นระบบที่ใช้เครื่องจักรป้อนเชื้อเพลิงแทนแรงงานคนโดยมีกลไกที่ไม่ซับซ้อนมากนัก มีราคาถูก และสามารถออกแบบให้ใช้ได้กับเชื้อเพลิงแข็งหลายๆชนิด หลายขนาด แต่มีข้อเสียคือระบบแบบตะกรับ มีขีดความสามารถในการผลิตไอน้ำต่ำ ระบบแบบตะกรับแบ่งออกได้ตามลักษณะการป้อนเชื้อเพลิง ดังนี้

1.1) ระบบแบบตะกรับที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านบน (Overfeed Stoker) เช่น ตะกรับเอียง (Stationary Sloping Grate Stoker) แบบตะกรับเลื่อน(Travelling Grate Stoker) และแบบตะกรับสั่น (Vibrating Grate Stoker)

1.2) ระบบแบบตะกรับที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่าง (Underfeed Stoker)

โดยในระบบแบบตะกรับ เชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบทางด้านหนึ่ง และขี้เถ้าที่เหลือจากการเกิดปฏิกิริยาจะออกอีกด้านหนึ่ง ดังนั้นอัตราการเคลื่อนที่ของเชื้อเพลิงจึงเป็นปัจจัยที่สำคัญอย่างหนึ่งต่อประสิทธิภาพของการผลิตพลังงานระบบการเผาไหม้แบบตะกรับดังแสดงในรูปที่2-1



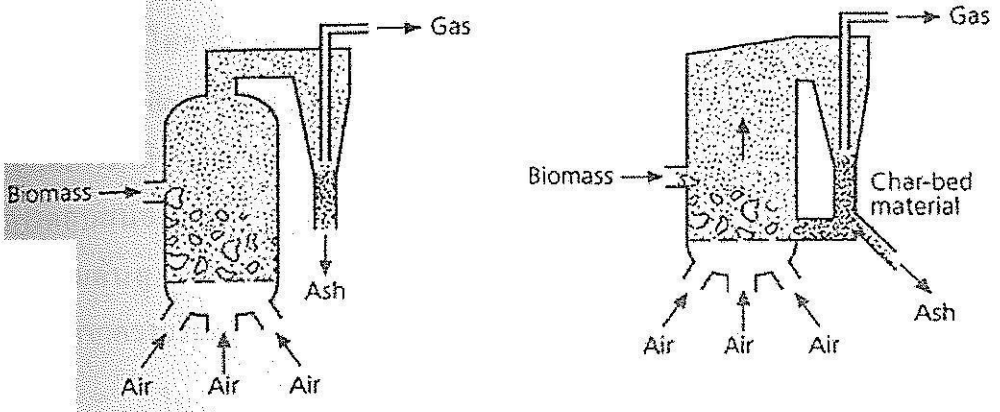
รูปที่2-1 ระบบการเผาไหม้โดยตรงแบบตะกรับเลื่อน

2) ระบบการเผาไหม้แบบฟลูอิไดซ์เบด

ระบบการเผาไหม้แบบฟลูอิไดซ์เบด อากาศจะเข้าสู่ระบบทางด้านล่างและไหลผ่านชั้นของเชื้อเพลิง เมื่อเพิ่มอัตราความเร็วของอากาศถึงจุดหนึ่งเชื้อเพลิงจะลอยตัวขึ้นมีลักษณะคล้ายของไหล ซึ่งเรียกว่า สภาวะของ Fluidization โดยจะมีสารเฉื่อย (Inert Material) เช่น ทราย หรือสารทำปฏิกิริยา (Reaction Material) เช่น หินปูน เป็นเบด เมื่อเริ่มติดเตาเบดจะได้รับความร้อนจากภายนอกจนอุณหภูมิถึงจุดติดไฟของเชื้อเพลิง ซึ่งเชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าสู่เตาอย่างสม่ำเสมอ โดยมีเบดช่วยในการถ่ายเทความร้อน โดยปกติเชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบในตำแหน่งเหนือชั้นของทราย ระบบฟลูอิดไดซ์เบดแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทหลัก ดังนี้

2.1) แบบ Bubbling Fluidized Bed คือการแบ่งแยกของส่วนที่หนาแน่นกว่าซึ่งเป็นชั้นของทรายและส่วนที่เบาบางกว่าซึ่งเป็นชั้นของแก๊ส ทรายที่ใช้เป็นตัวกระจายความร้อนและถ่านชาร์จะถูกนำกลับเข้าสู่ระบบโดยผ่านการดักจับโดยไซโคลน ดังแสดงในรูปที่ 2-2 (ก)

2.2) แบบ Circulating Fluidized Bed ในเครื่องปฏิกรณ์แบบ Circulating Fluidized Bed ความเร็วของลมที่ป้อนเข้าสู่ระบบมีค่าสูงมาก ดังแสดงใน **รูปที่ 2-2 (ข)** ซึ่งอาจจะอยู่ภายในหรือภายนอกระบบ ระบบนี้เหมาะสมกับเชื้อเพลิงที่มีปริมาณขี้เถ้าสูง



(ก) Bubbling Fluidized Bed (ข) Circulating Fluidized Bed

รูปที่2-2 ระบบการเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบด

ปัจจุบัน ระบบฟลูอิดไดซ์เบดมีการใช้กันอย่างแพร่หลาย เนื่องจากสามารถใช้กับเชื้อเพลิงแข็งได้เกือบทุกชนิดและมีอุณหภูมิภายในเตาสม่ำเสมอตลอดทั่วทั้งเตา มีอัตราการเผาไหม้ที่คงที่ สามารถใช้กับเชื้อเพลิงที่มีความชื้นสูงได้ดี ข้อดีที่สำคัญ คือการมีสารเฉื่อย เช่น ทรายเป็นเบดจะทำให้เกิดการผสมของเชื้อเพลิงและออกซิเจนเป็นอย่างดี การเผาไหม้จึงสมบูรณ์และรวดเร็ว นอกจากนี้เบดยังช่วยให้ความร้อนมีความเสถียรไม่ดับง่าย อุณหภูมิภายในเตาไม่สูงมากนักประมาณ 850 องศา ทำให้ไม่ก่อให้เกิดปัญหาแก๊สไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x)

3) ระบบการเผาไหม้ในแบบลอยตัว

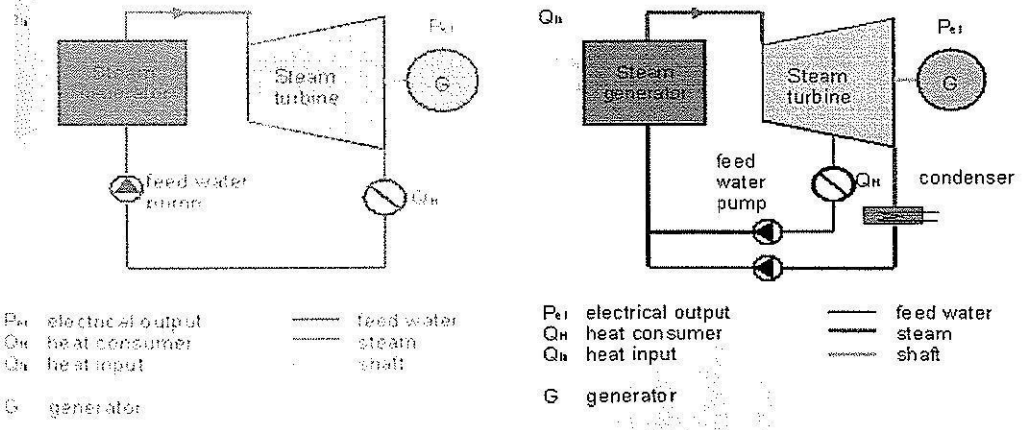
การเผาไหม้เชื้อเพลิงของระบบนี้ใช้หลักการเดียวกับการเผาไหม้ในเตาเผาเชื้อเพลิงบดละเอียด (Pulverized Fuel Combustor) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ใช้กับถ่านหินและเป็นวิธีที่ใช้กันมากที่สุดในโรงไฟฟ้า การเผาไหม้จะเกิดขึ้นในลักษณะที่เชื้อเพลิงถูกแขวนลอย ดังนั้นขนาดของเชื้อเพลิงที่ถูกป้อนเข้าสู่เตาจะต้องมีขนาดเล็กสามารถแขวนลอยอยู่ได้ในอากาศ อากาศส่วนแรกที่ถูกป้อนเข้าสู่เตาจะถูกอุ่นก่อนเพื่อช่วยในการอบแห้งเชื้อเพลิง อากาศส่วนที่สองจะถูกส่งเข้าสู่เตาโดยตรงเพื่อช่วยทำให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ขี้เถ้าที่เกิดขึ้นจะถูกปล่อยออกมากับไอเสีย

ในปัจจุบันเทคโนโลยีหม้อไอน้ำที่ใช้เตาเผาแต่ละแบบข้างต้นจะมีประสิทธิภาพ (Boiler Efficiency) มากกว่า 80% ขึ้นไป โดยสามารถเปรียบเทียบ จุดเด่น–จุดด้อยของระบบการเผาไหม้แต่ละแบบดังแสดงใน **ตารางที่ 2-1**

2.2.2 ระบบผลิตพลังงาน (Power Generation System)

โดยทั่วไปแก๊สร้อนที่ได้จากระบบการเผาไหม้โดยตรงผ่านไปยังหม้อไอน้ำ (Waste Heat Boiler) เพื่อผลิตไอน้ำที่ใช้ในการเดินกังหันไอน้ำ และผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าต่อไป นอกจากนี้การผลิตพลังงานไฟฟ้า และความร้อนร่วมก็ยังสามารถทำได้ซึ่งแนวทางนี้นอกจากจะเป็นการตอบสนองต่อความต้องการในการใช้ไฟฟ้า และความร้อนเพื่อการผลิตน้ำร้อนหรือการใช้ไอน้ำความดันสูงแล้ว ยังเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของระบบอีกด้วย โดยมีการใช้ประโยชน์จากความร้อนที่เหลือ (Waste Heat) จากการใช้ผลิตไฟฟ้า

ในระบบที่ติดตั้งกังหันไอน้ำแบบ Back Pressure ไอน้ำความดันต่ำที่ออกจากส่วนท้ายของกังหันไอน้ำ ดังแสดงใน**รูปที่2-3 (ก)** โดยทั่วไปมีความดันประมาณ 2 bars และอุณหภูมิประมาณ 200°C สามารถนำไปใช้ประโยชน์ต่อได้ เช่น การทำน้ำร้อน ระบบทำความร้อน ความเย็น เป็นต้น สำหรับระบบที่ติดตั้งกังหันไอน้ำแบบ Extraction condensing ดังแสดงใน**รูปที่2-3 (ข)** ไอน้ำที่ความดันสูงสามารถดึงออกมาใช้ได้ที่ส่วนกลางของกังหันไอน้ำ ตัวอย่างการใช้เช่น ในอุตสาหกรรมซึ่งต้องการใช้ไอน้ำที่ความดันสูงเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตน้ำตาล



(ก) Back Pressure Steam Turbine (ข) Extraction Condensing Steam Turbine

รูปที่2-3 การผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม

ตารางที่ 2-1 การเปรียบเทียบ จุดเด่น–จุดด้อย ของระบบการเผาไหม้โดยตรงแต่ละแบบ

ระบบการเผาไหม้	จุดเด่น	จุดด้อย
เตาเผาแบบตะกรับ	• การควบคุมง่าย • มีให้เลือกหลายขนาด ตั้งแต่ขนาดเล็กจนถึงไม่เกิน 181,440 กิโลกรัมไอน้ำต่อชั่วโมง โดยขนาดที่คุ้มค่าทางเศรษฐกิจ คือ กำลังการผลิตไอน้ำไม่เกิน 45,000 กิโลกรัมไอน้ำต่อชั่วโมง • ใช้พลังงานในการเตรียมเชื้อเพลิงน้อย ใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิด • การควบคุมมลพิษอากาศใช้อุปกรณ์กำจัดง่ายๆ เช่น ไซโคลน, เครื่องดักฝุ่น	• มีส่วนประกอบที่ต้องเคลื่อนที่ขนาดใหญ่ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาสูง • ใช้พื้นที่ติดตั้งส่วนเตาเผามาก • อัตราการปล่อยความร้อนต่อปริมาตรต่ำกว่าเตาเผาแบบอื่น สามารถใช้กับเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีปริมาตรเถ้าอย่างต่ำ 8
การเผาไหม้ในเตาเผาฟลูอิไดซ์เบด	• ใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิดโดยใช้เดี่ยวหรือผสมที่มีคุณภาพแตกต่างกันมากได้ • เนื่องจากอุณหภูมิในเตาเผาต่ำ (ไม่เกิน 1,000 °C) ทำให้ลดการกัดกร่อน	• ระยะเวลาเริ่มจุดเตา/หยุดเดินเตานาน ระบบป้อนผันแปรกับสมบัติของเชื้อเพลิงมาก • ท่อไอน้ำเกิดการการสึกกร่อน (Erosion) สูง เนื่องจากไอระเหยแก๊ส • ระบบจัดการกับเถ้าขนาดใหญ่ และยุ่งยาก ใช้พลังงานสำหรับพัดลมของหม้อไอน้ำสูง
การเผาไหม้แบบลอยตัว	• ปรับอัตราการป้อนเชื้อเพลิงง่าย และมีการตอบสนองเร็ว • ได้เปลวไฟที่อุณหภูมิสูงในตำแหน่งที่ถูกต้องและเปลวมีการแผ่รังสีความร้อน • การเผาไหม้สมบูรณ์โดยไม่ต้องใช้อากาศเกินพอสูง • มีชั่วโมงการใช้งาน (Availability) สูง • ได้เถ้าที่มีคุณภาพสูง	• ต้องมีการเตรียมเชื้อเพลิงให้มีขนาดและความชื้นตามที่ออกแบบ • เถ้าเบามีขนาดเล็กและส่วนใหญ่ติดไปกับ Flue Gas ต้องใช้ระบบกำจัดที่มีประสิทธิภาพสูง • ต้องมีการควบคุมอุณหภูมิการเผาไหม้ประมาณ 800–900°C และใช้กระบวนการเผาไหม้แบบหลายขั้นตอน (Staged Combustion) และการจำกัดปริมาณออกซิเจนที่ใช้ในการเผาไหม้ไม่ให้เกิน 6% (Excess Air < 30%) เพื่อลดการเกิดก๊าซไนโตรเจนออกไซด์

2.3 เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงร่วม (Co-fired Technology)

เทคโนโลยีการเผาร่วมอาศัยหลักการการเผาไหม้โดยตรง แต่มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิส หรือการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลหลายชนิดร่วมกัน ทั้งนี้เพื่อประโยชน์หลายประการต่อไปนี้

1) เพื่อเพิ่มปริมาณการใช้เชื้อเพลิงหมุนเวียนลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่บรรยากาศ
2) เป็นการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิสซึ่งมีโอกาสหมดลงได้
3) ลดปริมาณการเกิดแก๊สพิษที่เกิดจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิส เช่น แก๊สซัลเฟอร์ไดออกไซด์
4) การใช้เชื้อเพลิงชีวมวลหลายชนิดร่วมกันเป็นการลดการพึ่งอุปทานของชีวมวลเพียงชนิดเดียว

ซึ่งในกรณีนี้มีโรงไฟฟ้าถ่านหินหลายแห่งสามารถนำระบบการเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเผาร่วมกับถ่านหิน (Co-firing) เพื่อเป็นการลดการปล่อยมลภาวะทางอากาศโดยเฉพาะแก๊สซัลเฟอร์ไดออกไซด์ แม้ว่าชีวมวลจะมีค่าความร้อนที่ต่ำกว่าถ่านหิน แต่มีราคาถูก และชีวมวลยังมีปริมาณมาก

2.4 เทคโนโลยีไพโรไลซิส (Pyrolysis Technology)

เทคโนโลยีไพโรไลซิสอาศัยกระบวนการสลายตัวด้วยความร้อนในสภาวะที่อับอากาศ ได้ผลิตภัณฑ์คือ ถ่านชาร์ น้ำมันชีวภาพและแก๊ส ปฏิกิริยาไพโรไลซิสยังเป็นปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นในช่วงต้นของปฏิกิริยาแก๊สซิฟิเคชั่นและปฏิกิริยาการเผาไหม้ด้วย เมื่อให้ความร้อนแก่วัตถุดิบ ปฏิกิริยาไพโรไลซิสเกิดขึ้นตาม 5 ขั้นตอนหลักคือ

1) การปลดปล่อยความชื้น
2) การแตกตัวของพันธะเคมีต่างๆ และปลดปล่อยไอน้ำ และสารระเหย (Volatile) ซึ่งประกอบด้วยสารระเหยโมเลกุลใหญ่สามารถควบแน่นเป็นของเหลวที่อุณหภูมิห้องและแก๊สจำพวกคาร์บอนมอนอกไซด์ คาร์บอนไดออกไซด์ และแก๊ส ไฮโดรคาร์บอนต่างๆ เช่น มีเทน อีเทน ไฮโดรเจน และเกิดผลิตภัณฑ์ของแข็งคือ ถ่านชาร์ (Char)

3) การเกิดปฏิกิริยาคายความร้อนของสารระเหย และมีการปล่อยแก๊สผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น

4) ที่อุณหภูมิสูงขึ้น ไอของสารระเหยโมเลกุลใหญ่หากไม่ได้รับการควบแน่นจะเกิดปฏิกิริยาทุติยภูมิ (Secondary Reaction) คืออาจเกิดการรวมตัวกันเป็นโมเลกุลใหญ่ขึ้น ยึดติดอยู่กับถ่านชาร์ หรือแตกเป็นโมเลกุลที่มีขนาดเล็กลงในรูปของแก๊ส

5) ปฏิกิริยาสิ้นสุดลงโดยสัดส่วนปริมาณผลิตภัณฑ์จากกระบวนการไพโรไลซิสขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ ปัจจัยที่สำคัญ คือ อัตราการให้ความร้อน (Heating Rate) อุณหภูมิที่ทำปฏิกิริยา (Temperature) เวลาที่ทำปฏิกิริยา (Residence Time) โดยหากต้องการผลิตภัณฑ์หลักคือ ผลิตภัณฑ์ของเหลวซึ่งอยู่ในรูปของน้ำมัน จะต้องทำปฏิกิริยาไพโรไลซิสแบบเร็ว (Fast Pyrolysis) ซึ่งใช้อัตราการให้ความร้อนสูง (> 1,000 องศาเซลเซียสต่อวินาที) อุณหภูมิปานกลาง และระยะเวลาที่ทำปฏิกิริยาโดยเฉพาะของไอสารระเหยจะต้องสั้นมาก แต่หากต้องการผลิตภัณฑ์หลักคือ ถ่านชาร์ จะใช้อัตราการให้ความร้อนต่ำ อุณหภูมิปานกลางและระยะเวลาที่ทำปฏิกิริยานาน หรือที่เรียกว่า ปฏิกิริยาไพโรไลซิสแบบช้า (Slow Pyrolysis) และลักษณะของระบบไพโรไลซิสขึ้นอยู่กับชนิดของผลิตภัณฑ์ที่ต้องการ

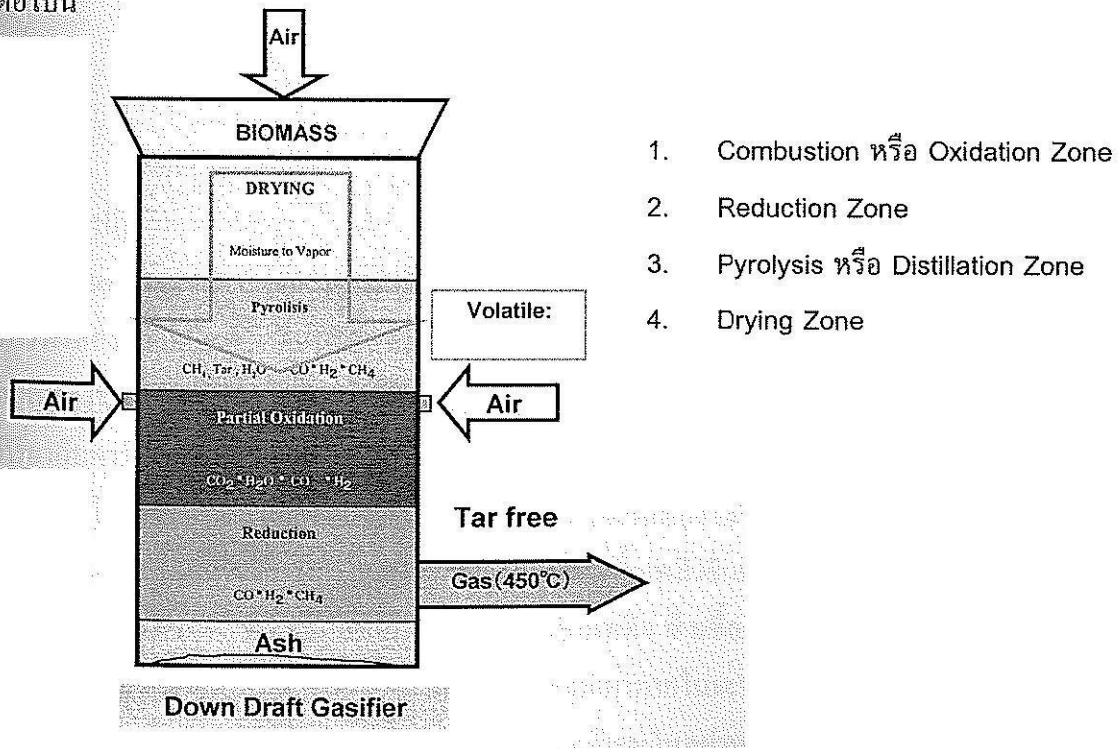
2.5 เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification Technology)

เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นเป็นการแตกตัวของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนในสภาวะที่มีการควบคุมปริมาณออกซิเจนในสัดส่วนที่ต่ำกว่าค่าที่ทำให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ (Stoichiometric Fuel Air Ratio) ได้ผลิตภัณฑ์แก๊สซึ่งมีองค์ประกอบหลัก ได้แก่ คาร์บอนมอนอกไซด์ ไฮโดรเจน และมีเทน เรียกว่า แก๊สสังเคราะห์ (Synthesis Gas) ในกรณีที่ใช้อากาศเป็นตัวทำปฏิกิริยา แก๊สที่ได้จะมีค่าความร้อนต่ำประมาณ 3 – 5 MJ/Nm^3 หากมีการเติมไอน้ำด้วยจะทำให้ได้แก๊สที่มีค่าความร้อนเพิ่มขึ้น แต่ถ้าใช้ออกซิเจนเป็นตัวทำปฏิกิริยา แก๊สที่ได้จะมีค่าความร้อนสูงกว่าคือ ประมาณ 15 – 20 MJ/Nm^3 แก๊สผลิตภัณฑ์นี้สามารถนำไปใช้ในรูปของเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานหรือนำไปใช้ผลิตเชื้อเพลิงในรูปแบบอื่นต่อไป เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นสามารถรองรับวัตถุดิบได้หลากหลายชนิดและคุณสมบัตินอกจากชีวมวลประเภทเศษไม้หรือของเหลือจากการเกษตรแล้ว บางกระบวนการได้รับการพัฒนาและปรับปรุงให้สามารถใช้กับกากตะกอนน้ำเสีย (Sewage Sludge) และขยะ

องค์ประกอบของระบบแก๊สซิฟิเคชั่นสำหรับการผลิตพลังงานประกอบด้วยส่วนแรก คือ เครื่องปฏิกรณ์แก๊สซิฟิเคชั่น (Gasifier) ซึ่งเป็นส่วนที่ผลิตแก๊สเชื้อเพลิงเพื่อป้อนเป็นเชื้อเพลิงสู่ส่วนที่สอง คือ ระบบผลิตพลังงาน (Power Generation System) โดยแก๊สเชื้อเพลิงก่อนเข้าสู่ระบบผลิตพลังงานจะต้องมีการบำบัดเสียก่อนเพื่อไม่ก่อให้เกิดความเสียหายต่อส่วนต่างๆของระบบผลิตพลังงาน และส่วนที่สาม คือส่วนควบคุมมลพิษ (Pollutant Control Unit)

2.5.1 ทฤษฎีแก๊สซิฟิเคชั่น

กระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น (Biomass Gasification) เป็นกระบวนการที่ทำให้องค์ประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีอยู่ในเชื้อเพลิงชีวมวล เปลี่ยนรูปไปเป็นแก๊สเชื้อเพลิงที่จุดไฟติดและมีค่าความร้อนสูง โดยอาศัยปฏิกิริยาอุณหเคมี (Thermo-chemical Reaction) ซึ่งแก๊สเชื้อเพลิงดังกล่าวนี้ประกอบด้วย แก๊สคาร์บอนมอนนอกไซด์ (CO) แก๊สไฮโดรเจน (H_2) และแก๊สมีเทน (CH_4) ซึ่งสภาวะที่ทำให้เกิดแก๊สดังกล่าวก็คือ สภาวะการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ กล่าวคือ เป็นสภาวะที่มีการจำกัดปริมาณอากาศหรือแก๊สออกซิเจน เพราะหากมีแก๊สออกซิเจนเพียงพอ หรือมากเกินพอจะกลายเป็นกระบวนการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ (Combustion) และมีการปลดปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ไอน้ำออกมาซึ่งไม่ติดไฟ ในกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น สามารถแบ่งโซนการเกิดปฏิกิริยาออกเป็น 4 โซน ดังแสดงใน**รูปที่2-4** โดยโซนของปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นอธิบายได้ดังต่อไปนี้



รูปที่2-4 กระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น

Combustion หรือ Oxidation Zone เป็นบริเวณที่ป้อนอากาศ เมื่อถูกกระตุ้นด้วยความร้อน เชื้อเพลิงชีวมวลจะลุกไหม้ เกิดปฏิกิริยาอุณหเคมีระหว่างแก๊สออกซิเจนในอากาศกับคาร์บอนและไฮโดรเจน ซึ่งอยู่ในเชื้อเพลิงชีวมวล ผลของปฏิกิริยาดังกล่าวก่อให้เกิดแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ และน้ำ ดังสมการที่ (1) ถึง (2)

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 \quad (1)$$

$$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O \quad (2)$$

ปฏิกิริยาใน สมการที่ (1) และ (2) เป็นปฏิกิริยาคายความร้อนและความร้อนที่เกิดขึ้นนี้จะถูกนำไปใช้ในปฏิกิริยาดูดความร้อนในโซน Reduction และโซน Pyrolysis อุณหภูมิในโซน Combustion จะมีค่าระหว่าง 1,100 – 1,500 °C

Reduction Zone แก๊สร้อนที่ผ่านมาจาก Combustion Zone จะทำให้เกิดปฏิกิริยา Reduction ใน Zone นี้จะมีอุณหภูมิระหว่าง 500 – 900 °C ทำให้แก๊สคาร์บอนไดออกไซด์และน้ำจะไหลผ่านคาร์บอนที่กำลังลุกไหม้อยู่ ก่อให้เกิดแก๊สคาร์บอนมอนนอกไซด์ไฮโดรเจน และมีเทน ดังสมการที่ (3) ถึง (7)

$$C + CO_2 \rightarrow 2CO \quad (3)$$

$$C + H_2O \rightarrow CO + H_2 \quad (4)$$

$$C + 2H_2O \rightarrow CO_2 + 2H_2 \quad (5)$$

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \quad (6)$$

$$C + 2H_2 \rightarrow CH_4 \quad (7)$$

ปฏิกิริยาในสมการที่ (3) เรียกว่า Boundouard Reduction และปฏิกิริยาในสมการที่ (4) เรียกว่า Water Gas Reduction เป็นปฏิกิริยาดูดความร้อนเกิดขึ้นที่อุณหภูมิ 900 °C แก๊สที่ได้จากสมการทั้งสองเป็นแก๊สที่เผาไหม้ได้ และแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์เป็นแก๊สหลักที่ต้องการ ปริมาณของแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ในแก๊สชีวมวลนี้จะขึ้นอยู่กับแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ว่าจะทำปฏิกิริยากับคาร์บอนที่ร้อนได้มากน้อยเพียงใด

ในโซนของ Reduction นี้ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นจะดีเพียงใดขึ้นกับอุณหภูมิ ความเร็วของแก๊สที่สัมผัสกับเชื้อเพลิงชีวมวล และพื้นที่ผิวสัมผัสของเชื้อเพลิงชีวมวล ดังนั้นขนาดและปริมาณของเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ จะมีผลต่อการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง ซึ่งเชื้อเพลิงชีวมวลขนาดใหญ่จะมีอัตราส่วนของพื้นที่ผิวต่อปริมาตรต่ำ ทำให้ยากต่อการจุดเผาภายในเตาและจะทำให้เกิดปริมาณของช่องว่างระหว่างเชื้อเพลิงด้วยกันมาก เป็นผลทำให้มีออกซิเจนไหลผ่านเข้าไปในระบบมาก ปฏิกิริยาทางเคมีที่เกิดขึ้นก็จะน้อยตามไปด้วย ทำให้ประสิทธิภาพในการผลิตแก๊สชีวมวลมีค่าต่ำ

แต่ถ้าขนาดของเชื้อเพลิงมีขนาดเล็กก็จะทำให้เกิดการสูญเสียความดันภายในเตามาก จึงต้องใช้พัดลมขนาดใหญ่ทำให้สิ้นเปลืองพลังงานมากยิ่งขึ้นและแก๊สที่ผลิตได้ก็จะมีฝุ่นมากยิ่งขึ้น จากปฏิกิริยาถ้าอุณหภูมิในโซน Reduction สูงกว่า 900 °C แล้วแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ประมาณ 90% จะถูกเปลี่ยนเป็นแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ และถ้าอุณหภูมิสูงมากกว่า 1,100 °C จะทำให้แก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดเปลี่ยนเป็นแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ นั่นคือประสิทธิภาพของเตาเผาจะเพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิของโซน Reduction

ในขณะที่แก๊สร้อนจากโซน Combustion ไหลเคลื่อนเข้าสู่โซน Reduction จะทำให้อุณหภูมิของแก๊สลดลง เนื่องจากเป็นปฏิกิริยาดูดความร้อน ดังนั้นไอน้ำกับคาร์บอนจะทำปฏิกิริยากันเพื่อก่อให้เกิดแก๊สไฮโดรเจนและแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ดังสมการที่ (5) ซึ่งจะเกิดขึ้นที่อุณหภูมิต่ำประมาณ 500-600 °C ปฏิกิริยานี้มีความสำคัญเพราะจะทำให้ส่วนผสมของแก๊สไฮโดรเจนในแก๊สชีวมวลมีค่ามากขึ้นซึ่งมีผลทำให้แก๊สมีค่าพลังงานความร้อนสูงขึ้น (แก๊สไฮโดรเจนมีผลต่อการจุดระเบิดของเครื่องยนต์สันดาปภายใน) แต่ถ้าในกระบวนการที่มีไอน้ำมากเกินไปไอน้ำอาจทำปฏิกิริยา กับแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ จะทำให้เกิดคาร์บอนไดออกไซด์และไฮโดรเจนดังสมการที่ (6) (ปฏิกิริยานี้เรียกว่า Water Shift Reduction) ทำให้ค่าความร้อนของแก๊สชีวมวลที่ได้มีค่าลดลง ดังนั้นเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้จะต้องมีความชื้นไม่มากจนเกินไป นอกจากนี้ในกระบวนการ Reduction แก๊สไฮโดรเจนบางส่วนจะทำปฏิกิริยากับคาร์บอนทำให้เกิดแก๊สมีเทนขึ้นได้ ดังสมการที่ (7) ปฏิกิริยานี้เรียกว่า Methane Production

Pyrolysis หรือ Distillation Zone รับความร้อนจากโซน Reduction ทำให้ Volatile Matter ที่อยู่ในเชื้อเพลิงชีวมวลเกิดการสลายตัว เกิดเป็นเมทานอล กรดน้ำส้ม และทาร์ อุณหภูมิในโซนนี้จะมีค่าประมาณ 200-500 °C ของแข็งที่เหลืออยู่ภายหลังจากการผ่านกระบวนการนี้ก็คือคาร์บอนในรูปถ่าน ซึ่งจะทำปฏิกิยาต่อในโซน Reduction และ Combustion ปฏิกิริยาที่ได้ในโซนนี้แสดงไว้ในสมการที่ (8)

$$\text{Dry Biomass} + \text{Heat} \longrightarrow \text{Charcoal} + CO + CO_2 + H_2O + CH_4 + C_2H_6 + \text{Pyroligneous Acid} + \text{Tars} \qquad (8)$$

Drying Zone ในโซนนี้ความร้อนจะลดลงมากทำให้อุณหภูมิไม่สูงพอที่จะทำให้เกิดการสลายตัวของ Volatile Matter แต่ความชื้นในเชื้อเพลิงจะระเหยออกมาได้ โซนนี้จะมีอุณหภูมิประมาณ 100-200 °C

2.5.2 ชนิดของเตาผลิตแก๊สชีวมวล (Type of Gasifier)

ชนิดของเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Gasifier) แบ่งตามลักษณะการป้อนเชื้อเพลิงวัตถุดิบ (ชีวมวล) แบ่งออกได้เป็น 2 แบบคือ แบบคอลัมน์ (Fixed Bed Gasifier) และแบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed Gasifier) ซึ่งมีข้อดีข้อเสียแตกต่างกันไป ตามลักษณะของการนำไปใช้ประโยชน์ (Dutta, 1998) และวัตถุดิบที่ใช้ หากต้องการนำไปใช้ในการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง และวัตถุดิบที่มีขนาดใหญ่แล้วพบว่าเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงแบบคอลัมน์ มีความเหมาะสมเพราะนอกจากจะสามารถผลิตแก๊สเชื้อเพลิงจากวัตถุดิบที่มีความชื้นสูงด้วยระบบที่ไม่ซับซ้อนและยังสามารถนำพลังงานที่ได้รับไปใช้ประโยชน์ได้หลากหลายดังได้กล่าวมาแล้วข้างต้น

เตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงแบบคอลัมน์นี้สามารถจำแนกตามทิศทางการป้อนอากาศในเตาคือ ถ้าอากาศถูกป้อนจากด้านล่างขึ้นข้างบนของเตาเรียกว่า Updraft Gasifier และถ้าป้อนจากส่วนบนของห้องเผาไหม้ลงด้านล่างของเตาเรียกว่า Downdraft Gasifier ส่วนอากาศเข้าในแนวขวางเรียกว่า Crossdraft Gasifier ดังรายละเอียดต่อไปนี้

1) เตาผลิตแก๊สแบบไหลขึ้น (Updraft Gasifier)

เชื้อเพลิงที่อยู่ด้านบนจะทยอยเลื่อนลงมาในโซนเผาไหม้ ซึ่งจะสวนทิศกับอากาศที่เข้าทางด้านล่างและลอยขึ้นด้านบนของเตาเผา ซึ่งโปรดิวเซอร์แก๊ส (producer gas) ที่ถูกผลิตออกจากระบบนี้ก็จะลอยขึ้นและไหลออกจากเครื่องผลิตทางด้านบน (**รูปที่2-5**) เครื่องผลิตแก๊สชนิดนี้จะผลิตโปรดิวเซอร์แก๊สที่มีประสิทธิภาพสูงที่สุด เนื่องจากโปรดิวเซอร์แก๊ส (producer gas) ที่ลอยขึ้นจะมีการแลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างความร้อนของโปรดิวเซอร์แก๊ส (producer gas) กับเชื้อเพลิงในชั้นบนซึ่งเป็นการอุ่นเชื้อเพลิงก่อน แต่ระบบนี้จะมีปัญหาทางด้านน้ำมันดิน (tar) ปะปนอยู่มาก

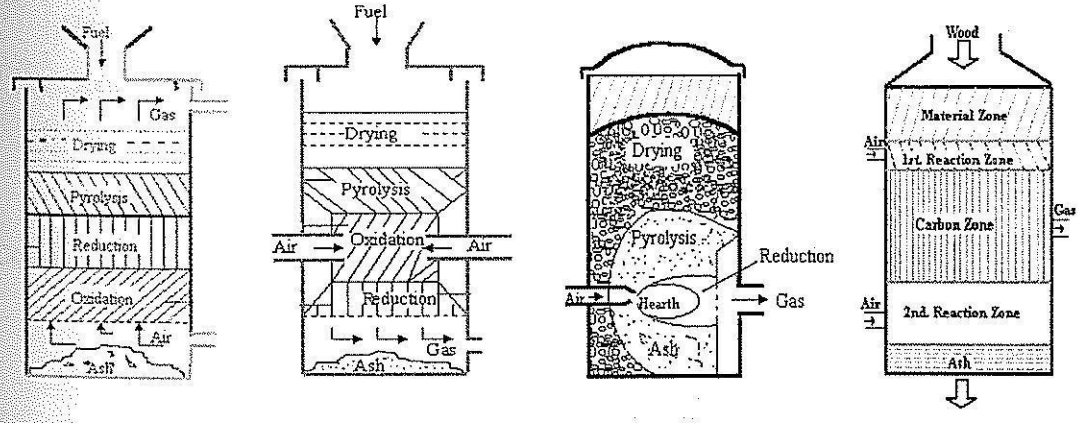
2) เตาผลิตแก๊สแบบไหลลง (Downdraft Gasifier)

เตาผลิตแก๊สแบบไหลลงเป็นระบบที่ให้อากาศไหลลงผ่านโซนเผาไหม้ แก๊สที่ผลิตได้จะไหลออกทางด้านล่างของเตา (**รูปที่2-5**) โดยหลักการของระบบนี้คือ น้ำมันดินจากโซนกลั่นตัวนั้นสามารถสลายที่อุณหภูมิสูงได้ ดังนั้นจึงออกแบบให้โปรดิวเซอร์แก๊ส (producer gas) ซึ่งยังมีปริมาณน้ำมันดินอยู่นั้นผ่านโซนเผาไหม้ ซึ่งเป็นโซนที่มีอุณหภูมิสูงที่สุดก่อนแล้วจึงผ่านเข้าโซนรีดักชั่นแล้วได้โปรดิวเซอร์แก๊ส (producer gas) ออกทางด้านล่างของระบบ แต่เครื่องผลิตแก๊สแบบไหลลงนั้นมีข้อจำกัด คือไม่เหมาะกับเชื้อเพลิงที่มีสัดส่วนเถ้าสูง และเชื้อเพลิงที่เกิดสแลก (slag) ได้ง่าย

3) เตาผลิตแก๊สแบบไหลขวาง (Cross-draft Gasifier) เป็นเตาที่ได้รับการพัฒนาจากเตาผลิตแก๊สแบบไหลขึ้น (Updraft gasifier) และแบบไหลลง (Downdraft gasifier) เป็นระบบที่สามารถเร่งเครื่องได้ดีมาก เนื่องจากโซนเผาไหม้มีบริเวณแคบ (**รูปที่2-5**) อุณหภูมิจึงสามารถขึ้นถึง 2000 องศาเซลเซียส ช่วงเวลาเริ่มระบบเร็วกว่าเตาผลิตแก๊สแบบไหลขึ้นและเตาผลิตแก๊สแบบไหลลง คือใช้เวลาเพียง 5-10 นาที ซึ่งระบบนี้มีข้อด้อย คืออุณหภูมิของโปรดิวเซอร์แก๊สสูง ช่วงเดินทางของแก๊สสั้นทำให้ต้องใช้ความเร็วสูง ทำให้โอกาสที่แก๊สจะครบช่วงปฏิกิริยาน้อยลง ดังนั้นแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เพียงบางส่วนที่ถูกเปลี่ยนเป็นคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ในโซนรีดักชั่น เปลวไฟและโซนขี้เถ้า ของเครื่องผลิตแก๊สแบบไหลขวางนั้นไม่ได้แยกขาดกันด้วยตะกรับ ดังนั้นต้องใช้เชื้อเพลิงที่มีปริมาณเถ้าต่ำเท่านั้น

4) เตาผลิตแก๊สแบบเผาสองโซน (Twin-fire Gasifier)

เป็นการร่วมกันของ Co-Current กับ Counter-Current Twin-fire Gasifier ประกอบด้วย 2 โซนหลักในการทำปฏิกิริยา คือ โซนบน จะเป็นปฏิกิริยาอุณหเคมีของเชื้อเพลิง จะมีอุณหภูมิต่ำ และแก๊สบางส่วนเกิดจากการแตกตัวที่โซนด้านบน ขณะเดียวกันที่โซนล่าง จะเป็นปฏิกิริยาอุณหเคมีของถ่านคาร์บอนที่ร้อน อุณหภูมิของแก๊สที่เกิดขึ้นในระบบมีค่าระหว่าง 460-500 ^{o}C ขบวนการทั้งหมดเกิดขึ้นภายใต้ความดัน 30 mbar. ดังนั้นเตาผลิตแก๊สแบบเผาสองโซน จึงเป็นระบบที่ได้ผลผลิตแก๊สค่อนข้างสะอาด แต่ต้องควบคุมปริมาณอากาศให้เหมาะสมให้อยู่ในสภาวะการเผาไหม้ที่มีอากาศจำกัด



a) Updraft b) Downdraft c) Crossdraft d) Twin-fire

รูปที่ 2-5 เตาผลิตแก๊สชีวมวลชนิดต่างๆ

2.5.3 คำจำกัดความของทาร์ (Definition of Tars)

ทาร์ (Tars) หมายถึงผลิตภัณฑ์ที่ไม่ต้องการที่เกิดจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น หรือเกิดจากการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ ลักษณะของทาร์เป็นของเหลวที่มีความหนืดสูง (high viscous) และมีฤทธิ์กัดกร่อน (corrosive) โดยทั่วไปมีสีน้ำตาลเข้มถึงดำ ประกอบไปด้วยสารไฮโดรคาร์บอนจำนวนมาก สมบัติของทาร์เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิพบว่า อุณหภูมิในกระบวนการสูงขึ้นจะทำให้สัดส่วนของ H/C ลดลง ดังแสดงใน **ตารางที่ 2-2** ซึ่งเป็นข้อมูลสนับสนุนว่าผลของอุณหภูมิทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงขององค์ประกอบที่อยู่ในทาร์ คือ การเปลี่ยนจากรูปของ Highly Oxygenate Pyrozate เป็น Condense Aromatic นั้นคือ ในสภาวะที่อุณหภูมิสูงขึ้น Complex-Phenolics Furans จะหายไปขณะที่ Aromatic ซึ่งมีความคงตัวจะเพิ่มขึ้น (ทิพย์สุภินทร์ หินซุย, 2550)

ตารางที่ 2-2 ส่วนประกอบทางเคมีของทาร์ (Tars) ที่อุณหภูมิต่าง ๆ

อุณหภูมิปกติ 400-500°C (Conventional Flash Pyrolysis)	อุณหภูมิสูง 600-650°C (Hi-Temperature Flash Pyrolysis)	อุณหภูมิปกติ 700-800°C (Conventional Gasification)	อุณหภูมิสูง 900-1000°C (Hi-Temperature Gasification)
Acid	Benzenes	Naphthalenes	Naphthalene
Aldehydes	Phenols	Acenaphthalenes	Acenaphthalene
Ketone	Catechols	Fluorenes	Phenanthrene
Furan	Naphthalene	Phenanthrenes	Fluoranthrene
Alcohols	Biphenyls	Benzaldehydes	Pyrene
Complex-Oxygenated	Phenanthrenes	Phenols	Acephenanthrylene
Phenols	Benzofurans	Naphtofurans	Benzanthracenes
Guaiacols	Benzaldehydes	Benzanthracenes	Benzopyrenes
Syringols			
Complex-Phenolics			

2.5.4 แก๊สเชื้อเพลิงหรือโปรดิวเซอร์แก๊ส

ในกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่นแก๊สเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ สามารถแบ่งตามค่าความร้อนได้ 3 ประเภทคือ

1) การผลิตแก๊สเชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อนต่ำ (Low Heating Value Gas) :แก๊สเชื้อเพลิงที่ผลิตได้จะมีค่าความร้อนประมาณ 3.3-5.6 MJ/Nm^3 โดยมีองค์ประกอบของแก๊สที่สามารถเผาไหม้ได้ หรือแก๊สที่จุดไฟติด (combustible gas) คือแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) และแก๊สไฮโดรเจน (H_2) เป็นแก๊สหลัก และมีแก๊สมีเทน (CH_4) เล็กน้อย ซึ่งเจือจางอยู่ในแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ แก๊สไนโตรเจน และแก๊สออกซิเจน ซึ่งประเภทนี้เป็นกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่นทั่วไปที่ใช้อากาศเพื่อให้เกิดปฏิกิริยา Partial Oxidation

2) การผลิตแก๊สเชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อนปานกลาง (Medium Heating Value Gas) : แก๊สเชื้อเพลิงที่ผลิตได้จะมีค่าความร้อนประมาณ 9.3-20.5 MJ/Nm^3 กระบวนการนี้จะใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ เพื่อให้เกิดปฏิกิริยา Partial Oxidation ในสภาวะที่ปราศจากไนโตรเจน เนื่องจากการไม่มีแก๊สไนโตรเจนเจือปน จะทำให้มีองค์ประกอบของแก๊สที่เผาไหม้ได้เพิ่มขึ้น และค่าความร้อนของแก๊สสูงขึ้น

3) การผลิตแก๊สเชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อนสูง (High Heating Value Gas) : แก๊สเชื้อเพลิงที่ผลิตได้จะมีค่าความร้อนสูงกว่า 20.5 MJ/Nm^3 หรือเทียบเท่ากับ Synthesis Gas (SNG) โดยส่วนประกอบของแก๊สนี้คือ แก๊สมีเทนเกือบบริสุทธิ์ ซึ่งโดยทั่วไปจะนำ Medium Heating Value Gas มาเปลี่ยนเป็น High Heating Value Gas โดยใช้กระบวนการสังเคราะห์มีเทน (Methanation) โดยการทำปฏิกิริยาระหว่างแก๊สคาร์บอนมอนนอกไซด์ และแก๊สไฮโดรแจน เกิดเป็นแก๊สมีเทนและน้ำ โดยใช้ Catalytic ดังสมการที่ (9)

$$CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O \qquad (9)$$

2.5.5 มลพิษและของเสียที่เกิดจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น

การนำแก๊สเชื้อเพลิงมาใช้งานมีความจำเป็นที่จะต้องทำความสะอาดแก๊สก่อน (Pre-treatment Gas) เพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นต่อระบบ และเครื่องยนต์สันดาปภายใน เนื่องจากส่วนประกอบที่อันตราย เช่น ทาร์ (Tars) และฝุ่นขนาดเล็ก (dust) การกำจัดองค์ประกอบปนเปื้อนช่วยเพิ่มค่าความร้อนของแก๊สเชื้อเพลิงได้ และสามารถหลีกเลี่ยงมลพิษที่จะเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งระบบทำความสะอาดแก๊สที่นำมาใช้จะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีที่เลือก และวัตถุประสงค์ของการใช้ประโยชน์แก๊สเชื้อเพลิง ใน **ตารางที่ 2-3** แสดงชนิดของมลสารและปัญหาที่เกิดขึ้นในระบบผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (ทิพย์สุภินทร์ หินซุย, 2550)

ตารางที่ 2-3 ชนิดของมลสารและปัญหาที่เกิดขึ้นในระบบผลิตแก๊สเชื้อเพลิง [1]

ชนิดมลสาร	ลักษณะที่ปรากฏ	ปัญหา
มลสารหรืออนุภาคขนาดเล็ก	ฝุ่น (dust) ขี้เถ้า (ash) เถ้าลอย (fly ash) ผงถ่าน (char) องค์ประกอบที่ควบแน่น (condensed compound)	ทำให้เกิดการกัดกร่อนของชิ้นส่วนที่เป็นโลหะในระบบและมลภาวะทางสิ่งแวดล้อม
องค์ประกอบอัลคาไลน์โลหะ (Alkali Metal)	องค์ประกอบของโซเดียม (Na) และโปรแตสเซียม (K) ที่เกิดในสภาวะการกลายเป็นเถ้าหลอมกลายเป็นแสลก (slag) หรือมีสภาวะกลายเป็นไอ	ทำให้เกิดการกัดกร่อนชิ้นส่วนของโลหะที่อุณหภูมิสูง เกิดการหลุดลอกของชั้นผิวเคลือบโลหะ
ออกไซด์ของไนโตรเจน	เกิดปัญหามลภาวะอากาศ โดยเกิด NO_x ระหว่างกระบวนการเผาไหม้	เกิดมลภาวะของ NO_x
ซัลเฟอร์และคลอรีน	บางส่วนคงเหลือในเถ้าหนัก (bottom ash) บางส่วนเกิดสภาวะการกลายเป็นไอ หรือ แก๊ส	ทำให้เกิดมลภาวะที่เป็นอันตรายและเกิดการกัดกร่อนโลหะ เช่น H_2S HCl SO_x
ทาร์ (Tars)	ของเหลวที่มีความหนืดสูง ส่วนใหญ่เป็นสารไฮโดรคาร์บอน	ทำให้วาล์วและระบบกรองอุดตันและกัดกร่อนชิ้นส่วนโลหะ

หมายเหตุ : [1] จาก ทิพย์สุภินทร์ หินซุย (2550)

จากข้อมูลดังแสดงใน **ตารางที่ 2-3** พบว่าชนิดของมลสารที่เกิดขึ้น นอกจากจะเป็นปัญหาต่อระบบ ยังเป็นมลพิษที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้วย การมีระบบทำความสะอาดแก๊สจึงเป็นเรื่องสำคัญ ซึ่งระบบทำความสะอาดแก๊สเชื้อเพลิงที่นิยมใช้โดยทั่วไปเพื่อลดปัญหาดังกล่าว ดังแสดงใน **ตารางที่ 2-4**

ตารางที่ 2-4 ชนิดของมลสารและระบบทำความสะอาดแก๊สเชื้อเพลิง[1]

ชนิดมลสาร	ระดับมลพิษ (g/Nm^3)	ระบบทำความสะอาด
มลสารหรืออนุภาคขนาดเล็ก	3-70	ไซโคลน ระบบกรอง (filtration) ระบบสครับเบอร์(scrubber)
องค์ประกอบอัลคาไลน์โลหะ (Alkali Metal)	-	ระบบการควบแน่น(condensation) ระบบกรอง (filtration)
ออกไซด์ของไนโตรเจน	1.5-3.0	ระบบสครับเบอร์(scrubber) Selective Catalytic Reduction (SCR)
ทาร์ (Tars)	10-100	การแตกตัวโดยใช้ความร้อน (thermal cracking) การแตกตัวโดยใช้สารเร่ง (catalytic cracking) ระบบการควบแน่น (condensation) ระบบสครับเบอร์ (scrubber)
ซัลเฟอร์และคลอรีน	2.5-3.5	ระบบสครับเบอร์โดยใช้โซเดียมคาร์บอเนต หรือปูนขาว (sodium bicarbonate หรือ lime scrubbing)

หมายเหตุ : [1] จาก ทิพย์สุภินทร์ หินซุย (2550)

2.5.6 ระบบผลิตพลังงาน (Power Generation System)

แก๊สเชื้อเพลิงที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่นสามารถนำมาผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยทำได้หลายแนวทาง ดังต่อไปนี้

1) การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากไอน้ำโดยผ่านกังหันไอน้ำ

แก๊สเชื้อเพลิงจะถูกส่งจากเครื่องปฏิกรณ์แก๊สซิฟิเคชั่นเข้าห้องเผาแบบ Close-coupled Combustion Chamber จากนั้นแก๊สร้อนที่ได้จะถูกส่งต่อไปยังหม้อไอน้ำ (Waste Heat Boiler) เพื่อผลิตไอน้ำที่ใช้ในการเดินกังหันไอน้ำและผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าต่อไปเหมือนในกรณีของไอน้ำที่ผลิตได้จากความร้อนจากระบบการเผาไหม้โดยตรง ส่วน Flue Gas ที่เกิดขึ้นจากหม้อไอน้ำจะต้องผ่านระบบบำบัดมลพิษทางอากาศก่อนระบายออกสู่บรรยากาศต่อไป

2) การผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยใช้แก๊สเชื้อเพลิงในการเดินเครื่องยนต์สันดาปภายในหรือเครื่องยนต์ดีเซล

การใช้แก๊สเชื้อเพลิงกับเครื่องยนต์สันดาปภายในนั้น จะต้องปรับปรุงลักษณะบางประการของเครื่องยนต์เพื่อที่จะทำให้เครื่องยนต์นั้น เหมาะสมแก่การใช้แก๊สเชื้อเพลิงเป็นเชื้อเพลิง และสามารถทำงานได้ดีใกล้เคียงกันกับเครื่องยนต์แก๊สโซลีน โดยทั่วไปการใช้แก๊สเชื้อเพลิง กับเครื่องยนต์สันดาปภายในสามารถแบ่งออกเป็น 3 วิธี

1. การนำเครื่องยนต์ดีเซลมาใช้ร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง หรือเรียกว่า ใช้เชื้อเพลิงคู่ (Gas-Diesel Engine or Dual-Fuel Engine) โดยใช้แก๊สเชื้อเพลิงผสมกับอากาศเป็นไอดีเข้าห้องเผาไหม้ ส่วนการจุดระเบิดยังใช้น้ำมันดีเซลฉีดเข้าห้องเผาไหม้ วิธีการแบบนี้เครื่องยนต์ต้องการใช้น้ำมันดีเซลเพื่อการจุดระเบิดประมาณ 10%-20% ของการใช้เครื่องยนต์ดีเซลปกติ ดังนั้นทำให้ประหยัดน้ำมันดีเซลได้80%-90% และไม่ต้องมีการดัดแปลงลักษณะการทำงานเครื่องยนต์ดีเซลแต่อย่างใด

2. การนำเครื่องยนต์ดีเซลมาดัดแปลงเป็นเครื่องยนต์แก๊สโซลีน เพื่อใช้กับแก๊สเชื้อเพลิง (Gas-Otto Engine) โดยเปลี่ยนระบบการจุดระเบิดจากเดิมเป็นการจุดระเบิดโดยการอัดเปลี่ยนมาเป็นการจุดระเบิดด้วยประกายไฟจากหัวเทียน วิธีการแบบนี้เครื่องยนต์ต้องได้รับการดัดแปลงโดยการเปลี่ยนอัตราส่วนการอัด (Compression Ratio) ให้ได้ 10-12 และเพิ่มอุปกรณ์ผสมอากาศกับแก๊สเชื้อเพลิงหรือคาร์บูเรเตอร์ (Carburetor) และหัวเทียนเข้าไป ซึ่งเป็นวิธีการที่นิยมใช้เนื่องจากราคมถูก

3.การนำเครื่องยนต์แก๊สโซลีนมาดัดแปลงใช้กับแก๊สเชื้อเพลิง (Gas-Otto Engine) วิธีการแบบนี้เครื่องยนต์ต้องได้รับการออกแบบให้มีอัตราส่วนการอัดให้ได้ 10-12 และมีระบบผสมแก๊สเชื้อเพลิงกับอากาศจากโรงงานผู้ผลิตเครื่องยนต์ ซึ่งเครื่องยนต์ประเภทนี้จะมีประสิทธิภาพสูง แต่มีราคาสูงกว่าประเภทที่ 2 ประมาณ 2 เท่า

สำหรับการใช้เครื่องยนต์แก๊สเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า สามารถนำเครื่องยนต์แก๊สเชื้อเพลิงมาต่อเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่นิยมใช้มีอยู่ 2 ชนิด คือ

1. ไดนาโม (Generator) วิธีนี้จะต้องมีอุปกรณ์หรือวงจรควบคุมความเร็วรอบของการทำงานให้คงที่ เพื่อให้แรงดันและความถี่ทางไฟฟ้าที่ผลิตออกมามีความคงที่ ซึ่งถ้าหากแรงดันและความถี่ไม่มีความคงที่ หากนำอุปกรณ์ทางไฟฟ้าต่อใช้งานจะทำให้อุปกรณ์เสียหายได้

2.มอเตอร์เหนี่ยวนำ (Induction motor) วิธีนี้จะใช้หลักการที่ว่า เมื่อเครื่องยนต์หมุนด้วยความเร็วรอบมากกว่าความเร็วซิงโครนัส (Synchronous Speed) ของมอเตอร์ มอเตอร์จะทำหน้าที่เป็นไดนาโม ข้อดีของวิธีนี้คือ ระบบผลิตไฟฟ้านี้สามารถต่อพ่วงเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฯ ได้ทันที โดยระบบจะผลิตเฉพาะกระแสไฟฟ้า ส่วนแรงดันและความถี่จะใช้ของการไฟฟ้าฯ ทำให้ไม่เกิดผลเปลี่ยนแปลงต่อแรงดันและความถี่ ซึ่งหากนำอุปกรณ์ทางไฟฟ้ามาต่อใช้งาน จะไม่ทำให้อุปกรณ์เสียหายแต่อย่างใด การนำมอเตอร์เหนี่ยวนำมาต่อพ่วงกับเครื่องยนต์แก๊สเชื้อเพลิงจะต้องคำนึงถึงความเหมาะสมของขนาดมอเตอร์และเครื่องยนต์ เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำงานได้ประสิทธิภาพสูงสุด โดยมอเตอร์จะต้องมีความเร็วรอบและแรงบิดใกล้เคียงกับแรงบิดสูงสุดของเครื่องยนต์

3) การผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยการเผาเพื่อเดินกังหันแก๊ส

ทางเลือกอีกทางหนึ่งของการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลคือ การใช้เทคโนโลยีการผลิตแก๊สเชื้อเพลิงจากชีวมวลร่วมกับวัฏจักรกังหันแก๊ส (Biomass-integrated Gasifier/Gas Turbine Technology BIG/GT) เทคโนโลยีนี้เป็นการรวมวัฏจักรเบรตัน (Brayton Cycle) ซึ่งเป็นวัฏ-จักรหลักของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส และเทคโนโลยีการผลิตแก๊สจากถ่านหินมาประยุกต์ใช้กับเชื้อเพลิงชีวมวล ระบบดังกล่าวจะมีต้นทุนโรงไฟฟ้าต่อหน่วยของกำลังการผลิตต่ำกว่าในขณะเดียวกันจะมีประสิทธิภาพสูงกว่า

แก๊สเชื้อเพลิงจะถูกส่งจากเครื่องปฏิกรณ์แก๊สซิฟิเคชั่นจะถูกทำความสะอาดเพื่อกำจัดสิ่งปนเปื้อน ได้แก่ ฝุ่น ขี้เถ้าหรือแก๊สต่างๆ ที่อาจเป็นอันตรายต่อกังหันใบพัด (Turbine Blades) ออกก่อนป้อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้ของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส ซึ่งแก๊สจะต้องมีความสะอาดค่อนข้างสูง โดยทั่วไปสามารถตรวจสอบได้กับผู้ผลิตกังหันแก๊ส แก๊สที่ผ่านการทำความสะอาดแล้วจะถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการเผาไหม้ในกังหันแก๊สเพื่อผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าต่อไป ข้อควรระวังสำหรับระบบนี้ คือ ระบบต้องการใช้แก๊สที่มีค่าความร้อน (Heating Value) ค่อนข้างสม่ำเสมอ หากใช้แก๊สเชื้อเพลิงซึ่งมีค่าความร้อนที่แตกต่างกันมากๆ อาจส่งผลให้เกิดความเสียหายต่อการดำเนินงาน และทำให้ค่าดำเนินงานระบบสูงขึ้นไปอีก ยกตัวอย่างเช่น ขยะมูลฝอยชุมชนซึ่งมีลักษณะสมบัติแตกต่างกันมาก หรือมีค่าความชื้นสูง จะส่งผลให้ค่าความร้อนของแก๊สที่ได้หรือค่าบีทียูมีค่าแตกต่างกันมาก สามารถแก้ปัญหานี้

ได้โดยใช้แก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเสริม ซึ่งจะทำให้เกิดความซับซ้อนในการดำเนินงานมากขึ้น และยังส่งผลต่อราคาค่าดำเนินงานที่เพิ่มขึ้นด้วย

2.6 การพัฒนาเทคโนโลยีแก๊สฟิซิเคชั่นในประเทศไทย

การตรวจสอบงานวิจัย และพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานในส่วนของ Biomass Gasification (การนำชีวมวล หรือ Biomass มาผลิตพลังงานด้วยกระบวนการ Gasification) ในประเทศไทย พบว่า ได้มีการทดลองสร้างและทดสอบประสิทธิภาพการใช้งานเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง จากถ่านไม้ ในปี 1979 (กองเกษตรวิศวกรรม, 2522) โดยนำมาใช้ในผลิตเชื้อเพลิงให้กับเครื่องยนต์เบนซิน 4 จังหวะ ขนาด 5 แรงม้า เพื่อใช้ในการสูบน้ำเพื่อการเกษตร พบว่ามีความเหมาะสมที่จะใช้ในท้องถิ่นที่มีถ่านมาก เช่น ในภาคใต้ที่มีการตัดยางพาราเพื่อปลูกยางพันธุ์ดีทดแทนในยุคนั้น

ส่วนกลุ่มวิจัยที่ได้รับเครดิตและถือได้ว่าเป็นผู้ทำการศึกษาเกี่ยวกับ Biomass Gasification อย่างจริงจังก็คือ ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ที่ทำการศึกษาและพัฒนา Gasification System ขนาดเล็กสำหรับใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าขึ้น ในช่วงปี 1981-1990 โดยเฉพาะในช่วงปี 1989-1990 Gasification System ขนาด 10 kW_e ที่พัฒนาขึ้นใช้งานไปได้ 700 ชั่วโมง ใช้ในการสาธิตและฝึกอบรม นอกจากนี้มีการติดตั้ง 3 เครื่องในเขตที่ไฟฟ้าเข้าไม่ถึงของภาคตะวันออกเฉียงเหนืออีกด้วย (RAR-FAO, 1999)

การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี Biomass Gasification ของภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ ในการนำพลังงานที่ได้จากกระบวนการ Gasification มาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ในแง่มุมต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นเทคนิคและรายละเอียดการออกแบบเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงตลอดจนสภาวะต่างๆที่เหมาะสมที่จะผลิตแก๊สให้ได้คุณภาพ ที่จะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์เผาไหม้ภายใน ซึ่งเป็นต้นกำลังในการหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือแม้กระทั่งเรื่องของวัตถุดิบ (Biomass) อื่นๆที่มีศักยภาพอีกด้วย (Coovattanachai et al., 1982; 1982a; 1982b; 1983; 1986; 1990; 1997)

จากการที่โครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี Biomass Gasification ได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาล และหน่วยงานระหว่างประเทศที่ผ่านมามากมายในอดีต แสดงให้เห็นถึงความก้าวหน้าและเป็นที่ยอมรับในเทคโนโลยีและศักยภาพของประเทศไทยที่สามารถผลิตพลังงานจากกระบวนการ Gasification ได้เป็นอย่างดี จากรายงานของ Biomass Gasification Component of Renewable Non-conventional Energy Project (Chulalongkorn Univ, 1985) ซึ่งเป็นโครงการที่ได้รับการสนับสนุนจาก สำนักงานพลังงานแห่งชาติ (National Energy Administration) และ U.S. Agency for International Development พบว่ามีการออกแบบ สร้าง ทดสอบ Gasifier นำใช้งานในลักษณะ Pilot Project โดยมีการพัฒนารูปแบบ

Gasifier หลายชนิด ชนิดที่เป็น Fixed Bed Gasifier มีตั้งแต่ขนาด 0.5 kW_e จนถึง 25 kW_e หรือแม้กระทั่ง Fluidized Bed Gasifier ซึ่งไม่เพียงแต่มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ และจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เท่านั้นที่ได้ที่ได้รับการสนับสนุน สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย กระทรวงวิทยาศาสตร์ก็ได้รับการสนับสนุน และมีงานวิจัยเกี่ยวกับเรื่องนี้ไม่น้อย (TISTR, 1984) อย่างไรก็ตาม ปัญหาใหญ่ที่เกิดขึ้นในงานวิจัยและพัฒนาที่ผ่านมานั่นก็คือ ปัญหายางเหนียวจากน้ำมันทาร์ (น้ำมันดิน) ที่เกิดขึ้น และมีผลต่อชิ้นส่วนระบบการทำงานของเครื่องยนต์นั่นเอง

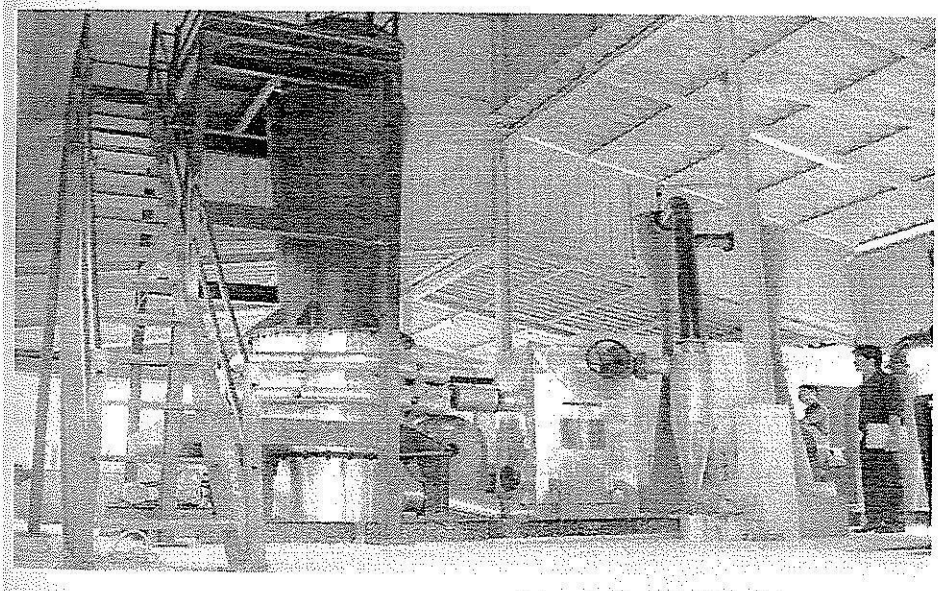
การพัฒนา Multi-stage gasifier ในประเทศไทยนั้นเริ่มต้นโดย นักวิจัยชาวเวียดนาม Bui Tuyen (Bui, *et al.*, 1994; Bui, 1996) ขณะที่ศึกษาปริญญาเอกอยู่ที่ AIT (Asian Institute of Technology) และได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องจาก Siddque A.H. Md.M. Rahman (Siddque, 1997) Dutta Animesh (Dutta, 1998) และ Wickramasinghe T.A (Wickramasinghe, 2001) โดยเตาเผาชนิดนี้ได้ได้รับการพัฒนาให้มีการป้อนอากาศ 2 ส่วนและมีทางออกของแก๊สเชื้อเพลิง 2 ด้านซึ่งเรียกว่า Hybrid Updraft-downdraft Gasifier ซึ่งได้รับการยืนยันอย่างชัดเจนในเรื่องของ ปริมาณยางเหนียวที่ลดลงจนถือว่าน้อยมากตลอดจนการใช้ประโยชน์ในรูปแบบต่างๆ เช่น การนำไปใช้ในเป็นเชื้อเพลิงร่วมของเครื่องยนต์เพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า (Dutta, 1998; San, 1999; Sethapanich, 2001; Bhattacharya ,*et al.*, 1998; Bhattacharya , *et al.*, 2001) หรือแม้กระทั่งนำมาใช้ในการอบแห้งผลผลิตทางการเกษตร (Bhatta, 1998; Aung, 2000) จึงน่าที่จะนำเทคโนโลยี Hybrid Updraft-downdraft Gasifier มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด และเหมาะสมกับประเทศไทย

ปัจจุบันทิศทางการพัฒนาเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นมุ่งเน้นที่จะนำมาใช้สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า โดยจะเห็นได้ว่ามีการพัฒนาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กโดยอาศัยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น โดยมีต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก 2 แห่งคือ องค์การบริหารส่วนตำบลทับสะแก อ. ทับสะแก จ. ประจวบขีรีขันธ์ สนับสนุนงบประมาณโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อ. เมือง จ. นครราชสีมา โดยศูนย์ความเป็นเลิศทางด้านชีวมวล หรือ หน่วยปฏิบัติการวิศวกรรมพลังงานและสิ่งแวดล้อม (เดิม)ร่วมกับบริษัทซาตาเก้ (ประเทศไทย) จำกัด และ Satake Corporation Co., Ltd. (ประเทศญี่ปุ่น) ที่ให้การสนับสนุนงบประมาณ

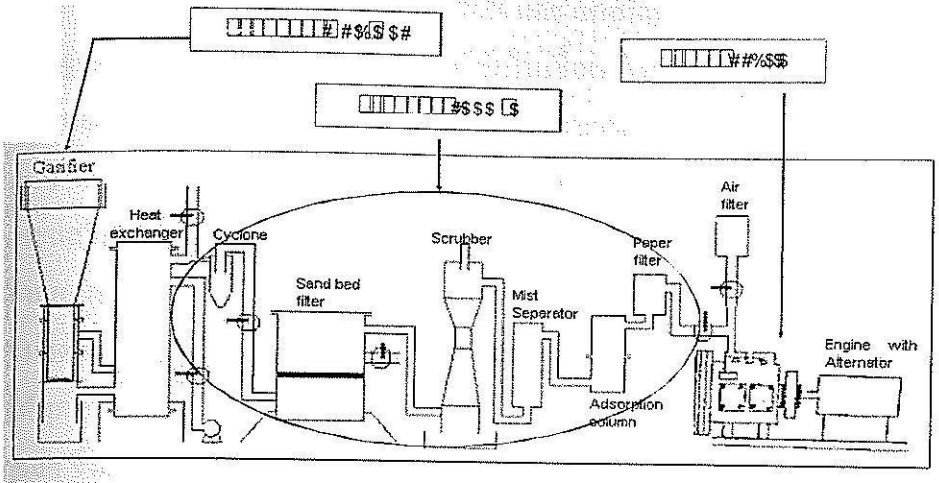
1) โรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิต อ. ทับสะแก จ.ประจวบขีรีขันธ์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

โรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิตที่อำเภอทับสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ได้รับงบประมาณในปี 2548 โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ขนาด 100 kW โดยใช้เทคโนโลยี Downdraft Gasifier เป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาโดยสถาบัน TERI ของประเทศอินเดีย โรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิต มีส่วนประกอบหลัก 3 ระบบคือ 1) ระบบผลิตแก๊สเชื้อเพลิง 2) ระบบขจัดสิ่งสกปรก และ 3) ระบบผลิตกระแสไฟฟ้า โดยภาพรวมของโรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิตที่อำเภอทับสะแก แสดงไว้ใน **รูปที่2-6** และส่วนประกอบที่สำคัญของโรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิตที่อำเภอทับสะแกมีการจัดวางระบบดังแสดงไว้ใน **รูปที่2-7**

จากการศึกษาการเดินระบบผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิต โดยใช้เชื้อเพลิงกะลามะพร้าว และชีวมวลชนิดอื่น ๆ เช่น ไม้สน ไม้ยางพารา ไม้มะพร้าว ไม้กระถิน ไม้มะม่วง และเหง้ามันสำปะหลัง โดยการใช้น้ำมันดีเซลร่วมและแก๊สชีวมวลที่ผลิตได้ พบว่าอัตราการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย 58.85 kg/hr ประสิทธิภาพของระบบมีค่าเท่ากับ 26.7 %



รูปที่2-6 โรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิตฯ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน



รูปที่2-7 กระบวนการและส่วนประกอบของระบบโรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสาธิตฯกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

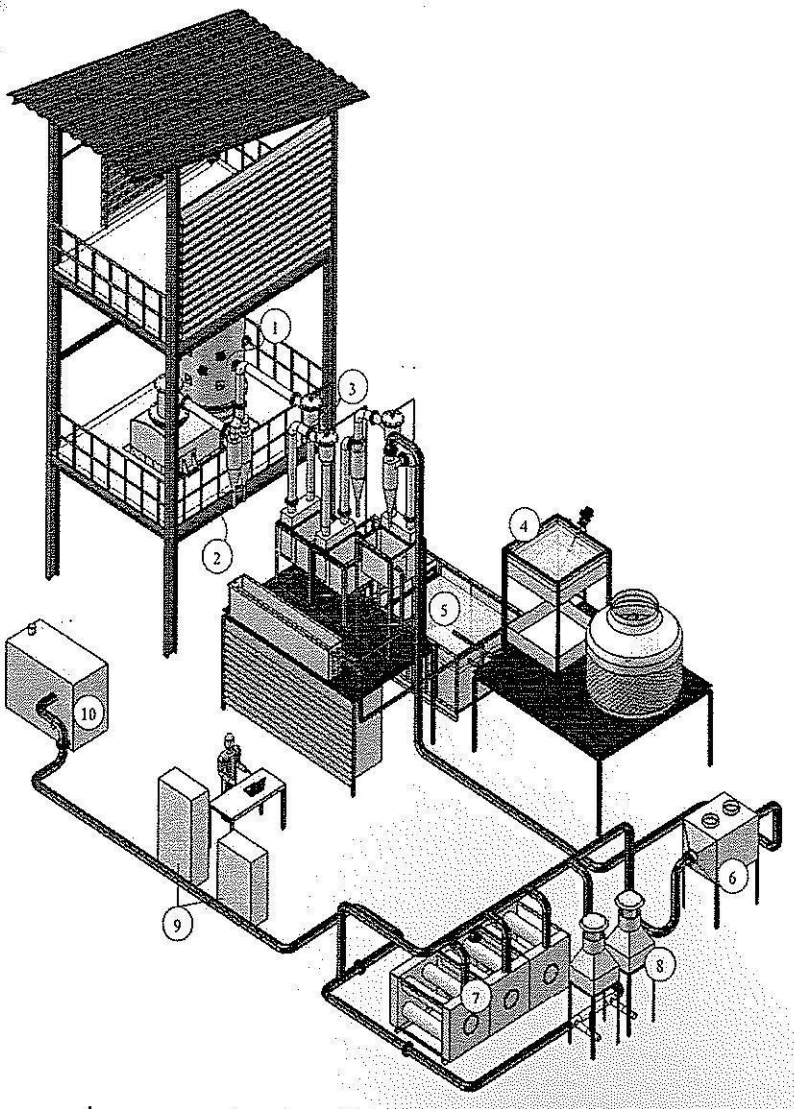
2) ต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

โรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชนเริ่มก่อสร้างในเดือน ตุลาคม พ.ศ. 2548 โดยความร่วมมือของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี และบริษัท ซาตาเกะ คอร์ปอเรชั่น จำกัด ประเทศญี่ปุ่น มีวัตถุประสงค์เพื่อทำการพัฒนาระบบการผลิตไฟฟ้าจากเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรโดยอาศัยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น เพื่อใช้เป็นต้นแบบในการศึกษาวิจัย และเผยแพร่ไปสู่ชุมชน โดยดำเนินการก่อสร้างแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2549 ซึ่งเป็นปีมหามงคลที่พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวภูมิพลอดุลยเดชมหาราช ทรงครองราชสมบัติ ครบ 60 ปี ซึ่งพระองค์ทรงเปรียบเสมือนพระบิดาแห่งการพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศ ตามหลัก"เศรษฐกิจพอเพียง" ที่มีการนำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร (ชีวมวล) ที่มีอยู่ในพื้นที่ มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนก่อให้เกิดการพึ่งพาตนเองในด้านพลังงานของชุมชน

ในปีมหามงคลนั้นเอง มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ได้รับพระบรมราชานุญาตให้ใช้ชื่อ ***โรงไฟฟ้าชีวมวลเฉลิมพระเกียรติฉลองสิริราชสมบัติครบ 60 ปี*** โดยได้รับพระมหากรุณาธิคุณจากสมเด็จพระเทพรัตนราชสุดาฯ สยามบรมราชกุมารี เสด็จพระราชดำเนินเป็นองค์ประธานในพิธีเปิด เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม พ.ศ. 2549 โรงไฟฟ้าชีวมวล "สุรนารี" นี้มีกำลังการผลิต 100 กิโลวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กใช้เทคโนโลยี Biomass Gasification ชนิด Open Top Downdraft Gasification โดยทำการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านบน ที่ใช้หลักการเผาไหม้ที่ควบคุมปริมาณอากาศ ทำให้เกิดการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ เชื้อเพลิงชีวมวลที่เป็นของแข็ง จะถูกเปลี่ยนเป็นแก๊สมีองค์ประกอบ คือ แก๊สคาร์บอนมอน

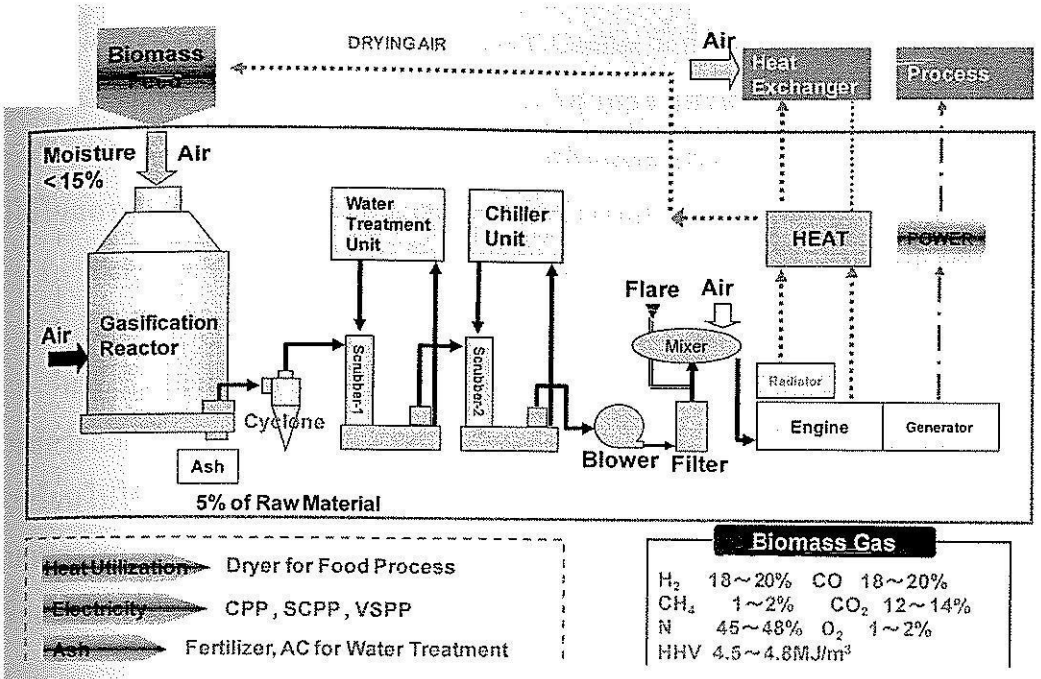
นอก-ไซด์ (CO) 18-22% แก๊สไฮโดรเจน (H_2) 18-20% และ แก๊สมีเทน (CH_4) 1-2% มีค่าความร้อนเฉลี่ย 4.5-5.5 เมกะจูลต่อลูกบาศ์เมตร สามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทนน้ำมันปิโตรเลียมหรือแก๊สธรรมชาติได้ โดยแก๊สเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ เมื่อนำมาผ่านกระบวนการทำความสะอาดยางเหนียวและฝุ่น (Tar and Dust) และลดอุณหภูมิแล้ว จะสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงให้กับเครื่องยนต์สันดาปภายในที่เป็นต้นกำลังผลิตกระแสไฟฟ้าได้

จากผลการศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก (วีรชัย อาจหาญและคณะ, 2549; 2550; 2551) สรุปได้ว่า โรงไฟฟ้าชีวมวลสำหรับชุมชนสามารถใช้ได้กับเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร (ชีวมวล) ได้ทุกประเภท อาทิ เศษไม้ ทางและทะลายปาล์ม แกลบ กะลามะพร้าว ซังข้าวโพด เหง้ามันสำปะหลัง ฯลฯ จึงเหมาะสมกับทุกภาคของประเทศไทย

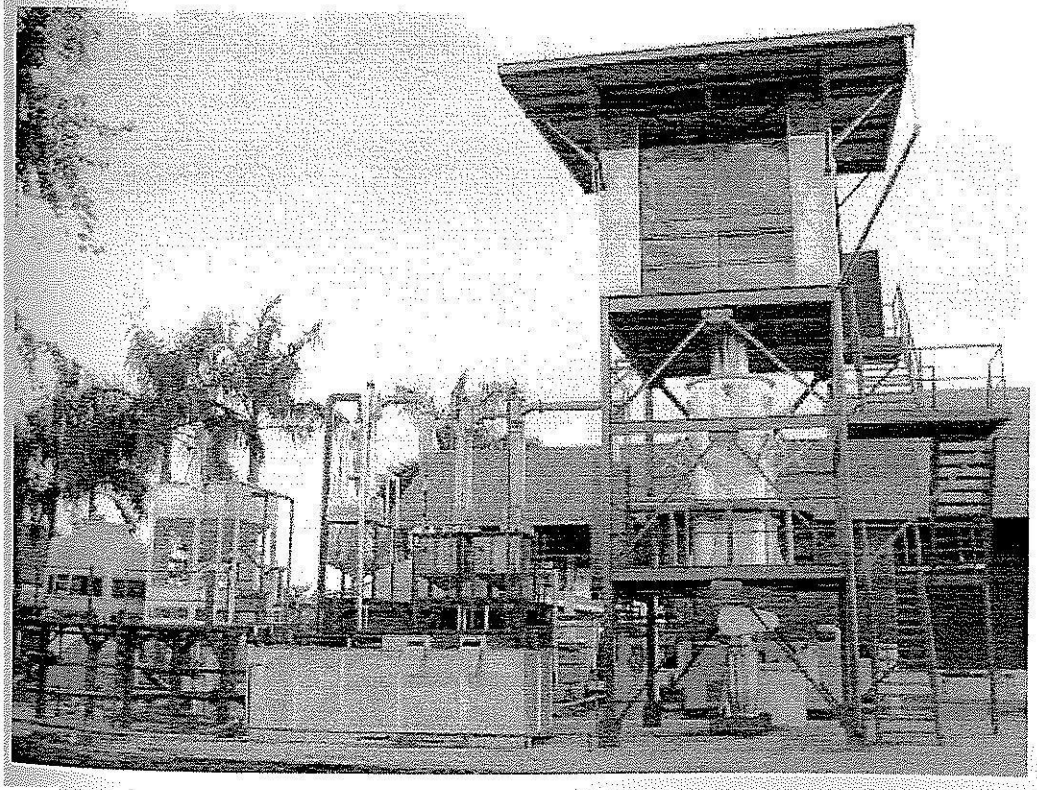


NO.	Descriptions
1	Downdraft Gasifier
2	Cyclone Unit
3	Scrubber Unit
4	Flocculation Tank
5	Buffer Tank
6	Biomass Filter Unit
7	Fabric Filter Unit
8	Start up Flare
9	Control Unit
10	Engine -generator Set

รูปที่2-8 แผนผังส่วนประกอบที่สำคัญของต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชนมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่2-9 กระบวนการและการจัดวางระบบต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่2-10 ต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ทั้งนี้เทคโนโลยี Hybrid Updraft-downdraft Gasifier นี้ ก็เป็นอีกได้รับการพัฒนาต่อเนื่อง โดยศูนย์ความเป็นเลิศทางด้านชีวมวล สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี (ปี 2544-2548) โดยมีการพัฒนาต้นแบบโรงไฟฟ้าและสถานีอบแห้ง ขนาด 30 kW_e โดยเน้นการนำไปใช้ในสถานประกอบการ และมีการเผยแพร่ติดตั้งโรงงานต้นแบบ 2 แห่ง คือ

1) ไร่เคหะนคร บริษัท เคหะนครจำกัด ต. ลาดบัวขาว อ. สีคิ้ว จ. นครราชสีมา
2) สถานีบ่มใบยา เวียงแก้ว อ. แม่สาย จ. เชียงราย

โดยมีเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าควบคู่กับการใช้ความร้อนร่วมในการ อบแห้งใบกระถินยักษ์ (อาหารสัตว์) และใบยาสูบ จากการติดตามประเมินผลพบว่า โรงไฟฟ้าชีวมวลต้นแบบสามารถใช้ในการนำความร้อนไปใช้ในกระบวนการอบแห้งได้ แต่ยังจำเป็นที่จะต้องทำการออกแบบระบบป้อนอากาศให้มีความเหมาะสมมากขึ้น เพื่อให้ปฏิกิริยาอุณหเคมีในเตาเชื้อเพลิงเกิดขึ้นได้ดี ซึ่งจะส่งผลต่อคุณภาพของแก๊สเชื้อเพลิง คือ เพิ่มองค์ประกอบของแก๊สที่เผาไหม้ได้ และลดปริมาณยางเหนียวลง

2.7 การอบแห้งวัสดุเกษตร

การอบแห้งเป็นขั้นตอนหนึ่งในการจัดการวัตถุดิบทางการเกษตร การอบแห้งเป็นกระบวนการถ่ายเทความร้อนและมวลสาร โดยทั่วไปจะอาศัยความร้อนจากภายนอก ถ่ายเทความร้อนเข้าสู่วัสดุที่ต้องการ ความร้อนที่ถ่ายเทเข้าไปจะทำให้ความชื้นของวัสดุ ที่อยู่ที่ผิวและเนื้อวัสดุระเหยออกมาดังแสดงไว้ใน สมการ (10) ทั้งนี้พลังงานที่ใช้ในการอบแห้ง จะถูกกำหนดโดยระยะเวลาที่ใช้ในการอบแห้ง (Drying Time) จากความชื้นเริ่มต้นไปสู่ความชื้นที่ต้องการ

$$q_T = h_v A(T_v - T_i) = h_c A(T_v - T_i) + h_r A(T_v - T_i) + u_k A(T_v - T_i) \quad (10)$$

เมื่อ h_v = สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อน

h_c = สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อน โดยการพาความร้อนจากอากาศร้อนสู่ผิววัสดุ

h_r = สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อน โดยการแผ่รังสี ระหว่างวัสดุกับผนังของห้องอบ

u_k = สัมประสิทธิ์รวมของการถ่ายเทความร้อนสู่ผิวหน้าของการอบโดยการพาและการนำความร้อนผ่านชิ้นวัสดุสู่ผิวหน้าซึ่งมีการระเหย

T_v, T_i = ค่าอุณหภูมิอากาศที่ใช้อบแห้งและอุณหภูมิผิวต่อระหว่างอากาศและวัสดุ

A = พื้นที่ของวัสดุ

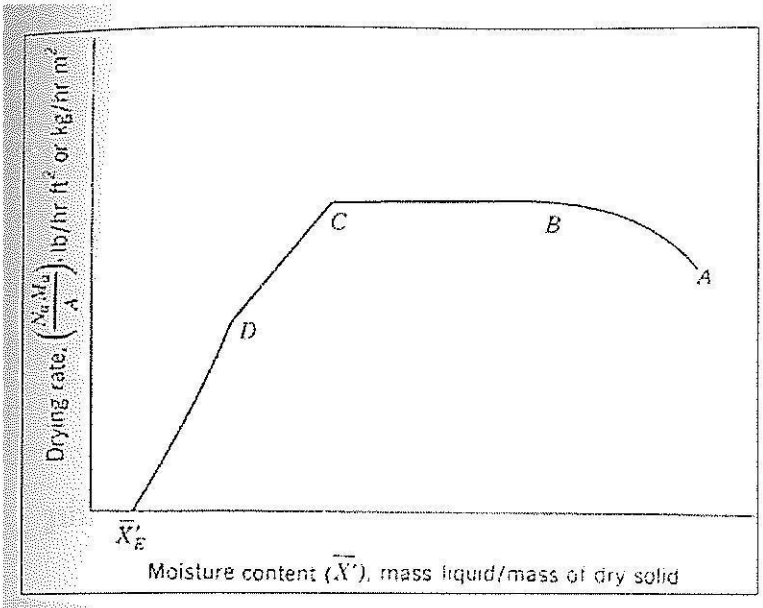
ความชื้นเริ่มต้น (Moisture content) สามารถระบุได้ทั้งเป็น ความชื้นเปียก (wet basis, %wb) และ ความชื้นแห้ง (dry basis, %db) ซึ่งใช้ฐานในการเปรียบเทียบแตกต่างกัน wet basis หมายถึงการ

เทียบปริมาณความชื้นกับน้ำหนักรวมของวัสดุ ส่วน dry basis เป็นการเทียบปริมาณความชื้นกับน้ำหนักแห้งของวัสดุเท่านั้น ในการใช้คำนวณและออกแบบการอบแห้งนิยมใช้ dry basis เป็นมาตรฐาน

ตัวแปรสำคัญ ที่มีผลต่อพลังงานที่ใช้การอบแห้ง คือ สมบัติและประเภทของความชื้นของวัสดุ โดยปกติความชื้นที่อยู่ในวัสดุจะประกอบไปด้วย ความชื้นรอบผิว (Adsorbed moisture) และ ความชื้นในเนื้อวัสดุ (Absorbed moisture) ซึ่งความชื้นรอบผิวจะเป็นความชื้นที่ถูกดึงออกไปได้ง่าย นอกจากนี้ ยังมีความชื้นของบรรยากาศ (Relative Humidity) ซึ่งมีผลทำให้ระยะเวลาในการอบแห้งนานขึ้นอีกด้วย โดยปกติในการอบแห้งวัสดุใดๆ ความชื้นสุดท้ายของวัสดุที่ยังคงเหลืออยู่ในเนื้อวัสดุจะสมดุลกับความชื้นอากาศที่ใช้อบ โดยที่ความชื้นในวัสดุดังกล่าวจะไม่ลดต่ำกว่านี้อีกแม้ว่าจะใช้เวลานานเท่าใดก็ตามเราเรียกความชื้น ณ จุดนี้ว่า ค่าความชื้นสมดุล **(Equilibrium Moisture Content, $\overline{X}_E$)**

อัตราการอบแห้ง (Drying Rate) เป็นตัวแปรอีกตัวหนึ่ง ที่สามารถบอกให้เราทราบถึงระยะเวลาที่ใช้ในการอบแห้ง ซึ่งเป็นค่าที่แสดงถึง ค่าความชื้นที่ระเหยออกไปได้ต่อหน่วยพื้นที่ต่อหน่วยเวลา หน่วยอาจเป็นปอนด์น้ำต่อตารางฟุตชั่วโมง หรือกิโลกรัมน้ำต่อตารางเมตรชั่วโมง ดังแสดงไว้ใน **รูปที่ 2-11** โดยปกติ ในการอบแห้งวัสดุหนึ่งๆ จะมีอัตราการอบแห้ง 2 ช่วง คือ ก) Constant Rate Drying (R_c) คือ การอบแห้งในช่วงที่มีอัตราการระเหยน้ำต่อพื้นที่ เป็นการอบแห้งในช่วงที่วัสดุมีความชื้นเหลือเฟือ ความชื้นจึงเดินทางมาสู่ผิวหน้าได้ทันเวลากับความร้อนที่จ่ายจากลมร้อนมาที่ผิว ส่วนใหญ่จะเป็นความชื้นรอบผิว (Adsorbed moisture) หรือ ความชื้นอิสระ (Unbound moisture) ดังแสดงไว้ใน **รูปที่ 2-11 ช่วง B-C** และ ข) Falling Rate Drying (R_f) คือ การอบในช่วงที่ปริมาณน้ำที่ผิววัสดุแห้งลงเมื่อน้ำระเหยมาที่ผิวไม่ทันอัตราการระเหยต่อหน่วยพื้นที่และเวลาก็จะลด ในช่วงนี้อุณหภูมิที่ผิวอาจค่อยๆ เพิ่มขึ้น และค่า R_f อาจจะแปรผันตรงกับค่าความชื้นที่เหลืออยู่ ดังแสดงไว้ใน**รูปที่ 2-11 ช่วง C-D** วัสดุบางประเภทอาจมีแต่ falling rate ตลอดการอบเลยก็ได้ ทั้งนี้การอบแห้งจะสิ้นสุดลงเมื่อความชื้นของวัสดุลดลงถึงจุดความชื้นสมดุลย์, $\overline{X}_E$

จากหลักการลดความชื้นโดยวิธีการอบแห้ง ที่กล่าวมาข้างต้น จะเห็นว่าองค์ประกอบการอบแห้งจะประกอบไปด้วย 1) แหล่งพลังงานความร้อน 2) พัดลมในการพาความร้อน และ 3) ถังอบวัสดุ ซึ่งในส่วนของการเลือกใช้หรือการออกแบบเครื่องอบแห้ง จะต้องพิจารณาถึงวัสดุที่ต้องการนำมาอบแห้ง ซึ่งทฤษฎีนั้นมีจำนวนมากเนื่องจากเครื่องลดความชื้นนั้นมีอยู่รูปแบบซึ่งในหัวข้อนี้จะกล่าวแนวทางการพิจารณาการเลือกและออกแบบเครื่องลดความชื้น



รูปที่ 2-11 ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอบแห้ง กับความชื้น

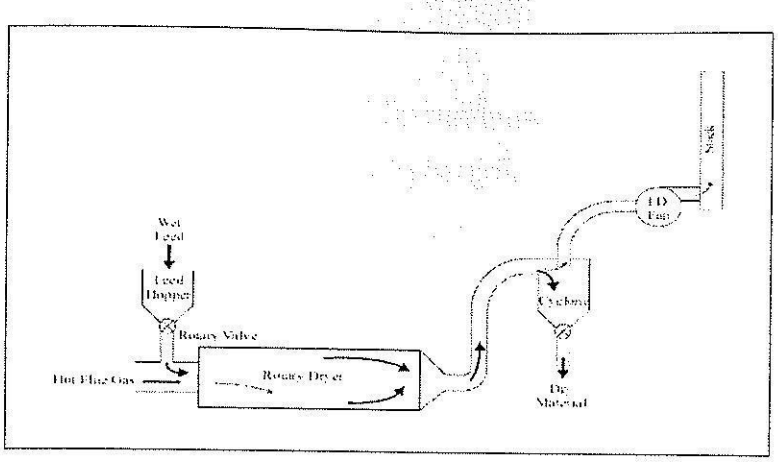
เครื่องอบแห้งที่นิยมใช้กับเชื้อเพลิงชีวมวล มีอยู่หลายประเภทจำแนกตามวิธีการ และชนิดของถังอบแห้ง ได้ 5 ประเภท (National Renewable Energy Laboratory, 1998) คือ

1. Rotary Dryers
2. Flash Dryers
3. Disk Dryers
4. Cascade Dryers
5. Superheated steam Dryers

1) Rotary Dryer (เครื่องอบแห้งแบบโรตารี่)

เครื่องอบแห้งชนิดนี้มีหลายชนิด แต่นิยมใช้สำหรับอบแห้งเชื้อเพลิงชีวมวล จะมีลักษณะเป็นแบบช่องเดียวที่รับสัมผัสความร้อนโดยตรง ดัง**รูปที่ 2-12** โดยหลักการทำงานจะใช้ลมร้อนสัมผัสกับวัสดุอบโดยตรง ภายในตัวถังที่หมุน การหมุนของตัวถังทรงกระบอก จะอาศัยใบพาช่วยโรยวัสดุอบผ่านอากาศร้อนเพื่อเพิ่มอุณหภูมิและเพิ่มอัตราการลดความชื้น ท่อลมร้อนจะต่อตรงเข้าไปในเครื่องอบแห้งโดยตรง และอีกด้านหนึ่งจะติดตั้งหัวเผาหรือเครื่องทำความร้อน

เครื่องอบแห้งโดยทั่วไป วัสดุอบและลมร้อนจะไหลขนานกัน โดยลมร้อนที่สุดจะสัมผัสกับวัสดุอบที่มีความชื้นสูงที่สุด แต่สำหรับวัสดุที่อุณหภูมิไม่มีผลกับวัสดุ ลมร้อนกับวัสดุจะไหลในทิศสวนทางกัน คือวัสดุอบที่แห้งที่สุดจะปะทะลมร้อนที่ร้อนที่สุดและมีความชื้นสัมผัสน้อยที่สุด ในสุดท้ายวัสดุอบที่มีความชื้นน้อยก็จะออกจากเครื่องอบแห้ง แต่อาจจะมีการลุกไหม้เกิดขึ้น หากวัสดุอบที่แห้งแล้วเจอกับลมร้อนที่อุณหภูมิสูง เครื่องอบแห้งชนิดนี้เหมาะสำหรับวัสดุที่มีความหนาแน่นปานกลาง เช่น ไม้สับ เหง้ามันสำปะหลังสับ ทางปาล์มสับ

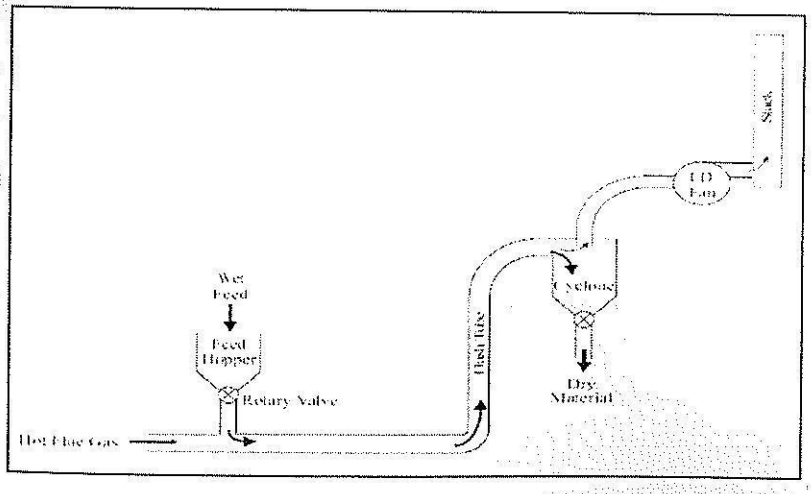


รูปที่ 2-12 เครื่องอบแห้งโรตารี (Rotary Dryer) แบบช่องเดี่ยว

2) Flash Dryers (เครื่องอบแห้งแบบพาหะลม)

เครื่องอบแห้งชนิดนี้มีหลักการทำงาน คือ วัสดุอบจะถูกผสมกับลมร้อนที่มีความเร็วสูง การสัมผัสกันอย่างใกล้ชิดกันของวัสดุอบกับลมร้อนจะทำให้เกิดการลดความชื้นอย่างรวดเร็ว วัสดุอบและลมร้อนจะถูกแยกออกโดยใช้ไซโคลน ดังแสดงไว้**รูปที่ 2-13** ในกรณีต้องการปล่อยลมร้อนออกสู่บรรยากาศอาจจะต้องทำการดักฝุ่นละเอียดออกอีกครั้งโดยใช้ Water Scrubber

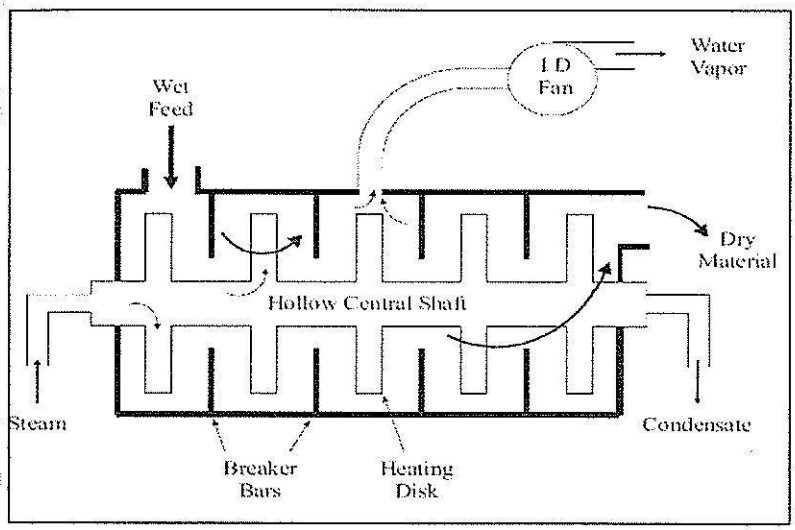
ข้อดีของเครื่องอบแห้งแบบพาหะลม (Flash Dryer) คือ ระยะเวลาในการอบแห้งสั้น ขนาดเล็กเมื่อเปรียบเทียบกับเครื่องอบแห้งแบบโรตารี อย่างไรก็ตามอัตราการสิ้นเปลืองไฟฟ้าจะสูง เพราะใช้ปริมาณลมร้อนที่สูงกว่า นอกจากนี้ยังมีขีดจำกัดคือ วัสดุอบจะต้องมีขนาดเล็ก น้ำหนักเบา หรือความหนาแน่นต่ำ และสามารถลอยตัวในอากาศได้ เครื่องอบประเภทนี้เหมาะสำหรับใช้ในการอบแห้งเชื้อเพลิงชีวมวล คือ ทะลายปาล์มสับ และ ชานอ้อย (Wang, et al., 1990)



รูปที่ 2-13 เครื่องแห้งแบบพาหะลม (Flash Dryer)

3) Disk Dryers

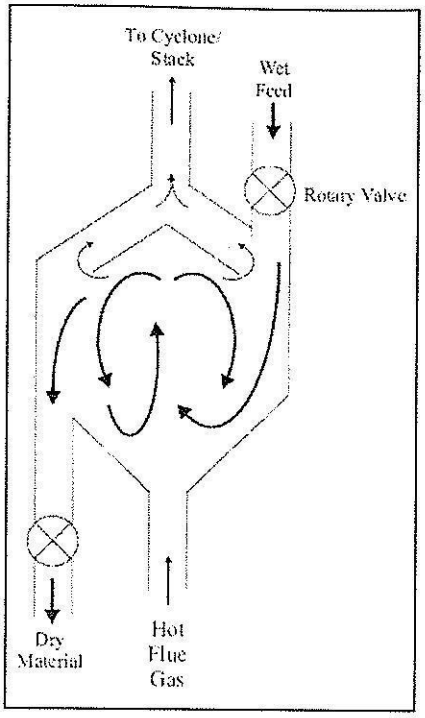
เครื่องอบชนิดนี้เหมาะสำหรับวัสดุอบที่มีการเคลื่อนตัวต่ำ ภายในเครื่องอบ วัสดุอบจะถูกทำให้ร้อนโดยไอน้ำจะเข้าไปในเพลากลาง ซึ่งมีจานที่มีรูติดอยู่เพื่อเพิ่มพื้นที่ในการถ่ายเทความร้อน โดยมีส่วนที่ยื่นออกมา (Finger) เพื่อช่วยผสมวัสดุและช่วยเก็บสะสมความร้อน เครื่องอบแห้งแบบนี้สามารถใช้งานได้ในสภาวะสุญญากาศ หรือแรงดันต่ำได้ ส่วนไอน้ำที่ควบแน่นจากการอบสามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้และนำกลับไปสู่หม้อต้ม (Boiler) ได้ ดังแสดงไว้ใน**รูปที่ 2-14** เครื่องอบแห้งชนิดนี้เหมาะสำหรับอบแห้งวัสดุที่มีลักษณะเป็นโคลน เช่น Sludge ต่างๆ



รูปที่ 2-14 ด้านข้างของ Disk Dryers

4) Cascade Dryers (เครื่องอบแห้งแบบโรยตัว)

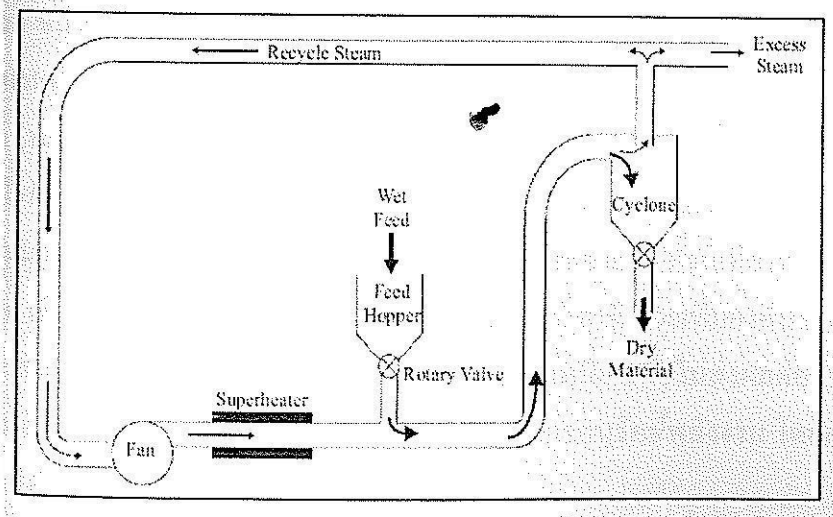
เครื่องอบแห้งชนิดนี้โดยทั่วไปจะใช้ในการอบแห้งเมล็ดพืช แต่เราสามารถนำมา ประยุกต์ใช้กับวัสดุอบที่เป็นเชื้อเพลิงชีวมวล หลักการทำงานคือ วัสดุอบจะถูกนำเข้าสู่ถังและถูกโรยตัวเข้าไปในห้องอบและลอยตัวโดยลมร้อน หมุนเวียนในห้องอบแห้ง ดังแสดงไว้ใน**รูปที่ 2-15** เมื่อความชื้นลดลงจะทำให้น้ำหนักวัสดุอบเบาลงจะถูกเป่า ให้เคลื่อนที่ออกไปทางด้านช่องเปิดด้านข้างของถัง โดยทั่วไปวัสดุจะใช้เวลาอยู่ในถังอบประมาณ 2 นาที (MacCallum, et al.,1981) เครื่องอบแห้งแบบโรยตัวนี้ เหมาะสำหรับวัสดุอบที่มีน้ำหนักเบา และสามารถลอยตัวในอากาศได้ เหมือนกับเครื่องอบแบบพาหะลม



รูปที่ 2-15 ด้านข้างของ Cascade Dryers

5) Superheat Steam Dryer

เครื่องอบแห้งชนิดนี้จะมีลักษณะการทำงานคล้ายๆกับ Flash Dryers แต่จะใช้ไอน้ำแทนลมร้อน ดังรูปที่ 2-16 หลักการทำงานคือ จะใช้ไอน้ำมาเพิ่มอุณหภูมิให้สูงกว่าอุณหภูมิไอน้ำอิ่มตัวกลายเป็นไอน้ำยิ่งยวด มาดึงความชื้นออกจากวัสดุอบ ซึ่งไอน้ำอิ่มตัวยิ่งยวดจะเปลี่ยนเป็นไอน้ำอิ่มตัว สามารถนำกลับมาใช้ในกระบวนการอบแห้งได้อีก ประมาณ 90% ขณะที่อีก 10% จะถูกระบายทิ้งหรือเอาไปใช้ในส่วนอื่นของโรงงานได้ (Hulkkonen, et al., 1994; Hulkkonen, et al., 1991)



รูปที่ 2-16 Superheat Steam Dryer

เมื่อทำการเปรียบเทียบข้อดี-ข้อเสีย ของเครื่องอบแห้งแต่ละชนิด ดังแสดงไว้ใน **ตารางที่ 2-5** พบว่า เครื่องอบแห้งแบบโรตารี น่าจะเหมาะสมกับการอบแห้งเชื้อเพลิงชีวมวล ทั้งนี้อาจจะเสี่ยงต่อการเกิดประกายไฟและการลุกไหม้ ซึ่งจำเป็นต้องทำการออกแบบในด้านความปลอดภัย เป็นอย่างดี

ตารางที่ 2-5 การเปรียบเทียบข้อดี-ข้อเสีย ของเครื่องอบแห้งแต่ละชนิด (Wade A Amos, 1998)

ชนิด เครื่องอบแห้ง	ต้องการ วัสดุขนาด เล็ก	ต้องการ ขนาดวัสดุ ใกล้เคียงกัน	ความสะดวก ในการนำความ ร้อนกลับมาใช้	เสี่ยงต่อ ประกายไฟ	ใช้ไอน้ำ	ต้นทุน
Rotary Dryer	ไม่	ไม่	ยาก	สูง	ใช้ได้	ต่ำ
Flash Dryer	ใช่	ไม่	ยาก	ปานกลาง	ใช้ไม่ได้	ปานกลาง
Disk Dryer	ไม่	ไม่	ง่าย	ต่ำ	ใช้ได้	สูง
Cascade Dryer	ไม่	ใช่	ยาก	ปานกลาง	ใช้ไม่ได้	สูง
Superheated Steam Dryer	ใช่	ไม่	ง่าย	ต่ำ	ใช้ได้	สูง

2.8 สรุป

ผลการศึกษาของวีรชัย อาจหาญ และคณะ (2549; 2550; 2553) จากรายงานการวิจัย โครงการศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวล (ระยะที่ 1) โครงการศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวล (ระยะที่ 2) และโครงการศึกษาต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน กรณีศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวล ขนาด 100 กิโลวัตต์ (เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นแบบ Fixed Bed Downdraft Gasifier) สรุปได้ว่า เป็นเทคโนโลยีที่ง่าย ไม่ซับซ้อน มีเสถียรภาพ และได้รับการยอมรับกันทั่วโลกว่าเป็นเทคโนโลยีที่มีความปลอดภัย เพราะเป็นระบบความดันต่ำ (Low Pressure) เหมาะสมสำหรับชุมชน

อย่างไรก็ตาม สำหรับเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวลแบบสองทาง Hybrid Updraft-Downdraft Gasifier การพัฒนาอย่างมีระบบและมีประสิทธิภาพ ยังเป็นเรื่องที่จำเป็น ทั้งนี้เพื่อให้ได้แก๊สเชื้อเพลิงมีคุณภาพมากที่สุด เพื่อความหลากหลายของการนำไปใช้ประโยชน์ อาทิ ช่วยเพิ่มองค์ประกอบของแก๊สที่เผาไหม้ได้ซึ่งจะส่งผลต่อการนำอบแห้ง และช่วยลดปริมาณยางเหนียวเพื่อไม่ส่งผลต่อชิ้นส่วน อุปกรณ์ของเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงาน โดยการใช้พลังงานหมุนเวียนที่ผลิตได้ในประเทศไทย

บทที่ 3
อุปกรณ์และวิธีการ

3.1 บทนำ

งานวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 5 ขั้นตอนคือ 1) การออกแบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน โดยใช้เตาเผาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออก โดยกำหนดกำลังการผลิตของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก ที่ขนาด 500 kW_{th} และสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 40 กิโลวัตต์ชั่วโมง 2) สร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและระบบนำความร้อนไปใช้ในการอบแห้ง 3) ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบเพื่อทำการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้ากับระบบ 4) การวิเคราะห์ต้นทุน-กำไร ของโครงการ โดยหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยและต้นทุนพลังงานที่ใช้ในการอบแห้ง 5) การวิเคราะห์และการเขียนรายงาน โดยการวิเคราะห์ข้อมูลจากการศึกษาต้นแบบมีโรงไฟฟ้าชีวมวลและสถานีอบแห้งขนาดเล็ก โดยใช้พลังงานจากชีวมวล หาข้อสรุปและเสนอแนะ สำหรับการนำไปใช้สำหรับใช้เป็นแนวทางการวางแผนและกำหนดนโยบายในการจัดการพลังงานชีวมวล และการใช้พลังงานทดแทนในอุตสาหกรรมการผลิตทางการเกษตร

3.2 อุปกรณ์และวิธีการ

งานวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 5 ขั้นตอนคือ โดยมีอุปกรณ์และวิธีการ ดังต่อไปนี้

3.2.1 การออกแบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน

ทำการออกสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน โดยใช้เตาเผาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออกขนาดกำลังการผลิต 500 kW_{th} ซึ่งประกอบขั้นตอนดังต่อไปนี้

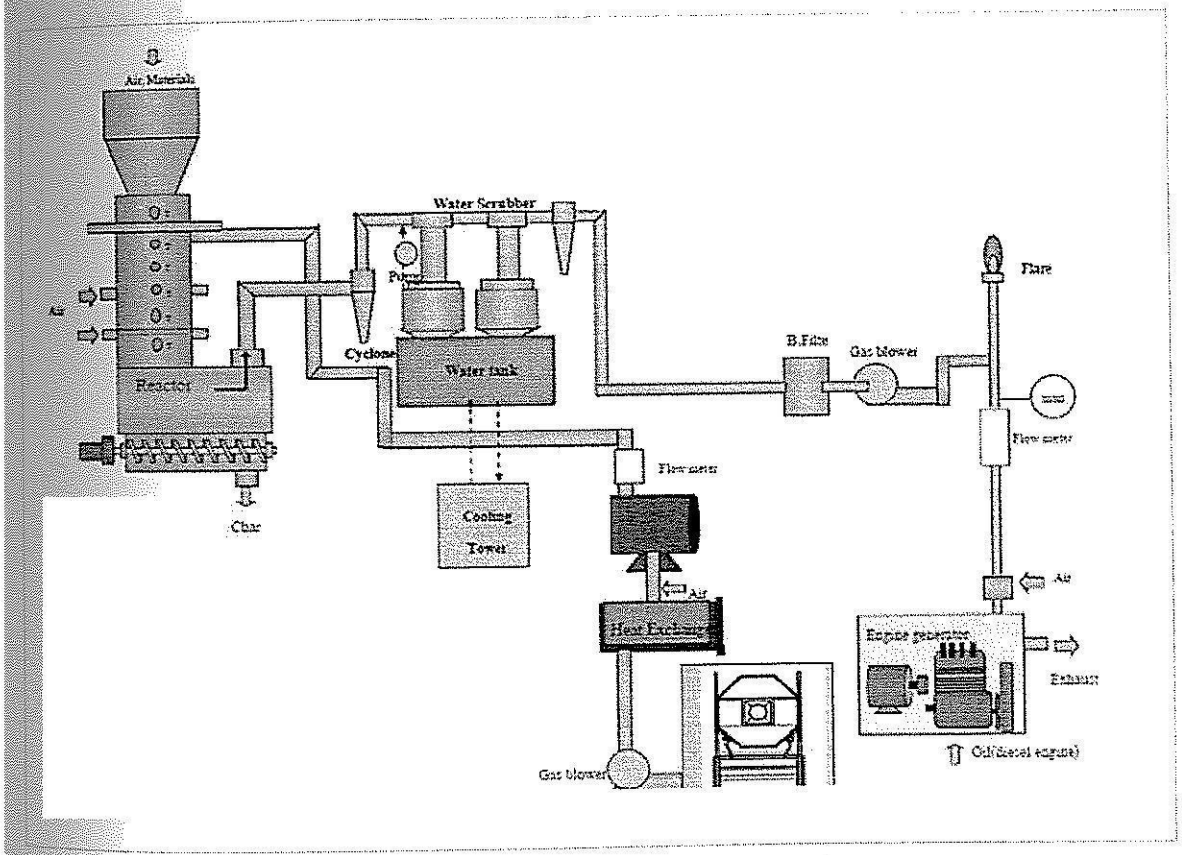
1) ออกแบบเตาเผา หรือ Reactor หรือ Gasifier สำหรับใช้ในแก๊สเชื้อเพลิงโดยใช้กระบวนการ Gasification ซึ่งจะออกแบบขนาดและอัตราการจ่ายลมของเครื่องผลิตแก๊สเชื้อเพลิง ซึ่งขึ้นอยู่กับพลังงานที่ต้องการ ทั้งนี้ได้ทำการกำหนดกำลังผลิต ของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก โดยใช้เตาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออก เอาไว้ที่ 500 kW_{th} ซึ่งสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 40 กิโลวัตต์ชั่วโมง และสามารถผลิตพลังงานความร้อนเทียบเท่า LPG 5 กิโลกรัม ต่อ ชั่วโมง

2) ออกแบบกระบวนการ และจัดวางผัง หรือแปลนของสถานี ที่จะต้องประกอบไปด้วย ห้องเก็บวัตถุดิบ ระบบลำเลียงวัตถุดิบ การวางท่อลม ระบบส่งแก๊สที่ผลิตได้ ห้องอบแห้ง ระบบทำความสะอาดและระบบลดอุณหภูมิของแก๊ส รวมไปถึงระบบบำบัดน้ำเสีย และระบบหมุนวนของน้ำตลอดจนระบบสาธารณูปโภคด้วย

3) ออกแบบการนำความร้อนไปใช้ในการอบ โดยการออกแบบเครื่องอบแห้งแบบโรตารี่ ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงกว่าแบบโรตารี่สำหรับ อบใบกระถิน อาหารสัตว์ ผลไม้และสมุนไพร ซึ่งมีข้อกำหนดในการออกแบบคือ สามารถระเหยน้ำออกจากผลิตผลการเกษตร ได้อย่างน้อย 320 กิโลกรัมต่อ 1 วัน (Heat of evaporation ของน้ำ = 2500 kJ/kg, Eff_{th}= 15%)

4) เลือกขนาดของ Engine-generator Set โดยใช้เครื่องยนต์ดีเซลและใช้เชื้อเพลิงควบคู่และเครื่องยนต์แก๊ส 100 % ที่มีกำลังการผลิตสูงกว่า 100 กิโลวัตต์ เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบ ทั้งหมดนี้จะทำการออกแบบโดยละเอียด ทุกระบบประกอบกับการประมาณราคาวัสดุ (BOQ) สามารถนำไปใช้ในการประมาณการก่อสร้างได้

การวางระบบสำหรับ สถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน ของ Hybrid updraft-downdraft biomass gasifier ดังแสดงใน **รูปที่ 3-1**



รูปที่ 3-1 การวางระบบสำหรับ สถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน ของ Hybrid updraft-downdraft biomass gasifier

3.2.2 สร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและระบบนำความร้อนไปใช้ในการอบแห้ง

1) การสร้างเตาเผา ห้องเก็บวัตถุดิบ ระบบลำเลียงวัตถุดิบ ระบบส่งก๊าซที่ผลิตได้ ระบบทำความสะอาดและระบบลดอุณหภูมิของก๊าซ รวมไปถึงระบบบำบัดน้ำเสีย และระบบหมุนวนของน้ำ เครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้าทั้ง Engine-Generator Set และ เครื่องยนต์ดีเซลที่ใช้เชื้อเพลิงควบคู่ ตลอดจนระบบสาธารณูปโภค

2) การติดตั้งและวางระบบต่างๆ ที่สำคัญ โดยกำหนดที่จะติดตั้งสถานีบริเวณฟาร์มหาวิทยาลัย ภายใต้การควบคุมของวิศวกรผู้ช่วยวิจัยอย่างใกล้ชิด

3) ติดตั้งเครื่องอบแห้งโรตารี่ สำหรับอบมันสำปะหลัง โดยได้รับความอนุเคราะห์จากศูนย์นวตกรรมหลังการเก็บเกี่ยว หลังจากนั้นจะทำการทดสอบและติดอุปกรณ์ประกอบ ให้พร้อมแก่การใช้งาน

3.2.3 ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบเพื่อทำการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้ากับระบบ และศึกษาเสถียรภาพการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

1) ศึกษาหลักเกณฑ์ ขั้นตอน วิธี และระเบียบการขออนุญาตเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเข้าสู่ระบบ

2) การศึกษาเสถียรภาพการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ โดยเดินระบบโรงไฟฟ้าโดยการใช้เชื้อเพลิงไม้โตเร็ว ที่กำลังการผลิตไฟฟ้า 40 kW จากนั้นทำการเชื่อมต่อ Grid การตรวจวัด วิเคราะห์ และประเมินผลคุณภาพของกำลังไฟฟ้า ได้แก่ ตรวจวัดรูปคลื่นแรงดัน กระแส และตัวประกอบกำลัง ตรวจวัดฮาร์มอนิก ตรวจวัดแรงดันกระเพื่อม โดยใช้เครื่องวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า 3 เฟสแบบมือถือมีพิกัดดังต่อไปนี้

- จอสี LCD ขนาด 320 x 240
- วัดค่าได้แรงดันและกระแสค่าเป็น " TRMS "
- วัดค่า Peak ของแรงดันและกระแส
- ตอบสนองความถี่จาก 10 จนถึง 70 Hz
- วัด Harmonics ของแรงดัน
- วัดกระแสหรือกำลังงานที่ได้มากถึงอันดับที่ 50
- สามารถคำนวณ เช่น ค่า Crest factors สำหรับกระแสและแรงดัน
- ค่า k factors ของกระแส

- Power factor
- short-term flicker
- Unbalance ระหว่างเฟสของแรงดันและกระแส
- สามารถวัด Transients ได้
- วัด Harmonics ด้วย " EXPERT MODE "

เครื่องตรวจวัดค่าพลังงานไฟฟ้า CA.8334 ดังแสดงใน **รูปที่ 3-2**

รูปที่ 3-2 เครื่องตรวจวัดค่าพลังงานไฟฟ้า CA.8334

3.2.4 ประเมินประสิทธิภาพการทำการของระบบ

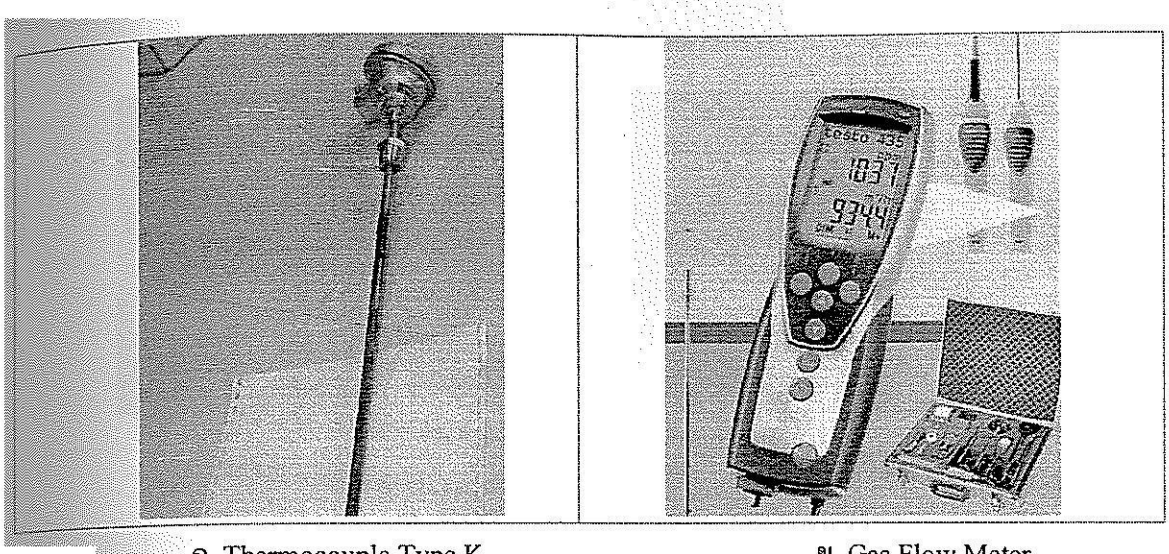
ขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนที่สำคัญในการปรับปรุงประสิทธิภาพ ของเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง ในขณะที่มีภาระงานสองอย่าง

3.2.4.1 การประเมินประสิทธิภาพการทำการของระบบผลิตไฟฟ้า

การทดสอบเดินระบบโดยการใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์พารามิเตอร์ เครื่องมือวัด เครื่องมือวิเคราะห์ ของการศึกษาในหัวข้อนี้ แสดงรายละเอียดใน **ตารางที่ 3-1** และแสดงใน **รูปที่ 3-3**

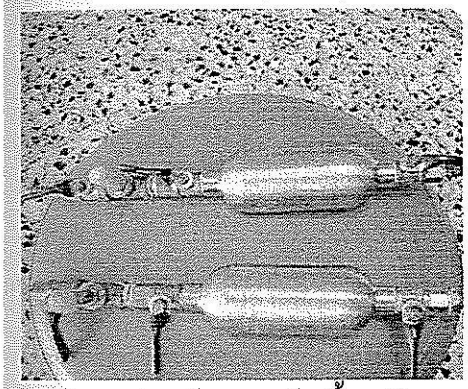
ตารางที่ 3-1 แสดงถึงพารามิเตอร์ เครื่องมือวัด ระบบการวัดและวิเคราะห์

พารามิเตอร์	สัญลักษณ์	เครื่องมือวัด/Sensor
1. อุณหภูมิ (Temperature) - Reactor Temperature	T_1-T_6	Thermocouple Type K
2. อัตราการไหลของแก๊สเชื้อเพลิง Gas Flow Rate (Nm^3/hr)	-	Testo Model 435 Anemometer Model (range 5 to 40m/s: vane probes)
3. องค์ประกอบของแก๊ส Gas Composition (%V)	-	Gas Chromatography (Shimazu GC-14B)
4. อัตราการใช้เชื้อเพลิง Fuel Consumption (kg/hr)	m_{Fuel}	ตาชั่งดิจิตอล 2 ตำแหน่ง
5. อัตราการเกิดเถ้า Ash Production (kg/hr)	m_{Ash}	ตาชั่งดิจิตอล 2 ตำแหน่ง
6. ปริมาณทาร์และฝุ่น (Tar and Dust) - After Biomass Filter Box (mg/Nm^3)	-	ปั๊มดูด ชุดกรองและควบแน่น
7. Proximate Analysis (Raw material และ Ash)	-	เครื่องมือวิเคราะห์ /วิธีวิเคราะห์ ตามมาตรฐาน ASTM D5142 – 04 และ ASTM D5865-04
8. Ultimate Analysis (Raw material และ Ash)	-	เครื่อง CHNS Analyzer



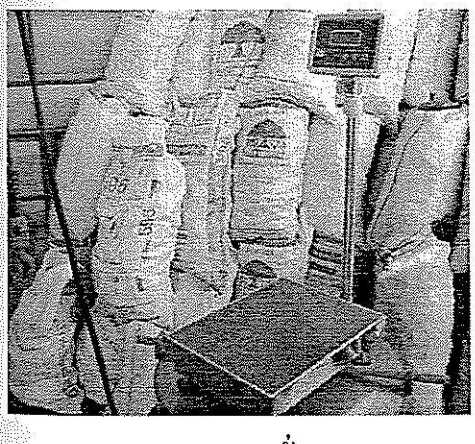
ก. Thermocouple Type K

ข. Gas Flow Meter

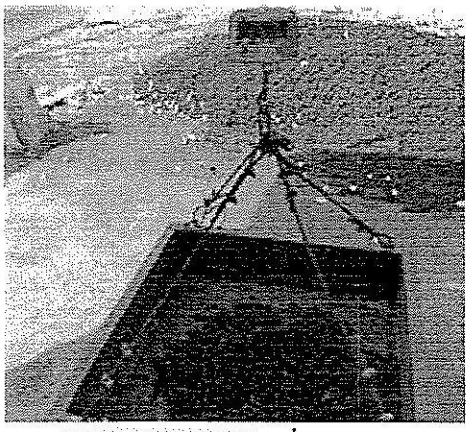


ค. อุปกรณ์บรรจุแก๊สเชื้อเพลิง
(บรรจุแก๊สเพื่อนำไปวิเคราะห์กับเครื่อง GC)

ง. เครื่อง Gas Chromatography (GC)

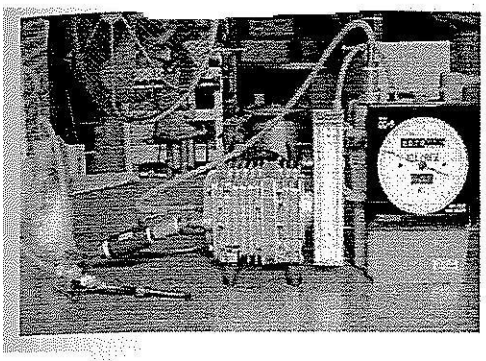


จ. ตาชั่ง
(ใช้วัด Fuel Consumption : m_{Fuel})

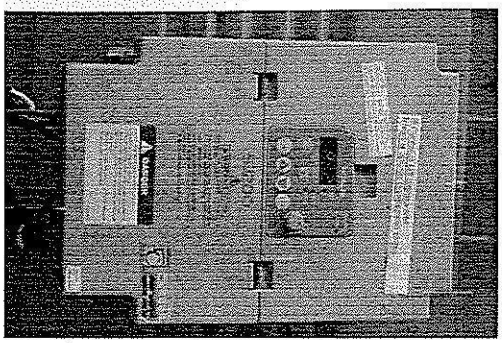


ฉ. ตาชั่ง
(ใช้วัด Ash Production : m_{Ash})

รูปที่ 3-3 แสดงอุปกรณ์ เครื่องมือที่ใช้ในการวัด



ช. ชุด Filter and Condenser
(ใช้วัด Tar and Dust)



ซ. Inverter
(ใช้ปรับอัตราป้อนอากาศของ Blower)

รูปที่ 3-3 แสดงอุปกรณ์ เครื่องมือที่ใช้ในการวัด (ต่อ)

การประเมินประสิทธิภาพการ จะใช้วิธีการของ Bhattacharya, et al., (2001)

1) การประเมินประสิทธิภาพการผลิตพลังงานของโรงไฟฟ้าชีวมวล

การศึกษาประสิทธิภาพการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวล โดยใช้เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น จะใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดลองมาคำนวณ หาประสิทธิภาพโดยใช้ความสัมพันธ์ ตามสมการดังนี้

■ การประเมินประสิทธิภาพการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Gasification Efficiency)

Gasification Efficiency (ηg) = [Rate of energy carried by producer gas]/
[Rate of energy supplied to reactor]

$$\text{Gasification Efficiency } (\eta g) = [V_g \times HHV_g] / [m_{fuel} \times HHV_{fuel}] \quad (1)$$

เมื่อ

m_{Fuel} คือ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (kg/hr)

V_g คือ อัตราการไหลของแก๊ส (Nm^3/hr)

HHV_{Fuel} คือ ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง RDF-5 (MJ/kg)

HHV_g คือ ค่าความร้อนของแก๊สเชื้อเพลิง (MJ/Nm^3)

■ การประเมินประสิทธิภาพของเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Reactor Efficiency)

Reactor Efficiency (η_R) $= [V_g \times HHV_g] + [m_{ash} \times HHV_{ash}] / [m_{fuel} \times HHV_{fuel}]$ (2)

เมื่อ

HHV_{ash} คือ ค่าความร้อนของเถ้า (MJ/kg)

M_{ash} คือ ปริมาณการเกิดเถ้า (kg/hr)

■ การประเมินประสิทธิภาพของเครื่องยนต์แก๊ส (Engine-generator Efficiency)

Engine-generator Efficiency (ηe) = [Energy equivalent of electrical power]/

[Rate of energy supplied to engine]

Engine-generator Efficiency (ηe) $= [3.6 \times P_e] / [V_g \times HHV_g]$ (3)

เมื่อ

P_e คือ Electrical Power Output [kW]

■ การประเมินประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของเครื่องยนต์แก๊ส (Electrical Efficiency)

Electrical Efficiency (ηel) = [Energy equivalent of electrical power]/

[Rate of energy supplied to reactor]

Electrical Efficiency (ηel) $= [3.6 \times P_e] / [m_{fuel} \times HHV_{fuel}]$ (4)

■ การประเมินประสิทธิภาพของเครื่องยนต์ Dual Engine (Dual Engine -generator Efficiency)

Engine-generator efficiency (η_e) = [Energy equivalent of electrical power] /

[Rate of energy supplied to engine]

Engine-generator efficiency (η_e) $= [3.6 \times P_e] / [(V_g \times HHV_g) + (M_d \times CV_d)]$ (5)

เมื่อ

P_e = Electrical Power Output [kW]

M_d = Diesel consumption [kg/h]

CV_d = The net heating of diesel [MJ/kg]

- การประเมินประสิทธิภาพไฟฟ้าของเครื่องยนต์ Dual Engine
  (Dual Engine -generator Efficiency)

Electrical efficiency (η_{el}) = [Energy equivalent of electrical power]/
[Rate of energy supplied to reactor]

$$\text{Electrical efficiency } (\eta_{el}) = [3.6 \times P_e] / [(m_{fuel} \times HHV_{fuel}) + (M_d \times CV_d)] \quad (6)$$

- อัตราการใช้เชื้อเพลิงจำเพาะ (Specific Fuel Consumption: kg/kW)

$$\text{Specific Fuel Consumption} = [m_{fuel}]/ [P_e] \quad (7)$$

- อัตราการใช้เกิดเถ้าจำเพาะ (Specific Ash Consumption: kg/kW)

$$\text{Specific Ash Consumption} = [m_{ash}]/ [P_e] \quad (8)$$

2) การศึกษาการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิในเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง

ข้อมูลของอุณหภูมิในเตาจะแสดงผลทางระบบ Data logger ซึ่งสามารถเก็บบันทึกข้อมูลได้ตลอดเวลา (ในที่นี้จะเก็บทุกๆ 30 นาที) ที่ตำแหน่งความสูงต่างๆ ของเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง จำนวน 6 ตำแหน่ง (T_1-T_6) การศึกษาการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิในเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Temperature profile) จะสามารถนำไปใช้อธิบายความสม่ำเสมอของอุณหภูมิที่ตำแหน่งต่างๆ ในเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง ตลอดระยะเวลาการเดินระบบ เนื่องจากอุณหภูมิมีผลต่อองค์ประกอบของแก๊สชีวมวล

3) องค์ประกอบของแก๊ส (Gas Composition)

เพื่อทำการวิเคราะห์หาองค์ประกอบของแก๊สเชื้อเพลิง คือ CO H_2 CH_4 N_2 O_2 และ CO_2 ในการศึกษานี้จะทำการเก็บตัวอย่างแก๊สในตำแหน่งก่อนเข้าเครื่องยนต์ ตำแหน่งการเก็บ ซึ่งเป็นแก๊สเชื้อเพลิงสะอาดเนื่องจากผ่านกระบวนการลดอุณหภูมิ ลดความชื้น และทำความสะอาดมาแล้ว พร้อมที่จะนำไปใช้กับเครื่องยนต์สันดาปภายใน โดยดึงตัวอย่างมาเก็บไว้ในอุปกรณ์บรรจุแก๊สเชื้อเพลิง แล้วนำไปวิเคราะห์หาปริมาณแก๊สต่าง ๆ ด้วยเครื่องวิเคราะห์องค์ประกอบของแก๊ส (Gas Chromatograph) ยี่ห้อ SIMADSU GC-14B

สภาวะที่ใช้ของเครื่องมือ Gas Chromatograph (SIMADSU GC-14B)

Packing Material	:	Polapacked Q : Molecgular Sieve
Column Temperature	:	50^0C : 50^0C
Injector Temperature	:	80^0C : 80^0C
Detector Temperature	:	100^0C : 100^0C
Carrier Gas	:	Helium Gas
Carrier Gas Flow Rate	:	50 l/min : 20 l/min

ซึ่งจะใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดลองมาคำนวณหาค่าความร้อนของแก๊สเชื้อเพลิง (Calorific value of producer gas) โดยใช้ความสัมพันธ์ อ้างอิงตามงานวิจัยของ Jain et al. (2002) ดังนี้

$$CV_g = \sum X_i H_i \quad (9)$$

เมื่อ

Xi คือ สัดส่วนโดยปริมาตรขององค์ประกอบแก๊สเชื้อเพลิง

Hi คือ ค่าความร้อนของแก๊สเชื้อเพลิง (CO H_2 CH_4)

โดยที่ CO = 13.1MJ/Nm^3 H_2 = 13.1 MJ/Nm^3 และ CH_4 = 41.2 MJ/Nm^3

4) การวิเคราะห์คุณสมบัติของวัตถุดิบและเถ้า

- วิเคราะห์สมบัติแบบประมาณ (Proximate Analysis) ของวัตถุดิบและเถ้า โดยใช้Method ASTM D5142 – 04 และ ASTM D5865-04 ในการวิเคราะห์ %Moisture Content, % Volatile Mater, %Ash, % Fixed Carbon และ ค่าความร้อน (HHV) ตามลำดับ
- วิเคราะห์สมบัติแบบแยกธาตุ (Ultimate Analysis) ของวัตถุดิบและเถ้า โดยใช้เครื่อง CHNS Analyzer ในการวิเคราะห์ธาตุ C, H, N และ S

3.2.4.2 การประเมินประสิทธิภาพของระบบอบแห้ง

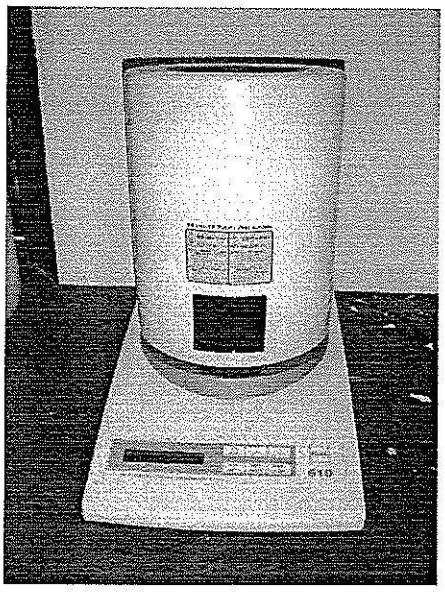
1) วิธีการทดสอบ

การทดสอบจะอ้างอิงข้อมูลเบื้องต้นที่ได้ทำการทดสอบเครื่องอบแห้งโรตารี่แบบกะซึ่งจากการทดสอบเบื้องต้นพบว่าอุณหภูมิลมร้อน 110 °C สามารถใช้ทำการอบแห้งมันเส้นจนมาความชื้นต่ำกว่า 14 % db. ได้ภายใน 5 ชั่วโมงที่ปริมาณการบรรจุ 42% ซึ่งเป็นตัวกำหนดเวลาสูงสุดที่มันต้องอยู่ภายในโรตารี่ หลังจากนั้นทำการดัดแปลงเครื่องอบแห้งโรตารี่แบบต่อเนื่องที่มีอยู่แล้ว เช่น การปรับลักษณะของครีบพาภายใน ความเร็วรอบของโรตารี่ ระบบท่อร้อนภายใน

การทดสอบอบแห้งมันเส้นโดยใช้เครื่องอบแห้งแบบโรตารีแบบหมุนต่อเนื่องมีขั้นตอนดังนี้

1) ทำการสับมันเส้นโดยใช้เครื่องสับเพื่อให้ได้ความหนาของชิ้นมันเส้นที่สม่ำเสมอ

2) ทำการสุ่มตัวอย่างมันเส้นที่ผ่านการสับจำนวน 5 ตัวอย่าง เพื่อไปหาความชื้นเริ่มต้น ด้วยเครื่องหาความชื้นแบบอินฟราเรด ดังแสดงใน **รูปที่ 3-4**



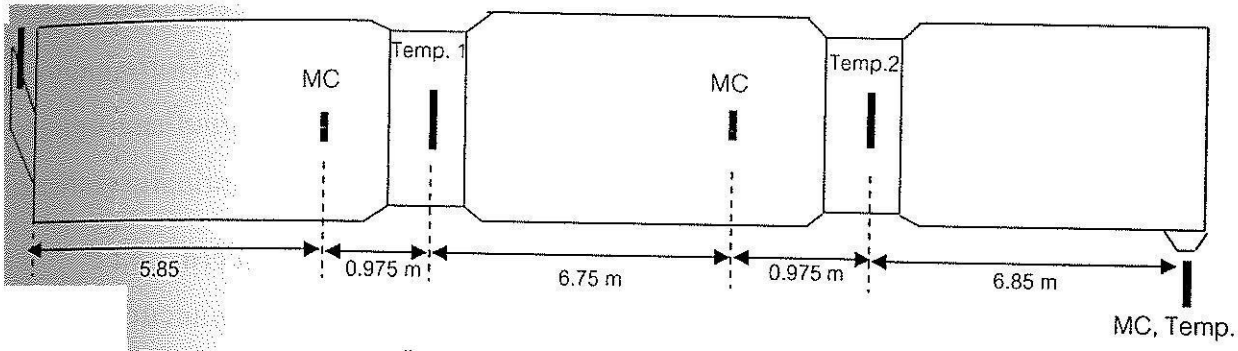
รูปที่ 3-4 การหาความชื้นมันด้วยเครื่องหาความชื้นวัสดุแบบอินฟราเรด

3) ทำการตั้งค่าการทำงานของเครื่องอบแห้งโรตารี่ดังนี้: ความเร็วรอบของโรตารี่ rpm อัตราการไหลของอากาศ 255.6 m^3/s

4) ทำการเปิดระบบ Gasification เพื่อนำแก๊สเข้าสู่เตาเผา เพื่อทำการอุ่นอากาศอบแห้ง

5) ในระหว่างทำการอบแห้ง ทุกๆ 1 ชั่วโมงจะทำการวัดอุณหภูมิของอากาศร้อนที่ตำแหน่งต่างๆ ของโรตารี่ ดังแสดงในรูปที่ 3-5

6) ในระหว่างการอบแห้งจะทำการสุ่มตัวอย่างมันออกมาหาความชื้นที่ตำแหน่งเก็บตัวอย่างตามความยาวของโรตารี่ (รูปที่ 3-5)



MC คือ ตำแหน่งหาความชื้นมัน Temp. คือ ตำแหน่งวัดอุณหภูมิอากาศ

รูปที่ 3-5 ตำแหน่งวัดอุณหภูมิลมร้อนและความชื้นมันบนเครื่องอบโรตารี่

2) การประเมินสมรรถนะ

การประเมินสมรรถนะของการอบแห้งด้วยเครื่องอบแห้งโรตารี่ต้นแบบ จะทำการประเมินจาก *อัตราการอบแห้ง(Drying Rate, DR)* โดยคิดจากปริมาณน้ำที่ระเหยออกจากวัสดุต่อระยะเวลาในการอบแห้ง มีหน่วยเป็น kg/h

$$DR = \frac{m_{pi} - m_{pf}}{t} \qquad (10)$$

เมื่อ m_{pi} = น้ำหนักวัสดุก่อนอบแห้ง (kg)

m_{pf} = น้ำหนักวัสดุหลังอบแห้ง (kg)

t = เวลาทั้งหมดที่ใช้ในการอบแห้ง (h)

ความสิ้นเปลืองพลังงานจำเพาะ(Specific Energy Consumption, SEC) คือ ค่าพลังงานที่ใช้ต่อปริมาณน้ำระเหย มีหน่วยเป็น MJ/kg

SEC = พลังงานที่ใช้ในการอบแห้ง / ปริมาณน้ำระเหย

= (พลังงานจากระบบไฟฟ้า + พลังงานความร้อนจากแก๊สที่ได้จากกระบวนการ Gasification) / ปริมาณน้ำระเหย

= (3.6 Pe) + (Q x t x HV) / ปริมาณน้ำระเหย (11)

Pe = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ (kWh)

Q = อัตราการไหลของแก๊ส (m^3/h)

HV = ค่า Heating value ของแก๊ส (MJ/m^3) ซึ่งหาได้จากการวิเคราะห์แก๊สที่ได้จากกระบวนการ Gasification ด้วยเครื่อง Gas Chromatography

3.2.5 การวิเคราะห์ต้นทุน-กำไร ของโครงการ โดยหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยและต้นทุนพลังงานที่ใช้ในการอบแห้ง เพื่อนำไปหาความเป็นไปได้ของโครงการ โดยทำการเปรียบเทียบหาจุดคุ้มทุน และเป็นแนวทางไปสู่การพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตพลังงานชีวมวลเพื่อนำมาใช้ในเชิงธุรกิจและมาตรฐานที่แน่นอนต่อไป

3.2.6 การวิเคราะห์และการเขียนรายงาน โดยการวิเคราะห์ข้อมูลจากการศึกษาต้นแบบมีโรงไฟฟ้าชีวมวลและสถานีอบแห้งขนาดเล็ก โดยใช้พลังงานจากชีวมวล หาข้อสรุปและคำแนะนำสำหรับการนำไปใช้สำหรับใช้เป็นแนวทางการวางแผนและกำหนดนโยบายในการจัดการพลังงานชีวมวล และการใช้พลังงานทดแทนในอุตสาหกรรมการผลิตทางการเกษตร

3.3 แผนการบริหารโครงการวิจัย

แผนดำเนินการตลอดระยะเวลาทำการวิจัย 1 ปี

ขั้นตอน	ระยะเวลาดำเนินการ											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.การออกแบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน												
2.สร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและระบบนำความร้อนไปใช้ในการอบแห้ง												
4 ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบเพื่อทำการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้ากับระบบ												
4. การวิเคราะห์ต้นทุน-กำไร ของโครงการ												
5. การวิเคราะห์ และการเขียนรายงาน												

3.4 แผนการถ่ายทอดเทคโนโลยี หรือผลการวิจัยสู่กลุ่มเป้าหมาย

ผลของงานวิจัยนี้จะเป็นแนวทางหรือเป็นจุดเริ่มต้นในการพัฒนาเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทนจากชีวมวลโดยอาศัยหลักการ Gasification ของประเทศไทยต่อไป โดยมีแผนการจัดประชุมสัมมนา ตลอดจนอบรมเกษตรกรผู้สนใจ โดยมีเป้าหมายในการอบรมทั้งสิ้น 4 รุ่นๆ ละ 50 คน (ซึ่งที่ผ่านมาโครงการเดิมโครงการวิจัย ปี 2546 โครงการการออกแบบและทดสอบเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวลแบบสองทางออกสำหรับการอบแห้งและผลิตกระแสไฟฟ้า ได้ทำการอบรมเกษตรกรไปแล้วทั้งสิ้น 2 รุ่นๆ ละ 50 คนให้แก่ สมาชิกชมรมสวนป่า ผลิตภัณฑ์และพลังงานจากไม้)

นอกจากนี้ทางโครงการฯได้ดำเนินการจดสิทธิบัตร โดยทั้งนี้มีบริษัทอย่างน้อย 2 บริษัทฯคือ บริษัท วาโซ่ จำกัด และ บริษัท ซาตาเกะ (ประเทศไทย) จำกัด ให้ความสนใจ ที่จะนำผลการวิจัย หรือขอซื้อสิทธิบัตรดังกล่าวไปใช้ผลิต ระดับการค้าต่อไป

ผลของงานวิจัยนี้จะถูกตีพิมพ์ในวารสารวิชาการทั้งในและต่างประเทศเพื่อให้วิศวกรและนักวิทยาศาสตร์ที่เกี่ยวข้องได้นำผลลัพธ์ไปขยายผล ไปประยุกต์ใช้ในลักษณะของงานอื่นๆอีก เป็นแนวทางหรือเป็นจุดเริ่มต้นในการพัฒนาเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทนจากชีวมวลของประเทศไทยต่อไป อีกทั้งจะถูกตีพิมพ์ลงในวารสารทั่วไปที่เกี่ยวข้องกับการเกษตรและเทคโนโลยีชนบทหรือเทคโนโลยีชาวบ้านเพื่อเผยแพร่ไปสู่ เกษตรกรหัวก้าวหน้าที่สนใจ อีกทั้งยังเปิดให้ผู้สนใจเข้าชมและจัดสัมมนาแลกเปลี่ยนข้อมูล และทำการเชิญเจ้าหน้าที่ของหน่วยงานที่สามารถนำประโยชน์ที่ได้จากการวิจัยนี้ไปใช้(ดังแสดงเอาไว้ในหัวข้อที่ 13) มาประชุมแลกเปลี่ยนเพื่อหาแนวทางการเผยแพร่

อนึ่งการถ่ายทอดเทคโนโลยี ถือเป็นสิ่งสำคัญอย่างยิ่งที่นำผลการวิจัยและพัฒนาไปใช้ให้เกิดประโยชน์ต่อชุมชน โดยมีเป้าหมายในการส่งเสริมให้มีการนำพลังงานดังกล่าวไปใช้ให้แพร่หลายด้วยโครงการนำร่อง หรือหน่วยสาธิต 10 หน่วยหรือ 10 หมู่บ้าน ในเขตจังหวัดนครราชสีมา และทำการประสานไปยังศูนย์ปฏิบัติการวิศวกรรมพลังงานและสิ่งแวดล้อมของมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์วิทยาเขตกำแพงแสน จังหวัดนครปฐมซึ่งเป็นเขตภาคกลาง 1 แห่งและศูนย์วิจัยพลังงานและเทคโนโลยีที่เหมาะสมของมหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ซึ่งเป็นเขตภาคเหนือตอนบน อีก 1 แห่งเพื่อให้ศูนย์ฯดังกล่าวได้ดำเนินการถ่ายทอดเทคโนโลยีให้แก่ชุมชนในเขตจังหวัดใกล้เคียงต่อไป

ในการจัดตั้งหน่วยสาธิตนี้ใช้เงินลงทุนค่อนข้างสูงจึงโดยจำเป็นที่จะต้องหาแหล่งเงินทุนสนับสนุนในด้านการสร้างอุปกรณ์ต่างๆ จากหน่วยงานที่สนับสนุนเช่น สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ หรือ กองทุนพัฒนาเอเชียของ ธนาคารพัฒนาเอเชีย (Asian Development Bank) หรือ World Bank เป็นต้น

บทที่ 4
ผลการศึกษาและวิจารณ์

4.1 การออกแบบ และการสร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน

4.1.1 ข้อมูลสำหรับใช้ในการออกแบบ

1) ข้อมูลในการออกแบบระบบเบื้องต้น อ้างอิงตามข้อมูลการออกแบบ จาก ***โครงการวิจัย การออกแบบและทดสอบเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวลแบบสองทางสำหรับการอบแห้งและการผลิตกระแสไฟฟ้า*** ซึ่งเป็นงานวิจัยที่ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ 2546 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) การออกแบบ ระบบ Hybrid updraft-downdraft biomass gasifier การทำงานของระบบคือ เชื้อเพลิงจะถูกลำเลียงสู่ถังพักเพื่อรอที่จะเข้าสู่เตาแก๊สซิไฟเออร์ หลังจากนั้นวัตถุดิบจะถูกปล่อยลงสู่เตาแก๊สซิไฟเออร์และจะทำให้เกิดปฏิกิริยาขึ้น 4โซนคือ โซนอบแห้ง (Drying zone) โซนไพโรไลซิส (Pyrolysis zone) โซนการเผาไหม้ (Combustion zone) และ โซนรีดักชั่น (Reduction zone)
2) ส่วนที่เป็น Updraft เชื้อเพลิงที่อยู่ด้านบนจะทยอยเลื่อนลงมาในโซนเผาไหม้ ซึ่งจะสวนทิศกับอากาศที่เข้าทางด้านล่างและลอยขึ้นด้านบนของเตาเผา ซึ่งโปรดิวเซอร์แก๊ส (Producer gas) ที่ถูกผลิตออกจากระบบนี้ก็จะลอยขึ้นและไหลออกจากเตาผลิตแก๊สทางด้านบน และจะไหลผ่านชุดเผาไหม้ (Burner) อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Heat exchanger) จากนั้นทำการผสมอากาศเข้าไปเพื่อปรับให้สภาวะลมร้อนให้เหมาะแก่การนำไปใช้กับการอบแห้งต่อไป

เนื่องจากผลการศึกษา ***โครงการวิจัย การออกแบบและทดสอบเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวลแบบสองทางสำหรับการอบแห้งและการผลิตกระแสไฟฟ้า*** พบว่าระบบมีทาร์ปนเปื้อนในแก๊สเชื้อเพลิงปริมาณสูงซึ่งอยู่ในช่วง 44.5-78.1 g/Nm^3 จึงทำให้ไม่สามารถนำแก๊สเชื้อเพลิงมาใช้ผลิตไฟฟ้าโดยเครื่องยนต์สันดาปภายในได้

งานวิจัยนี้ จึงได้ทำการออกแบบสำหรับระบบทำความสะอาดแก๊ส ในส่วนที่เป็น Downdraft ซึ่งโปรดิวเซอร์แก๊ส (Producer gas) ที่เกิดในโซนรีดักชั่นจะไหลผ่านทางออกด้านล่าง จะไปสู่ไซโคลน โดยจะลดปริมาณทาร์และลดอุณหภูมิของแก๊ส โดยผ่านระบบทำความสะอาดแก๊ส คือ

ระบบสครับเบอร์ (Scrubber) ระบบการควบแน่น (Condensation) ซึ่งจะได้แก๊สเชื้อเพลิงที่สะอาด ที่สามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้าต่อไป

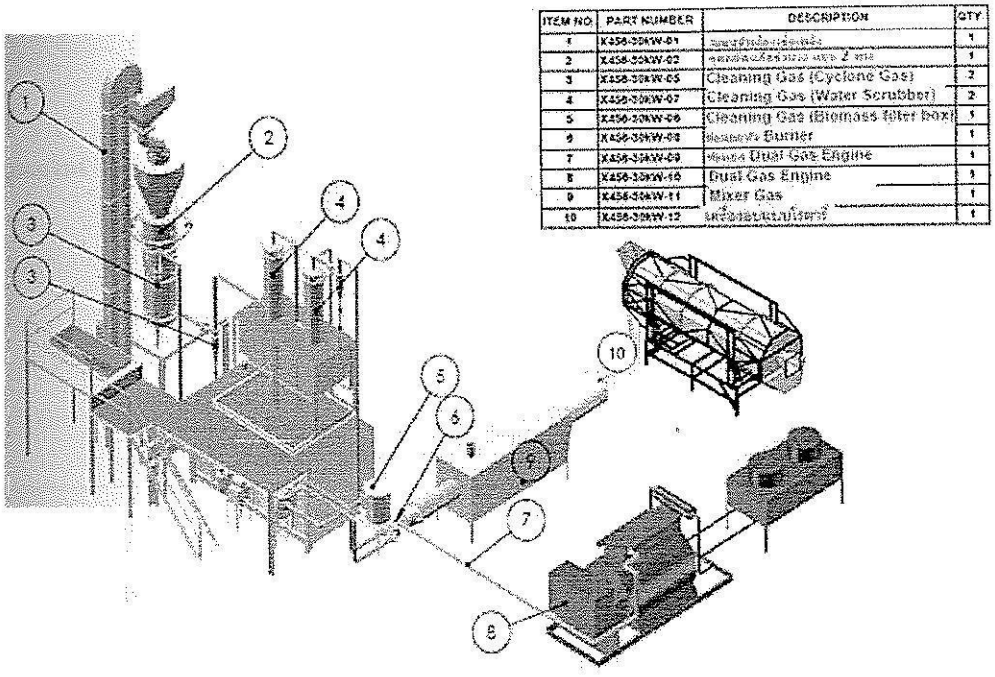
2) แนวความคิดในการออกแบบ (Conceptual design) ทำการออกสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน โดยใช้เตาเผาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออกขนาดกำลังการผลิต 500 kW_{th} ซึ่งประกอบขั้นตอนดังต่อไปนี้

1) ออกแบบเตาเผา หรือ Reactor หรือ Gasifier สำหรับใช้ในแก๊สเชื้อเพลิงโดยใช้กระบวนการ Gasification ซึ่งจะการออกแบบขนาดและอัตราการจ่ายลมของเครื่องผลิตแก๊สเชื้อเพลิง ซึ่งขึ้นอยู่กับพลังงานที่ต้องการ ทั้งนี้ได้ทำการกำหนดกำลังผลิตของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก โดยใช้เตาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออก เอาไว้ที่ 500 kW_{th} ซึ่งสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 40 กิโลวัตต์ชั่วโมง และสามารถผลิตพลังงานความร้อนเทียบเท่า LPG 5 กิโลกรัม ต่อ ชั่วโมง

2) ออกแบบกระบวนการ และจัดวางผัง หรือแปลนของสถานี ที่จะต้องประกอบไปด้วย ห้องเก็บวัตถุดิบ ระบบลำเลียงวัตถุดิบ การวางท่อลม ระบบส่งแก๊สที่ผลิตได้ ห้องอบแห้ง ระบบทำความสะอาดและระบบลดอุณหภูมิของแก๊ส รวมไปถึงระบบบำบัดน้ำเสีย และระบบหมุนวนของน้ำ ตลอดจนระบบสาธารณูปโภคด้วย

3) ออกแบบการนำความร้อนไปใช้ในการอบ โดยการออกแบบเครื่องอบแห้งแบบโรตารี่ ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงกว่าแบบโรตารี่สำหรับ อบใบกระถิน อาหารสัตว์ ผลไม้ และสมุนไพร ซึ่งมีข้อกำหนดในการออกแบบคือ สามารถระเหยน้ำออกจากผลิตผลการเกษตร ได้อย่างน้อย 320 กิโลกรัมต่อ 1 วัน (Heat of evaporation ของน้ำ = 2500 kJ/kg, Eff_{th}= 15%)

4) เลือกขนาดของ Engine-generator Set โดยใช้เครื่องยนต์ดีเซลและใช้เชื้อเพลิงควบคู่และเครื่องยนต์แก๊ส 100 % ที่มีกำลังการผลิตสูงกว่า 100 กิโลวัตต์ เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบ Conceptual design ของสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อนดังแสดงใน **รูปที่ 4-1**



รูปที่ 4-1 Conceptual design สถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน

4.1.2 การสร้างเตาผลิตเชื้อเพลิง

รายละเอียดของอุปกรณ์ ระบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน ของ Hybrid updraft-downdraft biomass gasifier ดังแสดงใน **ตารางที่ 4-1**

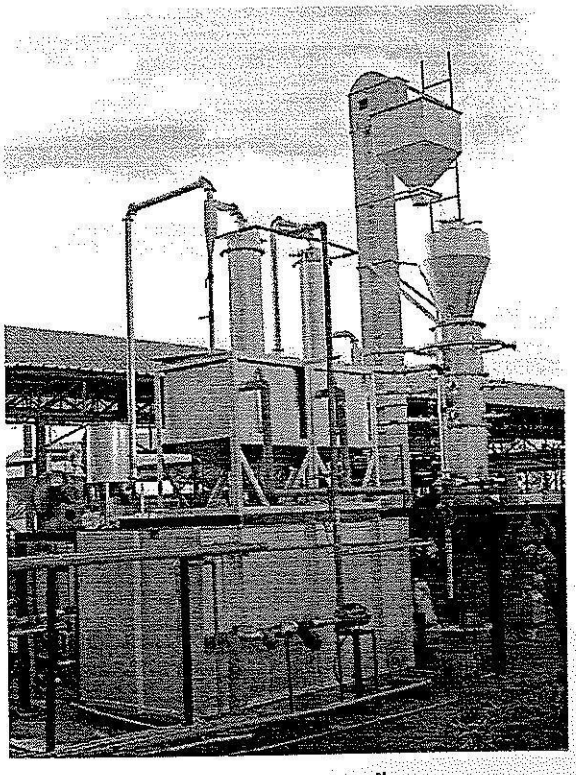
ตารางที่ 4-1 รายละเอียดของอุปกรณ์ของระบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน

Make	SURANAREE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY	
Capacity	500 kW_{th} , 40 kWe	
Feedstock	Wood, Cassava Stock	
Main Component	1. Hybrid updraft-downdraft Gasifier	1 unit
	2. Twin Cyclone	2 unit
	3. Gas line (Blower, Valve, Filter)	1 unit
	6. Control panel including air pipe	1 unit
	7. Fuel Feed System	1 unit

ตารางที่ 4-1 รายละเอียดของอุปกรณ์ของระบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน (ต่อ)

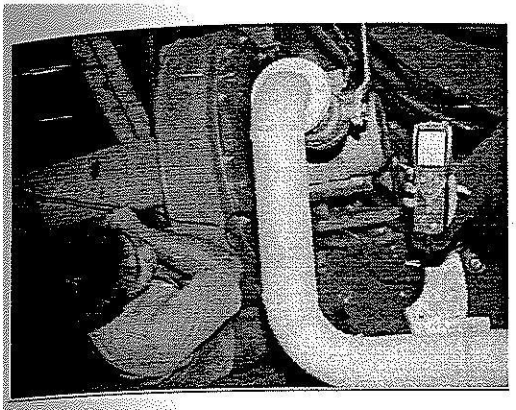
Make	SURANAREE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY	
Capacity	500 kW_{th} , 40 kWe	
Feedstock	Wood, Cassava Stock	
Main Component	8. Scrubber	2 unit
	9. Hyro-cyclone	1 unit
	10. Structure with floor & Shed	1 unit
	11. Engine-Generator set with electric control panel	1 unit
	12. Dual Engine-Generator set with electric control panel	1 unit
	13. Burner, Heat exchanger, Batch Dryer	1 unit

การสร้างระบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน และการติดตั้งอุปกรณ์ เครื่องมือวัดต่างๆ ดังแสดงใน **รูปที่ 4-2**

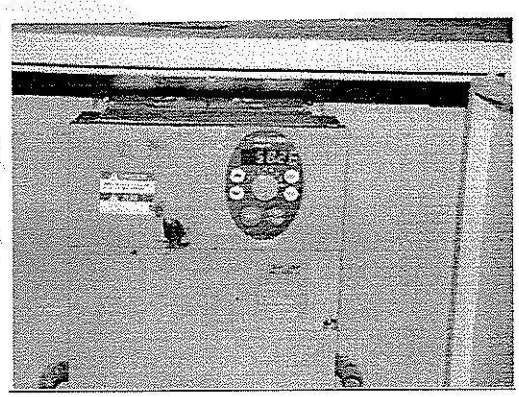


(ก) การประกอบเตาและระบบป้อนเชื้อเพลิง และชุด Scrubber

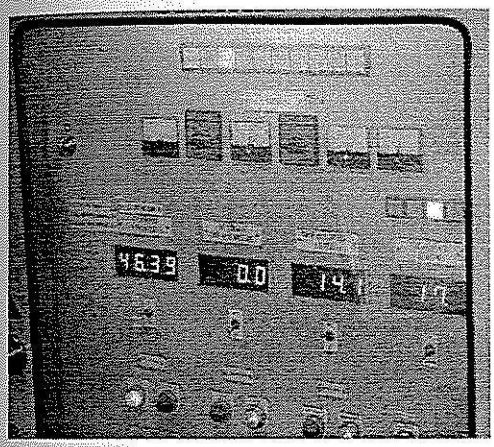
รูปที่ 4-2 การสร้างเตาผลิตเชื้อเพลิง และการติดตั้งอุปกรณ์ เครื่องมือวัด



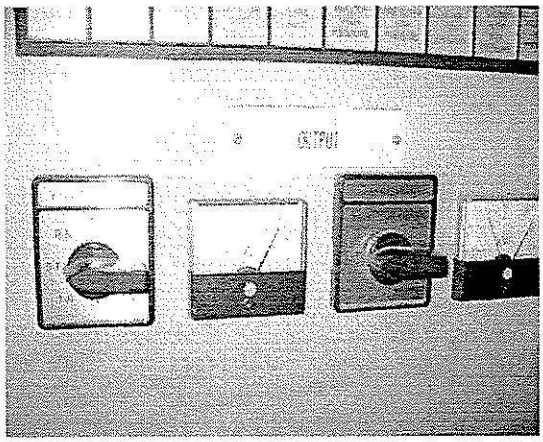
(ข) ติดตั้ง Blower ป้อนอากาศ



(ค) ติดตั้งระบบควบคุม Blower โดยใช้ Inverter



(ง) ติดตั้งระบบควบคุม Electric control panel

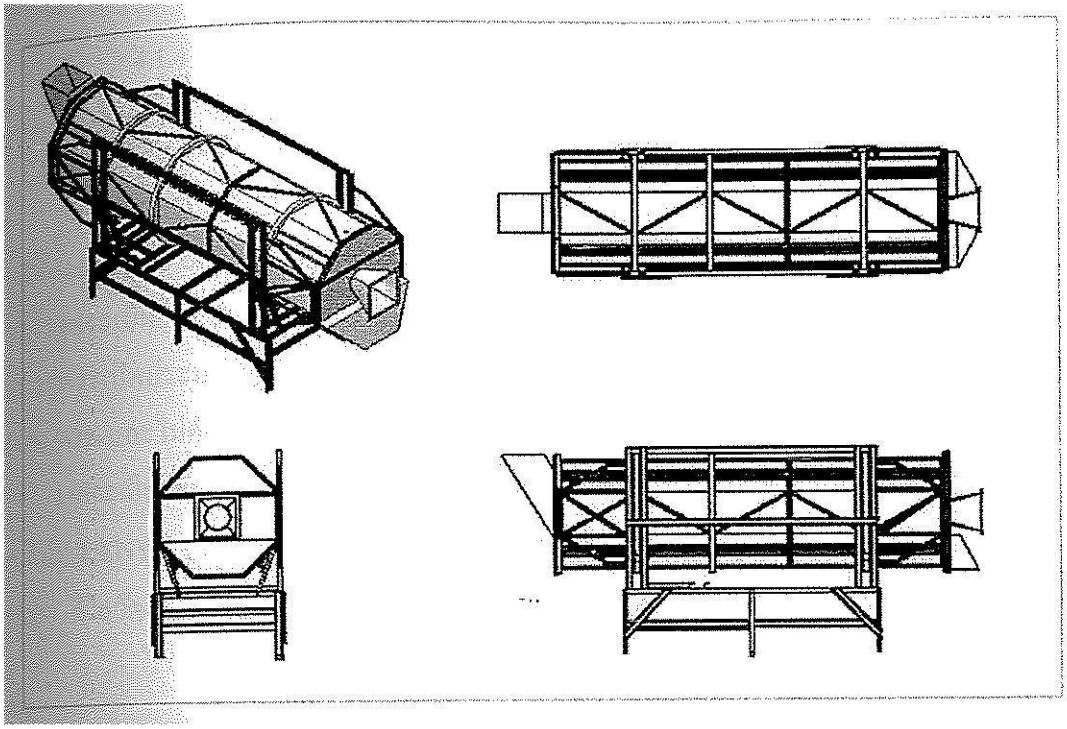


(จ) ติดตั้งระบบควบคุม Electric control panel

รูปที่ 4-2 การสร้างเตาผลิตเชื้อเพลิง และการติดตั้งอุปกรณ์ เครื่องมือวัด (ต่อ)

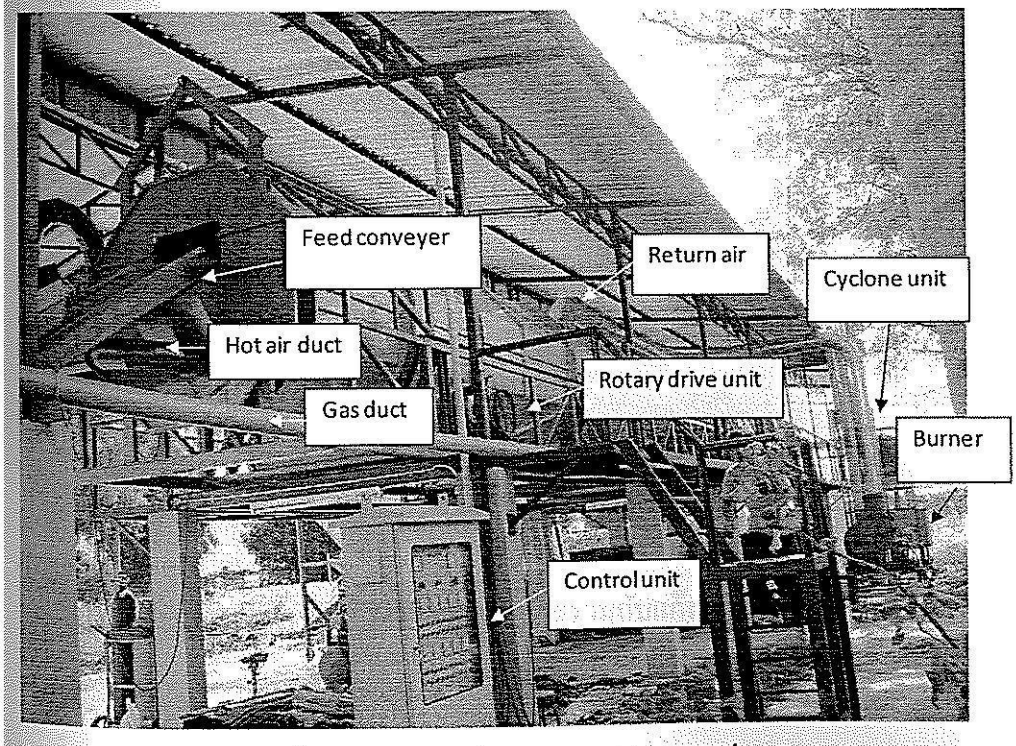
4.1.3 การสร้างเครื่องอบแห้งโรตารี่

เครื่องอบแห้งโรตารี่ต้นแบบที่ทำการพัฒนาขึ้นซึ่งจะมีการทำงานต่อเนื่อง ตัวห้องอบมีลักษณะเป็นทรงแปดเหลี่ยม 3 ชุดประกอบเข้าด้วยกัน โดยโรตารี่แต่ละชุดจะมีมอเตอร์ขับที่เป็นอิสระต่อกัน ด้านในมีครีบสำหรับพาวัสดุให้เคลื่อน 1 ใบ และครีบสำหรับตักวัสดุโรยจำนวน 7 ใบ แนวความคิดในการออกแบบ (Conceptual design) ดังแสดงใน **รูปที่ 4-3**



รูปที่ 4-3 Conceptual design เครื่องอบแห้งโรตารี่ต้นแบบ

ลักษณะของเครื่องอบแห้งโรตารี่ต้นแบบที่ทำการพัฒนาขึ้น ดังแสดงใน **รูปที่ 4-4**



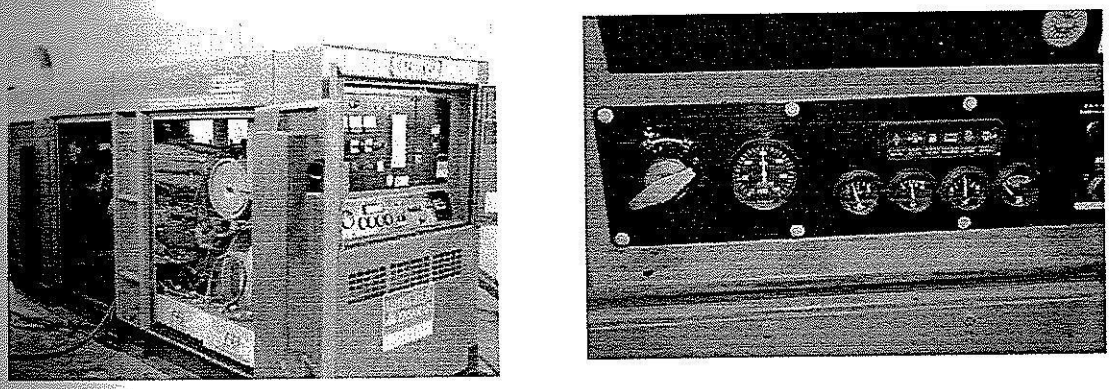
รูปที่ 4-4 ลักษณะเครื่องอบโรตารี่แบบต่อเนื่อง

4.1.4 การติดตั้งเครื่องยนต์สันดาปภายในเพื่อผลิตไฟฟ้า

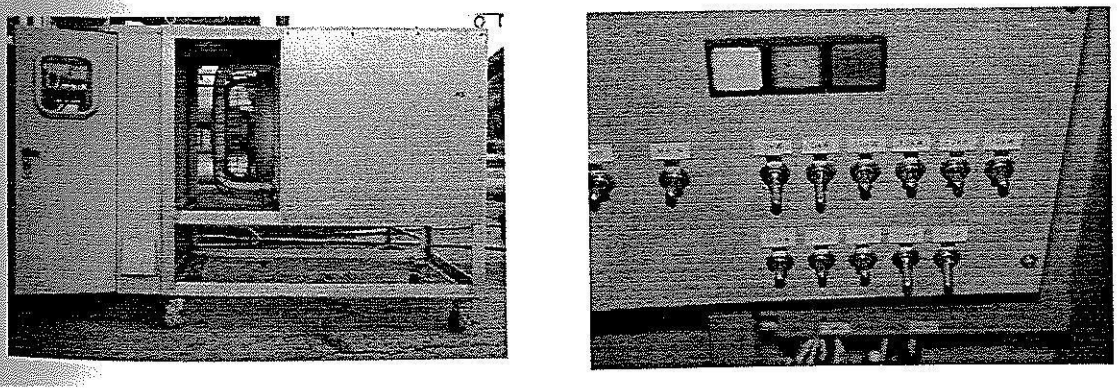
ในงานวิจัยนี้ การติดตั้งเครื่องยนต์สันดาปภายในเพื่อผลิตไฟฟ้า 2 แบบ คือ

1) เครื่องยนต์ดีเซลมาใช้ร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง หรือเรียกว่า ใช้เชื้อเพลิงคู่ (Gas-Diesel Engine or Dual-Fuel Engine) โดยใช้แก๊สเชื้อเพลิงผสมกับอากาศเป็นไอดีเข้าห้องเผาไหม้ ส่วนการจุดระเบิดยังใช้น้ำมันดีเซลฉีดเข้าห้องเผาไหม้ วิธีการแบบนี้เครื่องยนต์ต้องการใช้น้ำมันดีเซลเพื่อการจุดระเบิดประมาณ 10%-20% ของการใช้เครื่องยนต์ดีเซลปกติ ดังนั้นทำให้ประหยัดน้ำมันดีเซลได้ 80%-90% และไม่ต้องมีการดัดแปลงลักษณะการทำงานเครื่องยนต์ดีเซลแต่อย่างใด

รายละเอียดของ เครื่องยนต์ดีเซลมาใช้ร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง โดยเครื่องยนต์สันดาปภายใน ผลิตจากบริษัท **DENYO : DCA-220SPK3** ชุดกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ผลิตจากบริษัท Komatsu กำลังการผลิต 200 กิโลวัตต์ แสดงใน **รูปที่ 4-5** และ รายละเอียดของเครื่องยนต์ดังแสดงใน **ตารางที่ 4-2**



ก. เครื่องยนต์ Dual Engine



ข. โหลดจำลอง (Resistant Load)

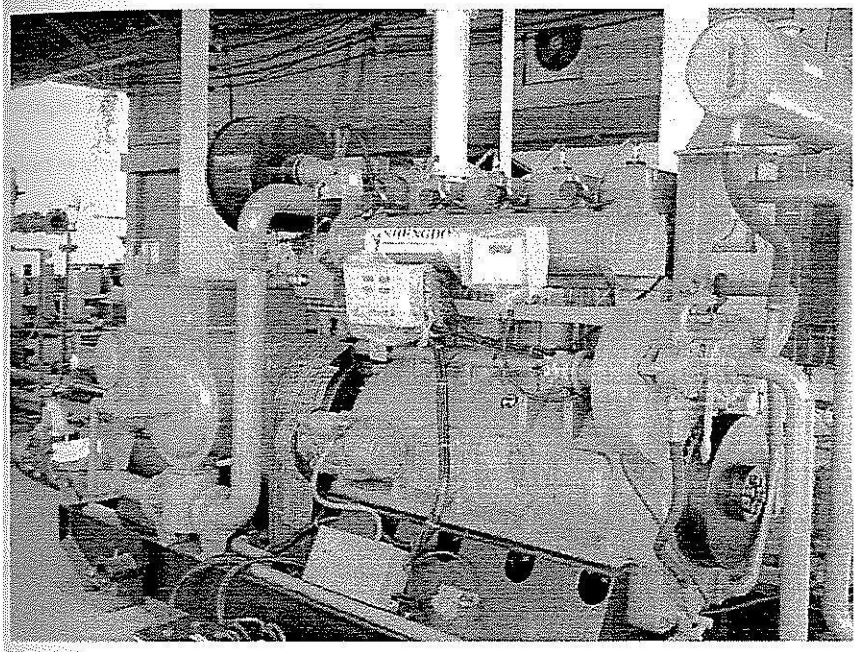
รูปที่ 4-5 เครื่องยนต์ดีเซลมาใช้ร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง

ตารางที่ 4-2 รายละเอียดของเครื่องยนต์ดีเซลมาใช้ร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง

Model		**DENYO : DCA-220SPK3**
Alternator		
Frequency		50
Output	continuous	200
	standby	220
No of Phases		3-Phase,4-Wire
Mated Voltage	V	2 Dual Voltage
Power Factor		0.8 (Lagging)
Voltage Regulation	%	Within ±0.5
Excitation		Brushless, Rotating Excite (with A.V.R)
Insulation		Class F
Engine		
Make Model		Komatsu S60125E-2-A
Type		Inlined Direct Injected Turbo Changed
Output Rating	PS/rpm	242/1500
	kW/min^{-1}	178/1500
No. of Cylinders-Dore X Stoke	mm	6x125x150
Pistion Displacement	L	11.040
Fuel	ASTM No.2 Diesel fuel or Equivalent	
Fuel Consumption	L/h	31.5
Lube oil Sump Capacity	L	42
Coo lent Capacity	L	36
Battery X Quantity		145G51X2
Fuel Tank Capacity	L	380
Unit		
Dimensions	Length mm	3650
	Wide mm	1300
	Height mm	1750
Dry weight	kg	3670
Sound Level		
7m dBA 1500/1800 rpm/min = 83 dBA		

2) เครื่องยนต์แก๊สโซลีนมาดัดแปลงใช้กับแก๊สเชื้อเพลิง (Gas-Otto Engine)

เป็นชุดเครื่องยนต์ใช้เชื้อเพลิงแก๊สที่ได้มาจากการเผาไหม้ภายในเตาผลิตแก๊สร่วมวล แล้วผ่านกระบวนการต่างๆเพื่อให้มีความเหมาะสมกับการเป็นเชื้อเพลิง แล้วนำกำลังที่ได้จากเครื่องยนต์ไปขับ Generator เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าออกมา ต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กนี้ ติดตั้งชุดเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้า ดังแสดงไว้ใน**รูปที่ 4-6** และมีรายละเอียดของเครื่องยนต์ ดังต่อไปนี้



รูปที่ 4-6 100GF-PJ$_G$ Producer Gas Power Generator Set

1. รายละเอียด พิกัดของเครื่องยนต์ (Engine Specifications)

รายละเอียดของเครื่องยนต์ (Engine Specifications) ดังแสดงใน**ตารางที่ 4-3**

ตารางที่ 4-3 พิกัดของเครื่องยนต์ (Engine Specifications)

Model		**J_G4190Z_L–2**
Type		Four stroke, water cooled, natural aspiration
Cylinder arrangement		Four cylinder, inline
Bore	mm	190
Stroke	mm	210
Total displacement	L	23.82

ตารางที่ 4-3 พิกัดของเครื่องยนต์ (Engine Specifications) (ต่อ)

Model		J_G4190Z_L-2
Rated power	kW	140
Rated speed	r/min	1000
Idle speed	r/min	600
Heat consumption ratio	kJ/kWh	12000
Lub oil consumption	g/kWh	≤1.5
Exhaust temperature	℃	≤580
Outlet jacket water temperature	℃	≤85
Lub oil temperature	℃	≤90
Oil pressure in main oil passage	kPa	400-800
Speed droop	%	≤5
Cooling method		Forced water cooling
Lubricating method		Pressure and splash lubricating
Cylinder number		Watch from flywheel end
Ignition method		Sparkplug ignition
Ignition sequence		1-2-4-3
Starting method		24V DC starting motor
Moving direction		Counterclockwise
Drive component		Flywheel drive
Dimension, LxWxH	mm	2240×1120×1656
Weight	kg	2800

หมายเหตุ: เชื้อเพลิงที่เข้าสู่เครื่องยนต์หลังจากผ่านกระบวนการทำความสะอาด แล้วค่าทาร์ จะต้องมีค่าไม่เกิน 50 mg/Nm^3 และฝุ่นไม่เกิน 20 mg/Nm^3

2. พิกัดของชุดเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้า (Engine-Generator Set Specifications)

รายละเอียด พิกัดของชุดเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้า (Engine-Generator Set Specifications) ดังแสดงในตารางที่ **4-4**

ตารางที่ 4-4 พิกัดของชุดเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้า (Engine-Generator Set Specifications)

Generator set model		**100GF-PJG**
Engine model		JG4190ZL–2
Alternator model		1FC6 352-6LA42
Control panel model		PLR-100
Rated power	kW	100
Rated current	A	215
Rated voltage	V	400
Rated power factor	cosø	0.8 (lag)
Frequency	Hz	50
Starting method		24V DC starting motor
Voltage regulating method		AVR (Automatic voltage regulation)
Speed governing method		Electronic speed governing
Exciting method		Brushless
Wiring method		Three phase, four wiring
Cooling method of jacket water		Closed (remote cooler)
Coupling method		Flexible coupling
Dimension, LxWxH	mm	4045×1600×1910
Weight	kg	7000

3. อุปกรณ์ควบคุม

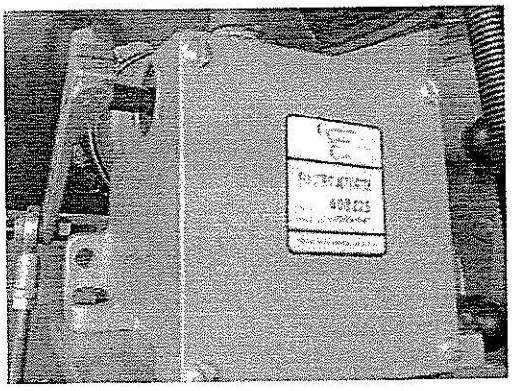
- **พิกัดของอุปกรณ์รักษาความเร็วรอบ (Electric Actuator Specifications)**

ตารางที่ 4-5 พิกัดของอุปกรณ์รักษาความเร็วรอบ (Electric Actuator Specifications)

Output	**Rotary**
Torque	Linear
Servo	Proportional
Type	Sealed, without sliding parts
Voltage	Multiple
Fail Safe Feature	Automatic fuel shut-off when de-energized

Actuator คือ อุปกรณ์ (แปลง)ที่สามารถเปลี่ยนพลังงานบางส่วนที่ป้อนเข้าให้กลายเป็นการกระจัด (การเคลื่อนที่) และ/หรือ ลักษณะทางกลต่างๆ สำหรับ Actuator ของ Governors America Corp(GAC)นี้ เป็น Actuator ที่มีการตอบสนองที่รวดเร็ว สามารถใช้งานได้หลากหลาย เพื่อให้เหมาะสมต่อการใช้งาน และภายในของ Actuator มีระบบป้องกันความปลอดภัยด้วยการควบคุมการไหลของเชื้อเพลิงโดยใช้ระบบการเปิดปิดด้วยสปริงเมื่อมีการไหลของเชื้อเพลิงมากเกินความต้องการของเครื่องยนต์

Actuator ADB 225 SERIES มีการออกแบบระบบควบคุมโดยใช้คุณสมบัติทางกลในการควบคุมการจ่ายเชื้อเพลิง ควบคุมระบบการทำงานของปั๊ม และอัตราส่วนผสมของอากาศกับเชื้อเพลิงให้เหมาะสมกับการใช้งาน ส่วนภายในมีสปริงทำหน้าหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกัน เมื่อมีการไหลของเชื้อเพลิงเกินความต้องการดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้น Actuator ADB 225 SERIES ทำงานได้โดยใช้แบตเตอรี่ ที่มีขนาดตั้งแต่ 12, 24 และ 32 Volt ส่วนในระบบการเปลี่ยนแปลงภายในของ Tranducer นั้นใช้ระบบควบคุมของ GAC



รูปที่ 4-7 Actuator ADB 225 SERIES

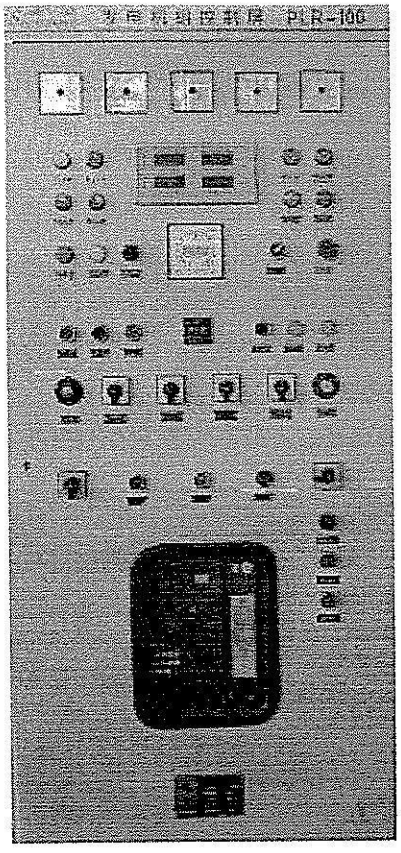
- **พิกัดของชุดควบคุมหลัก (Control Panel Specifications)**

การเชื่อมโยงระบบกับชุดผลิตไฟฟ้า จะควบคุมโดยชุดตู้คอนโทล **PLR-100** ซึ่งใช้สำหรับชุดผลิตไฟฟ้า 100 kWh ซึ่งชุดตู้คอนโทล ประกอบไปด้วยอุปกรณ์ ในกลุ่มต่างๆ ดังนี้

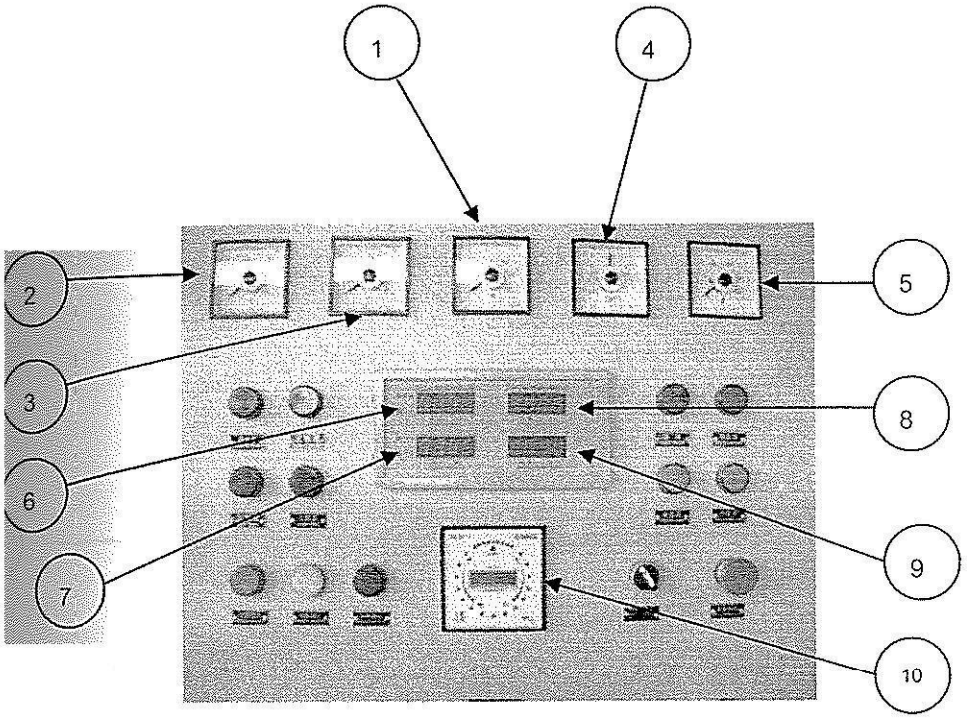
- Measuring Systems ดังแสดงใน **รูปที่ 4-8**
- Monitoring Systems ดังแสดงใน **รูปที่ 4-9**
- Control Systems ดังแสดงใน **รูปที่ 4-10**

4) Safety Systems ดังแสดงใน **รูปที่ 4-11**

5) Grid Connection Method ดังแสดงใน **รูปที่ 4-12**

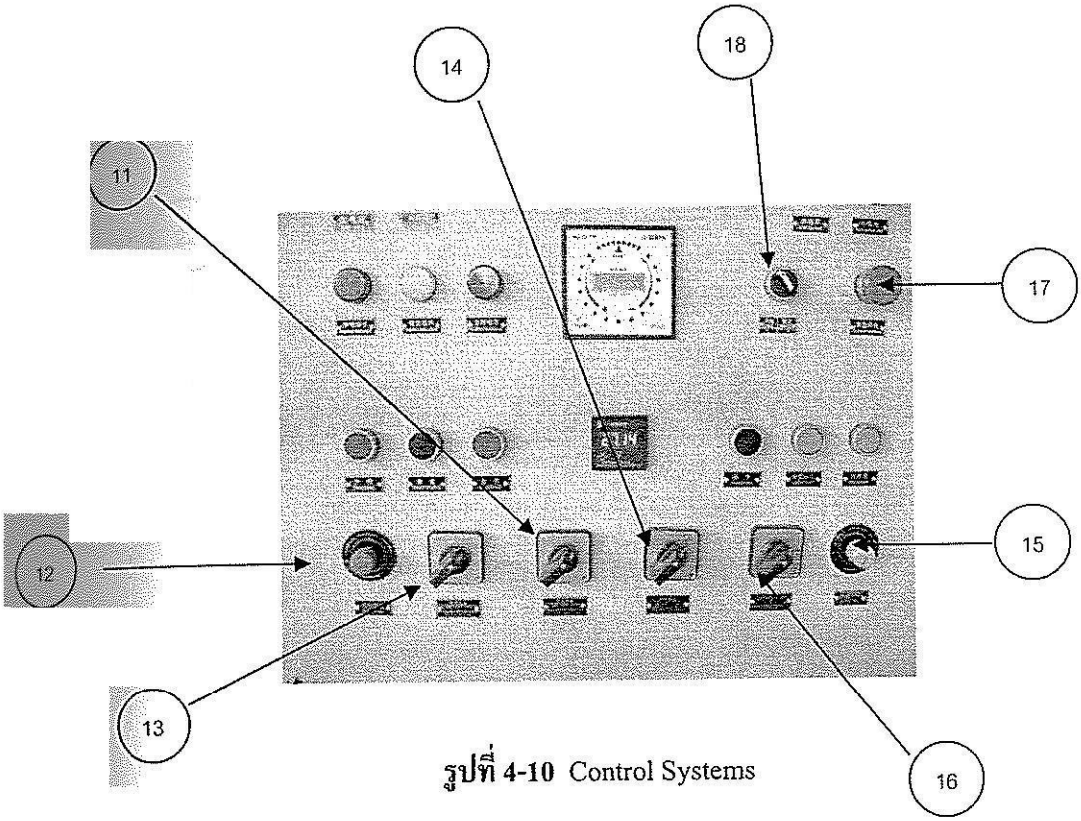


รูปที่ 4-8 ชุดตู้คอนโทล **PLR-100**



รูปที่4-9 Measuring Systems และMonitoring Systems

- **Measuring Systems**
  - (1) Generated Power
  - (2) AC Voltage
  - (3) Frequency
  - (4) Power Factor
  - (5) AC Ampere
- **Monitoring Systems**
  - (6)Rotation Speed Meter
  - (7) Oil Pressure
  - (8)Water Temperature
  - (9) Oil Temperature
  - (10)Synchronization



รูปที่ 4-10 Control Systems

- **Control Systems**

(11) Governor Power Supply

(12) Voltage Setting

(13) DC Power Supply

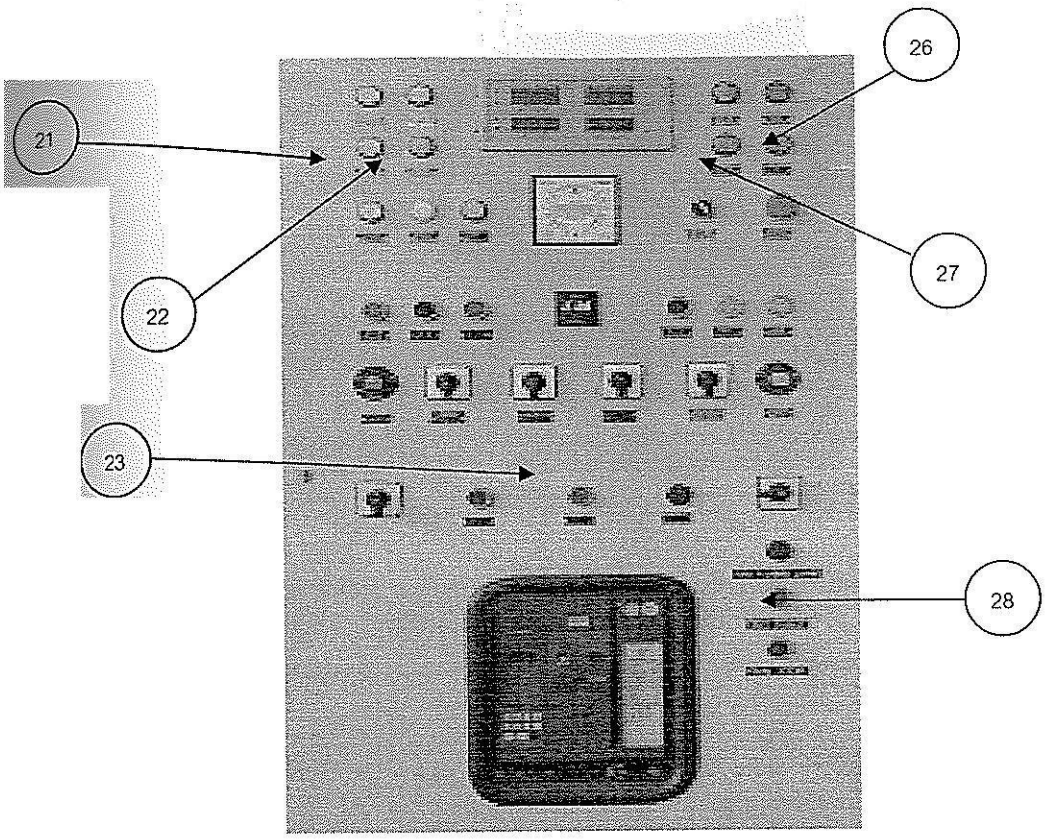
(14) Synchronization

(15) Speed Trim

(16) Electricity

(17) Emergency Shutdown

(18) Idle/Rated Speed



รูปที่ 4-11 Safety Systems

- **Safety Systems**

  (19)Reverse Power

  (20)Over Current

  (21)Under Voltage

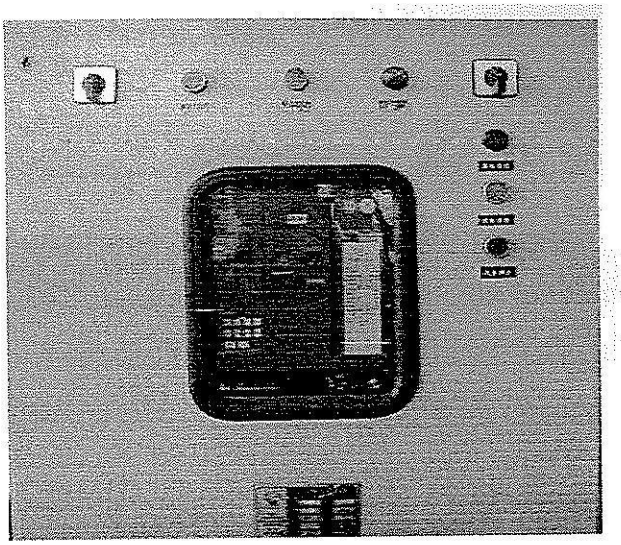
  (22)Under Frequency

  (23)Water Pump Operation

  24) Low Oil Pressure

  (25)Over Speed

  (26) High Water Temperature



รูปที่ 4-12 Grid Connection Modules (Semiautomatic Pseudo-Synchronous Mode)

4.1.5 วิธีการเชื่อมโยงระบบเข้าสู่ Grid

การเชื่อมโยงระบบเข้าสู่ Grid นั้นโดยใช้วิธีกึ่งอัตโนมัติ(Semiautomatic Pseudo-Synchronous Mode) โดยใช้อุปกรณ์ดังแสดงใน **รูปที่ 4-8** ถึง **รูปที่ 4-12** ทำหลังจากทำการสตาร์ทเครื่องยนต์ให้รอบเครื่องยนต์รอบเดินเบา "Idle Speed" ไว้ประมาณ 15-30 นาที หรือจนกว่าอุณหภูมิ Water Temperature ไปจนถึง 47 °C จะทำการเชื่อมโยงระบบดังนี้

1) เปิดพัดลมหม้อน้ำ Cooling Fan
2) หมุนปุ่มปรับเร่งรอบไปที่ "Rated Speed" เครื่องยนต์จะเร่งรอบอัตโนมัติ
3) ปรับรอบเครื่องยนต์ให้คงที่ที่รอบเครื่องยนต์ 1000 r/min ประมาณ 10 นาที (ขึ้นอยู่กับการปรับแก๊สให้เหมาะสมกับของผู้เดินระบบ) ก่อนทำการจ่ายหรือ "Syn" ไฟ
4) ปรับ Volt Setting ให้ได้ตามค่าของแรงดันภายนอก Main Breaker (380 Volt) โดยดูจากหน้ามอนิเตอร์ และVolt Meter (AC Voltage)
5) กดปุ่ม Energy Storage เพื่อเปิด Main Breaker
6) กดปุ่ม "Syn" เมื่อ Syn เสร็จสิ้นแล้วจึงปิด "Syn" Device
7) เปิดวาล์วแก๊สเพื่อเพิ่มแรงดันแก๊ส และ Flow Gas ให้สมดุลกับกำลังของไฟฟ้า
8) ปรับค่า โหลด (kW) โดยใช้ปุ่ม Speed Trim เพื่อให้ได้ค่าคงที่ที่ต้องการ

4.2 ประเมินประสิทธิภาพการทำการของระบบ

การประเมินประสิทธิภาพของระบบ การทดสอบ มีดังต่อไปนี้

4.2.1 การเตรียมเชื้อเพลิงชีวมวลไม้กระถินยักษ์ เพื่อนำไปใช้ทดสอบ

ในการทดสอบการประเมินประสิทธิภาพของระบบ จะใช้ชีวมวลเหง้าไม้กระถินยักษ์มาเป็นเชื้อเพลิงสำหรับทดสอบ โดยแหล่งที่มา คือรวบรวมจากแปลงส่งเสริมการปลูกไม้โตเร็ว มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา (โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการปลูกไม้โตเร็วเพื่อเป็นพลังงานชีวมวลในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ สนุบสนุนโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน)

เตรียมเชื้อเพลิงชีวมวลให้ได้ขนาด โดยประมาณอยู่ที่ 30-40 mm x L 50-60 mm โดยใช้เครื่องตัดไม้แบบเลื่อยวงเดือน พร้อมทั้งลดความชื้นให้มีค่าไม่เกิน 15 % wb ดังแสดงใน **รูปที่ 4-13**

(ก) ไม้กระถินยักษ์ขนจากแปลงปลูก

(ข) ไม้กระถินยักษ์สับ

รูปที่ 4-13 เชื้อเพลิงชีวมวล (ไม้กระถินยักษ์)

โดยคุณสมบัติเฉพาะตัวของเชื้อเพลิงเหง้ามันสำปะหลัง สามารถสรุปได้ดัง **ตารางที่ 4-6**

ตารางที่ 4-6 สมบัติทางเคมีของเชื้อเพลิงชีวมวลไม้กระถินยักษ์

พารามิเตอร์	ไม้กระถินยักษ์
Proximate Value	
%MC	0.63
%VM	81.00
%Ash	1.78
%FC	16.59
Calorific (MJ/kg)	18,776
Ultimate Value	
CHNS-932	
%C	47.55
%H	6.55
%N	0.38
%S	0.01
%O (By difference)	42.72
EDXRF	
%Cl	1.789
%Cu	0.068
%Fe	0.869
%Zn	0.067
%Cd	ND*
%Pb	0.006

*ND (Not Detected)

จากผลวิเคราะห์คุณสมบัติของชีวมวลไม้กระถินยักษ์ เห็นได้ว่ามีความเหมาะสมที่จะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงได้

4.2.2 การทดสอบเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง

การทดสอบเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง หาสภาวะที่เหมาะสมที่จะสามารถผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (CH_4, CO และ H_2) ได้สัดส่วนที่สูง โดยจำเป็นต้องควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศหรือแก๊สออกซิเจนระหว่างทางป้อนด้านบน และด้านล่างที่เหมาะสมที่ทำให้เกิดกระบวนการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ การควบคุมปริมาณแก๊สดังกล่าว สามารถทำได้โดยการปรับวาล์ว ที่ช่องทางเข้าของอากาศทั้งสองทาง โดยจะทำการวัดคุณภาพของแก๊สเชื้อเพลิงและเปอร์เซนต์ยางเหนียวที่ได้รับในช่องทางทั้งสองเพื่อหาประสิทธิภาพของเตาเผาเชื้อเพลิงในกรณีที่ไม่มีภาระการทำงาน เพื่อดูลักษณะการใช้ชีวมวล การติดขัดของชีวมวลในเตาเผา หรือแม้กระทั่งความสะอาดของแก๊สเชื้อเพลิงเพื่อเตรียมพร้อมสำหรับการนำไปใช้งานต่อไป ผลการทดสอบ สรุปได้ดังต่อไปนี้

1) ผลการควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ ต่ออัตราการไหลของแก๊ส

การควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ ต่ออัตราการไหลของแก๊สเชื้อเพลิงได้ทำการทดลอง 3 สภาวะ โดยการคุมกำลังของ Blower 2 ตัว ที่แรงอัดอากาศเข้าสู่ระบบและแรงดูดแก๊สออกจากระบบ ผลการควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ ต่ออัตราการไหลของแก๊สโดยควบคุมแรงอัด – แรงดูด แสดงใน **ตารางที่ 4-7**

ตารางที่ 4-7 การควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ ต่ออัตราการไหลของแก๊ส

สภาวะที่ทดสอบ	ปรับ Blower อัดอากาศเข้าเตา Frequency (Hz)	ปรับ Blowerดูดอากาศออกจากเตา Frequency (Hz)	อัตราการไหลของอากาศเข้าเตา (m3/hr)	อัตราการไหลของแก๊ส (m3/hr)
1	40	30	127.68	98.22
3	40	40	159.67	122.59
4	50	50	197.55	151.96

2) ผลการควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ ต่อคุณภาพของแก๊สเชื้อเพลิงที่ได้จากไม้กระถินยักษ์

องค์ประกอบของแก๊สเชื้อเพลิงเฉลี่ย และค่าความร้อนของแก๊สเชื้อเพลิงเฉลี่ยที่อัตราการไหลของแก๊สเชื้อเพลิงทั้ง 3 ระดับ ดังแสดงใน **ตารางที่ 4-8** พบว่าองค์ประกอบของแก๊สเชื้อเพลิงที่อัตราการไหลมีความใกล้เคียงกัน โดย CO, H_2 และ CH_4 ในสัดส่วนโดยปริมาตรเฉลี่ยอยู่ในช่วง 18.54- 18.97 %, 16.05-17.35% และ 1.34-2.24% ตามลำดับ โดยที่ค่าความร้อนของแก๊ส

เชื้อเพลิงคำนวณ 5.03 -5.53 MJ/Nm^3 โดยค่าความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ มีค่าสูงกว่าการใช้หงำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง

ตารางที่ 4-8 การควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ ต่ออัตราการไหลของแก๊ส

สภาวะที่ทดสอบ	อัตราการไหลของแก๊ส (m3/hr)	องค์ประกอบของแก๊สเชื้อเพลิง (%) CO	H_2	CH_4	N_2	O_2	CO_2	HHV (MJ/Nm^3)
1	98.22	18.97	16.05	2.24	48.14	2.04	12.56	5.53
2	122.59	18.65	15.53	1.34	52.30	2.07	10.11	5.05
3	151.96	18.54	17.35	1.56	50.04	1.90	10.61	5.36

4.3 การทดสอบประสิทธิภาพการใช้งาน

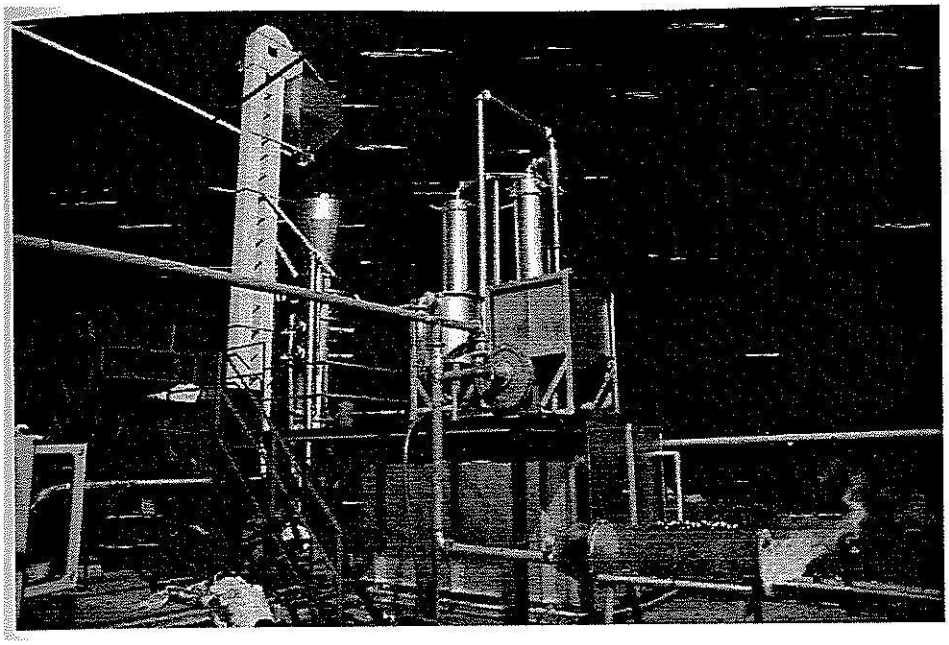
4.3.1 การทดสอบประสิทธิภาพการผลิตพลังงานของระบบ

1) ประสิทธิภาพการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Gasification Efficiency)

จากการทดลองเดินระบบเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงที่อัตราการไหลต่างกัน ดังแสดงในที่ตารางที่ 4-8 พบว่าประสิทธิภาพการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Gasification Efficiency) มีค่าสูง เฉลี่ยเท่ากับ 80% คุณภาพแก๊สที่ผลิตได้มีคุณสมบัติที่ไม่แตกต่างกันมาก ตามที่ได้กล่าวไปข้างต้น ค่าความร้อนที่ผลิตได้อยู่ระหว่าง 5.03 -5.53 MJ/Nm^3 ค่าความร้อนนี้สามารถนำไปใช้ในการอบแห้งเชื้อเพลิงชีวมวลได้ สภาวะที่อัตราการไหลของแก๊สสูงสุดที่สามารถเดินระบบได้คือ 151.96 m^3/hr มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ 63 kg/hr ค่าความร้อนที่ผลิตได้ คือ 5.36 MJ/Nm^3 พลังงานความร้อนนี้เพียงพอที่จะนำไปใช้อบแห้งได้ นอกจากนี้ยังสามารถนำไปใช้สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าได้ เพราะมีปริมาณของน้ำมันดินหรือยางเหนียว ต่ำ 3.1 mg/Nm^3 โดยลักษณะเปลวไฟที่ได้จากแก๊สเชื้อเพลิงแสดงดัง**รูปที่ 4-9**

ตารางที่ 4-9 การทดสอบประสิทธิภาพการผลิตพลังงานของระบบโดยใช้ไม้กระถินยักษ์เป็นเชื้อเพลิง

Gas Flow (m^3/hr)	HHV (MJ/Nm^3)	Biomass Consumption (kg/h)	Ash Production (kg/h)	Ash Production (%)	Impurities (mg/Nm^3) Tar	Impurities (mg/Nm^3) Dust	Gasification Efficiency %
98.22	5.53	40	2.43	6.08	2.20	3.70	85.29
122.59	5.05	52	3.25	6.29	0.40	1.80	75.24
151.96	5.36	63	3.87	6.14	0.40	2.70	81.29



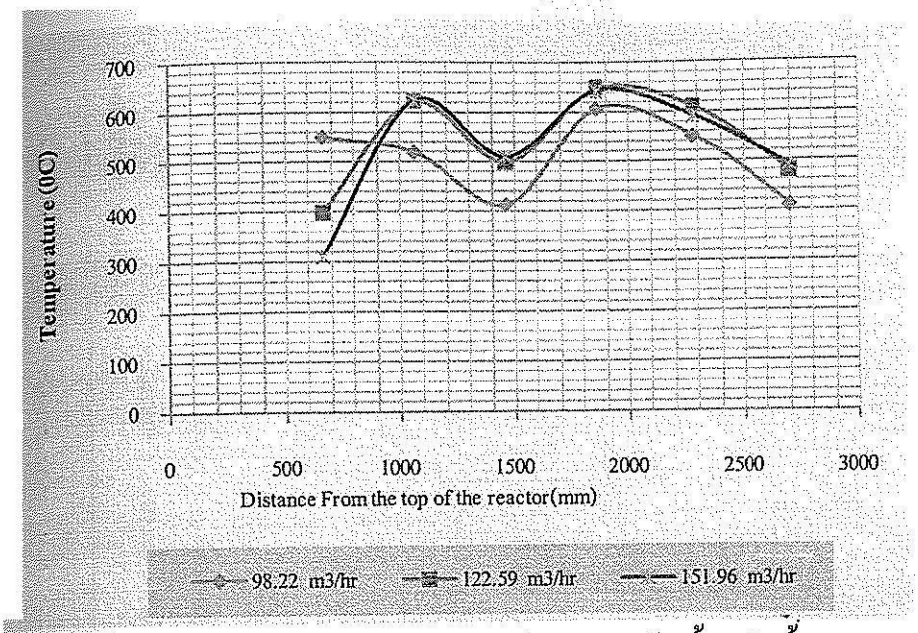
รูปที่ 4-14 ลักษณะเปลวไฟที่ได้จากแก๊สเชื้อเพลิงแสดง

3) ผลของอุณหภูมิในเตาผลิตแก๊ส

อุณหภูมิในเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงเฉลี่ยของทั้ง 3 สภาวะ ดังแสดงใน **ตารางที่ 4-9** ทั้งนี้เมื่อนำข้อมูล T1-T6 ของอัตราการไหลของแก๊สเชื้อเพลิงทั้ง 3 สภาวะมาหาความสัมพันธ์ระหว่างการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิที่เกิดขึ้นในเตาและระยะความสูง ดังแสดงใน **รูปที่ 4-15** พบว่าชั้นของอุณหภูมิ (Temperature Profile) ของอัตราการไหลของแก๊สเชื้อเพลิงทั้ง 4 สภาวะอยู่ในช่วงใกล้เคียงกัน

ตารางที่ 4-10 อุณหภูมิในเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงเฉลี่ยของทั้ง 4 สภาวะ

อัตราการไหลของ	**อุณหภูมิในเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิ**					
แก๊ส (m^3/hr)	**T1**	**T 2**	**T 3**	**T 4**	**T 5**	**T 6**
98.22	550.60	518.67	413.94	606.24	549.88	410.65
122.59	397.29	621.96	498.07	649.85	611.80	478.73
151.96	310.03	623.87	509.11	644.72	592.20	489.10



รูปที่ 4-15 Temperature Profile ของอัตราการไหลของแก๊สเชื้อเพลิงทั้ง 3 สภาวะ

4.3.2 การทดสอบประสิทธิภาพการของระบบโดยนำแก๊สเชื้อเพลิงมาผลิตกระแสไฟฟ้า

จากการทดสอบประสิทธิภาพต้นแบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน ของ Hybrid updraft-downdraft biomass gasifier โดยใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ สามารถสรุปได้ดังนี้

1) การผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใชเครื่องยนต์แก๊ส ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบสูงสุดเท่ากับ 12.52 % ที่กำลังการผลิตไฟฟ้า 40 kW ในกรณีดังกล่าวปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ อยู่ในช่วง 1.81 kg/kW โดยสรุปผลการทดสอบไว้ ใน **ตารางที่ 4-11**

2) การผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใชเครื่องยนต์ดีเซลร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบ สูงสุดเท่ากับ 15.93 % ที่กำลังการผลิตไฟฟ้า 53 kW อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันดีเซล เท่ากับ 0.06 l/kW หรือ 2.98 l/hr ในกรณีดังกล่าวปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ อยู่ในช่วง 1.01 kg/kW หรือคิดเป็นอัตราทดแทน (%Replacement) ประมาณ 80% โดยสรุปผลการทดสอบไว้ ใน **ตารางที่ 4-12** และ **ตารางที่ 4-13**

ตารางที่ 4-11 การทดสอบประสิทธิภาพของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล คือ ไม้กระถินยักษ์ สำหรับเครื่องยนต์แก๊ส

Output Power (kW)	Gas Flow (m^3/hr)	Gas Properties			Biomass Consumption (kg/h)	Ash Production		Performance			
		HHV (MJ/Nm^3)	Impurity			kg/h	%	Gasification Efficiency %	Engine-generator Efficiency %	Electrical Efficiency %	Specific Biomass Consumption (kg/ kWh)
			Tar (mg/Nm^3)	Dust (mg/Nm^3)							
0	98.22	5.53	2.20	3.70	40.00	2.43	6.08	85.29	-	-	-
21	122.59	5.05	0.40	1.80	51.67	3.25	6.29	75.24	13.21	8.09	2.80
42	151.96	5.36	0.40	2.70	63.00	3.87	6.14	81.29	19.25	12.52	1.81

ตารางที่ 4-12 การทดสอบประสิทธิภาพของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล คือ ไม้กระถินยักษ์ สำหรับเครื่องยนต์ดีเซลร่วมกับเชื้อเพลิงแก๊ส

Output Power (kW)	Gas Flow (m^3/hr)	Gas Properties			Biomass Consumption (kg/h)	Ash Production		Performance			
		HHV (MJ/Nm^3)	Impurity			kg/h	%	Gasification Efficiency %	Engine-generator Efficiency %	Electrical Efficiency %	Specific Biomass Consumption (kg/ kWh)
			Tar (mg/Nm^3)	Dust (mg/Nm^3)							
0	90.8	5.49	0.00	0.00	36.1	2.2	6.09	73.41	-	-	-
35	100.3	5.150	0.496	0.249	38.58	3.95	10.36	64.61	21.53	14.73	1.09
53	121.8	5.039	0.724	0.965	53.47	5.22	9.97	51.00	28.33	15.93	1.01

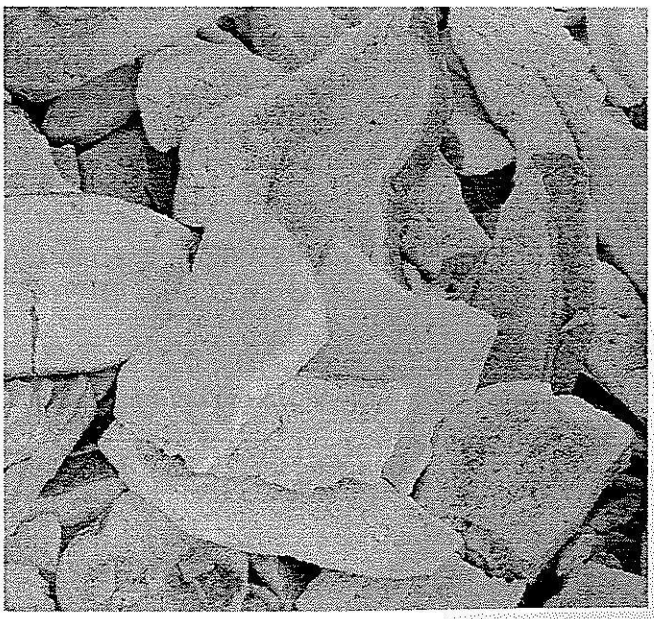
ตารางที่ 4-13 การทดสอบประสิทธิภาพของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล คือ ไม้กระถินยักษ์ สำหรับเครื่องยนต์ดีเซลร่วมกับเชื้อเพลิงแก๊ส

Output Power (kW)	Gas Flow (m^3/hr)	Biomass Consumption (kg/h)	Specific Biomass Consumption (kg/kwh)	Diesel Consumptions (l/h)	Specific Diesel Consumption (l/kWh)	% Replacement
35	100.3	38.58	1.09	2.08	0.06	75
53	121.8	53.47	1.01	2.98	0.06	80

4.3.3 การทดสอบประสิทธิภาพการเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงโดยการทดสอบอบแห้ง

การทดสอบอบแห้งมันเส้นโดยใช้เครื่องอบแห้งแบบโรตารีแบบหมุนต่อเนื่อง โดยทำการสับมันเส้นโดยใช้เครื่องสับเพื่อให้ได้ความหนาของชิ้นมันเส้นที่สม่ำเสมอ ลักษณะของชิ้นมันสดที่ผ่านการสับด้วยเครื่องสับมันเส้น ดังแสดงใน **รูปที่ 4-16** และ ลักษณะของมันเส้นแห้งที่ได้จากการอบแห้งด้วยเครื่องอบแห้งโรตารี่ต้นแบบ ดังแสดงใน **รูปที่ 4-17** โดยผลการทดลองอบแห้งมันสำปะหลังดังแสดงใน **ตารางที่ 4-14**

รูปที่ 4-16 ลักษณะของชิ้นมันเส้นที่ผ่านการสับด้วยเครื่องสับมัน



รูปที่ 4-17 ลักษณะของมันเส้นแห้งที่ได้จากการอบแห้งด้วยเครื่องอบแห้งโรตารี่ต้นแบบ

ตารางที่ 4-14 ผลการทดลองอบแห้งมันสำปะหลัง

รายการ	ข้อมูล
-น้ำหนักมันสด (kg)	2,323.98
-ความชื้นเริ่มต้น (%wb)	60.1
-ความชื้นสุดท้าย (%wb)	12.82
-อัตราการป้อนเฉลี่ย (kg/min)	77.17
-เวลาที่มันอยู่ในเครื่องอบแห้ง (h)	4.712
-เวลาที่ใช้ในการอบแห้งทั้งหมด (h)	8.74
-อุณหภูมิอากาศอบแห้งขาเข้าเฉลี่ย (°C)	323.6
-อุณหภูมิอากาศอบแห้งขาออกเฉลี่ย (°C)	159.1
-อัตราการไหลอากาศอบแห้ง (m^3/s)	0.071
-อัตราการอบแห้ง (kg/h)	144 .21
- อัตราการผลิตมันเส้นแห้ง (kg/h)	121.70
-อัตราการไหลของแก๊สเฉลี่ย (m^3/h)	250
-ค่าความร้อนของแก๊ส (MJ/m^3)	5.30
-ค่าพลังงานความร้อนจากแก๊ส (MJ)	11,580.5
-ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ (kWh)	211.65
-ค่าพลังงานไฟฟ้า (MJ)	761.94
-ค่าพลังงานจำเพาะในการระเหยน้ำ (MJ/kg_{water})	9.79

หมายเหตุ ผลการคำนวณในตารางเป็นค่าเฉลี่ยของข้อมูลตลอดการทดลอง

4.3.4 การทดสอบความเสถียรภาพของการเชื่อมต่อระบบ

จากการศึกษาการเดินระบบโรงไฟฟ้าโดยการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อทำการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบเชื่อมโยงไฟฟ้านั้นมีผลการศึกษาการตรวจวัดวิเคราะห์ และประเมินคุณภาพกำลังไฟฟ้าในช่วงการจ่ายไฟฟ้า ดังนี้

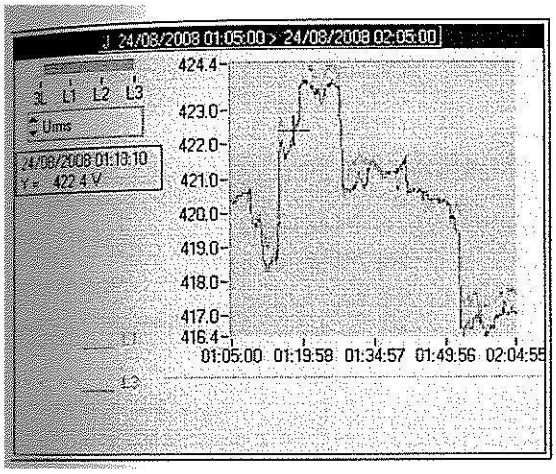
1) ระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดอยู่ในช่วงมาตรฐานของ กฟภ และ กฟน.

2) ไม่มีการเกิด Voltage Fluctuation เกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้า เมื่อตรวจวัดที่จุดต่อร่วม

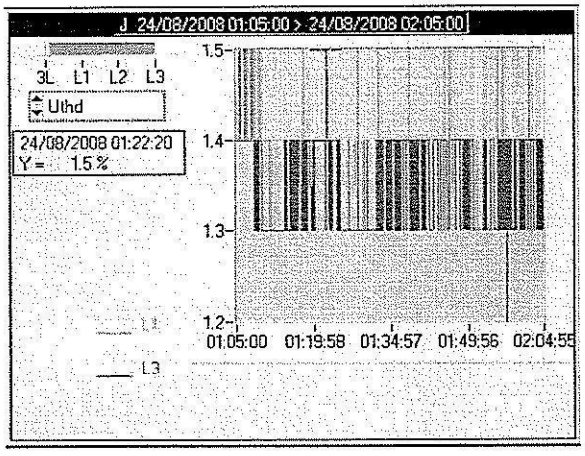
3) สามารถรักษาความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในนระดับ 50 $\pm$ 0.5 รอบต่อวินาที

4) จากการทดสอบการจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลได้ผลการทดสอบดังแสดงค่าของ Active Power, Reactive Power, Apparent Power, และ Power Factor

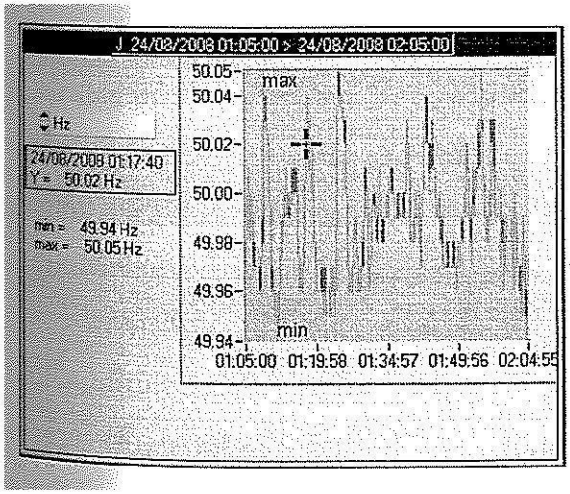
ผลการทดสอบข้างต้น ดังแสดงใน **รูปที่ 4-18**



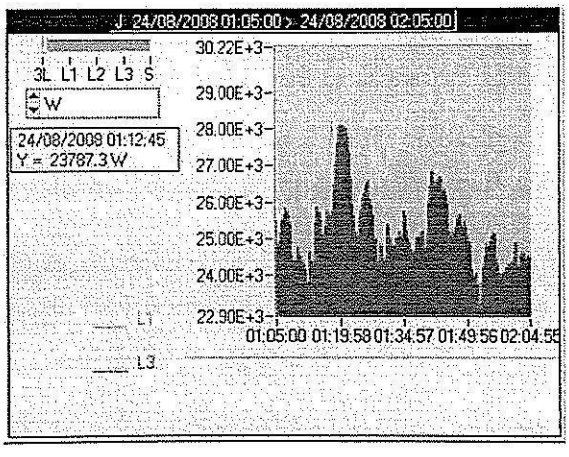
ก. ระดับแรงดัน



ข. แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

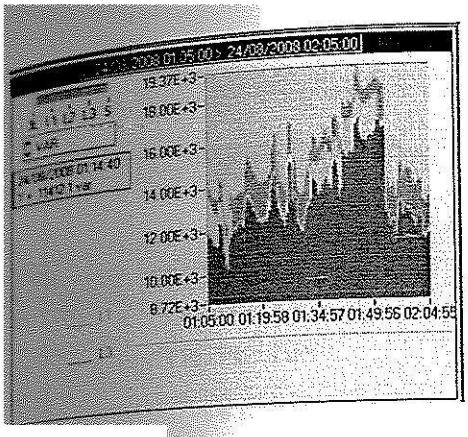


ค. ความถี่ไฟฟ้า

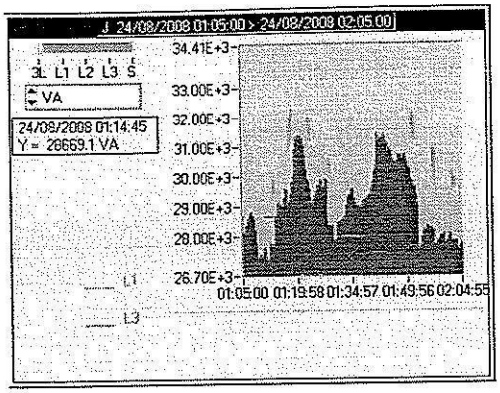


ง. ผลการวัดค่ากำลังจริง (Active Power)

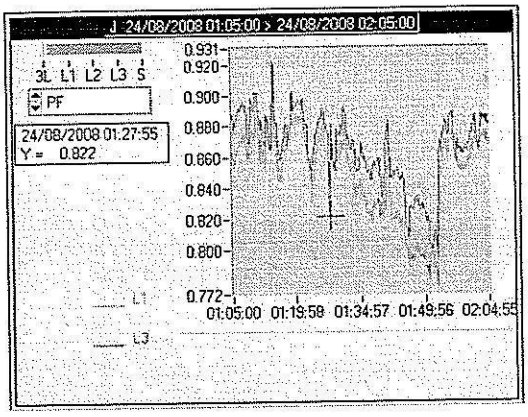
รูป 4-18 การทดสอบความเสถียรภาพของการเชื่อมต่อระบบ



ง. Reactive Power



ฉ.การวัดค่ากำลังแอพพาเรนท์ (Apparent Power)



ช. ค่าการวัดค่า Power Factor (แฟคเตอร์กำลัง)

รูป 4-18 การทดสอบความเสถียรภาพของการเชื่อมต่อระบบ (ต่อ)

จากผลการศึกษาการเดินระบบโรงไฟฟ้าชีวมวล "สุรนารี" และเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้าสูระบบ หรือ Power Grid ที่กำลังงานไฟฟ้าของโหลดที่ไม่คงที่แปรตามเวลา หรือโหลดแบบพลวัต (Dynamic Load) นั้นต้องปฏิบัติตามเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในส่วนของการเดินระบบ และการเชื่อมโยงนั้น ประกอบไปด้วยอุปกรณ์สำคัญ 3 ส่วน ดังนี้ 1) ชุดเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้า 3) อุปกรณ์ควบคุม และ 3) อุปกรณ์เชื่อมโยงไฟฟ้า

ผลการศึกษาหลังจากการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ของการเดินระบบโดยใช้ไม้กระถินยักษ์เป็นเชื้อเพลิงมีเสถียรภาพ โดยการวัดสัญญาณต่างๆ ซึ่งมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน คือ ค่าแรงดันในช่วงการจ่ายไฟฟ้า, ค่าแรงดันกระเพื่อม และค่าความถี่ไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 422.4 Volt, 1.5%, 50.02 Hz ตามลำดับ และค่า Power Factor ต่างๆที่วัดได้ วัดค่ากำลังจริง, ค่ารีแอคทีฟ, ค่ากำลังแอพพาเรนท์ และแฟคเตอร์กำลัง มีค่าเท่ากับ 23787.3 W, 11412.1 Var, 28669.1 VA และ 0.82 ตามลำดับ จากผลดังกล่าวสามารถที่จะนำไปสู่ข้อยืนยันถ้าการนำโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กไปใช้ได้จริงในระดับชุมชน

4.4 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (ของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก 1 จุด)

รายการ	จำนวนเงิน (บาท)	รายการ	จำนวนเงิน (บาท)
เงินลงทุน		รายได้/ปี	
• ค่าก่อสร้างโรงเรือน	-100,000	• ค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	292,000
• เตาผลิตก๊าซชีวมวล	-200,000	• ค่าความร้อนเทียบเท่า LPG	195,000
• อุปกรณ์ประกอบระบบ	-100,000		
• เครื่องอบแห้ง	-80,000	ค่าใช้จ่ายในการเดินระบบ	
• ชุดผลิตไฟฟ้าขนาด 40 kW	-300,000	• ค่ารวบรวมวัตถุดิบ	-146,000
• ภาษี 7%	-54,600	• ค่าจ้างเจ้าหน้าที่เดินระบบ	-96,000
		• ค่าซ่อมบำรุงรักษาเครื่องยนต์	-30,000
		• ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด	-12,000
		• ดอกเบี้ยเงินกู้ 5 ปี เฉลี่ย	-29,211
เงินลงทุนสุทธิ	-834,600	รายได้สุทธิ/ปี	173,789

ระยะเวลาคืนทุน = เงินลงทุนสุทธิ/รายได้สุทธิต่อปี

= 834,600/262,189 ปี

= 5 ปี (IRR ระยะเวลาการใช้งาน 5 ปี = 6.79 %)

ในขณะที่ IRR ระยะเวลาการใช้งาน 10 ปี = 19 %

4.5 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (ของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน)

จากรายละเอียดของประเมินการลงทุนและผลตอบแทน สรุปได้ว่ากรณีของการผลิตไฟฟ้าร่วมกับการผลิตพลังงานความร้อน โดยใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ สามารถคืนทุนในระยะเวลา 5 ปี

รายการ	จำนวนเงิน (บาท)	รายการ	จำนวนเงิน (บาท)
เงินลงทุน		รายได้/ปี	
• ค่าก่อสร้างโรงเรือน	-100,000	• ค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	292,000
• เตาผลิตก๊าซชีวมวล	-200,000	• ค่าความร้อนเทียบเท่า LPG	195,000
• อุปกรณ์ประกอบระบบ	-100,000		
• เครื่องอบแห้ง	-80,000	ค่าใช้จ่ายในการเดินระบบ	
• ชุดผลิตไฟฟ้าขนาด 40 kW	-300,000	• ต้นทุนวัตถุดิบ	-146,000
• ภาษี 7%	-54,600	• ค่าจ้างเจ้าหน้าที่เดินระบบ	-96,000
		• ค่าซ่อมบำรุงรักษาเครื่องยนต์	-30,000
		• ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด	-12,000
		• ดอกเบี้ยเงินกู้ 5 ปี เฉลี่ย	-29,211
เงินลงทุนสุทธิ	-834,600	รายได้สุทธิ/ปี	173,789

ระยะเวลาคืนทุน = เงินลงทุนสุทธิ/รายได้สุทธิต่อปี

= 834,600/262,189 ปี

= 5 ปี (IRR ระยะเวลาการใช้งาน 5 ปี = 6.79 %)

ในขณะที่ IRR ระยะเวลาการใช้งาน 10 ปี = 19 %

บทที่ 5
สรุป ปัญหา และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุป

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์ เพื่อศึกษาและพัฒนาต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก ขนาดการผลิต 500 kWth โดยใช้เทคโนโลยีเตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบสองทางออก (Hybrid Updraft-Downdraft Biomass Gasification) และ เพื่อทดสอบและประเมินประสิทธิภาพของระบบ ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก รวมทั้งเพื่อพัฒนาแนวทางการใช้พลังงานชีวมวลอย่างเป็นระบบในอุตสาหกรรมการผลิตทางการเกษตรโดยกระบวนการอบแห้ง

งานวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 5 ขั้นตอนคือ 1) การออกแบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน โดยใช้เตาเผาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออก โดยกำหนดกำลังการผลิตของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก ที่ขนาด 500 kW_{th} และสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 40 กิโลวัตต์ชั่วโมง 2) สร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและระบบนำความร้อนไปใช้ในการอบแห้ง 3) ติดตั้งอุปกรณ์ประกอบเพื่อทำการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้ากับระบบ 4) การวิเคราะห์ต้นทุน-กำไร ของโครงการ โดยหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยและต้นทุนพลังงานที่ใช้ในการอบแห้ง 5) การวิเคราะห์และการเขียนรายงาน โดยการวิเคราะห์ข้อมูลจากการศึกษาต้นแบบมีโรงไฟฟ้าชีวมวลและสถานีอบแห้งขนาดเล็ก โดยใช้พลังงานจากชีวมวล หาข้อสรุปและเสนอแนะ สำหรับการนำไปใช้สำหรับใช้เป็นแนวทางการวางแผนและกำหนดนโยบายในการจัดการพลังงานชีวมวล และการใช้พลังงานทดแทนในอุตสาหกรรมการผลิตทางการเกษตร ผลการการวิจัย สรุปได้ดังต่อไปนี้

5.1.1 การออกแบบ และการสร้างสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อน

เนื่องจากผลการศึกษา ***โครงการวิจัย การออกแบบและทดสอบเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวลแบบสองทางสำหรับการอบแห้งและการผลิตกระแสไฟฟ้า (โครงการปี 2546)*** พบว่าระบบมีทาร์ปนเปื้อนในแก๊สเชื้อเพลิงปริมาณสูงซึ่งอยู่ในช่วง 44.5-78.1 g/Nm^3 จึงทำให้ไม่สามารถนำแก๊สเชื้อเพลิงมาใช้ผลิตไฟฟ้าโดยเครื่องยนต์สันดาปภายในได้ งานวิจัยนี้ จึงได้ทำการออกแบบสำหรับระบบทำความสะอาดแก๊ส ในส่วนที่เป็น Downdraft คือ ระบบสครับเบอร์ (Scrubber) ระบบการควบแน่น (Condensation) ซึ่งจะได้แก๊สเชื้อเพลิงที่สะอาด ที่สามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้าต่อไป แนวความคิดในการออกแบบ (Conceptual design) ทำการออกสถานีผลิต

กระแสไฟฟ้าและความร้อนโดยใช้เตาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออก เอาไว้ที่ 500 kW_{th} ซึ่งสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 40 กิโลวัตต์ชั่วโมง และสามารถผลิตพลังงานความร้อนเทียบเท่า LPG 5 กิโลกรัมต่อชั่วโมง และออกแบบเครื่องอบแห้งแบบโรตารี่ ซึ่งมีข้อกำหนดในการออกแบบคือ สามารถระเหยน้ำออกจากผลิตผลการเกษตร ได้อย่างน้อย 320 กิโลกรัมต่อ 1 วัน (Heat of evaporation ของน้ำ = 2500 kJ/kg, Eff_{th} = 15%)

5.1.2 การติดตั้งเครื่องยนต์สันดาปภายในเพื่อผลิตไฟฟ้า

การติดตั้งเครื่องยนต์สันดาปภายในเพื่อผลิตไฟฟ้า โดยมีเครื่องยนต์ดีเซลมาใช้ร่วมกับแก๊สเชื้อเพลิง โดยเครื่องยนต์สันดาปภายใน รุ่น **DENYO : DCA-220SPK3** ชุดกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ผลิตจากบริษัท Komatsu กำลังการผลิต 200 กิโลวัตต์ และชุดเครื่องยนต์ใช้เชื้อเพลิงแก๊สผลิตจากบริษัท รุ่น **100GF-PJ_C Producer Gas Power Generator Set** โดยมีข้อกำหนดคือ ปริมาณทาร์และฝุ่น จะต้องมีค่าไม่เกิน 50 mg/Nm^3 และ 20 mg/Nm^3 ตามลำดับ

5.1.3 การประเมินประสิทธิภาพการทำการของระบบ

1) ผลการควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ

ในการทดสอบการประเมินประสิทธิภาพของระบบ จะใช้ชีวมวลไม้กระถินยักษ์ เตรียมเชื้อเพลิงชีวมวลให้ได้ขนาด โดยประมาณอยู่ที่ 30-40 mm x L 50-60 mm โดยใช้เครื่องสับไม้แบบเลื่อยวงเดือน พร้อมทั้งลดความชื้นให้มีค่าไม่เกิน 15 % wb ผลการควบคุมปริมาณและสัดส่วนการป้อนอากาศ ต่อคุณภาพของแก๊สเชื้อเพลิง พบว่า องค์ประกอบของแก๊สเชื้อเพลิงที่อัตราการไหลมีความใกล้เคียงกัน (98.22, 122.59, 151.96 m^3/hr) โดย CO, H_2 และ CH_4 ในสัดส่วนโดยปริมาตรเฉลี่ยอยู่ในช่วง 18.54- 18.97 %, 16.05-17.35% และ 1.34-2.24% ตามลำดับ โดยที่ค่าความร้อนของแก๊สเชื้อเพลิงคำนวณ 5.03 -5.53 MJ/Nm^3 โดยค่าความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ มีค่าสูงกว่าการใช้เหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง

2) ประสิทธิภาพการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Gasification Efficiency)

ประสิทธิภาพการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง (Gasification Efficiency) มีค่าสูงเฉลี่ยเท่ากับ 80% คุณภาพแก๊สที่ผลิตได้มีคุณสมบัติที่ไม่แตกต่างกันมาก ค่าความร้อนที่ผลิตได้อยู่ระหว่าง 5.03 -5.53 MJ/Nm^3 ค่าความร้อนนี้สามารถนำไปใช้ในการอบแห้งเชื้อเพลิงชีวมวลได้ สภาวะที่อัตราการไหลของแก๊สสูงสุดที่สามารถเดินระบบได้คือ 151.96 m^3/hr มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ 63 kg/hr ค่าความร้อนที่ผลิตได้ คือ 5.36 MJ/Nm^3 พลังงานความร้อนนี้เพียงพอที่จะนำไปใช้อบแห้ง

ได้นอกจากนี้ยังสามารถนำไปใช้สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าได้ เพราะมีปริมาณของน้ำมันดินหรือทาร์ต่ำ คือ 3.1 mg/Nm^3

5.1.4 การทดสอบประสิทธิภาพการของระบบโดยนำแก๊สเชื้อเพลิงมาผลิตกระแสไฟฟ้า

จากการทดสอบประสิทธิภาพต้นแบบสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อนของ Hybrid updraft-downdraft biomass gasifier โดยใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ สามารถสรุปได้ดังนี้

1) การผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใชเครื่องยนต์แก๊ส ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบ สูงสุดเท่ากับ 12.52 % ที่กำลังการผลิตไฟฟ้า 40 kW ในกรณีดังกล่าวปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ อยู่ในช่วง 1.81 kg/kW

2) การผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใชเครื่องยนต์แก๊ส ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบ สูงสุดเท่ากับ 15.93 % ที่กำลังการผลิตไฟฟ้า 53 kW อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันดีเซล เท่ากับ 0.06 l/kW หรือ 2.98 l/hr ในกรณีดังกล่าวปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ อยู่ในช่วง 1.01 kg/kW หรือคิดเป็นอัตราทดแทน (%Replacement) ประมาณ 80%

5.1.5 การทดสอบประสิทธิภาพการเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิงโดยการทดสอบอบแห้ง

สำหรับเครื่องอบแห้งที่ทำการพัฒนาขึ้นเป็นเครื่องอบแห้งแบบโรตารี่แบบทำงานต่อเนื่องซึ่งใช้พลังงานความร้อนจากกระบวนการ Gasification ให้อุณหภูมิอากาศร้อนที่อัตราการไหล 250 m^3/h ประมาณ 323.6 °C ที่ทางเข้าห้องอบแห้ง ชิ้นมันจะถูกป้อนเข้าสู่ห้องอบแห้งด้วยอัตรา 77.17 kg/min และใช้เวลาเคลื่อนที่ภายในห้องอบนาน 47.12 นาที/รอบ โดยจะต้องทำการอบแห้งชิ้นมันเป็นเวลา 6 รอบจึงจะสามารถลดความชื้นมันลงได้ต่ำกว่า 13% w.b. ค่าพลังงานจำเพาะที่ใช้ในการอบแห้งมีค่าประมาณ 9.79 MJ/kg_{water}

5.1.6 การทดสอบความเสถียรภาพของการเชื่อมต่อระบบ

ผลการศึกษาหลังจากการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ของการเดินระบบโดยใช้ไม้กระถินยักษ์ เป็นเชื้อเพลิงมีเสถียรภาพ โดยการวัดสัญญาณต่างๆ ซึ่งมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน คือ ค่าแรงดันในช่วงการจ่ายไฟฟ้า, ค่าแรงดันกระเพื่อม และค่าความถี่ไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 422.4 Volt, 1.5%, 50.02 Hz ตามลำดับ และค่า Power Factor ต่างๆที่วัดได้ วัดค่ากำลังจริง, ค่ารีแอคทีฟ, ค่ากำลังแอพพาเรนท์ และแฟคเตอร์กำลัง มีค่าเท่ากับ 23787.3 W, 11412.1 Var, 28669.1 VA และ 0.82 ตามลำดับ จากผลดังกล่าวสามารถที่จะนำไปสู่ข้อยืนยันถ้าการนำต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็ก โดยใช้เทคโนโลยีเตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบสองทางออก (Hybrid Updraft-Downdraft Biomass Gasification) ไปใช้ได้จริงในชุมชน

5.1.7 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

จากรายละเอียดของประเมินการลงทุนและผลตอบแทนของสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน โดยเงินลงทุนสุทธิ เท่ากับ 834,600 และมีรายได้สุทธิ 173,789 บาท/ปี สรุปได้ว่ากรณีของการผลิตไฟฟ้าร่วมกับการผลิตพลังงานความร้อน โดยใช้เชื้อเพลิงไม้กระถินยักษ์ สามารถคืนทุนในระยะเวลา 5 ปี

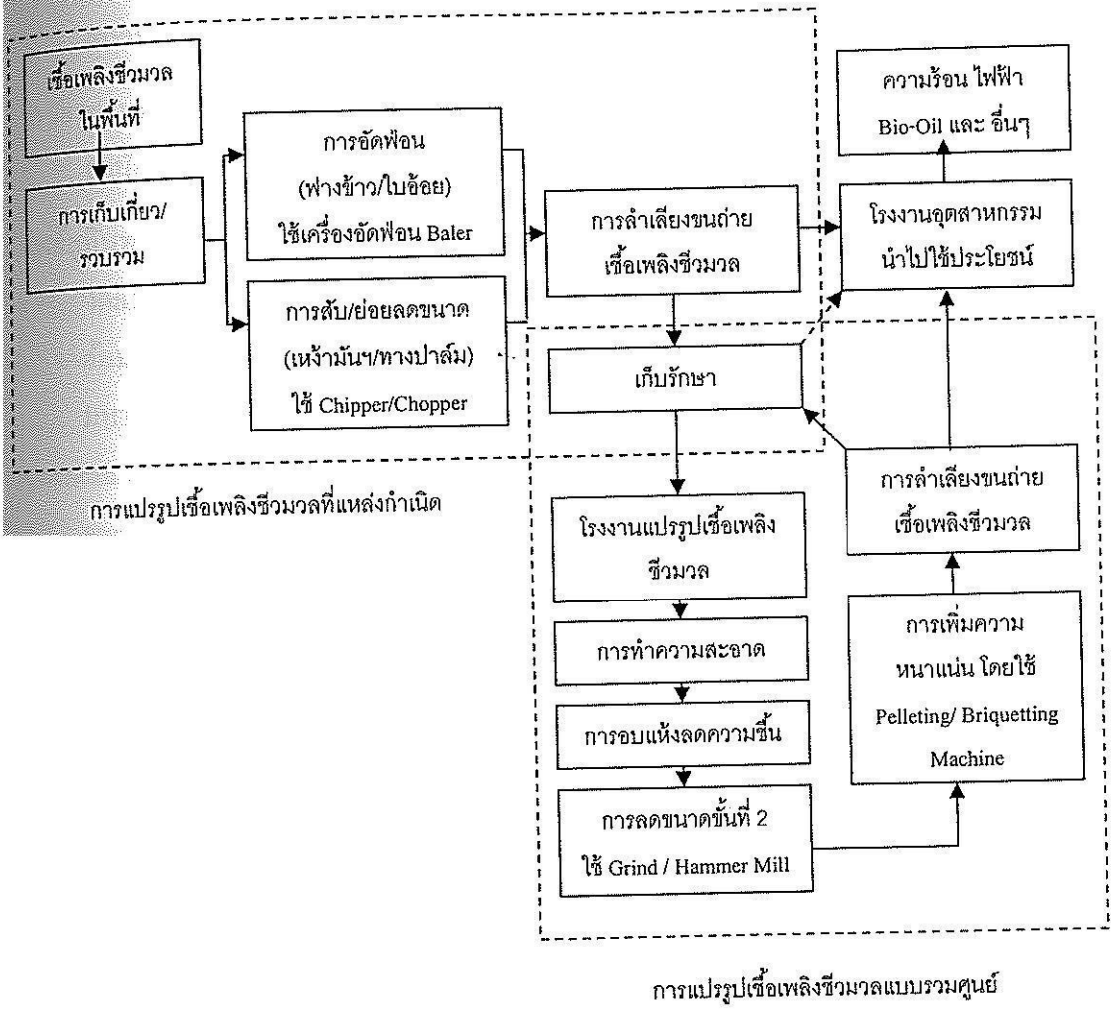
5.2 ปัญหาและข้อเสนอแนะ

ต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็กโดยใช้เทคโนโลยีเตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบสองทางออก (Hybrid Updraft-Downdraft Biomass Gasification) มีความเป็นไปได้ในเชิงเทคนิคและในเชิงเศรษฐศาสตร์ อย่างไรก็ดีปัจจัยหลักของโรงไฟฟ้าชีวมวล คือ ต้นทุนวัตถุดิบ อย่างไรก็ดี ในการศึกษาครั้งนี้ พิจารณาเฉพาะในขอบเขตของต้นทุนวัตถุดิบ เฉพาะกระบวนการเตรียมเชื้อเพลิงในโรงงานเท่านั้น ซึ่งไม่ได้รวมกระบวนการอื่นๆ ที่ยังมีความสำคัญ และมีปัจจัยต่อต้นทุนวัตถุดิบ เช่น การได้มาซึ่งเชื้อเพลิง นั้นคือ การเก็บรวบรวม โดยเฉพาะอย่างยิ่ง เชื้อเพลิงชีวมวลไม่เชิงพาณิชย์ที่มีศักยภาพในอันดับต้นๆ ที่โรงไฟฟ้าชีวมวลหรืออุตสาหกรรมต่างๆให้ความสนใจในการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง และได้มีการประกาศรับซื้อ เช่น ฟางข้าว ใบอ้อย ทางปาล์ม และ เหง้ามันสำปะหลัง แต่อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติการนำเหง้ามันสำปะหลังมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟและความร้อนยังติดปัญหาหลายด้าน โดยเฉพาะอย่างยิ่งปัญหาด้านการจัดการเก็บรวบรวม ขนส่ง เนื่องจากเหง้ามันสำปะหลัง มีกิ่งก้าน เบา ความหนาแน่นต่ำ ทำให้ค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง อย่างไรก็ดีปัญหายังขึ้นอยู่กับการได้มาซึ่งเชื้อเพลิง กล่าวคือ เชื้อเพลิงอยู่กระจัดกระจายตามพื้นที่เพาะปลูกหรือไม่มีการรวบรวม

ดังนั้นหากมีการบริหารจัดการเชื้อเพลิงที่เหมาะสม จะสามารถส่งผลให้ต้นทุนวัตถุดิบต่ำลงได้ ดังกล่าวจึง ยกตัวอย่าง ระบบการจัดการเชื้อเพลิงชีวมวลแบบ On-site Management ที่กระทำในไร่ นา สวนเกษตร ทั้งนี้การแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลที่แหล่งกำเนิดเป็นสิ่งที่สำคัญ สามารถลดต้นทุนด้านการขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลได้ เนื่องจากเชื้อเพลิงชีวมวลไม่เชิงพาณิชย์ เป็นวัสดุที่มีค่าความหนาแน่นต่ำ (Bulky) ทำให้ต้นทุนต่อหน่วยในการขนส่งค่อนข้างสูง ซึ่งท้ายที่สุดก็จะส่งผลให้ต้นทุนวัตถุดิบมีราคาที่สูงขึ้น

นอกจากนี้ อีกทางเลือกหนึ่งที่ควรนำมาพิจารณา คือ การแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลแบบรวมศูนย์ หรือ การแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวล ขั้นที่ 2 (Secondary Processes) เพื่อให้เชื้อเพลิงมีสมบัติพึงประสงค์ต่อกระบวนการเปลี่ยนเชื้อเพลิง ชีวมวลไปเป็นพลังงานในรูปแบบต่างๆ ตลอดจนมีลักษณะที่เหมาะสมและคุ้มค่าสำหรับการขนส่งในระยะไกล ซึ่งมีกระบวนการและวิธีการเฉพาะในแต่ละชนิดของเชื้อเพลิง

ชีวมวล ดังแสดงใน **รูปที่ 5-1** ดังกล่าวหากเกิดขึ้นอย่างเป็นรูปธรรม จะถือว่าเป็นการบริหารจัดการชีวมวลได้อย่างเหมาะสมและครบวงจร



รูปที่ 5-1 แผนผังแสดงแนวความคิดในการจัดการเชื้อเพลิงชีวมวลไม่เชิงพาณิชย์ ของประเทศไทยมีศักยภาพ 4 ชนิด คือ ฟางข้าว ใบอ้อย เหง้ามันสำปะหลัง และ ทางปาล์ม

บรรณานุกรม

วีรชัย อาจหาญ, นิวัฒน์ คงกะพี้, กฤษกร รับสมบัติ, ปภัส ชนะโรค และ ทิพย์สุภินทร์ หินซุย. (2551). การศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน การประเมินประสิทธิภาพและผลกระทบด้านมลพิษ. วารสารสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ. ปีที่ 40 เล่มที่ 2 .

วีรชัย อาจหาญ. (2553). การศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน (ระยะที่ 2). วารสารสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ด้านพลังงานฉบับพิเศษ (วช. ครบรอบ 50 ปี)

ทิพย์สุภินทร์ หินซุย. (2550) . การศึกษาการกำจัดกากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียเพื่อผลิตพลังงานโดยใช้เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น : กรณีศึกษากากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียอุตสาหกรรมฟอกย้อม. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.

American Public Health Association. (1998). Standard Method for the Examination of Water and wastewater. 20th ed, Washington D.C., USA.

American Society for Testing and Materials (ASTM). (1991). Standard test methods for gross calorific value of solid fuel by the adiabatic bomb calorimeter, ASTMD2015-77. Philadelphia, Pa, USA.

American Society for Testing and Materials (ASTM). (1991). Standard methods for chemical analysis of wood charcoal, ASTM D1762-84. Philadelphia, PA, USA.

Aung, M.K. (2000). A Study of Solar and Biomass-Fuelled Hybrid Drying System. Thesis. Energy Program, Asian Institute of Technology (A.I.T.), Thailand.

Bui, T, R. Loof and S.C. Battacharya. (1994). Multi Reactor for Biomass Gasification for Power Generation. Fuel, Vol. 19, No. 4, Pages 397-404.

Bui, T. (1996). A Multi Stage Approach. Dissertation. Thesis. Energy Program, Asian Institute of Technology (A.I.T.), Thailand.

Bhatta, CP. (1999). An Experiment Study on Hybrid (Solar-Biomass) Drying of Agricultural Products. Thesis. Energy Program, Asian Institute of Technology (A.I.T.), Thailand.

Bhattacharya, S. C. , Hla S. S.,and Pham, H. L. (2001) . A study on a multi-stage hybrid gasifier-engine system. **Biomass and Bioenergy** 21(6): 445-460.

Belgiorno, V., Feo D. G., Rocca D. C. and Napoli R.M.A. (2003) . Energy from gasification of soild wastes. **Waste Management** 23: 1-15.

Dutta, A. (1998). A Study of Biomass Gassification for Engine Application. Thesis. Energy Program, Asian Institute of Technology (A.I.T.), Thailand.

Kajuna S.T. A.R., V. C.K. et al. (2001). Thin-Layer Drying of Dice Cassava Roots. Africa Journal of Science and Technology (AJST) : Sicience and Engineering Series 2(2): 2, 94-100.

Nikolaisen, L. (1992). Straw for Energy Production. The Center of Biomass Technology, Denmark.

Olufayo, A.A. and Ogunkunle. O.J. (1996). Natural Drying of Cassava Chips in the Humid Zone of Nigeria. Bioresource Technology 58: 89-91.

San, S.H. (1999). A Study on a Biomass Gasifier-Engine System. Thesis. Energy Program, Asian Institute of Technology (A.I.T.), Thailand.

Sethapanich, R. (2001). Experimental Study of a Counter Current Moving Bed Reactor for Heat and Chacoal/Clean Gas Production. Thesis. Energy Program, Asian Institute of Technology (A.I.T.), Thailand.

Thanh, N. C., et al. Optimization of drying and peeleting techniques for tapioca root. Environmental Engineering division Asian Institute of Technology, Thailand.

Wickramasinghe, T.A. (2001). A Multi-Stage Gasifier Engine System. Thesis. Energy Program, Asian Institute of Technology (A.I.T.), Thailand.

Bibliographies

Arun K. Tripathi, P. V. R. Iyer and Tara Chandra Kandpal. (1999). Biomass gasifier based institutional cooking in India: a preliminary financial evaluation, Biomass and Bioenergy, 17(2):165-173.

Arun K. Tripathi, P. V. R. Iyer and Tara Chandra Kandpal. (1999). Financial analysis of biomass gasifier based water pumping in India, Energy, 24(6):511-517.

Arun Kumar Tripathi, P. V. R. Iyer and Tara Chandra Kandpal. (1997). A financial evaluation of biomass-gasifier-based power generation in India, Bioresource Technology, 61(1):53-59.

Beenackers, A. A. C. M. and K. Maniatis. (1998). Gasification technologies for heat and power from biomass, Fuel and Energy Abstracts, 39(1):36.

Bridgwater, A. V. (1995).The technical and economic feasibility of biomass gasification for power generation, Fuel, 74(5):631-653.

Claus Hindsgaul, Jesper Schramm, Linda Gratz, Ulrik Henriksen and Jens Dall Bentzen. (2000). Physical and chemical characterization of particles in producer gas from wood chips, Bioresource Technology, 74(5):631-653.

Hasler, P. and Th. Nussbaumer. (1999). Gas cleaning for IC engine applications from fixed bed biomass gasification, Biomass and Bioenergy, 16(6):385-395 .

Hasler, P. and Th. Nussbaumer. (1999). Gas cleaning for IC engine applications from fixed bed biomass gasification, Biomass and Bioenergy, 16(6):385-395.

Herri Susanto and Antonie A. C. M. Beenackers. (1996). A moving-bed gasifier with internal recycle of pyrolysis gas, Fuel, 75(11):1339-1347.

Iniyan, S. and T. R. Jagadeesan. (1997). A comparative study of critical factors influencing the renewable energy systems use in the Indian context, Renewable Energy, 11 (3):299-317.

Jafar, M. (2000). Renewable energy in the South Pacific - options and constraints, Renewable Energy -, 19(1-2):305-309.

Kyriakos Maniatis and Enzo Millich. (1998). Energy from biomass and waste: the contribution of utility scale biomass gasification plants, Biomass and Bioenergy, 15(3):195-200.

Larson, E. D. and D. R. Raymond. (1998). Commercializing black liquor and biomass gasifier/gas turbine technology, Fuel and Energy Abstracts, 39(3):209.

Mansaray, K. G., A. E. Ghaly, A. M. Al-Taweel, F. Hamdullahpur and V. I. Ugursal. (1999). Air gasification of rice husk in a dual distributor type fluidized bed gasifier, Biomass and Bioenergy, 17(4):315-332.

Marcio L. de Souza-Santos . (1999). A feasibility study of an alternative power generation system based on biomass gasification/gas turbine concept, Fuel, 78(5): 529-538.

McIlveen-Wrigh, D. R., B. C. Williams and J. T. McMullan. (2000). Wood gasification integrated with fuel cells, Renewable Energy, 19(1-2):223-228.

Moersch, O., H. Spliethoff and K. R. G. Hein. (2000). Tar quantification with a new online analyzing method, Biomass and Bioenergy, 18(1):79-86.

Nick Abatzoglou, Nick Barker, Philipp Hasler and Harrie Knoef. (2000). The development of a draft protocol for the sampling and analysis of particulate and organic contaminants in the gas from small biomass gasifiers, Biomass and Bioenergy, 18(1)5-17.

Pekka Simell, Pekka Ståhlberg, Esa Kurkela, Johannes Albrecht, Steven Deutsch and Krister Sjöström. (2000). Provisional protocol for the sampling and anlaysis of tar and particulates in the gas from large-scale biomass gasifiers. Version 1998, Biomass and Bioenergy, 18(1):19-38.

Philipp Hasler and Thomas Nussbaumer, (2000). Sampling and analysis of particles and tars from biomass gasifiers, Biomass and Bioenergy, 18(1):61-66.

Roland V. Siemons, (2001). Identifying a role for biomass gasification in rural electrification in developing countries: the economic perspective, Biomass and Bioenergy, 20(4):271-285.

Ruggiero, M. and G. Manfrida. (1999). An equilibrium model for biomass gasification processes, Renewable Energy, 16(1-4):1106-1109.

Sakaki, K. and K. Yamada. (1997). CO_2 mitigation by new energy systems, Energy Conversion and Management, 38:S655-S660.

Surendra B. Prasad, (1996). Modelling a charcoal production system fired by the exhaust of a diesel engine, Energy Conversion and Management, 37(10):1535-1546.

Turn,S., C. Kinoshita, Z. Zhang, D. Ishimura and J. Zhou, (1998). An experimental investigation of hydrogen production from biomass gasification, International Journal of Hydrogen Energy, 23(8): 641-648.

Williams, R. H. and E. D. Larson. (1996). Biomass gasifier gas turbine power generating technology, Biomass and Bioenergy, 10(2-3):149-166.

Zainal, Z. A., R. Ali, C. H. Lean and K. N. Seetharamu. (2001). Prediction of performance of a downdraft gasifier using equilibrium modeling for different biomass materials, Energy Conversion and Management, 42(12):1499-1515.

ภาคผนวก ก
วิธีการวิเคราะห์พารามิเตอร์ต่าง ๆ

ภาคผนวก ก

วิธีการวิเคราะห์พารามิเตอร์ต่าง ๆ

ก.1 การหาคุณสมบัติทางกายภาพของกากตะกอนและเถ้า

ก1.1 ความหนาแน่นก่อนการอัด

วิธีการทดลองนำกากตะกอนมาจัดเรียงให้ชิดกันที่สุดในภาชนะขนาด 50x50x50 cm^3 นำไปชั่งน้ำหนักแล้วบันทึกผล ค่ามวลของกากตะกอนต่อหน่วยปริมาตรที่แน่นอน

ก1.2 ความหนาแน่นหลังการอัด

วิธีการทดลอง ทำการวัดค่ามวลต่อปริมาตรของกากตะกอน แล้วนำค่าที่ได้จากการทดลองมาคำนวณตามสมการที่ (ก1)

$$Density = \frac{Mass\,(kg)}{Volume\,(m^3)} \qquad (ก1)$$

ก1.3 ความชื้น

คือเปอร์เซ็นต์ของน้ำต่อน้ำหนักกากตะกอน โดยหาเป็นร้อยละของความชื้นมาตรฐานเปียก (Wet basis) ซึ่งมีขั้นตอนการวิเคราะห์ดังนี้

- อบถาดอลูมิเนียมพร้อมฝาในเตาอบ (Drying Oven) ที่อุณหภูมิ 104-110°C เป็นเวลา 30 นาที จากนั้นนำเข้าเดสิเคเตอร์ (Desicator) ทิ้งไว้ประมาณ 15 นาที จากนั้นนำไปชั่งและบันทึกน้ำหนัก
- ชั่งตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองประมาณ 1 กรัม ลงในถาด อลูมิเนียมพร้อมฝาที่ทราบน้ำหนัก จากนั้นบันทึกน้ำหนักตัวอย่างที่ใช้ในการทดลอง
- นำตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองไปเข้าเตาอบที่อุณหภูมิ 104-110°C เป็นเวลา 1 ชั่วโมง หรือจนกว่าน้ำหนักตัวอย่างของตัวอย่างคงที่
- นำถาดอลูมิเนียมมาทิ้งไว้ให้เย็นแล้วนำเข้าเดสิเคเตอร์ จากนั้นทิ้งไว้ประมาณ 1 นาที จึงทำการชั่งน้ำหนักถาดอลูมิเนียมพร้อมฝาที่มีตัวอย่างที่ทำการอบแล้วอยู่ภายในทำการบันทึกผล จากนั้นนำผลการทดลองมาคำนวณตามสมการที่ (ก2)

$$M(wb) = 100 \times \frac{(W_1 - W_2)}{W} \qquad (ก2)$$

เมื่อ

M (wb) คือ ร้อยละของความชื้นมาตรฐานเปียก (Wet basis)

W_1 คือ น้ำหนักของถาดอลูมิเนียมพร้อมฝารวมกับน้ำหนักของตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองก่อนทำการอบ (กรัม)

W_2 คือ น้ำหนักของถ่านอลูมิเนียมพร้อมฝารวมกับน้ำหนักของตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองหลังทำการอบ (กรัม)

W คือ น้ำหนักของตัวอย่างตัวอย่างที่ใช้ในการทดลอง (กรัม)

ก.2 การหา องค์ประกอบแบบประมาณของกากตะกอนและเถ้า (Proximate Analysis)

การหาองค์ประกอบประมาณ ได้แก่ ความชื้น เถ้า (Ash) ปริมาณสารระเหย (Volatile Mater) และปริมาณคาร์บอนคงตัว (Fixed Carbon) โดยใช้วิธีการตามมาตรฐานของ ASTM D1762-84 ซึ่งมีวิธีการดังนี้

ก2.1 ความชื้น

คือเปอร์เซ็นต์ของน้ำต่อน้ำหนักกากตะกอนแห้ง โดยหาเป็นร้อยละของความชื้นมาตรฐานแห้ง (dry basis) ซึ่งมีขั้นตอนการวิเคราะห์ดังนี้

- อบถาดอลูมิเนียมพร้อมฝาในเตาอบ (drying oven) ที่อุณหภูมิ 104-110°C เป็นเวลา 30 นาที จากนั้นนำเข้าเดสิเกเตอร์ (desicator) ทิ้งไว้ประมาณ 15 นาที จากนั้นนำไปชั่งและบันทึกน้ำหนัก
- ชั่งตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองประมาณ 1 กรัม ลงในถาด อลูมิเนียมพร้อมฝาที่ทราบน้ำหนัก จากนั้นบันทึกน้ำหนักตัวอย่างที่ใช้ในการทดลอง
- นำตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองไปเข้าเตาอบที่อุณหภูมิ 104-110°C เป็นเวลา 1ชั่วโมง หรือจนกว่าน้ำหนักตัวอย่างของตัวอย่างคงที่
- นำถาดอลูมิเนียมมาทิ้งไว้ให้เย็นแล้วนำเข้าเดสิเกเตอร์ จากนั้นทิ้งไว้ประมาณ นาที จึงทำการชั่งน้ำหนักถาดอลูมิเนียมพร้อมฝาที่มีตัวอย่าง ที่ทำการอบแล้วอยู่ภายในและทำการบันทึกจากนั้นนำผลการทดลองมาคำนวณตามสมการที่ (ก3)

$$M(db) = 100 \times \frac{(W_1 - W_2)}{W_2 - W_0} \qquad (ก3)$$

เมื่อ

M (db) คือ ร้อยละของความชื้นมาตรฐานแห้ง (Dry basis)

W_0 คือ น้ำหนักของถาดอลูมิเนียมพร้อมฝาที่ใช้ในการทดลอง (กรัม)

W_1 คือ น้ำหนักของถาดอลูมิเนียมพร้อมฝารวมกับน้ำหนักของตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองก่อนทำการอบ (กรัม)

W_2 คือ น้ำหนักของถาดอลูมิเนียมพร้อมฝารวมกับน้ำหนักของตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองหลังทำการอบ (กรัม)

ก2.2 เถ้า (Ash)

- เผาครูซิเบลพอร์ชเลน (Porcelain Crucible) พร้อมฝาในเตาเผา (Muffle Furnace) ที่อุณหภูมิ 750°C เป็นเวลาประมาณ 1 ชั่วโมง จากนั้นนำออกมาทำให้เย็นในเดสิเคเตอร์แล้วทำการชั่งน้ำหนักครูซิเบลพอร์ชเลนพร้อมฝา
- ชั่งน้ำหนักของตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองใส่ครูซิเบลพอร์ชเลนประมาณ 1 กรัม
- นำไปเผาบนตะเกียงบุนเซน รอจนควันระเหยออกหมด
- ใส่ครูซิเบลพอร์ชเลนพร้อมฝาในเตาเผาที่อุณหภูมิ 750°C ทิ้งไว้เป็นเวลาประมาณ 2 ชั่วโมงหรือรอจนน้ำหนักเถ้าคงที่
- นำครูซิเบลพอร์ชเลนออกจากเตาเผาแล้วนำทิ้งไว้ให้เย็นลง จากนั้นนำไปใส่ในเดสิเคเตอร์ ทำการชั่งน้ำหนักและบันทึกผล แล้วทำการคำนวณตามสมการที่ (ก4)

$$A = 100 \times \frac{(W_3 - W_4)}{W} \qquad \text{(ก4)}$$

เมื่อ

A คือ ร้อยละของเถ้า

W_3 คือ น้ำหนักของครูซิเบลพอร์ชเลนพร้อมฝาที่มีเถ้า (กรัม)

W_4 คือ น้ำหนักของครูซิเบลพอร์ชเลนพร้อมฝา (กรัม)

W คือ น้ำหนักของตัวอย่างที่ใช้ในการทดลอง (กรัม)

ก2.3 ปริมาณสารระเหย

- เผาครูซิเบิลพร้อมฝาในเตาเผาที่อุณหภูมิ 950°C ทิ้งไว้ประมาณ 30 นาที จากนั้นนำออกจากเตาเผา ทิ้งไว้ให้เย็นในเดสิเคเตอร์ หลังจากนั้นทำการชั่งน้ำหนักของครูซิเบิลพร้อมฝาและทำการบันทึกผล
- ชั่งตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองใส่ในครูซิเบิลประมาณ 1 กรัม

- ปิดฝาครูซิเบิลให้เรียบร้อย จากนั้นนำไปให้ความร้อนโดยให้อยู่เหนือปากเตาเผาที่อุณหภูมิประมาณ 300°C เป็นเวลาประมาณ 6 นาที
- หย่อนครูซิเบิลให้อยู่บริเวณปากเตา อุณหภูมิประมาณ 600°C ทิ้งไว้เป็นเวลาประมาณ 10 นาที
- หย่อนครูซิเบิลให้อยู่กึ่งกลางเตาเผา อุณหภูมิประมาณ 950°C เป็นเวลาประมาณ 6 นาที
- นำครูซิเบิลออกมาทิ้งไว้ให้เย็นลง จากนั้นนำไปใส่ไว้ในเดสิเคเตอร์ประมาณ 15 นาที จากนั้นจึงนำไปชั่งน้ำหนักและทำการบันทึกผล แล้วทำการคำนวณตามสมการที่ (ก5)

$$V = 100 \times \frac{(W_5 - W6)}{W} \qquad (ก5)$$

เมื่อ

V คือ ร้อยละของสารระเหย

W_5 คือ น้ำหนักของครูซิเบิลพร้อมฝารวมกับนำหนักของตัวอย่างที่ใช้ใน การทดลองก่อนทำการเผา (กรัม)

W_6 คือ น้ำหนักของครูซิเบิลพร้อมฝารวมกับนำหนักของตัวอย่างที่ใช้ใน การทดลองหลังทำการเผา (กรัม)

W คือ นำหนักของตัวอย่างตัวอย่างที่ใช้ในการทดลอง (กรัม)

M คือ ร้อยละของความชื้น

ก2.4 ปริมาณคาร์บอนคงตัว

ปริมาณคาร์บอนคงตัว สามารถคำนวณ ได้ตามสมการที่ (ก6)

ร้อยละของคาร์บอนคงตัว = 100-ร้อยละของความชื้น-ร้อยละของเถ้า
-ร้อยละของสารระเหย (ก6)

ก2.5 การหาค่าความร้อนของการเผาไหม้ (Calorific Value)

การหาค่าความร้อนของการเผาไหม้ตัวอย่างโดยใช้เครื่อง Bomb Calorimeter ตามมาตรฐานของ ASTM D 2015-77 โดยนำตัวอย่างตัวอย่างแห้งบดละเอียด อัดเป็นเม็ด พันด้วยลวดเผาไหม้ (Ignition Wire) ใส่ลงในถ้วยตัวอย่าง วางในเครื่องบอมบ์ปิดฝา อัดก๊าซออกซิเจนบริสุทธิ์เข้าไปด้วยความดัน 30 kg/cm^3 ประมาณ 5 นาที แล้วประกอบเข้าในถัง (Jacket) เติมน้ำ ประมาณ 1800 มิลิลิตร กดปุ่มเผา

ไหม้ตัวอย่าง อุณหภูมิเพิ่มขึ้นจนคงที่ ความร้อนที่เกิดขึ้นจะถูกถ่ายเทให้กับน้ำ แล้วนำค่าความแตกต่างของอุณหภูมิ ไปคำนวณหาค่าความร้อนของตัวอย่างตัวอย่าง โดยเทียบกับค่าความร้อนที่ได้จากการบอมบ์ Benzoic acid มาตรฐาน

ค่าทางความร้อนทางเชื้อเพลิง คือ ปริมาณความร้อนที่ต้องถ่ายเทออกจากเชื้อเพลิง เนื่องจากการสันดาปที่เกิดขึ้นอย่างสมบูรณ์ในระบบ โดยปกติการสันดาปของเชื้อเพลิงจำพวกไฮโดรคาร์บอนเมื่อสันดาปในบรรยากาศของออกซิเจน ผลของการสันดาปจะได้ก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์และน้ำ (ซึ่งอยู่ในรูปของไอน้ำ) ถ้าไอน้ำสามารถกลั่นตัวแล้วคายความร้อนแฝงออกมา ค่าความร้อนเชื้อเพลิงที่ได้จะเป็นค่าความร้อนสูงสุด แต่ถ้าไอน้ำไม่กลั่นตัว ค่าความร้อนทางเชื้อเพลิงจะเป็นค่าความร้อนต่ำ การหาค่าความร้อนทางเชื้อเพลิงโดยการนำเอาเชื้อเพลิงที่จะทำการทดสอบไปชั่งน้ำหนักให้ละเอียดมาเผาไหม้กับออกซิเจนบริสุทธิ์ ภายใต้ความดันภายใน Bomb Calorimeter ความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้จะถ่ายเทให้กับน้ำหล่อเย็นรอบตัวบอมบ์แคลอรีมิเตอร์ ซึ่งสามารถวัดอุณหภูมิของน้ำได้โดยใช้เทอร์โมมิเตอร์และปริมาณความร้อนสามารถคำนวณหาได้จากสมการที่ (ก7)

$$Q = m.c.\Delta T \qquad \text{(ก7)}$$

เมื่อ

Q	คือ	ปริมาณความร้อน (MJ/Kg)
m	คือ	มวลของน้ำในแคลอรีมิเตอร์ (kg)
c	คือ	ค่าความร้อนจำเพาะของน้ำ (4.186 KJ/kg)
ΔT	คือ	อุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลง (^{0}C)

ก.3 การหาคุณสมบัติแบบแยกธาตุของกากตะกอนและเถ้า (Ultimate Analysis)

ก3.1 องค์ประกอบของธาตุ คาร์บอน ไฮโดรเจน ไนโตรเจน และ ซัลเฟอร์

สามารถทำได้โดยใช้เครื่องวิเคราะห์ปริมาณธาตุ C H N S Elemental Analyzer นำตัวอย่างตัวอย่างบดให้ละเอียด ชั่งปริมาณที่แน่นอนประมาณ 1-2 mg ใส่ภาชนะ นำไปเผาที่อุณหภูมิประมาณ 925^{0}C ภายใต้ออกซิเจนบริสุทธิ์ ผ่านเข้าไปใน Reagion CO_2 H_2O N_2 ความคุมความดัน อุณหภูมิ ปริมาตรให้คงที่

ก3.2 องค์ประกอบของธาตุออกซิเจน

ปริมาณออกซิเจนของเชื้อเพลิงกากตะกอน หาได้จากการคำนวณดังสมการที่ (ก8)

ปริมาณออกซิเจน(%) = 100-(%คาร์บอน-%ไฮโดรเจน-%ไนโตรเจน-%ซัลเฟอร์) (ก8)

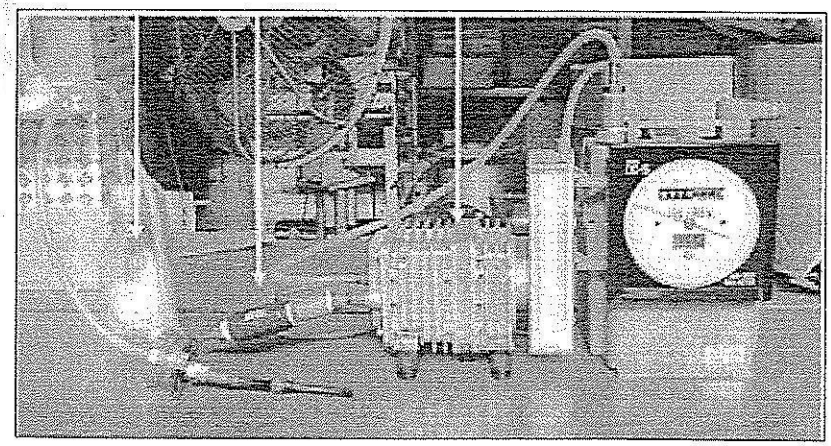
ก3.3 องค์ประกอบของธาตุโลหะหนักและคลอรีน

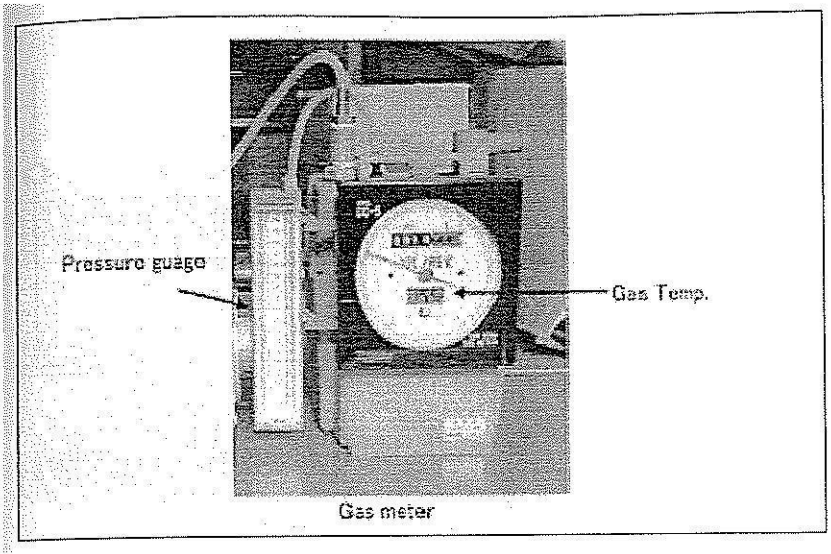
สามารถทำได้โดยใช้เครื่องวิเคราะห์ปริมาณธาตุ คือ เครื่อง Energy Dispersive X-Ray Fluorescence Spectrometer (EDXRF รุ่น ED 2000) ที่สามารถวิเคราะห์ธาตุได้ครอบคลุมตั้งแต่ธาตุ Na จนถึงธาตุ U ในระดับ 0.01-100 %) โดยนำตัวอย่างตัวอย่างที่บดให้ละเอียด ชั่งปริมาณใส่ในถ้วยชั่งสาร แล้วนำไปอัดตัวอย่างโดยใช้เครื่องเตรียมตัวอย่าง EDXRF จากนั้นนำไปวิเคราะห์โดยเครื่องมือดังกล่าว

ก.4 การวิเคราะห์ปริมาณทาร์และฝุ่น (Tars and dust)

การวิเคราะห์ปริมาณการปนเปื้อนของทาร์และฝุ่น อ้างอิงตามคู่มือการเดินระบบของโรงไฟฟ้าชีวมวลสุรนารี (Technical Training Manual : Technical Support Materials on the Biomass Gasification Power Plant) โดยวิธีการวิเคราะห์มีรายละเอียดดังนี้

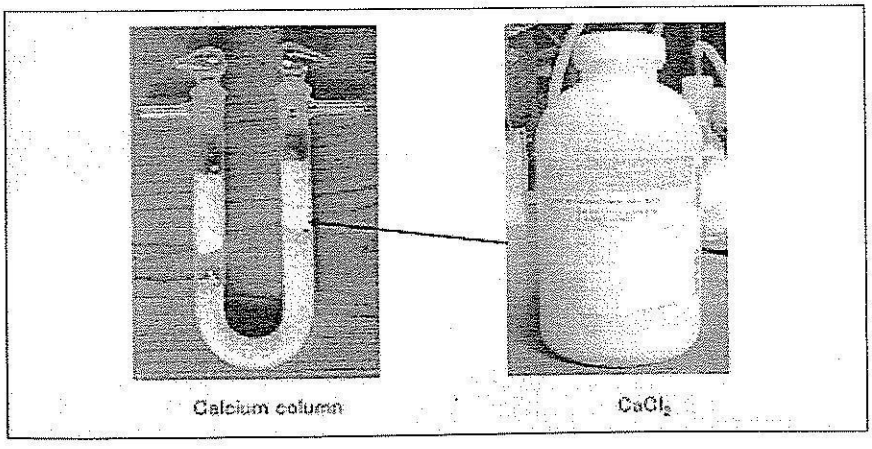
1) เตรียมอุปกรณ์และเครื่องมือสำหรับวิเคราะห์ ดังแสดงในรูปที่ ก1 คือปั๊มที่สามารถควบคุมอัตราการไหลของแก๊สเชื้อเพลิงได้ เนื่องจากการเก็บตัวอย่างเพื่อวิเคราะห์ทาร์และฝุ่น ต้องควบคุมปริมาตรให้ได้เท่ากันทุกครั้งที่ทำการเก็บตัวอย่าง เพื่อลดความคลาดเคลื่อน โดยปริมาตรที่กำหนด คือ ไม่เกิน 300 L

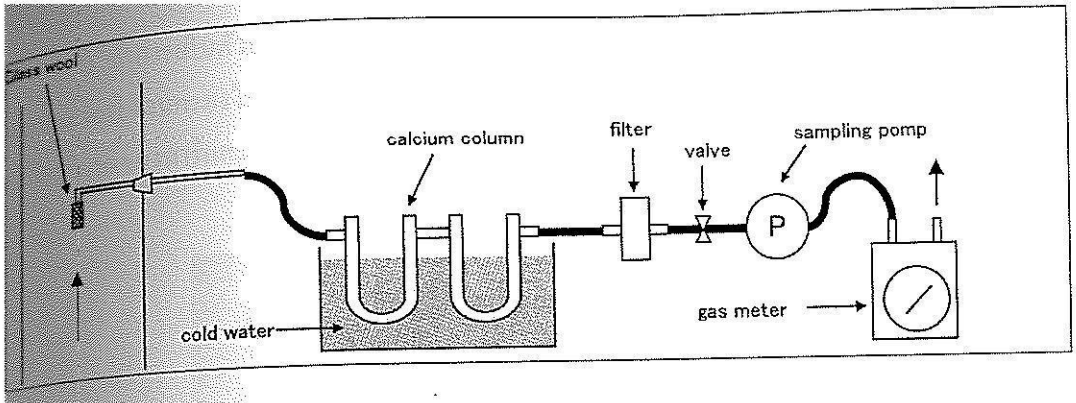




รูปที่ ก1 การเตรียมเครื่องมือสำหรับวิเคราะห์

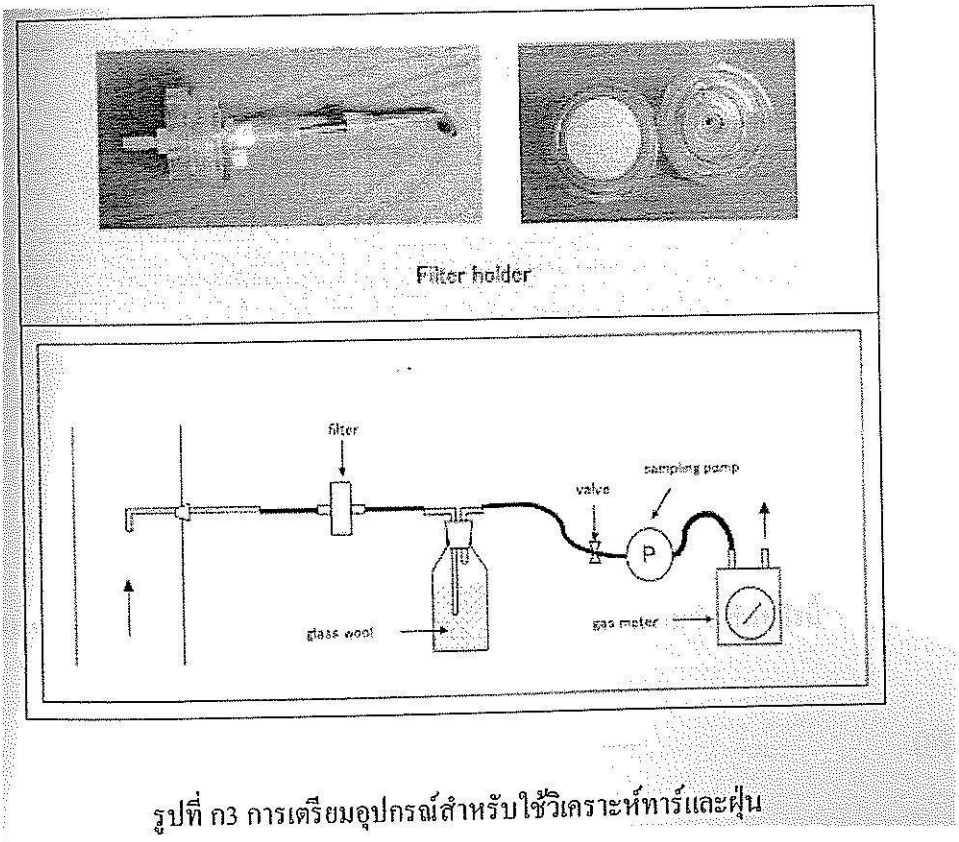
2) เตรียมอุปกรณ์และสารเคมีสำหรับวิเคราะห์ ดังแสดงในรูปที่ ก2 คือ $CaCl_2$ ซึ่งทำหน้าที่ดูดความชื้นที่มีอยู่ในแก๊ส โดยทำการเติม $CaCl_2$ ลงไปใน Calcium ทำการทดลองดังแสดงในรูปที่ ก2 นำข้อมูลที่ได้มาทำการวิเคราะห์หาเปอร์เซ็นความชื้นของแก๊สเชื้อเพลิง (X_w) เพื่อนำมาคำนวณหาปริมาตรของแก๊สที่มีความชื้น (V_m) ก่อนที่จะคำนวณในรูป ปริมาตรของแก๊สแห้ง (V_N) หรือที่ใช้ในหน่วย Nm^3





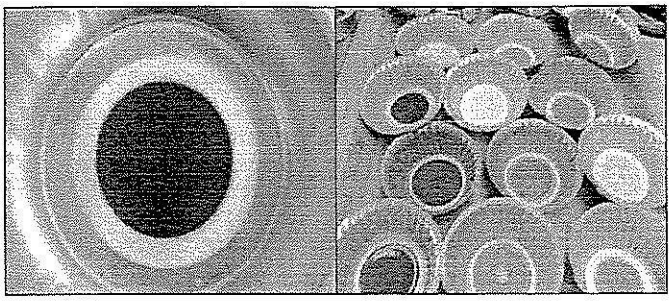
รูปที่ ก2 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับใช้วิเคราะห์ความชื้นของแก๊สเชื้อเพลิง

3) จากนั้นเตรียมอุปกรณ์และสารเคมีสำหรับวิเคราะห์ทาร์และฝุ่น คือ Filter Holder สำหรับใส่กระดาษกรอง ซึ่งจะใช้กระดาษกรอง GF/B Dia. 47 mm ที่ผ่านการอบไล่ความชื้นแล้วที่อุณหภูมิ 103-105 ^{0}C โดยทำการทดลอง ดังแสดงในรูปที่ ก3



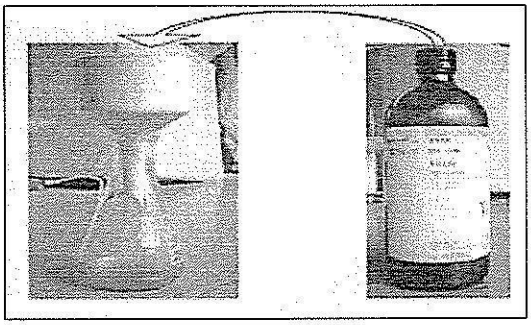
รูปที่ ก3 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับใช้วิเคราะห์ทาร์และฝุ่น

4) ทำการเก็บตัวอย่างทาร์และฝุ่นในแก๊สเชื้อเพลิงจนได้ปริมาตรที่กำหนด คือไม่เกิน 300 L จากนั้นนำกระดาษกรองไปอบไล่ความชื้นก่อน แล้วทำการชั่งหาน้ำหนักที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งน้ำหนักที่ได้คือปริมาณของทาร์และฝุ่นรวมกัน ตัวอย่างกระดาษกรองหลังผ่านการเก็บตัวอย่างดังแสดงในรูปที่ ก4



รูปที่ ก4 กระดาษกรองหลังผ่านการเก็บตัวอย่าง (ทาร์และฝุ่นรวมกัน)

5) ทำการล้างทาร์ออกจากกระดาษกรองโดยใช้สารละลาย Anisole ดังแสดงในรูปที่ ก5 จากนั้นนำกระดาษกรองไปอบไล่ความชื้นก่อน แล้วทำการชั่งหาน้ำหนักที่เปลี่ยนแปลงไป



รูปที่ ก5 การล้างด้วยสารเคมี Anesol เพื่อกำจัดทาร์ออกจากกระดาษกรอง

6) จากนั้นนำข้อมูลที่ได้จากการทดลอง มาคำนวณโดยอาศัยความสัมพันธ์ดังนี้

$$X_w = \frac{1.24m + 100}{V_m \times \left(\left(\frac{273}{273 + \theta_m} \right) \times \left(\frac{P_a + P_m}{101.3} \right) \right) + 1.24m} \qquad (ก9)$$

$$V_m = \frac{V_L \times \left(\left(\frac{273}{273 + \theta_m} \right) \times \left(\frac{P_a + P_m}{101.3} \right) \right)}{1000} \qquad \text{(ก10)}$$

เมื่อ

X_w คือ % ความชื้นของแก๊สเชื้อเพลิง

m คือ น้ำหนักที่เปลี่ยนแปลงของแคลเซี่ยมคลอไรด์ (mg)

V_L คือ ปริมาตรของแก๊สที่มีความชื้น (L)

V_m คือ ปริมาตรของแก๊สที่มีความชื้น (m^3)

θ_m คือ อุณหภูมิที่อ่านได้จาก Gas meter (^oC)

P_a คือ ความดันบรรยากาศ (kPa)

P_m คือ ความดันแก๊สที่อ่านได้จาก Gas meter (kPa)

$$V_n = V_m \times \left(1 - \frac{X_w}{100} \right) \qquad \text{(ก11)}$$

$$W_d = \left(\frac{m_3 - m_1}{V_N} \right) \qquad \text{(ก12)}$$

$$W_t = \left(\frac{m_2 - m_3}{V_N} \right) \qquad \text{(ก13)}$$

เมื่อ

V_m คือ ปริมาตรของแก๊สที่มีความชื้น (m^3)

V_N คือ ปริมาตรของแก๊สแห้ง (Nm^3)

W_t คือ ความเข้มข้นของทาร์ (Tar Concentration mg/Nm^3)

W_d คือ ความเข้มข้นของฝุ่น (Dust Concentration mg/Nm^3)

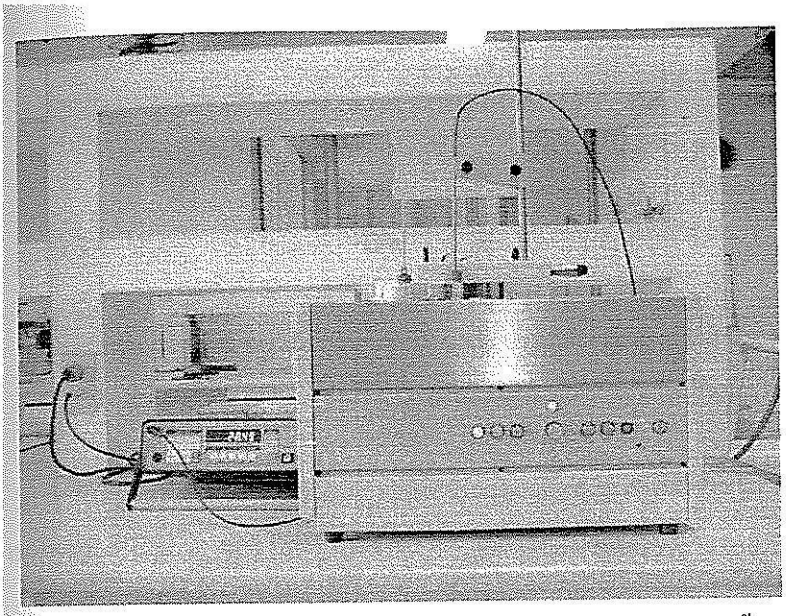
m_1 คือ น้ำหนักกระดาษกรองเริ่มต้น (mg)

m_2 คือ น้ำหนักหลังการกรองและอบที่อุณหภูมิ 103°C (mg)

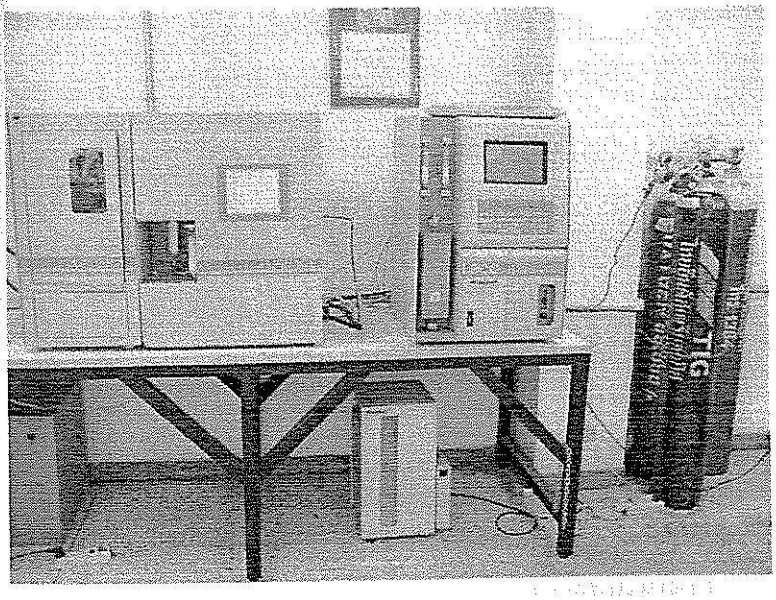
m_3 คือ น้ำหนักหลังล้างทาร์ออกด้วยสารละลาย Anisole และอบที่อุณหภูมิ 130°C (mg)

ภาคผนวก ข
อุปกรณ์และเครื่องมือวิจัย

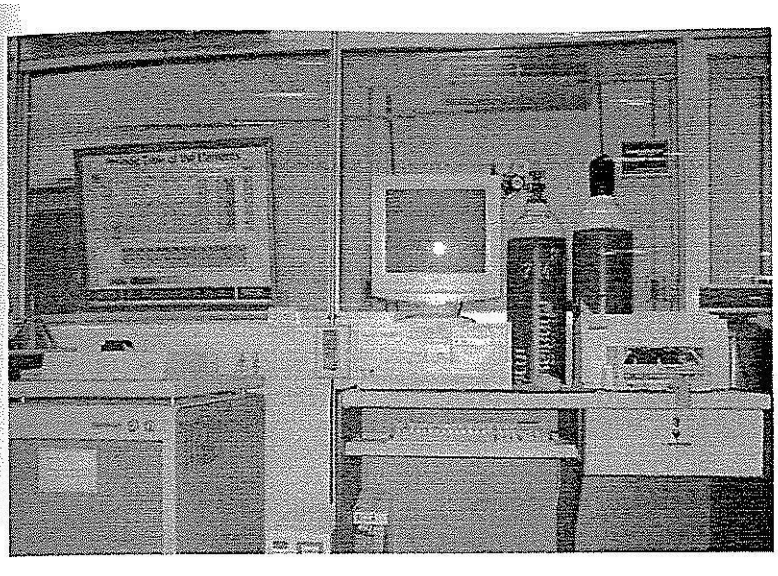
ภาคผนวก ข
อุปกรณ์และเครื่องมือวิจัย



รูปที่ ข-1 เครื่อง Bomb Calorimeter (วิเคราะห์หาค่าความร้อนของเชื้อเพลิง)



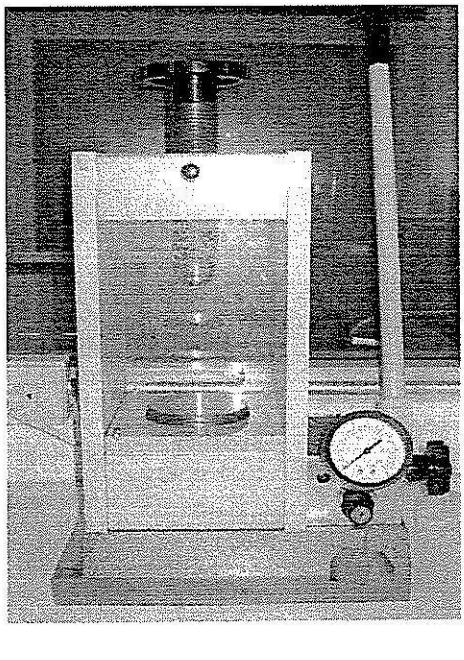
รูปที่ ข-2 เครื่องวิเคราะห์ปริมาณธาตุ C H N S Elemental Analyzer
(วิเคราะห์หาองค์ประกอบของธาตุ คาร์บอน ไฮโดรเจน ไนโตรเจน และ ซัลเฟอร์)



รูปที่ ข-3 เครื่องวิเคราะห์ปริมาณธาตุ

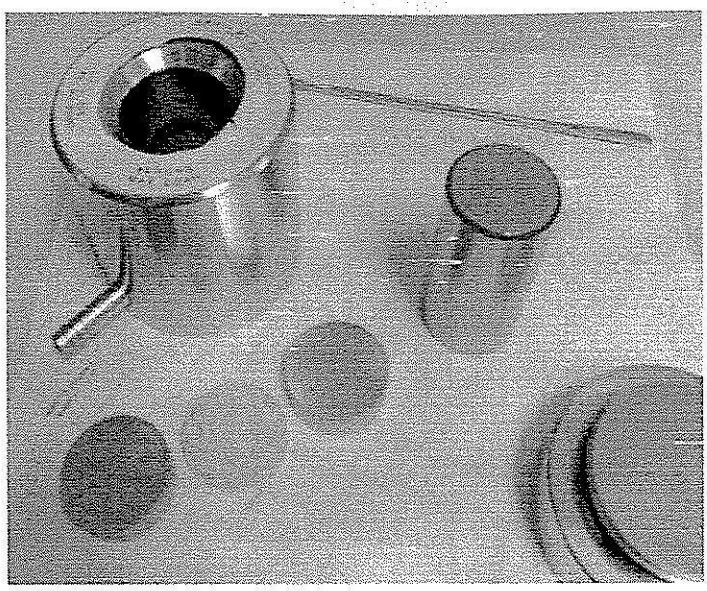
(Energy Dispersive X-Ray Fluorescence Spectrometer : EDXRF)

(วิเคราะห์หาองค์ประกอบของโลหะหนัก Cd, Cu, Pb, Fe, Zn และปริมาณธาตุ Cl ในวัตถุดิบ)

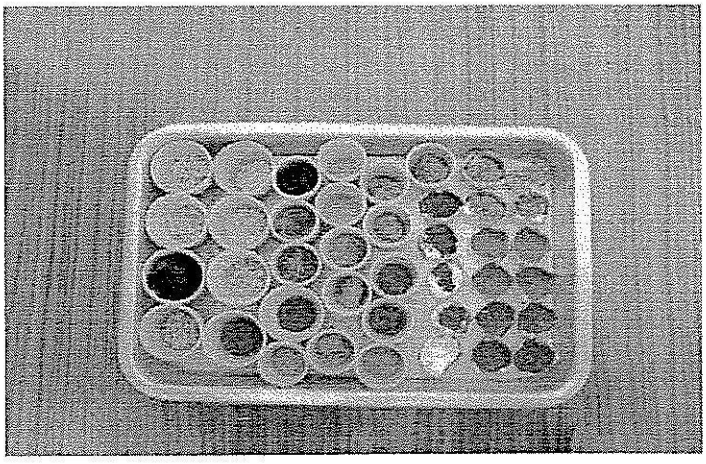


รูปที่ ข-4 เครื่องเตรียมตัวอย่างสำหรับวิเคราะห์ปริมาณธาตุ

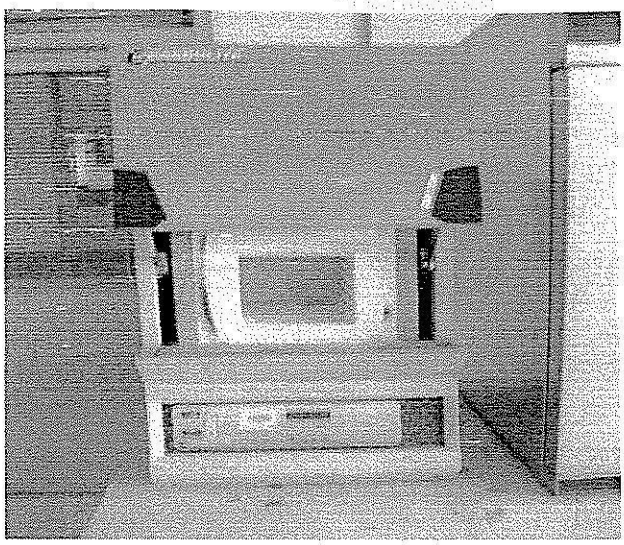
โดย Energy Dispersive X-Ray Fluorescence Spectrometer (EDXRF)



รูปที่ ข-5 เครื่องเตรียมตัวอย่างสำหรับวิเคราะห์ปริมาณธาตุ
โดย Energy Dispersive X-Ray Fluorescence Spectrometer (EDXRF)

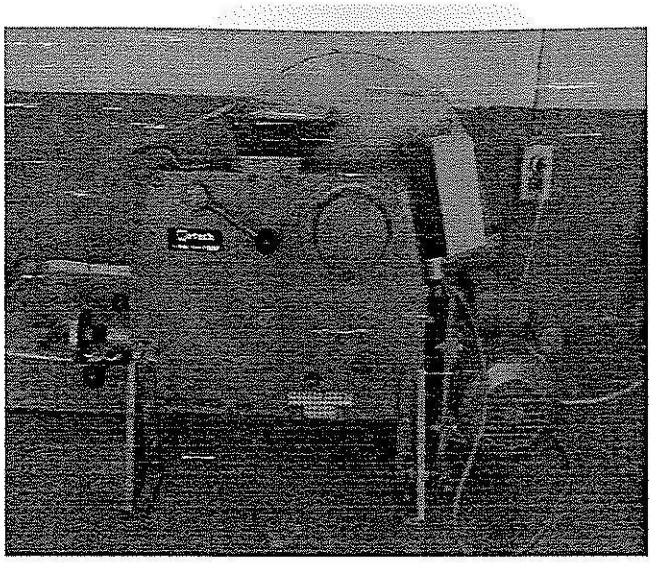


รูปที่ ข-6 เตาเผา (Muffle Furnace) และการเตรียมตัวอย่าง
(วิเคราะห์หา เถ้าและสารระเหย)

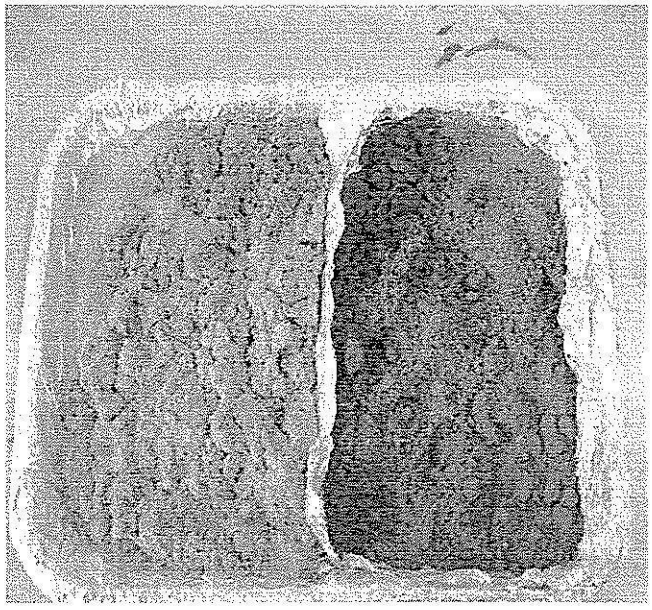


รูปที่ ข-7 เตาเผา (Muffle Furnace) และการเตรียมตัวอย่าง (วิเคราะห์หา เถ้าและสารระเหย)

รูปที่ ข-8 เตาอบ (Drying Oven) สำหรับวิเคราะห์หาความชื้น

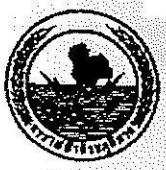


รูปที่ ข-9 เครื่องบดวัตถุดิบ (เพื่อนำไปวิเคราะห์สมบัติต่างๆ)



รูปที่ ข-10 การเตรียมตัวอย่างเพื่อนำไปวิเคราะห์สมบัติต่างๆ

ภาคผนวก ค
หลักเกณฑ์ ขั้นตอน วิธี และระเบียบการขออนุญาต เชื่อมต่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเข้าสู่ระบบ



ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เห็นชอบ เมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 กำหนดให้มีการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ระบบ Cogeneration เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานนอกรูปแบบ พลังงานหมุนเวียน กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาผลิตไฟฟ้า และส่งเสริมการใช้ทรัพยากรให้เกิดประโยชน์สูงสุด อีกทั้งช่วยแบ่งเบาภาระด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าด้วย

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 29 แห่งพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 จึงขอประกาศ สาระสำคัญดังต่อไปนี้

1. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขอยกเลิกประกาศ เรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ประกาศ ณ วันที่ 9 กันยายน 2548
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะรับซื้อพลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ระบบ Cogeneration เข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่ละรายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
3. ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า เป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ระบบ Cogeneration) พ.ศ. 2549
4. มาตรฐานระบบไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องปฏิบัติ ตามระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ พ.ศ. 2549 เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยรวม
5. อัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ระบบ Cogeneration) พ.ศ. 2549
6. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration) พ.ศ. 2549 และระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ พ.ศ.2549 แบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สามารถตรวจค้นข้อมูลได้ที่ศูนย์บริการข้อมูลข่าวสารของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

\ 7. การกำหนดส่วนเพิ่ม.....

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

7. การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ให้เป็นไปตามประกาศของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต่อไป

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตั้งแต่วันที่ 3 มกราคม พ.ศ. 2550 เป็นต้นไป ณ ที่ทำการสำนักงานการไฟฟ้าสำนักงานใหญ่ กรุงเทพมหานคร สำนักงานการไฟฟ้าเขตทั้ง 12 เขต หรือสำนักงานการไฟฟ้าในพื้นที่ให้บริการ

จึงเรียนมาเพื่อทราบโดยทั่วกัน

ประกาศ ณ วันที่ 7 ธันวาคม 2549

(นายประเจิด สุขแก้ว)
ผู้ว่าการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
(สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

นิยาม

"ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก" หมายถึง

ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข. ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

"การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย" หมายถึง การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

"ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย" หมายถึง

ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

"พลังงานหมุนเวียน" หมายถึง พลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เมื่อใช้หมดไปแล้วสามารถผลิตทดแทนได้ใหม่ในระยะเวลาอันสั้น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ พลังงานคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานชีวมวล พลังงานจากก๊าซชีวภาพ รวมถึงพลังงานขั้นที่สองที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนตามที่กล่าวมา เช่น เชื้อเพลิงจากพืช (Biofuel) เซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น

ทั้งนี้ ไม่รวมถึงพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปหรือแหล่งทรัพยากรมีจำกัด เช่น พลังงานที่ได้จากถ่านหิน หินน้ำมัน ทรายน้ำมัน น้ำมันดิบ น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติและนิวเคลียร์ เป็นต้น

ก. วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า

2. เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

3. เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า

4. เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ข. ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิตดังต่อไปนี้

1. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydroelectricity) พลังน้ำขนาดเล็กมาก (Micro Hydroelectricity) พลังคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังความร้อนใต้พิภพ และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น

2. การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงดังต่อไปนี้

2.1 กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

2.2 ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

2.3 ขยะมูลฝอย

2.4 ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ใช้เชื้อเพลิงดังกล่าวข้างต้นสามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้น ๆ

3. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่

3.1 พลังงานที่เหลือทิ้ง เช่น ไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร

3.2 พลังงานสูญเสีย เช่น ความร้อนจากไอเสียเครื่องยนต์

3.3 พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความดันของก๊าซธรรมชาติ

ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปมาผลิตไฟฟ้าโดยตรง

ค. มาตรฐานระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ง. ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของการไฟฟ้านครหลวง หรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงระบบและซื้อขายไฟฟ้า

2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตามรายละเอียดที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณารับซื้อเป็นกรณี ๆ ไป โดยส่งเอกสารให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยพิจารณาด้วย ทั้งนี้ หากไม่พิจารณารับซื้อจะต้องมีรายงานผลการตรวจสอบ และหากมีข้อขัดแย้งให้ผู้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้ายื่นอุทธรณ์ไปยังสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

4. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าไปยังผู้ยื่นข้อเสนอเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวันแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

5. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า หากพ้นกำหนดนี้ผู้ผลิตไฟฟ้า

ขนาดเล็กมากไม่มาทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ถือว่าคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้นเป็นอันยกเลิก

6. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ลงนามในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าแล้ว จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ตรวจสอบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตลอดจนอุปกรณ์ที่ติดตั้ง ว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากวันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากได้ติดตั้งอุปกรณ์ไว้อย่างถูกต้องครบถ้วนแล้ว และได้แจ้งความประสงค์ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้าตรวจสอบระบบไฟฟ้าก่อนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ทั้งนี้ ยกเว้นกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

7. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องได้รับใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด โดยนำมาแสดงกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า

จ. เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า

2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข.

3. ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

4. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิ์ตรวจสอบ และ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตรวจสอบ แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น

ฉ. จุดรับซื้อไฟฟ้าและจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1. จุดรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเป็นผู้กำหนดและอาจจะเป็นจุดเดียวกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

ช. ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้าและค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2. ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อ จ. 4 (ไม่ว่าจะเป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหรือการตรวจสอบตามคำขอของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ เฉพาะในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นปัญหาที่เกิดจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่านั้น

(รายละเอียดตามสิ่งแนบที่ 1)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ช. หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีหลักการดังนี้

1. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ตามประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_t ขายปลีก) ในเดือนนั้น ๆ

ในส่วนของค่าไฟฟ้าส่วนอื่น ๆ ที่นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้น ๆ

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแบ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือนออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

2.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้น ๆ ในเดือนนั้น ๆ รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_t ขายปลีก)

2.2 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือน ด้วยราคาตามข้อ 2.1

พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำหนดราคารับซื้อเป็น 2 กรณี ดังนี้

2.2.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย)

2.2.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย)

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

3.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

3.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

4. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณในข้อ 2.2.1 และข้อ 2.2.2 และข้อ 3 จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

5. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีความประสงค์จะขอใช้ไฟฟ้าในลักษณะไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้า วิธีปฏิบัติและอัตราค่าไฟฟ้าสำรองจะเป็นไปตามประกาศเรื่อง ไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะแจ้งข้อมูลค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบ ภายใน 5 วันทำการ นับตั้งแต่วางใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งการรับซื้อไฟฟ้า โดยแจ้งค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ราคาขายส่ง หรือราคาขายส่งเฉลี่ย รวมทั้งหน่วยการซื้อและการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือนให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อออกใบแจ้งหนี้ และใบเสร็จรับเงินหรือใบเสร็จรับเงิน/ใบกำกับภาษี ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป

ฌ. เงื่อนไขการชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้า

1. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจดบันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า พร้อมกับจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้าในรอบเดือนที่ผ่านมาให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ภายใน 15 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ กรณีผู้ใช้ไฟรายใหญ่ให้เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจดบันทึกหน่วยการขายไฟฟ้า (Credit) และคำนวณค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือน และแจ้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถแจ้งให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขอรับเงินจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นประจำทุกเดือน หรือเมื่อจำนวนเงินค่าไฟฟ้าสะสมถึง 3,000 บาท ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องชำระเงินค่าไฟฟ้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากภายใน 30 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับใบแจ้งขอรับเงิน

ญ. ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่นๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

ฎ. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ และสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

1. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ ให้ยื่นได้ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยให้ส่งหนังสือร้องเรียนไปยังประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 และให้ถือว่าการวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด

2. ปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ยื่นได้ต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

ฏ. การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000* (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม - แรงต่ำ - แรงสูง	 1,600-20,000 10,000-25,000	 1,600-20,000 10,000-25,000

หมายเหตุ

1. ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. * สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกว่า 6 MW ให้คิดค่าใช้จ่ายลดลงตามสัดส่วนของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงสูง และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตเกินกว่า 500 kW หากมีความประสงค์จะติดตั้งอุปกรณ์ Synchronous check Relay ที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยประมาณ 200,000 บาทต่อชุด

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม - แรงต่ำ - แรงสูง	 1,600-20,000 10,000-25,000	 1,600-20,000 10,000-25,000
ค่าติดตั้งอุปกรณ์ Synchronizing Check Relay ที่สถานีของการไฟฟ้า (ชุดละ)	-	200,000

หมายเหตุ : ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

1. ผู้ใช้ไฟในอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day: TOD) ที่ต้องการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU)

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟตามความเหมาะสม หากภายใน 12 เดือน ผู้ผลิตไฟฟ้ามีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดลง

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้ารายใหม่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดประเภทการใช้ไฟฟ้าและจัดหามิเตอร์ที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามที่ผู้ผลิตกรอกในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

4. การคิดค่า Power Factor ใช้หลักเกณฑ์เดียวกับที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคิดกับผู้ใช้ไฟในปัจจุบัน

คู่มือ
การพิจารณารับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

จัดทำโดย

แผนกวิเคราะห์แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก
กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
โทรศัพท์ 0-2590-5385 โทรสาร 0-2590-5299

ตุลาคม 2549

คำนำ

กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า ได้จัดทำคู่มือการพิจารณารับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยรวบรวมสรุปจากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีมติเห็นชอบ โดยมีกระบวนการพิจารณาผลกระทบทางด้านเทคนิคระบบไฟฟ้า การพิจารณาหลักการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตลอดจนประมาณการค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก VSPP กรอบเวลาและลำดับขั้นตอนการพิจารณา จุดประสงค์เพื่อให้การดำเนินการรับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจาก VSPP เป็นไปด้วยดี และรักษาคุณภาพไฟฟ้าที่จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟรายอื่นที่อยู่ร่วมในระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ทั้งนี้หากผู้ใช้งานนำคู่มือไปปฏิบัติแล้วมีความเห็นว่าควรปรับปรุง แก้ไข หรือเพิ่มเติมรายละเอียดประการใดโปรดแจ้งให้กองแผนงานระบบไฟฟ้าทราบ เพื่อจะได้ปรับปรุงคู่มือให้เหมาะสมยิ่ง ๆ ขึ้นไป

สารบัญ

	หน้า
1. การพิจารณาผลกระทบทางด้านเทคนิคระบบไฟฟ้า	
การวิเคราะห์เพาเวอร์โฟลว์	1
การวิเคราะห์พิกัดกระแสลัดวงจร	1
การวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า	1
การวิเคราะห์ภาพรวมจุดซื้อขายไฟฟ้า VSPP, กฟผ.	1
2. การพิจารณาหลักการเชื่อมโยงระบบ	
ระบบไฟฟ้าของ กฟภ.	
ระบบสายส่ง 115 kV	2
ระบบจำหน่าย 22-33 kV	2
ระบบจำหน่ายแรงต่ำ 380-220 V	2
ระบบป้องกันในระบบ จำหน่าย ของ กฟภ.	2
ระบบไฟฟ้าของ VSPP	
ระบบป้องกัน ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า	3
หม้อแปลงไฟฟ้าที่ระดับแรงดันเชื่อมโยง	3
หม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน (CT & VT)	3
กับดักฟ้าผ่า (Surge Arrester)	3
อุปกรณ์ตัดการเชื่อมโยง	3
Inverter	4
ค่าการทำงานของระบบป้องกันของ VSPP	4
การทดสอบระบบป้องกันของ VSPP	5
3. ประมาณการค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก VSPP	10
4. ลำดับขั้นตอนการพิจารณา	11
5. การดำเนินงานก่อนการซื้อขายไฟฟ้า	12

1. การพิจารณาผลกระทบทางด้านเทคนิคของ VSPP

วิเคราะห์โหลดโฟลว์

ศึกษาผลกระทบ	เกณฑ์พิจารณา
ความสูญเสียในสายจำหน่าย	พิจารณาหน่วยสูญเสียก่อนและหลัง VSPP เชื่อมโยง
ผลกระทบแรงดันที่เกิดจาก VSPP	- ระดับแรงดันต้องไม่สูงหรือต่ำกว่า 5 % ของสภาวะปกติ - ระดับแรงดันต้องไม่สูงหรือต่ำกว่า 10 % ในสภาวะฉุกเฉิน - กรณี VSPP แรงต่ำ 1 เฟส ต้องสามารถ Balance Load ได้
การรับภาระของสายส่ง	กระแสที่ไหลในสายส่งต้องมีค่าไม่เกินขนาดพิกัดสาย

วิเคราะห์กระแสลัดวงจร

กระแสลัดวงจรต้องมีค่าไม่เกินพิกัดกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ทนได้

วิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า

- ต้องไม่สร้าง Harmonic เกินมาตรฐาน PRC – PQG – 01/1998 (หรือที่จะมีการปรับปรุงต่อไป)
- ต้องไม่สร้าง Flicker เกินมาตรฐาน PRC – PQG – 02/1998 (หรือที่จะมีการปรับปรุงต่อไป)

วิเคราะห์เสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

วิเคราะห์เสถียรภาพของระบบไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ VSPP ในกรณีที่จ่ายไฟแบบ Islanding

วิเคราะห์ภาพรวมจุดซื้อขายไฟฟ้า VSPP, กฟผ.

เช่น วิเคราะห์ Power Factor ที่จุดซื้อขายไฟฟ้า , วิเคราะห์ทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้า ณ ตำแหน่งสถานีไฟฟ้าที่ VSPP เชื่อมโยง ฯลฯ

ในการวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านเทคนิคของ VSPP มีขอบเขตการวิเคราะห์ตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและขนาดกำลังการผลิต ดังรายละเอียดต่อไปนี้

ประเภท	วิเคราะห์ผลกระทบ				
	โหลดโฟลว์	การลัดวงจร	คุณภาพไฟฟ้า	เสถียรภาพ	ภาพรวม ฯ
1. Synchronous or Induction Generator < 1.25 MVA	-	-	-	-	-
2. Synchronous Generator > 1.25 MVA	/	/	-	เป็นราย ๆ ไป	/
3. Induction Generator > 1.25 MVA	/	/	-	-	/
4. Inverter	-	-	/	-	-

2. หลักการพิจารณาการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้าของ กฟภ.

1. ระบบสายส่ง 115 kV

- พลังงานไฟฟ้าที่สามารถขายเข้าสู่ระบบได้ ต้องไม่เกินพิกัดกระแสต่อเนื่องของสายส่ง 115 kV ณ จุดเชื่อมโยง

2. ระบบสายจำหน่าย 22-33 kV

- พลังงานไฟฟ้าที่สามารถขายเข้าสู่ระบบได้ ต้องไม่เกินพิกัดกระแสต่อเนื่องของสายจำหน่าย 22-33 kV ณ จุดเชื่อมโยง

3. ระบบสายจำหน่าย 380/220 kV

- พลังงานไฟฟ้าที่สามารถขายเข้าสู่ระบบได้ ต้องไม่เกินพิกัดกระแสต่อเนื่องของสายส่ง 380/220 kV ณ จุดเชื่อมโยง และไม่เกิน 1/3 ของขนาดหม้อแปลง
- VSPP ที่จ่ายพลังไฟฟ้ามากกว่า 56 kW หรือ 66 kVA ต้องเชื่อมโยงกับระบบ 22 หรือ 33 kV
- VSPP ที่เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายแรงต่ำ 1 เฟสต้องมีขนาดไม่เกิน 10 kW

กรณี VSPP เชื่อมโยงเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ต้องประมาณการค่าก่อสร้างระบบจำหน่ายและคิดค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟตามปกติ

การออกแบบระบบ Grounding ของ VSPP ต้องเป็นไปตามมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยของสมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย (วสท.)

4. ระบบป้องกันของ กฟภ.

การพิจารณาระบบป้องกันของ กฟภ. จะแบ่งออกเป็น 2 กรณีตามขนาดการผลิตไฟฟ้าของ VSPP คือ

4.1. กรณี VSPP ขนาดมากกว่า 500 kW และเป็นชนิด synchronous generator

- CB ที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ต้องมี Block Reclose Relay ป้องกัน
- Recloser ในวงจรก่อนถึงจุดเชื่อมโยง VSPP ต้องมี Block Reclose Relay ป้องกันทุกตัว
- ประมาณการการติดตั้ง Block Reclose Relay และ PT ติดตั้งที่ CB
- ประมาณการ การติดตั้ง Block Reclose Relay ติดตั้งที่ Recloser
- ทำตามแบบประมาณการของ กอร.

4.2 กรณี VSPP ขนาดน้อยกว่า 500 kW ทุกประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

- ไม่ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบของ กฟภ. เพิ่มเติม

การพิจารณาค่าการทำงานของระบบป้องกันของ กฟภ. นั้นให้พิจารณาปรับตั้งระยะเวลาในการทำงานของ Circuit Breaker ที่สถานีของ กฟภ.ซึ่งแบ่งออกเป็น 2 ช่วงเวลา คือ

1. First Dead Time ของ CB ที่สถานีฟีดเดอร์ที่จ่ายให้ VSPP ต้องไม่น้อยกว่า 5 วินาที (ทั้งนี้ ให้แจ้งให้ กอฟ ดำเนินการให้)

2. First Dead Time ของ Recloser ที่จ่ายให้ VSPP ต้องไม่น้อยกว่า 5 วินาที

ระบบไฟฟ้าของ VSPP

1. ระบบป้องกัน ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า (Protective Relay)
   - ให้ติดตั้งรีเลย์ขั้นต่ำ ตามรายละเอียดไดอะแกรมในเอกสารแนบ
   - ผลิตภัณฑ์ที่ใช้ต้องเป็นไปตามมาตรฐานสากล
2. หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)
   - กรณีที่ขายไฟฟ้ามากกว่า 3 MW ให้ใช้ Winding Connection เป็นแบบ YnD
   - กรณีที่ขายไฟฟ้าน้อยกว่า 3 MW ให้ใช้ Winding Connection เป็นแบบ DYn
   - การออกแบบและการติดตั้งสอดคล้องกับมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยของสมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย (วสท.)
3. หม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน (Current Transformer, Voltage Transformer)
   - Cast-resin insulated, Dry type
   - CT ใช้Class 5P20 หรือสูงกว่า
4. กับดักฟ้าผ่า (Surge Arrestor)
   - ต้องสอดคล้องกับมาตราฐาน IEC 99- 4 หรือ ANSI/IEEE C62.11
   - Rated voltage (Ur) 21 kV สำหรับระบบ 22 kV, 30 kV สำหรับระบบ 33kV, 24 kV สำหรับสถานีไฟฟ้าที่ติดตั้ง Neutral Grounding Resistance (NGR) และ VSPP เชื่อมโยงในระยะ 0 – 10 กม. และขนาด 96 kV สำหรับระบบ 115 kV
   - Rated frequency 50 Hz
   - Rated discharge current 10 kA
5. อุปกรณ์ตัดการเชื่อมโยง

   5.1 Circuit Breaker
   - Vacuum CB or SF6 CB
   - Rated voltage 24 kV สำหรับระบบ 22kV, 36 kV สำหรับระบบ 33kV และ 123 kV สำหรับ 115 kV
   - Rated short-circuit breaking current 12.5 kA หรือ 25 kA สำหรับระบบ 22 kV, 33 kV และ ขนาด 31.5 kA หรือ 40 kA สำหรับระบบ 115 kV ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับระบบที่เชื่อมโยง

   5.2 Disconnecting Switches
   - มีมาตรฐานรองรับระบบ Scada
   - outdoor type standard IEC 129
   - Rated voltage 25.8 kV สำหรับระบบ 22kV , 38 kV สำหรับระบบ 33 kV และขนาด 123 kV สำหรับระบบ 115 kV

- Rated frequency 50 Hz
- Rated normal current 600 A สำหรับระบบ 22kV, 33 kV และ 2,000 A สำหรับระบบ 115 kV
- Rated short-time withstand current (1 second) 12.5 or 25 kA สำหรับระบบ 22kV, 33 kV และ 40 kA สำหรับระบบ 115 kV

6. Inverter ต้องสอดคล้องกับมาตรฐาน IEEE 929

7. ค่าการทำงานของระบบป้องกันของ VSPP

ค่าการทำงานของระบบป้องกันของ VSPP นั้น นับว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญมาก จะต้องพิจารณาให้ระบบป้องกันของ VSPP ทำงานได้ในระยะเวลาที่กำหนด เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดความเสียหายต่อระบบใหญ่ได้ ซึ่งแบ่งออกตามชนิดของเครื่องกำเนิดได้ 2 ประเภท คือ

7.1 กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า Synchronous หรือ Induction เชื่อมโยง 22 (33) kV หรือแรงต่ำ กำหนดดังนี้

- Over Voltage Relay
  - + 10 % ต้อง Trip ภายใน 3 วินาที
- Under Voltage Relay
  - - 15 % ต้อง Trip ภายใน 3 วินาที
- Over Frequency Relay
  - + 0.5 Hz ต้อง Trip ภายใน 0.5 วินาที
- Under Frequency Relay
  - - 0.5 Hz ต้อง Trip ภายใน 0.5 วินาที
- Directional Over Current Relay (67/67N)
  - 110 % ของพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ต้อง Trip ภายใน 0.3 วินาที
  - ground setting 30 %ของ Phase
- Zero Zequence Over Voltage(59N)
  - 10% 3sec to 30% Instantaneous
- Phase overcurrent (50/51)
  - Pickup 120 %ของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนาดหม้อแปลงของ VSPP แล้วแต่ว่าค่าใดมีค่าน้อย กว่า
  - Stadard Inverse Curve(IEC or ANSI)
  - Time delay ต้องทำงานเร็วกว่า Fuse HV หรือ Recloser หรือ CBที่สถานีกรณีรับไฟจากกฟภ.และต้องทำงานเร็วกว่า CB หรือ Recloser ของ กฟภ.จะ Reclose ครั้งแรก

- 51/50 ต้องทำงานเร็วกว่า Fuse แรงสูงของ กฟภ.กรณีเชื่อมโยงกับ 400V

7.2 กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter(PV)

- V > 110% ต้อง Trip ภายใน 2.4 วินาที
- V < 80% ต้อง Trip ภายใน 2.4 วินาที
- f > 50.5 Hz ต้อง Trip ภายใน 1.2 วินาที
- f < 49.5 Hz ต้อง Trip ภายใน 1.2 วินาที
- 67/67N หรือ 32 กำหนดตามขนาดของเครื่องกำเนิดและต้องทำงานเร็วกว่า CB หรือ Recloser ของ กฟภ.จะ Reclose ครั้งแรก

3. การทดสอบระบบป้องกันของ VSPP

ในการทดสอบระบบป้องกันของ VSPP นั้น ให้พิจารณาตามค่าของแรงดันที่ VSPP เชื่อมโยงเข้ากับระบบ คือ

8.1 กรณี VSPP เชื่อมโยง 22,33 kV ประกอบด้วย

- Commissioning Test
  - กรณีเป็น Synchronous Generator ขนาดมากกว่า 500 kW ให้ กอร. ทดสอบการทำงาน ของรีเลย์ โดยคิดค่าใช้จ่ายจาก VSPP
  - กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 500 kW ให้ VSPP ทำการทดสอบ โดยต้องเป็น Site Test เท่านั้น ประกอบด้วยอย่างน้อย
    - Protective Function Test
    - Trip Test
    - Inservice Test
    - Interconnection Test
  - Block Closing while deenergize Test
  - Synchronization Test
  - Non Islanding Test เฉพาะกรณี VSPP มีขนาดไม่เกิน 500 kVA
    - Trip interconnection breaker แล้ว generator trip ภายในเวลา 5 วินาที
    - Production Test
  - อุปกรณ์ที่สำคัญทุกชนิดต้องมีผลการทดสอบจากผู้ผลิต

8.2 กรณี VSPP เชื่อมโยง 400V ประกอบด้วย

- Production Test
  - อุปกรณ์ที่สำคัญทุกชนิดต้องมีผลการทดสอบจากผู้ผลิต
- Interconnection Test
  - Block Closing while deenergize Test
  - Synchronization Test

- Non Islanding Test
  - Trip interconnection breaker แล้ว generator breaker trip ภายในเวลา 5 วินาที

8.3 กรณี VSPP ชนิด PV ประกอบด้วย

- Production Test
  - อุปกรณ์ทุกชนิดต้องทำการทดสอบจากผู้ผลิต
- Interconnection Test
  - Block Closing while deenergize Test
  - Synchronization Test
  - Non Islanding Test
    - ปลด Fuse แรงต่ำ แล้ว generator trip ภายในเวลา 5 วินาที

3. ประมาณการค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก VSPP

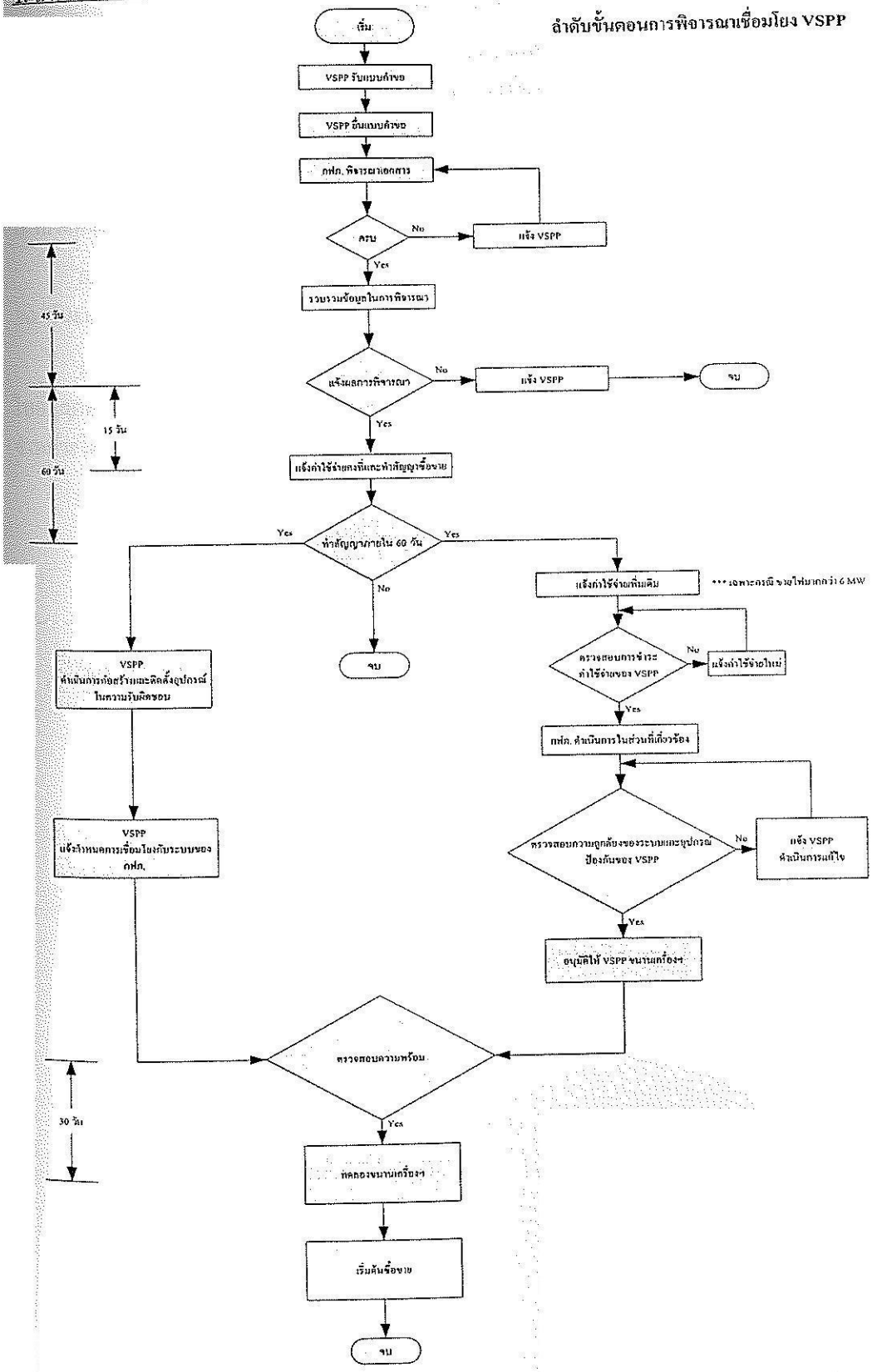
ที่	หัวข้อ	รายละเอียด	ค่าใช้จ่าย (บาท)
1.	ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า	1.1 ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบไฟฟ้า)	
		1.1.1 กรณีมีความต้องการขายไฟฟ้าไม่เกินพิกัดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	
		- ไม่มีการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า	-ไม่มี-
		1.1.2 กรณีมีความต้องการขายไฟมากกว่าพิกัดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	
		- ต้องมีการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า	- คิดตามจริง-
		1.2 ค่าติดตั้ง/เปลี่ยน/ทดสอบและตรวจสอบมิเตอร์ พร้อมอุปกรณ์ประกอบ (ค่ามาตรวัดไฟฟ้า)	
		- ระบบแรงต่ำ	1,600-20,000
		- ระบบแรงสูง	10,000-25,000
		*1.3 ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกัน เฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Synchronous	
		- กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเกินกว่า 6 MW ขึ้นไป กำหนดให้ติดตั้งอุปกรณ์ Synchronous check Relay ที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. (ชุดละ)	200,000
2.	**ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์	2.1 ค่าตรวจสอบแบบ/คำร้อง/อุปกรณ์ แบ่งตามขนาดรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
		2.1.1 ขนาด 1 MW ขึ้นไป	15,000
		2.1.2 ขนาด 501 – 999 kW	10,000
		2.1.3 ขนาด 101 – 500 kW	5,000
		2.1.4 ขนาดไม่เกิน 100 kW	2,000
		2.2 ค่าทดสอบระบบป้องกัน แบ่งตามขนาดรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
		2.2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Synchronous ที่มีขนาดเกิน 500 kW	50,000
		2.2.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอื่น ๆ	
		2.2.2.1 ขนาด 1 MW ขึ้นไป	20,000
		2.2.2.2 ขนาด 501 – 999 kW	10,000
		2.2.2.3 ขนาด 101 – 500 kW	5,000
		2.2.2.4 ขนาดไม่เกิน 100 kW	2,000

หมายเหตุ

* กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเกินกว่า 500 kW ขึ้นไป หากมีความประสงค์จะติดตั้งอุปกรณ์ Synchronous check Relay ที่สถานีไฟฟ้าของกฟภ. จะพิจารณาค่าใช้จ่ายเบื้องต้นเป็นเงิน 200,000 บาทต่อชุด

** คิดเฉพาะ VSPP ที่เชื่อมโยงในระดับแรงดัน 22, 33, 115 kV เท่านั้น

4. ลำดับขั้นตอนการพิจาณาเชื่อมโยง VSPP



5. การดำเนินงานก่อนการซื้อขายไฟฟ้า

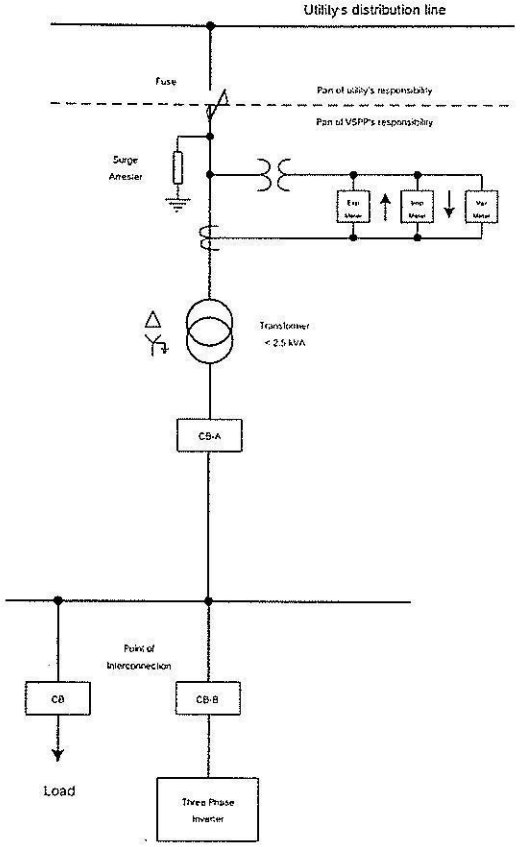
5.1 ผู้ผลิตไฟฟ้า ต้องจัดส่งขั้นตอนการทดลองเดินเครื่องและการขนานเครื่องกับระบบของการไฟฟ้า โดยทำเป็นหนังสือส่งให้การไฟฟ้าพิจารณาให้ความเห็นชอบล่วงหน้า ก่อนวันทดสอบเดินเครื่อง

5.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าจะร่วมกัน กำหนดข้อปฏิบัติการจ่ายไฟฟ้า วิธีการติดต่อสื่อสารประจำวัน การดับไฟฟ้า การรายงานพลังงานไฟฟ้าประจำวัน การสั่งการ การลงบันทึกข้อมูลทางไฟฟ้าของเครื่องแต่ละยูนิต การจ่ายพลังรีแอคทีฟ ตลอดถึงรายชื่อเจ้าหน้าที่ ที่จะติดต่อประสานงานของทั้งสองฝ่าย

5.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องแจ้งวันซื้อขายไฟฟ้า ให้ การไฟฟ้า ทราบล่วงหน้าเป็นหนังสือไม่น้อยกว่า 30 วันและ การไฟฟ้า สงวนสิทธิ์กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ตามความเหมาะสมทางด้านเทคนิค

5.4 ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องส่งใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้า จากกรมธุรกิจพลังงาน และใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน จากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าตามสัญญา

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Three Phase Inverter

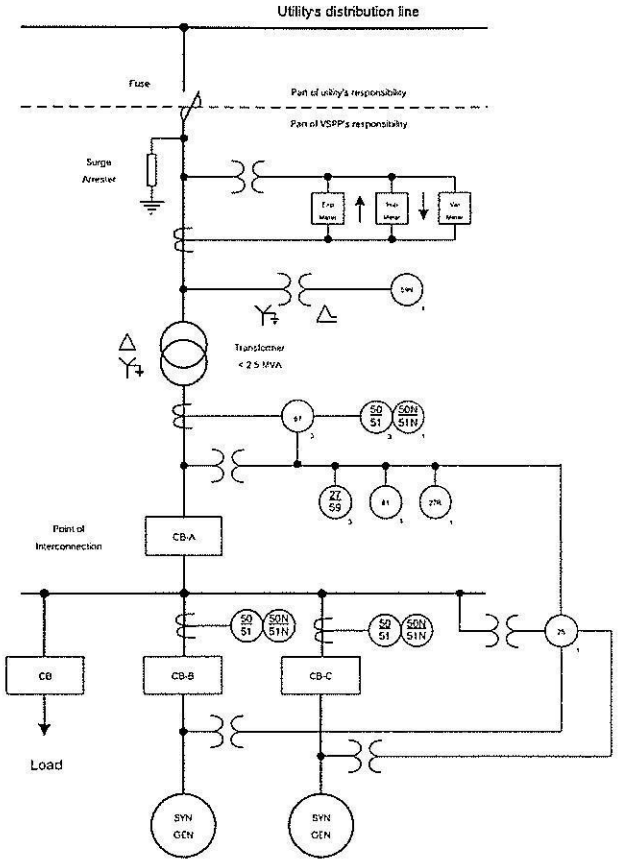


Note

สำหรับการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Three Phase Inverter นั้น Three Phase Inverter จะต้องมีฟังก์ชันการทริปสำหรับ

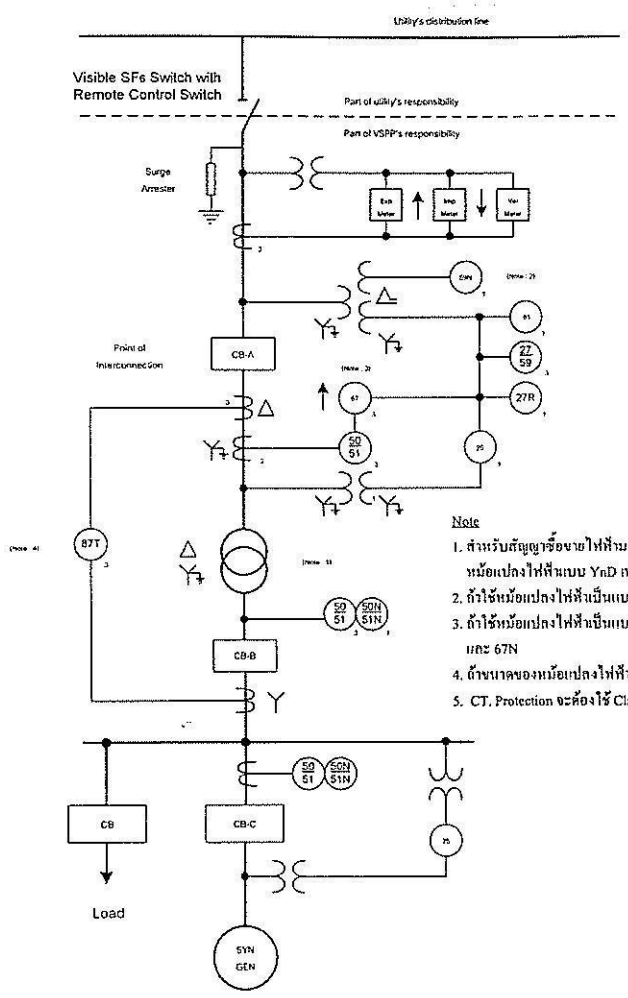
1. Undervoltage and Overvoltage (27/59)
2. Phase and Ground Overcurrent (50/51 50N/51N)
3. Underfrequency and Overfrequency (81)
4. Synchronizing check (25)
5. Anti-islanding protection

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของ Synchronous Generator ที่มีพิกัดรวมไม่เกิน 1.25 MVA และพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าไม่เกิน 2.5 MVA สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายตัวขนานกัน



Relay Number	Relay Number	Command
25	Synchronizing Check Relay	For Allow Closing CB-A and CB-B
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A and CB-B
59N	Zero Sequence Overvoltage Relay	For Trip CB-A
67	Directional Overcurrent Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A
27R	Instantaneous Undervoltage Relay	For Block CB-A from Closing

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของ Synchronous Generator ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามากกว่า 1 MW สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ตัว

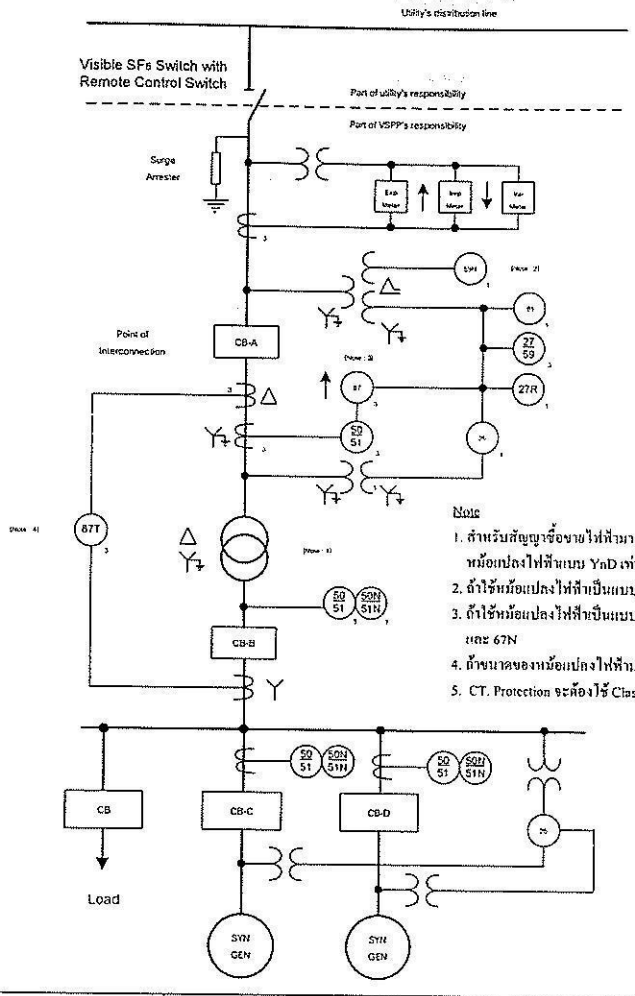


Note

1. สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามากกว่า 3 MW จะต้องใช้หม้อแปลงไฟฟ้าแบบ YnD เท่านั้น
2. ถ้าใช้หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นแบบ YnD แล้ว ไม่ต้องใช้ 59N
3. ถ้าใช้หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นแบบ YnD แล้ว จะต้องใช้ 50N/51N และ 67N
4. ถ้าขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 MVA จะต้องใช้ 87T
5. CT. Protection จะต้องใช้ Class 5P20 หรือดีกว่า

Relay Number	Relay Number	Command
25	Synchronizing Check Relay	For Allow Closing CB-A and CB-C
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A and CB-B
59N	Zero Sequence Overvoltage Relay	For Trip CB-A
67	Directional Overcurrent Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A
27R	Instantaneous Undervoltage Relay	For Block CB-A from Closing

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของ Synchronous Generator ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามากกว่า 1 MW สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายตัวขนานกัน

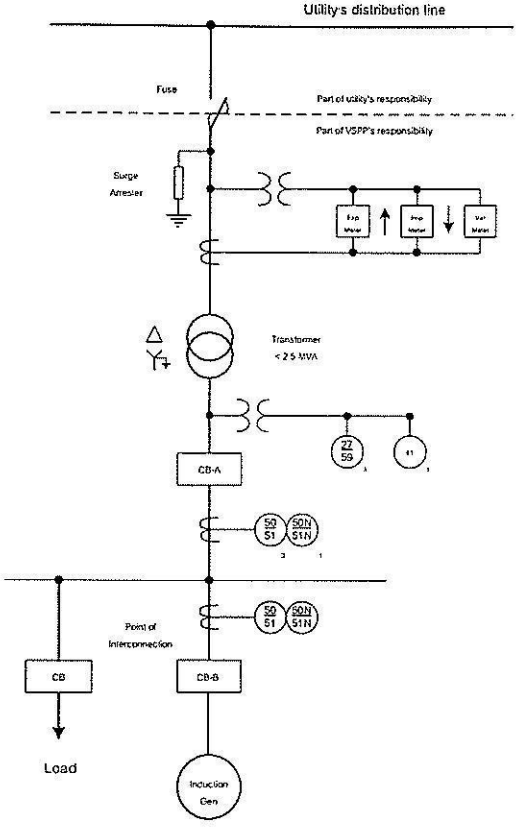


Note

1. สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามากกว่า 3 MW จะต้องใช้หม้อแปลงไฟฟ้าแบบ YnD เท่านั้น
2. ถ้าใช้หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นแบบ YnD แล้ว ไม่ต้องใช้ 59N
3. ถ้าใช้หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นแบบ YnD แล้ว จะต้องใช้ 50N/51N และ 67N
4. ถ้าขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 MVA จะต้องใช้ 87T
5. CT. Protection จะต้องใช้ Class 5P20 หรือดีกว่า

Relay Number	Relay Number	Command
25	Synchronizing Check Relay	For Allow Closing CB-A , CB-C and CB-D
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A and CB-B
59N	Zero Sequence Overvoltage Relay	For Trip CB-A
67	Directional Overcurrent Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A
27R	Instantaneous Undervoltage Relay	For Block CB-A from Closing

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Induction Generator ที่มีพิกัดไม่เกิน 5 MVA สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ตัว

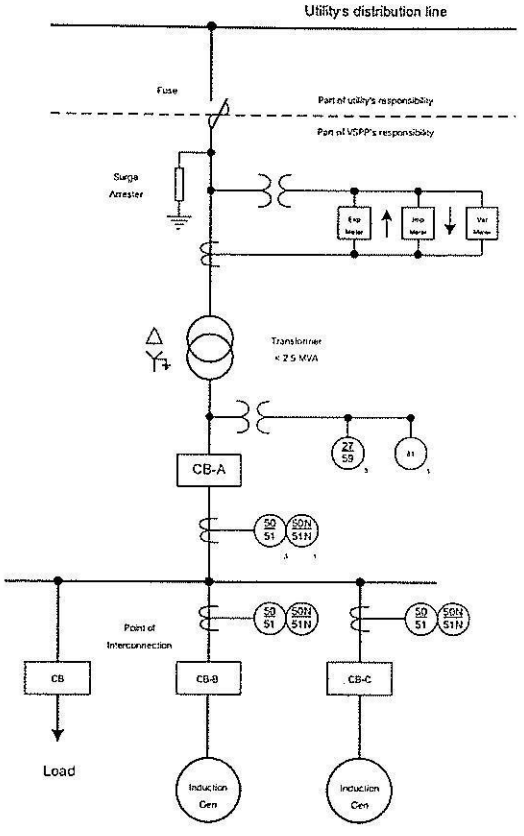


Note

1. ถ้ามีการติดตั้ง Capacitor ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย
2. ถ้าขนาดของหม้อแปลงมากกว่า 2.5 MVA ควรติดตั้ง Circuit Breaker และระบบป้องกันทางด้านแรงดันปานกลาง

Relay Number	Relay Number	Command
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A and CB-B
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Induction Generator ที่มีพิกัดไม่เกิน 5 MVA สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายตัวขนานกัน

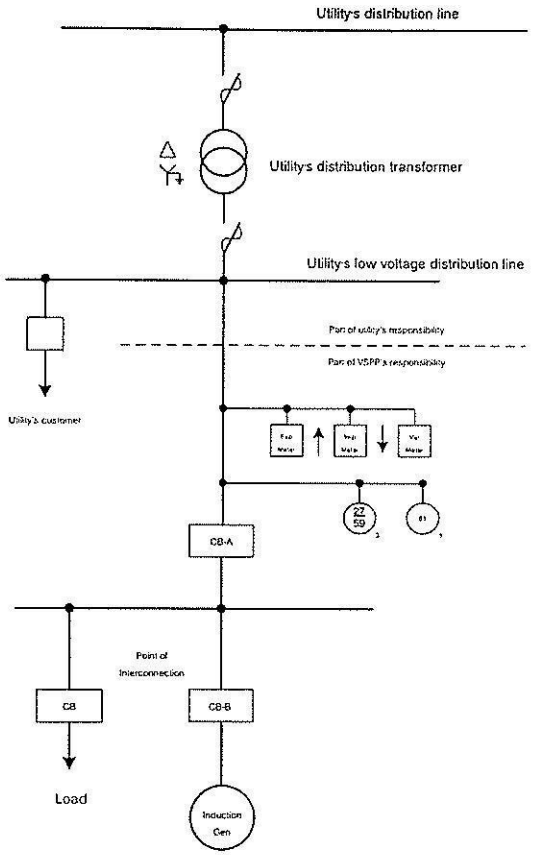


Note

1. ถ้ามีการติดตั้ง Capacitor ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย
2. ถ้าขนาดของเม็ดแปลงมากกว่า 2.5 MVA ควรติดตั้ง Circuit Breaker และระบบป้องกันทางด้านแรงดันปานกลาง

Relay Number	Relay Number	Command
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A , CB-B and CB-C
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A

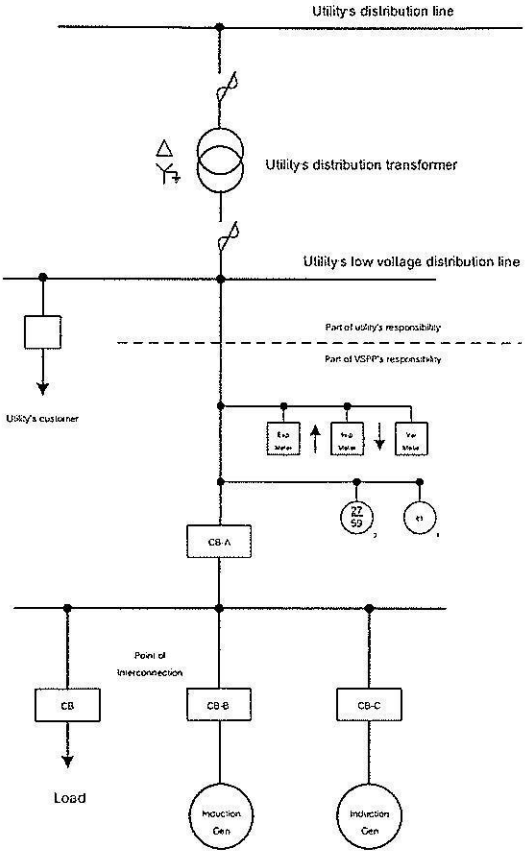
แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Induction Generator
สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ตัว



Note
หากมีการติดตั้ง Capacitor ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย

Relay Number	Relay Number	Command
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Induction Generator
สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายตัวขนานกัน

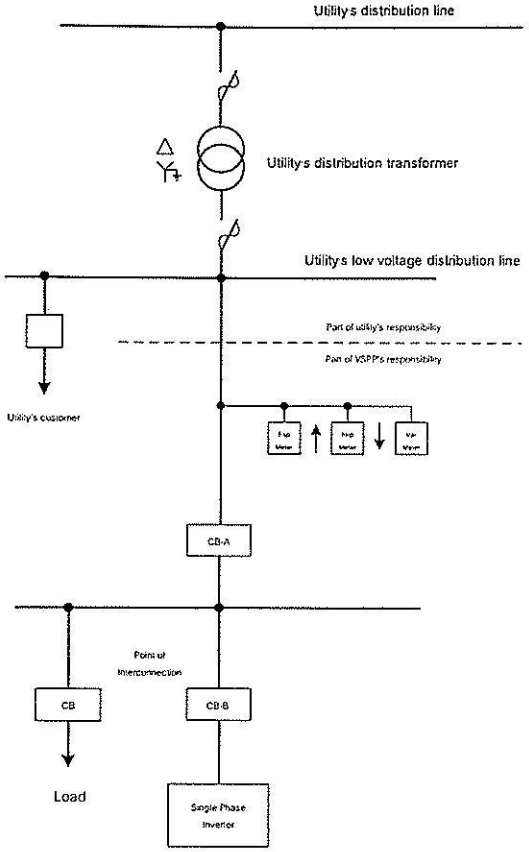


Note

หากมีการติดตั้ง Capacitor ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย

Relay Number	Relay Number	Command
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Single Phase Inverter

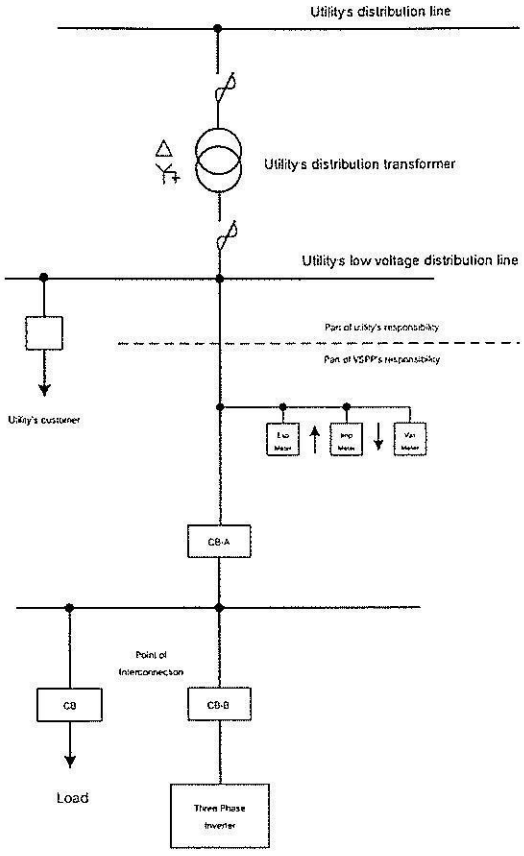


Note

สำหรับการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Single Phase Inverter นั้น Single Phase Inverter จะต้องมีฟังก์ชันการทริปสำหรับ

1. Undervoltage and Overvoltage (27/59)
2. Phase and Ground Overcurrent (50/51 50N/51N)
3. Underfrequency and Overfrequency (81)
4. Synchronizing check (25)
5. Anti-islanding protection

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Three Phase Inverter

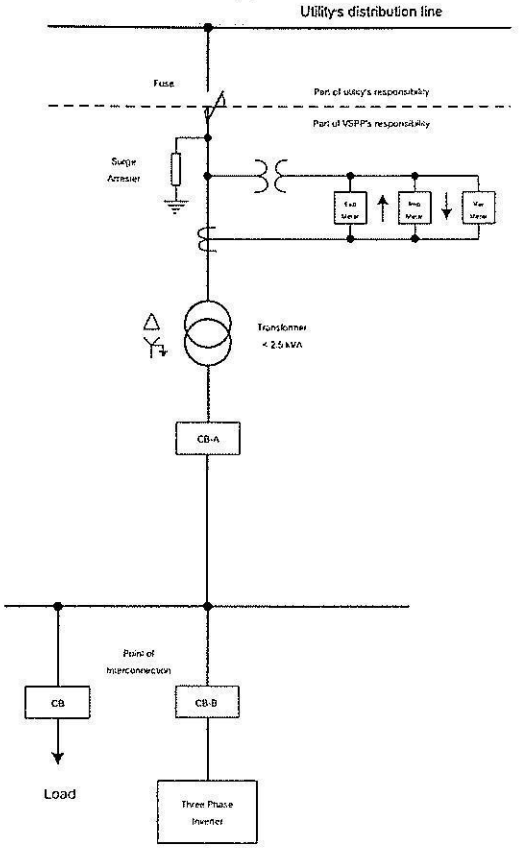


Note

สำหรับการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Three Phase Inverter นั้น Three Phase Inverter จะต้องมีฟังก์ชันการทริปสำหรับ

1. Undervoltage and Overvoltage (27/59)
2. Phase and Ground Overcurrent (50/51 50N/51N)
3. Underfrequency and Overfrequency (81)
4. Synchronizing check (25)
5. Anti-islanding protection

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Three Phase Inverter



Note

สำหรับการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Three Phase Inverter นั้น Three Phase Inverter จะต้องมีฟังก์ชันการทริปสำหรับ

1. Undervoltage and Overvoltage (27/59)
2. Phase and Ground Overcurrent (50/51 50N/51N)
3. Underfrequency and Overfrequency (81)
4. Synchronizing check (25)
5. Anti-islanding protection

ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
ว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

โดยที่เห็นเป็นการสมควรให้มีระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (การไฟฟ้านครหลวง/การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจึงขอออกระเบียบไว้ดังนี้

1. ระเบียบนี้เรียกว่า ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์
2. ให้ใช้ระเบียบนี้ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2549 เป็นต้นไป
3. ให้ใช้ระเบียบนี้แทนบรรดาคำสั่ง ระเบียบอย่างอื่น ในส่วนที่กำหนดไว้แล้วในระเบียบนี้ หรือขัดแย้งกับระเบียบนี้ ให้ใช้ระเบียบนี้แทน
4. ในระเบียบนี้ "ผู้ให้สัญญา" หมายถึง ผู้ที่ประสงค์จะเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ที่ได้ขออนุญาตและทำสัญญากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
5. ทั่วไป

   5.1 ผู้ให้สัญญาจะต้องควบคุมมิให้มีการจ่ายไฟฟ้า จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนอกจากจะได้ตกลงไว้ในสัญญาเรียบร้อยแล้ว

   5.2 ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาที่จะจ่ายเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ในกรณีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้า ดังนี้

      5.2.1 ระบบ 22 kV ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์/ผู้ได้รับอนุญาต
      5.2.2 ระบบ 33 kV ไม่เกิน 10.0 เมกะวัตต์/ผู้ได้รับอนุญาต

   5.3 ผู้ให้สัญญาต้องส่งแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า เพื่อการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณาให้ความเห็นชอบ

   5.4 ผู้ให้สัญญาเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้สามารถขนานจ่ายเข้ากับระบบได้ และค่าใช้จ่ายในการทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ทั้งนี้ ผู้ให้สัญญาสามารถขอคำชี้แจงเป็นลายลักษณ์อักษรจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในกรณีที่จำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบ

   5.5 ผู้ให้สัญญาและการไฟฟ้า จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบไม่

เกิน 10 เมกะวัตต์ กับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่น ๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

5.6 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสงวนสิทธิที่จะแก้ไขเปลี่ยนแปลงหรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดในข้อ 5.2 เพื่อความปลอดภัย หรือ ความมั่นคงของระบบ โดยต้องชี้แจงเหตุผลความจำเป็นแก่ผู้ให้สัญญาเป็นลายลักษณ์อักษร ซึ่งผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม ทั้งนี้ หากเกิดข้อขัดแย้งระหว่างผู้ให้สัญญาและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ส่งหนังสือร้องเรียนไปยังประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 และให้ถือว่าการวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด

5.7 ผู้ให้สัญญาจะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ณ ระดับแรงดันที่สัมพันธ์กับปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาที่จะจ่ายเข้าระบบ

5.7.1 <u>ในกรณีของ กฟน.</u>

5.7.1.1 ปริมาณพลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบเกินกว่า 300 kVA จะเชื่อมโยงกับระบบ ณ ระดับแรงดัน 12 kV ขึ้นไป

5.7.1.2 ปริมาณพลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบไม่เกิน 300 kVA จะเชื่อมโยงกับระบบ ณ ระดับแรงดันที่ กฟน. พิจารณา

5.7.1.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมกับระบบแรงต่ำ 1 เฟส ต้องมีขนาดไม่เกิน 10 kVA

5.7.2 <u>ในกรณีของ กฟภ.</u>

5.7.2.1 ปริมาณพลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ 66 kVA ขึ้นไป จะเชื่อมโยงกับระบบ ณ ระดับแรงดัน 22-33 kV

5.7.2.2 ปริมาณพลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบไม่เกิน 66 kVA จะเชื่อมโยงระบบ ณ ระดับแรงดันที่ กฟภ. พิจารณา โดย กฟภ. สามารถขยายปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากทำการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสมของระบบในแต่ละพื้นที่

ทั้งนี้ ปริมาณจริงที่จะรับเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาถึงความปลอดภัย มาตรฐานทางด้านบริการ และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

5.8 ในระบบ แรงดันที่น้อยกว่าหรือเท่ากับ 33 kV เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกับผู้ให้สัญญา

6. หลักเกณฑ์ในการขนานระบบไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

6.1 ช่วงการจ่ายไฟฟ้า

6.1.1 ระดับแรงดัน

6.1.1.1 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟภ. อยู่ในช่วงดังต่อไปนี้

ระดับแรงดัน	Normal Circumstances		Exceptional Circumstances	
	Min.	Max.	Min.	Max.
115 kV	109.2	120.7	103.5	126.5
69 kV	65.5	72.4	62.1	75.9
33 kV	31.3	34.7	29.7	36.3
22 kV	20.9	23.1	19.8	24.2
220 V	200	240	200	240
380 V	342	418	342	418

6.1.1.2 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟน. อยู่ในช่วงดังต่อไปนี้

ระดับแรงดัน	Normal Circumstances		Exceptional Circumstances	
	Min.	Max.	Min.	Max.
115 kV	106.4	117.6	96.0	123.0
69 kV	63.6	70.4	57.3	72.5
24 kV	21.8	23.6	21.6	24.0
12 kV	10.9	11.8	10.8	12.0
230 V	214	237	209	240
400 V	371	410	362	416

ผู้ให้สัญญาต้องออกแบบระบบควบคุม เพื่อให้สอดคล้องกับระดับแรงดันข้างต้น

6.1.2 Voltage Fluctuation (แรงดันกระเพื่อม)

ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่ทำให้เกิด Voltage Fluctuation เกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้า ประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของ 3 การไฟฟ้าเมื่อตรวจวัดที่จุดต่อร่วม ทั้งนี้ ข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้า อาจมีการปรับปรุงเป็นคราว ๆ ไป

6.1.3 ความถี่ไฟฟ้า

ผู้ให้สัญญาจะต้องรักษาความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที หากไม่สามารถรักษาระดับความถี่นี้ได้ จะต้องมีอุปกรณ์ตัดตอนอัตโนมัติตัดการจ่ายไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาออกจากระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 0.1 วินาที ทั้งนี้ อาจมีการพิจารณาทบทวนใหม่ตามความเหมาะสมเป็นครั้ง

คราวไป หรือในกรณีที่มีปัญหาการตัดไฟบ่อยครั้ง (Nuisance tripping) อันเนื่องมาจากความผันผวนของแรงดันระบบ

6.1.4 Power Factor

ผู้ให้สัญญาต้องจ่ายไฟฟ้าโดยรักษาค่า Power Factor ดังนี้

6.1.4.1 ระบบที่มีอินเวิร์ทเตอร์: ค่า Power Factor อยู่ในช่วง 0.85 leading ถึง 0.85 lagging เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาเกินกว่าร้อยละ 10 ของขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวิร์ทเตอร์

6.1.4.2 ระบบที่ไม่มีอินเวิร์ทเตอร์: ค่า Power Factor อยู่ในช่วง 0.85 leading ถึง 0.85 lagging

6.1.5 Harmonics

ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดัน และกระแสไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายผิดเพี้ยนมากเกินไป ปริมาณความผิดเพี้ยนดังกล่าววัดที่จุดต่อร่วม จะต้องไม่เกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้า (PRC-PQG-01/1998) ประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ของ 3 การไฟฟ้า ทั้งนี้ ข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้า อาจมีการปรับปรุงเป็นคราวๆ ไป

6.2 การจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

6.2.1 ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในขณะที่ระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ส่วนที่ต่อกับระบบของผู้ให้สัญญาไม่มีไฟฟ้า ผู้ให้สัญญาต้องมั่นใจว่าอุปกรณ์ที่ติดตั้งสามารถป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขณะไม่มีไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

6.2.2 ผู้ให้สัญญาเป็นผู้รับผิดชอบในการ Synchronization เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และจะต้องขออนุญาตจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทุกครั้งก่อนที่จะมีการ Synchronization เข้าระบบ ยกเว้นในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเป็นแบบ Inverter หรือ Induction หรือกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณาให้ความเห็นชอบ

6.2.3 การ Synchronization ให้ทำที่ Generator Breaker หรือที่ Interconnection Circuit Breaker แล้วแต่กรณี

6.3 สวิตช์ตัดตอน

ผู้ให้สัญญาต้องจัดหาและติดตั้งสวิตช์ตัดตอนแบบ Manual ซึ่งจะทำการแยกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในขณะที่เปิดสวิตช์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องสามารถมองเห็นใบมีดของสวิตช์ตัดตอนได้ในขณะปลด เพื่อความ

ปลอดภัยในด้านการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบฯ หากเป็นชุดสวิตช์ (Group switch) จะต้องสามารถล็อคคันโยกได้ในตำแหน่งปลดด้วย

6.4 อุปกรณ์วัดพลังงานไฟฟ้า

6.4.1 ผู้ให้สัญญาจะต้องติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าที่สามารถวัดพลังไฟฟ้าและหรือพลังงานไฟฟ้า ที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและที่ผลิตขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ จะต้องสอดคล้องกับประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา

6.4.2 Instrument Transformers ที่ใช้กับ Metering ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องไม่ต่อร่วมกับ Meter หรือรีเลย์อื่น ๆ

6.5 รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สามารถแก้ไขเปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรูปแบบการเชื่อมโยงระบบในเอกสารแนบท้ายระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อความปลอดภัยหรือความมั่นคงของระบบได้ โดยส่งหนังสือถึงสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เพื่อขอความเห็นชอบ ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องชี้แจงเหตุผลความจำเป็นเป็นลายลักษณ์อักษรแก่ผู้ให้สัญญา ซึ่งผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม

6.6 อุปกรณ์ป้องกัน

6.6.1 รีเลย์ ผู้ให้สัญญาจะต้องติดตั้งรีเลย์ที่มีมาตรฐานและมีจำนวนชนิดที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายยอมรับ

6.6.2 Circuit Breaker จะต้องเป็นแบบที่มีการบำรุงรักษาน้อย โดยในระดับแรงดันกลาง อาจจะเป็นแบบ Vacuum หรือ gas circuit breaker และสามารถทนระดับกระแส ลัดวงจรที่จุดติดตั้งได้ โดยปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้กำหนดระดับกระแสลัดวงจรไว้ดังนี้

6.6.2.1 ในระดับแรงดัน 115 kV มีระดับกระแสลัดวงจรสูงสุด 31.5 kA หรือ 40 kA ในบางพื้นที่ และในระดับแรงดัน 69 kV มีระดับกระแสลัดวงจรสูงสุด 40 kA

6.6.2.2 ในระดับแรงดันปานกลาง (12-33 kV) ในพื้นที่ทั่วไปมีระดับกระแสลัดวงจรสูงสุด 25 kA

6.6.2.3 ในระดับแรงดันตั้งแต่ 220/380 V หรือ 230/400 V ในพื้นที่ทั่วไปมีระดับกระแสลัดวงจรประมาณ 10 kA และในพื้นที่เขตวงจรตาข่ายมีระดับกระแสลัดวงจรประมาณ 50 kA

6.6.3 Automatic Reclosing Schemes โดยทั่วไปการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะมี automatic reclosing ที่ระบบสายส่ง และระบบจำหน่าย ดังนั้นผู้ให้สัญญาจะต้องแน่ใจว่า สวิตช์ตัดตอนอัตโนมัติหรืออุปกรณ์ตัดต่อวงจรของผู้ให้

สัญญาจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ automatic reclosing ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะทำงาน มิฉะนั้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ให้สัญญา

6.6.4 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายอาจตัดการเชื่อมโยงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบโดยไม่ประกาศแจ้งล่วงหน้า (1) เพื่อป้องกันอันตรายที่อาจเกิดต่อบุคลากรของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือสาธารณะ (2) หากเกิดกรณีฉุกเฉินขึ้นในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (3) หากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพบว่าอันตรายที่เกิดขึ้นจะส่งผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่น ๆ (4) เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นรบกวนหรือส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือลูกค้าอื่น ๆ (5) หากผู้ให้สัญญาเข้าไปทำการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกัน อย่างไรก็ตาม การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายควรแจ้งให้ผู้ให้สัญญาทราบถึงเหตุฉุกเฉินหากสามารถทำได้

การตัดการเชื่อมโยงแบบไม่ฉุกเฉิน: การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายอาจตัดการเชื่อมโยงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังจากการแจ้งให้ทราบล่วงหน้าหากต้องมีการดับไฟเพื่อปรับปรุงระบบของสายที่ขนานกัน

การปลดการขนานเครื่องโดยผู้ให้สัญญา: ผู้ให้สัญญาสามารถปลดการขนานเครื่องผลิตไฟฟ้ากับระบบได้ตลอดเวลา

6.7 <u>การติดต่อสื่อสาร</u>

ผู้ให้สัญญาจะต้องจัดหาเครื่องมือติดต่อสื่อสารที่สามารถติดต่อกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ตลอดเวลา อย่างน้อย 1 ระบบ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ทำสัญญาเสนอขายไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ และอย่างน้อย 2 ระบบ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ทำสัญญาเสนอขายไฟฟ้ามากกว่า 1 เมกะวัตต์

6.8 การเชื่อมโยงไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ณ ระดับแรงดันใด กำหนดให้พลังไฟฟ้าที่สามารถขายเข้าระบบได้ต้องไม่เกินพิกัดกระแสต่อเนื่อง ณ ระดับแรงดันที่เชื่อมโยงนั้น ๆ

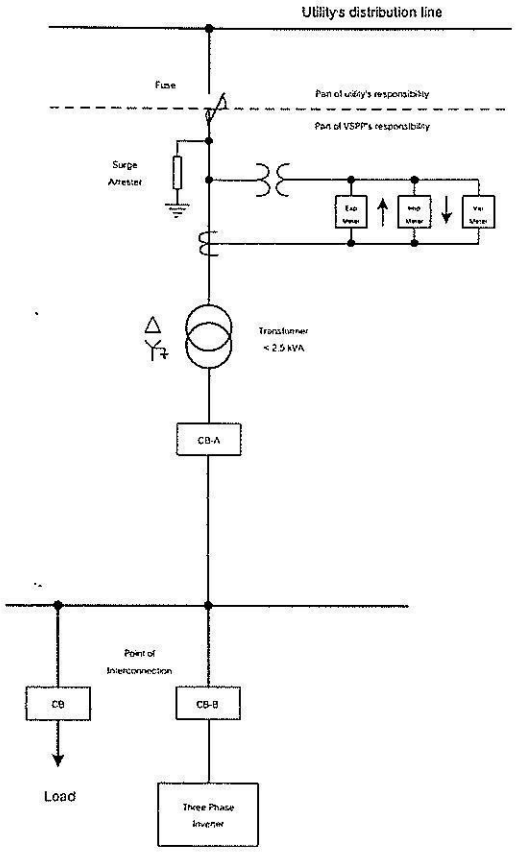
7. การแก้ไขระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ

การแก้ไขระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน

เอกสารแนบท้ายระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาน
กับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

รูปแบบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Three Phase Inverter

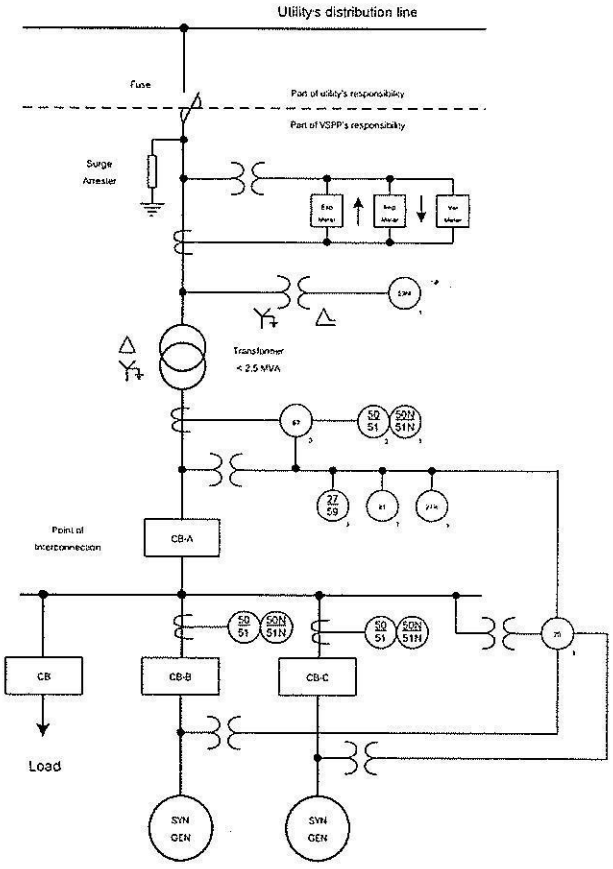


Note

สำหรับการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Three Phase Inverter นั้น Three Phase Inverter จะต้องมีฟังก์ชันการพริปสำหรับ

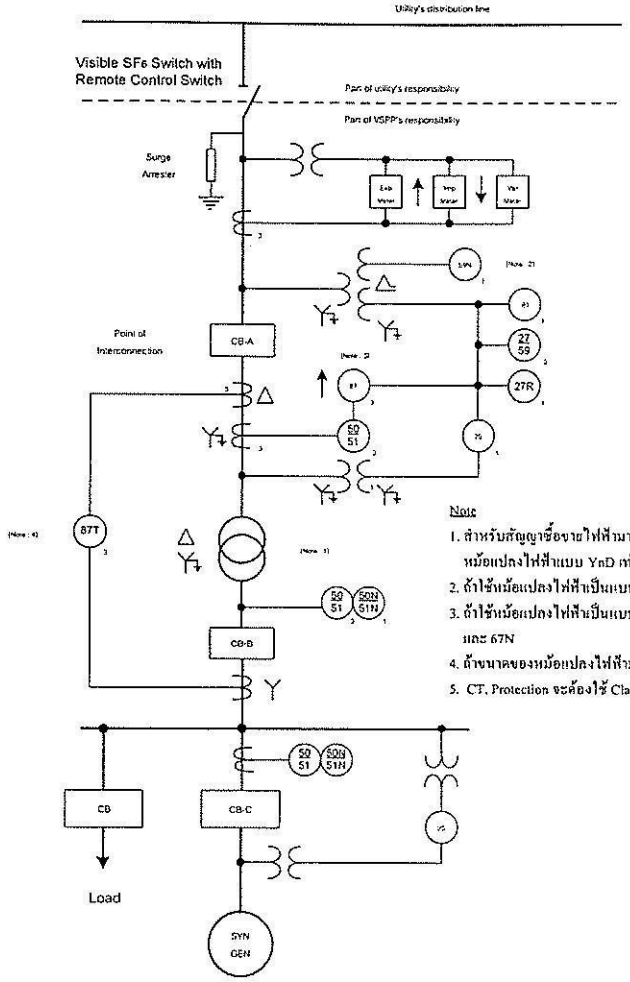
1. Undervoltage and Overvoltage (27/59)
2. Phase and Ground Overcurrent (50/51 50N/51N)
3. Underfrequency and Overfrequency (81)
4. Synchronizing check (25)
5. Anti-islanding protection

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของ Synchronous Generator ที่มีพิกัดรวมไม่เกิน 1.25 MVA และพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าไม่เกิน 2.5 MVA สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายตัวขนานกัน



Relay Number	Relay Number	Command
25	Synchronizing Check Relay	For Allow Closing CB-A and CB-B
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A and CB-B
59N	Zero Sequence Overvoltage Relay	For Trip CB-A
67	Directional Overcurrent Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A
27R	Instantaneous Undervoltage Relay	For Block CB-A from Closing

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของ Synchronous Generator ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามากกว่า 1 MW สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ตัว

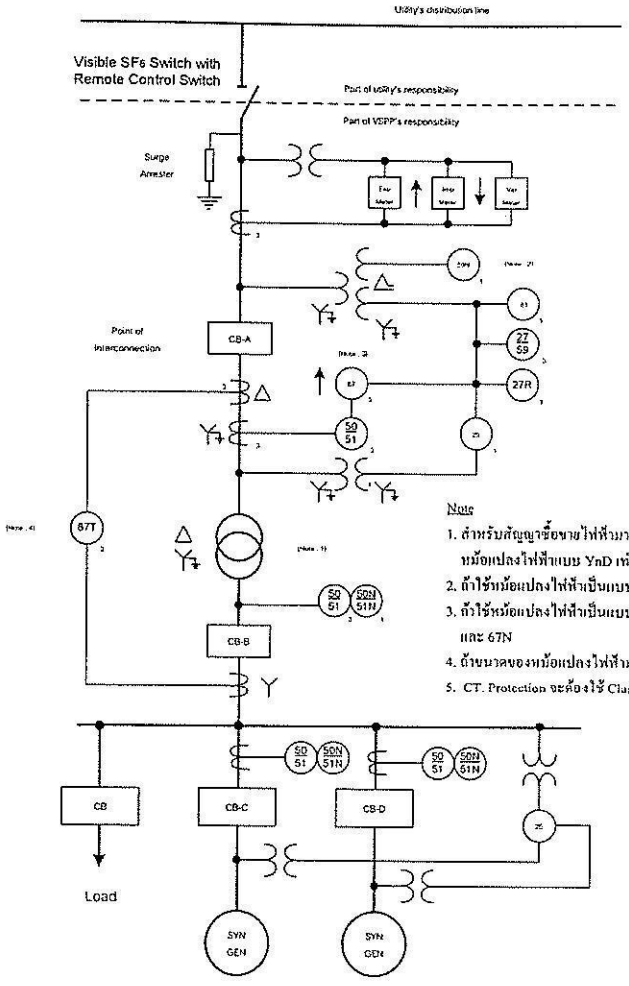


Note

1. สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามากกว่า 3 MW จะต้องใช้หม้อแปลงไฟฟ้าแบบ YnD เท่านั้น
2. ถ้าใช้หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นแบบ YnD แล้ว ไม่ต้องใช้ 59N
3. ถ้าใช้หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นแบบ YnD แล้ว จะต้องใช้ 50N/51N และ 67N
4. ถ้าขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 MVA จะต้องใช้ 87T
5. CT. Protection จะต้องใช้ Class 5P20 หรือดีกว่า

Relay Number	Relay Number	Comments
25	Synchronizing Check Relay	For Allow Closing CB-A and CB-C
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A and CB-B
59N	Zero Sequence Overvoltage Relay	For Trip CB-A
67	Directional Overcurrent Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A
27R	Instantaneous Undervoltage Relay	For Block CB-A from Closing

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของ Synchronous Generator ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามากกว่า 1 MW สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายตัวขนานกัน

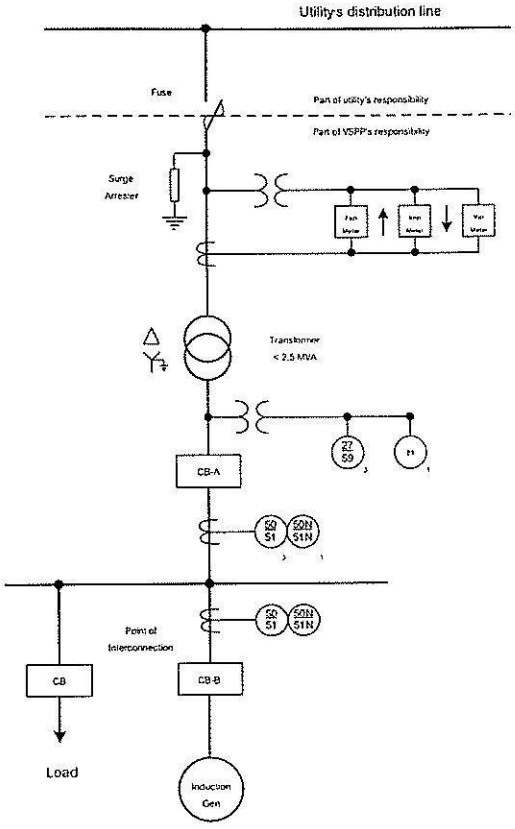


Note

1. สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามากกว่า 3 MW จะต้องใช้หม้อแปลงไฟฟ้าแบบ YnD เท่านั้น
2. ถ้าใช้หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นแบบ YnD แล้ว ไม่ต้องใช้ 59N
3. ถ้าใช้หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นแบบ YnD แล้ว จะต้องใช้ 50N/51N และ 67N
4. ถ้าขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 MVA จะต้องใช้ 87T
5. CT. Protection จะต้องใช้ Class 5P20 หรือดีกว่า

Relay Number	Relay Number	Command
25	Synchronizing Check Relay	For Allow Closing CB-A , CB-C and CB-D
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A and CB-B
59N	Zero Sequence Overvoltage Relay	For Trip CB-A
67	Directional Overcurrent Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A
27R	Instantaneous Undervoltage Relay	For Block CB-A from Closing

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Induction Generator ที่มีพิกัดไม่เกิน 5 MVA สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ตัว

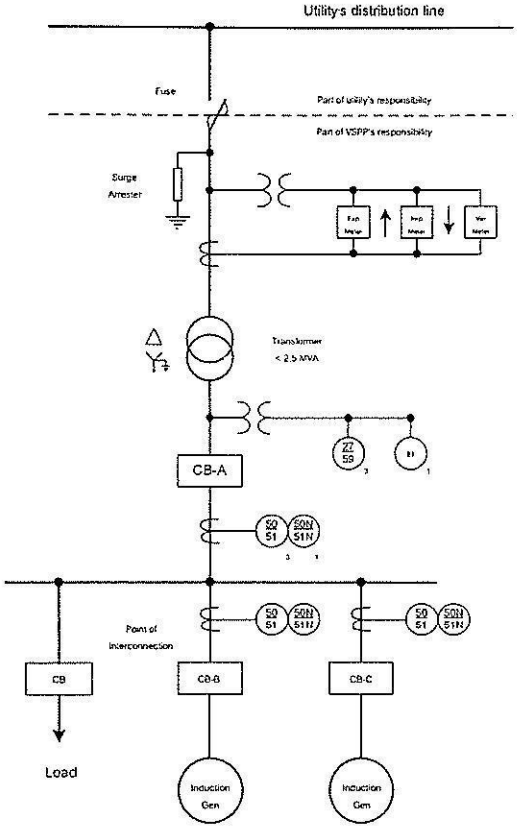


Note

1. ถ้ามีการติดตั้ง Capacitor ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย
2. ถ้าขนาดของหม้อแปลงมากกว่า 2.5 MVA ควรติดตั้ง Circuit Breaker และระบบป้องกันทางด้านแรงดันปานกลาง

Relay Number	Relay Number	Command
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A and CB-B
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Induction Generator ที่มีพิกัดไม่เกิน 5 MVA สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายตัวขนานกัน

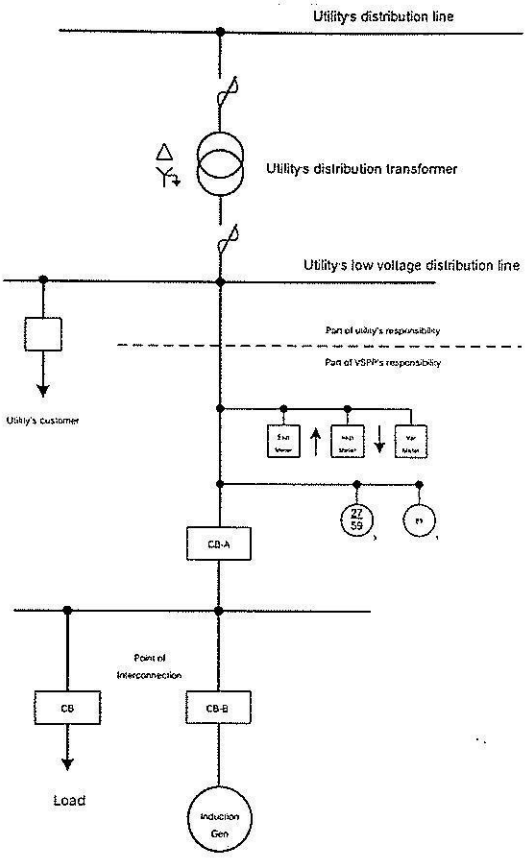


Note

1. ถ้ามีการติดตั้ง Capacitor ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย
2. ถ้าขนาดของหม้อแปลงมากกว่า 2.5 MVA ควรติดตั้ง Circuit Breaker และระบบป้องกันทางด้านแรงดันปานกลาง

Relay Number	Relay Number	Command
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
50/51 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent Relay	For Trip CB-A , CB-B and CB-C
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Induction Generator สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ตัว

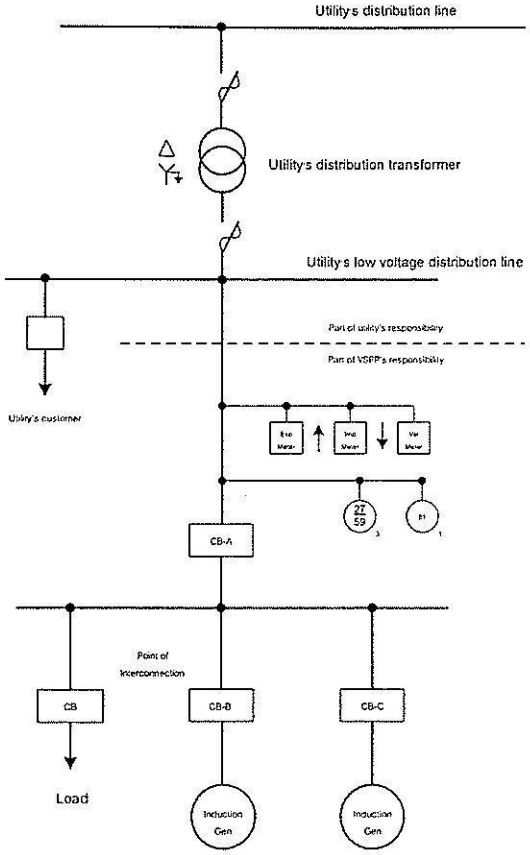


Note

หากมีการติดตั้ง Capacitor ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย

Relay Number	Relay Number	Command
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Induction Generator สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายตัวขนานกัน

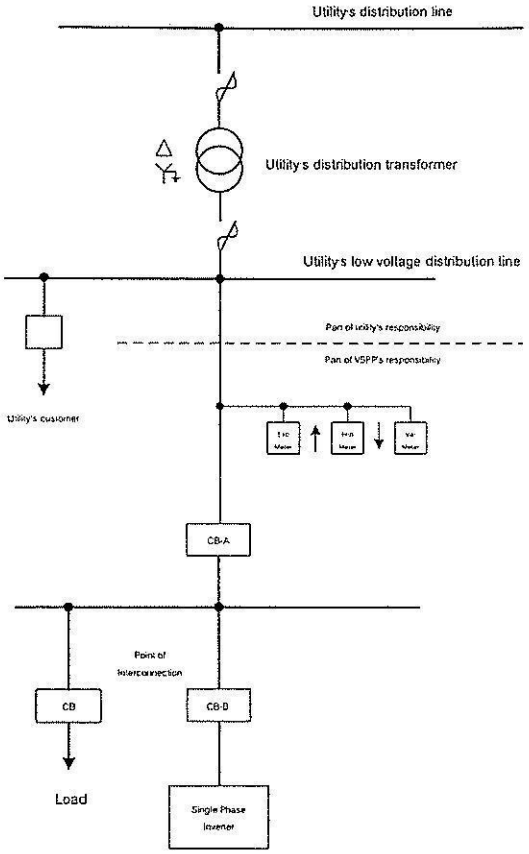


Note

หากมีการติดตั้ง Capacitor ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย

Relay Number	Relay Number	Command
27/59	Undervoltage and Overvoltage Relay	For Trip CB-A
81	Underfrequency and Overfrequency Relay	For Trip CB-A

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Single Phase Inverter

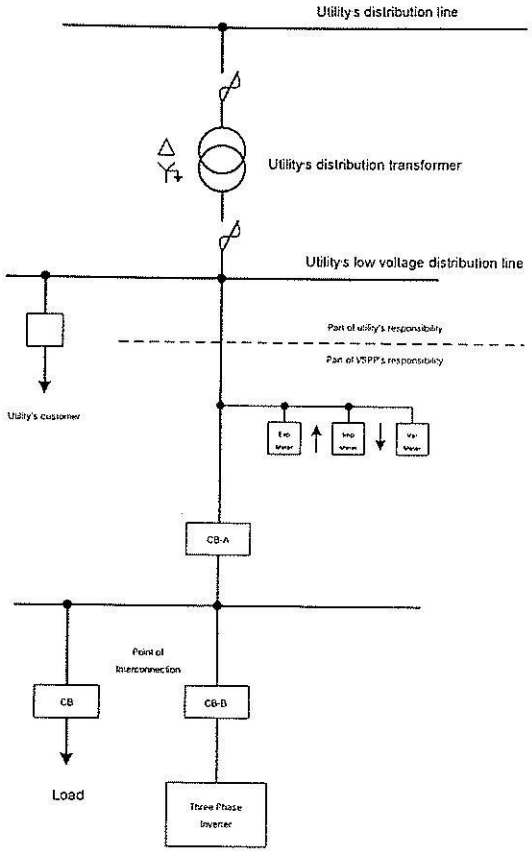


Note

สำหรับการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Single Phase Inverter นั้น Single Phase Inverter จะต้องมีฟังก์ชันการทริปสำหรับ

1. Undervoltage and Overvoltage (27/59)
2. Phase and Ground Overcurrent (50/51 50N/51N)
3. Underfrequency and Overfrequency (81)
4. Synchronizing check (25)
5. Anti-islanding protection

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Three Phase Inverter

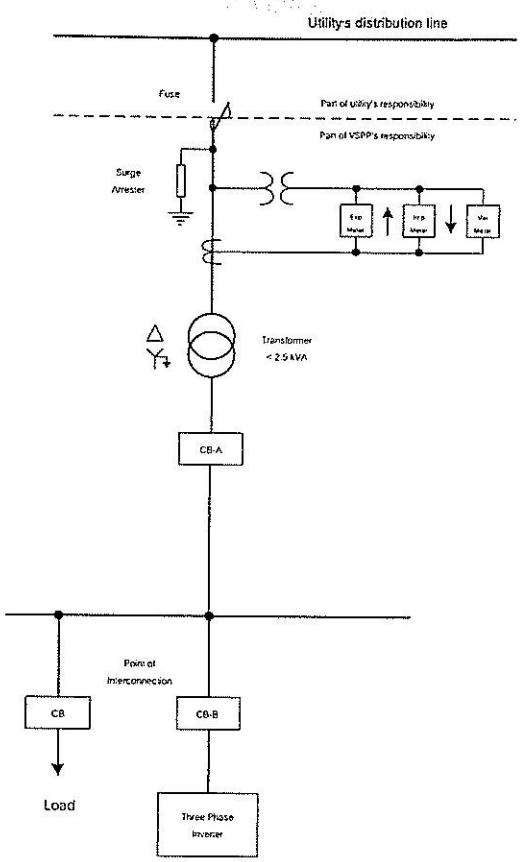


Note

สำหรับการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำของ Three Phase Inverter นั้น Three Phase Inverter จะต้องมีฟังก์ชันการทริปสำหรับ

1. Undervoltage and Overvoltage (27/59)
2. Phase and Ground Overcurrent (50/51 50N/51N)
3. Underfrequency and Overfrequency (81)
4. Synchronizing check (25)
5. Anti-islanding protection

แบบมาตรฐานของการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Three Phase Inverter



Note

สำหรับการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางของ Three Phase Inverter นั้น Three Phase Inverter จะต้องมีฟังก์ชันการทริปสำหรับ

1. Undervoltage and Overvoltage (27/59)
2. Phase and Ground Overcurrent (50/51 50N/51N)
3. Underfrequency and Overfrequency (81)
4. Synchronizing check (25)
5. Anti-islanding protection

ต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
(สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)
ระหว่าง
.....กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค / การไฟฟ้านครหลวง

.....

สัญญาซื้อขายไฟฟ้านี้ทำที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เมื่อวันที่.....
ระหว่าง.....
โดย.....
ที่อยู่เลขที่.....
ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า "ผู้ผลิตไฟฟ้า" ฝ่ายหนึ่ง กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค/การไฟฟ้านครหลวง
โดย.....
ตำแหน่ง.....สำนักงาน.....
เลขที่.....ซึ่งต่อไปในสัญญานี้
เรียกว่า " การไฟฟ้า " อีกฝ่ายหนึ่ง ทั้งสองฝ่ายตกลงซื้อขายไฟฟ้า โดยมีเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1. การซื้อขายพลังงานไฟฟ้า

1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขการซื้อขายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย พ.ศ. 2549 สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 และ 2 ตามลำดับ

1.2 ให้ถือว่าเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 และ 2 เป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้ หากข้อความใดในเอกสารแนบท้ายสัญญาขัดแย้งกับสัญญานี้ ให้ถือข้อความในสัญญาเป็นสำคัญ

1.3 การไฟฟ้าตกลงซื้อและผู้ผลิตไฟฟ้าตกลงขายพลังไฟฟ้าในปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุด.....เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดัน.....โวลท์ โดยมีจุดรับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่จุดติดตั้งที่..... และมีรายละเอียดของระบบการผลิตไฟฟ้าตามที่ระบุในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1.4 การไฟฟ้าตกลงจะขายไฟฟ้าสำรองให้ผู้ผลิตไฟฟ้าตามที่ผู้ผลิตไฟฟ้าร้องขอ ตามประกาศอัตราค่าไฟฟ้าสำรองและให้เป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองระหว่างการไฟฟ้า กับ ผู้ผลิตไฟฟ้า

2. การใช้และการสิ้นสุดของสัญญา

สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ทั้งสองฝ่ายลงนามในสัญญา โดยมีระยะเวลา 1 ปี และต่อเนื่องครั้งละ 1 ปี โดยอัตโนมัติ และให้มีผลใช้บังคับจนกว่าจะมีการยุติสัญญาในกรณีดังต่อไปนี้

2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ายื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึงการไฟฟ้าแสดงความประสงค์ที่จะยุติการซื้อขายไฟฟ้า โดยการเลิกสัญญา

2.2 หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ปฏิบัติตามสัญญาข้อหนึ่งข้อใด ให้อีกฝ่ายหนึ่งทำหนังสือแจ้งให้ฝ่ายนั้นดำเนินการแก้ไข หากไม่แก้ไขให้อีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญานี้ได้

3. การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ายินยอมให้การไฟฟ้า เข้าไปในสถานที่ของผู้ผลิตไฟฟ้า เพื่อทำการติดตั้ง ปฏิบัติงานบำรุงรักษา เปลี่ยน และ/หรือโยกย้ายอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าได้ เมื่อได้แจ้งให้เจ้าของ หรือผู้ครอบครองสถานที่ทราบแล้ว

3.2 การไฟฟ้าสงวนสิทธิ์ในการเพิ่มเติมอุปกรณ์ ทั้งในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าและในโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า ในภายหลังเพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานทางด้านเทคนิคและรูปแบบการจ่ายไฟของการไฟฟ้า

3.3 แต่ละฝ่ายต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าหากมีการเปลี่ยนแปลงใด ๆ ในระบบไฟฟ้าของตนอันจะมีผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าของทั้ง 2 ฝ่าย และห้ามดำเนินการใด ๆ กับอุปกรณ์เชื่อมโยงโดยไม่แจ้งให้การไฟฟ้าทราบเป็นหนังสือล่วงหน้า

4. การควบคุมและการปฏิบัติการโรงไฟฟ้า

4.1 ผู้ผลิตไฟฟ้า ต้องปฏิบัติตามคำสั่งการ (Switching Order) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ ของการไฟฟ้าโดยเคร่งครัด เพื่อประโยชน์ในการปฏิบัติการและบำรุงรักษา ยกเว้นในกรณีที่อาจจะทำให้เกิดความเสียหายต่อชีวิต หรือทรัพย์สินของฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด

4.2 ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจัดส่งปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี และค่าความร้อนเฉลี่ย (Average Lower Heating Value) ของเชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

4.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมเกินกว่าร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้น ๆ จะต้องมีการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Primary Energy Saving : PES) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ในแต่ละปี โดยมีวิธีการคำนวณตามสิ่งแนบที่ 2 ของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กมากสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration และหากไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดเรื่องประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตไฟฟ้า จะต้องเสียค่าปรับตามวิธีการคำนวณในข้อ 4.4

4.4 กรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้ามีค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (PES) ต่ำกว่าร้อยละ 10 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียกคืนเงินรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ชำระให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้น ๆ ตามผลต่างของค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (PES) ที่กำหนดในระเบียบ คือ ร้อยละ 10 กับค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จริง ตามสูตรการคำนวณที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

5. การชำระเงิน

5.1 การชำระเงินค่าซื้อขายไฟฟ้า ให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

5.2 ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าผิดนัดไม่ชำระหนี้ภายในระยะเวลาที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ให้การไฟฟ้าดำเนินการตามประกาศหรือข้อบังคับของการไฟฟ้า

5.3 ในกรณีที่การไฟฟ้าผิดนัดไม่ชำระหนี้ภายในระยะเวลาที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ การไฟฟ้ายินยอมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าคิดดอกเบี้ยจากจำนวนเงินที่ค้างชำระในอัตราเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) เรียกเก็บจากลูกค้าชั้นดี ในขณะนั้น นับแต่วันที่ผิดนัดจนกว่าจะชำระหนี้เสร็จสิ้น ทั้งนี้อัตราดอกเบี้ยที่จะชำระให้แก่กันจะต้องไม่เกินร้อยละสิบห้า (15%) ต่อปี

6. เหตุสุดวิสัย

6.1 "เหตุสุดวิสัย" หมายถึง เหตุใด ๆ อันจะเกิดขึ้นก็ดีจะให้ผลภัยพิบัติก็ดีเป็นเหตุที่ไม่อาจป้องกันได้ แม้ทั้งบุคคลผู้ต้องประสบ หรือใกล้จะต้องประสบเหตุนั้น จะได้จัดการระมัดระวังตามสมควรอันพึงคาดหมายได้จากบุคคลนั้นในฐานะและภาวะเช่นนั้น และให้รวมถึงเหตุหนึ่งเหตุใด หรือหลายเหตุดังต่อไปนี้

6.1.1 การกระทำของรัฐบาลเช่นมีการเปลี่ยนแปลงนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาล

6.1.2 การกระทำของศัตรูในลักษณะสงครามไม่ว่าจะมีการประกาศ หรือไม่ก็ตาม การปิดล้อม การลุกฮือ การขบถ การก่อความวุ่นวาย การจารกรรม การก่อวินาศกรรม การนัดหยุดงาน การปิดงานตามกฎหมายแรงงาน การรอนสิทธิใด ๆ แผ่นดินไหว พายุ ไฟไหม้ น้ำท่วม การระเบิด

6.1.3 เหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้า อันเนื่องจากอุบัติเหตุที่เกิดกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรืออุปกรณ์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

6.2 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญานี้ อันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัยตามข้อ 6.1 จะถือว่าคู่สัญญาฝ่ายนั้นผิดสัญญาไม่ได้ และคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายใด ๆ ทั้งสิ้น

6.3 คู่สัญญาฝ่ายที่อ้างเหตุสุดวิสัยจะต้อง

6.3.1 แจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบในทันทีที่สามารถทำได้ถึงเหตุสุดวิสัย พร้อมด้วยข้อมูลรายละเอียดของเหตุสุดวิสัย และระยะเวลาที่จำเป็นจะต้องใช้ในการแก้ไข

6.3.2 ออกค่าใช้จ่าย และดำเนินการแก้ไขอย่างจริงจัง เพื่อให้เหตุผลสุดวิสัยสิ้นสุดลงโดยเร็ว ทั้งนี้ การดำเนินการดังกล่าวต้องอยู่ในวิสัยที่คู่สัญญาฝ่ายนั้นกระทำได้

7. กรณีพิพาทและอนุญาโตตุลาการ

7.1 ในกรณีที่มีข้อโต้แย้งเกิดขึ้นระหว่างคู่สัญญาเกี่ยวกับข้อกำหนดแห่งสัญญานี้ หรือเกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญานี้ และคู่สัญญาไม่สามารถตกลงกันได้ ให้เสนอข้อโต้แย้งหรือข้อพิพาทนั้นต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

7.2 เว้นแต่คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจะเห็นพ้องกันให้อนุญาโตตุลาการคนเดียวเป็นผู้วินิจฉัย การวินิจฉัยพิพาทให้กระทำโดยอนุญาโตตุลาการ 2 คน โดยคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งจะต้องทำหนังสือแสดงเจตนาจะให้มีอนุญาโตตุลาการระงับข้อพิพาท และระบุชื่ออนุญาโตตุลาการคนที่แต่งตั้งส่งไปยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง จากนั้นภายในระยะเวลา 30 วัน นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งดังกล่าว คู่สัญญาฝ่ายที่ได้รับแจ้งจะต้องแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการคนที่สอง ถ้าอนุญาโตตุลาการทั้งสองคนดังกล่าวไม่สามารถประนีประนอมระงับข้อพิพาทนั้นได้ ให้อนุญาโตตุลาการทั้งสองคนร่วมกันแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดภายในกำหนดเวลา 30 วัน นับจากวันที่ไม่สามารถตกลงกัน ผู้ชี้ขาดดังกล่าวจะพิจารณาระงับข้อพิพาทต่อไป กระบวนการพิจารณาของอนุญาโตตุลาการให้ถือตามข้อบังคับอนุญาโตตุลาการของสถาบันอนุญาโตตุลาการกระทรวงยุติธรรมโดยอนุโลม หรือกระบวนการพิจารณาและตัดสินของอนุญาโตตุลาการให้ทำโดยใช้กฎ International Chamber of Commerce และ/หรือสมาคมหอการค้าระหว่างประเทศอย่างหนึ่งอย่างใด โดยคู่สัญญาจะตกลงกัน โดยใช้ภาษาไทยเป็นภาษาในการดำเนินกระบวนการพิจารณา

7.3 อนุญาโตตุลาการที่ได้รับการแต่งตั้งจะต้องมีคุณสมบัติเป็นผู้ที่มีความเชี่ยวชาญเกี่ยวกับการพัฒนาการจัดหาเงินกู้ การก่อสร้าง การเดินเครื่องโรงไฟฟ้า หรือการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า และจะต้องไม่เป็นลูกจ้างตัวแทนที่ปรึกษาของคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด

7.4 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่แต่งตั้งอนุญาโตตุลาการฝ่ายตน หรือในกรณีที่อนุญาโตตุลาการทั้งสองคนไม่สามารถตกลงกันแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดได้ คู่สัญญาแต่ละฝ่ายต่างมีสิทธิร้องขอต่อศาลแพ่งเพื่อแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการหรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดได้ แล้วแต่กรณี

7.5 คำชี้ขาดของอนุญาโตตุลาการ หรือของอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดแล้วแต่กรณีให้ถือเป็นเด็ดขาดและถึงที่สุดผูกพันคู่สัญญา หากข้อโต้แย้งไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้โดยคณะอนุญาโตตุลาการ หรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาด หรือคู่สัญญาที่ได้รับแจ้งตามข้อ 7.2 ไม่แต่งตั้งอนุญาโตตุลาการฝ่ายตน โดยมีความประสงค์ใช้สิทธิ์ทางศาลเป็นผู้พิจารณาระงับข้อพิพาท โดยให้ศาลจังหวัดพิจารณาวินิจฉัย

7.6 คู่สัญญาแต่ละฝ่ายเป็นผู้รับภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการฝ่ายตน และออกค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการดำเนินกระบวนพิจารณาฝ่ายละครึ่ง ในกรณีที่มีการแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการคนเดียว หรือมีการแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดให้อนุญาโตตุลาการ หรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดเป็นผู้กำหนดภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการคนเดียว หรือภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดคนเดียว แล้วแต่กรณี

สัญญานี้ได้ทำขึ้นเป็นสองฉบับมีข้อความถูกต้องตรงกันทุกประการ คู่สัญญาได้อ่านและเข้าใจข้อความในสัญญานี้ดีแล้ว จึงลงลายมือชื่อพร้อมประทับตรา (ถ้ามี) ไว้เป็นสำคัญต่อหน้าพยาน และคู่สัญญาต่างยึดถือสัญญาฝ่ายละหนึ่งฉบับเก็บไว้เป็นหลักฐาน

ผู้ผลิตไฟฟ้า	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค/การไฟฟ้านครหลวง
ลงชื่อ ..... ผู้ผลิตไฟฟ้า	ลงชื่อ ..... การไฟฟ้า
(.....)	(.....)
ตำแหน่ง	ตำแหน่ง
ลงชื่อ ..... พยาน	ลงชื่อ ..... พยาน
(.....)	(.....)
ตำแหน่ง	ตำแหน่ง

แบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
(สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์)

แบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ เพื่อจ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค/การไฟฟ้านครหลวง

หมายเหตุ: ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกันต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ ไม่จำเป็นต้องกรอกรายละเอียดในส่วนที่แรเงา

ส่วนที่ 1 รายละเอียดของผู้สมัคร

ข้าพเจ้า_____อายุ_____ปี สัญชาติ_____เชื้อชาติ_____

อยู่บ้านเลขที่_____ตรอก/ซอย_____ถนน_____หมู่ที่_____

ตำบล_____อำเภอ_____จังหวัด_____

รหัสไปรษณีย์_____โทรศัพท์_____

ข้าพเจ้ายื่นคำร้องในฐานะเป็น_____กิจการ หรือ บริษัท_____

_____

ที่ตั้งสำนักงานใหญ่

_____

โทรศัพท์_____โทรสาร_____

ที่ตั้งโรงไฟฟ้า

_____

โทรศัพท์_____โทรสาร_____

ส่วนที่ 2 คุณสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้รับพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนใช่หรือไม่: ☐ ใช่ ☐ ไม่ใช่

ชนิดของพลังงานหมุนเวียน ☐ พลังงานแสงอาทิตย์ ☐ พลังงานลม ☐ พลังงานน้ำ

☐ พลังงานก๊าซชีวภาพ ☐ พลังงานความร้อนใต้พิภพ

☐ พลังงานจากเศษวัสดุ ☐ อื่นๆ:_____

ชนิดของแหล่งพลังงานอื่นๆ ☐ ก๊าซธรรมชาติ ☐ น้ำมัน

☐ ถ่านหิน ☐ อื่นๆ :_____

มีกำลังไฟฟ้าเหลือจ่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค/การไฟฟ้านครหลวง

☐ มี ☐ ไม่มี

ปริมาณพลังไฟฟ้าทั้งระบบ_____กิโลวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ใช้เอง _____กิโลวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะจ่ายเข้าระบบ_____กิโลวัตต์

ส่วนที่ 3 ข้อมูลทางเทคนิคของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3.1 ชนิดและจำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า:

☐ ซิงโครนัส (Synchronous) จำนวน_____เครื่อง

☐ เหนี่ยวนำ (Induction) จำนวน_____เครื่อง

☐ กระแสตรง หรือ พลังงานแสงอาทิตย์ที่มี Inverter

- ☐ Inverter แบบ Self-Commutated จำนวน_____เครื่อง
- ☐ Inverter แบบ Line -Commutated จำนวน_____เครื่อง

3.2 รายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ชื่อผู้ผลิต รุ่น และหมายเลข ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า : _____

ขนาดกำลังการผลิต (กิโลวัตต์) : _____

ชื่อผู้ผลิต รุ่น และหมายเลข ของ Inverter : _____

ขนาดกำลังการผลิต (กิโลวัตต์) : _____

หากมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภทมากกว่า 1 เครื่อง ให้แนบรายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องมาพร้อมแบบคำขอนี้ด้วย

3.3 ลักษณะคุณสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Synchronous และแบบ Induction)

Direct Axis Synchronous Reactance, X_d: _____P.U. Negative Sequence Reactance: _____P.U.

Direct Axis Transient Reactance, X'_d: _____P.U. Zero Sequence Reactance: _____P.U.

Direct Axis Subtransient Reactance, X''_d: _____P.U. kVA Base: _____

ส่วนที่ 4 ข้อมูลทางเทคนิคของอุปกรณ์ที่นำมาติดตั้ง

มีการติดตั้งหม้อแปลงระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดที่ทำการต่อเชื่อมหรือไม่ ☐ มี ☐ ไม่มี

ข้อมูลของหม้อแปลง (แนบสำเนาแผ่นป้ายหม้อแปลงไฟฟ้า)

ขนาด _____ kVA หม้อแปลงปฐมภูมิ _____V จำนวน Tab _____

☐ Delta ☐ Wye Grounded

หม้อแปลงทุติยภูมิ _____V จำนวน Tab _____

☐ Delta ☐ Wye Grounded

Impedance หม้อแปลง : _____เปอร์เซ็นต์ ณ Tab ที่ _____บนพื้นฐาน _____ kVA

_____ เปอร์เซ็นต์ ณ Tab ที่ _____ บนพื้นฐาน _____ kVA

_____ เปอร์เซ็นต์ ณ Tab ที่ _____ บนพื้นฐาน _____ kVA

_____ เปอร์เซ็นต์ ณ Tab ที่ _____ บนพื้นฐาน _____ kVA

_____ เปอร์เซ็นต์ ณ Tab ที่ _____ บนพื้นฐาน _____ kVA

ข้อมูลฟิวส์ของหม้อแปลง

(แนบสำเนาข้อมูลอุณหภูมิการหลอมเหลวต่ำสุดและเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการตัด-กราฟกระแสไฟฟ้า)

ผู้ผลิต : _____ชนิด : _____ขนาด : _____ A แรงดัน : _____V

เซอร์กิตเบรคเกอร์ (แนบสำเนาคู่มือ)

ผู้ผลิต : _____ ชนิด : _____พิกัดโหลด : _____A Interrupting Raling _____kA

แรงดัน : _____V

รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรคเกอร์

(รวมทั้งสำเนาข้อมูล กราฟเวลา-การโคออดิเนทของกระแส)

ผู้ผลิต _____ประเภท _____ชนิด/หมายเลข _____

ผู้ผลิต _____ประเภท _____ชนิด/หมายเลข _____

ผู้ผลิต _____ประเภท _____ชนิด/หมายเลข _____

ผู้ผลิต _____ประเภท _____ชนิด/หมายเลข _____

ผู้ผลิต _____ประเภท _____ชนิด/หมายเลข _____

ข้อมูลหม้อแปลงกระแส

(รวมทั้งสำเนาข้อมูล กราฟการกระตุ้น-การปรับแก้อัตราส่วน)

ผู้ผลิต : _____ประเภท : ☐ การวัด ☐ การป้องกัน ขนาด : _____VA

ระดับความถูกต้อง : _____อัตราส่วนการต่อเชื่อม : _____

ผู้ผลิต : _____ ประเภท : ☐ การวัด ☐ การป้องกัน ขนาด : _____VA

ระดับความถูกต้อง : _____อัตราส่วนการต่อเชื่อม : _____

สวิตช์ตัดตอนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

อุปกรณ์ตัดตอนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค/การไฟฟ้านครหลวง

ผู้ผลิต : _____ประเภท : _____หมายเลขรุ่น : _____พิกัดแรงดัน : _____V

พิกัดกระแส : _____A เฟส : _____บริเวณที่ติดตั้ง : _____

ส่วนที่ 5 ข้อมูลทางเทคนิคทั่วไป

ได้จัดส่งเอกสารดังต่อไปนี้มาด้วยแล้ว

☐ • แผนภูมิระบบไฟฟ้า (Single line Diagram) แสดงการจัดวางและการต่อเชื่อมของอุปกรณ์วงจรกระแสและแรงดัน และแผนผังการป้องกันและการควบคุม

☐ • เอกสารแสดงรายละเอียดการดำเนินการของแผนการป้องกันและควบคุม

☐ • รายละเอียดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในสถานประกอบการ

☐ • แบบแปลนแสดงการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในสถานประกอบการ (กรณีรายเก่า)

ส่วนที่ 6 รายละเอียดในการติดตั้ง

ระบบผลิตจะถูกติดตั้งโดย : ☐ เจ้าของ ☐ ผู้ที่ได้รับใบอนุญาตตามกฎหมาย

ผู้ติดตั้ง : _____ บริษัท : _____ หมายเลขอนุมัติ : _____

ที่อยู่ : _____

_____

โทรศัพท์ : _____

วันที่ติดตั้ง : _____ วันขนานเครื่องกับระบบ : _____

การรับรองแสดงการติดตั้งและผ่านการตรวจสอบมาตรฐานของอุปกรณ์

วิศวกร : _____

ประเภทใบอนุญาตประกอบวิชาชีพ : _____ เลขที่ใบอนุญาต _____

วันที่ : _____

ส่วนที่ 7 ใบรับรองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและอุปกรณ์

ระบบผลิตที่ใช้อินเวอร์เตอร์จะต้องปฏิบัติตาม IEEE 929, Underwriters Lab UL 1741, IEC 1727, มาตรฐานญี่ปุ่น มาตรฐานอื่นๆ หรือมาตรฐานของไทยที่เทียบเท่ากับมาตรฐานดังกล่าว ระบบผลิตที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Synchronous และแบบ Induction จะต้องปฏิบัติตาม*ข้อกำหนดในระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค/การไฟฟ้านครหลวง สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าที่ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์*

โปรดลงนามด้านล่างนี้ เพื่อเป็นการยอมรับข้อกำหนด

ลงชื่อ _____ วันที่ _____

ส่วนที่ 8 เอกสารประกอบแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)

8.1 ข้อมูลเบื้องต้นของลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า, Heat Balance Diagram พร้อมแสดงปริมาณอุณหภูมิ, แรงดันของไอน้ำที่ใช้ในกระบวนการผลิต และลักษณะการนำพลังงานความร้อนที่ได้จากระบบผลิตพลังงานร่วมมาใช้ประโยชน์ (ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ ไม่ต้องส่งเอกสารส่วนนี้)

8.2 ข้อมูลเบื้องต้นของขั้นตอนกระบวนการผลิตภายในโรงไฟฟ้า (Flow Diagram) พร้อมแสดงมาตรวัดเชื้อเพลิงที่ใช้

8.3 ปริมาณพลังงานความร้อนจากระบบผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration) ที่นำมาใช้ในกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานร่วม (Heat-to-Power Ratio) (ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ ไม่ต้องส่งเอกสารส่วนนี้)

8.4 แผนการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก

8.5 ปริมาณของเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปีและค่าความร้อนเฉลี่ย (Average Lower Heating Value) ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้า หรือใช้ในระบบ Cogeneration ทั้งเชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงเสริม

ส่วนที่ 9 ผู้ยื่นข้อเสนอลงนาม

ข้าพเจ้าขอรับรองว่าข้อมูลในการเชื่อมโยงอุปกรณ์เข้ากับระบบดังกล่าวข้างต้นเป็นความจริง

ลงนาม_____วันที่_____

ส่งใบสมัครฉบับสมบูรณ์ไปยัง ;

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค/การไฟฟ้านครหลวง

ที่อยู่ _____

_____

_____

หมายเหตุ: การแก้ไขรายละเอียดใดๆ ในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ทุกครั้ง จะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะอนุกรรมการประสานการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้า

ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ด้วย คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ในการประชุมเมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2549 โดยเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 29 แห่งพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 จึงขอประกาศสาระสำคัญของการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ดังนี้

1. **ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) แยกตามประเภทเชื้อเพลิง**

เชื้อเพลิง	อัตราส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
ชีวมวล[1/]	0.30
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 กิโลวัตต์)	0.40
พลังน้ำขนาดเล็ก (< 50 กิโลวัตต์)	0.80
ขยะ[2/]	2.50
พลังงานลม	2.50
พลังงานแสงอาทิตย์[3/]	8.00

หมายเหตุ: 1/ ชีวมวล หมายถึง กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตภัณฑ์ทางการเกษตร เศษไม้ หรือไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

2/ ขยะ หมายถึง ขยะชุมชนทุกเทคโนโลยี

3/ พลังงานแสงอาทิตย์ หมายความรวมถึงการนำพลังงานแสงอาทิตย์ไปใช้ในการผลิตน้ำร้อนเพื่อผลิตไฟฟ้า (Solar Thermal) ด้วย

2. **ระยะเวลาให้การสนับสนุน** กำหนดให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 7 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD)

\ 3. การบังคับใช้

3. การบังคับใช้

3.1 ผู้มีสิทธิ์ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

3.1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ภายหลังวันที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคออกประกาศขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

3.1.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรือทำสัญญาซื้อไฟฟ้าแล้ว ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) แต่ยังไม่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

3.1.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ครบอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

ทั้งนี้ ผู้มีสิทธิ์ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ตามข้อ 3.1 จะต้องดำเนินการยื่นข้อเสนอภายในปี พ.ศ. 2551

3.2 ผู้ไม่มีสิทธิ์รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

3.2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการสนับสนุนเงินลงทุนในการผลิตไฟฟ้าตามนโยบายรัฐบาลในรูปแบบอื่นๆ แล้ว

3.2.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ได้รับเงินอุดหนุนส่วนเพิ่มค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

4. การคำนวณค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ VSPP ได้รับ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบสุทธิ * X ราคาส่วนเพิ่มตามประเภทเชื้อเพลิง

หมายเหตุ : * ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิ ก่อนหักค่าดำเนินการร้อยละ 2

5. ภาระค่าไฟฟ้า มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าตามส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ในข้อ 4 จะส่งผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

จึงประกาศมาเพื่อทราบโดยทั่วกัน

ประกาศ ณ วันที่ 1 ก.พ. 2550

(นายประเจิด สุขแก้ว)
ผู้ว่าการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

แบบฟอร์มการขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

วันที่.....

ข้าพเจ้า.....ได้ยื่นคำร้องในฐานะเป็น.....
กิจการ หรือ บริษัท.....ตั้งอยู่ที่.....มีความประสงค์ขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยใช้เชื้อเพลิงจาก

- ☐ ชีวมวล ได้รับอัตราส่วนเพิ่ม 0.30 บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง
- ☐ พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 กิโลวัตต์) ได้รับอัตราส่วนเพิ่ม 0.40 บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง
- ☐ พลังน้ำขนาดเล็ก (< 50 กิโลวัตต์) ได้รับอัตราส่วนเพิ่ม 0.80 บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง
- ☐ ขยะ ได้รับอัตราส่วนเพิ่ม 2.50 บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง
- ☐ พลังงานลม ได้รับอัตราส่วนเพิ่ม 2.50 บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง
- ☐ พลังงานแสงอาทิตย์ ได้รับอัตราส่วนเพิ่ม 8.00 บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง

โดยข้าพเจ้ามีคุณสมบัติเป็นผู้มีสิทธิ์ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ดังนี้

- ☐ เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ภายหลังวันที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคออกประกาศขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)
- ☐ เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรือทำสัญญาซื้อไฟฟ้าแล้ว ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) แต่ยังไม่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์
- ☐ เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ครบอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ข้าพเจ้าไม่เคยได้รับการสนับสนุนเงินลงทุนในการผลิตไฟฟ้ารูปแบบอื่น ๆ และไม่เคยได้รับเงินอุดหนุนส่วนเพิ่มค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน รวมถึงข้าพเจ้าขอรับรองว่าข้อความดังกล่าวที่ระบุไว้ข้างต้นเป็นจริงทุกประการ

ลงชื่อ.....ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
(.....)
ตำแหน่ง.....

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดกลาง - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้าเข้าระบบน้อยกว่าซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		3,500	2,600	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		30	32	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			23	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			4	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		3,000	2,000	หน่วย

1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) 6,100 หน่วย

		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	3,500	9,942.80
	Off Peak	1.2246	2,600	3,183.96
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				13,126.76
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	30	6,300
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	4	56.08
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	6,100	4,783.62
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				24,494.63
VAT 7%				1,714.62
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				**26,209.25**

2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) 5,000 หน่วย

		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายปลีก		2.8408	3,000	8,522.40
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	0	0.00
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายปลีก		1.2246	2,000	2,449.20
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	0	0.00
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				10,971.60
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายปลีก	0.7842	5,000	3,921.00
	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	0	0.00
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				14,892.60
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (เฉพาะหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	ชีวมวล	0.30	0	0.00
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				14,892.60
VAT 7%				1,042.48
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				**15,935.08**

3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ

VSPP จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (1) - (2)	**10,274.17**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดกลาง - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (ขายไฟฟ้ามากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		3,000	2,000	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		30	32	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			26	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			7	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		3,500	2,600	หน่วย

1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) 5,000 หน่วย

		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	3,000	8,522.40
	Off Peak	1.2246	2,000	2,449.20
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				10,971.60
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	30	6,300
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	7	98.14
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	5,000	3,921.00
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				21,518.91
VAT 7%				1,506.32
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				**23,025.23**

2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) 6,100 หน่วย

		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายปลีก		2.8408	3,000	8,522.40
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	500	1,463.90
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายปลีก		1.2246	2,000	2,449.20
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	600	669.24
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				13,104.74
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายปลีก	0.7842	5,000	3,921.00
	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	1,100	856.57
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				17,882.31
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (เฉพาะหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	ชีวมวล	0.30	1,100	330.00
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				18,212.31
VAT 7%				1,274.86
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				**19,487.17**

3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ

VSPP จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (1) - (2)	**3,538.06**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดกลาง - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้าเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		3,500	2,600	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		30	32	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			23	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			4	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		3,500	2,600	หน่วย

1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) 6,100 หน่วย

		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	3,500	9,942.80
	Off Peak	1.2246	2,600	3,183.96
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				13,126.76
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	30	6,300
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	4	56.08
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	6,100	4,783.62
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				24,494.63
VAT 7%				1,714.62
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน)	(1)			**26,209.25**

2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) 6,100 หน่วย

		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายปลีก		2.8408	3,500	9,942.80
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	0	0.00
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายปลีก		1.2246	2,600	3,183.96
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	0	0.00
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				13,126.76
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายปลีก	0.7842	6,100	4,783.62
	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	0	0.00
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				17,910.38
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (เฉพาะหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	ชีวมวล	0.30	-	0.00
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				17,910.38
VAT 7%				1,253.73
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน)	(2)			**19,164.11**

3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ

VSPP จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน)	(1) - (2)	**7,045.15**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้าน้อยกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		664,950	656,425	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		3,000	3,500	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			2,000	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			141	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		554,125	281,325	หน่วย
1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	1,321,375	หน่วย		

		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)	Peak	2.8408	664,950	1,888,989.96
	Off Peak	1.2246	656,425	803,858.06
				2,692,848.02
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	3000	630,000
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	141	1,976.82
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	1,321,375	1,036,222.28
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				4,361,275.28
VAT 7%				305,289.27
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				4,666,564.55
2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	835,450	หน่วย		

		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
หักค่าดำเนินการ 2 % จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายปลีก		2.8408	554,125	1,574,158.30
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	0	0.00
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายปลีก		1.2246	281,325	344,510.60
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	0	0.00
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				1,918,668.90
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายปลีก	0.7842	835,450	655,159.89
	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	0	0.00
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				2,573,828.79
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ บวกกลับหน่วย 2%)	ชีวมวล	0.30	-	0.00
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				2,573,828.79
VAT 7%				180,168.01
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				2,753,996.80
3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ				
VSPP จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (1) - (2)				1,912,567.75

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้ามากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		554,125.00	281,325	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		3,000	3,500	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			200	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			141	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		664,950.00	656,425	หน่วย
1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	835,450	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	554,125	1,574,158.30
	Off Peak	1.2246	281,325	344,510.60
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				1,918,668.90
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	3,000	630,000
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	141	1,976.82
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	835,450	655,159.89
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				3,206,033.78
VAT 7%				224,422.36
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				**3,430,456.14**
2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	1,321,375	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
หักค่าดำเนินการ 2 % จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	Peak		2,217	หน่วย
	Off Peak		7,502	หน่วย
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		108,609	หน่วย
	Off Peak		367,598	หน่วย
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายปลีก		2.8408	554,125	1,574,158.30
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	108,609	317,983.97
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายปลีก		1.2246	281,325	344,510.60
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	367,598	410,018.81
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				2,646,671.67
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายปลีก	0.7842	835,450	655,159.89
	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	476,207	370,822.00
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				3,672,653.56
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ บวกกลับหน่วย 2%)	ชีวมวล	0.30	485,925	145,777.50
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				3,818,431.06
VAT 7%				267,290.17
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				**4,085,721.24**
3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ				
VSPP ได้รับเงินค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (2) - (1)				**655,265.10**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดกลาง - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้าเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)[1]

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		664,950	656,425	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		3,000	3,500	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			2,000	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			141	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		664,950	656,425	หน่วย
1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	1,321,375	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	664,950	1,888,989.96
	Off Peak	1.2246	656,425	803,858.06
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				2,692,848.02
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	3000	630,000
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	141	1,976.82
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	1,321,375	1,036,222.28
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				4,361,275.28
VAT 7%				305,289.27
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				**4,666,564.55**
2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	1,321,375	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
หักค่าดำเนินการ 2 % จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายปลีก		2.8408	664,950	1,888,989.96
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	0	0.00
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายปลีก		1.2246	656,425	803,858.06
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	0	0.00
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				2,692,848.02
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายปลีก	0.7842	1,321,375	1,036,222.28
	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	0	0.00
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				3,729,070.29
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยที่ > ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย บวกกลับหน่วย 2%)	ชีวมวล	0.30	-	0.00
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				3,729,070.29
VAT 7%				261,034.92
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				**3,990,105.21**
3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ				
VSPP จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (1) - (2)				**676,459.34**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

(1) หน่วยซื้อ/ขาย ในแต่ละช่วงเวลา (Peak, Off Peak) เท่ากัน

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดกลาง - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้าเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)[2]

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		664,950	656,425	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		3,000	3,500	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			2,000	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			141	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		664,450	656,925	หน่วย
1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	1,321,375	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	664,950	1,888,989.96
	Off Peak	1.2246	656,425	803,858.06
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				2,692,848.02
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	3000	630,000
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	141	1,976.82
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	1,321,375	1,036,222.28
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				4,361,275.28
VAT 7%				305,289.27
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				**4,666,564.55**
2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	1,321,375	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
หักค่าดำเนินการ 2 % จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายปลีก		2.8408	664,450	1,887,569.56
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	0	0.00
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายปลีก		1.2246	656,425	803,858.06
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	500	557.70
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				2,691,985.32
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายปลีก	0.7842	1,320,875	1,035,830.18
	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	500	389.35
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				3,728,204.84
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยที่ > ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย บวกกลับหน่วย 2%)	ชีวมวล	0.30	-	0.00
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				3,728,204.84
VAT 7%				260,974.34
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				**3,989,179.18**
3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ				
VSPP จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (1) - (2)				**677,385.37**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

(2) หน่วยซื้อ/ขาย ในแต่ละช่วงเวลา (Peak, Off Peak) ไม่เท่ากัน

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน
(ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบ > 6 เมกะวัตต์ และไม่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้า)

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	2,958,175	1,551,550	1,406,625	หน่วย
การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)				
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
หักค่าดำเนินการ 2 % จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	Peak		31,031	หน่วย
	Off Peak		28,133	หน่วย
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		1,520,519	หน่วย
	Off Peak		1,378,493	หน่วย
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	1,520,519	4,451,775.53
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	1,378,493	1,537,570.53
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				5,989,346.06
ค่า F_t (บาท/หน่วย)	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	2,899,012	2,257,460.26
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า F_t				8,246,806.32
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ บวกกลับหน่วย 2%)	ชีวมวล	0.30	2,958,175	887,452.50
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				9,134,258.82
VAT 7%				639,398.12
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน)				**9,773,656.93**

หมายเหตุ : Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

กรณี VSPP มีความประสงค์ซื้อไฟสำรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การคิดค่าไฟฟ้าสำรองเป็นไปตามประกาศอัตราค่าไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบมากกว่า 6 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้าน้อยกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		1,773,200	1,594,175	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		8,000	8,500	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			5,000	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			42	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		1,662,375	1,219,075	หน่วย
1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	3,367,375	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	1,773,200	5,037,306.56
	Off Peak	1.2246	1,594,175	1,952,226.71
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				6,989,533.27
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	8,000	1,680,000
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	42	594.45
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	3,367,375	2,640,695.48
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				11,311,051.36
VAT 7%				791,773.60
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				**12,102,824.95**
2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	2,881,450	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
หักค่าดำเนินการ 2 % จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	1,662,375	4,867,101.53
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	1,219,075	1,359,756.26
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				6,226,857.78
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	2,881,450	2,243,785.12
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				8,470,642.90
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ บวกกลับหน่วย 2%)	ชีวมวล	0.30	-	0.00
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				8,470,642.90
VAT 7%				592,945.00
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				**9,063,587.90**
3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ				
VSPP จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (1) - (2)				**3,039,237.06**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบมากกว่า 6 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้ามากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		1,329,900	937,750	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		6,000	5,000	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			5,000	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			1,282	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		1,773,200	1,406,625	หน่วย

1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	2,267,650	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	1,329,900	3,777,979.92
	Off Peak	1.2246	937,750	1,148,368.65
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				4,926,348.57
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	6,000	1,260,000
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	1,282	17,970.84
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	2,267,650	1,778,291.13
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				7,982,838.71
VAT 7%				558,798.71
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				**8,541,637.42**

2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	3,179,825	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
หักค่าดำเนินการ 2 % จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	Peak		8,866	หน่วย
	Off Peak		9,378	หน่วย
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		434,434	หน่วย
	Off Peak		459,498	หน่วย
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	1,764,334	5,165,617.09
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	1,397,248	1,558,489.86
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				6,724,106.95
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	3,161,581.5	2,461,923.51
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				9,186,030.46
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ บวกกลับหน่วย 2%)	ชีวมวล	0.30	912,175	273,652.50
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				9,459,682.96
VAT 7%				662,177.81
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				**10,121,860.77**
3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ				
VSPP ได้รับเงินค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (2) - (1)				**1,580,223.35**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบมากกว่า 6 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดกลาง - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้าเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) [1]

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		1,773,200	1,406,625	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		8,000	7,500	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			5,000	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			42	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		1,773,200	1,406,625	หน่วย
1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	3,179,825	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	1,773,200	5,037,306.56
	Off Peak	1.2246	1,406,625	1,722,552.98
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				6,759,859.54
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	8000	1,680,000
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	42	594.45
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	3,179,825	2,493,618.77
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				10,934,300.92
VAT 7%				765,401.06
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				**11,699,701.98**
2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	3,179,825	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
หักค่าดำเนินการ 2 % จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	1,773,200	5,191,574.96
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	1,406,625	1,568,949.53
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				6,760,524.49
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	3,179,825	2,476,129.73
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				9,236,654.21
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยที่ > ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย บวกกลับหน่วย 2%)	ชีวมวล	0.30	-	0.00
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				9,236,654.21
VAT 7%				646,565.79
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				**9,883,220.01**
3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ				
VSPP จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (1) - (2)				**1,816,481.97**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

(1) หน่วยซื้อ/ขาย ในแต่ละช่วงเวลา (Peak, Off Peak) เท่ากัน

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน (ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบมากกว่า 6 เมกะวัตต์)

กรณีเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดกลาง - อัตรา TOU แรงดันต่ำ (VSPP ขายไฟฟ้าเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)[2]

ประเภทเชื้อเพลิง : ชีวมวล

		Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		1,773,200	1,406,625	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า		8,000	7,500	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ			5,000	kVAr
kVAr คิดเงินค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak)			42	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย		1,772,700	1,407,125	หน่วย
1. การคำนวณค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	3,179,825	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
	Peak	2.8408	1,773,200	5,037,306.56
	Off Peak	1.2246	1,406,625	1,722,552.98
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				6,759,859.54
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		210.00	8000	1,680,000
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)		14.02	42	594.45
ค่า Ft (บาท/หน่วย)		0.7842	3,179,825	2,493,618.77
ค่าบริการ (บาท/เดือน)				228.17
รวม (บาท/เดือน)				10,934,300.92
VAT 7%				765,401.06
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)				**11,699,701.98**
2. การคำนวณค่าไฟฟ้าของ VSPP (VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)	3,179,825	หน่วย		
		ราคา	ปริมาณ	เงินรวม
หักค่าดำเนินการ 2 % จากหน่วยที่ VSPP ขายมากกว่าซื้อ	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ หลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		-	หน่วย
	Off Peak		-	หน่วย
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		2.9278	1,772,700	5,190,111.06
จำนวนหน่วยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		1.1154	1,407,125	1,569,507.23
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				6,759,618.29
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	3,179,825	2,476,129.73
รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft				9,235,748.01
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยที่ > ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย บวกกลับหน่วย 2%)	ชีวมวล	0.30	-	0.00
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				9,235,748.01
VAT 7%				646,502.36
รวมค่าไฟฟ้าที่ VSPP เรียกเก็บ (บาท/เดือน) (2)				**9,882,250.37**
3. การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิ				
VSPP จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (บาท/เดือน) (1) - (2)				**1,817,451.61**

หมายเหตุ : Ft ขายปลีก และ Ft ขายส่งเฉลี่ย ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2549

(2) หน่วยซื้อ/ขาย ในแต่ละช่วงเวลา (Peak, Off Peak) ไม่เท่ากัน

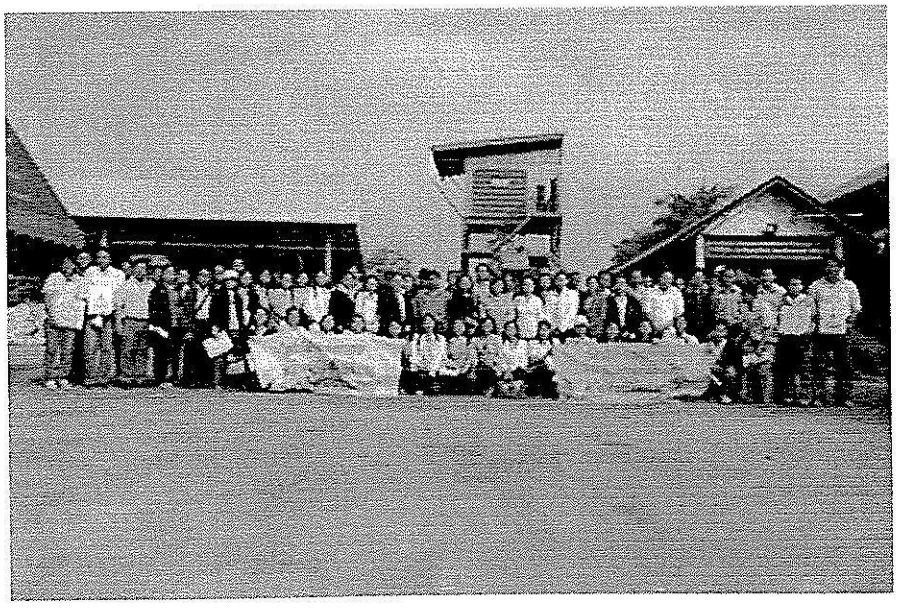
ภาคผนวก ง

ประมวลภาพงานสัมมนา

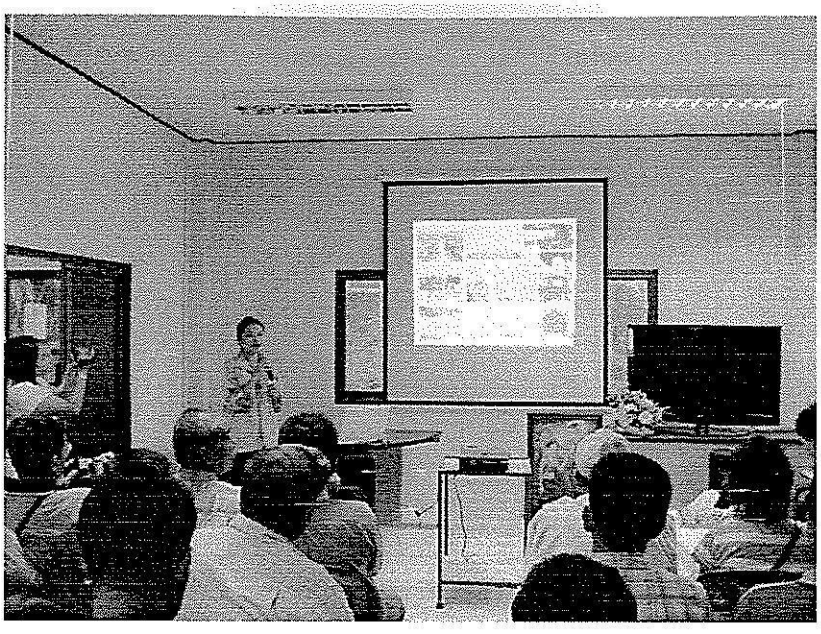
ภาคผนวก ง

ภาพกิจกรรมสัมมนา

รูปที่ ง-1 การจัดอบรมเผยแพร่ผลงานวิจัย ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน



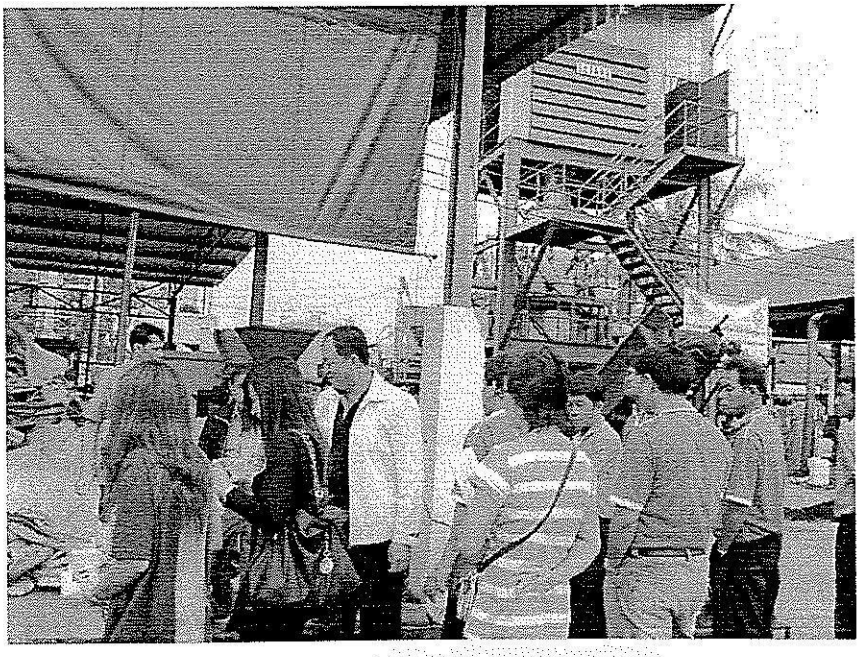
รูปที่ ง-2 การจัดอบรมเผยแพร่ผลงานวิจัย ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน



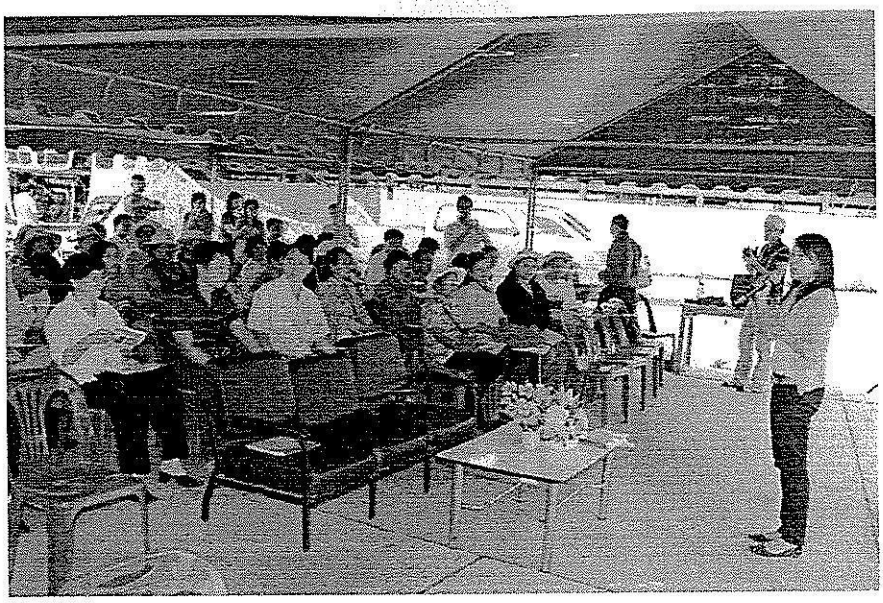
รูปที่ ง-3 การจัดอบรมเผยแพร่ผลงานวิจัย ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน

รูปที่ ง-4 การจัดอบรมเผยแพร่ผลงานวิจัย ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน

รูปที่ ง-5 การจัดอบรมเผยแพร่ผลงานวิจัย ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน



รูปที่ ง-6 การจัดอบรมเผยแพร่ผลงานวิจัย ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน



รูปที่ ง-7 การจัดอบรมเผยแพร่ผลงานวิจัย ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน

รูปที่ ง-8 การจัดอบรมเผยแพร่ผลงานวิจัย ของต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อน

ประวัตินักวิจัย

หัวหน้าโครงการ

1. ชื่อ-นามสกุล ดร. วีรชัย อาจหาญ

Dr. WEERACHAI ARJHARN

2. หมายเลขบัตรประชาชน 3 1799 00014 82 4 วัน เดือน ปี เกิด 5 มิถุนายน 2513

3. ตำแหน่งปัจจุบัน ผู้ช่วยศาสตราจารย์/หัวหน้าสาขาวิชาวิศวกรรมเกษตร

4. หน่วยงานที่อยู่ที่ติดต่อได้

สาขาวิชาวิศวกรรมเกษตร สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

111 ถ. มหาวิทยาลัย ต. สุรนารี อ. เมือง จ. นครราชสีมา 30000

โทรศัพท์/ โทรสาร 044-224225, 044-225007

E-mail : arjharh@g.sut.ac.th

5. การศึกษา

1. Ph.D. สาขาวิศวกรรมเกษตร University of Tsukuba, Japan. พ.ศ. 2544
2. วศ.ม. วิศวกรรมเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ พ.ศ.2540
3. วท.บ. เกษตรกลวิธาน มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ พ.ศ.2537

สาขาวิชาที่มีความชำนาญพิเศษ (แตกต่างจากวุฒิการศึกษา)

- Energy (Renewal energy and their applications)
- Environmental and Resources Management (Waste management)

6. ประวัติการทำงาน

2550-ปัจจุบัน	:	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมเกษตร
	:	หัวหน้าสาขาวิชาวิศวกรรมเกษตร สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์
	:	หัวหน้าศูนย์ความเป็นเลิศทางด้านชีวมวล สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
พ.ศ. 2548 - 2550	:	รักษาการหัวหน้าสาขาวิชาวิศวกรรมเกษตร
	:	รักษาการรองผู้จัดการฟาร์มมหาวิทยาลัย สำนักวิชาเทคโนโลยีการเกษตร มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จ.นครราชสีมา

พ.ศ. 2544- 2549 : อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมเกษตร
สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
จ.นครราชสีมา

7. ประสบการณ์การทำงาน

7.1 ประสบการณ์โดยสรุป:

ประสบการณ์ 15 ปี ในการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานทดแทน ปี 2537-2543 (7 ปี) วิจัยและพัฒนา การประยุกต์ใช้พลังงานแสงอาทิตย์มาใช้เป็นต้นกำลังในรถแทรกเตอร์เกษตร โดยการพัฒนาต้นแบบรถแทรกเตอร์พลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 15 hp ซึ่งเป็นวิทยานิพนธ์ระดับปริญญาโท-เอก ปี 2544-ปัจจุบัน (8 ปี) เน้นการวิจัยและพัฒนาด้านพลังงานชีวมวล//ชีวภาพและการอนุรักษ์พลังงานในอาคารและโรงงาน ทั้งส่วนของการวิจัยและพัฒนา และเป็นผู้เชี่ยวชาญให้คำปรึกษา แก้ไขปัญหาและวางแผนยุทธศาสตร์ด้านพลังงาน เช่น การนำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทน การพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตน้ำมันไบโอดีเซล การพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตแก๊สชีวมวล (Biomass Gasification) การพัฒนาเทคโนโลยีการก่อสร้างระบบผลิตแก๊สชีวภาพ การพัฒนาระบบการใช้ประโยชน์จากแก๊สชีวมวลและแก๊สชีวภาพ การดัดแปลงเครื่องยนต์ดีเซลใช้กับแก๊สชีวมวลและแก๊สชีวภาพ การศึกษาเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass Feedstock Technology) การพัฒนาเทคโนโลยีการปลูกพืชพลังงาน เช่น ไม้โตเร็วสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ตลอดจนการวิเคราะห์และตรวจวัดการใช้พลังงานในอาคารและโรงงาน

7.2 ผลงานการบริหารโครงการ

พ.ศ. 2544 – ปัจจุบัน

1) โครงการออกแบบและทดสอบเครื่องอัดแท่งชีวมวลสำหรับผลิตถ่านชีวภาพ (วิจัย: มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2545

2) โครงการหน่วยงานที่ปรึกษาในเครือข่ายฯ โครงการส่งเสริมการผลิตแก๊สชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ขนาดกลาง (ระยะที่ 3) ฟาร์มขนาดกลาง (ผู้ว่าจ้าง: มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ และ สนพ.) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2545

- ฟาร์มเรืองศิริ จ. ขอนแก่น 1000 m^3
- ฟาร์มคุณประยุทธ์ จ. ชลบุรี 1000 m^3
- ฟาร์มสุกรจักรกริช จ. ชลบุรี 1000 m^3
- ฟาร์มพนัสพันธุ์สัตว์ จ. ชลบุรี 1000 m^3
- ฟาร์มบูรพา จ. ร้อยเอ็ด 1000 m^3
- ฟาร์มธงชัย จ. บุรีรัมย์ 400 m^3
- ไทยฟาร์ม จ. บุรีรัมย์ 500 m^3
- ฟาร์มกุดรัง จ. มหาสารคาม 1000 m^3

3) โครงการออกแบบและทดสอบระบบกกลูกสุกรในโรงเรือนอนุบาล โดยใช้แก๊สชีวภาพ (วิจัย: สกว. และบริษัท โฟร์ที จำกัด) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2546

4) โครงการออกแบบเตาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออกสำหรับการผลิตกระแส ไฟฟ้าและการอบแห้ง (วิจัย: มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2546

5) การประเมินวัตถุดิบและเทคโนโลยีการผลิตถ่านชีวมวล (วิจัย: มหาวิทยา ลัยเทคโนโลยีสุรนารี) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2547

6) โครงการศึกษาการสมบัติน้ำมันรำข้าวสำหรับผลิตน้ำมันไบโอดีเซล (ผู้ว่าจ้าง: บริษัท เจียเม้ง จำกัด) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2547

7) โครงการจัดทำกรอบแผนยุทธศาสตร์พลังงานแบบบูรณาการระดับจังหวัด ปี 2547– บุรีรัมย์ – (ผู้ว่าจ้าง: สำนักงานพลังงานภูมิภาคที่ 5 (นครราชสีมา) กระทรวงพลังงาน) ตำแหน่ง ผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงาน / ผู้ประสานงานโครงการ) 2547

8) การประเมินวัตถุดิบและเทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากเหง้ามันสำปะหลัง (วิจัย: มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2548

9) โครงการพัฒนาต้นแบบสถานีผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาดเล็กโดยใช้เตาผลิตแก๊สชีวมวลแบบสองทางออก (วิจัย: มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2548

10) โครงการจัดทำฐานข้อมูลสารสนเทศภูมิศาสตร์ น้ำมันพืชใช้แล้วสำหรับนำมาใช้ผลิตน้ำมันไบโอดีเซล ในจังหวัดนครราชสีมา และจังหวัดเชียงใหม่ (วิจัย: Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry, METI) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2548

11) โครงการจัดทำกรอบแผนยุทธศาสตร์พลังงานแบบบูรณาการระดับจังหวัดปี 2548 – ชัยภูมิ มหาสารคาม ศรีสะเกษ – (ผู้ว่าจ้าง: สำนักงานพลังงานภูมิภาคที่ 5 (นครราชสีมา) กระทรวงพลังงาน) ตำแหน่ง ผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงาน / ผู้ประสานงานโครงการ) 2548

12) โครงการหาพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการปลูกพืชน้ำมันสำหรับผลิตน้ำมันไบโอดีเซล -ปาล์มน้ำมัน ทานตะวัน สบู่ดำ - (วิจัย: Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry, METI) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2549

13) โครงการออกแบบและทดสอบระบบกกลูกสุกรในโรงเรือนคลอดโดยใช้ความร้อนเหลือทิ้ง จากเครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้าด้วยแก๊สชีวภาพ (วิจัย: มทส. และ บริษัท เอสพีเอ็ม จำกัด) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2549

14) โครงการพัฒนาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน (วิจัย: บริษัทซาตาเก้ (ประเทศไทย) จำกัด และ SATAKE CORPERATION CO., LTD JAPAN) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2549

15) โครงการบูรณาการงานด้านพลังงานกับแผนยุทธศาสตร์จังหวัด ปี 2549 (ผู้ว่าจ้าง: สำนักงานพลังงานภูมิภาคที่ 5 (นครราชสีมา) กระทรวงพลังงาน) ตำแหน่ง ผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงาน/ผู้ประสานงานโครงการ) 2549

16) โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการปลูกไม้โตเร็วเพื่อเป็นพลังงานชีวมวล (วิจัย: กองทุนอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2550

17) โครงการศึกษาแนวทางบริหารจัดการเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน (ระดับชุมชน) (วิจัย: กองทุนอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2550

18) โครงการศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก สำหรับชุมชน ระยะที่ 2 (วิจัย: สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2550

19) โครงการศึกษาต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก สำหรับชุมชน 2 (วิจัย: สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2550

20) โครงการ การศึกษาความเป็นไปได้ในการปลูกไม้โตเร็วเพื่อเป็นพลังงานชีวมวลในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ สำนักงบประมาณ ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2550

21) โครงการศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก สำหรับชุมชน ระยะที่ 1 (วิจัย: สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2551

22) โครงการทดสอบประสิทธิภาพเครื่องยนต์ที่ใช้น้ำมันไบโอดีเซล (วิจัย: Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry, METI) ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2552

23) โครงการ การพัฒนากระบวนผลิตวัตถุดิบจากมันสำปะหลังสำหรับอุตสาหกรรมเอทานอล แหล่งทุน ศูนย์นวัตกรรมหลังการเก็บเกี่ยว ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2552

24) โครงการ การศึกษาสังเคราะห์ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทางเลือก แหล่งทุน สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2552

25) การศึกษาแนวทางบริหารจัดการขยะชุมชนเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทนแบบครบวงจร (ระดับชุมชน) สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2553

26) การศึกษาและพัฒนาต้นแบบการจัดการขยะชุมชนเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน (กรณีศึกษาชุมชนขนาดเล็ก ปริมาณขยะ 3-5 ตัน/วัน) กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานโนบายและแผนพลังงานตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2553

27) การผลิตพลังงานจากฟางข้าวเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน ศูนย์นวัตกรรมหลังการเก็บเกี่ยว ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2553

28) การรีไซเคิลลำไยค้างสต๊อค ปี 2546/2547 โดยใช้เป็นพลังงานชีวมวล สำนักงานปลัด กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2553

29)โครงการหมู่บ้านวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี: ต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ตำแหน่ง หัวหน้าโครงการ 2553

7.3 ผลงานตีพิมพ์

1) ***Arjharn W.***, M. Koike, T. Takigawa,. A. Yoda, H. Hasegawa and B. Bahalayodhin. *Preliminary Study on the Applicability of an Electric Tractor (Part 1) – Energy Consumption and Drawbar Pull Performance* – Journal of the Japanese Society of Agricultural Machinery, 63(3), 130-137, 2001.

2) ***Arjharn W.***, M. Koike, T. Takigawa,. A. Yoda, H. Hasegawa and B. Bahalayodhin. *Preliminary Study on the Applicability of an Electric Tractor (Part 2) – Effect of Battery allocation on the Tractive Performance* – Journal of the Japanese Society of Agricultural Machinery, 63(5), 92-99, 2001.

3) Hasegawa, H., Koike, M., Yoda, A., ***Arjharn, W.*** and Sato, S. 2001. *Studies on the Development of Supporting Technology for Rice in View of Environmental (Part 1) - Field Trial for Weed Control by Using Rice Bran Pellets -*. Proceedings of 37th Annual Meeting of the Kanto Regional Unit of JSAM, 4-5.

4) กรัชพล ปรารถนารักษ์, ระวิ โปร่งสี และ ***วีรชัย อาจหาญ.*** 2545. *การออกแบบและทดสอบระบบทำความร้อนสำหรับกกลูกสุกรในโรงเรือนอนุบาลโดยใช้แก๊สชีวภาพ.* วารสารสำนักวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี, 4-5.

5) Jantasiri, J. and **Arjharn W.** 2003. *Design and Testing of the Heating System for Swine Nursery House Using Biogas.* Proceedings of 2003 Annual Meeting of the Thai Society of Agricultural Engineering, 643-650,

6) จิระกุล จันทศิริ และ ***วีรชัย อาจหาญ.*** 2547. การออกแบบและทดสอบระบบทำความร้อนสำหรับกกลูกสุกรในโรงเรือนอนุบาล โดยใช้แก๊สชีวภาพ. วารสารเทคโนโลยีสุรนารี. 10(3). 300-306

7) เจนวิทย์ วรรณพีระ, ณัฐยา พูนสุวรรณ, ศรัลย์ ปานศรีพงษ์ และ **วีรชัย อาจหาญ.** 2547. *การเตรียมและวัดสมบัติถ่านจากวัสดุชีวมวล.* การประชุมวิชาการครั้งที่ 5 ประจำปี 2547, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 469-474.

8) พจนาลัย ชาวห้วยหมาก, ธีระสุต สุขกำเนิด และ ***วีรชัย อาจหาญ.*** 2547. *การใช้คลื่นอัลตร้าโซนิกในการปรับปรุงกระบวนการเกิดปฏิกริยาทรานเอสเทอร์ริฟิเคชั่นของปาล์มน้ำมัน.* การประชุมวิชาการครั้งที่ 5 ประจำปี 2547, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 432-438.

9) Saran Pansiripong, Sarawut Panthon and **Weerachai Arjharn.** (2006). Chassis dynamometer emission test of diesel engine using various % blend of biodiesel. Proceedings of 2003 Annual Meeting of the, Thai Society of Agricultural Engineering, 155-160.

10) Niwat Kongkapee, Saran Pansiripong and **Weerachai Arjharn.** (2006). Performance characteristics of the diesel engine using various % blend of biodiesel . Proceedings of 2003 Annual Meeting of the, Thai Society of Agricultural Engineering, 161-166.

11) Pojanalai Chowhouimak, Terasut Sookkumnerd and **Weerachai Arjharn.** (2006). Chassis dynamometer emission test of diesel engine using various % blend of biodiesel. Proceedings of 2003 Annual Meeting of the, Thai Society of Agricultural Engineering, 147-154.

12) พยุงศักดิ์ จุลยุเสน และ **วีรชัย อาจหาญ**. 2551. ระบบกกลูกสุกรในโรงเรือนคลอดโดยใช้ความร้อนเหลือทิ้งจากเครื่องยนต์แก๊สชีวภาพ. การประชุมวิชาการครั้งที่ 9 ประจำปี 2551, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 176-177.

13) สุภัทร หนูแย้ม, เวียง อากรชี และ **วีรชัย อาจหาญ**. 2551. การศึกษาลักษณะการอบแห้งของเชื้อเพลิงชีวมวลโดยใช้เครื่องอบแห้งแบบโรตารี. การประชุมวิชาการครั้งที่ 9 ประจำปี 2551, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 182-183.

14) ณัฐพงษ์ ประภาการ, พรรษา ลิบลับ และ **วีรชัย อาจหาญ**. 2551. การศึกษาคุณสมบัติกำลังเฉือนของเชื้อเพลิงชีวมวล. การประชุมวิชาการครั้งที่ 9 ประจำปี 2551, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 184-185

15) นิวัฒน์ คงกะพี้, กฤษกร รับสมบัติ และ **วีรชัย อาจหาญ**. 2551. การทดสอบประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน. การประชุมวิชาการครั้งที่ 9 ประจำปี 2551, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 186-187

16) ทิพย์สุภินทร์ หินซุย, ปภัส ชนะโรค และ **วีรชัย อาจหาญ**. 2551. การศึกษามลพิษและของเสียจากโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน. การประชุมวิชาการครั้งที่ 9 ประจำปี 2551, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 188-189

17) **วีรชัย อาจหาญ**, นิวัฒน์ คงกะพี้, กฤษกร รับสมบัติ, ปภัส ชนะโรค และ ทิพย์สุภินทร์ หินซุย. 2551. การศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน การประเมินประสิทธิภาพและผลกระทบด้านมลพิษ. วารสารสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ. ปีที่ 40 เล่มที่ 2 .

18) **วีรชัย อาจหาญ**, ชิงชัย วิริยะบัญชา และ สมิต บุญเสริมสุข. 2551. การศึกษาศักยภาพการปลูกไม้โตเร็วสำหรับใช้ผลิตไฟฟ้าในชุมชนสำหรับประเทศไทย. การประชุมวิชาการครั้งที่ 9 ประจำปี 2551, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 190-191

19) สาวิตรี คำหอม และ **วีรชัย อาจหาญ**. 2551. การศึกษาผลกระทบของสมบัติของเชื้อเพลิงชีวมวลต่อค่าความร้อน. การประชุมวิชาการครั้งที่ 9 ประจำปี 2551, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 192-193

20) **Weerachai Arjharn**, Pansa Liplap and Payungsak Junyusen. (2008). The Study on a Small-Scale Biomass Gasifiction Power Plant for a Rural Electricity Production in Thailand. Proceedings of 2008 The 43rd Annual Meeting Japanese Society of Farm Wor

21) Payungsak Junyusen, **Weerachai Arjharn** and Pansa Liplap. (2008). Utilization of a Biogas Combined Heat and Power System for Warming Piglets in Farrowing House. Proceedings of 2008 The 43rd Annual Meeting Japanese Society of Farm Work Research, 171

22) Pansa Liplap and, **Weerachai Arjharn** and Payungsak Junyusen. (2008). A Study on Shearing Characteristics of Biomass Fuel. Proceedings of 2008 The 43rd Annual Meeting Japanese Society of Farm Work Research, 173-174.

23) ทิพย์สุภินทร์ หินซุย, **วีรชัย อาจหาญ**, บุญชัย วิจิตรเสถียร และ สมรัฐ เกิดสุวรรณ (2552). การผลิตพลังงานและมลพิษสิ่งแวดล้อมจากการใช้กากตะกอนน้ำเสียกับเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น. การประชุมวิชาการสมาคมวิศวกรรมสิ่งแวดล้อมแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 8. หน้า 225.

24) สาวิตรี คำหอม, **วีรชัย อาจหาญ** และชาญชัย ทองโสภา. 2552. การศึกษาการประยุกต์ใช้เตาอบไมโครเวฟแบบสายพานในกระบวนการนึ่งปาล์มน้ำมัน. การประชุมวิชาการครั้งที่ 10 ประจำปี 2552, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 36-41.

25) พินิจ จิรัคกุล, วีรชัย อาจหาญ, สุภัทร หนูแย้ม และสาวิตรี คำหอม. 2552. การศึกษาต้นทุนการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลไม่เชิงพาณิชย์. การประชุมวิชาการครั้งที่ 10 ประจำปี 2552, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 380-385.

26) สุภัทร หนูแย้ม, เวียง อากรชี และ **วีรชัย อาจหาญ**. 2552. การศึกษาการใช้ประโยชน์จากความร้อนเหลือทิ้งจากเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับใช้ในการอบแห้งเชื้อเพลิงชีวมวล. การประชุมวิชาการครั้งที่ 10 ประจำปี 2552, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 396-401.

27) พินิจ จิรัคคกุล, **วีรชัย อาจหาญ** และ พรรษา ลิบลับ.2553. การศึกษาต้นทุนการผลิตเหง้ามันสำปะหลังเพื่อเป็นเชื้อเพลิงชีวมวล. การประชุมวิชาการระดับชาติและนานาชาติ มหาวิทยาลัยขอนแก่น ประจำปี 2553 หัวข้อ "การพัฒนาชนบทที่ยั่งยืน" ครั้งที่ 2

28) เกียรติศักดิ์ นิคมชัยประเสริฐ, คงเดช พะสีนาม และ **วีรชัย อาจหาญ**. 2553. การศึกษาสมรรถนะและการสึกหรอของเครื่องยนต์ดีเซลเมื่อใช้น้ำมันไบโอดีเซลผสม. การประชุมวิชาการครั้งที่ 11 ประจำปี 2553, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 333-338.

29) ลงเดช พะสีนาม และ **วีรชัย อาจหาญ**. 2553. การศึกษาสมรรถนะและการสึกหรอของเครื่องยนต์ดีเซลเมื่อใช้น้ำมันไบโอดีเซลผสม. การประชุมวิชาการครั้งที่ 11 ประจำปี 2553, สมาคมวิศวกรรมเกษตรแห่งประเทศไทย. 339-344.

31) **วีรชัย อาจหาญ**. 2553. การศึกษาต้นแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน (ระยะที่ 2). วารสารสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ด้านพลังงานฉบับพิเศษ (วช. ครบรอบ 50 ปี)